

报告编号：SH-2025-SY-YPJ-0202

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司

兴页 L211-6-1HF 评价井地面工程

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 L211-6-1HF 评价井地面工程

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

兴页 L211-6-1HF 井所在平台为新建平台，新建平台位于重庆市忠县花桥镇，位于复兴区块中区。

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	2
1.4 评价程序	8
2 建设项目概况	11
2.1 建设项目（工程）基本情况	11
2.2 自然和社会环境概况	12
2.3 油气集输工程	15
2.4 公用工程及辅助生产设施	26
2.5 安全管理情况	39
3 危险、有害因素辨识与分析	40
3.1 主要物质危险、有害因素分析	40
3.2 生产工艺及设备设施危险、有害因素分析	47
3.3 自然和社会危险因素分析	56
3.4 重大危险源辨识	59
3.5 事故案例与事故原因分析	60
4 评价单元划分和评价方法选择	63
4.1 评价单元划分	63
4.2 评价方法选择	63
5 定性、定量评价	65
5.1 选址及外部安全条件评价	65
5.2 技术、工艺安全可靠性评价	68
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	75
5.5 风险度评价	82
6 安全管理和应急管理评价	85
6.1 安全管理	85
6.2 应急管理	错误！未定义书签。

7 安全对策措施及建议	86
7.1 方案设计中提出的主要安全对策措施	86
7.2 需补充或落实的安全对策措施及建议	88
8 评价结论	89
8.1 项目主要特点及主要危险、有害因素评价结果	89
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	89
8.3 项目潜在的危险、有害因素控制情况	90
8.4 安全评价结论	90
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 L211-6-1HF 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 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、《国家安监总局关于修改<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、《国家安监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、《国家安监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、《储罐区防火堤设计规范》(GB50351-2014)
- 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、《爆炸性环境 第1部分：设备通用要求》（GB/T3836.1-2021）
- 52、《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）
- 53、《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2010）
- 54、《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ/T230-2010）
- 55、《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）
- 56、《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）

57、《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、《通信线路工程设计规范》（YD/T5102-2024）

1.3.3 建设项目批复性文件及其它资料

- 1、《兴页 L211HF 井试采配套地面工程方案》
- 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：2504-500233-04-01-345387）
- 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。

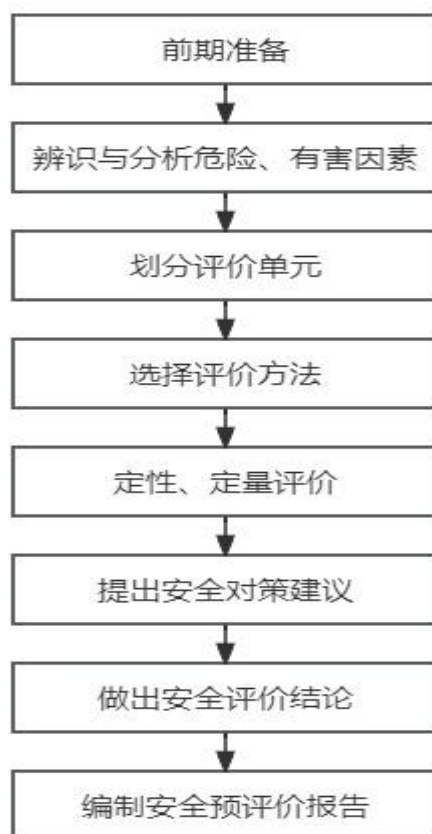


图 1.4-1 安全预评价程序框图

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 L211-6-1HF 评价井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

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

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

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 L211-6-1HF 评价井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 L211-6-1HF 井位于重庆市忠县花桥镇，属于复兴区块中区。花桥镇地处忠县西北部，东与拔山镇相邻，南与新立镇接壤，西与新立镇相连，北与马灌镇毗邻，距忠县政府驻地 58 千米，区域总面积 49 平方千米。地理位置见下图所示。

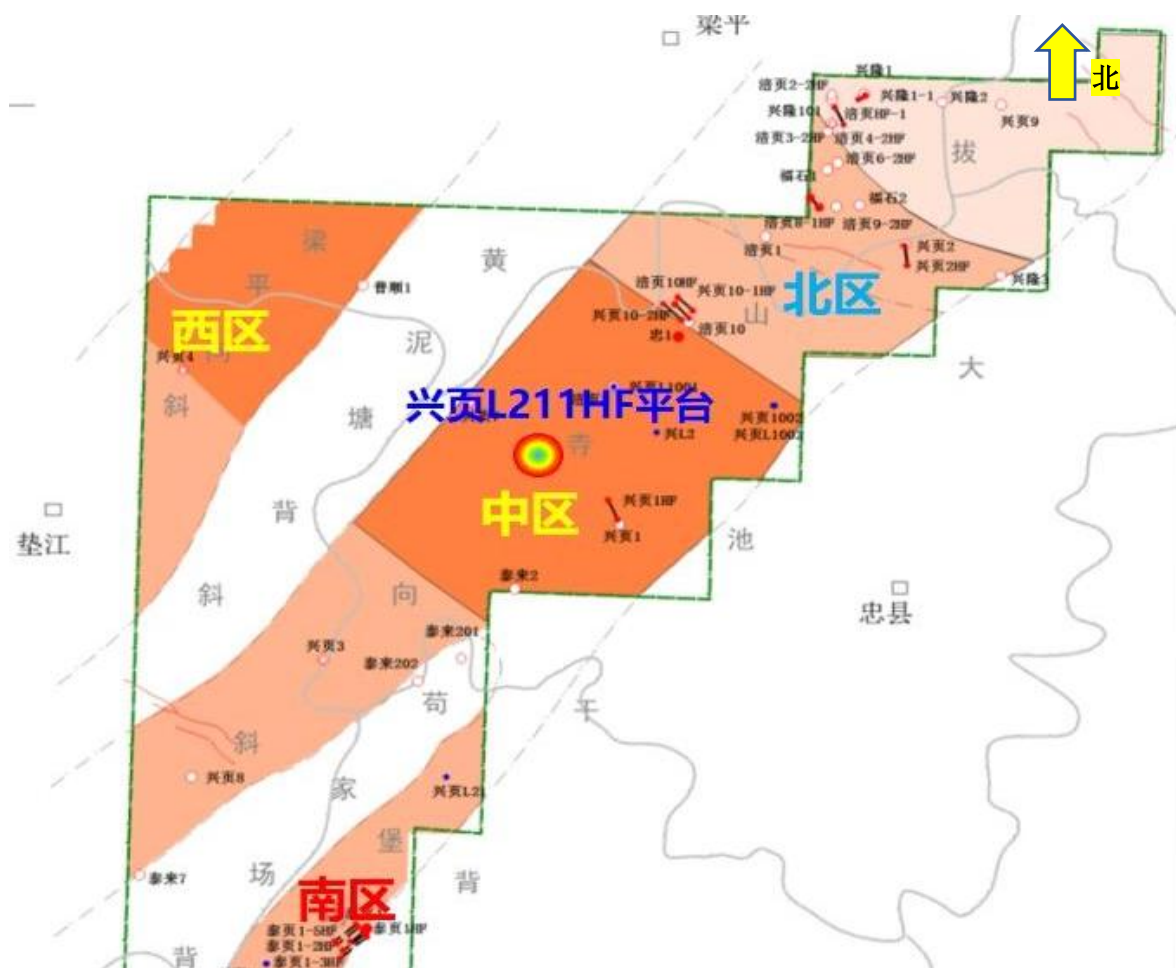


图 2.2-1 兴页 L211HF 平台地理位置图

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

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 L211-6-1HF 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

企业要求保密

2.3 油气集输工程

2.3.1 工程总体布局

本次兴页 L211 平台采用就地建试采站方式，新建兴页 L211HF 试采站。新建试采井采出物经水套炉加热节流后进入生产分离器分离，分离后的天然气经聚结过滤器过滤后放空至火炬燃烧，分离后的原油经三相闪蒸分离器分离后，原油进入油罐储存并装车外运。

2.3.2 地面工程现状及依托情况

2.3.2.1 兴页 L211HF 平台现状

兴页 L211-6-1HF 井所在平台为新建平台，新建平台位于重庆市忠县花桥镇，位于复兴区块中区。兴页 L211-6-1HF 井所在平台现状见下图。



图 2.3-1 兴页 L211-6-1HF 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 L211-6-1HF 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 L211HF 井附近管网分布见下图。



图 2.3-2 兴页 L211-6-1HF 井周边管网分布图

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 L211 平台距离最近的试采站为涪陆 1 试采站，直线距离 8.7km，距离较远，无法依托，且根据总体规划，后续周边井站产气/液需接入兴页 L211 平台进行处理，本次需新建试采站。兴页 L211-6-1HF 井附近已建试采站位置见下图。



图 2.3-3 兴页 L211-6-1HF 井附近已建试采站位置图

2.3.2.4 可依托辅助生产设施

1、电力：平台周边已建国家电网公司的 10kV 灌东线 012-2 杆，线路终端杆距兴页 L211 平台边约 520 米。

2、水源：可利用周边的市政水管网。

3、通讯：周边无自建通讯网络，可依托运营商无线 4g 网络。

2.3.3 设计参数

2.3.3.1 井口参数

兴页 L211HF 是凉二段的一口评价井，井口参数见下表

表 2.3-1 兴页 L211-6-1HF 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)
兴页 L211-6-1HF 井	25	40	1.2	12	3

2.3.3.2 天然气组分

兴页 L211-6-1HF 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

天然气组分	兴页L1HF 井
相对密度 (293K, 101.325kPa)	0.7956

2.3.3.3 页岩油物性及组分

兴页 L211HF 评价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 井页岩油粘度曲线见下图 2.3-4, 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。

