

报告编号：SH-2024-SY-YPJ-0802

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司

涪陵区块

焦页 56-Z2HF 评价井项目

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 1 月



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: 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。*****



中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司

涪陵区块

焦页 56-Z2HF 评价井项目

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



评价人员签字表

项目组	姓名	专业能力	资格证书号	从业登记编号	签字
项目负责人	林更鹏	安全	S011037000110192001823	025977	
项目组成员	周菲菲	安全	S011037000110192001722	025976	
	梁中巧	化工	S011053000110203001767	042490	
	吴超	采油	S011032000110203000804	040136	
	柳绪颂	机械	S011037000110192001759	036948	
	程燕	储运	1100000000303278	020694	
	赵宁	电气	S011011000110202000012	030619	
报告编制人	林更鹏	安全	S011037000110192001823	025977	
报告审核人	杨志刚	安全	S011037000110192001679	028120	
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

焦石坝区块试验井组中部气层开发调整井，按照下部气层分区，隶属于主体 1 区，页岩气层为上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组下部富有机质页岩，分层开发目的层系为龙马溪组上部④-⑥小层。

焦石坝区块所在的中国石化涪陵地区探矿权勘查面积 7307.77km²，包括重庆市南川、武隆、涪陵、丰都、长寿、垫江、忠县、梁平、万州等九区县，区块极值坐标：东经 107°05'00"-108°13'00"，北纬 29°16'00"-30°41'00"。

焦石坝中南部 56 井组以南下部老井生产效果变差、上部气层减薄条带和天然裂缝更为发育、埋深和地应力进一步增加等原因，为评价焦页 56-Z1HF 以南中上部气层实施潜力，提高焦石坝区块储量动用程度和采收率，加快推进焦石坝区块开发调整，在焦页 56-Z1HF 以南靠两层立体开发有利区边部署 1 口评价井焦页 56-Z2HF，进一步评价焦页 56-Z1HF 以南老井生产相对变差、天然裂缝和地层减薄区更加发育区域中上部气层立体开发潜力。

涪陵区块焦页 56-Z2 评价井工程建设完成后由涪陵页岩气公司采气二区负责管理。涪陵页岩气公司采气二区于 2023 年 7 月成立，位于涪陵区白涛镇涪陵页岩气公司白涛基地。采气二区作为基层级管理机构，承担白涛区块页岩气生产运行、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。现管辖区域有集气站 21 座，13 个采气平台，有气井 140 口。

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，2021 年 6 月 10 日中华人民共和国主席令[2021]第 88 号修改）、《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重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司的委托，对本工程项目进行安全预评价。

接受委托后，山东实华安全技术有限公司成立了评价项目组，评价项目组遵循有关法律、法规、政策和标准，开展评价工作。在现场调查的基础上，仔细分析本工程项目的可研报告，及时与设计单位交换意见，并严格按照国家有关法律法规、技术标准的要求，综合运用了安全检查表（SCL）、定量风险模拟评价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，得到了重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司的大力支持，在此表示由衷的感谢！

2025年1月

目 录

1 概 述	1
1.1 评价目的	1
1.2 评价依据	1
1.3 评价范围	9
1.4 评价程序	10
2 建设项目概况	12
2.1 建设项目基本情况	12
2.2 自然和社会环境概况	14
2.3 开发方案及气藏概况	17
2.4 地面工程	25
2.5 采出水处理	31
2.6 公用工程及辅助生产设施	32
2.7 安全管理情况	41
3 危险、有害因素辨识与分析	43
3.1 主要物质危险、有害因素分析	43
3.2 生产工艺及设备设施危险、有害因素分析	50
3.3 自然和社会危险因素分析	58
3.4 重大危险源辨识	60
3.5 事故案例与事故原因分析	61
4 评价单元划分和评价方法选择	65
4.1 评价单元划分	65
4.2 评价方法选择	65
5 定性、定量评价	68
5.1 选址及外部安全条件评价	68

5.2 技术、工艺安全可靠性评价	71
5.3 设备、装置、设施配套及可靠性评价	74
5.4 公用工程及辅助生产设施单元	78
5.5 风险程度评价	84
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	86
7 安全对策措施及建议	91
7.1 可研方案中提出的主要安全对策措施	91
7.2 补充的安全对策措施及建议	95
8 评价结论	98
8.1 项目主要特点及主要危险、有害因素评价结果	98
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	98
8.3 项目潜在的危险、有害因素控制情况	98
8.4 安全评价结论	99
附图 1 地理位置	100
附图 2 项目环境关系示意图	101
附件 1 委托书	102
附件 2 建设单位营业执照	103
附件 3 重庆市企业投资项目备案证	104
附件 4 应急救援预案备案证明	105
附件 5 关于焦石坝区块焦页 56-Z2HF 评价井的批复	106
附件 6 专家评审意见及报告修改说明	108

1 概述

1.1 评价目的

1、贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，分析与辨识本工程项目施工及投产运行后可能存在的主要危险有害因素；确定本项目与安全生产法律、法规、规章、标准的符合性。

2、预测本项目运行过程中发生事故的可能性及其严重程度；并提出消除、预防和降低危险、危害后果的安全对策措施和建议。

3、为本项目安全运行提供技术性指导，为应急管理部门实施监督提供参考依据，为建设项目初步设计提供依据。

1.2 评价依据

1.2.1 国家法律法规、部门规章和地方性法规

1.2.1.1 法律

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

2、《中华人民共和国消防法》（中华人民共和国主席令[2008]第 6 号，主席令[2019]29 号修订，[2021]81 号修订，2021 年 4 月 29 日起施行）

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

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

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

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

1.2.1.2 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）

1.2.1.3 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》（2016 年 6 月 3 日国家安全生产监督管理总局令第 88 号公布，自 2016 年 7 月 1 日起施行，2019 年应急管理部令第 2 号修改）

- 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)

1.2.1.4 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)

1.2.2 标准规范

1.2.2.1 国家标准

1、《企业职工伤亡事故分类》(GB6441-1986)

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》(GB 5083-2023)

4、《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)

5、《建筑灭火器配置设计规范》(GB50140-2005)

6、《防止静电事故通用导则》(GB12158-2006)

7、《视频安防监控系统工程设计规范》(GB50395-2007)

8、《安全色》(GB2893-2008)

9、《安全标志及其使用导则》(GB2894-2008)

10、《3~110kV 高压配电装置设计规范》(GB50060-2008)

11、《建筑工程抗震设防分类标准》(GB50223-2008)

12、《石油与石油设施雷电安全规范》(GB15599-2009)

13、《化学品分类和标签规范 第 1 部分: 通则》(GB 30000.1-2024)

14、《供配电系统设计规范》(GB50052-2009)

15、《建筑物防雷设计规范》(GB50057-2010)

16、《低压配电设计规范》(GB50054-2011)

- 17、《通用用电设备配电设计规范》（GB50055-2011）
- 18、《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）
- 19、《危险货物品名表》（GB12268-2012）
- 20、《构筑物抗震设计规范》（GB50191-2012）
- 21、《建筑物电子信息系统防雷技术规范》（GB50343-2012）
- 22、《石油天然气站内工艺管道工程施工规范（2012年版）》（GB50540-2009）
- 23、《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）
- 24、《20kV及以下变电所设计规范》（GB50053-2013）
- 25、《建筑照明设计标准》（GB/T50034-2024）
- 26、《火灾自动报警系统设计规范》（GB50116-2013）
- 27、《自动化仪表工程施工及质量验收规范》（GB50093-2013）
- 28、《工业设备及管道绝热工程设计规范》（GB50264-2013）
- 29、《电力设施抗震设计规范》（GB50260-2013）
- 30、《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）
- 31、《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）
- 32、《埋地钢质管道直流干扰防护技术标准》（GB50991-2014）
- 33、《气田集输设计规范》（GB50349-2015）
- 34、《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）
- 35、《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）
- 36、《混凝土结构设计标准（2024年版）》（GB/T50010-2010）
- 37、《通信线路工程设计规范》（GB51158-2015）
- 38、《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）
- 39、《油田采出水处理设计规范》（GB50428-2015）
- 40、《建筑抗震设计标准（2024年版）》（GB/T50011-2010）
- 41、《钢结构设计标准》（GB50017-2017）
- 42、《天然气》（GB17820-2018）
- 43、《电力工程电缆设计标准》（GB50217-2018）
- 44、《建筑设计防火规范（2018年版）》（GB50016-2014）
- 45、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）

- 46、《安全防范工程技术标准》（GB50348-2018）
- 47、《消防应急照明和疏散指示系统技术标准》（GB51309-2018）
- 48、《火灾自动报警系统施工及验收标准》（GB50166-2019）
- 49、《个体防护装备配备规范第 1 部分：总则》（GB39800.1-2020）
- 50、《个体防护装备配备规范第 2 部分：石油、化工、天然气》（GB39800.2-2020）
- 51、《陆上石油天然气开采安全规程》（GB42294-2022）
- 52、《建筑电气与智能化通用规范》（GB55024-2022）
- 53、《安全防范工程通用规范》（GB55029-2022）
- 54、《消防设施通用规范》（GB55036-2022）
- 55、《建筑防火通用规范》（GB55037-2022）
- 56、《生产过程安全卫生要求总则》（GB/T12801-2008）
- 57、《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T50065-2011）
- 58、《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》（GB/T50698-2011）
- 59、《油气田及管道工程仪表控制系统设计规范》（GB/T50892-2013）
- 60、《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》（GB/T50823-2013）
- 61、《石油天然气管道工程全自动超声波检测技术规范》（GB/T50818-2013）
- 62、《钢质管道焊接及验收》（GB/T31032-2023）
- 63、《埋地钢质管道阴极保护技术规范》（GB/T21448-2017）
- 64、《输送流体用无缝钢管》（GB/T8163-2018）
- 65、《钢质管道外腐蚀控制规范》（GB/T21447-2018）
- 66、《油气管道运行规范》（GB/T35068-2018）
- 67、《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2020）
- 68、《埋地钢质管道阴极保护参数测量方法》（GB/T21246-2020）
- 69、《钢质管道内腐蚀控制规范》（GB/T23258-2020）
- 70、《爆炸性环境 第 1 部分：设备通用要求》（GB/T3836.1-2021）
- 71、《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》（GB/T9711-2023）
- 72、《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）
- 73、《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2010）
- 74、《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ/T230-2010）
- 75、《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）

76、《石油石化系统治安反恐防范要求 第 1 部分：油气田企业》（GA1551.1-2019）

1.2.2.2 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、《页岩气井独立式带压作业机起下管柱作业安全技术规范》（AQ/T2077-2020）
- 5、《生产安全事故应急演练基本规范》（AQ/T9007-2019）
- 6、《生产经营单位生产安全事故应急预案评估指南》（AQ/T9011-2019）
- 7、《电子巡查系统技术要求》（GA/T644-2006）
- 8、《石油天然气管道系统治安风险等级和安全防范要求》（GA1166-2014）
- 9、《页岩气气田集输工程设计规范》（NB/T14006-2020）
- 10、《页岩气安全规程》（NB/T10399-2020）
- 11、《套管柱试压规范》（SY/T5467-2007）
- 12、《石油放射性测井辐射防护安全规程》（SY5131-2008）
- 13、《油气井射孔用多级安全自控系统安全技术规程》（SY6350-2008）
- 14、《天然气管道运行规范》（SY/T5922-2024）
- 15、《石油工业用加热炉安全规程》（SY0031-2012）
- 16、《石油天然气站场阴极保护技术规范》（SY/T6964-2013）
- 17、《油（气）田测井用放射源贮存库安全规范》（SY6322-2013）
- 18、《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T6396-2014）
- 19、《油气井井喷着火抢险作法》（SY/T6203-2024）
- 20、《石油天然气工程供暖通风与空气调节设计规范》（SY/T7021-2024）
- 21、《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》（SY/T7036-2016）
- 22、《油气架空管道防腐保温技术标准》（SY/T7347-2016）
- 23、《油气田工程安全仪表系统设计规范》（SY/T7351-2016）
- 24、《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）
- 25、《石油天然气工程建筑设计规范》（SY/T0021-2016）
- 26、《固井设计规范》（SY/T5480-2016）
- 27、《油气田防静电安全技术规范》（SY/T7385-2024）
- 28、《固井作业规程 第 1 部分：常规固井》（SY/T5374.1-2016）

- 29、《井筒作业用民用爆炸物品安全规范》（SY5436-2016）
- 30、《井身结构设计方法》（SY/T5431-2017）
- 31、《油气田电业带电作业安全规程》（SY/T5856-2017）
- 32、《油气田防静电接地设计规范》（SY/T0060-2017）
- 33、《石油天然气生产专用安全标志》（SY/T6355-2017）
- 34、《石油天然气作业场所劳动防护用品配备规范》（SY/T6524-2017）
- 35、《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）
- 36、《本安型人体静电消除器安全规范》（SY/T7354-2017）
- 37、《石油工程建设施工安全规范》（SY/T6444-2018）
- 38、《石油测井作业安全规范》（SY/T5726-2018）
- 39、《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）
- 40、《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）
- 41、《天然气井试井技术规范》（SY/T5440-2019）
- 42、《防喷器检验、修理和再制造》（SY/T6160-2019）
- 43、《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）
- 44、《油气厂、站、库给水排水设计规范》（SY/T0089-2019）
- 45、《石油与天然气井井控安全技术考核管理规则》（SY/T5742-2019）
- 46、《陆上石油天然气录井作业安全规程》（SY/T6348-2019）
- 47、《油气田变配电设计规范》（SY/T0033-2020）
- 48、《井下作业安全规程》（SY/T5727-2020）
- 49、《油（气）田容器、管道和装卸设施接地装置安全规范》（SY/T5984-2020）
- 50、《油气田及管道工程雷电防护设计规范》（SY/T6885-2020）
- 51、《石油天然气工程管道和设备涂色规范》（SY/T0043-2020）
- 52、《石油天然气管道安全规范》（SY/T6186-2020）
- 53、《阴极保护管道的电绝缘标准》（SY/T0086-2020）
- 54、《油气管道仪表及自动化系统运行技术规范》（SY/T6069-2020）
- 55、《油气管道安全预警系统技术规范》（SY/T6827-2020）
- 56、《油气管道完整性管理等级评估规范》（SY/T7472-2020）
- 57、《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109-2020）

- 58、《常规射孔作业技术规范》（SY/T5325-2021）
- 59、《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》（SY/T7628-2021）
- 60、《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）
- 61、《陆上油气田油气集输安全规程》（SY/T6320-2022）
- 62、《输油气管道工程安全仪表系统设计规范》（SY/T6966-2023）
- 63、《固井作业规程 第 2 部分：特殊固井》（SY/T5374.2-2023）
- 64、《下套管作业规程》（SY/T5412-2023）
- 65、《压力管道安全技术监察规程—工业管道》（TSGD0001-2009）
- 66、《固定式压力容器安全技术监察规程》（TSG21-2016）
- 67、《压力管道监督检验规则》（TSGD7006-2020）
- 68、《通信线路工程设计规范》（YD5102-2010）

1.2.3 建设项目批复性文件及其它资料

- 1、《涪陵页岩气田焦石坝区块焦页 56-Z2HF 中部气层评价井方案》（中石化江汉石油工程设计有限公司，2024 年 06 月编制）
- 2、《关于焦石坝区块焦页 56-Z2HF 评价井的批复》（江油工单[2024]41 号）
- 3、《重庆市企业投资项目备案证》（项目代码：2405-500102-04-01-838518）
- 4、现场踏勘、调查及收集的相关资料
- 5、安全预评价委托书

1.3 评价范围

本安全评价报告评价对象和范围包括：地面工程以及与之配套的仪表及自动控制、供配电、给排水及消防、热工、防腐保温、采暖通风、通信、建筑与结构等辅助生产系统和公用工程。主要包括：

1、地面工程

本次焦页 56-Z2HF 评价井项目扩建 1 个平台，新增 1 口井。建设方案主要依托焦石坝乌江北建成的集气站、集气管线、供电线路等主体工程实施，具体建设内容如下。

（1）新建产能 0.13 亿方/年，作为焦石坝一期产量递减的补充，气田现有集气能力和脱水能力满足焦页 56-Z2HF 评价井项目新增气量要求，产气经白涛脱水站处理后交接涪陵输配站和涪陵增压站外输。

(2)集气依托已建集气站,需扩建焦页 56 号 A 平台,由于一期老井已陆续开展增压,为了充分利用新井初期压力,新井与老井集气流程分开,形成各自独立集气系统。

焦页 56 号 A 平台扩建 1 口井,利旧站内 1 台 DN800 分离器、新增 1 台 DN50 两相流量计。

(3)焦页 56 号 A 扩建平台采出水依托平台已建采出水泵站管输至白涛处理站或焦页 51-3HF 无支撑剂压裂处理。

(4)扩建平台属于五级站场,在平台井口处和新增设备区配置移动式灭火器满足消防需求。

(5)焦页 56 号 A 平台生产电源依托已建电力线,焦页 56 号 A 钻井电源依托 35kV 中原线供电,需新建 35kV 线路 0.5 千米。扩建平台增加生产供电、照明电缆及防雷接地设施。

(6)扩容扩建采气平台及集气站控制系统,新增井口及设备信号就近接入已建控制系统。

(7)通信依托已建集气站通信设备,安装及修复平台和集气站通信监控及语音报警系统。

凡涉及本工程项目的环保问题、职业卫生评价等,则应执行国家有关规定和相关标准,不在本评价范围。

1.4 评价程序

安全预评价工作程序大体可分为三个阶段:第一阶段为准备阶段,主要收集有关资料,详细了解建设项目的基本情况,对工程进行初步分析和危险、有害因素识别,选择评价方法;第二阶段为实施评价阶段,运用适当的评价方法进行评价,提出相应的安全对策措施;第三阶段为安全预评价报告书的编制阶段,主要是汇总前两个阶段所得到的各种资料数据,总结评价成果,通过综合分析,得出安全预评价结论,提出建议,最终完成安全预评价报告书的编制。

安全预评价程序见图 1.4-1。

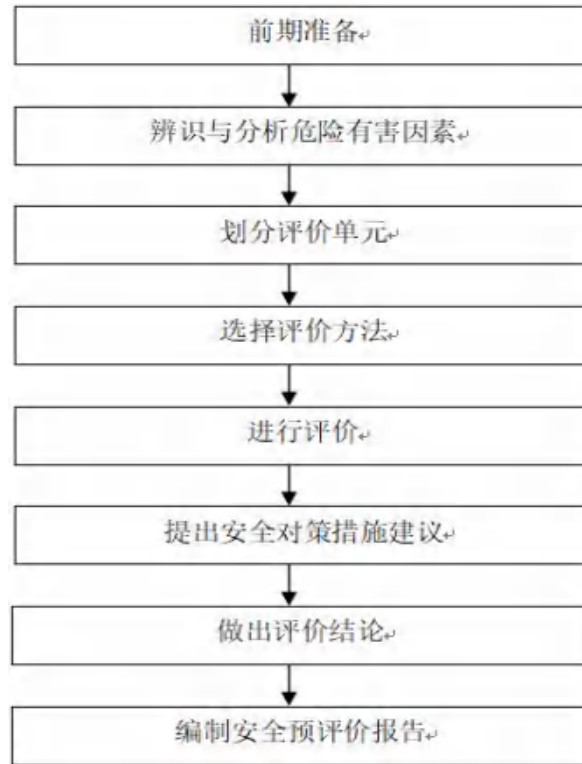


图 1.4-1 安全预评价程序框图

2 建设项目概况

2.1 建设项目基本情况

2.1.1 项目概况

涉及企业管理信息，给予保密。

工程规模：本工程部署 1 个平台 1 口井，为利用老平台扩建，同时充分依托焦石坝区块已建集输系统，扩建焦页 56 号 A 平台，主要新增智能泡排计量泵撬，井口处新增除砂撬，新增 1 台两相流量计撬。利旧 1 台 DN800 分离器，以及配套完善仪控、通信、给排水等设施。

