

报告编号：SH-2025-SY-YPJ-0302

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司

涪陵页岩气田复兴区块

储油罐地面工程

安全预评价报告

山东实华安全技术有限公司

资质证书编号：APJ-（鲁）-013

2025年5月11日

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司

涪陵页岩气田复兴区块

储油罐地面工程

安全预评价报告

法定代表人：任红艳

技术负责人：安风菊

项目负责人：吴佳东

2025年5月11日

前 言

复兴地区位于涪陵区块北部，地处重庆境内，为低山-丘陵地貌，海拔 200-650m，呈现北高南低的趋势。

涉及企业机密，不予公开。

根据《中华人民共和国安全生产法》（中华人民共和国主席令[2002]第 70 号发布，主席令[2009]第 18 号、主席令[2014]第 13 号、主席令[2021]第 88 号修正）、《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》（原国家安全生产监督管理总局令第 36 号，第 77 号修订）等有关规定，山东实华安全技术有限公司受重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司的委托，对本工程项目进行安全预评价。

接受委托后，山东实华安全技术有限公司成立了评价项目组，评价项目组遵循有关法律、法规、政策和标准，开展评价工作。在现场调查的基础上，仔细分析本工程项目的可研报告，及时与设计单位交换意见，并严格按照国家有关法律法规、技术标准的要求，综合运用了安全检查表（SCL）、定量风险模拟评价方法等定性定量分析方法，对该工程项目存在的危险有害因素进行了分析评价，并提出了切实可行的安全对策措施和建议，为本工程项目的初步设计和今后安全生产管理提供依据。

本报告在评价、编制过程中，得到了重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司的大力支持，在此表示由衷的感谢！

2025年5月

目 录

1 概 述.....	1
1.1 评价目的.....	1
1.2 评价依据.....	1
1.3 评价范围.....	9
1.4 评价程序.....	9
2 建设项目概况.....	11
2.1 建设项目基本情况.....	11
2.2 自然和社会环境概况.....	13
2.3 复兴区块现状及储油罐方案.....	15
2.4 油气集输工程.....	20
2.5 公用工程及辅助生产设施.....	24
2.6 安全管理情况.....	33
3 危险、有害因素辨识与分析.....	34
3.1 主要物质危险、有害因素分析.....	34
3.2 生产工艺及设备设施危险、有害因素分析.....	40
3.3 自然和社会危险因素分析.....	49
3.4 重大危险源辨识.....	51
3.5 事故案例与事故原因分析.....	53
4 评价单元划分和评价方法选择.....	59
4.1 评价单元划分.....	59
4.2 评价方法选择.....	59
5 定性、定量评价.....	62
5.1 选址及外部安全条件评价.....	62
5.2 技术、工艺安全可靠性评价.....	63
5.3 设备、装置、设施配套及可靠性评价.....	64
5.4 公用工程及辅助生产设施单元.....	65
5.5 风险程度评价.....	65
6 安全管理和应急管理评价.....	66
6.1 安全管理.....	错误！未定义书签。

6.2 应急管理.....	错误！未定义书签。
7 安全对策措施及建议.....	67
7.1 方案设计中提出的主要安全对策措施.....	67
7.2 补充的安全对策措施及建议.....	69
8 评价结论.....	70
8.1 项目主要特点及主要危险、有害因素评价结果.....	70
8.2 应重点防范的重大风险和应重视的安全对策措施建议.....	70
8.3 项目潜在的危险、有害因素控制情况.....	70
8.4 安全评价结论.....	71
附件 1 委托书.....	错误！未定义书签。
附件 2 建设单位营业执照.....	错误！未定义书签。
附件 3 重庆市企业投资项目备案证.....	错误！未定义书签。
附件 4 关于涪陵页岩气田复兴区块储油罐地面工程等项目的批复.....	错误！未定义书签。
附件 5 建设单位应急预案备案表.....	错误！未定义书签。
附件 6 专家意见及报告修改说明.....	错误！未定义书签。
附图 1 区域布置图	
附图 2 平面布置图	
附图 3 工艺流程图	

1 概述

1.1 评价目的

1、贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，分析与辨识本工程项目施工及投产运行后可能存在的主要危险有害因素；确定本项目与安全生产法律、法规、规章、标准的符合性。

2、预测本项目运行过程中发生事故的可能性及其严重程度；并提出消除、预防和降低危险、危害后果的安全对策措施和建议。

3、为本项目安全运行提供技术性指导，为应急管理部门实施监督提供参考依据，为建设项目初步设计提供依据。

1.2 评价依据

1.2.1 国家法律法规、部门规章和地方性法规

1.2.1.1 法律

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 70 号发布，主席令[2009]第 18 号、主席令[2014]第 13 号、主席令[2021]第 88 号修正，2021 年 9 月 1 日起施行）

2、《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（中华人民共和国主席令第 30 号，2010 年 6 月 25 日通过，2010 年 10 月 1 日施行）

3、《中华人民共和国消防法》（中华人民共和国主席令[2008]第 6 号，主席令[2019]29 号修订，[2021]81 号修订，2021 年 4 月 29 日起施行）

4、《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 4 号，2014 年 1 月 1 日起施行。）

5、《中华人民共和国防震减灾法》（中华人民共和国主席令[2008]第 7 号修订版，2009 年 5 月 1 日起施行）

6、《中华人民共和国突发事件应对法》（中华人民共和国主席令[2024]第 25 号，2024 年 11 月 1 日起施行）

7、《中华人民共和国防洪法》（中华人民共和国主席令[1997]第 88 号，2016 年第 48 号主席令修正，2016 年 9 月 1 日起施行）

1.2.1.2 行政法规

- 1、《危险化学品安全管理条例》（国务院令第 344 号，第 591 号、第 645 号修订，2013 年 12 月 7 日起施行）
- 2、《建设工程质量管理条例》（中华人民共和国国务院令[2000]第 279 号，国务院令第 714 号修改，2019 年 4 月 23 日实施）
- 3、《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，2004 年 2 月 1 日起施行）
- 4、《中华人民共和国工伤保险条例》（中华人民共和国国务院令[2010]第 586 号，2011 年 1 月 1 日起施行）
- 5、《中华人民共和国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，2019 年 4 月 1 日起施行）
- 6、《国务院关于修改<特种设备安全监察条例>的决定》（国务院令第 549 号，2009 年 5 月 1 日起施行）
- 7、《易制毒化学品管理条例》（国务院令（2005）445 号发布，国务院令（2014）653 号、国务院令（2016）666 号、国务院令（2018）703 号修改，国办函（2014）40 号、国办函（2017）120 号、国办函（2021）58 号增补、公安部等 6 部委公告 20240802 修正，2005 年 11 月 01 日起施行）
- 8、《中华人民共和国监控化学品管理条例》（国务院令第 190 号，国务院令 588 号修改，2011 年 1 月 8 日起施行）
- 9、《生产安全事故报告和调查处理条例》（国务院令第 493 号，2007 年 6 月 1 日起施行）
- 10、《建设工程抗震管理条例》（国务院令第 744 号，2021 年 9 月 1 日起施行）
- 11、《地质灾害防治条例》（国务院令第 394 号，2004 年 3 月 1 日起施行）

1.2.1.3 部门规章及规范性文件

- 1、《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》（国家安全生产监督管理总局令[2011]第 36 号，国家安全生产监督管理总局令第 77 号修改，2015 年 4 月 2 日实施）
- 2、《化学品物理危险性鉴定与分类管理办法》（原国家安全生产监督管理总局令第 60 号，自 2013 年 9 月 1 日起施行。）
- 3、《生产安全事故应急预案管理办法》（2016 年 6 月 3 日国家安全生产监督管理总局令第 88 号公布，自 2016 年 7 月 1 日起施行，2019 年应急管理部令第 2 号修改）

- 4、《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》（原国家安监总局令第40号，总局令第79号修正，2015年7月1日起施行）
- 5、《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[2005]第3号，2015年国家安全生产监督管理总局令第80号修改，2015年7月1日起施行）
- 6、《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》（原国家安监总局令第30号，原总局令80号修订版，2015年7月1日起施行）
- 7、《国家安全监管总局关于修改<生产安全事故报告和调查处理条例>罚款处罚暂行规定等四部规章的决定》（原国家安监总局令第77号，2015年5月1日起施行）
- 8、《国家安全监管总局关于废止和修改危险化学品等领域七部规章的决定》（原国家安监总局令第79号，2015年7月1日起施行）
- 9、《国家安全监管总局关于废止和修改劳动防护用品和安全培训等领域十部规章的决定》（原国家安监总局令第80号，2015年7月1日起施行）
- 10、《危险化学品目录（2015年版）》（原国家安全生产监督管理局等十部门公告2015年第5号，应急管理部等十部委公告2022年第8号，2023年1月1日）
- 11、《产业结构调整指导目录》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令[2023]第7号，自2024年2月1日起施行）
- 12、《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12月12日起实行）
- 13、《防雷减灾管理办法（修订）》（中国气象局第24号令，2013年6月1日起施行）
- 14、《质检总局关于修订<特种设备目录>的公告》（国家质量监督检验检疫总局公告[2014]第114号，2014年10月30日起施行）
- 15、《各类监控化学品名录》（中华人民共和国工业和信息化部令第52号，2020年6月3日起施行）
- 16、《重点监管的危险化学品名录》（2013年完整版，2013年2月5日起施行）
- 17、《重点监管危险化工工艺目录》（2013年完整版，2013年2月6日起施行）
- 18、《易制爆危险化学品目录（2017年版）》（2017年5月11日起施行）
- 19、《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，2020年5月30日起施行）
- 20、《卫生部关于印发<高毒物品目录>的通知》（卫法监发[2003]142号，2003年6

月 10 日起施行)

21、《中国严格限制的有毒化学品名录（2023 年版）》（2023 年 10 月 18 日起施行）

22、《质检总局关于实施新修订的<特种设备目录>若干问题的意见》（国质检特[2014]679 号，2014 年 10 月 30 日起施行）

23、《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 日起施行）

1.2.1.4 地方性法规、规章

1、《重庆市安全生产条例》（渝人常[2024]第 29 号，2024 年 07 月 01 日施行）

2、《重庆市建设工程安全生产管理办法》（重庆市人民政府令[2015]第 289 号，2015 年 5 月 1 日起施行）

3、《重庆市突发事件应对条例》（重庆市第三届人民代表大会常务委员会第 30 次会议通过，2012 年 7 月 1 日起施行）

4、《重庆市安全生产委员会办公室关于印发〈重庆市生产安全事故应急预案管理办法实施细则〉的通知》（渝安办[2020]110 号，2020 年 11 月 12 日起施行）

1.2.2 标准规范

1.2.2.1 国家标准

1、《企业职工伤亡事故分类》（GB6441-1986）

2、《消防安全标志设置要求》（GB15630-1995）

3、《生产设备安全卫生设计总则》（GB 5083-2023）

4、《工业管道的基本识别色、识别符号和安全标识》（GB7231-2003）

5、《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）

6、《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）

7、《防止静电事故通用导则》（GB12158-2006）

8、《视频安防监控系统工程设计规范》（GB50395-2007）

9、《安全色》（GB2893-2008）

10、《安全标志及其使用导则》（GB2894-2008）

11、《3~110kV 高压配电装置设计规范》（GB50060-2008）

12、《建筑工程抗震设防分类标准》（GB50223-2008）

13、《石油与石油设施雷电安全规范》（GB15599-2009）

14、《化学品分类和标签规范 第 1 部分：通则》（GB 30000.1-2024）

- 15、《固定式钢梯及平台安全要求 第2部分：钢斜梯》（GB4053.2-2009）
- 16、《固定式钢梯及平台安全要求 第3部分：工业防护栏杆及钢平台》（GB4053.3-2009）
- 17、《供配电系统设计规范》（GB50052-2009）
- 18、《建筑物防雷设计规范》（GB50057-2010）
- 19、《低压配电设计规范》（GB50054-2011）
- 20、《通用用电设备配电设计规范》（GB50055-2011）
- 21、《工业金属管道工程施工质量验收规范》（GB50184-2011）
- 22、《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）
- 23、《危险货物品名表》（GB12268-2012）
- 24、《构筑物抗震设计规范》（GB50191-2012）
- 25、《建筑物电子信息系统防雷技术规范》（GB50343-2012）
- 26、《石油天然气站内工艺管道工程施工规范（2012年版）》（GB50540-2009）
- 27、《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）
- 28、《20kV及以下变电所设计规范》（GB50053-2013）
- 29、《建筑照明设计标准》（GB/T50034-2024）
- 30、《火灾自动报警系统设计规范》（GB50116-2013）
- 31、《自动化仪表工程施工及质量验收规范》（GB50093-2013）
- 32、《工业设备及管道绝热工程设计规范》（GB50264-2013）
- 33、《电力设施抗震设计规范》（GB50260-2013）
- 34、《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）
- 35、《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）
- 36、《埋地钢质管道直流干扰防护技术标准》（GB50991-2014）
- 37、《气田集输设计规范》（GB50349-2015）
- 38、《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）
- 39、《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）
- 40、《混凝土结构设计标准（2024年版）》（GB/T50010-2010）
- 41、《通信线路工程设计规范》（GB51158-2015）
- 42、《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）

- 43、《油气输送管道完整性管理规范》（GB32167-2015）
- 44、《建筑抗震设计标准（2024年版）》（GB/T50011-2010）
- 45、《钢结构设计标准》（GB50017-2017）
- 46、《天然气》（GB17820-2018）
- 47、《危险化学品仓库储存通则》（GB15603-2022）
- 48、《建筑设计防火规范（2018年版）》（GB50016-2014）
- 49、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）
- 50、《消防应急照明和疏散指示系统技术标准》（GB51309-2018）
- 51、《火灾自动报警系统施工及验收标准》（GB50166-2019）
- 52、《个体防护装备配备规范第1部分：总则》（GB39800.1-2020）
- 53、《个体防护装备配备规范第2部分：石油、化工、天然气》（GB39800.2-2020）
- 54、《储罐区防火堤设计规范》（GB50351-2014）
- 55、《陆上石油天然气开采安全规程》（GB42294-2022）
- 56、《安全防范工程通用规范》（GB55029-2022）
- 57、《消防设施通用规范》（GB55036-2022）
- 58、《建筑防火通用规范》（GB55037-2022）
- 59、《生产过程安全卫生要求总则》（GB/T12801-2008）
- 60、《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T50065-2011）
- 61、《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》（GB/T50698-2011）
- 62、《油气田及管道工程仪表控制系统设计规范》（GB/T50892-2013）
- 63、《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》（GB/T50823-2013）
- 64、《石油天然气管道工程全自动超声波检测技术规范》（GB/T50818-2013）
- 65、《石油天然气工业 管道输送系统 管道阀门》（GB/T20173-2013）
- 66、《钢质管道焊接及验收》（GB/T31032-2023）
- 67、《埋地钢质管道阴极保护技术规范》（GB/T21448-2017）
- 68、《油气输送管道线路工程抗震技术规范》（GB/T50470-2017）
- 69、《输送流体用无缝钢管》（GB/T8163-2018）
- 70、《钢质管道外腐蚀控制规范》（GB/T21447-2018）
- 71、《油气管道运行规范》（GB/T35068-2018）
- 72、《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2020）

- 73、《埋地钢质管道阴极保护参数测量方法》（GB/T21246-2020）
- 74、《钢质管道内腐蚀控制规范》（GB/T23258-2020）
- 75、《爆炸性环境 第1部分：设备通用要求》（GB/T3836.1-2021）
- 76、《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》（GB/T9711-2023）
- 77、《石油天然气工业 管道输送系统》（GB/T 24259-2023）
- 78、《工作场所有害因素职业接触限值 第2部分：物理因素》（GBZ2.2-2007）
- 79、《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2010）
- 80、《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ/T230-2010）
- 81、《工作场所有害因素职业接触限值 第1部分：化学有害因素》（GBZ2.1-2019）
- 82、《石油石化系统治安反恐防范要求 第1部分：油气田企业》（GA1551.1-2019）

1.2.2.2 行业标准和地方标准

- 1、《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）
- 2、《安全评价通则》（AQ8001-2007）
- 3、《安全预评价导则》（AQ8002-2007）
- 4、《危险场所电气防爆安全规范》（AQ3009-2007）
- 5、《生产安全事故应急演练基本规范》（YJ/T9007-2019）
- 6、《生产经营单位生产安全事故应急预案评估指南》（YJ/T9011-2019）
- 7、《电子巡查系统技术要求》（GA/T644-2006）
- 8、《石油天然气管道系统治安风险等级和安全防范要求》（GA1166-2014）
- 9、《页岩气气田集输工程设计规范》（NB/T14006-2020）
- 10、《页岩气安全规程》（NB/T10399-2020）
- 11、《页岩油集输设计技术规范》（NB/T11284-2023）
- 12、《天然气管道运行规范》（SY/T 5922-2024）
- 13、《石油工业用加热炉安全规程》（SY0031-2012）
- 14、《石油天然气站场阴极保护技术规范》（SY/T6964-2013）
- 15、《石油天然气工程供暖通风与空气调节设计规范》（SY/T7021-2024）
- 16、《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》（SY/T7036-2016）
- 17、《油气架空管道防腐保温技术标准》（SY/T7347-2016）
- 18、《油气田工程安全仪表系统设计规范》（SY/T7351-2016）
- 19、《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）