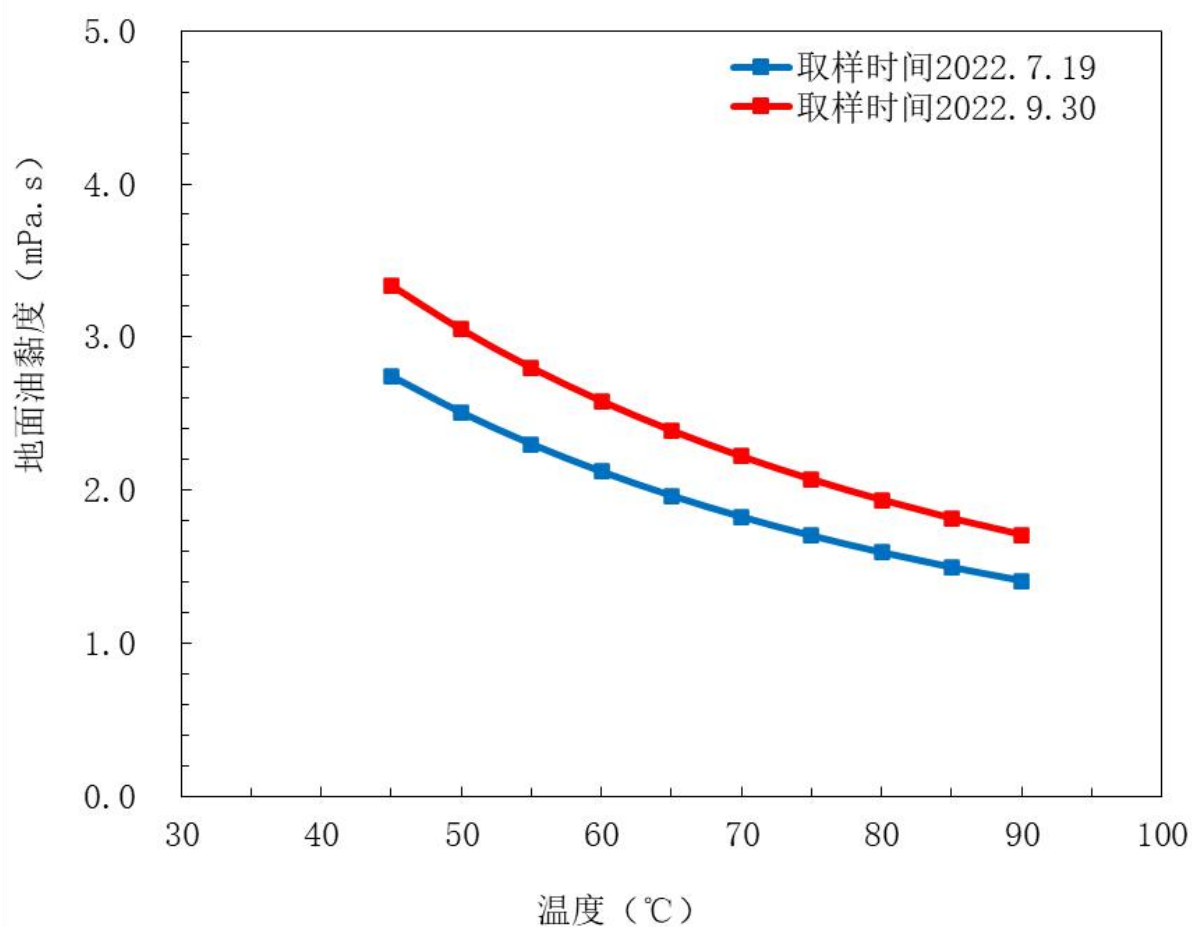


图 2.3-4 兴页 L1HF 井页岩油粘温曲线图

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
3	页岩油凝固点(°C)	10.0
4	含蜡量	11.13%

序号	物性参数	兴页L1HF/值
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 产品及采出水去向

1、页岩油去向：兴页 L211HF 试采站所生产的页岩油，通过拉运外销至江汉本部，含水低于 0.5%；

2、天然气去向：兴页 L211HF 试采站周边无燃气管网，去放喷池直接燃烧；

3、兴页 L211HF 试采站产生的采出水排入平台已建的污水池中暂存，前期压裂回用，后期集中处理。

2.3.4 站场工程

2.3.4.1 平面布置

根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）的要求，兴页 L211HF 试采站属于五级站场，站内防火间距按照五级站场考虑。结合方案设计图纸，工艺装置区位于站场西南侧，储油罐区位于站场南侧，装车区位于油罐区东侧，地面火炬位于站场西北侧，生活及辅助生产区位于站场北侧，放喷池位于站场外的北侧。

2.3.4.2 企业要求保密工艺流程

1、总体工艺流程

1) 页岩气工艺流程：

井口采出物→加热节流（加热至 70℃，节流至 2.5MPa 时温度 61℃）→生产分离器→气相去聚结过滤器→放喷池燃烧；

2) 页岩油工艺流程：

生产分离器（节流至 0.15MPa 时温度 52℃）→三相闪蒸分离器→油罐车辆外运；

3) 天然气凝液：接入三相闪蒸分离器；

4) 采出水工艺流程：

三相闪蒸分离器等分离后的水进入污水罐→车辆外运至处理点；

5) 放空流程：生产分离器橇、聚结分离器橇、三相闪蒸分离器橇、燃料气调压橇等事故放空经低压放空总管汇集后进入放空分液罐进行分液，分液后放空气进入地面火炬进行放空燃烧，排液接入三相闪蒸分离器；自燃料气系统引一股天然气接入调压补气橇调压至 5kPa 为溢流油罐和存储油罐进行补气保压，油罐因温升、快速进油等工况压力上升至 20kPa 后橇内调压阀自动开启，挥发气经分液包分液后通过单独放空管线进入地面火炬进行放空燃烧；为防止罐车内可能存在的空气进入油罐，装车过程中罐车挥发气不再返回油罐，定量装车橇气相连通管线通过单独放空管线接入放空分液罐进行分液，分液后放空

气进入地面火炬进行放空燃烧。

6) 伴热流程：设循环水罐和循环水泵为油罐和油管线伴热。

试采站工艺流程见下图。

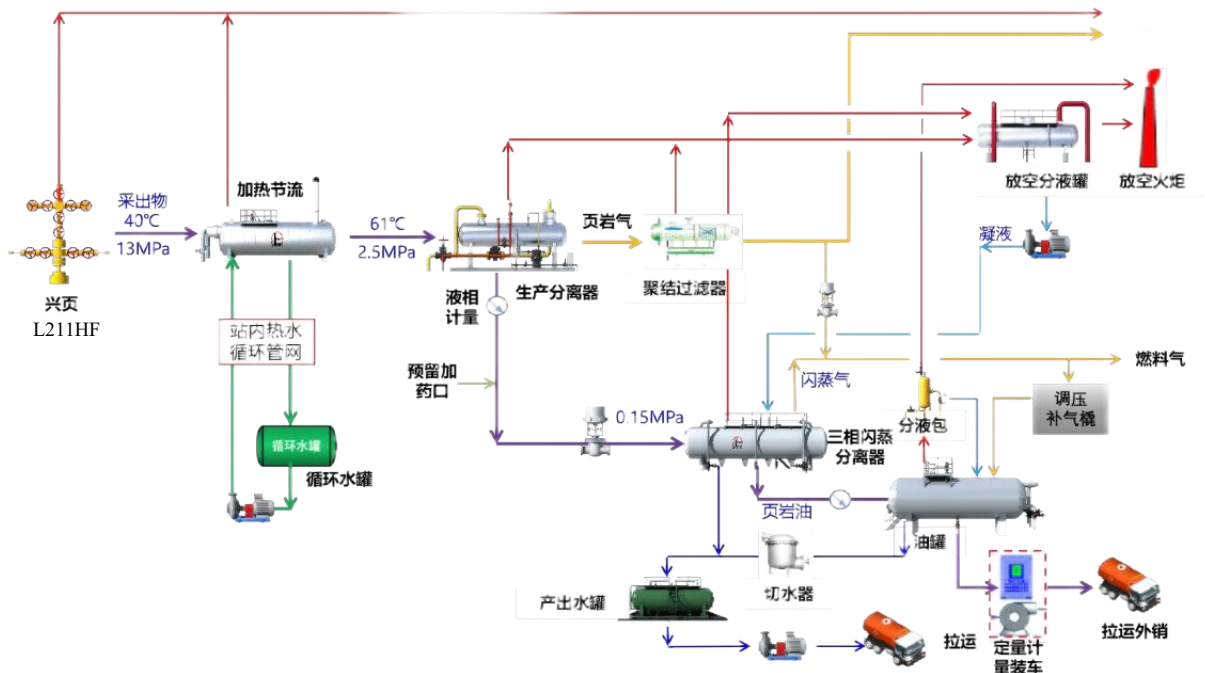


图 2.3-6 兴页 L211HF 试采站工艺流程图

2、加热节流工艺

井口采出物节流前压力 13.0MPa、温度 40℃，进水套加热炉橇，进行 1 级加热节流，一级加热至 62℃，然后一级节流至 8.5MPa；二级加热至 77℃，然后二级节流至 2.5MPa，节流后温度 60℃，控制在析蜡点（44.1℃）温度以上，保持液相较高温度。井口节流加热计算热负荷为 40.38kW；油罐及管线伴热功率约为 54kW，加热炉计算总负荷为：94.38kW，加热炉利旧涪陆 101 试采站 PN420 400kW 加热炉 1 套（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）。

3、气液分离工艺

加热炉出口产物进生产分离器进行气液两相分离，分离出的气相进入聚结过滤器脱除重烃，而后进入放喷池燃烧；分离出的油相进三相分离器进行低压分离（操作压力为 0.15MPa），分离出来的轻组分作为站内的燃料气使用；液相进入溢流罐沉降切水，油相进入卧式储油罐储存，切出的污水进入污水罐。

4、辅助流程-燃料气系统

本工程站内燃料气消耗均为兴页 L211-6-1HF 井自产。站内燃料气来源与消耗统计见下表。

表 2.3-6 站内燃料气来源与消耗统计表

序号	内容	天然气量	备注
燃料气来源			
1	闪蒸气	461.7Nm ³ /d	三相闪蒸分离器气相出口
燃料气消耗			
1	井口加热炉	385Nm ³ /d	考虑80%效率
2	井场生活用气	3.0Nm ³ /d	燃气灶及热水器
3	放喷池长明火	20.0Nm ³ /d	
备注：基于现有数据，理论计算情况下，燃料气足够。余量放喷燃烧。			

2.3.4.3 主要设备设施

本工程主要工艺设备包括利旧水套加热炉橇 1 台、两相生产分离器橇 1 台、三相闪蒸分离器橇 1 台、50 方储油罐 2 座、原油装车泵橇 1 座、放空分液罐 1 座、20 方玻璃钢污水罐 1 座、污水泵 1 台、切水泵 1 台、自动切水器 1 台、仪表风橇 1 套、自用气调压阀组及分液包 1 套、热水循环泵 2 台、5 方循环水罐 1 座；新建 10 万方/天重烃聚结过滤器橇 1 台、地面火炬 1 座。兴页 L211-6-1HF 评价井地面工程主要设备见下表。

