

陕西省天然气股份有限公司
西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程
安全验收评价报告
(备案版)

建设单位：陕西省天然气股份有限公司

建设单位负责人：刘宏波

建设项目单位：陕西省天然气股份有限公司

建设项目单位主要负责人：刘宏波

建设项目单位联系人：刘哲

建设项目单位联系电话：18710715309

(建设项目单位公章)

2026 年 03 月 30 日

陕西省天然气股份有限公司
西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程
安全验收评价报告
(备案版)

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：吴爽

评价单位联系电话：0791-87379386

(安全评价机构公章)

2026 年 03 月 30 日

陕西省天然气股份有限公司
西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程
安全验收评价技术服务承诺书

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

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

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

四、我单位对本项目安全评价报告中结论性内容承担法律责任。

江西赣安安全生产科学技术咨询服务中心

2026 年 03 月 30 日

陕西省天然气股份有限公司
西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程
安全验收评价报告评价人员

分 类	姓 名	职业资格证书编号	从业信息 识别卡编号	专业能力	签 字
项目负责人	吴 爽	S011041000110202001456	040505	石油工程	
项目组成员	李景龙	20231004636000000141	362504 06364	安全工程	
	朱继科	S011041000110203001270	040820	设备	
	王 波	S011035000110202001263	040122	油气储运	
	谢寒梅	S011035000110192001584	027089	仪表	
	段 萌	S011013000110193000285	036250	电气	
报告编制人	吴 爽	S011041000110202001456	040505	石油工程	
	朱继科	S011041000110203001270	040820	设备	
	段 萌	S011013000110193000285	036250	电气	
报告审核人	孙 喆	S011011000110191000056	020963	安全工程	
过程控制负责人	黄香港	S011035000110191000617	024436	化学工程与 工艺	
技术负责人	周红波	1700000000100121	020702	防腐	

前 言

陕西省天然气股份有限公司成立于 1995 年 01 月 20 日，注册地位于陕西省西安市经开区 A1 区，法定代表人为刘宏波，类型：股份有限公司(台、港、澳与境内合资、上市)，经营范围：天然气输送、天然气相关产品开发、天然气综合利用、天然气发电。(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)。

因新建西延高铁 XYZQ-8 标段对现有洛川县城段靖西一、二线管道形成占压，为保证管道安全运行及支持地方建设考虑，陕西省天然气股份有限公司对靖西一、二线输气管道进行迁改。根据《西延铁路洛川段油气管道迁建委托协议书》以及三方(甲方：洛川县自然资源局、乙方：陕西省天然气股份有限公司、丙方：中铁二十局集团电气化工程有限公司)协议书相关规定可知，该项目出资单位为延安市洛川县自然资源局，土地征迁工作由洛川县自然资源局负责，该项目组织实施单位(包含设计、采购、施工和安装及报批手续的全部工作)为中铁二十局集团电气化工程有限公司，陕西省天然气股份有限公司负责做好该项目各类报批手续的配合工作。

该工程于 2023 年 8 月 10 日取得了延安市行政审批服务局《关于西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程项目核准的批复》(延行审投资发[2023]148 号)，建设规模及主要内容：将涉及西延高铁建设占压的靖西一、二线输气管道进行迁改，迁改长度靖西一线约为 9 千米，靖西二线约为 7 千米，新建洛川分输站一座，占地面积约 6782 平方米，约合 10.17 亩；新建输气阀室一座，占地面积约 605 平方米，约合 0.91 亩。于 2023 年 7 月 27 日取得了洛川县自然资源局《关于“西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程项目拟用地情况的说明》。

该项目输气管线输送的介质为天然气(CAS 号：8006-14-2)，其被列入《危险化学品目录(2022 调整版)》(原国家安全生产监督管理总局等十部委联合公告 2015 年第 5 号，根据应急管理部等十部委公告 2022 年第 8 号调整)中，属于危险化学品，还被列入《重点监管的危险化学品名录(2013

版)》中,属于重点监管的危险化学品。

该项目为西延高铁配套管线迁改项目,根据《陕西省高速铁路建设协调推进机制办公室高铁项目专题协调会议纪要(2023年第1次)》要求,须于2023年5月底前完工以保障高铁主线施工。因安全“三同时”审批流程周期较长,难以在规定工期内完成前置审批手续,为全力确保高铁建设总体进度,项目在严格落实现场安全管控、确保安全设施与主体工程同步建设的前提下,采取先行施工、同步完善安全“三同时”资料的方式推进,完工后再补办安全验收评价手续。

该项目于2024年4月2日取得了延安市行政审批服务局出具的《危险化学品建设项目安全条件审查意见书》(延行审安条许〔2024〕039号),于2024年8月26日取得了延安市行政审批服务局出具的《危险化学品建设项目安全设施设计审查意见书》(延行审安条许〔2024〕096号)。

依据《中华人民共和国安全生产法》(中华人民共和国主席令〔2014〕第十三号,中华人民共和国第十三届全国人民代表大会常务委员会〔2021〕第二十九次会议修改)、《危险化学品建设项目安全监督管理办法》(原国家安全生产监督管理总局令〔2012〕第45号,根据原国家安全生产监督管理总局令〔2015〕第79号修正)等法律、行政法规的要求,陕西省天然气股份有限公司委托江西赣安安全生产科学技术咨询服务中心(以下简称“我公司”)对其西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程进行安全验收评价。

我公司接到委托后,成立评价组,在对工程相关资料进行充分了解、分析和现场调研的基础上,根据安全验收评价工作的有关要求,编制完成了该建设项目的安全验收评价报告。

本报告按照《安全验收评价导则》(AQ8003-2007)、《陆上油气管道建设项目安全验收评价导则》(AQ/T3056-2019)等相关标准及规范的要求,针对该项目的实际情况,评价过程中选择了安全检查表、事故后果模拟分析法等评价方法,对该项目进行了定性、定量评价,找出了该项目应重点防范的

主要危险、有害因素，有针对性地提出消除、预防和降低危险的对策措施，进而给出安全验收评价结论，并编制完成了该项目的安全验收评价报告。

在本次安全评价过程中得到了企业及有关人员的大力支持，在此表示衷心的感谢。

目 录

1 概述 1

1.1 安全验收评价的目的 1

1.2 安全验收评价的范围 1

1.3 安全验收评价的依据 2

1.4 安全验收评价的程序和工作经过 10

2 建设项目概况 12

2.1 建设单位简介 12

2.2 建设项目基本情况 12

2.3 自然及社会环境 19

2.4 线路工程 26

2.5 站场/阀室工程 39

2.6 公用工程 43

3 危险、有害因素辨识及分析 63

3.1 主要物质危险有害因素分析 63

3.2 自然及社会环境危险有害因素分析 67

3.3 危险、有害因素分析 74

3.4 站场及输送工艺事故类型辨识与分析 80

3.5 公用工程及辅助设施事故类型分析 93

3.6 辨识结果汇总 97

3.7 重大危险源辨识 98

3.8 事故案例与事故原因分析 98

4 安全评价单元划分及评价方法选择 105

4.1 评价单元的划分 105

4.2 评价方法的选择 106

4.3 评价方法和评价单元的对应关系 108

5 定性定量安全评价 109

5.1 输气管线评价单元	109
5.2 站场评价单元	112
5.3 公用工程及辅助设施评价单元	118
5.4 安全管理评价单元	122
5.5 重大事故隐患检查单元	126
5.6 定量评价	128
6 安全管理	132
6.1 安全管理机构设置	132
6.2 人员编制与安全管理人员设置	132
6.3 安全管理制度、操作规程	132
6.4 个体安全防护用品配备	133
6.5 维抢修设备配备	133
6.6 应急预案	134
6.7 安全投入	135
6.8 主要安全设施	136
6.9 外部依托力量	137
7 安全对策措施及建议	139
7.1 安全设施设计中提出的安全对策措施的落实情况	139
7.2 存在的问题及整改情况	161
7.3 补充的安全对策措施及建议	162
7.4 场站及管道安全措施建议	163
7.5 安全管理建议	168
8 安全验收评价结论	170
9 与建设单位交换意见的情况结果	172
附录一 有关材料	173
附录二 有关附图	175

附件

- (1) 安全评价委托书
- (2) 现场勘察人员组成表
- (3) 建设单位营业执照
- (4) 《陕西省高速铁路建设协调推进机制办公室高铁项目专题协调会议纪要(2023 年第 1 次)》
- (5) 延安市行政审批服务局《关于西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程核准的批复》(延行审建设[2023]148 号)
- (6) 洛川县自然资源局《关于“西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程项目拟用地情况的说明》
- (7) 《洛川县自然资源局关于西延高铁洛川段与靖西一线、二线交叉改线工程线路部分路由方案的初步意见》(2023 年 7 月 13 日)
- (8) 延安市行政审批服务局出具的《危险化学品建设项目安全条件审查意见书》(延行审安条许〔2024〕039 号)
- (9) 延安市行政审批服务局出具的《危险化学品建设项目安全设施设计审查意见书》(延行审安条许〔2024〕096 号)
- (10) 安全设施设计单位资质证书
- (11) 施工单位营业执照及资质证书
- (12) 监理单位营业执照及资质证书
- (13) 无损检测单位资质证书
- (14) 《陕西省天然气股份有限公司延安分公司关于优化安全管理组织机构的通知》
- (15) 《陕西省天然气股份有限公司延安分公司关于人员任免的通知》
- (16) 陕西省天然气股份有限公司关于印发《安全生产管理制度》的通知、关于印发《输气工艺运行管理办法》等 3 项制度的通知
- (17) 生产经营单位生产安全事故应急预案备案登记表
- (18) 主要负责人及安全管理人员安全生产知识和管理能力考核合格证、特种设备作业人员证书

- (19) 工伤保险证明及安全生产责任险保险单
- (20) 洛川分输站及阀室安全阀校验报告、压力表检定证书
- (21) 洛川分输站及阀室可燃气体探测器、高浓度气体探测器、便携式氧气、可燃气体探测器等检定证书
- (22) 洛川分输站及阀室雷电防护装置定期检测报告
- (23) 施工记录(部分)(立式设备安装记录、卧式设备安装记录、放空管安装记录、管道焊缝外观检查记录、管道防腐补口保温施工记录、管道安装检验批质量验收记录表、管道组对检验批质量验收记录表、管道焊接检验批质量验收记录表、防腐检验批质量验收记录表、阀门安装工程检验批质量验收记录表、聚乙烯防腐层现场补口补伤检验批质量验收记录表、管道清管、测径检验批质量验收记录表、管道水压试验检验批质量验收记录表、管道干燥检验批质量验收记录表、管道连头检验批质量验收记录表、线路保护构筑物检验批质量验收记录表、桥墩工程检验批质量验收记录表、设备/管道吹扫记录、管道干燥报告、管道清管、测径报告、管道压力试验报告、阴极保护工程施工记录、阴极保护测试桩检查记录、管道穿越工程隐蔽检查记录、管道工程隐蔽检查记录、管道标志桩埋设记录等)
- (24) 压力管道施工监督检验证书
- (25) 设计总结报告
- (26) 无损检测总结报告
- (27) 竣工验收自评报告
- (28) 监理总结报告
- (29) 试运行方案目录及试运行专家审查意见
- (30) 安全不合格项整改照片
- (31) 专家意见及专家意见修改确认表
- (32) 专家意见现场问题整改照片

附图

- (1) 洛川分输站四邻关系图
- (2) 洛川分输站总平面布置图

- (3) 洛川分输站储运部分工艺管道及仪表流程图
- (4) 洛川分输站爆炸危险区域划分图
- (5) 洛川分输站仪表电缆走向示意图(可燃气体报警器、ESD 按钮布置)
- (6) 洛川阀室四邻关系图
- (7) 洛川阀室平面布置图
- (8) 洛川阀室工艺自控流程图
- (9) 洛川阀室电气部分爆炸危险区域划分图
- (10) 靖西一线平、纵断面图
- (11) 靖西二线平、纵断面图

1 概述

1.1 安全验收评价的目的

安全评价的目的是贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”安全生产方针，提高企业的本质安全程度和安全管理水平，预防、减少和控制建设项目中的危险、有害因素，降低生产安全风险，预防事故发生，保护建设单位和建设项目所在企业的财产安全及人员的健康和生命安全。本次安全验收评价的主要目的为：

(1)为贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的安全生产方针，确保建设工程项目中的安全技术措施和设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用，使建设项目建成后在安全方面符合国家的有关法规、标准和规定，为建设项目安全验收提供科学依据。

(2)检查评价该项目安全设施的符合性和有效性，找出该项目投产运行后可能存在的主要危险、有害因素及其产生危险、危害后果的主要条件，以便企业采取补救措施，确保安全生产。

(3)提出消除、预防或减弱建设项目危险性、提高项目安全运行等级的安全对策措施，为该项目生产运行以及日常管理提供依据，并为各级应急管理部门和行业主管部门实行安全监察、监督提供依据。

1.2 安全验收评价的范围

本次安全验收评价的对象为：陕西省天然气股份有限公司西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程，评价范围为：

1、洛川分输站及阀室(北头村)的的选址、总平面布置及工艺设备设施、公用工程、安全管理等内容；

2、迁改靖西一线约为 9 千米(起点：凤栖镇后子头村北侧刘涛废品回收站，终点：洛川县污水处理厂东南角与原有管道碰口)，靖西二线约为 7 千米(起点：凤栖镇后子头村北侧刘涛废品回收站，终点： G210 国道东侧

碰口)的输气管道的选址、工艺设备设施、公用工程、安全管理等内容。

该项目靖西一、二线上游界面为改线起点凤栖镇后子头村北侧废品回收站，靖西一线下游界面为改线终点洛川县污水处理厂东南角与原有管道碰口处，靖西二线下游界面为改线终点 G210 国道东侧碰口处。该项目上游界面之前、下游界面之后的管线，以及洛川分输站、阀室(北头村)以外的其他站场(阀室)等，均不在本次评价范围之内；该公司原有输油管道(已废弃)不在本次评价范围之内；该项目今后的改、扩建不在本次评价范围内；该项目涉及的环保、职业卫生等不在本次评价范围之内。

1.3 安全验收评价的依据

1.3.1 建项目相关支持性文件

(1) 延安市行政审批服务局《关于西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程核准的批复》(延行审建设[2023]148 号)

(2) 洛川县自然资源局《关于“西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程项目拟用地情况的说明》

(3) 《洛川县自然资源局关于西延高铁洛川段与靖西一线、二线交叉改线工程线路部分路由方案的初步意见》(2023 年 7 月 13 日)及管线路由图

(4) 延安市行政审批服务局出具的《危险化学品建设项目安全条件审查意见书》(延行审安条许〔2024〕039 号)

(5) 延安市行政审批服务局出具的《危险化学品建设项目安全设施设计审查意见书》(延行审安条许〔2024〕096 号)

1.3.2 法律、法规

(1) 《中华人民共和国安全生产法》(中华人民共和国主席令〔2002〕第七十号，主席令〔2021〕第八十八号修正，自 2021 年 9 月 1 日起施行)

(2) 《中华人民共和国消防法》(中华人民共和国主席令〔1998〕第四号，主席令〔2021〕第八十一号修正，自 2021 年 4 月 29 日起施行)

(3) 《中华人民共和国劳动法》(中华人民共和国主席令〔1994〕第二

十八号，主席令〔2018〕第二十四号修正，自 2018 年 12 月 29 日起施行)

(4)《中华人民共和国环境保护法》(中华人民共和国主席令〔1989〕第二十二号，主席令〔2014〕第九号修正，自 2015 年 1 月 1 日起施行)

(5)《中华人民共和国水土保持法》(中华人民共和国主席令〔1991〕第四十九号，主席令〔2010〕第三十九号修正，自 2011 年 3 月 1 日起施行)

(6)《中华人民共和国职业病防治法》(中华人民共和国主席令〔2001〕第六十号，主席令〔2018〕第二十四号修正，自 2018 年 12 月 29 日起施行)

(7)《中华人民共和国特种设备安全法》(中华人民共和国主席令〔2013〕第四号，自 2014 年 1 月 1 日起施行)

(8)《中华人民共和国石油天然气管道保护法》(中华人民共和国主席令〔2010〕第三十号，自 2010 年 10 月 01 日起施行)

(9)《中华人民共和国突发事件应对法》(中华人民共和国主席令〔2007〕第六十九号，主席令〔2024〕第二十五号修订，自 2024 年 11 月 1 日起施行)

(10)《中华人民共和国防震减灾法》(中华人民共和国主席令〔1997〕第九十四号，主席令〔2008〕第七号修正，自 2009 年 5 月 1 日起施行)

(11)《中华人民共和国城乡规划法》(中华人民共和国主席令〔2007〕第七十四号，主席令〔2019〕第二十九号修正，自 2019 年 4 月 23 日起施行)

(12)《中华人民共和国道路交通安全法(2021 年修订)》(中华人民共和国主席令〔2011〕第 47 号)

(13)《中华人民共和国公路法》(1997 年 7 月 3 日第八届全国人民代表大会常务委员会第二十六次会议通过，根据 2017 年 11 月 4 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第三十次会议《关于修改〈中华人民共和国会计法〉等十一部法律的决定》第五次修正)

(14)《建设工程安全生产管理条例》(中华人民共和国国务院令〔2003〕第 393 号，自 2004 年 2 月 1 日起施行)

(15)《危险化学品安全管理条例》(中华人民共和国国务院令〔2002〕第 344 号,国务院令〔2013〕第 645 号修订,自 2013 年 12 月 7 日起施行)

(16)《特种设备安全监察条例》(中华人民共和国国务院令〔2003〕第 373 号,国务院令[2009]第 549 号修订,自 2009 年 5 月 1 日起施行)

(17)《生产安全事故应急条例》(中华人民共和国国务院令〔2019〕第 708 号,自 2019 年 4 月 1 日起施行);

(18)《生产安全事故报告和调查处理条例》(中华人民共和国国务院令〔2007〕第 493 号,自 2007 年 6 月 1 日起施行);

(19)《公路安全保护条例》(中华人民共和国国务院令〔2011〕第 593 号,自 2011 年 7 月 1 日起施行);

(20)《铁路运输安全保护条例》(国务院令第 430 号,自 2005 年 4 月 1 日起施行)

(21)《工伤保险条例》(中华人民共和国国务院令〔2003〕第 375 号,国务院令〔2010〕第 586 号修订,自 2011 年 1 月 1 日起施行);

(22)《电力设施保护条例》(中华人民共和国国务院令〔2011〕第 588 号修订,自 2011 年 1 月 8 日起施行)

(23)《陕西省安全生产条例》(2005 年 9 月 29 日陕西省第十届人民代表大会常务委员会第二十一次会议通过,2012 年 1 月 6 日陕西省第十一届人民代表大会常务委员会第二十七次会议第一次修正,2017 年 9 月 29 日陕西省第十二届人民代表大会常务委员会第三十七次会议第一次修订,根据 2020 年 6 月 11 日陕西省第十三届人民代表大会常务委员会第十七次会议《陕西省实施〈中华人民共和国环境保护法〉办法》等八部地方性法规的决定第二次修正,2023 年 9 月 27 日陕西省第十四届人民代表大会常务委员会第五次会议第二次修订,自 2023 年 12 月 1 日起施行)

(24)《陕西省消防条例》(2002 年 8 月 7 日陕西省第九届人民代表大会常务委员会第三十一次会议通过,根据 2004 年 8 月 3 日陕西省第十届人民代表大会常务委员会第十二次会议《关于修改陕西省实施《中华人

民共和国义务教育法》办法等三十部地方性法规的决定》第一次修正，2009 年 7 月 24 日陕西省第十一届人民代表大会常务委员会第九次会议修订，根据 2021 年 9 月 29 日陕西省第十三届人民代表大会常务委员会第二十八次会议《关于修改陕西省节约能源条例等七部地方性法规的决定》第二次修正)

1.3.3 部门规章及有关文件

(1)《危险化学品目录(2022 调整)》(中华人民共和国应急管理部等十部门联合公告 2022 年第 8 号)

(2)《危险化学品建设项目安全监督管理办法》(原国家安全生产监督管理总局令〔2012〕第 45 号，根据原国家安全生产监督管理总局令〔2015〕第 79 号修正)

(3)《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》(原国家安监督管理总局令第 40 号，根据 2015 年 5 月 27 日原国家安全监管总局令第 79 号修正)

(4)《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)

(5)《重点监管的危险化学品名录(2013 年完整版)》(原国家安全生产监督管理总局)

(6)《重点监管的危险化工工艺目录(2013 年完整版)》(原国家安全生产监督管理总局)

(7)《特别管控危险化学品目录(第一版)》(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)

(8)《危险化学品企业安全风险隐患排查治理导则》(应急〔2019〕78 号)

(9)《生产安全事故应急预案管理办法》(原国家安全生产监督管理总局令〔2016〕第 88 号，应急管理部令〔2019〕第 2 号修正)

(10)《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》(原国家安监总局令〔2010〕第 30 号，原国家安监总局令〔2013〕第 63 号第一次修正，原国

家安监总局令〔2015〕第 80 号第二次修正)

(11)《生产经营单位安全培训规定》(原国家安监总局令〔2006〕第 3 号,根据 2015 年 5 月 29 日原国家安全生产监管总局令第 80 号第二次修正)

(12)《企业安全生产费用提取和使用管理办法》(财资〔2022〕136 号)

(13)《国家安全监管总局住房城乡建设部 关于进一步加强危险化学品建设项目安全设计管理的通知》(安监总管三〔2013〕76 号)

(14)《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 7 号)

(15)《国务院关于进一步强化企业安全生产工作的通知》(国发(2010 年)23 号)

(16)《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(试行)》(安监总管三[2017]121 号)

(17)《关于加强油气输送管道途经人员密集场所高后果区安全管理工作的通知》(安监总管三〔2017〕138 号)

(18)《油气长输管道人员密集型高后果区安全风险排查评估指南》(应急危化二〔2024〕5 号)

(19)《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)

(20)《高速铁路安全防护管理办法》(中华人民共和国交通运输部令 2020 年第 8 号)

(21)《陕西省铁路安全管理办法》(2020 年 12 月 8 日陕西省人民政府令第 227 号公布,自 2021 年 1 月 15 日起施行)

1.3.4 标准、规范

(1)《安全评价通则》(AQ8001-2007)

(2)《安全验收评价导则》(AQ8003-2007)

(3)《陆上油气管道建设项目安全验收评价导则》(AQ/T3056-2019)

(4)《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)

- (5) 《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)
- (6) 《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)
- (7) 《油气输送管道线路工程抗震技术规范》(GB/T50470-2017)
- (8) 《油气输送管道线路工程水工保护施工规范》(SY/T4126-2013)
- (9) 《油气长输管道工程施工及验收规范》(GB50369-2014)
- (10) 《埋地钢质管道阴极保护技术规范》(GB/T21448-2017)
- (11) 《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》(GB/T50698-2011)
- (12) 《钢质管道外腐蚀控制规范》(GB/T21447-2018)
- (13) 《埋地钢质管道腐蚀防护工程检验》(GB/T19285-2014)
- (14) 《埋地钢质管道防腐保温层技术标准》(GB/T50538-2020)
- (15) 《阴极保护管道的电绝缘标准》(SY/T0086-2020)
- (16) 《埋地钢质管道聚乙烯防腐层》(GB/T23257-2017)
- (17) 《埋地钢质管道外防腐层及保温层修复技术规范》(SY/T 5918-2024)
- (18) 《石油天然气工程总图设计规范》(SY/T0048-2016)
- (19) 《石油天然气工业管道输送系统》(GB/T24259-2023)
- (20) 《油气输送管道工程测量规范》(GB/T50539-2017)
- (21) 《生产过程危险和有害因素分类与代码》(GB/T13861-2022)
- (22) 《企业职工伤亡事故分类》(GB6441-1986)
- (23) 《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)
- (24) 《石油天然气工程建筑设计规范》(SY/T0021-2025)
- (25) 《油气管道线路标识设置技术规范》(SY/T 6064-2024)
- (26) 《工业企业设计卫生标准》(GBZ1-2010)
- (27) 《石油天然气工业管线输送系统用钢管》(GB/T9711-2023)
- (28) 《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》(GB/T50493-2019)
- (29) 《油气田及管道工程仪表控制系统设计规范》(GB/T50892-2013)

- (30) 《钢质管道外腐蚀控制规范》(GB/T21447-2018)
- (31) 《油气田及管道岩土工程勘察标准》(GB/T50568-2019)
- (32) 《安全色和安全标志》(GB2894-2025)
- (33) 《油气管道仪表及自动化系统运行技术规范》(SY/T6069-2020)
- (34) 《自动化仪表工程施工及质量验收规范》(GB50093-2013)
- (35) 《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》(GB/T 29639-2020)
- (36) 《压力管道安全技术监察规程—工业管道》(TSGD0001-2009)
- (37) 《压力管道规范 长输管道》(GB/T 34275-2024)
- (38) 《压力管道监督检验规则》(TSGD7006-2020)
- (39) 《压力管道定期检验规则—长输管道》(TSGD7003-2022)
- (40) 《油气输送管道完整性管理规范》(GB32167-2015)
- (41) 《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)
- (42) 《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB50058-2014)
- (43) 《天然气》(GB17820-2018)
- (44) 《钢质管道焊接及验收》(GB/T31032-2023)
- (45) 《建设工程施工现场消防安全技术标准(2025 年版)》(GB/T 50720-2011)
- (46) 《危险化学品企业特殊作业安全规范》(GB30871-2022)
- (47) 《石油天然气管道安全规范》(SY/T6186-2020)
- (48) 《建筑抗震设计标准(2024 年版)》(GB/T50011-2010)
- (49) 《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)
- (50) 《视频安防监控系统工程设计规范》(GB50395-2007)
- (51) 《建筑灭火器配置设计规范》(GB50140-2005)
- (52) 《建筑工程抗震设防分类标准》(GB50223-2008)
- (53) 《建筑物防雷设计规范》(GB50057-2010)
- (54) 《危险化学品单位应急救援物资配备要求》(GB30077-2023)

- (55) 《个体防护装备配备规范 第 2 部分：石油、化工、天然气》
(GB39800.2-2020)
- (56) 《特种设备重大事故隐患判定准则》(GB45067-2024)
- (57) 《建筑设计防火规范(2018 年版)》(GB50016-2014)
- (58) 《建筑防火通用规范》(GB55037-2022)
- (59) 《输油气管道工程安全仪表系统设计规范》(SY/T6966-2023)
- (60) 《油气输送管道工程地质灾害防治设计规范》(SY/T7040-2021)
- (61) 《油气输送管道并行敷设技术规范》(SY/T7365-2017)
- (62) 《穿越管道防腐层技术规范》(SY/T7368-2023)
- (63) 《油气输送管道通信系统设计规范》(SY/T7473-2020)
- (64) 《石油天然气钢质管道无损检测》(SY/T4109-2020)
- (65) 《石油天然气工程建筑设计规范》(SY/T0021-2016)
- (66) 《油气输送管道同沟敷设光缆(硅芯管)设计及施工规范》
(SY/T4108-2019)
- (67) 《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007)
- (68) 《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》(SY/T 7628-2021)
- (69) 《报废油气长输管道处置技术规范》(SY/T7413-2018)
- (70) 《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》(GB50169-2016)
- (71) 《电气装置安装工程 爆炸和火灾危险环境电气装置施工及验收规范》
(GB50257-2014)
- (72) 《防止静电事故通用要求》(GB12158-2024)

1.3.5 其他相关基础资料

- (1) 营业执照
- (2) 《陕西省天然气股份有限公司西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程》(陕西宇阳石油科技工程有限公司, 2024 年 7 月)
- (3) 《西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程岩土工程勘察报告》(陕西宇阳石油科技工程有限公司, 2023 年 8 月)

- (4) 施工、检测、监理记录和总结，交工验收报告等有关竣工资料
- (5) 安全管理资料
- (6) 其他有关文件

1.4 安全验收评价的程序和工作经过

安全设施竣工验收评价程序一般包括：

1、前期准备

明确评价对象和评价范围；组建评价组；收集国内外相关法律法规、标准、规章、规范；收集并分析评价对象的基础资料、相关事故案例；对类比工程进行实地调查等内容。

2、辨识与分析危险有害因素

根据评价对象的具体情况，辨识和分析危险、有害因素，确定其存在的部位、方式以及发生作用的途径和变化规律。

3、划分评价单元

评价单元划分应科学、合理，便于实施评价，相对独立且具有明显的特征界限。依据安全评价特点，以选址及自然条件、基本工艺条件、危险、有害因素分布及状况、便于实施评价为原则。

4、选择评价方法

根据建设项目的实际情况，选择适用的安全评价方法。

5、定性、定量评价

根据评价的目的、要求和评价对象的特点、工艺、功能或活动分布，选择科学、合理、适用的定性、定量评价方法，对危险、有害因素导致事故发生的可能性及其严重程度进行评价。

6、提出安全对策措施建议

根据评价结果，依照国家有关的法律法规、标准、规章、规范的要求，提出安全对策措施建议。安全对策措施建议应具有针对性、可操作性和经济合理性。

7、做出安全设施竣工验收评价结论

按照评价导则要求，将安全评价结果进行整理、归纳，并作出明确结论。

8、编制安全设施竣工验收评价报告

按照《安全验收评价导则》(AQ8003-2007)和《陆上油气管道建设项目安全验收评价导则》(AQ/T3056-2019)的要求，编制该项目的安全设施竣工验收评价报告。

安全设施竣工验收评价程序框图详见表 1.4：

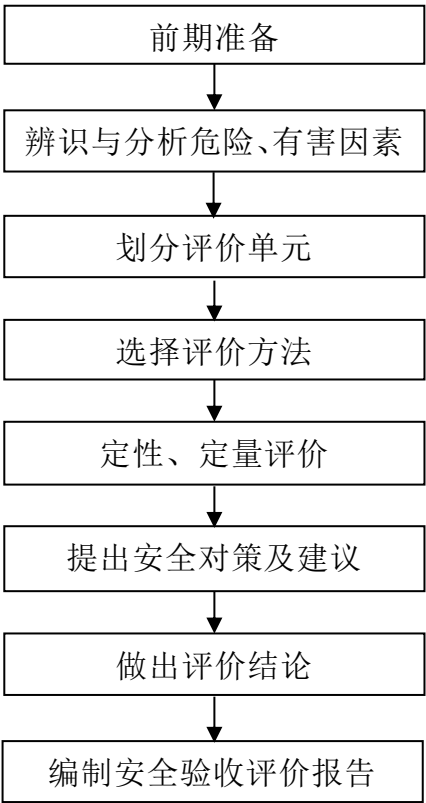


图 1.4.1 安全验收评价程序框图

2 建设项目概况

2.1 建设单位简介

陕西省天然气股份有限公司是股份有限公司，成立于 1995 年 01 月 20 日，在西安市经济技术开发区 A1 区注册成立，企业法人：刘宏波。经营范围为天然气输送、天然气相关产品开发，天然气综合利用、天然气发电。

陕西省天然气股份有限公司经营范围：天然气长输管道运行。靖西一线、靖西二线、靖西三线、宝汉线、汉安线、西商线、西渭线、咸宝线、咸宝复线、汉安线与中贵线联络线、眉陇线、姚河线、保旦线、靖西三线（三期）。

因新建西延高铁 XYZQ-8 标段对现有洛川县城段靖西一、二线管道形成占压，为保证管道安全运行及支持地方建设考虑，陕西省天然气股份有限公司对靖西一、二线输气管道进行迁改。根据《西延铁路洛川段油气管道迁建委托协议书》以及三方（甲方：洛川县自然资源局、乙方：陕西省天然气股份有限公司、丙方：中铁二十局集团电气化工程有限公司）协议书相关规定可知，该项目出资单位为延安市洛川县自然资源局，土地征迁工作由洛川县自然资源局负责，该项目组织实施单位（包含设计、采购、施工和安装及报批手续的全部工作）为中铁二十局集团电气化工程有限公司，陕西省天然气股份有限公司负责做好该项目各类报批手续的配合工作。

2.2 建设项目基本情况

建设单位：陕西省天然气股份有限公司

建设项目单位：陕西省天然气股份有限公司

项目名称：西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程

项目代码：2307-610629-04-05-926347

实际建设规模及内容：靖西一线迁改管道 9km，管径 D426mm，靖西二线迁改管道实长 7km，管径 D610mm，靖西一线线路采用 L360M-D426×8 螺

旋缝埋弧焊钢管、L360M-D426×10 直缝埋弧焊钢管，靖西二线线路采用 L415M-D610×10 螺旋缝埋弧焊钢管、L415M-D610×12.5 直缝埋弧焊钢管。

新建洛川分输站，建设用地面积：6781.18m²，位于洛川县作善村洛河小区南侧，设计规模为 54×10⁴Nm³/d。

新建阀室，在靖西一线经过的北头村附近新建一座阀室，阀室上游来气为富县压气站，设计压力 5.8MPa，输送气量 10×10⁸Nm³/a。

建设地点：延安市洛川县凤栖街道办

建设性质：改建

输送介质：天然气

总投资：28931.08 万元人民币

管道施工监督检验情况：该项目管道于 2025 年 8 月 19 日取得了陕西省特种设备检验检测研究院核发的《特种设备监督检验证书》，证书编号：SDJS202300040，根据《长输管道施工监督检验报告》可知，该压力管道施工监督检验结论为符合要求。

2.2.1 建设项目“三同时”执行情况

2.2.1.1 建设项目“三同时”执行情况

陕西省天然气股份有限公司委托中润安全技术有限公司编制了《陕西省天然气股份有限公司西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程安全预评价报告》(2024 年 3 月)，于 2024 年 4 月 2 日取得了延安市行政审批服务局出具的《危险化学品建设项目安全条件审查意见书》(延行审安条许〔2024〕039 号)；委托陕西宇阳石油科技工程有限公司编制了《陕西省天然气股份有限公司西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程安全设施设计》(2024 年 7 月)，并于 2024 年 8 月 26 日取得了延安市行政审批服务局出具的《危险化学品建设项目安全设施设计审查意见书》(延行审安条许〔2024〕096 号)。

该公司委托陕西燃气集团工程有限公司承担该项目的输气管道、输气

场站、阀室的施工及安装工作，委托陕西省工程监理有限责任公司承担该项目的监理工作。该项目建成后进行了试运行。

表 2.2.1 建设项目三同时执行情况

“三同时” 阶段	委托单位	资质证书	资质等级及资质范围
安全预评价	中润安全技术有限公司	APJ-(陕)-012	陆上油气管道运输业
安全设施设计	陕西宇阳石油科技工程有限公司	A261002767	石油天然气(海洋石油)行业甲级
		TS1810667-2025	压力管道设计长输管道(GA1)
施工	陕西燃气集团工程有限公司	D161194123	石油化工工程施工总承包一级
		TS3810844-2027	长输管道安装(GA1)
施工监理	陕西省工程监理有限责任公司	E161001936	工程监理综合资质
无损检测	山东扬石工程检验检测有限公司	TS3810800-2026	核准项目代码(CG、TOFD、AE)
安全验收评价	江西赣安安全生产科学技术咨询服务中心	APJ-(赣)-002	陆上油气管道运输业

2.2.1.2 建设项目总结

(1) 安全设施设计总结

该项目安全设施设计单位为陕西宇阳石油科技工程有限公司。陕西宇阳石油科技工程有限公司成立于 2005 年 8 月，是一家以油气田地面工程建设为主的有限责任制企业。公司下设石油天然气工程勘察设计研究公司，石油化工设备防腐保温工程公司及石油化工设备安装工程公司，注册资本叁仟陆佰万元。公司总部坐落于西安经济技术开发区凤城九路与明光路十字东北角中登文景大厦，毗邻长庆油田公司，交通便利。目前，公司业务已经涵盖了石油工程勘察设计、管道防腐保温、管道设备安装及土建施工等领域。

陕西宇阳石油科技工程有限公司拥有石油天然气(海洋石油)行业甲级(A261002767)、压力管道设计长输管道(GA1)(TS1810667-2025)等资质，资质符合设计要求。

根据陕西宇阳石油科技工程有限公司编制的《西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程安全设施设计总结报告》可知，该工程西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程设计通过科学规划与技术优化，有效解决了原有线路的安全隐患和西延高铁的占压问题，提升了管道输送效率与安全性，符合国家相关规范及区域发展需求，为后续长输管道建设与改造提供了实践参考。

(2) 施工总结

该项目施工单位为陕西燃气集团工程有限公司。陕西燃气集团工程有限公司是经陕西省人民政府国有资产监督管理委员会批准，陕西燃气集团投资设立的全资有限责任公司。成立于2015年8月10日，注册资本17748.07万元，经营范围主要包括石油化工、房屋建筑、市政工程施工与设计；物业管理、房屋租赁；机械设备租赁；工程监理；普通机械设备、机电设备及压力容器设计、制造与销售；工程咨询；管道内检测等技术服务业务。

陕西燃气集团工程有限公司拥有石油化工工程施工总承包一级(D161194123)、长输管道安装(GA1)(TS3810844-2027)等资质，资质符合施工要求。

根据陕西燃气集团工程有限公司编制的《西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程验收评价报告》可知，工程外观、质量符合设计要求，工程前期资料、原材料全部合格，保证资料齐全，工程资料能真实反映工程实体。经过本次预验收西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程已经完成合同内施工任务，施工质量全部合格，工程资料齐全完整，符合设计和施工验收规范要求，自评预验收结论为合格。

(3) 检测总结

该项目无损检测单位为山东扬石工程检验检测有限公司。

山东扬石工程检验检测有限公司成立于2013年，位于山东省东营市，是一家以从事专业技术服务业为主的企业。

山东扬石工程检验检测有限公司拥有特种设备检验检测资质，资质证书编号：TS3810800-2026，核准项目代码(CG、TOFD、AE)，资质符合检测要求。

根据山东扬石工程检验检测有限公司编制的《西延高铁洛川段与靖西一线交叉改线工程施工无损检测总结》及《西延高铁洛川段与靖西二线交叉改线工程施工无损检测总结》可知，该单位圆满完成了西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程的无损检测任务，各检测工序及检测内容均达到设计要求和规范标准。

(4) 监理总结

该项目监理单位为陕西省工程监理有限责任公司。陕西省工程监理有限责任公司成立于 1995 年，位于陕西省西安市，是一家以从事专业技术服务业为主的企业。

陕西省工程监理有限责任公司拥有工程监理综合资质(E161001936)，资质符合监理要求。

根据陕西省工程监理有限责任公司编制的《西延高铁洛川段与靖西一、二线及配套水保工程监理总结报告》可知，经过对材料、设备的进场检验，对工程的验收，对技术文档的评审，以及测评中心对系统、软件和管理等方面的评测，现场管理机构认为西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程项目质量符合建设合同、需求方案和实施方案的要求，符合国家及行业相关技术规范要求。

(5) 试运行总结

该项目编制有《西延高铁洛川段与靖西一、二段交叉改线工程投产试运行方案》，该项目试运行方案经专家评审并出具了专家组评审意见。该项目建成后进行了试运行，靖西一线于 2024 年 5 月 20 日开始试运行，靖西二线于 2024 年 5 月 10 日开始试运行，为期半年试运行，该项目满足安全运营需求，具备安全验收条件。

2.2.2 行政区划

该项目输气管道途径沿线的行政区域划分情况详见表 2.2.2 所示：

表 2.2.2 输气管道途径沿线的行政区域划分情况表

序号	名称	省	地级市	县/区	长度(km)
1	靖西一线	陕西省	延安市	洛川县	9
2	靖西二线	陕西省	延安市	洛川县	7

2.2.3 站场/阀室设置统计

因管线迁改，原洛川分输站与洛川阀室随之迁改。该项目新建了 1 座工艺站场（洛川分输站），1 座 RTU 阀室（1#阀室）。

新建洛川分输站距离上游富县压气站 39.8km，距离下游黄陵压气站 26.4km。在靖西一线经过的北头村附近新建了一座 RTU 阀室，建设用地面积约 604.59m²，约合 0.91 亩，设计压力 5.8MPa，输送气量 10×10⁸Nm³/a。可满足富县压气站-新建阀室段线路截断要求，亦可满足新建阀室-洛川分输站段线路截断要求。新建阀室近靖西二线原北头阀室(相距约 30m)，新建靖西一线阀室放空接入靖西二线原北头阀室放空系统。具有接收上游来气、干线截断、放空等功能。

站场及阀室设置情况详见表 2.2.3.

