报告编号：SH-2025-SY-YPJ-0204

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司
复兴地区兴页 L231-4-1HF 井试采地面工程

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 10 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；石油加工业，化学原料、化学品及医药制造业***

（发证机关盖章）
2025 年 03 月 19 日

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司

复兴地区兴页 L231-4-1HF 井试采地面工程

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 10 日

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	
项目组成员	刘星	采油	03320241037000003750（注册安全工程师证号）	37250408483（执业证号）	
	周菲菲	安全	1500000000301536	025976	
	赵宁	电气	1700000000301052	030619	
	柳绪颂	机械	201810033370001688（注册安全工程师证号）	37200240335（执业证号）	
	程燕	储运	1100000000303278	020694	
报告编制人	吴佳东	安全	1500000000201083	025862	
报告审核人	葛孚学	机械	1700000000200683	032788	
过程控制负责人	邓清	电气	1600000000200835	019130	
技术负责人	安风菊	采油	1500000000100015	016517	

前 言

涉及企业管理信息，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 05 月

目　录

1 概　述 1

1.1 评价目的 1

1.2 评价范围 1

1.3 评价依据 1

1.4 评价程序 8

2 建设项目概况 10

2.1 建设项目（工程）基本情况 10

2.2 自然和社会环境概况 11

2.3 油气集输工程 13

2.4 公用工程及辅助生产设施 23

2.5 安全管理情况 32

3 危险、有害因素辨识与分析 33

3.1 主要物质危险、有害因素分析 33

3.2 生产工艺及设备设施危险、有害因素分析 39

3.3 自然和社会危险因素分析 44

3.4 重大危险源辨识 46

3.5 事故案例与事故原因分析 48

4 评价单元划分和评价方法选择 50

4.1 评价单元划分 50

4.2 评价方法选择 50

5 定性、定量评价 52

5.1 选址及外部安全条件评价 52

5.2 技术、工艺安全可靠性评价 53

5.3 设备、装置、设施配套及可靠性评价 53

5.4 公用工程及辅助生产设施单元 55

5.5 风险度评价 55

6 安全管理和应急管理评价 56

6.1 安全管理 56

6.2 应急管理 ..... **错误！未定义书签。**

7 安全对策措施及建议 57
7.1 方案设计中提出的主要安全对策措施 57
7.2 需补充或落实的安全对策措施及建议 60
8 评价结论 61
8.1 项目主要特点及主要危险、有害因素评价结果 61
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 61
8.3 项目潜在的危险、有害因素控制情况 61
8.4 安全评价结论 62
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 复兴地区兴页 L231-4-1HF 试采地面工程项目的批复文件 ..... 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 平面布置图 ..... 错误！未定义书签。
附图 2 工艺原理流程图 ..... 错误！未定义书签。
附图 3 电气总平面图 ..... 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

本安全评价报告评价对象和范围包括：

涉及企业管理信息，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[2007]第 69 号，中华人民共和国突发事件应对法》（主席令[2024]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）

1.3.1.2 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》（GB2893-2008）

10、《安全标志及其使用导则》（GB2894-2008）

11、《陆上石油天然气开采安全规程》（GB 42294-2022）

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》（GB30000.1-2024）

15、《供配电系统设计规范》（GB50052-2009）

16、《建筑物防雷设计规范》（GB50057-2010）

17、《低压配电设计规范》（GB50054-2011）

18、《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）

19、《危险货物品名表》（GB12268-2012）

20、《构筑物抗震设计规范》（GB50191-2012）

21、《石油天然气站内工艺管道工程施工规范（2012 年版）》（GB50540-2009）

22、《20kV 及以下变电所设计规范》（GB50053-2013）

23、《建筑照明设计标准》（GB/T50034-2024）

24、《火灾自动报警系统设计规范》（GB50116-2013）

25、《自动化仪表工程施工及质量验收规范》（GB50093-2013）

26、《电力设施抗震设计规范》（GB50260-2013）

27、《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）

28、《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）

29、《气田集输设计规范》（GB50349-2015）

30、《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）

31、《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）

32、《混凝土结构设计标准（2024 年版）》（GB/T50010-2010）

33、《通信线路工程设计规范》（GB51158-2015）

34、《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）

35、《油田采出水处理设计规范》（GB50428-2015）

36、《建筑抗震设计标准（2024 年版）》（GB/T50011-2010）

37、《钢结构设计标准》（GB50017-2017）

38、《天然气》（GB17820-2018）

39、《建筑设计防火规范（2018 年版）》（GB50016-2014）

40、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）

41、《安全防范工程技术标准》（GB50348-2018）

42、《消防应急照明和疏散指示系统技术标准》（GB51309-2018）

43、《火灾自动报警系统施工及验收标准》（GB50166-2019）

44、《个体防护装备配备规范第 1 部分：总则》（GB39800.1-2020）

45、《个体防护装备配备规范第 2 部分：石油、化工、天然气》（GB39800.2-2020）

46、《消防设施通用规范》（GB55036-2022）

47、《建筑防火通用规范》（GB55037-2022）

48、《生产过程安全卫生要求总则》（GB/T12801-2008）

49、《水套加热炉通用技术要求》（GB/T33840-2017）

50、《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T50065-2011）

51、《石油天然气工业 井下设备 井下安全阀》（GB/T28259-2012）

52、《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2020）

53、《爆炸性环境 第 1 部分：设备通用要求》（GB/T3836.1-2021）

54、《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）

55、《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2010）

56、《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ/T230-2010）

57、《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）

58、《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）

59、《石油石化系统治安反恐防范要求 第 6 部分：石油天然气管道企业》（GA1551.6-2021）

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、《石油天然气管道系统治安风险等级和安全防范要求》（GA1166-2014）

8、《页岩气气田集输工程设计规范》（NB/T14006-2020）

9、《页岩气安全规程》（NB/T10399-2020）

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、《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》（SY/T7036-2016）

16、《油气田电业带电作业安全规程》（SY/T5856-2017）

17、《油气田防静电接地设计规范》（SY/T0060-2017）

18、《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T6064-2024）

19、《石油天然气生产专用安全标志》（SY/T6355-2017）

20、《石油天然气作业场所劳动防护用品配备规范》（SY/T6524-2017）

21、《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）

22、《油气田防静电安全技术规范》（SY/T7385-2024）

23、《本安型人体静电消除器安全规范》（SY/T7354-2017）

24、《石油天然气作业场所劳动防护用品配备规范》（SY/T6524-2017）

25、《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）

26、《天然气井试井技术规范》（SY/T5440-2019）

27、《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）

28、《油气厂、站、库给水排水设计规范》（SY/T0089-2019）

29、《油气田变配电设计规范》（SY/T0033-2020）

30、《油气田及管道工程雷电防护设计规范》（SY/T6885-2020）

31、《油气管道仪表及自动化系统运行技术规范》（SY/T6069-2020）

32、《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109-2020）

33、《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）

34、《陆上油气田油气集输安全规程》（SY/T6320-2022）

35、《压力管道安全技术监察规程—工业管道》（TSGD0001-2009）

36、《固定式压力容器安全技术监察规程》（TSG21-2016）

37、《压力管道监督检验规则》（TSGD7006-2020）

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 L231-4-1HF 井试采配套地面工程方案》（森诺科技有限公司，2024 年 11 月编制）

2、《关于复兴地区兴页 L231-4-1HF 试采地面工程项目的批复》（江油工单〔2025〕

2 号）

3、《重庆市企业投资项目备案证》（项目代码：2504-500233-04-01-524148）

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。

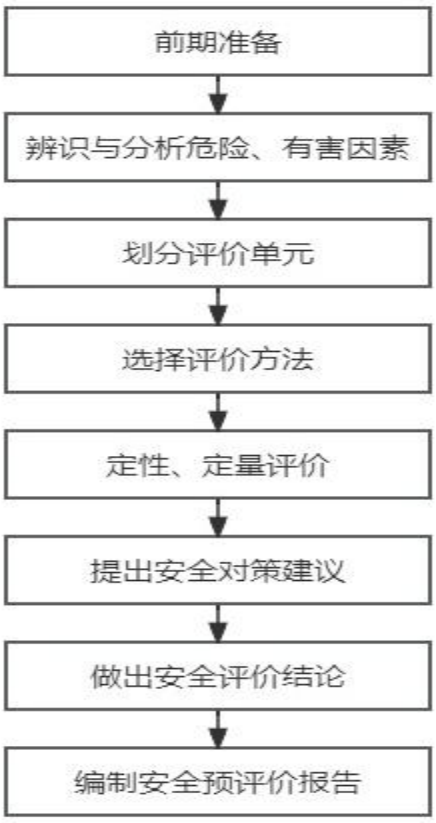

图 1.4-1 安全预评价程序框图

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，我公司随后开展工作，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.梳理复兴地区兴页 L231-4-1HF 井试采配套地面工程各个方面的工作，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