表 2.3-7 主要设备设施表

序号	名称	单位	数量	备注
1.	水套加热炉橇（2 级加热、2 级节流） 42MPa 400kW	座	1	利旧
2.	生产分离器橇 DN1200×4800 6.3MPa	座	1	利旧
3.	三相闪蒸分离橇 DN1400×5600 0.6MPa	座	1	利旧
4.	页岩油装车泵橇（含提升泵两台）	座	1	利旧
5.	放空分液罐橇 DN1000×4000mm	座	1	利旧
6.	卧式储油罐（50m ³ ）设计压力常压	座	2	利旧
7.	重烃聚结过滤器橇，处理规模：10×10 ⁴ m ³ /d 6.3MPa	套	1	新建
8.	仪表风橇 1m ³ /min 排压P=0.7MPa	套	1	利旧
9.	页岩油定量装车橇 流量 100m ³ /h	座	1	利旧
10.	自用气调压阀组及分液包	套	1	利旧
11.	热水循环泵（Q=6.0 方/时 H=60 米）	台	2	利旧
12.	循环水罐（5m ³ ）	座	1	利旧
13.	凝液分离提升橇	套	1	利旧
14.	调压补气橇	套	1	利旧
15.	地面火炬 最大放空量 2×10 ⁴ m ³ /d	座	1	新建
16.	自动切水器 DN500×700mm，常压	座	1	利旧

序号	名称	单位	数量	备注
17.	采出水罐 DN2000×6700mm 20m ³	具	1	利旧
18.	采出水泵橇：含 1 台采出水泵 Q=72m ³ /h H=100m N=7.5kW, 1 台切水泵=10m ³ /h H=40m N=4.0kW	台	1	利旧

1、生产分离器

根据规范《油田油气集输设计规范》（GB 50350-2015），分离器的液相停留时间，处理起泡页岩油时宜为 5~20min，处理其他页岩油时宜为 1~3min，由于本工程中页岩油含蜡量较高，生产分离器沉降时间定为 30min。

根据《复兴 16 口井地面建设方案计划安排》，本工程试采设备搬迁利旧涪陆 101 试采站设备，涪陆 101 试采站已建生产分离器为 DN1200×4800mm 卧式结构，故本工程利旧涪陆 101 试采站 DN1200×4800mm 生产分离器 1 台。生产分离器计算见下表。

表 2.3-8 生产分离器计算表

名称		生产分离器	兴页 L211-6-1HF 井参数
本工程设计参数	处理气量 Nm ³ /d	2×10 ⁴	单井产气量 1.2×10 ⁴ m ³ /d
	产出油 m ³ /d	12	单井产油量 12m ³ /d
	产出水 m ³ /d	3	单井产水量 3m ³ /d
	工作压力 MPa	1.6~2.5	-
	工作温度℃	55~65	-
设备计算结果和选型参数	设计压力 MPa	6.3	-
	设计温度℃	70	-
	计算规格 mm	Φ584	-
	选用设备规格 mm	DN1200×4800	-

经设计计算，故本工程利旧涪陆 101 试采站 1 台 DN1200×4800mm 生产分离器，能够满足兴页 L211-6-1HF 井生产要求。

2、三相闪蒸分离器

根据规范《油田油气集输设计规范》（GB 50350-2015），分离器的液相停留时间，处理起泡页岩油时宜为 5~20min，处理其他页岩油时宜为 1~3min，由于本工程中页岩油含蜡量较高，三相闪蒸分离器的液相停留时间需考虑增加沉降时间为 30min。

两相分离后的液相进入三相闪蒸分离器，闪蒸分离器的处理液量：300m³/d。经计算三相闪蒸分离器计算规格为Φ660。根据《复兴 16 口井地面建设方案计划安排》，本

工程利旧涪陆 101 试采站已建 DN1400×DN5600 三相闪蒸分离器 1 台。

3、页岩油储罐

三相闪蒸分离的页岩油进入页岩油溢流罐进一步沉降脱水，脱出的水进入采出水罐，分离的页岩油进入储罐储存。本工程页岩油产量为 12m³/d，采用常压罐储存稳定页岩油，根据《油田油气集输设计规范》（GB 50350-2015）的规定，原油以铁路或公路外运的油田，储存天数不宜少于 5d，储罐储存系数取 0.85，需要储罐容积至少为 73m³，故本工程需新增 2 座 50m³的页岩油储罐，设计压力为常压。

根据涪陆 101 试采站设备排查，本次页岩油储罐利旧涪陆 101 试采站内页岩油储罐。

4、聚结过滤器

闪蒸分离之后，气相进入聚结过滤器脱除重烃，而后进入放喷池燃烧，设置气-液聚结过滤器 1 台（一用一旁通），过滤掉气相中的重烃液滴，对于不小于 0.3 μm 粒径的液滴，分级效率不低于 98%，过滤器成橇布置。

根据涪陆 101 试采站设备排查，本次聚结过滤器利旧涪陆 101 试采站Φ500×2400mm 聚结过滤器 1 台，最大处理规模为 10×10⁴Nm³/d。聚结过滤器主要技术参数见下表。聚

表 2.3-9 聚结过滤器主要技术参数

序号	设备名称	参数	单位	数量
1	聚结过滤器	DN500×2400mm，设计/操作压力：6.3/2.5 MPa， 设计/操作温度：70/65℃	台	1

5、地面火炬

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

本次按照单口井最大产气量并考虑一定余量作为火炬最大泄放量，按照 2×10⁴m³/d 考虑，根据设备投资、施工难易程度、噪音、热辐射、安全风险等因素，本工程新建地面火炬 1 座，设计最大放空气量为 2×10⁴m³/d。

2.3.5 站内采、集气管道

2.3.5.1 工艺配管

考虑站内管线压降、噪音等因素，本工程站内油气水混输管道流速控制在 1.0~4.0m/s，油水混输管道流速控制在 1.0m/s 左右，天然气管道流速控制在 3m/s~8m/s，并尽量减少管道的规格，方便采购。工艺配管选型见下表。

表 2.3-10 工艺配管选型表

管道名称	介质	管线规格	设计压力 MPa	平均流速 m/s
井口~加热炉采气管道	油气水	Φ76×8 L360Q 抗菌	24	2.1
生产分离器~三相闪蒸分离器	油气水	Φ89×7.0 L245N 抗菌	6.3	2.2
三相闪蒸分离器~页岩油储罐橇	油	Φ89×7.0 L245N 抗菌	6.3	0.8
三相闪蒸分离器~采出水储罐橇	水	Φ60×5.5 L245N 抗菌	1.6	0.2
三相闪蒸分离器~燃料气管道	气	Φ60×4.5 L245N	1.6	2.3
中压放空管道	油气水	Φ60×4.5 L245N	1.6	/
中压放空汇管	油气水	Φ 114×4.5 L245N	1.6	/

2.3.5.2 防腐

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，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。

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 520m 处已建 10kV 灌东线，导线型号为 LGJ-50。

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	定量装车橇	3	380	1	1用	0.85	0.8	2.55	3.19	三级
2	仪表风橇	30	380	1	1用	0.9	0.9	27.00	30.00	三级
3	热水循环泵	4	380	1	1用 1备	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
4	页岩油装车泵	7.5	380	1	1用1备	0.85	0.8	6.38	7.97	三级
5	采出水装车泵	7.5	380	1	1用1备	0.85	0.8	6.38	7.97	三级
6	切水泵	4	380	1	1用1备	0.85	0.8	3.40	4.25	三级
7	水套加热炉	4	380	1	1用	0.85	0.8	3.40	4.25	三级
8	生产分离器	4	380	1	1用	0.85	0.8	3.40	4.25	三级
9	三相闪蒸分离橇	4	380	1	1用	0.85	0.8	3.40	4.25	三级
10	聚结分离器	1	380	1	1用	0.85	0.8	0.85	1.06	三级
11	仪控室配电箱	5	380	1	1用	0.8	0.9	4.00	4.44	三级
12	办公室配电箱	5	380	2	2用	0.8	0.85	4.00	4.71	三级
13	厨房配电箱	10	380	1	1用	0.8	0.85	8.00	9.41	三级
14	UPS 所带负荷	5	380	1	1用	0.95	0.9	4.75	5.28	三级重要
15	预留负荷	250	380	1	1用	0.85	0.8	212.50	265.63	三级
16	凝液分离提升橇	1	380	1	1用	0.8	0.85	0.80	0.94	三级
小计								294.20	361.16	
取同时系数 $K_p=0.9$ $K_q=0.95$								264.78	331.23	
补偿 ($\cos\varphi$ 补偿到 0.95)		补偿后 $S_{js}=285.98\text{kVA}$								

经计算，需新建 1 台 400kVA 变压器，负载率约 71%。

2、配电方案

新建约 520m10kV 架空线路，T 接自附近 10kV 灌东线，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 400kVA 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 灌东线。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。

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。

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。

2.4.1.3 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低于 IP65, 灯具电气腔的防护等级不低于 IP43。所有泛光灯灯头附件内置, 且均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，接地端子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。专用金属接地板焊接于设备和管道的金属外壳或支座上，截面积不小于 $50\text{mm}\times 5\text{mm}$ ，最小有效长度不小于 110mm 。

(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) 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。

(6) 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.	400KVA 箱式变电站	座	1	利旧
2.	10KV 高压计量装置（含互感器）	台	1	利旧
3.	单机 UPS 系统 10kVA 输入 380V 输出 380V	台	1	利旧
4.	防爆 LED 路灯 自带 6 米灯杆	根	7	利旧
5.	10kV 电力线路，含导线、电杆及杆上金具等，导线型号 LGJ-50	m	520	新建
6.	10kV 避雷器 YH5WZ-17/45	组	1	三个一组；利旧
7.	10kV 跌落式熔断器 100A/40A	组	1	三个一组；利旧
8.	电力电缆 YJV22-8.7/15kV 3×50	m	80	利旧
9.	电力电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 4x35+1x16	m	150	利旧
10.	电力电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 5x16	m	100	利旧
11.	电力电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 4x4	m	400	利旧
12.	电力电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 5x6	m	350	利旧
13.	电力电缆 NH-YJV22-0.6/1kV 3x4	m	300	利旧
14.	控制电缆 ZR-KYJV22-450/750V 7×2.5	m	700	利旧
15.	钢制槽式桥架（宽×高）500×200mm	m	150	新建
16.	热镀锌扁钢-40×4	m	300	新建

