

江西省天然气集团有限公司
广丰支线延长线输气管道工程项目
安全条件评价报告
(终稿)

建设单位：江西省天然气集团有限公司

建设单位法定代表人：黄 强

建设项目单位：江西省天然气集团有限公司

建设项目单位主要负责人：黄 强

建设项目单位联系人：龚志明

建设项目单位联系电话：15770844962

江西省天然气集团有限公司

2022年6月22日

江西省天然气集团有限公司
广丰支线延长线输气管道工程项目
安全条件评价报告
(终稿)

评价单位名称：江西赣安安全生产科学技术咨询服务中心

法定代表人：朱文华

技术负责人：马程

评价项目负责人：谢寒梅

评价单位联系电话：0791-87379377

江西赣安安全生产科学技术咨询服务中心

2022年6月22日

安全评价技术服务承诺书

一、在本项目安全评价活动过程中，我单位严格遵守《安全生产法》及相关法律、法规和标准的要求。

二、在本项目安全评价活动过程中，我单位作为第三方，未受到任何组织和个人的干预和影响，依法独立开展工作，保证了技术服务活动的客观公正性。

三、我单位按照实事求是的原则，对本项目进行安全评价，确保出具的报告均真实有效，报告所提出的措施具有针对性、有效性和可行性。

四、我单位对本项目安全评价报告中结论性内容承担法律责任。

江西赣安安全生产科学技术咨询服务中心

2022年6月22日

规范安全生产中介行为的九条禁令

一、禁止从事安全生产和职业卫生服务的中介服务机构（以下统称中介机构）租借资质证书、非法挂靠、转包服务项目的行为；

二、禁止中介机构假借、冒用他人名义要求服务对象接受有偿服务，或者恶意低价竞争以及采取串标、围标等不正当竞争手段，扰乱技术服务市场秩序的行为；

三、禁止中介机构出具虚假或漏项、缺项技术报告的行为；

四、禁止中介机构出租、出借资格证书、在报告上冒用他人签名的行为；

五、禁止中介机构有应到而不到现场开展技术服务的行为；

六、禁止安全生产监管部门及其工作人员要求生产经营单位接受指定的中介机构开展技术服务的行为；

七、禁止安全生产监管部门及其工作人员没有法律依据组织由生产经营单位或机构支付费用的行政性评审的行为；

八、禁止安全生产监管部门及其工作人员干预市场定价，违规擅自出台技术服务收费标准的行为；

九、禁止安全生产监管部门及其工作人员参与、擅自干预中介机构从业活动，或者有获取不正当利益的行为。

（江西省天然气集团有限公司广丰支线延长线输气管道工程项
目）安全条件评价报告评价人员签字页

	姓名	专业	资格证书号	从业登记编号	签字
项目负责人	谢寒梅	电气	S011035000110192001584	027089	
项目组 成员	谢寒梅	电气	S011035000110192001584	027089	
	周红波	防腐	1700000000100121	020702	
	刘志强	油气储运	0800000000204020	006935	
	檀廷斌	工艺设备与控制	1600000000200717	029648	
	黎余平	安全	S011035000110192001601	029624	
报告编制人	谢寒梅	电气	S011035000110192001584	027089	
	黎余平	安全	S011035000110192001601	029624	
报告审核人	占 伟	自动化	S011035000110192001525	027085	
过程控制负责人	王海波	化学工程	S011035000110201000579	032727	
技术负责人	马 程	机械	S011035000110191000622	029043	

前言

江西省天然气集团有限公司成立于2021年10月27日，注册资本：捌亿陆仟柒佰柒拾陆万陆仟元整，公司类型：有限责任公司（非自然人投资或控股的法人独资），法定代表人：黄强，经营范围：天然气项目的投资、建设、运营及管理；压缩天然气和液化天然气的投资、开发、批发及利用；天然气加气站的投资与管理；售电、配电业务，分布式能源项目开发管理、规划设计服务，合同能源管理，新能源项目的投资、开发及利用；新能源技术服务、技术咨询、技术转让，天然气工程的建设、安装、施工及维修；电力工程设计，电力水利工程施工，电力设备安装、销售、维护、燃气管道的采购、防腐剂销售；燃气设备的生产、销售及配套服务；成套设备的租赁；信息咨询服务；贸易代理服务；天然气的其他相关业务天然气运输业务及相关业务；压缩天然气（CNG）和液化石油气（LNG）的建设、管理、经营及销售（仅限分支机构特证经营）。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）许可项目：消防技术服务，特种设备检验检测服务，特种设备安装改造修理，雷电防雷装置检测（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）一般项目：土石方工程施工，信息系统集成服务，劳务服务（不含劳务派遣），计量服务，软件开发，物联网应用服务（除许可业务外，可自主依法经营法律法规非禁止或限制的项目）。

广丰支线延长线输气管道工程项目（以下简称“本项目”）位于江西省上饶市广丰区境内，管道起点为流源阀室预留接口，与下游交界面为广丰燃气门站进站方向围墙处。线路水平长度约为6.9km，沿线地区等级为三级地区，设计管径 $\Phi 219.1$ （DN200），设计压力6.3MPa，设计输气规模为 $2.0 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，广丰燃气门站内新增一个球筒，项目配套利用流源阀室和广丰燃气门站。本项目起点处流源阀室不在本次评价范围之内；广丰燃气门站已建设，不在本次评价范围内。

根据《危险化学品目录》（2015版），本项目涉及到的危险化学品为天然气，不涉及剧毒化学品、易制毒化学品，天然气为重点监管的危险化学品，输送状态为气态，不涉及特别管控危险化学品。

为贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的安全生产方针，落实《中华人民共和国安全生产法》《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》（国家安全生产监督管理总局令[2010]第36号，第77号修正）《危险化学品安全管理条例》（国务院令[2013]第645号）及《危险化学品建设项目安全监督管理办法》（国家安全生产监督管理总局令第

45号，第79号修正）等国家法律、法规的有关要求，推进江西省天然气集团有限公司广丰支线延长线输气管道工程项目在设计上实现本质安全化，江西赣安安全生产科学技术咨询服务中心受江西省天然气集团有限公司的委托，对江西省天然气集团有限公司广丰支线延长线输气管道工程项目进行安全预评价。

我中心于2022年2月组织项目评价组对现场进行了勘查。依据建设单位提供的本建设项目工艺过程、物质、主要设备和操作条件等资料，研究该项目固有的危险、有害因素，预测主要事故种类。依据分析结果，划分出评价单元，进行定性、定量评价，确定各评价单元危险、有害因素和主要事故发生的原因及危险、有害程度。最后进行评价结果的综合分析，依据各单元评价结果，对该项目安全设施设计单位、施工单位和生产运行单位提出有针对性的安全对策措施建议，进而做出评价结论。根据上述评价过程，评价组按照《安全评价通则》（AQ8001-2007）、《安全预评价导则》（AQ8002-2007）、《陆上油气管道建设项目安全评价导则》（AQ/T3057-2019）编制完成本报告。

评价组在工作中得到了江西省天然气集团有限公司相关人员的大力支持和帮助，在此表示感谢。

目录

前言	V
1 评价概述	1
1.1 评价目的	1
1.2 评价原则	1
1.3 评价依据	1
1.4 评价范围及内容	9
1.5 评价程序	9
1.6 附加说明	10
2 建设项目概况	11
2.1 基本情况	11
2.2 建设项目基本情况	14
2.3 自然及社会环境概况	20
2.4 线路工程	23
2.5 主要工艺设备	50
2.6 公用工程	50
2.7 安全管理	63
2.8 维（抢）修	64
2.9 安全投入	64
3 危险、有害因素辨识与分析	65
3.1 危险、有害物质	65
3.2 危险工艺、重点监管的危险化学品辨识	68
3.3 主要危险因素分析	69
3.4 主要有害因素分析	77
3.5 管道线路危险有害因素分析	78
3.6 阀室危险和有害因素分析	81
3.7 施工过程危险和有害因素分析	81
3.8 自然危害因素	88

3.9 社会环境危害因素辨识	92
3.10 安全管理危险有害因素辨识	94
3.11 爆炸危险区域划分	96
3.12 危险化学品重大危险源辨识	97
3.13 危险、有害因素分析小结	97
4 评价单元划分及安全评价方法选择、简介	99
4.1 评价单元划分的原则	99
4.2 评价单元划分	99
4.3 评价方法简介	100
5 单元安全评价	106
5.1 基本安全条件	106
5.2 线路工程	107
5.3 公用工程评价	127
5.4 安全管理	134
6 结论与建议	136
6.1 结论	136
6.2 对安全设施设计的建议	137
6.3 对施工的建议	145
6.4 对生产运行的建议	149
7 附件与附图	155
7.1 附件	155
7.2 附图	155

1 评价概述

1.1 评价目的

1、贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的安全生产方针，落实《中华人民共和国安全生产法》《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》（国家安全生产监督管理总局令[2010]第36号，第77号修正）《危险化学品建设项目安全监督管理办法》（国家安全生产监督管理总局令第45号，第79号修正）等国家法律、法规的有关要求。

2、根据江西省天然气集团有限公司提供的《江西省天然气集团有限公司广丰支线延长线输气管道工程项目可行性研究报告》等资料描述的工艺过程、输送物质、主要设备和操作条件等，确定其与安全生产法律法规、标准、行政规章、规范的符合性，预测发生事故的可能性和严重程度，对输气管道建设项目存在的危害和风险进行识别、分析、评价。

3、提出《可行性研究》中已有的和评价后补充的安全对策措施，评价采取措施后的系统是否能满足安全要求，作出安全评价结论，为该建设项目安全设施设计提供依据，同时为当地应急管理部门及其他负有安全生产监督管理职责的部门对项目的安全监察提供参考依据。

1.2 评价原则

本次安全预评价所遵循的原则是：

1、认真贯彻国家现行安全生产法律、法规，严格执行国家标准与规范，力求评价的科学性与公正性。

2、采用科学、适用的评价技术方法，力求使评价结论客观，符合建设项目的生产实际。

3、深入现场，深入实际，充分发挥评价人员和有关专家的专业技术优势，在全面分析危险、有害因素的基础上，提出较为有效的安全对策措施。

4、诚信、负责，为企业服务。

1.3 评价依据

1.3.1 法律、法规

1、《中华人民共和国安全生产法》（主席令[2021]第88号，2021年9月1日起

实施)

2、《中华人民共和国劳动法》(2018年12月29日第十三届全国人民代表大会常务委员会第七次会议通过“关于修改《中华人民共和国劳动法》等七部法律的决定”,2018年12月29日施行)

3、《中华人民共和国石油天然气管道保护法》(主席令[2010]第30号,2010年10月1日起施行)

4、《中华人民共和国消防法》(修改)(主席令[2021]第81号进行修改)

5、《中华人民共和国职业病防治法》(主席令[2018]第24号,2018年12月29日第四次修正,2019年修改)

6、《中华人民共和国特种设备安全法》(主席令[2013]第4号,2013年6月29日第十二届全国人民代表大会常务委员会第三次会议通过,2014年1月1日起实施)

7、《中华人民共和国防洪法》(根据2016年7月2日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议《全国人民代表大会常务委员会关于修改〈中华人民共和国节约能源法〉等六部法律的决定》第三次修正)

8、《中华人民共和国建筑法》(2019年修正,2019年4月23日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十次会议通过,自公布之日起施行)

9、《中华人民共和国道路交通安全法》(国家主席令[2021]第81号,自2021年4月29日起施行)

10、《中华人民共和国突发事件应对法》(国家主席令[2007]第69号,由中华人民共和国第十届全国人民代表大会常务委员会第二十九次会议于2007年8月30日通过,自2007年11月1日起施行)

11、《危险化学品安全管理条例》(国务院令第591号,2011年12月1日起施行,2013年国务院令第645号修改)

12、《工伤保险条例》(国务院令第586号,2011年1月1日起施行)

13、《劳动保障监察条例》(国务院令第423号,2004年12月1日起施行)

14、《使用有毒物品作业场所劳动保护条例》(国务院令第352号,2002年4月30日起施行)

15、《中华人民共和国监控化学品管理条例》(国务院令第190号,1995年12月27日起施行,2011年国务院令第588号修订)

16、《〈中华人民共和国监控化学品管理条例〉实施细则》(工信部令第48号,自

2019年1月1日起实施)

17、《易制毒化学品管理条例》(含三个增补函)(国务院令 第666号修订,2018年9月18日公布的国务院令 第703号《国务院关于修改部分行政法规的决定》第六条修改,2021年5月28日附表中增列 γ -丁内酯为第三类易制毒化学品)

18、《铁路安全管理条例》(国务院令 第639号,2014年1月1日起施行)

19、《公路安全保护条例》(国务院令 第593号,2011年7月1日起施行)

20、《关于特大安全事故行政责任追究的规定》(国务院令 第302号,2001年4月21日起实施)

21、《安全生产许可证条例》(国务院令 第397号,2004年1月7日起实施,2014年7月9日国务院令 第653号进行修改)

22、《建设工程安全生产管理条例》(国务院令 第393号,2003年11月12日国务院第28次常务会议通过,自2004年2月1日起施行)

23、《建设工程勘察设计管理条例》(国务院令 第293号,2017年修改)

24、《女职工劳动保护特别规定》(国务院令[2012]第619号,经2012年4月18日国务院第200次常务会议通过,自公布之日起施行)

25、《中共中央国务院关于推进安全生产领域改革发展的意见》(2016年12月9日)

26、《国务院办公厅关于印发危险化学品安全综合治理方案的通知》(国办发〔2016〕88号)

27、《生产安全事故应急条例》(国务院令 第708号,自2019年4月1日起施行)

28、《地质灾害防治条例》(国务院令[2003]第394号,2003年11月19日国务院第29次常务会议通过,自2004年3月1日起施行)

29、《特种设备安全监察条例》(国务院令 第549号,2009年5月1日起施行)

30、《全国安全生产专项整治三年行动计划》

31、《江西省石油天然气管道建设和保护办法》江西省政府令 第221号(自2016年3月1日起施行)

32、《江西省生产安全事故隐患排查治理办法》江西省人民政府令 第238号(自2018年12月1日起施行)

1.3.2 规章及规范性文件

- 1、《关于处理石油管道和天然气管道与公路相互关系的若干规定（试行）》交通部、石油部〔（78）交公路字 698 号〕
- 2、《国务院关于进一步加强企业安全生产工作的通知》国发〔2010〕23 号
- 3、《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》国家安监总局第 30 号令（第 63、80 号令修改）
- 4、《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》国家安监总局令第 36 号（第 77 号令修改）
- 5、《危险化学品建设项目安全监督管理办法》国家安监总局第 45 号令（第 79 号令修改）
- 6、《工作场所职业卫生监督管理规定》中华人民共和国国家卫生健康委员会令 2020 年第 5 号
- 7、《职业病危害项目申报办法》国家安全生产监督管理总局令 2012 年第 48 号
- 8、《用人单位职业健康监护监督管理办法》国家安全生产监督管理总局令 2012 年第 49 号
- 9、《危险化学品登记管理办法》国家安全生产监督管理总局令 2012 年第 53 号
- 10、《国家安全监管总局关于修改〈生产经营单位安全培训规定〉等 11 件规章的决定》国家安监总局第 63 号令
- 11、《国家安全监管总局关于修改〈生产安全事故报告和调查处理条例〉罚款处罚暂行规定等四部规章的决定》国家安全生产监督管理总局令 77 号
- 12、《国家安全监管总局关于废止和修改危险化学品等领域七部规章的决定》国家安全生产监督管理总局令 79 号
- 13、《国家安全监管总局关于废止和修改劳动防护用品和安全培训等领域十部规章的决定》国家安全生产监督管理总局令 80 号
- 14、《生产安全事故应急预案管理办法》国家安全生产监督管理总局令 88 号（应急管理部令第 2 号修改）
- 15、《国家安全监管总局关于修改和废止部分规章及规范性文件的决定》国家安全生产监督管理总局令 2017 年第 89 号
- 16、《危险化学品目录》（2015 年版）国家安全生产监督管理总局等十部门公告〔2015〕第 5 号

- 17、《易制爆危险化学品名录》（2017年版）
- 18、《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2021年修改）中华人民共和国国家发展和改革委员会令2019年第29号，中华人民共和国国家发展和改革委员会令2021年第49号
- 19、《特种设备质量监督与安全监察规定》质技监局13号令
- 20、《特种设备作业人员监督管理办法》国家质量监督检验检疫总局令第140号
- 21、《关于公布首批重点监管的危险化工工艺目录的通知》国家安全监管总局安监总管三〔2009〕116号
- 22、《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管危险化工工艺目录和调整首批重点监管危险化工工艺中部分典型工艺的通知》安监总管三〔2013〕3号
- 23、《国家安全监管总局关于公布首批重点监管的危险化学品名录的通知》国家安全监管总局安监总管三〔2011〕95号
- 24、《国家安全监管总局办公厅关于印发首批重点监管的危险化学品安全措施和应急处置原则的通知》国家安全监管总局安监总厅管三〔2011〕142号
- 25、《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管危险化学品名录的通知》国家安全监管总局安监总管三〔2013〕12号
- 26、《国家安全监管总局办公厅关于印发企业非药品类易制毒化学品规范化管理指南的通知》国家安全监管总局安监总厅管三〔2014〕70号
- 27、《特别管控危险化学品目录》应急管理部、工业和信息化部、公安部、交通运输部公告2020年第1号（2020年6月2日）
- 28、《部分工业行业淘汰落后生产工艺装备和产品指导目录（2010年本）》中华人民共和国工业和信息化部工产业〔2010〕第122号公告
- 29、《国家安全监管总局关于印发淘汰落后安全技术装备目录（2015年第一批）的通知》安监总科技〔2015〕75号
- 30、《国家安全监管总局关于印发淘汰落后安全技术工艺、设备目录（2016年）的通知》安监总科技〔2016〕137号
- 31、《企业安全生产费用提取和使用管理办法》财企[2012]16号
- 32、《油气输送管道与铁路交汇工程技术及管理规定》国能油气〔2015〕392号
- 33、《重大生产安全事故隐患判定标准》安监总管三〔2017〕121号
- 34、《应急管理部关于印发危险化学品生产储存企业安全风险评估诊断分级指南（试

行)的通知》应急〔2018〕19号

35、《应急管理部关于全面实施危险化学品企业安全风险研判与承诺公告制度的通知》应急〔2018〕74号

36、《消防监督检查规定》公安部令第120号

37、《关于暂缓实施国家标准《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)的通知》建标标函[2016]109号

1.3.3 国家相关标准、规范

- 1、《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2015（暂缓实施）
- 2、《石油化工安全仪表系统设计规范》GB/T50770-2013
- 3、《石油天然气工业管线输送系统用钢管》GB/T9711-2017
- 4、《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T50470-2017
- 5、《输气管道工程设计规范》GB50251-2015
- 6、《油气长输管道工程施工及验收规范》GB50369-2014
- 7、《油气输送管道穿越工程设计规范》GB50423-2013
- 8、《油气输送管道穿越工程施工规范》GB50424-2015
- 9、《油气输送管道完整性管理规范》GB32167-2015
- 10、《建筑设计防火规范》（2018版）GB50016-2014
- 11、《生产设备安全卫生设计总则》GB5083-1999
- 12、《生产过程安全卫生要求总则》GB/T12801-2008
- 13、《工业管道的基本识别色、识别符号和安全标识》GB7231-2003
- 14、《建筑物防雷设计规范》GB50057-2010
- 15、《建筑灭火器配置设计规范》GB50140-2005
- 16、《建筑抗震设计规范》（2016年版）GB50011-2010
- 17、《建筑照明设计标准》GB50034-2013
- 18、《建筑采光设计标准》GB50033-2013
- 19、《构筑物抗震设计规范》GB50191-2012
- 20、《供配电系统设计规范》GB50052-2009
- 21、《通用用电设备配电设计规范》GB50055-2011
- 22、《低压配电设计规范》GB50054-2011

- 23、《防止静电事故通用导则》GB12158-2006
- 24、《系统接地的型式及安全技术要求》GB14050-2008
- 25、《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB50058-2014
- 26、《火灾自动报警系统设计规范》GB50116-2013
- 27、《爆炸性气体环境用电器设备第一部分：设备通用要求》GB3836.1-2010
- 28、《天然气计量系统技术要求》GB/T18603-2014
- 29、《用气体涡轮流量计测量天然气流量》GB/T21391-2008
- 30、《埋地钢质管道阴极保护参数测量方法》GB/T21246-2020
- 31、《钢制管道焊接及验收》GB/T31032-2014
- 32、《钢质管道内腐蚀控制规范》GB/T23258-2020
- 33、《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T21447-2018
- 34、《埋地钢质管道阴极保护技术规范》GB/T21448-2017
- 35、《埋地钢质管道聚乙烯防腐层》GB/T23257-2017
- 36、《危险货物品名表》GB12268-2012
- 37、《化学品分类和危险性公示通则》GB13690-2009
- 38、《常用危险化学品贮存通则》GB15603-1995
- 39、《企业职工伤亡事故分类》GB6441-1986
- 40、《缺氧危险作业安全规程》GB8958-2006
- 41、《工业企业设计卫生标准》GBZ1-2010
- 42、《密闭空间作业职业危害防护规范》GBZ/T205-2007
- 43、《消防安全标志第1部分：标志》GB13495.1-2015
- 44、《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》GB/T29639-2020
- 45、《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》GB/T50493-2019
- 46、《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T50470-2017
- 47、《石油化工静电接地设计规范》SH3097-2017
- 48、《石油化工有毒、可燃介质钢制管道工程施工及验收规范》SH3501-2021
- 49、《自动化仪表选型设计规范》HG/T20507-2014
- 50、《石油化工自动化仪表选型设计规范》SHT3005-2016
- 51、《石油天然气钢质管道无损检测》SY/T4109-2020
- 52、《油气输送管道线路工程水工保护施工规范》SY/T4126-2013

- 53、《石油工业作业场所劳动防护用品配备要求》SY/T6524-2017
- 54、《油气输送管道线路工程水工保护设计规范》SY/T6793-2018
- 55、《油气管道安全预警系统技术规范》SY/T6827-2020
- 56、《油气输送管道风险评价导则》SY/T6859-2020
- 57、《输油气管道工程安全仪表系统设计规范》SY/T6966-2013
- 58、《石油天然气工程管道和设备涂色规范》SY/T0043-2020
- 59、《油气管道线路标识设置技术规范》SY/T6064-2017
- 60、《阴极保护管道的电绝缘标准》SY/T0086-2020
- 61、《钢质管道聚烯烃胶粘带防腐层技术标准》SY/T0414-2017
- 62、《石油天然气管道安全规范》SY/T6186-2020
- 63、《天然气管道运行规范》SY/T5922-2012
- 64、《天然气输气管道干燥施工技术规范》SY/T4114--2016
- 65、《石油天然气工程可燃气体报警系统安全规范》SY/T6503-2016
- 66、《输油气管道电气设备管理规范》SY/T6325-2011
- 67、《石油天然气管道系统治安风险等级和安全防范要求》GA1166-2014
- 68、《压力管道安全技术监察规程-工业管道》TSGD0001-2009
- 69、《压力管道定期检验规则-长输（油气）管道》TSGD7003-2010
- 70、《石油天然气安全规程》AQ2012-2007
- 71、《安全评价通则》AQ8001-2007
- 72、《安全预评价导则》AQ8002-2007
- 73、《陆上油气管道建设项目安全评价导则》AQ/T3057-2019
- 74、《水平定向钻法管道穿越工程技术规程》CECS382：2014
- 75、其它相关的专业性国家技术标准和行业标准。

1.3.4 与建设项目相关的文件、资料

- 1、建设单位营业执照
- 2、《江西省能源局关于请支持省天然气管网工程广丰支线延长线项目开展前期工作的函》江西省能源局（赣油气函[2021]42号）
- 3、关于“江西省天然气管网工程广丰支线延长线项目”压覆矿的回复
- 4、《广丰支线延长线输气管道工程可行性研究报告》及可研单位的资质

5、其他相关资料、图纸

1.4 评价范围及内容

1.4.1 评价范围

本次预评价的范围为：广丰支线延长线输气管道工程项目。该项目与上游交接界面为流源阀室预留接口，与下游交界面为广丰燃气门站进站方向围墙处，在广丰燃气门站内设置一个球筒。详细线路从流源阀室出发，终点为广丰燃气门站，线路全长 6.9km

广丰支线延长线输气管道工程项目；广丰燃气门站已建设，不在本次评价范围内。

本项目如路由发生变化，应重新进行安全评价。

1.4.2 评价内容

评价内容主要包括：

(1) 新建输气线路：设计管径 $\phi 219.1$ （DN200），设计压力 6.3MPa，设计输气规模 $2 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ；起点广丰支线流源阀室、终点广丰燃气门站。线路水平长度约为 6.9km。

(2) 新建流源阀室，流源阀室为 RTU 阀室；

(3) 在原有的广丰燃气门站内新增一个球筒；

(4) 新建输气管线的公用工程：自控、通信、供配电、防腐、给排水、消防等。

(5) 新建输气线路、阀室的安全管理。

环境保护、消防工程、防雷、特种设备，由环境保护、消防、防雷、特种设备、铁路道路穿越等由主管部门审查认可；本评价报告中关于环境保护、消防、防雷、特种设备、铁路道路穿越问题的评述不代替环境保护、消防、防雷、特种设备、铁路公路主管部门的审核。环保设施、消防设施、防雷、特种设备、铁路道路穿越是否符合要求，以环保部门、消防、防雷、特种设备、铁路公路等主管部门的审核认定结论为准。评价后变更或新增部分等内容不在评价范围内。

1.5 评价程序

本项目属于“原油和天然气勘探、开采及其辅助的运输”，适用于《危险化学品建设项目安全监督管理办法》（国家安全生产监督管理总局令第 45 号，第 79 号修正），本项目新建输气线路属于遵循 GB50251 设计的新建陆上输气管道，按照《陆上油气管道建设项目安全评价导则》（AQ/T3057-2019）之规定，本次安全预评价的程序见图 1-1。

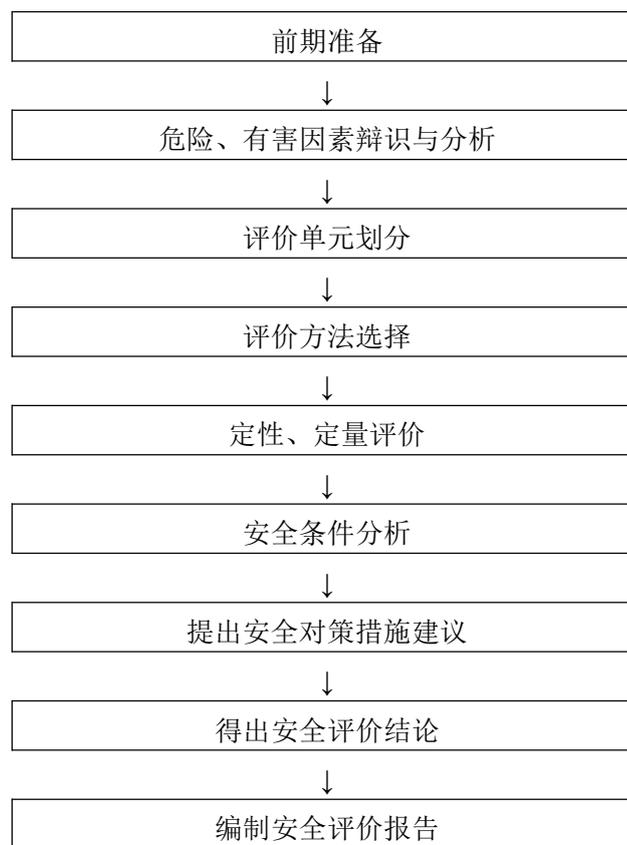


图 1-1 安全预评价程序框图

1.6 附加说明

本评价涉及的有关资料由江西省天然气集团有限公司提供，并对其真实性负责。

本评价是就江西省天然气集团有限公司广丰支线延长线输气管道工程项目涉及的线路工程等生产装置及相关公用辅助工程做出的安全预评价，若该工程的路由及生产经营状况发生变化，本评价结论不再适合。

本安全评价报告未盖“江西赣安安全生产科学技术咨询服务中心”公章无效；涂改、缺页无效；安全评价人员未签名无效；安全评价报告未经授权不得复印，复印的报告未重新加盖“江西赣安安全生产科学技术咨询服务中心”公章无效。

本评价报告具有很强的时效性，本报告通过评审后因各种原因超过时效，项目沿线周边环境等发生了变化，本报告不承担相关责任。

2 建设项目概况

2.1 基本情况

2.1.1 建设单位概况

江西省天然气集团有限公司成立于2021年10月27日，注册资本：捌亿陆仟柒佰柒拾陆万陆仟元整，公司类型：有限责任公司（非自然人投资或控股的法人独资），法定代表人：黄强，经营范围：天然气项目的投资、建设、运营及管理；压缩天然气和液化天然气的投资、开发、批发及利用；天然气加气站的投资与管理；售电、配电业务，分布式能源项目开发管理、规划设计服务，合同能源管理，新能源项目的投资、开发及利用；新能源技术服务、技术咨询、技术转让，天然气工程的建设、安装、施工及维修；电力工程设计，电力水利工程施工，电力设备安装、销售、维护、燃气管道的采购、防腐剂销售；燃气设备的生产、销售及配套服务；成套设备的租赁；信息咨询服务；贸易代理服务；天然气的其他相关业务天然气运输业务及相关业务；压缩天然气（CNG）和液化石油气（LNG）的建设、管理、经营及销售（仅限分支机构特证经营）。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）许可项目：消防技术服务，特种设备检验检测服务，特种设备安装改造修理，雷电防雷装置检测（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）一般项目：土石方工程施工，信息系统集成服务，劳务服务（不含劳务派遣），计量服务，软件开发，物联网应用服务（除许可业务外，可自主依法经营法律法规非禁止或限制的项目）。

公司现设总经理办公室、党群工作部、人力资源部、计划财务部、质量安全监察部、纪检监察室、科技与信息部、企业管理部、投资管理部、新开发银行项目办等10个职能部门和管道分公司、南昌压缩天然气分公司、安鑫置业公司3家分公司。管理江西省天然气管道有限公司、江西省天然气投资有限公司、江西省投资燃气有限公司、江西省页岩气投资有限公司、江西天然气能源投资有限公司、江西绿汇环保科技有限公司等6家二级企业和新余燃气有限公司、九江市天然气有限公司、江西省鄱阳湖液化天然气有限公司、高安市天然气有限公司、抚州市抚北天然气有限公司、德兴市天然气有限公司、江西天然气鄱阳有限公司、江西天然气贵溪有限公司、余干县天然气有限公司、江西天然气新余清洁能源有限公司、江西天然气昌南有限公司、江西天然气抚州清洁能源有限公司、江西新奥车用燃气有限公司等40余家三级控参股企业，现有合同制员工1500余人。

业务覆盖省级天然气管网、页岩气勘探开发、CNG加气母站、省级LNG储备调峰、

城市燃气、工业园区供气、CNG汽车加气、LNG车船利用、管道防腐、管道设备安装、配售电、分布式能源和碳排放交易等领域，与中国石化、中国石油、华润燃气、中化国际、港华燃气和新奥燃气等国内知名企业建立了良好的合作关系。

2.1.2 项目背景及必要性

2.1.2.1 项目背景

天然气是一种优质、高效、清洁的低碳能源，在能源效率和环境效益方面具有明显优势。国际能源机构统计的数字显示，全球对天然气的需求量正在以每年 2.4% 的速度增长，而且这一增长速度有望保持到 2030 年。2000 年-2010 年，我国天然气消费需求呈快速增长态势，消费量年均增长达 16%。近年来，虽然天然气市场增速放缓，但随着消费结构优化，城市燃气和工业用气量持续增长，天然气基础设施的建设，天然气市场将保持稳定增长的势头。“十三五”期间年均增长 7.5%，2020 年国内天然气消费量为 3600 亿立方米；预计 2020 年到 2030 年间年均增长 5.2%，2030 年达到 4800 亿立方米。天然气占一次能源消费总量比重将升至 12%，中国天然气市场发展潜力巨大。

江西省地处我国中南地区，长江中下游南岸，东邻浙江、福建，南连广东，西靠湖南，北毗湖北、安徽而共接长江。江西为长江三角洲、珠江三角洲和闽南三角地区的腹地，与上海、广州、厦门、南京、武汉、长沙、合肥等各重镇、港口的直线距离大多在六百至七百公里之内，区域位置优越，交通便利。

江西全省面积 16.69 万平方公里，总人口 4542.16 万人，辖 11 个设区市、100 个县（市、区），2015 年地区生产总值为 16723.78 亿元。随着经济的快速增长，江西省对能源的需求日益旺盛，同时，其能源自给率不断下降、能源结构不够合理、环境压力不断上升。为实现经济的可持续发展，江西省对绿色能源，尤其是天然气资源的需求十分迫切。

2015 年 2 月 16 日，国务院批复同意撤销广丰县，设立上饶市广丰区，2015 年 6 月 6 日，“广丰区”正式挂牌成立，广丰区辖 23 个乡镇街道。2016 年，广丰区年平均常住人口 770271 人，城镇化率达为 56.29%。2016 完成生产总值 3218967 万元，增长 9.9%；财政总收入 435501 万元，增长 4.16%。

上饶市广丰区虽然经济发展的速度很快，但本地属于能源匮乏地区，燃气事业的发展一直受到条件限制，已在很大程度上影响了经济建设，广丰区从 2017 年开始已有计划的建设广丰支线，并拟在流源村东侧新建广丰门站。目前广丰燃气门站已迁至谭树坑以北建设，原拟建门站位置新建流源阀室，广丰燃气门站需从流源阀室引气，需新建一条

输气管道。

2.1.2.2 项目建设的必要性

本项目建设的必要性主要体现在如下方面：

1、缓解区域能源供需矛盾

广丰区日益面临着传统煤炭等能源资源紧张、环境压力增大等严峻考验。近年来上饶市区经济发展迅速，区政府积极加强洁净能源利用，目前广丰燃气门站已建设，急需引入天然气气源，改善广丰区能源供需矛盾。

2、实现节能减排、改善居民生活质量的主要途径

节约能源资源、保护生态环境、改善居民生活质量，是经济健康持续发展的必要条件。据推算，从节能角度分析，天然气可以替代燃煤和柴油等燃料，将会大大降低单位生产总值能耗，从而实现节能。从减排角度分析，1亿立方米天然气可替代50万吨原煤，将减少二氧化硫排放2.45万吨、烟（粉）尘1.45万吨，减排效果明显。因此，加快天然气开发利用，是实现节能减排的主要途径。

3、促进经济转型发展的要求

天然气资源是洁净能源，也是优质的化工原料，是发展新能源产业化，推进天然气精细化工产业发展的重要基础。天然气的产业化、规模化开发，具有潜在市场大、带动力强、吸纳就业多、综合效益好等优势，对于加快经济结构调整，推动和促进经济转型发展具有战略意义。

综上所述，随着上饶市经济的快速发展、对环保要求的逐步提高以及产业结构的快速升级，对天然气的需求十分迫切。本工程建成投产后，对于缓解上饶市广丰区能源供给压力，调整产业结构，加快产业升级，改善周边大气环境，提高人民的生活质量有着重要的作用，符合企业的经济和社会效益需求，意义重大，广丰支线延长线的建设是必要的。

2.1.3 可行性研究报告编制单位概况

广丰支线延长线输气管道工程项目可行性研究由山东中石大工程设计有限公司编制。其工程设计资质证书编号为 A1137000331，资质等级：石油天然气（海洋石油）行业（管道输送）专业甲级；建筑行业（建筑工程）甲级，可承担建筑装饰工程、建筑幕墙工程设计、轻型钢结构工程设计、建筑智能化系统设计、照明工程设计和消防设施工程设计相应范围的甲级专项工程设计业务。

2.1.4 评价单位概况

江西赣安安全生产科学技术咨询服务中心成立于2002年6月，是全国第一批取得甲级资质的安全评价机构之一。2022年2月16日，江西赣安安全生产科学技术咨询服务中心焕新了江西省应急管理局颁发的安全评价机构资质证书，证书编号：APJ-（赣）-002，业务范围：金属、非金属矿及其他矿采选业；陆上油气管道运输业；石油加工业，化学原料、化学品及医药制造业；烟花爆竹制造业；金属冶炼。

2.2 建设项目基本情况

2.2.1 建设项目简介

项目名称：广丰支线延长线输气管道工程项目

项目地址：江西省上饶市广丰区境内

项目性质：新建项目

建设单位：江西省天然气集团有限公司

建设项目起点、终点：起点广丰支线流源阀室、终点广丰燃气门站。

总体走向：见图2.2-1

行政区划：广丰区

站场、阀室设置：新建一座流源阀室，利用原有门站。

总投资：2780.42万元

设计输气规模： $2.0 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$

线路长度：6.9km

设计压力：6.3MPa

管径：钢管外径219.1mm（DN200）

项目建设主要内容见表2.2-1。

表2.2-1 拟建设主要内容一览表

序号	主项目名称	主要工程内容	备注
1	线路工程	自广丰支线流源阀室，敷设至广丰燃气门站围墙处；线路长约6.9km，管径DN20。水域大中型穿越1次、公路（二级以上）穿越1次。	
2	站场工程、阀室布置	项目新建流源阀室；项目利用已建广丰燃气门站内放置球筒。	广丰燃气门站，不在本次评价范围内
3	配套工程	管道防腐、仪表和自动控制系统、通信系统、消防、供配电	

2.2.2 工程总体技术水平

广丰支线延长线输气管道采用以工业控制计算机为核心的监控与数据采集系统（SCADA系统）。广丰支线延长线输气管道SCADA系统达到目前国内天然气输配工程的先进水平，该系统将建设成既具备生产数据采集、监视控制功能，又具备管网运营管理功能，实现低成本、高效益运行。

为满足输气工艺的需要，本工程设备主要采用经过生产实践验证的、高可靠性的国产优质产品，并要求具有良好的售后服务能力，能提供强有力的备品、备件及现场服务技术支持。

2.2.3 线路走向

管道从拟建广丰支线末端新建流源阀室）出发，向西穿越省道 S201，然后沿广丰连接线西侧向南敷设，途中经过流源村、山头村、野鸡公亭村，在野鸡公亭村位置需在黄尖山山坡敷设，然后继续向南敷设，经过西脚村、静坞村、黄村坞，然后到达广丰燃气门站。

管道全线地区等级为三级地区，距离村庄间距一般为 30m-60m，最近处距离房屋 15m。



图 2.2-1 江西省天然气集团有限公司广丰支线延长线输气管道工程线路走向示意图

2.2.4 途径行政区划

项目沿线所经的行政区划及其管线长度统计见表 2.2-2。

表 2.2-2 行政区划统计表

序号	省（自治区、直辖市）	市（设区）	县/区	长度km
1	江西省	上饶市	广丰区	6.9
合计				6.9

2.2.5 站场/阀室设置

该项目利用原有已建的站场。

根据《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 第 4.2.1、第 4.1.2 条的规定，沿管线中心线两侧各 200m 范围内，任意划分成长度为 2km 并能包括最大聚居户数的若干地段，按划定地段内的户数应划分为四个等级。在乡村人口聚集的村庄、大院及住宅楼，应以每一独立户作为一个供人居住的建筑物计算。地区等级应按下列原则划分：

- 1) 一级一类地区：不经常有人活动及无永久性人员居住的区段；
- 2) 一级二类地区：户数在 15 户或以下的区段；
- 3) 二级地区：户数在 15 户以上 100 户以下的区段；
- 4) 三级地区：户数在 100 户或以上的区段，包括市郊居住区、商业区、工业区、规划发展区以及不够四级地区条件的人口稠密区；
- 5) 四级地区：四层及四层以上楼房（不计地下室层数）普遍集中、交通频繁、地下设施多的区段。

本项目各站场、阀室所在地区等级划分情况见表 2.2-3。

表 2.2-3 输气管道沿线地区等级划分情况一览表

序号	阀室名称	输气管道地区等级	划分说明
1	流源阀室	三级	户数在100户或以上的区段

本项目各站场、阀室设置统计情况见表 2.2-4。

表 2.2-4 阀室设置统计表

序号	阀室名称	站场等级	位置	里程 km	间距 km	高程 m	功能	输气管道地区等级
1	流源阀室	/	上饶市广丰区流源村壶峒镇流源村北侧	0	0		截断、分输	三级

注：输气管道按GB 50251划分地区等级

2.2.6 输送工艺

本工程气源接自流源阀室预留接口，输气压力为 4MPa，温度为 13.8~24℃。

线路从流源阀室出发，终点为广丰燃气门站，线路全长 6.9km。

管道终点与门站交接压力为 3.8MPa。

在广丰门站设置一个收发球筒。

2.2.7 输送介质的组分、物性

本项目气源为西二线、西三线管道来气，天然气组成如下：

1) 西二线气质组分和物性参数

(1) 气质组分

西二线管道管输天然气以土库曼斯坦天然气为主，土库曼斯坦天然气又分为中石油与土库曼斯坦已签订的购销协议气（ $170 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$ ）以及阿姆河右岸天然气。

西二线工艺计算采用土库曼斯坦天然气气体组分，其具体组分见表2.2-5。

表 2.2-5 土库曼斯坦天然气的组分

组分	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄
Mol%	92.5469	3.9582	0.3353	0.1158	0.0863
组分	iC ₅	CO ₂	N ₂	H ₂ S	
Mol%	0.221	1.8909	0.8455	0.0001	

(2) 物性参数

土库曼斯坦购销协议气主要物性见表2.2-6。

表 2.2-6 购销协议气主要物性参数

物性名称	低位发热值 (MJ/Nm ³)	7.0MPa 压力下 烃露点 (°C)	7.0MPa 压力下 水露点 (°C)
数值	33.285±0.4187	冬季≤-5°C 夏季≤0°C	冬季≤-7°C 夏季≤-2°C

注：气体的C5+以上的不超过1.0g/m³的烃露点未指定。

阿姆河右岸天然气的主要物性参数见表2.2-7。

表 2.2-7 阿姆河右岸天然气主要物性参数

物性名称	高热值 (MJ/Nm ³)	低热值 (MJ/Nm ³)	7.5MPa 压力下 水露点 (°C)	4.5~10MPa 压力下 烃露点 (°C)
数值	38.432	34.656	冬季≤-7°C	冬季≤-5°C

2) 西三线气质组分和物性参数

西三线投产初期，主要输送中亚二期天然气，新疆煤制气和塔里木外输天然气作为补充；2016年及以后中亚二期进口天然气达到设计规模时，西三线主要输送中亚二期天然气，根据需要输送一部分煤制气和塔里木外输天然气。不同气源天然气的具体组分和主要物性参数如下所示。

表 2.2-8 土库曼斯坦天然气的组分

组分	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄
Mol%	92.5469	3.9582	0.3353	0.1158	0.0863
组分	iC ₅	CO ₂	N ₂	H ₂ S	
Mol%	0.221	1.8909	0.8455	0.0001	

表 2.2-9 土库曼斯坦天然气主要物性参数

物性名称	低位发热值 (MJ/Nm ³)	密度 (kg/Nm ³)	相对密度 (标准状态)	7.0MPa 压力下 烃露点 (°C)	7.0MPa 压力下 水露点 (°C)
数值	36.683	0.785	0.607	冬季≤-5°C, 夏季≤0°C	冬季≤-5°C 夏季≤0°C

哈萨克斯坦气质组分及主要物性见下表。

表 2.2-10 哈萨克斯坦天然气气质组分

组分	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀
Mol%	94.8737	2.3531	0.309	0.025	0.054
组分	iC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	CO ₂	N ₂
Mol%	0.029	0.013	0.032	0.655	1.6561

