

报告编号：SH-2024-SY-YPJ-0801

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司

焦页 189 号立体评价井组

(189-9HF 评价井)

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 10 月

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司

焦页 189 号立体评价井组

(189-9HF 评价井)

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



前言

平桥区块属涪陵油气勘探区块南部，一期产建区西南部。涪陵油气勘探区块横跨重庆市南川、武隆、涪陵、丰都、长寿、垫江、忠县、梁平、万县九区县。项目名称为“重庆市四川盆地涪陵地区油气勘探”，许可证号为 0200001020289，探矿权人为中国石油化工股份有限公司，储量权益比例 100%；2013 年 8 月中国石油化工股份有限公司将涪陵矿权区整体申报国家级页岩气示范区，2013 年 9 月 3 日国家能源局复函同意设立“重庆涪陵国家级页岩气示范区”。

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司于 2023 年 9 月 20 日取得重庆市南川区发展和改革委员会出具的《重庆市企业投资项目备案证》（项目代码：2309-500119-04-01-124565），拟实施焦页 189 号立体评价井组项目。

本工程建设内容主要包括：主要依托集气站已建流程，新增两相流量计 1 台、除砂器 1 台、4 井式智能泡排加注泵撬 1 台，利旧 400kW 水套加热炉 1 台，新建 35kV 电力线路 1.5 公里，配套完善仪控、通信、给排水等设施。

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中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司的委托，对本工程项目进行安全预评价。

接受委托后，山东实华安全技术有限公司成立了评价项目组，评价项目组遵循有关法律、法规、政策和标准，开展评价工作。在现场调查的基础上，仔细分析本工程项目的可研报告，及时与设计单位交换意见，并严格按照国家有关法律法规、技术标准的要求，综合运用了安全检查表（SCL）、定量风险模拟评价等定性定量分析方法，对该工程项目存在的危险有害因素进行了分析评价，并提出了切实可行的安全对策措施和建议，为本工程项目的初步设计和今后安全生产管理提供依据。

本报告在评价、编制过程中，得到了涪陵页岩气公司的大力支持，在此表示由衷的感谢！

2024年10月

目 录

1 概 述	6
1.1 评价目的	6
1.2 评价依据	6
1.3 评价范围	14
1.4 评价程序	15
2 建设项目概况	17
2.1 建设项目基本情况	17
2.2 自然和社会环境概况	17
2.3 开发方案及气藏概况	20
2.4 集输工程	27
2.5 采出水处理	30
2.6 公用工程及辅助生产设施	31
2.7 安全管理情况	38
3 危险、有害因素辨识与分析	39
3.1 主要物质危险、有害因素分析	39
3.2 生产工艺及设备设施危险、有害因素分析	46
3.3 自然和社会危险因素分析	56
3.4 重大危险源辨识	58
3.5 事故案例与事故原因分析	59
4 评价单元划分和评价方法选择	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	66
5.1 选址及外部安全条件评价	66
5.2 技术、工艺安全可靠性评价	66
5.3 设备、装置、设施配套及可靠性评价	68
5.4 公用工程及辅助生产设施单元	69
5.5 风险程度评价	69
6 安全管理和应急管理评价	70

6.1 安全管理	70
6.2 应急管理	70
7 安全对策措施及建议	71
7.1 可研报告中提出的主要安全对策措施	71
7.2 补充的安全对策措施及建议	76
8 评价结论	77
8.1 项目主要特点及主要危险、有害因素评价结果	77
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	77
8.3 项目潜在的危险、有害因素控制情况	77
8.4 安全评价结论	错误!未定义书签。
附图 1 地理位置	错误!未定义书签。
附件 1 委托书	错误!未定义书签。
附件 2 建设单位营业执照	错误!未定义书签。
附件 3 重庆市企业投资项目备案证	错误!未定义书签。
附件 4 中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司生产安全事故应急预案封面	错误!未定义书签。
附件 5 应急救援预案备案证明	错误!未定义书签。
附件 6 可行性研究报告批复	错误!未定义书签。
附件 7 可行性研究报告编制单位资质	错误!未定义书签。
附件 8 专家组意见及报告修改说明	错误!未定义书签。

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[2024]第 25 号，2007 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）

1.2.1.2 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）
- 3、《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）
- 4、《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）
- 5、《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）
- 6、《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，2018 年 9 月 28 日起施行）
- 7、《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）
- 8、《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）
- 9、《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）
- 10、《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》（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）

1.2.1.4 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、《生产设备安全卫生设计总则》（GB 5083-2023）
- 3、《工业管道的基本识别色、识别符号和安全标识》（GB7231-2003）
- 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、《化学品分类和危险性公示通则》（GB13690-2009）
- 14、《固定式钢梯及平台安全要求 第2部分：钢斜梯》（GB4053.2-2009）
- 15、《固定式钢梯及平台安全要求 第3部分：工业防护栏杆及钢平台》（GB4053.3-2009）
- 16、《供配电系统设计规范》（GB50052-2009）

- 17、《建筑物防雷设计规范》（GB50057-2010）
- 18、《低压配电设计规范》（GB50054-2011）
- 19、《通用用电设备配电设计规范》（GB50055-2011）
- 20、《工业金属管道工程施工质量验收规范》（GB50184-2011）
- 21、《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）
- 22、《危险货物品名表》（GB12268-2012）
- 23、《构筑物抗震设计规范》（GB50191-2012）
- 24、《建筑物电子信息系统防雷技术规范》（GB50343-2012）
- 25、《石油天然气站内工艺管道工程施工规范（2012 年版）》（GB50540-2009）
- 26、《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）
- 27、《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）
- 28、《20kV 及以下变电所设计规范》（GB50053-2013）
- 29、《建筑照明设计标准》（GB/T 50034-2024）
- 30、《火灾自动报警系统设计规范》（GB50116-2013）
- 31、《自动化仪表工程施工及质量验收规范》（GB50093-2013）
- 32、《工业设备及管道绝热工程设计规范》（GB50264-2013）
- 33、《电力设施抗震设计规范》（GB50260-2013）
- 34、《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）
- 35、《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）
- 36、《埋地钢质管道直流干扰防护技术标准》（GB50991-2014）
- 37、《气田集输设计规范》（GB50349-2015）
- 38、《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）
- 39、《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）
- 40、《油气输送管道穿越工程施工规范》（GB50424-2015）
- 41、《混凝土结构设计标准（2024 年版）》（GB/T 50010-2010）
- 42、《通信线路工程设计规范》（GB51158-2015）
- 43、《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）
- 44、《油气输送管道完整性管理规范》（GB32167-2015）
- 45、《油田采出水处理设计规范》（GB50428-2015）

- 46、《建筑抗震设计标准（2024 年版）》（GB/T 50011-2010）
- 47、《钢结构设计标准》（GB50017-2017）
- 48、《天然气》（GB17820-2018）
- 49、《电力工程电缆设计标准》（GB50217-2018）
- 50、《建筑设计防火规范（2018 年版）》（GB50016-2014）
- 51、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）
- 52、《安全防范工程技术标准》（GB50348-2018）
- 53、《消防应急照明和疏散指示系统技术标准》（GB51309-2018）
- 54、《火灾自动报警系统施工及验收标准》（GB50166-2019）
- 55、《个体防护装备配备规范第 1 部分：总则》（GB39800.1-2020）
- 56、《个体防护装备配备规范第 2 部分：石油、化工、天然气》（GB39800.2-2020）
- 57、《陆上石油天然气开采安全规程》（GB42294-2022）
- 58、《建筑电气与智能化通用规范》（GB55024-2022）
- 59、《安全防范工程通用规范》（GB55029-2022）
- 60、《消防设施通用规范》（GB55036-2022）
- 61、《建筑防火通用规范》（GB55037-2022）
- 62、《生产过程安全卫生要求总则》（GB/T12801-2008）
- 63、《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T50065-2011）
- 64、《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》（GB/T50698-2011）
- 65、《油气田及管道工程仪表控制系统设计规范》（GB/T50892-2013）
- 66、《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》（GB/T50823-2013）
- 67、《石油天然气管道工程全自动超声波检测技术规范》（GB/T50818-2013）
- 68、《石油天然气工业 管道输送系统 管道阀门》（GB/T20173-2013）
- 69、《钢质管道焊接及验收》（GB/T31032-2023）
- 70、《埋地钢质管道阴极保护技术规范》（GB/T21448-2017）
- 71、《油气输送管道线路工程抗震技术规范》（GB/T50470-2017）
- 72、《输送流体用无缝钢管》（GB/T8163-2018）
- 73、《钢质管道外腐蚀控制规范》（GB/T21447-2018）
- 74、《油气管道运行规范》（GB/T35068-2018）
- 75、《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2020）

