

报告编号：SH-2024-SY-YPJ-0305

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司

涪陵页岩气田江东区块

焦页 88 号北立体开发调整井组

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

2024 年 04 月 27 日

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司

涪陵页岩气田江东区块

焦页 88 号北立体开发调整井组

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

2024 年 04 月 27 日

评价人员签字表

项目组	姓名	专业能力	资格证书号	从业登记编号	签字
项目负责人	林更鹏	安全	S011037000110192001823	025977	
项目组成员	程燕	储运	1100000000303278	020694	
	袁梅	电气	S011037000110192002127	025979	
	柳绪颂	机械	S011037000110192001759	036948	
	周菲菲	安全	S011037000110192001722	025976	
	吴超	采油	S011032000110203000804	040136	
报告编制人	林更鹏	安全	S011037000110192001823	025977	
报告审核人	杨志刚	安全	S011037000110192001679	028120	
过程控制负责人	邓清	电气	S011037000110191000752	019130	
技术负责人	吴佳东	安全	S011037000110191000859	025862	

前言

江东区块属涪陵油气勘查区块西部。涪陵油气勘查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查”，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%；勘查单位为中国石油化工股份有限公司勘探分公司。区块极值坐标：东经 107° 05′ 00″ -108° 13′ 00″、北纬 29° 16′ 00″ -30° 41′ 00″，勘查面积 7307.77km²。

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”。本次涪陵页岩气田江东区块产能建设方案的工区位于示范区西部。

为加快推进江东区块开发调整，提高江东区块储量动用程度和采收率，按照“评价先行、滚动建产”思路，依托 84 号评价井组效果，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司（以下简称涪陵页岩气公司）拟部署焦页 88 号北立体开发调整井组，稳步推进江东 1 号断鼻立体开发工作，进一步提高采收率。

本工程新建焦页 88 号北平台 1 座，钻井 6 口，钻井总进尺 3.42 万米，平均单井水平段长 2037 米，平均标定单井日产能力 3.87 万方/天，按生产 330 天计算新建产能 0.77 亿方/年，新增可采储量 4.83 亿方，预计提高采收率 12%，调整后采收率为 27%，预测 15 年累产 4.32 亿方。

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!

2024年04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.....	11
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.....	16
2.4 钻井工程.....	16
2.5 采气工程.....	19
2.6 集输工程.....	28
2.7 采出水处理.....	30
2.8 公用工程及辅助生产设施.....	30
2.9 安全管理情况.....	36
3 危险、有害因素辨识与分析	38
3.1 主要物质危险、有害因素分析.....	38
3.2 生产工艺及设备设施危险、有害因素分析.....	40
3.3 自然和社会危险因素分析.....	43
3.4 重大危险源辨识.....	46
3.5 事故案例与事故原因分析.....	46
4 评价单元划分和评价方法选择	55
4.1 评价单元划分.....	55
4.2 评价方法选择.....	55
5 定性、定量评价	59
5.1 选址及外部安全条件评价.....	59
5.2 技术、工艺安全可靠性评价.....	60
5.3 设备、装置、设施配套及可靠性评价.....	62

5.4 公用工程及辅助生产设施单元	64
5.5 风险程度评价	64
6 安全管理和应急管理评价	65
6.1 安全管理	65
6.2 应急管理	65
7 安全对策措施及建议	68
7.1 可研报告中提出的主要安全对策措施	68
7.2 补充的安全对策措施及建议	80
8 评价结论	83
8.1 项目主要特点及主要危险、有害因素评价结果	83
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	83
8.3 项目潜在的危险、有害因素控制情况	84
8.4 安全评价结论	84
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 钻井期间安全措施说明	错误！未定义书签。
附件 10 专家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[2007]第 69 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、《建设工程质量管理条例》（中华人民共和国国务院令[2000]第 279 号，国务院令 714 号修改，2019 年 4 月 23 日实施）

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

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

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

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

7、《易制毒化学品管理条例》（国务院令 445 号，国务院令 653、666、703 号、国办函[2017]120 号、国办函[2021]58 号增补修正，2018 年 9 月 28 日起施行）

8、《国务院办公厅关于同意将 α -苯乙酰乙酸甲酯等 6 种物质列入易制毒化学品品种目录的函》（国办函[2021]58 号，2021 年 6 月 7 日起施行）

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

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

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

12、《地质灾害防治条例》（国务院令 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 77 号修改，2015 年 4 月 2 日实施）

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

3、《生产安全事故应急预案管理办法》（国家安全生产监督管理总局令[2009]第 17

号，2019 年应急管理部令第 2 号修改，2019 年 9 月 1 日起施行）

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

14、《质检总局关于修订<特种设备目录>的公告》（国家质量监督检验检疫总局公告[2014]第 114 号，2014 年 10 月 30 日起施行）

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

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

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

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

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

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

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

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

1.2.1.4 地方性法规、规章

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

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

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

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

1.2.2 标准规范

1.2.2.1 国家标准

1、《企业职工伤亡事故分类》（GB/T6441-1986）

2、《消防安全标志设置要求》（GB15630-1995）

3、《生产设备安全卫生设计总则》（GB5083-1999）

4、《工业管道的基本识别色、识别符号和安全标识》（GB7231-2003）

5、《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）

6、《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）

7、《防止静电事故通用导则》（GB12158-2006）

8、《视频安防监控系统工程设计规范》（GB50395-2007）

9、《安全色》（GB2893-2008）

10、《安全标志及其使用导则》（GB2894-2008）

11、《3~110kV 高压配电装置设计规范》（GB50060-2008）

12、《建筑工程抗震设防分类标准》（GB50223-2008）

13、《石油与石油设施雷电安全规范》（GB15599-2009）

14、《化学品分类和危险性公示通则》（GB13690-2009）

- 15、《固定式钢梯及平台安全要求 第 2 部分：钢斜梯》（GB4053.2-2009）
- 16、《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）
- 17、《供配电系统设计规范》（GB50052-2009）
- 18、《建筑物防雷设计规范》（GB50057-2010）
- 19、《低压配电设计规范》（GB50054-2011）
- 20、《通用用电设备配电设计规范》（GB50055-2011）
- 21、《工业金属管道工程施工质量验收规范》（GB50184-2011）
- 22、《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）
- 23、《危险物品名表》（GB12268-2012）
- 24、《构筑物抗震设计规范》（GB50191-2012）
- 25、《建筑物电子信息系统防雷技术规范》（GB50343-2012）
- 26、《石油天然气站内工艺管道工程施工规范（2012 年版）》（GB50540-2009）
- 27、《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）
- 28、《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）
- 29、《20kV 及以下变电所设计规范》（GB50053-2013）
- 30、《建筑照明设计标准》（GB50034-2013）
- 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、《混凝土结构设计规范（2015 年版）》（GB50010-2010）

- 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、《建筑抗震设计规范（2016年版）》（GB50011-2010）
- 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、《石油天然气工业 井下设备 井下安全阀》（GB/T28259-2012）
- 67、《油气田及管道工程仪表控制系统设计规范》（GB/T50892-2013）
- 68、《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》（GB/T50823-2013）
- 69、《石油天然气管道工程全自动超声波检测技术规范》（GB/T50818-2013）
- 70、《石油天然气工业 管道输送系统 管道阀门》（GB/T20173-2013）
- 71、《钢质管道焊接及验收》（GB/T31032-2023）
- 72、《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）

- 73、《石油天然气工业 钻井和采油设备 钻井和修井井架、底座》(GB/T25428-2015)
- 74、《埋地钢质管道阴极保护技术规范》(GB/T21448-2017)
- 75、《油气输送管道线路工程抗震技术规范》(GB/T50470-2017)
- 76、《石油天然气工业 钻机和修井机》(GB/T23505-2017)
- 77、《输送流体用无缝钢管》(GB/T8163-2018)
- 78、《钢质管道外腐蚀控制规范》(GB/T21447-2018)
- 79、《油气管道运行规范》(GB/T35068-2018)
- 80、《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》(GB/T29639-2020)
- 81、《埋地钢质管道阴极保护参数测量方法》(GB/T21246-2020)
- 82、《钢质管道内腐蚀控制规范》(GB/T23258-2020)
- 83、《爆炸性环境 第 1 部分：设备通用要求》(GB/T3836.1-2021)
- 84、《石油天然气钻采设备 井下安全阀系统设计、安装、操作、试验和维护》
(GB/T22342-2022)
- 85、《石油天然气钻采设备 井口装置和采油树》(GB/T22513-2023)
- 86、《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》(GB/T9711-2023)
- 87、《石油天然气工业 管道输送系统》(GB/T 24259-2023)
- 88、《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)
- 89、《工业企业设计卫生标准》(GBZ1-2010)
- 90、《职业性接触毒物危害程度分级》(GBZ/T230-2010)
- 91、《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)
- 92、《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)
- 93、《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、《危险场所电气防爆安全规范》(AQ3009-2007)
- 4、《页岩气钻井井控安全技术规范》(AQ/T2076-2020)
- 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、《套管柱试压规范》（SY/T5467-2007）
- 13、《石油放射性测井辐射防护安全规程》（SY5131-2008）
- 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/T5922-2012）
- 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、《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）
- 19、《油（气）田测井用放射源贮存库安全规范》（SY6322-2013）
- 20、《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T6396-2014）
- 21、《油气井井喷着火抢险作法》（SY/T6203-2014）
- 22、《石油天然气地面建设工程供暖通风与空气调节设计规范》（SY/T7021-2014）
- 23、《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》（SY/T7036-2016）
- 24、《油气架空管道防腐保温技术标准》（SY/T7347-2016）
- 25、《油气田工程安全仪表系统设计规范》（SY/T7351-2016）
- 26、《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）
- 27、《石油天然气工程建筑设计规范》（SY/T0021-2016）
- 28、《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》（SY/T7036-2016）
- 29、《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）
- 30、《输气管道系统完整性管理规范》（SY/T6621-2016）
- 31、《固井设计规范》（SY/T5480-2016）
- 32、《防止静电、雷电和杂散电流引燃的措施》（SY/T6319-2016）
- 33、《石油天然气工业 钻井和采油设备 节流和压井设备》（SY/T5323-2016）
- 34、《固井作业规程 第 1 部分：常规固井》（SY/T5374.1-2016）
- 35、《井筒作业用民用爆炸物品安全规范》（SY5436-2016）
- 36、《井身结构设计方法》（SY/T5431-2017）

- 37、《钻井完井交接验收规则》（SY/T5678-2017）
- 38、《油气田电业带电作业安全规程》（SY/T5856-2017）
- 39、《油气田防静电接地设计规范》（SY/T0060-2017）
- 40、《钻井井身质量控制规范》（SY/T5088-2017）
- 41、《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T6064-2017）
- 42、《石油天然气生产专用安全标志》（SY/T6355-2017）
- 43、《石油天然气作业场所劳动防护用品配备规范》（SY/T6524-2017）
- 44、《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）
- 45、《防静电安全技术规范》（SY/T7385-2017）
- 46、《本安型人体静电消除器安全规范》（SY/T7354-2017）
- 47、《穿越管道防腐层技术规范》（SY/T7368-2023）
- 48、《石油天然气作业场所劳动防护用品配备规范》（SY/T6524-2017）
- 49、《油气输送管道并行敷设技术规范》（SY/T7365-2017）
- 50、《油气输送管道工程水域开挖穿越设计规范》（SY/T7366-2017）
- 51、《石油钻、修井用吊具安全技术检验规范》（SY/T6605-2018）
- 52、《石油工程建设施工安全规范》（SY/T6444-2018）
- 53、《石油测井作业安全规范》（SY/T5726-2018）
- 54、《油气输送管道线路工程水工保护设计规范》（SY/T6793-2018）
- 55、《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）
- 56、《石油天然气行业建设项目（工程）安全预评价报告编写细则》（SY/T6607-2019）
- 57、《天然气井试井技术规范》（SY/T5440-2019）
- 58、《防喷器检验、修理和再制造》（SY/T6160-2019）
- 59、《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）
- 60、《油气厂、站、库给水排水设计规范》（SY/T0089-2019）
- 61、《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）
- 62、《石油与天然气井井控安全技术考核管理规则》（SY/T5742-2019）
- 63、《钻井井控装置组合配套、安装调试与使用规范》（SY/T5964-2019）
- 64、《陆上石油天然气录井作业安全规程》（SY/T6348-2019）
- 65、《石油天然气管道安全规范》（SY/T6186-2020）

