

报告编号：SH-2025-SY-YPJ-0205

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司
兴页 L255-6-1HF 井配套地面工程

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05月11日

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司

兴页 L255-6-1HF 井配套地面工程

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05月11日

前 言

企业要求保密。

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（以下简称涪陵页岩气公司）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，得到了涪陵页岩气公司的大力支持，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	29
2.5 安全管理情况	41
3 危险、有害因素辨识与分析	42
3.1 主要物质危险、有害因素分析	42
3.2 生产工艺及设备设施危险、有害因素分析	48
3.3 自然和社会危险因素分析	55
3.4 重大危险源辨识	58
3.5 事故案例与事故原因分析	59
4 评价单元划分和评价方法选择	61
4.1 评价单元划分	61
4.2 评价方法选择	61
5 定性、定量评价	63
5.1 选址及外部安全条件评价	63
5.2 技术、工艺安全可靠性评价	67
5.3 设备、装置、设施配套及可靠性评价	70
5.4 公用工程及辅助生产设施单元	74
5.5 风险度评价	80
6 安全管理和应急管理评价	81
6.1 安全管理	81
6.2 应急管理	错误！未定义书签。

7 安全对策措施及建议	82
7.1 方案设计中提出的主要安全对策措施	82
7.2 需补充或落实的安全对策措施及建议	85
8 评价结论	86
8.1 项目主要特点及主要危险、有害因素评价结果	86
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	86
8.3 项目潜在的危险、有害因素控制情况	87
8.4 安全评价结论	87
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 兴页 L255-6-1HF 评价井地面工程项目的批复	错误！未定义书签。
附件 5 建设单位应急预案备案表	错误！未定义书签。
附件 6 专家评审意见及报告修改说明	错误！未定义书签。
附图 1 总平面布置图	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 爆炸危险区域划分及接地平面图	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：
企业要求保密。

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 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 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 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 744 号，2021 年 9 月 1 日起施行）

11、《地质灾害防治条例》（国务院令 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 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 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、《防止静电事故通用要求》（GB12158-2024)

8、《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013)

9、《视频安防监控系统工程设计规范》（GB50395-2007)

10、《安全色》（GB2893-2008)

11、《安全标志及其使用导则》（GB2894-2008)

12、《陆上石油天然气开采安全规程》（GB 42294-2022)

13、《建筑工程抗震设防分类标准》（GB50223-2008)

14、《石油与石油设施雷电安全规范》（GB15599-2009)

- 15、《化学品分类和标签规范 第1部分：通则》（GB30000.1-2024）
- 16、《供配电系统设计规范》（GB50052-2009）
- 17、《建筑物防雷设计规范》（GB50057-2010）
- 18、《低压配电设计规范》（GB50054-2011）
- 19、《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）
- 20、《危险货物品名表》（GB12268-2025）
- 21、《构筑物抗震设计规范》（GB50191-2012）
- 22、《石油天然气站内工艺管道工程施工规范（2012年版）》（GB50540-2009）
- 23、《20kV及以下变电所设计规范》（GB50053-2013）
- 24、《建筑照明设计标准》（GB/T50034-2024）
- 25、《火灾自动报警系统设计规范》（GB50116-2013）
- 26、《自动化仪表工程施工及质量验收规范》（GB50093-2013）
- 27、《电力设施抗震设计规范》（GB50260-2013）
- 28、《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）
- 29、《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）
- 30、《气田集输设计规范》（GB50349-2015）
- 31、《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）
- 32、《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）
- 33、《混凝土结构设计标准（2024年版）》（GB/T50010-2010）
- 34、《通信线路工程设计规范》（GB51158-2015）
- 35、《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）
- 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、《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T50065-2011）
- 50、《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2020）
- 51、《水套加热炉通用技术要求》（GB/T33840-2017）
- 52、《爆炸性环境 第 1 部分：设备通用要求》（GB/T3836.1-2021）
- 53、《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）
- 54、《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2010）
- 55、《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ/T230-2010）
- 56、《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）
- 57、《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）
- 58、《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、《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、《石油天然气作业场所劳动防护用品配备规范》（SY/T6524-2017）
- 26、《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）
- 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）田容器、管道和装卸设施接地装置安全规范》（SY/T5984-2020）
- 31、《油气田及管道工程雷电防护设计规范》（SY/T6885-2020）
- 32、《油气管道仪表及自动化系统运行技术规范》（SY/T6069-2020）
- 33、《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109-2020）
- 34、《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）
- 35、《陆上油气田油气集输安全规程》（SY/T6320-2022）
- 36、《固定式压力容器安全技术监察规程》（TSG21-2016）
- 37、《通信线路工程技术规范》（YD/T5102-2024）
- 38、《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T6064-2024）

1.3.3 建设项目批复性文件及其它资料

- 1、《复兴地区拔山寺北向斜兴页 L255-6-1 试验井组评价方案》（中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司，2024 年 11 月编制）
- 2、《关于复兴中区凉二下亚段兴页 L185-6-1HF 等 10 口评价井的批复》（江油工单

(2024) 69 号)

- 3、《重庆市企业投资项目备案证》（项目代码：2504-500233-04-01-201668）
- 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。

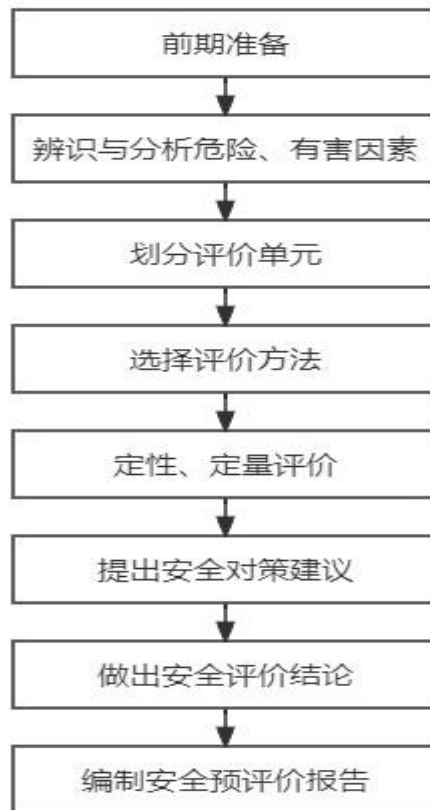


图 1.4-1 安全预评价程序框图

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.梳理兴页 L255-6-1HF 井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

企业要求保密。

2.1.2 建设单位基本情况

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

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

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。

2.1.3 生产管理单位基本情况

兴页 L255-6-1HF 井配套地面工程建设完成后由涪陵页岩气公司采气五区负责管理。

采气五区 2023 年 7 月成立，位于忠县涪陵页岩气公司忠县基地。采气五区作为基层管理机构，承担丰都县、忠县、梁平区、万州部分区块页岩油气生产运行、现场管理、风险防控主体责任，主要负责页岩气产量任务、生产运行组织、安全环保管理、生

产操作成本管控、质量监督、员工队伍建设等工作。现管辖区域有试采站 12 座，12 个采气平台，有生产井 19 口，日均工业气量约 13.4 万方，日均产油量 60 吨。

采气五区设置有“一室一中心”（综合管理室、生产指挥中心），下辖涪页 10#、泰页 1#、兴页 1#三个中心站以及兴页 L9 试采站，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 L255-6-1HF 井位于重庆市忠县三汇镇，位于复兴区块中区。三汇镇地处忠县西北部，东邻黄金镇，南与白石镇接壤，西邻马灌镇，北与官坝镇为邻。地处丘陵地带，地势东高西低、南高北低。地理位置见下图所示。

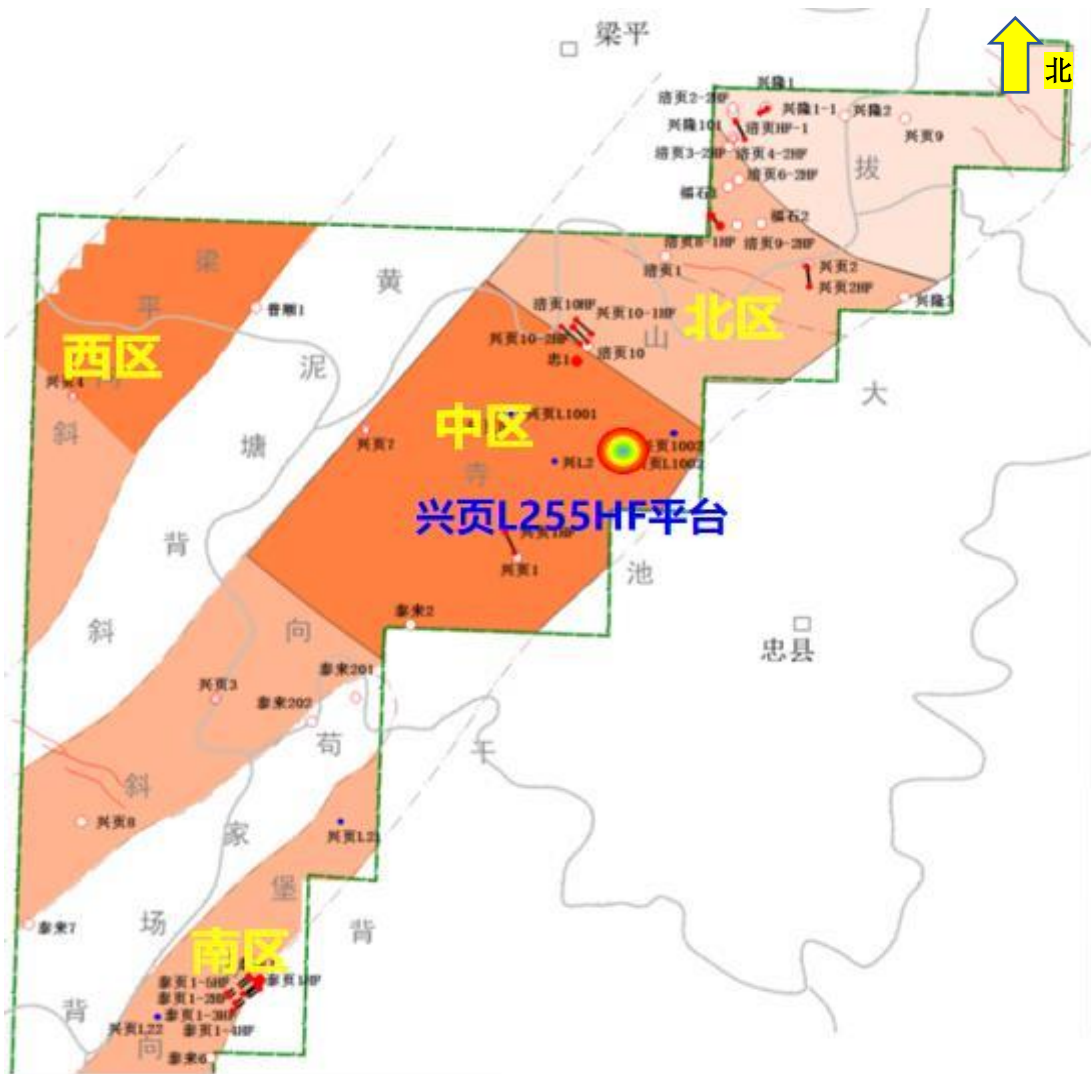


图 2.2-1 兴页 L255-6-1HF 井地理位置图

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°C,冬季一月平均气温 3°C,极端低温-4°C,夏季七月平均气温 28°C,最高温度达 42°C,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

重忠县共有大小溪河 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 L255-6-1HF 井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。

2.2.4 周边人居、企事业单位及敏感设施情况

2.3 企业要求保密油气集输工程

2.3.1 工程总体布局

本次兴页 L255 平台新建试采井 1，根据热力水力计算结果，本次兴页 L255 平台采用气液混输工艺，混输至周边已建兴页 L1006 试采站处理。

2.3.2 地面工程现状及依托情况

2.3.2.1 兴页 L255 平台现状

兴页 L255-6-1HF 井所在平台为新建平台，新建平台位于重庆市忠县三汇镇，位于

复兴区块中区。兴页 L255-6-1HF 井所在平台现状见下图。



图 2.3-1 兴页 L255-6-1HF 井所在平台现状图

2.3.2.2 周边管网现状

周边主干管网运行压力高，距离兴页 L255-6-1HF 井均较远，试采阶段气量较小，天然气暂不考虑接入以上管网。兴页 L255 平台附近管网分布见下图。

2.3.2.3 周边试采站现状

截至 2024 年 6 月，复兴区块已建试采站 16 座（涪陆 101 停运、兴页 2 已拆迁），兴页 L255 平台距离最近的试采站为兴页 L1006 试采站，直线距离 2.3km。兴页 L255 平台附近管网分布及已建试采站分布见下图。



图 2.3-2 兴页 L255 平台周边管网及已建试采站分布图

2.3.2.4 可依托辅助生产设施

1、电力：兴页 L255 平台周边已建依托周边已建国家电网公司的 10kV 架空线路，距离平台约 370m。

2、通讯：周边无自建通讯网络，可依托运营商无线 4G 网络。

2.3.2.5 兴页 L1006 试采站平面现状

目前兴页 L1006 试采站站内在建 1 口页岩油井(兴页 L1006)，同时接收兴页 L197HF 来液，设计处理气量规模 5 万方/天，液量规模 150 方/天。