利用焦页 56 号 A 老平台，水平段长 2500 米，标定日产能力 3.83 万方/天，新建产能 0.126 亿方，新增可采储量 0.78 亿方。

2.1.2 建设单位基本情况

涉及企业管理信息，给予保密。

涉及企业管理信息，给予保密。

2.1.3 生产管理单位基本情况

涉及企业管理信息，给予保密。

2.2 自然和社会环境概况

2.2.1 地理位置

涪陵地区页岩气田焦石坝区块位于川东南涪陵区块南部，行政区划隶属于重庆市涪陵区焦石坝镇，地处涪陵区东部，属经济较发达区。

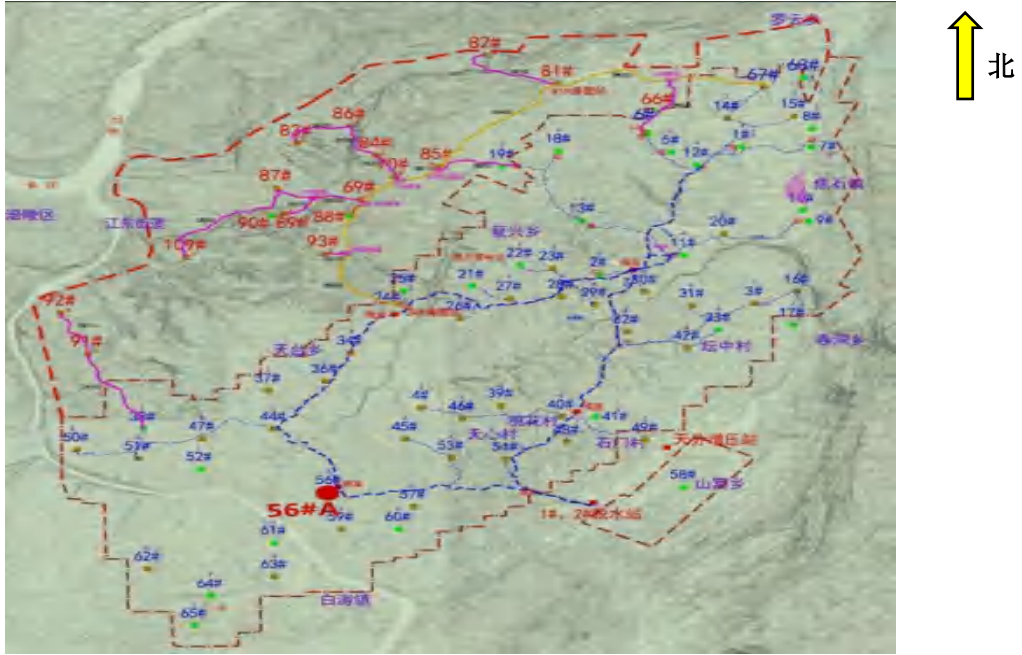


图 2.2-1 焦石坝区块焦页 56-Z2HF 评价井区域位置图

2.2.2 自然环境

2.2.2.1 气象条件

涪陵地区属亚热带季风性湿润气候，常年平均气温 15~17℃。其总的特点是：四季分明，热量充足，季风影响突出；地势由西北向东南升高，气温递减，降水递增，立体气候明显。四季特点：春早，常有“倒春寒”和局部的风雹灾害；夏长，炎热，旱涝交错，伏旱频繁；秋短，凉爽而多绵雨；冬迟，无严寒，雨雪少，常有冬干。

涪陵地区降水丰沛，年降水量 1100 至 1200mm，年雨日 170 至 190d 左右。四季降雨量分配，夏秋两季最多，占全年的 66%；冬春次之，占 34%。无霜期 317d，日照 1248h。

累年平均气温	18.5℃
年极端最高温度	43.0℃
年极端最低温度	-2.7℃
累年平均风速	1.4m/s~1.7m/s
年最大风速	24m/s

年主导风向	WSW（西南西）
年夏季主导风向	WS（西南）
年平均湿度	66%左右
累年平均气压	734.6mmHg
累年平均降雨量	1056.9mm
年最高降雨量	1522.0mm
累年平均雷电日数	53d
累年平均晴天日数	50d~150d
累年平均雾天日数	10d~140d

2.2.2.2 水文

涪陵地区降水丰沛，年降水量 1100~1200mm，年雨日 170~190d 左右。四季降雨量分配，夏秋两季最多，占全年的 66%；冬春次之，占 34%。无霜期 317d，日照 1248h。

涪陵地区境内的溪河总归长江水系。长江自西向东横贯涪陵市境北部，略成“W”形，乌江由南向北于涪陵城东汇入长江，略成“S”形，两江支流众多。按河道汇流关系分：直接汇入长江的一级支流有 35 条（含乌江），直接汇入乌江的一级支流有 10 条。

其中流域面积大于 100km² 的河流有乌江、梨香溪、小溪、渠溪河等 12 条。境内河流大多为雨源补给型，径流因季风降水而比较丰富，多夏洪秋汛，暴涨暴落，水位变幅大。

2.2.2.3 地形地貌

涪陵地区地处四川盆地和盆缘山地过渡地带，境内地势以低山丘陵为主，横跨长江南北、纵贯乌江东西两岸。地势大致东南高而西北低，西北-东南断面呈向中部长江河谷倾斜的对称马鞍状。涪陵地区海拔最高 1977m，最低 138m，多在 200~800m 之间；焦石坝地区东部为铜矿山脉，山脉南北走向，山脊呈“一山一槽二岭”形态，出露最老岩层为二叠系灰岩，山顶峰丛发育，主要山峰有：大顶山（海拔 1372m）、鸡石尖（1319m）、大耳山（1224m）等；工区总体为丘陵山地，具有北东高、南西低特点，海拔最高 851m，最低 200m，多在 400~700m 之间。

2.2.2.4 地质条件

焦石坝区块构造为主体平缓、边缘被大耳山西、石门、吊水岩、天台场等断层夹持的断背斜构造。焦石坝区块构造上由焦石坝断背斜、吊水岩向斜、白涛向斜、乌江 2 号断背斜及沿江鞍部组成。可分为南、北两大构造体系，北部的焦石坝断背斜、吊水岩向

斜及白涛向斜总体呈北东向展布，整体由南西向北东抬升，构造高点位于靠近大耳山西断层的三维区东北部，TO3 反射层构造高点-1640M，构造幅度 940M。南部的乌江 2 号断背斜和沿江鞍部受控于乌江断层呈近南北向展布。

2.2.2.5 地震烈度

本工程场地抗震设防烈度为 6 度，设计地震分组为第一组，设计基本地震加速度为 0.05g。场地土类型属中硬土，场地类别为 I 类，属于可进行建设的一般场地。

2.2.3 社会环境

涪陵地区交通较为方便，公路通车里程达到 4346km，其中高速公路 21km，涪陵城区可通过国道、省道及铁路等西至重庆、成都，东达万州、宜昌、武汉及上海，距江北国际机场约 80km，交通运输条件便利；涪陵地处乌江与长江汇合处，历来是川东南水上交通枢纽和乌江流域最大的物资集散地，区内港口 23 个，同时大型新建集装箱码头已投入使用，水运条件便利。区内各城镇间均有公路通连，全区行政村公路通达率达 100%。

2.2.4 周边环境

2.2.4.1 焦页 56 号 A 平台

本项目所在地区为亚热带湿润季风气候，以山地丘陵地带为主，地形条件复杂，沟壑纵横，主要自然环境危害有雷电、地震、以及由于暴雨而引发的山体滑坡、泥石流等自然灾害。根据实际情况，经过现场踏勘，项目建设期间，对井场、采气平台等的选址避开自然环境恶劣的区域，避免雷电、地震、以及由于暴雨而引发的山体滑坡、泥石流等自然灾害对井场及采气平台造成伤害。

焦页 56 号 A 平台主要为井口区，站场处于山地中，周围主要为山地林区，井口主要集中在站场中部，计量泵撬及配套设施拟布置在站场西侧和北侧。

平台 500m 范围内无 100 人以上的居住区、村镇、学校、医院、公共福利设施等特殊保护目标。



图 2.2-2 区域布置图

2.2.4.2 集输管道周边

本次焦页 56-Z2 评价井项目，1 个扩建平台新增气井就近接入相应集气站处理后，外输至 1 号、2 号脱水站，经脱水净化处理后交接至涪陵输气站和涪陵增压站外输。

2.3 开发方案及气藏概况

2.3.1 开发方案

2.3.1.1 井位部署

焦页 56-Z2HF 井利用老平台 56 号 A 平台，水平段长 2500 米，其中穿行减薄带长度为 958 米。井位部署图见 2.3-1、轨迹设计参数表见 2.3-1。



图 2.3-1 焦页 56-Z2HF 井部署分布图

表 2.3-1 焦页 56-Z2HF 井轨迹设计参数表

平台	井数	井号	靶前距 (m)	水平段长 (m)	A 靶		B 靶		水平段平均埋深 (m)	方位 (°)	垂差 (m)	倾角 (m)
					目的层海拔 (m)	五峰组底锤深 (m)	目的层海拔 (m)	五峰组底锤深 (m)				
焦页 56 号 A 平台	1	焦页 56-Z2HF	309	2500	-2518	2855	-2707	3044	2950	180.23	189	4.3

2.3.1.2 单井产能预测

根据焦页 56-Z2HF 剩余气分布逆向化设计缝网（图 2.3-2），建立井区数值模型，开展数值模拟（图 2.3-3），预测该井 EUR 为 0.78 亿方，15 年累产 0.72 亿方，单井产能 3.83 万方/天，新建产能 0.126 亿方/年（表 2.3-2）

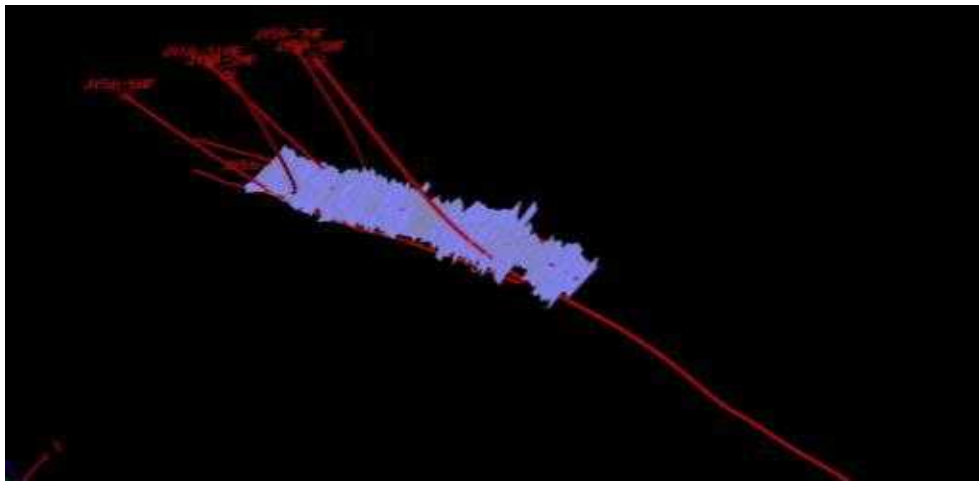


图 2.3-2 焦页 56-Z2HF 逆向化设计压裂缝网图

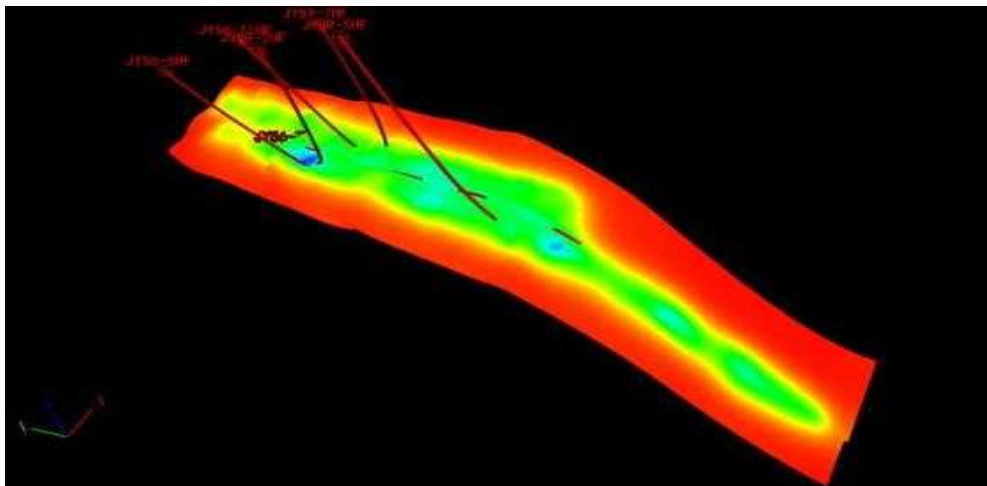


图 2.3-3 焦页 56-Z2HF 井区数值模拟预测压力分布图

表 2.3-2 焦页 56-Z2HF 井轨迹设计参数表

平台	井号	水平段长 (米)	初期日产 (万方/天)	单井产能 (万方)	新建产能 (亿方)	15 年累产 (亿方)	可采储量 (亿方)
焦页 56 号 A 平台	焦页 56-Z2HF	2500	4.6	3.83	0.126	0.723	0.783

预计本井投产后，可提高井组采收率 5.8%，井组采收率可达 28.77%。

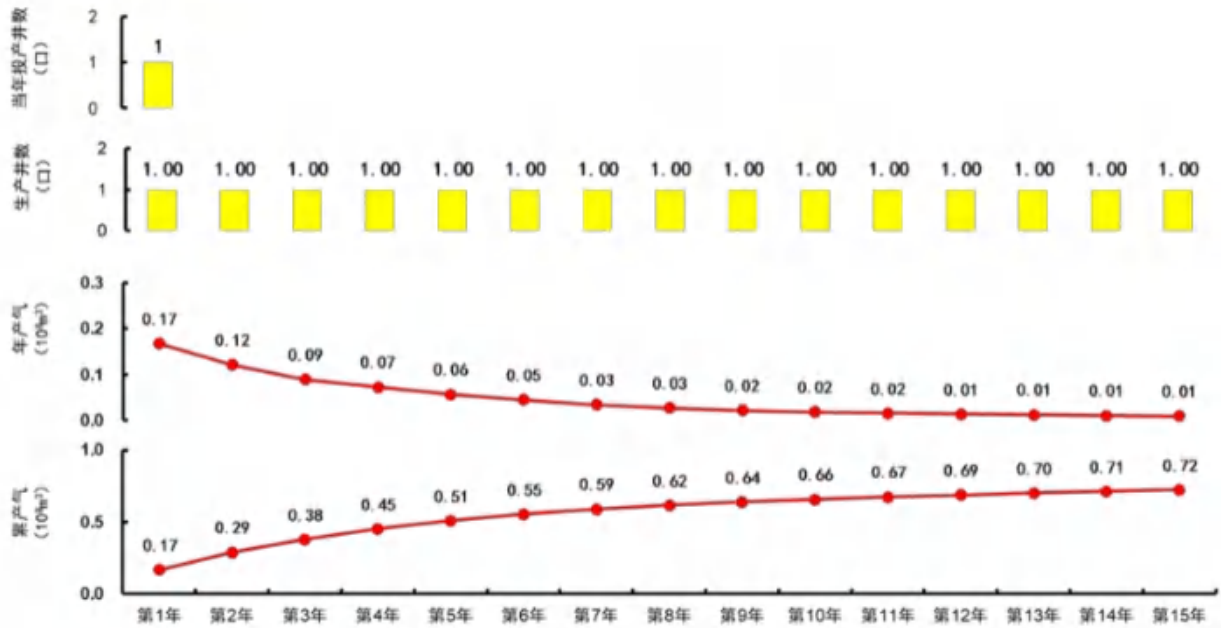


图 2.3-4 焦页 56-Z2HF 开发指标预测曲线

2.3.2 气藏概况

2.3.2.1 地层沉积特征

涪陵焦石坝地区出露地层主要为侏罗系-三叠系，侏罗系主要分布于工区的西南部，出露最新地层为中侏罗统沙溪庙组，焦石坝区块主要出露地层为下三叠统嘉陵江组，焦页 1 井钻遇地层自上而下依次为：中生界下三叠统嘉陵江组、飞仙关组；古生界二叠系上统长兴组、龙潭组，下统茅口组、栖霞组、梁山组，石炭系中统黄龙组，志留系中统韩家店组，下统小河坝组、龙马溪组，奥陶系上统五峰组、涧草沟组，中统宝塔组、十字铺组等。

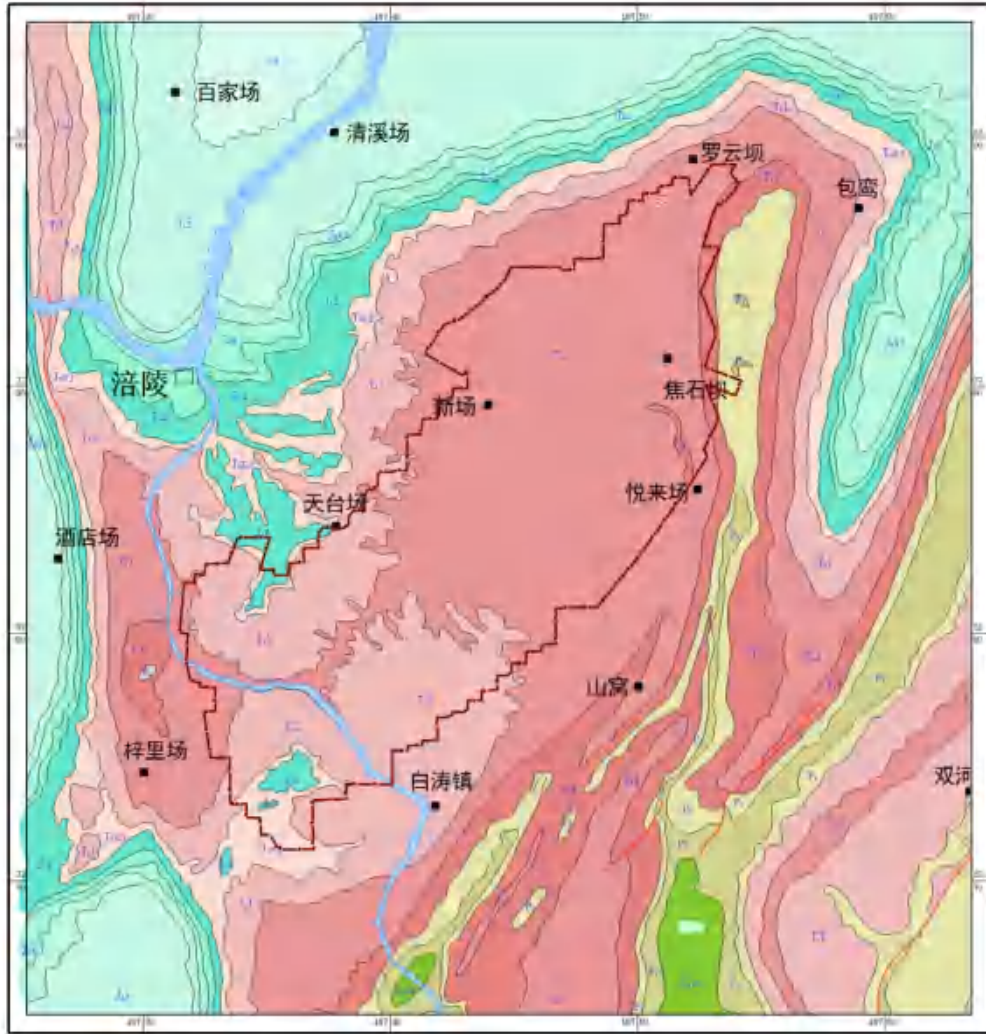


图 2.3-5 涪陵焦石坝地区及其周缘地质图

五峰组-龙马溪组为焦石坝地区页岩气勘探的目的层段，从目前焦石坝区块探井（评价井）钻探情况来看，五峰-龙马溪组含气页岩段地层厚度平面展布总体稳定。

2.3.2.2 构造特征

1、结构构造特征

焦石坝区块构造为主体平缓、边缘被大耳山西、石门、吊水岩、天台场等断层夹持的断背斜构造。焦石坝区块构造上由焦石坝断背斜、吊水岩向斜、白涛向斜、乌江 2 号断背斜及沿江鞍部组成。可分为南、北两大构造体系，北部的焦石坝断背斜、吊水岩向斜及白涛向斜总体呈北东向展布，整体由南西向北东抬升，构造高点位于靠近大耳山西断层的三维区东北部，TO3 反射层构造高点-1640M，构造幅度 940M。南部的乌江 2 号断背斜和沿江鞍部受控于乌江断层呈近南北向展布（图 2.3-6、图 2.3-7）。