表 2.2-11 哈萨克斯坦天然气主要物性参数

物性名称	低位发热值 (MJ/Nm ³)	密度 (kg/Nm ³)	相对密度 (标准状态)
数值	36.08	0.757	0.585

庆华公司新疆煤制气气质组分见表2.2-11。

表 2.2-12 庆华公司新疆煤制气气质组分

组分	CH ₄	C ₂ H ₆	CO ₂	H ₂	CO	N ₂	Ar
Mol%	94.67	0.02	0.15	1.31	0.01	3.58	0.26

新汶公司新疆煤制气气质组分见表2.2-13。

表 2.2-14 新汶公司新疆煤制气气质组分

组分	CH ₄	H ₂	CO ₂	N ₂ +Ar	CO
Mol%	>96	<2.0	<1.0	<1.0	<0.01

塔里木天然气气质组分及主要物性见下表。

表 2.2-15 塔里木天然气气质组分

组分	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅
Mol%	96.226	1.770	0.300	0.062	0.075	0.02
组分	nC ₅	C ₆	C ₇₊	CO ₂	N ₂	H ₂ S
Mol%	0.016	0.051	0.038	0.473	0.967	0.002

表 2.2-16 塔里木天然气主要物性参数

物性名称	低发热值 (MJ/Nm ³)	低发热值 (MJ/Nm ³)	密度 (kg/Nm ³)	相对密度 (标准状态)
数值	33.812	37.505	0.6982	0.585

参照《输气管道工程设计规范》(GB50251)，管输天然气气质标准应满足《天然气》(GB17820)中II类要求，进入输气管道的气体水露点应比输送条件下最低环境温度低 5℃；烃露点应低于或等于最低环境温度；气体中硫化氢含量不应大于 20mg/m³等。

本项目天然气气质符合《天然气》(GB17820)标准中II类气质要求。

2.3 自然及社会环境概况

2.3.1 自然环境

2.3.1.1 气象条件

上饶市气候温湿，属中亚热带湿润型气候。全年平均气温在 16.7℃至 18.3℃之间，年均降水量 1600 至 1800 毫米，年均日照时数 1781 至 2098 小时，年均无霜期 251 至 274 天。由于气候温暖，光照充足，雨量充沛，无霜期长，农作物生长十分繁茂。年平均相对湿度 75%，最大相对湿度 100%，全年雷暴日数 56d，全年主导风向：EN。区域内多年平均蒸发量 1539mm，最大年蒸发量 1692mm，最小年蒸发量 1332mm。全市全年平均气温为 16.7~18.3℃，年最冷（1 月）平均气温为 4.6~5.9℃，极端最低气温为-14.3℃；年最热月（7 月）平均气温为 28.0~30.0℃，极端最高气温为 43.3℃（玉山县 1953 年 8 月 10 日）。2003 年夏是上饶市境内 50 年来最热的一年，7、8 月份全市有 4 个县出现极端最高气温，分别为 42.1℃、42.0℃、41.4℃、41.4℃，突破历史极端记录。，还有 3 个县极端最高气温和历史极值持平。全市无霜期为 251~274 天。年日照时数为 1780~2100 小时之间，占可照时数的 40~47%。全市年平均降水量为 1600~1850 毫米，属降水较多地区。1998 年达 2619 毫米。降水量的分布受地形影响很大，以怀玉山区各县降水量为最大，年降水量都在 1800 毫米左右；湖滨地区的余干为最少时。

上饶市气象统计见下表 2.3-1。

2.3-1 气象条件统计表

序号	地名	气温 ℃			年降水量 mm			风速 m/s			年平均 相对湿度 %	最大 相对 湿度 %	多年 平均 日照 数 h	多年 平均 年蒸 发量 mm	季节 性冻 土最 大冻 深 cm	年 雷 暴 日 d
		多年 平均	极 端 最 高	极 端 最 低	多年平均	最 多	最 少	多 年 平 均	最 大	主 导 风 向						
1	江西 省上 饶市	16.7 ~18. 3	4 3	-14. 3	1600~185 0	230 0	130 0	2. 2	3 2	E N	7 5	10 0	1781 ~209 8	1539	/	5 6

2.3.1.2 水文条件

管线所经地区主要分布河流为信江，信江位于中国江西省东北部。发源于玉山县怀玉山南的玉山水和发源于福建省浦城县武夷山麓的丰溪，在上饶市区汇合后始称信江。干流自东向西流向，流经上饶、铅山、弋阳、贵溪、鹰潭、余江、余干等县市，在余干县境分为两支注入鄱阳湖，沿途汇纳了石溪水、铅山水、陈坊水、葛溪水、罗塘河、白塔河等主要支流。全流域面积 17600 平方公里。信江以上饶和鹰潭为界，分为上游、中游、下游三段。上游沿岸一带以中低山为主，地形起伏较大。中游为信江盆地，其边缘地势由北、东、南三面渐次向中间降低，并向西倾斜。下游为鄱阳湖冲积平原区，地势平坦开阔。流域内山地面积占 40%，丘陵占 35%，平原占 25%。于信江上游支流金沙溪上的玉山七一水库（三清湖），总库容 1.87 亿立方米，灌溉面积 14 万亩，发电装机 7000 千瓦，是 50 年代修建的信江流域目前最大的一座水库。引水工程则以余江的白塔渠为最大，引水流量 19 立方米每秒，灌田 19 万亩。

2.3.1.3 地形地貌

管道沿线地貌以低山丘陵地貌和低山岗地河谷平原地貌为主，局部分布有中低山区地貌。管道沿线位于信江流域北部，属信江盆地，地势由北、东、南三面边缘渐次向中间降低，并向西倾斜，其间有红色岩层组成的较低平山体，红层地貌发育。地下水类型主要为孔隙潜水和基岩裂隙水，含水层主要为残坡积层。其补给方式为大气降水入渗、地表水补给，排泄方式为蒸发、侧向迳流和人工开采等。信江盆地地下水较为丰富，其余区段地下水相对贫乏。年枯水期为 12 月~次年 3 月，4 月水量逐渐增加，7~9 月为丰水期。勘察期间本段线路地下水位埋深：低山岗地河谷平原区为 0.2~2.9m，低山丘陵区一般大于 3.00m；地下水位最大年

变幅：低山岗地河谷平原区 1.0~2.0m，低山丘陵区 3.0~5.0m。

管线所经地区属扬子准地台的南端，在漫长的地质构造发展过程中，本区曾多次经历隆起、拗陷、剥蚀、沉积、断裂、岩浆活动。并在时间、空间上都表现出明显的差异。

表 2.3-2 地形地貌统计表

序号	省（自治区、直辖市）	长度 km						
		平原	沟谷	丘陵	沟壑	山区	水网	...
1	江西省	/	/	6.3	/	/	/	
	总计	/	/	6.3	/	/	/	

2.3.1.4 地震

本工程尚未开展地震安全性评价，根据《中国地震动参数区划图》（GB18306—2015）以及《建筑抗震设计规范》（GB50011—2010）附录A，管道沿线设计基本地震加速度值为0.05g，设计地震分组为第一组。

2.3.1.5 地质灾害

管道沿线地质环境条件总体一般，仅仅在局部山区较复杂。沿线主要的地质灾害类型有滑坡、崩塌（危岩体），暂未发现泥石流等其它不良地质灾害。地质灾害一般以小型为主，降雨较多年份有大、中型规模地质灾害发生。近年来，因人类活动诱发的地质灾害发生比率不断上升，如不规范的采矿活动、大型工程建设（公路、隧道、堤坝建设），不合理的城乡建房及地下抽水等。线路经过丘陵地区，沿横坡或切坡脚敷设会扰动自然坡体，造成滑塌、崩塌或滑坡。

本工程沿线地质灾害易发性综合评估以次易发区（段）为主，地质灾害少发区（段）仅占少部分。本工程具有遭受崩塌、滑坡、地面塌陷、泥石流等地质灾害的危险性。

2.3.2 社会环境

上饶市广丰区隶属江西省上饶市，位于江西省东北部，东接浙江省江山市，北邻玉山县，西毗上饶市广信区、信州区，南接福建省浦城、崇安两县。区境南北长 62.5 千米，东西宽 45 千米，区域面积 1377 平方千米[19]。广丰始建于唐，原称永丰，清雍正十年（1732 年）改称广丰。广丰区辖 23 个乡镇街道。广丰人使用吴语，属吴越文化、江浙民系。根据第七次人口普查数据，截至 2020 年 11 月 1 日零时，广丰区常住人口为 775364 人。

管线沿线有省道 S201，乡村道路纵横交错，交通较便利。

2.4 线路工程

2.4.1 管道本体

2.4.1.1 管道设计条件及设计技术参数

- 1、输送介质：符合《天然气》（GB17820）标准中二类气质要求的天然气；
- 2、钢管外径：219.1mm；
- 3、设计压力：6.3MPa；
- 4、沿线地区等级：三级地区；
- 5、设计系数：

根据《输气管道工程设计规范》（GB50251）、《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423）的相关规定，三级地区强度设计系数F为0.5，穿越段强度设计系数F为0.5；

- 6、输送温度：输送介质温度为1-25℃；

7、压力管道分类：根据《压力容器压力管道设计许可规则》（TSGR1001-2008）中规定，压力管道类别、级别为GA1（1）级。

2.4.1.2 管壁厚度、用量计算

- 1、直管段壁厚

根据《输气管道工程设计规范》（GB50251），直管段用钢管壁厚按下式计算：

$$\delta = \frac{PD}{2\sigma_s \phi Ft}$$

式中： δ —钢管设计壁厚，mm；

P —设计压力，MPa；

D —钢管外径，mm；

σ_s —钢管的最小屈服强度，MP

ϕ —钢管焊缝系数，焊缝系数值取1.0；

F —强度设计系数，普通段取0.5，穿越段取0.5；

t —温度折减系数，取1.0。

根据上述公式，直管段钢级及对应计算壁厚、壁厚选取及用量见表2.4-1。壁厚选取根据《石油天然气工业管线输送系统用钢管》（GB/T9711-2017）进行选取。

表2.4-1普通段直管段管材计算壁厚、选取壁厚、用量

钢级	计算壁厚mm	选取壁厚mm	用量t	钢管费用万元
L320	4.3	6.4	211.5	127
L360	3.9	6.4	211.5	149
L415	3.3	6.4	211.5	169

通过上表可以看出选用L320钢成本最低、投资最省，但考虑与上游管线统一管材规格，方便采购，降低焊接难度，因此，综合考虑管材总费用、安全可靠性和施工可行性、采购供货方便程度等因素，推荐本工程钢管材质采用L360钢，全线普通段直管段管道壁厚推荐选用6.4mm。

2、热煨弯管壁厚

热煨弯管壁厚计算公式如下：

$$\delta_b = \delta_c \cdot m$$

$$m = \frac{4R - D}{4R - 2D}$$

式中：

δ_b —热煨弯管的管壁计算厚度，mm；

δ_c —相邻直管段管壁计算厚度，mm；

R—弯曲曲率半径，mm；

D—钢管外径，mm；

m—弯管的壁厚增大系数

热煨弯管制作过程中，外壁将会发生减薄，考虑减薄率后，弯管壁厚计算公式如下：

$$\delta_b = \delta_c / (1 - C)$$

δ_b —热煨弯管的管壁计算厚度，mm；

δ_c —相邻直管段管壁计算厚度，mm；

C—减薄率，按10%考虑

根据上述公式，热煨弯管壁厚选取情况见表2.4-2。

表2.4-2线路段热煨弯管计算壁厚、选取壁厚

序号	地区等级	管径mm	钢级	设计压力MPa	设计系数	直管计算壁厚(mm)	热煨计算壁厚(mm)	热煨选用壁厚(mm)	备注
1	三级	219.1	L360	6.3	0.5	3.9	4.5	7.1	

通过上表计算结果可以看出，热煨弯管壁厚最小不得低于相应的计算壁厚，考虑热煨弯管的安全因素及采购周期等因素，本工程热煨弯管壁厚推荐选用7.1mm。

2.4.1.3 管材、管件的选用

1、钢管类型

长输管道所使用的钢管主要有直缝埋弧焊钢管（LASW）、螺旋缝埋弧焊钢管（SSAW）、直缝高频电阻焊钢管（HFW）及无缝钢管（SMLS）4种类型。通常直缝埋弧焊钢管和螺旋缝埋弧焊钢管广泛应用于大口径长输管道，对于小口径油气管道（D355.6mm以下）常用直缝高频电阻焊钢管和无缝钢管。

2、推荐选用的钢管

本工程管线管径为DN200，主要比较直缝高频电阻焊钢管和无缝钢管。

本工程设计压力6.3MPa，在6.3MPa以上压力的长输管道中高频焊钢管国内应用案例较少，无缝钢管良好的安全可靠的优势更为突出，工程总造价增加不多，因此本工程管道推荐选用无缝钢管，执行《石油天然气工业管线输送系统用钢管》（GB/T9711）。

2.4.1.4 线路用管方案

本工程线路用管规格如下：

本工程全线直管段选用D219.1×6.4mmL360Q无缝钢管，热煨弯管选用D219.1×7.1mmL360Q无缝钢管为母材钢管类型。

2.4.1.5 管道清管、试压、干燥、置换、投运

一、一般要求

本项目管道的清管与试压按照《油气长输管道工程施工及验收规范》（GB50369-2014）及本项目相关要求执行。

管道投产前清管、试压的一般程序：管段清管→测径→管段试压→连头→站间清管。

管道应在下沟后进行分段清管和分段试压。如果投产前要求进行站间试压时，管道投产前还应进行站间试压。清管排放口不得设在人口居住稠密区、公共设施集中区。清管排放应符合环保要求。

本项目管道位于三地区，管段拟采用水作试验介质。

强度试验压力拟不小于设计压力的1.5倍。

输气管线用水作为试压介质，试验段高点的试验压力应符合上述规定。每个试压段试验压力在低点处产生的环向应力不应大于管材标准规定的最小屈服强度的95%。水质应为无腐蚀性洁净水。试压宜在环境温度为5°C以上进行，低于5°C时应采取防冻措施。注水宜连续，并应采取措施排除管线内的气体。水试压合格后，应将管段内积水清扫干净。

管道沿线的试压段划分由各标段的施工单位根据地形、管道沿线的地区等级划分、水源等条件而综合确定。

清管、试压应使用椭圆封头，材质应与管道材质相当，壁厚满足试验压力要求。

试压设备和试压管线50m范围内在升压过程中为试压禁区，严禁非试压人员进入。严密性试验时可巡检。试压禁区要设专人把守。试压中如有泄漏，应泄压后修补。修补合格后应重新试压。清管、试压过程中，要按规定做好记录并由业主或监理签字确认合格。

本项目穿越公路、铁路、河流小型穿越的管段试压要求为：

——管道穿越铁路、高速公路、二级及以上干线公路和定向钻穿越管段应单独试压，合格后再同相邻管段连接。强度试压压力不应小于1.5倍设计压力，稳压时间不应少于4h；严密性试压压力为设计压力，稳压时间不应少于24h；在稳压时间内压降不大于试验压力的1%为合格。

——管道穿越二级以下公路的管段，其试压可与所在管段一并进行。

——河流小型穿越的管段，其试压与所在管段一并进行。

二、分段清管

在进行分段试压前必须采用清管器进行分段清管并不应少于两次。分段清管应确保将管道内的污物清除干净。清管扫线应设临时清管器收发设施和放空口，并不应使用站内设施。

在管子进行清理前，管道内壁会有氧化皮集结，内壁上还会有腐蚀，需要将管道中所有干的氧化皮和杂质完全清除。首先用双向清管器，初步清除固体物和管屑，再用钢丝刷清管器，完全清除所有氧化皮和杂质。还需要多次操作泡沫清管器，才能完全清除管道中的杂质。

清管器运行速度宜控制在4km/h~5km/h为宜，工作压力宜为0.05MPa~0.2MPa，如

遇阻可提高其工作压力，但决不能超过临时发送筒的规定试验压力。如果确定因为阻塞而有水存在可以把压力提高到清管试验压头的规定压力，以便使水流动。如果采用这种方法还不能使清理清管器移动，就必需停止清管工作，并对这条管道进行修补。另外，也可用规定压力更高的试验压头更换清管试验压头但不得超过管道设计压力，以便使用更高的压力促使清管器移动。

分段清管应确保将管道内的污物清除干净。管道清理的验收标准为：在清理压头接收筒中，无粉末从管道中排除、用过的泡沫清管器无明显的变色、或泡沫清管器无明显变湿。

三、分段水压试验

本项目分段强度试压拟采用水作试验介质。

一般来说，试压段的长度宜为10km~20km（最大不宜大于30km）。

采用水作介质的试压段的管道高差在较大的地形起伏地段，最高点的试验压力仍然为设计规定的试验压力，而试压管道最低点标高处的管道压力，则为试验压力与管道液位高差产生的静压之和，但此压力下的该点管道的环向应力，应低于管材屈服强度的90%。对特殊地段，其最大压力值不得大于钢管的最低屈服强度95%和不高于管材出厂前的试验压力。

输气管道严密性试验应符合下列规定：

- (1) 严密性试验应在强度试验合格后进行；
- (2) 线路管道和阀室严密性试验可用水或气体作试验介质，宜与强度试验介质相同；
- (3) 输气站的严密性试验应采用空气或其他不易燃和无毒的气体作试验介质；
- (4) 严密性试验压力应为设计压力，并应以稳压24h不泄漏为合格。

试压前施工单位制定相应试压施工方案和应急预案，作好相应安全试压准备工作，报监理单位和建设单位批准后进行。

试压期间的安全要求：对管线进行的所有试压，应考虑到职工及群众在试压期间的安全，编制安全预案。

在分段升压试验前，应用清管器至少先清洗两次。清除的杂物应每5km小于1kg。

试压合格后，应再次进行清管，当清管无污物排出时为合格。

四、站间清管、测径及试压

站间管道全部连通后，用压缩空气推动清管器进行站间清管。站间清管使用临时清管收发装置。清管器所经阀门为全开状态。

站间清管采用压缩空气，清扫出的污物排到排污池，应不得污染环境或推向下站。当无污物排出时，停止站间清管。

清管前，检查清管器皮碗的外型尺寸变化，划伤程度，对磨损较大的皮碗应更换。清管结束后，按规定填写记录。

如清管合格后需进行测径，测径宜采用铝质测径板，直径为试压段中最大壁厚钢管或者弯头内径的90%，当测径板通过管段后，无变形、褶皱为合格。

若业主有要求进行站间严密性试压时，可以以站间距为单位进行整体严密性试压，整体严密性试压采用空气或输送天然气进行。用天然气进行整体严密性试压时，应在管道干燥完毕后进行，并编制试压方案报业主批准后实施，需采用在注入天然气的前端用惰性气体将天然气与空气进行隔离。

站间严密性试压在站间清管后进行，试验压力为设计压力，稳压时间为24h。管道不破裂、无渗漏为合格。

站间试压时，升压应缓慢，当升到试验压力30%和60%时，应暂停升压，进行巡线检查，无异常情况方可继续升压。站间试压时，应与线路试压无关的工艺管线进行隔离，并应采取措施防止窜压。

五、干燥

输气管道在投产之前必须进行管道内水份的清除和管道干燥。管道干燥是根据物理吸附原理，采用干燥空气（露点低于-40℃的干燥空气）吸附管内的水蒸气和残余水，以使管道内空气达到指定的露点，达到干燥管道的目的。干燥验收符合下列规定之一为合格：

(1) 分段清管应确保将管道内的污物清除干净。管道清理的验收标准为：清管开口端不再排出杂物，且连续两个泡沫球每个增重不超过1.5kg时为清管合格，停止清管。

(2) 采用干燥气体吹扫时，在管道末端配备水露点分析仪，干燥后排出气体水露点值宜连续4h比管道输送条件下最低环境温度至少低5℃、变化幅度不大于3℃为合格。

六、置换

管道内空气的置换应在强度试压、严密性试压、吹扫清管、干燥合格后，投产前进行。应采用低压氮气或其他无腐蚀、无毒害性的惰性气体作为介质，站间进行全线置换。

置换过程中置换气体应排至放空系统放空。放空口应远离交通线和居民点，应以放空口为中心设立半径为300m的隔离区。放空隔离区内不允许有烟火和静电火花产生。

置换管道末端、阀室以及站场应配备气体含量检测设备，当置换管道末端放空管口

气体含氧量不大于2%时即可认为置换合格。

根据现有经验，置换时气体流速不大于5m/s为宜，以减轻管道内杂质如焊渣等对管道的冲蚀。同时，置换管道末端以及站场应配备气体含量检测设备，当天然气中甲烷含量与上游来气天然气甲烷含量连续三次一致，并点火稳定燃烧15分钟后，视为置换合格。

为节约置换工程费用，若本管道在建成之后立即投入运行，则可采用天然气推动惰性气体隔离段置换空气。惰性气体隔离段长度应保证到达置换管线末端时天然气与空气不混合，根据经验，隔离段总容积应不低于置换段管道总容积的20%。为确保混气段最小，置换时，天然气置换氮气再置换空气段的速度应不小于2.1m/s。置换合格标准同上。

七、投运

试压合格后，管道管理单位根据《天然气管道运行规范》（SY/T5922）相关规定制定投运方案及相应的安全应急预案，经相关部门审查通过后实施。管道干燥结束后，如果没有立即投入运行，宜充入干燥氮气，保持内压大于0.12~0.15MPa（绝）的干燥状态下的密封，防止外界湿气重新进入管道，否则应重新进行干燥、置换。

2.4.2 管道强度及稳定性校核

2.4.2.1 直管段的强度校核

对于埋地管道必须进行当量应力校核。校核条件为：受约束热胀直管段，按最大剪应力强度理论计算的当量应力必须满足下式要求：

$$\sigma_e = \sigma_h - \sigma_L \leq 0.9\sigma_s$$

$$\sigma_L = \mu\sigma_h + E\alpha(t_1 - t_2)$$

$$\sigma_h = \frac{Pd}{2\delta_n}$$

式中： σ_L —管道的轴向应力，拉应力为正，压应力为负（MPa）；

σ_h —由内压产生的管道环向应力（MPa）；

σ_e —当量应力（MPa）；

σ_s —管子的最低屈服强度（MPa）。

P—管道设计内压力（MPa）；

D—管子内径（cm）；

δ_n —管子公称壁厚（cm）；

μ —泊松比，取0.3；

E—钢材的弹性模量（MPa）；

α —钢材的线膨胀系数 [$^{\circ}\text{C}^{-1}$]；

t_1 —管道下沟回填时温度（ $^{\circ}\text{C}$ ），取-5 $^{\circ}\text{C}$ ；

t_2 —管道的工作温度（ $^{\circ}\text{C}$ ）；根据输送介质温度，取25 $^{\circ}\text{C}$ ；

计算结果见表2.4-3。

表2.4-3当量应力校核计算表

设计压力 (MPa)	管径 (mm)	钢管壁厚 (mm)	σ_L (MPa)	σ_h (MPa)	σ_e (MPa)	$0.9\sigma_s$ (MPa)	是否满足条件
6.3	219.1	6.4	-41.45	107.83	149.28	324	√

2.4.2.2 管道稳定性校核

1、管道的刚性

根据《输气管道设计规范》（GB50251）要求，输气管道的最小管壁厚度不应小于4.5mm，钢管外径与壁厚之比不应大于100。经过计算，本工程管线壁厚钢管的直径与厚度比为 $D/\delta = 34.23$ ，满足规范要求，因此，钢管不会出现圆截面失稳问题。

2、径向稳定性验算

根据《输气管道设计规范》（GB50251），当管道埋设较深或者外荷载比较大时，应按照无内压状态校核其稳定性。

验算公式：

$$\Delta_x \leq 0.03D$$

$$\Delta x = \frac{ZKWD_m^3}{8EI + 0.061E_s D_m^3}$$

$$W = W_1 + W_2$$

$$I = \delta_n^3/12$$

式中：x—钢管水平方向最大变形量（m）；

D_m —钢管平均直径（m）；

W—作用在单位管长上的总竖向荷载（N/m）；

W_1 —单位管长上的竖向永久荷载 (N/m)；

W_2 —地面可变荷载传递到管道上的荷载 (N/m)；

Z—钢管变形滞后系数，宜取1.5；

K—基床系数，取0.103；

E—管材弹性模量 (N/m²)；

I—单位管长截面惯性矩 (m⁴/m)；

δ_n —钢管壁厚 (m)；

E_s —土壤变形模量 (MN/m²)，取2.8。

作用在管道上的总竖向荷载仅考虑土壤的重力，普通段在管道埋设较深 (-3m) 情况下，穿越段在管道埋设较深 (-10m) 情况下，计算结果见表2.4-4，从表中可知，各种用管满足径向稳定要求。

表2.4-4径向稳定性校核

管径 (mm)	壁厚 (mm)	土壤埋深 (m)	Δ_x (m)	0.03D (m)	是否满足
219.1	6.4	10	0.0043	0.0065	√

2.4.2.3 埋地管道抗震校核

按照《油气输送管道线路工程抗震技术规范》(GB50470)的规定，对地震动峰值加速度为0.2g及以上地区内的管道，应进行抗拉伸和抗压缩校核，本工程通过地区的地震动峰值加速度为0.05g，不需进行抗震校核。

2.4.3 管道敷设

管道全部采用沟埋敷设方式。管道变向采用弹性敷设、现场冷弯管和热煨弯管三种型式来实现。在满足最小埋深要求的前提下，管道纵向尽可能少设弯管。与通信光缆同沟敷设时，要处理好管道与光缆同沟敷设的关系。对于特殊地段，应有针对性的采取敷设方案，确保管道安全，减少对生态环境影响。管道敷设应满足《输气管道工程设计规范》(GB50251)及《油气长输管道工程施工及验收规范》(GB50369)的要求。

2.4.3.1 一般地段管道敷设

通过对管道沿线的工程地质、水文地质、气候特点及地表植被进行综合分析，本工程管道全部采用沟埋式敷设方式。

(1) 作业带宽度

沿线均为平原地貌，农田较多，本工程管径为DN200，根据以往施工经验，本工程管线在山谷间敷设，作业带宽度为14m，对于管线施工空间紧张的地段，作业带宽度可压缩为12m。

(2) 管道埋深

考虑到管道沿线的地形地貌、农田耕作条件，及周边矿区情况，建议增大埋深，本工程管道土方段管顶埋深一般不小于1.5m，石方段管顶埋深一般不小于1.2m。

对于卵石、碎石地段和石方段，管沟应超挖0.3m，并回填细土，保证管道下方的细土层压实之后的厚度不小于0.3m，以免防腐层受损。

管线开挖穿越小型水域，有冲刷或疏浚线水域，应在设计冲刷线或者设计疏浚线下1.0m，取其深者；无冲刷或疏浚的水域，应埋在水床底面以下不小于1.0m；有冲刷或疏浚但无资料的水域，应在河床面以下不小于2.5m；对于基岩河床，应该嵌入强风化层以下的稳定岩层内不小于0.5m，并采用混凝土满槽覆盖封顶。

(3) 管沟沟底宽度

管沟的沟底宽度执行《输气管道工程设计规范》(GB50251)的要求，沟底宽度 $B=D+K$ 。沟底加宽余量K应按表2.4-5确定。

表 2.4-5 沟底加宽余量表

条件因素		沟上焊接			沟下手工焊			沟下半自动焊
		土质管沟		岩石爆破 管沟	土质管沟		岩石爆 破管沟	
		沟中有水	沟中无水		沟中有水	沟中无水		
K 值	沟深 3m 以内	0.7	0.5	0.9	1.0	0.8	0.9	1.6
	沟深 3~ 5m	0.9	0.7	1.1	1.2	1.0	1.1	1.6

当管沟沟深超过5m时，应根据土壤类别及物理力学性质确定底宽，并将边坡适当放缓或加筑平台。

考虑管线的安装间距要求，本工程管沟沟底宽度为1.0m。

(4) 管沟坡比

管沟边坡应根据土壤类别和物理力学性质确定。对于深度不大于5m，且不加支撑的管沟，坡比可参见表2.4-6。

表 2.4-6 管沟允许边坡坡度

土壤名称	最陡边坡		
	坡顶无荷载	坡顶有静荷	载坡顶有动荷载
中密的碎石类土（充填物为沙土）	1:0.75	1:1	1:1.25
中密的碎石类土（充填物为粘性土）	1:0.5	1:0.67	1:0.75
硬塑的粉土 1:0.67	1:0.75	1:1	
硬塑的粉质粘土，粘土 1:0.33	1:0.5	1:0.67	
硬质岩 1:0	1:0	1:0	

当管沟深大于 5m 时，可将边坡放缓或加筑平台。本工程管沟坡比取 0.67。

（5）管沟开挖与回填

在可耕植地区开挖管沟时，应进行表土剥离并分别堆放。对于横坡敷设段应加设临时拦挡，避免超占地。石方段和卵砾石段管沟应在底部回填 0.3m 细土，管道下沟后回填细土至管顶以上 0.3m，然后再回填原状土，粒径应满足规范要求。对于陡坡段回填土应进行分层压实。管沟回填后应及时进行地貌恢复，并严格按照水土保持评估报告要求进行防护。

（6）管道转角处理方式

对于管道水平和竖向的转角，可根据具体情况分别采用弹性敷设、现场冷弯弯管和热煨弯管来处理。一般在地形条件允许的情况下，要优先采用弹性敷设。采用弹性敷设时，弯曲曲线的曲率半径一般不小于钢管外径的 1000 倍。对于管道竖向弯曲曲线的曲率半径，还应满足公式下列的要求。

$$R \geq 3600 \sqrt[3]{D^2 \frac{1 - \cos \frac{\alpha}{2}}{\alpha^4}}$$

式中：R—弹性敷设的曲率半径（m）；

D—管外径（cm）；

α —管道转角（°）。

弹性敷设无法满足时采用冷弯弯管，曲率半径为 $R=40D$ ，起始角度为 3° ；冷弯弯管无法满足时采用热煨弯管，热煨弯管曲率半径为 $R=6D$ ，起始角度为 30° 。空间许可时，平面转角可用 2-3 个冷弯弯管拼接替代热煨弯管。

2.4.3.2 特殊地段管道敷设

1、管道与沿线电力线并行段敷设

经过现场踏勘了解到，管道沿线电网比较发达，沿线不可避免的要与已建高压电力线产生交叉或并行。

对于管道与高压电力线并行敷设段，经过与电网公司结合，确定管道与高压电力线路的并行间距，依据《电力设施保护条例》、《电力设施保护条例实施细则》、《架空配电线路及设备运行规程》等确定。

当上述条件受地形限制无法满足时，按照防腐专业要求采取适当的排流保护措施，并注意施工安全。

由于山地地段地势连绵起伏，横向转角多，空间狭窄，难以展开大机组流水作业，对施工技术要求较高，本项目山区困难段实施过程中拟采取相应治理和防范措施。

（一）施工便道修筑施工措施及技术要求

- （1）尽量利用或整修现有山间道路、减少新建施工便道。
- （2）按设计和规范要求严格控制施工便道宽度、纵向坡度、横向要求及转弯半径等。
- （3）在推土机无法通行时，可采用爆破或粉碎机等方式进行施工。

（二）施工作业带开拓施工措施及技术要求

- （1）严格按照测量放线边界开拓施工作业带，特殊段需兼顾考虑其施工运输便道功能。
- （2）在施工带范围内，对于影响施工机具通行或施工作业带的石块、杂草、树木应清理干净，沟、坎应予平整，有积水的地势低洼地段应排水。

（3）施工作业带清理时，应注意对土地的保护，减少或防止产生水土流失，也应注意保护施工标志桩，如果损坏应立即恢复。

（4）石方段爆破作业带平整时，采取一定措施（如在作业带边界用袋装土砌筑临时挡土墙）控制作业带度占据不超宽，同时防止爆破后砾石、土块滚落损坏附近建筑物及农田。

（5）通过以岩石为主、表层植被浓郁的山地时，施工作业带开拓在满足施工需要的前提下要尽量减少对原始地貌的改变，少损坏植被，作业带内植物能移植的尽量移植，减小管道敷设后固土植物的再植量，最大限度的保护环境。

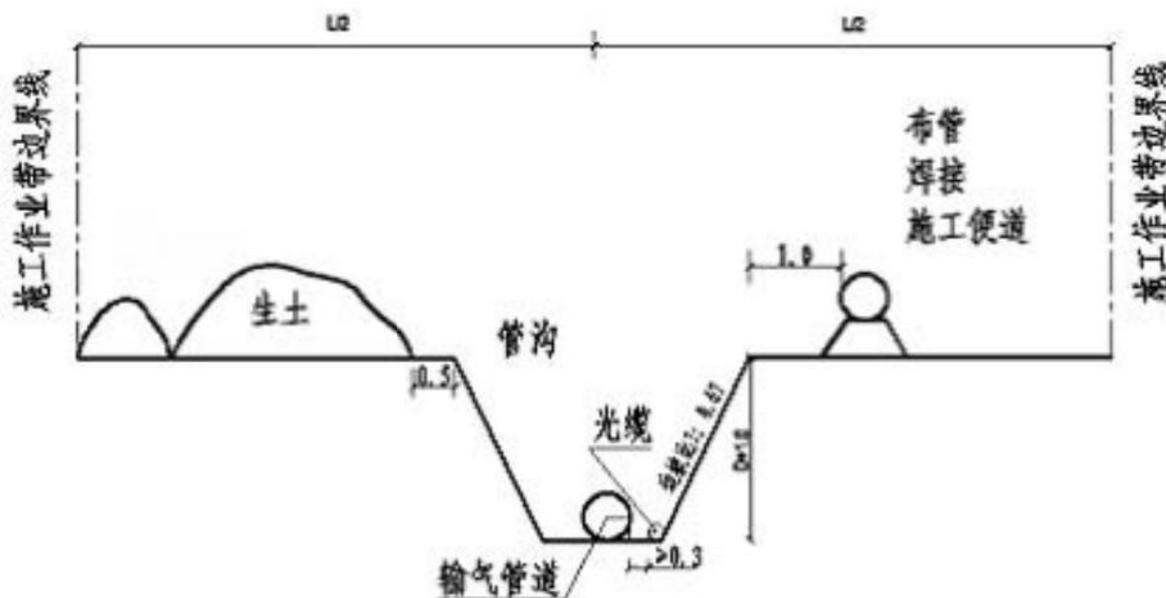


图2.4-1施工作业带示意图

(三) 管沟开挖应与施工作业带的开拓紧密结合，特别是横坡和狭窄的山脊段管沟，管沟开挖与作业带开拓同步进行，开挖的土石方直接用于作业带的填筑，以减小施工作业带宽度，从而减小爆破工作量，减轻对原有地貌的破坏程度。

(四) 按设计要求回填，底部垫层细土可根据现场情况采取外运细土或就地粉碎开挖石方的方式获得。

(五) 为保证设备及施工人员安全，施工作业带一般不宜出现 $\geq 8^\circ$ 的横坡。

(六) 管沟回填施工措施及技术要求

(1) 可采取就近拉运筛选和就地粉碎石方两种方式获得回填细土。

(2) 回填细土至管顶0.3m后再原土回填，原土石方回填石头的最大粒径不超过200mm。并进行人工平整夯实。

(3) 管道回填后立即按设计要求进行水工保护施工。

二、农田、林地等地段

本项目沿线主要以农田和林地为主，对此类地段提出以下具体实施要求和措施。

(一) 严格控制作业带宽度，尽量减少对沿线植被的破坏。在能安全行走的情况下，尽量不砍伐林木，对遮挡视线的树木，应只砍去遮挡视线的枝桠，不应整棵树砍伐。

(二) 地面附着物清点完、征地赔偿完后，经当地政府林业管理同意后，才能进行施工进行作业带的清理平整。

(1) 原则上能移植的尽量移植，能不砍伐的尽量不去砍伐。

(2) 作业带清理平整过程，尽量不采用大型机械设备，对不影响履带设备行走的土

坎、沟渠等尽量不动。

(3) 清理掉农作物、草根、树根及其他障碍物保证设备通过，在施工作业带边界设置防火隔离带，严禁任意砍伐作业带以外的树木。

(4) 清除掉的农作物、草丛、树枝等杂物及时清理出作业带，严禁在作业带内乱摆乱放。

(5) 农田施工尽量减少对农田防护林的损坏，必要时对林木进行移栽或假植。

(6) 作业带平整时，要对农田、苗圃、林带原有的水利设施修建临时疏通设施，保证原有水系畅通，避免对灌溉、泄洪及居民用水产生影响。

(三) 运布管施工措施及技术要求

(1) 修筑便道时，要充分利用当地道路、作业带或附近荒地开辟，尽可能减少对林地和耕地的破坏。

(2) 林区、农田作业带内运布管分段进行，每段不宜超过2km。采用吊管机从每段两头分别进行布管，减少车辆进入，避免超占地发生。

(四) 管沟开挖施工措施及技术要求

(1) 作业带平整完后，先进行管沟的开挖，开挖时对熟土和生土分开堆放，回填管沟时拉回，生土在下，熟土在上，以使表层草木植被得以保存。

(2) 开挖采取人工及机械结合的方法进行开挖。在林带石方段施工时，采用松动爆破法进行作业，严格控制药量，避免飞石破坏周围植被。

(3) 将开挖出的生熟土采用临时苫盖、临时拦挡等措施围护，保证地貌恢复顺利进行。

(4) 对开挖出的弃土要修筑临时的拦挡、排水设施，避免过多占地和水土流失。

(五) 管道组焊施工措施及技术要求

管沟开挖宽度尽量减少，沟底宽度控制在1.2m以内，在此类地段进行开挖管沟时，先对管子进行编号，按编号顺序进行管沟开挖，根据每根管子的长度在焊口位置处加宽，减少管沟开挖的土方，便于沟下的焊接作业，尽量减小对原土层结构的影响。施工示意图如下。

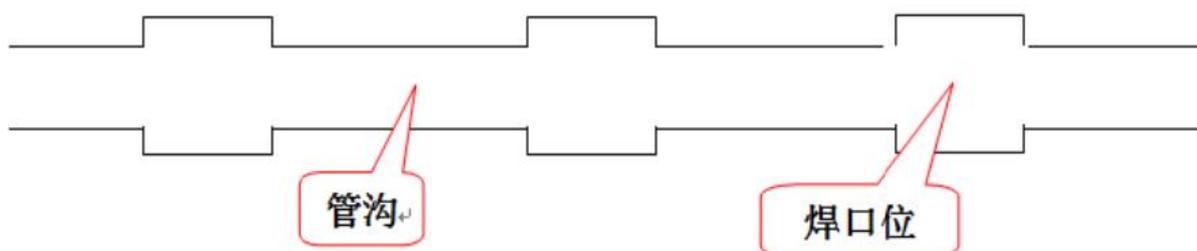


图2.4-2管沟及作业坑开挖示意图

(六) 农田、林地采用机械配和人工回填，注意减少推土机碾压或铲伤其它植被。

(七) 恢复地貌施工措施及技术要求

(1) 坚持“谁破坏、谁复垦”的原则，对作业带内杂物、弃土弃渣清理干净，进行原貌恢复。

(2) 地貌恢复使用的表层土必须为原地貌表面的熟土，恢复原有生态。

(3) 农田段恢复后的高度不得高于或低于原地面，以免影响当地的灌溉，农田段产生多余弃土可经平整后复垦为草地。

(4) 根据管道沿线气候与植被特点，选择当地较为适合的草类和灌木进行栽植，减少水土流失。

(5) 修复地貌原有的各项设施，并将由于施工需要修建的所有临时设施清除。

三、深丘地段敷设

(一) 线路应尽量选择较宽的沟谷敷设，以减少对林区的破坏，减小石方工程量；

(二) 上、下山段管道应尽量选择相对平缓的地形，对局部陡坡段，应尽量利用小平地减小管道上、下坡度，以减小施工难度；

(三) 避开不良工程地质发育的地段。

四、地质灾害地段的管道敷设

(一) 高陡斜坡地段处理

部分管道线路通过高陡边坡和陡崖，致使管道工程施工难度大、施工安全性差，易受到上方危石坠落的影响，而造成施工安全事故，并破坏管道。施工中应对管道通过区内松动危岩或滚石进行清除，避免给施工人员带来不安全因素，施工时用小药量或人工开挖，管道置于稳定基岩内，管顶可采取现浇混凝土的方式护管。对于较陡的地段立管较长时，应采取锚固的方式予以稳管。同时，在设计时考虑提高管道自身的安全性和稳定性，如适当加大壁厚、增大焊口探伤照片比例等。在管道上、下山段，通过高陡斜坡时，首先应采取局部降坡和斜坡管道锚固措施，搞好护坡堡坎，排水等设施的设计和施工，以保证管道安全。

(二) 滑坡处理措施

本项目线路已避开了滑坡地段，但由于受地质构成，大气降雨和地下水等自然因素以及施工对环境条件的破坏，可能会诱发不稳定地质状态的发生，形成局部滑坡。在管线顺坡或切坡开挖成沟时，破坏了斜坡的平衡状态，尤其在降雨作用下，易诱发产生滑坡与崩塌等地质灾害，需要采取固坡或水工保护措施，特别要做到快速施工回填，保证安全。

对管道经过的滑坡地段可采取挡土墙、抗滑桩、抗滑锚杆等措施对滑坡体进行支挡。其次可以采用向滑动面内灌浆等措施，粘结滑坡体。另外，还可以采用卸荷等方法彻底清除滑坡体。同时，为防止地面水侵入滑动面内，应采取截排水等导流措施。在有可能产生滑坡的斜向、顺向坡段敷设时，应分段敷设。切忌连续不间断开挖，以避免造成斜坡大范围变形、滑动。

部分管线沿半山斜坡地带敷设，在土层较厚、斜坡坡度较大情况下，可能产生滑坡与崩塌等地质灾害。在管线顺坡或切坡开挖成沟时，破坏了斜坡的平衡状态，尤其在降雨作用下，易诱发产生滑坡与崩塌等地质灾害，需要采取固坡或水工保护措施，特别要做到快速施工回填，保证安全。

部分管线沿台地敷设，管线敷设地段与相邻台地高差大于2m，覆盖层粘性土厚度大于3m，局部地段粘性土结构不稳定，作业面比较狭窄，容易诱发台地坍塌造成施工困难，施工时应合理放坡，并做到快速回填，保证安全。

（三）崩塌处理措施

崩塌灾害的预防可参照滑坡灾害的预防，唯其较滑坡灾害的发生更突然，前兆更不明显，因此监测预报难度更大一些。一些对工程施工和运营威胁较大的崩塌和危岩首先应进行清理，同时对潜在的危险地段，一定要定点定时监测，防患于未然，采取必要的遮挡、拦截、支顶、镶补勾缝等工程措施，具体如下：

（1）修筑明洞、棚洞等防崩构筑物。

（2）可在坡角或半坡设置起拦截作用的挡石墙和拦石网。

（3）应在危岩下部修筑支柱等支挡加固措施，对易崩塌岩体还可以采用锚索或锚杆串联加固。

（4）对岩体中的裂缝、空洞，易采用片石填补、砼灌浆等方法镶补、勾缝，对有水活动的地段，还应设置截流排水系统。

（四）穿越林区地段的施工要求及防火预案

管道穿越林区段施工时尽量减少施工作业带宽，减少对环境的破坏；管道施工结束后，被破坏的植被应及时恢复。对于林区内的管道施工，应预先编制施工安全预案，确保林区内的施工安全。

管沟开挖严禁采用爆破方式进行；管沟成型组焊前，应清除管沟附近的树枝、树叶，组焊建议采用沟下焊方式；焊接过程中，应对焊接区一定范围设置临时的隔阻材料（如钢板），防止电弧和火花进入林区；严禁在树林边或树林内吸烟、引弧；对于材料中的

