

报告编号：SH-2024-SY-YPJ-0803

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司  
焦石坝区块焦页 56 号中部气层开发井组

# 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

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司  
焦石坝区块焦页 56 号中部气层开发井组

## 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

焦石坝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”。

焦石坝区块基于一次井网实施后的剩余气精细刻画，按照“往北全面推进三层立体开发滚动建产、往南加快评价两层立体开发新模式”的差异化开发调整思路，建立了国内首个页岩气立体开发模式。基于焦石坝中南部评价井焦页 56-Z1HF 实施效果较好、上部气层减薄带发育区两层立体开发可行，为进一步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，在两层立体开发有利区内焦页 56-Z1HF 控制的 56 号井组区域开展井组产建，共部署 9 口井。

焦石坝区块焦页 56 号中部气层开发井组主要建设内容包括：新建集气站 1 座、扩建集气站 2 座，充分依托焦石坝已建集输系统和集气站已建流程，主要新增两相流量计 9 台、DN1200 生产分离器 1 台、单井式除砂器 5 台、DN150 放空火炬 3 座，利旧 400kW 水套加热炉 4 台。新建 DN100 集输线路 1.7 千米，同沟敷设采出水管、通讯光缆，新建 35kV 电力线路 1.6 千米、10kV 电力线路 1.5 千米，配套完善仪控、通信、给排水等设施。新增永久征地 11.65 亩。

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，综合运用了预先危险性分析（PHA）、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！

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.....	10
1.4 评价程序.....	11
2 建设项目概况.....	13
2.1 建设项目基本情况.....	13
2.2 自然和社会环境概况.....	13
2.3 开发方案及气藏概况.....	17
2.4 集输工程.....	26
2.5 采出水处理.....	39
2.6 公用工程及辅助生产设施.....	44
2.7 安全管理情况.....	61
3 危险、有害因素辨识与分析.....	63
3.1 主要物质危险、有害因素分析.....	63
3.2 生产工艺及设备设施危险、有害因素分析.....	70
3.3 自然和社会危险因素分析.....	80
3.4 重大危险源辨识.....	83
3.5 事故案例与事故原因分析.....	84
4 评价单元划分和评价方法选择.....	91
4.1 评价单元划分.....	91
4.2 评价方法选择.....	91
5 定性、定量评价.....	94
5.1 选址及外部安全条件评价.....	94
5.2 技术、工艺安全可靠性评价.....	95
5.3 设备、装置、设施配套及可靠性评价.....	96
5.4 公用工程及辅助生产设施单元.....	97
5.5 风险程度评价.....	97
6 安全管理和应急管理评价.....	98

6.1 安全管理.....	98
6.2 应急管理.....	98
7 安全对策措施及建议 .....	99
7.1 可研报告中提出的主要安全对策措施.....	99
7.2 补充的安全对策措施及建议.....	104
8 评价结论 .....	105
8.1 项目主要特点及主要危险、有害因素评价结果.....	105
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...	错误!未定义书签。
8.3 项目潜在的危險、有害因素控制情况.....	错误!未定义书签。
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。
附图 2 项目环境关系示意图 .....	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 项目选址意见表 .....	错误!未定义书签。
附件 5 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 6 应急救援预案备案证明 .....	错误!未定义书签。
附件 7 可行性研究报告批复 .....	错误!未定义书签。
附件 8 可行性研究报告编制单位资质 .....	错误!未定义书签。
附件 9 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、《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）

3、《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）

4、《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)

5、《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）

6、《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）

7、《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）

8、《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）

9、《关于加强油气输送管道途径人员密集场所高后果区安全管理工作的通知》（安监总管三[2017]138 号）

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、《给水排水构筑物工程施工及验收规范》（GB 50141-2008）
- 31、《火灾自动报警系统设计规范》（GB50116-2013）
- 32、《自动化仪表工程施工及质量验收规范》（GB50093-2013）
- 33、《工业设备及管道绝热工程设计规范》（GB50264-2013）
- 34、《电力设施抗震设计规范》（GB50260-2013）
- 35、《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）
- 36、《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）
- 37、《埋地钢质管道直流干扰防护技术标准》（GB50991-2014）
- 38、《气田集输设计规范》（GB50349-2015）
- 39、《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）
- 40、《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）
- 41、《油气输送管道穿越工程施工规范》（GB50424-2015）
- 42、《混凝土结构设计标准（2024 年版）》（GB/T 50010-2010）
- 43、《通信线路工程设计规范》（GB51158-2015）
- 44、《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）

- 45、《油气输送管道完整性管理规范》（GB32167-2015）
- 46、《油田采出水处理设计规范》（GB50428-2015）
- 47、《建筑抗震设计标准（2024 年版）》（GB/T 50011-2010）
- 48、《钢结构设计标准》（GB50017-2017）
- 49、《天然气》（GB17820-2018）
- 50、《电力工程电缆设计标准》（GB50217-2018）
- 51、《建筑设计防火规范（2018 年版）》（GB50016-2014）
- 52、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）
- 53、《安全防范工程技术标准》（GB50348-2018）
- 54、《消防应急照明和疏散指示系统技术标准》（GB51309-2018）
- 55、《火灾自动报警系统施工及验收标准》（GB50166-2019）
- 56、《个体防护装备配备规范第 1 部分：总则》（GB39800.1-2020）
- 57、《个体防护装备配备规范第 2 部分：石油、化工、天然气》（GB39800.2-2020）
- 58、《陆上石油天然气开采安全规程》（GB42294-2022）
- 59、《建筑电气与智能化通用规范》（GB55024-2022）
- 60、《安全防范工程通用规范》（GB55029-2022）
- 61、《消防设施通用规范》（GB55036-2022）
- 62、《建筑防火通用规范》（GB55037-2022）
- 63、《生产过程安全卫生要求总则》（GB/T12801-2008）
- 64、《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T50065-2011）
- 65、《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》（GB/T50698-2011）
- 66、《油气田及管道工程仪表控制系统设计规范》（GB/T50892-2013）
- 67、《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》（GB/T50823-2013）
- 68、《石油天然气管道工程全自动超声波检测技术规范》（GB/T50818-2013）
- 69、《石油天然气工业 管道输送系统 管道阀门》（GB/T20173-2013）
- 70、《钢质管道焊接及验收》（GB/T31032-2023）
- 71、《埋地钢质管道阴极保护技术规范》（GB/T21448-2017）
- 72、《油气输送管道线路工程抗震技术规范》（GB/T50470-2017）
- 73、《输送流体用无缝钢管》（GB/T8163-2018）
- 74、《钢质管道外腐蚀控制规范》（GB/T21447-2018）

- 75、《油气管道运行规范》（GB/T35068-2018）
- 76、《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2020）
- 77、《埋地钢质管道阴极保护参数测量方法》（GB/T21246-2020）
- 78、《钢质管道内腐蚀控制规范》（GB/T23258-2020）
- 79、《爆炸性环境 第 1 部分：设备通用要求》（GB/T3836.1-2021）
- 80、《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》（GB/T9711-2023）
- 81、《石油天然气工业 管道输送系统》（GB/T 24259-2023）
- 82、《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）
- 83、《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2010）
- 84、《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ/T230-2010）
- 85、《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）
- 86、《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）
- 87、《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、《套管柱试压规范》（SY/T5467-2007）
- 14、《油气井射孔用多级安全自控系统安全技术规程》（SY6350-2008）
- 15、《天然气管道运行规范》（SY/T 5922-2024）

- 16、《石油工业用加热炉安全规程》（SY0031-2012）
- 17、《石油天然气站场阴极保护技术规范》（SY/T6964-2013）
- 18、《油气井井喷着火抢险作法》（SY/T 6203-2024）
- 19、《石油天然气工程供暖通风与空气调节设计规范》（SY/T 7021-2024）
- 20、《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》（SY/T7036-2016）
- 21、《油气架空管道防腐保温技术标准》（SY/T7347-2016）
- 22、《油气田工程安全仪表系统设计规范》（SY/T7351-2016）
- 23、《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）
- 24、《石油天然气工程建筑设计规范》（SY/T0021-2016）
- 25、《油气输送管道监控与数据采集（SCADA）系统安全防护规范》（SY/T7037-2016）
- 26、《输气管道系统完整性管理规范》（SY/T6621-2016）
- 27、《输气管道高后果区完整性管理规范》（SY/T7380-2017）
- 28、《防静电安全技术规范》（SY/T 7385-2017）
- 29、《油气田电业带电作业安全规程》（SY/T5856-2017）
- 30、《油气田防静电接地设计规范》（SY/T0060-2017）
- 31、《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T6064-2017）
- 32、《石油天然气生产专用安全标志》（SY/T6355-2017）
- 33、《石油天然气作业场所劳动防护用品配备规范》（SY/T6524-2017）
- 34、《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）
- 35、《油气田防静电安全技术规范》（SY/T 7385-2024）
- 36、《本安型人体静电消除器安全规范》（SY/T7354-2017）
- 37、《穿越管道防腐层技术规范》（SY/T7368-2023）
- 38、《石油天然气作业场所劳动防护用品配备规范》（SY/T6524-2017）
- 39、《油气输送管道并行敷设技术规范》（SY/T7365-2017）
- 40、《油气输送管道工程水域开挖穿越设计规范》（SY/T 7366-2024）
- 41、《石油工程建设施工安全规范》（SY/T6444-2018）
- 42、《油气输送管道线路工程水工保护设计规范》（SY/T6793-2018）
- 43、《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）

- 44、《天然气井试井技术规范》（SY/T5440-2019）
- 45、《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）
- 46、《油气厂、站、库给水排水设计规范》（SY/T0089-2019）
- 47、《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）
- 48、《石油天然气管道安全规范》（SY/T6186-2020）
- 49、《油气田变配电设计规范》（SY/T0033-2020）
- 50、《井下作业安全规程》（SY/T5727-2020）
- 51、《油（气）田容器、管道和装卸设施接地装置安全规范》（SY/T5984-2020）
- 52、《油气田及管道工程雷电防护设计规范》（SY/T6885-2020）
- 53、《石油天然气工程管道和设备涂色规范》（SY/T0043-2020）
- 54、《石油天然气管道安全规范》（SY/T6186-2020）
- 55、《阴极保护管道的电绝缘标准》（SY/T0086-2020）
- 56、《油气管道仪表及自动化系统运行技术规范》（SY/T6069-2020）
- 57、《油气管道安全预警系统技术规范》（SY/T6827-2020）
- 58、《油气管道完整性管理等级评估规范》（SY/T7472-2020）
- 59、《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109-2020）
- 60、《油气输送管道工程竣工验收规范》（SY/T4124-2020）
- 61、《常规射孔作业技术规范》（SY/T5325-2021）
- 62、《输气管道工程过滤分离设备规范》（SY/T6883-2021）
- 63、《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》（SY/T7628-2021）
- 64、《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）
- 65、《陆上油气田油气集输安全规程》（SY/T6320-2022）
- 66、《泵给排水系统能效限定值及能效等级》（JB/T 14165-2022）
- 67、《输油气管道工程安全仪表系统设计规范》（SY/T6966-2023）
- 68、《压力管道安全技术监察规程—工业管道》（TSGD0001-2009）
- 69、《固定式压力容器安全技术监察规程》（TSG21-2016）
- 70、《压力管道监督检验规则》（TSGD7006-2020）
- 71、《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 号中部气层开发井组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 06 月编制）
- 2、《关于焦石坝区块焦页 56 号中部气层开发井组的批复的批复》（江油工单[2024]43 号）
- 3、《重庆市企业投资项目备案证》（项目代码：2311-500102-04-01-178015）
- 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：

本次焦石坝区块焦页 56 号中部气层开发井组项目共扩建 2 个平台，新建 1 个平台，新增 9 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 1.18 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石坝区块焦页 56 号井组开发调整项目新增气量要求，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 44 号平台、焦页 56 号 B 平台，新建焦页 45 号西集气站。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 44 号平台扩建 1 口井，新增 1 台 DN50 两相流量计、1 具单井式旋流过滤除砂撬，1 座 DN150 火炬，预留 1 台压缩机位置。

焦页 56 号 B 平台扩建 4 口井，搬迁利旧 400kW 水套加热炉 2 座，新增 4 台 DN50 两相流量计、2 具单井式旋流过滤除砂撬、1 座 DN150 放空火炬。

焦页 45 号西平台新建 4 口井，搬迁利旧 400kW 水套加热炉 2 座，新增 4 座 DN50 两相流量计和 1 具 DN1200 气液分离器，2 具单井式旋流过滤除砂撬、1 座 DN150 放空火炬、2 套 DN100 清管球阀，预留 1 台压缩机位置。新建 DN100 集输线路 1.7 千米。

3、焦页 44 号和 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。

45 号西平台新建采出水管线 1.7 千米与集气管线同沟敷设，至 45 号集气站互输回用。

4、扩建/新建平台（集气站）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 44 号和焦页 56B 平台生产电源依托已建电力线，焦页 45 号西钻井电源依托 35kV 中原线供电，需新建 35kV 线路 1.6 千米，焦页 45 号西生产电源依托 10kV 江油三线供电，需新建 10kV 线路 1.5 千米，新建 630kVA 箱式变电站 1 座。新建平台（集气站）增加生产供电、照明电缆及防雷接地设施。

6、扩容扩建/新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、通信依托新建集气站工业以太网传输系统，45 号西集气站新建 2 条 48 芯光缆（共 5km）同沟敷设至 45 号平台，接入焦石坝已建通信环网。

8、项目新增永久征地 11.65 亩。

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。

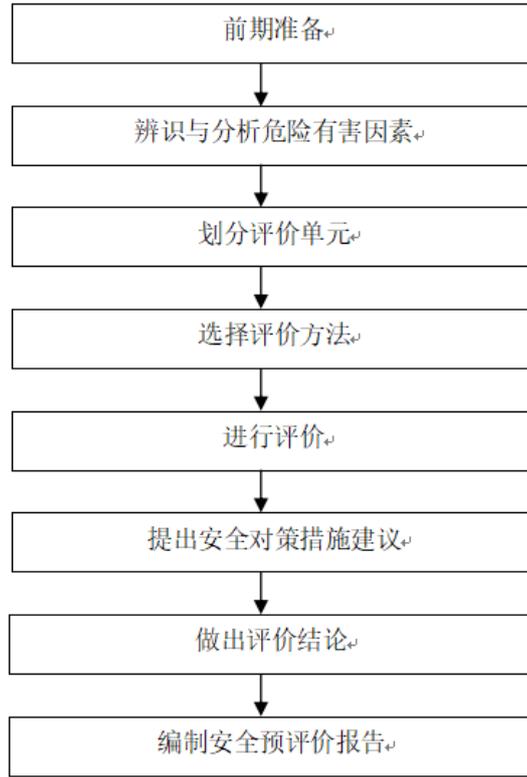


图 1.4-1 安全预评价程序框图

## 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

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。

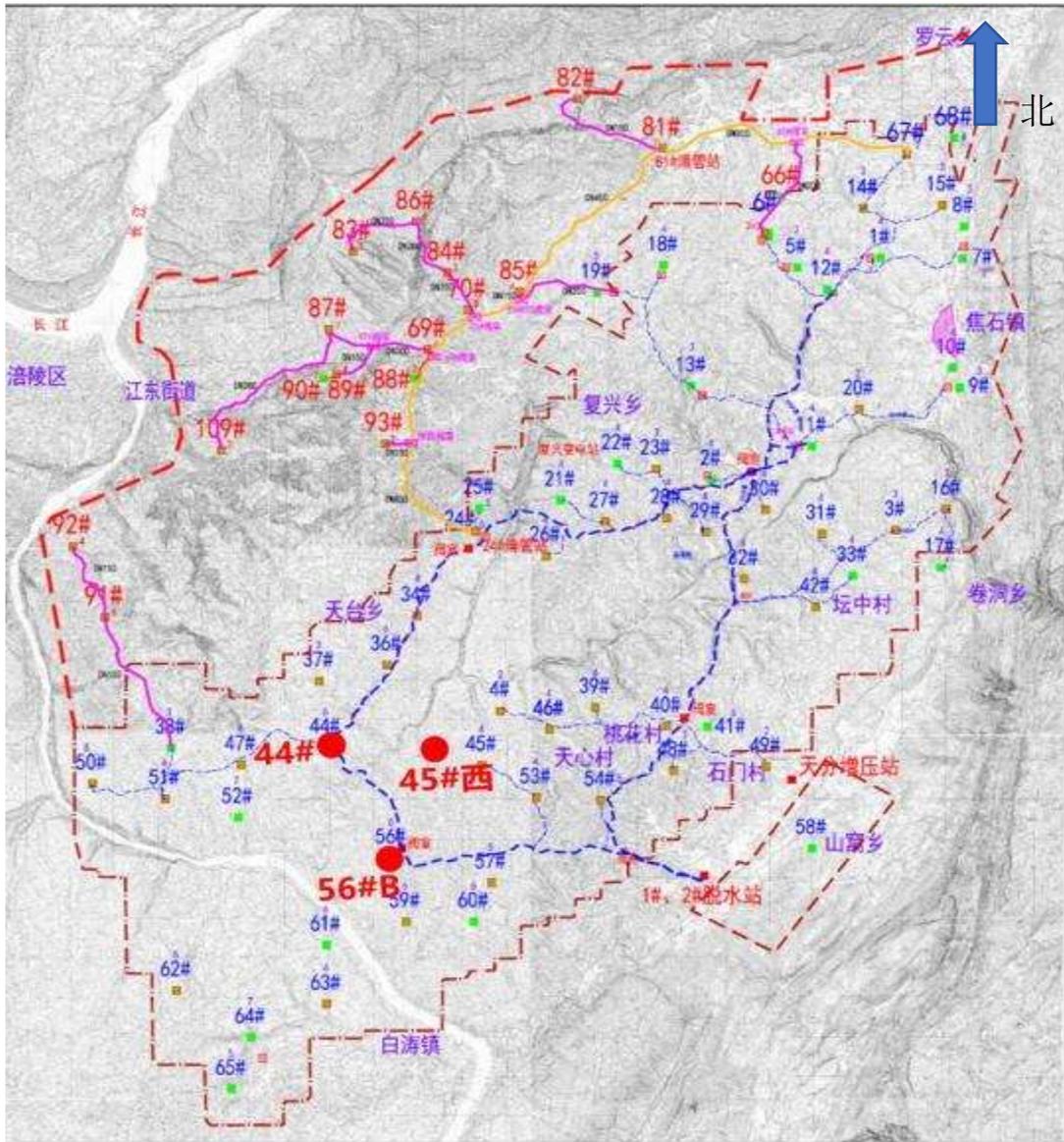


图 2.2-1 焦石坝区块焦页 56 号中部气层开发井组项目区域位置图

## 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℃。其总的特征是：四季分明，热量充足，季风影响突出；地势由西北向东南升高，气温递降，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。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。涪陵地区降水丰沛，年降水量 1100 至 1200mm，年雨日 170 至 190 天左右。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 317 天，日照 1248 小时。

