

报告编号：SH-2025-SY-YPJ-0806

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司
复兴地区兴页 L1 试验井组（第二轮）

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 11 月 5 日



安全评价机构资质证书

统一社会信用代码: 91370502771048002E

机构名称: 山东实华安全技术有限公司

注册地址: 山东省东营市开发区东三路 111 号 5 幢 807 室

法定代表人: 任红艳

证书编号: APJ-(鲁)-013

首次发证: 2025 年 03 月 19 日

有效期至: 2030 年 03 月 18 日

业务范围:

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, 化学原料、化学品及医药制造业***



中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司
复兴地区兴页 L1 试验井组（第二轮）

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



评价人员签字表

项目组	姓名	专业能力	资格证书号	从业登记编号	签字
项目负责人	吴佳东	安全	1500000000201083	025862	吴佳东
项目组成员	刘星	采油	03320241037000003750 (注册安全工程师证号)	37250408483 (执业证号)	刘星
	王秀娟	电气	1700000000301124	030620	王秀娟
	柳绪颂	机械	201810033370001688 (注册安全工程师证号)	37200240335 (执业证号)	柳绪颂
	程燕	储运	1100000000303278	020694	程燕
	林更鹏	安全	1500000000201083	025862	林更鹏
报告编制人	吴佳东	安全	1500000000201083	025862	吴佳东
报告审核人	葛孚学	机械	1700000000200683	032788	葛孚学
过程控制负责人	邓清	电气	1600000000200835	019130	邓清
技术负责人	安风菊	采油	1500000000100015	016517	安风菊

前言

涉及企业信息，给予保密。

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中石化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，得到了中石化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 11 月

目 录

1 概 述.....	9
1.1 评价目的.....	9
1.2 评价范围.....	9
1.3 评价依据.....	9
1.4 评价程序.....	16
2 建设项目概况.....	18
2.1 建设项目（工程）基本情况.....	18
2.2 自然和社会环境概况.....	18
2.3 油气集输工程.....	21
2.4 公用工程及辅助生产设施.....	30
2.5 安全管理情况.....	37
3 危险、有害因素辨识与分析.....	38
3.1 主要物质危险、有害因素分析.....	38
3.2 生产工艺及设备设施危险、有害因素分析.....	46
3.3 自然和社会危险因素分析.....	53
3.4 重大危险源辨识.....	56
3.5 事故案例与事故原因分析.....	57
4 评价单元划分和评价方法选择.....	60
4.1 评价单元划分.....	60
4.2 评价方法选择.....	60
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.....	63
5.4 公用工程及辅助生产设施单元.....	64
5.5 风险度评价.....	64
6 安全管理和应急管理评价.....	68
6.1 安全管理.....	68
6.2 应急管理.....	错误！未定义书签。

7 安全对策措施及建议	69
7.1 方案设计中提出的主要安全对策措施	69
7.2 需补充或落实的安全对策措施及建议	73
8 评价结论	74
8.1 项目主要特点及主要危险、有害因素评价结果	74
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	74
8.3 项目潜在的危险、有害因素控制情况	75
8.4 安全评价结论	75
附件 1 委托书	错误！未定义书签。
附件 2 现场踏勘告知书	错误！未定义书签。
附件 3 建设单位营业执照	错误！未定义书签。
附件 4 兴页 L1 试验井组（第二轮）项目的批复文件	错误！未定义书签。
附件 4 中国石油化工集团有限公司 2025 年在重庆市油气田开发产能建设项目（2025 年第二批）备案确认单	错误！未定义书签。
附件 6 建设单位应急预案备案表	错误！未定义书签。
附件 7 关于调整机关管理职能及标准化岗位设置的通知	错误！未定义书签。
附件 8 专家意见及报告修改说明	错误！未定义书签。
附图 1 井场竖向及平面布置图	错误！未定义书签。

1 概述

1.1 评价目的

- 1、辨识与分析评价对象可能存在的主要危险有害因素；
- 2、确定项目与安全生产法律、法规、规章、标准的符合性；
- 3、预测项目运行过程中发生事故的可能性及其严重程度；
- 4、提出消除、预防和降低危险、危害后果的安全对策措施建议；
- 5、为项目安全运行提供技术性指导，为安全生产管理部门实施监督提供参考依据，为建设项目下一步设计提供依据。

1.2 评价范围

本次安全评价报告评价对象和范围包括：
涉及企业信息，给予保密。

1.3 评价依据

1.3.1 国家法律法规、部门规章和地方性法规

1.3.1.1 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）
- 3、《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。）
- 4、《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）
- 5、《中华人民共和国突发事件应对法》（中华人民共和国主席令[2007]第 69 号，主席令[2024]25 号，2024 年 11 月 1 日起施行）
- 6、《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）

1.3.1.2 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）

1.3.1.3 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》（国家安全生产监督管理总局令[2009]第 17 号，2019 年应急管理部令第 2 号修改，2019 年 9 月 1 日起施行）
- 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）

1.3.1.4 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）

1.3.2 标准规范

1.3.2.1 国家标准

1、《企业职工伤亡事故分类》（GB/T6441-1986）

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》（GB5083-2023）

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、《安全色和安全标志》（GB2894-2025）

- 10、《陆上石油天然气开采安全规程》（GB 42294-2022）
- 11、《建筑工程抗震设防分类标准》（GB50223-2008）
- 12、《石油与石油设施雷电安全规范》（GB15599-2009）
- 13、《化学品分类和标签规范 第1部分：通则》（GB30000.1-2024）
- 14、《供配电系统设计规范》（GB50052-2009）
- 15、《建筑物防雷设计规范》（GB50057-2010）
- 16、《低压配电设计规范》（GB50054-2011）
- 17、《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）
- 18、《危险货物物品名表》（GB12268-2025）
- 19、《构筑物抗震设计规范》（GB50191-2012）
- 20、《石油天然气站内工艺管道工程施工规范（2012年版）》（GB50540-2009）
- 21、《20kV及以下变电所设计规范》（GB50053-2013）
- 22、《建筑照明设计标准》（GB/T50034-2024）
- 23、《火灾自动报警系统设计规范》（GB50116-2013）
- 24、《自动化仪表工程施工及质量验收规范》（GB50093-2013）
- 25、《电力设施抗震设计规范》（GB50260-2013）
- 26、《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）
- 27、《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）
- 28、《气田集输设计规范》（GB50349-2015）
- 29、《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）
- 30、《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）
- 31、《混凝土结构设计标准（2024年版）》（GB/T50010-2010）
- 32、《通信线路工程设计规范》（GB51158-2015）
- 33、《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）
- 34、《油田采出水处理设计规范》（GB50428-2015）
- 35、《建筑抗震设计标准（2024年版）》（GB/T50011-2010）
- 36、《钢结构设计标准》（GB50017-2017）
- 37、《天然气》（GB17820-2018）
- 38、《建筑设计防火规范（2018年版）》（GB50016-2014）

- 39、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）
- 40、《安全防范工程技术标准》（GB50348-2018）
- 41、《消防应急照明和疏散指示系统技术标准》（GB51309-2018）
- 42、《火灾自动报警系统施工及验收标准》（GB50166-2019）
- 43、《个体防护装备配备规范第1部分：总则》（GB39800.1-2020）
- 44、《个体防护装备配备规范第2部分：石油、化工、天然气》（GB39800.2-2020）
- 45、《消防设施通用规范》（GB55036-2022）
- 46、《建筑防火通用规范》（GB55037-2022）
- 47、《生产过程安全卫生要求总则》（GB/T12801-2008）
- 48、《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T50065-2011）
- 49、《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2020）
- 50、《爆炸性环境 第1部分：设备通用要求》（GB/T3836.1-2021）
- 51、《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）
- 52、《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2010）
- 53、《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ/T230-2010）
- 54、《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）
- 55、《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）

1.3.2.2 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、《危险场所电气防爆安全规范》（AQ3009-2007）
- 4、《生产安全事故应急演练基本规范》（YJ/T9007-2019）
- 5、《生产经营单位生产安全事故应急预案评估指南》（YJ/T9011-2019）
- 6、《电子巡查系统技术要求》（GA/T644-2006）
- 7、《页岩气气田集输工程设计规范》（NB/T14006-2020）
- 8、《页岩气安全规程》（NB/T10399-2020）
- 9、《页岩油集输设计技术规范》（NB/T11284-2023）
- 10、《石油工业用加热炉安全规程》（SY0031-2012）
- 11、《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》（SY/T7036-2016）
- 12、《油气田工程安全仪表系统设计规范》（SY/T7351-2016）

- 13、《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）
- 14、《石油天然气工程建筑设计规范》（SY/T0021-2016）
- 15、《天然气脱水设计规范》（SY/T0076-2023）
- 16、《油气分离器规范》（SY/T0515-2014）
- 17、《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》（SY/T7036-2016）
- 18、《油气田防静电安全技术规范》（SY/T7385-2024）
- 19、《油气田电业带电作业安全规程》（SY/T5856-2017）
- 20、《油气田防静电接地设计规范》（SY/T0060-2017）
- 21、《石油天然气生产专用安全标志》（SY/T6355-2017）
- 22、《石油天然气作业场所劳动防护用品配备规范》（SY/T6524-2017）
- 23、《油气管道安全预警系统技术规范》（SY/T6827-2020）
- 24、《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）
- 25、《本安型人体静电消除器安全规范》（SY/T7354-2017）
- 26、《石油天然气作业场所劳动防护用品配备规范》（SY/T6524-2017）
- 27、《石油天然气行业建设项目（工程）安全预评价报告编写细则》（SY/T6607-2019）
- 28、《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）
- 29、《油气厂、站、库给水排水设计规范》（SY/T0089-2019）
- 30、《油气田变配电设计规范》（SY/T0033-2020）
- 31、《油（气）田容器、管道和装卸设施接地装置安全规范》（SY/T5984-2020）
- 32、《油气田及管道工程雷电防护设计规范》（SY/T6885-2020）
- 33、《油气管道仪表及自动化系统运行技术规范》（SY/T6069-2020）
- 34、《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109-2020）
- 35、《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）
- 36、《陆上油气田油气集输安全规程》（SY/T6320-2022）
- 37、《固定式压力容器安全技术监察规程》（TSG21-2016）
- 38、《通信线路工程技术规范》（YD/T5102-2024）

1.3.3 建设项目批复性文件及其它资料

- 1、《复兴地区兴页 L1 试验井组（第二轮）方案》（中石化江汉石油工程设计有限公司，2025 年 02 月编制）
- 2、《关于复兴地区兴页 L1 试验井组（第二轮）项目的批复》（江油工单〔2025〕7 号）
- 3、《中国石油化工集团有限公司 2025 年在重庆市油气田开发产能建设项目（2025 年第二批）备案确认单》（项目代码：2509-000000-60-01-249091）
- 4、现场踏勘、调查及收集的相关资料
- 5、安全预评价委托书

1.4 评价程序

1.4.1 安全预评价程序

安全预评价程序见图 1.4-1。

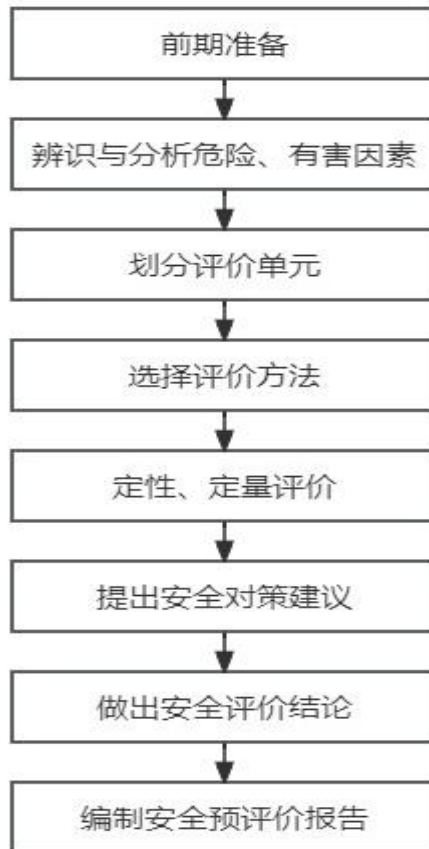


图 1.4-1 安全预评价程序框图

1.4.2 预评价工作经过

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。

接到任务书后，我公司随即开展工作，安全预评价过程如下：

- 1.成立项目组；
- 2.收集相关资料，分析项目存在风险，制定工作计划；
- 3.开展现场踏勘，了解现场情况，收集现场资料；
- 4.项目组成员对项目情况展开讨论，进行报告编制分工；
- 5.梳理兴页 L1 试验井组（第二轮）项目各个方面的工作，按照图 1.4-1 的流程开展各项工作，编制安全预评价报告；
- 6.公司对报告进行内部审查，修改报告；
- 7.建设单位组织专家对报告进行审查；
- 8.修改、出版安全预评价报告。