易燃物质，应设置于空旷的场地且远离焊接区；施工中应配备一定数量的移动灭火器。

五、村镇边缘段

管道在村镇边缘敷设时，在与已有建筑物保证足够的安全距离的同时管道应采取相应的措施如下：

（一）施工时采取适当的支护措施来保证已建房屋、设施的安全；

（二）在管道上方可加设混凝土盖板对管道进行保护以防止外力破坏，并且在地面设置明显的警示牌标志，警示牌按100m间距加密设置。

（三）距房屋建构物近段每50m设置加密设置警示桩。

六、水田、水塘

管道通过水田、水塘局部地段地下水位较浅，周边地下水位较活跃，需视情况采取适宜的稳管措施，防止管道受到地下水作用上浮而危及管道安全。

2.4.3.3 管道与已建管道交叉的处理

本项目管道与已建管道交叉时，拟从其下方穿过且垂直净距不得小于0.3m，当垂直净距小于0.3m时，用坚固的绝缘物体隔垫。

2.4.3.4 管道与已建地下光（电）缆交叉的处理

本工程穿越光（电）缆，管道应从其下方穿过且垂直净距不得小于0.5m。施工时要对光（电）缆采取保护措施，如用角钢围裹等，管沟回填时在电缆上方铺一层砖。

当与已建管道交叉时，应从其下方穿过且垂直净距不得小于0.3m。交叉点两侧10m范围内管沟回填土应压实。

管沟开挖前，首先探明被穿越地下构筑物位置，并作出明显标记，报主管部门批准后方可施工。在交叉点两侧各5m范围内必须采用人工开挖。尽量避免本工程管道焊口位于被穿越管道下方，以方便焊接、焊口检测及补口工作。穿越处应合理安排工期，管道焊接、检测、补口等工序紧密衔接，补口完成后迅速回填，以免被穿越构筑物长时间暴露。

2.4.3.5 施工作业带

考虑到管沟开挖的土方堆放、施工运输设备和管道的焊接安装场地的要求，结合现场地形地貌情况，对本工程施工作业带宽度要求如下：

一般地段施工作业带宽度控制12m。管道中线两侧如何分布以施工单位堆土和焊管（以沟上焊考虑）的方便为准，由施工单位根据现场情况布置。

林地段可适当缩减，控制10m-12m。

鱼、水塘、冲沟、小型河渠穿越段因有围堰排水，可控制 10m-12m。

公路开挖穿越和伴行公路段可适当缩减以减少对公路路面和绿化带破坏，控制 10m-12m。

公路顶管两侧操作坑周边应适当考虑堆料场地。

如出现特殊情况需要特殊考虑作业带宽度的由施工单位提出书面申请。

2.4.4 人员密集场所高后果区

根据《油气输送管道完整性管理规范》（GB32167-2015）第6.1.2条所述原则（见表 2.4-7）对管道所经区域高后果区进行识别。

表 2.4-7 输气管道高后果区管段识别分级表

管道类型	识别项	分级
输气管道	a) 管道经过的四级地区，地区等级按照 GB50251 中相关规定执行	Ⅲ级
	b) 管道经过的三级地区	Ⅱ级
	c) 如管径大于 762mm，并且最大允许操作压力大于 6.9MPa，其天然气管道潜在影响区域内有特定场所的区域，潜在影响半径按照式（1）计算	Ⅱ级
	d) 如管径小于 273mm，并且最大允许操作压力小于 1.6MPa，其天然气管道潜在影响区域内有特定场所的区域，潜在影响半径按照式（1）计算	Ⅰ级
	e) 其他管道两侧各 200m 内有特定场所的区域	Ⅰ级
	f) 除三级、四级地区外，管道两侧各 200m 内有加油站、油库等易燃易爆场所	Ⅱ级
特定场所Ⅰ：医院、学校、托儿所、幼儿园、养老院、监狱、商场等人群疏散困难的建筑区域； 特定场所Ⅱ：在一年之内至少有 50d（时间计算不需连贯）狙击 30 人或更多人的区域。例如集贸市场、寺庙、运动场、广场、娱乐休闲地、剧院、露营地等。		

本项目高后果区管段统计见下表：

表 2.4-8 人员密集场所高后果区统计表

序号	市（设区）、县、乡、村	长度 m	级别	输气管道地区等级	距上下游站场/阀室距离	识别描述
1	广丰区	6300	Ⅱ级	三级	距离广丰区门站约 6.9km	
2	流源村	200	Ⅰ级	三级	0	管线西侧 80m 处有流源小学
3	溪滩村	200	Ⅰ级	三级		管线东侧 130m 处有村卫生所

管道两侧后期发展中，当地政府及管道监管部门应充分考虑新建管道周边的规划，使其符合输气管道相关的法律、法规，标准、规范，严控新建管道周边高后果区增量，确保安全。

依据《油气输送管道完整性管理规范》（GB32167-2015）第4.4条：“在建设期开展高后果区识别，优化路由选择。无法避让高后果区时应采取安全防护措施”。为降低油气输送管道带来的安全风险，提高未来城市建成区的安全水平，落实《国家安全监管总局等八部门关于加强油气输送管道途经人员密集场所高后果区安全管理工作的通知》（安监总管三〔2017〕138号）的相关要求，建议采取相关措施，具体如下：

1) 高后果区内管线作为重点关注区域，试压及投产阶段进行重点检查，制定针对性预案，做好沿线宣传并采取安全保护措施。

2) 运营中，高后果区管段作为重点管理段，制定有针对性的管理制度、巡检方案、应急预案等。

3) 针对本工程沿线高后果区分布情况，结合高后果区潜在的风险综合考虑，采取合理的安全技术措施以减少事故发生的可能性或降低事故后果。主要可以采取以下措施：

(1) 管道经过的特殊地段，严格按照规范选取特殊地段的强度设计系数，增加管道壁厚；

(2) 增强防腐等级；

(3) 管道沿线加密设置警示牌、警示桩，保证管道50m范围内至少有一处地面标识；

(4) 适当增大管道埋深；

(5) 对管道环焊缝进行100%射线检测及100%超声波检测；

(6) 管道沿线增加视频监控；

(7) 增加对高后果区的管理

①建设期识别出的高后果区应作为重点关注区域。试压及投产阶段应对高后果区管段重点检查，制定针对性预案，并做好沿线宣传工作；

②运营阶段应将高后果区作为重点管理段，制定并定期审核管道完整性管理方案；管道管理单位要按照《油气输送管道完整性管理规范》（GB32167-2015），全面开展人员密集型高后果区识别和风险评价工作，编制人员密集型高后果区风险评价报告，并按照政府相关部门要求做好报送工作；

③当地区发展规划足以改变该地区现有等级时，管道设计应根据地区发展规划划分地区等级，并重新评价该管段是否满足变化后更高等级区域管理的要求，不能满足时，

应立即换管或调整该管段最大操作压力；

④管理单位要加强相关人员岗位技能培训和考核，实时进行泄漏监测，及时发现并有效处置管道泄漏事故事件。

根据现场勘查，输气管道沿线 200m 范围内无港口码头、飞机场、军事区及旅游景点等敏感设施。

2.4.5 地质灾害

管道沿线地质环境条件总体一般，仅仅在局部山区较复杂。沿线主要的地质灾害类型有滑坡、崩塌（危岩体），暂未发现泥石流等其它不良地质灾害。地质灾害一般以小型为主，降雨较多年份有大、中型规模地质灾害发生。近年来，因人类活动诱发的地质灾害发生比率不断上升，如不规范的采矿活动、大型工程建设（公路、隧道、堤坝建设），不合理的城乡建房及地下抽水等。线路经过丘陵地区，沿横坡或切坡脚敷设会扰动自然坡体，造成滑塌、崩塌或滑坡。

拟建工程沿线地质灾害易发性综合评估以次易发区（段）为主，地质灾害少发区（段）仅占少部分。拟建工程具有遭受崩塌、滑坡、地面塌陷、泥石流等地质灾害的危险性，但在做好地质灾害防治工作前提下，其工程建设适宜性总体为基本适宜。工程建设前应采取相应的科学防治措施，保护地质环境，预防地质灾害，以保障拟建工程建设和运行过程中的安全，具体措施如下：

- 1) 地质灾害易发性为次易发区（段）应作次重点防治，而地质灾害易发性为少发区（段）可作一般防治。
- 2) 对存在诱发崩塌、滑坡、地面塌陷可能的高陡边坡及采空区应进行专门勘察，以便采取挡土墙、喷锚支护和坡面防护及采空区加固支护或回填等适宜的工程措施进行防治，防止崩塌、滑坡、地面塌陷和水土流失等地质灾害。
- 3) 穿越河流溪谷及洼地时，应注意软弱夹层（如淤泥层、松散填土等）对管线的破坏。
- 4) 建设过程中尽量减少对植被和原始地形的破坏，防止水土流失、崩塌、滑坡等地质灾害，保护地质环境。
- 5) 施工中产生的弃土弃渣应合理堆放，避免产生新的灾源。

2.4.6 地震

根据《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010，2016年版）及《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015），本项目通过地区地震参数如下表。

表2.4-9地震参数表

序号	市（设区）、县	影响长度km	地震烈度	地震动峰值加速度g
1	上饶市广丰区	/	VI	0.05

本项目通过地区的地震动峰值加速度为0.05g，设计特征周期为0.35s；可不进行抗震校核，一般地段管道施工可不采取抗震措施。

2.4.7 采矿区

根据压覆矿产资源评价报告结论得出拟建管线工程沿线调查区范围（400m）区内无探矿权区。

桃园铜矿普查距离管线400m以上，管线没有压覆到铜矿普查项目

拟建管线工程沿线评估区范围（400m）不涉及采矿权。

综上，按相关法律法规，本管线在沿线评估区内无压覆矿产现象。

2.4.8 河流大、中型穿（跨）越

2.4.8.1 项目穿（跨）越河流情况统计

本工程在黄村坞南侧穿越丰溪河支流，穿越位置河道宽度约20m。本工程丰溪河支流穿越推荐采用定向钻方式。穿越段用管为D219.1×6.4mmL360Q无缝钢管，穿越长度为300m。

表 2.4-10 河流大、中型穿（跨）越工程统计表

序号	名称	市（设区）、县	方式	长度 m	管径×壁厚 mm×mm	穿跨越工程 等级
1	丰溪河支流	广丰区	定向钻	300	Φ219.1×6.4	小型

2.4.8.2 穿（跨）越工程安全措施

以下针对管材选用、焊接及检测、试压、防腐、抗震几个方面说明本项目拟采取的措施。

一、管材选用及刚度、强度校核

本项目穿越设计压力为6.3MPa，采用Φ219.1无缝钢管。水域大中型穿越设计系数按照规范选取。穿越段所处地段一般线路地区等级为三级地区设计系数取0.4。

所用钢管径厚比远远小于100。因此，穿越段钢管的刚度均满足规范要求。经过校核，管道所选壁厚均能满足强度要求。

二、焊接及检测

管道焊接采用半自动焊接方式。管道在进行对口焊接组装前，均进行焊接工艺评定试验，在其评定合格后，施工单位才能进行现场组焊。

焊缝焊接完成后，进行外观检查，对外观质量检验不合格者，不得进行无损探伤检测。穿越段管道全部环向焊缝均应进行100%射线照相和100%超声波探伤检验。射线照相检测及超声波探伤检测按《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109）执行，Ⅱ级及以上焊缝为合格。

三、试压

本项目大中型穿越施工时均按《油气输送管道穿越工程施工规范》（GB50424）的要求进行清管、测径、试压与干燥工作。

对于定向钻穿越，穿越管道回拖前进行一次强度试验和严密性试压，回拖完毕，穿越段与开挖段连接完成后再进行一次严密性试压。

开挖沟埋穿越试压要求基本上与定向钻相同，不同的是管道安装、检验及防腐补口是在管沟内进行，或是在管沟外进行并用回拖方法就位。如是前者，则大开挖穿越管段的清管、测径与试压要求与线路相同，只是上述工序是在管沟回填前进行。如是后者，则穿越管段的清管、测径与试压要求与定向钻穿越相同，回拖前先对管道进行一次清管、测径与试压，合格后进行回拖管道就位，然后再进行第二次试压，要求与定向钻穿越相同。

试压按穿越设计和施工规范《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB/50423）和《油气输送管道穿越工程施工规范》（GB/50424）执行，即强度试验压力为1.5倍设计压力，介质为洁净水，稳压4h，压降不大于1%和无变形合格；定向钻严密性试验压力为1.1倍设计压力；除此之外严密性试验压力为设计压力，介质为洁净无腐蚀性水，稳压24h，压降不大于1%且不大于0.1MPa和无变形合格。

进行强度试验和严密性试压的应注意以下安全措施：

（1）试压前，应当在通往施工作业带的所有进口道设置警告标志，未经许可非工作人员禁止入内。

（2）在试压开始前要通知公众和当地的执法机构和应急快速反应机构。

（3）升压前要确保所有焊口检测合格，对整个试压系统和升压设备进行仔细、认真检查。

（4）试压时若发现异常情况，应泄压后再进行处理，不得带压处理。

（5）在所有的试压现场要备有当地医疗和应急反应机构的电话号码。保证整个试压

过程中的通讯联络畅通，并合理安排人员和设备，防止人员过度疲劳。

(6) 现场配备专职人员和专用车辆，用于施工人员意外伤害抢险；并提前联系好具备急救能力的医院，签订救护协议，在试压前将试压的时间、地点告诉医院方。

四、防腐

考虑到河流大中型穿越管道要求外防腐层防水、防腐性能优异及可靠性高、使用寿命长的需要，经方案比较，并结合地勘报告、防洪评价报告以及地方河道主管部门要求等，考虑到定向钻穿越管道的不可维护性，设计考虑在泸水河定向钻穿越回拖管道段采用防腐层（三层PE加强级）+外保护层（环氧玻璃钢防护层）。其余开挖河流采用三层PE加强级防腐层。

定向钻段管道补口采用“无溶剂双组份液体环氧涂层+辐射交联聚乙烯加强型热收缩补口套”的结构。

五、抗震

根据《油气输送管道线路工程抗震技术规范》（GB/50470）的要求，对各穿越进行抗震校核，管道均能满足要求。

六、其它安全措施

(1) 对于可能产生的危害因素，设计考虑如下措施：

穿越段管道强度设计系数取比线路同等地区高一级，管材采用无缝钢管；

工程建设单位应建立严格的规章管理制度，定期对职工进行安全及健康防护方面的教育；

依托社会，建立有效的医疗卫生保障体系，对现场施工和抢修工作应配备急救人员和医疗卫生设施；

建议建设单位在选择施工队伍时，应优先选择有同类穿越施工经验，有优良穿越施工安全记录的队伍。

(2) 定向钻施工主要安全措施

应预先探明高压电线、电缆等带电设施，采取有针对性的措施防止导向偏差的同时，对人体、设备的安全可充分掌控，避免触电事故的发生；

钻进前，应按照制造商提供的资料，防止超出钻杆的允许扭矩和拉应力，避免出现事故；

钻进突然停止或减慢，应确定是否碰到障碍物，然后再进行钻进；

保持出入土点的畅通联系，避免沟通障碍导致回转钻杆及回扩工具对人员的伤害；

管道定向钻和光缆定向钻的间隔应考虑回扩后终孔的大小和向侧面回扩的可能；

干膨润土粉末可能造成吸入危险，应佩戴防护工具，如口罩等；

在设备操作方面，应制定严格的操作流程和安全控制细节；如：在启动任何设备前应设置好紧急关机程序，断开任何管路前均应释放压力，拧、卸钻杆柱时，应使钻头离开孔底等。

(3) HSE管理

施工过程中应制定完善的HSE管理制度，施工操作、材料堆放、人员调度等应严格按照所制定的HSE管理制度执行，确保施工操作的安全性、施工计划的合理性。其他安全措施。

2.4.9 与铁路并行交叉

本项目无与铁路并行段及交叉情况。

2.4.10 与公路并行交叉

本项目无与公路并行段，与公路交叉情况见表 2.4-11。

表 2.4-11 与公路交叉段统计表

序号	名称	市（设区）、县	穿越长度 m	交叉角度（°）	方式
1	省道 S201	上饶市广丰区	30	90	顶管

本工程穿越S201采用顶管穿越，管道穿越长度约30m，穿越段用管为D219.1×6.4mmL360Q无缝钢管。

穿越公路时，严格执行《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423）有关规定。

本工程穿越省道采用顶管方式穿越。对于乡村道路，根据路基宽度及用途采用开挖加套管方式。套管采用钢承口钢筋混凝土套管，顶管套管规格为DRCPIII1500×2000（GB/T11836），开挖套管规格为RCPIII800×2000（GB/T11836）。

有套管穿越公路时，为减少套管穿越对路基的影响，要求套管顶的埋深≥1.2m，套管应伸出公路边沟外2m。



图2.4-4省道S201穿越位置图

2.4.11 与其他管道并行交叉

本工程穿越光（电）缆，管道应从其下方穿过且垂直净距不得小于 0.5m。施工时要对光（电）缆采取保护措施，如用角钢围裹等，管沟回填时在电缆上方铺一层砖。

当与已建管道交叉时，应从其下方穿过且垂直净距不得小于 0.3m。交叉点两侧 10m 范围内管沟回填土应压实。

管沟开挖前，首先探明被穿越地下构筑物位置，并作出明显标记，报主管部门批准后方可施工。在交叉点两侧各 5m 范围内必须采用人工开挖。尽量避免本工程管道焊口位于被穿越管道下方，以方便焊接、焊口检测及补口工作。穿越处应合理安排工期，管道焊接、检测、补口等工序紧密衔接，补口完成后迅速回填，以免被穿越构筑物长时间暴露。

2.4.12 标识与伴行路

管道沿线应设置里程桩、转角桩、交叉桩和警示牌等地上标志。为防止第三方施工破坏，管道下沟回填时，应在管道上方0.5m处设置警示带。

1) 里程桩

里程桩宜设置在管线中心线正上方，当无法设置在正上方时，埋设在管道气流方向

的左侧，桩中心距管道中心线1m，宜明确标出管道所处位置。从起点至终点，每公里1个。阴极保护测试桩可以和里程桩结合设置。

2) 转角桩

主要用于埋地管道水平转角处，标识管道转角位置与主要变化参数。转角桩宜设置于管道转角处中心线正上方。

3) 标志桩

主要用于埋地管道与公路、铁路、河流及地下构筑物交叉处而设置的地面标记。标志桩根据标识内容的不同，可分为穿河流桩、穿公路桩、管道交叉桩、通信光（电）缆交叉桩、设施桩、分界桩等。标志桩应设置在管线中心线正上方。

当管道穿越高速公路、一级、二级公路或穿越长度 $\geq 50\text{m}$ 时，应在公路两侧设置标志桩。设置位置应在公路排水沟外边缘以外1.0m处。当管道穿越二级以下公路或穿越长度 $< 50\text{m}$ 时，应在公路一侧设置标志桩。设置位置在公路排水沟外边缘以外1.0m处。

管道穿越河流、沟渠长度 $\geq 50\text{m}$ 时，应在其两侧设置标志桩。穿越长度 $< 50\text{m}$ 时，可在其一侧设置标志桩。

4) 警示牌

管道穿跨越人工或天然障碍物，如大中型河流、临近水库及其泄洪区、水渠、地（震）质灾害频发区、矿山采空区、有可能取土（砂）、采石的河道或地区、人口密集区等危险点源需设置警示牌，连续地段每100m设置1个警示牌。

管道穿越河流、沟渠长度 $\geq 50\text{m}$ 时，应在其两侧设置警示牌；管线穿越河流、沟渠长度 $< 50\text{m}$ 时，可在其一侧设置警示牌；警示牌设置于河流、沟渠堤坝坡脚或距岸边3.0m处。

5) 警示桩

在两个相邻里程桩之间，按一定距离埋设的用于确认管线走向的地面标记，同时用于管道埋深较浅的沟渠、重载车辆通过未做管道保护涵的道路以及管道经过人口稠密区等特殊地段的警示标志。每100m设置1个警示桩，设置在管道中心线上，特殊地点可根据实际情况设置。

6) 警示带

连续敷设于埋地管道上方，用于防止第三方施工破坏而设置的地下警示标记。一般地段管道警示带宜距管顶50cm，岩石段细土回填处可置于管顶以上30~50cm。

警示带的施工应与管道施工协同进行，作好相互间的工序衔接。施工顺序为：管道下沟→小回填→敷设警示带→管道大回填。

为保护管道不受意外外力破坏，提高管道沿线群众保护管道的意识，输气管道沿途设置一定数量的警示牌。根据本项目实际情况，将警示牌与高杆警示桩合用。

2.4.13 阀室

一、阀室设置

该项目新建流源阀室，主要设计内容如下。

表 2.4-7 阀室一览表

序号	名称	站场间距 (km)	地理位置	备注
1	流源阀室	0	上饶市广丰区流源村壶峒镇流源村北侧	项目起点新建

流源阀室为RTU阀室。

二、阀室周边环境

流源阀室

北面：为山林和基本农田。

东面：为山林和基本农田。

南面：为山林和基本农田。

西面：S201省道。

2.4.14 安全保护措施

2.4.14.1 紧急截断（ESD）阀

为便于输气管道的维修，以及当输气管道发生破损时，尽可能减少损失和防止事故扩大，管道沿线各站场的进、出站紧急截断阀拟采用全焊接球阀。当站场发生事故及检修时，可关闭进、出站紧急截断阀，保证站场的安全。

2.4.14.2 清管设施

常用的清管设施为清管器发送、接收筒和清管阀，均可在介质不断流的情况下，通过介质压力作用在清管器上，对清管器进行发射和接收，达到清扫管线的作用。

清管器接收和发送筒除满足正常输送情况下的清管作业外，可以收发智能清管器（对管道的腐蚀及管道壁厚进行检测，了解管线使用状态），通常用于较长管路的清管作业。但占地较大，需要的配套设施较多，操作人员较多。

清管阀通常用于较短管路的清管作业，占地较小，需要作业人员较少，但不能用于收发智能清管器。

2.5 主要工艺设备

本工程在广丰燃气门站内新建 1 座收发球筒区，设有收发球筒 1 台。

1) 主要工艺参数：

设计压力：6.3MPa；

设计规模：2.0×108Nm³/a；

进站压力：2.9MPa；

进站温度：13.8~24℃；

2) 站场功能设置说明

(1) 收发球；

(2) 事故状态及维修时的放空和排污；

(3) 站场紧急截断（ESD）。

3) 新增主要设备

(1) 收发球筒 1 台。

2.6 公用工程

2.6.1 自控

江西天然气集团管道分公司已设置调控中心，包括南昌主调控中心和备用调控中心。调控中心各采用 1 套 SCADA(Supervisory Control And Data Acquisition 监控和数据采集)系统。本工程广丰燃气门站数据均上传到调控中心，由调控中心实现对站场的统一监控。

广丰燃气门站内新建一套站控系统（SCS），包括过程控制系统（PCS）和安全仪表系统（SIS）。站控系统数据经租用公网电路上传至江西天然气集团管道分公司调控中心。

2.6.1.1 自动控制水平

本工程集中监控系统采用以计算机为核心的监控和数据集成（SCADA）系统。操作人员在调控中心通过 SCADA 系统可完成对站场的监控和运行管理。同时站场的站控系统具有独立监控该站运行并将有关信息提供给调度控制中心的能力。

2.6.1.2 自控系统方案

广丰燃气门站内新建一套站控系统（SCS），包括过程控制系统（PCS）和安全仪表系统（SIS）。站控系统数据经租用公网电路上传至江西天然气集团管道分公司调控中心。

1、调控中心 SCADA 系统

调控中心 SCADA 系统主要是完成对沿线站场的数据采集监控功能。正常情况下，操作人员在调控中心通过计算机系统即可完成对输气管线的监控和运行管理等任务。

本工程调控中心只考虑在原有基础上进行软件组态及调试，增加新增本工程站场控制系统的相关内容。

调控中心是全线调度、管理的核心及指挥枢纽，主要完成对各输气站场进行实时监控、调度和管理等任务。

调控中心 SCADA 系统主要功能：

- ▶ 对输气管道全线运行实行统一调度和管理；
- ▶ 实时监测各站主要工艺参数和工艺设备的运行状态，实时显示生产流程、主要工艺参数及设备运行状态，存储重要工艺参数，对异常工况进行声光报警并打印，记录；
- ▶ 对远程站场的正常启动、正常关闭和紧急关闭，对站场设备的启、停及阀门的开、关和故障状态，可燃气体泄漏检测、火灾报警、数据通信线路状态等进行监视和控制；
- ▶ 对站场关键变量，如去用户压力进行远程设定和控制，向站控系统下达调度指令；
- ▶ 对各站火灾报警、可燃气体报警及紧急切断报警进行实时监视和控制；
- ▶ 对运行参数、状态及动态趋势进行实时、多窗口、多画面工艺图形的直观显示与操作；
- ▶ 生产报表、事故报表打印；
- ▶ 对数据处理、分析及调度管理和决策指导；
- ▶ 系统的组态编程与开发，数据库在线、离线修改等。

2、站场控制系统

站场控制系统主要由计算机网络系统、过程控制单元、操作员工作站、数据通信接口设备等构成。过程控制单元采用可编程序逻辑控制器（PLC—Programmable Logical Controller），作为人机界面的操作员工作站采用工业微型计算机。站控制系统中的所有监控设备采用局域网（LAN—Local Area Network）的形式连接，局域网按冗余方式配置。可编程序逻辑控制器（PLC）主要由处理器 CPU、I/O 模块、网络通信系统、电源、安装附件等构成。为保证系统的可靠性，PLC 模块应具有自诊断功能，PLC 的电源、处理器、网络、通信模块等按热备冗余设计，达到远程监控的要求。

3、安全仪表系统

站内设置 1 套独立的安全仪表系统。系统主要由检测仪表、控制器和执行元件三部分组成。安全仪表系统的控制器及相关硬件、软件应达到站场安全完整性等级所确定的 SIL 等级。紧急关断系统分为二级，即：

L-1 一级关断：为火灾关断。此级将关断进出站气液联动阀，打开全部放空阀，实行紧急放空泄压，同时发出站内报警。

L-2 二级关断：为生产关断。此级由手动控制或工艺参数的超限以及天然气泄漏时执行关断。

在控制室内、工艺设备区边缘逃生路线上设置带回路检测功能的 ESD 按钮，巡检人员发现站场火灾时进行报警，其信号直接进入 ESD 系统。

4、可燃气体报警系统

在工艺装置区设置 2 套固定式可燃气体探测器，探测器选用红外式，检测信号上传至可燃气体报警系统，继而上传至站控系统和调控中心 SCADA 系统。

同时，站内配置 2 套便携式可燃气体探测器，用于日常巡检时对工艺设备区的泄漏检测。

5、其他安全措施

为保证设备安全和系统的可靠，根据有关防雷设计规范，除设置防雷接地系统外，在主要的检测仪表信号传输接口、ESD 系统的所有 I/O 点、数据通信接口、供电接口等，有可能将雷电感应所引起的过电流与过电压引入系统的关键部位，均安装电涌保护器，以避免雷电感应的过电流和过电压窜入，造成设备损坏。

机柜间的保护接地、工作接地、本质安全接地和防雷接地分别接入到共用接地网，共用接地网的接地电阻小于或等于 1Ω 。

现场处于爆炸性危险区域内的电动仪表，按隔爆型进行选型设计，其防爆等级不应低于 ExdIIBT4，防护等级不应低于 IP65。

站控系统、火灾报警系统、可燃气体报警系统等仪表系统，设置 UPS 不间断电源。

2.6.1.3 紧急停车（ESD）系统

广丰燃气门站已设置紧急停车（ESD）系统。根据项目资料，广丰燃气门站为下游合作单位建设，不在本次评价范围内。

2.6.1.4 火灾和可燃气体检测和报警设施

广丰燃气门站为下游合作单位建设，不在本次评价范围内。本报告仅对广丰燃气门站工艺装置区设置的一套火灾自动报警系统和可燃气体检测和报警设施进行介绍。

本工程在工艺装置区设置2套固定式可燃气体探测器，探测器选用红外式，检测信号上传至可燃气体报警系统，继而上传至站控系统和调控中心SCADA系统。

同时，站内配置2套便携式可燃气体探测器，用于日常巡检时对工艺设备区的泄漏检测。

在站场工艺装置区设置火焰探测器，其报警信号上传至火焰报警控制器，继而上传至站控系统和调控中心SCADA系统。

2.6.1.5 远程终端装置（RTU）

本工程从流源阀室接气，流源阀室具体工艺流程，控制形式等设计已由中国石油天然气管道工程有限公司完成设计。

该项目设置的流源阀室为RTU阀室，阀室功能为截断、放散、预留分输。

2.6.1.6 气液联动球阀

气液联动阀就地显示阀门的开、关状态。阀室的通过气液联动阀的电子控制单元实现对管道压力超高、超低、压降、速率过快等各种条件的判断，实现对气液联动阀的连锁控制。

2.6.1.7 防爆和防护等级

本项目处于爆炸危险性场所的电动仪表及电气设备按隔爆型设计。所选用的电气设备必须具有公认的权威机构颁发的符合有关标准的防爆合格证书。

标准：GB/50058或CENELEC或其它等效的标准。

防爆标志 / 防护等级：ExdIIBT3Gb / IP55（最低）——室内；

ExdIIBT3Gb / IP65（最低）——室外。

2.6.1.8 其他安全措施

一、接地

保护接地、工作接地、本质安全接地和防雷接地分别接入到公用接地网，接地电阻不大于 4Ω 。

二、防雷

（1）防雷保护的的目的

仪表及自控使用的各系统和电子设备耐过电压能力低，雷电高电压以及雷电电磁脉冲侵入所产生的电磁效应、热效应都会对系统和设备造成干扰或永久性损坏。因此，安装防雷装置和采取必要的防护措施，尽可能将雷电灾害降低到最低限度，减小被保护的系统和设备遭受雷击损害的风险。

(2) 防雷保护的措施

防雷保护的措施分为外部防雷措施和内部防雷措施两种。外部防雷措施包括（接闪器、引下线、屏蔽、接地装置、共用接地系统等），内部防雷措施包括（共用接地系统、屏蔽、等电位连接、合理布线、安装电涌保护器等）。

三、安装电涌保护器的设置

线路截断阀室的所有I/O点的接口处设置电涌保护器。

对于可燃气体和火焰探测器，在现场仪表与控制器之间设电涌保护器。

信息设备的配电线路首、末端需与信息设备连接时，应设与信息设备耐压水平相适应的过电压保护（电涌保护）设备。

2.6.2 通信

选择公网通信作为门站SCADA数据和工业电视数据上传调控中心传输通信方式。

广丰燃气门站新建一套本地视频监控系统。

调度中心已设置各通信系统网管设备以及工业电视远程监控终端，监控管理下辖各站场的通信设备。

2.6.2.1 公网通信系统现状

本工程管道沿线通信公网覆盖较好，各站场均可得到公共电信网的有效服务。公网运营商可以为各站场提供包括2M及其他带宽的数字电路、语音电路等管道运营所需的各种通信业务。

本工程管道沿线移动通信信号覆盖情况良好，可以满足本工程巡线、维抢修时的无线通信需求。

2.6.2.2 通信传输系统

1、通信方案

本工程门站采用租用公网数字电路作为SCADA数据传输的主用通信信道，采用公网VPN电路实现工业电视图像的实时传输。公网电信部门提供RJ45接口，数字电路可用性达到原信息产业部发布的《电信服务规范》中的规定。本工程门站租用1条2M的公网数

字电路连接到南昌生产调度中心，用于传输SCADA数据；另外租用1条VPN电路至南昌生产调度中心，带宽不低于34Mbps，用于传输工业电视监控图像数据。

2、备用通信系统

门站另租用一条2M公网电路对SCADA数据进行传输，连接至南昌调控中心，用于保障在主用通信发生故障时，SCADA数据的传输。当主用通信方式发生故障时，通信系统将自动切换为备用通信方式进行SCADA数据传输。

南昌生产调度中心不在本次评价范围内。

2.6.2.2 工业电视监控系统

生产调度中心设置工业电视监控平台，能够通过流媒体服务器调看各站及外管线监控系统图像，并通过管理服务器对下辖各站场及外管线工业电视监控系统进行管理。

工业电视监控系统是天然气站场及外管线安全防范体系的重要组成部分，主要为站场及外管线提供安全保障的辅助设施，是管理人员监视站内情况最直观、最可靠的手段。

为适应现代化管理的要求，满足生产操作、防火监视、安全保卫的需要，本工程在站内及管线一侧设置工业电视监控系统。

站内推荐采用以NVR为核心设备的工业电视监控系统，主要包括前端摄像机和后端监控主机等设备。站场的前端摄像机采用网络摄像机，在工艺区设置2台防爆球型摄像机，机柜室设置一台室内半球摄像机，后端监控主机采用网络硬盘录像机，用于实现对前端设备的控制及图像存储。同时，本工程工业电视监控图像应上传至调控中心。工业电视监控系统主要用于对全南门站站站内工艺设备区、自控通信机柜间进行监视，预防非法人员的意外闯入、及时发现站内的险情给予报警等。全南门站不在本次评价范围内。

外管线视频监控系统包括视频监控前端设备、传输网络、安防监控平台以及客户端等。在需要监视的场所设置监控摄像机（现阶段由于4G网络的带宽原因，采用高性能、多码流、低码率的摄像机），摄像机的信号通过线缆接入4G视频编码器内，通过4G网络将图像等数据传送至调控中心，用户可经工作站进行实时浏览，也可经大屏幕显示系统显示在中心大屏幕上，实时掌握各重点区域的生产、建设情况。

2.6.2.3 巡线抢险及应急通讯

为满足管线巡检人员巡线需求，拟配备2套普通巡检设备，1套智能巡检设备，另外在站场配备2部防爆无线对讲机。

2.6.2.4 防雷及接地

工艺站场的数据通信系统、工业电视监控系统等均采用UPS220V交流供电，以确保通信系统的不间断工作。

站场内通信系统均考虑防雷和接地，所有引入室内的通信电缆应分别采用加装避雷器及接地等防雷措施。通信设备机房工作接地、保护接地和防雷接地采用联合接地，要求站场联合接地电阻 $\leq 4\Omega$ 。

2.6.2.5 光缆防护

本工程工艺站场场区内通信线缆均采用直埋铠装光/电缆。通信光/电缆埋设深度一般不小于0.8m。通信管道敷设时，缆沟沟底应平整夯实，铺上100mm厚的细砂，管道敷设后上面再铺100mm厚的细砂，光/电缆上方要求加砖保护。砖的覆盖宽度应超过光/电缆边缘两侧50mm。光/电缆穿路及入户要求加钢管保护，所有光/电缆入户时电缆铠装层使用线卡箍和接地电缆与附近地网进行连接。

2.6.3 供配电

2.6.3.1 供电系统及设备

本工程为管道从拟建广丰支线末端阀室流源阀室（原广丰燃气门站）出发，敷设至广丰燃气门站。管线全长约6.9公里，设计压力6.3MPa，管径DN200，设计输气量为2.0亿立方米/年。项目还包含在广丰门站内新建收发球筒区，本工程电气部分为广丰燃气门站内新增电动阀门、设备的配电以及新增工艺设备的防雷、防静电，防爆区域划分等内容。

本工程根据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）规定，站场用电负荷等级为二级，本次改造新增电动阀门为二级负荷。

根据工艺改造要求，本次改造共增加电动阀6个，设备总功率8.0kW。

2.6.3.2 供配电

在广丰燃气门站新建收发球区域新建一面防爆配电箱，电源从站内箱式变电站接引。各新建电动阀电源均从该新建防爆配电箱放射式引出，电缆采用ZR-YJV22-1.0<5X4>，室外直埋地敷设，埋深-0.7米，进出建筑及出硬化地面采用穿热镀锌钢管保护。

2.6.3.3 电气设备的防爆、防火、防腐措施

一、防爆措施

根据《输气管道工程设计规范》（GB50251）中有关规定进行输气管道设施爆炸危险场所区域的划分。阀室放空立管排气口半径1.5米的空间为爆炸危险区域1区，4.5米的空间为爆炸区域2区。

爆炸危险区域内的电气设备选型防爆标识拟定为ExdIIBT4Gb，防护等级选用IP65。

二、防火措施

1、爆炸危险场所的电缆，采用铜芯阻燃电缆，且绝缘电线和电缆的截面选择符合有关规定。

2、电缆进入爆炸危险区域内电气设备均采用防爆电缆夹紧密封接头。电缆保护管口采用防火堵料及热缩套封堵。

三、防腐措施

1、人工接地装置的导体应采用热镀锌的型钢等材料，且镀锌层厚度不小于70 μm ，接地装置的连接应采用焊接，焊接处进行防腐处理。

2、户外配电箱、照明灯具等电气设备防护等级不低于IP55。

2.6.3.4 防雷、防静电措施

1、室外露天设置的工艺设备，其壁厚大于4mm，不设接闪器，利用设备本体作为雷击接闪装置，但装置应可靠接地，接地点数不少于2点，间距不大于30m，接地电阻 $\leq 10\Omega$ 。

2、站内管线的始、末端，分支处以及直线段每隔100~200m处，设置防静电、防感应雷的接地装置。在爆炸危险场所中凡生产储存过程有可能产生静电的管道、设备、金属导体等均应做防静电接地。输气管线的法兰（绝缘法兰除外）、阀门连接处，当连接螺栓数量少于5个时，应采用金属线跨接。站内的接地系统采用TN-S系统，站内电气接地、自控、通信的保护接地及工作接地、防雷防静电接地等共用同一接地装置，接地电阻不大于1 Ω 并做好等电位接地措施。本次改造所有正常不带电设备金属外壳均需接入站场接地网。

2.6.3.5 防电击保护措施

一、防直接电击

- 1、配电设施采用符合要求的防护等级，降低了发生意触电外事故的可能性；
- 2、采用阻挡物将人与设备带电部分置于伸臂范围之外；
- 3、安装 $\leq 30\text{mA}$ 的剩余电流保护器。

二、防间接电击

- 1、所有设备外部可导电部分必须相互连接并可靠接地；
- 2、当设备故障时，保护装置在一定时间内必须自动断开设备中的故障部分。
- 3、设置等电位连接箱，将室内设备、金属管道等进行等电位连接。

2.6.4 防腐保温与阴极保护

2.6.4.1 防腐保温

一、线路管道直管段外防腐层

为保证管道的长期安全运行，抑制电化学腐蚀的发生，外防腐层的选用遵循安全第一、环保优先的设计原则。

本项目线路管道沿线地貌主要表现为平原、丘陵和山区地貌，山区、丘陵呈分散分布，管道倒运、敷设过程中易造成防腐层损伤，防腐层的机械性能要求尤为重要。部分管段与高压输电线路多次交叉，这就要求外防腐层具有较高的电气强度、良好的致密性，且在管沟回填以后仍具有良好的完整性。

根据以上分析，结合可研报告中的推荐方案，本项目干线管道推荐全部采用加强级三层PE防腐层。

根据GB/T23257标准，三层PE分为长期工作温度不超过60℃的常温型和长期工作温度不超过80℃的高温型。由于本项目设计温度 $<60^{\circ}\text{C}$ ，故推荐本项目全部采用常温型三层PE防腐层。

三层PE加强级外防腐层的环氧底层厚度 $\geq 150\mu\text{m}$ ，胶粘剂层200~250 μm ，管道防腐层总厚度不小于2.7mm。

二、线路管道冷弯管外防腐层

冷弯管使用三层PE防腐层的成品直管防腐管经冷弯机弯制而成，即冷弯管防腐层仍采用三层PE防腐层。在弯制过程中应采用适宜的工艺和器具，避免对管道防腐层造成损伤。

三、线路管道热煨弯管外防腐层

热煨弯管由于其形状的特殊性，在作业线上进行外防腐层的涂敷预制工艺控制复杂、生产速度较慢；在施工长途运输中易受到磕碰撞击，因此，要求外防腐层具有良好的耐磨抗冲击性能。

选择热煨弯管方案时应综合施工周期、防腐层的性能特点、预制工艺的成熟性、地形和土质环境条件等因素确定，根据目前国内的技术水平和工程应用情况，推荐热煨弯

管可采用“双层熔接环氧粉末+外包装聚丙烯带”的复合防腐结构，以减少和避免热煨弯管在运输、搬运、下沟等过程中的损伤。

钢管两端预留一定的无涂层区，钢管管端预留长度：110mm~120mm，管端预留区应考虑防止涂层翘边的措施。

对检验合格的双层熔结环氧粉末外防腐热煨弯管，在涂层固化后外缠聚丙烯胶粘带。聚丙烯胶粘带缠绕结构为“配套底漆+聚丙烯胶粘带”，缠绕搭边50%~55%，胶粘带厚度 $\geq 1.1\text{mm}$ 。聚丙烯胶粘带外护层应在工厂内完成预制。

四、线路管道的补口与补伤

1) 线路管道的补口

普通管段补口采用“无溶剂双组份液体环氧涂层+辐射交联聚乙烯热收缩补口带”的结构。

无溶剂双组份液体环氧涂层1道，干膜厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ ；

辐射交联聚乙烯热收缩补口带：收缩后宽度 $\geq 500\text{mm}$ ，基材厚度 $\geq 1.2\text{mm}$ ，胶粘剂层厚度 $\geq 1.2\text{mm}$ 。

钢管两端预留长度（钢管裸露部分）为120~130mm，热收缩补口带的宽度应覆盖裸露的金属表面，收缩后与管线两端聚乙烯层搭接应不小于100mm。热收缩带周向搭接宽度应不小于80mm，周向收缩率不小于15%。聚乙烯热收缩带采用固定片固定，周向搭接宽度应不小于80mm。

定向钻段管道补口采用“无溶剂双组份液体环氧涂层+定向钻穿越专用辐射交联聚乙烯加强型热收缩补口套”的结构。

2) 补伤

带有防腐层的钢管有可能在运输、下沟回填过程中由于磕碰等外力作用而产生破损，对于此类的破损处应进行补伤处理。根据破损点的大小采用相应的聚乙烯热收缩带或聚乙烯补伤片，当损伤处直径 $\leq 30\text{mm}$ 时，可采用辐射交联聚乙烯补伤片修补；直径 $> 30\text{mm}$ 的损伤，先用贴补伤片，然后采用热收缩带包覆，包覆宽度应比补伤片的两边至少各大50mm。

3) 补口、补伤质量控制

控制补口质量的瓶颈主要在于现场施工操作和检测手段上，热收缩带施工采用手工操作方式，施工质量很大程度取决于操作人员的技术水平和责任心，加之各厂商材料质量、施工性能存在差异，为控制补口质量，应对厂商的操作工艺进行评定，加强施工操作人员的岗前培训和现场质量监督。对现场施工操作中的重要环节加强检查与检测，如：

应采用喷砂除锈，加强表面处理清洁度、粗糙度和粉尘度的检测，并注意收缩完成后的回火，保证热熔胶能充分熔化，尤其是管道底部与PE的搭接部位密封性。以提高外防腐层体系中薄弱环节的可靠性。

2.6.4.2 阴极保护

一、线路阴极保护站设置

本项目输气管道主干线采用强制电流阴极保护方式为主，牺牲阳极为辅的阴极保护方案。即管道总体采用强制电流保护的方法，临时保护则采用牺牲阳极阴极保护方式。

阴极保护系统由供电系统、阴极保护间、变压整流器（通常为恒电位仪）、控制台（柜）、连接电缆、阳极地床、参比电极以及测试设施等构成。

（1）恒电位仪、控制柜

恒电位仪或变压整流器是阴极保护的极化电源装置，它将外来的交流电经变压整流后形成直流电，它的正极接辅助阳极地床，负极接管道，使管道达到适当的阴极极化要求，正极与负极通过阳极地床、大地、管道及其连接导线形成回路。