#### 2.2.2.2 水文

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 100 平方公里的河流有乌江、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

焦石坝区块位于川东南高褶区川东高陡褶皱带，为齐岳山断层以西、万县复向斜南部与方斗山背斜带西侧的交汇区域，属于江南-雪峰构造域锋带，为一个受北东向吊水岩断层、石门 1 号断层及北西走向的大耳山断层、乌江断层两组边界断裂控制的菱形断背斜。焦石坝区块上、下部气层构造形态基本一致，构造主体为北东走向的焦石坝断背斜，为一平缓宽阔的箱状背斜，背斜核部构造形变弱，断裂不发育，地层平缓，倾角 $<5^{\circ}$ ；两翼构造变形较强，地层变陡，断层前缘志留系明显增厚，岩层较破碎。

#### 2.2.2.5 地震烈度

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）及《建筑抗震设计标准（2024 年版）》（GB/T 50011-2010），重庆市涪陵区抗震设防烈度为 6 度，地震动峰值加速度为 0.05g。地震分组为第一组，地震动反应谱特征周期值为 0.35s。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及高速公路西至重庆、成都，东达万州、宜昌、武汉以及上海，距江北国际机场 80km；涪陵位于乌江与长江汇合处，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，大型新建集装箱码头已投入使用。区内各场镇间均可以公路相通，全区行政村公路通达率为 100%，涪陵城区至焦页 1 井井场可通过县道 144 线及少量乡村基干道到到达，里程约 35km。

### 2.2.4 周边环境

焦页 56 号中部气层开发调整井组利用老平台 2 座，新建平台 1 座，钻井 9 口，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。焦页 44 号 A 平台新建井口位于平台中部；焦页 56 号 B 平台新建井口主要集中在站场东南部，两相流量计拟布置在站场北部，水套加热炉拟布置在站场东部；焦页 45 号西平台新建井口位于平台东部；水套炉及配套设施拟布置在站场东部和南部。

焦页 44 号 A 平台新建井口距离南侧最近的散居民房约 114m，与西北侧与架空电力线路约 82.8m；焦页 56 号 B 平台新建井口距离南侧架空电力线路约 100m，与西北侧散居民房约 73.9m；焦页 45 号西平台与西南侧架空电力线距离约 60m，最近的民房位于西南侧，距离约为 134m。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。

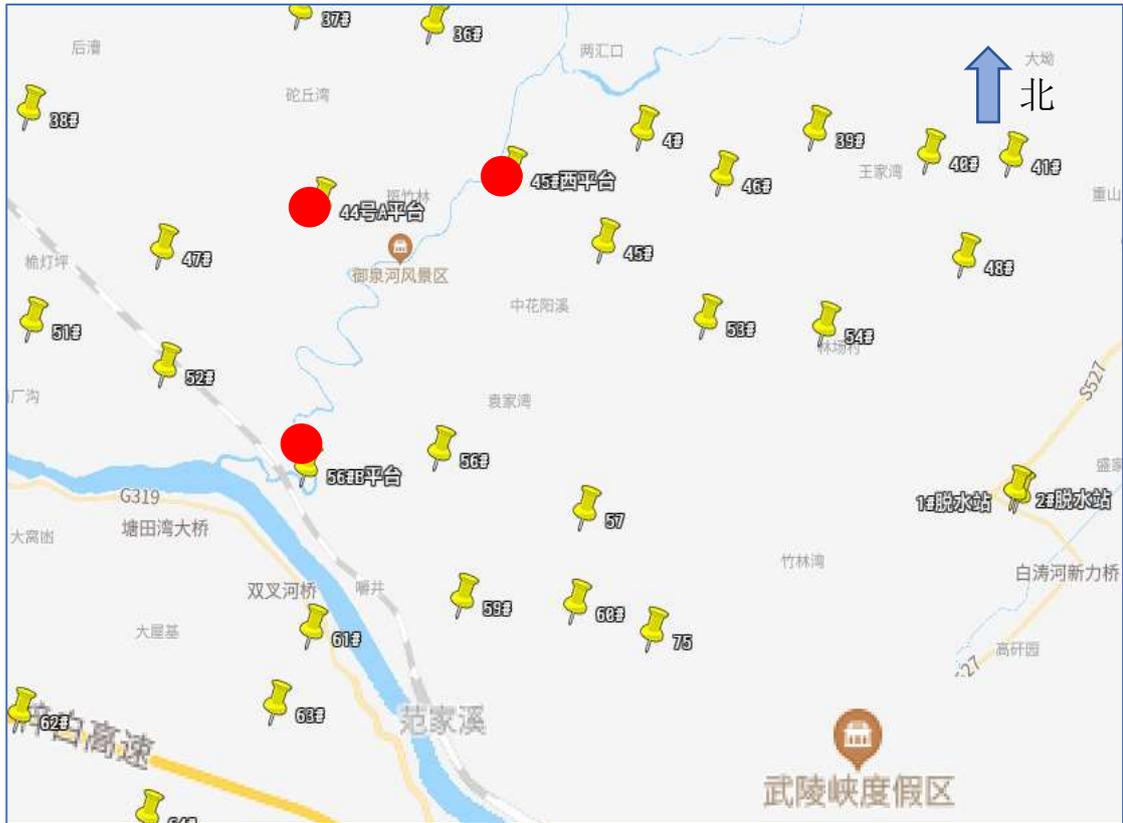


图 2.2-2 区域布置图

## 2.3 开发方案及气藏概况

### 2.3.1 开发方案

焦石坝区块焦页 56 号中部气层开发井组要用于弥补一期产量递减，与一期、江东、上部气层井和加密井、增压开采增气量叠加销量在 2024 年达到  $60.3 \times 10^8 \text{m}^3$ ，之后逐年递减。

焦石坝区块焦页 56 号中部气层开发井组调整开发产气外输依托焦石坝一期产气外输涪陵输配站（当地市场）和涪陵增压站（通过涪陵-王场管道输往川气东送下游用户）。本次焦页 56 号中部气层开发井组扩建平台分布见图 2.3-1。

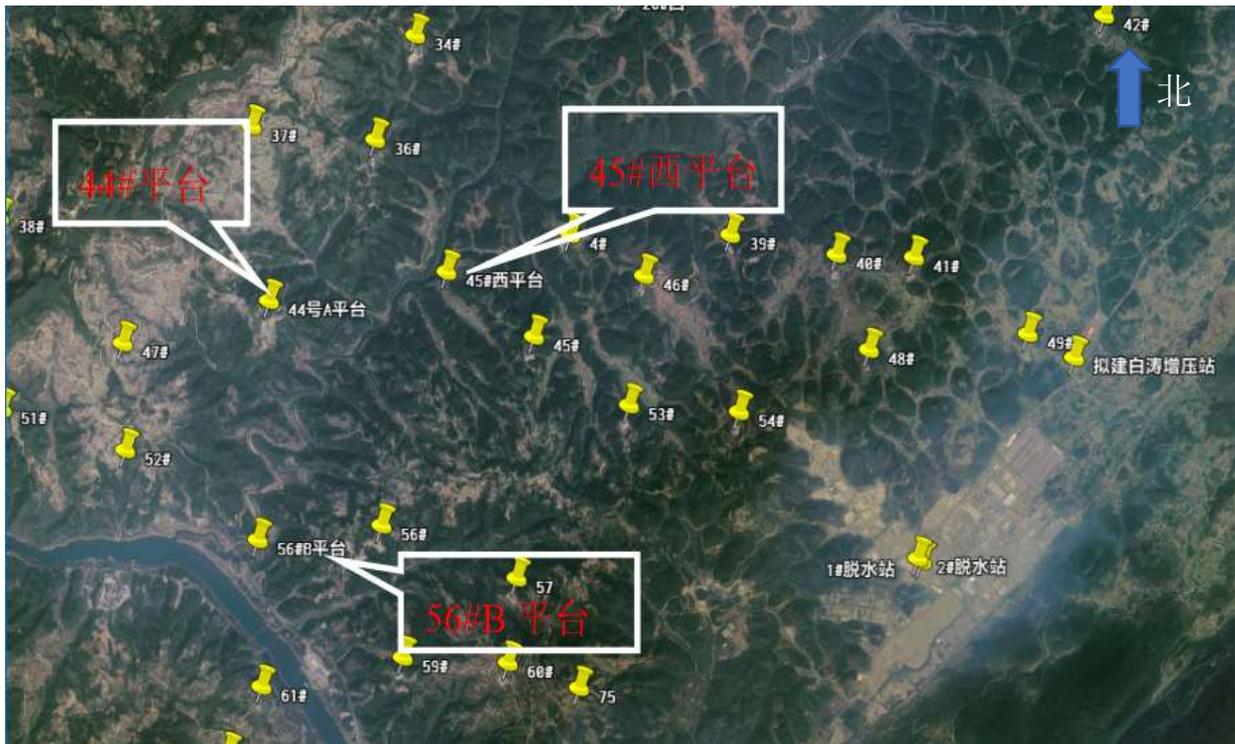


图 2.3-1 焦页 56 号中部气层开发井组扩建平台分布图

根据开发部署，焦石坝区块焦页56号中部气层开发井组项目包括2个扩建平台，1个新建平台，新增钻井9口。

## 2.3.2 气藏概况

### 2.3.2.1 地层沉积特征

五峰组-龙马溪组为焦石坝地区页岩气勘探的目的层段。

奥陶系末五峰组沉积时期，受华南板块挤压，中扬子地区基底迅速下降，海平面迅速升高，形成了一次较大的海侵，在中扬子地区形成了一套比较稳定的富有机质硅泥质沉积。此后，受奥陶纪末全球冰川活动的影响，海水迅速下降，扬子地区高部位位置海水下降更为迅速，较早上升到沉积界面之上，在该时期未接受地层沉积，而在低部位区则由深水沉积环境转变为浅水台地相沉积环境，沉积了观音桥段生屑灰岩地层，随着海退的进一步加剧，低部位也露出水面，观音桥段剥蚀殆尽，仅在较深的部位残存少量的观音桥段地层，研究区焦页 1 井钻井过程中在五峰组顶部钻遇了一层 10cm 左右的生屑灰岩，证实了研究区曾经接受过观音桥段生屑灰岩的沉积，同时证实了在奥陶纪末全球冰川活动时期研究区处于相对较低的地区。

志留系早期，受华南板块的挤压，整个扬子板块逐渐由先前的台地相转换为前陆盆

地沉积环境，当时研究区位于隆后盆地的沉积环境，自湘鄂西地区向研究区水体整体逐渐加深，当时研究区南部为黔中隆起，西部为川中古隆起，受几大古隆起的夹持，研究区处于相对安静的陆棚沉积环境，发育了一套暗色富有机质富硅质页岩。

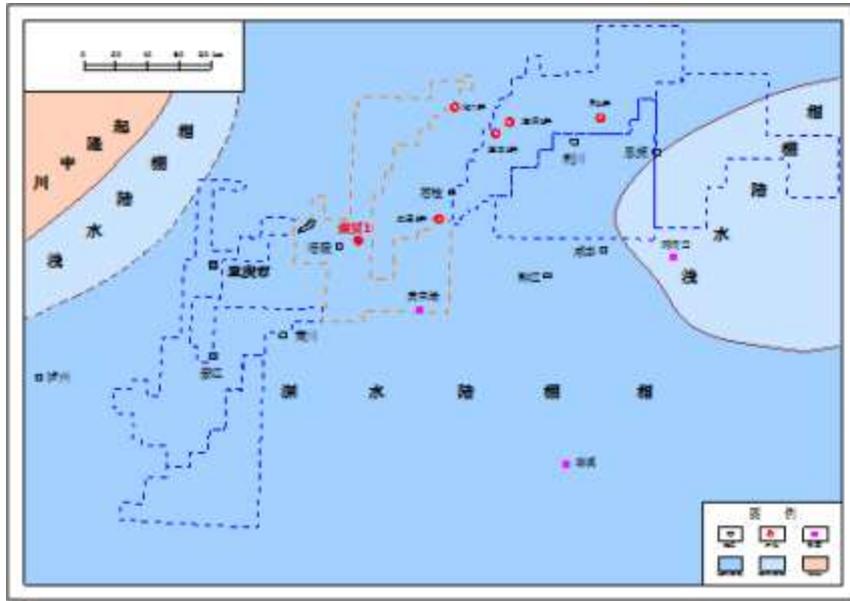


图 2.3-2 川东南地区五峰组-龙马溪组下部沉积相图

自下而上生物、洋流、陆源三种沉积作用形成了页岩非均质性，早期为生物主控阶段，滞留强还原环境和强生物作用（特别是硅质放射虫发育）共同存在，造成有机碳和硅质耦合富集；中期为洋流主控阶段，较弱还原环境、等深流及相对饱和的稀释作用导致有机碳含量降低，洋流作用导致页岩富砂；晚期为陆源主控阶段，较弱还原环境、古生产力持续下降导致有机碳含量降低，陆源细粒粘土注入导致页岩富泥。

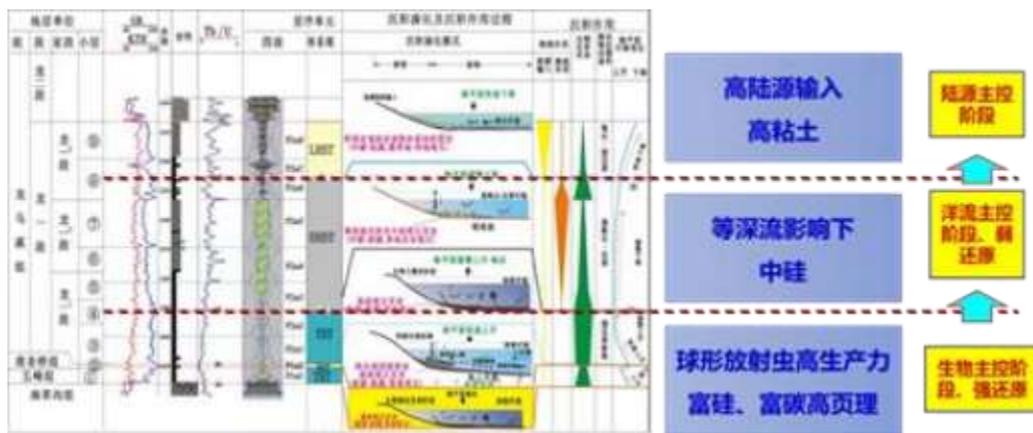


图 2.3-3 川东南地区五峰组-龙马溪组下部沉积作用示意图

研究区焦页 11-4 井五峰-龙马溪组浊积砂岩段以下暗色富有机质泥页岩发育段主体均为深水陆棚沉积环境，不同沉积阶段页岩岩石相类型存在差异。下部①-⑤小层较稳定，以硅质页岩为主。

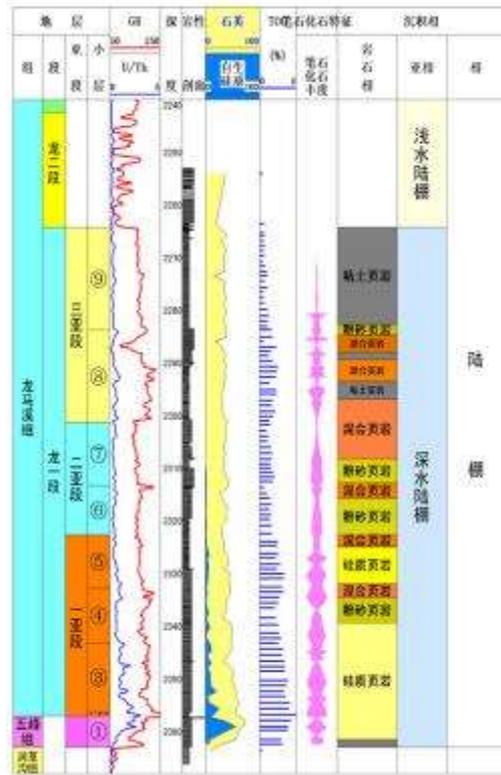


图 2.3-4 焦页 11-4 井沉积相综合柱状图

### 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。

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（5~100）。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。