兴页 L1006 试采站现状详见下图。

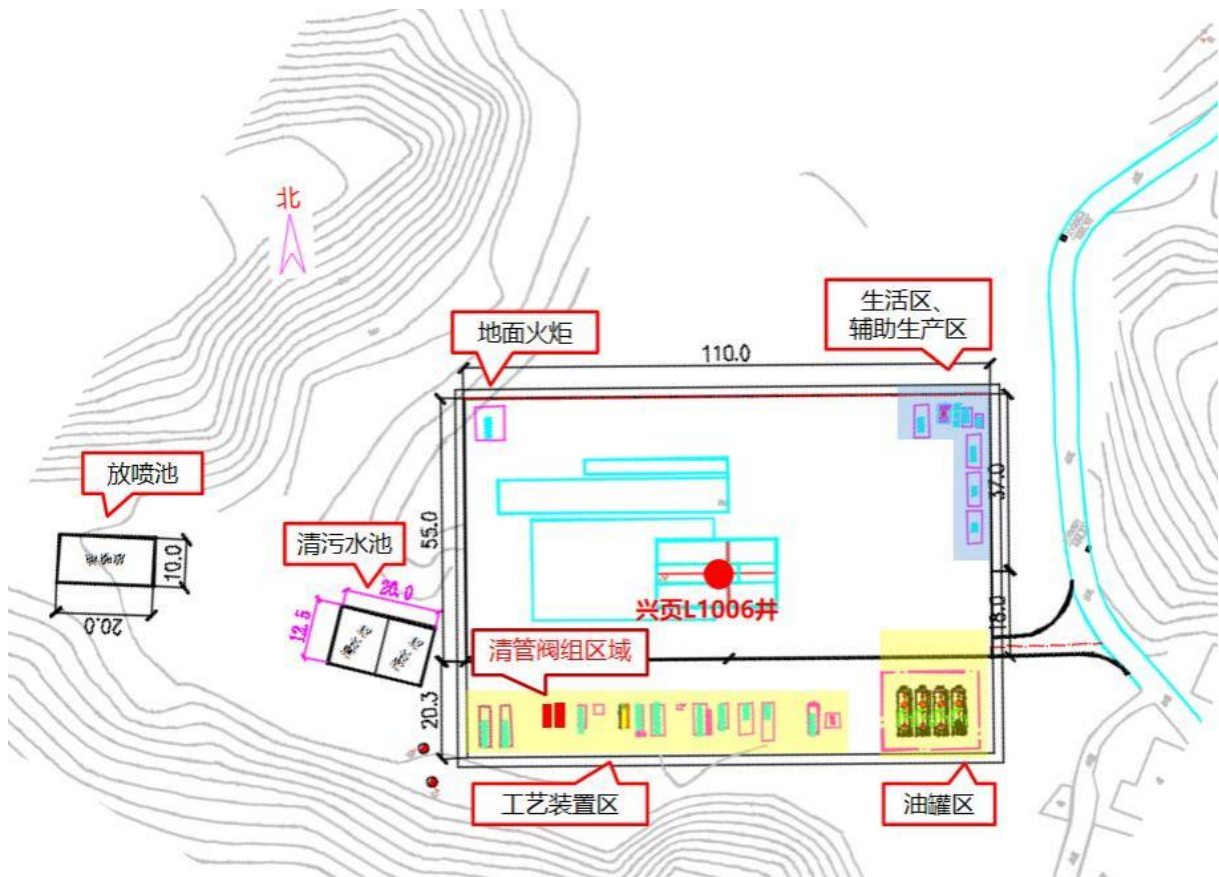


图 2.3-3 兴页 L1006 试采站现状图

2.3.3 设计参数

2.3.3.1 井口参数

兴页 L255-6-1HF 井井口参数见下表。

表 2.3-1 兴页 L255-6-1HF 井口参数

井口	井口油压 (MPa)	井口流动温度 (°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)
L255-6-1HF	25	40	1.2	12	3

2.3.3.2 天然气组分

兴页 L255-6-1HF 是凉二段的一口评价井，由于暂未获得组分参数，井口气体组分参考《兴页 L1HF 井样品测试实验报告》。兴页 L1HF 井天然气以甲烷为主，含量 68.085%；乙烷含量 18.68%；C₃ 以上组分含量 12.55%；CO₂ 含量 0.145%，不含 H₂S；相对密度为 0.7956。兴页 L1HF 井气质组分见表。

表 2.3-2 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 ₂ H ₆)	18.6818
丙烷 (C ₃ H ₈)	7.5583
异丁烷 (i-C ₄ H ₁₀)	1.286
正丁烷 (n-C ₄ H ₁₀)	2.1504
异戊烷 (i-C ₅ H ₁₂)	0.863
正戊烷 (n-C ₅ H ₁₂)	0.5517
己烷 (C ₆ H ₁₄)	0.1398
庚烷 (C ₇ H ₁₆)	0
辛烷 (C ₈ H ₁₈)	0
壬烷 (C ₉ H ₂₀)	0
癸烷 (C ₁₀ H ₂₂)	0
H ₂ S	不含
相对密度 (293K, 101.325kPa)	0.7956

2.3.3.3 页岩油物性及组分

兴页 L255-6-1HF 井由于暂未获得组分参数，页岩油物性及组分参考兴页 L1HF 井。兴页 L1HF 井页岩油物性见下表 2.3-3，兴页 L1HF 井页岩油组分见下表 2.3-4。

表 2.3-3 兴页 L1HF 井页岩油物性表

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(°C)	12.0

序号	物性参数	兴页L1HF/值
3	页岩油凝固点(°C)	10.0
4	含蜡量	11.13%
5	析蜡点(°C)	44.1
6	胶质含量	26.0
7	开口闪点(°C)	19.0
8	闭口闪点(°C)	18.0

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

2.3.3.4 产品去向

兴页 L255-6-1HF 井井口采出物采用气液混输混输工艺,混输至周边已建兴页 L1006 试采站处理。

2.3.4 站场工程

2.3.4.1 平面布置

2.3.4.2 企业要求保密工艺流程

1、兴页 L255 平台

兴页 L255 平台工艺流程为:

井口采出物→加热节流→多相计量装置→兴页 L1006 试采站:

- 1) 放空流程: 井口放喷和水套加热炉放空管线接入放喷池;
- 2) 清管流程: 为防止管线结蜡积液, 设置清管装置用于定期清管;
- 3) 防蜡流程: 出站口预留防蜡剂加注口;
- 4) 燃料气供应流程: 燃料气管线前期引自兴页 L1006 试采站燃料气系统, 后期引自联合站燃料气系统;
- 5) 伴热流程: 设循环水罐和循环水泵为油管线伴热。

兴页 L255 平台工艺流程见图。

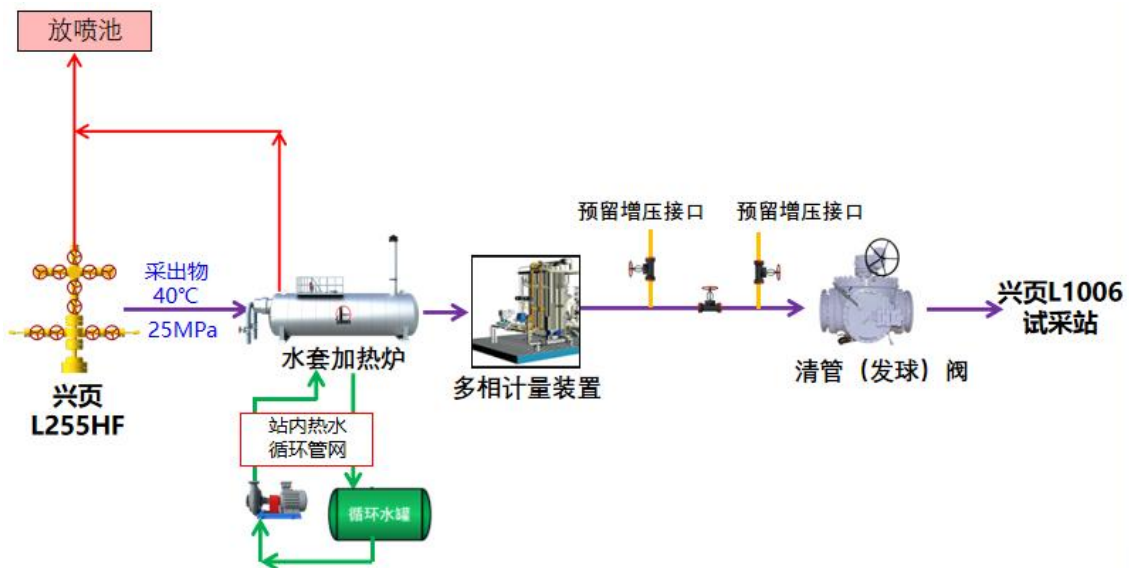


图 2.3-5 兴页 L255 平台工艺流程图

2、兴页 L1006 试采站工艺流程（改造后）

考虑来液温度较低（28.8°C），本次利旧兴页 L1006 试采站 1 座待建水套加热炉为混输来液进行加热；新增收球装置 1 座，混输来液经加热后接入待建生产分离器。兴页

L1006 试采站改造工艺流程见下图。

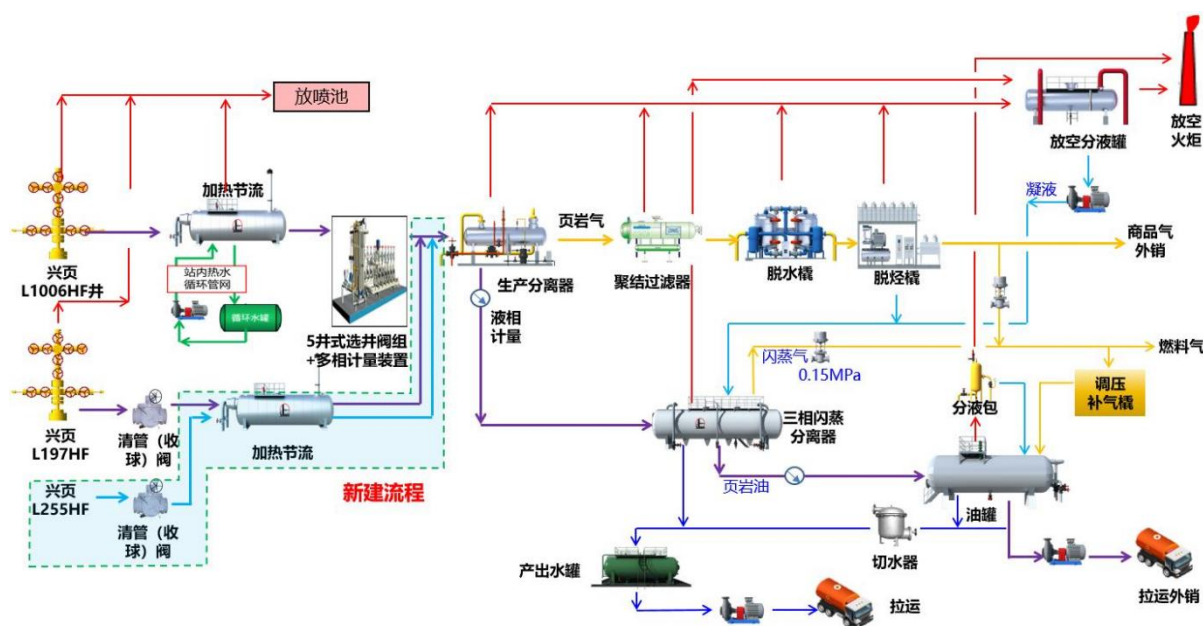


图 2.3-6 兴页 L1006 试采站改造工艺流程图

2.3.4.3 主要设备设施

1、兴页 L255 平台

兴页 L255 平台主要工艺设备包括利旧水套加热炉橇 1 套；新建多项计量装置 1 套、清管（发球）阀组橇 1 座及站内管网 1 套。主要设备见下表。

表 2.3-6 主要设备设施表

序号	名称	单位	数量	备注
1	水套加热炉橇 42MPa 400kW	套	1	利旧
2	多相计量装置	套	1	新建
3	清管（发球）阀组橇	台	1	利旧
4	站内管网	套	1	

1) 水套加热炉

井流物加热节流计算热负荷为 42.4kW，管线伴热功率约为 10kW，共计热负荷 52.4kW。综合热能效率、占地面积、设备投资、费用现值等因素，本次利旧水套加热炉橇，待后期规模建产采用真空相变炉。

本工程利旧 PN420 400kW 加热炉 1 套及相关的热水循环系统（加热炉设两路盘管，其中一路盘管作为生产加热节流，一路作为热水循环）。燃料气管线前期引自兴页 L1006 试采站燃料气系统，后期引自联合站燃料气系统。

2) 计量装置

根据《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）推荐，油井产量计量应满足生产

动态分析要求，油、气、水计量准确度的最大允许误差应在 10% 以内。

综合油井多相计量技术并结合复兴区块页岩油的气油比、油品性质及液量范围，从投资、计量技术稳定性、计量精度等方面综合考虑，本次选用多相计量装置（液位检测称重式）。

2、兴页 L1006 试采站

本次兴页 L255-6-1HF/L197HF/L1006HF 均接入兴页 L1006 试采站，兴页 L1006 试采站待建 1 台生产分离器、1 台三相闪蒸分离器、4 具 50m³的油罐、1 套脱水脱烃橇。对上述设备正常生产工况处理能力进行校核，满足兴页 L255-6-1HF/L197HF/L1006 井试采需求。

兴页 L1006 试采站处理规模统计见下表 2.3-7，兴页 L1006 试采站主要设备处理能力校核表（正常生产工况）见下表 2.3-8。

表 2.3-7 兴页 L1006 试采站处理规模统计表

所属平台	名称	产气 万方/天	产油 方/天	产水 方/天
兴页 L255-6-1HF	兴页 L255-6-1HF	1.2	12	3
兴页 L197HF	兴页 L197HF	1.2	12	3
兴页 L1006HF	兴页 L1006HF	1.2	12	3
	合计	3.6	36	9