2 建设项目概况

2.1 建设项目（工程）基本情况

2.1.1 项目（工程）概况

涉及企业信息，给予保密。

2.1.2 建设单位基本情况

涉及企业信息，给予保密。

2.1.3 生产管理单位基本情况

涉及企业信息，给予保密。

2.2 自然和社会环境概况

2.2.1 地理位置

兴页 L1HF 试采站位于重庆市忠县永丰镇东方村 8 组，距离永丰镇约 1.9km。

永丰镇地处忠县西北部，东邻白石镇，南与董家镇接壤，西邻拔山镇，北与石黄镇为邻。地处丘陵地带，地势东高西低、南高北低。

具体区域位置示意图如下所示。



图 2.2-1 兴页 L1 试验井组（第二轮）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 公里,均属长江水系。其中,流域面积 50 (含)平方公里以上的河流 17 条,流域面积 200 (含)平方公里以上的河流 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

兴页 L1HF 试采站所在区域地表以中型山丘为主,地面海拔为 400-500m,地形条件较为复杂,沟壑纵横,地貌起伏较大。

2.2.2.4 地震烈度

依据《中国地震动峰值加速度区划图》、《中国地震反应谱特征周期区划图》和《建筑抗震设计规范》划分,地震动峰值加速度为 0.05g,该地区地震设防烈度为 6 度,设

计地震分组为第一组。该地段场地类别属Ⅱ类，属抗震一般地段，抗震设计特征周期为 0.35s。

2.2.3 社会环境

2.2.3.1 人文

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

截至 2023 年末，忠县公路通车里程累计达到 7064.21 千米，其中等级公路里程 7060.86 千米。等级公路中二级及以上高等级公路（含高速公路）里程 508.39 千米。

2023 年，忠县完成货物运输量 1370 万吨、增长 7.1%，实现货运周转量 806485 万吨千米、增长 5.3%；完成旅客运输量 491.49 万人次、增长 3.3%，实现客运周转量 31895 万人千米、增长 32.8%。全年水陆客货运总周转量 811552 万吨千米、增长 5.6%。

忠县是 G50 沪渝高速与长江航道在上游地区的唯一交汇点。G50 沪渝高速忠县境内设有新立、永丰、白石、忠县城区、普乐、磨子 6 个互通出口，G69 银百高速忠县境内设有洋渡、曹家 2 个互通出口，G5515 张南高速忠县境内设有拔山、马灌、金鸡 3 个互通出口。

长江流经忠县 88 千米，全部为一级航道。“十四五”期间，重庆忠县港区新生作业区列入重庆“三核心，五重点”港口体系，常年可停靠万吨级船舶，新生港口物流园区是重庆市“3+12+N”中的 12 个市级重要节点物流园区之一

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，中国电信、中国联通、中国移动通信网覆盖全境，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。

2.3 油气集输工程

2.3.1 工程总体布局

根据开发部署安排，复兴区块兴页 L1 试验井组评价方案共在兴页 L1HF 试采站扩建 4 口井，扩井后完善平台工艺系统，接入试采站外输系统，对辅助配套设施进行完善，对站控系统扩容和依托已建系统，保证平台的供水、供电、自控、通信等从就近试采站或者管网接入。

4 口井采出物经 2 套加热炉加热节流后，接入前期扩建方案中设置的 7 井式轮换选井阀组撬+油气水三相计量撬选井计量，计量后汇入生产管道，进入生产分离器进行气液分离，分离的天然气经除油、脱水、脱烃后销售给重庆燃气公司，分离的液相进入三相分离器闪蒸分离（0.15MPa），闪蒸气引入地面火炬燃烧；分离水进入污水罐除油后，泵送至污水池外运处理；原油进入高架油罐沉降切水后装车外运。

2.3.2 地面工程现状及依托情况

2.3.3 周边人居、企事业单位及敏感设施情况

涉及企业信息，给予保密。

2.3.3.1 兴页 L1HF 试采站现状

涉及企业信息，给予保密。

2.3.3.2 可依托辅助生产设施

- 1、供水：依托地方自来水供水。
- 2、供电：站场已建 400kVA 箱式变电站，可满足 4 口扩井试采供电。
- 3、通信：依托兴页 L1HF 试采站已配备监控设备进行覆盖。
- 4、道路：在应急储罐区地面工程建设中统一硬化处理。
- 5、仪控：在已建站控系统基础上，进行扩容。

2.3.4 设计参数

2.3.4.1 井口参数

井口参数见下表。

表 2.3-2 井口参数

井口	井口压力 (MPa)	井口温度 (°C)	单井产气量 (10 ⁴ m ³ /d)	单井产油量 (m ³ /d)	单井产水量 (m ³ /d)
本次扩建 4 口井	15-20	30-40	1.3-1.5	25	4

2.3.4.2 天然气物性及组分

参考同层位兴页 L1HF 井，天然气组分以甲烷为主，甲烷 68.085%，乙烷 18.68%，C3+含量 12.55%，不含硫化氢；相对密度为 0.7956。兴页 L1HF 井天然气组分见下表。

表 2.3-3 天然气组分表

天然气组分	兴页L1HF 井
氦 (He)	0
氮 (N ₂)	0.539
二氧化碳 (CO ₂)	0.145
甲烷 (CH ₄)	68.085
乙烷 (C ₂ H ₆)	18.682
丙烷 (C ₃ H ₈)	7.558
异丁烷 (i-C ₄ H ₁₀)	1.286
正丁烷 (n-C ₄ H ₁₀)	2.150
异戊烷 (i-C ₅ H ₁₂)	0.863
正戊烷 (n-C ₅ H ₁₂)	0.552
己烷 (C ₆ H ₁₄)	0.10
H ₂ S	不含

2.3.4.3 原油物性及组分

参考同层位兴页 L1HF 井，原油组分密度 792kg/m³，析蜡点 44.1℃，凝固点 6℃，含蜡量 11.1%，开口闪点 26℃。兴页 L1HF 井原油组分见下表 2.3-4，原油物性见下表 2.3-5。

表 2.3-4 原油组分表

组分	质量组成 (Wt%)	组分	质量组成 (Wt%)
C ₂	0.000	C ₁₉	3.414
C ₃	0.013	C ₂₀	2.956
iC ₄	0.128	C ₂₁	2.879
nC ₄	0.135	C ₂₂	2.691
iC ₅	1.148	C ₂₃	2.425
nC ₅	0.649	C ₂₄	2.045
C ₆	2.740	C ₂₅	1.919

组分	质量组成 (Wt%)	组分	质量组成 (Wt%)
C ₇	4.932	C ₂₆	1.790
C ₈	8.418	C ₂₇	1.516
C ₉	6.993	C ₂₈	1.103
C ₁₀	6.592	C ₂₉	0.973
C ₁₁	6.026	C ₃₀	0.710
C ₁₂	6.156	C ₃₁	0.316
C ₁₃	6.073	C ₃₂	0.248
C ₁₄	5.714	C ₃₃	0.234
C ₁₅	5.677	C ₃₄	0.241
C ₁₆	4.883	C ₃₅	0.153
C ₁₇	4.698	C ₃₆	0.101
C ₁₈	3.310	-	-

表 2.3-5 原油物性表

序号	物性参数	兴页 L1HF/值
1	原油密度 (kg/m ³)	792
2	原油凝固点 (°C)	6.0
3	含蜡量	11.1%
4	析蜡点 (°C)	44.1
5	开口闪点 (°C)	26.0

2.3.4.4 设计规模

兴页 L1 井组 4 口井计划 2026 年 3 月投产，参考复兴已投产井递减情况，届时兴页 L1 井组 4 口井投产，站场油气产量将达到：天然气 8×10⁴m³/d、原油 136m³/d，产出水 28m³/d，详见表 2.3-6。

表 2.3-6 兴页 L1 井扩 4 口井产量规模

名称	单位	本次扩建 4 口井	兴页 1HF、兴 页 L1HF	兴页 L1-4-1HF、 兴页 L1-6-2HF	兴页 L213HF	合计
天然气	10 ⁴ m ³ /d	5.6	0.5	1.2	0.8	8

原油	m ³ /d	100	5.2	24	7	136
采出水	m ³ /d	20	2	4	2	28

2.3.4.5 产品流向

1、原油流向：凝析油经高架油罐沉降处理后，凝析油产品车拉运至江汉本部销售，凝析油经高架油罐沉降处理后，产品含水率 $\leq 0.5\%$ 。

2、天然气流向：目前兴页 L1HF 试采站产气通过重庆燃气外输管道（DN300/PN40/16km，设计输量 160 万/天）输送至忠县乌杨工业园区。本次扩建依托已建地方管线外输。天然气气质标准满足《天然气》（GB17820-2018）二类商品气的要求。

3、产出水走向：产出污水沉降过滤处理后压裂回用。

2.3.5 站场工程

2.3.5.1 平面布置

涉及企业信息，给予保密。

2.3.5.2 工艺流程

1、工艺流程现状

兴页 L1HF 试采站已建天然气流程为：加热节流（2.5MPa）+两相分离+除油脱水脱烃；原油流程为：加热节流+重力分离+三相分离器低压闪蒸（0.15MPa）+大罐沉降+油罐，含油管道采用热水伴热保温措施；计量工艺：目前兴页 L1HF 试采站采用 7 井式轮换选井阀组撬+油气水三相计量撬作为计量工艺，试采站内已建 4 口井均接入轮换选井阀组进行轮换计量。

在油气井投产初期气井压力、产量相对较高，通过外输调压阀控制站内运行压力 2.5MPa，运行压力尽可能高位设置，分离器等工艺设备处理能力更高，处理效果更好；随着压力产量递减，后续择机将运行压力调整至 1MPa 左右，有助于产能释放，已建流程示意图见图 2.3-5。

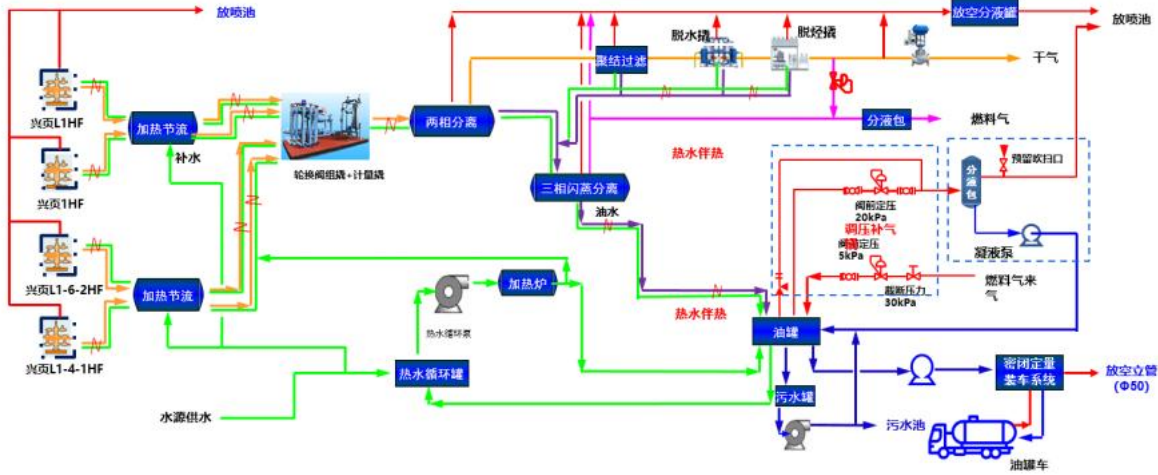


图 2.3-4 试采站工艺流程示意图

2、扩建后工艺流程

本次扩建 4 口井，新增 2 台利旧加热炉；新增 1 具篮式过滤器；新增地面火炬系统 1 套；新增放空分液罐至凝液泵流程；更换热水循环泵（排量提高至 15m³/h），扩建流程示意图见图 2.3-6。

