

前言

盘鲛线输油管道作为辽河石化公司重要的成品油输送通道，建于 1989 年，承担着轻柴油的输送任务，对保障企业生产运营及区域能源供应具有重要作用。然而，该管道穿营口市老边区大旱河河段，因多年河水冲刷导致河床降低，管段裸露且部分无实物支撑，已形成重大安全隐患，随时可能发生管道变形、断裂，进而引发柴油泄漏，污染大旱河水系及沿岸环境，威胁人民群众生命财产安全。

为消除安全与环境隐患，防止柴油泄漏污染大旱河水体及沿岸环境，保障管道长期安全稳定运行，中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司拟实施盘鲛线输油管道大旱河段隐患治理项目，通过工程改造消除事故风险，确保输油系统安全可靠。

根据《中华人民共和国安全生产法》、《辽宁省安全生产条例》和《辽宁省危险化学品建设项目安全监督管理实施细则》的有关规定，中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司委托沈阳万益安全科技有限公司对其盘鲛线输油管道大旱河段隐患治理项目进行安全预评价。

沈阳万益安全科技有限公司在接受中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司委托并签订技术服务合同后，随即成立评价项目组，全面开展其盘鲛线输油管道大旱河段隐患治理项目安全预评价工作。本评价按照《陆上油气长输管道建设项目安全预评价导则》的要求，编制完成《中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司盘鲛线输油管道大旱河段隐患治理项目安全预评价报告》。

本安全评价报告主要由评价依据和评价范围、建设项目概况、评价单元划分与评价方法选择、危险有害因素辨识、单元安全评价、安全管理、结论与建议、与建设单位交换意见、附件与附图，共计 9 部分组成。

本安全评价报告在编制过程中得到了中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司的领导和同志们的大力支持，在此表示感谢。对其存在的疏漏和不足之处，敬请领导和专家批评指正。

目 录

1 评价依据和评价范围	1
1.1 评价依据	1
1.2 评价范围	10
2 建设项目概况	12
2.1 基本情况	12
2.2 自然环境和社会环境	14
2.3 线路工程	16
2.4 站场工程	23
2.5 公用工程	23
3 评价单元划分与评价方法选择	25
3.1 评价单元的划分	25
3.2 评价方法选择	25
4 危险有害因素辨识	26
4.1 输送介质	26
4.2 自然环境和社会环境	27
4.3 线路工程	28
4.4 站场工程	41
4.5 公用工程	41
4.6 建设项目相互影响	43
4.7 重大危险源辨识	44
4.8 辨识结果汇总	44
5 单元安全评价	46
5.1 基本安全条件	46
5.2 线路工程	48
5.3 站场工程	71
5.4 公用工程	71

6 安全管理	74
6.1 安全管理机构设置	74
6.2 人员编制与安全管理人員設置	74
6.3 个体防护装备配置	74
6.4 抢修机构设置及设备配备	75
6.5 外部依托力量	75
6.6 应急管理	76
6.7 安全投入	77
6.8 安全检查表	78
6.9 评价小结	79
7 结论与建议	81
7.1 结论	81
7.2 对安全设施设计的建议	81
7.3 对施工的建议	82
7.4 对生产运行的建议	84
8 与建设单位交换意见	85
9 附件与附图	86

1 评价依据和评价范围

1.1 评价依据

1.1.1 建设项目支持性文件

(1) 关于《中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目》项目备案证明（营口市老边区发展和改革局，老边发改备[2026]13 号，2026 年 2 月 11 日）

1.1.2 法律、法规、规章

1.1.2.1 法律

(1) 《中华人民共和国安全生产法》（国家主席令第八十八号，2021 年 9 月 1 日实施）

(2) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（国家主席令第三十号，2010 年 10 月 1 日实施）

(3) 《中华人民共和国特种设备安全法》（国家主席令第四号，2014 年 1 月 1 日实施）

(4) 《中华人民共和国消防法》（国家主席令第八十一号，2021 年 4 月 29 日实施）

(5) 《中华人民共和国突发事件应对法》（国家主席令第六十九号，国家主席令第二十五号修订，2024 年 11 月 1 日实施）

(6) 《中华人民共和国防洪法》（国家主席令第四十八号，2016 年 7 月 2 日实施）

(7) 《中华人民共和国土地管理法》（国家主席令第三十二号，2020 年 1 月 1 日实施）

(8) 《中华人民共和国生态环境法典》（国主席令第 70 号，2026 年 8 月 15 日实施）

(9) 《中华人民共和国防震减灾法》（国家主席令第七号，2009 年 5 月 1 日实施）

(10) 《中华人民共和国水土保持法》（国家主席令第三十九号，2011 年 3 月 1 日实施）

(11) 《中华人民共和国水法》（国家主席令第四十八号，2016 年 7 月 2 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议修正，2016 年 7 月 2 日实施）

1.1.2.2 行政法规

(1) 《生产安全事故应急条例》（国务院令第 708 号，2019 年 4 月 1 日实施）

- (2) 《特种设备安全监察条例》（国务院令第 549 号，2009 年 5 月 1 日实施）
- (3) 《建设工程抗震管理条例》（国务院令第 744 号，2021 年 9 月 1 日实施）
- (4) 《气象灾害防御条例》（国务院令第 570 号，国务院令 687 号修订，2017 年 10 月 7 日实施）
- (5) 《建设工程安全生产管理条例》（国务院令第 393 号，2004 年 2 月 1 日实施）
- (6) 《地质灾害防治条例》（国务院令第 394 号，2004 年 3 月 1 日实施）
- (7) 《建设工程质量管理条例》（国务院令第 279 号，国务院令 714 号修订，2019 年 4 月 23 日实施）
- (8) 《企业投资项目核准和备案管理条例》（国务院令第 673 号，2017 年 2 月 1 日实施）

1.1.2.3 部门规章

- (1) 《危险化学品建设项目安全监督管理办法》（国家安全生产监督管理总局令 45 号，国家安全生产监督管理局令 79 号修订，2015 年 7 月 1 日实施）
- (2) 《生产经营单位安全培训规定》（国家安全生产监督管理总局令 3 号，国家安全生产监督管理局令 80 号修订，2015 年 7 月 1 日实施）
- (3) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展和改革委员会令 7 号，2024 年 2 月 1 日实施）
- (4) 《电力设施保护条例实施细则》（国家发展和改革委员会令 11 号，2024 年 3 月 1 日实施）
- (5) 《生产安全事故应急预案管理办法》（应急管理部令 2 号，2019 年 9 月 1 日实施）
- (6) 《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》（国家安全生产监督管理总局令 30 号，应急管理部令 19 号修订，2026 年 6 月 1 日实施）
- (7) 《安全生产培训管理办法》（国家安全生产监督管理总局令 44 号，国家安全生产监督管理局令 80 号修订，2015 年 7 月 1 日实施）
- (8) 《特种设备作业人员监督管理办法》（国家质检总局令 70 号，国家质检总局令 140 号修订，2011 年 7 月 1 日实施）
- (9) 《市场监管总局关于发布<压力管道监督检验规则>的公告》（市场监管总局公告 2020 年第 27 号，2020 年 9 月 1 日实施）
- (10) 《特种设备安全监督检查办法》（国家市场监督管理总局令 57 号，2022

年 7 月 1 日实施)

(11) 《市场监管总局关于特种设备行政许可有关事项的公告》(国家市场监督管理总局公告 2021 年第 41 号, 2022 年 6 月 1 日实施)

(12) 《特种设备使用单位落实使用安全主体责任监督管理规定》(国家市场监督管理总局令第 74 号, 2023 年 5 月 5 日实施)

1.1.2.4 地方性法规、规章

(1) 《辽宁省企业安全生产主体责任规定》(辽宁省人民政府令第 264 号, 辽宁省人民政府令第 341 号修订, 2021 年 5 月 18 日实施)

(2) 《辽宁省安全生产条例》(辽宁省人民代表大会常务委员会公告[14 届]第 34 号, 2025 年 5 月 29 日实施)

(3) 《辽宁省突发事件应对条例》(辽宁省人民代表大会常务委员会公告第 47 号修订, 2020 年 3 月 30 日实施)

(4) 《辽宁省消防条例》(辽宁省人民代表大会常务委员会公告〔13 届〕第 103 号, 2022 年 11 月 9 日实施)

(5) 《辽宁省环境保护条例》(辽宁省人民代表大会常务委员会公告第 92 号, 2022 年 4 月 21 日实施)

1.1.3 规范性文件

(1) 《危险化学品目录(2015 版)》(国家安全生产监督管理总局等十部门 2015 年第 5 号, 2015 年 5 月 1 日实施)

(2) 《应急管理部等 10 部门关于调整<危险化学品目录(2015 版)>的公告》(应急管理部等 10 部门公告 2022 年第 8 号, 2023 年 1 月 1 日实施)

(3) 《国家安全监管总局办公厅关于印发危险化学品目录(2015 版)实施指南(试行)的通知》(安监总厅管三〔2015〕80 号, 2015 年 8 月 19 日实施)

(4) 《应急管理部办公厅关于修改〈危险化学品目录(2015 版)实施指南(试行)〉涉及柴油部分内容的通知》(应急管理部 应急厅函〔2022〕300 号, 2023 年 1 月 1 日起实施)

(5) 中华人民共和国应急管理部等 10 部门公告: 将 3-氯丙炔等 5 种化学品纳入《危险化学品目录(2015 版)》(应急管理部、工业和信息化部、公安部、生态环境部、交通运输部、农业农村部、国家卫生健康委、市场监管总局、国家铁路局、中国民航局,

2026 年第 3 号，2026 年 4 月 9 日实施)

(6) 《应急管理部办公厅关于认真做好柴油安全许可有关工作的通知》(应急厅函〔2022〕317 号，2022 年 12 月 20 日实施)

(7) 《国家安全监管总局关于公布首批重点监管的危险化学品名录的通知》(安监总管三〔2011〕95 号，2011 年 6 月 21 日实施)

(8) 《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管危险化学品名录的通知》(安监总管三〔2013〕12 号，2013 年 2 月 5 日实施)

(9) 《国家安全监管总局办公厅关于印发首批重点监管的危险化学品安全措施和应急处置原则的通知》(安监总厅管三〔2011〕142 号，2011 年 7 月 1 日实施)

(10) 《国务院办公厅关于加强城市地下管线建设管理的指导意见》(国办发〔2014〕27 号，2014 年 6 月 3 日实施)

(11) 《中共中央办公厅、国务院办公厅关于全面加强危险化学品安全生产工作的意见》(中共中央办公厅、国务院办公厅〔2020〕3 号，2020 年 2 月 26 日实施)

(12) 《国家安全监管总局等八部门关于加强油气输送管道途经人员密集场所高后果区安全管理工作的通知》(安监总管三〔2017〕138 号，2017 年 12 月 15 日实施)

(13) 《国家安全生产监督管理局关于印发遏制危险化学品和烟花爆竹重特大事故工作意见的通知》(安监总管三〔2016〕62 号，2016 年 6 月 3 日实施)

(14) 《关于加强重大工程安全质量保障措施的通知》(国家发展和改革委员会等六部门，发改投资〔2009〕3183 号，2009 年 12 月 14 日实施)

(15) 《财政部 应急部关于印发<企业安全生产费用提取和使用管理办法>的通知》(财资〔2022〕136 号，2022 年 11 月 21 日实施)

(16) 《交通运输部、国家能源局、国家安全监管总局关于规范公路桥梁与石油天然气管道交叉工程管理的通知》(交公路发〔2015〕36 号，2015 年 3 月 17 日实施)

(17) 《应急管理部办公厅关于印发<淘汰落后危险化学品安全生产工艺技术设备目录(第一批)>的通知》(应急厅〔2020〕38 号，2020 年 10 月 23 日实施)

(18) 《应急管理部办公厅关于印发<淘汰落后危险化学品安全生产工艺技术设备目录(第二批)>的通知》(应急厅〔2024〕86 号，2024 年 3 月 12 日实施)

(19) 《国务院安全生产委员会关于印发<全国危险化学品安全风险集中治理方案>的通知》(安委〔2021〕12 号，2021 年 12 月 31 日实施)

(20) 《国务院安全生产委员会印发<关于进一步强化安全生产责任落实坚决防范

遏制重特大事故的若干措施>的通知》（安委〔2022〕6号，2022年4月2日实施）

（21）《国务院安全生产委员会关于印发<关于强化危险化学品“一件事”全链条安全管理的措施>的通知》（安委〔2025〕4号，2025年2月10日实施）

（22）《市场监管总局办公厅关于实施<特种设备安全监督检查办法>若干问题的意见》（市监特设发〔2022〕59号，市监特设〔司〕函〔2023〕36号修正，2023年5月30日实施）

（23）《辽宁省发展和改革委员会关于进一步加强管道保护工作的通知》（辽发改能源〔2021〕300号，2021年8月9日实施）

（24）《辽宁省安全生产委员会关于印发辽宁省“十四五”安全生产规划的通知》（辽安委〔2021〕18号，2022年1月18日实施）

（25）《辽宁省安全生产委员会关于深刻吸取事故教训切实加强当前安全生产工作的通知》（辽安委〔2020〕1号，2020年3月23日实施）

（26）《辽宁省应急管理厅关于印发2024年危险化学品安全监管工作要点和有关工作实施方案的通知》（辽应急危化〔2024〕6号，2024年4月22日实施）

（27）《关于印发2025年危险化学品安全监管工作要点和相关工作进度安排的通知》（辽宁省应急管理厅，2025年3月19日实施）

1.1.4 国家标准、行业标准

1.1.4.1 国家标准

- （1）《输油管道工程设计规范》（GB 50253-2014）
- （2）《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）
- （3）《建筑设计防火规范（2018年版）》（GB 50016-2014）
- （4）《建筑防火通用规范》（GB 55037-2022）
- （5）《油气输送管道完整性管理规范》（GB 32167-2015）
- （6）《陆上油气长输管道人员密集型高后果区辨识与管理》（GB 46767-2025）
- （7）《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）
- （8）《油气输送管道穿越工程施工规范》（GB 50424-2015）
- （9）《石油天然气工业管线输送系统用钢管》（GB/T 9711-2023）
- （10）《石化和化工装置用无缝钢管》（GB/T 9948-2025）
- （11）《埋地钢质管道聚乙烯防腐层》（GB/T 23257-2017）

- (12) 《埋地钢质管道阴极保护技术规范》（GB/T 21448-2017）
- (13) 《钢质管道外腐蚀控制规范》（GB/T 21447-2018）
- (14) 《阴极保护技术条件》（GB/T 33378-2025）
- (15) 《钢质管道熔结环氧粉末外涂层技术规范》（GB/T 39636-2020）
- (16) 《油气输送管道跨越工程设计标准》（GB/T 50459-2017）
- (17) 《油气长输管道工程施工及验收规范》（GB 50369-2014）
- (18) 《油气管道运行规范》（GB/T 35068-2018）
- (19) 《压力管道规范 长输管道》（GB/T 34275-2024）
- (20) 《个体防护装备配备规范 第1部分：总则》（GB 39800.1-2020）
- (21) 《个体防护装备配备规范 第2部分：石油、化工、天然气》（GB 39800.2-2020）
- (22) 《生产过程安全基本要求》（GB 12801-2025）
- (23) 《管道外防腐补口技术规范》（GB/T 51241-2017）
- (24) 《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》（GB/T 50698-2011）
- (25) 《埋地钢质管道直流干扰防护技术标准》（GB 50991-2014）
- (26) 《埋地钢质管道防腐保温层技术标准》（GB/T 50538-2020）
- (27) 《埋地钢质管道阴极保护参数测量方法》（GB/T 21246-2020）
- (28) 《埋地钢质管道腐蚀防护工程检验》（GB/T 19285-2026）
- (29) 《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB 50058-2014）
- (30) 《外壳防护等级（IP 代码）》（GB/T 4208-2017）
- (31) 《外壳防护等级（IP 代码）》国家标准第1号修改单（GB/T 4208-2017/XG1-2024）
- (32) 《系统接地的型式及安全技术要求》（GB 14050-2008）
- (33) 《油气输送管道线路工程抗震技术规范》（GB/T 50470-2017）
- (34) 《石油天然气管道工程全自动超声波检测技术规范》（GB/T 50818-2013）
- (35) 《无损检测超声检测相控阵超声检测方法》（GB/T 32563-2016）
- (36) 《钢质管道焊接及验收》（GB/T 31032-2023）
- (37) 《钢质管道带压封堵技术规范》（GB/T 28055-2023）
- (38) 《危险化学品重大危险源辨识》（GB 18218-2018）
- (39) 《66kV 及以下架空电力线路设计标准（2025 年版）》（GB 50061-2010）
- (40) 《3~110kV 高压配电装置设计规范》（GB 50060-2008）

- (41) 《110kV~750kV 架空输电线路设计规范》 (GB 50545-2010)
- (42) 《110kV~750kV 架空输电线路施工及验收规范》 (GB 50233-2014)
- (43) 《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》 (GB/T 50062-2008)
- (44) 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》 (GB/T 50064-2014)
- (45) 《交流电气装置的接地设计规范》 (GB/T 50065-2011)
- (46) 《中国地震烈度表》 (GB/T 17742-2020)
- (47) 《消防设施通用规范》 (GB 55036-2022)
- (48) 《生产设备安全卫生设计总则》 (GB 5083-2023)
- (49) 《防止静电事故通用要求》 (GB 12158-2024)
- (50) 《电力工程电缆设计标准》 (GB 50217-2018)
- (51) 《防洪标准》 (GB 50201-2014)
- (52) 《中国地震动参数区划图》 (GB 18306-2015)
- (53) 《建筑工程抗震设防分类标准》 (GB 50223-2008)
- (54) 《工业企业设计卫生标准》 (GBZ 1-2010)
- (55) 《危险货物分类和品名编号》 (GB 6944-2025)
- (56) 《危险货物品名表》 (GB 12268-2025)
- (57) 《工作场所毒物危害程度分级标准》 (GBZ/T 230-2025)
- (58) 《工作场所有害因素职业接触限值第 1 部分: 化学有害因素》 (GBZ 2.1-2019)
- (59) 《工作场所有害因素职业接触限值 第 1 部分: 化学有害因素》行业标准第 1 号修改单 (GBZ 2.1-2019/XG1-2022)
- (60) 《工作场所有害因素职业接触限值 第 1 部分: 化学有害因素》行业标准第 2 号修改单 (GBZ 2.1-2019/XG2-2024)
- (61) 《工作场所有害因素职业接触限值第 2 部分: 物理因素》 (GBZ 2.2-2007)
- (62) 《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》 (GB/T 29639-2020)
- (63) 《生产安全事故分类与编码》 (GB 6441-2025)
- (64) 《生产过程危险和有害因素分类与代码》 (GB/T 13861-2022)
- (65) 《危险化学品企业特殊作业安全规范》 (GB 30871-2022)
- (66) 《安全色和安全标志》 (GB 2894-2025)
- (67) 《图形符号 安全色和安全标志 第 5 部分: 安全标志使用原则与要求》 (GB/T 2893.5-2020)

(68) 《危险化学品单位应急救援物资配备要求》 (GB 30077-2023)

1.1.4.2 行业标准

- (1) 《陆上油气长输管道建设项目安全预评价导则》 (AQ 3057-2025)
- (2) 《石油天然气安全规程》 (AQ 2012-2007)
- (3) 《石油天然气工程建筑设计规范》 (SY/T 0021-2025)
- (4) 《危险场所电气防爆安全规范》 (AQ 3009-2007)
- (5) 《安全评价通则》 (AQ 8001-2007)
- (6) 《安全预评价导则》 (AQ 8002-2007)
- (7) 《石油天然气管道安全规范》 (SY/T 6186-2020)
- (8) 《生产安全事故应急演练基本规范》 (YJ/T 9007-2019)
- (9) 《生产安全事故应急演练评估规范》 (YJ/T 9009-2015)
- (10) 《生产经营单位生产安全事故应急预案评估指南》 (YJ/T 9011-2019)
- (11) 《个体防护装备安全管理规范》 (AQ 6111-2023)
- (12) 《石油天然气作业场所个体防护装备配备规范》 (SY/T 6524-2025)
- (13) 《油气长输管道突发事件应急预案编制规范》 (SY/T 7412-2018)
- (14) 《油气输送管道并行敷设技术规范》 (SY/T 7365-2017)
- (15) 《输油气管道工程安全仪表系统设计规范》 (SY/T 6966-2023)
- (16) 《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》 (SY/T 7854-2025)
- (17) 《压力管道监督检验规则》 (TSG D7006-2020)
- (18) 《工业管道安全技术规程》 (TSG 31-2025)
- (19) 《压力管道定期检验规则-长输管道》 (TSG D7003-2022)
- (20) 《固定式压力容器安全技术监察规程》 (TSG 21-2016)
- (21) 《固定式压力容器安全技术监察规程》行业标准第 1 号修改单 (TSG 21-2016/XG1-2020)
- (22) 《压力容器化学介质毒性危害和爆炸危险程度分类标准》 (HG/T 20660-2017)
- (23) 《油气输送管道工程水平定向钻穿越设计规范》 (SY/T 6968-2021)
- (24) 《化工设备、管道外防腐设计规范》 (HG/T 20679-2014)
- (25) 《钢质管道熔结环氧粉末外涂层技术规范》 (SY/T 0315-2013)
- (26) 《涂装前钢材表面处理规范》 (SY/T 0407-2024)

- (27) 《钢质管道聚烯烃胶粘带防腐层技术标准》（SY/T 0414-2017）
- (28) 《埋地钢质管道液体环氧外防腐层技术标准》（SY/T 6854-2012）
- (29) 《穿越管道防腐层技术规范》（SY/T 7368-2023）
- (30) 《绝缘接头与绝缘法兰技术规范》（SY/T 0516-2016）
- (31) 《阴极保护管道的电绝缘标准》（SY/T 0086-2020）
- (32) 《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T 4109-2020）
- (33) 《钢质管道焊接规程》（SY/T 4125-2023）
- (34) 《钢质管道冷弯管制作及验收规范》（SY/T 4127-2018）
- (35) 《油气输送用钢制感应加热弯管》（SY/T 5257-2012）
- (36) 《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2024）
- (37) 《油气输送管道线路工程水工保护设计规范》（SY/T 6793-2018）
- (38) 《油气管道地质灾害风险管理技术规范》（SY/T 6828-2024）
- (39) 《油气输送管道风险评价导则》（SY/T 6859-2020）
- (40) 《油气输送管道工程地质灾害防治设计规范》（SY/T 7040-2021）
- (41) 《油气输送管道地质灾害防治工程施工规范》（SY/T 7476-2020）
- (42) 《石油天然气管道系统治安风险等级和安全防范要求》（GA 1166-2014）
- (43) 《油气管道动火规范》（Q/SY 05064-2018）

1.1.5 与安全生产相关专项评价开展情况

1.1.5.1 地质灾害危险性评估

本项目委托辽宁工程勘察设计院有限公司编制完成《辽河石化公司盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目地质灾害危险性评估报告》（2026年4月），并通过了专家评审。

1.1.5.2 地震安全性评价

本项目为盘鲅线输油管道局部隐患治理迁改工程，不属必须单独开展专项地震安全性评价的重大建设工程。本项目可行性研究报告（中油辽河工程有限公司，2025年9月）及岩土工程勘察报告（沈阳建材地质工程勘察院有限公司，2026年1月）依据《中国地震动参数区划图》（GB 18306-2015）确定场地抗震设防参数：地震基本烈度8度，地震动峰值加速度0.20g；管道本体、定向钻穿越段、弯头及附属设施均按上述参数开展抗震设计，满足《输油管道工程设计规范》（GB 50253-2014）抗震设防相关规定。

