

前 言

中国石油天然气股份有限公司玉门油田宁庆分公司隶属于中国石油天然气股份有限公司玉门油田分公司，成立于 2021 年 12 月 22 日，地址位于盐池县花马池镇政谐南路与花马池西街交汇处景泰元公寓 5 号楼，负责人谭修中。为优化企业能源结构，促进产业结构升级，该公司于 2021 年 4 月 28 日与长庆油田签订协议，将宁庆区块优化配置给玉门油田。宁庆区块 2021 年开始试采，未进行大规模开发，2022 年优选第一批有利试验区域进行建产，因此玉门油田宁庆分公司于 2022 年 4 月 26 日取得项目备案证，拟投资建设环庆采油厂宁庆天然气 2022 年产能建设地面工程，新建集气脱水站 1 座，集气管线 18.8 千米，集气规模 100 万方/天，脱水规模 50 万方/天。

为了保证天然气产能建设地面工程符合国家及行业规定的安全卫生标准和规范，落实“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，保障职工的安全与健康，根据国家应急管理部的有关规定，中国石油天然气股份有限公司玉门油田宁庆分公司委托宁夏安普安全技术咨询有限公司对中国石油天然气股份有限公司玉门油田宁庆分公司环庆采油厂宁庆天然气 2022 年产能建设地面工程进行安全预评价。

按照预评价工作程序，宁夏安普安全技术咨询有限公司成立了评价项目组，依据《安全评价通则》（AQ8001-2007）、《安全预评价导则》（AQ8002-2007）和《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），对现场进行了调查，收集了相关资料，对该工程进行了定性、定量评价，经过认真分析论证，编制完成了《中国石油天然气股份有限公司玉门油田宁庆分公司环庆采油厂宁庆天然气 2022 年产能建设地面工程

安全预评价报告》。

在现场调查和资料收集过程中，得到了中国石油天然气股份有限公司玉门油田宁庆分公司领导、安全管理人员的大力支持和帮助，在此致以衷心的感谢！

此件按照应急管理部部长令要求仅
限于网上公开使用，挪作他用一律无效

目 录

第一章 安全评价概述	1
1.1 评价目的	1
1.2 评价对象、范围	1
1.3 评价依据	2
1.4 评价程序	10
第二章 建设工程概况	12
2.1 建设工程基本情况	12
2.2 建设单位概况	15
2.3 地理位置及总平面布置	16
2.4 自然条件	20
2.5 开发方案及气藏概况	23
2.6 采气工程	26
2.7 集输工程	30
2.8 主要设备	41
2.9 公用工程	41
2.10 安全管理	53
2.11 安全投资	56
第三章 危险有害因素辨识分析	57
3.1 主要物料危险、有害因素分析	57
3.2 工艺过程危险、有害因素分析	65
3.3 施工过程危险、有害因素分析	75
3.4 自然和社会危险因素分析	76

3.5 安全管理方面危险、有害因素分析	80
3.6 重大危险源辨识	83
3.7 事故案例及事故原因分析	85
第四章 评价单元的划分及评价方法的选择	101
4.1 评价单元的划分	101
4.2 评价方法的选择	102
4.3 评价方法的介绍	103
第五章 定性、定量评价	106
5.1 采气工程	106
5.2 集输站场	108
5.3 集输管道	116
5.4 公用工程及辅助设施	121
第六章 安全管理及应急管理	127
6.1 安全管理	127
6.2 应急管理	127
第七章 安全对策措施及建议	130
7.1 方案中提出的安全对策措施	130
7.2 补充的安全对策措施	136
第八章 预评价结论	154
附 件	158

第一章 安全评价概述

1.1 评价目的

开展安全预评价是贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的安全生产方针，系统地从工程设计、建设、运行等过程对事故和事故隐患进行分析，针对事故和事故隐患发生的各种可能原因事件和条件，提出消除危险的措施方案，特别是从设计上采取相应的措施，实现生产过程本质安全化。

安全预评价是运用安全系统工程原理和方法，对系统的危险性和危害性进行定性、定量分析，确定系统的危险有害因素及其危险危害程度，针对主要危险有害因素及其可能产生的危险危害后果提出消除、预防和降低的科学、合理、可行的安全对策措施建议，做出安全评价结论。在提高本质安全度和劳动安全管理水平方面，为建设单位提供决策参考和设计依据，为监督管理部门对本项目的安全监督管理提供科学依据。

评价工作以国家有关的方针、政策和法律、法规、规程、标准为依据，坚持合法性、科学性、公正性和针对性的原则，科学合理的对评价对象的设施、设备、装置、实际运行状况及安全生产管理体系进行评价，作出评价结论。

宁夏安普安全技术咨询有限公司受中国石油天然气股份有限公司玉门油田宁庆分公司委托，对该公司筹建的环庆采油厂宁庆天然气 2022 年产能建设地面工程进行安全预评价。

1.2 评价对象、范围

评价对象：中国石油天然气股份有限公司玉门油田宁庆分公司环庆采油厂宁庆天然气 2022 年产能建设地面工程。

评价范围：以本项目备案批复中提出的建设内容为主，主要针对建设项目施工作业过程中和建成投产运行中潜在的危險、有害因素及采取的安全防治措施的可行性进行评价。具体包括项目的选址、总平面布置、工艺设备设施、生产辅助设施、安全管理、施工安全等。本次安全预评价范围是中国石油天然气股份有限公司玉门油田宁庆分公司环庆采油厂宁庆天然气 2022 年产能建设地面工程所涉及的集气站、集输管道和公用工程及辅助设施等方面的内容。环庆采油厂宁庆天然气 2022 年产能建设地面工程主要建设内容：

1) 采输工程

新建采集气管线总长度 18.8km。（分别为李庄 8 集气支线、李庄 9 集气支线、李庄 201 集气支线、李庄 10 集气支线的采输工程）

2) 站场部分

新建宁 1 脱水集气站（进站管汇及出站外输计量的设计规模为 100 万方/天，增压脱水的建设规模为 50 万方/天），包含站内设置的进站分离、原料气增压、天然气脱水、外输计量、空氮站、气田水储运及外运、供配电系统、通信系统、给排水及消防系统等。

该工程涉及的环保问题，应执行国家有关标准和规定，不包括在本评价范围之内。

1.3 评价依据

1.3.1 法律法规

1、《中华人民共和国安全生产法》（中华人民共和国主席令第 70 号公布，2021 年 6 月 10 日主席令第 88 号第 3 次修正，2021 年 9 月 1 日起实施）

2、《中华人民共和国职业病防治法》（中华人民共和国主席令第 60 号

公布，2018 年 12 月 29 日主席令第 24 号第 4 次修正，2018 年 12 月 29 日起实施)

3、《中华人民共和国劳动法》（中华人民共和国主席令第 28 号公布，2018 年 12 月 29 日主席令第 24 号第 2 次修正，2018 年 12 月 29 日起施行）

4、《中华人民共和国环境保护法》（全国人民代表大会常务委员会令第 2 号公布，2014 年 4 月 24 日主席令第 9 号第 2 次修订，2015 年 1 月 1 日起施行）

5、《中华人民共和国消防法》（中华人民共和国主席令第 4 号公布，2021 年 4 月 29 日主席令第 81 号第 3 次修正，2021 年 4 月 29 日起施行）

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

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

8、《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 10 月 1 日起施行）

9、《中华人民共和国大气污染防治法》（中华人民共和国主席令第 57 号公布，2018 年 10 月 26 日主席令第 16 号修正，2018 年 10 月 26 日实施）

10、《危险化学品安全管理条例》（中华人民共和国国务院令第 344 号公布，2013 年 12 月国务院令第 645 号第 2 次修订，2013 年 12 月 7 日起实施）

11、《特种设备安全监察条例》（中华人民共和国国务院令第 373 号公布，2009 年 1 月 24 日国务院令第 549 号第 1 次修订，2009 年 5 月 1 日起实施）

12、《建设工程安全生产管理条例》（中华人民共和国国务院令第 393 号，

2004 年 2 月 1 日施行)

13、《生产安全事故报告和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令
第 493 号，2007 年 6 月 1 日施行)

