

报告编号：SH-2024-SY-YPJ-0904

中国石化江汉油田分公司采气一厂
红星 1 井试采配套地面工程

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

2024 年 11 月 09 日





安全评价机构资质证书

统一社会信用代码: 91370502771048002E

机构名称: 山东实华安全技术有限公司
注册地址: 山东省东营市东营区东三路 111 号众城市 5 幢 807 室
法定代表人: 任红艳
证书编号: APJ-(鲁)-013
首次发证日期: 2020 年 01 月 15 日
有效期至: 2025 年 01 月 14 日
业务范围: 陆地石油和天然气开采业; 陆上油气管道运输业; 石油加工业, 化学原料、
 化学品及医药制造业。 *****



中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司
红星 1 井试采配套地面工程

安全预评价报告

法定代表人：任红艳

技术负责人：吴佳东

项目负责人：林更鹏





项目组	姓名	专业能力	资格证书号	从业登记编号	签字
项目负责人	林更鹏	安全	S011037000110192001823	025977	
项目组成员	刘阳	安全	S011053000110203001764	042463	
	程燕	储运	1100000000303278	020694	
	赵宁	电气	S011011000110202000012	030619	
	柳绪颂	机械	S011037000110192001759	036948	
	吴超	采油	S011032000110203000804	040136	
报告编制人	林更鹏	安全	S011037000110192001823	025977	
报告审核人	周菲菲	安全	S011037000110192001722	025976	
过程控制负责人	邓清	电气	S011037000110191000752	019130	
技术负责人	吴佳东	安全	S011037000110191000859	025862	

前言

石柱县地处渝东褶皱地带，属巫山大娄山中山区。境内地势东高西低，呈起伏下降。地表形态以中、低山为主，兼有山原、丘陵。海拔相对高差 1815.1 米，最高点为黄水镇大风堡（1934.1 米），最低点为西沱镇陶家坝（119 米）。

红星 1 井部署在红页 4 平台，位于重庆市石柱县黄水镇桥神庙附近，南集站位于重庆市石柱县黄水镇桥神庙，红星 1 井距离南集站直线距离约 8.8km，距离建 68 侧 1 井（建 47 注水井注水泵所在井场）直线距离约 3.3km。

本次红星 1 井产气量 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，产出水 $10 \text{m}^3/\text{d}$ 进行设计。集输工艺为：气井产物通过采气管线输送至加热炉进行加热节流后，进气液分离器进行气液分离，分离出的气相通过 1#集气支线输往下游，分离出的水通过闪蒸分液一体化撬，闪蒸加药除硫处理后去平台暂存池。站内放空空气进闪蒸分液一体化撬分液处理后去火炬焚烧。

站场工程同平台利旧 1 座(DN800 PN6.3MPa)计量分离器撬、1 座(DN600 PN6.3MPa)计量分离器撬，利旧 1 座水套加热炉（200KW），新建 1 台两相流量计（抗硫型）、1 座闪蒸分离一体化撬（DN1000/2000）、1 座放空火炬、1 座双氧水加药撬，充分利用站场已建配套设施，同时新建、扩容部分配套供配电、仪控、消防等公用设施。

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江汉油田分公司采气一厂的委托，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，得到了江汉油田分公司采气一厂的大力支持，在此表示由衷的感谢！

2024 年 11 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	16
2.4 公用工程及辅助生产设施	28
2.5 安全管理情况	38
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	51
3.3 自然和社会危险因素分析	57
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	73
5.5 风险度评价	78
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	82

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	93
8.1 项目主要特点及主要危险、有害因素评价结果	93
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	93
8.3 项目潜在的危险、有害因素控制情况	93
8.4 安全评价结论	94
附件 1 委托书	95
附件 2 建设单位营业执照	96
附件 3 重庆市企业投资项目备案证	97
附件 4 建设单位应急预案备案表	98
附件 5 专家评审意见及修改说明	99
附件 6 关于红星 1 井无阻流量、硫化氢含量的说明	102
附图 1 总平面布置图	103
附图 2 工艺原理流程图	104
附图 3 防雷接地及爆炸危险区域划分图	105

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：

1、站场工程

本工程在红页 4 平台部署 1 口探井(红星 1 井)，同平台利旧 1 座(DN800 PN6.3MPa) 计量分离器撬、1 座(DN600 PN6.3MPa) 计量分离器撬，利旧 1 座水套加热炉(200KW)，新建 1 台两相流量计(抗硫型)、1 座闪蒸分离一体化撬(DN1000/2000)、1 座放空火炬、1 座双氧水加药撬，充分利用站场已建配套设施。

2、公用工程及辅助工程

与站场工程配套的自控、通信、供配电、消防、给排水、道路等公用工程及辅助工程。

1.3 评价依据

1.3.1 国家法律法规、部门规章和地方性法规

1.3.1.1 法律

1、《中华人民共和国安全生产法》(中华人民共和国主席令[2002]第 70 号发布，主席令[2009]第 18 号、主席令[2014]第 13 号、主席令[2021]第 88 号修正，2021 年 9 月 1 日起施行)

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

3、《中华人民共和国消防法》(中华人民共和国主席令[2008]第 6 号，主席令[2019]29

号修订，[2021]81号修订，2021年4月29日起施行）

4、《中华人民共和国特种设备安全法》（中华人民共和国主席令[2013]第4号，2014年1月1日起施行。）

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

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

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

1.3.1.2 行政法规

1、《危险化学品安全管理条例》（国务院令第344号，第591号、第645号修订，2013年12月7日起施行）

2、《建设工程质量管理条例》（中华人民共和国国务院令[2000]第279号，国务院令第714号修改，2019年4月23日实施）

3、《建设工程安全生产管理条例》（中华人民共和国国务院令[2003]第393号，2004年2月1日起施行）

4、《中华人民共和国工伤保险条例》（中华人民共和国国务院令[2010]第586号，2011年1月1日起施行）

5、《中华人民共和国生产安全事故应急条例》（中华人民共和国国务院令[2019]第708号，2019年4月1日起施行）

6、《国务院关于修改〈特种设备安全监察条例〉的决定》（国务院令 第549号，2009年5月1日起施行）

7、《易制毒化学品管理条例》（国务院令（2005）445号发布，国务院令（2014）653号、国务院令（2016）666号、国务院令（2018）703号修改，国办函（2014）40号、国办函（2017）120号、国办函（2021）58号增补、公安部等6部委公告20240802修正，2005年11月01日起施行）

8、《中华人民共和国监控化学品管理条例》（国务院令 第190号，国务院令 588号修改，2011年1月8日起施行）

9、《生产安全事故报告和调查处理条例》（国务院令 第493号，2007年6月1日起施行）

10、《建设工程抗震管理条例》（国务院令第744号，2021年9月1日起施行）

11、《地质灾害防治条例》（国务院令第394号，2004年3月1日起施行）

1.3.1.3 部门规章及规范性文件

1、《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》（国家安全生产监督管理总局令[2011]第36号，国家安全生产监督管理总局令第77号修改，2015年4月2日实施）

2、《化学品物理危险性鉴定与分类管理办法》（原国家安全生产监督管理总局令第60号，自2013年9月1日起施行。）

3、《生产安全事故应急预案管理办法》（国家安全生产监督管理总局令[2009]第17号，2019年应急管理部令第2号修改，2019年9月1日起施行）

4、《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》（原国家安监总局令第40号，总局令第79号修正，2015年7月1日起施行）

5、《生产经营单位安全培训规定》（国家安全生产监督管理总局令[2005]第3号，2015年国家安全生产监督管理总局令第80号修改，2015年7月1日起施行）

6、《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》（原国家安监总局令第30号，原总局令80号修订版，2015年7月1日起施行）

7、《国家安全监管总局关于修改<生产安全事故报告和调查处理条例>罚款处罚暂行规定等四部规章的决定》（原国家安监总局令第77号，2015年5月1日起施行）

8、《国家安全监管总局关于废止和修改危险化学品等领域七部规章的决定》（原国家安监总局令第79号，2015年7月1日起施行）

9、《国家安全监管总局关于废止和修改劳动防护用品和安全培训等领域十部规章的决定》（原国家安监总局令第80号，2015年7月1日起施行）

10、《危险化学品目录（2015年版）》（原国家安全生产监督管理局等十部门公告2015年第5号，应急管理部等十部委公告2022年第8号，2023年1月1日）

11、《产业结构调整指导目录》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令[2023]第7号，自2024年2月1日起施行）

12、《关于印发<企业安全生产费用提取和使用管理办法>的通知》（财资[2022]136号，2022年12月12日起实行）

13、《防雷减灾管理办法（修订）》（中国气象局第24号令，2013年6月1日起施行）

14、《质检总局关于修订<特种设备目录>的公告》（国家质量监督检验检疫总局公告

[2014]第114号，2014年10月30日起施行)

15、《各类监控化学品名录》（中华人民共和国工业和信息化部令第52号，2020年6月3日起施行）

16、《重点监管的危险化学品名录》（2013年完整版，2013年2月5日起施行）

17、《重点监管危险化工工艺目录》（2013年完整版，2013年2月6日起施行）

18、《易制爆危险化学品目录（2017年版）》（2017年5月11日起施行）

19、《特别管控危险化学品目录（第一版）》（应急管理部 工业和信息化部 公安部 交通运输部公告2020年第3号，2020年5月30日起施行）

20、《卫生部关于印发<高毒物品目录>的通知》（卫法监发[2003]142号，2003年6月10日起施行）

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

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

1.3.1.4 地方性法规、规章

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

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

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

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

1.3.2 标准规范

1.3.2.1 国家标准

1、《企业职工伤亡事故分类》（GB/T6441-1986）

2、《消防安全标志设置要求》（GB15630-1995）

3、《生产设备安全卫生设计总则》（GB5083-1999）

4、《工业管道的基本识别色、识别符号和安全标识》（GB7231-2003）

5、《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）

6、《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）

7、《防止静电事故通用导则》（GB12158-2006）

- 8、《视频安防监控系统工程设计规范》（GB50395-2007）
- 9、《安全色》（GB2893-2008）
- 10、《安全标志及其使用导则》（GB2894-2008）
- 11、《陆上石油天然气开采安全规程》（GB 42294-2022）
- 12、《建筑工程抗震设防分类标准》（GB50223-2008）
- 13、《石油与石油设施雷电安全规范》（GB15599-2009）
- 14、《化学品分类和危险性公示通则》（GB13690-2009）
- 15、《供配电系统设计规范》（GB50052-2009）
- 16、《建筑物防雷设计规范》（GB50057-2010）
- 17、《低压配电设计规范》（GB50054-2011）
- 18、《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）
- 19、《危险货物物品名表》（GB12268-2012）
- 20、《构筑物抗震设计规范》（GB50191-2012）
- 21、《石油天然气站内工艺管道工程施工规范（2012年版）》（GB50540-2009）
- 22、《20kV及以下变电所设计规范》（GB50053-2013）
- 23、《建筑照明设计标准》（GB/T50034-2024）
- 24、《火灾自动报警系统设计规范》（GB50116-2013）
- 25、《自动化仪表工程施工及质量验收规范》（GB50093-2013）
- 26、《电力设施抗震设计规范》（GB50260-2013）
- 27、《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）
- 28、《电气装置安装工程爆炸和火灾危险环境电气装置施工及验收规范》
（GB50257-2014）
- 29、《气田集输设计规范》（GB50349-2015）
- 30、《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）
- 31、《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）
- 32、《混凝土结构设计标准（2024年版）》（GB/T50010-2010）
- 33、《通信线路工程设计规范》（GB51158-2015）
- 34、《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）
- 35、《油田采出水处理设计规范》（GB50428-2015）
- 36、《建筑抗震设计标准（2024年版）》（GB/T50011-2010）

- 37、《钢结构设计标准》（GB50017-2017）
- 38、《天然气》（GB17820-2018）
- 39、《建筑设计防火规范（2018年版）》（GB50016-2014）
- 40、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）
- 41、《安全防范工程技术标准》（GB50348-2018）
- 42、《消防应急照明和疏散指示系统技术标准》（GB51309-2018）
- 43、《火灾自动报警系统施工及验收标准》（GB50166-2019）
- 44、《个体防护装备配备规范第1部分：总则》（GB39800.1-2020）
- 45、《个体防护装备配备规范第2部分：石油、化工、天然气》（GB39800.2-2020）
- 46、《消防设施通用规范》（GB55036-2022）
- 47、《建筑防火通用规范》（GB55037-2022）
- 48、《生产过程安全卫生要求总则》（GB/T12801-2008）
- 49、《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T50065-2011）
- 50、《石油天然气工业 井下设备 井下安全阀》（GB/T28259-2012）
- 51、《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2020）
- 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》（AQ/T9007-2019）
- 5、《生产经营单位生产安全事故应急预案评估指南》（AQ/T9011-2019）
- 6、《电子巡查系统技术要求》（GA/T644-2006）

- 7、《石油天然气管道系统治安风险等级和安全防范要求》（GA1166-2014）
- 8、《页岩气气田集输工程设计规范》（NB/T14006-2020）
- 9、《页岩气安全规程》（NB/T10399-2020）
- 10、《石油工业用加热炉安全规程》（SY0031-2012）
- 11、《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》（SY/T7036-2016）
- 12、《油气田工程安全仪表系统设计规范》（SY/T7351-2016）
- 13、《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）
- 14、《石油天然气工程建筑设计规范》（SY/T0021-2016）
- 15、《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》（SY/T7036-2016）
- 16、《防止静电、雷电和杂散电流引燃的措施》（SY/T6319-2016）
- 17、《油气田电业带电作业安全规程》（SY/T5856-2017）
- 18、《油气田防静电接地设计规范》（SY/T0060-2017）
- 19、《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T6064-2017）
- 20、《石油天然气生产专用安全标志》（SY/T6355-2017）
- 21、《石油天然气作业场所劳动防护用品配备规范》（SY/T6524-2017）
- 22、《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）
- 23、《防静电安全技术规范》（SY/T7385-2017）
- 24、《本安型人体静电消除器安全规范》（SY/T7354-2017）
- 25、《石油天然气作业场所劳动防护用品配备规范》（SY/T6524-2017）
- 26、《天然气地面设施抗硫化物应力开裂和应力腐蚀开裂金属材料技术规范》
（SY/T0599-2018）
- 27、《石油天然气行业建设项目（工程）安全预评价报告编写细则》（SY/T6607-2019）
- 28、《天然气井试井技术规范》（SY/T5440-2019）
- 29、《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）
- 30、《油气厂、站、库给水排水设计规范》（SY/T0089-2019）
- 31、《油气田变配电设计规范》（SY/T0033-2020）
- 32、《油（气）田容器、管道和装卸设施接地装置安全规范》（SY/T5984-2020）
- 33、《油气田及管道工程雷电防护设计规范》（SY/T6885-2020）
- 34、《油气管道仪表及自动化系统运行技术规范》（SY/T6069-2020）
- 35、《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109-2020）

- 36、《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)
- 37、《陆上油气田油气集输安全规程》(SY/T6320-2022)
- 38、《压力管道安全技术监察规程—工业管道》(TSGD0001-2009)
- 39、《固定式压力容器安全技术监察规程》(TSG21-2016)
- 40、《压力管道监督检验规则》(TSGD7006-2020)
- 41、《通信线路工程设计规范》(YD5102-2010)

1.3.3 建设项目批复性文件及其它资料

- 1、《红星1井试采配套地面工程方案设计》(中石化江汉油田石油工程技术研究院地面工程所, 2024年09月编制)
- 2、现场踏勘、调查及收集的相关资料
- 3、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。

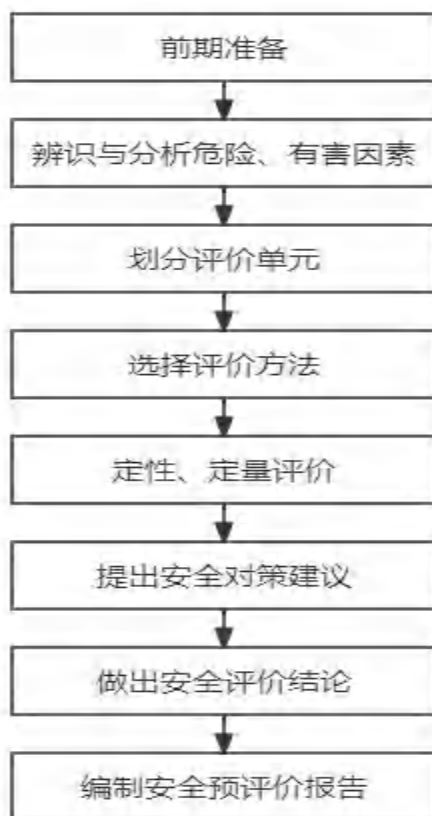


图 1.4-1 安全预评价程序框图

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.梳理红星 1 井试采地面工程各个方面的工作，按照图 1.4-1 的流程开展各项工作，编制安全预评价报告；
- 6.公司对报告进行内部审查，修改报告；
- 7.建设单位组织专家对报告进行审查；
- 8.修改、出版安全预评价报告。

2 建设项目概况

2.1 建设项目（工程）基本情况

2.1.1 项目（工程）概况

涉及企业信息，保密。



图 2.1-1 红星 1 井区域位置图

建设规模：红页 4 平台进行新井扩建，单井天然气设计处理规模 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，产出水处理规模 $10 \text{m}^3/\text{d}$ 。

建设性质：扩建

工程内容：本工程同平台利旧 1 座（DN800 PN6.3MPa）计量分离器撬、1 座（DN600 PN6.3MPa）计量分离器撬，利旧 1 座水套加热炉（200KW），新建 1 台两相流量计（抗硫型）、1 座闪蒸分离一体化撬（DN1000/2000）、1 座放空火炬和 1 座双氧水加药撬。充分利用站场已建配套设施，同时新建、扩容部分配套供配电、仪控、消防等公用设施。