本项目选用恒电位仪作为极化电源装置，采用太阳能供电，额定输出为24V/10A。

控制柜是控制多台恒电位仪的设备，本项目每套阴极保护系统配有两台恒电位仪，一台工作，一台备用。两台恒电位仪都与控制柜连接，当工作状态的恒电位仪出现故障不能正常运行时，控制柜可实现它们间的自动切换。

2) 辅助阳极地床

辅助阳极地床是阴极保护站重要的辅助设施，阴极保护电流从阳极地床发出后，经过土壤介质的传递到达管道表面，对管道进行极化，管道与阳极间形成阴、阳极回路的对应主体。

结合初步勘察地质条件，本次阳极地床暂考虑浅埋地床，辅助阳极地床的埋设方式和材料应在下一步设计阶段，根据地质勘察报告、岩土地质特征、土壤电阻率、地下水位、地形条件、外部设施及干扰等进一步确定。

二、阴极保护电隔离及防电涌保护

为防止阴保电流的流失，在进出站管线上设置绝缘接头进行保护。同时，为了防止高压电涌及强电以外作用对绝缘接头的损坏，在绝缘接头处设置火花间隙保护器，火花间隙保护器通过绝缘接头测试箱与管道相连。为便于日常检测和管理，在绝缘接头处设置长效参比电极，以及时发现阴极保护系统的问题，确保管线得到有效保护。

三、阀室区域性阴极保护

考虑到阀室规模较小，阀室内埋地放空管线管径较小、长度较短，所需保护电流较小，采用牺牲阳极阴极保护更经济合理，牺牲阳极采用镁合金牺牲阳极。

牺牲阳极阴极保护系统包括镁合金阳极、阳极接线箱、参比电极以及电缆等，阳极成组布置。

为了防止阴极保护电流流失，造成阀室放空管线阴极保护与主干线管线阴极保护的互相干扰，在阀室放空管线处安装绝缘接头。为了防止高压电涌及强电以外作用对绝缘接头的损坏，在绝缘接头处设置火花间隙保护器，火花间隙保护器通过绝缘接头测试箱与管道相连。

2.6.4.3 检测要求

一、外腐蚀检测设施的设置

阴极保护电参数主要包括：电位、电流和电阻，为运行管理中了解和掌握阴极保护系统的工作情况，检测和评价阴极保护的有效性，需设置必不可少的检测设施。本项目外腐蚀检测设施包括两类：

沿管线设置的测试桩；阀室阴保数据的上传。测试桩的设置拟按《埋地钢质管道阴极保护技术规范》（GB/T21448）的要求执行。电位远传设备设置在设有线路阴极保护站的监控阀室处。

二、外防腐层完整性测试及阴极保护系统有效性评价

1) 防腐层完整性测试

引起埋地管道外部腐蚀的原因主要为：涂层缺陷，在管道存在涂层缺陷的部位，当阴极保护失效时，就可能加速埋地管道外腐蚀的发生和发展，为提前预控管道的腐蚀风险，充分体现完整性管理中预防为主的思想，根据《埋地钢质管道外腐蚀控制规范》（GB/T21447）的相关规定，管道下沟回填密实后，需对全线管道进行地面检漏测量，准确确定破损点位置，定性判断防腐层质量。在阴极保护系统调试时，拟按GB/T21447中的要求对保护电位进行测试，确认管道得到充分保护后方可交工，否则施工单位应对防腐层进行修补。

2) 阴极保护有效性评价

在管道试运行调试期，为消除管道外表面上的腐蚀活跃点，正确评价管道沿线各处是否获得有效的阴极保护，是否存在欠保护或过保护情况，应对全线进行密间隔（CIPS）测试，并调试最佳恒电位仪控制电位，使沿线各点的UOFF电位均在允许的准则电位范围内。所有参数的现场测试拟按标准GB/T21246的要求执行。

3) 根据输气管道完整性管理的相关要求, 拟定期开展管道腐蚀检测评价, 确保工程设施在腐蚀泄漏事故发生前能及时发现、整改。

2.6.5 给排水

本项目无生产用水需求。

2.6.6 消防

本工程主要是在广丰燃气门站内新建收发球筒区; 此外, 新建管线约6.9公里, 设计压力6.3MPa, 管径DN200, 设计输气量为2.0亿立方米/年。本工程消防对象为新建的收发球筒区和新建流源阀室, 其中流源阀室消防设计由中国石油天然气管道工程有限公司完成设计。

本工程位于广丰燃气门站内, 固定消防设施可依托广丰燃气门站消防设施; 移动消防车辆依托周围社会消防力量, 社会依托情况见表2.6-1。

表2.6-1社会消防依托

站名	依托单位	到达站场时间
广丰燃气门站	上饶市广丰区消防大队, 距离本站5.2km	12分钟左右

本工程位于广丰燃气门站内, 广丰燃气门站内设有完善消防给水系统, 可满足本工程要求; 本次主要考虑为新建的收发球筒区配置一定数量移动灭火器材, 以便及时扑灭初期零星火灾。

根据《建筑灭火器配置设计规范》(GB50140-2005)要求, 本工程新建的收发球筒区火灾种类属于属于C类火灾, 为严重危险级, 配置手提式和推车式磷酸铵盐干粉灭火器; 灭火器均设置在消防器材箱内且不得上锁; 灭火器选用使用温度为-20℃~55℃型, 必须符合3C认证要求, 并应有专人管理, 按操作管理要求妥善保管, 定期保养换药。

该项目设置的消防器材详见表2.6-2所示。

表 2.6-2 收发球筒区灭火器统计表

位置	设备材料名称	主要技术参数	单位	数量
收发球筒区	推车式磷酸铵盐灭火器	MFT/ABC50	台	1
	手提式磷酸铵盐灭火器	MF/ABC8	具	2
	灭火器箱	XMDDD42	个	1

2.6.7 建(构)筑物

本项目新流源建阀室, 采用地上钢结构, 火灾危险性分类为戊类, 屋面及墙体围护

结构为彩色夹芯板，地面采用防静电水泥地面。

本项目新建建筑物一览表见下表。

表2.6-3 项目新建建（构）筑物一览表

序号	站场名称	单体名称	结构形式	建筑面积 (m ²)	层数	火灾危险性类别	耐火等级	抗震设防烈度	抗震设防分类	抗震等级
1	截断阀室	流源阀室	混凝土方砖	150	1	戊类	二级	6度	乙类	6级

2.7 安全管理

本项目由江西省天然气集团有限公司建设和管理，项目拟设置安全管理机构、配备专职安全生产管理人员，建立和健全安全管理网络，按国家及有关部门的职能和职责，检查、监督和贯彻国家和部门下达的指令和规定，制定必要的规章制度，实行全面、系统的标准化管理。同时根据国家《安全生产法》规定，成立职业健康安全管理工作网络，开展日常职业健康管理活动。安全管理机构职责如下：

(1) 建立安全生产责任制：建立以总经理为安全生产第一责任人的各级《安全生产责任制》。并落实各级岗位责任，做到责任明确、奖罚明确。

(2) 建立并落实安全管理制度、规程，包括：各级安全生产责任制、安全教育培训制度、安全检查管理制度、检修安全管理制度、防火防爆安全管理制度、消防器材设施管理制度、职业健康和劳动保护管理制度、危险化学品安全管理制度、储运安全管理制度、事故管理制度等。

各岗位工艺规程、安全技术规程、作业指导书。

设备、电气、动火，进入设备、登高、起重等安全作业规程。

(3) 记录各类安全管理台账。包括：安全会议记录，安全组织、人员变化台账；各级安全教育和考核台账；安全检查记录及隐患治理台账、事故管理记录；安全生产工作考核和奖惩记录；劳动保护用品发放台账等。

(4) 组织安全生产培训，建立和不断完善安全教育培训制度，加强对全体员工经常性的安全和职业健康教育。包括：

主要负责人参加安全生产监督管理部门的培训考核合格，取得相应的资格证书。

安全管理人员参加安全生产监督管理部门的培训考核合格，取得相应的资格证书。

特殊工种需由相应资质部门进行培训考核合格后方可上岗。

对员工和其它作业人员落实上岗前安全生产培训。

(5) 组织安全生产检查：建立安全生产检查和隐患整改管理制度，建立日常安全检查小组，对库区安全生产情况定期检查（如每月、每周、每天）及时进行事故隐患的整改和落实防范措施。发生事故按照“四不放过”原则，及时组织调查，分析事故原因，制定整改措施。

(6) 企业应按要求编制事故应急救援预案，并定期组织演练。

2.8 维（抢）修

2.8.1 范围

管道维护及抢修是输气公司的一项非常重要的日常工作，是保障管道正常运行和管道寿命的重要组成部分。管道维抢修分为日常巡检维护和事故抢险维修工作。

本工程在管道的抢维修依托广丰支线设置的抢维修队，负责管线及站场抢险任务及日常的维护检修。江西省天然气管网工程的抢险大修任务主要考虑依托吉安抢维修队，一般维修工作可就近依托本项目拟成立的维抢修队，负责本项目日常的维护检修等工作。

2.8.2 维护维修的主要任务

1、对电气、仪表、阴保、通信及其操作控制系统等设施的日常维护和修理，常用易损零部件的配制、更换；

2、对线路工程、站场设施及辅助生产设施、沿线水工保护构筑物的定期检查、维护及修理；

3、组织编制定期大修和检修计划，负责对管道、站场对设备的日常维护修理调度安排。

2.8.3 抢修的主要任务

抢修主要指在各种突发事故情况下，在尽可能短的时间内排出故障，恢复生产的作业过程。

1) 当突发事故发生后，应迅速采取前期处置措施，包括：现场警戒、人员疏散、通风、应急通讯指挥系统建立等，将事故的损失和影响控制到最低限度；

2) 根据事故类型进行抢险准备，包括：修建进场道路、降排水、岩石开凿、开挖作业坑、作业环境准备等；

3) 组织实施对事故受损部分的紧急修复，如对发生泄漏的管道进行封堵、换管等。

2.9 安全投入

本项目总投资2780.42万元，安全专用投资688.29万元，占总投资的24.7%。

3 危险、有害因素辨识与分析

3.1 危险、有害物质

3.1.1 物质的危险有害因素辨识与分析的依据

1. 依据《危险化学品目录》（2015版）和《危险化学品安全技术全书》（第三版）辨识危险化学品、剧毒化学品及主要危险特性。
2. 依据《高毒物品目录》（2003版）辨识项目中的高毒化学品。
3. 依据《易制毒化学品管理条例》（国务院令 第445号）辨识易制毒化学品。
4. 依据《重点监管的危险化学品名录》（2013年完整版）辨识重点监管的危险化学品。
5. 依据《易制爆危险化学品名录》（2017年版）辨识项目中存在的易制爆危险化学品。
6. 依据《特别管控危险化学品目录》（2020年第一版）辨识项目中存在的特别管控危险化学品。
7. 依照《危险化学品安全技术全书》（第三版）（国家安全生产监督管理局化学品登记中心组织编写），辨识危险化学品的理化性质、燃爆危险特性、健康危害。

3.1.2 危险有害物质辨识及分析

3.1.2.1 固有危险性分析

该项目输送的介质为天然气（NG）。

一、项目涉及的危险化学品及其理化性质、危险特性分别见下表 3.1-1、表 3.1-2。

表 3.1-1 项目涉及的危险化学品汇总表

物质名称	物质火灾危险类别	引燃温度(°C)	闪点(°C)	爆炸极限(V%)	危险性类别	相对密度(空气=1)	急性毒性分级
天然气	甲类	482-632	-218	5.3-15	第 2.1 类 易燃气体	0.55	低毒

表 3.1-2 天然气的理化性质及危险特性表

标识	中文名	甲烷, 天然气		英文名	methaneMarshgas	
	危险化学品序号	2123	UN 号	1971	分子式	CH ₄
	分子量	16.04	危险性类别	第 2.1 类易燃气体		
理化性质	外观与性状	无色无臭气体				
	熔点/°C	-182.5	溶解性	微溶于水, 溶于醇、乙醚。		
	沸点/°C	-161.5	相对密度(水=1)	0.42 (-164°C)		
	饱和蒸汽压/kPa	53.32 (-168.8°C)	相对密度(空气=1)	0.45		
	临界温度/°C	-82.6	燃烧热/kJ.mol ⁻¹	889.5		
	临界压力/MPa	4.59	最小引燃能量/mJ	无资料		
燃爆特性	燃爆特性	易燃易爆	有害燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳		
	爆炸极限/%:	5.3-15	稳定性	稳定		
	引燃温度/°C	538	禁忌物	强氧化剂、氟、氯		
	火灾危险类别	甲类	爆炸危险级别组别	IIAT1		
	危险特性	易燃, 与空气混合能形成爆炸性混合物, 遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其他强氧化剂接触剧烈反应				
灭火方法	切断气源。若不能切断气源, 则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器, 可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂: 雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉					
毒性	LD50: 无资料 LC50: 无资料					
健康危害	甲烷对人基本无毒, 但浓度过高时, 使空气中氧含量明显降低, 使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时, 可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离, 可致窒息死亡。皮肤接触液化本品, 可致冻伤					
急救	皮肤接触	若有冻伤, 就医治疗				
	吸入	迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难, 给输氧。如呼吸停止, 立即进行人工呼吸。就医				
防护	工程控制	生产过程密闭, 全面通风				
	呼吸系统防护	一般不需要特殊防护, 但建议特殊情况下, 佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)				
	眼睛防护	一般不需要特殊防护, 高浓度接触时可戴安全防护眼镜				
	身体防护	穿防静电工作服				
	手防护	戴一般作业防护手套				
其他	工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其他高浓度区作业, 须有人监护					
泄漏	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处, 并进行隔离, 严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器, 穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风, 加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能, 将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处, 注意通风。漏气容器要妥善处理, 修复、检验后再用					
操作	密闭操作, 全面通风。操作人员必须经过专门培训, 严格遵守操作规程。远离火种、热源, 工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中, 钢瓶和容器必须接地和跨接, 防止产生静电。搬运时轻装轻卸, 防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备					
储存	远离火种、热源。应与氧化剂等分开存放, 切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备					
运输	采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放, 并应将瓶口朝同一方向, 不可交叉; 高度不得超过车辆的防护栏板, 并用三角木垫卡牢, 防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置, 禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输, 防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶, 勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。					

二、输送介质危险性分析

（一）天然气成分

天然气是以甲烷为主要成分的多种物质组成的混合物，大致有以下主要成分。

1.烷烃烷烃的通式为 C_nH_{2n+2} ，是天然气的主要成分。在常压、 $20^{\circ}C$ 时，甲烷、乙烷、丙烷、丁烷为气态，戊烷以上到 $C_{17}H_{36}$ 为液态， $C_{18}H_{38}$ 以上为固态。

2.烯烃通式为 C_nH_{2n} ，在天然气中以微量存在，主要为乙烯、丙烯、丁烯等。

3.环烷烃通式为 C_nH_{2n} ，1 在天然气中含量很少，一般为环戊烷、环己烷等。

4.芳香烃是一种不饱和的环状烃类。在天然气中可能存在的芳香烃有苯、甲苯、二甲苯和三甲苯。

5.非烃类主要包括氮气、二氧化碳、硫化氢、氢气、氦气、水蒸气。

（二）天然气危险性

天然气中含量最多的成分是甲烷，甲烷是比空气稍轻的无色可燃气体，在 $20^{\circ}C$ 、标准大气压下， $1m^3$ 甲烷的净热值是 $32926kJ/m^3$ 。天然气属易燃、易爆物质，在通常环境中极易引起燃烧和爆炸。当天然气和空气中的氧气混合浓度达到一定的数值（称为爆炸下限）后，遇明火就会发生爆炸。

1、易爆性

天然气的爆炸极限范围较宽，爆炸下限较低，在空气中能形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸，燃烧分解产物为 CO 、 CO_2 。在储运过程中，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。

天然气在输气管线里和空气混合发生爆炸时，出现迅速着火爆燃现象，火焰传播速度可超过音速而达到 $1000\sim 4000m/s$ ，局部压力可达到 $8MPa$ ，甚至更高。该爆炸现象的产生是由于着火介质中有冲击波产生，并迅速运动，致使介质温度、压力和密度急剧增大，加速了化学反应，使破坏力增强。

按《石油天然气工程设计防火规范》（ $GB50183-2004$ ）中可燃物质火灾危险性分类，天然气火灾危险等级为甲类。

2、易扩散性

天然气的密度比空气小，在大气环境中极易随大气的运动而扩散一般不在低凹处聚集。

3、毒性

天然气为无色、无臭的烃类混合物气体，属低毒物质。天然气主要成分为甲烷。空气中甲烷浓度过高能使人窒息，当空气中甲烷浓度达到 $25\%\sim 30\%$ 时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、精细动作故障等，甚至产生窒息、昏迷。

长期接触天然气可出现神经衰弱综合症。

天然气中的酸性气体有硫化氢（ H_2S ）、二氧化碳（ CO_2 ）等组分，它们是造成金属腐蚀的主要因素，天然气含水时腐蚀程度更加严重。 CO_2 溶于水后形成 H_2CO_3 ，对金属有一定的腐蚀性。

3.1.2.2 监控化学品、易制毒化学品、剧毒化学品等辨识

（1）监控化学品

依据国务院令 190 号《监控化学品管理条例》，该项目涉及的各种化学品中无监控化学品。

（2）易制毒化学品

依据《易制毒化学品管理条例》（国务院令 445 号、第 703 号修改），该项目不涉及易制毒化学品。

（3）易制爆化学品

根据《易制爆危险化学品名录（2017 年版）》的规定，该项目不涉及易制爆化学品。

（4）剧毒化学品

对照国家十部委 2015 年颁发的《危险化学品目录（2015 版）》，该项目不涉及剧毒化学品。

（5）高毒物品

依据《高毒物品名录（2003 年版）》的规定，该项目不涉及高毒物品。

（6）特别管控危险化学品

依据《特别管控危险化学品目录（2020 年第一版）》，该项目输送的介质天然气为气态，不涉及特别管控危险化学品。

3.2 危险工艺、重点监管的危险化学品辨识

（1）重点监管的危险化工工艺

根据《关于公布首批重点监管的危险化工工艺目录的通知》（安监总管三〔2009〕116 号）及《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管危险化工工艺目录和调整首批重点监管危险化工工艺中部分典型工艺的通知》（安监总管三〔2013〕3 号），该项目属于天然气管道运输，不涉及危险工艺。

（2）重点监管的危险化学品

依据《重点监管的危险化学品名录（2013 完整版）》，该项目涉及的化学品中天然

气属于重点监管的危险化学品。对于重点监管的危险化学品按照《国家安全监管总局办公厅关于印发首批重点监管的危险化学品安全措施和应急处置原则的通知》（安监总厅管三[2011]142号）的要求进行应急处置。泄露时，消除所有点火源。根据气体的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。应急处理人员戴正压自给式空气呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和密闭性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。作为一项紧急预防措施，泄漏隔离距离至少为100m。如果为大量泄漏，下风向的初始疏散距离应至少为800m。

3.3 主要危险因素分析

本项目包括储运部分（长输管线）、后方辅助设施（包括供配电、给排水、消防、自控系统、维修和抢修，以及安全管理）等内容。本评价将重点对天然气管网储运部分，以及工程施工过程，进行危险、有害因素分析。按照《企业职工伤亡事故分类》（GB6441-1986）的规定，对本项目存在危险因素进行具体分析与辨识。

3.3.1 火灾、爆炸

本项目天然气为压力管道输送。压力管道是在一定温度和压力下，用于输送流体介质，且具有爆炸危险性的特种设备。

物料泄漏后遇点火源引起火灾爆炸。如前所述天然气的爆炸极限为5.3~15%；爆炸极限的下限在10%以下，当各种原因造成天然气泄漏时，只要有点火源存在就极易引发火灾爆炸事故。

一、泄漏

由于易燃易爆危险介质的输送量大、输送压力高，如果存在设计不合理、施工质量问题、违章作业、原材料和设备设施质量问题、安全附件失效及使用过程中产生腐蚀、疲劳、外力破损等原因，可造成天然气设施、阀门、管线等及连接部位泄漏，引起扩散扩展危害或火灾爆炸事故。

当管道腐蚀或破损严重出现强度、韧性不足时，由于压力输送有可能发生超压物理爆炸，特殊情况下有可能引起二次爆炸（化学爆炸）。

导致天然气输送管道失效（穿孔，断裂）、设备设施等腐蚀、破损等造成泄漏事故、引起扩散扩展危害或火灾爆炸事故的原因很多，如管道上方违章施工、管道标志不明、

人为破坏的可能性、动静载荷、应力集中、残余应力、介质含水、介质含硫化氢、介质含氧、内压波动、管道外部变动载荷、操作人员素质不良、通讯系统不良、仪器维护不良、强度设计不合理、材料选择不当、管道移动和防腐涂层失效、材料抗腐蚀性差、内涂层失效、清管效果差、衬里脱落程度、制管质量差、晶粒粗大、不良金相组织、杂质含量多、安装质量差、焊接质量差、安装不牢固及机械损伤的可能性等等，但主要危险危害因素如下：

（一）设计不合理

（1）材料、设备选型不合理：选材时未考虑材料与介质的相容性；管道法兰、垫片、螺栓组合未考虑振动失效；安全附件参数设定不合理等。

（2）管道、调压装置位置选择不合理：与周围建、构筑物安全距离，架空敷设时与敏感设备距离不符合规范要求；消防设施不配套；工艺流程不合理等。

（3）管线柔性设计考虑不周：柔性分析未考虑架设前后温差变化产生的管道位移；振动分析未考虑介质的不稳定流动和穿过建筑物围墙产生的管道振动导致的位移等。

（4）结构设计不合理：在管道结构设计中未充分考虑使用定期检验的要求，结构设计中存在严重的应力集中现象等。

（5）中间切断和留头等阀门是该管道的薄弱环节，容易发生内漏甚至外漏。不采用燃气专用阀门、留头不设置盲板、不考虑阀门受意外因素的破坏和检修、更换等要求，可能因天然气泄漏，造成火灾、爆炸、中毒事故。

（二）原材料质量问题

（1）管道生产工艺不当或焊接质量控制不严，可能导致有焊接缺陷的管道交付使用，从而埋下事故隐患。

（2）高压管道元件（阀门、垫片、管法兰、弯头、三通等）可能因开孔位置、焊接结构和补强不当等引起事故。

（三）安装施工质量问题

（1）焊接缺陷：天然气管道焊接工程量大、在户外作业，环境和工作条件较差，人为因素容易产生气孔、夹渣、未焊透、错边、咬边等各种焊接缺陷。当质量控制不严或检测手段不完善时，可能使超标焊接缺陷的管道投入使用。由焊接缺陷导致管道火灾爆炸事故在管道各类事故统计中所占比例很高，管道事故的主要原因之一。

（2）强力组装：管道焊接若造成很高的残余应力，在使用时容易导致破裂从而酿成火灾爆炸事故。

(3) 补口、补伤质量问题：补口质量不良和管道防腐层伤口漏补，会影响管道抗辐射性能，从而引起管道腐蚀失效。

(4) 若管道焊缝产生微裂纹，其焊接应力也将影响管道安全和寿命。

(四) 管位不当的危险有害因素

(1) 管位不当的管道，检测、检修存在困难，容易发生泄漏致火灾爆炸事故。

(2) 管位不当容易造成意外事故。如 2007 年 2 月 5 日早晨 6 时左右，在南京新街口闹市区附近，因渗水路面约 50~60m² 的局部塌陷，造成地下自来水管断裂。自来水管断裂的能量又致附近天然气管道破裂，并产生火苗引起燃烧，火苗高达 30m，直冲 18 层高的金鹏大厦，随后发生一次爆炸，将附近楼房震得晃动。由于管道埋地，该燃烧、爆炸并不完全，因此同时产生大量的一氧化碳。幸而未发生人员伤亡事故。

(五) 管沟、管架质量问题

长输管道基本都采用埋地敷设。管沟、管架质量对管道安装质量有一定的影响：

(1) 管沟开挖深度或穿越深度不够时，遇洪水或河水冲刷覆土或河床，将使管道悬空或拱起，造成变形、弯曲等；

(2) 管沟基础不实，回填压实，特别是采用机械压实时，将造成管道向下弯曲变形；

(3) 地下水位较高而未及时排水敷设管道时，由于管道底部悬空，如果夯实不严，极易造成管道向上拱起变形；

(4) 管道敷设时，沟底土及管道两侧和上部回填土中砂石粒度超差，而造成损坏防腐覆盖层；

(5) 管架强度不够，支撑的管道下沉而产生变形。滑动管架表面粗糙或安装不平整，在热胀冷缩时难以滑动，造成管道变形

(六) 穿跨越质量问题

管道线路在敷设途中，往往需要穿跨越公路、铁路及江河或其他特殊设施，对于穿跨越段管道，由于敷设完成以后难以实施再检修等工作。因此，对其提出许多特别的施工要求，以便于充分保证穿跨越管道质量。穿越时影响因素有：

(1) 穿越河流段的管道，当河床受水流冲刷而使其深度逐渐减小，将可能造成管道悬空。对于通航河道，如果进行疏浚或船舶抛锚时，将对管道构成危害；

(2) 河流堤岸防护工程的施工或公路和铁路养护工程的施工可能对管道造成损坏；

(3) 管道穿越电气化铁路或从高压变电站、高压线路附近通过时，地层的强杂散电流将破坏管道阴极保护电流的保护作用，使局部阴极保护失效，增加管道腐蚀的危险性。

管道附近建有腐蚀性较强的化工厂，其废物流入地层中并扩散，而造成腐蚀环境发生改变，使管道防腐蚀覆盖层老化，减短管道使用寿命，因此，穿越环境、地质条件的改变对管道防腐控制影响较大。

(4) 对于穿越地段的管道，由于施工存在比其他管道相对大的困难，因此，很容易造成漏检或检验控制不严的情况，从而给管道运行带来安全隐患。

(七) 疲劳失效

管道等设施在交变应力作用下发生的破坏现象称为疲劳破坏。交变应力是因载荷作用而产生随时间周期或无规则变化的应力。经过长时间反复作用，管道会发生突然破坏。

长输管道在输送过程中，如果管道经常开停车或变负荷，系统流动不稳定，穿越公路、铁路处地基振动产生管道振动，输送介质将在管道内部产生不规则的压力波动，引起交变应力。

管道内部与周围土壤环境温度不同，输送介质流量、温度变化引起热应力，这种交变热应力也会导致疲劳失效。

管道等设施在制造过程中，不可避免地存在开孔或支管连接，焊缝存在错边、棱角、余高、咬边或夹渣、气孔、裂纹、未焊透、未熔合等内部缺陷，这些几何不连续将造成应力集中。随着交变应力的作用在这些几何不连续部位或缺陷部位将产生疲劳裂纹，会逐渐扩展并最终贯穿整个壁厚，从而导致介质泄漏或火灾、爆炸事故。

(八) 腐蚀失效

地面管道、设备设施，由于受到大气中的水分、氧、酸性污染物等物质的作用而引起大气腐蚀，但易被管理人员发现和处理。而长输管道主要采用埋地敷设，因受所处环境的土壤类型、土壤电阻率、土壤含水量（湿度）、pH值、硫化物含量、氧化还原电位、微生物、杂散电流及干扰电流等因素的影响，会造成管道电化学腐蚀、化学腐蚀、微生物腐蚀、应力腐蚀和干扰腐蚀等。

(1) 电化学腐蚀

金属管道在电解质中，由于各部位电位不同，在电子交换过程中产生电流，作为阳极的金属会被逐渐溶解，此现象称电化学腐蚀。一般埋地金属管道的腐蚀主要是电化学腐蚀作用的结果，电化学腐蚀产物在管壁上形成瘤状铁锈，除去铁锈，则见腐蚀凹坑。

(2) 化学腐蚀

金属管道除电化学腐蚀外，还有化学腐蚀，即金属与接触到的化学物质直接发生化学反应而引起腐蚀。这种过程仅仅是铁与氧化剂之间的氧化还原反应，腐蚀过程没有电

流产生，在一般情况下，电化学腐蚀和化学腐蚀往往同时发生，但化学腐蚀对管道外壁的腐蚀作用比电化学腐蚀小。

（3）微生物腐蚀

直接参与金属管道腐蚀的微生物主要有参与自然界硫、铁和氮循环的微生物。参与硫循环的有硫氧化细菌和硫酸盐还原细菌；参与铁循环的有铁氧化细菌和铁细菌；参与氮循环的有硝化细菌和反硝化细菌等。

由于细菌在管壁表面形成菌落，消耗了周围环境中的氧形成氧浓差电池腐蚀管道。另外，微生物的生命过程中产生的一些腐蚀代谢产物促进阳极去极化作用，使腐蚀不断进行。

（4）应力腐蚀

应力腐蚀开裂是指金属及其合金在拉应力和特定介质的共同作用下引起的腐蚀开裂。这种开裂往往是突发性、灾难性的，会引起爆炸、火灾等事故，因而是危害最大的腐蚀形式之一。对于埋地长输管道，主要的应力腐蚀形式有：管道内硫化物引起的应力腐蚀开裂、管道外壁 pH 碱性土壤中的应力腐蚀开裂和管道外壁近中性土壤中的应力腐蚀开裂。

（5）电流干扰腐蚀

地中流动的杂散电流或干扰电流对长输管道将产生腐蚀，称为电流腐蚀；分为直流杂散电流腐蚀和交流杂散电流腐蚀。

直流杂散电流主要来自直流的接地系统，如直流电气轨道、直流供电所接地极电解电镀设备的接地及直流电焊设备系统等。埋地钢制管道因直流杂散电流或干扰电流造成的腐蚀原理属电解原理，管道为阳极受到腐蚀，危害相当严重。这种杂散或干扰腐蚀常常造成管道穿孔。

交流杂散电流主要来自高压输电线路等，其对埋地管道产生电场作用、磁场作用和地电场作用，由于管道腐蚀层存在漏敷点及其他缺陷，必然造成交流干扰电流进入而出现交流电流干扰腐蚀。

（九）阀门泄漏

调压阀阀门是压力管道重要的元件之一。其密封性能对压力管道的安全使用影响很大。阀门质量、管道振动、密封材料的老化等因素，均会导致阀门泄漏。尤其次高压管道的切断阀的故障，在事故泄漏状况时，会造成十分严重的后果。

（十）仪器仪表和操作系统失灵

本项目天然气管道设施的各种工艺参数（温度、压力、流量）都是通过现场仪表来读数完成的。若仪表出现故障，可能造成超压或不能及时发现和处理泄漏、误操作与突发事件，容易引起严重事故。

（十一）管理不严，违章作业

由于管理不严，巡线制度不落实致不能及时发现自然或人为破坏，操作人员由于自身技术水平问题或责任心不强致误操作或违规作业，管理人员违章指挥，安全附件不定期检定，防雷防静电设施不定期检测，忽视安全技术教育和安全设施的必要投入等等人的不安全行为，均是引发事故的重要原因。

（十二）定期检验困难

（1）压力管道定期检验有关规范的缺失，致安全等级评定、设计寿命确定缺乏法规依据。

（2）检测设备相对落后，检测精度不够，压力管道的专用检测设备和检测方法与发展国家相比存在较大差距。而我国常规的检测手段，限于管道结构特点，不适用于压力管道的检测。

（3）由于压力管道受力方式十分复杂，影响因素特多，且结构特殊，其应力分析远比压力容器困难，对其安全状况难以用解析或工程经验方法准确地进行评定。

（十三）流体的锤击作用

天然气输送过程，流速、流向的突然变化，如阀门开启、关闭过快，用气量的峰值变化，都会造成压力突变，压力波在管道内迅速传递，与出口压力叠加，对管道、阀门产生损伤。管道流向的急剧变化，在转角处产生的侧压力也会使管道移动并产生附加应力。

（十四）检修、抢修

检修抢修时没有可靠关闭阀门并加盲板，可因阀门内漏而引起事故。检修抢修动火时，安全管理措施不落实、不到位，动火时可能引起火灾爆炸事故。

（十五）防雷防静电设施缺陷和电气设备防爆不当

防雷防静电设施设置缺陷或维护不当；电气设备设施线路老化、防爆性能丧失而产生电火花，一旦天然气泄漏，可引起严重后果。

（十六）外力破坏

外力破坏的形式包括：重型车辆在通过管线廊带时对管线上部的碾压，使管道沿径向产生变形并导致破坏；市政工程施工或沿线居民在管道附近乱挖、乱掘，导致管道露空并发生轴向弯曲破坏；在管道保护区内新建建筑、道路甚至占压管道或圈占管道；包

括人为在管道上打孔偷盗导致管道的破坏。

3.3.2 中毒

天然气的主要成分为烷烃气体，烷烃气体本身无毒，若含有硫化氢，则对人们有毒害性；如天然气未完全燃烧，会产生一氧化碳等有毒气体。我国管道天然气经过净化处理后，含硫量已大大降低，符合国家卫生环保标准，因此，我国管道天然气的毒害性极小。

本项目输气管线的天然气中含有硫化氢，硫化氢含量小于 $6\text{mg} / \text{m}^3$ ，硫化氢有毒。当输气管线、站场储配的天然气的发生火灾、爆炸或者泄漏时，就会发生人员中毒危险。

天然气中毒症状及急救

(1) 中毒表现：主要为窒息，若天然气同时含有硫化氢则毒性增加。早期有头晕、头痛、恶心、呕吐、乏力等症状，严重者可出现直视、昏迷、呼吸困难、四肢强直等症状。

(2) 急救：迅速将病人脱离中毒现场，吸氧或新鲜空气。

对有意识障碍者，以改善缺氧，解除脑血管痉挛、消除脑水肿为主。可吸氧，用氟美松、甘露醇、速尿等静滴，并用脑细胞代谢剂如细胞色素 C、ATP、维生素 B6 和辅酶 A 等静滴。

轻症患者仅做一般对症处理。

3.3.3 窒息

天然气主要成分是甲烷，空气中甲烷浓度过高能使人窒息。

3.3.4 触电

用电设备设施如出现故障、绝缘损坏、操作人员违章操作、误操作或者设备本身的设计缺陷等原因，均可造成触电事故的发生，引发人身伤害事故，甚至引发火灾、爆炸事故。

产生触电的原因有：

1) 安全管理不到位，管理制度不完善，没有必要的安全组织措施等，如出现违章作业、误操作、设备检修不及时或没有必要的检修维护等；

2) 电气设备设计不合理，如安装缺陷、防爆等级不匹配、没有必要的安全保护措施等，如没有保护接地、接零、漏电保护、等电位连接等；

3) 电气设备运行过程中出现故障，如短路、漏电、过载、散热不良等；

4) 防雷设施设计不合理、或存在缺陷、或防雷装置失效等。

5) 人体接触高、低压电源会造成触电伤害，雷击也可能产生类似后果。该项目建有

变、配电室，以保证各类设备运行、照明的需要。如果开关等电气材料本身存有缺陷，或设备保护接地失效，操作失误，思想麻痹，个人防护缺陷，操作电气开关不当，或非专业人员违章操作等，易发生人员触电事故。

6) 非电气人员进行电气作业，电气设备标识不明等，可能发生触电事故或带负荷拉闸引起电弧烧伤，并可能引起二次事故。

7) 从安全角度考虑，电气事故主要包括由电流、电磁场和某些电路故障等直接或间接造成的人员伤亡、设备损坏以及引起火灾事故等。

8) 触电事故的种类有：

- (1) 人直接与带电体接触；
- (2) 与绝缘损坏的电气设备接触；
- (3) 与带电体的距离小于安全距离；
- (4) 跨步电压触电。

9) 该项目使用的电气设备有电机、变配电设备、动力和照明线路、照明电器、消防设备等，在工作过程中，由于作业人员不能按照电气工作安全操作规程进行操作或缺乏安全用电常识，以及设备本身故障等原因，均可能造成危险事故的发生。

3.3.5 机械伤害

维修人员在作业过程中需用到柴油发电机、钻机、砂轮机 etc 机械设备，可能接触到转动设备的传动连轴节等危险部分，如果未按要求加装防护装置或人员疏忽大意可能发生机械伤害；机器的转动摩擦部分，没有自动加油装置和冷却装置等，作业人员在操作过程中可能遭受机械伤害。

3.3.6 车辆伤害

抢修、管理、操作人员及巡线人员也可能因交通事故造成车辆伤害事故。

3.2.7 其它

本项目管线所经之地，除了人类活动的地区外，还经山林、田野等地区。

工程运行巡视中，如遇雷雨天气，应禁止作业人员在树下、山顶避雨，避免发生雷击事故。林区巡视时，应严禁吸烟。在丛林中应有预防蛇咬的措施，潮湿密林应有预防虫叮的措施，林深树密处应有预防野兽攻击的措施；临近水域，应防止落水。配备必需的应急救护药品，如防暑、防冻、跌伤、防虫等药品。

3.4 主要有害因素分析

3.4.1 有毒物质

长输管道在输送过程中，不可避免地存在天然气介质外泄、逸出的环节，例如各种管道、阀门、安全附件机泵组等设备密封不良造成的泄漏，管道、阀室因各种原因发生破裂导致大量天然气泄漏，天然气装卸接口不正确或故障等引起的天然气泄漏，系统在检修或抢修时因防护不当等都会引起作业人员窒息或中毒，造成安全事故。

3.4.2 高、低气温环境

本项目处于江南亚热带季风地区，夏季极端最高温度可达 43℃以上，相对湿度最冷月平均 75%，最热月平均 80%。常年夏季气温高，持续时间长。

本项目运行中的巡视和检修，主要为露天作业。在夏天高温季节，作业人员直接暴露于炎炎烈日之下。

高温除能造成灼伤外，高温、高湿环境影响作业人员的体温调节、水盐代谢及循环系统、消化系统、泌尿系统等。当作业人员的体温调节发生障碍时，轻则影响人员工作能力，重则可引起别的病变。如中暑。作业人员水盐代谢的失衡，可导致血液浓缩、尿液浓缩、尿量减少，这样就增加了心脏和肾脏的负担，严重时引起循环衰竭和痉挛。在比较分析中发现，高温作业人员的高血压发病率较高，而且随着工龄的增加而增加。高温还可以抑制人的中枢神经系统，使作业人员在操作过程中注意力分散，工作能力下降。

在高温作业环境下，人体通过呼吸、出汗及体表血管的扩张向外散热。若人体产生的热量仍大于散热量时，人体产生热蓄积，促使呼吸和心率加快，皮肤表面血管和血流量增加，称之为热应激效应。在高温环境下作业，人的体温和皮肤温度、水盐代谢、循环系统、消化系统、神经系统和泌尿系统均会发生变化。

例如，在高温环境下，体内产热多而散热困难，当机体通过一系列体温调节作用，仍不能维持产热和散热的平衡时，可使机体大量蓄热、失水、失盐，导致中暑的发生，这就是高温环境下机体散热机制发生障碍而引起的急性疾病。

中暑按严重程度分为先兆中暑、轻度中暑、重度中暑。先兆中暑是出现大量出汗、口渴、头晕、耳鸣、心悸、胸闷、恶心、全身疲乏、四肢无力、注意力不集中等症状，体温正常，及时离开高温环境休息即可恢复正常。轻度中暑有先兆中暑症状，体温 38℃以上，有呼吸、循环衰竭的早期症状，可饮含盐饮料，几小时内可恢复。重度中暑，除上述症状外，出现突然昏倒或痉挛，无汗体温 40℃以上为重度中暑，应立即送医院抢救。

低温环境的危害，在江西地区，危害不明显。

3.5 管道线路危险有害因素分析

3.5.1 管道腐蚀

腐蚀造成的输气管道泄漏通常发生在薄壁管上。根据事故统计结果：在欧洲，腐蚀排在第三位，事故率为 0.08×10^{-3} 次/（km•a），占总数的13.91%。在所有的腐蚀事故中，点蚀是引起管道内外腐蚀的主要因素，约有90%的管道事故因点蚀而引起。

因此，采用优良的防腐层（如环氧粉末、聚乙烯包覆、三层PE）、改进阴极保护措施、加强管道的日常维护和外部环境监测等手段，是防止管道腐蚀的重要内容，本项目管道采用阴极保护加三层PE外防腐层的联合保护方法。

长输管线绝大部分是埋在地下的，而且由于其跨度大，通过地段的地质情况差别很大，由于土壤接触而引起的腐蚀占腐蚀总量的比例是最大的，可以说研究长输管线的腐蚀问题主要就是研究其与土壤接触的腐蚀问题。

3.5.2 设计不合理

设计质量的好坏对工程质量有直接的影响，工艺流程设置合理、站场布置恰当，就能满足输送操作条件的要求，系统运行就平稳，安全可靠就高。否则，将给系统安全运行造成十分严重的隐患，甚至使系统无法运行。

在进行水力等工艺计算以确定输送摩阻和温度损失时，一旦设计参数或工艺条件确定不合理，将造成系统站场、阀室位置设置或工艺参数选取不当，从而给系统造成各种安全隐患。

管道强度设计计算时，应根据管道所经地区和管道穿跨越公路等级、河流等情况，确定强度设计系数。如果管道沿线勘查不清楚，最终造成设计系统选取不恰当，管道壁厚计算不能满足现场实际情况。管道应力分析，强度、刚度及稳定性校核失误，造成管道变形、弯曲甚至断裂。

管道位置选在土崩、断层、滑坡、泥石流等不良地质地段上，造成管道弯曲、扭曲、拱起甚至断裂及设备设施损坏；当与周围的建（构）筑物安全防火距离不符合标准要求时，容易受到影响，给其带来安全隐患。

长输管线平面布置不合理，造成管道因热胀冷缩产生变形破坏或振动。埋地管道弯头的设置、弹性敷设、埋设地质影响、温差变化等，对运行管道产生管道位移具有重要影响，柔性分析中如果未充分考虑或考虑不全面，将会引起管道弯曲、拱起甚至断裂。管内介质不稳定流动和穿越公路、铁路处地基振动产生的管道振动导致管道位移，在振

动分析时也未充分考虑或考虑不全。

3.5.3 施工缺陷的危害分析

①管道施工队伍技术水平低、监督管理失控：如果长输管道施工单位技术水平较低、管理又混乱、没有建设经验、或者施工单位违章施工、违规分包、不按设计图纸要求施工，都会对施工质量造成严重问题。

②强力组装：在管道装配对接时，采用特别的工具、强制的方法将两根管道装配到一起，用这种方式进行装配，对管道质量影响如下：使工作时管道中的应力增大；使管道防腐性能或等级降低；产生较大的应力集中，易于产生缺陷。

③焊接缺陷：我国原有的管口焊接质量水平较低，常见的缺陷有电弧烧穿、气孔、夹渣和未焊透等，也是引发事故的重要因素。近年业，陕京线、兰成渝、西气东输等一大批新建油气管道工程的焊接质量有了很大的提高，采用了自动埋弧焊工艺。

管口焊接质量把关非常重要，必须严格按照施工工程质量管理要求施工，严格焊缝检验检测，确保工程质量，不留事故隐患。

3.5.4 材料及设备缺陷

目前用于长输管道的钢管主要有无缝钢管和焊缝钢管两种。从发展趋势上看，随着焊接、轧钢、自动控制、无损检验技术的发展以及经济角度的考虑，长输管道越来越多的无缝钢管被焊缝钢管取代，但对于DN250的小口径管，无缝钢管的可靠性优于焊缝管，对于重要地段建议采用无缝管。