表 2.2.3 站场/阀室设置统计

序号	站场/阀室名称	站场等级	位置	里程(km)	间距(km)	高程(m)	功能	输气管道地区等级
1	1#阀室	--	洛川县堡子头村	24.8	24.8	1120.8	监控、预留分输	二、三级
2	洛川分输站	五级	洛川县凤栖镇作善村	39.8	15	1091	越站、分离、过滤、计量、调压、分输	三级

2.2.4 输送工艺及物料介质

1、洛川分输站设计参数

设计压力：调压前设计压力 6.3MPa，调压后去北方燃气管线设计压力 1.6MPa 和调压后去延安建峰管线设计压力 1.6MPa；

输气工艺：密闭输送；

输送温度：0～50℃；

设计规模：洛川分输气站设计规模：54×10⁴Nm³/d（后期 110×10⁴Nm³/d）。

2、靖西一线、靖西二线设计参数

设计压力：靖西一线设计压力 5.8MPa，靖西二线设计压力 6.3MPa；

输气工艺：密闭输送；

输送温度：0～50℃；

设计规模：靖西一线 10×10⁸m³/a，靖西二线 30×10⁸m³/a；

气源管道管材：靖西一线线路采用 L360M-D426×8 螺旋缝埋弧焊钢管，靖西二线线路采用 L415M-D610×10 螺旋缝埋弧焊钢管；靖西一线热煨弯管采用 L360M-D426×10 直缝埋弧焊钢管、靖西二线热煨弯管采用 L415M-D610×12.5 直缝埋弧焊钢管。

3、新建阀室(洛川阀室)

设计压力：5.8MPa；

输气工艺：密闭输送；

输送温度：0～50℃；

设计规模：10×10⁸m³/a。

靖西一线、靖西二线输气管道输送介质为净化天然气(CAS 号：8006-14-2)，其被列入《重点监管的危险化学品名录(2013 年完整版)》中，属于重点监管的危险化学品。靖西一线与靖西二线输送的天然气的组分、气质情况一致。天然气的组分、气质情况详见下表所示：

表 2.2.4 原料气组分、气质参数表

分析项目	烃类(%)	分析项目	非烃类(%)
CH ₄	96.261	He	0.047
C ₂ H ₆	0.426	H ₂	0.005
C ₃ H ₈	0.0046	N ₂	0.380
iC ₄ H ₁₀	0.003	CO ₂	2.810

分析项目	烃类(%)	分析项目	非烃类(%)
nC ₄ H ₁₀	0.003	H ₂ S (mg/m ³)	2.590
iC ₅ H ₁₂	0.001	H ₂ O (×10 ⁻⁶)	177.000
nC ₅ H ₁₂	0.000	水露点 (°C/4.5MPa)	0
C ₆ ⁺	0.000		
计算结果			
总烃(%)	96.7403	非烃类(%)	3.2597
相对密度	0.5859	密度 (kg/m ³)	0.7057
高位热量 (MJ/m ³)		35.81	
低位热量 (MJ/m ³)		32.23	

注：表中数据为体积百分比含量。

由上表可知，上述气源的气质均符合《天然气》(GB17820-2018)中一类气质要求。该项目输气管道的气质满足《天然气》(GB17820-2018)第 5.5 条所规定的进入长输管道的气质要求。

2.3 自然及社会环境

2.3.1 自然环境

2.3.1.1 气象条件

陕西省洛川县属北温带大陆性湿润易干燥季风气候，境内气候较温和，太阳辐射能量丰富，年均气温 10 度，年降水量 592.4 毫米，无霜期 286 天，日照充足，昼夜温差大，雨热同季，根据《陕西省气候资料》，对场地所在的洛川县 1980 年—2010 年的气象要素统计如下表 2.3-1，风向玫瑰图如下图 2.3.1。

表 2.3.1 气象条件表

气象要素		单位	地名
			洛川
平均气压		hPa	886.3
气温	年平均	℃	10.0
	极端最高	℃	37.5
	极端最低	℃	-23.0
	年最冷月平均温度	℃	-4.0

	年最热月平均温度	℃	22.2
平均相对湿度		%	61
年平均降水量		mm	592.4
最大日降雨量		mm	131.6
年平均蒸发量		mm	1558.4
风速	平均	m/s	1.9
	最大	m/s	15.3
	最多风向		N
地面温度	平均	℃	11.8
	极端最高	℃	67.4
	极端最低	℃	-29.4
日照时数		h	2514.0
大风日数		d	2.0
雷暴日数		d	24.2
霜日数		d	79.5
最大积雪深度		cm	25
冻土深度	标准冻深	cm	46
	最大冻深	cm	65

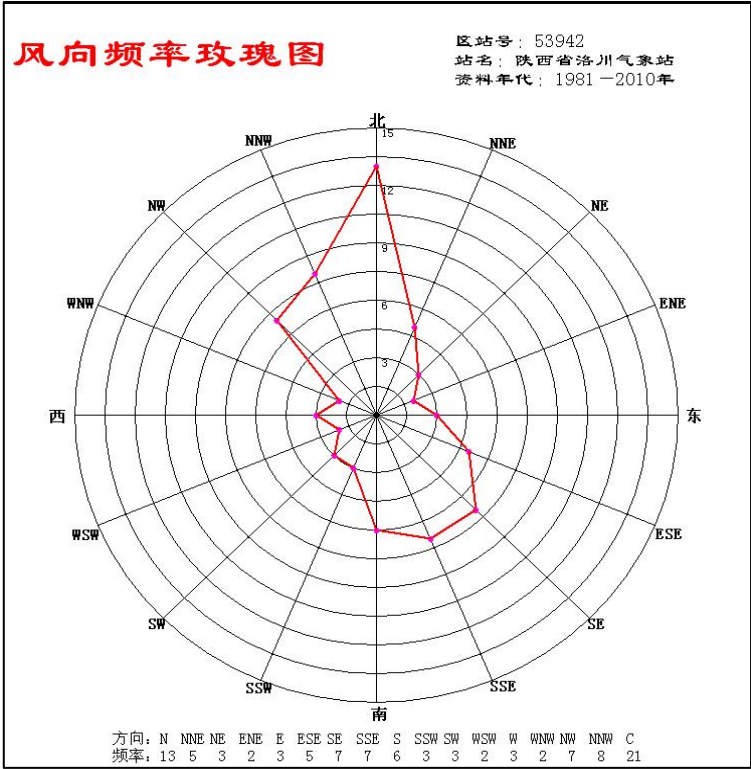


图 2.3 洛川县风向玫瑰图

2.3.1.2 水文条件

洛川县属黄河二级支流北洛河流域。洛河由富县石门子东入该县境，流经县西部边缘，在该县堡乃村出境，县境流长 114.7 公里。境内注入洛河的主要支流有四条地表水，夏秋河水量较大，冬春流量较小，多年平均径流量 6633.8 万立方米， $p=50\%$ 的径流量 5450.6 万立方米， $P=75\%$ 的径流量 3884.3 万立方米。

界子河(旧名厢西河)：在县北约 25 公里处，源出该县洪福梁乡皮塔沟，西流经洪福梁、菩堤、旧县镇、永乡等乡(镇)注入洛河，全长 47.1 公里，境内流域面积 375.7 平方公里，多年平均流量 0.4 立方米/秒，流速 0.7 米/秒。

仙姑河(亦名仙宫河)：在县东约 25 公里处，发源于黄龙县官庄沟，全长 49.4 公里，向西流经黄章、武石、槐柏、老庙、后子头、京兆等乡(镇)注入洛河，流经本县 36.25 公里。境内流域面积 384.4 平方公里，多年平均流量 0.3 立方米/秒，流速 0.65 米/秒。

黄连河(即古鄜水)：在本县东南约 35 公里处，发源于县境烂柯山桃花洞后，经武石、槐柏、石泉、土基、秦关等乡(镇)，西流注入洛河，全长 37.1 公里，流域面积 229.5 平方公里，多年平均流量 0.15 立方米/秒，流速 0.85 米/秒。

史家河(旧名聿津河)：是一条入境河流，在县东南 55 公里处，于爱曲河入境，经聿津河、史家河等西流入洛河，流经本县总长 34.4 公里，流域面积 149.5 平方公里，多年平均流量 0.7 立方米/秒，流速为 0.63 米/秒。

田家河，发源于槐柏乡桃坡沟，长 22.6 公里，经杨舒、老庙、槐柏等乡镇，注入洛河；两水河发源于百益乡短支沟，全长 27.4 公里，经百益、秦关、石头、朱牛等乡注入洛河；全县 1—2 公里长的河流、沟道 553 条，总长 1106 公里。

地下水类型主要为第四系孔隙潜水、基岩裂隙水。沿线第四系松散层孔隙水主要分布于黄土塬、黄土梁及黄土冲沟。含水层岩性主要为黄土、

砂类土及卵砾石土。一般接受河水和大气降水补给，水量较丰富，连通性好，一般向冲沟排泄。其中黄土塬、梁地下水主要赋存于中更新统黄土层中，塬中心地下水位埋深一般 70~100m，两侧冲沟地下水埋深大。此外，降水后，雨水沿黄土孔隙下渗，在古土壤层顶面及土石界面附近富集滞留，形成上层滞水。沿线基岩广布，基岩裂隙水较发育，水力联系差，分布不均匀，接受大气降水及孔隙潜水补给，水量一般不大，多受节理裂隙发育程度控制，通过渗流排泄于沟谷中。

2.3.1.3 沿线地形、地貌特征

管道线路位于陕西省北部，属黄土丘陵沟壑区，管线大体走向为南—北走向，地势也随管线走向呈现出由高到低的变化趋势。沿线主要形态有黄土塬及黄土斜坡冲沟。

(1)黄土塬，洛川源为区内最大的黄土，长约 8km，宽约 2km。高差起伏较小，地表主要以耕地，苹果林地为主，全线范围内均有分布。

(2)黄土斜坡冲沟：黄土受流水的长期切割形成，高差起伏较大，滑坡、错落、溜坍发育，地表出露岩性主要为粉质黏土，沟底出露岩性主要为冲积粉土及基岩。

2.3.1.4 地质、地层结构及岩性

洛川县地质构造系华北的鄂尔多斯地台，向斜层东翼，主要是中生代的沉积岩系。在县境分布的第四纪地层为三迭纪及第三纪，均在洛河及其较大的支沟中呈带状出露。第四纪黄土几乎覆盖了所有较老的地层。河谷两岸露布着第四纪冲积及湖积物层。第四纪以黄土堆积物为主。洛川原心最厚，自西北向东南逐渐减薄，一般厚 100—140 米，最厚 1527.4 米。由地表向下为硬红土、硬黄土交替出现，并有钙结核成层分布。岩石层有古层岩和石千峰系，矿藏很少发现。整个黄土剖面、自上而下大致有颗粒变细、结构变密实，孔隙变小和孔洞裂隙变少的总趋势，其中含有 3—4 层颗粒较粗的黄土，结构疏松，孔隙大，裂隙较发育。古土址淀积层和富含钙质的黄土多发育溶石孔洞。

该公司委托陕西宇阳石油科技工程有限公司对该工程现场进行了岩土工程勘察，由《岩土工程勘察报告》可知，建设场地的地层自上而下可以分为以下多层，现分别描述如下：

①填土(Q_4^{ml})：由粉质粘土组成，黄褐色，可塑，含大量针孔，根孔、及小石块，富含植物根茎，具湿陷性，土石等级与分类为Ⅱ级二类土。

②黄土状土(Q_4^{eol})：粉质粘土，黄色-黄褐色，可塑，风积而成，含针孔，局部可见虫孔，土质不均匀，含少量白色钙质菌丝，具湿陷性，土石等级与分类为Ⅱ级二类土。

③马兰黄土(Q_3^{eol})：粉质粘土，黄褐色，可塑，风积而成，偶见针孔，局部含白色钙质菌丝，具湿陷性，土石等级与分类为Ⅱ级二类土。

④古土壤(Q_3^{el})：粉质粘土，褐红色，稍湿，硬塑~可塑状态。孔隙比较发育，含大量白色钙质条纹和钙质结核，偶见蜗牛壳，土质比较均匀，土石等级与分类为Ⅱ级二类土。

⑤马兰黄土(Q_2^{eol})：粉质粘土，黄褐色，硬塑~可塑状态，风积而成，偶见针孔，局部含白色钙质菌丝，不具湿陷性，土石等级与分类为Ⅲ级三类土。

⑥离石黄土(Q_2^{eol})：粉质粘土，黄褐色，硬塑，风积而成，偶见针孔，局部含白色钙质菌丝，不具湿陷性，土石等级与分类为Ⅲ级三类土。

⑦古土壤(Q_2^{el})：褐红、棕红色，稍湿，硬塑~坚硬状态。孔隙不发育，可见较多钙质结核，偶见蜗牛壳，土质比较均匀，土石等级与分类为Ⅲ级三类土。

⑧红土(N_1)：棕红色，硬塑~可塑状态，孔隙不发育，夹多层钙质结核，硬塑~坚硬状态，土石等级与分类为Ⅲ级三类土。

⑨冲积黄土(Q_4^{al})：褐黄、浅黄色，以粉粒为主，一般为硬塑，稍~潮湿，土质不均匀，富含植物根茎，土石等级与分类为Ⅱ级二类土。

⑩卵石土(Q₄)：呈夹层状分布于沟谷下部，灰黄色，厚 1-2.5m，成份以砂岩、灰岩为主，粒径小于 60mm 约占 10%，60-200mm 约占 55%，大于 200mm 约占 5%，余为砂土充填，密实，潮湿，土石等级与分类为Ⅲ级三类土。

⑪砂岩(T₃)：当中洼 2 号沟底附近大面积出露，主要为永坪组，与页岩呈互层状分布，浅灰色、灰白色，成分以石英、长石矿物为主，细粒结构，钙质胶结，中厚层状构造为主，全-强风化层厚度不均，冲沟及河道内相对较薄，土石等级与分类为Ⅶ级次坚石。

由《岩土工程勘察报告》可知，该工程场地为自重湿陷性黄土场地，地基湿陷等级为Ⅳ级(很严重)；根据试验，土对混凝土结构及钢筋混凝土结构中的钢筋具微腐蚀性，土对钢结构具有微腐蚀性；地表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。

该工程管线范围内不良地质作用分述如下。

(1)在穿越沟边斜坡，在长期的雨水汇集冲刷作用下，沟底造成的上部土体的滑塌，土体较为松散，建议冲沟穿越避开此区段，无法避开时应将管道敷设于滑塌体深度以下。

(2)在当中洼 2 号沟沟底，在发河谷两侧沟壁及河道内可见成层基岩出露，基岩产状在 75° ~90° ∠25° ~45°，不整合于三趾马红土地层，勘探深度范围内未揭露此地层，定向钻穿越时可能会出现此地层，建议对定向钻施工前对此区段地层进行施工前勘察。

(3)由于沿线主要以苹果林为主，在林地周边有配套地下管道灌溉系统，建议管线敷设时，做好物探工作，同时在与管道交叉处做好水工防护措施。

(4)管道多在黄土塬边缘区域，多次穿越冲沟，冲沟沟头宽约 15.0m~30.0m，深约 10.0m~25.0m，下部有台阶状陡坎，稳定性较差，管道从此敷设时建议对此区段进行放坡或加固处理，并对冲沟处汇水进行截流疏导，对落水洞，砖窑等洞穴进行压实回填。

2.3.1.5 地震情况

根据国家地震局《建筑抗震设计标准》(GB/T 50011-2010[2024 年版])和《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)规定,洛川县地震基本烈度为 6 度,地震动峰值加速度为 0.05g。设计地震分组为第三组;设计特征周期为 0.45s。

2.3.2 社会环境

(1) 人文环境

凤栖街道,隶属于陕西省延安市洛川县。地处洛川县中部,洛川塬区腹地。东与旧县镇接壤,南与交口河镇接壤,西濒洛河与黄陵县阿党镇相望,北与永乡接壤。辖区东西最大距离 19.8 千米,南北最大距离 16.2 千米,总面积 208 平方千米。

凤栖街道境内有国家级黄土地质公园、西沟湿地公园等景区。

截至 2020 年 6 月,凤栖街道下辖 6 个社区、20 个行政村。截至 2011 年末,凤栖街道辖区总人口 11.5 万人,其中城镇常住人口 6.1 万人,城镇化率 53.1%。另有流动人口 0.43 万人。人口密度为每平方千米 552 人。

(2) 社会经济

2011 年,凤栖街道总人口 11.5 万人,农业总产值达到 2.2 亿元,工业总产值达到 0.49 亿元,社会商品销售总额达 8900 万元。

近年来,镇上紧紧围绕“优果兴工、强游活商、多业并举、和谐发展”的经济发展战略,以社会主义新农村建设统揽经济、社会发展全局,全面贯彻落实科学发展观和各级党代会精神,强化“六抓、二保、三落实”工作措施,以建设苹果产业强镇、做大做强旅游产业、发展二、三产业、推进工业化步伐为重点,取得了较大成绩。目前,全镇龙头入户达到了 3100 户,通柏油路的村 25 个,通砂石路的村 12 个,通讯、通视率均达到了 95% 以上。同时,积极开展以“党建综合示范村创建”为特色的“三级联创”活动,五年来创建党建综合示范村 16 个。

(3) 交通运输条件

凤栖街道已形成由公路、铁路 2 种交通运输形式构成的交通运输网络。包(头)西(安)铁路普通线和高速线各 1 条铁路线过境。过境公路有包茂高速公路、210 国道、304 省道 3 条公路。

该项目迁改线路地段距离省道较近，且周边有多条公路、水泥路、砂石路、乡村道路等；随着规划区部分规划道路已逐步实施，交通愈发便利。总体的交通条件良好，交通依托条件良好。

(4) 通信条件

凤栖街道设置有联通、移动及电信通信设施。

(5) 管道所经地段地表植被经济林全为苹果树，耕地全为玉米地为主，冲沟、山区有少量林地，具体分布情况见表 2.3-2。

表 2.3-2 地表植被分区表

序号	植被分区	行政区域	总长(km)	备注
1	苹果地	洛川县	6.09	
2	玉米地	洛川县	0.98	
3	冲沟、山区	洛川县	2.13	植被以林地为主

2.4 线路工程

2.4.1 管道本体

靖西一线设计压力 5.8MPa，靖西二线设计压力 6.3MPa；输送温度：0～50℃；设计规模：靖西一线 10×10⁸m³/a，靖西二线 30×10⁸m³/a；气源管道管材：靖西一线线路采用 L360M-D426×8 螺旋缝埋弧焊钢管，靖西二线线路采用 L415M-D610×10 螺旋缝埋弧焊钢管；靖西一线热煨弯管采用 L360M-D426×10 直缝埋弧焊钢管、靖西二线热煨弯管采用 L415M-D610×12.5 直缝埋弧焊钢管；输送介质：天然气，压力管道类别：GA1。

2.4.2 管道敷设

2.4.2.1 周边环境

该项目迁改线路途经凤栖镇后子头村、西沟、西延高铁安民隧道、胡村、苹果现代产业园区、冲沟、罗村、作善村、西延高铁洛川隧道、S304省道、洛川县污水处理厂等。

该项目迁改线路地段距离省道较近，且周边有多条公路、水泥路、砂石路、乡村道路等。

2.4.2.2 路由走向

靖西一线及靖西二线管道改线起点位于凤栖镇后子头村北侧废品回收站，向东采用单边定向钻穿越西沟后穿越西延高铁安民隧道至胡村，沿胡村西侧苹果现代产业园区关联集中区向南敷设约 3.0km，定向钻穿越冲沟后沿罗村西侧敷设，然后折向西定向钻穿越冲沟至作善村东南侧，靖西二线在 G210 国道东侧碰口；靖西一线并行吴延线、靖咸输油管道向西南方向敷设，中间穿越西延高铁洛川隧道，随后顶管穿越 S304 省道后折向西北方向敷设，在洛川县污水处理厂东南角与原有管道碰口。

2.4.2.3 埋深

该项目输气管道全段采用埋地敷设，管道埋深 $\geq 1.5\text{m}$ ，采用弹性敷设、热煨弯头等方式来满足管道变向安装要求。

西沟采用单边定向钻穿越 1 次，西沟穿越等级为小型，西侧入土角 33° （靖西一线）、 24° （靖西二线），东侧入土角 26° （靖西一线）、 17° （靖西二线），在西沟底部采用大开挖相连，沟底埋深 4.0m。靖西一线平穿越长度 260m，实际穿越长度 290m。靖西二线水平穿越长度 275m，实际穿越长度 305m。

当中洼沟采用水平定向钻穿越 2 次，穿越等级为中级，入土角 16° （靖西一、二线），出土角均为 12° （靖西一、二线），采用曲线轨迹，靖西二线第二次穿越段曲率半径为 1200D，其余穿越段为 1500D。第一次穿越沟底管顶埋深 15m，第二次穿越沟底管顶埋深 10m。靖西一线 2 次定向钻穿越当中

洼沟，单次穿越长度分别为 1469.2m、1410.5m；靖西二线 2 次定向钻穿越当中洼沟，单次穿越长度分别是 1550m、1471m。

2.4.2.4 管道通过高后果区的安全防护措施

(1) 靖西一线改线管道一般段计算管道壁厚为 6.86mm，设计壁厚选取 8mm，穿越段计算管道壁厚为 8.58mm，设计壁厚选取 10mm；靖西二线改线管道一般段计算管道壁厚为 9.26mm，设计壁厚选取 10mm，穿越段计算管道壁厚为 11.58mm，设计壁厚选取 12.5mm 通过提高管道壁厚来提高管道安全系数。

(2) 管道在经过高后果区段时在管道上方按每 50m 设置加密标识桩，并在高后果区的起点和终点分别设置高后果区告知牌，管线上方连续敷设警示带。

(3) 该项目沿线共设有 10 套高清智能网络球形摄像机，其中 5 处高后果区设置有 5 套。

(4) 焊缝外观质量检验合格后，迁改段管道进行了 100%超声检测和 100%射线检测，通过加强焊缝检测的手段，提升管道整体安全性。

(5) 该项目一般线路段管顶敷设深度-1.5m，在高后果区平均敷设深度在-1.8m 左右，采取加大管道敷设深度的措施确保管道安全。

(6) 增加管道巡查频次，定期开展应急演练，提升应急处置能力。

2.4.3 高后果区

2.4.3.1 辨识依据

高后果区(High Consequence Areas, HCAs)是指如果管道发生泄漏或断裂等事故，而对公众生命安全及其财产、环境、社会等造成很大伤害或损失的区域。

依据《油气输送管道完整性管理规范》(GB32167-2015)第 6.1.2.1 条，管线经过区域符合表 2.4.3-1 中任何一条的为高后果区：

表 2.4.3-1 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

2.4.3.2 辨识结果

经辨识，该工程管道经过高后果区情况见下表所示。

表 2.4.3-2 该项目靖西一线高后果区识别信息表

序号	高后果区编号	起止桩号 (#~#)	长度(m)	识别项描述	级别
1	HCA101	A1~A3	140	村庄、乡镇	Ⅱ级
2	HCA102	A8~A9	591	胡村	Ⅱ级
3	HCA103	A12~A14	238	罗村	Ⅱ级
4	HCA104	A18~A21	387	作善村高铁交叉 S304 省道	Ⅱ级
5	HCA105	A23~A27	839	洛河小区	Ⅲ级
合计			2195		

表 2.4.3-3 该项目靖西二线高后果区识别信息表

序号	高后果区编号	起止桩号 (#~#)	长度(m)	识别项描述	级别
1	HCA201	B1~B2	56	村庄、乡镇	Ⅱ级
2	HCA202	B6~B7	587	胡村	Ⅱ级
3	HCA203	B8-1~B8	517	罗村	Ⅱ级
合计			1160		

2.4.4 地质灾害

由《西延高铁洛川段油气管道改建工程岩土工程勘察报告》可知，该工程场地为自重湿陷性黄土场地，地基湿陷等级为Ⅳ级(很严重)；根据试验，土对混凝土结构及钢筋混凝土结构中的钢筋具微腐蚀性，土对

钢结构具有微腐蚀性；地表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。

该工程管线范围内不良地质作用分述如下。

(1) 在穿越沟边斜坡，在长期的雨水汇集冲刷作用下，沟底造成的上部土体的滑塌，土体较为松散。

(2) 在当中洼 2 号沟沟底，在发河谷两侧沟壁及河道内可见成层基岩出露，基岩产状在 $75^{\circ} \sim 90^{\circ} \angle 25^{\circ} \sim 45^{\circ}$ ，不整合于三趾马红土地层，勘探深度范围内未揭露此地层，定向钻穿越时可能会出现此地层。

(3) 由于沿线主要以苹果林为主，在林地周边有配套地下管道灌溉系统。

(4) 管道多在黄土塬边缘区域，多次穿越冲沟，冲沟沟头宽约 15.0m~30.0m，深约 10.0m~25.0m，下部有台阶状陡坎，稳定性较差。

2.4.5 地震

根据《建筑抗震设计标准(2024 年版)》(GB/T50011-2010)和《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)规定，洛川县地震基本烈度为 6 度，地震动峰值加速度为 0.05g。设计地震分组为第三组；设计特征周期为 0.45s。

根据《油气输送管道线路工程抗震技术规范》(GB/T 50470-2017)，位于设计地震动峰值加速度大于或等于 0.20g 地区的一般线路管道，进行抗拉伸和抗压缩校核。该项目建设场地的基本地震加速度值为 0.05g，小于 0.20g，因此该段管道无需进行抗震校核。

2.4.6 管道穿越

2.4.6.1 山岭隧道

该项目输气管线未穿越山岭隧道。

2.4.6.2 采矿区

该项目输气管线未穿越采矿区。

2.4.6.3 河流大、中型穿(跨)越

该项目输气管道沿线未穿、跨越大、中型河流，但是输气管道沿途穿越西沟 1 次，定向钻穿越当中洼沟 2 次。

该项目靖西一线管线西沟单边定向钻穿越 1 处，属于小型穿越，西沟西侧入土点桩号 A3-1(坐标: X=3962059, Y=37359091)，西侧入土角度 32°，西沟东侧入土点桩号 A3-2（坐标: X=3962105, Y=37359390），东侧入土角度 26°，在西沟底部采用大开挖相连；水平穿越长度 260m，实际穿越长度 290m。该项目靖西二线管线西沟单边定向钻穿越 1 处，属于小型穿越，西沟西侧入土点桩号 B1-1（坐标: X=3962060, Y=37359059），西侧入土角度 24°，西沟东侧入土点桩号 B1-2（坐标: X=3962111, Y=37359359），东侧入土角度 27°，在西沟底部采用大开挖相连；水平穿越长度 275m，实际穿越长度 305m。

穿越统计表如下：

表 2.4.6.3-1 靖西一线穿越情况统计表

序号	名称	桩号	入角度(°)	出土角(°)	沟底宽度(m)	穿越长度(m)	备注
1	西沟	(A3-1)-(A3-2)	33	26	120	290	--
2	当中洼沟	A12-A13	16	12	120	1469.2m	第一次
3	当中洼沟	A16-A17	16	12	30	1410.5m	第二次

表 2.4.6.3-2 靖西二线穿越情况统计表

序号	名称	桩号	入角度(°)	出土角(°)	沟底宽度(m)	穿越长度(m)	备注
1	西沟	(B1-1)-(B1-2)	24	27	120	305	--
2	当中洼沟	B8-1-B8-2	16	12	120	1550m	第一次
3	当中洼沟	B10-B11	16	12	41	1471m	第二次

该项目采取的主要安全措施：

1)管道穿越西沟、当中洼时，选择的出入土点远离陷穴、沟头发育的黄土塬边缘，穿越冲沟两侧坡面地段，线路避开了滑坡、崩塌的地段。

2)管道根据冲沟水文、地质、水势、地形、地貌等自然条件，及两岸的环境、交通等现状，并考虑到管道的总体走向、日后管道管理维护的方便，选择了合理的穿越位置。

4)穿越冲沟时管道强度设计系数 0.4，增加管道壁厚；

5)西沟沟底大开挖穿越管道埋设严格遵循有关要求进行沟埋敷设。西沟沟底最大冲刷线 0.81m，该项目管顶覆土 4m；穿越当中洼 2 次，沟底最大冲刷线分别为 2.12m 和 1.93m，定向钻穿越沟底埋深分别为 15m 和 10m。

6)水保和稳管设计

该项目西沟坡面两侧设置 5m 高混凝土挡墙式护岸，为防止沟底水流冲刷，顺管道方向设置有 3m 高混凝土防冲撞墙。

7)定向钻穿越段管道采用常温型加强级 3LPE 防腐层+环氧玻璃钢防护层。穿越两端设置有电流测试桩，用于检测评估穿越管道的防腐和阴极保护情况。

8)在定向钻穿越冲沟两岸合适位置设置了高清智能摄像机，用于监控沟头的发育情况。

9)穿越两岸分别设置有标志桩、警示牌等明显标识标牌。

2.4.6.4 与架空输电线路并行交叉

该项目输气管道与高压架空电线交叉情况详见表 2.4.6.4-1。

表 2.4.6.4-1 靖西一线、靖西二线与架空输电线路交叉段统计表

名称	电压等级及线路名称	市(设区)、县	与电力塔最小间距(m)	交叉角度(°)	备注
靖西一线	交流架空输电线路(220kV)	延安市洛川县	26m	30	交叉于西沟西侧
靖西二线	交流架空输电线路(220kV)	延安市洛川县	20m	30	交叉于西沟西侧

该项目输气管道与高压架空电线并行情况详见表 2.4.6.4-2。

表 2.4.6.4-2 靖西一线、靖西二线与架空输电线路并行段统计表

名称	电压等级及线路名称	市(设区)、县	并列间距(m)	并行长度(km)	备注
靖西一线	交流架空输电线路(220kV)	延安市洛川县	0~200m	1.15km	(A3-A8桩)管道

靖西二线	交流架空输电线路 (220kV)	延安市洛川县	0~200m	1.22km	(B1-B6桩)管道
------	---------------------	--------	--------	--------	------------

该项目输气与 220kV 高压交流输电线路塔的距离检查, 详见表 2. 4. 6. 4-3、2. 4. 6. 4-4。

表 2. 4. 6. 4-3 靖西一线与 220kv 架空输电线路塔水平间距表

序号	桩号	电压等级及 线路名称	市(设 区)、县	与最高杆(塔) 水平间距标准 要求(m)	与交 接地体 间距标 准要求 (m)	与最高杆 (塔)及接 地体实际 水平间距 (m)	是否 符合 标准 要求	标准 依据
1	A2-A3桩	交流架空输 电线路 (220kV)	延安市 洛川县	开阔地区: 最高 杆(塔)的高度(塔高20m); 受限制区域: 5m	5m	8m	符合	《110kV~ 750kV架空 输电线路 设计规范》 (GB50545- 2010)第 13.0.11条 、《埋地钢 质管道交 流干扰防 护技术标 准》(GB / T50698-20 11)第 5.1.5条
2	A8桩	交流架空输 电线路 (220kV)	延安市 洛川县	开阔地区: 最高 杆(塔)的高度(塔高20m); 受限制区域: 5m	5m	25m	符合	

表 2. 4. 6. 4-4 靖西二线与 220kv 架空输电线路塔水平间距表

序号	桩号	电压等级及 线路名称	市(设 区)、县	与最高杆(塔) 水平间距标准 要求(m)	与交 接地体 间距标 准要求 (m)	与最高杆 (塔)及接 地体实际 水平间距 (m)	是否 符合 标准 要求	标准 依据
1	B1-B2桩	交流架空输 电线路 (220kV)	延安市 洛川县	开阔地区: 最高 杆(塔)的高度(塔高20m); 受限制区域: 5m	5m	13m	符合	《110kV~ 750kV架空 输电线路 设计规范》 (GB50545- 2010)第 13.0.11条 、《埋地钢 质管道交 流干扰防 护技术标 准》(GB / T50698-20 11)第 5.1.5条
2	B6桩	交流架空输 电线路 (220kV)	延安市 洛川县	开阔地区: 最高 杆(塔)的高度(塔高20m); 受限制区域: 5m	5m	27m	符合	

采取的安全保护措施：设置交流干扰防护，采取固态去耦合器+ZR-2 锌带接地排流措施减缓管道持续交流干扰，交流干扰排流器采用固态去耦合器，规格为+2V/-2V 型，设置了交流干扰防护阴保桩。

2.4.6.5 与铁路并行交叉

该项目输气管道不涉及与铁路并行。

该项目靖西一二线管道分别与在建西延高铁在里程 DK204+627（安民隧道）和 DK198+111（洛川隧道）交叉，与安民隧道交叉角度 76°，安民隧道用地界限跨度 140m，与洛川隧道交叉角度 48°，洛川隧道用地界限宽度 160m。

依据《油气输送管道与铁路交汇工程技术及管理规定》国能油气(2015)392 号，新建管道可在既有铁路隧道洞身上方挖沟敷设。当采取非爆破方式开挖管沟时，管沟底部与铁路隧道结构顶部外缘的垂直间距不应小于 10m，输气管道在铁路隧道洞身及其两侧各不小于 20m 范围应采取可靠的防渗措施，并依据《油气输送管道穿越工程设计规范》GB50423 第 7.1.6 条文，油气管道与铁路宜垂直交叉，交叉角不宜小于 30°，防护长度应满足铁路用地范围以外 3m 的要求。该项目采用大开挖的方式穿越安民隧道和洛川隧道，管底距隧道顶部垂直距离分别为 20m 和 15m。

该项目靖西一、二线管道分别穿越西延高铁安民隧道和洛川隧道，每处 100m。

表 2.4.6.5-1 靖西一线铁路穿越一览表

序号	在建高铁里程 (km+m)	穿越角度(°)	管底与隧道顶部大约相对高差(m)	穿越方式	穿越长度(m)	备注
1	DK204+627	76	20	大开挖	100m	
2	DK198+111	48	15	大开挖	100m	

表 2.4.6.5-2 靖西二线铁路穿越一览表

序号	在建高铁里程 (km+m)	穿越角度(°)	管底与隧道顶部大约相对高差(m)	穿越方式	穿越长度(m)	备注
1	DK204+627	76	20	大开挖	100m	

2.4.6.6 与公路并行交叉

该项目输气管道未与桥梁并行交叉。

该项目输气管道未与公路并行。

该项目改线输气管道穿越 S304 省道 1 次，S304 省道路面宽度 12m，靖西一线穿越乡村公路及机耕道 21 次，靖西二线管道穿越乡村公路及机耕道 14 次。该项目管道穿越 S304 省道段采用顶管方式穿越，保护套管采用钢筋混凝土套管，钢筋混凝土套管为 RCPIII1200×2000。

采取的安全保护措施:该项目管道穿越 S304 省道段采用顶管方式穿越，保护套管采用钢筋混凝土套管，钢筋混凝土套管为 RCPIII1200×2000，套管内用细土(沙)填充密实，套管内积水排放干净后进行了封堵，套管两端封堵采用 MU10 红砖，M10 水泥砂浆砌筑，再用沥青麻丝封堵防水。输油管道上方埋设警示带，穿越两侧设置警示牌和标志桩。

改线输气管道穿越道路统计表见表 2.4.6-6。

表 2.4.6.6-1 靖西一线公路穿越一览表

序号	公路、铁路名称	公路等级/ 铁路单(双)轨	穿越方式	穿越长度 (m/次)	备注
1	S304省道	一级	顶管	100/1	交叉角度 均为 90°
2	水泥路、通村公路	/	开挖加套管	58/4	交叉角度 均为 90°
3	土路、砂石路	/	开挖加套管	82/17	交叉角度 均为 90°

表 2.4.6.6-2 靖西二线公路穿越一览表

序号	公路、铁路名称	公路等级/ 铁路单(双)轨	穿越方式	穿越长度 (m/次)	备注
1	水泥路、通村公路	/	开挖加套管	24/2	交叉角度 均为 90°
2	土路、砂石路	/	开挖加套管	82/12	交叉角度 均为 90°

靖西一、二管道改线段沿途穿越公路及机耕道的交叉角度均为 90°，采用大开挖+钢筋混凝土套管形式。靖西一、二线穿越机耕道情况统计表见表 2.4.6.6-3、2.4.6.6-4。

表 2.4.6.6-3 靖西一线公路穿越一览表

序号	公路名称	公路等级	起始里程 (km+m)	穿越长度 (m)	穿越方式	套管长度 (m)
1	乡村公路	低等级	0+664.9	8	开挖加套管	12m
2	乡村公路	低等级	0+727.8	8	开挖加套管	12m
3	机耕道	低等级	1+026.1	2	开挖加套管	6m
4	机耕道	低等级	1+094.7	2	开挖加套管	6m
5	机耕道	低等级	1+572.2	4	开挖加套管	8m
6	机耕道	低等级	1+658.3	2	开挖加套管	6m
7	机耕道	低等级	1+859.0	2	开挖加套管	6m
8	机耕道	低等级	1+957.1	10	开挖加套管	14m
9	机耕道	低等级	2+236.5	2	开挖加套管	6m
10	机耕道	低等级	2+389.3	2	开挖加套管	6m
11	机耕道	低等级	2+844.2	2	开挖加套管	6m
12	机耕道	低等级	4+450.0	2	开挖加套管	6m
13	乡村砂石	低等级	4+647.6	2	开挖加套管	6m
14	机耕道	低等级	4+693.8	2	开挖加套管	6m
15	机耕道	低等级	6+621.1	2	开挖加套管	6m
16	机耕道	低等级	7+062.3	4	开挖加套管	8m
17	机耕道	低等级	7+405.5	6	开挖加套管	10m
18	乡村道路	低等级	7+570.1	8	开挖加套管	12m
19	乡村公路	低等级	7+719.7	2	开挖加套管	6m
20	S304 省道	二级	7+989.0	12	顶管加套管	20m
21	机耕道	低等级	8+235.8	2	开挖加套管	6m
22	机耕道	低等级	8+762.5	2	开挖加套管	6m

表 2.4.6.6-4 靖西一线公路穿越一览表

序号	公路名称	公路等级	起始里程 (km+m)	穿越长度 (m)	穿越方式	套管长度 (m)
1	乡村公路	低等级	0+581.9	8	开挖加套管	12m
2	乡村公路	低等级	0+644.8	8	开挖加套管	12m
3	机耕道	低等级	0+943.1	2	开挖加套管	6m
4	机耕道	低等级	1+011.7	2	开挖加套管	6m
5	机耕道	低等级	1+489.2	4	开挖加套管	8m
6	机耕道	低等级	1+575.3	2	开挖加套管	6m
7	机耕道	低等级	1+776.0	2	开挖加套管	6m

8	机耕道	低等级	1+874.1	10	开挖加套管	14m
9	机耕道	低等级	2+153.5	2	开挖加套管	6m
10	机耕道	低等级	2+306.3	2	开挖加套管	6m
11	机耕道	低等级	2+761.2	2	开挖加套管	6m
12	机耕道	低等级	4+367.0	2	开挖加套管	6m
13	机耕道	低等级	4+610.8	2	开挖加套管	6m
14	机耕道	低等级	6+606.7	2	开挖加套管	6m

2.4.6.7 与地下障碍物并行及交叉情况

(1) 与已建管道并行统计

该项目靖西一、二线输气管道与同期建设的吴延线输油管道，靖咸线输油管道施工作业带共 44m，其中靖西一线和靖西二线同沟敷设，施工作业带 20m，靖咸线输油管道施工作业带 12m，该项目吴延线输油管道施工作业带 12m。

表 2.4.6.7-1 与已建管道并行统计表

序号	管线名称	输送介质	市(设区)、县	并行长度(m)	并行间距(m)
1	靖咸线	原油	延安市洛川县	靖西一线7000/靖西二线9000	大于6m
2	吴延线	原油	延安市洛川县	靖西一线7000/靖西二线9000	大于6m

表 2.4.6.7-2 靖西一、二线同沟敷设统计表

序号	管线名称	输送介质	市(设区)、县	同沟敷设长度(m)	桩号
1	靖西一、二线	天然气	延安市洛川县	3230	A4-A10, A13-A15

(2) 与已建管道交叉统计

该项目靖西一、二线输气管道与同期建设的吴延线输油管道，靖咸线输油管道存在交叉情况，交叉情况详见表 2.4.6.7-3。

表 2.4.6.7-3 与其他管道交叉统计表

序号	管线名称	输送介质	穿越桩号	穿越形式	穿越方式
靖西一线					
1	靖西二线	天然气	A16-A17	上穿(≥0.5m)	/
2	靖西二线	天然气	A22-A23	上穿(≥0.5m)	/
3	靖西二线	天然气	A24-A25	上穿(≥0.5m)	/
靖西二线					

1	靖西一线	天然气	B09-B10	下穿(≥0.5m)	开挖加型钢
2	靖西一线	天然气	B15-B16	下穿(≥0.5m)	开挖加型钢
3	靖西一线	天然气	B13-B17	下穿(≥0.5m)	开挖加型钢
4	吴延线	原油	B13-B17	上穿(≥0.5m)	/
5	靖咸线	原油	B13-B17	上穿(≥0.5m)	/
6	吴延线	原油	B16-B17	上穿(≥0.5m)	/
7	靖咸线	原油	B16-B17	上穿(≥0.5m)	/

2.4.7 标识与伴行路

(1) 标识

管道沿线设置里程桩、转角桩、交叉桩、警示桩和警示牌等地上标志，在管道上方 0.5m 处设置的地下警示带。

1) 里程桩

埋设在管道气流方向的左侧，桩中心距管道中心线 1.5m，从起点至终点，每公里 1 个。阴极保护测试桩和里程桩结合设置。

2) 转角桩

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

3) 标志桩

主要用于埋地管道与公路、冲沟及地下构筑物交叉处而设置的地面标记。标志桩设置在输送介质流向的左侧，距离管道中心线 1.5m 处。

4) 警示牌

对人群密集、活动频繁或易于遭到车辆碰撞和人畜破坏的局部管段，设置了警示牌。

5) 警示带

警示带连续敷设于埋地管道上方，一般地段管道警示带距管顶约 50cm，设置宽度不小于管道外径的 1.2 倍，警示带的厚度为 0.15mm-0.2mm，原料

采用聚乙烯塑料，警示带标有输气管道、管理单位、报警电话、管道名称及规格等相关内容。

(2) 伴行路

因为该项目可依托交通条件较好，不设管道伴行路，可依托国道 G210、省道 S304、乡村公路及机耕道。

2.4.8 废旧管道处理

该项目存在 2 条废弃管道，靖西一线废弃长度 6.5km，靖西二线废弃长度 6.5km。该项目废旧管道采取注浆封存的方式，对靖西二线迁改段原管道 60m 长架空管道以及靖西一、二线与高铁交叉段影响高铁施工的管道进行了拆除处理。

2.5 站场/阀室工程

2.5.1 区域布置

1、洛川分输站

洛川分输站站址东侧为架空电力线、公路(S304)及在建西延高铁，南侧为黑木阀室(陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司)，西侧为空地，北侧为工地临时办公生活区及洛河小区。洛川分输站站内设施与站外设施的防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)区域布置的相关规定。防火间距如下表 2.5.1-1 所示。

表 2.5.1-1 分输站站内设施与站外设施防火间距一览表

设施名称	方位	周边建(构)筑物	规范要求间距(m)	实际安全间距(m)	依据规范及条款	是否符合要求	备注
洛川分输站工艺区	东	架空电力线	1.5 倍杆高	63	《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)第 4.0.4 条	符合	杆高 10m
		公路(S304)	7.5	68		符合	
		在建西延高铁	22.5	365		符合	
	南	黑木村阀室	22.5	33		符合	
	西	空地	/	/		/	/
	北	工地临时办公生活区	22.5	61		符合	
		洛河小区	22.5	307		符合	100 人以上的居住区

放空管	东	架空电力线	40	138	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB50183-2004)第 4.0.4 条	符合	杆高 10m
		公路(S304)	30	144		符合	
		在建西延高铁	40	440		符合	
	南	黑木村阀室	60	112		符合	
	西	空地	/	/		/	/
	北	工地临时办公生活区	60	134		符合	
		洛河小区	60	366		符合	100 人以上的居住区

2、新建阀室(洛川阀室)

新建阀室(洛川阀室)东侧为 210 国道，南侧为乡村道路、杆变及架空电力线，西侧为架空通信线，北为空地。站内阀组间与站外设施的防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 区域布置的相关规定，详见下表 2.5.1-2：

表 2.5.1-2 站内设施与站外设施防火间距表(m)

设施名称	方位	周边建(构)筑物	规范要求间距(m)	实际安全间距(m)	依据规范及条款	是否符合要求	备注
阀组间	东	公路(S304)	7.5	32	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB50183-2004)第 4.0.4 条	符合	
	南	乡村道路	7.5	14.6		符合	
		杆变	1.5 倍杆高	14		符合	杆高 6m
		架空电力线	1.5 倍杆高	19		符合	杆高 10m
	西	架空通信线	1.5 倍杆高	8.4		符合	杆高 5m
	北	空地	/	/		/	/

2.5.2 平面及竖向布置

1.洛川分输站

根据《石油天然气工程防火规范》GB50183 站场分级规定，洛川分输站为五级站场。总平面布置按功能分区分为工艺区、放空区、辅助服务区及配套的道路、围墙、大门等。辅助服务区布置在站场东侧靠近公路布置，主要包括综合值班室(1F)、箱变、燃气发电机组、门卫室等；工艺区布置在站场东侧，周边设置 4m 宽环形消防车道；放空区布置在站外站场东侧，放空管距站场围墙 40m。工艺区与辅助服务区之间设置 1.8m 高铁艺围墙进行分隔，站场周边设置 2.2m 高砖围墙，分输站在站场东侧设置 1 个出入口