1.1.5.3 压覆矿产资源调查评估

本项目可研阶段同步开展建设项目压覆矿产资源查询工作。经核查，本项目管线位于营口市老边区柳树镇，线路沿线不压覆已查明重要矿产资源，不进入探矿权、采矿权范围。

1.1.5.4 防洪评价

本项目已委托辽宁省辉锦环境工程有限公司编制完成《中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目涉大旱河洪水影响评价报告》（2026年4月），并取得营口市水利局下发的《关于中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目涉大旱河建设方案暨防洪评价报告的批复》（营水行审[2026]10号）。

1.1.5.5 航道通航条件影响评价

本项目穿越的大旱河为排涝河道，无航道功能、不具备船舶通航条件。

1.2 评价范围

根据中油辽河工程有限公司编制的《中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目可行性研究》的内容，并经双方协商确定，本次安全评价的对象为中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目的相关内容。

（一）工程界面

本项目为输油管道隐患治理项目，工程界面划分为：工程范围为迁改段管道起点连头处至终点连头处之间新建管线及配套设施，包含管道本体、防腐阴极保护、水工保护、穿越工程、管道标识等内容。

起点在河流南岸大堤外 220m（迁改起点 LA004，桩号 1+761.2），终点在河流北岸大堤外 510m（改迁终点 LA001，桩号 0+000）。

工程分界以新旧管道连头接口为界，连头以外原有在役管道、上下游站场、储罐及原有自控通信系统均不属于本项目工程范围。

（二）评价界面

（1）线路工程

本项目拟改管道位于营口市老边区柳树镇李家村大旱河附近，原管道线路长约 1.68km，本次迁改后管线长度约为 1.761km（略小于备案数值），其中定向钻穿越大旱河为 1.4km。依据 AQ 3057-2025 要求，本次安全预评价以本项目工程界面为核心评价范

围；同时外延至管道中心线两侧各 200m 带状区域，兼顾连头位置上下游邻近在役管段。

评价覆盖迁改管线工艺、敷设、附属设施、施工及运行安全，以及沿线周边人文交通、建构物、地质环境等外部安全影响因素，不评价本项目界区以外原有管道及站场系统。

（2）站场工程

本项目无新建站场。

（3）公用工程

本项目不涉及仪表与控制、通信、供配电、采暖通风及建（构）筑物等公用工程。

凡本项目涉及的环境保护、水土保持、地震、地质灾害等问题，应执行国家有关规定和标准，不在本评价范围之内，本次评价仅结合专项报告结论开展风险分析。

2 建设项目概况

2.1 基本情况

2.1.1 建设单位概况

中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司成立于 2001 年 7 月 23 日，住所位于盘锦市兴隆台区新工街，负责人为张建新。经营范围：许可项目：危险化学品生产（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）；一般项目：石油制品制造（不含危险化学品），化工产品生产（不含许可类化工产品），污水处理及其再生利用，石油制品销售（不含危险化学品），化工产品销售（不含许可类化工产品），润滑油销售，陆地管道运输等（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。

2.1.2 安全评价机构概况

《中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目安全预评价报告》由沈阳万益安全科技有限公司编制。

沈阳万益安全科技有限公司成立于 1999 年 2 月 3 日，住所位于沈阳市沈河区泉园街 22 号，法定代表人为张晓娟，经营范围：安全评价（按资质证业务范围经营）及安全技术服务，能源审计，消防设施安全评估，房屋租赁；环境工程技术咨询；环保工程监理；环保工程设计、施工；环境治理技术开发、技术咨询、技术转让、环境影响评价咨询；环保技术信息咨询；环境规划咨询；污水治理；河道治理技术咨询；安全生产检测检验服务。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）。

沈阳万益安全科技有限公司持有辽宁省应急管理厅颁发的安全评价机构资质证书，业务范围包括金属、非金属矿及其他矿采选业，陆地石油和天然气开采业，陆上油气管道运输业，石油加工业及化学原料、化学品及医药制造业，金属冶炼。

2.1.3 安全预评价委托书

中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司于 2026 年 4 月 15 日委托沈阳万益安全科技有限公司对其盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目进行安全预评价工作。

2.1.4 建设项目基本概况

2.1.4.1 管线基本情况



图 2.1-1 迁改管道总体走向示意图

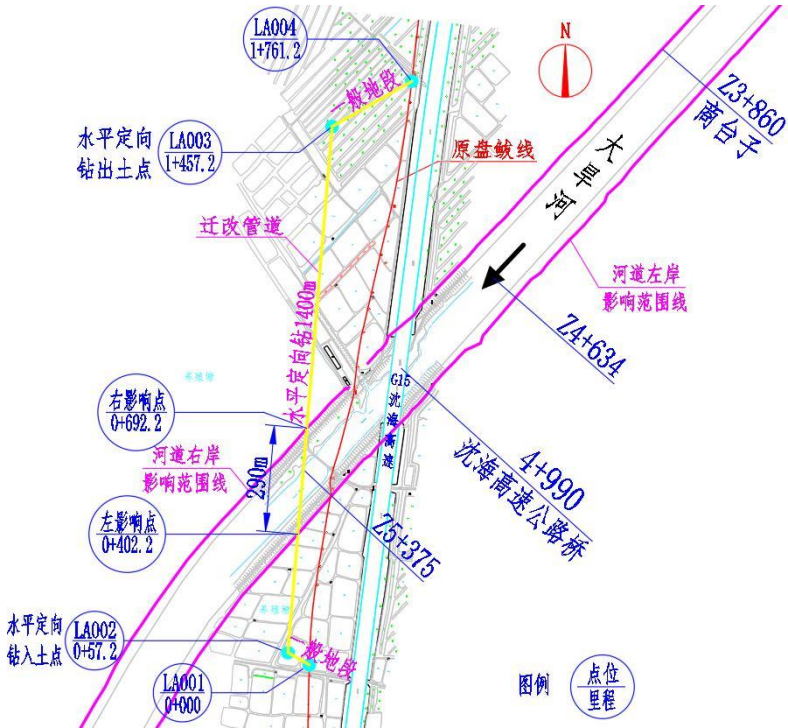


图 2.1-2 迁改管道线路平面拐点坐标图

（二）行政区划

本项目共涉及 1 处管道迁改，改线管道沿线行政区划情况，见表 2.1-2。

表 2.1-2 行政区划表

序号	省（自治区、直辖市）	市	县	长度 km
1	辽宁省	营口市	老边区	1.761
小计				1.761

（三）地区等级

本项目迁改管道位于辽宁省营口市老边区，主要为农田、鱼塘穿越敷设。输油管道沿线地区等级划分情况，见表 2.1-3。

表 2.1-3 地区等级划分表

序号	省（自治区、直辖市）、市、县、乡（镇）	地区等级	强度设计系数	壁厚 mm	长度 m	识别描述
1	营口市老边区柳树镇	二级	0.72	8	361	一般线路段
2	营口市老边区柳树镇	二级	0.5	8	1400	河流中型穿越段

（四）站场和阀室

本项目无新建站场和线路截断阀室。上、下游依托站场和阀室情况，见表 2.1-4。

表 2.1-4 依托站场和阀室情况表

上、下游	站场、阀室	位置	基本情况
上游	2#站	营口老边赖家窝棚	停用状态，截断阀门好用
下游	大清河北岸阀室	营口盖州李莫罗村	阀门好用，打开状态

2.1.4.2 管线输送工艺及参数情况

2.1.4.3 输送介质的物性、组分

2.2 自然环境和社会环境

2.2.1 自然环境

2.2.1.1 气象条件

本项目迁改管道位于辽宁省营口市老边区，营口市属暖温带大陆性季风气候。四季分明，雨热同季，气候温和，降水适中，光照充足，气候条件优越。营口市年平均气温为 9.4℃，年均降水量为 614.4mm，雨量适中，日照时数为 2600h~2880h，光照资源丰富。最大冻土深度 1.10m。气象条件，见表 2.2-1。

表 2.2-1 气象条件表

中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目
安全预评价报告

序号	地名		气温℃			年降水量 mm	风速 m/s			年平均 相对湿度%	多年 平均 年蒸发量 mm	季节性 冻土最 大冻深 cm	年雷暴 日 d/a
			多年 平均	极端 最高	极端 最低	多年 平均	多年 平均	最大	主导 风向				
1	辽宁省	营口市	9.4	36.6	-31.6	614.4	3.9	23	N	66	1615.2	110	26.3

2.2.1.2 水文条件

本项目迁改管道位于辽宁省营口市老边区，地表水系较发育，紧邻渤海湾，位于大辽河入海口东侧。大辽河地处辽河下游冲积平原，两岸土质为壤土和亚黏土沉积，地势平坦，河道蜿蜒曲折多变，属弯曲形河道。遇洪水冲刷易造成塌岸，遇特大洪水，河流常发生改道。历史上大辽河有多处自然裁弯的河段，所以旧河道和河汊较多。大辽河的支流，左岸仅有一级支流劳动和一条，右岸有一级支流南河沿排水总干、新开河、外辽河等 3 条。本项目迁改管道沿线的水文条件，见表 2.2-2。

表 2.2-2 水文条件表

序号	河流名称	所属水系	河流长度 km	流域面积 km ²	年径流量 ×10 ⁸ m ³
1	大旱河	大辽河	40.2	338.9	-

2.2.1.3 地形地貌

本项目迁改管道位于辽宁省营口市老边区柳树镇，管道沿线所经地貌为平原。场地地势整体较平坦，局部为鱼塘及河流。钻孔孔口地面高程介于 14.68~17.24m 之间，最大高差 2.56m。场地地貌类型为冲积平原。场地地层岩性主要为人工填土和第四系黏性土。

综上，评估区地形起伏不大，地势平坦开阔，地貌类型单一。管道沿线地形地貌统计，见表 2.2-3。

表 2.2-3 地形地貌统计表

序号	省（自治区、 直辖市）	长度（km）					
		平原	沟谷	丘陵	沟壑	山区	水网
1	辽宁省	1.761	-	-	-	-	-
合计		1.761	-	-	-	-	-

2.2.2 社会环境

本项目迁改管道沿线位于营口市老边区柳树镇，人文环境简单、经济活动温和、交通条件便利、沿线人口密度低；经济以现代农业为主，无高风险产业；公路、铁路交通

发达，可满足项目建设及运营需求。整体社会环境对项目制约较小，项目建设及运营对沿线社会环境影响轻微。

2.3 线路工程

2.3.1 管道本体

2.3.2 管道敷设

2.3.2.1 一般地段管道敷设

本项目迁改管道拟采用沟埋方式敷设，一般采用热煨弯管来满足管道变向安装要求。

(1) 管道埋深

一般线路段管道采用沟埋方式敷设，结合沿线气象条件和高后果区情况，管顶最小埋深确定为 1.5m。

(2) 沟底宽度

管沟宽度根据管沟深度、管道外径和施工措施及工程地质等因素确定，通常情况应满足下式要求： $B=D+b$ 。

式中： B —沟底宽度，单位为 m；

D —带防腐层管外径，单位为 m；

b —沟底加宽裕量，单位为 m；按表 2.3-5 取值。

表 2.3-5 沟底加宽裕量表

条件因素		沟上焊接				沟下手工焊			沟下焊接处管沟	沟下焊接弯头、弯管及碰口处管沟
		土质管沟		岩石爆破管沟	弯头、冷弯管处管沟	土质管沟		岩石爆破管沟		
		沟中有水	沟中无水			沟中有水	沟中无水			
b 值	沟深 3m 以内	0.7	0.5	0.9	1.5	1.0	0.8	0.9	1.6	2.0
	沟深 3~5m	0.9	0.7	1.1	1.5	1.2	1.0	1.1	1.6	2.0

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

(3) 管沟坡度

根据《盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目岩土工程勘察报告》，本场地勘探深度范围内地层主要为素填土及软塑状态粉质黏土②、③、④层，勘察期间场地赋存丰富第四系孔隙潜水。根据岩土工程勘察成果，定向钻工作面若采用明挖开挖，可按 1:1.15

进行自然放坡；开挖前应采取明排或轻型井点降水措施降低地下水位，保证边坡稳定。当沟深超过 5m 时，应进一步放缓边坡坡度或设置分级平台；坡顶存在静、动荷载时，应在 1:1.15 基础上继续放缓边坡，必要时采取支护措施。

（4）管沟开挖与回填

一般地段管沟采取机械开挖，部分特殊地段采用人工开挖。管沟开挖前应先确定地下设施分布情况，经确认无其他地下设施，且有足够的操作空间的地段可采用机械方式开挖；在能够确定地下设施准确位置的地方，地下设施两侧各 5m 范围内应采用人工方式开挖管沟，并对开挖出来的地下设施给予必要的保护；对于重要地下设施，开挖前应征得其产权部门同意，必要时应在其监督下开挖。

在耕作区开挖管沟时，应将表层耕植土与下层土分开堆放，下层土放在靠近管沟一侧，回填时，先用下层土回填，最后再回填耕植土。

若是在雨季施工，应对开挖出来的土方进行保护，防止水土流失。每段管沟的开挖应和管道焊接、下沟回填紧密结合，施工完一段开挖一段。

岩石、砾石段管沟开挖应先在沟底铺设 0.3m 厚的细土或细沙垫层，且平整后方可吊管下沟。细土的最大粒径不应大于 20mm；管沟回填时，应先用细土回填至管顶以上 0.3m 后，方可用原状土回填，但回填土的岩石或碎石块最大粒径不应大于 0.25m。

管沟回填土应高出地面 300mm 以上，用来弥补土层沉降的需要，覆土要与管沟中心线一致，其宽度为管沟上开口宽度。如果水土保持有特殊需要（如耕作区），可不设置回填土余高，但是回填土应压实，避免土层沉降后形成沟槽；管道的出土端及弯头两侧处应分层回填夯实，分层厚度不大于 0.3m；管沟回填后应立即进行恢复地貌并采取措施保护耕植层，防止水土流失。

（5）管道变向

管道的水平和竖向转变采用热煨弯管敷设，热煨弯管的曲率半径（Rh）为 6 倍的管道外直径，即 $Rh=6D$ 。热煨弯管选用壁厚 8mm。本项目不涉及垂直向的弹性敷设。

（6）施工作业带宽度

根据以往工程经验，结合管道焊接方式，本项目作业带宽度为 12m。

（7）双封双堵不停产施工

迁改管道施工完成并试压合格后，降低原管道运行压力，按照《钢质管道封堵技术规范第 1 部分：塞式、筒式封堵》(SY/T6150.1-2017)的要求，与原管道连头采用不停输封堵形式进行连接。不停输封堵连头主要施工步骤：剥防腐层、清洁管线—选择合适点，

焊接封堵三通、旁路三通、下气囊三通、平衡短节，焊道检查合格—开平衡孔、开旁路孔，建立旁路管线（上游）—开封堵孔及下气囊孔（上游）—进行封堵操作（上游）—确认封堵成功后，封堵管段排空处理—旧管线断管、下气囊、充气置换、焊接法兰盲板（上游）—收气囊、提封堵头，关阀，拆封堵器（上游）—开平衡孔、开路孔，建立旁路管线（下游）—开封堵孔及气囊孔（下游）—进行封堵操作（下游）—确认封堵成功后，封堵管段排空处理—旧管线断管、充气置换、焊接法兰盲板（下游）—收气囊、提封堵头，拆封堵器（下游）—下上游上端和下游下端的封堵，确认封堵成功后，下气囊、充气置换、断盲板，确认合格后，收气囊、提封堵头，解除封堵，导通新管线生产，拆除旁通线—下封堵孔塞柄、旁路孔塞柄，三通加盖盲板—下平衡孔塞堵—竣工检查—防腐、保温及地貌恢复。

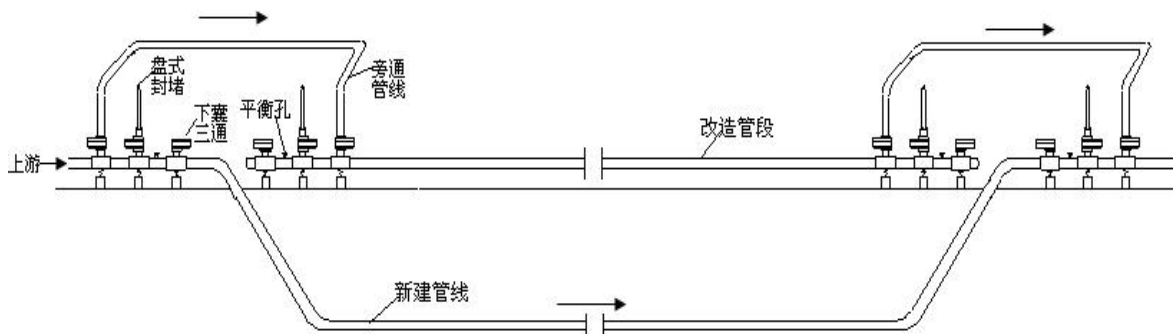


图 2.3-1 不停输封堵动火连接工艺图

2.3.2.2 特殊地段敷设

冻土地区敷设：本项目迁改管道全程在季节性冻土地区敷设，管线采取直埋敷设方式埋于冻土层以下。

2.3.2.3 管线穿越、跨越情况

本项目为既有盘鲎线局部管段迁改，敷设方式为埋地敷设。本次迁改管段涉及水域穿越，穿越跨越汇总情况，见表 2.3-6。

表 2.3-6 管线穿越、跨越汇总表

序号	穿越/跨越对象	穿越方式
1	高速公路	不涉及
2	一级公路	不涉及
3	二级公路	不涉及
4	铁路	不涉及

2.3.3 人员密集型高后果区及重要设施

2.3.3.1 人员密集型高后果区

(1) 识别准则

根据《陆上油气长输管道人员密集型高后果区辨识与管理》（GB 46767-2025），输油管道在建设期开展人员密集型高后果区辨识和分级。输油管道人员密集型高后果区的辨识准则详见表 2.3-7。

表 2.3-7 输油管道人员密集型高后果区辨识分级表

管道类型	辨识项	分级
输油管道	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，户数在 100 户或以上，且人员实际居住的或商业发达的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，任意划分成长度为 2km 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、发展区以及不满足 a)条件的人口稠密区。	II 级
	c) 管道中心线两侧各 200m 内有聚居户数在 50 户或以上的村庄、乡镇等。	
	d) 管道中心线两侧各 50m 内有易燃易爆场所。	I 级

(2) 识别结果

本项目迁改管道不涉及人员密集型高后果区。

2.3.3.2 高后果区

(1) 识别准则

根据《油气输送管道完整性管理规范》（GB 32167-2015），输油管道的高后果区的识别准则详见表 2.3-8。

表 2.3-8 输油管道高后果区管段识别分级表

管道类型	辨识项	分级
输油管道	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，户数在 100 户或以上，且人员实际居住的或商业发达的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，任意划分成长度为 2km 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、发展区以及不满足 a)条件的人口稠密区。	II 级
	c) 管道中心线两侧各 200m 内有聚居户数在 50 户或以上的村庄、乡镇等。	II 级
	d) 管道中心线两侧各 50m 内有易燃易爆场所。	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

(2) 识别结果

本项目拟迁改管道高后果区情况，见表 2.3-9。

表 2.3-9 高后果区情况表

序号	位置	长度	高后果区类型	识别项描述
1	大旱河穿越段管道	0.6km	III 级	管道两侧各 200m 内有水源、河流、大中型水库

2.3.3.3 重要设施

本项目迁改管道位于辽宁省营口市老边区，管道沿线所经地河流两岸地势平坦，地貌为平原，不涉及与本项目存在相互影响的港口、飞机场、军事区、炸药库等重要设施。

2.3.4 地质灾害

2026 年 4 月，辽宁工程勘察设计院有限公司开展辽河石化公司盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目地质灾害危险性评估工作，编制完成《辽河石化公司盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目地质灾害危险性评估报告》，并组织相关专家对评估成果进行评审。

依据该评估报告及现场实地勘查结果，本项目迁改管道沿线区域无滑坡、崩塌、泥石流、岩溶塌陷、采空塌陷、地裂缝、地面沉降及不稳定斜坡等地质灾害隐患发育。

2.3.5 地震

本项目拟迁改管道沿线的地震参数，见表 2.3-10。

表 2.3-10 地震参数统计表

序号	省（自治区、直辖市）、市、县	长度 km	地震烈度	地震动峰值加速度 g
1	辽宁省营口市老边区	1.761	8 度	0.2

2.3.6 采矿区

本项目沿线未经过采矿区。

2.3.7 山岭穿越

本项目沿线不涉及山岭穿越。

2.3.8 水域大、中型穿（跨）越

本项目拟迁改管道定向钻穿越大旱河约为 1.4km。管道沿线水域大、中型穿越统计见表 2.3-11。

表 2.3-11 水域大中型穿越统计表

序号	名称	堤坝间宽度	工程等级	穿越方式	穿越长度
1	大旱河	170m	中型	定向钻	1400m

穿越场地两岸地形较为平坦，养殖塘遍布两岸，南岸为入土点，北岸为出土点。管道水平定向钻穿越入土点 LA002(0+57.2)（坐标：X=4490158.344，Y=448952.948），沿管线方向距离堤防背水侧坡脚距离 355m（垂直堤线距离 213m）；穿越出土点 LA003(1+457.2)（坐标：X=4491596.699，Y=449073.894），沿管线方向距离堤防背水侧坡脚距离 775m（垂直堤线距离 528m）。管道定向钻穿越入土点、出土点均不位于河道管理范围内。

穿越河道管线为斜穿河道，管道与河道轴线成 37°交角。

2.3.9 与架空输电线路（35KV 及以上）和电气化铁路线路等交直流干扰设施并行、交叉

本项目拟迁改管道与电气化铁路线路并行，局部线路与 35KV 及以上架空输电线路交叉。与架空输电线路和电气化铁路线路并行、交叉段统计情况，见表 2.3-12、表 2.3-13。

表 2.3-12 与电气化铁路线路并行段统计表

序号	电压等级及线路名称		省（自治区、直辖市）、市、县	并行间距 m	并行长度 km
1	电气化铁路线路	25kV哈大高速铁路	辽宁省营口市	328	1.4

表 2.3-13 与架空输电线路交叉段统计表

序号	电压等级及线路名称		省（自治区、直辖市）、市、县	交叉角度（°）
1	交流架空输电线路	220kV 林渤一线	辽宁省营口市	79
2		220kV 林渤二线	辽宁省营口市	79
3		220kV 渤诚线	辽宁省营口市	51
4		10kV 太平线	辽宁省营口市	37

2.3.10 与铁路并行、交叉

本项目拟迁改管道线路中心线两侧各 1000m 范围内无铁路，不涉及与铁路并行、交叉情况。

2.3.11 与公路并行、交叉

本项目拟迁改管道与 G15 沈海高速并行。与公路并行段统计情况，见表 2.3-14。

表 2.3-14 与公路并行段统计表

序号	名称	省（自治区、直辖市）、市、县	等级	并行长度 m	并行间距 m
1	G15沈海高速	辽宁省营口市	高速公路	1400	182~245

2.3.12 与其他管道并行、交叉

本项目拟迁改管道与抚顺石化管道并行。并行段统计情况，见表 2.3-15。

表 2.3-15 与其他管道并行段统计表

序号	已有管道名称、类型	管道所属单位	省（自治区、直辖市）、市、县	并行长度 km	并行间距 m
1	抚顺石化管道	抚顺石化	辽宁省营口市	1.4	123~209

