

江西省天然气管道有限公司
江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目
安全验收评价报告
(终稿)

建设单位：江西省天然气管道有限公司

建设单位法定代表人：叶金万

建设项目单位：江西省天然气管道有限公司

建设项目单位联系人：吴志凯

建设项目单位联系电话：13237561314

江西省天然气管道有限公司

2025 年 3 月 14 日

江西省天然气管道有限公司
江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目
安全验收评价报告
(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： 应 宏
技术负责人： 周红波
评价项目负责人： 王 冠
评价单位联系电话： 0791-87379377

江西赣安安全生产科学技术咨询服务中心
2025 年 3 月 14 日

江西省天然气管道有限公司
江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目
安全评价技术服务承诺书

一、在该工程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、在该工程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，对该工程进行安全评价，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、我单位对该工程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

2025 年 2 月 21 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	专业	职业资格证书编号	从业信息 识别卡编号	签 字
项目负责人	王 冠	电气	S011035000110192001523	027086	
项目组成员	王 冠	电气	S011035000110192001523	027086	
	曾华玉	机械	0800000000203970	007037	
	王书杰	自动化 (仪表)	20231004636000000428	36250406361	
	郑 强	安全	0800000000101605	001851	
	王 波	油气储运	S011035000110202001263	040122	
	谢寒梅	自动化	S011035000110192001584	027089	
	檀廷斌	工艺设备 与控制	1600000000200717	029648	
报告编制人	王 冠	电气	S011035000110192001523	027086	
报告审核人	王海波	化学工程	1800000000200651	032727	
过程控制负 责人	黄香港	化学工程	S011035000110191000617	024436	
技术负责人	周红波	防腐	1700000000100121	020702	

前 言

本报告为“江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目”的安全验收评价报告。

江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目由江西省天然气管道有限公司建设、运营和管理。该公司主要经营范围：江西省天然气入赣主管网的投资、建设及管理；天然气省内支管网的规划、投资、建设及管理；江西省内城市燃气管网项目的规划、投资、建设及管理；天然气的购买、输送和销售；天然气管网运营、市场调研及咨询服务；江西省内建设、管理、经营压缩天然气（CNG）、液化天然气（LNG）、天然气汽车加气站、煤层气及其他能源项目。

江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目(以下简称“该工程”)位于江西省九江市湖口县境内，管道起点为湖口 LNG 二期气化返输管线出站位置，终点为已建江西省天然气管网湖口-金砂湾支线（接入点增加清管三通）联接。该工程设计输气规模为 $7.0 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$ ，设计压力 6.3MPa，线路长约 625m，管径 D323.9mm，全线不新增场站、阀室。

根据《危险化学品目录》（2015 版、2022 年调整），该工程涉及到的主要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》《江西省危险化学品建设项目安全监督管理实施细则（试行）》等国家法律、法规的有关要求，推进江西省天然气管道有限公司江西省天然气管网

与湖口 LNG 二期联通工程项目在设计上实现本质安全化，江西赣安安全生产科学技术咨询服务中心受江西省天然气管道有限公司的委托，对江西省天然气管道有限公司江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目进行安全验收评价。

我中心于 2024 年 12 月组织评价组对工程现场进行了勘查。依据建设单位提供的本建设工程工艺过程、物质、主要设备和操作条件等资料，研究该工程固有的危险、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，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）、《陆上油气管道建设项目安全验收评价导则》（AQ/T3056-2019）编制完成本报告。

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

目 录

前 言 V

1. 评价概述 1

 1.1 安全验收评价的概念和目的 1

 1.2 评价原则 2

 1.3 评价依据 2

2. 建设项目概况 16

 2.1 建设项目各相关单位概况 16

 2.2 建设项目基本情况 20

 2.3 自然及社会环境概况 24

 2.5 变更部分 30

 2.6 重大危险源 30

3. 评价范围与评价方法 31

 3.1 评价范围 31

 3.2 评价单元的划分 32

 3.3 评价方法选择 32

4. 线路工程 36

 4.1 管道本体 36

 4.2 管道敷设 39

 4.3 高后果区 40

 4.4 地质灾害 41

 4.5 地震 43

 4.6 山岭隧道 43

 4.7 采矿区 44

 4.8 河流大、中型穿（跨）越 44

 4.9 与架空输电线路并行交叉 44

 4.10 与铁路并行交叉 45

 4.11 与公路并行交叉 46

 4.12 与其他管道并行交叉 46

 4.13 标识与伴行路 46

 4.13 截断阀室 47

5. 站场工程 48

6. 公用工程 49

 6.1 自控 49

 6.2 通信 49

 6.3 供配电、采暖与通风 51

 6.4 防腐保温与阴极保护 51

7. 安全管理 52

 7.1 安全管理机构设置 52

 7.2 人员编制与安全管理机构设置 54

 7.3 个体安全防护用品配备 55

 7.4 抢修设备配备 56

 7.5 应急预案 56

 7.6 安全投入 57

 7.8 外部依托力量 57

8. 危险、有害因素辨识与分析 59

 8.1 危险、有害物质 59

 8.2 危险工艺、重点监管的危险化学品辨识 64

 8.3 工艺过程中危险因素分析 65

 8.4 项目主要有害因素分析 68

 8.5 管道线路危险有害因素分析 68

 8.6 自然危害因素 73

 8.7 社会环境危害因素辨识 77

 8.8 变更部分危险有害因素辨识 78

 8.9 安全管理危险有害因素辨识 78

 8.10 危险、有害因素分析小结 82

9. 定性评价 83

 9.1 产业政策、“三同时执行情况”符合性评价 83

 9.2 线路工程 85

 9.3 公用工程 95

 9.4 安全管理 97

 9.6 建设项目设计采取的安全防护措施采纳情况 102

10. 定量评价 106

 10.1 事故树分析（FTA） 106

 10.2 蒸气云爆炸分析 108

11. 结论与建议 112

 11.1 结论 112

 11.2 对生产运行的建议 114

12. 与建设单位交换意见 116

 12.1 建设项目存在的问题及改进建议 116

 12.2 企业隐患整改情况 116

13. 附件与附图 117

 13.1 附件 117

 13.2 附图 119

1.评价概述

1.1 安全验收评价的概念和目的

安全验收评价是在建设项目竣工后正式生产运行前，通过检查建设项目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的情况，检查安全生产管理措施到位情况，检查安全生产规章制度健全情况，检查事故应急救援预案建立情况，审查确定建设项目满足安全生产法律法规、规章、标准、规范要求的符合性，从整体上确定建设项目满足安全生产法律法规、规章、标准、规范要求的符合性，从整体上确定建设项目的运行状况和安全管理情况，做出安全验收评价结论的活动。

该工程安全验收评价的目的是：

1、贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，对建设项目及其安全设施试生产（运行）情况进行安全验收评价，为建设项目安全设施竣工安全验收提供技术依据，为应急管理部门实施行政许可提供依据。

2、通过对建设项目的安全设施、设备、装置及实际运行状况及安全管理状况的安全评价，查找、辨识及分析建设项目运行过程潜在的危险、有害因素，预测其发生事故的可能性及严重程度。

3、检查建设项目中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的情况，检查建设项目的安全设施与安全生产法律法规、规章、标准、规范的符合性及安装、施工、调试、检验、检测情况，检查安全生产管理规章制度、安全规程、事故应急救援预案的健全情况及安全管理措施到位情况，得出建设项目与安全生产法律、法规、规章、标准、规范符合性的

结论：根据预测发生事故的可能性及严重程度，评价建设项目采取的安全设施及措施后的风险可接受程度，提出合理可行的安全对策措施建议。

4、为建设项目的安全生产管理，事故应急救援，安全标准化等工作提供指导。

1.2 评价原则

本次安全验收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 建设项目的有关行政许可和建设单位批复等意见

1. 《江西省能源局关于江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目核准的批复》赣能油气字[2024]40 号，江西省能源局，2024 年 4 月 14 日

2. 《危险化学品建设项目安全条件审查意见书》九应急危化项目安条审字[2024]18 号，九江市应急管理局，2024 年 6 月 12 日

3. 《危险化学品建设项目安全设施设计审查意见书》九应急危化项目安设审字[2024]19 号，九江市应急管理局，2024 年 8 月 15 日

4. 《关于江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目建设用地预审与选址初审意见的报告》湖自然资文[2023]152 号，湖口县自然资源局，2023 年 11 月 13 日

5. 《九江市自然资源局关于江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目建设用地预审与选址初审意见的报告》九自然资文[2023]382 号，九江市自然资源局，2023 年 12 月 15 日

6. 《江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目建设用地预审与选址意见书》用字第 3604292024XS00014422 号，江西省自然资源厅，2024 年 2 月 1 日

7. 《江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目地质灾害危险性评估报告汇交凭证》2017 年（321）号，江西省国土资源厅，2023 年 8 月 29 日

8. 《建设项目压覆矿产资源查询结果》查询编号：202308183643，江西省自然资源厅政务服务，2023 年 08 月 18 日

9. 《江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目水土保持行政许可承诺书》江西省天然气管道有限公司、江西省水利厅，2024 年 6 月 7 日

10. 《九江市生态环境局关于江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目环境影响报告书的批复》九环环评〔2024〕42 号，九江市生态环境局，2024 年 7 月 17 日

11. 《危险化学品建设项目试生产（使用）方案回执》湖危化项目备〔2024〕09 号，湖口县应急管理局，2024 年 9 月 4 日

1.3.2 国家法律法规、部门规章和地方方法规

1. 《中华人民共和国安全生产法》（2021 年修订）主席令第 88 号（自 2021 年 9 月 1 日起施行）
2. 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》主席令第 30 号（自 2010 年 10 月 1 日起施行）
3. 《中华人民共和国水土保持法》（2010 年修订）主席令第 39 号（自 2011 年 3 月 1 日起施行）
4. 《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）
5. 《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）
6. 《中华人民共和国劳动法》（2018 年修正）主席令第 24 号（自 2018 年 12 月 29 日起施行）
7. 《中华人民共和国消防法》（2021 年修订）主席令第 81 号（自 2021 年 4 月 29 日起施行）
8. 《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）
9. 《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）
10. 《中华人民共和国突发事件应对法》主席令第 25 号（自 2024 年 11 月 1 日起施行）

11. 《中华人民共和国道路交通安全法》（2021 年修正）主席令第 81 号（自 2021 年 4 月 29 日起施行）
12. 《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）
13. 《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）
14. 《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）
15. 《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）
16. 《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）
17. 《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）
18. 《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）
19. 《建设工程安全生产管理条例》国务院令第 393 号（自 2004 年 2 月 1 日起施行）
20. 《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）
21. 《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）
22. 《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）

23. 《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）
24. 《电力设施保护条例》国发[1987]84 号，经国令[1998]239 号、国令[2011]588 号修正（自 2011 年 1 月 8 日起施行）
25. 《江西省安全生产条例》赣人常[2007]95 号，经赣人常[2017]137 号、赣人常[2019]44 号、赣人常[2023]10 号修正（自 2023 年 9 月 1 日起实施）
26. 《江西省消防条例》赣常发[1995]19 号，经赣人常赣人常[1999]27 号、赣人常[2001]75 号、赣人常[2010]57 号、赣人常[2011]89 号、赣人常[2018]15 号、赣人常[2020]81 号修正（自 2020 年 11 月 25 日起实施）
27. 《江西省突发事件应对条例》2013 年 7 月 27 日江西省第十二届人民代表大会常务委员会第五次会议通过（自 2013 年 9 月 1 日起施行）
28. 《江西省特种设备安全条例》赣人常[2017]144 号，经赣人常[2019]44 号修正(自 2019 年 9 月 28 日起施行)
29. 《江西省石油天然气管道建设和保护办法》赣政令[2016]221 号，经赣政令[2019]241 号修正（自 2019 年 9 月 29 日起施行）
30. 《江西省生产安全事故隐患排查治理办法》赣政令[2018]238 号，经赣政令[2021]250 号修正（自 2021 年 6 月 9 日起施行）

1.3.3 规范性文件

1. 《关于处理石油管道和天然气管道与公路相互关系的若干规定(试行)》交通部、石油部〔（78）交公路字 698 号〕
2. 《国务院关于加强企业安全生产工作的通知》国发[2010]23 号

3. 《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》国家安监总局第 30 号令（第 63、80 号令修改）
4. 《危险化学品建设项目安全监督管理办法》国家安监总局第 45 号令（第 79 号令修改）
5. 《国家安全监管总局关于修改〈生产经营单位安全培训规定〉等 11 件规章的决定》国家安监总局第 63 号令
6. 《国家安全监管总局关于修改〈生产安全事故报告和调查处理条例〉罚款处罚暂行规定等四部规章的决定》国家安全生产监督管理总局令第 77 号
7. 《国家安全监管总局关于废止和修改危险化学品等领域七部规章的决定》国家安全生产监督管理总局令第 79 号
8. 《国家安全监管总局关于废止和修改劳动防护用品和安全培训等领域十部规章的决定》国家安全生产监督管理总局令第 80 号
9. 《生产安全事故应急预案管理办法》国家安全生产监督管理总局令第 88 号（应急管理部令第 2 号修改）
10. 《危险化学品目录》（2015 年版）国家安全生产监督管理总局等十部门公告[2015]第 5 号
11. 《应急管理部等十部委决定调整〈危险化学品目录（2015 版）〉的公告》应急管理部会同工业和信息化部、公安部、生态环境部、交通运输部、农业农村部、卫生健康委、市场监管总局、铁路局、民航局 2022 年第 8 号
12. 《各类监控化学品名录》工业和信息化部令第 52 号
13. 《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[1998]第 1 号

14. 《易制爆危险化学品名录》（2017 年版）
15. 《重点监管的危险化学品名录》（2013 年版）
16. 《重点监管的危险化学品安全措施和应急处置原则》(2013 年版)
17. 《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 3 号
18. 《特种设备质量监督与安全监察规定》质技监局 13 号令
19. 《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
20. 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展和改革委员会令第 7 号）
21. 《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
22. 《国家安全监管总局等八部门关于加强油气输送管道途径人员密集场所高后果区安全管理工作的通知》安监总管三[2017]138 号
23. 《国家安全监管总局办公厅关于调整油气管道安全监管职责的通知》安监总厅〔2014〕57 号
24. 《国家安全监管总局办公厅关于明确石油天然气长输管道安全监管有关事宜的通知》安监总厅管三〔2014〕78 号
25. 《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
26. 《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

27. 《关于〈淘汰落后危险化学品安全生产工艺技术设备目录（第一批）〉的公示》应急管理部危化监管司 2020 年 9 月 27 日
28. 《应急管理部办公厅关于印发《淘汰落后危险化学品安全生产工艺技术设备目录（第二批）》的通知》 应急厅〔2024〕86 号
29. 《企业安全生产费用提取和使用管理办法》财资〔2022〕136 号
30. 《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
31. 《化工和危险化学品生产经营单位重大生产安全事故隐患判定标准》安监总管三〔2017〕121 号
32. 《消防监督检查规定》公安部令第 120 号
33. 《建设工程消防设计审查验收管理暂行规定》住房和城乡建设部令第 51 号
34. 《防雷减灾管理办法》中国气象局令第 24 号
35. 《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 住房和城乡建设部标准定额司 2016 年 6 月 24 日
36. 《国务院安委会办公室关于印发《安全生产治本攻坚三年行动方案（2024-2026 年）》子方案的通知》安委办[2024]1 号
37. 《江西省人民政府关于进一步加强企业安全生产工作的实施意见》赣府发〔2010〕32 号
38. 《江西省应急管理厅关于印发〈江西省危险化学品建设项目安全监督管理实施细则〉（试行）的通知》赣应急字[2021]100 号

39. 《江西省安委会办公室关于印发江西省安全风险分级管控体系建设通用指南的通知》赣安办字〔2016〕55 号 江西省安全生产委员会办公室

40. 《江西省安委会办公室关于推动生产经营单位构建安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制的指导意见》江西省安委会办公室，2023 年 3 月 3 日

1.3.4 国家和行业标准目录

1. 《天然气》GB17820-2018
2. 《输气管道工程设计规范》GB50251-2015
3. 《石油化工安全仪表系统设计规范》GB/T50770-2013
4. 《石油天然气工业管线输送系统用钢管》GB/T9711-2023
5. 《油气长输管道工程施工及验收规范》GB50369-2014
6. 《油气输送管道穿越工程设计规范》GB50423-2013
7. 《油气输送管道穿越工程施工规范》GB50424-2015
8. 《油气输送管道完整性管理规范》GB32167-2015
9. 《生产设备安全卫生设计总则》GB5083-2023
10. 《生产过程安全卫生要求总则》GB/T12801-2008
11. 《工业管道的基本识别色、识别符号和安全标识》GB7231-2003
12. 《建筑灭火器配置设计规范》GB50140-2005
13. 《供配电系统设计规范》GB50052-2009
14. 《通用用电设备配电设计规范》GB50055-2011
15. 《低压配电设计规范》GB50054-2011

16. 《防止静电事故通用导则》 GB12158-2006
17. 《系统接地的型式及安全技术要求》 GB14050-2008
18. 《爆炸危险环境电力装置设计规范》 GB50058-2014
19. 《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
20. 《天然气计量系统技术要求》 GB/T18603-2014
21. 《钢制管道焊接及验收》 GB/T31032-2014
22. 《钢质管道内腐蚀控制规范》 GB/T23258-2009
23. 《钢质管道外腐蚀控制规范》 GB/T21447-2018
24. 《埋地钢质管道阴极保护技术规范》 GB/T21448-2017
25. 《埋地钢质管道聚乙烯防腐层》 GB/T23257-2017
26. 《危险货物品名表》 GB12268-2012
27. 《化学品分类和危险性公示通则》 GB13690-2009
28. 《企业职工伤亡事故分类》 GB6441-1986
29. 《缺氧危险作业安全规程》 GB8958-2006
30. 《工业企业设计卫生标准》 GBZ1-2010
31. 《密闭空间作业职业危害防护规范》 GBZ/T205-2007
32. 《安全色》 GB2893-2008
33. 《安全标志及其使用导则》 GB2894-2008
34. 《消防安全标志第 1 部分：标志》 GB13495.1-2015
35. 《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》 GB/T29639-2020
36. 《石油天然气工程可燃气体和有毒气体检测报警系统安全规范》
SY/T6503-2022

37. 《油气输送管道线路工程抗震技术规范》 GB/T50470-2017
38. 《生产过程危险和有害因素分类与代码》 GB/T13861-2022
39. 《个体防护装备配备规范第 2 部分：石油、化工、天然气》GB39800.2-2020
40. 《石油化工静电接地设计规范》 SH3097-2017
41. 《石油化工有毒、可燃介质钢制管道工程施工及验收规范》 SH3501-2011
42. 《自动化仪表选型设计规范》 HG/T20507-2014
43. 《石油化工自动化仪表选型设计规范》 SHT3005-2016
44. 《石油天然气钢质管道无损检测》 SY/T4109-2013
45. 《油气输送管道线路工程水工保护设计规范》 SY/T6793-2018
46. 《油气管道地质灾害风险管理技术规范》 SY/T6828-2017
47. 《石油工业作业场所劳动防护用具配备要求》 SY/T6524-2017
48. 《油气输送管道工程水域开挖穿越设计规范》 SY/T7366-2017
49. 《油气管道安全预警系统技术规范》 SY/T6827-2011
50. 《油气输送管道风险评价导则》 SY/T6859-2020
51. 《输油气管道工程安全仪表系统设计规范》 SY / T6966-2023
52. 《油气管道线路标识设置技术规范》 SY/T6064-2017
53. 《阴极保护管道的电绝缘标准》 SY/T0086-2020
54. 《钢质管道聚烯烃胶粘带防腐层技术标准》 SY/T0414-2017
55. 《石油天然气管道安全规范》 SY/T6186-2020
56. 《天然气管道运行规范》 SY/T5922-2012
57. 《天然气输气管道干燥施工技术规范》 SY/T4114--2016
58. 《输油气管道电气设备管理规范》 SY/T6325-2011

59. 《石油天然气工程管道和设备涂色规范》SY/T0043-2020
 60. 《压力管道安全技术监察规程-工业管道》TSGD0001-2009
 61. 《压力管道定期检验规则-长输（油气）管道》TSGD7003-2022
 62. 《石油天然气管道系统治安风险等级和安全防范要求》GA1166-2014
 63. 《石油石化系统治安反恐防范要求第6部分：石油天然气管道企业》GA1551.6-2021
 64. 《石油天然气安全规程》AQ2012-2007
 65. 《安全评价通则》AQ8001-2007
 66. 《陆上油气管道建设项目安全验收评价导则》AQ/T3056-2019
 67. 《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。

1.3.5 建设项目的有关评估、评价报告及其他相关资料

1. 《江西省天然气管道有限公司江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目安全条件评价报告》，江西省赣华安全科技有限公司，2024 年 5 月
2. 《江西省天然气管道有限公司江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目安全设施设计》，天圆工程有限公司，2024 年 7 月
3. 《江西省天然气管道有限公司江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目地质灾害危险性评估报告》，江西金达地矿工程有限公司，2023 年 8 月
4. 《江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目压覆矿产资源评估报告》，江西金达地矿工程有限公司，2023 年 9 月
5. 《江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目水土保持方案报

告表》，深圳世源工程技术有限公司，2024 年 5 月

6. 《江西省天然气管网一期工程全线管道高后果区识别报告》，江西省天然气管道有限公司，2023 年

7. 《江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目项目申请报告》，山东中石大工程设计有限公司，2023 年 12 月