2.4.2 仪表及控制系统

2.4.2.1 概况

本次新建兴页 L211HF 试采站 1 座，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 L211-6-1HF 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。

生产分离器橇、三相闪蒸分离器橇、卧式储油罐、聚结分离器橇、自用气调压阀组、放空分液罐、凝液分离提升橇、污水罐、热水循环泵、切水泵、采出水装车泵、页岩油装车泵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、仪表风橇、地面火炬、定量装车泵橇自带 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。

站内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集气站新建 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。

2.4.2.3 可燃气体检测系统

本次方案在气井井口区域、自用气调压阀组橇区域、聚结分离器区域、三相闪蒸分离器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，安装高度高出释放原 0.5m~2.0m。

可燃气体报警设定值，一级报警应小于或等于 20%LEL、宜为 10%LEL；2 级报警应小于或等于 40%。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。

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 $1\ \Omega$ ，接地电阻小于或等于 $4\ \Omega$

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	2	利旧
3.	不锈钢耐震压力表 0~0.1MPa	台	4	
4.	不锈钢耐震压力表 0~0.4MPa	台	2	利旧
5.	不锈钢压力表 0~60MPa	台	3	
6.	不锈钢压力表 0~0.4MPa	台	2	利旧
7.	一体化温度变送器 H=150mm	台	2	利旧
8.	双金属温度计 H=150mm	台	4	其中利旧 2 台，新建 2 台
9.	井口智能切断阀	台	1	
10.	可燃气体检测器	台	8	利旧
11.	火灾报警控制器	台	1	利旧
12.	SCS 控制柜	台	1	利旧
13.	SCS 控制柜调试	台	1	
14.	耐火计算机电缆\NH-DJYVP32 0.3/0.5 1×2×1.5	m	450	
15.	阻燃计算机电缆\NH-DJYVP32 0.3/0.5 1×3×1.5	m	1200	
16.	阻燃计算机电缆\ZR-DJYVP32 0.3/0.5 1×2×2.5	m	150	
17.	阻燃计算机电缆\ZR-DJYVP32 0.3/0.5 1×2×1.5	m	1500	

序号	名称及规格	单位	数量	备注
18.	阻燃计算机电缆\ZR-DJYVP32 0.3/0.5 3×2×1.5	m	150	
19.	阻燃计算机电缆\ZR-DJYVP32 0.3/0.5 4×2×1.5	m	750	
20.	阻燃计算机电缆\ZR-DJYVP32 0.3/0.5 7×2×1.5	m	1400	
21.	485 铠装屏蔽双绞线\ASTP-120Ω 2×2×AWG18	m	950	
22.	镀锌钢管 DN25 Φ33.7×3.2	m	135	
23.	镀锌钢管 DN40 Φ48.3×3.5	m	60	
24.	镀锌钢管 DN100 Φ 114.3×4.0	m	40	
25.	焊接式截止阀	台	15	
26.	双阀组截止阀	台	15	
27.	压力变送器活接头	个	2	
28.	压力表活接头	个	13	
29.	防爆铠装电缆密封接头	个	41	
30.	防爆挠性连接管	个	41	
31.	托盘式电缆桥架 300×200	m	180	

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、门禁系统及备用通信系统。部分通信设备沿用涪陆 101 试采站已建设备。

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 18 口二层工业以太网交换机（4 千兆光，2 百兆光，12 电口），用于传输安防系统数据；2 台 24 口二层工业以太网交换机（4 千兆光，8 百兆光，12 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 3 台；
- 2) 室外网络高清全球型摄像机 2 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。

试采站视频数据存储站内新建硬盘录像机。

3、门禁系统

试采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，实现调控中心对集气站及平台门禁控制器的远程控制。

4、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（4 千兆光，2 百兆光，12 电口）	台	2	利旧 1 台，新建 1 台
1.2	二层工业以太网交换机（4 千兆光，8 百兆光，12 电口）	台	1	利旧
1.3	千兆单模光纤模块	台	6	利旧
1.4	百兆单模光纤模块	台	12	利旧
1.5	网络机柜	台	1	利旧
1.6	48 口光纤配线架	套	1	利旧
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	3	利旧
2.2	室外网络高清全球型摄像机	台	2	利旧
2.3	室外网络高清半球型摄像机	台	1	利旧
2.4	室外网络高清枪式摄像机	台	1	利旧
2.5	室外非防爆扬声器	套	1	利旧
2.6	摄像机安装立柱	套	6	利旧
2.7	防爆防护箱	套	3	利旧

序号	名称	单位	数量	备注
2.8	防水防护箱	套	3	利旧
2.9	单模光缆 GYTA 4B1	m	750	
2.1	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	48	
2.13	镀锌钢管 DN100	m	10	
2.14	防爆挠性连接管 BNGII 25×700 M25x1.5 (F) /M25x1.5 (M)	根	18	
2.15	防水挠性连接管 FNGII 25×700 M25x1.5 (F) /M25x1.5 (M)	根	18	
2.16	通信系统扩容调试	套	1	
2.17	硬盘录像机	台	1	利旧
2.18	监控硬盘\SATA 8TB	块	2	利旧
2.19	液晶显示器 24 寸	台	1	利旧
2.2	光纤收发器 百兆单模	个	8	利旧
2.21	视频监控工作站	套	1	
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	
3.1	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	

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 L211HF 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)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 给水工程

兴页 L211HF 试采站生活和生产用水引自附近村庄生活供水管网。

2.4.4.3 排水工程

1、生活排水

试采站内厕所和生活污水进入化粪池预处理后，定期罐车外运处理。

2、生产排水

工艺区和油罐区污水进入污水罐后泵送至平台污水池，定期外运处理。

站场门口设置冲洗点，用于夏季油罐车进站前冷却轮毂等易高温部位，设备、场地冲洗水经排水沟收集至工艺装置区初期雨水池暂存，定期罐车外运处理。

根据《石油化工给水排水系统设计规范》（SH/T3015-2019），按降雨深度 15mm 考虑。油罐区设置初期雨水池 1 座及控制阀。初期雨水（15mm）先经排水沟收集至雨水池，手动切换阀门，后续清洁雨水直接外排。初期雨水池雨水利用罐车及时外运处理。

2.4.4.4 主要工程量

消防及供排水的主要工程量见下表。

表 2.4-5 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
(一)	给水			
1	PE100 管 DN65 1.6MPa	m	50	配套给水管件
2	PE100 管 DN32 1.6MPa	m	250	配套给水管件
3	PE100 管 DN25 1.6MPa	m	100	配套给水管件
4	闸阀 DN25 PN10	套	2	
5	止回阀 DN25 PN10	套	1	
6	截止阀 J11T 16 DN32 PN1.6MPa	个	2	
7	倒流防止器 DN65 PN1.6MPa	个	1	
8	DN65 旋翼式水表 PN16	个	1	
9	DN65 水表井	座	1	05S502-P136
10	自来水管开口费	项	1	
(二)	生活排水			
1	PVC-U 排水管 DN100	m	50	
2	PVC-U 排水管 DN200	m	75	
3	玻璃钢化粪池 Φ2.1mX4.0m (12m ³)	座	1	
4	检查井Φ1200	座	2	
5	双蹲位一体化厕所	座	1	利旧

序号	名称及规格型号	单位	数量	备注
6	闸阀 Z41H-16C DN200	个	2	
7	阀门井	个	1	
8	钢筋混凝土水封井 1×1m	座	1	
(三)	生产排水部分			
1	阀门井	个	1	
2	闸阀 Z41H-16 DN200	个	2	
3	止回阀 H44H-16 DN65	个	1	
4	钢筋混凝土水封井 Φ1000	座	1	
5	雨水池 1×1×1.5m	座	1	
(四)	消防部分			
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MFZ/ABC5	具	12	
2	手提式二氧化碳灭火器 MT7	具	2	
3	推车式磷酸铵盐干粉灭火器 MFT/ABC50	具	8	
4	灭火器箱 XMDDD42 型	个	6	
5	灭火器箱 XMDDD32 型	个	1	

2.4.5 建（构）筑物

2.4.5.1 设计标准

- 1) 结构安全等级：建筑结构安全等级为二级；
- 2) 使用年限：结构设计合理使用年限 50 年；
- 3) 耐火等级：建筑物的耐火等级为二级；
- 4) 防水等级：屋面防水等级为 II 级；
- 5) 抗震烈度等级：建筑物抗震设防烈度为 6 度；
- 6) 建筑抗震设防类别：本工程建筑抗震设防类别为丙类；
- 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 L211-6-1HF 评价井地面工程方案部分的设备基础、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≥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	宿舍及仪控室 C25 素混凝土	座	3	轻钢结构
2	双蹲位橇装卫生间基础 C25 素混凝土	m ³	3.0	
3	400KW 变电站 C25 素混凝土	m ³	8	
4	桥架基础 C25 素混凝土	m ³	15	
5	管墩基础 C25 素混凝土	m ³	40	
6	设备基础 C30 钢筋混凝土	m ³	45	
7	级配砂石	m ³	80	
8	油罐区围堰 C25 素混凝土	m	80	顶宽 0.5m
9	消防沙池及消防器材存放柜 钢结构	座	1	Q235B
10	围堰抗渗 C30 抗渗混凝土	m ²	370	抗渗等级 P8， 厚 12cm。
11	操作平台 钢结构	t	12	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、触电、高处坠落、灼烫、淹溺、噪声危害等；

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）、混烃（以液化石油气为代表）等。主要危险有害物质的辨识情况及危害特性见表 3.1-1、3.1-2。

表 3.1-1 危险有害物质辨识情况一览表

序号	类别	该项目所涉及物质	辨识依据
1	危险化学品	天然气(序号 2123)、原油(序号 1967)、氮气(压缩-序号 172)、混烃(序号 2548)	《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	
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、混烃	《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、油罐	甲 _B 类	易燃液体, 类别 2	--
3	氮气	--	--	设备、管线	戊类	加压气体	--
4	混烃 (液化石油气)	2.3%~9.5%	-80~-60	设备、管线	甲 _A 类	易燃气体, 类别 1 加压气体 生殖细胞致突变性, 类别 1B	--

