

陕西延长石油(集团)有限责任公司
管道运输第四分公司
西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程
安全验收评价报告
(备案版)

建设单位：陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司

建设单位负责人：张振军

建设项目单位：陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司

建设项目单位主要负责人：张振军

建设项目单位联系人：杭光强

建设项目单位联系电话：15829995721

(建设项目单位公章)

2026 年 03 月 30 日

陕西延长石油(集团)有限责任公司
管道运输第四分公司
西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程
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

陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司
西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程
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《中华人民共和国安全生产法》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

陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司
西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程
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

陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司(以下简称“该公司”)成立于2014年08月27日,营业场所位于陕西省延安市宝塔区枣园镇裴庄村延安大华物流中心B1、B2座,负责人:张振军,企业类型:有限责任公司分公司(国有控股),统一社会信用代码:91610600305591884U,经营范围:管道建设,成品油、原油、天然气及石油化工产品的管道输送,原油采购。(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)。

规划西延高铁过境路主线DK201+900、DK203+100、DK203+370占压WY2701~WY2807吴起-延炼原油干线管道,为保证铁路建设安全按期完成通车,同时确保输油管道安全生产运行,释放洛川县城发展空间,对占压段管道进行了改线,完成了西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程(以下简称“该项目”)。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:陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司、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,陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司负责做好该项目各类报批手续的配合工作。

该项目于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吴延线交叉改线工程核准的批复》(延行审投资发[2023]150号),建设地点:延安市洛川县凤栖街道办,建设规模及内容:将涉及西延高铁建设占压的吴延线输油管道进行改迁,迁改长度约为9.2km。新建输油阀室一座,占地面积约731平方米,约合1.10亩。

实际建设规模及内容:该项目迁改输油管线9.2km,改线段管道规格:L415M-D457×9.0/11.0,管道材质:直缝高频电阻焊钢管;该项目新建阀室征地面积730.02m²,设计处理能力600×10⁴t/a,最大处理能力750×

10⁴t/a。阀室内主要设有线路截断阀、手动平板闸阀和旁通管线。

该项目管线输送的介质为净化原油(CAS 号:8002-05-9),其被列入《危险化学品目录(2015 版)》(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)中,属于危险化学品。

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〕040 号),于 2024 年 10 月 8 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〕99 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 13 号,根据中华人民共和国主席令〔2021〕第 88 号修正)、《危险化学品建设项目安全监督管理办法》(原国家安全生产监督管理总局令〔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,陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分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吴延线交叉改线工程(以下简称“该项目”)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 13

2.1 建设单位简介 13

2.2 建设项目基本情况 14

2.3 自然及社会环境概况 19

2.4 线路工程 26

2.5 公用工程及辅助设施 42

3 危险、有害因素辨识及分析 50

3.1 主要物质危险有害因素分析 50

3.2 自然及社会环境危险有害因素分析 53

3.3 危险、有害因素分析 59

3.4 线路工程危险有害因素辨识与分析 65

3.5 公用工程及辅助设施危险有害因素分析 76

3.6 安全管理危险有害因素分析 78

3.7 辨识结果汇总 80

3.8 重大危险源辨识 81

3.9 事故案例与事故原因分析 81

4 安全评价单元划分及评价方法选择 96

4.1 评价单元的划分 96

4.2 评价方法的选择 97

4.3 评价方法和评价单元的对应关系 98

5 定性定量安全评价 100

5.1 线路工程评价单元 100

5.2 公用工程及辅助设施评价单元 105

5.3 安全管理评价单元 110

5.4 重大隐患检查单元 115

5.5 定量评价 116

6. 安全管理 121

6.1 安全管理机构设置 121

6.2 人员编制与安全管理人員設置 121

6.3 安全管理制度、操作规程 122

6.4 个体安全防护用品配备 122

6.5 抢修设备配备 122

6.6 应急预案 126

6.7 安全投入 127

6.8 外部依托力量 127

7 安全对策措施及建议 129

7.1 安全设施设计中提出的安全对策措施的落实情况 129

7.2 存在的问题及整改情况 151

7.3 补充的安全对策措施及建议 151

7.4 管道安全措施建议 152

7.5 安全管理建议 155

8 安全验收评价结论 157

9 与建设单位交换意见的情况结果 158

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)《洛川县自然资源局关于西延高铁洛川段与吴延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)

(6)《洛川县自然资源局关于西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程项目拟用地情况的说明》(2023 年 7 月 27 日)

(7)《延安市行政审批服务局关于西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程核准的批复》(延行审投资发[2023]150 号)

(8)《关于西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程项目建设用地的批复》(陕政土批[2024]1278 号)

(9)《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〕040 号)

(10)《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〕99 号)

(11)安全设施设计单位营业执照及资质证书

(12)施工单位营业执照及资质证书

(13)监理单位营业执照及资质证书

(14)无损检测单位营业执照及资质证书

(15)《关于成立安全管理机构及聘任专职安全管理人员的通知》、《关于张振军姚广玉任免职通知》

(16)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、注册安全工程师证书

(17)特种设备作业人员证书

(18)应急预案备案登记表

(19)工伤保险证明及安全生产责任险保险单

(20)施工记录(部分)(工程竣工报告、工程完工报告、管道组对检验批质量验收记录、管道焊接检验批质量验收记录、管道补口补伤检验批质量验收记录、管道试压检验批质量验收记录、阴极保护工程检验批质量验收记录、阀门电气安装工程检验批验收记录、阀门安装工程检验批质量验收

记录、管道焊接记录、管道焊缝外观检查记录、管道焊缝补口记录、定向钻施工记录、阀室电气安装工程记录、阴极保护工程施工记录、阀门、管道试压记录、管材、弯管及管材防腐材料合格证等)

- (21) 压力管道施工监督检验证书及报告
- (22) 压力表检定证书
- (23) 可燃气体探测器检定证书
- (24) 雷电防护装置定期检测报告
- (25) 设计总结报告
- (26) 无损检测总结报告
- (27) 验收评价报告
- (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) 吴延线 RTU 阀室总平面布置图
- (2) 阀室工艺部分工艺监控流程图
- (3) 阀室爆炸危险区域划分图
- (4) 阀室照明、动力、接地平面图
- (5) 消防器材平面布置图
- (6) 西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程平、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生产中的危险、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：陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程。

评价范围：该项目起点(凤栖镇后子头村北侧废品回收站(原吴延线桩号：WY2618))至终点(洛川县污水处理厂东南角与原有管道碰口(原吴延线桩号：WY2679))9.2km 迁改输油管道(包括 1 座新建输油阀室)的选址、工艺设施、公用工程及辅助设施、安全管理等内容。

该项目上游界面为改线起点凤栖镇后子头村北侧废品回收站(原吴延线桩号：WY2618)，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(原吴延线桩号: WY2679), 该项目上游界面之前以及下游界面之后的管线、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)《洛川县自然资源局关于西延高铁洛川段与吴延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)

(2)《洛川县自然资源局关于西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程项目拟用地情况的说明》(2023 年 7 月 27 日)

(3)《延安市行政审批服务局关于西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程核准的批复》(延行审投资发[2023]150 号)

(4)《西延铁路洛川段吴延管道改建项目三方协议书》(2023 年 8 月)

(5)《洛川县自然资源局关于西延高铁洛川段项目涉及油气管道迁改相关事宜的委托函》(洛自然资函〔2023〕11 号)

(6)《陕西省人民政府关于新建西安至延安铁路工程建设有关问题的通知》(陕政函〔2020〕55 号)

(7)《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〕040 号)

(8)《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〕99 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》(原国家安全生产监督管理总局令第 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) 《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)
- (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/T5918-2024)
- (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/T34275-2024)
- (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) 《钢质管道焊接及验收》(GB/T31032-2023)
- (44) 《建设工程施工现场消防安全技术标准(2025 年版)》
(GB/T50720-2011)
- (45) 《危险化学品企业特殊作业安全规范》(GB30871-2022)
- (46) 《石油天然气管道安全规范》(SY/T6186-2020)
- (47) 《建筑抗震设计标准(2024 年版)》(GB/T50011-2010)
- (48) 《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)
- (49) 《视频安防监控系统工程设计规范》(GB50395-2007)

- (50) 《建筑灭火器配置设计规范》(GB50140-2005)
- (51) 《建筑工程抗震设防分类标准》(GB50223-2008)
- (52) 《建筑物防雷设计规范》(GB50057-2010)
- (53) 《危险化学品单位应急救援物资配备要求》(GB30077-2023)
- (54) 《个体防护装备配备规范 第 2 部分：石油、化工、天然气》
(GB39800.2-2020)
- (55) 《特种设备重大事故隐患判定准则》(GB45067-2024)
- (56) 《建筑设计防火规范(2018 年版)》(GB50016-2014)
- (57) 《建筑防火通用规范》(GB55037-2022)
- (58) 《输油气管道工程安全仪表系统设计规范》(SY/T6966-2023)
- (59) 《油气输送管道工程地质灾害防治设计规范》(SY/T7040-2021)
- (60) 《油气输送管道并行敷设技术规范》(SY/T7365-2017)
- (61) 《穿越管道防腐层技术规范》(SY/T7368-2023)
- (62) 《油气输送管道通信系统设计规范》(SY/T7473-2020)
- (63) 《石油天然气钢质管道无损检测》(SY/T4109-2020)
- (64) 《石油天然气工程建筑设计规范》(SY/T0021-2016)
- (65) 《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)
- (66) 《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007)
- (67) 《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》(SY/T 7628-2021)
- (68) 《报废油气长输管道处置技术规范》(SY/T7413-2018)
- (69) 《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》(GB50169-2016)
- (70) 《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)
- (71) 《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) 《陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程安全设施设计》(陕西宇阳石油科技工程有限公司, 2024 年 9 月)

(3) 《西延高铁洛川段油气管道改建工程吴延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，编制该项目的安全验收评价报告。

安全验收评价程序框图详见图 1.4:

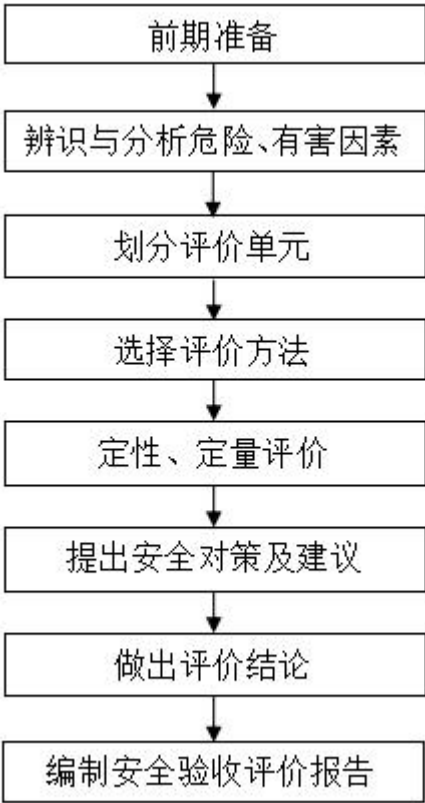


图 1.4 安全验收评价程序框图

2 建设项目概况

2.1 建设单位简介

陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司(以下简称“该公司”)成立于 2014 年 08 月 27 日,营业场所位于陕西省延安市宝塔区枣园镇裴庄村延安大华物流中心 B1、B2 座,负责人:张振军,企业类型:有限责任公司分公司(国有控股),统一社会信用代码:91610600305591884U,经营范围:管道建设,成品油、原油、天然气及石油化工产品的管道输送,原油采购。(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)。

该公司隶属于陕西延长石油(集团)管道运输公司,是管道运输公司六个专业化输油(气)分公司之一,主要负责吴起—延炼和直罗—富县两条原油管道的生产运行工作。管道于 2009 年 4 月 23 日建成投运,线路首起吴起县境内的吴起输油首站,终止洛川县境内的延安炼油厂,包括直罗—富县插输管线,全长 415.67 公里,管道途径 5 县 24 个乡镇,承担着吴起、志丹、下寺湾、川口、南泥湾和直罗 6 个采油厂的原油输送及东西部油区的衔接任务。

规划西延高铁过境路主线 DK201+900、DK203+100、DK203+370 占压 WY2701~WY2807 吴起—延炼原油干线管道,为保证铁路建设安全按期完成通车,同时确保输油管道安全生产运行,释放洛川县城发展空间,对占压段管道进行了改线,完成了西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程(以下简称“该项目”)。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:陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司、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,陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分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：陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司

建设项目单位：陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司

项目名称：西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程

项目代码：2308-610629-04-05-588542

实际建设规模及内容：该项目迁改输油管线 9.2km，改线段管道规格：L415M-D457×9.0/11.0，管道材质：直缝高频电阻焊钢管；该项目新建阀室征地面积 730.02m²，设计处理能力 600×10⁴t/a，最大处理能力 750×10⁴t/a。阀室内主要设有线路截断阀、手动平板闸阀和旁通管线。

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：净化原油

总投资：6474.64 万元

管道施工监督检验情况：该项目管道于 2025 年 7 月 7 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：SDJS202400045，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

陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司委托中润安全技术有限公司编制了《陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司西延高铁洛川段与吴延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〕040 号);委托陕西宇阳石油科技工程有限公司编制了《陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程安全设施设计》(2024 年 9 月),并于 2024 年 10 月 8 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〕99 号)。

该公司委托陕西承鑫工程有限责任公司承担该项目的管道及阀室的施工及安装工作,委托延安恒兴工程监理有限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	陕西承鑫工程有限责任公司	D261000659	石油化工工程施工总承包二级
		TS3810547-2025	长输管道安装(GA1)
施工监理	延安恒兴工程监理有限公司	E261005739	化工石油工程专业资质乙级
无损检测	西安东方宏业科技股份有限公司	TS7VII61004-2027	核准项目代码(CG、TOFD)
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《西延高铁洛川段与吴延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吴延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承鑫工程有限责任公司。陕西承鑫工程有限责任公司成立于2007-12-13，法定代表人为万新彪，注册资本为36850万元，统一社会信用代码为91610000667981660G，企业注册地址位于陕西省西安市经开区凤城十二路三合国际城1幢2单元13层21302号，所属行业为房屋建筑业，经营范围包含：石油化工工程施工总承包；建筑工程施工总承包；市政公用工程总承包；机电工程施工总承包；公路工程施工总承包；水利水电工程总承包；钢结构工程专业承包；防水防腐保温工程专业承包；环保工程专业承包；园林古建筑工程专业承包；园林绿化施工；消防设施工程专业承包及工程施工；房屋拆除工程施工（除爆破）；化工机械设备拆除；建筑劳务分包；节能环保设备、石油天然气专用设备的技术咨询、开发、研究、销售与服务；工程投标及造价咨询；机电设备、钢材、建材、五金交电、石油助剂（危险、易制毒化学品除外）、劳保用品的销售。（上述经营范围中涉及许可项目的，凭许可证明文件、证件在有效期内经营，

未经许可不得经营)。

陕西承鑫工程有限责任公司拥有石油化工工程施工总承包二级(D261000659)、长输管道安装(GA1)(TS3810547-2025)等资质,资质符合施工要求。

根据陕西承鑫工程有限责任公司编制的《西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程验收评价报告》可知,工程实体质量符合设计及规范要求,资料完整,穿越工程、阀室功能及管线整体试压验收合格,同意通过竣工验收。

(3)检测总结

该项目无损检测单位为西安东方宏业科技股份有限公司。西安东方宏业科技股份有限公司成立于2009年,位于陕西省西安市,是一家以从事科技推广和应用服务业为主的企业。

西安东方宏业科技股份有限公司拥有特种设备检验检测资质,资质证书编号:TS7VII61004-2027,核准项目代码(CG、TOFD),资质符合检测要求。

根据西安东方宏业科技股份有限公司编制的《西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程总结报告》可知,该单位圆满完成了西延高铁洛川段与吴延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

该项目监理单位为延安恒兴工程监理有限公司。延安恒兴工程监理有限公司成立于2006年,位于陕西省延安市,是一家以从事专业技术服务业为主的企业。

延安恒兴工程监理有限公司拥有化工石油工程专业资质乙级资质(E261005739),资质符合监理要求。

根据延安恒兴工程监理有限公司编制的《西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程安全验收监理总结报告》可知,本次长输管道工程在施工过程

中未发生任何安全事故，工程质量满足设计、规范及使用功能要求。

(5) 试运行总结

该项目编制有《西延高铁洛川段与吴延线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，试运行时间为 2024 年 4 月 28 日至 2024 年 10 月 28 日，经试运行，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

该项目输油管道沿线的行政区域划分情况统计见下表 2.2.2 所示：

表 2.2.2 沿线区划统计表

序号	名称	省(自治区、直辖市)	市(设区)	县/区	长度(km)
1	西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程	陕西省	延安市	洛川县	9.2km
合计					9.2km

2.2.3 阀室设置统计

因吴延输油管线迁改，原吴延线黑木阀室位于迁改段，因此迁建了黑木线路截断阀室。迁建位置为作善村洛河小区南侧 420m、省道 S304 路旁，距离上游蒋村阀室 10.8km，距离下游延炼末站 13.9km，如图 2.2.3 所示。阀室功能：干线截断、压力平衡旁通、放空放液吹扫。阀室主阀采用全通径全焊接电液联动球阀，压力等级 9.0MPa，管材规格为 L415M-D457×9.0，主阀安装采用室内埋地安装，新建阀室两端与迁改管道连接。

表 2.2.3 阀室设置统计

序号	阀室名称	站场等级	位置	上游场站/阀室间距 km	下游场站/阀室间距 km	阀室功能
1	黑木阀室	五级	作善村洛河小区南侧 420m、省道 S304 路旁	距离上游蒋村阀室 10.8km	距离下游延炼末站 13.9km	干线截断、压力平衡旁通、放空放液吹扫

2.2.4 输送工艺及物料介质

设计规模：600×10⁴t/a；

设计压力：9.0MPa；

原管道规格：L415-D457×7.9 直缝高频电阻焊钢管；

改线管道规格：L415M-D457×9/11 直缝高频电阻焊钢管；

钢级：L415M；

设计温度：15-60℃；

输送介质：净化原油；

输送工艺：密闭输送；

压力管道类别：GA1。

该项目输送介质为净化原油。原油基本组成和物性表见表 2.2.4。

表 2.2.4 原油基本组成和物性表

组分名称	密度 (20℃)t/m³	凝点℃	粘度(20℃)mPa. s	胶质%	沥青质%	蜡含量 m%	初馏点℃
含量	0.8356	10	4.1	7.67	0.32	11.55	68

2.3 自然及社会环境概况

2.3.1 自然环境

(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。

表 2.3-1 洛川县气象要素统计表

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

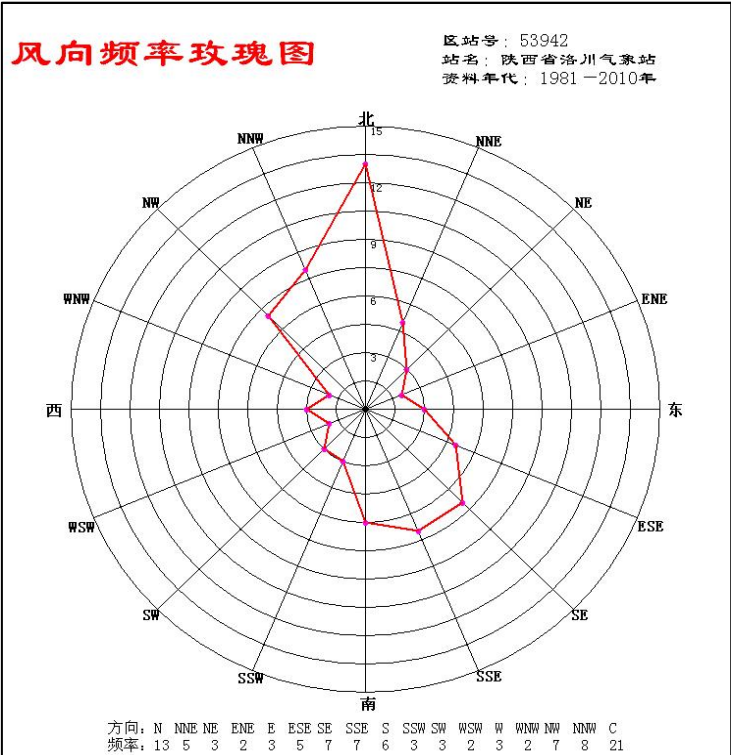


图 2.3 洛川县风向玫瑰图

(2) 地形地貌

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。

(3) 地质

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项目工程现场进行了岩土工程勘察，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，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(Q_4): 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(T_3): 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《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，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。

(4) 水文

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。

(5) 地震

根据国家地震局《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。

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

输油管道改线管道设计压力：9.0MPa，改线管道规格：L415M-D457×9/11，管道材质：L415M 直缝高频电阻焊钢管，设计温度：15-60℃，输送介质：净化原油，压力管道类别：GA1。

该项目因吴延输油管线迁改，原吴延线黑木阀室位于迁改段，需迁建黑木线路截断阀室。迁建位置为作善村洛河小区南侧 420m、省道 S304 路旁，

距离上游蒋村阀室 10.8km，距离下游延炼末站 13.9km。该项目阀室征地面积 730.02m²，设计处理能力 600×10⁴t/a，最大处理能力 750×10⁴t/a。阀室功能：干线截断、压力平衡旁通、放空放液吹扫。新建 RTU 监控阀室 1 座，采用双间地面结构形式。阀室主阀采用全通径全焊接电液联动球阀，压力等级 9.0MPa，管材规格为 L415M-D457×9.0，主阀安装采用室内埋地安装，新建阀室两端与迁改管道连接。

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

该项目输油管道改线吴延线改线起点位于凤栖镇后子头村北侧刘涛废品回收站(原吴延线桩号 WY2618)，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，然后折向西采用水平定向钻穿越冲沟至作善村东南侧，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(原吴延线桩号 WY2679)。

2.4.2.3 埋深

该项目输油管道全段采用埋地敷设，管道埋深≥1.5m，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 25°，东侧入土角 28°，采用直线轨迹，沟底埋深 4.0m，最终扩孔孔径 1050mm。

入土点距沟边的水平距离西侧 62m、东侧 65m。

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 $14^{\circ} \sim 16^{\circ}$ ，出土角均为 $10^{\circ} \sim 12^{\circ}$ ，采用曲线轨迹，曲线段曲率半径 565.5m，第一次穿越沟底管顶埋深 15m，第二次穿越沟底管顶埋深 10m，最终扩孔孔径 1050mm。第一次穿越水平长 1431.9m，实长 1436.2m，第二次穿越水平长 1397.5m，实长 1426.3m。

2.4.2.4 管道通过高后果区的安全防护措施

(1) 改线管道一般段计算管道壁厚为 8.26mm，设计壁厚选取 9mm，穿越段计算管道壁厚为 9.82mm，设计壁厚选取 11mm，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) 原吴延输油管道设置有全线管道泄漏监测系统，该项目将改线段数据重新组态，确保原泄漏监测系统准确、可靠。

(7) 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 6.1.1.1 条，该项目管线经过区域符合下表 2.4.3-1 识别项中任何一条的为高后果区。

表 2.4.3-1 输油管道高后果区识别信息表

识别项	分级
a)管道中心线两侧各 200m 范围内，任意划分成长度为 2km 并能包括最大聚居户数的若干地段，四层及四层以上楼房(不计地下室层数)普遍集中、交通频繁、地下设施多的区段	Ⅲ级
b)管道中心线两侧各 200m 范围内，任意划分 2km 长度并能包括最大聚居户数的若干地段，户数在 100 户或以上的区段，包括市郊居住区、商业区、工业区、发展区以及不够四级地区条件的人口稠密区	Ⅱ级
c)管道两侧各 200m 内有聚居户数在 50 户或以上的村庄、乡镇等	Ⅱ级
d)管道两侧各 50m 内有高速公路、国道、省道、铁路及易燃易爆场所	I 级
e)管道两侧各 200m 内有湿地、森林、河口等国家自然保护区	Ⅱ级
f)管道两侧各 200m 内有水源、河流、大中型水库	Ⅲ级

注：高后果区分为三级，I 级代表最小的严重程度，Ⅲ级代表最大的严重

2.4.3.2 辨识结果

根据《油气输送管道完整性管理规范》(GB32167-2015)规定，管道中心线 200m 范围内有少量村庄，该项目的高后果区识别见表 2.4.3-2。

表 2.4.3-2 高后果区统计表

序号	高后果区编号	起止里程(km+m)	长度(m)	识别项描述	级别	备注
1	HCA01	0~0+240	240	村庄、乡镇	Ⅱ级	46 户或企业
2	HCA02	0+314~0+651.6	337.6	高铁交叉 绿荫上品住宅	Ⅲ级	4 层以上
3	HCA03	4+58.1~4+857.1	799	罗村	Ⅱ级	56 户村民
4	HCA04	6+824.4~8+124.6	1300.2	作善村 高铁交叉 S304 省道	Ⅱ级	53 户村民
5	HCA05	8+206.4~8+775.2	568.8	洛河小区	Ⅲ级	4 层以上
合计			3245.6			