因此，在材料选用方面，应避免选用焊缝管。

本项目管道一般地段及重要穿越段和热煨弯管全部采用无缝钢管。

3.5.5 第三方破坏

外力破坏的形式包括：重型车辆在通过管线廊带时对管线上部的碾压，使管道沿径向产生变形并导致破坏；市政工程施工或沿线居民在管道附近乱挖、乱掘，导致管道露空并发生轴向弯曲破坏；在管道保护区内新建建筑、道路甚至占压管道或圈占管道；包括人为在管道上打孔偷盗导致管道的破坏。

事故的统计分析表明，管道事故的发生与管道的埋深有关。当埋深为0m~0.8m时，事故率为 1.125×10^{-3} 次/(km·a)；当埋深为0.8m~1.0m时，事故率为 0.29×10^{-3} 次/(km·a)；当埋深到大于1.0m时，事故率仅为 0.25×10^{-3} 次/(km·a)。

因此，要避免外力破坏，应适当增加埋深，设置明显标志，加强巡检及时发现管线

占压并消除隐患。

3.5.6 冰堵

天然气中的水份在一定的压力和温度条件下能和天然气中的液相和气相碳氢化合物生成水化物，水化物的生成会缩小管道的流通断面，甚至堵塞管线、阀件和设备，造成事故。

应检测和控制管线气体中的水份含量，使之不达到形成水化物的程度。如长输管线中已形成水化物，则应加入使水化物分解的反应剂。本项目接收来气为西二线处理过的干净气体，水露点及烃露点均满足输送工况下的要求，因此存在冰堵的可能性非常小。

3.5.7 应力开裂爆炸

本项目管道操作压力最高为4.0MPa，操作压力较高，管道存在较高的应力开裂危险。

应力作用破裂是指金属管道在固定拉应力和特定介质的共同作用下引起的破裂。这种破坏形式往往脆性断裂，而且往往没有预兆，对管道具有很大的危害性和破坏性。

引发应力破裂的原因主要包括以下三个方面的原因：环境因素易产生应力腐蚀破裂；材料因素：非金属杂质的存在会加速裂纹的形成；管道表面条件：管道表面条件对裂纹的产生起重要作用。

拉应力：主要包括制造应力、工作应力、操作应力、循环负荷、拉伸速率、次级负载等。环境因素、材料因素、拉应力，其单方面或三方面都能导致产生近中性pH值应力腐蚀破裂。

本项目根据自身运行温度、压力并结合所处外部条件，对金属管道选材严格控制，满足规范要求，并留有一定的裕量，大大降低了材料开裂及破坏的风险。

3.5.8 穿越

本项目管道线路在敷设途中，需要穿跨越公路、河流连片水塘或其他特殊设施，对于穿越段管道，由于敷设完成以后难以实施再检修等工作。因此，对其提出许多特别的施工要求，以便于充分保证穿越管道质量。穿越时影响因素有：

1) 穿越连片水塘的管道，应适当加大穿越深度，防止冒浆对水体形成污染，并加强穿越段的宣传教育，防止后期水塘清淤或加大挖深而引起管道的破坏。

2) 本项目穿越S201省道，对于穿越地段的管道，由于施工存在比其他管道相对大的困难，因此，很容易造成漏检或检验控制不严的情况，从而给管道运行带来安全隐患。

3) 穿越公路的管道受重载车辆振动影响，产生管道振动导致管道移动、失稳以至泄漏。

3.5.9 相邻高压线危害

本项目沿线不存在高压线长距离并行及交叉。

1) 电容耦合

由于管道本身带有外部防腐绝缘层，在管道组装焊接完埋地的前后，均存在感应耦合的电容。管道埋地前，若地面管道较长，管道上感应的高压静电会对施工人员造成危害。

2) 感应影响

当管道与强电线路长距离平行或斜向敷设时，输电线路周围产生的磁场将在埋地管道上产生二次感应交流电压，过高的管道感应电压会对管道生产、作业员造成危害。

3) 电阻影响

电阻影响也称故障影响，当高压输电线路发生故障时，输电铁塔流向接地极间的千伏以上的高压故障电流可能会流入管道，对附近及远方管道上的操作人员构成威胁。

4) 击穿管道防腐层

上述高压感应电压，虽然存在时间很短，只有0.5s左右，但它一方面威胁着人身安全，同时又可击穿管道的防腐层，甚至形成电弧烧穿管道。

因此，在满足规范要求的防火间距时，仍应采用有效的排流措施，以防止架空供电线路对其产生的影响。

3.6 阀室危险和有害因素分析

一、管道焊缝、阀门、法兰连接处等可能发生天然气泄漏，由于其密度低于空气，将在空气中扩散，与空气形成爆炸性混合物。由于静电、雷击、漏电等引发爆炸。

二、放散立管高度不够，强度不符合要求等均可能引发事故。

三、管道阀室一般均无人值守且无自动报警和监视功能，其分输和截断执行机构一旦出现故障，不易及时发现和处理。

阀室所备气液联动阀附设的电动执行机构以太阳能蓄电池为驱动电源，并配置备用电池，运行管理部门进行定期检查。

3.7 施工过程危险和有害因素分析

3.7.1 触电

触电伤害是由于人体受到一定量的电流通过致使组织损伤和功能障碍甚至死亡的一种危险因素。

拟建项目在建设施工过程中需要接触到电气设备及设施，可能发生电伤害。

人体触电时间越长，人体所受的电损伤越严重。低电压电流可使心跳停止，继之呼吸停止，并且电击部位的皮肤会发生电灼伤、焦化或炭化，并有组织地坏死。如果电气设备的日常管理、维护不当，致使输电线路坠落到地面上或输电线路外套脱落，就会是人员触电的几率大大增加，从而引发触电事故。非电工进行电工作业也是发生触电事故的一个主要原因。

在本项目中可能因为各种电气设备、电气拖动生产设备、移动电气设备、照明线路及照明器具因绝缘失效漏电造成对人体产生电击伤害。在电气操作和日常管理及检查过程中，如缺乏必要的安全措施或违章操作，就非常容易受到电的灼伤、电击等而发生触电事故，严重时会使触电身亡。

在建设期施工作业中可能造成触电事故的主要原因有：

(1) 电器设施设备设计、安装不符合安全要求（如：临时线路乱拉乱挂，电话线与动力线同架一杆，相互交叉，电线绝缘不好，电器设备安装后无保护接地等安全措施，电器设备绝缘损坏通电后其外壳带电等）；

(2) 未采取必要的安全技术措施（如：地表电器设施的接零、接地；井下电气设施的接地保护；漏电保护；短路及欠压保护；错向闭锁等），或安全技术措施失效；

(3) 违反操作规程或操作规程不完善（如带电拉隔离开关，带电维修电动工具，将火线错接于外壳等）；

(4) 缺乏安全用电知识（如：起重机械距离高压输电线过近，或在高压输电线下整体移动起重机械，架空电力线路损坏掉落接触人员引起触电，以及遇雷雨时，躲避位置选择不当，造成雷电击伤）；

(5) 用电设施设备维护检查不及时，电器设备包括线路、开关、插座等损坏没有及时发现修复；

(6) 电工、机械设备操作人员操作失误，或非电工、本岗位操作人员进行作业。

在建设施工作业过程中人体触及带电导线、漏电设备的外壳或其他带电体，都可能导致电击。若作业点在空旷地，或在雷雨天气作业，有可能遭遇雷击，引起人员伤亡，造成设备的严重毁坏，甚至引起火灾等其他形式的伤害。

3.7.2 火灾

火灾是指在时间或空间上失去控制的燃烧所造成的灾害。在各种灾害中，火灾是最经常、最普遍地威胁公众安全和社会发展的主要灾害之一。

建设施工场地发生火灾的主要原因有：

- (1) 用明火照明、取暖时疏忽大意；
- (2) 生活用火如炊事用火、吸烟着火；
- (3) 电气线路短路、线路着火；
- (4) 易燃物（如汽油、煤油、油抹布等物）自燃起火或爆炸；
- (5) 乙炔气瓶泄漏，遇点火源发生火灾；
- (6) 外部环境引起火灾，如雷击火灾、森林火灾。

3.7.3 灼烫

1) 高温物体灼烫。人体直接接触到未完全冷却的钻头等高温物体时，易造成人体烫伤。

2) 焊接作业时，气焊与气割火焰、焊接电弧、飞溅的金属熔滴、红热的焊条头、灼热的焊件和药皮熔渣等都有可能引起作业人员的灼烫。焊接和切割过程中，防护用品穿戴、使用不规范、违章作业，可能造成操作人员灼烫。

3.7.4 机械伤害

本项目施工中，特别是定向穿越施工中，机械设备众多，有定向钻机、数控切割设备、加热补口设备、挖掘机、发电机、配套机具及各种泵类和旋转设备等。在设备的安装、运行及管线检修施工中，使用的机械设备较多，某些设备的快速转动部件、快速移动部件、摆动部件、啮合部件等，若缺乏良好的防护设施，可能引起夹击、碰撞、剪切、卷入、绞、碾、割、刺等，而伤及操作人员的手、脚、头及身体部位。伤害。当发电机组有故障时，还可能发生飞车事故。

3.7.5 起重伤害

本项目施工需使用起重设备。如果起重设备缺少限位、联锁和安全报警，在工作场所可能发生起重机械伤害事故。当吊物坠落时，可能导致地面上的人员被砸伤事故。

在输电线路下进行起重作业时，具有较大的危险性。起重机起重臂因活动范围大，易于与高压线路碰击发生触电事故，靠近输电线路附近的扒杆也有较多的触电机会，施工现场中临时电力线路对起重作业也是一种威胁。

另外脱钩、钢丝绳折断、安全防护装置缺乏或失灵、吊物坠落、工件紧固不牢、起重设备带病运转、光线阴暗看不清物体等也是发生起重伤害的主要原因。

3.7.6 物体打击

建设施工过程中，在有高处作业的设备、平台、房顶等场所的下方发生物体打击人体事故，可能造成人身伤亡事故。

3.7.7 车辆伤害

本项目施工中，特别是定向穿越施工中的机械设备多为机动的，如水平定向钻液压站、水平定向钻机、挖掘机及运输管道等材料使用的汽车、叉车等。由于施工场地的道路、车辆的装卸和驾驶，可因道路参数、视线不良、缺少行车安全警示标志、装运物资不当影响驾驶人员视线、驾驶人员违章作业或道路坑洼过窄过陡、指挥或监护不到位及车辆或驾驶员的管理等方面的缺陷均可能引发车辆伤害事故。还可能因违章，车辆失控撞击生产设施造成重大恶性事故等。

3.7.8 高处坠落

高处坠落危害是指在高处作业中如检修、操作等，可发生坠落造成的伤亡事故。

本项目施工中，特别是定向穿越施工中，有很多高大设备设施，如水平定向钻液压站、水平定向钻机等，其高度都在2m以上，且多采用露天式布置。在施工操作和设备维修时，如防护不当、麻痹大意、在强自然风力作用下可能发生高处作业人员的坠落或坠物伤害事故。在线路阀室屋面（超过2m）维修作业中，容易发生屋面檐口坠落、作业无防滑措施、在屋面上从事檐口作业不慎，身体失衡；檐口构件不牢、或被踩断，人随着坠落等。

3.7.9 坍塌

本项目定向穿越施工中将导向孔扩大的同时必须要将大量的泥浆泵入钻孔，以保证钻孔的完整性和不塌方，并将切削下的岩屑带回到地面。因此，预扩孔阶段要求泥浆具有很好的护壁效果，防止地层坍塌，提高泥浆携带能力。

在管道回拖过程中，不能再进行管道的连接工作，因为回拖过程是要连续进行的，若此时进行管道连接将可能造成地下孔洞的塌方，极可能造成整个工程施工的失败。

在大口径管道水平定向穿越时，可能发生堤坝塌陷。其主要原因可能是出、入点距堤坝过近、地质较差或预扩孔直径过大等。

一般只在钻机入土点，水平定向穿越可能引起堤坝、地面崩裂。其主要原因可能是出、入点距堤坝过近、孔内泥屑堆积过多、局部塌孔、回拖速度过快等。

3.7.10 淹溺

本项目施工现场，涉及河流、湖泊、水塘、山谷、冲沟等，并在定向穿越施工现场设置有制浆储浆装置、泥浆池等，在工程施工、生产操作、巡视及检修等过程，如果站位不当、失稳等，有可能跌落水中、池中、槽中，从而发生淹溺事故。

3.7.11 其他

在工作中扭伤、摔伤等。

拟建项目部分管道建设施工作业远离居民区，存在野外作业危险性，主要有以下几方面：火灾、山洪、泥石流危害、食物中毒、致病微生物、雷击、交通事故等方面的危险有害因素。

3.7.12 噪声

主要是机械性噪声和空气动力性噪声。

机械性噪声产生该类噪声的作业主要有：凿岩机、钻孔机、打桩机、挖土机、推土机、刮土机、自卸车、起重机、混凝土搅拌机、传输机等作业；空气动力性噪声产生该类噪声的作业主要有：通风机、鼓风机、空气压缩机铆枪、发电机等作业；爆破作业；管道吹扫作业等。

3.7.13 粉尘

挖土机、推土机、刮土机、铺路机、打桩机、钻孔机、凿岩机、碎石设备的作业；挖方工程、土方工程、地下工程、竖井和隧道掘进作业；爆破作业；喷砂除锈作业等产生的含游离的二氧化硅粉尘、水泥尘（硅酸盐）石棉尘、木屑尘、电焊烟尘、金属及金属氧化物粉尘等粉尘。

3.7.14 有毒物质

工程施工中的喷漆、电气焊、防腐作业、泥浆配制等过程，作业现场产生铅、锰、溶剂汽油、苯、甲苯、二氧化硫、亚硝酸盐等有毒物质。

各种焊件和焊条中均含有数量不等的锰，一般焊芯中的含锰量很低，只有0.3-0.6%左右。为了提高机械强度、耐磨、抗腐蚀等性能，使用含锰焊条时，含锰量可高达23%。在通风不良场所如密闭容器或管道内施焊，长期吸入含锰的烟尘可发生锰中毒，可检出血锰、尿锰升高，神经行为功能改变，发锰测定亦可作为锰中毒早期筛检指标。

1) 毒物进入人体的途径

毒物能否对接触者的健康产生危害，主要取决于工业毒物的毒性大小，进入人体的途径和剂量的多少。在输送操作过程中，毒物主要经呼吸道、皮肤进入人体，而经消化道吸收的较少。

长输管道输送的天然气介质本身含有甲烷、乙烷、丙烷、硫化氢等物质呈气体或蒸气雾的形态，可经呼吸道进入人体。

2) 影响毒作用的主要因素

主要决定于毒物的化学结构、物理特性、毒物的剂量（在生产场所，目前尚不能用剂量进行接触评价，只能用浓度进行评估。当工业毒物的化学结构确定后，浓度和作用时间就成为影响职业中毒的主要因素，浓度愈高，毒作用的持续时间愈长，发生职业中毒的可能性就愈大。）、毒物的联合作用、生产环境与劳动强度、个体感受性。

3) 窒息性气体中毒

窒息性气体是指进入人体后，能使血液运氧能力或组织利用氧的能力发生障碍，造成机体缺氧的有害气体。输送天然气管道常见的窒息性气体为甲烷、乙烷、丙烷、硫化氢等。

3.7.15 辐射

人体处于交变电磁场中或受到微波、紫外线、 α 、 β 、 γ 、X射线的照射，达到一定剂量就会产生辐射危害。

本项目施工过程，主要为露天作业。长时间在烈日下工作，人体将会受到太阳光中的紫外线、红外线的辐射危害。

电焊作业：紫外线（UVR）和红外线（IFR）对眼及皮肤的损伤是电焊作业职业损害的一个重要方面。电焊工眼部症状明显增多常有报道，表现为电光性眼炎、慢性睑缘炎、结膜炎、晶体混浊等，且慢性睑缘炎、结膜炎患病率有随工龄增加而增高的趋势。过量紫外线暴露的主要损害为光敏性角膜炎，电焊工白内障与红外线接触有关。国外最近的研究表明，工人接触过量紫外线会有发生非黑色素细胞皮肤癌和其它诸如眼恶性黑色素瘤等慢性疾病的危险。

射线照像探伤：放射源发射出来的射线具有一定的能量，它可以破坏细胞组织，从而对人体造成伤害。当人受到大量射线照射时，可能会产生诸如头昏乏力、食欲减退、恶心、呕吐等症状，严重时会导致机体损伤，甚至可能导致死亡。

3.7.16 噪声及振动

噪声是指一切不需要的使人受到干扰的声音，它由各种不同频率和不同强度的声音

无规则组合而成。由于存在机泵组等机械设备，高压气体减压、排放操作（放散管），都将在长输管道输送过程中产生噪声。噪声不仅干扰人们的正常工作和休息，而且危害人体健康，主要是听力损伤。

本项目施工过程中，是一个机械设备比较集中的施工工程，集中了大部分带高强声源的设备。钻导向孔、预扩孔、管道回拖、挖掘、发电等过程，是形成噪声与振动的重要声源。

振动所产生的能量，能通过支承面作用于坐位或立位操作的人身上，引起一系列病变。人体是一个弹性体，各器官都有它的固有频率，当外来振动的频率与人体某器官的固有频率一致时，会引起共振，因而对那个器官的影响也最大。接触强烈的全身振动可能导致内脏器官的损伤或位移，周围神经和血管功能的改变，可造成各种类型的、组织的、生物化学的改变，导致组织营养不良，如足部疼痛、下肢疲劳、足背脉搏动减弱、皮肤温度降低；女工可发生子宫下垂、自然流产及异常分娩率增加。一般人可发生性机能下降、气体代谢增加。振动加速度还可使人出现前庭功能障碍，导致内耳调节平衡功能失调，出现脸色苍白、恶心、呕吐、出冷汗、头疼头晕、呼吸浅表、心率和血压降低等症状。晕车晕船即属全身振动性疾病。全身振动还可以造成腰椎损伤等运动系统影响。局部接触强烈振动主要是以手接触动工具的方式为主的，则于工作状态的不同，振动可传给一侧或双侧手臂，有时可传到肩部。长期持续使用振动工具引起末梢循环、末梢神经和骨关节肌肉运动系统的障碍，严重时可患局部振动病。

3.7.17 不良采光照明

如果工作场所照明、采光不好，或者照明刺目耀眼都会使人的眼睛很快疲倦，易造成标识不清、人员的滑跌、坠落和误操作率增加的现象，从而导致工作速度和操作的准确性大大降低。

如烈日下施工，可能因阳光刺目耀眼；或夜间施工，可能因光线昏暗不清，导致事故发生。

大量的事实表明，劳动者长期在不良照明条件下工作，会造成视力衰退，即职业性近视，严重者可能会发生一种特殊的职业性眼病-眼球震颤。其主要症状是眼球急速地不自主地上下、左右或回旋式地震颤，并伴有视力减退、头疼、头晕、畏光等。

3.7.18 高温

管道焊接、土石方施工活动多为露天作业，夏季受炎热气候影响较大，少数施工活

动还存在热源（如沥青设备、焊接、预热等）。

3.7.19 有限空间

有限空间指封闭或者部分封闭，与外界相对隔离，出入口较为狭窄，作业人员不能长时间在内工作，自然通风不良，易造成有毒有害、易燃易爆物质积聚或者氧含量不足的空间。

本项目土石方施工活动存在有限空间作业，主要包括：钢筋混凝土箱涵、地坑、地下管道等，以及其他通风不足的场所作业。

3.8 自然危害因素

3.8.1 地质灾害

自然变异和人为作用都有可能导致地质环境或地质体发生变化，当这种变化达到一定程度时，便给人类和社会造成危害，即地质灾害，如地震、崩塌、滑坡、泥石流、地面沉降、地面坍塌等。

3.8.1.1 地震

一、地震造成的破坏

直接地震灾害是由于强烈地面振动及形成的地面断裂和变形，引起建筑物倒塌、生产设施损坏，造成人身伤亡及大量物质的损失。间接地震灾害则是由于强烈地震而使山体崩塌，形成滑坡、泥石流；水坝、河堤决口或发生海啸而造成水灾；这样会引起天然气管道泄漏、电线短路或火源起火而造成火灾；使生产、储存设备或输送管道破坏造成有天然气体泄漏、蔓延。

地震对长输管道、门站造成的危害有：造成电力、通信系统中断、毁坏；永久性土地土地变形如地表断裂、塌方等，引起天然气管线断裂严重变形，建（构）筑物倒塌；地震波对天然气管道产生拉伸作用，有可能使遭受腐蚀或焊接质量较差的薄弱管段破坏；地震产生的电磁场变化，干扰控制仪器、仪表工作。

二、地震危害及分析

2005年11月26日在江西九江境内发生了5.7级地震，导致境内12人死亡，70多人受伤，6018户约1.8万间房屋结构性毁损，25万多人被迫迁出住宅居住。据中国地震局专家分析，虽然从整体上看，江西、湖北以及湖南北部这一块都是地震活动相对较低的地区，这次地震发生在瑞昌和九江之间的九岭山的隆起和凹陷交界的部位，隆起和凹陷大范围之内差异性的活动是地震主要原因。江西按设计规范要求，基本地震加速度值为0.05g，应是六度设防，震后江西省政府要求其抗震设防标准应为可抵御地震烈度7度。

三、抗震设防

管道抗震设计应依照《油气输送管道线路工程抗震技术规范》的有关规定，对管道进行地震波引起管道应变核算，制定相应的保护措施。要充分考虑到地震可能引起的滑坡、沙土液化，对管道敷设的不利影响。

对输气站场的抗震设计应根据《建筑抗震设计规范》规定，建筑物按其重要程度分为甲、乙、丙、丁类，并要求按规定进行抗震设防。《建筑抗震设计规范》不仅要求对甲类建筑进行地震安全性评价，而且对各抗震设防类别建筑的抗震设防标准做出了明确规定，特别是对于甲类和乙类建筑，规范提出应高于和符合本地区抗震设防烈度的要求；当抗震设防烈度为VI-VIII度时，应符合本地区抗震设防烈度提高一度的要求设防。本项目各地区的地震烈度为6度或7度。设计应按《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）要求，依据《建筑抗震分类标准》（GB50223）进行建筑物分类，在落实《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）的要求的基础上进行建筑抗震设计，防止工程受到地震灾害的威胁。

应根据地震评价的结果在初步设计时对管线和主要设备按照《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）《油气输送管道线路工程抗震技术规范》（GB50470-2008）的进行防震设计。

为提高长输管道抗震能力，应选择适当的管道线路，避开地震不稳定性区域及烈度在7度以上的区域。对个别土质较差的地区则应采取夯实、换土、加固等措施，山区管道要敷设在切土后做成的平台上，并设置挡土墙。

3.8.1.2 滑坡、崩塌危害

滑坡是斜坡上的岩土体由于种种原因在重力作用下沿一定的软弱面整体地向下滑动的现象；崩塌是斜坡上的岩土体由于种种原因在重力作用下部分地崩落坍塌的现象。滑坡、崩塌除直接成灾外，在滑坡、崩塌过程中在雨水或流水的参与下直接形成泥石流。

本项目沿线大多为山地和丘陵地区，滑坡、崩塌规模较小，以堆积层滑坡、风化带破碎岩石滑坡及岩质滑坡为主，其形成与人类工程经济活动密切相关。滑坡、崩塌对长输管道造成的危害有：形成的岩石或泥石流挤压管道，造成管道出现拉伸、弯曲、扭曲等变形甚至断裂；引发的洪水冲刷管道会导致管道悬空，使管道在热应力和重力的作用下产生拱起或下垂等变形；造成管道地基沉降，进而引起管道变形或断裂。

本项目存在滑坡、崩塌危害。

3.8.1.3 地面沉降危害

地面沉降是在一定的地表面积内所发生的地面水平面降低的现象。作为自然灾害，

地面沉降发生有着一定的地质原因，如松散地层在重力作用下变成致密地层、地质构造作用、地震都会导致地面沉降。也有人为因素，如过度开采地下水、建各种地下工程等直接导致了地面沉降。随着人类社会经济的发展、人口的膨胀，地面沉降现象越来越频繁，沉降面积也越大，人为因素大大超过了自然因素。地面沉降对管道、站区造成的危害有：导致管道下部悬空或产生相应变形，严重时发生断裂；地面储罐、管道及建（构）筑物损坏，设备与管道连接处变形或断裂。

本项目存在地面沉降危害。

3.8.2 气候灾害

由于大气作用对人类生命财产、国民经济建设和国防建设等所造成的损害，称为气候灾害，包括干旱、寒潮、雷电、低温、雪暴、大雾、洪水、台风等。对气站危害最为严重的是雷电、洪水。

3.8.2.1 雷电

上饶地区年雷暴日 56d。雷电的危害方式分为直击雷、感应雷、球形雷等，最常见的是直击雷和感应雷。直击雷就是雷电直接打击到物体上；感应雷是通过雷击目标旁边的金属物等导体产生感应，间接打到物体上；球形雷民间俗称“滚地雷”，是一种带有颜色的发光球体，一般碰到导体即消失。在这些雷击中，直击雷危害最大。

雷电危害是多方面的，主要分为三类：

电性质的破坏：雷电放电可产生高达数万伏甚至数十万伏的冲击电压，可以毁坏电机、变压器、断路器等电气设施的绝缘，引起短路，导致火灾、爆炸事故；烧毁电气线路或电杆，造成大规模停电而引发安全事故；反击放电火花也可能引起安全事故；高电压电流窜入低压电流，造成严重的触电事故；巨大的雷电流流入地下，在雷击点及其连接的金属部分产生极高的对地电压，可直接导致接触电压或跨步电压的触电事故。

热性质的破坏：当几十至上千安培的电流通过导体时，在极短的时间内转为热能，在雷击通道中产生高温，往往会造成火灾。

设备设施的破坏：由于雷电的热效应作用，能使雷电通道中木材纤维缝隙和其它结构缝隙中的空气剧烈膨胀，同时也使木材所含有的水分及其它物质分解为气体。在被雷击的物体内部出现强大的机械压力，导致被雷击物体遭受严重的破坏或爆炸。

天然气管道系统中，如果设备设施的防雷设施未设置、设置不合理，或防雷设施损坏未及时进行修复，将造成直接雷击破坏。对于电气设施，如果接地不良、布线错误，各供电线路、电源线、信号线、通信线、馈线未安装相应的避雷器或未采取屏蔽措施，

将有可能遭受感应雷击，造成电力、电气系统损害。

3.8.2.2 暴风雨

最强的暴雨是热带气旋产生的，且能引起山洪暴发或使大型水库崩塌，造成巨大洪涝灾害。暴风雨对长输管道、站区造成的危害有：破坏供电通信系统，引起电力通信中断，引发故障；损坏站区、陆地管道及设备、设施，使系统无法正常工作；造成站区内建（构）筑物倒塌，或管道附近高层建（构）筑物倒塌、树木连根拔起，从而损坏设备设施或管道。

3.8.2.3 洪水

暴雨洪水是由较大强度的降雨而形成的洪水，主要特点是峰高量大、持续时间长、洪灾波及范围广。暴雨洪水在山区丘陵形成山洪，即山区溪沟中发生暴涨暴落的洪水，具有突发性、水量集中，流速大，冲刷破坏力强，水流中挟带泥沙、石块，严重时形成泥石流。洪水对天然气管道、站区造成的危害有：损坏电力、通信系统，引起电力、通信中断，系统无法正常工作。

3.8.2.4 冰冻

冬季温度过低则可能导致冻伤人体和损坏电力线路，冻坏设备、管道。在极端最低温度下对人员及设备都将产生不利影响，尤其是对工艺管道危害较大，在低温下可导致管道、设备冻裂而引起物料泄露，进而诱发其他事故。

冰冻主要对输送管道、水管等因冻结而破裂造成物料泄漏或输送不畅，仪表空气中水汽凝结造成仪表管线失灵；楼梯打滑造成人员摔跌等。

3.8.3 环境危害

环境污染引起的灾害，如工业“三废”（废气、废水、废渣）污染、酸雨、气候异常等。环境灾害对长输管道的危害主要是腐蚀。

管道穿越河流可能对水体产生影响：

- 1) 施工船舶排放的机舱废水和作业人员产生的生活污水。
- 2) 挖泥疏浚过程中，挖泥区域的底栖生物将被彻底损伤。由于机械搅动作用，将产生悬浮泥沙，造成水体混浊，水体透明度下降，水体溶解氧降低，从而对水生物产生负面影响。
- 3) 陆域设备、设施等基础施工采用钻孔灌注桩基础产生的泥浆，若不进行防护，泥浆废水排入水体形成SS污染，发生量与桩基大小、水泵能力及底泥组成有关。

3.8.4 其它

管线所经之地，除了人类活动的地区外，还经山林、田野等地区，有自然生长的树林、灌木等植物，一些根深植物根系会缠绕、挤压、损坏管道的防腐覆盖层，造成管道防腐失效。

3.9 社会环境危害因素辨识

3.9.1 城市、乡镇建设对管道安全构成的危害

随着中国经济的快速发展，城市及城镇建设也得到了快速发展，城市及乡镇规划变动也越来越频繁。虽然新建管道都按设计规范规定及自身的安全要求，避开了城市规划区、乡镇和村庄，但由于规划部门和土地管理部门对《石油天然气管道保护条例》的执行力度不够，违章建筑占压管线的事件屡见不鲜。城市建设中新建管道和电缆埋设在管道附近或与管道交叉，不按《输气管道工程设计规范》进行设计和施工，对原管道的阴极保护造成破坏。

在长输管道经过经济发达地区或城镇范围内，由于建（构）筑物的施工、道路和桥梁等基础设施的建设、各种地下管线的敷设都是各自为政，缺乏统一规划，涉及的管理部门众多，难于协调，施工时，经常出现有损长输管道的现象。

在建筑施工中大型机械将输气管道破坏的事故也时有发生。

管道附近由于道路、房屋建设取土，使管道裸露在外，破坏外防腐层的现象也时有发生，在农村地区尤为严重。

3.9.2 公路等建设危及管道安全

由于购买管廊所有权手续复杂，投资大，一般管道运营企业只购买长输管廊使用权，极少购买管廊土地所有权。而长输管道线长、面广、点多，所经行政区域范围大，造成对其管理的难度增大。

由于只有管廊使用权，因此管道附近甚至管道上都存在生产现象或取土情况，这势必危及管道的安全，特别是管道附近大型建（构）筑物施工、爆破作业将带来管道地基沉降，引起管道悬空，破坏管道埋深恒压状态，又引起管道弯曲、变形甚至断裂。

在长输管道经过经济发达地区或城镇范围内，由于建（构）筑物的施工、道路和桥梁等基础设施的建设、各种地下管线的敷设都是各自为政，缺乏统一规划，涉及的管理部门众多，难于协调，施工时，经常出现有损长输管道的现象。

对于穿越河流、铁路、公路的管道，当航道、铁路、公路分别进行清淤、维护施工作业时，如果未充分考虑管线的安全，很有可能对其造成破坏。

近10年来随着交通建设的发展，在公路新建和扩建中一些地方不征求管道部门的意见，对输气管道不采取保护措施，就在管道之上修建公路，甚至在施工中挖坏管道上的防腐层，并有将钢管碰伤、铲破的情况发生。

3.9.3 农田水利建设和河底采砂危及管道安全

开挖河道、水渠、池塘及河底挖沙对管道造成危害的情况，以及因挖沙采石造成管线破裂也是危害管道安全运行的因素之一。

3.9.4 管道打孔盗气对管道安全造成严重危害

长输管道输送的天然气，具有较高的经济价值，盗取者可获一定经济利益。小部分不法分子为获取经济利益，不惜冒生命危险破坏国家财产，进行各种盗气活动。国内相关法律、法规不很完善，造成管道运营企业管理乏力；管道所经行政区域多，牵涉管理部门多及地方保护主义，使管理难度加大；打击盗气亦须取得警方、当地政府、公安部门的支持。

长输管道有意破坏表现为盗、扒管道防腐层、仪器仪表、阀门或附属设施，在管道上开孔盗气，或者人为蓄意破坏管线设施等。造成的严重后果是：恶性事故不断发生，不法分子打孔盗气，往往不顾后果，致使天然气大量外泄，火灾爆炸事故随时可能发生；财产损失严重，管道运营企业既要为不法分子盗走的大量油气承担经济损失，还要承担其他相关费用；对社会稳定造成极大的负面影响，出现供应问题会引起恐慌，人民群众怨声载道。

3.9.5 相邻高压线危害

① 电容耦合

由于管道本身带有外部防腐绝缘层，在管道组装焊接完埋地的前后，均存在感应耦合的电容。管道埋地前，若地面管道较长，管道上感应的高压静电会对施工人员造成危害。

② 感应影响

当管道与强电线路长距离平行或斜向敷设时，输电线路周围产生的磁场将在埋地管道上产生二次感应交流电压，过高的管道感应电压会对管道生产、作业员造成危害。

③ 电阻影响

电阻影响也称故障影响，当高压输电线路发生故障时，输电铁塔流向接地极间的千

伏以上的高压故障电流可能会流入管道，对附近及远方管道上的操作人员构成威胁。

④击穿管道防腐层

上述高压感应电压，虽然存在时间很短，只有 0.5s 左右，但它一方面威胁着人身安全，同时又可击穿管道的防腐层，甚至形成电弧烧穿管道。

因此，在满足规范要求的防火间距时，仍应采用有效的排流措施，以防止架空供电线路对其产生的影响。

3.10 安全管理危险有害因素辨识

3.10.1 违章作业

违章作业包括违章指挥、违章操作、操作错误等，已成为长输管道的主要危险有害因素之一。违章作业原因：运行系统技术难度大或操作程序复杂，又缺乏操作经验，导致作业人员一时难以掌握；企业对管理和操作人员未充分进行培训、教育，甚至使用不具操作资格的作业人员从事管理、操作工作；管理、操作人员本身技术水平、业务素质不高，安全意识、责任心不强，思想麻痹大意等；企业安全管理机构不健全，安全管理制度不完善，安全培训教育未开展，安全检查不经常，隐患治理不及时，安全管理不严格等。

违章作业的表现：

1) 违章动火

在系统运行或停止期间，对系统设备、设施或危险作业场所进行动火作业时，管理人员为了赶工期，在系统达不到动火条件下，指挥作业人员动火，或作业人员无视有关动火原则，擅自动火，造成重大安全事故。

2) 违章用电操作

系统电力供应、设备及仪器仪表运行控制、照明等大量采用各种控制开关、按钮及线路。如果任意布线，使用防爆性能等级不符合要求的电缆线、电气设备，随意按动或按错控制开关、按钮，将造成停电、系统停运、憋压、管道及设备损坏、电气起火等，并引发一系列安全事故。

3) 违章开关阀门

系统所用阀门可能有电液、电气等控制阀门，也有手动操纵阀门。为了满足工艺要求或系统紧急停车要求，阀门开关应按规定进行，一旦开错阀门、或不按顺序开关、或开关方向逆反，将造成系统憋压等安全事故，特别是系统在切换流程时，必须遵循先开后关的原则。

4) 检修、抢修操作违章

检修、抢修时，如果安全条件不具备、安全措施不落实、作业方法不恰当，如管道、设备内的介质未充分置换、管道连通处未设置盲板、违章动火、消防安全措施不俱全，采用不许使用的作业工具等，都有可能产生安全事故。

3.10.2 安全管理不规范

安全管理包括安全管理机构、相关管理制度、安全培训教育、安全检查及隐患治理、安全技术措施及计划、应急救援预案等内容，直接关系到系统的安全运行。

一、安全管理制度

长输管道输送的天然气是易燃、易爆危险介质，运营企业应根据国家有关法律、法规要求，建立健全安全管理机构，配备专职安全生产管理人员，制定符合企业实际情况的安全管理制度、岗位职责、操作规程和应急救援预案，确保安全管理体系运行的有效性。但企业在运营过程中，其管理组织机构、安全技术措施及计划不一定适合企业实际情况、先进工艺和经济发展的要求。其次，企业中各种安全管理制度落实不完善、不到位，缺乏成套的巡线、检测、查漏制度和机制；安全培训教育未完全按规定要求开展；新员工未进行岗位、入厂培训，转岗、复工人员未进行培训，特种作业人员未取得资格证书等；安全检查不经常、不规范，发现问题未及时进行分析、总结、整改，隐患治理不及时等；特别是在运营过程中，不严格按照管理要求，违章操作、违章指挥等。因此，系统运行存在各种安全隐患。

二、安全管理资料

为了最大限度的发挥管线的输气能力，尽可能延长管线的使用期限，减少输耗，安全可靠的供气，应建立完善健全的资料档案管理制度。使管线管理人员十分清楚管线走向，管道埋深，管线规格及管道腐蚀情况，并熟悉管线经过地带的地形、地物、地貌，密切监视有无滑坡、塌陷、洪水冲刷、河流改道等情况，以便预先采取措施，防止管线断裂和破坏。同时，还应注意周围交通情况。地下各种埋设物情况，一旦需要抢修管道时，就可以合理地准备施工机具，及时到达现场进行快速抢修。

长输管道运行期间，可能由于运营企业管理方面的原因，造成管道原始资料遗失，带来运营管理的盲目性。

三、安全法规的宣传和执行

尽管《石油天然气管道保护条例》对保护范围、内容、宣传、与其他建设工程相互关系的处理、法规责任方面作出了明确的规定，但众多单位和个人对其认识不深，宣传

教育跟不上，宣传力度不够大、深、广。沿线单位群众不知道天然气管道的危险性或认识不足，造成对管线保护不力。

四、企业自身安全意识

有的管道运营企业从建设至今，除进行日常的检验维护外，多年一直未进行过定期检验（内部检验）；有的企业在思想上存在重使用轻管理的弊端，对检验、检修与生产间的矛盾难以兼顾，不能按时进行检验、维修。因此，造成管道内腐蚀、管线堵塞，输气能力下降，并使系统带隐患工作。

3.10.3 定期检验困难

一、检验困难

长输管道一般都埋地敷设，具有面广、线长、点多、隐蔽性强的特点。因此检验人员难以进入管道内部进行直接检验，而主要靠间接的手段检验。

二、检验法规、标准不完善

长输管道定期检验规程尚未公布，各部门、各行业只能根据实际情况，对长输管道实行检验。在检验方法选择、检验内容确定、安全等级评定等方面，未有共识；对新建、扩建长输管道指导作用少。

三、检验设备、手段相对落后

国产管道内部检验装置性能差，自动化程度不高；检验人员操作水平有限，管道建设不规范，造成检验设备在管道内通行问题多等。

四、安全状况评定难度大

长输管道无论是埋地敷设还是沿地、架空敷设，其结构特殊、受力方式复杂、应力分析困难、安全状况评定难度大。

五、检验人员缺乏经验

国内目前不仅长输管道检验标准、规范缺乏，而且专业检验队伍少，检验人员素质不高、实际检验经验不多，因此，对检验结果的分析、判断，评定有可能造成错误。

3.11 爆炸危险区域划分

根据《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB50058-2014 第 2.3.7 条对于易燃物质轻于空气，通风良好且为第二级释放源的主要生产装置区，其爆炸危险区域的范围划分：当释放源（如阀组区管道的法兰、接口螺纹、阀门组和放空立管等）距地坪的高度不超过 4.5m 时，以释放源为中心，半径为 4.5m，顶部与释放源的距离为 7.5m，及释放源至

地坪以上的范围内划为2区。

爆炸危险环境场所的配电设备选择和线路敷设严格按照《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB50058-2014执行。

3.12 危险化学品重大危险源辨识

本项目涉及的天然气属于危险化学品，采用管道输送方式。根据《危险化学品重大危险源辨识》GB18218-2018，该标准不适用于危险化学品管道运输方式，故对本项目不进行危险化学品重大危险源辨识。

3.13 危险、有害因素分析小结

一、物料的危险性辨识结果

该项目涉及的各种化学品中无监控化学品，无易制爆化学品，无剧毒化学品，无易制毒化学品、无特别管控危险化学品。

该项目涉及的化学品中天然气属于重点监管的危险化学品。

二、危险工艺辨识结果

该项目不涉及危险工艺。

三、主要危险、有害因素辨识结果

本项目存在的危险、有害因素主要有：火灾爆炸、中毒、窒息、触电、机械伤害、车辆伤害、起重伤害、高处坠落、灼烫伤、坍塌、淹溺、有毒物质、高低气温环境、粉尘、辐射、噪声及振动、不良采光照照明等。各主要危险、有害因素的主要存在场所如表3.13-1所示。

表 3.13-1 主要危险、有害因素的主要存在场所一览表

主要危险、有害因素	主要设备设施或作业场所	阶段
火灾、爆炸	施工现场；管道沿线、工艺设备区	施工阶段、运营阶段
中毒、窒息	焊接、切割作业；管道沿线、工艺设备区	施工阶段、运营阶段
触电	施工现场各种电气设备及设施、电气拖动生产设备等；站场各用电装置、供配电设备及供配电线路周围	施工阶段、运营阶段
物体打击	施工现场；工艺设备区	施工阶段、运营阶段
机械伤害	施工现场；工艺设备区	施工阶段、运营阶段
车辆伤害	施工现场；工艺设备区	施工阶段、运营阶段
起重伤害	施工现场	施工阶段
高处坠落	施工现场	施工阶段、运营阶段
灼、烫伤	施工现场焊接、气割、切割；检维修	施工阶段、运营阶段

坍塌	穿越施工现场	施工阶段
淹溺	河流、湖泊、水塘等穿越施工现场	施工阶段
其他	蛇虫叮咬、野兽攻击	施工阶段、运营阶段
有毒物质	施工现场；管道沿线、阀室、工艺设备区	施工阶段、运营阶段
高、低气温	施工现场；管道沿线、阀室、工艺设备区	施工阶段、运营阶段
粉尘	施工现场、焊接	施工阶段
辐射	施工现场、焊接、射线探伤	施工阶段
噪声、振动	施工现场；站场各类泵等设备周围	施工阶段、运营阶段
不良采光照明	施工现场	施工阶段

4 评价单元划分及安全评价方法选择、简介

4.1 评价单元划分的原则

划分评价单元应符合科学、合理的原则。该项目评价单元划分遵循以下原则和方法：

- 1、以危险、有害因素类别为主划分评价单元；
- 2、以装置、设施和工艺流程的特征划分评价单元；
- 3、将安全管理、外部周边情况单独划分为评价单元。

4.2 评价单元划分

评价单元是在危险、有害因素分析的基础上，分析评价目标和评价方法的需要，按照建设项目生产工艺或场地特点，将生产工艺或场所划分成若干个相对独立的部分。针对项目的风险特点，科学、合理、无遗漏的原则。

本次评价在进行危险有害因素分析时，把整个项目分为天然气管道输送工艺单元，输配站场工艺单元进行分析评价。具体评价单元有：线路工程、站场工程（仅评价本项目涉及的工艺设备区）、自动控制、建构筑物、公用工程、安全管理。通过项目工程存在的危险、有害因素的综合分析，针对其不同的评价单元，选用了不同的评价方法进行评价，见表 4.2-1。

表 4.2-1 评价单元划分及评价方法一览表

序号	评价单元	子评价单元	采用的评价方法
1	基本安全条件	建设、可研单位资质	常规安全检查
		工艺、设备的成熟性	常规安全检查
2	线路工程	线路选择	预先危险性分析 作业条件危险性评价法 管道风险分析 安全检查表 事故树分析评价
		地区等级划分及设计系数确定	
		管道敷设	
		线路截断阀室的设置	
		线路管道防腐与保温	
		线路水工保护	
		管道标识	
3	公用工程	管道本体	安全检查表 预先危险性分析
		自控	
		通信	
		供配电	
		防腐与保温	
		采暖通风	
4	安全管理	建（构）筑物	常规安全检查
		安全管理组织机构、安全管理制度、人员培训、应急预案等	