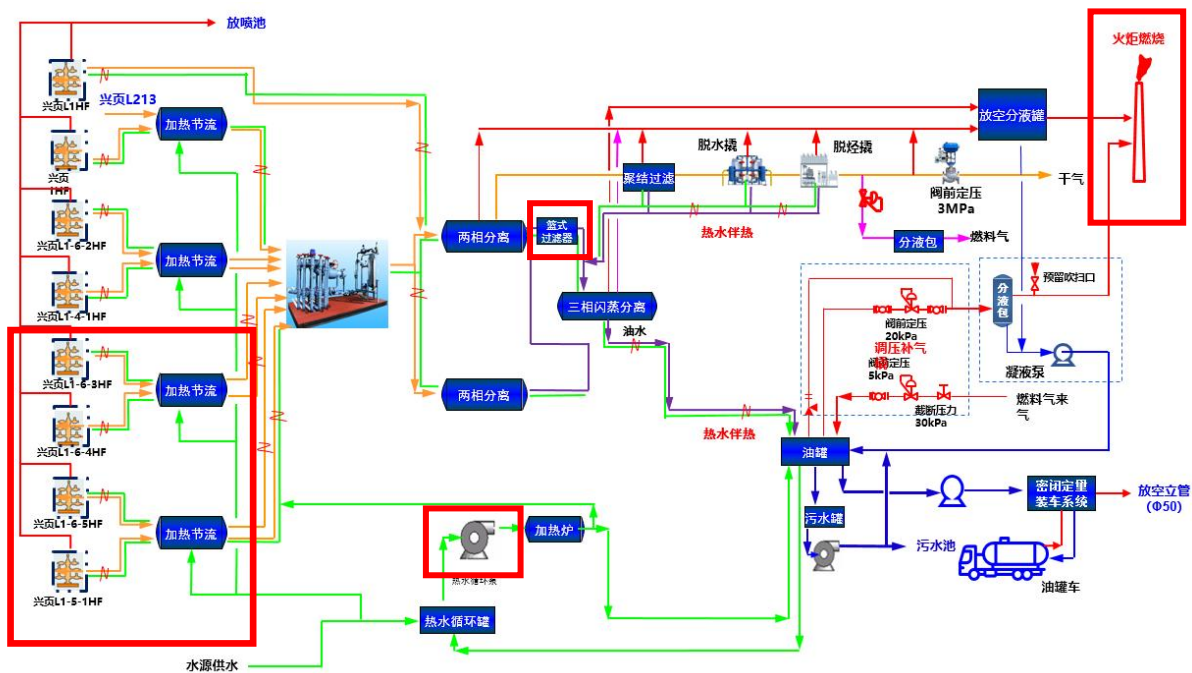


图 2.3-5 兴页 L1 试验井组扩建 4 口井工艺流程图

注：红框内为本次新增设备设施。

2.3.5.3 主要设备设施

本工程主要工艺设备包括利旧水套加热炉橇 2 座；新增 DN1200 生产分离器 1 台、地面火炬 1 座、热水循环泵 2 台。兴页 L1 试验井组（第二轮）主要设备见下表。

表 2.3-8 主要设备设施表

序号	名称	单位	数量	是否属于特种设备	备注
1.	水套加热炉	座	2	否	利旧
2.	生产分离器	台	1	是	新建
3.	热水循环泵	座	2	否	新建
4.	地面火炬	座	1	否	新建
5.	篮式过滤器	台	1	否	新建

1、油气处理能力

天然气：站场目前运行压力 2.5Mpa，天然气处理能力 6.6 万方，运行压力控制在 3MPa，提升处理能力至 8 万方，可满足处理要求，详见表 2.3-9。

原油：站场已设置 DN1200 分离器 1 台，液相处理能力达到 180m³/d，按照《油田油气集输设计规范》（GB 50350-2015），分离器的计算液量和气量宜为日产量的 1.2 倍，分离器计算量为 216m³/d，现有分离器不能满足处理要求，同时按照《油田油气集输设计规范》（GB 50350-2015）5.1.4 的要求，连续生产的油气分离器的台数不应少于 2 台（考虑到定期维修），本次新增 1 台 DN1200 分离器。

站场处理能力详见表 2.3-11。

表 2.3-9 不同压力下试采站分子筛处理能力（40℃）

压力（MPa）	饱和含水 g/1000m ³	额定处理能力（万方/天）
1	5878	2.7
1.6	3543	4.6
2.5	2461	6.6
3	2011	8.0
4	1615	10.0
5	1415	11.4

表 2.3-10 DN1200 气液分离器处理能力（气相）

压力（MPa）	额定处理能力（万方/天）
1	80
1.6	120
2.5	160
3.0	200
4.5	240
5.5	280

表 2.3-11 DN1200 气液分离器处理能力（气相）

名称	单位	设计能力	日产量（扩 4 口井）	是否满足
气液分离（液量）	m ³ /d	180	164（计算量 196.8）	否
分子筛处理能力	10 ⁴ m ³ /d	10	8	是
脱烃能力	10 ⁴ m ³ /d	10	8	是

2、计量装置

本项目利用前期扩建工程新增的 1 台 7 井式轮换阀组撬+计量撬，天然气、油水测量误差控制在 10%以内。

3、储罐及装车系统

（1）原油储罐：按照《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）的要求，公路运输原油存储天数不宜少于 5 天核算，利旧 4 座标准的 50m³ 卧式储油罐（1 座溢流+3 座储油）和复兴区块储油罐项目新建 500m³ 罐容可满足原油储存要求。

（2）密闭定量装车：定量装车主要由装车管路连接系统、底部密闭装油液相鹤管、底部密闭回收气相鹤管、定量装车控制仪、防溢油防静电报警系统、自动监控与管理系统组成。可实现一键定量装车、装车完毕后自动联锁切断、防爆溢油静电释放、紧急切断功能等功能，该装置计量精度高，误差 2‰。

4、热工系统

本次新增 4 口井后，兴页 L1 井组达到 9 口井，届时兴页 L1 井组加热节流负荷 178kW，保温负荷 185kW，需求热负荷 363kW；本次利旧 2 台 400kW 加热炉，加热炉数量达到 5 台，可提供热负荷 2000kW，可满足生产热负荷需求。

表 2.3-12 兴页 L1HF 试采站设备处理能力校核表

负荷类型		压力 -MPa	初始温 度-°C	目标温 度-°C	所需负 荷-kw	备注
节流负荷	扩 4 口井	15	25	44	140	气 5.6×10 ⁴ m ³ /d, 原油 100m ³ /d, 水 20m ³ /d
	兴页 1HF、 兴页 L1HF	5	25	30	10	气 0.5×10 ⁴ m ³ /d, 原油 5.2m ³ /d, 水 2m ³ /d
	兴页 L1-4-1HF、 兴页 L1-6-2HF	8	25	44	16	气 1.2×10 ⁴ m ³ /d, 原油 24m ³ /d, 水 4m ³ /d
	兴页 L213HF	3	22	44	12	气 0.8×10 ⁴ m ³ /d, 原油 7m ³ /d, 水 2m ³ /d
	小计	/	/	/	178	
管道保温	油气管道		35	44	90	原油 136m ³ /d, 水 28m ³ /d

卧式油罐保温	油罐罐体（散热补充）	50	4 个罐体，罐体传热系数按 2-3W/m ² .°C.h 计
应急储罐保温		45	
合计		363	

5、地面火炬

火炬是将石油天然气开采过程中的可燃的、有毒的或带腐蚀性的气体或需要紧急放空的可燃气体通过安全燃烧变成危害性小的化合物，以保障安全生产和减少空气污染的一种设备。

兴页 L1HF 平台前期未设置火炬，根据防火间距要求、安全环保、运行维护等因素，本工程新建地面火炬 1 座。

2.3.5.4 工艺专业主要工程量

工艺部分主要工程量见表 2.3-13。

表 2.3-13 工艺部分主要工程量

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	水套加热炉	座	2	利旧
2	DN1200 生产分离器	座	1	新建
3	工艺管线φ76×10 BGL360Q-RCB	m	600	
4	高压放空管线φ76×8 Q345E	m	200	
5	加热炉补气管线φ34×4.78 L245N	m	20	
6	仪表风管线φ34×4.78 不锈钢 316L	m	20	
7	工艺管线φ114×4.5 L245N	m	10	
8	工艺管线φ114×6 BGL245N-RCB	m	100	
9	工艺管线φ89×7 BGL245N-RCB	m	50	
10	工艺管线Φ21.3×3 L245N	m	1500	
11	DN25/PN16 截止阀	个	10	
12	DN65/PN420 固定式节流阀	个	4	加热炉用
13	自力式调节阀 DN100 PN63 阀前定压 3.0MPa	个	1	
14	篮式过滤器 DN100 PN63	个	1	
15	地面火炬 最大放空量 2×10 ⁴ m ³ /d	个	1	

2.4 公用工程及辅助生产设施

2.4.1 供配电

2.4.1.1 电源情况

兴页 L1HF 试采站西侧已建有国家电网公司的 10kV 石高线。站内已建 10/0.4kV 400kVA 箱式变电站 1 座，满足集气站内低压供电负荷需求。

2.4.1.2 用电负荷统计

本项目新增负荷为加热炉功率 1.5kW。试采站已建完善低压供电系统满足新增负荷需求。电源引自原有低压配电柜备用回路，电缆敷设沿原有路径敷设至新增加热炉。

2.4.1.3 供配电方案

1、供配电系统

本项目新增负荷为加热炉功率 1.5kW，兴页 L1HF 试采站已建完善低压供电系统满足新增负荷需求。电源引自原有低压配电柜备用回路，电缆敷设沿原有路径敷设至新增加热炉。

中区 35kV 供电线路总体部署中拔山变电站至兴页 L241 平台 35kV 电力线路 5.2km。本次从兴页 L241 平台引电至兴页 L1 平台，35kV 电力线路共计 6km，计划 2025 年 4 月 10 日完工。建设方式采用 2xLGJ-240 同塔双回方式建设，先期可满足兴页 L1 平台钻井用电。后期此线路接入自建变电站后，可满足下批次方案油气井压裂供电需求。



图 2.4-1 兴页 L1HF 试采站电网建设图

2、电缆敷设

动力配电采用铜芯绝缘电缆，室外采用铠装电缆在电缆桥架内敷设。当穿越道路时穿钢管保护，埋深不小于 1m。

在爆炸和火灾危险场所敷设的电缆，采用铜芯阻燃电缆，且绝缘电线和电缆的截面选择符合有关规定。电缆采用直埋敷设。敷设电气线路的沟道、电缆或钢管，所穿过的不同区域之间的孔洞，采用非燃烧性材料严密封堵。

2.4.1.4 电气照明

本项目新增路灯采用时钟控制。

2.4.1.5 防雷、防静电及接地

新增工艺设施的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。

在爆炸危险的露天布置的钢质密闭设备、容器等，应设置防雷接地。直径大于或等于 2.5m 的设备，其接地点不应少于 2 处，间距不大于 30m，冲击接地电阻不大于 10 Ω 。

平行敷设的管道、构架和电缆金属外皮等长金属物，其距小于 100mm 时采用金属线跨接，跨接点的间距不大于 30m；交叉净距小于 100mm 时，其交叉处跨接。

管线的始、末端，分支处以及直线段每隔 100~200m 处，设置防静电、防感应雷的接地装置。在爆炸危险场所中，凡生产储存过程中有可能产生静电的管道、设备、金属导体等均应做防静电接地。输气管线的法兰（绝缘法兰除外）、阀门连接处，当连接螺栓数量少于 5 时，应采用金属线跨接。

爆炸危险环境低压配电系统接地型式采用 TN-S 接地系统，在供配电系统的电源端安装与设备耐压水平相适应的过电压（电涌）保护器。

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、管道、构架、电缆金属外皮、配线钢管等金属物均作可靠接地。

采用镀锌扁钢作为接地材料。站场内工作接地、保护接地、防雷接地、防静电接地共用接地系统，接地电阻 $R \leq 4\Omega$ 。

2.4.1.6 防爆区域划分

根据《石油设施电气设备场所 I 级 0 区、1 区和 2 区的分类推荐作法》(SY/T6671-2017) 中有关规定进行站场爆炸危险场所区域的划分。

2.4.1.7 设备选型

本工程利用前期已建完整的低压配电系统，为站内工艺设备设施配电。站场已建 400kVA 箱式变电站，本项目新增负荷为加热炉功率 1.5kW。

2.4.1.8 主要工程量

电气专业主要工程量见下表：

表 2.4-1 电气专业主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	电力电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 4×10	m	50	
2	电力电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 4×4	m	460	
3	电力电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 3×4	m	360	
4	热镀锌钢管 G25	m	20	
5	热镀锌角钢 L50×5×2500	根	10	
6	热镀锌扁钢 -40×4	m	50	

2.4.2 仪表及控制系统

2.4.2.1 概况

本次扩建兴页 L1HF 试采站 1 座，本次新建 4 口气井、2 台水套加热炉、2 台热水循环泵。自控部分主要为新增工艺设备配套自控系统，实现对井口和撬装设备生产数据的采集及控制。

2.4.2.2 自动控制方案

1、自动控制系统方案

SCS 系统作为兴页 L1HF 井站控系统，控制机柜设置在仪控间内，操作站设置于值班室内，实现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；系统接收可燃气体报警器的报警信号，在操作站进行显示报警，数据归档、备查。