涉及企业信息，保密。

2.1.2 建设单位及生产管理单位基本情况

本项目的建设单位和管理单位均为中石化江汉油田分公司采气一厂。采气一厂是江汉油田油气生产单位之一。主要承担鄂西渝东及周缘的天然气勘探开发工作，现负责建南气田、兴隆气田、红星和宜昌地区的勘探开发及生产经营管理；涪陵页岩气田和复兴地区的部分计量测试、化验服务工作。先后被中华全国总工会授予“全国职工教育培训示范点”；被湖北省命名为“清洁无公害工厂”、“社会治安综合治理先进单位”、“湖北省重合同守信用企业”、“文明单位”、“社会治安综合治理先进单位”、“重合同守信用企业”和“湖北省五一劳动奖状”称号。

涉及企业信息，保密。

2.2 自然和社会环境概况

2.2.1 地理位置

红星 1 井部署在红页 4 平台，位于重庆市石柱县黄水镇桥神庙附近，南集站位于重庆市石柱县黄水镇桥神庙，红星 1 井距离南集站直线距离约 8.8km，距离建 68 侧 1 井（建 47 注水井注水泵所在井场）直线距离约 3.3km，红星 1 井、1#增压站（建 15 平台）、南集站、净化站、1#集气支线及南北联络线原料气干线地理位置关系如图 2.2-1 所示。



图 2.2-1 红星 1 井相对位置关系图

2.2.2 自然环境

2.2.2.1 气象条件

石柱县属于中亚热带湿润季风气候区，气候温和，降水充沛，日照较长，四季分明，具有春早、夏长、秋短、冬迟特点，光、热、水时空分布不均，垂直气候差异大，灾害性天气频繁。年平均气温 16.5℃，最热月平均气温 27.0℃；最冷月平均气温 5.5℃，大于 10℃有效积温 49~50℃，年均降雨量 1126.6 毫米以上，5-9 月 5 个月共降水平均为 739.2mm，占全年 67%；1-4 月及 10-12 月 7 个月共降水平均为 363.8mm，占全年 33%。日照少，气候垂直差异大，灾害性天气频繁。年平均温度 16.5℃，极端高温 40.2℃，极端低温 -4.7℃。

2.2.2.2 水文

重庆市石柱县水域及水利设施用地 5927.7 公顷，占总面积的 1.97%。主要河流有：隶属于长江水系的刘家河、洋河溪、石笋沟；隶属于乌江水系的沙坝子河、谭家河等。最大河为六塘河，发源于石柱县东部的六塘乡黄腊村狮子梁，河流总长 17.9km，流域面积 47.9km²。

除长江过境水流量外，石柱县年平均径流量 22.82 亿立方米。

2.2.2.3 地形地貌

石柱县地处渝东褶皱地带，属巫山大娄山中山区。境内地势东高西低，呈起伏下降。县境为多级夷平面与侵蚀沟谷组合的山区地貌，群山连绵，重峦叠嶂，峰坝交错，沟壑纵横。地表形态以中、低山为主，兼有山原、丘陵。海拔相对高差 1815.1 米，最高点为黄水镇大风堡（1934.1 米），最低点为西沱镇陶家坝（119 米）。

2.2.2.4 地震烈度

按《建筑抗震设计标准（2024 年版）》（GB50011-2010）附录 A 和 5.1.4 条，重庆市石柱县设计地震分组为第一组，抗震设防烈度为 6 度，设计基本地震加速度值为 0.05g，特征周期值为 0.25s。

2.2.3 社会环境

2.2.3.1 人文

石柱土家族自治县，隶属重庆市。地处长江上游南岸、重庆东部、三峡库区腹心，是以古代巴人为主体的，与其他民族融合而成的土家族栖息地之一。东接湖北省恩施土家族苗族自治州利川市，南临重庆市彭水苗族土家族自治县，西南靠重庆市丰都县，西北连重庆忠县，北与重庆市万州区接壤。总面积 3014 平方千米。截至 2020 年 6 月，石柱县下辖 3 个街道、17 个镇、13 个乡。根据第七次人口普查数据，截至 2020 年 11 月 1 日零时，石柱土家族自治县常住人口为 389001 人。

2.2.3.2 交通运输

石柱县东接湖北省利川市，南连重庆市彭水县，西南临重庆市丰都县，西北界重庆市忠县，北与重庆市万州区接壤。

沪渝高速公路、沪渝南线高速公路（涪丰石高速公路）穿过石柱县。2021 年末，石柱县含村道路在内的公路里程 5557 公里，年末技术等级公路里程分别是：国道 336 公里、省道 255 公里、县道 293 公里、乡道 530 公里、村道 4143 公里。渝利铁路穿过并设石柱县站、沙子站。长江水道流经石柱县境西北，县城西出长江高家镇港 28 公里、北出长江西沱港 62 公里。

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

红页4平台位于重庆市石柱县黄水镇桥神庙附近，所在地的治安条件较好。

2.2.4 周边人居、企事业单位及敏感设施情况

根据方案设计，单井设计规模为 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）第3.2.3条，红页4平台为五级站场。

经现场勘验，试采站位于丘陵地貌，周边分布散居民房，主要集中在南侧，最近民房位于工艺装置区南侧107m处，气井周边40m范围内无架空电力线、架空通信线，200m范围内约有1户居民，300m范围内无爆破作业场地，500m范围内无村镇、学校、医院、公共福利设施等特殊保护目标。

涉及企业信息，保密。

表 2.2-1 天然气井公众危害程度等级

危害程度等级	硫化氢释放速率 m^3/s
一	$\text{RR} \geq 5.0$
二	$5.0 > \text{RR} \geq 1.0$
三	$1.0 > \text{RR} \geq 0.01$

气井的硫化氢释放速率计算：

$$\text{RR} = A \times q_{\text{AOF}} \times c_{\text{H}_2\text{S}}$$

式中：RR——气井硫化氢释放速率， m^3/s ；

A—— 7.716×10^{-8} ， $(\text{m}^3 \cdot \text{d}) / (\text{mg} \cdot \text{s})$ ；

q_{AOE} ——气井绝对无阻流量最大值， $10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；

$C_{\text{H}_2\text{S}}$ ——天然气中硫化氢含量， mg/m^3 。

涉及企业信息，保密。

根据《含硫化氢天然气井公众危害防护距离》（AQ2018-2008）第4.1条“气井公众危害程度等级为三级，井口距民宅应不小于100m；距铁路及高速公路应不小于200m；距公共设施及城镇中心应不小于500m”的要求，经现场勘查，红星1井距离东南侧民宅

约 125m，周围 200m 内无铁路、高速公路，500m 范围内无公共设施及城镇中心，满足《含硫化氢天然气井公众危害防护距离》（AQ2018-2008）的要求。

结合设计资料，在平台东南侧新增一座放空火炬（DN150，H=20m），放空火炬距离在确保放空空气不含可燃液体的前提下，满足区域布置防火要求。

本工程拟建试采站周边环境见下图，拟建试采站与周边环境防火间距见下表。



图 2.2-2 红页 4 平台周边区域位置图

2.3 油气集输工程

2.3.1 工程总体布局

站点布局：总体规划部署平台 25 个，清管阀室 1 座、净化站 1 座。

集输管网：总体规划新建中压集气管线 76.4km（另配套区域低压管网 54km，与中压管线同沟敷设）。

增压方式：规划采用区域增压方式，共划分 6 个增压区，区域增压范围内的平台采用中低压集输管网。

商品气外销：通过外输管线至川气东送管道销售。

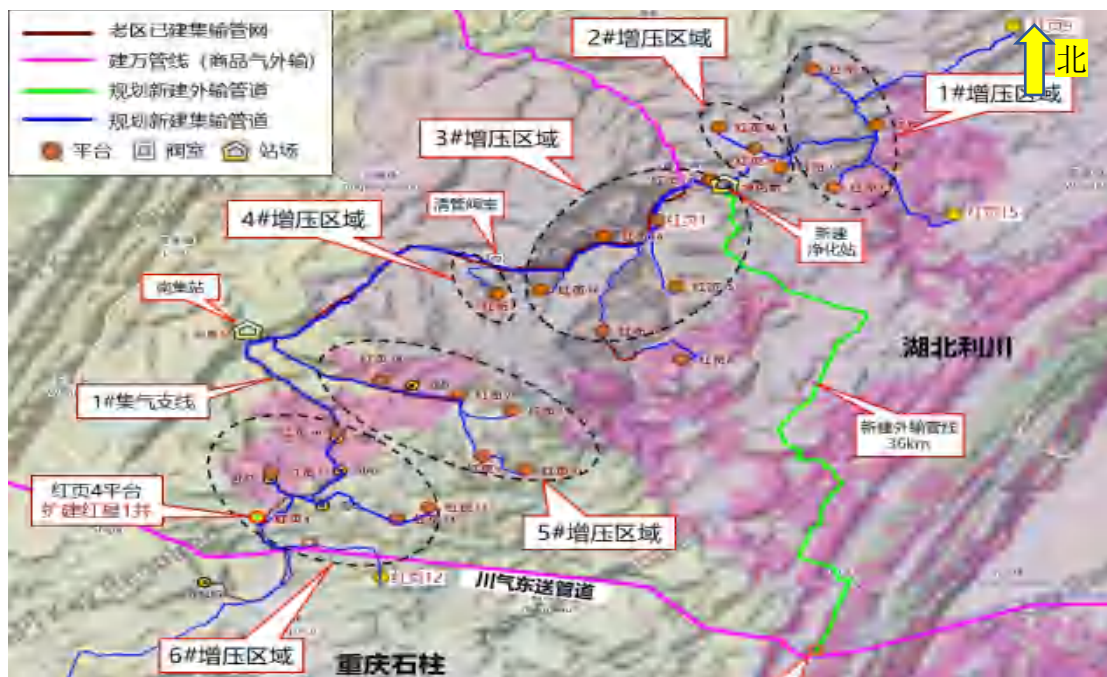


图 2.3-1 红星地区建南区块地面工程总体集输系统部署图

本次工程在红页 4 平台部署 1 口探井（红星 1 井），位于重庆石柱县，处在建南老区已建的 1#集气支线上，以及总体规划的 6#增压区域。

2.3.2 集输工程现状及依托情况

2.3.2.1 红页 4 平台现状

红页 4 平台现有 3 口老井（建 27 侧平 1 井、建页 HF-2 井、红页 4HF 井），本次工程新建 1 口井（红星 1 井）。目前建 27 侧平 1 井、红页 4HF 井正常生产，建页 HF-2 井已关井。



图 2.3-2 红页 4 平台现状图

2.3.2.2 周边管网现状

红星 1 井试采集输可依托条件有已建的 1#集气支线和南北联络线。已建的 1#集气支线沿线分布建 68 侧 1、红页 4、建平 4、建平 1 和建 15 平台，全线总长 21.48km，沿线平台输至 1#集气支线增压站（排量 16.24 万方/天，进气压力 0.74MPa，排气压力 3.4MPa）增压后输往下游，输气量 9.5 万方/天。目前除建 15 井和红页 4HF 井井口压力相对较高外，其它井井口压力均接近输压。

1#集气支线增压站位于建 15 井场，已建 1 台 15 万方的压缩机，已建压缩机进气压力 0.5~1.0MPa（设计点 0.8MPa），排气压力 3.0~5.0MPa（设计点 5.0MPa），排气量 $9.14\sim 16.25\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ （设计点 $15.05\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ）。



图 2.3-3 石柱区域 1#集气支线示意图

2.3.2.3 依托情况

1、天然气集输及净化处理依托条件

红星1井试采集输可依托条件有已建的1#集气支线和南北联络线，后续可依托红星地区新建的集气干线。

红星1井天然气净化目前可依托老区已建净化站，后续可依托新建180万方净化站。

表 2.3-1 天然气集输及净化依托统计表

可依托管线	管线规格		净化依托
	井段	规格	
老区已建 1#集气支线	红页 4~建平 1	DN200 6.3MPa	建南净化站 45 万方/天
	建平 1~建 15~南集站	DN150 6.3MPa	
老区已建南北联络线	南集站~净化站	DN200 6.3MPa	新建净化站 180 万方/天
红星地区新建集气干线	南集站~红页 1	DN200 6.3MPa	
	红页 1~净化站	DN200 6.3MPa	

2、采出水回注依托条件

石柱区域目前有两口回注井，建 33 和建 47 井设计回注规模 500m³/d，设计回注压力

20MPa, 设计运行模式为间歇运行。目前建 47 井利用压裂车间歇注水, 注水量约 200m³/d。建 47 井和建 33 井返排液处理流程主要采用过滤流程, 使悬浮物含量达标。

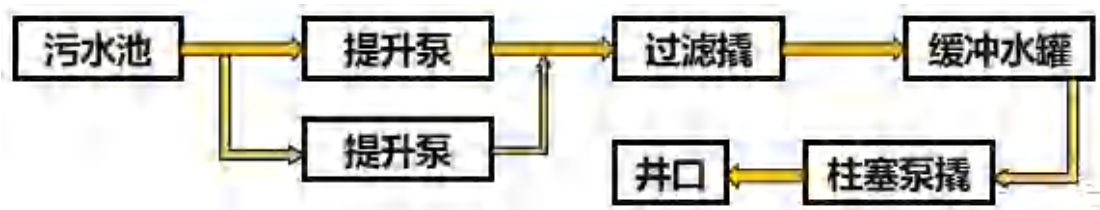


图 2.3-4 回注井流程示意图表

表 2.3-2 回注井的主要设备表

名称	型号及规格	单位	数量	备注
柱塞泵撬	Q=25m ³ /h P=20MPa N=185kW	座	1	
采出水提升泵	Q=25m ³ /h H=40m N=15kW	台	1	
过滤撬	Q=25m ³ /h P=0.6MPa	座	1	单罐
缓冲水罐	V=30m ³	座	1	玻璃钢

2.3.3 设计参数及建设规模

2.3.3.1 天然气组分

根据红星 1 井天然气组分检测分析报告, 天然气组分见下表。

表 2.3-3 红星 1 井天然气组分

组分	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	己烷	氦气	氢气	氮气	二氧化碳	硫化氢
摩尔分数 浓度%	87.183	0.136	0.003	0.001	0.001	0.020	0.005	0.419	11.049	1.182

2.3.3.2 井口参数

单井配产: 10×10⁴Nm³/d

单井产水量: 10m³/d

初期井口压力: 23MPa

井口温度: 40℃

井口数量: 1 口

2.3.3.3 设计规模

红页 4 平台进行新井扩建, 单井设计规模为 10×10⁴Nm³/d。

2.3.3.4 设计压力和设计温度

采气管线设计压力为 25MPa, 集气系统设计压力为 6.3MPa, 放空和排污系统设计压力 1.6MPa, 设计温度 70℃。

2.3.3.5 产品及采出水去向

天然气依托气田已建或拟建净化站净化处理后外输。

采出水则通过加药闪蒸处理后排入红页4平台已建的污水池中暂存，优先压裂回用，无法回用的利用附近的建47井和建33井进行回注处理。

2.3.4 站场工程

2.3.4.1 平面布置

在红页4平台对红星1井试采地面流程进行扩建，试采站为五级站场，站场区域布置防火间距和站内安全防火间距执行 GB-50183-2004 关于五级站的相关要求。

工艺装置区 30m 范围内无民房，考虑火炬与平台的安全距离，放空火炬布置于污水暂存池的西北角，火炬基础采用 C25 钢筋混凝土，火炬平台基础用 C15 毛石砼进行回填。新建两座值班房布置于进站大门的左侧。区域布置满足 GB50183-2004 的防火间距要求，试采站区域布置见下图。

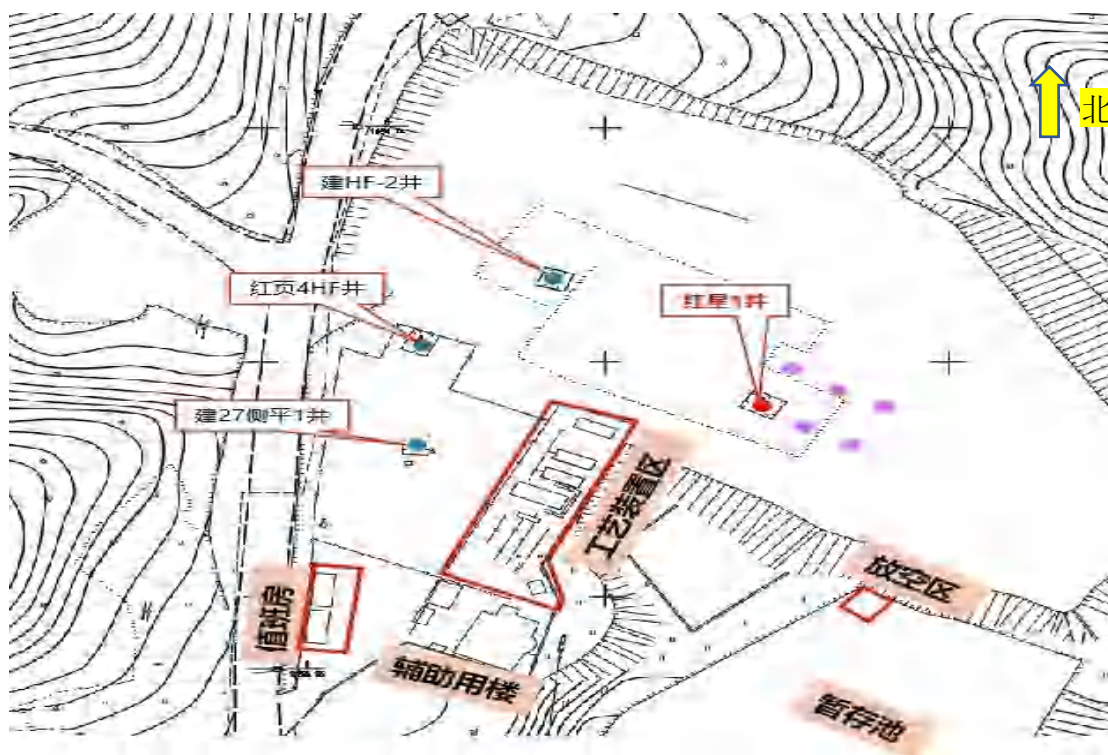


图 2.3-5 红星 1 井试采站区域布置图

表 2.3-4 站场平面布置防火间距表

2.3.4.2 工艺流程

1、总体工艺流程

主工艺流程：红星 1 井采用“加热炉加热节流+气液分离计量”的集气工艺。当红星 1 井生产时，采用中压集输至净化站，平台输压达到 3.74MPa，建 27 侧平 1 井和红页 4 井需关井，红星 1 井通过水套加热炉加热后接入建 27 侧平 1 井的 DN600 的计量分离器中。当红星 1 井关井时，建 27 侧平 1 井和红页 4 井依旧利用原流程进行生产，同时对建 27 侧平 1 井新建 1 台两相流量计，采用低压集输至建 15 平台增压后再输至净化站。