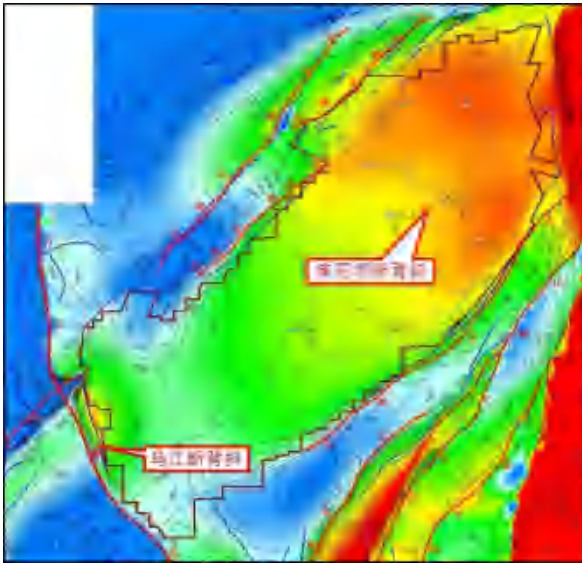


图 2.3-6 焦石坝区块五峰组底反射层构造图

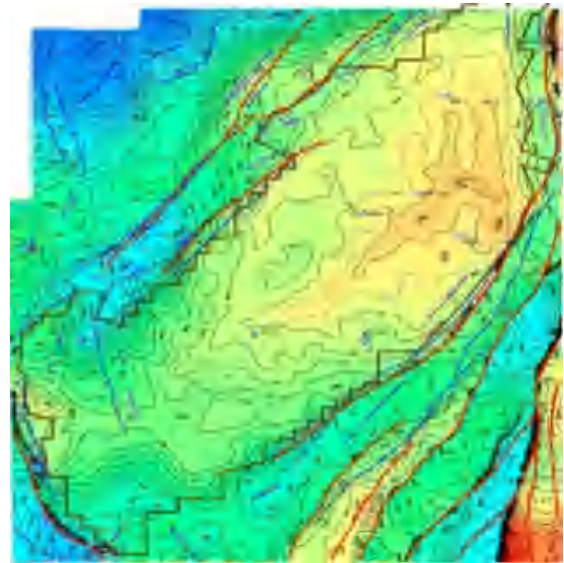


图 2.3-7 焦石坝区块②小层底反射层构造图

从平行构造走向的连井剖面看焦石坝断背斜主体宽缓，奥陶系、志留系及上覆地层产状一致，向西南、东北方向倾覆，背斜形态清楚，地层平缓（图 2.3-8）。

垂直构造走向的剖面清楚地反映出焦石坝断背斜的西北部地层较陡、东南部被断层复杂化的背斜形态（图 2.3-9）。

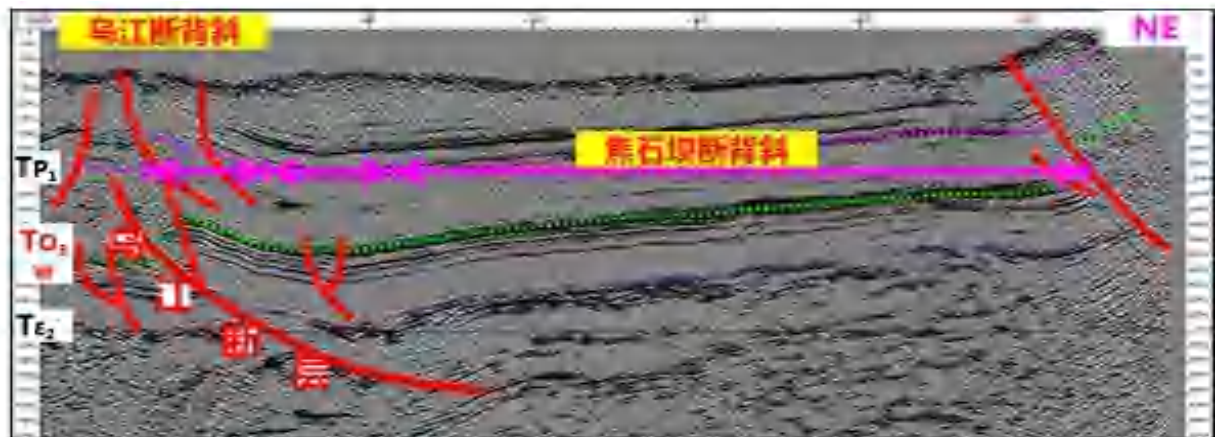


图 2.3-8 涪陵页岩气田焦石坝区块平行构造走向地震地质解释剖面

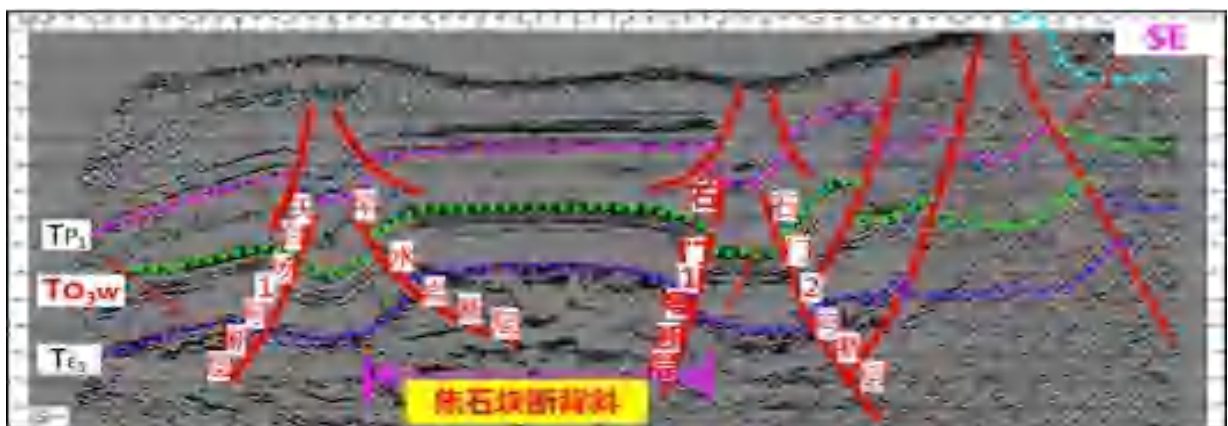


图 2.3-9 涪陵页岩气田焦石坝区块垂直构造走向地震地质解释剖面

2、断裂特征

焦石坝区块构造断层较发育，断层复杂，纵向上多条断层叠置，断距较大，平面上北东和北西两组断层发育。内共发现逆断层 40 条，其中断距大于 100m 有 5 条，断距 50m 到 100 米之间有 8 条，断距小于 50m 有 27 条。断距大于 100m 的断层有大耳山西断层、石门 1 号断层、吊水岩断层、天台场 1 号断层及乌江断层，为控制局部构造的边界断层，这些断裂错断地层寒武系-三叠系。断距 50m 到 100 米的断层主要伴生于三级断层周边，走向各异，断距小于 50m 断层，仅断开奥陶系顶部-志留系下部地层。整个焦石坝构造主体部位断层不发育（图 2.3-10）。

大耳山西断层：位于工区东部边界是控制焦石坝断背斜的主要断层，主要形成期为早燕山期，断层走向由南往北逐渐由北东向转变为近南北向，倾向为南东转为北东东向，延伸长度 32.1km，断距为 500m，断开地层寒武系-三叠系。其上盘地层表现为背型形态，断层上盘遭受严重剥蚀，下盘地层平缓，上、下盘地层产状差异较大，断层特征清楚，断层可靠。

石门 1 号断层：位于工区东南部，有 2 条斜列式断层，主要形成期为早燕山期，呈北东向走向，倾向为北西向，最大延伸长度约 9.5km，最大断距 200m，断开地层寒武-三叠系，地震波组错断清楚，断层可靠。

吊水岩断层：该断层位于该区焦页 69-2HF 井南部，主要形成期为早燕山期，呈北东走向，倾向为南东向，最大延伸长度约 8.5km，最大断距 400m，断开地层寒武系-志留系中下部，其上盘地层表现为背型形态，下盘地层呈向斜形态，上、下盘地层产状差异较大，地震波组错断清楚，断层可靠。

乌江断层：走向为北西向，倾向为北东向，主要形成期为早燕山期，断距 900m，延伸较长至焦石坝南部白马地区，区块内延伸长度为 22.8km，断开地层寒武系-志留系。上、下盘地层产状差异较大，地震波组错断清楚，断层可靠。

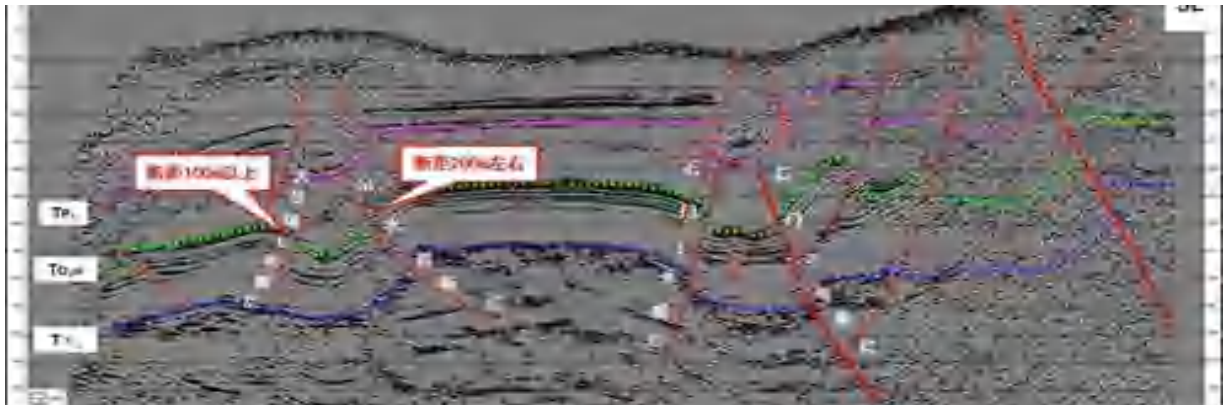


图 2.3-10 涪陵页岩气田焦石坝区块主要断裂地震地质解释剖面

3、目的层埋深

焦石坝地区地表属于低山、丘陵、河流地貌，高低不平，三维区内最高地表海拔 1700m，最低 200m，以地表海拔高程与上奥陶统五峰组底和龙马溪组⑧小层底构造图为基础编制上部和下部气层目的层埋深图（图 2.3-11、图 2.3-12），焦石坝区块上、下部气层主体埋深小于 3000m。

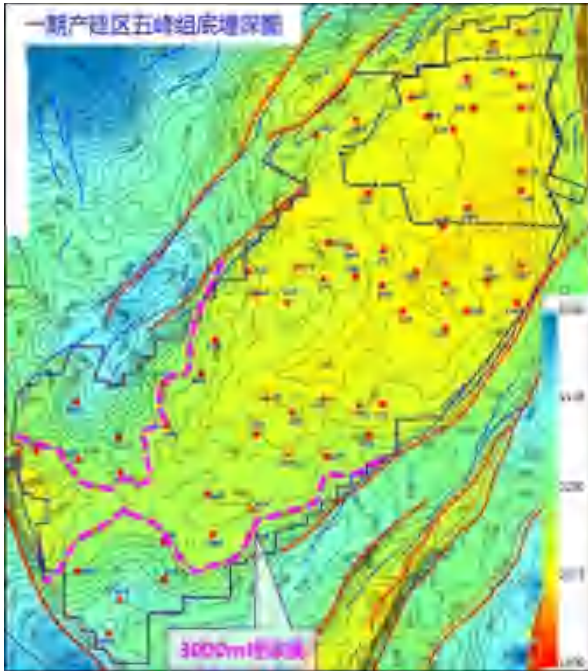


图 2.3-11 焦石坝区块五峰组底埋深图

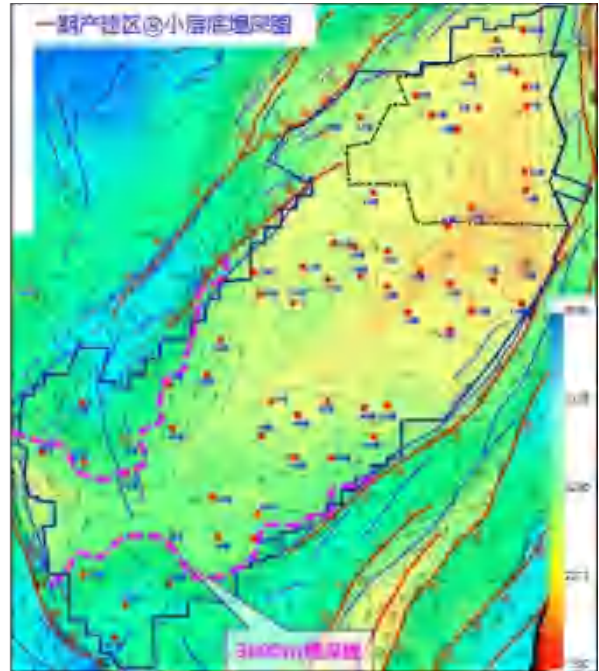


图 2.3-12 焦石坝区块⑧小层底埋深图

2.3.2.3 储层特征

1、脆性矿物特征

焦石坝区块五峰-龙马溪组含气页岩段下部气层沉积时期，以生物化学沉积作用为主，脆性矿物主要以生物成因硅质为主，其次为碳酸盐岩矿物，平面展布总体稳定；上部气层沉积时期，脆性矿物以陆源石英为主，其次为碳酸盐岩，但由于焦石坝地区处于远离物源区的深水陆棚沉积区，因此其脆性矿物含量平面展布总体较为稳定。

根据实钻 200 余口水平井测井解释结果编制的焦石坝区块含气页岩段下部气层（①-⑤小层）、中部（④-⑤小层）和上部气层（⑥-⑧小层）的脆性矿物含量平面等值线图，下部气层脆性矿物含量比较稳定，下部气层的脆性矿物含量 60-66%，主要为 I 类层；上部气层的脆性矿物含量 50-52%，主要为 II 类层。

从中部气层脆性矿物平面展布特征来看，平面展布较为稳定，脆性矿物含量介于 62-64%，总体表现为 I 类脆性层。

2、空隙结构类型

根据目前岩心、氩离子抛光扫描电镜等观察结果可将页岩储层的储集空间主要划分为孔隙和裂缝两大类，孔隙进一步可划分为有机质孔隙、无机孔隙，无机孔隙主要包括粘土孔隙、碎屑孔隙。

焦石坝区块焦页 11-4 井五峰-龙马溪组含气页岩段进行了全段剖心工作，从岩心剖光面上可以较好的观察到层间缝的发育情况。需从焦页 11-4 井岩心剖光面的岩心观察结果来看，焦石坝区块五峰-龙马溪组含气页岩段层间缝发育程度在纵向上具备明显的差异性特征。

总体上来看，焦石坝区块上部气层层间缝发育程度明显低于下部气层，上部气层内部以⑧小层最为发育，其次为⑨小层，⑥-⑦小层发育程度最低，但就干岩心剖光面上肉眼可观察到的宽大层间缝而言，⑥-⑦小层又优于⑧、⑨小层。

2.3.2.4 含气性特征

从目前已钻水平井的显示对比情况来看，焦石坝地区五峰-龙马溪组下部 38m 段气测异常显示活跃，具备整体含气的典型特征。从焦页 1、2、3、4、11-4、41-5、51-2 井气测异常显示对比情况来看，目的层段均钻遇良好气测异常显示，具备自上而下气测异常值逐渐增加的特点。

1、含气量特征

焦石坝区块的焦页 1、2、3、4、11-4、41-5、51-2 井对上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组取心段进行了现场解吸法含气量测试。

从焦页 1、11-4、2、3、41-5、4、51-2 井进行测井解释和对比分析。纵向上，7 口井含气量变化一致，都具自上而下逐渐变好的特点，①-⑨小层的含气量平均值 1.28-8.08%，其中下部气层①-⑤小层的平均值范围 2.22-8.08%，上部气层⑥-⑨小层的平均值范围 1.28-4.46%。

2、含气饱和度特征

涪陵焦石坝地区焦页 41-5 井五峰组-龙马溪组下部取心段①-⑨小层的实测含气饱和度最小 35.93%、最大 79.15%、平均 60.53%/22 块，且具有自上而下有机碳含量逐渐增加趋势，含气饱和度平均值位于 40%-50%的小层主要分布在⑨小层，含气饱和度平均值位于 50%-60%的小层主要分布在⑥、⑦、⑧小层，含气饱和度平均值位于 60%-70%的小层主要分布在①、④、⑤小层，③小层的实测含气饱和度大于 70%。总体来看，上部气层实测含气饱和度 50-60%；下部气层一般 65-70%，其中④-⑤小层含气饱和度介 63-66%。

借助于焦石坝区块 240 余口导眼井和水平井测井解释含气饱和度数据开展了中部气

层含气饱和度平面等值线编制工作，从中部气层含气饱和度平面等值线图来看，焦石坝区块中部气层含气饱和度平面上介 63-66%，平面展布相对较为稳定，其中主体 1 区中部气层含气饱和度介于 63-67%，主体 2 区节约 63-66%，主体 3 区介于 62-65%。

3、压力系数特征

焦石坝含气页岩段的地层压力系数：上部气层压力系数 1.15-1.40，北高南低、西高东低；中部气层压力系数介于 1.25-1.45，北高南低、西高东低；下部气层压力系数 1.25-1.45，北高南低、西高东低。

2.3.2.5 气藏类型

焦石坝地区五峰-龙马溪组页岩气藏为连续性气藏，没有明显边界。

天然气组分中甲烷平均含量平均 98.27%，天然气相对密度 0.5656g/cm³，按气藏流体性质划分属干气藏。结合气藏埋深、驱动类型、压力系数等因素综合考虑，确定该气藏为中深层、弹性气驱、高压、干气、页岩气藏。

2.3.2.6 地质储量

根据焦页 56-Z2HF 所处位置，开展井区地质储量计算，井组面积 1.43km²，①-⑨小层原始地质储量 13.43 亿方，储量丰度 9.42 亿方/平方千米。①-⑨小层剩余地质储量 11.28 亿方，其中④-⑧小层剩余地质储量丰度 4.93 亿方/平方千米，剩余地质储量 7.03 亿方。

2.4 地面工程

2.4.1 工程总体布局

2.4.1.1 总体布局

本次焦页 56-Z2HF 评价井共涉及 1 个扩建平台，位于乌江北，在平台处理后外输至 1 号、2 号脱水站，经脱水净化处理后交接至涪陵输气站和涪陵增压站外输。扩建平台公用系统依托气田内部已建公用系统，平台的供水、供电、自控、通信等就近从集气站或者管网接入。

表 2.4-1 焦页 56-Z2HF 评价井总体布局表

扩建平台	部署井数	接入集气站	备注
焦页 56 号 A 平台	1	焦页 56 号集气站	集气站处理

2.4.1.2 区域位置

焦页 56 号集气站管辖气井 13 口，56 号 B 平台现有 5 口老井，56 号 A 平台现有 8 口老井，56 号集气站与 56 号 B 平台直线距离为 230 米，56 号集气站与 56 号 A 平台直线距离为 40 米，焦页 56 号集气站、焦页 56 号 A 平台与焦页 56 号 B 平台区域布置如下图所示。



图 2.4-1 区域位置图

2.4.2 地面工程现状及依托情况

2.4.2.1 工程现状

1、工艺现状

焦页 56 号 B 平台至集气站管线现已更换为 3 条 DN80 的管线，B 平台 5 口井计量分离后经 2 条 $\Phi 89$ 管线至 56 号集气站，预留 1 条 $\Phi 89$ 管线。A 平台 4 口井计量分离后外输，剩余 5 口井采气管线去 56 号集气站，采气管线进入 56 号集气站后进行计量分离，处理后原料气经 2 台 10 万方/天压缩机增压开采。焦页 56 集气站工艺流程见下图。

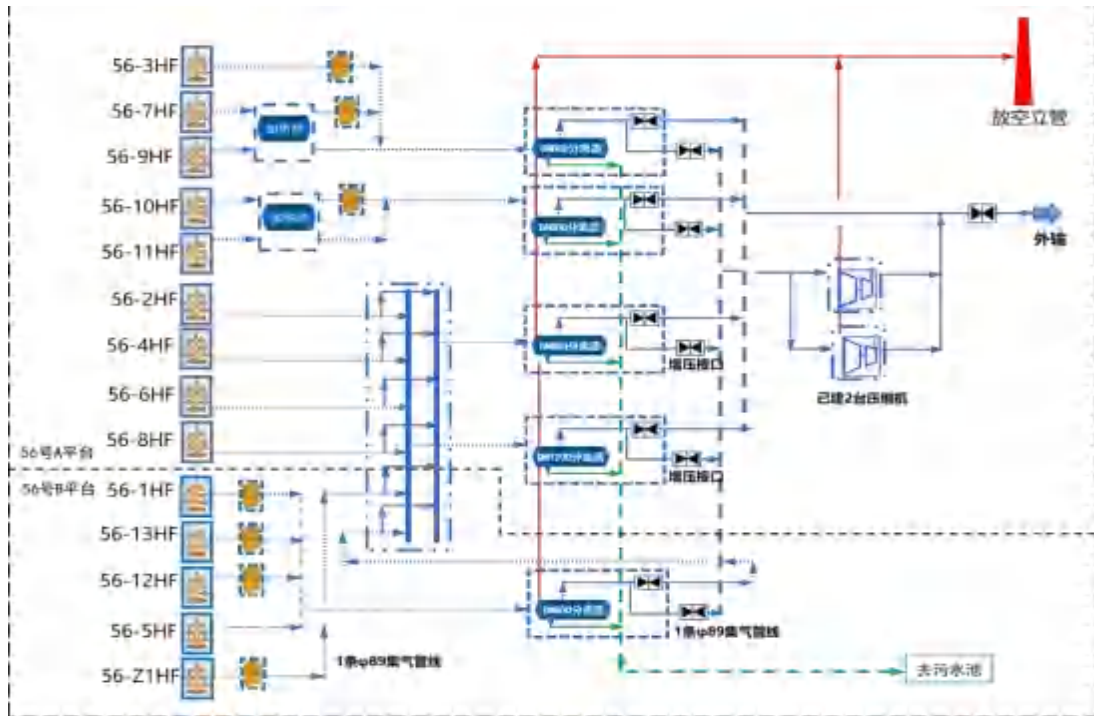


图 2.4-2 焦页 56 号集气站工艺流程图

2、生产参数

焦页 56 号集气站管辖 13 口气井，该站日产气量 39.80 万方/天，日产水量 48.549 方/天，输压 4.1MPa。

(3) 主要设备

现已建主要设备见下表：

表 2.4-2 主要已建设备表

序号	名称	单位	数量
一	焦页 56 号 A 平台		
1	400kW 水套加热炉	座	2
2	两相流量计	座	2
3	DN800 分离器	座	2
二	焦页 56 号集气站		
1	污水罐	座	1
2	DN800 分离器	座	1
4	轮换计量撬	座	2
5	压缩机撬	座	2