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、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应，遇高热分解出有毒的烟雾。

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

原油的主要危险有害特性见下表。

表 3.1-4 原油主要危险有害特性一览表

化学品及企业标识	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	natural gas conde、nsatetural gasoline
危险性概述	与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着自燃。	

组成/组份分析	原油为混合物，主要成分是 C ₄ 至 C ₆ 烃类的混合物，并含有少量的大于 C ₈ 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20°C-200°C 之间，挥发性好，是生产溶剂油优质的原料。			
急救措施	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅，如呼吸困难，给输氧，如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。			
消防措施	喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：泡沫、二氧化碳、干粉、砂土。用水灭火无效。			
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入，切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。防止进入下水道、排水沟等限制空间。小量泄漏用砂土等惰性材料吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。			
操作处置与储存	操作处置注意事项：密闭操作，局部排风。操作人员必须要遵守操作规程，远离火种、热源。作场所严禁吸烟，防止蒸气泄漏到工作场所空气中。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材。倒空的容器可能残留有害物。 储存注意事项：大量易燃液体应储存在储罐内，桶装易燃液体应储存在规定要求的库存房内；库房低坪和铺垫不渗油，不会因撞击而发生火花。			
接触控制/个体防护	生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴自吸过滤式防毒面具（半面具）。眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴安全防护镜。防护服：穿防静电工作服。手防护：戴耐油防护手套。其它防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	燃烧性	易燃	火灾危险性分类	甲 _B 类
	闪点（°C）	18	爆炸极限（%）	1.1~8.7（V%）
	自燃点（°C）	482~632		
	稳定性	稳定	燃烧分解产物	一氧化碳、二氧化碳
稳定性和反应活性	稳定性：不稳定。禁配物：无资料。避免接触的条件：无。聚合危害：不聚合。分解产物：碳化物。			
毒理学信息	毒性：IV（低度危害）LD50：无资料 LC50：无资料			
生态学信息	生态毒性：无相关资料。生物降解性：无相关资料。非生物降解性：无相关资料。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。废弃处置方法：建议用焚烧法处置。废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定的场所掩埋。			
运输信息	包装标志：易燃液体。包装类别：II。包装方法：全密闭罐包装。 运输注意事项：运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。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。					

3.1.1.4 混烃

从天然气中回收的且未经稳定处理的液体烃类混合物的总称，一般包括乙烷、液化石油气和稳定轻烃成分，也称混合轻烃。

本工程通过聚结过滤器过滤掉天然气中重烃，而后进入放喷池燃烧，重烃液滴通过排液口进入到闪蒸分离器中。

混烃对人体的神经系统和血液系统影响最大，它经消化道、呼吸道或皮肤摄入都会产生毒性反应，能损害人的呼吸道粘膜和视力。

混烃的主要危险有害特性见下表。

表 3.1-6 混烃（液化石油气）主要危险有害特性一览表

标识	中文名	液化石油气	英文名称	liquefied petroleum gas
	CAS	68476-85-7	UN 编号	1075
理化性质	外观性状	由炼厂气加压液化得到的一种无色挥发性液体，有特殊臭味。		
	溶解性	微溶于水。		
	熔点（℃）	-160~-107	燃烧热（kJ/mol）	无资料
	沸点（℃）	-12~4	饱和蒸气压（kPa）	≤1380KPa（37.8℃）
	相对密度（水=1）	0.5~0.6	临界温度（℃）	无资料
	相对密度（空气=1）	1.5~2.0	临界压力（MPa）	无资料
燃烧爆炸危险性	燃烧性：	极易燃	危险特性	与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。燃烧生成有害的一氧化碳。
	闪点（℃）	-80~-60		
	自燃温度（℃）	426~537		
	爆炸下限（V%）	2.3		
	爆炸上限（V%）	9.5	燃烧（分解）产物	无资料
	稳定性	稳定	禁配物	强氧化剂、氟、氯卤素等
包装与储运	危险性类别	易燃气体,类别 1 加压气体 生殖细胞致突变性,类别 1B		
	储运注意事项：	储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂、卤素分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。		
毒性与健康危害性	健康危害	本品有麻醉作用。 急性液化气轻度中毒主要表现为头昏、头痛、咳嗽、食欲减退、乏力、失眠等;重者失去知觉、小便失禁、呼吸变浅变慢。 皮肤接触液态本品，可引起冻伤。		
	侵入途径	吸入、皮肤接触		

急救	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。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。
	皮肤接触	如发生冻伤，用温水（38℃~42℃）复温，总用热水或辐射热，不要揉搓。就医。
防护措施	呼吸系统防护	高浓度环境中，建议佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。
	眼睛防护	一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴化学安全防护眼镜。
	皮肤和身体防护	穿防静电工作服。
	手防护	戴一般作业防护手套。
灭火注意事项	切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火，尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。	

3.2 生产工艺及设备设施危险、有害因素分析

3.2.1 工艺过程危险、有害因素分析

3.2.1.1 生产工艺过程危险有害因素分析

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

1、中毒和窒息

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

2、火灾爆炸

本工程新建的系统均存在着大量的天然气等甲类火灾危险性物质，在高压、高温、低温等处理过程中，由于密闭不严、串料、跑料、超温、超压等情况下发生可燃介质泄漏、扩散，在站内形成爆炸性混合气体。

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

生产系统在生产过程中，输送物料频繁、操作过程复杂，均有可能发生串料、跑料、

超温超压等危险；一旦发生泄漏，易与空气形成爆炸性混合气体，遇点火源可引发火灾、爆炸事故。

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

3、物体打击

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

4、机械伤害

机泵类机械外露的运转部件若防护罩缺损或不符合规范，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

本工程利旧生产分离器、闪蒸分离器等属于压力容器的范畴，在下列情况下，可能发生压力容器爆炸事故：

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

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

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

4) 安全附件选用不当或失效，当压力超过额定工作压力时不能及时、迅速地进行报警或泄压，致使容器超压而遭到破坏；

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

6、触电

在用电操作中若操作不当会引起触电，触电对人体伤害很大，很容易造成死亡。若动力设备、照明电气、供配电等电气设备或电气线路绝缘、安全距离、漏电保护等防护措施失效以及违章操作等均可导致触电事故的发生。

7、高处坠落

加热炉、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的巡检和作业均为高处作业，一旦平台、扶梯、栏杆等处有损伤、松动、打滑时，操作者不慎失去平衡，有高处坠落的危险。

8、灼烫

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

9、淹溺

站场外北侧设置有污水池、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。

10、噪声危害

运行期间的噪声源主要是各类机泵产生的机械噪声。

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

3.2.1.2 装车、运输过程危险有害因素分析

1、中毒和窒息

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

2、火灾、爆炸

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

装车作业时，若胶管老化、密封垫破损、接头紧固栓松动等原因，可能会造成物料

泄漏；装卸物料时对液位检测不及时也易造成物料跑冒，溢出罐车外；泄漏的易燃液体挥发出的蒸气达到或超过爆炸极限，遇到火星可能会发生爆炸燃烧；在物料漫溢时，若使用金属容器刮舀，开启非防爆电灯照明观察，可能会无意中产生火花引起爆燃。

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

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

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

(1) 在装卸场所应设有防静电接地卡来连接设备以及装卸车辆，以防止静电产生造成火灾爆炸，若防静电接地卡失灵或未定期检测，造成静电荷的急剧遇油气进而发生火灾事故；

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

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

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

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

③冲击带电

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

④沉降带电

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

⑤感应起电

存在带静电物体使附近不相连的导体感应而带电。

操作人员未穿防静电工作服以及未进行静电倒除也容易引发火灾事故。

3、机械伤害

装车泵、污水泵等泵类设备的旋转部件、传动件，若防护罩失效或缺，人体接触时就有机伤害的危险。

4、物体打击

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

5、高处坠落

操作人员防护措施不当或防护措施不齐全，操作人员可能发生从油罐车上坠落的危险。

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

作业类型	可能的危险、有害因素	可能引发的事故
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、分离装置、计量装置、加热装置、储罐等。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、灼烫等。

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

表 3.2-2 站场正常生产期主要危险有害因素分析

位置	危害、有害因素	后果
总体流程	1、站场安全控制系统内部出现故障，不能控制安全截断阀； 2、未对站场操作人员进行安全阀工作原理、操作规范、维护保养等方面的知识培训，造成操作人员不了解安全阀原理未按要求进行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、天然气燃烧系统因操作失误、设备故障、设备熄火而保护装置未切断气源及因天然气含水量过高而造成意外熄火，燃烧炉内伴生气形成爆炸性气体，遇火源形成伴生气混合气体爆炸、设备损坏； 2、循环水系统因设备原因造成循环水不足、断流，燃烧炉换热器干烧，造成设备损坏；当换热器高温状态下通入冷却水，可造成换热管爆裂、甚至水蒸气爆炸； 3、因水套加热炉温度、压力等控制仪表出现问题，可造成出水套加热炉的天然温度、压力失控，当温度偏低时，可造成伴生气后期集气过程出现“冰堵”等隐患，当压力偏高时，对天然气试采管线造成管道超压等危害，可能造成管道因强度不足而损坏，天然气泄漏，形成火灾、爆炸事故。	火灾爆炸、人员伤亡
站场过滤、计量装置	1、压力容器可能出现超压或腐蚀； 2、过滤器内阀芯更换不及时，造成过滤器堵塞； 3、计量装置：因孔板阀上下腔密封不严，在清洗或更换孔板时可能发生孔板导板飞出伤人和伴生气泄漏。	火灾爆炸、压力容器爆炸人员伤亡
站场放空排污系统	1、放空系统出现串压、堵塞和放空排污阀故障； 2、放空系统可能因阀门密封不严或破裂，导致伴生气泄漏； 3、放空管线较长，因腐蚀或其他原因造成泄露；	伴生气泄漏，低压设备超压破裂