- 20、《石油天然气工程建筑设计规范》（SY/T0021-2016）
- 21、《油气输送管道监控与数据采集（SCADA）系统安全防护规范》（SY/T7037-2016）
- 22、《输气管道系统完整性管理规范》（SY/T6621-2016）
- 23、《油气田电业带电作业安全规程》（SY/T5856-2017）
- 24、《油气田防静电接地设计规范》（SY/T0060-2017）
- 25、《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T6064-2024）
- 26、《石油天然气生产专用安全标志》（SY/T6355-2017）
- 27、《石油天然气作业场所劳动防护用品配备规范》（SY/T6524-2017）
- 28、《石油设施电气设备场所I级 0 区、1 区和 2 区的分类推荐作法》（SY/T6671-2017）
- 29、《油气田防静电安全技术规范》（SY/T7385-2024）
- 30、《本安型人体静电消除器安全规范》（SY/T7354-2017）
- 31、《油气输送管道并行敷设技术规范》（SY/T7365-2017）
- 32、《石油工程建设施工安全规范》（SY/T6444-2018）
- 33、《天然气地面设施抗硫化物应力开裂和应力腐蚀开裂金属材料技术规范》（SY/T0599-2018）
- 34、《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T5225-2019）
- 35、《油气厂、站、库给水排水设计规范》（SY/T0089-2019）
- 36、《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）
- 37、《石油天然气管道安全规范》（SY/T6186-2020）
- 38、《油气田变配电设计规范》（SY/T0033-2020）
- 39、《油（气）田容器、管道和装卸设施接地装置安全规范》（SY/T5984-2020）
- 40、《油气田及管道工程雷电防护设计规范》（SY/T6885-2020）
- 41、《石油天然气工程管道和设备涂色规范》（SY/T0043-2020）
- 42、《石油天然气管道安全规范》（SY/T6186-2020）
- 43、《阴极保护管道的电绝缘标准》（SY/T0086-2020）
- 44、《油气管道仪表及自动化系统运行技术规范》（SY/T6069-2020）
- 45、《油气管道安全预警系统技术规范》（SY/T6827-2020）
- 46、《油气管道完整性管理等级评估规范》（SY/T7472-2020）
- 47、《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109-2020）
- 48、《油气输送管道工程竣工验收规范》（SY/T4124-2020）

- 49、《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》（SY/T7628-2021）
- 50、《石油天然气工程可燃气体和有毒气体检测报警系统安全规范》（SY/T6503-2022）
- 51、《陆上油气田油气集输安全规程》（SY/T6320-2022）
- 52、《输油气管道工程安全仪表系统设计规范》（SY/T6966-2023）
- 53、《压力管道安全技术监察规程—工业管道》（TSGD0001-2009）
- 54、《固定式压力容器安全技术监察规程》（TSG21-2016）
- 55、《压力管道监督检验规则》（TSGD7006-2020）
- 56、《通信线路工程技术规范》（YD/T5102-2024）

1.2.3 建设项目批复性文件及其它资料

- 1、《复兴区块储油罐地面工程可行性研究报告》（中石化江汉石油工程设计有限公司，2025年01月编制）
- 2、《关于涪陵页岩气田复兴区块储油罐地面工程等项目的批复》（江油工单[2025]11号）
- 3、《重庆市企业投资项目备案证》（项目代码：2503-500233-04-05-179533）
- 4、现场踏勘、调查及收集的相关资料
- 5、安全预评价委托书

1.3 评价范围

涉及企业机密，不予公开。

1.4 评价程序

安全预评价工作程序大体可分为三个阶段：第一阶段为准备阶段，主要收集有关资料，详细了解建设项目的基本情况，对工程进行初步分析和危险、有害因素识别，选择评价方法；第二阶段为实施评价阶段，运用适当的评价方法进行评价，提出相应的安全对策措施；第三阶段为安全预评价报告书的编制阶段，主要是汇总前两个阶段所得到的各种资料数据，总结评价成果，通过综合分析，得出安全预评价结论，提出建议，最终完成安全预评价报告书的编制。

安全预评价程序见图 1.4-1。

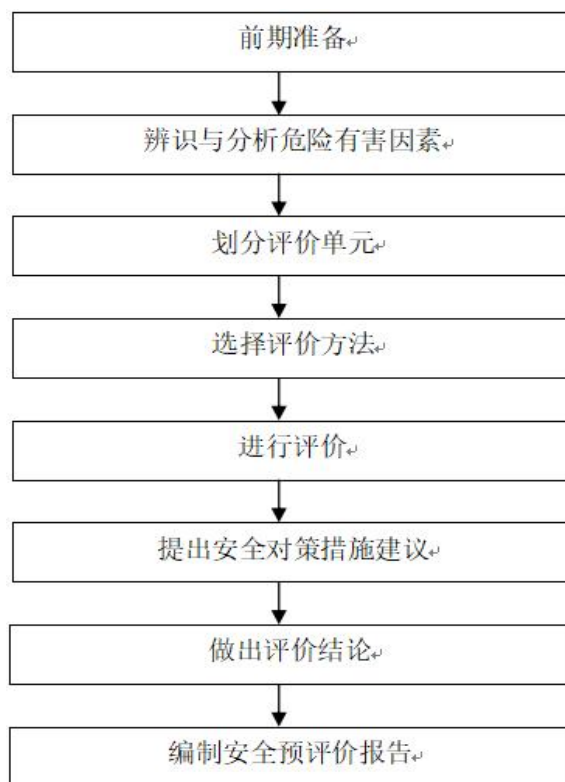


图 1.4-1 安全预评价程序框图

2 建设项目概况

2.1 建设项目基本情况

2.1.1 项目概况

涉及企业机密，不予公开。

2.1.2 建设单位基本情况

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司（以下简称涪陵页岩气公司）由中国石油化工股份有限公司、重庆市涪陵国有资产投资经营集团有限公司（以下简称涪陵国投集团）按照 99:1 的股比合资成立，涪陵国投集团不委派董事、监事和高级管理人员，不参与日常生产经营管理。

涪陵页岩气公司于 2014 年 6 月 30 日完成工商登记注册，注册资金：10000 万元，注册地址为重庆市涪陵区新城鹤凤大道 6 号。经营范围：许可项目：陆地石油和天然气开采，矿产资源勘查，住宿服务（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，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：石油天然气技术服务，技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广，非居住房地产租赁，住房租赁，工程技术服务（规划管理、勘察、设计、监理除外），非金属矿及制品销售，非食用盐销售（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）。

涉及企业机密，不予公开。

气田先后被授予“国家级页岩气示范区”“页岩气勘查开发示范基地”“百亿方产能基地”等称号，入选新中国成立 70 周年百项经典工程，连续 10 年无井喷失控事故、无工业火灾事故、无环境污染事故、无上报安全环保责任事故。江东区块一期产建工程先后获评国家优质投资项目特别奖、国家优质工程金奖。涪陵页岩气公司先后荣获全国企业信用评级 AAA 级信用企业、全国质量管理活动优秀企业、国家非煤矿山安全生产标准化二级企业、石油和化工行业绿色工厂、重庆市五一劳动奖状、重庆企业 100 强、重庆市环保诚信企业，获评国家高新技术企业、全国“安康杯”竞赛优胜单位，获得中石化红旗采气厂、中石化先进集体等荣誉称号。《涪陵大型海相页岩气田高效勘探开发》荣获国家科技进步一等奖，“井工厂”生产组织模式入选国家《矿产资源节约与综合利用先进适用技术推广目录》。

2.1.3 生产管理单位基本情况

复兴区块储油罐地面工程项目建设完成后由涪陵页岩气公司采气五区负责管理。

采气五区 2023 年 7 月成立，位于忠县涪陵页岩气公司忠县基地。采气五区作为基层管理机构，承担丰都县、忠县、梁平区、万州部分区块页岩油气生产运行、现场管理、风险防控主体责任，主要负责页岩气产量任务、生产运行组织、安全环保管理、生产操作成本管控、质量监督、员工队伍建设等工作。现管辖区域有试采站 12 座，12 个采气平台，有生产井 19 口，日均工业气量约 13.4 万方，日均产油量 60 吨。

采气五区设置有“一室一中心”（综合管理室、生产指挥中心），下辖涪页 10#、泰页 1#、兴页 1#三个中心站以及兴页 L9 试采站。

2.2 自然和社会环境概况

2.2.1 地理位置

复兴区块储油罐位于兴页 L1 站场东侧农田侧位置独立建设，位于重庆市忠县。



图 2.2-1 涪陵页岩气田复兴区块储油罐地面工程地理位置图

2.2.2 自然环境

2.2.2.1 气象条件

项目所在地气候为亚热带湿润季风气候，年平均气温 16.7℃，冬季一月平均气温 3℃，极端低温-4℃，夏季七月平均气温 28℃，最高温度达 42℃，5-10 月为雨季，常年降雨量为 1200mm 左右，水系发育。无霜雪天约 270 天，日照 1500 多小时，常年主要风向为东北风。

2.2.2.2 水文

忠县共有大小溪河 170 条，总长约 1405 千米，均属长江水系。其中，流域面积 50（含）平方千米以上的河流 17 条，流域面积 200（含）平方千米以上的河流 7 条。境内长江干流一级支流有溪河 24 条，长江北岸汇入 11 条，长江南岸汇入 13 条。

2.2.2.3 地形地貌

忠县境内低山起伏，溪河纵横交错，其地貌由金华山、方斗山、猫耳山三个背斜和其间的拔山、忠州两个向斜构成，最高海拔 1680 米，最低海拔 117 米，属典型的丘陵地

貌。

2.2.2.4 地震烈度

本工程场地抗震设防烈度为 6 度，设计地震分组为第一组，设计基本地震加速度为 0.05g。

2.2.3 社会环境

2.2.3.1 人文环境

截至 2023 年末，忠县户籍户数 34.04 万户，比上年减少 0.11 万户；户籍人口 94.30 万人，比上年减少 0.99 万人。全年出生人口 4635 人，死亡人口 8694 人，迁入人口 1956 人，迁出人口 7880 人。全年人口出生率为 4.89%，死亡率为 9.17%，人口自然增长率为 -4.28%。年末常住人口 69.78 万人，比上年减少 1.75 万人。其中，城镇人口 35.96 万人，占常住人口比重（常住人口城镇化率）为 51.53%，比上年提高 0.81 个百分点。

2023 年，忠县实现地区生产总值 539.79 亿元，比上年增长 6.7%。按产业分，第一产业增加值 62.03 亿元，增长 4.1%；第二产业增加值 240.31 亿元，增长 8.1%；第三产业增加值 237.45 亿元，增长 6.0%。三次产业结构比为 11.5：44.5：44.0。按常住人口计算，全年人均地区生产总值达到 76398 元，比上年增长 8.5%。民营经济增加值 382.01 亿元，增长 6.9%，占全县经济总量的 70.8%，同比提高 0.2 个百分点。

2.2.3.2 交通运输

项目所在地重庆市忠县位于长江上游地区、重庆东部，上距重庆主城九区 180 公里，下距重庆万州 105 公里。东北与万州相邻，西接垫江县，东南与石柱县毗邻，西南与丰都县接壤，北与梁平县为界。忠县境内主要道路有沪渝高速、张南高速、G348、G350 国道、S103 省道。项目所辖地周边已建公路纵横，四通八达，交通比较便利，有公路可以依托。

2.2.3.3 通信

本工程所处区域的公网通信设施网络比较完善，公网通信较发达。

2.2.3.4 治安条件

本工程周边为村镇，治安条件良好。

2.2.4 周边人居、企事业单位及敏感设施情况

涉及企业机密，不予公开。

2.3 复兴区块现状及储油罐方案

2.3.1 地面建设现状

涉及企业机密，不予公开。

2.3.2 试采现状

复兴生产井共 21 口，主要高产井为中区兴页 L1、兴页 L1001、兴 L2；南区泰页 1、兴页 L24。

涉及企业机密，不予公开。

2.3.3 产量部署

根据研究院提供参数，新井年递减率 46%（月递减 5%），老井年递减率 25%进行测算，得出复兴中区产量部署曲线，预计 2026 年 3 月份中区日产量达到峰值为 320 方。



图 2.3-3 复兴中区逐月原油产量部署曲线

2.3.4 罐容缺口

2.3.4.1 正常生产期罐容缺口

复兴中区试采站正常生产时，产出物油水分离后，原油进罐 2 天后达到销售条件，满足正常生产油罐罐容满足存储天数 3 天即可。根据兴页 L1 平台规划部署，兴页 L1 平台将在 2026 年 3 月达到产油峰值 133m³，现有罐容 200m³（有效罐容 160m³），仅能满足 1 天储存需求，故需增加 2 天，按 0.8 存储系数，对应罐容缺口 300 方。

表 2.3-1 复兴中区试采站产量及罐容情况

涉及企业机密，不予公开。



图 2.3-4 兴页 L1 平台产量曲线



图 2.3-5 兴页 L1 平台罐容缺口

2.3.4.2 道路不畅下罐容缺口

根据 2024 年春节极端天气及法定节假日拉运管控情况，兴页 L1、兴页 L1001、泰页 1 井关井 7-13 天，共计影响产量 370 方。预计 2025 年-2027 年极端天气影响下，按照春节 8 天考虑，计算罐容缺口在 2027 年达到巅峰 557 方，主要缺口平台为兴页 L1、兴页 L1001、兴 L2 平台。

表 2.3-2 2024 年春节管控及极端天气影响产量情况

站点	关停时间 (天)	影响产油量 (m ³ /d)	影响量 (m ³)
兴页 L1	7	7	49
兴页 L1001	13	17	221

泰页 1	10	10	100
合计			370

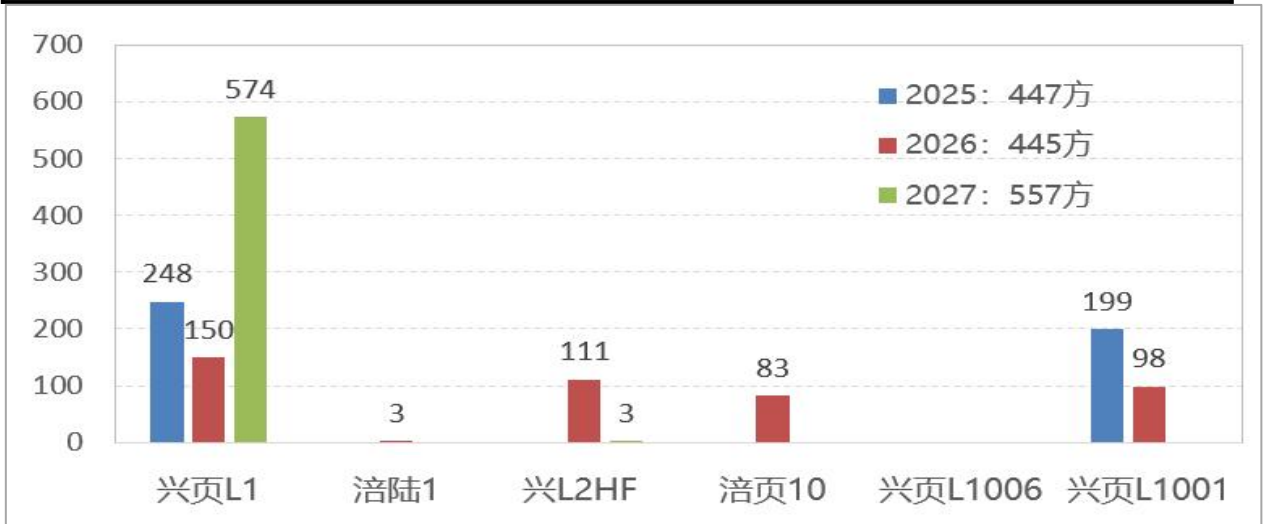


图 2.3-6 2025-2027 年春节管控及极端天气罐容缺口预测

2.3.5 罐容规模及来源

根据正常生产期和道路管控情况，正常生产期间罐容缺口主要是兴页 L1 平台，为 300m³，极端天气道路管控下 2027 年为最大罐容缺口 557m³。综上所述，按 2027 年罐容缺口最大考虑，需新增罐容 557m³。

2.3.6 罐容缺口解决方式

缺口解决来源：①依托平台建设：兴页 L1 周边平台增加卸油功能，可解决 100m³ 罐容。②新增罐容：457m³，需选址新建 500m³ 罐容。

2.3.6.1 新增罐容选址点

无论正常生产还是道路管控下，罐容主要缺口均在兴页 L1 平台，同时兴页 L1 平台所在地公路纵横，四通八达，方便外销，平台周边具备罐容建设用地，因此本项目拟在兴页 L1 平台周边建设。

2.3.7 复兴区块储油罐方案

2.3.7.1 储罐选型

复兴区块凉高山组原油饱和蒸汽压（绝压）介于 120-130KPa，小于 200Kpa（37.8℃），根据按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）火灾危险性分类，应为甲_B类及以下。

表 2.3-3 各个站点不同取样点饱和蒸汽压值

站点	层位	饱和蒸气压 (绝压) (37.8℃)	取样位置	测试时间
兴 L2HF	凉高山组二段	129Kpa	密闭罐	2024.1.30
兴页 L24HF	凉二下亚段⑥ 小层	122.4Kpa	密闭罐	2024.1.30
兴页 L1HF	凉高山组	127.2KPa	三相分离器	2024.1.31
涪陆 1HF	凉高山组	128.1Kpa	分离器	2024.1.31
兴页 L1001HF	凉高山组	130.9KPa	分离器	2024.2.1
测试结果来自：西南石油大学油气田开发工程实验室				

表 2.3-4 各个站点油样闪点值

井号	生产层段	开口/闭口闪点 (℃)
兴 L2HF	凉高山组	-/28
兴页 L24HF	凉高山组	-/38
兴页 L1HF	凉高山组	26/19
涪页 10HF	东岳庙	28/2.5
泰页 1HF	凉高山组	33/22
涪陆 1HF	凉高山组	42/26
涪页 8-1HF	大安寨	-/9
涪页 4-2HF	大安寨	50/22
兴页 1HF	东岳庙	10/6
兴页 2HF	东岳庙	21/9.5
兴页 L1001HF	/	23/11