表 2.3-8 兴页 L1006 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 L255-6-1HF /L197HF/ L1006HF 接 入后原油最 大产量 方/天	天然气处理 能力，万方/ 天	兴页 L255-6-1HF /L197HF/ L1006HF 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	36	52 (2.5MPa)	3.6	是
三相闪蒸分 离器	DN1400×5600	1 台	150		1 (0.15MPa) (闪蒸气)	0.39	是
储油罐	50 方	4 具	34 (储存 5d)		/	/	是 (储存 4.7d)
脱水橇	10×10 ⁴ Nm ³ /d	1 套	/		7.5 (2.5MPa)	3.6	是
脱烃橇	10×10 ⁴ Nm ³ /d	1 套	/		7.5 (2.5MPa)	3.6	是

为避免兴页 L1006 试采站重复改造，兴页 L255-6-1HF 井配套地面工程中相应兴页 L1006 试采站改造的工作量归属于兴页 L1006 井配套地面工程。兴页 L1006 试采站主要工作量见下表 2.3-9。

表 2.3-9 兴页 L1006 试采站主要工作量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	清管（收球）阀组橇	座	1	新建
2	站内管网	套	1	改造

2.3.5 集输管线

2.3.5.1 管线路由

本次新建兴页 L255 平台至兴页 L1006 试采站输气管线，管线呈西南-东北走向，自兴页 L255 平台出站，后向北侧敷设，局部地区绕避居民区、电杆后到达兴页 L1006 试采站，管线平面长度约 3.2km，平均海拔 481.66m。沿途无大型穿越，穿越乡道、村村通公路共 4 处，地貌主要为林地、农田。线路走向示意图见图 2.3-7。



图 2.3-7 线路走向示意图

1、沿线行政区划分

沿线行政区划长度统计见表 2.3-10。

表 2.3-10 沿线行政区划长度统计表

序号	市名	县名	乡镇	长度 (km)
1	重庆市	忠县	三汇镇	3.2
		合计		3.2

2、沿线地区等级

根据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）相关规定：

输气管道通过的地区，应按沿线居民户数和（或）建筑物的密集程度，划分为四个地区等级，并依据地区等级做出相应的管道设计。

沿管道中心线两侧各 200m 范围内，任意划分成长度为 2km 并能包括最大聚居户数的若干地段，按划定地段内的户数划分为四个等级。在乡村人口聚集的村庄、大院、住宅楼，应以每一独立户作为一个供人居住的建筑物计算。地区等级按下列原则划分为：

一级地区：户数在 15 户或以下的区段；

二级地区：户数在 15 户以上、100 户以下的区段；

三级地区：户数在 100 户或以上的区段，包括市郊居住区、商业区，工业区，规划发展区以及不够四级地区条件的人口稠密区；

四级地区：四层及四层以上楼房(不计地下室层数)普遍集中、交通频繁、地下设施多的区段。

结合本工程实际情况，本工程混输管道主要经过三汇镇区域，管道主要经过二级地区。沿线地区等级划分见表 2.3-11。

表 2.3-11 沿线地区等级划分表

序号	地区等级	设计系数	长度 (km)	备注
1	二级地区	0.6	3.2	

2.3.5.2 管道材质

结合本工程的工艺条件和所经过地区的环境条件，以及保证线路用管的可靠性，本工程线路用管采用无缝钢管 L245N 级钢，制造标准执行《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》（GB/T9711-2023）。

1、管径选择

本工程管线起点为兴页 L255 平台，终点为兴页 L1006 试采站，管线平面长度 3.2km，混输管线管径选取需同时考虑试采前期气液量少、沿程温降压降较大、流速较低工况和后期平台多井同时生产液量较大工况，根据方案设计开发预测，前后期单井产气量均按照 $1.2 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 考虑，单井产液量均按照 $15 \text{m}^3/\text{d}$ 考虑。

根据方案设计开发前期和后期模拟计算结果，以及不同管径组合方式全生命周期适用性、集输系统稳定性、管道费用等因素，本工程选用同沟敷设根 DN50、1 根 DN150

混输管线，前期 1~3 口井采用 DN50 管线作为混输管线，DN150 管线作为燃料气管线，后期 4 口井及以上采用 DN150 管线作为混输管线，DN50 管线作为燃料气管线。

根据复兴区块总体规划，并尽可能提高全生命周期集输系统的适应性，混输管线设计压力选取 6.3MPa。

兴页 L255 平台井口加热炉热负荷为 52.4kW，相应燃料气消耗为 174Nm³/d，根据方案设计模拟计算，燃料气管线管径选取 DN50，可适应后期 10~38 口井扩建加热需求。考虑混输管线和燃料气管线前后期互换运行，故管线设计压力均为 6.3MPa。

2、管道壁厚

根据《油田油气集输设计规范》（GB 50350-2015）相关规定，管线所经区域的地区等级为二级，管道设计系数取 0.6。根据方案设计计算结果，本工程管道选取结果见表 2.3-12。

表 2.3-12 管道选取结果表

序号	管径×壁厚（mm×mm）	单位	管道长度
1	Φ60.3×4.5mm L245N 无缝钢管	km	3.2
2	Φ168.3×6.5mm L245N 无缝钢管	km	3.2
	合计	km	6.4

3、管道校核

根据管道的工作条件和环境状况进行强度、稳定性校核和抗震性校核。

1) 强度校核

埋地直管段轴向应力与环向应力组合的当量应力，应小于管道的最小屈服强度的 90%。经方案设计计算校核，满足强度要求。

2) 径向稳定性校核

按照《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）规定，埋地管道采用的钢管，其外径与壁厚之比一般不大于 100，以保持管道在外荷载作用下的稳定性。管径及壁厚比值见表 2.3-13。

表 2.3-13 管径及壁厚比值表

管径（mm）	管材钢级	壁厚（mm）	直径壁厚比	结论
Φ60.3	L245N	4.5	13.4	≤100，满足规范要求
Φ168.3	L245N	6.5	25.9	≤100，满足规范要求

3) 抗震校核

按照《油气输送管道线路工程抗震技术规范》（GB/T50470-2017）规定，管道通过地震动峰值加速度大于或等于 0.2g 地区的管道，应进行抗拉伸和抗压缩校核。本工程管线通过地区抗震设防烈度为六度、设计地震分组为第一组，设计基本地震加速度值为 0.05g，所以不需要抗震校核。

经强度校核、稳定性校核和抗震校核，管道各项指标均满足规范的要求。

2.3.5.3 管道敷设

本工程管道一般段采用沟埋方式敷设，同时以弹性敷设及冷弯弯管、热煨弯管来满足管道变向要求。

根据线路沿途地形地貌、工程地质、水文及气象、冻土深度等自然条件，本工程一般地段管顶埋深不小于 1.0m。穿越保护套管顶面距地面不小于 1.0m。施工后及时做好地貌恢复及水工保护。

公路穿越采用顶管及开挖预埋套管的方式，选用规格为 RCP III 800×2000。

1、管道标志

根据《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T6064-2024）的规定，结合本工程情况，管道沿线设置：

里程桩：从管道起点开始设置第一个里程桩，以后沿管道方向每 1000m（水平长度）处埋设一个里程桩，一般整 km 数的里程桩与阴极保护桩合用；里程桩标记管线名称、里程号、企业名称、电话号码等；

加密桩：本工程沿线每 50m 设置一个加密桩；

转角桩：管道水平改变方向的位置，均设置转角桩。转角桩上要标明管道里程，转角角度；

穿越标志桩：本工程涉及穿越、道路穿越的两侧，均设置穿越标志桩，穿越标志桩上标明管道名称、穿越类型和道路名称，线路里程，穿越长度，有套管的注明套管的长度、规格和材质；

交叉标志桩：与地下管道、电（光）缆和其它地下构筑物交叉的位置设置交叉标志桩。交叉标志桩上注明线路里程、交叉物的名称、与交叉物的关系。

结构标志桩：管道外防护层或管道壁厚发生变化时，设置结构标志桩；桩上表明线路里程，并注明在桩前和桩后管道外防护层的材料或管道壁厚。

2、管道警示牌

为保护管道不受意外外力破坏，提高管道沿线群众保护管道的意识，输气管道沿途设置一定数量的警示牌。警示牌设置在明显醒目的地方，依托水工保护护坡、挡土墙等光滑面刻写标语。

3、警示带

为尽可能避免管道受外力破坏，管道沿线设置警示带。管道警示带作用是警示下方敷设有天然气管道，其敷设在管道管顶正上方 500mm 处。

管道警示带技术要求：

- 1) 警示带采用聚乙烯等高强度、耐老化材料复合制成，警示带的宽度不小于管道外径的 1.2 倍、并以 50mm 倍数就近取整，警示带的厚度为 0.15mm~0.2mm；
- 2) 警示带的使用寿命必须大于 30 年，且具有一定的抗拉断力。

2.3.5.4 管线防腐及阴极保护

1、管道内防腐

本工程站外管线为油气水混输管线和燃料气管线，根据复兴区块管材标准化选型，选用 L245N PSL2 无缝钢管。

混输管线所输介质可能含蜡、具有一定的腐蚀性，需采取一定的内防腐。

综合抗磨蚀、耐高温性、经济性等因素，本工程采用 HTPO 内衬。

2、管道外防腐

本工程中管道经过山区，介质设计温度 $<70^{\circ}$ ，管道的外防腐层采用高温型加强级二层 PE。

热煨弯管采用双层熔结环氧粉末(FBE)防腐层，外防腐层厚度：内层厚度应 $\geq 300\mu\text{m}$ ；外层厚度应 $\geq 500\mu\text{m}$ ；总厚度应 $\geq 800\mu\text{m}$ 。

管道一般段防腐层补口均采用“无溶剂双组分液体环氧涂料+辐射交联聚乙烯热收缩补口带”的结构。

管道内衬接头处（法兰及钢包裹接头处）采用粘弹体膏对异形处塑形，外缠粘弹体胶粘带与管道本体防腐层搭接宽度不小于 100mm，外缠聚丙烯胶粘带，宽度超出粘弹体两端各 100mm。

3、阴极保护

阴极保护由牺牲阳极和外加电流两种方式，方法的选择主要考虑的因素有：保护体表面覆盖层状况；工程规模大小；环境条件；有无可利用电源；经济性。

一般牺牲阳极用来保护管径较小且距离较短，且保护电流需要量小的管道；强制电流一般用来保护距离较长，且保护电流需要量大的管道。强制电流法阳极地床又包括浅埋阳极和深阳极两种方式：采用浅埋阳极时，对位于辅助阳极和被保护构筑物之间的金属设施存在直流杂散电流干扰；采用深阳极可以减少对周围金属构筑物的影响并且减少占地面积。

本工程站外管线管径小，距离短，采用牺牲阳极阴极保护方案，牺牲阳极采用镁合金阳极。

2.3.5.5 主要工程量

表 2.3-14 集输线路主要工作量表

序号	名称	单位	数量	备注
一	一般线路长度	km	3.2	
二	按地区等级划分			
1	二级地区	km	3.2	
三	按地形地貌划分			
1	山地	km	3.2	
四	按地表植被划分			
1	农田	km	1.9	(带宽 8m)
2	林地	km	1.3	(带宽 8m)
五	管道组装焊接			
1	Φ168.3×6.5mm L245N 无缝钢管 加强级 2PE 防腐	m	3085	混输管线直管段
2	Φ60.3×4.5mm L245N 无缝钢管 加强级 2PE 防腐	m	3085	混输管线直管段
3	Φ168.3×6.5mm L245N 无缝钢管	m	115	热煨用管料，单管
4	Φ60.3×4.5mm L245N 无缝钢管	m	115	热煨用管料，单管
六	热煨弯管安装			
1	Φ168.3×6.5mm L245N 无缝钢管	个	23	
2	Φ60.3×4.5mm L245N 无缝钢管	个	23	
七	穿跨越工程			

序号	名称	单位	数量	备注
1	开挖加套管穿越一般公路	m/次	34/4	
八	线路附属设施			
1	标志桩	个	28	
2	警示牌	个	7	
3	警示带	km	3.2	
4	钢筋混凝土套管 800	m	34	
九	土石方量			
1	管沟土方量	10 ⁴ m ³	0.68	
2	管沟石方量	10 ⁴ m ³	0.38	
3	细土回填量	10 ⁴ m ³	0.36	
4	作业带劈方量	10 ⁴ m ³	1.22	
十	征地			
1	临时征地	m ²	25600	
2	永久征地	m ²	35	

2.4 公用工程及辅助生产设施

2.4.1 供配电

2.4.1.1 周边电网现状

站场北侧约 370m 处已建 10kV 线。

2.4.1.2 供配电方案

1、用电负荷

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	设备名称	设备功率 (kW/台)	电压等级 (V)	数量	工况	需要系数	功率因数	计算功率 (kW)	视在功率 (kVA)	负荷等级
1	热水循环泵	4	380	2	1用1备	0.85	0.8	3.40	4.25	三级
2	水套加热炉橇	4	380	1	1用	0.85	0.8	3.40	4.25	三级

序号	设备名称	设备功率 (kW/台)	电压等级 (V)	数量	工况	需要系数	功率因数	计算功率 (kW)	视在功率 (kVA)	负荷等级
3	多相计量装置	2	380	1	1用	0.85	0.8	1.70	2.13	三级
4	仪控室配电箱	5	380	1	1用	0.8	0.9	4.00	4.44	三级
5	UPS 所带负荷	5	380	1	1用	0.95	0.9	4.75	5.28	三级
6	预留负荷	160	380	1	1用	0.85	0.8	136.00	170.00	三级重要
小计								153.25	190.18	
取同时系数 $K_p=0.9$ $K_q=0.95$								137.93	174.55	
补偿 ($\cos\varphi$ 补偿到 0.95)		补偿后 $S_{js}=148.97\text{kVA}$								