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。

井口油压达到高高或低低报警值时，联锁切断井口安全截断阀，保证站场生产安全。当可燃气体浓度达到高高报警值时，联锁切断井口安全截断阀，保证站场生产安全。

2、站控系统

仪表自控部分主要对试采站新增加热炉、轮换计量撬生产过程有关数据进行监视、控制，可燃气体泄漏检测及报警。

3、可燃气体检测报警

为了保证人身和生产安全，在新增井口、试采站加热炉和生产分离器区域设置可燃气体报警检测探测器，对可能存在泄漏的可燃气体进行连续检测，探测器报警信号进仪控间控制系统进行显示报警。

4、仪表供电

新建部分的现场仪表变送器由控制系统 24V 电源输出模块供电。

2.4.2.3 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。

井口 SSV 阀选用液动关断闸阀。

可燃气体检测装置：装置区采用红外点式可燃气体探测器。

2.4.2.4 防雷及接地

1、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，应采取防护措施，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应具有防雷保护的功能。

2、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大于 4 欧；仪表及控制系统的接地连接电阻不大于 1 欧。

2.4.2.5 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。

2.4.2.6 主要工程量

自控部分主要工程量见下表。

表 2.4-2 自控部分主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	井口地面安全截断阀及控制系统	套	4	
2	可燃气体探测器	台	5	
3	防爆不锈钢挠性连接管	根	25	
4	防爆铠装电缆密封接头	个	25	
5	ZR-DJYVP-32 1×2×1.5mm ²	m	1100	
6	ZR-DJYVP-32 3×2×1.5mm ²	m	500	
7	NH-DJYVP-32 1×3×1.5mm ²	m	500	
8	NH-DJYVP-32 1×2×1.5mm ²	m	800	
9	镀锌钢管	m	100	
10	接地线（BVR-750 1×6）	m	20	
11	ASTP-120Ω	m	100	
12	压力表（0~60Mpa）	台	8	
13	温度计（-40~80℃）	台	4	
14	压力变送器（0~60Mpa）	台	8	
15	站控系统扩容	套	1	

2.4.3 通信及监控

2.4.3.1 工程概况

本工程在兴页 L1HF 试采站扩建，因钻前工程拆除部分现场摄像机，为此需恢复工业电视监控系统，为兴页 L1HF 试采站新增设备区域配套工业视频监控及周界防御系统，

以预防意外闯入和及时发现险情给予报警及火灾确认等。

2.4.3.2 技术方案

1、工业电视监控系统

本次工程项目是在原建的工业电视监控系统的基础上，恢复 3 个室外摄像头。

2.4.3.3 主要工程量

通信系统工程建设的主要工程量见下表。

表 2.4-3 通信系统主要工量表

序号	名称	单位	数量	备注
	工业电视监控系统			
1	光纤配线架\48 口	套	1	
2	12 芯光纤终端盒	套	3	
3	光缆 GYTS 12D	米	400	
4	电源线 ZR-YJV-3×1.5	米	400	
5	硅芯管	米	70	
6	监控杆地笼	套	3	
7	监控杆预埋件	套	3	

2.4.4 消防及给排水

2.4.4.1 消防

根据《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 的第 8.1.2 条和 8.4.11 条，本试采站场为五级站场，站内可不设消防给水系统，油罐区可不设灭火系统和消防冷却水系统。

根据《建筑灭火器配置设计规范》GB50140-2005 和《消防设施通用规范》GB55036-2022 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。

2.4.4.2 给水、排水工程

生活生产用水依托站内已建供水系统，无新增生活用水和排水设施。

2.4.4.3 采出水

新增产出水通过污水罐沉降后，通过已建排污系统排至污水池。

2.4.4.4 主要工程量

消防及供排水的主要工程量见下表。

表 2.4-4 消防及给排水部分主要工程量

序号	名称及规格型号	单位	数量	备注
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MFZ/ABC5	具	4	
2	推车式磷酸铵盐干粉灭火器 MFT/ABC50	个	2	
3	移动式钢制消防棚 1.7m×1.2m×1.5m	座	1	
4	灭火器箱 XMDDD32 型	个	1	
5	消防棚 1.7m×1.2m×1.5m	座	1	

2.4.5 建（构）筑物

2.4.5.1 设计标准

- 1) 结构安全等级：建筑结构安全等级为二级；
- 2) 使用年限：结构设计合理使用年限 50 年；
- 3) 耐火等级：建筑物的耐火等级为二级；
- 4) 防水等级：屋面防水等级为 II 级；
- 5) 抗震烈度等级：建筑物抗震设防烈度为 6 度；
- 6) 建筑抗震设防类别：本工程建筑抗震设防类别为乙类；
- 7) 地基基础的设计等级：建筑物地基基础的设计等级为丙级；
- 8) 基本风压：0.40kN/m²。

2.4.5.2 结构设计

扩建 4 口方井，新建钢丝网围栏、设备基础、井口操作平台等设施。

根据各单体不同使用功能及造型，采用不同结构形式。本工程基础主体结构混凝土等级采用 C30；基础垫层混凝土等级采用 C20，厚度为 100mm；钢筋采用 HPB300、HRB400 级热轧钢筋；型钢和钢板采用 Q235B 碳素结构钢；砌体采用 MU10 非粘土烧结实心砖，M7.5 混合砂浆砌筑，墙体外侧采用 1:2.5 水泥砂浆抹面厚 20mm。

2.4.5.3 场地设计

竖向坡度与原场地相同，坡度 $\leq 0.5\%$ ；排水：雨水汇总利用旧原钻前工程水沟；场地结构为（包括站内巡检通道及工艺装置区场地）10cm 碎石+路基夯实（压实度 95%）。

2.4.5.4 主要工程量表

表 2.4-5 建（构）筑结构主要工作量表

序号	名称、型号及规格	单位	数量	备注
1	站内场地	5270	m ²	10cm 碎石

序号	名称、型号及规格	单位	数量	备注
2	钢材	t	8	下方井钢梯及地面钢格栅板
3	素砼	m ³	10	C30
4	砖砌体	m ³	1.2	
5	钢丝网围栏	m	200	

2.5 安全管理情况

2.5.1 安全管理机构设置情况

涉及企业信息，给予保密。

3 危险、有害因素辨识与分析

参照《生产过程危险和有害因素分类与代码》（GB/T 13861-2022）和《企业职工伤亡事故分类》（GB 6441-1986）综合考虑起因物、引起事故的诱导性原因、致害物、伤害方式等，本工程存在的危险因素有：火灾爆炸、中毒和窒息、高处坠落、物体打击、机械伤害、触电、容器爆炸、灼烫、淹溺、噪声危害等；自然环境有害因素：大风、雷电、暴雨、高低温、地震、腐蚀以及地质灾害等。

3.1 主要物质危险、有害因素分析

结合设计参数及工艺流程，本项目中可能涉及的主要危险、有害物质包括天然气、原油、氮气（压缩）、二氧化碳（压缩的或液化的）、化学试剂等。主要危险有害物质的辨识情况及危害特性见表 3.1-1、3.1-2。

表 3.1-1 危险有害物质辨识情况一览表

序号	类别	该项目所涉及物质	辨识依据
1	危险化学品	天然气（序号 2123）、原油（序号 1967）、氮气（压缩-序号 172）、二氧化碳（压缩的或液化的-序号 642）	《危险化学品目录》（应急管理部等十部委公告 2022 年第 8 号修订）、《国家安全生产监督管理局关于印发危险化学品目录（2015 版）实施指南（试行）的通知》
2	剧毒化学品	不涉及	
3	高毒物品	不涉及	
4	易制毒化学品	不涉及	《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）
5	易制爆化学品	不涉及	《易制爆危险化学品名录》（2017 年版）
7	重点监管危险化学品	天然气、原油	《重点监管的危险化学品名录》（2013 完整版）
8	监控化学品	不涉及	《各类监控化学品名录》（工业和信息化部令第 52 号）
9	特别管控危险化学品	不涉及	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

表 3.1-2 主要有害物质的危害特性

序号	介质	爆炸极限	闪点 (°C)	存在部位及生产过程	火灾危险性类别	危险有害因素分类	含量或浓度
1	天然气 (甲烷)	5.3%~15%	-188	井口、设备、管线	甲 _B 类	易燃气体, 类别 1 加压气体	68.085%
2	原油	1.1%~8.7%	33.0	井口、设备、油罐	甲 _B 类	易燃液体, 类别 2	--
3	氮气	--	--	设备、管线	--	加压气体	--
4	二氧化碳	--	--	井口、设备、管线	--	加压气体	0.145%

3.1.1.1 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 CO₂ 和采出原油中的 H₂O 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 3.1-3 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（℃）	-182.5	燃烧热（kJ/mol）	889.5		
	沸点（℃）	-161.5	饱和蒸气压（kPa）	53.32/-168.8℃		
	相对密度（水=1）	0.42/-164℃	临界温度（℃）	-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（℃）	-188				
	引燃温度（℃）	538				
	爆炸下限（V%）	5.3				
	爆炸上限（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	易燃气体, 类别 1, 加压气体	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	接触限值	苏联 MAC: 300mg/m ³ 美国 TWA: ACGIH 窒息性气体				
	毒性	无资料				

害性	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。	

3.1.1.2 原油

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 3.1-4 原油主要危险有害特性一览表

化学品及企业标识	化学品中文名称	原油		
	化学品英文名称	natural gas conde、nsatetural gasoline		
危险性概述	与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着自燃。			
组成/组份分析	原油为混合物，主要成分是 C ₄ 至 C ₆ 烃类的混合物，并含有少量的大于 C ₈ 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20°C-200°C 之间，挥发性好，是生产溶剂油优质的原料。			
急救措施	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅，如呼吸困难，给输氧，如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。			
消防措施	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声音，必须马上撤离。灭火剂：泡沫、二氧化碳、干粉、砂土。用水灭火无效。			
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入，切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。防止进入下水道、排水沟等限制空间。小量泄漏用砂土等惰性材料吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。			
操作处置与储存	操作处置注意事项：密闭操作，局部排风。操作人员必须要遵守操作规程，远离火种、热源。作场所严禁吸烟，防止蒸气泄漏到工作场所空气中。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材。倒空的容器可能残留有害物。储存注意事项：大量易燃液体应储存在储罐内，桶装易燃液体应储存在规定要求的库存房内；库房低坪和铺垫不渗油，不会因撞击而发生火花。			
接触控制/个体防护	生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴自吸过滤式防毒面具（半面具）。眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴安全防护镜。防护服：穿防静电工作服。手防护：戴耐油防护手套。其它防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	燃烧性	易燃	火灾危险性分类	甲 _B 类
	闪点（°C）	21	爆炸极限（%）	1.1~8.7（V%）
	自燃点（°C）	482~632		
	稳定性	稳定	燃烧分解产物	一氧化碳、二氧化碳
稳定性和反应活性	稳定性：不稳定。禁配物：无资料。避免接触的条件：无。聚合危害：不聚合。分解产物：碳化物。			
毒理学信息	毒性：IV（低度危害）LD50：无资料 LC50：无资料			
生态学信息	生态毒性：无相关资料。生物降解性：无相关资料。非生物降解性：无相关资料。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。废弃处置方法：建议用焚烧法处置。废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定的场所掩埋。			

运输 信息	包装标志：易燃液体。包装类别：II。包装方法：全密闭罐包装。 运输注意事项：运输时运输车辆应配备相应品种和输量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光暴晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。
----------	---

3.1.1.3 二氧化碳（压缩的或液化的）

CO₂具有窒息性、腐蚀性、溶解性。主要表现在：

1、窒息性

毒性是一个定量表达，它将危险物质的浓度、暴露时间与生物在此环境下产生的不良反应建立联系。CO₂的毒性是通过窒息性来体现的。研究表明，暴露在3%浓度的二氧化碳中几个小时后，人类的呼吸系统就会产生不适，会造成头晕或呼吸不畅；暴露在7%浓度的二氧化碳中几分钟，就会造成意识丧失；而暴露在15%浓度的CO₂中会立刻威胁到生命。CO₂对人体造成危害的方式主要是通过排挤空气中的氧气，降低氧气浓度；同时提高血液中CO₂的浓度，造成呼吸系统、神经系统方面的损伤。

2、腐蚀性

二氧化碳腐蚀是最常见腐蚀之一，其主要表现为在有游离水的环境下会溶于水（呈弱酸性），对金属管材形成全面或局部的电化学腐蚀（也称失重腐蚀）。

3、溶解性

液态CO₂是一种高效溶剂，可溶解非极性、非离子型和低分子量化合物，可能导致阀门、设备等的非金属密封材料失效，潜在影响阀门、泵等关键处的润滑脂性能，同时潜在对内检测设备密封性产生不利影响。其溶解性能随压力、温度升高而增强。