- 76、《埋地钢质管道阴极保护参数测量方法》（GB/T21246-2020）
- 77、《钢质管道内腐蚀控制规范》（GB/T23258-2020）
- 78、《爆炸性环境 第 1 部分：设备通用要求》（GB/T3836.1-2021）
- 79、《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》（GB/T9711-2023）
- 80、《石油天然气工业 管道输送系统》（GB/T 24259-2023）
- 81、《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）
- 82、《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2010）
- 83、《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ/T230-2010）
- 84、《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）
- 85、《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）
- 86、《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）

1.2.2.2 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、《安全预评价导则》（AQ8002-2007）
- 4、《危险场所电气防爆安全规范》（AQ3009-2007）
- 5、《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）
- 6、《生产安全事故应急演练基本规范》（AQ/T9007-2019）
- 7、《生产经营单位生产安全事故应急预案评估指南》（AQ/T9011-2019）
- 8、《电子巡查系统技术要求》（GA/T644-2006）
- 9、《石油天然气管道系统治安风险等级和安全防范要求》（GA1166-2014）
- 10、《页岩气气田集输工程设计规范》（NB/T14006-2020）
- 11、《页岩气安全规程》（NB/T10399-2020）
- 12、《页岩气 气藏分类》（NB/T11335-2023）
- 13、《油气井射孔用多级安全自控系统安全技术规程》（SY6350-2008）
- 14、《石油工业用加热炉安全规程》（SY0031-2012）
- 15、《石油天然气站场阴极保护技术规范》（SY/T6964-2013）
- 16、《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T6396-2014）
- 17、《油气井井喷着火抢险作法》（SY/T 6203-2024）

- 18、《石油天然气工程供暖通风与空气调节设计规范》（SY/T 7021-2024）
- 19、《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》（SY/T7036-2016）
- 20、《油气架空管道防腐保温技术标准》（SY/T7347-2016）
- 21、《油气田工程安全仪表系统设计规范》（SY/T7351-2016）
- 22、《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）
- 23、《石油天然气工程建筑设计规范》（SY/T0021-2016）
- 24、《油气田防静电安全技术规范》（SY/T 7385-2024）
- 25、《油气田电业带电作业安全规程》（SY/T5856-2017）
- 26、《油气田防静电接地设计规范》（SY/T0060-2017）
- 27、《石油天然气生产专用安全标志》（SY/T6355-2017）
- 28、《石油天然气作业场所劳动防护用品配备规范》（SY/T6524-2017）
- 29、《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）
- 30、《本安型人体静电消除器安全规范》（SY/T7354-2017）
- 31、《油气输送管道并行敷设技术规范》（SY/T7365-2017）
- 32、《石油工程建设施工安全规范》（SY/T6444-2018）
- 33、《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）
- 34、《天然气井试井技术规范》（SY/T5440-2019）
- 35、《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）
- 36、《油气厂、站、库给水排水设计规范》（SY/T0089-2019）
- 37、《油气输送管道同沟敷设光缆（硅芯管）设计及施工规范》（SY/T4108-2019）
- 38、《石油天然气管道安全规范》（SY/T6186-2020）
- 39、《油气田变配电设计规范》（SY/T0033-2020）
- 40、《井下作业安全规程》（SY/T5727-2020）
- 41、《油（气）田容器、管道和装卸设施接地装置安全规范》（SY/T5984-2020）
- 42、《油气田及管道工程雷电防护设计规范》（SY/T6885-2020）
- 43、《石油天然气工程管道和设备涂色规范》（SY/T0043-2020）
- 44、《石油天然气管道安全规范》（SY/T6186-2020）
- 45、《油气管道仪表及自动化系统运行技术规范》（SY/T6069-2020）

- 46、《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109-2020）
- 47、《常规射孔作业技术规范》（SY/T5325-2021）
- 48、《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）
- 49、《陆上油气田油气集输安全规程》（SY/T6320-2022）
- 50、《输油气管道工程安全仪表系统设计规范》（SY/T6966-2023）
- 51、《压力管道安全技术监察规程—工业管道》（TSGD0001-2009）
- 52、《固定式压力容器安全技术监察规程》（TSG21-2016）
- 53、《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、《涪陵页岩气田平桥区块焦页 189-9HF 评价方案方案可行性研究报告》（中石化江汉石油工程设计有限公司，2024 年 02 月编制）
- 2、《关于平桥区块焦页 189-9HF 评价井、复兴页岩油试采站储集系统工艺优化工程的批复》（江油工单（2024）26 号）
- 3、《重庆市企业投资项目备案证》（项目代码:2309-500119-04-01-124565）
- 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：集输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：

本次焦页 189 号立体评价井组（189-9HF 评价井）涉及 1 个扩建平台，位于平桥区块，建设方案主要依托平桥区块现有的集气站、集气管线、供水管线、脱水站、供电线路、通讯线路等主体工程，具体实施内容如下：

- 1) 新建产能 0.13 亿方/年，气田现有集气能力和脱水能力满足本次扩建平台新增气量要求，产气经 4#脱水站处理后交接南川输气站外输。
- 2) 集气依托焦页 189 号集气站，由于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。

189 号平台 1 口新井到 189 号集气站处理，本次扩建集气站新增 1 台 DN50 两相流

量计撬、1 台单井式旋流过滤除砂器，统筹考虑泡排及气举采气措施，配套 1 台 4 井式智能泡排计量泵撬并预留气举车接口，利旧 400kW 水套加热炉 1 台。

3) 本次扩建平台及集气站属于五级站场，配置灭火器、消防棚等设施。

4) 本次扩建平台压裂依托 35kV 压裂专线，需新建 35kV 电力线 1.5 千米，正常生产供电可依托附近平台已建电力线。扩建平台（集气站）增加生产供电、照明电缆及防雷接地设施。

5) 仪控依托已建集气站站控系统，189 号集气站站控系统扩容；189 号平台井口配置 1 台井口智能控制切断阀。

6) 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。

7) 道路依托现有气田已建道路，扩建平台增加碎石场地工程量，维修地方破损道路 200 米。

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。

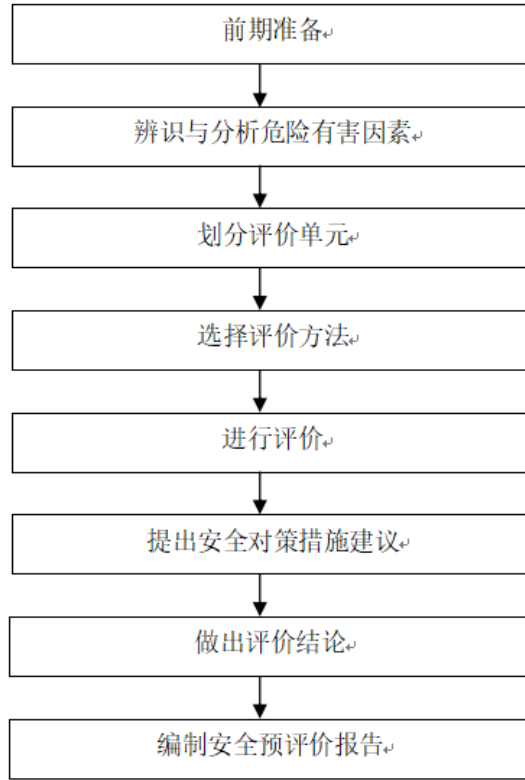


图 1.4-1 安全预评价程序框图

2 建设项目概况

2.1 建设项目基本情况

2.1.1 项目概况

涉及企业机密，不予公开。

2.1.2 建设单位基本情况

涉及企业机密，不予公开。

2.1.3 生产管理单位基本情况

涉及企业机密，不予公开。

2.2 自然和社会环境概况

2.2.1 地理位置

平桥区块地处重庆市南川区及武隆区内（一期产建区的西南部），面积 64.5km²。区内公路发达，交通较便利，渝湘高速和包茂高速在区块中部交汇。地形属山地-丘陵地貌，地面海拔最高 1100m，最低 400m。