2.3.13 标识与伴行道路

2.3.13.1 管道标识

本工程设置的线路标志桩有：里程桩、转角桩、加密桩、警示牌，桩体形式与已建管道形式一致。

（一）里程桩

每公里设一个，一般与阴极保护测试桩合用。

（二）转角桩

埋地管道转弯处拟设置转角桩 4 个。转角桩上标明管线里程、转角角度。

（三）标志桩

管道穿越大旱河，拟在其两侧设置标志桩 2 个。设置位置为大旱河堤坝坡脚处或距岸边 3~10m 处的稳定位置。

（四）加密桩

高加密桩拟 100m 设置 1 个。

（五）警示牌

管道穿越大旱河，河道两侧各拟设置一个警示牌，剩余每 500m/个警示牌。警示牌正面面向人员活动频繁区域。拟增加 2 个高后果区风险告示牌。

（六）测试桩

高后果区拟增加 3 个智能阴保测试桩。

2.3.13.2 高后果区标识

本项目迁改段 0.6km 位于高后果区段，管道上方 0.5m 拟埋设警示带，拟单独设置警示牌、设置视频监控等措施。

2.3.13.3 伴行道路

本项目道路依托条件良好，且拟迁改管道沿线地形较为平坦，无需新建伴行道路。为了方便管道施工，在依托现有道路的基础上，拟修建 0.2km 施工便道。管线敷设完工后，根据需求情况对施工便道进行生态恢复。

2.3.14 阀室

本项目迁改管道沿线未设置阀室。

2.4 站场工程

本项目迁改管道沿线不涉及站场。输送工艺采用旁接罐输送工艺流程，本次管道迁改对管道现有输油工艺没有影响。

2.5 公用工程

本项目为盘鲅线局部管段迁改工程，不涉及仪表、控制、供配电、采暖通风、构筑物、通信等公用工程的内容。

盘鲅线全线已设置在线泄漏监测系统，本次迁改管段不新增流量、温度、压力监测仪表，更换后管段运行参数依托既有站场、阀室监测设施，接入全线系统统一监控。

2.5.1 防腐、保温

本工程迁改管道为不保温管道，采用常温型加强级三层 PE 防腐层，热煨弯管采用双层熔结环氧粉末防腐。普通线路段管道采用带环氧底漆的热熔胶型辐射交联聚乙烯热收缩带进行补口；定向钻穿越段采用定向钻穿越专用热收缩带（带牺牲带）。防腐层结构见表 2.5-1。

表 2.5-1 三层 PE 防腐层结构表

钢管公称直径（mm）	环氧粉末涂层（ μm ）	胶粘剂层（ μm ）	防腐层最小厚度
			加强型（mm）
D219	≥ 120	≥ 170	2.7

（1）管道补口、补伤

1) 补口

管道补口是线路管道防腐的重要组成部分，补口材料的性能、补口施工质量关系到全线管道的整体防腐质量和长期使用寿命。

一般线路段管道防腐层补口采用带配套环氧底漆的辐射交联聚乙烯热收缩带（配套环氧底漆干膜厚度 $>200\mu\text{m}$ ）。

定向钻穿越段管道的补口，采用定向钻穿越专用聚乙烯热收缩带，基材厚度 $\geq 1.8\text{mm}$ ，胶层厚度 $\geq 1.2\text{mm}$ ，牺牲带收缩后的宽度应 $\geq 200\text{mm}$ 。

2) 防腐层补伤

三层 PE 防腐层的补伤，根据破损点的大小采用相应的聚乙烯热收缩带或聚乙烯补伤片进行补伤。

(2) 热煨弯管外防腐

热煨弯管外防腐均拟采用双层熔结环氧粉末外防腐层。其中双层熔结环氧粉末底层厚度拟 $\geq 300\mu\text{m}$ ，面层厚度拟 $\geq 500\mu\text{m}$ ，总厚度拟 $> 800\mu\text{m}$ 。

2.5.2 阴极保护

根据《盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目岩土工程勘察报告》，场地地貌类型为冲积平原，场地内及周边不存在泥石流、滑坡、危岩和崩塌、岩溶、采空区等不良地质作用；表层素填土分布连续，存在后期固结沉降问题，无影响阴极保护系统的不良腐蚀型土层，地层条件适宜镁合金牺牲阳极及测试桩埋设安装。

本项目迁改段管道采用牺牲阳极方式进行阴极保护。牺牲阳极采用镁合金牺牲阳极。

定向钻的两侧各拟设置 1 组牺牲阳极，每组牺牲阳极由 2 支组成，共设置 2 组牺牲阳极（4 支），每支牺牲阳极重 22kg；牺牲阳极型号为：C-AZ63B-22-S。

每组牺牲阳极安装处设置 1 支牺牲阳极测试桩，测试桩拟采用钢质测试桩。测试桩电缆采用 YJV-0.6/11x10mm² 电缆。电缆与管道连接拟采用铝热焊。

3 评价单元划分与评价方法选择

3.1 评价单元的划分

评价单元的划分是为评价目标和评价方法服务的，可根据生产工艺装置、物料的特点和特征与危险、有害因素的类别、分布等因素进行划分，也可按评价的需要将一个评价单元再划分为若干子评价单元或更细致的单元。

根据本项目实际情况，评价单元的划分情况，见表 3.1-1。

表 3.1-1 评价单元的划分

序号	评价单元	内容
1	基本安全条件	项目立项核准；建设单位资质情况；工艺设备可靠性
2	线路	管道本体；管道敷设；人员密集型高后果区及重要设施；地质灾害；地震；采矿区；山岭穿越；水域大、中型穿（跨）越；与架空输电线路（35KV 及以上）和电气化铁路线路等交直流干扰设施并行、交叉；与铁路并行、交叉；与公路并行、交叉；与其他管道并行、交叉；标识与伴行道路；
3	公用工程	防腐、保温与阴极保护
4	安全管理	安全管理机构设置；人员编制与安全管理人员设置；个体防护装备配备；抢修机构设置及设备配备；外部依托力量；应急管理；安全投入

3.2 评价方法选择

根据危险、有害因素分析结果和对本项目评价单元的划分，定性、定量评价过程采用的评价方法和理由的说明，见表 3.2-1。

表 3.2-1 安全评价方法及理由说明

序号	评价方法	应用单元	评价对象	选取理由
1	安全检查表法	整个项目	基本安全条件、线路、公用工程和安全 管理	符合性评价。选用安全检查表法确定项目基本安全条件、线路、公用工程和安全管理与规范的符合性

4 危险有害因素辨识

4.1 输送介质

4.1.1 输送介质

本项目迁改管道输送介质为柴油，根据《危险化学品目录（2015 版）》（2022 年修订），柴油属于危险化学品。其理化性质分析结果，见表 4.1-1。

表 4.1-1 柴油危险特性表

序号	名称	CAS 号	危险化学品目录序号	UN 编号	危险性类别	主（次）危险性	火灾危险性分类	闪点（℃）	爆炸上、下限（%）	毒性分级	防爆级别、组别
1.	柴油	68334-30-5	1674	1202	易燃液体,类别 3	3	乙、丙	>45	0.6~6.5	低度危害	II AT3
注： 1.物质的火灾危险性按《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）划分； 2.物质危险性类别按《国家安监总局办公厅关于印发〈危险化学品目录（2015 版）〉实施指南（试行）的通知》辨识； 3.物质的毒性分级按《工作场所毒物危害程度分级标准》划分； 4.物质的主（次）危险性按《危险货物品名表》进行辨识； 5.物质的闪点、爆炸极限、防爆组别按《爆炸危险环境电力装置设计规范》划分。											

4.1.2 危险特性及危险性分析

柴油的危险、有害因素识别情况，见表 4.1-2。

表 4.1-2 柴油的危险、有害因素识别表

标识	中文名：柴油	主（次）危险性：易燃
理化性质	外观与性状：稍有粘性的棕色液体。 主要用途：用作柴油机的燃料。 熔点（℃）：-18 相对密度（水=1）：0.87~0.9 沸点（℃）：282-338 相对密度（空气=1）： 稳定性：稳定 聚合危害：不能出现 禁忌物：强氧化剂、卤素。 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳	
危险特性	燃烧性：可燃 闪点（闭口）（℃）：其中 10 号、5 号、0 号、-10 号、-20 号柴油闪点为不低于 55℃；-35 号、-50 号柴油的闪点为不低于 45℃ 危险特性：遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。 灭火方法：泡沫、二氧化碳、干粉、砂土	
健康危害	侵入途径：吸入 食入 经皮吸收 健康危害：皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮，吸入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废弃可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛	
急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂和大量清水清洗污染皮肤。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水冲洗，至少 15min,就医。 吸入：脱离现场。脱去污染的衣着，至空气新鲜处，就医。防治吸入性肺炎。 食入：误服者饮牛奶或植物油，洗胃并灌肠，就医	

防护措施	工程控制：密闭操作，注意通风 呼吸系统防护：一般不需特殊防护，但建议特殊情况下，佩带供气式呼吸器。 眼睛防护：必要时戴安全防护眼镜 防护服：穿工作服 手防护：必要时戴防护手套 其他：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触
泄漏处理	切断火源。应急处理人员戴好防毒面具，穿化学防护服。在确保安全情况下堵漏。用活性炭或其他惰性材料吸收，运至危险废物处理场所处置。如大量泄漏，利用围堤收容，然后用防爆泵等回收，再运至危险废物处理场所处置
储运措施	罐储时要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。充装要控制流速，注意防止静电积聚。

4.2 自然环境和社会环境

4.2.1 自然环境

影响本项目迁改管道安全的自然灾害有：洪水、地震。

4.2.1.1 洪水

本项目迁改管道沿线存在小河穿越，在汛期有发生洪水的可能，给管线带来隐患。洪水的冲刷会造成管线冲断或悬空，当悬空管线达到一定长度时，温度应力、弹性半径应力与管线悬空长度土壤压力叠加满时所形成的合应力将达到或超过管线材质的屈服极限，而使管线发生塑性变形甚至断裂，从而造成天然气的泄漏，可能引发火灾、爆炸事故。管道在河道内埋深不够，有被洪水冲刷出来的可能。

4.2.1.2 地震

地震是地壳运动的一种表现，虽然发生频率低，但因目前尚无法准确预报，具有突发的性质，一旦发生，财产和环境损失十分严重。地震产生地面竖向与横向震动，可导致地面开裂、裂缝、塌陷，还可引发火灾、滑坡等次生灾害，对管道工程的危害主要表现在可使管道位移、开裂、折断；可破坏站场设施，导致水、电、通讯线路中断，引发更为严重的次生灾害。

当饱和砂土在地震力作用下，受到强烈振动后土粒会处于悬浮状态，致使土体丧失抗剪切强度而地基失效的现象，称之为地震液化。地震液化是一种典型的突发性地质灾害，它是饱和砂土和低塑性粉土与地震力相互作用的结果。

若管道沿线地震基本烈度较高，土壤成分以粘性土、细砂等成分为主，且含水量较高有发生地震与砂土液化的可能，对管道安全可能造成不利影响。

4.2.2 社会环境

根据管道事故不完全统计，社会危险有害因素（人为外力破坏）已成为长输管道泄

漏、火灾、爆炸事故的主要原因之一。

4.2.2.1 无意破坏

本项目迁改管道沿线通过地区存在部分河道、鱼塘及堤坝穿越，当鱼塘、堤坝进行维护施工作业时，如果未充分考虑管道的安全，很有可能对其造成破坏。如果在管道附近甚至管道上存在生产现象或取土情况，这势必危及管线的安全，特别是管道附近大型建（构）筑物施工、爆破作业将带来管道地基沉降，引起管道悬空，这样既破坏管道埋深恒压状态，又引起管道弯曲、变形甚至断裂。

在管道附近空地甚至管道上修建公路、房屋、建构筑物等设施，或进行开挖沟渠、挖砂、生产、打井等作业，造成严重占压埋地管道现象。这种占压现象，既构成了对管道基础的破坏，引起基础下沉，又增加了管道的负荷，破坏管道的恒压状态，造成管道弯曲变形甚至损坏。

而且，施工过程中若不小心将管道挖断，将直接导致介质泄漏，遇点火源极可能立即引燃泄漏的介质，引发火灾爆炸事故，直接对施工现场的人员造成严重伤害，即使未发生火灾爆炸事故，介质泄漏也将对环境造成严重污染。

4.2.2.2 有意破坏

有意破坏表现为盗、扒管道防腐层、仪器仪表、阀门或附属设施，在管道上开孔盗窃，或者人为蓄意破坏管线设施、恐怖分子破坏活动等。

（一）偷盗破坏

管道输送的柴油具有较高的经济价值，一旦盗取可以获得一定的经济利益。一些不法分子为获取经济利益，不惜冒生命危险破坏国家财产，进行各种盗窃、破坏活动。

（二）恐怖袭击

恐怖分子的破坏活动也应引起建设单位及运行单位的高度重视。管道输送的柴油危险性高，一旦遭到破坏，会造成介质大量泄漏，引起后果更严重的火灾、爆炸事故。

4.3 线路工程

4.3.1 管道本体

4.3.1.1 泄漏

泄漏是本项目最基础的前置危险有害因素，主要由管道本体失效、外力影响及管理缺陷引发。管道埋地运行期间，易受土壤电化学腐蚀、微生物腐蚀、杂散电流腐蚀影响导致壁厚减薄、穿孔，焊缝缺陷、材质老化、弯头及三通应力集中也会造成管道破损；

第三方施工机械开挖、打桩、打孔盗油等外力破坏，以及内压波动、水击、温度应力、地基沉降引发的接口开裂，均可能导致柴油泄漏；同时，防腐层破损未及时修复、阴极保护失效、巡检维护不到位等管理缺陷，会进一步加剧泄漏风险。柴油泄漏后，会渗入土壤及地下水造成环境污染，地表积聚的柴油会持续挥发形成可燃蒸气，为后续火灾、可燃液体蒸气爆炸提供物质基础，同时人员直接接触泄漏柴油可能引发皮肤刺激、化学灼伤，大量泄漏还可能导致人员滑跌、油液淹溺等次生伤害。

4.3.1.2 火灾

火灾是泄漏后最易引发的次生危险有害因素，其发生需满足可燃物与点火源双重条件。泄漏的液态柴油、挥发形成的柴油蒸气、土壤吸附的油分及管道周边植被、杂物构成火灾可燃物；点火源主要包括施工动火、吸烟、周边居民用火等明火，油品流动喷射产生的静电（接地不良时），以及雷击、杂散电流引发的电气火花。火灾发生后，火焰直接造成人员烧伤、高温灼烫，热辐射可导致远距离人员灼伤及周边环境破坏，燃烧产生的浓烟及有毒烟气会引发人员中毒、窒息；火势蔓延还可能引发农田大面积火灾，同时管道受热后强度下降，会进一步破裂扩大泄漏，形成“泄漏→火灾→更大泄漏”的恶性循环。

4.3.1.3 可燃液体蒸气爆炸

可燃液体蒸气爆炸是泄漏后风险等级较高的危险有害因素，其形成需满足蒸气云、爆炸极限及点火源三个条件。柴油泄漏后在地表低洼处积聚，挥发形成柴油蒸气-空气混合物，埋地管沟等密闭/半密闭空间易积聚高浓度蒸气，当蒸气浓度达到柴油蒸气 0.6%~6.5%（体积分数）的爆炸极限范围，且接触到明火、静电、电气火花、高温表面等点火源时，易引发可燃液体蒸气爆炸，延迟点火可能导致更强烈的蒸气云爆炸。爆炸产生的冲击波超压会造成人员内脏损伤、骨折、抛掷伤害，损毁管道、周边建筑物等；瞬时高温会导致人员严重烧伤、衣物引燃；爆炸还会吹散泄漏油品，引发二次火灾，同时不完全燃烧产生的有毒烟气，会加重人员中毒、窒息风险。

4.3.1.4 淹溺

淹溺是本项目管道穿越河流段特有的重点次生危险有害因素，结合管道穿越河流的工况特点，其危险有害因素主要源于管道泄漏、河流环境及作业场景三重因素叠加，风险较普通路段显著提升。本项目管道包含河流穿越段，穿越部位管道长期处于水下，易受河水冲刷、河床淤积、水生生物腐蚀及水流冲击力影响，加之水下管道检修难度大、

巡检盲区多，管道本体破损、接口密封失效的概率高于陆地路段，一旦发生泄漏，柴油会直接进入河流水体，与河水混合形成大面积油-水混合液，同时在河流沿岸低洼处、滩涂地带积聚形成油池。对于作业人员而言，在河流穿越段管道巡检、水下检修、泄漏处置过程中，一方面易因河岸湿滑、油-水混合液导致滑跌，坠入河流或岸边积聚的油池引发淹溺；另一方面，水下检修时若防护装备（如潜水服、供氧设备）故障、作业人员体力不支，或未执行双人监护作业，易发生水下淹溺，且河流水流冲击会增加施救难度。此外，柴油泄漏后会在河面形成油膜，阻碍水体与空气的气体交换，同时油膜易吸附于人体皮肤及呼吸道，人员淹溺时，柴油与河水共同阻塞呼吸道，会加速窒息进程，短时间内可导致人员死亡；皮肤接触油-水混合液还会出现刺激、腐蚀伤害。

4.3.1.5 中毒

中毒主要由柴油蒸气及火灾、爆炸产生的有毒烟气接触引发，接触途径以吸入为主，辅以皮肤接触，误食情况较为少见。柴油属低毒物质，其蒸气被人员吸入后，会引发急性中毒症状，表现为头晕、头痛、恶心、呕吐、嗜睡、意识模糊，高浓度吸入可导致麻醉、昏迷、呼吸抑制；长期低浓度接触柴油蒸气，会引发慢性中毒，表现为神经衰弱、皮肤干燥、皮炎及呼吸道刺激。火灾、爆炸产生的烟气中含有 CO、NO_x、多环芳烃等有毒物质，与柴油蒸气叠加后，会形成复合中毒，大幅提升人员致死风险；人员直接接触液态柴油，经皮肤吸收也可能引发中毒及皮肤损伤。

4.3.1.6 窒息

窒息主要发生于密闭/半密闭空间及火灾、爆炸现场，分为缺氧窒息与中毒性窒息两类。管沟、检修坑等密闭/半密闭空间内，柴油蒸气或置换作业使用的氮气会挤占空气，导致空间内氧含量降至 19.5% 以下，引发人员缺氧窒息，表现为头晕、乏力、呼吸困难、昏迷，严重时导致死亡。

4.3.2 管道敷设

4.3.2.1 施工作业中的危险有害因素

（1）中毒、窒息

本项目输送介质为柴油，施工阶段中毒、窒息风险主要来源于两方面：

①旧管段内残留介质：旧管道切割、开孔、断管、清管作业时，管道内残存柴油会挥发产生油气。柴油蒸气密度大于空气，易积聚在管沟、坑槽、低洼等密闭/受限空间内；若作业区域通风不良，油气浓度不断升高，作业人员吸入可引发中毒；当管沟内氧气含

量降低，会造成作业人员窒息。柴油本身急性毒性较低，但高浓度油气吸入可引发头晕、恶心、麻醉，密闭管沟中叠加缺氧条件，会显著提升窒息风险。

②受限空间作业风险：管沟、检查井等属于受限空间，管沟内淤泥、腐殖质可产生硫化氢等有毒有害气体；管沟积水、土壤耗氧会造成氧含量不足，在未检测气体、未持续通风情况下人员进入，易发生中毒、窒息事故。

（2）物体打击

在管材运输卸车、管道吊装、下管、组对对接作业过程中存在物体打击风险：管材卸车时，捆绑索具断裂、固定不牢、吊装指挥失误，钢管滑落、倾倒，打击下方作业人员；管道下管、对口作业，管段碰撞、滚落，施工配件（扳手、垫片、焊材、工具）从管沟边坡、吊装作业面坠落，击打作业人员；管沟边坡碎石、浮土掉落，砸伤沟内施工人员。

（3）厂（场）内车辆致害

管材运输、现场工程机械作业存在车辆致害风险：管材运输车辆进场、场内倒运、卸车就位过程，若现场场地狭窄、视线受阻、指挥信号不清，车辆发生碰撞、碾压；挖掘机、起重机等工程机械在管沟周边作业，存在机械回转、行进碰撞、挤压作业人员风险。车辆制动故障、驾驶员违章、现场人车混行，均可引发车辆伤害事故。

4.3.2.2 施工单位的资质不全和经验不足

本项目管道属于易燃易爆的压力管道，施工企业必须具有国家或行业主管部门认定的施工资质，并严禁采用工程分包、资质挂靠等手段承揽工程。不具备资质的施工企业一般无输油管道施工经验，无专用运输设备、焊接设备等机具，无相关的材料设备到场验收、保管制度和经验，无合格的焊接人员，甚至无专业的施工员，因此施工质量必定无法保证。

4.3.2.3 管道焊接存在缺陷

管道常见的焊接缺陷有裂纹、夹渣、未熔合、焊瘤、气孔和咬边等。管道一旦建成投产，一般情况下都是连续运行，管道中若存在焊接缺陷，不但难以发现，而且不容易修复，会给管道安全运行构成威胁。

如管道施工中如组对不够精细、焊接工艺欠佳，使得焊口质量难以达到预想的目标；如焊缝内部应力较大，材质不够密实、均匀等，因而使其性能潜力未得到充分发挥（甚至未达到设计的使用年限）。

如果管道存在焊接缺陷，在管道运行过程中，一旦出现频繁的温度波动、振动等作用，其焊缝的细微缺陷，易于引发裂纹。

管道焊接过程中产生质量问题有以下几个方面的原因：

- (1) 管道施工队伍没有资质，水平低、质量失控。
- (2) 管道焊接质量把关不严，在施工过程中如果焊接质量管理体系落实不到位，管道强力组对，斜接，错边、咬边、内凹、电弧灼烧和打磨母材等外观质量不合格。
- (3) 如果焊后无损检测再把关不严，导致一些超标的未焊透、未熔合、气孔等缺陷未得到妥善处理，将隐患带入运行期。
- (4) 长输管道建设时，焊接点多，流动作业性强，管道途经地区自然环境复杂多变，很多焊口需要在沟下组对、焊接，作业空间受限，焊接条件比较差，现场管理如果不到位，很可能导致焊接缺陷的出现。
- (5) 焊接过程对环境温度、风速、湿度等因素又较为敏感，对坡口除污除锈、组对间隙、错边量、预热温度、层间温度、焊接电流电压等过程中众多参数控制都有严格要求，对过程控制要求比较细致，否则难以克服诸多外界不利因素，这样一来，焊接缺陷将不可避免地出现。
- (6) 国内工程建设项目普遍存在抢工期现象，在施工高峰期作业人员工作量大、任务紧，监督管理滞后，加大了焊接缺陷出现的概率，一旦质量管理不到位，焊接缺陷将不可避免地出现。
- (7) 焊缝检验时没有首先进行外观质量检查；管道焊缝没有进行 100%超声波探伤；在超声波探伤的基础上，没有再对每个焊工或流水作业焊工组每天完成的焊口按 5%比例进行射线探伤复验；对穿越水域、公路，穿越地下管道的管道焊口，试压后连头的碰口没有进行双 100%检查等均可能出现焊接质量问题。

4.3.2.4 防腐层补口与补伤

管道防腐层的补口与补伤是防止管道腐蚀危害的重要工序。在施工过程中由于各种原因造成钢管外表面的防腐涂层损坏要进行补伤，钢管的接头处应进行补口。补口与补伤材料选择不当、质量不良会影响管道耐腐蚀性能，从而引起管道的腐蚀。

