

江西省天然气集团有限公司管道分公司
江西省天然气管网二期工程龙南-全南段（路线变更）项目

安全预评价报告

（终稿）

建设单位：江西省天然气集团有限公司管道分公司

建设单位法定代表人：陈东

建设项目单位：江西省天然气集团有限公司管道分公司

建设项目单位联系人：刘晗

建设项目单位联系电话：18079045770

江西省天然气集团有限公司管道分公司

2022年5月22日

江西省天然气集团有限公司管道分公司
江西省天然气管网二期工程龙南-全南段（路线变更）项目
安全预评价报告
(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：李永辉

评价单位联系电话：0797-8309676

江西赣安安全生产科学技术咨询服务中心

2022年5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5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。

评价人员

	姓名	证书编号	从业登记号	签字
项目负责人	李永辉	1700000000100155	012986	
项目组成员	李永辉	1700000000100155	012986	
	谢寒梅	S011035000110192001584	027089	
	曾华玉	0800000000203970	007037	
	林大建	0800000000101634	001633	
	刘志强	0800000000204020	006935	
报告编制人	李永辉	1700000000100155	012986	
报告审核人	戴 磷	1100000000200597	019915	
过程控制负责人	檀廷斌	1600000000200717	029648	
技术负责人	马 程	S0110350001101910006	029043	

前 言

江西省天然气集团有限公司管道分公司成立于 2016 年，是江西省天然气集团有限公司根据江西省“十三五”天然气管网规划和省委省政府确定的 2020 年“气化江西”的目标而成立，实行“控股投资、财务单列”的管理模式，负责江西省天然气管网二期工程剩余管道建设。在江西省集团公司、江西省天然气集团有限公司的正确领导和大力支持下，江西省天然气集团有限公司管道分公司成为江西天然气历史上唯一一家由江西省独资承担省级管网建设的公司。公司主要经营范围：天然气项目的投资、建设、运营及管理；天然气加气站的投资与管理；新能源项目的投资、开发及利用；天然气工程的建设、安装、施工及维修；燃气管道的采购、防腐及销售；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服务。

江西省天然气管网二期工程龙南-全南段项目（以下简称“本项目”）位于赣州市龙南县和全南县境内，管道起点为赣南支线 6#阀室（位于信丰县小江镇坪岗高村北侧）围墙外 2m 处，终点为全南县金龙镇烧斗村东侧的全南门站工艺设备区。线路水平长度约为 55.48km，沿线地区等级为二级和三级地区，设计管径 $\Phi 273$ (DN250)，设计压力 6.3MPa，设计输气规模为 $1.26 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，项目配套新建 1 座全南门站和 3 座监控阀室。

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》（原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》（原国家安全生产监督管理总局令第 45 号，第 79 号修正）、《江西省危险化学品建设项目安全监督管理实施细则（试行）》赣应急字【2021】100 号等国家法律、法规的有关要求，推进江西省天然气集团有限公司管道分公司江西省天然气管网二期工程龙南-全南段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管道分公司的委托，对江西省天然气集团有限公司管道分公司江西省天然气管网二期工程龙南-

全南段项目进行安全预评价。该项目于 2020 年由本公司出具了《江西省天然气集团有限公司管道分公司江西省天然气管网二期工程龙南-全南段项目安全预评价报告》（2020 年版）并评审通过，后由于管道路线发生有部分变更，企业委托我公司重新编制安全条件评价报告。

我中心于 2021 年 11 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管道分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	8
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	13
2.3 自然及社会环境概况	19
2.4 线路工程	22
2.5 主要工艺设备	52
2.6 公用工程	53
2.7 安全管理	67
2.8 维（抢）修	69
2.9 安全投入	71
3. 危险、有害因素辨识与分析	72
3.1 危险、有害物质	72
3.2 危险工艺、重点监管的危险化学品辨识	76
3.3 主要危险因素分析	77
3.4 主要有害因素分析	85
3.5 管道线路危险有害因素分析	86
3.6 阀室危险和有害因素分析	90
3.7 施工过程危险和有害因素分析	90
3.8 自然危害因素	97
3.9 安全管理危险有害因素辨识	101
3.10 爆炸危险区域划分	103

3.11 危险化学品重大危险源辨识	104
3.12 危险、有害因素分析小结	104
4. 评价单元划分及安全评价方法选择、简介	106
4.1 评价单元划分的原则	106
4.2 评价单元划分	106
4.3 评价方法简介	107
5. 单元安全评价	110
5.1 基本安全条件	110
5.2 线路工程	111
5.3 站场工程（工艺设备区）	133
5.4 公用工程评价	149
5.4 安全管理	159
6. 安全对策措施建议	162
6.1 安全对策措施的原则	162
6.2 项目可行性研究报告提出的安全对策措施	162
6.3 本评价报告补充的安全对策措施	166
7. 评价结论	191
7.1 危险、有害因素辨识结果	191
7.2 单元评价结果	191
7.3 评价结论	192
8. 与建设单位交换意见情况	193
9. 附件	194

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》（原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》（原国家安全生产监督管理总局令第45号，第79号修正）《江西省危险化学品建设项目安全监督管理实施细则（试行）》赣应急字【2021】100号等国家法律、法规的有关要求。

2、根据江西省天然气集团有限公司管道分公司提供的《江西省天然气管网二期工程赣州南支线（信丰-瑞金段）等项目总说明》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

《中华人民共和国安全生产法》 2002年中华人民共和国主席令第70号公布、2021年中华人民共和国主席令第88号修订

《中华人民共和国劳动法》1994年中华人民共和国主席令第28号公布、（2018年修正）主席令第24号（自2018年12月29日起施行）

《中华人民共和国消防法》 2008年中华人民共和国主席令第6号公布、2021年第81号令修正

《中华人民共和国防洪法》（2016年修正）主席令第48号（自2016年7月2日起施行）

《中华人民共和国职业病防治法》（2018年修正）主席令第24号（自2018年12月29日起施行）

《中华人民共和国气象法》（2016年修正）主席令第57号（自2016年11月7日起施行）

《中华人民共和国电力法》（2018年修正）主席令第24号（自2018年12月29日起施行）

《中华人民共和国突发事件应对法》主席令第69号（自2007年11月1日起施行）

《中华人民共和国道路交通安全法》（2011年修正）主席令第47号（自2011年5月1日起施行）

《中华人民共和国防震减灾法》（2008年修订）主席令第7号（自2009年5月1日起施行）

《中华人民共和国环境保护法》（2014年修订）主席令第9号（自2015年1月1日起施行）

《中华人民共和国特种设备安全法》主席令第4号（自2014年1月1日起施行）

《工伤保险条例》（2010年修订）国务院令第586号（自2011年1月1日起施行）

《危险化学品安全管理条例》（2013年修订）国务院令第645号令（自2013年12月7日起施行）

《中华人民共和国监控化学品管理条例》（2011年修订）国务院令第588号（自2011年1月8日起施行）

《易制毒化学品管理条例》（2018年修订）国务院令第703号令（自2018年9月18日起施行）

《劳动保障监察条例》国务院令第423号（自2004年12月1日起施行）

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

《生产安全事故报告和调查处理条例》国务院令 第 493 号（自 2007 年 6 月 1 日起施行）

《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）

《电力设施保护条例》（2011 年 1 月 8 日《国务院关于废止和修改部分行政法规的决定》第二次修订）（自发布之日起施行）

《江西省安全生产条例》（2017 年修订）省第十二届人民代表大会常务委员会第三十四次会议审议通过（自 2017 年 10 月 1 日起实施）

《江西省消防条例》（2018 年 7 月 27 日江西省第十三届人民代表大会常务委员会第四次会议第五次修正）

《江西省特种设备安全条例》（2017 年 11 月 30 日江西省第十二届人民代表大会常务委员会第三十六次会议通过）

《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）

《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

《国务院关于加强企业安全生产工作的通知》国发[2010]23 号

《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》原国家安监总局第 30 号令（第 63、80 号令修改）

《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》原国家安监总局令 第 36 号（第 77 号令修改）

《危险化学品建设项目安全监督管理办法》原国家安监总局第 45 号令（第 79 号令修改）

《工作场所职业卫生监督管理规定》原国家安监总局令 第 47 号

《职业病危害项目申报办法》原国家安监总局令 第 48 号

《危险化学品登记管理办法》原国家安监总局令 第 53 号

《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》原国家安监总局第 63 号令

《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》原国家安全生产监督管理总局令第 77 号

《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》原国家安全生产监督管理总局令第 79 号

《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》原国家安全生产监督管理总局令第 80 号

《生产安全事故应急预案管理办法》原国家安全生产监督管理总局令第 88 号（应急管理部令第 2 号修改）

《危险化学品目录》（2015 年版）原国家安全生产监督管理总局等十部门公告[2015]第 5 号

《易制爆危险化学品名录》（2017 年版）

《重点监管的危险化学品名录》（2013 年版）

《重点监管的危险化学品安全措施和应急处置原则》（2013 年版）

《重点监管的危险化工工艺目录》（2013 年完整版）

《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）

《特种设备质量监督与安全监察规定》质技监局 13 号令

《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

《产业结构调整指导目录（2019 年本）》2019 年 8 月 27 日国家发展改革委令第 29 号公布

《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

《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

《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

《企业安全生产费用提取和使用管理办法》财企[2012]16 号

《重大生产安全事故隐患判定标准》安监总管三（2017）121 号

《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

《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

《消防监督检查规定》公安部令第120号

《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

《江西省安委会印发安全生产专项整治三年行动实施方案》

《赣州市安委会印发安全生产专项整治三年行动实施方案》

1.3.3 国家相关标准、规范

《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004

《石油化工安全仪表系统设计规范》GB/T50770-2013

《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》GB/T9711-2017

《输气管道工程设计规范》GB50251-2015

《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T 50470-2017

《油气输送管道穿越工程设计规范》GB50423-2013

《油气输送管道穿越工程施工规范》GB50424-2015

《建筑设计防火规范》GB50016-2014（2018版）

《生产设备安全卫生设计总则》GB5083-1999

《生产过程安全卫生要求总则》GB/T12801-2008

《工业管道的基本识别色、识别符号和安全标识》GB7231-2003

《建筑物防雷设计规范》GB50057-2010

《建筑灭火器配置设计规范》GB50140-2005

《建筑抗震设计规范》（2016年版）GB50011-2010

《建筑照明设计标准》GB50034-2013

《建筑采光设计标准》GB50033-2013

《构筑物抗震设计规范》GB50191-2012

《供配电系统设计规范》GB50052-2009

《通用用电设备配电设计规范》GB50055-2011

《低压配电设计规范》GB50054-2011

《防止静电事故通用导则》GB12158-2006

《系统接地的型式及安全技术要求》GB14050-2008

- 《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB50058-2014
- 《火灾自动报警系统设计规范》GB50116-2013
- 《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
- 《天然气计量系统技术要求》GB/T18603-2014
- 《用气体涡轮流量计测量天然气流量》GB/T 21391-2008
- 《埋地钢质管道阴极保护参数测量方法》GB/T 21246-2007
- 《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T 21447-2018
- 《埋地钢质管道阴极保护技术规范》GB/T 21448-2017
- 《埋地钢质管道聚乙烯防腐层》GB/T 23257-2017
- 《危险货物物品名表》GB12268-2012
- 《化学品分类和危险性公示 通则》GB13690-2009
- 《常用危险化学品贮存通则》GB15603-1995
- 《企业职工伤亡事故分类》GB6441-1986
- 《工业企业设计卫生标准》GBZ1-2010
- 《安全色》GB2893-2008
- 《安全标志及其使用导则》GB2894-2008
- 《消防安全标志 第1部分：标志》GB13495.1-2015
- 《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》GB/T29639-2020
- 《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》GB/T 50493-2019
- 《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T 50470-2017
- 《石油化工静电接地设计规范》SH3097-2017
- 《石油化工有毒、可燃介质钢制管道工程施工及验收规范》SH 3501-2011
- 《自动化仪表选型设计规范》HG/T 20507-2014
- 《石油化工自动化仪表选型设计规范》SHT3005-2016
- 《油气输送管道线路工程水工保护施工规范》SY/T 4126-2013
- 《石油工业作业场所劳动防护用品配备要求》SY/T6524-2017
- 《油气输送管道风险评价导则》SY/T 6859-2012
- 《油气田地面管线和设备涂色规范》SY/T 0043-2006
- 《油气管道线路标识设置技术规范》SY/T 6064-2017
- 《阴极保护管道的电绝缘标准》SY/T 0086-2012

《钢质管道聚烯烃胶粘带防腐层技术标准》SY/T 0414-2017
《油气输送管道线路工程水工保护设计规范》SY/T 6793-2018
《石油天然气管道安全规程》SY/T 6186-2007
《天然气管道运行规范》SY/T5922-2012
《天然气输气管道干燥施工技术规范》SY/T4114--2016
《石油天然气工程可燃气体报警系统安全规范》SY/T6503-2016
《输油气管道电气设备管理规范》SY/T6325-2011
《压力管道安全技术监察规程-工业管道》TSG D0001-2009
《压力管道定期检验规则-长输（油气）管道》TSG D7003-2010
《石油天然气安全规程》AQ2012-2007
《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
《水平定向钻法管道穿越工程技术规程》CECS382：2014
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、《江西省能源局关于核准江西省天然气管网工程赣州南（信丰-瑞金段）等4条支线项目的批复》江西省能源局（赣能油气字[2016]110号）
- 3、《江西省终点工程中标通知书》赣投气通【2018】41号
- 4、《关于江西省天然气管网工程龙南-全南段龙南县境内管道线路路由的意见》龙南县国土资源局 2018年4月18日
- 5、《关于对江西省天然气管网工程龙南-全南段全南县境内管道线路路由的回复意见》全南县国土资源局（意见[2018]49号）2018年4月12日
- 6、《对〈关于请予批准江西省天然气管网工程龙南-全南段龙南县境内管道线路路由的函〉》龙南县城规划建设局（龙建函字[2018]55号）2018年4月25日
- 7、《关于江西省天然气管网工程龙南-全南段全南县境内管道线路路由的回复意见》全南县城规划建设局（全规建办字[2018]94号）2018年4月12日
- 8、《关于江西省天然气管网工程（龙南-全南段）信丰县境内管道线路路由的回复

意见》信丰县城规划建设局（信建函字[2018]50号）2018年4月4日

9、《江西省天然气管网工程赣州南支线（龙南-全南段）北线方案设计总说明》中国石油管道局工程有限公司 2018年3月

10、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：江西省天然气管网二期工程龙南-全南段项目。该项目与上游交接界面为赣州南支线6#阀室（信丰县小江镇坪岗高村北侧）围墙外2m处，与下游交接界面为全南门站（全南县金龙镇烧斗村东侧）工艺设备区。

江西省天然气管网二期工程龙南-全南段项目配套新建1座全南门站和3座监控阀室。本项目起点处6#阀室内新增的管线、阀门等不在本次评价范围之内，配套新建的3座监控阀室在本次评价范围内。本项目终点处依托全南门站的工艺设备区、公用工程、安全管理及维抢修在本次评价范围内，全南门站的周边环境、选址、输送工艺、站场工艺等在本次评价范围内。

本项目如门站、阀室、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 $\phi 273$ （DN250），设计压力6.3MPa，设计输气规模 $1.26 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ；起点为赣州南支线6#阀室围墙外2m，终点为全南门站的工艺设备区。线路水平长度约为55.48km。

（2）新建3座监控阀室；

（3）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。

（4）新建输气线路、阀室、工艺设备区的安全管理。

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、特种设备问题的评述不代替环境保护、消防、防雷、特种设备的审核。环保设施、消防设施、防雷、特种设备是否符合要求，以环保部门、消防、防雷、特种设备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》（原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。

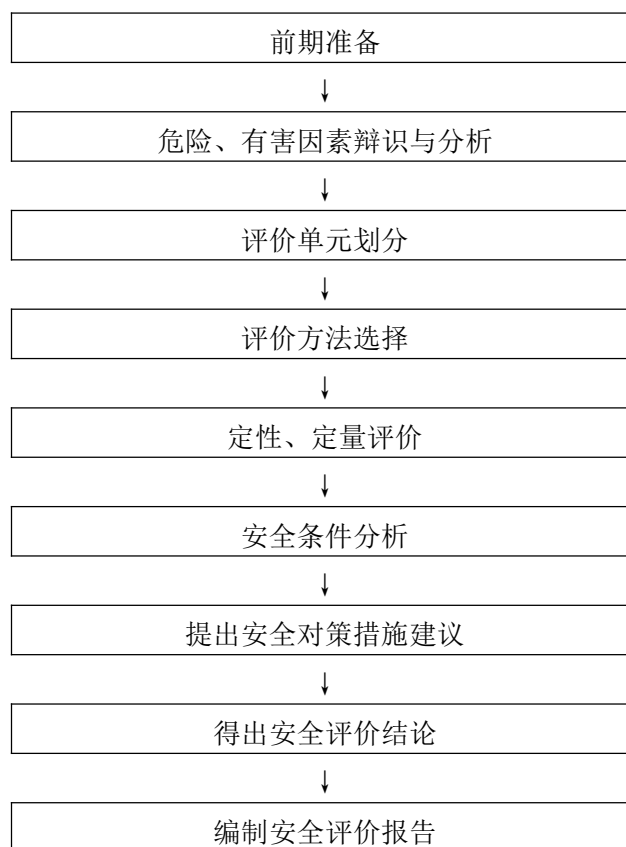


图 1-1 安全预评价程序框图

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管道分公司提供，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管道分公司江西省天然气管网二期工程龙南-全南段项目涉及的阀室、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，若该工程的阀室、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

一、江西省天然气集团有限公司管道分公司

江西省天然气管网二期工程龙南-全南段项目由江西省天然气集团有限公司管道分公司建设和管理。

江西省天然气集团有限公司管道分公司成立于 2016 年，是江西省天然气集团有限公司根据江西省“十三五”天然气管网规划和省委省政府确定的 2020 年“气化江西”的目标而成立，实行“控股投资、财务单列”的管理模式，负责江西省天然气管网二期工程剩余管道建设。在江西省集团公司、江西省天然气集团有限公司的正确领导和大力支持下，江西省天然气集团有限公司管道分公司成为江西天然气历史上唯一一家由江西省独资承担省级管网建设的公司。公司按照省政府确定的“统一主体、统一网络、统一调配、统一价格”原则和“全省一张网”的模式，承接西气东输二线、西气东输三线入赣天然气。以西气东输二线、西气东输三线在南昌、宜春、萍乡、上饶、吉安、赣州等设区市境内分输站、分输阀室为起点建设至各县（市、区）中心城市门站的省级管网。管网总长约 1516 公里，涉及 45 个尚未通达管输天然气的县（市、区），工程主要集中在赣州、吉安、赣西、赣东北等革命老区和原中央苏区。

公司主要经营范围：天然气项目的投资、建设、运营及管理；天然气加气站的投资与管理；新能源项目的投资、开发及利用；天然气工程的建设、安装、施工及维修；燃气管道的采购、防腐及销售；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服务。

江西省天然气集团有限公司管道分公司组织机构有：总经理办公室（下设公司档案室）、党群工作部、人力资源部、企管法规部、规划与市场部、计划与财务部、质量安全环保部、生产运行部（下设调控中心、维检修中心及 25 个场站）、管道保护部、工程技术部（下设 3 个工程建设项目部）、科技与信息部、物资装备部、后勤服务中心等十三个职能部门。

二、江西省天然气集团有限公司

江西省天然气集团有限公司管道分公司属于江西省天然气集团有限公司下属分公司。

江西省天然气集团有限公司是江西省投资集团公司贯彻落实江西省人民政府关于加快打造一流投融资平台，进一步延伸并做大做强江西天然气产业链的指示精神，于2011年10月注册成立的国有独资公司。公司现有注册资本为8.67766亿元人民币，总部设在江西省南昌市。

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 项目由来

为进一步扩大江西省长输管道天然气覆盖率，江西省天然气集团有限公司决定开展江西省天然气管网二期工程7段工程的可行性研究工作，分别为一分册：赣州南支线（大余-信丰段）项目；二分册：樟树-新干-峡江段、遂川-万安段、吉安-吉水-永丰段、永丰-乐安-宜黄段项目；三分册：于都-宁都-石城段、宁都-广昌-南丰段、进贤段项目；四分册：赣州南支线（信丰-瑞金段）、上犹-崇义段项目。本项目属于第四册赣州南支线（信丰-瑞金段）、上犹-崇义段工程3条支线（龙南支线、会昌支线、上犹-崇义支线）其中的龙南支线。

2016年6月，中国石油管道局工程有限公司收到江西省天然气（赣投气通）控股有限公司管道分公司（江西省天然气集团有限公司管道分公司前身，于2019年进行了名称变更）开展江西省天然气管网工程二期工程多条支线勘察设计可研报告编制工作。根据委

托要求，龙南-全南支线由赣州南支线龙南分输站进行分输，终点位于全南县门站，在可研报告编制时，在与规划部门进行对接时，规划部门要求管线从龙南县规划区以南绕行至全南门站。后在进行矿产压敷评价报告编制现场踏勘时，发现在龙南县以南分布有大量稀土矿，由于稀土矿为国家重要战略储备，因此在2017年11月，业主重新下发委托，要求龙南-全南支线管道线路路由调整至龙南县城以北通过，同时龙南-全南支线的起点改为赣州南支线6#阀室，该阀室位于信丰县小江镇坪岗高村北侧。2018年3月，中国石油管道局工程有限公司出具了《江西省天然气管网工程赣州南支线（龙南-全南段）北线方案设计总说明》。2021年8月中国石油天然气管道工程有限公司，编制出具了《赣州南（信丰-瑞金段）等4条支线项目变更项目申请报告》

本项目的建设将进一步推进天然气管网建设、天然气推广利用和安全稳定供应等工作，为建设富裕和谐秀美现代化江西作出积极贡献。

2.1.3 可行性研究报告编制单位概况

江西省天然气管网二期工程龙南-全南段项目可行性研究由中国石油天然气管道工程有限公司编制（2019年05月10日，企业重组分立，“中国石油管道局工程有限公司”的“工程设计综合资质甲级”资质平移给“中国石油天然气管道工程有限公司”）。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。

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。2020年3月5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：江西省天然气管网二期工程龙南-全南段项目

项目地址：赣州市信丰县、龙南县和全南县境内

项目性质：新建项目

建设单位：江西省天然气集团有限公司管道分公司

建设项目起点、终点：与上游交接界面为赣州南支线 6#阀室（信丰县小江镇坪岗高村北侧）围墙外 2m 处，与下游交界面为全南门站（全南县金龙镇烧斗村东侧）工艺设备区。

总体走向：见图 2.2-1

行政区划：信丰县、龙南县、全南县

站场、阀室设置：配套新建 1 座全南门站和 3 座监控阀室。

总投资：29641 万元

输气规模： $1.26 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$

线路长度：约 55.48km

设计压力：6.3MPa

管径：D273.1mm（DN250）

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	自赣州南支线 6#阀室围墙外 2m 处接气，敷设至全南门站工艺设备区；线路长约 55.48km。	6#阀室内新增的管线、阀门等不在本次评价范围之内
2	站场工程、阀室布置	项目配套新建 1 座全南门站和 3 座监控阀室(1#、2#、3#阀室)	
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

本项目总体技术水平与江西管网二期已建工程原有水平保持一致。本项目自动控制系统采用 SCADA 系统对站场进行监控、调度和管理等。SCADA 系统由调控中心、站控系统和通信系统组成。本项目天然气输送工艺采用密闭输送工艺流程。各站运行数据上传至南昌调控中心。

本项目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。

2.2.3 线路走向

龙南-全南段起自信丰县小江镇坪岗高村北侧的赣南支线 6#阀室，出阀室后向西敷设，在湾仔北侧依次穿越国道 105 和 G45 大广高速；继续向西敷设，在樟下尾北侧穿越