按照上述划分评价单元的原则，为适应评价方法和评价目的的需要，在评价中还将

上述评价主单元适当的划分为若干子单元进行细化评价。

4.3 评价方法简介

4.3.1 预先危险性分析评价

一、评价方法简介

预先危险性分析又称初步危险分析（简称为 PHA），主要用于对危险物质和装置的主要工艺区域等进行分析，用于分析物料、装置、工艺过程及能量失控时可能出现的危险性类别、条件及可能造成的后果，作宏观的概略分析，其目的是辨识系统中存在的潜在危险，确定其危险等级，防止危险发展成事故。

其功能主要有：

- 1、大体识别与系统有关的主要危险；
- 2、鉴别产生危险的原因；
- 3、估计事故发生对人体及系统产生的影响；
- 4、判定已识别的危险等级，并提出消除或控制危险性的措施。

二、分析步骤

预先危险性分析步骤为：

- 1、通过经验判断、技术诊断或其他方法调查确定危险源；
- 2、根据过去的经验教训及同类行业中发生的事故情况，判断能够造成系统故障、物质损失和人员伤害的危险性，分析事故的可能类型；
- 3、对确定的危险源，制定预先危险性分析表；
- 4、进行危险性分级；
- 5、制定对策措施。

三、预先危险性等级划分

预先危险性等级划分及风险等级划分，见下表：

表 4.3-1 危险等级划分表

级别	危险程度	可能导致的后果
I	安全的	不会造成人员伤亡及系统损坏
II	临界的	处于事故的边缘状态，暂时还不致于造成人员伤亡、系统损坏或降低系统性能，但应予以排除或采取控制措施
III	危险的	会造成人员伤亡及系统损坏，要立即采取防范对策措施
IV	灾难性的	造成人员重大伤亡及系统严重破坏的灾难性事故，必须予以果断排除并进行重点防范

表 4.3-2 事故发生的可能性等级划分表

等级	等级说明	具体发生情况	总体发生情况
A	频繁	频繁发生	频繁发生
B	很可能	在寿命期内会出现若干次	多次发生
C	有时	在寿命期内可能有时发生	偶尔发生
D	极少	在寿命期内不易发生，但有可能发生	很少发生，但并非不可能发生
E	几乎不能	很不容易发生，以至于可认为不会发生	几乎不发生，但有可能

表 4.3-3 风险评价指数矩阵

严重性等级 可能性等级	IV（灾难的）	III（危险的）	II（临界的）	I（安全的）
A（频繁）	1	2	7	13
B（很可能）	2	5	9	16
C（有时）	4	6	11	18
D（极少）	8	10	14	19
E（几乎不可能）	12	15	17	20

表 4.3-4 风险指数风险接受准则表

危险等级	风险程度
18-20	安全的，不需采取措施即可接受
10-17	临界的，处于事故状态边缘，暂时尚不会造成人员伤亡或财产损失，是有控制接受的风险，应予排除或采取措施
6-9	危险的，会造成人员伤亡或财产损失，是不希望的风险，要立即采取措施
1-5	会造成灾难性事故，不可接受的风险，必须立即进行排除

4.3.2 事故树分析评价方法（FTA）

事故树（FTA）也称故障树，事故树分析是一种演绎推理分析方法，是安全系统工程重要的分析方法之一，具体做法是从被称作顶上事件的特定事件开始，逐层分析发生的原因，一直分析到不能再分析或不需要继续分析为止，然后将这些原因与特定事件用相关的逻辑符号连接起来。从而得出一个完整的因果结构图，也就是人们称之为的事故树。然后再运用逻辑运算法则对事故树进行化简计算并作出定性、定量分析。

事故树的分析步骤主要有：

- （1）确定要分析的系统的对象事件，即顶上事件。
- （2）收集相关资料，如果各事故概率、系统构成要素等。
- （3）原因事件调查与分析即调查分析原因事件与顶上事件有直接关系的中间事件以及引发中间事件的下层事件。
- （4）编制事故树

以顶上事件即要分析的对象事件为起点，一层一层，一级一级地向下找出所有的原因事件，直到基本事件或正常事件、省略事件为止。同时按逻辑关系画出事故树。每一个顶上事件对应一株事故树。

（5）定性、定量分析

定性、定量分析，首先要对已画出的事故树进行化简，求出最小割集或最小径集并运用数学方法确定各基本事件的结构重要度，再按结构重要度进行排序。如果有可靠完善的基本事件发生概率，可进一步进行顶上事件发生概率计算和概率重要度分析以及临界重要度分析，以确定临界重要度的顺序。

（6）结果分析

对定性、定量分析的结果及重要度排序展开研究，一方面要找出预防或降低事故发生的所有可能方案；另一方面从已确定的预防或降低事故概率方案中，选出一种或几种既有效又经济的预防、控制方案，从而得出分析结果、评价结论。

4.3.3 安全检查表法

安全检查表法是辨识危险源的基本方法，其特点是简便易行。根据法规、标准制定检查表，并对类比装置进行现场（或设计文件）的检查，可预测建设项目在运行期间可能存在的缺陷、疏漏、隐患，并原则性的提出装置在运行期间（或工程设计、建设）应注意的问题。

安全检查表编制依据：

- 1) 国家、行业有关标准、法规和规定
- 2) 同类企业有关安全管理经验
- 3) 以往事故案例
- 4) 企业提供的有关资料

在上述依据的基础上，编写出本扩建工程有关场地条件、总体布局等设计的安全检查表。

4.3.4 管道风险分析法

这是一种适合油气长输管道风险的评价方法，称为肯特管道风险评价法。

美国运输部（DOT）和美国 B.C 研究院于 20 世纪 80 年代组织力量对管道风险评价方法进行研究，并结合美国实际运行经验，由 W.Kent（肯特）.M.在“管道风险管理手册”中提出了肯特管道风险评价法，在国内外得到广泛应用。W.Kent.M.管道风险评价法就是将管道危害因素分为四个方面：第三方损坏、腐蚀、设计因素、误操作。每个方面再细化为若干项，按规定对细化因素逐项评分，其总和为危害因素总分。得分越高，表明危险性越小；再综合管道事故泄漏后果的危害程度求得泄漏后果指数；管道事故危害程度越小，泄漏后果指数越小；两者相除求得相对风险数，相对风险数的值大，表示相对风险低，管道

安全性好。实际应用中，由于中美两国国情不同，在某些不适用赋分中作了相应调整。

4.3.5 作业条件危险性评价法

4.3.5.1 评价方法简介

作业条件危险性评价法是一种简单易行的评价操作人员在具有潜在危险性环境中作业时的危险性的半定量评价方法。

作业条件危险性评价法用与系统风险有关的三种因素指标值之积来评价操作人员伤亡风险大小，这三种因素是 L：事故发生的可能性；E：人员暴露于危险环境中的频繁程度；C：一旦发生事故可能造成的后果。给三种因素的不同等级分别确定不同的分值，再以三个分值的乘积 D 来评价作业条件危险性的大小。即： $D=L \times E \times C$ 。

4.3.5.2 评价步骤

评价步骤为：

- 1、以类比作业条件比较为基础，由熟悉作业条件的人员组成评价小组；
- 2、由评价小组成员按照标准给 L、E、C 分别打分，取各组的平均值作为 L、E、C 的计算分值，用计算的危险性分值 D 来评价作业条件的危险性等级。

4.3.5.3 赋分标准

1、事故发生的可能性（L）

事故发生的可能性用概率来表示时，绝对不可能发生的事故频率为 0，而必然发生的事故概率为 1。然而，从系统安全的角度考虑，绝对不发生的事故是不可能的，所以人为地将发生事故的可能性极小的分值定为 0.1，而必然要发生的事故的分值定为 10，以此为基础介于这两者之间的指定为若干中间值。见表 4.3-5-4。

表 4.3-5 事故发生的可能性 (L)

分数值	事故发生的可能性	分数值	事故发生的可能性
10	完全可以预料到	0.5	极不可能, 可以设想
5	相当可能	0.2	极不可能
3	可能, 但不经常	0.1	实际不可能
1	可能性小, 完全意外		

2、人员暴露于危险环境的频繁程度 (E)

人员暴露于危险环境中的时间越多, 受到伤害的可能性越大, 相应的危险性也越大。规定人员连续出现在危险环境的情况分值为 10, 而非常罕见地出现在危险环境中的情况分值为 0.5, 介于两者之间的各种情况规定若干个中间值。见表 4.3-6。

表 4.3-6 人员暴露于危险环境的频繁程度 (E)

分数值	人员暴露于危险环境的频繁程度	分数值	人员暴露于危险环境的频繁程度
10	连续暴露	2	每月一次暴露
6	每天工作时间暴露	1	每年几次暴露
3	每周一次, 或偶然暴露	0.5	非常罕见的暴露

3、发生事故可能造成的后果 (C)

事故造成的人员伤亡和财产损失的范围变化很大, 所以规定分数值为 1—100。把需要治疗的轻微伤害或较小财产损失的分数值规定为 1, 造成多人死亡或重大财产损失的分数值规定为 100, 介于两者之间的情况规定若干个中间值。见表 4.3-7。

表 4.3-7 发生事故可能造成的后果 (C)

分数值	发生事故可能造成的后果	分数值	发生事故可能造成的后果
100	大灾难, 多人死亡或重大财产损失	7	严重, 重伤或较小的财产损失
40	灾难, 数人死亡或很大财产损失	3	重大, 致残或很小的财产损失
15	非常严重, 一人死亡 或一定的财产损失	1	引人注目, 不利于基本的安全卫生要求

4.3.5.4 危险等级划分标准

根据经验, 危险性分值在 20 分以下为低危险性, 这样的危险比日常生活中骑自行车去上班还要安全些, 如果危险性分值在 20—70 之间一般危险需要注意, 如果危险性分值在 70—160 之间, 有显著的危险性, 需要采取措施整改; 如果危险性分值在 160—320 之间, 有高度危险性, 必须立即整改; 如果危险性分值大于 320, 极度危险, 应立即停止作业, 彻底整改。按危险性分值划分危险性等级的标准见表 4.3-8。

表 4.3-8 危险性等级划分标准

D 值	危险程度	D 值	危险程度
>320	极其危险, 不能继续作业	20—70	一般危险, 需要注意
160—320	高度危险, 需立即整改	<20	稍有危险, 可以接受
70—160	显著危险, 需要整改		

5 单元安全评价

5.1 基本安全条件

5.1.1 建设、可研单位资质

江西省天然气集团有限公司成立于2021年10月27日，注册资本：捌亿陆仟柒佰柒拾陆万陆仟元整，公司类型：有限责任公司（非自然人投资或控股的法人独资），法定代表人：黄强。

公司主要经营范围：天然气项目的投资、建设、运营及管理；压缩天然气和液化天然气的投资、开发、批发及利用；天然气加气站的投资与管理；售电、配电业务，分布式能源项目开发管理、规划设计服务，合同能源管理，新能源项目的投资、开发及利用；新能源技术服务、技术咨询、技术转让，天然气工程的建设、安装、施工及维修；电力工程设计，电力水利工程施工，电力设备安装、销售、维护、燃气管道的采购、防腐剂销售；燃气设备的生产、销售及配套服务；成套设备的租赁；信息咨询服务；贸易代理服务；天然气的其他相关业务天然气运输业务及相关业务；压缩天然气（CNG）和液化石油气（LNG）的建设、管理、经营及销售（仅限分支机构特证经营）。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）许可项目：消防技术服务，特种设备检验检测服务，特种设备安装改造修理，雷电防雷装置检测（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）一般项目：土石方工程施工，信息系统集成服务，劳务服务（不含劳务派遣），计量服务，软件开发，物联网应用服务（除许可业务外，可自主依法经营法律法规非禁止或限制的项目）。

广丰支线延长线输气管道工程项目可行性研究由山东中石大工程设计有限公司编制。其工程咨询综合甲级证书编号为A113016099，工程勘察综合甲级证书编号B113016099，可承接各行业、各等级的建设工程设计业务，可从事资质证书许可范围内相应的建设工程总承包业务以及项目管理和相关的技术与管理服务。

综上所述，项目的建设单位具有天然气管网的投资、建设、运营及管理资质，可研编制单位具有石油天然气可行性研究报告编制资质。

5.1.2 工艺、设备的成熟性分析

1、工艺控制系统对比

本项目采用技术先进、成熟、可靠的以计算机为核心的监控和数据采集系统

(SCADA—SupervisoryControlAndDataAcquisition)对输气管线站场进行数据采集、监视、控制和管理。

江西省天然气管网自动控制系统达到在南昌调控中心对全线进行自动监控的技术水平，SCADA系统将达到在调度控制中心对全线进行自动监控及调度管理的技术水平。调控中心与远程监控站之间通过广域网连接。能够实现三级控制管理。

SCADA系统的控制权限由南昌调控中心确定，经调控中心授权后，才允许操作人员通过站控系统对站进行授权范围内的工作。正常情况下，站场由南昌调控中心对其进行远方控制、管理；当数据通信系统发生故障或南昌调控中心计算机系统发生故障或出现不可抵御的灾害时，第二级控制即站控制室获取控制权，可对站内生产工艺过程进行全面监控；当进行设备检修或事故处理时，可采用就地手动操作控制，即实现第三级控制。

2、主要工艺设备、管道选材对比

本项目选用经过生产实践考验、可靠的产品，设备供应商具有良好的售后服务和维修能力。本项目采用的工艺设备、无缝钢管，属于国内成熟设备，不属于淘汰类设备。

综上所述，本项目采用的工艺属于国内成熟的工艺，不属于国内首次使用的工艺；采用的工艺、设备、材料均属于国内先进、常用水平，无淘汰、禁止类的工艺、设备。

5.2 线路工程

5.2.1 预先危险性分析

运用“预先危险性分析法”，对本项目天然气长输管道工程在运行中可能存在的各种危险有害因素作出辨识、分析和初步定性评价。

分析过程及分析结果见表 5.2-1。

表 5.2-1 天然气长输管道工程预先危险性分析表

潜在事故	危险因素	触发原因	后果	危险等级	消减措施
火灾、爆炸	管道腐蚀	(1) 防腐材料不合格； (2) 防腐前未除锈； (3) 防腐层强度未达到规范要求； (4) 防腐层厚度未达到规范要求； (5) 防腐层有漏点未进行处理； (6) 进入管道的气体未清除机械杂质，气体中的 H ₂ S 含量高。	管道腐蚀穿孔	III	(1) 各种防腐材料，包括底漆、底胶、补口和补伤材料，使用前均按有关技术标准或设计要求做包覆或涂敷的抽查实验，不合格不得使用； (2) 在管道防腐前应进行管道除锈； (3) 按规范要求的强度、厚度进行防腐层施工； (4) 对防腐层漏点及时处理；

潜在事故	危险因素	触发原因	后果	危险等级	消减措施
					(5) 清除进入管道的气体机械杂质, 监控气体中的 H ₂ S 含量。
	管线破裂	(1) 输气管道的强度设计不满足运行工况变化的要求; (2) 焊接质量不合格; (3) 管道材质质量不合格; (4) 管道附件材质质量不合格; (5) 未做压力实验; (6) 超压破裂; (7) 人为破坏; (8) 输气管道穿越公路时未加套管。	天然气泄漏	III	(1) 应对工程所用材料、管道附件的合格证、质量证明书以及材质证明书进行检查, 当对其质量(或性能)有怀疑时应进行复验; (2) 应控制管标准检查钢管的外径、壁厚、椭圆度等钢管尺寸偏差; (3) 严格管道施工质量; (4) 按规范要求压力实验; (5) 坚持巡线, 发现打孔盗气现象及时上报处理; (6) 加强对沿线居民和用户的宣传教育。
	阀门损坏	(1) 阀门质量不合格; (2) 安装前未做压力实验; (3) 焊接质量不合格。	天然气泄漏	III	(1) 严把进货质量; (2) 严格施工质量; (3) 按规范要求压力实验; 严禁误操作。
其他伤害	管道拱起变形	(1) 管沟基础不实; (2) 施工存在质量问题。	容易断裂	II	(1) 规范设计; (2) 加强施工监理。

长输管线单元潜在的危險、有害因素有为火灾爆炸、其他伤害, 火灾爆炸的影响等级为III级(危险的), 会造成人员伤亡及系统损坏, 要立即采取防范对策措施; 其他伤害的影响等级为II级(临界的), 处于事故的边缘状态, 暂时还不致于造成人员伤亡、系统损坏或降低系统性能, 但应予以排除或采取控制措施。

5.2.2 作业条件危险性评价法(LEC)

5.2.2.1 评价单元

根据本项目运营过程的分析, 确定评价单元为: 施工期、运营期。

5.2.2.2 作业条件危险性评价法的计算结果

以运营期单元的火灾、爆炸为例说明 LEC 法的取值及计算过程。各单元计算结果及等级划分见表 5.2-2。

1) 事故发生的可能性 L: 在运营期, 由于天然气为易燃气体, 若发生泄漏遇到火源可能发生火灾、爆炸事故, 但在采用质量合格产品、选择有资质的施工单位、按设计要求做好防腐、严格按规程检查等条件下一般不会发生事故, 故属“极不可能, 可以设想”, 故其分值 L=0.5;

2) 暴露于危险环境的频繁程度 E: 员工每周 1 至 2 次或偶然暴露, 故取 E=3;

3) 发生事故产生的后果 C: 发生火灾、爆炸事故, 可能造成人员死亡或重大的财产损失。故取 C=15;

$$D=L \times E \times C=0.5 \times 3 \times 15=22.5。$$

结论: 运营期火灾、爆炸作业属“一般危险”范围, 需要注意。

表 5.2-2 各单元危险评价表

序号	评价单元	危险类别	L	E	C	D	危险程度
1	施工期	触电	1	6	7	42	一般危险
		火灾	0.5	6	7	21	一般危险
		灼烫	0.5	6	3	9	稍有危险
		机械伤害	0.5	6	3	9	稍有危险
		起重伤害	0.5	6	7	21	一般危险
		物体打击	0.5	6	3	9	稍有危险
		车辆伤害	0.5	6	3	9	稍有危险
		高处坠落	0.5	6	7	21	一般危险
		坍塌	0.5	6	3	9	稍有危险
		淹溺	0.5	6	3	9	稍有危险
		其他	0.5	6	3	9	稍有危险
2	运营期	火灾, 爆炸	0.5	3	15	22.5	一般危险
		中毒	0.5	3	3	4.5	稍有危险
		窒息	0.5	3	15	22.5	一般危险
		触电	0.5	3	3	4.5	稍有危险
		机械伤害	0.5	1	3	1.5	稍有危险
		车辆伤害	0.5	3	3	4.5	稍有危险
		其他	0.5	3	3	4.5	稍有危险

由表 5.2-2 的评价结果可以看出, 该项目的作业条件相对比较安全。在选定的评价单元中的作业均在“一般危险”或“稍有危险”范围, 作业条件相对安全。

项目的安全经营运行首先应重点加强对采用的设备设施质量、按要求规范施工的严格控制, 注重日常安全管理, 加强输送易然气体管线的安全管理; 其次要建立健全完善的安全生产责任制、安全管理制度、安全操作规程、技术操作规程并确保其贯彻落实; 要认真抓好施工人员及巡线、管理人员的安全知识和操作技能的培训, 确保人员具有与本项目所需知识水平相适应的技术素质和安全素质, 保证施工期及运营期安全作业。

5.2.3 天然气管道风险分析法

美国 BattelleColumbus 研究院 20 世纪 80 年代对管道风险评价方法进行研究。1992 年 W.Kent.M.进行总结, 在“管道风险管理手册”中提出了管道风险评分法(1996 年再版)。

其基本原理是假设各项危害因素互相独立地影响管道风险状况，各个独立因素的影响之和是管道的总风险；假设管道中最坏的状况决定其风险程度；在风险分析时，将难以改变或不能改变的管道系统、天然气性质、沿线土壤性质、环境自然条件等的特征参数称为“属性”，将可以改善风险状况的行动称为“预防措施”，如巡线频率、公众教育、职工培训等。

该方法适应管道特点且便于应用，虽然评分指标的权重及范围界定是根据大量事故统计数据和管理及操作人员的实际经验综合确定的，但终究是人为制造的，有一定的主观性；评价结果的相对性，只是一种半定量的评价方法。

管道风险评分法的基本模型：W·Kent·M提出的基本模型将管道危害因素分为四方面，即第三方损坏、腐蚀、设计因素、误操作。各方面再细化为若干项评分，其总和为危害因素总分；得分越高，表明危险越小。再综合管道事故泄漏后果的危害程度求得泄漏后果指数。管道事故危害程度越小，泄漏后果指数越小；两者相除求得相对风险数，相对风险数的数值大，表示相对风险低，管道安全性好。

管道风险评分法分为四个步骤：按管道事故原因分类评分；介质危险性评定；泄漏后果指数计算；求得系统的相对风险数。

5.2.3.1 管道危害因素的指标及评分依据

1、第三方损坏指标

第三方损坏指标指管道外部活动对管道的损坏。前面已说明欧美各国的事故统计表明这是管道事故发生的主要原因。在国内管道应用时，由于没有设立一次呼叫系统，取消其指标；而将指标评分加在公众教育上，由15分增为30分。

表 5.2-3 第三方损坏指标评分依据表

指标项目	指标范围	评分依据
管道最小埋深	0~20分	按管道不同埋深
人类活动情况	0~20分	按人口密度状况
管道地上设备	0~10分	按地上设备的防护、标识状况
公众教育	0~30分	沿线居民安全教育、安全意识高低
线路状况	0~5分	沿线标志的清楚程度
一次呼叫系统	/	取消（国内未建立）
巡线频率	0~15分	巡线频率及有效性
合计	100分	

2、腐蚀指标

管道腐蚀指标包括三方面：大气腐蚀（环境）、内腐蚀、埋地管道外腐蚀。原方法的大气腐蚀一项在国内不适用，原因是国内只有少量管道在站场内是在地面上，多数为埋地管道；另一方面，对地面上管道大气腐蚀情况易为操作人员发现和维修；故将其 20 分值分别加到阴极保护和防腐保护层。

● 内部防腐

表 5.2-4 内部防腐指标评分依据表

指标项目	指标范围	评分依据
产品腐蚀性	0~10 分	产品腐蚀性的强、弱或无腐蚀性
内部防腐	0~10 分	注入防腐剂、内防腐层、清管等
合计	0~20 分	

● 埋地管道外腐蚀

表 5.2-5 埋地管道外防腐指标评分依据表

指标项目	指标范围	评分依据
阴极保护	0~18 分	阴极保护参数符合要求、运行及检测情况
防腐层情况	0~20 分	涂层的种类、质量、施工、检验及修复情况
土壤腐蚀性	0~4 分	按土壤电阻率大小分级
服役时间	0~3 分	按管道使用年限
其他埋地金属	0~4 分	管道周围 152.4m 内埋地金属出现的次数
交流感应电流	0~4 分	管道周围有无高压交流电源及保护措施
应力腐蚀	0~5 分	根据存在拉应力、腐蚀环境、钢材类型等
管--地电位测试	0~6 分	管--地电位的监测密度及频度
闭区间勘察	0~8 分	测值分析及计划
内检测设备	0~8 分	内检测情况及检测间隔的年数
合计	0~80 分	
腐蚀项目总计	100 分	

3、设计指标

设计计算中对材料强度、安全系数等取值及计算模型简化时都存在不确定因素，可能与实际情况有所不同，这些将影响到管道的风险。

表 5.2-6 设计指标评分依据表

指标项目	指标范围	评分依据
管道安全因素	0~20分	钢管实际厚度与计算厚度的比值
系统安全因素	0~20分	管道设计的最大允许操作压力与运行中实际操作压力之比值
疲劳	0~15分	管道应力变化幅度和交变循环次数
潜在的水击危害	0~10分	水击产生超压的可能性及防护措施情况
系统水压试验	0~25分	按水压试验压力与最大允许操作压力的比值及试压的间隔时间评分
土壤移动情况	0~10分	因地震、滑坡、泥石流等引发土壤移动的可能性大小及监测情况
合计	0~100分	

4、误操作指标

管道的设计、施工、运行人员在工作中的错误，会给管道安全产生潜在的危险。模型中分别从设计、施工、运行和维护四个方面考虑。毒品检查我国没设立该项目，取消，分值归入通讯系统。

- 设计误操作（0~30分）

表 5.2-7 设计误操作指标范围表

指标项目	指标范围
危险有害因素辨识	0~4分
达到最大允许操作压力的可能性	0~12分
安全系统	0~10分
材料选择	0~2分
设计检查	0~2分

- 施工误操作（0~20分）

表 5.2-8 施工误操作指标范围表

指标项目	指标范围
施工检验	0~10分
材料	0~2分
接头	0~2分
回填	0~2分
储运保护与组对控制（组装）	0~2分
保护层	0~2分

- 运行误操作（0~35分）

表 5.2-9 运行误操作指标范围表

指标项目	指标范围
操作规程	0~7分
SCADA 通讯系统	0~7分
毒品检查（药检）	/
安全管理	0~2分
安全检查	0~2分
培训	0~10分
机械故障保护装置	0~7分

- 维护误操作（0~15分）

表 5.2-10 维护误操作指标范围表

指标项目	指标范围
维护记录	0~2分
维护计划	0~3分
维护作业指导书	0~10分

合计 0~100 分。

误操作对风险的影响是最难以定量描述的，但它又是对管道风险有重大影响的因素，因为许多事故是由于人的错误引发的。评价中将其细分为几项，以求更客观地来评分。

例如，在设计阶段应充分考虑管线的危险有害因素，分析导致各种失效的原因，并采取措施消除或减轻危险。

达到最大允许操作压力可能性分为四个等级：经常（0分），很少（5分），相当少（10分），不可能（12分）。

根据完善程度，安全系统分为：没有超压设备（10分）；现场只有一个超压安全设备，如超压安全泄放装置等，得3分；现场有多个能独立工作的超压安全设备，得6分；远程检测压力（只有压力测量和超压报警功能），得1分；远程监控压力（除压力测量和超压报警外，还可采取措施防止超压），得3分；没有超过最大允许操作压力的可能，不需要超压安全设备，得10分。

材料选择符合规范标准的要求，并制定详细的质量控制文件，取2分；否则，为0分。

设计计算经过仔细核对，取2分；否则，为0分。

又如，施工失误是指未按设计规定的技术要求进行操作。

施工检验（0~10分）要求检验员要有相应的资格证明，工作工程中有完整的检验记录。

材料——材料经过仔细核对，符合有关要求，即可取2分；

接头——所有接头按规定方法检测并合格，取2分；否则，应酌情给分。

回填——回填方法科学实用，对管道保护层无损害，取2分。

储运保护和组对控制——钢管储运时采取适当保护措施，无强力组对，取2分。

保护层——保护层在施工中得到妥善保护，取2分。

再如运行误操作是指输气管道业主在运营管理维护中出现失误的各种情况。

操作规程——运营单位制定的操作规程得分取决于完整性、有效性和及时性，最高取7分。

SCADA系统——监控与数据采集系统（SCADA）用于管线输送全过程的监测、控制和调度。为确保SCADA系统的有效性，应定期核对主控中心内收到信息（如流量、压力、温度等）的准确性和发出指令（如开关阀门、启动电机等）的有效性。核对方法是比较技术人员从管线现场观察到的结果和主控中心的数据。未进行核对的管线得0分；定期进行核对的管线得5分。

毒品检查（药检）——美国运输部规定要检查职工是否服用违禁药品。

安全检查——常见的检查项目有：管道埋深、泄漏、管线附近人口密度、保护层状况、管道猪（清管器）检查、管道和土壤间的电位、温度等。根据检查项目的多少和质量，确定安全检查分数，最高为2分；

培训——确定培训分数时应考虑以下五个方面：培训要求（0~2分）、考试（0~2分）、培训内容（0~3分）、作业指导书（0~2分）和再培训计划（0~1分）。培训要求中应明确各个工作岗位的最低要求。培训内容应包括：输送介质的特性；管线的压力薄弱环节和失效方式；防腐基本知识；管道输送和控制基本知识；维护常识；应急处理。每部分的内容最高的分为0.5分。

机械故障保护装置——机械故障保护装置是为了防止操作失误而装设的控制机构，包括：三通阀（仪表和管线间连接时用，0~4分）、紧急切断装置（0~2分）、操作顺序机械控制（0~2分）、操作顺序计算机控制（0~2分）、重要设备设置标识（0~1分）。以上各种装置的得分之和超过6，则取6。所评价管线无需设置联锁装置时，取7分。

最后，维护误操作——维护是指对设备、仪表的维护、维护不当也会造成严重后果。

5、介质危险分类

根据致害时间的长短，介质危险性分为急性危害和慢性危害。急性危害指突然发生并应立即采取措施的危害，如爆炸、火灾、剧毒品泄漏等。它主要取决于介质的可燃性、化学活性和毒性，评分范围为0~12分。慢性危害是指随着时间的推移而不断增大的危害，如因介质泄漏引起的地下水污染，其评分范围为0~10分。

6、泄漏影响系数

泄漏影响系数为泄漏分值除以人口密度分值。

泄漏分值对于气体天然气，泄漏分根据其分子量和泄漏速率确定分值。泄漏速率一般用在最大允许操作压力下工作时，完全破裂后，10min内泄漏量来表征。当气体分子量 ≤ 27 ，10min内的泄漏量为0~2270kg时，分值取6；泄漏量为2270~22700kg时，分值取5；泄漏量为22700~227000kg时，分值取4；泄漏量大于227000kg时，分值取3。

人口密度分值我国输气管道工程设计规范中，地区等级划分与美国略有不同。规定沿天然气管道中心线两侧各200m范围内，任意划分成长度2km，并能包括最大聚居户数的若干地段，按划定地段内的户数划为四个等级。1级、2级、3级的分级户数分别为15户以下、15户、100户，4级地区为4层及4层以上楼房集中、交通频繁、地下设施多的地段。

5.2.3.2 管道风险分析表

- 1) 管线1：广丰支线延长线，6.9km，压力6.3Mpa，管径D219.1mm。
- 2) 穿越1：丰溪河支流，300m，定向钻。

各管段指数和、相对风险数及风险数见表5.2-11。

表 5.2-11 各管段指数和、相对风险数及风险数

项目		分值范围	采用的分值		
			管线1	穿越4	
指数类别	A.最小埋深	0~20	5	5	
	B.活动水平	0~20	5	5	
	C.地上管道设施	0~10	0	0	
	D.单号呼叫系统	0~30	20	20	
	E.公众教育				
	F.线路状态	0~5	5	5	
	G.巡线频率	0~15	10	10	
	合计		0~100	45	45
腐蚀指数 CI	A.大气腐蚀	A1.空气中的暴露方式	—	—	
		A2.大气类型	—	—	
		A3.保护层	—	—	
	B.内腐蚀	B1.介质腐蚀性	0~10	10	10
		B2.内腐蚀保护	0~10	6	6

项目			分值范围	采用的分值	
				管线1	穿越4
C.埋地金属腐蚀		C1.阴极保护	0~18	18	18
		C2.保护层	0~20	20	20
		C3.土壤腐蚀性	0~4	3	3
		C4.使用年限	0~3	3	3
		C5.其他金属埋地物	0~4	4	4
		C6.交流电干扰	0~4	2	2
		C7.应力腐蚀	0~5	3	3
		C8.测试桩	0~6	6	6
		C9.管道和土壤间电位测量	0~8	5	5
		C10.管内壁检测工具	0~8	5	5
合计			0~100	85	85
设计指数 DI	A.钢管安全指数		0~20	5	5
	B.系统安全指数		0~20	20	20
	C.疲劳指数		0~15	15	15
	D.水击指数		0~10	5	5
	E.水压试验指数		0~25	25	25
	F.土壤移动指数		0~10	6	6
合计			0~100	76	76
错误指数 QI	A.设计	A1.危险有害因素辨识	0~4	4	4
		A2.达到最大允许工作压力MAOP的可能性	0~12	10	10
		A3.安全系统	0~10	9	9
		A4.材料选择	0~2	2	2
		A5.设计检查	0~2	2	2
	B.施工	B1.施工检验	0~10	8	8
		B2.材料	0~2	2	2
		B3.接头	0~2	2	2
		B4.回填	0~2	0	0
		B5.组装	0~2	2	2
	C.操作	B6.保护层	0~2	2	2
		C1.操作规程	0~7	5	5
		C2.SCADA 通讯系统	0~7	7	7
		C3.药检	—	—	—
		C4.安全管理	0~2	2	2
		C5.安全检查	0~2	2	2
		C6.培训	0~10	9	9
	D.维护	C7.机械故障保护装置	0~7	6	6
		D1.维护记录	0~2	2	2
		D2.维护计划	0~3	3	3
D3.维护作业指导书		0~10	9	9	
合计			0~100	88	88
总指数=TI+CI+DI+OI			0~400	294	294
介质危害指数	A.介质危险分	A1.急性介质危险分	Nf	0~4	4
			Nr	0~4	4
			Nh	0~4	1

项目		分值范围	采用的分值	
			管线1	穿越4
		A2.慢性危害分 RQ	0~10	2
		合计	0~22	11
B.泄漏影响系数		B1.泄漏分值	0~6	4.5
		B2.人口密度分值	4	4
		B=B1/B2		1.125
介质危险指数=介质危险分/泄漏影响系数			9.8	4.9
危险指数=总指数/介质危险指数			0~2000	32.2
			60	

5.2.3.3 管道风险分析评价小结

管道相对风险值越大，说明风险越小，管道越安全。由上表可以看出，各管道风险程度由大到小为：

穿越1>管线1

也就是说，穿越丰溪河支流管道泄漏风险较管线泄漏风险大。因此，对丰溪河支流穿越点应按规范要求施工，并注意穿越点的巡线、安全管理，确保安全措施的实施。

5.2.4 安全检查表评价

表 5.2-12 线路工程安全检查表

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论
一	线路选择			
1	线路的选择应符合下列要求： 1 线路走向应根据工程建设目的和气源、市场分布，结合沿线城镇、交通、水利、矿产资源和环境敏感区的现状与规划，以及沿途地区的地形、地质、水文、气象、地震等自然条件，通过综合分析和多方案技术经济比较，确定线路总体走向； 2 线路宜避开环境敏感区，当路由受限需要通过环境敏感区时，应征得其主管部门同意并采取保护措施； 3 大中型穿（跨）越工程和压气站位置的选择，应符合线路总体走向。局部线路走向应根据大中型穿（跨）越工程和压气站的位置进行调整； 4 线路应避开军事禁区、飞机场、铁路及汽车客运站、海（河）港码头等区域； 5 除为管道工程专门修建的隧道、桥梁外，不应在铁路或公路的隧道内及桥梁上敷设输气管道。输气管道从铁路或公路桥下交叉通过时，不应改变桥梁下的水文条件； 6 与公路并行的管道路由宜在公路用地界 3m	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第 4.1.1 条	1.线路走向通过综合分析和多方案技术经济比较，确定线路总体走向； 2.线路宜避开环境敏感区； 3.大中型穿（跨）越工程符合线路总体走向。 4.线路避开军事禁区、飞机场、铁路及汽车客运站、海（河）港码头等区域； 5.不在铁路或公路的隧道内及桥梁上敷设输气管道。输气管道从铁路或公路桥下交叉通过时不改变桥梁下的水文条件；	符合

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论																																														
	<p>以外，与铁路并行的管道路由宜在铁路用地界 3m 以外，如地形受限或其他条件限制的局部地段不满足要求时，应征得道路管理部门的同意；</p> <p>7 线路宜避开城乡规划区，当受条件限制，需要在城乡规划区通过时，应征得城乡规划主管部门的同意，并采取安全保护措施；</p> <p>8 石方地段的管线路由爆破挖沟时，应避免对公众及周围设施的安全造成影响；</p> <p>9 线路宜避开高压直流换流站接地极、变电站等强干扰区域；</p> <p>10 埋地管道与建（构）筑物的间距应满足施工和运行管理需求，且管道中心线与建（构）筑物的最小距离不应小于 5m。</p>		<p>6.与公路、铁路并行的管道路由按要求执行；</p> <p>7.线路征得各县城乡规划主管部门的同意；</p>																																															
2	输气管道应避开滑坡、崩塌、塌陷、泥石流、洪水严重侵蚀等地质灾害地段，宜避开矿山采空区及全新世活动断层。当受到条件限制必须通过上述区域时，应选择危害程度较小的位置通过，并采取相应的防护措施。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第 4.1.2 条	避开滑坡、崩塌、塌陷、泥石流、洪水严重侵蚀等地质灾害地段，避开矿山采空区及全新世活动断层	符合																																														
二	地区等级划分及设计系数确定																																																	
1	输气管线通过的地区，应按沿线居民户数和（或）建筑物的密集程度，划分为四个地区等级，并应依据地区等级做出相应的管道设计。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第 4.2.1 条	依据地区等级做出相应的管道设计	符合																																														
2	<p>输气管道的强度设计系数应符合表 4.2.3 的规定。</p> <p style="text-align: center;">表4. 2. 3 强度设计系数</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>地区等级</th> <th>强度设计系数 F</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>一级一类地区</td> <td>0.8</td> </tr> <tr> <td>一级二类地区</td> <td>0.72</td> </tr> <tr> <td>二级地区</td> <td>0.6</td> </tr> <tr> <td>三级地区</td> <td>0.5</td> </tr> <tr> <td>四级地区</td> <td>0.4</td> </tr> </tbody> </table>	地区等级	强度设计系数 F	一级一类地区	0.8	一级二类地区	0.72	二级地区	0.6	三级地区	0.5	四级地区	0.4	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第 4.2.3 条	二级地区为 0.6，三级地区为 0.5	符合																																		
地区等级	强度设计系数 F																																																	
一级一类地区	0.8																																																	
一级二类地区	0.72																																																	
二级地区	0.6																																																	
三级地区	0.5																																																	
四级地区	0.4																																																	
3	<p>穿越道路的管段以及输气站和阀室内管道的强度设计系数。应符合表 4.2.4 的规定。</p> <p style="text-align: center;">表4. 2. 4 穿越道路的管段以及输气站和阀室内管道的强度设计系数</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="3">管段或管道</th> <th colspan="5">地区等级</th> </tr> <tr> <th colspan="2">—</th> <th>二</th> <th>三</th> <th>四</th> </tr> <tr> <th>一类</th> <th>二类</th> <th></th> <th></th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="6" style="text-align: center;">强度设计系数</td> </tr> <tr> <td>有套管穿越 三、四级公路的管道</td> <td>0.72</td> <td>0.72</td> <td>0.6</td> <td>0.5</td> <td>0.4</td> </tr> <tr> <td>无套管穿越 三、四级公路的管道</td> <td>0.6</td> <td>0.6</td> <td>0.5</td> <td>0.5</td> <td>0.4</td> </tr> <tr> <td>穿越一、二级公路， 高速公路，铁路的管道</td> <td>0.6</td> <td>0.6</td> <td>0.6</td> <td>0.5</td> <td>0.4</td> </tr> <tr> <td>输气站内管道及 截断阀室内管道</td> <td>0.5</td> <td>0.5</td> <td>0.5</td> <td>0.5</td> <td>0.4</td> </tr> </tbody> </table>	管段或管道	地区等级					—		二	三	四	一类	二类				强度设计系数						有套管穿越 三、四级公路的管道	0.72	0.72	0.6	0.5	0.4	无套管穿越 三、四级公路的管道	0.6	0.6	0.5	0.5	0.4	穿越一、二级公路， 高速公路，铁路的管道	0.6	0.6	0.6	0.5	0.4	输气站内管道及 截断阀室内管道	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第 4.2.4 条	穿越点设计系数不大于 0.5 且符合穿越地区线路设计系数	符合
管段或管道	地区等级																																																	
	—		二	三	四																																													
	一类	二类																																																
强度设计系数																																																		
有套管穿越 三、四级公路的管道	0.72	0.72	0.6	0.5	0.4																																													
无套管穿越 三、四级公路的管道	0.6	0.6	0.5	0.5	0.4																																													
穿越一、二级公路， 高速公路，铁路的管道	0.6	0.6	0.6	0.5	0.4																																													
输气站内管道及 截断阀室内管道	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4																																													
三	管道敷设																																																	
1	输气管道应采用埋地方式敷设，特殊地段可	《输气管道工程设计规范》	采用埋地方式敷设	符合																																														

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论																																							
	采用土堤或地面形式敷设。	《计规范》 GB50251-2015 第4.3.1条																																									
2	<p>埋地管道覆土层最小厚度应符合表4.3.2的规定。在不能满足要求的覆土厚度或外荷载过大、外部作业可能危及管道之处，应采取保护措施。</p> <p style="text-align: center;">表4.3.2 最小覆土厚度(m)</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">地区等级</th> <th colspan="2">土壤类</th> <th rowspan="2">岩石类</th> </tr> <tr> <th>旱地</th> <th>水田</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>一级</td> <td>0.6</td> <td>0.8</td> <td>0.5</td> </tr> <tr> <td>二级</td> <td>0.8</td> <td>0.8</td> <td>0.5</td> </tr> <tr> <td>三级</td> <td>0.8</td> <td>0.8</td> <td>0.5</td> </tr> <tr> <td>四级</td> <td>0.8</td> <td>0.8</td> <td>0.5</td> </tr> </tbody> </table> <p>注：1 对需平整的地段应按平整后的标高计算。 2 覆土层厚度应从管顶算起。 3 季节性冻土区宜埋设在最大冰冻线以下。 4 旱地和水田轮种的地区或现有旱地规划需要改为水田的地区应按水田确定埋深。 5 穿越鱼塘或沟渠的管线，应埋设在清淤层以下不小于1.0m。</p>	地区等级	土壤类		岩石类	旱地	水田	一级	0.6	0.8	0.5	二级	0.8	0.8	0.5	三级	0.8	0.8	0.5	四级	0.8	0.8	0.5	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第4.3.2条	本项目管道土方区管顶最小埋深为1.5m，石方区管顶最小埋深为1.2m。	符合																	
地区等级	土壤类		岩石类																																								
	旱地	水田																																									
一级	0.6	0.8	0.5																																								
二级	0.8	0.8	0.5																																								
三级	0.8	0.8	0.5																																								
四级	0.8	0.8	0.5																																								
3	<p>管沟边坡坡度应根据土壤类别、物理力学性质（如黏聚力、内摩擦角、湿度、容重等）、边坡顶部附近载荷情况和管沟开挖深度综合确定。当无上述土壤的物理性质资料时，对土壤构造均匀、无地下水、水文地质条件良好、深度不大于5m且不加支撑的管沟，其边坡坡度值可按表4.3.3确定。深度超过5m的管沟，应根据实际情况可采取将边坡放缓、加筑平台或加设支撑。</p> <p style="text-align: center;">表4.3.3 深度在5m以内管沟最陡边坡坡度值</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">土壤类别</th> <th colspan="3">最陡边坡坡度值(高宽比)</th> </tr> <tr> <th>坡顶无载荷</th> <th>坡顶有静载荷</th> <th>坡顶有动载荷</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>中密的砂土</td> <td>1:1.00</td> <td>1:1.25</td> <td>1:1.50</td> </tr> <tr> <td>中密的碎石类土 (充填物为砂土)</td> <td>1:0.75</td> <td>1:1.00</td> <td>1:1.25</td> </tr> <tr> <td>硬塑的粉土</td> <td>1:0.67</td> <td>1:0.75</td> <td>1:1.00</td> </tr> <tr> <td>中密的碎石类土 (充填物为黏性土)</td> <td>1:0.50</td> <td>1:0.67</td> <td>1:0.75</td> </tr> <tr> <td>硬塑的粉质黏土、黏土</td> <td>1:0.33</td> <td>1:0.50</td> <td>1:0.67</td> </tr> <tr> <td>老黄土</td> <td>1:0.10</td> <td>1:0.25</td> <td>1:0.33</td> </tr> <tr> <td>软土(经井点降水)</td> <td>1:1.00</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>硬页岩</td> <td>1:0</td> <td>1:0</td> <td>1:0</td> </tr> </tbody> </table>	土壤类别	最陡边坡坡度值(高宽比)			坡顶无载荷	坡顶有静载荷	坡顶有动载荷	中密的砂土	1:1.00	1:1.25	1:1.50	中密的碎石类土 (充填物为砂土)	1:0.75	1:1.00	1:1.25	硬塑的粉土	1:0.67	1:0.75	1:1.00	中密的碎石类土 (充填物为黏性土)	1:0.50	1:0.67	1:0.75	硬塑的粉质黏土、黏土	1:0.33	1:0.50	1:0.67	老黄土	1:0.10	1:0.25	1:0.33	软土(经井点降水)	1:1.00	—	—	硬页岩	1:0	1:0	1:0	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第4.3.3条	管沟边坡坡度参照有关规定执行	符合
土壤类别	最陡边坡坡度值(高宽比)																																										
	坡顶无载荷	坡顶有静载荷	坡顶有动载荷																																								
中密的砂土	1:1.00	1:1.25	1:1.50																																								
中密的碎石类土 (充填物为砂土)	1:0.75	1:1.00	1:1.25																																								
硬塑的粉土	1:0.67	1:0.75	1:1.00																																								
中密的碎石类土 (充填物为黏性土)	1:0.50	1:0.67	1:0.75																																								
硬塑的粉质黏土、黏土	1:0.33	1:0.50	1:0.67																																								
老黄土	1:0.10	1:0.25	1:0.33																																								
软土(经井点降水)	1:1.00	—	—																																								
硬页岩	1:0	1:0	1:0																																								
4	<p>农耕区及其他植被区的管沟开挖，应将表层耕（腐）质土和下层土分别堆放，管沟回填时应将耕（腐）质土回填到表层。</p>	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第4.3.6条	农耕区及其他植被区的管沟开挖将表层耕（腐）质土和下层土分别堆放，管沟回填时将耕（腐）	符合																																							