经计算，需新建 1 台 200kVA 变压器，负载率约 74%。

2、配电方案

新建约 420m 10kV 架空线路，T 接自附近 10kV 线，采用高压电缆引下至站内，电缆型号选择：YJV22-8.7/15kV 3×50。站场内新建 1 座箱式变电站，内含 1 台 200kVA 变压器、1 面 10kV 进线柜、1 面 10kV 出线柜、1 面低压进线柜、1 面低压补偿柜及 3 面低压出线柜，为站内热水循环泵等设备配电。

箱式变电站电源引自站外 10kV 线。杆上增设 1 组跌落式熔断器、1 组避雷器、1 套 10kV 计量装置及配套横担、并沟线夹及引下线等材料。

站内新建 1 套 10kVA 在线式 UPS (380V/380V，含主机柜、旁路配出柜及电池柜)，后备时间 2 小时，为站内自控通信设备等三级重要负荷配电。

低压配电采用 TN-S 接地系统。

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，电缆保护管间净距大于 0.1m。电缆与管道沟交叉时，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。

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，管接头由电缆桥架厂家配套提供。

厂家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为热镀锌防腐。

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。

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采用非燃性材料严密堵塞。

2.4.1.3 室外照明

本项目主要在井口、工艺装置区等区域设置路灯，路灯采用时钟控制。

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。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。

2.4.1.4 防雷、防静电及接地

站场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)。

1、防雷及电气保护接地部分

(1) 新建箱式变电站外壳、UPS 柜及其底座、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。

(2) 凡正常不带电而当绝缘破坏有可能呈现危险电压的一切电气设备金属外壳均应可靠接地。

(3) 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。

2、防雷击电磁脉冲

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 BVR-750V 25mm² 软铜导线做跨接，跨接点的间距为 20m；交叉净距小于 100mm 时，其交叉处也做跨接。

3、防静电接地部分

(1) 在固定设备、管道等的适当位置上设置接地连接端子时，接地端子可采用预留

的裸露金属表面，金属螺栓连接部位、专用金属接地板或接地螺栓。专用金属接地板应焊接于设备和管道的金属外壳或支座上，截面积不应小于 $50\text{mm}\times 5\text{mm}$ ，最小有效长度不小于 110mm 。当采用钢筋混凝土基础或构架作防静电接地体时，应在适当部位预埋不小于 $200\text{mm}\times 200\text{mm}\times 6\text{mm}$ 钢板，预埋钢板的锚筋应与基础或架构主钢筋焊接，接地螺栓可焊于预埋钢板上。

(2) 固定设备接地端子与接地线采用螺栓连接。有振动的设备接地端子与接地线采用 BVR-750V 25mm^2 导线连接。金属接地板与接地线之间使用螺栓紧固连接，螺栓热镀锌处理，规格不小于 $\text{M}10\times 30\text{mm}$ 。

(3) 直径大于或等于 2.5m 的设备，接地点不少于两处、接地点沿设备外围均匀布置，间距不大于 30m 。

(4) 一体化集成装置和橇装化模块单元的内部设备进行接地，并与橇体接地系统共用接地装置。

(5) 有振动性能的固定设备，振动部件不采用单股线接地。

(6) 地上管道防静电接地符合下列要求：

1) 埋地金属管道可不作防静电接地。

2) 管道在进出装置区及生产厂房处、有爆炸危险的分界处、分支处做防雷静电接地，长距离无分支管道每隔 $200\text{m}\sim 300\text{m}$ 接地一次。

3) 平行管道净距小于 100mm 时，每隔 20m 跨接，当管道交叉净距小于 100mm ，进行跨接。

4) 阀门、法兰盘等连接处的过渡电阻大于 0.03Ω 时，连接处用金属线跨接。当不少于 5 根螺栓连接时，在非腐蚀环境下可不跨接。

5) 非导电管道上的所有金属件均做防静电接地。

(7) 新建电缆桥架的接地

电缆桥架设置可靠的电气连接并接地。采用热镀锌扁钢 -40×4 (接地干线) 通长沿电缆桥架侧板敷设，直线段每隔 $1\text{m}\sim 2\text{m}$ 固定一次，转弯处增加固定点。电缆桥架起始端和终点端进行可靠接地，每段 (包括非直线段) 桥架至少有一点与接地干线可靠连接。电缆桥架支架、引入 (出) 的电缆保护管必须与接地干线可靠连接。金属电缆桥架间连接板的两端采用 BVR-750V 25mm^2 软铜导线跨接。

4、接地装置

室外接地装置采用镀锌扁钢 -40×4 及镀锌角钢 $\angle 50\times 5\times 2500$ 敷设，接地装置与建

(构) 筑物及道路净距大于 1.0m，垂直接地极顶端埋深 0.7m，水平接地极间距 5.0m。埋设于地中的接地极及接地线进行热镀锌，明敷的接地线及固定件涂防腐漆。

场站做联合接地，新建设备设施的防雷接地、电气保护接地及防静电接地共用接地装置，接地电阻不大于 4 欧姆。

5、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

2.4.1.5 主要工程量

根据涪陆 101 试采站设备排查，本次部分设备及电缆等利旧，其余新建。电气专业主要工程量见下表：

表 2.4-2 电气专业主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1.	200KVA 箱式变电站	座	1	
2.	10KV 高压计量装置 (含互感器)	台	1	
3.	单机 UPS 系统 10kVA 输入 380V 输出 380V	台	1	
4.	防爆 LED 路灯 自带 6 米灯杆	根	6	
5.	10kV 电力线路, 含导线、电杆及杆上金具等, 导线型号 LGJ-50	m	420	路径长度
6.	10kV 避雷器 YH5WZ-17/45	组	1	三个一组
7.	10kV 跌落式熔断器 100A/40A	组	1	三个一组
8.	电力电缆 YJV22-8.7/15kV 3×50	m	100	
9.	电力电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 5×4	m	1000	
10.	电力电缆 NH-YJV22-0.6/1kV 5×4	m	100	
11.	电力电缆 NH-YJV22-0.6/1kV 3×4	m	300	
12.	钢制槽式桥架 (宽×高) 500×200mm	m	200	
13.	热镀锌扁钢-40×4	m	300	
14.	热镀锌角钢∠50×5×2500	根	30	

2.4.2 仪表及控制系统

2.4.2.1 概况

兴页 L225HF 井站为混输平台，本次新建 1 口气井，1 座水套加热炉、1 台热水循环泵、1 座多相计量装置。自控部分主要为新增工艺设备配套自控系统，实现对井口和橇装设备生产数据的采集及控制。

2.4.2.2 自动控制方案

兴页 L225HF 井站内新建 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。

热水循环泵、多相计量装置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。

混输平台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混输平台新建 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。

2.4.2.3 可燃气体检测系统

本次方案在气井井口区域,加热炉橇区域、多相计量装置区域设置可燃气体探测器。

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,一级报警小于或等于 20%LEL、一般为 10%LEL;2 级报警应小于或等于 40%。

2.4.2.4 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。

(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 阀选用液动关断闸阀；

(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) 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；

防爆等级：不低于 Exdb II BT4Gb；

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）；SPD 技术要求如下：

1) SPD 应满足下列标准和规范：

《低压电涌保护器（SPD）第 11 部分：低压电源系统的电涌保护器 性能要求和试验方法》（GB/T 18802.11-2020）；

《低压电涌保护器（SPD）第 12 部分：低压电源系统的电涌保护器 选择和使用导则》（GB/T 18802.12-2024）；

《低压电涌保护器第 22 部分：电信和信号网络的电涌保护器 选择和使用导则》（GB/T 18802.22-2019）

2) 仪表信号 SPD 技术要求：

最大标称放电电流不低于：室内 5kA/线（8/20 μ s）、室外 10kA/线（8/20 μ s）；响应时间小于 5ns；持续运行电压不小于 30V；RS 232/422/485 通信端口限制电压 \leq 12V，其它限制电压 \leq 60V（线-线、线-地）(8/20 μ s 组合波形)；应同时具有线-线间、线-地间保护功能；机柜或接线箱内 SPD 为导轨式安装，保护接地可与导轨可靠连接。

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。

2.4.2.5 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

2.4.2.6 主要工程量

自控部分主要工程量见下表。

表 2.4-3 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.	不锈钢耐震压力表 0~1.0MPa	台	1	
3.	不锈钢耐震压力表 0~0.1MPa	台	1	
4.	不锈钢压力表 0~60MPa	台	3	
5.	一体化温度变送器 H=150mm	台	1	
6.	双金属温度计 H=150mm	台	1	
7.	井口地面安全截断阀及控制系统	台	1	
8.	可燃气体检测器	台	3	
9.	火灾报警控制器	台	1	
10.	SCS 控制柜	台	1	
11.	SCS 控制柜调试	台	1	
12.	耐火计算机电缆\NH-DJYVP32 0.3/0.5 1×2×1.5	m	450	
13.	耐火计算机电缆\NH-DJYVP32 0.3/0.5 1×3×1.5	m	450	
14.	耐火计算机电缆\NH-DJYVP32 0.3/0.5 1×2×2.5	m	150	
15.	阻燃计算机电缆\ZR-DJYVP32 0.3/0.5 1×2×1.5	m	600	
16.	阻燃计算机电缆\ZR-DJYVP32 0.3/0.5 3×2×1.5	m	150	
17.	阻燃计算机电缆\ZR-DJYVP32 0.3/0.5 7×2×1.5	m	150	
18.	485 铠装屏蔽双绞线\ASTP-120Ω 2×2×AWG18	m	300	
19.	镀锌钢管 DN25Φ33.7×3.2	m	55	

序号	名称及规格	单位	数量	备注
20.	镀锌钢管 DN40Φ48.3×3.5	m	5	
21.	镀锌钢管 DN100Φ 114.3×4.0	m	40	
22.	焊接式截止阀	台	7	
23.	双阀组截止阀	台	7	
24.	压力变送器活接头	个	2	
25.	压力表活接头	个	5	
26.	防爆铠装电缆密封接头	个	12	
27.	防爆挠性连接管	个	12	
28.	托盘式电缆桥架 300×200	m	130	

2.4.3 通信及监控

2.4.3.1 工程概况

本工程井站新增设备区域配套工业以太网光纤传输系统、工业视频监控及周界防御系统、门禁系统、备用通信系统及通信线路。

2.4.3.2 技术方案

1、工业以太网光纤传输系统

在平台新建 1 台 8 口二层工业以太网交换机（2 百兆光口 6 百兆电口），用于传输安防系统数据；2 台 6 口二层工业以太网交换机（2 百兆光口，4 百兆电口），冗余配置，用于传输 SCADA 数据；

平台的 SCADA 数据信号与安防系统信号通过不同工业以太网交换机分开传输，以保障数据传输的安全性、可靠性。视频数据仅在本地存储，自控数据通过 4G 网络上传至涪陵气公司调控中心。

2、工业电视监控系统设计

工业电视监视系统，主要用于平台的工艺设备区，大门口进出人员情况，室内重要岗位的生产情况进行监视；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。并通过室外非防爆扬声器实现远程喊话、告警功能。新增监控设备：

- 1) 室外防爆网络高清全球型摄像机 2 台；
- 2) 室外网络高清全球型摄像机 3 台；
- 3) 室外网络高清枪式摄像机 1 台；
- 4) 室外网络高清半球型摄像机 1 台。

井站视频数据存储站内新建硬盘录像机。

3、门禁系统

井站新建网络机柜中设置门禁控制器 1 套，该门禁控制器下连 1 个读卡器，以控制井站大门的出入情况，预防意外闯入；上传至网络机柜中的安防工业以太网交换机，最终上传至调控中心的门禁管理工作站，实现调控中心对平台门禁控制器的远程控制。

4、站外通信线路

本工程光缆线路由兴页 L225HF 井站至兴页 L1006 试采站采用 2 根 48 芯光缆与输气管线同沟敷设，单根通信光缆长度 3.84km，合计 7.68km。型号采用 GYTA-48B1.3，即 48 芯单模光缆。

光缆线路全程穿硅芯管保护与输气管道同沟敷设，光缆（硅芯管）与输气管道管沟底部平齐，与输气管道的最小水平净距不小于 0.3m。光缆（硅芯管）与输气管道采用相同的穿跨越方式，可利用管道穿跨越结构但不得影响管道穿跨越结构安全。

5、通信电源系统及接地的设计

本次通信系统采用联合接地，接地电阻不大于 4 欧姆；室外摄像机防雷接地电阻不大于 4 欧姆。电源系统及接地（含室外摄像机接地）就近接入联合接地网，联合接地网由电气专业统一设计。

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 2.4-4 通信系统主要工量表

序号	名称	单位	数量	备注
1	工业以太网交换设备			
1.1	二层工业以太网交换机（2 百兆光 4 电口）	台	2	
1.2	二层工业以太网交换机（2 百兆光 6 电口）	台	1	
1.3	百兆单模光纤模块	台	6	
1.4	网络机柜	台	1	
1.5	48 口光纤配线架	套	1	
2	工业电视监控系统设备			
2.1	室外防爆网络高清全球型摄像机	台	2	
2.2	室外网络高清全球型摄像机	台	3	
2.3	室外网络高清半球型摄像机	台	1	
2.4	室外网络高清枪式摄像机	台	1	
2.5	室外非防爆扬声器	套	1	
2.6	摄像机安装立柱	套	6	
2.7	防爆防护箱	套	2	
2.8	防水防护箱	套	5	