和外部道路连接。

该项目洛川分输站竖向设计采用平坡式设计，西高东低，场地平整坡度 0.5%，站场出入口标高高于外部道路约 0.3m。站内雨水通过道路散排至站外道路。

表 2.5.2-1 洛川分输站站内设施防火间距合规性一览表

设施名称	相邻建(构)筑物	规范要求 间距(m)	依据规范及条款	实际间 距(m)	是否符 合
工艺装置 区	门卫室	22.5	《石油天然气工程设计防火规 范》(GB50183-2004) 第 5.2.4 条	44	符合
	箱变	10	《石油天然气工程设计防火规 范》(GB50183-2004) 第 5.2.3 条	44	符合
	燃气发电机组	12	《石油天然气工程设计防火规 范》(GB50183-2004) 第 5.2.3 条	44	符合
	综合值班室	22.5	《石油天然气工程设计防火规 范》(GB50183-2004) 第 5.2.4 条	25	符合
放空管	燃气发电机组	25	《石油天然气工程设计防火规 范》(GB50183-2004) 第 5.2.5 条	123	符合
	站区围墙	40	《石油天然气工程设计防火规 范》(GB50183-2004) 第 4.0.8 条	40	符合

2. 新建阀室(洛川阀室)

阀室部分新建设施主要有阀组间和设备间 1 座及配套的道路、围墙、大门等设施，阀室周边设置 2.2m 高砖围墙。阀组间和设备间之间采用无门窗洞口的防火墙分隔，站内安全间距设置符合要求。

出入口：新建阀室出入口 1 处。

竖向设计：该项目阀室区域地势平坦。竖向设计采用平坡式设计，西高东低，场地平整坡度 0.5%，站场出入口标高高于外部道路约 0.3m，保证阀室外部雨水不流入阀室内，阀室内雨水通过道路散排至阀室外道路。

人体静电释放：阀室阀组间入口处设人体除静电装置 1 具，与接地网可靠连接。

2.5.3 站场工艺流程

1、洛川分输站

洛川分输站主要功能为天然气的过滤分离、计量、加热、调压、进出站紧急截断、放空和排污等功能。

工艺流程简述如下：

靖西一线天然气进站后与靖西二线管道来气汇合后经分离、计量、调压后输往下游用户。天然气经过滤后，分两路去下游用户。天然气过滤后一路经计量（一用一备）、加热（一用一备）、调压（一用一备）后去北方燃气，设计规模为 $34\times10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ ，供气压力 $1.0\sim1.2\text{MPa}$ ；一路经计量（一用一备）、加热（一用一备）、调压（一用一备）后去延安建峰，设计规模为 $20\times10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ ，供气压力 $1.0\sim1.1\text{MPa}$ ，另外设一路站内自用气，自用气设置单独的计量调压模块。

2、新建阀室(洛川阀室)

室内主要设有监控线路截断阀、节流截止放空阀、手动球阀和旁通管线，线路监控阀室内还设有相配套的仪表、通信和供配电设备。其中 RTU 阀室的截断阀选用全焊接全通路电液联动球阀，采用直埋的安装方式，具有截断及通球功能，既能满足管道的维修和抢修需要，同时兼顾投产前的清管要求。压力平衡旁通的设置是为需要时，平衡截断阀两端压力，便于阀体开启。放空放液吹扫阀的设置可以满足运行试压时高点放空，低点放液，和管线分段吹扫的需求。

2.5.4 站场设备设施

该项目洛川阀室为 RTU 阀室，设置了 RTU 系统。

该项目洛川分输站主要设备设施详见表 2.5.4：

表2.5.4 主要设备设施一览表

站名	名称	技术参数	数量	备注
洛川分输站	过滤分离器	PN63 Q=15×10 ⁴ Nm ³ /d	2	特种设备

	计量调压橇（去北方燃气）	Q=12×10 ⁴ Nm ³ /d	1	特种设备
	计量调压橇（去延安建峰）	Q=3×10 ⁴ Nm ³ /d	1	特种设备
	自用气橇	Q=60Nm ³ /h	1	特种设备
	加臭橇		2	特种设备
	调压箱	Q=2Nm ³ /h	1	特种设备
	放空立管	DN200 h=15m	1	

2.5.5 站场建(构)筑物

1、洛川分输站

该项目站场主要建(构)筑物详见表 2.5.5-1：

表 2.5.5-1 洛川分输站主要建(构)筑物一览表

序号	名称	层数	规格	建筑面积(m²)	结构形式	耐火等级
1	综合值班室	1	34×12.4×4.5	429.08	框架	二级
2	门卫室	1	4.1×4.1×4.5	16.81	框架	二级
3	工艺区	/	20×43	860	/	/
4	砌体围墙	/	300×2.2	/	/	/
5	排污池	/	3×2×2	6	钢筋混凝土	二级
6	通气管	/	DN200，高 15m	/	底座钢筋混 凝土	/

2、新建阀室(洛川阀室)

表 2.5.5-2 阀室主要建(构)筑物一览表

序号	名称	规格尺寸（m）	结构形式	抗震设防烈度	单位	数量
1	阀室	12.4m×6.8m×4.75m	钢筋混凝土框架结构	6	座	1

阀组间屋面采用轻质的泄压屋盖，阀室地面采用不发火的细石混凝土地面，防水等级为一级。

2.6 公用工程

2.6.1 自控

2.6.1.1 数据采集与监控（SCADA）系统

该项目自动控制系统是原有的监控及数据采集（Supervisory Control And Data Acquisition 简称 SCADA）系统的扩展。站控系统（SCS）作为管道 SCADA 系统的现场控制单元，除完成对所处站场的监控任

务外，同时负责将有关信息传送给调度控制中心，并接受和执行其下达的命令。

正常情况下调度控制中心负责新建洛川分输站的自动化控制和调度管理，调度控制中心与新建 SCS 之间通过现有 VSAT 卫星通信方式进行数据交换，租用电信公网作为备用通道。

该项目 SCADA 系统对新建洛川分输站实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。调度控制中心可向站控系统发出调度指令，由站控系统完成控制功能；调度控制中心通过通信系统实现资源共享、信息的实时采集和集中处理。该项目采用全线调度中心控制级、站场控制级和就地控制级的三级控制方式。

第一级为中心控制级：对全线进行远程监控，实行统一调度管理。在正常情况下，由调度控制中心对全线进行监视和控制。沿线各站控制无须人工干预，各工艺站场的 SCS 在调度控制中心的统一指挥下完成各自的监控工作。

第二级为站场控制级：在新建洛川分输站站场，通过站控 SCS 系统对站内工艺变量及设备运行状态进行数据采集、监视控制及联锁保护。站场控制级控制权限由调度控制中心确定，经调度控制中心授权后，才允许操作人员通过 SCS 对站进行授权范围内的操作。当通信系统发生故障或系统检修时，用站控系统实现对站的监视与控制。

第三级为就地控制级：就地控制系统对工艺单体或设备进行手/自动就地控制。当进行设备检修或紧急切断时，可采用就地控制方式。

2.6.1.2 阀室 RTU

(1) 阀室设置 RTU 系统，远程终端单元（RTU）是以计算机为核心的数据采集和控制小型装置。它具有编程组态灵活、功能齐全、通信能力强、维护方便、自诊断能力强，可适应恶劣的环境条件、可靠性高等特点。

RTU 系统由过程控制单元、盘装触摸式液晶显示屏、数据通信接口等构成。

监控阀室设有 RTU 数据采集设备和三层交换机，RTU 通过 RJ45 以太网接口与集成光模块的工业交换机相连，依托通信专业提供通信信道向上下游站场发送数据，阀室数据由站场交换机进入站场站控系统的局域网中。

(2)RTU 功能

- a) 采集阀室的压力参数；
- b) 监视线路截断阀的状态；
- c) 可执行上级控制系统下达的指令，实现远程操作；
- d) 监测阀室内可燃气体浓度，并进行浓度超限报警；

(3)RTU 操作方式

a) 远程控制：一般情况下由上级站场对监控阀室进行操作控制，具体由 RTU 执行完成。

b) 就地控制：RTU 应具有就地控制功能，由操作员或工程师人员通过便携式计算机进行操作，RTU 执行。

(4)RTU 系统配置

RTU 系统包括处理器模块、I/O 模块、电源模块等。

2.6.1.3 安全仪表系统

1、系统构成及配置

站场安全仪表系统主要由检测仪表、控制器和执行元件三部分组成。

检测仪表：在工艺设备区、控制室设置 ESD 按钮。

控制器：采用具备安全等级认证的设备。

执行元件：执行必要的动作，使工艺过程处于安全状态的设备，如 ESD 阀门设备。安全仪表系统的所有电驱动设备均由 UPS 供电。

2、系统功能

安全仪表系统（SIS），用于监测生产过程运行状态，判断危险或风险发生的条件，自动或手动执行规定的安全仪表功能，使工艺过程从危险的状态转为安全的状态。保障输气管道能够在紧急的状态下安全停输，同时使系统安全地与外界截断不至于导致故障和危险的扩散。防止或减少危险事件的发生，减少人员伤亡或经济损失，减轻危险事件造成的影响，保护人身和生产装置安全。

3、安全完整性等级

该项目安全仪表系统设计根据已确定的安全完整性等级进行了安全仪表系统（SIS）设计。

4、ESD 功能及触发条件

1) 紧急停车（ESD）功能

安全仪表系统主要功能用于使工艺过程从危险的状态转为安全的状态。保障输气管道能够在紧急的状态下安全停输，同时使系统安全地与外界截断不至于导致故障和危险的扩散。本工程安全仪表系统主要功能包括：站场 ESD 功能、超压保护功能。

2) ESD 触发条件

根据站场险情情况，人工选择不同等级 ESD 按钮触发相应等级的 ESD 联锁功能。

3) 安全回路设置

站场 ESD 功能：

站场 I 级 ESD：站场紧急切断和放空。当站场发生火灾爆炸及其它重大事故时，通过安装在控制室、工艺设备区旁逃生通道的紧急切断按钮启动紧急切断和放空命令，启动该命令后系统先关闭进出口阀门然后打开放空控制阀放空。

站场 II 级 ESD：站场紧急关闭。当输气管线出现爆管、站场出现气体泄漏时，根据事故原因和大小，在操作室进行切断气源关闭站场功能。

安全联锁功能：用气支路出站压力与出站电动阀联锁，当出站压力超过设定值后，联锁关闭出站管线电动阀。

5、分输站及阀室安全阀、压力表、可燃气体探测器均经过第三方专业机构定期检定，出局了检定证书，详见附件：安全阀检定证书、压力表检定证书、可燃气体探测器检定证书。

2.6.1.4 可燃气体检测系统及火灾自动报警系统

1、可燃气体检测报警系统（GDS）

1) 系统设置、构成、配置及联锁功能

该项目在新建洛川输气站场设置可燃气体检测报警系统（GDS），在工艺装置区可能有可燃气体泄漏的地方，设置可燃气体探测器，检测信号传至可燃气体检测报警控制器，当检测到可燃气体的泄漏浓度达到或超过设定值时，发出声光报警，可燃探测器控制器报警信号和故障信号分别接入工艺站场的 SIS 系统及 PCS 系统并上传调控中心。

阀室工艺装置区设置可燃气体探测器，检测信号进阀室可燃气体报警控制器，可燃气体报警控制器与阀室 RTU 通信，将阀室可燃气体浓度信号上传至调控中心。

2) 检测元件及报警装置类型、设置位置

该项目可燃气体探测器采用固定式可燃气体探测器。现场仪表的防爆等级不低于 dIIBT4，防护等级不低于 IP65。

表 2.6.1.4 检测元件及报警装置类型及设置

站名	安装位置	检测介质	安装高度	数量	检测原理	备注	检测范围
站场	1#过滤器区域	天然气	2.0m	1 台	点式红外	带一体化声光报警	检测介质：天然气 检测范围： 0~100%L.E.L 一级报警限：20%L.E.L 二级报警限：40%L.E. 防爆等级：dIIBT4 防护等级：IP65
	2#过滤器区域	天然气	2.0m	1 台	点式红外	带一体化声光报警	
	调压计量区域	天然气	2.0m	4 台	点式红外	带一体化声光报警	
	UPS 间	天然气	天花板下方 0.3m	1 台	点式红外	带一体化声光报警	

站名	安装位置	检测介质	安装高度	数量	检测原理	备注	检测范围
	发电机罩棚	天然气	天花板下方 0.3m	1 台	点式红外	带一体化声光报警	
	厨房	天然气	天花板下方 0.3m	1 台	点式红外	带一体化声光报警	
1#分输阀室	阀室内	天然气	2.0m	2 台	点式红外	带一体化声光报警	

站场配备便携式可燃气体探测器 2 台，供巡检人员使用。

2、火灾自动报警系统（FAS）

1) 系统设置、构成、配置及联锁功能

在配电室、机柜间、操作室及过道内设置感烟探测器、手动火灾报警按钮、声光报警器，将以上设备信号接入机柜间内设置的火灾报警控制器。

在操作室设置火灾报警控制器，接收辅助用房内火灾信号，完成站内辅助用房火灾监视、报警。

2.6.1.5 站控室的设置

1、站场机柜间的设置

站场设置独立的操作室及机柜间，机柜间地坪高出室外≥0.3m，地面敷设防滑防静电地板；操作室用做站场站控室，用于放置操作员/工程师站、打印机、工业电视、辅助操作盘等设备，机柜间用于放置站控系统机柜。

2、阀室设备间的设置

该项目在阀室设置设备间，用于放置阀室 RTU 及可燃气体报警控制器等设备。阀室与设备间之间采用防爆墙分隔。

3、其他安全设施

1) 仪表防雷

为防止雷电、静电和漏电等产生的高电压串入系统，导致系统的破坏，在自控系统输入端设置电涌保护器。

2) 接地

站场采用联合接地。仪表控制系统的保护接地、工作接地和防雷接地分别接入到共用接地网，接地电阻不大于 4Ω 。火灾自动报警系统采用公用接地装置时，接地电阻值不应大于 1Ω 。阀室的接地电阻不大于 4Ω 。

3) 防爆和防护等级

分输站及阀室在爆炸危险场所的电动仪表采用隔爆型仪表，防爆等级不低于 ExdIIBT4；室外安装时，其防护等级不低于 IP65。室内安装时，其防护等级不低于 IP54。

4、电源

为保证仪表和自动控制系统的正常工作，提高系统的利用率，采用不间断电源系统（UPS-Uninterruptable Power Supply）为控制系统及检测仪表供电。站场控制系统、可燃气体报警控制器采用不间断电源（UPS）供电，电源规格为 220VAC 50Hz，后备放电时间 2h。

该项目场站需要 UPS 供电的仪表自控设备包括：站控系统、安全仪表系统、计量机柜、出站电动阀、放空电动阀、电动调节阀、火灾报警控制器、可燃气体报警控制器等。

5、电缆选型

室外直埋敷设的电缆，全部采用阻燃铠装电缆。信号电缆截面积一般不小于 1.5mm^2 。

模拟信号传输电缆选用阻燃铜芯屏蔽铠装控制软电缆。

数字信号选用阻燃铜芯铠装控制软电缆。

通信电缆选用阻燃铜芯屏蔽铠装计算机用分屏总屏软电缆。

火灾报警系统的信号传输线路采用阻燃电缆，供电电缆采用耐火电缆。

6、配管配线

仪表电缆敷设室外主要采用直埋敷设的方式。电缆进出地面时均单根穿保护钢管，与现场仪表相连时，穿防爆挠性连接管和防爆电缆密封接头。

2.6.2 通信

2.6.2.1 数据传输

(1)洛川阀室新建设备间设置通信机柜 1 面，柜内安装工业级 4G 无线路由器 1 台，该项目生产数据、安防信号均通过租用无线传输系统将生产数据及安防数据上传至上级管理单位。

洛川分输站当地运营商提供一条 20M 公网 DDN 电路，并划分 VLAN，用于传输安防、办公及自控数据，SCADA 系统通过 DDN 接入路由器的 FE 口连接，通过 DDN 专网传送至西安调控中心。作为站场通信系统主通信传输方式。

2.6.2.2 安防系统

1、工业电视监控系统

该项目在洛川分输站设置工业电视系统，用于站场内的值班人员和上级管理单位的值班人员监视装置、设备的工作情况及站场周围环境情况。站场内的监视图像可以在中控室直接观看，同时也直接传到西安调控中心进行监控和管理。

该项目在洛川分输站设置工业电视系统 1 套(采用高清网络数字摄像机)，控制设备设在中控室，前端设备主要安装在站场工艺装置区、站场出入口以及重要的设备间。视频监控系统由监控终端、网络硬盘录像机、视频操作站、传输电缆组成。在防爆区设置防爆型摄像机，其它区域采用非防爆型摄像机。该项目分输站设置 1080P 室外红外球型一体化摄像机 2 台，设置 1080P 室外防爆球形一体化摄像机 6 台，设置 1080P 室内半球摄像机 6 台。

该项目洛川阀室内设摄像前端 3 处（S1 为室内半球摄像机，S2、S3 为防爆球型摄像机），实现对场站内的实时监控。视频图像及生产数据上传至上级场站进行监视。各路图像全部保存，录像文件最长可保存 90 天左右。

防爆摄像机防护等级不低于 IP66，防爆等级不低于 Exd II BT4；非防爆摄像机防护等级不低于 IP66。

洛川分输站所有通信系统设备采用交流 220V UPS 电源供电，备用时间不小于 3 小时。通信系统与站内电气接地网可靠连接，组成联合接地。在站内仪控室与机柜间设接地系统一套，接地电阻小于 1 欧姆；站场通信设备及线缆均应与接地体做可靠的连接；各种线缆接入设备前均采用 SPD 保护。工业电视监控系统前端设备及室内输入端均加电涌保护器。

2、周界入侵系统

该项目在洛川分输站设置周界入侵报警系统。本工程在洛川分输站设置热成像摄像机周界报警系统 1 套。周界入侵报警系统共设计红外热成像前段摄像机 8 台，防护等级不低于 IP66。硬盘录像机可进行监视并能对前端进行控制，录像文件最长可保存 90 天左右。

周界入侵报警系统设备由 UPS 供电，供电电压为 AC 220V50Hz，UPS 由电专业设计。振动光缆报警主机、接地线接入场区接地系统。

3、门禁可视对讲系统

该工程在进站大门入口处设门禁室外机（含刷卡器）1 台，出门开关 1 处，电磁锁 1 台，在门卫室设门禁室内机，在中控室设终端软件 1 套。

4、应急、巡线检修通信系统

根据管线沿途的实际情况，在站场配备 2 部 GSM 移动通信网手机电话，满足工作人员野外作业时的通信需求和巡线、抢修时的应急通信需求；站场配备 4 部防爆无线对讲机，用于站场内巡视及检修人员使用。

5、高后果区、穿跨越段视频监控系统

该项目输气管道沿线包括 5 处高后果区及穿越段 3 处共计 10 个视频监控点位，安装了高清智能网络球型摄像机共 10 台。其中沿线高后果区设置 5 台高清智能网络球型摄像机；穿跨越设置 5 台高清智能网络球型摄像机。

该项目定向钻穿越段及高后果区前端设备主要由太阳能供电系统、视频监控系统两个子系统组成。摄像机均采用高清智能网络球型摄像机。通过无线路由器，租用运营商专线传输方式，将摄像前端视频信号传输至洛川分输站视频监控系统，监控前端配置硬盘录像机进行监控数据存储。

2.6.3 电气

负荷等级：根据《供配电系统设计规范》(GB50052-2009)相关条款，该项目新建阀室负荷等级为三级，其中仪表、自控、通信为重要负荷。该项目新建分输站负荷等级为二级。

2.6.3.1 电源

阀室：阀室内用电设备 UPS、照明电源均引自设备间配电箱。站内的重要负荷采用不间断电源（UPS）供电，并严禁其它负荷接入应急供电系统。站内重要负荷总的安装负荷为 2.0kW。UPS 不间断电源选择容量为 3kVA。

洛川分输站：站内设 10/0.4kV 箱式变电站 1 座。变压器容量为 $1 \times 315\text{kVA}$ 。变压器采用高压断路器和综保保护装置保护。洛川分输站为二级负荷，由外部 10KV 电源经箱式变电站降压后作为站内主供电电源，在站内设 300kW 户外静音型箱式燃气发电机组作为备用电源。主备电源在箱式变电站的低压进线柜内通过双位转换隔离开关实现手动切换。站内的重要的负荷（包括自控仪表系统、通信设备等），采用不间断电源(UPS)供电。

2.6.3.2 照明

1、灯具：办公室、设备间等一般办公场所为 LED 灯或其他节能型灯，工艺区场地照明采用投光灯照明，投光灯选用 LED 型灯具，其他区域采用路灯照明。

2、爆炸危险场所的电气照明，按《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB50058-2014)有关规定进行了配置。

3、应急照明

(1) 配电室、机柜间、中控室等设应急照明及疏散指示标志，照度不小于 0.5lx。

(2) 应急照明和疏散指示灯自带蓄电池，应急时间不小于 90 分钟。

2.6.3.3 电气设备选型与安装

分输站及阀室防爆配电箱、防爆检修箱、防爆操作柱防爆级别不低于 Exd IIBT4 IP65，防爆配电箱现场角钢支架安装，室外安装配防雨罩。

室内照明配电箱选用户内型，暗装，底边距地坪 1.5m；应急照明配电箱选用户内型，明装，底边距地坪 1.5m；室内普通照明开关暗装，底边距地坪 1.4m。

2.6.3.4 电缆选型及敷设

1、电缆选用 ZA/NH-YJV(22)-0.6/1kV 型交联聚氯乙烯绝缘聚氯乙烯护套电缆。

2、电缆均为直埋敷设，室外埋深冻土层下 0.1m 且不小于 0.8m，并沿电缆全长的上下铺设不小于 100mm 的软土或砂层，再盖以混凝土板或砖等保护，保护板宽度应超出电缆两侧不小于 50mm，室内穿钢管埋深 0.3m，电缆穿越道路管沟采用钢管保护。

3、室内外连接处进行了密封处理。

2.6.4 防雷、防静电

1、防雷措施

站内设联合接地装置 1 组，接入的接地电阻不大于 4 欧姆，低压配电系统的接地采用 TN-S 系统。新增工艺设备、防爆操作柱及电机等带电设备外壳均保护接地，接地线选用 -40×4 不锈钢扁钢，接地极采用 DN50 $\times$ 2500mm 不锈钢钢管，极间距不小于 5m；接地装置室外埋深位于冻土层以下 0.1m 且不小于 -0.7 m，室内埋深 0.3m，且其距建筑物距离不小于 3.0m。

2、防静电措施

(1)所有按钮、电机、电缆外皮及保护钢管等正常时不应带电的设备外壳均采用 -40×4 镀锌扁钢与接地干线可靠连接。

(2)所有工艺设备、管汇、管架、管道等设备均进行了防雷防静电接地，其中工艺设备接地点不少于两处，采用 -40×4 扁钢与接地网可靠连接。

(3)所有配电柜、配电箱、按钮、投光灯支架、金属扶手、电机、电缆外皮及保护钢管等正常时不带电的设备外壳均采用 -40×4 镀锌扁钢与接地干线可靠连接。

(4)平行敷设的地上或管沟内敷设金属管道，其净距小于 100mm 时，采用金属线跨接；交叉净距小于 100mm 时，其交叉处也进行跨接。当管道连接处有弯头、阀门、法兰盘(少于 5 个螺栓连接)等不能保持良好的金属接触时，在连接处采用金属线跨接。

(5)在工艺区、阀室进出口设置了人体除静电装置。

3、接地

站场、阀室分别设置公用接地网，作为防雷、防静电、电气、仪表、通信等公用接地装置，站场接地电阻不大于 4Ω 、阀室接地电阻不大于 4Ω ；

为防止雷击电磁脉冲对信息设备的影响，在相关配电装置上设置了浪涌保护器。

站内的雷电防护装置经过专业机构检测，符合要求。

4、该项目分输站雷电防护装置经陕西华云防雷技术有限公司检测，并于 2025 年 10 月 31 日出具了《雷电防护装置定期检测报告》

(1282017001-2025-42-0232-062)，下次检测时间 2026 年 4 月 31 日前，检测综合结论：本报告数据来源于陕西省天然气股份有限公司（延安分公司洛川分输站）项目现场的雷电防护装置检测记录，共检测 380 点位，依据上述规范，所检项目符合现行雷电防护规范和质量标准。

5、该项目阀室雷电防护装置经陕西华云防雷技术有限公司检测，并于 2025 年 11 月 2 日出具了《雷电防护装置定期检测报告》

(1282017001-2025-42-0232-063)，下次检测时间 2026 年 5 月 2 日前，检测综合结论：本报告数据来源于陕西省天然气股份有限公司（延安分公司北头 1 线阀室）项目现场的雷电防护装置检测记录，共检测 28 点位，依据上述规范，所检项目符合现行雷电防护规范和质量标准。

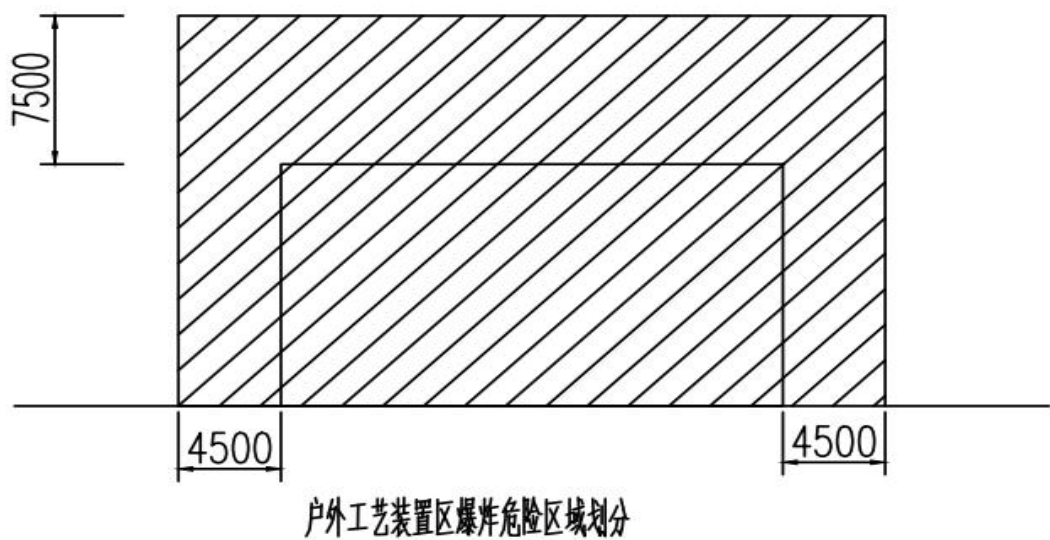
2.6.5 爆炸危险区域划分

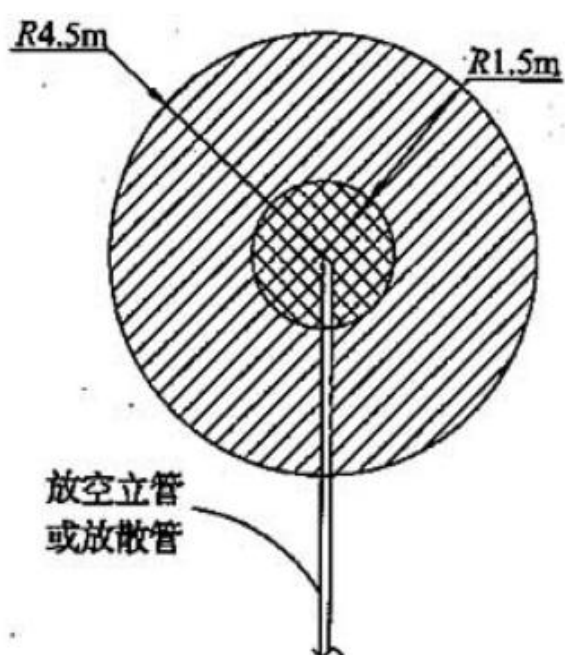
爆炸危险场所区域的划分，根据《石油设施电气设备场所 I 级 0 区、1 区和 2 区的分类推荐作法》（SY/T 6671-2017）及《输气管道工程设计规范》（GB 50251-2015）中有关规定进行。

工艺设备区、阀组区等露天工艺装置区以释放源为中心水平 4.5m，高度 7.5m 的空间范围内，为爆炸危险区域 2 区。放空区排气口半径 1.5m 的空间为爆炸危险区域 1 区，4.5m 的空间为爆炸区域 2 区。阀室内含二级释放源通风良好的封闭区域内为爆炸危险区域 2 区。

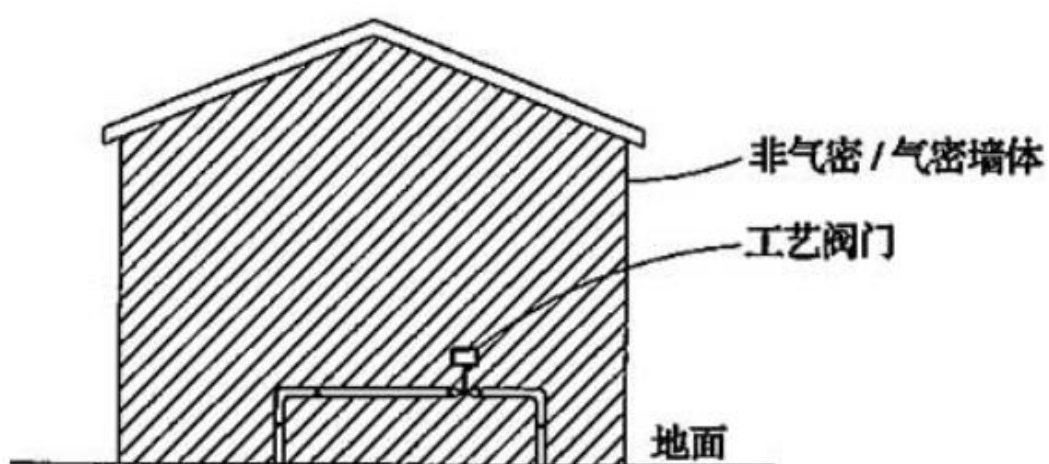
站场爆炸危险区域内的电气设备符合《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）的有关规定。

爆炸危险区域划分参照式例：





图J.0.2-2 通风良好区域的放空立管或放散管



图J.0.2-4 通风良好区域的工艺阀门

2.6.6 暖通

2.6.6.1 阀室部分暖通

该项目阀室未设置采暖设施，自然通风通风量按换气次数不小于 8 次/h，墙面和屋面均设置了通风设施，墙面设置百叶窗，百叶窗材质为铝合金，屋面设置了 2 组无动力排风机。

2.6.6.2 场站部分暖通

1、采暖

厨房新建燃气壁挂炉，热媒为 80℃~60℃ 的热水。采暖系统：采用上供上回机械循环同程式系统。采暖系统散热设备采用铸铁散热器，采暖管线采用低压流体输送用焊接钢管；卫生间采用卫浴型钢制散热器。采暖热负荷：29.2kW。

2、通风

(1) 配电室采用机械通风消除设备余热，通风换气次数为 8 次/h。

(2) 厨房采取全面通风与局部通风相结合的通风方式，换气次数 40 次/h，总排风量的 65% 由局部排气罩排出，其余 35% 由厨房全面换气防爆轴流风机排出。其中轴流风机与室内危险气体检测装置连锁控制。当室内危险气体浓度达到爆炸下限 1/5 时，联锁风机开启。

(3) 阴保间设置机械通风，通风换气次数为 6 次/h。

(4) 卫生间采用机械通风，通风换气次数为 10 次/h。

(5) 热水炉间、UPS 间设置事故通风，换气次数为 12~15 次/h。风机与室内危险气体检测装置连锁控制。当室内危险气体浓度报警器报警时，连锁风机开启，防爆风机可就地及远程开启。

(6) 阀室采用有组织的自然通风，通风换气次数为 8 次/h。

2.6.7 消防

2.6.7.1 洛川分输站

(1) 依据《石油天然气工程设计防火规范》第 3.2.2 条、第 8.1.2 条和《建筑防火通用规范》第 8.1.5 条、第 8.1.7 条规定，洛川分输站设置了室外消火栓系统，且配置了一定数量的小型移动式灭火器。

(2) 该项目从用地北侧的洛河小区的室外消火栓环网上引入两路 DN100 的消防给水管网，在场站内形成消防给水环网。该项目与洛河小区共用一套室外消防系统，水量水压满足该项目室外消火栓系统用水要求。

(3) 该项目取一次性火灾用水量最大的建（构）筑物的用水量作为该工程的消防用水量，故该工程一次灭火所需消防水量为 216m^3 。

(4) 该项目共设置室外消火栓 6 套，采用地上式防冻消火栓，型号为 SSF100/65-1.6。

(5) 建筑灭火器配置

①根据《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140 第 3.1.2 条、第 3.2.1 条规定，综合值班室火灾种类属于 A、E 类火灾，危险等级为中危险级；工艺区火灾种类为 A、C、E 类，危险等级为严重危险级。

②综合值班室最小灭火器配置灭火级别 55B，手提式灭火器最大保护半径为 12m。工艺装置区最小灭火器配置灭火级别 89B，手提式灭火器最大保护半径为 9m，推车式最大保护半径为 18m，灭火器配置数量及位置按照消防器材平面布置图进行了配置。

③灭火器按 2 具一组分别放置在灭火器箱内。

2.6.7.2 阀室

(1) 依据《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 第 3.2.3 条、第 8.6.5 条以及《建筑防火通用规范》GB 55037 第 8.1.5 条、第 8.1.7 条相关规定，该站场属于五级站场，站内可不设消防给水设施，因此，阀室未设置消防给水设施，配置了一定数量的小型移动式灭火器。

(2) 依据《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140 第 3.1.2 条、第 3.2.1 条规定，新建设施火灾种类为 C、E 类火灾；灭火器配置场所危险等级为：

阀组间、设备间为严重危险级。灭火器配置数量及位置按照消防器材平面布置图进行了配置。

(3) 手提式灭火器均按 2 具一组放置于灭火器箱内。

2.6.8 给排水

2.6.8.1 给水系统

该项目洛川分输站给水水源接市政给水，供水压力 0.3MPa，其水质符合《生活饮用水卫生标准》GB5749 中相关要求。

2.6.8.2 排水系统

室内采用污废合流排水管道系统，厨房排水经隔油池处理后排入室外污水管网。地面及以上为重力流排放。生活区污废水汇集后排入化粪池，经化粪池初步处理后排入储污池，不定期外运处理或交付农用。

2.6.9 防腐

2.6.9.1 线路防腐

1、直管段外防腐层

该工程管道全线采用常温型加强级 3LPE 防腐层。定向钻穿越段防腐采用常温型加强级 3LPE 防腐层+环氧玻璃钢防护层。

2、热煨弯管外防腐层

该工程热煨弯管外防腐层采用双层熔结环氧粉末防腐层+聚丙烯胶粘带的防腐结构。

3、管道补口

该工程管道采用带配套环氧底漆的热熔胶型辐射交联聚乙烯热收缩带进行补口。定向钻穿越管段分段接续处焊接后采用纤维增强型热收缩带（牺牲带）补口后，外防护层补口采用光固化保护套，其厚度不小于 2.0mm。

4、管道补伤

3LPE 管道防腐层补伤，根据破损点的大小采用相应的聚乙烯热收缩带或聚乙烯补伤片进行补伤。

2.6.9.2 站场、阀室防腐

1、地上管道外防腐

地上工艺管道外防腐层采用：环氧富锌底漆 2 道， $\geq 60 \mu\text{m}$ ；环氧云铁中间漆 1 道， $\geq 100 \mu\text{m}$ ；丙烯酸聚氨酯面漆 2 道， $\geq 80 \mu\text{m}$ ；干膜总厚度 $\geq 240 \mu\text{m}$ 。

2、埋地管道外防腐

(1) 该工程工艺管道采用常温型加强级 3LPE 防腐层，3LPE 防腐管补口采用带配套底漆的热熔胶型辐射交联聚乙烯热收缩带（厚 2.5mm，收缩后宽 520mm），底漆干膜厚度 $\geq 200 \mu\text{m}$ 。

(2) 热煨弯管外防腐层采用双层熔结环氧粉末防腐层+聚丙烯胶粘带的防腐结构。

(3) 其余站内埋地管道采用无溶剂型液体环氧涂料和聚丙烯胶粘带结合防腐的方式。

(4) 立管出土管段地面上下各 250mm $\pm$ 20mm 范围内，在采用埋地管道外防腐施工后，再包覆一层铝箔胶带（带厚 $\geq 0.8\text{mm}$ ），作耐紫外线处理。

2.6.9.3 管道线路阴极保护

该项目对管道采用了强制电流阴极保护方式。迁建的洛川分输站设置线路阴保站，靖西一线和二线在阴保站内分别设交流恒电位仪一体机一台。恒电位仪一体机内置恒电位仪两台。两台恒电位仪每月轮流使用，互为备用。数据远传到站控系统。

辅助阳极采用组合式闭孔深井高硅铸铁阳极地床装置。每座装置设 3 套预包装高硅铸铁阳极组，每组 3 支阳极。阳极体应在工厂预先封装在 $\Phi 273 \times 6\text{mm}$ 钢套管内，钢套管长度为 6000mm。

防腐管在下沟前采用电火花检漏仪对管线全部进行检漏，检漏电压 15 kV。线路管道下沟回填密实后，需对管道全线进行地面检漏测量。

管道连通运行后，在测试桩位置进行了保护电位测试。

2.6.10 清管、测径、试压

(1)清管

在进行分段试压前采用清管器进行清管。清管次数不小于 2 次，清管以开口端不再排出杂物为合格。

采用清管器清管时，清管器运行速度控制在 4km/h~5km/h 为宜，工作压力宜为 0.05 MPa~0.2MPa，最大压力不超过 2.4MPa，且不超过管道设计压力。

清管器使用前，检查了清管器皮碗。清管过程中，开口端不再排出杂物为清管合格。清管合格后，按规定做好记录，业主或监理签字确认合格。

(2)测径

清管合格后，用带有铝质测径板的清管器进行管道的变形测径，测径板的直径大于等于该管道最小内径的 90%并小于该段热煨弯管内径的 95%。

测径板通过管道后，以无变形、无褶皱为合格。

(3)管道试压

该工程管道试压应采用洁净水作为试验介质，强度试验在回填后进行。一般段管段试验压力为设计压力的 1.5 倍，稳压时间 4h；严密性试验在强度试验合格后进行，采用清洁水作为实验介质，试验压力为设计压力，稳压时间 24h；穿越段管道进行单独试压，试验压力为设计压力的 1.5 倍，稳压时间 4h；严密性试验在强度试验合格后进行，采用清洁水作为实验介质，试验压力为设计压力，稳压时间 24h。试压参数见表 2.6.10。

表 2.6.10 强度试压及严密性试验参数表

管道名称	地区等级	强度试验			严密性试验		
		试验介质	试验压力	试验时间	试验介质	试验压力	试验时间
靖西一线	三级	清洁水	8.7MPa	4h	清洁水	5.8MPa	24h
靖西二线	三级	清洁水	9.45MPa	4h	清洁水	6.3MPa	24h

4、管道干燥及置换

输气管道在投产之前进行了管道内水分的清除和管道干燥。该项目采

用空气干燥法进行了管道干燥。管道在干燥结束后投产之前进行了气体置换，用天然气推动氮气作为隔离段置换管道内空气。

2.6.11 无损检测

该项目施工完成后，委托山东扬石工程检验检测有限公司对管道进行了无损检测，根据该企业提供的无损检测报告可知，该检测单位就西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程无损检测对接焊缝进行的无损检测最终合格率为 100%。

2.6.12 放散

1、站场放空

站场设置放空管，放空管直径 200mm，高 15m，站内设有手动放空，以便站场事故切断和检修放空。

2、线路工程放空

通过洛川分输站能够实现上游管线的天然气放空，实现该站与下游用户之间管道的天然气放空，实施检修。

3、阀室放空

在堡子头村新建靖西一线线路截断阀室 1 座。新建阀室近靖西二线北头阀室（相距约 30m），洛川阀室放空接入靖西二线北头阀室放空系统。

3 危险、有害因素辨识及分析

3.1 主要物质危险有害因素分析

3.1.1 主要危险、有害物质

该项目涉及的主要物质为天然气(CAS 号 8006-14-2)、氮气[压缩的](CAS 号 7727-37-9)。其中,天然气、氮气[压缩的]被列入《危险化学品目录(2022 调整)》(2015 版),属于危险化学品。

根据《重点监管的危险化学品名录(2013 年完整版)》(原国家安全生产监督管理局),天然气被列入首批重点监管的危险化学品。

表 3.1.1 危险化学品的危险特性汇总表

序号	物质名称	闪点(℃)	爆炸极限(V%)	CAS 号	火灾危险性分类	危险性类别	主要危险有害因素
1	天然气[富含甲烷的]	-188	5.3~15	8006-14-2	甲类	易燃气体,类别 1	火灾、爆炸、中毒和窒息
2	氮气[压缩的]	—	—	7727-37-9	戊类	加压气体	中毒和窒息

3.1.2 主要危险、有害物质的特性列表

该项目涉及的危险、有害物质的危险特性表如下表所示:

表 3.1.2-1 天然气危险有害特性表

特别警示	极易燃气体。
理化特性	无色、无臭、无味气体。微溶于水,溶于醇、乙醚等有机溶剂。分子量 16.04, 熔点-182.5℃, 沸点-161.5℃, 气体密度 0.7163g/L, 相对蒸气密度(空气=1)0.6, 相对密度(水=1)0.42(-164℃), 临界压力 4.59MPa, 临界温度-82.6℃, 饱和蒸气压 53.32kPa(-168.8℃), 爆炸极限 5.3%~15%(体积比), 自燃温度 537℃, 最小点火能 0.28mJ, 最大爆炸压力 0.717MPa。 主要用途:主要用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 极易燃,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危险。 【活性反应】 与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其他强氧化剂剧烈反应。 【健康危害】 纯甲烷对人基本无毒,只有在极高浓度时成为单纯性窒息剂。皮肤接触液化气体