京九铁路；继续向西沿 X421 敷设，在上袁屋东侧进入全南县境内；继续向西敷设，经上袁屋北侧和上湖村北侧，在下湖村西侧穿越在建沪深高铁；继续向西沿 X421 敷设，在旱窝西侧穿越桃江后，经蛤蟆石到达龙下乡细坑仔南侧的 1# 阀室；出阀室后继续向西南敷设，沿山谷等高线翻越海拔约 600m 鞍部后，在康复村西侧进入龙南县境内；继续沿盘山路向南敷设，在窑坑北侧折向东南敷设，并在石壁湖西侧折向正南敷设；经田心围东侧，到达洒泾南侧的 2# 阀室；出阀室后继续向南敷设，在王荆村西侧折向西南敷设，经楼子下南侧、石岗下南侧、竹梓村北侧、新大村西侧，金排村南侧和黄坑口北侧，在蕉埠村北侧穿越 G45 大广高速，然后向南在五一村东侧穿越桃江；继续向西南敷设，经下湾东侧和下井西侧，到达象咀围南侧的 3# 阀室；出阀室后继续向西南敷设，经砚水南和耀前南侧，在盘石村东侧穿越太平江，然后继续向西南敷设，在聂徐北侧依次穿越 G45 大广高速和桃江后进入全南县境内；继续向西敷设，经树垵村和天龙村北侧，到达位于全南县金龙镇烧斗村东侧的全南门站。

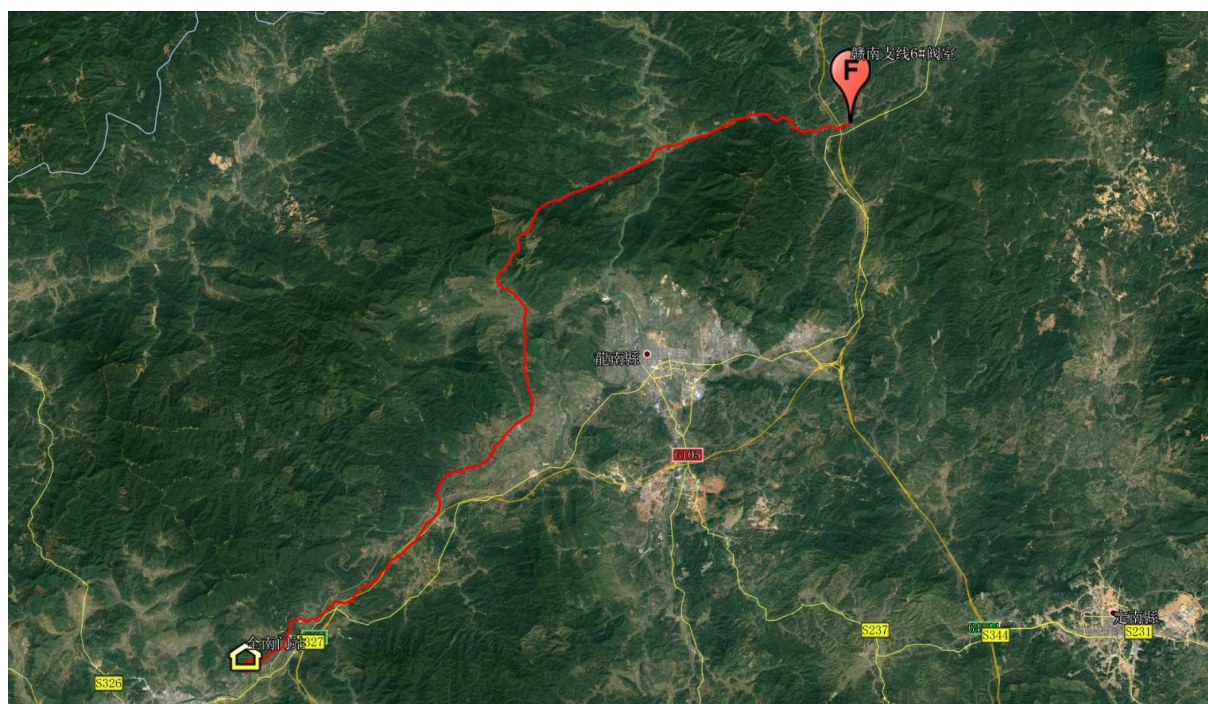


图 2.2-1 江西省天然气管网二期工程龙南-全南段线路走向示意图

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	赣州市	信丰县	5.546
			龙南县	30.907
			全南县	19.027
合计				55.48

2.2.5 站场/阀室设置

表 2.2-3 站场/阀室设置统计表

序号	站场、阀室名称	间距 (km)	里程 (km)	主要地区等级	位置	备注
1	赣南支线6#阀室	0	0	二级	信丰县小江镇坪岗高村北侧	不在本评价范围内
2	1#阀室	17.8	17.8	二级	全南县龙下乡细坑仔南侧	新建
3	2#阀室	11.2	29.0	二级	龙南县渡江镇洒迳南侧	新建
4	3#阀室	14.1	43.1	二级	龙南县程龙镇象咀围南侧	新建
5	全南门站	12.4	55.5	二级为主	全南县金龙镇烧斗村东侧	合建

2.2.6 输送工艺

一、本项目采用不增压密闭输气工艺。管道设计输量为 $1.26 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，整体设计压力 6.3MPa，线路长约 55.48km，管径为 DN250，项目配套新建 1 座全南站和 3 座监控阀室。

全南门站接收赣南支线 6#阀室来气，经收球、过滤、计量、调压后输往门站，同时预留分输接口。站场主要功能如下：

- 接收赣南支线 6#阀室来气；
- 进站天然气收球、过滤、计量、调压；
- 站场紧急关断；
- 事故状态及维修时的放空；
- 站场数据采集与监控。

二、本项目自动控制系统采用 SCADA 系统对各站场及阀室进行监控、调度和管理等。自动控制系统根据生产工艺过程的需要，监控现场输气工艺、电气和辅助设备或设施，以达到管道安全、平稳和高效运行的目的。

三、工艺站场设计达到“有人值守、无人操作、远程监控”的控制水平，各种工况根据不同的设定级别和系统划分，实现远程自动控制，现场操作人员只是起到巡检及日常维护的作用，这样既可以及时有效的处理运行中的各种工况，又可以提高操作人员的工作效率。

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2.2-4。

表 2.2-4 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2.2-5。

表 2.2-5 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2.2-6。

表 2.2-6 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 2.2-7 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 2.2-8 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 2.2-9 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 2.2-10 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 2.2-11 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 2.2-12。

表 2.2-12 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 2.2-13 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 2.2-14 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

赣州市地处中亚热带南缘属亚热带季风气候区，具有冬夏季风盛行、春夏降水集中、四季分明、气候温和、热量丰富、雨量充沛、酷暑和严寒流时间短、无霜期长等气候特征。冬季较为温和，偶有寒冷天气。夏季漫长，十分炎热。年平均气温19.4℃。年均降水量1461.2毫米，主要集中于春夏季。信丰县、龙南县和全南县区气象统计见下表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	赣州市信丰县	19.2	39.0	-5.4	1500	2200	950	1.6	17.3	NW	80	100	1612.4	/	63	
2		赣州市龙南县	18.9	39.0	-5.4	1541.9	2200	950	1.6	17.3	NW	80	100	1612.4	/	63	

3		赣州市全南县	18.9	39.2	-6.8	1665	2000	1000	1.1	12.0	WSW	81	100	1528.9	/	69.3
---	--	--------	------	------	------	------	------	------	-----	------	-----	----	-----	--------	---	------

2.3.1.2 水文条件

信丰县境地处桃江中游，积雨面积较大，水流平缓，每逢雨量集中季节，常遭洪灾。每年4~9月为汛期，5~7月为洪水多发季节，尤以6月份出现次数最多。8~9月受台风风雨影响也能形成量级较大的洪水。洪水过程线形状以单峰为主，洪峰持续时间约1~5小时，一次洪水历时一般在10天左右。1986~2005年共出现超警戒水位洪峰16次，其中枫坑口站最大洪峰出现在1989年5月22日，洪峰水位172.81m，流量2460m³/s，最低水位1999年3月8日，水位165.9m，流量8.2m³/s；信丰站最大洪峰出现在1989年5月23日14时，洪峰水位149.68m；茶茆站最高水位出现在2006年7月28日，144.52m，相应流量2670m³/s，最低水位出现于2001年12月14日，136.33m，实测最小流量7.68m³/s。

龙南县地属长江流域，河流属赣江水系，主要干流桃江干流贯穿县境西北，桃江在龙南县境内长53.6km，其中从犁头咀至龙头滩一段长14km为全县河流之干，称桃江干流。犁头咀以上至聂徐长39.6km，为桃江干流的一级支流，河面60~100m。桃江干流在县内具有10平方公里以上流域面积的支流计55条，累计总河长764.5km，其中一级支流5条（桃江、濂江、渥江、洒江、小江），二级支流18条，三级支流21条，四级支流11条。渥江发源于武当镇石下村雪山峰西麓仙人塘及武当山下，流经武当镇河口，右纳河口水，经4.5km左右至南亨圩，左纳油溪泾水，右纳罗田水。至临塘乡塘口村会石门水，至临江圩纳纹龙河、汤湖河合汇之水，经东江乡至县城犁头咀流入桃江。全长55km，大部分卵石河床，平均河宽约30m，属长流河，为桃江干流一级支流。洒江发源于桃江乡洒源犁壁岭脚下，全长19.4km，平均河宽20m，水量较小，为桃江干流的一级支流。

全南县由于地形分布，构成县南、北两条水系。全县大小河流142条，其中集雨面积100km²以上的3条，以下的139条，总长765.4km。主要河流有桃江，黄田江。桃江上游河段为县境，河流发源于赣粤交界的饭池樟东麓。自西向东流经茅山，乌柏坝，南迳、城厢、金龙等乡，绕经龙南折回县北龙下乡，在上江汇合黄田江，经新丰、赣县注入贡水。境内流程109.0km，流域面积888.31km²，占全县总面积的57%。主要支流39条，总长383.3km。在下游河段测定，年平均径流总量为23.35亿m³。多年平均流量为

22.56m³/s，最大流量为1942m³/s，最小流量为5.05m³/s。河床平均坡降为4.41%。且水源补给性强，水能较为丰富。黄田江为桃江一级支流，发源于雪峰山北麓，自西向东经寨下上窖村，进入广东兴县下窖村折回县境，在经龙源坝、竹山、陂头，社迳，在上江口注入桃江。境内流程73.5km，流域面积631.66km²，占全县总面积的40%。主要支流22条，总长266.7km。在其下游上江口河段测定，多年平均径流总量为6.42亿m³。多年平均流量20.36m³/s，最大流量为1540m³/s，最小流量4.35m³/s。河床平均坡降6.94%，水源较充足，水能较丰富。

2.3.1.3 地形地貌

信丰县境内地势由南向北倾斜，四周高而中间低，呈盆地地形。县内高程差异悬殊，最高处虎山崇，海拔1015.7m；最低处西牛镇五羊村，海拔135m；一般海拔在200~400m之间。县境边缘峻岭起伏，重峦叠嶂。中部桃江纵贯南北，支流汇集，水势平缓。境内中央展布约600平方千米的低丘岗埠，缓坡宽谷，阡陌农田。总的地形结构大致是：东部和南部及西北部为中低山脉，西南部和北部为低山丘陵，而中部地区则多低丘平地，由此构成一个由南往北倾斜的地形。

龙南县境内西南高东北低，西南部的九连山黄牛石海拔1430m，为全县最高峰，东北部的桃江乡龙村坝海拔190m，为全县最低处。在山地与平原过渡区内，为缓丘陵地带。根据地形地貌成因，可划分为以下几个地貌类型：侵蚀构造中低山地貌：分布于县境的中部、南部以及西北部的广大地区；构造剥蚀低山丘陵地貌：分布于东坑、里仁、黄沙、临塘及程龙一带，山势平缓，山顶多呈浑圆形；岩溶地貌：分布在石灰岩地区的玉岩、里仁及南亨至武当一带；剥蚀堆积地形：主要分布于桃、濂、渥、洒四大河流沿岸一带，以龙南县城、里仁、渡江一带分布最广；杨村、南亨至武当一带次之。按海拔高度可划分为4个地貌类型，分别如下：中山，全县中山面积约15平方公里，占总面积的0.92%；低山，全县低山面积约442平方公里，占总面积的26.95%；高丘，全县高丘面积826平方公里，占总面积的50.34%；中丘，由砂页岩和花岗岩组成，全县中丘面积约358平方公里，占总面积的21.79%。

全南县，全南县境内地貌地貌以山地为主，均匀海拔360m。地势西南高、东北低，中部隆起，把县境分成南北两片。地貌类型包括山地，丘陵、平原水城。县境山地广大，面积大671.21km²，占全县总面积的44.14%。县境丘陵次于山地，面积为581.19km²，其中300~500m的高丘256.99km²。县境平原多事山间谷地、河谷地，与低丘岗地相互交错，

地势较为平坦，面积 219.41km²，加上水域 48.83km²，合计 268.24km²。平原主要分布于桃江、黄田江两岸。

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	8.3	5.7	33.8	/	10	/	
	总计	8.3	5.7	33.8	/	10	/	

2.3.2 社会环境

1、信丰县

信丰县位于江西省赣州中部，居贡水支流桃江中游。东邻安远县，南靠龙南县、定南县、全南县，西连广东南雄市，西北接大余县，北界南康区、赣县。截至 2013 年底，信丰县城建成区面积达 26.8 平方公里，城市人口达 25.8 万人。

2、龙南县

龙南县是赣州市下辖的一个县，位于江西省最南端，东邻定南县，西靠全南县，北毗信丰县，南接广东省和平县、连平县；县境东西最大距离 60 千米，南北最大距离 55.5 千米；全县国土面积 1641 平方公里，辖 17 个乡（镇、场、管委会）、105 个村（居）委会，总人口 33 万人。

3、全南县

全南县地处江西省最南端，与广东翁源、连平、始兴、南雄市 4 县（市）交界，60% 的边界与广东接壤，素有“江西南大门”之称。全县国土总面积 1520 平方公里，其中耕地面积 11.8 万亩。辖 9 个乡（镇）和 86 个行政村，总人口 20 万（2012 年）。

4、交通条件

沿线可供使用的道路主要有 G45 大广高速、G105 国道、X421 县道、X412 县道、X345 县道、X411 县道、X349 县道、S327 省道及乡间水泥路等。整体而言，拟建管道沿线交通条件一般，其中平原地段交通条件较好，基本都有可供车型的硬化路；丘陵地段交通条件较差。

2.4 线路工程

2.4.1 管道本体

2.4.1.1 强度设计系数

根据《输气管道工程设计规范》（GB50251）关于输气管道线路部分的强度设计系数

规定：

1) 一般地区设计系数：

二级地区为0.6，三级地区为0.5。

2) 对省道及以上高等级公路、铁路等重要穿越，考虑到穿越点的敏感性和重要性，从确保输气管道自身安全出发，尽量减小因外部因素作用下对管道的影响，设计系数不大于0.5且符合穿越地区线路设计系数。

3) 温度折减系数取1.0。

2.4.1.2 管材、管件的选用

一、线路用管

本项目线路选用 $\Phi 273$ ，L290，PSL2 钢管。最小壁厚 7.1mm，管径壁厚比 38.5。

一般线路段、冷弯弯管、热煨弯管和单体穿越全部采用无缝钢管(SMLS)，钢管执行标准为《石油天然气工业管线输送用钢管》GB/T9711-2017。

二、线路弯头强度计算及选择

根据地形、地质条件，采用弹性弯曲和工厂预制热煨弯头以及现场冷弯管三种形式，以满足管道在平面和竖面上的变向要求。

(1) 弹性敷设

在地形条件允许的地区的管道尽量采用弹性敷设，弹性敷设的曲率半径应满足管道强度要求，不得小于 $1000D$ (D 为管道的外直径，cm；下同)，垂直面上弹性敷设管道的曲率半径还应大于管子自重作用下产生扰度的曲率半径。

弹性敷设管道与相邻反向弹性弯管和人工弯管之间，应采用直管段连接过渡，其直管段长度不得小于管子外径值且不得小于 500mm。

(2) 冷弯弯管

经计算，单根冷弯弯管 ($R \geq 40D$) 的冷弯角度不超过 20° ，冷弯弯管两端应保留不小于 2m 的直管段，采用管型与所在地区直管段管型相同，曲率半径采用 $R=40D$ 。由于冷弯管的曲率半径较大，其壁厚增大系数 m 很小，制作过程中壁厚的减薄量也很小，均小于 2%。冷弯管制作时任何部位不得出现褶皱、裂纹和其它机械损伤。端部椭圆度不得大于 1%，其它部位不得大于 2%。

线路冷弯弯管管型与线路保持一致，采用无缝钢管。

(3) 热煨弯管

当线路转弯角度大于 20° 时，应使用热煨弯管以适应地形的变化。为方便清管器通过和管道安装，本项目线路热煨弯管曲率半径定为 $R=5D$ ，两端各带 1.0m 直管段，材质均采用无缝钢管。

热煨弯管在流体压力作用下，产生的环向应力沿弯管截面的分布是很不均匀的。产生的最大环向应力在热煨弯管的内凹点，其增大的倍数 m 称为在内压作用下弯管的应力增大系数，也就是热煨弯管的壁厚较直管壁厚增大系数。

此外，热煨弯管是用机械热煨成型，在制做过程中其外弧部位会因为拉伸而减薄。根据厂家制作经验其减薄量约为 7%~8%。为保证制作弯头的壁厚达到设计要求，本项目用于制作热煨弯管的直缝管的壁厚在计算时考虑 10%的减薄余量。同时，为减少规格太多而造成的定货不便，对相应规格进行合并、调整。

三、管材抗震强度设计

本项目管道所处地区地震动峰值加速度最大为 0.1g，小于 0.20g，可不进行抗拉伸和抗压缩校核。

2.4.1.3 焊接检验

一、一般规定

(1) 在下列任何一种环境下，无有效的防护措施，不能进行焊接作业：

雨雪天气；

大气相对湿度大于 90%；

风速大于 8m/s；

环境温度低于焊接工艺规程中规定的温度。

(2) 管道对接时，两端接管螺旋焊缝之间应相互错开 100mm 以上。

(3) 公路穿越路面宽小于 10m 时，中间不允许出现环向焊缝。

二、管道焊接

钢管在进行对口焊接组装前，均应进行焊接工艺评定试验（参照《钢质管道焊接及验收》（GB/T31032）等现行的相关标准执行）并报业主和监理备案，在其评定合格后，施工单位才能进行现场组焊。管道焊接技术要求严格按照焊接工艺评定执行。焊工应具有相应的资格证书，经考核合格后方能上岗操作。

三、焊口质量检查

(1) 管道焊缝需进行 100% 外观检查，其标准按《钢制管道焊接及验收》（GB/T31032）

执行。

(2) 管道焊缝质量在外观检查合格后需进行无损探伤检查，除设计图中有具体规定外，其余要求执行：考虑到本项目压力高，且线路处于二级和三级地区，确定对所有对接焊缝应进行100%射线和100%超声波复检。

(3) 超声波探伤和射线照相检验焊缝，按《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109）标准执行，达到Ⅱ级为合格。

四、焊缝返修

经检验不合格的焊缝，清除和返修按《钢质管道焊接及验收》（GB/T31032）要求执行。

2.4.1.4 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→站间测径→站间试压（站间试压可以在运行之后进行）。

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。

强度试验压力不应小于设计压力的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℃以上进行，低于5℃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应采用水作试验介质。

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。

试压前施工单位应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。当用空气或气体试压时，升压速度不宜过快，压力应缓慢上升，每小时不得超过1MPa。当压力升至强度试验压力的30%和60%时，应分别停止升压，稳压30min，检查系统有无异常情况，如无异常情况继续升压至强度试验压力。同时，在管子的环向应力首次开始从50%提升到最高试验压力直到随后压力降到最高操作压力为止的那段时间内，应采取适当步骤，使不参与试压的人员撤离试压区域。

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。站间清管应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，清扫出的污物应排到排污池，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，应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，应将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，管道管理单位应根据《天然气管道运行规范》（SY/T 5922）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 管道敷设

本项目管沟尺寸和管道施工技术分别要求符合《输气管道工程设计规范》（GB 50251-2015）及《油气长输管道工程施工及验收规范》（GB50369-2014）的要求。管沟内全线拟设置管道警示带（顶管穿越段除外），警示带用于警示下方敷设的管道，其敷设位置在管道上方300~500mm处的同一管沟内。标志带的施工要求与管道施工协同进行，作好相互间的工序衔接。

本项目在环境温度低于0℃时，拟采取适当的抗冰冻施工措施，并不得进行线路试压作业。

2.4.2.1 一般地段管道敷设

管线在一般地段均采用沟埋敷设，根据地形、地质条件，分别采用弹性敷设和冷弯或热煨弯头，以适应管道在平面或竖向的变化。在满足最小埋深要求的前提下，管道纵向曲线尽可能少设冷弯弯管、热煨弯管（尽管部分地段挖深会增加）。根据本管线口径较小的特点，线路选择应合理利用小角度平面转角，尽量减少大规模土石开挖及处理工程量。

在管道敷设中对管道通过陡坎、陡坡、冲沟等复杂地段时，应分别采用放坡、护坡、堡坎、排水、分段设置挡土墙等措施，以保证输气管道安全。

地形平缓地段尽量避免用热煨弯管，空间许可时，小于30度的转角可用多个冷弯弯管代替；地形起伏较大的山区地段，多用冷弯弯管，尽可能减少热煨弯管的使用量。

2.4.2.2 管道埋深

根据管道沿线的地形、地貌、工程地质、水文地质以及气候条件，一般地段管道采取直埋敷设方式。为确保管道安全运行，不受外力破坏，本项目管道土方区管顶最小埋深为1.2m，石方区管顶最小埋深为1.4m。特殊地段采取经设计同意的保护措施。

管道穿越鱼塘、水田、沟渠时，埋深满足规范及设计要求，并视现场情况采取稳管措施。河流及沟渠穿越段管沟挖深在满足上述要求的同时，在有冲刷深度数据时还应保证管道在最

大冲刷深度线以下 0.5m；在无冲刷深度数据时，应保证管顶最小埋深不小于 2.5m。

2.4.2.3 水工保护

本项目沿线为平原和丘陵。

一、管线穿越丘陵地段水工保护

(1) 管线顺坡敷设水工保护型式

本项目主要以丘陵地形为主，多处地段存在管线顺坡敷设情况。

①护坡：

护坡设置于坡长不大于 10m 的全风化岩石边坡及土质边坡坡脚。坡度 $15^{\circ} \sim 25^{\circ}$ 时采用素土草袋护坡；坡度 $25^{\circ} \sim 45^{\circ}$ 时采用砌石护坡。

②挡土墙：

高度不大于 8m 且坡度大于 45° 的地形较陡的土质或全风化岩石的山坡坡脚，采用挡土墙结构防护。高度 0.8m~2.0m 时采用素土草袋挡土墙；高度大于 2.0m 时采用浆砌块石挡土墙。

③截水墙：

管道顺坡敷设地段，当管沟纵坡在 $5^{\circ} \sim 45^{\circ}$ 且坡长大于 10m 时，应根据山坡坡地地形、地质、植被及水文条件等确定管沟截水墙的设置型式、断面和间距。

④截、排水沟：对于管线所经山坡坡度较陡、山坡坡顶汇流面积较大、洪水宣泄较集中的复杂部位，进行相应的边坡排水设计和综合治理措施。可适当在管沟护面两侧设置截、排水沟等导水、排水设施。

⑤其它：若是风化带岩石陡坡、陡坎等，可采用现浇混凝土喷护、锚杆加固、混凝土封填等方式防护。

(2) 管线横坡敷设水工保护型式

本管线在温盘村西侧，穿越沪昆高速前后存在部分横坡辐射段。

①对于山坡坡度较陡、需要削坡开挖施工作业带的，在管沟外侧原坡面线处，设置一道挡土墙，防止管沟回填土流失。当坡面汇流面积较大、管道横坡敷设长度不小于 50m，应根据实际地形地貌情况适当设置管沟截水墙。

②植物防护：对于山坡坡度较缓、不需要削坡开挖施工作业带的，管沟保护可根据具体地形、地貌情况采用植被恢复等方式进行防护。

二、管线穿越田埂、田坎、水渠及道路的水工保护

(1) 管线在河流、冲沟小型穿越处岸坡的防护型式:

①坡度小于 45° 的较缓岸坡, 采用浆砌石护坡的护岸型式; 坡度大于 45° 的较陡岸坡, 采用浆砌石挡土墙墙的护岸型式。

②当河流、冲沟的岸坡为复式断面时, 可采用重力式挡土墙与护坡相结合的复合护岸型式。

③河流、冲沟岸坡护坡、挡土墙的基础埋深不得小于管道穿越岸坡处局部最大冲刷深度以下 1.0m 或嵌入稳定基岩不小于 0.3m。

(2) 管线在河流、冲沟小型穿越处河床的防护:

管线沿县道 156 敷设时, 县道路边沟水流较急。

①过水面护底: 过水面护底用于管道穿越基本稳定的土质河床及河床表面以下砂砾层较厚的河床。过水面顶部不宜高于原河、沟床面, 过水面底部距管顶不应小于 0.3m, 管道应埋设在最大冲刷线 1m 以下。过水面一般采用石笼、抛石、干砌石、浆砌石、混凝土结构, 厚度 0.3~0.6m。过水面长度应覆盖管道穿越段长度且嵌入两侧河沟岸, 过水面的宽度不小于管沟上口宽度。

②满槽混凝土连续浇注稳管: 对于岩基河床或岩基表面砂砾层埋深较浅的河床, 管沟位于岩基内, 铺管后管沟用满槽现浇混凝土连续浇注稳定管道。

③地下防冲墙: 地下防冲墙适用于土质河(沟)床的冲刷下切防护, 防冲墙的结构形式一般包括浆砌石、石笼、混凝土地下防冲墙等。防冲墙的位置根据河(沟)床的纵坡程度一般设置于管道穿越段下游 5~10m 范围内, 其走向与水流方向及两岸垂直。

④对于冲刷强烈的河、沟道, 可采用防冲墙与过水面相结合的组合防护方式。对于河、沟床比降大的河、沟道, 可采用多级防冲墙的组合防护方式。

2.4.2.4 管沟开挖及回填

一、管沟边坡坡度参照《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015) 有关规定执行。

二、管沟横断面参数表见表 2.4-1。

表2.4-1 管道管沟断面形式

土壤名称	边坡比	沟底宽 (m)		沟深 (m)
		旱地	沟内有积水	旱地
中密的沙土	1:1.0-1:1.5	按 GB50251	按 GB50251	按 GB50251
中密的碎石类土 (充填物为沙土)	1:0.75-1:1.25			
中密的碎石类土 (充填物为粘性土)	1:0.5-1:0.75			

硬塑的粉土	1:0.67-1:1.0			
硬塑的粉质粘土，粘土	1:0.33-1:0.67			
老黄土	1:0.10-1:0.33			
硬质岩	1:0.0-1:0.0			

局部地段，当管沟深大于 3m、小于 5m 时，沟底宽应适当加宽，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；在农田地区开挖管沟时，应将表层耕作土和底层生土分层堆放。

三、管道上方 0.5m 以下应仔细回填，并在管道两侧对称进行，防止管道产生位移，压实系数不小于 0.93，其它部位压实系数不小于 0.80，回填料可选用黄土，其它粘性土和灰土（体积比 3:7 或 2:8）在最优含水量状态下分层（以 0.3m 为宜）夯实至设计标高，在大于 10° 斜坡地段的管沟应在上述分层夯实基础上加设挡土坎。

2.4.2.5 管道转角处理方式

管道在水平和纵向的转角较小时应优先采用弹性敷设来实现管道方向改变，以减小局部摩阻损失和增强管道的整体柔韧性，弹性敷设的曲率半径 $R \geq 1000D$ （D—管子外径，mm）。

在弹性敷设受地形、地物及场地限制难以实现，或虽能施工，但土方量过大时，应优先采用曲率半径为 40D 的现场冷弯弯管，热煨弯头的曲率半径为 5D。

2.4.2.6 特殊地段管道敷设

一、山区段敷设

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

（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。

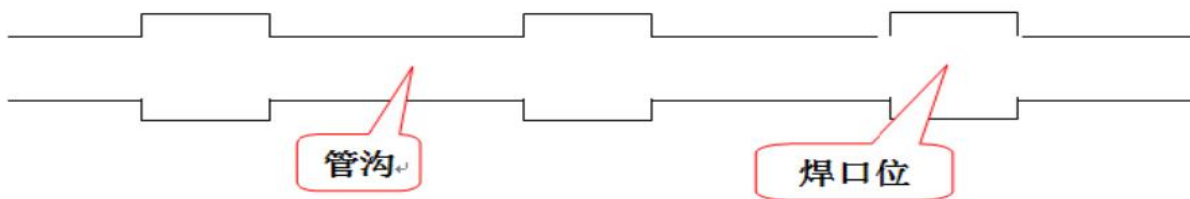


图2.4-2 管沟及作业坑开挖示意图

(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。

2.4.2.7 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，应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。

2.4.2.8 管道与已建地下光（电）缆交叉的处理

本项目管道与已建地下光（电）缆交叉时，应从其下方穿过且垂直净距不得小于0.5m。

2.4.2.9 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，对本项目施工作业带宽度要求如下：

龙南-全南段管道一般地段施工作业带宽度控制在10m，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。

山地横坡段可适当增加，控制宽度10-12m。

林地段可适当缩减，控制8m-10m。

水田可适当增加，控制宽度10-12m。

鱼、水塘、冲沟、小型河渠穿越段因有围堰排水，可控制 16m-18m。

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 8m-10m。

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。

2.4.3 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》（GB/32167）中所述原则对管道所经区域高后果区进行识别，本项目高后果区管段统计见下表：

表 2.4-2 人员密集场所高后果区统计表

序号	高后果区位置	与管道间距 (m)	长度 (km)	识别描述	高后果区分级	应对措施
1	B084-B100	0	1.02	三级地区	II	ACDEFGH
2	B426-B462	0	3.91	三级地区	II	ACDEFGH

通常情况下，天然气管道失效造成的危险主要包括爆炸、持续燃烧产生的热辐射及有毒的使人窒息的气体。针对本项目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。

本项目在设计和运营阶段拟采取的应对措施包括以下几个方面：

- A、管道经过的三级地区，严格按照规范选取强度设计系数，进行阀室布置和试压；
- B、二级地区高后果区强度设计系数取0.5以增加管道壁厚，提高强度储备；
- C、增加外防腐层等级；
- D、管道沿线加密设置警示牌、警示桩，管道上方设置警示带；
- E、对管道环焊缝进行100%射线检测及100%超声波检测；
- F、建议施工期间加强监理力度，保证施工质量，严格按照设计要求进行施工；
- G、建议运营期间应加强管道巡检，密切注意城市、乡镇和村庄发展，对可能出现的建筑物、道路等占压管道情况，应及时与主管部门协商解决，避免造成隐患。
- H、加大管道沿线高后果区的管道保护宣传力度，向高后果区附近的群众重点普及天然气特性知识、应急防范常识，提高沿线老百姓的管道保护意识，以杜绝后果区内风险事故及对管道周边造成社会影响和人员伤亡。

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。

2.4.4 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。

2.4.5 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2.4-3 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	信丰县	/	VI	0.05
2	龙南县	/	VI	0.05
3	全南县	/	VI	0.05

按照《油气输送管道线路工程抗震技术规范》（GB50470-2008）的规定，应对位于设计地震动峰值加速度大于或等于0.2g地区的管道进行抗震校核。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。

2.4.6 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（500m）区内无探矿权区。

拟建管线工程沿线评估区范围（管线200m及站点、阀室500m范围）区不涉及采矿权。

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。

2.4.7 河流大、中型穿（跨）越

2.4.7.1 项目穿（跨）越河流情况统计

龙南-全南段水域大中型穿越4处，穿越长度约1800m，拟采用定向钻穿越方式，定向钻穿越段与一般线路连接处弯管设计和开料范围划分为一般线路。

表 2.4-4 河流大、中型穿（跨）越工程统计表

序号	穿越名称	穿越处线路里程 (km+m)	穿越长度 (m)	穿越方式	是否单独试压
1	桃江（一）	11+360.2	523.6	定向钻	是
2	桃江（二）	40+257.8	476.7	定向钻	是
3	连片水塘	41+803.6	290.0	定向钻	是
4	太平江	47+544.6	600.1	定向钻	是
5	桃江（三）	50+095.7	430.2	定向钻	是

2.4.7.2 典型穿越方案

桃江（一）定向钻穿越

B0114-B0115号桩桃江（一）位于江西省全南县龙下乡川垵村南侧，穿越线路由东向西，穿越河流东侧为农田，西侧为杂树林，场地地形较平坦开阔，场地地层主要由第四系全新统冲~洪积层（Q4al+p1）粉质黏土、中砂、卵石，侏罗纪（J1）花岗岩，其成因、埋藏情况和厚度特征详见“工程地质剖面图”。现将地层分类描述如下：

第①层：粉质黏土（Q4al+p1）：黄褐色，可塑，切面较光滑，干强度中等，韧性中等，摇振无反应，含少量细砂砾，表层为耕植土，含植物根系。土石等级为Ⅱ级。层厚0.50m~1.90m，平均层厚1.15m，层底标高183.55m~185.61m。该层主要分布在河流西侧

的ZK5、ZK6、ZK7和东侧的ZK1钻孔。

第②层：中砂（Q4al+pl）：黄褐色，松散，潮湿，主要成分为石英、长石等，分选性较差，泥质含量较高。土石等级为I级。层厚1.00m，平均层厚1.00m，层底标高187.30m。该层仅分布在河床东侧的ZK2钻孔。

第③层：卵石（Q4al+pl）：黄褐色，潮湿~饱和，松散-稍密状，主要成份为砂岩、硅质岩，粒径大于20mm质量约占总质量的55%~65%，个别粒径较大，最大粒径可达100mm以上，呈亚圆形，分选性较差，余为圆砾及砂土质充填。土石等级为II级。层厚3.10m~9.90m，平均层厚5.16m，层底标高177.40m~181.30m。分布于整个勘察场区钻孔。

第④1层：全风化花岗岩（J1）：浅黄色，原岩风化剧烈，结构、构造不清晰，芯呈砂土状，局部含少量强风化碎块，手捏易碎。土石等级为II级。层厚2.10~13.90m，平均层厚5.61m，层底标高167.40~178.67m。分布于整个勘察场区钻孔。

第④2层强风化花岗岩（J1）：灰白色，中-粗粒花岗结构，块状构造，主要矿物成份石英、长石、云母，节理裂隙发育，裂隙面见铁质侵蚀，锤击易碎，声较脆，岩芯呈块状、碎块状，岩石较破碎。土石等级为VI级。该层仅ZK1、ZK2、ZK3、ZK4孔揭穿，层厚2.10~10.30m，平均层厚6.13m，层底标高157.10~173.20m；ZK5、ZK6、ZK7深度范围内未揭穿，揭露厚度为13.60~17.50m。该层分布于整个勘察场区钻孔。

第④3层中等风化花岗岩（J1）：青灰色，中-粗粒花岗结构，块状构造，主要矿物成份石英、长石、云母等，节理、裂隙较发育，岩质坚硬，锤击不易碎，声脆，岩芯呈柱状夹少量块状、短柱状，柱长5~20cm，最长35cm，RQD=60~80%。岩土工程分级为VIII。揭露厚度6.50~11.20m。在控制钻孔深度范围仅ZK1、ZK2、ZK3、ZK4揭露到此层，该层未揭穿。

入土点位于桃江东岸，穿越点位于稻田内，有乡村水泥路通往，交通较便利，利于设备进场；出土点位于桃江西岸，穿越点位于稻田内，出土点场地平坦开阔，便于管线组焊及回拖。出土点到岸坡距离是273m，入土点到岸坡距离是160m。

穿越管段的出、入土角根据穿越地形、地质条件和穿越管径的大小确定，主管线定向钻入土角定为 11° ，出土角定为 12° ，穿越管段的曲率半径为 $1500D$ （ D 为钢管外径）。光缆套管定向钻与天然气主管线定向钻平行穿越，间距8m，穿越出入土角、穿越曲线均相同。

根据穿越管径和出入土角、曲率半径及地质情况的要求，穿越管线从岸上弹性敷设到河流底部处的最小深度约为16.0m左右（对应管底设计标高165.9m）。

管线两侧穿越粉质黏土、卵石、全风化砂岩，底部水平段穿越强风化砂岩。



图 2.4-3 桃江（一）定向钻穿越方案

2.4.7.3 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 $\Phi 273$ 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/T 4109）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，应佩带防护工具，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。

2.4.8 与铁路并行交叉

本项目无与铁路并行段，与铁路交叉情况见表 2.4-5。

表 2.4-5 与铁路交叉段统计表

序号	名称	市（设区）、县	类型	长度 m	方式
1	京九铁路	信丰县	穿越	100	箱涵
2	赣深高铁	龙南县	穿越	60	高架桥下开挖

2.4.9 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 2.4-6。

表 2.4-6 与公路交叉段统计表

序号	穿越名称	穿越处线路里程 (km+m)	穿越长度 (m)	穿越方式	是否单独试压
1	国道 G105	1+012.84	64.0	顶管	是
2	大广高速 G45(一)	1+160.3	72.7	桥下开挖	是
3	大广高速 G45(二)	39+521.6	276.5	定向钻	是
4	省道 S327	48+352.4	64.0	顶管	是
5	大广高速 G45(三)	49+163.9	119.6	顶管	是
6	天龙山景区道路	52+362.0	35.3	顶管	是

管道穿越铁路前必须取得铁路管理部门的同意并签订协议或取得管理部门意见。

管道与铁路交叉时，可采用顶进箱涵穿越、顶进钢筋混凝土套管穿越或桥下开挖穿越。钢筋混凝土箱涵内净空不小于 $2\text{m}\times 2\text{m}$ ，并满足强度及稳定性要求。箱涵顶至路轨底的最小埋深 $\geq 1.7\text{m}$ ，箱涵伸出铁路路堤外 2m ，并在穿越处两侧应设置警示牌。根据《油气输送管道与铁路交汇工程技术及管理规范》（国能油气[2015]392号），管道与铁路交叉宜采用垂直交叉或大角度斜交，交叉角度不宜小于 30° ；当铁路桥梁与管道交叉条件受限时，在采取安全措施的情况下交叉角度可小于 30° ；当管道采用顶进套管、顶进防护涵穿越既有铁路路基时，交叉角度不宜小于 45° 。管道穿越铁路按照国家能源局和国家铁路局制定的《油气输送管道与铁路交汇工程技术及管理规范》（国能油气[2015]392号）与《铁路安全管理条例》（国务院令第639号）进行协商，并签署有关协议。本项目沪昆高铁穿越位于高架桥下，拟采用开挖加盖板穿越，具体穿越方式待与相关部门沟通后确定。

按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB/50423）中的相关规定，本项目公路、

铁路穿越段用管和所在管段相同。防腐采用三层PE加强级防腐。

为保证穿越段管道安全，铁路、II级和II级以上公路穿越段管道环向焊缝均使用100%X射线和100%超声波进行“双百”探伤。X射线照相、超声波探伤均达到《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109）中的II级及以上标准。

以上公路、铁路穿越段管道的试压要求为：单独进行强度试压，试验压力按1.5倍设计压力要求进行。

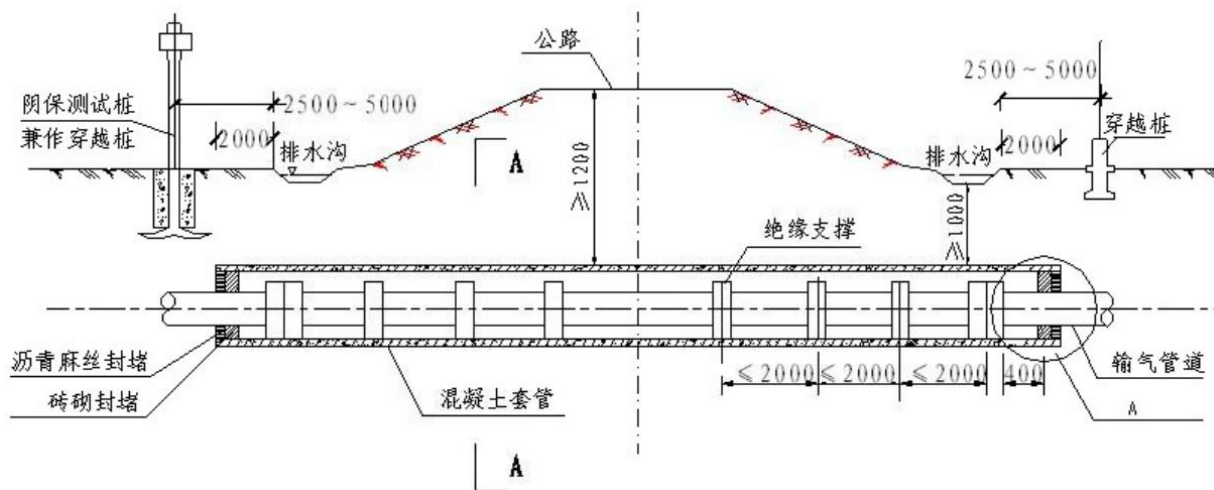


图2.4-4 顶管穿越公路示意图

二、较低等级公路穿越

本项目在车流量较小、等级较低的一般公路（如乡道）以开挖方式穿越。

开挖直埋穿越乡村土路时，管顶至路面的埋深不小于1.2m。

2.4.10 与其他管道并行交叉

从保证管道安全、合理利用土地资源、减少对环境的影响、节省工程投资、便于统一管理等多方面综合考虑，本项目管道交叉穿越、局部短距离并行的情况。在本项目施工过程中需采取相应措施，做好对在役管道的保护工作，具体施工技术要求和措施如下：

（一）与所并行的在役管道运行管理单位进行结合和报批，在满足行业规范的基础上征求其对并行间距的书面意见，并取得其管道局部交叉的肯定性书面批复。

（二）并行管道建设技术要求按《输气管道工程设计规范》（GB/50251）、《油气输送管道并行敷设技术规范》（SY/T7365）执行。

（三）并行段管道施工前，要首先征得并行管道运行单位的同意，并办理安全生产管理协议等相应施工手续，同时编制专项施工方案，待监理、EPC审批合格后，方可施工。施工时，应有相关管道管理部门现场监督。

（四）勘测、放线过程中施工单位要配备专用探测设备，会同建设单位、在役管道运行管理单位一起，对本项目管道、并行在役管道和其他相关管道的准确位置做好标识，并行间距小于距离 20m 区段及其他敏感地段须要使用雷迪寻管仪探测出在役管道的准确位置，并作出明显的警示标记，然后进行作业面的清理平整及管沟开挖。

（五）并行段管沟开挖时，已建管道的允许露空及悬空长度原则上 $<3\text{m}$ ，且应对露空及悬空的已建管道应采取安全措施保护原有管线的绝缘防护层，因施工原因无法满足以上要求时，应采取相应的手段和措施确保管道的安全，在管沟回填前需对原有管线的绝缘防护层进行检查，如有损坏，需修复后回方能回填；同时施工作业面放在远离并行管道一侧，车辆设备行走应在作业带远离并行管道一侧，靠近并行管道尽量减少设备行走，并将挖出的土方堆放在并行管道一侧，避免对并行管道产生碾压。

（六）不受地形、地物或规划限制地段的并行管道，最小净距不应小于 6 m；受地形、地物或规划限制地段的并行管道，采取安全措施后净距可小于 6m；穿越段的并行管道应根据建设时机和影响因素综合分析确定间距。其中，并行管道穿越工程一般要求如下：

- （1）顶管穿越公路需离开原有管线顶管套管 10m 以上；
- （2）大开挖穿越河流、渠道的，要根据管道埋深进行计算，原管道位于影响面以外；
- （3）本项目并行穿越河道、等级道路毗邻区域，如条件允许，建议采用顶管方式穿越。

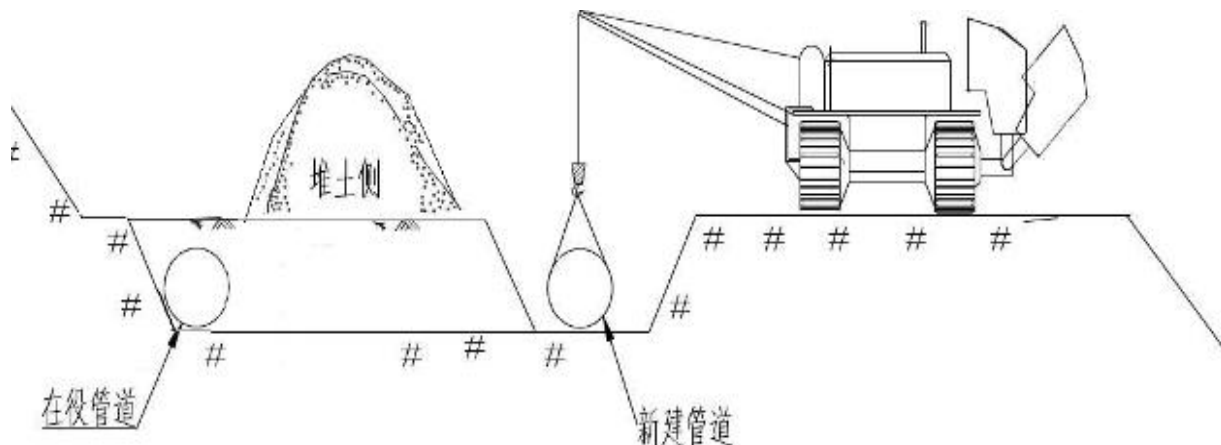


图 2.4-5 管道并行施工示意图

（七）当并行间距小于 6m 时，施工时必须采用人工开挖方式进行清理平整及管沟开挖，也可采取由远处采用弹性敷设方式使管线尽量离开并行管道，以保证两线间距保持在 6m 以上，但必须事先征得在役管道运营单位同意后方可施工。

（八）当并行间距为 6~20m 时，管沟开挖只能采用人工或机械开挖的方式，不允许

以爆破形式开挖管沟。若土方无法满足在并行管道一侧堆放的情况下，为了尽量减少在两管线之间作业，可在管沟开挖的同时，随时将挖出的土石用装载机或推土机运到远离在役管道一侧的作业带边缘，预留组焊作业空间。

（九）当并行间距在 20m 以上时，土方地段采用机械开挖管沟，但并行管道 5m 范围内严禁使用机械动土；石方地段可按照业主、监理及运营单位安全部门批复的爆破方案实施爆破作业。

（十）石方段管沟爆破、开挖施工需满足以下要求：

（1）石方地段不同期建设的并行管道，后建管道采用爆破开挖管沟时，并行净距宜大于 20m 且应控制爆破参数。

（2）当并行间距大于 500m 时，石方开挖按相关规定，采用常规爆破方案实施。

（3）当并行间距在 20~500m 时，石方开挖按相关规定在爆破前向在役管道运营单位提交专项爆破方案，获得批准并在与运营单位签订安全生产管理协议后实施。施工期间，需满足以下两个条件：

① 远距离（与并行管道的并行间距大于 50m）爆破作业时，在该距离范围内，对爆破方法、起爆方式、网孔参数及炸药火工品不作硬性要求和限制，但须对炸药单耗进行控制（炸药单耗指单位体积土石方爆破后使用的炸药量），防止有大块岩石产生远距离飞溅落地的冲击作用会对已建管道造成危害。

② 中等距离（与并行管道的并行间距在 20~50m）爆破作业时，该距离范围内爆破的重要危害是大块岩石飞溅。在采用扩壶爆破时，装药的最佳埋设深度及最小抗线难以准确控制，因此在该区间内（尤其指在接近 30m 距离附近）的作业带降坡和管沟爆破均不得采用扩壶爆破，可采用微差爆破技术，又称毫秒爆破。爆破的振动速度不得大于 7cm/s，根据管沟爆破次数，优化爆破用药量。

（4）当并行间距为 5~20m 时，管沟开挖只能采用人工或机械开挖的方式。

（5）当并行间距小于 10m 时，必须事先征得管道运营单位同意后方可施工。

（6）当并行间距小于 5m 时，必须采用人工开挖方式。

（十一）施工中如发现已建管道土层沉降或遭到破坏的现象时，积极上报并协助管道运行管理部门进行恢复，对社会车辆乱碾乱压或人为损坏的行为坚决制止。严禁在在役管道设施安全保护范围内（管道中心线两侧各 5m）取土、采石、排放腐蚀性物质、堆放大宗物料、修筑临时建筑和构筑物。严格在限定的活动区域按主管部门要求设置隔离带、警示标识，对穿越点裸露的在役管道要实施全过程看护。对于由于新建管道施工导

致在役管道裸露的，开挖前及回填后应对管道的防腐层进行漏点地面检测，确认防腐层无漏点。

（十二）本项目与并行管道的水工保护措施应基本保持一致，与规划管道并行的管带水工保护应统筹规划设计。如果扰动在役管道水工保护设施或者对在役管道的水工保护设施的功能发挥造成影响的，要一并考虑保护方案的修筑。必要时需对两者的水工保护设施进行连接处理，或对本管道与在役管道重新制定水工保护方案，以适应当地的水文条件。