4.3.2.5 管材装卸、运输及保管

(1) 管材在装卸过程中使用不合格的吊具或者装卸方式不合适，可能会对管材本身及其防腐层造成损伤。

(2) 在运输过程中, 管材没有捆扎牢固、没有对防腐层采取保护措施, 如管材与车架或立柱之间、管材之间、管材与捆扎绳之间没有设置橡皮板或其他软质材料等, 可能对管材防腐层造成损伤。

(3) 在保管、存放过程中, 若管材码垛过高, 或者最下一层管材没有用楔子固定, 导致管垛失稳, 可能会对管材本身及其防腐层造成损伤。

(4) 管材在运输和吊装过程中, 如果固定或吊装不牢固, 重物脱落, 会对施工人员造成伤害。

4.3.2.6 管沟开挖及回填

(1) 管沟开挖时, 若对地下设施情况不明, 且未与当地规划部分沟通协调, 可能会对地下设施(如埋地管道、通信电力电信电缆等)造成破坏。

(2) 若管沟开挖深度或穿越深度不够, 或管沟地基不稳定, 当回填压实, 特别是采用机械压实时, 将造成管道向下弯曲变形。

(3) 地下水位较高而管沟内未及时排水就敷设管道, 会造成管道底部悬空; 管底存在较大范围的流沙层且固沙措施不当, 也会造成管道底部悬空。

(4) 如果沟底夯实不严, 极易造成管道上拱变形。

(5) 回填土的土质达不到规范要求时, 其中的石块等可能刺伤防腐层。

(6) 回填高度、夯实程度达不到技术标准要求时, 会造成管道埋深不够、管沟地基不实等问题, 导致管道受力不均匀和管道变形, 容易带来安全隐患。

(7) 穿越沟渠段管道, 当沟渠受水流冲刷而使其深度逐渐减小, 将可能造成管道悬空。

(8) 高压输电线路交叉段管道施工期间杂散电流干扰可能使电气设备漏电保护器误动作, 造成供电中断, 影响施工作业的正常运行。感应电压在形成导电回路时会对人员造成伤害; 未形成导电回路, 则存在安全隐患。

(9) 管道在施工过程中需要使用机械工具和设施, 需要动用大型机械工具, 存在机械致害的危险, 如果存在劳保穿戴不全、设备故障、违规指挥、违规操作等情况, 可能会造成人员伤亡、工艺设备损坏等事故。

(10) 施工人员在进入管沟、基坑等受限空间作业时, 如果在受限空间情况不明的情况下进入受限空间, 作业时安全措施、安全监护不到位, 可能会发生中毒和窒息事故。

(11) 施工人员在现场进行挖土、打桩、坑探等破土作业时, 如果存在不明周边环境、安全措施不落实、安全监护不到位、人员违规操作等情况, 可能会造成土石塌方、

人员坠落等事故。

(12) 施工人员在焊接过程中若违章作业, 防护措施不完备, 有可能造成灼烫事故。焊接过程中不按规定戴护目镜, 可对眼睛造成灼伤伤害。

(13) 由于输油管道线路长、施工车辆较多, 管道沿线地形地貌复杂, 道路多种多样, 司机稍有不慎, 就可能导致严重交通安全事件。若施工区域人口密集, 也易发生交通安全事件。

(14) 与已建地下管线、设施有交叉并行段, 在施工时, 若不能详细掌握地下管线的分布情况, 破土作业及开挖过程中可能破坏已建管道、设施, 影响施工。

(15) 管沟开挖和敷设的质量不符合要求, 直接影响管道日后的运行。

4.3.2.7 管道穿越施工过程

(一) 定向钻穿越

(1) 工程施工前没有对地质情况进行详细调查从而导致穿越失败事故。如穿越过程中遇大尺寸卵石或漂石(块石, 粒径大于 200mm) 可能致使穿越失败。

(2) 选用的泥浆性能不符合相关地质地层要求, 可能导致钻进失败。

(3) 钻机锚固不稳定, 可能导致钻进和回拖失败, 甚至造成设备损坏和人员伤亡。

(4) 定向钻穿越施工如预扩孔的次数过多、过大或回拖的速度过快、容易造成堤坝的塌陷或崩裂。

(5) 穿越段曲率半径相对较小、管段自重较重, 如出现孔壁成形不好、塌孔、缩径、回拖万向节或 U 形环失效、设备故障、钻机锚固不牢、回拖中途因故停滞时间过长等情况, 都可能导致回拖失败。

(6) 在钻导向孔过程中, 如果出土点纵向、横向偏差和实际穿越曲线与设计穿越曲线偏差较大, 或出现急弯、死折等; 或由于扩孔后孔洞不规则使管道与扩孔器以及钻杆轴线形成夹角均有可能造成钻杆承受弯矩过大从而导致钻杆发生断裂。

(7) 穿越中如采用预扩孔方式、如穿越段地下地质不均匀, 探孔偏少, 可能发生卡钻、泥包钻或扩孔器不能前进的现象; 地下泥浆渗漏可能引起塌孔、堵孔。这些都可能造成预扩孔失败。

(8) 预扩孔或回拖过程中如果设备出现故障, 停工时间过长可能造成卡钻或回拖失败。

(9) 水平定向钻穿越施工时, 可能因管道穿越处的管涌导致堤坝和地面沉陷, 也可能因钻孔孔壁稳定性差造成回拖抱管、管子变形。

(10) 水平定向钻穿越可能对管道防腐层造成一定的损伤；若补口材料、补口工艺、补口质量及人员素质不过关，必会使管道的防腐层保护效果变差，容易造成管道腐蚀穿孔。

4.3.2.8 管道清管、试压、干燥、置换过程

(1) 若管道清管不彻底，清管效率低（小于 90%），致使管道内杂物、积液、积污清除不干净，不仅影响管道输送效率、增加摩阻损失，而且管道内壁腐蚀也得不到有效缓解。

(2) 清管作业收球时由于操作人员违章作业，带压收球有可能发生清管球击伤人事故。清管时，若清管器收球筒中天然气未被完全放空或因收球筒球阀泄漏，当打开收球筒快开盲板取清管球时，因收球筒内气压太高，气流向外喷射、冲击伤人。

(3) 管道试压时，若试压压力未达到要求或者稳压时间不够，可能给以后的投产运行带来严重隐患。

4.3.2.9 双封双堵不停产施工过程

(1) 带压焊接与开孔环节。若管道运行压力超过允许施焊压力、焊接部位壁厚减薄或存在缺陷，可能发生焊穿，导致柴油喷出遇明火燃烧。开孔作业若整体试压不合格或开孔刀具卡阻，可能造成介质泄漏和机械伤害。

(2) 封堵与隔离环节。若封堵不严，隔离段内柴油及油气将发生泄漏；封堵点两端存在高程差时，还可能因负压虹吸造成介质倒流。双封双堵工艺以两端各两道密封形成冗余，可在一定程度上降低单一密封失效的风险，但仍需通过整体试压和封堵后稳压验封予以确认。

(3) 排油与置换环节。液态柴油粘壁性强、低点易存油，隔离管段排油及置换不彻底，将直接导致动火作业时管内油气浓度超标，是引发火灾爆炸的最主要环节；同时充氮置换过程中存在氮气窒息风险，排油过程存在油品洒漏污染环境的风险。

(4) 动火断管与连头焊接环节。若动火前可燃气体检测不合格、置换不彻底，以及动火和断管作业同时进行，均可能导致油气遇明火爆炸。连头焊接若组对不当（错边超差、强力对口、材质不匹配）或焊缝存在缺陷，将为投产后泄漏埋下隐患。

(5) 解除封堵与恢复生产环节。该环节涉及压力平衡、封堵器回收、下堵塞等操作，若两侧压力未平衡即拆除封堵装置，可能造成封堵器卡阻、介质泄漏或机械伤害；新管段与旧管道连接焊缝若未经充分检测即投运，存在运行期泄漏风险。

4.3.2.10 管道抢、维修

本项目迁改管道沿线多为农田、鱼塘以及河流，在维抢修作业时，道路不畅是主要妨碍作业的突出问题，特别是发生重大事故需要大型设备进驻抢修时，地形可能造成作业不便。

4.3.3 人员密集型高后果区及重要设施

本项目迁改管道不涉及人员密集型高后果区及港口、飞机场、军事区、炸药库等重要设施。

4.3.4 地质灾害

根据《辽河石化公司盘鲛线输油管道大旱河段隐患治理项目地质灾害危险性评估报告》及现场勘查了解，本工程建设工程重要性为重要，沿线评估区地质环境条件中等，具体表现为地形起伏较小、地貌类型单一，岩土体结构较简单，工程地质条件较差，地质构造及水文地质条件均为中等，人类工程活动对地质环境影响较小，依据地质环境条件复杂程度分类标准，评估区地质环境条件复杂程度为中等，据此确定本次地质灾害危险性评估级别为一级。

本次评估分为现状评估区和预测评估区，其中现状评估区地质灾害不发育、危害程度小、危险性小，结合《盘鲛线输油管道大旱河段隐患治理项目岩土工程勘察报告》，场地及周边无山体、陡坡，无泥石流、滑坡、危岩、崩塌等地质灾害现象，无岩溶、采空区、活动性断裂构造及不利埋藏物，也不存在大面积地面沉降问题。

预测评估表明，工程建设中及建设后引发地质灾害、工程自身遭受地质灾害的可能性均较小，危险性均为小级别。综合现状评估、预测评估结果及评估区地质环境条件，本次工程建设项目地质灾害危险性综合级别为小，综合分区为地质灾害危险性小区，建设用地适宜性为适宜。

4.3.5 地震

管线沿线所经地区隶属于营口市老边区柳树镇，设计地震分组为第二组，抗震设防烈度为8度，设计基本地震加速度值为0.20g。

地震是具有较强破坏力的自然因素，特别是大于Ⅵ级的强震可造成地面的强烈震动以及各种次生灾害的发生，从而直接或间接破坏管道。

管线沿线所经地区如果发生地震对输油管道、站场造成的危害包括：

- 1) 造成电力、通信系统中断、毁坏。

2) 永久性地土变形, 如地表断裂、土壤液化、塌方引起管线断裂或严重变形甚至发生火灾, 建(构)筑物倒塌。

3) 地震波对输油管道产生拉伸作用, 可使管道薄弱管段破坏。

4) 地震产生电磁场变化。干扰控制仪器仪表正常工作。

4.3.6 采矿区

本项目拟迁改管道沿线未经过采矿区。

4.3.7 山岭穿越

本项目拟迁改管道沿线不涉及山岭穿越。

4.3.8 水域大、中型穿(跨)越

本项目涉及1处河流中型穿越。

(1) 定向钻穿越

管道定向钻穿越施工时, 如果不做充分的地层勘查和分析, 存在钻进受阻、回拖困难、冒浆、抱杆、塌孔等危险。同时, 定向钻施工回拖时易对管道外防腐层造成破损, 定向钻穿越一般埋深较大, 外防腐层检测相对困难, 若管道外防腐层破损, 很难被及时发现, 薄弱处易发生泄漏事故。管道定向钻穿越河流时, 出入土点要慎重选择, 选择不当可能会对河岸造成破坏, 引发岸坡失稳。

安全条件确认: 1) 现场勘查, 了解施工环境, 包括地质条件、地下管线、障碍物等, 并编制详细的施工方案, 明确施工步骤、安全措施等。2) 安全评估和风险识别, 对施工现场的地形、地质条件、周边环境、地下设施等因素进行详细调查, 评估施工现场的天气条件、交通便利性等因素对施工安全的影响。找出所有可能的安全隐患, 并制定相应的预防措施、应急预案。3) 人员培训, 操作人员应经过专业培训, 熟悉设备操作规程和安全知识, 并持证上岗。4) 安全交底, 在施工前对每个员工进行安全交底, 明确施工过程中的危险点和防范措施。5) 设备检查, 确保设备处于良好状态, 包括钻机、导向系统、泥浆系统等, 并配备必要的安全防护装置, 如紧急停止按钮、安全锁等。

作业安全要求: 1) 施工现场所有人员必须佩戴个人防护用品, 如安全帽、防砸鞋、护目镜、手套等。2) 设置安全警戒区域, 禁止无关人员进入, 并设置明显的安全警示标志, 并有人监护; 施工现场必须保持整洁。3) 严格按照设备操作规程进行操作, 必须密切关注设备的运行状态, 发现异常情况及时处理。4) 钻机工作时, 履带车锚固必须牢固, 防止倒下伤人。加接钻杆时, 夹持器必须夹紧钻杆, 防止钻杆从钻孔中滑落伤人。钻机

钻孔过程中，钻机前方严禁站人，操作人员应站在钻机的侧面或后方。5) 监控钻进方向，确保钻进方向符合设计要求，防止钻进偏差过大。合理控制钻进速度和孔内泥浆压力，导向过程中遇到突然的振动、卡钻、扭矩变化等情况，应立即停钻，查明原因，解决问题后方可继续施工。钻进过程中推进或旋转压力突变时，应立即停机分析和查明原因。6) 扩孔钻进应根据地层特点、工程规模、钻机能力、钻杆规格及扩孔器类型进行合理设计。回拖扩孔过程中，要保证孔中有适量的钻进液，并遇异常情况立即停机检查分析，必要时开挖检查。

(2) 洪水

洪水可以破坏管道的稳固结构和管道防腐层，使地表改变造成管道裸露、位移、变形，甚至断裂，洪水浸泡还可加剧管道腐蚀。洪水冲断管线最直接的原因在于管线埋深或穿越位置不合理，洪水期发生露管，加大了管线受冲刷面积，从而造成管线破裂、泄漏。管道遭遇洪水后，将引发管道破裂、造成原油泄漏，造成经济损失和环境破坏，污染管道周边滩海，若未及时处理，导致泄漏原油流入海域，其生态治理难度大、费用高、恢复年限较长，还可能对海洋生物造成伤害；若处理不当甚至可能引发火灾、爆炸等事故。此外，洪水还会损害电力、通信系统，引起电力、通信系统中断，造成管道系统无法正常工作。

(3) 施工作业

穿越河流段的管道，当河床受水流冲刷而使其深度逐渐减少，将可能造成管道悬空，裸露的管道受水流冲击并产生振动，一定时间后会造管道断裂；当在河道内进行工程作业时，如对河道进行疏浚作业、河流堤岸防护工程的施工或公路养护工程时，其施工过程可能将对管道构成危害；管道穿越段的环境、地质条件的可能由于河流冲刷而改变，可能对管道防腐控制影响较大。

而且，河流穿越段施工与其他管段相比相对困难，定向钻穿越长度较长，施工难度大，工期长。且很容易造成漏检或检验控制不严的情况，从而给管道运行带来安全隐患。当采用水平定向钻穿越河流时，可能因管道穿越处的管涌导致地面沉陷，也可能因钻孔孔壁稳定性差造成回拖抱管、管腔变形。

本项目穿越水域不存在水源二级及以上保护区。在穿越过程中需要根据基坑深度设置作业平台，如果作业平台或者基坑四周边坡设计不合理，可能导致边坡、平台发生坍塌，造成人员伤亡及施工设备损坏，而且由于基坑较深，如果周边围护、警示标志设置不到位，可能导致人员失足跌落。

综上，水域大（中）型穿越处，若前期调研、分析不充分、施工质量不良，防洪措施不到位，可能造成穿越处管道腐蚀、泄漏，甚至发生断裂，导致环境污染、影响生态平衡，且河流处泄漏难以收集，其善后、清理将造成经济损失；若未及时处置，可能引发火灾、爆炸事故。

4.3.9 与架空输电线路（35KV 及以上）和电气化铁路线路等交直流干扰设施并行、交叉

本项目拟迁改管道涉及与25kV哈大高速铁路并行敷设，并行长度共约1.4km；此外涉及多处与架空输电线路交叉，危险有害因素包括电磁感应、交流干扰腐蚀、雷击影响，以及施工带来的风险，特别是交流杂散电流引起的管道腐蚀。

电磁感应是电路线路设备对金属管道产生的影响有感性、阻性以及容性这3种耦合方式。其中，感性耦合方式无论是对于处于地下的管道还是地上的管道都存在着一定的影响。在正常情况下，管道同三相输电线路间具有不同的距离，不同电流在管道上的感应电动势无法相互抵消，使金属管道存在一定的感应电压。尤其是在电力线单相接地故障过程中，电磁场强度最大，且当管线平行敷设越长，感应电压越高。阻性耦合影响主要在电网故障状态下反应，即当局部接地网电位升高时，将通过管道向外表面传输，且会对管道连接设备以及绝缘外层造成损坏。

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

此外，长输管道与架空输电线路的交叉施工可能涉及爆破、挖掘等作业，这些作业如果操作不当，可能对管道或输电线路造成损坏。

管道在架空电力线路附近施工、维修时，如防护不当、操作失误，吊装管道时可能会发生触电事故。管道在地上时与高压线形成电容放电造成工人触电伤害。

铁路电气化及高铁的强电线路会对埋地管道形成电磁干扰，使管道电位升高或降低，导致管道腐蚀加剧。这种干扰在交直流叠加的情况下尤为严重，交流电的存在可引起电极表面的去极化作用，加速腐蚀进程，甚至形成穿孔。

4.3.10 与铁路并行、交叉

本项目不涉及与铁路并行、交叉。

4.3.11 与公路并行、交叉

本项目拟迁改管道涉及与高速公路并行。高速公路上过往行驶的车辆等产生的震动可能造成管道的强度下降，多变的震动及不同车辆通过时载荷的变化可能导致管道破裂；此外，交通事故明火冲击、道路改扩建及维修施工误挖误钻、沿线电力设施杂散电流等，会持续威胁管道结构完整性与运行安全。同时管道一旦发生柴油泄漏、火灾甚至闪爆事故，易沿路基边坡扩散，损毁高速公路路面及附属设施，诱发连环二次交通事故，还会造成土壤、地下水及周边生态环境污染。

4.3.12 与其他管道并行、交叉

本项目拟迁改管道涉及与抚顺石化管道的并行。与已有埋地管道交叉并行的危险有害因素如下：

（一）管道施工时，可能对已有埋地管道造成破坏

如果两条交叉管道的间距太小，由于迁改管道管沟开挖，使原有管道的支撑土壤发生坍塌，可能导致已建管道变形乃至失效。出现这种情况主要是由于对已建管道位置确定不明确，特别是一些服役时间长的管道前期资料不完整，管道位置信息缺失，管道沿线标记不清，造成无法准确定位已建管道，使得拟迁改管道选线距已建管道太近。

在拟迁改管道施工阶段，原有管道在这个阶段会受到极大影响。例如，管道管沟开挖后的土方堆积或者储备材料在已建管道上方的堆积，会对原有管道造成占压，导致管道载荷增大。同时，在管道施工时，重型车辆和机械在通过已建管道上方时，也会导致管道载荷增大。过重的载荷会导致已建管道发生变形乃至发生事故。

管道在建设过程中使用重型机械开挖管沟造成的震动也会对已建管道造成较大的影响。特别是在近距离施工的情况下，机械挖掘时产生的震波会沿地层传递，造成已建管道振动，如果振动较大，将会导致管道产生较高的应力，甚至造成破坏。

此外，如果拟迁改管道管道设计时数据不全，未发现沿线交叉或并行的其他管道，则在施工过程中，可能将现有管道挖断。

（二）管道运行后，阴极保护管道之间可能会产生干扰腐蚀

管道与其他埋地管道交叉并行时的主要危害是采用阴极保护的管道对其产生干扰腐蚀。管道与其他管道并行时，如果未按相关规范执行，会产生干扰腐蚀。

（三）管道维修及抢险时，可能对已有管道造成破坏，同时，已有管道在维修或抢修时，也可能对本管道造成破坏。

当管道建成后，无论原有管道还是拟迁改管道，当其中之一出现故障需要再维修或抢修时，也可能在施工过程中破坏其他管道的支撑土壤，导致发生坍塌事故，造成管道变形乃至失效，甚至在施工过程中直接挖坏、挖断其他管道。

此外，在并行管道的运行阶段，一旦其中一条管道失效发生事故，可能造成并行交叉管道遭到破坏。

4.3.13 标识与伴行道路

管道标识如果不全或缺失，将导致管线沿线无法被识别，一旦管道沿线有土方施工，可能由于不知道附近有管道，从而在施工过程中对埋地管道造成破坏。

伴行道路是管道施工过程中的重要设施之一，如果伴行道路设置不当或依托道路条件不良，可能导致施工车辆通行困难，严重时甚至造成车辆致害等影响管道施工作业危害。

4.3.14 阀室

本项目迁改管道沿线未设置阀室。

4.4 站场工程

本项目迁改管道沿线不涉及站场工程。

4.5 公用工程

4.5.1 防腐

（一）防腐层质量缺陷

（1）钢管表面预处理质量不达标

- 1) 钢管表面预处理时，因磨料冲击表面的角度不同而造成阴影或陷入钢管表面；
- 2) 由于腐蚀程度不同而造成钢管表面各部位粗糙度产生差异；
- 3) 钢管表面不平整有凹陷现象；
- 4) 钢质工具对钢管表面造成的划痕等。

（2）施工过程中对防腐层造成损伤

现场施工中由于多种原因而造成防腐层损伤，必然会影响到管道下沟回填后的使用寿命。

（3）其他

其他原因有：防腐层存在针孔，电火花检漏时未检出；防腐层损伤后未进行补伤或者补伤质量不合格等。

（二）补口

若补口材料、补口工艺、补口质量及人员素质不过关，必会使管道的防腐层保护效果变差，容易造成管道腐蚀穿孔。

（三）防腐层剥离

（1）防腐层老化

埋地管道服役一定年限后，防腐层逐渐趋于老化，与钢管的黏结性、柔韧性、电绝缘性等性能指标逐渐下降。其主要原因有：防腐层与氧化性介质接触时发生氧化反应；埋地管道的防腐层长期处于潮湿的环境中，其大分子降解时发生水解反应。

（2）阴极剥离

阴极保护在防止钢管电化学腐蚀方面效果显著，但也可能给管道带来负面影响。管道在阴极反应中析出氢气，而氢气产生的压力可导致防腐层与钢管表面剥离（即阴极剥离）。在正常的阴极保护电位下（ $-0.85\text{V} \sim -1.5\text{V}$ ），管道阴极表面总会有氢气析出，其析氢量随周围土壤的湿度、pH 值、保护电位、覆盖层质量等不同而有所不同。在正常的阴极保护电位下处于中性介质中的管道防腐层，其缺陷处有明显的析氢反应发生，而在防腐层完好的部位则未发生析氢现象。阴极剥离现象不仅在管道缺陷处出现，而且在距离管道缺陷处较远的部位也会出现。

（3）防腐层施工质量及性能

管道防腐层的施工质量对其耐剥离的性能有很大的影响，尤其是在涂敷前钢管的表面处理工序，若达不到有关规范所要求的等级，可能引起管道防腐层剥离。目前防腐厂预制的防腐管质量一般都符合要求，而现场补口的质量却不易保证，致使覆盖层与钢管表面粘接不良而发生腐蚀穿孔事故。

防腐层与钢管表面的粘接不良也可引起管道腐蚀。由于钢管本身属极性材料，相对于一些非极性的涂料（如合成树脂类），其表面的湿润能力弱，与钢管表面的黏结力较差，因此易导致防腐层的剥离。

4.5.2 阴极保护

（一）阴极保护死区

（1）管道防腐层的影响

当管道防腐层出现老化、剥离的现象，则会在防腐层与管道之间形成缝隙，保护电流同样无法穿过缝隙进入管道，腐蚀得不到抑制。施工时，在修复防腐层以及进行焊接时，会造成局部不平整，防腐层不能很好地附着在管道表面，形成空隙，同样也会导致