	可致冻伤。天然气主要组分为甲烷，其毒性因其他化学组成的不同而异。
安全措施	【一般要求】 操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程，熟练掌握操作技能，具备应急处置知识。 密闭操作，严防泄漏，工作场所全面通风，远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。 在生产、使用、贮存场所设置可燃气体监测报警仪，使用防爆型的通风系统和设备，配备两套以上重型防护服。穿防静电工作服，必要时戴防护手套，接触高浓度时应戴化学安全防护眼镜，佩戴供气式呼吸器。进入罐或其它高浓度区作业，须有人监护。储罐等压力容器和设备应设置安全阀、压力表、液位计、温度计，并应装有带压力、液位、温度远传记录和报警功能的安全装置，重点储罐需设置紧急切断装置。 避免与氧化剂接触。 生产、储存区域应设置安全警示标志。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。禁止使用电磁起重机和用链绳捆扎、或将瓶阀作为吊运着力点。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 【操作安全】 (1)天然气系统运行时，不准敲击，不准带压修理和紧固，不得超压，严禁负压。 (2)生产区域内，严禁明火和可能产生明火、火花的作业(固定动火区必须距离生产区 30m 以上)。生产需要或检修期间需动火时，必须办理动火审批手续。配气站严禁烟火，严禁堆放易燃物，站内应有良好的自然通风并应有事故排风装置。 (3)天然气配气站中，不准独立进行操作。非操作人员未经许可，不准进入配气站。 (4)含硫化氢的天然气生产作业现场应安装硫化氢监测系统。进行硫化氢监测，应符合以下要求： ——含硫化氢作业环境应配备固定式和携带式硫化氢监测仪； ——重点监测区应设置醒目的标志； ——硫化氢监测仪报警值设定：阈限值为 1 级报警值；安全临界浓度为 2 级报警值；危险临界浓度为 3 级报警值； ——硫化氢监测仪应定期校验，并进行检定。 (5)充装时，使用万向节管道充装系统，严防超装。 【储存安全】 (1)储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库房温度不宜超过 30℃。 (2)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。储存区应备有泄漏应急处理设备。 (3)天然气储气站中： ——与相邻居民点、工矿企业和其他公用设施安全距离及站场内的平面布置，应符合国家现行标准； ——天然气储气站内建(构)筑物应配置灭火器，其配置类型和数量应符合建筑灭火器配置的相关规定； ——注意防雷、防静电，应按《建筑物防雷设计规范》(GB50057)的规定设置防雷设施，工艺管网、设备、自动控制仪表系统应按标准安装防雷、防静电接地设施，并

	定期进行检查和检测。 【运输安全】 (1) 运输车辆应有危险货物运输标志、安装具有行驶记录功能的卫星定位装置。未经公安机关批准，运输车辆不得进入危险化学品运输车辆限制通行的区域。 (2) 槽车和运输卡车要有导静电拖线；槽车上要备有 2 只以上干粉或二氧化碳灭火器和防爆工具。 (3) 车辆运输钢瓶时，瓶口一律朝向车辆行驶方向的右方，堆放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。不准同车混装有抵触性质的物品和让无关人员搭车。运输途中远离火种，不准在有明火地点或人多地段停车，停车时要有人看管。发生泄漏或火灾时要把车开到安全地方进行灭火或堵漏。 (4) 采用管道输送时： ——输气管道不应通过城市水源地、飞机场、军事设施、车站、码头。因条件限制无法避开时，应采取保护措施并经国家有关部门批准； ——输气管道沿线应设置里程桩、转角桩、标志桩和测试桩； ——输气管道采用地上敷设时，应在人员活动较多和易遭车辆、外来物撞击的地段，采取保护措施并设置明显的警示标志； ——输气管道管理单位应设专人定期对管道进行巡线检查，及时处理输气管道沿线的异常情况，并依据天然气管道保护的有关法律法规保护管道。
应急处置原则	【急救措施】 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，给氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 皮肤接触：如果发生冻伤：将患部浸泡于保持在 38～42℃ 的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 【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，尽可能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。 【泄漏应急处置】 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。

表 3.1.2-2 氮气[压缩的]危险有害特性表

标识	中文名：氮[压缩的]；氮气				危险货物编号：22005	
	英文名：nitrogen, compressed				UN编号：1066	
	分子式：N ₂		分子量：28.01		CAS号：7727-37-9	
理化性质	外观与性状	无色无味压缩或气体。				
	熔点(℃)	-209.8	相对密度(水=1)	0.81	相对密度(空气=1)	0.97
	沸点(℃)	-195.6	饱和蒸气压(kPa)		1026.42/-173℃	

	溶解性	微溶于水、乙醇。		临界温度(℃)	-147	
毒性 及健康危害	侵入途径	吸入。				
	毒性	LD50:		LC50:		
	健康危害	空气中氮气含量过高，使吸入气氧分压下降，引起缺氧窒息。吸入氮气浓度不太高时，患者最初感胸闷、气短、疲软无力；继而有烦躁不安、极度兴奋、乱跑、叫喊、神情恍惚、步态不稳，称之为“氮酩酊”，可进入昏睡或昏迷状态。吸入高浓度，患者可迅速昏迷、因呼吸和心跳停止而死亡。潜水员深替时，可发生氮的麻醉作用；若从高压环境下过快转入常压环境，体内会形成氮气气泡，压迫神经、血管或造成微血管阻塞，发生“减压病”。				
	急救方法	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。呼吸心跳停止时，立即进行人工呼吸和胸外心脏按压术，就医。皮肤、眼睛与液体接触发生冻伤时，用大量水冲洗，就医治疗。				
燃烧 爆炸 危险性	燃烧性	不燃	燃烧分解物	--		
	闪点(℃)	--	爆炸上限(v%)	--		
	引燃温度(℃)	--	爆炸下限(v%)	--		
	危险特性	不燃，但在日光曝晒下，或搬运时猛烈摔甩，或者遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。				
	建规火险分级	戊	稳定性	稳定	聚合危害	不聚合
	禁忌物	--				
	储运条件与泄漏处理	储运条件：储存于阴凉、通风的仓间内，仓内温度不宜超过30℃。防止阳光直射。验收时应注意品名，注意验瓶日期，先进仓先发用。搬运时应轻装轻卸，防止钢瓶及附件损坏。泄漏处理：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。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿一般作业工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。				
	灭火方法	不燃，切断气源。用雾状水保持火场中容器冷却，可用雾状水喷淋加速液态蒸发，但不可使水枪射至液氮。				

根据该项目天然气成分及所包含物质的特性，可以看出，天然气具有以下危险、危害特性：

(1) 易燃性

天然气为甲类火灾危险性物质，闪点比较低，天然气在作业场所弥漫、扩散或聚积，在空气中只要较小的点燃能量就会燃烧，因此，具有较大的火灾危险性。

(2) 易爆性

天然气的爆炸极限为 5.3-15%，天然气与空气组成混合气体，其浓度达到爆炸极限范围时，遇火即发生爆炸。且爆炸浓度极限范围愈宽，爆炸

下限浓度越低，发生爆炸的危险性就越大。天然气的爆炸范围较宽，爆炸下限浓度值较低，爆炸危险性较大。

(3) 毒性

天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合征。甲烷属“单纯窒息性”气体，高浓度时因缺氧窒息而引起中毒，空气中甲烷浓度达到 25-30%时出现头昏、呼吸加速、运动失调。

(4) 热膨胀性

天然气的体积随着温度的升高而膨胀，特别明显。如果管道、储存容器遭受暴晒或靠近高温热源，管道、容器内的介质受热膨胀造成内压增大而膨胀。这种热胀冷缩作用往往损坏管道、容器，造成介质泄漏。另外，在着火现场附近，受到火焰辐射高热时，可能因膨胀爆裂增加火势，扩大灾害范围。

(5) 静电荷积聚性

管道内天然气与管壁摩擦，会产生静电。压缩天然气从管口或破损处高速喷出时，由于强烈的摩擦作用，也会产生静电。静电的危害主要是静电放电。如果静电放电产生的电火花能量达到或大于天然气的最小点火能且浓度正处在燃烧、爆炸极限范围内时，就会立即引起燃烧、爆炸。而由于天然气的喷射、冲击等缘故所产生的电位能远远超过其最低点火能量，因此应高度重视静电危险。

(6) 易扩散、流动性

天然气有流动扩散的特性，如有泄漏会很快向四周流散。飘荡在空间的天然气，是引起火灾、爆炸的危险因素，天然气与空气混合后，遇点火源，极易发生火灾、爆炸事故。

3.2 自然及社会环境危险有害因素分析

3.2.1 自然环境危险有害因素分析

1) 极端气候影响

该项目所在地洛川县极端最低气温为 -23.0°C ，冬季气温低，低温对设备有一定影响，可能导致设备材质变脆，影响设备的强度，如果设备或管道冻裂、冻堵造成超压泄漏，可能会引发事故，造成停产。低温还会给操作人员的身体健康带来一定的危害，人员长时间处在低温环境中，会导致冻伤；低温还会影响人的行为，使人麻木，反应迟钝，会给操作工巡检、操作带来一定影响，可能造成漏检等不利情况，从而埋下安全隐患，导致操作失误，引发事故。

该项目所在地洛川县极端最高气温为 37.5°C ，当生产环境温度过高（超过 34°C ），湿度过大时，人的体温增高，此时易发生中暑；高温作业人的排汗量增加，可造成人体严重脱水，并损失大量的氯化钠，引起水盐平衡失调，并加重了心脏和肾脏的负担；高温作业还可引起食欲减退和消化不良，使人的注意力下降，动作的准确性和反应性降低，有可能导致操作失误，引发事故。

2) 地震及断裂

地震是一种来自地球内部运动所产生的巨大破坏作用的自然现象。地震可能造成生产设备损坏，管道断裂，导致天然气泄漏，如果泄漏的天然气达到爆炸极限，遇到点火源可能发生火灾、爆炸及建(构)筑物的倒塌事故。

地震可造成线路水保设施损坏、地面出现裂缝、地下管道破裂，进而威胁设备和人员安全，可能引发火灾爆炸事故。工程所在基本地震动加速度反应谱特征周期为 0.45s ，场地基本地震动峰值加速度值 $a_{\text{max II}}$ 为 0.05g ，对应的地震烈度为VI度，地震基本设防烈度为6度，地震对该项目的影响不容忽视。

3) 滑坡与崩塌

管道穿越西沟、当中洼，山体滑坡、崩塌等灾害随时可能发生，应注重山体滑坡、崩塌的危害。

4) 泥石流

输气管道如果穿越发育规模较大的冲沟，冲沟中松散堆积物丰富，坡积物较厚，成为潜在泥石流隐患。一旦遇到突发性的强降水过程，存在发生泥石流的可能性。黄土高原区土体结构疏松，崩滑体和冲沟发育，为泥石流提供了丰富的固体物质来源和动能优势。在暴雨激发下形成含沙量极大的洪流，由密布的毛沟、支沟流向干沟和河流，汇集而形成强大的泥流。在泥沙、块石等固体物质的快速移动和水的渗透压力作用下产生巨大的推浮力，使管道受到强烈的冲击而产生弯曲变形和断裂；再加上黄土区植被稀疏，在集中降雨(暴雨)水流的侵蚀(面蚀、冲蚀、潜蚀等多种)作用下，水土流失严重，水流强烈的面蚀作用导致管沟上覆的回填土流失，管道裸露。

该项目地处陕西延安市洛川县，发生泥石流灾害的概率较小。

5) 地面沉降与地裂缝

地面沉降塌陷将造成地下管道弯曲变形、悬空，甚至断裂，从而对管道安全带来隐患。

地裂缝可能横穿管道，可以对管道产生明显的破坏作用，严重的可以造成开裂破坏，缩短管道服役寿命，影响管道运营安全。

6) 湿陷性黄土

依据《湿陷性黄土地区建筑标准》(GB50025-2018)，并结合当地建筑经验及场地地形地貌，该改线工程所在区域为湿陷性黄土地层，地基湿陷性等级为IV级(很严重)。管沟回填土充分夯实。沿线施工时破坏的田埂、排水沟、便道等地面设施回填后按原貌恢复。

7) 液化沙土

该改线工程所在区域不涉及液化沙土地层。

8) 盐渍土

该改线工程所在区域不涉及盐渍土地层。

9) 膨胀土

该改线工程所在区域不涉及膨胀土地层。

10) 冻土

该改线工程位于陕西省延安市洛川县，该地区的最大冻土层深度为 0.65m。输气管道全段采用埋地敷设，管道埋深 $\geq 1.5\text{m}$ ，所以冻土对输气管道的影响较小。

11) 采空区

该改线工程所在区域不涉及采空区。

12) 洪水

洪水冲蚀事故的发生具有一定偶然性，每年汛期洪水都会频繁发作，而且发作强度大小很难准确预测，由此带来的事故也相应较多。

洪水冲蚀常见的事故类型有：①在穿越河流时，由于管道埋深不够，致使管道被洪水冲出而裸露，严重时会造成断管；②顺河岸敷设时，由于岸坡不稳定，特别是在弯道附近，凹岸受冲击，极易塌陷，造成管道悬空裸露；③陡坎、陡坡地段，管沟回填土比较松散，若不采取一些必要的措施，雨季地表水顺管沟形成集中冲刷，会使管道裸露。

该项目分别定向钻穿越西沟和当中洼沟，根据防洪评价报告，西沟沟底最大冲刷线 0.82m，当中洼沟(第一次穿越)最大冲刷线 2.12m，当中洼沟(第二次穿越)最大冲刷线 1.93m，该项目西沟设计埋深 4m，两侧分别设置高度 5m 的挡墙式护岸，沟底设置混凝土防冲撞墙。

13) 大风

该地区的主导风向为北风，最大风速为 15.3m/s。由于输气管道全段采用埋地敷设，大风对输气管道影响较小。

14) 雷电

管道的地面部分，相对于整个埋地管道而言都是优良的接闪器，在附近空中有云存在的情况下，可能形成一个感应电荷中心，从而遭受直击雷的威胁。管道不仅会感应正雷，还会感应负雷。正雷和负雷对管道，特别是对阴极保护设备的运行存在着不同程度的影响。

当管道上空形成雷云时，其下面大面积形成一个静电场，埋地管道也

同大地一样表面感应出相反的电荷，当电荷积聚到一定程度而又具备了放电条件时，会出现一次强烈的放电过程。对于绝缘性能很好的管道，这种涌浪在管道或接触不良的部位产生高压，引起第二次放电。

15) 雪崩

该改线工程所在区域基本不发生雪崩现象。

16) 环境腐蚀性(包括土壤腐蚀性、交直流干扰腐蚀的风险分析等)

(1) 土壤腐蚀性

根据该改线工程的地勘报告可知，土壤对混凝土结构及钢筋混凝土结构中的钢筋具微腐蚀性，土壤对钢结构具有弱腐蚀性。

(2) 交直流干扰腐蚀

该改线工程有 3 处交直流干扰腐蚀(1 处电力铁塔和 2 处高铁穿越)。交流电流密度增大了管线钢阳极反应电流密度，加大了交流电正负半周期内管线钢电极阳极反应电流密度变化的不对称性，进而使管线钢的腐蚀速率增大，并且腐蚀倾向提高，容易发生管道腐蚀穿孔，该项目采取固态去耦合器+ZR-2 锌带接地排流措施减缓管道持续交流干扰。交流干扰排流器采用固态去耦合器，规格为+2V/-2V 型。

17) 地质灾害

由《西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程岩土工程勘察报告》可知，该工程场地为自重湿陷性黄土场地，地基湿陷等级为Ⅳ级(很严重)；根据试验，土对混凝土结构及钢筋混凝土结构中的钢筋具微腐蚀性，土对钢结构具有微腐蚀性；地表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有微腐蚀性。

该工程管线范围内不良地质作用分述如下。

(1) 在穿越西沟边斜坡，在长期的雨水汇集冲刷作用下，沟底造成的上部土体的滑塌，土体较为松散，该工程采用单边定向钻施工工艺，管道敷设于滑塌体深度以下。

(2) 在当中洼第二次穿越沟底，在河谷两侧沟壁及河道内可见成层基岩

出露，基岩产状在 $75^{\circ} \sim 90^{\circ} \angle 25^{\circ} \sim 45^{\circ}$ ，不整合于三趾马红土地层。

(3) 由于沿线主要以苹果林为主，在林地周边有配套地下管道灌溉系统，建议管线敷设时，做好物探工作，同时在与管道交叉处做好水工防护措施。

(4) 管道多在黄土塬边缘区域，多次穿越冲沟，冲沟沟头宽约 15.0m~30.0m，深约 10.0m~25.0m，下部有台阶状陡坎，稳定性较差，该工程对此区段进行放坡或加固处理，并对冲沟处汇水进行截流疏导，对落水洞，砖窑等洞穴进行压实回填。

(5) 根据《西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程地质灾害危险性评估报告》可知，该工程属重要建设项目；评估区地质环境条件复杂程度属复杂。故确定该建设项目地质灾害危险性评估级别为一级评估。评估区现状发育 1 处 P1 不稳定斜坡(当中洼沟第一次穿越)，致灾损失小，危险性小。

3.2.2 社会环境危险有害因素分析

该项目管道沿线如果标志不清、不明显，当人们修建房屋或进行其它施工时，可能产生违法占压管道、野蛮施工损坏管道、人为拆除管道附属物(管道的标志桩、保护桩、水工保护设施等)，均会造成管道的损伤，严重时可能发生管线断裂事故，当天然气泄漏处理不及时，可能发生火灾、爆炸及人员中毒事故，对沿线周边居民的安全造成威胁。另外，还可能存在不法分子打孔盗气现象，巡线人员被打事件。

(1) 城镇建设对管道安全构成的危害分析

虽然该项目按设计规范规定及自身的安全要求，重新规划线路，得到政府部门的许可，但是，城区各方面建设可能会破坏管道，轻则破坏防腐保温外层，重则拉断管道，遇明火可发生火灾、爆炸事故。

(2) 公路建设危及管道安全分析

城镇及沿线公路新建、扩建中，公路部门与管道部门没有沟通，在管道上修建公路，或者与管道并行、交叉修建，在修建施工中可能违章占压管道、破坏管道标志桩、挖坏管道上的防腐层，甚至直接将管道碰伤、铲

破、铲断。

管线穿越道路处，过往车辆会对管道产生周期性疲劳损伤，影响管道寿命。

(3) 铁路建设危及管道安全分析

城镇及沿线铁路新建、扩建时，铁路部门未与管道部门沟通，在管道上方修建，或与管道并行、交叉修建，在修建施工中使用的设备可能占压管道，导致管道变形、破裂；违章破坏管道标志桩，致使修建时不知道管道具体位置，在管道上方、周边开挖、堆放建材，从而导致管道变形、裸露在外，甚至破坏外防腐层、管道断裂等。

现有铁路的日常巡检、养护人员若素质低，有故意破坏沿线管道标志桩的可能性，给管道安全运行带来风险。

(4) 人为行为危及管道安全分析

该项目管线存在临时租用村民土地的现象，当村民的利益得不到满足，可能会发生故意铲断管线的事件。

该项目管线敷设后恢复原貌，沿线设置管线标志桩，很多标志桩设置在村民的田地中，影响村民种植。一些村民在耕种时可能将标志桩移走而不恢复，收割时使用机械，来回在管道上方碾压；或者村民使用的其他重型物料堆放在管道上方，以及其他不安全行为均将影响管道的安全运行。

村民在田地上种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子等根深植物，这些植物的根系可深达管道埋设部位并损坏管道防腐层，使防腐层失效。

该项目管线沿线大暴雨后，山路无法通行时，为了尽快通车，村民使用铲车修路，可能会对沿路边敷设的管线造成影响，如压弯管线、使管线裸露在外，甚至铲断管线等。

该项目管线沿线涉及的村子散户较多，若对村民管道安全教育不到位，村民没有保护管道意识，有意无意存在一些破坏管道的不安全行为，将对管道长期运行造成一定的安全风险。

(5) 管道打孔盗气对管道安全造成严重危害分析

打孔盗气已成为破坏管道安全运行的重要因素，虽然其手段越来越高，但也极易造成泄漏。

该项目运营单位在项目投产运行中应对重要管段紧密关注，增加巡线次数，确保管道安全、平稳输气。巡线过程中应细致排查。对管段的浅埋、漏管、村庄及各路口做到从严检查，对容易打孔或危险管段附近的闲杂房子重点布控。同时应加强对重要管段周围的村庄、群众的宣传力度，以各种形式广泛宣传，采取对违法活动积极举报，在各标志桩喷上举报电话等措施，做到防患于未然。

3.3 危险、有害因素分析

依据《生产过程危险和有害因素分类与代码》(GB/T13861-2022)对该项目进行危险和有害因素辨识，具体见下表：

表 3.3 危险有害因素辨识

危险有害因素名称			存在部位及原因
1 人的因素	11 心里、生理危险和有害因素	1101 负荷超限	工作人员及操作人员
		1102 健康状况异常	
		1103 从事禁忌作业	
		1104 心里异常	
		1105 辨识功能异常	
		1199 其他心里生理危险和有害因素	
	12 行为危险和有害因素	1201 指挥错误	指挥人员指挥失误、违章指挥
		1202 操作错误	操作人员误操作、违章操作
		1203 监护失误	监护人员监护不力
		1299 其他行为危险和有害因素	违反劳动纪律等行为
2 物的因素	21 物理性危险和有害因素	2101 设备、设施、工具、附件缺陷	站场的设备、设施、管道等存在本质缺陷
		2102 防护缺陷	无防护或防护不当
		2103 电伤害	电流、静电、雷电等
		2104 噪声	--
		2105 振动危害	--
		2108 运动物伤害	抛射物、坠落物等
		2109 明火	外来人员带明火、进站车辆排烟孔喷溅的火星、摩擦起火、静电火花以及站外飞火等
		2112 信号缺陷	无信号或信号缺陷

危险有害因素名称			存在部位及原因
		2113 标志缺陷	无标志或标志缺陷
		2114 有害光照	直射光、眩光等
	22 化学性危险和有害因素	2202 压缩气体和液化气体	天然气、氮气[压缩的]
		2203 易燃液体	--
3 环境因素	31 室内作业场所环境不良	3101 室内地面滑	不涉及
		3102 室内作业场所狭窄	
		3103 室内作业场所杂乱	
		3104 室内地面不平	
		3107 房屋基础下沉	
		3108 室内安全通道缺陷	
		3109 房屋安全出口缺陷	
		3110 采光照明不良	
		3111 作业场所空气不良	
		3112 室内温度、湿度、气压不适	
		3113 室内给排水不良	
	32 室外作业场所环境不良	3201 恶劣气候与环境	大风、大雪、洪水、冰雹、风沙、地震、雷电等
		3202 作业场地和交通设施湿滑	作业场地湿滑
		3203 作业场地狭窄	站场工艺装置布置不合理，作业场所狭窄
		3204 作业场地杂乱	站场内各工具、器具摆放杂乱
		3205 作业场地不平	场地坑洼不平
		3208 地面开口缺陷	地面有深坑、洞口等，形成地下密闭或受限空间
		3210 门和围栏缺陷	大门开启方向不符合要求；围墙破坏
		3211 作业场地基础下沉	地基处理不当，导致设备或建筑物基础下沉
		3212 作业场地安全通道缺陷	安全疏散通道的宽度、方向不符合要求，疏散通道不畅
		3213 作业场地安全出口缺陷	安全出口数量、方向、宽度不符合要求，安全出口被封堵、占用
		3214 作业场地光照不良	采光不良，照明灯具照度不足
		3215 作业场地空气不良	空气不良
		3216 作业场地温度、湿度和气压不适	环境条件不适
4 管理因素	41 职业安全卫生组织机构不健全	--	管理缺陷

危险有害因素名称			存在部位及原因
	42 职业安全卫生责任制未落实	--	
	43 职业安全卫生管理规章制度不完善	4301 建设项目“三同时”制度未落实	
		4302 操作规程不规范	
		4303 事故应急预案及响应缺陷	
		4304 培训制度不完善	
		4399 其他职业安全卫生管理规章制度不健全	
	44 职业安全卫生投入不足	--	
	45 职业健康管理不完善	--	
	49 其他管理因素缺陷	--	

3.3.1 人的因素

在项目存在人员自身或人为性质的危险和有害因素。在人、物和环境产生的不安全因素中，人的因素是最重要的，大量的统计数字表明，90%的事故都是由人为过失引起的，而作为管理和技术人员的过失，则有可能发生灾难性事故。

人的不安全因素主要表现在思想意识、技术和心理或生理方面。即意识不到“安全第一”在生产中的意义，麻痹大意；技术上不熟练，违章作业，缺乏处理事故的经验；过度疲劳或带病上岗、酒后上岗、情绪波动和逆反心理等也易造成事故发生。

在作业过程中，因物(物料、设备设施、仪器仪表、电气设施等)及环境因素的影响，存在一定的火灾、爆炸、机械伤害、高处坠落、物体打击、触电等潜在危险性，而触发这些潜在危险的主要因素往往是人的不安全行为或不安全状态，具体表现如下：

(一)心理、生理性危险和有害因素

1) 负荷超限

企业员工长时间连续工作造成身体严重疲惫，若继续工作很有可能发

生意外伤害；或连续进行简单而重复的作业，麻痹大意也可能发生事故伤害。

2) 健康状况异常

感冒发烧或身体某些部位正在恢复当中进行上岗作业，很有可能发生意外事故，应严禁身体不适者进行危险作业。

3) 心理异常

若作业人员情绪低落，受其他事件影响，思想不集中，或思想过于激进，不听指挥，冒险作业，或由于刚开始上岗作业，情绪特别紧张，均有可能发生意外事故。

(二) 行为性危险和有害因素

1) 违章指挥

由于指挥错误或不按有关规定指挥造成设备、人员伤害，这主要是基本功不够，心理素质差或感知迟钝、对事故无预见而造成。

2) 违章操作

操作人员在操作过程中误操作、违章操作造成设备受损、人员伤害的事故在企业中也时有发生。

3) 监护失误

受限空间等检维修过程中，监护人员的监护不利，甚至判断失察或监护失误造成事故。因此，要加强人员的安全培训等安全工作。

3.3.2 物的因素

影响该项目安全的物的因素包括：物理学及化学性两方面的因素，其中物理性因素主要包括：设备、设施、工具、附件缺陷、防护缺陷、电伤害等；化学性因素主要包括：天然气、氮气。

(一) 物理性因素

(1) 设备、设施、工具、附件缺陷

①设备及管道焊缝焊接不严密、管道法兰连接处密封不严、地基不均匀沉降导致管道连接处变形开裂、设备及管道由于输送介质中含有的杂质

对其腐蚀造成密封不良；

③设备、设施表面外形质量存在缺陷，表面有尖角立棱和不合理的凹凸部位。

(2) 防护缺陷

①无防护：未配备劳动防护用品。

②防护装置、设施缺陷：防护装置、设施、防护用品损坏、失效、失灵等。

③防护不当：防护装置、设施和防护用品不符合要求，使用不当。

④防护距离不够：站内各建(构)筑物之间及其与站外建(构)筑物的安全距离不够。

(3) 电伤害

①带电部位裸露；

②漏电；

③静电和杂散电流：

A、原料及产品在流动、装车等过程中分子间不断地进行相对运动、摩擦、碰撞，会产生静电、积聚静电荷，当静电荷积聚到一定的程度时就可能发生火花放电；

B、作业人员未穿戴合格的防静电工作服，会产生静电、积聚静电荷，当静电荷积聚到一定的程度时就可能发生火花放电；

C、设备、管道及法兰导静电跨接不符合要求；罐区、装车区及装置区未设置合格的人体静电释放柱等；

④电火花：电气设备发生短路，接地、或过负荷等故障。

(4) 明火

该项目可能涉及的明火包括：外来人员引入的火星、吸烟火以及摩擦/撞击产生的火花、静电火花等。

(5) 信号缺陷

阴极测试桩等信号设施设置位置不当、选用不当、信号不清或不准。

(6) 标志缺陷

管线上方未设置安全警示标志，或警示标志不清晰、不规范、标志内容与场所不适应、标志位置过高或过低等。

(二) 化学性因素

该项目化学性因素分析详见第 3.1 节。

3.3.3 环境的因素

对该项目影响较大的自然灾害是雷电袭击、地震、洪水等，会造成一定的损失。

(1) 室外环境

① 地震

强烈的地震可能造成建(构)筑物和设备装置的破坏，管道断裂，同时使天然气大量泄漏，进而引发火灾、爆炸等事故，并造成人员伤亡。

② 暴雨

当雨量过大或洪水自然灾害发生时，因排水不畅，大量降水处理不及时，可能发生水淹，造成电力、通信系统中断、毁坏；引起管道断裂，造成天然气泄漏，引发火灾、爆炸。

3.3.4 管理的因素

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、应急预案等内容，其好坏直接关系到系统的安全运行。

(1) 安全管理组织机构不健全：未设置安全管理组织机构及配备相应的安全管理人员。

(2) 安全生产责任制未落实。

(3) 安全管理制度制定的不完善或制度完善，但执行不到位有章不遵，也易发生事故。

(4) 未按规定执行建设项目“三同时”规章制度。

(5) 未制定安全操作规程，或不按操作规程操作。

(6) 事故应急预案制定不完善或未经演练。

(7) 培训制度不完善：安全管理人员及从业人员若未经安全知识培训，不具备相应的安全知识；特种作业人员若未经有关业务主管部门定期培训并考核合格。

(8) 安全投入不足，或未严格执行安全专项资金专款专用。

3.4 站场及输送工艺事故类型辨识与分析

3.4.1 周边环境的事故类型分析

(1) 站址选择地，应有便利的交通环境，如果交通不便利，将会影响工程施工、运输以及火灾时的应急救援。

(2) 站址选择应具有适宜的地形、工程地质、供电、给水排水条件，防止地质条件不符合建设要求，造成坍塌事故。

(3) 该项目选址应符合城镇规划，若分输站、阀室的站内设施与周边建(构)筑物及设备设施的防火间距不够，一旦该项目发生火灾、爆炸等事故，会对周边环境产生影响，将会使事故扩大化。

(4) 选址应考虑风向、地质条件等因素的影响。若不慎发生天然气泄漏，可能会使处于下风向的人员发生窒息。

综上所述，建设项目外部安全条件存在的事故类型有：坍塌、火灾、爆炸、中毒和窒息。

3.4.2 平面布置的事故类型分析

(1) 若项目总平面布置分区不合理，各建(构)筑物之间的防火间距不符合要求，若工艺装置区外辅助用房等建(构)筑物发生火灾等事故，容易造成工艺装置区发生火灾、爆炸等。

(2) 该项目工艺装置若未按规范要求设置防雷接地设施，容易因雷电、静电火花发生火灾、爆炸事故。

(3) 若爆炸危险区域的建(构)筑物未采用防火花地面，金属与地面摩擦

产生火花，恰与可燃气体相遇，可能导致火灾、爆炸事故。

(4) 若工艺装置区与站内其他建构筑物布置不合理，若发生天然气泄漏，容易造成窒息事故。若操作人员未经过专门培训，未严格遵守操作规程，未佩戴正压式空气呼吸器进行抢险堵漏等作业时，也容易造成窒息事故。

(5) 工艺装置区的地基处理、基础选型若未充分考虑地质情况、荷载大小及抗震等，可能会导致地基沉降，导致发生坍塌事故。

(6) 该项目在运营、检修的过程中若站场的出入口管理不善，不设置安全界限及安全警示标志，可能发生车辆伤害事故。

综上所述，总平面布置及建(构)筑物存在的事故类型为：火灾、爆炸、中毒和窒息、车辆伤害、坍塌等。

3.4.3 工艺过程的事故类型分析

天然气管输工艺过程中，存在发生火灾、爆炸、中毒和窒息、触电等事故类型。

(1) 火灾、爆炸

站场涉及的危险有害物质主要为天然气，由于天然气具有甲类易燃易爆危险特性，决定了站场具有较大的火灾、爆炸危险。输送、计量天然气的各种设施(包括管线和设备)成为可能导致火灾、爆炸事故发生的危险源。

火灾、爆炸的发生一般是由于易燃物质泄漏而引起的，正常生产过程中，天然气均密闭输送，不具备发生火灾、爆炸的条件。但在异常情况下，由于设备或管线的阀门、法兰、连接处破裂或泄漏，天然气释放在空气中形成爆炸性气体，一旦遇到点火源即可引发火灾、爆炸事故。作业场所中点火源可能存在的主要形式有：明火、点火花、静电、雷电、磨擦火花、高能量等。

站场、天然气管线泄漏会引起火灾、爆炸事故。导致泄漏的主要原因如下：

1) 工艺管线、阀门、设备等因材质不合格、腐蚀、应力变形、焊接质

量差、法兰连接处密封不良等原因，导致天然气泄漏。

2) 设备制造、安装存在缺陷，如有天然气泄漏，遇明火、高热、强氧化剂等可引起火灾、爆炸事故。

3) 管线或设备露天布置，由于受大气中的水、氧、酸性污染物等物质的作用而可能引起腐蚀；腐蚀可能导致大面积减薄设备、管线壁厚，导致管线和设备变形、穿孔，从而引起天然气泄漏。

4) 操作人员未严格按照设备操作规程操作，在操作失误或失控状态下，致使设备超压运转，有可能造成设备、管线、阀门的超压运行，从而导致设备损坏，天然气的泄漏。

5) 自控系统失灵、故障，也会造成泄漏，遇火源会引起火灾、爆炸事故。

6) 防雷接地、防静电接地设施失效，由于雷电放电、静电放电成为火源，引起火灾、爆炸事故。

7) 站场安全管理制度不严，外来人员带入火源，甚至人体静电，都可能引起火灾、爆炸事故。

8) 天然气设备的基础地基处理不好，造成塌陷。设备破裂，导致天然气泄漏。

9) 冬季天气严寒，地上管线保温措施不好，会造成管线冻裂。此外由于管线的热胀冷缩原因，会造成管线弯头变形，管线在热应力作用下发生拱起损坏，最终导致天然气泄漏。

10) 遇到地震、洪水等自然灾害，造成设备损坏，引起介质泄漏。

(2) 触电

站内用到电气设备，如配电设备、动力和照明线路、照明电器等，在工作过程中，作业人员如不能按照电气工作安全操作规程或缺乏安全用电常识，以及设备本身故障等原因，均可能造成危险事故的发生。

电气伤害包括：雷电、静电、触电和电灼伤等伤害以及电气火灾。电气伤害最严重的后果是人员触电伤亡，还可能由于电气火灾造成设备损坏，

引起二次人身伤害；同时，由于金属设备、管线的导电性，事故还可能波及其它装置和人员，造成更大损失。

对于电气线路或电气设备，因安装不当、保养不善及接地、接零损坏或失效等，可能引起电气设备绝缘性能降低或保护失效，造成漏电，引起触电事故。而电气线路、设备短路或散热不良也会引发电气火灾，可能造成供电系统瘫痪。

雷电是大气中的一种放电现象。雷电放电具有电流大、电压高的特点。其能量释放出来可能形成极大的破坏力。

(3) 中毒和窒息

如果经过净化的天然气失控并泄漏在较密闭的空间内，使空气中甲烷含量增加到 10%以上时，氧的含量相对减少，会使人的呼吸感到困难，出现虚弱，眩晕等脑缺氧症状。当空气中含氧量减少到一定程度时，人会发生呼吸紧迫，面色发青，进一步会失去知觉，直至死亡。

站场内天然气设备发生泄漏，若天然气大量泄漏可能会导致区域内的人员中毒和窒息。

综上所述：站场工艺过程存在的事故类型主要为：火灾、爆炸、触电、中毒和窒息等。

3.4.4 管线本体的事故类型分析

管线输送在工艺设计、施工、运行管理过程中，可能存在设计不合理、施工质量问题、腐蚀、疲劳等因素，造成阀门、仪器仪表、管线等设备设施及连接部位泄漏而引起火灾、爆炸、中毒和窒息、压力管道爆炸等事故。

1、火灾、爆炸

天然气易燃、易爆，属甲类火灾危险性。天然气的自燃温度为 482～632℃，爆炸极限浓度(体积)5.3%～15%，遇明火高热易引起爆炸。管线发生火灾爆炸往往是泄漏引起的，导致管线输送泄漏的原因具体分析如下：

(1) 设计不合理

1) 工艺流程、设备布置不合理

管线运行安全与系统总流程、各段工艺流程及系统设备布置有着非常密切的关系。工艺流程设置合理、设备布置恰当，并且能够满足输送操作条件的要求时，系统运行就平稳，安全可靠性能就高。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。

2) 系统工艺计算不正确

在进行水力等工艺计算以确定输送摩阻损失时，一旦设计参数或工艺条件确定不合理，将造成管线路由设置的选取不当，从而给系统造成各种安全隐患。

3) 管线强度计算不准确

管线强度设计计算时，将根据管线所经地区的分级或管线穿跨越公路等级、河流大小等情况，确定强度设计系数。如果管线敷设前对沿线勘查不清楚，有可能出现分级不准确，造成高级低定、大冲沟定为小冲沟、大中型河流定为一般河流等，最终造成设计系数选取不恰当，管道壁厚计算不能满足现场实际情况。管线应力分析，强度、刚度及稳定性校核失误，造成管线变形，弯曲甚至断裂。

4) 埋深选择不合理

管线埋深不符合规范要求，管线位于冻土层，冬季寒冷地区可能造成管线冻裂发生泄漏。公路穿越处埋深不足受车辆碾压会产生振动，从而引起交变应力发生泄漏。沿冲沟敷设时，若埋深不足，发生洪水时，极易将管线裸露在外，甚至冲断管线，导致天然气泄漏。

5) 材料选材、设备选型不合理

在确定管线、管件、法兰、阀门、机械设备、仪器仪表材料时，未充分考虑材料与介质的匹配性，导致使用过程中产生腐蚀；管线的法兰、垫片、螺丝组合未充分考虑振动失效，引起螺丝断裂、垫片损坏而引起泄漏。压力表、温度计、安全阀、安全保护装置等安全附件参数设计不合理，材质选用铸铁件，造成安全隐患，并使控制系统数据失真；管道长期在高压下运行疲劳失效，造成管道裂纹、断裂等；爆炸危险场所分区错误，引起

电气设施防爆等级确定错误。

6) 防腐蚀设计不合理

防腐蚀设计时未充分考虑土壤电阻率、管线附近建(构)筑物和电气设备引起的杂散电流的影响,造成管线防腐层的老化、防腐能力不够直至失效;管线内、外表面防腐材料选择不合理、施工方法不正确、厚度不能满足使用工况要求;管线阴极保护参数设置不合理、或者牺牲阳极选材不当,而造成保护能力不够或过保护等。

7) 结构设计不合理

在管线结构设计中未充分考虑使用后定期检验或清管及收发球装置设置要求,造成管线投入使用后不能保证管线内检系统或清管球的通过,而不能定期检验或清污;或者管线结构设计不合理,难以满足工艺操作要求甚至带来重大安全事故。

8) 管线布置、柔性考虑不周

管线平面布置不合理,管线受温度变化影响,未进行稳定性核算或未设置固定墩、补偿器等造成管线因热胀冷缩产生变性破坏或振动;管线未装安全阀造成管线憋压。埋地管线弯头的设置、弹性敷设、埋设地地质条件、温差变化等,对运行管线产生管线位移具有重要影响,柔性分析中如果未充分考虑或考虑不全面,将会引起管线弯曲、拱起甚至断裂。管内介质不稳定流动或穿越公路处地基振动产生的管线振动导致管线位移,在振动分析时也未充分考虑或考虑不全。

9) 管线防护不合理

管线埋深不足、垫层未处理、覆土厚度不足,未设置挡土墙、地下防冲墙、护坡、排水沟、截水墙、施工后期未进行陡坎恢复及其他水工设施,可能会造成管线破损或者扭裂,进而引起天然气泄漏,如遇火源可能会发生爆炸。

(2) 施工质量问题

1) 焊接缺陷

焊接会使管线产生各种缺陷，较为常见的有裂纹、夹渣、未熔透、未熔合、焊瘤、气孔和咬边。管线一般均为埋地敷设、连续运行。因此，管线中若存在焊接缺陷，不但难以发现，而且不易修复，会造成天然气的泄漏。

2) 补口、补伤质量问题

在施工过程中，由于各种原因造成钢管内外表面的防腐涂层损坏，特别是外表面涂层的损坏，在损坏处要补伤。补口、补伤质量不良会影响管线抗腐蚀性能，而引起管线腐蚀失效。影响补口、补伤质量的因素有：补口、补伤前，表面处理达不到要求；补口时防腐层搭接不符合要求；补伤时面积不够又未加防护带；补口、补伤强度或厚度不符合要求。

(3) 腐蚀失效

腐蚀失效是管线主要失效形式之一，管线腐蚀是造成管线穿孔、破裂常见的因素，各种形式的腐蚀都有可能导致防腐绝缘涂层失效、管壁减薄、管线穿孔、甚至发生管线开裂事故。管道腐蚀主要分为管道内腐蚀和管道外腐蚀两种。

1) 管道内腐蚀

天然气中若含有 CO_2 气体，在有水存在的环境中易形成酸性介质，酸性介质残留在特别是管线弯头、低洼积水处和气液交界面处等极易形成恶劣的腐蚀环境，若管线未做内防腐或防腐质量差，管线很容易发生内壁腐蚀。

2) 管道外腐蚀

管道外腐蚀是在外防腐层破坏或剥离、阴极保护不完全或被屏蔽的情况下发生的。腐蚀速率与埋地管道所处的土壤类型、电阻率、含水量、pH 值、硫化物含量、氧化还原电位、微生物和植物根茎等因素有关。

如果防腐材料及涂层施工质量存在问题，施工中如果防腐层破损或开裂，在土壤中的水、盐、碱作用下会造成管道外腐蚀。阴极保护失效和防腐绝缘涂层老化等也会导致管道外腐蚀。天然气管线沿线土壤中各种微生

物和植物根茎若比较活跃，则微生物和植物根茎会破坏管道的外防腐层。

管线在高压线路附近通过时，地层的强杂散电流将破坏管线阴极保护电流的保护作用，使局部阴极保护失效，增加管线腐蚀的危险性。

(4) 疲劳失效

管线在交变应力作用下发生的破坏现象称为疲劳破坏。所谓交变应力即因载荷作用而产生随时间周期或无规则变化的应力。交变应力引起的破坏与静应力引起的破坏现象截然不同，即使在交变应力低于材料屈服极限的情况下，经过长时间反复作用，也会发生突然破坏。

管线在穿越道路处地基振动产生管线振动，输气将在管线内部产生不规则的压力波动，从而引起交变应力。

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

(5) 第三方破坏

第三方破坏是指外力对管线系统的有害影响。外力分为自然外力和人为外力。在管线系统中第三方破坏主要是由人为外力造成的。人为外力破坏可分为直接人为外力破坏和间接人为外力破坏。

直接人为外力破坏是指人为因素直接作用于管线设施造成管线设施损坏而产生天然气泄漏等事故。近几年来由于道路施工而挖坏、铲坏、压坏管线及其辅助设施的现象屡见不鲜。

间接人为外力破坏是指人为因素间接作用于管线设施所造成的破坏，如在埋地管线上方构筑建筑物或堆积重物，日积月累对管线造成的损坏，一旦管线破裂，极有可能造成灾难性的事故。另外，如管线埋设深度设计不合理，也会由于地面车辆对埋地管线造成损害。