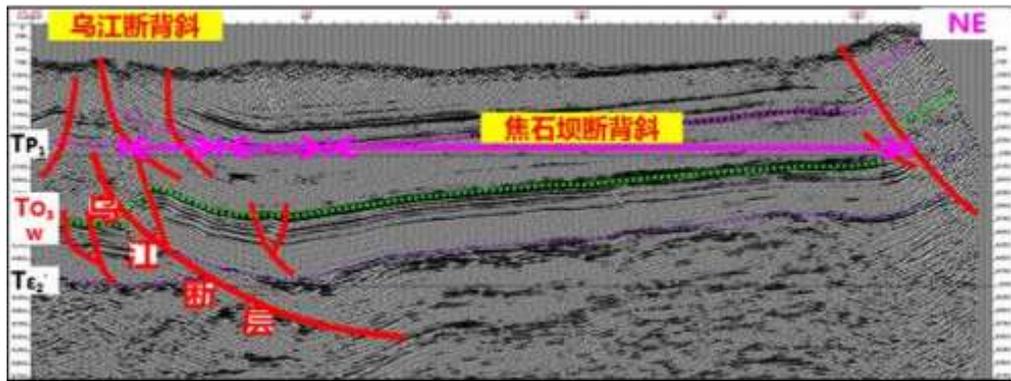


图2.3-5 涪陵页岩气田焦石坝区块平行构造走向地震地质解释剖面

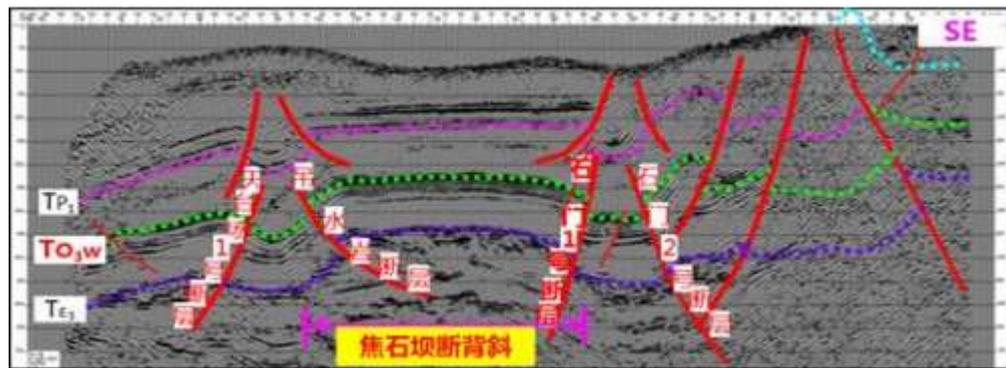


图2.3-6 涪陵页岩气田焦石坝区块垂直构造走向地震地质解释剖面

## 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。

**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 33.1km，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，断开地层寒武系

-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 1 井西侧，由三条斜列式断层组成，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 8.2km，最大断距 200m，断开地层寒武系-三叠系，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。

天台场 1 号断层：平行展布于吊水岩断层的西侧，呈北东走向，倾向为北西向，主要形成期为早燕山期。该断层上陡下缓，延伸长度 15.6km，断距 50~180m，断开地层寒武系-三叠系，上下盘地层产状差异较大，地震波组错断清楚，断层可靠。

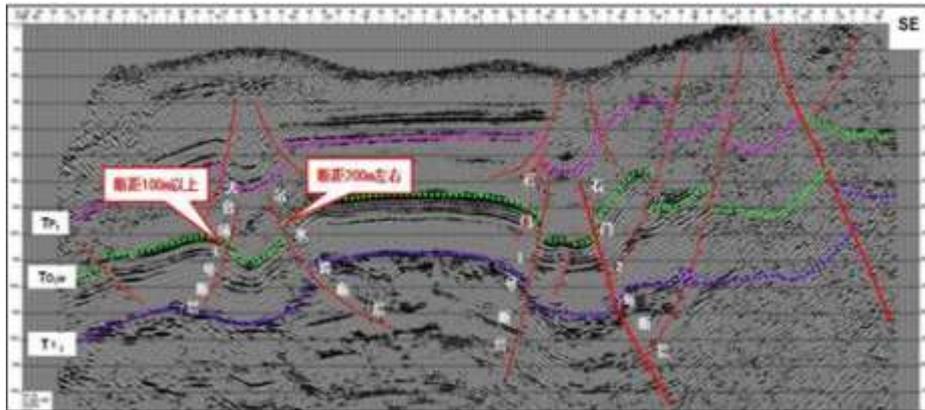


图 2.3-7 涪陵页岩气田焦石坝区块主要断裂地震地质解释剖面

### 3、曲率特征

焦石坝断背斜主体部位断裂不发育。焦石坝区块上、下部气层段曲率特征基本一致，断裂及构造变形大的地方曲率较大，北部构造主体区曲率相对较小，曲率以斑点状为主；中部主要发育北东向单组条带状中-弱曲率为主；东西两翼以单组条带状强曲率为主；南部曲率值较大，以多组条带状强曲率为主，有北东、北西两组方向为主。

中部气层曲率与五峰底反射层曲率基本一致，主体 1 区中部气层呈现斑点状弱曲率，主体 2 区发育空白、半点和单组条带状弱曲率，其中主体 2 区北部条带状弱曲率呈近东西向走向，南部呈北东向走向，总体为单组系特征。主体 3 区和靠近两翼的东、西区发育单组系中强条带状曲率，东、西区条带状曲率值要强于主体 3 区，西南区发育多组系中强条带状曲率，曲率条带走向呈现北东和北西两组走向。总体上来看，中部气层曲率发育特征与上部气层及下部气层相似。

### 4、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2.3-8、图2.3-9），焦石坝区块上、下部气层主体埋深小于3000m。

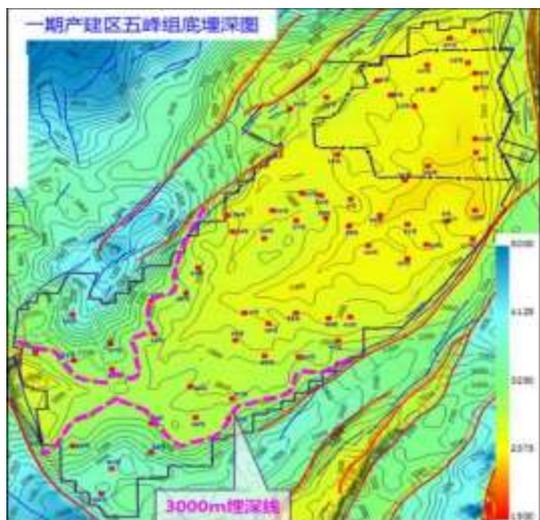


图2.3-8 焦石坝区块五峰组底埋深图

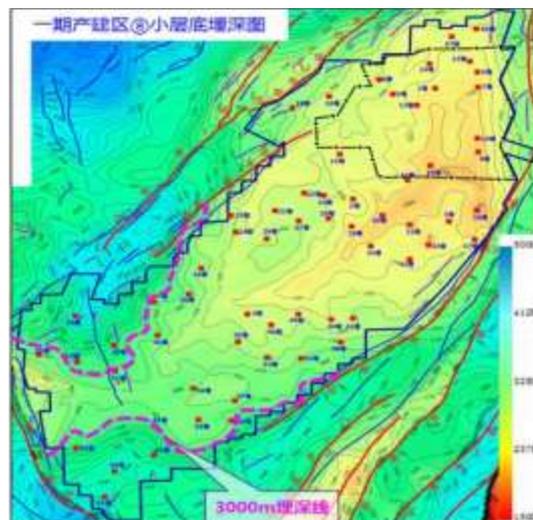


图2.3-9 焦石坝区块⑧小层底埋深图

### 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、物性特征

焦石坝区块五峰-龙马溪组含气页岩段目前针对 5 口导眼井开展了系统的取心工作，目前针对其中五口井开展了物性分析测试工作，包括焦页 1、2、4、11-4 和 41-5 井。

#### 3、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，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11-4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。

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。

下部①-⑤小层层间缝发育程度总体较高，但内部仍具备两分性特征，其中①-③小层干岩心表面肉眼可观察到大量的密集(layer)的层间缝发育，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，层间缝密度达420条/m；④-⑤小层层间缝发育程度较下伏①-③小层有所降低，干岩心表面肉眼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，层间缝密度达400条/m。

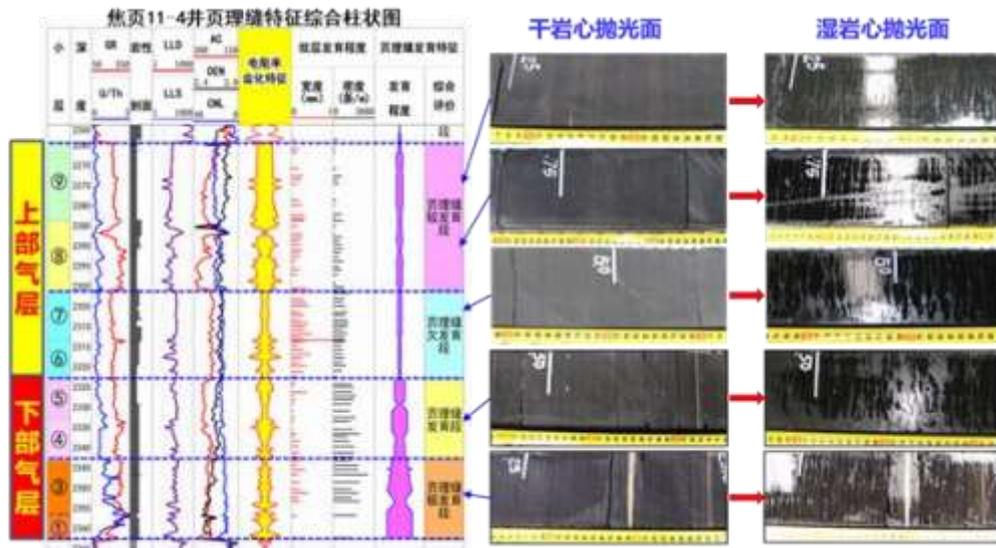


图2.3-10 焦石坝区块焦页11-4井层间缝发育特征图版

上部气层层间缝发育程度明显低于下部气层，但上部气层内部层间缝发育程度纵向上具备明显的三分性特征：⑥-⑦小层干岩心表面肉眼可见到较多的层间缝发育，岩心湿水后下渗速度较快，湿岩心的剖光面上可观察到较多的微细层间缝发育，层间缝密度达 230 条/m；⑧小层干岩心剖光面上肉眼基本上识别不出层间缝发育，岩心湿水后下渗速度较快，湿岩心剖光面上可观察到大量的微细层间缝发育，层间缝密度达到 350 条/m；⑨小层干岩心剖光面上肉眼识别不出层间缝发育，岩心湿水后下渗速度较快，湿岩心剖光面上可观察到大量的微细层间缝发育，层间缝密度为 306 条/m。

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

从目前焦石坝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

从焦页 1 井五峰-龙马溪组含气页岩段纵向上含气性发育特征来看，下部①-⑤小层为高含气段，实测含气量介于  $2-6\text{m}^3/\text{t}$ ，平均含气量达  $3.56\text{m}^3/\text{t}$ ，上部气层⑥-⑨小层实测含气量低于下部气层，实测含气量介于  $0.5-3.0\text{m}^3/\text{t}$ ，平均含气量为  $1.54\text{m}^3/\text{t}$ 。在上部气层中，下部⑥-⑧小层实测含气量普遍大于⑨小层，介于  $1.0-3.0\text{m}^3/\text{t}$ ，平均达  $1.98\text{m}^3/\text{t}$ ，⑨小层平均含气量为  $1.10\text{m}^3/\text{t}$ 。⑥-⑧小层中，⑧小层实测含气量（平均  $2.15\text{m}^3/\text{t}$ ）略高于⑥-⑦小层（平均  $1.82\text{m}^3/\text{t}$ ），因此就含气性而言，⑥-⑧小层为上部气层中相对有利开发层系，⑧小层为开发井水平段穿行的相对有利层段。

##### 3、含气饱和度特征

焦石坝区块的含气饱和度均具有由上至下逐渐增大的特征，下部气层段含气饱和度普遍介于 60-70%，西南部略低；上部气层段含气饱和度普遍介于 50-60%，西南部略低。从下部气层的实测数据看，①-⑤小层含气饱和度基本大于 60%，按评价标准，属 I 类，说明焦石坝区块整体含气性较好。横向对比看，焦页 11-4、41-5 井的实测含气饱和度略高于焦页 51-2。

##### 3、压力系数特征

地层压力能较好的体现构造上东西分带的特征，乌江断裂带周缘压力系数较低。存

在的缺点为压力系数资料获取的成本高、耗时长、数据的准确性存在争议、压力系数的测量方式不同，有 DST、微注入及投产前测静压等，数据的可对比性不强，仅能反应含气性的变化趋势。目前，在焦石坝区块，根据焦页 11-4 井实测压力值计算的压力系数为 1.61。

从焦石坝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 1.25-1.45，北高南低、西高东低，焦页 1-焦页 4 井区压力系数 $>1.30$ ；上部气层压力系数 1.15-1.40，北高南低、西高东低，焦页 2 井区压力系数 $>1.40$ 。中部气层压力系数介于 1.25-1.45，总体表现为超压，平面上表现为北高南低、西高东低的特征，主体 1 区压力系数 1.25-1.45，主体 2 区 1.30-1.40，主体 3 区 1.25-1.40。

### 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  $0.5656\text{g}/\text{cm}^3$ ，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 号扩井组所处位置，开展井区地质储量计算，井组面积  $9.79\text{km}^2$ ，①-⑨小层原始地质储量 93.91 亿方，储量丰度 9.59 亿方/平方千米。①-⑨小层剩余地质储量 77.31 亿方，其中④-⑧小层剩余地质储量丰度 4.88 亿方/平方千米，剩余地质储量 47.79 亿方。

## 2.4 集输工程

### 2.4.1 工程总体布局

#### 2.4.1.1 总体布局

本次焦页 56 号中部气层开发井组共涉及 2 个扩建平台、1 个新建平台，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。新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 号中部气层开发井组 2 个扩建平台、1 个新建平台、井口统计表

井组	平台号	部署井号	井数	扩建/新建	类型
焦页56号中部气层开发	焦页44号扩	焦页44-Z5HF	1	扩建	中部气层
	焦页56号B	焦页56-Z3HF	4	扩建	中部气层

井组	平台号	部署井号	井数	扩建/新建	类型
井组		焦页56-Z4HF	4	扩建	中部气层
		焦页 56-Z5HF		扩建	中部气层
		焦页 56-Z6HF		扩建	中部气层
	焦页45号西	焦页 45-Z4HF		新建	中部气层
		焦页 45-Z5HF		新建	中部气层
		焦页 45-Z6HF		新建	中部气层
		焦页 45-Z7HF		新建	中部气层
合计	3		9		

### 2.4.1.2 区域位置

本次焦页 56 号中部气层开发井组部署平台区域位置见图 2.4-1。



图 2.4-1 焦石坝区块焦页 56 号中部气层开发井组区域位置图

## 2.4.2 集输工程现状及依托情况

### 2.4.2.1 工程现状

(一) 焦页 44 号扩平台

#### 1、区域布置

涉及企业机密，不予公开。

#### 2、工艺现状

涉及企业机密，不予公开。

#### 3、生产参数

涉及企业机密，不予公开。

#### 4、平面布置

涉及企业机密，不予公开。

#### 5、主要设备

涉及企业机密，不予公开。

### (二) 焦页 56 号 B 平台

#### 1、区域布置

涉及企业机密，不予公开。

#### 2、工艺现状

涉及企业机密，不予公开。

#### 3、主要生产参数

涉及企业机密，不予公开。

#### 4、主要设备

涉及企业机密，不予公开。

### (三) 焦页 45 号西平台

涉及企业机密，不予公开。

#### 2.4.2.2 依托情况

对焦石坝区块焦页 56 号中部气层开发井组各系统可依托性进行适应性分析：

##### 1) 集气管网能力校核

一期自然开采、上部气层和加密井、增压开采叠加产量在 2024 年达到  $60.3 \times 10^8 \text{m}^3$ ，之后逐年稳产，焦石坝和焦石坝区块乌江北累计建成 65 亿方/年的集输工程，可满足本次产能接入后整体集气要求。

##### 2) 脱水站能力校核

一期自然开采、开发调整、增压开采叠加峰值产量在 2024 年达到  $64.97 \times 10^8 \text{m}^3$ ，焦石坝区块一期产建区已建成  $65 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$  脱水处理规模（操作弹性 20%~110%），可满足本次产能接入后整体脱水要求。

##### 3) 电网能力校核

涪陵页岩气田焦石坝区块周边电力线路供电能力见下表。本工程生产期间江东二线新增用电负荷约 675kW。经校核，剩余负荷能满足平台生产新增负荷要求。

表2.4-6 涪陵页岩气田焦石坝区块周边电力线路供电能力表

线路名称	线路能带最大负荷 (kW)	线路所带负荷 (含增压) (kW)	线路能力余量 (kW)	备注
江东二线	6000	4100	1900	

#### 4) 通讯线路、道路

本次开发调整可依托焦石坝区块一期产能建设已建 48 芯通信环网、道路。

综上，焦页 56 号中部气层开发井组扩建 2 个平台、新建 1 个平台可以依托现有的集气管线、供水干线、脱水站、10kV 供电线路、通讯线路、道路等设施，焦页 56 号中部气层开发井组可依托性统计见下表。