防腐失败。

（二）金属结构屏蔽腐蚀

（1）固定墩的绝缘防护

固定墩安装在管道沿线，整个固定墩钢筋骨架是个网状结构，当钢筋与管道发生意外接触，此时钢筋相当于一个惰性材料接地极，阴极保护电流通过钢筋网，并通过接触点返回管道，造成对固定墩内的管道得不到有效的保护。

（2）埋地金属结构的作用

被保护管道附近有其他埋地金属结构，一部分阴极保护电流会沿该结构流动，并在靠近被保护管道的地段流出，进入被保护管道，造成部分埋地金属管道处于阴极保护不充分或无阴极保护状态，部分管道过保护。管道阴极保护不充分导致腐蚀严重，同样管道过保护部分表面会有大量氢气析出，可能会发生“氢脆”而遭到破坏，同时析出的氢气会造成防腐层剥离，加速剥离处的腐蚀。

（三）阳极地床的影响

选择阳极地床的位置时，既要保证距离阳极地床近的地方不会过保护，又要保证距离阳极地床远的地方得到保护，因此阳极地床与管道的相对位置对阴极保护距离有很大的影响。对于三层 PE 防腐层，阴极保护系统的阳极地床一般距管道 50~200m，针对不同的土壤以及地形，要根据具体情况给予计算。

（四）杂散电流干扰对阴极保护系统影响

本项目拟迁改管道穿越河道区域，土壤含水率高、导电性强，杂散电流更容易传导，干扰效应放大；原旧管废弃段若未完全与新建管道电隔离，旧管线会成为杂散电流收集通路，加剧新建管段干扰风险。杂散电流属于长期慢性风险，腐蚀损伤具有隐蔽性，初期无直观外观特征，点蚀一旦形成发展较快，属于潜在重大风险。若不采取排流、屏蔽、电隔离等干扰治理措施，阴极保护失效，长期运行下存在管道穿孔、柴油泄漏，进而污染大旱河水系的风险。

4.6 建设项目相互影响

本项目为盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目，新旧管线连头采用双封双堵不停产方式。废弃的管道进行清油处理，其中大旱河河道内管道采用切割拆除，以便于将来河道清淤，其余管道需要在大旱河内坡脚处进行水泥灌浆封堵。

拟迁改管道与现有管道连通时，需要进行动火作业、动土作业、临时用电等特殊作业，可能存在以下危险有害因素：

(1) 带压开孔及封堵失效致油气泄漏，遇火源引发火灾爆炸；油品置换不彻底、可燃气体浓度超标，动火连头时发生爆燃；封堵舱、管沟等受限空间作业存在油气中毒及氮气窒息风险；河道内切割拆除、坡脚水泥灌浆作业涉及临水淹溺、机械伤害，并与连头动火交叉产生次生风险；清油不净、残油外溢污染河道水体。

(2) 在管线动火连头处（不在本次评价范围），若管道内有余压、管道内有油品残留，防护措施不到位，违章指挥、违章操作等均有可能引起火灾、爆炸事故。

(3) 现有管道所在地地下管线、设施较多，连通管道施工前若不能详细掌握地下管线的分布情况，破土作业及开挖过程中可能破坏已建管道、设施，影响站场正常运行，或导致油品泄漏，遇火源引发火灾、爆炸事故。

(4) 在作业时，有施工车辆进入，如果车辆未熄火且未加防火帽，一旦油品泄漏，可能引起火灾、爆炸事故。

(5) 施工作业人员安全教育、安全培训不到位，有可能在施工过程中违反安全管理规定、违章作业，引发安全事故。

本项目拟迁改管道还涉及与已建抚顺石化管道并行的情况，并行区域间距拟保持在123m~209m内，高于《油气输送管道并行敷设技术规范》不小于6m的要求。且管道均为埋地敷设，全线埋深拟不小于1.5m，若施工期间严格按照要求进行敷设，在保持安全距离的前提下，可将本项目拟迁改管道与已建抚顺石化管道的相互影响降至最低，保证管道的安全运行。

4.7 重大危险源辨识

本项目不涉及危险化学品生产储存设施，且按照《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018），危险化学品的管道运输未列入辨识范围。因此，本项目不涉及危险化学品重大危险源。

4.8 辨识结果汇总

综合以上各种危险、有害因素辨识与分析，本项目主要危险有害因素的辨识结果汇总见表4.8-1。

表 4.8-1 危险、有害因素分析结果统计表

序号	名称		主要危险有害因素	
			施工	运行
1	线路	管段	①管道敷设不符合要求，组焊质量不合格使管道破坏 ②管线施工中，可能存在起重致害、物体打击、机械致害、厂（场）内车	因管道腐蚀、阀门故障、第三方破坏等内、外因素可引起管道破裂，泄漏、火灾、可燃液体蒸气爆炸、淹溺、中毒、窒息、水害等

中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目
安全预评价报告

			辆致害、水害、触电、坍塌、高处坠落、雷电、高温、淹溺、暴雨、中暑、中毒等危险有害因素 ③管道清管、试压、干燥、置换过程中可能有火灾、可燃液体蒸气爆炸、中毒、窒息、物体打击、机械致害、触电、高处坠落等	
2	公用工程	防腐、保温与阴极保护	施工期如果未按照设计文件及标准规范进行防腐、阴极保护工作，现场防腐补口质量不合格，影响管道日后运行	管道严重腐蚀，从而危及管道正常运行。管道局部穿孔，引发泄漏事故。管线内表面磨损、腐蚀造成泄漏。防腐层老化、破损，阴保系统故障或保护不足，杂散电流干扰防护系统故障，造成管道严重腐蚀，引发泄漏事故

5 单元安全评价

5.1 基本安全条件

5.1.1 建设项目符合性

本项目由中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司投资建设，已取得营口市老边区发展和改革局出具的关于《中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司盘鲛线输油管道大旱河段隐患治理项目》项目备案证明，具备针对本项目的建设资格。

本项目已取得《关于辽河石化分公司盘鲛线输油管道大旱河段隐患治理项目可行性研究报告的批复》（辽河石化[2025]109号）。

本项目已取得营口市老边区人民政府下发的《关于对盘酸线输油管道大旱河段隐患治理项目管道路由的复函》。

本项目建设主体资格合规，各项前期手续齐全；项目为隐患治理改造，不新增生产规模，工艺设备符合产业政策要求，项目建设符合相关规定要求。

5.1.2 工艺、设备合规性

本项目为盘鲛线输油管道大旱河段隐患治理项目，项目实施后，盘鲛线输油管道规格型号、输送工艺、输送油品品类、数量均不变。采用密闭输送工艺在国内、外已成功运行多年技术水平较为成熟可靠，未采用国内首次使用的工艺，未采用带有研发性质，未经鉴定、未经过工程实践验证的新技术、新工艺、新设备、新材料。

查《产业结构调整指导目录（2024年本）》、《国家安全监管总局关于印发淘汰落后安全技术装备目录（2015年第一批）的通知》（安监总科技[2015]75号）、《应急管理部办公厅关于印发<淘汰落后危险化学品安全生产工艺技术设备目录（第一批）>的通知》（应急厅〔2020〕38号）以及《应急管理部办公厅关于印发<淘汰落后危险化学品安全生产工艺技术设备目录（第二批）>的通知》（应急厅〔2024〕86号），本项目选用的工艺不属于国家限制类或淘汰类；项目符合国家产业政策，未采用和使用国家明令淘汰、禁止使用的工艺、设备。

5.1.3 安全检查表

本评价采用安全检查表法对基本安全条件进行符合性评价。具体评价内容，见表5.1-1。

表 5.1-1 基本安全条件安全检查表

序号	评价内容	评价依据	评价结果	结论
1	管道企业是否根据全国管道发展规划编制管道建设规划，并将管道建设规划确定的管道建设选线方案报送拟建管道所在地县级以上地方人民政府城乡规划主管部门审核；经审核符合城乡规划的，应当依法纳入当地城乡规划。纳入城乡规划的管道建设用地，不得擅自改变用途	《中华人民共和国石油天然气管道保护法》第十二条	本项目拟对已有管道进行迁改，迁改长度 1.761km，符合城乡规划	符合
2	管道建设是否遵守法律、行政法规有关建设工程质量管理的规定。 管道企业是否依照有关法律、行政法规的规定，选择具备相应资质的勘察、设计、施工、工程监理单位进行管道建设。 管道的安全保护设施是否与管道主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。 管道建设使用的管道产品及其附件的质量，是否符合国家技术规范的强制性要求。	《中华人民共和国石油天然气管道保护法》第十六条	管道建设遵守法律、行政法规有关建设工程质量管理的规定；本项目可行性研究报告由中油辽河工程有限公司编制，拥有石油天然气行业甲级，可行性研究单位的资质符合要求；拟选用具有管道工程施工承包商一级资质的施工单位，严格按照相关法律和标准规范要求进行施工，确保施工质量	符合
3	对关系国家安全、涉及全国重大生产力布局、战略性资源开发和重大公共利益等项目，实行核准管理具体项目范围以及核准机关、核准权限依照政府核准的投资项目目录执行。政府核准的投资项目目录由国务院投资主管部门会同国务院有关部门提出，报国务院批准后实施，并适时调整。国务院另有规定的，依照其规定。 对前款规定以外的项目，实行备案管理。除国务院另有规定的，实行备案管理的项目按照属地原则备案，备案机关及其权限由省、自治区、直辖市和计划单列市人民政府规定。	《企业投资项目核准和备案管理条例》第三条	本项目已取得营口市老边区发展和改革局出具的关于《中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目》项目备案证明（老边发改备[2026]13 号）	符合
4	国家对严重危及生产安全的工艺、设备实行淘汰制度，具体目录由国务院安全生产监督管理部门会同国务院有关部门制定并公布。法律、行政法规对目录的制定另有规定的，适用其规定。省、自治区、直	《中华人民共和国安全生产法》第三十八条	本项目采用成熟的输气工艺和合格设备，不属于国家明令淘汰、禁止范围。	符合

	辖市人民政府可以根据本地区实际情况制定并公布具体目录，对前款规定以外的危及生产安全的工艺、设备予以淘汰。生产经营单位是否未使用应当淘汰的危及生产安全的工艺、设备。			
--	---	--	--	--

小结：本项目基本安全条件共设 4 项评价内容，评价结果均符合要求。

5.2 线路工程

5.2.1 管道本体

5.2.1.1 安全检查表

本评价采用安全检查表法对管道本体进行符合性评价。具体评价结果，见表 5.2-1。

表 5.2-1 管道本体安全检查表

序号	评价内容	评价依据	评价结果	结论
1	输油管道、管道附件和支承件，是否根据管道敷设形式、所处环境和运行条件，按下列可能同时出现的永久载荷、可变载荷和偶然载荷的组合后进行设计： 1 永久载荷：1)输送油品的内压力；2)钢管及其附件、防腐层、保温层、结构附件的自重；3)输送油品的重量；4)横向和竖向的土压力；5)管道介质静压力和水浮力；6 温度作用载荷以及静止流体由于受热膨胀而增加的压力；7)连接构件相对位移而产生的作用力。 2 可变载荷：1)试压或试运行时的水重量；2)附在管道上的冰雪载荷；3)内部高落差或风、波浪、水流等外部因素产生的冲击力；4)车辆及行人载荷；5)清管载荷；6)检修载荷；7)施工过程中的各种作用力。 3 偶然载荷：1)位于地震动峰值加速度大于或等于 0.1g 地区的管道，由于地震引起的断层位移、砂土液化、山体滑坡等施加在管道上的作用力；2)振动和共振所引起的应力；3)冻土或膨胀土中的膨胀压力；4)沙漠中沙丘移动的影响；5)地基沉降附加在管道上的载荷。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 5.1.1 条	本项目输油管道和支承件根据管道敷设形式、所处环境和运行条件，按永久载荷、可变载荷和偶然载荷的组合后进行设计	符合
2	输油管道设计压力是否符合下列规	《输油管道工程设计	拟迁改管道设计压力	符合

	定：1、管道系统任何一处的设计内压力不应小于该处的最高稳态操作压力，且不应小于管内流体处于静止状态下该处的静压力。当设置反输流程时，管道任何一处的设计内压力不应小于该处正、反输送条件下最高稳态操作压力的较高值，且不应小于该处正、反输送条件下静压力的较高值。 2、管道应能承受作用在其上的外压、内压、外压与内压之间最大压差。	规范》(GB50253-2014) 第 5.1.2 条	6.4MPa，符合要求	
3	输油管道的设计温度，当加热输送时应为被输送流体的最高温度；当不加热输送时，应根据环境条件确定最高或最低设计温度。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 5.1.3 条	拟迁改管道设计温度根据环境条件确定	符合
4	输油管道直管段的钢管管壁厚度应按下列公式计算： $\delta = \frac{PD}{2[\sigma]}$ 式中： δ ——直管段钢管计算壁厚(mm)； P——设计内压力(MPa)； D——钢管外直径(mm)； σ ——钢管许用应力(MPa)，应按本规范第 5.2.1 条的规定选用。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 5.4.1 条	管道直管段的钢管管壁厚度按要求计算	符合
5	弯管的壁厚应按下列公式计算： $\delta_H \geq \delta$ $\delta_i \geq \delta \cdot m$ $m = \frac{4R - D}{4R - 2D}$ 式中： δ_H ——弯管的外弧侧壁厚最小值，mm； δ_i ——弯管的内弧侧壁厚最小值，mm； δ ——弯管所连接直管的计算壁厚，mm； m——弯管的壁厚增大系数； R——弯管的曲率半径，mm，取 6D； D——弯管的外径，mm。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 5.4.2 条	弯管的壁厚按要求计算	符合
6	弯管的母管壁厚按下列公式计算： $\delta_b = \frac{1}{1 - C} \delta$	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 5.4.3 条	热煨弯管的母管壁厚按要求计算	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目
安全预评价报告

	式中： δb ——弯管母管计算壁厚，mm； δ ——弯管所连接直管的计算壁厚，mm； C ——弯管弯制允许最大壁厚削薄率，不大于 9%			
7	钢制管件应符合下列规定： 1. 冷弯管、热煨弯管宜采用与直管段相同的钢级材料制作； 2. 制作冷弯管的钢管管型宜与两侧连接的直管段相同，热煨弯管不宜采用螺旋焊缝钢管制作；	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 5.4.5 条	热煨弯管与直管段采用相同的无缝钢管制作	符合
8	管道的刚度应满足钢管运输、管道施工和运行时的要求。钢管的外直径与壁厚的比值不宜大于 100。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 5.6.1 条	管道的刚度满足钢管运输、管道施工和运行时的要求，钢管的外直径(219mm)与壁厚(8mm)的比值不大于 100	符合
9	输油管道的线路管道是否选用 GB/T9711 中 PSL2 钢管。	《压力管道规范 长输管道》(GB/T34275-2024) 第 5.2.1.1 条	本项目拟迁改管道采用钢管等级为 L245N 的无缝钢管，管材执行标准《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》GB/T9711-2023 中 PSL2 系列	符合
10	线路管道用钢管管型的选用是否综合考虑直径、壁厚、钢级、制造技术成熟度、使用要求、经济适用性等因素，钢管管型可选用直缝埋弧焊钢管、螺旋埋弧焊钢管、无缝钢管、高频焊钢管。直缝埋弧焊钢管和高频焊钢管仅允许带有一条纵焊缝。高频焊钢管的推荐规格范围和质量控制要点见附录 E。	《压力管道规范 长输管道》(GB/T34275-2024) 第 5.2.1.3 条	线路管道用钢管管型的选用综合考虑直径、壁厚、钢级、制造技术成熟度、使用要求、经济适用性等因素。本项目拟迁改管道采用钢管等级为 L245N 的无缝钢管	符合
11	水域大、中型穿越管段、山岭长隧道、山岭中长隧道、铁路、二级与二级以上公路的穿越管段，对接接头焊缝是否进行 100%射线探伤检验和 100%超声波探伤检验。	《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB 50423-2013) 第 8.1.2 条	本项目对管道环焊缝进行 100%射线检测及 100%超声波检测	符合
12	穿越管段试压前是否进行清管，试压后是否再进行清管。	《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB 50423-2013) 第 8.2.1 条	本项目穿越管段在试压前后均进行清管，清管试压后的废水拟采用沉淀处理后就近排至沿线农灌渠用于农灌或进行道路洒水抑尘	符合

小结：本项目管道本体共设 12 项评价内容，评价结果均符合要求。

5.2.1.2 《可行性研究报告》中已有安全对策措施

(1) 基本设计参数：钢管外径：219mm；设计压力：6.4MPa；最低设计温度（0℃），

工况温度（常温~20℃），最高设计温度（30℃）；输送介质：成品油。

（2）设计系数：一般线路段设计系数取值 0.72，定向钻穿越段设计系数取值 0.5。

（3）改造管道的材质选用 L245N；改造管道的管型采用无缝钢管制作，冷弯弯管及热煨弯头采用无缝钢管制作。

（4）一般线路段和定向钻穿越段均选用 D219×8mm 的无缝钢管，对应热煨弯管壁厚和直管段壁厚保持一致。

（5）本项目线路用管的直径与厚度比为 27.375，所选用的钢管不会出现圆截面失稳问题，满足刚度要求。

（6）大旱河穿越 D219mm 管道钢管承受的允许弯曲应力 $[\sigma]_b=183.8\text{MPa}$ ，弯曲应力 $\sigma_b=70.0\text{MPa}$ ， $\sigma_b < [\sigma]_b$ ，满足要求。

（7）大旱河穿越 D219mm 管道容许环向屈服应力 $[\sigma]_{hc}=154.6\text{MPa}$ ，钢管承受的外部环向应力 $\sigma_h=6.8\text{MPa} < [\sigma]_{hc}/1.5(103.1\text{MPa})$ ，满足要求。

5.2.1.3 评价小结

通过分析评价，本项目管道本体基本符合有关标准、规范的要求，《可行性研究报告》中提出的安全措施可行。在此基础上，本评价补充安全对策措施及建议如下：

（1）根据《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）第 5.1.4 条，管道水击和其他因素造成的瞬间最大压力值，在管道系统中的任何一点都不应超过管道设计内压力的 1.1 倍。

（2）根据《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）第 5.2.4 条，管道及管件由于永久载荷、可变载荷所产生的轴向应力之和，不应超过钢管的最低屈服强度的 80%，但不应将地震作用和风载荷同时计入。

（3）根据《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）第 5.3.2 条，输油管道线路用钢管应采用管线钢，钢管应符合现行国家标准《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》GB/T9711 的有关规定。

（4）根据《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）第 5.3.3 条，管道附件和其他钢管材料应采用镇静钢。

（5）根据《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）第 5.4.12 条，当输油管道采用弯头或弯管时，其所能承受的温度和内压力，应不低于相邻直管段所承受的温度和内压力。

（6）根据《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）第 5.5.1 条，输油管道应计

算由设计内压力、外部载荷和温度变化所产生的应力，并应使其小于管道、管道附件及所连接设备的安全承受能力。

(7) 根据《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 5.5.2 条，穿越管段的强度验算应符合现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB50423 的有关规定。

(8) 根据《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 9.1.1 条，设计文件应标明输油管道及管道附件母材及焊接材料的规格、型号和焊缝及接头形式。应对焊接方法、焊接检验和验收合格标准提出明确要求。

(9) 根据《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 9.1.2 条，施工单位在开工前，应根据设计文件提出的钢管和管件材料等级、焊接方法和材料等进行焊接工艺评定，并应根据焊接工艺评定结果编制焊接工艺规程。焊接工艺规程和焊接工艺评定内容应符合现行行业标准《钢质管道焊接及验收》的相关规定。

(10) 根据《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 9.1.3 条，焊接材料应根据被焊件的工作条件、机械性能、化学成分、接头型式等因素综合考虑确定。

(11) 根据《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 9.2.1 条，输油管道必须进行强度试压和严密性试压。

(12) 根据《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 9.2.7 条，试压介质应采用无腐蚀性的清洁水。

5.2.2 管道敷设

5.2.2.1 安全检查表

本评价采用安全检查表法对管道敷设进行符合性评价。具体评价结果，见表 5.2-2。

表 5.2-2 管道敷设安全检查表

序号	评价内容	评价依据	评价结果	结论
1	管道线路的选择，应根据工程建设的目的和资源、市场分布，结合沿线城镇、交通、水利、矿产资源和环境敏感区的现状与规划，以及沿途地区的地形、地貌、地质、水文、气象、地震自然条件，通过综合分析和多方案技术经济比较确定线路总体走向。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.1.1 条	本项目为迁改部分管道，迁改线路的选择严格遵守国家法律、法规，执行国家和行业的相关设计规范和标准，并结合管道的起点、终点以及管道所经地区的地形、地貌、生态环境、工程地质条件、交通、人文、经济、城市规划等条件	符合
2	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、	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.1.3 条	本项目迁改线路未通过饮用水水源一级保护区、飞机场、火车站、	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目
安全预评价报告

	自然保护区的核心区。		海(河)港码头、军事禁区、国家重点文物保护单位范围、自然保护区的核心区	
3	输油管道应避免滑坡、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	本项目迁改线路避开滑坡、崩塌、塌陷、泥石流、洪水严重侵蚀等地质灾害地段	符合
4	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、成品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、成品油管道临近飞机场、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 以外，且原油、成品油管道距铁路线不应小于 25m、液化石油气管道距铁路线不应小于 50m。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、成品油管道与军工厂、军事设施、炸药库、国家重点文物保护单位的最小距离应同有关部门协商确定。液化石油气管道与军工厂、军事设施、炸药库、国家重点文物保护单位的最小距离不应小于 100m。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.1.6 条	本项目迁改线路周边无城镇居民点、重要公共建筑、飞机场、海(河)港码头、大中型水库和水工建(构)筑物、军工厂、军事设施、炸药库、国家重点文物保护单位； 与哈大高速铁路并行，最小并行间距 328m； 与 G15 沈海高速并行，敷设在公路用地范围边线以外，最小间距 182m；	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。石方地区与已建管道并行间距小于 20m 时不宜进行爆破施工。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.1.8 条	本项目迁改线路与抚顺石化管道并行，最小并行间距 123m	符合
6	输油管道应采用地下埋设方式。当受自然条件限制时，局部地段可采用土堤埋设或地上敷设。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.2.1 条	采用地下埋设方式	符合
7	当输油管道需改变平面走向或为适应地形变化改变纵向坡度时，可采用弹性弯曲、冷弯管和热煨弯管，不得采用虾米腰弯头或褶皱弯头，	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.2.2 条	采用热煨弯管敷设，热煨弯管的曲率半径 (Rh) 按要求计算，为 6 倍的管道外径；	符合

	并应符合下列规定： 1 在平面转角较小或地形起伏不大的情况下，应优先采用弹性弯曲敷设，并应符合下列规定： 1) 弹性敷设管道的曲率半径应满足钢管强度要求，且不宜小于钢管外径的 1000 倍。竖向下凹的弹性弯曲管段，其曲率半径尚应大于管道在自重条件下产生的挠度曲线的曲率半径，其曲率半径应按式计算： $R \geq 3600 \sqrt{\frac{1 - \cos \frac{\alpha}{2}}{\alpha^4}} D^2$ 式中：R——管道弹性弯曲曲率半径(m)； D——管道的外径(cm)； α——管道的转角(°)。 2) 弹性敷设管道与相邻的反向弹性弯曲管段之间及弹性弯曲管段与弯管之间，应采用直管段连接，直管段长度不应小于钢管的外径，且不应小于 0.5m。 2 当采用热煨弯管时，其曲率半径不宜小于钢管外径的 5 倍，且应满足清管器或检测器顺利通过的要求。 3 当采用冷弯管改变平面走向或纵向坡度时，冷弯管应符合本规范第 5.4 节的规定，其最小弯管半径应符合表 4.2.2 的要求。			
8	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	埋设深度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，管顶最小埋深确定为 1.5m。	符合
9	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	管道与架空电力线交叉，垂直净距大于 0.5m	符合
10	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 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	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，并符合现行行业标准	符合
11	里程桩应沿管道从起点至终点，每隔 1km 至少设置 1 个。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)	里程桩设置在管道正上方，1km 设置 1 个	符合