2.3.7.2 储罐要求

根据《石油化工储运系统罐区设计规范》(SH/T 3007-2014)中 4.2.4 条款规定, 储存沸点低于 45℃或在 37.8℃时饱和蒸气压大于 88kPa 的甲_B类液体, 应采用压力储罐、低压储罐或降温储存的常压储罐, 并应符合下列规定:

a) 选用压力储罐或低压储罐时, 应采取防止空气进入罐内的措施, 并应密闭收集处理罐内排出的气体;

b) 选用降温储存的常压储罐时, 应采取下列措施之一:

—选用内浮顶储罐, 设置氮气或其他惰性气体密封保护系统, 控制储存温度使液体蒸气压不大于 88kPa;

—选用固定顶储罐, 设置氮气或其他惰性气体密封保护系统, 控制储存温度低于液

体闪点 5°C 及以下；

—选用固定顶储罐，设置氮气或其他惰性气体密封保护系统，控制储存温度使液体蒸气压不大于 88kPa，密闭收集处理罐内排出的气体。

综上所述，复兴区块甲_B类液体应采用压力储罐、低压储罐或降温存储的常压储罐。考虑复兴原油含蜡量高、凝固点高，存储温度达到 40°C 以上（远高于闪点），因此选择钢制低压立式储罐或卧式压力储罐。

根据前期调研情况，凝析油储罐采用压力罐（1.0MPa），为已有成熟工艺。利用燃气补压，运行压力 0.02MPa，接入放空系统，统一管理，操作空间大。

综上所述，本项目采用压力罐（1.0MPa）选择微正压（0.02MPa）运行模式，调节窗口大。

2.3.7.3 关键附件

1) 反冲洗管道系统

考虑到油罐定期需要清罐维护，本次储油罐设置反冲洗管道系统，通过改变介质流动方向，使清洗液从油罐底部向上流动，对油罐内部包括罐壁、罐底及附件等进行全面冲洗，将污垢、杂质等冲洗至罐底排污口排出。

底部进液管：油罐底部设置进液管，入口与反冲洗液源相连，采用耐腐蚀的钢管或不锈钢管。进液管应沿油罐长度方向布置，并在管上均匀开设多个喷孔，使反冲洗液能均匀地从罐底向上喷射。

顶部排液管：在油罐顶部设置出液管，用于排出反冲洗过程中携带污垢的液体。出液管应连接到污水处理系统。

底部排液口：在清洗过程中，当大部分清洗液和杂质通过顶部出液管排出后，可打开底部排液口，将少量仍沉降在底部的杂质排出。

2) 液位变送器

复兴区块油罐前期配套用磁翻板液位计+导波式雷达变送器，现场反映受罐体结构、流体介质影响，雷达液位计计量准确度不高。根据复兴区块原油物性，结合各类液位变送器原理及应用范围，将导波雷达液位计改为磁致伸缩式界面仪，分别利用界面浮球和液面浮球测试出液面高度和油水界面位置。

2.4 油气集输工程

2.4.1 工程总体布局

2.4.1.1 总体布局

本次在兴业 L1 平台周围新增 1.0MPa、100m³ 卧式压力储罐 5 套及配套供配电、给排水、消防等辅助生产系统和公用工程。

本项目通过兴页 L1 平台已建油泵将平台储罐页岩油，泵入新建储油罐；新增 1 台装油泵供新增储罐装车，将兴页 L1 密闭定量装车撬搬迁至储罐区，统一至新建站点（储罐区）进行装卸。

2.4.2 依托平台情况

根据 2024 年-2027 年兴页 L1 平台周边勘探井建设规划，根据周边站点情况，具备依托条件的只有兴页 L241 平台，其余平台为轮换试采需要搬迁或者只能满足自身需求，兴页 L241 平台计划在 2025 年 9 月建设。



图 2.4-1 兴页 L1 平台周边 10km 范围平台分布

表 2.4-1 兴页 L1 周边平台基本情况

范围	平台	基本情况
5km	兴页 L241	利旧兴页 L24 储罐 4 具，罐容 200 方，极端天气道路管控时日

范围	平台	基本情况
		产量 10 方，满足 10 天存储罐容量 100 方，剩余罐容 100 方。
10km	兴页 L211	利用的涪陆 101 储罐 2 具，只能满足自身需求
	涪陆 101	轮换试采、储罐要搬迁至兴页 L211，无法依托
	兴页 L003	轮换试采、储罐要搬迁至 L12，无法依托
	兴 L2	平台自身罐容存在缺口、无法依托

2.4.3 储运介质参数

2.4.3.1 原油物性及组分

各个站点不同取样点饱和蒸汽压值、闪点值见表 2.3-3、2.3-4。

兴页 L1HF 原油组分见下表。

表 2.4-2 兴页 L1HF 井原油组分表

组分	质量组成(Wt%)	组分	质量组成(Wt%)
C ₅	5.697	C ₂₃	1.803
C ₆	6.027	C ₂₄	1.555
C ₇	7.987	C ₂₅	1.523
C ₈	11.231	C ₂₆	1.298
C ₉	8.365	C ₂₇	1.202
C ₁₀	6.788	C ₂₈	0.915
C ₁₁	5.438	C ₂₉	0.846
C ₁₂	4.797	C ₃₀	0.701
C ₁₃	4.434	C ₃₁	0.571
C ₁₄	3.832	C ₃₂	0.431
C ₁₅	4.6983	C ₃₃	0.489
C ₁₆	3.101	C ₃₄	0.263
C ₁₇	3.076	C ₃₅	0.249
C ₁₈	2.877	C ₃₆	0.222
C ₁₉	2.57	C ₃₇	0.167
C ₂₀	2.217	C ₃₈	0.144

组分	质量组成(Wt%)	组分	质量组成(Wt%)
C ₂₁	2.02	C ₃₉	0.559
C ₂₂	1.944	C ₄₀	0.515

2.4.3.2 设计规模

储存量：500m³

设计/操作温度（储罐）：70°C/30~50°C

设计/操作压力（储罐）：1.0MPa/5-20KPa

2.4.4 站场布置及工艺设备

2.4.4.1 平面布置

涉及企业机密，不予公开。

2.4.4.2 工艺流程

涉及企业机密，不予公开。

2.4.4.3 主要设备设施

本工程主要工艺设备包括新建 5 座 100m³ 卧式油罐、1 套调压补气撬、1 座自动切水器、2 台切水泵、1 套原油装车/卸车泵及配套、利旧密闭定量装车撬 1 套。本项目主要设备见下表。

涉及企业机密，不予公开。

2.4.4.4 集输管道

1、防腐、保温

1) 埋地管道外防腐层

根据本工程的特点和国内已建工程的使用情况，本项目采用的方案为：

a 对站内与在建集气管线管径相同的埋地管线外防腐层采用三层 PE 外防腐层。

b 对其它埋地管道和管件等采用加强级无溶剂液体环氧外防腐层。其干膜厚度应 $\geq 600\mu\text{m}$ 。

2) 地上非保温工艺管线、设备以及钢结构外防腐层

站内管道采用涂装防腐涂料的方案防腐。结合本工程的特点，针对地上不保温设备及管道，选用防腐层结构见表 2.4-5。

表 2.4-4 地上不保温设备及管道外防腐层结构

部位	基材材质	防腐层结构	涂料名称	干膜厚度(μm)	道数
不保温设备、管道外壁及附属钢结构(≤100℃)	碳钢、低合金钢	底漆	环氧富锌底漆	≥60	2
		中间漆	环氧云铁中间漆	≥100	2
		面漆	交联氟碳面漆	≥80	2
		合计		≥240	

地上保温设备及管道的外防腐层结构见表 2.4-6。

表 2.4-6 地上保温设备及管道外防腐层结构

部位	基材材质	防腐层结构	涂料名称	干膜厚度(μm)	道数
保温设备、管道外壁(≤100℃)	碳钢、低合金钢	底漆、面漆合一	无溶剂液体环氧	≥300	3

3) 站内非标设备防腐层

站内新建非标设备主要包括卧式储罐和需要进行内、外防腐，其它设备需要进行外防腐。所有非标设备均由生产厂家制造，其内、外防腐涂层由生产厂家完成。

4) 保温

(1) 设备保温

卧式储罐保温采用如下保温结构：

保温层：憎水型复合硅酸盐毡，厚度 50mm；

保护层：采用 1mm 厚铝合金薄板。

(2) 管道保温

①地上管道保温采用如下保温结构：

保温层：聚氨酯泡沫保温管壳保温材料，厚度 40mm；

保护层：采用 0.6mm 厚铝合金薄板。

②埋地管道保温采用如下保温结构：

保温层：聚氨酯泡沫保温管壳保温材料厚度 40mm；

防水层：采用 2 层环氧煤沥青+1 层玻璃布；

保护层：缠绕聚乙烯防腐粘胶带，聚乙烯胶粘带厚度≥1.1mm，胶粘带搭接宽度 50%，胶粘带层总厚度不小 2.2mm。

2、管道基本情况

本项目可研方案中未对新增管道的路由、公称直径、操作条件、设计条件等管道情况进行详细描述，建议在下一步详细设计阶段严格按照《油田油气集输设计规范》

(GB50350-2015)《油气田集输管道施工规范》(GB50819-2013)、《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)、《油气输送管道并行敷设技术规范》(SY/T7365-2017)等标准对管道进行详细设计。

本项目可行性研究阶段未明确标志桩、警示牌等管道附属工程，建议下一步详细设计阶段按照《油气管道线路标识设置技术规范》(SY/T6064-2017)、《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)等标准的要求对管道附属工程进行设计。

2.5 公用工程及辅助生产设施

2.5.1 供配电

2.5.1.1 供配电方案

复兴区块储油罐位于已建站点，电源依托已建站点。本项目新增用电负荷为 68.6kW。站场用电负荷等级为三级负荷，站内用电负荷统计见表 2.5-1。兴页 L1 平台已建 400kVA 箱式变电站，站内新增户外防爆配电箱，电源引自箱式变电站低压柜，低压供电系统满足新增负荷需求。低压出线回路增加智能电表，满足能管平台的采集要求。

表 2.5-1 兴页 1 平台新增用电负荷统计表

序号	负荷名称	功率
1	装卸油泵	15kW
2	切水泵	7.5kW
2	定量装车撬	5kW
3	电伴热	20kW
4	消防泵	37kW
5	水套加热炉	0.5kW
6	照明等	0.6kW
合计（同时系数取 0.8）		68.6kW

2.5.1.2 电缆敷设

站内电缆采用电缆桥架敷设，使用桥架支墩支撑，桥架支墩间隔 2m。站外电缆直埋地敷设，埋深 0.7m，敷设时在电缆上、下方各均匀铺设 100mm 厚的软土或细沙层，再盖砖保护，直埋电缆穿越水泥地面、道路及进出建构筑物时穿钢管保护，保护管伸出路基两边各 1m，伸出排水沟 0.5m，伸出建构筑物散水坡 0.1m。

2.5.1.3 电气照明

根据《室外作业场地照明设计标准》(GB50582-2010)中有关规定，拟增 1x150W 防爆 LED 路灯 4 盏。

2.5.1.4 防雷、防静电及接地

油罐壁厚大于 4mm 时，无需设置独立的避雷装置，只需要做良好接地，油罐采用镀锌扁钢两点接地。主接地网水平接地线采用热镀锌扁钢-40×4，垂直接地极采用热镀锌角钢 L50×5×2500。垂直接地极之间的间距不小于 5m，主接地网要求埋深为 1m。接地电阻 ≤4Ω。

可行性研究阶段未对涉及改造的工艺管道的防雷、防静电措施进行详细介绍。在下一步进行安全设施设计阶段，应严格按照《建筑物防雷设计规范》（GB50057-2010）对防雷防静电系统进行详细的设计。

2.5.1.5 电气专业主要工程量

红页 24 平台扩建电气专业主要工程量见下表：

表 2.5-2 电气专业主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	电力线路迁改（10kV 石高线）	km	0.7	
2	防爆配电箱 BXD-51	个	1	
3	LED 防爆路灯 1x150W	个	4	
4	电力电缆 YJV22-0.6/1kV 4x16	m	230	
5	电力电缆 YJV22-0.6/1kV 4x6	m	120	
6	电力电缆 YJV22-0.6/1kV 3x4	m	200	
7	控制电缆 KYJV22-450/750V 7x2.5	m	100	
8	热镀锌角钢 L50×5×2500	根	10	
9	热镀锌扁钢 -40×4	m	200	
10	户外防爆按钮	个	3	
11	装车接地系统	套	3	
12	静电消除装置	套	3	
13	电缆桥架（带盖板）宽×高=500×200mm	m	100	
14	防爆型电伴热带 DXW-12P 自限温度 75℃	m	150	
15	防爆温控器 BJW-51 额定电压：220/380V	个	4	

2.5.2 自控仪表

2.5.2.1 站场仪控现状

兴页 L1 站控系统（SCS）为浙江中控 G5Pro Safety 系列，采用安全与非安全混合控制系统架构。系统冗余配置，安全仪表信号及过程控制信号分别接入不同的 IO 模块，其中安全仪表信号接入具有 SIL 认证的 IO 模块。

兴页 L1 控系统目前已接入单井油套压信号、井切信号、分离器信号、加热炉撬信号、脱水脱烃撬等信号，已用 IO 点位约 90 点，SCS 机柜总可用点位约 350 点，本次工程新增点位约 40 点，剩余点位可满足本次工程扩建需求。

目前复兴区块的自控数据均采用物联网卡传输至涪陵局域办公网数据库，涪陵调度中心只监不控，后续光缆线路建成后，可由调度中心远程控制。

2.5.2.2 自动控制方案

1、站控系统

本工程利旧兴页 L1 已建站控 SCS 系统，将油罐的液位、压力、温度信号，定量装车撬信号、电动阀门（远程启停、故障报警、运行状态）信号、雨水回收泵（远程启停、故障报警、运行状态）信号、初期雨水池液位信号、可燃气体探测器等信号接入已建站控系统，站控系统能分别实现定量装车撬与油罐液位、装卸油泵排量与油罐液位的联锁，新建工艺流程的动态管理和自动监控，保障工艺系统可靠、平稳地运行，实现工艺系统参数的显示、数据处理、报警和数据归档；

站控系统接收可燃气体探测器的报警信号，当检测到气体浓度超限时，在操作站进行显示报警，保证生产安全。

2、定量装车系统

本工程新建定量装车撬 1 座，自带定量装车系统。

1) 远传参数检测：

定量装车撬敷设控制电缆到新建的 2 台装车泵的配电回路，可实现定量装车撬自带控制系统对装车泵的控制。

对调压补气撬安全切断阀的阀位状态进行反馈，关闭状态进行报警。

本次设计利旧已建站控系统，对新增信号进行扩容。

新增定量装车撬自带装车系统，信号通过 RS485 接入已建站控系统。

生产监控平台系统根据新增控制信号进行组态扩容。

2) 密闭装车联锁

定量装车系统采用完全密闭下装车鹤管进行充装作业，鹤管和槽车采用快速接头连接，油气回收管线对装车过程中产生的油气进行回收处理，确保装车过程中无油气挥发情况。装车过程中，出现滴漏情况，系统自动检测油气浓度，达到报警值紧急联锁停泵关阀，确保安全。

3) 流速联锁

在灌装过程中，应防止液体飞溅及控制流速，一般汽车装车需满足公式 $VD \leq 0.5$ ， V 为流速，单位 m/s ， D 为管道内径，单位 m 。同时满足 V 不大于 $7m/s$ （汽车装车），流速对于管输油品静电的影响显著，油品冲流电流大小与流速的 3.23 次方成正比。长时间工作在不允许的超速状态极易引起静电火灾或静电爆炸。因此该系统要设计安全流速控制系统。该系统由管道上的液相质量流量计、调节阀、泵与 PLC 等构成。系统根据检测每台鹤管灌装时的流量即可计算出在线流速，经与安全流速对比后，如果流速过高，即调节液相调节阀的开度或控制泵的转速，降低流速。直到运行在安全流速范围内；消除安全隐患。

低流速报警联锁，装车过程中出现管线卡堵，流速过低时。装车系统自动根据低流速判断逻辑程序，进行报警，联锁停泵关阀。

4) 紧急停车

在装车台设置紧急停车按钮，在作业时发生紧急情况，现场操作人员按下紧急停车按钮，系统自动关阀停泵，保证现场安全。

急停按钮不采用串联，直接接到泵和控制阀上，不通过现场批控制的逻辑判断。

5) 压力联锁

定量装车撬与调压补气分液撬内压力变送器联锁器联锁，当调压补气分液撬内压力达到低报警值时，联锁关断定量装车撬。

3、可燃/有毒气体报警

本项目拟在储罐区和装卸区设置可燃气体探测器，根据《石油天然气工程可燃气体和有毒气体检测报警系统安全规范》（SY/T6503-2022）第 5.2.1、5.2.3 条款要求，针对相对密度大于 1.0 的可燃气体，可燃气体探测器的安装高度应距地面 0.3~0.6m。考虑到油罐高度为 3.5m，油罐顶部泄露的可燃气体到地面有发散的可能，因此在油罐之间距地面 0.5m 及 2.5m 处各安装一个可燃气体探测器。

4、仪表供电

站控系统和紧急关断/放空阀采用不间断电源系统（UPS）供电，UPS 供电电压为 220VAC，50Hz。在外电源断电情况下，UPS 能保证控制系统和现场仪表正常工作，其它现场仪表变送器由控制系统 24V 电源输出模块供电。

5、防雷

为保证设备安全和控制系统的可靠，在检测仪表信号传输接口，控制系统的所有 I/O 点、数据通信接口、供电接口等有可能将感应雷电所引起的高压引入系统的部位，均采

取防护措施，以避免雷电感应到高压窜入，造成设备损坏。主要的现场检测仪表具有防雷保护的功能。

6、接地

工作接地：仪表及控制系统的信号回路接地、屏蔽接地等从其接线端子分别接到机柜的工作接地端子排。

保护接地：所有要求保护接地的机柜、操作台等从其接地端子分别接到机柜的保护接地端子排。站内可燃气体探测器、变送器、控制盘、接线箱等外壳均需就近接至电专业统一做的保护接地网上。