二氧化碳的主要危险有害特性见表3.1-5。

表 3.1-5 二氧化碳主要危险有害特性一览表

标识	中文名	二氧化碳	俗名	碳酸酐
	分子式	CO ₂	CAS	124-38-9
	分子量	44.01	UN 编号	1013
理化性质	外观性状	常温常压下是一种无色无味或无色无嗅而略有酸味的气体。		
	主要用途	冷藏易腐败的食品、做制冷剂、制造碳化软饮料、灭火剂等。		
	溶解性	可溶于水。		
	熔点（℃）	-56.6	燃烧热（kJ/mol）	无意义
	沸点（℃）	-78.5（升华）	饱和蒸气压（kPa）	1013.25（-39℃）
	相对密度（水=1）	1.56（-79℃）	临界温度（℃）	31

	相对密度 (空气=1)	1.53	临界压力 (MPa)	7.39		
燃烧 爆炸 危险性	燃烧性:	不燃	危险性	高浓度气体可导致没有预兆的窒息。与气体接触可能造成烧伤, 严重伤害和/或冻伤。加热时, 容器可能爆炸。暴露于火中的容器可能会通过压力安全阀泄漏出内容物。受热或接触火焰可能会产生膨胀或爆炸性分解。		
	建规火险分级	戊				
	闪点 (°C)	无意义				
	引燃温度 (°C)	无意义				
	爆炸下限 (V/%)	无意义				
	爆炸上限 (V/%)	无意义	燃烧 (分解) 产物	/		
	稳定性	稳定	灭火方法	本品不燃。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却, 直至灭火结束。		
聚合危害	不聚合	禁忌物	/			
包装 与储运	危险性类别	类别 3	危险货物包装标志	2	包装类别	O53
	储运注意事项:	装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置, 禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂、卤素等混运。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。钢瓶一般平放, 并将瓶口朝同一方向, 不可交叉。采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。运输前应先检查包装容器是否完整、密封。运输工具上应根据相关运输要求张贴危险标志、公告。				
毒性 与健康 危害性	健康危害	吸入本品可能引起瞌睡和头昏眼花, 可能伴随嗜睡、警惕性下降、反射作用消失、失去协调性并感到眩晕。吸入该物质可能会引起对健康有害的影响或呼吸道不适。由于本品的物理状态, 一般没有危害。在商业/工业场合中, 认为本品不太可能进入体内。通过割伤、擦伤或病变处进入血液, 可能产生全身损伤的有害作用。眼睛直接接触本品可导致暂时不适。				
	侵入途径	吸入、皮肤接触。				
急救	皮肤接触	如有冻伤, 就医。				
	眼睛接触	如有冻伤, 就医。				
	吸入	立即将患者移到新鲜空气处, 保持呼吸畅通。如果呼吸困难, 给予吸氧。如患者食入或吸入本物质, 不得进行口对口人工呼吸。如果呼吸停止。立即进行心肺复苏术。立即就医。				
防护 措施	工程控制	密闭操作, 保持充分的自然通风。				
	呼吸系统防护	一般不需要特别防护, 高浓度接触时可佩戴空气呼吸器。				
	眼睛防护	一般不需要特别防护。				
	防护服	穿一般作业工作服。				
	手防护	戴一般作业防护手套。				
	其它	防止高浓度吸入。进入罐、限制性空间或其余高浓度区作业, 须有人监护。				

泄漏处置	快速撤退泄漏污染区人员至上风处，并进行隔绝，严格限制进出。建议应急办理人员戴自给正压式呼吸器，穿一般作业工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加快扩散。漏气容器要妥当办理，修复、查验后再用。
------	--

3.1.1.4 氮气（压缩）

本项目建成后试运行前，需用氮气置换容器和站内管道中的空气，氮气具有窒息性，人员位于高浓度的氮气环境下，可能造成缺氧窒息。

氮气的主要危险有害特性见下表。

表 3.1-6 氮气主要危险有害特性一览表

标识	中文名	氮气	英文名称	Nitrogen		
	分子式	N ₂	CAS	7727-37-9		
	分子量	28.01	UN 编号	1977		
理化性质	外观性状	无色无臭气体。				
	溶解性	微溶于水、乙醇。				
	熔点（℃）	-208.8	燃烧热（kJ/mol）	无资料		
	沸点（℃）	-175.8	饱和蒸气压（kPa）	1026.42（-173℃）		
	相对密度（水=1）	0.81（-196℃）	临界温度（℃）	-147		
	相对密度（空气=1）	0.97	临界压力（MPa）	3.40		
燃烧爆炸危险性	燃烧性：	不燃	危险特性	惰性气体，有窒息性，在密闭空间内可将人窒息死亡。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
	闪点（℃）	无意义				
	引燃温度（℃）	无意义				
	爆炸下限（V%）	无意义				
	爆炸上限（V%）	无意义	燃烧（分解）产物	氮气		
	聚合危害	不聚合	禁忌物	无资料		
包装与储运	危险性类别	类别 2.2	危险货物包装标志	-	包装类别	-
	储运注意事项：	不燃性压缩气体。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。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	健康危害	健康危害：过量，使氧分压下降，会引起缺氧。大气压力为 392kPa 表现爱笑和多言，对视、听和嗅觉刺激迟钝，智力活动减弱；在 980kPa 时，肌肉运动严重失调。潜水员深潜时，可发生氮的麻醉作用；上升时快速减压，可发生“减压病”。				
	侵入途径	吸入				
急救	皮肤接触	无资料				
	眼睛接触	无资料				
	吸入	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。				
防护	呼吸系统防护	高浓度环境中，佩戴供气式呼吸器。				

措施	眼睛防护	一般不需要特别防护。
	防护服	穿一般作业工作服。
	手防护	戴一般作业防护手套。
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，建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿相应的工作服。切断气源，通风对流，稀释扩散。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。	

3.1.1.5 气田化学剂

(1) 防垢剂：常见的防垢剂有聚磷酸盐、有机膦酸、膦羧酸、有机膦酸酯聚羧酸、聚羧酸类聚合物、铬酸盐、钼酸盐、硅酸盐、亚硝酸盐和有机杂环化合物。一般为低毒，不易燃、不易爆。

(2) 杀菌剂：如甲醛，对人体有一定的毒性。

(3) 缓蚀剂：对人体具有毒性，不易燃、不易爆。

3.2 生产工艺及设备设施危险、有害因素分析

3.2.1 工艺过程危险、有害因素分析

3.2.1.1 生产工艺过程危险有害因素分析

本工程生产工艺过程中，存在的主要危险为中毒和窒息、火灾爆炸、物体打击、机械伤害、容器爆炸、触电、高处坠落、灼烫、淹溺、噪声危害等。

1、中毒和窒息

天然气、原油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。

2、火灾爆炸

本工程新建的系统均存在着大量的伴生气等甲类火灾危险性物质，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。

正常生产过程中，为防止火灾和爆炸事故的发生，天然气等物质在密闭的管线中及密闭性良好的设备之间输送，不具备发生火灾、爆炸的条件。但在异常情况下，由于设备或管道阀门、法兰、一次仪表接头等因腐蚀、老化或密闭不严造成破裂或泄漏、操作失误等，导致可燃物质释放，在空气中形成爆炸性气体，一旦遇有点火源即可引发火灾、

爆炸事故。

生产系统在生产过程中，输送物料频繁、操作过程复杂，均有可能发生串料、跑料、超温超压等危险；一旦发生泄漏，易与空气形成爆炸性混合气体，遇点火源可引发火灾、爆炸事故。

在生产过程中，若地面火炬分液罐发生故障，分液不完全、分液罐内液体过满，均易引起火灾事故；若助燃气体进入火炬系统引起可燃物回燃、液封罐故障或止回阀故障以及其它原因造成汇管负压，均易引起火炬系统爆炸。

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。

3、物体打击

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

4、机械伤害

机泵类机械外露的运转部件若防护罩缺损或不规范，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。

5、容器爆炸

本工程新建生产分离器等属于压力容器的范畴，在下列情况下，可能发生压力容器爆炸事故：

1) 压力容器壁厚设计不足，使容器在压力的作用下，产生过度的弹性变形和塑性变形，最终导致容器破坏；

2) 压力容器选材不当，即便具有足够的壁厚，也可能在操作条件下，因为材料塑性的降低而发生脆性断裂。或因选材不当，由于介质的影响而产生过度腐蚀使容器遭到破坏；

3) 压力容器的结构不合理，往往产生过大的局部应力，在应力集中的部位因压力波动产生疲劳应力导致容器损坏；

4) 安全附件选用不当或失效，当压力超过额定工作压力时不能及时、迅速地进行

报警或泄压，致使容器超压而遭到破坏；

5) 日常管理维护不到位，如内外防腐措施不到位，压力容器在运行寿命期限内，产生过度腐蚀，壁厚减薄甚至局部穿孔，强度降低；或者未按规定进行强制性检验，压力容器存在缺陷未及时发现，致使设备带病运行；或者未按规定对其安全附件定期进行维护、校验或标定，安全附件失灵。

6、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。

7、高处坠落

加热炉等设施作业平台的高度在 2m 以上，在这类设备设施的平台上巡检和作业均为高处作业，一旦平台、扶梯、栏杆等处有损伤、松动、打滑时，操作者不慎失去平衡，有高处坠落的危险。

8、灼烫

本工程利旧水套加热炉撬等，如果设备、管道、阀门制造、安装、保温、隔热、维修存在缺陷，造成泄漏，如不采取防护措施，人体意外触及高温表面，有可能造成人员灼烫。

9、淹溺

站场外北侧设置有污水池，运行期间采出水经处理后排入污水池暂存。若污水池周边未设置围栏、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。

10、噪声危害

运行期间的噪声源主要是各类机泵产生的空气动力噪声。

噪声能引起听觉功能敏感度下降甚至造成噪声性耳聋，或引起神经衰弱、心血管疾病及消化系统等疾病的高发。当岗位工人长期在较强噪声环境条件下（超过 90dB）作业时，可能产生头痛、头昏、失眠、多梦、记忆力下降等综合症，严重时可能造成永久性听力损伤。

3.2.2 施工过程的危险、有害因素分析

施工建设期间，涉及到挖填土方、场地平整、设备组焊、高处作业、碰口作业等，其中动火、动焊作业等较多，可能发生物体打击、机械伤害、火灾、爆炸、触电等事故。

焊接过程中，由于操作不当可能发生烫伤、电伤害和弧光刺伤眼睛等伤害，焊缝检验时还可能受到超声波和电离辐射伤害。

平台施工过程中，可能涉及到起重吊装、设备安装、电气安装、高处作业、调试等诸多作业过程，也存在与其他专业施工队伍的交叉配合作业，同时也受到道路条件、环境条件的限制，存在起重伤害、物体打击、触电、高处坠落、火灾爆炸、车辆伤害等风险。

表 3.2-1 站场施工期间的危险、有害因素

作业类型	可能的危险、有害因素	可能引发的事故
管沟开挖	土石方塌方、滑坡	坍塌
管道运输	装车捆管不牢、路况差而发生钢管滑落、翻车	车辆伤害
管道补口、补伤	喷砂除锈时，喷砂枪射出的砂子可能伤人。热收缩套防腐预热时，可能发生烧伤事故。用电动设备除锈时，可能触电	机械伤害、烧伤、触电
组对、焊管	使用各种机具发生割伤、烫伤、触电	机械伤害、触电
焊口检查	操作不当	灼烫
作业类型	可能的危险、有害因素	可能引发的事故
碰口作业	未采取有效的安全防护措施，平整场地及基础开挖，损伤原有管道	火灾或爆炸
管道交叉	未采取有效的保护措施，违章操作	火灾或爆炸
动火、动焊	安全防护措施不到位	火灾或爆炸
高温露天作业	未采取有效的防暑降温措施	中暑、跌落
用电作业	操作不当	触电
交叉作业	平台施工过程中，可能涉及起重吊装、设备安装、电气安装、高处作业、调试等诸多作业过程，也存在与其他专业施工队伍的交叉配合作业。	起重伤害、物体打击、触电、高处坠落、火灾爆炸、车辆伤害。

3.2.3 工程运行期危险性分析

3.2.3.1 站场运行期危险、有害因素分析

站场装置主要包括井口装置、分离装置、计量装置、加热装置等。引发站场事故的主要危险、有害因素表现为：站内管道破裂、站场设备故障和站场压力设备爆裂、泄漏等引发的火灾、爆炸事故等。