14、《生产安全事故应急条例》（中华人民共和国国务院令第 708 号，
2019 年 4 月 1 日施行）。

1.3.2 部门规章、地方法规

1、《非煤矿矿山企业安全生产许可证实施办法》（国家安全生产监督管理总局令
第 9 号，安监总局令[2015]第 78 号修正，2015 年 7 月 1 日起施行)

2、《非煤矿山外包工程安全管理暂行办法》（国家安全生产监督管理总局
令第 62 号发布，2015 年 5 月 26 日国家安监总局令[2015]第 78 号第 1 次修正，2015
年 7 月 1 日实施)

3、《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 第 36 号公布，2015 年 4 月 2 日安监总局令[2015]第 77 号第 1 次修正，
2015 年 5 月 1 日实施)

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 第 3
号公布，2015 年 5 月 29 日安监总局令[2015]第 80 号第 2 次修正，2015 年 7 月 1 日
实施)

5、《危险化学品目录（2015 版）》（国家安全生产监督管理局等 10 部
委联合公告[2015]5 号，2015 年 5 月 1 日起实施)

6、《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》（国家安全生产监督管理
总局令 第 30 号公布，2015 年 5 月 29 日安监总局令[2015]第 80 号第 2 次修正，2015
年 7 月 1 日实施)

7、《消防监督检查规定》（公安部令第 73 号发布，2012 年 7 月 17 日公安部令第 120 号第 2 次修订，2012 年 11 月 1 日起施行）

8、《建设工程消防设计审查验收管理暂行规定》（国家住房和城乡建设部令第 51 号，2020 年 6 月 1 日起实施）

9、《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第 17 号公布，2019 年 7 月 11 日应急管理部令第 2 号第 2 次修正，2019 年 9 月 1 日实施）

10、《安全生产事故隐患排查治理暂行规定》（国家安全生产监督管理总局令第 16 号，2008 年 2 月 1 日实施）

11、《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》（国家安监总局令第 40 号公布，2015 年 5 月 27 日国家安监总局令第 79 号第 1 次修正，2015 年 7 月 1 日实施）；

12、《国务院关于进一步强化企业安全生产工作的通知》（国发〔2010〕23 号，2010 年 7 月 19 日实施）

13、财政部、安全监管总局关于印发《企业安全生产费用提取和使用管理办法》的通知（财企〔2012〕16 号，自 2012 年 2 月 16 日起施行）

14、《国家发展和改革委员会、国家安全生产监督管理局关于加强建设项目安全设施“三同时”工作的通知》（发改投资[2003]1346 号，2003 年 9 月 30 日实施）

15、《国家发展和改革委员会、工业和信息化部、住房城乡建设部等关于加强重大工程安全质量保障措施的通知》（发改投资[2009]3183 号，2009 年 12 月 14 日实施）

16、《宁夏回族自治区安全生产条例》（宁夏回族自治区人民代表大会常务委员会公告第 36 号公布，2015 年 11 月 26 日人大常委会公告第 29 号第 1 次修订，2016 年 1 月 1 日起施行）

17、《宁夏回族自治区实施<中华人民共和国消防法>办法》（宁夏回族自治区人民代表大会常务委员会公告第 69 号公布，2020 年 11 月 25 日人大常委会公告第 42 号第 2 次修正，2020 年 11 月 25 日实施）

18、自治区安委会办公室关于印发《宁夏回族自治区工矿企业安全生产事故隐患自查自报监督管理暂行办法》的通知（宁安办[2018]29 号）

19、《宁夏回族自治区安全生产风险管控与安全生产事故隐患排查治理办法》（宁夏回族自治区人民政府令第 97 号发布，2019 年 12 月 4 日宁夏回族自治区人民政府令第 108 号第 1 次修正，2019 年 12 月 4 日施行）

20、《宁夏回族自治区有限空间作业安全生产监督管理办法》（宁夏回族自治区人民政府令第 50 号发布，2012 年 12 月 3 日宁夏回族自治区人民政府令第 108 号第 1 次修正，2019 年 12 月 4 日实施）

1.3.3 评价标准及规范

1、《安全评价通则》（AQ 8001-2007）；

2、《安全预评价导则》（AQ 8002-2007）；

3、《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）；

4、《石油天然气安全规程》（AQ 2012-2007）；

5、《建筑设计防火规范（2018 年版）》（GB 50016-2014）；

6、《建筑照明设计规范》（GB 50034-2013）；

- 7、《供配电系统设计规范》（GB 50052-2009）；
- 8、《低压配电设计规范》（GB 50054-2011）；
- 9、《建筑物防雷设计规范》（GB 50057-2010）；
- 10、《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB 50058-2014）；
- 11、《建筑灭火器配置设计规范》（GB 50140-2005）；
- 12、《建筑抗震设计规范（2016 年版）》（GB 50011-2010）；
- 13、《油田油气集输设计规范》（GB 50350-2015）；
- 14、《气田集输设计规范》（GB 50349-2015）；
- 15、《压缩空气站设计规范》（GB 50029-2014）；
- 16、《石油化工可燃性气体排放系统设计规范》（SH 3009-2013）；
- 17、《致密气田集输设计规范》（SY/T 7343-2016）；
- 18、《输气管道工程设计规范》（GB 50251-2015）；
- 19、《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）；
- 20、《工业企业总平面设计规范》（GB 50187-2012）；
- 21、《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T 0048-2016）；
- 22、《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）；
- 23、《油气输送管道线路工程抗震技术规范》（GB 50470-2017）；
- 24、《油气输送管道并行敷设设计规范》（SY/T 7365-2017）；
- 25、《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2017）；
- 26、《油气田及管道工程仪表控制系统设计规范》（GB/T 50892-2013）；
- 27、《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》（GB/T 50493-2019）；

- 28、《油气田地面工程数据采集与监控系统设计规范》（SY/T7352-2016）；
- 29、《室外作业场地照明设计标准》（GB 50582-2010）；
- 30、《油气田变配电设计规范》（SY/T 0033-2020）；
- 31、《油气田及管道工程雷电防护设计规范》（SY/T 6885-2020）；
- 32、《石油化工静电接地设计规范》（SH/T 3097-2017）；
- 33、《输气管道工程设计规范》（GB 50251-2015）；
- 34、《石油化工静电接地设计规范》（SH/T 3097-2017）；
- 35、《建筑物防雷设计规范》（GB 50057-2010）；
- 36、《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T 50065-2011）；
- 37、《油气田防静电接地设计规范》（SY/T 0066-2017）；
- 38、《工业电视系统工程设计标准》（GB/T 50115-2019）；
- 39、《火灾自动报警系统设计规范》（GB 50116-2013）；
- 40、《视频安防监控系统工程设计规范》（GB 50395-2007）；
- 41、《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》（SY/T 7036-2016）；
- 42、《固定式压力容器安全技术监察规程》（TSG 21-2016）；
- 43、《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》（GB 50019-2015）；
- 44、《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/T 7021-2014）；
- 45、《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）；
- 46、《安全色》（GB 2893-2008）；
- 47、《安全标志及其使用导则》（GB 2894-2008）；
- 48、《爆炸性环境用非电气设备 第 3 部分：隔爆外壳型“d”》（GB

25286.3-2010)；

49、《固定式钢梯及平台安全要求 第 1 部分：钢直梯》(GB 4053.1-2009)；

50、《固定式钢梯及平台安全要求 第 2 部分：钢斜梯》(GB 4053.2-2009)；

51、《固定式钢梯及平台安全要求 第 3 部分：工业防护栏及平台》
(GB4053.3-2009)；

52、《生产过程安全卫生要求总则》(GB/T 12801-2008)；

53、《危险化学品重大危险源辨识》(GB 18218-2018)；

54、《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》(GB/T 29639-2020)；

55、《工业企业设计卫生标准》(GBZ 1-2010)；

56、《工作场所有害因素职业接触限值 第 1 部分：化学有害因素》(GBZ
2.1-2019)；

57、《工作场所有害因素职业接触限值 第 2 部分：物理因素》(GBZ
2.2-2007)；

58、《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》(SY/T
5225-2019)；

59、《石油天然气生产专用安全标志》(SY/T 6355-2010)；

60、《生产作业现场应急物资配备选用指南》(Q/SY 136-2012)；

61、《天然气》(GB 17820-2018)。

1.3.4 工程相关资料

1、《宁夏回族自治区企业投资项目备案证》(盐池县审批服务管理局，
项目代码：2204-640323-60-01-778619)