图 2.2-1 焦页 189 号立体评价井组（189-9HF 评价井）项目区域位置图

2.2.2 自然环境

2.2.2.1 气象条件

南川区属亚热带湿润季风气候，南北差异大，立体气候明显。气候温和，雨量充沛，既无严寒，又无酷暑，四季分明，霜雪稀少，无霜期长。热量丰富。年均温 16.6℃，极端最高温度 39.8℃，极端最低温度-5.3℃，年降雨量 1185mm，年日照时数 1273 小时，无霜期 308 天，相对湿度 80%。灾害性天气：春为低温寒潮，夏天多伏旱，秋季连绵阴雨天气突出，入冬后气温低，但均在零度以上。

2.2.2.2 水文

南川区境内有大小溪河 176 条，总流域面积 2682 平方千米，多年平均水资源总量为 14.98 亿立方米，人均水资源量为 2303 立方米。其中流域面积 50 平方千米及以上（含境外流域面积）的河流 27 条。河流水系多发源于金佛山，均属长江流域，多属乌江水系。区内最大河流是大溪河，其主要支流有石钟溪、木渡河、半溪河、龙岩江、龙川江、鱼泉河、黑溪河等，流域面积 1424.7 平方千米。在东南部汇入芙蓉江的支流有桐槽溪、元村河、合九溪、石梁河等；在东北部流入乌江的有乌杨溪、石梁河；流入綦江河的有柏枝溪、孝子河；北部直入长江的有黎香溪。

2.2.2.3 地形地貌

南川区处于四川盆地与云贵高原过渡地带，地貌具有两者的特点，以山地为主。山脉多为由北向西南倾斜。东南由金佛山、柏枝山、箐顶山组成的金佛山区构成屏障，西北多绵延长岭。大体以川湘公路为界，东南部属大娄山褶皱地带，山势高，切割强烈，多陡岩和峡谷，地形层次性明显，多岩洞，海拔 1400 米以上，为深切中山地貌形态；西北部较低，具有川东“红层”地貌特征，一般为海拔 500~1100 米的浅切低山地貌形态；川湘公路沿线为低山槽坝，海拔 500~800 米，多溶蚀浅丘、阶地。东南部高，西北部较低，最高点金佛山风吹岭海拔 2238 米，最低点骑龙乡鱼跳岩海拔 340 米，相对高差 1898 米。地貌展布规律及特征：起伏较大，层次较发育，类型较复杂。中山占总面积的 50.71%，低山占 48.07%，丘陵占 1.22%。

2.2.2.4 地质条件

南川地质构造单元大致以金佛山北麓一线为界，西北部属四川台拗川东陷褶束，为强烈地沉；东南部属上扬台褶皱川东南陷褶束，大部褶皱隆起。地质属新华夏构造体系，主要展布方向为北北东、南北、北北西及部分弧形构造线。地层从古生代寒武系至中生

界白垩系均有出露，其中只有泥盆系、石炭系及白垩系的一部分缺失；新生界第四系沉积物零星分布于河谷、平坝洼地或漕谷底部；寒武系以白云岩和白云质灰岩为主；奥陶系为碎屑灰岩和龟裂纹灰岩；志留系以灰岩为主；二叠系为灰色至黑色铝土质页岩及炭质页岩；中生界三叠系为灰岩、砂岩夹粉砂岩；侏罗系为棕紫色砂岩和泥页岩；新生界第三系无相关地层；新生界第四系岩性系堆积层。

焦页 189 井组构造整体较平缓，位于平桥背斜核部，构造向北东倾伏，地层西缓东陡，断层不发育。

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

南川是黔北地区通往重庆主城的重要通道，与重庆涪陵、巴南、万盛、武隆、綦江和贵州道真、正安、桐梓等 8 个区县比邻，素有“黔蜀喉襟、巴渝险要”之称。南川区位独特，渝湘高速公路和南涪高速横贯全境，距重庆解放碑仅 75 公里左右，即将开工的万南地方铁路客运复线和南涪铁路把南川境内的川黔线、渝怀线、沪汉蓉大通道连接起来；包茂高速(G65)将南川与重庆连通，南川区因此而纳入了重庆的“一小时经济圈”范围之内，南涪高速公路北起涪陵李渡，南至南川双河口，将涪陵与南川连通，此外还有 S303 省道和南涪铁路贯穿。

2.2.4 周边环境

本次焦页 189 号立体评价井组（189-9HF 评价井）涉及 1 个扩建平台，位于平桥区块，189 号平台扩建新井 1 口，到 189 号集气站处理。189 号平台主要为井口区、集输站生产设备区，站场处于山地中，周围主要为山地林区，周边分布有散居民房，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南部。

新建井口距离西南侧最近的散居民房约 170m，与西南侧架空电力线路约 60m。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

2.3 开发方案及气藏概况

2.3.1 开发方案

为了弥补一期产量的递减，开展了焦石坝区块、平桥区块以及平桥区块上部气层、加密井的开发。本次焦页 189 号立体评价井组（189-9HF 评价井）扩建平台分布见图 2.3-1。

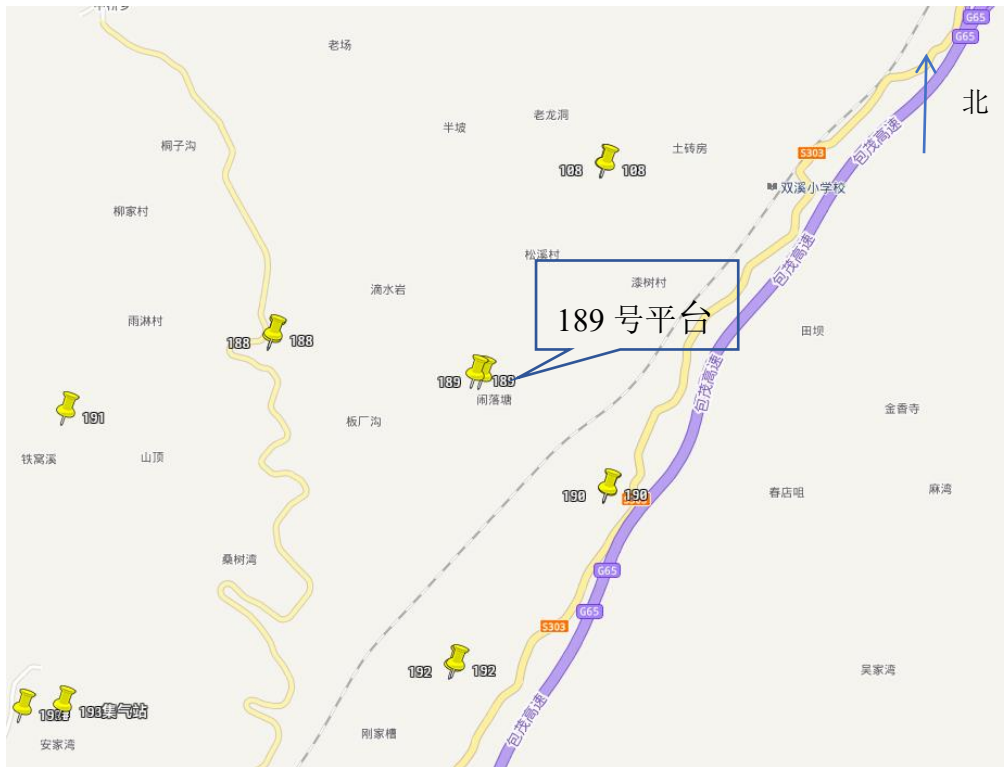


图 2.3-1 焦页 189 号立体评价井组（189-9HF 评价井）扩建平台分布图

根据开发部署，平桥区块焦页 189 号井组开发调整调整包括 1 个扩建平台，新增钻井共 1 口井。根据开发预测，焦页 189 号井组新建产能 $0.13 \times 10^8 \text{m}^3$ ，预计前 2 年产气量最高达到的 $0.30 \times 10^8 \text{m}^3$ ，之后逐年递减。焦页 189 号井组开发调整投产后，与气田存量井叠加产量以及增压开采增气量在 2024 年达到 $73 \times 10^8 \text{m}^3$ 峰值，之后逐年递减。