表2.4-7 焦页56号中部气层开发井组可依托性统计表

项目	规模/能力	可依托性
集气	$65 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$	√
脱水	$65 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$	√
外输	$120 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$	√
压裂供水	$35000 \text{m}^3$	√
供电	20+20MVA	√
通信	48芯环网	√
道路	主干路44km	√

### 2.4.3 井场布置及工艺设备

#### 2.4.3.1 平面布置

##### (一) 焦页 44 号扩平台

涉及企业机密，不予公开。

##### (二) 焦页 56 号 B 平台

涉及企业机密，不予公开。

##### (三) 焦页 45 号西平台

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/m<sup>3</sup>

##### (2) 天然气组分

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%，CO<sub>2</sub> 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 H<sub>2</sub>S，为优质天然气气源。气体组分见表 2.4-8。

表 2.4-8 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
5	焦页14-Z1HF	0.5630	0.723	98.381	0.604	0.013	0.000	0.000	0.000	0.241	0.034	0.005
6	焦页19-Z1HF	0.5647	0.855	98.164	0.506	0.013	0.000	0.000	0.000	0.415	0.041	0.006
7	焦页 26-Z1HF	0.5639	0.538	98.389	0.609	0.014	0.000	0.000	0.000	0.413	0.031	0.005
8	焦页28-Z2HF	0.5639	0.622	98.319	0.642	0.017	0.000	0.000	0.000	0.355	0.037	0.008
9	焦页34-Z2HF	0.5648	0.597	98.296	0.563	0.012	0.000	0.000	0.000	0.499	0.032	0.000
10	焦页66-Z1HF	0.5627	0.654	98.465	0.572	0.012	0.000	0.000	0.000	0.260	0.035	0.002
11	焦页67-Z1HF	0.5632	0.770	98.343	0.579	0.010	0.000	0.000	0.000	0.289	0.035	0.005

## 2、工艺流程

### (1) 44 号 A 平台

涉及企业机密，不予公开。

### (2) 56 号 B 平台

涉及企业机密，不予公开。

### (3) 45 号西平台

涉及企业机密，不予公开。

### 2.4.3.3 主要设备设施

焦页 44 号平台扩建主要设备选型如下：

#### ①两相流量计

湿气两相流量计基于优化设计的长喉颈文丘里管和独创的三差压双比值液相含率测量技术，实时监测气液两相在线流动状态，智能计算单元对长喉颈文丘里管前、后差压

及总压损信号进行采集、处理和计算后，即可给出总流量、液相含率及气、液两相流量的准确测量值，从而实现湿气两相在线不分离测量。

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单井式旋流过滤除砂撬

目前主流除砂方式分为旋流除砂和过滤除砂 2 种工作原理。

旋流除砂：0.1mm 的石英砂、陶粒脱除率  $\geq 96\%$ ，除砂精度低，处理效率受气量影响大。

过滤除砂：0.06mm 的石英砂、陶粒脱除率  $\geq 96\%$ ，除砂精度相对较高。

本次选用旋流过滤除砂撬，井口气经旋流器被折流到各个方向，依靠离心力和重力固相颗粒沉淀在滤网的下部，过滤后的气体经过滤网与除砂器筒体之间的环空流向下流。

焦页 56 号 B 平台扩建主要设备选型参照焦页 44 号扩平台。焦页 45 号西平台新建主要设备选型参照焦页 44 号平台。

### 2.4.3.4 集输管道

#### (一) 线路概况

涉及企业机密，不予公开。

#### (二) 沿线自然条件和社会条件

本工程管线全线经过涪陵区白涛街道，行政区划分见下表。

表 2.4-9 沿线行政区划

序号	省、市	县（镇）	长度（km）
1	重庆市涪陵区	白涛街道	1.7
合计			1.7

管道全线为三级地区，地区等级划分表如下。

表 2.4-10 沿线地区等级分布表

序号	市（县）	镇	地区等级	合计
			三级地区	长度（km）
1	重庆市涪陵区	白涛街道	1.7	1.7
合计			1.7	1.7

根据《油气输送管道完整性管理规范》（GB32167-2015）中高后果区的识别要求，高后果区管段识别分级应符合下表的规定。

表 2.4-11 输气管道高后果区管段识别分级表

管道类型	识别项	分级
输气管道	a) 管道经过的四级地区，地区等级按照 GB50251 中相关规定执行	III 级
	b) 管道经过的三级地区	II 级
	c) 如管径大于 762mm，并且最大允许操作压力大于 6.9MPa，其天然气管道潜在影响区域内有特定场所的区域，潜在影响半径按照式（1）计算	II 级
	d) 如管径小于 273mm，并且最大允许操作压力小于 1.6MPa，其天然气管道潜在影响区域内有特定场所的区域，潜在影响半径按照式（1）计算	I 级
	e) 其他管道两侧各 200m 内有特定场所的区域	I 级
	f) 除三级、四级地区外，管道两侧各 200m 内有加油站、油库等易燃易爆场所	II 级

注：I 级代表最小的严重程度，III 级代表最大的严重程度。

识别高后果区时，高后果区边界设定为距离最近一幢建筑物外边缘 200m。通过识别，本工程管线全线经过涪陵区白涛街道三级地区，合计 1.7km，为二级高后果区。高后果区管道应作为管理重点段，优先和重点配置巡护、检测评价、维修维护等资源。

表 2.4-12 沿线地形地貌划分统计表

序号	地形、地貌	长度（km）	备注
1	丘陵	1.7	
	合计	1.7	

本工程沿线所经区域地表以旱地、林地为主。管道沿线植被统计见下表。气象、水文及地震情况参见 2.2.2 章节。

表 2.4-13 沿线地表植被统计表

序号	地形、地貌	长度（km）	备注
1	旱地	1.2	
2	林地	0.4	
3	经济作物	0.1	
	合计	1.7	

### （三）管道敷设

管道采用埋地敷设为主。管道埋深一般要求如下：

- 1) 管顶埋深不小于 1.2m，岩石段不小于 1.0m；
- 2) 岩石、卵石、砾石地段管底应超挖 0.3m，并回填细土至管顶以上 0.3m；
- 3) 对无最大冲刷深度资料的小型穿越（包括河流、冲沟）的穿越段，管顶埋深应根据河底坡降和汇水条件、地质条件进行分析确定。为确保安全，应适当加大管道埋深，且满足《油气输送管道穿越工程设计规范》GB50423 要求；
- 4) 山区河谷段管道如在河流一级阶地埋设，适当加大埋深；
- 5) 对于可能采用机械作业的农田、耕地等地区，考虑埋深不小于 1.5m；
- 6) 对于人为活动较多，易发生第三方破坏的地区，考虑埋深不小于 1.5m；
- 7) 管道在河流滩地范围内敷设时，埋设深度要根据河流穿越位置的冲刷深度及河流防洪等级等综合确定管道埋深。

#### （四）管道穿跨越

本工程管道不穿越高速公路，等级公路穿越采用顶管穿越，其它公路采用开挖加盖板方式穿越，管道穿越位置宜选在稳定的公路路基下，尽量避开石方区、高填方区、路堑和道路两侧为半挖半填的同坡向陡坡地段。管道穿越公路应垂直交叉通过，必须斜交时，斜交角度宜大于 60°，不应小于 30°。路基下面的管段不允许出现转角或进行平、竖面曲线敷设。

穿越公路时，保护套管或输送管道顶距路面的间距不小于 1.2m，距公路路面边沟底面不小于 1.0m。套管端部伸出路基坡脚外不小于 2m，当有路边沟时，套管端部伸出边沟外侧顶部不小于 2m。套管与并行管道套管净间距 $\geq 10\text{m}$ 。顶管穿越的套管上部空隙采用水泥砂浆进行注浆，防止路面塌陷。套管内填充细土、细沙或泥浆，不另设检漏管。保护套管应采用钢承口钢筋混凝土套管，DRCPIII600 $\times$ 2000 GB/T 11836，执行标准《混凝土和钢筋混凝土排水管》（GB/T 11836-2023）。公路的穿越位置及穿越方式除根据现场情况及技术因素外，还应征得其主管部门的意见，以确保穿越工程顺利的完成。

本工程穿越公路 7 处，共 70m，本工程沿线公路穿越工程统计情况如下。

表 2.4-14 公路穿越统计表

序号	道路名称	穿越地形	路面宽度 (m)	穿越方式	穿越长度 (m)
1	水泥路	丘陵	4	开挖加套管	10
2	水泥路	丘陵	6	开挖加套管	10
3	水泥路	丘陵	4	开挖加套管	10
4	水泥路	丘陵	4	开挖加套管	10
5	水泥路	丘陵	6	开挖加套管	10
6	水泥路	丘陵	4	开挖加套管	10
7	水泥路	丘陵	4	开挖加套管	10

## （五）线路附属设施

### 1、标志桩

根据《油气管道线路标识设置技术规范》SY/T 6064 的规定；管道沿线应设置里程碑、转角桩、穿跨越桩、交叉桩、结构桩、设施桩、加密桩等标志桩。

### 2、警示牌

为保护管道不受第三方破坏，提高管道沿线群众保护管道的意识，输气管道沿途 设置一定数量的警示牌。

警示牌设置位置：①管道经过人口密集区，在进出两端各设警示牌一块，中间每 300m 设置一块警示牌；②管道跨越河流冲涧处，两端各设置一块警示牌，并在通航河流跨越段中间悬挂明显警示标志；③管道穿越大中型河流处，在两岸大堤内外各设置一个警示牌，每条河流设置四块警示牌；④环境敏感点穿越两端各设置一块警示牌，中间每 200m 与警示桩交替设置。

警示牌应设置在醒目的地方，可依托水工保护护坡、挡土墙等光滑面刻写标语。

### 3、警示带

为尽可能避免管道受第三方破坏，管道全线设置警示带。

警示带埋覆于地表与管线中间，起到标志警示作用，以免管道竣工后其他工程或者农垦开挖施工时管线时受无谓损伤，而造成重大事故。警示带广泛地应用于各种管道工程、电力电缆工程、通讯光缆工程等埋地隐蔽性工程的警示防护。

管道沿线设置警示带，敷设在管道管顶正上方 500mm 处。管道警示带需满足以下技术要求：

- 1) 警示带采用高强度、耐老化材料复合制成，厚度为 0.15~0.2mm；
- 2) 警示带宽度为管径的 1.2 倍，并以 50mm 倍数就近取整；
- 3) 警示带的使用寿命必须大于 30 年，且具有一定的抗拉断力；
- 4) 按照《油气管道线路标识设置技术规范》SY/T 6064 中的要求喷涂相关的说明文字。

## （六）管道焊接、清管试压、干燥置换

管道焊接方式要综合考虑管道直径、材质和壁厚情况、管道经过区域的地形地貌及管道建设的工期要求等因素确定。焊接生产开始前，应制定详细的焊接工艺指导书，并对此进行焊接工艺评定，焊接评定标准按《钢质管道焊接及验收》GB /T 31032-2023 执行。外观、射线、超声检测应符合相关规定。

管道分段试压前，应采用清管球（器）进行清管，清管次数不应少于两次。分段清管应设临时清管器收发装置，清管器接受装置应选择在地势较高且 50m 内没有建筑物和人口的区域内，并应设置警示装置。

清管合格后需进行测径，测径宜采用铝质测径板，直径为试压段中最大壁厚钢管或者弯头内径的 92.5%，当测径板通过管段后，无变形、褶皱为合格。

管道应在下沟后进行分段清管和分段试压。与试验管段一起承压的阀门应在安装前进行强度试压，合格后方可使用。试压段落的起止位置，宜设在线路阀室、站场进出口位置，以利安装。如吹扫、试压排放位置不安全，应酌情前后移动位置。管道清管及试压前，应对试验段进行安全检查，弯管等各连头点全部连通并经质量检查合格且已埋设。

清管、试压应使用椭圆封头，材质应与管道材质相当，壁厚满足试验压力要求。清管排放口不得设在人口居住稠密区、公共设施集中区；清管排放应符合环保要求。本工程穿越管段试压要求为：

二级以上公路穿越管段，应单独进行试压。

管道穿越二级及以下公路的管段，其试压可与所在管段一并进行；

管道穿越小型河流的管段，其试压可与所在管段一并进行；

试压介质采用洁净无腐蚀性的水，试压宜在环境温度为 5℃ 以上进行。试压管段高点处的压力不小于试验压力，低点处试压时所承受的环向应力不大于管材最低屈服强度的 0.95 倍；管道试压注水，为排尽管道内空气，采取先装入清管器后注水的方法，以水推动清管器将整个管段注满水。必要时设置高点放空管。注满水 24h 后，开始升压。管道分段试压时的压力值、稳压时间及允许压降值应符合相关规定。二级以上公路穿越管段应按设计文件要求单独进行压力试验，强度试验压力应为设计压力的 1.5 倍，稳压 4 小时，试压时的环向应力不宜大于钢管屈服强度的 90%。严密性试验压力应为设计压力，稳压 24 小时，无泄漏、无爆裂，在稳压时间内，压降不大于 1% 试验压力值，且不大于 0.1MPa 为合格。穿越段焊口应经 100% 射线检测和 100% 超声波检测合格后，方可进行试压。

输气管道清管、试压结束后宜进行干燥。管道干燥可采用干空气法（用露点低于 -40℃ 的干燥空气）。

干燥前，应用清管器清扫管道内残余水，用泡沫清管器清扫检验之后采用干燥压缩空气进行吹扫。干燥空气吹扫时，在管道末端配置水露点分析仪，干燥后排出气体水露点应连续 4h 比管道输送条件下最低环境温度至少低 5℃，变化幅度不大于 3℃ 为合格。

管道干燥完毕后，如没有立即投入运行，须充入干燥氮气进行置换，防止外界湿气重新进入管道，否则应重新进行干燥。

#### （七）管型选择、管道壁厚计算及管道校核

本工程管径较小，在满足管道安全、节省经济的基础上，本工程拟采用无缝钢管。具体用管类型如下：

- a、管道所处三级地区，一律采用无缝钢管；
- b、所用冷弯弯管及热煨弯管，一律采用无缝钢管进行制作；
- c、水域、公路等穿越段管道一律采用无缝钢管。

本工程管道所使用的钢管材质应具有较高的强度和良好的焊接性能及韧性，应满足《石油天然气工业管线输送系统用钢管》（GB/T9711-2023）（PSL2）中有关规定要求，以保证输气管道的安全。根据国内外工程建设的经验，结合同区块集输管道，在保证线路用管的可靠性，本集气管道钢管钢级按 L360N 选取，钢管等级均应满足《石油天然气工业管线输送系统用钢管》（GB/T9711-2023）（PSL2）的要求。

根据《气田集输设计规范》GB50349-2015的规定，钢管壁厚与设计压力、钢管的屈服强度、强度设计系数及温度折减系数有关，钢管壁厚按下式计算：

$$\delta = \frac{PD}{2\sigma_s F \phi t} + C$$

- 式中：
- $\delta$  — 钢管计算壁厚，mm；
  - $P$  — 设计压力，MPa；
  - $D$  — 钢管外径， $\phi 114\text{mm}$ ；mm；
  - $\sigma_s$  — 钢管的最小屈服强度，MPa；
  - $F$  — 强度设计系数，取0.5；
  - $\phi$  — 焊缝系数；
  - $t$  — 温度折减系数，当温度小于  $120^\circ\text{C}$ 时， $t=1.0$ 。
  - $C$  — 管线腐蚀裕量，取2mm。

各规格管道计算结果如下：

计算结果见下表。

表 2.4-15 壁厚计算结果表

管材钢级	管子外径 (mm)	设计压力 (MPa)	设计系数	计算壁厚 (mm)	选用壁厚 (mm)
L360N	114	6.3	0.5	4.0	6.0

2) 弯头和弯管壁厚

本工程线路弯头采用 R=6D 的热煨弯头,冷弯管采用 R=40D 的冷弯弯管。弯头和弯管的管壁厚度应按下式计算:

$$m = \frac{\delta b - \delta m}{4R - 2D}$$

式中:

$\delta b$ —弯头或弯管的计算壁厚, mm;

$\delta$ —弯头或弯管所连接的直管段管壁的计算厚度, mm;  $m$ —弯头或弯管的管壁厚度增大系数;

R—弯头或弯管的曲率半径(mm);

D—弯头或弯管的外直径 (mm)。

按上式对本工程管道热煨弯头和冷弯弯管的壁厚计算结果如下:

表2.4-16 热煨弯头壁厚计算表

管材钢级	管子外径 (mm)	设计压力 (MPa)	设计系数	热煨弯头计算壁厚 (mm)	选用壁厚 (mm)
L360N	114	6.3	0.5	4.4	6.0

1) 直管段强度校核

参照《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)的规定,埋地直管段需进行轴向稳定性校核。

表 2.4-17 强度校核结果明细

管外径 (mm)	壁厚 (mm)	设计压力 (MPa)	管材最小屈服强度 (MPa) $\sigma_s$	由内压产生的管道环向应力 (MPa) $\sigma_h$	管道的轴向应力 (MPa) $\sigma_L$	当量应力 $\sigma_e$	$0.9\sigma_s$	结果
114	6.0	6.3	360	53.55	-72.14	125.69	324	合格