涉及企业管理信息，给予保密。

2.1.2 建设单位及生产管理单位基本情况

2.1.2.1 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区鹤凤大道 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）。

涪陵页岩气公司负责开发建设的页岩气田分布于重庆市涪陵、南川、武隆、忠县、梁平、丰都、万州等区县境内，区块探矿权面积 5986.53 平方千米，采矿权面积 1240 平方千米。探明页岩气地质储量 6985.6 亿立方米，已动用储量 4314.4 亿立方米，储量动用率 61.8%。共建成焦石坝、江东、平桥、白马 4 个产建区，白涛、复兴、凤来 3 个评价区。

2.1.2.2 生产管理单位基本情况

兴页 L231-4-1HF 井试采配套地面工程建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。采气五区作为基层级管理机构，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，目前在册人数 89 人，其中男职工 79 人，女职工 10 人。采气五区党支部现有党员 33 人，下设 3 个党小组，12 个党员责任区。

采气五区、采气五区党支部先后被授予“公司思想政治先进集体”、“先进党支部”等荣誉称号。

2.2 自然和社会环境概况

2.2.1 地理位置

兴页 L231-4-1HF 井位于重庆市忠县拔山镇，位于复兴区块中区，在已建涪陆 1 试采站内扩建。

兴页 L231-4-1HF 井地理位置见图 2.2-1。

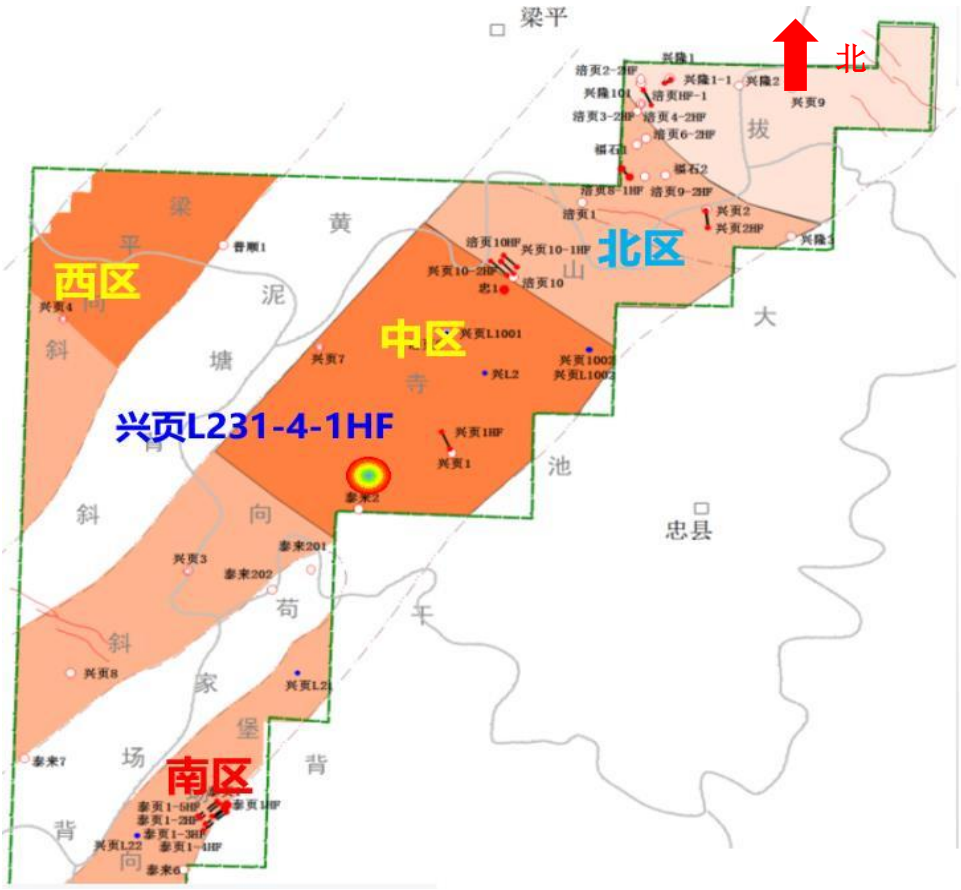

图 2.2-1 兴页 L231-4-1HF 井地理位置图

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

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

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）和《建筑抗震设计标准（2024 年版）》（GB/T50011-2010），重庆市忠县拔山镇抗震设防烈度为 6 度，设计基本地震加速度值为 0.05g，设计地震分组为第一组，地震动反应谱特征周期值为 0.35s。

2.2.3 社会环境

2.2.3.1 人文

忠县，重庆市辖县，位于重庆市中部，地处三峡库区腹心，境内低山起伏，溪河纵横交错，属亚热带东南季风区山地气候，冬暖春早，夏热秋凉，东邻石柱土家族自治县，南连丰都县，西接垫江县，北靠万州区、梁平区，总面积 2182.83 平方千米。截至 2023 年 6 月，全县辖 4 个街道、19 个镇、6 个乡。截至 2023 年末，全县户籍户数 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

涪陆 1 试采站位于重庆市忠县拔山镇吴家场附近，所在地的治安条件较好。

2.2.4 周边人居、企事业单位及敏感设施情况

涉及企业管理信息，给予保密。

2.3 油气集输工程

2.3.1 工程总体布局

本次兴页 L231-4-1HF 依托涪陆 1 试采站进行扩建，同期新建兴页 L226 平台来液接入涪陆 1 试采站，为避免涪陆 1 试采站重复改造，《兴页 L226-6-1HF 井试采配套地面工程》中相应涪陆 1 试采站改造的工作量归属于本项目。

本次工程在涪陆 1 试采站内新建 1 口气井（兴页 L231-4-1HF），位于重庆市忠县拔

山镇，处在复兴区块中区。

2.3.2 地面工程现状

2.3.2.1 涪陆 1 试采站现状

涪陆 1 试采站站内已建 1 口页岩油井（涪陆 1HF），站场设计处理气量规模 $5\times10^4m^3/d$，液量规模 $55m^3/d$。目前产气量 $0.84\times10^4m^3/d$，产油量 $4.8m^3$，产水量 $0.29m^3$。

站场主工艺流程：井口采出物经水套加热炉进行加热节流后进入生产分离器进行气液分离，分离出的气相通过聚结分离、脱水脱烃后输往地方燃气管网，分离出的液相进入两相闪蒸分离器，定压 0.15MPa，闪蒸分离器分离出的天然气作为站内自用燃料气供加热炉及生活用气使用；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，定期装车外销；油罐内沉降的水通过自动截油切水器排至产出水罐，除油后排至污水池，定期装车外运，产出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。