位置	危害、有害因素	后果
	4、排污管线腐蚀，排污时液位过低造成伴生气串入污水系统； 5、燃料气规模不满足放喷要求，点火不成功。	
雷击和静电	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伴生气泄漏时，可能引发火灾或爆炸事故。	火灾爆炸、压力容器爆炸人员伤亡
油品装车	1、装车作业环境油气火共存，且点火源较多。汽车熄火或发动前，发动机燃烧室、排气歧管外壳、排气管口外表面温度较高；点火系统配电器、火花塞；照明系统电源、控制开关，空调系统制冷压缩机、电磁励合器等都可能成为点火源； 2、装车作业中，操作工可能身体产生静电； 3、装车作业过程中，操作机械设备摩擦撞击产生火花； 4、工艺设备如阀门、法兰、旋转器等连接部件可能发生故障，造成泄漏； 5、违反装车作业操作规程。	火灾、爆炸
油罐	1、油罐由于超压或腐蚀造成破坏； 2、气温升高造成油罐内部温度升高； 3、油罐超量储存； 4、防静电的防护设施设置不好或设施损坏；防爆电气设备损坏或不防爆； 5、雷击起火； 6、输油管泄漏；人孔、阀门、法兰密封不良泄漏；槽车阀门没关或者内漏。	火灾爆炸、人员伤亡
有限空间作业	人员进入储罐、分离器、污水池等有限空间作业时未正确穿戴劳保用品易发生窒息事故。	窒息

3.2.3.2 设备设施危险有害因素分析

1、井口装置

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

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

2、水套加热炉撬

本工程有水套加热炉，主要危险有火灾、爆炸、冰堵等，发生的原因可能有：

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

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

(3) 水套加热炉温度、压力等控制仪表出现问题，造成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。

3、分离器类

本工程分离器主要包括两相生产分离器橇、三相闪蒸分离器橇等。

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

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

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

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

4) 管理原因：管理混乱，无操作规程，违章操作；不按规定进行定期检验等。

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

4、储罐

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

(1) 检修时储罐内的介质未完全置换或清理不干净。

(2) 储罐用于监测温度、压力、液位等仪表或相应控制系统发生故障，造成控制失灵，引发安全事故。特别是液位报警系统失灵时，引发泄漏。

(3) 使用过程中，罐体的腐蚀造成罐体厚度减薄、强度下降，介质泄漏后不能及时发现。储罐焊缝或管线法兰、阀门泄漏，可燃气体与空气形成爆炸性气体，遇明火发生爆炸，燃起大火。

(4) 罐体材质、制造、安装存在缺陷导致罐破裂或撕裂后泄漏。

(5) 防火堤和隔堤如发生坍塌、存在孔洞和裂缝，都会对安全构成威胁，事故状态下，不能有效的收集泄漏的易燃易爆物料，造成事故的扩大。

(6) 储罐基础不均匀下沉，将直接危及罐体的稳定，造成罐体焊缝开裂，导致储存的易燃、易爆物料泄漏，遇点火源有发生火灾、爆炸的危险。罐体腐蚀减薄甚至穿孔等因素都是安全生产的重大隐患。

(7) 防雷接地需要经常检查的设施主要是引下线和接地装置，如发生断裂松脱，影响雷电通路或土壤电阻增大，影响雷电流散，则可能在雷雨季节，遭受雷击，引起着火爆炸事故。

(8) 储罐还可能存在检修清罐作业时的人员中毒与窒息，罐上维修、调试以及日常巡检的高处坠落危害。

5、地面火炬

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

3.2.4 公用工程及辅助生产设施的危险有害因素分析

本工程公用工程及辅助设施主要包括了供配电系统、自控系统、给排水系统、消防系统及通信系统等，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、坍塌、大风、高低温、腐蚀以及由于暴雨而引发的山体滑坡、泥石流等自然灾害。

1、雷电危害

雷电天气对本工程新建井场、管道及站场均有潜在威胁，若这些设备设施、线路等防雷装置不得当，会产生极大的过电压和过电流，当几十至上千安培的强大雷电电流通

过导体时，在瞬间转换成大量的热能，雷击点的发热能量约为（500~2000）J，在其波及范围内，可能造成着火、爆炸。直接雷放电时能产生高达数万伏甚至数十万伏的冲击电压，足以烧毁电力系统的变压器等电气线路和设备，发生短路，导致可燃、易燃易爆物品着火和爆炸。所以各生产设备设施、管道应按期进行防雷防静电的检测，保证防雷防静电设施好用。

2、地震灾害

地震灾害易造成设备损坏，天然气泄漏，引起火灾、爆炸、中毒事故。

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

3、坍塌和地面沉降

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

4、暴雨与洪涝

工区多年年降水量 1200mm，夏季降水强度大，易出现洪涝灾害。

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

5、大风

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

6、山体滑坡、泥石流

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

7、高、低温

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

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

8、腐蚀

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

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

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

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

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

天然气中可能含有其他杂质，其含量越多，腐蚀就越严重。

3.3.2 社会环境危险有害因素分析

社会危害因素主要是第三方破坏造成的影响。第三方破坏是指由于农业生产或建设活动，如在井场周边或者管道保护区域内等区域取土、修建公路、建房、违章施工等可能破坏管线或附属设施，导致管线失效，造成天然气泄漏，进而可能引发火灾爆炸事故。

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

3.4 重大危险源辨识

3.4.1 危险化学品重大危险源定义

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

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

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

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

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

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

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

2、生产单元、储存单元内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,本工程分为生产单元和储存单元分别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、混烃。

本工程分为生产单元和储存单元，生产单元是指危险化学品的生产、加工及使用等的装置及设施，本工程主要是站场内的生产、处理设备；储存单元是指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，本工程未设天然气储存设施，设有 2 座 50m³ 卧式储油罐，原油密度 792kg/m³，辨识过程见下表。

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+1/50= 0.041<1	否
	原油	1000	<1		
	混烃	50	<1		
储存单元	原油	1000	2×50×0.792=79.2	79.2/1000= 0.0792<1	否

经辨识，兴页 L211 试采站生产单元和储存单元均未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和公用工程及辅助设施 2 个评价单元。

4.2 评价方法选择

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

各评价方法的具体操作程序如下表：

表 4.2-1 各单元评价方法表

序号	评价单元	评价方法	备注
1	站场工程	安全检查表、定量风险模拟评价方法	
2	公用工程及辅助生产设施单元	安全检查表	

4.2.1 安全检查表（SCL）

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

4.2.2 定量风险模拟评价方法

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

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

本次评价是根据中国安全生产科学研究院研发的定量风险量化评估软件（CASSTQRA）对兴页 L211HF 试采站内危险性较大的设备发生天然气泄漏及原油储罐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
—	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	结合方案设计图纸，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北侧外扩	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、	《页岩气气田集输工程设计规范》	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
	压裂及修井作业。	NB/T14006-2020 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		
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，宜具备建的用地条件。在山区采用开山填沟营造人工场地时，应避免开山洪流流经的沟谷。	《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.	<p>各类站场选址应符合下列规定：</p> <p>1.不宜选在发震断层和基本烈度高于 9 度的地震区。</p> <p>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。</p> <p>3.不应选在有泥石流、滑坡、流沙、溶洞等直接危害的地段。</p> <p>4.不应选在一级水源保护区。</p> <p>5.不应选在国家级自然保护区核心区。</p> <p>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。</p> <p>7.不应选在重要军事设施的防护区。</p> <p>8.不应选在历史文物、名胜古迹保护区。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>11.不应选在堤、坝决溃后可能淹没的地区。</p>	《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
二	外部安全条件			
16.	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、	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.1.8	经现场勘验，试采	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
	《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。		站与周边建筑设施的防火间距符合要求	
17.	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		符合
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

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：本项目站场选址是否取得当地规划部门的同意。

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 0.35s。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、压力容器和电气设备。天然气、原油为易燃易爆性物质，泄漏后遇点火源可能发生火灾、爆炸事故。压力容器超压运行可能发生压力容器爆炸。电气设备设施在生产运行过程中可能造成触电事故。

(2) 站场周边主要为散居民房，生产运行时，一旦本工程发生天然气、原油泄漏，可能影响周边居民等。

(3) 站场周边设有污水池、清水池，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。

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
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	分离器设置在井场内	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	方案设计中未明确	应落实
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	方案设计中未明确	应落实
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	站场利旧水套加热炉	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
5.	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》 GB42294-2022 6.8.3.3	进行加热，防止水合物生成	符合
6.	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。	《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
7.	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
8.	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	三相闪蒸分离器采出水及页岩油罐切出水进入 20m ³ 常压水罐，定期外拉	符合
9.	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	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	符合
10.	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		
11.	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	本工程利用旧加热炉撬，同时设置热水循环系统，采用热水伴热	符合
12.	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
13.	当外部集气管线系统放空不接入平台井站，以及平台井站内设置了紧急泄放系统时，宜采用放空立管放散，且符合 GB50183 的规定。	《页岩气气田集输工程设计规范》NB/T14006-2020 5.2.8	方案设计新建一座地面火炬	符合
14.	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	《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 6.1.15	生产分离器分离出的气相经聚结过滤器分离重烃后，分出一路作为燃料气，燃料气经水套加热炉加热后进入燃料气调压橇调压至 0.3MPa，而后经燃气分	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
	燃料气调节阀前的管道上引向炉膛。		液包气液分离后为站内水套加热炉、提供燃料气	

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，但存在以下问题需落实：

- 1、气井产物井产物经分离器分离后的天然气、水、及天然气凝液是否分别计量；
- 2、站场内设有生活区，站内的生产用气和生活用气是否分别计量。

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进入生产分离器分离，分离后的天然气经聚结过滤器过滤后放空至火炬燃烧，分离后的原油经三相闪蒸分离器分离后，原油进入油罐储存并装车外运，分离后的水进入污水罐，车辆定期外运至处理点。