防雷接地：室内仪表系统防雷（电涌保护器）应接到机柜的保护接地端子排。

控制系统仪表工作接地和保护接地通过各自的接地干线接入站场联合接地；仪表及控制系统的接地电阻不应大于 4 欧；仪表及控制系统的接地连接电阻不应大于 1 欧。

6、防爆和防护等级

仪表的防爆类型和防护等级根据国家有关爆炸和火灾危险场所电气装置设计规范等规范的规定，按照仪表安装场所的爆炸危险类别、范围、组别确定防爆和防护等级。

处于爆炸危险性场所的电动仪表及电气设备一般按隔爆型设计，电气设备和电气连接一般按《爆炸性环境第 1 部分：设备 通用要求》（GB/T3836.1-2021）规定的爆炸危险性区域 2 区选型设计。所选用的电气设备必须具有公认的权威机构颁发的符合有关标准的防爆合格证书。

防爆等级：ExdIIBT4

防护等级：IP55（最低）—室内；IP65（最低）—室外。

2.5.2.3 主要仪表选型

检测控制仪表是采集工艺过程变量、执行站控系统控制命令的关键环节，是整个系统安全可靠运行的重要因素。因此选择仪表必须能满足其所需的精确度要求，满足其所处位置的压力等级、温度和防爆等级的要求。

远传仪表一般选用电动仪表，电动变送器为智能型，其输出信号为 4~20mA（HART 通信协议，二线制）。

开关型仪表的输出采用无源接点，接点类型为 DPDT。

就地指示温度仪表采用双金属温度计；远传温度变送器采用一体化智能温度变送器（检测元件为 Pt100 的铂热电阻）。

就地压力检测仪表采用弹簧管式不锈钢压力表；远传压力变送器采用智能型压力变

送器。

可燃气体检测装置：装置区采用红外点式可燃气体探测器。

2.5.2.4 自控部分主要工程量

表 2.5-3 自控部分主要工程量表

序号	名称	单位	数量	备注
1	可燃气体探测器	台	11	
2	防爆不锈钢挠性连接管 M20X1.5 (M) -G3/4" (F)	根	6	
3	防爆不锈钢挠性连接管 M40X1.5 (M) -G1-1/2" (F)	根	2	
4	防爆不锈钢挠性连接管 3/4"NPT (M) -3/4"NPT (F)	根	11	
5	防爆铠装电缆密封接头 M20X1.5 (M) -M20X1.5 (F)	个	6	
6	防爆铠装电缆密封接头 M40X1.5 (M) -M40X1.5 (F)	个	2	
7	防爆铠装电缆密封接头 3/4"NPT (M) -3/4"NPT (F)	个	11	
8	镀锌钢管	米	90	
9	控制电缆 ZB-DJYVP-32 1×2×1.5	米	300	
10	控制电缆 ZB-DJYVP-32 3×2×1.5	米	400	
11	控制电缆 ZB-DJYVP-32 7×2×1.5	米	300	
12	控制电缆 ZBN-DJYVP-32 1×2×1.5	米	100	
13	控制电缆 ZBN-DJYVP-32 1×3×1.5	米	1400	
14	控制电缆 ASTP-120Ω 2×2×18AWG	米	100	
15	磁致伸缩液位变送器	台	1	
16	站控 SCS 系统扩容	套	1	

2.5.3 通信工程

2.5.3.1 工程概况

本工程通信系统主要为复兴区块储油罐区提供视频监控图像，以便值班人员及时掌握动态情况。

2.5.3.2 工业电视监控系统

本次工程在兴页 L1 区块储油罐区增加共 2 台高速全球型网络高清摄像机，对储罐区域和装卸区进行实时监控。

本次视频监控系统的设立，主要是对复兴区块储油罐区和装车区状况进行监控，以便随时了解和记录站场出入口的情况和装置的运行状况，及时发现隐患并消除。

表 2.5-4 通信系统主要工量表

序号	名称	单位	数量	备注
1	高速全球型网络高清摄像机	套	2	
2	摄像机安装立柱 4 米 配套避雷针、安装支架	套	2	

序号	名称	单位	数量	备注
3	室外非防爆接线箱 IP65	套	2	
4	监控杆地笼及预制件	套	2	
5	光纤收发器 工业级 导轨安装 配套电源	个	4	
6	浪涌保护器-电源线 SPD1.5kV/20kA-40kA	套	2	
7	浪涌保护器-六类缆 SPD100M/10kA	套	2	
8	小型断路器\DZ5-20-3P	个	4	
9	摄像机电源\AC24V 3A	套	2	
10	六类双绞线\STP-八对	米	20	
11	光缆 GYTS-12B1.3	米	300	
12	电源线 RVV-3×1.5mm ²	米	300	
13	硅芯管	米	600	
14	12 芯光纤终端盒 (满配法兰、熔纤盘、SC 尾纤)	个	4	

2.5.4 消防及给排水

2.5.4.1 消防

根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004) 8.4.11 条款“总容量不大于 500m³、且单罐容量不大于 100m³ 的井场卧式油罐区,可不设灭火系统和消防冷却水系统”,本项目新增油罐区可不设置灭火系统和消防冷却水系统,拟增一定数量的移动式灭火器,配置消防沙等。

表 2.5-5 灭火器配置一览表

序号	区域	危险等级	K	保护面积 (m ²)	最小配备灭火级别	型号	单具灭火级别	数量	实际配备灭火级别
1	储油罐区	AB 类 严重危险级	1	460	920B	MF/ABC5	89B	4	1544B
						MFT/ABC50	297B	4	
2	定量装车撬	AB 类 严重危险级	1	18	36B	MF/ABC5	89B	2	178B
3	页岩油装卸撬 切水泵	AB 类 严重危险级	1	30	60B	MFT/ABC5	89B	2	178B
4	地磅	AB 类 严重危险级	1	150	300B	MFT/ABC5	89B	4	356B

2.5.4.2 给排水

1、给水系统

本次新建储油罐站场为无人值守,不涉及给水系统。

2、排水系统

1) 生活污水：本次新建储油罐站场为无人值守，不涉及生活排水系统设计。

2) 生产污水：本次新建储油罐站场新建 2 台切水泵（ $Q=10\text{m}^3/\text{h}$ $H=40\text{m}$ $N=4\text{kW}$ ）。

本站油罐污水经切水泵提升至兴页 L1 平台污水罐暂存处理。

3) 雨水排水：①油罐区围堰内雨水不外排，设 1 座雨水池收集，定期由新建雨水抽水泵回收至兴页 L1 平台污水池；②在场地排水沟末端设置雨水倒换池和初期雨水池，收集油罐区围堰外场地的初期雨水。初期雨水池液位达到设定值后，通过电动闸门切换，后期雨水不进初期雨水池，经雨水倒换池直接外排。初期雨水池暂存的雨水由新建雨水排水泵回收至兴页 L1 平台污水池。

2.5.5 采暖及通风

本项目新增罐区露天布置，采用自然通风，无需供暖。

2.5.6 建构筑物

2.5.6.1 结构设计基本数据

本次储罐区地勘参考兴页 L1（参考兴页 L1 钻前平台地勘）地勘孔为 4 号孔，为填方区，基础采用级配砂石及块石垫层进行换填处理，在基槽挖至设计标高后，采用分层压实碎石层，压实系数 ≥ 0.97 。

围堰高度不低于 0.5m，至围堰内坡脚线的距离不小于 3m，采用砖砌结构，内外抹抗渗等级为 P8，满足一定防渗要求

建筑结构安全等级为二级，地基基础设计等级为丙级；

抗震设防烈度 6 度，地震加速度 0.05g，设计地震分组为第一组；抗震设防类别为丙类。

混凝土结构的环境类别：与土壤直接接触部分为二类 a，其余为一类。

基本风压： $0.30\text{kN}/\text{m}^2$ （50 年一遇）。地面粗糙度类别：B 类。

2.5.6.2 主要工程量表

表 2.5-7 建筑结构主要工作量表

序号	名称及规格	单位	数量	结构形式
1	铁艺围墙	米	300	钢结构
2	铁艺大门 4.8m*2.4m	个	1	钢结构
3	逃生小门 1.5m	个	1	钢结构

4	油罐 C30 钢筋混凝土	m ³	100	
5	级配碎石 1m 厚	m ³	300	
6	围堰 1m 高	m ³	120	砖砌体，内外抹抗渗等级为 P8，1:2 水泥砂浆抹面 20 厚
7	管墩	m ³	10	砖砌体，外露部分采用 1:2 水泥砂浆抹面 20 厚
8	设备基础	m ³	15	

2.5.7 道路工程

2.5.7.1 工程概况

本项目场地结构层采用 18cmC30 混凝土面层+20cm 级配碎石垫层+土基夯实（压实度 94%）。新建道路长 78.7m，改扩建道路长 393.85m，路面结构形式为：18cmC30 混凝土面层+20cm 级配碎石垫层+土基夯实（压实度 94%）

2.5.7.2 道路工程设计

1、道路工程概况

复兴区块储油罐地面工程道路从永丰高速口经过高速公路联络线，进入省道 302，经县道 119 至兴页 L1 平台，全长 7.9km，新建及改扩建道路长 472.55m。新建道路长 78.7m，改扩建道路长 393.85m，路面结构形式为：18cmC30 混凝土面层+20cm 级配碎石垫层+土基夯实（压实度 94%）

2、道路主要技术指标

表 2.5-8 道路主要技术指标表

项目	单位	技术指标
道路等级		四级单车道
设计荷载		公路II级
计算行车速度	km/h	20
路基宽度	m	5.0
路面宽度	m	4.0
路面上方最小净空高度	m	4.8
路肩宽度	m	0.5×2
平曲线极限最小半径	m	15
最大纵坡	%	11
最小坡长	m	60

项目	单位	技术指标
竖曲线极限最小半径（凸型）	m	/
竖曲线极限最小半径（凹型）	m	800
路拱坡度	%	1.5
新建道路路面结构类型	/	18cmC30 混凝土面层+20cm 级配碎石垫层+土基夯实（压实度 94%）

2.5.7.3 主要工程量表

表 2.5-9 道路工程主要工量表

序号	项目名称	工程量名称	单位	工程量	备注	
1	装卸区及储罐区场地	土方工程	清理表土	m ³	810	土石比 8:2（土：软质岩）
2			平台挖方	m ³	1405.8	
3			平台填方	m ³	1544.8	
4		场地结构	18cmC30 混凝土面层	m ²	2700	
5			20cm 级配碎石垫层	m ²	2700	
6		排水工程	砖砌排水沟	m	240	
7			盖板沟	m	10	直立挡土墙
8	边坡防护	M7.5 水泥砂浆砌 MU30 块石挡墙	m ³	156		
9	进场道路	土方工程	道路挖方	m ³	2694.5	土石比 7:3（土：软质岩）
10			道路填方	m ³	2872.4	
11		道路结构	18cmC30 混凝土面层	m ²	1900	
12			20cm 级配碎石垫层	m ²	1900	
13		边坡防护	M7.5 水泥砂浆砌 MU30 块石挡墙	m ³	240	
14		排水工程	DN800 涵管	m	12	

2.6 安全管理情况

涉及企业机密，不予公开。

3 危险、有害因素辨识与分析

3.1 主要物质危险、有害因素分析

3.1.1 危险有害物质识别

地面工程涉及的危险有害物质主要有原油、伴生气（天然气）、氮气（用于吹扫、置换）等。

根据《危险化学品目录（2015年版）》（原国家安全生产监督管理局等十部门公告2015年第5号，应急管理部等十部委公告2022年第8号）本项目中可能涉及的危险化学品包括天然气、原油、氮（压缩的）等。

根据《重点监管的危险化学品名录》（2013年完整版）中规定，本项目涉及的危险物料中伴生气、原油属于重点监管的危险化学品。

根据《高毒物品目录》（卫法监发[2003]142号），本项目不涉及的高毒物品。

根据《各类监控化学品名录》（工信部令[2020]52号），无监控化学品。

根据《易制毒化学品管理条例》（国务院令〔2005〕445号发布，国务院令〔2014〕653号、国务院令〔2016〕666号、国务院令〔2018〕703号修改，国办函〔2014〕40号、国办函〔2017〕120号、国办函〔2021〕58号增补、公安部等6部委公告20240802修正），本项目不涉及易制毒危险化学品。

根据《易制爆危险化学品目录》（2017年版）辨识，不涉及易制爆危险化学品。

根据《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）的规定，本项目不涉及特别管控危险化学品。

3.1.2 主要危险物质及其危险有害特性

3.1.2.1 主要危险有害物质分布

主要危险有害物质分布情况见下表。

表 3.1-1 主要危险有害物质分布情况一览表

序号	物质名称	分布	备注
1	原油	原油储罐、管道	重点监管的危险化学品
2	天然气	原油储罐、调压补气分液撬、天然气补气管道等	重点监管的危险化学品
3	氮（压缩的或液化的）	站场、检维修、管网施工及更换	/

3.1.2.2 主要危险有害物质特性

主要危险、有害物质的危险、危害特性如下：

表 3.1-2 主要危险有害物质特性一览表

序号	物质名称	CAS 号	常温状态	沸点/沸程/°C	自燃点/°C	闪点/°C	爆炸极限 V%	爆炸危险类别		火灾危险性分类
								级别	组别	
1	原油	8002-05-9	液	30~237.78	/	23	1.1~5.9	/	/	甲 _B
2	天然气	74-82-8	气	-161.5	538	-188	5.3~15	IIA	T1	甲
3	氮(压缩的或液化的)	7727-37-9	气	-196	/	/	/	/	/	戊

3.1.2.3 原油

原油是多种碳氢化合物混合组成的可燃性液体。原油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。与氧化剂能发生强烈反应，遇高热分解出有毒的烟雾。

原油本身无明显毒性，但遇热会分解出有毒的烟雾，吸入大量蒸气能引起神经麻痹。原油对人体的毒性多由其组成中的烷烃和环烷烃引起。

原油生产过程中的原油及其蒸气经口、鼻进入人体，超过一定吸入量时，可导致慢性或急性中毒。当空气中油气含量为 0.28% 时，人在该环境中 12~14 小时就会有头晕感；如果含量达到 1.13~2.22%，将会使人难以支持；含量再高时，则会使人立即晕倒，失去知觉，造成急性中毒。在这种情况下若不能及时发现并抢救，则可能导致窒息死亡。当油品接触皮肤，进入口腔、眼睛时，都会不同程度地引起中毒症状。

当原油含水 0.3%~4% 时，遇高热或发生火灾时，容易产生沸溢或喷溅，燃烧的油品大量外溢，甚至从罐中喷出，从而造成重大火灾事故。

另外，原油电阻率较大，原油在管道设备、容器中流动、搅拌时能产生静电，当静电电压超过 300V 时会放电，其放电火花能导致原油蒸气与空气混合物的燃烧和爆炸。

原油的主要危险有害特性见下表。

表 3.1-3 原油主要危险有害特性一览表

标识	中文名	原油	CAS	8002-05-9
	危险性类别	易燃液体，类别 2		
理化性质	外观性状	无色液体，有类似汽油或煤油的气味		
	熔点 (°C)	-72.78	燃烧热 (kJ/mol)	/
	沸点/沸程 (°C)	30~237.78	饱和蒸气压 (kPa)	5.33 (近似值) (NIOSH, 2016)

	相对密度 (水=1)	0.75 68°F (USCG, 1999)	临界温度 (°C)	/
	相对密度 (空气=1)	/	临界压力 (MPa)	/
燃 烧 爆 炸 危 险 性	闪点 (°C)	/	燃烧与爆炸危险性	易燃液体和蒸气。
	爆炸下限 (V%)	5.9		
	爆炸上限 (V%)	11		
	活性反应	与强氧化剂接触, 有发生火灾和爆炸的危险		
	稳定性	稳定	禁忌物	氧化剂、卤素
应 急 处 置 措 施	急救措施	迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难, 给输氧。如呼吸、心跳停止, 立即进行心肺复苏术。就医。漱口。就医。立即脱去污染的衣着, 用流动清水彻底冲洗。就医。立即分开眼睑, 用流动清水或生理盐水彻底冲洗。就医。		
	泄漏应急处置	小量泄漏: 用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏: 构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖, 减少蒸发。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。		
	灭火方法	消防人员须佩戴防毒面具, 穿灭火防护服。根据化学品性质选择适用的灭火剂, 在上风向灭火。在火灾区域设置围堰。喷水冷却容器, 可能的话将容器从火场移至空旷处。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生异常声音, 必须马上撤离。尽量使用低压灭火剂流或雾状水, 避免化学品溅出。		

3.1.2.4 伴生气 (天然气)

天然气的主要组分是甲烷, 为易燃易爆气体, 和空气混合后, 天然气浓度达到 5.3%~15% 就会爆炸。

天然气是一种无色气体, 比空气轻, 具有以下危险特性:

1、易燃性

天然气具有易燃性, 燃烧速度很快, 并散发出大量的热量, 产生的高热可致人员烧伤、设备、建筑物损坏、引燃周边可燃物及其他次生灾害。

2、易爆性

天然气具有易爆性, 与空气混合形成可燃性混合物, 当其浓度达到“爆炸浓度极限”时 (在空气中的爆炸极限约为 5.3%~15% (V)), 遇到点火源发生爆炸, 明火、撞击、摩擦、静电火花、雷电等都可构成点火源。爆炸可瞬间产生高温、高压, 造成很大的破坏。