涪陆 1 试采站工艺流程示意见图 2.3-1。

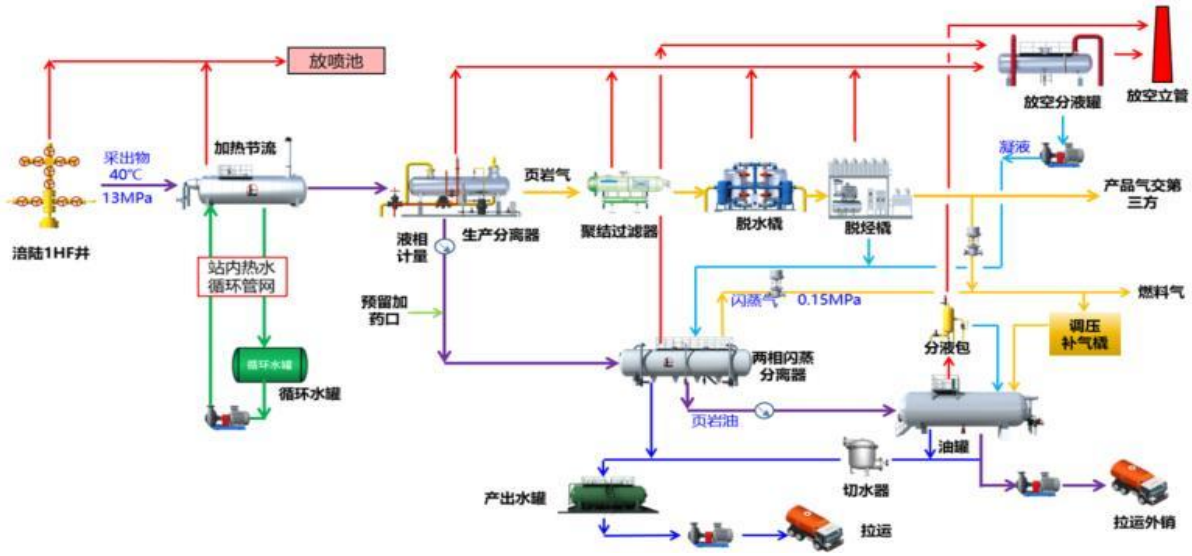

图 2.3-1 涪陆 1 试采站工艺流程示意图

涪陆 1 试采站根据功能分为工艺装置区、油罐区、辅助生产区及站外装车区，涪陆 1 试采站现状见图 2.3-2

图 2.3-2 涪陆 1 试采站现状图

涪陆 1 试采站站内主要设备见表 2.3-1。

表 2.3-1 涪陆 1 试采站站内主要设备表

序号	名称	单位	数量
1	水套加热炉橇 42MPa 400kW	套	1
2	生产分离器橇 6.3MPa DN1200×4800mm	套	1
3	两相闪蒸分离器器橇 6.3MPa DN1200×4800mm	套	1
4	聚结过滤器橇 $5\times10^4m^3/d$	套	1
5	天然气脱水橇（4A 分子筛）$5\times10^4m^3/d$	套	1
6	天然气脱烃橇 $5\times10^4m^3/d$	套	1
7	放空分液罐橇 DN1000×4000mm	套	1
8	燃料气分液包处理量：$7000Nm^3/d$	台	1
9	仪表风橇 $1.0Nm^3/min$（单台空压机）	套	1
10	污水罐 DN2000×6700mm	座	1
11	污水泵 $Q=25m^3/h$ H=32m P=4kW	台	4
12	卧式溢流油罐橇	套	1
13	卧式存储油罐橇	套	3
14	凝析油装车泵 $Q=30m^3/h$ H=38m P=5.5kW	套	1
15	放空立管 DN100 H=15m	座	1
16	切水器 DN700×2000mm	台	1

2.3.2.2 依托情况

1）涪陆 1 试采站已建主要设备校核

本次兴页 L226-6-1HF 井和兴页 L231-4-1HF 均接入涪陆 1 试采站，涪陆 1 试采站已建 1 台生产分离器、1 台两相闪蒸分离器、4 具 50m³的油罐、1 套脱水脱烃橇。经过设计单位对上述设备正常生产工况处理能力进行核算，满足兴页 L226-6-1HF 井和兴页 L231-4-1HF 井接入后试采需求。经过设计单位核算，清管工况分离器处理能力也满足要求。

涪陆 1 试采站处理规模统计见表 2.3-2，涪陆 1 试采站主要设备处理能力校核表（正常生产工况）见表 2.3-3。

表 2.3-2 涪陆 1 试采站处理规模统计表

名称	产气（$10^4m^3/d$）	产油（m^3/d）	产水（m^3/d）
涪陆 1HF	0.84	4.8	0.29
兴页 L226-6-1HF	1.20	12.0	3.00
兴页 L231-4-1HF	1.20	12.0	3.00
合计	3.24	28.8	6.29

表 2.3-3 涪陆 1 试采站主要设备处理能力校核表（正常生产工况）

设备名称	设备规格	数量	原油处理能力，方/天	兴页 L226-6-1HF 和兴页 L231-4-1HF 接入后原油最大产量，方/天	天然气处理能力，万方/天	兴页 L226-6-1HF 和兴页 L231-4-1HF 接入后天然气最大产量，万方/天	是否满足需求
生产分离器	DN1200×4800	1 台	100	24.48	56（2.5MPa）	3.24	是
两项闪蒸分离器	DN1200×4800	1 台	90		1（0.15MPa）（闪蒸气）	0.12	是
储罐罐	50 方	4 具	34（储存 5d）		/	3.24	是（储存 5d）
脱水撬		1 套	/		5	3.24	是
脱烃撬		1 套	/		5	3.24	是

2.3.3 设计参数及建设规模

2.3.3.1 原油物性及组分

兴页L231-4-1HF井是凉二段的一口探井，由于暂未获得组分参数，原油物性及组分参考同层位兴页L1HF井，根据《兴页L1HF井原油样品常规物性测试报告》，原油

组分密度792kg/m^3，凝固点10℃，析蜡点44.1℃，含蜡量11.13%。兴页L1HF井页岩油组分见表2.3-4。兴页L1HF井油品物性参数见表2.3-5。

表 2.3-4 兴页 L1HF 井页岩油组分表

组分	质量组成（Wt%）	组分	质量组成（Wt%）
C_2	0.0001	C_{18}	3.3103
C_3	0.0126	C_{19}	3.4143
iC_4	0.2633	C_{20}	2.9563
nC_4	1.7967	C_{21}	2.8792
iC_5	2.7395	C_{22}	2.6907
nC_5	4.9321	C_{23}	2.4246
C_6	8.4182	C_{24}	2.0451
C_7	6.9931	C_{25}	1.9189
C_8	6.5917	C_{26}	1.7901
C_9	6.0257	C_{27}	1.5161
C_{10}	6.1558	C_{28}	1.1033
C_{11}	6.0728	C_{29}	0.9729
C_{12}	5.7141	C_{30}	0.7103
C_{13}	5.6772	C_{31}	0.3162
C_{14}	4.8832	C_{32}	0.2481
C_{15}	4.6983	C_{33}	0.2343
C_{16}	0.0001	C_{34}	0.2406
C_{17}	0.0126	C_{35}	0.1529

表 2.3-5 兴页 L1HF 井油品物性参数表

序号	物性参数	兴页 L1HF/值
1	页岩油密度（kg/m^3）	792.0
2	页岩油倾点（℃）	12.0
3	页岩油凝固点（℃）	10.0
4	含蜡量	11.13%
5	析蜡点（℃）	44.1
6	胶质含量	26.0
7	开口闪点（℃）	28.0
8	闭口闪点（℃）	21.0

2.3.3.2 天然气组分

兴页 L231-4-1HF 井是凉二段的一口探井，由于暂未获得组分参数，井口气体组分参考同层位兴页 L1HF 井，根据《兴页 L1HF 井井下流体样品 PVT 测试及油常规分析结题报告》，兴页 L1HF 井天然气以甲烷为主，含量 68.085%；乙烷含量 18.6818%；C_3 以上组分含量 12.55%；CO_2 含量 0.145%，不含 H_2S；相对密度为 0.7956。兴页 L1HF 井气质组分见表 2.3-6。

表 2.3-6 兴页 L1HF 井气质组分表

天然气组分	兴页 L1HF 井
氦（He）	0
氢（H_2）	0
氮（N_2）	0.5389%
二氧化碳（CO_2）	0.145%
甲烷（CH_4）	68.085%
乙烷（C_2H_6）	18.6818%
丙烷（C_3H_8）	7.5583%
异丁烷（i-C_4H_{10}）	1.286%
正丁烷（n-C_4H_{10}）	2.1504%
异戊烷（i-C_5H_{12}）	0.863%
正戊烷（n-C_5H_{12}）	0.5517%
己烷（C_6H_{14}）	0.1398%
庚烷（C_7H_{16}）	0
辛烷（C_8H_{18}）	0
壬烷（C_9H_{20}）	0
癸烷（$C_{10}H_{22}$）	0
H_2S	不含
相对密度（293K，101.325kPa）	0.7956