根据站场在生产工艺方面、设备设施方面的危险性分析，对站场正常生产期主要危险有害因素汇总见下表。

表 3.2-2 站场正常生产期主要危险有害因素分析

位置	危害、有害因素	后果
总体流程	1、站场安全控制系统内部出现故障，不能控制安全截断阀； 2、未对站场操作人员进行安全阀工作原理、操作规范、维护保养等方面的知识培训，造成操作人员不了解安全阀原理未按要求进行保养及定期维护检验； 3、未做好设备管道维护保养工作，腐蚀严重导致设备局部薄弱； 4、仪器仪表失效。	设备超压爆炸、设施引起、火灾，人员伤亡，财产损失
水套加热炉	1、天然气燃烧系统因操作失误、设备故障、设备熄火而保护装置未切断气源及因天然气含水量过高而造成意外熄火，燃烧炉内伴生气形成爆炸性气体，遇火源形成伴生气混合气体爆炸、设备损坏； 2、循环水系统因设备原因造成循环水不足、断流，燃烧炉换热器干烧，造成设备损坏；当换热器在高温状态下通入冷却水，可造成换热管爆裂、甚至水蒸气爆炸； 3、因水套加热炉温度、压力等控制仪表出现问题，可造成出水套加热炉的天然气温度、压力失控，当温度偏低时，可造成伴生气后期集气过程出现“冰堵”等隐患，当压力偏高时，对天然气试采管线造成管道超压等危害，可能造成管道因强度不足而损坏，天然气泄漏，形成火灾、爆炸事故。	火灾爆炸、压力容器爆炸人员伤亡
分子筛脱水橇	1、实际产水量超过预测产水量，造成冰堵事故； 2、原料气窜入再生线内，导致憋压； 3、伴生气中杂质过多，降低分子筛寿命和脱水质量； 4、操作人员误操作。	火灾爆炸、压力容器爆炸人员伤亡
烃露点控制	1、低温分离器选型不合理、分离效果差：低温分离器温度远低于烃水露点温度；气质中含有蜡成分造成低温分离器出现冻堵； 2、换热器选用不合理，造成堵塞，致使低温分离器温度升高，露点达不到要求。	火灾爆炸、压力容器爆炸人员伤亡
站场过滤、计量装置	1、压力容器可能出现超压或腐蚀； 2、过滤器内阀芯更换不及时，造成过滤器堵塞； 3、计量装置：因孔板阀上下腔密封不严，在清洗或更换孔板时可能发生孔板导板飞出伤人和伴生气泄漏。	火灾爆炸、压力容器爆炸人员伤亡
站场放空排污系统	1、放空系统出现串压、堵塞和放空排污阀故障； 2、放空系统可能因阀门密封不严或破裂，导致伴生气泄漏； 3、放空管线较长，因腐蚀或其他原因造成泄漏； 4、排污管线腐蚀，排污时液位过低造成伴生气串入污水系统； 5、燃料气规模不满足放喷要求，点火不成功。	伴生气泄漏，低压设备超压破裂
雷击和静电	进入装置区前人员未按要求穿戴衣服和接触静电消除装置，进入后可能由于人体静电在有伴生气泄漏时，可能引发火灾或爆炸事故。	火灾爆炸、压力容器爆炸人员伤亡
高架油罐	1、油罐由于超压或腐蚀造成破坏； 2、气温升高造成油罐内部温度升高； 3、油罐超量储存； 4、防静电的防护设施设置不好或设施损坏；防爆电气设备损坏或不防爆；	火灾爆炸、人员伤亡

位置	危害、有害因素	后果
	5、雷击起火； 6、输油管泄漏；人孔、阀门、法兰密封不良泄漏；槽车阀门没关或者内漏。	
油品装车	1、装车作业环境油气火共存，且点火源较多。汽车熄火或发动前，发动机燃烧室、排气歧管外壳、排气管口外表面温度较高；点火系统配电器、火花塞；照明系统电源、控制开关，空调系统制冷压缩机、电磁励合器等都可能成为点火源； 2、装车作业中，操作工可能身体产生静电； 3、装车作业过程中，操作机械设备摩擦撞击产生火花； 4、工艺设备如阀门、法兰、旋转器等连接部件可能发生故障，造成泄漏； 5、违反装车作业操作规程。	火灾、爆炸
有限空间作业	人员进入储罐、分离器、污水池等有限空间作业时未正确穿戴劳保用品易发生窒息事故。	窒息

3.2.3.2 设备设施危险有害因素分析

1、井口装置

本工程采气井配有安全保护装置，如安全保护装置失灵，井口压力高可造成气体喷出，或井口装置的管、阀连接处气体泄漏，伴生气与空气混合达到爆炸极限，遇点火源可能发生火灾爆炸。操作采气树时动作过猛、带压更换压力表、维修阀门等可导致物体飞出造成物体打击。

井口装置由于井底节流阀故障，可能造成井口装置超压，气层压力、温度变化，可能由于温度过低，发生冰塞现象，影响井口装置运行；井口装置由于安装质量问题，密闭不严，操作人员敲打、撞击采气井口，造成井口装置发生泄漏，可能造成井场火灾事故。

2、水套加热炉撬

本工程有水套加热炉，主要危险有火灾、爆炸、冰堵等，发生的原因可能有：

(1) 天然气燃烧系统因操作失误、设备故障、设备熄火而保护装置未切断气源，节流后形成水合物，天然气含水量过高而堵塞管道，造成事故。

(2) 循环水系统因设备原因造成循环水不足、断流，燃烧炉换热器干烧，造成设备损坏；高温状态下通入冷却水，可造成换热管爆裂、加热炉爆炸。

(3) 水套加热炉温度、压力等控制仪表出现问题，造成水套加热炉的天然气温度、压力失控，当温度偏低时，可造成天然气后期采气过程出现“冰堵”等隐患，当压力偏高时，对天然气采气管线造成管道超压等危害，可能造成管道因强度不足而损坏，天然气泄漏，形成火灾、爆炸事故。

(4)水套炉盘管刺漏导致火灾、爆炸事故。

3、分离器类

本工程分离器主要包括生产分离器橇等。

分离器具有脱除固、液杂质的功能，分离器的压差、控制器及减压阀，以及设备的压力、温度及液位是巡回检查的重点。一旦重点部位发生故障，均可能造成火灾、爆炸事故的发生。造成分离器泄漏的主要原因：

1) 设计原因：选材不当，阀门、挂件、容器选型不合理；应力分析失误；系统设施布置不合理等。

2) 制造原因：主要是容器制造缺陷，制造质量低劣；管材本身存在缺陷，焊接结构中有夹渣、气孔、裂纹等焊接缺陷；材料和表面加工粗糙，密封性能差，引起泄漏。

3) 安装原因：施工安装质量低劣和违章施工引发事故。表现为：施工安装焊接质量低劣，存在未焊透、夹渣、气孔、未熔合等质量缺陷；不按照设计图纸施工，错用材料；无损探伤的比例、部位和评判标准不符合有关标准。

4) 管理原因：管理混乱，无操作规程，违章操作；不按规定进行定期检验等。

5) 容器腐蚀：天然气中含有一定量的 CO_2 ， CO_2 在有水作用下形成碳酸，对容器产生腐蚀。也有属于管理疏忽、防腐措施不善等原因，有的甚至因错用材料致使腐蚀速度加快。

4、地面火炬

本工程新建一套地面火炬，包含放空分液罐。若分液罐发生故障，分液不完全、分液罐内液体过满，均易引起火灾事故；若助燃气体进入火炬系统引起可燃物回燃、液封罐故障或止回阀故障以及其它原因造成汇管负压，均易引起火炬系统爆炸。

3.2.4 公用工程及辅助生产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见下表。

表 3.2-3 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、线路、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、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、电缆安装时没有注意电缆防火措施处理，若在运行过程	设备、设施、工具、附件缺陷、电火花、漏电

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
	中，一处电缆失火，会造成大面积电缆火灾。 6、UPS 蓄电池短路自燃引起火灾、爆炸事故。	
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。	恶劣气候与环境
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、配备的消防设施与该场所可能发生的火灾事故类别不相配，设置点不合理，一旦发生火灾事故，不能有效扑救火灾。 3、区域内的消防通道堵塞，影响消防救援。 4、消防人员未根据泄漏物料特征正确使用灭火设施，不但不能起到救援作用，还可能引起事故扩大，或造成二次事故。 5、灭火器不正常装卸、操作可能导致爆炸。	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处置，造成事故的扩大。	设备、设施、工具、附件缺陷
建（构）筑物	1、若未做抗震设计，可能导致房屋垮塌等； 2、站内消防车道半径不宜过小，否则应急救援时，车辆可能无法错车，可能延误救援时间。	设备、设施
防雷、防静电	1、防雷防静电设施失效。雷击伤人；当有可燃气体泄漏时，可能引发火灾或爆炸事故； 2、进入装置区前人员未按要求穿戴衣服和接触静电消除装置，进入后可能由于人体静电在有天然气泄漏时，可能引发火灾或爆炸事故。	恶劣气候与环境、违章作业

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、坍塌、大风、高低温、腐蚀以及由于暴雨而引发的山体滑坡、泥石流等自然灾害。

1、雷电危害

雷电天气对本工程扩建井场、管道及站场均有潜在威胁，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。

2、地震灾害

地震灾害易造成设备损坏，天然气泄漏，引起火灾、爆炸、中毒事故。

- 1) 造成电力、通信线路中断、毁坏；
- 2) 永久性土地变形引起建筑物倒塌或严重变形；
- 3) 地震可能造成管线及设备损坏，甚至直接造成管线拉裂等，造成天然气泄漏，引起火灾、爆炸事故；
- 4) 地震产生的电磁场变化，干扰控制仪器、仪表正常工作。

3、坍塌和地面沉降

若建设场地的土地不具备足够的承载能力和稳定性，或工程地基建设不符合要求，会危及到建（构）筑物设施的安全，出现地基塌陷、不均匀沉降等现象，引发事故。站内管道敷设若经过沉积物不稳定的地段，或未做水工保护等工程设施，容易引起管线的不均匀沉降甚至断裂。

4、暴雨与洪涝

工区多年年降水量 1200mm，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，毁坏井场、设备设施及管线。

5、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采气设备。

6、山体滑坡、泥石流

本工程地处山区环境，根据井场当地的自然条件，井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，造成天然气泄漏，引起火灾、爆炸事故。

7、高、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。

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。

天然气中可能含有其他杂质，其含量越多，腐蚀就越严重。

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，如在井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，造成天然气泄漏，进而可能引发火灾爆炸事故。

本次产建区域内有纵横东西南北多条可利用的乡村道路。交通条件相对较好。除少部分地段混凝土板破损外，大部分地段完好。井场道路大多利用乡村道路，乡路路面现为泥结石或土路，路基宽 4.5m，行车道宽 3.5m，路面坑槽多，积水严重。部分路段还需新建路基。通过分析，道路条件虽然较好，但是乡村道路存在道路损坏严重、路面坑槽多等情况，在运输中可能造成撞车、翻车、撞人等安全事故。

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。

3.4.2 危险化学品重大危险源辨识

根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）规定，针对本工程的具体情况，对本工程涉及的危险化学品主要为天然气、原油，依据

GB18218-2018，天然气临界量为 50t，原油临界量为 1000t。

本工程未设天然气、原油储存设施，天然气、原油在站场及管道内均处于输送状态，工艺装置内存在的天然气的量远小于临界量，同时工艺装置内存在原油的量远小于临界量，辨识结果见下表。

表 3.4-1 危险化学品重大危险源辨识情况表

单元	危险化学品名称	临界量	危险化学品的量 (t)	辨识过程	是否构成重大危险源
生产单元	天然气	50	<1	1/50+1/1000=0.021	否
	原油	1000	<1		

经辨识，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 天然气爆炸事故

1、事故经过简述

x 年 12 月 18 日 15 时 54 分，某油田天然气调压站与天然气管线接口处突然爆裂。由于爆炸产生的巨大能量和冲击波，将爆管西侧约 4m 长的管线扭断，东侧 16m 长的管线撕裂扭断，北侧管线连同调压站阀门一起扭断并向北飞出 70 多米远，爆炸的碎片向南飞出 70 多米远，并将调压站院墙外的杂草引燃起火，外泄的天然气发生着火。事故造成了巨大的经济损失，引起油田各级领导的高度重视。

2、事故原因分析

通过事故发生后进行的宏观检查、厚度测定、腐蚀产物检测及扫描电镜分析的结果可知，爆管的主要原因为：

1) 天然气中含有部分 H₂S，CO，CO₂ 气体及部分水分等杂质，导致了管线的严重腐蚀。通过测厚检查发现，爆破的三通底部减薄最严重。根据三通部位的几何特殊性，可知该处天然气流速最慢，从而使天然气中的 H₂S，CO，CO₂ 气体及部分水分等杂质有更为充足的时间与金属管壁发生各种反应，导致了该处腐蚀最为严重。