8. 《江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程施工图》，天圆工程有限公司，2024 年 4 月

9. 《江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目环境影响报告书》，江西省地质局实验测试大队，2024 年 7 月

10. 《江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目安全设施设计专篇（设计）总结》，天圆工程有限公司，2025 年 1 月

11. 《江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目安全设施施工总结》，北京燕华工程建设有限公司，2025 年 1 月

12. 《江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程无损检测项目检测报告》江西省星光检测技术有限责任公司，2024 年 8 月

13. 《江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程安全设施监理总结》江西同济建设项目管理股份有限公司，2024 年 12 月

14. 《江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通管道试生产（使用）方案》、《江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通管道试生产（使用）工作总结》

15. 企业法人营业执照

16. 气源质量检测报告

17. 阴极保护测试记录;
18. 线路巡护出勤记录;
19. 安全管理机构设置文件和安全管理体系、规章制度、操作规程目录;
20. 应急预案备案登记表、应急演练记录及应急救援设备台账;
21. 主要负责人、安全管理人员及特种作业人员取证清单;
22. 员工三级安全教育卡;
23. 从业人员缴纳工伤保险费的证明材料;
24. 维抢修设备清单;
25. 应急救援服务协议书;
26. 工程相关图纸;
27. 工程其他相关资料。

2.建设项目概况

2.1 建设项目各相关单位概况

2.1.1 建设单位概况

江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目由江西省天然气管道有限公司建设、运营和管理。2007 年 12 月，江西省投资集团有限公司与中国石油化工股份有限公司合资成立了江西省天然气有限公司，负责投资、建设、运营和管理江西省天然气管网一期工程。2019 年 3 月 11 日，江西省天然气有限公司更名为江西省天然气管道有限公司。随着国家石油天然气管网集团有限公司的成立，2020 年 9 月 30 日，中石化将所持公司股权划转至国家管网，现公司注册资本 7.63 亿元，股比为江西省天然气集团有限公司占比 54%，国家管网集团东部原油储运有限公司占比 46%。公司主要经营范围：江西省天然气入赣主管网的投资、建设及管理；天然气省内支管网的规划、投资、建设及管理；江西省内城市燃气管网项目的规划、投资、建设及管理；天然气的购买、输送和销售；天然气管网运营、市场调研及咨询服务；江西省内建设、管理、经营压缩天然气（CNG）、液化天然气（LNG）、天然气汽车加气站、煤层气及其他能源项目。

江西省天然气管道有限公司现设综合管理部、党群工作部、人力资源部、企业管理部、计划财务部、营销发展部、生产运行部（调控中心）、工程管理部、物资装备部、安全环保部、管道保护部等职能部门，设鹰潭作业区、新余作业区、景德镇作业区、抚州作业区、九江作业区、南昌作业区等 6 个作业区及检维修中心、QHSE 监督中心、调控中心，6 个作业区管辖范围内站队。

江西省天然气管道有限公司现主要承接国家管网川气东送天然气管道

来气，环鄱阳湖规划建设管线约 1700 公里，涉及南昌、九江、景德镇、鹰潭、抚州、宜春、上饶、新余等 8 个设区市及其所属的县（市、区）。截至 2021 年 12 月 31 日，已完成管网建设 1547.68 公里，完成管网投产 1087 公里，覆盖南昌、九江、新余、宜春、抚州、鹰潭、上饶、景德镇等 8 个设区市的 44 个县（市、区）。

江西省天然气管道有限公司目前共有员工 371 名。该公司设置有安全管理机构：安全环保部，人员编制 4 人。该公司建立了公司—作业区—分输站（巡线分队）三级 HSE 管理网络，分别配备了专、兼职安全管理人员。该公司主要负责人和安全生产管理人员均由主管的负有安全生产监督管理职责的部门对其安全生产知识和管理能力考核合格并取证。

2.1.2 安全条件评价、设计、施工、监理、检验检测、安全验收评价单位概况

一、安全条件评价单位概况

江西省赣华安全科技有限公司成立于 2003 年 09 月 12 日，注册地位于江西省南昌市青云谱区迎宾北大道 5 号 18 楼，法定代表人为张向东。经营范围包括许可项目：安全评价业务，检验检测服务，职业卫生技术服务，安全生产检验检测，雷电防护装置检测（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广，安全咨询服务，业务培训（不含教育培训、职业技能培训等需取得许可的培训）（除许可业务外，可自主依法经营法律法规非禁止或限制的项目）江西省赣华安全科技有限公司对外投资 2 家公司，具有 1 处分支机构。

该公司具有安全评价资质，资质证书编号 APJ-（赣）-001，资质范围：

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。

二、安全设施设计单位概况

天圆工程有限公司现拥有国家住建部颁发的石油天然气（海洋石油）行业（管道输送）专业甲级、市政行业（城镇燃气工程）专业甲级工程设计资质证书；建筑行业（建筑工程）乙级，石油天然气（海洋石油）行业（油田地面）专业乙级工程设计资质证书；并取得了国家市场监督管理总局颁发的压力管道 GA1(1)、GA2 级，GB1 级，GC1(1)(2)(3)级特种设备设计许可证，同时还具有国家发展改革委员会和建设部颁发的建筑工程、市政燃气、石油天然气行业（管道输送及油气田地面工程）等咨询资质，具备跨行业全专业工程协同设计平台作业资格。

天圆工程有限公司设计资质等级：石油天然气（海洋石油）行业（管道输送）专业甲级资质，证书编号：A142013869。

三、施工单位概况

北京燕华工程建设有限公司是集石化工程总承包、压力容器（非标设备）设计制造、石化装置维护运行和检修、工程项目管理、工程技术开发及服务为一体的工程建设企业。公司的前身是北京燕化建筑安装工程公司（中国石化集团第一建设公司），2005 年改制为北京燕华建筑安装工程有限责任公司，2011 年正式更名为北京燕华工程建设有限公司。

该公司具有石油化工工程施工总承包壹级资质，资质证书编号：D111075201。

四、监理单位概况

江西同济建设项目管理股份有限公司成立于 2002 年 11 月 26 日，注册地位

于江西省萍乡市安源区后埠街柑子园居委会爱群巷 1 号，法定代表人为谢冬春。经营范围包括一般项目：工程造价、工程招标代理、政府采购代理、工程审计咨询服务、城市规划服务、工程勘察、工程设计、工程检测、桩基检测、资质范围内建设工程的工程监理、项目管理、技术咨询、全过程工程咨询；工程总承包、施工总承包、施工专业承包；智能和装配式建筑项目管理；项目代建、项目评估、工程咨询，理化检验，软件开发、信息系统集成和物联网技术服务、运行维护服务、信息技术咨询服务（依法须经批准的项目,经相关部门批准后方可开展经营活动）江西同济建设项目管理股份有限公司对外投资 7 家公司，具有 16 处分支机构。

该公司具有工程监理综合资质，资质证书编号：E136000378-8/7。

五、检验检测单位概况

江西省星光检测技术有限责任公司成立于 1993 年 02 月 05 日，注册地位于江西省南昌市南昌经济技术开发区经开大道 1388 号赛维莱国际城 B 型研发生产厂房 B11-301 室，法定代表人为宗星国。经营范围包括 RT-射线照相检测、UT-超声波检测、MT-磁粉检测、PT-液体渗透检测；仪器仪表的制造和维修、检测服务、普通机械、电器机械及器材、金属材料、装饰材料、五金交电化工、建筑材料、电子产品及通信设备、无损检测设备及器材的批发、零售；焊接热处理技术（以上项目依法需经批准的项目，需经相关部门批准后方可开展经营活动）。

公司具有特种设备检验检测机构核准证无损检测机构资质（核准项目代码 CG-常规检测）、辐射安全许可证等资质证书。公司取得国家市场监督管理总局颁发的特种设备检验检测机构核准证（证书编号：TTS7310301-2023）。

六、安全验收单位概况

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，先后获得国家安全生产监督管理总局、江西省应急管理厅颁发的安全评价资质证书（现资质证书编号：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

建设单位：江西省天然气管道有限公司

项目名称：江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目

项目地址：江西省九江市湖口县高新技术产业园区

安全条件评价情况：江西省赣华安全科技有限公司编制了《江西省天然气管道有限公司江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目安全条件评价报告》，2024 年 6 月 12 日取得九江市应急管理局出具的《危险化学品建设项目安全条件审查意见书》（九应急危化项目安条审字[2024]18 号）

安全设施设计情况：天圆工程有限公司编制《江西省天然气管道有限公司江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目安全设施设计》，2024 年 8 月 15 日取得九江市应急管理局出具的《危险化学品建设项目安全设施设计审查意见书》（九应急危化项目安设审字[2024]19 号）

试生产方案情况：公司于 2024 年 9 月 4 日取得湖口县应急管理局《危险化学品建设项目试生产（使用）方案回执》（湖危化项目备〔2024〕09 号），并开始试运行。

途径行政区划：见表 2.2-1

表 2.2-1 行政区划统计表

序号	省（自治区、直辖市）	市（设区）	县/区	长度（m）
1	江西省	九江市	湖口县	625
合计（m）				625

项目路由图：见图 2.2-1

该工程总投资为 743.64 万元，其中安全投资 60 万元，约占总投资的 8.1%。



图 2.2-1 江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目路由图

表 2.2-2 项目主要建设内容一览表

序号	主项目名称	主要工程内容	备注
1	线路工程	设计输量：设计输量 $7.0 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ； 设计压力：该工程全线设计压力均为 6.3MPa； 管线长度：线路水平长 622.5m，实长 625.0m； 管径 D323.9； 管材：L360M	
2	配套工程	防腐、通信系统等	

2.2.2 建设项目上下游情况

2.2.2.1 上下游分界点

1) 本工程与上游

本工程上游为湖口液化天然气(LNG)储配项目二期工程,起点为湖口 LNG 二期气化返输管线出站位置(坐标: X=3299374.812, Y=435344.256)。自其气化返输管线出站位置起,新建 1 条输气管道与已建江西省天然气管网湖口-金沙湾支线(接入点增加清管三通)联接。在连接点设 2 套切断阀(分别由湖口液化天然气(LNG)储配站及江西省天然气管道有限公司管理)及一套止回阀。

2) 本工程与下游

本工程下游为江西省天然气管道湖口-金沙湾支线(坐标: X=3298864.699, Y=435634.079),接入点增加清管三通。

2.2.2.2 上下游站场、阀室概况

1、湖口液化天然气(LNG)储配站

湖口液化天然气(LNG)储配站由江西省页岩气投资有限公司投资建设,现场勘查时处于试生产(运行)阶段,湖口液化天然气(LNG)储配站建设地点位于湖口县高新技术产业园区,长江右岸,彭湖沿江大道以南。该储配站以 LNG 为储存状态,建设规模包括应急储存规模、气化规模和转运储存规模。该 LNG 储配站项目新建 2 座 25000m³LNG 预应力混凝土全容罐,同时建设 2 台 30t/h 水浴式气化器、4 台 5000Nm³/h 的空温式气化器和 6 台 LNG 装车撬。工艺装置主要包括 LNG 储存、BOG 处理、LNG 气化、LNG 槽车站和外输计量区等单元。辅助装置主要包括控制室、配电室、消防泵房、空压/制氮站、锅炉房、地面火炬等。江西省页岩气投资有限公司负责湖口 LNG 二期返输工艺中设备设施的设计、采购及安装工作,计量数据传输至天然气

管道计量管理等系统，流量计及计量相关设施的管理交由江西省天然气管道有限公司。

2、沈贵里阀室

沈贵里阀室为江西省天然气管网一期工程金砂湾支线干线截断阀室，介于湖口站和湖口 LNG 二期工程之间，沈贵里阀室接受来自湖口 LNG 气化返输来气，输往湖口分输站，阀室具备线路截断、放空及分输预留功能，本项目管道放空依托该阀室放空管道。阀室内设置 RTU 系统一套，沈贵里阀室上下游压力、压降速率、视频监控、可燃气体探测报警等数据均远传至双钟阀室，再由双钟阀室上传至江西省天然气公司调度中心进行统一管理。

湖口 LNG 二期工程为新建管线与江西省天然气管网一期工程金砂湾支线进行联通，连头点距离金砂湾支线沈贵里阀室 12.5km，接入点增加清管三通，满足湖口 LNG 二期气化返输到省网一期工程管网。

2.2.2 输送工艺及主要设计参数

1. 输送工艺

该工程采用不增压、常温输气工艺。

2. 主要设计参数

设计年输气量： $7.0 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$

设计压力：6.3MPa

管径：DN300（管道钢级 L360M，管径 $\Phi 323.9\text{mm}$ ，壁厚 8.0mm）

管线长度：全长约 625m

管材：L360M

温度：常温

2.2.3 输送介质的物性、组分

该工程输送介质为净化天然气，气质均达到《天然气》（GB17820-2018）商品气一类气质标准。天然气物性见表 2.2-3，天然气组分表见 2.2-3。

表2.2-3 天然气物性表

气源	H ₂ S (mg/m ³)	温 度 (°C)	压力 (MPa)	高热值 (MJ/m ³)	低热值 (MJ/m ³)	水露点 (°C)	密度	烃露点 (°C)
川气东送 一线	<6	15	7.8~8.0	36.78	33.12	15	0.6858kg/m ³	≤-15

注：气体的C₅+ 以上的不超过 1.0g/m³ 的烃露点未指定。

表2.2-5 天然气组分表

气源	组分	H ₂	N ₂	CO ₂	H ₂ O	C ₁	C ₂	C ₃	甲硫醇	He
川气东 送一线	mol%	0.0274	0.7575	1.9904	0.0031	97.018	0.1522	0.0101	0.0003	0.0169

2.3 自然及社会环境概况

该工程管道沿经九江市湖口县境内。

2.3.1 自然环境

2.3.1.1 气象

湖口县属亚热带季风型气候，气候温和，光照充足，雨量充沛，多年年平均气温 16.9℃，极端最高气温 40.3℃，极端最低气温-10.3℃。据江西省气象局 1959 年-2017 年资料，多年平均降雨量 1435.9mm，年最大降雨量 2094.8mm（1999 年），年最小降雨量 776.0mm（1978 年），根据湖口县各气象站点 2008-2017 年统计数据，最大月降雨量 553.1mm(2016 年 6 月)，最大日降雨量 326.2mm(2016 年 6 月 19 日)，最大小时降雨量 50.7mm（2016 年 6 月 18 日 22 点）。

湖口县受寒潮和季风影响，湖口县灾害性天气主要有春季低温阴雨，春

夏季暴雨，夏秋干旱和干热风，冬季寒潮大风和冻害。其中以暴雨与长江、鄱阳湖外涝引起的洪涝造成的危害最大。勘查区位于长江南岸，长江 1971～2017 年平均水位高程 11m，长江湖口水文站最高洪水位高 20.77m（1998 年 8 月 1 日），最低水位 4.01 米（1963 年 2 月 6 日）。长江湖口水文站鄱阳湖最高洪水位高 22.59m（1998 年 7 月 31 日），最低水位 5.9 米（1963 年 2 月 6 日）。沿江建有防洪堤，本治理工程位于防洪堤内，因此，本勘察区不会遭受长江洪水的威胁。

本工程气象统计详见下表：

表2.3-1气象条件统计表

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 h	多年平均年蒸发量 mm	季节性冻土最大埋深 cm	年雷暴日 d
	多年平均	极端最高	极端最低								
九江市湖口县	16.9	40.3	-10.3	1435.9	2.1	60%	78.5%	1630.9	1612.9	无冻土	5.6

2.3.1.2 水文

九江是座靠水的港口名城，水资源十分丰富，地表水资源 136.5 亿 m³，水资源总量 141.8 亿 m³，可开发的水力资源 32.9 万千瓦。长江过境长度 151 公里，年流量 8900 亿 m³，直入长江的河流流域面积 3904 平方公里。

九江市境内主要有修河、博阳河、长江三大水系，万亩以上湖泊有 10 个，千亩以上 31 个，全省最大的柘林水库库容达 79.2 亿 m³。中国第一大淡水湖鄱阳湖是省内诸河入长江的总通道，又是庐山西海水量的调节器，有 70%的水域在九江境内，面积近 300 万亩，沿湖 12 个县区，其中九江有 6 个。

2.3.1.3 地形地貌

九江市地势地貌较为复杂，地形变化大，地势东西高，中间低，南部略高，向北倾斜，平均海拔 32 米，其中九江市区 20 米。境内山地、丘陵、平原、湖泊皆备，其中山地占总面积的 16.4%，丘陵占 44.5%，湖泊占 18%，俗称“六山二水分半田，半分道路和庄园”。西部为丘陵山区，层峦起伏。西南的九岭山脉主脉蜿蜒修水、武宁、永修，是修河流域与锦江流域的分水岭，主峰九岭尖海拔 1786.9 米，为全市地势最高点。西北的幕阜山脉主脉蜿蜒修水、武宁、瑞昌，是江西省与湖北省的分界山脉，主峰老鸦尖，海拔 1656 米。在这两大山脉间，组成了丘陵山区。东部彭泽、都昌、湖口有怀玉山脉的余脉，主峰大浩山，海拔 859.4 米。中部为鄱阳湖平原，水网交错。

该项目管道沿线地貌以丘陵地貌为主。沿线地形地貌统计见表 2.3-2。

表2.3-2地形地貌统计表

序号	省(自治区、直辖市)	线路长度 625m					
		平原 (m)	沟谷 (m)	丘陵 (m)	沟壑 (m)	山区 (m)	水网 (m)
1	江西省	0	0	625	0	0	0
合计		625m					

2.3.1.4 地质勘察结论

经工程地质详细勘察查明，穿越区工程地质条件、水文地质条件较简单，无不良地质现象，不存在影响本工程建设的工程地质问题，穿越工程区抗震设防烈度为 6 度，场地稳定，适宜管道穿越。

勘察区地形地貌属浅丘地貌，施工区范围内地势较平坦，起伏较小,主要为农田；施工区场地内表层覆第四系粉质黏土，下伏砂岩，岩土种类较多，物理力学性质变化较大。

勘察区地下水主要为第四系松散岩类孔隙潜水，勘察期间，地下水较浅。

环境水对混凝土结构具微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中的钢筋具微腐蚀性，对钢结构具弱腐蚀性；土壤对金属管道具有弱腐蚀性。

穿越场地岩石质量普遍为较差～较好，局部较差～差，穿越设计、施工应充分考虑穿越场地不同地段和层位的岩体完整性。

2.3.2 社会环境

2.3.2.1 人文地理

九江是江西省地级市，地处长江、京九铁路两大经济开发带交叉点，是长江中游区域中心港口城市，是我国首批 5 个沿江对外开放城市之一，也是东部沿海开发向中西部推进的过渡地带。

九江市是江西省区域中心城市之一、昌九一体化双核城市、环鄱阳湖城市群副中心城市。号称三江之口，七省通衢与天下眉目之地，有江西北大门之称。

2.3.2.2 经济

2022 年，九江市实现地区生产总值（GDP）4026.60 亿元，比上年增长 4.3%。其中第一产业增加值 258.66 亿元，增长 4.4%；第二产业增加值 1926.52 亿元，增长 4.5%；第三产业增加值 1841.42 亿元，增长 4.1%。三次产业结构为 6.4:47.8:45.8，三次产业对经济增长的贡献率分别为 6.8%、49.0%和 44.2%。全市人均地区生产总值 88318 元，增长 4.8%。

2.3.2.3 交通

九江市地处长江、京九铁路两大经济开发带交叉点，是长江中游区域中心港口城市，现代水陆空交通网络四通八达。九江港是长江流域十大港口之一，年客、货运量分居长江各港口第二位和第四位。铁路有京九、武九、合

九、铜九和南九城际高速“五龙”会聚九江；福银高速公路昌九段和杭瑞高速公路九景段首尾相连，彭湖高速、永武高速、九瑞高速、绕城高速相继建成。

新建管道路由所经大部分地段村庄较少，总体上人文、社会依托条件较好，经济较为发达，交通条件较好，路线走向符合九江市发展规划和区域布局规划。

沿线可供使用的道路主要有省道 S214 以及其他乡村道路、园区道路等，路网发达，交通便利，便于施工运料。

2.4 建设项目总结

2.4.1 安全设施设计总结

本项目设计单位为本工程设计单位为天圆工程有限公司，具有石油天然气（海洋石油）行业（管道输送）专业甲级资质，证书编号：A142013869。

依据天圆工程有限公司编制的《江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目安全设施设计专篇（设计）总结》。设计合规性结论为：针对输气管道在生产、运行中存在的各种潜在的危险，在设计中采用埋地管道密闭输送工艺，该工艺成熟可靠。输气管道线路主要技术、工艺、装置、设备、设施、公用工程 and 安全管理均符合国家规范标准的要求。工程中未采用新技术、新工艺、新设备、新材料，均为成熟的工艺技术和设备。管道路由选择合理，沿线无环境敏感点、压覆矿、地震断裂带等，满足安全要求且符合城乡规划。本工程设计严格按照最新标准、规定和规范进行设计，工艺技术安全可靠。本工程设计积极响应安全条件预评价报告提出的安全防护措施的建议，确保工程建设的安全可靠。综上所述，本工程设计切实落实各项安全卫生防范措施，严把设计、设备购置和验收、安装、竣工验收等质量关，制定完善可行的规章制度和管理体系，配备高素质的员工，规范操作，重大事故是完全可以杜绝的。因此，本项目建设是安全、可行的。