2、《环庆采油厂宁庆天然气 2022 年产能建设地面工程可行性研究报告》

（中国石油工程建设有限公司北京设计分公司）（2022 年 3 月）；

3、《中国石油天然气股份有限公司玉门油田宁庆分公司环庆采油厂宁庆天然气 2022 年产能建设地面工程安全预评价报告委托书》；

4、其它相关的技术资料和现场勘察记录。

1.4 评价程序

根据《安全预评价导则》（AQ8002-2007）、《石油天然气行业建设项目（工程）安全预评价报告编写细则》（SY/T 6607-2019），安全预评价工作程序包括前期准备；辨识与分析危险、有害因素；划分评价单元；选择评价方法；定性、定量评价；提出安全措施对策建议；做出安全预评价结论；编制安全预评价报告。

本次预评价在实施过程中，结合项目实际情况，整个评价项目的流程按时间先后顺序基本可分为以下 5 个阶段：（见图 1.4-1 所示）。

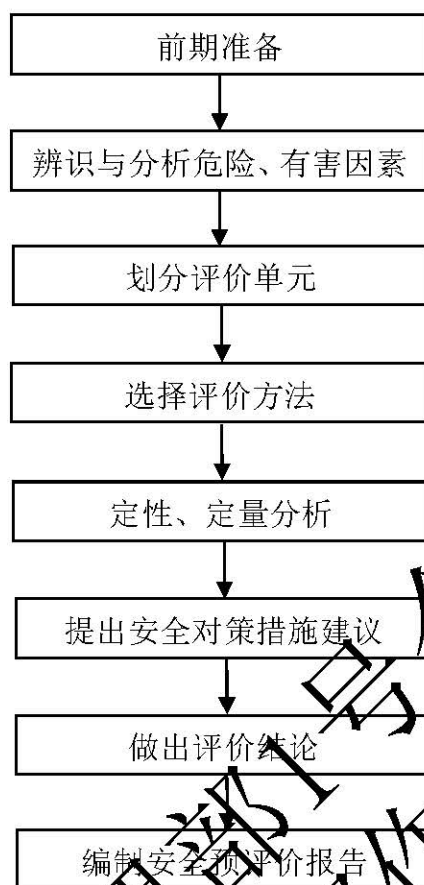


图 4.3-1 安全预评价程序图

第二章 建设工程概况

2.1 建设工程基本情况

2.1.1 工程概况

工程名称：中国石油天然气股份有限公司玉门油田宁庆分公司环庆采油厂宁庆天然气 2022 年产能建设地面工程；

建设单位：中国石油天然气股份有限公司玉门油田宁庆分公司；

建设地点：宁夏回族自治区吴忠市盐池县王乐井乡张咀沟村；

建设产能：1.58 亿方/年（48 万方/天）；

建设规模：建设集气脱水站 1 座，集气管线 18.8 千米，集气规模 100 万方/天，脱水规模 50 万方/天；

建设性质：新建工程；

工程总投资：本工程建设总投资为 12774.96 万元。

2.1.2 工程背景

宁庆区块于 2021 年 4 月 28 日优化配置给玉门油田，位于我国特大型气田-苏里格气田的西边，天然气资源丰富。区块面积 1600km²，位于宁夏盐池县、灵武市和内蒙古鄂托克前旗，其中盐池县面积 1288 km²，灵武市面积 248 km²，鄂托克前旗面积 248 km²。

2021 年长庆油田在宁庆区块上古生界盒 8、山 1 已提交天然气探明储量 587 亿方，含气面积 760km²；优化配置给玉门油田后，玉门油田在宁庆区块上古生界山 1、太原组已提交天然气预测储量 280 亿方，含气面积 328km²。

玉门油田确定在“十四五”期间对该区块进行投资开发建设，根据勘探开发结果和投资计划安排，分批实施，计划整个区块于十四五末建成产能 10.5

亿方/年。该区块 2021 年开始试采，未进行大规模开发。通过砂体展布、试气结论、已钻井地震相特征，2022 年优选第一批北部建产区的李庄 9 有利试验区进行建产，新建产能 1.58 亿方/年；第二批结合第一批实施情况并随地质认识深化，进行动态调整。

2.1.3 工程建设的必要性

1、符合国家政策要求

2020 年 9 月 22 日，习近平总书记在第七十五届联合国大会提出，在《巴黎协定》的前提下，进一步深入开展减排和治理气候的行动，力争二氧化碳排放于 2030 年前达到峰值，2060 年前实现碳中和。2021 年 3 月，习近平总书记在中央财经委员会第九次会议上再次强调，我国力争 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和，是党中央经过深思熟虑作出的重大战略决策，事关中华民族永续发展和构建人类命运共同体。

天然气是从化石能源向清洁低碳能源转型的“桥梁”，是一种优质、高效、清洁的低碳能源，是能源供应清洁化的最现实选择，是实现“双碳”目标和“美丽中国”的重要力量。“十三五”时期，新增天然气消费量同等量热值的煤相比，实现减排二氧化碳 5.7 亿吨，二氧化硫 630 万吨。“双碳”目标引领能源转型提速，能源双控，大气污染防治等带动天然气增量发展，加快天然气发展步伐，大力提升勘探开发力度，加快完善基础设施布局，不断增强供应可靠性及灵活性。

2、符合集团公司绿色战略目标

2020 年 11 月 5 日，戴董事长在第三届中国国际进口博览会上表示，中石油将坚持油气并举、常非并重，加快天然气业务发展；打造绿色低碳能源产

业增长极，走出一条有中国特色的能源转型之路，努力实现 2060 年“净零”目标。按照集团公司清洁替代、战略接替、绿色转移三步走的战略部署，加快天然气产业发展，提高天然气在一次能源消费中的比重，是加快建设清洁低碳、安全高效的现代能源体系的必由之路，也是化解环境约束、改善大气质量，实现绿色低碳发展的有效途径，同时对推动节能减排、稳增长、惠民生、促发展具有重要意义。

3、天然气需求持续增长

国家能源局 2021 年发布的《中国天然气发展报告（2021）》指出：2020 年中国天然气消费量 3280 亿立方米，增量约 220 亿立方米，同比增长 6.9%；预计 2021 年中国天然气消费量 3650~3700 亿立方米，增速为 9%~10%；通过合理引导和市场建设，2025 年天然气消费规模达到 4300 亿~4500 亿立方米，2030 年达到 5500 亿~6000 亿立方米，其后天然气消费稳步可持续增长，2040 年前后进入发展平台期，其中工业燃料、城镇燃气和发电拉动天然气消费增长。

2020 年全国天然气产量 1925 亿立方米，2025 年达到 2300 亿立方米以上，其后继续稳步增长，预计在 2040 年及以后较长时期稳定在 3000 亿立方米以上水平。坚持立足国内，持续提升国内气田增产增供水平，有效应对国际市场变化和气价波动。

4 优化企业能源结构，促进产业结构升级

玉门油田是中国石油工业的发祥地，经过 82 年的开发建设，如今已进入暮年，石油资源趋于枯竭，且油气资源类型单一，只有石油一种资源、资源基础薄弱；2021 年全年原油产量 59 万吨，油气产量排名中石油 16 家油

气田企业次末位，原油生产规模小，资源不足的矛盾尤为突出。

宁庆区块是集团公司向玉门油田矿权优化配置的新的天然气区块，于 2021 年 4 月 28 日与长庆油田签订协议。天然气的发展，有利于玉门油田增销增效和市场结构优化，是“转观念、勇担当、高质量、创一流”主题教育活动的生动实践，促进地方能源产业结构优化，拉动区域经济社会发展。