路面车流量、靠近建筑工地、交叉线道、违章占压、路面下沉以及管

线埋设深度不合理等均与第三方损害的发生密切相关。

(6) 不规范作业

作业人员不按操作规程作业，尤其是动火、临时用电、抽堵盲板等可能导致介质泄漏引发火灾、爆炸事故。

2、容器爆炸

管线出现爆炸主要表现是爆管事故，导致爆管的可能原因有：①试压阶段，可能因为材质不合格(球阀、管材等)、设计不合理、焊接不符合要求、安装不合理、管路堵塞、仪表误差、操作失误、安全阀失效、管线腐蚀、试压方案不合理、系统隔离措施不到位等导致压力超过接近管材的强度极限发生爆炸。②运行阶段，如果管路堵塞、仪表误差、操作失误、安全阀失效、截断阀故障、控制系统故障、设备缺陷、设备防腐蚀材质不合格、设计不合理、焊接不符合要求、安装不合理等原因，也可能发生超压爆炸。当管道发生爆管时，管内压力瞬间突降，释放大量的能量和冲击波，危及人身安全和周围环境。

3、中毒和窒息

天然气泄漏可能导致人员中毒和窒息危险。该项目天然气气源中所含硫化氢极少，一般不会引起人员中毒，但天然气浓度过高时，空气中的氧含量明显降低，会使人窒息。当空气中甲烷达到 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。若不及时脱离此区域，可致窒息死亡。

氮气吹扫时，排放口氮气向外泄漏时，可能导致附近人员发生中毒和窒息。

综上所述：管线本体的事故类型主要为：火灾、爆炸、容器爆炸、中毒和窒息等。

3.4.5 管线敷设事故类型分析

该项目天然气输气管线采用埋地敷设。管线敷设时的施工质量等对管线长期运行有一定影响，严重时，可导致管道发生火灾，甚至爆炸事故。

(1) 管线未按管线埋地施工程序施工，直接造成管线敷设施工质量问题的，导致管线不能满足压力或防腐等要求。严重时，管线运行中易发生因无法承压或管线腐蚀造成管线破裂，使得天然气泄漏。

(2) 管线敷设时，若管沟开挖深度不够或穿越深度不够，与洪水或河水冲刷覆土或河床，使管线悬空或拱起，造成变形、弯曲等。

(3) 管线敷设时，沟底土及管线两侧和上部回填土中砂石粒度超差，将损坏管线外层的防腐覆盖层。

(4) 管线敷设时，若需要设置管架时，管架强度不够，支撑的管线将下沉而变形。

(5) 管线敷设时，埋地管线的覆土层厚度不够，将影响管线的安全运行。

(6) 管线敷设时，埋地管线若与其他管线、电力电缆或通信电缆等并行或交叉敷设，若安全间距不够，将互相影响其安全运行。

另外在管线敷设时，管沟边坡坡度、管沟宽度、管沟开挖方式等不符合相关规范要求或未按设计施工，将影响管线的安全使用。

3.4.6 管线穿越存在的事故类型分析

该项目天然气输气管线穿越道路多次。道路上的过往车辆对管线具有周期性的疲劳损伤，对管线寿命有一定的影响。若管线穿越道路埋深深度、穿越方式、穿越位置、交叉角度等不符合相关规范要求，或水泥盖板质量不合格，过重车时，导致盖板断裂，或施工时未严格按照设计要求施工等均将影响管线的长期、安全运行，严重时，随着时间的迁移，将使管线变形、破坏管线，进一步导致天然气泄漏，遇点火源发生火灾爆炸事故。

3.4.7 标识与伴行路事故类型分析

该项目天然气输气管线沿线设置有标志桩、警示带、警示牌等安全标识，若管线在更换安全标识时未严格按照原有安全标识置换，或由于其他因素导致安全警示标识缺失等，将不能明确、有效指示管线在沿线的具体布置位置，则周边居民等的建设、生产生活都将影响管线的安全运行，甚

至引起管线变形、破裂，造成天然气泄漏，遇点火源发生火灾、爆炸事故等。

3.4.8 人员密集场所高后果区事故类型分析

该项目天然气输气管线经过 5 处高后果区。管道高后果区是油气输送管道完整性管理的重点，该项目需要对高后果区进行安全风险管控：

(1) 应依据《油气输送管道完整性管理规范》(GB 32167-2015) 和《输气管道工程设计规范》(GB 50251-2015)，对管线途经人员密集场所的高后果区发生管线泄漏后可能产生的后果进行分析和评估，并制定安全对策措施。

(2) 应根据高后果区的建筑物及地下构筑物情况，分析形成封闭空间发生爆炸的可能位置，并采取相应的安全措施。

(3) 应分析评估天然气中硫化氢的含量对人员中毒的影响情况，并制定应急措施。

(4) 可通过以下措施减少管线途经人员密集场所的高后果区管线泄漏量：

1) 安装有效的泄漏监测系统；

2) 标识管线运营单位的联系方式，鼓励当地居民对管线的初期泄漏进行举报；

3) 定期对紧急切断阀门进行全面测试。

(5) 应开展宣传教育，让高后果区人员知道管线的位置、介质的危害性、发生泄漏和事故前兆的识别、各种情况下的逃生路线和逃生方法、泄漏后火源的控制等相关知识。

(6) 应在高后果区明显位置标注逃生路线和安全区域，管线上方设置明显的标识桩或标识牌。

(7) 应建立与高后果区行政管理部门、交通管理部门、消防部门、医疗机构的有效联络，并制定包括人员疏散、火源控制、交通管制、医疗救助、火灾扑救、管线抢修等内容的应急预案。

(8) 应定期对高后果区的应急预案进行联合演练。

(9) 应配备齐全的应急抢修工具及物资，并定期检查应急物资的完好性。

上述这些高后果区的安全风险管控措施若落实不到位，当发生管线内天然气泄漏且遇点火源时极易发生火灾、爆炸事故，将会对周边人员、建筑物等产生严重影响，甚至危及人员的生命安全。同时，周边居民的生活、生产也可能会对沿线管线产生影响，将影响管线的长期、安全运行。

3.4.9 检维修和运行过程中事故类型分析

该项目天然气输气管线在维检修和运行过程中存在的主要事故类型有：

(1) 坍塌

维检修中，管沟开挖，土石方堆放、输气管线敷设安装、都可能发生坍塌事故，会造成人员伤亡。钢管堆放高度超过 3m，最下层的管子没有固定，管垛失稳，会发生坍塌事故。

(2) 触电

维检修用电焊机的软线长期在地上拖拉，致使绝缘损坏破裂短路；电焊地线乱接乱搭；电焊机本身和电源线绝缘损坏；起重机械作业离高压线路近；人员违章操作等都可能造成人员触电。

(3) 其他伤害(辐射)

焊接作业时会产生对人体有害的电焊弧光，属非电离辐射，长期接触均会对人体造成其他伤害(辐射)危害。在焊接过程中，眼部受到强烈的红外线辐射，会立即感到强烈的灼伤和灼痛，发生闪光幻觉。当可见光线辐射人的眼睛时会产生疼痛感，看不清东西，通常叫“晃眼”，在短时间内失去劳动能力。紫外线过度照射人的眼睛，可引起眼睛急性角膜炎和结膜炎，即电光眼炎。

金属检测探伤采用 X 射线探伤，存在有电离其他伤害(辐射)危害。

作业过程中，人员防护不当或防护缺失，暴露于辐射环境；管理不当；

焊接过程违章作业；UT、RT 射线检测过程，作业人员未正确佩戴劳保用品都会对岗位人员或周围人群造成其他伤害(辐射)危害。

(4) 容器爆炸

若管线、阀门等材质不合格、管线焊接不符合要求、仪表误差、试压参数设置不当、试压过程操作失误、无安全警示标志、设计不合理及安装不合理等都有可能造成管线泄漏或爆裂爆炸。焊接使用的氧气、乙炔气瓶等不合格、暴晒等也可能发生爆炸。

(5) 机械伤害

维检修现场人员和车辆较多，如果安全操作规程不健全或管理不善，对操作者缺乏训练，不按规程进行操作，没有穿戴合适的防护服和符合国家标准的防护工具；机械设备在非最佳状态下运转，机械设备在设计、结构和制造工艺上存在缺陷，机械设备组成部件、附件和安全防护装置的功能退化等均可能导致机械伤害事故。

(6) 物体打击

清管作业中，清管器设置地点选择不当，或者操作不当，会造成清管污物和清管球飞出伤人。管线试压过程中，因压力略大于设计压力，若管件质量不合格可能造成管线爆裂，碎片伤人。

(7) 火灾、爆炸

1) 管线气体置换投产过程中，如置换不彻底，天然气在管线内与空气形成爆炸性混合物，遇点火源会发生爆炸。

2) 管线运行中若进行动火、动土等进行特殊作业时，违规操作、违章指挥等可能挖断其他管线造成天然气泄漏，引发火灾、爆炸事故。

3) 管线维检修后进行吹扫作业，若吹扫不彻底，可能造成杂物堵塞仪表、阀门等，引起设备失灵，导致人员处理错误，进而引起火灾、爆炸。

(8) 车辆伤害

生产过程中的车辆伤害可能来自汽车、消防车辆或其他车辆等，可能对巡线人员造成车辆伤害的危险。

(9) 中毒和窒息

如果在检修维修过程中，若管线或设备置换不彻底，天然气泄漏可能使作业人员发生中毒和窒息。

3.5 公用工程及辅助设施事故类型分析

3.5.1 供配电系统事故类型分析

(1) 电气火灾事故的原因包括电气设备缺陷或导线过载、电气设备安装或使用不当等，造成的温度升高至危险温度，引起设备本身或周围物体的燃烧、爆炸。在输气站场等易燃、易爆危险环境中，设置有电控阀门、仪器仪表、照明装置及连接电气设施的供电、控制线路等。这些设施一旦发生火灾或故障，将引起电气设备火灾、爆炸事故。

(2) 如果该工程站场供配电系统发生故障、蓄电池后备时间不足等，致使发生紧急情时应急照明、自控、通信系统等无法正常工作，不仅影响正常生产运行，而且不能及时消除和控制初期险情、延误救援力量到达的时间，可能导致事故扩大。

(3) 如果电气系统未按照标准进行设计，危险区域分级不准确可能造成危险区域防爆电气设施等级确定错误，以至于所选用的电气设施安全防爆性能不能满足实际工况要求，造成火灾、爆炸事故。

(4) 天然气在设备、管线内流动时，易产生静电，天然气设备设施、管路等，因没有静电接地设施，物料在管线、设备中流动产生的静电不能及时导出，静电聚积，当静电聚积到一定电压时就会放电，静电火花有可能引发系统发生火灾、爆炸。

(5) 在防雷、防静电设施设计、施工时，系统所设置的防雷、防静电装置的位置、连接方法不正确，防雷、防静电装置采用非良导体材料制造，也会造成防雷、防静电效果达不到设计要求。如果避雷网(带)锈蚀或因接触不良造成接地电阻过大，以及静电消除装置失灵等，都将使防雷、防静电装置难以起到消除雷电或静电的作用，加大建筑物或室外装置遭受雷电

灾害的风险。

(6) 使用电气设备不是有资质的生产厂家制造,极易发生漏电或电气过热,而导致人员触电或电气火灾事故。

(7) 供配电设备、设施在生产运行中,由于产品质量不佳、绝缘不好;运行不当、机械损伤、维修不善等导致的绝缘老化或放电;设计不合理、安装工艺不规范、各种电气设备安全距离不足;安全设施和安全技术措施不完备、违章操作、保护失灵、没有安装接地等原因,在电气运行时,人员不慎接触带电的设备或过分靠近带电部分,都有可能发生电击、电灼伤的触电危险。

(8) 高处坠落

高处架线、高处检修时,因防护设施不完善等原因,造成的人员高处坠落。

综上所述:供配电系统存在的事故类型主要为:火灾、爆炸、触电、高处坠落等。

3.5.2 给排水及消防系统事故类型分析

(1) 消火栓系统、灭火器等消防器材损坏或配置不合理,不能及时扑救初级火灾,致使火灾事故蔓延扩大。

(2) 消防通道堵塞,造成消防车不能靠近火灾现场,不能及时消除火灾,造成事故蔓延扩大。

(3) 排水系统不能满足排出雨水的需要,夏季降暴雨时,降雨量大,不能及时排除雨水,造成内涝,浸泡设备设施,易引起漏电,造成人员触电事故,且造成设备腐蚀、引起气体泄漏,遇可燃物引起火灾事故。

(4) 使用的各种电气设施,因安全防护措施不当或设备漏电等原因,可发生触电事故。

综上所述,给排水及消防系统存在的事故类型主要为:火灾、触电等。

3.5.3 自动控制系统事故类型分析

(1) 火灾

1) 自动化控制系统中，存在大量用电仪器、仪表、计算机、电气设备 & 电缆电线等，容易因短路、过热而导致火灾的发生。

2) 电气设备维护不良致使端子排脏污、绝缘老化、大负载导线连接处松动，或者人为引起短路，都可能产生火花或电弧，引起火灾。

3) 在控制室内违反规定，随意乱拉电线、任意增设电气设备、加大电气负荷，增加火灾发生的可能性。

4) 进入控制室等的电缆孔洞未用耐火填料封堵严密，当外部电缆故障着火时，大火能引燃至控制室内，室内的电器设备、电缆、仪表等将被烧毁。

(2) 触电

自动化单元有大量用电的仪器、仪表、计算机等电气设备及电线，在运行、检修过程中存在触电事故发生的可能。

(3) 高处坠落

仪表及电气设备、线路检修过程中存在高空作业，可能因违章操作或安全防护措施不健全而导致高处坠落。

(4) 其他事故类型

由于自动化控制系统承担装置区几乎所有工艺参数的现场监测和自动控制工作，若自动化控制系统的仪表选型不合理，操作系统、通讯总线、电源等未采用冗余系统，可能因自动化控制系统的故障，引发装置区的火灾爆炸、泄漏等多种事故。

综上所述，自动化控制系统存在的主要事故类型为：火灾、爆炸、触电、高处坠落、泄漏等。

3.5.4 阴极保护事故类型分析

(1) 电源故障(如恒电位仪损坏、停电等)、阳极地床失效(如阳极材料消耗殆尽或地床电阻增大)、电缆断裂或连接不良等，都会导致管道失去保

护，发生腐蚀，可能引发泄漏，造成安全触电事故和环境污染。阴极保护电流不足、地床电阻过大或阳极材料消耗等，均会导致管道部分区域未达到保护电位，发生局部腐蚀，也会造成触电事故。

(2) 绝缘接头老化或损坏、安装不当或受到机械损伤，都会引起阴极保护电流流失，保护范围缩短。可能导致电位异常，引发腐蚀，造成管道破损，引起泄漏。第三方施工破坏或故意破坏也会造成阴极保护设备或管道受损，引起泄漏，遇点火源引起火灾、爆炸。

综上所述，阴极保护存在的主要事故类型为：火灾、爆炸、触电等。

3.5.5 通信系统事故类型分析

若通信系统损坏，在发生事故时不能及时联系到巡线及抢维修人员，可能会造成事故的扩大化。

3.5.6 管线防腐事故类型分析

(1) 火灾、爆炸

1) 防腐蚀设计不合理

防腐蚀设计时未充分考虑土壤电阻率、管线附近建(构)筑物和电气设备引起的杂散电流的影响，造成管线防腐层的老化、防腐能力不够直至失效；管线内、外表面防腐材料选择不合理、厚度不能满足使用工况要求；管线阴极保护参数设置不合理、或者牺牲阳极选材不当，而造成保护能力不够或过保护等。

2) 腐蚀失效

腐蚀失效是管道主要失效形式之一，管线腐蚀是造成天然气管线穿孔、破裂常见的因素，各种形式的腐蚀都有可能导致绝缘涂层失效、管壁减薄、管线穿孔、甚至发生管线开裂事故。管线腐蚀分为管线内腐蚀和管线外腐蚀两种。

① 管线内腐蚀

天然气中含有 CO_2 气体，在有水存在的环境中易形成酸性介质，酸性

介质残留在特别是管线弯头、低洼积水处和气液交界面处等极易形成恶劣的腐蚀环境，若管线未做内防腐或防腐质量差，管线很容易发生内壁腐蚀。

②管线外腐蚀

管线外腐蚀是在外防腐层破坏或剥离、阴极保护不完全或被屏蔽的情况下发生的。腐蚀速率与埋地管道所处的土壤类型、电阻率、含水量、pH值、硫化物含量、氧化还原电位、微生物和植物根茎等因素有关。

另外，防腐材料耐老化性能差，阴极保护失效，管材抗蚀性差等都会加速管线腐蚀。

3) 施工方法不正确

钢管未防腐的焊接部位及防腐涂层损坏处等在进行补伤补口时，补伤补口质量不良会影响管道抗腐蚀性能，从而引起管道腐蚀失效。

(2) 中毒和窒息

一旦管线防腐层或阴极保护失效，会加速管线的破坏，天然气泄漏可能导致人员窒息危险。天然气浓度过高时，空气中的氧含量明显降低，会使人窒息。当空气中甲烷达到 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。若不及时脱离此区域，可致窒息死亡。

综上所述，管线防腐存在的事故类型主要为：火灾、爆炸、中毒和窒息等。

3.6 辨识结果汇总

陕西省天然气股份有限公司西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程存在的主要事故类型及其分布详见表 3.6 所示：

表 3.6 主要事故类型分布表

场所、作业 事故类型	站场及输送工艺									公用工程及辅助设施					
	周边环境	平面布置及构筑物	工艺过程	管道本体	管线敷设	管线穿越	标识与伴行	高后果区	检维修	供配电	给排水	自动控制系统	阴极保护	通信系统	管线防腐
火灾	△	△	△	△	△	△	△	△	△	△	△	△	△	△	△
爆炸	△	△	△	△	△	△	△	△	△	△	—	—	△	△	△
中毒和窒息	△	△	△	△	—	—	—	—	△	—	—	—	—	△	△

触电	—	—	△	—	—	—	—	—	△	△	△	△	△	—	—
机械伤害	—	—	—	—	—	—	—	—	△	—	—	—	—	—	—
物体打击	—	—	—	—	—	—	—	—	△	—	—	—	—	—	—
高处坠落	—	—	—	—	—	—	—	—	—	△	—	△	—	—	—
车辆伤害	—	△	—	—	—	—	—	—	△	—	—	—	—	—	—
坍塌	△	△	—	—	—	—	—	—	△	—	—	—	—	—	—
容器爆炸	—	—	—	△	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
其他伤害	—	—	—	—	—	—	—	—	△	—	—	△	—	—	—

通过事故类型的分析可知，该项目存在的主要事故类型为：火灾、爆炸，次要事故类型为：中毒和窒息、触电、机械伤害、物体打击、高处坠落、车辆伤害、坍塌、容器爆炸、其他伤害。

3.7 重大危险源辨识

根据《国家安全监管总局办公厅关于印发陆上油气输送管道建设项目安全评价报告编制导则(试行)和陆上油气输送管道建设项目安全审查要点(试行)的通知》(安监总厅管三〔2017〕27号)、《陆上油气管道建设项目安全评价导则》(AQ/T3057—2019)中相关规定：对列入评价范围内与原油、成品油管道工程相连的油库，按照《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218)进行重大危险源辨识。该工程为天然气输气管道，不属于原油、成品油管道工程，因此不予辨识。

3.8 事故案例与事故原因分析

案例一：

1、事故经过

1997 年 8 月，南充至成都天然气集输管道因管道第三方施工，破坏了天然气管道，导致天然气发生泄漏事故，经济损失达 3600 万元。同时由于部分群众自我保护意识增强，迅速疏散，没有发生人员伤亡，但是设备及管道损坏严重。

2、原因分析

- (1) 设计单位在设计方案中，在走向图纸上未标注主管道的走向及具体位置。
- (2) 第三方施工单位在施工过程中，为制定严密的施工方案，盲目施工，

导致天然气泄漏，这是事故发生的主要原因。

(3) 建设单位对项目设计审查把关不严，在项目施工中，对施工过程的监督力度不够。作业人员疏忽大意，未及时关闭及暂停天然气，导致管道断裂后天然气持续泄漏。

3、针对此类事故的防范措施

(1) 设计单位在设计方案中，严格按照国建相关标准和规范进行设计。

(2) 在施图纸上标注主管道的走向及具体位置。

(3) 第三方施工单位在施工过程中，制定严密的施工方案，精心组织、科学施工。

(4) 建设单位加强管线巡查力度。

(5) 制定事故应急救援预案并定期进行演练。

4、此事故吸取的教训：

(1) 认真落实管道保护法，增加管道运营保护意识。

(2) 和管道周边沿线单位做好技术沟通及交流。

案例二：

1、事故经过

2006年2月18日下午5点15分，京石高速公路良乡机场出口南800m处，一根200mm粗的天然气支线因液化气管线开挖施工损坏，造成天然气泄漏。为确保安全，京石高速长阳至阎村段道路被临时封闭，周边部分群众也被紧急疏散。据附近仓库的职工卢先生回忆，事发时，一辆正在作业的挖掘机挖断了天然气管道，大量的白色气体从管道缺口处喷出，“足有3m来高。”

房山区政府接到报警后，立即启动突发事件应急预案，组织各方力量做好安全警戒、交通管制、消防准备、群众疏散和事故现场隐患排查等工作。消防队赶到了现场，用水枪稀释空气中的天然气浓度。警察也对附近居民进行了疏散，封锁了出事地点周围的所有路口，距离事发地点方圆500m的范围禁止通行。

由于事发地点临近京石高速公路，为确保过往车辆安全，交通部门对长阳至阎村段道路实施临时交通管制。出京方向的车辆从杜家坎实行分流，绕行宛平城、京周路，进京方向的车辆从阎村实行分流，绕行京良路、京周路。

市燃气集团抢修队伍抵达现场后，立即采取降压、控制现场天然气浓度的措施，并组织抢修工作。

2、事故原因分析

由于正在施工的挖掘机挖断天然气管道造成了此次天然气泄漏事故，这是导致事故发生的直接原因。

3、事故教训及对策措施

在天然气泄漏后，及时将事故上报政府有关部门，立即启动突发事件应急预案，公安、交通、消防等各方配合，指挥得力，第一时间疏散周边群众、进行事故排查，燃气抢修队也立即采取措施组织抢修。本次事故各方责任明确，并有切实可行的应急预案，才避免了事故的扩大化、严重化。

对于危险化学品，确定为重大危险源的，必须在属地进行突发事件应急预案的备案，并在备案通过后，向全厂或全公司职工宣读，进行相关安全知识培训，组织应急预案模演练，并将各方责任明确化，这样在突发事件发生时我们才可将危险降到最低，达到安全作业的目的。

案例三：

1、事故经过

富加站位于四川省眉山市仁寿县富加镇马鞍村 4 组，是集过滤分离、调压、计量、配气等为一体的综合性输气站场。输气管理处两条干线威青线和威成线通过富加站，设计日输气量 $950 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计压力 4.0MPa，其中威青线(管线直径 $\Phi 720\text{mm}$)建成投产于 1976 年，威成线(管线直径 $\Phi 630\text{mm}$)建成投产于 1967 年。2005 年该油气田分公司组织实施威成线三、四类地区(钢铁一汪洋段)安全隐患整改和威青、威成线场站适应性大修改造。

1月20日12时17分,富加站至文宫站方向距工艺装置区约60米处,因 $\Phi 720$ 输气管线泄漏的天然气携带硫化亚铁粉末从裂缝中喷射出来遇空气氧化自燃,引发泄漏天然气管外爆炸(第一爆炸),因第一次爆炸后的猛烈燃烧,使管内天然气产生相对负压,造成部分高热空气迅速回流管内与天然气混合,引发第二次爆炸。当班工人立即向输气处调度室报告了事故情况,同时向富加镇政府和派出所报告;12时20分左右,富加站至汪洋站段方向距工艺装置区约63米处,又发生了与第二次爆炸机理相同的第三次爆炸。当第一次爆炸发生后,富加集输站值班宿舍内的员工和家属,在逃生过程中恰遇第三爆炸点爆炸,导致多人伤亡。输气管理处在接到报告后,输气调度室立即通知文宫、汪洋两站紧急关断干线截断球阀并进行放空。13时11分,文宫站至汪洋站段放空完毕。13时30分,事故现场大火扑灭。17时40分,临近建构物余火被扑灭。

此次事故共造成10人死亡、3人重伤,损坏房屋21户计3040平方米,输气管道爆炸段长69.05米,直接经济损失995万元。

2、原因分析

(1)直接原因

$\Phi 720$ 管材螺旋焊缝存在缺陷,在一定内压作用下管道出现裂纹,导致天然气大量泄漏。加之泄漏的天然气携带硫化亚铁粉末从裂缝中喷射出来遇空气氧化自燃,引发泄漏天然气爆炸(系管外爆炸),同时造成管道撕裂。因第一次爆炸后的猛烈燃烧,使管内天然气产生相对负压,造成部分高热空气迅速回流管内与天然气混合,引发第二次爆炸,约3分钟后引发第三次爆炸(爆炸机理与第二次爆炸相同)。

(2)间接原因

1)管道运行时间长,管材疲劳受损。管道已建成投运30年,管材生产和抬运布管时产生的缺陷以及当时检测技术手段落后等条件的限制,导致管线先天存在较大缺陷。且90年代流向调配、管输压力频繁变化,导致管道局部产生金属疲劳。

2) 管道建设时期，防腐工艺落后，管道外层腐蚀严重。管道曾在相当长时期内输送低含硫湿气，管道内壁也受到腐蚀，伴有硫化亚铁粉末产生。

3) 第一爆点上方白杨树根系发育使土质变得较为疏松，为天然气泄漏并在管外聚集爆炸提供了条件。同时管道附近还有其他根深植物。

4) 富加输气站场及进、出管道两侧存在较多建构筑物，且场站周围建构筑物过密，以致逃生通道狭窄，人员不能及时安全撤离。员工、家属和附近居民在逃生过程中恰遇第三爆炸点爆炸。

5) 油气田分公司对基层单位的安全生产管理工作存在不足，特别是输气管理处对役龄较长的输气管线存在的安全隐患重视不够，管道巡查保护不力，对仁寿富加输气站周围建筑密集的问题未能及时发现并予以整改。

6) 仁寿县人民政府没有充分认识到天然气管线周围民用建构筑物过多已经对管线的安全运行造成隐患，对小集镇规划、建设审批的指导和督促检查不力，仁寿县规划和建设局对小城镇建设管理工作重视不够，对有关规划和建设项目的审批把关不严，致使富加输气站周边民用建构筑物过多。

(3) 管理原因

1) 本次威青线大修工程投产方案采用天然气直接置换空气方式，严重违反了《天然气管道运行规范》SY/T 5922-2024 标准的规定，并且没有按规定在置换结束后对排放口排出气体进行检测。

2) 施工组织方案不落实。虽然按照威青线施工组织方案成立了由输气管理处及运销部两级领导和技术人员组成的现场领导组、技术组、后勤保障组等组织，但是在投产作业过程中，没有到现场对工程技术质量和安全环保检查把关。

3) 西南油气田修建富加站值班宿舍时，未严格执行《石油天然气管道保护条例》及有关规范的规定，在管线、场站的安全距离内建房，并将场站逃生通道选择在管道上方。而且，违反有关规定允许员工家属住在场站值班宿舍。

4) 管道巡护责任不落实，管理人员对巡线工执行管道巡护操作规程的

情况监督检查不力，致使管道上方和管道附近深根植物长期存在，没有及时处置。

3、针对此类事故的防范措施

(1) 严格执行管道运行管理的标准规范。

在天然气管道运行管理方面，要把推荐性行业标准 SY/T 5922-2024《天然气管道运行规范》当作强制性标准来执行，对所有停气碰头置换作业实行标准化和格式化管理，无论管径大小的置换作业必须使用氮气置换。加快基地建设步伐，对达不到安全要求的房屋、值班室及逃生通道进行全面排查，并组织认真整改。

(2) 加强管道安全保护工作的监督和管理。

各单位及所属防腐办公室和巡线工必须切实有效履行巡线职责，严格按照操作规程定时、定线、定点巡检。加强与地方政府之间的联系，建立警企及地企联建、联治、联防的天然气管道合作长效保护机制。

(3) 举一反三，查找问题，堵塞漏洞，严格隐患整改。

1) 认真组织开展地面集输系统全面评估工作。从本质安全、隐患和违章占压、适应能力、操作规程和制度、安全风险评估等五个方面，对从气井井口至天然气销售门站的整个地面集输工程系统进行全面清理、分析和评估。

2) 积极推广以在役集输管线的检测与评价技术为代表的新技术，提高决策的科学性。除继续对天然气管线进行常规检测外，还应不断引入和采用管线智能检测技术、国外管道安全评估技术、场站及进出站工艺管线检测等技术，摸清管线及场站设施现状，指导管线运行与维修。

(4) 切实加强基层建设和员工队伍建设。

对操作员工要抓好以增强责任心、提高执行力和操作技能为主要内容的基层队伍建设。要抓好专业培训基地的建设，进一步提高一线操作员工的专业知识和业务技能。要充分发挥思想政治工作的优势，不断创新方式方法，既坚持正面教育为主，又注意发挥纪律、制度的约束作用，推进基

层建设上新水平。

(5) 狠抓安全环保基础工作，努力提升安全环保基础管理水平。

一是要做好各级应急预案的修订工作，完善四级应急预案体系，扎实做好预案的演练工作。二是结合岗位特点，对现有操作规程和技术规范进行清理、修订和完善，抓好生产一线员工岗位应知应会培训，严格执行操作规程。三是要认真吸取事故教训，进一步查找工作和管理上的薄弱环节，制订有针对性的整改措施。

4 安全评价单元划分及评价方法选择

4.1 评价单元的划分

4.1.1 评价单元划分的理由说明

评价单元的划分一般将生产工艺、工艺装置、物料的特点和特征与危险、有害因素的类别、分布有机结合进行划分，还可以按照评价的需要将一个评价单元再划分为若干个子单元或者更细的单元。常用的评价单元划分原则如下：

(1) 以危险、有害因素的类别为主划分评价单元。

(2) 按照布置的相对独立性划分。

(3) 按照工艺条件划分。

(4) 按照贮存、处理危险物品的潜在化学能、毒性和危险物品的数量划分评价单元。

4.1.2 评价单元划分的结果

根据上述评价单元的划分原则，结合该项目的实际情况和安全评价的需要，考虑到该项目的特点等，依据《陆上油气管道建设项目安全验收评价导则》(AQ/T3056-2019)中的相关要求，将该项目划分为以下四个单元进行评价：

第一评价单元：输气管线单元

第二评价单元：站场单元(包括选址及周边环境子单元、总平面布置及建构筑物及设备、设施及工艺子单元)

第三评价单元：公用工程及辅助设施单元(包括自控及通信子单元、供配电子单元、给排水及消防子单元、防腐与保温子单元)

第四评价单元：安全管理单元

详见表 4.1.2 所示：

表 4.1.2 评价单元划分结果

序号	单元	子单元
1	输气管线	—
2	站场	选址及周边环境
3		总平面布置及建构筑物
4		设备、设施及工艺
5	公用工程及辅助设施	自控及通信
6		供配电
7		给排水及消防
8		防腐与保温
9	安全管理	—

4.2 评价方法的选择

4.2.1 评价方法的选择的原则

选择安全评价方法应遵循充分性、适应性、系统性、针对性和合理性的原则。

充分性是指在选择安全评价方法之前，应该充分分析评价的系统，掌握足够多的安全评价方法，并充分了解各种安全评价方法的优缺点、适应条件和范围，同时为安全评价工作准备充分的资料。

适应性是指选择的安全评价方法应该适应被评价的系统。

系统性是指安全评价方法与被评价的系统能提供安全评价初值和边值条件应形成一个和谐的整体。

针对性是指所选择的安全评价方法应该能够提供所需的结果。

合理性是指在满足安全评价目的，能够提供所需的安全评价结果的前提下，应该选择计算过程最简单，所需基础数据最少和最容易获取的安全评价方法。

4.2.2 采用评价方法的理由说明

(1) 根据划分的评价单元，采用安全检查表法对各评价单元是否符合相关的国家法律、法规、标准、规章、规范进行检查，并依据检查的符合情况，提出补充的安全对策措施。

(2) 在风险程度的分析过程中,运用事故后果模拟分析法对天然气泄漏引起的事故进行评价。

4.2.3 采用的安全评价方法及介绍

根据该项目的特点,本次评价确定采用如下评价方法:

(1) 安全检查表法(SCL)

安全检查表法是系统安全工程的一种最基础、最简便、广泛应用的系统危险性评价方法。目前,安全检查表在我国不仅用于查找系统中各种潜在的事故隐患,还对各检查项目给予量化,用于进行系统安全评价。

1) 安全检查表的优点

①避免传统的安全检查中存在的疏忽、遗漏等弊端,可以全面地查出危险、有害因素,有效防止检查工作中漏项;

②依据有关法律、法规和标准,在检查表中列出了检查要求,使检查工作科学化、系统化、规范化;

③安全检查表简明易懂、使用方便、易于掌握。

2) 安全检查表的缺点

针对不同的检查,必须编制完善的检查表,编制工作量大,检查表的质量受编制人员知识水平和经验影响。

(2) 事故后果模拟分析法

事故后果模拟分析法是对一种可能发生的事故分析其后果,它是危险源危险性分析的重要组成部分,目的在于定量的描述一个可能发生的重大事故对工厂、对厂内职工、对厂外居民甚至对环境造成危害的严重程度。

火灾、爆炸、中毒是常见的重大事故,经常造成严重的人员伤亡和巨大财产损失,对其事故后果分析,用数学模型描述,即假设按理想情况的前提下建立数学模型,虽和实际有些出入,但对辩识危险性是可参考的。本报告采用事故后果模拟分析法。

4.3 评价方法和评价单元的对应关系

本报告安全评价过程中所划分的评价单元与所采用的评价方法的对应关系详见表 4.3：

表 4.3 评价方法和评价单元的对应关系

序号	单元	子单元	评价方法
1.	输气管线	--	安全检查表法、事故后果模法
2.	站场	选址及周边环境	安全检查表法
3.		总平面布置及建构筑物	安全检查表法
4.		设备、设施及工艺	安全检查表法
5.	公用工程及辅助 设施	自控及通信	安全检查表法
6.		供配电	安全检查表法
7.		给排水及消防	安全检查表法
8.		防腐与保温	安全检查表法
9.	安全管理	--	安全检查表法

5 定性定量安全评价

5.1 输气管线评价单元

根据《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)和《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)等规范要求进行安全检查分析，安全检查表分析情况详见表 5.1：

表 5.1 输气管线评价单元安全检查表

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
1.	线路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(洞)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。	《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015) 第 4.1.1 条	该项目线路选择符合要求。	符合
2.	输气管道的设计压力应根据气源条件、用户需要、管材质量及管道附近的安全因素，经技术经济比较后确定。	《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015) 第 3.1.3 条	该项目靖西一线设计压力 5.8MPa，靖西二线设计压力 6.3MPa，可满足需要。	符合
3.	进、出输气站的输气管道必须设置截断阀。	《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015) 第 3.2.9 条	该项目进、出输气站的输气管道设有截断阀。	符合
4.	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	《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)	该项目输气管线未处于滑坡、崩塌、塌陷、	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
	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。	第 4.1.2 条	泥石流、洪水严重侵蚀等地质灾害地段。	
5.	输气管线通过的地区，应按沿线居民户数和(或)建筑物的密集程度，划分为四个地区等级，并应依据地区等级做出相应的管道设计。	《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015) 第 4.2.1 条	该项目输气管线通过的地区等级为三级。	符合
6.	输气管道应采用埋地方式敷设，特殊地段可采用土堤或地面形式敷设	《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015) 第 4.3.1 条	该项目输气管线采用埋地方式敷设。	符合
7.	埋地管道覆土层最小厚度应符合表 4.3.2 的规定。在不能满足要求的覆土厚度或外荷载过大、外部作业可能危及管道之处，均应采取保护措施。	《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015) 第 4.3.2 条	该项目天然气输气管线土方段管顶覆土深度不小于 1.5m。	符合
8.	输气管道通过人工或天然障碍物时，应符合现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB50423 和《油气输送管道跨越工程设计规范》GB50459 的有关规定。	《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015) 第 4.3.10 条	靖西一二线输气管道沿途穿越西沟 1 次，定向钻穿越当中洼沟 2 次，靖西一二线管道分别与在建西延高铁在里程 DK204+627（安民隧道）和 DK198+111（洛川隧道）交叉，输气管道穿越 S304 省道 1 次，靖西一线穿越乡村公路及机耕道 21 次，靖西二线管道穿越乡村公路及机耕道 14 次。该项目管道穿越 S304 省道段采用顶管方式穿越，保护套管采用钢筋混凝土套管，钢筋混凝土套管为 RCPIII1200×2000。输气管道穿越均符合规范要求。	符合
9.	弯管不得使用裙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) 第 4.3.16 条	弯管未使用裙皱弯或虾米弯弯管代替，管子对接偏差不大于 3。	符合
10.	输气管道应设置线路截断阀(室)。管道沿线相邻截断阀之间的间距应符合下列规定：	《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015) 第 4.5.1 条	该项目地区为三级地区，该项目新建了 1 座工艺站场（洛川分输	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
	以一级地区为主的管段不宜大于 32km；以二级地区为主的管段不宜大于 24km；以三级地区为主的管段不宜大于 16km；以四级地区为主的管段不宜大于 8km。		站），1 座 RTU 阀室（1# 阀室）。新建洛川分输站与新建阀室之间距离为 15km。	
11.	输气管道的设计输送能力应按设计委托书或合同规定的年或日最大输气量计算。当采用年输气量时，设计年工作天数应按 350d 计算。	《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015) 第 3.1.1 条	靖西一线设计流量 $10 \times 108\text{m}^3/\text{a}$ ，靖西二线设计流量 $30 \times 108\text{m}^3/\text{a}$ 。	符合
12.	管道通过土(石)坎、田坎、陡坡、河流、冲沟、峽峴、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	该项目输气管线因地制宜地采取保护管道和防止水土流失的水工保护措施。	符合
13.	管道沿线应设置里程桩、转角桩、标志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	该项目设置有转角桩、警示牌、加密桩、里程桩等。	符合
14.	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	输气管道采用的钢管和钢材，具有良好的韧性和焊接性能。	符合
15.	钢级不明的材料不应用于管道及其管道附件的制作。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	靖西一线线路采用 L360M-D426 $\times$ 8 螺旋缝埋弧焊钢管，靖西二线线路采用 L415M-D610 $\times$ 10 螺旋缝埋弧焊钢管；靖西一线热煨弯管采用 L360M-D426 $\times$ 10 直缝埋弧焊钢管、靖西二线热煨弯管采用 L415M-D610 $\times$ 12.5 直缝埋弧焊钢管。	符合
16.	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。	《中华人民共和国石油天然气管道保护法》第十八条	该项目管道沿线设置了标志桩。	符合
17.	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	《中华人民共和国石油天然气管道保护法》第三十条	该项目输气管线线路中心两侧 5m 地域范围内无条款中的危害管道安全的行为。	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
	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。			

评价小结：输气管线评价单元安全检查表共设检查项 17 项，经检查，全部符合《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)和《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)等法律、规范相关条款的要求。

5.2 站场评价单元

5.2.1 选址及周边环境子单元

选址及周边环境子单元安全检查表检查情况见表 5.2.1 所示：

表 5.2.1 选址及周边环境子单元安全检查表

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
1.	区域布置应根据石油天然气站场、相邻企业和设施的特点及火灾危险性，结合地形与风向等因素，合理布置。	《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)第 4.0.1 条	该项目洛川分输站及阀室布置合理。	符合
2.	石油天然气站场宜布置在城镇和居住区的全年最小频率风向的上风侧。在山区、丘陵地区建设站场，宜避开窝风地段。	《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)第 4.0.2 条	该项目洛川分输站及阀室布置在城镇和居住区的全年最小频率风向的上风侧，避开了窝风段。	符合
3.	石油天然气站场与周围居住区、相邻厂矿企业、交通线等的防火间距，不应小于表 4.0.4 的规定。	《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)第 4.0.4 条	该项目洛川分输站及阀室与周围居住区、相邻厂矿企业、交通线等的防火间距均满足要求。	符合
4.	站场址应具有满足建设需要的工程地质条件和水文地质条件。	《石油天然气工程总图设计规范》(SY/T 0048-2016)第 4.0.7 条	该项目洛川分输站及阀室站址满足要求。	符合
5.	站场址宜选在易于排除地面水的地段。	《石油天然气工程总图设计规范》(SY/T 0048-2016)第 4.0.8 条	该项目洛川分输站及阀室站址易于排出地面水。	符合
6.	火炬和放空管宜位于石油天然气	《石油天然气工程设	该项目洛川分输站位于	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
	站场生产区最小频率风向的上风侧，且宜布置在站场外地势较高处。火炬和放空管与石油天然气站场的间距：火炬由本规范第 5.2.1 条确定；放空管放空量等于或小于 $1.2\times 104\text{m}^3/\text{h}$ 时，不应小于 10m；放空量大于 $1.2\times 104\text{m}^3/\text{h}$ 且等于或小 $4\times 104\text{m}^3/\text{h}$ 时，不应小于 40m。	计防火规范》 (GB50183-2004) 第 4.0.8 条	石油天然气站场生产区最小频率风向的上风侧。放空管距离站区围墙 40m。	

评价小结：选址及周边环境子单元安全检查表共设检查项 6 项，经检查，全部符合《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)等相关规范的要求。