2) 三通管线的选材没有按设计要求取材，管线不符合 20#钢的要求和标准，焊接质量差，加速了材质的腐蚀和减薄。

3) 塑性变形使金属内部产生大量的位错和空位，位错沿滑移面移动，在交叉处形成位错塞积，造成很大的应力集中，当材料达到屈服极限后，应力不能得到松弛，形成

初裂纹，随着时间的延迟，裂纹不断扩展。

4) 该管线从未进行过专业的技术检测，使用状况不明，也是造成事故的原因之一。长期使用 13 年的天然气管线遭受严重腐蚀之后，造成强度大大降低，实际壁厚小于计算厚度，远远不能满足使用条件，在微裂纹的诱导下，不能满足强度要求，发生了爆炸事故。

3、事故教训

这次事故的教训是非常深刻的，本次建设的天然气调压箱是易发生重大安全事故的部位，从设计、施工到监督检验，必须进行强有力的专业检查、验收，杜绝使用不合格的管线，确保施工质量。使用单位在加强自检的同时，必须定期的由专业检测单位进行定期检查，以便及早发现事故隐患，找出薄弱环节，防患于未然。

3.5.2 天然气泄漏事故

2012 年 1 月 21 日，采气一厂作业三区西 1 站陕 49 井井口针阀下游立管开裂，引发天然气泄漏，未造成人员伤亡。

1、事故经过

2012 年 1 月 20 日 15:00 左右，西 1 站当班员工发现陕 49 井进站压力由 5.22MPa 缓慢降至 5.00MPa，注醇泵压为 7.00MPa，由于井口未安装数据远传，初步判断为地面管线堵。15:30 开始放空解堵，17:30 开井生产，但进站压力、泵压保持不变，判断地面管线仍微堵。1 月 21 日 8:00 当班员工巡检时发现该井进站压力、泵压分别降至 4.88MPa 和 5.00MPa。10:40 左右作业区经理上站检查，当班员工汇报陕 49 井情况后，遂判断为井口异常。11:00 达到井场后发现井口大量天然气刺漏，立即通知站上员工关闭进站闸阀及注醇阀门。由于未带空呼，便返回西 1 站取抢险物资，11:30 分到达井场后，佩戴空呼关闭 2 号及 5 号套管生产阀门，站内放空泄压，12:20 分地面管线泄压至零，险情得到控制。

2、事故原因

(1) 直接原因

1) 由于硫化氢、二氧化碳应力腐蚀导致管道内壁的腐蚀坑形成裂纹，并沿热影响区向外壁扩展，造成管段开裂；

2) 井口安全设施未能充分发挥作用。

(2) 间接原因

1) 岗位员工对生产异常问题重视程度不够，生产异常信息处置程序不完善、不规

范，未能及时发现和处理问题；

2) 井口油套压等生产数据获取仅依靠巡井人员，未实现数据远程传输。

3、防范措施

(1) 利用集气站检修期间，对生产工况条件与陕 49 井类似的气井进行了井口针阀下游立管的壁厚检测与硬度检测，掌握其腐蚀现状及管线材质的力学性能；

(2) 明确岗位职责，规范视频监控记录，增强安全风险意识，提升异常生产信息分析、处置技能；

(3) 进一步完善生产异常信息处置程序，确保异常生产信息的及时、有效传递；

(4) 严格井口检修作业，确保井口各类安全设施完好可靠；

(5) 进行井口数字化改造，实现生产数据实时、远程传输。

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 评价单元划分原则

单元是工程相对独立的组成部分。一是指布置上的相对独立性，即与工程的其它部分间有一定的距离；二是指工艺上的独立性，即一个单元在一般情况下是一个独立的工艺，关键设备作为评价单元内的主要评价设备加以考虑。

4.1.2 评价单元划分

根据评价单元划分原则和本工程现状将工程分为站场工程和公用工程及辅助设施 2 个评价单元。

4.2 评价方法选择

根据本工程特点，结合《石油天然气行业建设项目（工程）安全预评价报告编写细则》（SY/T 6607-2019）推荐方法，本报告采用安全检查表、定量风险模拟评价方法。

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	站场工程	安全检查表、定量风险模拟评价方法	
2	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（Safety Checklist Analysis, SCA）是系统安全工程的一种最基础、最简便且应用广泛的系统危险性评价方法。为了查找系统中各种设备、设施、物料、工件、操作、管理和组织措施中危险、有害因素，事先把检查对象加以分解，以提问或打分的形式，列表逐项检查。

4.2.2 定量风险模拟评价方法

采气站场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（CASSTQRA）对兴页 L1HF 试采站内危险性较大的设备发生天然气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）。

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

涉及企业信息，给予保密。

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) 本工程区年平均温度 16.7℃，夏季七月平均气温 28℃，最高温度达 42℃；冬季一月平均气温 3℃，极端低温-4℃。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，若建构筑物、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) 扩建场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，抗震设计特征周期为 0.35s。本工程建构筑物按抗震设防烈度 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天然气、原油、压力容器和电气设备。天然气、原油为易燃易爆性物质，泄漏后遇点火源可能发生火灾、爆炸事故。压力容器超压运行可能发生压力容器爆炸。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，一旦本工程发生天然气、原油泄漏，

可能造成影响周边居民等。

（3）站场周边设有污水池、放喷池，若周边居民无意在池边行走或游玩时，容易误入其中，发生淹溺的危险。

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

本工程站场未在一级水源保护区、国家级自然保护区核心区、重要军事设施的防护区、历史文物、名胜古迹保护区等法律法规予以保护的区域，符合要求。

5.2 技术、工艺安全可靠性评价

5.2.1 安全检查表评价

涉及企业信息，给予保密。

5.2.2 技术、工艺安全可靠性评价

试采站总体工艺：井口采出物输送至试采站加热炉加热节流至 2.5MPa，节流后的采出物经气液分离，气相进行脱水脱烃处理，控制烃、水露点后计量外销；分离出的油水混合物进两相闪蒸分离器，定压 0.15MPa，脱烃后的天然气经过分液包作为站内自用燃料气供加热炉使用；闪蒸分离后的油进油罐沉降，原油经罐沉降后分离出油产品，装车外输销售；油罐内沉降的水通过自动截油切水器排至污水罐，除油后排至污水池，污水罐设置污油回收流程，定期将污油回收至油罐。

站场辅助伴热流程：循环水罐中清水经加热后，对站内油气管道、高架油罐进行伴热，保障油管道正常运行及油罐油水沉降分离需求。

本工程未采用淘汰的工艺、技术，采用的采气、集输工艺、技术为成熟工艺，符合《气田集输设计规范》（GB50349-2015）等标准规范的要求，安全可靠性好。

5.2.3 新技术、新工艺安全可靠性评价

本工程未采用新工艺、新技术，无需进行新技术、新工艺安全可靠性分析评价。

5.3 设备、装置、设施配套及可靠性评价

5.3.1 安全检查表评价

涉及企业信息，给予保密。

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）和《固定式压力容器安全技术监察规程》（TSG 21-2016，XG1-2020）等相关标准要求。

本工程依托兴页 L1HF 试采站进行扩建，不涉及储存设施，仅涉及生产设备和站内管道，介质在设备、管道内处于连续输送状态。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 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 L1HF 试采站内，在站内施工期间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；新建设备接入原有系统，要合理安排、协调施工和生产，尽可能减小施工过程中对生产造成的影响；项目施工前，充分分析接入系统的风险以及应对措施，做好必要的施工措施，防止原有设备设施的吹扫、隔离措施不到位，可能会导致天然气泄漏，引发火灾爆炸事故。

5.4 公用工程及辅助生产设施单元

5.4.1 安全检查表（SCL）

涉及企业信息，给予保密。

5.5 风险度评价

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，引发天然气、原油泄漏。故本报告假设兴页 L1 试采站新建 DN1200 生产分离器发生天然气泄漏，进而发生火灾、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），对兴页 L1 试采站新建 DN1200 生产分离器发生天然气泄漏事故后果进行模拟。

1、环境参数

所在区域：兴页 L1 试采站位于重庆市忠县永丰镇东方村

周边地貌：村落、分散的树林

辐射强度：中等（白天日照）

环境压力（Pa）：101000

平均风速 (m/s) : 1.7

平均气温 (°C) : 18.5

环境温度 (k) : 298

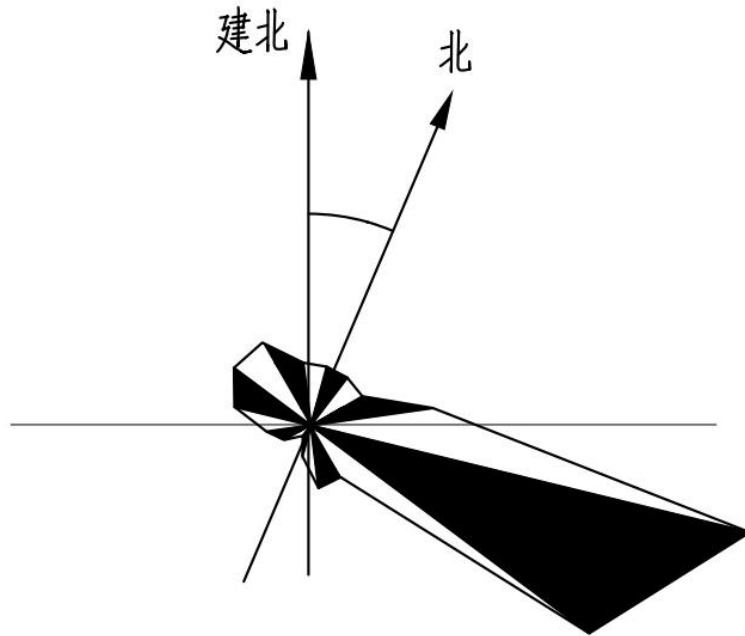


图 5.5-1 风玫瑰图

2、设备参数

设备名称：DN1200 生产分离器

物料名称：天然气

装置类别：连续进料工艺装置

装置容积 (m³)：5.17

装置设计温度 (°C)：80

装置设计压力 (Mpa)：6.3

围堰面积 (m³)：0

装置最大内径 (mm)：1200

出口管道工作流量 (Kg/s)：0.99

3、事故情景

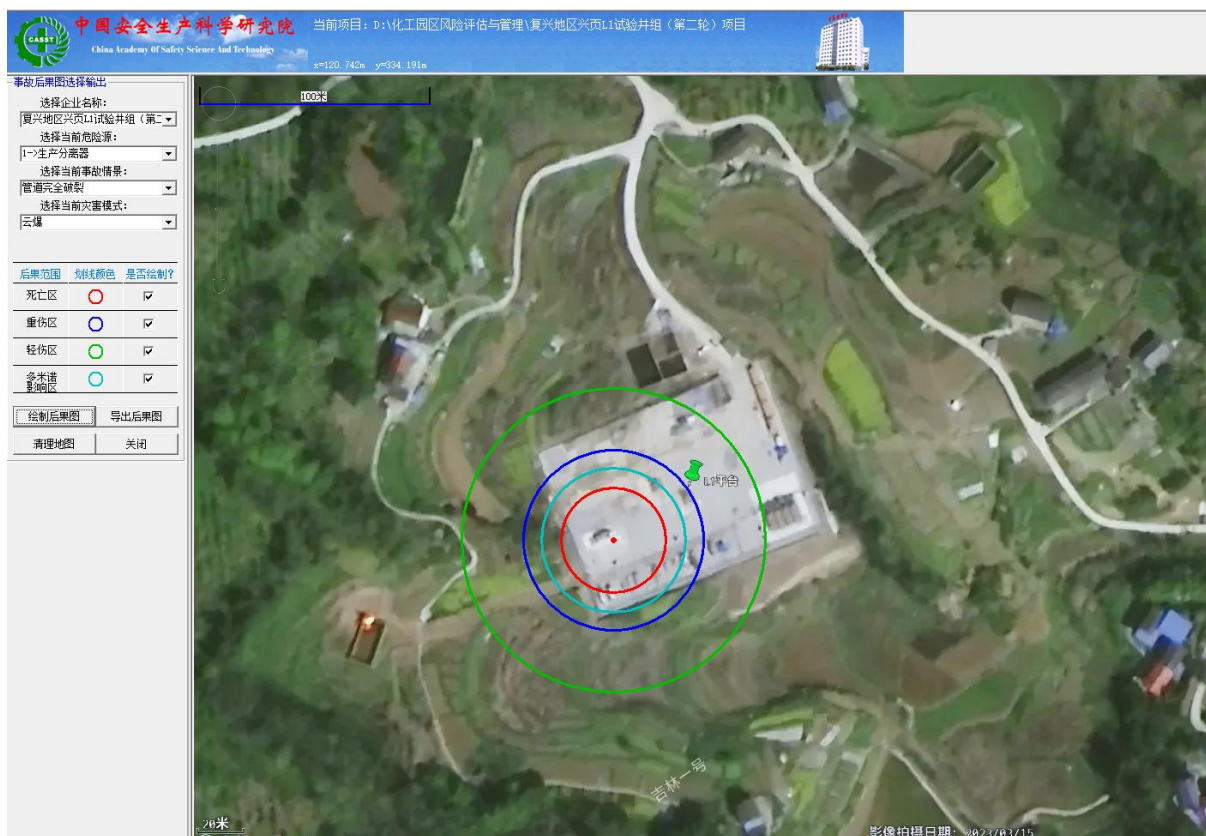


图 5.5-1 兴页 L1 试采站生产分离器（新建）管道完全破裂（云爆）事故后果图

表 5.5-1 本工程兴页 L1 试采站新建生产分离器泄漏事故后果表

危险源	泄漏模式	灾害模式	死亡半径 (m)	重伤半径 (m)	轻伤半径 (m)	多米诺半径 (m)
生产分离器	阀门中孔泄漏	闪火:静风,E 类	34	/	/	/
生产分离器	阀门中孔泄漏	闪火:静风,E 类	29	/	/	/
生产分离器	管道完全破裂	闪火:静风,E 类	29	/	/	/