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

该项目输油管道未穿越山岭隧道。

2.4.6.2 采矿区

该项目输油管道未穿越采矿区。

2.4.6.3 河流大、中型穿(跨)越

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

单边定向钻穿越西沟属于小型穿越，位于管线桩号C1-C2，西沟西侧入土点C1-1(坐标：X=3962085.277，Y=37359073.340)，西侧入土角度 25° ，东侧入土点C1-2(坐标：X=3962129.071，Y=37359327.863)，东侧入土角度 28° ，沟底采用大开挖穿越。水平穿越长度258.5m，实际穿越长度西侧斜线154m，东侧斜线141m，底部连头距离11m。西沟位于陕西省延安市洛川县后子头村和胡村，地处黄土塬边缘区域，地势不平坦，沟底交通不便利，场地多处小型冲沟发育，落水洞发育。此穿越冲沟位于沟头发育汇水区段：冲沟为“V”型，冲沟顶部宽约120.0m，冲沟底部宽约2.0m-8.0m，穿越长度为258.5m，沟底可见地表水，水深为0.2-0.5m，水流速度为2.0m/s，沟底陡峭，侧蚀较弱，下蚀较强，稳定性较差，穿越方向基本垂直于河谷延伸方向。河谷两侧地形较为陡峭，西侧入土点为垃圾回收厂，植被稀少，穿越桩附近20m有电力塔，东侧入土点侧为苹果地，穿越场地外围交通状况较好。

2次水平定向钻穿越当中洼沟均属于中型穿越，第1次当中洼穿越入土侧位于罗村管线桩号C5-C6，入土点C5-2(坐标：X=3958729.521，Y=37360644.491)，入土角 15° ，出土侧位于胡村C5-1坐标：(X=3960149.763，Y=37360461.518)，出土角 12° ，穿越水平长1431.9m，实长1436.2m，穿越场地位于陕西省延安市洛川县胡村和罗村。该处县道与河流相伴而行，河谷走向为北—南向，穿越沟道为“U”型，沟道底部宽约100.0m，沟道顶部宽约820.0m，沟道内可见河道，河道宽约10.0m，水深为0.2-0.8m，水流速度为1.0m/s，沟底较平坦，侧蚀较强，下蚀较弱，稳定性较好。两侧斜坡较为陡峭，冲沟发育较多。河谷两侧穿越桩位置均为苹果地，地形起伏不大，沟道内荒地，植被茂密，穿越场地外围交通状况

较好。

第 2 次当中洼沟穿越入土侧位于罗村 C8(坐标：X=3958020.093，Y=37359266.682)，入土角 15°，出土侧位于洛川塬 C7(坐标：X=3958018.863，Y=37360659.132)，出土角 12°，穿越水平长 1397.5m，实长 1426.3m，穿越场地位于陕西省延安市洛川县作善村和罗村。该处县道与河流相伴而行，河谷走向为北—南向，穿越沟道为“U”型，沟道底部宽约 30.0m，沟道顶部宽约 950.0m，沟道内可见河道，河道宽约 6.0m，水深为 0.2-1.5m，水流速度为 2.0m/s，沟底较平坦，侧蚀较强，下蚀较弱，稳定性较好。两侧斜坡较为陡峭，冲沟发育较多。河谷两侧穿越桩位置均为林地，地形起伏不大，沟道内荒地，植被茂密，穿越场地外围交通状况较好。穿越统计表如下：

表 2.4.6-1 西沟、当中洼沟穿越工程统计表

序号	穿越名称	桩号	西侧入土角度(°)	东侧入土角度(°)	沟底宽度(m)	穿越长度(m)	备注
1	西沟	C1-1~C1-2	25	28	120	306	
2	当中洼	C5-1~C5-2	15	12	100	1436.2	第一次
3	当中洼	C7~C8	15	12	30	1426.3	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 0.5，选择 11mm 的壁厚；

5)西沟沟底大开挖穿越管道埋设严格遵循有关要求进行了沟埋敷设。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)防腐保温设计，定向钻穿越段管道防腐保温结构采用硬质聚氨酯泡沫塑料防腐保温层+环氧玻璃钢防护层。其中防腐层采用常温型加强级 3LPE 防腐层。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

该项目输油管道与高压架空电线交叉情况详见表 2.4.6-2。

表 2.4.6-2 与架空输电线路交叉一览表

序号	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
1	交流架空输电线路(220kV)	延安市洛川县	7.5m	90	与管道(C1-C2 桩)交叉于西沟西侧

该项目输油管道与高压架空电线并行情况详见表 2.4.6-3。

表 2.4.6-3 与架空输电线路并行一览表

序号	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
1	交流架空输电线路(220kV)	延安市洛川县	0~200m	1.25km	与管道(C1-C4 桩)并行

该项目输油管道与 220kV 高压交流输电线塔的距离检查，详见表 2.4.6-4。

表 2.4.6-4 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)	与交流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	C1-C2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	7.5m	符合	《110kV~750kV架空输电线路设计规范》(GB50545-
2	C4桩	交流架空输	延安市	开阔地区：最高	5m	36.5m	符合	

		电线路 (220kV)	洛川县	杆(塔)的高度(塔高20m); 受限制区域: 5m				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
--	--	----------------	-----	------------------------------	--	--	--	---

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

该项目输油管道不涉及与铁路并行。

该项目输油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(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，输油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。

高铁穿越统计表见表 2.4.6-5。

表 2.4.6-5 管道穿越在建西延高铁情况统计表

序号	在建高铁里程 (km+m)	隧道名称	穿越角度(°)	管底与隧道顶部 相对高差(m)	穿越方式	穿越长度 (m)	起始里程 (km+m)
1	DK204+637	安民隧道	76	20	大开挖+防渗膜	150m	0+376.3
2	DK198+121	洛川隧道	48	15	大开挖+防渗膜	170m	7+450.8

2.4.6.6 与公路、桥梁并行交叉

该项目输油管道未与桥梁并行交叉。

该项目输油管道未与公路并行。

该项目改线输油管道穿越 S304 省道 1 次，S304 省道路面宽度 12m，大开挖加混凝土套管穿越乡村道路 28 次，输油管道采用埋地敷设，管道埋深 $\geq 1.5\text{m}$ 。

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。

改线输油管道穿越道路统计表见表 2.4.6-6。

表 2.4.6-6 输油管道穿越道路一览表

序号	公路、铁路名称	公路等级/ 铁路单(双)轨	路面宽度 (m)	穿越方式	穿越长度 (m/次)	备注
1	S304 省道	二级	12m	顶管	20/1	交叉角度均为 90°
2	水泥路、通村公路 土路、机耕路	/		开挖加套管	214/28	交叉角度均为 90°

吴延管道改线段沿途穿越 28 条机耕道，交叉角度均为 90°，采用大开挖+钢筋混凝土套管形式。吴延线穿越机耕道情况统计表见表 2.4.6-7。

表 2.4.6-7 吴延线穿越机耕道情况统计表

序号	公路名称	公路等级	起始里程 (km+m)	穿越长度 (m)	主管壁厚 (mm)	穿越方式	套管长度 (m)
1	乡村公路	低等级	0+552.5	8	9	开挖加套管	12m
2	乡村公路	低等级	0+628	8	9	开挖加套管	12m
3	机耕道	低等级	1+045.1	2	9	开挖加套管	6m
4	机耕道	低等级	1+261.8	26	9	开挖加套管	30m
5	机耕道	低等级	1+431.9	2	9	开挖加套管	6m
6	机耕道	低等级	1+602.1	2	9	开挖加套管	6m
7	机耕道	低等级	1+821.6	2	9	开挖加套管	6m
8	机耕道	低等级	1+916.7	2	9	开挖加套管	6m
9	机耕道	低等级	2+193.1	2	9	开挖加套管	6m
10	机耕道	低等级	2+329.8	2	9	开挖加套管	6m

序号	公路名称	公路等级	起始里程(km+m)	穿越长度(m)	主管壁厚(mm)	穿越方式	套管长度(m)
11	机耕道	低等级	2+783.9	6	9	开挖加套管	10m
12	机耕道	低等级	2+914.4	2	9	开挖加套管	6m
13	乡村砂石	低等级	4+405.4	2	9	开挖加套管	6m
14	机耕道	低等级	4+601.2	2	9	开挖加套管	6m
15	机耕道	低等级	4+625.2	2	9	开挖加套管	6m
16	机耕道	低等级	4+961.2	2	9	开挖加套管	6m
17	机耕道	低等级	6+521.3	2	9	开挖加套管	6m
18	机耕道	低等级	6+799.7	2	9	开挖加套管	6m
19	乡村公路	低等级	7+058.1	8	9	开挖加套管	12m
20	机耕道	低等级	7+356.8	2	9	开挖加套管	6m
21	机耕道	低等级	7+527.5	2	9	开挖加套管	6m
22	机耕道	低等级	7+649.1	2	9	开挖加套管	6m
23	S304 省道	二级	7+992.7	12	9	顶管加套管	20m
24	机耕道	低等级	8+187.5	2	9	开挖加套管	6m
25	机耕道	低等级	8+248.8	2	9	开挖加套管	6m
26	机耕道	低等级	8+280.6	2	9	开挖加套管	6m
27	机耕道	低等级	8+404.3	2	9	开挖加套管	6m
28	机耕道	低等级	8+696.2	2	9	开挖加套管	6m
29	机耕道	低等级	8+840	2	9	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

该项目工程输油管道与靖西一、二线(输气)、靖咸线(输油)等 3 条改线油气管道并行敷设，并行敷设情况详见表 2.4.6-8。该项目与同期建设的靖西一、二线输气管道，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 2.4.6-8 与已建管道并行统计表

序号	其他管线名称	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	9200	大于 6m
2	靖西一线	天然气	延安市洛川县	9000	大于 6m
3	靖西二线	天然气	延安市洛川县	7000	大于 6m

(2) 与已建管道交叉统计

该项目输油管道与“靖西一线、靖西二线”存在交叉情况，交叉情况详见表 2.4.6-9。

表 2.4.6-9 与其他管道交叉统计表

序号	桩号	管线名称	输送介质	市(设区)、县	交叉角度	交叉垂直间距	穿越方式
1	C15-C16	靖西二线	天然气	延安市洛川县	48°	下穿(≥0.5m)	开挖加型钢
2	C15-C16	靖西二线	天然气	延安市洛川县	90°	下穿(≥0.5m)	开挖加型钢
3	C18-C19	靖西一线	天然气	延安市洛川县	52°	下穿(≥0.5m)	开挖加型钢

2.4.7 标识与伴行路

(1) 标识

该项目按照《油气管道线路标识设置技术规范》(SY/T 6064-2024)的要求在输油管道沿线设置转角标志桩、测试桩、直线桩、高后果警示牌、警示带等。

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。

表 2.4.7 标识设置统计表

序号	项目名称	单位	数量
1	标志桩	个	126
2	警示牌	个	34
3	警示带	m	6031
4	高后果区告知牌	个	10

(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 阀室

因吴延输油管线迁改,原吴延线黑木阀室位于迁改段,需迁建黑木线路截断阀室。迁建位置为作善村洛河小区南侧 420m、省道 S304 路旁,距离上游蒋村阀室 10.8km,距离下游延炼末站 13.9km,如图 2.5-1 所示。阀室功能:干线截断、压力平衡旁通、放空放液吹扫。

新建 RTU 监控阀室 1 座，采用双间地面结构形式。阀室主阀采用全通径全焊接电液联动球阀，压力等级 9.0MPa，管材规格为 L415M-D457×9.0，主阀安装采用室内埋地安装，新建阀室两端与迁改管道连接。

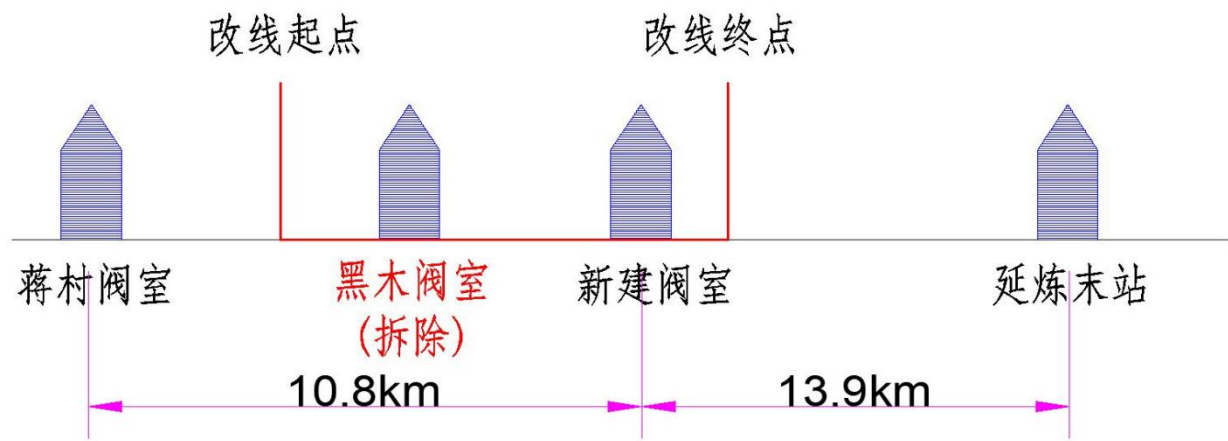


图 2.4.8-1 新建阀室上下游关系示意图

新建阀室站址东侧为杆式变压器、架空电力线、公路(S304)及在建西延高铁，南侧为架空通信线及下黑木村，西侧为空地，北侧为陕西省天然气股份有限公司分输站、工地临时办公生活区及洛河小区。根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)，新建输油管道阀室按照五级油气站场考虑，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，防火间距如下表 2.4.8-1 所示。

表 2.4.8-1 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	杆式变压器	1.5 倍杆高	13	《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)第 4.0.4 条	符合	杆高 6m
		架空电力线	1.5 倍杆高	15		符合	杆高 10m
		公路(S304)	7.5	24		符合	
		在建西延高铁	22.5	320		符合	
	南	架空通信线	1.5 倍杆高	15		符合	杆高 10m
		下黑木村	22.5	338		符合	100 人以上的居住区
	西	空地	/	/		/	/
	北	陕西省天然气股份有限公司分输站	22.5	33		符合	

		工地临时办公生活区	22.5	162		符合	
		洛河小区	22.5	405		符合	100 人以上的居住区

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。

竖向设计和排水：阀室场地地坪设计标高为 1090.50m，采用平坡式设计，东西向平整坡度 0.5%，南北向平整坡度 0.5%，新建阀室屋面防水采用有组织外排水。雨水管采用白色 UPVC 管，雨水管的公称直径均为 DN110，场地排水排向站外省道 304。

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。

(1) 征地

新建监控阀室建筑面积 84.32m²，征地范围为围墙外 2m，阀室新增征地面积 530.4m²，站外道路新增征地 199.62m²，合计 730.02m²，合 1.09 亩。

(2) 阀室规模及功能

设计输油规模 600×10⁴t/a。

阀室功能：干线截断、压力平衡旁通、放空放液吹扫。

(3) 阀室工艺流程

该项目设置线路截断阀室一座，线路监控截断阀室主要设有电动线路截断阀、手动平板闸阀和旁路管线。

线路紧急截断阀采用全通径球阀，执行机构为电动执行机构，其储能能满足阀门 3 个全行程(开 1 次、关 2 次)的能量要求。线路监控截断阀上、下游旁路上设有就地压力表、压力传感器、就地温度仪表。

线路监控截断阀室内还设有相配套的仪表、通信和供配电设备。

线路紧急截断阀室的控制采取控制中心远控的控制方式、只能由控制

中心发出指令才能使阀门关闭、并能实现远程控制复位。

线路紧急截断阀有阀位显示，并将其阀位信号远传到控制中心，控制中心可以检测紧急截断阀的全开或全关阀位。

阀室工艺流程如图 2.4.8-2 所示

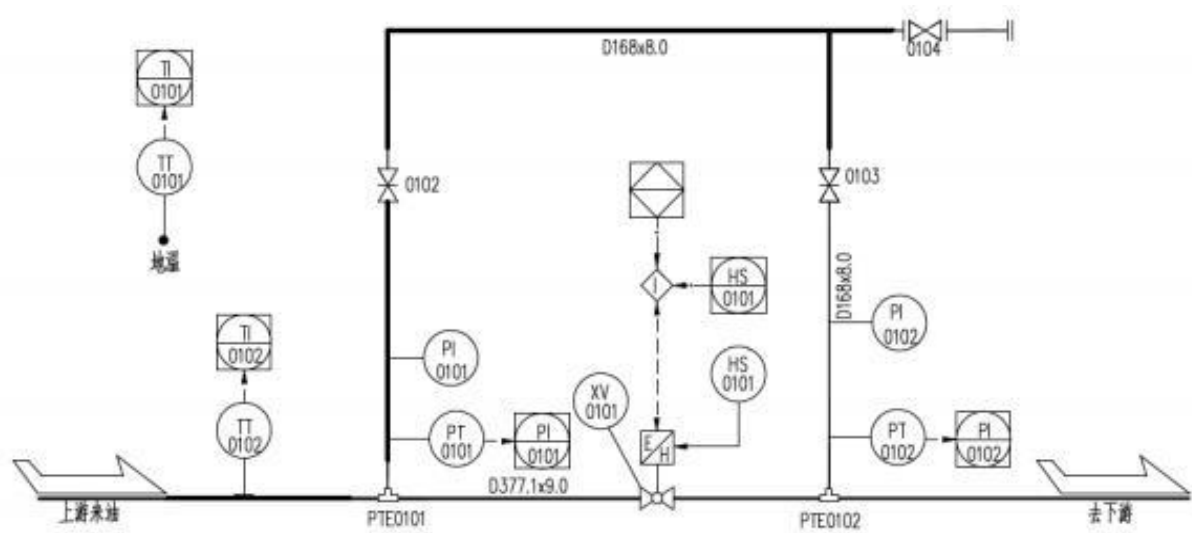


图 2.4.8-2 阀室工艺流程图

(4) 设备选型

1) 紧急截断阀

截断阀采用全焊接全通径球阀，配置电液联动阀执行机构，可进行压降感测和压降速率关闭值的设定。该项目在阀室设置紧急切断阀 1 台，为电液联动阀。

2) 平板闸阀

旁通阀采用带导流孔的平板闸阀，阀板落下时为关闭状态。

3) 截止阀

吹扫阀采用截止阀。

(5) 主要建(构)筑物

该项目工程建(构)筑物一览表见表 2.4.8-2。

表 2.4.8-2 主要建(构)筑物一览表

序号	名称	层数	规格(m)	建筑面积(m²)	结构形式	抗震设防烈度	火灾危险性分类	耐火等级	是否防爆
1	阀室	1	12.40×6.80×4.75	84.32	框架	6	甲	二	是

2	围墙	-	76.00×2.20	-	-	6	-	-	-
3	4m 铁艺大门	-	4.00×2.20	-	-	6	-	-	-
4	阀门基础 1	-	1.2×0.9	-		6	-	-	-
5	阀门支墩 2	-	0.86×0.81	-		6	-	-	-

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。

(6) 防爆区域划分结果

根据《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB50058-2014)等规定，该项目阀室爆炸危险区域的等级范围划分详见表 2.4.8-3：

表 2.4.8-3 阀室爆炸性气体危险环境分区一览表

序号	爆炸危险区域等级	设施类型	爆炸危险区域范围	说明
1	1 区	线路截断阀	阀室内部空间；阀室危险爆炸区域地坪以下坑、沟。	在正常运作时可能出现的爆炸性气体混合物环境
2	2 区	线路截断阀	阀室的外墙和顶部周边距离 3m 内的空间。	在正常运作时不可能出现爆炸性气体混合物或即使出现也仅是短时间存在的环境
3	非危险区	设备间(机柜间)	阀室和设备间之间为无门窗洞口的实体墙(如阀室的外墙和顶部为无孔洞实体墙，则墙外为非危险区)。	---

该阀室介质：石油，级别：IIA，组别：T3。该阀室爆炸危险区域防爆防护等级不低于 Ex dIIBT4 IP65，符合防爆要求。

2.4.9 废旧输油管道处理

该项目废旧管道两封堵器管内侧段排油后运至延安炼油厂处理，其余废旧管道残油直接注入新建管道。废旧管道经清洗并氮气置换合格，然后进行了注浆处理，该项目旧管道进行灌浆约 651.6m³。

2.5 公用工程及辅助设施

2.5.1 供配电

(1) 阀室电气系统配置

1) 该阀室位于上黑木村北侧 S304 省道旁, 依托村里低压电网为阀室提供电源。

2) 设备间设配电箱 1 面为阀室内用电设备供电, 配电箱设双电源切换装置, 一路电源引自市电, 另一路预留 5kW 可移动式柴油发电机进线。配电箱进线电源采用低压 AC220V 电源。阀室内用电设备 UPS、电液阀、照明等电源均引自此配电箱。

3) 重要负荷: 站内的重要负荷(包括自控仪表系统、通信设备等), 采用不间断电源(UPS)供电。站内重要负荷总的计算负荷为 1.2kW, 视在功率为 1.5kVA。UPS 不间断电源选择容量为 3kVA。

4) 工况下市电为 GDS、照明、仪表及通信设备供电; 当市电停电时, 采用 UPS 为 GDS、仪表及通信设备供电, UPS 备用时间不小于 120min。

(2) 站场阀室负荷

根据《供配电系统设计规范》(GB50052-2009)及《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)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。该项目阀室安装负荷 3.5kW, 运行负荷 3.5kW, 总计算负荷 2.8kW。

(3) 阀室照明

阀室均采用防爆照明灯具, 符合《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB50058-2014)有关规定。

2.5.2 防雷、防静电措施

根据《建筑物防雷设计规范》GB50057-2010 中相关条文规定, 阀室按第二类防雷设计。

阀室防雷、防静电设计符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的相关规定。

供配电系统和电子信息系统的防雷、防雷击电磁脉冲设计符合国家现行标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》GB / T 50064、《建筑物防雷设计规范》GB 50057 和《建筑物电子信息系统防雷技术规范》GB 50343 的相关规定。

该项目工艺设备均做防静电接地，阀室门口设置了本安型人体静电释放仪；管道少于五个螺栓或卡子及连接处导电不良的金属法兰，增加跨接线。

阀室雷电防护装置由沈阳同泰检测技术有限公司检测并于 2026 年 3 月 23 日出具了《雷电防护装置定期检测报告》(1062023003[2026]检字 SX0008)，技术评定：以上所检查、检测项目符合相关国家规范标准的技术要求。

2.5.3 采暖通风

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。

2.5.4 自控仪表

2.5.4.1 管道自控仪表及监控设施

原系统自控水平采用三级控制管理的模式。一级控制由设置在调度中心的 SCADA 系统完成，总调度控制中心能对各管道进行统一监视和调度管理，对各站场不直接控制，通过各二级调度控制中心实时采集各站场的工艺运行状态参数、设备运行状况及各辅助系统的相关数据。二级控制由站控系统完成，站控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等。三级控制为就地控制，由操作人员就地对工艺设备进行手动控制。

该项目输油管道泄漏检测系统光缆与输油管道同沟敷设，依托原有的线路泄漏检测系统。SCADA(Supervisory Control And Data Acquisition 监控和数据采集)系统依托延长石油管道运输第四分公司生产调度控制中心，迁改段的流量和压力主要由上下游站场控制，该项目在新建黑木阀室也能监控管道压力和温度。

2.5.4.2 阀室自控仪表及监控设施

在新建黑木阀室设置了 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。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。

(1)在阀室工艺区设置固定式可燃气体探测器，检测可燃气体泄漏浓度，可燃气体探测器信号接入 RTU 进行监视、报警。在阀室设置 1 套 RTU，监控截断阀室各运行参数，并将所有生产数据利用专用信道，传送至延长石油管道运输第四分公司生产调度控制中心。实现对阀室运行参数的远程监视与控制。主要监控内容如下：

- 1) 阀室地温、管道表面温度监测。
- 2) 阀室截断阀前、后管道压力监测。
- 3) 阀室内电液联动球阀的远程控制和阀位状态监测。
- 4) 阀室 UPS 等供电设备运行状态信息的自动采集。
- 5) 阀室内可燃气体浓度监测。

6) RTU 采用 RJ45 接口、TCP/IP 协议，将上述监控数据上传至延长石油管道运输第四分公司生产调度控制中心，接收并自动执行调度控制中心控制系统的控制指令。

(2) 温度、压力检测均选用一体化变送器，输出信号为 4~20mA DC 标准信号。

(3) 为电液联动球阀设置电液联动执行机构。

(4) 在阀室工艺区设置 1 个固定式可燃气体探测器，检测可燃气体泄漏浓度，可燃气体探测器信号接入 RTU 进行监视、报警。阀室点型可燃气体探测器固定在 DN50 钢管立柱上，室内装高 0.4m。