- 66、《油气田变配电设计规范》（SY/T0033-2020）
- 67、《钻井井场设备作业安全技术规程》（SY/T5974-2020）
- 68、《井下作业安全规程》（SY/T5727-2020）
- 69、《油（气）田容器、管道和装卸设施接地装置安全规范》（SY/T5984-2020）
- 70、《油气田及管道工程雷电防护设计规范》（SY/T6885-2020）
- 71、《石油天然气工程管道和设备涂色规范》（SY/T0043-2020）
- 72、《石油天然气管道安全规范》（SY/T6186-2020）
- 73、《阴极保护管道的电绝缘标准》（SY/T0086-2020）
- 74、《油气管道仪表及自动化系统运行技术规范》（SY/T6069-2020）
- 75、《油气管道安全预警系统技术规范》（SY/T6827-2020）
- 76、《油气管道完整性管理等级评估规范》（SY/T7472-2020）
- 77、《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109-2020）
- 78、《油气输送管道工程竣工验收规范》（SY/T4124-2020）
- 79、《油气输送管道工程水平定向钻穿越设计规范》（SY/T6968-2021）
- 80、《常规射孔作业技术规范》（SY/T5325-2021）
- 81、《输气管道工程过滤分离设备规范》（SY/T6883-2021）
- 82、《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》（SY/T7628-2021）
- 83、《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）
- 84、《陆上油气田油气集输安全规程》（SY/T6320-2022）
- 85、《输油气管道工程安全仪表系统设计规范》（SY/T6966-2023）
- 86、《固井作业规程 第 2 部分：特殊固井》（SY/T5374.2-2023）
- 87、《下套管作业规程》（SY/T5412-2023）
- 88、《压力管道安全技术监察规程—工业管道》（TSGD0001-2009）
- 89、《固定式压力容器安全技术监察规程》（TSG21-2016）
- 90、《压力管道监督检验规则》（TSGD7006-2020）
- 91、《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、《涪陵页岩气田江东区块焦页 88 号北立体开发调整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 02 月编制)

- 2、《关于焦页 86 号、88 号北、93 号扩立体开发调整井组的批复》(江油工单[2024]20 号)
- 3、《重庆市企业投资项目备案证》(项目代码：2311-500102-04-01-109723)
- 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：钻井工程、采气工程、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：

(企业信息保密未公开)

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

项目名称：涪陵页岩气田江东区块焦页 88 号北立体开发调整井组

项目性质：新建

建设单位：中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司

设计单位：中石化江汉石油工程设计有限公司

建设地点：重庆市涪陵区焦石坝镇

项目总投资：29129 万元

（企业信息保密未公开）。

2.1.2 建设单位基本情况

（企业信息保密未公开）。

2.1.3 生产管理单位基本情况

（企业信息保密未公开）。

2.2 自然和社会环境概况

2.2.1 地理位置

（企业信息保密未公开）

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°C。其总的特点是：四季分明，热量充足，季风影响突出；地势由西北向东南升高，气温递降，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。

涪陵地区降水丰沛，年降水量 1100 至 1200mm，年雨日 170 至 190d 左右。四季降雨

量分配，夏秋两季最多，占全年的 66%；冬春次之，占 34%。无霜期 317d，日照 1248h。

累年平均气温	18.5°C
年极端最高温度	43.0°C
年极端最低温度	-2.7°C
累年平均风速	1.4m/s~1.7m/s
年最大风速	24m/s
年主导风向	WSW（西南西）
年夏季主导风向	WS（西南）
年平均湿度	66%左右
累年平均气压	734.6mmHg
累年平均降雨量	1056.9mm
年最高降雨量	1522.0mm
累年平均雷电日数	53d
累年平均晴天日数	50d~150d
累年平均雾天日数	10d~140d

2.2.2.2 水文

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

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

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

2.2.2.3 地形地貌

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

大耳山（1224m）等；工区总体为丘陵山地，具有北东高、南西低特点，海拔最高 851m，最低 200m，多在 400~700m 之间。

2.2.2.4 地质条件

江东区块位于一期产建区的西部，构造位于焦石坝背斜带的西部，江东区块构造上由天台场 1 号、2 号断鼻、吊水岩向斜、乌江 1 号断背斜及江东向斜组成。除乌江 1 号断背斜呈近南北向展布外，其它四个构造单元均呈北东展布。整体由南西向北东抬升，TO3 反射层构造高点-1800M。

江东区块断裂较发育，区内共发现逆断层 48 条。断层走向为北东向，断距大于 100m 的断层 3 条分别是吊水岩断层、天台场 1 号断层、天台场 2 号断层均为控制局部构造的边界断层；50-100m 的断层 28 条，多数紧临大断层分布；小于 50m 的断层 17 条，主要与 50-100m 的断层相伴，整个构造主体部位断层不发育。

2.2.2.5 地震烈度

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

2.2.3 社会环境

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

2.2.4 周边环境

2.2.4.1 焦页 88 号北平台

（企业信息保密未公开）。

2.2.4.2 焦页 69 号集气站

（企业信息保密未公开）。

2.2.4.3 集输管道周边

（企业信息保密未公开）。

2.3 开发方案及气藏概况

2.3.1 开发方案

(企业信息保密未公开)。

2.3.2 气藏概况

2.3.2.1 地层沉积特征

(企业信息保密未公开)。

2.3.2.2 构造特征

(企业信息保密未公开)。

2.3.2.3 储层特征

(企业信息保密未公开)。

2.3.2.4 含气性特征

(企业信息保密未公开)。

2.3.2.5 气藏类型

(企业信息保密未公开)。

2.3.2.6 地质储量

(企业信息保密未公开)。

2.4 钻井工程

2.4.1 钻井规模及总体要求

(企业信息保密未公开)。

2.4.2 井身结构

(企业信息保密未公开)。

2.4.3 井眼轨道

(企业信息保密未公开)。

2.4.4 钻机及钻具组合

2.4.4.1 钻机型号选择

(企业信息保密未公开)。

2.4.4.2 钻具组合

表 2.4-14 分段钻具组合设计表

序号	井段 (m)	钻具组合	
导管	导管深度	复合钻具	Φ473.1mm 牙轮 (PDC) 钻头+Φ286mm 直螺杆+Φ279.4mm 钻铤×2 根+Φ470mm 扶正器+Φ228.6mm 钻铤×3 根+Φ203.2mm 钻铤×5 根+Φ203.2mm 随钻震击器+Φ203.2mm 钻铤 (内径 71.44mm) ×1 根+Φ177.8mm 钻铤×9 根+Φ127mm 加重钻杆×15 根+Φ127mm 钻杆+旋塞 2 个+顶驱
一开	导管深度~表套深度	稳斜钻具	Φ374.7mmPDC 钻头+Φ244mm×1°单弯螺杆+浮阀+Φ371mm 扶正器+Φ228.6mm 无磁钻铤×1 根+Φ228.6mm 钻铤×2 根+Φ203.2mm 钻铤×6 根+Φ177.8mm 钻铤×9 根+Φ127mm 加重钻杆×30 根+Φ127mm 钻杆+旋塞 2 个+顶驱
		复合钻具	Φ374.7mmPDC 钻头+Φ244mm×1°单弯螺杆+浮阀+Φ366mm/ Φ371mm 扶正器+Φ203.2mm 无磁钻铤×1 根+MWD+Φ203.2mm 钻铤×5 根+Φ 177.8mm 钻铤×6 根+Φ127mm 加重钻杆×30 根+Φ127mm 钻杆+旋塞 2 个+顶驱
二开	表套深度~中完下深	稳斜钻具	Φ269.9mm PDC 钻头+Φ216mm×1°单弯螺杆+浮阀+Φ266mm 扶正器+Φ203.2mm 无磁钻铤×1 根+MWD+旁通阀+Φ203.2mm 钻铤×5 根+Φ 177.8mm 钻铤×6 根+Φ127mm 加重钻杆×30 根+Φ127mm 钻杆+旋塞 2 个+顶驱
		定向钻具	Φ269.9mm 钻头+Φ197mm×1.25°螺杆+Φ259mm 扶正器+浮阀+Φ203.2mm 无磁钻铤×1 根+MWD+Φ203.2mm 无磁钻铤×1 根+Φ177.8mm 钻铤×6 根+Φ127mm 加重钻杆×30 根+Φ127mm 钻杆+旋塞 2 个+顶驱
三开	中完下深~完钻井深	造斜段	Φ 190.5mmPDC 钻头+Φ150mm (0.75-1.25°) 单弯螺杆钻具+浮阀接头+114.3mm 无磁加重钻杆+LWD+114.3mm 斜坡加重钻杆×2 根+114.3mm 斜坡钻杆×500m+114.3mm 斜坡加重钻杆×40 根+114.3mm 斜坡钻杆+顶驱
		水平段	Φ 190.5mmPDC 钻头+Φ150mm (0.75-1.25°) 单弯螺杆钻具+188mm 扶正器+浮阀接头+114.3mm 无磁加重钻杆+LWD+114.3mm 斜坡加重钻杆×2 根+114.3mm 斜坡钻杆+114.3mm 斜坡加重钻杆×40 根+114.3mm 斜坡钻杆+顶驱

完井扫塞 通井	备用	Φ105mm 钻头+Φ88.9mm 钻铤×15 根+Φ73.0mm 钻杆+方钻杆下旋塞+Φ 107.95mm 方 钻杆+方钻杆上旋塞
说明	上面钻具组合均为推荐，具体可根据实际情况调整	

注：1、钻具组合中带有方钻杆上、下旋塞；

2、钻具组合中加入钻具止回阀（回压阀），如果井下条件允许，去掉钻具止回阀前，施工单位应向其上级主管部门请示，主管部门同意后方可实施；

3、可根据井下具体情况在钻具组合中加入减震器、随钻震击器；

4、三开 190.5mm 井眼钻具组合必须采用 114.3mm 大通径小接箍 G105 钻杆，确保钻具组合强度与降低循环压耗；

5、190.5mm 井眼需选择大功率螺杆，确保为钻头提供足够的破岩能量与扭矩，要求采用大功率金属螺杆或者橡胶螺杆，推荐扭矩不低于 9000N.m。

2.4.5 钻井液

（企业信息保密未公开）。

2.4.6 钻头选型及钻井参数设计

（企业信息保密未公开）。

2.4.7 固井工艺

2.4.7.1 套管柱设计

（企业信息保密未公开）。

2.4.7.2 注水泥

(企业信息保密未公开)。

2.4.8 井控装置及措施

2.4.8.1 井控装置选择

(企业信息保密未公开)。

2.4.8.2 钻杆内防喷工具

(企业信息保密未公开)。

2.4.8.3 各次开钻主要井控装置选择和试压要求

(企业信息保密未公开)。

2.4.8.4 各次开钻井口装置及节流压井管汇示意图

(企业信息保密未公开)。

2.5 采气工程

2.5.1 完井工程

2.5.1.1 完井方式

(企业信息保密未公开)。

2.5.1.2 完井管柱

(企业信息保密未公开)。

2.5.1.3 射孔工艺

1、射孔方式

采用与生产套管匹配的射孔工具串，在第一段套管射孔位置处，预置趾端破裂盘阀滑套，依靠绝对压力将破裂盘阀打开，滑套出现问题时采用牵引器补射孔。

其余水平段采用电缆射孔与可溶桥塞压裂联作技术，其原理是：电缆桥塞入井后，在直井段利用自身重量下放，桥塞进入大斜度井段遇阻后，采用压裂车泵注减阻水推动桥塞管柱下行，泵送桥塞排量控制如下表所示。在泵送过程中进行套管磁定位，直至到达预定位置，先点火座封桥塞、上提丢手，封隔已措施层；上提电缆到指定射孔位置进行分簇射孔，射孔结束后，上提出电缆工具串进行验枪。如泵送桥塞压力过高(>70MPa)

或射孔枪未起爆，则采用连续油管输送射孔。

表 2.5-2 泵送排量执行表

井深位置	排量 m ³ /min
井口-100m	--
直井段	--
直井段-30° 井斜	0.5
30° 井斜-45° 井斜	0.5
45° 井斜-60° 井斜	0.9
60° 井斜-75° 井斜	1.3
75° 井斜-（桥塞位置-100m）	1.5-2.0
最后 100m	1.5-2.0