（十三）制定应急预案并成立事故应急处理小组，小组成员手机保持 24 小时畅通，现场出现危及在役管线的行为或事件，应迅速启动相关应急程序，迅速到现场进行抢险处理，消除危险因素，防止事态扩大。

2.4.11 与光（电）缆交叉

本项目管线出 6# 阀室后在坪岗高、湾仔、樟下尾与国防光缆会有数次交叉，沿线不存在高压线长距离并行，在全南县树凹村前后与 110kV 金五线交叉 4 次。

管道沿线与地下已建管道、电力电缆、通信光（电）缆交叉时，交叉段管道敷设按照《输气管道工程设计规范》（GB/50251）相关要求执行。

一般情况下，管道与这些埋地设施交叉原则上应位于其下方。

（一）输气管道与其他管道交叉时，垂直净距不小于 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；

（二）输气管道与电力电缆、通信光（电）缆交叉时，垂直净距不小于 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。

在穿越地下已建管道、电力电缆、通信光（电）缆时，应加强对已建管道、电力电缆、通信光（电）缆的保护，确保安全通过。管道施工前应通知相关主管部门现场结合，了解原有地下已建管道、电力电缆、通信光（电）缆的位置及埋设深度，在征得主管部门的批准后方可开挖施工，开挖时应采取人工开挖方式，并用角钢或钢管对穿越部分的已建管道、电力电缆、通信光（电）缆进行保护。管道下沟时，管沟、机具不得磕碰已建管道、电力电缆、通信光（电）缆，回填后根据规范要求设置交叉桩。

2.4.12 标识与伴行路

根据《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T6064）的规定，管道沿线应设置：

里程碑：每公里设一个，一般与阴极保护桩合用；

转角桩：管道水平改变方向的位置，均应设置转角桩。转角桩上要标明管道里程，转角角度；

穿越标志桩：管道穿越铁路、高等级公路、大中型穿跨越工程和鱼塘定向钻穿越的两侧，均设置穿越标志桩，穿越标志桩上应标明管道名称、穿越类型、铁路公路或河流的名称，线路里程，穿越长度，有套管的应注明套管的长度、规格和材质；

交叉标志桩：与地下管道、电（光）缆和其它地下构筑物交叉的位置应设置交叉标志桩。交叉标志桩上应注明线路里程、交叉物的名称、与交叉物的关系；

结构标志桩：管道外防护层或管道壁厚发生变化时，应设置结构标志桩：桩上要表明线路里程，并注明在桩前和桩后管道外防护层的材料或管道壁厚；

设施标志桩：当管道上有特殊设施（如：固定墩）时，应设置设施桩。桩上要表明管道的里程、设施的名称及规格。

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

本项目新建1#阀室、2#阀室、3#阀室，主要设计内容如下。

表 2.4-7 阀室一览表

序号	站场、阀室名称	间距 (km)	里程 (km)	主要地区等级	位置	备注
1	赣南支线6#阀室	0	0	二级	信丰县小江镇坪岗高村北侧	不在本工程 设计评价范 围内
2	1#阀室	17.8	17.8	二级	全南县龙下乡细坑仔南侧	新建
3	2#阀室	11.2	29.0	二级	龙南县渡江镇洒迳南侧	新建
4	3#阀室	14.1	43.1	二级	龙南县程龙镇象咀围南侧	新建
5	全南门站	12.4	55.5	二级为主	全南县金龙镇烧斗村东侧	合建

注：赣南支线6#阀室不在本项目设计评价范围之内。

1) 新建阀室的主要功能：

正常流程为：接收上游来气，输往下游，并可对输气管道进行截断。同时新建放空、数据采集与监控系统。

2) 主要设备选型：

线路截断阀是管道线路部分的重要设备。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。

线路截断阀采用气液联动全通路全焊接球阀，阀门埋地安装，设加长杆保证执行机构在地面以上。管线一旦破裂后，线路截断阀根据管道的压降速率来实现阀门的自动关闭。阀门自动关闭后由人工现场复位。其中 RTU 阀室线路截断阀执行机构可远程执行 SCADA 系统调度控制中心下达的指令，实现远程关闭操作。

二、阀室周边环境

（1）1#阀室周边环境

东面：为山林和基本农田。

南面：为山林和基本农田。

西面：为山林和基本农田。

北面：为乡村道路、山林和基本农田。

（2）2#阀室周边环境

东面：为基本农田。

南面：为基本农田。

西面：为乡村道路和基本农田。

北面：为乡村道路和基本农田。

（3）3#阀室周边环境

东面：为基本农田。

南面：为基本农田、乡村道路。

西面：为山林和基本农田。

北面：为山林和基本农田。

2.4.14 安全保护措施

2.4.14.1 紧急截断（ESD）阀

本项目阀室为监控阀室，还可通过RTU采集温度、压力及阴极保护参数等参数并向调度控制中心发送实时数据、监控线路紧急截断阀的状态并远程控制线路截断阀开启、关闭，监视供电系统工作状态等。

2.4.14.2 放空系统

一、本项目各阀室均设置放空立管进行放空，采取不点火的放空方式。

二、站场、阀室承担线路放空的放空系统计算

线路管段放空属于计划性放空，因此在实际放空前应充分消耗管道内的存量气，尽可能减少直接放空所带来的经济损失，以下游用气的方式降低管道内天然气压力，将管道内平均压力降至可满足下游正常输送的最低值或是设计压力的一半，取其较大者。即设计压力为6.3MPa的管段压力降至3.15MPa左右。各阀室最大小时放空量统计结果如下：

表 2.4-8 站场线路放空时小时放空量统计表

放空位置	放空管段距离 (km)	放空立管管径 (mm)	线路天然气管存量 (10^4Nm^3)	放空时间 (h)	小时放空流量 (Nm^3/h)
1#阀室	15.1	DN100	5.08	6	8468.4
2#阀室	13.4	DN100	4.51	6	7515.0
3#阀室	13.8	DN100	4.64	6	7739.4

由上表可见，选取DN100的放空立管，对线路进行放空的时间控制在6h左右，最大放空小时流量控制在 $1.2 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{h}$ 以内。

6#阀室至全南门站之间的线路天然气，事故时管线天然气可分别经过6#阀室已建放空管线、阀室放空立管和全南门站新建放空管线、放空立管排入大气。

2.5 主要工艺设备

一、线路截断阀

线路截断阀是管道线路部分的重要设备。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。

本项目各阀室线路截断阀采用气液联动全通径全焊接球阀，阀门埋地安装，设加长杆保证执行机构在地面以上。管线一旦破裂后，线路截断阀根据管道的压降速率来实现阀门的自动关闭。阀门自动关闭后由人工现场复位。其中 RTU 阀室线路截断阀执行机构可远程执行 SCADA 系统调度控制中心下达的指令，实现远程关闭操作。

阀门应为双截断功能，配有双活塞效应的阀座以保证进口端和出口端的密封，并要求达到零泄漏，同时要求每一侧都能承受全压差。

二、放空和排污管

本项目各阀室均拟设置放空立管进行放空，采取不点火的放空方式。

在阀门底部应安装排污管并接到地上以便将阀体内的杂质排出。

2.6 公用工程

2.6.1 自控

2.6.1.1 自动控制水平

根据天然气输气工艺及操作水平的要求，本项目仪表和自动控制系统，以实现阀室“无人值守、远程监控”的控制水平为目标，保证整个天然气管道安全、可靠、平稳、高效、经济地运行。

2.6.1.2 自控系统方案

本项目拟采用技术先进、成熟、可靠的以计算机为核心的监控和数据采集系统(SCADA—Supervisory Control And Data Acquisition)对输气管线阀室进行数据采集、监视、控制和管理。

3座阀室分别设置远程终端单元(RTU—Remote Terminal Unit)，阀室数据信号同时上传至龙南分输清管站，实现阀室的远程监视和控制。

各阀室控制系统设置情况如表2.6-1所示：

表 2.6-1 站场和阀室控制系统设置情况表

序号	阀室名称	设置控制系统种类
1	1#、2#、3#阀室	RTU 系统

本项目按照三级控制模式进行设计，即：

- 1) 调控中心控制；
- 2) 站控系统控制；
- 3) 就地手动控制。

在正常情况下，由站控系统完成对站场的监视控制，当进行设备检修或事故处理时，可用就地控制。

2.6.1.3 紧急停车（ESD）系统

根据本项目资料，未提及本项目在全南门站工艺设备区拟依托的紧急停车（ESD）系统设置情况，本报告将提出安全对策措施建议。

2.6.1.4 火灾和可燃气体检测和报警设施

本项目拟在全南门站工艺装置区设置一套火灾自动报警系统。工艺装置区的手动报

警按钮信号通过总线形式接入综合用房火灾报警控制器，由其完成逻辑判断及相应火灾信号输出。火灾报警控制器的火灾报警信号通过RS485接口(MODBUS RTU协议)上传PCS；火灾报警控制器通过硬线将各种火灾报警及确认信号、火灾设备故障信号通过硬线上传SIS PLC，由SIS PLC完成相关联锁控制及ESD关断。

全南门站拟配置2台便携式可燃气体检测仪。

根据项目资料，未提及本项目在全南门站工艺设备区内的可燃气体检测报警系统设置情况。根据《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4.1.3条、《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全规范》（SY 6503-2016）第5.1.2条，本项目应在拟建的全南门站工艺设备区中设备和管道的法兰、接口螺纹和阀门组等释放源周围布置可燃气体检测点。本报告将在安全对策措施建议中提出。

2.6.1.5 远程终端装置（RTU）

1#、2#、3#阀室各设有RTU远程终端系统一套，用于监控阀室工艺流程的安全运行，实时上传阀室运行参数，同时接受调控中心命令，监控阀室可实现对线路截断阀的远程控制。

1#、2#和3#阀室RTU系统数据先上传龙南分输清管站站控系统，实现工艺过程的远程数据采集与监视、供电参数上传。龙南分输清管站站控系统的硬件配置已满足本项目要求，仅需对系统软件进行组态修改、调试。

阀室RTU系统软件配置：RTU系统用户软件。

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：Ex d II BT3Gb / IP55（最低）——室内；

Ex d II BT3 Gb / 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）防雷保护的目

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

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

江西省天然气管网工程龙南-全南段通信设计主要包括光传输系统、工业电视监控系统、巡线抢险及应急通信系统、站场配套管道及其他。

2.6.2.1 通信传输系统

在每个阀室设置1台工业级以太网交换机及光纤配线架。阀室自控数据通过自建工业以太网通道上传至全南门站，通过全南门站光传输通道上传至已建龙南分输清管站，再通过龙南分输清管站已建光传输通道上传至江西省天然气南昌调控中心。

自控数据备用通道：通过租用2M公网无线电路。

2.6.2.2 工业电视监控系统

本项目全南门站内工艺设备区由工业电视监控系统进行监视，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。

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12部GPS手持终端机。

2.6.2.4 防雷及接地

1) 室外防雷与接地部分

采用带屏蔽层的线缆或线缆穿钢管埋地敷设时保持钢管的电气连通。在电缆进入终端和前端设备前穿金属管埋地引入，在入户端将电缆金属外皮、钢管同防雷接地装置相连。

2) 防火防爆及安全施工要求

管道敷设时尽量避开防火防爆区域，若需在防爆区域内敷设的线路按防爆要求进行施工。

2.6.2.5 光缆防护

一、光缆线路敷设

光缆（硅管）采用与管道同沟敷设方式，位于管道前进方向的右侧；埋深与输气管道管底标高相同，距离输气管道侧壁 $\geq 0.3\text{m}$ ；本项目采取气吹普通光缆的敷设方式。工程沿线采用气吹普通光缆的敷设施工方案。

（一）定向钻穿越

输气管道采用定向钻方式穿越公路、铁路、河流时，光缆（硅芯管）采用 $\Phi 114 \times 6$ 钢套管保护单独定向钻穿越。与输气管道净距10m，管内预留2根硅芯管，一根穿光缆，另一根备用。大型河流定向钻穿越时，备用硅芯管内设置备用光缆。

钢套管焊接时管内不应产生焊瘤和错边；焊接完毕后，应清除管内残留的焊渣、焊瘤等异物。硅芯管绑扎成束后，宜采用固定拖车法低速穿入保护管内。光缆（硅芯管）拖放时，宜采用油膏或者滑石粉等措施，以减少摩擦阻力。穿越施工完毕后，硅芯管和保护套管两端应防水封堵。应及时对硅芯管进行试通检验和对光缆进行指标测试。

（二）石方段、陡坡地段

在石方段敷设时，硅芯管 $\Phi 40/33$ 外加镀锌钢管 $\Phi 114 \times 4$ 保护，再上下加垫沙土带保护；在坡度大于 25° 的山区地段采用敷设硅芯管外加镀锌钢管 $\Phi 114 \times 4$ 保护，主干公路光缆以顶管方式穿越时，用镀锌钢管 $\Phi 114 \times 4$ 内衬硅芯管保护，在输气管道保护套管中一同穿越。光缆线路采用钢管保护时，硅芯管由钢管引出位置采用穿 $\Phi 90 \times 3$ 的HDPE管过

渡保护，以免硅芯管被剪切断，钢管2侧各1m。

（三）顶管穿路

当输气管道采用顶混凝土套管方式穿越等级公路时，光缆亦利用该混凝土套管穿越公路。混凝土套管内穿放一根 $\Phi 114\times 4$ 钢套管，钢套管内穿放两根硅芯管，一根硅芯管用于穿放光缆，另一根硅芯管备用。钢套管伸出混凝土套管两侧各2m，备用硅芯管需伸出钢管两侧，并延伸至一般线路段。钢套管及备用硅芯管两侧均做严密有效封堵。备用硅芯管内预穿镀锌铁线 $\Phi 1.6$ ，以便于光缆的同期穿放。

（四）大开挖穿路

单独或同输气管道采用开挖方式穿越非等级道路时，光缆（硅芯管）外加 $\Phi 114\times 4$ 钢套管保护。

（五）箱涵穿铁路

当输气管道采用箱涵方式穿越铁路时，光缆随输气管道箱涵穿越铁路。箱涵内穿放一根 $\Phi 114\times 4$ 钢套管，钢套管内穿放两根硅芯管，一根硅芯管用于穿放光缆，另一根硅芯管备用。钢套管伸出混凝土套管两侧各2m，备用硅芯管需伸出钢管两侧，并延伸至一般线路段。钢套管及备用硅芯管两侧均做严密有效封堵。备用硅芯管内预穿镀锌铁线 $\Phi 1.6$ ，以便于光缆的同期穿放。

（六）大开挖穿越河流、沟渠

管道大开挖穿越河流、沟渠时，在水塘、沼泽等地带大开挖穿越时全程采用敷设硅芯管外加 $\Phi 75\times 6.8$ HDPE管保护，在特殊恶劣地段采用在硅芯管外穿钢管保护，在穿越独立的池塘和困难水网地段时可采用定向钻穿越。为了防止保护管两端进水，保护管在管沟的两端出口长度可适当延长至无水的地方，管口再用沥青麻丝封堵。在保护套管上还需加混凝土袋保护。在水下比较疏松的地质下，混凝土袋上加盖配重块保护。

现场施工时应根据不同的地形状况采用相应的保护方式，使光缆施工完不至于受到破坏。

（七）穿越地下光（电）缆

单独或与输气管道一同穿越地下电（光）缆时，与原有地下电（光）缆最小净距应不小于500mm。直埋光缆穿越处采用 $\Phi 40/33$ 硅芯管保护，硅芯管（光缆）直接敷设通过无需保护。与输气管道同沟敷设时对原有电（光）缆的保护措施由线路专业统一考虑。

（八）穿越地下管道

单独或与输气管道一同穿越地下管道时，穿越处硅芯管采用 $\Phi 114\times 4$ 焊接钢管保护，

此时与原地下管道的净距不小于150mm。与输气管道同沟敷设时对地下管道的保护措施由线路专业统一考虑。

二、光缆防护措施

（一）石方地段防护

直埋光缆或硅芯管（光缆）与管道同沟敷设在石方地段，光缆采用原土袋上、下方连续码放的方式进行保护，此时光缆应敷设在管道前进方向一侧的沟底。

（二）冲刷地段防护

光缆（硅芯管）敷设在冲沟段和易塌方地段时，采用硅芯管保护，硅芯管（光缆）无需保护，在硅芯管上方叠压原土袋，原土袋下的土应夯实，光缆不得悬空敷设。若输气管道已采用现浇混凝土保护，光缆应敷设在混凝土保护层下，并采用 $\Phi 114 \times 4$ 钢套管保护，光缆不再压原土袋保护。

（三）防强电

接近强电的地段进行光缆施工和检修时，将光缆中金属构件临时接地，避免将高电位引上光缆。

在接近发电厂、变电站等地电位高的区域，不将光缆的金属构件接地，避免将高电位引上光缆。

增加光缆PE外层厚度，以提高光缆护套的绝缘和耐压强度。将各单盘光缆间的金属护层、加强芯等金属构件在接头处电气断开，将强电影响的积累段限制为单盘光缆长度。

（四）防雷电

在光缆接头处将缆内金属构件前后断开，不作电气连通，并不作接地处理。站内的光缆金属构件，相互连通并接保护地线。

2.6.3 供配电

2.6.3.1 供电系统及设备

一、负荷等级

根据本次评价范围，仅对本项目涉及的用电设备（阀室、全南门站工艺设备区）进行说明。

（一）根据《供配电系统设计规范》（GB50052），《输气管道工程设计规范》（GB50251），本项目各阀室自控设备、通信设备、电位采集器、防腐机柜的负荷等级为重要负荷，各阀室重要负荷统计见表2.6-2至表2.6-5。

表 2.6-2 1#阀室负荷统计表

序号	负荷名称	计算负荷 Pjs (W)	电压 (V)
1	自控负荷	100	+24DC
2	通信负荷	12	+24DC
3	电位采集器（防腐）	10	+24DC
合计，同时系数 0.9， $\sum P=122W$ ，后备时间 3 天			

表 2.6-3 2#阀室负荷统计表

序号	负荷名称	计算负荷 Pjs (W)	电压 (V)
1	自控负荷	100	+24DC
2	通信负荷	12	+24DC
3	防腐机柜	200	+24DC
合计，同时系数 0.9， $\sum P=312W$ ，后备时间 3 天			

表 2.6-4 3#阀室改扩建负荷统计表

序号	负荷名称	计算负荷 Pjs (W)	电压 (V)
1	自控负荷	100	+24DC
2	通信负荷	12	+24DC
3	防腐机柜	200	+24DC
合计，同时系数 0.9， $\sum P=312W$ ，后备时间 3 天			

本项目拟依托的全南门站ESD系统、火灾和可燃气体检测报警系统和应急照明等为重要负荷，设不间断电源，后备时间1.5小时。

2.6.3.2 变配电

一、工艺设备区

全南门站拟在站内设置315kVA变压器，200kW柴油发电机。变压器负载率为85%，发电机负载率为83%，能够满足本项目自控、通信负荷、ESD系统、火灾和可燃气体检测报警系统设置独立UPS电源，后备时间1.5小时，应急照明采用蓄电池作为备用电源等的需求。

二、阀室

3座监控阀室采用太阳能电源装置作为供电电源，提供DC+24V电源。太阳能电池板安装在监控阀室的非爆炸危险区。

3座阀室太阳能电源装置及RTU、电位采集器均户外布置。电力及控制电缆采用直埋地敷设的方式，电缆埋地时需铺沙盖砖埋深0.7m。

2.6.3.3 照明

本项目照明按《建筑照明设计标准》（GB/50034）的有关规定，工艺装置区作业面

照度50lx。

在正常照明故障时，需要操作及人员疏散的场所装设应急照明，应急照明灯具配置蓄电池。蓄电池时间不低于60min。

2.6.3.4 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》（GB/50251）中有关规定进行输气管道设施爆炸危险场所区域的划分。工艺装置区以释放源（如管道的法兰、接口螺纹和阀门组等）为中心，4.5m范围内为爆炸危险场所2区；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ExdIIBT4 Gb，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 μ m，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。

2.6.3.5 防雷、防静电措施

一、防雷分类

本项目根据《建筑物防雷设计规范》（GB/50057），按自然条件、当地雷暴日和建构筑物、生产装置的重要程度划分类别，本项目防雷等级划分如下：

工艺装置区按第二类防雷考虑。

本项目阀室和门站站房建构筑物位第三类防雷建构筑物，宜采用装设在建筑物上的接闪网、接闪带、或接闪杆，也可用由接闪网、接闪带和接闪杆混合组成的接闪器，接闪网、接闪带应按规范沿屋角、屋檐等易受雷击的部位敷设，并应在整个屋面组成不大于20m \times 20m或24m \times 16m的网格，专设引下线不应少于2根，并应沿建筑物四周均匀对称布置，其间距周长不应大于25m。

二、防雷措施

（一）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。

（二）根据《建筑物防雷设计规范》（GB 50057）关于户外露天钢质管道等的要求，露天钢质天然气管线、钢罐等壁厚均大于4mm，工艺装置区内金属管道、钢质气罐等采用多点、可靠接地。

（三）各建筑物尽量利用钢筋混凝土屋顶、梁、柱、基础内的钢筋作为引下线，各构件必须连接成电气通路。建筑物屋面装设由接闪网或接闪带构成的接闪器，接闪网、接闪带沿屋角、屋脊、屋檐和檐角等易受雷击的部位敷设。

三、防静电接地

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。

监控阀室共用接地系统接地电阻不大于 4Ω ，工艺装置区接地电阻不大于 4Ω ，放空立管独立接地电阻不大于 10Ω 。爆炸性气体环境中应设置等电位联结，所有裸露的装置外部可导电部件应接入等电位系统。进入甲类生产装置区入口处，拟设置人体静电释放装置。

2.6.3.6 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。安源区温盘村前后部分管段与高压输电线路短距离并行，并产生多次交叉，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/T 23257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 $200\sim 250\ \mu\text{m}$ ，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+外包覆聚丙烯带”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 $50\%\sim 55\%$ ，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。

五、工艺设备区管道及设备防腐

1) 地面管道及设备的防腐

工艺设备区内地上不保温工艺管线、设施等的外防腐涂料面漆颜色应按工艺专业的要求执行，未做要求的按照标准SY/T 0043要求执行。进站干线以绝缘接头后出地上处弯头为分界，弯头以外的管线防腐涂层同线路主干线为3PE防腐层；弯头以内的管线按照以下管线涂层结构执行。

(1) 底漆：环氧富锌底漆，2道，80~100 μm

环氧带锈底漆，1道，40~50 μm

(2) 中间漆：环氧云铁中间漆，2道，≥100 μm

(3) 面漆：氟碳面漆，2道，≥80 μm

(4) 总干膜厚度300~330 μm

2) 埋地管道及设备的防腐

站内埋地管道管径规格多、长短各异，在外腐蚀程度的检测和管道的维护、更换方面都更为困难。因此，在选择外防腐层时应综合考虑站内埋地管道的特点、环境条件和防腐材料的性能特点等影响因素，合理选用。

根据本项目土壤腐蚀环境的特点，推荐采用的方案为：

(1) 埋地不保温管线（介质温度≤100℃）外表面

■无溶剂液体环氧涂料，1道，≥400 μm

■外层缠绕聚丙烯胶带，厚度1.10mm，带宽150mm，缠绕成型，带间搭接55%

位于地上、地下交界处的管道，无溶剂液体环氧涂料涂刷至地面以上150mm，聚丙烯胶带缠绕至地面以上200mm，位于地上的聚丙烯胶带外面缠绕铝箔防紫外线防腐胶带（带间搭接宽度≥55%）进行保护，铝箔胶带从地下200mm缠绕至地上聚丙烯胶带外侧200mm。

(2) 埋地阀门、法兰、执行机构、三通、绝缘接头等异形钢结构的埋地部分：

采用粘弹体防腐材料进行保护，结构如下：

首先采用粘弹体胶泥对钢结构的尖锐、凹陷部位进行填充，避免产生空洞；然后缠绕粘弹体防腐带，厚度≥1.8mm，宽度100mm，缠绕成型，带间搭接≥20mm；最后缠绕聚丙烯外保护带，厚度1.15mm，带宽150mm，带间搭接55%；