	阴极保护测试桩可同里程桩合并设置。	第 4.6.2 条		
12	在管道平面改变方向时应设置水平转角桩。转角桩宜设置在折转管道中心线上方。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.6.3 条	设置转角桩,转角桩设置在折转管道中心线上方	符合

小结：本项目管道敷设共设 12 项评价内容，评价结果均符合要求。

5.2.2.2 《可行性研究报告》中已有安全对策措施

(1) 通过对管道沿线的工程地质、水文地质条件进行综合分析，结合线路所经地区的水文、气候特点，本工程一般线路段管道采用沟埋方式敷设，结合沿线气象条件和高后果区情况，管顶最小埋深确定为 1.5m。

(2) 管沟宽度根据管沟深度、管道外径和施工措施及工程地质等因素确定，满足下式要求：

$$B=D_0+b$$

式中 B——沟底宽度 (m)；

D_0 ——带防腐层管外径 (m)；

b——沟底加宽裕量 (m)。

(3) 在水文地质条件不良的地段，管沟边坡应试挖确定；机械开挖时，管沟边坡土壤结构不得被搅动或破坏。

(4) 管道的水平和竖向转变，根据具体情况分别采用弹性敷设和热煨弯管来处理。在地形和地质条件允许的情况下，管道在水平和纵向的转角较小时要优先选用弹性敷设的方式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在管道平面和纵向发生变化，无法采用弹性敷设时可采用热煨弯管。

(5) 根据以往工程经验，结合管道焊接方式，本工程作业带宽度为 12m。

(6) 管道返修和连头焊缝采用氩电联进行焊接施工。

(7) 对管道环焊缝进行 100%射线检测及 100%超声波检测。

(8) 改线段管道管道（包括冷弯管）采用常温型加强级三层 PE 防腐层，热煨弯管采用双层熔结环氧粉末防腐。

(9) 普通线路段管道采用带环氧底漆的热熔胶型辐射交联聚乙烯热收缩带进行补口；定向钻穿越段采用定向钻穿越专用热收缩带（带牺牲带）。

(10) 改线段管道采用牺牲阳极方式进行阴极保护。

(11) 管道沿线加密设置警示牌、警示桩，管道上方设置警示带。

(12) 本工程 $D219 \times 8\text{mm}$ 管道的有效重力 407.9N/m，静水浮力为 369N/m，可不

采取降浮措施。

(13) 试压介质应采用洁净无腐蚀性的水，不得加入对管道具有腐蚀性的化学剂，PH 值宜为 6~9，总的悬浮物不宜大于 50mg/L，水质最大盐分含量不宜大于 2000mg/L。

(14) 本工程水域大、中型穿越段，应单独进行强度试压和严密性试压（回拖前后各 1 次）。

5.2.2.3 评价小结

通过分析评价，本项目管道敷设基本符合有关标准、规范的要求，《可行性研究报告》中提出的安全措施可行。在此基础上，本评价补充安全对策措施及建议如下：

(1) 根据《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）第 4.2.6 条，4.2.6 管沟回填土作业应符合下列规定：1.岩石、卵石、冻土段管沟，应在沟底先铺设细土或砂垫层，压实后的厚度不宜小于 0.2m。2.回填岩石、砾石、冻土段的管沟时，应先用细土或砂回填至管顶以上 0.3m 后，方可用原状土回填，回填土中的岩石和碎石块最大粒径不应超过 250mm。3.管顶和管底用的细土或砂的最大粒径应根据外防腐涂层的类型确定；对于三层结构聚乙烯、三层结构聚丙烯和双层环氧粉末外防腐涂层，最大粒径不宜超过 20mm，且应保证良好的颗粒级配；对于其他涂层，最大粒径不宜超过 10mm。4.一般地段的管沟回填，应留有沉降余量，回填土宜高出地面 0.3m 以上。对于回填后可能遭受地表汇水冲刷或浸泡的管沟，回填土应压实，压实系数不宜小于 0.85，并应满足水土保持的要求。5.输油管道出土端、进出站(阀室)和固定墩前后段，回填土时应分层夯实，分层厚度不应大于 0.3m，夯实系数不宜小于 0.9。单侧夯实段长度应根据计算确定。

(2) 根据《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）第 4.2.7 条，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。

5.2.3 人员密集型高后果区及重要设施

本项目拟迁改管道不涉及人员密集型高后果区及港口、飞机场、军事区、炸药库等重要设施。

5.2.4 地质灾害

5.2.4.1 安全检查表

本评价采用安全检查表法对地质灾害进行符合性评价。具体评价结果，见表 5.2-3。

表 5.2-3 地质灾害安全检查表

序号	评价内容	评价依据	评价结果	结论
1	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	根据《辽河石化公司盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目地质灾害危险性评估报告》，本项目迁改管道沿线区域无滑坡、崩塌、泥石流、岩溶塌陷、采空塌陷、地裂缝、地面沉降及不稳定斜坡等地质灾害隐患发育	符合

小结：本项目地质灾害共设 1 项评价内容，评价结果均符合要求。

5.2.4.2 评价小结

通过分析评价，本项目地质灾害基本符合有关标准、规范的要求，《可行性研究报告》中提出的安全措施可行。在此基础上，本评价补充安全对策措施及建议如下：

(1) 在本项目的设计及施工阶段，建议建设单位、设计单位和施工部门重视地质灾害的危险性，严格遵守国务院颁布的《地质灾害防治条例》，建立相关制度，采取防治措施，防止工程建设引发地质灾害，减轻或避免地质灾害对工程建设及周边环境的影响。

(2) 应对开挖后形成的边坡进行稳定性评价，特别应考虑降雨，软弱夹层、断裂破碎带、顺层岩质边坡等影响因素，注意边坡及周边影响范围的截排水，可采取有效的工程措施进行边坡支护。同时在开挖边坡过程中要及时进行边坡围护和监测工作。

(3) 工程施工中，加强对边坡岩土体的监测，设置围栏警戒线等，避免施工人员及车辆等财产遭受损害。

(4) 应对边坡进行稳定性评价，特别应考虑降雨，软弱夹层、断裂破碎带、顺层岩质边坡等影响因素，注意边坡及周边影响范围的截排水。

(5) 工程建设过程中可能形成基坑，建议开挖至安全坡度或采取工程措施进行防护。开挖过程中要及时进行围护和监测工作。施工中采取佩戴安全帽、设置安全警戒线等方式，避免人员损伤及机械财产损失。

(6) 工程施工时针对可能发生的地质灾害编制防灾预案。

(7) 评估区内岩质边坡开挖平整过程中，建议加强防护、监测，应以严谨的科学态度进行边坡的治理设计，施工单位应当按设计部门设计方案施工。开挖土质边坡时，应选择合理的坡率，进行分级开挖，或采用相应的基坑边坡支护方案；开挖和利用岩质边坡时，应清除边坡上不稳定岩块，对破碎的岩体采取加固与锚固等工程措施。

(8) 在工程建设的各个阶段，应采取专人巡查和定时监测相结合的监测制度，长期

监测不同类型的地质灾害，重视新的地质灾害的发生，及时处理遇到的地质灾害问题，有效地保护生命和财产的安全。

(9) 在本工程建设及使用阶段期间，如遇有地质灾害的发生，及时处理并上报有关部门。

5.2.5 地震

5.2.5.1 安全检查表

本评价采用安全检查表法对地震进行符合性评价。具体评价结果，见表 5.2-4。

表 5.2-4 地震安全检查表

序号	评价内容	评价依据	评价结果	结论
1	油气输送管道线路应选择抗震有利场地，宜避让不利和危险地段。对难以绕避的不利或危险地段应按照本规范的规定进行抗震设计并采取相应的抗震措施。	《油气输送管道线路工程抗震技术规范》(GB/T 50470-2017) 第 3.0.5 条	本地区地震烈度为8度，地震动峰值加速度为0.2g。《可行性研究报告》中已明确管道线路尽量避开高地震烈度区、地震活动断裂带、滑坡、煤矿采空塌陷区等不良工程地质段。	符合

小结：本项目地震共设 1 项评价内容，评价结果均符合要求。

5.2.5.2 评价小结

通过分析评价，本项目地震基本符合有关标准、规范的要求，《可行性研究报告》中提出的安全措施可行。在此基础上，本评价补充安全对策措施及建议如下：

(1) 根据《油气输送管道线路工程抗震技术规范》(GB/T 50470-2017) 第 4.1.1 条，管道抗震设计和校核应符合下列规定：1、管道应按基本地震动参数进行抗震设计，其中重要区段内的管道应按 1.3 倍的基本地震动峰值加速度及速度计算地震作用；2、管道应采用罕遇地震动参数进行抗震校核。

(2) 根据《油气输送管道线路工程抗震技术规范》(GB/T 50470-2017) 第 4.1.4 条，管道通过地震地质灾害导致的地面位移地段，其设防位移应为预测的最大位移。

(3) 根据《油气输送管道线路工程抗震技术规范》(GB/T 50470-2017) 第 7.1.1 条，管道抗震措施的选用应与抗震验算相结合，优先采用降低计算应变的措施。当抗震验算不满足要求时，可适当增加钢管壁厚或采用大应变钢管。

(4) 根据《油气输送管道线路工程抗震技术规范》(GB/T 50470-2017) 第 7.1.2 条，在需要设防的地面位移地段不应设置三通、阀门固定墩等部件。当需要设置热煨弯管时，其曲率半径不应小于 6 倍管道外径。

(5) 根据《油气输送管道线路工程抗震技术规范》(GB/T 50470-2017) 第 7.1.3 条, 在管道穿过刚性截水墙或水工保护构筑物基础时, 穿管处管道周边应预留不小于 25mm 的空隙, 并用柔性减振材料填塞。

(6) 根据《油气输送管道线路工程抗震技术规范》(GB/T 50470-2017) 第 7.1.5 条, 敷设于地震危险地段的管道宜设置报警系统。

(7) 根据《油气输送管道线路工程抗震技术规范》(GB/T 50470-2017) 第 7.2.9 条, 管道穿跨越工程结构地基的抗震措施应符合下列规定: 1 地基为软土、液化土、新近填土或严重不均匀土时, 应考虑地震时不均匀沉降、地基失效或其他不利影响对管道穿越工程可能造成的破坏, 并应采取相应措施; 2 液化等级为中等和严重时的古河道、现代河滨、海滨, 当存在液化侧向扩展或流滑可能时, 在距常水位线 100m 以内修建的管道穿越工程, 应进行抗滑动验算, 必要时应采取防止滑动的措施。

(8) 根据《油气输送管道线路工程抗震技术规范》(GB/T 50470-2017) 第 8.3.3 条, 抗震设防管段施工应减少连头焊口数量, 连头短管的长度应大于 3 倍管道外径且不应小于 0.5m。

(9) 根据《油气输送管道线路工程抗震技术规范》(GB/T 50470-2017) 第 8.3.4 条, 抗震设防管段的对接焊口应逐一进行外观检查。焊缝外观检查合格后应按设计要求进行射线或超声波检测, 并满足验收要求。

(10) 根据《油气输送管道线路工程抗震技术规范》(GB/T 50470-2017) 第 8.3.5 条, 同一处的非裂纹缺陷的焊缝返修次数不宜超过 1 次。存在裂纹缺陷和超过返修次数的焊缝应割口重焊。

(11) 根据《油气输送管道线路工程抗震技术规范》(GB/T 50470-2017) 第 8.4.1 条, 管道下沟时, 管底应与沟底贴合, 其缝隙应采用砂土回填。

(12) 根据《油气输送管道线路工程抗震技术规范》(GB/T 50470-2017) 第 8.5.1 条, 穿越段管道抗震工程施工除应符合现行国家标准《油气输送管道穿越工程施工规范》GB50424 的有关规定外, 还应符合下列规定: 1 大开挖管道穿越时, 穿越前施工单位应对管沟的成型进行一次自检, 沟长、沟直、沟深、沟宽、边坡坡度和曲线变化等情况应符合设计和施工组织设计的有关要求。2 穿越管线管沟回填前, 应对回填土质、深度进行检查, 并应符合设计要求。3 当采用套管穿越时, 应检查内管的支撑和防腐绝缘是否完好。检查或检测合格后, 应按设计要求进行填充或密封套管两端。4 采用洞埋式穿越时, 应确保钢筋混凝土施工质量符合设计要求, 管线构件应处于正确装配状态, 当采用支墩式敷

设时，防滑落管卡等结构的施工及验收应符合现行国家标准《构筑物抗震设计规范》GB50191 的有关规定。

5.2.6 采矿区

本项目拟迁改管道沿线未经过采矿区。

5.2.7 山岭穿越

本项目拟迁改管道沿线不涉及山岭穿越。

5.2.8 水域大、中型穿（跨）越

根据《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013），本项目涉及 1 处河流中型穿越，定向钻穿越长度 1400m。根据《中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目涉大旱河洪水影响评价报告》，本项目设计洪水频率为 2%，本次河道冲刷深度计算值为 2.166m(P=2%)，即河床总安全埋深不小于 8.166m，本次输油管道设计河床下管顶埋深最小值约 16.221m，且水平定向钻入土点、出土点在河道管理范围之外，对堤防安全影响较小。经计算堤防进行稳定满足规范要求，不采取工程措施。

5.2.8.1 安全检查表

本评价采用安全检查表法对与河流中型穿越进行符合性评价。具体评价结果，见表 5.2-5。

表 5.2-5 河流中型穿越安全检查表

序号	评价内容	评价依据	评价结果	结论																								
1	水域穿越工程应按表 3.3.3 划分工程等级，并应采用与工程等级相应的设计洪水频率。桥梁上游 300m 范围内的穿越工程，设计洪水频率不应低于该桥梁的设计洪水频率。 表 3.3.3 水域穿越工程等级与设计洪水频率 <table><tr><th rowspan="2">工程等级</th><th colspan="2">穿越水域的水文特征</th><th rowspan="2">设计洪水频率</th></tr><tr><th>多年平均水位的水面宽度 (m)</th><th>相应水深 (m)</th></tr><tr><td rowspan="2">大型</td><td>≥200</td><td>不计水深</td><td>1%</td></tr><tr><td>≥100~<200</td><td>≥5</td><td>(100 年一遇)</td></tr><tr><td rowspan="2">中型</td><td>≥100~<200</td><td><5</td><td>2%</td></tr><tr><td>≥40~<100</td><td>不计水深</td><td>(50 年一遇)</td></tr><tr><td>小型</td><td><40</td><td>不计水深</td><td>2% (50 年一遇)</td></tr></table>	工程等级	穿越水域的水文特征		设计洪水频率	多年平均水位的水面宽度 (m)	相应水深 (m)	大型	≥200	不计水深	1%	≥100~<200	≥5	(100 年一遇)	中型	≥100~<200	<5	2%	≥40~<100	不计水深	(50 年一遇)	小型	<40	不计水深	2% (50 年一遇)	《油气输送管道穿越工程设计规范》 (GB 50423-2013) 第 3.3.3 条	本项目管道穿越大旱河为中型穿越，设计洪水频率2%	符合
工程等级	穿越水域的水文特征		设计洪水频率																									
	多年平均水位的水面宽度 (m)	相应水深 (m)																										
大型	≥200	不计水深	1%																									
	≥100~<200	≥5	(100 年一遇)																									
中型	≥100~<200	<5	2%																									
	≥40~<100	不计水深	(50 年一遇)																									
小型	<40	不计水深	2% (50 年一遇)																									
2	水域大、中型穿越管段、山岭长隧道、山岭中长隧道、铁路、二级与二级以上公路的穿越管段，对接接头焊缝均应进行 100%射线探伤检验和 100%超声波探伤检验。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 (GB 50423-2013) 第 8.1.2 条	拟采用 100%射线探伤检验和 100%超声波探伤检验	符合																								

小结：本项目河流中型穿越共设 2 项评价内容，评价结果均符合要求。

5.2.8.2 《可行性研究报告》中已有安全对策措施

对《可行性研究报告》中提出的安全对策措施总结归纳如下：

- (1) 采用定向钻穿越技术，以达到管线安全和保护环境的目的。
- (2) 符合线路总体走向，线路局部走向可根据穿越位置进行调整。
- (3) 选择在河流较窄、顺直、水流平缓地段；当有弯道时，应选择在弯道的上下游平直河段。
- (4) 尽量避开灾害性地质地段，选择在有良好、稳定地层的地方。
- (5) 穿越位置附近有一定的施工场地及便利的交通运输条件。
- (6) 管道穿越位置的选定应符合城市、交通、河道等相关部门的法规及规划。

5.2.8.3 评价小结

通过分析评价，本项目河流穿越基本符合有关标准、规范的要求，《可行性研究报告》中提出的安全措施可行。在此基础上，本评价补充安全对策措施及建议如下：

(1) 根据《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）第 3.3.2 条，选择的穿越位置应符合线路总体走向，应避开一级水源保护区。对于大、中型穿越工程，线路局部走向应按所选穿越位置进行调整，并应符合下列要求：1.穿越位置宜选在岸坡稳定地段。若需在岸坡不稳定地段穿越，则应对岸坡作护岸、护坡整治加固工程。2.穿越位置不宜选择在全新世活动断裂带及影响范围内。3.穿越宜与水域轴线正交通过。若需斜交时，交角不宜小于 60° ，采用定向钻穿越时，不宜小于 30° 。

(2) 根据《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）第 3.3.6 条，水域穿越长度和埋深应符合下列要求：1、主河道的穿越长度应包括两岸防洪堤，并满足堤防保护的距離要求。当两岸无防洪堤时，主河道的穿越长度应根据管道使用期间可能的河床摆动范围确定。2、当两岸设有防洪堤坝及规划防洪堤坝时，穿越的起始位置及堤下埋深应满足水利主管部门规定。

(3) 根据《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）第 3.3.9 条，当采用水平定向钻穿越河流堤坝时，应根据不同的地质条件采取措施控制堤坝和地面的沉陷，防止穿越管道处发生管涌，不应危及堤坝的安全。水平定向钻入土点、出土点距大堤坡脚的距离不宜小于 50m。

(4) 根据《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）第 4.1.7 条，穿越区域的地下水或岩土层具有腐蚀性时，除管段自身防腐满足要求外，稳管措施所用材料

应有抗腐蚀的性能。

(5) 根据《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB 50423-2013)第 4.5.4 条,防护工程的设计洪水频率宜与穿越工程设计洪水频率相同,护岸顶应高出包括浪高和壅水在内的设计洪水位 0.5m。若堤岸顶低于设计洪水位,护岸宜作至堤顶。

(6) 根据《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB 50423-2013)第 4.5.5 条,护岸工程基础基底埋深宜在水床面下不小于 1m 处,同时宜满足设计冲刷线下 1m 和冰冻线下 0.3m 的要求。在护岸工程基础埋深无法满足上述条件的情况下,可采取抛石、石笼、混凝土柔性板措施护脚。护脚于垂直水流方向的防护长度不应小于设计洪水冲刷深度的 1.5 倍。

(7) 根据《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB 50423-2013)第 4.5.6 条,护岸工程顺水流方向的长度,应根据实地水流形态、岸坡地质条件及施工扰动岸坡情况确定,应大于施工开挖的岸坡宽度。

(8) 根据《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB 50423-2013)第 4.5.10 条,护岸工程与调治构筑物均应核算坡面滑动、沿弧面或不均匀土体的折线面滑动的抗滑稳定性。抗滑稳定安全系数可取 1.15~1.30。

(9) 根据《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB 50423-2013)第 5.1.1 条,穿越断面应选择在水域形态稳定的地段,两侧场地应满足布设钻机、泥浆池、材料堆放和管道组焊的要求。

(10) 根据《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB 50423-2013)第 5.1.3 条,水平定向钻敷设穿越管段的入土角宜为 6° ~ 20° ,出土角宜为 4° ~ 12° ,应根据地质条件、穿越管径、穿越长度、管段埋深和弹性敷设条件确定。

(11) 根据《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB 50423-2013)第 5.1.5 条,穿越管段应根据地基土层的稳定性和密实性,采取防止地表塌陷的措施。

(12) 根据《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB 50423-2013)第 5.1.6 条,在水平定向钻穿越的管段上,除管端封头外不应有任何附件焊接或附加于管体上。若需在水域两侧设止水环,可在回拖完成后在穿越管段两端设置,并应保持防腐涂层的完整。

(13) 根据《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB 50423-2013)第 5.1.7 条,定向钻不宜在卵石层、松散状砂土或粗砂层、砾石层与破碎岩石层中穿越。当出入土管段穿过一定厚度的卵石、砾石层时,宜选择采取套管隔离、注浆固结、开挖换填措施处理。

(14) 根据《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB 50423-2013)第 5.1.9 条,定向

钻穿越施工应采用环保型泥浆，并应循环使用。

(15) 根据《油气输送管道工程水平定向钻穿越设计规范》(SY/T 6968-2021)第 3.0.10 条，定向钻穿越工程设计应符合管道工程专项评价的意见及批复意见。

(16) 根据《油气输送管道工程水平定向钻穿越设计规范》(SY/T 6968-2021)第 3.0.14 条，定向钻泥浆的原材料和处理剂应采用符合国家有关规定的环保材料，泥浆性能应符合本规范附录 A 的规定。

(17) 根据《油气输送管道工程水平定向钻穿越设计规范》(SY/T 6968-2021)第 12.1.1 条，定向钻在钻孔和回拖过程中应采取减小防腐层损伤的措施。

(18) 根据《油气输送管道工程水平定向钻穿越设计规范》(SY/T 6968-2021)第 12.1.3 条，定向钻穿越管道施工完成后，应对穿越段防腐层的电导率进行测试，并根据测试结果进行评价和后处理，相关要求应符合现行行业标准《穿越管道防腐层技术规范》SY/T 7368 的有关规定。

(19) 根据《油气输送管道工程水平定向钻穿越设计规范》(SY/T 6968-2021)第 12.4.1 条，定向钻穿越段管道应实施阴极保护，阴极保护宜纳入干线阴极保护系统中。

(20) 根据《油气输送管道工程水平定向钻穿越设计规范》(SY/T 6968-2021)第 12.4.2 条，定向钻穿越两端应设置阴极保护检测设施。

(21) 根据《中华人民共和国水法》第四章第三十八条规定，在河道管理范围内建设桥梁、码头和其他拦河、跨河、临河建筑物、构筑物，铺设跨河管道、电缆，应当符合国家规定的防洪标准和其他有关的技术要求，工程建设方案应当依照防洪法的有关规定报经有关水行政主管部门审查同意。因建设前款工程设施，需要扩建、改建、拆除或者损坏原有水工程设施的，建设单位应当负担扩建、改建的费用和损失补偿。但是，原有工程设施属于违法工程的除外。

(22) 根据《中华人民共和国防洪法》第三章二十七条规定，建设跨河、穿河、穿堤、临河的桥梁、码头、道路、渡口、管道、缆线、取水、排水等工程设施，应当符合防洪标准、岸线规划、航运要求和其他技术要求，不得危害堤防安全、影响河势稳定、妨碍行洪畅通；其工程建设方案未经有关水行政主管部门根据前述防洪要求审查同意的，建设单位不得开工建设。前款工程设施需要占用河道、湖泊管理范围内土地，跨越河道、湖泊空间或者穿越河床的，建设单位应当经有关水行政主管部门对该工程设施建设的位置和界限审查批准后，方可依法办理开工手续；安排施工时，应当按照水行政主管部门审查批准的位置和界限进行。