站场内放空流程：站内放空气进闪蒸分液一体化撬分液处理后去火炬焚烧，火炬系统利用燃料气保证微正压。

站场内排污流程：分离器撬采出水去闪蒸分液一体化撬闪蒸加药（双氧水）除硫处理后去平台暂存池。

在井口采气树预留气举、泡排、药剂加注点接口，避免生产期间动火作业。

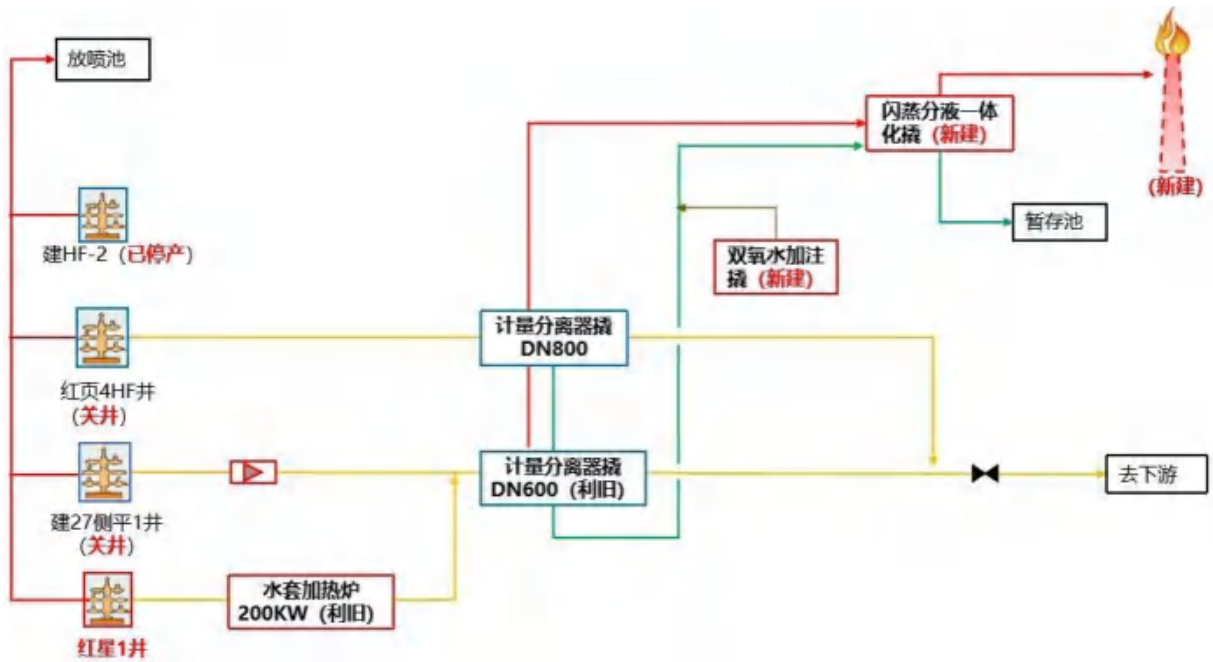


图 2.3-6 本工程工艺流程图

2、防止水合物形成工艺

采用 HYSYS 软件模拟计算不同工况下该井气体组分的水合物形成温度。

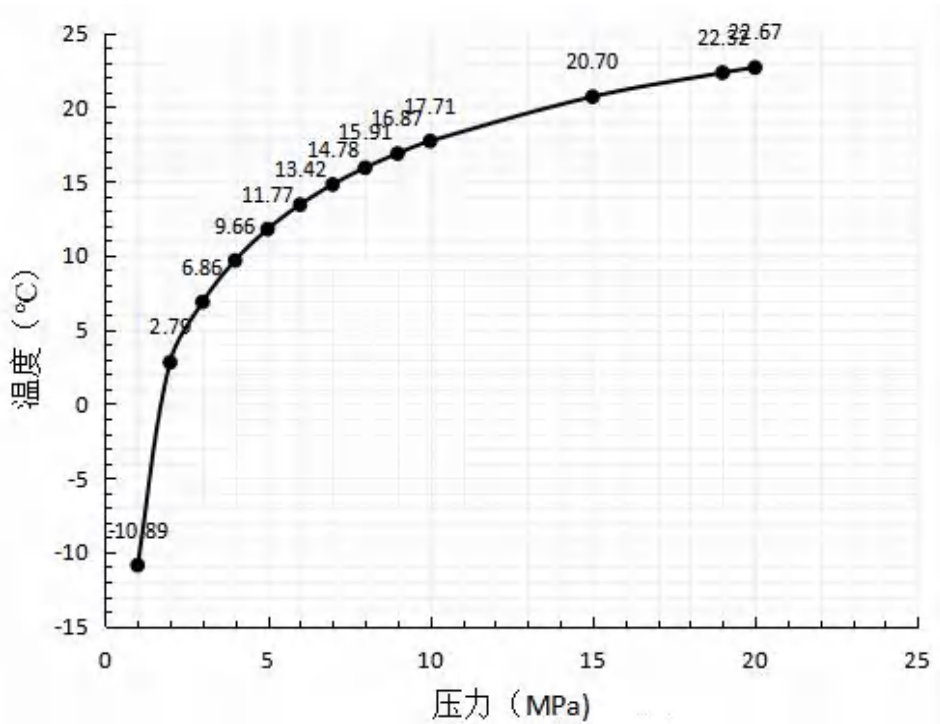


图 2.3-7 不同工况下水合物生成温度图

产能测试按照井口流压 20MPa，试采期间按照井口流压 23MPa，井口温度 40℃，外输温度 25℃，对试采站运行工况进行模拟计算。

表 2.3-5 不同生产期间水合物模拟计算

井口工况条件					模拟计算结果				
时间	温度 °C	压力 MPa	产气量 10 ⁴ Nm ³ /d	产水量 m ³ /d	节流后压力 MPa	节流后温 度°C	水合物形 成温度°C	是否需 要加热	加热功 率 kW
产能 测试	40	20	20	10	3.74	-11.07	8.94	是	139.3
	40	20	15	10	3.74	-9.25	8.94	是	129.6
试采 期间	40	23	10	10	3.74	-10.6	8.94	是	94.9

产能测试阶段，分别按照产气量 20 万方/天，15 万方/天测算，节流至 3.74MPa 生产，节流后介质温度分别为-11.07°C、-9.25°C，低于对应压力下的水合物生成温度 8.94°C，需要加热装置，按照外输温度 25°C，经设计单位计算加热负荷分别为 139.3kW，129.6kW。

试采期间，按照产气量 10 万方/天计算，节流至 3.74MPa 生产，节流后介质温度分别为-10.6°C，低于对应压力下的水合物生成温度 8.94°C，需要加热装置，按照外输温度 25°C，经设计单位计算加热负荷为 94.9kW。

综上，本次工程需加热装置，因此利旧 1 台 200kW 的抗硫型水套加热炉。

3、计量工艺

红星 1 井采用单井连续计量方式，单井来气经加热节流后接入建 27 侧平 1 井的 DN600 计量分离器进行分离计量，同时为建 27 侧平 1 井新建一台 DN65 抗硫型的两相流量计。

红页 4 井依旧采用单井连续计量方式，利用 DN800 计量分离器进行分离计量。

2.3.4.3 放空及排污系统

1、放空系统

井口、水套加热炉高压放喷通过放喷管线输送到放喷池点火燃烧。

根据《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》SY/T 6137-2017 和《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》GB 39728-2020 要求，含硫化氢气体应燃烧后放空。本工程项目需对已建的放空系统进行改建，新建闪蒸分液一体化撬和放空火炬。计量分离器撬和出站管道放空通过 L245NS 无缝钢管输送到闪蒸分液一体化撬处理后，进入放空火炬进行燃烧。

2、排污系统

站内分离器撬排放的采出水通过闪蒸分液一体化撬闪蒸并加药除硫处理后输至红页 4 平台采出水暂存池暂存，处理后的采出水优先压裂回用，余出采出水罐车拉运至建 47 回注井/建 33 回注井进行回注处理。

2.3.4.4 主要设备设施

本工程主要工艺设备包括1座DN800计量分离器撬、1座DN600计量分离器撬、1座水套加热炉(200kW)、1台两相流量计(抗硫型)、1座闪蒸分离一体化撬(DN1000/2000)、1座放空火炬、1座双氧水加药撬。红星1井试采地面工程主要设备见下表。

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 200KW PN35MPa (抗硫型)	座	1	利旧
2	DN800 计量分离器撬 (抗硫)	座	1	利旧
3	DN600 计量分离器撬 (抗硫)	座	1	利旧
4	两相流量计 DN65 6.3MPa (抗硫)	台	1	新增
5	闪蒸分液一体化撬	座	1	新增
6	双氧水加药撬	座	1	新增
7	放空火炬撬 (常规燃气长明火) DN150 H=20m	座	1	新增

1、计量分离器

本工程主要利旧平台已建的设备，利旧1座DN600的计量分离器撬，因此需对以上利旧设备的处理能力进行校核。红星1井扩建后生产参数，见下表。

表 2.3-7 红星1井扩建后生产参数表

序号	井号	井口气, 10 ⁴ m ³ /d	水, m ³ /d	操作压力, MPa
1	红星1井	10	10	4.8
2	建27侧平1井	1.31	1.5	1.0

气液分离器的气体处理量、液体处理量可以按照SY/T 0515公式进行计算，经设计单位核算后利旧设备的处理量，详见表2.3-8。

(1) 气体处理量：

$$q = \frac{1.97 \times 10^4 D^2 p K}{ZT} \left[\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g} \right]$$

(2) 液体处理量：

$$W = \frac{1440V}{t}$$

表 2.3-8 利旧设备处理能力校核表

序号	井号	设备名称及规格	水处理量 m ³ /d	工作条件下气处 理量×10 ⁴ Nm ³ /d	备注
1	红星 1 井	计量分离器撬 PN6.3MPa DN600	100	20	满足
2	建 27 侧平 1 井				满足

经过设计单位核算，DN600 计量分离器撬分别能满足新井（红星 1 井），老井（建 27 侧平 1 井）生产要求。

2、闪蒸分液一体化撬

目前平台 DN800 的闪蒸分离器的材质为碳钢，不耐双氧水的腐蚀，同时考虑后期平台扩建 5 口井采出水的水量，DN800 闪蒸分离器的处理能力不足，因此本次新建 1 座闪蒸分液一体化撬，具体参数：设计压力 1.6MPa，设计温度 70℃，工作压力常压~0.2MPa，选用规格尺寸为 DN1000/2000。

3、放空火炬

本工程对已建的放空系统进行改建，在站外新建放空火炬。红页 4 试采站可以供燃料气，本次工程新建放空火炬采用常规燃气长明灯放空火炬，火炬系统采用放空总管中注燃料气防回火措施。

集气站放空火炬放空量按照最多两口井的井口关断阀同时失效时的超压放空量，根据单井配产情况，放空量取 10 万方/天。放空火炬的辐射热强度按照 $\leq 1.58\text{kW/m}^2$ 考虑，辐射热影响范围取 15m。经设计单位计算，放空火炬的计算直径 100mm，计算高度 17.63m。本工程放空火炬的规格尺寸选用 DN150，H=20m。

2.3.5 站内采、集气管道

2.3.5.1 管材选取

本次工程主要采用三种压力等级的管材，设计压力分别是 25MPa、6.3MPa、1.6MPa。根据天然气中 H₂S 含量 1.182%，CO₂ 含量 11.049%，站内管线所处酸性环境为 SSC3 区，属于硫化氢腐蚀最严重的区域。管线选材按照 SY/T0599-2018，采用 L245NS 抗硫管材。

表 2.3-9 站内工艺管线材质选择表

管线类型	设计压力	介质	材质	使用温度范围
采气管线	25MPa	原料气	L245NS PSL2 抗硫无缝钢管	-19℃~70℃
站内工艺管线	6.3MPa	原料气	L245NS PSL2 抗硫无缝钢管	-19℃~70℃
放空管线	1.6MPa	原料气	L245NS PSL2 抗硫无缝钢管	-19℃~70℃

管线类型	设计压力	介质	材质	使用温度范围
站内采出水管线	1.6MPa	采出水	L245NS PSL2 抗硫无缝钢管	-19°C~70°C

2.3.5.2 站内工艺管道管径选取

站内工艺管道的壁厚根据《工业金属管道设计规范（2008年版）》（GB50316-2000）的公式计算，经设计单位计算站内管径及壁厚如下。

表 2.3-10 管材选用表

管线类型	设计压力	介质	选用尺寸
采气管线	25MPa	原料气	Φ76×11.0mm
站内工艺管线	6.3MPa	原料气	Φ114×6.5mm
放空管线	1.6MPa	原料气	Φ114×6.5mm
站内采出水管线	1.6MPa	采出水	Φ89×6.0mm

2.3.5.3 防腐

1、管道防腐层

根据本工程的特点和国内已建工程的使用情况，采用的方案为：

(1) 对埋地的管线采用加强级 3PE 防腐层。外防腐层工厂预制，质量保证性能最可靠。

(2) 对于其他管道采用无溶剂环氧（干膜厚度 400 μm）再外缠绕聚丙烯粘胶带防腐，以提高抗水汽渗透和保证防腐层的完整性。聚丙烯胶粘带厚度应不小于 1.1mm，缠绕时聚丙烯增强编织纤维防腐胶带缠绕时应有 55%的搭接。

(3) 埋地阀门、三通和汇管等异型管件采用粘弹体防腐材料进行防腐+外缠绕聚丙烯胶粘带防护。

(4) 站内立管出入土部位，其地下防腐层应延伸至地面以上 300mm，然后再在管道出入地面上下各 300mm 管段防腐层表面用铝箔缠带进行防护。

2、主要工程量

表 2.3-11 防腐专业主要工程量

序号	名称	单位	数量
一	地面管线防腐涂料		
1	环氧富锌底漆\灰	m ²	3.6
2	环氧云铁中间漆\浅灰	m ²	3.6
3	氟碳面漆	m ²	3.6
1)	氟碳面漆\中黄色 Y07	m ²	1.5

序号	名称	单位	数量
2)	氟碳面漆\铁红色	m ²	1.5
3)	氟碳面漆\黑色	m ²	0.6
二	埋地管线防腐及补口	m ²	
1	聚丙烯胶粘带\宽 100mm 厚 1.1mm	m ²	46
2	无溶剂液体环氧涂料	m ²	46

2.4 公用工程及辅助生产设施

2.4.1 供配电

2.4.1.1 供电现状

目前红页4平台已建低压供电系统，站场配电变压器（100kVA）剩余容量35.8kW，UPS（6kVA）剩余容量3kW。

2.4.1.2 供配电方案

本工程红星1井在红页4平台扩建，红星1井新增负荷为放空火炬、药剂撬、仪控通信负荷，新增负荷共11.5kW。本工程电源就近接自己有低压配电柜，更换原有UPS，原UPS所供负荷均接入新UPS（15kVA，不间断供电2小时），电缆利旧，新建室内壁挂动力配电箱，新建设备由壁挂动力配电箱供电。

1) 用电负荷统计

新增用电负荷统计见表2.4-1。

表 2.4-1 红星1井用电负荷统计表

平台或集气站名称	用电设施	用电负荷(kW)	备注
红页4平台红星1井	放空火炬	1	220V
	仪控通信	1	220V
	药剂加注撬	6	380V
	其他	3.5	380V
小计（需要系数0.8）		11.5	

2) 负荷等级

根据《气田集输设计规范》（GB 50349-2015），页岩气田工程集气站、集气平台用电负荷为三级负荷，通讯、仪表控制负荷为重要负荷，其它生产、生活辅助设施为三级负荷。

2.4.1.3 防雷、防静电及接地

红星1井井场内建筑物的防雷措施严格按照国标《建筑物防雷设计规范》（GB 50057-2010）的规定执行。

低压配电系统的接地型式采用TN-S系统，在供配电系统的电源端安装与设备耐压水平相适应的过电压（电涌）保护器。下列电气设备的金属部分，均应可靠接地：配电屏、配电箱的框架；互感器的二次绕组；配电装置的金属构架及靠近带电部分的金属围栏和金属门等；电力电缆接线盒、终端盒的外壳，电缆的外皮、穿线的钢管等的金属部分。

露天布置的天然气管制设备、容器做防雷防静电接地。直径大于或等于2.5m及容积大于或等于50m³的设备，其接地点不应少于2处。地上或管沟内敷设的金属管道在进出装置或设施处、管道分支处等设防静电接地装置。长距离无分支管道应每隔200m接地一次。平行管道净距小于100mm时，应每隔20m跨接；当管道交叉净距小于100mm应做跨接。各阀门（螺栓连接少于5处）间应采用BVR-6多股铜芯软导线做跨接。长金属物的弯头、阀门、法兰盘等连接处的过渡电阻大于0.03Ω时，连接处应跨接。跨接材料采用BVR-16多股铜芯软导线。各阀门（螺栓连接少于5处）间应采用BVR-16多股铜芯软导线做跨接。

站场所有的电气设备接地、仪表接地、防雷、防静电接地相连构成统一的接地网；接地极采用镀锌角钢接地极，间距不小于5m；接地线采用-40×4镀锌扁钢；接地装置埋深1m；接地电阻R≤4Ω。当接地电阻无法满足要求时，应补打镀锌包钢接地极。