5.2.2 总平面布置及建(构)筑物子单元

总平面布置及建(构)筑物子单元安全检查表检查情况见表 5.2.2 所示：

表 5.2.2 总平面布置及建(构)筑物单元安全检查表

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
1.	石油天然气站场总平面布置，应根据其生产工艺特点、火灾危险性等级、功能要求，结合地形、风向等条件，经技术经济比较确定。	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB50183-2004) 第 5.1.1 条	该项目洛川分输站及阀室总平面布置，根据其生产工艺特点、火灾危险性等级、功能要求，结合地形、风向等条件，经技术经济比较确定。	符合
2.	石油天然气站场内的锅炉房、35kV 及以上的变（配）电所、加热炉、水套炉等有明火或散发火花的地点，宜布置在站场或油气生产区边缘。	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB50183-2004) 第 5.1.3 条	输气场站热水炉、厨房、变压器等布置在站场生产区边缘，距离符合要求。	符合
3.	石油天然气站场内的油气管道，宜地上敷设。	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB50183-2004) 第 5.1.6 条	该项目洛川分输站及阀室站场内的天然气管道地上敷设。	符合
4.	石油天然气站场内的绿化，应符合下列规定： 1 生产区不应种植含油脂多的树木，宜选择含水分较多的树种。 2 工艺装置区或甲、乙类油品储罐组与其周围的消防车道之间，不应种植	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB50183-2004) 第 5.1.8 条	该项目洛川分输站及阀室站场内无绿化树木。	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
	树木。 3 在油品储罐组内地面及土筑防火堤坡面可植生长高度不超过 0.15m、四季常绿的草皮。 4 液化石油气罐组防火堤或防护墙内严禁绿化。 5 站场内的绿化不应妨碍消防操作。			
5.	五级石油天然气站场总平面布置的防火间距，不应小于表 5.2.3 的规定。	《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004) 第 5.2.3 条	该项目洛川分输站，站场内总平面布置的防火间距均满足要求，见表 2.5.2-1。	符合
6.	五级油品站场和天然气站场值班休息室（宿舍、厨房、餐厅）距甲、乙类油品储罐不应小于 30m，距甲、乙类工艺设备、容器、厂房、汽车装卸设施不应小于 22.5m；当值班休息室朝向甲、乙类工艺设备、容器、厂房、汽车装卸设施的墙壁为耐火等级不低于二级的防火墙时，防火间距可减小（储罐除外），但不应小于 15m，并应方便人员在紧急情况下安全疏散。	《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004) 第 5.2.4 条	输气场站综合值班室距离生产区工艺设备距离为 25m，满足要求。	符合
7.	油气站场内消防车道布置应符合下列要求： 1 油气站场储罐组宜设环形消防车道。四、五级油气站场或受地形等条件限制的一、二、三级油气站场内的油罐组，可设有回车场的尽头式消防车道，回车场的面积应按当地所配消防车辆车型确定，但不宜小于 15m×15m。 2 储罐组消防车道与防火堤的外坡脚线之间的距离不应小于 3m。储罐中心与最近的消防车道之间的距离不应大于 80m。 3 铁路装卸设施应设消防车道，消防车道应与站场内道路构成环形，受条件限制的，可设有回车场的尽头车道，消防车道与装卸栈桥的距离不应大于 80m 且不应小于 15m。 4 甲、乙类液体厂房及油气密闭工艺设备距消防车道的间距不宜小于 5m。 5 消防车道的净空高度不应小于 5m；一、二、三级油气站场消防车道转弯半径不应小于 12m，纵向坡度不宜大	《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004) 第 5.3.2 条	该项目输气场站设有环形消防车道。生产区工艺设备距消防车道的间距不小于 5m。消防车道的净空高度不小于 5m；消防车道转弯半径不小于 12m，纵向坡度不大于 8%。	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
	于 8%。 6 消防车道与站场内铁路平面相交时,交叉点应在铁路机车停车限界之外;平交的角度宜为 90°,困难时,不应小于 45°。			
8.	石油天然气管道不得穿过与其无关的建筑物。	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB50183-2004) 第 6.1.4 条	石油天然气管道未穿过与其无关的建筑物。	符合
9.	站场生产设备宜露天或棚式布置,受生产工艺或自然条件限制的设备可布置在建筑物内。	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB50183-2004) 第 6.1.9 条	该项目洛川分输站内工艺装置均露天布置。	符合
10.	散发油气的生产设备,宜为露天布置或棚式建筑内布置。甲、乙类火灾危险性生产厂房泄压面积、泄压措施应按现行国家标准《建筑设计防火规范》GBJ 16 的有关规定执行。	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB50183-2004) 第 6.9.2 条	输气场站工艺设备露天布置,阀室自然通风通风量按换气次数不小于 8 次/h,墙面和屋面均设置了通风设施,墙面设置百叶窗,百叶窗材质为铝合金,屋面设置了 2 组无动力排风机。	符合
11.	当不同火灾危险性类别的房间布置在同一栋建筑物内时,其隔墙应采用非燃烧材料的实体墙。	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB50183-2004) 第 6.9.3 条	阀室阀组间和设备间之间采用非燃烧材料的实体墙分隔。	符合
12.	甲、乙类火灾危险性生产厂房应设向外开启的门,且不宜少于两个,其中一个应能满足最大设备(或拆开最大部件)的进出要求,建筑面积小于或等于 100m ² 时,可设一个向外开启的门。	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB50183-2004) 第 6.9.4 条	阀室建筑面积 64.72 m ² ,不足 100m ² ,设有 1 个向外开启的门。	符合
13.	配电室的门、窗关闭应密合;与室外相通的洞、通风孔应设防止鼠、蛇类等小动物进入的网罩,其防护等级不宜低于现行国家标准《外壳防护等级(IP)代码》GB4208 规定的 IP3X 级。直接与室外露天相通的通风孔尚应采取防止雨、雪飘入的措施。	《低压配电设计规范》 (GB50054-2011) 第 4.3.7 条	洛川分输站配电室设置了挡鼠板。	符合

评价小结:总平面布置及建(构)筑物子单元安全检查表共设检查项 13 项,经检查,全部符合《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)等规范的相关要求。

5.2.3 设备、设施及工艺子单元

设备、设施及工艺子单元安全检查表检查情况见表 5.2.3 所示：

表 5.2.3 设备、设施及工艺子单元安全检查表

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
1.	输气站设计输气能力应与管道系统设计输气能力匹配。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第 6.2.1 条	该项目洛川分输站及阀室的输气能力与管道系统设计输气能力相匹配。	符合
2.	调压及计量设计应符合下列规定： 1 应满足输气工艺、生产运行及检修需要；2 在需控制压力及需要对气体流量进行控制和调节的管段上应设置调压设施，调压应注意节流温降的影响；3 具有贸易交接、设备运行流量分配和自耗气的工艺管路上应设置计量设施；4 计量流程的设计及设备的选择应满足流量变化的要求。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第 6.2.3 条	该项目洛川分输站的调压及计量设计符合要求。	符合
3.	清管设施设计应符合下列规定： 1 清管设施宜与输气站合并建设，当输气站站间距超过清管器可靠运行距离时，应单独设置清管站；2 清管工艺应采用不停气密闭清管工艺流程，进出站的管段上宜设置清管器通过指示器；清管器收、发筒的结构尺寸应能满足通过清管器或智能检测器的要求；4 清管作业清除的污物应进行收集处理，不得随意排放。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第 6.2.4 条	该项目洛川分输站的清管设施设计满足要求。	符合
4.	输气站生产的污水宜集中收集，应根据污物源的点位、数量、物性参数等设计排污管道系统，排污管道的终端应设排污池或排污罐。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第 6.2.6 条	输气场站生产区污液集中收集，通过排污管道排放至排污池，定期清理。	符合
5.	输气站放空设计应符合下列规定： 1 输气站应设放空立管，需要时还可设放散管；2 输气站天然气宜经放空立管集中排放，也可分区排放，高、低压放空管线应分别设置，不同排放压力的天然气放空管线汇入同一排放系统时，应确保不同压力的放空点能同时畅通排放；3 当输气站设置紧急放空系统时，设计应满足在 15min 内将站内设备及管道内压力从最初的压力降到设计压力的 50%；4 从放空阀门排气口至放空设施的接入点	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第 3.4.7 条	该项目洛川分输站的放空满足要求。	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
	之间的放空管线,用管的规格不应缩径。			
6.	甲、乙类油品储罐、容器、工艺设备和甲、乙类地面管道当需要保温时,应采用非燃烧保温材料;低温保冷可采用泡沫塑料,但其保护层外壳应采用不燃烧材料。	《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004) 第 6.1.7 条	该项目天然气输气管线保温采用非燃烧保温材料。	符合
7.	甲、乙类油品储罐、容器、工艺设备的基础:甲、乙类地面管道的支、吊架和基础应采用非燃烧材料,但储罐底板垫层可采用沥青砂。	《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004) 第 6.1.8 条	工艺区的基础、天然气地面管道的支、吊架和基础采用非燃烧材料。	符合
8.	防爆电气设备的级别和组别不应低于该爆炸性气体环境内爆炸性气体混合物的级别和组别。	《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB50058-2014) 第 5.2.3 条	场站的电气设备、低压开关等的防爆等级符合规范要求。	符合
9.	进出装置的可燃气体、液化石油气、可燃液体的管道,在装置边界处应设截断阀和 8 字盲板或其他截断设施,确保装置检修安全。	《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004) 第 6.3.7 条	该项目进出装置的管道,在装置边界处设截断阀。	符合
10.	站内所有工艺管道均应采用钢管及钢质管件。钢管材料应符合本规范第 5.2 节的有关规定。	《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004) 第 6.7.1 条	输气场站站内所有工艺管道均应采用钢管及钢质管件。	符合
11.	进出天然气站场的天然气管道应设截断阀,并应能在事故状况下易于接近且便于操作。	《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004) 第 6.1.1 条	进出输气站场的天然气管道设有截断阀。	符合
12.	站场地面以上的钢质管道和金属设施应采用防腐层进行防腐蚀防护。	《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004) 第 6.8.1 条	输气站场地面以上的钢质管道和金属设施采用防腐层进行防腐蚀防护。	符合
13.	放空管道必须保持畅通,并应符合下列要求: 1 高压、低压放空管宜分别设置,并应直接与火炬或放空总管连接; 2 不同排放压力的可燃气体放空管接入同一排放系统时,应确保不同压力的放空点能同时安全排放。	《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004) 第 6.8.6 条	该项目放空管道符合要求。	符合
14.	工业管道内物质的流向用箭头表示。	《工业管道的基本识别色、识别符号和安全标识》GB7231-2003 第	洛川分输站工艺区部分工艺管道缺少介质流向箭头。	不符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
		5.2 条		

评价小结，设备、设施及工艺子单元安全检查表共设检查 14 项，经检查有 1 项不符合要求，即洛川分输站工艺区部分工艺管道缺少介质流向箭头。

5.3 公用工程及辅助设施评价单元

该项目公用工程及辅助设施单元符合性评价，分为 4 个子单元进行评价，主要依据《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)、《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)、《钢制管道外腐蚀控制规范》(GB/T21447-2008)、《埋地钢质管道阴极保护设计规范》(GB/T21448-2008)、《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)、《建筑灭火器配置设计规范》(GB50140-2005)等规范的有关条款编制安全检查表进行评价，具体评价内容及评价结果见表 5.3 所示：

表 5.3 公用工程安全检查表

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
自控及通信子单元				
1.	输气管道应设置测量、控制、监视仪表及控制系统。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第 8.1.1 条	该项目设有测量、控制、监视仪表及控制系统。	符合
2.	监控与数据采集(SCADA)系统宜包括调度控制中心的计算机系统、管道各站场的控制系统、远程终端装置(RTU)以及数据通信系统。系统应为开放型网络结构，具有通用性、兼容性和可扩展性。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第 8.1.3 条	SCADA系统主要由调度控制中心的计算机系统输气站场站控系统(SCS)、阀室RTU系统、输气管理处监控终端及通信系统构成。	符合
3.	输气站宜设置站场控制系统。站场控制系统宜具备下列功能： 1 采集和监控主要工艺变量和设备运行状态；2 站场安全联锁保护；3 工艺流程的动态显示、工艺变量和设备运行状态报警显示、管理及事件的查询；4 数据的采	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第 8.3.1 条	该项目站场控制系统功能满足要求。	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
	集、归档、管理以及趋势图显示,生产统计报表的生成和打印;5向调度控制中心发送实时数据,执行调度控制中心发送的指令。			
4.	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讯设备。	《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)第 9.0.8 条	管线巡线工配备有移动通信设备。	符合
5.	站场值班室应设火警电话,火警电话宜为公网直拨电话或消防部门专用火警系统电话。	《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)第 9.0.9 条	洛川分输站值班室设火警电话。	符合
供配电子单元				
6.	输气站及阀室的供电电源应从所在供电营业区的电力系统取得。当无法取得外部电源,或经技术经济分析后取得电源不合理时,宜设置自备电源。	《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)第 10.1.1 条	该项目输气站及阀室的供电电源均从所在供电营业区的电力系统取得。	符合
7.	输气站及阀室应根据输气管道的重要性、运行需求和供电可靠性,确定主要设备的用电负荷等级,并应符合下列规定: 1 输气站的用电负荷等级不宜低于重要电力用户的二级负荷,当中断供电将影响输气管道运行或造成重大经济损失时,应为重要电力用户的一级负荷; 2 调度控制中心用电负荷等级宜为一级负荷,阀室用电负荷等级不宜低于三级负荷; 3 输气站及阀室用电单元的负荷等级宜符合表 10.1.3 的规定。	《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)第 10.1.3 条	该项目站区工艺生产设备、仪表设备(包括可燃气体检测报警器)和消防设备用电负荷等级为二级,其他设备用电负荷等级为三级。	符合
8.	供电要求应符合下列规定: 1 重要电力用户的供电电源配置应按现行国家标准《重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范》GB/Z29328 的有关规定执行; 2 消防设备的供电应按现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的有关规定执行; 3 输气站因突然停电会造成设备	《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)第 10.1.4 条	该项目洛川分输站站内设 10/0.4kV 箱式变电站 1 座。变压器容量为 1×315kVA。变压器采用高压断路器和综保保护装置保护。洛川分输站为二级负荷,由外部 10KV 电源经箱式变电站降压后作为站内主电源,在站内设 300kW 户外静音型箱式燃气发电机组作为备	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
	损坏或作业中断时,站内重要负荷应配置应急电源,其中控制、仪表、通信等重要负荷,应采用不间断电源供电,蓄电池后备时间不宜小于 1.5h。		用电源。主备电源在箱式变电站的低压进线柜内通过双位转换隔离开关实现手动切换。站内的重要的负荷(包括自控仪表系统、通信设备等),采用不间断电源(UPS)供电,均满足各站场用电需求。	
9.	配电线路应装设短路保护和过负荷保护。	《低压配电设计规范》 (GB50054-2011) 第 6.1.1 条	该项目配电线路设有短路及过载保护。	符合
10.	爆炸性环境内设置的防爆电气设备应符合现行国家标准 GB3836.1 的有关规定。	《爆炸危险环境电力装置设计规范》 (GB50058-2014) 第 5.1.1 条	爆炸区域内电气防爆等级不低于 II BT4。	符合
11.	在爆炸危险区内,除在配电盘、接线箱或采用金属导管配线系统内,无护套的电线不应作为供配电线路。	《爆炸危险环境电力装置设计规范》 (GB50058-2014) 第 5.4.1 条	爆炸区域内电力线路均有护套保护。	符合
12.	输气站照明应符合下列规定: 1、室内照明应符合现行国家标准《建筑照明设计标准》GB50034 的有关规定,室外照明应符合现行国家标准《室外作业场地照明设计标准》GB 50582 的有关规定; 2、控制室、值班室、发电房及消防等重要场所应设应急照明; 3、人员活动场所应设置安全疏散照明,人员疏散的出口和通道应设置疏散照明。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第 10.1.6 条	该项目站场及阀室的照明符合条款要求。	符合
13.	工艺装置内露天布置的塔、容器等,当顶板厚度等于或大于 4mm 时,可不设避雷针保护,但必须设防雷接地。	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB50183-2004) 第 9.2.2 条	该项目输气站及阀室均设置有防静电接地装置。	符合
14.	对爆炸、火灾危险场所内可能产生静电危险的设备和管道,均应采取防静电措施。	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB50183-2004) 第 9.3.1 条	该项目在爆炸、火灾危险场所内的设备和管道均设有防静电装置。	符合
15.	地上或管沟内敷设的石油天然气管道,在下列部位应设防静电接	《石油天然气工程设计防火规范》	该项目地上敷设的天然气管道设置的防静电接地装	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
	地装置： 1 进出装置或设施处。 2 爆炸危险场所的边界。 3 管道泵及其过滤器、缓冲器等。 4 管道分支处以及直线段每隔 200~300m 处。	(GB50183-2004) 第 9.3.2 条	置符合要求。	
防腐与保温子单元				
16.	站场地面以上的钢质管道和金属设施应采用防腐层进行防腐蚀防护。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第 6.8.1 条	站场金属工艺管道进行了防腐工艺保护。	符合
17.	输气管道应采取外防腐层加阴极保护的联合防护措施，管道的防腐蚀设计应符合现行国家标准《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T 21447 的有关规定。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第 4.6.1 条	该项目输气管道均采用外防腐层加阴极保护的联合防护措施。	符合
给排水及消防子单元				
18.	输气站的给水水源应根据生产、生活、消防用水量及水质要求，结合当地水源条件及水文地质资料等因素综合比较确定。	《输气管道工程设计规范》 (GB50251-2015) 第 10.2.1 条	该项目从用地北侧的洛河小区的室外消火栓环网上引入两路 DN100 的消防给水管网，在场站内形成消防给水环网。该项目与洛河小区共用一套室外消防系统，水量水压满足该项目室外消火栓系统用水要求。洛川分输站给水水源接市政给水，供水压力 0.3MPa，其水质符合《生活饮用水卫生标准》GB5749 中相关要求。	符合
19.	给水管道的的位置，不得妨碍生产操作，交通运输和建筑物的使用。管道不得布置在遇水会引起燃烧、爆炸或损坏的原料、产品和设备的上面，并应避免在生产设备上面通过。	《建筑给水排水设计标准》 (GB50015-2019) 第 2.4.2 条	该项目给水管道的的位置不妨碍生产操作，交通运输和建筑物的使用。	符合
20.	石油天然气生产装置采用计算机控制的集中控制室和仪表控制间，应设置火灾报警系统和手提式、推车式气体灭火器。	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB50183-2004) 第 8.6.7 条	控制室设有手提式气体灭火器及火灾报警系统。	符合
21.	手提式灭火器宜设置在灭火器箱内或挂钩、托架上，其顶部离地	《建筑灭火器配置设计规范》	灭火器设置在灭火器箱内。	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
	面高度应小于 1.50m;底部距地面高度不宜小于 0.08m。灭火器箱不得上锁。	(GB50140-2005) 第 5.1.3 条		
22.	灭火器不宜设置在潮湿或强腐蚀性的地点。当必须设置时,应有相应的保护措施。灭火器设置在室外时,应有相应的保护措施。	《建筑灭火器配置设计规范》 (GB50140-2005) 第 5.1.4 条	灭火器未设置在腐蚀性强或潮湿地点。	符合
23.	一个计算单元内配置的灭火器数量不得少于 2 具。	《建筑灭火器配置设计规范》 (GB50140-2005) 第 6.1.1 条	每个灭火单元均不少于 2 具。	符合
24.	每个设置点的灭火器数量不宜多于 5 具。	《建筑灭火器配置设计规范》 (GB50140-2005) 第 6.1.2 条	每个点未设置超过 5 具。	符合

评价小结:公用工程及辅助设施评价单元安全检查表共设检查项目 24 项,经检查全部符合相关规范的条款要求。

5.4 安全管理评价单元

该项目安全管理符合性评价,主要依据《中华人民共和国安全生产法》、《危险化学品安全管理条例》、《中华人民共和国消防法》、《特种设备安全监察条例》、《陕西省安全生产条例》、《生产安全事故应急预案管理办法》、《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》等相关法律、法规和规范性文件,以及标准、规范的有关条款编制安全检查表进行评价,具体评价内容及评价结果见表 5.4 所示:

表 5.4 安全管理评价单元安全检查表

序号	检查内容	检查依据	实际情况	检查结果
1.	生产经营单位必须遵守本法和其他有关安全生产的法律、法规,加强安全生产管理,建立、健全安全生产责任制和安全生产规章制度,改善安全生产条件,推进安全生产标准化建设,提高安全生产水平,确保安全生产。	《中华人民共和国安全生产法》 第 4 条	公司建立有完善的安全生产责任制和安全生产管理制度。	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	检查结果
2.	生产经营单位的主要负责人是本单位安全生产第一责任人,对本单位的安全生产工作全面负责。	《中华人民共和国安全生产法》 第 5 条	该公司的主要负责人对安全负全责。	符合
3.	生产经营单位应当具备的安全生产条件所必需的资金投入,由生产经营单位的决策机构、主要负责人或者个人经营的投资人予以保证,并对由于安全生产所必需的资金投入不足导致的后果承担责任。	《中华人民共和国安全生产法》 第 23 条	该公司设有专项安全生产投资。	符合
4.	矿山、金属冶炼、建筑施工、道路运输单位和危险物品的生产、经营、储存单位,应当设置安全生产管理机构或者配备专职安全生产管理人员。	《中华人民共和国安全生产法》 第 24 条	该公司设置了安全生产管理机构并配备有专职安全生产管理人员。	符合
5.	危险物品的生产、经营、储存单位以及矿山、金属冶炼、建筑施工、道路运输单位的主要负责人和安全生产管理人员,应当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。	《中华人民共和国安全生产法》 第 27 条	主要负责人和安全生产管理人员均取得了安全生产知识和管理能力考核合格证。	符合
6.	压力表的检定和维护应当符合国家计量部门的有关规定,压力表安装前应当进行检定,在刻度盘上应当划出指示工作压力的红线,注明下次校验日期。压力表检定后应当加铅封。	《固定式压力容器安全技术监察规程》 (TSG21-2016)第 9.2.1.2 条	压力表安装前进行了检定,在刻度盘上划了指示红线,压力表注明了下次校验日期。	符合
7.	压力表的检定周期可根据使用环境及使用频繁程度确定,一般不超过 6 个月。	《弹性元件式一般压力表、压力真空表和真空表》 (JJG52-2013)第 7.5 条	该项目压力表经检定合格,检定证书均在有效期内。	符合
8.	生产经营单位不得使用应当淘汰的危及生产安全的工艺、设备。	《中华人民共和国安全生产法》 第 38 条	该项目未使用淘汰的危及生产安全的工艺和设备。	符合
9.	生产经营单位的特种作业人员必须按照国家有关规定经专门的安全作业培训,取得相应资格,方可上岗作业。	《中华人民共和国安全生产法》 第 30 条	该项目的特种作业人员均持证上岗。	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	检查结果
10.	生产经营单位应当在有较大危险因素的生产经营场所和有关设施、设备上，设置明显的安全警示标志。	《中华人民共和国安全生产法》第 35 条	该项目分输站及阀室设置了明显的安全警示标志。	符合
11.	生产经营单位必须依法参加工伤保险，为从业人员缴纳保险费。国家鼓励生产经营单位投保安全生产责任保险；属于国家规定的高危行业、领域的生产经营单位，应当投保安全生产责任保险。	《中华人民共和国安全生产法》第 51 条	该公司参加了工伤保险，投保了安全生产责任保险。	符合
12.	危险物品的生产、经营、储存单位以及矿山、金属冶炼、城市轨道交通运营、建筑施工单位应当建立应急救援组织；生产经营规模较小的，可以不建立应急救援组织，但应当指定兼职的应急救援人员。	《中华人民共和国安全生产法》第 82 条	该项目应急救援组织依托公司现有的应急救援组织。	符合
13.	生产经营单位应当教育和督促从业人员严格执行本单位的安全生产规章制度和安全操作规程；并向从业人员如实告知作业场所和工作岗位存在的危险因素、防范措施以及事故应急措施。	《中华人民共和国安全生产法》第 44 条	制订有安全生产规章制度和安全操作规程。	符合
14.	生产经营单位必须为从业人员提供符合国家标准或者行业标准的劳动防护用品，并监督、教育从业人员按照使用规则佩戴、使用。	《中华人民共和国安全生产法》第 45 条	该公司按期发放劳动防护用品。	符合
15.	管道企业应当定期对管道进行检测、维修，确保其处于良好状态；对管道安全风险较大的区段和场所应当进行重点监测，采取有效措施防止管道事故的发生。	《中华人民共和国石油天然气管道保护法》第二十三条	该公司定期对管道进行检测、维修，确保其处于良好状态。对高后果区进行重点监测和管控。	符合
16.	管道企业应当配备管道保护所必需的人员和技术装备，研究开发和使用先进适用的管道保护技术，保证管道保护所必需的经费投入。	《中华人民共和国石油天然气管道保护法》第二十四条	该公司配备了管道保护所必需的人员和技术装备。	符合
17.	禁止在本法第五十八条第一项所列管道附属设施的上方架设电力线路、通信线路或者在储气库构造区域范围内进行工程挖掘、工程钻探、采矿。	《中华人民共和国石油天然气管道保护法》第二十九条	该项目管道附属设施的上方无架设电力线路、通信线路。	符合
18.	管道企业应当制定本企业管道事	《中华人民共和国	该公司制了应急预案，并	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	检查结果
	故应急预案，并报管道所在地县级人民政府主管管道保护工作的部门备案；配备抢险救援人员和设备，并定期进行管道事故应急救援演练。	《石油天然气管道保护法》第三十九条	在主管部门进行了备案；配备了抢险救援人员和设备，并定期进行管道事故应急救援演练。	
19.	生产经营单位编制的各类应急预案之间应当相互衔接，并与相关人民政府及其部门、应急救援队伍和涉及的其他单位的应急预案相衔接。	《生产安全事故应急预案管理办法》第十八条	该公司应急预案与当地预案衔接。	符合
20.	生产经营单位的应急预案经评审或者论证后，由本单位主要负责人签署，向本单位从业人员公布，并及时发放到本单位有关部门、岗位和相关应急救援队伍	《生产安全事故应急预案管理办法》第二十四条	该公司应急预案经主要负责人签发，并发布全公司。	符合
21.	生产经营单位应当对从业人员进行安全生产教育和培训，并做好记录考核。培训内容包括安全生产法律法规、岗位安全操作规程、操作技能、防范措施和事故应急措施等。从业人员未经安全生产教育和培训合格，不得上岗作业。	《陕西省安全生产条例》第 17 条	该公司对从业人员进行安全生产教育和培训，并做好记录考核。	符合
22.	任何单位和个人不得生产、经营、使用国家禁止生产、经营、使用的危险化学品。国家对危险化学品的使用有限制性规定的，任何单位和个人不得违反限制性规定使用危险化学品。	《危险化学品安全管理条例》第五条	该项目不涉及国家禁止生产、经营、使用的危险化学品。	符合
23.	特种设备使用单位应当在特种设备投入使用前或者投入使用后三十日内，向负责特种设备安全监督管理的部门办理使用登记，取得使用登记证书。登记标志应当置于该特种设备的显著位置。	《中华人民共和国特种设备安全法》第三十三条	特种设备显著位置设置了使用登记证。	符合

评价小结：该公司配备了专职安全管理人员，制定了相应的安全管理制度和安全生产责任制；对从业人员进行了安全教育和培训，配备了个人防护用品和应急救援器材；日常管理满足安全生产要求，安全投入能有效实施；企业编制了事故应急预案，配备了必要的应急救援器材和消防

设施。

安全管理评价单元共检查 23 项，经检查全部符合相关法律、规范的条款要求。

5.5 重大事故隐患检查单元

依据《特种设备重大事故隐患判定准则》(GB45067-2024)对该项目压力管道、容器是否构成特种设备重大事故隐患进行检查分析，详见下表 5.5-1。

表 5.5-1 特种设备重大事故隐患检查单元安全检查表

序号	检查项目及内容	实际情况	依据	检查结果
1	特种设备未取得许可生产、因安全问题国家明令淘汰、已经报废或者达到报废条件。	洛川分输站特种设备取得许可生产，不是国家明令淘汰，不是报废或者达到报废条件的产品。	《特种设备重大事故隐患判定准则》(GB45067-2024) 第 4.1 条 a)	不构成
2	特种设备发生过事故，未对其进行全面检查、消除事故隐患。	洛川分输站特种设备未发生过事故。	《特种设备重大事故隐患判定准则》(GB45067-2024) 第 4.1 条 b)	不构成
3	未按规定进行监督检验或者监督检验不合格。	洛川分输站特种设备已按规定进行了监督检验，检验结论合格。	《特种设备重大事故隐患判定准则》(GB45067-2024) 第 4.1 条 c)	不构成
4	固定式压力容器改做移动式压力容器使用。	洛川分输站不存在固定式压力容器改做移动式压力容器使用的情况。	《特种设备重大事故隐患判定准则》(GB45067-2024) 第 4.3 条 b)	不构成
5	固定式压力容器、移动式压力容器的安全阀、爆破片装置、紧急切断装置缺失或失效。	洛川分输站压力容器设置的安全阀、紧急切断装置均正常使用。	《特种设备重大事故隐患判定准则》(GB45067-2024) 第 4.3 条 c)	不构成
7	快开门式压力容器的快开安全保护连锁装置缺失或失效。	洛川分输站快开门式压力容器的快开安全保护连锁装置完好。	《特种设备重大事故隐患判定准则》(GB45067-2024) 第 4.3 条 d)	不构成
8	压力管道安全阀、爆破片装置、紧急切断装置缺失或失效。	洛川分输站压力管道设置的安全阀、紧急切断装置均正常使用。	《特种设备重大事故隐患判定准则》(GB45067-2024) 第 4.4 条 b)	不构成

评价小结：通过检查表分析可知，该项目不存在特种设备重大事故隐

患。

依据《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(试行)》(安监总管三[2017]121 号)对该项目是否构成重大隐患进行检查分析，详见下表 5.5-2。

表 5.5-2 重大隐患检查单元安全检查表

序号	检查项目及内容	实际情况	检查结果
1	危险化学品生产、经营单位主要负责人和安全生产管理人员未依法经考核合格。	该公司主要负责人和安全生产管理人员均依法经考核合格，取得考核合格证。	不构成
2	特种作业人员未持证上岗。	该公司特种作业人员持证上岗。	不构成
3	涉及“两重点一重大”的生产装置、储存设施外部安全防护距离不符合国家标准要求。	该公司天然气为重点监管的危险化学品，但该项目不涉及生产装置和储存设施。	不构成
4	涉及重点监管危险化工工艺的装置未实现自动化控制，系统未实现紧急停车功能，装备的自动化控制系统、紧急停车系统未投入使用。	该项目不涉及重点监管的危险化工工艺。	不构成
5	构成一级、二级重大危险源的危险化学品罐区未实现紧急切断功能；涉及毒性气体、液化气体、剧毒液体的一级、二级重大危险源的危险化学品罐区未配备独立的安全仪表系统。	该项目不构成重大危险源。	不构成
6	全压力式液化烃储罐未按国家标准设置注水措施。	不涉及。	不构成
7	液化烃、液氨、液氯等易燃易爆、有毒有害液化气体的充装未使用万向管道充装系统。	不涉及。	不构成
8	液化烃、液氨、液氯等易燃易爆、有毒有害液化气体的充装未使用万向管道充装系统。	不涉及。	不构成
9	地区架空电力线路穿越生产区且不符合国家标准要求。	该项目无架空电力线路穿越生产区。	不构成
10	在役化工装置未经正规设计且未进行安全设计诊断。	不涉及	不构成
11	使用淘汰落后安全技术工艺、设备目录列出的工艺、设备。	未使用淘汰落后的工艺、设备。	不构成
12	涉及可燃和有毒有害气体泄漏的场所未按国家标准设置检测报警装置，爆炸危险场所未按国家标准安装使用防爆电气设备。	该项目按国家标准设置可燃气体检测报警装置，爆炸危险场所按国家标准安装使用防爆电气设备。	不构成
13	控制室或机柜间面向具有火灾、爆炸危险性装置一侧不满足国家标准关于防火防爆的要求。	控制室或机柜间面向具有火灾、爆炸危险性装置一	不构成

序号	检查项目及内容	实际情况	检查结果
		侧满足国家标准关于防火防爆的要求。	
14	化工生产装置未按国家标准要求设置双重电源供电，自动化控制系统未设置不间断电源。	该项目自控系统设置了不间断电源。	不构成
15	安全阀、爆破片等安全附件未正常投用。	安全阀等安全附件正常投用。	不构成
16	未建立与岗位相匹配的全员安全生产责任制或者未制定实施生产安全事故隐患排查治理制度。	该公司建立了与岗位相匹配的全员安全生产责任制，制定实施生产安全事故隐患排查治理制度。	不构成
17	未制定操作规程和工艺控制指标。	该公司制定了相关操作规程和工艺控制指标。	不构成
18	未按照国家标准制定动火、进入受限空间等特殊作业管理制度，或者制度未有效执行。	该公司制定了动火、进入受限空间等特殊作业管理制度。	不构成
19	新开发的危险化学品生产工艺未经小试、中试、工业化试验直接进行工业化生产；国内首次使用的化工工艺未经过省级人民政府有关部门组织的安全可靠性论证；新建装置未制定试生产方案投料开车；精细化工企业未按规范性文件要求开展反应安全风险评估。	该项目试运前制定了试运行方案。	不构成
20	未按国家标准分区分类储存危险化学品，超量、超品种储存危险化学品，相互禁配物质混放混存。	不涉及。	不构成

评价小结：通过检查表分析可知，该项目不存在重大生产安全事故隐患。

5.6 定量评价

该工程涉及的天然气输气管道输送过程中若发生泄漏，高压气体会从破裂处喷出，对人员造成窒息事故。若泄漏的天然气浓度达到爆炸极限，遇点火源极易发生火灾、爆炸，可能造成更为严重的人员伤亡和财产损失。

本次评价将根据气体泄漏模型确定天然气管道的气体泄漏量，通过火灾爆炸事故后果模拟法定量评价可能造成的损害。

该工程靖西一线设计压力 5.8MPa；靖西二线设计压力 6.3MPa，所输送天然气高热值取 37000kJ/Nm³，气体密度取 0.7163kg/m³。选取靖西二线设计压力 6.3MPa 作为计算。

管道在运行中，采取压力和流量检测与控制，设置紧急截断阀等措施，一般泄漏时间较短，本次评价假设泄漏时间为 10min。

根据以往事故案例统计和分析可知，外部干扰引起的事故中，管道泄漏多表现为孔洞型泄漏，约占外部干扰事故的 56.7%，随着制造、加工工艺的提高和埋深的增加，管线完全断裂的可能性很小，因此，本次评价将泄漏事故规模划分为两级：

小型泄漏：泄漏孔径 20mm

$$\text{对应面积 } A_1 = 3.14 \times (20 \div 2)^2 = 3.14 \times 10^{-4} \text{ m}^2$$

中型泄漏：泄漏孔径 80mm

$$\text{对应面积 } A_2 = 3.14 \times (80 \div 2)^2 = 5.024 \times 10^{-3} \text{ m}^2$$

(1) 判断气体流动类型

$$P_0/P = (1.01 \times 10^5) / (6.3 \times 10^6) = 0.16031$$

$$\left[\frac{2}{k+1} \right]^{\frac{k}{k-1}} = \left[\frac{2}{1.3+1} \right]^{\frac{1.3}{1.3-1}} = 0.5457$$

式中： P_0 —环境压力，Pa

P —管道内介质压力，Pa

k —介质绝热系数，天然气取 1.3。

$\frac{P_0}{P} < \left[\frac{2}{k+1} \right]^{\frac{k}{k-1}}$ ，因此，天然气泄漏时的气体流动属于音速流动。

(2) 计算泄漏速度与泄漏量

对应音速流动，泄漏速度通过下式计算：

$$Q_0 = C_d A P \sqrt{\frac{Mk}{RT} \left[\frac{2}{k+1} \right]^{\frac{k+1}{k-1}}} \quad (1)$$

式中： Q_0 —泄漏速度，kg/s

C_d —泄漏系数，当裂口为圆形时取 1.0

A —裂口面积， m^2

P —管道内介质压力，Pa

M —介质分子量，天然气按甲烷计算，取 0.016kg/mol

k —介质绝热系数，天然气取 1.3

R —气体常数，取 8.314J/(mol · K)

T —介质温度，K

代入公式(1)：

①小型泄漏：

$$Q_0=1.0\times3.14\times10^{-4}\times6.3\times10^6\times\sqrt{\frac{0.016\times1.3}{8.314\times293.15}}\times\left(\frac{2}{1.3+1}\right)^{\frac{1.3+1}{2(1.3-1)}}$$

=16kg/s，10min 泄漏量为 $m_1=16\times600=9600\text{kg}$ 。

②中型泄漏：

$$Q_0=1.0\times5.024\times10^{-3}\times6.3\times10^6\times\sqrt{\frac{0.016\times1.3}{8.314\times293.15}}\times\left(\frac{2}{1.3+1}\right)^{\frac{1.3+1}{2(1.3-1)}}$$

=54.1kg/s，10min 泄漏量为 $m_2=54.1\times600=32460\text{kg}$ 。

(3) 伤害等级及危害计算

根据荷兰应用研究院 TNO(1979) 建议，可按下式预测蒸汽云爆炸的冲击波损害半径：

$$R=C_s(N\cdot E)^{1/3}\quad (2)$$

$$E=VH_c$$

式中： R —损害半径

C_s —经验常数，取决于损害等级，参照下表 5.5-1 取值

N —效率因子，一般取 10%

E —爆炸能量，kJ

V —天然气体积， m^3

H_c —天然气高燃烧热值， kJ/m^3

表 5.6-1 损害等级表

损害等级	C_s	设备损坏	人员伤害
1	0.03	重创建筑物的加工设备	1%死于肺部伤害、>50%耳膜破裂、>50%被碎片击伤

2	0.06	损坏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	玻璃破碎	被碎玻璃击伤
4	0.4	10%玻璃破碎	--

常温常压下该工程天然气高发热值取 $35.81\text{MJ}/\text{m}^3$ ，密度取 $0.6972\text{kg}/\text{m}^3$ ，则对小型泄漏 $V_1=9600/0.6972=13769.3\text{m}^3$ ，对中型泄漏 $V_2=32460/0.6972=46557.7\text{m}^3$ 。

按(2)式计算损害半径结果见表 5.6-2：

表 5.6-2 损害半径表

损害等级	C_s	小型泄漏(孔径 20mm)	中型泄漏(孔径 80mm)
1	0.03	11.1	16.6
2	0.06	22.1	33.2
3	0.15	55.3	83.0
4	0.40	147.5	221.4

由上表 5.7-1 及 5.7-2 可以看出，管道设计压力为 6.3MPa，当泄漏 10min 后遇点火源发生爆炸，对于小型泄漏(孔径 20mm)，周围 11.1m 范围内损害等级达到 1 级，即蒸汽云爆炸产生的冲击波将重创范围内建筑物的加工设备，1%人员死于肺部伤害，半数以上人员耳膜破裂或被碎片击伤。当为中型泄漏(孔径 80mm)时，1 级损害范围扩大至 16.6m。随着范围的扩大，损害等级都将降低。

6 安全管理

6.1 安全管理机构设置

陕西省天然气股份有限公司设有安全生产管理机构，并为该项目配备专职安全管理人员，公司主要负责人和安全生产管理人员均持有主要负责人资格证、安全管理人员资格证；公司定期对作业人员进行教育培训。公司已建立、健全相关的安全生产责任制及安全管理制度，也建立了完善的应急救援组织体系，并配备了应急救援人员及必要的应急救援器材和设备。

6.2 人员编制与安全管理人员设置

该项目共新增人员 10 名。洛川分输站为有人值守站场，新增人员 4 名。阀室为 RTU 无人值守阀室，不增加定员。新增 6 名线路巡检人员。

6.3 安全管理制度、操作规程

该项目输气场站、阀室以及输气管道依托原有陕西省天然气股份有限公司的安全管理制度和操作规程可满足要求。该公司制定了全员安全生产责任制和安全生产规章制度，制定了完善的操作规程。

(1) 安全管理制度

安全生产管理制度、输气场站、线路安全管理制度、安全风险分级管控管理制度、安全生产和环境保护、消防安全责任制度、消防管理制度、安全生产和环境保护、消防安全委员会工作制度、场站（班组）星级评定管理办法、安全费用管理办法、安全管理人员管理办法、生产安全事故应急管理制度、注册安全工程师管理办法、安全生产承诺制度、安全生产和环境保护风险抵押金管理办法、安全生产标准化自评管理办法、安全生产（环境保护）奖惩实施办法、特殊作业安全管理办法、劳动防护用品管理办法、生产安全事故隐患排查整治工作制度、治安保卫、反恐主义工作管理办法、工伤管理办法、生态环境保护管理制度、安全隐患整治专项积分考核办法、固体废物污染环境防治管理办法、建设项目合法合规手续办

理管理办法、防雷安全管理办法、职业卫生管理办法、建设工程施工安全管理办法、外包安全管理制度等。

(2) 安全操作规程

PLC 操作规程、UPS 操作规程、电液联动电控箱操作说明、恒电位仪操作规程、洛川分输站 UPS 操作规程、洛川分输站工艺操作规程、燃气发电机操作规程、史密斯壁挂炉燃气热水器操作规程、箱式变压器操作规程、新增霍尼韦尔流量调节阀操作规程、RTU 阀室自控系统维护保养规程、管道巡护方案等。

6.4 个体安全防护用品配备

针对生产岗位的不同特点，为了保证员工的安全与健康，实行定期发放劳动防护用品和健康设施的制度。针对生产岗位的不同特点，每年发放安全帽、劳保手套、防静电服、防静电鞋等防护用具，并对主要危害岗位定期发放并制定了劳动防护用品管理制度，为员工安全生产和健康提供了良好的保障。陕西省天然气股份有限公司根据岗位危害特点，为从业人员配备了各类劳动防护用品，具体情况见下表。

表 6.4 劳动防护用品配备一览表

类别	配备用品
头部	每人安全帽 1 顶
呼吸器官防护	每人防尘口罩 10 只
视觉	防护眼镜每人 1 付
听觉	耳塞每人 1 对
四肢	每人（单、棉）各一双劳保鞋、劳保手套（按需要分配）
躯干	每位员工配备一套防静电工作服（夏装），一套防静电工作服（冬装），一套防静电工作服（春、秋装）。

该公司定期组织从业人员进行健康查体，并建立了员工健康查体档案。

6.5 维抢修设备配备

该项目由陕西省天然气股份有限公司延安分公司负责日常生产运行管理。

为了确保管道正常运行，对于全线可能出现的各种事故的处理，或设备的日常维护修理，除依托社会力量外，主要依托公司下属的管道抢险中心。抢险中心配置一定数量的维修设备和人员；以抢险中心为核心进行管道抢修、管道维护、检修作业。

该项目投产后，管道维修、抢修、维护依托陕西省天然气股份有限公司延安分公司现有机构、人员和设施。本项目施工过程中的应急物资配备详见下表。

表 6.5 主要应急物资配置一览表

序号	名称及规格	数量
1	手提式磷酸铵盐灭火器 MF/ABC4	10 具
2	手提式磷酸铵盐灭火器 MF/ABC8	6 具
3	手提式二氧化碳灭火器 MT7	4 具
4	推车式灭火器 MFT/ABC35	4 具
6	抢修工具	4 套
7	堵漏器材	4 套
8	安全帽	10 顶
9	面罩、眼镜	10 套
10	工作服、手套、鞋	10 套
11	空气呼吸器	2 套

6.6 应急预案

该公司按照《生产安全事故应急预案管理办法》(原安监总局令〔2016〕第 88 号，应急管理部令〔2019〕第 2 号修正)及《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》(GB/T29639-2020)的要求编制了《陕西省天然气股份有限公司延安分公司生产安全事故应急预案》，并在延安市应急救援服务中心进行了备案，该公司定期组织人员进行培训，并定期进行演练。该预案现场处置方案中明确了火灾、爆炸、中毒和窒息及天然气泄漏具体的处置措施。