2) 热煨弯管强度校核

表 2.4-18 水平热煨弯管及顶朝下纵向热煨弯管组合应力校核结果

设计压力 P(MPa)	6.3
管径 D(mm)	114
弯管壁厚 $\delta_n$ (mm)	6.0

屈服强度 $\sigma_s$ (MPa)	360
管顶埋深 H(m)	1.2
摩擦系数 $\mu$	0.55
弯管角度 $\Phi$ (°)	15
安装温度 t1(°C)	5
工作温度 t2(°C)	40
回填土密度 $\rho_s$ (kg/m <sup>3</sup> )	1840
组合应力 $\sigma_e$ (MPa)	304.80
组合应力 $\sigma_e <$ 抗拉强度 $\sigma_b$	<
抗拉强度 $\sigma_b$ (MPa)	460
结果	合格

管道安装温度为 5°C，工作温度取 40°C 时，根据校核结果可以看出，所有规格管道的水平热煨弯管及顶朝下纵向热煨弯管组合应力均满足强度要求。

表 2.4-19 顶朝上纵向热煨弯管组合应力校核结果

设计压力 P (MPa)	6.3
管径 D(mm)	114
弯管壁厚 $\delta_n$ (mm)	6.0
屈服强度 $\sigma_s$ (MPa)	360
管顶埋深 H (m)	1.2
安装温度 t1 (°C)	5
工作温度 t2 (°C)	40
组合应力 $\sigma_e$ (MPa)	344.78
组合应力 $\sigma_e <$ 抗拉强度 $\sigma_b$	<
抗拉强度 $\sigma_b$ (MPa)	460
结果	合格

在管道下沟温度为 5°C，工作温度取 40°C 时，根据校核结果可以看出，所有规格管道的顶朝上纵向热煨弯管组合应力均满足强度要求。

### 3) 径向稳定性校核

根据《输气管道工程设计规范》GB 50251 规定，输气管道需进行径向稳定性校核，校核公式如下：

表 2.4-20 满足径向稳定性的最大埋深计算结果

管外径 (mm)	壁厚 (mm)	$I(\times 10^{-7}m^4/m)$	W (MN/m)	$\Delta x$ (mm)	0.03D (mm)
114	6.0	0.18	2.58	0.019	3.42

参照《输气管道工程设计规范》GB50251规定，埋地管道采用的钢管，其外径与壁厚之比一般不应大于100，使管道具有一定的刚度，以保持管道在外荷载作用下的稳定性。本工程所用管道外径与最小壁厚之比见下表，可以看出，所选钢管均满足刚度要求。

表 2.4-21 钢管径厚比明细表

管外径 (mm)	最小壁厚 (mm)	径厚比	参考值	结果
114	6.0	19	100	合格

### 2.4.3.5 主要工程量

焦页 56 号中部气层开发井组主要工程量见下表：  
涉及企业机密，不予公开。

## 2.5 采出水处理

### 1、采出水处理现状

焦石坝区块已建采出水泵站和收集管线（如图所示），区域内采出水采用“车拉+管输”模式先收集，再管输至白涛产出水处理站或焦页 51-3HF 无支撑压裂处理。

本次焦页 44 号和 56 号扩建平台均已建采出水收集系统；新建的焦页 45 号西平台周边无可依托采水管网。

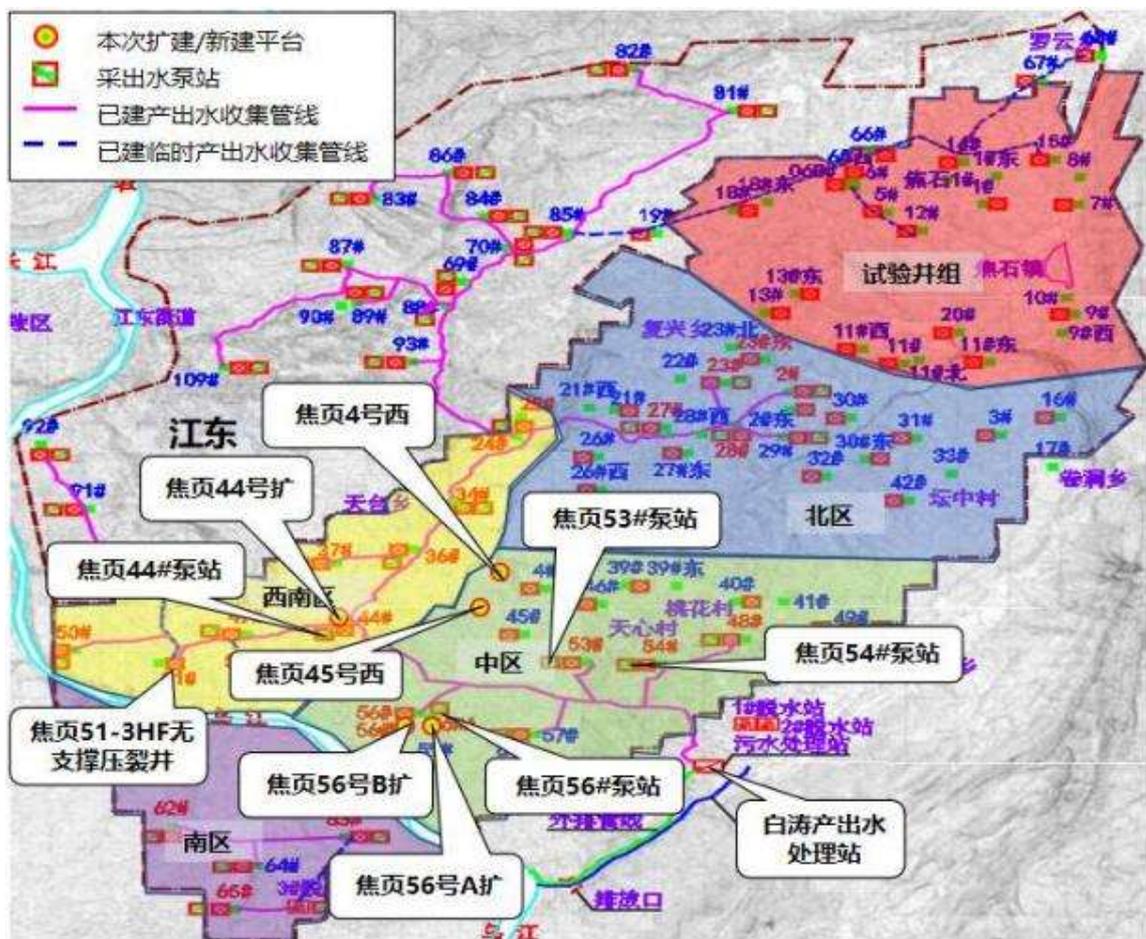


图2.5-1 焦石坝区块采出水系统现状图

表2.5-1 本次扩建平台依托采出水收集系统

采出水收集管线			
管段	线路长度	管材	规格
44 号集气站-干线44号集气站节点	0.4km	柔性复合管	DN150 PN64
56 号集气站-干线56号集气站节点	1.6km	柔性复合管	DN65 PN64
采出水泵站			

站点名称	规格	类型	数量	备注
焦页 56 号	Q=10m <sup>3</sup> /h H=300m N=37kW	多级离心泵	1	输水去干线管输
焦页 44 号	Q=50m <sup>3</sup> /h H=200m N=75kW	多级离心泵	3	输水去 51-3HF

## 2、产水量

焦页 45 号西新建平台，新井 5 口；焦页 44 号平台已有 10 口井，本次扩井 1 口；焦页 56#集气站（收集 56#集气站及 56#A 平台和 56#B 平台的分水）已有 14 口井，本次 56#B 扩井 3 口。产水量统计见下表。

表2.5-2 焦页 45 号西平台产水量统计表

序号	井号	产水量 (m <sup>3</sup> /d)	备注
1	焦页 45-Z4	12	新建
2	焦页 45-Z5	13	新建
3	焦页 45-Z6	13	新建
4	焦页 45-Z7	13	新建
5	焦页 45-Z8	13	新建
总计		64	5 口

表2.5-3 焦页44号平台产水量统计表

序号	井号	产水量 (m <sup>3</sup> /d)	备注
1	焦页 44-1HF	/	已建
2	焦页 44-2HF	2.867	已建
3	焦页 44-3HF	2.636	已建
4	焦页 44-4HF	1.944	已建
5	焦页 44-5HF	1.286	已建
6	焦页 44-6HF	/	已建
7	焦页 44-7HF	2.226	已建
8	焦页 44-8HF	0	已建
9	焦页 44-9HF	0.861	已建
10	焦页 44-10HF	0.2	已建
11	焦页 44-Z5	12	本次扩建
总计		24.02	11 口

表2.5-4 焦页56号A和B平台产水量统计表

序号	井号	产水量 (m <sup>3</sup> /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-Z3	13	本次扩建
16	焦页 56-Z4	13	本次扩建
17	焦页 56-Z5	13	本次扩建
总计		99.68	17 口

表2.5-5 焦页45号平台产水量统计表

序号	井号	产水量 (m³/d)	备注
1	焦页 45-1HF	1.963	已建
2	焦页 45-2HF	1.109	已建
3	焦页 45-3HF	1.538	已建
4	焦页 45-4HF	1.139	已建
5	焦页 45-5HF	3.49	已建
6	焦页 45-6HF	2.719	已建
7	焦页 45-7HF	/	已建
总计		11.07	7 口

### 3、采出水处理方案

#### (1) 扩建平台

根据上述新增产水量数据，本次焦页 44 号和 56 号 B 扩建平台已建采出水收集系统仍满足管输需求。

#### (2) 新建平台

本次新建平台采出水与周边平台统筹考虑，新建采出水泵站及采出水收集管线将该片区域连通，最终接入已建 DN150 干线管输处理。

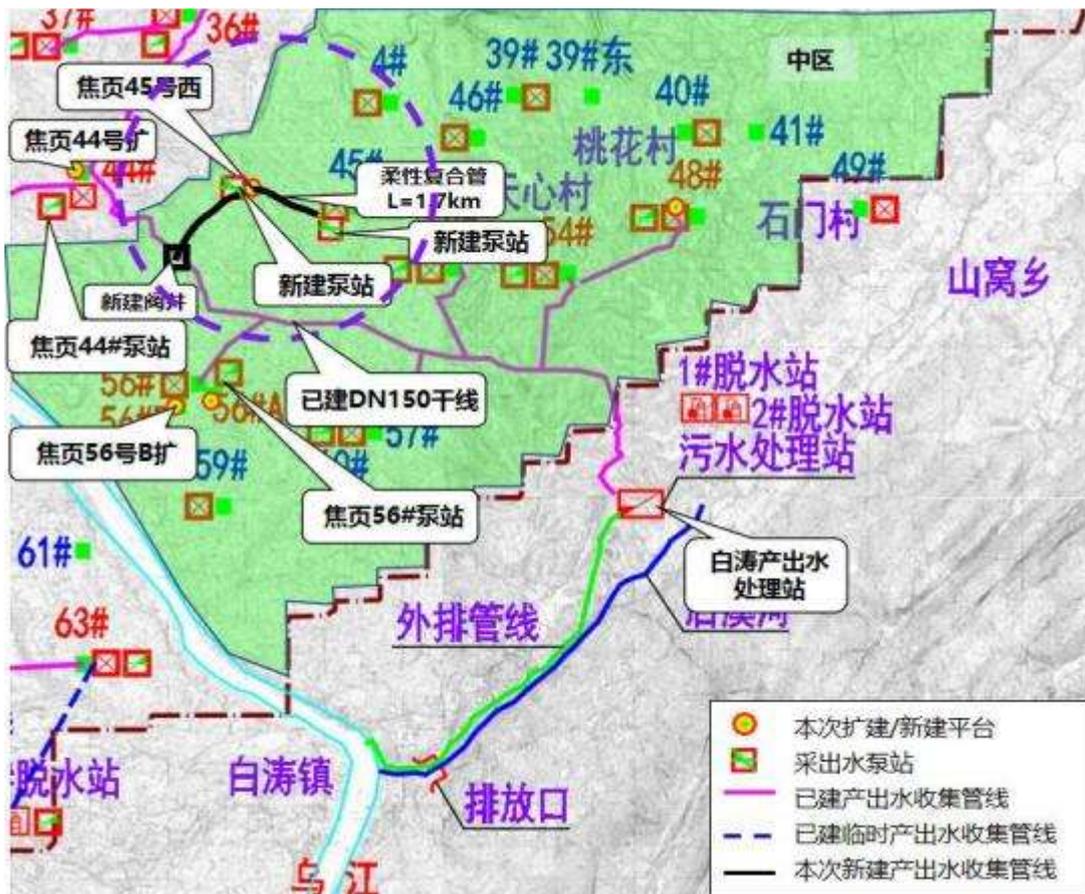


图2.5-2 本次方案新建采出水收集系统示意图

- ①新建焦页 45 号西和 45 号采出水泵站，共计 2 座。
- ②新建“焦页 45-焦页 45 号西”采出水收集管线，与气管线同沟敷设，采用柔性复合

管。

③新建“焦页 45 号西-干线新建阀井”采出水收集管线,地面敷设,采用钢管内衬 PE。

#### 4、管线水力计算

(1) “焦页 45-焦页 45 号西”采水管线

①焦页 45 号平台新建 1 台采出水外输泵,采用箱式撬装形式,输水方向为“焦页 45→焦页 45 号西”。

②根据平台产水量,考虑本平台周边无其它平台,设计管输规模按 100m<sup>3</sup>/d 考虑。

③泵站每天运行时间按 8h~12h 考虑,泵排量选用 Q=5m<sup>3</sup>/h。

④新建管线长度 1.7km,整体走向平面图和剖面图见下图。初步选用 DN50 柔性复合管,水力计算表见下表。



图2.5-3 焦页45号-焦页45号西管线走向平面图

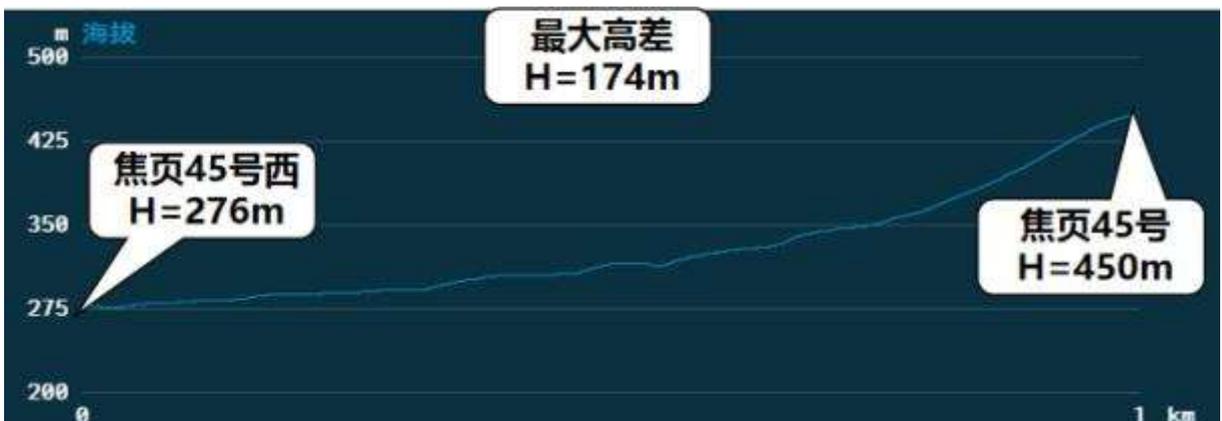


图2.5-4 焦页45号-焦页45号西管线走向剖面图

表2.5-6 管线水力计算表

起点			终点			流量	管径	管长	流速	坡降	水头损失	高差	起点压力	终点压力
名称	高程 m	里程 m	名称	高程 m	里程 m	m <sup>3</sup> /h	mm	m	m/s		m	m	MPa	MPa
45号	450	1345	45号西	276	0	5	50	1694.7	0.71	0.013	25.65	-174	0.2	1.68

根据上述计算结果,本段管线选用 PN64、DN50 的柔性复合管+采出水外输泵

$Q=5\text{m}^3/\text{h}$   $H=20\text{m}$   $N=1.5\text{kW}$  满足管输需求。

(2) “焦页 45 号西-干线新建阀井”采出水管线

①焦页 45 号西平台新建 1 台采出水外输泵，采用箱式撬装形式，输水方向为“焦页 45 号西→干线新建阀井”。

②根据平台产水量，考虑焦页 4 号、4 号西、45 号、45 号西及后期周边平台采出水接入，设计管输规模按  $700\text{m}^3/\text{d}$  考虑。