2.4.2.2 依托情况

1、扩建平台采出水处理、供电、通信、仪控、结构

压裂供水：依托一期工程已建供水系统，从一期工程供水干线引水，利旧聚氨酯软管地面敷设供水。

供电：扩建平台增加生产供电、照明电缆及防雷接地设施。

通信：依托已建集气站通信设备，安装及修复平台和集气站激光对射周界防御系统。

仪控：依托已建集气站站控系统，扩容焦页 56 号 A 平台站控系统。

2、增压设施

本工程焦页 56 号集气站已配置 2 台 10 万方/天压缩机，本次 56 号 A 平台新增 1 口试采井，经 1 台两相流量计计量后，经老井管线合并后，利旧 1 台 DN800 分离器气液分离，分离器留有增压接口。

2.4.3 井场布置及工艺设备

2.4.3.1 平面布置

本次 56 号 A 平台扩建 1 口，新增智能泡排计量泵撬，井口处新增除砂撬，新增 1 台两相流量计撬。设备布置图如下图所示。

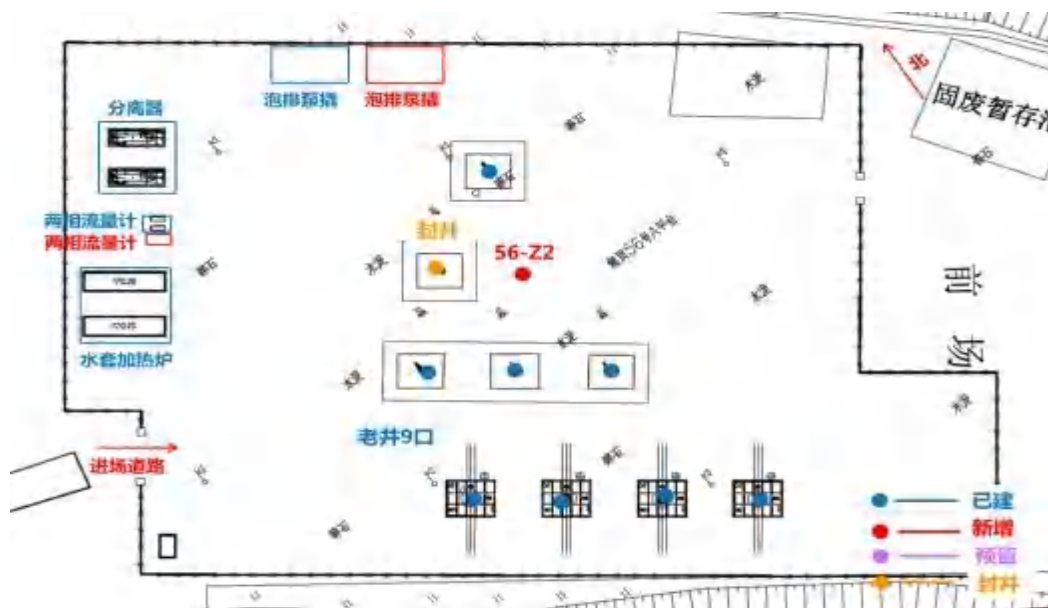


图 2.4-3 焦页 56 号 A 平台扩建后平面布置图

2.4.3.2 工艺流程及工艺参数

1、设计参数

(1) 井口天然气物性

井口压力：15~35MPa

井口温度：30~35℃

高位发热值：36.1MJ/m³

(2) 天然气组分

参照焦石坝区块页岩气中部气层组分分析表明，页岩气中以甲烷为主，摩尔百分含

量为 98%，CO₂ 含量不超过 0.499%。页岩气相对密度 0.56，临界温度 191.1K，临界压力 4.61MPa，井产气特点为低重烃，不含 H₂S，为优质天然气气源。气体组分见下表。

表 2.4-3 气体组分表

序号	井号	相对密度	摩尔分数，%									
			氮气	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	碳六+	二氧化碳	氦气	氢气
1	焦页 8-Z1HF	0.5631	0.757	98.351	0.587	0.012	0.000	0.000	0.000	0.247	0.043	0.004
2	焦页 11-Z1HF	0.5633	0.727	98.340	0.623	0.013	0.000	0.000	0.000	0.257	0.037	0.003
3	焦页 12-Z1HF	0.5631	0.688	98.387	0.607	0.014	0.000	0.000	0.000	0.265	0.036	0.003
4	焦页 13-Z1HF	0.5637	0.726	98.341	0.544	0.001	0.000	0.000	0.000	0.340	0.031	0.007

2、工艺流程

56 号 A 平台新增 1 口试采井，经 1 台两相流量计计量后，经老井管线合并后，利用 1 台 DN800 分离器气液分离，分离器留有增压接口。改造需实现新井集气系统独立，同时兼顾考虑增压工程实施。

焦页 56 号 A 平台改造后工艺流程见下图。

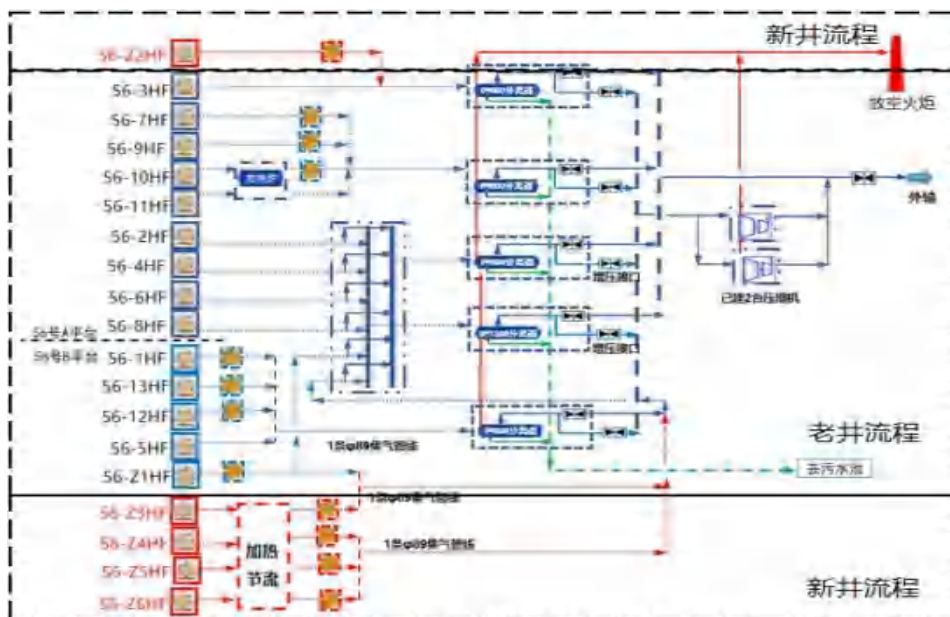


图 2.4-4 焦页 56 号 A 平台扩建后工艺流程图

2.4.3.3 放空情况说明

焦页 56 号 A 平台部署 1 口评价井焦页 56-Z2HF，平台井口采出的天然气利旧采气管线输至焦页 56 号集气站，单井井口设紧急切断阀，井口压力温度远传。

集气站设置加热、节流、计量、气液分离、增压等设施。井口来气进集气站加热炉进行加热，经过加热、节流后通过两相流量计连续计量，进入分离器进行气液分离，经压缩机增压处理后进入外输管道，污水进入污水池。集气站出站管道设紧急切断阀，安全阀放空以及手动放空到放空立管。

每个集气站的放空管统一规格，采用标准化设计。由于 6~8 井式每个标准化集气站内设备和配管的水容积相差不大，所以放空量统一按 8 井式计算。按规范要求，集气站压力在 15 分钟内将压力从 6.3MPa 泄放到 0.69MPa，泄放量为 $2.5 \times 10^3 \text{m}^3/\text{h}$ ，根据计算确定集气站的放空管规格采用 DN150，高 15m，3~4 井式集气站选用 DN100，高 15m 的放空管。

2.4.3.4 主要新增设备设施参数

两相流量计：本次两相流量计安装在平台加热炉之后，单井来气经加热节流后压力约为 4MPa~6MPa，两相流量计设计压力选为 6.3MPa，按照 $6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 选型，水体积含率 $< 1\%$ ，根据选型手册，本次选用公称直径 DN50，PN63。

气相测量范围： $2.83 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d} \sim 39.40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；环境温度： $-30^\circ\text{C} \sim 70^\circ\text{C}$ ；

测量值：气相瞬时流量、液相瞬时流量、气相累积流量、液相累积流量；压力损失 $< 50 \text{kPa}$ ；

测量准确度：气相 $\pm 2\% \sim \pm 3\%$ 、液相 $\leq \pm 10\%$ ；防爆等级：Exd II BT6 Gb；

防护等级：IP66。

2.4.3.5 工艺主要工程量

焦页 56 号 A 扩建平台主要工程量见表：

表 2.4-4 焦页 56 号扩建平台工艺主要工程量表

序号	名称/型号规格	单位	数量	备注
一	设备			
1	DN50 两相流量计 设计压力 6.3MPa	座	1	
二	管件			
1	$\Phi 76 \times 8$ BG L360Q-RCB SMLS PSL2	m	170	
2	$\Phi 76 \times 4.5$ Q345E SMLS	m	60	
3	$\Phi 60 \times 4$ L245N SMLS PSL2	m	40	加强级 3PE 防腐
4	钢法兰闸阀 DN50 PN63 (RF)	个	1	

序号	名称/型号规格	单位	数量	备注
5	钢法兰闸阀 DN65 PN25MPa (RF)	个	1	
6	钢法兰角式节流阀 DN65 PN25MPa (RF)	个	1	
7	配套管件	套	1	抗菌管件 (包含方弯头)

2.5 采出水处理

2.5.1 采出水处理方案

1、处理方案

焦页 56 号扩建平台采出水依托平台已建采出水泵站管输至白涛处理站或焦页 51-3HF 无支撑剂压裂处理。

2、产水量

焦页 56 号集气站（收集 56 号集气站及 56 号 A 平台和 56 号 B 平台的分水）已有 14 口井，本次 56 号 A 扩井 1 口。产水量统计见下表。

表 2.5-1 焦页 56 号 A 和 B 平台产水量统计表

序号	井号	产水量 (m ³ /d)	备注
1	焦页 56-1HF	1.682	已建
2	焦页 56-2HF	3.314	已建
3	焦页 56-3HF	11.806	已建
4	焦页 56-4HF	11.973	已建
5	焦页 56-5HF	2.165	已建
6	焦页 56-6HF	1.532	已建
7	焦页 56-7HF	2.105	已建
8	焦页 56-8HF	5.423	已建
9	焦页 56-9HF	2.393	已建
10	焦页 56-10HF	3.807	已建
11	焦页 56-11HF	1.217	已建
12	焦页 56-12HF	--	已建
13	焦页 56-13HF	1.132	已建
14	焦页 56-Z1HF	12.129	已建
15	焦页 56-Z2HF	11	本次扩建
总计		71.68	15 口

焦页 56 集气站已建采出水外输泵参数：Q=10m³/h H=300m N=37kW，满足新增采出水处理需求。

2.6 公用工程及辅助生产设施

2.6.1 供配电

2.6.1.1 用电负荷

1、用电负荷

本工程用电负荷主要分为 2 个部分：平台生产用电和电驱压裂机组用电，由于单井压裂由江汉工程公司总包，采用单井费用一口价结算，因此本工程不考虑压裂供电，只考虑正常生产用电负荷，负荷计算见下表。

表 2.6-1 平台用电负荷统计表

平台或集气站名称	用电设施	用电负荷 (kW)	备注
焦页 56 号 A 平台	仪控负荷	2	220V
	水套加热炉	2	380V
	污水外输泵	24	380V
小计		28	

2、负荷等级

根据《气田集输设计规范》（GB50349-2015），页岩气田工程集气站、集气平台用电负荷为二级负荷，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。

2.6.1.2 供电现状

焦页 56A 平台生产电源依托已建电力线，另新建 35kV 线路 0.5 千米。56 号 A 平台：附近已有 10kV 南区支线和至 75#平台 35kV 电力线路架设至平台周边，可满足正常生产用电需求。电力线路走向图见下图。



图 2.6-1 电力线路走向示意图

2.6.1.3 工程供电

正常生产期间，焦页 56 号 A 已建的低压供电系统，满足新增负荷需求。电源引自己建低压系统备用回路。

2.6.1.4 防雷、防静电及接地

各站场、平台内建筑物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。

低压配电系统的接地型式采用 TN-S 系统，在供配电系统的电源端安装与设备耐压水平相适应的过电压（电涌）保护器。电气设备的下列金属部分，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。

露天布置的天然气钢制设备、容器做防雷防静电接地。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-6mm² 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 0.03 Ω 时，连接处应跨接。跨接材料采用 BVR-16mm² 多股铜芯软导线。各阀门（螺栓连接少于 5 处）间应采用 BVR-16mm² 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-40X4 镀锌扁钢；接地装置埋深 1m；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。

2.6.1.5 主要工程量

表 2.6-2 电气主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
焦页 56 号 A 平台				
1	电力电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 4×16	m	150	
2	电力电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 4×4	m	180	
3	电力电缆桥架 200x150mm	m	90	
4	热镀锌角钢 L50x5x2500	根	10	
5	热镀锌扁钢-40×4	m	130	

2.6.2 自控仪表

2.6.2.1 产能建设部分

一期产能建设工程采用以数字化和 SCADA 系统为核心的生产指挥控制系统，为四级控制方式。

第一级为涪陵页岩气指挥中心（涪陵页岩气田产能建设一期工程）：是数字化中心，采用空间地理信息与虚拟现实软件平台技术，实现数字化生产管理调度；

第二级为调度中心控制级：采用 SCADA 系统对页岩气田进行远程监控，实现生产统一调度管理；

第三级为站场控制级：由过程控制系统 PLC、安全控制系统 PLC 等站控系统实现；

第四级为就地控制级：由现场仪表、控制阀门等设施实现。

本工程根据工艺流程和平面布置情况，本次自动控制系统方案依托一期产能建设工程各井口采气平台及集气站原有控制系统控制结构方式。

2.6.2.2 主要检测参数

(1) 井口采气平台监控内容

- ①井口压力、井口温度、井口套管压力；
- ②井口安全截断阀开关状态显示，安全截断阀液压系统压力显示；
- ③井口可燃气体显示报警；
- ④井口智能控制切断阀：井口超/欠压自动关断，调控中心远程关断。

(2) 集气站监控内容

- ①站内两相流量检测；
- ②装置区可燃气体显示报警；
- ③除砂橇、计量分离橇、加热炉橇、智能泡排计量泵橇等设备生产数据采集。

2.6.2.3 主要仪表选型

检测控制仪表是采集工艺过程变量、执行站控系统控制命令的关键环节，是整个系统安全可靠运行的重要因素。因此选择仪表必须能满足其所需的精确度要求，满足其所处位置的等级、温度和防爆等级的要求。

(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) 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)。

(3) 压力远传采用智能型压力变送器。

(4) 井口选用智能控制切断阀。

(5) 可燃气体检测装置：装置区采用红外点式可燃气体探测器，并安装一套云台式激光可燃气体扫描仪，可高精度的检测微泄漏的可燃气体。

(6) 计量分离组合橇计量采用湿气两相流量计。

(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。

处于爆炸危险性场所的电动仪表及电气设备一般按隔爆型设计，电气设备和电气连接一般按“GB/T3836”规定的爆炸危险性区域 2 区选型设计。所选用的电气设备必须具有公认的权威机构颁发的符合有关标准的防爆合格证书。

防爆等级：不低于 Exdb II BT4 Gb；

防护等级：室内不低于 IP55；室外不低于 IP65。

(8) 防电涌保护

现场变送器仪表和可燃气体探测器接防浪涌保护器 (SPD)，机柜或接线箱内 SPD 为导轨式安装，保护接地与导轨可靠连接。

现场变送器另设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。

2.6.2.4 防雷及接地

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

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

2.6.2.5 主要工程量

表 2.6-3 自控部分主要工程量表

序号	名称	单位	数量	备注
焦页 56 号 A 平台				
1	压力表 0~60MPa	个	2	
2	压力变送器 0~60Mpa	个	2	
3	双金属温度计 (-40~80°C)	个	1	
4	井口智能控制切断阀	套	1	
5	可燃气体探测器	套	1	
6	防爆挠性管	个	11	
7	防爆铠装密封接头	个	11	
8	镀锌焊接钢管 DN20	m	44	
9	仪表电缆			
	ZR-DJYVP32 1×2×1.5	m	400	
	ZR-DJYVP32 3×2×1.5	m	200	
	NH-DJYVP32 1×2×1.5	m	400	
	NH-DJYVP32 1×3×1.5	m	100	
	ASTP-120Ω (for RS485&CAN)	m	200	
10	站控 SCS 系统扩容	套	1	约 15 点
11	SCADA 调控中心扩容	套	1	

2.6.3 通信工程

2.6.3.1 工业以太网系统

焦石坝区块一期已建光缆环网，各站 SCADA 系统数据和安防系统数据通过已建工业以太网传输系统接入一区调控中心，对各站进行控制管理。

一期已组建工业以太网光纤环路系统，一期光缆线路采用 48 芯光缆共组建了 6 个光纤环网，其中 2 个为 SCADA 数据光纤传输环网，4 个安防光纤传输环网。江东区块的 13 个集气站单独组成 3 个光纤环网，2 个为 SCADA 数据光纤传输环网，1 个为安防光纤传输环网。3 个光纤环网均不接入一期已组建的光纤环网中，而是单独成环。

2.6.3.2 工业电视监控系统

焦页 56 号 A 平台扩建恢复室外摄像机 2 台，对工艺装置区域、大门口、围墙四周和重要设备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。

2.6.3.3 语音对讲及应急广播系统

焦页 56 号 A 平台扩建恢复语音对讲应急广播系统，主要用于解决气田的站场、采气平台的语音对讲与应急广播业务，实现平台与调控中心双向通话和远程语音告警。语音对讲应急广播系统采用 TCP/IP 网络技术的专线组网方式，以安防工业以太网系统为传输通道，构成 IP 语音通信网络，实现可靠的语音对讲及应急广播功能。

2.6.3.4 门禁系统

本工程门禁系统采用 TCP/IP 网络技术的专线组网方式，以安防工业以太网系统为依托，建立门禁系统的 IP 承载网络，实现可靠的远程门禁监控功能。

焦页 56 号 A 平台扩建恢复门禁系统。

2.6.3.5 主要工程量计

表 2.6-4 通信系统主要工程量表

序号	型号规格	单位	数量	备注
一	工业电视监控系统			
1	监控杆地笼	套	2	
2	监控杆预埋件	套	2	
3	48 口光纤配线架	套	2	
4	12 芯光纤终端盒（满配法兰、熔纤盘、尾纤）	套	2	
5	光缆 GYTS 12D	m	300	
6	六类屏蔽双绞线 STP	m	50	
7	电源线 ZR-YJV-3×1.5	m	300	
二	语音对讲系统			

序号	型号规格	单位	数量	备注
1	12 芯光纤终端盒（满配法兰、熔纤盘、尾纤）	套	1	
2	光缆 GYTS 12D	m	100	
3	六类屏蔽双绞线 STP	m	5	
4	电源线 ZR-YJV-3×1.5	m	100	
三	门禁系统			
1	控制电缆	m	200	
2	电源线 ZR-YJV-3×1.5	m	100	
四	线缆保护			
1	硅芯管	m	1100	

2.6.4 消防及给排水

2.6.4.1 消防

焦页 56 号 A 平台为五级站场，对新增井口区域和工艺装置配置一定数量的移动式灭火器即可满足消防需求，一旦发生火灾，可随时启用扑救。根据平面布置，优先依托已建消防器材，不在保护范围内的新增消防器材。