平桥焦页 189 号井组开发调整调整主要用于弥补平桥区块产量递减，平桥区块产气在 4#脱水站处理后交接给南川输气站，主要依托南川-涪陵管道外输，该管线输气能力为 40 亿方/年，能够满足平桥区块开发调整产气外输的需求。

2.3.2 气藏概况

2.3.2.1 地层沉积特征

平桥区块自西向东地表依次出露层位下侏罗统自流井组、上三叠统须家河组、中三叠统雷口坡组、下三叠统嘉陵江组、下三叠统飞仙关组及上二叠统长兴组地层，主体出露地层为嘉陵江组和雷口坡组。钻井揭示区内地层发育较为齐全。根据 5 口评价井钻井资料，区内地层自下而上发育：中奥陶统十字铺组，上奥陶统宝塔组、涧草沟组、五峰组，下志留统龙马溪组、小河坝组、韩家店组，中石炭统黄龙组，下二叠统梁山组、栖霞组、茅口组，上二叠统龙潭组、长兴组，下三叠统飞仙关组，嘉陵江组、中三叠统雷口坡

组、须家河组及上侏罗统珍珠冲组。

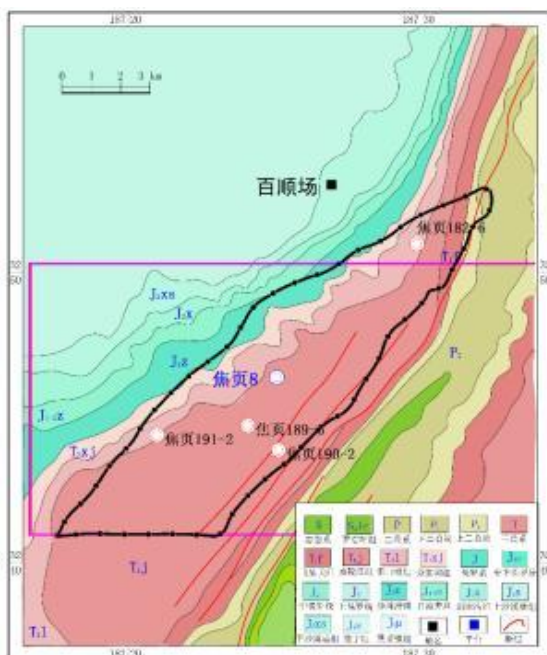


表 2.3-2 平桥区块地质图

从目前平桥区块已完钻探井（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，下部气层厚度 35-45m 左右。

平桥区块北部导眼井焦页 182-6 井含气页岩段厚度为 115.3m，下部气层厚度 44.8m，从岩心观察结果来看，该井区整个含气页岩段具备深水陆棚的沉积特征，从其岩性来看，五峰-龙马溪组一段的岩性主体为灰黑色-黑色碳质硅质页岩、含粉砂质页岩，发育水平纹层，岩心呈千层饼状，黑色页岩中发育大量的笔石化石，见星散状黄铁矿和团块状黄铁矿，反映了强还原、安静的深水陆棚沉积环境。

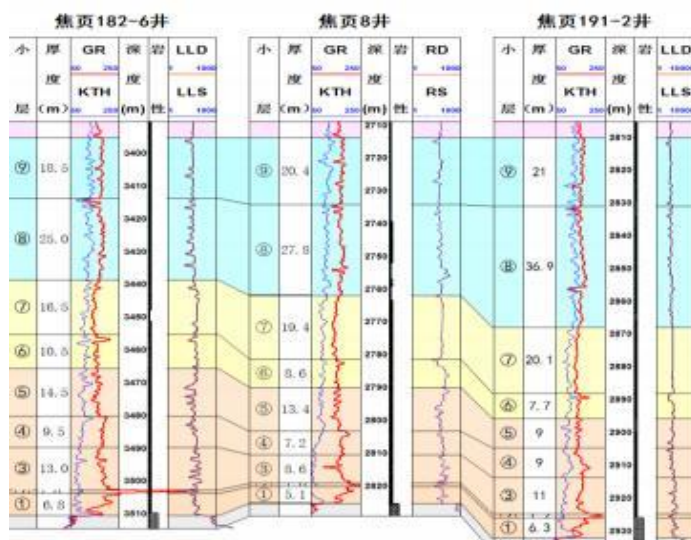


图 2.3-3 焦石坝地区五峰-龙马溪组含气页岩段地层厚度对比图

2.3.2.2 构造特征

1、结构构造特征

平桥区块构造为受平桥西与平桥东①号、②号断层联合夹持的北东走向狭长、紧闭背斜构造。该构造带可进一步划分出平桥背斜和平桥东斜坡 2 个次一级构造单元，区内断裂相对不发育，该构造带的地震资料品质以 I 为主，构造解释可靠。该构造带最高点 -1850m，低点 -4000m，构造幅度 2150m；该背斜构造长轴 35km，短轴约 4km，总面积约 130km²；西部为凤来向斜南斜坡，东部为双河口向斜，受控于石门断层，构造呈北东走向。

从平行构造走向的地震解释剖面看平桥背斜主体宽缓，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（图 2.3-4）。垂直构造走向的剖面清楚地反映出平桥区块构造紧闭，核部断裂不发育，地层产状变化快，背斜两翼及斜坡地层倾角较大，地层倾角 5-60°

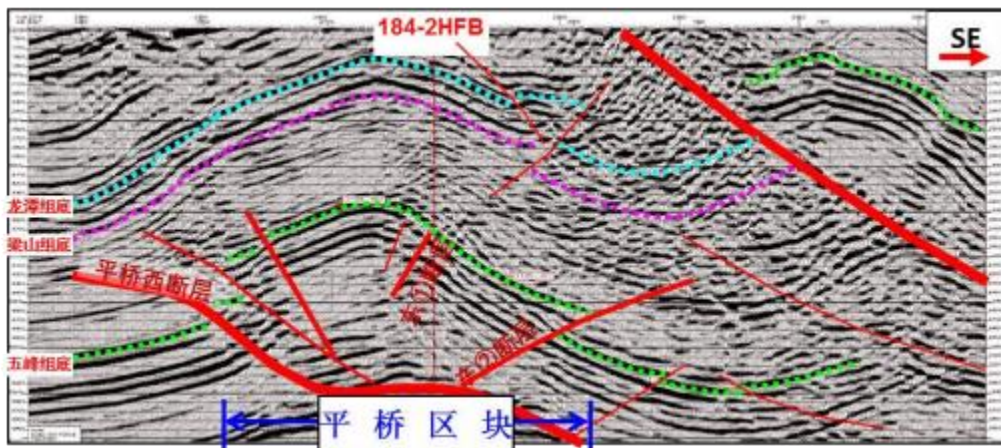


图2.3-4 平桥区块垂直构造走向地震地质解释剖面

2、断裂特征

平桥背斜带主要发育主控断层平桥西断层、平桥东①号、②号断层，走向均呈北东向，近平行展布。两组不同倾向的断层形成背冲逆断层的组合型式，联合控制了平桥背斜构造形态；平桥区块内发育不同级次逆断层 13 条，断层走向单一，均为北东向，断距大于 100m 断层 3 条，断距 50-100m 断层 4 条，断距小于 50m 断层 6 条。

平桥西断层控制了平桥背斜构造的形成，平桥东①号、②号断层为其反向断层，平桥西断层延伸长度大于 22km，最大断距达到 700 米，断开层位为中寒武，该断层波组中断清楚，上、下盘地层产状明显不同，为可靠断层。

平桥西断层南段构造紧闭，断层断距较大，断距一般在 600-700 米之间，断面较陡，构造变形强度大。平桥西断层北段断距在 150-400 米之间变化，其反冲断层东 1 号断层

的断距也比较小至消失，在 0-250 米之间变化，北段控制平桥断背斜的北翼倾末端，构造相对平缓，构造变形强度明显减弱。

平面上，平桥构造核部向东翼过渡区的焦页 8 井区天然裂缝最为发育，其次为焦页 182-6 井，西翼焦页 191-2 井和东斜坡焦页 190-2 井区裂缝发育程度较低。纵向上，①小层发育程度最高，其次为⑤-⑧小层，以尺度较大的高角度裂缝和层间缝为主，③④⑨小层裂缝发育程度较弱。典型井岩心观察天然裂缝显示，①小层主要为低角度网状缝；其次为⑤-⑥小层，以尺度较大的高角度裂缝为主，缝宽 2-5mm；⑦-⑨小层裂缝宽度较小，0.5-1mm。