2.4.1.4 主要工程量

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.	接地极 L50×5×2500	个	10	
2.	镀锌扁钢 -40×4	m	100	
3.	电力电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 3×70+1×35	m	50	
4.	铜芯电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 4×4	m	450	
5.	铜芯电缆 NH-YJV22-0.6/1kV 3×4	m	60	
6.	铜芯电缆 ZR-KYJV22-450/750V 7×2.5	m	50	
7.	镀锌钢管			
	DN25	m	150	

序号	名称及规格	单位	数量	备注
	DN50	m	20	
	DN100	m	10	
8.	接地线线芯面积为 6mm ²	m	40	
9.	接地螺栓螺母 M10X30	套	40	

2.4.2 仪表及控制系统

2.4.2.1 平台现状

红页4平台现有一台 PLC-S7-300 控制系统，站控系统无 SIS 系统，现调控中心采用 SCS 系统（PCS+SIS 结构）。

红页4平台装置区和井口位置目前已对现有装置布置可燃/有毒气体气体探测器。

2.4.2.2 自动控制方案

1、自动控制水平

红星地区采用 SCADA 控制系统（远程数据采集监控系统），通过建南调控中心对全气田进行监控与管理。生产过程管理控制实行三级操作模式：

- 第一级：调度中心控制；
- 第二级：站控制系统控制；
- 第三级：就地手动控制。

本次工程红页4试采站纳入气田已建的 SCADA 系统，达到无人值守的水平。

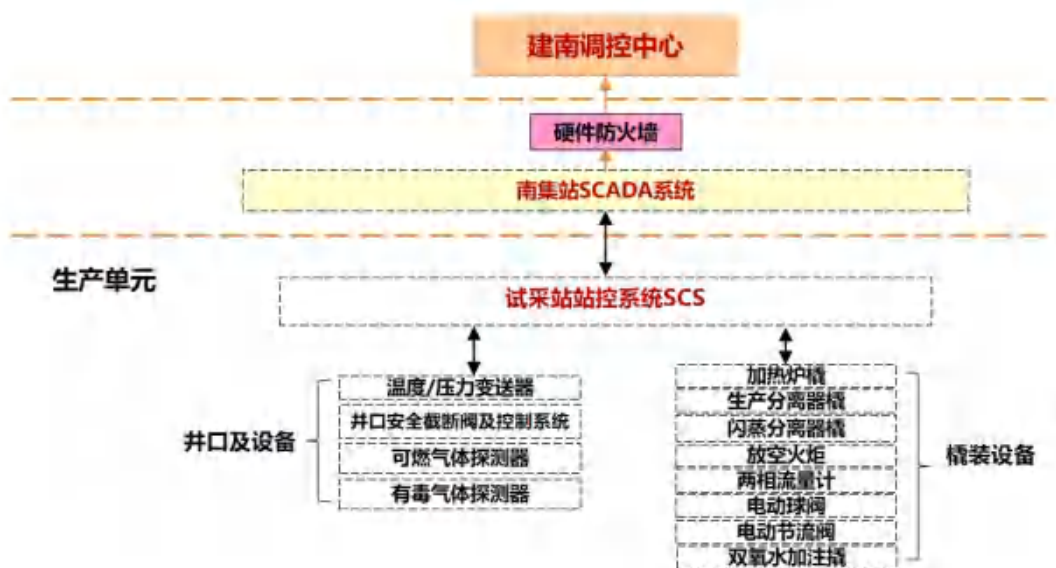


图 2.4-1 自动控制框架图

2、站控系统

新建1套SCS系统，实现对新建井口及设备进行监视和控制。

对试采站和站内井口采气平台的压力及可燃气体浓度进行检测，当超压、可燃气体泄漏时对试采站站场和站内井口采气平台进行保护。

3、井口安全截断系统

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

4、流量计量

计量分离器撬分离的天然气和采出水的计量、显示通过站控系统实现，计量分离器撬自带天然气和采出水计量功能，天然气采用孔板流量计计量，采出水采用电磁流量计计量。

5、可燃/有毒气体检测报警

为了保证人身和生产安全，在工艺装置区以及井口平台设置3台可燃气体检测器和3台有毒气体检测器，对可能存在泄漏的可燃/有毒气体进行连续检测。



图 2.4-2 红页 4 平台新增有毒/可燃气体探测器布置示意图

6、数据采集

参照《中国石化油气生产信息化建设技术规范》，完成红星1试采站数据自动采集与控制。红星1试采站采集井口油压、井口套压、井口温度、出站压力和温度、地面安全阀开关状态、药剂加注泵压力/流量、药剂加注罐液位、加注泵状态；火焰探测器状态；有毒探测器状态；火炬燃烧状态；电动阀本地/远程状态、启动/停止状态等生产参数。

7、防雷与接地

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 。

2.4.2.3 仪表选型与工控安全防护

探测器的输出可选用直流 $4\text{mA}\sim 20\text{mA}$ 信号、数字信号、触点信号。可燃气体选用红外气体探测器，按室外可燃气体探测器探测半径 10m 进行设置，安装高度高于释放源 $0.5\text{m}\sim 2\text{m}$ 。有毒气体探测器量程为 $0\text{-}50\text{ppm}$ ，防爆等级：ExdbIIBT4Gb，防护等级：IP65，输出信号： $4\sim 20\text{mA}$ 三线制。探测器报警信号通过硬线接入 ESD 系统独立的 IO 卡件，并上传至调控中心。按照 GB/T22240 要求，将油气工业控制系统的网络安全保护等级分为五个安全等级，本项目工控系统安全保护等级为第二级。

控制系统冗余配置，过程控制信号及安全仪表信号分别接入不同的 IO 模块，其中安全仪表信号接入安全完整性等级 SIL2 认证的 IO 模块。

2.4.2.4 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	弹簧管压力表（0-60Mpa）	只	2	
2	弹簧管压力表（0-10Mpa）	只	2	
3	压力变送器（0-60Mpa）	台	2	
4	压力变送器（0-10Mpa）	台	2	

序号	名称及规格	单位	数量	备注
5	一体化温度变送器 (-40~80°C)	台	3	
6	双金属温度计 (-40~80°C)	台	3	
7	井口安全截断阀及控制系统	台	1	
8	弹簧管压力表 (0-60Mpa)	只	2	
9	电动节流阀 DN65 (含电动执行结构, 抗硫型)	个	2	
10	可燃气体检测器红外式	台	3	
11	有毒气体检测器	台	3	
12	仪表电缆			
	NH-DJYJVP-32 仪表电缆 1×2×1.5mm ²	米	250	
	ZR-DJYVP-32 仪表电缆 3×2×1.5mm ²	米	120	
	ZR-DJYJVP-32 仪表电缆 1×2×1.5mm ²	米	630	
	NH-DJYVP-32 仪表电缆 1×3×1.5mm ²	m	600	
	ASTP-120Ω仪表电缆 2×2×1.5mm ²	米	170	
	ZR-DJYJVP-32 仪表电缆 7×2×1.5mm ²	米	450	
13	防爆密封接头	个	30	
14	防爆挠性连接管	根	30	
15	镀锌钢管敷设 DN20 埋地	m	100	
16	镀锌钢管敷设 DN40 埋地	m	30	
17	SCS 系统 (含机柜、操作员站等)	套	1	
18	调控中心 SCADA 扩容	项	1	
19	黄砂	m ³	10	
20	砖	块	800	

2.4.3 通信及监控

2.4.3.1 平台现状

红页4平台已建通信机柜1座,位于辅助用楼内,已建以太网交换机且留有18个接口;目前站场内已建4台摄像机,红页4-南集站已有一条24芯架空光缆,站内仪控、通信数据利旧已建设施上传至南集站,再传至建南调控中心。

2.4.3.2 技术方案

1、工业电视监控系统

主要用于对红星1井试采站工艺井口采气平台和放空火炬的运行情况进行监视,以预防意外闯入和及时发现险情给予报警及火灾确认等。本次工程主要红星1井井口新增1

台外网络高清球型摄像机，平台其他区域监控利旧已建摄像机，新增摄像机位置，详见下图。



图 2.4-3 红星 1 井井口摄像机布置示意图

2、工业电视监控系统功能

按照《中国石化油气生产信息化建设技术规范》，试采站内超过 4 台摄像机需进行本地存储，新建一台 16 路 8 盘网络视频录像机进行网络视频存储，存储时间不低于 90 天。区域监控点可根据需要选择部分或全部视频数据流的上传存储，存储时间不低于 90 天，存储分辨率为 1920*1080P，存储编码类型为 H.265。监控视频数据采用块直存技术，前端摄像机和编码器直接输出存储流至存储设备上，视频图像以数据块方式而不是文件的方式存储到硬盘上，不经过任何服务器转存，消除存储服务器瓶颈。任意一路摄像机在进行监控数据采集过程中出现网络或摄像机设备故障时，该路摄像机传输中的视频数据丢失不大于 20 秒；监控系统平台可支持对用户的重点监控点位的摄像机的监控图像进行实时双直存，实现重点监控部位数据冗余备份，或实现计划策略性的录相数据备份。

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、型号及规格	单位	数量	备注
1	室外防爆网络高清全球防爆摄像机（室外防爆型、带红外夜视，配1个百兆电口，200万像素）	套	1	
2	网络硬盘录像机（16路8盘）	台	1	
3	硬盘（8T）	块	1	
4	摄像机安装立柱4米配套避雷针	根	1	
5	浪涌保护器-六类缆 SPD	套	1	
6	浪涌保护器-电源线 SPD	套	1	
7	小型断路器	套	2	
8	室外防爆接线箱	套	1	
9	24V 电源模块	套	1	
10	12芯光纤终端盒（满配法兰、熔纤盘、SC尾纤）	套	1	
11	光纤收发器 工业级 导轨安装	个	2	
12	光纤配线架 24口	套	1	
13	光缆 GYTS 12D	m	135	
14	六类屏蔽双绞线 STP	m	10	
15	电源线 RVV-3×1.5mm ²	m	135	
16	尾纤	根	4	
17	挠性管	根	6	
18	镀锌钢管 DN20	m	5	
19	扁钢 40×4	m	5	
20	监控杆地笼 400×400×750	套	1	
21	监控杆预制件	套	1	
22	镀锌钢管 DN50	m	10	
23	硅芯管	m	270	

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，红页4平台为五级站场，站内可不设置消防水系统，对新建工艺装置和井口装置配置一定数量的移动式灭火器即可满足消防需求。

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，为新建井口、放空火炬分别设置 2 个移动式灭火器，同时为工艺装置区新增 2 个移动式灭火器。一旦发生火灾，可随时启用扑救。灭火器配置平面图，见下图。

表 2.4-5 灭火器配置一览表

序号	区域	危险等级	保护面积 (m ²)	最小配备灭火级别	型号	单具灭火级别	数量	配备灭火级别	备注
1	井口	C类严重危险级	68	136B	MF/ABC5	89B	2	178B	新建
2	放空火炬	C类严重危险级	64	128B	MF/ABC5	89B	2	178B	新建
3	工艺装置区	C类严重危险级	180	360B	MF/ABC5	89B	2	772B	新建
					MFT/ABC50	297B	2		已建

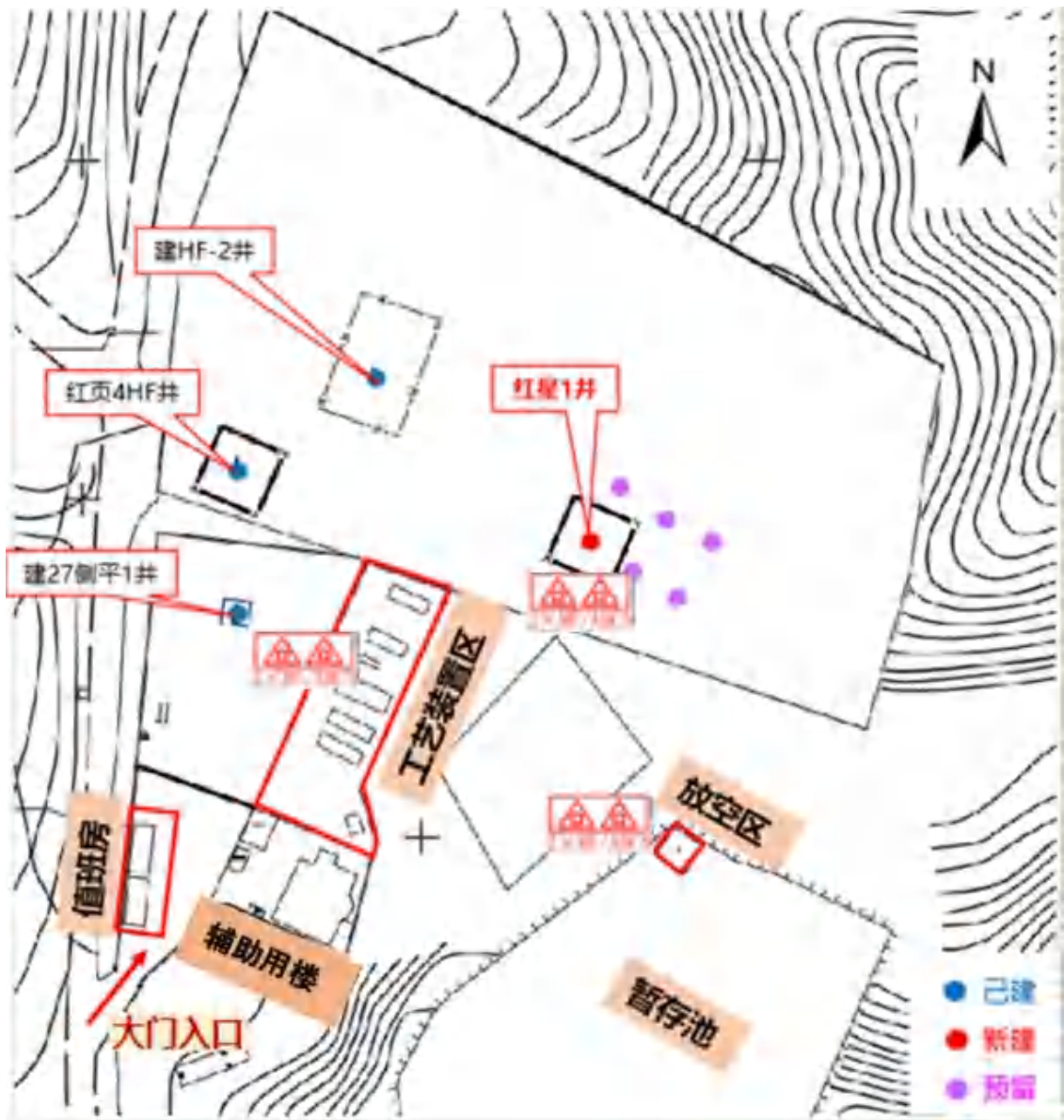


图 2.4-4 红页 4 平台灭火器配置平面图

2.4.4.2 给水工程

试采站无人值守，无需生活用水。加热炉补水采用罐车拉运补水。

2.4.4.3 排水工程

红页4平台内已建排水系统，生产排水至平台已建暂存池，采用罐车拉运至建47和建33回注井进行回注。

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 2.4-6 站内消防主要工程量表

序号	名称及规格型号	单位	数量
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC5	具	6
2	灭火器箱 XMDDD32 型	个	3

2.4.5 建（构）筑物

2.4.5.1 设计标准

- 1) 地基基础的设计等级：丙级；
- 2) 抗震设防烈度为6度。

2.4.5.2 结构设计

根据前期红星区块试采工程对设备基础的优化结果，本工程撬装静设备不考虑基础，设备基础仅针对动设备、高耸结构、大型设备及阀门。

表 2.4-7 建构筑物特征一览表

序号	建（构）筑名称	耐火等级	结构型式	基础型式
1	围墙	二级	铁丝网围墙	条形/独立基础
2	井口操作平台	二级	钢结构	与已建方井预埋件焊接
3	计量分离器基础	二级	-	干铺碎石，并夯实
4	闪蒸分液一体化撬基础	二级	-	干铺碎石，并夯实
5	水套加热炉基础	二级	-	干铺碎石，并夯实

2.4.5.3 主要工程量表

表 2.4-8 建构筑物结构主要工作量表

序号	名称	单位	数量	备注
1	井口操作平台	座	1	钢结构
2	铁丝网围栏	m	122	

序号	名称	单位	数量	备注
3	小门宽 1.5 米	樘	1	
4	钢筋混凝土 C25	m ³	11	
5	毛石砼 C15	m ³	105	
6	砖砌体	m ³	7	
7	轻钢结构	t	0.1	

2.5 安全管理情况

2.5.1 安全管理机构设置情况

涉及企业信息，保密。

涉及企业信息，保密。：

图 2.5-1 江汉油田分公司采气一厂组织机构图

2.5.2 劳动定员及安全管理人員配置

1、劳动定员

本项目由江汉油田分公司采气一厂统一调配，不新增劳动定员。

2、安全管理人員配置情况

涉及企业信息，保密。。

2.5.3 安全投资

涉及企业信息，保密。。

建议在后续的详细设计中，明确本项目的安全投资。

表 2.5-1 试采配套地面工程总投资估算表（单位：万元）

3 危险、有害因素辨识与分析

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

3.1 主要物质危险、有害因素分析

工程所涉及的主要物料是含硫天然气，H₂S 含量 1.182%。物质危险性主要表现为天然气的易燃易爆性、硫化氢的毒性。

根据工程内容分析，其涉及到的主要危险有害物质有天然气、硫化氢、二氧化碳、氮气、双氧水（浓度 27.5%），事故放空点火燃烧时产生的二氧化硫。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、硫化氢、二氧化碳、双氧水（浓度 27.5%）、二氧化硫、氮气	《危险化学品目录》（应急管理部等十部委公告 2022 年第 8 号修订）、《国家安全生产监督管理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	硫化氢	《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	双氧水（浓度 27.5%）	《易制爆危险化学品名录》（2017 年版）
7	重点监管危险化学品	天然气、硫化氢、二氧化硫	《重点监管的危险化学品名录》（2013 完整版）
8	监控化学品	不涉及	《各类监控化学品名录》（工业和信息化部令第 52 号）
9	特别管控危险化学品	不涉及	应急管理部、工业和信息化部、公安部、交通运输部公告 2020 年第 3 号