2、射孔参数

应用多簇射孔工艺，提高改造效率，增加复杂度。为减少孔眼摩阻，采用较大的孔径射孔，孔径 9.5mm，以减少近井的裂缝扭曲摩阻；射孔采用 89mm 枪，孔密 20 孔/m。根据北美页岩气压裂经验，单孔排量需达到 0.23-0.30m³/min（孔眼有效率 60-80%），孔眼数 36-42、簇长 0.15-0.2m 条件下，排量>12m³/min 能满足要求。

2.5.1.4 井口配置

1、井口装置材料级别选择

（企业信息保密未公开）。

2.5.2 压裂工艺

2.5.2.1 压裂方案及压裂工具

1、压裂方案

(1) 泵注程序

变排量，前期阶梯提排量 $16\text{m}^3/\text{min}$ 控制缝高，中后期持续提排 $18\text{m}^3/\text{min}$ ，持续补充净压力、促进复杂裂缝形成。变粘度，前置高粘液体促进近井裂缝延伸，中后期采取变粘工艺施工，沟通天然裂缝促进裂缝系统复杂化；顶替阶段采用 20-30 方的高粘液体，避免出砂。加砂模式采用 70/140+40/70 为主远支撑提高中远场裂缝及分支缝导流，30/50 目缝口提高近井导流能力。

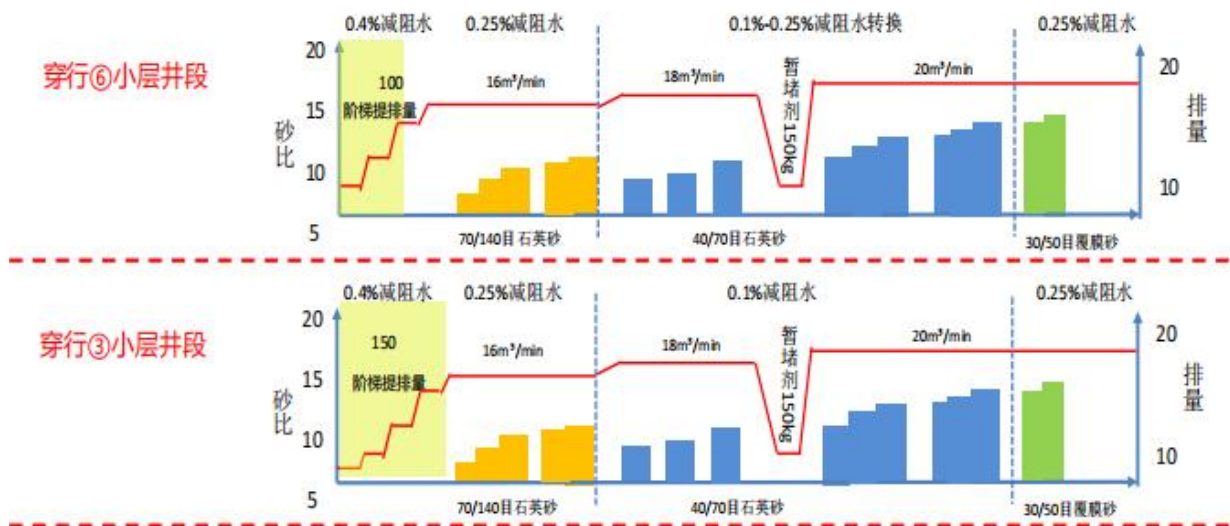


图 2.5-3 泵注示意图

(2) 压裂材料

压裂液采用一体化减阻水液体体系。支撑剂采用 70/140 石英砂+40/70 石英砂+30/50 覆膜砂封口。压裂液体系：0.4-0.25-0.1%减阻水体系；支撑剂体系：70/140 目石英砂+40/70 目石英砂+30/50 目覆膜砂（封口）。

(3) 注入方式及压力控制

采用套管注入方式。根据已开井施工情况，考虑套管材质、施工安全限压、压力安全窗口影响，控制施工规模，使施工压力为 55MPa -85MPa，特殊情况施工压力不大于 92MPa。

(4) 地面配套装备

按照规定总施工时间低于或等于 4h 的情况下，泵车组的准备总功率不低于设计总功率的 1.3 倍，预计压裂车组所需水马力 45000Hhp。

表 2.5-6 施工车辆及工具准备

装备	参数	数量要求
压裂车	>40824Hhp	8-9 台电动泵
仪表车	计量误差≤1%	1 台
混砂车	供液速度≥12m ³ /min	≤2 台
管汇车		1 台
混配车	配液速度≥12m ³ /min	≤2 台
供液泵	供液速度≥12m ³ /min	≤2 台
供酸橇	供酸速度≥4m ³ /min	≤2 台
高压管汇	105MPa	≥2 套
多口注入头	105MPa	1 套
交替压裂分配管汇	105MPa	1 套
清水罐	总容积≥1600m ³	≤40 具
立式酸罐	总容积≥200m ³	≤15 具
立式砂罐	100m ³ 、20m ³	100m ³ 2 具、20m ³ 1 具

(5) 邻井保护措施

参考借鉴已实施加密井压裂顺序及效果、国外叠层开发经验，以压裂保护理念为基础优化立体开发完井顺序：老井关井保护、从近到远、从下到上。

在压裂前 6-10 天对邻井采取关井措施，减小压力沉降对正试气井压裂施工的影响，全井段压裂施工结束后，再开井生产。

当生产井与正压裂井之间建立压力墙后（平面及纵向上），才可以将已压裂井钻塞及投产。

2、压裂工具

储层垂深 2193-2526m，根据已开发井实际施工压力，设定裂缝延伸压力梯度为 0.016MPa/m-0.020MPa/m、统计涪陵地区开井压力 25.6MPa。根据下列公式推导：

$P_{井口施工} = P_{沿程} + P_{裂缝延伸} + P_{孔眼摩阻} - P_{液柱}$

$P_{桥塞} = P_{井口施工} + P_{液柱} - P_{沿程}$

$P_{桥塞上} = P_{裂缝延伸} + P_{孔眼摩阻}$

$P_{\text{桥塞下}} = P_{\text{液柱}} + P_{\text{开井压力}}$

$P_{\text{桥塞工作压差}} = P_{\text{桥塞上}} - P_{\text{桥塞下}} = P_{\text{裂缝延伸}} + P_{\text{孔眼}} - P_{\text{液柱}} - P_{\text{开井压力}}$

通过推导公式最终计算不同垂深、排量下桥塞承压，发现气层桥塞在 3900m 处最大承压 32.3MPa，现场设备承压 70MPa，符合现场施工需求。

采用与套管内径配套的趾端滑套和可溶桥塞，首段射孔采用预置趾端滑套，复杂轨迹可选用连续油管，其余段采用电缆，分段工具以全井可溶桥塞为主。可溶桥塞泵优化助溶工艺，后期配套通井、洗井措施。



图 2.5-4 趾端破裂盘阀滑套

表 2.5-7 趾端滑套基本参数

趾端压差 滑套长度 (mm)	最大 外径 (mm)	最大外 径长度 (mm)	滑套最 小外径 (mm)	抗内压 MPa	抗外挤 MPa
4470	与4-1/2in套管相匹配			124	144

首段射孔采用预置趾端滑套，在 第一段套管射孔位置处，预置趾端破裂盘阀滑套，依靠绝对压力将破裂盘阀打开。

施工完成后钻塞管柱也难以下达第一个桥塞处，采用可溶桥塞，同时缩短作业周期，进一步降低作业费用。在返排液中完全可溶，无残渣无残留部分遗留井筒，不会伤害井筒和地面设备溶解后井筒保持全内通畅，同时使后续井筒作业更便捷只可溶于返排液，在压裂阶段强度和密封性能不会降低，节省桥塞钻磨带来的时间，成本和安全风险。



图 2.5-5 410 型全可溶桥塞

2.5.2.2 返排工艺

排液初期，返排速率以不出砂为原则，在初始 12h 内采用油嘴控制返排速率在 $5\text{m}^3/\text{h} \sim 10\text{m}^3/\text{h}$ ，其后返排速率控制在 $8\text{m}^3/\text{h} \sim 25\text{m}^3/\text{h}$ 。现场根据情况调整油嘴大小控制放

喷。

在放喷见气、有一定喷势后应提高放喷气量使之高于临界携液流量。对井口压力较低的井实施氮气气举放喷排液。

焦石坝单井钻井污水量为 800m³-1000m³；单井返排液 400m³ -1000m³。为减轻环保压力，保证顺利开发，开展污水重复利用。

1、钻井污水处理及重复利用

钻井污水具有矿化度较高、悬浮物高、细菌含量高等特点，配制的减阻水呈黑色、悬浮物较多、粘度低，性能差，不满足现场需求，因此钻井污水需要处理后才能用于配制减阻水。

处理工艺如下图所示。其中：①氧化杀菌可以有效去除 COD；减少细菌含量、消除臭味，改变污水外观，同时可以氧化有机质，利于后续的絮凝处理；②絮凝沉淀使得悬浮物聚集并快速上浮，形成的泥饼不断变致密；③稳定剂用于降低配液过程中添加剂对减阻水性能的影响，便于高分子溶胀。



图 2.5-6 钻井污水处理流程

表 2.5-8 钻井污水重复利用水质指标

序号	项目	钻井污水重复利用指标
1	颜色	无色或浅黄色
2	pH	5.6-8.5
3	Ca ²⁺ +Mg ²⁺ , mg/L	≤400
4	悬浮固体含量, mg/L	≤50
5	SRB, 个/毫升	0
6	TGB, 个/毫升	≤25
7	FB, 个/毫升	≤25
8	含油量, mg/L	0

现场处理方案如下图所示，如果钻井池皆满，采用潜水泵、缓冲罐进行内循环；如果钻井池 1 满 1 空，则采用潜水泵、缓冲罐进行外循环。

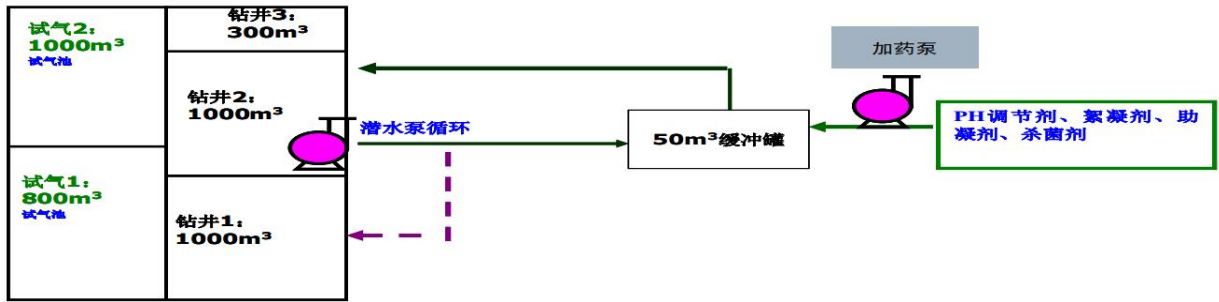


图 2.5-7 钻井污水现场处理方案

(2) 返排液处理及重复利用

压裂施工返排液中悬浮物、细菌含量较高。具有一定的表界面张力、粘度和防膨性能。其中助凝剂选择 3-10PPM 的 CPAM；杀菌剂选择 SJ-02，100mg/LSJ-02 能把 TGB、FB 细菌含量能控制在 25 个/mL，SRB 控制在 0 个/mL。

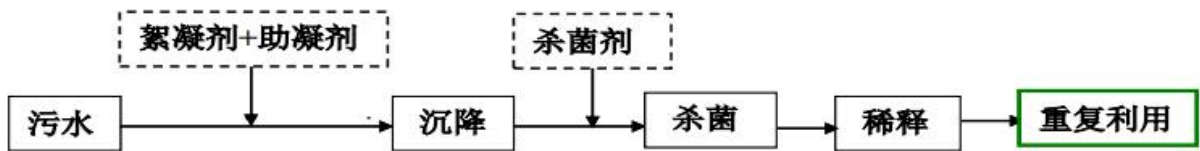


图 2.5-8 返排液处理流程

处理后返排液水质与配液水质指标比较接近，则不需要进一步处理，在重复利用时主要将返排液稀释后配液使用。不同浓度返排液配制减阻水性能如下表所示。稀释后，表观粘度、表面张力性能都较好。重复利用时和清水混合，返排液混合比例小于30%。