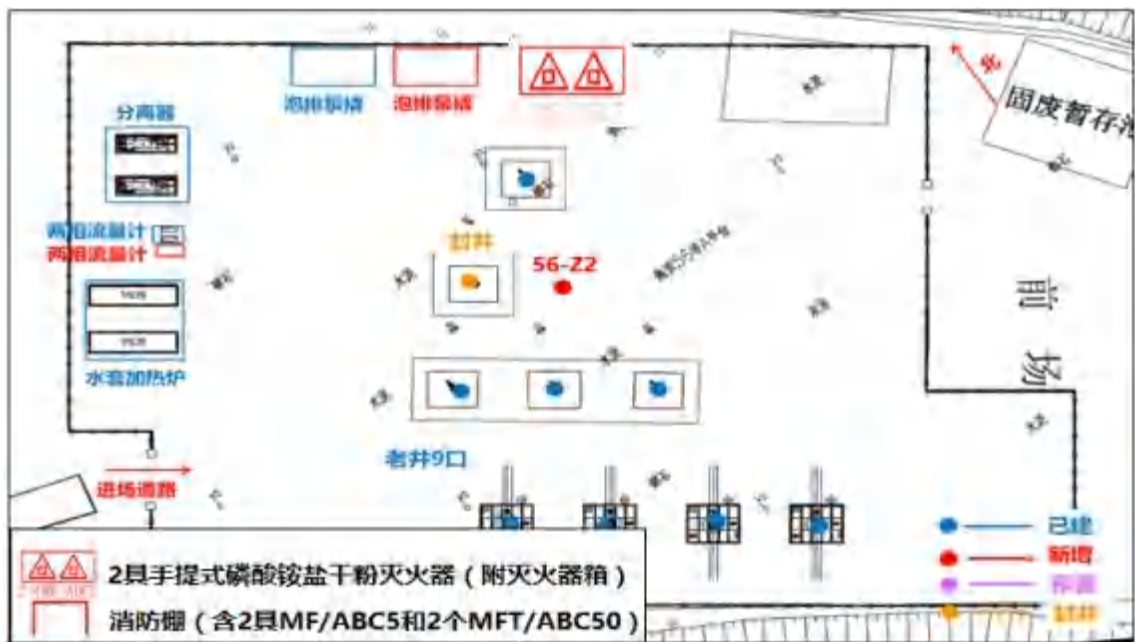


图 2.6-2 焦页 56 号 A 平台（扩建）灭火器配置平面图

表 2.6-5 消防设施主要工程量

序号	名称	数量	备注
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MFZ/ABC5	2 具	
2	灭火器箱 XMDDD32 型	1 个	

2.6.4.2 给排水

焦页 56-Z2HF 井位于焦页 56 号 A 平台。本次为平台扩建，均无新增生活用水、排水设施需求。

2.6.5 采暖及通风

站场为无人值守站，站内房屋建筑为仪控室和配电室，采用自然通风，无需供暖。

2.6.6 建构筑物

2.6.6.1 结构设计基本数据

1、根据《建筑结构可靠性设计统一标准》（GB50068-2018）的要求，本工程建（构）筑物的建筑结构的安全等级为二级，主体结构设计工作年限为 50 年；

2、根据《建筑地基基础设计规范》（GB50007-2011），地基基础设计等级为丙级；

3、根据《建筑抗震设计标准（2024 年版）》（GB/T50011-2010），站内建（构）筑物抗震设防烈度为 6 度，设计地震分组为第一组，设计基本地震加速度 0.05g；

4、根据《建筑工程抗震设防分类标准》（GB50223-2008）及《石油化工建（构）筑物抗震设防分类标准》（GB50453-2008），站内建（构）筑物抗震设防分为标准设防类及适度设防类，简称丙类及丁类；

5、根据《建筑结构荷载规范》（GB50009-2012），各站场的建构筑物基本风压、雪压按 n=50 年取值，基本风压取 0.30kN/m²。

6、根据《混凝土结构设计标准（2024 年版）》（GB/T50010-2010），本工程站场内各建（构）筑物与土壤直接接触、处于露天且干湿交替环境，混凝土结构的环境类别为二类 b；结构构件的裂缝控制等级为三级。

2.6.6.2 建筑涉及范围

本工程主要涉及站场大门、围墙、设备基础、操作平台、阀门及管道支墩等构筑物。

表 2.6-6 建构筑物特征一览表

序号	建（构）筑名称	抗震设防类别	结构型式	基础型式
1	大门	丁	钢结构	独立基础
2	围墙	丁	钢结构	条形基础
3	井口操作平台	丙	钢结构	--
4	阀墩、管墩	丙	混凝土结构	块式基础
5	巡检踏步	丁	钢结构	--
6	设备基础	丙	混凝土结构	条形或独立基础

2.6.6.3 主要工程量表

表 2.6-7 焦页 56 号 A 平台建筑构结主要工作量表

序号	名称	单位	数量	备注
1	铁艺大门 (4.8×2.4m)	樘	1	利旧
2	铁丝网围栏 H=2.3m	m	250	利旧
3	钢材	t	2.4	
4	素砼	m ³	12	
5	砖砌体	m ³	8	

2.6.7 防腐

2.6.7.1 防腐内容及措施

1、防腐内容

本项目采气管线采用 $\Phi 76 \times 8$ 规格。

2、防腐措施

集气管线采用 3PE 防腐层和牺牲阳极阴极保护联合防腐；采气管线采用防腐涂层；集气站站管道、采气平台及非标设备等采用防腐涂层。

2.6.7.2 防腐涂层

1、 $\Phi 76$ 采气管线采用如下涂层结构：

底层：环氧富锌底漆 2 道，干膜厚度 80~100 μm

面层：无溶剂液体环氧涂料 2 道， $\geq 500 \mu\text{m}$

总干膜厚度 $\geq 580 \mu\text{m}$

2、热煨弯头外防腐层采用无溶剂环氧涂料+聚丙烯胶粘带。

3、站内与集气管线管径相同的埋地管线外防腐层采用与站外集气管线相同的防腐层。

4、地上其他非保温工艺管线、设备以及钢结构外表面采用如下涂层结构：

底层：环氧富锌底漆 2 道，干膜厚度 80~100 μm

中间层：环氧云铁中间漆 1 道，干膜厚度 60 μm

面层：丙烯酸聚氨酯面漆 2 道，干膜厚度 90~100 μm 、总干膜厚度 $\geq 230 \mu\text{m}$

5、分离器等设备内表面采用如下涂层结构：

底层：环氧玻璃鳞片底漆 2 道，120 μm

面层：环氧玻璃鳞片面漆 3 道，180 μm 、总干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$

2.7 安全管理情况

2.7.1 安全管理机构设置情况

涉及企业管理信息，给予保密。

图 2.7-1 涪陵页岩气公司安全管理组织机构图

2.7.2 劳动定员及安全管理人員配置

1、劳动定员

本项目为老区开发调整项目，不考虑新增定员。

2、安全管理人員配置情况

涉及企业管理信息，给予保密。

2.7.3 安全投资

涉及企业管理信息，给予保密。。

表 2.7-1 地面工程安全投资评估表（单位：万元）

3 危险、有害因素辨识与分析

3.1 主要物质危险、有害因素分析

3.1.1 危险有害物质识别

1、地面工程所涉及的主要危险有害物质

地面工程涉及的危险有害物质主要有天然气、二氧化碳（压缩的或液化的）、氮气（压缩的或液化的）、化学助剂（防垢剂、杀菌剂、缓蚀剂）等。

根据《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）本项目中可能涉及的危险化学品包括天然气、二氧化碳（压缩的或液化的）、氮气（压缩的或液化的）等。

根据《重点监管的危险化学品名录》（2013年完整版）中规定，本项目涉及的危险物料中天然气属于重点监管的危险化学品。

根据《高毒物品目录》（卫法监发[2003]142号），本项目不涉及高毒物品。

根据《各类监控化学品名录》（工信部令[2020]52号），无监控化学品。

根据《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），该项目不涉及易制毒危险化学品。

根据《易制爆危险化学品目录》（2017年版）辨识，无易制爆危险化学品。

根据《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）的规定，该项目不涉及特别管控危险化学品。

3.1.2 主要危险物质及其危险有害特性

3.1.2.1 主要危险有害物质分布

主要危险有害物质分布情况见表3.1-1。

表3.1-1 主要危险有害物质分布情况一览表

序号	物质名称	分布	备注
1	天然气	井场、油气集输系统和燃料气系统	重点监管的危险化学品
2	二氧化碳(压缩的或液化的)	井场	/
3	氮(压缩的或液化的)	井场、检维修、管网施工及更换	/

3.1.2.2 主要危险有害物质特性

主要危险、有害物质的危险、危害特性如下：

表 3.1-2 主要危险有害物质特性一览表

序号	物质名称	CAS 号	常温状态	沸点℃	自燃点℃	闪点℃	爆炸极限 V%	爆炸危险类别		火灾危险性分类
								级别	组别	
1	天然气	74-82-8	气	-161.5	538	-188	5.3~15	IIA	T1	甲
2	二氧化碳 (压缩的或液化的)	124-38-9	气	-78.5 (升华)	/	/	/	/	/	戊
3	氮(压缩的或液化的)	7727-37-9	气	-196	/	/	/	/	/	戊

3.1.2.3 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表 3.1-3。

表 3.1-3 天然气（甲烷）主要危险有害特性一览表

标识	中文名	甲烷	CAS	74-82-8		
	分子式	CH ₄	危险货物编号	21007		
	分子量	16.04	UN 编号	1971		
理化性质	外观性状	无色无臭气体。				
	主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。				
	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚。				
	熔点（℃）	-182.5	燃烧热（kJ/mol）	889.5		
	沸点（℃）	-161.5	饱和蒸气压（kPa）	53.32/-168.8℃		
	相对密度（水=1）	0.42/-164℃	临界温度（℃）	-82.6		
	相对密度（空气=1）	0.55	临界压力（MPa）	4.59		
燃烧爆炸危险性	燃烧性：	易燃	危险特性	与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
	建规火险分级	甲				
	闪点（℃）	-188				
	引燃温度（℃）	538				
	爆炸下限（V/%）	5.3				
	爆炸上限（V/%）	15	燃烧（分解）产物	一氧化碳、二氧化碳。		
	稳定性	稳定	灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。雾状水、泡沫、二氧化碳。		
	聚合危害	不能出现	禁忌物	强氧化剂、氟、氯。		
包装与储运	危险性类别	第 2.1 类 易燃气体	危险货物包装标志	4	包装类别	无资料
	储运注意事项	易燃压缩气体。储存于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型，开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天贮罐夏季要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。验收时要注意品名，注意验瓶日期，先进仓的先发用。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。				

毒性与健康危害性	接触限值	苏联 MAC: 300mg/m ³ 美国 TWA: ACGIH 窒息性气体
	毒性	无资料
	健康危害	空气中甲烷浓度过高, 能使人窒息。当空气中甲烷达 25~30% 时, 可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、精细动作障碍等, 甚至因缺氧而窒息、昏迷。
	侵入途径	吸入
急救	皮肤接触	若有冻伤, 就医治疗。
	眼睛接触	无资料
	吸入	迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖, 呼吸困难时给输氧。呼吸及心跳停止者立即进行人工呼吸和心脏按压术。就医。
	食入	无资料
防护措施	工程控制	生产过程密闭, 全面通风。
	呼吸系统防护	高浓度环境中, 佩带供气式呼吸器。
	眼睛防护	一般不需特殊防护, 高浓度接触时可戴安全防护眼镜。
	防护服	穿工作服。
	手防护	一般不需特殊防护, 高浓度接触时可戴防护手套。
	其它	工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐或其它高浓度区作业, 须有人监护。
泄漏处置	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处, 并隔离直至气体散尽, 切断火源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器, 穿一般消防防护服。切断气源, 喷雾状水稀释、溶解, 抽排(室内)或强力通风(室外)。如有可能, 将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处, 注意通风。漏气容器不能再用, 且要经过技术处理以清除可能剩下的气体。	

3.1.2.4 二氧化碳(压缩的或液化的)

CO₂ 具有窒息性、腐蚀性、溶解性。主要表现在:

1、窒息性

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

2、腐蚀性

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

3、溶解性

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

二氧化碳的主要危险有害特性见表 3.1-4。

表 3.1-4 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 (°C)	-56.6	燃烧热 (kJ/mol)	无意义		
	沸点 (°C)	-78.5 (升华)	饱和蒸气压 (kPa)	1013.25 (-39°C)		
	相对密度 (水=1)	1.56 (-79°C)	临界温度 (°C)	31		
	相对密度 (空气=1)	1.53	临界压力 (MPa)	7.39		
燃烧爆炸危险性	燃烧性:	不燃	危险特性	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。暴露于火中的容器可能会通过压力安全阀泄漏出内容物。受热或接触火焰可能会产生膨胀或爆炸性分解。		
	建规火险分级	戊				
	闪点 (°C)	无意义				
	引燃温度 (°C)	无意义				
	爆炸下限 (V%)	无意义				
	爆炸上限 (V%)	无意义	燃烧 (分解) 产物	/		
	稳定性	稳定	灭火方法	本品不燃。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却, 直至灭火结束。		
聚合危害	不聚合	禁忌物	/			
包装与储运	危险性类别	类别 3	危险货物包装标志	2	包装类别	O53
	储运注意事项:	装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置, 禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂、卤素等混运。高度不得超过车辆的防护栏板, 并用三角木垫卡牢, 防止滚动。钢瓶一般平放, 并将瓶口朝同一方向, 不可交叉。采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。运输前应先检查包装容器是否完整、密封。运输工具上应根据相关运输要求张贴危险标志、公告。				
毒性与健康危害性	健康危害	吸入本品可能引起瞌睡和头昏眼花, 可能伴随嗜睡、警惕性下降、反射作用消失、失去协调性并感到眩晕。吸入该物质可能会引起对健康有害的影响或呼吸道不适。由于本品的物理状态, 一般没有危害。在商业/工业场合中, 认为本品不太可能进入体内。通过割伤、擦伤或病变处进入血液, 可能产生全身损伤的有害作用。眼睛直接接触本品可导致暂时不				

		适。
	侵入途径	吸入、皮肤接触
急救	皮肤接触	如有冻伤，就医。
	眼睛接触	如有冻伤，就医。
	吸入	立即将患者移到新鲜空气处，保持呼吸畅通。如果呼吸困难，给予吸氧。如患者食入或吸入本物质，不得进行口对口人工呼吸。如果呼吸停止。立即进行心肺复苏术。立即就医。
防护措施	工程控制	密闭操作，保持充分的自然通风。
	呼吸系统防护	一般不需要特别防备，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、限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。
泄漏处置	快速撤退泄漏污染区人员至上风处，并进行隔绝，严格限制进出。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿一般作业工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加快扩散。漏气容器要妥当办理，修复、查验后再用。	

3.1.2.5 氮（压缩的或液化的）

本工程在开停工及检修吹扫、系统置换时需要使用氮气。

氮气为惰性气体，有窒息性，在有限空间内氮气过量，使氧分压下降，会引起缺氧。常压下氮气无毒。当空气中氮含量超过 84%时，引起吸入氧分压过低，人感觉呼吸不畅，有窒息感；高浓度氮（>90%）可引起单纯性窒息，严重时迅速昏迷；液氮可致冻伤。

氮（压缩的或液化的）的主要危险有害特性见表 3.1-5。

表 3.1-5 氮（压缩的或液化的）主要危险有害特性一览表

中文名称	氮（压缩的或液化的）		包装标志	非易燃无毒气体
英文名称	Compressed nitrogen		包装类别	III
UN 编号	1066		CAS 号	7727-37-9
理化特性	外观与性状	无色无味压缩气体。	熔点/凝固点（℃）	-209.8
	相对密度（水=1）	0.81（-196℃）	沸点、初沸点和沸程（℃）	-196
	相对蒸气密度（空气=1）	0.97	饱和蒸气压（kPa）	1026.42（-173℃）
	临界温度（℃）	-147.1	临界压力（MPa）	3.4
	爆炸下限（%（V/V））	不适用	爆炸上限（%（V/V））	不适用
	引燃温度（℃）	不适用	闪点（℃）	不适用
	燃烧热（kJ/mol）	不适用	n-辛醇/水分配系数	0.67
	溶解性	微溶于水和乙醇，溶于液氮。		
主要用途	用于合成氨，制硝酸，用作物质保护剂，冷冻剂。			
健康危害	皮肤接触液氮可致冻伤。			

	常压下氮气无毒。环境中氮气含量过高，氧气相对减少时，引起单纯性窒息作用。当浓度大于 84%时，出现头痛、头昏、眼花、恶心、呕吐呼吸加快、脉率增加、血压升高、胸部压迫感，甚至失去知觉，出现阵发性痉挛、紫绀、瞳孔缩小等缺氧症状，如不及时脱离环境，可致死亡。氮麻醉出现一系列神经精神症状及共济失调，严重时出现昏迷。			
毒理学资料	急性毒性：本品为单纯窒息性气体。			
消防措施	特别危险性：本品不燃。无特殊燃爆特性。内装加压气体，如受热可爆炸。 灭火方法和灭火剂：从上风向进入火场，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。本品不燃，根据火灾原因选择适当的灭火剂灭火。 特殊灭火方法及保护消防人员特殊的防护装备：喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。			
稳定性和反应活性	稳定性	稳定	危险分解产物	无
	避免接触条件	高热	禁配物	镁粉、易燃物或可燃物等
操作处置	密闭操作，提供良好的自然通风条件。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。防止气体泄漏到工作场所空气中。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备泄漏应急处理设备。			
储存注意事项	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不超过 30℃。与镁粉、易燃物或可燃物等分开存放，切忌混储。储区应备有泄漏应急处理设备。			
运输注意事项	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。严禁与镁粉、易燃物或可燃物等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。铁路运输时要禁止溜放。			
急救措施	皮肤接触：不会通过该途径接触。 眼睛接触：不会通过该途径接触。 吸入：将患者转移到空气新鲜处，休息，保持利于呼吸的体位。 食入：不会通过该途径接触。			
泄漏应急处理	作业人员防护措施、防护装备和应急处置程序：根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员佩戴正压自给式呼吸器，穿防寒服。尽可能切断泄漏源。 环境保护措施：防止气体通过下水道、通风系统和受限空间扩散。 泄漏化学品的收容、清除方法及所使用的处置材料：隔离并通风泄漏区直至气体散尽。 防止发生次生危害的预防措施：妥善处理泄漏物和容器。			
废弃处置方法	产品：废气直接排入大气中。 不洁的包装：将容器返还生产商，或按照国家和地方法规处置。 废弃注意事项：处置前，参阅国家和地方有关法规。			
个体防护	工程控制	密闭操作，提供良好的自然通风条件。	呼吸系统防护	一般不需特殊防护。当作业场所空气中氧气浓度低于 18%时，必须佩戴空气呼吸器、氧气呼吸器或长管面具。
	眼睛防护	一般不需特殊防护，高浓度可佩戴安全防护眼镜。	皮肤和身体防护	穿一般作业工作服。
	手防护	戴一般作业防护手套。	其他防护	避免高浓度吸入。进入罐、受限空间或其它高浓度区作业，须有人监护。

3.1.2.6 气田化学助剂

1、防垢剂：常见的防垢剂有聚磷酸盐、有机膦酸、膦羧酸、有机膦酸酯聚羧酸、聚

羧酸类聚合物、铬酸盐、钼酸盐、硅酸盐、亚硝酸盐和有机杂环化合物。一般为低毒，不易燃、不易爆。

2、杀菌剂：如甲醛，对人体有一定的毒性。

3、缓蚀剂：对人体具有毒性，不易燃、不易爆。

3.2 生产工艺及设备设施危险、有害因素分析

3.2.1 地面工程施工过程中危险有害因素分析

本工程地面工程在施工过程中主要涉及到动火作业、动土作业、临时用电、高处作业、吊装作业等特殊作业，以及管道敷设、双边作业、交叉作业等危险作业，施工过程中的危险有害因素辨识如下：

1、动火作业

设备、管道进行焊接和切割等动火作业之前要办理动火作业许可证。现场监护不到位、防护措施不落实等，旧管线内部介质处理不当、焊接过程中熔渣和火星的四处飞溅等，易导致火灾和爆炸事故的发生；焊接过程存在的弧光辐射会对操作人员造成身体危害；焊接时使用的压力气瓶使用不当，如乙炔瓶倒放等，或者由于受热受冲击等原因，导致容器内气体压力升高，超过容器的极限压力，引发气瓶的物理性爆炸或喷射。