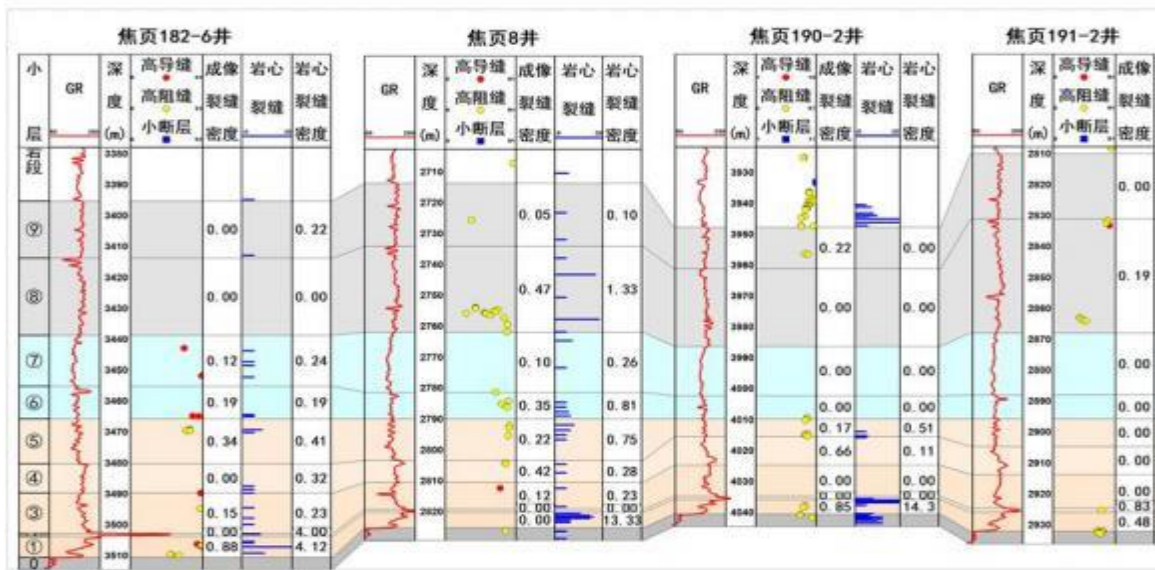


图2.3-5 平桥区块连井成像测井对比图



图2.3-6 焦页8井岩心图片

从成像解释结果，平桥区块 5 口导眼井天然裂缝的走向（倾向）各不相同，但普遍

具有 2 个优势走向：一个裂缝走向与断层近似平行，另一走向与断层呈大夹角；以垂直缝（70-90°）为主、占比 60.3%，其次为高角度缝（45-70°）、占比 30.1%。

3、曲率特征

平桥区块断背斜主体部位断裂不发育，整体曲率值偏低，裂缝不发育，大断裂以靠近背斜两翼的断层处曲率特征呈条带状高值密集分布，裂缝较为发育。具体来看平桥背斜北部地层破碎，地震同相轴连续性较差，曲率特征表现为高值、无明显方向性；平桥背斜东西两翼位于断裂带上，靠近断层处曲率较高，高曲率分布密集；平桥背斜主体区，中部发育一条褶皱条带，裂缝整体不发育。

4、目的层埋深

涪陵地区地表属于低山、丘陵、河流地貌，高低不平，平桥区块最高地表海拔 900m，最低 350m，以地表海拔高程与上奥陶统五峰组底和龙马溪组③小层底构造图为基础编制目的层埋深图，平桥区块五峰组底埋深在 2600-4200m。

2.3.2.3 储层特征

1、脆性矿物特征

平桥区块导眼井焦页 182-6 井五峰组-龙马溪组段脆性矿物（硅质）含量明显较高，其中脆性矿物含量自上而下逐渐增加。总量介于：16.7%~78.2%，平均为 42.62%。下部气层段脆性矿物（硅质）含量介于 18.9-78.2%，平均为 50.57%；上部气层段脆性矿物（硅质）含量介于 16.7-58.1%，平均为 38.10%；

从平面分布特征来看，平桥区块含气页岩段的脆性矿物（硅质）含量分布比较稳定，下部气层石英含量总体介于 49-51%，按照目前能源行业标准 NB/T14004-2015“页岩气藏描述技术规范”评价标准，下部气层脆性矿物含量评价为Ⅱ类。

2、物性特征

平桥区块采用核磁法测定岩石物性样品 52 块，实测结果如下：下部气层①-⑤小层孔隙度为 2.04-4.38%，平均 2.93%。

从平面分布特征来看，平桥区块含气页岩段的孔隙度分布比较稳定，下部气层总体介于 3.2-4.0%，按照目前能源行业标准 NB/T14004-2015“页岩气藏描述技术规范”评价标准，下部气层孔隙度评价为Ⅱ类。

3、空隙结构类型

根据目前平桥区块取心井岩心、氩离子抛光扫描电镜等观察结果可将平桥区块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，纵向上平桥区块下部气层孔隙类型以有机质孔为主，上部气层孔隙类型主要以无机孔为主。裂缝进一步可划分为微裂缝和宏观裂缝两大类。本文主要分析影响压裂改造的层理缝。

层理缝，即层间缝，宏观岩心上难以观察到，但湿水后，可见到快速下渗现象，岩心抛光面上肉眼可以清晰识别部分页理缝，特别是在岩心湿水后，在反光面上可识别出大部分页理缝，整体上来看，页理缝缝宽介于 0.1-0.2mm 之间，从焦页 190-2 井的抛光岩心面上可以看出整个含气页岩段自上而下页理缝逐渐趋于发育。

平桥区块焦页 190-2 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。需要额外说明的是，受剖光过程中机械振动的影响，层间缝发育程度可能会进一步加强，甚至导致沿着层间薄弱面产生新的层间缝，从而使得其发育程度强于原始地层状态下的发育强度，但不管是何种原因导致的层间缝发育程度加强，其均代表了页岩地层中的水平力学薄弱面，在后期改造过程中，易于产生层间滑动形成水平缝，对压裂施工十分有利。

从焦页 190-2 井岩心剖光面的岩心观察结果来看，平桥区块五峰-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。

下部气层①-⑤小层层间缝整体发育，其中以①-③小层和⑤小层中上部层间缝最为发育，干岩心表面肉眼可观察到大量的密集层间缝发育，岩心湿水后快速下渗，湿岩心表面可观察到大量的微细层间缝发育；④小层和⑤小层中下部层理缝发育程度降低，干岩心表面肉眼仍可观察到大量的层间缝，但层间缝发育程度低于下伏①-③小层，岩心湿水后下渗速度快，湿岩心剖光面上可观察到大量的微细层间缝发育。

总体上来看，平桥区块下部气层层间缝数量和缝宽整体上以①-③小层最优，④、⑤小层次之。

2.3.2.4 含气性特征

从目前平桥区块已钻的几口导眼井及水平井的气测异常显示情况来看，目的层均钻遇较好的气测异常显示，主力气层段气测异常显示活跃，具备整体含气、由下而上气测值逐渐降低的特点。

1、含气量特征

平桥区块焦页 182-6 井从含气量实测结果来看①-⑨小层总含气量介于 1.07-4.68m³/t，平均值为 2.39m³/t，损失气含量介于 0.55-2.75m³/t，平均值为 1.35m³/t；解吸气含量介于

0.51-1.93m³/t，平均值为 1.05m³/t。其中，下部①-⑤小层总含气量介于 1.41-4.68m³/t，平均值为 3.17m³/t。

从平面分布特征来看，平桥区块含气页岩段的含气量分布比较稳定，下部气层总体介于 3.0-3.8%。

2、含气饱和度特征

平桥区块焦页 182-6 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 44.73%、最大 74.23%、平均 59.55%。其中，下部气层①-⑤小层的含气饱和度含量较高，平均 64.07%，最小 57.6%，最大 74.23%。