6.7 安全投入

该项目总投资为 15734.5 万元，其中安全投入 748.96 万元，约占总投资的 4.76%。

6.7 安全投入设施一览表

序号	安全技术设施名称	数量	投资概算（万元）
一	生产环节安全专项防范措施		
1	ESD 紧急停车系统	1 项	88.86
2	生产监控超限报警系统	1 项	16.52
3	安全泄压和放空系统	1 项	18.09
4	防爆电气设备	1 项	15.73
5	防雷防静电接地系统	1 项	11.80
6	应急电源	1 项	14.16
7	通风系统	1 项	11.01
8	电视监控系统	1 项	8.65
9	安防系统	1 项	13.37
10	防腐和阴极保护	1 项	124.10
11	管道标志		
11.1	标志桩	1 项	11.65
11.2	警示牌	1 项	4.38
11.3	警示带	15.92km	7.94
12	消防设施	1 项	1.65
二	管道保护		
1	钢筋混凝土套管保护	1 项	7.19
三	管道检测		
1	可燃气体检测报警系统	1 项	23.59
2	火灾报警系统	1 项	16.52
3	有毒气体检测报警系统	1 项	23.59
4	管道泄漏检测系统	1 项	11.01
5	PCM 检测	1 项	89.73
6	焊口检测	1 项	91.47
四	事故应急设施费用		
1	放空火炬系统	1 项	29.88
2	消防设施、制氮设施	1 项	19.66

序号	安全技术设施名称	数量	投资概算（万元）
3	安全防护、逃生和救生设施	1 项	37.75
4	抢维修设备	1 项	11.01
五	安全教育装置和设施费用		
1	安全教育室和设施	1 项	15.73
六	合计		748.96
七	安全专用投资占工程总投资比例		4.76%

6.8 主要安全设施

表 6.8-1 主要安全设施一览表

序号	名称	单位	数量	安装位置
一	生产环节安全专项防范措施			/
1	火灾及可燃气体检测报警系统			/
1)	可燃气体报警控制器	套	9	洛川分输站
2)	可燃气体报警控制器	套	2	1#阀室
2	防腐和阴极保护	套	1	线路工程
3	管道标志			/
1)	标志桩（靖西一线）	个	70	线路工程
2)	警示牌（靖西一线）	个	18	线路工程
3)	警示带（靖西一线）	km	5.83	线路工程
4)	标志桩（靖西二线）	个	70	线路工程
5)	警示牌（靖西二线）	个	22	线路工程
6)	警示带（靖西二线）	km	3.67	线路工程
4	消防设施			/
1)	手提式磷酸铵盐灭火器 MF/ABC5	具	22	洛川分输站
2)	手提式磷酸铵盐灭火器 MF/ABC8	具	22	洛川分输站
3)	推车式灭火器 MFT/ABC20	具	4	洛川分输站
4)	手提式干粉灭火器 MFZ/ABC4	具	2	1#阀室
5)	手提式二氧化碳灭火器 MT7	具	2	1#阀室
二	安全防护设施			/
1	空气呼吸器	套	2	/
2	防毒口罩	套	20	/
3	去油污防护用品	套	7	/
4	便携式可燃气体检测报警器	套	2	/
5	急救用品	套	2	/

表 6.8-2 消防器材一览表

序号	名称及规格	数量	安装位置
洛川分输站			
1	手提式磷酸铵盐灭火器 MF/ABC5	22 具	综合值班室
2	手提式磷酸铵盐灭火器 MF/ABC8	12 具	工艺区
3	推车式灭火器 MFT/ABC20	4 具	工艺区
4	手提式磷酸铵盐灭火器 MF/ABC8	2 具	放空区
5	手提式磷酸铵盐灭火器 MF/ABC8	2 具	危废箱
6	手提式磷酸铵盐灭火器 MF/ABC8	2 具	柱上变压器
7	手提式磷酸铵盐灭火器 MF/ABC8	2 具	柴油发电机组
8	手提式磷酸铵盐灭火器 MF/ABC8	2 具	门卫室
1#阀室			
1	手提式干粉灭火器 MFZ/ABC4	2 具	阀组间
2	手提式二氧化碳灭火器 MT7	2 具	设备间

6.9 外部依托力量

6.9.1 管道应急抢修

该项目发生安全生产事故时，可依托陕西省天然气股份有限公司延安分公司救援力量进行抢险作业，同时亦可依托洛川县应急管理局(0911-3630635)、洛川县消防救援大队(119、0911-3625706)等外部救援力量进行抢险救援工作。

表 6.9-1 该项目应急救援依托情况统计表

序号	外部依托力量	电话	距离(km)
1	洛川县消防救援大队	0911-3625706	约 5
2	洛川县应急管理局	0911-3630635	约 5

6.9.2 消防依托

该项目位于洛川县。洛川县消防救援支队可作为该项目的外部消防依托力量。该项目距离洛川县消防支队约 5km，驾车约 10 分钟内到达。

6.9.3 医疗依托

医疗依托洛川县人民医院。该项目距离洛川县人民医院约 5km，驾车约 10 分钟。

表 6.9-2 该项目医疗可依托情况统计表

序号	外部救援	电话	距离(km)
1	洛川县人民医院	0911-3622559	约 5

7 安全对策措施及建议

7.1 安全设施设计中提出的安全对策措施的落实情况

该项目的安全设施根据陕西宇阳石油科技工程有限公司编制的《陕西省天然气股份有限公司西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程安全设施设计》进行安全设施施工建设。

该项目安全设施的落实及采纳情况详见表 7.1：

表 7.1 安全设施的落实情况

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
一、线路部分		
1	该工程一般路段设计系数一般段取 0.5，穿越段取 0.4。	已落实，该项目一般路段设计系数 0.5，穿越段设计系数 0.4。
2	靖西一线线路采用 L360M-D426×8 螺旋缝埋弧焊钢管，靖西二线线路采用 L415M-D610×10 螺旋缝埋弧焊钢管执行《石油天然气工业管线输送系统用钢管》GB/T 9711；靖西一线热煨弯管采用 L360M-D426×10 直缝埋弧焊钢管、靖西二线热煨弯管采用 L415M-D610×12.5 直缝埋弧焊钢管，执行《油气输送用钢制感应加热弯管》SY/T 5257，母管符合 GB/T 9711 PSL2。。	已落实，该项目靖西一线线路采用 L360M-D426×8 螺旋缝埋弧焊钢管，靖西二线线路采用 L415M-D610×10 螺旋缝埋弧焊钢管；靖西一线热煨弯管采用 L360M-D426×10 直缝埋弧焊钢管、靖西二线热煨弯管采用 L415M-D610×12.5 直缝埋弧焊钢管。
3	管道焊接前，进行焊接工艺试验和焊接工艺评定，制定焊接及缺陷修补的焊接工艺规程。焊接工艺评定按《钢质管道焊接及验收》GB/T 31032-2023 标准执行。	已落实，查看施工资料，在管道焊接前，有经审查通过的焊接工艺评定并按焊接工艺规程要求严格执行。
4	焊口质量检查： （1）每道焊缝完成后应进行外观质量检验，质量要求应符合《油气长输管道工程施工及验收规范》GB50369 的相关规定。 （2）焊缝外观质量检验合格后，应进行无损探伤，对所有环向焊缝采用 100%超声波探伤检验和 100%射线探伤。	已落实，该项目焊缝在强度试验和严密性试验之前进行了外观检查和无损探伤检查。由山东扬石工程检验检

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论																														
	(3) 焊缝射线探伤应符合《承压设备无损检测 第 2 部分：射线检测》NB/T47013.2 的相关规定，合格级别为Ⅱ级。 (4) 焊缝超声波探伤应符合《承压设备无损检测 第 3 部分：超声检测》NB/T47013.3 的相关规定，合格级别为Ⅰ级。 (5) 严格按照里程长度将沿线所有环向焊缝、弯头、弯管的位置记录准确无误，作为检验管线的原始基础资料。	测有限公司进行了无损检测并出具了报告。对不合格的焊缝进行了质量分析并修补合格。																														
5	在进行分段试压前必须采用清管器进行清管。清管次数不小于 2 次，以开口端不再排出杂物为合格。清管合格后，要用带有铝质测径板的清管器进行管道的变形测径，测径板的直径大于等于该管道最小内径的 90%并小于该段热煨弯管内径的 95%。测径板通过管道后，无变形、无褶皱为合格。	已落实，根据施工资料可知，该项目管道在试压前采用清管器进行了清管。清管合格后，用带有铝质测径板的清管器进行管道的变形测径，测径板通过管道后，无变形、无褶皱。																														
6	管道试压应采用洁净水作为试验介质，强度试验应在回填后进行，一般段管段试验压力不小于设计压力的 1.5 倍，稳压时间不小于 4h；严密性试验应在强度试验合格后进行，可采用洁净水作为实验介质，试验压力为设计压力，稳压时间不小于 24h。穿越段管道应进行单独试压，试验压力不小于设计压力的 1.5 倍，稳压时间不小于 4h；严密性试验应在强度试验合格后进行，可采用洁净水作为实验介质，试验压力为设计压力，稳压时间不小于 24h。试压应符合《油气长输管道工程施工及验收规范》GB50369 的相关条款要求。试压参数详见表 3.5-1、3.5-2。强度试验合格标准为：无变形、无泄漏；严密性试验合格标准为：压降不大于 1%试验压力值，且不大于 0.1MPa。 表 3.2-5 强度试压及严密性试验参数表 <table><tr><th rowspan="2">管道名称</th><th rowspan="2">地区等级</th><th colspan="3">强度试验</th><th colspan="3">严密性试验</th></tr><tr><th>试验介质</th><th>试验压力</th><th>试验时间</th><th>试验介质</th><th>试验压力</th><th>试验时间</th></tr><tr><td>靖西一线</td><td>三级</td><td>洁净水</td><td>8.7MPa</td><td>4h</td><td>洁净水</td><td>5.8MPa</td><td>24h</td></tr><tr><td>靖西二线</td><td>三级</td><td>洁净水</td><td>9.45MPa</td><td>4h</td><td>洁净水</td><td>6.3MPa</td><td>24h</td></tr></table>	管道名称	地区等级	强度试验			严密性试验			试验介质	试验压力	试验时间	试验介质	试验压力	试验时间	靖西一线	三级	洁净水	8.7MPa	4h	洁净水	5.8MPa	24h	靖西二线	三级	洁净水	9.45MPa	4h	洁净水	6.3MPa	24h	由施工资料可知，该项目管道进行强度试压和严密性试压，压力试验介质采用洁净水。试验压力与稳压时间符合要求。严密性试验在强度试验合格后进行。
管道名称	地区等级			强度试验			严密性试验																									
		试验介质	试验压力	试验时间	试验介质	试验压力	试验时间																									
靖西一线	三级	洁净水	8.7MPa	4h	洁净水	5.8MPa	24h																									
靖西二线	三级	洁净水	9.45MPa	4h	洁净水	6.3MPa	24h																									
7	管道敷设计必须满足《输气管道工程设计规范》GB50251 的要求。 1)管道均采用埋地敷设。为确保管道安全，不受外力破坏，管道应有足够的埋设深度。	已落实，该项目输气管道均采用埋地敷设，管顶覆土层厚度不小于 1.5m；管道穿公路设置																														

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	2)管道穿干线公路应设保护套管。 3)管道在平坦地区敷设应尽量采用弹性敷设。 4)管道应避开地震、活动性构造断裂带等不良工程地质地段。 5)管道在水平和纵向的转角较小时应优先采用弹性敷设来实现管道方向改变，以减小局部摩阻损失和增强管道的整体柔韧性，弹性敷设的曲率半径 $R \geq 1000D$ (D 为管子外径)。 在弹性敷设受地形、地物及场地限制难以实现，或虽能施工，但土方量过大时，应采用曲率半径为 6D 的热煨弯管。	了保护套管；管道在平坦地区敷设采用弹性敷设；管道未在地震、活动性构造断裂带等不良工程地质地段进行敷设；管道在水平和纵向的转角较小时采用弹性敷设来实现管道方向改变，弹性敷设的曲率半径 $R \geq 1000D$ (D 为管子外径)；在弹性敷设受地形、地物及场地限制难以实现，或虽能施工，但土方量过大时，采用曲率半径为 6D 的热煨弯管。
8	本次改线管顶覆土层厚度不小于 1.5m。	已落实，该项目输气管道管顶覆土层厚度不小于 1.5m。
9	本工程管道穿越道路段采用顶管方式穿越，保护套管采用钢筋混凝土套管，钢筋混凝土套管为 DRCPIII1200×2000。执行标准《混凝土和钢筋混凝土排水管》GB/T11836，钢筋混凝土套管强度为 III 级。	已落实，本工程管道穿越道路段采用顶管方式穿越，保护套管采用钢筋混凝土套管，钢筋混凝土套管为 DRCPIII1200×2000。
10	该项目管道上方覆土厚度 $\geq 1.5m$ 。	已落实，根据施工资料，该项目管道上方覆土均大于 1.5m。
11	管沟开挖以机械开挖为主，特殊地段采取人工开挖。管沟边坡坡度(高：宽)根据土壤类别和物理学性质确定，以保证不塌方为原则。管沟沟底开挖宽度根据施工方法及土壤性质不同而确定，管沟加宽余量见表 3.3-1。特殊地段根据现场实际情况确定。管沟应进行放坡，当管沟深度超过 5m 时，可将边坡放缓或加筑平台。	已落实，根据施工资料，管沟按照要求进行开挖。
12	1)管道下沟 一般段管道下沟前进行沟底测量，并平整沟底，清除沟中的杂物，管沟回填土石块粒径不得大于 250mm，不得含有树枝等有机质。 管道在下沟前要认真检查管道，如有折弯或压瘪等缺陷，割除更	已落实，根据施工资料，管道按照要求进行

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	换。管道在下沟过程中避免损坏防腐层。 当管沟弯曲半径不够时，及时处理管沟，严禁“憋管”下沟。管道下沟后与沟底相吻合，管道紧贴沟底，在不受外力的情况下妥善就位，不得悬空。 2)管沟回填 管沟回填先用土工布袋装砂类土或细土进行包裹回填至管顶以上 0.3m，然后采用原状挖土回填并分层夯实。管沟回填必须用原土分层夯实，夯实系数不得小于 0.9。对于坡度大于 15° 的斜坡段按要求做好护坡水工保护。 管道下沟检查合格后回填，回填时防止损坏防腐层。回填后的沟顶部分必须高出原地面 0.3m，且呈弧形，并做好排水，严禁地表水在管沟附近汇集。 黄土地段的管沟回填将管沟两侧各 5m 范围内的溶陷洞穴回填夯实，夯实系数不得低于 0.9。	下沟，管沟按照要求进行回填。
13	连头处设置在地形、地质条件较好的地段。连头处的管道焊接严格执行连头焊接工艺规程，焊接完成后进行 100%超声检测和 100%射线检测。	已落实，连头处设置在地形、地质条件较好的地段。连头处的管道焊接严格执行连头焊接工艺规程，焊接完成后进行 100%超声检测和 100%射线检测。
14	管道敷设时，应分层开挖管沟，破除混凝土石块集中堆放，并安排挖方土堆放地。管道敷设时挖方土集中堆放，并采取临时苫盖、临时拦挡和修建周边排水沟措施。施工完毕后，土壤筛查回填至原场地标高，按照相关施工及验收规范对现场场地原地貌进行恢复。开挖土方堆放采用密目网压盖，遇到雨雪天气，应采用防雨布覆盖挖方土。	已落实，管沟回填后按要求对现场场地原貌进行了恢复。
15	针对本工程沿线高后果区分布情况，结合高后果区潜在的风险综合考虑，采取合理的安全技术措施以减少事故发生的可能性或降低事故后果。 1) 严格按照规范选取强度设计系数，适当增加管道壁厚，高后果区强度设计系数取 0.5。 2) 迁改段防腐层均采用 3LPE 加强级； 3) 迁改段加密设置警示牌、警示桩，管道上方设置警示带； 4) 对管道环焊缝进行 100%射线检测及 100%超声波检测； 5) 适当增大管道埋深，管顶覆土深度不小于 1.5m； 6) 施工期间加强监理力度，保证施工质量，严格按照设计要求进行施工；	未落实，该项目管道沿线缺少高后果区警示牌。

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	7) 运营期间应加强管道巡检，制定完善的管道巡护方案，高后果区作为巡护的重点段。应密切注意城市发展，对可能出现的建筑物、道路等占压管道情况，应及时与主管部门协商解决，避免造成隐患。	
16	本工程包括 5 处高后果区及穿越段 3 处共计 10 个视频监控点位，新增高清智能网络球型摄像机共 10 台。其中沿线高后果区设置 5 台高清智能网络球型摄像机；穿跨越设置 5 台高清智能网络球型摄像机。对上述管道重点部位设置安保技术防范系统，进行实时安保技术防范。	未落实，高后果区摄像机接线未完成，未正常投用。
17	(1)在穿越沟边斜坡，在长期的雨水汇集冲刷作用下，沟底造成的上部土体的滑塌，土体较为松散，建议冲沟穿越避开此区段，无法避开时应将管道敷设于滑塌体深度以下。 (2)在当中洼 2 号沟沟底，在发河谷两侧沟壁及河道内可见成层基岩出露，基岩产状在 $75^{\circ} \sim 90^{\circ} \angle 25^{\circ} \sim 45^{\circ}$，不整合于三趾马红土地层，勘探深度范围内未揭露此地层，定向钻穿越时可能会出现此地层，建议对定向钻施工前对此区段地层进行施工前勘察。 (3)由于沿线主要以苹果林为主，在林地周边有配套地下管道灌溉系统，建议管线敷设时，做好物探工作，同时在与管道交叉处做好水工防护措施。 (4)管道多在黄土塬边缘区域，多次穿越冲沟，冲沟沟头宽约 15.0m~30.0m，深约 10.0m~25.0m，下部有台阶状陡坎，稳定性较差，管道从此敷设时建议对此区段进行放坡或加固处理，并对冲沟处汇水进行截流疏导，对落水洞，砖窑等洞穴进行压实回填。	已落实，冲沟穿越时将管道敷设于滑塌体深度以下；根据地勘报告得出的结论可知：该区域内进行定向钻作业是可行的；由于沿线主要以苹果林为主，在林地周边有配套地下管道灌溉系统，管线敷设时，做好了物探工作，在与管道交叉处做了水工防护措施；管道多在黄土塬边缘区域，多次穿越冲沟，管道从此敷设时对此区段进行了放坡或加固处理，对落水洞，砖窑等洞穴进行压实回填。
18	该工程输气管道沿线未穿、跨越大、中型河流，但是输气管道沿途穿越西沟 1 次，定向钻穿越当中洼沟 2 次。	已落实，该项目输气管道沿线未穿、跨越大、中型河流，但是输气管道沿途穿越西沟 1 次，定向钻穿越当中洼沟 2 次。
19	本项目输气管道不涉及与铁路并行。该工程输气管道分别与在建西延高铁在里程 DK204+637(安民隧道)和 DK198+121(洛川隧道)交叉，与安民隧道交叉角度 76° ，安民隧道用地界限跨度 140m，与洛川隧道交叉角度 48° ，洛川隧道用地界限宽度 160m。 依据《油气输送管道与铁路交汇工程技术及管理规定》国能油气	已落实，该项目输气管道不涉及与铁路并行。 该项目输气管道分别与在建西延高铁在里程 DK204+637(安民隧

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	(2015)392 号, 新建管道可在既有铁路隧道洞身上方挖沟敷设。当采取非爆破方式开挖管沟时, 管沟底部与铁路隧道结构顶部外缘的垂直间距不应小于 10m, 并依据《油气输送管道穿越工程设计规范》GB50423 第 7.1.6 条文, 油气管道与铁路宜垂直交叉, 交叉角不宜小于 30°, 防护长度应满足铁路用地范围以外 3m 的要求。本次设计采用大开挖的方式穿越安民隧道和洛川隧道, 管底距隧道顶部垂直距离分别为 20m 和 15m。	道)和DK198+121(洛川隧道)交叉, 与安民隧道交叉角度 76°, 与洛川隧道交叉角度 48°。该项目输气管道采用大开挖的方式穿越安民隧道和洛川隧道, 管底距隧道顶部垂直距离分别为 20m 和 15m。
20	本工程改线段靖西一线管道穿越 S304 省道 1 次。根据《关于规范公路桥梁与石油天然气管道交叉工程管理的通知》(交公路发〔2015〕36 号)等相关规定, 本工程管道穿越 S304 省道段采用顶管方式穿越。穿越公路时, 保护套管或输送管道顶距路面的间距不小于 1.2m, 距公路路面边沟底面不小于 1.0m。套管长度: 套管端部伸出路基坡脚外不小于 2m; 当有路边沟时, 套管端部伸出边沟外侧顶部不小于 2m。此外, 穿越公路施工前必须经公路主管部门同意。对开挖道路根据具体情况, 有必要时, 修建临时道路以便车辆正常通行。	已落实, 该工程改线段靖西一线管道穿越 S304 省道 1 次。管道穿越 S304 省道段采用顶管方式穿越。穿越公路时, 保护套管顶距路面的间距不小于 1.2m, 距公路路面边沟底面不小于 1.0m。套管长度: 套管端部伸出路基坡脚外不小于 2m; 当有路边沟时, 套管端部伸出边沟外侧顶部不小于 2m。
21	靖西一线穿越靖西二线 3 处, 靖西一线穿越吴延线一处。	已落实, 靖西一线穿越靖西二线 3 处, 靖西一线穿越吴延线一处, 管道垂直距离符合要求。
22	管道沿线设置里程桩、转角桩、交叉桩、警示桩和警示牌等地上标志。为防止第三方施工破坏, 管道下沟回填时, 在管道上方 0.5m 处设置的地下警示带。	未落实, 该项目管道沿线缺少高后果区警示牌。
23	本工程存在 2 条废弃管道, 靖西一线废弃长度 6.5km, 靖西二线废弃长度 6.5km。如果废弃管道不采取处理措施, 管壁残积的气体聚集可能存在安全隐患。对于废弃管道处理通常有开挖回收和注浆封存两种方式, 靖西一、二线废弃段沿山梁敷设, 管径较大, 不便于拆除, 本工程管道原则采取注浆封存的方式, 对靖西二线迁改段原管道 60m 长架空管道以及靖西一、二线与高铁交叉段影响高铁施工的管道进行拆除处理。靖西二线架空管道拆除时, 支撑管道支柱一并拆除(仅地上部分)。	已落实, 该项目存在 2 条废弃管道, 靖西一线废弃长度 6.5km, 靖西二线废弃长度 6.5km。该项目废旧管道采取注浆封存的方式, 对靖西二线迁改段原管道 60m 长架空管道以及靖

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	废旧管道处置满足《报废油气长输管道处置技术规范》SY/T 7413，4.1 章节处置流程的相关规定。	西一、二线与高铁交叉段影响高铁施工的管道进行了拆除处理。
二、站场工程		
24	站场区域布置防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》GB50183 表 4.0.4 条的规定，防火间距满足《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求。	已落实，站场区域布置防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》GB50183 表 4.0.4 条的规定，管道满足《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求。
25	洛川分输站站内甲、乙类设施及放空管与站外设施的防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》GB50183 区域布置的相关规定。	已落实，洛川分输站站内甲、乙类设施及放空管与站外设施的防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》GB50183 区域布置的相关规定。
26	阀室阀组间与站外设施的防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》GB50183 区域布置的相关规定。	已落实，阀室阀组间与站外设施的防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》GB50183 区域布置的相关规定。
27	本项目分输站站址区域地势平坦，现状地形东高西低，低于站外道路 0.5-2m。竖向设计采用平坡式设计，西高东低，场地平整坡度 0.5%，站场出入口标高高于外部道路约 0.3m。站内雨水通过道路散排至站外道路。 本项目阀室区域地势平坦。竖向设计采用平坡式设计，西高东低，场地平整坡度 0.5%，站场出入口标高高于外部道路约 0.3m，保证阀室外部雨水不流入阀室内，阀室内雨水通过道路散排至阀室外道路。	已落实，该项目分输站站址区域地势平坦，现状地形东高西低，低于站外道路 0.5-2m。竖向设计采用平坡式设计，西高东低，场地平整坡度 0.5%，站场出入口标高高于外部道路约 0.3m。站内雨水通过道路散排至站外道路。 该项目阀室区域地势平坦。竖向设计采用平坡式设计，西高东低，

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
		场地平整坡度 0.5%，站场出入口标高高于外部道路约 0.3m，阀室内雨水通过道路散排至阀室外道路。
28	站场内设施防火间距均符合《石油天然气工程设计防火规范》GB50183 表 5.2.3 的规定。	已落实，洛川分输站站场内设施防火间距均符合《石油天然气工程设计防火规范》GB50183 表 5.2.3 的规定。
29	洛川分输站进站道路宽 4.0m，站内道路均采用混凝土道路。工艺区周边设置 4m 宽环形消防车道，消防车道纵坡小于 8%，转弯半径不小于 9m。工艺区及人行道路采用彩砖铺砌地面。逃生出口位于场站东南角。工艺装置区内部留有 1~2m 操作间距。阀室进站道路宽 4.0m 采用混凝土道路，人行场地采用彩砖铺砌地面。	已落实，洛川分输站进站道路宽 4.0m，站内道路均采用混凝土道路。工艺区周边设置 4m 宽环形消防车道，消防车道纵坡小于 8%，转弯半径不小于 9m。工艺区及人行道路采用彩砖铺砌地面。逃生出口位于场站东南角。工艺装置区内部留有 1~2m 操作间距。阀室进站道路宽 4.0m 采用混凝土道路，人行场地采用彩砖铺砌地面。
30	沿线线路截断阀室主要功能为事故状态及维修时的截断和放空。监控阀室可实现线路截断阀远程控制，并可上传压力、温度等参数。	已落实，沿线线路截断阀室主要功能为事故状态及维修时的截断和放空。监控阀室能满足线路截断阀远程控制，并可上传压力、温度等参数。
31	站场压力分界处采取的措施： 1) 在压力发生变化处设置调压装置，调压装置由 SSV+ PCV +PV 阀构成，正常状态下由 PV 阀进行调压，PCV 阀监控。一旦 PV 阀失效，下游压力发生波动，PCV 阀进入工作状态；若 PCV 阀也	已落实，在压力发生变化处设置调压装置，保证下游压力不超压；调压装置设置为 1 用 1

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	发生了故障无法动作，下游压力升高至 SSV 阀的设定值后，SSV 阀动作切断输送管路，保证下游压力不超压； 2) 调压装置设置为 1 用 1 备，其中一路发生故障无法动作时，系统自动切换至另一路，保障正常输气。	备。
32	站场发生紧急情况时采取的措施： 站场工艺设备与干线管道间设置紧急切断（ESD）阀，紧急切断阀由气液联动驱动。站场发生事故时，可关闭紧急切断阀，切断站场与上、下游管道联系，同时站内放空管线上的电动放空阀自动打开，放空站内天然气。	已落实，站场工艺设备与干线管道间设置紧急切断（ESD）阀，紧急切断阀由气液联动驱动。站场发生事故时，可关闭紧急切断阀，切断站场与上、下游管道联系，同时站内放空管线上的电动放空阀自动打开，放空站内天然气。
33	站场工艺运行参数超出限定值时采取的措施 1) 过滤器差压保护措施本工程每台过滤分离器上均设置高准确度等级的差压变送器，检测每台过滤分离器进出口的差压。总差压连续 60 秒超过高限值 100kPa（该值可通过站控 HMI 修改）时，则在 HMI 上显示“差压高报警”，提示操作员过滤分离器可能堵塞。本工程过滤分离器均设备用，在运行中的过滤分离器差压报警后，操作员关闭该过滤分离器管路，打开备用的过滤分离器管路，然后对超压过滤分离器进行检修。 2) 分输压力超限保护措施出站截断阀出站压力变送器连锁，当出站压变检测到压力超高会自动连锁关闭出站截断阀，保护下游设备及管道。	已落实，洛川分输站具有滤器差压保护和分输压力超限保护措施。
34	站场、阀室放空系统： 新建放空立管均采用自立式结构，要求能够承受放空压力的影响。具有高可靠性、高安全性，要求防爆、防风、防雨、防寒、抗干扰能力强；能承受地震、风载等各种载荷；满足安全、环保及健康的要求；噪音小；运行维护简单、使用寿命长。 放空流程的设置主要有四种：设备放空、站场放空、站外管线放空、计量调压橇放空、自用气橇放空。 第一种，设备放空。过滤器、计量调压橇、自用气橇、站内压力源有变化处的调压支路上在调压后均设有安全阀，当调压后设备工作压力高于安全阀设定压力时，安全阀起跳，实现紧急放散；计量、调压等支路上设有手动放空，能够在检修时实现放空。 第二种，站场放空。站场内设有手动放空，以便站场事故切断和	已落实，站场和阀室放空立管均采用自立式结构，能够承受放空压力的影响。具有高可靠性、高安全性，要求防爆、防风、防雨、防寒、抗干扰能力强；能承受地震、风载等各种载荷。 放空的设置主要有设备放空、站场放空、站外管线放空、计量调压

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	检修放空。 第三种，站外管线放空。通过 1102 和 1103 阀前的放空阀能够实现上游管线的天然气，实施检修；通过 1602 和 1606 阀后的放空阀分别能够实现本站与下游两路用户之间管道的天然气放空，实施检修。 第四种，自用气放空。自用气支路调压阀后设置有安全阀，当自用气橇工作压力高于安全阀设定压力时，安全阀起跳，实现紧急放散。同时设备还有手动放空，能够在检修时实现放空。 放空工作压力情况：放空系统按照高压和低压进行分别设置。高压放空管路主要满足放空压力为 0.35MPa 以上的天然气放空，低压放空管路主要满足自用气调压后的天然气放空。	橇放空、自用气橇放空。
35	防止低温冻结、冻裂措施： 本工程在洛川分输站调压装置橇内设置电加热器，升高调压前介质温度，有效抑制调压后介质温度下降发生冰堵与冻裂现象。	已落实，该项目在洛川分输站调压装置橇内设置电加热器，升高调压前介质温度，有效抑制调压后介质温度下降发生冰堵与冻裂现象。
36	压力容器的材料、选型、设计、制造、检验和验收按《压力容器》（GB/T150.1~150.4）、《固定式压力容器安全技术监察规程》（TSG 21）、《输气管道工程过滤分离设备规范》（SY/T 6883）执行。 压力容器根据设计温度等基础资料，采用国家标准中推荐材料。压力容器在设计温度和设计压力下满足规定的强度要求，使用安全可靠，检查、维修方便。其特定部位（冲刷、磨损较严重的部位）采取了防冲刷、磨损措施。压力泄放由工艺系统管网统一考虑。管道附件主要包括绝缘接头、放空立管等。管道附件按《输气管道工程设计规范》（GB 50251）进行设计，按《压力容器》（GB/T 150.1~4）进行制造、检验和验收。	已落实，压力容器的材料、选型、设计、制造、检验和验收符合规范要求。 压力容器根据设计温度等基础资料，采用国家标准中推荐材料。压力容器在设计温度和设计压力下满足规定的强度要求。管道附件主要包括绝缘接头、放空立管等管道附件按规范进行制造、检验和验收。
三、公用工程		
37	本工程 SCADA 系统对本站实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。调度控制中心可向站控系统发出调度指令，由站控系统完成控制功能；调度控制中心通过通信系统实现资源共享、信息的实时采集和集中处理。本工程采用全线调度中心控制级、站场控制级和就地控制级的三级控制方式。	已落实，该项目 SCADA 系统对本站实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。调度控制中心

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
		可向站控系统发出调度指令，由站控系统完成控制功能；调度控制中心通过通信系统实现资源共享、信息的实时采集和集中处理。本工程采用全线调度中心控制级、站场控制级和就地控制级的三级控制方式。
38	阀室设置 RTU 系统，远程终端单元（RTU）是以计算机为核心的数据采集和控制小型装置。它具有编程组态灵活、功能齐全、通信能力强、维护方便、自诊断能力强，可适应恶劣的环境条件、可靠性高等特点。	已落实，阀室设置 RTU 系统。
39	站场安全仪表系统主要由检测仪表、控制器和执行元件三部分组成。各部分均应采用具有相应 SIL 认证的设备。本工程安全仪表系统主要功能包括：站场 ESD 功能、超压保护功能。	已落实，站场安全仪表系统主要由检测仪表、控制器和执行元件三部分组成。各部分均采用具有相应 SIL 认证的设备。该工程安全仪表系统主要功能包括：站场 ESD 功能、超压保护功能。
40	本工程在站场设置可燃气体检测报警系统（GDS），在工艺装置区可能有可燃气体泄漏的地方，设置可燃气体探测器，检测信号传至可燃气体检测报警控制器，当检测到可燃气体的泄漏浓度达到或超过设定值时，发出声光报警，可燃探测器控制器报警信号和故障信号分别接入工艺站场的 SIS 系统及 PCS 系统并上传调控中心。阀室工艺装置区设置可燃气体探测器，检测信号进阀室可燃气体报警控制器，可燃气体报警控制器与阀室 RTU 通信，将阀室可燃气体浓度信号上传至调控中心。	已落实，该项目场站和阀室按要求设置了可燃气体报警探测器、控制器。
41	在配电室、机柜间、操作室及过道内设置感烟探测器、手动火灾报警按钮、声光报警器，将以上设备信号接入机柜间内设置的火灾报警控制器。在操作室设置火灾报警控制器，接收辅助用房内火灾信号，完成站内辅助用房火灾监视、报警。	已落实，在配电室、机柜间、操作室及过道内设置感烟探测器、手动火灾报警按钮、声光报警器，设备信号接入机柜间内设置的火灾报警控制器。在操作室设

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
		置火灾报警控制器。
42	站场设置独立的操作室及机柜间，机柜间地坪高出室外 $\geq 0.3\text{m}$ ，地面敷设防滑防静电地板。	已落实，站场设置了独立的操作室及机柜间，机柜间地坪高出室外 $\geq 0.3\text{m}$ ，地面敷设防滑防静电地板。
43	本工程在阀室设置设备间，用于放置阀室 RTU 及可燃气体报警控制器等设备。阀室与设备间之间采用防爆墙分隔。	已落实，该项目在阀室设置设备间，用于放置阀室 RTU 及可燃气体报警控制器等设备。阀室与设备间之间采用了防爆墙分隔。
44	为防止雷电、静电和漏电等产生的高电压串入系统，导致系统的破坏，在自控系统输入端设置电涌保护器。	已落实，自控系统输入端设置了电涌保护器。
45	站场采用联合接地。仪表控制系统的保护接地、工作接地和防雷接地分别接入到共用接地网，接地电阻不大于 4Ω 。	已落实，接地符合要求
46	在爆炸危险场所的电动仪表采用隔爆型仪表，防爆等级不低于 ExdIIBT4；室外安装时，其防护等级不低于 IP65。室内安装时，其防护等级不低于 IP54。	已落实，在爆炸危险场所的电动仪表采用隔爆型仪表，防爆等级不低于 ExdIIBT4；室外安装时，其防护等级不低于 IP65。室内安装时，其防护等级不低于 IP54。
47	为保证仪表和自动控制系统的正常工作，提高系统的利用率，采用不间断电源系统（UPS-Uninterruptable Power Supply）为控制系统及检测仪表供电。站场控制系统、可燃气体报警控制器采用不间断电源（UPS）供电，电源规格为 220VAC 50Hz，后备放电时间 2h。 本工程需要 UPS 供电的仪表自控设备包括：站控系统、安全仪表系统、计量机柜、出站电动阀、放空电动阀、电动调节阀、火灾报警控制器、可燃气体报警控制器等。 检测仪表、执行机构和控制系统的用电电压等级主要有：交流 380VAC 或者 220VAC，50Hz；直流 24VDC。	已落实，站场控制系统、可燃气体报警控制器采用不间断电源（UPS）供电，电源规格为 220VAC 50Hz，后备放电时间 2h。
48	室外直埋敷设的电缆，全部采用阻燃铠装电缆。信号电缆截面积一般不小于 1.5mm^2 。 模拟信号传输电缆选用阻燃铜芯屏蔽铠装控制软电缆；若同一根电缆中传输多个模拟量信号的电缆选用分屏总屏结构。	已落实，室外直埋敷设的电缆，全部采用阻燃铠装电缆。模拟信号传输电缆采用阻燃铜芯

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	数字信号选用阻燃铜芯铠装控制软电缆。 通信电缆选用阻燃铜芯屏蔽铠装计算机用分屏总屏软电缆。 火灾报警系统的信号传输线路采用阻燃电缆，供电电缆采用耐火电缆。	屏蔽铠装控制软电缆。 数字信号采用阻燃铜芯铠装控制软电缆。通信电缆采用阻燃铜芯屏蔽铠装计算机用分屏总屏软电缆。火灾报警系统的信号传输线路采用阻燃电缆，供电电缆采用耐火电缆。
48	仪表电缆敷设室外主要采用直埋敷设的方式。电缆进出地面时均单根穿保护钢管，与现场仪表相连时，穿防爆挠性连接管和防爆电缆密封接头。	已落实，仪表电缆敷设室外主要采用直埋敷设的方式。电缆进出地面时均单根穿保护钢管，与现场仪表相连时，穿防爆挠性连接管和防爆电缆密封接头。
49	洛川阀室新建设备间设置通信机柜 1 面，柜内安装工业级 4G 无线路由器 1 台，本工程生产数据、安防信号均通过租用无线传输系统将生产数据及安防数据上传至上级管理单位。	已落实，新建设备间设置通信机柜 1 面，柜内安装工业级 4G 无线路由器 1 台。
50	本工程在洛川分输站设置工业电视系统 1 套(采用高清网络数字摄像机)，控制设备设在中控室，前端设备主要安装在站场工艺装置区、站场出入口以及重要的设备间。预防非法人员的意外闯入、及时发现站内的险情给予报警等。视频监控系统由监控终端、网络硬盘录像机、视频操作站、传输电缆组成。在防爆区设置防爆型摄像机，其它区域采用非防爆型摄像机。本次共设计 1080P 室外红外球型一体化摄像机 2 台，1080P 室外防爆球形一体化摄像机 6 台，1080P 室内半球摄像机 6 台。 洛川阀室内设摄像前端 3 处（S1 为室内半球摄像机，S2、S3 为防爆球型摄像机），实现对场站内的实时监控。视频图像及生产数据上传至上级场站进行监视。 工程防爆摄像机防护等级不低于 IP66，防爆等级不低于 Exd II BT4；非防爆摄像机防护等级不低于 IP66。	已落实，该项目在洛川分输站设置工业电视系统 1 套，控制设备设在中控室，前端设备主要安装在站场工艺装置区、站场出入口以及重要的设备间。场站设置了室外防爆球形一体化摄像机 6 台，室内半球摄像机 6 台。防爆摄像机防护等级不低于 IP66，防爆等级不低于 Exd II BT4；非防爆摄像机防护等级不低于 IP66。
51	本工程在洛川分输站设置热成像摄像机周界报警系统 1 套。	已落实，在洛川分输站设置了热成像摄像机周界报警系统 1 套。

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
52	本工程在进站大门入口处设门禁室外机（含刷卡器）1 台，出门开关 1 处，电磁锁 1 台，在门卫室设门禁室内机，在中控室设终端软件 1 套。	已落实，洛川分输站在进站大门入口处设门禁室外机 1 台。
53	供配电： 1)洛川分输站 站内设 10/0.4kV 箱式变电站 1 座。变压器容量为 $1 \times 315\text{kVA}$。变压器采用高压断路器和综保保护装置保护。箱式变电站电源引自站外 10kV 高压终端杆。本站为二级负荷，由外部 10KV 电源经箱式变电站降压后作为站内主供电源，在站内设 300kW 户外静音型箱式燃气发电机组作为备用电源。主备电源在箱式变电站的低压进线柜内通过双位转换隔离开关实现手动切换。站内的重要的负荷（包括自控仪表系统、通信设备等），采用不间断电源（UPS）供电，并严禁其它负荷接入应急供电系统。 2)洛川阀室 本站 10kV 电源引自站外 10kV 架空线，站外设 10/0.4kV 柱上变电站 1 座。变压器容量 $1 \times 30\text{kVA}$，变压器室外杆上布置。变压器采用跌落式熔断器保护。站内的重要负荷（包括自控仪表系统、通信设备、GDS 等），采用不间断电源（UPS）供电，并严禁其它负荷接入应急供电系统。站内重要负荷总的安装负荷为 2.0kW。UPS 不间断电源选择容量为 3kVA。 3)站场、阀室应急照明 (1)配电室、机柜间、操作间等设应急照明及疏散指示标志，照度不小于 0.5lx。 (2)应急照明和疏散指示灯自带蓄电池，应急时间不小于 60 分钟。疏散指示灯按常亮设计。 (3)应急照明灯具应满足规范《建筑设计防火规范》GB50016 与《消防应急照明和疏散指示系统技术标准》GB51309 的要求。	已落实，洛川分输站站内设 10/0.4kV 箱式变电站 1 座。变压器容量为 $1 \times 315\text{kVA}$。该站为二级负荷，由外部 10KV 电源经箱式变电站降压后作为站内主供电源，在站内设 300kW 户外静音型箱式燃气发电机组作为备用电源。主备电源在箱式变电站的低压进线柜内通过双位转换隔离开关实现手动切换。站内的重要的负荷（包括自控仪表系统、通信设备等），采用不间断电源（UPS）供电，并严禁其它负荷接入应急供电系统。 洛川阀室 10kV 电源引自站外 10kV 架空线，站外设 10/0.4kV 柱上变电站 1 座。变压器容量 $1 \times 30\text{kVA}$。站内的重要负荷（包括自控仪表系统、通信设备、GDS 等），采用不间断电源（UPS）供电，并严禁其它负荷接入应急供电系统。站内重要负荷总的安装负荷为 2.0kW。UPS 不间断电源选择容量为 3kVA。 站场配电室、机柜间、