3、静电集聚性

天然气和管道、容器设备等发生碰撞、摩擦, 会产生静电, 静电得不到释放, 则会集聚, 达到一定量后, 产生火花放电, 引发火灾、爆炸事故。

4、毒性

天然气属低毒物质，当其经口、鼻进入人的呼吸系统，能使人体器官受损害而产生中毒。当空气中天然气含量过高时，还会造成急性中毒、缺氧窒息等。

5、易扩散性

天然气泄漏后容易扩散与空气形成爆炸性混合气体，并可顺风飘移，增加了爆炸的危险性；其中比空气重的组分，漂流在地面、沟渠等低洼处，长时间集聚不散，一旦遇火源可能燃烧和爆炸。

6、腐蚀性

伴生气中所含的 CO_2 和采出原油中的 H_2O 形成酸性水溶液，对集输管道的内壁产生腐蚀，造成管道破坏，在氧气存在的情况下，腐蚀会加剧。腐蚀到一定程度后，可引起设备和管道穿孔，造成泄漏。

天然气的主要危险有害特性见下表。

表 3.1-4 天然气（甲烷）主要危险有害特性一览表

标识	中文名	甲烷	CAS	74-82-8
	分子式	CH_4	危险货物编号	21007
	分子量	16.04	UN 编号	1971
理化性质	外观性状	无色无臭气体。		
	主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。		
	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚。		
	熔点（ $^{\circ}\text{C}$ ）	-182.5	燃烧热（ kJ/mol ）	889.5
	沸点（ $^{\circ}\text{C}$ ）	-161.5	饱和蒸气压（ kPa ）	53.32/-168.8 $^{\circ}\text{C}$
	相对密度（水=1）	0.42/-164 $^{\circ}\text{C}$	临界温度（ $^{\circ}\text{C}$ ）	-82.6
	相对密度（空气=1）	0.55	临界压力（ MPa ）	4.59
燃烧爆炸危险性	燃烧性：	易燃	危险特性	与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。
	建规火险分级	甲		
	闪点（ $^{\circ}\text{C}$ ）	-188		
	引燃温度（ $^{\circ}\text{C}$ ）	538		
	爆炸下限（ $\text{V}\%$ ）	5.3		
	爆炸上限（ $\text{V}\%$ ）	15	燃烧（分解）产物	一氧化碳、二氧化碳。
	稳定性	稳定	灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。雾状水、泡沫、二氧化碳。
	聚合危害	不能出现	禁忌物	强氧化剂、氟、氯。

包装与储运	危险性类别	第 2.1 类 易燃气体	危险货物包装标志	4	包装类别	无资料
	储运注意事项	易燃压缩气体。储存于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型，开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天贮罐夏季要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。验收时要注意品名，注意验瓶日期，先进仓的先发用。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。				
毒性与健康危害性	接触限值	苏联 MAC: 300mg/m ³ 美国 TWA: ACGIH 室息性气体				
	毒性	无资料				
	健康危害	空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、精细动作障碍等，甚至因缺氧而窒息、昏迷。				
	侵入途径	吸入				
急救	皮肤接触	若有冻伤，就医治疗。				
	眼睛接触	无资料				
	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。呼吸及心跳停止者立即进行人工呼吸和心脏按压术。就医。				
	食入	无资料				
防护措施	工程控制	生产过程密闭，全面通风。				
	呼吸系统防护	高浓度环境中，佩带供气式呼吸器。				
	眼睛防护	一般不需特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。				
	防护服	穿工作服。				
	手防护	一般不需特殊防护，高浓度接触时可戴防护手套。				
	其它	工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐或其它高浓度区作业，须有人监护。				
泄漏处置	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽，切断火源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。切断气源，喷雾状水稀释、溶解，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器不能再用，且要经过技术处理以清除可能剩下的气体。					

3.1.2.5 氮（压缩的或液化的）

本工程在开停工及检修吹扫、系统置换时需要使用氮气。

氮气为惰性气体，有窒息性，在有限空间内氮气过量，使氧分压下降，会引起缺氧。常压下氮气无毒。当空气中氮含量超过 84%时，引起吸入氧分压过低，人感觉呼吸不畅，有窒息感；高浓度氮（>90%）可引起单纯性窒息，严重时迅速昏迷；液氮可致冻伤。

氮（压缩的或液化的）的主要危险有害特性见下表。

表 3.1-5 氮（压缩的或液化的）主要危险有害特性一览表

中文名称	氮（压缩的或液化的）	包装标志	非易燃无毒气体
英文名称	Compressed nitrogen	包装类别	III

UN 编号	1066		CAS 号	7727-37-9	
理化特性	外观与性状	无色无味压缩气体。		熔点/凝固点 (°C)	-209.8
	相对密度 (水=1)	0.81 (-196°C)		沸点、初沸点和沸程 (°C)	-196
	相对蒸气密度 (空气=1)	0.97		饱和蒸气压 (kPa)	1026.42 (-173°C)
	临界温度 (°C)	-147.1		临界压力 (MPa)	3.4
	爆炸下限 (% (V/V))	不适用		爆炸上限 (% (V/V))	不适用
	引燃温度 (°C)	不适用		闪点 (°C)	不适用
	燃烧热 (kJ/mol)	不适用		n-辛醇/水分配系数	0.67
	溶解性	微溶于水 and 乙醇, 溶于液氨。			
主要用途	用于合成氨, 制硝酸, 用作物质保护剂, 冷冻剂。				
健康危害	皮肤接触液氮可致冻伤。 常压下氮气无毒。环境中氮气含量过高, 氧气相对减少时, 引起单纯性窒息作用。当浓度大于 84% 时, 出现头痛、头昏、眼花、恶心、呕吐呼吸加快、脉率增加、血压升高、胸部压迫感, 甚至失去知觉, 出现阵发性痉挛、紫绀、瞳孔缩小等缺氧症状, 如不及时脱离环境, 可致死亡。氮麻醉出现一系列神经精神症状及共济失调, 严重时出现昏迷。				
毒理学资料	急性毒性: 本品为单纯窒息性气体。				
消防措施	特别危险性: 本品不燃。无特殊燃爆特性。内装加压气体, 如受热可爆炸。 灭火方法和灭火剂: 从上风向进入火场, 喷水冷却容器, 可能的话将容器从火场移至空旷处。本品不燃, 根据火灾原因选择适当的灭火剂灭火。 特殊灭火方法及保护消防人员特殊的防护装备: 喷水冷却容器, 可能的话将容器从火场移至空旷处。				
稳定性和反应活性	稳定性	稳定	危险分解产物	无	
	避免接触条件	高热	禁配物	镁粉、易燃物或可燃物等	
操作处置	密闭操作, 提供良好的自然通风条件。操作人员必须经过专门培训, 严格遵守操作规程。防止气体泄漏到工作场所空气中。搬运时轻装轻卸, 防止钢瓶及附件破损。配备泄漏应急处理设备。				
储存注意事项	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不超过 30°C。与镁粉、易燃物或可燃物等分开存放, 切忌混储。储区应备有泄漏应急处理设备。				
运输注意事项	采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放, 并将瓶口朝同一方向, 不可交叉; 高度不得超过车辆的防护栏板, 并用三角木垫卡牢, 防止滚动。严禁与镁粉、易燃物或可燃物等混装混运。夏季应早晚运输, 防止日光曝晒。铁路运输时要禁止溜放。				
急救措施	皮肤接触: 不会通过该途径接触。 眼睛接触: 不会通过该途径接触。 吸入: 将患者转移到空气新鲜处, 休息, 保持利于呼吸的体位。 食入: 不会通过该途径接触。				
泄漏应急处理	作业人员防护措施、防护装备和应急处置程序: 根据气体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。建议应急处理人员佩戴正压自给式呼吸器, 穿防寒服。尽可能切断泄漏源。 环境保护措施: 防止气体通过下水道、通风系统和受限空间扩散。 泄漏化学品的收容、清除方法及所使用的处置材料: 隔离并通风泄漏区直至气体散尽。 防止发生次生危害的预防措施: 妥善处理泄漏物和容器。				

废弃处置方法	产品：废气直接排入大气中。 不洁的包装：将容器返还生产商，或按照国家 and 地方法规处置。 废弃注意事项：处置前，参阅国家和地方有关法规。			
个体防护	工程控制	密闭操作，提供良好的自然通风条件。	呼吸系统防护	一般不需特殊防护。当作业场所空气中氧气浓度低于18%时，必须佩戴空气呼吸器、氧气呼吸器或长管面具。
	眼睛防护	一般不需特殊防护，高浓度可佩戴安全防护眼镜。	皮肤和身体防护	穿一般作业工作服。
	手防护	戴一般作业防护手套。	其他防护	避免高浓度吸入。进入罐、受限空间或其它高浓度区作业，须有人监护。

3.2 生产工艺及设备设施危险、有害因素分析

3.2.1 地面工程施工过程中危险有害因素分析

本工程地面工程在施工过程中主要涉及到动火作业、动土作业、临时用电、高处作业、吊装作业等特殊作业，以及管道敷设、双边作业、交叉作业等危险作业，施工过程中的危险有害因素辨识如下：

1、动火作业

设备、管道进行焊接和切割等动火作业之前要办理动火作业许可证。现场监护不到位、防护措施不落实等，旧管线内部介质处理不当、焊接过程中熔渣和火星的四处飞溅等，易导致火灾和爆炸事故的发生；焊接过程存在的弧光辐射会对操作人员造成身体危害；焊接时使用的压力气瓶使用不当，如乙炔瓶倒放等，或者由于受热受冲击等原因，导致容器内气体压力升高，超过容器的极限压力，引发气瓶的物理性爆炸或喷射。

2、动土作业

构筑基础、敷设管线以及修路时，需要挖土、打桩、埋设接地极或地锚桩等对地面进行开挖和填埋。容易引起触电、机械伤害、车辆伤害、坍塌、高处坠落等事故。

1) 地下情况复杂，容易造成地下电缆和管线被挖断，引起触电事故。

2) 现场支撑不牢固，未设立警示标志，容易造成坍塌和高处坠落事故。

3) 现场视线不良，推土机、挖土机等施工机械故障均容易造成车辆伤害和机械伤害。

3、临时用电

1) 施工过程中的电气设备使用不合理、缺少保护装置，操作人员违章操作等原因，极易造成触电事故。

2) 跨越安全围栏或超越安全警戒线，工作人员误碰带电设备，以及在带电设备附近

使用钢卷尺等进行测量或携带金属超高物体在带电设备下行走可能造成触电事故。

3) 施工现场混乱, 造成电气设备安全设施不健全或损坏漏电, 绝缘保护层破损或保护接地失效等, 如未能及时发现并整改, 可能造成触电或电气火灾事故。

4) 手持电动工具是在人的紧握之下运行的, 人与工具之间的接触电阻小, 一旦工具带电, 将有较大的电流通过人体, 造成触电事故。

5) 电线裸露、乱拉、乱扯电线、湿手触动电器开关设备、绝缘胶鞋破损透水或用湿物去接触电器设备, 有引发触电事故的可能性。

6) 在带电设备附近进行作业, 不符合安全距离或无监护措施, 缺少安全标志或标志不明显, 工作面不使用安全电压照明均可能引发触电事故的发生。

7) 敷设新电缆时, 不慎将原来运行中的电缆损伤, 能引起触电伤害, 锯断电缆时, 若锯错电缆或电缆带电, 以及施工使用的机具若不慎碰触运行的电缆也能引起触电伤害。

4、高处作业

在对高处的设备进行安装或操作过程中, 容易造成高处坠落、物体打击等事故, 主要因素有: 高处作业时安全防护装置不完善或缺乏安全防护装置, 人员安全培训不到位, 作业时未正确使用安全带或安全带存在缺陷, 作业中存在违章作业、违章指挥、违反劳动纪律的现象。

5、吊装作业

在新建工艺设备、管线敷设时, 需要对设备进行吊运, 在吊运过程中, 因违章作业、起重设备的安全装置及保护措施失灵、吊车吊钩、钢丝绳、吊索具超载断裂, 吊运时钢丝绳从吊钩中脱出, 吊货物捆扎不牢固或作业时吊物下有人等情况, 易发生起重伤害事故。

6、管道敷设

在管道敷设的过程中, 主要会存在下列危险有害因素: 施工作业时, 车辆碾压造成已建集输管线损伤, 引起原油、天然气泄漏事故; 管沟开挖、回填作业过程中疲劳作业或违章驾驶等原因造成车辆伤害; 管子组对时, 手与管件近距离接触, 易发生伤手事故; 对口时需要使用切割机, 容易发生机械伤害事故; 管件堆放无防滑和倾倒措施, 管线意外滚动或防护用具不当, 易发生管道伤人事故; 焊缝检测时, 使用 X 射线探伤时, 工作人员不注意防护, 长时间接受慢性小剂量连续照射产生的慢性放射损伤; 管道试压时, 由于操作失误或管道材料缺陷等都可能造成高压介质泄漏伤人事故。在开工前未探明通信、电力、给水等地下管线的位置、埋深和走向, 则施工中极易对其造成破坏, 引发火

灾、爆炸、触电等安全事故；在吊管过程中未与地面高压线保持安全距离，则极易发生触电事故。

7、双边作业

该工程在作业过程中存在边生产边施工的情况，由于本项目施工与原平台采气设施存在交织，施工与生产相互影响比较大。同井场的气井潜在的风险可能给施工项目带来事故隐患，特别是生产区域的介质泄漏是施工环境的不安全因素，如果忽视不加防范可能引发更大的风险。而作业设施对采气设施的安全生产也构成了威胁。主要的风险包括：作业期间发生易燃或有毒物质泄漏、火灾爆炸，施工过程产生物体打击、车辆伤害、人员触电等风险。

8、交叉作业

本工程部分管道在老站场进行建设，在建设过程以及在建成后生产过程中，均会存在交叉作业，交叉作业类型可能有：边采边建设施工作业；边采、边建设施工、边修井施工；边采气与边修井的交叉作业；各单位车辆运输的交叉作业等。交叉作业过程中由于处于双方或多方单位共同在一个生产现场工作的交叉作业状态，可能会因为安全告知及安全协作出现误伤等事故。设备拆搬、安装、作业使用的车辆和设备多、人员劳动强度大、作业周期长、交叉作业频繁，较易发生井喷、火灾爆炸、车辆伤害、物体打击、起重伤害、高处坠落、触电、机械伤害等事故。

9、其他作业

施工现场混乱，施工人员多而杂，容易引起多种伤害同时发生的情况。在施工过程中，来往各种运输车辆可能对工作人员造成人身伤害。在管沟内对口、防腐时，土方松动、裂缝、渗水、地下塌方，护垫支撑不牢，易造成人员伤亡；各种施工机械的运动部件都可以构成对人体的机械伤害，如运动中的皮带轮、飞轮、开式齿轮，钢筋切断机刀片、搅拌机等。

3.2.2 储运过程中危险有害因素分析

根据经验及同类行业生产中的事故情况，该工程主要危险、有害因素分析如下。

1、火灾爆炸

本项目涉及的原油易燃，具有一定的爆炸危险性，在储运过程中如果储油罐、管线、设备发生泄漏事故或设备密封损坏，扩散的油气与空气混合，形成爆炸性气体，遇点火源可能发生火灾和爆炸事故。罐区设备和管道还存在着因过压、疲劳、腐蚀误操作而引发的设备泄漏事故以及管道破裂、泄漏事故的危险。由于原油具有沸溢性，储罐着火情

况下，由于热波作用，油层中的水分会发生汽化而产生沸溢现象，一旦发生沸溢与喷溅，会造成大量油品的流淌火灾。

本项目原油含有少量伴生气（天然气），天然气具有易燃、易爆性，在高压、高温、低温等处理过程中，由于密闭不严、串料、跑料、超温、超压等情况下发生可燃介质泄漏、扩散，在站内形成爆炸性混合气体，在异常情况下，设备或管道、阀门、法兰等连接处腐蚀穿孔、破裂泄漏或操作失误将导致天然气泄漏，泄漏后遇点火源，可能发生火灾事故，若泄漏的天然气与空气混合后，达到爆炸极限，形成爆炸性混合气体，遇点火源可能发生爆炸事故。

泄漏是该罐区生产运行中主要的不安全因素。轻度泄漏造成油品损耗，危害操作人员健康；严重泄漏事故可造成油品大量流失，造成直接或间接的重大经济损失，甚至造成大面积环境污染事故。由于泄漏引发的火灾爆炸造成人员伤亡和巨大经济损失的事故案例，在国内外屡见报道。因此，杜绝各种原因造成泄漏是输油安全的重要工作。

点火源形成的原因包括：防静电、防雷击的防护措施设置不好或设施损坏，防爆电气损坏或不防爆，电气电路的开启或切断、短路、过载、接触电阻过大等引起的电火花、电弧、过热等。

如果在危险区域内用火没有可靠安全措施的情况下焊接或切割，或用喷灯、电钻、砂轮等可能产生火焰、火花和赤热表面的临时性作业，都可能产生严重的后果。

2、中毒和窒息

原油、伴生气等均具有一定的毒性，容易造成中毒窒息或慢性毒性危害。在各工艺装置区、罐区、放空区等可能发生窒息性气体大量泄漏，造成现场氧分压不足，而发生中毒窒息事故。这些化学物质在长期接触情况下也可能发生慢性毒性危害。

集输管线使用氮气吹扫置换过程中，由于氮气使用不当或泄漏也易造成中毒窒息的风险。

3、电气伤害

装置生产中电气线路复杂，若操作不当或其他原因会引起电气设备过载等现象，严重时发生电气火灾。电气伤害表现为电气火灾和人身触电两类。

电气火灾：当设备的电机出现故障、电线绝缘层损坏，以及人员在操作各供配电设施，存在着发生电击伤亡、电弧灼伤、设备短路等危险，若电气设备接地失效、漏电保护器损坏、防爆装置失效、电气设备老化，绝缘失效都会使得电气有发生火灾的危险。