粘弹体防腐材料与管体防腐层搭接处，粘弹体防腐带应与管体防腐层搭接100mm，外保护带超出粘弹体防腐带100mm。

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。

在设置阴保站时既要进行理论计算，同时还要考虑阀室的设置，沿线电源供电情况等，本项目阴极保护站的设置原则为：

1) 选择地势平坦、开阔，土壤电阻率低、易于征地、易于阳极地床施工的位置；

- 2) 附近埋地管道、电缆等金属构筑物尽可能少，以免产生干扰；
- 3) 尽量与线路阀室合建，其中阀室首先依托监控阀室，便于维护管理；
- 4) 避免多座阴保站设在同一位置，减少不同系统间的相互干扰；
- 5) 管道沿线地形地貌复杂地区、山区、特殊地质条件、干扰段等适当加密阴保站；
- 6) 考虑到线路的不断细化及沿线市政规划的发展变化，阴保站的设置应考虑充分的富余量。

根据计算，结合阀室的设置，本项目设1座阴极保护站，设置在2#阀室。

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。测试桩的设置符合《埋地钢质管道阴极保护技术规范》（GB/T 21448）的要求。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/T 21447）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，应按GB/T 21447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应符合标准GB/T 21246的要求。

3) 根据输气管道完整性管理的相关要求，应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

本项目各阀室无生产用水需求。全南门站用水接市政给排水管网。

2.6.6 消防

本项目储运介质为天然气，天然气为易燃、易爆危险物，属甲类火灾危险品。根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183）的站场分级规定，依托的全南门站为五级站，可不设消防给水设施。本项目在工艺设备区、阀组区等配置手提式和推车式磷酸铵盐干粉灭火器，在工艺装置区拟配备砂桶和消防锹。

3座监控阀室均配置4具手提式二氧化碳灭火器。

2.6.7 建（构）筑物

本项目线路设监控阀室3座，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2.6-5 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	监控阀室	1#阀室	钢结构	30	1	戊类	二级	6度	乙类	7级
2	监控阀室	2#阀室	钢结构	30	1	戊类	二级	6度	乙类	7级
3	监控阀室	3#阀室	钢结构	30	1	戊类	二级	6度	乙类	7级
4	全南门站	综合楼	框架	690	1	民建	二级	6度	乙类	7级

2.6.8 全南门站设备

2.7 安全管理

本项目由江西省天然气集团有限公司管道分公司建设和管理，项目建成构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。

本项目建成后由江西省天然气集团有限公司管道分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管道分公司。

2.8 维（抢）修

2.8.1 范围

江西省天然气管网二期工程的抢险大修任务主要考虑依托吉安抢维抢修队，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。

维（抢）修中心情况见下表。

表 2.8-1 维（抢）修队情况表

序号	维抢修队	最大辐射半径/km	备注
1	吉安维抢修队	350	依托

2.8.2 维护维修的主要任务

输气管道的维护、维修工作分为一般性维护、例行维修和计划性检修三类。

一、一般性维护是根据操作规程对设备进行日常的维护保养。对电气、仪表、阴保、计量、通信及其操作控制系统、站场水、电、气、暖等生活设施的日常维护和修理，常用易损零部件的配制、更换。

二、例行维修是定期对设施进行检查、修复和保养。对线路工程、站场设施及其辅助生产设施、沿线水工保护构筑物的定期检查、维护及修理。

三、计划性检修主要是对线路截断阀室、阴极保护站、场站设备、管汇、阀门及辅助生产设备的检测与维修。组织编制定期大修和检修计划，负责对管道、站场设备的日常维护修理的调度安排。

2.8.3 抢修的主要任务

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

二、维抢修使用的运输工具、设备自行维修和保养，提高设备完好率，确保维抢修工作的需要。

2.8.4 主要设备及材料配置

本项目抢险大修任务依托吉安维修队，可以满足本项目的维护、维修的需要，车辆配置、设备及机具和常用维修工器具配置见下表。

表 2.8-2 维修队设备及机具基本配置标准

类别	序号	设备名称	数量	备注
泵风机类	1	防爆潜水泵	2	

类别	序号	设备名称	数量	备注
	2	防爆污水泵	1	
	3	小型空气压缩机	1	
发电、焊接类	1	发电机	2	
	2	自发电焊机	2	
	3	远红外程控焊条烘干箱	1	
	4	便携式焊条烘干箱	1	
	5	自发电照明灯具	2	
切割、开孔类	1	电动切管机	1	
	2	台式钻床	1	
开孔封堵类	1	台式砂轮机	1	
	2	台式钻床	1	
安全环 保类设备	1	自给正压式空气呼吸器	2	
	2	充气泵	2	
	3	避火服	2	
	4	4合1检测仪	2	
	5	可燃气体检测仪	4	XP-311A
	6	可燃气体检测仪	2	XP-314
	7	防毒面具		
	8	含氧量测试仪	2	

电气、 仪表 通信类	1	数字兆欧表	1	
	2	钳形多用表 DT-9250	2	
	3	红外线测温仪	2	
	4	台式数字万用表	1	
	5	标准电阻箱	1	
	6	过程仪表校验仪	1	
	7	绝缘电阻表	2	ZC11D-10
	8	绝缘电阻表	2	ZC25-4
	9	绝缘电阻表	3	ZC25-3
	10	地藏王 2016	1	
	11	METREL 接地电阻检测仪	1	
	12	超声波测厚仪	2	
	13	回路测试仪	1	
	14	活塞式压力表校验台	2	YS-250
	15	活塞式压力表校验台	1	YS-60
	16	电池质量测试仪	1	
	17	蓄电池充放电设备	1	
	18	低压电气综合测试仪	1	
	19	高压核相器 DVM-80	1	
	20	防爆配电箱	1	
	21	蓄电池阻抗在线测试仪	1	
	22	光缆测试仪	1	
	23	光纤熔接机	1	
其它	1	法兰分离器	1	
	2	手动扭矩扳手	1	
	3	雷迪探管仪	1	
	4	气动注脂泵	1	
	5	超级手动注脂枪	4	
	6	电火花检测仪	1	
	7	卫星定位 GPS	1	

2.9 安全投入

本项目总投资18095.73万元，安全专用投资4688.29万元，占总投资的25.9%。

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。

8. 根据《监控化学品管理条例》（国务院令 第190号）及《各类监控化学品名录》（原化学工业部令 第11号）、《列入第三类监控化学品的新增品种清单》（国家石油和化学工业局令 第1号）的规定，本项目使用化学品中不涉及监控化学品。

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（℃）	闪点（℃）	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	methane Marsh gas	
	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)	0.55		
	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	II A T1		
	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 $32926k/m^3$ 。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、截断阀室、门站内的工艺设备区）、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。

二、调压

门站站内调压工艺过程可能因下述因素造成系统憋压：内部堵塞造成流层不畅；操作不当；低压用户用气量骤减。系统憋压若不能及时发现，严重时可能导致系统设施损坏。

站内工艺过程处于高压状态，工艺设备容易造成泄漏，气体外泄可能发生地点很多，管道焊缝、阀门，法兰盘、过滤器等都有可能发生泄漏；当天然气管道被拉脱或意外失控而撞击时会造成天然气大量泄漏。泄漏气体一旦遇引火源，就会发生火灾和爆炸。

站场调压系统易出现水化物，造成设备或管路冻堵冻裂，水化物冻堵可能造成设备设施损坏、停工停产，若处理不当，甚至可能引发超压、火灾爆炸、窒息中毒等其它事故。

三、其他

本项目为长输管线项目，所经过路线多为林地，山地，如发生森林火灾，可能波及被项目阀室与门站，引起门站火灾，故本项目拟在阀室与门站外设置防火隔离带。

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、站场储配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、砂轮机机械设备，可能接触到转动设备的传动联轴节等危险部分，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 40℃ 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。

高温除能造成灼伤处，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。当作业人员的热度调节发生障碍时，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6.3MPa，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，需要穿跨越大中型水域、公路、铁路及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) 管道在信丰县小江镇湾仔村西穿越京九铁路，由于京九铁路为电气化铁路。管线靠近或穿越电气化铁路时，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。若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。

3) 本项目穿越三次大广高速G45，并在全南县穿越天龙山景区道路，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。

4) 穿越铁路、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，在全南县树凹村前后与110kv金五线交叉4次。

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

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、维修中，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

在建设施工过程中物体打击人体造成人身伤亡事故。

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。

3.7.9 灼、烫伤

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。

3.7.10 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。

3.7.11 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。

3.7.12 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。

3.7.13 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。

3.7.14 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。

3.7.15 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。

3.7.16 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。

3.7.17 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，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，严重时患局部振动病。

3.7.18 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。

3.7.19 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）。

3.7.20 有限空间

土石方施工活动存在有限空间作业，主要包括：排水管、排水沟、地下管道、涵洞等，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

赣州地区年雷暴日 67.4d。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。本项目为长输管线项目，所经过路线多为林地，山地，如发生森林火灾，可

能波及被项目阀室与门站，引起门站火灾，故本项目拟在阀室与门站外设置防火隔离带。

3.9 安全管理危险有害因素辨识

3.9.1 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。

3.9.2 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。

3.9.3 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。

3.10 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（如工艺设备区中设备和管道的法兰、接口螺纹和阀门组等）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。爆炸危险区域内的地坪下的坑、沟可划分为 1 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。

3.11 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。

3.12 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3.12-1所示。

表 3.12-1 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、阀室、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、阀室、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；阀室、站场各用电装置、供配电设备及供配电线周围	施工阶段、运营阶段
物体打击	施工现场；阀室、工艺设备区	施工阶段、运营阶段
机械伤害	施工现场；阀室、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、阀室车辆出入区域	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；阀室	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	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 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	
管道本体			
2	站场工程（仅评价本项目涉及的工艺设备区）	工艺、设备	预先危险性分析 安全检查表 事故树分析评价
3	公用工程	自控	安全检查表 预先危险性分析
		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	

	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、物质损失和人员伤亡的危险性，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。

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

江西省天然气官网二期工程龙南-全南段项目由江西省天然气集团有限公司管道分公司建设和管理。江西省天然气集团有限公司管道分公司成立于 2016 年，是江西省天然气集团有限公司根据江西省“十三五”天然气管网规划和省委省政府确定的 2020 年“气化江西”的目标而成立，实行“控股投资、财务单列”的管理模式，负责江西省天然气管网二期工程剩余管道建设。在江西省集团公司、江西省天然气集团有限公司的正确领导和大力支持下，江西省天然气集团有限公司管道分公司成为江西天然气历史上唯一一家由江西省独资承担省级管网建设的公司。公司按照省政府确定的“统一主体、统一网络、统一调配、统一价格”原则和“全省一张网”的模式，承接西气东输二线、西气东输三线入赣天然气。以西气东输二线、西气东输三线在南昌、宜春、萍乡、上饶、吉安、赣州等设区市境内分输站、分输阀室为起点建设至各县（市、区）中心城市门站的省级管网。管网总长约 1516 公里，涉及 45 个尚未通达管输天然气的县（市、区），工程主要集中在赣州、吉安、赣西、赣东北等革命老区和原中央苏区。

公司主要经营范围：天然气项目的投资、建设、运营及管理；天然气加气站的投资与管理；新能源项目的投资、开发及利用；天然气工程的建设、安装、施工及维修；燃气管道的采购、防腐及销售；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服务。

江西省天然气管网二期工程龙南-全南段项目可行性研究由中国石油天然气管道工程有限公司编制（2019 年 05 月 10 日，企业重组分立，“中国石油管道局工程有限公司”的“工程设计综合资质甲级”资质平移给“中国石油天然气管道工程有限公司”）。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—Supervisory Control And Data Acquisition）对输气管线站场进行数据采集、监视、控制和管理。全南门站设置站控系统（SCS—Station Control System）一套，数据上传至龙南分输清管站并与站场信号一起上传南昌调控中心。3座阀室分别设置远程终端单元（RTU—Remote Terminal Unit），阀室信号上传至龙南分输清管站，实现阀室的远程监视和控制。

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、中毒窒息	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； (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) 按规范要求进行压力实验； (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) 按规范要求进行压力实验； 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 天然气管道风险分析法

美国 Battelle Columbus 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。

5.2.2.1 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 5.2-2 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 5.2-3 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 5.2-4 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 5.2-5 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 5.2-6 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 5.2-7 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 5.2-8 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 5.2-9 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。

5.2.2.2 管道风险分析表

- 1) 管线 1: 龙南-全南段, 55.48km, 压力 6.3Mpa, 管径 D273.1mm。
- 2) 穿越 1: 桃江(一), 524m, 定向钻。
- 3) 穿越 2: 桃江(二), 477m, 定向钻。
- 4) 穿越 3: 太平江, 600m, 定向钻。
- 5) 穿越 4: 桃江(三), 430m, 定向钻。

各管段指数和、相对风险数及风险数见表 5.2-10。

表 5.2-10 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 1	穿越 2	穿越 3	穿越 4
指 数 类别	A. 最小埋深	0~20	5	5	5	5	5
	B. 活动水平	0~20	5	5	5	5	5
	C. 地上管道设施	0~10	0	0	0	0	0
	D. 单号呼叫系统	0~30	20	20	20	20	20
	E. 公众教育						
	F. 线路状态	0~5	5	5	5	5	5
	G. 巡线频率	0~15	10	10	10	10	10
	合 计		0~100	45	45	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	10	10
		B2. 内腐蚀保护	0~10	6	6	6	6
	C. 埋地金属 腐蚀	C1. 阴极保护	0~18	18	18	18	18
		C2. 保护层	0~20	20	20	20	20
		C3. 土壤腐蚀性	0~4	3	3	3	3
		C4. 使用年限	0~3	3	3	3	3
		C5. 其他金属埋地物	0~4	4	4	4	4
		C6. 交流电干扰	0~4	2	2	2	2
		C7. 应力腐蚀	0~5	3	3	3	3
		C8. 测试桩	0~6	6	6	6	6
		C9. 管道和土壤间电位测量	0~8	5	5	5	5
		C10. 管内壁检测工具	0~8	5	5	5	5
合 计		0~100	85	85	85	85	
设计 指数 DI	A. 钢管安全指数	0~20	5	5	5	5	
	B. 系统安全指数	0~20	20	20	20	20	
	C. 疲劳指数	0~15	15	15	15	15	
	D. 水击指数	0~10	5	5	5	5	
	E. 水压试验指数	0~25	25	25	25	25	
	F. 土壤移动指数	0~10	6	6	6	6	
	合 计		0~100	76	76	76	76
错误 指数 QI	A. 设计	A1. 危险有害因素辨识	0~4	4	4	4	4
		A2. 达到最大允许工作压力MAOP的可能性	0~12	10	10	10	10
		A3. 安全系统	0~10	9	9	9	9
		A4. 材料选择	0~2	2	2	2	2
		A5. 设计检查	0~2	2	2	2	2

项 目		分值 范围	采用的分值					
			管线 1	穿越 1	穿越 2	穿越 3	穿越 4	
B. 施工	B1. 施工检验	0~10	8	8	8	8	8	
	B2. 材料	0~2	2	2	2	2	2	
	B3. 接头	0~2	2	2	2	2	2	
	B4. 回填	0~2	0	0	0	0	0	
	B5. 组装	0~2	2	2	2	2	2	
	B6. 保护层	0~2	2	2	2	2	2	
	C. 操作	C1. 操作规程	0~7	5	5	5	5	5
		C2. SCADA 通讯系统	0~7	7	7	7	7	7
		C3. 药检	—	—	—	—	—	—
		C4. 安全管理	0~2	2	2	2	2	2
		C5. 安全检查	0~2	2	2	2	2	2
		C6. 培训	0~10	9	9	9	9	9
		C7. 机械故障保护装置	0~7	6	6	6	6	6
D. 维护	D1. 维护记录	0~2	2	2	2	2	2	
	D2. 维护计划	0~3	3	3	3	3	3	
	D3. 维护作业指导书	0~10	9	9	9	9	9	
合 计		0~100	88	88	88	88	88	
总指数=TI+CI+DI+OI		0~400	294	294	294	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			
	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	4.5	4.5	4.5	4.5
		B2. 人口密度分值	4	4	2	2	2	2
B=B1/B2			1.12 5	2.25	2.25	2.25	2.25	
介质危险指数=介质危险分/泄漏影响系数			9.8	4.9	4.9	4.9	4.9	
危险指数=总指数/介质危险指数		0~2000	32.2	60	60	60	60	

5.2.2.3 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=穿越 2=穿越 3=穿越 4>管线 1

也就是说，桃江穿越（一）、桃江穿越（二）、太平江穿越、桃江穿越（三）管道泄漏风险较管线泄漏风险大。因此，对龙南-全南段各水域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。

5.2.3 安全检查表评价

表 5.2-11 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			
	<p>线路的选择应符合下列要求：</p> <p>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；</p> <p>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；</p> <p>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；</p> <p>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；</p> <p>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；</p> <p>6 与公路并行的管道路由宜在公路用地界 3m 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>	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 第 4.1.1 条	<p>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；</p> <p>2 线路宜避开环境敏感区；</p> <p>3.大中型穿(跨)越工程符合线路总体走向。</p> <p>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；</p> <p>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；</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>	符合
	<p>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。</p>	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 第 4.1.2 条	<p>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</p>	符合

二	地区等级划分及设计系数确定																																																	
3.	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																																														
4.	输气管道的强度设计系数应符合表 4.2.3 的规定。 <table border="1" data-bbox="272 533 805 712"> <caption>表4.2.3 强度设计系数</caption> <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																																																	
5.	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。 <table border="1" data-bbox="272 837 805 1160"> <caption>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</caption> <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> <tr> <th colspan="6">强度设计系数</th> </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> </thead></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																																																	
6.	输气管道应采用埋地方式敷设，特殊地段可采用土堤或地面形式敷设。	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 第 4.3.1 条	采用埋地方式敷设	符合																																														
7.	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。 <table border="1" data-bbox="272 1563 805 1749"> <caption>表4.3.2 最小覆土厚度(m)</caption> <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> 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	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 1.2m，石方区管顶最小埋深为 1.4m。	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																																															

以下不小于 1.0m。			
-------------	--	--	--

8.	<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="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <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	<p>《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 第 4. 3. 3 条</p>	<p>管沟边坡坡度参照有关规定执行</p>	<p>符合</p>
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																																								
9.	<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>	<p>《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 第 4. 3. 6 条</p>	<p>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)质土回填到表层</p>	<p>符合</p>																																							
10.	<p>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。</p>	<p>《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 第 4. 3. 8 条</p>	<p>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</p>	<p>符合</p>																																							
11.	<p>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》GB 50423 和《油气输送管道跨越工程设计规范》GB 50459 的有关规定。</p>	<p>《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 第 4. 3. 10 条</p>	<p>穿越工程按照有关标准规定执行</p>	<p>符合</p>																																							
12.	<p>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。</p>	<p>《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 第 4. 3. 11 条</p>	<p>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</p>	<p>符合</p>																																							

13.	<p>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宜符合下列规定:</p> <p>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;</p> <p>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。</p> <p style="text-align: center;">表4.3.12 埋地管道与交流接地体的最小距离(m)</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <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	《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								
电压等级 (kV)	≤220	330	500																	
铁塔或电杆接地	5.0	6.0	7.5																	
14.	<p>弯管应符合下列规定:</p> <p>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;</p> <p>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%;</p> <p>3 不应采用有环向焊缝的钢管制作热煨弯管;</p> <p>4 冷弯弯管的最小曲率半径应符合表 4.3.14 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	《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
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																			
15.	<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>	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 第 4.3.15 条	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	符合																
16.	<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>	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 第 4.3.16 条	不使用褶皱弯或虾米弯弯管	符合																

四	线路截断阀室的设置			
17.	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。	《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015) 第 3.4.2 条	拟设置放空阀	符合
18.	放空的气体应安全排入大气。	《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015) 第 3.4.6 条	放空气体经阀室放空管线排入大气	符合
19.	阀室放空设计应符合下列规定: 1 阀室宜设置放空立管, 室内安装的截断阀的放散管应引至室外; 2 不设放空立管的阀室应设放空阀或预留引接放空管线的法兰接口; 3 阀室周围环境不具备天然气放空条件时, 可不设放空立管, 该阀室上下游管段内的天然气应由相邻的阀室或相邻输气站放空。	《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015) 第 3.4.8 条	各阀室均拟设放空立管	符合
20.	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: 1 以一级地区为主的管段不宜大于 32km; 2 以二级地区为主的管段不宜大于 24km; 3 以三级地区为主的管段不宜大于 16km; 4 以四级地区为主的管段不宜大于 8km; 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。	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 第 4.5.1 条	本项目输气管道设置 3 座线路截断阀室。各阀室间间距不大于 16km。	符合
21.	线路截断阀(室)应选择在交通方便、地形开阔、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。	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 第 4.5.2 条	阀室择在交通方便、地形开阔、地势相对较高的地方。	符合
22.	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, 并应能通过清管器或检测仪器, 采用自动阀门时, 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	未提及	提出对策措施建议
23.	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	采用截断阀室形式	符合

五	线路管道防护与保温			
24.	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 / T 21447 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
25.	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
26.	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 / T 21448 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
27.	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
28.	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
六	线路水工保护			
29.	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
30.	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 应因地制宜、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	《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

	0.5m。护岸不应减少或改变河道的过水断面。			
--	------------------------	--	--	--

31.	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
32.	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			
33.	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
34.	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。	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 第4.8.3条	输气管道沿途设置一定数量的警示牌。	基本符合
35.	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
36.	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			
37.	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 37 个检查项，其中符合项 34 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) 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，并应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。

(2) 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。

(3) 平面上弹性敷设的管道，应在弹性敷设段设置加密标识桩。

5.2.4 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：

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

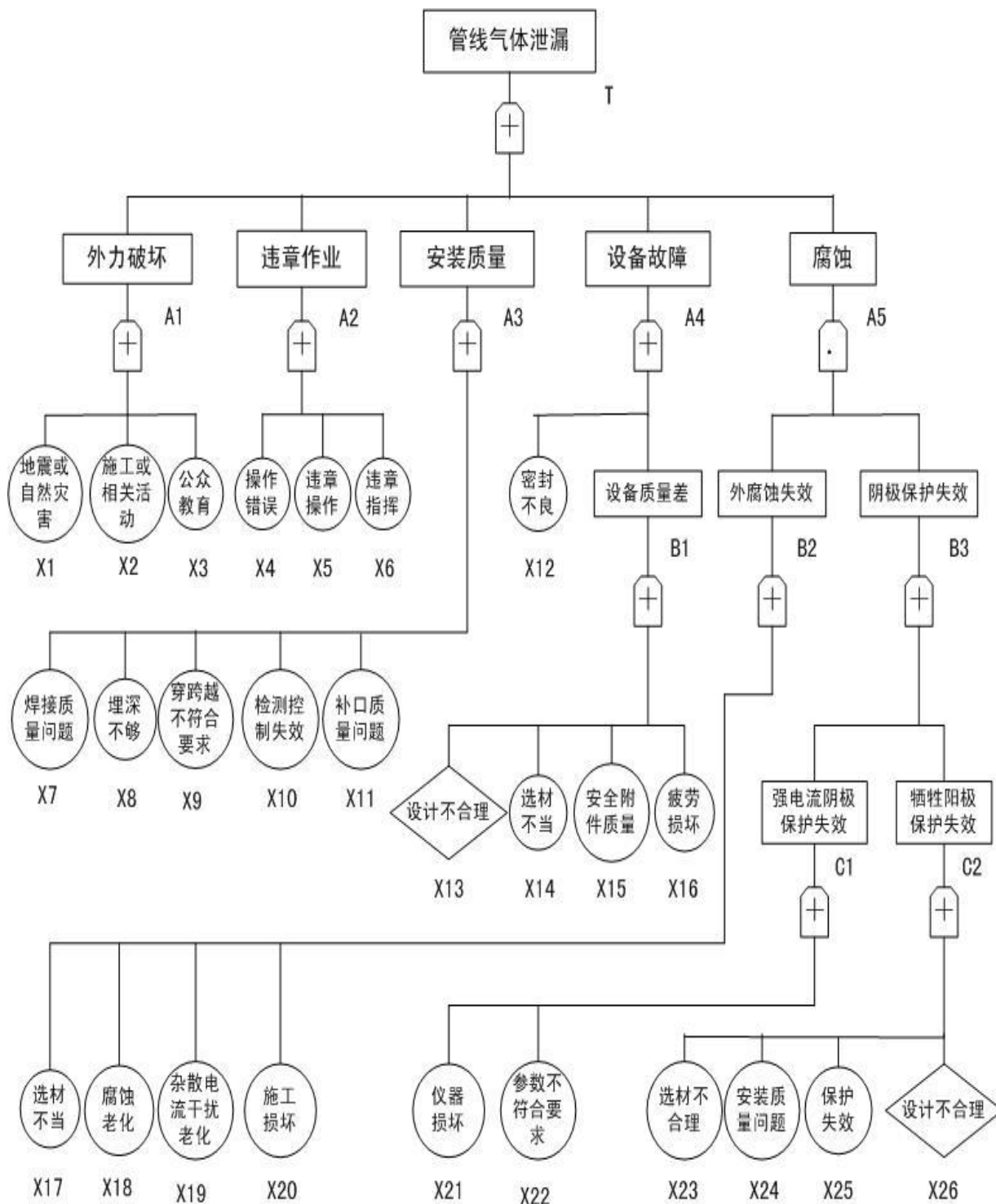


图 5.2-1 管道泄漏事故树

从而得出二个最小径集：

$$P_1 = \{X_1, X_2, X_3, \dots, X_{18}, X_{19}, X_{20}\}$$

$$P_2 = \{X_1, X_2, \dots, X_{15}, X_{16}, X_{21}, X_{22}, X_{23}, X_{24}, X_{25}, X_{26}\}$$