2、动土作业

构筑基础、敷设管线以及修路时，需要挖土、打桩、埋设接地极或地锚桩等对地面进行开挖和填埋。容易引起触电、机械伤害、车辆伤害、坍塌、高处坠落等事故。

1) 地下情况复杂，容易造成地下电缆和管线被挖断，引起触电事故。

2) 现场支撑不牢固，未设立警示标志，容易造成坍塌和高处坠落事故。

3) 现场视线不良，推土机、挖土机等施工机械故障均容易造成车辆伤害和机械伤害。

3、临时用电

1) 施工过程中的电气设备使用不合理、缺少保护装置，操作人员违章操作等原因，极易造成触电事故。

2) 跨越安全围栏或超越安全警戒线，工作人员误碰带电设备，以及在带电设备附近使用钢卷尺等进行测量或携带金属超高物体在带电设备下行走可能造成触电事故。

3) 施工现场混乱，造成电气设备安全设施不健全或损坏漏电，绝缘保护层破损或保护接地失效等，如未能及时发现并整改，可能造成触电或电气火灾事故。

4) 手持电动工具是在人的紧握之下运行的，人与工具之间的接触电阻小，一旦工具

带电，将有较大的电流通过人体，造成触电事故。

5) 电线裸露、乱拉、乱扯电线、湿手触动电器开关设备、绝缘胶鞋破损透水或用湿物去接触电器设备，有引发触电事故的可能性。

6) 在带电设备附近进行作业，不符合安全距离或无监护措施，缺少安全标志或标志不明显，工作面不使用安全电压照明均可能引发触电事故的发生。

7) 敷设新电缆时，不慎将原来运行中的电缆损伤，能引起触电伤害，锯断电缆时，若锯错电缆或电缆带电，以及施工使用的机具若不慎碰触运行的电缆也能引起触电伤害。

4、高处作业

在对高处的设备进行安装或操作过程中，容易造成高处坠落、物体打击等事故，主要因素有：高处作业时安全防护装置不完善或缺乏安全防护装置，人员安全培训不到位，作业时未正确使用安全带或安全带存在缺陷，作业中存在违章作业、违章指挥、违反劳动纪律的现象。

5、吊装作业

在新建井口装置、管线敷设时，需要对设备进行吊运，在吊运过程中，因违章作业、起重设备的安全装置及保护措施失灵、吊车吊钩、钢丝绳、吊索具超载断裂，吊运时钢丝绳从吊钩中脱出，吊货物捆扎不牢固或作业时吊物下有人等情况，易发生起重伤害事故。

6、管道敷设

在管道敷设的过程中，主要会存在下列危险有害因素：施工作业时，车辆碾压造成已建集输管线损伤，引起天然气泄漏事故；管沟开挖、回填作业过程中疲劳作业或违章驾驶等原因造成车辆伤害；管子组对时，手与管件近距离接触，易发生伤手事故；对口时需要使用切割机，容易发生机械伤害事故；管件堆放无防滑和倾倒措施，管线意外滚动或防护用具不当，易发生管道伤人事故；焊缝检测时，使用 X 射线探伤时，工作人员不注意防护，长时间接受慢性小剂量连续照射产生的慢性放射损伤；管道试压时，由于操作失误或管道材料缺陷等都可能造成高压介质泄漏伤人事故。在开工前未探明通信、电力、给水等地下管线的位置、埋深和走向，则施工中极易对其造成破坏，引发火灾、爆炸、触电等安全事故；在吊管过程中未与地面高压线保持安全距离，则极易发生触电事故。

7、双边作业

该工程在作业过程中存在边生产边施工的情况，由于项目施工在同一井场内开展，

作业设施与原有的采气设施交织在一起，使施工与生产相互影响比较大。同井场的气井潜在的风险可能给施工项目带来事故隐患，特别是生产区域的介质泄漏是施工环境的不安全因素，如果忽视不加防范可能引发更大的风险。而作业设施对采气设施的安全生产也构成了威胁。主要的风险包括：作业期间发生易燃或有毒物质泄漏、火灾爆炸，施工过程中产生物体打击、车辆伤害、人员触电等风险。

8、交叉作业

本工程利用老井场，在建设过程中，以及在建成后生产过程中，均会存在交叉作业，交叉作业类型可能有：边采边钻的交叉作业；边采边钻及建设施工作业；边采边钻、建设施工、边修井施工；边采气与边修井的交叉作业；各单位车辆运输的交叉作业等。交叉作业过程中由于处于双方或多方单位共同在一个生产现场工作的交叉作业状态，可能会因为安全告知及安全协作出现误伤等事故。设备拆搬、安装、作业使用的车辆和设备多、人员劳动强度大、作业周期长、交叉作业频繁，较易发生井喷、火灾爆炸、车辆伤害、物体打击、起重伤害、高处坠落、触电、机械伤害等事故。

9、其他作业

由于在原井场内施工作业，可能存在边作业边施工的情况。施工现场混乱，施工人员多而杂，容易引起多种伤害同时发生的情况。在施工过程中，来往各种运输车辆可能对工作人员造成人身伤害。在管沟内对口、防腐时，土方松动、裂缝、渗水、地下塌方，护垫支撑不牢，易造成人员伤亡；各种施工机械的运动部件都可以构成对人体的机械伤害，如运动中的皮带轮、飞轮、开式齿轮，钢筋切断机刀片、搅拌机等。

3.2.2 集输过程中危险有害因素分析

根据经验及同类行业生产中的事故情况，该工程主要危险、有害因素分析如下。

1、火灾爆炸

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

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

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

合气体时，将发生爆炸和火灾事故。

2、中毒和窒息

若设备或管道、阀门、法兰等连接处腐蚀穿孔、破裂泄漏或操作失误将导致天然气泄漏，则可导致人员中毒和窒息；站内管道使用氮气吹扫置换过程中，由于氮气使用不当或泄漏也易造成中毒窒息的风险。

3、容器爆炸

本工程涉及的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：

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；

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；

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；

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；

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；

违章操作，在压力容器进口阀门未关闭的情况下，误关出口阀门，出现超压；上游流程压力波动，出现超压状况。

4、机械伤害

泡排泵撬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、物体打击

操作人员若违章操作或操作不当发生意外，易发生物体打击事故。集输天然气管道

带压管道，对集输过程各设备进行带压检修操作时，如带压更换压力表、拆装阀门、安全阀等过程，使用的工具或跟换的部件在压力的作用下可能飞出，打到人体会造成物体打击伤害。

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

操作人员在分离器平台作业时，工具和配件易从上面坠落砸伤下面配合作业的人员。

6、高处坠落

井口装置、分离器等超过 2m 的平台，若梯子扶手、栏杆由于日久失修、损坏或因腐蚀而失去了防护作用，特别在大风、雨雪天登高时，工作人员如果疏忽大意，就有可能发生高处坠落事故。

7、触电

在供电线路和用电设备中，如果防触电保护失效，工作人员由于疏忽或违章操作，碰到了带电导体，可能会产生触电伤亡事故。

电气系统中的设备和线路，如配电装置、电力线路、电缆等，电气设备老化、绝缘等级不够、绝缘失效、屏护失效、障碍失效、间距不足、防护措施失效、维护不良，或人员缺乏安全意识和知识，违反操作规程操作、失误、现场监护不力等，电气设备或线路的带电体直接或间接与人体接触，会造成人体的触电伤害。

在雷雨天气下，进行室外作业时，有可能导致雷电击伤事故。

8、淹溺

站场周边设有污水池和清水池，水池周围未设警示标识或护栏等防护措施，操作人员在巡检或处理污水、清水时，由于疏忽大意或违规操作，易跌落水池造成淹溺的危险。

3.2.3 主要生产设备的危险有害因素分析

1、井口装置

本工程单井设有井口装置，井口装置长期在高压条件下连续运行，容易发生开裂；井口高低压截断阀故障，可能发生的故障有紧急关闭、突然开大、无法动作等，容易造成井口天然气泄漏无法控制；井口堵塞，易造成接口破裂。或者井口装置存在设计缺陷或选型不对，达不到所承受的压力，在生产运行过程中可能发生天然气泄漏，造成火灾、爆炸、中毒和窒息等事故。

2、分离器

分离器为特种设备，主要危险有害因素如下：

1) 超压爆炸

分离器在设计制造过程中未按照规范进行设计，如分离器壳体所用材质强度未满足要求或者未考虑壳体开孔后的强度削弱因素等造成壳体承压能力不足，易引起超压容器爆炸事故，导致油气泄漏。

若安全阀失效、安全阀压力整定错误或失效，会造成容器超压时，不能及时泄压，导致超压爆炸事故。

2) 泄漏

造成泄漏的原因有多种，腐蚀是造成分离器泄漏的主要因素，包括腐蚀减薄、应力腐蚀开裂、外部腐蚀、冲蚀等。

当容器内的天然气中含有较高 H_2O 、 CO_2 等物质时气体呈酸性，在容器内部无氧环境中，阴极发生析氢反应，铁作为阳极发生腐蚀。造成压力容器内壁腐蚀减薄，严重情况下造成天然气泄漏。

应力腐蚀开裂包括碳酸盐开裂、氯化物应力腐蚀开裂、氢致开裂等。低劣的焊接质量会造成焊接处裂纹等隐患，在容器工作过程中这些裂纹会随着压力增加而逐渐扩大最终导致天然气泄漏；裂纹也会加剧腐蚀效果。

外部腐蚀主要指大气腐蚀和保温层下的腐蚀。从失效机理来看外腐蚀损伤与腐蚀减薄和应力腐蚀开裂相同，不同的是腐蚀速率和裂纹开裂尺寸的差异。

天然气中含有水和泥沙等，会对分离器的封头造成冲蚀，造成泄漏。

另外，设计时未按照规范选取合适的腐蚀裕量，设备未能满足安全检验周期，也是导致分离器泄漏的重要因素。

3、输气管线

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

1) 设计缺陷

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

2) 冲蚀、内磨蚀

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

3) 外腐蚀

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

集气站内地面管线如果未采用管墩架设或架设高度无法达到规范要求，造成管线半埋于土壤之中，会加速腐蚀。

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

4) 第三方破坏

包括施工破坏、打孔盗气、违章占压等，易造成输气管线的泄漏。

5) 其他

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

目前部分单井管线越来越多的采用非金属材质，主要有塑料合金复合管、热塑性塑料复合管等。非金属管道具有防腐蚀性能强、输送能力高的优点，但也存在如耐温性差、质量参差不齐、施工维护要求高等问题，是造成管线破裂、泄漏的重要因素。

3.2.4 公用工程及辅助生产设施的危险有害因素分析

1、自控、通信

自控设备可靠性是系统安全运行的重要条件，井口的传感器由于各种原因（质量、安装、维护、自然条件等）造成失效，数据传输错误会导致远程控制错误，例如压力、温度数据错误造成系统超温超压运行。

在井口装置上安装监控系统，同时采集电参、运行状态及井口压力等信号，将井口采集的信号通过无线方式传送至站场控制系统，站场控制系统将气井数据通过无线网桥方式传输至调度中心和涪陵页岩气指挥中心，从而实现数据采集和远程控制。

若温度、液位、压力、流量等传感器出现故障，生产过程中的各种参数不能正确显示，提供错误的信息，判断失误，从而发出错误的指令，进行错误的操作，影响安全生

产，严重时发生火灾、爆炸等事故。若设置的可燃气体及有毒气体报警系统出现故障，当发生可燃气体或有毒气体泄漏时，不能及时发现，易错过处理的最佳时机，可发生火灾、爆炸或人员中毒事故。

2、供配电

供配电设施应安装工作接地、保护接地，所有正常情况下不带电的电气设备金属外壳、工艺设备、工艺管线等均应可靠接地，否则有发生触电的危险。

电气设备若无接地保护或接地不良、绝缘破坏漏电，以及输配电线路绝缘破坏漏电，电气作业监护不力或违章操作等，人体触及带电体，有发生触电的危险。

电动机过负荷运行；金属物体及其他固体掉进电动机内造成绝缘受损；绕组受潮、高压击穿绝缘、电动机接线处各接线点接触不良或松动时；电动机单项运行、接触电阻过大或轴承过热、电动机的引线不牢，熔断器过大及其配电装置不符等；均有可能引起电器火灾或触电事故。电动机固定不牢时易造成对其它设备的损坏和人身伤害。

动力电缆的保护铅皮损坏或运行中电缆绝缘损伤；电缆长时间过负荷运行造成电缆过分干枯时；电缆接头盒的中间接头因压接不紧、焊接不牢或接头材料选择不当；运行中接头氧化、发热流胶或灌注在接头盒内的绝缘剂质量不符合要求，灌注时盒内存有空气，以及电缆盒密封不好，漏入水或潮湿气体等引起绝缘击穿；电缆端头表面受潮、引出线间绝缘处理不当或距离过小；外界的火源和热源侵害电缆时，均有可能引起电缆火灾。

在爆炸危险区域内，电气设备选型不当，防爆等级不够，可引起火灾、爆炸事故发生。

室内电气设备，若质量不合格、安装不规范、绝缘等级不够、无安全防护措施等，有发生触电和电器火灾的危险。如电器过热、短路打火，引燃周围可燃物，发生火灾。

3、消防及其它

1) 站场的消防设计为工程的初期事故提供自救条件，在防止事故扩大和争取外部救援时机方面起着重要的作用。一旦发生事故时，不能及时进行灭火，小事故将演变为大事故，事故将扩大。

消防车道、安全出口设置不合理、路面或安全出口有障碍物；消防器材设置不足、摆放不合理等，均可因消防的缺陷，导致火灾蔓延和扩大。

2) 爆炸危险场所若未合理设置可燃气体泄漏报警器或报警器质量不合格，则不利于及时发现和处理气体泄漏事故，增大了发生火灾、爆炸的可能性。

3) 未合理设置卸压装置或卸压装置故障,有引发容器爆炸的危险;压力表、温度计、液位计等选型不当、精度不够、显示失灵、故障等,可导致误操作,引起事故。

4) 若未设置防雷防静电设施或设置不符合要求,有可能遭雷击或产生静电火花而导致火灾事故发生。

5) 未配备个人防护用品或防护用品不符合规范,未正确佩戴均可导致人员伤害事故。

6) 未设置监控系统或者监控系统损坏,不利于无人站场实时情况的反馈,易发生盗抢事件;并且出现设备损坏、天然气泄漏等事故时,不能及时发现,及时救援。

7) 通向站场的道路不畅,使检维修人员、车辆进入井场较为困难,设备得不到及时维修保养,可导致事故发生或事故扩大。

8) 站场的平面布局不合理,一旦发生事故,会波及到站内已建设备设施区;已建设备设施发生天然气泄漏时,同样会波及到新建设备设施。

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

自然环境条件中对采气及其相关设施可以造成危险的因素主要包括地震、雷电、高温和低温、洪涝、大风、山体滑坡、泥石流、腐蚀等。

1、地震

地震具有破坏性巨大且难以预报的特点,一旦发生地震,根据地震强度的不同,不可避免的会造成破坏,甚至对采气设施带来灾难性的影响,并引发一系列的次生灾害事故。

地震是地球内部突然发生的一系列弹性波,一般出现在 700m 以下的深度。地震时会强烈振动并伴随着出现断层、地裂、地面隆起和下沉等现象,导致采气设施开裂或倾覆、管道及阀件断裂。因此,遭受地震时不仅损坏率极高,同时还会伴随发生火灾及爆炸等严重的二次事故。

2、雷电

雷电具有很大的破坏性,能够摧毁房屋,劈裂树木,损坏电气设备和电力线路。在雷电放电时,能产生高达数万伏,所产生的静电感应和电磁感应,足以烧毁电力系统的发电机、变压器、断路器等电气设备或将输电线路绝缘击穿而发生短路,导致可燃、易燃、易爆物品着火和爆炸。若雷击电流迅速通过人体,可立即使呼吸中枢麻痹,心室纤颤或心跳骤停,出现休克或突然死亡,雷击时产生的电火花,还可使人遭到不同程度的

烧伤。雷击可能破坏建筑物和设备，并可能导致火灾爆炸事故的发生。雷击可能造成站场的火灾爆炸、停电、设备损坏以及人体电击伤害等事故。

3、高温和低温

涪陵区属于中亚热带湿润季风气候，夏季温度较高。在夏季高温环境下作业，有可能导致人体发生水盐平衡失调，出现无力、体温升高等症状。同时高温使血管扩张，末梢循环血量增加，使心跳加速，心脏负担加重。高温作业可使动作的准确性、协调性、反应速度以及注意力降低，易发生工伤事故。长期在高温环境下作业，还可能导致人员中暑。

高温除了对人具有危险性外，对生产设施具有以下危害：能够扩大可燃气体的爆炸极限范围，增大可燃气体的火灾、爆炸危险性；能够造成密闭容器内的介质受热膨胀，压力升高。

山区冬天气温低，易发生冻伤及管道冰堵。

外界的温差变化引起的热胀冷缩作用，会产生巨大的温度应力，导致设备、管线等损坏，这些损坏容易发生在管线与设备的连接部位、转弯处、焊缝等处。

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。

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。

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

式中:

S—辨识指标;

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

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

3.4.2 危险化学品重大危险源辨识

根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）规定，针对本工程的具体情况，进行重大危险源的辨识，本工程涉及的危险化学品主要为天然气，依据 GB18218-2018 表 1，天然气临界量为 50t。

本工程未设天然气储存设施，天然气在站场及管道内均处于输送状态，装置内存在的天然气的量远小于临界量，因此本工程不构成危险化学品重大危险源。

3.5 事故案例与事故原因分析

3.5.1 天然气泄漏事

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 “12.14”某气井井喷着火事故

1、事故经过

2004 年 12 月 14 日，在起管柱过程中，用电潜泵向井内添加压井液。约 16 时 40 分，当射孔管柱起到第 40 根时，突然发生溢流现象。之后，紧急安装悬挂器，游动滑车起升到接近井架顶部后，通井机熄火；王某停井场发电机并通知施工的水罐车离开。由于井内气体压力很大，悬挂器上下窜动，顶丝无法紧固，致使悬挂器提升短节没能拆下，无法关井，高压气流从提升短节和套管闸门向上和两侧喷出。约 16 时 50 分，井口上方突然起火，现场施工人员四散逃生，刘某少量头发被灼烧。

2、原因分析

1) 井喷原因

一是发生井涌到井喷时间短，井底压力高，造成悬挂器上下窜动，短节无法拆卸；

二是现场施工没有具体指挥人员，施工人员没有经过正规培训和防井喷演练，处理突发事件的能力差。最重要的原因是没有安装封井器。

2) 着火原因

第一种可能是从悬挂器短节中喷出的气体压力很大，大钩上的吊环被气体吹得左右摇晃，吊环的剧烈晃动可能产生碰撞，产生火花引燃气体；第二种可能是气体内带出的沙粒与井架或吊环碰撞产生火花，引燃气体。因起火燃烧的部位距离井口有一段距离，因此在井口施工的人员没有造成伤亡。

3、防范措施

- 1) 加强安全教育，增强现场人员的安全生产意识。
- 2) 加强安全操作规程培训，杜绝违章操作，提高风险识别能力。

3.5.3 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 划分原则

评价单元是指在对工程危险、有害因素进行分析的基础上，根据评价目标和评价方法的需要，将整个系统划分成若干个有限的确定范围而分别进行评价的相对独立的装置、设施和场所。

划分评价单元的一般性原则是按生产工艺功能、生产设施设备相对独立空间、危险有害因素类别及事故范围划分评价单元，使评价单元相对独立，具有明显特征界限。

常用的评价单元的划分原则有：

- 1、以危险、有害因素的类别为主划分；
- 2、以装置和物质的特性划分。

通过对本工程生产过程中的危险、有害因素分析，结合本工程的特点和具体情况，本次预评价按工艺流程，兼顾危险、有害因素的相似特性等进行评价单元的划分。

4.1.2 评价单元划分

根据本工程的生产工艺特点、危险有害因素的分布状况、便于实施评价的原则，本次评价划分为以下评价单元进行评价：

- 1、站场单元
- 2、集输单元
- 3、采出水处理单元
- 4、公用工程及辅助生产设施单元

4.2 评价方法选择

为了达到对工程项目进行系统、科学、全面的评价目的，针对本工程主要危险、有害因素的分析，遵循充分性、适应性、系统性、针对性和合理性的原则，定性评价与定量评价相结合，选择安全评价方法。根据本工程特点，本次评价选择以下评价方法：安全检查表法（SCL）和定量风险模拟评价方法。在具体评价中，针对各单元的不同特点，可有选择地应用上述评价方法。

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	站场单元	安全检查表、定量风险模拟评价	
2	集输单元	安全检查表	
3	采出水处理单元	安全检查表	
4	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）

安全检查表是系统安全工程的一种最基础、最简便且广泛应用的系统危险性评价方法。安全检查表是由一些对工艺过程、机械设备和作业情况熟悉并富有安全技术、安全管理经验的人员，事先对分析对象进行详尽的分析和充分的讨论，列出检查单元和部位、检查项目、检查要求、检查结果等内容的表格（或清单），在对工程设计中与国家有关法律、法规、技术标准的符合情况做出分析和判断，发现存在的问题及潜在的危險，并据此提出安全对策措施及建议。

安全检查表以下列格式列出，对于设计方案中已经涉及且符合要求的检查内容，在检查结果栏中标以“√”，对于可研应涉及而未涉及的检查项目在检查结果栏中标以“※”，对于不符合要求的检查项目在检查结果栏中标以“×”。见下表 4.2-2。

表 4.2-2 安全检查表

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果

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（CASST QRA）对焦页 56-Z2HF 评价井危险性较大的设备发生天然气泄漏事故后果进行模拟，得