2.3.3.3 井口参数

兴页 L231-4-1HF 井井口参数见表 2.3-7。

表 2.3-7 兴页 L231-4-1HF 井气质组分表

参数	兴页 L231-4-1HF
井口油压（MPa）	25
井口流动温度（℃）	40
单井产气量（$10^4m^3/d$）	1.2
单井产油量（m^3/d）	12
单井产水量：（m^3/d）	3

2.3.3.4 产品去向

兴页 L231-4-1HF 井依托已建涪陆 1 试采站扩建，沿用涪陆 1 试采站产品流向，页岩

油拉运至江汉油田本部，天然气接入地方燃气管网。

2.3.4 站场工程

2.3.4.1 平面布置

涉及企业管理信息，给予保密。

2.3.4.2 工艺流程

1）总体工艺流程

（1）兴页 L231-4-1HF 井新建工艺流程：

本次兴页 L231-4-1HF 依托涪陆 1 试采站进行扩建，同期新建兴页 L226 平台来液接入涪陆 1 试采站，为避免涪陆 1 试采站重复改造，《兴页 L226-6-1HF 井试采配套地面工程》中相应涪陆 1 试采站改造的工作量归属于本项目。涪陆 1 试采站新增 1 座 400kW 水套加热炉橇（利旧），新建 1 座 8 井式轮换计量橇、1 座清管（收球）阀组橇（兴页 L226 平台配套），新建兴页 L231-4-1HF 井和已建涪陆 1HF 井经加热节流后通过新建 8 井式轮换计量橇进行轮换计量，而后与经收球后兴页 L226 平台来液汇合接入站内已建生产分离器进行处理。考虑来液温度较低，兴页 L226 平台混输来液也可接入新增水套加热炉进行加热。

（2）涪陆 1 试采站站内改造流程：

本次新井接入涪陆 1 试采站已建工艺流程，根据实际生产运行情况，已建工艺流程需进一步完善，相应改造工作量在本工程中一并考虑。

①根据实际生产运行情况，已建两相闪蒸分离器进液管道结垢严重，故本次在两相闪蒸分离器前新增篮式过滤器。

②目前生产分离器运行压力完全取决于下游接收压力，无法保证气液分离、脱水脱烃效果，本次在出站切断阀前新增调压阀，控制气相流程运行压力为 2.5MPa 左右，保证气液分离、脱水脱烃效果。

③根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中：“第 5.7.3 条，对油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报备生态环境主管部门备案。”本次将已建放空立管改造为高架火炬。

兴页 L231-4-1HF 井改造工艺流程见图 2.3-4

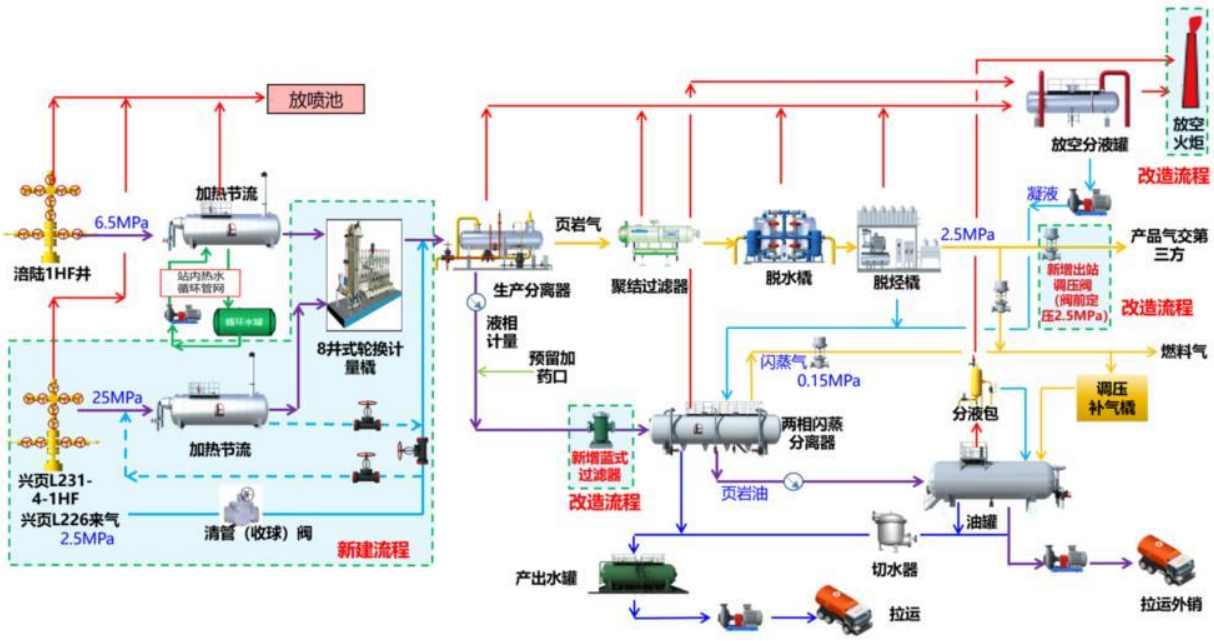

图 2.3-4 兴页 L231-4-1HF 井改造工艺流程图

2）井口工艺

单井井口设 1 套地面安全截断阀，装置可实现手动关井和事故状态下自动关井功能，井口设压力、温度远传。

3）加热节流工艺

兴页 L231-4-1HF 井口采出物压力 25MPa、温度 40℃，进水套加热炉橇，进行加热节流，加热至 60℃，然后节流至 2.5MPa，控制在析蜡点温度 2-4℃以上，同时提高页岩油闪蒸效果。兴页 L226 平台混输来液经复热至 48℃，加热炉共计热负荷为 49.66kW，利旧 42MPa、400kW 加热炉 1 座，加热炉设两路盘管，分别为兴页 L231-4-1HF 井和兴页 L226 平台混输来液进行加热。

4）计量工艺

本次新井接入后，页岩油井采用轮换计量方式，兴页 L231-4-1HF 井和涪陆 1HF 井经加热节流后通过新建 8 井式轮换计量橇进行轮换计量。考虑混输来液可能存在段塞流且流态紊乱情况，兴页 L226-6-1HF 井在平台进行计量，不再接入涪陆 1 试采站计量系统。

5）清管工艺

为防止混输管线结蜡积液，在兴页 L226 平台和涪陆 1 试采站分别设置清管装置用于定期清管。

2.3.4.3 主要设备设施

本次项目主要工艺设备包括利旧水套加热炉 1 座、新增 8 井式轮换计量橇 1 台、高

架火炬 1 座、清管（收球）阀组橇（兴页 L226 平台配套）1 座、出站调压阀组 1 座、篮式过滤器 1 座。兴页 L231-4-1HF 井试采配套地面工程主要设备见下表

表 2.3-9 主要设备设施表

序号	名称	单位	数量	备注
1	水套加热炉 42MPa 400KW	座	1	利旧
2	8 井轮换计量撬	套	1	新增
3	清管（收球）阀组撬	座	1	新增
4	篮式过滤器	座	1	新增
5	高架火炬 DN100 H=15m	座	1	新增
6	出站调压阀组	套	1	新增
7	站内管网	套	1	新增

1）放空火炬

本工程对已建的放空系统进行改建，将涪陆 1 试采站西北侧放喷池（即原放空立管区）改造为放空火炬区。

涪陆 1 试采站设计处理气量规模为 $5\times10^4m^3/d$，涪陆 1 试采站放空火炬的最大放空量按照 $5\times10^4m^3/d$。放空火炬的辐射热强度按照≤$1.58kW/m^2$ 考虑，经设计单位计算，得出辐射热影响范围为 8.1m，放空火炬筒体直径 62mm，筒体高度 5.84m。根据复兴区块放空火炬框架协议，本工程放空火炬的规格尺寸选用 DN100，H=15m。