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论								
			质土回填到表层									
5	在沼泽、水网(含水田)地区的管道,当覆土层不足以克服管浮力时,应采取稳管措施。有积水的管沟,宜排净水后回填,否则应采取防止回填作业造成管道位移的措施。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第4.3.8条	视情况采取适宜的稳管措施,防止管道受到地下水作用上浮而危及管道安全	符合								
6	输气管道通过人工或天然障碍物时,应符合现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB50423和《油气输送管道跨越工程设计规范》GB50459的有关规定。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第4.3.10条	穿越工程按照有关标准规定执行	符合								
7	埋地输气管道与其他埋地管道、电力电缆、通信光(电)缆交叉的间距应符合下列规定: 1 输气管道与其他管道交叉时,垂直净距不应小于0.3m,当小于0.3m时,两管间交叉处应设置坚固的绝缘隔离物,交叉点两侧各延伸10m以上的管段,应确保管道防腐层无缺陷; 2 输气管道与电力电缆、通信光(电)缆交叉时,垂直净距不应小于0.5m,交叉点两侧各延伸10m以上的管段,应确保管道防腐层无缺陷。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第4.3.11条	本项目与国防光缆、电力电缆、通信光缆等交叉的间距拟按规定要求执行	符合								
8	埋地输气管道与高压交流输电线路杆(塔)和接地体之间的距离应符合下列规定: 1 在开阔地区,埋地管道与高压交流输电线路杆(塔)基脚间的最小距离不宜小于杆(塔)高; 2 在路由受限地区,埋地管道与交流输电系统的各种接地装置之间的最小水平距离不宜小于表4.3.12的规定。在采取故障屏蔽、接地、隔离等防护措施后,表4.3.12规定的距离可适当减小。 表4.3.12 埋地管道与交流接地体的最小距离(m)	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第4.3.12条	高压交流输电线路杆(塔)和接地体之间的距离拟按规定要求执行	符合								
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>电压等级(kV)</th> <th>≤220</th> <th>330</th> <th>500</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>铁塔或电杆接地</td> <td>5.0</td> <td>6.0</td> <td>7.5</td> </tr> </tbody> </table>	电压等级(kV)	≤220	330	500	铁塔或电杆接地	5.0	6.0	7.5			
电压等级(kV)	≤220	330	500									
铁塔或电杆接地	5.0	6.0	7.5									
9	弯管应符合下列规定: 1 线路用热煨弯管的曲率半径不应小于管子外径的5倍,并应满足清管器或检测仪器能顺利通过的要求; 2 热煨弯管的任何部位不得有裂纹和其他机械损伤,其两端部100mm长直管段范围内的圆度不应大于连接管圆度的规定值,其他部位的圆度不应大于2.5%; 3 不应采用有环向焊缝的钢管制作热煨弯管; 4 冷弯弯管的最小曲率半径应符合表4.3.14	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第4.3.14条	冷弯弯管、热煨弯管全部采用无缝钢管(SMLS),钢管执行标准为《石油天然气工业管线输送用钢管》	符合								

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论																
	<p>的规定。</p> <p style="text-align: center;">表4. 3. 14 冷弯弯管最小曲率半径</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>公称直径 DN(mm)</th> <th>最小曲率半径 R(mm)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>≤300</td> <td>18D</td> </tr> <tr> <td>350</td> <td>21D</td> </tr> <tr> <td>400</td> <td>24D</td> </tr> <tr> <td>450</td> <td>27D</td> </tr> <tr> <td>500</td> <td>30D</td> </tr> <tr> <td>550≤DN≤1000</td> <td>40D</td> </tr> <tr> <td>≥1050</td> <td>50D</td> </tr> </tbody> </table> <p>注：表中的 D 为钢管外径（mm）。</p>	公称直径 DN(mm)	最小曲率半径 R(mm)	≤300	18D	350	21D	400	24D	450	27D	500	30D	550≤DN≤1000	40D	≥1050	50D			
公称直径 DN(mm)	最小曲率半径 R(mm)																			
≤300	18D																			
350	21D																			
400	24D																			
450	27D																			
500	30D																			
550≤DN≤1000	40D																			
≥1050	50D																			
10	<p>输气管道采用弹性敷设时应符合下列规定：</p> <p>1 弹性敷设管道与相邻的反向弹性弯管之间及弹性弯管和人工弯管之间，应采用直管段连接，直管段长度不应小于管子外径值，且不应小于 500mm；</p> <p>2 弹性敷设管道的曲率半径应满足管子强度要求，且不应小于钢管外径的 1000 倍，垂直面上弹性敷设管道的曲率半径还应大于管在自重作用下产生的挠度曲线的曲率半径。</p>	<p>《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第 4.3.15 条</p>	<p>弹性敷设的曲率半径不小于 1000D，垂直面上弹性敷设管道的曲率半径大于管子自重作用下产生扰度的曲率半径</p>	符合																
11	<p>弯管不得使用褶皱弯或虾米弯弯管代替。管子对接偏差不应大于 3°。</p>	<p>《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第 4.3.16 条</p>	<p>不使用褶皱弯或虾米弯弯管</p>	符合																
四	线路截断阀室的设置																			
1	<p>输气管道相邻线路截断阀（室）之间的管段上应设置放空阀，并结合建设环境可设置放空立管或预留引接放空管线的法兰接口。放空阀直径与放空管直径应相等。</p>	<p>《输气管道工程设计规范》 （GB50251-2015） 第 3.4.2 条</p>	<p>拟设置放空阀</p>	符合																
2	<p>放空的气体应安全排入大气。</p>	<p>《输气管道工程设计规范》 （GB50251-2015） 第 3.4.6 条</p>	<p>放空气体经阀室放空管线排入大气</p>	符合																
3	<p>输气管道应设置线路截断阀（室），管道沿线相邻截断阀之间的间距应符合下列规定：</p> <p>1以一级地区为主的管段不宜大于32km；</p> <p>2以二级地区为主的管段不宜大于24km；</p> <p>3以三级地区为主的管段不宜大于16km；</p> <p>4以四级地区为主的管段不宜大于8km；</p> <p>5本条第1款至第4款规定的线路截断阀间距，如因地物、土地征用、工程地质或水文地质造成选址受限的可作调增，一、二、三、四级地区调增分别不应超过4km、3km、2km、1km。</p>	<p>《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第 4.5.1 条</p>	<p>新建流源阀室，符合要求。</p>	符合																
4	<p>线路截断阀（室）应选择在交通方便、地形开</p>	<p>《输气管道工程设计规范》</p>	<p>流源阀室设置在交</p>	符合																

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论
	阔、地势相对较高的地方，防洪设防标准不应低于重现期25年一遇。线路截断阀（室）选址受限时，应符合下列规定： 1与电力、通信线路杆（塔）的间距不应小于杆（塔）的高度再加3m； 2距铁路用地界外不应小于3m； 3距公路用地界外不应小于3m； 4与建筑物的水平距离不应小于12m。	《规范》 GB50251-2015 第4.5.2条	通方便、地形开阔、地势相对较高的地方。	
5	线路截断阀及与输气管线连通的第一个其他阀门应采用焊接连接阀门。截断阀可采用自动或手动阀门，并能通过清管器或检测仪器，采用自动阀时，应同时具有手动操作功能。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第4.5.3条	本项目新建流源阀室。	提出对策措施建议
6	截断阀可安装在地面上或埋地。截断阀及其辅助工艺管道应采取稳固措施。截断阀及其配套设施宜采用围栏或围墙进行保护。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第4.5.4条	本项目新建流源阀室。	符合
五	线路管道防护与保温			
1	输气管道应采取外防腐层加阴极保护的联合防护措施，管道的防腐蚀设计应符合现行国家标准《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T21447的有关规定。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第4.6.1条	采取外防腐层加阴极保护的联合防护措施	符合
2	管道外防腐层类型、等级的选择应根据地形与地质条件、管道所处环境的腐蚀性、地理位置、输送介质温度、杂散电流、经济性等综合因素确定。管道外防腐层的性能及施工技术要求应符合国家现行相关标准的规定。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第4.6.2条	本项目干线管道推荐全部采用加强级三层PE防腐层。	符合
3	管道阴极保护设计应根据工程规模、土壤环境、管道防腐层质量等因素，经济合理地选用保护方式，并应符合现行国家标准《埋地钢质管道阴极保护技术规范》GB/T21448的有关规定。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第4.6.3条	本项目输气管道主干线采用强制电流阴极保护方式为主，牺牲阳极为辅的阴极保护方案。	符合
4	阴极保护管道应与非保护构筑物电绝缘。在绝缘接头或绝缘法兰的连接设施上应设置防高压电涌冲击的保护设施。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第4.6.4条	在进出站管线上设置绝缘接头进行保护，在绝缘接头处设置火花间隙保护器，火花间隙保护器通过绝缘接头测试箱与管道相连。	符合
5	阴极保护管道应设置阴极保护参数测试设施，宜设置阴极保护参数监测装置。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第4.6.6条	本项目设置阴极保护参数监测装置	符合

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论
六	线路水工保护			
1	管道通过土(石)坎、田坎、陡坡、河流、冲沟、堰坝、沟渠、不稳定边坡地段时,应因地制宜地采取保护管道和防止水土流失的水工保护措施。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第4.7.2条	本项目沿线为平原和丘陵,因地制宜地采取保护管道和防止水土流失的水工保护措施	符合
2	管道通过易受水流冲刷的河(沟)岸时,应采取护岸措施。护岸设计应符合下列规定: 1应符合防洪及河道、水利管理的有关法规; 2应保证水流顺畅,不得冲、淘穿越管段及河床岸坡; 3因地制宜、就地取材,根据水流及冲刷程度,采用抛石护岸、石笼护岸、浆砌石或干砌块石护岸、混凝土或钢筋混凝土护岸措施; 4护岸宽度应根据实际水文地质条件确定,且不应小于施工扰动岸坡的宽度。护岸顶高出设计洪水位(含浪高和壅水高)不应小于0.5m。护岸不应减少或改变河道的过水断面。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第4.7.3条	通过易受水流冲刷的河(沟)岸时采取符合规定的护岸措施	符合
3	山地敷设埋地管道的水工保护设计应符合下列规定: 1管道顺坡埋地敷设时,应依据管道纵坡坡度、回填土特性和管沟地质条件,在管沟内设置截水墙,截水墙的间距宜为10m~20m; 2管道横坡向埋地敷设时,管沟附近坡面应保持稳定,水工保护设计应根据地形、地质条件综合布置坡面截、排水系统和支挡防护措施; 3应依据边坡坡度在坡脚处设置护坡或挡土墙防护措施; 4宜根据边坡雨水汇流流量在坡面设置截、排水沟。排水沟应充分利用原始坡面沟道,出水口设置位置不应对管道、耕地或邻近建(构)筑物形成冲刷。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第4.7.5条	根据需要设置护坡、挡土墙、截水沟、截排水沟等水工保护措施。	符合
4	管道通过土(石)坎、田坎段时,可采取浆砌石堡坎、干砌石堡坎、加筋土堡坎或袋装土堡坎结构形式进行防护,堡坎宽度不应小于施工作业带扰动宽度。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第4.7.6条	拟按规范要求做好堡坎	符合
七	管道标识			
1	管道沿线应设置里程桩、转角桩、标志桩、交叉桩和警示牌等永久性标识。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第4.8.1条	拟按规定设置里程桩、转角桩、标志桩、交叉桩和警示牌等永久性标识	符合
2	通过人口密集区、易受第三方损坏地段的埋	《输气管道工程设计	输气管道沿途设置	基本符合

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论
	地管道应加密设置标识桩和警示牌，并应在管顶上方连续埋设警示带。	《计规范》 GB50251-2015 第 4.8.3 条	一定数量的警示牌。	
3	平面改变方向一次转角大于5°时，应设置转角桩。平面上弹性敷设的管道，应在弹性敷设段设置加密标识桩。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第 4.8.4 条	管道水平改变方向的位置均设置转角桩。	基本符合
4	地面敷设的管段应设警示牌并采取保护措施。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第 4.8.5 条	拟设警示牌并采取保护措施	符合
八	管道本体			
1	输气管道所用钢管及管道附件的选材，应根据操作压力、温度、介质特性、使用地区等因素，经技术经济比较后确定。采用的钢管和钢材，应具有良好的韧性和焊接性能。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第 5.2.1 条	一般线路段、冷弯管、热煨弯管和单体穿越全部采用无缝钢管（SMLS）	符合

评价结论：根据线路工程安全检查表，对本项目线路工程的线路选择、地区等级划分及设计系数确定、管道敷设、线路截断阀室的设置、线路管道防腐与保温、线路水工保护、管道标识及管道本体共列了 36 个检查项，其中符合项 33 项，基本符合项 2 项，未提及 1 项。本项目线路工程总体符合现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 的有关规定。

后期设计应完善：

(1) 通过人口密集区、易受第三方损坏地段的埋地管道应加密设置标识桩和警示牌，并应在管顶上方连续埋设警示带。

(2) 平面上弹性敷设的管道，应在弹性敷设段设置加密标识桩。

5.2.5 管道天然气泄漏事故树分析

泄漏是长输管道的典型事故，也是引起其他一些事故的重要原因。介质泄漏危害评价是长输管道安全评价的重要组成部分。现以管线天然气泄漏为例，采用事故树评价法评价介质泄漏原因的重要度。

以“管线气体泄漏”作为顶上事件，将“外力破坏”、“违章作业”、“安装质量”、“设备故障”、“腐蚀”这几个引起泄漏的主要因素作为多事件的中间事件，绘制出管线气体泄漏事故树（图 5.2-1）。事故树的成功树很容易换算，故只画事故树。

由事故树最小割（径）集最多个数的判别方法判断，成功树的最小径集为 2 个，所以从最小径集入手进行分析。

①函数式

事故树的成功树结构函数式为：

$$\begin{aligned}
 T' &= A_1' A_2' A_3' A_4' A_5' = X_1' X_2' X_3' X_4' X_5' X_6' X_7' X_8' X_9' X_{10}' X_{11}' X_{12}' B_1' (B_2' + B_3') \\
 &= X_1' X_2' X_3' X_4' X_5' X_6' X_7' X_8' X_9' X_{10}' X_{11}' X_{12}' X_{13}' X_{14}' X_{15}' X_{16}' X_{17}' X_{18}' X_{19}' X_{20}' + X_1' X_2' \\
 &\quad X_3' X_4' X_5' X_6' X_7' X_8' X_9' X_{10}' X_{11}' X_{12}' X_{13}' X_{14}' X_{15}' X_{16}' X_{17}' X_{18}' X_{19}' X_{20}' X_{21}' X_{22}' X_{23}' X_{24}' X_{25}' X_{26}'
 \end{aligned}$$

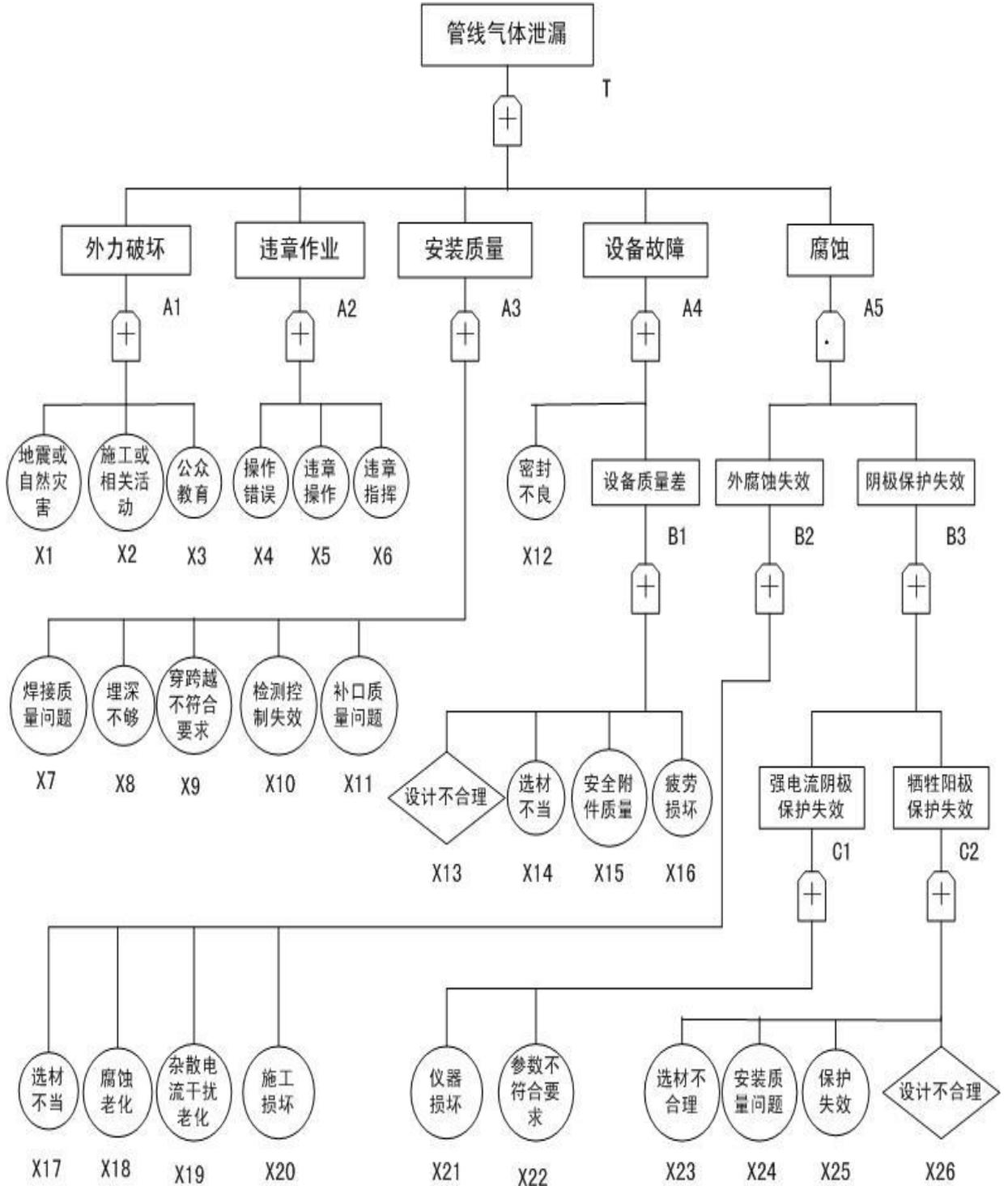


图 5.2-1 管道泄漏事故树

从而得出二个最小径集:

$$P_1 = \{X_{17}, X_{18}, X_{19}, X_{20}\}$$

$$P_2 = \{X_{17}, X_{18}, X_{19}, X_{20}, X_{21}, X_{22}, X_{23}, X_{24}, X_{25}, X_{26}\}$$

②结构重要度分析

$X_{17} \cdots X_{18}$ 同在一个最小径集中; $X_{19} \cdots X_{20}$ 同在一个最小径集中; $X_{21} \cdots X_{26}$

同在一个最小径集中。根据判别结构重要度近似方法, 得到:

$$I_{f(1)} = I_{f(2)} = I_{f(3)} = I_{f(4)} = I_{f(5)} = I_{f(6)} = I_{f(7)} = I_{f(8)} = I_{f(9)} = I_{f(10)} = I_{f(11)} = I_{f(12)} = I_{f(13)} \\ = I_{f(14)} = I_{f(15)} = I_{f(16)}$$

$$I_{f(17)} = I_{f(18)} = I_{f(19)} = I_{f(20)}$$

$$I_{f(21)} = I_{f(22)} = I_{f(23)} = I_{f(24)} = I_{f(25)} = I_{f(26)}$$

因此, 只要判定 $I_{f(1)}$, $I_{f(17)}$, $I_{f(21)}$ 的大小即可。根据结构重要度系数计算公式计算得:

$$I_{\phi(1)} = \frac{1}{2^{20-1}} + \frac{1}{2^{22-1}} = \frac{5}{2^{21}}$$

$$I_{\phi(17)} = \frac{1}{2^{20-1}} = \frac{4}{2^{21}}$$

$$I_{\phi(21)} = \frac{1}{2^{22-1}} = \frac{1}{2^{21}}$$

因此, 得到结构重要度顺序为:

$$I_{f(1)} = I_{f(2)} = I_{f(3)} = I_{f(4)} = I_{f(5)} = I_{f(6)} = I_{f(7)} = I_{f(8)} = I_{f(9)} = I_{f(10)} = I_{f(11)} = I_{f(12)} = I_{f(13)} \\ = I_{f(14)} = I_{f(15)} = I_{f(16)} > I_{f(17)} = I_{f(18)} = I_{f(19)} = I_{f(20)} >$$

$$I_{f(21)} = I_{f(22)} = I_{f(23)} = I_{f(24)} = I_{f(25)} = I_{f(26)}$$

③结论

由上面分析可知, 外力破坏、违章作业、安装质量、设备故障及腐蚀等因素构成了输气管线天然气泄漏事故发生的基本因素。 $X_{17} \cdots X_{18}$ 的结构重要度系数最大。

综上所述, 外力破坏、违章作业、安装质量、设备故障是造成管线气体泄漏事故发生的最重要因素。其次, 外防腐层失效亦是造成管线天然气泄漏的重要原因之一。为防止本项目管线气体发生泄漏事故, 企业应着重考虑防范外力破坏、违章作业、安装质量、设备故障的影响, 其次应考虑管线外防腐层失效的防治。

5.3 公用工程评价

5.3.1 自控

据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》（GB/T50493-2019）《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全规范》（SY6503-2016）的要求，对于本项目拟配置的自控系统进行检查。规范要求见下表：

表 5.3-1 自控系统安全检查表

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论
	输气管道应设置测量、控制、监视仪表及控制系统。	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 8.1.1	拟设置测量、控制、监视仪表及控制系统。	符合
	输气管道应根据规模、环境条件及管理需求确定自动控制水平，宜设置监控与数据采集（SCADA）系统。	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 8.1.2	本项目站控制系统拟纳入江西省天然气管网SCADA系统中	符合
	监控与数据采集（SCADA）系统宜包括高度控制中心的计算机系统、管道各站场的控站系统、远程终端装置（RTU）以及数据通信系统。系统应为开放型网络结构，具有通用性、兼容性和可扩展性。	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 8.1.3	包括上述系统	符合
	仪表及控制系统的选型，应根据输气管道特点、规模、发展规划、安全生产要求，经方案对比认证确定，选型宜全线统一。	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 8.1.4	经方案对比认证确定	符合
	输气管道调度控制中心应设置在调度管理、通信联络、系统维护方便的地方。	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 8.2.1	设置在南昌调控中心	符合
	调度控制中心的计算机系统应配备操作系统软件、监控与数据采集系统软件。调度控制中心应具备下列功能： 1、采集和监控输气管道各站场的主要工艺变量和设备运行状况； 2、工艺流程的动态显示、工艺变量和设备运行状态报警显示、管理及事件的查询； 3、数据的采集、归档、管理以及趋势图显示，生产统计报表的生成和打印； 数据通信信道监视及管理、主备信道的自动切换。	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 8.2.2	系统具备上述功能	符合
	调度控制中心的计算机系统应配置服务器、操作员工作站、工程师工作站、外部存储设备、网络设备和打印机。服务器、网络设备等宜冗余配置。	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 8.2.3	配备上述功能	符合
	调度控制中心的计算机系统应采取相应的措施确保数据安全。	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015	采取相应的措施	符合

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论
		8.2.4		
	流量计量应符合下列规定： 1、计量系统的设计应符合现行国家标准《天然气计量系统技术要求》GB/T18603的有关规定； 2、输气管道贸易交接计量系统应设置备用计量管路； 输气管道贸易交接计量系统配置宜根据天然气能量计量的需求确定。	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 8.4.1	拟选符合国家标准的产品	符合
	压力控制应符合下列规定： 1、输气站压力控制系统的设计应保证输气管道安全、平稳、连续地向下游用户供气，维持管道下游压力在工艺所需的范围之闪，确保管道下游不超过允许的压力； 2、供气量超限可能导致管输系统失调的部分，压力控制系统应具有有限流功能； 压力控制系统可设置备用管路。	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 8.4.2	压力控制拟按上述功能设置	符合
	当压力控制系统出现故障会危及下游供气设施安全时，应设置可靠的压力安全装置。	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 8.4.3	拟设置	符合
	火灾及可燃气体报警系统设计应符合下列规定： 1、易积聚可燃气体的封闭区域内应对可燃气体泄漏进行检测； 2、输气站内的建筑物火灾自动报警系统的设计应符合现行国家标准《火灾自动报警系统设计规范》GB50116的有关规定。	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 8.4.5	拟按规定要求设置火灾、可燃气体检测报警系统	符合
	可能积聚可燃气体的石油天然气站场和储运设施（除4.3外），应按本标准设置固定式可燃气体检测报警系统，并按巡检人员数量配置便携式可燃气体检测报警器。	《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全规范》SY6503-2016 第4.2条	拟配置便携式可燃气体探测仪	符合
	下列装置为主要释放源： a) 气体压缩机和液体泵密封处。 b) 液体采样口和气体采样口。 c) 液体排液（污）口。 d) 设备和管道的法兰、接口螺纹和阀门组。	《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全规范》SY6503-2016 第5.1.2条	未提及可燃气体检测报警探头安装位置	对策措施中提出
	可燃气体和有毒气体检测报警系统应独立于其他系统单独设置。	《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》GB/T50493-2019 第3.0.8条	未提及	对策措施中提出
	释放源处于露天或敞开式厂房布置的设备区域内，可燃气体探测器距其所覆盖范围内的任一释放源的水平距离不宜大于10m，有毒气体探测器距其所覆盖范围内的任一释放源的水平距离不宜大于4m	《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》GB/T50493-2019 第4.2.1条	未提及可燃气体检测报警探头安装位置	对策措施中提出

评价结论：共检查16项，14项符合，3项未提及。

根据项目资料，本项目未提及火灾及可燃气体检测报警探测器安装位置，将对项目

可燃气体检测报警系统提出安全对策措施建议。

5.3.2 通信

据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）《输油（气）管道同沟敷设光缆（硅芯管）设计及施工规范》SY/T4108-2012的要求，对于本项目拟设置的通信系统进行检查。规范要求见下表：

表 5.3-2 通信系统检查表

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论
1	光缆与输气管道同沟敷设时，应符合现行行业标准《输油（气）管道同沟敷设光缆（硅芯管）设计及施工规范》SY/T4108的有关规定。光纤容量应预留适当的富裕量以备今后业务发展的需要。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 9.0.2	埋地输气管道与通信光（电）统交叉的间距按规范要求进行设计施工	符合
2	线路阀室应依据输气工艺、监控和数据采集（SCADA）系统的控制要求选择适当的通信方式。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 9.0.4	分输清管站及南昌调控中心	符合
3	管道通信系统的通信业务应根据输气工艺、监控和数据采集（SCADA）系统数据传输和生产管理运行等需要设置。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 9.0.5	根据需要设置	符合
4	监控和数据采集（SCADA）系统数据传输当设置备用传输通道时，宜采用主用传输通道不同的通信路由。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 9.0.7	本项目采用租用数据电路专线作为主用通信手段，租用4G无线公网作为备用通信方案	符合
5	输气管道巡回检查、管道事故抢修和维修的部门，可配备满足使用条件的移动通信设备。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 9.0.8	在站场配备2部防爆无线对讲机。	符合
6	同沟敷设的光缆（硅芯管）敷设位置根据实际情况可选择在管沟底部或与管顶平齐位置。	《输油（气）管道同沟敷设光缆（硅芯管）设计及施工规范》SY/T4108-2012 4.1.4	大开挖、套管、箱涵等穿越拟选择在底部，同沟敷设拟选择在顶部	符合
7	光缆（硅芯管）与管道间最小净距（指两断面垂直投影的净距）不应小于0.3m。	《输油（气）管道同沟敷设光缆（硅芯管）设计及施工规范》SY/T4108-2012	拟不小于0.35m	符合

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论
		4.1.4		
8	管道混凝土套管或钢套管顶管穿越公路、铁路时，光缆（硅芯管）宜采用具有一定强度的套管保护，保护套管两端宜伸出顶管两侧各0.5m	《输油（气）管道同沟敷设光缆（硅芯管）设计及施工规范》SY/T4108-2012 4.2.2	保护套管两端拟伸出顶管两侧各2m	符合
9	管道采用大开挖方式穿越公路、铁路、河流时，光缆（硅芯管）宜利用管道开挖条件一同穿越，光缆（硅芯管）与管道间水平间距不应小于0.3m。	《输油（气）管道同沟敷设光缆（硅芯管）设计及施工规范》SY/T4108-2012 4.2.3	水平间距拟不小于0.35m	符合
10	管道采用定向钻方式穿越公路、铁路、河流时，光缆（硅芯管）宜采用具有一定强度的套管保护后单独定向钻穿越。在不影响管道定向钻穿越和光缆（硅芯管）安全性前提下，可采用与管道一同定向钻穿越、利用泥浆回收管、架空或敷设水缆等多种方式。	《输油（气）管道同沟敷设光缆（硅芯管）设计及施工规范》SY/T4108-2012 4.2.4	套管保护后单独定向钻穿越，水平间距10m	符合
11	光缆（硅芯管）与已有地下管线及地下光（电）缆交越时，应与管道一同在地下管线及地下光（电）缆下方通过。	《输油（气）管道同沟敷设光缆（硅芯管）设计及施工规范》SY/T4108-2012 4.2.7	拟与管道一同在地下管线及地下光（电）缆下方通过	符合
12	光缆（硅芯管）在沼泽、稻田等易出现管道漂管情况的地段敷设时，宜采用原土袋加重，原土袋下方的土应填实。	《输油（气）管道同沟敷设光缆（硅芯管）设计及施工规范》SY/T4108-2012 4.3.1	C15混凝土袋加配重块保护	符合
13	在岩石、砾石段，光缆（硅芯管）同沟敷设在管沟底部时，应保证光缆（硅芯管）下方的细土或沙不小于0.2m。	《输油（气）管道同沟敷设光缆（硅芯管）设计及施工规范》SY/T4108-2012 4.3.2	不小于0.2m	符合
14	光缆（硅芯管）同沟敷设在与管顶平齐位置时，应保证光缆（硅芯管）上方的细土或沙不小于0.3m。	《输油（气）管道同沟敷设光缆（硅芯管）设计及施工规范》SY/T4108-2012 4.3.2	不小于0.3m	符合

评价结论：共检查14项，14项符合。

本项目通信系统的设置符合现行标准规范的要求。

5.3.3 供配电

据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）《石油天然气工程涉及防火规范》（GB50183-2004）的要求，对本项目拟设置的电气系统进行检查。

表 5.3-3 供配电单元安全检查表

序号	检查内容		依据	检查说明	检查结论	
1.	输气站、阀室用电负荷等级的确定应符合下列规定： 1、输气站的用电负荷等级不宜低于重要电力用户的二级负荷，当中断供电将影响输气管道运行或造成重大经济损失时，应为重要电力用户的一级负荷； 2、调度控制中心有电负荷等级宜为一级负荷，阀室用电负荷等级不宜低于三级负荷。 3、输气站及阀室用电单元负荷等级宜符合本规范表10.1.3的规定：		GB50251-2015 10.1.3	本项目电源引自己建的广丰燃气门站。	符合	
	单元名称	用电负荷名称				负荷等级
	消防系统	消防水泵、稳压设备、配套控制系统				重要负荷
	控制室	计算机控制系统、变电所综合自动化系统、通信系统、应急照明				重要负荷
		工作证明、空调设备、安防及通风设施				二级
	给排水设施	供水设备（电驱机组）				二级
		污水处理设备、通风系统、供水设备（生活设施）				三级
	工艺设备	进出站及放空用电动阀、计量设备、调压设备、事故照安防系统、压缩机区电动阀				重要负荷
		正常照明、电伴热、空气压缩系统				二级
	阴极保护	恒电位仪、电位变送器				三级
	变电所及发电房	控制保护系统、发电机启动设备、应急照明				重要负荷
		变配电及发电设施的正常照明、通风系统				二级
	生产辅助设施	生产用房正常照明、通风、空调、冷冻、安防系统				二级
		维修设施、库房、化验、车库等				三级
生活设施	值班宿舍、自动控制系统、通信系统	三级				
阀室	紧急切断阀、自动控制系统、通信系统	重要负荷				
	变配电及发电设施的正常照明、通风系统	三级				

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论
2.	爆炸危险环境的建（构）筑物不宜以风险作为防雷分类依据，输气站及阀室的雷电防护应符合下列规定： 1、雷电防护应符合国家现行标准《建筑物防雷设计规范》GB50057和《油气田及管道工程雷电防护设计规范》SY/T6885的有关规定； 2、金属结构的放空管及放散管上不应安装接闪杆； 雷电防护接地宜与站场的保护接地、工作接地共用接地系统，接地电阻应按照电气设备的工作接地要求确定，当共用接地系统的接地电阻无法满足时，应有完善的均压及隔离措施。	GB50251-2015 10.1.8	放空立管利用其金属管体做接闪器，装设集中接地装置接地，不装设避雷针。	符合
3.	工艺装置内露天布置的塔、容器等，当顶板厚度等于或大于4mm时，可不设避雷针保护，但必须设防雷接地	《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 第9.2.2条	可不设避雷针，拟设接地	符合
4.	防雷接地装置冲击接地电阻不应大于10Ω	《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 第9.2.5条	阀室拟小于10Ω	符合
5.	对爆炸、火灾危险场所内可能产生静电危险的设备和管道，均应采取防静电措施。	《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 第9.3.1条	拟采取防静电措施	符合
6.	地上或管沟内敷设的石油天然气管道，在下列部位应设防静电接地装置： 1进出装置或设施处。 2爆炸危险场所的边界。 3管道泵及其过滤器、缓冲器等。 4管道分支处以及直线段每隔200~300m处。	《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 第9.3.2条	拟设置防静电接地装置	符合
7.	用电设备的金属外壳、金属构架、金属配线管及其配件、电缆保护管、电缆的金属护套等非带电的裸露金属部分均应接地。	《危险场所电气防爆安全规范》AQ 3009-2007 第6.1.1.4.1条	用电设备的金属外壳、金属构架、金属配线管及其配件、电缆保护管、电缆的金属护套等非带电的裸露金属部分均有接地	符合
8.	输油气站的进出站两端管道，应采取防雷击感应电流的措施。防雷击接地措施不应影响管道阴极保护效果。	《石油天然气安全规程》AQ2012-2007 第7.3.9条	未提及	提出对策措施

评价结论：共检查8项，7项符合，1项未提及。

本项目拟设置的供配电系统总体符合标准规范的要求。

后期设计及施工应考虑：

进出站两端管道，应采取防雷击感应电流的措施。防雷击接地措施不应影响管道阴极保护效果。

5.3.4 防腐与保温

据 GB50251 的要求，对于本项目管道及站场防腐与保温系统进行检查。规范要求见下表：

表 5.3-4 管道及站场防腐与保温系统安全检查表

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论
1.	输气管道应采取外防腐层加阴极保护的联合防护措施，管道的防腐蚀设计应符合现场国家标准《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T21447 有关规定。	GB50251-2015 4.6.1	本项目输气管道采取外防腐层加阴极保护的联合防护措施	符合
2.	管道外防腐层类型、等级的选择应根据地形与地质条件、管道所处环境的腐蚀性、地理位置、输送介质温度、杂散电流、经济性等综合因素确定。管道外防腐层的性能及施工技术要求应符合国家现行相关标准的规定。	GB50251-2015 4.6.2	本项目干线管道推荐全部采用加强级三层 PE 防腐层	符合
3.	管道阴极保护设计应根据工程规范、土壤环境、管道防腐层质量等因素，经济合理地选用保护方式，并应符合现场国家标准《埋地钢质管道阴极保护技术规范》GB/21448 的有关规定	GB50251-2015 4.6.3	本项目输气管道主干线采用强制电流阴极保护方式为主，牺牲阳极为辅的阴极保护方案。	符合
4.	阴极保护管道应与非保护构筑物电绝缘。在绝缘接头或绝缘法兰的连接设施上应设置防高压电涌冲击的保护设施。	GB50251-2015 4.6.4	在进出站管线上设置绝缘接头进行保护，在绝缘接头处设置火花间隙保护器，火花间隙保护器通过绝缘接头测试箱与管道相连。	符合
5.	在交、直流干扰源影响区域内的管道，应按现行国家标准《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》GB/T50698 和《埋地钢质管道直流干扰防护技术标准》GB50991 的规定，采取有效的减缓干扰的防护措施。	GB50251-2015 4.6.5	拟采取有效的减缓干扰的防护措施	符合
6.	阴极保护管道应设置阴极保护参数测试设施，宜设置阴极保护参数监测装置。	GB50251-2015 4.6.6	本项目设置阴极保护参数监测装置	符合
7.	站场地面以上的钢质管道和金属设施应采用防腐层进行防腐蚀防护。	GB50251-2015 6.8.1	地面以上的钢质管道和金属设施拟采取相应的防腐措施	符合
8.	站场埋地钢质管道的防腐层宜采用加强级或特加强级，可采取外防腐层加阴极保护的联合防护措施。	GB50251-2015 6.8.2	拟采取外防腐层加阴极保护的联合防护措施	符合

评价结论：共检查 8 项，8 项符合。

本项目拟防腐与保温措施符合标准规范的要求。

5.3.5 采暖通风

本项目各阀室采用自然通风，满足规范要求。

5.4 安全管理

表 5.4-1 安全管理检查表

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论
1	管道企业应当建立、健全管道巡护制度，配备专门人员对管道线路进行日常巡护。管道巡护人员发现危害管道安全的情形或者隐患，应当按照规定及时处理和报告。	《石油天然气管道保护法》第二十三条	企业建立、健全巡护制度，拟配备专门人员进行日常巡护。	符合
2	管道企业应当定期对管道进行检测、维修，确保其处于良好状态；对管道安全风险较大的区段和场所应当进行重点监测，采取有效措施防止管道事故的发生。 对不符合安全使用条件的管道，管道企业应当及时更新、改造或者停止使用。	《石油天然气管道保护法》第二十三条	拟定期进行检测、维修，确保其处于良好状态	符合
3	管道企业应当配备管道保护所必需的人员和技术装备，研究开发和使用先进适用的管道保护技术，保证管道保护所必需的经费投入，并对在管道保护中做出突出贡献的单位和个人给予奖励。	《石油天然气管道保护法》第二十四条	企业配备管道保护所必需的人员和技术装备	符合

本项目投入生产后应设置安全管理机构、配备专职安全生产管理人员，建立和健全安全管理网络，按国家及有关部门的职能和职责，检查、监督和贯彻国家和部门下达的指令和规定，制定必要的规章制度，实行全面、系统的标准化管理。同时根据国家《安全生产法》规定，成立职业健康安全网络，开展日常职业健康管理活动。安全管理机构职责如下：

(1) 建立安全生产责任制：建立以总经理为安全生产第一责任人的各级《安全生产责任制》。并落实各级岗位责任，做到责任明确、奖罚明确。

(2) 建立并落实安全管理制度、规程，包括：各级安全生产责任制、安全教育培训制度、安全检查管理制度、检修安全管理制度、防火防爆安全管理制度、消防器材设施管理制度、职业健康和劳动保护管理制度、危险化学品安全管理制度、储运安全管理制度、事故管理制度等。

各岗位工艺规程、安全技术规程、作业指导书。

设备、电气、动火，进入设备、登高、起重等安全作业规程。

根据《江西省安全生产条例》第十六条，生产经营单位还应制定安全风险分级管控制度、危险作业管理制度、安全生产隐患排查治理制度、重大隐患治理情况向负有安全生产监督管理职责的部门和企业职工代表大会报告制度、生产安全事故紧急处置规程、

生产安全事故报告和处理制度、安全生产考核奖惩制度等其他保障安全生产的规章制度。

(3) 记录各类安全管理台账。包括：安全会议记录，安全组织、人员变化台账；各级安全教育和考核台账；安全检查记录及隐患治理台账、事故管理记录；安全生产工作考核和奖惩记录；劳动保护用品发放台账等。

(4) 组织安全生产培训，建立和不断完善安全教育培训制度，加强对全体员工经常性的安全和职业健康教育。包括：

主要负责人参加安全生产监督管理部门的培训考核合格，取得相应的资格证书。

安全管理人员参加安全生产监督管理部门的培训考核合格，取得相应的资格证书。

特殊工种需由相应资质部门进行培训考核合格后方可上岗。

对员工和其它作业人员落实上岗前安全生产培训。

(5) 组织安全生产检查：建立安全生产检查和隐患整改管理制度，建立日常安全检查小组，对库区安全生产情况定期检查（如每月、每周、每天）及时进行事故隐患的整改和落实防范措施。发生事故按照“四不放过”原则，及时组织调查，分析事故原因，制定整改措施。

(6) 企业应按要求编制事故应急救援预案，并定期组织演练。

本项目建成后由江西省天然气集团有限公司负责运行和管理，机构设置依托江西省天然气集团有限公司。

(7) 安全投入

本项目总投资 2780.42 万元，安全专用投资 688.29 万元，占总投资的 24.7%。

(8) 外部依托力量

本项目的抢险大修任务主要考虑依托上饶抢维抢修队，一般维修工作可就近依托本项目拟成立的维抢修队，负责本项目日常的维护检修等工作。本项目应加强拟成立的维抢修队人员培训及物资、设备保障工作，以保证发生抢险大修任务时在上饶抢维抢修队到达之前具备初期的处理能力。

6 结论与建议

6.1 结论

1、项目的建设单位具有天然气管网的规划、投资、建设及管理资质，可研单位具有石油天然气可行性研究报告编制资质。

2、根据《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2021年修改），本项目属于鼓励类中的“原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”，符合国家产业政策。