(5) 阀室压力表、可燃气体探测器均经检定符合要求，详见附件：压力表检定证书、可燃气体探测器检定证书。

2.5.5 通信

2.5.5.1 数据传输

网络系统：在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。

管线系统：通信采用 SCADA 系统，与输油管道同沟敷设 24 芯铠装光缆。

2.5.5.2 安防系统

该项目在阀室设置摄像前端 3 处(S1 为室内半球摄像机，S2、S3 为防爆球形摄像机)，其中阀组间设置 1 处防爆球形摄像机，设备间设置 1 处室内半球摄像机，阀室围墙东北角设置 1 处防爆球形摄像机，可实现对阀室的实时监控。摄像前端设备通过六类双绞线或光缆将视频图像信号传输至机柜间通信机柜内工业以太网交换机，视频图像及生产数据上传至上级场站进行监视。

2.5.5.3 接地系统

该项目通信设备采用联合接地形式，即通信设备的工作地、保护接地和防雷接地共同合用一组接地体的方式，并配置了防雷电保护模块。站场内通信设备联合接地电阻 $\leq 1\Omega$ 。

2.5.6 防腐与阴极保护

2.5.6.1 线路防腐

(1) 直管段外防腐层

该项目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。

(2) 热煨弯管外防腐层

该项目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，在工厂预制完成。

(3) 管道补口

该项目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：

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，用配套的 PE 修补棒进行修补。

2) 对于 3LPE 管道上小于或等于 30mm 的损伤使用热熔胶+辐射交联聚乙烯补伤片进行修补。

3) 对于 3LPE 管道上直径大于 30mm 的损伤，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。

2.5.6.2 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) 该项目 D610mm 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。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 $\geq 0.8\text{mm}$)。

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。

2.5.6.3 阴极保护

(1) 阴极保护方案

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, 对管道施加阴极保护。

1) 阀室的设备间为线路阴保站, 内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。

2.5.6.4 检测

(1) 防腐层完整性检测

防腐管在下沟前用电火花检漏仪对管线全部进行检漏,检漏电压 15 kV。

(2) 阴极保护电位测试

管道试运行后,进行了测试桩位置的保护电位测试,阴极保护参数的测试符合要求。

2.5.7 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 1.25 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 2.5.7。

表 2.5.7 强度试压及严密性试验参数表

分类	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
一般线 路段	清洁水	11.25MPa	4h	清洁水	9.0MPa	24h
穿越段	清洁水	13.5MPa	4h	清洁水	9.0MPa	24h
合格标准		无变形、无泄漏		压降不大于 1%试验压力值，且不大于 0.1MPa		

2.5.8 无损检测

该项目施工完成后，委托西安东方宏业科技股份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吴延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%。

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净化原油(CAS 号: 8002-05-9), 其被列入《危险化学品目录(2015 版)》(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)中, 属于危险化学品, 同时原油(CAS 号: 8002-05-9)还被列入《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。

该项目不涉及特别管控的危险化学品、易制毒化学品及易制爆化学品。

该项目危险、有害物质危险特性见下表所示:

表 3.1.1 主要危险物质的危险特性表

序号	物料名称	闪点℃	引燃温度℃	爆炸极限(V%)	火灾危险类别	爆炸危险	
						级别	组别
1	原油	< 28℃	380~530	1.1~8.7	甲类	IIA	T3

3.1.2 主要危险、有害物质的特性列表

原油是由各种烃类组成的一种复杂混合物, 含有少量硫、氮、氧的有机物及微量金属。其蒸气与空气易形成爆炸性混合物, 遇明火、高热能引起燃烧爆炸, 燃烧分解产物为一氧化碳、二氧化碳。与氧化剂能发生强烈反应, 遇高热分解出有毒的烟雾。原油具有以下特点:

(1) 易燃易爆性

原油易挥发, 如果发生泄漏, 其蒸气在有限的空间内聚集, 遇明火或静电打火就会产生燃烧爆炸, 具有较高的火灾危险性。

(2) 毒性

原油及其产品挥发出的油气对人体具有一定的毒害作用, 其中由不饱和烃和芳香烃造成的原油蒸气的毒害作用最大。当空气中油气含量为 0.28%

时,人在该环境中经过 12~14min 便会有头晕感,如含量达到 1.13~2.2%,将会头痛、精神迟钝、裂口、皮炎或局部神经麻木等症状。

(3) 热膨胀性

原油体积由温度改变引起的变化相对不大,但如着火现场附近的原油收到火焰辐射的高热时,其体积会有较大的增长(由于原油中低沸点组分会膨胀气化),会因膨胀而顶爆固定容积的容器或溢出容器,并可进而参与燃烧甚至爆炸,酿成更大事故。

(4) 静电积聚性

原油中含有大量的杂质,且一般情况下,杂质有增加静电的趋势,这就决定了原油易产生静电。在装车、装罐或泵送、运输过程中与罐壁冲击,都可能会产生静电。当静电放电时会产生电火花,其能量达到或大于原油的最小点火能并且原油的蒸汽浓度处在爆炸极限范围内时,可立即引起爆炸、燃烧。但另一方面,由于原油的电阻率较小,一般在 $10^9 \sim 10^{10} \Omega \cdot m$ 左右,因此,只要有良好的静电消除措施,其静电积聚的可能性较小。

(5) 挥发性

原油蒸发主要有静止蒸发和流动蒸发两种。蒸发的油蒸气密度比较大,不易扩散,往往在油存处或作业场地空间地面弥漫飘荡,在低洼处积聚不散,大大增加了火灾危险程度。

(6) 扩散流淌性

原油泄漏后易流淌扩散,随着流淌面积的扩大,油品蒸发速度加快,油蒸气与空气混合后,遇点火源,极易发生火灾、爆炸事故。

(7) 易凝性

原油受其凝点的影响在低温下易凝可造成堵管,使管道无法输送。该项目所在地区冬季气温较低,一旦因腐蚀穿孔、抢修等原因停输时易发生凝管,使管道难以投入运行。

原油理化性质及危险特性见下表所示。

表 3.1.2 原油的危险有害特性分析

理化常数	中文名称	原油	英文名称	Petroleum
	危险化学品序号	1967	CAS 号	8002-05-9
	外观与性状	原油是一种从地下深处开采出来的黄色、褐色乃至黑色的可燃性粘稠液体。胶质、沥青质含量越高，颜色越深。性质因产地而异。		
	沸点	常温 500℃	闪点	<28℃
	凝固点	-60~30℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机物。
	密度	0.75-0.95g/cm ³	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%-8.7%(体积)	自燃温度	280-380℃
主要用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石脑油、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等。通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料。			
危险特性	危险性类别：易燃液体 易燃，蒸汽与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。			
健康危害	毒性：IV(轻度危害)，属低毒类。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。 健康危害：未见原油引起急慢性中毒的报道。原油在馏分、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接敢可引起皮肤损害。			
泄漏应急处置	根据液体流动和蒸气扩散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。消除所有点火源。应急人员应戴正压空气呼吸机，穿防火服。使用防爆等级达到要求的通讯工具。采取关闭阀门或堵漏等措施切断泄漏源。如果槽车或储罐发生泄漏，可通过倒罐转移尚未泄漏的液体。构筑围堤或挖坑收容泄漏物，防止流入河流、下水道、排洪沟等地方。收容的泄漏液用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。用砂土吸收残液。如果水域发生溢油事故，可布放围油栏引导或遏制溢油，防止溢油扩散，使用撇油器、吸油棉或消油剂清除溢油。			
防护措施	工程控制：生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴正压呼吸机。眼睛防护：必要时，戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防护服。手防护：戴防护手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。			
急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。			

灭火方法	消防人员须穿全身防火防毒服，佩戴正压呼吸机，在上风向灭火。喷水冷却燃烧罐和临近罐，直至灭火结束。处在火场中的储罐若发生异常变化或发出异常声音，须马上撤离。着火油罐出现沸溢、喷溅前兆时，应立即撤离。灭火剂：泡沫、干粉、砂土、二氧化碳。
------	--

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℃，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℃，当生产环境温度过高(超过 34℃)，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，原油管道断裂，导致原油泄漏，如果泄漏的原油达到爆炸极限，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 $a_{max II}$ 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

原油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。输油管道全段采用埋地敷设，管道埋深 $\geq 1.5\text{m}$ ，所以冻土对输油管道的影响较小。

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。由于输油管道全段采用埋地敷设，大风对输油管道影响较小。

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，当原油泄漏处理不及时，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油现象，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)管道打孔盗油对管道安全造成严重危害分析

打孔盗油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，但也极易造成漏油。

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、平稳输油。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 心理、生理性危险和有害因素	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 心理异常	
		1105 辨识功能缺陷	
		1199 其他心理、生理危险和有害因素	
	12 行为性危险和有害因素	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	
1299 其他行为性危险和有害因素		违反劳动纪律行为等	
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	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 电危害	电流、静电等
		2104 噪声	--
		2105 振动危害	--
		2106 电离危害	--
		2107 非电离危害	--
		2108 运动物危害	抛射物、坠落物等
		2109 明火	外来人员带明火等
		2110 高温物质	--
		2111 低温物质	--
		2112 信号缺陷	无信号或信号缺陷
		2113 标志标识缺陷	无标志或标志缺陷
		2114 有害光照	直射光、眩光等
		2115 信息系统缺陷	监测设备断电、数据丢失等
	2199 其他物理性危险和有害因素	--	
	22 化学性危险和有害因素	2201 理化危险	--
		2202 健康危险	--
		2299 其他化学性危险和有害因素	原油等
		2203 易燃液体	原油
	23 生物性危险和有害因素	2301 致病微生物	--
		2302 传染病媒介物	--
		2303 致害动物	--
		2304 致害植物	--
		2399 其他生物性危险和有害因素	--
	3 环境因素 3106	31 室内作业场所环境不良	3101 室内地面滑
3102 室内作业场所狭窄			阀室
3103 室内作业场所杂乱			阀室
3104 室内地面不平			阀室
3105 室内梯架缺陷			--
3106 地面、墙和天花板上的开口缺陷			阀室
3107 房屋基础下沉			阀室
3108 室内安全通道缺陷			阀室
3109 房屋安全出口缺陷			阀室
3110 采光照明不良			阀室
3111 作业场所空气不良			阀室

		3112 室内温度、湿度、气压不适	阀室
		3113 室内给排水不良	阀室
		3114 室内涌水	--
		3199 其他室内作业场所环境不良	阀室
	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	场所狭窄
		3204 作业场地杂乱	物品摆放杂乱
		3205 作业场地不平	场地不平
		3206 交通环境不良	道路有缺陷
		3207 脚手架、阶梯和活动梯架缺陷	--
		3208 地面及地面开口缺陷	地面有缺陷
		3209 建(构)筑物和其他结构缺陷	--
		3210 门和周界设施缺陷	--
		3211 作业场地地基下沉	地基下沉
		3212 作业场地安全通道缺陷	安全通道不畅
		3213 作业场地安全出口缺陷	安全出口不畅
		3214 作业场地光照不良	光照不良
		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
		3217 作业场地涌水	--
		3218 排水系统故障	--
		3299 其他室外作业场地环境不良	--
	33 地下(含水下)作业环境不良	3301 隧道/矿井顶板或巷帮缺陷	--
		3302 隧道/矿井作业面缺陷	--
		3303 隧道/矿井底板缺陷	--
		3304 地下作业面空气不良	--
		3305 地下火	--
		3306 冲击地压(岩爆)	--
		3307 地下水	--
		3308 水下作业供氧不当	--
		3399 其他地下作业环境不良	--
	39 其他作业环境不良	3901 强迫体位	--
		3902 综合性作业环境不良	--
		3999 以上未包括的其他作业环境不良	--
4 管理因素	41 职业安全卫生管理机构设置和人员配备不健全	--	管理缺陷
	42 职业安全卫生责任制不完善或未落实	--	
	43 职业安全卫生管理规章制度不完善或未落实	4301 建设项目“三同时”制度	
		4302 安全风险风级管控	
		4303 事故隐患排查治理	
		4304 培训教育制度	
		4305 操作规程	

		4306 职业卫生管理制度	
		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	---	
	46 应急管理缺陷	4601 应急资源调查不充分	
		4602 应急能力、风险评估不全面	
		4603 事故应急预案缺陷	
		4604 应急预案培训不到位	
		4605 应急预案演练不规范	
		4606 应急演练评估不到位	
		4699 其他应急管理缺陷	
	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、设施等)及环境因素的影响，存在一定的火灾、爆炸、机械伤害、物体打击等潜在危险性，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管道受损、人员伤亡，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) 操作错误

操作人员在操作过程中误操作、违章操作造成管道受损、人员伤亡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：物理性及化学性两方面的因素，其中物理性因素主要包括：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：原油。

(一) 物理性因素

(1) 设施、工具、附件缺陷

①管道焊缝焊接不严密、地基不均匀沉降导致管道连接处变形开裂、管道由于输送介质中含有的杂质对其腐蚀造成密封不良；

②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。

(3) 标志标识缺陷

管道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地震、雷击、暴雨、滑坡、泥石流等。

①地震

强烈的地震可能造成管道断裂，同时使原油大量泄漏，进而引发火灾、爆炸等事故，并造成人员伤亡。

②雷击

管道、电气设备及设施，均可能遭受雷击，导致设备损坏、人员伤亡、建(构)筑物损坏或电气系统故障，引起原油的爆炸或着火。

③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，造成原油泄漏，引发火灾、爆炸。

④滑坡、泥石流

该项目沿山建设，下大雨有可能造成滑坡、泥石流，对项目造成威胁，严重时可能导致管道破裂，发生物料泄漏，造成火灾爆炸。

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、应急救援预案等内容，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虽然完善，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”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 线路工程危险有害因素辨识与分析

3.4.1 管道本体的危险有害因素分析

管道输送在工艺设计、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、容器爆炸(爆管)等事故。

原油为甲类易燃液体。原油爆炸极限为 1.1%~6.4%，遇明火高热易引起爆炸。管道发生火灾爆炸往往是泄漏引起的，导致管道输送泄漏的原因具体分析如下：

(1) 设计不合理

1) 工艺流程不合理

输油管道运行安全与系统总流程、各段工艺流程有着非常密切的关系。

工艺流程设置合理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擦阻力损失时，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) 管道强度计算不准确

管道强度设计计算时，将根据管道所经地区的分级或管道穿跨越道路等级、河流大小等情况，确定强度设计系数。如果管道沿线勘查不清楚，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。管道应力分析，强度、刚度及稳定性校核失误，造成管道变形，弯曲甚至断裂。

4) 埋深选择不合理

管道埋深不符合规范要求，管道位于冻土层，冬季寒冷地区可能造成管道冻裂发生泄漏。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。

5) 材料选材、设备选型不合理

在确定管道、管件、法兰、阀门、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；管道的法兰、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、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、管道附近建(构)筑物和电气设备引起的杂散电流的影响,造成管道防腐层的老化、防腐能力不够甚至失效;管道内、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;管道阴极保护参数设置不合理、强制电流阴极保护系统失效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) 管线布置、柔性考虑不周

管线平面布置不合理,管道受温度变化影响,未进行稳定性核算或未设置固定墩、补偿器等造成管道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。埋地管道弯头的设置、弹性敷设、埋设地地质条件、温差变化等,对运行管道产生管道位移具有重要影响,柔性分析中如果未充分考虑或考虑不全面,将会引起管道弯曲、拱起甚至断裂。管内介质不稳定流动或穿越公路处地基振动产生的管道振动导致管道位移,在振动分析时也未充分考虑或考虑不全。

8) 结构设计不合理

在管道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,造成管道投入使用后不能保证管道内检系统或清管球的通过,而不能定期检验或清污;或者管道、压力设备结构设计不合理,难以满足工艺操作要求甚至带来重大安全事故。

9) 防雷、防静电设计缺陷

防雷防静电设计未充分考虑管道所经地区自然和项目运行的实际情况,或设计结构、安装位置等不符合法规、标准要求。

10) 管道防护不合理

管道埋深不足、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,可能会造成管道破损或者扭裂,进而引起原油泄漏,如遇火源可能会发生

爆炸。

(2) 施工质量问题

1) 焊接缺陷

焊接会使输油管道产生各种缺陷，较为常见的有裂纹、夹渣、未熔透、未熔合、焊瘤、气孔和咬边。输油管道一般均为埋地敷设。管道一旦建成、投产，一般情况下都是连续运行。因此管道中若存在焊接缺陷，不但难以发现，而且不易修复，会造成原油的泄漏。

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道抗腐蚀性能，而引起管道腐蚀失效。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) 管沟、管架质量问题

管道采用埋地敷设。管沟质量对管道安装质量有一定影响：

a. 管沟开挖深度不够，穿越深度不够，基础不实，遇洪水或河水冲刷覆土或河床，使管道悬空或拱起，造成变形、弯曲等。

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

4) 穿越质量问题

该项目管道穿越道路，穿越质量存在问题时，可能对管道影响有：

a. 对于穿越地段的管道管理，容易漏检或检验控制不严，给管道运行带来危险。

b. 河渠河流堤岸防护工程的施工或公路养护工程的施工可能对管道造成损坏。

(3) 腐蚀失效

腐蚀失效是管道主要失效形式之一，管道腐蚀是造成管道穿孔、破裂常见的因素，各种形式的腐蚀都有可能导致腐蚀绝缘涂层失效、管壁减薄、管道穿孔、甚至发生管线开裂事故。管道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、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。输油管道沿线土壤中各种微生物和植物根茎比较活跃，微生物和植物根茎会破坏管道的外防腐层。

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

(4) 疲劳失效

管道在交变应力作用下发生的破坏现象称为疲劳破坏。所谓交变应力即为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。

输油管道在穿越道路处地基振动产生管道振动，将在管道内部产生不规则的压力波动，从而引起交变应力。

管道在制造过程中，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道系统的有害影响。外力分为自然外力和人

为外力。在输油管道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道设施造成管道设施损坏而产生原油泄漏等事故。近几年来由于道路施工而挖坏、铲坏、压坏输油管道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道设施所造成的破坏，如在埋地管道上方构筑建筑物或堆积重物，日积月累对管道造成的损坏，一旦管道破裂，极有可能造成灾难性的事故。另外，如管道埋设深度设计不合理，也会因地面车辆对埋地管道造成损害。

路面车流量、交叉管道、违章占压、路面下沉以及输油管道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、盲板抽堵等可能导致泄漏引发火灾、爆炸事故。

(7) 其他原因

输油管道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、管道腐蚀、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。

综上所述，输油管道本体存在的事故类型有：火灾、爆炸、中毒和窒息、容器爆炸(爆管)。

3.4.2 管道敷设危险有害因素分析

该项目管道采用埋地敷设。管道敷设施工质量等对管道后期长期运行有一定影响，严重时，可导致集输管道运行后发生管道破裂等使原油泄漏的现象，油气挥发可能造成人员中毒和窒息事故，如遇点火源极易发生火灾甚至爆炸事故。

(1)管道未按管道埋地施工程序施工，直接造成管道敷设施工质量问题，导致管道后期不能满足压力或防腐等要求。严重时，管道运行后易发生因无法承压或管道腐蚀造成管道破裂，使得原油泄漏。

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

(3)管道敷设时，沟底土及管道两侧和上部回填土中砂石粒度超差，将损坏管道外层的防腐覆盖层。

(4)管道敷设时，若需要设置管架时，管架强度不够，支撑的管道将下沉而变形。

(5)管道敷设时，埋地管道的覆土层厚度不够，将影响管道的安全运行。

(6)管道敷设时，埋地管道若与其他管道、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。

(7)新安装的输油管道若与原管道规格材质不一致，容易造成管道碰口处焊接质量容易出现质量问题，严重时，管道运行后易发生管道焊缝处破裂，使得原油泄漏。若管道材质不符合要求，不满足设计压力要求，可能造成管道超压破裂，使得原油泄漏。

另外在管道敷设时，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，将会影响管道的安全使用。

综上所述，管道敷设中存在的危险有害因素主要有：火灾、爆炸、中毒和窒息。

3.4.3 管道穿越存在的危险有害因素分析

该项目改线输油管道穿越 S304 省道 1 次，穿越乡村道路 28 次。

主要是路上过往车辆对管道具有周期性的疲劳损伤，对管道寿命有一定的影响。若管道穿越道路埋深深度、穿越方式、穿越位置、交叉角度等不符合相关规范要求，或顶管穿越处路面沉降不满足要求，或施工时未严格按照设计要求施工等均将影响管道的长期、安全运行，严重时，随着时间的迁移，将使管道变形、破坏管道，进一步导致原油泄漏，遇点火源发生火灾爆炸事故。

综上所述，管道穿越中存在的危险有害因素主要有：火灾、爆炸。

3.4.4 标识与伴行路危险有害因素分析

该项目输油管道线路周边 S304 省道、水泥路、通村公路、土路、机耕路等道路依托条件较好。

管道沿线设置有标志桩、警示带、警示牌等安全标识，若管道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、有效指示管道在沿线的具体布置位置，则其他公司、周边居民等的建设、生产生活都将影响管道的安全运行，甚至引起管道变形、破裂，造成原油泄漏，遇点火源发生火灾、爆炸事故等。

综上所述，标识与伴行路中存在的危险有害因素主要有：火灾、爆炸。

3.4.5 人员密集场所高后果区危险有害因素分析

依据《油气输送管道完整性管理规范》(GB 32167-2015)，该项目管道经过区域涉及 5 处人员密集场所高后果区。管道高后果区是油气输送管道完整性管理的重点，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《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)，对高后果区发生管道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)硫化氢等有毒物质随油气挥发，可能威胁周边居民健康，应制定应急措施。

(4)可通过以下措施减少管道途经人员密集场所的高后果区管道泄漏量：

1)安装有效的泄漏监测系统；

2)标识管道运营单位的联系方式，鼓励当地居民对管道的初期泄漏进行举报；

(5)应开展宣传教育，让高后果区人员知道管道的位置、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，管道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、管道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，当发生管道内原油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，管道周边其他公司、周边居民的生活、生产也可能会对沿线管道产生影响，将影响管道的长期、安全运行。

3.4.6 维检修和运行过程中危险有害因素分析

该项目输油管道在维检修和运行过程中存在的主要危险、有害因素有：

(1) 坍塌

维检修中，管沟开挖，土石方堆放、输油管道敷设安装、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

若管道材质不合格、管道焊接不符合要求、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道泄漏或爆裂爆炸。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

管道试压过程中，因压力略大于设计压力，若管件质量不合格可能造成管道爆裂，碎片伤人。

(7) 火灾、爆炸

1) 管道置换投产过程中，如置换不彻底，挥发的油气在管道内与空气形成爆炸性混合物，遇点火源会发生爆炸。

2) 管道运行中若进行动火、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道造成油气泄漏，引发火灾、爆炸事故。

3) 管道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，若管道置换不彻底，泄漏的油气可能使作业人员发生中毒和窒息。

综上所述，维检修和运行过程中存在的危险有害因素主要有：坍塌、触电、其他伤害、容器爆炸、机械伤害、物体打击、火灾、爆炸、车辆伤害、中毒和窒息。

3.5 公用工程及辅助设施危险有害因素分析

3.5.1 自动控制系统危险有害因素分析

该项目自动控制系统依托原有自控系统监测管道压力、温度及流量等参数。

(1) 火灾

1) 自动化控制系统中，存在大量用电仪器、仪表、电气设备及电缆电线等，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) 容器爆炸(爆管)

若自控仪表系统不可靠，如缺少检测仪表、控制阀失效、控制系统失效或故障，均可能导致该项目输油管道超压运行，可能引起容器爆炸(爆管)事故。

(4) 其他危险有害因素

该项目依托原有自动控制系统，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，导致不能正常检测管线内介质流量、压力及原油泄漏等多种事故。

综上所述，自动化控制系统存在的主要危险、有害因素为：火灾、触

电、容器爆炸(爆管)等。

3.5.2 通信系统危险有害因素分析

若巡线应急抢修通信系统不能正常工作,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。该项目输油管道可依托原有自控系统对管道内流量、压力、温度进行计量监测,通信系统主要为自控 SCADA 系统的数据传输,通信系统故障,数据不能正常传输,可能导致输油管道超压运行,可能发生容器爆炸(爆管)事故。

综上所述,自动化控制系统存在的主要危险、有害因素有:容器爆炸(爆管)。

3.5.3 管道防腐危险有害因素分析

(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、管道附近建(构)筑物和电气设备引起的杂散电流的影响,造成管道防腐层的老化、防腐能力不够直至失效;管道内、外表面防腐材料选择不合理、厚度不能满足使用工况要求;管道牺牲阳极选材不当,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,管道腐蚀是造成原油输油管道穿孔、破裂常见的因素,各种形式的腐蚀都有可能导致腐蚀绝缘涂层失效、管壁减薄、管道穿孔,甚至发生管线开裂事故。根据对大部分原油管道的统计,这类管道泄漏事故约占管道泄漏事故的 30%。管道腐蚀分为管道内腐蚀和管道外腐蚀两种。

①管道内腐蚀

原油中 CO_2 气体,有水分的情况下会形成酸性介质,酸性介质残留在原油管道内形成腐蚀环境,特别是在管道弯头、低洼积水处和气液交界面处,腐蚀环境更为恶劣,若管道未做内防腐或防腐质量不过关,管道可能发生

内壁腐蚀。

CO₂溶于水形成碳酸，降低了水的 pH，从而增大水的腐蚀性。控制水中 CO₂溶解的主要因素是压力、温度和水的组成。降低压力或升高温度，溶解度减少；许多溶解性矿物质可以缓冲水，防止 pH 降低。