②结构重要度分析

$X_1 \cdots X_{16}$ 同在一个最小径集中； $X_{17} \cdots X_{20}$ 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：

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

$$= I_{f(14)} = I_{f(15)} = I_{f(16)} \quad > \quad I_{f(17)} = I_{f(18)} = I_{f(19)} = I_{f(20)} \quad >$$

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

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。 $X_1 \cdots X_{16}$ 的结构重要度系数最大，也就是说，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。

5.3 站场工程（工艺设备区）

江西省天然气管网二期工程龙南-全南段项目拟建全南门站 1 座，但全南门站不在本次评价范围内，本评价只对本项目在全南门站涉及到的工艺设备区符合性进行检查，对

全南门站的平面布置、站场工艺、建构筑物不进行评价，仅提出安全对策措施建议。

5.3.1 预先危险性分析

表 5.3-1 站场预先危险性分析表

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、中毒窒息	工艺管道腐蚀	(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) 按规范进行防腐层施工。
	管线破裂	(1) 工艺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) 管道超压安全泄放不及时	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) 按规范要求进行压力实验； (5) 安全阀、压力表定期校验
	阀门、法兰损坏	(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) 按规范要求进行压力实验； 严禁误操作。
	仪表故障	(1) 仪表设计缺陷 (2) 仪表设置缺陷发生较小的泄漏时，如不能及时发现，将会造成大的泄漏事故，遇到火星引发火灾爆炸事故。	天然气泄漏	III	(1) 严把进货质量； (2) 仪表定期进行校核；
其他伤害	触电	1、电气设备、临时电源漏电； 2、安全距离不够（如架空线路、室内线路、变配电设备、用电设备及检修的安全距离）； 3、绝缘损坏、老化； 4、保护接地、接零不当； 5、手持电动工具类别选择不当，疏于管理； 6、防护用品和工具缺少或质量缺陷、使用不当； 7、雷击。	容易断裂	II	1、电气绝缘等级要与使用电压、环境、运行条件相符，并定期检查、检测、维护、维修，保持完好状态； 2、采用遮拦、护罩等防护措施，防止人体接触带电体； 3、严格按标准要求对电气设备做好保护接地、重复接地或保护接零； 4、据作业场所特点正确选择 I、II、III 类手持电动工具，确保安全可靠，并根据要求严格执行安全操作规程； 5、建立、健全并严格执行电气安全规章制度和电气操作规程； 6、坚持对员工的电气安全操作和急救方法的培训、教育； 7、定期进行电气安全检查，严禁“三违”； 8、对防雷措施进行定期检查、检

潜在事故	危险因素	触发原因	后果	危险等级	消减措施
					测，保持完好、可靠状态；

全南门站潜在的危險、有害因素有火灾爆炸、触电。火灾、爆炸的影响等级为Ⅲ级，为危险的，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（触电）的影响等级为Ⅱ级，为临界的，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。

5.3.2 工艺、设备安全符合性评价

根据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）《特种设备安全监察条例》《固定式压力容器安全技术监察规程》（TSG21-2016）等法律法规、标准规范建立输气工艺、设备单元安全评价检查表。

表 5.3-2 输气工艺及设备安全检查表

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论
1.	进入输气管道的气体应符合现行国家标准《天然气》GB 17820中二类气的指标，并应符合下列规定： 1 应清除机械杂质； 2 水露点应比输送条件下最低环境温度低5℃； 3 烃露点应低于最低环境温度； 4 气体中硫化氢含量不应大于20mg / m ³ ； 5 二氧化碳含量不应大于3%。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第3.1.2条	该项目气源为西二线、西三线管道来气，其组分符合GB17820中二类气的指标。 拟设过滤器；输送条件可满足最低环境温度要求；环境温度可满足。	符合
2.	输气管道应设清管设施。清管设施拟与输气站合并建设。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第3.1.5条	按要求设清管设施	符合
3.	工艺设计应确定下列内容： 1 输气总工艺流程； 2 输气站的工艺参数和流程； 3 输气站的数量和站间距； 4 输气管道的直径、设计压力及压气站的站压比。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第3.2.2条	已确定	符合
4.	具有分输或配气功能的输气站宜设置气体限量、限压设施。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第3.2.5条	拟设置	符合
5.	进、出输气站的输气管道必须设置截断阀。并应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183的有关规定。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第3.2.9条	进、出输气站的输气管道均设置截断阀	符合

6.	输气站宜在进站截断阀上游和出站截断阀下游设置泄压放空设施。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第 3.4.1 条	拟设置泄压放空设施	符合
7.	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。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第 3.4.2 条	拟设置放空阀	符合
8.	存在超压的管道、设备和容器,必须设置安全阀或压力控制设施。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第 3.4.3 条	本项目选用先导式安全阀	符合
9.	放空的气体应安全排入大气。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第 3.4.6 条	放空气体经阀室放空管线排入大气	符合
10.	阀室放空设计应符合下列规定: 1 阀室宜设置放空立管,室内安装的截断阀的放散管应引至室外; 2 不设放空立管的阀室应设放空阀或预留引接放空管线的法兰接口; 3 阀室周围环境不具备天然气放空条件时,可不设放空立管,该阀室上下游管段内的天然气应由相邻的阀室或相邻输气站放空。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第 3.4.8 条	各阀室均设置放空立管	符合
11.	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	输气管道所用钢管及管道附件经技术经济比较后确定。采用的钢管和钢材,具有良好的韧性和焊接性能。	符合
12.	管道附件应符合下列规定: 1 管件的制作应符合国家现行标准《钢板制对焊管件》GB / T 13401、《钢制对焊无缝管件》GB / T 12459、《钢制对焊管件规范》SY / T 0510及《油气输送用钢制感应加热弯管》SY / T 5257的有关规定,钢制管法兰、法兰盖、法兰紧固件及法兰用垫片应符合现行国家标准GB 9112~GB 9131系列标准的有关规定; 2 快开盲板的设计制作应符合现行行业标准《快速开关盲板技术规范》SY / T 0556的有关规定。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第 5.3.1 条	选用符合国家标准规定的管道附件	符合

13.	在防爆区内使用的阀门，应具有耐火性能。防爆区采用的设备应具有相应的防爆等级，输气站及阀室的爆炸危险区域划分应符合本规范第10.1.7条和附录J的规定。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第5.3.8条	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。	符合
14.	输气站设计输气能力应与管道系统设计输气能力匹配。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第6.2.1条	设计输气能力与管道系统设计输气能力匹配	符合
15.	输气站应根据设备运行对气体中固液含量的要求，分析确定分离过滤设备的设置。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第6.2.2条	站场设置过滤分离器	符合
16.	调压及计量设计应符合下列规定： 1 应满足输气工艺、生产运行及检修需要； 2 在需控制压力及需要对气体流量进行控制和调节的管段上应设置调压设施，调压应注意节流温降的影响； 3 具有贸易交接、设备运行流量分配和自耗气的工艺管路上应设置计量设施； 4 计量流程的设计及设备的选择应满足流量变化的要求。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第6.2.3条	按规定要求选用调压撬、计量撬	符合
17.	站内所有工艺管道均应采用钢管及钢质管件。钢管材料应符合本规范第5.2节的有关规定。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第6.7.1条	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》GB/T9711-2017	符合
18.	管线的连接方式除因安装需要采用螺纹、卡套或法兰连接外，均应采用焊接。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第6.7.5条	按需采用螺纹、卡套、法兰及焊接连接	符合
19.	输气站内管线应采用地上或埋地敷设，不宜采用管沟敷设。当采用管沟敷设时，应采取防止天然气泄漏积聚的措施	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第6.7.6条	站内管线采用地上或埋地敷设	符合
20.	管道穿越车行道路和围墙基础时，宜采取保护措施。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第6.7.7条	未提及	对策措施中提出
21.	与分离器、清管收发筒等设备相连的地面和埋地管道应采取防止管道沉降或位移的措施。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015)	未提及	对策措施中提出

		第 6.7.9 条		
--	--	-----------	--	--

22.	站场地面以上的钢制管道和金属设施应采用防腐层进行防腐蚀防护。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 6.8.1 条	采用防腐层进行防腐蚀防护	符合
23.	站场埋地钢制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保护措施。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 6.8.2 条	拟采取外防腐层加阴极保护的联合保护措施	符合
24.	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）第 8.1.1 条	拟设置测量、控制、监视仪表及控制系统	符合
25.	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）第 8.1.2 条	已确定自动控制水平，设置监控与数据采集(SCADA)系统	符合
26.	输气管道调度控制中心应设置在调度管理、通信联络、系统维修、交通方便的地方。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 8.2.1 条	南昌调度控制中心对其进行监视	符合
27.	调度控制中心计算机系统应配备操作系统软件、监控与数据采集(SCADA)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； 4 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）第 8.2.2 条	调度控制中心计算机系统配备操作系统软件、监控与数据采集(SCADA)系统软件	符合
28.	输气站紧急联锁应具备下列功能： 1 紧急截断阀关闭； 2 紧急放空阀打开； 3 压气站压缩机机组停机并放空； 4 切断除消防系统和应急电源以外的供电电源。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 8.3.3 条	站场拟设 ESD 紧急放空系统	符合
29.	进出天然气站场的天然气管道应设截断阀，并应能在事故状况下易于接近且便于操作。三、四级站场的截断阀应有自动切断功能。当站场内有两套及两套以上天然气处理装置时，每套装置的天然气进出口管道均应设置截断阀。进站场天然气管道上的截断阀前应设泄压放空阀。	《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）第 6.1.1 条	进出天然气站场的天然气管道拟设截断阀，在事故状况下易于接近且便于操作。	符合

30.	特种设备的安装应具备相应条件,取得相应部门认可,方可从事安装。	《特种设备安全监察条例》第十四条	施工队伍取得部门认可后从事安装	符合
31.	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。	《特种设备安全监察条例》第二十一条	未提及	对策措施中提出
32.	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。	《特种设备安全监察条例》第二十条、第二十六条	未提及	对策措施中提出
33.	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。	《特种设备安全监察条例》第二十四条	未提及	对策措施中提出
34.	特种设备使用单位应当对在用特种设备进行经常性日常维护保养,并定期自行检查。特种设备使用单位对在用特种设备应当至少每月进行一次自行检查,并作出记录。特种设备使用单位在对在用特种设备进行自行检查和日常维护保养时发现异常情况的,应当及时处理。特种设备使用单位应当对在用特种设备的安全附件、安全保护装置、测量调控装置及有关附属仪器仪表进行定期校验、检修,并作出记录。	《特种设备安全监察条例》第二十七条	企业制订有《特种设备管理制度》和《特种设备维护保养管理制度》,拟定期对本项目在用特种设备进行经常性日常维护保养。	符合
35.	特种设备出现故障或者发生异常情况,使用单位应当对其进行全面检查,消除事故隐患后,方可重新投入使用。	《特种设备安全监察条例》第二十九条	企业制订有《特种设备管理制度》,对出现故障或者发生异常情况有管理措施。	符合
36.	压力容器使用单位,应当在工艺操作规程和岗位操作规程中提出压力容器安全操作要求。	《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG21-2016 第 7.1.3 条	企业在工艺操作规程和岗位操作规程中提出压力容器安全操作要求	符合
37.	压力表的检查至少包括以下内容和要求: 1) 压力表的选型是否符合要求; 2) 压力表的定期维修维护、检定有效期及其封签是否符合规定; 3) 压力表外观、精度等级、量程是否符合要求; 4) 在压力表和压力容器之间装设了三通旋塞或针型阀时,其位置、开启标记及锁紧装置是否符合规定; 5) 同一系统上各压力表的读数是否一致。	《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG21-2016 第 7.2.3.4.1 条	未提及	对策措施中提出
38.	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。	《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG21-2016 第 9.1.3 条	未提及	对策措施中提出
39.	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。	《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG21-2016 第 9.1.4.5 条	未提及	对策措施中提出
40.	输气站位置选择应符合下列要求: 1 地势平缓、开阔。 2 供电、给水排水、生活及交通方便。 3 应避开山洪、滑坡等不良工程地质地段及其他不宜设站的地方。	《输气管道工程设计规范》GB 50251—2015 6. 1. 2	本项目全面门站方案符合要求。	符合

	4 与附近工业、企业、仓库、铁路车站及其他公用设施的安全距离应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的有关规定。			
41.	站场选址应考虑地形、地貌、工程和水文地质条件。	《石油天然气安全规程》AQ2012-2007	门站方案符合要求。	符合
42.	站场与相邻居民点、工矿企业和其他公用设施安全距离及站场内的平面布置,应符合国家现行标准关于输油、输气、管道工程设计的要求。	《石油天然气安全规程》AQ2012-2007	符合规范的要求。	符合

共检查 42 项，34 项符合，8 项未提及。

在后期设计、施工及验收时应考虑：

- (1) 管道穿越车行道路和围墙基础时，宜采取保护措施。
- (2) 与分离器、清管收发筒等设备相连的地面和埋地管道应采取防止管道沉降或位移的措施。
- (3) 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。
- (4) 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。
- (5) 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。
- (6) 按规范要求检查压力表。
- (7) 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。
- (8) 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。

表 5.3-3 门站外部安全间距安全检查表

（《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183-2004（4.0.4 五级站）

名称	规范要求	实际距离	符合性	备注
100 以上的居住区、村镇、公共福利建筑	30	无	符合	
100 以下的散居房屋	30	61.22	符合	西南侧民房
相邻厂矿企业	30	无	符合	
国家铁路线	30	无	符合	
工业企业铁路线	20	无	符合	
高速公路	20	无	符合	
其他公路	10	98.55	符合	东侧 320 省道

35kv 以上独立变电所	30	无	符合	
架空电力线	1.5 倍杆高	无	符合	
架空通信线	1.5 倍杆高	无	符合	
爆炸作业场所（如采石场）	300	无	符合	

表 5.3-4 门站内部安全间距安全检查表

（《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183-2004（5.2.3 五级站）

名称	规范要求	实际距离	符合性	备注
综合楼---工艺装置区	22.5	32	符合	GB 50183-2004 (5.2.4 五级站)

5.3.4 输气站天然气泄漏事故树分析

天然气属于易燃易爆危险化学品，其火灾危险性为甲类，站场一旦发生事故，后果严重。下面就门站易发生泄漏的可能发生的火灾爆炸事故进行分析，并提出预防事故发生的对策措施。

全南门站进站压力可达 6.3MPa，系统连接部位较多，输送过程的震动易造成这些部位松动，从而造成天然气的泄漏，一旦通风不良，会造成天然气的积聚，可能形成爆炸性蒸气云。所以，站场工作系统具有压力变化频繁、易发生泄漏和火灾爆炸事故等特点。天然气站场火灾爆炸事故分析故障树见下图：

I

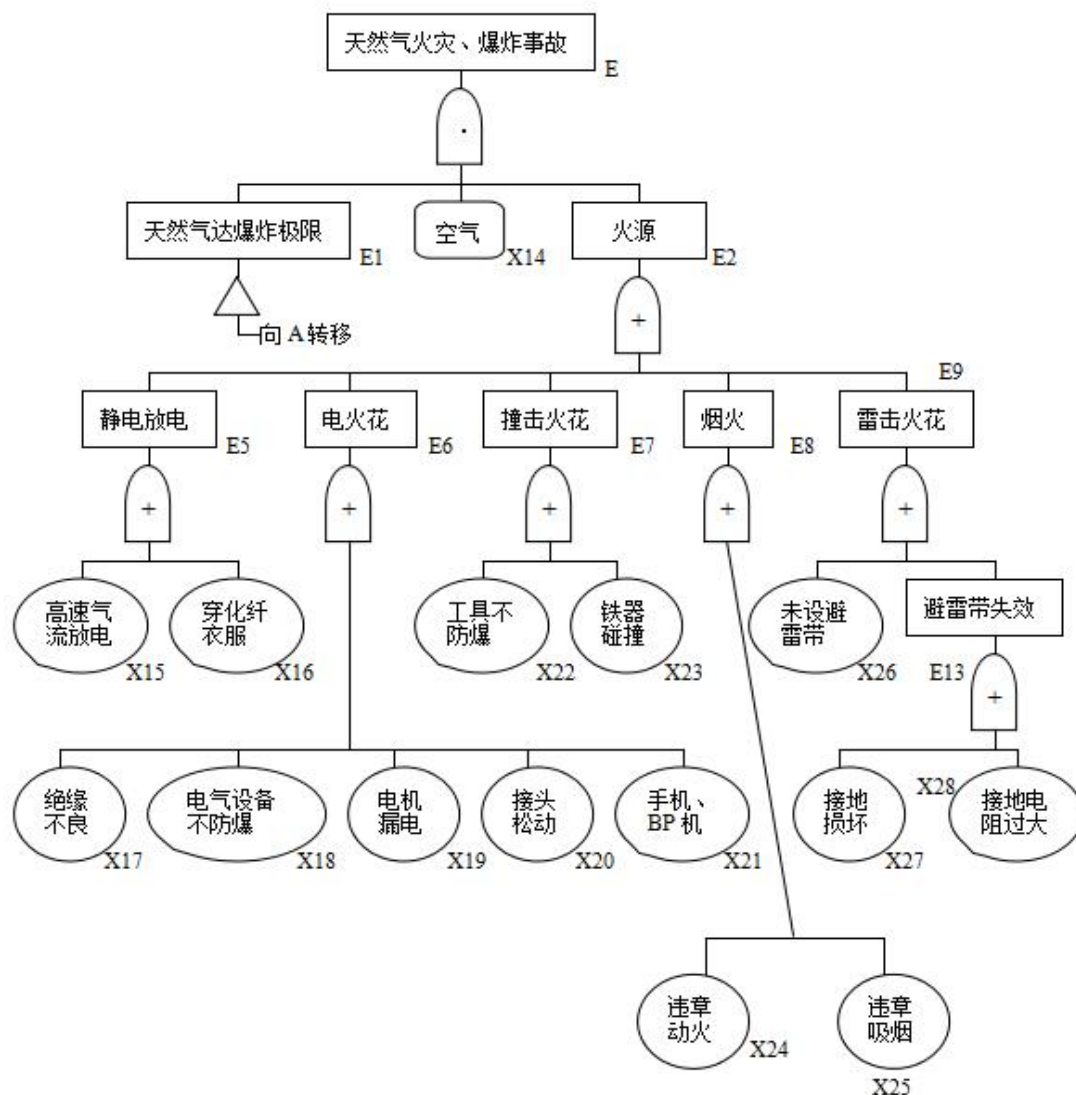


图 5.3-1 天然气火灾、爆炸事故树

输气站火灾爆炸事故分析故障树续图如下：

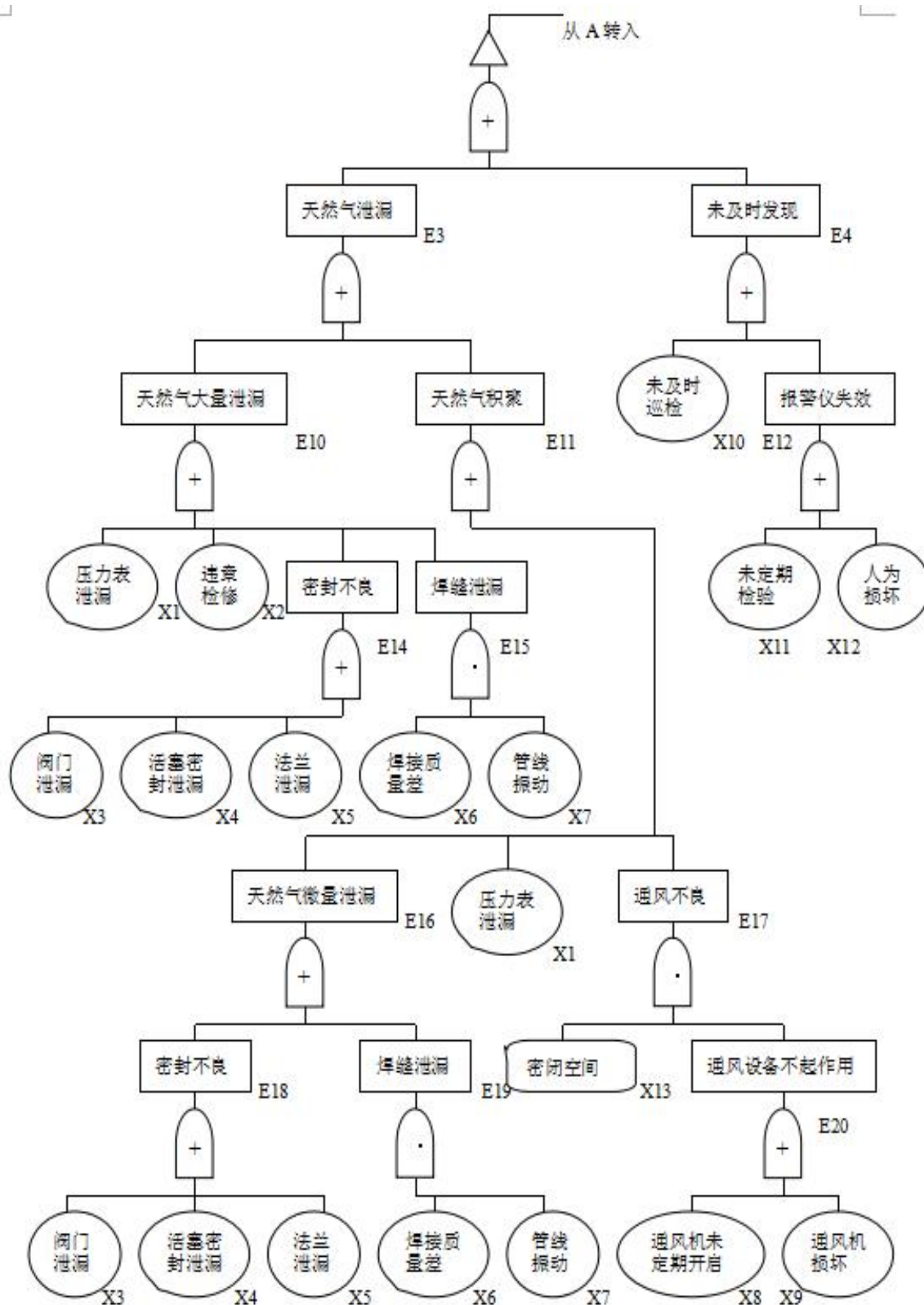


图 5.3-2 天然气火灾、爆炸事故树（续）

从图中可见，该故障树中或门远远多于与门，可知最小径集数目少。为了方便分析，根据其最小径集对该故障树进行定性分析。

利用布尔代数法可求得该事故树的最小径集，结果如下：

$$J_1 = \{X_1, X_2, X_3, X_4, X_5, X_6, X_8\}$$

$$J_2 = \{X_1, X_2, X_3, X_4, X_5, X_7, X_8\}$$

$$J_3 = \{X_1, X_2, X_3, X_4, X_5, X_6, X_9, X_{10}\}$$

$$J_4 = \{X_1, X_2, X_3, X_4, X_5, X_7, X_9, X_{10}\}$$

$$J_5 = \{X_{11}, X_{12}, X_{13}\}$$

$$J_6 = \{X_{14}\}$$

$$J_7 = \{X_{14}, X_{15}, X_{16}, X_{17}, X_{18}, X_{19}, X_{20}, X_{21}, X_{22}, X_{23}, X_{24}, X_{25}, X_{26},$$

$$X_{27}, X_{28}\}$$

再求取故障树基本事件的结构重要度，其结构重要度及重要程度排序如下：

$$I\phi(14) > I\phi(1) = I\phi(2) > I\phi(3) = I\phi(4) = I\phi(5) > I\phi(11) = I\phi(12) = I\phi(13) > I\phi(6) = I\phi(7) > I\phi(8) > I\phi(9) = I\phi(10) > I\phi(14) = I\phi(15) = I\phi(16) = I\phi(17) = I\phi(18) = I\phi(19) = I\phi(20) = I\phi(21) = I\phi(22) = I\phi(23) = I\phi(25) = I\phi(26) = I\phi(27) = I\phi(28)$$