③泵站每天运行时间按 8h~12h 考虑，泵排量选用  $Q=30\text{m}^3/\text{h}$ 。

④新建管线长度 2.03km，整体走向平面图和剖面图见下图。初步选用  $\Phi 133\times 6$ （内径 100）钢管内衬 PE，水力计算表见下表。



图2.5-5 焦页 45 号西-干线新建阀井管线走向平面图

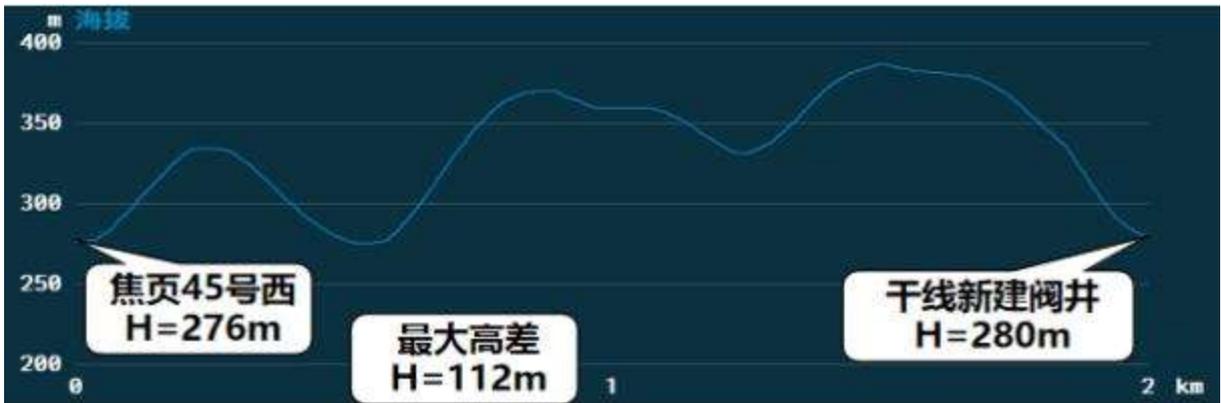


图2.5-6 焦页 45 号西-干线新建阀井管线走向剖面图

表2.5-7 管线水力计算表

起点			终点			流量	管径	管长	流速	坡降	水头损失	高差	起点压力	终点压力
名称	高程 m	里程 m	名称	高程 m	里程 m									
45号西	276	0	高点 1	334	180	30	100	234	1.06	0.012	3.33	58	2.5	1.89
高点 1	334	180	低点 1	275	422	30	100	314.6	1.06	0.012	4.48	-59	1.89	2.44
低点 1	275	422	高点 2	370	688	30	100	345.8	1.06	0.012	4.92	95	2.44	1.44
高点 2	370	688	低点 2	331	974	30	100	371.8	1.06	0.012	5.29	-39	2.44	2.78
低点 2	331	974	高点 3	386	1175	30	100	261.3	1.06	0.012	3.72	55	2.78	2.19

高点 3	386	1175	干线新建 阀井	280	1560	30	100	500.5	1.06	0.012	7.13	-106	2.19	3.18
------	-----	------	------------	-----	------	----	-----	-------	------	-------	------	------	------	------

根据上述计算结果，本段管线选用  $\Phi 133 \times 6$ （内径 100）钢管内衬 PE+采出水外输泵  $Q=30\text{m}^3/\text{h}$   $H=250\text{m}$   $N=55\text{kW}$  满足管输需求。末端阀井压力满足管输至焦页 44 号泵站或白涛产出水处理站。

## 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

本工程配电设计内容包括：涪陵页岩气田焦石坝区块焦页 56 号中部气层开发井组项目共 3 个平台（焦页 44 号扩 1 口井、焦页 56 号 B 扩 4 口井、焦页 45 号西新建 4 口井）工艺设备及配套设施供配电与防雷接地设计。

##### 1、用电负荷

本工程用电负荷主要分为 3 个部分：平台生产用电、钻井网电钻机和电驱压裂车组用电。

##### (1) 平台扩建及增压用电负荷统计

生产期间供电范围为本次焦页 44 号集气站新增仪控通信用电负荷，预留压缩机用电负荷，生产期间新增用电负荷为 400kW。焦页 56 号 B 平台新增仪控通信负荷为 28KW，低压电源引自 56A 号平台；45 号西平台新增加热炉、采出水泵、仪表通信用电负荷，预留压缩机用电负荷，生产期间用电负荷为 460kW。本工程生产期间新增用电负荷共计 888kW。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44号扩	仪控负荷	4	220V
	加热炉	6	380V
	污水外输泵	390	380V
小 计		400	
焦页5号B平台	仪控负荷	2	220V
	加热炉	2	380V
	污水外输泵	24	380V
小 计		28	
焦页45号西平台	仪控负荷	4	220V
	加热炉	6	380V
	污水外输泵	55	380V
	泡排橇	5	380V
	压缩机	390	10kV
小计		460	

## (2) 网电钻机用电

钻井期间，1 部钻机同时运行，每部网电钻机用电功率约 2500kW。用电负荷为：  
 $2500\text{kW} \times 1 = 2500\text{kW}$

需要新建 75#平台 35kV 线路至 56 号 A 平台钻井 35kV 架空电力线，长度 0.5km。

## (3) 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：  
 $3300\text{kW} \times 10 = 33000\text{kW}$

## 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

35kV 中原线：剩余负荷为 8000kVA，最大满足 4 部钻机同时供电。

35kV 宏华二线：剩余负荷为 28000kVA，已建至 39 号东平台附近，可满足全电驱压裂供电需求。

44 号平台：附近已有 10kV 江东联络线和 35kV 中原线架设至平台周边，可采用 35kV 中原线满足钻井用电需求，采用 10kV 电力线满足满足正常生产用电需求。具体见下图。



图 2.6-1 44 号扩平台附近电力线路走向示意图

56 号 B 平台：已有 10kV 南区支线和至 75#平台 35kV 电力线路架设至平台周边，采用 35kV 电力线满足钻井用电需求，采用 10kV 电力线满足满足正常生产用电需求。具体见下图：



图 2.6-2 56 号 B 扩平台附近电力线路走向示意图

45 号西平台：已有 10kV 江油三线至 45#平台 35kV 中原线架设至平台周边，可采用 35kV 电力线满足钻井用电需求，采用 10kV 电力线满足满足正常生产用电需求。具体见下图：



图 2.6-3 45 号西扩平台附近电力线路走向示意图

### 2.6.1.3 工程供电

#### 1、钻井期间供电

44号扩平台附近已有35kV中原线架设至平台周边，供电负荷情况如下：

表2.6-2 44号平台电网现状表

供电线路	剩余负荷 (kW)	负荷需求 (kW)	备注
中原线	8000	2500	可满足需求

因此采用 35kV 中原线供电。具体见图 2.6-4：

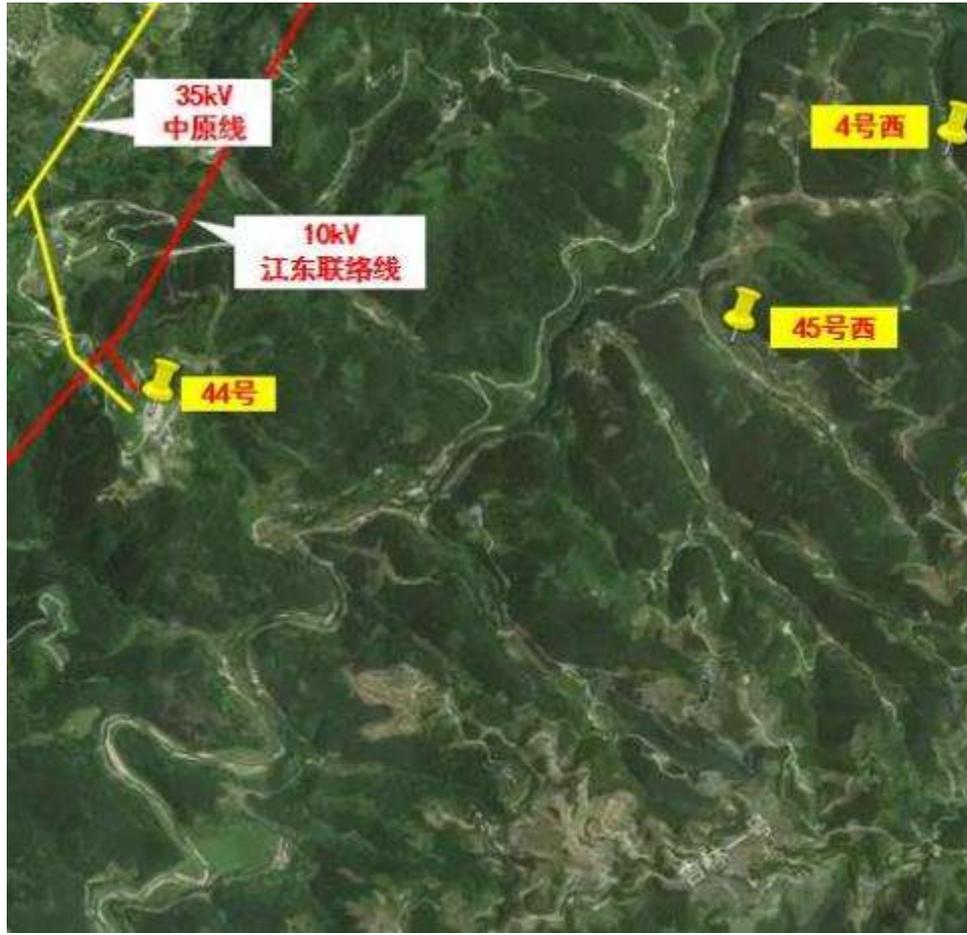


图2.6-4 44号扩平台35kV架空线路示意图

56B号平台附近已有至75#平台35kV电力线路架设至平台周边，供电负荷情况如下

:

表2.6-3 56号B平台电网现状表

供电线路	剩余负荷 (kW)	负荷需求 (kW)	备注
至75#平台35kV 线路	9000	2500	可满足需求

因此采用至 75#平台 35kV 线路供电。具体见图 2.6-5:



图2.6-5 56号B扩平台35kV架空线路示意图

45号西平台附近已有至45#平台35kV中原线架设至平台周边，供电负荷情况如下：

表2.6-4 45号西平台电网现状表

供电线路	剩余负荷(kW)	负荷需求(kW)	备注
至45#平台35kV中原线	8000	2500	可满足需求

因此采用至 45#平台 35kV 中原线路供电。具体见图2.6-6：

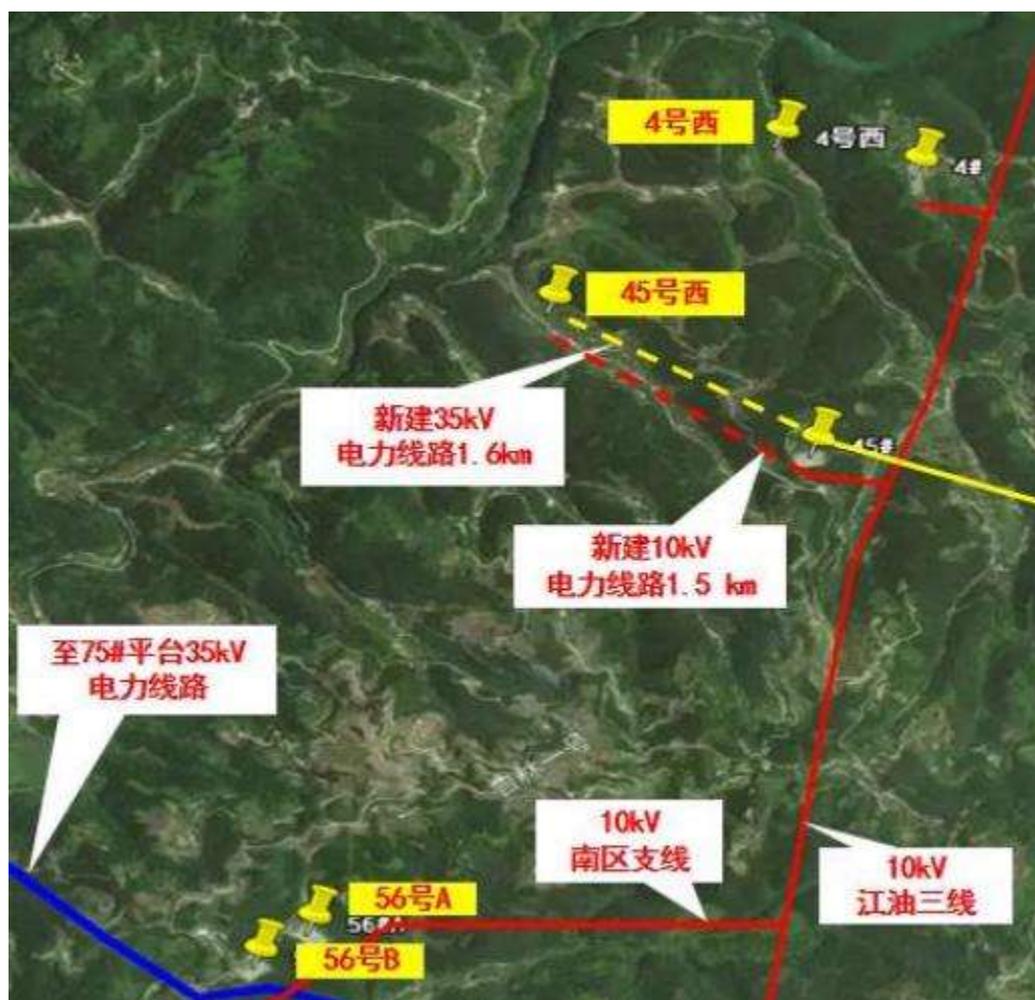


图2.6-6 45号西平台35kV架空线路示意图

## 2、压裂期间供电

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。

## 3、生产期间供电方案

正常生产期间，44号平台已有80kVA变压器1台，满足新增负荷需求；44号集气站已有80kVA变压器1台，原有变压器无法满足新增负荷需求。需要新建S20-160/10160kVA变压器1台和相应的低压系统，满足新建负荷需求。

正常生产期间，56B号平台无低压配电系统，需要低压电源引自56A号平台，新建低压电缆至56B号平台。

45号西平台为新建平台，需要新建10kV电力线路1.5km和新建630kVA箱式变电站1座，满足新建负荷需求。电源引自10kV江油三线。

### 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-6mm<sup>2</sup> 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-16mm<sup>2</sup> 多股铜芯软导线。各阀门（螺栓连接少于 5 处）间应采用 BVR-16mm<sup>2</sup> 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。

表 2.6-5 电气主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
一	<b>焦页 44 号平台/集气站</b>			
1	电力变压器 S20-160/10 160kVA 10/0.4kV	台	1	
2	电力电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 3×150+1×70	m	120	
3	电力电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 4×16	m	320	
4	电力电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 4×4	m	180	
5	电力电缆桥架 200x150mm	m	120	
6	热镀锌角钢 L50x5x2500	根	20	
7	热镀锌扁钢 -40×4	m	110	
二	<b>焦页 56B 号平台</b>			
1	户外动力箱 XL-21	个	1	
2	电力电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 3×95+1×50	m	280	
3	电力电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 4×16	m	190	
4	电力电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 4×4	m	100	
5	电力电缆桥架 200x150mm	m	125	
6	热镀锌角钢 L50x5x2500	根	15	
7	热镀锌扁钢 -40×4	m	110	
三	<b>焦页 45 号西平台</b>			
1	35kV 电力线路 LGJ-120	km	1.6	钻前
2	10kV 电力线路 LGJ-120	km	1.5	

序号	名称及规格	单位	数量	备注
3	箱式变电站 630kVA 10/0.4kV	座	1	
4	不间断电源 UPS 10kVA 后备时间 2h	个	1	
5	防爆动力箱 BXD	个	2	
6	电力电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 3×25+1×16	m	115	
7	电力电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 3×10	m	60	
8	电力电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 4×16	m	195	
9	电力电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 3×4	m	315	
10	电力电缆 NH-YJV22-0.6/1kV 3×4	m	150	
11	电力电缆桥架 200x150mm	m	175	
12	热镀锌角钢 L50x5x2500	根	60	
13	热镀锌扁钢 -40×4	m	330	
14	防爆路灯 LED 1x150W	个	5	

## 2.6.2 自控仪表

焦页 44 号 A 平台新建气井 1 口，新增设备信号接入已建站控系统，实现对本工程工艺生产设施的监测和控制。

焦页 56 号 B 平台新建气井 4 口，新增设备信号接入已建站控系统，实现对本工程工艺生产设施的监测和控制。

45 号西平台新增 4 口井，新增一套站控（SCS）系统，以上设备信号接入新建站控系统，实现对本工程工艺生产设施的监测和控制。

### 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 2.6-6 自控部分主要工程量表

序号	名称	单位	数量	备注
一	44 号平台			
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	2	
6	防爆挠性管	个	7	
7	防爆铠装密封接头	个	7	
8	镀锌焊接钢管			
	DN20	m	40	
9	仪表电缆			
	ZR-DJYVP32 1×2×1.5	m	250	
	ZR-DJYVP32 3×2×1.5	m	100	
	NH-DJYVP32 1×2×1.5	m	200	
	NH-DJYVP32 1×3×1.5	m	100	
	ASTP-120 $\Omega$ (for RS485&CAN)	m	300	
10	站控 SCS 系统扩容	套	1	约 10 点
11	SCADA 调控中心扩容	套	1	
二	56 号 B 扩平台			
1	压力表 0~60MPa	个	8	
2	压力变送器 0~60Mpa	个	8	
3	双金属温度计 (-40~80°C)	个	4	
4	井口智能控制切断阀	套	4	
5	可燃气体探测器	套	3	
6	防爆挠性管	个	18	
7	防爆铠装密封接头	个	18	
8	镀锌焊接钢管			
	DN20	m	72	
9	仪表电缆			
	ZR-DJYVP32 1×2×1.5	m	600	
	ZR-DJYVP32 3×2×1.5	m	300	
	NH-DJYVP32 1×2×1.5	m	600	
	NH-DJYVP32 1×3×1.5	m	200	
	ASTP-120 $\Omega$ (for RS485&CAN)	m	400	
10	平台 RTU 系统扩容	套	1	约 18 点
11	SCADA 调控中心扩容	套	1	
三	45 号西新建平台			
1	压力表 0~60MPa	个	8	
2	压力变送器 0~60Mpa	个	8	
3	双金属温度计 (-40~80°C)	个	4	
4	井口智能控制切断阀	套	4	
5	可燃气体探测器	套	5	
6	防爆挠性管	个	35	
7	防爆铠装密封接头	个	35	
8	镀锌焊接钢管			
	DN20	m	110	