危险源	泄漏模式	灾害模式	死亡半径 (m)	重伤半径 (m)	轻伤半径 (m)	多米诺半径 (m)
生产分离器	管道大孔泄漏	闪火:静风,E 类	29	/	/	/
生产分离器	阀门大孔泄漏	闪火:静风,E 类	29	/	/	/
生产分离器	管道中孔泄漏	闪火:静风,E 类	29	/	/	/
生产分离器	管道大孔泄漏	闪火:1.2m/s,E 类	26	/	/	/
生产分离器	管道中孔泄漏	闪火:1.2m/s,E 类	26	/	/	/
生产分离器	管道完全破裂	闪火:1.2m/s,E 类	26	/	/	/
生产分离器	阀门大孔泄漏	闪火:1.2m/s,E 类	26	/	/	/
生产分离器	阀门中孔泄漏	闪火:1.2m/s,E 类	26	/	/	/
生产分离器	阀门大孔泄漏	云爆	20	35	60	28
生产分离器	管道中孔泄漏	云爆	20	35	60	28
生产分离器	阀门中孔泄漏	云爆	20	35	60	28
生产分离器	管道大孔泄漏	云爆	20	35	60	28
生产分离器	管道完全破裂	云爆	20	35	60	28
生产分离器	管道大孔泄漏	闪火:3.05m/s,D 类	16	/	/	/
生产分离器	管道完全破裂	闪火:3.05m/s,D 类	16	/	/	/
生产分离器	管道中孔泄漏	闪火:3.05m/s,D 类	16	/	/	/
生产分离器	阀门大孔泄漏	闪火:3.05m/s,D 类	16	/	/	/
生产分离器	阀门中孔泄漏	闪火:3.05m/s,D 类	16	/	/	/
生产分离器	管道大孔泄漏	闪火:4.9m/s,C 类	14	/	/	/
生产分离器	阀门大孔泄漏	闪火:4.9m/s,C 类	14	/	/	/
生产分离器	管道完全破裂	闪火:4.9m/s,C 类	14	/	/	/
生产分离器	阀门中孔泄漏	闪火:4.9m/s,C 类	14	/	/	/
生产分离器	管道中孔泄漏	闪火:4.9m/s,C 类	14	/	/	/

6 安全管理和应急管理评价

6.1 安全管理

6.1.1 组织机构及安全管理机构设置评价

涉及企业信息，给予保密。

7 安全对策措施及建议

本报告根据施工、生产运行过程主要危险、有害因素辨识结果，以及各个单元风险度评价结果，提出安全技术和安全管理方面的对策措施，供设计、施工和生产单位参考。

7.1 方案设计中提出的主要安全对策措施

7.1.1 选址安全技术措施

根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）第 3.2 章对站场分级规定，试采站属于五级站，站场区域布置防火间距符合表 4.0.4 及 4.0.7 条的规定。管道、站场与相邻企业、居住区、公共设施、架空电力线和通信线路、铁路、公路的位置和距离要符合规范要求，管道及站场周邻无军事设施及自然保护区。

7.1.2 自动控制和紧急停车（截断）系统

- 1) 项目依托试采站已有站控系统，对其进行扩容。
- 2) 设置井口安全截断系统，当检测点压力超高或超低以及火灾情况下，该系统自动关闭井口，同时也能人工紧急关闭井口。
- 3) 在试采站进出站管线设置压力检测和压力高、低报警，压力超低时对出站管线进行安全联锁截断。
- 4) 在试采站设置固定式可燃气体检测报警系统，固定式气体检测报警系统由现场探测器、控制器及配套报警喇叭等设备组成。井口装置区设置可燃气体（甲烷）探测器，现场探测器的检测信号采用铠装控制电缆敷设至控制器，信号传入控制器进行显示、上传至站控系统，当控制器接收到超标信号，传送至喇叭进行报警。
- 5) 为保证场站现场仪表的正常运行，本站场所有现场仪表都有防浪涌功能，同时在站控系统机柜内设置了防浪涌保护器。

7.1.3 火气探测系统

- 1) 可燃气体检测报警 1 级报警值 25%LEL，2 级报警值 50%LEL，站内工作人员根据报警值采取相关处理措施。站内设置便携式可燃气体检测报警仪。
- 2) 在场站的主出入口和逃生门外分别设置有火灾手动报警按钮和声光报警器，当现场操作人员发现有火灾等紧急情况发生时，迅速逃离装置区并按下手动报警按钮触发井场安全联锁，同时触发声光报警器启动提醒其余操作人员迅速撤离，保证人身安全。

7.1.4 设备和管道的防腐

根据《钢质管道外腐蚀控制规范》（GB/T 21447-2018），《埋地钢质管道阴极保护技术规范》（GB/T 21448-2017）的有关规定，本工程采用外防腐层防腐措施，站内、外埋地管道采用抗菌管材，外壁均采取防腐涂层保护方案，管道内壁未采取特殊腐蚀控制措施；为了防止雷击，避免强电流对阴极保护设备造成损坏，采用锌接地电池对绝缘接头进行保护，采油气管线采用普通级 3PE 防腐。

7.1.5 建（构）筑物

- 1) 结构安全等级：建筑结构安全等级为二级
- 2) 使用年限：结构设计合理使用年限 50 年
- 3) 耐火等级：建筑物的耐火等级为二级
- 4) 防水等级：屋面防水等级为Ⅱ级
- 5) 抗震烈度等级：建筑物抗震设防烈度为 6 度
- 6) 建筑抗震设防类别：本工程建筑抗震设防类别为乙类
- 7) 地基基础的设计等级：建筑物地基基础的设计等级为丙级

7.1.6 电气设备

站内工艺装置区采用《石油设施电气设备场所 I 级 0 区、1 区和 2 区的分类推荐作法》（SY/T 6671-2017）的相关条款进行划分。

危险区域的电气设备的选择满足《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB 50058-2014）的相关规定。站场区域防爆划分为二区，电气设备采用隔爆型防爆设备。

动力线缆采用铜芯聚氯乙烯绝缘电缆，室内部分采用穿钢管埋地敷设，室外部分采用电缆沟内或铠装电缆直接埋地或桥架敷设。爆炸和火灾危险场所的电缆，采用电缆沟内敷设电缆沟内充砂。且绝缘电线和电缆的截面选择符合有关规定。爆炸和火灾危险场所的照明线路采用钢管明配。

接地角钢与接地扁钢采用热镀锌防腐。

7.1.7 防雷、防静电的措施

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) 低压配电系统的接地型式采用 TN-S 系统，配电箱处不得把 N 线和 PE 线相联，

电缆在引入建筑物处，PE 线做重复接地，电气装置外露可导电部分与 PE 线相连。

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、管道、构架、电缆金属外皮、配线钢管、钢窗等较大金属物和突出屋面的放散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，连接处采用-25×4 镀锌扁钢跨接。

4) 架空、埋地或地沟内的金属管道，在进出建筑物处，就近与防雷接地装置相连。距离建构筑物 100m 内的管道，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接地。

6) 每个橇装设备至少两点与主接地干线连接，并与露出地面的工艺管道相互做电气连接。

7) 接地极采用 L50×5×2500 的镀锌角钢，间距不小于 5m；接地线采用-40×4 的镀锌扁钢；接地装置埋深 0.7m。

11) 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 $R \leq 4\Omega$ 。

7.1.8 应急电源及应急照明

试采站设 10/0.4kV 杆上变电站作为各站配电中心，其 10kV 电源就近引自气田 10kV 架空线路，并设在线式 UPS 电源装置为自控仪表、通信供电，UPS 容量为 10kVA，备用时间 4h。

7.1.9 通风设施

试采站为有人值守站，站内房屋建筑为仪控室和配电室，采用自然通风。

7.1.10 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。

井场内设置有紧急切断、井口地面安全装置。

站内工艺设备均设置安全阀，安全阀泄放的气体引入同级压力的放空管线。

试采站的放空管统一规格，采用标准化设计。按规范要求，试采站压力在 15 分钟内将压力从 6.3MPa 泄放到 0.69MPa，泄放量为 $2.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$ ，试采站的放空管规格采用 DN100，能够满足泄放要求。

7.1.11 消防系统

参照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）的相关规定，兴页 L1HF 试采站场为五级站场，站内可不设置消防水系统。

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，天然气消防主要布置移动灭火器，原油消防主要设置消防砂。一旦发生火灾，可随时启用扑救。

7.1.12 其他防火防爆安全措施

站场设置工业电视监控系统、周界防御系统、语音告警广播系统、火灾报警与消防联动系统及应急通信系统、火灾报警系统。

安防、视频监控采用工业电视监视系统，试采站的工艺设备区配置室外网络防爆高清球型摄像机，大门口设置室外网络高清枪式摄像机，围墙对角设置非防爆型高速网络高清球机，用以对周围的情况进行监视，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。

试采站及平台均安装周界防越报警系统，每面围墙上安装一对光纤入侵探测装置，形成周界封闭警戒系统。

试采站及平台设置语音告警广播系统，工业电视监控及周界防御系统发现警情时，自动向可疑目标发出语音警告或警报信号，威慑和阻止非正常入侵行为。高噪声、和高危险度场合下运行和调试检修人员流动作业对调度通信的需要，并在事故状态下紧急疏散相关工作人员提供广播呼叫服务。

为有效管理站内、平台上的进出，防止不法分子和未经许可的人员进出。平台及试采站内设门禁系统，设门禁控制器。系统采用国际最通用的非接触 IC 卡门禁系统。

在通信设备与自控设备、供电设备接口处设置电涌保护器。通信设备机房工作接地、保护接地和防雷接地采用三合一的联合接地，各站场阀室通信设备与电力专业设计的共用联合接地装置端子做可靠的连接，接地电阻 $\leq 4\Omega$ 。

7.1.13 安全管理机构、设施

1) 按照国家有关规定设置专门的安全生产管理机构，建立健全各类安全管理规章制度并建立管理体系和信息反馈体系。配备专职安全或兼职人员，配备必要的安全卫生教育设施和安全卫生监督、检测仪器和设备。

2) 制定各种作业的安全操作技术规程，强化操作纪律和劳动纪律，特种作业人员必须持证上岗。

3) 加强全员教育和培训，制定培训计划和再培训计划，增强安全意识，提高安全操作技能和事故应急能力。

4) 建立健全安全检查制度，经常进行安全检查，及时整改隐患，防止事故的发生。

5) 制定特殊危险事件及突发事件的应急预案，并进行必要的实战演练，保证突发情况下的应急处理能力。

6) 检查安全设施、消防器材等的使用情况，对不符合要求、破损的设备及时更换。同时要求分包商主动与县级地方消防、安全等部门签订协议，制定安全、消防管理条例。

7) 开工验收过程中对施工作业队伍进行安全能力评估，包括队伍编制、人员素质能力和机具设备设施状况，保证作业队伍具备安全生产的能力。

7.2 需补充或落实的安全对策措施及建议

7.2.1 选址及外部条件安全评价

涉及企业信息，给予保密。

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

涉及企业信息，给予保密。

8.1.2 工程主要危险、有害因素

1、本项目地面工程涉及的危险有害物质主要有天然气、原油、氮气（压缩）、二氧化碳（压缩的或液化的）等。

2、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、高处坠落、机械伤害、触电、物体打击、容器爆炸、灼烫、淹溺、噪声危害等；

3、自然环境危险有害因素有：地震、雷电、高低温、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、应重视运营期天然气、原油泄漏可能引发的火灾和爆炸。

2、应制定钻采同步、交叉作业安全措施并严格执行。

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，参考本报告天然气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 项目潜在的危險、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《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）、《页岩气气田集输工程设计规范》（NB/T14006-2020）、《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）、《页岩气安全规程》（NB/T10399-2020）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，本工程的危險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复兴地区兴页 L1 试验井组（第二轮）项目再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，其各项危險、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。