设计重大变更情况描述为：本工程无重大设计变更。

2.4.2 安全设施施工总结

本项目施工单位为北京燕华工程建设有限公司，具备石油化工工程施工总承包壹级资质，资质证书编号：D111075201。

依据北京燕华工程建设有限公司编制的《安全设施施工总结》工作的成果如下：综上所述，我们在长输管道施工过程中始终坚持合规性原则，严格遵守国家及地方的相关法律法规和标准规定。我们注重施工安全与环保标准、质量控制与验收流程、合同条款与履约情况、风险评估与管理措施、事故预防与应急预案等方面的管理和实施。通过我们的努力和实践，确保了长输管道施工活动的合法性和合规性，为工程的顺利进行和质量保证奠定了坚实的基础。

2.4.3 安全设施检测总结

本项目检测单位为江西省星光检测技术有限责任公司，具有特种设备无损检测资质。

根据天津江西省星光检测技术有限责任公司《安全设施检测总结报告》，检测单位承担的建设项目工程量情况如下：线路工程线路射线检测 72 道口、超声波检测 70 道口、返修复探 0 道口；站内线线路工程线路射线检测 8 道口、超声波检测 8 道口、返修复探 0 道口。

2.4.4 安全设施监理总结

本项目监理单位为江西同济建设项目管理股份有限公司，具备工程监理综合资质，资质证书编号：E136000378-8/7。

根据江西同济建设项目管理股份有限公司编制的《安全设施监理总结》，监理合规性结论如下：工程安全设施评价该工程从开工到竣工，施工单位能够按照施工组织设计方案及图纸施工；各项分部工程都符合设计要求及满足施工规范的要求；工程技术资料齐全，观感质量良好，施工过程中都没有发生安全事故，完成设计图纸及设计变更内容，验收合格。

2.4.5 试生产（使用）工作总结

根据江西省天然气管道有限公司《江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通管道试生产（使用）工作总结》，公司于 2024 年 8 月 22 日开始管道试生产（使用）作业准备工作，作业过程整体平稳可控，作业期间全线安全平稳运行。试运行总结如下：此次湖口 LNG 二期联通工程试生产（使用）作业期间整体平稳可控，作业期间管网安全平稳运行，但在处理现场故障的过程中暴露出对标准规范掌握不扎实。对此，需加强行业内相关标准规范的学习，并深刻总结此次经验教训，积累经验、掌握规律，为后续场站顺利试生产（使用）打下坚实的基础。

2.5 变更部分

2.5.1 初步设计相较安全预评价的变更

该工程安全设施设计相对应安全预评价无重大变更。

2.5.2 工程现场相较安全设施设计的变更

江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目施工中涉及的工程变更共 5 项，其中首段动火连头处增加平衡压袋稳管 1 项，增加单体试压 3 项，A001-A002 桩恢复农田灌溉排水渠（成品 U 型槽）1 项。现以上施工变更已全部实施完成，并已组织监理、设计、建设单位现场验收核定。

2.6 重大危险源

该工程涉及的天然气属于危险化学品，采用管道输送方式，不涉及生产和储存设施。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，故对该工程长输管道不进行危险化学品重大危险源辨识。

3.评价范围与评价方法

3.1 评价范围

本次安全验收评价的对象为：江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目。

具体评价内容如下：

一、新建输气线路：该项目起点为湖口 LNG 二期气化返输管线出站位置（坐标：X=3299374.812，Y=435344.256），终点为江西省天然气管道湖口-金砂湾支线（坐标：X=3298864.699，Y=435634.079），接入点增加清管三通。设计压力 6.3MPa，线路长约 625m，管径管径 D323.9mm，设计分输气 $7.0 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

二、公用工程：通信、防腐等。

三、安全管理。

该工程如上下游衔接界面、阀室、路由发生变化，应重新进行安全评价。

环境保护、消防工程、防雷、特种设备、铁路、道路及河流穿越由环境保护、消防、防雷、特种设备、铁路、道路及河流穿越等由主管部门审查认可，本评价报告中关于环境保护、消防、防雷、特种设备、铁路、道路及河流穿越问题的评述不代替环境保护、消防、防雷、特种设备、铁路、公路、河道主管部门的审核。环保设施、消防设施、防雷、特种设备、铁路道路及河流穿越是否符合要求，以环保部门、消防、防雷、特种设备，铁路、公路、河道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。

3.2 评价单元的划分

3.2.1 评价单元的划分原则

划分评价单元应符合科学、合理、无遗漏的原则。评价单元划分除考虑上述原则外，还遵循以下原则：

- 1) 具有相似工艺过程的装置（设备）划分为一个评价单元；
- 2) 场所（地理）位置相邻的装置（设备）划分为一个单元；
- 3) 独立的工艺过程可划分为一个评价单元；
- 4) 将安全管理、外部周边情况单独划分为评价单元。

3.2.2 评价单元划分

依据评价单元的划分原则及《陆上油气管道建设项目安全验收评价导则》（AQ/T3056-2019），根据该工程的工艺及评价的特点，经评价组充分讨论确定，将评价范围内的各部分评价内容划分为以下 4 个评价单元，各单元根据实际需要再划分若干评价对象。

表 3.2-1 评价单元划分一览表

序号	评价单元	评价单元的评价对象
1	线路工程	管道本体、管道敷设、高后果区、地质灾害、地震、采矿区、河流大、中型穿（跨）越、与架空输电线路并行交叉、与铁路并行交叉、与公路并行交叉、与其他管道并行交叉、标识与伴行路
3	公用工程	通信、自控、防腐
4	安全管理	安全管理机构设置、人员编制与安全管理人员设置、个体安全防护用品配备、抢修设备配备、应急预案、安全投入、外部依托力量

3.3 评价方法选择

3.3.1 常用的安全评价方法

选用的评价方法应与评价对象相适应，常用的安全评价方法有：a) 安全检查表法；b) 定量风险评价（QRA）；c) 管道打分法（KENT）；d)

LEC 法；e) 事故树分析（FTA）；

f) 火灾、爆炸危险指数评价法；g) 其他评价方法。

3.3.2 评价方法选择

本报告以安全检查表的方法为主，其他方面的安全评价方法为辅。

3.3.3 评价方法介绍

3.3.3.1 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。

3.3.3.2 事故树分析（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。

3.3.3.3 可燃气体蒸气云爆炸计算方法

可燃气体爆炸的总能量为：

$$E = 1.8AWQ$$

式中： E —— 可燃气体的爆炸总能量，J；

A —— 可燃气体的蒸气云当量系数，统计值范围为 0.04；

W ——蒸气云中燃料的总质量，kg；

1.8 为地面爆炸系数。

该蒸气云团爆炸的冲击波影响半径根据荷兰应用科研院 (TNO) 的建议，按下式计算蒸气团爆炸的冲击波影响半径 R ：

$$R = C_s (NE)^{1/3}$$

式中 E ——爆炸能量，J；

N ——效率因子，冲击能量与总能量的比率，一般 $N = 0.1$ ；

C_s ——经验常数，取决于损坏等级。查下表。

表 3.4-1 损坏等级表

损坏等级	C_s 值/mJ	设备损坏	人员伤害
1	0.03	重创建建筑物和加工设备	1%死亡于肺部伤害、>50%耳膜破裂、>50%被碎片击伤
2	0.06	建筑物外表可修复性破坏	1%耳膜破裂、1%被碎片击伤
3	0.15	玻璃破裂	被碎玻璃击伤
4	0.4	10%玻璃破碎	

该爆炸的冲击波破坏影响半径为：

表 3.4-2 影响半径

影响半径/m	损坏等级
R_0 , 死亡半径	1
R_1 , 重伤半径	2
R_2 , 轻伤半径	3
R_3 , 财产损失半径	4

4.线路工程

该项目起点为湖口 LNG 二期气化返输管线出站位置（坐标：X=3299374.812，Y=435344.256），由起点采用定向钻向南穿越国家公益生态林，由穿越终点继续向南开挖敷设，穿越现状水泥路后向东敷设垂直接入江西省天然气管道湖口-金砂湾支线（坐标：X=3298864.699，Y=435634.079），接入点增加清管三通。新建管线长度共 625m。

本项目管道设计压力 6.3MPa，管径 D323.9mm，线路用直管与热煨弯管均采用厚度为 8mm 的无缝钢管，钢级 L360N。

已建湖口-金砂湾支线长度约 19.13km，其管道设计压力 6.3MPa，其管径 D508mm，其直管壁厚为 8.7mm，其管道材质为 L485M 直缝埋弧焊钢管。

起点处湖口 LNG 二期项目站内接管的设计压力 6.3MPa，材质 20#无缝钢管，管径 D273×16mm，采用 DN250×300 异径管变径至 DN300 后与本项目接管。终点处采用 PN6.3DN500×300 清管三通，设计压力 6.3MPa，材质 L485；主管连接管线（已建湖口-金砂湾支线）的规格为 D508×8.7mmL485M 直缝埋弧焊钢管，支管连接管线（拟建管线）规格为 D323.9x8mmL360N 无缝钢管。

本工程线路水平长 622.5m，实长 625.0m，定向钻穿越国家公益生态林 1 处，穿越水平长 384.6m，实长 387.0m。

4.1 管道本体

4.1.1 首次使用的新材料安全可靠论证情况

该工程采用传统的输送工艺，工艺成熟可靠，且被广泛采用；选用的设备和管道材料均经过经济技术对比，并根据国内外输气管道建设的经验及国

内钢厂、钢管厂的生产能力，选取成熟可靠及广泛采用的材料。

该工程未采取新技术、新工艺、新设备、新材料。

4.1.2 管道强度

根据《输气管道工程设计规范》（50251-2015）相关规定，管线中心线两侧各200m范围内，任意划分成长度为2km并能包括最大居民户数的若干地段，以划分地段内户数划分为四个等级。本工程管道沿线无城市规划或工业规划，目前土地性质为农用地，依据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第4.2.2条（下表4.2.2和4.2.3），现状条件下管道沿线地区等级为二级地区，由于管道穿越国家林区，设计系数由二级地区的0.6提高到0.5。

表 4.1-1 管道强度设计系数明细表

管段或管道	地区等级	二级
全线路段	强度设计系数	0.5

4.1.3 管材及主要技术条件

1、管材

本项目直管段和热煨弯管均全部采用钢级为 L360M、壁厚为 8.0mm 的无缝钢管。线路弯管采用曲率半径 $R=6D$ 的成品热煨弯管，弯管两端各带 0.5m 长直管段，材质与直管段相同。

2、壁厚

表 4.1-2 钢管选用一览表

序号	管道外径 (mm)	设计压力 (MPa)	管道 钢级	地区 级别	强度 系数	冷弯弯管 (mm)		热煨弯头 (mm)	
						计算 壁厚	选择 壁厚	计算 壁厚	选择 壁厚
1	323.9	6.3	L360M	二级	0.5	5.67	8.00	6.52	8.00

4.1.4 采取的相关安全措施

4.1.4.1 管道校核

《江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程安全设施设计》进行了管道强度校核、稳定性校核、最小壁厚校核、抗震校核。管段强度校核结果为满足要求。稳定性校核结果：根据上式计算，管道在开挖敷设、管顶覆土 1.5m 时均满足径向稳定性要求。管道刚性校核结果为满足条件。管道抗震强度校核结果：本输气支线所经地区地震动峰值加速度均小于或等于 0.05g，因此可不作校核就能满足要求。

4.1.4.2 焊接、检验

1、焊接

本项目管道焊接全线采用手工下向焊工艺，无损检测采用超声波探伤和射线检验相结合的方式。施工过程中施工单位严格执行焊接工艺规程，监理单位根据施工单位每天上报的无损检测申请下达检测指令，无损检测单位严格执行监理单位的检测指令，对管道焊口先进行外观检测，外观检测合格后进行射线检测和超声波检测。

2、检测

江西省天然气管道有限公司委托江西省星光检测技术有限责任公司进行了江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程无损检测，并出具了射线检测报告、超声波检测报告。射线检测报告结论为：共检测 72 道口，返修 3 道口，返修张数 5 张，一次检测合格率 95.83%，I 级片 327 张，II 级片 36 张，I 级片 1 张，IV 级片 3 张。超声波检测结论为：共检测 72 道口，返修 0 道口，一次检测合格率 100.00%。

无损检测总结报告结论为：超声波检验质量验收等级II级，射线检验

收等级Ⅱ级。按《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109-2020）标准执行，达到Ⅱ级为合格。检测记录见附件。

4.1.3.3 管道清管、测径、试压、干燥与置换

经查阅相关施工记录，本项目管道清管、测径、试压及干燥严格按照方案进行，在投产前对管道进行清管、测径、试压。

清管、试压根据沿线地形、穿越等情况分段进行。

在试压前采用清管器进行清管，清管次数不少于 2 次，以开口端不再排出杂物为合格。清管合格后，对管道进行测径，检测管道几何变形，清管测径符合要求后，对管道进行强度试压，试压介质采用无腐蚀性洁净水。

试压完成后，采用干空气干燥法为主对管道进行干燥，达到设计要求为合格。

投产置换是天然气管道施工后投入运行的一个关键步骤，采用注入氮气后再引入天然气进行置换的方法。该方法采用不放隔离清管器，氮气直接推动空气、天然气直接推动氮气的方法进行投产置换。

4.2 管道敷设

4.2.1 管道敷设

据有关规范规定及管道所经地区的地区等级、土壤类别及物理力学特性，并考虑到管道稳定性等要求综合确定，除特殊位置需要采用定向钻穿越、套管保护外，其余管道采用埋地敷设。

管道转向采用弹性敷设、冷弯弯管和热煨弯管三种形式来实现，在满足最小埋深要求的前提下，管道纵向尽量减少热煨弯管和冷弯弯管的使用。

4.2.2 管道埋深

1、管道全线采用沟埋敷设。其最小埋设深度根据《输气管道工程设计

规范》GB50251-2015，结合管道所经地区耕地等情况确定。本工程管顶埋深不小于 1.5m。有套管（盖板）穿越公路时，套管（盖板）顶距公路路面最小覆土层厚度为 1.2m。

4.2.3 管道占压情况

该项目管道不存在建（构）筑物占压。

4.2.4 管道定向钻穿越

本项目由起点采用定向钻向南穿越国家公益生态林，山体定向钻穿越范围为 A3（X=3299067.53，Y=435536.80）~A4（X=3299407.53，Y=435357.08）号桩之间的定向钻穿越，穿越水平长 384.6m，实长 387.0m，定向钻穿越施工单位按要求进行施工，施工完成后进行质量验收并出具了山体定向钻穿越（A003-A004 桩）分部工程质量验收记录。

4.3 高后果区

4.3.1 建设项目与周边环境

建设项目与周边建构筑物间距：

表 3.5-1 管道与周边房屋、特殊建构筑物间距表

序号	规范	规范要求	建构住物	最小间距（m）	是否符合规范要求
1	（GB50251） 4.1.1 线路的选择应符合下列要求：	埋地管道与建（构）筑物的间距应满足施工和运行管理需要，且管道中心线与建（构）筑物的最小距离不应小于 5m；	九江市湖口县下段家	43	符合
2		埋地管道与建（构）筑物的间距应满足施工和运行管理需要，且管道中心线与建（构）筑物的最小距离不应小于 5m；	九江市湖口县下杨村	127	符合

改线工程 A01 号桩至 A03 号桩段两侧为低层建筑（一层至三层住宅）为主的居民点，低层建筑便于应急疏散。管线西面居民点主要为 5 栋民房（常住人口约为 14），最近建筑物距拟建管道距离 43m。管线东面居民点主要为 3 栋民房（常住人口约为 19），该居民点垂直拟建管线呈长条状分布，其中

最近建筑物距拟建管道 127m，最远建筑物距拟建管道约 226m。由于管线附近存在居民区，因此加强后期对 A01 号桩至 A03 号的巡线工作。

4.3.2 高后果区的识别与统计

根据《油气输送管道完整性管理规范》（GB32167-2015）第6.1.2条所述原则（见表4.3-1）对管道所经区域高后果区进行识别。

表 4.3-1 输气管道高后果区管段识别分级表

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

经识别，管道沿线均为二级地区，管道所经路由200m范围内无学校、医院等特定地区，根据《油气输送管道完整性管理规范》GB32167-2015可判断本工程管道沿线无高后果区。

4.4 地质灾害

根据《江西省天然气管网与湖口LNG二期联通工程项目地质灾害危险性评估报告》（江西金达地矿工程有限公司，2023年8月），评估结果如下：根据对建设工程地质灾害危险性的调查评估，可以得到如下结论：1、评估级别：江西省天然气管网与湖口LNG二期联通工程项目线路全长约0.65km，属重要建设项目，评估区总体地质环境条件为中等，确定本次地质灾害危险性评估等级为一

级。2、地质环境条件：区域地质背景较复杂，评估区地形地貌条件简单，地质构造条件较简单，水文地质条件较简单，工程地质条件较复杂，评估区属崩滑流地质灾害少发区，据区划报告及现场地质灾害野外调查未发现地质灾害崩塌点和滑坡点，由此确定地质环境条件复杂程度为中等。3、现在评估：评估区范围内未发现滑坡及崩塌。野外调查发现2处自然斜坡，自然斜坡稳定性好的为XP2，稳定性中等的为XP1，根据自然斜坡的稳定性及与拟建管道的关系和距离等的组合关系判别标准对自然斜坡的潜在危险性时进行评估，XP1、XP2均为危险性小。4、预测评估：评估区范围内未发现崩滑流，预测评估区未来遭受滑坡、崩塌地质灾害的可能性较小，对管道的危险性较小。拟建管线两侧未来不排除因矿山开采及人工挖填方边坡诱发的崩滑流地质灾害。评估区位于长江堤坝内，堤坝坝顶高程为21.5m，高于历史最高洪水位20.68m，评估区受洪水的影响较小。在长江南岸分布有不同厚度的饱和砂土，易产生不均匀沉降、砂土液化和渗透变形，导致拟建管线受到破坏。有可能发生渗漏及管涌的情况，应加强防范。对于薄弱地带应适当的辅以防治工程。5、综合评估：危险性中等（II）分区：区内地貌单元类型较单一，地形简单，地形起伏变化平缓，原始地形坡度较小。自然斜坡高度小，稳定性好，自然条件下发生崩滑流的可能性小；根据收集资料显示，在长江南岸分布有不同厚度的饱和砂土，易产生不均匀沉降、砂土液化和渗透变形，导致拟建管线受到破坏。有可能发生渗漏及管涌的情况，出现不均匀沉降、砂土液化、渗漏、管涌可能性中等，对拟建管线危害性大，危险性中等。根据建设适宜性分级表确定建设用地适宜性级别为基本适宜。危险性小（II）分区：区内地貌单元类型较单一，地形简单，地形起伏变化平缓，原始地形坡度较小。自然斜坡高度小，稳定性好，自然条件下发生崩滑流的可能性小，未发现岩溶地面塌陷及采空地地面塌陷现象，对拟建管线危险小。

根据建设适宜性分级表确定建设用地适宜性级别为适宜。综上所述，建设场地适宜性总体评价为基本适宜。

施工单位根据设计及地勘报告提出建议进行施工，并出具工程质量验收记录。详见附件。

4.5 地震

4.5.1 地震参数

根据国家标准《中国地震动参数区划图》GB18306-2015 和《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB50470-2017 的相关规定，勘察区特征周期值为 0.35s，抗震设防烈度为 6 度，设计基本地震加速度为 0.05g，设计地震分组为第一组。

4.5.2 抗震校核

1、一般埋地管道

根据《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T50470-2017 第 6.1.1 条：一般埋地管道通过设计地震动峰值加速度大于或等于 0.20g 地区时，进行抗拉伸和抗压缩校核。该工程所经地区地震动峰值加速度为 0.05g，因此，该工程一般埋地管道不需要进行抗震校核。

2、穿越段管道

根据本工程《安全设施设计》，本工程采用了符合 GB9711-2023 规范的 L360N 无缝钢管，经抗震校核，本工程一般线路段和带套管穿越段用管满足规范要求，无需采取抗震措施。

4.6 山岭隧道

本工程管道主要采取埋地敷设，沿线无其他需要采用山体隧道穿越方式的地段。

4.7 采矿区

根据江西省国土资源厅及天然气管道保护法相关规定，管线两侧 200m 范围内视为压覆。天然气管线站场及阀室外扩 500m 范围内视为压覆。

根据江西金达地矿工程有限公司 2023 年 9 月出具的《江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目压覆矿产资源评估报告》及《建设项目压覆矿产资源查询结果》（查询编号：202308183643），结论如下：通过本次评估工作，基本查明了评估区内地形地貌、地层岩性、地质构造、矿产种类、分布开采情况，采矿权的设置情况，评估基准日为 2023 年 8 月 15 日。经过资料收集及实地调查，主要结论如下：1、查询区地形地貌受地层岩性、地质构造控制明显，山脉走向、河流分布均严格受构造的控制。评估区根据地貌成因类型及形态特征，将评估区地貌划分为 2 种类型，即侵蚀剥蚀岗地和河谷冲积平原。评估区地层较为简单，出露地层从老到新为志留系（S）、泥盆系（D）和第四系（Q）；岩性主要为志留系茅山组石英砂岩、细砂岩和泥盆系观山组石英砂岩、砂砾岩及第四系粘土、砂砾石等，岩相变化较简单。2、经省政务大厅一站式查询，江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目建设用地在查询区范围内不涉及任何探矿权、采矿权、矿产地，本项目评估区不涉及任何探矿权、采矿权、矿产地，故压覆矿产资源评估类别为三类。