②管道外腐蚀

管道外腐蚀是在外防腐层破坏或剥离、阳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、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。原油管道沿线土壤中各种微生物和植物根茎比较活跃，微生物和植物根茎会破坏管道的外防腐层。

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

一旦管道防腐层或阴极保护失效，会加速管道的破坏，原油浓度过高时，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，管道防腐存在的危险、有害因素主要为：火灾、爆炸、中毒和窒息等。

3.6 安全管理危险有害因素分析

据统计，企业事故中，由于违反安全操作规程和劳动纪律及工艺纪律造成事故的机率较大，可见，安全管理在企业中的地位是至关重要的，安全管理制度的不完善和执行不到位都可能引起诸多事故的发生。

3.6.1 人的不安全行为

(1) 操作失误

主要表现为操作失误、忽视安全和忽视警告。违章指挥、违章操作、违反劳动纪律等。违章作业的主要原因有：

管理和操作人员技术水平、业务素质不高，安全意识、责任心不强、思想麻痹大意等。

企业对管理和操作人员未进行或未充分进行培训教育，甚至使用不具备资格的人员从事管理、操作等，造成火灾、爆炸、容器爆炸等事故。

(2) 其他

使用不安全设备，使管道处于不安全状态等。在必须使用个人防护用品的场合中，忽视使用，可能造成中毒和窒息等事故。

3.6.2 安全管理缺陷

该项目存在以下方面的安全管理缺陷，均可能会导致事故。

(1) 该项目如果不能树立“安全第一，预防为主”的思想，未建立、健全安全生产责任制，或者安全生产责任制得不到很好的落实。

(2) 该项目安全生产管理制度不健全，或没有与时俱进的持续改进，不符合科学和实际，用于指导企业安全管理工作时，会产生指挥错误、操作错误及其它行为性危险有害因素，进而导致泄漏、火灾、爆炸等事故的发生。

(3) 该项目若不能制定科学、实用的安全技术规程和作业安全规程，领导人员会产生指挥失误，操作人员会出现误操作；制定的安全技术规程和作业安全规程若不能有效的落实，也可能产生违章指挥、违章作业及其它行为性危险有害因素，进而导致泄漏、火灾、爆炸、容器爆炸(爆管)等事故的发生。

(4) 该项目施工及运行过程中，若未配备专职安全生产管理人员进行安全管理，可能导致各类事故发生。

(5) 该项目若未严格执行“三同时”制度，未进行安全风险分级管控和隐患排查治理，未对相关人员进行安全教育培训，则不能保证安全生产，可能导致各类事故发生。

(6) 该项目事故应急预案编制、演练情况落实的不好，易导致职工在事故应急救援时产生过度紧张等心理性危险有害因素，指挥错误、操作错误及其它行为性危险有害因素和应急救援工具不合适等其它危险有害因素。

(7) 该项目若未配备必要的应急物资，应急能力不足，发生事故后可能导致事故扩大化。

(8) 该项目检修作业过程中若危险性作业不遵守《危险化学品企业特殊作业安全规范》(GB30871-2022)相关规定，可能导致泄漏、火灾、爆炸、中毒和窒息等事故发生。

(9) 输油管道运行后若未定期检验，管道防腐情况未按要求定期检测，标志桩、测试桩未按要求进行日常检查，其他方面的日常维护保养工作不到位等，均可能导致管道被第三方破坏、占压，甚至发生泄漏、火灾、爆炸等事故。

(10) 高后果区若未定期开展风险评价，未从管道内外检测、腐蚀防护、应急演练与资源、人防、物防、技防等多维度加强安全管理措施，一旦发生原油泄漏，甚至发生火灾、爆炸等事故，可能对周边企业、居民造成一定影响。

3.7 辨识结果汇总

陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程存在的主要危险、有害因素及其分布详见表 3.7 所示：

表 3.7 主要危险、有害因素分布表

各个单元 危险、有害因素	线路工程						公用工程及 辅助设施	安全管理
	管道本体	管道敷 设	管道 穿越	标识与伴 行路	高后果 区	维检修和运 行		
火灾	△	△	△	△	△	△	△	△
爆炸	△	△	△	△	△	△	△	△
容器爆炸	△	--	--	--	--	△	△	△
触电	--	--	--	--	--	△	△	△
中毒和窒息	△	△	--	--	--	△	△	△
坍塌	--	--	--	--	--	△	--	△
机械伤害	--	--	--	--	--	△	--	△
车辆伤害	--	--	--	--	--	△	--	△
物体打击	--	--	--	--	--	△	--	△
其他伤害(辐射)	--	--	--	--	--	△	--	△

通过危险有害因素的分析可知：

该项目存在的主要危险、有害因素为：火灾、爆炸；次要危险、有害因素为：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。

3.8 重大危险源辨识

根据《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)可知，该项目为原油管道输送项目，危险化学品的厂外管道运输不在危险化学品重大危险源辨识范围内，因此不予辨识。

3.9 事故案例与事故原因分析

案例 1：俄罗斯一原油管线多次失火事故

一、事故单位基本情况及事故简要经过

国际储运公司是中国石油大连中石油国际事业公司(80%股份)与大连港股份公司(20%股份)的合资企业，成立于 2005 年 9 月，注册资金 1 亿元人民币。国际储运公司原油罐区的日常运营和检维修工作由中国石油天然气股份有限公司大连石化分公司负责。国际储运公司原油罐区内建有 20 个储罐，库存能力 185 万立方米；周边还有其他单位大量原油罐区、成品油

罐区和液体化工产品罐区，储存原油、成品油、苯、甲苯等危险化学品。

事故当天，新加坡太平洋石油公司所属 30 万吨“宇宙宝石”油轮在向国际储运公司原油罐区卸送最终属于中油燃料油股份有限公司(中国石油控股的下属子公司)的原油；中油燃料油股份有限公司委托天津辉盛达石化技术有限公司(以下简称辉盛达公司)负责加入原油脱硫剂作业，辉盛达公司安排上海祥诚商品检验技术服务有限公司大连分公司(以下简称祥诚公司)在国际储运公司原油罐区输油管道上进行现场作业。所添加的原油脱硫剂由辉盛达公司生产。

7 月 15 日 15 时 30 分左右，“宇宙宝石”油轮开始向国际储运公司原油罐区卸油，卸油作业在两条输油管道同时进行。20 时左右，祥诚公司和辉盛达公司作业人员开始通过原油罐区内一条输油管道(内径 0.9 米)上的排空阀，向输油管道中注入脱硫剂。7 月 16 日 13 时左右，油轮暂停卸油作业，但注入脱硫剂的作业没有停止。18 时左右，在注入了 88 立方米脱硫剂后，现场作业人员加水对脱硫剂管路和泵进行冲洗。18 时 8 分左右，靠近脱硫剂注入部位的输油管道突然发生爆炸，引发火灾，造成部分输油管道、附近储罐阀门、输油泵房和电力系统损坏和大量原油泄漏。事故导致储罐阀门无法及时关闭，火灾不断扩大。原油顺地下管沟流淌，形成地面流淌火，火势蔓延。事故造成 103 号罐和周边泵房及港区主要输油管道严重损坏，部分原油流入附近海域。

二、事故原因初步分析

在“宇宙宝石”油轮已暂停卸油作业的情况下，辉盛达公司和祥诚公司继续向输油管道中注入含有强氧化剂的原油脱硫剂，造成输油管道内发生化学爆炸。

三、事故防范措施建议

1. 严格港口接卸油过程的安全管理，确保接卸油过程安全。一要切实加强港口接卸油作业的安全管理。要制定接卸油作业各方协调调度制度，

明确接卸油作业信息传递的流程和责任，严格制定接卸油安全操作规程，进一步明确和落实安全生产责任，确保接卸油过程有序可控安全。二是要加强对接卸油过程中采用新工艺、新技术、新材料、新设备的安全论证和安全管理。各有关企业、单位要立即对接卸油过程加入添加剂作业进行一次全面排查。凡加入有氧化剂成份添加剂的要立即停止作业。接卸油过程中一般不应同时进行其他作业，确实需要在接卸油过程中加入添加剂或进行其他作业的，要对加入添加剂及其加入方法等有关作业进行认真科学的安全论证，全面辨识可能出现的安全风险，采取有针对性的防范措施，与罐区保持有足够的安全距离，确保安全。加剂装置必须由取得相应资质的单位设计、制造、施工。三是要加强对承包商和特殊作业安全管理，坚决杜绝“三违”（违章指挥、违章操作和违反劳动纪律）现象。接卸油过程环节多、涉及单位多，稍有不慎就会导致安全事故。有关单位要增强安全意识，完善安全管理制度，强化作业现场的安全管理，尤其要加强对承包商的管理，严禁以包代管、包而不管。要采取有效措施杜绝“三违”现象，加强对特殊作业人员的安全生产教育和培训，使其掌握相关的安全规章制度和安全操作规程，具备必要的安全生产知识和安全操作技能，确保安全生产。建立健全“三违”责任追究制度，依法查处渎职责任。

2. 持续开展隐患排查治理工作，进一步加强危险化学品各环节的安全管理。各地、各有关部门和生产经营单位要认真贯彻落实国务院第 118 次常务会议精神，全面加强企业安全生产工作，尤其要加强危险化学品生产、经营、运输、使用等各个环节安全管理与监督，进一步建立健全危险化学品从业单位事故隐患排查治理制度，持续深入地开展隐患排查治理工作，严格做到治理责任、措施、资金、期限和应急预案“五落实”。对重大隐患要实行挂牌督办，跟踪落实。当前，正值高温雷雨季节，容易发生危险化学品事故。各地要加强危险化学品安全生产监管工作，督促有关企业进一步加强对危险化学品生产、储存设施的安全监控，特别是加强危险化学品

重大危险源的安全管理，切实落实责任，强化措施，保证安全生产。

3. 深刻吸取事故教训，合理规划危险化学品生产储存布局。各地、各有关部门和单位要深刻吸取此次事故教训，认真做好大型危险化学品储存基地和化工园区(集中区)的安全发展规划，合理规划危险化学品生产储存布局，严格审查涉及易燃易爆、剧毒等危险化学品生产储存建设项目。同时，要组织开展已建成基地和园区(集中区)的区域安全论证和风险评估工作，预防和控制潜在的生产安全事故，确保危险化学品生产和储存安全。

4. 切实做好应急管理各项工作，提高重特大事故的应对与处置能力。各地、各有关部门要加强对危险化学品生产厂区和储罐区消防设施的检查，督促各有关企业进一步改进管道、储罐等设施的阀门系统，确保事故发生后能够有效关闭；督促企业进一步加强应急管理，加强专兼职救援队伍建设，组织开展专项训练，健全完善应急预案，定期开展应急演练；加强政府、部门与企业间的应急协调联动机制建设，确保预案衔接、队伍联动、资源共享；加大投入，加强应急装备建设，提高应对重特大、复杂事故的能力。各类危险化学品从业单位要认真研究分析本单位重大危险源情况，建立健全重大危险源档案，加强监控和管理，建立科学有效的监控系统，确保一旦发生险情，能够迅速响应、快速处置。与此同时，要加强应急值守，完善应急物资储备，扎扎实实做好应急管理各项基础工作，切实提高应急管理水平。

案例 2：青岛“11·22”中石化东黄输油管道泄漏爆炸事故

一、基本情况

1. 事故单位情况

中国石油化工集团公司(以下简称中石化集团公司)，是经国务院批准于1998年7月在原中国石油化工总公司基础上重组成立的特大型石油石化企业集团，是国家独资设立的国有公司，注册资本2316亿元。

中国石油化工股份有限公司(以下简称中石化股份公司)，是中石化集

团公司以独家发起方式于 2000 年 2 月设立的股份制企业，主要从事油气勘探与生产、油品炼制与销售、化工生产与销售等业务。

中石化股份公司管道储运分公司(以下简称中石化管道分公司)，是中石化股份公司下属的从事原油储运的专业化公司，位于江苏省徐州市，下设 13 个输油生产单位，管辖途经 14 个省(区、市)的 37 条、6505 公里输油管道和 101 个输油站(库)。

中石化管道分公司潍坊输油处(以下简称潍坊输油处)，是中石化管道分公司下属的输油生产单位，位于山东省潍坊市，负责管理东黄输油管道等 5 条、872 公里管道。

中石化管道分公司黄岛油库(以下简称黄岛油库)，是中石化管道分公司下属的输油生产单位，位于山东省青岛经济技术开发区，负责港口原油接收及转输业务。黄岛油库油罐总容量 210 万立方米(其中，5 万立方米油罐 34 座，10 万立方米油罐 4 座)。

潍坊输油处青岛输油站(以下简称青岛站)，是潍坊输油处下属的管道运行维护单位，位于山东省青岛市胶州市，负责管理东黄输油管道胶州、高密界至黄岛油库的 94 公里管道。

2. 青岛经济技术开发区情况。

青岛经济技术开发区(以下简称开发区)是经国务院批准于 1984 年 10 月成立的。目前管理区域总面积 478 平方公里，有黄岛、薛家岛等 7 个街道办事处和 1 个镇，322 个村(居)，常住人口近 80 万人。2012 年，完成地区生产总值 1365 亿元。

3. 东黄输油管道相关情况。

东黄输油管道于 1985 年建设，1986 年 7 月投入运行，起自山东省东营市东营首站，止于开发区黄岛油库。设计输油能力 2000 万吨/年，设计压力 6.27 兆帕。管道全长 248.5 公里，管径 711 毫米，材料为 API5LX-60 直缝焊接钢管。管道外壁采用石油沥青布防腐，外加电流阴极保护。1998 年

10月改由黄岛油库至东营首站反向输送，输油能力1000万吨/年。

事故发生段管道沿开发区秦皇岛路东西走向，采用地埋方式敷设。北侧为青岛丽东化工有限公司厂区，南侧有青岛益和电器集团公司、青岛信泰物流有限公司等企业。

事故发生时，东黄输油管道输送埃斯坡、罕戈1:1混合原油，密度0.86吨/立方米，饱和蒸汽压13.1千帕，蒸汽爆炸极限1.76%~8.55%，闭杯闪点-16℃。油品属轻质原油。原油出站温度27.8℃，满负荷运行出站压力4.67兆帕。

4. 排水暗渠相关情况。

事故主要涉及刘公岛路(秦皇岛路以南并与秦皇岛路平行)至入海口的排水暗渠，全长约1945米，南北走向，通过桥涵穿过秦皇岛路。秦皇岛路以南排水暗渠(上游)沿斋堂岛街西侧修建，最南端位于斋堂岛街与刘公岛路交汇的十字路口西北侧，长度约为557米；秦皇岛路以北排水暗渠(下游)穿过青岛丽东化工有限公司厂区，并向北延伸至入海口，长度约为1388米。斋堂岛街东侧建有青岛益和电器设备有限公司、开发区第二中学等单位；斋堂岛街西侧建有青岛信泰物流有限公司、华欧北海花园、华欧水湾花园等企业及居民小区。

排水暗渠分段、分期建设。1995年、1997年先后建成秦皇岛路桥涵南、北半幅(南半幅长30米、宽18米、高3.29米，北半幅长25米、宽18米、高2.87米)。秦皇岛路桥涵以南沿斋堂岛街的排水明渠于1996年建设完成；1998年、2002年、2008年经过3次加设盖板改造，成为排水暗渠(暗渠宽8米、高2.5米)。秦皇岛路桥涵以北的排水暗渠于2004年、2009年分两期建设完成(暗渠宽13米、高2.0~2.5米不等)。排水暗渠底板为钢筋混凝土，墙体为浆砌石，顶部为预制钢筋混凝土盖板。

5. 东黄输油管道与排水暗渠交叉情况。

输油管道在秦皇岛路桥涵南半幅顶板下架空穿过，与排水暗渠交叉。

桥涵内设 3 座支墩，管道通过支墩洞孔穿越暗渠，顶部距桥涵顶板 110 厘米，底部距渠底 148 厘米，管道穿过桥涵两侧壁部位采用细石混凝土进行封堵。管道泄漏点位于秦皇岛路桥涵东侧墙体外 15 厘米，处于管道正下部位位置。

一、事故经过

1993 年 2 月，俄罗斯西西伯利亚岛瓦特镇附近的一条从下瓦尔托夫斯克的秋明油田到古比雪夫的新原油管线破裂，大量原油流出，并引起火灾，严重破坏了昂贵的进口设备，包括敷设管路的设备。花费两天时间扑灭了大火，火灾中损失了 1.8 万多桶原油。

不久后，一条原油采集管线破裂，在下瓦尔托夫斯克附近燃起大火，使 50 多口油井关闭。据说可能是一辆推土机破坏了乌瓦特镇附近的主干线，另外金属疲劳也会是事故出现的原因。

另外，在西西伯利亚斯维德洛夫斯克州北部谢罗夫市附近的管路爆炸，大量气体外泄，破坏了附近森林，但无人死亡。一天后，维修组修好管路，对彼尔姆地区企业燃气供应已恢复。爆炸发生在下图拉和彼尔姆之间的总管线，50 个大气压的气体从开裂管路处喷出，并被引燃爆炸。

二、事故原因分析

油管破裂，原油溢出引起的。

案例 3：大连中石油国际储运有限公司“7·16”输油管道爆炸火灾事故

一、事故发生经过及应急处置情况

1. 原油泄漏处置情况

(1) 企业处置情况。

11 月 22 日 2 时 12 分，潍坊输油处调度中心通过数据采集与监视控制系统发现东黄输油管道黄岛油库出站压力从 4.56 兆帕降至 4.52 兆帕，两次电话确认黄岛油库无操作因素后，判断管道泄漏；2 时 25 分，东黄输油

管道紧急停泵停输。

2时35分,潍坊输油处调度中心通知青岛站关闭洋河阀室截断阀(洋河阀室距黄岛油库24.5公里,为下游距泄漏点最近的阀室);3时20分左右,截断阀关闭。

2时50分,潍坊输油处调度中心向处运销科报告东黄输油管道发生泄漏;2时57分,通知处抢维修中心安排人员赴现场抢修。

3时40分左右,青岛站人员到达泄漏事故现场,确认管道泄漏位置距黄岛油库出站口约1.5公里,位于秦皇岛路与斋堂岛街交叉口处。组织人员清理路面泄漏原油,并请求潍坊输油处调用抢险救灾物资。

4时左右,青岛站组织开挖泄漏点、抢修管道,安排人员拉运物资清理海上溢油。

4时47分,运销科向潍坊输油处处长报告泄漏事故现场情况。

5时07分,运销科向中石化管道分公司调度中心报告原油泄漏事故总体情况。

5时30分左右,潍坊输油处处长安排副处长赴现场指挥原油泄漏处置和入海原油围控。

6时左右,潍坊输油处、黄岛油库等现场人员开展海上溢油清理。

7时左右,潍坊输油处组织泄漏现场抢修,使用挖掘机实施开挖作业;7时40分,在管道泄漏处路面挖出2米×2米×1.5米作业坑,管道露出;8时20分左右,找到管道泄漏点,并向中石化管道分公司报告。

9时15分,中石化管道分公司通知现场人员按照预案成立现场指挥部,做好抢修工作;9时30分左右,潍坊输油处副处长报告中石化管道分公司,潍坊输油处无法独立完成管道抢修工作,请求中石化管道分公司抢维修中心支援。

10时25分,现场作业时发生爆炸,排水暗渠和海上泄漏原油燃烧,现场人员向中石化管道分公司报告事故现场发生爆炸燃烧。

(2)政府及相关部门处置情况。

11月22日2时31分，开发区公安分局110指挥中心接警，称青岛丽东化工有限公司南门附近有泄漏原油，黄岛派出所出警。

3时10分，110指挥中心向开发区总值班室报告现场情况。至4时17分，开发区应急办、市政局、安全监管局、环保分局、黄岛街道办事处等单位人员分别收到事故报告。4时51分、7时46分、7时48分，开发区管委会副主任、主任、党工委书记分别收到事故报告。

4时10分至5时左右，开发区应急办、安全监管局、环保分局、市政局及开发区安全监管局石化区分局、黄岛街道办事处有关人员先后到达原油泄漏事故现场，开展海上溢油清理。

7时49分，开发区应急办副主任将泄漏事故现场及处置情况报告青岛市政府总值班室。

8时18分至27分，青岛市政府总值班室电话调度青岛市环保局、青岛海事局、青岛市安全监管局，要求进一步核实信息。

8时34分至40分，青岛市政府总值班室将泄漏事故基本情况通过短信报告市政府秘书长、副秘书长、应急办副主任。

8时53分，青岛市政府副秘书长将泄漏事故基本情况短信转发市经济和信息化委员会副主任，并电话通知其立即赶赴事故现场。

9时01分至06分，青岛市政府副秘书长、市政府总值班室将泄漏事故基本情况分别通过短信报告市长及4位副市长。

9时55分，青岛市经济和信息化委员会副主任等到达泄漏事故现场；10时21分，向市政府副秘书长报告海面污染情况；10时27分，向市政府副秘书长报告事故现场发生爆炸燃烧。

2. 爆炸情况。

为处理泄漏的管道，现场决定打开暗渠盖板。现场动用挖掘机，采用液压破碎锤进行打孔破碎作业，作业期间发生爆炸。爆炸时间为2013年11

月 22 日 10 时 25 分。

爆炸造成秦皇岛路桥涵以北至入海口、以南沿斋堂岛街至刘公岛路排水暗渠的预制混凝土盖板大部分被炸开，与刘公岛路排水暗渠西南端相连接的长兴岛街、唐岛路、舟山岛街排水暗渠的现浇混凝土盖板拱起、开裂和局部炸开，全长波及 5000 余米。爆炸产生的冲击波及飞溅物造成现场抢修人员、过往行人、周边单位和社区人员，以及青岛丽东化工有限公司厂区内排水暗渠上方临时工棚及附近作业人员，共 62 人死亡、136 人受伤。爆炸还造成周边多处建筑物不同程度损坏，多台车辆及设备损毁，供水、供电、供暖、供气多条管线受损。泄漏原油通过排水暗渠进入附近海域，造成胶州湾局部污染。

3. 爆炸后应急处置及善后情况。

爆炸发生后，山东省委书记姜异康、省长郭树清迅速率领有关部门负责同志赶赴事故现场，指导事故现场处置工作。青岛市委、市政府主要领导同志立即赶赴现场，成立应急指挥部，组织抢险救援。中石化集团公司董事长傅成玉立即率工作组赶赴现场，中石化管道分公司调集专业力量、中石化集团公司调集山东省境内石化企业抢险救援力量赶赴现场。王勇国务委员在事故现场听取山东省、青岛市主要领导同志的工作汇报后，指示成立了以省政府主要领导同志为总指挥的现场指挥部，下设 8 个工作组，开展人员搜救、抢险救援、医疗救治及善后处理等工作。当地驻军也投入力量积极参与抢险救援。

现场指挥部组织 2000 余名武警及消防官兵、专业救援人员，调集 100 余台(套)大型设备和生命探测仪及搜救犬，紧急开展人员搜救等工作。截至 12 月 2 日，62 名遇难人员身份全部确认并向社会公布。遇难者善后工作基本结束。136 名受伤人员得到妥善救治。

青岛市对事故区域受灾居民进行妥善安置，调集有关力量，全力修复市政公共设施，恢复供水、供电、供暖、供气，清理陆上和海上油污。当

地社会秩序稳定。

二、事故原因和性质

1. 直接原因。

输油管道与排水暗渠交汇处管道腐蚀减薄、管道破裂、原油泄漏，流入排水暗渠及反冲到路面。原油泄漏后，现场处置人员采用液压破碎锤在暗渠盖板上打孔破碎，产生撞击火花，引发暗渠内油气爆炸。

原因分析：

通过现场勘验、物证检测、调查询问、查阅资料，并经综合分析认定：由于与排水暗渠交叉段的输油管道所处区域土壤盐碱和地下水氯化物含量高，同时排水暗渠内随着潮汐变化海水倒灌，输油管道长期处于干湿交替的海水及盐雾腐蚀环境，加之管道受到道路承重和振动等因素影响，导致管道加速腐蚀减薄、破裂，造成原油泄漏。泄漏点位于秦皇岛路桥涵东侧墙体外 15 厘米，处于管道正下部位置。经计算、认定，原油泄漏量约 2000 吨。

泄漏原油部分反冲出路面，大部分从穿越处直接进入排水暗渠。泄漏原油挥发的油气与排水暗渠空间内的空气形成易燃易爆的混合气体，并在相对密闭的排水暗渠内积聚。由于原油泄漏到发生爆炸达 8 个多小时，受海水倒灌影响，泄漏原油及其混合气体在排水暗渠内蔓延、扩散、积聚，最终造成大范围连续爆炸。

2. 间接原因。

(1) 中石化集团公司及下属企业安全生产主体责任不落实，隐患排查治理不彻底，现场应急处置措施不当。

1) 中石化集团公司和中石化股份公司安全生产责任落实不到位。安全生产责任体系不健全，相关部门的管道保护和安全生产职责划分不清、责任不明；对下属企业隐患排查治理和应急预案执行工作督促指导不力，对管道安全运行跟踪分析不到位；安全生产大检查存在死角、盲区，特别是