表 2.5-9 不同浓度返排液配置的减阻水性能

返排液所占比例	表观粘度mPa.s	表面张力mN/m
100% (返排液)	2.7	26.88
50%	2.9	27.25
40%	3.4	25.45
30%	4.2	27.27
20%	5.2	27.41
10%	5.3	28.87
0% (清水)	5.4	28.53

2.5.2.3 试气施工工艺

1、施工前期准备

(1) 刮管：下Φ73mm 钻杆底带套管刮削器至井底，并分别在桥塞坐封处反复刮削不少于 3 次，用活性水以 >0.5m³/min 的排量反循环至进出口液性一致，起出刮管管柱。

(2) 通井：管柱组合（自上而下）为 2 寸连续油管+Φ73mm 安全接头+Φ88mm 通井规。

(3) 试压：套管、井口及封井器试压 95MPa，稳压 30min，压降不超过 0.5MPa 为合格；起钻。

(4) 拆防喷器组合：拆掉防喷器组合，关闭上部大阀门，并在上面盖上铁板并固定，防止落物入井或落物损坏大闸门。

(5) 换压裂井口：清水对井筒、压裂井口试压 95MPa，稳压 30min，压降不超过 0.5MPa 为合格。

(6) 安装固定地面流程：安装两级地面测试流程和放喷测试管线，固定牢固；上油管头三通连接好测试流程，流程试压合格。

(7) 开工验收：由现场施工总指挥召集作业监督、各施工单位负责人、设计单位负责人、各工序和岗位负责人，对施工准备情况、人员配置、HSE 进行检查，同时明确试气运行组织机构及相关注意事项，各工艺负责人就工艺衔接相互进行交底。

2、第一段压裂

(1) 连接地面设备及试压流程，地面流程试压 95MPa。第 1 段采用趾端滑套施工，按照第 1 段泵注程序表施工。

(2) 顶替

使用低温可溶桥塞的压裂段，施工后期顶替结束时降排量至 1~2m³/min，泵入对应段号浓度的 KCl 溶液 3m³，后用清水将 KCl 溶液替至桥塞位置，加快可溶桥塞溶解。

3、第二段压裂

第二段及余下压裂段施工全部采用电缆泵送-桥塞+射孔联作技术进行桥塞坐封、射孔、压裂等工艺。

(1) 电缆泵送-桥塞+射孔联作

①安装模拟枪试压

处理后返排液水质与配液水质指标比较接近，则不需要进一步处理，在重复利用时主要将返排液稀释安装电缆压力控制设备并用模拟枪装入试压，进行 70MPa 和 3.5MPa 的高低压测试各 10min，压降小于 0.5MPa 为合格。检查仪器重量是否足够克服因井下压力而产生的举力而自由下井，卸压并拆下模拟枪串。

②组装射孔工具串

射孔工程师排出枪柱图并组织装枪，射孔人员严格按射孔操作规程和安全规定进行操作，确保装枪质量合格。

③校深

当磁定位仪下到第一个短套管以下适当深度（以能伸直并绷紧电缆为准），然后上提用磁定位仪校深。

④坐封桥塞

⑤验封：在上一段压裂施工停泵压力基础上增加压力 15MPa，稳压 15min，压降小于 0.5MPa，则验封合格。

⑥重复步骤完成剩下的设计射孔簇。

⑦上提电缆，检验射孔发射率。

(2) 第二段进行压裂。

(3) 顶替

使用低温可溶桥塞的压裂段，施工后期顶替结束时降排量至 1~2m³/min，泵入对应段号浓度的 KCl 溶液 3m³，用清水将 KCl 溶液替至桥塞位置，加快可溶桥塞溶解。

4、其余井段射孔及压裂施工

其余各段按照第二段施工工序施工，最后一段不顶替 KCl 溶液。

5、对井口 1#闸门试压，试压 60Mpa，30min 压降低于 0.5MPa 为合格，井口试压合格则进行下一步钻塞施工。如井口试压不合格，采用电缆下入全封式可钻复合桥塞。试压 50MPa，稳压 30min 合格后，更换井口 1 号闸门，准备进行下步钻塞施工。

6、钻塞作业

推荐钻塞钻具组合，针对不同类型桥塞，选用适应的磨鞋类型和规格，使碎屑大小适中，提高钻磨效率。针对深井的自锁问题，应用水力振荡器+金属减阻剂。

钻塞技术：针对前期钻塞过程中存在的问题，主要为“泡沫液加 KCl 溶液钻进+胶液携屑+短起返排”钻塞技术，提高了碎屑返出能力，降低了施工风险；“强磁+文丘里打捞”技术，解决了前期钻后井筒清理问题。

钻塞参数：综合考虑井深和井眼轨迹对钻磨效果的影响：

(1) 在井斜角≤90°、井眼轨迹较平缓且无反复上下波动的水平井内，在不同水平段长下的施工参数如下表所示。

表 2.5-10 井斜角≤90° 水平井段连续油管钻塞施工参数

施工参数	水平段长		
	<1000m	1000-1500m	1500-2000m
泵压 (MPa)	25-30	30-35	32-40
排量 (L/min)	380-420	380-420	380-420
钻压 (kN)	5-10	5-15	10-20

(2) 针对井斜角 $>90^\circ$ 、井眼轨迹复杂且反复上下波动的水平井施工参数如下表所示。

表 2.5-11 井斜角 $>90^\circ$ 水平井段连续油管钻塞施工参数

施工参数	水平段长		
	<1000m	1000-1500m	1500-2000m
泵压 (MPa)	28-32	30-42	35-45
排量 (L/min)	380-420	380-420	380-420
钻压 (kN)	5-15	5-20	10-40

7、下连续油管打捞井筒碎屑

8、放喷排液

为避免地层吐砂，开始返排的速度小于 200 L/min (12m³/h)，分别采用 4mm、6mm、8mm 油嘴放喷，每个油嘴放喷时间 4-6 小时，再改用 10mm、12mm 油嘴放喷排液，根据排液情况和井口压力再定进入求产阶段；具体的要根据井口压力及出砂情况相应调整。井口压力原则上不低于 12MPa。因采用套管放喷，临界携液流量高，在放喷见气、有一定喷势后应提高放喷气量使之高于临界携液流量，适当加快排液。对井口压力较低的井实施液氮气举排液。

9、测试求产

当产液量小于 10m³/h 或者产气量高于临界携液流量时，进入测试求产阶段。为减小井下积液的影响，采用油嘴从大到小的方式测产。分别采用 12mm、10mm、8mm、6mm、4mm 油嘴求产，如井筒压力低于 12MPa，则从 8mm 油嘴开始求产，用 6mm 油嘴求产时，产气量小于 10×10⁴m³/d，再用 4mm 油嘴求产。

2.5.2.4 单井压裂工艺

(企业信息保密未公开)

2.5.3 采气工艺

2.5.3.1 生产管柱

(企业信息保密未公开)。

2.5.3.2 采气方式

(企业信息保密未公开)。

2.6 集输工程

2.6.1 工程总体布局

2.6.1.1 总体布局

(企业信息保密未公开)。

2.6.1.2 区域位置

(企业信息保密未公开)。

2.6.2 集输工程现状及依托情况

2.6.2.1 工程现状

1、工艺现状

(企业信息保密未公开)。

2、生产参数

(企业信息保密未公开)。

3、平面布置

(企业信息保密未公开)

2.6.2.2 依托情况

(企业信息保密未公开)。

2.6.3 井场布置及工艺设备

2.6.3.1 平面布置

(企业信息保密未公开)。

2.6.3.2 工艺流程及工艺参数

(企业信息保密未公开)。

2、工艺流程

(企业信息保密未公开)。

2.6.3.3 主要设备设施

(企业信息保密未公开)

2.6.3.4 集输管道

1、管道路由

(企业信息保密未公开)。

2、钢管类型

(企业信息保密未公开)。

3、钢级选择

(企业信息保密未公开)。

4、管道壁厚

(企业信息保密未公开)。

5、线路工程主要工程量

(企业信息保密未公开)。

2.6.3.5 主要工程量

焦页 88 号北立体开发调整井组主要工程量见下表：(企业信息保密未公开)

2.7 采出水处理

2.7.1 采出水处理方案

(企业信息保密未公开)。

2.7.2 采出水处理主要工程量

(企业信息保密未公开)。

2.8 公用工程及辅助生产设施

2.8.1 供配电

2.8.1.1 用电负荷

(企业信息保密未公开)。

2、负荷等级

(企业信息保密未公开)。

2.8.1.2 供电现状

1、周边变电站及电力线路供电能力现状

10kV 江东二线：已经建至 69、88 号平台，剩余负荷为 1900kVA，无法满足 1 部钻机供电。

35kV 中原线：已经建至 88 号平台，距离 88 号北平台约 400m，剩余负荷为 8000kVA，最大满足 4 部钻机同时供电。

35kV 宏华二线：已建至 69 号平台，距离 88 号北平台约 1000m，可满足全电驱压裂供电需求。

2、平台、集气站供电现状

正常生产期间，焦页 69 号已建的低压供电系统，无法满足新增负荷需求，需要改造原有低压供电系统，满足新增负荷需求。

2.8.1.3 工程供电

1、钻井期间供电

88 号北平台附近已有 10kV 江东二线和 35kV 中原线架设至平台周边，因 10kV 江东二线无法满足钻井期间供电负荷需求，因此采用 35kV 中原线供电，新建 35kV 架空线路 0.5km。

2、生产期间供电

（企业信息保密未公开）。

2.8.1.4 防雷、防静电及接地

（企业信息保密未公开）。

2.8.2 自控仪表

2.8.2.1 产能建设部分

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

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

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

第三级为站场控制级：由 RTU、过程控制系统 PLC、安全控制系统 PLC 和 ESD 远程 I/O 等站控系统实现；

第四级为就地控制级：由现场仪表、控制阀门等设施实现。

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

2.8.2.2 主要检测参数

1、焦页 88 号北平台

（企业信息保密未公开）。

2.8.2.3 主要仪表选型

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

（1）远传仪表一般选用电动仪表，电动变送器为智能型，其输出信号为 4~20mA（HART 通信协议，二线制）。

（2）开关型仪表的输出采用无源接点，接点类型为 DPDT。

（3）温度远传采用一体化智能温度变送器（检测元件为 Pt100 的铂热电阻）。

（4）压力远传采用智能型压力变送器。

（5）井口选用智能控制切断阀。

（6）可燃气体检测装置：装置区采用红外点式可燃气体探测器。

（7）单井口计量采用湿气多相流量计。

（8）防爆和防护等级：仪表的防爆类型和防护等级根据国家有关爆炸和火灾危险场所电气装置设计规范等规范的规定，按照仪表安装场所的爆炸危险类别、范围、组别确定防爆和防护等级。

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

防爆等级：不低于 Exdb II BT4 Gb；

防护等级：室外不低于 IP65。

（9）防电涌保护

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

现场变送器另设外置式防浪涌保护器，防浪涌保护器连接于变送器的第二个进线口。当变送器只有一个进线口的仪表采用连接型防浪涌保护器或使用防爆三通接头进行安装。

2.8.2.4 防雷及接地

（企业信息保密未公开）。

2.8.3 通信工程

2.8.3.1 工业以太网系统

本工程建立工业以太网系统，主要用于传输焦页 88 北平台的 SCADA 系统数据、安防系统数据。

工业以太网光纤传输系统采用光缆环网结构，焦页 88 北平台的 SCADA 数据采用 2 台工业以太网交换机组成冗余的 SCADA 数据传输网络，安防系统数据采用另 1 台工业以太网交换机进行传输，以保障数据传输的安全性、可靠性；传输 SCADA 数据的工业以太网交换机与传输安防系统数据的工业以太网交换机，分别采用 24 芯光缆中不同的纤芯接入光缆线路，最终接入到调控中心，传输带宽均为 1000M。