表 3.1-2 主要有害物质的危害特性

序号	介质	爆炸极限或闪点	存在部位及生产过程	火灾危险性类别	危险有害因素分类	含量或浓度
1	CH ₄	5%~15%	井口、设备、管线	甲 _B 类	易燃气体, 类别 1 加压气体	87.183%
2	H ₂ S	4%~46%	井口、设备、管线	甲 _B 类	易燃气体, 类别 1 加压气体 急性毒性-吸入, 类别 2* 危害水生环境-急性危害, 类别 1	1.182%
3	CO ₂	--	井口、设备、管线	--	加压气体 特异性靶器官毒性-一次接触, 类别 3 (麻醉效应)	11.049%
4	SO ₂	--	放空燃烧产生	乙 _B 类	加压气体 急性毒性-吸入, 类别 3 皮肤腐蚀/刺激, 类别 1B 严重眼损伤/眼刺激, 类别 1	--
5	双氧水	--	双氧水加药撬	--	氧化性液体, 类别 2 皮肤腐蚀/刺激, 类别 1A 严重眼损伤/眼刺激, 类别 1 特异性靶器官毒性-一次接触, 类别 3 (呼吸道刺激)	27.5%
6	氮气	--	设备、管线	--	加压气体	--

3.1.1.1 天然气

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

天然气是一种无色气体, 比空气轻, 具有以下危险特性:

1) 易燃性

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

2) 易爆性

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

3) 静电集聚性

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

4) 毒性

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

5) 易扩散性

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

6) 腐蚀性

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

天然气的主要危险有害特性见下表。

表 3.1-3 天然气（甲烷）主要危险有害特性一览表

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

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

3.1.1.2 硫化氢

硫化氢是一种易燃易爆的有毒物质。硫化氢可引起机体全身中毒反应，影响细胞氧化过程，造成组织缺氧。浓度超过 700ppm，刺激颈动脉窦产生反射性窒息。高浓度过度刺激呼吸中枢抑制呼吸，造成呼吸停止、窒息。硫化氢还能对皮肤、黏膜及眼结膜、角膜造成损害。

硫化氢氧化产生二氧化硫：无色刺激性气体，酸性，不燃烧，对人体呼吸及眼具有强烈刺激作用，大量吸入对人体产生较大危害，严重时可引发窒息，对建筑物和金属材料产生腐蚀，也是产生酸雨的主要物质之一。

电化学失重腐蚀：金属和硫化氢水溶液接触发生电化学反应，使金属表面产生蚀坑、斑点及大面积腐蚀，导致设备由厚变薄、穿孔、甚至造成破裂。

氢脆：硫化氢作用下，由电化学反应过程中产生的氢，渗入金属内部，使材料变脆；

应力腐蚀：金属在含硫天然气和固定应力两者同时作用下产生的破裂。轻脆和应力腐蚀破裂多发生在设备使用初期，固定应力可以来自外加载荷和内应力。

加速非金属材料的老化：指硫化氢对密封件、橡胶、浸油石棉造成鼓泡涨大，失去弹性，从而易引发泄漏。

硫化氢的主要危险有害特性见下表。

表 3.1-4 硫化氢主要危险有害特性一览表

标识	中文名	硫化氢	CAS	7783-06-4		
	分子式	H ₂ S	危险货物编号	21006		
	分子量	34.08	UN 编号	1053		
理化性质	外观性状	无色、有恶臭的气体。				
	主要用途	用于化学分析如鉴定金属离子。				
	溶解性	溶于水、乙醇。				
	熔点 (°C)	-85.5	燃烧热 (kJ/mol)	无资料		
	沸点 (°C)	-60.4	饱和蒸气压 (kPa)	2026.5 (25.5°C)		
	相对密度 (水=1)	无资料	临界温度 (°C)	100.4		
	相对密度 (空气=1)	1.19	临界压力 (MPa)	9.01		
燃烧爆炸危险性	燃烧性:	易燃	危险特性	易燃，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。与浓硝酸、发烟硝酸或其它强氧化剂剧烈反应，发生爆炸。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。		
	建规火险分级	甲				
	闪点 (°C)	无意义				
	引燃温度 (°C)	260				
	爆炸下限 (V%)	4.0	燃烧 (分解) 产物	氧化硫。		
	爆炸上限 (V%)	46.0				
	稳定性	稳定	灭火方法	消防人员必须穿全身防火防毒服，在上风向灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、抗溶性泡沫、干粉。		
	聚合危害	不能出现	禁忌物	强氧化剂、碱类。		
包装与储运	危险性类别	第 2.1 类易燃气体	危险货物包装标志	无资料	包装类别	O52
	储运注意事项:	储存注意事项： 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30°C。保持容器密封。应与氧化剂、碱类分开存放，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。				

		<p>储区应备有泄漏应急处理设备。</p> <p>运输注意事项：铁路运输时应严格按照铁道部《危险货物运输规则》中的危险货物配装表进行配装。采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。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的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂、碱类、食用化学品等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。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，禁止在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。</p>
毒性与健康危害性	接触限值	<p>中国 MAC (mg/m^3) : 10</p> <p>中国 TLV (mg/m^3) : 15 (10ppm)</p> <p>前苏联 MAC (mg/m^3) : 10</p> <p>TLVTN: OSHA 20ppm, $28\text{mg}/\text{m}^3$[上限值]; ACGIH 10ppm, $14\text{mg}/\text{m}^3$</p> <p>TLVWN: ACGIH 15ppm, $21\text{mg}/\text{m}^3$</p>
	毒性	LC50: $618\text{mg}/\text{m}^3$ (大鼠吸入)
	健康危害	<p>本品是强烈的神经毒物，对粘膜有强烈刺激作用。急性中毒：短期内吸入高浓度硫化氢后出现流泪、眼痛、眼内异物感、畏光、视物模糊、流涕、咽喉部灼热感、咳嗽、胸闷、头痛、头晕、乏力、意识模糊等。部分患者可有心肌损害。重者可出现脑水肿、肺水肿。极高浓度 ($1000\text{mg}/\text{m}^3$ 以上) 时可在数秒钟内突然昏迷，呼吸和心跳骤停，发生闪电型死亡。高浓度接触眼结膜发生水肿和角膜溃疡。长期低浓度接触，引起神经衰弱综合征和植物神经功能紊乱。</p>
	侵入途径	接触、吸入
急救	皮肤接触	无资料
	眼睛接触	立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15 分钟。就医。
	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。
	食入	无资料
防护措施	工程控制	严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。
	呼吸系统防护	空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴氧气呼吸器或空气呼吸器。
	眼睛防护	戴化学安全防护眼镜。
	防护服	穿防静电工作服。
	手防护	戴防化学品手套。
其它	工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。及时换洗工作服。作业人员应学会自救互救。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。	
泄漏处置	<p>迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离 150m，大泄漏时隔离 300m，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，穿防静电工作服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔或与塔相连的通风橱内或使其通过三氯化铁水溶液，管路装止回装置以防溶液吸回。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。</p>	

3.1.1.3 二氧化碳

CO₂具有窒息性、腐蚀性、溶解性。主要表现在：

1、窒息性

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

2、腐蚀性

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

3、溶解性

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

二氧化碳的主要危险有害特性见下表。

表 3.1-5 二氧化碳主要危险有害特性一览表

标识	中文名	二氧化碳	俗名	碳酸酐
	分子式	CO ₂	CAS	124-38-9
	分子量	44.01	UN 编号	1013
理化性质	外观性状	常温常压下是一种无色无味或无色无嗅而略有酸味的气体。		
	主要用途	冷藏易腐败的食品、做制冷剂、制造碳化软饮料、灭火剂等。		
	溶解性	可溶于水。		
	熔点（℃）	-56.6	燃烧热（kJ/mol）	无意义
	沸点（℃）	-78.5（升华）	饱和蒸气压（kPa）	1013.25（-39℃）
	相对密度（水=1）	1.56（-79℃）	临界温度（℃）	31
燃烧爆炸危险性	相对密度（空气=1）	1.53	临界压力（MPa）	7.39
	燃烧性：	不燃	危险特性	高浓度气体可导致没有预兆的窒息。与气体接触可能造成烧伤，严重伤害和/或冻伤。加热时，容器可能爆炸。暴露于火中的容器
	建规火险分级	戊		
闪点（℃）	无意义			

	引燃温度 (°C)	无意义					可能会通过压力安全阀泄漏出内容物。受热或接触火焰可能会产生膨胀或爆炸性分解。
	爆炸下限 (V%)	无意义					
	爆炸上限 (V%)	无意义	燃烧 (分解) 产物	/			
	稳定性	稳定	灭火方法	本品不燃。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却, 直至灭火结束。			
	聚合危害	不聚合	禁忌物	/			
包装与储运	危险性类别	类别 3	危险货物包装标志	2	包装类别	O53	
	储运注意事项:	装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置, 禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂、卤素等混运。高度不得超过车辆的防护栏板, 并用三角木垫卡牢, 防止滚动。钢瓶一般平放, 并将瓶口朝同一方向, 不可交叉。采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。运输前应先检查包装容器是否完整、密封。运输工具上应根据相关运输要求张贴危险标志、公告。					
毒性与健康危害性	健康危害	吸入本品可能引起瞌睡和头昏眼花, 可能伴随嗜睡、警惕性下降、反射作用消失、失去协调性并感到眩晕。吸入该物质可能会引起对健康有害的影响或呼吸道不适。由于本品的物理状态, 一般没有危害。在商业/工业场合中, 认为本品不太可能进入体内。通过割伤、擦伤或病变处进入血液, 可能产生全身损伤的有害作用。眼睛直接接触本品可导致暂时不适。					
	侵入途径	吸入、皮肤接触					
急救	皮肤接触	如有冻伤, 就医。					
	眼睛接触	如有冻伤, 就医。					
	吸入	立即将患者移到新鲜空气处, 保持呼吸畅通。如果呼吸困难, 给予吸氧。如患者食入或吸入本物质, 不得进行口对口人工呼吸。如果呼吸停止。立即进行心肺复苏术。立即就医。					
防护措施	工程控制	密闭操作, 保持充分的自然通风。					
	呼吸系统防护	一般不需要特别防备, 高浓度接触时可佩戴空气呼吸器。					
	眼睛防护	一般不需要特别防备。					
	防护服	穿一般作业工作服。					
	手防护	戴一般作业防备手套。					
	其它	防止高浓度吸入。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业, 须有人监护。					
泄漏处置	快速撤退泄露污染区人员至上风处, 并进行隔绝, 严格限制进出。建议应急办理人员戴自给正压式呼吸器, 穿一般作业工作服。尽可能切断泄露源。合理通风, 加快扩散。漏气容器要妥当办理, 修复、查验后再用。						

3.1.1.4 氮气

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

氮气的主要危险有害特性见下表。

表 3.1-6 氮气主要危险有害特性一览表

标识	中文名	氮气	英文名称	Nitrogen		
	分子式	N ₂	CAS	7727-37-9		
	分子量	28.01	UN 编号	1977		
理化性质	外观性状	无色无臭气体。				
	溶解性	微溶于水、乙醇。				
	熔点 (°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。					

3.1.1.5 二氧化硫

检修或事故放空时，天然气中的硫化氢经燃烧转化为二氧化硫气体，释放于作业环境，但放空一般为短时排放。二氧化硫阈限值为 $5.4\text{mg}/\text{m}^3$ (2ppm)。

由二氧化硫和硫化氢的阈限值大小可看出，二氧化硫毒性较硫化氢强，但硫化氢经火炬放空燃烧，燃烧温度高，其燃烧产物二氧化硫在大气环境中抬升很快被稀释扩散。

二氧化硫对眼及呼吸道粘膜有强烈的刺激作用；大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而窒息；长期接触二氧化硫，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退、肺气肿等，少数职工有牙齿酸蚀症。

二氧化硫对人的生理影响及职业暴露值见下表。

表 3.1-7 二氧化硫主要危险有害特性一览表

标识	中文名	二氧化硫	CAS	7446-09-5
	分子式	无资料	危化品序号	--
	分子量	无资料	UN 编号	1079
理化性质	外观性状	无色气体，有刺激性气味。		
	溶解性	溶于水、乙醇、乙醚。		
	熔点 (°C)	-75.5	燃烧热 (kJ/mol)	无资料
	沸点 (°C)	-10	饱和蒸气压 (kPa)	330 (20°C)
	相对密度 (水=1)	1.4 (-10°C)	临界温度 (°C)	157.8
	相对密度 (空气=1)	2.25	临界压力 (MPa)	7.87
燃烧爆炸危险性	燃烧性:	不燃	活性反应	与强氧化剂、强还原剂等禁配物接触，有发生火灾和爆炸的危险。
	建规火险分级	乙		
	闪点 (°C)	无意义		
	爆炸下限 (V%)	无意义	禁忌物	强还原剂、强氧化剂、易燃或可燃物。
	爆炸上限 (V%)	无意义		
灭火方法	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。切断气源。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。			
毒性与健康危害性	接触限值	中国:PC-TWA:5mg/m ³ ;PC-STEL:10 mg/m ³ 美国(ACGIH):TLV-STEL:0.25ppm 美国 (IDLH) :100 ppm ;2019 工作场所所有害因素职业接触限值:PC-TWA:5mg/m ³ ;PC-STEL:10mg/m ³ ;呼吸道刺激		
	毒性	LC50:6600mg/m ³ ; 2520ppm (大鼠吸入, 1h) 人吸入 LCLo:1000ppm(10min);TCLo:3ppm(5d);400~500ppm, 立即危及生命。		
	健康危害	易被湿润的黏膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道黏膜有强烈的刺作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。 急性中毒:轻度中毒时, 发生流泪、畏光、咳、咽唯门南等呼吸道及眼结膜刺涨.症状; 严重中毒可在数小时内发生肺水肿, 并可到呼吸中报麻唐;极高浓度吸入立即引起唯痉室、水肿, 而致窒息。重度中毒可并发气酶、纵唱气肿。 涉杰二氧化瑞污染皮陆或涉入眼内, 可造成皮时灼伤和鱼膜上皮细胞坏死、形成白斑、病痕。 慢性影响:长期低浓度接触, 可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、咽唯炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退等。少数工人有牙齿酸蚀症。		

	侵入途径	接触、吸入
急救	急救措施	迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 不会通过该途径接触。立即脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗至少15min。就医。 立即分开眼睑，用流动清水或生理盐水彻底冲洗5~10min。就医。
泄漏处置	若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体喷雾状水抑制蒸汽或改变蒸汽云流向，避免水流接触泄漏物。 禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。用碎石灰石（CaCO ₃ ）、苏打灰（Na ₂ CO ₃ ）或石灰（CaO）中和。隔离泄漏区直至气体散尽。	

3.1.1.6 双氧水（27.5%）

双氧水（27.5%）的主要危险有害特性见下表。

表 3.1-8 双氧水（27.5%）主要危险有害特性一览表

中文名称	过氧化氢；双氧水		包装标志	氧化剂；腐蚀品	
英文名称	Hydrogen peroxide		包装类别	I类包装	
危化品序号	903		CAS 号	7722-84-1	
UN 编号	2015		熔点（℃）	-2（无水）	
理化特性	外观与性状	无色透明液体，有微弱的特殊气味。		沸点（℃）	158（无水）
	相对密度（水=1）	1.46（无水）		饱和蒸气压（kPa）	0.13（15.3℃）
	溶解性	溶于水、醇、醚，不溶于苯、石油醚。			
主要用途	用于漂白，用于医药，也用作分析试剂。				
侵入途径	吸入、食入、经皮吸收。				
健康危害	健康危害：吸入本品蒸气或雾对呼吸道有强烈刺激性。眼直接接触液体可致不可逆损伤甚至失明。口服中毒出现腹痛、胸口痛、呼吸困难、呕吐、一时性运动和感觉障碍、体温升高等。个别病例出现视力障碍、癫痫样痉挛、轻瘫。长期接触本品可致接触性皮炎。燃爆危险：本品助燃，具强刺激性。				
毒理学资料	致突变性：微生物致突变：鼠伤寒沙门氏菌 10ul/皿；大肠杆菌 5ppm。姊妹染色体交换：仓鼠肺 353umol/L。致癌性：IARC 致癌性评论：动物可疑阳性。				
消防措施	危险特性：爆炸性强氧化剂。过氧化氢本身不燃，但能与可燃物反应放出大量热量和氧气而引起着火爆炸。过氧化氢在 pH 值为 3.5~4.5 时最稳定，在碱性溶液中极易分解，在遇强光，特别是短波射线时也能发生分解。当加热到 100℃以上时，开始急剧分解。它与许多有机物如糖、淀粉、醇类、石油产品等形成爆炸性混合物，在撞击、受热或电火花作用下能发生爆炸。过氧化氢与许多无机化合物或杂质接触后会迅速分解而导致爆炸，放出大量的热量、氧和水蒸气。大多数重金属（如铁、铜、银、铅、汞、锌、钴、镍、铬、锰等）及其氧化物和盐类都是活性催化剂，尘土、香烟灰、碳粉、铁锈等也能加速分解。浓度超过 74% 的过氧化氢，在具有适当的点火源或温度的密闭容器中，能产生气相爆炸。有害燃烧产物：氧气、水。灭火方法：消防人员必须穿全身防火防毒服，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。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：雾状水、干粉、砂土。				
稳定性和反应活性	稳定性	稳定。	聚合危害	不聚合。	
	避免接触条件		禁配物	易燃或可燃物、强还原剂、铜、铁、铁盐、锌、活性金属粉末。	
操作处置	密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（全面罩），穿聚乙烯防毒服，戴氯丁橡胶手套。远				