在全国集中开展的安全生产大检查中，隐患排查工作不深入、不细致，未发现事故段管道安全隐患，也未对事故段管道采取任何保护措施。

2) 中石化管道分公司对潍坊输油处、青岛站安全生产工作疏于管理。组织东黄输油管道隐患排查治理不到位，未对事故段管道防腐层大修等问题及时跟进，也未采取其他措施及时消除安全隐患；对一线员工安全和应急教育不够，培训针对性不强；对应急救援处置工作重视不够，未督促指导潍坊输油处、青岛站按照预案要求开展应急处置工作。

3) 潍坊输油处对管道隐患排查整治不彻底，未能及时消除重大安全隐患。2009年、2011年、2013年先后3次对东黄输油管道外防腐层及局部管体进行检测，均未能发现事故段管道严重腐蚀等重大隐患，导致隐患得不到及时、彻底整改；从2011年起安排实施东黄输油管道外防腐层大修，截至2013年10月仍未对包括事故泄漏点所在的15公里管道进行大修；对管道泄漏突发事件的应急预案缺乏演练，应急救援人员对自己的职责和应对措施不熟悉。

4) 青岛站对管道疏于管理，管道保护工作不力。制定的管道抢维修制度、安全操作规程针对性、操作性不强，部分员工缺乏安全操作技能培训；管道巡护制度不健全，巡线人员专业知识不够；没有对开发区在事故段管道先后进行排水明渠和桥涵、明渠加盖板、道路拓宽和翻修等建设工程提出管道保护的要求，没有根据管道所处环境变化提出保护措施。

5) 事故应急救援不力，现场处置措施不当。青岛站、潍坊输油处、中石化管道分公司对泄漏原油数量未按应急预案要求进行研判，对事故风险评估出现严重错误，没有及时下达启动应急预案的指令；未按要求及时全面报告泄漏量、泄漏油品等信息，存在漏报问题；现场处置人员没有对泄漏区域实施有效警戒和围挡；抢修现场未进行可燃气体检测，盲目动用非防爆设备进行作业，严重违规违章。

(2) 青岛市人民政府及开发区管委会贯彻落实国家安全生产法律法规

不力。

1)督促指导青岛市、开发区两级管道保护工作主管部门和安全监管部门履行管道保护职责和安全生产监管职责不到位，对长期存在的重大安全隐患排查整改不力。

2)组织开展安全生产大检查不彻底，没有把输油管道作为监督检查的重点，没有按照“全覆盖、零容忍、严执法、重实效”的要求，对事故涉及企业深入检查。

3)黄岛街道办事处对青岛丽东化工有限公司长期在厂区内排水暗渠上违章搭建临时工棚问题失察，导致事故伤亡扩大。

(3)管道保护工作主管部门履行职责不力，安全隐患排查治理不深入。

1)山东省油区工作办公室已经认识到东黄输油管道存在安全隐患，但督促企业治理不力，督促落实应急预案不到位；组织安全生产大检查不到位，督促青岛市油区工作办公室开展监督检查工作不力。

2)青岛市经济和信息化委员会、油区工作办公室对管道保护的监督检查不彻底、有盲区，2013年开展了6次管道保护的专项整治检查，但都没有发现秦皇岛路道路施工对管道安全的影响；对管道改建计划跟踪督促不力，督促企业落实应急预案不到位。

3)开发区安全监管局作为管道保护工作的牵头部门，组织有关部门开展管道保护工作不力，督促企业整治东黄输油管道安全隐患不力；安全生产大检查走过场，未发现秦皇岛路道路施工对管道安全的影响。

(4)开发区规划、市政部门履行职责不到位，事故发生地段规划建设混乱。

1)开发区控制性规划不合理，规划审批工作把关不严。开发区规划分局对青岛信泰物流有限公司项目规划方案审批把关不严，未对市政排水设施纳入该项目规划建设及明渠改为暗渠等问题进行认真核实，导致市政排水设施继续划入厂区规划，明渠改暗渠工程未能作为单独市政工程项目进行报

批。事故发生区域危险化学品企业、油气管道与居民区、学校等近距离或交叉布置，造成严重安全隐患。

2)管道与排水暗渠交叉工程设计不合理。管道在排水暗渠内悬空架设，存在原油泄漏进入排水暗渠的风险，且不利于日常维护和抢维修；管道处于海水倒灌能够到达的区域，腐蚀加剧。

3)开发区行政执法局(市政公用局)对青岛信泰物流有限公司厂区明渠改暗渠审批把关不严，以“绿化方案审批”形式违规同意设置盖板，将明渠改为暗渠；实施的秦皇岛路综合整治工程，未与管道企业沟通协商，未按要求计算对管道安全的影响，未对管道采取保护措施，加剧管体腐蚀、损坏；未发现青岛丽东化工有限公司长期在厂区内排水暗渠上违章搭建临时工棚的问题。

(5)青岛市及开发区管委会相关部门对事故风险研判失误，导致应急响应不力。

1)青岛市经济和信息化委员会、油区工作办公室对原油泄漏事故发展趋势研判不足，指挥协调现场应急救援不力。

2)开发区管委会未能充分认识原油泄漏的严重程度，根据企业报告情况将事故级别定为一般突发事件，导致现场指挥协调和应急救援不力，对原油泄漏的发展趋势研判不足；未及时提升应急预案响应级别，未及时采取警戒和封路措施，未及时通知和疏散群众，也未能发现和制止企业现场应急处置人员违规违章操作等问题。

3)开发区应急办未严格执行生产安全事故报告制度，压制、拖延事故信息报告，谎报开发区分管领导参与事故现场救援指挥等信息。

4)开发区安全监管局未及时将青岛丽东化工有限公司报告的厂区内明渠发现原油等情况向政府和有关部门通报，也未采取有效措施。

3. 事故性质

经调查认定，山东省青岛市“11·22”中石化东黄输油管道泄漏爆炸特

别重大事故是一起生产安全责任事故。

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三个单元进行评价：

- 第一评价单元：线路工程单元
- 第二评价单元：公用工程及辅助设施单元(供配电、消防及给排水、采暖通风、自控及通信子单元、防腐与阴极保护子单元)
- 第三评价单元：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	线路工程	—
2	公用工程及辅助设施	供配电

序号	单元	子单元
		消防及给排水
		采暖通风
		自控及通信
		防腐与阴极保护
3	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所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原油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该项目周围环境造成危害的严重程度。

火灾、爆炸是常见的重大事故，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，但对辨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	线路工程	--	安全检查表法、事故后果模拟法
2	公用工程及辅助 设施	供配电	安全检查表法
		消防及给排水	安全检查表法
		采暖通风	安全检查表法
		自控及通信	安全检查表法
		防腐与阴极保护	安全检查表法
3	安全管理	--	安全检查表法

5 定性定量安全评价

5.1 线路工程评价单元

根据《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)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 线路工程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	管道不应通过饮用水水源一级保护区、飞机场、火车站、海(河)港码头、军事禁区、国家重点文物保护单位、自然保护区的核心区。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.1.3 条	该项目管道未通过饮用水水源一级保护区、飞机场、火车站、海(河)港码头、军事禁区、国家重点文物保护单位、自然保护区的核心区等。	符合
2	输油管道应避开滑坡、崩塌、塌陷、泥石流、洪水严重侵蚀等地质灾害地段，宜避开矿山采空区、全新世活动断层。当受到条件限制必须通过上述区域时，应选择其危害程度较小的位置通过，并采取相应的防护措施。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.1.4 条	该项目管道经过西沟、当中洼、地下灌溉网等存在不良地质的区段，选择其危害程度较小的位置通过，采取将管道敷设于滑塌体深度以下；定向钻施工前进行了施工前勘察；做好水工防护措施；穿越冲沟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等措施。	符合
3	埋地输油管道同地面建(构)筑物的最小间距应符合下列规定： 1、原油管道与城镇居民点或重要公共建筑的距离不应小于 5m。 2、原油管道临近飞机场、海(河)港码头、大中型水库和水工建(构)筑物敷设时，间距不宜小于 20m。 3、输油管道与铁路并行敷设时，管道应敷设在铁路用地范围边线 3m 以	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.1.6 条	1、该项目输油管道与周边建构筑物的距离大于 5m。 2、该项目原油管道未临近飞机场、海(河)港码头、大中型水库和水工建(构)筑物敷设。 3、输油管道未与铁路并行敷设。	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
	外，且原油管道距铁路线不应小于25m。如受制于地形或其他条件限制不满足本条要求时，应征得铁路管理部门的同意。 4、输油管道与公路并行敷设时，管道应敷设在公路用地范围边线以外，距用地边线不应小于3m。如受制于地形或其他条件限制不满足本条要求时，应征得公路管理部门的同意。 5、原油管道与军工厂、军事设施、炸药库、国家重点文物保护设施的最小距离应同有关部门协商确定。		4、输油管道未与公路并行敷设。 5、原油管道附近无军工厂、军事设施、炸药库、国家重点文物保护设施。	
4	管道与架空输电线路平行敷设时，其距离应符合现行国家标准《66kV及以下架空电力线路设计规范》GB50061及《110kV~750kV架空输电线路设计规范》GB50545的有关规定。 管道与干扰源接地体的距离应符合现行国家标准《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》GB/T50698的有关规定。埋地输油管道与埋地电力电缆平行敷设的最小距离，应符合现行国家标准《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T21447的有关规定。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第4.1.7条	该项目管道与220kV架空输电线路存在平行敷设的情况，其距离符合《110kV~750kV架空输电线路设计规范》GB50545的有关规定，管道与干扰源接地体的距离符合《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》GB/T50698的有关规定，详见表2.4.6-4。	符合
5	输油管道与已建管道并行敷设时，土方地区管道间距不宜小于6m，如受制于地形或其他条件限制不能保持6m间距时，应对已建管道采取保护措施。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第4.1.8条	吴延线与靖咸线、靖西一线、靖西二线之间并行距离均大于6m。	符合
6	管道与通信光缆同沟敷设时，其最小净距(指两断面垂直投影的净距)不应小于0.3m。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第4.1.10条	根据施工资料可知，管道与通信光缆同沟敷设时，其最小净距不小于0.3m。	符合
7	埋地管道的埋设深度，应根据管道所经地段的农田耕作深度、冻土深度、地形和地质条件、地下水深度、地面车辆所施加的载荷及管道稳定性的要求等因素，经综合分析后确定。管顶的覆土层厚度不宜小于0.8m。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第4.2.3条	该项目管道埋深$\geq 1.5\text{m}$。	符合
8	管沟回填后，应恢复原地貌，并保护耕植层，防止水土流失和积水。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第4.2.7条	管沟回填后，已恢复了原地貌。	符合
9	当输油管道一侧邻近冲沟或陡坎时，	《输油管道工程设计规范》	当输油管道一侧邻近冲	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
	应对冲沟的边坡、沟底和陡坎采取加固措施。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.2.8 条	沟或陡坎时, 对冲沟的边坡、沟底和陡坎采取了加固措施, 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。	
10	当埋地输油管道同其他埋地管道或金属构筑物交叉时, 其垂直净距不应小于 0.3m, 两条管道的交叉角不宜小于 30°; 管道与电力、通信电缆交叉时, 其垂直净距不应小于 0.5m。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.2.11 条	当埋地输油管道同靖咸线、靖西一、二线等埋地管道交叉时, 其垂直净距不小于 0.5m。	符合
11	截断阀应设置在交通便利、地形开阔、地势较高、检修方便, 且不易受地质灾害及洪水影响的地方。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.4.5 条	因吴延输油管线迁改, 原吴延线黑木阀室位于迁改段, 迁建了黑木线路截断阀室。迁建位置为作善村洛河小区南侧 420m、省道 S304 路旁, 交通便利。	符合
12	线路截断阀应能通过清管器和管道内检测仪。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.4.6 条	线路截断阀能通过清管器和管道内检测仪。	符合
13	管道沿线应设置里程桩、标志桩、转角桩、阴极保护测试桩和警示牌等永久性标志, 管道标志的标识、制作和安装应符合现行行业标准《管道干线标记设置技术规范》SY/T 6064 的有关规定。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.6.1 条	该项目管道沿线缺少高后果区警示牌。	不符合
14	管道不宜在狭窄冲沟内顺沟敷设。	《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013) 第 3.4.9 条	该项目输油管道管道未在狭窄冲沟内顺沟敷设。	符合
15	输油管道不宜与公路反复交叉穿越; 需要与公路交叉时, 其穿越点宜选在公路的路堤段和管道的直线段, 穿越宜避开高填方区、路堑、路两侧为同坡向的陡坡地段。	《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013) 第 7.1.1 条	该项目输油管道未与公路反复交叉穿越。	符合
16	在穿越公路的管段上, 不应设置水平或竖向曲线及弯管。	《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013) 第 7.1.2 条	在穿越公路的管段上, 未设置水平或竖向曲线及弯管。	符合
17	输油管道穿越公路时, 其穿越点四周应有足够的空间, 满足管道穿越施工、维护及邻近建(构)筑物和设施安全距离的要求。	《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013) 第 7.1.7 条	该项目输油管道穿越公路时, 穿越点四周有足够的空间, 满足管道穿越施工、维护及邻近建	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
			(构)筑物和设施安全距离的要求。	
18	油气管道不应利用公路的排水涵洞进行穿越。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 (GB50423-2013) 第 7.1.8 条	该项目输油管道未利用公路的排水涵洞进行穿越。	符合
19	采用套管穿越公路、铁路时,套管内径应大于输送管道外径 300mm 以上。套管采用人工顶管施工方法时,套管内直径不宜小于 1m。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 (GB50423-2013) 第 7.1.11 条	该项目管道穿越 S340 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。	符合
20	套管中的输送管道应设置绝缘支撑,设计中应提出保持管道防腐涂层完整性的技术要求。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 (GB50423-2013) 第 7.3.4 条	根据施工资料可知,套管中的输送管道设置了绝缘支撑。	符合
21	穿越位置应符合线路总体走向,线路局部走向应按穿越位置做适当调整。	《黄土地区油气输送管道线路设计规范》 (SY/T7363-2017) 第 5.1.1 条	穿越位置符合设计线路总体走向。	符合
22	管道和铁路隧道不应在隧道洞门及洞口截水天沟范围内交叉。当埋地管道或管道隧道与铁路隧道洞身交叉时应符合下列规定: 1. 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,输油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。当采取控制爆破手段开挖管沟时,管底与铁路隧道顶部的垂直净距不应小于 20m,同时应考虑围岩条件、挖沟爆破规模及隧道结构的安全性等因素。	《油气输送管道与铁路交汇工程技术及管理规范》(国能油气〔2015〕392 号) 第十四条第 1 款	该项目输油管道和铁路隧道未在隧道洞门及洞口截水天沟范围内交叉。该项目输油管道在铁路隧道洞身上方采用了大开挖+防渗膜的穿越方式敷设,采取了非爆破方式开挖管沟,管底与安民、洛川隧道顶部的垂直净距分别为 20m、15m。	符合
23	管道与铁路并行布置时,应同时满足下列要求: 1. 管道距铁路用地界的净距不应小于 3m。 2. 埋地管道距邻近铁路线路轨道中心线的净距不应小于 25m。 3. 地上管道与邻近铁路线路轨道中心线的水平净距不应小于 50m。	《油气输送管道与铁路交汇工程技术及管理规范》(国能油气〔2015〕392 号) 第十八条	该项目管道与铁路并行布置时,埋地管道距邻近铁路线路轨道中心线的净距不小于 25m。	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
24	线路走向相同的管道宜并行敷设。	《油气输送管道并行敷设技术规范》 (SY/T7365-2017) 第 3.0.3 条	该项目输油管道与靖咸线输油管道、靖西一、二线输气管道走向相同时，均采用并行敷设的方式。	符合
25	并行管道的间距应满足施工及维抢修所需的空間要求。	《油气输送管道并行敷设技术规范》 (SY/T7365-2017) 第 3.0.6 条	该项目输油管道与靖咸线输油管道、靖西一、二线输气管道一起为同期建设并行管道，并行间距大于 6m，满足施工及维抢修所需的空間要求。	符合
26	不受地形、规划等条件限制的区段，并行间距应满足起决定作用的管道失效而不造成其他并行管道破坏的要求，并不应小于 6m。	《油气输送管道并行敷设技术规范》 (SY/T7365-2017) 第 5.2.2 条	该项目输油管道与靖咸线输油管道、靖西一、二线输气管道一起为同期建设并行管道，并行间距大于 6m。	符合
27	管道企业应当建立、健全管道巡护制度，配备专门人员对管道线路进行日常巡护。管道巡护人员发现危害管道安全的情形或者隐患，应当按照规定及时处理和报告。	《中华人民共和国石油天然气管道保护法》 第二十二条	该公司建立、健全有管道巡护制度，并配专人对管道线路进行日常巡护，发现问题及时解决。	符合
28	在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止下列危害管道安全的行为： (一)种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或者其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物； (二)取土、采石、用火、堆放重物、排放腐蚀性物质、使用机械工具进行挖掘施工； (三)挖塘、修渠、修晒场、修建水产养殖场、建温室、建家畜棚圈、建房以及修建其他建筑物、构筑物。	《中华人民共和国石油天然气管道保护法》 第三十条	该项目输油管道线路中心两侧 5m 地域范围内无条款中的危害管道安全的行为。	符合
29	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 6.1.5 条	该项目输油管道未穿越其他无关建筑物。	符合
30	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》	《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	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
	范》GBJ 16 的有关规定执行。		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。	
31	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

评价小结：输油管道评价单元安全检查表共设检查项 31 项，经检查，有 1 项不符合要求，即：该项目管道沿线缺少高后果区警示牌。

5.2 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，主要依据《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)、《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)、《钢质管道外腐蚀控制规范》(GB/T21447-2018)、《埋地钢质管道阴极保护技术规范》(GB/T21448-2017)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 5.2 所示：

表 5.2 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	管道系统的控制水平与控制方式应满足输油工艺过程的安全、操作和运行要求。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)第 7.1.1 条	该项目输油管道泄漏检测系统光缆与输油管道同沟敷设，依托原有的线路泄漏检测系统。SCADA 系统依托延长石油管道运输第四分公司生产调度控制中心。在阀室设置 RTU 系统，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	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
			机进入站场站控系统的局域网中。	
2	输油管道应设置监视、控制和调度管理系统,宜采用监控与数据采集(SCADA)系统。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 7.1.2 条	SCADA(Supervisory Control And Data Acquisition 监控和数据采集)系统依托延长石油管道运输第四分公司生产调度控制中心。监控与数据采集(SCADA)系统包括了控制中心的计算机系统、输油站站控制系统、远控截断阀的控制系统及数据传输系统。	符合
3	输油管道的监控与数据采集(SCADA)系统应包括控制中心的计算机系统、输油站站控制系统、远控截断阀的控制系统及数据传输系统。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 7.1.3 条		
4	输油管道的控制方式宜采用控制中心控制、站控制系统控制和设备就地控制。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 7.1.4 条	原系统自控水平采用三级控制管理的模式。一级控制由设置在调度中心的 SCADA 系统完成,总调度控制中心应能对各管道进行统一监视和调度管理, 对各站场不直接控制,通过各二级调度控制中心实时采集各站场的工艺运行状态参数、设备运行状况及各辅助系统的相关数据。二级控制由站控系统完成,站控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等。三级控制为就地控制,由操作人员就地对工艺设备进行手动控制。	符合
5	控制中心宜具有下列功能: 1 监视各站及工艺设备的运行状态; 2 对监控阀室的监视、控制; 3 实时采集和处理主要工艺变量数据; 4 通过站控制系统进行远程控制; 5 水击控制;	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 7.2.1 条	总调度控制中心能对各管道进行统一监视和调度管理,对各站场不直接控制,通过各二级调度控制中心实时采集各站场的工艺运行状态参数、设备运行状况及各辅助系统的相关数据。	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
	6 管道的泄漏检测与定位; 7 全线紧急停运; 8 通信信道监测及自动切换; 9 数据分析及运行管理决策指导; 10 向管理系统和其他应用系统提供数据。			
6	输油管道通信传输方式选用光纤通信时,其光缆宜与输油管道同沟敷设。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 8.0.2 条	该项目输油管道泄漏检测系统光缆与输油管道同沟敷设,依托原有的线路泄漏检测系统。	符合
7	仪表选型应符合下列规定: 1 应选用安全、可靠、技术先进的标准系列产品; 2 检测和控制仪表宜采用电动仪表; 3 仪表输入、输出信号应采用标准信号; 4 直接与介质接触的仪表,应满足管道及设备的设计压力、温度及介质的物性要求; 5 现场应安装供运行人员巡回检查和就地操作的就地显示仪表。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 6.10.3 条	黑木阀室检测和控制仪表采用电动仪表,现场设置了就地压力表等仪表。	符合
防腐与阴极保护子单元				
8	输油管道应采取防腐层与阴极保护联合腐蚀控制措施。输油管道的防腐蚀设计应符合现行国家标准《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T21447 和《埋地钢质管道阴极保护技术规范》GB/T21448 的有关规定。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.3.1 条	该项目输油管道采用 3LPE 防腐层,阴极保护采用强制电流阴极保护法。	符合
9	采用强制电流保护方式时,应避免或抑制对邻近金属构筑物的干扰影响。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.3.4 条	该项目输油管道对邻近金属构筑物的干扰影响较小。	符合
10	埋地输油管道的保温层应符合现行国家标准《埋地钢质管道防腐保温层技术标准》GB/T50538 的有关规定。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.3.8 条	防腐保温采用硬质聚氨酯泡沫塑料防腐保温层结构。	符合
11	保温层外部宜有保护层,保护层材	《输油管道工程设计	保温层采用厚度为	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
	料应具有足够的机械强度和韧性,化学性能稳定,且具有耐老化、防水和电绝缘的性能。	规范》(GB50253-2014) 第 4.3.10 条	30mm(轴向偏心距±5mm) 聚 氨酯泡沫塑料;保护层包 覆不小于 1.6mm 厚聚乙 烯塑料。	
12	站内地面钢质管道和金属设施应采用防腐层进行腐蚀防护。	《输油管道工程设计 规范》(GB50253-2014) 第 6.6.1 条	该项目阀室地上工艺管 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 $\geq 240 \mu\text{m}$ 。	符合
13	站内地下钢质管道的防腐层应为加强级或特加强级,也可采取外防腐层和阴极保护联合防护方式。	《输油管道工程设计 规范》(GB50253-2014) 第 6.6.2 条	该项目阀室埋地管道外 防腐采用常温型加强级 3LPE 防腐层。	符合
14	钢质管道外防腐层应具备良好的电绝缘性、机械性、防潮防水性、附着力、耐化学性和热老化性、耐微生物浸蚀等基本性能,且易于施工和修补。	《钢质管道外腐蚀控 制规范》 (GB/T21447-2018)第 5.1.1 条	该项目输油管道全线采 用常温型加强级 3LPE 防 腐层,满足要求。	符合
15	埋地油气长输管道、油气田外输管道和油气田内埋地集输干线管道应采用阴极保护;其他埋地管道宜采用阴极保护。	《埋地钢质管道阴极 保护技术规范》 (GB/T21448-2017) 第 4.1.1 条	该项目输油管道阴极保 护采用强制电流阴极保 护法。	符合
16	阴极保护测试装置应与阴极保护系统同步安装。测试装置应沿管道线路走向进行布设,相邻测试装置间隔宜不大于 3km。在城镇市区或工业区,相邻测试装置间隔不应大于 1km;在杂散电流干扰影响区域内,测试装置可适当加密。测试装置宜安装在管道上方,并进行标识。	《埋地钢质管道阴极 保护技术规范》 (GB/T21448-2017) 第 7.1.1 条	该项目输油管道每公里 设 1 支电位测试桩;高铁 穿越段单侧设 1 支电位测 试桩;定向钻穿越段两侧 各设 1 支电流测试桩。	符合
供配电				
17	线路监控阀室、独立阴极保护站可为三级负荷。	《输油管道工程设计 规范》(GB50253-2014) 第 6.7.1 条第 5 款	该项目黑木阀室负荷等 级为三级。	符合
18	输油站场中站控制系统、通信系统、紧急截断阀应采用不间断电源(UPS)供电,蓄电池组的后备时间	《输油管道工程设计 规范》(GB50253-2014) 第 6.7.2 条	该项目黑木阀室内的重要负荷(包括自控仪表系统、通信设备等),采用	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
	应满足站控制系统、通信系统及紧急截断阀的后备时间要求,且不宜少于 2h。		不间断电源(UPS)供电。UPS 不间断电源选择容量为 3kVA。工况下市电为 GDS、照明、仪表及通信设备供电;当市电停电时,采用 UPS 为 GDS、仪表及通信设备供电,UPS 备用时间不小于 120min。	
19	输油站场和阀室的防雷、防雷击电磁脉冲、防静电设计应符合下列规定: 1 输油站场内的建(构)筑物的防雷设计应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057 的相关规定;信息系统设备所在建筑物,应按不低于第三类防雷建筑物进行防直击雷设计; 2 阀室应按照第二类防雷建筑物进行防直击雷设计; 3 输油管道的防雷、防静电设计应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的相关规定; 4 供配电系统和电子信息系统的防雷、防雷击电磁脉冲设计应符合国家现行标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》GB / T 50064、《建筑物防雷设计规范》GB 50057 和《建筑物电子信息系统防雷技术规范》GB 50343 的相关规定。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 6.7.13 条	阀室的防雷、防雷击电磁脉冲、防静电设计符合要求。	符合
20	输油站场的接地设计应符合下列规定: 1 站场内的建(构)筑物的接地系统设计应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057 的相关规定; 2 站场中的电气装置或设备,除另有规定外应使用一个总的接地网; 3 同一建筑物或区域内,防	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 6.7.14 条	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。仪表设备外壳作保护接地,铠装电缆的铠装层、双层屏蔽电缆的外屏蔽层做防雷接地。低压供配电采用 TN-S 接地系统。通信设备采用联合接地形式,即通信设备的工作地、保护接地和	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	评价结果
	雷接地、电气设备接地和信息系统设备接地宜采用共用接地系统，其接地电阻取最小值。		防雷接地共同合用一组接地体的方式，并配置防雷电保护模块。站场内通信设备联合接地电阻≤1Ω。	
供、排水及消防				
21	雨水宜采用地面有组织排水的方式排放。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)第6.8.2条第4款	阀室场地采用平坡式设计，东西向平整坡度0.5%，南北向平整坡度0.5%，新建阀室屋面防水采用有组织外排水，场地排水排向站外省道304。	符合
22	集输油工程中的井场、计量站等五级站，集输气工程中的集气站、配气站、输气站、清管站、计量站及五级压气站、注气站，采出水处理站可不设消防给水设施。	《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)第8.1.2条	该项目黑木阀室为五级站场，可不设消防给水设施。	符合
23	油气站场内建(构)筑物应配置灭火器，其配置类型和数量按现行国家标准《建筑灭火器配置设计规范》GBJ140的规定确定。	《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)第8.9.1条	该项目黑木阀室配备了推车式干粉灭火器、手提式干粉灭火器及手提式二氧化碳灭火器等，符合要求。	符合
供热、通风及空气调节				
24	输油站内各建筑物的采暖通风和空气调节设计应符合国家现行标准《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019和《石油化工采暖通风与空气调节设计规范》SH/T 3004的相关规定。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)第6.9.2条	该项目黑木阀室自然通风量按换气次数不小于8次/h考虑，墙面和屋面均设置通风设施，墙面设置百叶窗，屋面设置2组无动力排风机。	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。