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
		操作间等设应急照明及疏散指示标志,照度不小于 0.5lx。应急照明和疏散指示灯自带蓄电池,应急时间不小于 60 分钟。
54	电气设备的防爆、防火、防腐措施: 1) 防爆措施 站场爆炸危险区域内的电气设计及设备选择,执行《爆炸危险环境电气装置设计规范》GB 50058 的有关规定。 2) 防火措施 (1) 爆炸和火灾危险场所的电缆,采用铜芯阻燃电缆,且绝缘电线和电缆的截面选择符合有关规定。 (2) 电缆进入爆炸危险区域内电气设备均采用防爆电缆夹紧密封接头。电缆保护管口采用护口封堵。 (3) 电缆进出配电室等采用防水性密封堵块封堵,室内穿墙处及室外电缆沟进入爆炸危险环境、分支处采用防火墙或防火包封堵。 3) 防腐措施 室外接地凡焊接处均应刷沥青防腐。	已落实,站场爆炸危险区域内的电气设备选择,符合《爆炸危险环境电气装置设计规范》GB 50058 的有关规定。爆炸和火灾危险场所的电缆,采用铜芯阻燃电缆。电缆进入爆炸危险区域内电气设备均采用防爆电缆夹紧密封接头。电缆保护管口采用护口封堵。电缆进出配电室等采用防水性密封堵块封堵,室内穿墙处及室外电缆沟进入爆炸危险环境、分支处采用防火墙或防火包封堵。室外接地焊接处刷沥青防腐。
55	防雷、防静电措施: 配电室、操作间、机柜间等附属用房按第三类防雷建筑物设防,阀室按“二类”防雷建筑物设防。 1、防雷措施 1) 站内设联合接地装置 1 组,要求接入的接地电阻不大于 4 欧姆,低压配电系统的接地采用 TN-S 系统。新增工艺设备、防爆操作柱及电机等带电设备外壳均需保护接地,接地线选用-40×4 不锈钢扁钢,接地极采用 DN50×2500mm 不锈钢钢管,极间距不小于 5m;接地装置室外埋深位于冻土层以下 0.1m 且不小于 -0.7m,室内埋深 0.3m,且其距建筑物距离不小于 3.0m。 2) 本工程综合值班室年预计累计次数 0.003 次,达不到第三类建筑物设防要求,因此不设防。利用建筑物基础内钢筋作为自然接地装置,并采用-40×4 不锈钢扁钢与室外接地网可靠连接。	已落实,配电室、操作间、机柜间等附属用房按第三类防雷建筑物设防,阀室按“二类”防雷建筑物设防。分输站和阀室雷电防护装置经定期检测符合要求。

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	并经最短路径接地，形成电气贯通。引下线距地 0.5m 设测试卡子。 2、防静电措施 1) 所有按钮、电机、电缆外皮及保护钢管等正常时不应带电的设备外壳均采用-40×4 镀锌扁钢与接地干线可靠连接，不允许串接。 2) 所有工艺设备、管汇、管架、管道等设备均需作防雷防静电接地，其中工艺设备接地点不应少于两处，采用-40×4 扁钢与接地网可靠连接。 3) 所有配电柜、配电箱、按钮、投光灯支架、金属扶手、电机、电缆外皮及保护钢管等正常时不带电的设备外壳均采用-40×4 镀锌扁钢与接地干线可靠连接，不允许串接。 4) 平行敷设的地上或管沟内敷设金属管道，其净距小于 100mm 时，应用金属线跨接，跨接点的隔距应不大于 30m；交叉净距小于 100mm 时，其交叉处也应跨接。当管道连接处有弯头、阀门、法兰盘（少于 5 个螺栓连接）等不能保持良好的金属接触时，在连接处应用金属线跨接，管件跨接线为多股铜芯软线 TRJ-16，连接处应压接接线端子。 5) 在工艺区、阀室进出口设置人体除静电装置。 3、接地 站场、阀室分别设置公用接地网，作为防雷、防静电、电气、仪表、通信等公用接地装置，站场接地电阻不大于 4Ω、阀室接地电阻不大于 4Ω； 4、电子信息系统设备的防雷击电磁脉冲 为防止雷击电磁脉冲对信息设备的影响，进入建筑物的交流供电线路，在线路的总配电装置等 LAZ0A 或 LAZ0B 与 LAZ1 区交界处，设置 I 类试验的浪涌保护器作为第一级保护；在配电线路配电箱、电子设备配电箱等后续防护区交界处，可设置 I 类或 II 类试验的浪涌保护器作为后级保护，各电子信息设备的信号线、数据线、天馈线等均应装设电涌保护器 (SPD)，应由相关专业设计实施。在 UPS 交流电源侧可根据所在防雷分区选择装设 II 类试验的浪涌保护器。 5、防电击保护措施 电气设备带电部分全部用绝缘层覆盖，其绝缘层能长期承受在运行中遇到的机械、化学、电气及热的各种不利影响。 低压配电系统的接地采用 TN-S 系统。新增工艺设备、防爆操作柱及电机等带电设备外壳均需保护接地，接地线选用-40×4 镀锌扁钢，接地极采用 DN50×2500mm 镀锌钢管，极间距不小于 5m；	

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	6、其他安全措施 1)发电机的设置 本工程发电机均设置在户外，采用户外箱式燃气发电机。 2)电缆敷设 (1) 电缆选用 ZR-YJV (22) -0.6/1kV 型阻燃交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套电缆。 (2) 本工程室外电缆采用铠装电缆直埋敷设，室外埋深位于冻土层以下 0.1m 且不小于 0.7m，并沿电缆全长的上下铺设不小于 100mm 的软土或砂层，再盖以混凝土板或砖等保护，保护板宽度应超出电缆两侧不小于 50mm，室内穿钢管埋深 0.3m，电缆穿越道路管沟须穿钢管保护。 (3) 室内外连接处应进行密封处理。 (4) 电缆应避免转直角弯，保护管转弯处弯曲半径不得小于 15 倍的保护钢管外径不应出现裂缝、弯扁、凹陷等现象。直埋电缆直线段每隔 30m 以及电缆转角、分支处均应设电缆标识桩。。 (5) 工艺装置区内用电设备应采用防爆挠性连接管进行配电连接。工艺装置区内电气配电保护管口均应采用电缆夹紧密封接头连接。 (6) 当采用钢管敷设时，钢管通过隔墙、楼板或地坪引入不同危险区域时，均应在隔墙、楼板或地坪处装设隔离密封件，隔离密封件与隔墙、楼板或地坪的距离不应超过 300mm, 并应将孔洞严密堵实；在正常运行时，所有有点燃源外壳的 450mm 范围内均应装设隔离密封件。隔离密封盒内不得有接头，隔离密封盒应采用填料填塞，填料凝固后应不收缩、不透水、无裂纹，如密封泥、密封纤维等。	
56	一、线路防腐： 1、直管段外防腐层 本工程管道全线采用常温型加强级 3LPE 防腐层，工厂预制，现场补口、补伤。 定向钻穿越段防腐采用常温型加强级 3LPE 防腐层+环氧玻璃钢防护层。环氧玻璃钢防护层结构为：环氧涂层涂料+环氧涂层涂料+玻璃布+环氧涂层涂料+玻璃布+环氧涂层涂料+环氧涂层涂料，总厚度不小于 1.2mm。 3LPE 外防腐钢管的防腐层技术要求、成品检验要求、管道标志、成品堆放及搬运等应遵照 GB/T 23257 的相关要求。环氧玻璃钢防护层的技术指标应符合《穿越管道防腐层技术规范》SY/T 7368 的相关要求。 2、热煨弯管外防腐层	已落实， 1、线路防腐 该工程管道全线采用常温型加强级 3LPE 防腐层。定向钻穿越段防腐采用常温型加强级 3LPE 防腐层+环氧玻璃钢防护层。 该工程热煨弯管外防腐层采用双层熔结环氧粉末防腐层+聚丙烯胶粘带的防腐结构。 该工程管道采用带配

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	本工程热煨弯管外防腐层采用双层熔结环氧粉末防腐层+聚丙烯胶粘带的防腐结构，应在工厂预制完成。其中： （1）双层熔结环氧粉末外防腐层应由内、外两层环氧粉末一次喷涂成膜，其中内层厚度应$\geq 300\mu\text{m}$，外层厚度应$\geq 500\mu\text{m}$，总厚度应$\geq 800\mu\text{m}$。 （2）热煨弯管双层环氧粉末涂层预制完毕、对环氧粉末涂层检测合格再缠绕聚丙烯胶粘带，聚丙烯胶粘带厚度$\geq 1.0\text{mm}$，50~55%搭接，缠绕后热煨弯管两端应露出10~30mm的双层熔结环氧粉末防腐层。 热煨弯管外防腐层技术要求、成品检验要求、弯管的标志、装运和贮存应符合 GB/T 39636 和 SY/T 0414 的相关要求。 为保证热煨弯管防腐层的完整性，其在运输过程中应做好防护，可采用在防腐层外包裹草垫、缠绕草绳或采取其它防护措施以尽量避免或减少防腐层在运输及施工过程中的损伤。 3、管道补口 本工程管道采用带配套环氧底漆的热熔胶型辐射交联聚乙烯热收缩带进行补口。底漆为无溶剂液体环氧涂料，干膜厚度$\geq 200\mu\text{m}$；热收缩带收缩前基材厚度$\geq 1.5\text{mm}$；胶层厚度$\geq 1.0\text{mm}$，其材料性能指标应符合 GB/T 23257 的要求。 定向钻穿越管段分段接续处焊接后采用纤维增强型热收缩带（牺牲带）补口后，外防护层补口采用光固化保护套，其厚度不小于2.0mm。 4、管道补伤 3LPE 管道防腐层补伤，按照 GB/T 23257 的要求，根据破损点的大小采用相应的聚乙烯热收缩带或聚乙烯补伤片进行补伤： （1）对于 3LPE 管道上直径不超过 10mm 的漏点或损伤深度不超过管体防腐层厚度的 50%时，可用管体聚乙烯供应商提供的配套的 PE 修补棒进行修补。 （2）对于 3LPE 管道上小于或等于 30mm 的损伤应使用热熔胶+辐射交联聚乙烯补伤片进行修补。修补时，应先除去损伤部位的污物，并将该处的聚乙烯层打毛。 （3）对于 3LPE 管道上直径大于 30mm 的损伤，应先用热熔胶+补伤片对缺陷进行修补，然后在修补处包覆辐射交联聚乙烯热收缩带，包覆宽度应比补伤片的两边至少各大 50mm。 二、站场、阀室防腐 1、地上管道外防腐 地上工艺管道外防腐层采用：环氧富锌底漆 2 道，$\geq 60\mu\text{m}$；环氧云铁中间漆 1 道，$\geq 100\mu\text{m}$；丙烯酸聚氨酯面漆 2 道，≥ 80	套环氧底漆的热熔胶型辐射交联聚乙烯热收缩带进行补口。定向钻穿越管段分段接续处焊接后采用纤维增强型热收缩带（牺牲带）补口后，外防护层补口采用光固化保护套，其厚度不小于2.0mm。 3LPE 管道防腐层补伤，根据破损点的大小采用相应的聚乙烯热收缩带或聚乙烯补伤片进行补伤。 2、站场、阀室防腐 1)地上管道外防腐 地上工艺管道外防腐层采用：环氧富锌底漆 2 道，$\geq 60\mu\text{m}$；环氧云铁中间漆 1 道，$\geq 100\mu\text{m}$；丙烯酸聚氨酯面漆 2 道，$\geq 80\mu\text{m}$；干膜总厚度$\geq 240\mu\text{m}$。 2)埋地管道外防腐 (1)该工程工艺管道管道采用常温型加强级 3LPE 防腐层，3LPE 防腐管补口采用带配套底漆的热熔胶型辐射交联聚乙烯热收缩带（厚 2.5mm，收缩后宽 520mm），底漆干膜厚度$\geq 200\mu\text{m}$。 (2)热煨弯管外防腐层采用双层熔结环氧粉末防腐层+聚丙烯胶粘带的防腐结构。

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	μm; 干膜总厚度$\geq 240\ \mu\text{m}$。 2、埋地管道外防腐 1) 本工程 D610mm 管道, 采用常温型加强级 3LPE 防腐层, 工厂预制, 处理后的聚乙烯层端面应形成略小于 30° 的倒角。3LPE 防腐管补口采用带配套底漆的热熔胶型辐射交联聚乙烯热收缩带 (厚 2.5mm, 收缩后宽 520mm), 底漆干膜厚度$\geq 200\ \mu\text{m}$。 2) 热煨弯管外防腐层采用双层熔结环氧粉末防腐层+聚丙烯胶粘带的防腐结构, 应在工厂预制完成。 3) 其余站内埋地管道采用无溶剂型液体环氧涂料和聚丙烯胶粘带结合防腐的方式, 以提高抗水气渗透和保证防腐层的完整性。无溶剂环氧防腐层 ($\geq 400\ \mu\text{m}$)。 4) 立管出土管段地面上下各 250mm $\pm$ 20mm 范围内, 在采用埋地管道外防腐施工后, 再包覆一层铝箔胶带 (带厚 $\geq 0.8\text{mm}$), 作耐紫外线处理。 5) 对于站内阀门 (含引压管、加长杆) 埋地部分、埋地阀体两端连接管件、埋地阀体两端变径三通立管等, 采用粘弹体防腐材料防腐。其中阀体应在生产厂涂敷无溶剂液体环氧类涂料防腐层, 现场再外包粘弹体防腐材料进行防腐处理。粘弹体防腐材料包括粘弹体防腐膏、粘弹体防腐胶带、聚丙烯胶粘带三个部分。 3、阴极保护 为保证管道的安全运行, 减缓土壤环境对管道的腐蚀, 延长管道的使用寿命, 根据 GB/T 21448 的要求, 应对管道施加阴极保护。 1) 迁建的洛川分输站设置线路阴保站, 靖西一线和二线在阴保站内分别设交流恒电位仪一体机一台。恒电位仪一体机内置恒电位仪两台。两台恒电位仪每月轮流使用, 互为备用。数据远传到站控系统。 2) 阳极床采用闭孔深阳极地床, 井深 30m, 辅助阳极采用 3 套预包装高硅铸铁阳极组。 3) 用阴极电缆将恒电位仪的阴极输出端接至管线上, 使管线处于阴极被保护状态, 从而达到减缓腐蚀的目的。本工程的通电点设在分输站进站管线上。 4) 阴极电缆与管线的连接采用铜焊。在焊点牢固性检查合格后, 使用补伤片配套的胶粘剂填补焊点周围缝隙, 并使用补伤片贴补, 使之贴合在防腐层的表面。 5) 应采用零位接阴电缆将恒电位仪零位接阴端接至通电点处, 采集信号与硫酸铜电极比较, 建立自动控制。	(3) 其余站内埋地管道采用无溶剂型液体环氧涂料和聚丙烯胶粘带结合防腐的方式。 (4) 立管出土管段地面上下各 250mm $\pm$ 20mm 范围内, 在采用埋地管道外防腐施工后, 再包覆一层铝箔胶带 (带厚 $\geq 0.8\text{mm}$), 作耐紫外线处理。 3、管道线路阴极保护 该项目对管道采用了强制电流阴极保护方式。迁建的洛川分输站设置线路阴保站, 靖西一线和二线在阴保站内分别设交流恒电位仪一体机一台。恒电位仪一体机内置恒电位仪两台。两台恒电位仪每月轮流使用, 互为备用。数据远传到站控系统。 辅助阳极采用组合式闭孔深井高硅铸铁阳极地床装置。每座装置设 3 套预包装高硅铸铁阳极组, 每组 3 支阳极。阳极体应在工厂预先封装在 $\Phi 273 \times 6\text{mm}$ 钢套管内, 钢套管长度为 6000mm。
57	1、采暖设计 本项目热源: 厨房新建燃气壁挂炉, 热媒为 $80^\circ\text{C} \sim 60^\circ\text{C}$ 的热水。	已落实, 厨房新建燃气壁挂炉, 热媒为 $80^\circ\text{C} \sim$

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	采暖系统：采用上供上回机械循环同程式系统。采暖系统散热设备采用铸铁散热器 WSTSG2-6-8，标况下散热量为 133W/片，采暖管线采用低压流体输送用焊接钢管；卫生间采用 GWY45-62 卫浴型钢制散热器，标况下散热量为 467W/组。采暖热负荷：29.2kW。 2、通风设计 1) 配电室采用机械通风消除设备余热，通风换气次数为 8 次/h。 2) 厨房采取全面通风与局部通风相结合的通风方式，换气次数 40 次/h，总排风量的 65%由局部排气罩排出，其余 35%由厨房全面换气防爆轴流风机排出。其中轴流风机与室内危险气体检测装置连锁控制。当室内危险气体浓度达到爆炸下限 1/5 时，连锁风机开启，并应分别在室内、外便于操作的地点设置开关设施。排油烟的局部排风由专业厂家负责设计，本次设计预留风机电。 3) 阴保间设置机械通风，通风换气次数为 6 次/h。 4) 卫生间采用机械通风，通风换气次数为 10 次/h。 5) 热水炉间、UPS 间设置事故通风，换气次数为 12~15 次/h。风机与室内危险气体检测装置连锁控制。当室内危险气体浓度报警器报警时，连锁风机开启，防爆风机可就地及远程开启，并应分别在室内、外便于操作的地点设置开关设施。 6) 阀室采用有组织的自然通风，通风换气次数为 8 次/h。	60℃ 的热水。采暖系统：采用上供上回机械循环同程式系统。采暖系统散热设备采用铸铁散热器，采暖管线采用低压流体输送用焊接钢管；卫生间采用卫浴型钢制散热器。采暖热负荷：29.2kW。 通风： (1) 配电室采用机械通风消除设备余热，通风换气次数为 8 次/h。 (2) 厨房采取全面通风与局部通风相结合的通风方式，换气次数 40 次/h，总排风量的 65%由局部排气罩排出，其余 35%由厨房全面换气防爆轴流风机排出。其中轴流风机与室内危险气体检测装置连锁控制。当室内危险气体浓度达到爆炸下限 1/5 时，连锁风机开启。 (3) 阴保间设置机械通风，通风换气次数为 6 次/h。 (4) 卫生间采用机械通风，通风换气次数为 10 次/h。 (5) 热水炉间、UPS 间设置事故通风，换气次数为 12~15 次/h。风机与室内危险气体检测装置连锁控制。当室内危险气体浓度报警器报警时，连锁风机开

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
		启，防爆风机可就地及远程开启。 (6) 阀室采用有组织的自然通风，通风换气次数为 8 次/h。
58	主要建（构）筑物防火： 依据《石油天然气工程建筑设计规范》SY/T0021 第 6.1.5 条，建筑的安全疏散门应向疏散方向开启。 1) 洛川分输站 本建筑一层为 1 个防火分区，防火分区面积小于 2500m²，满足规范要求。 本工程为地上 1 层，设 2 个安全疏散出口，安全出入口及疏散宽度均满足防火规范规定。疏散走道、公共出口处均按规范设置疏散指示标志。 2) 阀室 本工程单体每层为 1 个防火分区，防火分区面积小于 2500m²，满足规范要求。 工程建筑物耐火等级均为二级，的耐火极限满足《建筑设计防火规范》GB50016 的相关规定。每个房间安全疏散口为 1 个，疏散出入口处均设有明显的疏散标志，建筑物内任意一点至最近安全出口的直线距离不大于《建筑设计防火规范》GB50016 表 3.7.4 的规定。	已落实，分输站综合值班室的安全疏散门向疏散方向开启。综合值班室一层为 1 个防火分区，防火分区面积小于 2500m²，满足规范要求。综合值班室设 2 个安全疏散出口，安全出入口及疏散宽度均满足防火规范规定。疏散走道、公共出口处均按规范设置疏散指示标志。 阀室防火分区面积小于 2500m²，满足规范要求。 工程建筑物耐火等级均为二级，每个房间安全疏散口为 1 个，疏散出入口处均设有明显的疏散标志。
59	给排水： 1、给水系统 给水水源接市政给水，供水压力 0.3MPa，其水质符合《生活饮用水卫生标准》GB5749 中相关要求。本工程拟定从东侧市政规划道路上引入一根 DN80 给水管（引入管均设置水表及倒流防止器）。 热水系统：综合值班室设局部热水供应系统，由容积式燃气热水炉供给，本次设计仅预留位置及功率，其选型由业主根据个人需要自行购置。热水用水定额 100L/（人·日），使用人数 4 人，热水供水温度 55℃，平均日耗热量：2.97kW。水源接自生活给水管网。塑料给水管不应直接与热水器进出口相连，应通过一段不小于 40cm 长的金属蛇形软管相连接。所有热水器均必须带有	已落实，洛川分输站给水水源接市政给水，供水压力 0.3MPa。 室内采用污废合流排水管道系统，厨房排水经隔油池处理后排入室外污水管网。地面及以上为重力流排放。生活区污废水汇集后排入化粪池，经化粪池初步处理后排入储污池，不定期外运处理或交

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	保证安全的装置。 2、排水系统 室内采用污废合流排水管道系统，厨房排水经隔油池处理后排入室外污水管网。地面及以上为重力流排放。生活区污废水汇集后排入化粪池，经化粪池初步处理后排入储污池，不定期外运处理或交付农用。 本项目设 1 座 9m³（G4-9SQF）钢筋混凝土化粪池，化粪池设计水力停留时间 12h，设计清掏周期 180 天；1 座 0.9m³（GG-1SF）钢筋混凝土隔油池，隔油池设计水力停留时间 10min，设计清掏周期 7 天；一座钢筋混凝土储污池，尺寸：5m×4m×3m，有效容积 25m³，可储存 30 天生活污水，生活污水不定期由罐车拉运至附近污水处理厂。场地内雨水沿场地坡度散排至站外。所有楼栋均采用重力流排水系统，雨水斗与天沟、檐沟连接处应采取防水措施。	付农用。
60	消防： 1、洛川分输站 1）依据《石油天然气工程设计防火规范》第 3.2.2 条、第 8.1.2 条和《建筑防火通用规范》第 8.1.5 条、第 8.1.7 条规定，本站需设置室外消火栓系统，且需配置一定数量的小型移动式灭火器。 2）因本项目外围市政供水管网无法为消防系统提供两路消防供水，故本次设计从项目用地北侧的洛河小区的室外消火栓环网上引入两路 DN100 的消防给水管网，在本项目用地范围内形成消防给水环网。本项目与洛河小区共用一套室外消防系统，经复核水量水压满足本项目室外消火栓系统用水要求，消防用水量分别计量，在两路消防给水引入管上分别设置计量水表。 3）根据上表取一次性火灾用水量最大的建（构）筑物的用水量作为本工程的消防用水量，故本工程一次灭火所需消防水量为 216m³。 4）本项目共设置室外消火栓 6 套，采用地上式防冻消火栓，型号为 SSF100/65-1.6，消火栓距消防车道不应大于 2 米，距建筑不小于 5 米。 5）建筑灭火器配置 ①根据《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140 第 3.1.2 条、第 3.2.1 条规定，综合值班室火灾种类属于 A、E 类火灾，危险等级为中危险级；工艺区火灾种类为 A、C、E 类，危险等级为严重危险级。 ②综合值班室最小灭火器配置灭火级别 55B，手提式灭火器最大	已落实，洛川分输站设置了室外消火栓系统，且配置了一定数量的小型移动式灭火器。分输站共设置室外消火栓 6 套，采用地上式防冻消火栓 6。 阀室未设置消防给水设施，配置了一定数量的小型移动式灭火器。

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	保护半径为 12m。工艺装置区最小灭火器配置灭火级别 89B，手提式灭火器最大保护半径为 9m，推车式最大保护半径为 18m，灭火器配置数量及位置见消防器材平面布置图。 ③灭火器按 2 具一组分别放置在灭火器箱内，要求设置稳固，且不影响安全疏散。应有专人管理、定期检查保养、定期换药，确保完好，以利使用。灭火器使用温度为-30℃～+55℃。手提式灭火器均设置在灭火器箱内，应有专人管理，按操作管理要求妥善保管，定期保养换药。 2、阀室 1) 本工程为新建阀室 1 座，阀室含阀组间和设备间，为输气线路阀室。 2) 依据《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 第 3.2.3 条、第 8.6.5 条以及《建筑防火通用规范》GB 55037 第 8.1.5 条、第 8.1.7 条相关规定，该站场属于五级站场，站内可不设消防给水设施，火灾危险场所配置一定数量的小型移动式灭火器。 3) 依据《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140 第 3.1.2 条、第 3.2.1 条规定，新建设施火灾种类为 C、E 类火灾；灭火器配置场所危险等级为：阀组间、设备间为严重危险级。灭火器设置位置及数量见 DWG0103FF01-01。 4) 手提式灭火器均按 2 具一组放置于灭火器箱内，灭火器箱设置位置应明显，便于取用且不得影响安全疏散，灭火器应按其产品使用及操作要求妥善保管，定期检查，按时换药。灭火器使用温度范围为-30℃～+55℃。	

通过列表分析可知，该项目对于安全设施设计提出的安全对策措施除 2 项外均已落实完成，2 项未落实为：1) 该项目管道沿线缺少高后果区警示牌。2) 高后果区摄像机接线未完成，未正常投用。

7.2 存在的问题及整改情况

针对现场检查出的不合格项，我公司向陕西省天然气股份有限公司出具了安全不合格项整改措施。建设单位对现场检查提出的不合格项进行了整改，不合格项及其整改完成情况详见整改确认书：

安全评价项目整改确认书

项 目 名 称	陕西省天然气股份有限公司西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程			
整改复查单位	江西赣安安全生产科学技术服务中心(盖章)			
复 查 人 员	吴爽、朱继科		复查日期	2025 年 2 月 19 日
序号	存在的问题	依据	整改情况	复查结论
1	洛川分输站工艺区部分工艺管道缺少介质流向箭头。	《工业管道的基本识别色、识别符号和安全标识》GB7231—2003 第 5.2 条	洛川分输站工艺区工艺管道增加了介质流向箭头。	符合
2	该项目管道沿线缺少高后果区警示牌。	《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015) 第 4.8.1 条	该项目管道沿线增加了高后果区警示牌。	符合
3	高后果区摄像机接线未完成，未正常投用。	《安全设施设计》第 3.4 节	高后果区摄像机已正常投用。	符合
复查意见及结论：				
经复查，该企业已完成整改。经评价组评议，确认符合安全条件。				
复查组长(签字)：		复查组成员(签字)：		
日 期： 2025 年 2 月 19 日				

7.3 补充的安全对策措施及建议

- (1) 企业特种作业人员应取得特种作业操作证且证书定期复审合格后才能上岗作业；维修人员如电工、焊接切割的特种作业人员应持证上岗且证书应定期复审合格后才能上岗作业。
- (2) 压力管道、安全阀、压力表等强制检测检验设备、设施应定期进行检测检验，由具有相应资质的单位来进行，检测检验单位对出具的报告负责。检测检验合格方可继续使用，对不合格安全设施或设备，应及时更换，严禁带病运行。
- (3) 应对可燃气体检测报警装置定期检定，保证报警装置能够正常运行。
- (4) 加强通信系统、自控系统的维护管理，确保正常操作和事故状态下

及时动作，以防止事故的进一步扩大。

(5) 该项目管线内输送的介质为易燃易爆物质天然气，为保证与待修系统有效地隔绝，在所有连接处应堵上盲板，以便安全检修。

(6) 检维修时应采用惰性气体吹扫置换，并保证置换后的甲烷和氧气含量符合规范要求。

(7) 企业应为员工提供防静电工作服、防静电手套、防护面罩(全面罩)、防静电鞋等劳动防护用品，并督促检查佩戴情况，不穿戴劳动防护用品不得上岗操作。企业应确保正压式空气呼吸器等应急救援器材能正常使用。

(8) 天然气属于重点监管的危险化学品，建议企业应加强对作业人员的安全培训以及站内防火安全管理。加强巡检和安全检查工作，严格按照操作规程巡检，发现危害管道安全运行的隐患及时进行整改。

7.4 场站及管道安全措施建议

7.4.1 压力管道方面的安全措施

(1) 进一步完善该项目输气管道、分输站及阀室的自动控制和自动连锁装置并确保其有效运行以保证其有效性。

(2) 应指定具有压力管道专业知识的技术人员负责安全技术管理工作。

(3) 建立压力管道的技术档案：包括压力管道检验合格报告、设计技术文件、制造单位产品质量合格证明、安装技术资料、压力管道维修等技术文件和资料。

(4) 压力管道的定期检验：

①外部检查：安全监察人员在压力管道运行中的年度检查，每年不少于一次。

②内外部检验：专业检验人员在压力管道停用时检验。分为：安全状况等级 1-3 级的，至少每六年一次；安全状况等级为 3-4 级的，至少每三年一次。

③型式试验：压力管道停用时所进行的超过工作压的气压试验或液压

试验，其周期为每十年一次。

(5) 企业应当按照《压力管道定期检验规则—长输管道》(TSG D7003-2022)的要求，首次定期检验应当在管道投用后 3 年内完成，以后的定期检验周期按照本规则由检验机构确定。

(6) 企业应当建立并有效实施年度检查管理制度。年度检查工作可以由企业安全管理人员组织经过专业培训的人员进行，也可以委托具有长输管道定期检验资质的检验机构进行。

(7) 企业应制定严格的压力管道巡回检查制度，明确检查人员、检查时间、检查部位、应检查的项目。

(8) 属于下列情况之一的管段，应当缩短检验周期：

- 1) 1 年内多次发生非人为因素造成的泄漏事故的；
- 2) 腐蚀情况异常的；
- 3) 具有应力腐蚀倾向或者已发生应力腐蚀的；
- 4) 承受交变载荷，可能导致疲劳失效的；
- 5) 防腐(保温)层损坏严重或者无有效阴极保护的；
- 6) 未开展年度检查或年度检查中发现除本条前几项以外的危及管道本体安全的；
- 7) 超过设计使用年限或者投用 30 年以上的；
- 8) 使用单位认为应当缩短检验周期的。

7.4.2 场站的安全建议对策措施

(1) 企业应不断完善和优化场站监控及数据采集系统，在天然气设施运行、维护和抢修中，应利用监控及数据采集系统，逐步实现故障判断、作业指挥及事故统计分析的智能化。监控及数据采集系统运行维护人员应掌握安全防爆知识，且应按有关安全操作规程进行操作。

(2) 天然气设施或重要部位应设置标志，并应定期进行检查和维护。设施运行、维护和抢修过程中，应设置安全标志。

(3)进入场站生产区的机动车辆应在排气管出口加装消火装置,并应限速行驶。

(4)消防设施和器材的管理、检查、维修和保养等应设专人负责,并应定期对其进行检查和补充,消防设施周围不得堆放杂物。消防通道的地面上应有明显的安全标志,应保持畅通无阻。

(5)站内防雷、防静电装置应完好并处于正常运行状态。防雷装置应按国家有关规定定期进行检测,检测宜在雷雨季节前进行,检测结果应符合设计要求;防静电装置检测每半年不得少于1次。

(6)压力容器、安全装置及压力表、温度计等仪器仪表等应按国家有关规定进行运行维护、定期校验和更换。

(7)进入厂站内生产区不得携带火种、非防爆型无线通信设备,未经批准不得在厂站内生产区从事可能产生火花性质的操作。

(8)站内天然气设备进行维护时,应有人监护。天然气设备进行拆装维护保养时,宜采用惰性气体进行间接置换。

(9)流量计、过滤器、阀门、安全设施、仪器、仪表等设备及工艺管路的运行工况及运行参数应进行定期检查,不得有泄漏等异常情况。

(10)过滤器前后压差应定期进行检查,并应及时排污和清洗。应定期对切断阀、安全放散阀等安全装置进行可靠性检查。

(11)加强可燃气体检测报警装置维护保养工作。

(12)应对爆炸危险区域防爆电器进行定期检查维护保养。

(13)建议在生产工艺区现场增加工艺管道平面布置图。

(14)建议每年对安全阀进行定期检验,并检查安全阀是否良好、铅封是否完好、有无校验标牌、标牌内容是否正确。在搬运过程中,要始终垂直放置,并轻拿轻放,避免剧烈振动,避免污物影响,不准拎起提升把手移动安全阀,不准将安全阀卧式放置,不准以任何方式对已校验安全阀施加冲击力。将校验好的安全阀安装到设备和系统上时,要检查垫片是否合格完好(必要时更换垫片)。拧紧螺栓时,要逐步上紧,确保安全阀不因安装不当

受到附加应力。企业在建立设备管理制度时,应列入安全阀检查和管理的相关内容,并切实执行。

(15) 建议委托具有资质的第三方技术机构,定期对 UPS 室氢气浓度进行现场检测,并出具检测报告,确保氢气浓度始终处于安全限值以内。

7.4.3 防火防爆安全对策措施

(1) 定期检验消防器材,确保事故时能可靠使用,以便能及时扑灭初期火灾。

(2) 确保消防通讯畅通。

(3) 建立事故应急预案,并定期演练。

(4) 加强员工消防技能培训,能扑救初期火灾、会报警、会自救、他救和组织人员疏散。

(5) 在危险区域内动火,必须按动火级别办理动火许可证。

7.4.4 检修作业

该项目中的火灾爆炸及中毒窒息是天然气设备、管线检修作业过程中易发生的安全事故,因此,应予以重视。

(1) 认真做好工器具准备工作

应根据检修需要准备好电气焊设备、工器具及各种劳动防护用品,在防火防爆场所,应选用防爆电器及铜质等不发火工具,穿戴防静电服,并佩戴合格的防护用品,如防毒面具或长距离供氧系统等。

(2) 做好隔离

检修前首先要停止需检修设备的工作,做好停机断电,关闭阀门等工作,将其与整个系统前后环节隔离好。最好拆除一节管路,用盲板将连接管口封死,使其完全隔离,避免其它设备中的介质进行入动火容器内。盲板必须保证足够的强度,严密不漏气、不破裂。

(3) 做好容器内残留物料的置换和清洗

检修前应用惰性气体进行吹扫置换。未经置换处理或虽处理但未取

样分析的设备管道，均不能动火焊割。在置换后，还要仔细地清洗设备管道的内外。

(4) 严格进行施工前的气体取样分析和施工过程中的监测

在检修前必须用气体浓度测量仪对设备、管道内的气体成分、有毒有害介质进行分析，确保易燃气体浓度和有毒有害介质浓度在安全范围内，符合国家标准规定，并检查各种监护措施和急救措施全部到位、工器具安全可靠后，方可动火。

(5) 现场监护

在进行检修时应指派两人以上进行现场监护，监护人应了解介质的理化性能、爆炸性、毒性、中毒症状等，应熟练掌握应急救援方法。并备好足够的消防器材和急救防护用具，如氧气呼吸器、防毒面具、安全带和救生器等。

(6) 及时清理现场

检修作业完成后应清理现场，清理所有材料、工具等，并组织检查现场，确认无遗留火种后，方可离开现场。

(7) 严格进行检修资质管理

管线应该由有经验的人员进行检修，进行动火作业的焊工必须是经考核合格持有特种作业人员作业资格证书并且有实际工作经验的焊工。应根据管线的实际使用腐蚀情况，确定检修周期，一般为 1 到 5 年 1 次。

(8) 严格办理《动火许可证》手续

管线检修作业在动火前应办理《动火许可证》，《动火许可证》必须经过安技部门等相关部门的审批。批准人在确认安全防范措施无误及落实到位后，方可签字批准动火作业。

(9) 检修作业前应要对检修人员交待作业任务，进行安全措施交底。

(10) 在检修作业之前应制定《应急处置预案》，并配备必需的应急救援设施。

(11) 配备完善的维抢修机具，确保事故状态下能及时到位，并在最短

时间内完成管道的维抢修作业。

7.5 安全管理建议

(1) 建立健全安全生产责任制度，严格按照要求配备符合国家要求的专(兼)职安全管理和技术人员。新上岗人员必须进行严格的三级安全教育和专业培训，考试合格后方可上岗。其他作业人员必须按照国家有关规定经专门的安全作业培训，取得岗位操作资格证书后方能上岗。对转岗、复工人员应参照新职工的办法进行培训和考试。对职工每年至少进行两次安全技术培训和考核。

(2) 组织和引导全体职工认真开展危害识别和风险评估，识别控制危险源；编制岗位以及重要工艺设施的安全检查表，并定期进行对照检查。

(3) 制定事故应急预案并定期进行演练(综合、专项预案每年至少 1 次，现场处置每半年至少 1 次)，不断提高职工处理突发事件的能力。除专业消防队员外，还应组织义务消防队员，并定期组织消防训练使每个职工都会使用消防器材。

(4) 操作人员除在操作室、控制室通过仪表监控外，还应对现场进行 24h 巡回检查。

(5) 操作人员必须严格执行规章制度和安全操作规程，严禁违章作业。

(6) 要根据生产岗位和工作环境的不同特点，配备完善适用的防护用品，切实加强管理。

(7) 制定并严格执行动火审批制度，动火前应检测可燃物的浓度，动火时须有专人监护并准备适用的消防器材。

(8) 因靖西一、二线与靖咸线、吴延线输油管道存在并行敷设的情况，建议企业与中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第一输油处、陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司签署安全管理协议，划分各自安全管理责任及范围。

(9) 建议企业依据《中华人民共和国安全生产法》(中华人民共和国主

席令〔2014〕第 13 号，根据中华人民共和国主席令〔2021〕第 88 号修正）相关条款，投保安全生产责任保险，加强安全生产标准化、信息化建设，构建安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制，健全风险防范化解机制，提高安全生产水平，确保安全生产。

8 安全验收评价结论

(1) 该项目的评价、设计、施工、监理单位均具有相应的资质，并在有效期内。该项目聘请有资质的单位进行了安全设施设计专篇的编制，并通过审核，该项目严格按照图纸施工，确保工程质量。

(2) 该项目分输站、阀室与周边建(构)筑物、设施的防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 的相关要求。分输站站内设施之间的防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 的相关要求。

(3) 该项目分输站采用密闭输送工艺，设置 SCADA 系统，可远程实现控制和操作，设置了紧急放空系统，在技术、工艺方面已经非常成熟，通风良好，发生窒息危险的可能性降低，维护管理方便。所选的工艺装置自动化水平较高。因此，该项目的技术、工艺成熟可靠。

(4) 该项目分输站及阀室设置了相应的安全设施及测量仪表，设置有可燃气体探测报警系统；设备设施设置防雷、防静电接地装置；爆炸危险区域采用符合要求的防爆电器；灭火器材按规范要求设置。该项目采用的安全设施可以满足该项目安全生产条件要求。

(5) 该项目采用密闭输送工艺，工艺技术成熟，与国内同类项目相当，管道路由走向布置科学、合理，与其他建构筑物保持了符合要求的防火间距；管道设计管材选择、管径选择与下游管道保持一致，能满足管道安全运行的需要。

(6) 该项目针对安全设施设计专篇提出的对策措施，基本落实到位，运行后涉及火灾、爆炸、中毒和窒息、容器爆炸、触电、坍塌、机械伤害、车辆伤害、物体打击、其他伤害(辐射)等危险有害因素。该项目应重点防范的危险有害因素主要有：火灾、爆炸。

(7) 陕西省天然气股份有限公司延安分公司按照《生产经营单位生产安

全事故应急预案编制导则》(GB/T29639-2020)编制了《陕西省天然气股份有限公司延安分公司生产安全事故应急预案》，并在延安市应急救援服务中心进行了备案。

(8) 针对评价单元检查表检查出的问题，企业已全部整改到位。

综上所述：陕西省天然气股份有限公司西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程安全设施与主体工程做到了“同时设计、同时施工、同时投入生产和使用”的三同时要求。该项目的安全设施符合国家有关安全生产的法律法规、标准、规章、规范的要求，具备安全设施竣工验收条件。

9 与建设单位交换意见的情况结果

在本次评价过程中，我公司评价组多次与建设单位联系，从各个方面互通情况，充分商讨、研究交换意见。对评价组提出的一些建设性的意见，建设单位能足够重视，积极协调解决。

在评价报告完成后，我公司将评价报告的主要内容及对策措施和建议与企业沟通和协商，并达成了共识；在与企业积极交换意见，充分协商的情况下，完成了该项目安全验收评价报告。

附录一 有关材料

- (1) 安全评价委托书
- (2) 现场勘察人员组成表
- (3) 建设单位营业执照
- (4) 《陕西省高速铁路建设协调推进机制办公室高铁项目专题协调会议纪要(2023年第1次)》
- (5) 延安市行政审批服务局《关于西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程核准的批复》(延行审建设[2023]148号)
- (6) 洛川县自然资源局《关于“西延高铁洛川段与靖西一、二线交叉改线工程项目拟用地情况的说明》
- (7) 《洛川县自然资源局关于西延高铁洛川段与靖西一线、二线交叉改线工程线路部分路由方案的初步意见》(2023年7月13日)
- (8) 延安市行政审批服务局出具的《危险化学品建设项目安全条件审查意见书》(延行审安条许〔2024〕039号)
- (9) 延安市行政审批服务局出具的《危险化学品建设项目安全设施设计审查意见书》(延行审安条许〔2024〕096号)
- (10) 安全设施设计单位资质证书
- (11) 施工单位营业执照及资质证书
- (12) 监理单位营业执照及资质证书
- (13) 无损检测单位资质证书
- (14) 《陕西省天然气股份有限公司延安分公司关于优化安全管理组织机构的通知》
- (15) 《陕西省天然气股份有限公司延安分公司关于人员任免的通知》
- (16) 陕西省天然气股份有限公司关于印发《安全生产管理制度》的通知、关于印发《输气工艺运行管理办法》等3项制度的通知
- (17) 生产经营单位生产安全事故应急预案备案登记表
- (18) 主要负责人及安全管理人员安全生产知识和管理能力考核合格

证、特种设备作业人员证书

(19) 工伤保险证明及安全生产责任险保险单

(20) 洛川分输站及阀室安全阀校验报告、压力表检定证书

(21) 洛川分输站及阀室可燃气体探测器、高浓度气体探测器、便携式氧气、可燃气体探测器等检定证书

(22) 洛川分输站及阀室雷电防护装置定期检测报告

(23) 施工记录(部分)(立式设备安装记录、卧式设备安装记录、放空管安装记录、管道焊缝外观检查记录、管道防腐补口保温施工记录、管道安装检验批质量验收记录表、管道组对检验批质量验收记录表、管道焊接检验批质量验收记录表、防腐检验批质量验收记录表、阀门安装工程检验批质量验收记录表、聚乙烯防腐层现场补口补伤检验批质量验收记录表、管道清管、测径检验批质量验收记录表、管道水压试验检验批质量验收记录表、管道干燥检验批质量验收记录表、管道连头检验批质量验收记录表、线路保护构筑物检验批质量验收记录表、桥墩工程检验批质量验收记录表、设备/管道吹扫记录、管道干燥报告、管道清管、测径报告、管道压力试验报告、阴极保护工程施工记录、阴极保护测试桩检查记录、管道穿越工程隐蔽检查记录、管道工程隐蔽检查记录、管道标志桩埋设记录等)

(24) 压力管道施工监督检验证书

(25) 设计总结报告

(26) 无损检测总结报告

(27) 竣工验收自评报告

(28) 监理总结报告

(29) 试运行方案目录及试运行专家审查意见

(30) 安全不合格项整改照片

(31) 专家意见及专家意见修改确认表

(32) 专家意见现场问题整改照片

附录二 有关附图

- (1) 洛川分输站四邻关系图
- (2) 洛川分输站总平面布置图
- (3) 洛川分输站储运部分工艺管道及仪表流程图
- (4) 洛川分输站爆炸危险区域划分图
- (5) 洛川分输站仪表电缆走向示意图(可燃气体报警器、ESD 按钮布置)
- (6) 洛川阀室四邻关系图
- (7) 洛川阀室平面布置图
- (8) 洛川阀室工艺自控流程图
- (9) 洛川阀室电气部分爆炸危险区域划分图
- (10) 靖西一线平、纵断面图
- (11) 靖西二线平、纵断面图