2.3.5 站内采、集气管线

2.3.5.1 防腐

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，采用的方案为：

（1）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。

（2）其他埋地管道和管件等采用加强级无溶剂液体环氧外防腐层，干膜厚度应≥600μm。

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进行防腐。结合本工程的特点，所选择的涂料能耐户外曝晒、耐候性优异；与钢表面有优异的附着力，施工性能好，抗大气中腐蚀性介质浸蚀、耐水、耐潮湿性好、耐磨性好且面漆应外观装饰效果好，设计使用寿命不低于 5 年。根据涂料的性能、用途、选择合理的配套方案，并经济合理，针对地上不保温设备及管道，

选用防腐层结构见下表。

表 2.3-10 地上不保温设备及管道外防腐层结构

部位	基体材质	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下表

表 2.3-11 地上保温设备及管道外防腐层结构

部位	基体材质	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

2.3.5.2 站内非标设备防腐层

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。

2.3.5.3 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。

2.4 公用工程及辅助生产设施

2.4.1 供配电

2.4.1.1 供电现状

目前涪陆 1 试采站已建 1 台 400kVA 变压器，所带已建负荷约 204kW。站内已建 1 座低压配电室，内含 3 面 GCS 型配电柜，有足够的备用回路（In=16/3C）。

2.4.1.2 供配电方案

本工程兴页 L231-4-1HF 在涪陆 1 试采站扩建，兴页 L231-4-1HF 井新增负荷为水套加热炉、8 井式轮换计量撬、放空火炬、电动调节阀等负荷。

1）用电负荷统计

站内用电负荷统计见表 2.4-1。

表 2.4-1 站内用电负荷统计计算表

序号	负荷名称	电压（V）	设备容量（kW）	设备数量（台）		需要系数 kx	功率因数 cos Φ	计算负荷			负荷等级
				工作	备用			有功（kW）	无功（kvar）	视在（kVA）	
1	水套加热炉	380	4	1	0	0.85	0.8	3.40	2.55	4.25	三级
2	8 井式轮换计量橇	380	7	1	0	0.85	0.8	5.95	4.47	7.44	三级
3	放空火炬	380	2	1	0	0.85	0.8	1.70	1.28	2.13	三级
4	电动调节阀	380	1	1	0	0.85	0.8	0.85	0.64	1.06	三级
5	已建负荷	380	204.5	1	0	1.00	0.8	204.5	153.38	255.63	三级
6	预留负荷	380	100	1	0	1.00	0.8	100	75.00	125.00	三级
合计								316.4	237.30	395.50	
取同时系数 Kp=0.9 Kq=0.95								284.76	225.44	363.19	
补偿（cos Φ 补偿到 0.95）								284.76	93.60	299.75	
功率损耗								3.00	14.99	/	
总计								287.76	108.58	307.56	

经计算，已建 400kVA 变压器可以满足新增设备用电需求，负载率约 77%。

2）负荷等级

根据《气田集输设计规范》（GB50349-2015），页岩气田工程集气站、集气平台用电负荷为三级负荷，通讯、仪表控制负荷为重要负荷，其它生产、生活辅助设施为三级

负荷。

2.4.1.3 电缆敷设

电缆敷设采用直埋敷设和沿电缆桥架敷设两种敷设方式。

1）直埋敷设方式

电缆敷设时应铺砂盖砖，埋深 0.7m。在电缆拐弯、接头、终端和进出建筑物等地段应装设明显的方位标志，直线段上每隔 50m 设电缆标识。电缆穿越道路时应穿热镀锌钢管保护，保护管两端各伸出路基 1m，埋深 1m，多根电缆并行敷设时，电缆保护管间净距应大于 0.1m。电缆与管道沟交叉时，应穿热镀锌钢管加以保护。室外电缆引出地面 2m 至地下 0.3m 处均穿热镀锌钢管保护。直埋敷设的电缆严禁位于地下管道的正上方或正下方，与工艺等管线平行时最小间距大于 1m，与工艺等管线交叉时最小间距大于 0.5m。

2）沿电缆桥架敷设方式

电缆桥架均采用铝合金制无孔槽式带盖板型，电缆引出电缆桥架时应穿热镀锌钢管保护敷设，桥架与钢管采用管接头连接。

电缆桥架转弯处的弯曲半径不应小于桥架内电缆最小弯曲半径的最大值。

电缆桥架与信控桥架同一高度平行敷设时，间距不宜小于 0.3m。电缆桥架不宜敷设在腐蚀性气体管道和热力管道的上方及腐蚀性液体管道的下方，否则应采取防腐、隔热措施。电缆桥架与各种管道最小净距见表 2.4-2。

表 2.4-2 电缆桥架与各种管道最小净距

管道类别		平行净距（m）	交叉净距（m）
一般工艺管道		0.4	0.3
具有腐蚀性气体的管道		0.5	0.5
热力管道	有保温层	0.5	0.3
	无保温层	1.0	0.5

电缆桥架架空敷设时，安装支架间距不宜大于 2m。

厂家需配套提供电缆桥架的所有连接及安装器件，并做好接地，电缆桥架、其所有连接及安装器件均需热镀锌防腐。

3）爆炸危险环境电气线路的安装

①在爆炸危险环境场所的进、出用电设备电缆采用“防爆电缆夹紧密封接头（304 不锈钢材质）+防爆挠性连接管（304 不锈钢材质）+热镀锌钢管”的连接方式。

②电力线宜避开可能受到机械损伤、振动、腐蚀、紫外线照射以及可能受热的地方，不能避开时应采取防护措施。

③爆炸危险区的电气线路不应有中间接头。

④爆炸危险场所采用铜芯阻燃电缆。

⑤敷设电气线路的电缆沟或导管所穿过的不同区域之间墙或楼板处的孔洞应采用非燃性材料严密堵塞。

⑥爆炸危险区内钢保护管配线电气线路应做好隔离密封并符合《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）的相关规定。

4）其他

电缆在任何敷设方式及其全部路径条件的上下左右改变部位，均应满足电缆运行弯曲半径要求，不小于 15D（电缆外径）。

电力电缆金属层在电缆线路两终端和接头等部位必须直接接地。

2.4.1.4 防雷、防静电及接地

1）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）。

2）新建电缆金属外皮、电缆保护管、电缆屏蔽层及所有金属构件均需可靠接地。场区工艺设备、管线、管架、场区照明灯具、通信杆等均与接地网可靠连接，对相邻金属设备进行等电位连接。

3）低压配电系统的接地型式采用 TN-S 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。电气设备的下列金属部分可靠接地：配电屏、配电箱的框架；互感器的二次绕组；配电装置的金属构架及靠近带电部分的金属围栏和金属门等；电力电缆接线盒、终端盒的外壳，电缆的外皮、穿线的钢管等的金属部分。

4）露天布置的天然气钢制设备、容器做防雷防静电接地。直径大于或等于 2.5m 及容积大于或等于 50m^3 的设备，其接地点不应少于 2 处。地上或管沟内敷设的金属管道在进出装置或设施处、管道分支处等设防静电接地装置。长距离无分支管道应每隔 200m 接地一次。平行管道净距小于 100mm 时，应每隔 20m 跨接；当管道交叉净距小于 100mm 应做跨接。各阀门（螺栓连接少于 5 处）间应采用 BVR-6 多股铜芯软导线做跨接。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，连接处应跨接。跨接材料采用 BVR-16 多股铜芯软导线。各阀门（螺栓连接少于 5 处）间应采用 BVR-16 多股铜芯软导线做跨接。

5）站场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；

接地极采用镀锌角钢接地极，间距不小于 5m；接地线采用-40×4 镀锌扁钢；接地装置埋深 1m；接地电阻 R≤4Ω。当接地电阻无法满足要求时，应补打锌包钢接地极。

2.4.1.5 室外照明

本次室外照明主要对钻前拆除照明设备进行恢复。

（1）路灯采用时钟控制。照度标准值符合《建筑照明设计标准》（GB/T50034-2024）和《室外作业场地照明设计标准》（GB50582-2010）中有关规定。

（2）泛光灯采用单头LED灯，由厂家配套安装配件。灯具光源腔的防护等级不应低于IP65，灯具电气腔的防护等级不应低于IP43。

（3）泛光灯电缆的连接及分支应在灯座内进行。新建灯杆由灯座至灯头的分支线由厂家自带。

（4）泛光灯可调整照射角度。

（5）所有泛光灯灯头附件内置，且均需配置相应的电容补偿装置，功率因数不小于0.95。

（6）整基泛光灯设单灯保护，带剩余电流保护的微型断路器置于灯座接线盒内，均由厂家自带。整基泛光灯应由厂家附带灯杆、电线等附件。

2.4.1.6 爆炸危险区域划分

爆炸危险区域划分执行《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）的相关规定。

2.4.1.7 主要工程量

电气专业主要工程量见下表：

表 2.4-3 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 5×4	m	600	
2.	钢制槽式桥架（宽×高）500×200mm	m	250	
3.	热镀锌扁钢-40×4	m	50	
4.	热镀锌角钢∠50×5×2500	根	5	
5.	恢复路灯	基	7	钻前迁建恢复工作量
6.	恢复路灯电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 3×4	m	400	