从平面分布特征来看，平桥区块含气页岩段的含气饱和度分布比较稳定，下部气层总体介于 63-67%，按照目前能源行业标准 NB/T14004-2015“页岩气藏描述技术规范”评价标准，平桥区块下部气层孔隙度评价为 I/II 类。

3、压力系数特征

从平桥区块含气页岩段的地层压力系数三维地震平面预测图来看，下部气层压力系数 1.3-1.91，整体大于 1.3。

2.3.2.5 气藏类型

平桥区块气层埋藏深度一般为 2500m-4000m（最大埋藏深度为 4000m，气藏单元中部埋深 3150m），综合埋深、地层压力等因素综合考虑，确定为中深层、高压、干气页岩气藏。

2.3.2.6 地质储量

平桥区块面积 58.8km²，其中下部气层①-⑤小层页岩气地质储量为 267.96×10⁸m³，储量丰度 4.56×10⁸m³/km²；上部气层⑥-⑨小层页岩气地质储量为 326.43×10⁸m³，储量丰度 5.55×10⁸m³/km²；①-⑨小层页岩气地质储量为 594.39×10⁸m³，储量丰度 10.11×10⁸m³/km²。

2.4 集输工程

2.4.1 工程总体布局

2.4.1.1 总体布局

涉及企业机密，不予公开。

2.4.1.2 区域位置

涉及企业机密，不予公开。

2.4.2 集输工程现状及依托情况

2.4.2.1 工程现状

1、工艺现状

涉及企业机密，不予公开。

2、生产参数

涉及企业机密，不予公开。

3、平面布置

涉及企业机密，不予公开。



图2.4-4 焦页189号钻前井位布置图

(4) 主要设备

涉及企业机密，不予公开。

2.4.2.2 依托情况

1、新建平台压裂供电、通信、道路

供电：本次扩建平台压裂依托 35kV 压裂专线，需新建 35kV 电力线 1.5 千米，正常生产供电可依托附近平台已建电力线。扩建平台（集气站）增加生产供电、照明电缆及防雷接地设施。

通信：依托已建集气站内通信设备传输至调控中心；扩建平台井口数据依托已建集

气站内通信设备上传。

道路：道路依托现有气田已建道路，扩建平台增加碎石场地工程量，维修地方破损道路 200 米。

2、增压设施

根据开发调整地面工程建设方案，兼顾增压工程的实施的原则，结合地质、工程扩建方案，焦页 189 号集气站已建 1 台处理量为 $2.04\sim 12.12\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 压缩机橇，本工程新增 1 口井依托已建平台增压设施。

2.4.3 井场布置及工艺设备

2.4.3.1 平面布置

涉及企业机密，不予公开。

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

涪陵页岩气田组分分析表明，页岩气中以甲烷为主，摩尔百分含量为 97.780%~98.140%，乙烷为 0.337%~0.405%，丙烷及以上重烃组分含量为 0.011%，CO₂ 含量为 0.581%~0.643%。页岩气相对密度 0.5658，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

组分	He	H ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	C ₆ ⁺	CO ₂	H ₂ S
摩尔分数 (%)	0.052	0.005	0.987	97.963	0.371	0.010	0	0.001	0	0.611	0

2、工艺流程

涉及企业机密，不予公开。

2.4.3.3 主要设备设施

涉及企业机密，不予公开。

2.4.3.4 集输管道

涉及企业机密，不予公开。

2.4.3.5 主要工程量

涉及企业机密，不予公开。

2.5 采出水处理

- 1、焦页 189 平台钻采期井口返排液排至本平台污水池后，经处理回用于井口压裂。
- 2、焦页 189 平台生产期采出水管输至 190 平台已建撬装产出水处理站处理。处理站设计处理能力 600m³/d。



图 2.5-1 平台与采出水集中点相对位置图

3、现有处理能力校核

(1) 本次平台产水量见下表。

表 2.5-1 平台产水量统计表

序号	平台名称	现有井数 (口)	现有产水量 (m ³ /d)	本次扩建井数 (口)	新增产水量 (m ³ /d)	产水量共计 (m ³ /d)
1	焦页 189 号	7	9	1	150 (生产初期) ~5 (生产后期)	159~14

合计	150~5	159~14
----	-------	--------

(2) 190 平台撬装产出水处理站现处理水量 300m³/d，富裕处理能力 300m³/d。

(3) 焦页 189 号平台已建采出水外输泵参数：Q=30m³/h，H=300m，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平台生产用电、电驱压裂车组用电。

(1) 生产期间供电范围为本次焦页 189-9HF 号扩平台新增照明、仪控通信用电负荷，本工程生产期间 220/380V 用电负荷 1kW。井组开发调整新增用电负荷统计见下表。

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 189-9HF 号扩	仪控负荷	0.5	220V
	加热炉	0.75	380V
小计(需要系数 0.8)		1	

(2) 电驱压裂车组用电：

压裂时，1 口井每天压裂 1~2 段，需要 10 台 5000 马力电驱泵压裂车（5000 马力电驱泵压裂车电功率 3300kW/台）或 20 台 2500 马力常规水力压裂车组。用电负荷为：
3300kW×10=33000kW

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

1、周边变电站及电力线路供电能力现状

189#平台已有 10kV 宏中线接入，已建完善的低压配电系统，可满足新增生产用电负荷需要，可为正常生产期间供电。



图 2.6-1 电力线路供电能力现状示意图

2、平台、集气站供电现状

正常生产期间，189 号平台均已建完善的低压供电系统，满足新增负荷需求。新增设备电源均从站内原有低压系统引出。

2.6.1.3 工程供电

工程公司已建至 182 平台的压裂专线，线路全长 14.5km。189 平台压裂用电 T 接于此线路，需要新建 35kVVLGJ-185 架空线路 1.5km，最大供电能力约为 28MVA，满足电驱压裂负荷需求。线路建成后可满足 189 号平台的电驱压裂用电需求。



图 2.6-2 压裂期间电力线路走向示意图

正常生产期间，189 号平台均已建完善的低压供电系统，满足新增负荷需求。新增设备电源均从站内原有低压系统引出。

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《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。

露天布置的天然气管制设备、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。长距离无分支管道每隔 200m 接地一次。平行管道净距小于 100mm 时，每隔 20m 进行跨接；当管道交叉净距小于 100mm 进行跨接。各阀门（螺栓连接少于 5 处）间拟采用 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，连接处拟进行跨接。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）间拟采用 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-40×4 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，拟补打接地极。

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
一	焦页 189 号扩平台			
1	电力电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 4×4	m	200	
2	电力电缆 NH-YJV22-0.6/1kV 3×4	m	200	
3	热镀锌角钢 L50x5x2500	根	20	
4	热镀锌扁钢-40×4	m	100	
5	35kV 电力线	km	1.5	

2.6.2 自控仪表

2.6.2.1 产能建设部分

涉及企业机密，不予公开。

2.6.2.2 主要检测参数

涉及企业机密，不予公开。

2.6.2.3 主要仪表选型

涉及企业机密，不予公开。

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 $1\ \Omega$ ，接地电阻小于或等于 $4\ \Omega$ 。

表 2.6-3 自控部分主要工程量表

序号	名称	单位	数量	备注
一	189 号扩平台（1 口井）			
1	压力表	台	2	
2	压力变送器	台	2	
3	双金属温度计	台	1	
4	井口智能控制截断阀	套	1	
5	可燃气体探测器	台	3	
6	防爆挠性连接管	根	12	
7	防爆密封接头	个	12	
8	镀锌焊接钢管	m	50	
9	仪表电缆			
	ZR-DJYVP-32 $1\times 2\times 1.5$	km	0.6	
	ZR-DJYPVP-32 $3\times 2\times 1.5$	km	0.1	
	NH-DJYVP-32 $1\times 2\times 1.5$	km	0.5	
	NH-DJYVP-32 $1\times 3\times 1.5$	km	0.3	
	ASTP-120 Ω (for RS485&CAN)	km	0.1	
10	平台站控系统扩容	套	1	约 15 点
11	调控中心 SCADA 系统扩容	套	1	

2.6.3 通信工程

焦页 189 号立体评价井组（189-9HF 评价井），因扩井需要拆除部分围栏及部分通信设施，所以通信系统需要恢复工业电视监控系统、语音对讲及应急广播系统、门禁系统。