序号	名称	单位	数量	备注
	DN40	m	30	
9	仪表电缆			
	ZR-DJYVP32 1×2×1.5	m	2600	
	ZR-DJYVP32 3×2×1.5	m	500	
	ZR-DJYVP32 7×2×1.5	m	500	
	NH-DJYVP32 1×2×1.5	m	2100	
	NH-DJYVP32 1×3×1.5	m	900	
	ASTP-120 Ω (for RS485&CAN)	m	1100	
10	新建站控 SCS 系统	套	1	
11	SCADA 调控中心扩容	套	1	
12	云台式激光可燃气体扫描仪	套	1	

### 2.6.3 通信工程

涪陵页岩气田焦石坝区块焦页 56 号中部气层开发井组包含 44 号平台扩建、56 号 B 平台扩建和新建 45 号西集气站，本次工程平台扩井需要拆除围栏及部分地面通信设施，因此需要在扩建站场区域设置摄像头，恢复拆除的工业电视监控系统、语音对讲系统、门禁系统设备，45 号西集气站需要新建站内通信系统和光缆线路。

#### 2.6.3.1 工业电视监控系统

45 号西集气站新建工业电视监控系统，44 号平台扩建、56 号 B 平台扩建恢复工业电视监控系统，扩建区域新增摄像头，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。

工业电视监控系统通过工业以太网传输系统，最终接入到调控中心。每路图像按照至少 4M 带宽通道设计，组成视频图像监控专用的 TCP/IP 网络。主要工作量统计见表 2.6-7:

表 2.6-7 工业电视监控系统建设主要工作量表

站名	恢复摄像机 (台)	新增摄像机 (台)
44 号平台扩建	室外摄像机 3 台	防爆球机 1 台
56 号 B 平台扩建	室外摄像机 1 台	防水球机 2 台、防爆球机 1 台
45 号西集气站	无	室内半球 1 台、防水球机 2 台、防爆球机 2 台

#### 2.6.3.2 语音对讲及应急广播系统

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。

44 号平台扩建、56 号 B 平台扩建恢复原有语音对讲应急广播系统，45 号西集气站配置可视对讲分机、室外防水扬声器以满足集气站对语音对讲及应急广播的需求。室外防水扬声器内置功率放大器，通过音频线缆连接可视对讲分机。主要工作量统计见下表：

表 2.6-8 语音对讲应急广播系统建设主要工作量表

站名	恢复语音对讲（台）	新增可视对讲（台）
44 号平台扩建	恢复语音对讲 1 台	
56 号 B 平台扩建		可视对讲分机 1 台
45 号西集气站		可视对讲分机 1 台

### 2.6.3.3 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。

平台设置门禁控制器、读卡器、电磁锁、门禁卡，通过安防工业以太网，最终与调控中心相连。仪控配电间采用刷卡进，按按钮出的方式，平台大门采用双向刷卡进出的方式。主要工作量统计见下表：

表 2.6-9 门禁系统建设主要工作量表

站名	恢复门禁（套）	新增门禁（套）
44 号平台扩建	大门口 1 套	
56 号 B 平台扩建		新建门禁系统 1 套，实施大门口及仪控配电间
45 号西集气站		新建门禁系统 1 套，实施大门口及仪控配电间

### 2.6.3.4 通信线路、电源系统及接地设计

本次工程 45 号西集气站新建光缆与气管线同沟敷设，全程采用穿硅芯管保护。光缆线路与管道同沟敷设光缆由 45 号西集气站起始，至 45 号平台处截止，新建 2 条 48 芯光缆，光缆线路实际长度约 1.7km，敷设光缆总长度约为 5Km，型号采用 GYTS-48，即 48 芯单模光缆。

45 号西集气站新建光缆至 45 号平台，通过 45 号平台已建 2 条 48 芯光缆接入 45 号集气站，最终接入到一期调控中心。



图2.6-8 45号西集气站光缆示意图

本次通信系统采用联合接地，接地电阻不大于  $4\Omega$ ；室外摄像机防雷接地电阻不大于  $10\Omega$ ，电源系统及接地（含室外摄像机接地）就近接入联合接地网，联合接地网由电气专业统一设计。

表 2.6-10 通信系统主要工量表

序号	型号规格	单位	数量	备注
	<b>44号平台扩建</b>			
	<b>工业电视监控系统</b>			
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	根	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	套	2	
6	室外防爆接线箱	套	1	
7	24V 电源模块	套	1	
8	12 芯光纤终端盒（满配法兰、熔纤盘、SC尾纤）	套	1	
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	2	
12	光缆 GYTS 12D	米	600	
13	六类屏蔽双绞线 STP	米	50	
14	电源线 ZR-YJV- 3×1.5	米	600	
15	防爆挠性管	根	6	
16	镀锌钢管 DN20	m	5	
17	扁钢 40×4	m	5	
18	硅芯管	米	1200	
	<b>语音对讲系统</b>			
1	电源线 RVV-3×1.5mm <sup>2</sup>	米	10	
2	音频线 RZ2×1.5 mm <sup>2</sup>	米	10	
3	六类屏蔽双绞线 STP	米	5	
	<b>门禁系统</b>			
1	门禁读卡器通讯线\KYJVRP-0.45/0.75 6×1	米	40	

序号	型号规格	单位	数量	备注
2	门禁门锁线 \RVVP 0.3/0.5 4×1	米	20	
3	硅芯管	米	20	
	<b>56号B平台扩建</b>	根	18	
	<b>工业电视监控系统</b>			
1	高速全球型网络高清摄像机	套	2	
2	室外防爆网络高清全球摄像机	套	1	
3	摄像机安装立柱 4米	套	3	
4	浪涌保护器-六类缆 SPD	套	3	
5	浪涌保护器-电源线 SPD	套	3	
6	小型断路器	套	6	
7	室外非防爆接线箱 IP65	套	2	
8	室外防爆接线箱 IP65 ExdIIC T4	套	1	
9	24V 电源模块	套	3	
10	光纤收发器	对	3	
11	监控杆地笼	套	4	
12	监控杆预埋件	套	4	
13	48 口光纤配线架	套	1	
14	12 芯光纤终端盒（满配法兰、熔纤盘、尾纤）	套	3	
15	光缆 GYTS 12D	米	500	
16	六类屏蔽双绞线STP	米	20	
17	电源线 ZR-YJV- 3×1.5	米	500	
18	硅芯管	米	1000	
	<b>语音对讲系统</b>			
1	可视对讲分机	套	1	
2	电源适配器	套	1	
3	室外防水扬声器 自带功放 30W	套	1	
4	安装支架	套	1	
5	光纤收发器	对	1	
6	断路器	个	2	
7	12 芯光纤终端盒（满配法兰、熔纤盘、尾纤）	套	1	
8	光缆 GYTS 12D	米	80	
9	电源线 ZR-YJV- 3×1.5	米	80	
10	硅芯管	米	160	
	<b>门禁系统</b>			
1	4 门禁控制器	套	1	
2	电磁锁	个	1	
3	密码刷卡读卡器	个	2	
4	门禁卡	张	10	
5	浪涌保护器-电源线 SPD	套	1	
6	断路器	个	2	
7	控制电缆 ZR-YJV 6×0.5 mm <sup>2</sup>	m	300	
8	电源线 RVV-3×1.5mm <sup>2</sup>	m	150	
9	镀锌钢管 DN20	m	10	
10	硅芯管	m	450	
	<b>45号西集气站</b>			
	<b>工业以太网传输设备</b>			
1	工业以太网交换机 8光12电	台	3	

序号	型号规格	单位	数量	备注
2	光纤配线架\48 口	套	4	
3	千兆光模块	个	12	
4	尾纤	根	40	
<b>工业电视监控系统</b>				
1	室内网络高清半球型摄像机	套	1	
2	高速全球型网络高清摄像机	套	2	
3	室外防爆网络高清全球摄像机	套	2	
4	摄像机安装立柱 4米 配套避雷针	根	4	
5	浪涌保护器-六类缆 SPD	套	5	
6	浪涌保护器-电源线 SPD	套	5	
7	小型断路器	套	10	
8	室外非防爆接线箱 IP65	套	2	
9	室外防爆接线箱	套	2	
10	12V 电源模块	套	1	
11	24V 电源模块	套	4	
12	16路8盘位网络硬盘录像机 (NVR)	套	1	
13	监控硬盘\SATA 8TB	块	2	
14	监控杆地笼	套	4	
15	监控杆预埋件	套	4	
16	12 芯光纤终端盒 (满配法兰、熔纤盘、尾纤)	套	4	
17	光缆 GYTS 12D	米	550	
18	六类屏蔽双绞线STP	米	60	
19	电源线 ZR-YJV- 3×1.5	米	550	
20	硅芯管	米	1100	
21	室外防水机柜 750X750X1200 带恒温空调	面	1	
<b>语音对讲系统</b>				
1	可视对讲分机	套	1	
2	电源适配器	套	1	
3	安装支架	套	1	
4	光纤收发器 工业级 导轨安装	个	2	
5	断路器	个	2	
6	室外防水扬声器 自带功放 30W	套	1	
7	电源线 RVV-3×1.5mm <sup>2</sup>	米	10	
8	音频线 RZ2×1.5 mm <sup>2</sup>	米	10	
9	防水挠性管 IP65	根	6	
10	镀锌钢管 DN20	米	5	
11	六类屏蔽双绞线STP	米	10	
<b>门禁系统</b>				
1	4 门禁控制器	套	1	
2	电磁锁	个	2	
3	密码刷卡读卡器 (带防水罩)	个	2	
4	出门按钮 (带防水罩)	套	2	
5	门禁卡	张	10	
6	浪涌保护器-电源线 SPD	套	2	
7	断路器	个	2	
8	门禁读卡器通讯线\KYJVVP-0.45/0.75 6×1	m	200	
9	门禁门锁线 \RVVP 0.3/0.5 4×1	m	200	

序号	型号规格	单位	数量	备注
10	开门按钮通讯线 RVVP 2×0.75 mm <sup>2</sup>	m	200	
11	镀锌钢管 DN25	m	20	
	<b>光缆线路</b>			
1	通信光缆 GYTS 48 芯	Km	5	
2	光缆保护标志带 橘红色 (宽 300mm)	km	1.8	
3	硅芯管 Φ46/38	km	5	
4	硅芯管接头	套	75	
5	镀锌铁线 X2.0	Kg	3	
6	镀锌角钢 L50×5×2500	根	2	
7	环氧富锌底漆	Kg	15	
8	环氧煤沥青面漆	Kg	15	
9	光缆普通标石	只	18	
10	保护钢管 Φ114×4.0	m	70	
11	沥青麻丝	公斤	7	

## 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

本次焦页 44 号和 56 号 B 平台为扩建平台，焦页 45 号西平台为新建平台，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  $0.30\text{kN/m}^2$ 。

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、生产辅助用房基础等构筑物。

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	丁类	钢结构	独立基础
2	围墙	丁类	钢结构	独立基础
3	井口操作平台	丙类	钢结构	-
4	阀墩、管墩	丙类	混凝土结构	块式基础
5	巡检踏步	丁类	钢结构	-
6	设备基础	丙类	混凝土结构	条形或独立基础
7	辅助生产用房基础	丙类	撬装钢结构	条形基础

### 2.6.6.3 主要工程量表

表 2.6-7 建筑结构主要工作量表

序号	名称	单位	数量	备注
一	焦页 56 号 B 平台			
1	铁艺大门 4.8m×2.4m	樘	1	
2	铁艺小门 1.5m×2.1m	樘	1	
3	铁丝网围栏 H=2.3m	m	280	
4	钢材	t	3.6	
5	素砼	m <sup>3</sup>	24	
6	砖砌体	m <sup>3</sup>	8	
二	焦页 44 号平台			
1	铁艺大门 4.8m×2.4m	樘	1	
2	铁艺小门 1.5m×2.1m	樘	1	
3	铁丝网围栏 H=2.3m	m	250	
4	钢材	t	1.2	
5	素砼	m <sup>3</sup>	10	
6	砖砌体	m <sup>3</sup>	8	
三	焦页 45 号西平台			
1	铁艺大门 4.8m×2.4m	樘	1	
2	铁艺小门 1.5m×2.1m	樘	1	
3	铁丝网围栏 H=2.3m	m	430	
4	钢材	t	6	
5	素砼	m <sup>3</sup>	52	

序号	名称	单位	数量	备注
6	砖砌体	m <sup>3</sup>	8	

## 2.6.7 防腐

### 2.6.7.1 防腐内容及措施

#### 1、防腐内容

本项目设计范围是涪陵页岩气田焦石坝区块焦页 56 号中部气层开发评价井组的集气管线、采气管线以及集气站站内管道设备的防腐设计。其中采气管线采用  $\Phi 76 \times 8\text{mm}$ 、集气管线  $\Phi 114 \times 6\text{mm}$  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) 热煨弯头外防腐层采用无溶剂环氧涂料+聚丙烯胶粘带。其性能和施工要求应符合 GB/T23257-2017 的要求。

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

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  $\geq 230\text{m}$

#### 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,  $120 \mu\text{m}$

面层: 环氧玻璃鳞片面漆 3 道,  $180 \mu\text{m}$

总干膜厚度  $\geq 300 \mu\text{m}$

## 2.7 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，本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/°C	自燃点/°C	闪点/°C	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 CO<sub>2</sub> 和采出原油中的 H<sub>2</sub>O 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 <sub>4</sub>	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 <sup>3</sup> 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）

CO<sub>2</sub> 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。CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 中会立刻威胁到生命。CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 <sub>2</sub>	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	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	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°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。			
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	<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

压缩机、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

本工程输气管线为单井管线、集气管线，管道输送的介质主要是天然气，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

### 1) 压缩机

压缩机为强迫交变应力运转的设备，在交变应力的作用下运动的各部件极易发生机械故障，如连杆螺栓不断承受交变应力的作用，产生材质疲劳断裂、气缸与机身之间的连接固件断裂等。由于压缩机的运动造成出口气体管道按转速周期振动，如果管道系统设计或操作不当，容易产生气柱共振而发生疲劳破裂。

压缩机运行时，气缸或机壳内的润滑油（起润滑、密封和冷却的作用）在高温作用下会氧化而形成积炭，积炭是易燃物质，有可能引起燃爆事故。若压缩机出口管道堵塞，有可能发生爆炸事故。此外，如维修保养不当，造成压缩机上的垫圈损坏漏气，极易引起火灾、爆炸事故；设备带病运转（压缩机表面有裂纹），易造成事故，润滑油泄漏，可造成火灾。

压缩机外露的运转部件无防护罩或防护罩缺损，维修、检查时违章操作，未断电或监护不力导致设备意外启动等，人触及运转部件有可能造成绞手、卷入等机械伤害事故；或正常运转过程中，人员未按规定将长发束起或未按规定穿戴工作服装等，触及运转部件有可能造成卷入等机械伤害事故。

压缩机及其附属的管道，未合理设置静电接地线，可因静电而导致爆炸事故；若与之连接的管道、阀门、法兰、压力表管嘴等因密封不严、冲刷腐蚀等，可导致可燃气体泄漏，遇点火源，可发生火灾、爆炸事故。泄漏的气体中可能含有天然气等，人员未佩戴合格的防护用品，吸入可发生中毒事故。

### 2) 计量泵

计量泵的传动件、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，有可能会对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。

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。

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

式中：

S—辨识指标；

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

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

### 3.4.2 危险化学品重大危险源辨识

根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）规定，针对本工程的具体情况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 重庆开县特大井喷事故

2003 年 12 月 23 日 22 时，位于重庆市开县的某井发生天然气井喷失控和  $H_2S$  中毒事故，造成井场周围居民和井队职工 243 人死亡，2142 人中毒住院，6500 余人紧急疏散转移，直接经济损失 6432 万元。

#### 3.5.1.1 井况简介

该井是四川盆地川东断褶带罗家寨构造上的一口国家重点工程科研项目水平井，拟钻采高含硫天然气。同一井场还部署另外三口水平井组；已建成的邻井测试产量  $62.3 \times 10^4 m^3/d$ ， $H_2S$  含量  $125.53 g/m^3$ ，暂时封井待脱硫厂建成后输气。该井设计井深 4322m，垂深 3410m，水平段长 700m；水平段设计在邻井区飞仙关组第二套储层内（厚度 20m 以上），是培育  $100 \times 10^4 m^3/d$  级的高产气井之一；预测目的层地层压力 40.45MPa，地压系数 1.28；井喷时井深 4049.68m，水平段长 424m；井口与邻井仅距 3.8m。

#### 3.5.1.2 事故发生及处理经过

2003 年 12 月 23 日 2 时 29 分钻至井深 4049.68m；3 时 30 分至 12 时循环起钻过程中顶驱滑轨偏移，导致挂吊卡困难，强行起至安全井段（井深 1948m 套管内），灌满泥浆后，开始修顶驱滑轨；12 时至 16 时 20 分修顶驱滑轨；16 时 20 分至 21 时 51 分起钻至井深 195.31m，发现溢流  $1.1 m^3$ ，立即放钻具至 197.31m；21 时 55 分抢接回压凡尔、抢接顶驱未成功，发生强烈井喷，钻杆内气液喷高 5~10m，钻具上行 2m 左右，大方瓦飞出转盘；21 时 59 分关万能、半封防喷器，钻杆内液气同喷至二层台以上；22 时 01 分钻杆被井内压力上顶撞击在顶驱上，撞出火花引发钻杆内喷出的天然气着火；22 时 03 分关全封防喷器，钻杆末被剪断而发生变形，火虽熄灭，但井口失控，转盘面以上有约 14m