4.8 河流大、中型穿（跨）越

根据现场勘查及企业提供资料，本工程不涉及河流及大型水域穿（跨）越。

4.9 与架空输电线路并行交叉

4.9.1 与架空输电线路并行交叉情况统计

本项目管道沿线与 10kV 及以上架空输电线路交叉 2 次，无并行情况，交叉情况见下表。

表 4.9-1 管道与输电线路交叉统计表

序号	名称（等级、电压）	交叉情况		市（设区）、县
		起止桩号	交叉角度(°)	
1	220v交流架空输电线路	A01+41m	83	九江市湖口县
2	10kv交流架空输电线路	A01+109m	35	九江市湖口县

4.9.2 采取的相关安全措施

1) 间距

管道选线、定线时，充分考虑管道与输电线路的间距，满足《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T21447、《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》GB/T50698、《66kV 及以下架空电力线路设计规范》GB50061 的要求。

2) 管道与输电线路交叉段重点加强防腐层的检测，确保涂层无漏点，避免杂散电流流出管道时加剧腐蚀。

3) 排流措施

本着避让的原则，本工程尽可能避免与干扰源的长距离靠近；对无法绕避的、存在干扰影响的管段，依据《埋地钢质管道交流干扰防腐技术标准》GB/T50698 的规定，在可能存在干扰的位置以及管道与输电线路杆塔临近处采用隔直通交的固态去耦合器作为排流装置，接地体采用带状锌阳极及梯形锌阳极。

4) 跟踪测试和验证

在管道敷设及回填期间，进行必要的杂散电流测试，对排流点的位置进行优化调整，保证排流效果，确保管道的安全运行。

5) 监测

在杂散电流干扰严重地段设置触发式电位采集器及智能测试桩。

4.10 与铁路并行交叉

4.10.1 与铁路并行交叉情况统计

该工程天然气管道不涉及与铁路并行交叉。

4.11 与公路并行交叉

4.11.1 与公路并行交叉情况统计

本段线路中累计与水泥路交叉穿越共 1 处。穿越道路情况见表 4.11-1。

表 4.11-1 与公路交叉段统计表

序号	公路名称	穿越地理位 置	公路等级	路面宽度 (m)	穿越方式	穿越长度 (m)
1	乡村道路	九江市湖口县	三级及以下	3	顶管加套管	10/1

4.12 与其他管道并行交叉

该工程不涉及与其他油气管道并行与交叉。

4.13 标识与伴行路

4.13.1 标识

1、标志桩

根据《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T6064-2017）、《油气管道地面标识设置规范》（Q/SY1357-2010）的规定，该工程管道沿线按要求设置里程桩、转角桩、交叉桩、加密桩、警示牌、标识带等标志。

里程桩：每公里设置 1 个，一般与阴极保护测试桩合用。

转角桩：在管线水平方向改变位置均设置转角桩，转角桩上标明管线里程、转角角度等。

穿跨越标志桩：管道定向钻穿越的两侧，均设置穿越标志桩，穿越标志桩上标明管道名称、穿越类型，线路里程，穿越长度，有套管的注明套管的长度、规格和材质。

2、警示牌

保护管道不受第三方破坏，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。

警示牌设置位置：①管道经过人口密集区，在进出两端各设警示牌一

块，中间每 300m 设置一块警示牌；②管道跨越河流冲涧处，两端各设置一块警示牌；③管道穿越大中型河流处，在两岸大堤内外各设置一个警示牌，每条河流设置四块警示牌；④采石场、取土场、采矿区域；⑥易发生或已多次发生危及管道安全行为的区域。

警示牌设置在明显醒目的地方，依托水工保护护坡、挡土墙等光滑面刻写标语。

本项目另外在定向钻穿越入土点、出土点靠近穿越中心线两侧各设一个穿越管道标志桩和禁止挖掘的警示牌。标志桩埋设在穿越段两端，警示牌埋设在穿越位置醒目高点处。

3、警示带

管道沿线设置警示带，敷设位置在管道管顶正上方 500mm 处（农田或耕地地段距地面 0.8m 以下）。设置在农田地段的警示带做打孔处理。

警示带采用高强度、耐老化材料复合制成，厚度为 0.15~0.2mm。该工程警示带宽度 1.3m。警示带的使用寿命大于 30 年，且具有一定的抗拉断力。警示带进行打孔处理，孔直径 1cm，打孔位置避开企业图标和文字说明。

4.13.2 伴行路

管道沿线交通条件便利，现有道路状况较好，可以利用现有道路进行管道维护、巡检、抢险等工作，无需新建管道伴行公路。

管道仅在施工时临时修建一条 200m 长的施工便道。

4.14 截断阀室

根据企业安全设施设计等相关资料，本项目为新建一条 625m 管径为 DN300（D323.9mm）的天然气管道，新建管道长度较短，因此不涉及阀室新建或改造内容。

5.站场工程

该工程不涉及新增站场工程。

6.公用工程

6.1 自控

江西省页岩气投资有限公司负责湖口LNG二期返输工艺中设备设施的设计、采购及安装工作，计量数据传输至天然气管道计量管理等系统，流量计及计量相关设施的管理交由江西省天然气管道有限公司。本项目依托原有自动控制系统对其进行监控、调度和管理等。现有湖口分输站站内设置控制系统（SCS），通过站控制系统可实现对站场工艺设备的监视和控制。站场SCADA数据上传至江西省天然气有限公司南昌调控中心。

站场控制系统（SCS）监控现场所有的输气工艺和辅助设备或设施，以达到保证管道安全、平稳和高效运行的目的，同时具有将有关信息提供给调度中心的能力。能够达到无人值守，远程操控的自动化水平。

本项目与上游江西省页岩气投资有限公司湖口液化天然气（LNG）储配在连接点设2套紧急切断阀，分别由湖口液化天然气（LNG）储配站及江西省天然气管道有限公司进行控制。

6.2 通信

6.2.1 数据传输

本工程选用 ITU-TG.652 标准单模光纤，本工程将湖口 LNG 站（一期）生产数据通过光通信网络上传至湖口 LNG 站（二期），再上传至湖口分输站，再上传至南昌调度控制中心。

6.2.2 光缆防护

6.2.2.1 光缆敷设

本工程通信光缆线路采用与天然气管道同沟敷设 1 根硅芯管，通信光缆敷设在硅芯管内，硅芯管与管道同沟敷设，其敷设位置在管道前进方向右侧

靠近沟壁处。硅芯管的顶部在输气管道的管顶下方 100mm~150mm 处，硅芯管与输气管道外壁的水平净距 $\geq 300\text{mm}$ 。

本工程输气管道采用定向钻穿越公益生态林（山体），由于定向钻穿越长度较短，光缆（硅芯管）采用镀锌钢管 $\Phi 114 \times 8$ 保护与主管道一同回拖。输气管道采用顶混凝土套管方式穿公路时，光缆亦利用该混凝土套管穿越公路。

6.2.2.2 光缆线路防雷

为了降低雷电可能带来的危害，全部线路将采用光缆接头处金属构件断开和站内光缆金属构件接防雷地线等措施进行防雷，详细措施如下：

- 1) 光缆内所有的金属构件在接头处电气断开，不做接地。
- 2) 为保证操作人员的安全，在光缆与强电设置较近处施工或检修接头盒时，将光缆的金属构件做临时接地处理。
- 3) 硅芯管（光缆）敷设地段，在暴雨日大于 20 天的地区，布放防雷线的原则为：土壤电阻率 ρ_{10} 大于 100 欧姆时布放 1 根防雷线，防雷线使用 $\Phi 6\text{mm}$ 镀锌铁线，敷设在光缆上方 30mm 处。

6.2.2.3 防白蚁及鼠类

1) 根据白蚁的生态习性，在敷设光缆线路时，尽量避免白蚁多滋生的地方。如森林、木桥、坟场和堆有垃圾的潮湿地方等。当光缆线路必须经过白蚁活动的地区时，采用防蚁毒土埋设光缆。包括在沟底喷洒药液，以及用药浸过的土壤填沟等。

2) 根据鼠类的习性，在光缆的路由选择上避免一些多鼠的地方，如：石桥头和涵洞等。在穿过农田的田埂、河堤及经济作物坡地时，尽量垂直通过，减少在其边缘的埋设长度；沿山坡公路埋设时，在靠山坡一侧通过。由于鼠类的活动范围多在耕作层，因此应保证光缆埋深，符合规定要求，可减

少鼠类的危害。在必须经过鼠类活动频繁的地带时，用硬塑料管或钢管来保护光缆，并且用土夯实，做到沟内不留缝隙。

6.3 供配电、采暖与通风

本工程无站场或阀室的修建，因此无需设置供配电、采暖与通风系统。

6.4 防腐保温与阴极保护

6.4.1 防腐保温

6.4.1.1 线路防腐

1) 直管、冷弯弯管外防腐

该工程输气管线全部采用加强级黑色 3 层 PE 防腐层。

2) 热煨弯管

采用加强级三层 PE 防腐管直接弯制。

3) 热煨弯头外防腐

采用无溶剂液体环氧涂料+1 道热收缩缠绕带。

4) 管道补口

管道补口选用无溶剂液体环氧涂料底漆+热收缩补口带。

6.4.2 阴极保护

6.4.2.1 线路部分管道阴极保护

本工程新建管道与已建江西省天然气管网湖口-金砂湾支线联通，依托湖口-金砂湾-彭泽支线的强制电流阴极保护系统对本工程管道进行阴极保护。

对于定向钻穿越段的管道，在穿越段的两侧各埋设一组预包装镁合金牺牲阳极进行补充阴极保护。镁合金牺牲阳极组通过电流测试桩与管道可靠连接。每组牺牲阳极 2 支。

7.安全管理

7.1 安全管理机构设置

1、安全管理机构设置

该工程由江西省天然气管道有限公司建设和管理。江西省天然气管道有限公司成立了安全生产委员会，由公司主要领导任主任、副主任，各部门负责人为成员。该公司设立有安全环保部，主要承担公司质量监督、安全监察、消防管理、应急管理、职业健康、环境保护、劳动保护、安全隐患管理、特种作业管理等方面工作。安全生产委员会办公室设在公司安全环保部，任命了办公室主任及副主任。

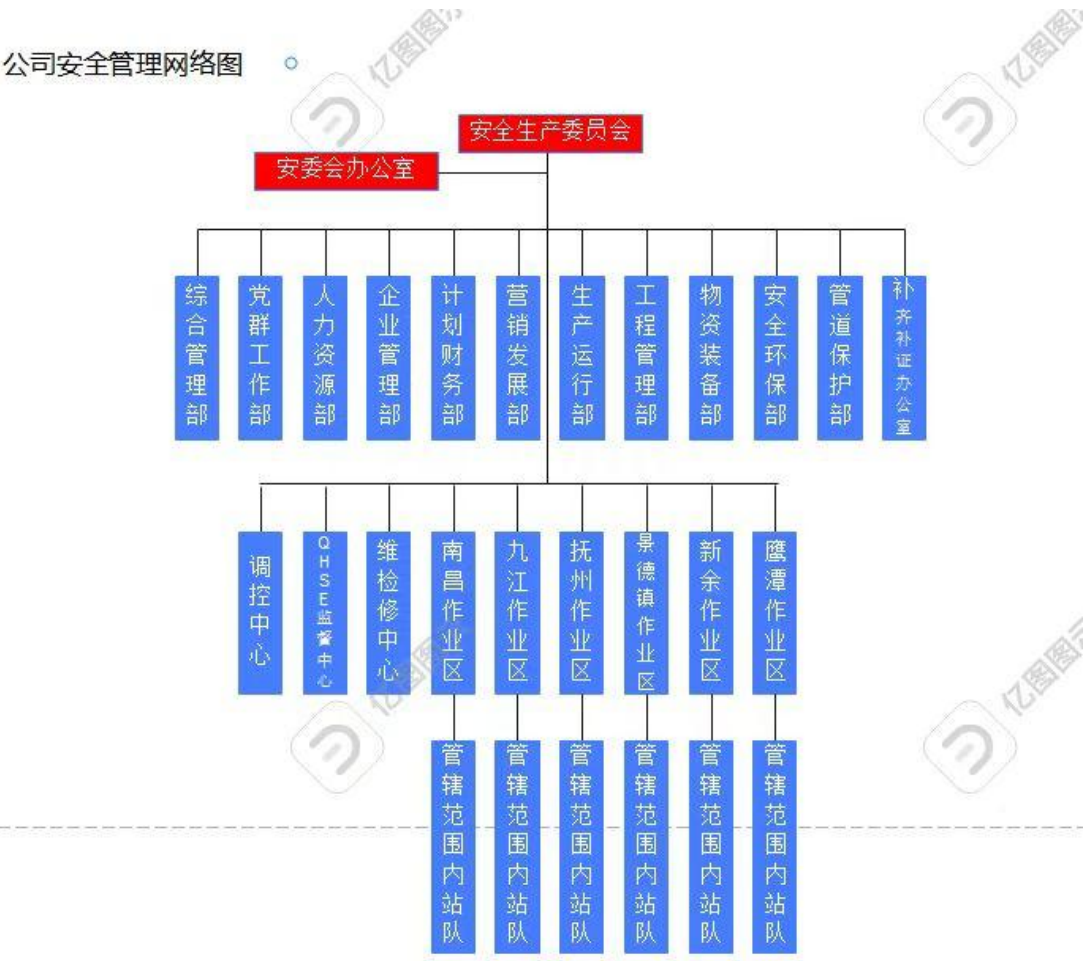


图7.1-1 江西省天然气管道有限公司安全管理机构示意图

2、安全管理体系

该工程采用三级管理体制，江西省管道有限公司为一级管理机构，九江作业区为二级管理机构，三级管理机构湖口巡线分队，维抢修队和应急救援服务分别依托中国石油管道局工程有限公司维抢修分公司和江西煤业集团有限责任公司矿山救护总队。公司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、公司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。

3、安全管理规章制度

江西省天然气管道有限公司制定了《江西省天然气管道有限公司全员安全生产（QHSE）责任制》（公司文件：赣天然气安[2023]2号），明确公司领导、职能部室、基层单位及各岗位员工在生产活动中应负的安全责任，并要求每个员工必须认真履行各自的安全职责，做到各有职守，各负其责；制定有安全生产责任制考核标准，把安全职责纳入安全生产管理考核内容。

公司九江作业区管辖线路约 259.7km，YJPY087-254m 起至 JJPY082-82m 止。共包括九江、庐山、沙河、湖口、蔡岭、都昌 6 个分输站，海会、白鹿、华林、金湖、宝塔、莲花、新港、双钟、武山、蔡岭、沈贵里、茶铺 12 个阀室，共青城、星子、金砂湾、彭泽 4 个计量站。

江西省天然气管道有限公司制定了《江西省天然气管道有限公司管道巡护管理办法（修订）》，明确了巡线人员的职责、管道巡护的基本要求、管道巡护内容和处理流程、属地巡线员管理要求等内容。

7.2 人员编制与安全管理人員設置

1、人員配備

江西省天然氣管道有限公司目前共有員工 371 名。該公司設置有安全環保部，人員編制 4 人。該公司建立了公司一作業區一分輸站（巡線分隊）三級 HSE 管理網絡，分別配備了專、兼職安全人員。

九江作業區定員 54 人，經理 1 人，副經理 3 人，專職安全員 1 人。

該工程不新增勞動定員，依托湖口巡線分隊，湖口巡線分隊定員 4 人，設隊長 1 人，取得危險化學品經營單位安全生產管理人員合格證書。

2、人員取證

該工程主要安全生產管理人員共 3 人，均由主管的負有安全生產監督管理職責的部門對其安全生產知識和管理能力考核合格並取證，九江作業區另配備注冊安全工程師 1 名。

該工程主要負責人和安全生產管理人員取證情況見表 7.2-1。

表 7.2-1 該工程主要負責人和安全生產管理人員取證情況一覽表

序號	姓名	資格類型	發證單位	證書編號	證書有效期	所在單位
1	葉金萬	主要負責人	南昌市應急管理局	362331196501050033	2026 年 2 月 6 日	總經理
2	姜毅	安全生產管理人員	南昌市應急管理局	510525198111170012	2026 年 9 月 11 日	九江作業區
3	劉家剛	安全生產管理人員	南昌市應急管理局	231084198803302617	2026 年 12 月 5 日	九江作業區
4	周俊明	安全生產管理人員	南昌市應急管理局	231084199508072713	2025 年 12 月 1 日	九江作業區
5	易小霞	注冊安全工程師	/	510321198509026209	/	九江作業區

3、安全教育培训

该公司重视员工的安全教育培训工作，按照《生产经营单位安全培训规定》（安监总局令第3号，2015年修订）的要求，制订有《安全教育培训管理办法》及安全教育培训计划，按计划对公司的主要负责人、安全管理人员、特种作业人员及“四新人员”的安全教育培训，经考试合格后持证上岗。在人员配置上严格执行持证上岗制度，严禁无证上岗；特种作业持证率100%。

该工程特种设备操作人员持证情况见表7.2-2。

表 7.2-2 该工程特种设备操作人员持证情况一览表

序号	姓名	项目	证件编号	有效日期	所在单位
1	周俊明	R1	231084199508072713	2025 年 8 月	九江作业区
2	周俊明	A1	231084199508072713	2027 年 3 月	九江作业区
3	周俊明	R2	231084199508072713	2026 年 11 月	九江作业区

4、工伤保险

该公司按《安全生产法》第四十八条，依法参加工伤保险，为该工程从业人员缴纳保险费，社会保险缴费凭证详见附件（工伤保险缴纳凭证）。

7.3 个体安全防护用品配备

该公司按照国家相关要求及公司的管理制度要求，为员工制定了明确的劳动防护用品的配发标准及要求，并严格按照要求为员工配备符合要求的劳动防护用品，确保员工的劳动过程中的人身安全。各岗位人员统一配备工作服、工作鞋、安全帽、手套、口罩、耳塞等，为操作人员配备空气呼吸器及防火服等个人防护用品。

7.4 抢修设备配备

该工程的抢维修依托公司九江作业区湖口巡线分队，巡线分队配备有防爆对讲机、正压式空气呼吸器、卫星电话、水泵、发电机、斧头、扩音器、防水手电筒、电工工具、编织袋、救生衣、警示旗等抢修物资。

湖口巡线分队应急物资台账详见报告附件。

7.5 应急预案

1、应急预案及培训、演练

江西省天然气管道有限公司编制了《江西省天然气管道有限公司生产安全事故应急预案》，适用于公司及各基层单位应对各类生产安全事故。该预案在南昌市应急管理局备案，备案编号：3601002023-C0039。应急预案备案表详见附件。同时，该公司将编制的应急预案抄送至所辖管网途径的各地应急管理部门。该公司制订了《江西省天然气管道有限公司九江作业区现场处置方案》，方案主要包括场站相关现场处置和巡线分队相关现场处置两大块内容。其中巡线分队相关现场处置方案有道路交通事故应急处置方案、阀室垮塌事故应急处置方案、洪涝灾害应急处置方案、管道腐蚀穿孔事件应急处置方案、管道山体滑坡事件应急处置方案、天然气管道爆炸事件应急处置方案、天然气泄漏事件应急处置方案、阀室被洪水淹没导致截断阀门自动关闭应急处置方案、“天然气管道露管、砸伤变形应急处置方案”、第三方施工造成管道破坏应急处置方案、高温中暑专项应急处置方案。

该公司重视事故应急预案的培训、演练工作，各场站站制定了应急预案演练计划，按照预案和处置方案，定期进行各类事件的应急培训、演练，如 2025 年 1 月 20 日进行了第三方施工造成管道破坏应急演练。各演练对应急

演练进行了过程记录、总结和评估。

2、应急救援服务

江西省天然气管道有限公司没有建立应急救援专业队伍，为完善江西省天然气管道有限公司应急救援体系，确保从业人员的人身和财产安全，根据国家安全生产法律法规的有关规定，江西省天然气管道有限公司与省内唯一从事安全应急救援的国家级区域救援队江西煤业集团有限责任公司矿山救护总队签订了应急救援服务协议书。

当该工程发生可能涉及人身伤害的安全事故时，江西煤业集团有限责任公司矿山救护总队根据甲方的请求和当地政府安委会的协调、指导，组织救援力量，接到事故报告后，第一时间出动足够的救援技术人员和救援物资，及时到达事故发生地开展救援。

7.6 安全投入

该工程总投资为 743.64 万元，其中安全投资 60 万元，约占总投资的 8.1%。

7.8 外部依托力量

1、消防依托

该工程位于九江市湖口县下杨村，湖口县消防救援大队距离该项目约 12 公里，接警 27min 可到达。

2、医院

该项目利用当地医疗机构力量，湖口县凰村镇卫生院距离该项目约 6km。同时，企业配备了事故应急处理器材，设置了事故应急救援组，培训了兼职应急救援人员，具有一定的事故处置能力。

3、维抢修

该工程的普通抢维修依托公司巡线分队，巡线分队配备有防爆对讲机、正压式空气呼吸器、卫星电话、水泵、发电机、斧头、扩音器、防水手电筒、电工工具、编织袋、救生衣、警示旗等抢修物资；输气管道事故应急抢修保运依托中国石油管道局工程有限公司维抢修分公司。

4、应急救援

江西省天然气管道有限公司与省内唯一从事安全应急救援的国家级区域救援队江西煤业集团有限责任公司矿山救护总队签订了应急救援服务协议，完善江西省天然气管道有限公司应急救援体系，确保从业人员的人身和财产安全。