	离火种热源，工作场所严禁吸烟。远离易燃、可燃物。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与还原剂、活性金属粉末接触。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及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物质。			
储存注意事项	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与易（可）燃物、还原剂、活性金属粉末等分开存放，切忌混储。储区应备有泄漏应急处理设备和收容材料。			
运输注意事项	双氧水应添加足够的稳定剂。含量≥40%的双氧水，运输时须经铁路局批准。双氧水限用全钢槽车按规定运输。试剂包装（含量<40%），可按零担办理。设计的桶、罐、箱，须包装试验合格，并经铁路局批准；含量≤3%的双氧水，可按普通货物条件运输。铁路运输时应严格按照铁道部《危险货物运输规则》中的危险货物配装表进行配装。运输时单独装运，运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。严禁与酸类、易燃物、有机物、还原剂、自燃物品、遇湿易燃物品等并车混运。运输时车速不宜过快，不得强行超车。公路运输时要按规定路线行驶。运输车辆装卸前后，均应彻底清扫、洗净，严禁混入有机物、易燃物等杂质。			
急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水冲洗。眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟。就医。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。食入：饮足量温水，催吐。就医。			
泄漏应急处理及废弃处置	应急行动：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。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收。也可以用大量水冲洗，洗水稀释后放入废水系统。大泄漏：构筑围堤或挖坑收容。喷雾状水冷却和稀释蒸气、保护现场人员、把泄漏物稀释成不燃物。用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。废弃处置方法：经水稀释后，发生分解放出氧气，待充分分解后，把废液排入废水系统。			
个体防护	工程控制	生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。	呼吸系统防护	可能接触其蒸气时，应该佩戴自吸过滤式防毒面具（全面罩）。
	眼睛防护	呼吸系统防护中已作防护。	身体防护	穿聚乙烯防毒服。
	手防护	戴氯丁橡胶手套。	其他防护	工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣，注意个人清洁卫生。

3.2 生产工艺及设备设施危险、有害因素分析

3.2.1 工艺过程危险、有害因素分析

3.2.1.1 生产工艺过程危险有害因素分析

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

1、火灾、爆炸

本工程新建的系统均存在着大量的天然气等甲类火灾危险性物质，在高压、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。

检修期间从设备清扫出的呈疏松状的硫化亚铁极易自燃，当硫化亚铁与空气接触时，发生氧化放热反应，引发火灾、爆炸事故。

2、中毒和窒息

含硫化氢天然气有毒性，容易造成中毒危害。在各工艺装置区、放空区等可能发有毒性气体大量泄漏，发生中毒事故。

3、高处坠落

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

4、机械伤害

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

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

5、触电

装置生产中电气线路复杂，若操作不当或其他原因会引起电气设备过载等现象，严重时发生人身触电身亡。

人身触电：在用电操作中若操作不当会引起触电，触电对人体伤害很大，很容易造

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

6、物体打击

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

7、容器爆炸

本工程利旧计量分离器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。

8、灼烫

本工程利旧水套加热炉和新增闪蒸一体化撬，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。

双氧水加药泵运行过程中，需要加注双氧水（27.5%）药剂，若操作人员未采取防护措施或操作时注意力不集中，容易接触到双氧水，进而发生灼烫的危险。

9、淹溺

站场东南侧设置有暂存池，且池内存放了大量的水。若暂存池周边未设置围栏、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管线放空时产生的空气动力噪声。

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

3.2.2 施工过程的危险、有害因素分析

施工建设期间，涉及到挖填土方、场地平整、设备组焊、高空吊装、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 站场运行期危险、有害因素分析

站场装置主要包括井口装置、分离装置、计量装置、加热装置等。引发站场事故的主要危险、有害因素表现为：站内管道破裂、站场设备故障和站场压力设备爆裂、泄漏等引发的火灾、爆炸事故、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
站场计量装置	1、压力容器可能出现超压或腐蚀； 2、计量装置：因孔板阀上下腔密封不严，在清洗或更换孔板时可能发生孔板导板飞出伤人和天然气泄漏。	火灾爆炸、压力容器爆炸人员伤亡
站场放空排水系统	1、放空系统出现串压、堵塞和放空排污阀故障。 2、放空系统可能因阀门密封不严或破裂，导致天然气泄漏。 3、放空管线较长，因腐蚀或其他原因造成泄露。 4、排水管线腐蚀，排水时液位过低造成天然气串入排水水系统。 5、加药一体化撬所加试剂为双氧水（浓度 27.5%），在加药过程中，操作人员防护不到位或设备出现故障，易对人员造成灼烫的危险。	天然气泄漏，低压设备超压破裂、中毒、人员灼伤
雷击和静电	1、进入装置区前人员未按要求穿戴衣服和接触静电消除装置，进入后可能由于人体静电在有天然气泄漏时，可能引发火灾或爆炸事故。	火灾爆炸、压力容器爆炸人员伤亡

3.2.3.2 设备设施危险有害因素分析

1、井口装置

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

2、分离器类

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 、 H_2S 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

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。

3.2.4 公用工程及辅助生产设施的危险有害因素分析

本工程公用工程及辅助设施主要包括了供配电系统、自控系统、给排水系统、消防系统及通信系统，其危险有害因素总结见下表。

表 3.2-3 公用工程及辅助设施危险有害因素总结

公用工程及辅助设施	主要危险、有害因素分析	危险有害因素分类
供配电系统	1、线路、设备超载过热引发火灾。 2、电缆沟密封不好油气积聚遇火花发生火灾爆炸。 3、种配电装置、电气设备、电器、照明设施、电缆、电气线路等，安装不当造成电路运行不正常 4、站用变压器跌落保险打火放电。 5、电缆安装时没有注意电缆防火措施处理，若在运行过程中，一处电缆失火，会造成大面积电缆火灾。	设备、设施、工具、附件缺陷
自控系统	1、自动控制系统未按要求跟工艺装置投入使用，无法对井站运行进行监控，故障状态下无法执行远程操作，可能引起事故。 2、站内可燃气体检测和有毒气体检测报警系统存在故障，一旦发生天然气泄漏，不能及时的报警，造成事故。 3、井口紧急切断阀由于堵、卡、磨损、锈蚀等原因，使调	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
	节不灵，切断不力，造成事故	
给排水系统	若站内排水系统不符合要求，可能排入环境中造成环境污染，雨季时可能造成站场内涝，引发事故。	环境污染
消防系统	1、部分灭火器失效，发生火灾时不能及时扑救，造成事故扩大。 2、应急设备种类、数量不足或损坏，设置点不合理，发生事故时没有相应的应急设备或设备不能使用，可能引起事故扩大。	设备、设施、工具、附件缺陷
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

3.3 自然和社会危险因素分析

3.3.1 自然环境危险有害因素分析

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

1、雷电危害

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

2、地震灾害

地震是地球上一种自然地质现象，它的发生与活动的构造体系有十分密切的关系，活动强烈的构造带往往会导致地震的频繁发生。强烈的地震可能造成设备、管道和建筑物的破坏，造成物料大量泄漏，进而引发火灾、爆炸、中毒和窒息等灾害事故，并造成人员伤亡。

3、地质灾害

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

4、洪涝

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

5、大风

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

6、山体滑坡、泥石流

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

7、腐蚀

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

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

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

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

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

天然气中可能含有其他杂质，其含量越多，腐蚀就越严重。

3.3.2 社会环境危险有害因素分析

在勘探、开发、输送过程中，若发生天然气泄漏会造成环境污染。井喷失控、设备、管道中的天然气泄漏，会对邻近的周边设施和人员安全造成威胁。若安全宣传不到位，附近农户安全意识不强，发生事故时，不能紧急避险或应急措施不当，可能引发人员伤亡事故。

站场设有栅栏与周边设施相隔，一般情况下，社会人员不会进入站场。但不法分子

偷盗工程设施、打孔偷盗或恐怖袭击等为有意破坏，会影响站场的安全生产。同时，站场周边多为山地森林，一旦发生森林火灾，也会影响站场的安全生产。

3.4 重大危险源辨识

3.4.1 危险化学品重大危险源定义

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

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

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

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

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

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

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

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

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

式中：

S—辨识指标；

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

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

3.4.2 危险化学品重大危险源辨识

根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）规定，针对本工程的具体情况，对本工程涉及的危险化学品主要为天然气、硫化氢、双氧水（27.5%），依据 GB18218-2018 表 1，天然气临界量为 50t，硫化氢临界量为 5t，双氧水（27.5%）临界量为 200t。

本工程未设天然气（含硫化氢）储存设施，天然气（含硫化氢）在站场及管道内均处于输送状态，装置内存在的天然气（含硫化氢）的量远小于临界量，同时双氧水加药撬内双氧水（27.5%）的储存量远小于临界量，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 天然气爆炸事故

1、事故经过简述

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

2、事故原因分析

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

1) 天然气中含有部分 H_2S ， CO ， CO_2 气体及部分水份等杂质，导致了管线的严重腐蚀。通过测厚检查发现，爆破的三通底部减薄最严重。根据三通部位的几何特殊性，可知该处天然气流速最慢，从而使天然气中的 H_2S ， CO ， CO_2 气体及部分水份等杂质有更为充足的时间与金属管壁发生各种反应，导致了该处腐蚀最为严重。

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

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

4) 该管线从未进行过专业的技术检测，使用状况不明，也是造成事故的原因之一。

长期使用 13 年的天然气管线遭受严重腐蚀之后，造成强度大大降低，实际壁厚小于计算厚度，远远不能满足使用条件，在微裂纹的诱导下，不能满足强度要求，发生了爆炸事故。

3、事故教训

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

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)对红星1井试采站内危险性较大的设备发生天然气泄漏事故后果进行模拟，得出在不同事故情景下，可能对周围环境造成的事故影响、伤害范围(轻伤、重伤、死亡)。

同时采用DNV公司的PHAST进行硫化氢气体扩散事故后果定量模拟计算，扩散模拟选用UDM扩散模型，对气云扩散分为5个阶段进行分段模拟。UDM模型考虑了气象条件、介质密度、表面粗糙度、湍流扩散等多种因素的影响。下图演示了天然气泄漏后气云扩散的过程。

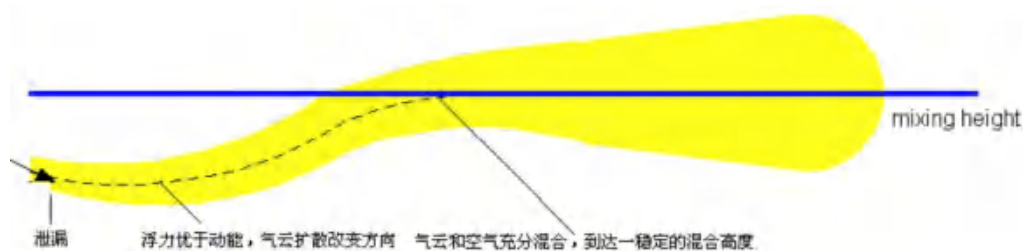


图 4.2-1 气云扩散过程示意图

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.	站址选择应合理使用土地，应利用荒地、劣地，少占或不占耕地。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.1.2	选择站址合理使用土地	符合
2.	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
3.	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
4.	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	平台井站依托已建红页4平台建设	符合
5.	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
6.	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 7.2.4	平台井站总图布置功能分区明确	符合
7.	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	站场设有排水沟等	符合
8.	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	设有排水沟	符合
9.	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

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
10.	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	设有排水沟	符合
11.	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
12.	<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			
13.	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，试采站与周边建筑设施的防火间距符合要求	符合
14.	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。火炬的防火间距应经热辐射计算确定，对可能携带可燃液体的火炬的防火间距，尚不应小于表4.0.4条的规定。	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB50183-2004) 4.0.4		符合
15.	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

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
16.	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》（NBT 14006-2020）、《气田集输设计规范》（GB 50349-2015）等规范的要求。

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 16.5℃。建设和生产期间可能受夏季高温天气影响，施工人员长时间在高温天气下露天施工和作业人员长期露天作业，可能发生人员中暑。生产运行期间冬季气温低，节流后极易形成水合物，造成冰堵。

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

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

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

（5）工程区地震动峰值加速度为 0.05g，地震设防烈度为 6 度，设计地震分组为第一组，抗震设计特征周期为 0.25s。本工程建构物按抗震设防烈 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含硫化氢天然气。天然气为易燃易爆性物质，遇点火源可能发生火灾、爆炸事故，含硫化氢天然气发生泄漏可能造成周边人员中毒等。

(2) 站场留有一座暂存池，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.	气田集气宜采用多井集气、湿气输送、集中处理的工艺流程。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 4.2.1	设计工艺流程合理	符合
2.	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
3.	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	方案设计天然气采用孔板流量计计量，采出水采用电磁流量计计量	符合
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.	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	井口平台设置一套井口地面安全截断系统	符合
6.	集输站场应设置放空立管，需要时还可设放空管，放空的气体应安全排入大气。含硫酸性天然气放空宜引入火炬系统燃烧后排放。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 4.7.4	方案设计新增一座放空火炬，放空气体经燃烧后排入大气。	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	一部分通过管道输送至暂存池，一部分通过罐车拉运到指定地点	符合
8.	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	站场利用旧水套加热炉，红星1井产出气经加热炉进行加热防止水合物生成。	符合
9.	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	平台按照模块化、橇装化设计	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
10.	平台井站设备设计应考虑初期高压高产阶段和中后期低压低产阶段不同操作工况要求。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 5.2.2	已考虑同操作工况要求	符合
11.	平台井站计量方式应根据开发生产要求、经济性等综合比选，生产早期宜采用一对一计量装置；生产中、后期宜采用轮换计量装置，可试用新型计量装置。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 5.2.5	红星1井采用单井连续计量方式	符合
12.	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	方案设计新增一座空火炬	符合
13.	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

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、工艺安全可靠性评价

红星1井采用“加热炉加热节流+气液分离计量”的集气工艺。当红星1井生产时，采用中压集输至净化站，平台输压达到3.74MPa，建27侧平1井和红页4井需关井，红星1井通过水套加热炉加热后接入建27侧平1井的DN600的计量分离器中。当红星1井关井时，建27侧平1井和红页4井依旧利用原流程进行生产，同时对建27侧平1井新建1台两相流量计，采用低压集输至建15平台增压后再输至净化站。

站场内放空流程：站内放空气进闪蒸分液一体化撬分液处理后去火炬焚烧，火炬系统利用燃料气保证微正压。

站场内排污流程：分离器撬采出水去闪蒸分液一体化撬闪蒸加药（双氧水）除硫处理后去平台暂存池。

在井口采气树预留气举、泡排、药剂加注点接口，避免生产期间动火作业。

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

5.2.3 新技术、新工艺安全可靠性评价

本工程未采用新工艺、新技术，无需进行新技术、新工艺安全可靠性分析评价。

5.3 设备、装置、设施配套及可靠性评价

5.3.1 安全检查表评价

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 设备、装置、设施布局检查表

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	计量分离器设置在井场	符合
2.	集输井站放空系统处理能力应通过对紧急放空、安全泄放及检修放空综合分析确定。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 4.7.7	经过综合分析确定放空火炬的规格尺寸 DN150, H=20m	符合
3.	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和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分为井口区、工艺装置区、放空区等	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.	井场总平面布置应便于修井作业。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.3.5	总平面布置满足要求	符合
6.	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	设置在站场边缘	符合
7.	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；场区内变配电室的围栏设置应符合现行国家标准 GB50060 的有关规定。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.3.10	围栏设置满足要求	符合
8.	设有围墙（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侧围墙（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的下风侧。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.3.11	设有一个主大门和一个逃生门	符合
9.	场区内雨水宜采用有组织排水。对于年降雨量小于 200mm 的干旱地区，可不设排水系统。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.3.16	设有排水沟	符合
10.	油气生产设施布置应符合下列规定： 1.同一生产区内，在满足生产、施工、检修和防火要求的条件下，应缩小工艺设施之间的距离和道路宽度，工艺装置宜联合设置。 2.进出站场的油气管线阀组应靠近站场边缘。	《石油天然气工程总图设计规范》 SY/T0048-2016 5.2.1	油气生产设施合理布置	符合
11.	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	《石油天然气工程总图设计规范》 SY/T0048-2016	气田站场分区布置	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
	产设施宜布置在站场的后场区域。	5.2.6		
12.	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
13.	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	经现场勘查，DN600 分离器距新增值班房距离 30m。	符合
14.	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
15.	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》 (GB 50183-2004) 6.1.9	设备设施露天布置	符合
16.	井场应有边界并设置安全标志，含硫化氢的井场应设置风向标。	《陆上石油天然气开采安全规程》 GB 42294-2022 6.8.1.1	井场设有边界，并设有安全标志和风向标	符合
17.	采气井口装置应根据产层压力、温度、气体组分和自然环境选择。	《陆上石油天然气开采安全规程》 GB 42294-2022 6.8.2.2	方案设计未明确	应落实
18.	井场规格、设备、设施的平面布置应符合 GB50183 的要求。	《陆上石油天然气开采安全规程》 GB 42294-2022 6.8.2.2	经现场勘验，井场平面布置符合要求	符合
19.	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	设有液位控制系统	符合
20.	分离器排液口与最低液位之间距离应大于 3 倍排液管直径，且不小于 200mm。	《油气分离器规范》 (SY/T 0515-2014) A.3.3	方案设计未明确	应落实
21.	所有分离器，均应按 TSG R0004 和 GB150.1 的要求配备超压泄放装置。超压泄放装置应在分离器使用前安装。	《油气分离器规范》 (SY/T 0515-2014) A.4	按要求设置泄压装置	符合
22.	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
23.	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	《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	装置进行可靠地接地	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
	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。			
24.	内腐蚀控制应充分考虑页岩气开发特点，根据输送介质的腐蚀性进行分析，并结合工况条件、材料选择安全和经济因素分析确定。内腐蚀控制宜优先考虑合理的材料选择，材料选择要求应符合 GB 50349 的规定。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 9.1.1	方案设计中利旧设备采用抗硫型	符合
25.	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
26.	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《电力工程电缆设计标准》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