5、新的机遇，扭亏脱困

随着油气体制改革深入推进，天然气生产销售不仅为油田发展“增油添气”，同时为油田公司扭亏脱困、建设基业长青百年油田打下坚实基础，努力创造“油气并举、两翼双飞、量效齐增”的新格局。加大资源勘探力度，加快气田产能建设，可以实现区域资源与市场优势互补，促进经济的良性互动，完全符合发展要求。

2.2 建设单位概况

2.2.1 玉门油田分公司简介

中国石油天然气股份有限公司玉门油田分公司是隶属于中国石油天然气股份有限公司的地区性油田公司，总部设在甘肃省酒泉市玉门市中坪区。

玉门油田开发于 1939 年，目前持有 3 个盆地 6 个探矿权，面积 13979.836 平方公里。其中，酒泉盆地是玉门本部主要探区，现原油生产能力为 50 万吨/年；环庆流转区块为新的主力探区，原油生产能力为 30 万吨/年；雅布赖盆地列为国内对外合作区块；已先后开发老君庙、鸭儿峡、石油沟、白杨河、单北、青西、酒东和环庆八个油田；炼油化工伴随油田开发已有 82 年的发展历史，形成 250 万吨/年综合配套加工能力。现开炼装置 21 套，其中燃料油及化工系统 16 套，特油装置 2 套，环保装置 3 套，可生产汽油、航煤、柴油、

聚丙烯、航空液压油、石油苯、石油焦、硫磺及液化气等十余类产品。

2021 年，玉门油田加快环庆新区规模上产，实现玉门老区持续稳产，全年完成原油产量 59 万吨，加工原油 200 万吨，同比增加 10 万吨，连续 6 年原油产量箭头朝上。

2021 也是玉门油田的新能源业务开启元年，被集团公司确立为“玉门清洁转型示范基地”，列入“十四五”新能源新材料业务六大基地之一。2021 年 12 月 27 日，集团公司首个投资最多、规模最大的集中式光伏并网发电示范项目-玉门油田 200 兆瓦光伏发电项目并网投运。

2.2.2 玉门油田宁庆分公司简介

中国石油天然气股份有限公司玉门油田宁庆分公司隶属于中国石油天然气股份有限公司玉门油田分公司，成立于 2021 年 12 月 22 日，地址位于盐池县花马池镇政谐南路与花马池西街交汇处景泰元公寓 5 号楼，负责人谭修中。许可项目：陆地石油天然气开采；矿产资源勘察；燃气经营；石油、天然气管道储运；建设工程施工；道路危险货物运输（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）。一般经营范围：石油天然气技术服务；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；陆地管道运输；住房租赁；机械设备租赁；建筑工程机械与设备租赁（除许可业务外，可自主依法经营法律法规非禁止或限制的项目）。

2.3 地理位置及总平面布置

2.3.1 地理位置

该工程位于宁夏回族自治区吴忠市盐池县王乐井乡，盐池县位于宁夏回族自治区东部，地理坐标为东经 106°30'-107°47'，北纬 37°04'-38°10'，海拔

1295~1951 米，平均海拔 1600 米。盐池县西与灵武市、同心县连接，北与内蒙古自治区鄂托克前旗相临，东与陕西省定边县接壤，南与甘肃省环县毗邻。全县南北长 110 公里，东西宽 66 公里，总面积 8661.3 平方公里。盐池县城位于县域的东北部，县城距自治区首府银川市 131 公里。王乐井乡总面积 835 平方千米，人口 19367 人，辖 13 个村委会，境内有明代长城、新石器时代细石器文化遗址，以及安定堡、野狐井堡等古代建筑。经现场勘察，该工程 1 千米范围内无上述遗址和古建筑。该工程拟建宁 1 脱水集气站附近交通比较便利，站址附近有可依托的公路，井场依托已有的修井路。该工程的区域位置见图 2.3-1。该工程井场、宁 1 脱水集气站距周边环境安全距离见表 2.3-1。

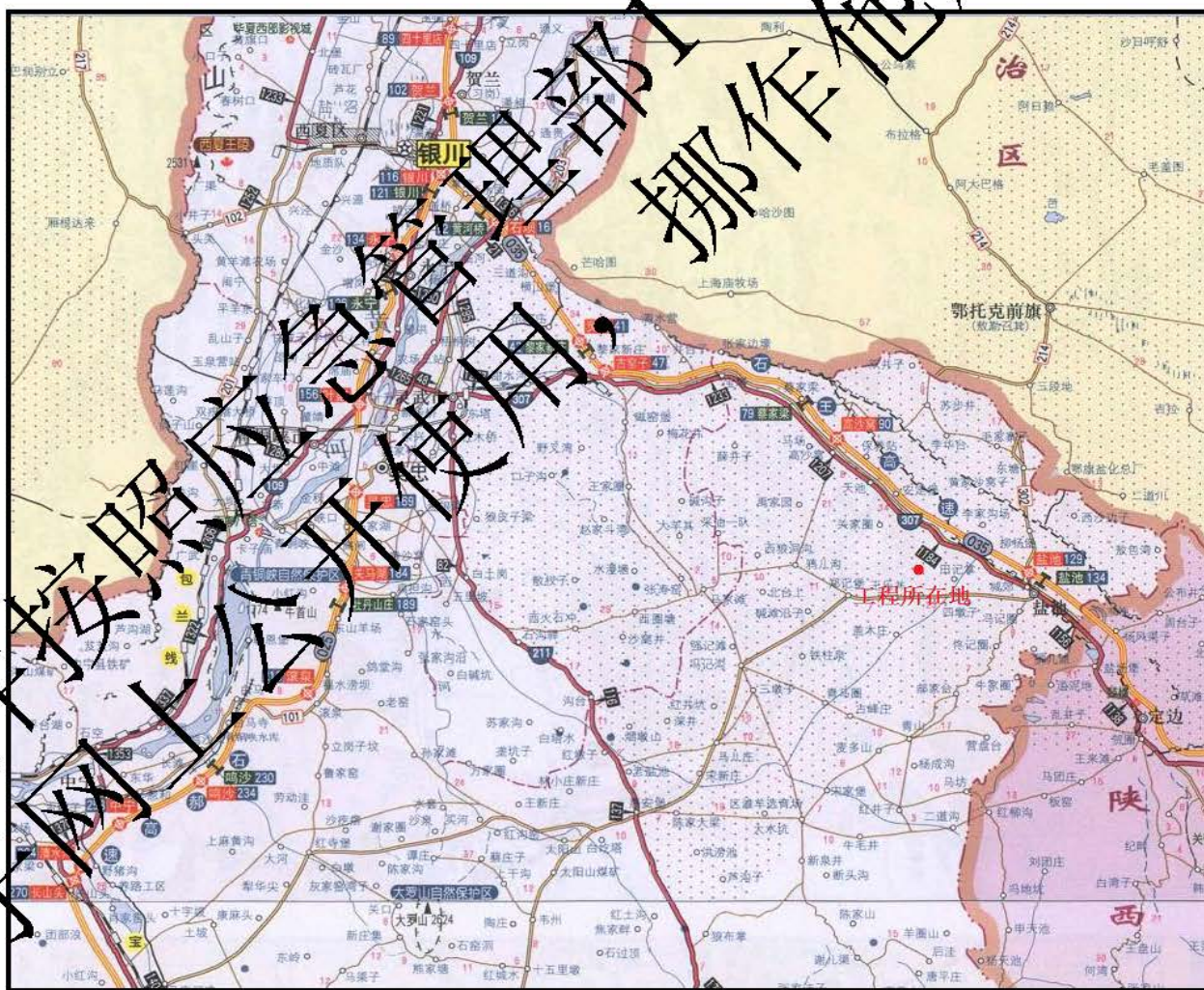


图 2.3-1 区域位置图

表 2.3-1 井场、宁 1 脱水集气站与周边环境安全距离一览表

建筑名称	方位	周边情况	依据规范	规范要求	规划距离	符合性
李庄 8 井场	东北	村庄	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB50183-2004) 第 4.0.3 条	45m	约 300m	符合
	南	空地		-	-	-
	西南	青银高速		30m	约 500m	符合
	北	普通公路		15m	约 200m	符合
李庄 9 井场	东	空地		-	-	-
	南	35kV 以上架空电力线		1.5 倍杆高	约 40m	符合
	西	空地		-	-	符合
	北	10kV 架空电力线		1.5 倍杆高	约 30m	符合
李庄 10 井场	东	空地		-	-	-
	南	空地		-	-	-
	西北	王牛线		15m	约 350m	符合
	北	村庄		45m	约 400m	符合
李庄 201 井场	东	王牛线		15m	约 200m	符合
	南	村庄		45m	大于 500m	符合
		宁 1 脱水集气站		40m	约 160m	符合
	西	村庄		45m	大于 500m	符合
	北	普通公路		15m	约 100m	符合
宁 1 脱水集气站放空管	东	王牛线	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB50183-2004) 第 4.0.4 条、第 5.2.5 条	10m	约 250m	符合
	南	村庄		30m	大于 500m	符合
	西	村庄		30m	大于 500m	符合
	北	李庄 201 井场		40m	约 160m	符合
	西南	宁 1 脱水集气站		25m	约 98m	符合
	东南	李庄 201 井场		25m	约 122m	符合