8.危险、有害因素辨识与分析

8.1 危险、有害物质

8.1.1 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、2022 年调整）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《各类监控化学品名录》（工业和信息化部令〔2020〕第 52 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[1998]第 1 号）辨识项目中的监控化学品。

3. 依据《高毒物品目录》（2003 版）辨识项目中的高毒化学品。

4. 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。

5. 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。

6. 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。

7. 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。

8. 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、燃爆危险性、健康危害。

8.1.2 危险有害物质辨识及分析

8.1.2.1 固有危险性分析

该工程输送的介质为天然气（NG）。

1、涉及的危险化学品及其理化性质、危险特性

该工程涉及的危险化学品及其理化性质、危险特性见表 8.1-1~表 8.1-2。

表 8.1-1 该工程涉及的危险化学品汇总表

序号	物质名称	危化品序号	CAS 号	闪点℃	火灾危险性分类	沸点℃	引燃温度℃	爆炸极限V%	危险性类别
1.	天然气	2123	8006-14-2	-218	甲	-188	538	5.3-15	易燃气体，类别 1 加压气体

表 8.1-2 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℃	-182.5	溶解性		微溶于水，溶于醇、乙醚。	
	沸点℃	-161.5	相对密度（水=1）		0.42(-164℃)	
	饱和蒸汽压 kPa	53.32(-168.8℃)	相对密度（空气=1）		0.60	
	临界温度℃	-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℃	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。	

2、输送介质危险性分析

1) 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+2} ，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+2} ，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。

2) 天然气危险性

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

(1) 易爆性

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

天然气在输气管线里和空气混合发生爆炸时，出现迅速着火爆燃现象，火焰传播速度可超过音速而达到 1000~4000m/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、无臭的烃类混合物质气体，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%~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。

8.1.2.2 特殊化学品辨识

1、监控化学品

根据《各类监控化学品名录》（工业和信息化部令〔2020〕第 52 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[1998]第 1 号），该工程不涉及监控化学品。

2、易制毒化学品

根据《易制毒化学品管理条例》（国务院令第 445 号、第 703 号修改），该工程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，该工程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）》，该工程不涉及剧毒化学品。

5、高毒物品

依据《高毒物品名录（2003 年版）》的规定，该工程不涉及高毒物品。

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）》，该工程不涉及特别管控危险化学品。

8.2 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），该工程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）》，该工程涉及的化

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。

8.3 工艺过程中危险因素分析

根据《企业职工伤亡事故分类》（GB6441-1986）的规定，对该工程存在的危险因素进行辨识与分析。

8.3.1 火灾、爆炸

根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）可知，天然气火灾危险性属甲_B类，天然气中最主要成分甲烷，其闪点只有-188℃，爆炸极限为 5%~16%（V），最小点火能仅为 0.28mJ，也就是说，空气中仅有少量的甲烷，在极小能量下就可能被点燃。

该工程涉及到的天然气主要存在于输送设施中。

正常情况下天然气都是在密闭的管线和设备间输送，一旦出现异常情况导致天然气发生泄漏，它极易在空气中形成爆炸性混合气体，此时遇火源就

会发生火灾、爆炸事故。该工程管道设计压力 6.3MPa，当中、高压气体泄漏到空气中时，即便时间较短也可能形成爆炸性混合气体，遇点火源时发生爆炸，后果也更严重。另外压力管道一旦破裂，材料裂纹的扩展速度极快，不易止裂，撕裂长度很大，将造成更多的天然气泄漏。

1、天然气泄漏

管线发生泄漏的原因主要有：腐蚀、管线焊接不合格、当地自然条件恶劣、操作失误、人为破坏等。具体分析如下：

（1）管线内表面磨损、腐蚀造成泄漏。如管线选材不当，管线材质不达标，造成抗蚀性能差；天然气中含有的砂、铁锈等尘粒随气流流动而磨损管道；天然气中含有的水、水蒸气，可能在管道内形成凝结水，遇酸性气体（如 H_2S 、 CO_2 等）形成酸性水溶液，此溶液将导致管道内壁严重腐蚀等。

（2）管线外表面腐蚀造成泄漏。如管材抗腐蚀性能不合乎要求；采取的防腐措施失效；防腐层在运输、施工中被破坏，没有进行修补，或修补不能再满足防腐的需要而未进行过更换；管线焊口处防腐不能满足工艺要求等。

（3）焊接不良。主要表现为焊接人员素质不高；焊接方法及焊接材料不符合要求；不按要求检查焊缝质量或漏检焊缝；不合格焊缝误判为合格焊缝；外部环境因素影响焊接质量。

（4）地质、自然条件恶劣原因造成泄漏事故。如地震等造成管道的位移、变形、弯曲、裸露、断裂等；此外地震还会对仪器仪表产生干扰甚至导致事故。

（5）工作人员操作失误，倒错流程以及协调失误等原因形成憋压以及其他原因造成管线破裂，导致天然气泄漏。

（6）因泄压设备失灵，若管道受力超过其强度极限时，无法及时泄压

时,就可能发生管道的超压爆炸。而超压爆炸极易导致天然气的“二次爆炸”。

(7) 其他原因。水合物造成管路堵塞; 应力集中等造成管道破裂而发生泄漏。

2、点火源

1) 明火火源

在天然气泄漏易聚集的场所等处违章动火; 违章吸烟; 在维修、施工中未严格执行动火方案或防范措施不当等原因产生明火。

2) 静电火源

天然气泄漏易聚集的场所操作人员劳保穿戴不符合要求, 产生静电; 设备的防静电设计不合理; 已有的静电措施失效等原因。

3) 雷电火源

雷电火花来自于带电云层对地或地面建筑或构筑物之间的放电。由于设备的防雷设施失效、防雷设施安装不符合要求、防雷设施已经损坏、或未设防雷设施等原因均可能造成雷电火源。

雷电的危害除了能够作为火源引发火灾爆炸事故以及击中人体造成人员伤亡外, 其产生的雷电感应、高电位和雷电波有可能会影响计算机控制系统的安全稳定运行, 甚至造成永久性的破坏。

8.3.2 中毒和窒息

因意外原因导致天然气大量泄漏, 空气中的氧分含量相对较低时, 抢险人员没有可靠的预防措施就直接进入抢险时, 将造成抢险人员缺氧窒息, 严重者甚至发生死亡事故。

天然气为烃类混合物, 属低毒性物质, 如果长期接触可导致神经衰弱综合症。长时间处于泄漏环境, 会对操作人员的健康造成不利影响。

8.3.3 其它伤害

该工程管线所经之地，除了人类活动的地区外，还经农田、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。

8.4 项目主要有害因素分析

该工程运行中的巡线和检修，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，导致作业人员容易疲劳，甚至脱水中暑、休克等。低温环境的危害，在江西地区，危害不明显。

8.5 管道线路危险有害因素分析

8.5.1 管道腐蚀

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。

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。

该工程管道采用阴极保护加三层PE外防腐层的联合保护方法,可有效加强管道的防腐蚀效果。

8.5.2 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。

管道位置若选在土崩、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。

8.5.3 施工缺陷

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。

8.5.4 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。

该工程选用无缝钢管。因此，材料及设备缺陷对工程产生的影响较小。

8.5.5 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。

该工程输气管道在一般地段埋深为管顶距离地面1.5m，岩石、卵石、砾石地段管底超挖0.2m，利于将管道事故的发生率进一步控制到最小。

8.5.6 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。

该工程接收来气为江西省天然气管网一期工程干线管网处理过的干净气体，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。

8.5.7 应力开裂爆炸

该工程管道设计压力为6.3MPa，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。

该工程根据自身运行温度、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。

8.5.8 穿越

该工程管道线路在敷设途中，需要穿跨越高速公路、等级公路、乡道或其他特殊设施，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) 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。

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

该工程为保证穿越段安全，对穿越段从管材及防腐、管道焊接要求、焊缝检验、试压、防腐、补口与阴极保护和安全标识等均作了相关要求。

8.5.9 相邻高压线危害

1) 电容耦合

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

2) 感应影响

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

3) 电阻影响

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

4) 击穿管道防腐层

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

该工程在与电力线交叉或并行敷设过程中，在保障规范要求的安全间距的同时，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。

8.6 自然危害因素

8.6.1 地质灾害

自然变异和人为作用都有可能導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。

8.6.1.1 地震

1、地震的危害

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气体泄漏、蔓延。

地震对长输管道造成的危害有：造成电力、通信系统中断、毁坏；永久性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。

2、抗震设防

根据《油气输送管道线路工程抗震技术规范》的规定，一般埋地管道通过设计地震动峰值加速度大于或等于 $0.20g$ 地区时，应进行抗拉伸和抗压缩校核。该工程所经地区地震动峰值加速度为 $0.05g$ ，因此，不需要进行抗震校核。当水域大中型穿越管道位于基本地震动峰值加速度大于或等于 $0.10g$ 场地，其他穿越管道位于基本地震动峰值加速度大于或等于 $0.20g$ 场地时，应进行抗拉伸、抗压缩验算。该工程所经地区地震动峰值加速度为 $0.05g$ ，因此，该工程管道水域大中型穿越和其他穿越地段管道不需要进行抗震校核。

该工程为提高长输管道抗震能力，选择适当的管道线路，避开地震不稳定性区域。对于无法绕避的灾害点，结合地质灾害风险评估要求避开雨季施工，并采取相应的水工保护措施。

8.6.1.2 滑坡、崩塌

1、滑坡、崩塌的危害

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。

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。

2、采取的安全措施

该工程沿线地貌主要为低山、丘陵和平原，管道沿县道或沟谷、平原敷设，施工和维护方便。该工程场地总体建设适宜性为基本适宜。

在现场地形允许的情况下，尽量采取避让措施，避让是最经济最有效的滑坡、不稳定边坡、崩塌、垮塌、坍塌防治措施，以保障管道建设和运营过程中免受威胁；对于无法绕避的灾害点，结合地质灾害风险评估要求避开雨季施工，并采取相应的水工保护措施，管线设计施工尽量避免大规模的开挖，尽量避免放炮等引起大的振动，以减少崩塌、垮塌、坍塌的产生。

对存在诱发崩塌、滑坡可能的高陡边坡应进行专门勘察，以便采取挡土墙、喷锚支护和坡面防护等适宜的工程措施进行防治，防止崩塌、滑坡和水土流失等地质灾害。

8.6.1.3 地面沉降

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。

8.6.2 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。

8.6.2.1 雷电

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。

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。

8.6.2.2 暴风雨、洪水

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；损坏管道及设备、设施，使系统无法正常工作；造成或管道附近高层建（构）筑物倒塌、树木连根拔起，从而损坏设备设施或管道。

8.6.3 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。

8.6.4 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。

8.7 社会环境危害因素辨识

8.7.1 城市、乡镇建设对管道安全构成的危害

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

在建筑施工中大型机械将输气管道破坏的事故也时有发生。

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

8.7.2 公路等建设危及管道安全

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

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

8.7.3 农田水利建设和河底采砂危及管道安全

开挖农田河道、水渠是危害管道安全运行的因素之一。

8.7.4 管道打孔盗气对管道安全造成严重危害

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

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

8.8 变更部分危险有害因素辨识

江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目施工中涉及的工程变更共 5 项，其中首段动火连头处增加平衡压袋稳管 1 项，增加单体试压 3 项，A001-A002 桩恢复农田灌溉排水渠（成品 U 型槽）1 项。上述变更均为施工变更，且已全部实施完成，并已组织监理、设计、建设单位现场验收核定。上述变更未对管道运营增加新的危险有害因素。

8.9 安全管理危险有害因素辨识

8.9.1 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) 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。

8.9.2 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。

1、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。

2、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。

3、安全法规的宣传和执行

尽管《中华人民共和国石油天然气管道保护法》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。

4、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。

8.9.3 定期检验困难

1、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。

2、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。

3、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。

4、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。

5、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。

8.10 危险、有害因素分析小结

1、物料的危险性辨识结果

该工程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。

该工程涉及的化学品中天然气属于重点监管的危险化学品。

2、危险工艺辨识结果

该工程不涉及危险工艺。

3、主要危险、有害因素辨识结果

该工程运行过程中存在的危险、有害因素主要有：火灾、爆炸、中毒和窒息、高低气温环境等。各主要危险、有害因素的主要存在场所如表8.10-1所示。

表 8.10-1 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	造成后果
火灾、爆炸	管道沿线	人员伤亡、财产损失
中毒、窒息	管道沿线	人员伤亡
高、低气温	管道沿线	健康影响

9.定性评价

9.1 产业政策、“三同时执行情况”符合性评价

9.1.1 产业政策、规划、准入条件的符合性检查

1、依据《产业结构调整指导目录》（2024 年本），该工程列入鼓励类“七、石油、天然气/3、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”，为鼓励类项目。该工程于 2024 年 4 月 14 日取得江西省能源局《江西省能源局关于江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目核准的批复》赣能油气字[2024]40 号，该工程的建设符合国家产业政策。

2、在国家工信局所有行业准入条件中未涉及本建设项目中的天然气和管道输送的准入条件，未纳入需要准入管理范畴。该工程符合国家的行业生产条件。

3、该工程取得江西省自然资源厅出具的《江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目建设项目用地预审与选址意见书》。该工程符合当地政府规划的要求。

综上所述，该工程符合国家的产业政策、法规规定和当地政府规划的要求。

9.1.2 项目设计、施工、建设合法性

本评价单元主要依据《安全生产法》（主席令[2021]第 88 号）、《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》（2010 年 12 月 14 日国家安全监管总局令第 36 号公布，根据 2015 年 4 月 2 日第 77 号修正）、《危险化学品建设项目安全监督管理办法》（国家安监总局第 45 号令，根据第 79 号令修改）等法律、法规并结合该工程的实际情况，编制了针对该工程“三同时”法律法规符合性评价子单元的安全检查表，对照设置的检查项目和内容，进行了检查和评价。

表 9.1-1 建设项目“三同时”符合性检查表

序号	检查项目	检查内容	检查情况	检查结果
1	立项	是否经过立项批准。	取得了江西省能源局的批复（赣能油气字[2024]40 号）。	符合
2	安全评价	1.项目是否进行了安全预评价；	进行了安全预评价。	符合
		2.评价单位是否具有相应资质；	评价单位江西省赣华安全科技有限公司具有路上油气管道运输业评价资质，资质证书编号 APJ-（赣）-001。	符合
		3.评价是否在相应政府部门审查或备案。	2024 年 6 月 12 日取得九江市应急管理局出具的《危险化学品建设项目安全条件审查意见书》（九应急危化项目安条审字[2024]18 号）	符合
3	安全设施设计	1.是否进行安全设施设计；	进行了安全设施设计。	符合
		2.设计单位是否有资质；	设计单位天圆工程有限公司，具有石油天然气（海洋石油）行业（管道输送）专业甲级资质，证书编号：A142013869。	符合
		3.安全专篇是否通过评审并备案；	2024 年 8 月 15 日取得九江市应急管理局出具的《危险化学品建设项目安全设施设计审查意见书》（九应急危化项目安设审字[2024]19 号）	符合
4	施工	1.是否委托施工单位施工；	北京燕华工程建设有限公司负责项目施工	符合
		2.施工单位是否具备相应资质。	北京燕华工程建设有限公司具有石油化工工程施工总承包壹级资质，资质证书编号：D111075201	符合
5	监理	1.是否委托监理单位监理；	委托江西同济建设项目管理股份有限公司监理。	符合
		2.监理单位是否具备相应资质。	江西同济建设项目管理股份有限公司具有工程监理综合资质，资质证书编号：E136000378-8/7	符合
6	检验检测	1.是否委托检验检测单位；	江西省星光检测技术有限公司检测。	符合
		2.检验检测单位是否具备相应资质。	具备特种设备无损检测资质。	符合

评价结论：该工程经过安全条件评价、安全设施设计，建设项目安全设施施工完成后，建设单位按照有关规定对设备、设施进行检验、检测，后进行了试运行。项目建设过程“三同时”落实情况符合国家有关法律、法规要求。

9.2 线路工程

评价组依据《输气管道工程设计规范》GB50251-2015、《油气长输管道工程施工及验收规范》GB50369-2014、《油气管道地质灾害风险管理技术规范》SY/T6828-2017、《石油天然气管道保护法》等的要求，对该工程的线路工程进行检查。

表 9.2-1 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	管道本体			
1	管道强度计算应符合下列规定： 1 埋地管道强度设计应根据管段所处地区等级以及所承受永久荷载、可变荷载和偶然荷载而定，通过地震动峰值加速度大于或等于 0.05g 至小于或等于 0.4g 地区内的管道，应按现行国家标准《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB50470 的有关规定进行强度设计和校核； 2 埋地直管段的轴向应力与环向应力组合的当量应力，应小于钢管标准规定的最小屈服强度的 90%，管道附件的设计强度不应小于相连管道直管段的设计强度； 3 输气管道采用的钢管符合本规范第 5.2.2 条规定时，焊缝系数值应取 1.0。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第 5.1.1 条	该工程管道设计阶段已按现行国家标准的有关规定进行强度设计和校核。	符合
2	输气管道的最小管壁厚度不应小于 4.5mm，钢管外径与壁厚之比不应大于 100。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第 5.1.3 条	该工程线路选用的管道最小管壁厚度为 8.0mm，钢管外径（323.9mm）与壁厚之比小于 100。	符合
3	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的选材根据操作压力、温度、介质特性、使用地区等因素，经技术经济比较后确定。采用的钢管和钢材具有良好的韧性和焊接性能。	符合
4	输气管道选用的钢管应符合现行国家标准《石油天然气工业管线输送系统用钢管》GB / T9711 中的 PSL2 级、《高压锅炉用无缝钢管》GB5310、《高压化肥设备用无缝钢管》GB6479 及《输送流体用无缝钢管》GB / T8163 的有关	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第 5.2.2 条	输气管道选用的钢管符合现行国家标准 GB/T9711、GB/T8163 的有关规定。	符合

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论																						
	规定。																									
5	钢级不明的材料不应用于管道及其管道附件制作。铸铁和铸钢不应用于制造管件。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第 5.2.4 条	未使用钢级不明的材料制作的管道及其管道附件，未使用铸铁和铸钢制造的管件。	符合																						
6	弯管的管壁厚度应按下列公式计算： $\delta_b=\delta\cdot m$ (5.3.3-1) $m=\frac{4R-D}{4R-2D}$ (5.3.3-2) 式中： δ_b ——弯管的管壁计算厚度(mm)； δ ——与弯管所连接的同材质直管段管壁计算厚度(mm)； m ——弯管的管壁厚度增大系数； R ——弯管的曲率半径(mm)； D ——弯管的外直径(mm)。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第 5.3.3 条	该工程弯管的管壁厚度按所列公式计算。	符合																						
二	管道敷设																									
7	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	该工程输气管道采用埋地方式敷设。	符合																						
8	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" style="width:100%; text-align:center; border-collapse: collapse;"><caption>表4.3.2 最小覆土厚度(m)</caption><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><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></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，应埋设在清淤层以下不小于 1.0m。	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	该工程管道在一般地段埋深为管顶距离地面 1.5m，回填细土至管顶以上 0.3m；石方段管顶覆土≥0.8m，管沟比土壤区管沟超挖不小于 0.3m。	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																							
9	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。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第 4.3.10 条	该工程穿越工程按照 GB 50423 有关规定执行。	符合																						
10	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；	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第 4.3.11 条	该工程与其他管道、电力电缆、通信光缆等交叉的间距按规定要求执行。	符合																						

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论																
	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。																			
11	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: 1 在开阔地区, 埋地管道与高压交流输电线路杆(塔)基脚间的最小距离不宜小于杆(塔)高; 2 在路由受限地区, 埋地管道与交流输电系统的各种接地装置之间的最小水平距离不宜小于表 4. 3. 12 的规定。在采取故障屏蔽、接地、隔离等防护措施后, 表 4. 3. 12 规定的距离可适当减小。 表4. 3. 12 埋地管道与交流接地体的最小距离(m) <table><tr><td>电压等级 (kV)</td><td>≤220</td><td>330</td><td>500</td></tr><tr><td>铁塔或电杆接地</td><td>5.0</td><td>6.0</td><td>7.5</td></tr></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	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																	
12	弯管应符合下列规定: 1 线路用热煨弯管的曲率半径不应小于管子外径的 5 倍, 并应满足清管器或检测仪器能顺利通过的要求; 2 热煨弯管的任何部位不得有裂纹和其他机械损伤, 其两端部 100mm 长直管段范围内的圆度不应大于连接管圆度的规定值, 其他部位的圆度不应大于 2. 5%; 3 不应采用有环向焊缝的钢管制作热煨弯管; 4 冷弯弯管的最小曲率半径应符合表 4. 3. 14 的规定。 表4. 3. 14 冷弯弯管最小曲率半径 <table><tr><td>公称直径 DN(mm)</td><td>最小曲率半径 R(mm)</td></tr><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></table> 注: 表中的 D 为钢管外径(mm)。	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	该工程线路弯管选型设计阶段已考虑, 企业根据设计要求进行施工。	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																			
13	输气管道采用弹性敷设时应符合下列规定: 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; 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。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第 4.3.15 条	该工程弹性敷设的曲率半径满足管道强度要求, 且二、三级地区不小于 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																
14	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° 。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015	该工程弯管不使用褶皱弯或虾米弯代替。	符合																