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.是否根据采气井的产层压力、温度、气体组分和自然环境选择井口装置。
- 2.分离器排液口与最低液位之间距离是否大于 3 倍排液管直径，且不小于 200mm；
- 3.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；
- 4.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。

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)、《压力容器》(GB/T 150.1~150.4-2011)等相关标准要求。

本工程不涉及储存设施,仅涉及生产设备和站内管道,介质在设备、管道内处于连续输送状态。设备和站内管道的设计参数选取依据工艺的设计资料,按照相关标准选取,并考虑了一定富余能力,能够满足正常生产需要。

5.3.3 改扩建的设备、装置、设施与已建设施影响评价

本工程扩建部分主要是在红页4平台内,在站内施工期埋设管道应注意是否与站内原有管道平行或交叉,需探明站内其他管道情况进行施工,防止对已建设施造成影响。

5.3.4 新材料、新产品安全性评价

本项目未采用新材料、新产品。

5.4 公用工程及辅助生产设施单元

5.4.1 安全检查表(SCL)

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.	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。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 11.2.3 (1)	已建低压供电系统 满足用电要求	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	接地电阻不大于10Ω	符合
6.	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》 (GB 50183-2004) 9.3.8	站场所有的电气设备接地、仪表接地、防雷、防静电接地相连接构成统一接地网	符合
7.	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》 GB 50057-2010 4.1.1	符合要求	符合
8.	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
9.	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	站内工艺装置区防爆划分为二区,电气设备采用防爆设备	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 不间断时间 2h	符合
二	仪表与控制系统			
10.	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》 (GB 50349-2015) 9.1.1	本次工程红页4试采站纳入气田已建的SCADA系统,并新建1套SCS系统	符合
11.	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》 (GB 50349-2015) 9.1.4		符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
12.	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	工艺装置区和井口平台均设置了可燃/有毒气体报警检测探测器	符合
13.	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）	爆炸危险区均采用防爆电气设备	符合
14.	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	采用SCADA控制系统（远程数据采集监控系统），通过建南调控中心对全气田进行监控与管理	符合
15.	对管道井站、库区、阀室等区域的围墙、周界，可使用振动光缆、震动电缆等周界预警技术；对于风险等级高的管道站场、库区、阀室，可复合视频、微波等安全预警技术。	《油气管道安全预警系统技术规范》 SY/T6827-2020 5.3.2.1	站场设计采用工业电视监控系统	符合
16.	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	站内仪控、通信数据利旧已建设施上传至南集站，再传至建南调控中心	符合
17.	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
18.	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
19.	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
20.	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
21.	可燃气体检测报警设计应符合SY/T6503的规定，火灾自动报警系统的设计应符合GB50116的规定。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 6.1.3	符合要求	符合
22.	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	《页岩气气田集输工程设计规范》	红页4平台现有一台PLC-S7-300控制系	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
), 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。	NB/T14006-2020 6.3.1	统, 现调控中心采用SCS系统(PCS+SIS结构)	
23.	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		符合
24.	可能积聚可燃气体和有毒气体的石油天然气站场和储运设施, 应按本文件设置气体检测报警系统。	《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 4.1	工艺装置区和井口平台均设置了可燃/有毒气体报警检测探测器, 对可能存在泄漏的可燃/有毒气体进行连续检测	符合
25.	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			
26.	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	红页4-南集站已有一条24芯架空光缆, 站内仪控、通信数据利旧已建设施上传至南集站, 再传至建南调控中心	符合
27.	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	利旧架空光缆	符合
28.	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	满足监控和数据采集系统传输的要求	符合
29.	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)	依托原有供电系统	符合
30.	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
31.	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	红页4-南集站已有一条24芯架空光缆, 站内仪控、通信数据利旧已建设施上传至	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
32.	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	南集站，再传至建南调控中心	符合
33.	视频图像信息应实时记录，保存期限不应小于90天。	《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 11.3.1	视频保存期限满足要求	符合
五	消防			
34.	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	新建井口、放空火炬分别设置2台手提式磷酸铵盐干粉灭火器，同时为工艺装置区新增2台手提式磷酸铵盐干粉灭火器	符合
35.	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
36.	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
37.	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
38.	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	红页4平台为五级站场，站内未设置消防水系统	符合
39.	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
40.	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
41.	给排水			
42.	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	本次新建试采站为无人值守，无生活用水、排水设施	符合
43.	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	红页4平台内已建排水系统，生产排水至平台已建暂存池，采用罐车拉运至建47	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
44.	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	和建33回注井进行回注	符合
六	道路与建构筑物			
45.	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
46.	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
47.	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	方案设计未明确	应落实
48.	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		
49.	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》 (GB 50349-2015) 11.8.4	方案设计未明确	应落实

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：

1、站场道路设计是否符合总平面布置的要求，是否满足生产管理、维修维护、巡检消防、修井作业的通车要求。

2、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是否符合不得小于 12m 以及站场内道路可不设超高或加宽的要求。

5.5 风险度评价

5.5.1 天然气泄漏事故后果模拟

在生产过程中可能发生的泄漏是工艺管道、设备发生损坏，引发天然气泄漏。故本报

告假设红页4平台DN600计量分离器发生泄漏，站场内天然气释放，进而发生火灾或爆炸事故。

利用中国安全生产科学研究院定量风险分析软件（CASSTQRA，版本号：V2.1），对红页4平台DN600计量分离器的天然气泄漏事故后果进行模拟。模拟后果图如下：

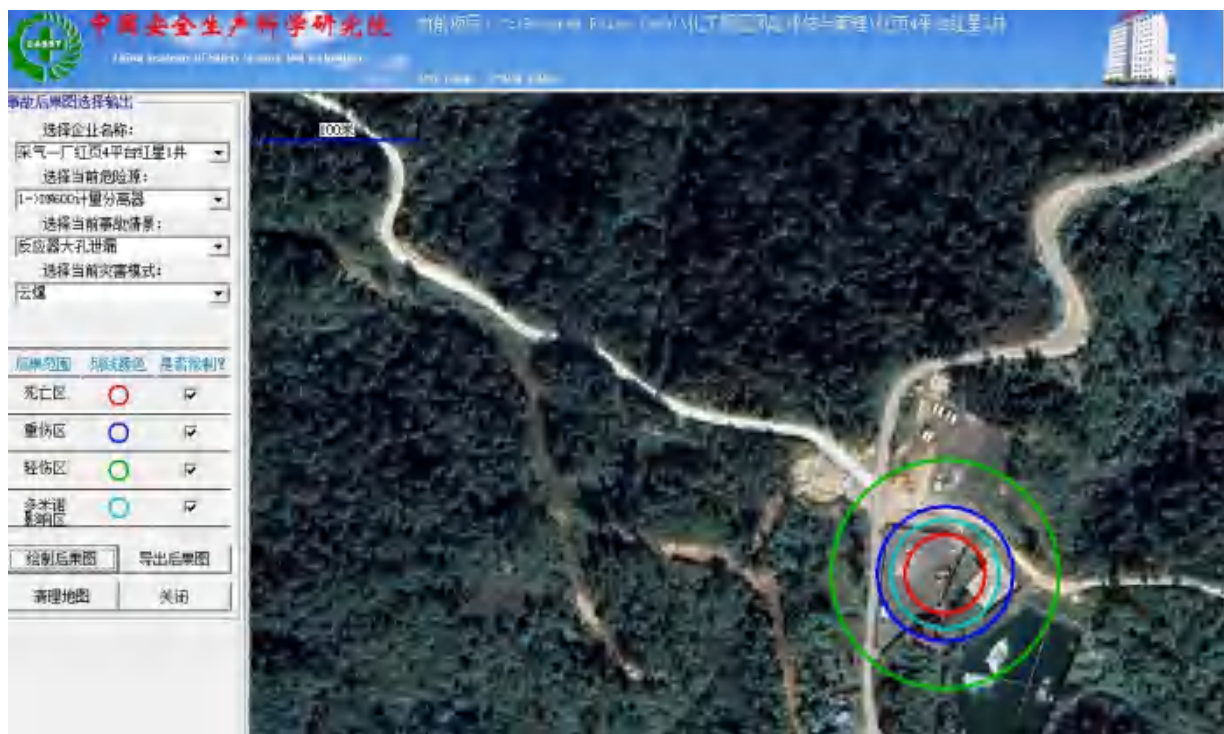


图 5.5-1 红页 4 平台 DN600 计量分离器泄漏云爆后果图

表 5.5-1 本工程红页 4 平台 DN600 计量分离器事故后果表

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)
DN600 计量分离器	阀门中孔泄漏	闪火:静风,E 类	27	/	/	/
DN600 计量分离器	反应器中孔泄漏	闪火:静风,E 类	27	/	/	/
DN600 计量分离器	管道中孔泄漏	闪火:静风,E 类	27	/	/	/
DN600 计量分离器	反应器大孔泄漏	闪火:静风,E 类	27	/	/	/
DN600 计量分离器	管道中孔泄漏	云爆	24	42	71	34
DN600 计量分离器	阀门中孔泄漏	云爆	24	42	71	34
DN600 计量分离器	反应器中孔泄漏	云爆	24	42	71	34
DN600 计量分离器	反应器大孔泄漏	云爆	24	42	71	34
DN600 计量分离器	反应器中孔泄漏	闪火:1.2m/s,E 类	24	/	/	/
DN600 计量分离器	管道中孔泄漏	闪火:1.2m/s,E 类	24	/	/	/
DN600 计量分离器	阀门中孔泄漏	闪火:1.2m/s,E 类	24	/	/	/
DN600 计量分离器	反应器大孔泄漏	闪火:1.2m/s,E 类	24	/	/	/
DN600 计量分离器	反应器大孔泄漏	闪火:2.1m/s,D 类	17	/	/	/
DN600 计量分离器	阀门中孔泄漏	闪火:2.1m/s,D 类	17	/	/	/
DN600 计量分离器	反应器中孔泄漏	闪火:2.1m/s,D 类	17	/	/	/
DN600 计量分离器	管道中孔泄漏	闪火:2.1m/s,D 类	17	/	/	/

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)
DN600 计量分离器	反应器大孔泄漏	闪火:4.9m/s,C类	15	/	/	/
DN600 计量分离器	阀门中孔泄漏	闪火:4.9m/s,C类	15	/	/	/
DN600 计量分离器	反应器中孔泄漏	闪火:4.9m/s,C类	15	/	/	/
DN600 计量分离器	管道中孔泄漏	闪火:4.9m/s,C类	15	/	/	/

5.5.2 硫化氢扩散事故模拟

本次评价采用 DNV 公司的 PHAST 进行硫化氢气体扩散事故后果定量模拟计算，模拟对象为红页 4 平台 DN600 计量分离器，扩散模拟选用 UDM 扩散模型，模拟后果图如下：

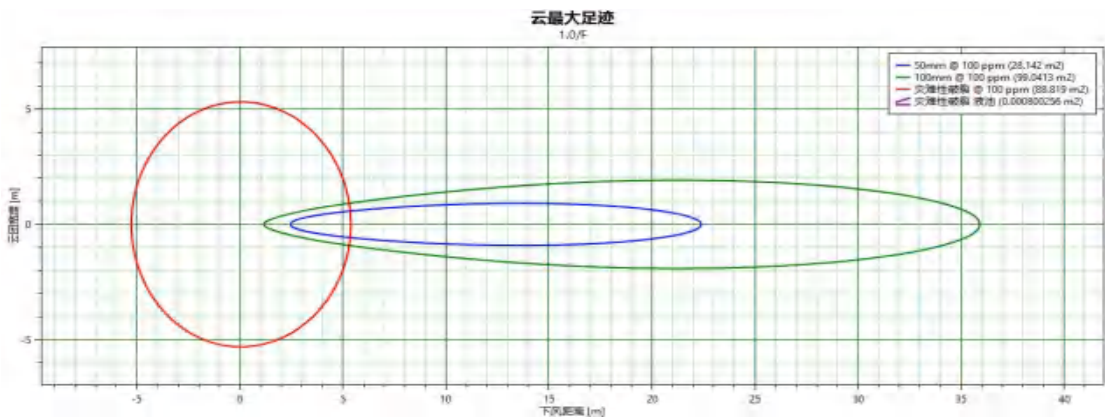


图 5.5-2 风速 1.0m/s 大气稳定度 F 时 H₂S 扩散云最大足迹

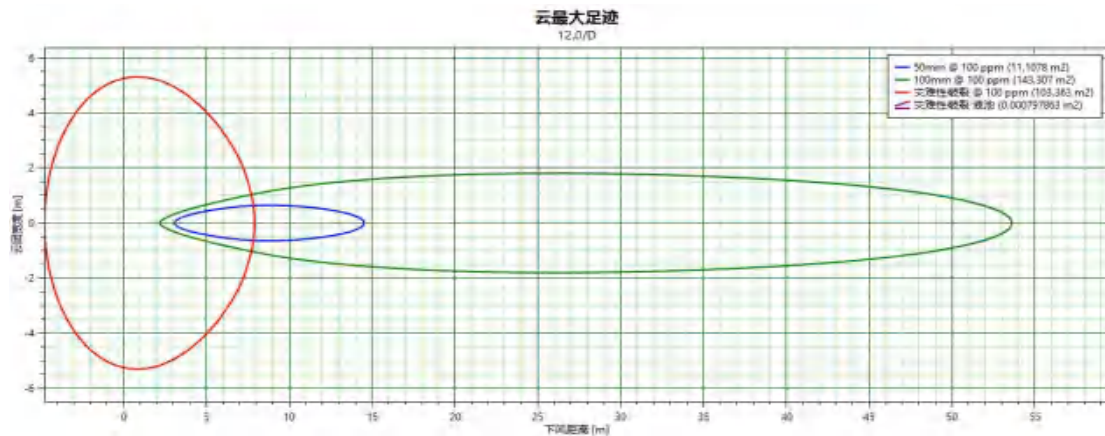


图 5.5-3 风速 12.0m/s 大气稳定度 D 时 H₂S 扩散云最大足迹

红星 1 井分离器 H₂S 扩散模拟计算结果数据汇总如下表所示。

表 5.5-2 H₂S 扩散影响距离

环境条件	至关注浓度 100ppm H ₂ S 扩散最大影响距离(m)			
	小孔	中孔	大孔	破裂
1.0/F	/	22.41	36.01	5.37
12.0/D	/	14.52	54.06	7.88

6 安全管理和应急管理评价

6.1 安全管理

6.1.1 组织机构及安全管理人员设置评价

涉及企业信息，保密。。

小结：采气一厂安全管理机构及安全管理人员设置合理。

6.1.2 安全管理制度和安全规程

采气一厂在安全管理上严格遵守国家安全生产的法律法规，并依据国家及行业标准，制定了相应的安全管理制度。结合实际，制定和完善了岗位作业规程。

小结：采气一厂安全管理制度和安全技术规程设置符合要求。

6.1.3 作业场所特种设备等重点部位安全管理

采气一厂按照《中华人民共和国特种设备安全法》、《特种设备安全监察条例》等法律法规对站场压力容器等特种设备进行管理。对重点部位则采取设置警示标志等措施加强了管控，安全管理充分有效。对本项目拟采用的特种设备拟按照以下要求进行管理：

1、采购、使用取得许可生产（含设计、制造、安装、改造、修理），并且经检验合格的特种设备，不得采购超过设计使用年限的特种设备，禁止使用国家明令淘汰和已经报废的特种设备；

2、设置特种设备安全管理机构，配备相应的安全管理人员和作业人员，建立人员管理台账，开展安全培训教育，保存人员培训记录；按照本规则要求设置安全管理机构的使用单位安全管理负责人，应当取得相应的特种设备安全管理人员资格证书。特种设备作业人员应当取得相应的特种设备作业人员资格证书。

3、建立并且有效实施特种设备安全管理制度和高耗能特种设备节能管理制度，以及操作规程；

4、办理使用登记；

5、建立特种设备台账及技术档案；

6、对特种设备作业人员作业情况进行检查，及时纠正违章作业行为；

7、对在用特种设备进行经常性维护保养和定期自行检查，及时排查和消除事故隐患，对在用特种设备的安全附件、安全保护装置及其附属仪器仪表进行定期校验（检定、校准）、检修，及时提出定期检验和能效测试申请，接受定期检验和能效测试，并且做好相关配合工作；

8、制定特种设备事故应急专项预案，定期进行应急演练；发生事故及时上报，配合事故调查处理等。

6.1.4 安全管理适应性

本工程建成后由采气一厂负责生产管理，采气一厂建立有安全管理制度，能够保证项目投入运营后的安全管理。

采气一厂严格按照国家和中石化的相关规定设置了专门的安全环保部，配备了专职安全人员和必要的安全教育设施、检测仪器和设备；建立健全了各级人员安全生产责任制，并切实落到实处；制定了各种作业的安全操作技术规程。实行全员教育和培训，制定了培训计划，提高安全操作技能和事故应急能力，建立健全了各类安全管理规章制度。安全生产管理水平能够胜任本工程的安全施工和运营。

6.2 应急管理

6.2.1 应急预案要求

6.2.1.1 应急组织机构

涉及企业信息，保密。。

应急工作组包括抢险救灾组、警戒疏散组、医疗救护组和后勤保障组。采气一厂应急组织机构及职责如下图所示：

图 6.2-1 江汉油田分公司采气一厂应急组织机构及职责图

6.2.1.2 应急预案体系

涉及企业信息，保密。。

采气一厂生产安全事故应急预案体系包括综合应急预案、专项应急预案、现场处置方案。

1、综合应急预案

综合应急预案是从总体上阐述处理事故的应急方针、政策，应急组织结构及相关应急职责，应急行动、措施和保障等基本要求和程序，是应对各类事故的综合性文件。

《采气一厂生产安全事故综合应急预案》主要内容包括总则、事故风险分析、应急组织机构与职责、预警及信息报告、应急响应、信息公开、后期处置、保障措施、附件等。

2、专项应急预案

专项应急预案是针对具体的事故类别、危险源和应急保障而制定的计划或方案，是综合应急预案的组成部分，按照综合应急预案的程序和要求组织制定，并作为综合应急预案的附件。

专项应急预案主要包括《天然气管道泄漏专项应急预案》、《火灾爆炸专项应急预案》、《井喷失控专项应急预案》等。

3、现场处置方案

现场处置方案是针对具体的装置、场所或设施、岗位所制定的应急处置措施。现场处置方案应具体、简单、针对性强。现场处置方案应根据风险评估及危险性控制措施逐一编制，做到事故相关人员应知应会，熟练掌握，并通过应急演练，做到迅速反应、正确处置。