2.8.3.2 工业电视监控系统

因平台为新建平台，需新建工业电视监控系统，对平台工艺装置区域、大门口、围墙四周和重要设备的运行情况进行监视，以预防意外闯入和及时发现险情给予报警及火灾确认等。

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。

焦页 88 北站场内新增室外摄像机 5 台，室内半球摄像机 1 台。

2.8.3.3 周界防御系统

本工程周界防范系统借助热成像摄像机，采用连续环形交射对站场四周进行有效探测和成像，获取图像中的关键侦测信息，在能见度极差的环境中也可以获取清晰的图像和执行准确的入侵检测，并接入到现有安防平台。利用热属性的分析，实现昼夜监控、自动报警。同时系统可选择热成像双光谱摄像机，在实现热成像全天候准确侦测的同时，可见光成像可以对现场情况进行辨识。热成像的功能主要是提供全天候准确报警，一旦防区内有移动的物体闯入，可见光可利用定位功能对现场情况进行确认，推送报警，并录制告警录像。

在画面中设定相应的警戒线、警戒区域，当有物体穿过警戒线时，将触发穿越警戒线报警规则；当有物体进入到警戒区域中并在区域内徘徊或者停留时，将触发区域入侵报警规则；当有物体穿过警戒区域的边界进入警戒区域时，将触发进入区域报警规则；热成像摄像机会立即发出报警信号。

站场内新增双光谱热成像筒型摄像机 3 台，防爆双光谱热成像筒型摄像机 1 台，组成封闭防区。

2.8.3.4 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。

站场配置可视对讲分机、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。

2.8.3.5 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，最终分别与调控中心相连。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。

2.8.3.6 光缆线路

本次工程新建 2 条 24 芯光缆，与集气管线同沟敷设，通信光缆与管道通沟敷设光缆全程采用穿硅芯管保护，光缆（硅芯管）与输气管道管沟底部平齐，与输气管道的最小水平净距不小于 300mm。光缆（硅芯管）与输气管道采用相同的穿跨越方式，可利用管道穿跨越结构但未影响管道穿跨越结构安全。

光缆线路与管道通沟敷设光缆由焦页 88 北起始，至焦页 69 处截止，集气管线实际长度线路长度约 0.5km，同沟敷设光缆总长度约为 2km，型号采用 GYTS-24，即 24 芯单模光缆。

2.8.3.7 通信电源系统及接地设计

（企业信息保密未公开）。

2.8.4 消防及给排水

2.8.4.1 消防

（企业信息保密未公开）。

2.8.4.2 给排水

焦页 69 号集气站加热炉补水由罐车补水；焦页 88 号北、焦页 69 平台无新增生活用水和排水设施。

2.8.5 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。

2.8.6 建构筑物

2.8.6.1 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（2016 年版）》（GB50011-2010），站内建（构）筑物抗震设防烈度为 6 度，设计地震分组为第一组，设计基本地震加速度 0.05g；

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

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

6、根据《混凝土结构设计规范（2015 年版）》（GB50010-2010），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。

2.8.6.2 建筑涉及范围

（企业信息保密未公开）。

2.8.6.3 主要工程量表

（企业信息保密未公开）。

2.8.7 防腐

2.8.7.1 防腐内容及措施

1、防腐内容

本项目采气管线采用 $\Phi 76 \times 8$ 规格。

2、防腐措施

集气管线采用 3PE 防腐层和牺牲阳极阴极保护联合防腐。

采气管线采用防腐涂层。

集气站站内管道、采气平台及非标设备等采用防腐涂层。

2.8.7.2 防腐涂层

1、 $\Phi 76$ 采气管线采用如下涂层结构：

底层：环氧富锌底漆 2 道，干膜厚度 80~100 μm

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

总干膜厚度 $\geq 580 \mu\text{m}$

2、热煨弯头外防腐层采用无溶剂环氧涂料+聚丙烯胶粘带。

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

4、地上其他非保温工艺管线、设备以及钢结构外表面采用如下涂层结构：

底层：环氧富锌底漆 2 道，干膜厚度 80~100 μm

中间层：环氧云铁中间漆 1 道，干膜厚度 60 μm

面层：丙烯酸聚氨酯面漆 2 道，干膜厚度 90~100 μm

总干膜厚度 $\geq 230 \mu\text{m}$

5、分离器等设备内表面采用如下涂层结构：

底层：环氧玻璃鳞片底漆 2 道，120 μm

面层：环氧玻璃鳞片面漆 3 道，180 μm

总干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$

2.8.8 道路工程

（企业信息保密未公开）。

2.9 安全管理情况

2.9.1 安全管理机构设置情况

涪陵页岩气公司建立有相应的安全管理组织体系，设置情况见下图：

（企业信息保密未公开）

2.9.2 劳动定员及安全管理人員配置

1、劳动定员

本项目为老区开发调整项目，不考虑新增定员。

2、安全管理人员配置情况

(企业信息保密未公开)。

2.9.3 安全投资

(企业信息保密未公开)。

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

- 1、钻井工程所涉及的主要危险有害物质
(企业信息保密未公开)。
- 2、采气工程所涉及的主要危险有害物质
(企业信息保密未公开)。
- 3、地面工程所涉及的主要危险有害物质
(企业信息保密未公开)。

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。(企业信息保密未公开)

表 3.1-1 主要危险有害物质分布情况一览表

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：(企业信息保密未公开)

表 3.1-2 主要危险有害物质特性一览表

3.1.2.3 天然气(企业信息保密未公开)

3.1.2.4 二氧化碳(压缩的或液化的)

(企业信息保密未公开) CO₂ 具有窒息性、腐蚀性、溶解性。主要表现在：

1、窒息性

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

2、腐蚀性

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

3、溶解性

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

二氧化碳的主要危险有害特性见表 3.1-4。

3.1.2.5 汽油

汽油的主要危险有害特性见表 3.1-5。（企业信息保密未公开）

表 3.1-5 汽油主要危险有害特性一览表

3.1.2.6 柴油

（企业信息保密未公开）。

柴油的主要危险有害特性见表 3.1-6。

3.1.2.7 盐酸（企业信息保密未公开）

酸化采用盐酸和胶凝剂配制而成，盐酸具有腐蚀性，刺激皮肤发生皮炎，吸入蒸汽慢性支气管炎等病变。误服盐酸中毒，可引起消化道灼伤、溃疡形成，有可能胃穿孔、腹膜炎等。

3.1.2.8 氢氧化钠（企业信息保密未公开）

有强烈刺激和腐蚀性。粉尘或烟雾会刺激眼和呼吸道，腐蚀鼻中隔，皮肤和眼与 NaOH 直接接触会引起灼伤，误服可造成消化道灼伤，粘膜糜烂、出血和休克。

氢氧化钠的主要危险有害特性见表 3.1-8。

表 3.1-8 氢氧化钠主要危险有害特性一览表

3.1.2.9 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 3.1-9。（企业信息保密未公开）

表 3.1-9 氮（压缩的或液化的）主要危险有害特性一览表

3.1.2.10 钻井液

（企业信息保密未公开）。

3.1.2.11 气田化学助剂

（企业信息保密未公开）。

3.1.2.12 放射源

测井施工时，放射源发射出的射线可对人体造成伤害，严重时会导致机体损伤，甚至死亡。放射源发射出的射线具有一定的能量，可以破坏细胞组织，对人体造成伤害。当人受到大量射线照射时，可能产生头晕乏力、食欲减退、恶心、呕吐等症状，严重时会导致机体损伤，甚至死亡；但当人只受到少量射线照射时，一般不会有不适症状发生，也不会伤害身体。超剂量的射线照射（国家卫生标准规定放射工作人员 50mSv/a 以下）会影响人体健康，甚至会引起放射病。

3.1.2.13 火工用品

火工用品包括射孔弹、雷管、导爆索、慢燃火药。射孔弹属于二类炸药，由于炸药经过钝化处理，具有金属外壳，其危险级别低于导爆索和雷管，但它在所有爆炸器材中用量最大，爆炸威力最大。雷管的灵敏度很高，装药量小，本身爆炸威力并不大。电雷管通以很小电流，撞击式雷管有撞击点受以较小撞击就能起爆。导爆索能以每秒 6000m 以上的速度传爆并能引爆与它接触的炸药、射孔弹、切割弹、传爆管等。

3.2 生产工艺及设备设施危险、有害因素分析

3.2.1 钻井工程危险有害因素分析

（企业信息保密未公开）。

3.2.1.1 地质风险（企业信息保密未公开）

3.2.1.2 钻前工程（企业信息保密未公开）

3.2.1.3 设备搬迁（企业信息保密未公开）

3.2.1.4 设备安装（企业信息保密未公开）

- 3.2.1.5 钻进施工（企业信息保密未公开）
- 3.2.1.6 测井、录井（企业信息保密未公开）
- 3.2.1.7 交叉作业（企业信息保密未公开）
- 3.2.1.8 固井、完井（企业信息保密未公开）
- 3.2.1.9 完井后拆卸设备（企业信息保密未公开）
- 3.2.1.10 钻后废弃物治理（企业信息保密未公开）
- 3.2.1.11 检修与保养（企业信息保密未公开）
- 3.2.1.12 处理复杂情况与井下事故处理（企业信息保密未公开）
- 3.2.1.13 钻井井控（企业信息保密未公开）
- 3.2.2 采气工程危险有害因素分析（企业信息保密未公开）
 - 3.2.2.1 设备搬迁
 - 3.2.2.2 射孔作业
 - 3.2.2.3 酸化压裂
 - 3.2.2.4 采气过程
- 3.2.3 地面工程施工过程中危险有害因素分析（企业信息保密未公开）
- 3.2.4 集输过程中危险有害因素分析（企业信息保密未公开）
- 3.2.5 主要生产设备的危险有害因素分析（企业信息保密未公开）
- 3.2.6 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，有可能导致人体发生水盐平衡失调，出现无力、体温升高等症状。同时高温使血管扩张，末梢循环血量增加，使心跳加速，心脏负担加重。高温作业可使动作的准确性、协调性、反应速度以及注意力降低，易发生工伤事故。长期在高温环境下作业，还可能导致人员中暑。

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

山区冬天气温低，易发生冻伤及管道冰堵。

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

4、洪涝

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

5、大风

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

6、山体滑坡、泥石流

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

7、腐蚀

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

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

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

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

如果设备、管道表面缺乏保护或保护不够、防腐层破损、焊接部位处理不当，则土壤中的水分与各种盐分等化学物质形成电解质溶液，会对金属管道造成化学腐蚀和电化学腐蚀，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（企业信息保密未公开）

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 H₂S 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 $62.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，H₂S 含量 $125.53 \text{g}/\text{m}^3$ ，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 $100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 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 1.1m^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 28MPa，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 13MPa；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 182.9m^3 ，井口最大施工压力 48MPa；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 27m^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 20m^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 195.31m 时，发现溢流 1.1m^3 （录井时间记录与钻井时间记录相差 10~25min），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 $1.498\text{m}^3/\text{min}$ （与钻井技术员提供的排量 $1.5\text{m}^3/\text{min}$ 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^3 。按照 $\Phi 215.9\text{mm}$ 的井径和 $\Phi 127\text{mm}$ 钻杆形成的环行空间， 52.55m^3 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^3 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^3 ，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 1.1m^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 5.1MPa 。井内有钻具时，有近 400m 钻井液柱，即有 11m^3 左右（除掉已发现的溢流 1.1m^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 4049.68m 起钻至 195.31m 发现溢流时，钻杆提出转盘面 2 个多单根（长度 19m 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 “12.14”某气井井喷着火事故

1、事故经过

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

2、原因分析

1) 井喷原因

一是发生井涌到井喷时间短，井底压力高，造成悬挂器上下窜动，短节无法拆卸；二是现场施工没有具体指挥人员，施工人员没有经过正规培训和防井喷演练，处理突发事件的能力差。最重要的原因是没有安装封井器。

2) 着火原因

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

3、防范措施

1) 加强安全教育，增强现场人员的安全生产意识。

- 2) 加强安全操作规程培训，杜绝违章操作，提高风险识别能力。
- 3) 作业人员一定要按照操作规程进行正确操作，避免此次事故的发生。

3.5.3 天然气爆炸事故

1、事故经过简述

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

2、事故原因分析

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

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

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

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

4) 该管线从未进行过专业的技术检测，使用状况不明，也是造成事故的原因之一。长期使用 13 年的天然气管线遭受严重腐蚀之后，造成强度大大降低，实际壁厚小于计算厚度，远远不能满足使用条件，在微裂纹的诱导下，不能满足强度要求，发生了爆炸事故。