序号	名称	单位	数量	备注
2.9	单模光缆 GYTA 4B1	m	750	
2.10	超五类屏蔽双绞线	m	200	
2.11	电源线 RVVP 3×1.5	m	950	
2.12	镀锌钢管 DN20	m	44	
2.13	镀锌钢管 DN100	m	10	
2.14	防爆挠性连接管 BNGII 25×700 M25×1.5 (F) /M25×1.5 (M)	根	12	
2.15	防水挠性连接管 FNGII 25×700 M25×1.5 (F) /M25×1.5 (M)	根	24	
2.16	通信系统扩容调试	套	1	
2.17	硬盘录像机	套	1	
2.18	监控硬盘\SATA 8TB	块	1	
2.19	监控控制键盘	套	1	
2.20	液晶显示器 24 寸	台	1	
2.21	光纤收发器 工业级 导轨安装 百兆单模	台	8	
3	门禁系统设备			
3.1	门禁控制器 (1 控 4)	套	1	
3.2	读卡器	套	2	
3.3	电磁锁	套	2	
3.4	12V 电源模块	套	2	
3.5	配套避雷器	套	2	
3.6	接地模块	套	2	
3.7	控制电缆 KVVP 3×1.5	m	100	
3.8	电源线 RVVP 3×1.5	m	100	
3.9	防水挠性连接管 FNGII 20×700 G3/4" (F) /G3/4" (M)	根	6	
3.10	镀锌钢管 DN20	m	12	
4	备用通信系统设备			
4.1	4G 无线终端设备	套	1	
5	通信线路			
5.1	光缆 GYTS 48B1.3	km	7.68	
5.2	光缆保护标志带 橘红色 (宽 300mm)	km	3.84	
5.3	硅芯管 Φ40/33	km	7.68	
5.4	光缆接头盒 48 芯	个	4	
5.5	光缆接头保护箱 1030×520×360	个	4	
5.6	光缆线路对地绝缘监测装置 GJJQ	个	4	

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，兴页 L255 平台为五级站场，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）的要求，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

兴页 L255 平台为无人值守井站，无需新增生活用水和排水设施。

2.4.4.3 主要工程量

消防及供排水的主要工程量见下表。

表 2.4-5 给排水及消防部分主要工程量

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 MF/ABC5	具	8	
2	推车式磷酸铵盐干粉灭火器 MFT/ABC50	台	4	
3	灭火器箱 XMDDD42 型	个	4	

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丙类；
- 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 0.30kN/m²，地面粗糙度类别：A 类。

2.4.5.2 结构设计

本次土建工程设计范围为复兴地区兴页 L255-6-1HF 井配套地面工程勘察设计部分的设备基础、管线支墩、操作平台等设施。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 $\geq 95\%$ 。

根据各单体不同使用功能及造型，采用不同结构形式。本工程基础垫层混凝土强度

等级 C20，素混凝土强度等级 C25，钢筋混凝土强度等级 C30。

2.4.5.3 主要工程量表

表 2.4-6 建构筑物主要工作量表

序号	名称、型号及规格	单位	数量	备注
1	水套加热炉橇 C30 钢筋混凝土	m ³	5	
2	多相计量装置 C30 钢筋混凝土	m ³	3.3	
3	清管（发球）阀组橇 C25 素混凝土	m ³	2	
4	循环水罐 C30 钢筋混凝土	m ³	4.5	
5	循环水泵 C25 素混凝土	m ³	0.25	
6	橇装仪控室	座	1	轻钢结构
7	橇装仪控室基础 C25 素混凝土	m ³	9	
8	200kW 箱式变电站 C25 素混凝土	m ³	8	
9	管墩基础 C25 素混凝土	m ³	10	
10	消防沙池及消防器材存放柜 钢结构	座	1	Q235B
11	电缆桥架	m ³	3	砌体结构
12	操作平台 钢结构	t	2	Q235B

2.5 安全管理情况

2.5.1 安全管理机构设置情况

企业要求保密

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：中毒和窒息、火灾爆炸、物体打击、机械伤害、容器爆炸、高处坠落、触电、灼烫、淹溺等。

自然环境危险有害因素有：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。

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，本项目中可能涉及到的主要危险、有害物质包括天然气、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）
6	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）
7	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）
8	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%	18	井口、设备、管线	甲 _B 类	易燃液体, 类别 2	--
3	氮气	--	--	设备、管线	戊类	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 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、高热可引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应，遇高热分解出有毒的烟雾。

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。少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（℃）	18	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（压缩的）

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 3.1-5 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 (°C)	-208.8	燃烧热 (kJ/mol)	无资料		
	沸点 (°C)	-175.8	饱和蒸气压 (kPa)	1026.42 (-173°C)		
	相对密度 (水=1)	0.81 (-196°C)	临界温度 (°C)	-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 (°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	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°C。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。				
防护措施	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

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、淹溺等。

1、中毒和窒息

若设备或管道、阀门、法兰等连接处腐蚀穿孔、破裂泄漏或操作失误将导致油气混合物泄漏，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。

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

2、火灾爆炸

发生火灾、爆炸是集输过程中天然气发生泄漏引起的，天然气具有易燃、易爆性，泄漏后遇点火源，可能发生火灾事故，若泄漏的天然气与空气混合后，达到爆炸极限，形成爆炸性混合气体，遇点火源可能发生爆炸事故。

在异常情况下，设备或管道、阀门、法兰等连接处腐蚀穿孔、破裂泄漏或操作失误将导致天然气泄漏，切割或焊接油气管道或设备时安全措施不当、电气设备损坏或导线短路遇明火、火花或静电可能引起火灾、爆炸事故。

此外，静电积聚在不导电的物质上，或者管道、设备和容器的某些部位，发生静电放电现象时产生的电火花，成为采气场所的引燃源。当天然气泄漏与空气形成爆炸性混合气体时，将发生爆炸和火灾事故。

3、物体打击

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

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

操作人员在水套加热炉平台作业时，工具和配件易从上面坠落砸伤下面配合作业的人员。

4、机械伤害

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

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

5、容器爆炸

本工程新建多项计量撬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

水套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

站场外西侧设置有污水池、清水池，若污水池、清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
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	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 工程运行期危险、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，站外主要是集输管道。引发站场内外事故的主要危险、有害因素表现为：站内及站外集输管道破裂、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、灼烫等。

根据生产工艺方面、设备设施方面的危险性分析，对工程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、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、人员伤亡
站场放喷排污系统	1、放喷系统可能因阀门密封不严或破裂，导致伴生气泄漏； 2、放喷管线较长，因腐蚀或其他原因造成泄露； 3、排污管线腐蚀，排污时液位过低造成伴生气串入污水系统； 4、燃料气规模不满足放喷要求，点火不成功； 5、人员操作失误掉入污水池发生淹溺事故。	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
有限空间作业	人员进入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
管道集输	在管道敷设的过程中，主要会存在下列危险有害因素：施工作业时，车辆碾压造成已建集输管线损伤，引起天然气泄漏事故；管沟开挖、回填作业过程中疲劳作业或违章驾驶等原因造成车辆伤害；管沟开挖采用围堰引流或直接开挖的方式，若水文情况突变，可能造成人员淹溺；沟渠穿越作业时，采用直接开挖的方式，若水文情况突变，可能造成人员淹溺；管子组对时，手与管件近距	车辆伤害、淹溺、火灾爆炸、触电等

位置	危险、有害因素	后果
	离接触，易发生伤手事故；对口时需要使用切割机，容易发生机械伤害事故；管件堆放无防滑和倾倒措施，管线意外滚动或防护用具不当，易发生管道伤人事故；焊缝检测时，使用 X 射线探伤时，工作人员不注意防护，长时间接受慢性小剂量连续照射产生的慢性放射损伤；管道试压时，由于操作失误或管道材料缺陷等都可能造成高压介质泄漏伤人事故。在开工前未探明通信、电力、给水等地下管线的位置、埋深和走向，则施工中极易对其造成破坏，引发火灾、爆炸、触电等安全事故；在吊管过程中未与地面高压线保持安全距离，则极易发生触电事故。	

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。

2、分离器类

本工程分离器类主要是指的是多项计量撬。

分离器具有脱除固、液杂质、计量的功能，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 CO₂，CO₂ 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。

3、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，造成出水套加热炉的天然温度、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。

4、混输管线

管道输送的介质主要是油气混合物，其在输送过程中存在一定的压力和温度，正常情况下是在密闭的管线中及密闭性良好的设备间加热输送，设施危险、有害因素主要有天然气泄漏后遇明火造成的火灾、爆炸、中毒事故，造成天然气泄漏原因有以下几点。

1) 设计缺陷

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

2) 冲蚀、内磨蚀

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

3) 外腐蚀

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

集气站内地面管线如果未采用管墩架设或架设高度无法达到规范要求，造成管线半

埋于土壤之中，会加速腐蚀。

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

4) 第三方破坏

包括施工破坏、打孔盗气、违章占压等，易造成输气管线的泄漏。

5) 其他

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

目前部分单井管线越来越多的采用非金属材质，主要有塑料合金复合管、热塑性塑料复合管等。非金属管道具有防腐蚀性能强、输送能力高的优点，但也存在如耐温性差、质量参差不齐、施工维护要求高等问题，是造成管线破裂、泄漏的重要因素存在检修清罐作业时的人员中毒与窒息，罐上维修、调试以及日常巡检的高处坠落危害。

5、机泵类

本工程涉及到的泵类主要是热循环水泵。

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

泵类设备的带电部位、带电导线是引发触电事故的危险源。人体触及带电的导线、漏电泵类设备的外壳都可能导致触电事故发生

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、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。 6、UPS 蓄电池断路自燃引起火灾、爆炸事故。	设备、设施、工具、附件缺陷、电火花、漏电
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。	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
	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。	
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进行处理，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

工艺站场设备设施易遭受雷击，对人员及设备构成威胁；雷击可导致火灾爆炸事故，雷击对构筑物、强电系统、弱电系统、阴极保护系统等产生危害。巨大的雷电流流入地

下，在雷击点及其连接的金属部分产生极高的对地电压，可直接导致接触电压或跨步电压的触电事故。几十或上千安培的强大电流通过导体时，在极短时间内将转化成大量热能，故在雷击通道中产生高温，往往会造成火灾。被雷击的管道内部出现强大的机械压力，导致被雷击的管道遭受严重的破坏或爆炸。

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，造成油气混合物泄漏，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，部分路段需新建路基。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，本工程仅对生产单元进行危险化学品重大危险源的辨识，本工程涉及的危险化学品主要为天然气、原油。

本工程未设天然气、原油储存设施，不存在储存单元；生产单元中，天然气和原油混合物在多项计量撬中进行分离计量，站场外均处于管道混输状态，装置内存在的油气混合物的量远小于临界量，因此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。

3.5.2 天然气集气站火灾事故

1、事故经过简述

某气田集气站 2003 年 6 月进行扩建，增建 1 具清管器接收筒，二级动火（未办动火等相关手续），站内停产。作业区技术员、集气站现场负责人给施工人员交底后，施工人员按要求卸开已建收球筒与站内相连的 5 个阀门，并用黑色胶皮隔离。作业区技术员对动火点进行可燃气体浓度检测，合格后允许施工单位开始动火，施工 11 分钟后，已建收球筒处着火，火势不断增大，3 小时 20 分钟后将大火扑灭。

2、事故原因分析

(1) 现场施工人员在动火作业过程中，施工人员无意碰到了已建收球筒管道下游球阀阀杆，引起天然气泄漏，造成火灾。

(2) 作业区集气站员工安全意识不强，同意未按审批程序、未落实规章制度和措施的施工队伍进站动火作业。

(3) 施工单位在未按程序办理有效动火手续的情况下违章动火，导致动火安全措施不完全、不规范。

3、安全对策措施

(1) 现场施工作业人员应严格按照操作规程进行施工作业，避免因误操作造成事故。

(2) 站场员工应提高安全意识，严格按照审批流程、落实规章制度，在完成审批后予以现场作业人员进场施工。

(3) 施工单位应按程序办理动火手续，建立健全动火作业制度。

因此，本工程应严格杜绝以上事故的发生。

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、集输单元和公用工程及辅助设施 3 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	
2	集输单元	安全检查表、定量风险模拟评价方法	
3	公用工程及辅助生产设施单元	安全检查表	

4.2.1 安全检查表（SCL）

安全检查表（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

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）对站外油气混输管线发生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。

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

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）、《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）、《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）等有关国家标准规范，检查结果详见下表：