现场处置方案主要包括《采气井井喷失控应急处置方案》、《硫化氢中毒应急处置方案》、《采气井站火灾爆炸应急处置方案》、《“南北管网”输气管线应急处置方》等。

项目建设单位采气一厂制定有完善的应急预案体系。

6.2.1.3 应急演练

涉及企业信息，保密。。

演练采取桌面、实战的方式以及与地方政府协同等形式。

每次演练结束后，对演练效果进行评估和总结，评估应急救援的能力是否足够，查找《应急预案》存在的问题，总结如何提升应急能力和如何改进《应急预案》的可操作性，并撰写书面评估报告。

6.2.1.4 应急队伍

涉及企业信息，保密。

6.2.2 应急资源建议

1、应急队伍

需针对本项目在项目现场建立与工程匹配的应急队伍和应急物资。

外部救援保障力量包括：应建立与井场与周边地方应急组织机构、地方医疗、公安、消防等部门的联系通道。

2、应急资金

落实日常应急工作所需费用，应急队伍建设的装置配备、物资储备、培训、演练、设备维护所需资金做出预算，管理办公室审核，经应急领导小组审定后列入年度预算。

突发事件应急处置结束后，对应急处置费用进行如实核销。

3、物资与装备

根据抢险实际需要和能力准备一定数量的应急物资，根据抢修需要，优先动用本单位储备抢修物资，本单位储备物资不能满足抢修时，及时向上级申请物资支援。

4、应急通信保障

现有的有线、无线等多种手段相结合的基础应急通信系统，保障救援现场抢险指挥的通信畅通，参与应急工作的人员要保持移动通讯工具 24 小时畅通。

5、其他保障

由技术管理办保存并实时更新相关信息，包括站场流程图、井场布置图、参数等等，为应急工作提供信息保障。

6、建议

建议设置但不限于以下应急物资：

工程抢险车、探管仪、防爆照明灯、便携式电焊机、空压机、弧焊发电机、消防水带、安全带、安全帽服、大功率录音喊话器、防护足趾电绝缘鞋、铜制工具、警示背心等。

6.2.3 事故应急预案的演练、修订和备案

应按照《生产安全事故应急预案管理办法》（国家应急管理部令第 2 号）的规定，经过评审后，将本工程生产安全事故应急救援预案报当地安全生产监督管理部门和其他相关部门备案。应当制定本工程的应急预案演练计划，每年至少组织一次综合应急预案演练或者专项应急预案演练，每半年至少组织一次现场处置方案演练。

应急预案演练结束后，应急预案演练组织单位应当对应急预案演练效果进行评估，撰写应急预案演练评估报告，分析存在的问题，并对应急预案提出修订意见。

应急预案应当至少每三年修订一次，预案修订情况应有记录并归档。出现隶属关系、经营方式、法定代表人发生变化、位生产工艺和技术发生变化、周围环境发生变化、应急组织指挥体系或者职责已经调整、依据的法律、法规、规章和标准发生变化、应急预案演练评估报告要求修订等情况，应及时组织修订、评审、发布和重新备案。

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）》（GB50011-2010）、《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）、《石油工程建设施工安全规范》（SY/T 6444-2018）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 设备、装置、设施配套

1、应进一步明确，是否按《陆上石油天然气开采安全规程》（GB 42294-2022）第6.8.2.1条“采气井口装置应根据产层压力、温度、气体组分和自然环境选择”的要求选择井口装置。

2、应进一步明确，计量分离器是否符合《油气分离器规范》（SY/T0515-2014）A3.3条“分离器排液口与最低液位之间距离应大于3倍排液管直径，且不小于200mm”的要求。

3、应进一步明确，站内地上管道的安装是否符合《气田集输设计规范》（GB 50349-2015）第10.4.4条“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）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/T0043的有关规定。”

4、应进一步明确，站场内埋地管道的敷设是否符合《气田集输设计规范》（GB 50349-2015）第10.4.7条“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《电力工程电缆设计标准》GB 50217的有关规定。”的要求。

5、应进一步明确，新增闪蒸分液一体化撬的材质以及其是否满足抗腐蚀、抗硫要求；是否需要根据本工程实际对闪蒸罐处理能力进行核算。

7.2.2 公用工程及辅助生产设施单元

1、应进一步明确，站场道路设计是否符合《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）第 5.5.1 条“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。”的要求。

2、应进一步明确，站场内消防车道的设置是否符合《气田集输设计规范》（GB 50349-2015）第 11.8.4 条“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。”的要求。

3、辅助用楼作为辅助生产厂房及辅助生产设施，不能用作值班休息室（宿舍、厨房、餐厅）使用。

7.2.3 钻井工程及试气工程安全技术措施

在本平台进行钻井施工及试气过程中应注意一下技术措施：

1、钻井工程安全技术措施

(1) 安全距离

1) 放喷管线出口、火炬或燃烧筒出口等的安全距离为井口 100m 以远。

2) 远程控制台距井口不小于 25m，并在周围保持 2m 以上的人行通道。

3) 放喷排污池、距离井口不小于 75m。

4) 井场边缘设施与主、副放喷池安全距离大于 50m。

5) 火炬或燃烧筒出口距离高压电线、民舍等固定设施的距离大于 100m，井场周围有防火隔离墙或隔离带，隔离带宽度不小于 50m。

6) 井场设置两条逃生通道，其夹角不应小于 90°。井场周围需要设置有明显的安全警示标识，并设置安全隔离带（沟）。

7) 在钻井作业过程中依据《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），钻井现场生活区与井口的距离应不小于 100m；发电房、值班房、储油罐距离井口应不小于 30m；锅炉房距井口应不小于 50m。

(2) 井控措施

1) 根据所钻地层最高地层压力选用合适等级的液压防喷器和管汇，并同时进行了低、高压密封试验。

2) 为防止钻井过程中遇到硫化氢发生溢流，出现硫化氢随空气流体返出至地面造成

人员中毒事故，应有如下措施：

①凡在可能含有硫化氢场所工作的人员，均接受硫化氢防护培训，并取得“硫化氢防护技术培训证书”。

②每人配备 1 套正压式空气呼吸器（且留有备用）和便携式硫化氢检测仪，井场安装固定式硫化氢检测仪传感器，可燃气体检测仪、正压式空气呼吸器、便携式应急照明灯具、防火服、半封闭式防毒口罩等。

③在钻入气层时，依据现场情况加密对钻井液中硫化氢的测定，采取相应的硫化氢监测和预防措施等。

3) 钻井过程中的重点井控措施

①气层钻井过程中的井控作业

a.钻井队应严格按工程设计选择钻井液类型和密度值。当发现设计地层压力与实际不相符合时，应以井控安全为先进行处理，再及时上报。

b.从一开始，每次的入井钻具均应带有内防喷工具。

c.专人坐岗观察井口溢流显示和钻井液液面变化，发现溢流、井漏等异常情况立即报告等。

②溢流的处理和压井作业

a.钻进中出现钻速突然加快（一般为正常钻时的二分之一以下）或放空，进尺不得超过 0.5m，应停钻、停泵观察，确认无溢流方可继续钻进。发现溢流应及时发出警报，一般用气喇叭报警，信号统一为：报警一长鸣笛信号（30s 以上），关井两短鸣笛信号（鸣笛时间每声 2s~3s，间隔 2s），关井结束 3 短鸣笛信号（鸣笛时间每声 2s~3s，间隔 2s）。

b.应及时发现溢流，快速控制井口，做到：溢流 1m³ 报警、2m³ 关井。关井后应及时求得关井立压、套压和溢流量。

c.起下钻中发生溢流，应尽快抢接钻具止回阀或旋塞阀。溢流量在规定范围内，在条件允许的情况下，尽可能多下一些钻具，然后关井。

2、试气工程安全技术措施

(1) 在地质设计中应标注、说明试气井场周围 2km 范围内的居民、学校、厂矿、电力设备等情况，由试气机组现场安全负责人进行施工风险提示和应急措施告知。

(2) 试气井控设备。井口安装压力级别为 35MPa 的防喷器、井控装置及配套设备(压井管线、放喷管线、油管旋塞等)试压合格。

(3) 氮气气举前应安装防喷器。

(4) 放喷前应检查好采气井口的各部分连接紧固情况，放喷点火时，点火人员（应 2 人前去点火）应配戴防护器具，并在上风方向 30m 以外点火。测试期间应提前在两个放喷口点好长明火并保持到作业结束。

(5) 起下钻作业前必须安装防喷器，防喷器闸板组合要与井内作业管柱外径相配套，在井口附近应准备好简易防喷工具。

(6) 气井溢流压井后起管柱前，应进行短程起下作业，发现异常情况及时采取措施。

(7) 起下管柱应加强坐岗观察与记录，下管柱的排出量或起管柱的灌入量，应与设计值相符合，否则应采取措施。

7.2.4 安全及应急管理措施

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) 安全教育、培训和考核的具体内容如下：

1) 主要负责人和安全生产管理人员应进行安全生产法律、法规和各種技术标准、规范的学习，掌握安全生产管理知识，提高安全生产管理。

2) 所有从业人员上岗前，必须经过安全生产教育和培训，保证其具备必要的安全生产知识，熟悉有关的安全生产规章制度和安全操作规程，掌握本岗位的安全操作技能。未经安全生产教育和培训合格的从业人员，不得上岗作业。对新职工、转岗、复岗人员必须进行严格的“三级”安全教育和专业培训，并经考试合格后方可上岗。对全体职工应进行经常性的安全教育，增强安全意识。安全教育、培训应做好计划和记录。

3) 特种作业人员，如电工、压力容器操作等，上岗前必须经过具备相应培训资质的单位进行专门的培训、考核，取得特种作业操作证，持证上岗。

4) 主要负责人、安全管理人员进行专业培训，取得相应的安全资格证。

(2) 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。

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

(4) 依据《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2020），完善各类生产安全事故的应急程序，补充配备相应的应急救援物资，对应急预案定期进行演练，并及时进行修订完善。

(5) 应落实项目安全生产费用的投入和使用，严格遵守《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)以及《企业安全生产费用提取和使用管理办法》(财资[2022]136号)等有关规定。

(6) 压力容器、压力管道等特种设备应到相关部门办理注册登记,并定期检验;使用单位应当进行经常性维护保养和定期自行检查,应当对其安全附件、安全保护装置进行定期校验、检修,并作出记录,相关资料应存档管理。

(7) 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。

(8) 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。

(9) 加强井场设备的管理,含硫化氢、二氧化碳气井的井口装置、采气树应进行腐蚀状况、密封性检查和维修保养,并做好记录。

(10) 生产运行开关井期间,现场操作人员与流程相关人员应保持联系,按照程序操作。关井放空时,应设有警戒人员。

(11) 生产作业期间,取样口设施、取样设备应完好并定期检测,取样过程应有人员防护、防火防爆措施。

(12) 因本井含有硫化氢,在建设及运行过程中,应严格执行《硫化氢环境人身防护规范》(SY/T6277-2017)的相关要求:

- 1) 配备必要的正压式空气呼吸器并定期进行维护和检测;
- 2) 在硫化氢环境的工作场所入口处应设置白天和夜晚都能看清的硫化氢警告标志,如“硫化氢工作场所、当心中毒”等;
- 3) 硫化氢环境的工作场所应设置至少两条通往安全区的逃生通道等;

(13) 加强对周边群众的沟通工作,可以通过告知栏或告知书的形式,使之明确气田生产中危险、有害因素,了解基本防护措施,提高安全意识。

(14) 建议在后续的详细设计中,明确本项目的安全投资。

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

本工程同平台利旧1座(DN800 PN6.3MPa)计量分离器撬、1座(DN600 PN6.3MPa)计量分离器撬,利旧1座水套加热炉(200KW),新建1台两相流量计(抗硫型)、1座闪蒸分离一体化撬(DN1000/2000)、1座放空火炬和1座双氧水加药撬。充分利用站场已建配套设施,同时新建、扩容部分配套供配电、仪控、消防等公用设施。

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、硫化氢、二氧化碳、二氧化硫、氮气、双氧水(浓度27.5%)等。

2、本工程在施工和生产运行中存在的主要危险因素有:火灾、爆炸、中毒和窒息、高处坠落、机械伤害、触电、物体打击、容器爆炸、灼烫、淹溺、噪声危害等;

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

3、本工程不构成危险化学品重大危险源。

8.2 应重点防范的重大风险和应重视的安全对策措施建议

本工程不构成危险化学品重大危险源,无重大风险。应重视的安全对策措施如下:

1、应重视运营期天然气泄漏可能引发的火灾和爆炸。

2、应制定钻采同步、交叉作业安全措施并严格执行。

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

8.3 项目潜在的危险、有害因素控制情况

本项目方案设计中提出的相关安全措施基本满足《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)、《气田集输设计规范》(GB50349-2015)、《页岩气气田集输工程设计规范》(NB/T14006-2020)、《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007)、《页岩气安全规程》(NB/T10399-2020)等标准、规范的要求。

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

8.4 安全评价结论

中国石化江汉油田分公司采气一厂红星1井试采配套地面工程项目再进行后续设计及建设中，只要认真落实相关设计及本报告中提出的各项措施和建议，能够符合安全生产的要求。

综上所述，本项目设计中分析问题切合实际，严格落实设计的安全措施及本报告提出的补充措施后，其各项危险、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。

附件 1 委托书

附件 2 建设单位营业执照

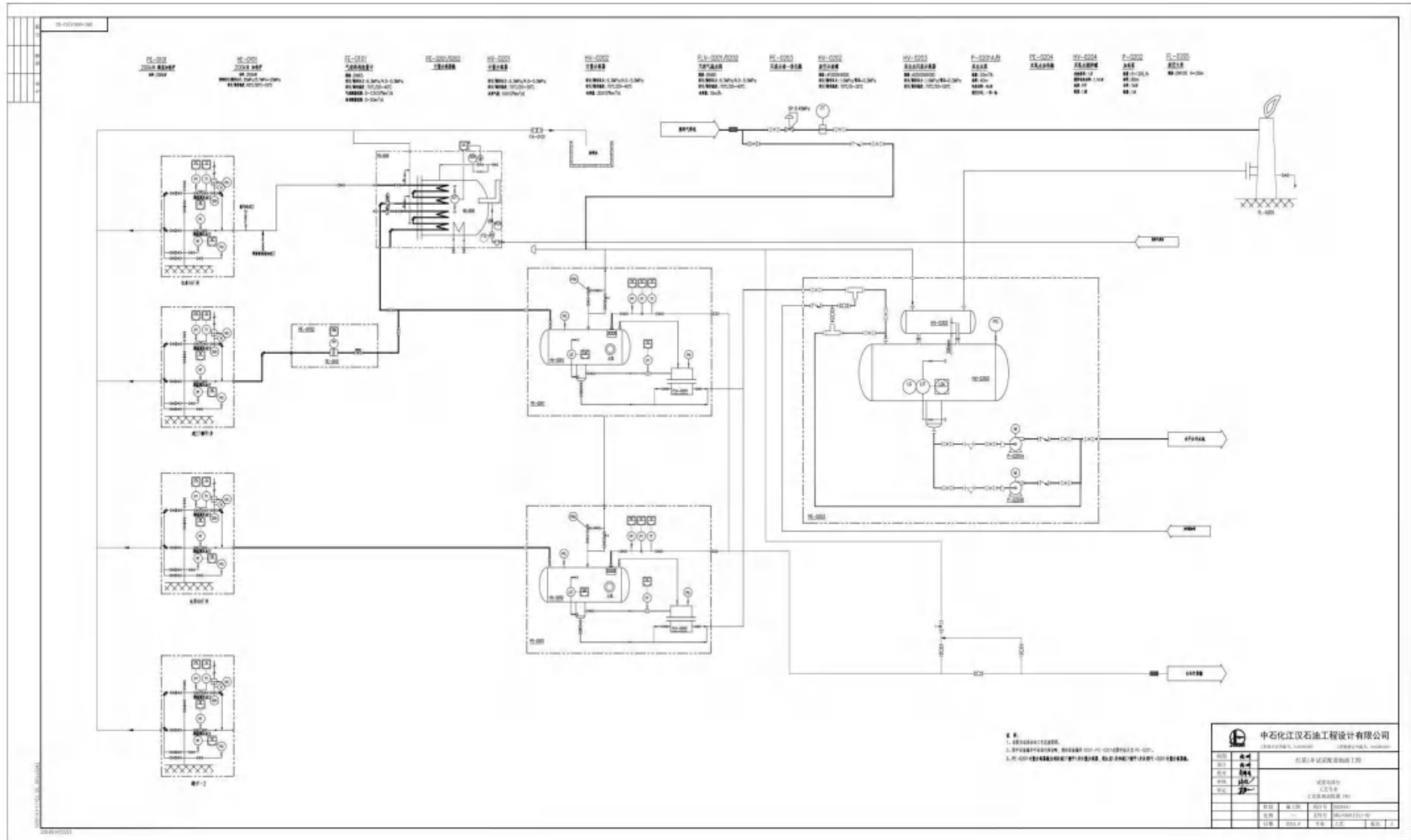
附件 3 重庆市企业投资项目备案证

附件 4 建设单位应急预案备案表

附件 5 专家评审意见及修改说明

附件 6 关于红星 1 井无阻流量、硫化氢含量的说明

附图2 工艺原理流程图



附图 3 防雷接地及爆炸危险区域划分图