(23) 根据《中华人民共和国河道管理条例》第二章十一条规定, 修建开发水利、防治水害、整治河道各类工程和跨河、穿河、穿堤、临时的桥梁、码头、道路、渡口、管道、缆线等建筑物及设施, 建设单位必须按照河道管理权限, 将工程建设方案报送河道主管机关审查同意后, 方可按照基本建设程序履行审批手续。建设项目经批准后, 建设单位应当将施工安排告知河道主管机关。

(24) 根据《辽宁省河道管理条例》第二十七条规定, 确需在河道管理范围内新建、扩建、改建跨河、穿河、穿堤、临河的桥梁、码头、道路、渡口、管道、缆线等涉河建设项目的, 应当符合防洪标准和其他有关技术要求, 并按照河道管理权限报水行政主管部门审查批准。

5.2.9 与架空输电线路(35KV 及以上)和电气化铁路线路等交直流干扰设施并行、交叉

本项目拟迁改管道涉及与 25kV 哈大高速铁路并行敷设, 涉及与架空输电线路交叉。

5.2.9.1 安全检查表

本评价采用安全检查表法对与架空输电线路(35KV 及以上)和电气化铁路线路等交直流干扰设施并行、交叉进行符合性评价。具体评价结果, 见表 5.2-6。

表 5.2-6 与架空输电线路(35KV 及以上)和电气化铁路线路等交直流干扰设施并行、交叉
安全检查表

序号	评价内容	评价依据	评价结果	结论
1	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	管道与架空电力线交叉, 垂直净距大于 0.5m	符合

小结: 本项目与架空输电线路(35KV 及以上)和电气化铁路线路等交直流干扰设施并行、交叉设 1 项评价内容, 评价结果符合要求。

5.2.9.2 评价小结

通过分析评价, 本项目与架空输电线路(35KV 及以上)和电气化铁路线路等交直流干扰设施并行、交叉基本符合有关标准、规范的要求, 《可行性研究报告》中提出的安全措施可行。在此基础上, 本评价补充安全对策措施及建议如下:

(1) 根据《电力设施保护条例实施细则》第十二条, 任何单位或个人不得在距架空电力线路杆塔、拉线基础外缘的下列范围内进行取土、打桩、钻探、开挖或倾倒酸、碱、盐及其他有害化学物品的活动:

1) 35kV 及以下电力线路杆塔、拉线周围 5m 的区域;

2) 66kV 及以上电力线路杆塔、拉线周围 10m 的区域。

在杆塔、拉线基础的上述距离范围外进行取土、堆物、打桩、钻探、开挖活动时，必须遵守下列要求：

1) 预留出通往杆塔、拉线基础供巡视和检修人员、车辆通行的道路；

2) 不得影响基础的稳定，如可能引起基础周围土壤、砂石滑坡，进行上述活动的单位或个人应当负责修筑护坡加固；

3) 不得损坏电力设施接地装置或改变其埋设深度。

(2) 根据《输油管道工程设计规范》(GB 50253-2014) 第 4.3.6 条，在交、直流干扰源影响区域内的管道，应按照国家现行标准《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》GB/T50698 和《埋地钢质管道直流排流保护技术标准》SY/T0017 的相关规定，采取有效的排流保护或防护措施。

(3) 根据《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》(GB/T 50698-2011) 第 3.0.1 条，管道与高压交流输电线路宜保持最大间距。

(4) 根据《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》(GB/T 50698-2011) 第 3.0.3 条，对管道造成交流干扰的干扰源，应根据国家现行有关标准采取减轻交流干扰的措施。

(5) 根据《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》(GB/T 50698-2011) 第 3.0.8 条，在交流干扰区域的管道上宜安装腐蚀检查片，以测量交流电流密度和对交流腐蚀及防护效果进行评价。检查片的裸露面积宜为 100mm²，安装按本标准附录 A 进行。

(6) 根据《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》(GB/T 50698-2011) 第 3.0.9 条，从事交流干扰和雷电影响防护设施安装、调试、测试、维修的人员应受过电气安全培训，并掌握相关电气安全知识。

(7) 根据《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》(GB/T 50698-2011) 第 5.1.2 条，对存在交流干扰的管道，在阴极保护系统设计中应给予更大的保护电流密度；在运行调试中应使管道保护电位（相对于 CSE，消除 IR 降后）比阴极保护准则电位（一般土壤环境中—850mV，在厌氧菌或硫酸盐还原菌及其他有害菌土壤环境中—950mV）负值更大。

(8) 根据《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》(GB/T 50698-2011) 第 5.1.3 条，在同一条或同一系统的管道中，根据实际情况可采用一种或多种防护措施；但所有干扰防护措施均不得对管道阴极保护的有效性造成不利影响。

(9) 根据《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》(GB/T 50698-2011) 第 5.1.4 条，管道与输电线路杆塔、通信铁塔等及其接地装置间应保证足够的安全距离。在路径受限

地区难以满足安全距离时，应采取故障屏蔽、接地、隔离等防护措施，宜根据工程实际情况，在分析计算的基础上进行管道安全评估。

（10）根据《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》（GB/T 50698-2011）第 5.1.5 条，埋地管道与高压交流输电线路的距离宜符合下列规定：1.在开阔地区，埋地管道与高压交流输电线路杆塔基脚间控制的最小距离不宜小于杆塔高度。2.在路径受限地区，埋地管道与交流输电系统的各种接地装置之间的最小水平距离一般情况下不宜小于表 5.1.5 的规定。在采取故障屏蔽、接地、隔离等防护措施后，表 5.1.5 规定的距离可适当减小。

表 5.1.5 埋地管道与交流接地体的最小距离（m）

电压等级（kV）	≤220	330	500
铁塔或电杆接地	5.0	6.0	7.5

（11）根据《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》（GB/T 50698-2011）第 5.1.6 条，管道与 110kV 及以上高压交流输电线路的交叉角度不宜小于 55°。在不能满足要求时，宜根据工程实际情况进行管道安全评估，结合防护措施，交叉角度可适当减小。

（12）根据《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》（GB/T 50698-2011）第 5.1.7 条，阴极保护设备应配有雷电和电涌保护装置。

（13）根据《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》（GB/T 50698-2011）第 5.2.5 条，管道与防护装置和接地装置连接电缆的截面积应与泄放电流强度相匹配，宜采用 35mm² 的多股铜芯电缆，电缆敷设宜短直。

（14）根据《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》（SY/T 7854-2025）第 6.6.1 条，邻近交流输电系统的管道，在管道施工期间应指定专人负责电气安全。安全负责人应熟悉输电线路对管道的电磁影响及其防护的规定。

（15）根据《钢质管道外腐蚀控制规范》（GB/T 21447-2018）第 7.1.2 条，管道工程设计中，应充分考虑管道可能受到的干扰影响，并对管道上可能产生的杂散电流腐蚀和对腐蚀控制系统的影响进行分析和评估。

5.2.10 与铁路并行、交叉

本项目不涉及与铁路并行、交叉情况。

5.2.11 与公路并行、交叉

5.2.11.1 安全检查表

本评价采用安全检查表法对与公路并行、交叉进行符合性评价。具体评价结果，见表 5.2-7。

表 5.2-7 与公路并行、交叉安全检查表

序号	评价内容	评价依据	评价结果	结论
1	是否未利用公路桥梁进行牵拉、吊装等危及公路桥梁安全的施工作业。是否未利用公路桥梁（含桥下空间）、公路隧道、涵洞堆放物品，搭建设施以及铺设高压电线和输送易燃、易爆或者其他有毒有害气体、液体的管道。	《公路安全保护条例》 第二十二条	本项目未利用公路桥梁进行牵拉、吊装等危及公路桥梁安全的施工作业。未利用公路桥梁（含桥下空间）、公路隧道、涵洞堆放物品，搭建设施以及铺设管道	符合

小结：本项目与公路并行、交叉共设 1 项评价内容，评价结果符合要求。

5.2.11.2 评价小结

通过分析评价，本项目与公路并行、交叉基本符合有关标准、规范的要求，《可行性研究报告》中提出的安全措施可行。在此基础上，本评价补充安全对策措施及建议如下：

（1）根据《输油管道工程设计规范》（GB 50253-2014）第 4.1.6 条 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。

5.2.12 与其他管道并行、交叉

5.2.12.1 安全检查表

本评价采用安全检查表法对与其他管道并行、交叉进行符合性评价。具体评价结果，见表 5.2-8。

表 5.2-8 与其他管道并行、交叉安全检查表

序号	评价内容	评价依据	评价结果	结论
1	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。石方地区与已建管道并行间距小于 20m 时不宜进行爆破施工。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.1.8 条	本项目迁改线路与抚顺石化管道并行，最小并行间距 123m	符合

小结：本项目与其他管道并行、交叉共设 1 项评价内容，评价结果均符合要求。

5.2.12.2 评价小结

通过分析评价，本项目与其他管道并行、交叉基本符合有关标准、规范的要求，《可行性研究报告》中提出的安全措施可行。在此基础上，本评价补充安全对策措施及建议如下：

（1）根据《油气输送管道并行敷设技术规范》（SY/T 7365-2017）第 3.0.5 条，并行

管道的阴极保护应考虑相互影响。

(2) 根据《油气输送管道并行敷设技术规范》(SY/T 7365-2017) 第 3.0.6 条, 并行管道的间距应满足施工及维抢修所需的空间要求。

(3) 根据《油气输送管道并行敷设技术规范》(SY/T 7365-2017) 第 3.0.7 条, 与已建管道并行、交叉时, 应报已建管道企业和主管部门, 征得其同意, 并制定安全保护措施。

(4) 根据《油气输送管道并行敷设技术规范》(SY/T 7365-2017) 第 3.0.10 条, 并行管道应加强施工安全管理, 并制定专项应急预案。

(5) 设计阶段线路阳极地床位置应考虑与其他管道的相互干扰问题。在管道试运行阶段, 应对管道进行全面的阴极保护测试, 依据测试结果决定是否采取防治措施。

5.2.13 标识与伴行道路

5.2.13.1 安全检查表

本评价采用安全检查表法对标识与伴行道路进行符合性评价。具体评价结果, 见表 5.2-9。

表 5.2-9 标识与伴行道路安全检查表

序号	评价内容	评价依据	评价结果	结论
1	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 SY/T6064 的有关规定。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.6.1 条	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, 并符合现行行业标准	符合
2	里程桩应沿管道从起点至终点, 每隔 1km 至少设置 1 个。阴极保护测试桩可同里程桩合并设置。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.6.2 条	里程桩设置在管道正上方, 1km 设置 1 个	符合
3	在管道平面改变方向时应设置水平转角桩。转角桩宜设置在折转管道中心线上方。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.6.3 条	设置转角桩, 转角桩设置在折转管道中心线上方	符合

小结: 本项目标识与伴行道路共设 3 项评价内容, 评价结果均符合要求。

5.2.13.2 《可行性研究报告》项目申请报告中已有安全对策措施

对《可行性研究报告》中提出的安全对策措施总结归纳如下:

(1) 管道上方 0.5m 埋设警示带。

(2) 高后果区段单独设置警示牌, 尽量设置在就近的路口或其他显眼位置, 每公里不少于 2 处, 且满足通视性要求。

(3) 本工程设置的线路标志桩有：里程桩、转角桩、加密桩、警示牌，桩体形式与已建管道形式一致。全线共设置转角桩 4 个，标志桩 2 个，警示牌 2 个、高加密桩拟 100m 设置 1 个、高后果区拟增加 3 个智能阴保测试桩。

(4) 本工程沿线与多条干线公路并行敷设，敷设区域内现有道路情况基本可以满足日后运行维护的需要，因此不考虑新建伴行道路。

5.2.13.3 评价小结

通过分析评价，本项目标识与伴行道路基本符合有关标准、规范的要求，《可行性研究报告》中提出的安全措施可行。在此基础上，本评价补充安全对策措施及建议如下：

(1) 根据《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2024）第 5.1.1 条，里程桩宜兼做测试桩，除特殊情况下可隔桩设置外，应每公里设置一个里程桩。

(2) 根据《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2024）第 5.1.2 条，按照检测方便、不影响耕种的原则设置里程桩，设置里程的位置可就近适当调整。

(3) 根据《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2024）第 5.2 条，在需要监测或测试管道阴极保护参数位置设置测试桩。

(4) 根据《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2024）第 5.3 条，转角桩埋地管道在水平方向一次转角大于 5° ，应设置转角桩。

(5) 根据《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2024）第 5.4.3 条，管道穿越河塘沟渠，应在河渠堤边坡脚或距塘沟边 5m 范围内设置穿越桩。设置规定如下：1、中型及以上河流，宽度大于 40m 以上冲沟，应在两侧设置穿越桩；2、常年枯水位水面宽度大于 40m，且水深大于 2.0m 干渠与水塘等，应在两侧设置穿越桩；3、小型河流和宽度大于 5m 且小于 40m 的小型冲沟，宜在单侧设置穿越桩。

(6) 根据《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2024）第 5.7 条，各管理单位管理区域交界点应设置分界桩。

(7) 根据《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2024）第 5.8 条，管道沿线应根据需要设置加密桩。人口密集区、工业商业活动区、基础设施建设区、环境敏感区等高后果区加密桩间距不宜大于 50m，其他地区不宜大于 200m，同时应满足通视性的要求。

(8) 根据《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2024）第 5.9 条，对于硬化地面无法设置标志桩的区域，可采用粘贴、镶嵌地面标记牌或直接喷涂标记等方式，标明管道所处的位置和走向。

(9) 根据《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》(GB/T 50698-2011)第 8.3.2 条,交流干扰防护设施和阴极保护设施应设置警示标志。

(10) 根据《油气管道线路标识设置技术规范》(SY/T 6064-2024)第 5.12.1 条,管道经过下列区域应设置警示牌:1、采石场、取土场、采矿区域;2、地质灾害易发区或已多次发生危及管道安全行为的区域;3、人口密集区、工业建设地段等;4、公路、铁路、河流、山体等穿跨越区域。

(11) 根据《油气管道线路标识设置技术规范》(SY/T 6064-2024)第 6.1 条,标识内容应表述出管道设施的存在、潜在危险的警告、管理单位的信息及联系方式等。

(12) 根据《油气管道线路标识设置技术规范》(SY/T 6064-2024)第 6.2 条,里程碑应标记管道名称、里程、联系电话、管理单位等。

(13) 根据《油气管道线路标识设置技术规范》(SY/T 6064-2024)第 6.3 条,测试桩应标记管道名称、里程、联系电话、管理单位等。

(14) 根据《油气管道线路标识设置技术规范》(SY/T 6064-2024)第 6.4 条,转角桩应标记管道名称、转角方向示意符号、里程等,宜标记转角角度。

(15) 根据《油气管道线路标识设置技术规范》(SY/T 6064-2024)第 6.5.1 条,穿越公路时,应标记管道名称、穿越方式、里程、穿越长度、联系电话、管理单位;宜标记公路名称、交叉角度等。

(16) 根据《油气管道线路标识设置技术规范》(SY/T 6064-2024)第 6.5.2 条,穿越河渠时,应标记管道名称、穿越长度、穿越方式、里程、联系电话、管理单位;宜标记河渠名称、稳管方式。

(17) 根据《油气管道线路标识设置技术规范》(SY/T 6064-2024)第 6.7 条,设施桩应满足下列要求:1、固定墩应标记管道名称、设施名称、里程、尺寸、形式;2、牺牲阳极应标记管道名称、阳极类型、数量及位置;3、封堵三通应标记管道名称、设施名称、里程;4、设置其他设施桩时,可根据需要,标记相关内容。

(18) 根据《油气管道线路标识设置技术规范》(SY/T 6064-2024)第 6.9 条,加密桩应标记管道名称、警示信息、联系电话、管理单位等。

(19) 根据《油气管道线路标识设置技术规范》(SY/T 6064-2024)第 6.10 条,地面标记应标记管道名称和走向等。

(20) 根据《油气管道线路标识设置技术规范》(SY/T 6064-2024)第 6.18 条,警示带应标记警示语、联系电话、管理单位等。

(21) 根据《油气管道线路标识设置技术规范》(SY/T 6064-2024)第 8.1 条, 标识应按类编号并登记建档。

(22) 根据《油气管道线路标识设置技术规范》(SY/T 6064-2024)第 8.2 条, 新建、改线管道标识应与管道主体工程同时设计、施工并交付使用。

5.2.14 阀室

本项目不涉及阀室。

5.3 站场工程

本项目不涉及站场工程。

5.4 公用工程

5.4.1 防腐与阴极保护

5.4.1.1 安全检查表

本评价采用安全检查表法对防腐与阴极保护进行符合性评价。具体评价结果, 见表 5.4-1。

表 5.4-1 防腐、保温与阴极保护安全检查表

序号	评价内容	评价依据	评价结果	结论
1	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。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.3.1 条	采用防腐层加阴极保护的联合保护措施; 防腐设计符合现行国家标准	符合
2	埋地管道外防腐层的性能、等级及外防护层的选用, 应根据地质、环境条件需求确定。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.3.2 条	外防腐层的性能、等级及外防护层的选用根据地质、环境条件需求确定	符合
3	采用牺牲阳极方式保护时, 应考虑地质条件的限定影响。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第 4.3.5 条	考虑地质条件的限定影响, 采用牺牲阳极方式保护	符合
4	线路管道外防腐层补口材料是否根据线路管道外防腐层的类型选用, 宜选用热熔胶型热收缩材料、无溶剂液体聚氨酯涂料、无溶剂液体环氧涂料等材料, 隧道穿越管道补口材料可选用热熔胶型热收缩材料、粘弹体胶带+聚烯烃胶粘带、压敏胶型热收缩材料等, 补口材料应符合 GB/T51241 的规定。无溶剂液体聚氨酯防腐层、无溶剂液体环氧防腐层不宜用于地下水位高的地区。定向	《压力管道规范 长输管道》(GB/T34275-2024)第 5.5.1.2 条	普通线路段管道采用带环氧底漆的热熔胶型辐射交联聚乙烯热收缩带进行补口; 定向钻穿越段采用定向钻穿越专用热收缩带(带牺牲带)	符合

	钻、直铺管等穿越段管道外防腐补口材料应符合 SY/T7368 的规定。			
5	钢质管道外防腐层是否具备良好的电绝缘性、机械性、防潮防水性、附着力、耐化学性和热老化性、耐微生物侵蚀等基本性能，且易于施工和修补。	《钢质管道外腐蚀控制规范》 (GB/T21447-2018)第 5.1.1 条	采用常温型加强级三层 PE 外防腐层，防腐层等级为加强级防腐，具备良好的电绝缘性、机械性、防潮防水性、附着力、耐化学性和热老化性、耐微生物侵蚀等基本性能，且易于施工和修补。	符合

小结：本项目防腐、保温与阴极保护共设 5 项评价内容，评价结果均符合要求。

5.4.1.2 《可行性研究报告》中已有安全对策措施

对《可行性研究报告》中提出的安全对策措施总结归纳如下：

- (1) 本项目对管道采用防腐层加阴极保护的联合保护措施。采用牺牲阳极方式进行阴极保护。牺牲阳极采用镁合金牺牲阳极。
- (2) 本项目管道采用常温型加强级三层 PE 外防腐层，热煨弯管采用双层熔结环氧粉末防腐。
- (3) 普通线路段管道采用带环氧底漆的热熔胶型辐射交联聚乙烯热收缩带进行补口；定向钻穿越段采用定向钻穿越专用热收缩带（带牺牲带）。
- (4) 本工程定向钻的两侧各设置 1 组牺牲阳极，每组牺牲阳极由 2 支组成，本工程共设置 2 组牺牲阳极(4 支)，每支牺牲阳极重 22kg；牺牲阳极型号为：C-AZ63B-22-S，牺牲阳极应符合 GB/T 17731-2015《镁合金牺牲阳极》的相关规定。

5.4.1.3 评价小结

通过分析评价，本项目防腐、保温与阴极保护基本符合有关标准、规范的要求，《可行性研究报告》中提出的安全措施可行。在此基础上，本评价补充安全对策措施及建议如下：

- (1) 根据《埋地钢质管道阴极保护技术规范》（GB/T21448-2017）第 4.2.2.1 条，阴极保护管道应具有良好的电连续性。
- (2) 根据《埋地钢质管道阴极保护技术规范》（GB/T21448-2017）第 4.2.2.2 条，电连续性跨接可设置在电绝缘装置两侧。对于非焊接钢质管道，电连续性跨接应设置在管道接头处。
- (3) 根据《埋地钢质管道阴极保护技术规范》（GB/T21448-2017）第 4.2.2.3 条，电连续性跨接应在测试装置内进行。

(4) 根据《埋地钢质管道阴极保护技术规范》(GB/T21448-2017)第4.1.3条,阴极保护工程应与主体工程同时勘察、设计、施工和投运。当阴极保护系统在管道埋地三个月内不能投运时,应采取临时阴极保护措施保护管道;在强腐蚀性土壤环境中,应在管道埋地时施加临时阴极保护措施;临时阴极保护措施应维持至永久阴极保护系统投运;对于受到直流杂散电流干扰影响的管道,阴极保护系统及排流保护措施应在三个月之内投运。

(5) 根据《埋地钢质管道阴极保护技术规范》(GB/T21448-2017)第6.6条,牺牲阳极电缆应通过测试装置与管道实现电连接。

(6) 根据《埋地钢质管道阴极保护技术规范》(GB/T21448-2017)第7.1.1条,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。

6 安全管理

6.1 安全管理机构设置

本项目建成后，由中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司负责管道运行管理，对管道的生产管理进行统一指挥、统一调度。

6.2 人员编制与安全管理人員设置

本项目不再增设组织机构，统一由中油辽河石化公司现有的组织机构领导，实现全线集中管理，机构设置、人员配置和管理模式与原线路一致。

本项目劳动定员依托中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司原有人员，不单独配置劳动定员。安全管理人员由中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司协调配备。

6.3 个体防护装备配置

本项目为所有工作人员配备符合国家标准个体防护装备，建立采购、验收、发放、使用、维护、报废全流程管理制度，确保个体防护装备满足现场安全防护需求。

（1）建设期个体防护装备配备

项目施工阶段涉及土方开挖、焊接作业、起重吊装、有限空间、动火作业等高风险工序，针对不同作业岗位配备以下防护装备：

- 1) 基础通用防护：全员配备防静电工作服、防静电工作鞋、安全帽、防护手套、反光背心；
- 2) 焊接作业人员：焊接面罩、防强光护目镜、阻燃防护服、耐高温手套、防尘口罩；
- 3) 有限空间作业人员：隔绝式呼吸防护器、有毒有害气体检测配套防护、防爆照明及防护装备；
- 4) 噪声作业区域：防噪声耳塞/耳罩；
- 5) 现场安全管理人员、监理人员：安全帽、防静电服、安全鞋、反光背心、便携式防护用品。

（2）运行期个体防护装备配备

管道投运后，针对线路巡检、维检修作业、调度值守等岗位差异化配备：

- 1) 管道巡线人员：户外防静电工装、防滑耐磨安全鞋、防割手套、遮阳/防雨防护装备、便携式急救包、防虫蛇防护用品；
- 2) 维检修作业人员：根据检修工序配备防化手套、防护面罩、防尘防毒面具、绝缘

防护用品。

（3）应急处置专用个体防护装备

为应对介质泄漏、火灾、可燃液体蒸气爆炸、中毒、窒息、淹溺等突发事故，应集中配置应急防护装备：救援头盔、护目镜、化学防护服装、灭火防护套装、隔热服、防静电套装、化学品防护手套、防化靴、安全腰带、正压空气呼吸器、佩戴式防爆照明灯、轻型安全绳、消防腰斧、应急呼叫器等。