人身触电：在用电操作中若操作不当会引起触电，触电对人体伤害很大，很容易造

成死亡。若动力设备、照明电气、供配电等电气设备或电气线路绝缘、安全距离、漏电保护等防护措施失效以及违章操作等均可导致触电事故的发生。

4、高处坠落

储罐等设施作业平台的高度在 2m 以上，若梯子扶手、栏杆由于日久失修、损坏或因腐蚀而失去了防护作用，特别在大风、雨雪天登高时，工作人员如果疏忽大意，就有可能发生高处坠落事故。

5、机械伤害

泵组等机械外露的运转部件若防护罩缺损或不符合规范，有可能发生机械伤害事故。对机械设备进行检修时，若设备未可靠停死、刹车失灵、误操作、未可靠断电、违章送电等，发生机械设备意外启动，引发机械伤害。

作业人员没有按照设备操作规程来操作，或者设备操作规程不完善，作业人员作业时，也会导致机械伤害的发生。

6、车辆伤害

站场内行驶的车辆可能引起车辆伤害事故，机动车驾驶员未经过培训、酒后驾车、驾驶技能差或其它违章作业，发生交通事故伤人、毁物；车辆装载的物料未固定牢倾倒伤人、毁物；道路安全防护设施缺失或损坏，发生交通事故伤人、毁物；各类运输车辆如车辆本身缺陷，或制动、喇叭、灯光等失效，道路状况不符合规定要求或误操作可引发车辆伤害。

7、物体打击

操作人员若违章操作或操作不当发生意外，易发生物体打击事故。对集输过程各设备进行带压检修操作时，如带压更换压力表、拆装阀门、安全阀等过程，使用的工具或跟换的部件在压力的作用下可能飞出，打到人体会造成物体打击伤害。

在承压设备处，如果设备上的零部件固定不牢或设备超压也可能导致部件飞出，造成人员物体打击伤害。

8、灼烫

本工程加热炉的外表面及连接处，如设备腐蚀、超压、操作不当等原因造成介质泄漏或不小心触及，可能发生人员灼伤事故。

9、噪声危害

受噪声的危害，首当其冲的是人的听力。噪声对人听力危害的程度，轻则听力损伤，中则耳聋，重则耳鼓膜破裂。除了听力受损外，噪声对神经系统的危害主要为神经衰弱

综合征；对心血管系统的影响，可使交感神经紧张，从而产生心跳加快、心率不齐、血管痉挛等症状；对消化系统的影响，可能引起胃功能紊乱、食欲不振、肌无力等症状；噪声对睡眠、视力、内分泌等也有一定影响；高分贝的噪声会对人的交谈和思维产生影响，当高于 90 分贝时，人的交谈和思维几乎不能进行，严重影响人们的工作和学习。

该项目的噪声源主要是给油泵机械设备。

10、静电、雷电危害

生产过程中，在有可燃气体或易燃物存在的场合，静电放电、雷电放电均可成为引爆的火源，导致火灾、爆炸事故发生。对职工人身安全造成危害。

3.2.3 原油装卸、运输过程中危险有害因素分析

1、火灾爆炸

本工程建有原油装车系统，若装车系统无高液位报警或联锁装置失效，可能会造成罐车超装，导致物料外溢，泄漏的物料与空气形成爆炸性混合物，易发生火灾、爆炸事故。

装车作业时，若胶管老化、密封垫破损、接头紧固栓松动等原因，可能会造成物料泄漏；装卸物料时对液位检测不及时也易造成物料跑冒，溢出罐车外；泄漏的易燃液体挥发出的蒸气达到或超过爆炸极限，遇到火星可能会发生爆炸燃烧；在物料漫溢时，若使用金属容器刮舀，开启非防爆电灯照明观察，可能会无意中产生火花引起爆燃。

若装车前未对罐车进行检查，违章给无车盖、底阀不严、卸油口无帽及漏油罐车装车，油管放入槽口未固定好，罐车装满后未及时关闭顶口的罐口盖，也有可能造成油气挥发或泄漏。装卸车辆未按规定配带防火帽、人员违章吸烟等产生明火，工具、着装不合格、现场管理混乱、装卸车作业无静电接地或静电接地设施失效从而导致静电积聚时，也可能点燃泄漏的易燃介质，引发火灾、爆炸事故。

在装运完成车辆运输过程中，应注意保持前后行驶车辆距离，检查车辆静电释放设施完好，若车辆失控，倾翻或撞坏装车栈台及输送物料的管线，也可能导致大量的油品等物料泄漏，遇明火或火花时，会发生火灾爆炸事故。

装卸过程主要的危险因素为火灾、爆炸，引起火灾的主要因素为静电起火。产生静电的主要原因有装卸过程设备设施未设置有静电接地设施或接地设施不符合标准、装卸区域易产生静电、介质在管道内因流速、冲击等原因造成的静电以及人为因素产生的静电。

1) 在装卸场所应设有防静电接地卡来连接设备以及装卸车辆，以防止静电产生造成

火灾爆炸，若防静电接地卡失灵或未定期检测，造成静电荷的急剧遇油气进而发生火灾事故；

2) 装卸区域地面若为易发火地面，金属掉落或操作人员未穿防静电鞋产生火花也容易产生静电，导致火灾事故的发生；

3) 在装卸的管道中产生的静电较多，主要为流动带电、喷射带电、冲击带电、沉降带电以及感应起电。

(1) 流动带电即为介质在流动过程中与管壁紧密接触，并迅速地分离，存在电子转移，即形成双电层，若分离得足够快，易带正电，则管道可产生静电。

(2) 当介质从管口喷出后与空气接触时，会被分成许多的小液滴，较大的液滴很快沉降，而另一些液滴停止在空气中形成云雾状，降落较慢的液滴将带有大量的电荷，从而产生静电。

(3) 冲击带电

当介质从管口喷出后遇到器壁或挡板的阻碍时，飞溅起的小液滴同样会在空间形成带电荷云。

(4) 沉降带电

当介质中含有固体颗粒杂质或水分，在这些颗粒或凝聚成的大水滴向下沉降时，也会产生静电。

(5) 感应起电

存在带静电物体使附近不相连的导体感应而带电。

操作人员未穿防静电工作服以及未进行静电倒除也容易引发火灾事故。

2、中毒和窒息

本工程建有原油装车系统。在装卸车作业和运输过程中如果油气泄漏，在封闭或通风不良的作业场所聚集，从而使浓度大大超标，人接触较后有发生中毒和窒息的危险。

3、物体打击

原油装车系统、装车泵橇的零部件固定不牢或设备超压就可能导致部件飞出，造成人员物体打击伤害。

4、高处坠落

操作人员防护措施不当或防护措施不齐全，操作人员可能发生从装车栈桥上坠落的危险。

5、车辆伤害、机械伤害

站场内行驶的车辆可能引起车辆伤害事故，装车橇、装车泵橇的旋转部件、传动件，若防护罩失效或缺，人体接触时就有机械伤害的危险。

3.2.4 主要设备设施的危险有害因素分析

1、储油罐

本工程有油罐。由于罐区储存的原油为易燃介质，在储存过程中危险因素较多，储罐区主要危险有火灾爆炸、物理爆炸、中毒和窒息、高处坠落等，发生的原因可能有：

- 1) 检修时储罐内的介质未完全置换或清理不干净。
- 2) 储罐用于监测温度、压力、液位等仪表或相应控制系统发生故障，造成控制失灵，引发安全事故。特别是液位报警系统失灵时，引发泄漏。
- 3) 使用过程中，罐体的腐蚀造成罐体厚度减薄、罐强度下降，介质泄漏后不能及时发现。储罐焊缝或管线法兰、阀门泄漏，可燃气体与空气形成爆炸性气体，遇明火发生爆炸，燃起大火。
- 4) 罐体材质、制造、安装存在缺陷导致罐破裂或撕裂后泄漏。
- 5) 操作失误导致罐压力升高，超压引起罐体物理爆炸。
- 6) 防火堤和隔堤如发生坍塌、存在孔洞和裂缝，都会对安全构成威胁，事故状态下，不能有效的收集泄漏的易燃易爆物料，造成事故的扩大。
- 7) 储罐基础不均匀下沉，将直接危及罐体的稳定，造成罐体焊缝开裂，导致储存的易燃、易爆物料泄漏，遇点火源有发生火灾、爆炸的危险。罐体腐蚀减薄甚至穿孔等因素都是安全生产的重大隐患。
- 8) 防雷接地需要经常检查的设施主要是引下线和接地装置，如发生断裂松脱，影响雷电通路，或土壤电阻增大，影响雷电流散，则可能在雷雨季节，遭受雷击，引起着火爆炸事故。
- 9) 储罐还可能存在检修清罐作业时的人员中毒与窒息，罐上维修、调试以及日常巡检的高处坠落危害。

2、工艺管道

管道输送的介质主要是原油、伴生气，其在输送过程中存在一定的压力和温度，正常情况下是在密闭的管线中及密闭性良好的设备间加热输送，设施危险、有害因素主要有原油、伴生气泄漏后遇遇到点火源造成的火灾、爆炸、中毒和窒息事故，造成原油、伴生气泄漏原因有以下几点。

1) 设计缺陷

管道设计过程中根据输送能力选用管径、材质时存在缺陷，容易留下隐患。如未根据地区等级合理选择管道安全系数，管径选用过细，管壁过薄，导致管线流速大，压降过大，易加大管线的负荷，影响管线的运行寿命。站内架空管线高度不满足要求，车辆碰撞导致损坏等。

2) 冲蚀、内磨蚀

井区水含盐、含砂等杂质较多，管路中原油、伴生气的流速过大，超过冲蚀速度时，会产生冲蚀现象，其结果会对弯头、三通等造成损害。同时水中存在的盐等砂粒，对管壁产生磨蚀。

3) 外腐蚀

管线埋地敷设时，土壤颗粒中充满着空气、水和不同的盐类，其中水分和可溶性盐类的存在使土壤能进行离子导电，具有电解质溶液的特征，因而金属在土壤中将发生电化学腐蚀。土壤中由于细菌作用而引起的腐蚀，称为细菌腐蚀（或微生物腐蚀），也是埋地管道腐蚀的原因之一。

站内地面管线如果未采用管墩架设或架设高度无法达到规范要求，造成管线半埋于土壤之中，会加速腐蚀。

由于工业和民用用电有意、无意地排入或漏泄至大地，土壤中有杂散电流流入管道，因而发生电解作用，电解池的阳极是遭受腐蚀部位。

4) 第三方破坏

包括施工破坏、打孔盗油（气）、违章占压等，易造成管线的泄漏。

5) 其他

管线埋深不足遇暴雨、洪水冲刷导致管线裸露在外遭受破坏；地震导致管线造成断裂等等。

3、机泵类

机泵电机不防爆或防爆等级不达标，若油品泄漏，通风不好，造成油气积聚，可由于电气打火或静电积聚放电引起火灾爆炸事故。

若油泵带病运转或超负荷运转，可能造成机壳过热，进而引发火灾事故。

泵类的传动件、转动部位，若防护罩失效或缺，人体接触时就有机械伤害的危险，正常生产期间，作业人员在没有停机的情况下进行作业或维修，造成机械伤害事故发生。

3.2.5 公用工程及辅助设施的危险有害因素分析

本工程公用工程及辅助设施主要包括了供配电系统、自控系统、给排水系统、消防

系统及通信系统，其危险有害因素总结如下表所示。

表 3.2-1 公用工程及辅助设施危险有害因素总结

公用工程及辅助设施	主要危险、有害因素分析	危险有害因素分类
供配电系统	1、设备超载过热引发火灾。 2、电缆沟密封不好油气积聚遇火花发生火灾爆炸。 3、种配电装置、电气设备、电器、照明设施、电缆、电气线路等，安装不当造成电路运行不正常 4、站用变压器跌落保险打火放电。 5、10KV 开闭所瞬间失电。 6、电缆安装时没有注意电缆防火措施处理，若在运行过程中，一处电缆失火，会造成大面积电缆火灾。	设备、设施、工具、附件缺陷
自控系统	1、自动控制系统未按要求跟工艺装置投入使用，无法对井站运行进行监控，故障状态下无法执行远程操作，可能引起事故。 2、自动调节失灵，数据丢失，造成运行失控，导致电动阀门等自动动作，造成生产失控，引起事故。 3、自动控制系统内存在病毒，可能破坏系统，威胁生产安全。 4、站内报警系统未与自控系统联锁或联锁机制存在故障，一旦发生伴生气泄漏，不能及时的关闭截断阀，造成事故。 5、控制阀、切断阀由于堵、卡、磨损、锈蚀等原因，使调节不灵，切断不力，引起误报警。	设备、设施、工具、附件缺陷
给排水系统	若站内排水系统不符合要求，可能排入环境中造成环境污染，雨季时可能造成站场内涝，引发事故。 本项目拟增雨水池收集，排水沟末端设置雨水倒换池、初期雨水池。若池周边未设置围栏、安全警示牌等安全防护措施，站外周边人员易误入其中，发生淹溺的危险。	淹溺、环境污染
消防系统	1、部分灭火器失效，发生火灾时不能及时扑救，造成事故扩大。 2、应急设备种类、数量不足或损坏，设置点不合理，发生事故时没有相应的应急设备或设备不能使用，可能引起事故扩大。	设备、设施、工具、附件缺陷
通信系统	站内远程监控传输出现故障，不能对站场画面进行实时监控，一旦有人入侵井站，不能对非法闯入的外部人员进行驱离。同时，不能及时对站内紧急情况进行处置，造成事故的扩大。	设备、设施、工具、附件缺陷

3.3 自然和社会危险因素分析

3.3.1 自然环境危险有害因素分析

项目所在地区为亚热带湿润季风气候，以山地丘陵地带为主，地形条件复杂，沟壑纵横，主要自然环境危害有雷电、地震、以及由于暴雨而引发的山体滑坡、泥石流等自然灾害。

1、地震

地震是地球上一种自然地质现象，它的发生与活动的构造体系有十分密切的关系，

活动强烈的构造带往往会导致地震的频繁发生。强烈的地震可能造成设备、管道和建筑物的破坏，造成物料大量泄漏，进而引发火灾、爆炸、中毒和窒息等灾害事故，并造成人员伤亡。

2、雷电

雷电天气对本工程新建储罐、管道等均有潜在威胁，若这些设备设施、线路等防雷装置不得当，会产生极大的过电压和过电流，当几十至上千安培的强大雷电电流通过导体时，在瞬间转换成大量的热能，雷击点的发热能量约为（500~2000）J，在其波及范围内，可能造成着火、爆炸。直接雷放电时能产生高达数万伏甚至数十万伏的冲击电压，足以烧毁电力系统的变压器等电气线路和设备，发生短路，导致可燃、易燃易爆物品着火和爆炸。所以各生产设备设施、管道应按期进行防雷防静电的检测，保证防雷防静电设施好用。

3、地质灾害

地质灾害包括纯地质所引起的灾害、人类工程和经济活动所引起的次生地质灾害。根据井场当地的自然条件，井场遭受泥石流、滑坡等地质灾害的影响较小。

4、高温和低温

忠县年极端最低气温零下4℃，最高42℃，温差的大幅度变化会引起工艺管线、容器的变形，产生巨大的温度应力，低温冻害造成冰堵。

另外，人员在作业过程中有造成冬季冻伤，夏季中暑的危险。操作人员在高温环境中易出现疲劳、精神不振等现象，容易造成操作失误。低温环境会引起人员冻伤、体温降低，甚至造成死亡。此外，低温造成的降雪、结冰等可能导致人员摔伤，运输车辆出现翻车等交通事故。

5、暴雨与洪涝

工区夏季降水强度大，易出现洪涝灾害。

洪涝灾害不仅可淹没站场，给安全生产带来威胁；还可能引发泥石流，对居民点、井场公路、井场基础及设施造成危害；甚至引起山体滑坡，毁坏设备设施及管线。

6、大风

大风会吹折或吹倒树木、电杆、井架及烟囱等细高直立的物体，它们在倒落过程中则可能发生砸伤人畜、砸毁房屋或设备、以及折断电线引发火灾等二次事故，更大的风力还可能直接摧毁站场内建筑物及设备。

7、山体滑坡、泥石流

本工程地处山区环境，根据当地的自然条件，站场可能直接遭受泥石流、滑坡等地质灾害影响，山体滑坡、泥石流均可能造成管线及设备损坏，甚至直接造成管线拉裂等，造成原油、天然气泄漏，引起火灾、爆炸事故。

8、腐蚀

自然环境对埋地的设备设施及管道产生电化学腐蚀、化学腐蚀、微生物腐蚀、应力腐蚀和干扰腐蚀。

在大气中，由于氧的作用，雨水的作用，腐蚀物质的作用，裸露的设备、管线、阀、泵及其他设施会产生严重腐蚀，设备、设施、泵、螺栓、阀等锈蚀，会诱发事故的发生。

在管道连接处、衬板、垫片等处的金属与金属、金属与非金属间及金属涂层破损时，金属与涂层间所构成的窄缝于电解液中，会造成缝隙腐蚀。

由于金属表面露头、错位、介质不均匀等，使其表面膜完整性遭到破坏，成为点蚀源，腐蚀介质会集中于金属表面个别小点上形成深度较大的腐蚀。

如果设备、管道表面缺乏保护或保护不够、防腐层破损、焊接部位处理不当，则土壤中的水分与各种盐分等化学物质形成电解质溶液，会对金属管道造成化学腐蚀和电化学腐蚀，引起穿孔、变薄，发生腐蚀破裂。

3.3.2 社会环境危险有害因素分析

社会危害因素主要是第三方破坏造成的影响。第三方破坏是指由于农业生产或建设活动，如在站场周边或者管道保护区域内等区域取土、修建公路、建房、违章施工等可能破坏管线或附属设施，导致管线失效，造成原油、伴生气泄漏，进而可能引发火灾爆炸事故。若安全宣传不到位，附近农户安全意识不强，发生事故时，不能紧急避险或应急措施不当，可能引发人员伤亡事故。