2.3.2 总平面布置

1、井场

井场主要分为两种类型，各井场均预留 1 口井。

李庄 9、李庄 10、李庄 201 三个井场周边设 2.2m 高围栏及 1 樁 4m 宽入口。井口布置在中间，南侧设 RTU、光伏板及 CCTV 监控设备。

李庄 8 周边设 2.2m 高围栏及 1 樁 4m 宽入口。井口布置在中间，东侧设有发球筒及放散管各一具，南侧设 RTU、光伏板及 CCTV 监控设备（仅李庄 8 井场设自发电 CCTV 监控一体化设备）。

2、宁 1 脱水集气站

宁 1 脱水集气站布置主要分为生产区、辅助生产区、污水区及放空区四个区域。

该站从南侧进站，进站道路及停车场连接已建县级公路。站场周边设 2.2m 高铁艺围墙，南部主入口为 6m 宽钢板大门，入口东侧为辅助生产区，主要设有门卫、值班室、工具间、控制室、仪表间、氮气橇、仪表风橇（预留一套氮气橇、仪表风橇）、箱式变电站（预留一座箱式变电站）、车载移动甲醇+缓蚀剂注入橇及无冲水环保移动厕所。西侧为污水区，设有一座 300m³污水罐（预留一座 300m³污水罐）、两台污水泵，污水区在南侧设 4m 宽单独入口方便运输。北部生产区域分为东侧生产区和西侧预留生产区，设环形消防路分隔，并在北侧和东侧围墙上各设一樁 2m 宽逃生门。放空区设在该站东北侧围墙外，周边设内有 2.2m 高铁丝网围墙及 2m 宽铁丝网大门，内设 20m 高放空筒一具。该工程宁 1 脱水集气站属于五级石油天然气站场，站内装置与设施之间的防火距离见表 2.3-2。

表 2.3-2 宁 1 脱水集气站装置设施与站内设施之间的防火距离表（m）

设施	方位	周边设施名称	依据规范	规范要求（m）	规划距离（m）	符合性
压缩装置	南	缓冲罐	《石油天然气工程设计防火规范》	间距不限	16	符合
		控制室		15	57	符合

设施	方位	周边设施名称	依据规范	规范要求 (m)	规划距离 (m)	符合 性
		工具间	(GB50183-2004) 第 5.2.3 条、第 5.2.4 条	15	60	符合
	东南	箱式变电站		12	60	符合
	东北	外输计量间		10	37	符合
	西南	污水罐		5	58	符合
值班室	南	缓冲罐		22.5	40	符合
		分子筛脱水撬		22.5	40	符合
		分离器		22.5	53.5	符合
		压缩装置		22.5	60	符合
污水罐	东北	外输计量间		10	106	符合
	东	工具间		10	34.5	符合
		控制室		10	51	符合
		箱式变电站		10	75	符合

2.4 自然条件

2.4.1 地形地貌

该工程位于盐池县。盐池县北接毛乌素沙漠，属鄂尔多斯台地，南靠黄土高原属典型的过渡地带，地形复杂，总体呈南部高、北部低，中部高、东西两侧低的特点。地貌类型主要为低山丘陵、缓坡丘陵和黄土梁峁。地表为风沙草地覆盖，地面海拔 1400~1600 米。

2.4.2 工程地质

该工程位于盐池县。盐池县地层区划属华北地层区，以车道—阿色浪断裂为界，西侧为鄂尔多斯西缘地层分区之桌子山—青龙山地层小区，东侧为鄂尔多斯地层分区之盐池—环县地层小区。拟建场地范围地形较平坦，场地稳定，场地土类型预估为盐渍土，一般构筑物基础可用换填级配砂砾石作为基础持力层，地基承载力 $f_{ak} \geq 150 \text{kPa}$ 。

2.4.3 水文地质

该工程位于盐池县。盐池境内无大河流，南部地面径流有山水河、苦水河、东川、打伙店沟等季节性河流，分属环江流域、苦水河流域和内陆流域。中北部为内陆冲沟水系，南部和西南部为黄河水系的支沟。县境内历史上有不少湖泊，绝大多数已干涸。目前境内还有硝池子、八字洼硝湖等湖泊，大多数湖泊产硝，同时也面临着面积逐步减少的问题。盐池的地下水主要有毛乌素沙地第四系地下水、毛乌素沙地基岩地下水以及承压自流水和南部山区地下水。其中毛乌素沙地第四系地下水的含水层的岩性主要是冲积—洪积沙，含砾石沙，少数为风积沙和淤积沙。厚度在梁、石地区仅 1~2 米，山谷洼地最大厚度可达 38 米，日涌水量 100~450 立方米，水质较差。水源补给主要是降雨。毛乌素沙地基岩地下水，下白垩系志丹群构成毛乌素沙地基岩，为一套陆相碎屑沉积物，含水层厚度 60~70 米，日涌水量 100~600 立方米。总体呈现南部山区地下水贫乏，从南向北埋藏渐浅，水量逐渐增多，水质渐好的特点。

2.4.4 气象条件

该工程位于盐池县。盐池属典型的大陆性季风气候，气温冬冷夏热，平均气温 9.1℃，晴天多，降雨少，光能丰富，日照充足温差大，冬夏两季气候迥异，平均温差 28℃左右，秋冬交节之际，昼夜温差可达 20℃。

表 2.4-1 盐池县气象资料表

气象要素		单位	盐池
大气压力		百帕	865.4
气温	年平均气温	℃	9.1
	极端最高气温	℃	38.7
	极端最低气温	℃	-25.3
	年最冷月平均温度	℃	-7.7
	年最热月平均温度	℃	23.5
平均相对湿度		%	50.9

年平均降水量		mm	440.3
最大日降雨量		mm	60.9
年平均蒸发量		mm	1929.9
风速	平均风速	m/s	2.0
	最大风速	m/s	15.8
	最多风向		W
地面温度	平均地面温度	℃	12.2
	极端最高地面温度	℃	71.1
	极端最低地面温度	℃	-27.3
日照时数		h	2769.2
大风日数		d	6.3
雷暴日数		d	15.4
霜日数		d	48.0
最大积雪深度		cm	13
冻土深度	标准冻深	cm	94.5
	最大冻深	cm	132

该地区风玫瑰图如图：

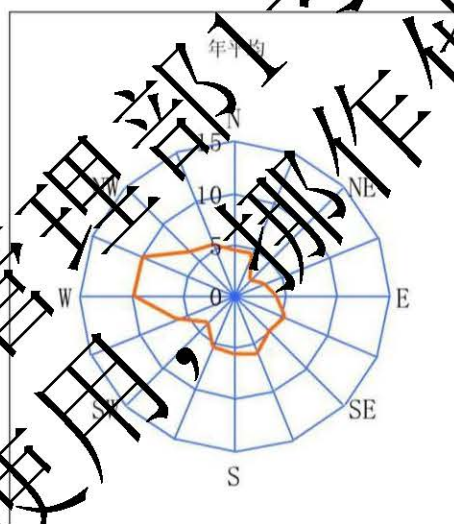


图 2.4-1 盐池地区风向玫瑰图

2.4.5 地震烈度

根据《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）（2016 版）及《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015），该工程场地抗震设防烈度为 VI 度，设计基本地震加速度值为 0.10g，设计地震分组为第三组。