5.3 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》、《中华人民共和国石油天然气管道保护法》、《危险化学品安全管理条例》、《陕西省安全生产条例》、《生产安全事故应急预案管理办法》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 5.3 所示：

表 5.3 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》第二十三条	该公司设有专项安全生产投资。	符合
2	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》第二十四条	该公司成立有安全生产委员会，下设有安全保卫科，并配备有专职安全生产管理人员。	符合
3	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》第二十七条	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
4	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。	《中华人民共和国安全生产法》第五十一条	该公司提供有效期内的工伤保险及雇主责任保险等证明文件。	符合
5	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》第八十二条	该项目应急救援组织依托公司现有的应急救援组织。	符合
6	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》第四十四条	制订有安全操作规程，并进行安全培训教育。	符合
7	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》第四十五条	公司能按期发放劳动防护用品。	符合
8	管道企业应当建立、健全管道巡护	《中华人民共和国	公司配有专职巡线人员。	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	检查结果
	制度，配备专门人员对管道线路进行日常巡护。管道巡护人员发现危害管道安全的情形或者隐患，应当按照规定及时处理和报告。	石油天然气管道保护法》第二十二条		
9	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	公司管道保护有经费概算。	符合
10	管道企业应当制定本企业管道事故应急预案，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。	《中华人民共和国石油天然气管道保护法》第三十九条	该公司编制了《陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司生产安全事故应急预案》，并向延安市应急救援服务中心进行了备案。	符合
11	管道停止运行、封存、报废的，管道企业应当采取必要的安全防护措施，并报县级以上地方人民政府主管管道保护工作的部门备案。	《中华人民共和国石油天然气管道保护法》第四十二条	该项目对原有输油管道采用氮气置换后废弃处理，不再使用。	符合
12	应当按照下列规定设置安全生产管理机构或者配备专职安全生产管理人员： (一)从业人员不足五十人的，配备一名以上专职安全生产管理人员； (二)从业人员五十人以上不足三百人的，设置专门的安全生产管理机构，并配备二名以上专职安全生产管理人员； (三)从业人员三百人以上的，设置专门的安全生产管理机构，并按照不低于从业人员百分之一的比例配备专职安全生产管理人员。	《陕西省安全生产条例》第十五条	该公司设置了安全生产管理机构，配备了专职安全生产管理人员。	符合
13	生产经营单位承担事故隐患排查治理的主体责任。 生产经营单位应当建立健全生产安全事故隐患排查治理制度，对事故隐患进行排查并及时采取措施予以消除；事故隐患排除前和排除过程中无法保证安全的，应当从危险区域内撤出人员，疏散周边可能危及的其他人员，并设置警戒标志。生产经营单位应当将事故隐患排查治	《陕西省安全生产条例》第十九条	该公司建立健全生产安全事故隐患排查治理制度，对该项目输油管道开展了生产安全事故隐患排查，采取技术、管理等有效措施及时消除隐患，并记录隐患排查情况。	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	检查结果
	理情况向从业人员通报。 对排查出的重大事故隐患，生产经营单位应当按照规定立即报告，并采取有效的安全防范和监控措施，制定和落实治理方案。治理方案、治理结果等情况应当及时向负有安全生产监督管理职责的部门和职工大会或者职工代表大会报告。			
14	特种设备安装、改造、修理竣工后，安装、改造、修理的施工单位应当在验收后三十日内将相关技术资料和文件移交特种设备使用单位。特种设备使用单位应当将其存入该特种设备的安全技术档案。	《中华人民共和国特种设备安全法》第二十四条	施工单位将相关技术资料和文件移交给该公司，并进行了存档。	符合
15	企业对新建的管道，在投入运行前应编制投产方案，经审查批准并严格执行。建立生产运行管理规章制度，试运投产记录表格和上下游联络机制，并保证通信畅通。投产试运方案应进行现场交底，操作人员应经安全技术培训合格。制定事故应急预案，落实抢修队伍和应急救援人员，配备各种抢修设备及安全防护设施，并进行应急演练。管道系统的电气、仪表、自动化、通信、消防、安全及各项公用工程等，按有关施工及验收规范预验收合格。整体联合试运前，管道单机试运、分系统应调试合格。阴极保护系统验收合格并投入使用。	《石油天然气管道安全规范》(SY/T6186-2020)第8.2条	该项目试运行正常。建立了生产运行管理规章制度，操作人员经安全技术培训合格。制定了事故应急预案，落实抢修队伍和应急救援人员，配备各种抢修设备及安全防护设施，并进行应急演练。阴极保护系统验收合格并投入使用。	符合
16	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
17	危险化学品的包装应当符合法律、行政法规、规章的规定以及国家标准、行业标准的要求。 危险化学品包装物、容器的材质以及危险化学品包装的型式、规格、	《危险化学品安全管理条例》第十七条	该项目产品通过管道输送，不进行包装。	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	检查结果
	方法和单件质量(重量),应当与所包装的危险化学品的性质和用途相适应。			
18	从事危险化学品经营的单位(以下统称申请人)应当依法登记注册为企业,并具备下列基本条件: (一)经营和储存场所、设施、建筑物符合《建筑设计防火规范》(GB50016)、《石油化工企业设计防火规范》(GB50160)、《汽车加油加气站设计与施工规范》(GB50156)、《石油库设计规范》(GB50074)等相关国家标准、行业标准的规定; (二)企业主要负责人和安全生产管理人员具备与本企业危险化学品经营活动相适应的安全生产知识和管理能力,经专门的安全生产培训和安全生产监督管理部门考核合格,取得相应安全资格证书;特种作业人员经专门的安全作业培训,取得特种作业操作证书;其他从业人员依照有关规定经安全生产教育和专业技术培训合格; (三)有健全的安全生产规章制度和岗位操作规程; (四)有符合国家规定的危险化学品事故应急预案,并配备必要的应急救援器材、设备; (五)法律、法规和国家标准或者行业标准规定的其他安全生产条件。	《危险化学品经营许可证管理办法》第六条	该公司取得了营业执照,企业主要负责人及安全管理人员取得安全生产知识和管理能力考核合格证,该公司建立有各种安全规章制度和岗位操作规程,该公司编制了生产安全事故应急预案向当地主管部门进行了备案。	符合
19	生产经营单位应当加强生产安全事故应急工作,建立、健全生产安全事故应急工作责任制,其主要负责人对本单位的生产安全事故应急工作全面负责。	《生产安全事故应急预案管理办法》第四条	该公司应急预案经主要负责人签发,并发布全公司。	符合
20	应急预案的编制应当符合下列基本要求: (一)有关法律、法规、规章和标准的规定; (二)本地区、本部门、本单位的安全生产实际情况;	《生产安全事故应急预案管理办法》第八条	该企业应急预案按照有关法律、法规、规章和标准的规定进行编制;按照本地区、本部门、本单位的安全生产实际情况及危险性进行了分析;应急组	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	检查结果
	(三)本地区、本部门、本单位的危险性分析情况； (四)应急组织和人员的职责分工明确，并有具体的落实措施； (五)有明确、具体的应急程序和处置措施，并与其应急能力相适应； (六)有明确的应急保障措施，满足本地区、本部门、本单位的应急工作需要； (七)应急预案基本要素齐全、完整，应急预案附件提供的信息准确； (八)应急预案内容与相关应急预案相衔接。		织及人员的职责分工明确，并定期组织演练；有明确、具体的应急程序和处置措施；该预案基本要素齐全、完整。	

评价小结：安全管理评价单元共检查 20 项，经检查，全部符合相关规范的条款要求。

5.4 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 5.4。

表 5.4 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。	该项目管道取得许可生产，不是国家明令淘汰、已经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。	该项目压力管道试运行期间未发生过事故。	《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。	已按规定进行了压力管道监督检验。	《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	定期检验的检验结论为“不符合要求”或“不允许使用”。	不涉及	《特种设备重大事故隐患判定准则》(GB45067-2024) 第 4.4 条 a)	不构成
5	安全阀、爆破片装置、紧急切断装置缺失或失效。	该项目黑木阀室功能为干线截断、压力平衡	《特种设备重大事故隐患判定准则》	不构成

序号	检查项目及内容	实际情况	依据	检查结果
		旁通、放空放液吹扫。 黑木阀室距离上游蒋村阀室 10.8km，距离下游延炼末站 13.9km，该项目压力管道也可依托上下游场站或阀室设置的安全阀、紧急切断装置。	(GB45067-2024) 第 4.4 条 b)	

评价小结：通过检查表分析可知，该项目压力管道不存在特种设备重大事故隐患。

5.5 定量评价

本次评价分别以原油管道破裂 20%、50%、100%时，计算可能的原油泄漏量。然后根据可能发生的火灾事故进行模拟计算可能造成的损失后果。该项目可燃液体原油泄漏后流到地面形成液池，遇到火源燃烧形成池火。

(1) 泄漏量的计算

按照该项目管道设计 $600 \times 10^4 \text{t/a}$ 输油能力，年操作时间是 350 天计算，折合成 198kg/s 的流量。

1) 当管道破损 20%时，输油管道可能的泄漏量见下表：

表 5.5-1 输油管道出现破裂 20%时的泄漏量表

泄漏速度(kg/s)	30分钟泄漏量(kg)	60分钟泄漏量(kg)
39.6	71280	142560

2) 当管道破损 50%时，输油管道可能的泄漏量见下表：

表 5.5-2 输油管道出现破裂 50%时的泄漏量表

泄漏速度(kg/s)	30分钟泄漏量(kg)	60分钟泄漏量(kg)
99	178200	356400

3) 当管道破损 100%时，输油管道可能的泄漏量见下表：

表 5.5-3 输油管道出现破裂 100%时的泄漏量表

泄漏速度(kg/s)	30分钟泄漏量(kg)	60分钟泄漏量(kg)
198	356400	712800

(2) 火焰高度

假设液池为一半径为 r 的圆池子，其火焰高度可按下式计算：

$$h = 84 \, r \left[\frac{dm / dt}{\rho \cdot (2 \, gr)^{0.5}} \right]^{0.6}$$

式中： h ——火焰高度， m ；

r ——液池半径， m ；

ρ ——周围空气密度， kg/m^3 ， $\rho = 1.293 kg/m^3$ ；

g ——重力加速度， $g = 9.8 m/s^2$ ；

dm/dt ——燃烧速度， $kg/(m^2/s)$ ，根据相关资料可得：原油的最大质量燃烧速率为 $0.0781 kg/(m^2/s)$ ，原油的燃烧热为 $41030 kJ/kg$ 。

连续泄漏（泄漏持续 10 分钟以上）时，液池半径按照下式进行计算。

$$r = \sqrt{\frac{32 \, mg}{\pi \, p}}$$

式中： m ——泄漏液体量， kg ；

g ——重力加速度， $g = 9.8 m/s^2$ ；

p ——管道中液体压力， Pa 。

经计算，当输油管道出现破裂 20%、50%、100% 时，在 30 分钟的泄漏量液池半径分别为 0.90m、1.42m、2.01m。

经计算，当输油管道出现破裂 20%、50%、100% 时，在 60 分钟的泄漏量液池半径分别为 1.27m、2.01m、2.84m。

(3) 输油管道不同损坏程度下泄漏后不同时间形成的池火灾火焰高度计算结果见下表：

表 5.5-4 不同损坏程度和不同泄漏时间液池燃烧时火焰高度表

管道损坏程度	泄漏速度 (kg/s)	泄漏量 (kg)	泄漏后燃烧火焰高度 (m)	泄漏持续时间 (h)
20%	39.6	71280	8.64	0.5
		142560	11.05	1.0
50%	99	178200	12.04	0.5
		356400	15.16	1.0

管道损坏程度	泄漏速度(kg/s)	泄漏量(kg)	泄漏后燃烧火焰高度(m)	泄漏持续时间(h)
100%	198	356400	15.16	0.5
		712800	19.34	1.0

(4) 热辐射通量

液池燃烧时放出的总辐射热通量为：

$$Q = (\pi r^2 + 2\pi rh) \frac{dm}{dt} .n.h_c / [\frac{dm}{dt}^{0.6} + 1]$$

式中：Q——总热辐射通量，kW；
h_c——液体燃烧热，h_c=941030kj/kg；
n——效率因子，可取 0.13-0.35，取 0.35。

不同损坏程度和不同泄漏时间液池燃烧时放出的总辐射热通量计算结果如下表。

表 5.5-5 不同损坏程度和不同泄漏时间液池燃烧时放出的总辐射热通量表

管道损坏程度	泄漏速度(kg/s)	泄漏量(kg)	泄漏后燃烧火焰高度(m)	泄漏持续时间(h)	放出的总辐射热通量(kW/m²)
20%	39.6	71280	8.64	0.5	6151.55
		142560	11.05	1.0	11289.9
50%	99	178200	12.04	0.5	12735.56
		356400	15.16	1.0	24647.85
100%	198	356400	15.16	0.5	24647.85
		712800	19.34	1.0	45013.67

(5) 人员伤害及设备损坏距离

火灾通过辐射热的方式影响周围环境，当火灾产生的热辐射强度足够大时，可能烧毁设备装置造成人员伤亡。不同入射通量造成伤害损失的情况见下表。

假设全部辐射热量由液池中心点的小球辐射出来，则在距某一距离 X 处的入射热辐射强度的计算公式：

$$I = \frac{Qt_c}{4\pi X^2}$$

式中：I——热辐射强度，kW/m²；
Q——总辐射热量，kW；

t_c ——热传导系数，本报告取 1；

X ——目标点到液池中心距离，m。

不同的入射通量对设备、人体损害程度见下表。

表 5.5-6 不同损坏程度和不同泄漏时间液池燃烧时放出的总辐射热通量表

入射通量(kW/m²)	对设备的损害	对人的损害
37.5	对设备全部损坏	1%死亡/10s 10%死亡/1min
25.0	在无火焰，长时间辐射下，木柴燃烧的最小能量	重大损失/10s 10%死亡/1min
12.5	有火焰时，木柴燃烧塑料熔化的最低能量	一度烧伤/10s 1%死亡/1min
4.0		20s 以上感觉疼痛，未必起泡
1.6		长期辐射无不舒服感

根据造成对人伤害 1%死亡/10s 或 10%死亡/1min 的入射通量为 37.5kW/m²，可按上式计算出相应的伤害距离，其伤害距离统计结果见表 5.5-7。

表 5.5-7 造成对人伤害 1%死亡/10s 或 10%死亡/1min 的入射通量为 37.5kW/m²的伤害距离一览表

管道损坏程度	泄漏量(kg)	泄漏后燃烧火焰高度(m)	泄漏持续时间(h)	放出的总辐射热通量(kW/m²)	对人的损害1%死亡/10s或10%死亡/1min伤害半径	对人的损害长期辐射无不舒服感伤害半径
20%	71280	8.64	0.5	6151.55	3.61	13.49
	142560	11.05	1.0	11289.9	4.89	33.70
50%	178200	12.04	0.5	12735.56	5.20	25.17
	356400	15.16	1.0	24647.85	7.23	35.02
100%	356400	15.16	0.5	24647.85	7.23	35.02
	712800	19.34	1.0	45013.67	9.78	47.32

根据以上“池火灾模型”模拟计算结果，可得出：

对于发生管道断裂后半小时，发生池火灾造成人员死亡距离为 7.23m，安全距离为 35.02m 以外。

对于发生管道断裂后一小时，发生池火灾造成人员死亡距离为 9.78m，安全距离为 47.32m 以外。

输油管道的安全应是输油安全工作的重点，生产中应充分防火防爆，

规范用火管理制度，落实用火安全措施，建立防火安全责任制，编制生产安全事故应急预案并定期演练，制定科学的操作规程并严格执行，认真巡检，以避免灾害的发生。

6 安全管理

6.1 安全管理机构设置

该项目隶属陕西延长石油(集团)管道运输公司第四，组织机构见图 6.1 所示，生产总指挥部作为公司重大安全生产事项决策机构，下设安全保卫科，负责日常管理工作。

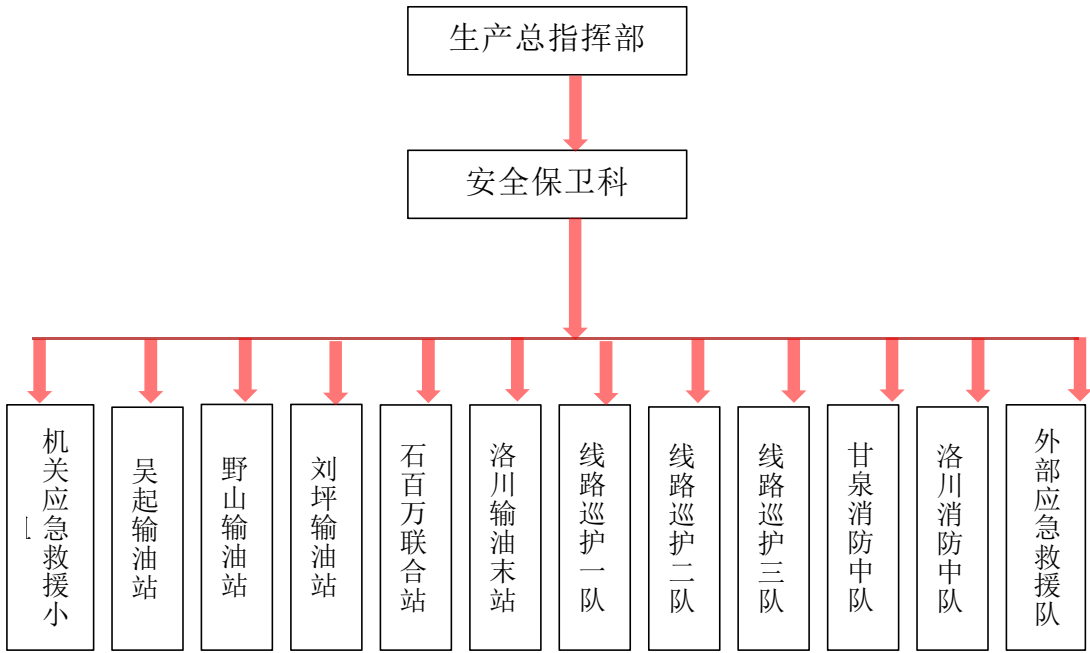


图 6.1 组织机构图

6.2 人员编制与安全管理人员设置

该项目依托原有管理机构，不新增定员编制和安全管理人员。线路设有安全管理员，负责巡线队的安全工作。线路巡护队负责管道的巡线等安全工作。总经理担任生产总指挥，安全管理人员在当地安全生产监督管理局进行了培训，取得了安全管理主要负责人和安全管理人员的资格证书，证件详见附件。该项目为改建项目，改建内容较少，不再新增劳动定员和专职安全管理。该项目完全依托现有组织机构及安全管理人员设置，原有安全管理机构满足安全管理要求，主要负责人、安全管理人员、巡线人员均经过培训考核合格，具有相应的能力。

6.3 安全管理制度、操作规程

该公司制定有完善的安全生产责任制、安全管理制度、操作规程。

(1) 安全管理制度

陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司制定了完善的安全管理制度,包含了安全生产责任制通则、识别和获取使用安全生产法律法规的管理制度、安全生产会议管理制度、安全风险研判与承诺公告实施办法、安全生产(环境保护)约谈实施办法、特种设备和特种作业人员管理办法、抢修工程管理办法、安全检查及隐患排查治理管理办法、变更管理办法、特殊作业安全管理办法、职业卫生管理办法、应急救援管理办法、安全生产奖罚管理办法、安全生产信息管理办法、承包商安全管理规定、生产安全事故、突发环境事件管理办法、消防安全管理办法及治安保卫工作制度等。

(2) 安全操作规程

陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司制定了《线路巡护二队作业指导书》,适用于该工程管道各岗位人员作业,包含了队长岗位作业指导书、副队长岗位作业指导书(主管安全生产)、副队长岗位作业指导书(主管综合)、安全员岗位作业指导书、综合办事员岗位作业指导书、巡护班长岗位作业指导书、管道检查工(野外)岗位作业指导书、巡护工岗位作业指导书、司炉岗位作业指导书、驾驶员岗位作业指导书。

6.4 个体安全防护用品配备

该公司为现场作业人员配备必要的防静电工作服、工作鞋、安全帽等个体劳动防护用品,为电气作业人员配备了绝缘鞋、绝缘手套、验电笔等电气安全用具。个体安全防护用品配备情况能满足安全生产要求。

6.5 抢修设备配备

维抢修队伍负责线路的巡视、巡线员管理、电位测试,以及站场的维护、检修和对设备定期拆验校验工作。该维抢修中心共有员工 15 人,设有

日常办公室与三个维修班组，保证维修力量的充足。维抢修中心用于抢修工作的设备如下表，维修中心抢修设备齐全，人员充足并掌握专业抢修技术具备专业抢修能力，公司抢险维修能力较强。

公司抢维修设施和人员能满足企业抢维修工作的需要。维抢修设施详见表 6.5-1。

表 6.5-1 维(抢)修设施一览表

序号	名称	型号和规格	单位	数量	备注
1	封堵三通	PN6.4-219	套	2	常备
2	封堵三通	PN6.4-273	套	2	常备
3	封堵三通	PN6.4-323	套	2	常备
4	封堵三通	PN6.4-406	套	2	常备
5	旁通三通	PN6.4-159/219	套	2	常备
6	旁通三通	PN6.4-219/273	套	2	常备
7	旁通三通	PN6.4-219/323	套	2	常备
8	旁通三通	PN6.4-219/406	套	2	常备
9	机械式抢修卡具	PN6.4-219	套	2	常备
10	机械式抢修卡具	PN6.4-273	套	2	常备
11	机械式抢修卡具	PN6.4-323	套	2	常备
12	机械式抢修卡具	PN6.4-406	套	2	常备
13	(对口)抢修套袖	PN6.4-219	套	2	常备
14	(对口)抢修套袖	PN6.4-273	套	2	常备
15	(对口)抢修套袖	PN6.4-323	套	2	常备
16	(对口)抢修套袖	PN6.4-406	套	2	常备
17	粘弹体带		平方	5	常备
18	防腐胶带		平方	5	常备
19	粘弹体膏		公斤	5	常备
20	电焊条		公斤	50	常备
21	焊丝		公斤	10	常备
22	砂轮片	Φ 100	片	50	常备
23	砂轮片	Φ 150	片	50	常备
24	百叶轮	Φ 100	片	50	常备
25	电缆线		米	200	常备
26	生料带		卷	50	常备
27	密封脂		桶	10	常备
28	棉纱		公斤	10	常备
29	雨布		块	2	常备
30	金属缠绕垫片		套	10	常备