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论
		第 4.3.16 条		
15	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 6m。 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，同期建设时可同沟敷设，同沟敷设的并行管道，间距应满足施工及维护需求且最小净距不应小于 0.5m。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第 4.4.2 条、第 4.4.3 条	该工程线路不涉及并行管道段。	符合
16	焊接质量的检测与试验应符合下列规定： 1 当管道操作环向应力大于或等于标准规定的最小屈服强度的 20%时，焊接接头应进行无损检测，或将完工的焊接接头割下后做破坏性试验。 2 焊接接头应在形状尺寸及外观目视检查合格后进行无损检测。焊接接头的无损检测应符合下列规定： 1) 所有焊接接头应进行全周长 100%无损检测，宜选择射线或超声波无损检测方法，当射线或超声波方法不可行时，可采用磁粉或渗透方法对焊缝表面缺陷进行检测； 2) 返修焊缝和未经试压的管道连头口焊缝，应进行 100% 超声波和 100%射线检测； 3) 输气站和阀室内工艺管道焊缝、弯头或弯管与直管段焊缝，均应进行 100%射线照相检验，放空及排污管道的焊缝应进行 100%手工超声波检验，并应进行 10%射线照相复查检验； 4) 线路管道采用全自动焊接时，宜采用全自动超声波检测仪对全部环焊缝进行检测，射线复查应符合现行国家标准《油气长输管道工程施工及验收规范》GB 50369 的有关规定。 3 线路管道当采用手工超声波对焊缝进行无损检测时，应采用射线照相对所选取的焊缝全周长进行复验，复验数量应为每个焊工或流水作业焊工当天完成的全部焊缝中任意选取不小于下列数目的焊缝进行： 1) 一级地区中焊缝的 5%； 2) 二级地区中焊缝的 10%； 3) 三级地区中焊缝的 15%； 4) 四级地区中焊缝的 20%； 5) 当每天的焊口数量达不到本款第 1 项、第 2 项、第 3 项、第 4 项复验比例要求时，可以以每千米为一个检验段按本款规定的比例进行复验。 4 射线、手工超声波、磁粉和渗透检测，应按现行行业标准《石油天然气钢质管道无损检测》SY/T 4109 的有关要求进行检测和等级评定，射线和手工超声波焊缝检测应达到Ⅱ级及以上。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第 11.1.9 条	该工程管道委托江西省星光检测技术有限公司进行了江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程无损检测。	符合

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论
	5 全自动超声波检测应符合现行国家标准《石油天然气管道工程全自动超声波检测技术规范》GB/T 50818 的有关规定。 6 用破坏性试验检验的焊接接头，取样、试验项目和方法、焊接质量要求应按现行行业标准《钢质管道焊接及验收》SY/T4103 和《石油天然气金属管道焊接工艺评定》SY/T 0452 的有关规定执行。 7 焊工资格、管道焊前、焊接过程中间、焊后检查、焊接缺陷的清除和返修、焊接工程交工检验记录、竣工验收要求，应按现行国家标准《油气长输管道工程施工及验收规范》GB 50369 和《石油天然气站内工艺管道工程施工规范》GB 50540 的有关规定执行。 8 输气管道穿（跨）越的焊接质量检验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。			
17	输气管道分段水压试验时的压力值、稳压时间及合格标准应符合表 14. 3. 5 的规定。	《油气长输管道工程施工及验收规范》GB50369-2014 第 14.3.5 条	该工程试运行前进行了管道试压，试压结论为合格。	符合
三	线路选择			
18	线路的选择应符合下列要求： 1 线路走向应根据工程建设目的和气源、市场分布，结合沿线城镇、交通、水利、矿产资源和环境敏感区的现状与规划，以及沿途地区的地形、地质、水文、气象、地震等自然条件，通过综合分析和多方案技术经济比较，确定线路总体走向； 2 线路宜避开环境敏感区，当路由受限需要通过环境敏感区时，应征得其主管部门同意并采取保护措施； 3 大中型穿(跨)越工程和压气站位置的选择，应符合线路总体走向。局部线路走向应根据大中型穿(跨)越工程和压气站的位置进行调整； 4 线路应避开军事禁区、飞机场、铁路及汽车客运站、海(河)港码头等区域； 5 除为管道工程专门修建的隧道、桥梁外，不应在铁路或公路的隧道内及桥梁上敷设输气管道。输气管道从铁路或公路桥下交叉通过时，不应改变桥梁下的水文条件； 6 与公路并行的管道路由宜在公路用地界 3m 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	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 第 4.1.1 条	1.线路走向通过综合分析和多方案技术经济比较，确定线路总体走向； 2 线路尽量避开环境敏感区； 3.该工程大中型穿越工程符合线路总体走向，局部线路走向根据中型穿越工程的位置进行调整； 4.线路避开军事禁区、飞机场、铁路及汽车客运站、海(河)港码头等区域； 5.不在铁路或公路的隧道内及桥梁上敷设输气管道；该工程输气管道从铁路桥下交叉通过时，采用桥下开挖加盖板方式，不改变桥梁下的水文条件； 6.该工程无与公路并行；工程无与铁路并行	符合

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论
	意； 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； 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； 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； 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。		的管道路由； 7.线路避开城乡规划区，受条件限制的征得各城乡规划主管部门的同意，并采取安全保护措施； 8.线路尽量避开高压直流换流站接地极、变电站等强干扰区域； 9.管道中心线与建(构)筑物的最小距离不小于5m。	
19	输气管道应避开滑坡、崩塌、塌陷、泥石流、洪水严重侵蚀等地质灾害地段，宜避开矿山采空区及全新世活动断层。当受到条件限制必须通过上述区域时，应选择危害程度较小的位置通过，并采取相应的防护措施。	《输气管道工程设计规范》 GB50251-2015 第 4.1.2 条	设计时已考虑，输气管道尽量避开滑坡、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，条件受限时选择危害程度较小的位置通过，并采取相应的防护措施。	符合
20	7.1.2.1 在山区和地形急剧起伏地区，应避免不稳定的陡坡和泥石流地区，而将管道敷设于水淹地带以外的河谷地区，或沿分水岭敷设。 7.1.2.2 管道在斜坡地段敷设需要填方，开挖等改变坡形时，按 GB 50330 的规定设计边坡坡度，并进行边坡防护设计。 7.1.2.3 应预测管道运营期内管道敷设带水利、农业、渔业等人类工程活动情况，并采取应对措施。在河道穿越段，除考虑河道自然冲刷外，还应考虑管道运营期内由于人工活动等因素导致的河床可能的变化。 7.1.2.5 在采空区选择埋地管道的线路时，宜沿高速公路、建筑物、水体、铁路、井田边界线等区域附近敷设，避免突变。宜避绕下列区域： a) 老采空区分布地带和难以治理的采空区及其影响范围。 b) 开采过程中可能出现非连续变形地段。 c) 地表处于移动活跃阶段或位于移动盆地边缘强烈大变形地带以及易引发次生地质灾害地段。 d) 特厚煤层和倾角大于 55°厚煤层的露头地段。 7.1.2.6 当管道无法避免通过全新世活动断裂或位于其附近时，应分析断层、液化土和软土地基对管道的工程影响，并应符合 GB 50470 的规定。	《油气管道地质灾害风险管理技术规范》 SY/T6828-2017	设计时已考虑，路由选择避开滑坡、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；受到条件限制必须通过上述区域时，选择危害程度较小的位置通过，并采取相应的防护措施。	符合

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论																																								
21	在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止下列危害管道安全的行为： （一）种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或者其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物； （二）取土、采石、用火、堆放重物、排放腐蚀性物质、使用机械工具进行挖掘施工； （三）挖塘、修渠、修晒场、修建水产养殖场、建温室、建家畜棚圈、建房以及修建其他建筑物、构筑物。	《石油天然气管道保护法》第三十条	管道线路中心线两侧各 5m 地域范围内： 未种植深根类植物； 现场勘查时无取土、采石、用火、堆放重物、排放腐蚀性物质、使用机械工具进行挖掘施工，无挖塘、修渠、修晒场、修建水产养殖场、建温室、建家畜棚圈、建房以及修建其他建筑物、构筑物。	符合																																								
22	在管道线路中心线两侧和本法第五十八条第一项所列管道附属设施周边修建下列建筑物、构筑物的，建筑物、构筑物与管道线路和管道附属设施的距离应当符合国家技术规范的强制性要求： 1) 居民小区、学校、医院、娱乐场所、车站、商场等人口密集的建筑物； 2) 变电站、加油站、加气站、储油罐、储气罐等易燃易爆物品的生产、经营、存储场所。 前款规定的国家技术规范的强制性要求，应当按照保障管道及建筑物、构筑物安全和节约用地的原则确定。	《石油天然气管道保护法》第三十一条	该工程埋地管道中心线两侧距离人口密集的建筑物、易燃易爆物品的生产、经营、储存场所的间距符合国家技术规范要求。	符合																																								
四	地区等级划分及设计系数确定																																											
23	<table><tr><th colspan="2">表4. 2. 3 强度设计系数</th></tr><tr><th>地 区 等 级</th><th>强度设计系数 F</th></tr><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></table> 输气管道的强度设计系数应符合表 4. 2. 3 的规定。	表4. 2. 3 强度设计系数		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	该工程经过地区等级为二级地区，强度设计系数按不低于 GB 50251 和 GB 50423 规定取值，全线设计系数为 0.5。	符合																										
表4. 2. 3 强度设计系数																																												
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																																											
24	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><tr><th rowspan="3">管段或管道</th><th colspan="5">地 区 等 级</th></tr><tr><th colspan="2">一</th><th>二</th><th>三</th><th>四</th></tr><tr><th>一类</th><th>二类</th><th colspan="3">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></table>	管段或管道	地 区 等 级					一		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	该工程经过地区等级为二级地区，强度设计系数按不低于 GB 50251 和 GB 50423 规定取值，全线设计系数为 0.5。	符合
管段或管道	地 区 等 级																																											
	一		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																																							
六	线路水工保护																																											
25	管道通过土(石)坎、田坎、陡坡、河流、冲沟、腰峴、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	本工程水工保护主要为浆砌石截水墙和生态袋截水墙。	符合																																								

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论
26	以下情况应进行水工保护设计： 1 以明挖方式通过水域、冲沟的管道保护。 2 易受降雨、灌溉等汇流冲刷侵蚀的管道保护。 3 采取浅挖深埋方式敷设的管道保护。 4 施工损毁的田坎、地坎及灌溉渠的恢复。 5 施工过程中诱发的小型塌方、滑坡、岩崩以及不稳定边坡等不良工程地质区的防护。 6 开挖穿越道路施工扰动的路堑、路堤恢复。 7 其他对管道安全造成影响的地段的防护。	《油气输送管道线路工程水工保护设计规范》SY/T 6793-2018 3.0.4	线路工程根据管线环境情况进行相应的水工保护设计。	符合
27	5.2.1 管线经过山区滑坡、崩塌、泥石流地质灾害地段时，应查明各类地质灾害的成因类型、规模、水文地质、工程地质及地形地貌条件，依据地质灾害现状、发展趋势及对管道危害程度的分析评价结果，采取水工保护措施。 5.2.2 山区水工保护结构的砌筑形式，宜选用砌石及石笼结构。	《油气输送管道线路工程水工保护设计规范》SY/T 6793-2018 5.1.6	进行地质灾害危险性评估，依据地质灾害现状、发展趋势及对管道危害程度的分析评价结果，采取水工保护措施。	符合
七	管道标识			
28	管道企业应当按照国家技术规范的强制性要求在管道沿线设置管道标志。管道标志毁损或者安全警示不清的，管道企业应当及时修复或者更新。	《石油天然气管道保护法》第十八条	按规范要求，在管道沿线设置里程桩、转角桩、警示牌、加密桩和警示桩等。	符合
29	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	管道沿线按规定设置里程桩、转角桩、标志桩、交叉桩和警示牌等永久性标识。	符合
30	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	管道通过人口密集区、易受第三方损坏地段的地段加密设置标识桩和警示牌，并在管顶上方连续埋设警示带。	符合
31	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	按规范要求设置转角桩和加密桩。	符合
32	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	该工程无地面敷设管段。	/
33	定期检查标记，保证标记完好。当发现标记损坏或丢失时，应及时处理。	《管道干线标记设置技术规范》SY/T 6064-2011 第 8.4 条	部分桩牌被草遮挡。地面标识设置一地多桩。	不符合
八	穿（跨）越工程			
34	选择的穿越位置应符合线路总体走向，应避开一级水源保护区。对于大、中型穿越工程，线路局部走向应按所选穿越位置进行调整，并应	《油气输送管道穿越工程设计规范》GB50423-2013	工程选择的穿越位置符合线路总体走向，不穿越一级水源保护区。	符合

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论
	符合下列要求： 1 穿越位置宜选在岸坡稳定地段。若需在岸坡不稳定地段穿越，则应对岸坡作护岸、护坡整治加固工程。 2 穿越位置不宜选择在全新世活动断裂带及影响范围内。 3 穿越宜与水域轴线正交通过。若需斜交时，交角不宜小于 60° ，采用定向钻穿越时，不宜小于 30° 。	第 3.3.2 条	穿越位置选在岸坡稳定地段。未选择在全新世活动断裂带及影响范围内。	
35	穿越管段可采用挖沟法埋设、水平定向钻法敷设、隧道法敷设形式。大中型穿越工程应作方案比选。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 GB50423-2013 第 3.3.5 条	穿越管段根据环境条件采用挖沟法埋设、水平定向钻法等敷设形式。	符合
36	穿越管段与公路桥梁、铁路桥梁、水下隧道并行敷设的最小距离应根据穿越形式确定，并应符合下列要求： 1 当采用开挖管沟埋设时，管道中线距离特大桥、大桥、中桥、水下隧道最近边缘不应小于 100m；距离小桥最近边缘不应小于 50m。 2 当采用水平定向钻穿越时，穿越管段距离桥梁墩台冲刷坑外边缘不宜小于 10m，且不应影响桥梁墩台安全；距离水下隧道的净距不应小于 30m。 3 当采用隧道穿越时，隧道的埋深及边缘至墩台的距离不应影响桥梁墩台的安全；管道隧道与公路隧道、铁路隧道净距不宜小于 30m。 4 当不能满足上述要求时，应协商确定。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 GB50423-2013 第 3.3.7 条	该工程无与公路桥梁、铁路桥梁、水下隧道并行敷设的管段。	/
37	油气管道不宜与公路、铁路反复交叉穿越；需要与公路、铁路交叉时，其穿越点宜选在公路、铁路的路堤段和管道的直线段，穿越宜避开高填方区、路堑、路两侧为同坡向的陡坡地段。当条件受限时也可从公路、铁路的桥梁下交叉穿越。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 GB50423-2013 7.1.1	管道不与铁路、公路反复交叉穿越。	符合
38	在穿越公路、铁路的套管或涵洞内，输送管道不应设置水平或竖向弯管。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 GB50423-2013 7.1.2	穿越公路的套管内输送管道不设置水平或竖向弯管。	符合
39	穿越铁路或二级及以上公路时，应采用顶进套管、顶进箱涵或水平定向钻穿越方式，并满足路基稳定性的要求。对三级及三级以下公路穿越，可采用挖沟法埋设。当套管或涵洞内空间充填细土将穿越管段埋入时，可不设检漏管及两端的封堵。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 GB50423-2013 7.1.3	未穿越铁路、二级及以上公路。	符合
40	油气管道与公路、铁路宜垂直交叉，在特殊情况下，交角不宜小于 30° 。油气管道与公路、铁路桥梁交叉时，在对管道采取防护措施后，交叉角可小于 30° ，防护长度应满足公路、铁路用地范围以外 3m 的要求。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 GB50423-2013 7.1.6	管道与公路尽可能垂直交叉，特殊情况下交角不小于 30° 。	符合

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论													
41	油气管道穿越公路、铁路时，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(构)筑物和设施安全距离的要求。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 GB50423-2013 7. 1. 7	穿越点四周有足够的空间，满足管道穿越施工、维护及邻近建(构)筑物和设施安全距离的要求。	符合													
42	油气管道不应利用公路、铁路的排水涵洞进行穿越。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 GB50423-2013 7. 1. 8	该工程管道不利用公路的排水涵洞进行穿越。	符合													
43	油气管道穿越公路、铁路时，套管顶部最小覆盖层厚度应符合表 7. 1. 9 的要求。 <table><caption>表7. 1. 9 套管顶部最小覆盖层厚度</caption><tr><th>穿越分类</th><th>位置</th><th>最小覆盖层</th></tr><tr><td rowspan="2">铁路穿越</td><td>铁路路肩以下</td><td>1.7</td></tr><tr><td>自然地面或者边沟以下</td><td>1.0</td></tr><tr><td rowspan="2">公路穿越</td><td>公路路面以下</td><td>1.2</td></tr><tr><td>公路边沟底面以下</td><td>1.0</td></tr></table>	穿越分类	位置	最小覆盖层	铁路穿越	铁路路肩以下	1.7	自然地面或者边沟以下	1.0	公路穿越	公路路面以下	1.2	公路边沟底面以下	1.0	《油气输送管道穿越工程设计规范》 GB50423-2013 7. 1. 9	该工程不穿越铁路；穿越公路时，套管管顶至路面以下最小埋深≥1.2m。	符合
穿越分类	位置	最小覆盖层															
铁路穿越	铁路路肩以下	1.7															
	自然地面或者边沟以下	1.0															
公路穿越	公路路面以下	1.2															
	公路边沟底面以下	1.0															
44	管道穿越公路、铁路时，输送管道或套管的底部应放置在密实而均匀的地层上。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 GB50423-2013 7. 1. 10	穿越点套管的底部放置在密实而均匀的地层上。	符合													
45	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，套管内直径不宜小于 1m。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 GB50423-2013 7.1.11	套管内径大于输送管道外径 300mm。	符合													
46	采用套管穿越公路、铁路时，套管长度宜伸出路堤坡脚、排水沟外边缘不小于 2m；当穿过路堑时，应长出路堑顶不小于 5m。被穿越的公路、铁路有扩建规划时，应按照扩建后的情况确定套管长度。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 GB50423-2013 7.1.12	套管长度伸出路堤坡脚、排水沟外边缘不小于 2m。	符合													

检查结果：

根据线路工程安全检查表，对该工程线路工程的管道本体、管道敷设、线路选择、地区等级划分及设计系数确定、线路截断阀室的设置、水工防护、管道标识、穿跨越工程等方面共列 46 个检查项，经资料查阅和现场勘查，符合项 44 项，无关项 1 项，不符合项 1 项。不符合项为：部分桩牌被草遮挡，地面标识设置一地多桩。针对上述不符合项企业已进行整改，整改后符合要求。

该工程线路工程符合《石油天然气管道保护法》《输气管道工程设计规范》GB50251-2015、《油气长输管道工程施工及验收规范》GB50369-2014 等规定的有关规定。

9.3 公用工程

9.3.1 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，对该工程的通信系统进行检查。

表 9.3-1 通信系统检查表

序号	检查内容	依据	检查说明	检查结论
1	输气管道通信方式，应根据输气管道管理营运对通信的要求以及行业的通信网络规划确定。	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 9.0.1	该工程采用自建光通信作为 SCADA 数据传输的主用通信方式。	符合
2	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	光缆与输气管道同沟敷设，按现行行业标准 SY/T4108 的有关规定执行。光纤容量预留适当的富裕量以备今后业务发展的需要。	符合
3	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	该工程采用新建光通信系统作为主用通信手段。	符合
4	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。	符合
5	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	该工程选用 ITU-TG.652 标准单模光纤作为主用传输通道。	符合
6	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	巡回检查、管道事故抢修和维修配备满足使用条件的移动通信设备。	符合
7	同沟敷设的光缆（硅芯管）敷设位置根据实际情况可选择在管沟底部或与管顶平齐位置。	《输油（气）管道同沟敷设光缆（硅芯管）设计及施工规范》SY/T4108-2012 4.1.4	同沟敷设，硅芯管管底与输气管道管底标高一致。	符合
8	光缆（硅芯管）与管道间最小净距（指两断面垂直投影的净距）不应小于 0.3m。	《输油（气）管道同沟敷设光缆（硅芯管）设计及施工规范》SY/T4108-2012 4.1.4	光缆与输气管道管壁的水平净距 0.3m。	符合
9	光缆（硅芯管）与已有地下管线及地下光（电）缆交越时，应与管道一同在地下管线及地下光（电）缆下方通过。	《输油（气）管道同沟敷设光缆（硅芯管）设计及施工规范》SY/T4108-2012 4.2.7	未与其他管线交叉。	符合

检查小结：

对该工程通信系统共检查 9 项，9 项符合。

该工程通信系统的设置符合《输气管道工程设计规范》GB50251-2015、《输油（气）管道同沟敷设光缆（硅芯管）设计及施工规范》SY/T4108-2012 标准规范的要求。