出在不同事故情景下，可能对周围环境造成的事故影响、伤害范围（轻伤、重伤、死亡）。

由于事故发生具有不可预见性，不一定按照设定的模式发生，因此本次事故后果模拟计算的结果仅供参考。

5 定性、定量评价

5.1 选址及外部安全条件评价

5.1.1 自然条件对工程建设和生产运行的影响评价

按照《陆上石油天然气开采安全规程》（GB42294-2022）、《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 自然条件检查表

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
一	站场单元			
1.	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.	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
5.	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
6.	气田集输站场的防洪设计标准应符合： 1.天然气处理厂、天然气净化厂，防洪标准[重现期（年）]：25-50 2.集气站、计量站、增压站，防洪标准[重现期（年）]：10-25 3.井场，防洪标准[重现期（年）]：5-10	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.2.3	站场位置满足要 求	符合
7.	靠近山区建站时，应根据实际情况设置截洪沟，截洪沟不宜穿过场区。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.2.6	利旧原井场排水 沟	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	利旧原井场排水 沟	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
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
10.	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，应避开山洪流径的沟谷。	《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
11.	<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
12.	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
13.	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
二	采出水处理单元			
14.	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	焦页 56 号扩建平台采出水依托平台已建采出水泵站管输至白涛处理站或焦页 51-3HF 无支撑剂压裂处理	符合
15.	气田水输送管道、气田水转输站、气田水罐车输送路线宜避开人口稠密区。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 6.1.2		符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
16.	气田水输送管道线路走向应符合气田(区块)总体规划的要求,与气、电、水、路协调确定。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 6.1.3	符合气田(区块)总体规划的要求	符合

小结:经安全检查表检查,自然条件对工程建设和生产运行的影响符合相关法律法规及标准规范的要求。

5.1.2 与周边生产经营活动或居民生活的影响评价

按照《陆上石油天然气开采安全规程》(GB42294-2022)、《石油天然气工程总图设计规范》(SY/T0048-2016)、《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)等有关国家标准规范,检查结果详见下表:

1、站场与周边

经检查,本工程站场及井口周边主要为架空电力线路,本工程正常运行期间站场内设备设施与周边设施防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)要求。

2、集输管道与周边

本次焦页 56 号 A 平台新增 1 口井，经 1 台两相流量计和 1 座 DN800 分离器（利旧）计量后，经老井管线合并就近接入相应集气站处理，再外输至 1 号、2 号脱水站，经脱水净化处理后交接至涪陵输气站和涪陵增压站外输。

3、采出水单元与周边

焦页 56 号扩建平台采出水依托平台已建采出水泵站管输至白涛处理站或焦页 51-3HF 无支撑剂压裂处理。

5.1.3 自然保护区等保护区域及法律、法规符合性评价

按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）、《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 5.1-3 自然保护区检查表

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
1	水域穿越位置应符合线路总体走向，应避免一级水源保护区。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 GB50423-2013 3.3.2	未穿越水源保护区	符合
2	各类站场选址应符合下列规定： 1.不应选在一级水源保护区。 2.不应选在国家级自然保护区核心区。 3.不应选在重要军事设施的防护区。 4.不应选在历史文物、名胜古迹保护区。	《石油天然气工程总图设计规范》 SY/T0048-2016 4.0.15	选址符合以上检查条件	符合

小结：经安全检查表检查，站场附近无自然保护区等保护区域，满足要求。

5.2 技术、工艺安全可靠性评价

5.2.1 工艺、技术的安全可靠性评价

5.2.1.1 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）、《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 5.2-1 工艺、技术安全检查表

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
站场单元				
1	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	井站按照标准化、模块化、设计	符合
2	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
3	平台井站应选择高效除砂器，对井口采出气除砂、分离装置应考虑拦砂功能，提高整体除砂效率。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 5.2.3	方案设计井口新增除砂器撬	符合
4	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	采用一对一连续计量	符合
5	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	接入集气站放空立管放散	符合
6	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	方案设计井站无人值守	符合
7	宜在集气站内对所辖平台进行集中增压，增压机组宜采用橇装压缩机组，快装式隔声罩，不宜设置备用增压机组。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 5.3.3	焦页 56 号集气站内设有压缩机撬	符合
8	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	采用水套炉加热	符合
9	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	方案设计井口装设高低压紧急截断阀	符合
集输管道单元				
1	集输井站应设置放空立管，需要时还可设放散管，放空的气体应安全排入大气。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 4.7.4	焦页 56 号集气站设有放空立管	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	方案设计中未明确集气站内的放空系统的放空能力	应落实
3	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	本项目天然气中含有二氧化碳，方案设计中未明确管道内壁的防腐措	应落实

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
			施	
4	压缩机组选型根据处理规模、压缩比等工艺参数，宜采用往复式压缩机组。压缩机的驱动方式可采用电驱动或燃气驱动，应根据当地供电条件、供电距离、供电可靠性、电价、气价等因素，综合比较确定。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 5.1.2	焦页 56 号集气站已设 2 台 10 万方/天压缩机	符合
三	采出水处理单元			
1	气田内各站场产生的气田水宜集中处理。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 6.2.1	集中处理	符合
2	气田水处理工艺应根据气田水水量、水质情况，结合最终处置要求综合分析确定，宜符合下列规定： 1.回注处置时，宜采用沉淀、过滤的流程； 2.蒸发处置时，宜采用沉降、除油、过滤的流程； 3.外排处置时，宜采用脱盐、气浮、生化、沉淀、过滤、消毒的流程。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 6.2.3	采出水依托平台已建采出水泵站管输至白涛处理站或焦页 51-3HF 无支撑剂压裂处理。	符合

小结：经安全检查表检查，工艺、技术基本安全可靠，符合相关要求。但应进一步明确：

- 1、平台新建来气后集气站放空能力是否满足要求；
- 2、本项目天然气中含有二氧化碳，站内采气管道内壁是否采取相应的防腐措施。

5.2.1.2 技术、工艺安全性评价

1、集输技术、工艺

新增井优先采用“井口-加热炉节流-（多相流量计）分离器”的“一对一”连续计量模式，同时为了充分利用新增气井的地层能量，新井和老井尽量采用独立的生产流程，新井在压力降至集气站输压之前利用气井压力直接进入集输系统，本次焦页 56-Z2HF 评价井严格按照以上原则进行标准化设计，采用两相流量计“一对一”计量流程。

（1）总体布局

沿用焦石坝区块一期工程湿气输送工艺，依托一期工程已建集气站进行改造，近、远期结合，统筹考虑下部气层、加密井地面工程建设方案，兼顾增压工程的实施。

（2）布站方式

采用采气平台-集气站-脱水站的二级布站方式。

（3）工艺流程

1) 集气原则：

①采用“一对一”连续计量工艺。

②充分考虑经济性、合理性，优先依托原有集输工艺流程建设。

统筹考虑新改扩建集气站后期增压的工艺流程建设，同时设计，同时施工，预留设备场地及相关接口；设计保证站内新老井形成独立集气系统，实现高低压分输和分批增压功能。

2) 增压原则

本次加密调整后，增压开发优先采用集气站增压模式。

本工程所采取的采气、集输工艺技术不属于淘汰的工艺、技术，为成熟工艺，安全可靠性强。

5.2.2 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 设备、装置、设施布局合理性评价

5.3.1.1 平面布置

根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）规定，本工程焦页 56 号 A 平台属于五级站场。焦页 56 号 A 平台为扩建平台，新增气井 1 口（焦页 56-2HF），同时新增 1 台 DN50 两相流量计、利旧站内 1 台 DN800 分离器。

焦页 56 号 A 平台区域布置防火间距见下表：

小结：经检查，焦页 56 号 A 平台内设施之间防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《陆上石油天然气开采安全规程》（GB42294-2022）规范

的要求。

5.3.1.2 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 5.3-2 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
一	站场工程单元			
1	天然气的分离器宜设在集气站内。气井产液量大、距集气站较远时，分离器宜设置在井场。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 4.3.1	焦页 56 号 A 平台设有分离器	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和特点分别相对集中布置。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.3.3	总平面布置与工艺流程相适应	符合
3	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
4	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	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	无储罐	符合
7	站场内通道宽度应综合分析生产巡检、防火与安全间距、系统管道和绿化布置等因素合理确定。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.3.9	通道宽度满足要求	符合
8	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；场区内变电站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
9	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
10	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
11	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
12	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	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
13	生产设施的布置应与油气管道进出站场的位置协调一致，保障进出站管道的顺畅。	《石油天然气工程总图设计规范》 SY/T0048-2016 5.3.1	生产设施与油气管道进出站场的位置协调一致	符合
二	集输工程单元			
1	管道敷设方式应根据场区情况、输送介质特性和维护管理要求确定。站场内电缆宜架空敷设；当采用电缆沟时，应采取措施防止可燃气体沟内积聚、防止含可燃液体的污水进入沟内。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.4.2	可研方案中未明确电缆敷设方式	应落实
2	站内埋地管道与电缆、建（构）筑物平行的最小间距宜按本规范附录 H 确定。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 10.4.6	可研方案设计中未明确	应落实
三	采出水处理单元			
1	水处理及注水设施布置应符合下列规定：油田采出水处理设施宜与油田注水、原油脱水设施相毗邻，且宜布置在油气生产设施全年最小频率风向的下风侧和控制室、办公室全年最小频率风向的上风侧。	《石油天然气工程总图设计规范》 SY/T0048-2016 5.2.2	采出水依托平台已建采出水泵站管输至白涛处理站或焦页 51-3HF 无支撑剂压裂处理	符合

结论：经安全检查表检查，设备、装置、设施布局合理，建议下一步落实：

- 1、站场内电缆的敷设方式。
- 2、站内埋地管道与电缆、建（构）筑物平行的最小间距。

5.3.2 设备、装置、设施的安全可靠性评价

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）、《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T6277-2017）等有关国家标准规范，检查结果详见下表：

表 5.3-3 设备、装置、设施的安全可靠性检查表

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
一	站场单元			
1	站内计量分离器和生产分离器的数量应符合下列规定：连续计量的气井，每井应设 1 台计量分离器且兼作生产分离器之用。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 4.3.4	本项目设计采用两相流量计计量	符合
2	集输井站应设置放空立管，需要时还可设放散管，放空的气体应安全排入大气。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 4.7.4	集气站设有放空立管	符合
3	存在超压的管道、设备或容器，应设置安全泄放装置或压力控制设施。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 4.7.9	可研方案设计按规定装设安全泄放装置	符合
4	设备设施的材质选取，加工制造和防护等级应满足工作介质和使用环境的要求。含硫化氢、二氧化碳油气站场设备设施的选	《陆上石油天然气开采安全规程》 GB42294-2022	材质选取符合要求	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
	材应满足抗硫化氢、二氧化碳腐蚀的要求。	5.4.1.1		
二	集输管道单元			
1	设计压力大于或等于2.5MPa的天然气集输管道应设线路截断阀，线路截断阀的设置应按现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB50251的有关规定执行。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 7.4.4	可研方案设计井口设有安全截断阀	符合
2	天然气集输管道敷设不应采用切割弯头。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 7.4.3	可研方案设计未明确	应落实
三	采出水处理单元			
1	涤纶纤维增强连续管的尺寸、壁厚及偏差应符合现行行业标准《石油天然气工业用非金属复合管 第2部分：柔性复合高压输送管》SY/T6662.2和《石油天然气工业用非金属复合管 第5部分：增强超高分子量聚乙烯复合连续管及接头》SY/T6662.5中的规定。	《非金属管道设计、施工及验收规范 第5部分：纤维增强热塑性塑料复合连续管》 SY/T6769.5-2016 4.0.1	采出水管线材质：柔性复合管，规格：DN65 PN64	符合
2	气田水转输站宜与天然气集输站场合建。气田水转输泵宜设备用泵。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 6.1.6	焦页 56 号集气站设有采出水泵站	符合

小结：经安全检查表检查，建议下一步落实：站内集输管道敷设是否采用切割弯头。

5.3.3 设备、装置、设施与生产过程的匹配性评价

本工程设施设备按照设计规模进行选型，设备设施规模与生产过程相匹配。

焦页 56 号 A 平台新井所产天然气就近接入焦页 56 号集气站处理后，外输至 1 号、2 号脱水站，经脱水净化处理后交接至涪陵输气站和涪陵增压站外输。

5.3.4 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焦页 56 号 A 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。

5.3.5 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	防腐工程			
1	钢制管道外防腐层应具备良好的电绝缘性、机械性、防潮防水性、附着力、耐化学性和热老化性、耐微生物侵蚀等基本性能，且易于施工和修补。	《钢质管道外腐蚀控制规范》 GB/T21447-2018 5.1.1	管道外防腐层符合要求	符合
2	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GB50349的规定。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 9.1.1	可研方案设计中未明确内腐蚀控制情况	应落实
3	地面集输系统宜设置防腐蚀药剂加注口。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 9.1.5	可研方案设计预留药剂加注口	符合
4	钢质管道设备外腐蚀控制设计应符合GB/T21447的规定，线路埋地钢质管道宜采用外防腐层加阴极保护的联合保护措施。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 9.2.1	集气管线采用3PE防腐层和牺牲阳极阴极保护联合防腐	符合
二	仪表与自动控制			
1	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	可研方案设计可燃气体探测器一、二级报警值的设置不符合SY/T6503的要求。	应落实
2	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）	防爆类型满足要求	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
3	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	可研方案设计设置远传和就地指示	符合
4	井场、集气站、脱水站的生产过程控制宜采用可编程控制器（PLC）或远程终端装置（RTU）。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 9.3.1（1）	可研方案设计采用PLC系统	符合
5	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	可研方案设计站场安防采用工业电视监视系统	符合
6	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	方案中未明确	应落实
7	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	可研方案设计有稳定电源供应	符合
8	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	可研方案设计站场安防采用工业电视监视系统	符合
9	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
10	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
11	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	可研方案中未明确火灾自动报警系统的设置情况	应落实
12	除砂器应设置差压变送器。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 6.2.4	可研方案中未明确除砂撬差压变送器的设置情况	应落实
13	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撬装设计。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 6.3.1	可研方案设计采用PLC系统，满足要求	符合
14	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	可研方案设计有可燃气体、有毒气体检测报警装置	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
15	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	可研方案设计有可燃气体检测报警系统	符合
16	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	可研方案设计固定式可燃气体探测器安装在井口装置区	符合
三	通信			
1	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	可研方案采用光纤通信	符合
2	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	无站外通信光缆	符合
3	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
4	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,设有UPS电源装置	符合
5	通信系统设备接地设计应符合现行国家规范《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
6	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	井场依托公网通信	符合
7	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	井场依托公网通信	符合
8	安装于爆炸危险区内的电话、广播、工业电视监视设备及用于爆炸危险区内的无线通信设备应符合该危险区的防爆等级要求。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 8.2.6	集气站和平台的工艺设备区配置室外网络防爆高清球型摄像机	符合
9	新建、改建、扩建工程应将安全防范系统纳入总体规划,同步设计、同步建设、同步运行。	《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	设有视频监控等	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
		6.4		
10	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	视频图像信息保存期限符合要求	符合
四	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)	供电电源配置满足要求	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/T6671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	可研方案设计接地电阻不大于10Ω	符合
6	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	设有防雷装置,并采取防电涌措施	符合
7	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)	平台井站三级负荷	符合
8	供电方案应分期、分区块,结合电源条件、气田开发和用电情况确定。配电电压宜采用10kV,对于远距离且分散的地区,也可采用35kV。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 8.1.2.1	可研方案设计利用10kV和35KV电网	符合
五	消防			

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
1	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	灭火器按规范配置	符合
2	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	设置干粉灭火器	符合
3	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	灭火器按规范配置	符合
4	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	灭火器按规范配置	符合
5	石油天然气井站消防设施的设置，应根据其规模、油品性质、存储方式、储存容量、温度、火灾危险性及其所在区域消防站布局、装备及外部协作条件等综合因素确定。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB50183-2004 8.1.1	消防设施的设置满足要求	符合
6	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	五级井站，未设消防给水设施	符合
7	消防设施的设置应符合GB50183的有关规定。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 8.5.1	消防设施的设置满足规定	符合
8	当采用回用水作消防补充水源时，水质要求应符合GB/T18920的有关规定。	《页岩气气田集输工程设计规范》 NB/T14006-2020 8.5.2	五级站，未设置消防水系统	符合
9	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	消防设施的设置满足规定	符合
六	给排水			
1	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	井站无人值守，不设给水、排水设施	符合
2	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	本次为平台扩建，无新增生活用水、排水设施需求	符合
3	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	本次为平台扩建，无新增生活用水、排水设施需求	符合

序号	检查内容	依据标准	检查情况	检查结果
七	建构结构与道路			
1	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
2	井站内道路纵坡度不宜大于6%，最大纵坡不应大于8%。	《气田集输设计规范》 GB50349-2015 11.8.5	可研方案设计中未明确	应落实
3	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	工程设备露天布置	符合
4	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	站场道路设计满足要求	符合
5	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	站场道路设计满足要求	符合

5.4.2 公用工程及辅助生产设施单元评价小结

小结：根据检查表检查结果，公用工程及辅助生产设施符合相关规范要求。但应进一步落实以下内容：

- 1、应明确站内集输管道内腐蚀控制情况。
- 2、应明确报警显示设备是否安装在有人值守的监控中心。
- 3、应明确火灾自动报警系统的设置情况。
- 4、应落实可燃气体探测器一、二级报警值设置情况。
- 5、应落实除砂撬差压变送器设置情况。
- 6、应落实井站内道路纵坡度设计情况。

5.5 风险程度评价

根据工程实际情况，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，故本报告假设焦页 56 号 A 平台 DN800 分离器发生泄漏，站场工艺管道内天然气释放，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（CASST QRA，版本号：V2.1），对焦页 56 号 A 平台 DN800 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 焦页 56 号 A 平台 DN800 分离器管道大孔泄漏（静风，E 类）事故后果图

表 5.5-1 本工程焦页 56 号 A 平台 DN800 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)
焦页 56 号 A 平台：DN800 分离器	反应器中孔泄漏	闪火:静风,E 类	12	/	/	/
焦页 56 号 A 平台：DN800 分离器	反应器大孔泄漏	闪火:静风,E 类	12	/	/	/
焦页 56 号 A 平台：DN800 分离器	阀门中孔泄漏	闪火:静风,E 类	12	/	/	/
焦页 56 号 A 平台：DN800 分离器	管道中孔泄漏	闪火:静风,E 类	12	/	/	/

6 安全管理和应急管理评价

6.1 安全管理

6.1.1 组织机构及安全管理机构设置评价

涉及企业管理信息，给予保密。

小结：涪陵页岩气公司安全管理机构及安全管理机构设置合理。

6.1.2 安全管理制度和安全规程

涪陵页岩气公司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：涪陵页岩气公司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

涪陵页岩气公司按照《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

本工程建成后由涪陵页岩气公司采气二区负责生产管理，涪陵页岩气公司采气二区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。

涪陵页岩气公司采气二区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门，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；建立建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，建立建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

涉及企业管理信息，给予保密。

图 6.2-1 涪陵页岩气公司应急组织机构图

图 6.2-2 涪陵页岩气公司采气二区应急组织机构图

6.2.1.2 应急预案体系

涉及企业管理信息，给予保密。

涪陵页岩气公司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。

《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司生产安全事故综合应急预案》主要内容包
括总则、应急组织机构与职责、应急响应、后期处置、应急保障、预案管理等。

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。

涪陵页岩气公司专项应急预案主要包括：井喷失控事故专项应急预案、火灾爆炸事故专项应急预案、危险化学品泄漏和中毒事故专项应急预案、天然气管道泄漏事故专项应急预案、大面积停电和停水事故专项应急预案、特种设备事故专项应急预案等。