2.4.2 仪表及控制系统

2.4.2.1 自动控制方案

1）自动控制水平

涪陆 1 试采站已建 SCS 站控系统 1 套，采用安全与非安全混合控制系统架构。系统冗余配置，安全完整性等级不低于 SIL2 等级。包括冗余电源模块、冗余通信模块，I/O 模块等，系统应带时间标签的数据回填功能，I/O 模块的配置预留 20%余量。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，实现站内主要工艺参数的采集和紧急切断控制。系统自带 12″触摸屏对采集参数进行集中显示。

8 井式轮换计量橇、调压阀组通过计算机电缆接入 SCS 系统的过程控制模块，通过 CPU 内部组态的功能模块进行处理后在触摸屏监控界面显示，并实现远程控制。

加热炉橇及自带 PLC 控制系统采用支持标准 MODBUS 协议的 RS485 通信方式接入新建 SCS 系统中，加热炉橇紧急停车信号通过计算机电缆直接接入新建 SCS 系统 SIS 模块。

试采站新增可燃气体检测器信号（4～20mA）通过硬线接入 SCS 系统独立的 AI 模块（SIL2）。

井口仪表信号通过硬线接入试采站新建 SCS 控制系统过程控制模块和 SIS 模块。

调控中心控制系统根据本次新增控制信号进行组态扩容。

2）站控系统

本次兴页 L231-4-1HF 依托涪陆 1 试采站进行扩建，新建设备信号接入已建 SCS 站控系统，对系统进行软件组态扩容，最终完成对本次新增工程工艺生产设施的监测和控制。

对站内兴页 L231-4-1HF 井口采气平台的压力及可燃气体浓度进行检测，当超压、可燃气体泄漏时对站内井口采气平台进行保护。

3）井口安全截断系统

本次工程在兴页 L231-4-1HF 井井口平台设置一套井口地面安全截断系统，当井口压力在高高及低低范围外时对井口紧急截断。

4）可燃气体检测系统

为了保证人身和生产安全，在兴页 L231-4-1HF 井井口区域，水套加热炉橇区域、清管阀组区域、多相计量装置区域设置 4 台可燃气体探测器，对可能存在泄漏的可燃气体

进行连续检测。

可燃气体释放源处于室外非封闭场所时，当探测器位于释放源的全年最小频率风向的上风侧时，可燃气体探测器与释放源的距离不宜大于 15m。当探测器位于释放源的全年最小频率风向的下风侧时，可燃气体探测器与释放源的距离不宜大于 5m。

可燃气体探测器与周边管线或设备间距不小于 0.5m。当比空气轻时，安装高度应高出释放源 0.5m～2.0m。

可燃气体报警设定值，一级报警设定值应小于或等于 20%LEL、宜为 10%LEL；二级报警设定值应大于一级报警设定值且小于或等于 40%LEL。报警信号应发送至有人值守的控制室、操作室或值班室进行显示报警。

（1）气井井口区域可燃气体探测器安装高度+1.5m；

（2）加热炉橇区域可燃气体探测器安装高度+1.5m；

（3）清管阀组区域可燃气体探测器安装高度+1.5m；

（4）多相计量装置区域可燃气体探测器安装高度+1.5m。

2.4.2.2 主要检测参数

（1）井口采气平台监控内容

①井口油管压力、井口套管压力、井口温度；

②井口安全关断阀开关状态显示，安全关断阀液压系统压力显示；

③井口可燃气体显示报警；

④井口安全关断阀：井口超/欠压自动关断，调控中心远程关断。

（2）工艺装置区监控内容

①多相计量装置流量监测；

②装置区可燃气体显示报警；

③加热炉状态显示；远程点火、紧急停炉；

④调压阀组数据采集。

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，满足其所处位置的压力等级、温度和防爆等级的要求。

1)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）。

2）开关型仪表的输出采用无源接点，接点类型为 DPDT。

3）温度远传采用一体化智能温度变送器（检测元件为 Pt100 的铂热电阻）。

4）压力远传采用智能型压力变送器。

5）井口 SSV 阀选用智能切断阀。

6）可燃气体检测装置：装置区采用红外点式可燃气体探测器。

7）处于爆炸危险性场所的电动仪表及电气设备一般选用隔爆型，电气设备和电气连接一般按“GB/T3836”规定的爆炸危险性区域 2 区选型设计。

防爆等级：不低于 ExdbⅡBT4 Gb;

防护等级：室内不低于 IP55；室外不低于 IP65。

8）防电涌保护

现场变送器仪表和可燃气体探测器首先接防浪涌保护器（SPD）；现场变送器需另外置式防浪涌保护器，防浪涌保护器连接于变送器的第二个进线口。当变送器只有一个进线口的仪表采用连接型防浪涌保护器或使用防爆三通接头进行安装。

2.4.2.4 防雷及接地

为保证设备安全和系统的可靠，在本工程新增检测仪表信号接口、新增控制系统和现有控制系统扩容的所有 I/O 点等有可能将感应雷电引起高压引入系统的部位，采取防护措施，避免雷电感应造成的设备损坏。现场变送器仪表和可燃气体探测器及控制系统机柜均设置防浪涌保护器。现场变送器需设置外置式防浪涌保护器，防浪涌保护器连接于变送器的第二个进线口。当变送器只有一个进线口的仪表采用连接型防浪涌保护器或使用防爆三通接头进行安装。

保护接地、工作接地和防雷接地分别接入到公用接地网，接地联结电阻小于 1Ω，接地电阻小于或等于 4Ω。

2.4.2.5 主要工程量

自控部分主要工程量见下表。

表 2.4-4 自控部分主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	压力变送器（0-68Mpa）	台	2	
2	不锈钢压力表 0～60MPa	台	3	
3	井口智能切断阀	台	1	
4	可燃气体检测器	台	4	
5	火灾报警控制器	台	1	

序号	名称及规格	单位	数量	备注
6	SCS 控制柜扩容	台	1	
7	SCS 控制柜调试	台	1	
8	耐火计算机电缆\NH-DJYVP32 0.3/0.5 1×2×1.5	m	450	
9	阻燃计算机电缆\NH-DJYVP32 0.3/0.5 1×3×1.5	m	600	
10	阻燃计算机电缆\ZR-DJYVP32 0.3/0.5 1×2×2.5	m	150	
11	阻燃计算机电缆\ZR-DJYVP32 0.3/0.5 1×2×1.5	m	450	
12	阻燃计算机电缆\ZR-DJYVP32 0.3/0.5 3×2×1.5	m	150	
13	阻燃计算机电缆\ZR-DJYVP32 0.3/0.5 7×2×1.5	m	750	
14	485 铠装屏蔽双绞线\ASTP-120Ω 2×2×AWG18	m	150	
15	镀锌钢管 DN25 Φ33.7×3.2	m	59	
16	镀锌钢管 DN40 Φ48.3×3.5	m	25	
17	镀锌钢管 DN100 Φ114.3×4.0	m	20	
18	焊接式截止阀	台	5	
19	双阀组截止阀	台	5	
20	压力变送器活接头	个	2	
21	压力表活接头	个	3	
22	防爆铠装电缆密封接头	个	17	
23	防爆挠性连接管	个	17	
24	托盘式电缆桥架 300×200	m	80	

2.4.3 通信及监控

2.4.3.1 工业电视监控系统

本工程兴页 L231-4-1HF 在涪陆 1 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，为涪陆 1 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 主要工程量