9.3.2 防腐保温与阴极保护

据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）等的要求，对该工程的防腐保温与阴极保护进行检查。

表 9.3-2 防腐保温与阴极保护安全检查表

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。	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 4.6.1	该工程输气管道采取三层 PE 防腐层加阴极保护的联合防护措施。	符合
2.	管道外防腐层类型、等级的选择应根据地形与地质条件、管道所处环境的腐蚀性、地理位置、输送介质温度、杂散电流、经济性等综合因素确定。管道外防腐层的性能及施工技术要求应符合国家现行相关标准的规定。	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 4.6.2	该工程干线管道全部采用加强级黑色三层 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。	《输气管道工程设计规范》GB50251-2015 4.6.3	该工程输气管道采用强制电流阴极保护方式的阴极保护方案。	符合
4.	穿越管段应根据穿越工程需要选取适宜的防腐涂层。当所选防腐涂层种类与线路段相同时，应比相邻线路管段提高一个等级，或采用该种涂层标准中的最高级。防腐涂层的防腐、补口及补伤，应按管段所用防腐涂层的相关标准要求执行。	《油气输送管道穿越工程设计规范》GB50423-2013 8. 3. 2	穿越管段所选防腐涂层种类与线路段相同，管道与套管之间采用绝缘支撑，且套管端部及中部接口处采用防水、绝缘、耐用的材料密封。防腐涂层的防腐、补口及补伤按管段所用防腐涂层的相关标准要求执行。	符合
5.	穿越管段的稳管构筑物、隧道中的支护管段构筑物或构件，应与管段绝缘，但不应应对管段产生电屏蔽。	《油气输送管道穿越工程设计规范》GB50423-2013 8. 3. 7	穿越管段的管道与套管之间采用绝缘支撑，不对管段产生电屏蔽。	符合
6.	穿越管段的补口和补伤，应按照管段所用防腐涂层的相关标准要求执行，并应按照管道施工安装、运营环境条件提出相应的技术要求。	《油气输送管道穿越工程设计规范》GB50423-2013 8. 3. 8	穿越管段的补口和补伤按照管段所用防腐涂层的相关标准要求执行。	符合

检查小结:

对该工程管道及站场的防腐与保温、阴极保护共列检查项 6 项, 6 项符合。

该工程安全设施设计专篇按《输气管道工程设计规范》GB50251-2015、《油气输送管道穿越工程设计规范》GB50423-2013 等相关标准规范要求对防腐与保温、阴极保护进行了设计, 按设计进行了施工, 并经过了监理和验收, 建设单位对阴极保护测试进行了记录。该工程管道的阴极保护装置运行正常, 防腐与保温设置符合标准规范的要求。

9.4 安全管理

9.4.1 安全管理机构设置

1、安全管理机构设置

该工程由江西省天然气管道有限公司建设和管理。江西省天然气管道有限公司成立了安全生产委员会, 由公司主要领导任主任、副主任, 各部门负责人为成员。该公司设立有安全环保部, 主要承担公司质量监督、安全监察、消防管理、应急管理、职业健康、环境保护、劳动保护、安全隐患管理、特种作业管理等方面工作。安全生产委员会办公室设在公司安全环保部, 任命了办公室主任及副主任。

2、安全管理体系

该工程采用三级管理体制, 江西省管道有限公司为一级管理机构, 九江作业区为二级管理机构, 三级管理机构湖口巡线分队, 维抢修队和应急救援服务分别依托中国石油管道局工程有限公司维抢修分公司和江西煤业集团有限责任公司矿山救护总队。公司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、公司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。

3、安全管理规章制度、操作规程

江西省天然气管道有限公司制定了《江西省天然气管道有限公司全员安全生产（QHSE）责任制》（公司文件：赣天然气安[2023]2号），明确公司领导、职能部室、基层单位及各岗位员工在生产活动中应负的安全责任，并要求每个员工必须认真履行各自的安全职责，做到各有职守，各负其责；制定有安全生产责任制考核标准，把安全职责纳入安全生产管理考核内容。

江西省天然气管道有限公司制定了《江西省天然气管道有限公司管道巡护管理办法（修订）》，明确了巡线人员的职责、管道巡护的基本要求、管道巡护内容和处理流程、属地巡线员管理要求等内容。

该公司安全管理机构的设置，安全管理体系、安全生产管理制度的建立、QHSE作业指导书的制定，符合安全生产法及相关文件的要求。

9.5.2 人员编制与安全管理人员设置

1、人员配备

江西省天然气管道有限公司目前共有员工 371 名。该公司设置有安全环保部，人员编制 4 人。该公司建立了公司—作业区—分输站（巡线分队）三级 HSE 管理网络，分别配备了专、兼职安全管理人员。

九江作业区定员 54 人，经理 1 人，副经理 3 人，专职安全员 1 人。

该工程不新增劳动定员，依托湖口巡线分队，湖口巡线分队定员 4 人，设队长 1 人，取得危险化学品经营单位安全生产管理人员合格证书。

2、人员取证

该工程主要安全生产管理人员共 3 人，均由主管的负有安全生产监督管理职责的部门对其安全生产知识和管理能力考核合格并取证，九江作业区另配备注册安全工程师 1 名。

该工程主要负责人和安全生产管理人员取证情况见表 7.2-1。

3、安全教育培训

该公司重视员工的安全教育培训工作，按照《生产经营单位安全培训规定》安监总局令第3号（2015年修订）的要求，制订有《安全教育培训管理办法》及安全教育培训计划，按计划对公司的主要负责人、安全管理人员、特种作业人员及“四新人员”的安全教育培训，经考试合格后持证上岗。在人员配置上严格执行持证上岗制度，严禁无证上岗；特种作业持证率100%。该工程特种设备操作人员持证情况见表7.2-2。

4、工伤保险

该公司按《安全生产法》第四十八条，依法参加工伤保险，为该工程从业人员缴纳保险费，社会保险缴费凭证详见附件（工伤保险缴纳凭证）。

该公司及该工程安全管理人员的配置、人员取证和安全教育培训、工伤保险的缴纳，符合安全生产法及相关文件的要求。

9.5.3 个体安全防护用品配备

该公司按照国家相关要求及公司的管理制度要求，为员工制定了明确的劳动防护用品的配发标准及要求，并严格按照要求为员工配备符合要求的劳动防护用品，确保员工的劳动过程中的人身安全。各岗位人员统一配备工作服、工作鞋、安全帽、手套、口罩、耳塞等，为操作人员配备空气呼吸器及防火服等个人防护用品。

该工程的个体安全防护用品配备符合安全生产法及相关文件的要求。

9.5.4 抢修设备配备

该工程的抢维修依托公司九江作业区湖口巡线分队，巡线分队配备有防爆对讲机、正压式空气呼吸器、卫星电话、水泵、发电机、斧头、扩音器、防水手电筒、电工工具、编织袋、救生衣、警示旗等抢修物资。

该工程各场站管理人员负责管辖区域内的输气管道的一般性维护、例行维修和计划性检修，并配备了检维修所需的各项物资，如便携式可燃气体检测仪、泵吸式可燃气体检测仪、可燃气体泄露检测仪、便携式防爆应急照明灯、防爆手电筒、正压式空气呼吸器、防毒面具、防爆对讲机等。

该工程应急物资的配备满足要求。

9.5.5 应急预案

江西省天然气管道有限公司编制了《江西省天然气管道有限公司生产安全事故应急预案》，适用于公司及各基层单位应对各类生产安全事故。该预案在南昌市应急管理局备案，备案编号：3601002023-C0039。应急预案备案表详见附件。同时该公司制订了《江西省天然气管道有限公司九江作业区现场处置方案》，方案主要包括场站相关现场处置和巡线分队相关现场处置两大块内容。

该公司重视事故应急预案的培训、演练工作，各场站站制定了应急预案演练计划，按照预案和处置方案，定期进行各类事件的应急培训、演练，如 2025 年 1 月 20 日进行了第三方施工造成管道破坏应急演练。各演练对应急演练进行了过程记录、总结和评估。

该公司编制的应急救援预案符合预案编制导则的要求，应急预案备案和培训、演练工作符合《生产安全事故应急预案管理办法》《生产安全事故应

急条例》的要求。

9.5.6 安全投入

该工程总投资为 743.64 万元，其中安全投资 60 万元，约占总投资的 8.1%。该公司保证了该工程安全生产条件所必需的资金投入，按照规定使用安全生产费用，改善安全生产条件，符合安全生产法的要求。

9.5.7 外部依托力量

1、消防依托

该工程各场站消防依托湖口县消防救援大队。

2、医院

该工程各场站医疗依托湖口县凰村镇卫生院。

3、维抢修

该工程的普通抢维修依托公司巡线分队，巡线分队配备有防爆对讲机、正压式空气呼吸器、卫星电话、水泵、发电机、斧头、扩音器、防水手电筒、电工工具、编织袋、救生衣、警示旗等抢修物资；输气管道事故应急抢修保运依托中国石油管道局工程有限公司维抢修分公司。

4、应急救援

江西省天然气管道有限公司与省内唯一从事安全应急救援的国家级区域救援队江西煤业集团有限责任公司矿山救护总队签订了应急救援服务协议，完善江西省天然气管道有限公司应急救援体系，确保从业人员的人身和财产安全。

当该工程发生可能涉及人身伤害的安全事故时，江西煤业集团有限责任公司矿山救护总队根据甲方的请求和当地政府安委会的协调、指导，组织救

援力量，接到事故报告后，第一时间出动足够的救援技术人员和救援物资，及时到达事故发生地开展救援。

外部依托力量能满足该工程消防、医疗救护、维抢修和应急救援的需求。

9.6 建设项目设计采取的安全防护措施采纳情况

该工程安全设施设计专篇设计采取的安全防护措施采纳情况见下表：

表 9.6-1 设计采取的安全防护措施采纳情况一览表

安全设施设计专篇提出的主要安全防护措施		建设项目现场 采用情况	采纳 情况
线路工程			
管道本体安全	强度设计系数 本工程拟建管道沿线无城市规划或工业规划，目前土地性质为农用地，依据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第4.2.2条（下表4.2.2和4.2.3），现状条件下管道沿线地区等级为二级地区，由于管道穿越国家林区，设计系数由二级地区的0.6提高到0.5进行设计	该工程输气管道的强度设计系数见本报告表 4.1-1。	采纳
	管材及主要技术条件 1) 用管选择 本工程管材壁厚选取 8mm。热煨弯管壁厚选取 8mm。	壁厚均选用 8mm。	采纳
	焊接检验 1) 焊缝外观质量检验应符合《油气田输气管道施工规范》（GB/T31032-2023）第 9.5 条的下列规定： （1）焊缝外观成型应均匀一致，焊缝及其热影响区表面上不得有裂纹、气孔、夹渣及熔合性飞溅； （2）焊缝表面不应低于母材表面，焊缝余高应在 0~3mm 范围内，向母材过渡应平滑； （3）焊缝宽度每侧应超出破口 1.0~2.0mm。 2) 无损检测 管道焊缝质量的外观检查应符合《油气长输管道工程施工及验收规范》（GB50369-2014）的相关规定，必须在外观检查合格后再进行无损探伤检查，一般规定如下： （1）管道进行 100%超声波探伤及 100%X 射线探伤复检； （2）应在焊接完成 24h 后进行无损检测，对于碰口点焊缝，应分别在焊接完成 4h 后、焊缝冷却后及焊接完成 24h 后进行 3 次射线及超声波检测； （3）超声波探伤及射线探伤，按《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109-2020）标准执行，达到Ⅱ级为合格。 （4）经检验不合格的焊缝，返修次数不得超过两次（根焊只能修复一次），返修后进行热处理；返修后的检验除按原检验标准进行外应进行渗透检验； （5）若焊缝根部有裂纹，必须割口重焊，穿越段焊缝不允许返修。 对于无损检测，检测单位应妥善保管检测资料，竣工时应提交射线探伤胶片及超声波检测数字化波形图，并能导出	该工程管道的焊接检验按规范规定执行，外观检查、无损检测、渗透检测等均合格后投入使用。	采纳

	数据，相关资料应完善。		
	清管、试压、测径、氮气置换 输气管道安装结束后，施工单位应按照设计要求编制清管试压方案，报监理单位批准后方可进行清管、强度和严密性试验。且应在管沟回填后进行。 在试压前，应先进行清管。清管次数不应少于两次，直至开口端不再排出杂物为清管合格。清管时应设临时清管器收发设施和放空口，并不应使用站内设备。 在管道清管完成后，应采用测径清管器进行管道测径。测径圆盘的直径不应小于测径分段内设计最小管径的90%。 清管合格后，管道碰口前，应先对段管道进行试压，试压合格再行碰口及焊口质量检查，焊口质量检查按前文3.2.5.2焊接质量检查执行。 原管道内天然气由下游阀室放空，下游阀室均已设置放空立管，放空立管与阀室周边设施的防火间距均依据并满足规范《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004中表4.0.4以及第6.8.8条的可燃气体放空要求，管道放空时放空立管处除操作人员外其余人员不得靠近放空立管50m内。 新建系统空气的置换应在强度试压、严密性试压、吹扫清管合格后进行。采用氮气作为介质，进行整体置换，由氮气瓶组提供氮气。置换过程须严格执行《天然气管道运行规范》（SY/T5922-2012）参照《天然气管道场站氮气置换作业标准》（Q/SYXN0291-2013）、《西南油气田分公司作业许可管理规定》（西南司质〔2016〕61号）等10项制度相关规定。	在进行分段试压前采用清管器进行分段清管，清管次数不少于2次，至开口端不再排出杂物。 清管合格后采用带铝质测径板的清管器进行测径。 管道通气前采用氮气进行置换。	采纳
管道敷 设	敷设方式 据有关规范规定及管道所经地区的地区等级、土壤类别及物理学特性，并考虑管道稳定性等要求综合确定，管道采用埋地敷设为主	按设计要求进行敷设。	采纳
	埋深 本工程一般地段管道管顶埋深不小于1.5m。在经过一些沟渠、陡坡、陡坎时，为满足管道的弹性敷设要求及管道的轴向稳定性，局部地段应适当挖深，管沟宽度适当放大。	按设计要求进行敷设。	采纳
人员密 集场所 高后果 区	经识别，管道沿线均为二级地区，管道所经路由200m范围内无学校、医院等特定地区，根据《油气输送管道完整性管理规范》GB32167-2015及表4.4-1可判断本工程管道沿线无高后果区。	按设计进行施工。	采纳
地质灾 害	本工程新建管道沿线周边地貌主要为岗地区，局部为低丘，出露的岩土类型有松散岩类、变质岩类、岩浆岩类，评估区内断裂构造不发育，评估区属地质灾害少发区，总体地质环境条件属简单类型，评估级别为二级。	企业根据设计施工。	采纳
山岭隧 道	本工程管道主要采取埋地敷设，沿线无其他需要采用山体隧道穿越方式的地段。	按设计进行施工。	采纳
河流大、 中型穿 (跨)越	本工程管道主要采取埋地敷设，沿线无其他需要采用山体隧道穿越方式的地段。	按设计进行施工。	采纳
管道与 公路并 行、交叉	本段线路中累计与水泥路交叉穿越共计1处，采用顶管加套管穿越。	按设计进行施工。	采纳
管道与	管道与输电线路均为线性工程，两者之间不可避免存在交	按设计进行施工。	采纳

高压输电线路并行与交叉	叉。根据现场勘查情况,拟建管道有两次与架空输电线路的交叉。		
管道标识与安全警示	1) 管道标志桩 根据《油气管道线路标识设置技术规范》(SY/T6064-2017),管道沿线应设置: 1) 里程桩:每公里设一个,一般与阴极保护桩合用。 2) 转角桩:采用弯管或弹性敷设措施,在水平方向一次转角不小于5°的情况下应设转角桩,转角桩应设置在转折管段中点处。 3) 穿越标志桩:穿越国道、县道、带套管穿越普通公路及大中型的河流、大中型冲沟应两侧设穿越标志桩,乡村水泥路应单侧设穿越标志桩;穿越管道、光缆、电缆处应在交叉处两侧设置交叉标志桩。河流、沟渠的标志桩设于堤边坡脚或距沟边3.0m处;公路标志桩设于距路边缘2.0m处或距路边沟1.0m处;管道、电缆、光缆标志桩设于交叉处两侧各10m处。 4) 交叉标志桩:与地下管道、电(光)缆和其他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。 5) 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。桩上要标明管道的里程、设施的名称及规格。 2) 管道警示牌 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。 警示牌标识设置位置:警示牌应设置在明显醒目的地方,可依托水工保护护坡、挡土墙等光滑面刻写标语。 3) 管道警示带 为尽可能避免管道受外力破坏,管道沿线设置警示带,其敷设位置在管道管顶正上方500mm处(农田或耕地地段应距地面0.8m以下)。	该工程根据规定,管道沿线设置里程桩、转角桩、交叉桩、加密桩、警示牌、标识带等标志。 输气管道沿途设置一定数量的警示牌。警示牌设置在明显醒目的地方,依托水工保护护坡、挡土墙等光滑面刻写标语。	采纳
地震	按照《油气输送管道线路工程抗震技术规范》(GB50470-2017)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。管道沿线所经过地区设计地震动峰值加速度值为0.05g。因此,该工程管道不进行管道抗震校核也可满足要求。	该工程所经地区地震动峰值加速度为0.05g,不需要进行抗震校核。	采纳
仪控	该项目依托原有自动控制系统对其进行监控、调度和管理等。现有湖口分输站站设置控制系统(SCS),通过站控制系统可实现对站场工艺设备的监视和控制。站场SCADA数据上传至江西省天然气有限公司南昌调控中心。站场控制系统(SCS)监控现场所有的输气工艺和辅助设备或设施,以达到保证管道安全、平稳和高效运行的目的,同时具有将有关信息提供给调度中心的能力。能够达到无人值守,远程操控的自动化水平。	江西省页岩气投资有限公司负责湖口 LNG 二期返输工艺中设备设施的设计、采购及安装工作,计量数据传输至天然气管道计量管理等系统,流量计及计量相关设施的管理交由江西省天然气管道有限公司。本项目依托原有自动控制系统对其进行监控、调度和管	采纳

		理等。现有湖口分输站站内设置控制系统（SCS），通过站控制系统可实现对站场工艺设备的监视和控制。站场 SCADA 数据上传至江西省天然气有限公司南昌调控中心。	
通信	数据传输 本工程选用ITU-TG.652标准单模光纤，本工程将湖口LNG站（一期）生产数据通过光通信网络上传至湖口LNG站（二期），再上传至湖口分输站，再上传至南昌调度控制中心。	根据设计要求设置。	采纳
	光缆防护 本工程通信光缆线路采用与天然气管道同沟敷设1根硅芯管，通信光缆敷设在硅芯管内，硅芯管与管道同沟敷设，其敷设位置在管道前进方向右侧靠近沟壁处。硅芯管的顶部在输气管道的管顶下方100mm~150mm处，硅芯管与输气管道外壁的水平净距≥300mm。 本工程输气管道采用定向钻穿越公益生态林（山体），由于定向钻穿越长度较短，光缆（硅芯管）采用镀锌钢管Φ114×8保护与主管道一同回拖。输气管道采用顶混凝土套管方式穿公路时，光缆亦利用该混凝土套管穿越公路。	根据设计要求设置。	采纳
防腐保温与阴极保护	线路防腐 1) 直管、冷弯弯管外防腐 该工程输气管线全部采用加强级黑色3层PE防腐层。 2) 热煨弯管 采用加强级三层PE防腐管直接弯制。 3) 热煨弯头外防腐 采用无溶剂液体环氧涂料+1道热收缩缠绕带。 4) 管道补口 管道补口选用无溶剂液体环氧涂料底漆+热收缩补口带。 阴极保护 本工程新建管道与已建江西省天然气管网湖口-金砂湾支线联通，依托湖口-金砂湾-彭泽支线的强制电流阴极保护系统对本工程管道进行阴极保护。 对于定向钻穿越段的管道，在穿越段的两侧各埋设一组预包装镁合金牺牲阳极进行补充阴极保护。镁合金牺牲阳极组通过电流测试桩与管道可靠连接。每组牺牲阳极2支。	根据设计要求设置。	采纳

检查结论：

该工程评价范围内的场所、装置基本采纳了安全设施设计采取的安全防护措施。

10.定量评价

10.1 事故树分析 (FTA)

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 10.1-1）。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：

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

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

$X_1 \cdots X_{16}$ 同在两个最小径集中； $X_{17} \cdots X_{20}$ 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：

$$\begin{aligned} I_{f(1)} &= I_{f(2)} = I_{f(3)} = I_{f(4)} = I_{f(5)} = I_{f(6)} = I_{f(7)} = I_{f(8)} = I_{f(9)} = I_{f(10)} = I_{f(11)} = I_{f(12)} = I_{f(13)} \\ &= I_{f(14)} = I_{f(15)} = I_{f(16)} \\ I_{f(17)} &= I_{f(18)} = I_{f(19)} = I_{f(20)} \\ I_{f(21)} &= I_{f(22)} = I_{f(23)} = I_{f(24)} = I_{f(25)} = I_{f(26)} \end{aligned}$$