钻杆倾斜倒向指重表方向；22 时 32 分向井内注入  $1.60\text{g}/\text{cm}^3$  的钻井液，关油罐总闸，停泵、柴油机和发电机；24 时井队人员全部撤离现场，24 日 13 时 30 分井口停喷，两条放喷管线放喷，井口压力  $28\text{MPa}$ ，24 日 16 时点火成功。27 日由 14 名专家及技术人员组成的前线总指挥部和 75 名抢险队员组成的 10 个抢险施工组共 89 人进入该井井场，27 日 8 时至 9 时 36 分压井施工准备，3 条放喷管线放喷，井口压力  $13\text{MPa}$ ；9 时 36 分至 10 时 15 分用 3 台压裂车向井内注密度  $1.85\sim 2.0\text{g}/\text{cm}^3$  压井泥浆  $182.9\text{m}^3$ ，井口最大施工压力  $48\text{MPa}$ ；10 时 15 分至 10 时 45 分用 2 台泥浆泵注入浓度 10%、密度  $1.50\text{g}/\text{cm}^3$  桥塞泥浆  $27\text{m}^3$ ；10 时 45 分至 11 时用 1 台压裂车向井内注密度  $1.85\sim 2.0\text{g}/\text{cm}^3$  压井泥浆  $20\text{m}^3$ ，压井成功。

### 3.5.1.3 事故原因

#### 1、溢流和井喷发生原因分析

2003 年 12 月 23 日 20 时起钻，第一个小组起钻 20 余柱，未发现异常，2h 后交由第二小组继续起钻，起出第一柱钻杆母接头泥浆是满的，没有外溢；起出两个单根后，钻杆母接头处溢流，接着发生井喷，作业人员想把钻杆下放，没下到转盘面，大方瓦就被冲飞，钻具也上顶，不能及时接回压阀，试图接顶驱也没有成功。

地质录井报告显示，21 时 51 分起钻至  $195.31\text{m}$  时，发现溢流  $1.1\text{m}^3$ （录井时间记录与钻井时间记录相差  $10\sim 25\text{min}$ ），当报告给钻台时，实际已发生了井喷。从起下钻实时，报告表上可以看出溢流开始时间为 21 时 42 分，井喷时间为 21 时 57 分。说明溢流的预兆发现较晚，失去了抢接回压阀的时机。

#### 1) 溢流预兆不能及时发现的原因

①钻台和钻井液岗未设专人观察井口和灌浆量变化。

②钻井液由泥浆泵直灌，很难发现灌不进或进少出多的情况；另外，通过泥浆池液面变化来预报溢流，会因泥浆池表面积大，当溢流刚开始且量少时难以及时发现。

③依据出口泥浆电导率的变化来预报，要待高电导率的天然气出来才能发现，预报时间过晚。

#### 2) 溢流发生的原因

溢流是井涌、井喷的初始阶段，是由于井底压力小于地层孔隙压力造成地层流体进入井筒，使井口返出量大于泵入量或在停泵后钻井液从井口自动外溢的现象。造成井底压力下降而不能平衡地层压力的因素是多方面的，该井溢流的主要直接原因有：

①起钻前循环泥浆时间短，没有将井下岩屑和气体全部排除，井内钻井液密度尚未

均匀就起钻，造成井底压力的降低。从记录曲线反映 2 时 55 分前井底加有钻压（130~160）kN，3 时 30 分已停泵，可以确认循环时间是 35min（迟到时间为 62min），循环时的排量为 26L/s，因为是按冲数计算，若考虑钻井泵上水效率 96%，排量应为 1.498m<sup>3</sup>/min（与钻井技术员提供的排量 1.5m<sup>3</sup>/min 是符合的），因此循环过程中共打入井内钻井液为 52.55（35×1.5）m<sup>3</sup>。按照 Φ215.9 mm 的井径和 Φ127mm 钻杆形成的环行空间，52.55m<sup>3</sup> 钻井液只占 2178m 长的井段，还有 1870m 的环行容积的钻井液含气。这些气体不断地滑移上窜，体积不断膨胀，当它上升到井筒上部时体积将逐渐膨胀顶出钻井液，这就造成井下液柱压力下降。因此，循环不干净是造成液柱压力下降的重要原因之一。

②起钻未按制度要求灌钻井液，造成井下液柱压力降低，是产生溢流的一个重要原因。

较长时间未灌钻井液或未灌满钻井液，会造成井筒内的液面下降，给地层流体进入井内并给井内的气体上窜提供了机会，到了一定的程度就会形成溢流，诱发井涌，甚至井喷。

按规定井队起钻每 3 柱灌满一次浆是合适的。但该井 12 月 23 日起钻时，通过实时参数记录的原始曲线反映，从起钻到事故发生共 18.5h，起钻 120 柱，灌浆 38 次，其中有 9 次超过了 3 柱才灌，最长一次 9 柱（第 87~95 柱）才灌，时间是 18 时 40 分至 19 时 40 分共 1h，连续起出 9 柱钻杆未灌浆造成液面降低 38m，按 1.43g/cm<sup>3</sup> 密度计算，液柱压力下降 0.55MPa。

③造成井底压力下降的因素是很多的，所以在设计钻井液密度时必须有一个附加量。本井的附加量是 0.15g/cm<sup>3</sup>，按规范可以满足要求。但对本井产层发育、水平段长等特殊情况，附加量是否足够值得研究探讨。确定附加量要考虑很多实际因素，如起钻的抽汲作用所产生的负压问题，本井用的是 PDC 钻头，PDC 钻头与井壁的间隙通道较牙轮钻头小，若有一点泥包或岩屑床，在起钻时极易造成“拔活塞”而使井下形成暂时的真空，将地层流体抽出来。另外，本井的水平段是产层，已钻开的 424m 产层裸露也为抽汲引流提供了长距离的条件，此为造成溢流的又一因素。

④在没有循环的情况下井内的气体由于与钻井液的密度差会滑移上窜，滑移上窜速度受地层压力、气体的性质及钻井液性能等因素的影响。本井的钻井工程设计要求钻井作业中需进行短程起下钻，并计算气体上窜速度，以测定每趟起下钻作业的安全时间。但本井没有做这项工作，停止循环的时间越长，气体上窜越高，体积膨胀越大，井底压力越低，因此钻井工程作业中都要求井下静止时间（不循环时间）越短越好。这次钻井中用

了 4 小时 20 分钟（12 时至 16 时 20 分）处理顶驱滑轨偏移问题后，如果下钻通井循环再起钻，情况可能会好得多。

造成井底压力下降可能还有其他因素，以上原因所产生的压力降叠加在一起，导致全井的井底压力低于地层压力，地层流体严重侵入井内，造成了此次井的溢流。

### 3) 井喷原因分析

井喷是地层流体无控制地涌入井筒并喷出的一种现象。它有一个发展的过程，即井侵-溢流-井涌-井喷-井喷失控，每个环节若处理不好就会向下一个环节发展。每个环节的初始阶段都有预兆显示，早发现并及时正确处理就不会向下一个环节发展。本次事故是起钻过程中发生的，主要是溢流未被及时发现，当气测仪发现溢流  $1.1\text{m}^3$  并报告时，实际已发生了井喷。该井是一口开发井，压力不高。钻井液附加值  $0.15\text{g}/\text{cm}^3$ ，相当于超地层压力  $5.1\text{MPa}$ 。井内有钻具时，有近  $400\text{m}$  钻井液柱，即有  $11\text{m}^3$  左右（除掉已发现的溢流  $1.1\text{m}^3$ ）钻井液被耗掉，各个环节都未及时发现。应该指出的是，起下钻的溢流预报不能按钻进工况的标准进行。此外，由于钻具上未带回压阀，导致井内流体（钻井液和天然气）直接从钻杆内喷出，失去了很好的关井控制溢流的条件，造成了严重的井喷后果。

## 2、井喷失控的原因分析

井喷失控是指井喷发生后，无法用正常的常规方法控制井口而出现敞喷的现象。这是钻井过程中最恶性的事故。该井当时井深  $4049.68\text{m}$  起钻至  $195.31\text{m}$  发现溢流时，钻杆提出转盘面 2 个多单根（长度  $19\text{m}$  左右）发生井喷，大方瓦被气流冲出转盘，无法抢接回压阀，抢接顶驱未成功，关防喷器又未能控制住，造成井喷失控。

1) 钻具组合未装回压阀。如果装有回压阀，井喷时井内液体、气体就不会从钻杆内喷出。打开节流管线，关防喷器，可以正常实施井控操作。

2003 年 9 月 28 日该井钻开油气层现场办公要求第一条内容是：从钻开油气层前到完钻作业结束必须始终在钻具上安装内防喷工具（包括钻具回压阀和方钻杆上下旋塞），这次下钻没有按此要求执行。

实际用的钻具组合没有安装回压阀，查其原因是：本趟在下钻时，由于更换了无线随钻测斜仪，仪器操作者认为由于使用 MWD 无线随钻测斜仪，钻具中安装回压阀影响测量，定向井现场施工人员决定拆除回压阀，卸下回压阀是本次井喷失控的直接原因。

2) 防喷器组中没有装剪切闸板防喷器。剪切闸板能把井内的钻具切断，使井孔全部关闭。井队若当时安装有剪切闸板，井喷时用剪切闸板挤扁井口钻杆，在当时情况下是必要的，不但可以扑灭井口着火，同时使喷流大大减小形成套压，完全可以实现从放喷

管线出口放喷点火，防止事态的扩大。

### 3、事态扩大的原因分析

井喷失控后，从井口喷出的高含硫的天然气迅速弥漫， $H_2S$  气体随空气流动会大面积扩散，危及周围的生态环境，特别是人员的生命安全。

由于  $H_2S$  燃烧后能产生低毒性的  $SO_2$ ，点燃含  $H_2S$  气体是有效制止井内喷出的有害气体大范围扩散、减少危害的有效措施。在多种行业规范及标准中都从不同角度较为明确地阐述了含硫天然气井井喷后需放喷点燃的必要性。按规范，井喷失控后，应立即组织放喷，同时在放喷口点燃。该井从发生井喷、井口失控到井场柴油机和发电机熄火之间至少有 1 小时 17 分钟以上的时间，当时井场天然气的浓度还未达到天然气与空气混合比和硫化氢与空气混合比的爆炸极限，组织放喷点火有充足的时间，点火也不致危及井场安全。但负有现场安全责任的钻井监督没有在最短的时间内安排放喷点火，失去了控制有害气体扩散的有利时机。在失去环境条件比较有利的第一点火时间后，生产指挥部门的决策者应根据高压天然气井井喷失控具有严重危害后果的特殊情况，迅速组织、明确指令井队准备实施点火，这是减少事态进一步扩大的必要措施。但该井在此期间，除疏散现场人员和村民外，一直未对井喷失控采取进一步的处理措施。

#### 3.5.1.4 事故性质

经过专家组的分析论证，排除了不可抗力和人为破坏因素导致事故发生的可能性，认定中石油川东钻探公司“12·23”井喷特大事故是一起责任事故。

#### 3.5.2 天然气泄漏事故

2012 年 1 月 21 日，采气一厂作业三区西 1 站陕 49 井井口针阀下游立管开裂，引发天然气泄漏，未造成人员伤亡。

##### 1、事故经过

2012 年 1 月 20 日 15:00 左右，西 1 站当班员工发现陕 49 井进站压力由 5.22MPa 缓慢降至 5.00MPa，注醇泵压为 7.00MPa，由于井口未安装数据远传，初步判断为地面管线堵。15:30 开始放空解堵，17:30 开井生产，但进站压力、泵压保持不变，判断地面管线仍微堵。1 月 21 日 8:00 当班员工巡检时发现该井进站压力、泵压分别降至 4.88MPa 和 5.00MPa。10:40 左右作业区经理上站检查，当班员工汇报陕 49 井情况后，遂判断为井口异常。11:00 达到井场后发现井口大量天然气刺漏，立即通知站上员工关闭进站闸阀及注醇闲门。由于未带空呼，便返回西 1 站取抢险物资，11:30 分到达井场后，佩戴

空呼关闭 2 号及 5 号套管生产阀门，站内放空泄压，12:20 分地面管线泄压至零，险情得到控制。

## 2、事故原因

### (1) 直接原因

1) 由于硫化氢、二氧化碳应力腐蚀导致管道内壁的腐蚀坑形成裂纹，并沿热影响区向外壁扩展，造成管段开裂；

2) 井口安全设施未能充分发挥作用。

### (2) 间接原因

1) 岗位员工对生产异常问题重视程度不够，生产异常信息处置程序不完善、不规范，未能及时发现和处理问题；

2) 井口油套压等生产数据获取仅依靠巡井人员，未实现数据远程传输。

## 3、防范措施

(1) 利用集气站检修期间，对生产工况条件与陕 49 井类似的气井进行了进口针阀下游立管的壁厚检测与硬度检测，掌握其腐蚀现状及管线材质的力学性能；

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

(3) 进一步完善生产异常信息处置程序，确保异常生产信息的及时、有效传递；

(4) 严格井口检修作业，确保井口各类安全设施完好可靠；

(5) 进行井口数字化改造，实现生产数据实时、远程传输。

### 3.5.3 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 56 号中部气层开发井组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）、《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）、《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

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：

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

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 号中部气层开发井组严格按照以上原则进行标准化设计，采用一体化集输处理撬两相流量计“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

①本次加密调整后，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。

②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。

③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

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

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

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。

44号A平台新增1口井（焦页44-Z5HF），经1根 $\phi 76$ 管线去44号B集气站处理，在集气站经1具DN50两相流量计撬和1具DN800分离器（利旧）连续计量分离后外输，分离器留有增压管线，后期可增压外输。

56号B平台扩建4口井与56-Z1井统一考虑，5口中部气层井经两相流量计计量后走2条 $\phi 89$ 管线至56号集气站（其中56-Z1HF和56-Z3HF合走一条管线，其他3口合走另一条管线），利旧原有分离器气液分离处理。

45号西平台新增4口井，新井经水套加热炉加热节流后经4台两相流量计和1台DN1200分离器连续计量分离，预留增压接口，后期压力低可增压外输至45号平台处理。本站设置2套DN100清管阀装置，清除管线内积液及杂质。

### 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44号A平台、焦页56号B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后施工，防止对已建设施造成影响。

### 5.3.5 新材料、新产品安全可靠评价

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) 可燃气体检测报警 1 级报警值 25%LEL，2 级报警值 50%LEL，站内工作人员根据报警值采取相处理措施。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，外壁均采用防腐涂层保护方案，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  $-25\times 4$  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  $50\text{m}^3$  时，其接地点不少于两处；上述设备的金属浮体必须与罐体相接，与地绝缘的金属部件接地。

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

(7) 接地极采用  $L50\times5\times2500$  的镀锌角钢，间距不小于 5m；接地线采用  $-40\times4$  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、紧急救助措施、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) 施工现场应建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急救房器材，如急救箱、灭火器等。同时，应定期对救

房器材进行检查和维护，确保其处于良好状态。此外，应制定急救房预案，定期进行演练，提高应对突发事件的能力。

(8) 定址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，让施工人员熟悉急救房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 56 号井组提供消防支援。

## 7.2 补充的安全对策措施及建议

### 7.2.1 选址及外部条件的对策建议

涉及企业机密，不予公开。

### 7.2.2 站场平面布置的安全对策措施

涉及企业机密，不予公开。

### 7.2.3 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。

### 7.2.4 公用工程和辅助生产设施的对策措施

涉及企业机密，不予公开。

### 7.2.5 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

本次焦石坝区块焦页 56 号中部气层开发井组项目共扩建 2 个平台，新建 1 个平台，新增 9 口井。

焦页 44 号平台扩建 1 口井，新增 1 台 DN50 两相流量计、1 具单井式旋流过滤除砂撬，1 座 DN150 火炬，预留 1 台压缩机位置。

焦页 56 号 B 平台扩建 4 口井，搬迁利旧 400kW 水套加热炉 2 座，新增 4 台 DN50 两相流量计、2 具单井式旋流过滤除砂撬、1 座 DN150 放空火炬。

焦页 45 号西平台新建 4 口井，搬迁利旧 400kW 水套加热炉 2 座，新增 4 座 DN50 两相流量计和 1 具 DN1200 气液分离器，2 具单井式旋流过滤除砂撬、1 座 DN150 放空火炬、2 套 DN100 清管球阀，预留 1 台压缩机位置。新建 1 条管径 114 毫米、设计压力 6.3 兆帕外输集气线路 1.7 千米。

45 号西平台新建采出水管线 1.7 千米与集气管线同沟敷设，至 45 号集气站互输回用。

焦页 45 号西钻井电源依托 35kV 中原线供电，新建 35kV 线路 1.6 千米，焦页 45 号西生产电源依托 10kV 江油三线供电，需新建 10kV 线路 1.5 千米，新建 630kVA 箱式变电站 1 座。新建平台（集气站）增加生产供电、照明电缆及防雷接地设施。扩容扩建/新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。通信依托新建集气站工业以太网传输系统，45 号西集气站新建 2 条 48 芯光缆（共 5km）同沟敷设至 45 号平台，接入焦石坝已建通信环网

#### 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、起重伤害、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 项目潜在的危險、有害因素控制情况

本项目方案设计中提出的相关安全措施基本满足《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页岩气田焦石坝区块焦页 56 号中部气层开发井组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，应该严格落实、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。