2.4.6 生态环境

宁夏盐池县拥有部分草场，耕地和半沙漠地带，是宁夏旱作节水农业和

滩羊、甘草、小杂粮的主产区。

2.4.7 社会经济

该工程所处地域资源以农作物和石油天然气为主，经济主要以农、牧业为主。农业生产主要以荞麦、洋芋、油料为主；畜牧业以羊为主，是陕北细毛羊生产基地。工业总产值占全县经济总量的一半以上。

2.5 开发方案及气藏概况

2.5.1 气藏概况

2021 年长庆油田在宁庆区块上古生界盒 8、山 1 已提交天然气探明储量 587 亿方，含气面积 760km²；优化配置给玉门油田后，玉门油田在宁庆区块上古生界山 1、太原组已提交天然气预测储量 280 亿方，含气面积 328km²。区块构造位置位于天环坳陷北段，紧邻西缘冲断带，低幅构造和小型断裂较发育。

宁庆区块发育三套开发层系：盒 8、山 1、太原组，三套层系原始地层压力为 30.58-32.67MPa，地层温度为 130.28~132.9℃。三套开发层系均属于特低孔-低孔、低渗透层。盒 8 物性最好，其次为山 1，太原组相对较差，其中盒 8 孔隙度 2.0-7.8%，平均 7.1%，渗透率 0.1-15.25mD，平均 1.15mD；山 1 孔隙度 2.0-7.8%，平均 6.3%，渗透率 0.1-5.22mD，平均 0.70mD；太原组孔隙度 2.0-7.8%，平均 4.2%，渗透率 0.1-6.52mD，平均 0.48mD。

上古生界盒 8、山 1、太原组气藏类型整体为岩性气藏，盒 8、太原组局部构造高部位富集，山 1 高渗透层控富集。整体未见边、底水。宁庆区块采用天然能量衰竭式开采，2022 年开发先导试验方案开发井全部采用小井眼井型。

2.5.2 产水井情况

表 2.5-1 宁庆区块试气产水井统计表

层位	井数 (口)	平均日产气	平均日产水	平均水气比
		(10 ⁴ m ³)	(m ³)	(m ³ /10 ⁴ m ³)
盒 8 上	5	4.4	1.6	0.36
盒 8 下	23	1.9	3.0	1.58
山 1	9	1.8	1.0	0.56
山 2	6	2.1	1.35	0.64
太原组	14	1.9	5.5	2.89

2.5.3 流体性质

1、气体组分

宁庆区块三套开发层系气体组份：盒 8 天然气平均相对密度 0.593，甲烷平均含量 93.70%，CO₂ 平均含量 0.31%；山 1 天然气平均相对密度 0.584，甲烷平均含量 95.63%，CO₂ 平均含量 0.36%；太原组天然气平均相对密度 0.577，甲烷平均含量 95.58%，CO₂ 平均含量 0.47%。上古气藏为不含 H₂S、低含 CO₂ 干气气藏；根据 2021 年 11 月 18 日取自惠平 1、李 50 及李 13 的气样分析结果，与上述天然气性质、组成类似，甲烷含量高，仅含有少量 CO₂，不含 H₂S。具体气体组份见表 2.5-2。

表 2.5-2 宁庆区块气藏天然气组分分析表

层位	取值	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ +	CO ₂	N ₂	H ₂	He	H ₂ S (mg/m ³)	相对 密度
		范围值	范围值	范围值	范围值	范围值	范围值	范围值	范围值	范围值	范围值
盒 8	范围值	82.39	1.33	0.11		0	0.18			0	0.5650
	(%)	97.95	6.56	2.77		0.5	0.75				0.6266
	平均值	93.7	4.25	1		0.31	0.31			0	0.5933
山 1	范围值	94.43	0.83	0.12		0.12	0.15			0	0.5762
	(%)	98.01	3.64	0.92		0.78	2.4				0.5911
	平均值	95.63	2.22	0.52		0.36	0.91			0	0.5835
太原	范围值	93.93	0.09	0.09		0.14	0.05			0	0.5636
	(%)	98.7	4.6	0.94		0.94	4.25				0.5867
	平均值	95.58	2.3	0.4		0.47	0.85			0	0.5767

层位	取值	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ +	CO ₂	N ₂	H ₂	He	H ₂ S (mg/m ³)	相对 密度
乌拉力克	忠平 1	97.98	0.97	0.14	0.078	0.65	0.29	0.035	0.046	0	0.5691
盒 8	李 50	93.45	3.83	0.59	0.28	0.54	0.11	0.022	0.064	0	0.5815
山 1	李 13	95.86	2.07	0.43	0.19	1.63	0.56	0.028	0.112	0	0.5934

2、水质分析

宁庆区块三套开发层系水质：区块水型为 CaCl₂，氯离子 8049~41503mg/L，矿化度 15780~71270mg/L。盒 8 下氯离子平均 13516mg/L，矿化度平均 27622mg/L；太原组氯离子平均 25206mg/L，矿化度平均 43680mg/L；具体水质分析见表 2.5-3。

表 2.5-3 宁庆区块气藏水质分析表（水型：CaCl₂型）

	层位	井段	化验时间	检测项目 (mg/L)										取样地点
				K ⁺ 、Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Br ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	总矿化度mg/L	P H	
李10	太原组	4038-4041	2014.5.4	10537	629	675	0	2834	762	0	470	46990	6	排酸筒
	盒8下	3907-3910	2014.5.9	8289	477	579	0	2101	228	0	336	55280	6	排酸筒
李37	盒8下	3896.0-3900.0	2017.5.12	13295	229	107	0	8049	169	0	270	15780	6	取样口
李38	太原组	4083.5-4087.0	2017.5.5	6661	335	749	0	1683	169	0	505	29790	6	取样口
李8	盒8下	3946-3949	2017.6.7	8119	179	321	0	1601	507	0	427	27180	6	取样口
鄂2	盒8下	3756-3760	2012.5.28	4361	213	124	0	1019	732	0	217	17770	6	井口
	盒8下	3756-3760	2012.6.13	5677	225	240	0	1230	126	0	353.6	22100	6.5	放喷口
李3	太原组	4072-4075	2013.5.25	12098	726	601	0	3044	355	0	299	54260	6	放喷口

中国石油天然气股份有限公司玉门油田宁庆分公司
环庆采油厂宁庆天然气 2022 年产能建设地面工程安全预评价报告

	层位	井段	化验时间	检测项目 (mg/L)										取样地点
				K ⁺ 、Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Ba ²⁺	CL ⁻	SO ₄ ²⁻	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	总矿化度 mg/L	P H	
李 13	山 1	3928-3931	2021.11.18	11664	4056	615	0	24902	2430	0	432	44100	6	取样口
李 50	盒 8	3831-3834	2021.11.18	4354	3042	615	0	11858	2430	0	402	32700	6	取样口
忠平 1	乌拉力克	4584-5566	2021.11.18	21861	4563	584	0	41503	2308	0	454	71270	6	取样口

2.6 采气工程

2.6.1 单井配置

气井采用井下节流方式，利用地层温度，避免采气过程中形成水合物。单井天然气经采气井口采出后，经高低压紧急关断阀和楔形流量计，直接接入采气支管或集气支线输往宁 1 脱水集气站。主要设施包括：手动节流阀（采气树自带）/智能控制阀、压力表、压力变送器、高低压紧急关断阀、流量计等。

1、单井计量装置

根据气田现场情况，单井采气管线设楔形流量计，实现单井带液连续计量。

2、井口高低压紧急截断阀

为防止采气管线冻堵、集气站进站阀门误操作关闭等管道超压，同时实现管道破损后及时自动关井，按《气田集输设计规范》（GB 50349-2015）的要求，气井井口应设置高低压紧急截断阀，设计参数说明如下：

工作流量：单井最大流量按 $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 考虑（0℃，101.325kPa）；