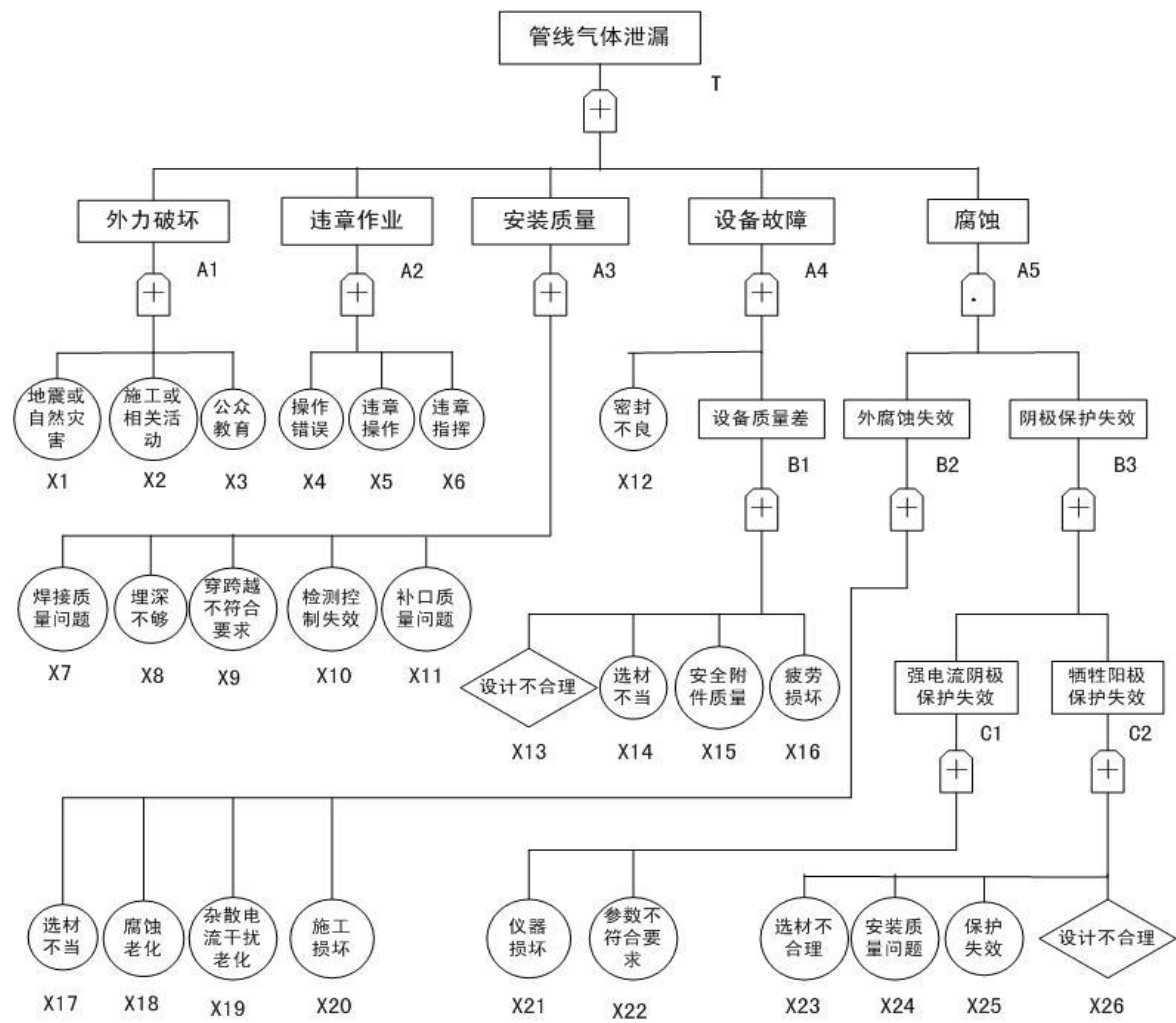


图 10.1-1 管道泄漏事故树

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：

$$I_{\varphi(1)} = \frac{1}{2^{20-1}} + \frac{1}{2^{22-1}} = \frac{5}{2^{21}}$$
$$I_{\varphi(17)} = \frac{1}{2^{20-1}} = \frac{4}{2^{21}}$$
$$I_{\varphi(21)} = \frac{1}{2^{22-1}} = \frac{1}{2^{21}}$$

因此，得到结构重要度顺序为：

$$I_{f(1)} = I_{f(2)} = I_{f(3)} = I_{f(4)} = I_{f(5)} = I_{f(6)} = I_{f(7)} = I_{f(8)} = I_{f(9)} = I_{f(10)} = I_{f(11)} = I_{f(12)} = I_{f(13)}$$
$$= I_{f(14)} = I_{f(15)} = I_{f(16)} > I_{f(17)} = I_{f(18)} = I_{f(19)} = I_{f(20)} >$$
$$I_{f(21)} = I_{f(22)} = I_{f(23)} = I_{f(24)} = I_{f(25)} = I_{f(26)}$$

③结论

由上面分析可知，外力破坏、违章作业、安装质量、设备故障及腐蚀等因素构成了输气管线天然气泄漏事故发生的基本因素。 $X_1 \cdots X_{16}$ 的结构重要度系数最大。

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

10.2 蒸气云爆炸分析

天然气管道发生泄漏主要原因是：腐蚀穿孔和机械挖掘破坏。机械挖掘破坏管道的行为通常经安全巡查人员巡查发现后可及时制止；而管道腐蚀穿孔特别是穿越管道腐蚀泄漏不易及时发现，其事故出现具有隐蔽性、突发性，且危害较大。

现假设该管道因腐蚀，发生管道中度穿孔、泄漏情况下，定量模拟计算发生蒸气云爆炸的事故伤害情况：

该天然气管道发生腐蚀、中度穿孔情况下，发生蒸气云爆炸的模拟计算采用火灾、爆炸危险性定量评价，设定该天然气管道发生腐蚀、中度穿孔（裂口面积取 25mm 的代表值，即： $4.906 \times 10^{-4} \text{ m}^2$ ）情况下，

1、气体流动类型的判定

$$\begin{aligned} \frac{p_0}{p} &= \frac{1.01325 \times 10^5}{6.3 \times 10^6} = 0.0159 \\ \gamma &= \frac{C_p}{C_v} = \frac{2.028}{1.595} = 1.2715 \\ \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma}{\gamma - 1}} &= 0.5509 \\ \frac{p_0}{p} &< \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma}{\gamma - 1}} \end{aligned} \quad \text{-----} \quad \text{式 (1)}$$

式中： P_0 ——环境压力，单位为 Pa；

P ——容器内介质压力，单位为 Pa；

γ ——热容比，

式中取值为： P_0 标准大气压； P 为 6.3MPa（工作压力）； C_p 为 2.028 KJ / Kg·°C； C_v 为 1.595 KJ / Kg·°C 。

根据式（1）判定结果，天然气管道经孔泄漏时气体流动属音速流动。

2、音速流动的气体泄漏质量流率计算

$$Q = C_d A p \sqrt{\frac{M\gamma}{R_g T} \left(\frac{2}{\gamma+1} \right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma-1}}} \quad \text{式（2）}$$

式中：

Q ——气体泄漏质量流率，单位为 kg / s；

C_d ——气体泄漏系数，与裂口形状有关，裂口形状为圆形时取 1.00，三角形时取 0.95，长方形时取 0.90；

A ——裂口面积，单位为 m²；

P ——容器内介质压力，单位为 Pa；

M ——泄漏气体或蒸气的分子量，单位为 Kg/mol；

R_g ——理想气体常数，单位为 8.314 J / （mol·K）；

T ——气体温度，单位为 K；

式（2）中取值为：

P_0 :标准大气压； P :为 6.3MPa；

C_d :设定腐蚀穿孔裂口形状为圆形，故取 1.00

A : 设定该泄漏为中孔泄漏，根据一般经验裂口面积取 25mm 的代表值，计算为 $4.906 \times 10^{-4} \text{ m}^2$ ；

M : 甲烷摩尔质量为 16.05 g/mol

T :管道内工作温度为常温，即：气体温度为 298.15K

$$Q = 1.00 \times 4.906 \times 10^{-4} \times 6.3 \times 10^6 \sqrt{\frac{16.05 \times 10^{-3} * 1.2715}{8.314 * 298.15} \left(\frac{2}{1.2715 + 1} \right)^{\frac{1.2715 + 1}{1.2715 - 1}}}$$

$$= 5.2 \text{ kg/s}$$

即：模拟假定的泄漏过程为中孔连续泄漏，泄漏质量流速可达到 5.2 kg/s。

预计天然气管线泄漏 30 分钟、40 分钟的火灾、发生蒸气云爆炸的模拟计算结果汇总如下：

预计在 30 分钟、40 分钟内的天然气泄漏总量为：

$$m_{(5\text{分钟})} = Q \times T = 5.2 \times 30 \times 60 = 9360 \text{ kg}$$

$$m_{(10\text{分钟})} = Q \times T = 5.2 \times 40 \times 60 = 12480 \text{ kg}$$

式中 m —— 泄漏总质量，单位为 kg；

Q —— 气体泄漏质量流率，单位为 kg / s；

T —— 气体泄漏时间，单位为 s。

由于天然气介质较轻，模拟计算泄漏天然气中参与爆炸的质量为泄漏总质量的 90%。

（三）TNT 当量的计算

用 TNT 当量预测爆炸严重程度的原理：以等效质量的 TNT 爆炸时的后果来分析爆炸性混合气体的蒸气云爆炸后果。

$$W_{TNT} = AW_f Q_f / Q_{TNT}$$

式中：WTNT-----蒸气云的 TNT 当量，KG；

A----蒸气云的 TNT 当量系数，取值范围 0.02%--14.9%，取 4%；

Wf----蒸气云中的可燃物总质量，KG；

Qf----可燃物的燃烧热，KJ/KG；

QTNT----TNT 爆炸热，取 $4.52 \times 10^3 \text{ KJ/KG}$ ；

甲烷的燃烧热为 55644 KJ/KG ；

$$W_{TNT(30\text{分钟})} = AW_f Q_f / Q_{TNT} = (0.04 \times 9360 \times 55644) / 4520 = 4607 \text{ Kg}$$

$$W_{TNT(40\text{分钟})} = AW_f Q_f / Q_{TNT} = 6142 \text{ Kg}$$

（四）爆炸死亡区半径的计算

表 10.3-1 冲击波超压对人体的伤害作用表

Δp_0 / MPa	伤害作用
0.02—0.03	轻微损伤
0.03--0.05	听觉器官损伤或骨折
0.05—0.10	内脏严重损伤或死亡
>0.10	大部分人员死亡

表 10.3-2 冲击波超压对建筑物的破坏作用

Δp_0 / MPa	伤害作用	Δp_0 / MPa	伤害作用
0.005-0.006	门、窗玻璃部分破碎	0.06-0.07	木建筑厂房房柱折断，房架松动
0.006-0.015	受压面的门窗玻璃大部分破碎	0.07-0.10	砖墙倒塌
0.015-0.02	窗框损坏	0.10-0.20	防震钢筋混凝土破坏，小房屋倒塌
0.02-0.03	墙裂缝	0.20-0.30	大型钢架结构破坏
0.04-0.05	墙大裂缝，屋瓦掉下		

当蒸气云爆炸发生时，在该区域内的暴露人员如缺少防护，则认为将由于超压损伤造成严重伤害或死亡，其外径标记为 R0.5，表示此圆周区域以内的暴露人员因为冲击波的作用导致肺出血而死亡的概率为 0.5，计算公式如下：

$$R_{0.5} = 13.6 \left(\frac{W_{TNT}}{1\,000} \right)^{0.37}$$

预计天然气管线泄漏 30 分钟、40 分钟的火灾、爆炸危险性的定量模拟计算结果汇总如下：

表 10.3-3 火灾、爆炸危险性的定量模拟计算结果

	泄漏的天然气量 (KG)	TNT 当量 (KG)	发生蒸气云爆炸时的死亡 半径（米）
预计天然气管线泄漏 30 分钟	9360	4607	23.93
预计天然气管线泄漏 40 分钟	12480	6142	26.62

上述模拟计算结果为单纯考虑爆炸冲击波导致暴露区内人员由于肺出血而死亡的伤害情况。实际的爆炸过程中，暴露区内人员由于高温灼烫以及飞溅物的打击也将造成较大的伤害，实际等效伤害区域将大于上述模拟计算值，应采取个体防护装备进行防护。

11.结论与建议

11.1 结论

1、该工程按照建设项目“三同时”的要求，进行了立项核准、安全条件评价、安全设施设计及相关审查；工程的建设、设计、施工、监理、检验检测单位均为已注册成立的合法公司，且均具有相关资质。

2、根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展和改革委员会令 第 7 号），该工程属于鼓励类中的“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、该工程已取得江西省能源局、江西省自然资源厅等关于该工程的批复或颁发的意见书，该工程符合政府区域规划。

4、该工程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、建设单位设置了安全管理机构、配备了专、兼职安全生产管理人员，建立和健全安全管理网络，制定了安全管理规章制度，实行全面、系统的标准化管理。该工程主要负责人和安全生产管理人员经主管的应急管理部门考核合格，特种作业人员及特种设备操作人员持证上岗，“四新人员”经安全教育培训、考试合格后上岗。

6、该工程建设完成后日常巡检等由九江作业区湖口巡线分队工作人员执行。江西省天然气管道有限公司制定了《江西省天然气管道有限公司管道巡护管理办法（修订）》，明确了巡线人员的职责、管道巡护的基本要求、管道巡护内容和处理流程、属地巡线员管理要求等内容。

7、员工配备符合要求的劳动防护用品，确保员工的劳动过程中的人身安全。各岗位人员统一配备工作服、工作鞋、安全帽、手套、口罩、耳塞等，为操作人员配备空气呼吸器及防火服等个人防护用品。

8、该工程建设单位按现行《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》GB/T29639 的要求编制了《江西省天然气管道有限公司生产安全事故应急预案》，经过了专家组审查，并在南昌市应急管理局备案，备案编号：3601002023-C0039。《预案》在生产安全方面制定了天然气泄漏事件、天然气火灾爆炸突发事件、人员伤亡事故和工程建设突发事件专项应急预案，分工明确，具可操作性。

9、该工程安全设计专篇中提出的主要安全设施已基本得到落实，企业对本次安全验收评价提出的安全隐患已整改，进一步提高了安全生产条件。

10、该工程存在的主要危险有害因素为火灾、爆炸、容器爆炸、触电、中毒、窒息、机械伤害、物体打击、车辆伤害、高处坠落、高低气温、有毒物质等。项目最主要的危险因素是火灾、爆炸，容器爆炸。

11、评价结论

综上所述，江西省天然气管道有限公司江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目严格执行国家有关安全生产法律、法规和有关标准、规范，认真落实并合理采纳安全设施设计采取的安全防护措施，做到安全设施与主体工程的“三同时”，工程潜在的危险、有害因素得到有效控制，风险在可接受范围内。该工程建成的现场与设计一致，SCADA 系统设置符合要求、运行正常，主要负责人、安全生产管理人员及有关从业人员取得相应资格证书。该工程试运行以来安全设施运行正常，对本次安全验收评价提出的安全隐患已整改，符合国家有关法律、法规、规章、标准、规范的要求，符合安全生产条件，具备安全验收条件。

11.2 对生产运行的建议

1、加强对事故应急预案的培训与演练，以防在设备、管道发生泄漏引起的火灾、爆炸。

2、按照《油气输送管道完整性管理规范》GB32167-2015 的要求，开展输气管道完整性管理工作，明确管道完整性管理的负责部门及职责要求，并对完整性管理从业人员进行培训，从数据采集与整合、高后果区识别、风险评价、完整性评价、风险消减与维修维护、效能评价等六个环节，进行持续循环改进，以提高风险识别、隐患治理和事故应急处置能力，为输气管道安全运行提供保障。

3、加强输气管道巡线管理

通过对管道设施的巡护管理，可以最大限度地保护管道设施免受损坏。巡线人员应密切关注管道沿线地貌变化，管道沿线设施的完好性，沿线违章占压，安全保护范围内的违章施工，周边社会活动情况，以及保护系统运行情况等，重点检查以下内容：

- 1) 管道是否发生露管，是否有人为破坏。
- 2) 水工工程、阴极保护设施、管桥、管堤、管涵、三桩、警示牌、伴行路等管道附属设施是否完好，与管道同沟敷设的硅管、光缆等是否裸露或完好。
- 3) 管道两侧 100m 范围内，是否有机施工行为。
- 4) 管道两侧 50m 范围内，是否有影响管道安全的行为，是否存在开山和修建大型工程的问题，两侧 500m 范围内是否有爆破作业。
- 5) 检查在管线中心线各 5m 范围内是否存在取土、挖塘、修渠、修建养殖水场、排放腐蚀性物质、堆放大宗物资、采石、盖房、建温室、垒家畜棚

圈、修筑其他建筑物、构筑物或者种植深根植物等问题。

6) 对穿越河流的管道,在上下游 100m 内是否有修建码头、淘沙、挖泥、筑坝、炸鱼、水下爆破等危及管道安全的水下作业。

7) 管道穿越公路、铁路、电力线、通信线、河流渠道等交叉部位的安全保护措施是否完好。新建及改扩建的公路、铁路、电力线、通信线、河流渠道疏浚等穿越管道。

8) 管道沿线是否有可疑人员或车辆出现、管道上方、两侧是否有新近翻挖动土迹象。

9) 管道有无位移、漂浮、裸露、外防腐层破损等现象。

10) 管沟是否塌陷,管道所经区域内地形、地貌有无明显变化。

11) 护坡、埂坎、过水面等水工保护设施有无塌陷、损毁、机动或人为破坏等现象,特别是雨后是否有损毁发生。

12) 是否有大型车辆在管道上方行驶碾压。

13) 是否有违反《中华人民共和国石油天然气管道保护法》等法律法规的行为,有无危及管道安全运行的违章施工行为发生。

14) 管道周边有无打孔盗油可疑迹象。

15) 加强防火期的巡检。

4、安全生产投入

1) 按照《企业安全生产费用提取和使用管理办法》(财资〔2022〕136号)的要求,按标准逐月提取安全费用,专用于安全投入。

2) 企业提取的安全费用应设立专帐帐户,专款专用,不得挪作他用。

3) 为了保证安全资金的有效投入,应编制安全技术措施计划,并按计划实施。

12.与建设单位交换意见

12.1 建设项目存在的问题及改进建议

依据有关法规、标准及该工程安全设施设计的要求，结合该工程的实际情况，该建设项目现场存在表 12.1-1 中的问题，并针对存在的问题提出相应的对策措施与建议，以进一步提高该工程的安全管理水平。

表 12.1-1 该工程存在的问题及整改建议表

序号	项目现场存在问题	检查依据	风险程度	整改建议
1	部分桩牌被草遮挡。	《油气管道线路标识设置技术规范》 (SYT6064-2017)	中	及时清除杂草， 保持视觉 通透。
2	地面标识设置一地多 桩。	《油气管道线路标识设置技术规范》 (SYT6064-2017)	中	按要求移除多 余标志桩。

12.2 企业隐患整改情况

该公司对本次安全验收评价中提出的存在问题进行了整改，整改情况为该工程预防、减弱系统的危险、危害程度起到一定作用，使生产过程和现场的安全生产条件得到进一步完善。

隐患整改情况如下：

表 12.1-2 企业整改情况一览表

序号	项目现场存在问题	整改落实情况
1	部分桩牌被草遮挡。	已清除杂草。
2	地面标识设置一地多桩。	已按要求移除多余标志桩。

公司整改回复具体见报告附件。

13.附件与附图

13.1 附件

- 1.整改回复；
- 2.建设单位营业执照；
- 3.建设项目的有关行政许可和建设单位批复等意见：
 - ① 《江西省能源局关于江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目核准的批复》赣能油气字[2024]40 号，江西省能源局，2024 年 4 月 14 日
 - ② 《危险化学品建设项目安全条件审查意见书》九应急危化项目安条审字[2024]18 号，九江市应急管理局，2024 年 6 月 12 日
 - ③ 《危险化学品建设项目安全设施设计审查意见书》九应急危化项目安设审字[2024]19 号，九江市应急管理局，2024 年 8 月 15 日
 - ④ 《关于江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目建设用地预审与选址初审意见的报告》湖自然资文[2023]152 号，湖口县自然资源局，2023 年 11 月 13 日
 - ⑤ 《九江市自然资源局关于江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目建设用地预审与选址初审意见的报告》九自然资文[2023]382 号，九江市自然资源局，2023 年 12 月 15 日
 - ⑥ 《江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目建设用地预审与选址意见书》用字第 3604292024XS00014422 号，江西省自然资源厅，2024 年 2 月 1 日
 - ⑦ 《江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目地质灾害危险性评估报告汇交凭证》2017 年（321）号，江西省国土资源厅，2023 年 8 月 29 日

⑧ 《建设项目压覆矿产资源查询结果》查询编号：202308183643，江西省自然资源厅政务服务，2023 年 08 月 18 日

⑨ 《江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目水土保持行政许可承诺书》江西省天然气管道有限公司、江西省水利厅，2024 年 6 月 7 日

⑩ 《九江市生态环境局关于江西省天然气管网与湖口 LNG 二期联通工程项目环境影响报告书的批复》九环环评〔2024〕42 号，九江市生态环境局，2024 年 7 月 17 日

⑪ 《危险化学品建设项目试生产（使用）方案回执》湖危化项目备〔2024〕09 号，湖口县应急管理局，2024 年 9 月 4 日

4.项目设计、施工、监理、检验检测单位资质证照及总结报告；

① 设计单位资质、设计总结报告

② 施工单位资质、施工总结报告

③ 检测单位资质、检测总结报告

④ 监理单位资质、监理总结报告

5.工程竣工验收证明；

6.可燃气体报警仪检查调试记录（巡线人员配备）；

7.工程试生产（使用）工作总结；

8.安全验收评价委托书；

9.输送介质检测报告；

10.阴极保护测试记录；

11.巡线记录；

12.全管理机构设置文件和安全管理规章制度、QHSE 作业指导书清单；

13.主要负责人、安全生产管理人员及特种作业人员、特种设备操作人员资格证书；

14.应急预案备案登记表；

15.为从业人员缴纳工伤保险费的证明材料；

16.维抢修设备清单；

17.应急救援服务协议书；

13.2 附图

1.线路走向平、纵面图；

2.定向钻穿越平面图、纵面图。

现场照片