站场设有栅栏与周边设施相隔，一般情况下，社会人员不会进入站场。但不法分子偷盗工程设施、打孔偷盗或恐怖袭击等为有意破坏，会影响站场的安全生产。同时，站场周边多为山地森林，一旦发生森林火灾，也会影响站场的安全生产。

3.4 重大危险源辨识

3.4.1 危险化学品重大危险源定义

危险化学品重大危险源的辨识依据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）和《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》（安监总局令第40号，79号令修订）规定，危险化学品重大危险源、危险化学品和临界量的定义如下：

危险化学品重大危险源：指长期地或临时地生产、加工、使用或储存危险化学品，且危险化学品的数量等于或超过临界量的单元。

生产单元：危险化学品的生产、加工及使用等的装置及设施，当装置及设施之间有切断阀时，以切断阀作为分隔界限划分为独立的单元。

储存单元：用于储存危险化学品的储罐或仓库组成的相对独立的区域，储罐区以罐区防火堤为界限划分为独立的单元，仓库以独立库房（独立建筑物）为界限划分为独立的单元。

临界量：指对于某种或某类危险化学品规定的数量，若单元中的危险化学品数量等于或超过该数量，则该单元定为重大危险源。

单元内存在的危险化学品的数量根据处理危险化学品种类的多少区分为以下两种情况：

1、生产单元、储存单元内存在的危险化学品为单一品种，则该危险化学品的数量即为单元内危险化学品的总量，若等于或超过相应的临界量，则定为危险化学品重大危险源；

2、生产单元、储存单元内内存在的危险化学品为多品种时，则按下列公式计算，若满足下列公式，则定为危险化学品重大危险源。

$$S=q_1/Q_1 + q_2/Q_2 + \dots + q_n/Q_n \geq 1 \quad \dots\dots\dots\textcircled{1}$$

式中：

S—辨识指标；

q_1, q_2, \dots, q_n —每种危险化学品实际存在量，单位为 t；

Q_1, Q_2, \dots, Q_n —与各危险化学品相对应的临界量，单位为 t。

危险化学品储罐以及其他容器、设备及仓储区的危险化学品的实际存在量按设计最大量确定。对于危险化学品混合物，如果混合物与其纯物质属于相同危险类别，则视混合物为纯物质，按混合物整体进行计算。如果混合物与其纯物质不属于相同危险类别，则应按新危险类别考虑其临界量。

3.4.2 危险化学品重大危险源辨识

本项目新建 5 座 100m³ 卧式储罐，将 5 座 100m³ 卧式储罐作为 1 个储存单元进行辨识。

本次评价过程中根据涪陵页岩气公司提供的《兴页 L1001HF 井原油样品常规物性测试报告》，密度取 0.7912g/cm³，根据危险化学品重大危险源的定义，进行危险化学品重

大危险源，详见下表。

涉及企业机密，不予公开。

综上所述，本工程不构成危险化学品重大危险源。

3.5 事故案例与事故原因分析

3.5.1 长庆油田漏油事故

3月26日、27日，位于延安市吴起县和安塞县境内的长庆油田所属两个油厂，先后发生原油泄漏事件，污染了周围环境。

1、事故警示

由于两起事件均系因输油管线自然腐蚀破裂所致，调查结果指出：一方面是因为输油管线建设没有国家标准，当时建设时设计标准低，使用寿命有限。另一方面，也说明企业对环保工作不够重视，管理不到位。发生在不同地区的类似事件，同样说明在陕北油气田开发过程中，环境应急设施不完善、环境安全得不到保障；环境安全隐患排查不深不细，输油管线、集输站、井场因运行时间长、地质条件差、监管不规范等原因，导致突发环境事件频发。

3.5.2 新疆独山子在建原油储罐“10.28”特大爆炸事故

2006年10月28日，中国石油天然气股份有限公司新疆独山子石化分公司在建的10万立方米原油储罐内浮顶隔舱在刷漆防腐作业时发生爆炸。事故造成13人死亡，6人受轻伤。

1、事故经过

2006年10月28日，安徽省防腐工程总公司27名施工人员在中国石油天然气股份有限公司新疆独山子石化分公司原油储罐浮顶隔舱内进行刷漆作业，其中施工队长、小队长及配料工各1人，其他24人被平均分为4个作业组。防腐所使用的防锈漆为环氧云铁中间漆，稀料主要成分为苯、甲苯。当日19时16分，在作业接近结束时，隔舱突然发生爆炸，造成13人死亡、6人轻伤，损毁储罐浮顶面积达850平方米。

2、事故原因

1) 直接原因

在施工过程中，安徽省防腐工程总公司违规私自更换防锈漆稀料，用含苯及甲苯等挥发性更大的有机溶剂替代原施工方案确定的主要成分为二甲苯、丁醇和乙二醇乙醚醋酸酯，在没有采取任何强制通风措施的情况下组织施工，使储罐隔舱内防锈漆和稀料中

的有机溶剂挥发、积累达到爆炸极限；施工现场电气线路不符合安全规范要求，使用的行灯和手持照明灯具都没有防爆功能。电气火花引爆了达到爆炸极限的可燃气体，导致这起特大爆炸事故的发生。

2) 间接原因

负责建设工程施工单位安全管理存在严重问题。安全管理制度不健全，没有制定受限空间安全作业规程，没有按规定配备专职安全员，没有对施工人员进行安全培训；作业现场管理混乱，在可能形成爆炸性气体的作业场所火种管理不严，使用非防爆照明灯具等电器设备，施工现场还发现有手机、香烟和打火机等物品；且施工组织极不合理，多人同时在一个狭小空间内作业。负责建设工程监理的克拉玛依市独山子众恒建设项目管理有限公司监理责任落实不到位。该公司内部管理混乱，监理人员数量、素质与承揽项目不相适应，监理水平低；对施工作业现场缺乏有效的监督和检查措施，安全监理不规范，不能及时纠正施工现场长期存在的违章现象。

3、事故教训与预防对策措施

1) 危险化学品建设项目在项目建设过程中施工单位应完善安全管理制度，强化施工现场的安全监管。要加大安全教育培训力度，增强从业人员安全意识，提高业务能力。此次事故中，施工单位没有制定受限空间安全作业规程，私自违规更换挥发性更强的有机溶剂，导致施工现场可燃性气体积聚，达到爆炸极限范围；从业人员在高浓度苯、甲苯的环境中使用没有防爆功能的行灯和手持照明灯具等，施工现场还发现有手机、香烟和打火机等物品，最终导致了事故的发生。

2) 危险化学品项目建设单位要加强对建设工程全过程的安全监督管理。通过招投标选择有资质的施工队伍和工程监理，所选单位安全管理制度要健全，具有较丰富的工程经验，人员安全素质较高。要加强施工过程中对施工单位、监理单位安全生产的协调与管理，持续对施工单位和监理单位的安全管理和施工作业现场安全状况进行监督检查。发现施工现场安全管理混乱的要立即停工整顿，对不符合施工安全要求和严重违反施工安全管理规定的，要坚决依法处理。负责该项目建设工程监理的单位内部管理混乱，监理人员数量、素质与承揽项目不相适应，监理水平低，监理责任落实不到位，为事故的发生埋下了隐患。

3) 危险化学品项目建设工程监理单位要严格执行有关要求，认真落实建设工程安全生产监理责任。加强施工现场安全生产巡视检查，规范监理程序和标准，对发现的各类安全事故隐患，及时通知施工单位，并监督其立即整改；情况严重的，要求施工单位立

即停工整改，并同时有关情况报告建设单位。负责该项目建设工程监理的单位对施工作业现场缺乏有效的监督和检查措施，安全监理不规范，不能及时纠正施工现场长期存在的违章现象，直至事故发生。

3.5.3 山东省青岛市“11·22”中石化东黄输油管道

1、事故经过简述

2013年11月22日10时25分，位于山东省青岛经济技术开发区的中国石油化工股份有限公司管道储运分公司东黄输油管道泄漏原油进入市政排水暗渠，在形成密闭空间的暗渠内油气积聚遇火花发生爆炸，造成62人死亡、136人受伤，直接经济损失75172万元。

2、事故原因分析

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。

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。

3、事故防范措施建议

1) 坚持科学发展安全发展，牢牢坚守安全生产红线。中石化集团公司和山东省、青岛市人民政府及其有关部门要深刻吸取山东省青岛市“11·22”中石化东黄输油管道泄漏爆炸特别重大事故的沉痛教训，牢固树立科学发展、安全发展理念，牢牢坚守“发展决不能以牺牲人的生命为代价”这条红线。要把安全生产纳入经济社会发展总体规划，建立健全“党政同责、一岗双责、齐抓共管”的安全生产责任体系，坚持管行业必须管安全、管业务必须管安全、管生产经营必须管安全的原则，把安全责任落实到领导、部门和岗位，谁踩红线谁就要承担后果和责任。在发展地方经济、加快城乡建设、推进企业改革发展的过程中，要始终坚持安全生产的高标准、严要求，各级各类开发区招商引资、上项目不能降低安全环保等标准，不能不按相关审批程序搞特事特办，不能违规“一路绿灯”。政府规划、企业生产与安全发生矛盾时，必须服从安全需要；所有工程设计必须满足安全规定和条件。要坚决纠正单纯以经济增长速度评定政绩的倾向，科学合理设定安全生产指标体系，加大安全生产指标考核权重，实行安全生产和重特大事故“一票否决”。中央企业不管在什么地方，必须接受地方的属地监管；地方政府要严格落实属地管理责任，依法依规，严管严抓。

2) 切实落实企业主体责任，深入开展隐患排查治理。中石化集团公司及各油气管道运营企业要认真履行安全生产主体责任，加大人力物力投入，加强油气管道日常巡护，

保证设备设施完好，确保安全稳定运行。要建立健全隐患排查治理制度，落实企业主要负责人的隐患排查治理第一责任，实行谁检查、谁签字、谁负责，做到不打折扣、不留死角、不走过场。要按照《国务院安委会关于开展油气输送管线等安全专项排查整治的紧急通知》（安委〔2013〕9号）要求，认真开展在役油气管道，特别是老旧油气管道检测检验与隐患治理，对与居民区、工厂、学校等人员密集区和铁路、公路、隧道、市政地下管网及设施安全距离不足，或穿（跨）越安全防护措施不符合国家法律法规、标准规范要求的，要落实整改措施、责任、资金、时限和预案，限期更新、改造或者停止使用。国务院安委会将于2014年3月组织抽查，对不认真开展自查自纠，存在严重隐患的企业，要依法依规严肃查处问责。

3) 加大政府监督管理力度，保障油气管道安全运行。山东省、青岛市各级人民政府及相关部门要严格执行《石油天然气管道保护法》、《城镇燃气管理条例》（国务院令 第583号）等法律法规，认真履行油气管道保护的相关职责。各级人民政府要加强本行政区域油气管道保护工作的领导，督促、检查有关部门依法履行油气管道保护职责，组织排查油气管道的重大外部安全隐患。市政管理部门在市政设施建设中，对可能影响油气管道保护的，要与油气管道企业沟通会商，制定并落实油气管道保护的具体措施。油气管道保护工作主管部门要加大监管力度，对打孔盗油、违章施工作业等危害油气管道安全的行为要依法严肃处理；要按照后建服从先建的原则，加大油气管道占压清理力度。安全监管部门要配备专业人员，加强监管力量；要充分发挥安委会办公室的组织协调作用，督促有关部门采取不发通知、不打招呼、不听汇报、不用陪同和接待，直奔基层、直插现场的方式，对油气管道、城市管网开展暗查暗访，深查隐蔽致灾隐患及其整改情况，对不符合安全环保要求的立即进行整治，对工作不到位的地区要进行通报，对自查自纠等不落实的企业要列入“黑名单”并向社会公开曝光。对瞒报、谎报、迟报生产安全事故的，要按有关规定从严从重查处。

4) 科学规划合理调整布局，提升城市安全保障能力。随着经济高速发展及城市快速扩张，开发区危险化学品企业与居民区毗邻、交错，功能布局不合理，对该区域的安全和环境造成一定影响，也不利于城市的长远发展。青岛市人民政府要对该区域的安全、环境状况进行整体评估、评价，通过科学论证，对产业结构和区域功能进行合理规划、调整，对不符合安全生产和环境保护要求的，要立即制定整治方案，尽快组织实施。各级人民政府要加强本行政区域油气管道规划建设工作的领导，油气管道规划建设必须符合油气管道保护要求，并与土地利用总体规划、城乡规划相协调，与城市地下管网、地

下轨道交通等各类地下空间和设施相衔接，不符合相关要求的不得开工建设。

5) 完善油气管道应急管理，全面提高应急处置水平。中石化集团公司和山东省、青岛市各级人民政府及其有关部门要高度重视油气管道应急管理工作。各级领导干部要带头熟悉、掌握应急预案内容和现场救援指挥的必备知识，提高应急指挥能力；接到事故报告后，基层领导干部必须第一时间赶到事故现场，不得以短信形式代替电话报告事故信息。油气管道企业要根据输送介质的危险特性及管道状况，制定有针对性的专项应急预案和现场处置方案，并定期组织演练，检验预案的实用性、可操作性，不能“一了之”、“一发了之”；要加强应急队伍建设，提高人员专业素质，配套完善安全检测及管道泄漏封堵、油品回收等应急装备；对于原油泄漏要提高应急响应级别，在事故处置中要对现场油气浓度进行检测，对危害和风险进行辨识和评估，做到准确研判，杜绝盲目处置，防止油气爆炸。地方各级人民政府要紧密结合实际，制定包括油气管道在内的各类生产安全事故专项应急预案，建立政府与企业沟通协调机制，开展应急预案联合演练，提高应急响应能力；要根据事故现场情况及救援需要及时划定警戒区域，疏散周边人员，维持现场秩序，确保救援工作安全有序。

6) 加快安全保障技术研究，健全完善安全标准规范。要组织力量加快开展油气管道普查工作，摸清底数，建立管道信息系统和事故数据库，深入研究油气管道可能发生事故的成因机理，尽快解决油气管道规划、设计、建设、运行面临的安全技术和管理难题。要吸取国外好的经验和做法，开展油气管道安全法规标准、监管体制机制对比研究，完善油气管道安全法规，制定油气管道穿跨越城区安全布局规划设计、检测频次、风险评估、环境应急等标准规范。要开展油气管道长周期运行、泄漏检测报警、泄漏处置和应急技术研究，提高油气管道安全保障能力。

4 评价单元划分和评价方法选择

4.1 评价单元划分

4.1.1 划分原则

评价单元是指在对工程危险、有害因素进行分析的基础上，根据评价目标和评价方法的需要，将整个系统划分成若干个有限的确定范围而分别进行评价的相对独立的装置、设施和场所。

划分评价单元的一般性原则是按生产工艺功能、生产设施设备相对独立空间、危险有害因素类别及事故范围划分评价单元，使评价单元相对独立，具有明显特征界限。

常用的评价单元的划分原则有：

- 1、以危险、有害因素的类别为主划分；
- 2、以装置和物质的特性划分。

通过对本工程生产过程中的危险、有害因素分析，结合本工程的特点和具体情况，本次预评价按工艺流程，兼顾危险、有害因素的相似特性等进行评价单元的划分。

4.1.2 评价单元划分

根据本工程的生产工艺特点、危险有害因素的分布状况、便于实施评价的原则，本次评价划分为以下评价单元进行评价：

- 1、站场（罐区）单元
- 2、集输管道单元
- 3、公用工程及辅助生产设施单元

4.2 评价方法选择

为了达到对工程项目进行系统、科学、全面的评价目的，针对本工程主要危险、有害因素的分析，遵循充分性、适应性、系统性、针对性和合理性的原则，定性评价与定量评价相结合，选择安全评价方法。根据本工程特点，本次评价选择以下评价方法：安全检查表法（SCL）、定量风险模拟评价方法。在具体评价中，针对各单元的不同特点，可有选择地应用上述评价方法。

各评价方法的具体操作程序如下表：

表 4.2-1 各单元评价方法表

序号	评价单元	评价方法	备注
1	站场（罐区）单元	安全检查表、定量风险模拟评价方法	
2	集输管道单元	安全检查表	
3	公用工程及辅助生产设施单元	安全检查表	

4.2.1 安全检查表（SCL）

安全检查表是系统安全工程的一种最基础、最简便且广泛应用的系统危险性评价方法。安全检查表是由一些对工艺过程、机械设备和作业情况熟悉并富有安全技术、安全管理经验的人员，事先对分析对象进行详尽的分析和充分的讨论，列出检查单元和部位、检查项目、检查要求、检查结果等内容的表格（或清单），在对工程设计中与国家有关法律、法规、技术标准的符合情况做出分析和判断，发现存在的问题及潜在的危險，并据此提出安全对策措施及建议。

安全检查表以下列格式列出，对于设计方案中已经涉及且符合要求的检查内容，在检查结果栏中标以“√”，对于可研应涉及而未涉及的检查项目在检查结果栏中标以“※”，对于不符合要求的检查项目在检查结果栏中标以“×”。见下表 4.2-2。

表 4.2-2 安全检查表

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果

4.2.2 定量风险模拟评价方法

站场（罐区）是高风险存在和集中的场所。对其发生的事故后果进行分析计算是很有必要的。

事故后果模拟分析法是在数学、物理模型的基础上，选择适当的数值计算方法，对危险单元或系统进行模拟，预演事故的发生过程及事故后果的影响范围，从而能更加形象直观地认识所评估单元或系统的危险及危害性，事故后果模拟分析法通过运用相关的数学模型，定量地描述一个可能发生的重大事故对周边范围内的设施、人员以及对环境造成危害的严重程度，它是危险源危险性分析的一个主要组成部分。