工作温度： $-40^{\circ}\text{C} \sim 50^{\circ}\text{C}$ ；

设定压力：最高工作压力 25MPa；截断阀下游的采气管线操作压力 1.0~3.5MPag，设计压力取 4.0MPag。

3、控制阀

智能控制阀内置压力和温度传感器，集成套压、油压、管压和温度测量，并可对气井流量进行计量，不需要独立设置压力变送器。内置阀开、堵塞、过液检测、临界携液流，防水合物冻堵等功能，实现超压关阀保护等智能化功能。为节省投资，该工程李庄 8 井场采用智能控制阀做先导试验，李庄 9、李庄 10、李庄 201 采用手动角阀。

4、采气管线上设置压力远传。

5、地上管线采用保温工艺，减小温降，避免低温时形成水合物。

2.6.2 单井流程

该工程的所有新建井采用单井标准化设计，单井天然气经采气井口采出后，经高低压紧急关断阀和楔形流量计，直接接入采气干管，常规单井流程见图 2.5-1。

单井工艺及自控流程图 (手动角阀)

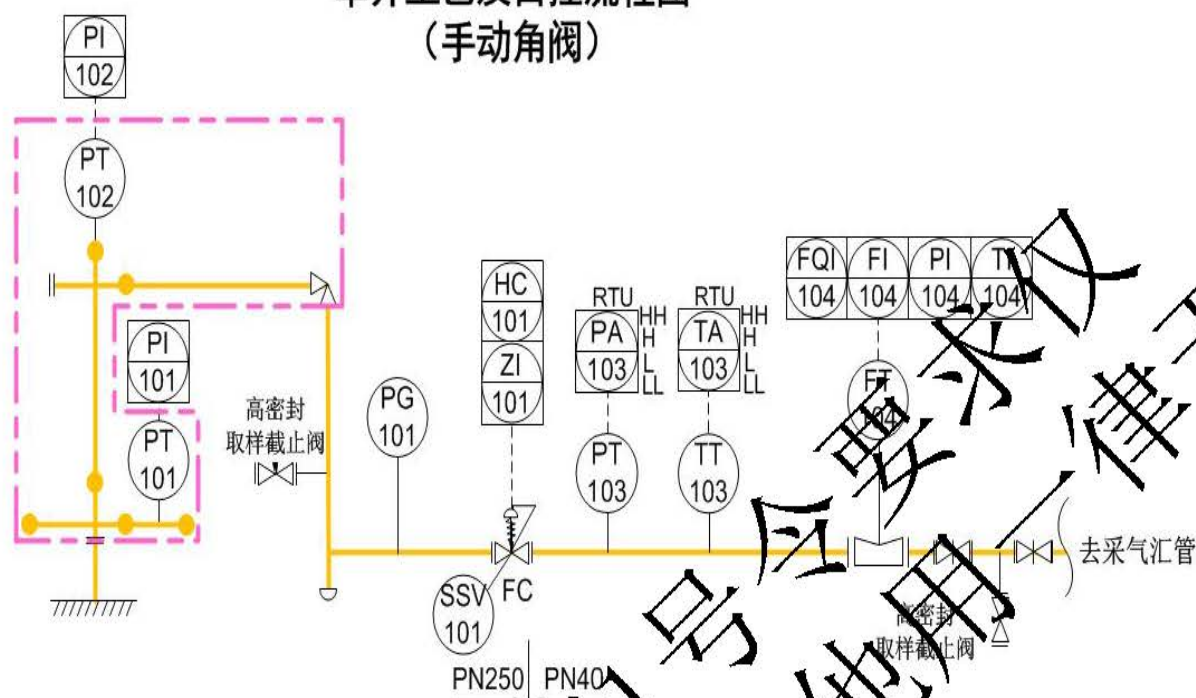


图 2.6-1 单井井场工艺自控流程图-常规气井

单井天然气经采气井口采出后，经智能控制阀测出油压、套压、管压和温度测量，高低压紧急关断阀和楔形流量计，直接接入采气干管，李庄 8 单井流程见图 2.6-2。

图 2.6-2 单井井场工艺自控流程图(智慧气井(李庄 8 井场))

2.6.3 串接形式

采用成熟的单井串接的管网形式，通过采气管线把相邻的几口气井串接到采气汇管，几口井来气在采气汇管中汇合后集中进采气干管或集气支线，初期汇管串接气井数为 7~9 口，预留未来部署井的接口。

2.6.4 采气管汇

采气汇管规格均为 DN150，设计压力为 4.0MPa，考虑单座井场丛式井井数最多为 9 口。采气汇管设置腐蚀挂片，实现腐蚀检测；预留加药口，可实现缓蚀剂和甲醇加注。

2.6.5 发球筒

集气支线采用气液混输工艺，管道在输送过程中均存在游离态液相，易积液，因此为了减少集气管道的积液和污物，提高管道输送效率，考虑距离和高程，在李庄 8 井场拟设置清管设施，定期对集气支线进行清管。发球筒阀门操作均为手动，主要功能为向下游站场发送清管器，以达到集输管线间

的清管功能。

2.7 集输工程

2.7.1 宁 1 脱水集气站

宁 1 脱水集气站本期气源为 4 个所属井场来气，主要包括进站分离、原料气增压、天然气脱水、外输计量、空氮站、气田水储存及外运、供配电系统、通信系统、给排水及消防系统和中心控制室等部分内容。

采用成熟的单井串接的管网形式，通过采气管线把相邻的几口气井串接到采气汇管，几口井来气在采气汇管中汇合后集中进采气干管或集气支线，初期汇管串接气井数为 7~9 口，预留未来部署井的接口。

1、设计规模

该工程气源来气总量为 48 万方/天，同时根据气田开发部署计划，进站管汇及出站外输计量均按照 100 万方/天建设，增压脱水的建设规模为 50 万方/天，预留 50 万方/天增压脱水装置的安装位置。

装置设计操作弹性范围为 50%~100%，年运行时间：330 天。

2、进站条件

进站温度：3~5℃（冬春），15℃（夏秋）；

进站压力： ≥ 1.0 MPaG（冬春）， ≥ 2.2 MPaG（夏秋）；

进站高高关断压力：3.8 MPaG；

进站天然气管线设计压力：4.0 MPaG。

3、产品

该工程所产产品为净化干天然气，满足《天然气》（GB17820-2018）中一类商品气的要求。

外输天然气量：48 万方/天；

外输压力：5.5MPaG；

外输温度：15~40℃ ；

二氧化碳含量：≤2.5%（V）；

水露点：产品为 CNG 时≤-42℃@5.5MPaG；

外输至天利丰时≤-5℃@5.2MPaG（冬春），≤10℃@5.2MPaG（夏秋）；

产品流向：产品气经过交接计量后气通过外输联络线输至天利丰能源公司新建的红高线 3 号阀室。

4、工艺流程

从各个井场汇集的原料气进入宁 1 脱水集气站进站汇管，经进站分离器稳定、分离后，分离气进入原料气压缩机增压至 5.5MPaG，增压后的天然气进入分子筛脱水橇脱水，满足露点要求的干气经过交接计量后外输，干气出站压力为 5.2MPaG。分离出的液相进入缓冲罐进行闪蒸分离，而后流入污水罐储存，装车拉运至环庆水処理厂。

宁 1 脱水集气站主工艺流程框图见图 2.7-1。

第 32 页

图 2.7-1 宁 1 脱水集气站主工艺流程框图

4、流程描述

(1) 收球筒流程

李庄 8 井场拟设置发球筒，宁 1 脱水集气站内拟设置收球筒。清管作业时，天然气与采出水混合物进入下游进站分离器进行分离；清管作业结束后，收球筒内的污水排放至放空分液罐。进站管线设紧急截断阀，实现进站压力高高、低低关断的功能。

(2) 进站分离流程

井场来气汇合后进入进站分离器橇，分离气去增压脱水，分离出的液相进入缓冲罐进行闪蒸。进站分离器有效容积及排液能力满足上游集气支线清管工况时的最大段塞量。

进站分离器橇设置两块远传液位计，分别用于液位控制以及液位高高、低低关断；排液管线设置液位调节阀，实现自动排液；同时高高液位连锁停压缩机、分离器入口截断阀及进站截断阀，低低液位连锁关断缓冲罐出口截