3、事故教训

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

定期检查，以便及早发现事故隐患，找出薄弱环节，防患于未然。

3.5.4 江汉油田“8.29”井架倾倒死亡事故

1、事故经过

2004年8月29日，钻井工程处20902JH队使用ZJ20型车载钻机，在广34C井进行起钻作业。19:55钻井三班接上一个班继续进行起钻作业，井下剩33柱。21:40，起至最后一柱钻柱，钻台上共摆有180柱中73mm（360根）钻杆，其中右侧141柱，左侧39柱。在卸通井接头时，因扣太紧，用液压大钳卸不开，准备改用B型大钳卸扣。

21:45，副司钻张继东在二层台发现二层台沿逆时针方向扭转，钻具发出摩擦声和撞击声，井架开始倾斜，便高声喊叫并发出信号。约4~5s时间，井架朝大门右侧倾倒。

在倾倒过程中，场地工陈忠、井架工周春松从大门左侧的梯子滑下，司钻李承超躲闪到控制台附近，正在岗位上的内钳工赵庭全逃离不及，从钻台右前方跳下，从钻台上倒落的钻杆将其头部右侧和左腿击伤，当场死亡。副司钻张继东因系有安全带，随井架一起倒下，落在泥浆池内，捡了一条命。

2、事故原因

1) 地锚安装固定不符合规定要求是造成此次事故的主要原因。

一是绷绳坑未使用水泥砂浆浇灌；

二是绷绳坑深度均未达到1.8m的标准要求；

三是地锚（角钢）与地锚钢丝绳的连接不当，容易造成钢丝绳损伤；

四是受地形限制，绷绳坑相互距离及距井口距离不足，但在施工时未采取针对性加强措施，致使绷绳承受的拉力增大。

2) 管理不严是造成此次事故的重要原因。

一是钻井工程处钻前大队在进行绷绳坑施工时未执行企业标准《钻井设备基础施工与井架安装质量验收》中16.3.1条的规定，违反了石油天然气行业标准《石油钻井队安全生产检查规定》中3.2.10.1条的规定。

二是钻井工程处调度室未按企业标准《开钻前验收项目及要​​求》第3条的规定，组织开钻前的验收。

三是《钻井井架安全检查标准》存在明显错误。该标准是1995年钻井工程处起草，但在绷绳地锚的安装上违反了行业标准的相关规定，将“地锚埋深”由行标的“1.8m”改为“1.2m”，并未按行标的要求“用水泥砂浆浇灌”；安全环保专业标准化委员会在

审查时未发现这一明显错误，就由江汉石油管理局标准化委员会予以发布，造成执行标准混乱。

3) 分公司地质工程设计监督中心对该井的工程监督不到位，是造成此次事故的间接原因。

监督中心作为甲方的监督部门，对该井的工程监督职责不到位，在该井施工中监督工作不落实。

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、钻井工程单元及井下作业单元
- 2、采气工程单元
- 3、站场单元
- 4、集输管道单元
- 5、采出水处理单元
- 6、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，本次评价选择以下四种评价方法：

预先危险性分析法（PHA）、安全检查表法（SCL）、故障假设分析法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	钻井工程单元及井下作业单元	安全检查表	
2	采气工程单元	预先危险性分析、安全检查表	
3	站场单元	安全检查表、定量风险模拟评价	
4	集输管道单元	安全检查表	
5	采出水处理单元	安全检查表	
6	公用工程及辅助生产设施单元	安全检查表	

4.2.1 安全检查表（SCL）

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

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

表 4.2-2 安全检查表

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果

4.2.2 预先危险性分析（PHA）

预先危险性分析法是一种对系统存在的各种危险因素、出现条件和事故可能造成的后果进行宏观、概略分析的系统安全分析方法。通常是在在进行某项工程活动（包括设计、施工、生产、维修等）之前，对系统存在的各种危险因素（类别、分布）、出现条

件和事故可能造成的后果进行宏观、概略分析，其目的是早期发现系统的潜在危险因素，确定系统的危险等级，提出相应的防范措施，防止这些危险因素发展成为事故，避免考虑不周所造成的损失，属定性评价。即：讨论、分析、确定系统存在的危险因素，及其触发条件、现象、形成事故的原因事件、事故类型、事故后果和危险等级，有针对性的提出相应的安全防范措施。

1、预先危险性分析法的主要功能有：

- 1) 大体识别与系统有关的危险；
- 2) 鉴别产生危险的原因；
- 3) 估计事故发生对系统的影响；
- 4) 对已经识别的危险进行分级，并提出消除或控制危险性的措施。

2、预先危险性分析步骤

- 1) 对系统的生产目的、工艺过程以及操作条件，对周围环境进行充分的调查了解；
- 2) 收集以往的经验 and 同类生产中发生过的事故情况，判断所要分析对象中是否也会出现类似情况，查找能够造成系统故障、物质损失和人员伤害的危险性；
- 3) 根据经验、技术诊断等方法确定危险源；
- 4) 识别危险转化条件，研究危险因素转变成事故的触发条件；
- 5) 进行危险性分级，确定危险程度，找出应重点控制的危险源；
- 6) 制定危险防范措施。

预先危险性分析结果最终以表格的形式表示。

3、危险、有害因素的危险性等级

PHA 分析的结果用危险性等级来表示。危险性可划分为四个等级，见下表 4.2-3。

表 4.2-3 危险性等级划分表

级别	危险程度	可能导致的后果
I	安全的	不会造成人员伤亡及系统损失
II	临界的	处于事故的边缘状态，暂时还不至于造成人员伤亡、系统损失或降低系统性能，但应予以排除或采取控制措施
III	危险的	会造成人员伤亡和系统损失，要立即采取防范对策措施
IV	灾难性的	会造成人员重大伤亡及系统严重破坏的灾难性事故，必须予以果断排除并进行重点防范

4.2.3 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 88 号北立体开发调整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（企业信息保密未公开）

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

小结：经安全检查表检查，自然条件对工程建设和生产运行的影响较小，满足项目建设及运行需求。

5.1.2 与周边生产经营活动或居民生活的影响评价（企业信息保密未公开）

按照《陆上石油天然气开采安全规程》（GB42294-2022）、《钻井井场设备作业安全技术规程》（SY/T5974-2020）、《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）、《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）、《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）等有关国家标准规范，检查结果详见下表：

1、钻井井场与周边

表 5.1-2 钻井施工井口与周围建（构）筑物安全间距一览表（m）

2、站场与周边

表 5.1-3 站场与周围建（构）筑物防火间距一览表（m）

经检查，本工程站场周边主要为散居民房和架空电力线路等，在钻井施工过程中焦页 88 号北平台井口与周边民房、架空电力线路等设施之间的防火间距不符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）要求，因此本工程在钻井施工过程中可能会对周边居民生活、生产经营活动产生影响；本工程正常运行期间站场内设备设施与周边设施防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）要求。

3、集输管道与周边

5.1.3 自然保护区等保护区域及法律、法规符合性评价（企业信息保密未公开）

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

小结：经安全检查表检查，站场附近无自然保护区等保护区域，满足要求。

5.2 技术、工艺安全可靠性评价

5.2.1 工艺、技术的安全可靠性评价（企业信息保密未公开）

5.2.1.1 安全检查表评价

按照《钻井井场设备作业安全技术规程》（SY/T5974-2020）、《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 5.2-1 工艺、技术安全检查表

小结：经安全检查表检查，工艺、技术基本安全可靠，建议下一步落实：

- 1、平台新建来气后井站放空能力是否满足要求；
- 2、应明确埋地管道的敷设深度情况。

5.2.1.2 预先危险性评价（企业信息保密未公开）

本节采用预先危险性分析对采气工程涉及的气井测试作业进行评价分析。

表 5.2-2 气井测试作业主要危险预分析

预先危险性分析小结：

通过预先危险性分析气井测试作业主要危险有害因素为火灾爆炸、井喷、阀门丝杠飞出伤人、油嘴飞出伤人、流程管线泄漏、管线飞起、分离器爆炸、设备管线腐蚀、超压、泄漏、设备管线腐蚀泄漏等，其中井喷的危险性为IV级（灾难性的），其余危险等级为III（危险级）。在上述预先危险性分析中提出对策措施。

- 1、施工前流程管线试压合格；丝扣上到位，并缠密封纸；游壬连接处装垫子并砸紧；现场严格控制火源；巡检，有泄漏当即处理。
- 2、必须装井控装置并保持其有效状态；设计适当的压井液密度；保持测量仪表的有效状态；及时边起边灌。

- 3、根据井筒压力选择合适的井口阀门并试压合格；开关阀门时应侧身操作。
- 4、卸油嘴前必须先放压；正确操作；若有冻死的现象，必须先加温放压，再卸油嘴。
- 5、施工前，各种流程管线试压合格；丝扣连接处缠密封脂并上紧；由壬连接处装好垫子并砸紧。
- 6、地面管线每 10-15m 用地锚固定，严禁用软管线高压作业。
- 7、安全阀、分离器必须在有效期内使用；使用前认真检查安全阀；清除结砂或冻结；保持管线畅通。
- 8、严禁明火；禁止吸烟；严禁敲击储罐。
- 9、针对气井的压力、温度、流量和气质特点有针对性的进行设计，并对设计进行审查。
- 10、加强设备制造阶段的质量监管、严格按照要求进行设备试压。

5.2.1.3 技术、工艺安全可靠评价

1、钻井技术、工艺

- (1) 优选轨道钻机+高压地面循环系统设备，提高钻井效率。
- (2) 根据涪陵页岩气田中深层页岩气钻井地质特征，结合江东区块焦页 6 西示范井示范平台形成的钻井技术模板，提高钻井效率；
- (3) 持续优化钻井作业工序，二开去通井作业和中完电测，三开采用“糖水”压塞工艺实现三开去钻刮通洗作业。
- (4) 由于本方案全部采用“瘦身井身结构+油基钻井液”钻井，选取焦页 88-Z2HF 井进行三开固井质量测井。

2、采气技术、工艺

本井区开发调整井采用优选管柱+多级气举阀投产，完井下管工序与试气同步。中期结合排采工艺选型图版及生产气水比，优选以泡排为主、辅以气举、柱塞、中心管等排水采气工艺，后期采用增压开采工艺及增压复合工艺。

3、集输技术、工艺

新增井优先采用“井口-加热炉节流-(多相流量计)分离器”的“一对一”连续计量模式，同时为了充分利用新增气井的地层能量，新井和老井尽量采用独立的生产流程，新井在压力降至集气站输压之前利用气井压力直接进入集输系统，本次焦页 88 号北立体开发调整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

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

(2) 布站方式

采用采气平台-集气站-脱水站的二级布站方式。

(3) 工艺流程

1) 集气原则：

①采用“一对一”连续计量工艺。

②充分考虑经济性、合理性，优先依托原有集输工艺流程建设。

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

2) 增压原则

本次加密调整后，增压开发优先采用集气站增压模式。

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

5.2.2 新技术、新工艺安全可靠评价

本工程未采用新工艺、新技术，无需进行安全可靠分析评价。

5.3 设备、装置、设施配套及可靠性评价

5.3.1 设备、装置、设施布局合理性评价（企业信息保密未公开）

5.3.1.1 平面布置

5.3.1.2 安全检查表评价

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《气田集输设计规范》（GB50349-2015）、《页岩气气田集输工程设计规范》（NB/T14006-2020）、《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）等有关国家标准规范，检查结果详见下表：

表 5.3-2 设备、装置、设施布局检查表

结论：经安全检查表检查，设备、装置、设施布局合理，建议下一步落实：

- 1、焦页 88 号北平台钻井施工井口与周边民房、架空电力线安全间距不满足要求。
- 2、应明确井场生产用房的布置情况。
- 3、钻井施工时应对钻机布置情况进行明确。
- 4、应对焦页 88 号北平台仪控配电间及计量泵撬位置、焦页 69 号平台水套加热炉与计量分离一体化撬位置进行明确。
- 5、应明确埋地工艺管道互相交叉情况。

5.3.2 设备、装置、设施的安全性评价

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《气田集输设计规范》（GB50349-2015）、《页岩气气田集输工程设计规范》（NB/T14006-2020）、《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T6277-2017）等有关国家标准规范，检查结果详见下表：

表 5.3-3 设备、装置、设施的安全性检查表

小结：经安全检查表检查，建议下一步落实：

- 1、应明确石油钻井专用管材的摆放情况。
- 2、应明确集输管道线路锚固及线路标志的设置情况。
- 3、应明确采出水管线材质。
- 4、应明确采出水管道连接方式。
- 5、应明确采出水管道试压情况。
- 6、应对焦页 88 号北平台采出水外输泵进行明确。