本次评价是根据中国安全生产科学研究院研发的定量风险量化评估软件（CASSTQR A）对本项目原油储罐发生原油泄漏事故后果进行模拟，得出在不同事故情景下，可能对周围环境造成的事故影响、伤害范围（轻伤、重伤、死亡、池火）。

由于事故发生具有不可预见性，不一定按照设定的模式发生，因此本次事故后果模

拟计算的结果仅供参考。

5 定性、定量评价

5.1 选址及外部安全条件评价

5.1.1 选址及外部条件安全评价

5.1.1.1 安全检查表评价

涉及企业机密，不予公开。

5.1.1.2 站场选址及外部安全条件分析

1、自然条件对工程建设和生产运行的影响

(1) 本工程区年平均气温 16.7℃，冬季一月平均气温 3℃，极端低温-4℃，夏季七月平均气温 28℃，最高温度达 42℃，建设和生产期间可能受夏季高温天气影响，施工人员长时间在高温天气下露天施工和作业人员长期露天作业，可能发生人员中暑。生产运行期间冬季气温低，节流后极易形成水合物，造成冰堵。

(2) 站场生产运行期间，若站场排水系统排水能力不足，排水设施堵塞或损坏，排水不畅，可能导致站内积水。

(3) 雷雨季节时，站场建设和生产运行可能受到雷电的影响。一方面，雷电直接威胁人员的人身安全，另一方面，若建构物、设备设施未按要求设置防雷接地装置，电气系统未设置防浪涌保护器，或接地电阻不符合要求，发生雷击事故时，可能造成设备设施损坏，导致天然气、原油泄漏，引起火灾、爆炸等二次事故。

(4) 场地区域内无发震构造存在，场地及附近无全新活动断层分布，场地区域稳定性好。场地内未见滑坡、崩塌等危害场站安全的不良地质作用和地质灾害现象。

(5) 本工程区地震动峰值加速度为 0.05g，地震设防烈度为 6 度，设计地震分组为第一组。本工程建构物按抗震设防烈 6 度要求进行设计，并按抗震设防烈度 6 度采用相应的构造措施，抗震设防满足要求。

2、建设项目生产、作业固有危险有害因素和可能发生的各类事故与周边生产经营活动或居民生活的相互影响

(1) 站场生产、作业固有危险有害因素主要为原油和电气设备。原油、伴生气为易燃易爆性物质，泄漏后遇点火源可能发生火灾、爆炸事故。电气设备设施在生产运行过程中可能造成触电事故。

(2) 站场周边主要为散居民房，生产运行时，一旦本工程发生原油、伴生气泄漏，可能造成影响周边居民等。

3、建设项目周边有无法律法规予以保护的区域及与法律法规的符合性分析

按照《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）、《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）等有关国家标准规范，检查结果详见下表：

表 5.1-2 自然保护区检查表

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
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、国家重点文物保护范围、自然保护区的核心区。	《输油管道工程设计规范》 GB50253-2014 4.1.3	符合要求	符合
2	水域穿越位置应符合线路总体走向，应避开一级水源保护区。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 GB50423-2013 3.3.2	设计未穿越水源保护区	符合要求
3	各类站场选址应符合下列规定： 1.不应选在一级水源保护区。 2.不应选在国家级自然保护区核心区。 3.不应选在重要军事设施的防护区。 4.不应选在历史文物、名胜古迹保护区。	《石油天然气工程总图设计规范》 SY/T0048-2016 4.0.15	选址符合要求	符合要求
4	当管道沿线有重要水工建筑、重要物资仓库、军事设施、易燃易爆仓库、机场、海（河）港码头、国家重点文物保护单位时，管道设计除应遵守本规定外，尚应服从相关设施的设计要求。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB50183-2004 7.1.3	管道沿线不涉及左述内容	不涉及

小结：经安全检查表检查，站场附近无自然保护区等保护区域，满足要求。

5.2 技术、工艺安全可靠性评价

5.2.1 工艺、技术的安全可靠性评价

5.2.1.1 安全检查表（SCL）

涉及企业机密，不予公开。

5.2.1.2 技术、工艺安全可靠性评价

- 1、进油工艺流程：通过兴页 L1 平台已建油泵将平台储罐页岩油，泵入新建储油罐。
- 2、装油工艺流程：新增 1 台装油泵供新增储罐装车，将兴页 L1 密闭定量装车撬搬迁至储罐区，统一至新建站点（储罐区）进行装卸。
- 3、调压工艺流程：新增调压补气装置，油罐运行压力 5-20KPa。
- 4、排污工艺流程：新增 1 台切水器，利用切水泵切水至平台污水罐。
- 5、卸油工艺流程：新增 1 台卸油泵和 1 具质量流量计，储罐及罐车平衡或外部补氮。平衡罐车压力方式有：①外部制氮补压，保证油泵吸入端畅通；②连通储罐与罐车，

平衡压力。本项目卸油过程中采取连通平衡方式。

6、伴热工艺流程：管道热水伴热为主、电伴热为辅，储罐采用热水盘管伴热。

7、火炬流程：兴页 L1 井组方案已考虑增设的地面火炬，将油罐放空气和流程放空气接入地面火炬系统。

本工程所采取的装、卸油工艺，集输工艺技术不属于淘汰的工艺、技术，为成熟工艺，安全可靠性强。

5.2.2 新技术、新工艺安全可靠评价

本工程未采用新工艺、新技术，无需进行安全可靠分析评价。

5.3 设备、装置、设施配套及可靠性评价

5.3.1 安全检查表（SCL）

涉及企业机密，不予公开。

5.3.2 设备、装置、设施的安全可靠性评价

本工程新选取的设备、装置和设施均按照设计参数，并参照相关法律和标准规定选取，符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）、《气田集输设计规范》（GB 50349-2015）等相关标准要求。

本工程设有 5 座 100m³ 卧式储油罐，油罐利用燃气补压，微正压（0.02MPa）运行，接入放空系统，结合设计图纸油罐周围设有防火堤。设备和站内管道的设计参数选取依据工艺的设计资料，按照相关标准选取，并考虑了一定富余能力，能够满足正常生产需要。

5.3.3 设备、装置、设施与储存过程的匹配性评价

本工程设施设备按照设计规模进行选型，设备设施规模与储存过程相匹配。

5.3.4 改扩建的设备、装置、设施与已建设施影响评价

本工程扩建部分主要是在兴页 L1 平台内。在站内施工期埋设管道应注意是否与站内原有管道平行或交叉，需探明站内其他管道情况进行施工，防止对已建设施造成影响。

5.3.5 新材料、新产品安全可靠性评价

本项目未采用新材料、新产品。

5.4 公用工程及辅助生产设施单元

5.4.1 安全检查表（SCL）

涉及企业机密，不予公开。

5.5 风险程度评价

5.5.1 原油泄漏事故后果模拟

在生产过程中可能发生的泄漏是工艺管道、设备、储罐发生损坏，引发原油泄漏。故本报告假设原油储罐发生原油泄漏，进而发生火灾或爆炸事故。

利用中国安全生产科学研究院定量风险分析软件（CASSTQRA，版本号：V2.1），对本项目储罐的原油泄漏事故后果进行模拟。模拟后果图如下：

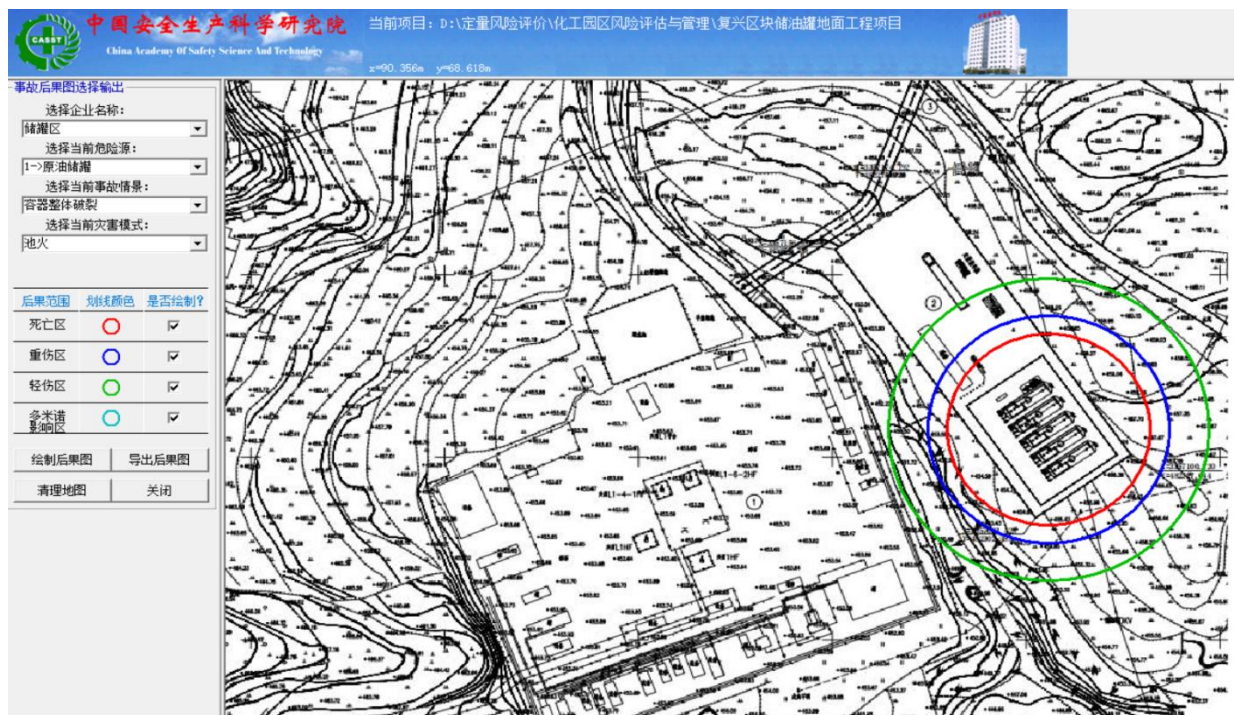


图 5.5-1 本项目新建储罐容器整体破裂池火后果图

表 5.5-1 本项目新建储罐事故后果表

涉及企业机密，不予公开。

6 安全管理和应急管理评价

涉及企业机密，不予公开。

7 安全对策措施及建议

本次评价针对选址及外部条件、技术工艺、设备设施、防雷防静电、安全、应急管理等方面可能存在危险、有害因素进行分析，并提出针对性的安全对策措施，建议下一步设计单位在详细设计阶段对本报告提出的安全对策措施、建议进行细化和完善，建设单位在项目实施期间应明确措施的具体实施步骤、责任部门和完成时限，确保相关安全对策措施、建议得到落实，提升本项目本质安全水平。

7.1 方案设计中提出的主要安全对策措施

7.1.1 生产工艺安全和相关标准

生产工艺安全必须遵循相关标准和规范进行安全设计，常用的标准《石油天然气防火设计规范》、《爆炸危险环境电力装置设计规范》、《建筑物防雷设计规范》、《建筑抗震设计规范》、《石油天然气安全规程》、《石油工程建设施工安全规程》等。

7.1.2 站控系统

站控系统用于显示和控制站内设备的温度、压力、液位、流量等数据参数，监控报警信息，能够显示远程数据，数据传输，生产控制等功能，确保生产安全顺利运行。

7.1.3 安全泄放

严格执行压力容器设计规定和监察规程，所有可能超压的压力容器、压力管道按规定装设安全泄放装置，安全阀泄放统一汇入安全泄放系统。

7.1.4 火灾和泄露探测报警系统

可能发生可燃气体聚集、的地方和封闭的建筑物应设置火灾和泄漏监控设备。

在天然气生产设备附近要设置可燃气体浓度检测报警装置，当气体浓度达到爆炸下限的 10-25%时，即发出声光报警，以便迅速采取措施。

7.1.5 防雷、防静电

防雷措施严格按照国标《建筑物防雷设计规范》（GB50057-2010）的规定执行。工艺设施防雷、防静电接地参照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）。

1、本工程采用 TN-S 接地系统，PE 线在进线处做重复接地后，整个系统保护线（PE）和中性线（N）分开不再连在一起。

2、所有正常非带电电气设备金属外壳、电缆终端头的金属外壳、构架、电缆金属外皮、配线钢管等金属物均作可靠接地。

3、平行敷设的管道、构架和电缆外皮等长金属物，其净距小于 100mm 时应采用金属线跨接，跨接点间距不大于 30m，交叉净距小于 100mm 时，其交叉处亦应跨接。当长金属物的弯头、阀门、法兰盘等连接处的过渡电阻大于 0.03Ω 时，连接处应采用 BVR-16 多股铜芯软导线跨接。各阀门、法兰螺栓连接少于 5 处时，应采用 BVR-16 多股铜芯软导线做跨接，根据螺栓直径的大小弯成环状，搪锡压接。

4、埋地或地沟内的金属管道，在进出建筑物处，应就近与防雷接地装置相连。距离建筑物 100m 内的管道，应每隔 25m 左右接地一次，其冲击接地电阻不大于 10Ω 。

5、可能产生静电危害的容器、储罐、装卸设施等应做防静电接地；直径等于或大于 2.5m 或容积等于、大于 50m^3 时，其接地点不应少于两处；上述设备的金属浮体必须与罐体相接，与地绝缘的金属部件应接地。

6、在工艺装置区的入口处设人体静电消除装置。工艺装置、储罐区设置可燃气体检测仪、消防器材的布置，并通过站控系统监控报警信息，显示并传输远程数据，进行生产控制，确保站场安全、平稳运行。

7、每个橇装设备至少两点与主接地干线可靠连接。

8、主接地网水平接地线采用锌包钢接地圆线 FLJD Z16C，垂直接地极采用锌包钢接地极 FLJD Z24-2500。垂直接地极之间的间距不小于 5m，距离建筑物出入口距离不小于 3m；主接地网要求埋深为 1m。

9、路灯、围栏大门、人体静电消除装置、摄像机立杆、光缆接线箱、井口平台、可燃气体探测器、仪表/通信正常不带电金属外壳等接地就近接入接地装置。

10、站内所有的电气设备接地、仪表接地、防雷、防静电接地相连构成统一的接地网，接地电阻 $R \leq 4\Omega$ ，当接地电阻无法满足要求时，应补打接地极。

11、油罐装车安全措施：①严格开展进站安全告知、安全检查、装卸前做好静电释放；②原油装车过程中将装车鹤管深入油罐底部防静电，装车采用密闭装车方式，减少油气损耗，均配备防溢流静电控制系统。③装卸结束车辆启动前，利用便携式可燃气体报警仪检测周边燃气合格方可启动。

7.1.6 消防系统

根据《建筑灭火器配置设计规范》GB50140-2005 要求，按照消防保护对象的火灾种类和危险等级，设置移动式灭火器，一旦发生火灾，可随时启用扑救。

根据 GB50493-2009《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》要求，液化烃、甲_B、乙_A类液体等产生可燃气体的液体储罐的防火堤内，应设检（探）测器。防火堤、防护墙应采用不燃烧材料建造，且必须密实、闭合、不泄漏。油罐组防火堤内有效容积不应小于油罐组内一个最大油罐的公称容量。

7.1.7 视频监控系统

本工程工业电视监视系统，主要用于对工艺设备区、大门口进出人员情况进行监视；以便预防意外闯入和及时发现险情给予报警及火灾确认等。监控点设置在大门口、装置区和围墙。

7.1.8 巡线抢修及应急通信系统

配置 2 套无线防爆对讲机用于平时巡线抢修及应急抢险时语音通信的需求。

7.2 补充的安全对策措施及建议

涉及企业机密，不予公开。

8 评价结论

8.1 项目主要特点及主要危险、有害因素评价结果

8.1.1 工程主要特点

涉及企业机密，不予公开。

8.1.2 工程主要危险、有害因素

1、地面工程涉及的危险有害物质主要有原油、伴生气（天然气）、氮气（用于吹扫、置换）等。

1、本工程在施工和生产运行中存在的主要危险因素有：火灾爆炸、中毒和窒息、电气伤害、高处坠落、机械伤害、物体打击、车辆伤害、淹溺、噪声危害等。

2、自然环境危险有害因素有：地震、雷电、地质灾害、高温和低温、暴雨与洪涝、大风、山体滑坡、泥石流、腐蚀等。

4、本工程不构成危险化学品重大危险源。

8.2 应重点防范的重大风险和应重视的安全对策措施建议

本工程不构成危险化学品重大危险源，无重大风险。应重视的安全对策措施如下：

1、应重视运营期原油、伴生气泄漏可能引发的火灾和爆炸。

2、本工程涉及原油储存，应加强原油罐区的安全管理。

本工程在施工和运营中除应落实本报告第7章节内容外，还应重点落实加强设备设施及自控系统维护保养，严禁跑、冒、滴、漏，特种设备设施及其安全附件定期检测，防雷防静电设施定期检测完好有效，参考本报告原油泄漏事故后果模拟风险程度评价结果，完善应急预案、制定应急疏散方案和加强应急演练。

8.3 项目潜在的危险、有害因素控制情况

本项目方案设计中提出的相关安全措施基本满足《陆上石油天然气开采安全规程》（GB42294-2022）、《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《气田集输

设计规范》（GB50349-2015）、《页岩油集输设计技术规范》（NB/T11284-2023）、《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）等标准、规范的要求。

在下一步设计及建设、运行过程中，按照设计中提出的相关安全措施实施充分重视本报告提出的补充安全措施并严格执行相关安全管理要求，本工程的危险有害因素能够得到有效控制。

8.4 安全评价结论

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司涪陵页岩气田复兴区块储油罐地面工程项目在进行后续设计及建设中，只要认真落实相关设计及本报告中提出的各项措施和建议，能够符合安全生产的要求。

综上所述，本项目设计中分析问题切合实际，严格落实设计的安全措施及本报告提出的补充措施后，其各项危险、有害因素得到有效控制，能够满足法律、法规及标准规范的要求。