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	分离器设置在站场内	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》 GB50349-2015 10.3.3	站场总平面布置按生产功能特点	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
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	分为工艺装置区、油罐区、装车区、生活及辅助生产区等	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，箱式变电站设置在站场边缘	符合
6.	储罐区宜布置在站场边缘，防火堤的布置应符合现行国家标准《储罐区防火堤设计规范》GB50351 的有关规定。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.3.7	结合设计图纸，油罐区设在站场南侧边缘，罐区周围布置有防火堤	符合
7.	装卸区应布置在站场边缘，独立成区，并宜设单独的出入口。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.3.8	结合设计图纸，装车区布置在站场东南侧边缘，独立成区	符合
8.	汽车运输油品、天然气凝液、液化石油气和硫磺的装卸车场及硫磺仓库等，应布置在站场的边缘，独立成区，并宜设单独的出入口。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB50183-2004 5.1.5		符合
9.	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》 GB50349-2015 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
10.	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》 GB50349-2015 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
11.	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》 GB50183-2004 5.2.3	本工程井站平面布置满足要求	符合
12.	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》 GB50183-2004 5.2.4	结合设计图纸，油罐区、工艺装置区到宿舍、厨房的距离满足要求	符合
13.	站场生产设备宜露天或棚式布置，受生产工艺或自然条件限制的设备可布置在建筑物内。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB50183-2004 6.1.9	设备设施采用露天和棚式布置	符合
二	站内设备设施及管线			
14.	站内地面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；	《气田集输设计规范》 GB 50349-2015 10.4.4	方案设计未明确	应落实

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
	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。			
15.	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	方案设计未明确	应落实
16.	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
17.	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
18.	油品储罐应设液位计和高液位报警装置，必要时可设自动连锁切断进液装置。油品储罐宜设自动截油排水器。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB 50183-2004 6.1.10	方案设计中未明确	应落实
19.	储罐应安装具备高低液位报警功能的液位监测系统，放底水时应有专人监护。	《陆上油气田油气集输安全规程》 SY/T6320-2022 8.1.3		
20.	储罐区应设置全覆盖的视频监控系统。	《陆上油气田油气集输安全规程》 SY/T6320-2022 8.1.8	结合设计图纸，油罐区设有视频监控系统	符合
21.	含油污水应排入含油水管道或工业下水道，其连接处应设水封井，并应采取防冻措施。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB 50183-2004 6.1.11	工艺区和油罐区污水进入污水罐后泵送至平台污水池，定期外运处理	符合
22.	油品储罐应为地上式钢罐。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB 50183-2004 6.5.1	本工程采用地上卧式储罐	符合
23.	储存甲、乙类油品的卧式油罐之间防火间距不应小于 0.8m。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB 50183-2004 6.5.7	结合设计图纸，油罐之间距离为 1m	符合
24.	地上立式油罐组应设防火堤，位于丘陵地区的油罐组，当有可利用地形条件设置导油沟和事故存油池时可不设防火堤。卧式油罐组应设防护墙。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB 50183-2004 6.5.8	结合设计图纸，油罐区设有防火堤	符合
25.	油罐组防火堤应符合下列规定： 1、防火堤应是闭合的，能够承受所容纳油品的静压力和地震引起的破坏力，保证其坚固和稳定。 2、防火堤应使用不燃烧材料建造，首选土堤，当土源有困难时，可用砖石、钢筋混凝土等不燃烧材料砌筑，但内侧应培土或涂抹有效的防	《石油天然气工程设计防火规范》 GB 50183-2004 6.5.9	结合设计图纸，油罐区防火堤的布置，符合要求	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果											
	火涂料。土筑防火堤的堤顶宽度不小于 0.5m。 3、卧式油罐组围堰高度不应低于 0.5m。 4、管道穿越防火堤处,应采用非燃烧材料封实。严禁在防火堤上开孔留洞。 5、防火堤内场地可不作铺砌,但湿陷性黄土、盐渍土、膨胀土等地区的罐组内场地应有防止雨水和喷淋水浸害罐基础的措施。 7、油罐组防火堤上的人行踏步不应少于两处,且应处于不同方位。隔堤均应设置人行踏步。														
26.	6、油罐组内场地应有不小于 0.5%的地面设计坡度,排雨水管应从防火堤内设计地面以下通向堤外,并应采取排水阻油措施。年降雨量不大于 200mm 或降雨在 24h 内可以渗完时,油罐组内可不设雨水排除系统。		该地区常年降雨量为 1200mm,方案设计未明确罐区内雨水排除情况	应落实											
27.	地上卧式油罐的罐壁至围堰内坡脚线的距离,不应小于 3m。建在山边的油罐,靠山的一面,罐壁至挖坡脚线距离不得小于 3m。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB 50183-2004 6.5.10	结合设计图纸,油罐的罐壁至防火堤的距离符合要求	符合											
28.	防护墙、防火堤及隔堤应采用不燃烧实体结构,并能承受所容纳液体的静压及温度的影响。在防火堤或防护墙的不同方位上应设置不少于两处的人行踏步或台阶。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB 50183-2004 6.6.7	方案设计防火堤采用不燃烧的砖砌体,在不同方位设有 2 处人行踏步	符合											
29.	油品的汽车装卸站,应符合下列要求: 5、在距装卸鹤管 10m 以外的装卸管道上,应设便于操作的紧急切断阀。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB 50183-2004 6.7.3	方案设计中未明确	应落实											
	6、甲 _B 、乙类油品装卸鹤管(受油口)与相邻生产设施的防火间距,应符合表 6.7.3 的规定。 <table border="1" data-bbox="252 1279 778 1361"> <thead> <tr> <th rowspan="2">生产设施</th> <th rowspan="2">装卸油泵房</th> <th colspan="3">生产厂房及密闭工艺设备</th> </tr> <tr> <th>液化石油气</th> <th>甲_B、乙类</th> <th>丙类</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>甲_B、乙类油品装卸鹤管</td> <td>8</td> <td>25</td> <td>15</td> <td>10</td> </tr> </tbody> </table>		生产设施	装卸油泵房	生产厂房及密闭工艺设备			液化石油气	甲 _B 、乙类	丙类	甲 _B 、乙类油品装卸鹤管	8	25	15	10
生产设施	装卸油泵房	生产厂房及密闭工艺设备													
		液化石油气	甲 _B 、乙类	丙类											
甲 _B 、乙类油品装卸鹤管	8	25	15	10											
30.	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	进入火炬的可燃气体经凝液分离罐分离出气体中直径大于 300 μm 的液滴;分离出的凝液密闭回收或送至焚烧坑焚烧。但方案设计中未明确地面火炬的高度是否经过辐射热计算	应落实											
31.	两相分离器应至少设置一套液位控制系统。三相分离器应至少设置两套液位控制系统。	《油气分离器规范》 SY/T 0515-2014 A.3.2	方案设计中未明确	应落实											
32.	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											

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
33.	在天然气储运过程中应有防止静电荷产生和积聚的措施。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、储罐、装卸设施等做防静电接地	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、埋地工艺管道互相交叉的垂直净距是否小于 0.15m。管道与电缆交叉时相互间是否有保护措施，且垂直净距是否符合现行国家标准《电力工程电缆设计规范》GB50217 的有关规定；
- 3、油品储罐是否安装高低液位报警装置；
- 4、该地区常年降雨量为 1200mm，油罐区内是否设有雨水排除系统；
- 5、距装车鹤管 10m 以外的装卸管道上，是否设有便于操作的紧急切断阀；
- 6、生产分离器是否设有液位控制系统；
- 7、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。
- 8、地面火炬是否进行辐射热计算。

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。

本工程设有 2 座 50 方常压储油罐，油罐周围按要求布置防火堤，油罐放空流程上增加分液包，同时预留应急吹扫接口；储罐放空空气通过分液包进行分离；采用燃料气对储罐进行调压补气，保持微正压 5-20KPa（表压）；油罐车定期外运，油罐的危险性

较小。此外，油气井采出物在设备、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。

5.4 公用工程及辅助生产设施单元

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520m10kV架空线路，接自附近10kV灌东线，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
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

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
6.	钢储罐防雷接地引下线不应少于2根，并应沿罐周均匀或对称布置，其间距不宜大于30m。	《石油天然气设计防火规范》 GB50183-2004 9.2.4	结合设计图纸，防雷接地线布置符合要求	符合
7.	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		符合
8.	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
9.	汽车罐车、铁路罐车和装卸场所，应设防静电专用接地线。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB50183-2004 9.3.4	结合设计图纸，装车区设有防静电专用接地线	符合
10.	汽车及其装卸场所，应设置防静电专用接地线和接地端子板	《油气田防静电安全技术规范》 SY/T7385-2024 7.4.1.1		符合
11.	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
12.	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
13.	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
14.	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
15.	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	站场内电气设备采用隔爆型防爆设备	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
二	仪表与控制系统			

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
16.	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L211-6-1HF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
17.	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
18.	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	在工艺装置区以及井口平台设置可燃气体探测器；固定式检测报警仪设在有毒气体的释放点附近，如管道阀门区域、法兰、罐区。	符合
19.	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
20.	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
21.	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	方案设计在气井井口区域，自用气调压阀组橇区域、聚结分离器区域、三相闪蒸分离器区域设置可燃气体探测器；当比空气轻时，安装高度应高出释放原0.5m~2.0m	符合
22.	甲 _A 、甲 _B 、乙 _A 类液体储罐防火堤内，应设可燃气体和/或有毒气体探测器。如果防火堤内有隔堤且隔堤的高度高于探测器的安装高度时，隔堤分隔的区域应分别设探测器。 a) 当探测器位于释放源最小频率风向的上风侧时，可燃气体探测器与释放源的	《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 5.4.1	方案设计未明确	应落实

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
	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) 探测器安装高度应距地面或不透风楼地/底板0.3m~0.6m。			
23.	甲 _A 、甲 _B 、乙 _A 类液体的装卸设施,可燃气体探测器的设置应符合下列规定: a) 铁路装卸栈台,在地面上每一个车位宜设1台探测器,且探测器与装卸车口的水平距离不应大于15m; b) 汽车装卸站的装卸车鹤位与探测器的水平距离不应大于15m,当汽车装卸站内设有缓冲罐时,按5.2.3的规定执行; 探测器安装高度应距地面或不透风楼地/底板0.3m~0.6m。	《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 5.4.2	方案设计未明确	应落实
24.	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
25.	爆炸危险环境内安装的电动仪表、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
26.	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
27.	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
28.	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
29.	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