2.6.3.1 工业电视监控系统

因平台扩井需要拆除部分围栏及现场摄像头，为此扩建平台需恢复工业电视监控系统，对扩建平台工艺装置区域、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。焦页 189-9HF 站场内恢复室外摄像机 3 台，替换新建计量泵撬区原有 1 台防水球机为防爆球机。

2.6.3.2 语音对讲及应急广播系统

本工程语音对讲及应急广播系统，主要对平台原有 2 套语音对讲及应急广播系统进行恢复，实现平台与调控中心双向通话和远程语音告警。

2.6.3.3 门禁系统

本工程门禁系统主要对平台原有门禁系统进行恢复，通过平台工业以太网光纤传输系统上传至调控中心的门禁系统管理工作站，实现远程控制。

2.6.3.4 通信电源系统及接地设计

本次通信系统采用联合接地，接地电阻不大于 4Ω ；室外摄像机防雷接地电阻不大于 10Ω ，电源系统及接地（含室外摄像机接地）就近接入联合接地网。

表 2.6-4 通信系统主要工量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
一	焦页 189-9HF			
(1)	工业电视监控系统			
1	室外网络高清全球防爆摄像机	套	1	
2	摄像机安装立柱 4 米 配套避雷针	套	1	
3	浪涌保护器-六类缆 SPD	套	1	
4	浪涌保护器-电源线 SPD	套	1	
5	小型断路器	个	2	
6	室外防爆接线箱	套	1	
7	24V 电源模块	套	1	
8	防爆挠性管	根	6	
9	监控杆地笼	套	4	
10	监控杆预埋件	套	4	
11	48 口光纤配线架	套	1	
12	8 芯光纤终端盒（满配法兰、熔纤盘、尾纤）	套	4	
13	光缆 GYTS 12D	m	500	
14	六类屏蔽双绞线 STP	m	50	
15	电源线 ZR-YJV-3×1.5	m	500	
(2)	语音对讲系统			
1	8 芯光纤终端盒（满配法兰、熔纤盘、尾纤）	套	2	
2	六类屏蔽双绞线 STP	m	20	
(3)	门禁系统			
1	控制电缆	m	100	
2	电源线 ZR-YJV-3×1.5	m	50	
(4)	线缆保护			
1	硅芯管	m	500	

2.6.4 消防及给排水

2.6.4.1 消防

涉及企业机密，不予公开。

2.6.4.2 给排水

焦页 189 号集气站加热炉补水由罐车补水，无新增生活用水和排水设施。

2.6.5 采暖及通风

涉及企业机密，不予公开。

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《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010-2016 年版），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/T 50010-2010），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	围墙	丁	钢结构	条形基础
2	井口操作平台	丙	钢结构	--
3	阀墩、管墩	丙	混凝土结构	块式基础
4	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 建筑构结主要工作量表

序号	名称	单位	数量	备注
一	焦页 189 号平台			

序号	名称	单位	数量	备注
1	方井操作平台	套	1	
2	设备基础	m ³	14	
3	铁丝网围栏 H=2.5m	m	120	

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 防腐层和强制电流阴极保护联合防腐。

采气管线采用防腐涂层。

集气站站内管道、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) $\Phi 76$ 采气管线用如下涂层结构：

底层：环氧富锌底漆 2 道，干膜厚度 $80 \sim 100 \mu\text{m}$

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) 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。

3) 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 $80 \sim 100 \mu\text{m}$

中间层：环氧云铁中间漆 1 道，干膜厚度 $60 \mu\text{m}$

面层：丙烯酸聚氨酯面漆 2 道，干膜厚度 $90 \sim 100 \mu\text{m}$

总干膜厚度 $\geq 230 \mu\text{m}$

3) 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， $120 \mu\text{m}$

面层：环氧玻璃鳞片面漆 3 道， $180 \mu\text{m}$

总干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$

2.6.8 道路工程

现平台进场道路为混凝土路面，路面现状整体良好，其中部分转弯及雨毁段路面破损严重，以及经过压裂车辆反复碾压形成路面破损及路基下沉，需要对该病害路段进行

开挖破除后重新浇筑混凝土等方式进行维修治理。

焦页 189 号平台进场道路全长为 1.7km，平均宽 4m，道路破损严重需要维修长度为 200m。路面结构为：C30 混凝土 20cm+级配碎石 10cm+切除破损混凝土板。

表 2.6-8 道路工程主要工量表

平台	维修长度 (m)	维修宽度(m)	维修面积(m ²)
焦页 189 平台	200	4	800

2.7 安全管理情况

2.7.1 安全管理机构设置情况

涉及企业机密，不予公开。

2.7.2 劳动定员及安全管理人員配置

涉及企业机密，不予公开。

2.7.3 安全投资

涉及企业机密，不予公开。

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

根据可行性研究报告焦页 1HF 井气样分析解释结果，本工程天然气中不含硫化氢。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	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

运	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，造成呼气系统、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（℃）	-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（℃）	无意义				
	引燃温度（℃）	无意义				
	爆炸下限（V/%）	无意义				
	爆炸上限（V/%）	无意义	燃烧（分解）产物	/		
	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	危险性类别	类别 3	危险货物包装标志	2	包装类别	O53

与储运	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。如患者吸入或吸入本物质，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、限制性空间或其余高浓度区作业，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。	

3.1.2.5 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 (°C)	-209.8
	相对密度 (水=1)	0.81 (-196°C)	沸点、初沸点和沸程 (°C)	-196
	相对蒸气密度 (空气=1)	0.97	饱和蒸气压 (kPa)	1026.42 (-173°C)
	临界温度 (°C)	-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 (°C)	不适用	闪点 (°C)	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，溶于液氨。		
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	<p>皮肤接触液氮可致冻伤。</p> <p>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。</p>			
毒理学资料	急性毒性：本品为单纯窒息性气体。			
消防措施	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>			
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	<p>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。</p>			
储存注意事项	<p>储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不超过 30°C。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。</p>			
运输注意事项	<p>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。</p>			
急救措施	<p>皮肤接触：不会通过该途径接触。</p> <p>眼睛接触：不会通过该途径接触。</p> <p>吸入：将患者转移到空气新鲜处，休息，保持利于呼吸的体位。</p> <p>食入：不会通过该途径接触。</p>			

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。

3、容器爆炸

本工程依托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

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、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，如变压器、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、灼烫

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

9、淹溺

水池无围护措施，周边人员发生淹溺，水池无防渗漏措施或措施失效，造成渗漏。

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、水套加热炉

水套加热炉的特点是明火、高温、带压，属于操作危险性较高的设备。由于水套加热炉本身的高危险性或员工操作不当都会引发事故。水套加热炉存在的主要危险有：

1) 燃料管线泄漏引起火灾

燃料管线由于法兰接头、开关、阀门出现故障或管道受损，泄漏的天然气，被燃烧器的火焰或其他点火源引燃而着火。

2) 水套加热炉在长期运行过程发生火灾

加热炉在长期运行过程中，被加热介质的管路内壁长期与天然气、采出水接触，容易造成管路内壁腐蚀结垢，结垢后将不能把水蒸气的热量及时传出，造成水蒸气压力上升，若不及时处理有可能造成水蒸气的超压爆炸事故。泄漏出的高温蒸汽可能对设备附近的作业人员造成高温灼伤。

3) 炉膛发生爆炸

发生爆炸有两种情况：一是发生在点火开工阶段，若供燃料管道的燃料漏进炉膛，可能与空气形成混合物；二是燃烧器或喷嘴的火焰突然熄灭而燃料继续供应时发生爆炸，熄火的原因有多种，如气体燃料管中产生了凝结水，临时中断进料，也可能发生熄火现

象，熄火后，进入炉膛的燃料蒸发，其蒸气和空气可形成爆炸性混合物。

4) 烟道发生爆炸

当空气不足，不能保证燃料完全燃烧的情况下，加热炉的烟道内可能发生爆炸。燃料不完全燃烧的产物含有的燃气，特别是氢、一氧化碳，和空气混合能发生燃烧爆炸。

5) 操作不当引起事故

加热炉为明火设备，危险性较大，意外熄火后加热炉无熄火保护装置或保护装置失效，再次点火时由于炉膛未吹扫干净发生内爆。

3、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。

4、输气管线

本工程主要为单井管线，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，但也存在如耐高温性差、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。