表 5.1-1 站场工程选址及外部安全条件安全检查表

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
一	选址			
1.	站址应根据已批准的气田开发总体规划、集输管道的走向、所在地的城镇规划、交通规划及依托条件确定。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.1.1	暂未提供批复文件	应落实
2.	场站选择应符合当地相关规划的要求。	《石油天然气工程总图设计规范》 SY/T0048-2016 4.0.2		
3.	站址宜选择地势较平坦，地表构筑物少的地块。站址的面积应满足总平面布置要求，实施滚动开发的气田，站址应便于扩建。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.1.3	站址的面积满足总平面布置要求	符合
4.	站址选择应综合分析交通运输、水源、电源、公用设施和生活基地等依托条件。改扩建工程宜在既有站场内或其附近实施。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.1.4	站场交通运输、水源、电源等较便利	符合
5.	场址选择应符合国家土地政策，节约用地，尽量少占、不占用耕地。场址选择应符合SY/T0048的有关规定。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 7.1.1	试采站利用原钻井平台建设	符合
6.	平台井站应依托钻井场地建设。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 7.1.2		符合
7.	场址应便于后期扩建。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 7.1.4	方案设计建设后期可向站场西南侧外扩	符合
8.	结合气田滚动开发的特点，站场总平面和竖向布置应近期和远期统一规划、分期实施，且便于后期扩建。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 7.2.2	站场总平面和竖向布置满足要求	符合
9.	平台井站总图布置功能分区应明确，避免生产和钻井等作业相互影响，便于钻井、压裂及修井作业。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020	平台井站总图布置功能分区明确	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
		7.2.4		
10.	站场受洪水威胁时，应采取防洪措施。站场的防洪排涝设计应与气田防洪排涝相结合。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.2.1	方案设计站场内外新建排水沟	符合
11.	站场地表雨水排放设计应符合现行国家标准《室外排水设计标准》GB50014 的有关规定。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.2.7	站场内外新建排水沟	符合
12.	站址应满足建设需要的工程地质条件和水文地质条件。	《石油天然气工程总图设计规范》 SY/T0048-2016 4.0.7	站址选择满足建设要求	符合
13.	站场址宜选在易于排除地面水的地段。	《石油天然气工程总图设计规范》 SY/T0048-2016 4.0.8	站场内外新建排水沟	符合
14.	站场址应满足该站所必需的场地面积。对有发展需求的站场，应具备建的用地条件。在山区采用开山填沟营造人工场地时，应避开山洪流经的沟谷。	《石油天然气工程总图设计规范》 SY/T0048-2016 4.0.9	站址选择满足要求	符合
15.	站场与周围设施的区域布置防火间距、噪声控制和环境保护应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB50183、《工业企业噪声控制设计规范》GB/T50087 和《工业企业设计卫生标准》GBZ1 的有关规定。	《气田集输设计规范》 (GB50349-2015) 10.1.8	经现场勘验，站场与周边建筑设施的防火间距符合要求	符合
16.	区、相邻厂矿企业、交通线等的防火间距，不应小于表 4.0.4 的规定。	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB50183-2004) 4.0.4		
17.	各类站场选址应符合下列规定： 1.不宜选在发震断层和基本烈度高于 9 度的地震区。 2.不宜选在IV级自重湿陷性黄土、新近堆积黄土、III级膨胀土等工程地质恶劣地区。 3.不应选在有泥石流、滑坡、流沙、溶洞等直接危害的地段。 4.不应选在一级水源保护区。 5.不应选在国家级自然保护区核心区。 6.不应选在对飞机起落、电台通信、电视转播、雷达导航、天文观察等设施有影响的地区。 7.不应选在重要军事设施的防护区。 8.不应选在历史文物、名胜古迹保护区。 9.不宜选在具有开采价值的矿藏区；不应选在采矿陷落（错动）区。 10.不应选在对站场环境、劳动安全卫生有威胁的区域，如有严重放射性物质或大量	《石油天然气工程总图设计规范》 SY/T0048-2016 4.0.15	站址符合以上检查条件	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
	有害气体的地域，传染病和地方病流行区域；有爆破作业的危险。 11.不应选在堤、坝决溃后可能淹没的地区。			
18.	油气井与周围建（构）筑物、设施的防火间距应按表 4.0.7 的规定执行。	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB50183-2004) 4.0.7	经现场勘验，井口与周边建（构）筑物、设施防火离满足要求	符合
19.	站场邻近江河、湖泊、海岸布置时，应采取防止可燃、有毒液体流入水域的措施。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.2.2	附近无相关水域	符合
二	集输管道单元			
20.	集输管道选线应符合下列规定： 1.宜取直，不得破坏沿线建、构筑物，少占耕地，并应满足工程安全、环境影响评价报告要求； 2.宜与其他气田生产管道、道路、供配电线路、通信线路组成走廊带； 3.埋设深度接近的管道宜同沟敷设； 4.管道之间、埋地管道与埋地电缆及架空供电线路平行敷设时，间距除应满足施工与维修要求外，还应符合现行国家标准《钢制管道外腐蚀控制规范》（GB/T21447 的有关规定； 5.宜避开低洼积水地带、局部盐碱带及其他腐蚀性强的地带和工程地质不良地段。	《气田集输设计规范》GB50349-2015 7.1.1	管道敷设符合要求	符合
21.	当管道沿线有重要水工建筑、重要物资仓库、军事设施、易燃易爆仓库、机场、海（河）港码头、国家重点文物保护单位时，管道设计除应遵守本规定外，尚应服从相关设施的设计要求。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB50183-2004 7.1.3	管道沿线不涉及以上内容	不涉及
22.	管道企业应当根据全国管道发展规划编制管道建设规划，并将管道建设规划确定的管道建设选线方案报送拟建管道所在地县级以上地方人民政府城乡规划主管部门审核；经审核符合城乡规划的，应当依法纳入当地城乡规划。 纳入城乡规划的管道建设用地，不得擅自改变用途。	《中华人民共和国石油天然气管道保护法》 第十二条	可研方案中未明确是否取得路由批复	应落实
23.	在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止下列危害管道安全的行为： （一）种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或者其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物； （二）取土、采石、用火、堆放重物、排放腐蚀性物质、使用机械工具进行挖掘施工； （三）挖塘、修渠、修晒场、修建水产养殖场、建温室、建家畜棚圈、建房以及修建其	《中华人民共和国石油天然气管道保护法》 第三十条	可研方案中明确管道线路中心线两侧各 5m 范围内的林地面积将永久消失，将被草本层替代	符合

他建筑物、构筑物。			
-----------	--	--	--

安全检查表小结：

经安全检查表检查，本工程站场选址及外部安全条件符合《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T 0048-2016）、《页岩气气田集输工程设计规范》（NB/T14006-2020）、《气田集输设计规范》（GB 50349-2015）等规范的要求。但存在以下问题需落实：

- 1、本项目站场选址是否取得当地规划部门的同意；
- 2、集输管道选线方案是否报送拟建管道所在地县级以上地方人民政府城乡规划主管部门审核，并取得同意。

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) 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，导致油气混合物泄漏，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) 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 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、原油的混合物、压力容器和电气设备。油气混合物为易燃易爆性物质，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，一旦油气混合物发生泄漏，易对周边居民造成危害。

(3) 站场周边设有污水池，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。

(4) 混输管线沿途分布有居民房，一旦本工程发生天然气、原油混合物泄漏，遇明火可能发生火灾、爆炸，对周边居民造成伤害。

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

按照《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）等有关国家标准规范，检查结果详见下表：

表 5.2-1 技术、工艺安全检查表

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
一	站场单元			
1.	天然气的分离器宜设在集气站内。气井产液量大、距集气站较远时，分离器宜设置在井场。	《气田集输设计规范》GB50349-2015 4.3.1	井口采出物经管线混输至兴页 L1006 试采站进分离处理	符合
2.	井产物经分离器分离后的天然气、水、及天然气凝液应分别计量。	《气田集输设计规范》GB50349-2015 4.4.1	井口采出物经管线混输至兴页 L1006 试采站进处理	不涉及
3.	站内的生产用气和生活用气应分别计量。	《气田集输设计规范》GB50349-2015 4.4.5	兴页 L255 平台为无人值守井站	不涉及
4.	天然气集输温度应高于水合物形成温度 3℃ 以上，天然气水合物的防止，可采用天然气加热、保湿、向天然气中加入抑制剂或脱水等措施。	《气田集输设计规范》GB50349-2015 4.5.1	采用水套加热炉进行加热	符合
5.	采用燃气加热法防止天然气水合物时，应符合下列规定： 1) 宜采用真空加热炉或常压水套炉，可不设备用加热炉； 2) 水套加热炉热水温度宜低于当地水沸点 5℃~10℃，补给水悬浮物的含量不应	《气田集输设计规范》GB50349-2015 4.5.2	采用水套加热炉进行加热，燃料气中不含硫化氢	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
	超过 20mg/l; 真空加热炉补给水硬度不应超过 0.6mmol/L; 3) 燃气加热炉燃料气中硫化氢含量不应高于现行国家标准《天然气》GB 17820 三类气质要求。			
6.	气井井口应设置井口高低压紧急截断阀。	《气田集输设计规范》GB50349-2015 4.7.1	方案设计井口采气树设置井口紧急截断阀	符合
7.	气田水输送方式应根据气田水量、水质、区域地质条件、气候条件综合分析后确定, 宜采取管道输送或罐车拉运方式。	《气田集输设计规范》GB50349-2015 6.1.1	井口采出物经管线混输至兴页 L1006 试采站进处理	不涉及
8.	采气、集气管道输送含有水、硫化氢和(或)二氧化碳的酸性天然气时, 管道内壁及相应的系统设施应采取防腐措施。	《气田集输设计规范》GB50349-2015 8.1.1	埋地保温管线的外表面采用硬质聚氨酯泡沫塑料防腐保温层, 防腐保温结构: 防腐层+保温层+防护层	符合
9.	管道的伴热设计应根据工艺需求、安全、节能环保等因素综合分析确定, 可采取电伴热、热水伴热和蒸汽伴热方式。	《气田集输设计规范》GB50349-2015 8.3.6	本工程利旧加热炉撬, 同时设置热水循环系统, 采用热水伴热	符合
10.	根据产出气的流体性质、温度、压力, 选择加热、保温、加入抑制剂或脱水等措施防止水合物生成。	《陆上石油天然气开采安全规程》GB 42294-2022 6.8.3.3	站场利旧水套加热炉进行加热, 防止水合物生成。	符合
11.	平台井站应根据生产阶段特点进行阶段性功能划分, 应采用模块化、橇装化设计。	《页岩气气田集输工程设计规范》NB/T14006-2020 5.2.1	平台按照标准化设计、模块化建设	符合
12.	平台井站宜按无人值守设计。	《页岩气气田集输工程设计规范》NB/T14006-2020 5.2.9	方案设计试采站无人值守。	符合
13.	加热炉以天然气为燃料时, 供气系统应符合下列要求: 1 宜烧干气, 配气管网的设计压力不宜大于 0.5MPa (表压)。 2 当使用有凝液析出的天然气作燃料时, 管道上宜设置分液包。 3 加热炉炉膛内宜设常明灯, 其气源可从燃料气调节阀前的管道上引向炉膛。	《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 6.1.15	加热炉燃料气前期引自兴页 L1006 试采站燃料气系统, 后期引自联合站燃料气系统	符合
二	集输管道单元			
14.	进、出井站的天然气管道上应设置截断阀, 并应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB50183 的规定。	《气田集输设计规范》GB50349-2015 4.7.2	在试采站进出站管线设置压力检测和压力高、低报警, 压力超标时对出站管线进行安全联锁截断	符合
15.	集输井站应设置放空立管, 需要时还可设放散管, 放空的气体应安全排入大气。	《气田集输设计规范》GB50349-2015 4.7.4	井口采出物经管线混输至兴页 L1006 试采站进处理	不涉及
16.	集输管道的设计压力应根据最大操作压	《气田集输设计规	根据最大操作压力确	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
	力分析确定。	《规范》GB50349-2015 7.1.2	定	
17.	埋地管道的敷设深度应根据沿线地形、地面荷载、热力条件及稳定性要求综合分析确定，宜在最大冻土层以下；最小覆土层厚度应符合现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB50251 的有关规定；输送含硫酸性天然气的埋地集输管道最小覆土层厚度不宜小于 1.0m。	《气田集输设计规范》GB50349-2015 7.4.2	管道覆土深度不小于 1.0m	符合
18.	页岩气地面集输宜采用中低压集气、湿气输送、集中处理的工艺流程，应根据开发方案及管网布局，合理选用分散增压及集中增压方式，在站内流程中预留后期增压接口，并预留增压设施的场地。	《页岩气气田集输工程设计规范》NB/T14006-2020 5.1.1	站内管线预留后期增压接口	符合
19.	采气、集气管道输送含有水、硫化氢和（或）二氧化碳的酸性天然气时，管道内壁及相应的系统设施应采取防腐措施。	《气田集输设计规范》GB50349-2015 8.1.1	管线采用内衬+外防+阴保防腐工艺	符合
20.	气田集输系统内防腐设计应对输送介质的腐蚀性进行预测和评价。需要进行内防腐时，可采取脱除腐蚀性介质、增加清管频率、控制流速及温度、注入缓蚀剂、选用抗腐蚀材质或内涂层的措施，腐蚀裕量应根据腐蚀速率和设计寿命综合分析确定。	《气田集输设计规范》GB50349-2015 8.1.2	站内设有清管阀	符合
21.	应依据高后果区级别和周边情况，相应增加警示桩、警示牌、加密桩等地面标识。	《输气管道高后果区完整性管理规范》SY/T7380-2017 5.5	混输管线沿途均为二级地区，不涉及高后果区	不涉及