3、江西省天然气集团有限公司广丰支线延长线输气管道工程项目已取得江西省能源局、沿线各县国土资源局及城乡规划建设局关于该项目的批复，本项目符合当地政府区域规划。

4、本项目采用的工艺属于国内成熟的工艺，不属于国内首次使用的工艺；采用的工艺、设备、材料均属于国内先进、常用水平，无淘汰、禁止类的工艺、设备。

5、本项目存在的主要危险有害因素为火灾、爆炸、中毒、窒息、触电、机械伤害、车辆伤害、有害气体、高低温等，施工过程中存在的主要危险有害因素为触电、火灾、灼烫、机械伤害、起重伤害、物体打击、高处坠落、噪声、粉尘、高温、有限空间等。项目建成后最主要的危险因素是火灾、爆炸。

6、建设单位遵循国家应急管理部发布的《生产经营单位安全生产事故应急预案编制导则》的要求拟编制事故应急救援预案，设置安全管理机构、配备专职安全生产管理人员，建立和健全安全管理网络，制定必要的规章制度，实行全面、系统的标准化管理。在生产中能够严格实施各项管理制度，其安全生产管理能满足安全生产的要求。

7、评价结论

建设单位能按照《中华人民共和国安全生产法》等安全生产法律、法规、标准、规范的要求，贯彻“安全第一、预防为主，综合治理”的方针，将本建设项目的安全设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用列入工作程序，进行了安全预评价。

江西省天然气集团有限公司广丰支线延长线输气管道工程项目应采取可研及本报告提出的安全对策措施，在初步设计中进行完善与补充，以保证本项目建成投产后安全生产符合国家相关法律法规、标准规定。据此本报告认为，本项目潜在的危险、有害因素可得到有效控制，安全风险在可接受范围内。

6.2 对安全设施设计的建议

6.2.1 抗震设防

1、管道抗震设计应依照《油气输送管道线路工程抗震技术规范》（GB50470-2017）、《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）的有关规定，对本项目抗震设防烈度进行核实，以及管道进行地震波引起管道应变核算，制定相应的保护措施。要充分考虑到地震可能引起的滑坡、沙土液化，对管道敷设的不利影响。

2、对输气站场的抗震设计也应根据《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）（2016年版）规定，建筑物按其重要程度分为甲、乙、丙、丁类，并要求按规定进行抗震设防。《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）（2016年版）不仅要求对甲类建筑进行地震安全性评价，而且对各抗震设防类别建筑的抗震设防标准做出了明确规定，特别是对于甲类和乙类建筑，规范提出应高于和符合本地区抗震设防烈度的要求；当抗震设防烈度为VI-VIII度时，应符合本地区抗震设防烈度提高一度的要求设防。

6.2.2 地质灾害

1、管道在穿过河、湖泊以及易被洪水冲刷的地区时，施工时要保证管道达到安全的埋深深度。对易坍塌的河岸，要落实应该采取的加固措施。

2、应对在施工中被破坏的地表和植被进行恢复。根据不同的地区和情况，分别采取不同的措施，丘陵山区要采用水工保护工程对管道周围的土层加以固定。

3、土壤对金属材料的腐蚀也是对管道安全构成危害重要原因之一。管道外防腐层是防止管道因土壤腐蚀的第一道防线，阴极保护是第二道防线。评价要求设计要考虑对管道防腐层进行定期地面检漏措施，以保证及时发现并修补破损点。

4、在管道施工和运行管理体制过程中，对易发地质灾害的地区，一定要加强防范，管道施工后恢复地貌、防止水土流失也是保证管道安全运行的重要工作。因此，在运行管理中要加强巡线检查，特别是汛前和汛后检查，对被水毁的地貌和管道水工保护工程进行修复和加强。

5、落实管道沿线的矿区状况，避免采空区塌陷引起的管道下沉变形，甚至断裂事故的发生。

6、管道线路应进行专项地质灾害评价，以明确线路沿线地灾分布及特性，并提出相应治理及避让措施。

6.2.3 线路路由

1、埋地输气管道同地面建（构）筑物的最小间距应符合《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）规定。

2、当输气管道通过杂散电流干扰区时，应按国家现行标准《钢质管道及储罐防腐蚀工程设计规范》和《埋地管道直流排流保护技术标准》的有关规定采取防护措施。

3、管道与公路并行的管道路由应在公路用地界3m以外，但部分地段受地形限制，距公路不足3m（如信丰县上袁屋东侧的部分421县道），需征得公路管理部门的同意方可建设。

4、设计时应考虑爆破挖沟对周围的安全影响。石方地段的管线路由爆破挖沟时，应避免对公众及周围设施的安全造成影响。

5、根据企业提供路由图显示，埋地管道中心两侧5m范围内基本无建构筑物，但部分地段与民房距离不足5m，设计时应根据规范要求进行设计，并采取相应的措施。

6、线路穿越

（1）公路穿越

1) 根据现场勘查时，该工程需要穿越S201省道，设计时应考虑其穿越方式。

2) 穿越工程应进行专项评价，穿越工程设计应符合管道工程专项评价的结论及批复。申请进行涉公路施工活动的建设单位施工前应当向公路管理机构提交下列材料：

（a）符合有关技术标准、规范要求的设计和施工方案；

（b）保障公路、公路附属设施质量和安全的技术评价报告；

（c）处置施工险情和意外事故的应急方案。

3) 在穿越公路的套管或涵洞内，输送管道不应设置水平或竖向弯管。

4) 燃气管道穿越公路时，其穿越点四周应有足够的空间，满足管道穿越施工、维护及邻近建筑物和设施安全距离的要求。

（2）水域穿越

1) 穿越工程应获得设计所必需的水文资料。

2) 选择的穿越位置应符合线路总体走向，应避开一级水源保护区。对于大、中型穿越工程，线路局部走向应按所选穿越位置进行调整，并应符合下列要求：

（a）穿越位置宜选在岸坡稳定地段。若需在岸坡不稳定地段穿越，则应对岸坡作护岸、护坡整治加固工程。

（b）穿越位置不宜选择在全新世活动断裂带及影响范围内。

(c) 穿越宜与水域轴线正交通过。若需斜交时，交角不宜小于 60° ，采用定向钻穿越时，不宜小于 30° 。

水域穿越工程应按《油气输送管道穿越工程设计规范》GB50423-2013表3.3.3划分工程等级，并应采用与工程等级相应的设计洪水频率。桥梁上游300m范围内的穿越工程，设计洪水频率不应低于该桥梁的设计洪水频率。

对于季节性河流或无资料的河流，水面宽度可按不含滩地的主河槽宽度选取；对于游荡性河流，水面宽度应按深泓线摆动范围选取，若无资料，宜按两岸大堤间宽度选取；若采用挖沟法穿越，当施工期水流流速大于 2m/s 时，中小型工程等级可提高一级；有特殊要求的工程，可提高工程等级。

穿越长度宜涵盖设计洪水淹没范围。主河道的穿越长度应包括两岸防洪堤，并满足堤防保护的距要求。当两岸无防洪堤时，主河道的穿越长度应根据管道使用期间可能的河床摆动范围确定。

当采用水平定向钻穿越时，穿越管段距离桥梁墩台冲刷坑外边缘不宜小于 10m ，且不应影响桥梁墩台安全；距离水下隧道的净距不应小于 30m 。

当穿越管段区域河道内有对河床的形态及地质条件产生影响的挖砂、采矿活动时，管道的穿越长度、埋设深度应位于影响范围以外，并应采取必要的防护措施。

管道穿越堤基的管道，且两岸地面低于河水位时，应设置水环，或阻水墙。

(3) 水平定向钻法穿越

1) 穿越断面应选择在水域形态稳定的地段，两侧场地应满足布设钻机、泥浆池、材料堆放和管道组焊的要求。

2) 穿越深度应符合下列规定：

水域穿越管段管顶埋深不宜小于设计洪水冲刷线或疏浚深度线以下 6m ；

穿越铁路、公路、堤防建（构）筑物时，穿越深度应符合有关技术规定；

穿越管段埋设深度应避开挖砂、采石、抛锚作业的影响。

在水平定向钻穿越的管段上，除管端封头外不应有任何附件焊接或附加于管体上。若需在水域两侧设止水环，可在回拖完成后在穿越管段两端设置，并保持防腐涂层的完整。

定向钻穿越施工应采用环保型泥浆。并应循环使用。

一次穿越距离过长或穿越出入土点两侧均有套管时，宜采用导向孔对穿工艺施工。

岩石层、卵砾石层等对管道存在划伤可能地段的定向钻穿越管道回拖时，应采取措

施保护管道不受损伤，其防腐层或外层保护层应耐划伤。

(4) 定向钻设计时应考虑是否使用套管。

1) 采用套管穿越公路、铁路时，套管内径应大于输送管道外径300mm以上。套管采用人工顶管施工方法时，套管内径不宜小于1m。

2) 采用无套管的开挖穿越管段，距管顶以上500mm处应埋设钢筋混凝土板；混凝土板上方应埋设警示带。

3) 穿越涵洞、套管等保护方法穿越公路、铁路时。宜采用钢筋混凝土涵洞、钢筋混凝土套管或者钢制套管。

4) 穿越涵洞、套管等保护方法穿越公路、铁路时。宜采用钢筋混凝土涵洞、钢筋混凝土套管或者钢制套管。

5) 套管中的输送管道应设置绝缘支撑，设计中应提出保持管道防腐涂层完整性的技术要求。

6、管道交叉、并行

1) 在开阔地区，埋地管道与高压交流输电线路杆（塔）基脚间的最小距离不宜小于杆（塔）高；

2) 在路由受限制地区，埋地管道与交流电输电系统的各种接地装置之间的最小水平距离不宜小于GB50251-2015表4.3.12的规定（管道路由交叉、并行电力线为220KV以下电力线，埋地管道与220kV以下铁塔或电杆接地距离不应小于5m），在采取故障屏蔽、接地、隔离等防护措施后，该距离可适当减小。

3) 埋地输气管道与其他埋地管道、电力电缆、通信光（电）缆交叉的间距应符合下列规定：

①输气管道与其他管道交叉时，垂直净距不应小于0.3m，当小于0.3m时，两管间交叉处应设置坚固的绝缘隔离物，交叉点两侧各延伸10m以上的管段，应确保管道防腐层无缺陷；

②输气管道与电力电缆、通信光电缆交叉时，垂直净距不应小于0.5m，交叉点两侧各延伸10m以上的管段，应确保管道防腐层无缺陷。

7、水工保护

1) 管道通过较大的陡坡地段，以及管道受温度变化的影响，将产生较大下滑力或推力时，宜设置管道锚固墩。

2) 锚固墩一般由混凝土或钢筋混凝土现浇，基础底部埋深不宜小于0.5m。管道与锚

固墩的接触面应有良好的电绝缘

3) 混凝土周边和回填土必须分层夯实, 干容重不得小于 16kN/m^3 。

4) 山地敷设埋地管道的水工保护设计应符合下列规定:

①管道顺坡埋地敷设时, 应根据管道纵坡坡度、回填土特性和管沟地址条件, 在管沟内设置截水墙, 截水墙的间距宜为 $10\text{m}\sim 20\text{m}$;

②管道横坡向埋地敷设时, 管沟附近破面应保持稳定, 水工保护设计应根据地形、地质条件综合布置坡面截、排水系统和支挡防护措施;

③应依据坡边坡坡度在坡脚处设置护坡或挡土墙防护措施;

④宜根据坡边坡雨水汇流流量在坡面设置截、排水沟。排水沟应充分利用原始坡面沟道, 出水口设置位置不应对管道、耕地或邻近建(构)筑物形成冲刷。

5) 管道通过土(石)坎、田坎段时, 可采取浆切石堡坎、干砌石堡坎、加筋土堡坎或袋装土堡坎结构形式进行防护, 堡坎宽度不应小于施工作业带扰动宽度。

8、管道不宜敷设在由于发生地震而可能引起滑坡、山崩、地陷、地裂、泥石流以及沙土液化等地段。

9、地质灾害防护措施

①管道经过岩堆时, 应对其稳定性进行判断并采取相应措施。

②在沼泽或软土地段应根据其范围、土层厚度等条件确定通过的地段。

③对地质灾害多发地段的护坡、水工保护等工程的施工应严格管理, 保证施工质量。

④应定期检查管道沿线的浅层地表的地质状况, 采取措施预防管道和土壤相互作用致使管道轴向受压拱起挤扁, 管道由于受力过度开裂。

三、防腐

(一) 控制内腐蚀的方法

1、当管输介质中含的腐蚀性杂质可导致管道腐蚀时, 可对管输介质进行脱除腐蚀性杂质(如脱水、脱氧)的附加处理, 设计应对附加处理的方案和其他减缓腐蚀措施(如增加清管频率、使用缓蚀剂、采用管道内涂层或耐蚀合金管/复合管)的方案进行技术经济性对比, 应使管输介质在输送过程中对管道的内腐蚀最小。

2、管输介质的流速应满足工艺设计要求并应控制在使腐蚀降为最小的范围内。流速范围的下限值应使腐蚀性杂质悬浮在管输介质中, 使管道内积存的腐蚀性杂质降至最少。流速范围的上限应使磨损腐蚀、空泡腐位等降至最小, 使用缓蚀剂时应不影响缓蚀剂膜的稳定性。

3、设计应减少设置盲法兰、盲管段、支管、接头等构成的死端。否则，应设置吹扫、收集或排放装置，定期排放所聚积的腐蚀产物，包括沙砾等。

4、含水量控制：管输介质在输送期间，当其含水量可导致腐蚀时，可采用分离、脱水工艺，降低其含水量；如果仅靠降低含水量还不能控制预期的腐蚀时，可采用其他减缓腐蚀的措施，如清管、内涂层和添加缓蚀剂等。

5、应采用清管器清除管内的污物和沉积物。定期清管可与其他腐蚀控制措施如添加缓蚀剂和脱水结合起来使用。

（二）控制外腐蚀的方法

1、埋地及水下管道防腐层

（1）埋地及水下管道防腐层除应具备具备良好的电绝缘性、机械性、防潮防水性、附着力、耐化学性和热老化性、耐微生物侵蚀等基本性能，且易于施工和修补外，还具有良好的耐土壤应力性能，并应与阴极保护相匹配。

（2）管道低温环境施工时，防腐层还应具备良好的低温施工性能。

（3）石方段管道及施工过程中易造成防腐层损伤的管段宜采取保护措施，保护措施包括但不限于细土回填、加厚防腐层、防腐层保护层等，保护层选择时宜考虑下列因素：a) 与管道防腐层在化学和物理性能上应相匹配；b) 保护层不应对阴极保护有效性产生不利影响。

（4）埋地与水下管道防腐层，选用以下管道外防腐层时，应执行下列标准：a) 挤压聚乙烯防腐层应符合GB/T23257的规定；b) 熔结环氧防腐层应符合SY/T0315的规定。

2、地上管道防腐层

（1）地上管道防腐层除应具备具备良好的电绝缘性、机械性、防潮防水性、附着力、耐化学性和热老化性、耐微生物侵蚀等基本性能，且易于施工和修补外，还应具备较强的耐候性能。

（2）大气环境、绝热层下管道防腐层应根据管道运行温度、预期服役年限、环境腐蚀性进行选择。

（3）站场管道外防腐层宜按SY/T7036执行，埋地保温管道防腐层宜按GB/T50538执行，线路跨越管道外防腐层宜执行SY/T7347。

3、阴极保护设计

（1）阴极保护应与防腐层联合实施。

（2）阴极保护工程应与主体工程同时勘察、设计、施工和投运，当阴极保护系统在

管道埋地三个月内不能投入运行时，应采取临时性阴极保护措施；在强腐蚀性土壤环境中，应在管道埋地时施加临时防极保护措施；临时阴极保护措施应维持至永久阴极保护系统投运；对于受到直流杂散电流干扰影响的管道，阴极保护（含排流保护）应在三个月之内投入运行。

1) 埋地或水下管道阴极保护可采用强制电流法、牺牲阳极保护法或两种方法的结合，应依据工程规模、土壤环境、管道防腐层质量等因素，经济合理地选用。

2) 设计时应考虑高温、防腐层剥离、隔热保温层、屏蔽、细菌侵蚀及电解质的异常污染等特殊条件下阴极保护可能无效或部分无效情况。

3) 被保护管道应和其他金属构筑物电绝缘，无法实现电绝缘时，应考虑阴极保护电流流失。

4) 交叉管道的保护，应符合以下原则：被保护管道与其他埋地管道交叉时，二者间的净垂直距离不应小于0.3m，当小于0.3m时两者间应设有坚固的绝缘隔离物，确保交叉管道之间的电绝缘。同时，两管道在交叉点两侧各延伸10m以上的管段上，应确保管道防腐层无缺陷。

6.2.4 公用工程安全措施

1、通信

1) 输气管道巡回检查、管道事故抢修和维修的部门，配备满足使用条件的移动通信设备。

2) 光缆与输气管道同沟敷设时，应符合现行行业标准《SY/T4108-2012》的有关规定。光纤容量应预留适当的富裕量以备今后业务发展的需要。

3) 站场值班室应设火警电话，火警电话宜为公网直播电话或消防部门专用火警系统电话。

2、供配电

1) 各阀室自控设备、通信设备、电位采集器、防腐机柜的负荷等级为重要负荷，采用太阳能电源装置作为供电电源，提供DC+24V电源，后备时间3天。应加强对太阳能电源装置的定期检查，保证太阳能电源装置的运行及后备时间正常。

其他用电（变配电、照明）负荷等级不低于三级负荷。

2) 阀室的雷电防护应符合下列规定：

①雷电防护应符合国家现行标准《建筑物防雷设计规范》GB50057和《油气田及管

道工程雷电防护设计规范》SY / T6885的有关规定；

②金属结构的放空立管及放散管上不应安装接闪杆；

③雷电防护接地宜与保护接地、工作接地共用接地系统，接地电阻应按照电气设备的工作接地要求确定，当共用接地系统的接地电阻无法满足要求时，应有完善的均压及隔离措施。

2) 电气安全

①供电装置应按有关规范设置完善的保护装置，如过载保护、过流保护、失压保护和速断开关、隔离开关、防雷装置、接地装置等。

②电缆、电线穿过墙体、穿楼板的孔洞应采用防火材料堵塞。

③项目的电气设备应按有关规范的要求进行安全接地，其接地电阻应符合相关规范要求。

④项目应按规范设计、安装完善的防雷接地系统，并定期进行检验、监测，确保防雷装置各组件完好有效，接地电阻满足有关规范的要求。

⑤为设备检修选用的手持电器、手持灯具的工作电压，应符合有关规定。

⑥为手持电器装用的插座之前应设有漏电保安器。

⑦高压电器的裸露部分应设有安全防护围栏。

⑧选用具有“五防”功能的开关设备。

3) 防爆电机的选用

①天然气的95%以上是甲烷，允许使用的电机类别和级别应为IIA、IIB、IIC。也就是说，电机的爆炸等级应该与加气站中的天然气的爆炸等级相适应，才能保证防爆安全。

②一般应选常用的隔爆型电机，即dIIBT4类电机。其中IIB电机比IIA（适用于甲烷）更安全，T4比T1（适用于甲烷）温度更低，电机最高表面温度仅为135℃。

③电机的进线应当采用钢管配线，螺纹连接。电缆引入后，按规定在进线口应用密封胶泥填塞，以防泄漏的天然气进入电机内部。

④电机的启动电路中，应设置过电流保护装置，以防电机堵转时引起温度的升高。

4) 阀室照明：室内照明应符合现行国家标准《建筑照明设计标准》GB50034的有关规定，室外照明应符合现行国家标准《室外作业场地照明设计标准》GB50582的有关规定。

3、消防

1) 灭火器应设置在位置明显和便于取用的地点，且不得影响安全疏散。

2) 灭火器的摆放应稳固,其铭牌应朝外。手提式灭火器宜设置在灭火器箱内或挂钩、托架上,其顶部离地面高度不应大于1.50m;底部离地面高度不宜小于0.08m。灭火器箱不得上锁。

3) 灭火器设置在室外时,应有相应的保护措施。

4) 灭火器不得设置在超出其使用温度范围的地点。

4、阀室应采用自然通风。

5、站控计算机系统应采取保证安全可靠的冗余技术措施。重要的站应采用双机热备用运行方式;系统中应设置故障自动切换装置。

6.3 对施工的建议

1、施工单位必须具有丰富的管道施工经验且管道施工单位应持有质量技术监督局颁发的压力管道安装许可证,建立质量保证体系,确保管道施工质量合格率达到100%。

2、施工前应进行现场调查、参与设计文件交底、编制并报批施工组织设计、进行资源准备。

3、穿越工程对所用的钢管、钢材、钢筋、水泥等建筑材料要求很严,应按《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)要求进行选择和采购。

4、对已验收的钢管应分规格和材质分层同向码垛,分开堆放,堆放高度应保证钢管不失稳变形,且最高不应超过3m。底层钢管应垫软质材料,并加防滑楔子。垫起高度为200mm以上。

5、钢管装卸应使用专用吊具,轻吊轻放。吊钩应有足够强度并防滑。

6、管道安装前,应对管道安装区域内的埋地管道与埋地电缆、给排水管道、地下设施、建筑物预留孔洞位置进行核对。

7、从事管道工程施工的焊工应取得国家相应部门颁发的特殊作业人员资格证书,所从事工作范围应与资格证书相符。

8、焊工应经考试合格后方可上岗实施作业。

9、在以下气候环境中,如无有效的防护措施时,不应进行焊接作业:1.雨雪天气。2.大气相对湿度超过90%。3.焊条电弧焊、埋弧焊、自保护药芯焊丝半自动焊,风速大于8m/s;气体保护焊,风速超过2m/s。4.环境温度低于焊接规程中规定的温度。

10、系统和仪表、电气、机械、防腐等专业连接的零部件安装完毕后,在管道投产前应进行系统吹扫清洗和试压。

- 11、吹扫试压应制定方案，并应采取有效的安全措施，经审查批准后实施。
- 12、试压中如有泄漏，禁止带压修补。缺陷修补合格后，应重新试压。
- 13、试压介质的排放应选在安全地点。排放点应有操作人员控制和监视。
- 14、施工应遵循国家和行业有关健康、安全与环境的法律、法规及相关规定。
- 15、应做好营地建设及职工的营养、医疗保健工作，做好职业病、地方病的防治工作。
- 16、对高温、寒冷天气等特殊条件应采取有效的防护措施。
- 17、施工人员上岗前应接受安全教育和培训，培训后上岗。
- 18、应配备符合劳动保护规定的防护用品。
- 19、施工中应采取措施，减少施工噪声、振动。
- 20、工程机械作业时，不应在机械作业的范围进行其他无关工作；机械在行驶中，不应进行修理和调整工作。动力机械吊具应有防过卷装置。
- 21、施工中配电箱应放置在避水、干燥的地方，且接地良好。
- 22、应设专人管理并定期检查、维修和保养。严禁私自乱接电源。电力装置应有良好的接地，并应安装防触电保护装置。
- 23、试压及清扫作业时，人员应在警戒区外。
- 24、夜间工作时，机械照明灯、指示灯应齐全、完好，作业现场应具备照明。
- 25、现场施工时应设立防火间距、消防通道和逃生通道，并配备消防器材。
- 26、作业区应设置安全警戒区，设立明显标识，防止无关人员进入施工场地，避免发生安全事故。作业区严禁吸烟。
- 27、氧气、乙炔瓶应按 5m 安全距离摆放，并设有回火阻止器。
- 28、动火要符合现行行业标准《石油工业动火作业安全规程》SY5858-2004 的要求。
- 29、施工安装队伍应设置专职安全管理机构，配备专职安全管理人员。
- 30、建立健全安全管理制度，建立安全生产责任制，并落实到人，开挖深基坑应编制安全专项施工方案，专项施工方案应有针对性，并按有关规定进行设计计算。
- 31、施工安装队伍应制定防触电、防坍塌、防起重及机械伤害、防火灾、防物体打击等主要内容的专项应急救援预案，并对施工现场易发生重大安全事故的部位、环节进行监控；施工现场应建立应急救援组织，培训、配备应急救援人员，定期组织员工进行应急救援演练；按应急救援预案要求，应配备应急救援器材和设备。
- 32、施工现场应设立安全标志：（1）施工现场入口处及主要施工区域、危险部位应设置相应的安全警示标志牌；（2）施工现场应绘制安全标志布置图；（3）应根据工程

部位和现场设施的变化，调整安全标志牌设置；（4）施工现场应设置重大危险源公示牌。

33、对管道的焊接要加强探伤检查，特别是要强调穿越工程中的管道焊接应该按规范要求对对接焊缝做100%探伤检查，探伤结果应符合GB/T12605规范II级要求；此外，对穿跨越工程中的管道要进行强度和严密性试验。

34、管道在设计时应调查清楚通讯光缆、电力电缆、地下管道、坟墓等地下建、构筑物的位置，并做到在与管道交叉处设置明显标志，向施工单位说明保护的措施，以免造成事故。与埋地通信电缆及其他用途的埋地管道平行敷设时应满足《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）规定的最小距离要求；与其他管道平行敷设时应符合不小于10m间距的要求。

35、当埋地输气管道与架空输电线路平行敷设时，其距离应符合现行国家标准《66kv及以下架空电力线路设计规范》（GB50061）及国家现行标准《110~500kv架空送电线路设计技术规程》（DL/T5092）的规定。

36、自然地貌的保护

①线路标志、标识

为便于发现和寻找埋地管道的准确位置，满足维护管理、阴极保护性能测试的需要及防止其他施工对管道的破坏，在管道沿线设置永久性的地面标志，如里程桩、转角桩、测试桩、交叉标志和警示标志等。特别在管线经过居民点，穿越公路、铁路、河流和转弯处或其他特殊位置，应设明显的警示标志，防止发生意外事故。巡线作业时应对照线路标志、标识进行检查、维修和维护、记录归档。

②一般地段的保护

为确保管道安全和事故抢修，管道两侧应留一定宽度的防护带。在管道中心线两侧各5m范围内，禁止取土、挖塘、修渠、修建养殖水场，排放腐蚀性物质，堆放大宗物质，以及采石、盖房、建温室、垒家畜棚圈、修建其他建（构）筑物或种深根植物。

对于管道干线（高压管网）的防护带，在管道中心线两侧的宽度规定不少于10m，穿越河流上、下游防护带各为100m，如果达不到，宜由管道企业与河道、航道管理单位根据国家有关规定确定安全保护范围，并设置标志；在管道中心线两侧或者管道设施场区外各50m范围内，禁止爆破，开山和修筑大型建（构）筑物。

在丘陵山洪较易爆发的地区或土壤易滑坡、坍塌的地区，应设挡土（水）墙或管堤，防止水土流失或塌陷造成管线悬空、裸露。

③天然气管道穿越段的保护

穿越河流的天然气管道，应采取特加强级防腐绝缘，增强管道的防腐能力。特别要注意管道的埋设深度和河床的冲刷情况，如果河床冲刷严重及其他特殊情况，造成管道裸露、悬空或埋深不足，应采取打稳管桩措施，也可根据实际情况砌筑隧道、挡水坝、挑水坝、过水面等保护措施。

在管道穿越河流的安全防护带范围内，除在保障管道设施安全的条件下为防洪和航道通航而采取的疏浚作业外，不得修建码头、不得抛锚、抢锚、淘沙、挖泥、炸鱼、进行水下爆破或者可能危及管道设施安全的其他水下作业。

37、密闭空间作业应当满足以下条件：

(1) 配备符合要求的通风设备、个人防护用品、检测设备、照明设备、通讯设备、应急救援设备。

(2) 应用具有报警装置并经检定合格的检测设备对准入的密闭空间进行检测评价；检测、采样方法按相关规范执行；检测顺序及项目应包括：

(3) 测氧含量。正常时氧含量为 18%-22%，缺氧的密闭空间应符合 GB8958 的规定，短时间作业时必须采取机械通风。

(4) 测爆。密闭空间空气中可燃性气体浓度应低于爆炸下限的 10%。

(5) 测有毒气体。有毒气体的浓度，须低于 GBZ2.1 所规定的要求。如果高于此要求，应采取机械通风措施和个体防护措施。

(6) 当密闭空间内存在可燃性气体和粉尘时，所使用的器具应达到防爆的要求。

(7) 当有害物质浓度大于 IDLH 浓度、或虽经通风但有毒气体浓度仍高于 GBZ2.1 所规定的要求，或缺氧时，应当按照 GB/T18664 要求选择和佩戴呼吸性防护用品。

(8) 所有准入者、监护者、作业负责人、应急救援服务人员须经培训考试合格。

(9) 对密闭空间可能存在的职业病危害因素进行检测、评价。

38、隔离密闭空间注意事项：

(1) 封闭危害性气体或蒸气可能回流进入密闭空间的其他开口。

(2) 采取有效措施防止有害气体、尘埃或泥土、水等其它自由流动的液体和固体涌入密闭空间。

(3) 将密闭空间与一切不必要的热源隔离。

39、密闭空间作业应按《密闭空间作业职业危害防护规范》GBZ/T205-2007 的要求执行。

40、复杂地质环境施工应注意以下事项：

(1) 穿越河流、沟渠、公路、铁路、地下水丰富及管沟挖深超过 5m 的地段，应根据实际需要，增加占地宽度。林区、山区非机械化施工及人工凿岩地段根据地形、地貌条件，可减少占地宽度。

(2) 在施工作业带范围内，对于影响施工机具通行或施工作业的石块、树木等地上障碍物应清理干净，沟、坎应予平整，有积水的低洼地段应排水。施工作业带清理时，应减少或防止水土流失。

(4) 施工便道经过河流、沟渠时，可采取修筑临时性桥涵或加固原桥涵等措施，桥涵承载能力应满足运管及设备搬迁的要求。

(5) 在水田地区修筑施工便道时，应采取加强路基的措施。

(6) 施工便道经过地下管道、线缆、沟渠等地下构筑物或设施时，应采取保护措施。

(7) 陡坡地带施工便道修筑宜采取降坡或修绕行路等措施。

(8) 爆破开挖管沟宜在布管前完成。爆破作业应由有爆破资质的单位承担。爆破作业应制定安全措施，规定爆破安全距离，不应威胁到附近居民、行人，以及地上、地下设施的安全。对于可能受到影响的重要设施，应事前通知有关部门和人员，采取安全保护措施后方可爆破。

6.4 对生产运行的建议

1、主要负责人和安全管理人員应经过培训并取得安全管理资格证书，在证书有效期限到期前及时参加培训考核，领取新证。

2、根据《江西省安全生产条例》第十六条，生产经营单位还应制定安全风险分级管控制度、危险作业管理制度、安全生产隐患排查治理制度、重大隐患治理情况向负有安全生产监督管理职责的部门和企业职工代表大会报告制度、生产安全事故紧急处置规程、生产安全事故报告和处理制度、安全生产考核奖惩制度等其他保障安全生产的规章制度。

3、现场人员穿防静电工作服，且禁止在易燃易爆场所穿脱。禁止在防静电工作服上附加或佩带任何金属物件，在现场设置消除静电的触摸装置。

4、制定各种作业的安全技术操作规程。规程应包括紧急停车及异常处理等内容。严格工艺管理，强化操作纪律和劳动纪律。

5、对于新建埋地管道，阴极保护工程的勘察、设计和施工应与主体工程同步进行，并应在管道埋地后六个月内投入运行，临时性阴极保护措施可采用牺牲阳极保护，设计寿命一般为 2 年。

6、为了防止事故发生，在操作中应严格遵守安全操作规程，如有发生重大事故的隐患时，应立即采取有效安全措施，消灭事故于萌芽，如定期排放集液池中的雨水，及时处理运行中出现的故障，才能保证正常生产，并应逐步应用现代化的管理手段和方法，加强管道的安全技术管理。

7、站场的从业人员均应经政府有关部门培训、考核，持证上岗。

8、根据运行经验和现状，制定操作、维护和人员培训程序文件。

9、建设项目必须由具备相应资质和相关设计经验的设计单位负责设计，对涉及“两重点一重大”的装置，按照《化工建设项目安全设计管理导则》（AQ/T3033-2010）的要求，在装置初步设计阶段进行危险与可操作性分析（HAZOP），消除设计缺陷，提高装置的本质安全水平。

10、特种设备

（1）特种设备必须经相应检测检验机构监督检验，方可交付使用。

（2）特种设备有关技术资料应在验收30日内移交使用单位，并建立相应技术档案。

（3）特种设备使用单位，应当使用符合安全技术规范要求的特种设备。特种设备投入使用前，使用单位应当核对其是否附有符合《特种设备安全监察条例》第十五条规定的相关文件。

（4）按规范要求检查压力表。

（5）压力容器正常运行期间截止阀必须保证全开（加铅封或者锁定），截止阀的结构和通径不得妨碍超压泄放装置的安全泄放。

（6）安全阀校验合格后，校验单位应当出具检验报告并且对校验合格的安全阀加装铅封。

11、管道清管、试压、干燥、置换的对策措施

清管器收发筒上的快开盲板，不应正对距离小于或等于60m的办公综合楼。

天然气管道投产前须经过测径、清管（使用测径清管器）、试压（若用空气试压，高压管道工作压力大于6MPa时，管道中压缩空气的弹性能量很大，如果发生破裂可能将很长的管道撕裂，由于爆管产生的冲击可能产生强烈的破坏），应尽量采用水试压。除水、干燥（使用发送和泡沫清管器）、置换（站间的干线管道注入氮气作为空气和天然气的隔离段）后注气投产。投产中，管道天然气置换是最危险的阶段，由于管道在施工中有可能遗留石块、焊渣、铁锈等物，在气流冲击下与管壁相撞有可能产生火花，此时管道中充满天然气和空气的混合物，若在爆炸极限范围内，就会爆炸起火。置换过程及清扫管道放空时，大量天然气排除管外，弥漫在放空口附近，容易着火爆炸。

氮气隔离置换必须全线试压、扫线必须合格，具备进气条件；统一指挥，保持通讯畅通；氮气纯度应大于 99%；干线置换前必须完成对站场工艺管网的置换；供气质量必须符合 SY7514《天然气》的规定。

输气管道试压前应采用清管器进行清管，并不应少于两次。

输气管道必须分段进行强度试验和整体严密性试验。

输气管道试压、清管结束后宜进行干燥。可采用吸水性泡沫清管塞反复吸附、干燥气体（压缩空气或氮气）吹扫、真空蒸发、注入甘醇类吸湿剂清洗等方法进行管内干燥。

当采用干燥气体吹扫时，可在管道末端配置水露点分析仪，干燥后排出气体水露点应连续 4h 比管道输送条件下最低环境温度至少低 5℃、变化幅度不大于 3℃为合格。

管道干燥结束后，如果没有立即投入运行，宜充入干燥氮气，保持内压大于 0.12~0.15MPa（绝）的干燥状态下的密封，防止外界湿气重新进入管道，否则应重新进行干燥。

12、个体防护

①天然气属于重点监管的危险化学品，分输站需配备两套以上重型防护服。员工穿防静电工作服，必要时戴防护手套，接触高浓度时应戴化学安全防护眼镜，佩带供气式呼吸器。

②只允许健康状况适宜佩戴的人使用呼吸保护装备进入密闭空间及进行有关的工作。

③呼吸保护装备的空气气源应避免导入受污染的空气，所供应的空气质量应符合现行国家标准，不容许直接使用工业用途的气源。

④个人防护装备应由单位集中保管，定期检查，并依据国家规定进行保养，保持良好和适用的状态。

⑤应按 GB11651、GB/T18664 的要求，为接触毒物的作业人员配备符合国家标准和行业标准的个体防护装备。

13、事故应急预案编制

应急预案的制定应遵循国家安全生产监督管理局发布的《生产经营单位安全生产事故应急预案编制导则》的要求进行编写。本报告提出以下事故应急救援预案的编制框架，供业主管理部门在编制应急预案时参考。

表 6.3-1 事故应急预案编制框架

序号	预案要素	主要内容
1	单位基本情况	单位的地址、经济性质、从业人数、隶属关系、主要产品、产量等内容，周边区域的单位、社区、重要基础设施、道路等情况。危险化学品运输单位运输车辆情况及主要的运输产品、运量、运地、行车路线等内容。
2	危险目标及其危险特性、对周围的影响	依据本单位装置、设施安全评价报告、重大危险源辨识结果、健康安全环境管理体系文件等确定危险目标，分析危险目标的危险特性和对周围的影响。
3	危险目标周围可利用的安全、消防、个体防护的设备、器材及其分布	依据本单位平面布置图、消防设施配置图、周边区域道路交通示意图和疏散线路、交通管制示意图等确定。
4	应急救援组织机构、组成人员和职责划分	(1) 组织机构名单； (2) 主要负责人、现场指挥人及有关管理人员职责。
5	报警、通讯联络方式	(1) 24小时有效的报警装置； (2) 24小时有效的内部、外部通讯联络手段； (3) 值班联系电话、组织应急救援有关人员联系电话、危险化学品生产单位应急咨询服务电话。
6	事故发生后应采取的处理措施	根据事故的类型制定出相应的措施和救援方案。
7	人员紧急疏散、撤离	(1) 事故现场人员清点，撤离的方式、方法； (2) 非事故现场人员紧急疏散的方式、方法。
8	危险区的隔离	依据可能发生的危险化学品事故类别、危害程度级别，确定以下内容： (1) 危险区的设定； (2) 事故现场隔离区的划定方式、方法； (3) 事故现场隔离方法； (4) 事故现场周边区域的道路隔离或交通疏导办法。
9	检测、抢险、救援及控制措施	依据有关国家标准和现有资源的评估结果，确定以下内容： (1) 检测的方式、方法及检测人员防护、监护措施； (2) 抢险、救援方式、方法及人员的防护、监护措施； (3) 现场实时监测及异常情况下抢险人员的撤离条件、方法； (4) 应急救援队伍的调度； (5) 控制事故扩大的措施； (6) 事故可能扩大后的应急措施。
10	受伤人员现场救护、救治与医院救治	(1) 接触人群检伤分类方案及执行人员； (2) 依据检伤结果对患者进行分类现场紧急抢救方案； (3) 接触者医学观察方案； (4) 患者转运及转运中的救治方案； (5) 患者治疗方案； (6) 入院前和医院救治机构确定及处置方案； (7) 信息、药物、器材储备信息。
11	现场保护与现场洗消	明确事故现场的保护措施；明确事故现场洗消工作的负责人和专业队伍。
12	应急救援保障	内部保障 依据现有资源的评估结果，确定以下内容： (1) 确定应急队伍，包括抢修、现场救护、医疗、治安、消防、交通管理、通讯、供应、运输、后勤等人员； (2) 消防设施配置图、工艺流程图、现场平面布置图和周围地区图、气象资料、危险化学品安全技术说明书、互救信息等存放地点、保管人； (3) 应急通信系统； (4) 应急电源、照明；

序号	预案要素	主要内容
		(5)应急救援装备、物资、药品等； (6)危险化学品运输车辆的安全、消防设备、器材及人员防护装备； (7)保障制度目录 ①责任制； ②值班制度； ③培训制度； ④危险化学品运输单位检查运输车辆实际运行制度（包括行驶时间、路线，停车地点等内容）； ⑤应急救援装备、物资、药品等检查、维护制度（包括危险化学品运输车辆的安全、消防设备、器材及人员防护装备检查、维护）； ⑥安全运输卡制度（安全运输卡包括运输的危险化学品性质、危害性、应急措施、注意事项及本单位、生产厂家、托运方应急联系电话等内容。每种危险化学品一张卡片；每次运输前，运输单位向驾驶员、押运员告之安全运输卡上有关内容，并将安全卡交驾驶员、押运员各一份）； ⑦演练制度。 外部救援 (1)消费依托单位； (2)互助单位； (3)应急救援信息咨询； (4)专家信息。
13	预案分级响应条件	确定事故级别后制定分级响应程序。
14	事故应急救援终止程序	事故解除后通知相关单位、人员。
15	应急培训计划	(1) 应急救援人员培训；(2) 员工应急响应培训； (3) 社区或周边人员应急响应知识的宣传。
16	演练计划	(1) 演练准备；(2) 演练范围预次数； (3) 演练组织。
17	附件	(1)组织机构名单；(2)值班联系电话；(3)组织应急救援有关人员联系电话； (4)危险化学品生产单位应急咨询服务电话；(5)外部救援单位联系电话；(6)政府有关部门联系电话；(7)本单位平面布置图；(8)消防设施配置图；(9)周边区域道路交通示意图和疏散路线、交通管制示意图； (10)周边区域的单位、社区、重要基础设施分布图及有关联系方式，供水、供电单位的联系方式。

14、管道投用

- (1) 应加强巡线检查，加强对沿线群众的安全宣传教育工作。
- (2) 输气站场和外管道联合试压应预先编制试压方案，制定应急事故预案，安排好抢修队伍和抢修机具。
- (3) 外管道试压时，应提前将管道沿途居民撤离到安全地带，并加强巡线工作，巡线人员必须配备先进的通讯工具，发现问题及时报告。
- (4) 输气管道投气前，必须编制好管道吹扫方案，制定好安全技术措施。
- (5) 投产前必须对生产管理人员和操作人员进行操作技能和安全知识培训，经理论和实际操作考核合格后，持证上岗。
- (6) 加强与地方政府部门的联系，加大《石油天然气管道保护条例》的宣传力度，

提高管道所经地区居民保护管道的意识。

(7) 制订应对突发事件的应急预案，对参加抢险的人员进行必要的实践训练。

15、应制定检维修过程中置换空气的安全措施。

16、防冻堵

(1) 控制气源管理，是符合行业标准的气体进入管道，杜绝游离水生成，减小水合物生成条件。

(2) 通过注入醇类化学抑制剂，改变水合物生成的温度和压力条件，避免水合物的生成。

(3) 安排定期的清管作业计划。根据实际生产需求，选择清管作业的季节，扫除管道积液和各种杂质，开展排污和实时气质检测。

17、日常管理与巡护

(1) 应根据高后果区识别结果、风险评价和完整性评价等结论与建议制定管道巡护方案，明确巡护的内容、频次和重点关注位置，高后果区应作为巡护的重点段。

(2) 日常管理和巡护发现的异常和变化信息应及时上报并跟踪，实现闭环管理。

(3) 在管道埋入地下至投产前应制定巡护方案等实施巡护管理。

(4) 管道巡护的方式和方法可根据完整性管理方案，选择人工巡护或飞行器巡护等。日常管理内容与方法应根据管道完整性管理方案确定。

(5) 制定并执行领导干部巡检制。管道公司领导每年一次，管理处领导半年一次，重点巡查所辖管线。

(6) 各级管道管理部门必须配备专职技术人员。建议原则上每 30km 选配一名管道保护工，原则上每 8-10km 配一名巡线员。

(7) 输气干线进行开孔、动火作业对，必须执行 SY5225《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全管理规定》和管道公司关于工业动火的规定要求。

(8) 宣传和执行《石油天然气管道保护条例》及其实施细则。

(9) 埋地输气管道要达到“三不”（不露管、不露铁、不失去阴极保护）。同时，要注意特殊条件和环境下局部管段的保护效果。

(10) 管道三桩（测试桩、转角桩、标志桩）应齐全，执行 SY/T6064-94 规定。

7 附件与附图

7.1 附件

- 1、建设单位营业执照
- 2、《江西省能源局关于请支持省天然气管网工程广丰支线延长线项目开展前期工作的函》江西省能源局（赣油气函[2021]42号）
- 3、关于“江西省天然气管网工程广丰支线延长线项目”压覆矿的回复
- 4、可研单位的资质
- 5、其他相关资料、图纸

7.2 附图

1. 输气管道线路走向示意图
2. 阀室总平面布置图
3. 广丰燃气站总平面布置图

附工作人员现场图片：