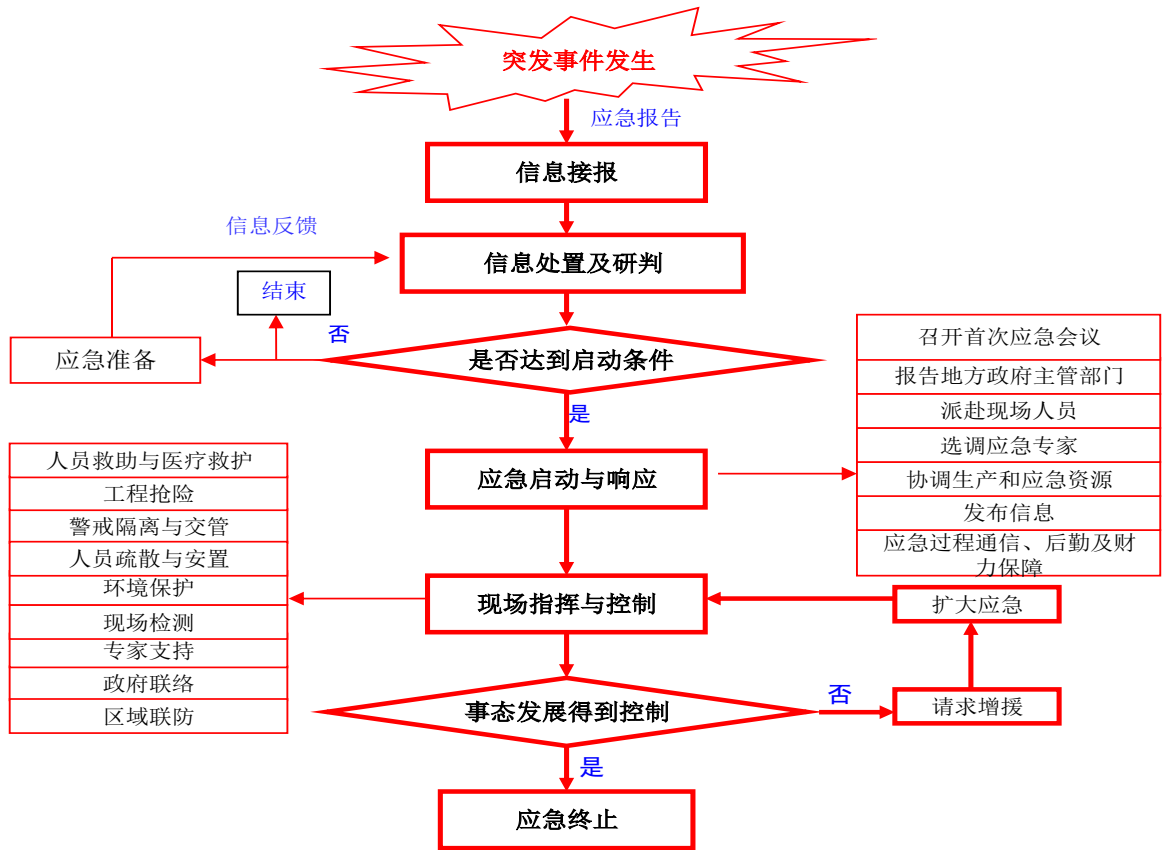


图 6.2-2 专项应急响应基本流程图

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。

涉及企业管理信息，给予保密。

6.2.1.3 应急演练

涪陵页岩气公司及各下属单位制定年度应急演练计划，根据演练计划和生产经营任务及年度工作重点确定并组织应急演练。

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

涉及企业管理信息，给予保密。

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

由相应应急处置小组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，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

涉及企业管理信息，给予保密。

涪陵页岩气公司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、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

7.1 可研方案中提出的主要安全对策措施

7.1.1 地面工程安全措施

7.1.1.1 安全技术措施

1、自动控制和紧急停车（截断）系统

(1) 项目在每个独立井口采气平台设置 RTU 系统 1 套；在每个井口采气平台和集气站合建站设置 PLC 系统 1 套。

(2) 设置井口安全截断系统，当检测点压力超高或超低以及火灾情况下，该系统自动关闭井口，同时也能人工紧急关闭井口。

(3) 在集气站进出站管线设置压力检测和压力高、低报警，压力超低时对出站管线进行安全联锁截断。

(4) 在集气站设置固定式可燃气体检测报警系统，固定式气体检测报警系统由现场探测器、控制器及配套报警喇叭等设备组成。井口装置区设置可燃气体（甲烷）探测器，现场探测器的检测信号采用铠装控制电缆敷设至控制器，信号传入控制器进行显示、上传至 RTU，当控制器接收到超标信号，传送至喇叭进行报警。

(5) 为保证场站现场仪表的正常运行，本站场所有现场仪表都有防浪涌功能，同时在仪表信号进入电缆截图 RTU 前设置了浪涌保护器。

2、火气探测系统

(1) 可燃气体检测报警 1 级报警值 20%LEL，2 级报警值 40%LEL，站内工作人员根据报警值采取相处理措施。站内设置便携式可燃气体检测报警仪。

(2) 在场站的主出入口和逃生门外分别设置有火灾手动报警按钮和声光报警器，当现场操作人员发现有火灾等紧急情况发生时，迅速逃离装置区并按下手动报警按钮触发井场安全联锁，同时触发声光报警器启动提醒其余操作人员迅速撤离，保证人身安全。

3、设备和管道的防腐

根据《钢质管道外腐蚀控制规范》（GB/T21447-2018），《埋地钢质管道阴极保护技术规范》（GB/T21448-2017）的有关规定，本工程采用外防腐层加强制电流阴极保护联合防腐措施，站内、外埋地管道采用抗菌管材，外壁均采取防腐涂层保护方案，管道内壁未采取特殊腐蚀控制措施；为了防止雷击，避免强电流对阴极保护设备造成损坏，采用锌接地电池对绝缘接头进行保护；集气支线防腐层均为普通级 3PE 防腐，热煨弯头外防腐层采

用无溶剂环氧涂料+聚丙烯胶粘带，采气管线采用普通级 3PE 防腐。

4、建（构）筑物

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

5、电气设备

站内工艺装置区采用《石油设施电气设备场所 I 级 0 区、1 区和 2 区的分类推荐作法》（SY/T6671-2017）的相关条款进行划分。

危险区域的电气设备的选择满足《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）的相关规定。站场区域防爆划分为二区，电气设备采用隔爆型防爆设备。

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

接地角钢与接地扁钢采用热镀锌防腐。

6、防雷、防静电

(1) 低压配电系统的接地型式采用 TN-S 系统，配电箱处不得把 N 线和 PE 线相联，电缆在引入建筑物处，PE 线做重复接地，电气装置外露可导电部分与 PE 线相连。

(2) 所有正常非带电电气设备金属外壳、电缆终端头的金属外壳、管道、构架、电缆金属外皮、配线钢管、钢窗等较大金属物和突出屋面的放散管等金属物均作可靠接地。

(3) 平行敷设的管道、构架和电缆外皮等长金属物，其净距小于 100mm 时采用金属线跨接，跨接点间距不大于 30m，交叉净距小于 100mm 时，其交叉处亦跨接。当长金属物的弯头、阀门、法兰盘等连接处的过渡电阻大于 $0.03\ \Omega$ 时，连接处采用 -25×4 镀锌扁钢跨接。

7、应急电源及应急照明

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

4h。

8、安全泄放

严格执行压力容器设计规定和监察规程，所有可能超压的压力容器、压力管道按规定装设安全泄放装置，安全阀泄放统一汇入安全泄放系统。

井场内设置有紧急切断、井口地面安全装置。

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

在每个标准化集气站的井口和出站管道上设置了紧急切断阀，设置了一套 BDV 泄压系统，事故状态下 BDV 自动开启，保障站内工艺设备、管道安全，同时水套加热炉和分离器设置安全阀，安全阀泄放的气体引入同级压力的放空管线。

每个集气站的放空管统一规格，采用标准化设计。由于 6~8 井式每个标准化集气站站设备和配管的水容积相差不大，所以放空量统一按 8 井式计算。按规范要求，集气站压力在 15 分钟内将压力从 6.3MPa 泄放到 0.69MPa，泄放量为 $2.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$ ，根据计算确定集气站的放空管规格采用 DN150，高 15m，3~4 井式集气站选用 DN100，高 15m 的放空管。

10、消防设施

消防设计遵照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《建筑防火通用规范》（GB55037-2022）的规定，贯彻“预防为主，防消结合”的方针。井站、集气站属于五级站，按要求配置灭火器材，可扑灭初期火灾，可在新增井台配置 2 具 MF/ABC8 手提式磷酸铵盐干粉灭火器，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。一旦发生火灾，可随时启用扑救。

11、其他防火防爆安全措施

通信工程采用工业以太网+光纤传输方案。此外，沿线所设工艺站场附近均有中国电信网络接入和中国移动信号覆盖，脱水站、各集气站、各采气平台及阀室采用 GPRS 无线公网作为仪表数据信号的备用传输方式。站场设置工业电视监控系统、周界防御系统、语音告警广播系统、火灾报警与消防联动系统、巡线抢修及应急通信系统、火灾报警系统。

7.1.1.2 安全管理措施

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

1、按照国家有关规定设置专门的安全生产管理机构，建立建全各类安全管理规章制度

并建立管理体系和信息反馈体系。配备专职安全或兼职人员，配备必要的安全卫生教育设施和安全卫生监督、检测仪器和设备。

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

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

4、建立健全安全检查制度，经常进行安全检查，及时整改隐患，防止事故的发生。

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

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

7.1.1.3 安全防范措施

1、施工开始前，应对所有参与施工的人员进行安全培训，确保他们了解并掌握施工过程中的安全知识和能力。培训内容应包括施工设备操作、紧急救措施、个人防护设备的使用和保养等。

2、所有施工人员必须严格遵守施工安全操作规程，不得擅自改变施工工艺和方法。在施工过程中，应设立专门的安全监管人员，对施工过程进行实时监督，确保操作规程得到有效执行。

3、所有施工设备应定期进行检查和维护，确保其工作状态良好。对于存在安全隐患的设备应及时进行维修或电换，不得带病作业。

4、施工现场应设立完善的安全管理制度，明确各级人员的安全职责。现场管理人员应加强对施工过程的监管，及时发现并纠正不安全因素。

5、在施工过程中，应按照国家相关规定，为施工人员配备合格的个人防护设备，如安全帽、防护眼镜、手套等。同时，施工现场应设置安全警示标志和防护设施，防止意外事故发生。

6、施工现场应保持整洁，材料堆放有序，道路畅通。对于可能影响施工安全的障碍物应及时清理，防止因杂乱无章的环境而导致意外事故。

7、施工现场应配备必要的应急救援器材，如急救箱、灭火器等。同时，应定期对急救器材进行检查和维护，确保其处于良好状态。此外，应制定应急救援预案，定期进行演练，提高应对突发事件的能力。

8、定期进行安全演练是提高应对突发事故能力的有效手段。通过模拟实际事故场景，让施工人员熟悉应急救援程序和自救互救方法，提高其应对紧急情况的能力。同时，应将演练结果反馈给相关部门，针对存在的问题及时整改。

7.1.1.4 应急措施

各单位根据《中华人民共和国安全生产法》、《生产安全事故应急预案管理办法》等的要求，结合工程特点给出应急要求，制定应急预案。

涪陵页岩气一期工程江东区块在白涛镇设有应急救援中心，应急中心设置消防、气防、医疗救护、环境监测、井控五大功能，在焦石镇设有二级消防站，二级消防站站内有消防官兵 24 人，配置 10 辆消防车（重型水罐泡沫联用消防车 2 辆、中型消防车 4 辆、干粉消防车 1 辆、1 辆移动供气车、1 辆通信指挥车、1 辆应急皮卡车。消防车可以在 30 分钟内赶到救援，满足规范要求，可为本工程井组提供消防支援。

7.2 补充的安全对策措施及建议

7.2.1 主要工艺、技术的安全对策措施

1、应按照《气田集输设计规范》（GB50349-2015）第 4.7.7 条“集输站场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”的要求，进一步明确集气站放空管道现状情况及核算平台新建来气后井站放空能力是否满足要求；

2、因本项目天然气中含有二氧化碳，应按照《气田集输设计规范》（GB50349-2015）第 8.1.1 条“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”的要求，进一步明确站内管道内壁采取的防腐措施。

7.2.2 设备、设施及设施配套的安全对策措施

1、应按照《气田集输设计规范》（GB50349-2015）第 10.4.2 条“管道敷设方式应根据场区情况、输送介质特性和维护管理要求确定。站场内电缆宜架空敷设；当采用电缆沟时，应采取措施防止可燃气体沟内积聚、防止含可燃液体的污水进入沟内。”的要求，进一步明确站内电缆敷设方式。

2、应按照《气田集输设计规范》（GB50349-2015）第 10.4.6 条“站内埋地管道与电缆、建（构）筑物平行的最小间距宜按本规范附录 H 确定。”的要求，进一步明确站内埋地管道与电缆、建（构）筑物平行的最小间距。

3、应按照《气田集输设计规范》（GB50349-2015）第 7.4.3 条“天然气集输管道敷设不应采用切割弯头”的要求，进一步明确站内管道敷设是否采用切割弯头。

7.2.3 公用工程和辅助生产设施的对策措施

1、应按照《页岩气气田集输工程设计规范》（NB/T14006-2020）第 9.1.1 条“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 GB50349 的规定。”的要求，进一步明确内腐蚀控制情况。

2、应按照《油气管道安全预警系统技术规范》（SY/T6827-2020）第 6.1.2.1 条“报警显示设备应安装在有人值守的监控中心”的要求，进一步明确报警显示设备是否安装在有人值守的监控中心。

3、应按照《页岩气气田集输工程设计规范》（NB/T14006-2020）第 6.1.3 条“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”的要求，进一步明确火灾自动报警系统的设置情况。

4、应按照《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）第 6.6.2 条“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；便携式可燃气体探测器的一级报警设定值应小于或等于 10%LEL，二级报警设定值应小于或等于 20%LEL。”的要求，进一步明确可燃气体探测器一、二级报警值的设置。

5、应按照《页岩气气田集输工程设计规范》（NB/T14006-2020）第 6.2.4 条“除砂器应设置差压变送器”的要求，进一步明确井口处新增除砂撬差压变送器设置情况。

6、应按照《气田集输设计规范》（GB50349-2015）第 11.8.5 条“井站内道路纵坡度不宜大于 6%，最大纵坡不应大于 8%”的要求，进一步明确站内道路坡度情况。

7.2.4 安全管理建议

1、依照《首批重点监管的危险化学品名录》（安监总管三[2011]95 号），该项目生产运行中涉及的天然气属于首批重点监管的危险化学品。根据《首批重点监管的危险化学品安全措施和事故应急处置原则》（安监总管三[2011]142 号）的要求，在日常生产运行过程中，应加强对天然气安全措施和事故应急处置要求的管理。

2、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，并统一到涪陵页岩气公司的总体应急救援体系中，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。

3、对可能引发重大事故的动火、动土、起吊安装、进入有限空间等作业应严格执行工作许可制度，落实现场监护措施。

4、施工单位的应急救援预案应具备可操作性，在施工作业期间应纳入当地的应急救援体系，与建设单位、当地政府的应急救援预案实现有效衔接。

5、交叉作业风险防范措施要严格执行局级标准《石油工程同台交叉作业安全要求》，严格落实作业票证制度，严格把关票证审批，同时明确主体责任，签订同台安全协议，建立并演练同台应急联合预案。

1) 编制交叉作业 HSE 作业指导书，制定安全措施和应急预案。

2) 交叉作业前，现场监督组织召开各方参加的协调会，明确指挥人、监护人及各方职责，进行安全技术措施交底。由安全生产责任主体单位负责组织合同双方或多方对施工区域进行风险分析，确定风险类别，制定针对性防范措施；要结合实际制定合理的安全施工方案，经各方充分论证后实施。

3) 交叉作业单位必须具有业主单位安全监督管理部门审定核发的《承包商安全资格确认证书》，并且按合同法要求签订工程承包合同，合同中明确双方安全管理工作的内容及应负有的责任，明确各自的安全生产管理职责和应当采取的安全措施。业主单位不得指定交叉作业单位签订合同。

5) 交叉作业单位要建立应急资源共享机制，由安全生产责任主体单位负责组织制定应急联防预案，并定期组织联合演练。交叉作业单位在交叉作业施工前，要准确统计现有的应急物资、设备和监测仪器，建立应急状态下的使用方案和应急处置措施，确保应急响应迅速，应急处置及时。

6、本工程利旧 1 台 DN800 分离器，在项目完工投用前，应定期对设备进行检测、维护、保养，确保设备运行正常，以提高设备可靠性和稳定性；应建立完善的安全防护设施，包括安全附件、防火设施和泄漏监测装置等，确保人员和设备的安全；应建立设备档案，对设备信息进行全面记录，包括设备型号、安装时间、检修记录等，以便于设备的管理和维修；应对现场作业人员进行安全教育和培训，提高其安全意识和应急处理能力，增强事故防范和应对能力。

7、工程建设完成后，正常生产前，应落实站场管理、管线管理应急预案、专项预案及现场处置方案。

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

本工程为扩建项目，共扩建 1 个平台（焦页 56 号 A 平台），新增 1 口井（焦页 56 号-Z2HF），利旧站内 1 台 DN800 分离器、新增 1 台 DN50 两相流量计。

8.1.2 工程主要危险、有害因素

1、本项目地面工程涉及的危险有害物质主要有天然气、二氧化碳（压缩的或液化的）、氮气（压缩的或液化的）、化学助剂（防垢剂、杀菌剂、缓蚀剂）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、触电、物体打击、机械伤害、车辆伤害、起重伤害、高处坠落、容器爆炸、淹溺等；

3、自然环境危险有害因素有：地震、雷电、高温和低温、洪涝、大风、山体滑坡、泥石流、腐蚀等。

4、本工程不构成危险化学品重大危险源。

8.2 应重点防范的重大风险和应重视的安全对策措施建议

本工程不构成危险化学品重大危险源，无重大风险。应重视的安全对策措施如下：

- 1、应重视运营期天然气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《陆上石油天然气开采安全规程》（GB42294-2022）、《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。

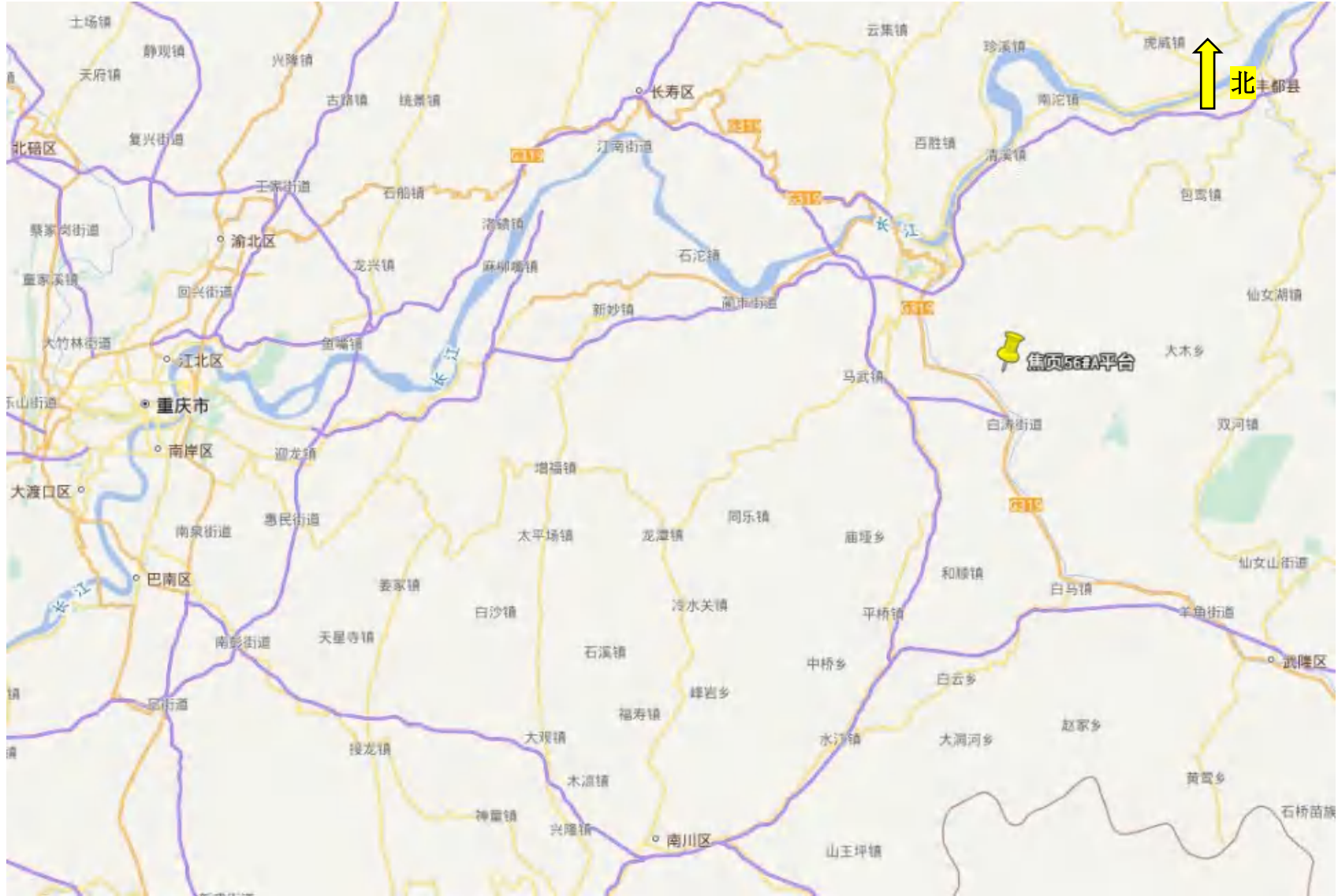
在下一步设计及建设、运行过程中，按照设计中提出的相关安全措施实施充分重视本

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

综上所述，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司涪陵区块焦页 56-Z2HF 评价井若按照可研方案和本报告所提出的相关建议、措施执行，并在设计、施工和运行管理中严格执行 HSE 管理体系，严格落实本报告提出的安全措施后，本工程的安全性和可靠性均可得到保障，项目在安全上可行。

附图 1 地理位置



附图 2 项目环境关系示意图