5、机泵类

机泵的传动件、转动部位，若防护罩失效或缺，人体接触时就有机械伤害的危险。正常生产期间，作业人员在没有停机的情况下进行作业或维修，造成机械伤害事故发生。计量泵部件磨损老化、密封不良、设备维修、管道腐蚀等原因，可能造成天然气泄漏，如维修时使用非防爆工具、泵房内动火或操作人员未使用防静电劳动防护用品等，有可能造成火灾爆炸事故。

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

3.2.4 公用工程及辅助生产设施的危险有害因素分析

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 RTU（远程终端单元），同时采集电参、运行状态及井口压力等信号，将井口 RTU 采集的信号通过无线方式传送至井场 RTU，井场 RTU 将气井数据通过无线网桥方式传输至数控中心，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

变压器及配电箱未设置接地线或设置不符合规范，人员忽视警告，距离变压器太近，且无防护措施；跨越安全围栏或超越安全警戒线；工作人员跑错间隔误碰带电设备；以及在带电设备附近使用钢卷尺、皮卷尺等进行测量或携带金属超高物体在带电设备下行走；均可导致触电事故。

变压器过负荷运行时，将使设备温度过高，变压器里的绝缘材料在较高温度下作用将逐步发生老化，使绝缘强度降低；或者当变压器发生穿越性故障时；在过电压冲击时；检修质量不良使局部绝缘损坏等，造成短路，若没有一定的保护措施，就将发生火灾事

故。

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

会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。

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。

集气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闲下游立管的壁厚检测与硬度检测，掌握其腐蚀现状及管线材质的力学性能；

（2）明确岗位职责，规范视频监控记录，增强安全风险意识，提升异常生产信息分析、处置技能；

（3）进一步完善生产异常信息处置程序，确保异常生产信息的及时、有效传递；

（4）严格井口检修作业，确保井口各类安全设施完好可靠；

（5）进行井口数字化改造，实现生产数据实时、远程传输。

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，游动滑车上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) 作业人员一定要按照操作规程进行正确操作，避免此次事故的发生。

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、集输管道单元
- 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，本次评价选择以下两种评价方法：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	集输管道单元	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险，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 189 号立体评价井组（189-9HF 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

涉及企业机密，不予公开。

5.1.2 与周边生产经营活动或居民生活的影响评价

涉及企业机密，不予公开。

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 5.1-4 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，应避开一级水源保护区。	《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	符合要求
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	符合要求

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

涉及企业机密，不予公开。

5.2.1.2 技术、工艺安全可靠评价

根据现场实际生产情况，本次新增井可充分利用原集气站处理设施，新井在原集气站扩建流程处理后接入已建集输系统。

（1）总体布局

沿用涪陵页岩气田一期工程湿气输送工艺，依托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，原则上不新建集气站。

（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。

在加密井站场受限的情况下，老井用两相流量计计量，新井接入老井集输流程的集输模式。

若加密井场场地充足，选用“井口-加热炉-分离器”的“一对一”连续计量模式。

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；设计要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

本次开发调整后，增压开发优先采用集气站增压模式，若站场受限，考虑井场增压。

压缩机小型化、橇装化：便于搬迁、安装以及重复利用，提高压缩机利用效率，降低投资。

综合考虑气井压力衰减和增压气量等因素，统筹考虑增压规模及增压时机。

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，无需进行安全可靠分析评价。

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

涉及企业机密，不予公开。

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

涉及企业机密，不予公开。

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

涉及企业机密，不予公开。

5.3.3 设备、装置、设施与生产过程的匹配性评价

涉及企业机密，不予公开。

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 189 号平台（集气站）内。在站内施工期埋设管道应注意是否与站内原有管道平行或交叉，需探明站内其他管道情况进行施工，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

涉及企业机密，不予公开。

5.4.2 公用工程及辅助生产设施单元评价小结

涉及企业机密，不予公开。

5.5 风险程度评价

涉及企业机密，不予公开。

6 安全管理和应急管理评价

6.1 安全管理

涉及企业机密，不予公开。

6.2 应急管理

涉及企业机密，不予公开。

7 安全对策措施及建议

7.1 可研报告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) 站内井口和工艺区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/T 21447-2018），《埋地钢质管道阴极保护技术规范》（GB/T 21448-2017）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。

(4) 架空、埋地或地沟内的金属管道，在进出建筑物处，就近与防雷接地装置相连。距离建构物 100m 内的管道，每隔 25m 左右接地一次，其冲击接地电阻不大于 $10\ \Omega$ 。

(5) 可能产生静电危害的容器、储罐、装卸设施等做防静电接地；直径等于或大于

2.5m 或容积等于、大于 50m³ 时，其接地点不少于两处；上述设备的金属浮体必须与罐体相接，与地绝缘的金属部件接地。

(6) 每个橇装设备至少两点与主接地干线连接，并与露出地面的工艺管道相互做电气连接。

(7) 接地极采用 L50×5×2500 的镀锌角钢，间距不小于 5m；接地线采用-40×4 的镀锌扁钢；接地装置埋深 0.7m。

(8) 站内所有的电气设备接地、仪表接地、防雷、防静电接地相连构成统一的接地网，接地电阻 $R \leq 4 \Omega$ 。

7、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、通风设施

集气站为无人值守站，站内房屋建筑为仪控室和配电室，采用自然通风。项目对脱水站、供水泵站配电室、化验间、卫生间采取了机械通风、自然通风的设计。

9、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 $2.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$ ，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。

安防、视频监控采用工业电视监视系统，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，大门口设置室外网络高清枪式摄像机，围墙对角设置非防爆型高速网络高清球机，用以对周围的情况进行监视，以便预防意外闯入和及时发现险情给予报警及火灾确认等。

集气站及平台均安装周界防越报警系统，每面围墙上安装一对光纤入侵探测装置，形成周界封闭警戒系统。

集气站及平台设置语音告警广播系统，工业电视监控及周界防御系统发现警情时，自动向可疑目标发出语音警告或警报信号，威慑和阻止非正常入侵行为。高噪声、和高危险度场合下运行和调试检修人员流动作业对调度通信的需要，并在事故状态下紧急疏散相关工作人员提供广播呼叫服务。

为有效管理站内、平台上的进出，防止不法分子和未经许可的人员进出。平台及集气站内设门禁系统，设门禁控制器。系统采用国际最通用的非接触 IC 卡门禁系统。

在通信设备与自控设备、供电设备接口处设置电涌保护器。通信设备机房工作接地、保护接地和防雷接地采用三合一的联合接地，各站场阀室通信设备与电力专业设计的共用联合接地装置端子做可靠的连接，接地电阻 $\leq 4\Omega$ 。

7.1.1.2 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，建立健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) 检查安全设施、消防器材等的使用情况，对不符合要求、破损的设备及时更换。同时要求分包商主动与县级地方消防、安全等部门签订协议，制定安全、消防管理条例。

(7) 开工验收过程中对施工作业队伍进行安全能力评估，包括队伍编制、人员素质和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。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更换，不得带病作业。

(4) 施工现场应建立完善的安全理制度，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，应定期对救援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件能力的有效手段。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焦石坝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，可为焦页 189 号扩井组提供消防支援。

7.2 补充的安全对策措施及建议

7.2.1 站场周边及平面布置的安全对策措施

涉及企业机密，不予公开。

7.2.2 主要技术、工艺或者方式和装置、设备、设施的安全对策措施

涉及企业机密，不予公开。

7.2.3 安全管理建议

涉及企业机密，不予公开。

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 189 号平台 1 口新井到 189 号集气站处理，本次扩建集气站新增 1 台 DN50 两相流量计撬、1 台单井式旋流过滤除砂器，统筹考虑泡排及气举采气措施，配套 1 台 4 井式智能泡排计量泵撬并预留气举车接口，利旧 400kW 水套加热炉 1 台，新建 35kV 电力线路 1.5 公里，配套完善仪控、通信、给排水等设施。

8.1.2 工程主要危险、有害因素

1、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、触电、物体打击、机械伤害、车辆伤害、高处坠落、容器爆炸、灼烫、淹溺等；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。

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《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焦页 189 号立体评价井组（189-9HF 评价井）若按照可研报告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、执行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。