安全检查表小结：

本工程站场工程工艺符合《气田集输设计规范》（GB 50349-2015）、《页岩气气田集输工程设计规范》（NB/T 14006-2020）等规范的要求。

5.2.2 技术、工艺安全可靠评价

试采站主要工艺：井口采出物经水套炉加热节流后，采用油气混输工艺，混输至周边已建兴页 L1006 试采站处理。

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

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

表 5.3-1 平面布置及设备设施安全检查表

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
一	站场内平面布置			
1.	天然气的分离器宜设在集气站内。气井产液量大、距集气站较远时，分离器宜设置在井场。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 4.3.1	井口采出物经管线混输至兴页 L1006 试采站进处理	符合
2.	站场总平面布置应与工艺流程相适应，生产区和辅助生产区应根据不同生产功能特点分别相对集中布置。	《气田集输设计规范》 GB 50349-2015 10.3.3	站场总平面布置按生产功能特点布置	符合
3.	气田站场应分区布置。值班室、化验室、仪表控制间等辅助生产设施宜布置在站场的前场区域；工艺装置区、储罐区、水套炉等生产设施宜布置在站场的后场区域。	《石油天然气工程总图设计规范》 SY/T0048-2016 5.2.6		符合
4.	凡散发有害气体和易燃、易爆气体的生产设施，宜布置在人员集中或明火区的全年最小频率风向的上风侧。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.3.4	设计位置满足要求	符合
5.	站场内变电站宜布置在站场边缘，变配电室宜靠近负荷中心。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.3.6	结合设计图纸。撬装配电箱设置在站场边缘	符合
6.	站场设置围墙（栏）时，围墙（栏）应采用非燃烧材料建造，高度不宜低于 2.2m；场区内变配电站的围栏设置应符合现行国家标准《3-110kV 高压配电装置设计规范》GB50060 的有关规定	《气田集输设计规范》 (GB 50349-2015) 10.3.10	结合设计图纸，站场四周设有钢丝网围栏，高 2.5m	符合
7.	设有围栏的站场应设置主大门、应急门，应急门不宜与主大门处于同一围栏上，应布置在通往站场外地势较高处和站场全年最小频率风向向下风侧	《气田集输设计规范》 GB 50349-2015 10.3.11	结合设计图纸，站场设有主大门、逃生门，且不在同一围栏上	符合
8.	五级石油天然气站场总平面布置的防火间距，不应小于表 5.2.3 的规定。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB 50183-2004 5.2.3	本工程井站平面布置满足要求	符合
9.	五级油品站场和油气站场值班休息室（值班休息室、厨房、餐厅）距甲乙类工艺设备、容器不应小于 22.5m，当值班休息室朝向甲、乙类工艺设备、容器的墙壁为耐火等级不低于二级的防火墙时，防火间距可减少，但不应小于 15m，并应方便人员在紧急情况下安全疏散。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB 50183-2004 5.2.4	本站场为无人值守井站	不涉及
10.	站场生产设备宜露天或棚式布置，受生产工艺	《石油天然气工程设计	设备设施采用露	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
	或自然条件限制的设备可布置在建筑物内。	《防火规范》 GB 50183-2004 6.1.9	天和棚式布置布置	
二	站内设备设施及管线			
11.	站内地上管道的安装应符合下列规定： 1 架空管道管底距地面不应小于 2.5m，管墩敷设的管道管底距地面不宜小于 0.3m； 2 当管带下面有泵或换热器时，管底距地面高度应满足机泵、换热设备安装和检修的要求； 3 地上管道和设备的涂色应符合现行行业标准《石油天然气工程管道和设备涂色规范》SY/T 0043 的有关规定。	《气田集输设计规范》 GB 50349-2015 10.4.4	方案设计未明确	应落实
12.	埋地工艺管道互相交叉的垂直净距不宜小于 0.15m。管道与电缆交叉时相互间应有保护措施，垂直净距应符合现行国家标准《电力工程电缆设计规范》GB 50217 的有关规定。	《气田集输设计规范》 GB 50349-2015 10.4.7	方案设计电缆与管道沟交叉时，穿热镀锌钢管加以保护	符合
13.	甲、乙类油品储罐、容器、工艺设备的基础；甲、乙类地面管道的支、吊架和基础应采用非燃烧材料，但储罐底板垫层可采用沥青砂。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB 50183-2004 6.1.8	采用非燃烧体材料	符合
14.	与反应炉等高温燃烧设备连接的非工艺用燃料气管道，应在进炉前设两个截断阀，两阀间应设检查阀。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB 50183-2004 6.3.6	方案设计中未明确	应落实
15.	火炬设置应符合下列要求： 1、火炬的高度，应经辐射热计算确定，确保火炬下部及周围人员和设备的安全； 2、进入火炬的可燃气体应经凝液分离罐分离出气体中直径大于 300 μm 的液滴；分离出的凝液应密闭回收或送至焚烧坑焚烧； 3、应有防止回火的措施； 4、火炬应有可靠的点火设施； 5、距火炬筒 30m 范围内，严禁可燃气体放空； 6、液体、低热值可燃气体、空气和惰性气体，不得排入火炬系统。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB 50183-2004 6.8.7	井口采出物经管线混输至兴页 L1006 试采站进处理	不涉及
16.	天然气集输、处理、储运系统爆炸危险区域内的电器设施应采用防爆电器，其选型、安装和电气线路的布置及爆炸危险区域的等级范围划分应按 GB50058 的规定执行。	《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》 SY/T 5225-2019 6.1.2.1	爆炸区域采用防爆电器	符合
17.	在天然气储运过程中应有防止静电产生和积聚的措施。天然气集输、处理、储运系统的工艺管道、容器、储罐、处理装置塔类和装卸设施应设有可靠的防静电接地装置，其防静电接地装置的设置应按 SY/T 5984 的规定执行。当与防雷（不包括独立避雷针防雷接地系统）等接地系统连接时，可不采用专用的防静电接地体。对已有阴极保护的管道，不应再做防静电接地。	《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》 SY/T 5225-2019 6.1.2.2	可能产生静电危害的容器、装置等做防静电接地	符合
18.	水套加热炉应装设安全附件和测量仪表，包括安全阀、压力表、水位计、测温仪表、排污和	《水套加热炉通用技术要求》	设有安全附件和联锁保护	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
	放水装置、报警和联锁保护装置等。	GB/T33840-2017 11.1.1		
19.	水套壳体顶部、换热管进口管段和换热管出口管段应装设压力表。	《水套加热炉通用技术要求》 GB/T33840-2017 11.3.1	设置有压力表	符合
20.	水套加热炉的水套壳体应装设水位计。	《水套加热炉通用技术要求》 GB/T33840-2017 11.4.1	设有水位计	符合
21.	水套加热炉宜设置以下报警装置： 1) 燃烧器熄火报警装置； 2) 超温报警装置； 3) 超压报警装置； 4) 低水位报警装置。	《水套加热炉通用技术要求》 GB/T33840-2017 11.6.1	水套加热炉设有紧急停炉联锁。	符合
22.	气田集输管道、天然气凝液管道宜设清管设施，含硫酸性天然气的接收装置应设置注水口。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 7.1.7	设有清管阀组撬	符合
23.	阀门的选用应符合现行国家标准《工业金属管道设计规范》GB50316 的有关规定。在防火区内关键部位使用的阀门应具有耐火性能。通过清管器的阀门应选用全通径阀门。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 7.6.20	通过清管器阀门为闸阀。	符合
三	集输工程单元			
24.	管道综合布置应与总平面及竖向布置相结合。管道的敷设宜短捷，管道之间、管道与建（构）筑物之间应在平面和竖向上相互协调。管道布置可按走向集中布置成管带，宜平行于道路和建（构）筑物。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.4.1	管道布置满足要求	符合
25.	含硫酸性天然气集输管道的走向应根据地区人口密度、自然条件及工程安全、环境评价综合分析确定。硫化氢含量小于 5%（体积分数）的天然气集输管道不宜通过四级地区，若确需通过时，管道的强度设计系数 F 取值应为 0.3，硫化氢含量大于或等于 5%（体积分数）的天然气集输管道不应通过四级地区，并应符合现行行业标准《高含硫化氢气田地面集输系统设计规范》SY/T0612 及《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》SY/T6137 的有关规定。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 7.1.8	方案中天然气不含硫化氢	不涉及
26.	集输管道穿、跨越铁路、公路、河流等工程设计应符合现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB50423、《油气输送管道跨越工程设计标准》GB/T50459 的有关规定。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 7.1.9	沿途无大型穿越，穿越乡道、村村通公路共 4 处	符合
27.	集输管道宜埋地敷设。位于低洼地、沼泽、季节性积水地区、沙漠和戈壁荒原地区以及山地丘陵和黄土高原煤交错地区等特殊地段的集输管道敷设方式，应通过经济对比确定，也可采用管堤、地面敷设或架空敷设。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 7.4.1	站外集输管道埋地敷设	符合
28.	埋地管道的敷设深度应根据沿线地形、地面荷载、热力条件及稳定性要求综合分析确定，宜在最大冻土层以下；最小覆土层厚度应符合现	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 7.4.2	管顶覆土深度不小于 1.0m	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
	行国家标准《输气管道工程设计规范》GB50251的有关规定；输送含硫酸性天然气的埋地集输管道最小覆土层厚度不宜小于1.0m。			
29.	集输管道线路锚固及线路标志应符合现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB50251的有关规定。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 7.4.6	方案设计设有标志桩、警示牌、警示带等。	符合
30.	管道敷设方式应根据场区情况、输送介质特性和维护管理要求确定。站场内电缆宜架空敷设；当采用电缆沟时，应采取措施防止可燃气体沟内积聚、防止含可燃液体的污水进入沟内。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.4.2	电缆敷设方式满足要求	符合
31.	管道沿线应根据需要设置加密桩。人口密集区、工业商业活动区、基础设施建设区、环境敏感区等高后果区加密桩间距不宜大于50m，其他地区不宜大于200m，同时应满足通视性的要求。	《油气管道线路标识设置技术规范》 SY/T6064-2024 5.8	方案中明确加密桩每50m设置一个	符合
32.	油气管道不宜与公路、铁路反复交叉穿越；需要与公路、铁路交叉时，其穿越点宜选在公路、铁路的路堤段和管道的直线段，穿越宜避开高填方区、路堑、路两侧为同坡向的陡坡地段。当条件受限时也可从公路、铁路的桥梁下交叉穿越。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 GB50423-2013 7.1.1	沿途无大型穿越，穿越乡道、村村通公路共4处，公路穿越采用顶管及开挖预埋套管的方式	符合
33.	油气管道不应利用公路、铁路的排水涵洞进行穿越。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 GB50423-2013 7.1.8	未利用公路的排水涵洞进行穿越	符合
34.	油气管道穿越公路时，套管顶部最小覆盖层厚度：公路顶面路面以下1.2m，公路边沟底面以下1.0m。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 GB50423-2013 7.1.9	穿越公路时套管顶距公路路面不小于1.2m，距公路边沟沟底不小于1.0m	符合
35.	采用套管穿越公路、铁路时，套管内径应大于输送管道外径300mm以上。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 GB50423-2013 7.1.11	套管规格选用RC PIII800×2000（mm）	符合
36.	采用套管穿越公路、铁路时，套管长度宜伸出路堤坡脚、排水沟外边缘不小于2m；当穿过路堑时，应长出路堑顶不小于5m。被穿越的公路、铁路有扩建规划时，应按照扩建后的情况确定套管长度。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 GB50423-2013 7.1.12	穿越公路时，套管伸出路其坡脚或路边沟外2m	符合

安全检查表小结：

本工程站场平面布置及工艺设备设施符合《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）、《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T 0048-2016）、《气田集输设计规范》（GB 50349-2015）等规范的要求。但存在以下问题需落实：

1、站内地上管道的安装是否符合下列规定：架空管道管底距地面不应小于2.5m，管墩敷设的管道管底距地面不宜小于0.3m；

2、进入水套加热炉的燃气管线在进炉前是否设有两个截断阀。

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。

本工程新建加热、多相计量、自动清管发送等装置。混输管线采用不同管径双管同沟敷设方式，解决试采前期气液量少、沿程温降压降较大、流速较低等多种不利因素和后期平台多井同时生产液量较大对管道集输能力要求较高的矛盾。管线采用内衬+外防+阴保防腐工艺，保证管线长寿命运行。