序号	名称	型号和规格	单位	数量	备注
31	压力表	2.5-10.0MPa 量程	个	2	常备
32	汽油喷灯	1.5L	个	6	常备
33	发电机	日本大洋	台	1	常备
34	发电机	美国米勒	台	1	常备
35	数字焊机		台	1	常备
36	逆变式气保焊机		台	1	常备
37	氩弧焊机		台	2	常备
38	爬管机		台	1	常备
39	坡口机		台	1	常备
40	手动割管器		台	1	常备
41	手动割管器		台	1	常备
42	手动割管器		台	1	常备
43	链钳		台	2	常备
44	角向磨光机		个	1	常备
45	氧气瓶		个	2	常备
46	乙炔瓶		个	1	常备
47	氧气表		个	1	常备
48	乙炔表		个	1	常备
49	氧气管		个	1	常备
50	乙炔管		个	1	常备
51	割枪		个	1	常备
52	焊枪		把	1	常备
53	焊条烘干箱		台	1	常备
54	重型套筒扳手		套	1	常备
55	套筒扳手		套	1	常备
56	开口呆扳手		套	2	常备
57	双梅花扳手		套	2	常备
58	活动扳手		把	6	常备
59	公制内六角扳手		套	1	常备
60	英制内六角扳手		套	2	常备
61	管子钳		把	6	常备
62	钢丝钳		把	2	常备
63	尖嘴钳		把	2	常备
64	鲤鱼钳		把	1	常备
65	剥线钳		把	1	常备
66	斜口钳		把	2	常备
67	防爆大锤		把	1	常备
68	手提式防爆探照灯		台	4	常备
69	落地式防爆泛光灯		台	2	常备

序号	名称	型号和规格	单位	数量	备注
70	潜水泵		台	3	常备
71	雨衣		件	12	常备
72	雨鞋		双	12	常备
73	防爆对讲机		台	4	常备
74	壁厚检测仪		个	1	常备
75	电焊条保温筒		个	2	常备
76	低噪声轴流式风机		个	1	常备
77	铁锹		把	6	常备
78	铁镐		把	2	常备
79	便携式可燃气体检测仪		个	3	常备
80	管道绝缘层检漏仪		个	1	常备
81	空气压缩机		台	2	常备
82	螺旋千斤顶		个	2	常备
83	空气呼吸器		台	2	常备
84	刨刀工具		把	3	常备
85	轴流风机		个	2	常备
86	灭火器		个	4	常备
87	警示带		盘	4	常备
88	尼桑越野多功能车		台	4	常备
89	尼桑皮卡		台	1	常备
90	猎豹越野车		台	1	常备
91	江淮货车		台	1	常备
92	逆变式直流焊机	WS-200	台	5	常备
93	气保焊机	NB500T	台	2	常备
94	米勒柴油引擎 驱动自发电焊机	豪华版Big Blue 700X	台	3	常备
95	数字化焊机	yc400-TX	台	5	常备
96	氩氟焊机	奥太zx7-400	台	2	常备
97	氩弧焊机	WSE-200	台	5	常备
98	发电电焊机	250A	台	3	常备
99	台式钻床	25mm	台	1	常备
100	大洋发电机	TDK40000TE	台	1	常备
101	发电机	EF5500TE	台	2	常备
102	行车	10t	台	2	常备
103	焊条烘干炉	ZYHC-60	台	6	常备
104	弯管机	3"	台	1	常备
105	发电机	EF5500TE	台	2	常备
106	温度控制柜	180KW	台	1	常备
107	焊条保温桶	容量5KG	台	4	常备
108	空气压缩机	30MPa	台	6	常备

序号	名称	型号和规格	单位	数量	备注
109	WACHS(瓦奇)爬管式切割坡口机	/	台	2	常备
110	切割机	/	台	6	常备

为应对特殊情况，陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司配备了相应的应急救援物资。应急救援物资详见表 6.5-2。

表 6.5-2 生产运行库应急库物资明细表

器材类别	器材名称	参考规格/型号	单位	配备数量
救生用品	固定气囊	巴固	套	1
	救生担架	多功能救援担架	套	1
	氧气急救装置	REPACK	套	2
	急救包	ZE-N-001(定制)	包	5
照明灯具	手提式防爆探照灯	JIW5281A/LT	台	10
	轻便发电机照明装置	QF280—500W—230V	台	2
	多功能防爆呼救器	MOTZONSCOUT	台	2
通讯设备	防爆对讲机	摩托罗拉	对	2
	电声警报器	南通云江 YJDS-2000	台	1
防护用品	防静电工作服	巴固	套	2
	消防隔热服	巴固	套	4
	工作鞋	巴固	双	4
	耐高温手套	巴固 250℃	双	10
	电绝缘手套	巴固	双	4
检测仪器	便携式(O ₂ 、EX、CO、H ₂ S)气体检测仪	MSA ALTA2R 4X	台	2
其它	防爆型交流三相汽油发电机组	GF10	台	1

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《陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司生产安全事故应急预案》，并在延安市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、中毒和窒息及原油泄漏具体的处置措施。

6.7 安全投入

该项目建设投资总投资 6474.64 万元，其中安全投资约为 549.28 万元。安全投资约占总投资 8.5%。主要安全专项投资费用见表 6.7。

表 6.7 安全专项投资费用表

序号	安全设施		投资金额(万元)
1	安全防护	个体防护	44
		安全警示标志	45
		监控与数据采集系统	67
2	防火防爆	保温	47.3
		防腐与阴极保护	57.9
4	应急处置	紧急处理设施	56
		应急装备及设施	99.7
5	其他安全设施		132.3
合计			549.28

6.8 外部依托力量

6.8.1 管道应急抢修

该项目发生安全生产事故时，可依托陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司进行抢险作业，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 6.8-1 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

6.8.2 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。

6.8.3 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 6.8-2 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《陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司西延高铁洛川段与吴延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 0.6，穿越段设计系数 0.5。	已落实，该项目一般路段设计系数 0.6，穿越段设计系数 0.5。
2	一般线路段管径为Φ457，计算壁厚为 8.26mm。为增加管道的本体安全性，管道壁厚选取考虑一定的富余量，将管道壁厚提高至 9mm。弯头弯管处，选用壁厚 11mm，穿越段计算壁厚为 9.82mm，为增加管道的本体安全性，管道壁厚选取考虑一定的富余量，将管道壁厚提高至 11mm，弯头弯管处，选用壁厚 12.5mm。	已落实，该项目一般线路段直管段选用壁厚 9mm，一般线路段弯头、弯管选用壁厚 11mm。穿越段一般直管段选用壁厚 11mm，穿越段弯头、弯管处选用壁厚 12.5mm。
3	一般线路直管段选用L415M-D457×9.0 直缝高频焊钢管，穿跨越直管段选用L415-D457×11 直缝高频电阻焊钢管。一般线路段热煨弯管采用D457×11 的直缝高频焊钢管煨制，穿越段热煨弯管采用D457×12.5 的直缝高频焊钢管煨制。	已落实，该项目一般线路直管段选用 L415M-D457×9.0 直缝高频焊钢管，穿跨越直管段选用L415-D457×11 直缝高频电阻焊钢管。一般线路段热煨弯管采用D457×11 的直缝高频焊钢管煨制，穿越段热煨弯管采用 D457×12.5 的直缝高频焊钢管煨制。
4	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》	已落实，查看施工资料，在管道焊接前，有

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论																		
	GB/T 31032-2023 标准执行。	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。																		
5	焊缝在强度试验和严密性试验之前均须做外观检查 and 无损探伤检查，并在外观检查合格后方可进行无损探伤检查。无损探伤的数量按以下要求执行：所有焊缝均不能出现未熔合或未焊透现象，所有焊缝均进行 100%射线检查，并进行 100%超声波复验。射线检测Ⅱ级为合格，超声波检测Ⅱ级为合格。不能进行超声波或射线探伤的部位焊缝，应进行渗透或磁粉探伤。渗透或磁粉探伤质量等级按《石油天然气钢质管道无损检测》SY/T 4109-2020 规定执行。凡超声波和 X 射线照相检查的焊口应是焊口的整个圆周。对不合格的焊缝应进行质量分析和修补。	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 and 无损探伤检查。由西安东方宏业科技股份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。																		
6	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。																		
7	管道试压应采用洁净水作为试验介质，强度试验拟在回填后进行。一般段管段试验压力不小于设计压力的 1.25 倍，稳压时间不小于 4h；严密性试验拟在强度试验合格后进行，拟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；穿越段管道拟进行单独试压，试验压力不小于设计压力的 1.5 倍，稳压时间不小于 4h；严密性试验拟在强度试验合格后进行，拟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。试压按照《油气长输管道工程施工及验收规范》GB 50369-2014 的相关条款要求。试压参数见表 3.2-6。 表 3.2-6 强度试压及严密性试验参数表 <table><tr><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>洁净水</td><td>≥11.25</td><td>≥4h</td><td>洁净水</td><td>≥9.0</td><td>≥24h</td></tr></table>	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	洁净水	≥11.25	≥4h	洁净水	≥9.0	≥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。
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															
洁净水	≥11.25	≥4h	洁净水	≥9.0	≥24h															
8	管道敷设设计必须满足《输油管道工程设计规范》GB50253-2014 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，平稳输油，管道应有足够的埋设深度。	已落实，该项目输油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。
9	本次改线管顶覆土层厚度不小于 1.5m。	已落实,该项目输油管道管顶覆土层厚度不小于 1.5m。
10	线路热煨弯管的曲率半径为 $R=6D$;热煨弯管两端各带 0.5m 长直管段;热煨弯管采用无缝钢管弯制。	已落实,线路热煨弯管的曲率半径为 $R=6D$;热煨弯管两端各带 0.5m 长直管段;热煨弯管采用无缝钢管弯制。
11	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。
12	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。
13	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,割除更换。管道在下沟过程中避免损坏防腐层。	已落实,根据施工资料,管道按照要求进行下沟,管沟按照要求进

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	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。	行回填。
14	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。
15	(1)管沟回填时，应先用细土回填至管顶以上 0.3m，方可用原开挖土回填并压实，管沟回填土在不影响土地复耕或水土保持的情况下宜高出地面 0.3m。 (2)场地平整及作业带清扫时，应将耕植土和其它土进行分离，待工程结束后将耕植土覆在表面进行还原，废弃物、油污及其它杂物要装车运走，场地清理干净，并平整到原地貌形式。 (3)农耕区及其他植被区的管沟开挖，应将表层耕(腐)质土和下层土分别堆放，管沟回填时应将耕(腐)质土回填到表层。 (4)当管沟纵坡较大时，应根据土壤性质，采取防止回填土下滑或回填细土流失的措施。	已落实，管沟回填后按要求对现场场地原貌进行了恢复。
16	本工程改线管道穿越地下管道时，两管间净距不小于 0.5m，并在交叉位置放置废旧轮胎等方法将两管道隔离；管沟开挖前，首先探明被穿越管道位置，并作出明显标记。在交叉点两侧各 5m 范围内必须采用人工开挖，管道暴露后，采用橡胶板对被穿越管道进行包裹保护。穿越处应采用沟下焊接，尽量避免本工程管道焊口位于被穿越管道下方，以方便焊接、焊口检测及补口工作。	已落实，该项目输油管道穿越地下管道时，两管间净距不小于 0.5m，穿越处采用沟下焊接。
17	本次改线一般段计算管道壁厚为 8.26mm，设计壁厚选取 9mm，穿越段计算管道壁厚为 9.82mm，设计壁厚选取 11mm，通过提高管	已落实，该项目输油管道一般段计算管道壁

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	道壁厚来提高管道安全系数。	厚为 9mm, 穿越段计算管道壁厚为 11mm。
18	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, 不应出现漏接。	未落实, 该项目管道沿线缺少高后果区警示牌。
19	本工程沿线共设有 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。	未落实, 高后果区摄像机接线未完成, 未正常投用。
20	为了确保本工程的施工质量, 达到本质安全, 设计要求焊缝外观质量检验合格后, 本次迁改段设计应进行 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。	已落实, 焊缝外观质量检验合格后进行了 100%超声检测和 100%射线检测。
21	本工程结合项目所在的地质、最大冻土深度、经济作物、地形地貌等条件综合考虑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, 设计采取加大管道敷设深度的措施确保管道安全。	已落实, 该项目输油管道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。
22	原吴延输油管道设置有全线管道泄漏监测系统, 本次设计将改线段数据重新组态, 确保原泄漏监测系统准确、可靠。	原输油管道设置有全线管道泄漏监测系统, 该项目输油管道改线段将数据重新组态, 确保了原泄漏监测系统准确、可靠。
23	运营单位应按照《油气输送管道完整性管理规范》(GB 32167-2015)要求, 根据高后果区识别结果、风险评价和完整性评价等结论与建议制定管道巡护方案, 明确巡护的内容、频次和重点关注位置, 高后果区应作为巡护的重点段。要求 I 类管道每天巡护 1 次, II 类管道每 2~3 天巡护一次, III 类管道每 3 天~5 天巡护一次。 按照管道及周边环境变化, 及时进行高后果区更新, 并落实适应高后果区等级的安全管理措施, 对处于高后果区的管段进行重点检查, 制定针对性预案, 做好沿线宣传并采取安全保护措施。	已落实, 该项目试运行阶段对处于高后果区管段重点检查, 制定针对性预案, 做好沿线人员统计和宣传并采取安全保护措施。该项目将高后果区管道作为重点管理段, 加强巡检, 巡护人员每日一检。
24	(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	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

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	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。	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。
25	该工程输油管道沿线未穿、跨越大、中型河流, 但是输油管道沿途穿越西沟 1 次, 定向钻穿越当中洼沟 2 次。	已落实, 该项目输油管道沿线未穿、跨越大、中型河流, 但是输油管道沿途穿越西沟 1 次, 定向钻穿越当中洼沟 2 次。
26	依据《油气输送管道穿越工程设计规范》GB50423-2013, 定向钻采用弹性敷设时, 穿越管段曲率半径不宜小于 1500 倍钢管外径; 且不应小于 1200 倍钢管外径。本次设计水平穿越段曲率半径 1500D, 单边定向钻采用直线轨迹。	已落实, 该项目定向钻采用弹性敷设, 水平穿越段曲率半径为 1500D, 单边定向钻采用直线轨迹。
27	依据《油气输送管道工程水平定向钻穿越设计规范》(SY/T 6968-2021) 中表 3.0.4 定向钻穿越工程等级划分表, 本工程当中洼沟 C5-1 至 C5-2 穿越长度为 1436.2m, C7 至 C8 穿越长度为 1426.3m, 管径分别为 DN450, 因此穿越等级为中型。	已落实, 该项目输油管道当中洼沟 C5-1 至 C5-2 穿越长度为 1436.2m, C7 至 C8 穿越长度为 1426.3m, 管径为 DN450, 穿越等级为中型。
28	依据防洪评价报告西沟洪水冲刷线为 0.81m, 当中洼沟沟底设计最大冲刷线 2.12m 和 1.93m, 因此单边定向钻沟底管顶设计标高为 -4.0m, 根据《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013) 第 5.1.4 节 1 条文, 水域穿越管段管顶埋深不宜小于设计洪水冲刷线或疏浚深度线以下 6m; C5-1 至 C5-2 水平定向钻沟底管顶设计标高为 -15.0m, C7 至 C8 水平定向钻沟底管顶设计标高为 -10.0m。	已落实, 该项目输油管道 C5-1 至 C5-2 水平定向钻沟底管顶设计标高为 -15.0m, C7 至 C8 水平定向钻沟底管顶设计标高为 -10.0m。

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
29	根据《黄土地区油气输送管道线路设计规范》(SY / T7363-2017)第 5.2.2 条文, 单边定向钻轴线倾角宜为 $8^{\circ} \sim 35^{\circ}$。 单边定向钻穿越西沟: 属于小型穿越, 位于管线桩号 C1-C2, 本工程西沟西侧入土点 C1-1 入土角度 25°, 东侧入土点 C1-2 入土角度 28°, 沟底采用大开挖穿越。 根据《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)第 5.1.3 节条文, 水平定向钻敷设穿越管段的入土角宜为 $6^{\circ} \sim 20^{\circ}$, 出土角宜为 $4^{\circ} \sim 12^{\circ}$, 根据当中洼沟地质条件、穿越管径、穿越长度、管段埋深和弹性敷设条件综合确定。入土点 C5-2(坐标: X=3958629.11, Y=37360657.44), 入土角 15°, 出土侧位于胡村 C5-1 坐标: (X=3960207.48, Y=37360454.08), 出土角 12°。C8 入土角 15°, 出土侧位于洛川塬 C7, 出土角 12°。同沟敷设的光缆保护管 D114.3$\times$5 焊接钢管。	已落实, 单边定向钻穿越西沟属于小型穿越, 位于管线桩号 C1-C2, 本工程西沟西侧入土点 C1-1 入土角度 25°, 东侧入土点 C1-2 入土角度 28°, 沟底采用大开挖穿越。定向钻穿越当中洼沟入土点 C5-2(坐 标 : X=3958629.11 , Y=37360657.44), 入土角 15°, 出土侧位于胡村 C5-1 坐 标 : (X=3960207.48 , Y=37360454.08), 出土角 12°。C8 入土角 15°, 出土侧位于洛川塬 C7, 出土角 12°。同沟敷设的光缆保护管采用 D114.3$\times$5 焊接钢管。
30	根据《黄土地区油气输送管道线路设计规范》(SY / T7363-2017)第 5.2.2 条文, 单边定向钻最终成孔孔径宜为敷设管道外径的 1.3~1.5 倍, 且应大于管径 40cm, 确定单边定向钻最终成孔孔径为 1050mm(含光缆保护管)。 根据《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)和《油气输送管道穿越工程施工规范》(GB50424-2015)的相关规定, 当 DN200$\leq$管径$\leq$DN600, 水平定向钻最终成孔孔径为敷设管道外径的 1.5 倍, 确定本工程最终成孔孔径为 1050mm(含光缆保护管)。	已落实, 该项目定向钻最终成孔孔径为 1050mm(含 光 缆 保 护 管)。
31	本工程改线段吴延线管道穿越 S304 省道 1 次, S304 省道路面宽度 12m, 大开挖加混凝土套管穿越乡村水泥路 28 次。本工程管道穿越 S340 省道段采用顶管方式穿越, 保护套管采用钢筋混凝土套管, 钢筋混凝土套管为 RCPIII1200$\times$2000。吴延管道改线段沿途穿越 28 条机耕道, 交叉角度均为 90°, 设计采用大开挖+钢筋混凝土套管形式, 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,	已落实, 该项目吴延线输油管道穿越 S304 省道 1 次, 管道与 S304 省道夹角为 90°, S304 省道路面宽度 12m, 大开挖加混凝土套管穿越乡村水泥路 28 次。该项目管道穿越 S340

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	套管端部伸出边沟外侧顶部不小于 2m。	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。吴延管道改线段沿途穿越 28 条机耕道，交叉角度均为 90°，采用大开挖+钢筋混凝土套管形式，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。
32	本工程管道与 S304 省道夹角分别为 90°，交叉角度满足规范的要求。本工程穿越路面以下套管顶部距公路路面以下覆土厚度最小为 1.5m，套管顶部距路边沟底面覆土厚度最小为 1.2m，均满足规范要求。本次钢筋混凝土套管伸出高速公路路堤坡脚最小值为 4.0m，满足规范要求。	已落实，管道与 S304 省道夹角分别为 90°，穿越路面以下套管顶部距公路路面以下覆土厚度最小为 1.5m，套管顶部距路边沟底面覆土厚度最小为 1.2m，钢筋混凝土套管伸出 S304 省道路堤坡脚最小值为 4.0m。
33	输油管道上方埋设警示带，穿越两侧设置警示牌和标志桩。	已落实，输油管道上方埋设了警示带，穿越两侧设置了警示牌和标志桩。
34	混凝土套管采用 RCPⅢ1200×2000×100 GB/T 11836-2023 标准管，套管内用细土或细沙填充密实，套管内积水要排干净，再进行封堵，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。	已落实，混凝土套管采用 RCPⅢ1200×2000×100 GB/T 11836-2023 标准管，套管内用细土或细沙填充密实，套管两端封堵采用 MU10 红

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
		砖, M10 水泥砂浆砌筑, 再用沥青麻丝封堵防水。
35	本项目输油管道不涉及与铁路并行。该工程拟建输油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(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, 输油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。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。	已落实, 该项目输油管道不涉及与铁路并行。该项目输油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°, 与洛川隧道交叉角度 48°。该项目输油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。
36	1) 本工程吴延输油管道迁改段分别大开挖穿越西延高铁安民隧道和洛川隧道各 1 处, 并进行保护管沟防渗设计, 防渗管沟长度 320m, 管沟内敷设 3 层防渗膜; 2) 设置穿越标志桩和警示牌; 3) 设置交流干扰防护和阴保桩; 4) 交叉附近设置智能高清网络摄像机。	已落实, 该项目输油管道迁改段分别大开挖穿越西延高铁安民隧道和洛川隧道各 1 处, 防渗管沟长度 320m, 管沟内敷设 3 层防渗膜; 设置了穿越标志桩和警示牌; 设置了交流干扰防护和阴保桩; 交叉附近设置了智能高清网络摄像机。

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议						结论	
37	本工程输油管道与靖西一、二线输气管线交叉穿越 5 次，交叉穿越统计表见表 3.13-2。 表 3.13-2 与其他管线交叉段统计表						已落实，该项目输油管道与靖西一、二线输气管线交叉穿越 5 次，采用开挖加型钢下穿方式，交叉垂直间距不小于 0.5m。	
	序号	管线名称	输送介质	市(设区)、县	交叉角度	交叉垂直间距		穿越方式
	1	靖西一线	天然气	延安市洛川县	53°	下穿(≥0.5m)		开挖加型钢
	2	靖西二线	天然气	延安市洛川县	56°	下穿(≥0.5m)		开挖加型钢
	3	靖西二线	天然气	延安市洛川县	48°	下穿(≥0.5m)		开挖加型钢
	4	靖西二线	天然气	延安市洛川县	90°	下穿(≥0.5m)		开挖加型钢
	5	靖西一线	天然气	延安市洛川县	52°	下穿(≥0.5m)		开挖加型钢
38	一般线路段吴延线与靖西一、二线并行间距为 6m~10m，与靖咸线并行间距 6m~8m，定向钻穿越段最小距离为 8m，确保吴延输油管道与并行管道满足规范间距要求，且满足抢维修场地要求。						已落实，一般线路段吴延线与靖西一、二线并行间距为 6m~10m，与靖咸线并行间距 6m~8m，定向钻穿越段最小距离为 8m。	
39	并行的吴延线、靖西一、二线和靖咸线设置明显的标识桩和警示牌，标明管道的位置、走向、输送介质等信息。这有助于在施工、维护和紧急情况下，人员能够快速准确地识别管道位置，避免误操作。采用不同颜色色环的标识桩，区分不同的管道，提高辨识度						已落实，并行的吴延线、靖西一、二线和靖咸线设置明显的标识桩和警示牌，采用了不同颜色的标识桩。	
40	吴延线与靖西一、二线、靖咸线均设有防腐保温层，设有交流干扰防护，依托原管道阴极保护系统。						已落实，吴延线与靖西一、二线、靖咸线均设有防腐保温层，设有交流干扰防护，依托原管道阴极保护系统。	
41	管道沿线应设置永久性标志桩，具体做法按管道标志的标识、制作与安装符合现行行业标准《油气管道线路标识设置技术规范》SY/T 6064 的有关规定。穿越管线标识牌制作与安装执行延长石油(集团)有限公司相关规定。 (1)里程桩/测试桩 埋设在管道油流方向的左侧，桩中心距管道中心线 1.5m，从起						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
	点至终点, 每公里 1 个。阴极保护测试桩可以和里程桩结合设置。 (2) 转角桩 主要用于埋地管道水平转角处, 标识管道转角位置与主要变化参数。转角桩宜设置于管道转角处中心线正上方, 转角桩上要注明管道里程、转角角度等。 (3) 标志桩 主要用于埋地管道与公路、河流及地下构筑物交叉处而设置的地面标记。标志桩根据标识内容的不同, 可分为穿河流桩、穿公路桩、管道交叉桩、通信光(电)缆交叉桩、设施桩、分界桩等。标志桩宜设置在输送介质流向的左侧, 距离管道中心线 1.5m 处。 当管道穿越高速公路、一级、二级公路或穿越长度$\geq 50\text{m}$时, 应在公路两侧设置标志桩。设置位置应在公路排水沟外边缘以外 1.0m 处。当管道穿越二级以下公路或穿越长度$< 50\text{m}$时, 应在公路一侧设置标志桩。设置位置在公路排水沟外边缘以外 1.0m 处。 (4) 警示牌 管道穿跨越人工或天然障碍物, 如冲沟、水渠、人口密集区等危险点源需设置警示牌, 其设置间距应满足通视性要求。警示牌采用金属复合材料制作。 管线穿越河流、沟渠长度$< 50\text{m}$时, 可在其一侧设置警示牌; 警示牌设置于河流、沟渠堤坝坡脚或距岸边 3.0m 处。 (5) 警示桩 在两个相邻里程桩之间, 按一定距离埋设的用于确认管线走向的地面标记, 同时用于管道埋深较浅的沟渠、重载车辆通过未做管道保护涵的道路以及管道经过人口稠密区等特殊地 段的地面警示标志。 每 100m 设置 1 个警示桩, 设置在管道中心线上, 管道穿越高风险区、高后果区时, 应增设警示桩, 埋设间距可根据现场实际情况进行调整。 (6) 警示带 连续敷设于埋地管道上方, 用于防止第三方施工破坏而设置的地下警示标记。一般地段管道警示带宜距管顶 50cm。	
二、截断阀室		
42	新建阀室站址东侧为公路, 北侧为 100 人以上居住小区、南侧为 100 人以上散居房屋。根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004), 输油管道阀室按照五级油气站场考虑, 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。	已落实, 黑木阀室按照五级油气站场考虑, 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)