通信系统工程建设的主要工程量见下表。

表 2.4-5 通信系统主要工量表

序号	名称、型号及规格	单位	数量	备注
1	室外防爆网络高清全球型摄像机	台	1	
2	室外网络高清全球型摄像机	台	1	
3	摄像机安装立柱	套	2	

序号	名称、型号及规格	单位	数量	备注
4	防爆防护箱	根	1	
5	防水防护箱	套	1	
6	单模光缆 GYTA 4B1	m	300	
7	电源线 RVVP 3×1.5	m	300	
8	室镀锌钢管 DN20	m	16	
9	镀锌钢管 DN100	m	10	
10	防爆挠性连接管 BNGII 25×700 M25×1.5（F）/M25×1.5（M）	根	6	
11	防水挠性连接管 FNGII 25×700 M25×1.5（F）/M25×1.5（M）	根	6	
12	通信系统扩容调试	套	1	
13	光纤收发器 工业级 导轨安装 百兆单模	台	4	
14	钻前摄像机恢复	套	6	

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）的相关规定，涪陆 1 试采站为五级站场，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，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 给水工程

兴页 L231-4-1HF 井在已建涪陆 1 试采站内扩建，无新增生活给水设施。

2.4.4.3 排水工程

兴页 L231-4-1HF 井在已建涪陆 1 试采站内扩建，无新增排水设施。

2.4.4.4 主要工程量

消防及给排水的主要工程量见下表。

表 2.4-6 站内消防主要工程量表

序号	名称及规格型号	单位	数量
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC5	具	8
2	灭火器箱 XMDDD32 型	个	4

2.4.5 建（构）筑物

2.4.5.1 设计标准

1）建筑结构安全等级为二级。

2）地基基础的设计等级为丙级。

3）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。

4）抗震设防类别为丙类。

5）基本风压：0.30kN/m^2（50 年一遇）。

6）地面粗糙度类别：B 类。

2.4.5.2 结构设计

结构专业设计范围为设备基础及对钻前工程拆除的围栏进行恢复。本工程橇装静设备不考虑设备基础，直接放置于碎石场坪上，放置前碎石场坪须找平并压实，压实系数≥95%。

2.4.5.3 主要工程量表

结构专业主要工程量见表2.4-7。

表 2.4-7 建构筑结构主要工作量表

序号	名称	单位	数量	结构形式	备注
1	水套加热炉撬	m^3	5	C30 钢筋混凝土条形基础	
2	8 井式轮换计量橇	m^3	3.3	C30 钢筋混凝土条形基础	
3	电缆桥架支墩	m^3	2	砌体结构	MU15 烧结页岩砖，M7.5 水泥砂浆
4	围栏恢复	m	130	钻前围栏恢复	围栏利旧，基础新建
5	管墩阀墩	m^3	10	C25 混凝土基础	
6	操作平台	t	1.2	钢结构	

2.5 安全管理情况

2.5.1 安全管理机构设置情况

涉及企业管理信息，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/T13861-2022）和《企业职工伤亡事故分类》（GB6441-1986）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、灼烫、噪声危害等；有害因素有：雷电危害、地震灾害、洪涝、大风、山体滑坡、泥石流、腐蚀等。

3.1 主要物质危险、有害因素分析

根据《危险化学品目录》（安监局公告〔2015〕5 号发布，应急部公告〔2022〕8 号修正）中规定，本项目中涉及到的主要危险、有害物质包括天然气、原油、氮气（压缩）（用于吹扫、置换）等。

根据工程内容分析，其涉及到的主要危险有害物质有天然气、原油、氮气（压缩）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	该项目所涉及的物质	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）	《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）、《国家安全监管总局办公厅关于印发危险化学品目录（2015 版）实施指南（试行）的通知》
2	剧毒化学品	不涉及	
3	高毒物品	不涉及	《高毒物品目录》（卫法监发[2003]142 号）
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	存在部位及生产过程	火灾危险性类别	危险有害因素分类
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
2	原油	1.1%～8.7%	21℃	井口、设备、管线	甲 B 类	易燃液体，类别 2
3	氮气	--	--	设备、管线	--	加压气体

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 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 3.1-3 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	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 窒息性气体				
	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。	

3.1.1.2 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 3.1-4 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	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体 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℃-200℃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，不会冈撞击而发生火花。			
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（℃）	21	爆炸极限（%）	1.1～8.7（V%）
	自燃点（℃）	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 氮气（压缩）

本项目建成后试运行前，需用氮气置换容器和管道中的空气，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 3.1-5 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，佩带供气式呼吸器。				

措施	眼睛防护	一般不需要特别防备。
	防护服	穿一般作业工作服。
	手防护	戴一般作业防备手套。
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。	

3.2 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，存在的主要危险为火灾爆炸、中毒和窒息、高处坠落、机械伤害、电气伤害、物体打击、灼烫、淹溺等。

1）火灾爆炸

本工程新建的系统均存在着大量的天然气等甲类火灾危险性物质，在处理过程中，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。

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。

2）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、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。

采用氮气（压缩）吹扫设备、管道时，在各工艺装置区、放空区等可能发生氮气气体大量泄漏，成现场氧分压不足，而发生中毒窒息事故。

3）高处坠落

储罐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。

4）机械伤害

机泵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。

5）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。

6）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致部件飞出，造成人员物体打击伤害。

7）灼烫

本工程新增水套加热炉撬（利旧），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。

8）淹溺

站场外东北侧设置有污水池，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。

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、高空吊装、高处作业等，其中动火、动焊作业等较多，可能发生摔伤、砸伤、撞伤，中暑，火灾、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。

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
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	作业过程中破坏已建设施	火灾或爆炸

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、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。

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	危险、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包养及定期维护检验； 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、伴生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伴生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、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伴生气温度、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，对伴生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，伴生气泄漏，形成火灾、爆炸事故。	火灾爆炸、压力容器爆炸人员伤亡
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天然气泄漏。	火灾爆炸、压力容器爆炸人员伤亡
站场放空、排水系统	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，导致天然气泄漏。 3、放空管线较长，因腐蚀或其他原因造成泄露。 4、排水管线腐蚀，排水时液位过低造成天然气串入排水系统。 5、燃料气规模不满足放喷要求，点火不成功。	天然气泄漏，低压设备超压破裂
雷击和静电	1、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。	火灾爆炸、压力容器爆炸人员伤亡

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，天然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

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。

3.2.4 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、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、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。	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

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
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
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安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、大风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。

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）洪涝

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

在勘探、开发、输送过程中，若发生天然气泄漏会造成环境污染。井喷失控、设备、管道中的天然气泄漏，会对邻近的周边设施和人员安全造成威胁。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。

$S=q_1/Q_1 + q_2/Q_2 + \ldots + q_n/Q_n \geq 1$ ……①

式中：

S—辨识指标；

q_1，q_2，…，q_n—每种危险化学品实际存在量，单位为 t；

Q_1，Q_2，…，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进行重大危险源的辨识，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＜1	否
	原油	1000	<1		

经辨识，因为 S=0.021＜1，根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）要求，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 H_2S，CO，CO_2 气体及部分水份等杂质，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 H_2S，CO，CO_2 气体及部分水份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，末造成人员伤亡。

1、事故经过

2012 年 1 月 20 日 15：00 左右，西 1 站当现员工发现陕 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闲门。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进口针闲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/T6607-2019）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）

安全检查表分析、评价利用检查条款按照相关的标准、规范等对已知的危险类别、设计缺陷以及与一般工艺设备、操作、管理有关的潜在危险性和有害性进行判别检查。安全检查表分析适用于工程、系统的各个阶段。安全检查表可以评价物质、设备和工艺，常用于专门设计的评价，检查表法也能用在新工艺（装置）的早期开发阶段，判定和估测危险，还可以对已经运行多年的在役装置的危险性进行检查。

安全检查表分析、评价包括 3 个步骤。

1）编制安全检查表

安全检查表方法是一种以经验为主的分析、评价法。安全评价人员从现有的检查表

中选取一种适宜的检查表，并根据法律法规、规范及条例的更新对安全检查表进行完善。如果没有具体的、现成的安全检查表可用，安全评价人员必须借助于已有的经验，编制出合适的安全检查表。安全检查表的条款应尽可能完善，以便可以有针对性的对系统的设计和操作进行检查。