（4）配备与管理要求

- 1) 所有个体防护装备均具备产品合格证、安全鉴定证、检测报告，严禁使用不合格产品；
- 2) 按照岗位风险按需配发、定期检查、到期强制更换，建立发放与使用台账；
- 3) 对所有人员开展 PPE 正确佩戴、使用、维护专项培训，确保熟练掌握使用方法；
- 4) 施工现场、站场设置防护用品存放柜，保持装备完好、随时可用。

6.4 抢修机构设置及设备配备

本项目建设单位和管理单位为中油辽河石化公司，本次改造管道的维抢修均依托已有的维抢修机构和力量，本次设计不再新增维抢修机构、人员和设备。

6.5 外部依托力量

本项目迁改管线敷设于辽宁省营口市老边区，区域内国道、省道、县道及地方道路路网密布，交通通达条件良好；地方经济基础较好，机械加工配套资源充足，便于维抢修人员、设备物资快速输送。下面从维修、抢修、消防、医疗四个方面对外部依托力量的可依托性开展分析及合理性评价。

（1）维修

管道日常维修以建设单位自有维抢修队伍为主体，承担管道巡检、一般性缺陷处置等工作。营口市老边区及周边存在多家机械加工、金属焊接、设备维保企业，可提供管件预制、切割焊接、机具检修等社会化配套支持，作为自有维修力量的有效补充。

（2）抢修

管道发生泄漏、破损等突发事故时，主要依托建设单位专职维抢修队伍开展抢险处置，队伍配置管道抢修机具、封堵装备、备用管材管件等抢险物资；依托区域发达路网，抢修人员及物资可快速赶赴现场。属地土方施工、工程建设社会力量可提供沟槽开挖、现场清理、物资转运等辅助抢险支持。

（3）消防

属地消防救援机构为本项目主要外部消防依托。如发生柴油泄漏、火灾事故，可通过报警联动属地消防救援力量到场实施灭火、泄漏管控、现场监护等作业。

(4) 医疗

营口市老边区及周边分布综合医疗机构，具备创伤急救、伤员救治能力。事故造成人员伤害时，可依托现有道路交通条件，将受伤人员快速转运至就近医疗机构开展急救与后续治疗。

6.6 应急管理

根据危险有害因素辨识，针对本项目管道，建议在施工期和运行期按照以下应急事件制定应急预案。

应急事件类型：泄漏、火灾、可燃液体蒸气爆炸、淹溺、中毒、窒息等。

建议编制的专项应急预案：泄漏事故专项应急预案、火灾事故专项应急预案、可燃液体蒸气爆炸事故专项应急预案、淹溺事故专项应急预案、中毒事故专项应急预案、窒息事故专项应急预案、恐怖袭击专项应急预案、环境突发事件专项应急预案、气象灾害事故专项应急预案、地质灾害事故专项应急预案、地震灾害专项应急预案、公共卫生事故专项应急预案、洪汛灾害专项应急预案等。

建议编制的现场处置方案：起重伤害、物体打击、机械伤害、厂（场）内车辆致害、水害、触电等现场处置方案。

此外，本评价提出以下建议：

(1) 编制应急预案前，应当进行事故风险评估和应急资源调查。对周边管道进行细致的调查，分析管道间事故状态下的相互影响，并在预案编制时予以考虑。

(2) 编制的各类应急预案之间应当相互衔接，并与相关人民政府及其部门、应急救援队伍和涉及的其他单位的应急预案相衔接。

(3) 应当对本单位编制的应急预案进行评审，并形成书面评审纪要。应急预案经评审后，由本单位主要负责人签署公布，并及时发放到本单位有关部门、岗位和相关应急救援队伍。

(4) 应当在应急预案公布之日起 20 个工作日内，按照分级属地原则，向县级以上人民政府应急管理部门和其他负有安全生产监督管理职责的部门进行备案，并依法向社会公布。还应当抄送所在行政区域的县级人民政府应急管理部门。

(5) 工程投产后，应当制定本单位的应急预案演练计划，定期组织生产安全事故应急预案演练，并将演练情况报送所在地县级以上地方人民政府负有安全生产监督管理职

责的部门。

(6) 应当建立应急预案定期评估制度,对预案内容的针对性和实用性进行分析,并对应急预案是否需要修订作出结论。

6.7 安全投入

本项目工程总投资为 1262 万元,安全设施投入情况已纳入建设项目概算,安全投资约 65 万元,占总投资的 5.15%。

本项目主要安全设施投入情况,见表 6.7-1。

表 6.7-1 主要安全设施表

类别	主要安全设施	拟设置情况
安全防护	个体防护	头部防护(安全帽、面罩、耳塞、防护镜、口罩)和身体防护(工作服、防护服、手套、安全鞋)、空气呼吸器、洗眼器等
	安全泄放设施	放空设施、安全阀、呼吸阀、流量开关阀等
	安全标志	危险区警示标志、管道线路标识、逃生避难标志、风向标等
	电气继电保护系统	继电保护装置、防止电气误操作系统等
	雷电、静电防护	防雷设施、防静电接地设施等
	数据采集与监视控制系统	调度控制中心的计算机系统、管道各站场的控制系统、远程终端装置、数据通信系统等
防火防爆	防火设施	阻火器、防火堤、防火(爆)墙、防火门(窗)、防火涂料等
	防爆设施设备	电气设备、风机、电磁阀、仪表、工器具、对讲机/移动电话等
检测监测报警	监测	全线接入原有管道泄漏在线监测系统;大旱河河道穿越段、河道管理范围管段增设管道本体应力、变形监测设施;沿河坡脚、地质敏感区域布设地质灾害(滑坡、冲刷)监测点位。
	可燃(有毒)气体检测报警系统、火灾自动报警系统	火灾探测器、手动火灾报警按钮、火灾报警控制器、火灾报警电话、可燃(有毒)气体探测器等
	检测仪表	温度、压力、流量、液位等检测仪表

中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目
安全预评价报告

	安防系统	周界报警系统、视频监控、出入口控制、电子巡查巡检系统等	本项目不涉及
	防腐与阴极保护	防腐层漏点检测仪、测试桩、阴极保护电位检测仪、去耦隔直装置、极性排流装置等	延续原有阴极保护系统，迁改管段同步配套阴极保护测试桩、检测点位；定向钻穿越段、河道水下管段强化防腐层，配备防腐层漏点检测仪、阴极保护电位检测仪；穿越区域增设去耦隔直、极性排流装置，防止杂散电流腐蚀
应急处置	紧急处理设施	线路截断阀、紧急切断阀、紧急放空阀、事故收集池等	依托上下游截断阀，防止油品入河
	控制系统	紧急停车系统、水击保护系统、压力控制系统等	本项目不涉及
	电气设施	应急电源（应急发电机、不间断电源）、应急照明等	本项目不涉及
	应急装备及设施	抢修设施、堵漏器材、破拆器材、攀登器材、应急人员装备、防洪物资等	本项目为长输管道部分迁改，依托已有应急装备及设施

6.8 安全检查表

本评价采用安全检查表法对安全管理进行符合性评价。具体评价内容，见表 6.8-1。

表 6.8-1 安全管理安全检查表

序号	评价内容	评价依据	评价结果	结论
1	矿山、金属冶炼、建筑施工、运输单位和危险物品的生产、经营、储存、装卸单位，是否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	中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司设置安全生产管理机构并配备专职安全生产管理人员	符合
2	生产经营单位必须遵守本法和其他有关安全生产的法律、法规，加强安全生产管理，建立健全全员安全生产责任制和安全生产规章制度，加大对安全生产资金、物资、技术、人员的投入保障力度，改善安全生产条件，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。	《中华人民共和国安全生产法》第四条	中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司建立了安全生产责任制度，制定了安全生产规章制度并严格执行	符合
3	生产经营单位的主要负责人是本单位安全生产第一责任人，对本单位的安全生产工作全面负责。其他负责人对职责范围内的安全生产工作负责。	《中华人民共和国安全生产法》第五条	中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司主要负责人是本单位安全生产第一责任人，对本单位的安全生产工作全面负责。其他负责人对职责范围内的安全生产工作负责	符合
4	生产经营单位是否为从业人员提供	《中华人民共和国	为操作人员配备相关劳	符合

	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。	安全生产法》 第四十五条	动防护用品，并制定相关规定，监督、教育从业人员按照使用规则佩戴、使用	
--	--	-----------------	------------------------------------	--

小结：本项目安全管理共设 4 项评价内容，评价结果均符合要求。

6.9 评价小结

通过分析评价，本项目安全管理基本符合有关标准、规范的要求。在此基础上，本评价补充安全对策措施及建议如下：

（1）生产一线运行管理人员要具有较高的文化素质和业务水平，除具有精通本专业的能力外，还应熟悉相关专业的运行管理业务。

（2）人员上岗前必须进行严格培训，考核合格者才能上岗。

（3）全体人员必须经过严格的安全、消防教育、树立“安全第一”的意识和观念，并进行消防措施培训。

（4）公司主要管理、技术人员、主要操作人员、特殊设备的维修人员，可以考虑在本公司进行所在岗位的培训。从项目的建设和生产运营等现场实践中得到锻炼、积累经验。公司的主要管理人员和工程技术人员除经过课堂培训外，还要参加本项目工程建设阶段的工作，以熟悉和胜任所承担的本职工作。普通操作人员和维修人员除参加课堂培训外，还要参加本项目的试运行、性能测试及考核验收等工作。公司全部人员都需经考核合格后才能持证上岗。在本项目正式投运后，每名操作人员每年均将在现场接受 15~30h 的有关安全（消防、安全卫生、应急程序等）的培训。

（5）为实现管线规范化统一管理，迁改管段需开展高精度坐标测绘工作，精准采集管线位置数据，保障管线位置信息完整、准确，支撑后续管线的管理与运行。

（6）根据《中华人民共和国安全生产法》第四条，生产经营单位必须遵守本法和其他有关安全生产的法律、法规，加强安全生产管理，建立健全全员安全生产责任制和安全生产规章制度，加大对安全生产资金、物资、技术、人员的投入保障力度，改善安全生产条件，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。

（7）根据《中华人民共和国安全生产法》第二十七条，生产经营单位的主要负责人和安全生产管理人员必须具备与本单位所从事的生产经营活动相应的安全生产知识和管理能力，应当有注册安全工程师从事安全生产管理工作。

（8）根据《中华人民共和国安全生产法》第二十八条，生产经营单位应当对从业人

员进行安全生产教育和培训，保证从业人员具备必要的安全生产知识，熟悉有关的安全生产规章制度和安全操作规程，掌握本岗位的安全操作技能，了解事故应急处理措施，知悉自身在安全生产方面的权利和义务。未经安全生产教育和培训合格的从业人员，不得上岗作业。生产经营单位使用被派遣劳动者的，应当将被派遣劳动者纳入本单位从业人员统一管理，对被派遣劳动者进行岗位安全操作规程和安全操作技能的教育和培训。劳务派遣单位应当对被派遣劳动者进行必要的安全生产教育和培训。生产经营单位应当建立安全生产教育和培训档案，如实记录安全生产教育和培训的时间、内容、参加人员以及考核结果等情况。

（9）根据《中华人民共和国安全生产法》第三十条，生产经营单位的特种作业人员必须按照国家有关规定经专门的安全作业培训，取得相应资格，方可上岗作业。

（10）根据《中华人民共和国安全生产法》第三十一条，生产经营单位新建、改建、扩建工程项目的安全设施，必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。

（11）根据《中华人民共和国安全生产法》第四十一条，生产经营单位应当建立安全风险分级管控制度，按照安全风险分级采取相应的管控措施。

（12）针对重点穿越段管道，应建立日常检查、维护保养、检维修管理制度；按规定在穿越段两端设置标志牌和标志桩；在汛期、节假日等特殊时期，应对穿越管段进行安全检查；此外，应结合具体情况配备巡检人员，有条件时可对重点穿越管段设置专门值守人员。

（13）强化应急管理，建立应急物资储备和保养、保障制度，定期组织应急预案演练。

（14）建议企业构建长输管道安全保护防控体系，建立企地联防、联治、联护“三联”工作机制，建立健全企业内部防范组织机构和安全保护措施制度。

（15）应在设计阶段进一步细化个体安全防护用品配置情况，明确各岗位配备劳动防护用品明细。

（16）本项目岗位人员个体防护装备和劳动防护用品的配备应满足《个体防护装备配备规范 第1部分：总则》（GB 39800.1-2020）、《个体防护装备配备规范 第2部分：石油、化工、天然气》（GB 39800.2-2020）、《石油天然气作业场所个体防护装备配备规范》（SY/T 6524-2025）等标准规范的规定。

7 结论与建议

7.1 结论

根据对本项目拟迁改管道危险、有害因素辨识分析和定性、定量评价结果，沈阳万益安全科技有限公司对中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司盘鲮线输油管道大旱河段隐患治理项目安全预评价结论如下：

（1）本项目建设内容、选址及总体布局符合国家现行安全生产相关法律法规、标准规范要求；

（2）本项目主要的危险有害因素有泄漏、火灾、可燃液体蒸气爆炸、淹溺、中毒、窒息、洪水、地震等。

（3）本项目符合国家产业政策，采取的技术、工艺成熟可靠；

（4）项目基本安全条件、线路和公用工程符合标准规范要求；

（5）安全管理情况合理；

（6）《可行性研究报告》提出的安全措施和本评价补充的安全对策措施及建议能够满足项目需求；

综上所述，中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司盘鲮线输油管道大旱河段隐患治理项目具备安全条件。

7.2 对安全设施设计的建议

（1）在安全设施设计时，应严格落实《可行性研究报告》及本评价提出的安全对策措施及建议，并在初步设计中，结合专项评价的结论对相关专业内容进行补充和完善。

（2）根据《中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司盘鲮线输油管道大旱河段隐患治理项目涉大旱河洪水影响评价报告》，建议项目施工前应向河道主管部门备案，并与当地河道管理部门做好协调工作，并在其指导下施工。建议增加非汛期度汛方案。施工前应探明和调研已建管线以及电缆、通信线等设施，施工时应根据地质情况、管道埋深，制定保护措施，确保已建管线等设施的运行安全。

（3）根据《辽河石化公司盘鲮线输油管道大旱河段隐患治理项目地质灾害危险性评估报告》，在项目的规划、设计及施工阶段，建议规划、设计、建设和施工单位重视地质灾害的危险性，严格遵守《地质灾害防治条例》建立相关制度，采取防治措施，防止工程建设引发和加剧地质灾害，减轻或避免地质灾害对工程建设及周边环境的影响。工程在建设施工过程中，尽量避免大开挖，严禁形成高陡边坡，一但形成高陡边坡，应及

时,对高陡边坡稳定性进行分析,同时对其进行监测预警,采取必要的防治措施,避免顺层滑坡或崩塌灾害的发生,造成人员伤亡或财产损失。

(4) 防护设施及抢修设施等所需的安全设施应配备齐全,且与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用,安全设施投资应当纳入建设项目概算。

(5) 在设计阶段进行危害识别和风险评价,根据风险评价结果进行设计优化,规避风险。

(6) 根据《压力管道规范 长输管道》(GB/T 34275-2024)第 6.1.1.1 条,管道设计单位应取得相应的压力管道设计许可,按照批准的许可级别和范围从事设计工作。

(7) 根据《压力管道规范 长输管道》(GB/T 34275-2024)第 6.2.4.1 条,对于输油管道,管道的 MAIP 不应超过 1.1 倍设计压力。

7.3 对施工的建议

(1) 本项目输送管道属于易燃易爆的压力管道,施工单位必须具有国家或行业主管部门认定的施工资质,并严禁采用工程分包、资质挂靠等手段承揽工程。

(2) 建设单位应当向施工单位提供施工现场及毗邻区域内供水、排水、供电、供气、供热、通信、广播电视等地下管线资料,气象和水文观测资料,相邻建筑物和构筑物、地下工程的有关资料,并保证资料的真实、准确、完整。

(3) 建设单位不得明示或者暗示施工单位购买、租赁、使用不符合安全施工要求的安全防护用具、机械设备、施工机具及配件、消防设施和器材。

(4) 穿越管道施工前应与相应管道相关管理部门取得联系并办理相关手续。

(5) 施工单位开工前应做好施工方案和事故应急救援预案,对外来施工人员必须进行安全教育和施工过程的监督管理。

(6) 为了更好地保证管线穿越大旱河工程不会对河道行洪及堤身稳定等产生不利影响,施工方在施工的过程中加强管理、严格施工工艺及施工速度和进度控制来保证穿越安全,以减少由于冒浆等原因而诱发次生灾害的可能,并对堤防进行监测,确保施工过程中堤防的安全。

(7) 本工程施工时严格控制管道与村庄、易燃易爆场所的间距,不得随意更改路由;管道施工时设置隔离设施和明显的警示标志,夜间增设照明设施及荧光指示牌;管道焊接过程中不应强制组对,确保管道无应力组装;加强施工过程中安全管理,确保施工过程中的安全;施工监理应对现场整个施工过程进行监督,严格控制施工质量,确保安全措施必须实施到位。

(8) 管材运输车辆进场前核验车况，制动、灯光、转向系统完好，管材捆绑牢固，装车不得超载、超高；场内运输划定车辆行驶路线，设置限速标识。运输车辆卸车停靠位置平整坚实，远离管沟边坡、坑槽边缘，防止地基沉降、车辆侧翻；车辆倒车、转向安排专人指挥，盲区设置警示人员。挖掘机、起重机等工程机械作业区域进行隔离，机械回转半径内禁止站人；作业前对驾驶员进行安全技术交底，严禁违章操作、疲劳作业。) 现场设置交通警示标志，夜间施工配备照明及警示灯。

(9) 根据《油气长输管道工程施工及验收规范》(GB 50369-2014) 第 7.1.1 条，防腐管装卸不得损伤防腐层，应使用不损伤管口的专用吊具，弯管应采取吊管带装卸。

(10) 根据《油气长输管道工程施工及验收规范》(GB 50369-2014) 第 7.1.2 条，所有施工机具和设备在行车、吊装、装卸过程中，其任何部位与架空电力线路的安全距离应符合表 7.1.2 的规定。

(11) 根据《油气长输管道工程施工及验收规范》(GB 50369-2014) 第 7.2.1 条，防腐管的运输应符合交通部门的有关规定，拖车与驾驶室之间应设置止推挡板，立柱应牢固。

(12) 根据《油气长输管道工程施工及验收规范》(GB 50369-2014) 第 7.2.3 条，运输防腐管时，捆扎牢固，对防腐层采取保护措施。防腐管与车架或立柱之间、防腐管之间、防腐管与捆扎绳之间应设置橡皮板或其他软质材料衬垫，捆扎绳应套橡胶管或其他软质管套。弯管运输应采取保护措施，保温管的运输应使用配备装有柔性垫板的运管车。

(13) 根据《压力管道规范 长输管道》(GB/T 34275-2024) 第 7.1.1.1 条，管道安装单位应取得相应的特种设备安装许可证,按照批准的范围从事管道安装工作。同时，依据有关法规、安全技术规范的要求建立压力管道安装质量保证体系且有效运行。

(14) 根据《压力管道规范 长输管道》(GB/T 34275-2024) 第 7.1.2 条，管道施工前，安装单位应向管道安装工程所在地特种设备安全监管部门办理施工告知。

(15) 根据《钢质管道带压封堵技术规范》(GB/T28055-2023) 第 4.1 条，从事钢质管道带压封堵作业的单位应持有国家法律法规规定的许可。

(16) 根据《钢质管道带压封堵技术规范》(GB/T28055-2023) 第 4.2 条，参与封堵设备操作的人员应经过专业培训。

(17) 根据《钢质管道带压封堵技术规范》(GB/T28055-2023) 第 10.1.1 条，开孔、封堵作业点应选择在直管段上。开孔部位尽量避开管道焊缝，无法避开时，对筒刀切削

部位的焊道宜适量打磨且中心钻不应落在焊缝上。

(18) 根据《钢质管道带压封堵技术规范》(GB/T28055-2023)第10.2.1条,封堵管件焊接时,管道内液体流速不应大于5m/s。

7.4 对生产运行的建议

(1) 建设单位必须遵守有关安全生产的法律、法规,加强安全生产管理,建立健全全员安全生产责任制和安全生产规章制度,加大对安全生产资金、物资、技术、人员的投入保障力度,改善安全生产条件,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。

(2) 建设单位的主要负责人和安全生产管理人员必须具备与本单位所从事的生产经营活动相应的安全生产知识和管理能力。危险物品的经营单位的主要负责人和安全生产管理人员,应当由主管地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。管道单位应当有注册安全工程师从事安全生产管理工作。

(3) 建设单位应当对从业人员进行安全生产教育和培训,保证从业人员具备必要的安全生产知识,熟悉有关的安全生产规章制度和安全操作规程,掌握本岗位的安全操作技能,了解事故应急处理措施,知悉自身在安全生产方面的权利和义务。未经安全生产教育和培训合格的从业人员,不得上岗作业。在使用被派遣劳动者的,应当将被派遣劳动者纳入本单位从业人员统一管理,对被派遣劳动者进行岗位安全操作规程和安全操作技能的教育和培训。劳务派遣单位应当对被派遣劳动者进行必要的安全生产教育和培训。

(4) 建设单位应当建立安全生产教育和培训档案,如实记录安全生产教育和培训的时间、内容、参加人员以及考核结果等情况。

(5) 建设单位应当建立、健全危险化学品管道巡护制度,配备专人进行日常巡护。

(6) 建设单位应当按照有关国家标准、行业标准和技术规范对原油管道进行定期检测、维护,确保其处于完好状态;对安全风险较大的区段和场所,应当进行重点监测、监控,尤其是对高后果区应予以关注、重视;对不符合安全标准的管道,应当及时更新、改造或者停止使用,并向当地负有安全生产监督管理职责的部门报告。对涉及更新、改造的原油管道,还应当按照有关规定办理安全条件审查手续。

8 与建设单位交换意见

在本次评价过程中，本评价单位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。对于提出的一些建设性的意见，建设单位均引起了足够重视，并积极协调解决。

同时，建设单位对安全预评价报告形成以下内审意见：

（1）2.3.13.2 高后果区标识未提及高后果区的视频监控问题，应该配备；

（2）文中 2.3.13.1 管道未明确以下内容：

①高加密桩应增加在内（100 米/个）、警示牌数量需增加（河道两侧各一个，剩余每 500 米/个）；

②补充设置新敷管道需配置的高后果区风险告知牌未增加。应该增加 2 个高后果区风险告示牌；

③根据省发改委文件需增加高后果区的智能阴保测试桩，应该增加 3 个；

（3）清管试压排放的废水未提及如何处理；

（4）新管段需要高精度测绘坐标，以便统一管理。

对于建设单位提出的内审意见，本评价单位进行积极修改完善，并与建设单位达成共识。

9 附件与附图

- 1、建设单位营业执照
- 2、关于盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目核准的批复
- 3、建设单位内审意见
- 4、可行性研究报告的批复
- 5、防洪评价报告的批复及《中国石油天然气股份有限公司辽河石化分公司盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目涉大旱河洪水影响评价报告》审查意见
- 6、关于对盘酸线输油管道大旱河段隐患治理项目管道路由的复函
- 7、《地质灾害危险性评估报告》及评审意见
- 8、《盘鲅线输油管道大旱河段隐患治理项目岩土工程勘察报告》
- 9、线路走向图
- 10、线路平面、纵断面图