防范措施：据该事故树的最小径集和基本事件的结构重要度排序情况，从四个方面提出输气站火灾爆炸事故预防对策。

1、加强安全管理，防止天然气泄漏

①正确选择设备，使调压生产装置及其管线和附件适用于天然气介质。

②完善操作规程，并加强职工培训，避免发生误操作，从而避免设备损坏和泄漏的发生。

2、加强泄漏检测和通风，避免天然气泄漏积聚

①合理设置可燃气体报警探头，每半年进行一次检验，保证其完好适用，一旦发生

泄漏，可以及时发现并进行处理，以免形成爆炸性蒸气云。

②保证通风良好，避免天然气微量泄漏时形成积聚。

3、加强电气设备管理，防止因电气失效形成的火灾

①定期对电机、电气线路系统进行维护检查，使其保持完好，避免过载发热、漏电流和接头松动打火。

②电气设备选型应符合防爆要求。

③操作人员应穿戴防静电服，避免人体静电放电。

④当需防直击雷时，建筑物应设避雷带。

⑤法兰处应用金属线进行跨接。与系统相连的静电接地系统接地电阻应不大于100Ω，但当与防感应雷设施共用一个接地系统时，其接地电阻应不大于30Ω，当与电气设备的工作接地、保护接地及信息系统共用一个接地系统时，则其接地电阻应不大于1Ω。

4、加强动火管理，杜绝违章作业

①站内防爆区域动用明火应实现票证审批制度，做到设备运行时不动火、动火设备没有处理不动火、没有监护人不动火，审批手续不齐全不动火，从而避免动火期间发生火灾爆炸事故。

②站内严禁吸烟。

③配备防爆工具，检修时严禁使用非防爆工具。

④禁止人员穿带钉子的鞋进入设备区域，进入设备区域应关闭手机。

5.3.5 作业条件危险性分析

根据格雷厄姆——金尼法采用的评价程序和原则以及项目的具体情况，对江西省天然气管网二期工程龙南-全南段项目（路线变更）单元生产及检修过程中具有潜在危险性的作业进行综合评价，评价结果见表5.3.5-作业条件危险性评价表。

5.3.5-作业条件危险性评价表

序号	作业名称	L	E	C	D=L×E×C	危险等级
1	停气动火作业	3	3	15	135	显著危险
2	气体置换作业	3	1	15	45	比较危险
3	动土作业	1	1	7	7	稍有危险
4	巡查作业	1	6	1	6	稍有危险

小结：根据作业条件危险性评价结果，日常生产和检维修各项作业中，“显著危险”的作业为：停气动火作业，计1项，占25%；“比较危险”的作业为：气体置换作业，计1项，占25%；“稍有危险”的作业为：动土作业、巡查作业，计2项，占50%。

5.4 公用工程评价

5.4.1 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》（SY 6503-2016）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 5.4-1 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
1.	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
2.	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
3.	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
4.	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
5.	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
6.	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。调度控制中心宜具备下列功能: 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
7.	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
8.	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 8.2.4	采取相应的措施	符合

9.	<p>流量计量应符合下列规定：</p> <p>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；</p> <p>2、输气管道贸易交接计量系统应设置备用计量管路；</p> <p>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。</p>	<p>《输气管道工程设计规范》</p> <p>GB50251-2015</p> <p>8.4.1</p>	<p>拟选符合国家标准的产品</p>	<p>符合</p>
10.	<p>压力控制应符合下列规定：</p> <p>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；</p> <p>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；</p> <p>压力控制系统可设置备用管路。</p>	<p>《输气管道工程设计规范》</p> <p>GB50251-2015</p> <p>8.4.2</p>	<p>压力控制拟按左述功能设置</p>	<p>符合</p>
11.	<p>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。</p>	<p>《输气管道工程设计规范》</p> <p>GB50251-2015</p> <p>8.4.3</p>	<p>拟设置</p>	<p>符合</p>
12.	<p>火灾及可燃气体报警系统设计应符合下列规定：</p> <p>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；</p> <p>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。</p>	<p>《输气管道工程设计规范》</p> <p>GB50251-2015</p> <p>8.4.5</p>	<p>拟按规定要求设置火灾、可燃气体检测报警系统</p>	<p>符合</p>
13.	<p>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。</p>	<p>《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全规范》SY 6503-2016</p> <p>第4.2条</p>	<p>门站拟配置2台便携式可燃气体探测器</p>	<p>符合</p>
14.	<p>下列装置为主要释放源：</p> <p>a) 气体压缩机和液体泵密封处。</p> <p>b) 液体采样口和气体采样口。</p> <p>c) 液体排液（污）口。</p> <p>d) 设备和管道的法兰、接口螺纹和阀门组。</p>	<p>《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全规范》SY 6503-2016</p> <p>第5.1.2条</p>	<p>未提及可燃气体检测报警探头安装位置</p>	<p>对策措施中提出</p>

15.	可燃气体检测器设置应遵照如下规定： a) 当检测器位于释放源的全年最小频率风向的上风侧时，检测器与释放源的距离不宜大于 15m。 b) 当检测器位于释放源的全年最小频率风向的下风侧时，检测器与释放源的距离不宜大于 5m。 c) 检测器的安装高度应距地面或不透风楼地/底板 0.3m~0.6m.	《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全规范》SY 6503-2016 第 5.2.2 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
16.	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
17.	可燃气体和有毒气体检测报警系统的气体探测器、报警控制单元、现场警报器等供电负荷，应按一级用电负荷中特别重要的负荷考虑，宜采用 UPS 电源装置供。	《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 3.0.9 条	按重要负荷，拟设不间断应急电源，后备时间 1.5h	符合
18.	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 18 项，14 项符合，4 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。根据《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 4.1.3 条及《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全规范》（SY 6503-2016）第 5.1.2 条，本项目应在扩建的工艺设备区中设备和管道的法兰、接口螺纹和阀门组等释放源周围布置可燃气体检测点。可燃气体检测报警系统应独立于其他系统单独设置。本报告将对项目可燃气体检测报警系统提出安全对策措施建议。

5.4.2 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/T 4108-2012 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 5.4-2 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	各阀室分别设置1台工业以太网交换机，阀室自控数据通过自建工业以太网通道上传至门站、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12部GPS手持终端机。	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/T 4108-2012 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/T 4108-2012 4.1.4	拟不小于0.35m	符合
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/T 4108-2012 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/T 4108-2012 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/T 4108-2012 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/T 4108-2012 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/T 4108-2012 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/T 4108-2012 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/T 4108-2012 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。

5.4.3 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 5.4-3 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、门站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应符合本规范表 10.1.3 的规定：	GB50251-2015 10.1.3	本项目各阀室、门站自控设备、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。工艺设备区拟依托的全南门站 ESD 系统、火灾和可燃气体检测报警系统和应急照明等为重要负荷，设不间断电源，后备时间 1.5 小时。	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				

2.	供电要求应符合下列规定： 1、重要电力用户的供电电源配置应按现行国家标准《重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范》GB/Z29328的有关规定执行。 2、消防设备的供电应按现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB50183的有关规定执行； 输气站因突然停电会造成设备损坏或作业中断时，站内重要负荷应配置应急电源，其中控制、仪表、通讯等重要负荷，应采用不间断电源供电，蓄电池后备时间不宜小于1.5h。	GB50251-2015 10.1.4	工艺设备区拟依托的全南门站ESD系统、火灾和可燃气体检测报警系统和应急照明等为重要负荷，设不间断电源，后备时间1.5小时。	符合
3.	输气站及阀室照明应符合下列规定： 1、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； 2、控制室、值班室、发电房及消防等重要场所应设应急照明； 3、人员活动场所应设置安全疏散照明，人员疏散的出口和通道应设置疏散照明。	GB50251-2015 10.1.6	场区工艺装置区作业面照度50lx。 阀室照明拟按标准有关规定执行。	符合
4.	输气站及阀室的爆炸危险划分应符合本规范附录J的规定，电气设计应符合现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB50058的有关规定，电气设备应符合现行国家标准《爆炸性环境》GB3836系列标准的有关规定。	GB50251-2015 10.1.7	阀室、工艺设备区爆炸危险区域按规范要求进行划分	符合
5.	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	工艺装置区按第二类防雷建筑物考虑。 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
6.	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》GB 50183-2004 第9.2.2条	可不设避雷针，拟设接地	符合

7.	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》GB 50183-2004 第 9.2.5 条	阀室拟小于 10Ω ，站场拟小于 1Ω	符合
8.	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》GB 50183-2004 第 9.3.1 条	拟采取防静电措施	符合
9.	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》GB 50183-2004 第 9.3.2 条	拟设置防静电接地装置	符合
10.	允许中断供电时间为 15s 以上的供电，可选用快速自启动的发电机组。允许中断供电时间为毫秒级的供电，可选用蓄电池静止型不间断供电装置或柴油机不间断供电装置。	《供配电系统设计规范》GB50052-2009 第 3.0.5 条	站场拟配备自动柴油发电机做备用电源	符合
11.	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
12.	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》AQ 2012-2007 第 7.3.9 条	未提及	提出对策措施

评价结论：共检查 12 项，11 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。

5.4.4 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 5.4-4 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/T 50698 和《埋地钢质管道直流干扰防护技术标准》GB 50991 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。

5.4.5 采暖通风

本项目未提供全南门站有关资料，全南门站亦不在此次评价范围内。本次评价报告提出安全对策措施建议。

5.4.6 建（构）筑物

表 5.3-5 建（构）筑物安全检查表

序号	检查项目及要求	检查依据	实际情况	检查结果
1.	生产和储存甲、乙类物品的建（构）筑物耐火等级不宜低于二级，生产和储存丙类物品的建（构）筑物耐火等级不宜低于三级。当甲、乙类火灾危险性的厂房采用轻质钢结构时，应符合下列要求：1）所有的建筑构件必须采用非燃烧材料。2）除天然气压缩机厂房外，宜为单层建筑。	《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 第 6.9.1 条	本项目阀室采用钢结构，火险类别为戊类，耐火等级二级；全南门站建构筑物采用钢筋混凝土框架结构，耐火等级为二级，。	符合
2.	散发油气的生产设备，宜为露天布置或棚式建筑内布置。	《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 第 6.9.2 条	拟露天布置	符合
3.	抗震设防烈度为 6 度用以上地区的建筑，必须进行抗震设计。抗震烈度为 6 度时，对乙、丙、丁类建筑可不进行地震作用计算。	《建筑抗震设计规范》GB50011-2010 第 1.0.2 条	该项目所在地地震设防烈度为 6 度。	符合

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》第二十二條	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》第二十三條	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》第二十四條	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管道分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管道分公司。

（7）安全投入

本项目总投资 18095.73 万元，安全专用投资 4688.29 万元，占总投资的 25.9%。

（8）外部依托力量

全南门站的消防外协力量依托于全南县已有消防大队，能够满足消防要求。

6. 安全对策措施建议

6.1 安全对策措施的原则

依据《中华人民共和国安全生产法》、《中华人民共和国消防法》、《中华人民共和国石油天然气管道保护法》、《中华人民共和国特种设备安全法》、《石油天然气工程设计防火规范》、《输气管道工程设计规范》等相关法律、法规、标准、文件，提出安全对策措施及建议。

1) 安全技术措施等级顺序当安全技术措施与经济效益发生矛盾时，应优先考虑安全技术上的要求，并按下列安全技术措施等级顺序选择安全技术措施。

直接安全技术措施、间接安全技术措施、指示性安全技术措施、若间接、指示性安全技术措施仍然不能避免事故、危害发生，则应采用安全操作规程、安全教育、安全培训和个体防护用品等措施来预防、减弱系统的危险、危害程度。

2) 根据安全技术措施等级顺序的要求应遵循的具体原则：消除、预防、减弱、隔离、联锁、警告。

3) 安全对策措施应具有针对性、可操作性和经济合理性。

4) 对策措施应符合国家有关法规、标准及设计规范的规定。

6.2 项目可行性研究报告提出的安全对策措施

6.2.1 线路工程

6.2.1.1 线路用管

本项目采用不增压密闭输气工艺。管道设计输量为 $1.26 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ ，整体设计压力 6.3MPa，线路长约 55.48km。

本项目线路选用 $\Phi 273$ (DN250)，L290，PSL2 钢管。

一般线路段、冷弯弯管、热煨弯管和单体穿越全部采用无缝钢管(SMLS)。

6.2.1.2 管道敷设

1) 本项目管道拟采用沟埋敷设，管顶埋深不少于 1.2m。河流及沟渠穿越段管沟挖深在满足上述要求的同时，在有冲刷深度数据时还应保证管道在最大冲刷深度线以下 0.5m；在无冲刷深度数据时，应保证管顶最小埋深不小于 2.5m。

2) 管道敷设中对管道通过陡坎、陡坡、冲沟等复杂地段时，分别采用护坡、堡坎、排水、分段设置挡土墙及锚固等措施，以保证输气管道安全。

3) 石方段管沟沟底需回填 0.3m 细土后再敷设管道；管顶覆细土达 0.3m 厚后，再回填厚状土。回填土需填至超过自然地面约 0.3m。

4) 管道在水平和纵向的转角较小时应优先采用弹性敷设来实现管道方向改变，以减小局部摩阻损失和增强管道的整体柔韧性，弹性敷设的曲率半径 $R \geq 1000D$ （ D —管子外径）。

5) 在弹性敷设受地形、地物及场地限制难以实现，或虽能施工，但土方量过大时，应优先采用曲率半径为 $40D$ 的现场冷弯弯管，热煨弯头的曲率半径为 $6D$ 。

6) 对特殊地段管道敷设拟采取相应治理和防范措施。如：山区地段、农田及林地等地段、深丘地段、高陡斜坡地段、滑坡处理、崩塌处理、穿越林区地段、村镇边缘段、管道与已建管道交叉的处理、管道与已建地下光（电）缆交叉的处理等。

6.2.1.3 穿越

1) 河流穿越

管道沿线需要穿跨越的主要大型河流，采用定向钻施工。中型河流也考虑采用定向钻或开挖施工。

对于管道所经大中小型河流以及一般的沟渠，施工期尽量选择在枯水季节，可征得水利部门的配合，采用大开挖的方式通过。

小型河流、干渠大部分为季节性河流，水量较小，管道采用顶管或开挖穿越方式通过，方便施工，利于管道安全。

2) 公路穿越

管道穿越公路采用顶管和开挖方式。

穿越三、四级公路，开挖加套管；四级以下公路，开挖加盖板。采用钢套管时应避免钢套管内阴极保护失效而造成主管道的腐蚀。

穿越一般性的地方道路视交通情况和公路管理部门的要求采用开挖方式进行穿越。

3) 铁路穿越

沿线需要穿越的铁路，采用涵洞、套管等方式保护管道。钢筋混凝土箱涵内净空不小于 $2\text{m} \times 2\text{m}$ ，并满足强度及稳定性要求。箱涵顶至路轨底的最小埋深 $\geq 1.7\text{m}$ ，箱涵应伸出铁路路堤外 2m。并在穿越处两侧应设置警示牌。本项目沪昆高铁穿越位于高架桥下，拟采用开挖加盖板穿越，具体穿越方式待与相关部门沟通后确定。

按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB/50423）中的相关规定，本项目公路、

铁路穿越段用管和所在管段相同。防腐采用三层PE 加强级防腐。

为保证穿越段管道安全，铁路、II级和II级以上公路穿越段管道环向焊缝均使用100%X射线和100%超声波进行“双百”探伤。X射线照相、超声波探伤均达到《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109）中的II级及以上标准。

以上公路、铁路穿越段管道的试压要求为：单独进行强度试压，试验压力按1.5 倍设计压力要求进行。

6.2.1.4 线路截断阀

本项目全线拟设置3座监控阀室，一旦管线破裂，截断阀可根据管线的压降速度来判断工作状态，并手动关闭。评价认为本项目可研报告设计的线路截断阀间距基本符合规范要求。

但考虑到本项目穿越桃江、太平江、105国道、大广高速及县道次数较多，可能数量不足，在下一步设计中应认真核算，确定是否增加截断阀室。

在偏远和重要部位选用的线路截断阀应考虑采用远程、自控阀，以便在紧急情况下紧急快速切断。

6.2.1.5 水工保护

为防止水土流失、跨塌造成管道裸露以致破坏，管道通过陡坡、陡坎、斜坡地段时，设置护坡、护坎和截水沟。对开挖穿越的河流、水塘等水域采取稳管、砌筑护坡措施。河坡护砌范围为管道两侧各7m宽，砌石厚度为40cm。

在管道顺坡敷设在地面坡度大于20°的地段时，沿管沟设置截水墙，以防止地面径流冲刷地面或渗水冲蚀管沟。

6.2.1.6 管道三桩

三桩主要包括转角桩、里程桩和阴极保护测试桩，阴极保护测试桩与里程桩结合设置，穿越工程与地下建筑物交叉设置标志桩，对于转角角度大于50°的转角设转角桩，在管道线路整公里处设永久性标志里程桩。

6.2.2 工艺站场

6.2.2.1 平面布置

1) 站内设装置区和办公区，站外设放空区。利用道路或绿化隔离带进行功能分区，将生产区和办公生活区分开，并同时设主生产区和辅助生产区分开。平面布置可以满足

规范要求。

- 2) 站内设宽度不小于 4.0m 环形消防道路。
- 3) 站场场地平整，道路布置满足消防、运输要求。

6.2.2.2 安全设计

- 1) 设计采取先进、安全有效的 SCADA 系统和紧急停车系统（ESD）。
- 2) 关键部件和附件充分考虑工艺过程及物料特性的要求，阀门等根据要求选择，保证其良好的密闭性能。
- 3) 在可能发生天然气泄漏或油气聚集的场所，按照《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》（GB 50493-2019）的要求设置可燃气体报警装置。
- 4) 采用先进可靠的通信系统，及时反馈输气信息。
- 5) 生产装置区等爆炸危险场所的电气设备、设施的选型、设计、安装及维护等均符合《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB50058-2014 的规定。

6.2.3 防腐

6.2.3.1 管道的防腐

为了防止管道腐蚀,本项目可研报告提出根据沿线地形地质条件和土壤腐蚀程度和穿越工程情况采用不同等级的环氧粉末防腐层保护和强制电流为主、牺牲阳极为辅的阴极保护方法保护管道。需要落实防腐措施。

6.2.3.2 管道的阴极保护

本项目管线拟采用强制电流为主、牺牲阳极为辅的阴极保护方法进行阴极保护。本项目可研报告对于阴极保护站、阳极地床、沿线测试系统、电绝缘及连续性、牺牲阳极系统、杂散电流干扰处排流保护等措施进行了简单说明。

6.2.4 自动控制

- 1) 设计先进可靠的 SCADA 系统。
- 2) SCADA 系统可以对管道沿线进行在线泄漏自动检测。
- 3) 管道设压力自动调节系统和压力自动保护系统。

6.2.5 抗震

本项目管道线路抗震设防烈度为 6 度。

6.2.6 供配电

进线电源引自附近变电所，正常情况下电源引自电力系统，发电机为备用电源。

配电室、控制室等主要工作场所除设正常照明外，均设应急照明。

输气站内设置 UPS 不间断电源，为控制、仪表、通信等设施做应急供电设备。

6.2.7 防雷、防静电

设置防雷防静电措施，主要表现在：

1) 变配电室、发电机间等外设环形接地网。

2) 管道设防静电接地设施。

3) 放空管管底部拟设集中接地装置。

4) 所有电气设备的金属外壳均应可靠接地。

5) 站场内的工作接地、保护接地、静电接地和建构筑物的防雷接地采用统一的接地系统。

6.2.8 消防

1) 输气场站没有天然气储存设备，属五级站，可不设消防给水设施。

2) 工艺装置区、主要建筑物、仪表电器设备间等场所，依据其火灾危险度及区域大小设置不同数量、不同类型的移动式灭火器。

6.3 本评价报告补充的安全对策措施

6.3.1 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。

6.3.2 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。

6.3.3 线路路由

一、阀室

1. 线路截断阀室防洪设防标准不应低于重现期25年一遇。若阀室附近有电力线路通过，阀室与电力、通信线路杆（塔）的间距不应小于杆（塔）的高度再加3m。

2. 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；截断阀可采用自动或手动阀门，并应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。

3. 阀室设置的放空管应符合GB50251-2015第3.4.9条的规定：

①放空立管直径应满足设计最大放空量的要求；

②放空立管和放散管的顶端不应装设弯管；

③放空立管和放散管应有稳管加固措施；

④放空立管底部宜有排除积水的措施；

⑤放空立管和放散管设置的位置应能方便运行操作和维护；

放空立管和放散管防火设计应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB50183的有关规定。

4. 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。

5. 平面上弹性敷设的管道，应在弹性敷设段设置加密标识桩。

二、线路走向

1、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。

2、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。

4、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。如：

①穿越在建的赣深高铁时（经纬度：114.838570，25.014371），将穿越一处房屋，距离不足5m；

②在下湖村西侧有一处在房屋前穿越（经纬度：114.834163，25.012949），此处北侧比较空旷；

③在社官坝有一处在民房北侧穿越（经纬度：114.776805，24.991561），距离民房较近。

5、线路穿越

1) 根据现场勘查时赣深高铁、大广高速复线正在建设，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：

① 符合有关技术标准、规范要求的设计和施工方案；

② 保障公路、公路附属设施质量和安全的技术评价报告；

③ 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。

5) 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。宜采用钢筋混泥土涵洞、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。宜采用钢筋混泥土涵洞、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/m³。

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10m~20m；

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。

10、通常情况下，天然气管道失效造成的危险主要包括爆炸、持续燃烧产生的热辐射及有毒的使人窒息的气体。针对本项目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。

本项目在设计和运营阶段拟采取的应对措施包括以下几个方面：

A、管道经过的三级地区，严格按照规范选取强度设计系数，进行阀室布置和试压；

B、二级地区高后果区强度设计系数取0.5以增加管道壁厚，提高强度储备；

C、增加外防腐层等级；

D、管道沿线加密设置警示牌、警示桩，管道上方设置警示带；

E、对管道环焊缝进行100%射线检测及100%超声波检测；

F、建议施工期间加强监理力度，保证施工质量，严格按照设计要求进行施工；

G、建议运营期间应加强管道巡检，密切注意城市、乡镇和村庄发展，对可能出现的建筑物、道路等占压管道情况，应及时与主管部门协商解决，避免造成隐患。

H、加大管道沿线高后果区的管道保护宣传力度，向高后果区附近的群众重点普及天然气特性知识、应急防范常识，提高沿线老百姓的管道保护意识，以杜绝后果区内风险事故及对管道周边造成社会影响和人员伤亡。

11、本项目将穿越赣深高铁，管道穿越铁路前必须取得铁路管理部门的同意并签订协议或取得管理部门意见。

管道与铁路交叉时，可采用顶进箱涵穿越、顶进钢筋混凝土套管穿越或桥下开挖穿越。钢筋混凝土箱涵内净空不小于 $2\text{m}\times 2\text{m}$ ，并满足强度及稳定性要求。箱涵顶至路轨底的最小埋深 $\geq 1.7\text{m}$ ，箱涵伸出铁路路堤外 2m ，并在穿越处两侧应设置警示牌。根据《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），管道与铁路交叉宜采用垂直交叉或大角度斜交，交叉角度不宜小于 30° ；当铁路桥梁与管道交叉条件受限时，在采取安全措施的情况下交叉角度可小于 30° ；当管道采用顶进套管、顶进防护涵穿越既有铁路路基时，交叉角度不宜小于 45° 。管道穿越铁路按照国家能源局和国家铁路局制定的《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）与《铁路安全管理条例》（国务院令第639号）进行协商，并签署有关协议。本项目沪昆高铁穿越位于高架桥下，拟采用开挖加盖板穿越，具体穿越方式待与相关部门沟通后确定。

12、本项目将穿越公路，按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB/50423）中的相关规定，本项目公路、铁路穿越段用管和所在管段相同。防腐采用三层PE加强级防腐。

为保证穿越段管道安全，铁路、II级和II级以上公路穿越段管道环向焊缝均使用100%X射线和100%超声波进行“双百”探伤。X射线照相、超声波探伤均达到《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109）中的II级及以上标准。