5.4 公用工程及辅助生产设施单元

5.4.1 安全检查表（SCL）

按照《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）等有关国家标准规范，检查结果详见下表：

表 5.4-1 公用工程及辅助生产设施检查表

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
一	供配电和防雷防静电			
1.	1、重要电力用户的供电电源配置应符合现行国家标准《重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范》GB/T29328的有关规定。 2、供电电源宜从所在地区供电营业区的电网取得，当所在地区电网不能满足要求时，应设置自备电源。自备电源应优先采用柴油发电，经技术经济分析后也可采用其他动力源。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 11.2.3	新建约420m10kV架空线路，T接自附近10kV线，采用高压电缆引下至站内	符合
2.	井站内爆炸危险区域的划分应符合现行行业标准《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的有关规定。电气设计应符合现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB50058的有关规定，电气设备选型应符合现行国家标准《爆炸性环境（系列）》GB/T3836的有关规定。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 11.2.7	防爆区域划分满足要求	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
3.	井站内建筑物的防雷分类及雷电防护措施，应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB50057的有关规定。工艺装置内露天布置的塔、罐和容器等的防雷、防静电设计应符合国家现行标准《石油天然气工程设计防火规范》GB50183和《油气田及管道工程雷电防护设计规范》SY/T 6885的有关规定。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 11.2.8	防雷、防静电设计满足要求	符合
4.	工艺装置内露天布置的塔、容器等，当顶板厚度等于或大于4mm时，可不设避雷针保护，但必须设防雷接地。	《石油天然气设计防火规范》 GB50183-2004 9.2.2	防雷接地满足要求	符合
5.	防雷接地装置冲击接地电阻不应大于10Ω。	《石油天然气设计防火规范》 GB50183-2004 9.2.5	防雷接地电阻不大于10Ω	符合
6.	直径2.5m及以上或容积50m ³ 及以上的设备，接地点不应少于两处，接地点应沿设备外围均匀布置，其间距不应大于30m	《油气田防静电安全技术规范》 SY/T7385-2024 7.1.2	结合设计图纸，防雷接地线布置符合要求	符合
7.	对爆炸、火灾危险场所内可能产生静电危险的设备和管道，均应采取防静电措施。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB50183-2004 9.3.1	方案设计均采取防静电措施	符合
8.	当金属导体与防雷接地（不包括独立避雷针防雷接地系统）、电气保护接地（零）、信息系统接地等接地系统相连接时，可不设专用的防静电接地装置。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB50183-2004 9.3.8	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接地网	符合
9.	站场内的电缆沟，应有防止可燃气体积聚及防止含可燃液体的污水进入沟内的措施。电缆沟通入变（配）电室、控制室的墙洞处，应填实、密封。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB50183-2004 6.1.14	电缆沟内冲砂处理，且穿墙孔洞采用非燃性材料严密堵塞	符合
10.	各类防雷建筑物应设防直击雷的外部防雷装置，并应采取防闪电电涌侵入的措施。	《建筑物防雷设计规范》 GB50057-2010 4.1.1	设有过电压（电涌）保护器	符合
11.	平台井站（含平台增压）负荷为三级。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 8.1.1.2a)	平台用电负荷为三级负荷	符合
12.	易燃易爆危险区内使用的电气设备设施应满足防爆等级要求。	《陆上石油天然气开采安全规程》 GB42294-2022 5.4.1.4	防爆等级符合要求	符合
	各站场宜设置不间断电源装置。除控制中心不间断电源装置可采用冗余设置或双重设置外，其余站场的不间断电源装置宜按单台设置。不间断电源装置的蓄电池后备时间不宜低于1h。对已设置应急发电机组的场所，应缩减不间断电源装置的蓄电池后备时间。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T 14006-2020 8.1.2.3	不间断电源 UPS 后备时间为4h	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
二	仪表与控制系统			
13.	仪表及自动控制设计应满足工艺过程生产需要，确保生产运行安全稳定，并应采用先进适宜的技术，做到因地制宜、经济合理、实用可靠。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 9.1.1	兴页L225HF井站内新建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	符合
14.	仪表及控制系统的设计应符合现行国家标准《油气田及管道工程仪表控制系统设计规范》GB/T50892和《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》GB/T50823的有关规定。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 9.1.4		符合
15.	可燃气体和有毒气体检测报警装置的设置应符合现行国家标准《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》GB/T50493及现行行业标准《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的有关规定。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 9.1.5	气井井口区域，加热炉橇区域、多相计量装置区域设置可燃气体探测器	符合
16.	可燃气体和有毒气体的检测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。	《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 4.7	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	符合
17.	报警显示设备应安装在有人值守的监控中心。	《油气管道安全预警系统技术规范》 SY/T6827-2020 6.1.2.1		符合
18.	可燃气体和有毒气体探测器的设置应符合下列规定： a) 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，有毒气体探测器与释放源的距离不宜大于4m。 b) 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，有毒气体探测器与释放源的距离不宜大于2m。 c) 可燃气体探测器的安装高度应距地面或不透风楼地/底板0.3m~0.6m。 d) 有毒气体探测器的安装高度应根据气体的密度而定。当比空气重时，其安装高度应距地面或不透风楼地/底板0.3m~0.6m；当比空气轻时，其安装高度应高出释放源0.5m~1.0m。	《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 5.2.3	方案设计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，安装高度高出释放源0.5m~2.0m。	符合
19.	a) 报警值设定应符合下列规定： 固定式可燃气体探测器的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；	《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 6.6.2	报警值按要求设置	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
20.	爆炸危险环境中安装的电动仪表、电动执行机构等电气设备的防爆类型应符合现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB50058的有关规定,并按按场所的爆炸危险类别和范围以及爆炸混合物的级别、组别确定。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 9.2.1 (3)	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	符合
21.	需要经常监视的工艺参数应设置远传和就地指示;影响生产正常运行和产品质量,并需要连续控制的重要参数,应设自动调节控制;超过限值会影响工艺生产正常运行的参数应设置自动报警;超过限值会引起生产事故的参数应设置自动报警和联锁保护控制。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 9.2.2	温度、压力等工艺参数采用远传仪表	符合
22.	现场监控单元应根据站间距安装在有稳定电源供应的地点。	《油气管道安全预警系统技术规范》 SY/T6827-2020 6.1.2.2	设置不间断电源 (UPS)	符合
23.	自控仪表应满足工艺过程操作安全、稳定、经济运行的需要,仪表功能设置经济、适用、可靠。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 6.1.1	自控仪表满足工艺过程操作需要	符合
24.	仪表及控制系统设计应符合GB/T50892、GB/T50823及SY/T7351的规定。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 6.1.2	仪表及控制系统设计满足要求	符合
25.	平台井站、监控阀室和泵站宜设置小型可编程控制器 (PLC) 或远程终端装置 (RTU), PLC或RTU系统设置宜满足无人操作的需求,结合通信、阴极保护、供配电等采用一体化橇装设计。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 6.3.1	兴页L225HF井站内新建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	符合
26.	存在易燃易爆及有毒介质的场所,应配置相应的火灾、可燃气体、有毒有害气体探测与报警装置。	《陆上石油天然气开采安全规程》 GB42294-2022 5.4.1.3	在气井井口区域,加热炉橇区域、多相计量装置区域设置可燃气体探测器	符合
27.	可燃气体和有毒气体探测器检测点应设置在气体易于积聚和人员需要保护之处。	《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 5.1.1		符合
三	通信及监控			
28.	通信系统应满足气田各生产管理部门对通信业务的需求,可设置生产调度、行政管理电话、工业电视、周界安防、会议电视、数据及图像传输、巡线及应急通信。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 11.1.1	在平台新建1台8口二层工业以太网交换机,用于传输安防系统数据;2台6口二层工业以太网交换	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
29.	自建通信系统方式宜采用光纤通信，也可采用无线通信；租用公网运营商电路方式宜采用专线传输通道。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 11.1.2	机，冗余配置，用于传输SCADA数据；平台的SCADA数据信号与安防系统信号通过不同工业以太网交换机分开传输，以保障数据传输的安全性、可靠性。视频数据仅在本地存储，自控数据通过4G网络上传至涪陵气公司调控中心	符合
30.	通信系统应满足监控和数据采集系统传输的要求，并为信息网络提供传输通道。监控和数据采集系统数据传输宜设置通信传输电路，备用通信可采用公网运营商电路，也可根据气田所处的地理位置及通信要求确定适宜的备用通信方式。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 11.1.4		符合
31.	通信光缆线路敷设方式应根据气田的实际情况选用直埋或架空方式。当采用直埋敷设时，可与天然气管道同沟敷设。架空敷设时，可与电力杆同杆敷设，或自建杆路。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 11.1.3	室外光电缆采用桥架和埋地敷设方式	符合
32.	通信电源设计要求交流供电不间断的通信设备应采用UPS电源供电。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 11.1.7（2）	线式UPS电源装置为自控仪表、通信供电	符合
33.	通信系统设备接地设计应符合现行国家标准《建筑物电子信息系统防雷技术规范》GB50343的有关规定。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 11.1.7（3）	通信系统设备接地满足要求	符合
34.	应充分利用现有的公网通信资源建设气田通信网络，当井场依托公网通信有困难时，可自建光缆组网或采用无线通信网络。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 8.2.2	平台的SCADA数据信号与安防系统信号通过不同工业以太网交换机分开传输，以保障数据传输的安全性、可靠性。自控数据通过4G网络上传至涪陵气公司调控中心	符合
35.	通信系统设计及设备选择应与气田已建通信设施兼容。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 8.2.3		符合
36.	站场视频预警宜监视站场周界入侵、站内装置区及关键道路情况。	《油气管道安全预警系统技术规范》 SY/T6827-2020 6.3.2.1	站场设计采用工业电视监控系统	符合
四	消防			
37.	井站内工艺装置区、建（构）筑物应配置灭火器，配置类型和数量应符合现行国家标准《建筑灭火器配置设计规范》GB50140的有关规定。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 11.4.3	在新增井台配置8具MF/ABC5手提式磷酸铵盐干粉灭火器，配置4台推车式磷酸铵盐干粉灭火器	符合
38.	井站内的控制室、机柜间、计算机室、通讯机房宜设置气体型灭火器，生产装置区宜设置干粉型或泡沫型灭火器。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 11.4.4		符合
39.	灭火器应设置在明显和便于取用的地点，且不得影响安全疏散。	《建筑灭火器配置设计规范》 GB50140-2005 5.1.1		符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
40.	一个计算单元内配置的灭火器数量不得少于2具。	《建筑灭火器配置设计规范》 GB50140-2005 6.1.1	按要求配置灭火器	符合
41.	集输油工程中的井场、计量站等五级站、集输气工程中的集气站、配气站、输气站、清管站、计量站及五级压气站、注气站、采出水处理站可不设消防给水设施。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB50183-2004 8.1.2	兴页L255平台为五级站场，站内可不设置消防水系统	符合
42.	石油天然气生产装置采用计算机控制的集中控制室和仪表控制间，应设置火灾报警系统和手提式、推车式气体灭火器。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB50183-2004 8.6.7	按规范配置	符合
43.	钻井、井下作业、油气站场等重点生产作业场所应配备适用的消防设施和消防器材，并定期进行检查、维护、检测、检验。	《陆上石油天然气开采安全规程》 GB42294-2022 4.8.1.4	消防设施和消防器材，并定期进行检查、维护	符合
44.	给排水			
45.	给水设计供水量应为生产、生活、绿化及其他不可预见用水量之和，且应满足消防的有关规定。无人值守井站可不设给水、排水设施。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 11.3.3	兴页L255平台为无人值守井站，无需新增生活用水和排水设施	符合
五	道路与建构筑物			
46.	建（构）筑物设计应保证结构安全、可靠，还应满足抗震、防火、防爆、防腐蚀、防噪声、环保及节能的要求。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 11.7.1	建（构）筑物结构安全、可靠，满足抗震、防火、防爆等要求	符合
47.	散发油气的生产设备，宜为露天布置或棚式建筑内布置。	《石油天然气设计防火规范》 GB50183-2004 6.9.2	生产设备露天或棚式布置	符合
48.	站场道路的设计应满足生产管理、维修维护、巡检消防、修井作业的通车要求。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 8.7.2	结合设计图纸，站场道路设计符合要求	符合
49.	站场道路设计应符合总平面布置的要求，道路的布置应与竖向设计及管线布置相结合，并与场外道路有顺畅方便地连接，应满足生产、运输、安装、检修、消防安全和施工的要求。	《石油天然气工程总图设计规范》 SY/T0048-2016 5.5.1		
50.	交叉口路面内缘转弯半径宜为9m-12m，一级、二级、三级气田集输站场消防车道转弯半径不得小于15m。四级、五级站场消防车道以及消防车必经之路，其交叉口或弯道的路面内缘转弯半径不得小于12m。站场内道路可不设超高或加宽。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 11.8.4	结合设计图纸，站场道路设计符合要求	符合

安全检查表小结：

本工程的消防系统、供配电、通信、自控等公用工程及辅助生产设施符合《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）、《页岩气气田集输工程设计规范》（NB/T14006-2020）等标准的相关要求。

5.5 风险度评价

5.5.1 油气混输管线泄漏事故后果模拟

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。故本报告假设兴页 L255 平台至兴页 L1006 平台 DN50 集输管道某段发生泄漏，管道周围油气混合物释放，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），对油气混输管线泄漏事故后果进行模拟。经过模拟，该管线在发生小孔泄漏以及管道完全破裂的情况下，其后果都是小到可以忽略，无轻伤区、重伤区、重伤区的后果范围模拟后果图如下：

图 5.5-1 兴页 L255 平台至兴页 L1006 平台油气混输管道完全破裂后果图

图 5.5-2 兴页 L255 平台至兴页 L1006 平台油气混输管道小孔泄漏后果图

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

企业要求保密。

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

项目新建的平台与周边建（构）筑物的安全间距均满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）第 4.0.4 条和第 4.0.7 条的规定。

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连锁截断；

(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 火灾/可燃气体探测系统

(1)固定式可燃气体探测器的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，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连锁，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/T21447-2018），《埋地钢质管道阴极保护技术规范》（GB/T21448-2017）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 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/T6671-2017)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》(GB50058-2014)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理地敷设，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。

7.1.6 防雷、防静电

(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、设备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；

(8) 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 $R \leq 4\Omega$ 。

7.1.7 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。

根据《泄压和减压系统指南》(SY/T10043-2002)，在紧急泄放的情况下，对于压力容器应满足在 15min 内将压力降至 0.69MPa 或者压力容器设计压力的 50%，取两者中较低的。

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。

7.1.8 消防设施

消防设计遵照《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)、《建筑设计防火规范(2018年版)》(GB50016-2014)的规定，贯彻“预防为主，防消结合”的方针。

7.1.9 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 $\leq 4\Omega$ 。

7.1.10 安全管理措施

建设单位安全监督包括管理机构设置、人员配置、设备管理、教育培训、检测检验、安全检查、隐患排查及整改、现场监督等方面。

(1) 按照国家有关规定设置专门的安全生产管理机构，建立建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) 建立建全安全检查制度，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

1、企业要求保密。

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

企业要求保密。

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：中毒和窒息、火灾爆炸、物体打击、机械伤害、容器爆炸、高处坠落、触电、灼烫、淹溺等。

自然环境危险有害因素有：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。

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：

本工程不涉及天然气、原油储存设施，站场内主要涉及压力容器和压力管道，站外主要涉及集输管道，应重点防范天然气泄漏引起火灾、爆炸事故。

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，防雷防静电设施定期检测完好有效，参考本报告油气混输管道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兴页 L255-6-1HF 井配套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。