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
		区域布置的相关规定，防火间距详见表 2.4.8-1。
43	阀室部分新建设施主要有阀组间和设备间 1 座及配套的的道路、围墙、大门等设施。新建阀室出入口 1 处。阀室场地地坪设计标高为 1090.50m，采用平坡式设计，东西向平整坡度 0.5%，南北向平整坡度 0.5%，新建阀室屋面防水采用有组织外排水。雨水管采用白色 UPVC 管，雨水管的公称直径均为 DN110，场地排水排向站外省道 304。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。	已落实，阀室部分新建设施主要有阀组间和设备间 1 座及配套的的道路、围墙、大门等设施。新建阀室出入口 1 处。阀室场地地坪采用平坡式设计，东西向平整坡度 0.5%，南北向平整坡度 0.5%，新建阀室屋面防水采用有组织外排水。雨水管采用白色 UPVC 管，雨水管的公称直径均为 DN110，场地排水排向站外省道 304。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。
44	设计输油规模 $600 \times 10^4 \text{t/a}$。 阀室功能：干线截断、压力平衡旁通、放空放液吹扫。	已落实，该项目阀室设计输油规模 $600 \times 10^4 \text{t/a}$。阀室功能：干线截断、压力平衡旁通、放空放液吹扫。
45	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。	已落实，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。
三、公用工程		
46	该工程输油管道泄漏检测系统光缆与输油管道同沟敷设，依托原有的线路泄漏检测系统。SCADA(Supervisory Control And Data Acquisition 监控和数据采集)系统依托延长石油管道运输第四分公司生产调度控制中心，本次不涉 SCADA 的设计，迁改段的流量和压力主要由上下游站场控制，根据实地调研，管道的年输量稳定在 $500 \times 10^4 \text{t/a}$，输油流速为 1-2m/s，在经济流速范围内，	已落实，该项目输油管道泄漏检测系统光缆与输油管道同沟敷设，依托原有的线路泄漏检测系统。SCADA 系统依托延长石油管道运

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	本工程在新建黑木阀室监控管道压力和温度。	输第四分公司生产调度控制中心，在新建黑木阀室监控管道压力和温度。
47	在阀室工艺区设置固定式可燃气体探测器，检测可燃气体泄漏浓度，可燃气体探测器信号接入 RTU 进行监视、报警。在阀室设置 1 套 RTU，监控截断阀室各运行参数，并将所有生产数据利用专用信道，传送至延长石油管道运输第四分公司生产调度控制中心。主要监控内容如下： 1) 阀室地温、管道表面温度监测。 2) 阀室截断阀前、后管道压力监测。 3) 阀室内电液联动球阀的远程控制和阀位状态监测。 4) 阀室 UPS 等供电设备运行状态信息的自动采集。 5) 阀室内可燃气体浓度监测。 6) RTU 采用 RJ45 接口、TCP/IP 协议，将上述监控数据上传至延长石油管道运输第四分公司生产调度控制中心，接收并自动执行调度控制中心控制系统的控制指令。	已落实，在阀室工艺区设置固定式可燃气体探测器，可燃气体探测器信号接入 RTU 进行监视、报警。在阀室设置 1 套 RTU，监控截断阀室各运行参数，并将所有生产数据利用专用信道，传送至延长石油管道运输第四分公司生产调度控制中心。
48	温度、压力检测均选用一体化变送器，输出信号为 4~20mADC 标准信号。	已落实，温度、压力检测均选用一体化变送器，输出信号为 4~20mADC 标准信号。
49	为电液联动球阀设置电液联动执行机构。	已落实，电液联动球阀设置了电液联动执行机构。
50	a) 现场仪表侧 仪表设备外壳作保护接地，铠装电缆的铠装层、双层屏蔽电缆的外屏蔽层做防雷接地，接地方式参见“仪表电缆连接示意图”。 b) 控制系统侧 1) 单层屏蔽电缆的屏蔽层和双层屏蔽电缆的内屏蔽层在系统机柜侧单点工作接地，接入机柜的工作接地端子汇流排。 2) 电缆铠装层、双层屏蔽电缆的外屏蔽层在系统机柜侧做防雷屏蔽接地，接入机柜的保护接地端子汇流排。 1、仪表设备接地电阻不大于 4Ω，接入站内电气接地网，接地连接全部采用等电位连接的方式，等电位连接均由电气专业完成。 2、电缆室内穿管埋地敷设，埋深 0.3m。部分穿管明敷。电缆过道路、穿墙时穿保护管，钢管长度应超出道路、散水外沿 0.5m；电缆与地下工艺管道、电力电缆交叉时应采取隔离措施。	已落实，现场仪表及控制系统均按要求做了可靠接地。

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	3、电缆保护管应避免转直角弯，转弯处的弯曲半径不得小于10DN，不应出现裂缝、弯扁、凹陷等现象。 4、电缆进出地面及露出地面部分穿保护钢管，与现场仪表设备相连时，穿防爆挠性连接管。保护钢管和防爆挠性连接管的安装须避开操作通道。	
51	阀室电气系统配置 1)该阀室位于上黑木村北侧 S304 省道旁，可依托村里低压电网为阀室提供电源。 2)设备间设配电箱 1 面为阀室内用电设备供电，配电箱设双电源切换装置，一路电源引自市电，另一路预留 5kW 可移动式柴油发电机进线。配电箱进线电源采用低压 AC220V 电源。阀室内用电设备 UPS、电液阀、照明等电源均引自此配电箱。 3)重要负荷：站内的重要负荷(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。站内重要负荷总的计算负荷为 1.2kW，视在功率为 1.5kVA。UPS 不间断电源选择容量为 3kVA。 4)工况下市电为 GDS、照明、仪表及通信设备供电；当市电停电时，采用 UPS 为 GDS、仪表及通信设备供电，要求 UPS 备用时间不小于 120min。	已落实，该阀室位于上黑木村北侧 S304 省道旁，可依托村里低压电网为阀室提供电源。站内的重要负荷(包括自控仪表系统、通信设备等)，采用了不间断电源供电。
52	根据《供配电系统设计规范》(GB50052-2009)及《输油管道工程设计规范》(GB 50253-2014)相关条款，本工程新建阀室负荷等级为三级，其中仪表、自控、通信为重要负荷。	已落实，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。
53	阀室照明设计 1)灯具选型：设备间场所为 LED 灯或高效荧光灯。 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)有关规定设计。 3)照度标准：照度标准选择按照《建筑照明设计标准》(GB/T 50034-2024)的有关规定设计，设备间 300lx(LPD <11.0W/m²)，阀室 300lx(LPD <11.0W/m²)。 4)照明配线：照明采用放射式配线。照明、插座分别由不同的支路配电，所有插座回路均设漏电断路器保护。	已落实，设备间场所为 LED 灯或高效荧光灯，爆炸危险场所电气照明采用防爆型，照度满足 300lx 的要求。照明采用放射式配线。照明、插座分别由不同的支路配电，所有插座回路均设漏电断路器保护。
54	防雷、防静电措施 1)低压供配电采用 TN-S 接地系统，站内除放空管外设联合接地装置 1 组，接地电阻不大于 4 欧姆，实测不满足要求时，应增设接地极。接地极采用 DN50×2500 镀锌钢管，极间距不小于 5m，接地装置埋深 1.2m，施工参见 14D504《接地装置安装》有关图	已落实，阀室按要求做了防雷接地。

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	纸。 2) 接闪带：阀室按二类防雷建筑物设防，利用屋顶双层夹阻燃保温层 0.6mm 厚外金属屋面作为接闪带，外金属屋面之间应有可靠的电气连接，所有高出屋面的可导电金属构筑物均应采用 40x4 镀锌扁钢与金属屋面可靠连接，形成电气贯通。施工时可参见 15D501 《建筑物防雷设施安装》及 15D503 《利用建筑物金属体做防雷及接地装置安装》相关图集。 3) 引下线：利用建筑物结构柱内二主筋() $\varnothing 16$，若其主筋 $\varnothing 16$ 时，采用四条主筋，上下焊通) 通长焊接作防雷引下线，间距沿周长计算不应大于 18m。其下端与基础地梁接地体保持电气贯通焊接，上端伸出天面与屋面接闪带可靠焊接。作为引下线的柱内主筋从上到下不能错位，认真做好焊接； 4) 所有焊接点的焊接长度不得小于扁钢宽度的 2 倍或圆钢直径的 6 倍，外露的焊接点应作防腐处理。 5) 接地体：利用建筑物基础作接地体，将基础底梁内主筋沿建筑物外圈焊接成环形，并将主轴线上的基础梁主筋相互焊接成网作接地体。被用作接地网的钢筋之间应焊接，当利用钢筋直径大于等于 16mm 时，应至少将二根焊接在一起。当被利用钢筋直径大于等于 10mm 时，应至少将四根焊接在一起，作为接地网。(没有基础梁处采用 -40×4 热镀锌扁钢在建筑基坑外侧埋深 1.0m 作为接地体)。接地体纵横相交处应焊接，其经过桩基础时应与桩基础内两条主钢筋焊接，其做法参见国标图集 15D503 有关页次； 6) 所有配电箱柜、按钮、电缆沟支架、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。 7) 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。 8) 架空金属管道、埋地金属管道在装置区入口处应与接地装置连接。 9) 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，跨接点的间距应不大于 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 TJR-16mm²，连接处应压接接线端子。 10) 接地装置的连接 (1) 应保证有可靠的电气接触，故采用焊接，只有在接地电阻检	

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	测点和不允许焊接的地方才允许采用螺栓连接,室外接地凡焊接处均应刷沥青防腐。 (2)采用螺栓连接时,接地线间的接触面,螺栓、螺母和垫圈均应采用镀锌件。 (3)接地线进出硬化地面穿钢管保护,保护管出地面 50mm、地下 250mm。 (4)设备与接地线连接处,接地线与接地线及接地线与接地极连接处应涂抹导电膏。 (5)设备接地连接均为活连接,距地面 300mm 处设置断接卡。	
55	其他安全措施 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,施工参见 12D101-5 有关图纸。 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。	已落实 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) 阀室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,保护板宽度超出电缆两侧不小于 50mm,电缆穿越道路管沟穿钢管保护。 3) 室内外连接处进行了密封处理。 4) 电缆保护管转弯处弯曲半径不小于 15 倍的保护钢管外径,无裂缝、弯扁、凹陷等现象。直埋电缆直线段每隔 30m 以及电缆转角、分支处均设电缆标识桩。 5) 用电设备采用防爆挠性连接管进行配电连接。电气配电保护管

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
		口均采用电缆夹紧密封接头连接。 6) 钢管通过隔墙或地坪引入不同危险区域时, 均装设隔离密封件, 隔离密封件与隔墙、楼板或地坪的距离不超过 300mm, 并将孔洞严密堵实; 在正常运行时, 所有有点燃源外壳的 450mm 范围内均装设隔离密封件。隔离密封盒内无接头, 隔离密封盒采用填料填塞。
56	数据传输 网络系统: 在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。 管线系统: 通信采用 SCADA 系统, 与输油管道同沟敷设 24 芯铠装光缆。	已落实, 数据传输 网络系统: 该项目在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。 管线系统: 该项目通信采用 SCADA 系统, 与输油管道同沟敷设 24 芯铠装光缆。
57	安防系统 工业电视监控系统主要为站场提供安全保障的辅助设施, 也是管理人员监视站内情况直观可靠的手段。为适应现代化管理的要求, 满足生产操作、防火监视、安全保卫的需要。 本工程在阀室内设摄像前端 3 处(S1 为室内半球摄像机, S2、S3 为防爆球形摄像机), 实现对场站内的实时监控。摄像前端设备通过六类双绞线或光缆将视频图像信号传输至机柜间通信机柜内工业以太网交换机, 视频图像及生产数据上传至上级场站进行监视。 阀室系统应能实现球机的移动侦测功能。利用这个功能系统应能	已落实, 该项目在阀室设置摄像前端 3 处(S1 为室内半球摄像机, S2、S3 为防爆球形摄像机), 其中阀组间设置 1 处防爆球形摄像机, 设备间设置 1 处室内半球摄像机, 阀室围墙东北角设置 1 处防爆球形摄像机, 可实现对阀室的

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	实现当人或车辆跨越预先设定的警戒线时发出报警；当有物体（主要指人或车辆）移入画面时发出报警。报警功能应能根据要求布防或撤防。 阀室系统应能实现高速球机的移动物体自动跟踪功能（装备枪式摄像机的监控点可不具备此项功能），移动物体自动跟踪功能是指系统发现某一监控区域出现移动人物或车辆时，能够调动摄像机的云台、镜头等机构对移动物体进行跟踪拍摄，直到移动物体超出前端摄像机的摄像范围，本功能启动的同时能够触发报警和录像。	实时监控。
58	本工程通信设备采用联合接地形式，即通信设备的工作地、保护接地和防雷接地共同合用一组接地体的方式，并配置防雷电保护模块。站场内通信设备联合接地电阻 $\leq 1\Omega$ 。	已落实，阀室通信设备采用联合接地形式。
59	一般石方地段光缆（硅芯管）与管道同沟敷设时，光缆（硅芯管）线路应敷设在管道气流前进方向的右侧，具体位置与一般线路段的敷设位置保持一致，细土袋在光缆（硅芯管）上下连续码放，每米2个。在管道采用原土袋包裹保护或连续石方段且取土困难地段，光缆（硅芯管）敷设在管道管底平齐位置。	已落实，根据施工资料，一般石方地段光缆（硅芯管）与管道同沟敷设时，光缆（硅芯管）线路敷设在管道气流前进方向的右侧，具体位置与一般线路段的敷设位置保持一致。在管道采用原土袋包裹保护或连续石方段且取土困难地段，光缆（硅芯管）敷设在管道管底平齐位置。
60	线路防腐： 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。 热煨弯管外防腐层：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	已落实，该项目输油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。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，在工厂预制完成。管材及防腐材料均有合格证及检测报告，符合要求。

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	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。 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。 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。	
61	阀室防腐： 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$\geq 240\mu\text{m}$。 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	已落实，阀室地上管道、埋地管道、阀门均按要求做了外防腐。

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	弹体防腐膏、粘弹体防腐胶带、聚丙烯胶粘带三个部分。	
62	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) 阀室的设备间为线路阴保站，内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。	已落实，该项目对管道施加阴极保护。阀室的设备间为线路阴保站，内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。
63	防腐层完整性检测： 防腐管在下沟前应用电火花检漏仪对管线全部进行检漏，检漏电压 15 kV。如有漏点应进行修补至合格，并填写记录。 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，准确确定破损点位置，定性判断防腐层质量，并应对漏点进行开挖修补。检测方法应符合《埋地钢质管道阴极保护参数测量方法》(GB/T 21246-2020) 的相关规定。	已落实，防腐管在下沟前用电火花检漏仪对管线全部进行检漏，检漏电压 15 kV。对漏点及时进行修补至合格，并填写了记录。线路管道下沟回填密实后，对管道全线进行地面检漏测量，并对漏点进行修补。
64	阴极保护电位测试： 管道连通运行后，进行测试桩位置的保护电位测试，阴极保护参数的测试应符合《埋地钢质管道阴极保护参数测量方法》(GB/T 21246-2020) 的规定。	已落实，管道连通运行后，进行了测试桩位置的保护电位测试，阴极保护参数的测试符合要求。
65	通风设计： 根据 GB 50350-2015 《油田油气集输设计规范》阀室需要设置有组织的自然通风或机械排风或联合通风设置。本阀室优先考虑自然通风，通风量按换气次数不小于 8 次/h 考虑，防止室内死角处危险气体聚集，故墙面和屋面均设置通风设施，墙面设置百叶窗，屋面设置 2 组无动力排风机。百叶窗材质为铝合金，尺	已落实，该项目黑木阀室优先考虑自然通风，通风量按换气次数不小于 8 次/h，墙面和屋面均设置通风设施，墙面设置百叶窗，屋面设

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	寸为 1800*750mm, 共 5 扇。	置 2 组无动力排风机。 百叶窗材质为铝合金, 尺寸为 1800*750mm, 共 5 扇。
四、建(构)筑物		
66	依据《石油天然气工程建筑设计规范》SY/T0021-2016 第 6.1.5 条, 建筑的安全疏散门应向疏散方向开启。本建筑一层为 1 个防火分区, 防火分区面积小于 2500m ² , 满足规范要求。建筑为地上一层设 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要求。	已落实, 阀室安全疏散门向疏散方向开启。 阀室为一层建筑, 划为 1 个防火分区。阀室阀组间及设备间分别设置了 1 个安全疏散出口, 安全出入口及疏散宽度均满足要求。
67	框架结构基础采用柱下钢筋混凝土独立基础, 阀门支墩采用钢筋混凝土基础。	已落实, 阀室框架结构基础采用柱下钢筋混凝土独立基础, 阀门支墩采用钢筋混凝土基础。
五、消防		
68	该工程所在地周边可依托的消防力量为洛川县消防大队, 距离阀室约 5km, 满足 30min 到达要求。 依据《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183-2004 第 3.2.3 条、第 8.1.2 条规定, 阀室为五级站场, 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。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℃。	已落实, 该项目所在地周边可依托的消防力量为洛川县消防大队, 距离阀室约 5km, 满足 30min 到达要求。黑木阀室为五级站场, 可不设消防给水设施, 配置了一定数量的移动式灭火器。
六、水工保护		
69	1)耕地、荒地 管线在敷设过程中, 在耕地、荒地主要措施是田、地坎的恢复, 田地坎的恢复尽量恢复原貌, 对不能恢复原貌的必须采取工程措施, 为开发利用创造条件。一般情况下管线施工扫线所破坏的高度大于 0.8m 的田地坎进行恢复, 小于 0.8m 的田地坎自行恢复。 2)河流、冲沟, 水渠穿越 管线在敷设过程中经过的水域主要有河流、冲沟、水渠等, 当穿越采用大开挖时, 一般情况下, 以保证埋深为主, 但由于管道安全、地质、水流、施工条件, 以及投资等因素的影响, 一些地方	已落实, 该项目管沟回填后按要求对现场场地原貌进行了恢复。穿越冲沟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等措施。

序号	《安全设施设计》中的安全对策和建议	结论
	需要采用一定的水工保护措施。 3) 林地、荒地及斜坡防护 对林地、荒地作业带，林地尽量按原貌恢复，不能恢复原貌的林地、荒地采取平整和覆土措施。在林地和荒地及斜坡中常用的措施有：截水墙，坡脚防护，坡面防护。本工程斜坡均采用非开挖方式施工。	
七、管道封堵及油品回收		
70	迁改线路段管道试压和管道漏磁内检测合格后，与原管道碰头采取四点不停输封堵工艺进行连接，每处改线封堵作业为 2 处。管道两封堵器管内侧段排油，排油量约 100.1m³，运至延安炼油厂处理；废旧管道残油直接注入新建管道，注入量约 862.6m³。采用单端双封堵，可将废弃管段残油直接向下游驱替，大大降低残油存量和泄漏。其余少量残油在管道低点挖坑铺垫防渗，采用海绵球驱替排油于坑内，以车载自吸泵将坑内残油抽走回收处理。油品损耗约 5m³主要包括管道内少量余油不能卸净、排油时难以避免的撒滴与渗漏、管线转移时的输转损耗、部分油品装卸车及运输损耗。	已落实，该项目迁改线路段管道与原管道碰头采取四点不停输封堵工艺进行连接，并对废旧管道残油进行了回收处理。
八、旧管道处理		
71	本工程废弃管道应编制废弃处置方案，方案审查宜邀请管道运行单位、施工单位、环保部门、政府部门等代表参加，审核通过后，应报县级及以上地方人民政府主管部门备案，施工完成后，验收资料应报县级及以上地方人民政府主管部门备案。 残留物清理应达到内壁无油无蜡、无积液。 残留物清理完成后应在管道两端及至少一个中间部位进行效果验证，中间部位宜选择在管道的相对低点。 就地弃置管段宜每 2km~4km 设置一处隔离，可根据管道周围地形状况适当调整隔离间距，本工程每 1.5km 设置一处隔离。 分段隔离可采用焊接封头、盲板或者管塞等方式进行，分段隔离材料应满足环保、防水、防渗透、耐老化、不可压缩、防腐蚀等性能要求。 6) 废弃管线切割前，确保所有检测点含氧量<2%为置换合格，氮气置换检测合格后对原管线进行开挖。 7) 本工程废弃管道进行注浆处理。本次旧管道进行灌浆约 651.6m³，选用的注浆料应具有良好的粘结性和耐久性，具有良好的附着力，能有效封堵管道的缝隙。 8) 回填恢复地貌。	已落实，废弃管道切割前进行了氮气置换，废弃管道进行了注浆处理。

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，我公司向陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分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		陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程			
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	该项目管道沿线缺少高后果区警示牌。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)第 4.6.1 条		该项目管道沿线增加了高后果区警示牌。	符合
2	高后果区摄像机接线未完成，未正常投用。	《安全设施设计》第 3.16 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) 依据《压力管道定期检验规则—长输管道》(TSG D7003-2022) 第 1.8.1 条，首次定期检验应当在管道投用后 3 年内完成，建议企业严格按照规范要求对输油管道进行年度检查、全面检验及合于使用评价。

(2) 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。

(3) 加强对管道穿越段和沿线的巡查及管道保护宣传的力度，最大限度地减少自然灾害和人为因素对管道的破坏。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

(4) 该项目管道内输送的介质为易燃易爆物质原油，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。

(5) 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。

(6) 该项目输油管道沿线涉及人员密集的高后果区，企业应加大对周边人员的安全宣传力度，发动群众监督、举报沿线管道问题，严格按照高后果区进行管理。

(7) 建议企业与周边其他企业搞好协作关系。

(8) 建议企业不断完善应急抢险物资。

7.4 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油管道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 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。

7.4.3 检修作业

该项目中的火灾爆炸及中毒窒息是输油管道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

检修前先要停止需检修管道的工作，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的管道，均不能动火焊割。在置换后，还要仔细地清洗管道的内外。

(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

管道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。应根据管道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

管道检修作业在动火前应办理《动火许可证》，《动火许可证》必须经过安全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) 因与靖咸线输油管道、靖西一、二线输气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、陕西省天然气股份有限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) 该项目采用密闭输送工艺，工艺技术成熟，与国内同类项目相当。

(3) 该项目选用的工艺技术成熟、安全可靠，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。

(4) 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。

(5) 该项目主体公司是陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司，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《陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司生产安全事故应急预案》，并在延安市救援服务中心进行了备案。

(6) 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：陕西延长石油(集团)有限责任公司管道运输第四分公司西延高铁洛川段与吴延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) 《洛川县自然资源局关于西延高铁洛川段与吴延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)
- (6) 《洛川县自然资源局关于西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程项目拟用地情况的说明》(2023年7月27日)
- (7) 《延安市行政审批服务局关于西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程核准的批复》(延行审投资发[2023]150号)
- (8) 《关于西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程项目建设用地的批复》(陕政土批[2024]1278号)
- (9) 《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〕040号)
- (10) 《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〕99号)
- (11) 安全设施设计单位营业执照及资质证书
- (12) 施工单位营业执照及资质证书
- (13) 监理单位营业执照及资质证书
- (14) 无损检测单位营业执照及资质证书
- (15) 《关于成立安全管理机构及聘任专职安全管理人员的通知》、《关于张振军姚广玉任免职通知》
- (16) 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、注册安全工程师证书

(17)特种设备作业人员证书

(18)应急预案备案登记表

(19)工伤保险证明及安全生产责任险保险单

(20)施工记录(部分)(工程竣工报告、工程完工报告、管道组对检验批质量验收记录、管道焊接检验批质量验收记录、管道补口补伤检验批质量验收记录、管道试压检验批质量验收记录、阴极保护工程检验批质量验收记录、阀门电气安装工程检验批验收记录、阀门安装工程检验批质量验收记录、管道焊接记录、管道焊缝外观检查记录、管道焊缝补口记录、定向钻施工记录、阀室电气安装工程记录、阴极保护工程施工记录、阀门、管道试压记录、管材、弯管及管材防腐材料合格证等)

(21)压力管道施工监督检验证书及报告

(22)压力表检定证书

(23)可燃气体探测器检定证书

(24)雷电防护装置定期检测报告

(25)设计总结报告

(26)无损检测总结报告

(27)验收评价报告

(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) 吴延线 RTU 阀室总平面布置图
- (2) 阀室工艺部分工艺监控流程图
- (3) 阀室爆炸危险区域划分图
- (4) 阀室照明、动力、接地平面图
- (5) 消防器材平面布置图
- (6) 西延高铁洛川段与吴延线交叉改线工程平、纵断面图