6.3.4 输气站场安全措施

1、全南门站的选址虽然选择在在远离村庄、其他企业厂房的地方，其周边用地未经规划，随着城市的扩展及居民用房的建设，其安全距离必须考虑，企业在建设和运营过程中应密切关注。

2、与分离器、清管收发筒等设备相连的地面和埋地管道应采取防止管道沉降或位移的措施。

3、管道穿越车行道路和围墙基础时，宜采取保护措施。

4、输气站宜设置气体限量、限压设施。

5、进、出输气站的输气管道必须设置截断阀。并应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的有关规定。

6、输气管道相邻线路截断阀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。

7、存在超压的管道、设备和容器，必须设置安全阀或压力控制设施。

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。

9、因工艺或材料低温性能原因需要保温的管道和设备，应进行保温。

10、根据设备运行对气体中固液含量的要求，分析确定分离过滤设备的设置。

11、可燃气体检测报警设施：

①在工艺区应可能发生可燃气体的泄漏进行检测，并按《石油化工企业可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》(GB/T50493-2019)的规定设置可燃气体检（探）测器。

②工艺装置区设备和管道的法兰和阀门组应布置探测点。

释放源处于露天设备区域内，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。

12、放空管道必须保持畅通，并应符合下列要求：

①高压、低压放空管宜分别设置，并应直接与火炬或放空总管连接；

②不同排放压力的可燃气体放空管接入同一排放系统时，应确保不同压力的放空点能同时安全排放。

13、火灾自动报警系统

①火灾自动报警系统应设置火灾声光警报器，并应在确认火灾后启动建筑内的所有火灾声光警报器。

②火灾声警报器设置带有语音提示功能时，应同时设置语音同步器。

③同一建筑内设置多个火灾声警报器时，火灾自动报警系统应能同时启动和停止所有火灾声警报器工作。

④从一个防火分区内的任何位置到最邻近的手动火灾报警按钮的步行距离不应大于30m。手动火灾报警按钮宜设置在疏散通道或出入口处。

⑤手动火灾报警按钮应设置在明显和便于操作的部位。当采用壁挂方式安装时，其底边距地高度宜为1.3m~1.5m，且应有明显的标志。

⑥火灾光警报器应设置在每个楼层的楼梯口、消防电梯前室、建筑内部拐角等处的明显部位，且不宜与安全出口指示标志灯具设置在同一面墙上。

⑦每个报警区域内应均匀设置火灾警报器，其声压级不应小于60dB；在环境噪声大于60dB的场所，其声压级应高于背景噪声15dB。

⑧当火灾警报器采用壁挂方式安装时，其底边距地面高度应大于2.2m。

14、可燃气体检测报警系统

①可燃气体检测系统应采用两级报警，二级报警优先于一级报警。

②现场区域警报器宜根据装置占地的面积、设备及建构筑物的布置、释放源的理化性质和现场空气流动特点进行设置，现场区域警报器应有声、光报警功能。

③可燃气体探测器必须取得国家指定机构或其授权检验单位的计量器具型式批准证书、防爆合格证和消防产品检测报告；参与消防联动的报警控制单元应采用按专用可燃气体报警控制器产品标准制造并取得检测报告的专用可燃气体报警控制器。

④可燃气体检测报警系统应独立于其他系统单独设置。

⑤可燃气体检测报警系统的气体探测器、报警控制单元、现场警报器等的供电负荷，应按一级用电负荷中特别重要的负荷考虑，宜采用UPS电源装置供电。

⑥下列可燃气体释放源周围应布置检测点：

- a) 气体采样口；
- b) 气体排液（水）口和放空口；
- c) 设备和管道的法兰、接口螺纹和阀门组。

15) 石油天然气站场总平面布置应符合下列规定：

1.可能散发可燃气体的场所和设施，宜布置在人员集中场所及明火或散发火花地点的

全年最小频率风向的上风侧；

2.甲、乙类液体储罐，宜布置在站场地势较低处。当受条件限制或有特殊工艺要求时，可布置在地势较高处，但应采取有效的防止液体流散的措施；

3.当站场采用阶梯式竖向设计时，阶梯间应有防止泄漏可燃液体漫流的措施；

4.天然气凝液，甲、乙类油品储罐组，不宜紧靠排洪沟布置。

16) 五级石油天然气站场总平面布置的防火间距，不应小于《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183-2004 第5.2.3 条表 5.2.3 的规定。

17) 五级油品站场和天然气站场值班休息室（宿舍、厨房、餐厅）距甲乙类油品储罐不应小于 30m,距甲乙类工艺设备、容器、厂房、汽车装卸设施不应小于 22.5m；当值班休息室朝向甲乙类工艺设备、容器、厂房、汽车装卸设施的墙壁为耐火等级不低于二级的防火墙时，防火间距可减小（储罐除外），但不应小于 15m，并应方便人员在紧急情况下安全疏散。

18) 油气站场内的消防车道布置应符合下列要求：

1.四、五级油气站场，可设有回车场的尽头式消防车道，回车场的面积应按照当地所配消防车辆车型确定，但不宜小于 15m×15m；

2.油气密闭工艺设备距消防车道的间距不宜小于5m；

3.消防车道的净空高度不应小于 5m。

6.3.5 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/T 4108-2012》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) 输气站因突然停电会造成设备损坏或作业中断时，站内重要负荷应配置应急电源，其中控制、仪表、通讯等重要负荷，应采用不间断电源供电，蓄电池后备时间不宜小于 1.5h。项目可燃气体报警系统，控制系统应设置独立的 ups 电源，不得共用一个电源。

本工程全南门站 DCS 系统、可燃气体检测报警系统仪表用电为一级用电负荷，采用不间断电源 UPS 供电。应急照明采用可充电电池。

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。

4) 电气系统的防火措施:

①集中控制室、仪表室等人员集中的房间，维护结构和装饰材料满足耐火极限要求，楼梯、门等满足疏散要求。所有配电室、发电机出线间、电缆夹层、电缆竖井的门均采用防火门，防火门均朝有利于人员疏散的方向开启，耐火极限大于 1h。穿墙、穿楼板电缆及管道四周的孔洞，采用防火材料堵塞，并严禁汽水和油管道穿越上述房间。

②配电装置室的设计，满足下列各项要求：长度大于 7m 的配电装置室，有两个出口；装配式配电装置的母线分段处，设置有门洞的隔墙；充油电气设备间的门若开向不属配电装置范围的建筑物内时，其门为非燃烧体或难燃烧体的实体门。配电装置室的门内侧装设不用钥匙开启的弹簧锁，严禁使用门闩。相邻配电装置之间有门时，门能向两个方向开启。配电装置室按照事故排烟要求，设置足够的事故通风装置。配电装置室内通道保证畅通无阻，不设置门槛，并没有与配电装置无关的管道通过。

③电缆设施防火，符合下列要求：在电缆隧道及重要回路的电缆沟中，在必要部位设置防火墙。电缆沟单独设置，不布置热管道、油管道内且不穿越上述管道。在主厂房内易受外部着火影响的区域，采取防火措施。在电力电缆接头两侧紧靠 2~3m 的区域，以及沿该电缆并行敷设的其它电缆同一长度范围，采取阻止延燃的措施。电缆沟设计远离油源。防火包带、涂料，难燃或耐火槽盒，难燃、耐燃型电缆具备必要的强度及耐久

性，满足预期的有效阻止延燃性或耐燃性的要求，并符合难燃或耐燃性能基本考核标准。电缆隧道采用自然通风，设置带有爬梯的人孔，相邻人孔间最大距离不大于 75m，人孔距终端不超过 5m，人孔直径不小于 700mm。电缆沟排水采取隔断措施，防止热蒸汽反冲入，并分段组织好电缆沟和电缆隧道排水。

④主变压器、厂高变及户外其他充油电气设备的下部，均设有事故油坑(池)，并在事故状态下将油排至事故油坑(池)的设施。

⑤变、配电室内应配备相应数量的干粉灭火器或二氧化碳灭火器。

5) 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 d IIBT4 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。

5) 防雷防静电

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》GB 50057 和《油气田及管道工程雷电防护设计规范》SY/T 6885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要求时，应有完善的均压及隔离措施。

4) 装置防静电设计应符合《防止静电事故通用导则》（GB12518）以及《化工企业静电接地设计技术规程》的规定。对设备、管道的设置：

5) 在满足其它条件的情况下，优先选用相互接触而较少产生静电的材质。

6) 对由摩擦而能持续产生静电的部位、大量产生带电体的容器和移动式装置等，使用金属材料制作，如需涂漆，漆的电阻率应小于带电体的电阻率。

7) 对于不能使用金属材料的部位，选用材质均匀、导电性能好的橡胶、树脂或塑料制

作。

8) 做好设备各部位金属部件的连接，不允许存在与地绝缘的金属体。

9) 根据设备的安装位置，设置静电接地连接端头。

3、消防与给排水

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。

5) 设置在工艺设备区的灭火器，其最大保护距离应符合《建筑灭火器配置设计规范》GB50140-2005 中表 5.2.1 的规定。手提灭火器的保护距离不宜大于 9m。

4、采暖通风

(1) 输气站内生产和辅助生产建筑物的通风设计应符合下列规定：

1) 对散发有害物质或有爆炸危险气体的部位，宜采取局部通风措施，建筑物内的有害物质浓度应符合国家现行标准《工业企业设计卫生标准》GBZ1 的有关规定，并使气体浓度不高于爆炸下限浓度的 20%。

2) 对同时散发有害物质、有爆炸危险气体和热量的建筑物，全面通风量应按消除有害物质、气体或余热所需的最大空气量计算。当建筑物内散发的有害物质、气体和热量不能确定时，全面通风的换气次数应符合下列规定：(1) 厂房的换气次数宜为 8 次 / h，当房间高度不大于 6m 时，通风量应按房间实际高度计算，房间高度大于 6m 时，通风量应按 6m 高度计算；(2) 分析化验室的换气次数宜为 6 次 / h。

(2) 输气站内其他可能突然散发大量有害或有爆炸危险气体的建筑物也应设事故通风系统。事故通风量应根据工艺条件和可能发生的事状态计算确定。事故通风宜由正常使用的通风系统和事故通风系统共同承担，当事故状态难以确定时，通风总量应按每小时不小于房内容积的 12 次换气量确定。

(3) 当采用常规采暖通风设施不能满足生产过程、工艺设备或仪表对室内温度、湿度的要求时，可按实际需要设置空气调节、加湿（除湿）装置。

5、工艺控制

- 1) 输气管道应设置测量、监视、控制设施。
- 2) 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。
- 3) 监控与数据采集(SCADA)系统宜包括调度控制中心的计算机系统、管道各站场的控制系统、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。
- 4) 输气站宜设置站场控制系统，站场控制系统应具备下列功能：
 - 1-采集和监控主要工艺变量和设备运行状态；
 - 2-站场安全联锁保护；
 - 3-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；
 - 4-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；
 - 5-向调度控制中心发送实时数据，执行调度控制中心发送的指令。
- 5) 输气站紧急联锁应具备下列功能：
 - 1) 紧急截断阀关闭；
 - 2) 紧急放空阀打开；
 - 3) 压气站压缩机机组停机并放空；
 - 4) 切断除消防系统和应急电源以外的供电电源。
- 6) 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。压力安全装置的设计应符合下列规定：
 - 1-当上游最大操作压力大于下游最大操作压力时，气体调压系统应设置单个的（第一级）压力安全设备。
 - 2-当上游最大操作压力大于下游最大操作压力 1.6MPa 以上，以及上游最大操作压力大于下游管道和设备强度试验压力时，单个的（第一级）压力安全设备还应同时加上第二个安全设备。此时可选择下列措施之一：
 - (1) 每一回路串联安装 2 台安全截断设备，安全截断设备应具备快速关闭能力并提供可靠截断密封；
 - (2) 每一回路安装 1 台安全截断设备和 1 台附加的压力调节控制设备；
 - (3) 每一回路安装 1 台安全截断设备和 1 台最大流量安全泄放设备。
- 7) 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) 压缩机厂房宜设置火焰探测报警系统；

(3) 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》GB 50116 的有关规定。

8) 新安装的可燃气体检测器应经检定合格，检验合格证书有效，方予投入使用；已投入使用的可燃气体检测器的检定周期不应超过 1 年

9) 工艺装置区为露天设备区，可燃气体检(探)测点与释放源的距离不宜大于 10m。安装高度。天然气比重小于空气，其安装高度应高出释放源 0.5m~2m。

6.3.6 安全管理方面对策措施

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 GB 11651、GB/T 18664 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。

3、事故应急预案

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；

序号	预案要素	主要内容
		(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； (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

序号	预案要素	主要内容
		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。

根据《生产安全事故应急预案管理办法》要求，应急预案必须经过评审或论证，才能由生产经营单位主要负责人签署公布。建设单位应将编制的应急救援预案报属地应急管理局备案，同时企业应按“预案”要求定期演练。

事故应急救援所选用的救援器材、劳动防护用品应使用有相应资质的生产企业生产的产品，并保管好、维护好。事故应急救援的车辆、通讯器材、物资、药品等，必须定期检验、检查、检修、更换，做到随时可以使用。

3、企业主要负责人和安全生产管理人员、特殊工种人员一律严格考核，按国家有关规定持职业资格证书上岗；职工必须全部经过班组、车间、企业三级安全教育培训并考试合格后方可上岗。

特种作业人员应当经有关业务主管部门考核合格，取得特种作业操作资格证书，方可上岗。

作业特殊工种作业人员及其相关管理人员必须按照国家有关规定经过安全生产监督

管理、质量技术监督、公安消防、劳动保障等部门专门的培训教育。考核合格取得资质部门签发的资格证书后方可上岗任职。

特殊工种作业人员应在上岗作业前参加专门安全培训教育。每 2 年应当参加复审教育。连续从事本工种 10 年以上的，经用人企业进行安全知识更新教育后，每 4 年应当参加复审教育。离岗 6 个月以上的必须重新参加培训教育。考核不合格未取得相关资格证书者不得上岗任职。

4、安全资金的投入应当纳入年度生产经营的计划和财务预算，专款专用，不得挪作他用。安全投入应不低于《企业安全生产费用提取和使用管理办法》财企【2012】16 号规定要求。

6.3.7 应注意的其他安全对策措施

1. 总变（配）电所，变（配）电间的室内地坪应比室外地坪高 0.6m
2. 站内的电缆沟应有防止可燃气体积聚及防止可燃液体的污水进入沟内的措施。电缆沟通入变（配）电室、控制室的墙洞处，应填实、密封。
3. 甲、乙类火灾危险性厂房应设向外开启的门，且不宜少于两个，其中一个能满足最大设备进出要求，建筑面积小于或等于 100m²时可设一个向外开启的门。
4. 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。
5. 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。
6. 线路截断阀应设在交通便利、检修方便的位置，并应设保护设施。
7. 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。
8. 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。
9. 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》（GB 50251-2015）要求进行选择和采购。
10. 国内外管道断裂事故多因材料质量或韧性不足造成，分析管道断裂多数不是强度破坏，而是材质、焊接质量不高、或腐蚀裂纹扩展酿成的。因此，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。

11. 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。

12. 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》（GB 50061）及国家现行标准《110~500kV 架空送电线路设计技术规程》（DL/T 5092）的规定。

13. 按管道设计规范规定在站场设置凝液回收设施，管道输送的天然气已做了脱液处理，一般情况，清管作业不产生无凝液；有凝液产生时，应由凝液罐密闭收集储存。凝液主要为C3~C4为烃类混合物，是有用物料，不外排，作为燃料加以综合利用处置，可交危险固体废物专业处置机构进行处置。同时注意下列问题：

- ①应有效控制脱水罐的液位，排水时加强监控，防止天然气凝液排入污水系统中。
- ②生产过程中应加强放水点的检查。冬季停工时，冷却水系统应采取防冻措施。
- ③装置内天然气凝液因含水冻堵管线需要加热解冻时，禁止用明火烘烤。
- ④放空管系统进入过量的低温凝液时要及时处理。

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输气站场应按照《安全标志及使用导则》（GB2894），《安全色》（GB2893）的规定要求，在相应作业场所附近设置安全标志。防止误操作事故发生。
- ⑦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。

⑧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. 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。

16. 各监控阀室和各干线站场均拟设置紧急切断（ESD）阀，在下一步设计时，应完善 ESD 紧急手动操作装置设置。

17. 各输气站场应配备必要的个人防护用品和应急救援器材，并能保持适用和有效。

18. 应制定检维修过程中置换空气的安全措施。

6.3.8 现场施工安装过程中安全防范措施

严格挑选施工队伍，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，确保输气站场和管道施工质量合格率达到 100%。

1. 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。

2. 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。

3. 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。

4. 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。

5. 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。

6. 焊工应经考试合格后方可上岗实施作业。

7. 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。

8. 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。

9. 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。

10. 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。

11. 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。

12. 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。

13. 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。

14. 对高温、寒冷天气等特殊条件应采取有效的防护措施。

15. 施工人员上岗前应接受安全教育和培训，培训后上岗。

16. 应配备符合劳动保护规定的防护用品。

17. 施工中应采取措施，减少施工噪声、振动。

18. 工程机械作业时，不应在机械作业的范围内进行其他无关工作；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。

19. 施工中配电箱应放置在避水、干燥的地方，且接地良好。

20. 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。

21. 试压及清扫作业时，人员应在警戒区外。

22. 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。

23. 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。

24. 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。

25. 氧气、乙炔瓶应按 5m 安全距离摆放，并设有回火阻止器。
26. 动火要符合现行行业标准《石油工业动火作业安全规程》SY 5858-2004 的要求。
27. 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。
28. 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。
29. 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。
30. 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。
- （3）施工期用电应符合施工用电一般规定。施工用电的布设应按已批准的施工组织设计进行，并符合当地供电局的有关规定；施工用设施竣工后应经验收合格后方可投入使用；施工用电应明确管理机构并专业班组负责运行及维护，严禁非电工拆、装施工用电设施；施工用电设施投入使用前，应制订运行、维护、使用、检修、实验等管理制度。
31. 起重作业应符合起重工作的一般规定。起重作业的指挥操作人员必须由专业人员担任；起重设备在作用前应对其安全装置进行检查，保证其灵敏有效；起重机吊运重物时一般应走吊通道；不明重量、埋在地下的物件不得起吊；禁止重物空中长时间停留；风力六级及六级以上时，不得进行起重作业；大雪、大雾、雷雨等恶劣天气，或照明不足，导致信号不明时不得进行起重作业。
32. 施工现场的道路坚实、平坦，并应尽量避免与铁路交叉，双车道宽度不得小于 6m，单车道宽度不得小于 3.5m，载重汽车的弯道半径一般不得小于 15m，特殊情况不得

小于 10m。

33. 高处作业人员应进行体格检查，体验合格者方可从事高处作业；高处作业平台、走道、斜道等应装设 1.05m 高的防护栏杆和 18cm 高的挡脚板，或设防护立网；高处作业使用的脚手架、梯子及安全防护网应符合相应的规定；在恶劣天气的时应停止室外高处作业；高处作业必须系好安全带，安全带应挂在上方的牢固可靠处。

34. 为防止物体打击，进入施工现场必须佩戴安全帽。在通道上方应加装硬质防护顶，通道避开上方有作业的地区。

35. 施工场地在夜间施工或光线不好的地方应加装照明设施。

36. 各种机械设备应定期进行检查，发现问题及时是解决；机械设备在使用时严格遵照操作规程操作，尽量减少误操作以防止机械伤害的产生；另外，各机械设备的安全防护装置应做到灵敏有效。

37. 在地面以下施工的场所作好支护，防止坍塌事故的发生。

38. 在有害场所进行施工作业时，应做好个体防护，对在有害场所工作的施工人员定期进行体检。

39. 在项目建设中，项目建设指挥小组在明确了与施工方在施工期间的安全职责后，应当加强与施工单位和工程监理部门的联系和沟通，监督和配合施工单位共同做好建筑施工过程中的安全防范工作。

7. 评价结论

7.1 危险、有害因素辨识结果

1、本项目工艺工程中存在潜在火灾、爆炸、中毒、窒息、触电、机械伤害、车辆伤害、高处坠落、有害气体等危险有害因素；天然气发生泄漏可能引起人员重度窒息。项目最主要的危险因素是火灾、爆炸。

2、本项目属于《危险化学品目录》（2015年版）的为：天然气（NG）。

3、危险化学品辨识：本项目未提及易制毒化学品、监控化学品、剧毒化学品、易制爆危险化学品、高毒物品、特别管控危险化学品，无重点监管的危险化学工艺，天然气属于重点监管危险化学品。

7.2 单元评价结果

主要的安全评价方法及其评价结果

（1）采用安全检查表，根据相关规范对该项目工程建设设计要求进行了检查，该项目线路工程、工艺设备、辅助设施，公用工程等符合规范要求。

（2）预先危险性分析可知，长输管线存在火灾、爆炸和其他伤害，危险等级分别为Ⅲ级（危险的）、Ⅱ级（临界的）；项目拟依托的全南门站工艺设备区存在火灾爆炸和其他伤害（触电）潜在事故，危险等级分别为Ⅲ级（危险的）、Ⅱ级（临界的）。

（3）输气管道泄漏事故树分析可知：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。

输气站火灾爆炸事故树分析可知，项目工艺设备区依托的全南门站应1）加强安全管理，防止天然气泄漏；2）加强泄漏检测和通风，避免天然气泄漏积聚；3）加强电气设备管理，防止因电气失效形成的火灾；4）加强动火管理，杜绝违章作业。

（4）通过管道风险分析，江西省天然气管网二期工程龙南-全南段项目桃江穿越（一）、桃江穿越（二）、太平江穿越、桃江穿越（三）管道泄漏风险较管线泄漏风险大。因此，对龙南-全南段各水域穿越点应按规范要求施工，并注意穿越点的巡线、安全管理，确保安全措施落实到位。

本项目投入生产后江西省天然气集团有限公司管道分公司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，成立职业健康安全工作网络，开展日常职业健康管理活动。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。

7.3 评价结论

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）》，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管道分公司江西省天然气管网二期工程龙南-全南段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、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。

该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规范、标准规定。据此本报告认为，本项目潜在的危險、有害因素可得到有效控制，安全风险在可接受范围内。

8. 与建设单位交换意见情况

本报告编制完成后，经中心内部审查后，送江西省天然气集团有限公司管道分公司进行征求意见，江西省天然气集团有限公司管道分公司同意报告的内容。

附表 8-1 与建设单位交换意见情况表

序号	与建设单位交换内容	建设单位意见
1	提供给评价机构的相关资料（包括附件中的复印文件）均真实有效。	真实有效
2	评价报告中涉及到的物料品种、数量、含量及其理化性能、毒性、包装和运输条件等其它相关描述是否存在异议。	无异议
3	评价报告中涉及到的工艺、技术以及设施、设备等的规格型号、数量、用途、使用温度、使用压力、使用条件等及其它相关描述是否存在异议。	无异议
4	评价报告中对建设项目的危险有害因素分析结果是否存在异议。	无异议
5	评价报告中对建设项目安全条件分析是否符合你单位的实际情况。	符合实际情况
6	评价报告中对建设项目提出的安全对策措施、建议，你单位能否接受。	可以接受
评价单位：江西赣安安全生产科学技术咨询服务中心		建设单位：江西省天然气集团有限公司管道分公司
项目负责人：李永辉		负责人：刘晗

9. 附件

1. 建设单位营业执照
2. 《江西省能源局关于核准江西省天然气管网工程赣州南（信丰-瑞金段）等4条支线项目的批复》江西省能源局（赣能油气字[2016]110号）
3. 《江西省终点工程中标通知书》赣投气通【2018】41号
4. 《关于江西省天然气管网工程龙南-全南段龙南县境内管道线路路由的意见》龙南县国土资源局 2018年4月18日
5. 《关于对江西省天然气管网工程龙南-全南段全南县境内管道线路路由的回复意见》全南县国土资源局（意见[2018]49号）2018年4月12日
6. 《对〈关于请予批准江西省天然气管网工程龙南-全南段龙南县境内管道线路路由的函〉》龙南县城规划建设局（龙建函字[2018]55号）2018年4月25日
7. 《关于江西省天然气管网工程龙南-全南段全南县境内管道线路路由的回复意见》全南县城规划建设局（全规建办字[2018]94号）2018年4月12日
8. 《关于江西省天然气管网工程（龙南-全南段）信丰县境内管道线路路由的回复意见》信丰县城规划建设局（信建函字[2018]50号）2018年4月4日
9. 项目路由图