5.3.3 设备、装置、设施与生产过程的匹配性评价

本工程设施设备按照设计规模进行选型，设备设施规模与生产过程相匹配。

焦页 88 号北平台新井所产天然气经采气管道后进入焦页 69 号集气站分离器进行气液分离，分离出的天然气利用原有的集气管线外输。

5.3.4 改扩建的设备、装置、设施与已建设施影响评价

本工程扩建部分主要是在焦页 69 号集气站内。在站内施工期埋设管道应注意是否与站内原有管道平行或交叉，需探明站内其他管道情况后施工，防止对已建设施造成影响。

5.3.5 新材料、新产品安全性评价

本项目未采用新材料、新产品。

5.4 公用工程及辅助生产设施单元

5.4.1 安全检查表（SCL）

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《气田集输设计规范》（GB50349-2015）、《页岩气气田集输工程设计规范》（NB/T14006-2020）等有关国家标准规范，检查结果详见下表：

表 5.4-1 公用工程及辅助生产设施检查表

5.4.2 公用工程及辅助生产设施单元评价小结

小结：根据检查表检查结果，公用工程及辅助生产设施基本符合相关规范要求，设计合理。下一步：

- 1、应明确可燃气体报警仪的设置位置、高度以及报警限值等内容。
- 2、应对火灾自动报警系统的设置情况进行明确。
- 3、应明确除砂器的差压变送器设置情况。
- 4、应明确站内安装的视频监控是否位于爆炸区域，是否防爆。

5.5 风险程度评价

根据工程实际情况，在生产过程中可能发生的泄漏是工艺管道、设备发生损坏，引发天然气泄漏，故本报告假设焦页 69 号集气站 DN1200 分离器发生泄漏，站场工艺管道内天然气释放，进而发生火灾或爆炸事故。

利用中国安全生产科学研究院定量风险分析软件（CASST QRA，版本号：V2.1），对焦页 69 号集气站 DN1200 分离器的天然气泄漏事故后果进行模拟。模拟后果图如下：
(企业信息保密未公开)

图 5.5-1 本工程焦页 69 号集气站 DN1200 分离器管道完全破裂（云爆）事故后果图

图 5.5-2 本工程焦页 69 号集气站 DN1200 分离器管道完全破裂闪火（静风，E 类）事故后果图

表 5.5-1 本工程焦页 69 号集气站 DN1200 分离器事故后果表

6 安全管理和应急管理评价

6.1 安全管理

6.1.1 组织机构及安全管理人员设置评价

（企业信息保密未公开）。

6.1.2 安全管理制度和安全规程

（企业信息保密未公开）。

6.1.3 作业场所特种设备等重点部位安全管理

（企业信息保密未公开）。

6.1.4 安全管理适应性

（企业信息保密未公开）。

6.2 应急管理

6.2.1 应急预案要求（企业信息保密未公开）

6.2.1.1 应急组织机构

图 6.2-1 涪陵页岩气公司应急组织机构图

本工程现场生产管理单位为涪陵页岩气公司采气一区，组建有应急组织机构，如下图所示：

图 6.2-2 涪陵页岩气公司采气一区应急组织机构图

6.2.1.2 应急预案体系

涪陵页岩气公司按照《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）、《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T 29639-2020）的要求，编制了《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》。

涪陵页岩气公司生产安全事故应急预案体系包括综合应急预案、专项应急预案、现场处置方案。

1、综合应急预案

综合应急预案是从总体上阐述处理事故的应急方针、政策，应急组织结构及相关应

急职责，应急行动、措施和保障等基本要求和程序，是应对各类事故的综合性文件。

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

2、专项应急预案

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

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

图 6.2-2 专项应急响应基本流程图

3、现场处置方案

6.2.1.3 应急演练

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

演练采取桌面、实战的方式以及与地方政府协同等形式。

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

6.2.1.4 应急队伍

（企业信息保密未公开）。

6.2.2 应急资源建议

1、应急队伍

需针对本项目在项目现场建立与工程匹配的应急队伍和应急物资。

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

2、应急资金

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

突发事件应急处置结束后，对应急处置费用进行如实核销。

3、物资与装备

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

4、应急通信保障

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

5、其他保障

由相应应急处置小组保存并实时更新相关信息，包括站场流程图、井场布置图、参数等，为应急工作提供信息保障。

6、建议

建议设置但不限于以下应急物资：

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

6.2.3 事故应急预案的演练、修订和备案

（企业信息保密未公开）。

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 钻井工程安全措施

7.1.1.1 安全技术措施

1、安全技术措施

(1) 安全距离

1) 本区块页岩气不含硫化氢，井场选址与周边建（构）筑物的安全间距应满足《油气井钻前工程技术要求》（Q/SH0437-2022），井口与高压线安全距离应满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004），根据自然环境钻机类型及钻井工艺要求确定钻井设备安放位置，井场应避开滑坡、泥石流等不良地质发育地段，充分利用地形，节约用地，方便施工。同时气井与公众安全防护距离要求：井口距高压线及其他永久性设施不少于 75m 或 1.5 倍杆高；距民宅不少于 100m；距铁路、高速公路不少于 200m；距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不少于 500m；距放喷池不少于 75m。

88 平台井口距站场北侧高压线距离为 75m，据站场南侧高压线距离为 88m，井口距民房 51m。

2) 放喷管线出口、火炬或燃烧筒出口等的安全距离为井口 100m 以远。

3) 远程控制台距井口不小于 25m，并在周围保持 2m 以上的人行通道。

4) 放喷排污池、距离井口不小于 75m。

88 平台井口距放喷池 82m。

5) 井场值班房与锅炉房、储油罐、高压节流管汇、排污池的距离不小于 25m。

6) 井场边缘设施与主、副放喷池安全距离大于 50m。

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

8) 确保相邻两井不发生窜漏、井眼相碰等井下复杂情况，丛式井地面井口安全距离要求为：单钻机单排布井方式井间距 8m；单钻机双排布井方式井间距 8m、排间距 13m；用双钻机双排布井方式井间距 8m、排间距 45~50m。

88 平台为双钻机单排布井方式，井间距为 8m。

9) 在地下矿产采掘区钻井时，井筒与采掘坑道、矿井坑道的安全间距大于 200m。

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

11) 在钻井作业过程中依据《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T5225-2019），钻井现场生活区与井口的距离应不小于 100m；发电房、值班房、储油罐距离井口应不小于 30m；锅炉房距井口应不小于 50m。

（2）井控措施

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

2) 重视浅层气井控和 H_2S 防护工作。地质录井队在进入含 H_2S 地层前 100m，通知钻井队做好防范措施，穿越含 H_2S 地层时，及时预报 H_2S 含量；钻井队钻至长兴组之前，由泡沫钻转换成泥浆钻进，防止 H_2S 溢出，并加强钻井液 PH 值的监测，及时补充除硫剂；空气钻穿越茅口组，井筒天然气含量超过规定值时，及时转换泥浆钻井。

3) 为防止浅层气井喷，在浅层气区域要按照作业要求进行作业。

4) 为防止钻井过程中遇到硫化氢发生溢流，出现硫化氢随空气流体返出至地面造成人员中毒事故，应有如下措施：

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

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

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

5) 钻井过程井眼防碰防护措施

加强井网优化设计，设计时在开发井网的基础上，相邻两组井的水平段分别向西和向东统一偏移 25m，这样在着陆前相对应的水平段就有 50m 的理论间距，可以有效避免相邻水平段着陆前相碰；制定井筒的重点防碰措施，采用预绕障和及时纠偏的措施，根据邻井实钻井眼轨迹数据进行防碰扫描，提前在上部井段进行预绕障设计，让轨迹朝着偏离邻井的方向；实钻过程中及时进行随钻井眼轨迹数据的测量与防碰距离分析，一旦出现与邻井距离变小的趋势，立即采用定向工具进行纠偏，使井眼轨迹朝着偏离邻井的方向发展。

同时根据老区加密井部署情况，对同台钻井防碰进行风险评估，多方识别防碰风险隐患，建立开钻、二开验收、三开验收、完钻 4 节点防碰控制管理机制，针对防碰风险分别制定直径段及定向井段防碰管控措施。开钻前需进行防碰技术交底，重点提示防碰点；合理选择钻具及钻进参数；加强电子单多点测斜仪的管理和维护工作，合理跟踪测斜，及时掌握下部井段轨迹变化情况。建立正钻井防碰统计表，每日跟踪各井钻井进度。绘制工区正钻井防碰图，对存在防碰风险的井，使用防碰软件进行计算，确定防碰风险等级，及时向施工方做出防碰预警，协助完成轨迹调整方案。

6) 钻井过程中的重点井控措施

①气层钻井过程中的井控作业

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

b. 从一开始，每次的入井钻具均应带有内防喷工具。

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

②溢流的处理和压井作业

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

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

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

(3) 防范其他危险有害因素的措施

共包括以下防范措施：

1) 高空坠落防范措施

2) 起重伤害防范措施

3) 机械伤害事故防治措施

4) 触电事故防治措施

5) 火灾事故防治措施

6) 车辆伤害事故防治措施

7) 其他安全措施

(4) 弃井要求

1) 封堵报废井施工作业应有施工设计，并按程序进行审批。作业前应进行压井，待井内液柱压力平稳后方可进行其他作业。

2) 已封堵的井口套管接头应露出地面，并用厚度不低于 5mm 的圆形钢板焊牢，钢板面上应用焊痕标注井号和封堵日期。

3) 对已完成封堵的报废井，每年至少应巡检一次，并记录相关巡井资料。

7.1.1.2 安全管理措施

(1) 完善各项规章制度，包括安全生产规范制度、各岗位作业规程等，落实安全生产责任制。

(2) 所有设计均按程序进行审批、签字，未经审批不得施工。如需变更设计时，由原设计单位按程序进行并出具设计变更单。

(3) 井场、营地和搬迁途中设立醒目的警示标志。

(4) 安全设施、气防设施和消防工具配置齐全，并做到使用方便、安全可靠。

(5) 规范操作，严格执行岗位作业指导书和相关操作规程。

(6) 开工前严格按照标准进行验收。施工队伍每天按岗位分工要求，对各自负责的设备或安全设施进行检查、保养，确保其安全可靠。

(7) 井场严禁使用明火、不准吸烟。必须动火或使用电气焊时，实行动火申请制度，并远离井口、钻井液循环罐，在有可靠的防火措施下实施动火。

(8) 钻井工程交叉作业严格执行《天然气井同台交叉作业安全要求》。

(9) 交叉作业风险防范措施要严格落实作业票证制度，严格把关票证审批，同时明确主体责任，签订同台安全协议，建立并演练同台应急联合预案。

7.1.1.3 应急措施

依托井区周边已有城镇及涪陵页岩气田应急救援中心，制定合理的应急措施。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。

(1) 根据《生产安全事故应急预案管理办法》规定，应当制定井场事故应急救援预案，配备应急救援人员和必要的应急救援器材、设备，并定期组织演练。

(2) 应急预案应按照《生产安全事故应急预案管理办法》的要求进行编写。

(3) 建立的泄漏、中毒、火灾和爆炸等突发事件的应急预案，经批准后，将应急措施和责任落实到有关管理和操作人员。

钻井过程中应制定钻井防碰应急处置预案，建立完善事故报警、处置措施、应急报告、恢复生产等相关处置措施及负责人机制，严格坐岗，责任到人，遇突发事件，按应急管理规定及时报公司生产调控中心和上级部门。钻井工程项目部、采气中心加强信息沟通，相关部门做好配合工作。同时应做好生产井的应急处置措施，及时修补已破损的生产井套管，减少气井产量损失。

7.1.2 压裂试气安全措施

7.1.2.1 安全技术措施

1、安全距离

(1) 气井所在区域附近 2km 内没有学校，医院、油库等设施。

(2) 立、放井架及吊装作业与高压电等架空线路保持安全距离，并采取措施防止损害架空线路。

(3) 放喷管线出口接至距离井口 75m 以上的安全地带。

(4) 经过分离器分离出的天然气和气井放喷的天然气应点火烧掉，火炬出口距离井口、建筑物及其他易燃物场所大于 100m，且位于井口油罐区主导风向的上风侧，火炬出口应固定牢固。