2）安全检查

对该工程现场情况进行详细的检查，在现场检查过程中，评价人员及专家根据安全检查表的项目条款对各项内容进行逐项检查，主要是符合性检查。依据该工程的相关资料，评价人员与操作人员进行深入交流，掌握工程的实际运行状况。当检查的系统特性或操作有不符合安全检查表条款上的具体要求时，安全评价人员应记录下来。由于该项目还处于可研阶段，本评价对该项目采用了安全检查表法。

3）评价的结果

检查完成后，将检查的结果汇总和分析，最后列出现场检查发现的隐患，并提出建议治理措施。

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）对涪陆 1 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

涉及企业管理信息，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）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 0.25s。本工程建构筑物按抗震设防烈 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天然气、原油和电气设备。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。电气设备设施在生产运行过程中可能造成触电事故。

（2）试采站周边主要为散居民房，生产运行时，一旦本工程发生天然气泄漏，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

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

涉及企业管理信息，给予保密。

5.2.2 技术、工艺安全可靠性评价

兴页 L231-4-1HF 井接入涪陆 1 试采站已建工艺流程。当兴页 L231-4-1HF 井生产时，井口采出物经水套加热炉进行加热节流后进入生产分离器进行气液分离，分离出的气相通过聚结分离、脱水脱烃后输往地方燃气管网，分离出的液相进入两相闪蒸分离器，定压 0.15MPa，闪蒸分离器分离出的天然气作为站内自用燃料气供加热炉及生活用气使用；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，定期装车外销；油罐内沉降的水通过自动截油切水器排至产出水罐，除油后排至污水池，定期装车外运，产出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

涉及企业管理信息，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》（GB50183-2004）、《气田集输设计规范》（GB50349-2015）和《固定式压力容器安全技术监察规程》（TSG21-2016，XG1-2020）、《压力容器》（GB/T150.1~150.4-2011）等相关标准要求。

本工程依托涪陆 1 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涪陆 1 试采站内，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后进行施工，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

本项目北侧为装车区，当进行装车作用时，站内不应进行动火作业，防止天然气泄漏蔓延至动火作业区，引发火灾爆炸事故。

5.3.4 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）

涉及企业管理信息，给予保密。

5.5 风险度评价

5.5.1 天然气泄漏事故后果模拟

在生产过程中可能发生的泄漏是工艺管道、设备发生损坏，引发天然气泄漏。故本报告假设涪陆 1 试采站 DN1200 生产分离器发生泄漏，站场内天然气释放，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），对涪陆 1 试采站 DN1200 生产分离器的天然气泄漏事故后果进行模拟。模拟后果图如下：

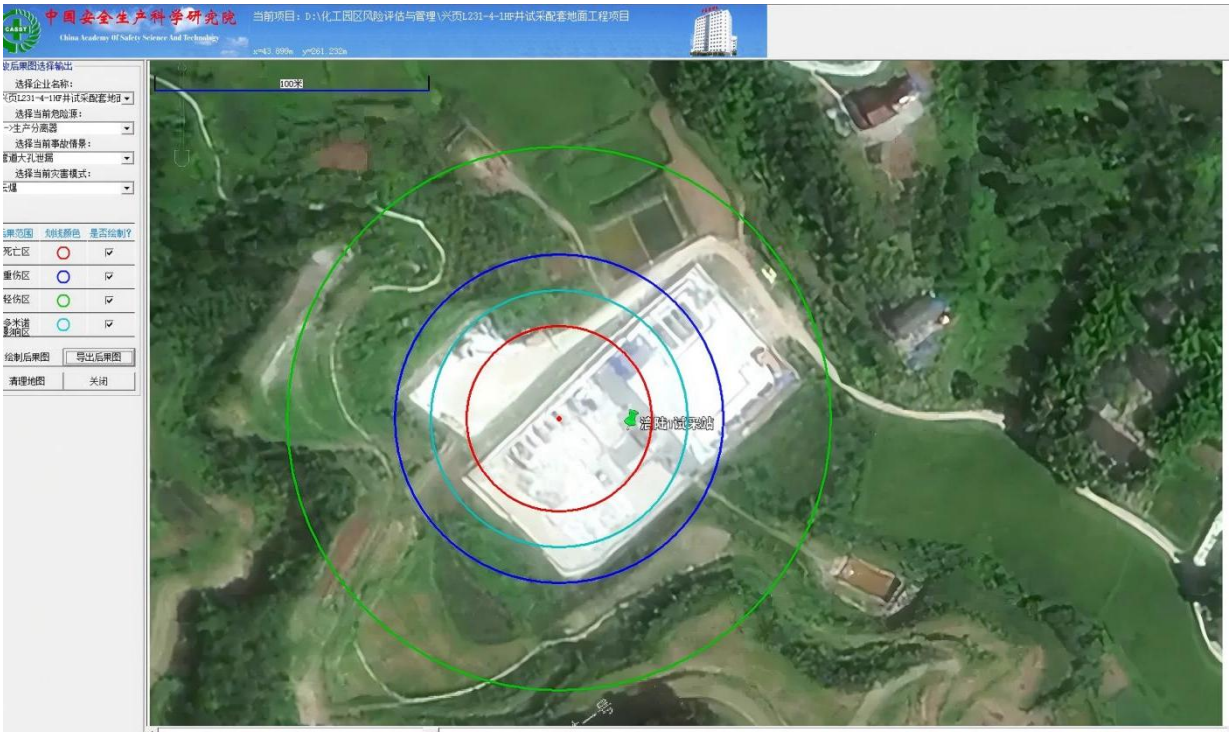

图 5.5-1 涪陆 1 试采站 DN1200 生产分离器泄漏云爆后果图

涉及企业管理信息，给予保密。

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人员设置评价

涉及企业管理信息，给予保密。

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 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）3.2.3 条对站场分级规定，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。站场、井口与相邻企业、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 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《石油天然气设计防火规范》（GB50183-2004）、《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）、《建筑物防雷设计规范》（GB50057-2010）、《建筑抗震设计标准（2024 年版）》（GB50011-2010）、《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）、《石油工程建设施工安全规范》（SY/T6444-2018）等。

7.1.3 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。

7.1.4 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。

在采气树设置了紧急切断阀，设置了一套手动泄压系统，事故状态下手动开启，保障站内工艺设备、管道安全，同时水套炉和分离器设置安全阀，安全阀泄放的气体引入

同级压力的放空管线。

7.1.5 火灾和泄漏探测报警系统

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。

7.1.6 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）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。距离建构筑物 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。井口工艺紧急切断、轻烃挥发、工艺装置、油罐区设置可燃气体探测仪、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。并按规范要求在加热炉、生产分离器、三相分离器、过滤分离器、原油储罐周围增设可燃气体探测仪、消防器材，并通过站控系统对设备运行参数进行远程监控。

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 FLJDZ16C，垂直接地极采用锌包钢接

地极 FLJDZ24-2500。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≤4Ω，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。

7.1.7 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，涪陆 1 试采站为五级站场，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。

7.1.8 视频监控系统

本工程工业电视监视系统，主要用于对试采站的工艺设备区，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。

7.1.9 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。

7.1.10 安全管理机构、设施

通过设置安全管理机构，有效避免安全事故的发生。为确保项目投产运行安全，本项目依托业主公司已成立的质量安全环保部门，制定严格的防火、防爆安全制度，定期对生产人员进行安全教育，组织安全队伍，建立安全监督机制，进行安全考核。

7.2 需补充或落实的安全对策措施及建议

7.2.1 技术、工艺安全

涉及企业管理信息，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

涉及企业管理信息，给予保密。

8.1.2 工程主要危险、有害因素

1、本项目施工建设及运行过程中可能涉及到的主要危险、有害物质包括天然气、原油、氮气（压缩）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、电气伤害、物体打击、灼烫、淹溺等；

自然环境危险有害因素有：雷电危害、地震灾害、地质危害、洪涝、大风、山体滑坡、泥石流、高、低温、腐蚀等。

3、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。

本工程在满足设计提出的安全措施外，还应重视采纳本报告第七章提出的补充安全对策措施建议。

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《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复兴地区兴页 L231-4-1HF 井试采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。