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
30.	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L211-6-1HF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
31.	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	在工艺装置区以及井口平台设置可燃气体探测器；固定式检测报警仪设在有毒气体的释放点附近，如管道阀门区域、法兰、罐区。	符合
32.	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			
33.	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18口二层工业以太网交换机，用于传输安防系统数据；2台24口二层工业以太网交换机，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
34.	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		符合
35.	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
36.	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
37.	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
38.	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
39.	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	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
40.	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	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
41.	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			
42.	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2具MF/ABC8手提式磷酸铵盐干粉灭火器,	符合
43.	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	配置一定数量的推车式及移动式磷酸铵盐干粉灭火器及二氧化碳灭火器	符合
44.	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
45.	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
46.	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L211HF试采站为五级站场,站内可不设置消防水系统	符合
47.	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
48.	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
五	给排水			
49.	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L211HF试采站生活和生产用水引自附近村庄生活供水管网	符合
50.	排水系统排水体制应根据污水性质,结合气田排水体制、污水处理规划,按照有利于综合利用和环境保护的原则确定,可采用分流制或合流制。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 11.3.7	工艺区和油罐区污水进入污水罐后泵送至平台污水池,定期外运处理。	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
51.	污水排入外部系统时，应满足外部系统的接收要求。直接外排污水水质应符合现行国家标准《污水综合排放标准》GB8978的有关规定。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 11.3.8	站场门口设置冲洗点，用于夏季油罐车进站前冷却轮毂等易高温部位，设备、	符合
52.	站场临时用（排）水、永久用（排）水设施宜同步规划，统筹布局。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 8.4.2	场地冲洗水经排水沟收集至工艺装置区初期雨水池暂存，定期罐车外运处理	符合
六	道路与建构筑物			
53.	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
54.	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	工艺装置区露天布置	符合
55.	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
56.	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		
57.	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
58.	油罐组防火堤内有效容积不应小于油罐组内一个最大油罐的公称容量。	《储罐区防火堤设计规范》 GB50351-2014 3.2.5	结合设计图纸，防火堤内有效容积符合要求	符合
59.	油罐组防火堤顶面应比计算液面高出0.2m。立式油罐组的防火堤高于堤内设计地坪不应小于1.0m，高于堤外设计地坪或消防道路路面（按较低者计）不应大于3.2m。卧式油罐组的防火堤高于堤内设计地坪不应小于0.5m。	《储罐区防火堤设计规范》 GB50351-2014 3.2.6	结合设计图纸，防火堤距地坪0.6m	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，但存在以下问题需后续落实：明确油罐区和汽车装卸区可燃气体探测器的设置情况。

5.5 风险度评价

在生产过程中可能发生的泄漏是工艺管道、设备、储罐发生损坏，引发天然气、原油泄漏。故本报告假设兴页 L211 平台生产分离器发生天然气泄漏和原油储罐发生原油泄漏，进而发生火灾、爆炸事故。

5.5.1 天然气泄漏事故后果模拟

利用中国安全生产科学研究院定量风险分析软件（CASSTQRA，版本号：V2.1），对兴页 L211 平台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：

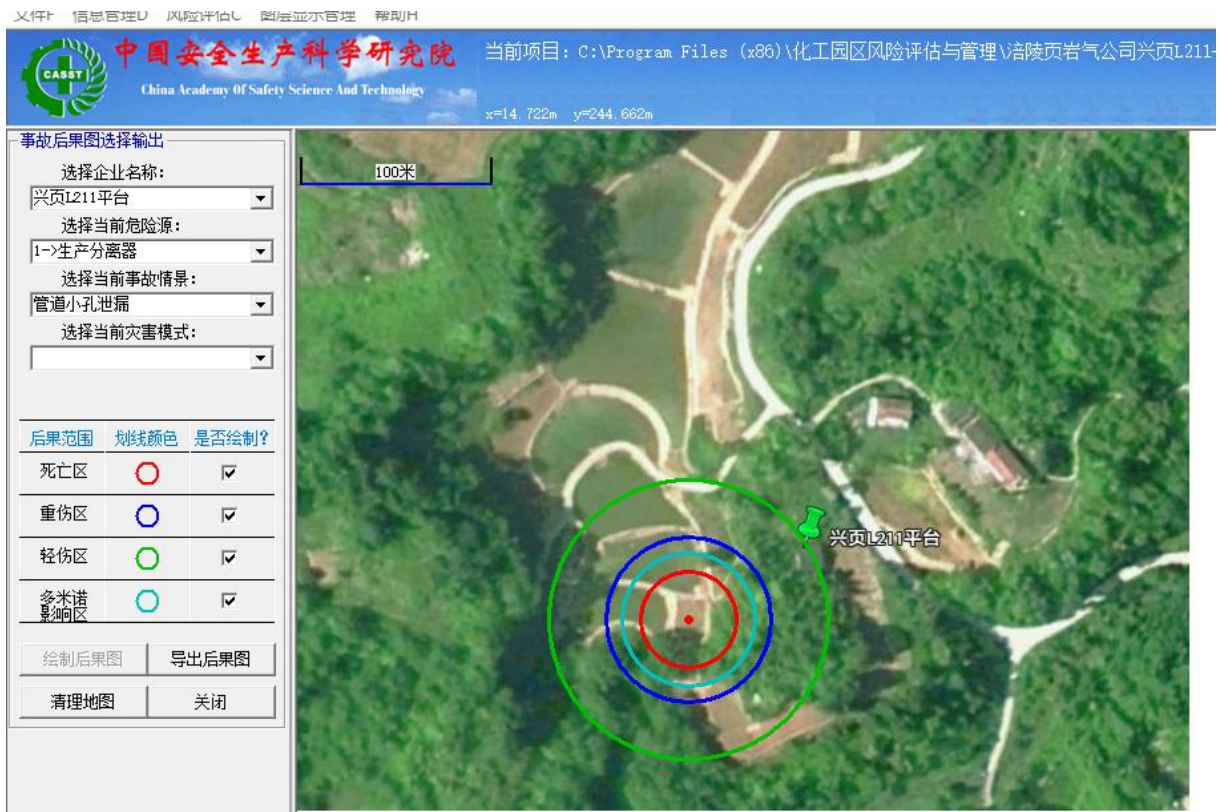


图 5.5-1 兴页 L211 平台生产分离器天然气泄漏云爆后果图

表 5.5-1 本工程兴页 L211 生产分离器天然气泄漏事故后果表

危险源	泄漏模式	灾害模式	死亡半径 (m)	重伤半径 (m)	轻伤半径 (m)	多米诺半径 (m)
生产分离器	阀门中孔泄漏	闪火:静风,E 类	28	/	/	/
生产分离器	反应器中孔泄漏	闪火:静风,E 类	28	/	/	/
生产分离器	管道中孔泄漏	闪火:静风,E 类	28	/	/	/
生产分离器	反应器大孔泄漏	闪火:静风,E 类	28	/	/	/
生产分离器	管道中孔泄漏	云爆	25	43	73	35
生产分离器	阀门中孔泄漏	云爆	25	43	73	35
生产分离器	反应器中孔泄漏	云爆	25	43	73	35
生产分离器	反应器大孔泄漏	云爆	25	43	73	35

危险源	泄漏模式	灾害模式	死亡半径 (m)	重伤半径 (m)	轻伤半径 (m)	多米诺半径 (m)
生产分离器	反应器中孔泄漏	闪火:1.2m/s,E 类	25	/	/	/
生产分离器	管道中孔泄漏	闪火:1.2m/s,E 类	25	/	/	/
生产分离器	阀门中孔泄漏	闪火:1.2m/s,E 类	25	/	/	/
生产分离器	反应器大孔泄漏	闪火:1.2m/s,E 类	25	/	/	/
生产分离器	反应器大孔泄漏	闪火:2.1m/s,D 类	18	/	/	/
生产分离器	阀门中孔泄漏	闪火:2.1m/s,D 类	18	/	/	/
生产分离器	反应器中孔泄漏	闪火:2.1m/s,D 类	18	/	/	/
生产分离器	管道中孔泄漏	闪火:2.1m/s,D 类	18	/	/	/
生产分离器	反应器大孔泄漏	闪火:4.9m/s,C 类	16	/	/	/
生产分离器	阀门中孔泄漏	闪火:4.9m/s,C 类	16	/	/	/
生产分离器	反应器中孔泄漏	闪火:4.9m/s,C 类	16	/	/	/
生产分离器	管道中孔泄漏	闪火:4.9m/s,C 类	16	/	/	/

5.5.2 原油泄漏事故后果模拟

利用中国安全生产科学研究院定量风险分析软件 (CASSTQRA, 版本号: V2.1), 对兴页 L211 平台原油储罐泄漏事故后果进行模拟。模拟后果图和事故后果表如下:



图 5.5-2 兴页 L211 平台原油储罐原油泄漏后果图

表 5.5-2 本工程兴页 L211 平台原油储罐泄漏事故后果表

危险源	泄漏模式	灾害模式	死亡半径 (m)	重伤半径 (m)	轻伤半径 (m)	多米诺半径 (m)
原油储罐	容器整体破裂	池火	12	16	23	/
原油储罐	容器中孔泄漏	池火	10	14	19	/
原油储罐	管道中孔泄漏	池火	10	14	19	/
原油储罐	阀门中孔泄漏	池火	10	14	19	/

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

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。管道、站场与相邻企业、居住区、公共设施、架空电力线和通信线路、铁路、公路的位置和距离要符合规范要求，管道及站场周邻无军事设施及自然保护区。

7.1.2 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）》（GB/T50011-2010）、《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 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，出站管线设置电动球阀。

7.1.4 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。

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) 配电室防雷按第三类防雷建筑物设防。在屋顶设避雷带，避雷带采用 $\Phi 12$ 镀锌圆钢沿女儿墙敷设，避雷带水平敷设时，支架间距 1m，转弯处 0.5m。引下线采用 $\Phi 12$ 镀锌圆钢暗敷，引下线距地面 0.5m 处设断接卡。

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

7.1.5 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，本站场为五级站场，站内可不设置消防水系统。

根据《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）要求，按照消防保护对象的火灾种类和危险等级，天然气消防主要布置移动灭火器，原油消防主要设置消防砂。一旦

发生火灾，可随时启用扑救。

7.1.6 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。

7.1.7 采气管道

- 1) 提高管道强度、增加管道抗破坏的能力。
- 2) 采取防腐措施，减小管道腐蚀，提高使用寿命。
- 3) 提高管道的焊接质量，减少泄漏点。
- 4) 提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段应做好工程防护措施。

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）、混烃等；

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、触电、高处坠落、灼烫、淹溺、噪声危害等；

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：

1、应重视运营期天然气、原油泄漏可能引发的火灾和爆炸。

2、本工程涉及原油储存，应加强原油罐区的安全管理。

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

8.3 项目潜在的危險、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兴页 L211-6-1HF 评价井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。