(5) 在草地等植被茂盛区域、油气站场等地试气作业时，设置隔离带或隔离墙。

2、井控措施

(1) 射孔安全技术措施

1) 按指令准时将射孔器材运到井场，并按危险品安全规定在井场存放，人员按甲方要求按时到井场。人员必需有危险品操作证资质。

2) 在接到射孔通知单后，射孔工程师排出枪柱图并组织装枪，射孔人员严格按射孔操作规程和安全规定进行操作，确保装枪质量合格。

3) 现场操作人员必须戴手套、戴安全帽、穿工衣、工鞋及其他劳动保护用品。

4) 装枪作业范围 30m 内划为安全区，严禁吸烟、明火、电气焊和敲击作业。

5) 穿导爆索时要特别小心，如果导爆索有接头、弯曲、打折或外壳损坏的地方，必须及时通知射孔工程师。

6) 切导爆索、锁传爆管、丈量长度时, 必须由射孔工程师操作或监督。

(2) 压裂安全技术井控措施

1) 压裂施工作业前的安全要求:

①压裂施工队应制定施工组织方案和应急预案以及人员的救护和撤离措施。施工前, 现场由甲方或甲方代表召开所有施工作业人员参加的安全会, 进行安全教育; 各参加施工单位要对具体施工人员进行技术交底, 严格完善交接手续, 保证施工顺利进行。

②压裂高压管汇无裂纹、无变形、无腐蚀, 壁厚符合要求; 高压管汇中对应的压裂车出口管线都应配有单流(向)阀。

③压裂泵头, 泵头内腔外表不应有裂纹; 阀、阀座不应有沟、槽、点蚀、坑蚀及变形缺陷, 若有应及时更换。

2) 压裂施工作业中的安全要求:

①压裂施工期间由压裂队统一指挥。

②施工中, 不许无关人员进入井场, 非工作需要施工作业人员严禁进入高压区。

③施工现场设立安全警戒区, 并有专人负责施工区外安全警戒。

3) 压裂施工作业后的安全要求:

①按设计要求装好油嘴, 观察油管、套管压力, 控制放喷。

②查看出口喷势和喷出物时, 施工人员应位于上风处; 通风条件较差或无风时, 应选择地势较高的位置。

③排液时, 采取预先在放喷管线出口放置火种的方式进行点火。

(3) 试气安全技术井控措施

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

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

3) 氮气气举前应安装防喷器。

(4) 采气安全技术措施

1) 针对井口方池内存在表层气体溢出的问题, 在井口旁边装上集气罩, 并由管线导入放喷池内进行放喷燃烧。

2) 针对气井在生产过程中表套环空和技套环空压力逐渐升高的问题, 采取定期放喷降压的方法(表套环空压力 $>10\text{MPa}$ 时放喷, 技套环空压力 $>15\text{MPa}$ 时放喷)。

(5) 完井安全技术措施

通过对各种完井方式的对比分析，从完井、储层压裂改造及从气井寿命和安全生产方面考虑，结合焦石坝页岩气藏主体的实际特点，综合考虑，推荐采用套管射孔完井方式。

(6) 预防套管带压技术措施

预防套管带压技术措施包括以下三个方面：

1) 制定合理的井控管理措施，严格执行工区《异常采气井口管理规定》文件，强化井控风险管理，落实巡检制度、汇报制度、放压制度。

2) 安装各级套压表泄压放空管线，制作方井导管密封罩，将导管气引流到井场外。

3) 严格按照采气规范执行，进一步细化环空带压管理，在井口安装电子传感器，便于在气田、气井中控室实时监测各环空压力，对较高风险的井实施精细环空压力诊断和专门的漏点测井，有效管控环空压力风险。

7.1.2.2 安全管理措施

1、交叉作业防护措施

交叉作业风险防范措施要严格落实作业票证制度，严格把关票证审批，同时明确主体责任，签订同台安全协议，建立并演练同台应急联合预案。

(1) 编制交叉作业 HSE 作业指导书，制定安全措施和应急预案。

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

2、火工品的购买、储存、运输

火工品在购买前必须做相关申请工作，首先需要向所在地县级政府及公安机关递交购买申请，对于条件符合的公安机关会颁发《民用爆炸物品购买许可证》，许可证内会根据企业性质、相关条件及业务范畴载明企业可以购买的火工品的数量及种类，对于许可证的有效期也会有明确说明。

火工品的运输时同样需要提交相关申请，申请材料中除了要涵盖《民用爆炸物品生产许可证》、《民用爆炸物品销售许可证》、《民用爆炸物品购买许可证》这些必备的许可证外，还应当对于火工品的种类、数量、包装等有所描述，对于运输中的路线、运输时间、经停地点等也要有相应说明。

火工品安全运输到企业后对于这些物品的存储管理同样有相关规定。火工品的库保管理人员必须有相关管理资质，管理人员在工作中要严格按照相关规章制度执行，在工作换班时要对于帐、卡、物交接清楚。

3、采气过程中制定相关应急预案，内容包括压裂施工应急预案、开关井期间安全技术应急措施等。

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

7.1.2.3 应急措施

依托井区周边已有城镇及涪陵页岩气田应急救援中心，制定合理的应急措施。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。

1、试气施工时施工单位和业主方应分别成立各自的现场领导小组和应急机构，根据《生产安全事故应急预案管理办法》规定，准备相应的应急材料（合金油嘴、堵头、油嘴套等）并制定测试应急预案，现场人员应熟悉流程和应急预案后再操作，以应对突发情况。

2、试气开工前要进行防井喷演习。一旦发生井喷事故，施工单位应立即向有关部门和领导汇报，立即启动应急预案。统一组织、集中领导，由一人负责现场施工指挥。

测定井口周围及附近有有毒有害气体含量，划分安全范围，撤离危险区人员。

3、在放喷测试中，现场安排救护车 1 台，医疗救护人员现场值班，并配足现场医疗急救药品和设施；施工中若发生员工中毒事故应中断测试工作，由现场测试领导小组组织检查、查明中毒事故原因并排除事故隐患后方能继续实施测试工作。

7.1.3 地面工程安全措施

7.1.3.1 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连锁，同时触发声光报警器启动提醒其余操作人员迅速撤离，保证人身安全。

3、设备和管道的防腐

根据《钢质管道外腐蚀控制规范》（GB/T 21447-2018），《埋地钢质管道阴极保护技术规范》（GB/T 21448-2017）的有关规定，本工程采用外防腐层加强制电流阴极保护联合防腐措施，站内、外埋地管道采用抗菌管材，外壁均采取防腐涂层保护方案，管道内壁未采取特殊腐蚀控制措施；为了防止雷击，避免强电流对阴极保护设备造成损坏，采用锌接地电池对绝缘接头进行保护；集气支线防腐层均为普通级 3PE 防腐，热煨弯头外防腐层采用无溶剂环氧涂料+聚丙烯胶粘带，采气管线采用普通级 3PE 防腐。

4、建（构）筑物

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

5、电气设备

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

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

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

接地角钢与接地扁钢采用热镀锌防腐。

6、防雷、防静电

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

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

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

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。

7.1.3.2 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。

7.1.3.3 安全防范措施

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

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

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

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

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

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

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

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

7.1.3.4 应急措施

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

涪陵页岩气一期工程江东区块在白涛镇设有应急救援中心，应急中心设置消防、气防、医疗救护、环境监测、井控五大功能，在焦石镇设有二级消防站，二级消防站站内有消防官兵 24 人，配置 10 辆消防车（重型水罐泡沫联用消防车 2 辆、中型消防车 4 辆、干粉消

防车 1 辆、1 辆移动供气车、1 辆通信指挥车、1 辆应急皮卡车。消防车可以在 30 分钟内赶到救援，满足规范要求，可为本工程井组提供消防支援。

7.2 补充的安全对策措施及建议

7.2.1 建设项目选址的安全对策措施

（企业信息保密未公开）。

7.2.2 管道线路和站场平面布置的安全对策措施

（企业信息保密未公开）。

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

（企业信息保密未公开）。

7.2.4 公用工程和辅助生产设施的对策措施

（企业信息保密未公开）。

7.2.5 安全管理建议

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

表 7.2-1 甲烷、天然气

特别警示	极易燃气体。
理化特性	无色、无臭、无味气体。微溶于水，溶于醇、乙醚等有机溶剂。分子量 16.04，熔点-182.5℃，沸点-161.5℃，气体密度 0.7163g/L，相对蒸气密度（空气=1）0.55，相对密度（水=1）0.42（-164℃），临界压力 4.59MPa，临界温度-82.6℃，饱和蒸汽压 53.32kPa（-168.8℃），爆炸极限 5.3%~15%（体积比），自燃温度 538℃，最小点火能 0.28mJ，最大爆炸压力 0.717MPa。
危害信息	[燃烧和爆炸危险性] 极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸危险。 [活性反应] 与五氟化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其他强氧化剂剧烈反应。 [健康危害] 纯甲烷对人基本无毒，只有在极高浓度时成为单纯性窒息剂。皮肤接触液化气体可致冻伤。天然气主要组分为甲烷，其毒性因其他化学组成的不同而异。
安全	[一般要求]

措施	<p>操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程，熟练掌握操作技能，具备应急处置知识。密闭操作，严防泄漏，工作场所全面通风，远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。</p> <p>在生产、使用、贮存场所设置可燃气体监测报警仪，使用防爆型的通风系统和设备。穿防静电工作服，必要时戴防护手套，接触高浓度时应戴化学安全防护眼镜，佩戴供气式呼吸器。</p> <p>生产、储存区域应设置安全警示标志。</p> <p>配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</p> <p>[特殊要求]</p> <p>[操作安全]</p> <p>(1) 天然气系统运行时，不准敲击，不准带压修理和紧固，不得超压，严禁负压。</p> <p>(2) 生产区域内，严禁明火和可能产生明火、火花的作业（固定动火区必须距离生产区 30m 以上）。生产需要或检修期间需动火时，必须办理动火审批手续。配气站严禁烟火，严禁堆放易燃物，站内应有良好的自然通风并应有事故排风装置。</p> <p>[运输安全]</p> <p>——输气管道不应通过城市水源地、飞机场、军事设施、车站、码头。因条件限制无法避开时，应采取保护措施并经国家有关部门批准；</p> <p>——输气管道沿线应设置里程桩、转角桩、标志桩和测试桩；</p> <p>——输气管道采用地上敷设时，应在人员活动较多和易遭车辆、外来物撞击的地段，采取保护措施并设置明显的警示标志；</p> <p>——输气管道管理单位应设专人定期对管道进行巡线检查，及时处理输气管道沿线的异常情况，并依据天然气管道保护的有关法律法规保护管道。</p>
应急处置原则	<p>[急救措施]</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。</p> <p>皮肤接触：如果发生冻伤：将患部浸泡于保持在 38~42℃ 的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。</p> <p>[灭火方法]</p> <p>切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，尽可能将容器从火场移至空旷处。</p> <p>灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。</p> <p>[泄漏应急处置]</p> <p>消除所有点火源。根据气体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。应急处理人员戴正压自给式空气呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。</p>

2、依据《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2020），完善各类生产安全事故的应急程序，并统一到涪陵页岩气公司的总体应急救援体系中，补充配备相应的应急救援物资，对应急预案定期进行演练，并及时进行修订完善。

3、承压管道投产运行前应进行强度和密封性试验，运行后应对密封、连接部位进行全面检查，发现问题，应及时处理并定期检测。

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

5、应落实项目安全生产费用的投入和使用，严格遵守《中华人民共和国安全生产法》（中华人民共和国主席令[2002]第 70 号发布，主席令[2009]第 18 号、主席令[2014]第 13

号、主席令[2021]第 88 号修正)以及《企业安全生产费用提取和使用管理办法》(财资[2022]136 号)等有关规定。

6、加强对周边群众的沟通工作,可以通过告知栏或告知书的形式,使之明确气田生产中危险、有害因素,了解基本防护措施,提高安全意识;加强管线巡检工作,防止打孔偷气事故发生,减少人为破坏的发生。

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

8 评价结论

8.1 项目主要特点及主要危险、有害因素评价结果

8.1.1 工程主要特点

(企业信息保密未公开)。

8.1.2 工程主要危险、有害因素

(企业信息保密未公开)。

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，本工程的危險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江东区块焦页 88 号北立体开发调整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，特别是焦页 88 号北平台新钻井井口与周边居民散户距离不足问题，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。