断阀。

(3) 增压脱水流程

宁 1 脱水集气站内拟设置一套电驱往复式压缩机橇和一套分子筛脱水橇。冬季工况进站压力为 1.0MPag, 经进站分离器分离后的天然气进入压缩机进行两级压缩, 增压至 5.5MPag 后进入脱水橇。夏季工况进站压力为 2.2MPag, 分离后的天然气直接进入压缩机橇进行一级单作用压缩, 增压至 5.5MPag 后进入分子筛脱水橇脱水。

天然气脱水采用分子筛吸附法, 两塔流程, 等压再生工艺。吸附周期为 8 小时, 5 小时再生, 2.5 小时冷吹, 0.5 小时切换。自原料气增压装置来的原料气 (5.5MPag、15℃ (冬) /48℃ (夏)) 与进站分离器分离的气体在预冷换热器中被冷却至 7℃ (冬) /28℃ (夏) 进入预冷分离器, 经分离后的原料气经过聚结分离器后, 进入分子筛脱水塔脱水。脱水后的干气进入粉尘过滤器除尘, 脱水后的干气水露点达 $\leq -42^{\circ}\text{C}@5.5\text{MPag}$, 合格的天然气进入外输计量流程。再生气采用干气, 经再生气压缩机压缩后进入再生气加热器加热至 250℃, 加热后的再生气进入分子筛脱水塔进行再生, 再生后的气体进再生气冷却器冷却后与进脱水装置的原料气混合进入预冷换热器; 冷吹时, 旁通再生气加热器, 完成分子筛再生。

当外输气输送至天利丰能源公司时, 可采用干湿气混掺流程; 即从预冷分离器分离出的部分气体直接与脱水后的气体混掺, 混掺气量可根据出口水露点分析仪实时调节, 满足外输产品指标要求, 从而节能降耗。如果干气直接进 CNG 压缩机, 则干气和原料气无需掺混。

(4) 外输计量流程

宁 1 脱水集气站内拟设置一套天然气外输计量橇，橇内采用超声波流量计，设置两路（一用一备）。该计量橇具有远传及累计功能，满足天然气计量的生产需求。

（5）缓冲水罐流程

进站分离橇分离出的水、原料气压缩机橇入口分液罐及级间分液罐分离出的水、分子筛脱水橇预冷分离器及聚结分离器分离出的水汇合后进入缓冲水罐闪蒸。闪蒸后的水经过计量后，流至污水罐。缓冲水罐采用氮气作为调压密封，并设置调压放空阀。

（6）污水拉运流程

1) 设计水量

该工程规模为 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，水气比为 1.4 万/万方，宁 1 脱水集气站采出水来自进站分离器和压缩机橇，污水量为 $70 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

2) 污水处理流程

从宁 1 脱水集气站分离出的污水通过管线输送至立式玻璃钢污水罐，经过临时储存后，污水通过污水泵装入罐车，再拉运至附近的污水处理站进行处理。该工程拟设置 1 座 300 m^3 污水罐，储存时间为 4 天，并考虑 2 台 $50 \text{ m}^3/\text{h}$ 的污水泵。污水罐和污水泵的排污管线接入污水坑，经收集后集中处理。

采出水处理流程如下：

进站分离器、压缩机橇来水 → 污水罐 → 污水泵 → 罐车外运

为防止 VOCs 在厂区无规则扩散，污水罐采用氮气密封，密封气通过放空管集中排放；因宁庆区块冬季环境极端最低气温为 -25.3°C ，采出水系统设备和管线均考虑了保温和伴热，其中管线采用电伴热带进行伴热，污水罐采

用电加热器伴热。污水泵不再考虑泵房或者泵棚。

(7) 放空流程

站内放空系统拟设置两根放空汇管，共用一个放空分液罐橇及放空管。高压放空汇管主要收集包括进出站管线、进站分离器、压缩机橇、脱水橇及缓冲罐的放空气体；低压放空汇管主要收集污水罐放空气体。放空管入口设置阻火器，以防回火。放空分液罐同时兼作闭排罐，接收站内维检修排水，污水通过装车外运。

(8) 仪表风氮气系统

为满足站内自控阀门的仪表风用量需求，拟设置一套仪表风橇。为满足缓冲罐及污水罐密封要求，拟设置一套氮气橇。同时，在氮气橇内设置制氮橇旁路，在仪表风用量需求瞬时变大、压力不足时，关闭制氮橇，补充仪表风。仪表风储罐、氮气储罐出口均设置自力式压力调节阀，控制仪表风、氮气汇管压力。

仪表风橇由压缩空气系统和干燥系统组成。空气进入空压机压缩后，压力达到 1.0MPa_g 经气液分离器和粗过滤器分别除油和除尘，然后进无热再生干燥器，干燥后的压缩空气再经过精过滤器进一步净化。净化后的空气经仪表风缓冲罐缓冲后送入仪表空气管网，出装置的气体温度为 15~48℃，压力为 0.85~0.9MPa_g；

氮气一体化橇由压缩空气系统、干燥系统、变压吸附制氮系统三部分组成。压缩空气系统和干燥系统流程和仪表风橇如同，净化后的空气分为两路，一路接入入仪表空气管网；一路经制氮装置后，生产的氮气进入氮气缓冲罐后进入管网，出装置的氮气温度为 15~48℃，压力为 0.75~0.8MPa_g，纯度为

99% (v)。

(9) 移动式甲醇及缓蚀剂注入车

站内设置一套移动式甲醇+缓蚀剂注入车，以满足井场后期需求。

2.7.2 集输管道

1、集气管线

集气系统采用“辐射枝状组合式集气流程”管网，宁 1 脱水集气站附近井场直接进站，集输半径较大的井场采用井场串接的方式进站。本工程共涉及 4 个井场，共 4 条集气支线：李庄 9 集气支线，李庄 201 集气支线，李庄 8 集气支线，李庄 10 集气支线，详细信息统计见表 2.7-1。

表 2.7-1 集气管线统计表

序号	起点	终点	集气管线长度, m
1	李庄 9	宁 1 脱水集气站	4900
2	李庄 10	宁 1 脱水集气站	1700
3	李庄 8	宁 1 脱水集气站	11200
4	李庄 201	宁 1 脱水集气站	250

2、管线输量

根据开发数据，可计算得各井场集气支线预计输量。根据《致密气田集输设计规范》(SY/T 7343-2016)，集气管线设计能力宜按其所辖采气管道设计能力总和的 1.2 倍确定，同时考虑到单个丛式井平台未来最多扩建至 9 口井，计算得各井场集气支线设计输量。该工程所涉及 4 个井场及其集气支线的设计输量见表 2.7-2。

表 2.7-2 各集气支线预计输量及设计输量统计表

井场/汇气点	单井配产	开发试验井	预计输量	最大部署输量 (9 口井)	设计输量
	(万方/天)	(口)	(万方/天)	(万方/天)	(万方/天)
李庄 9	1.5	9	13.5	13.5	16.2
李庄 201	1.5	7	10.5	13.5	16.2
李庄 10	1.5	7	10.5	13.5	16.2
李庄 8	1.5	9	13.5	13.5	16.2

3、管径

表 2.7-3 采集气管线输量汇总表

序号	管线	管线规格 (mm)	设计 输量 $\times 10^4$ m ³ /d	预计输量		最大输量	
				冬季 流速 m/s	夏季 流速 m/s	冬季 低压 $\times 10^4$ m ³ /d	夏季 高压 $\times 10^4$ m ³ /d
1	李庄 9- 宁 1 脱水集 气站	$\phi 219.1 \times 6.3$	16.20	2.72	1.26	31.00	71.00
2	李庄 8- 宁 1 脱水集 气站	$\phi 273 \times 7.1$	16.20	1.16	0.54	36.00	111.00
3	李庄 10- 宁 1 脱水集 气站	$\phi 219.1 \times 6.3$	16.20	1.85	0.89	32.00	71.00
4	李庄 201- 宁 1 脱水集 气站	$\phi 168.3 \times 5.6$	16.20	1.84	2.23	38.00	40.00

该工程集气管网冬季低压输送最大输量为 117 万方/天，夏季中压输送最大输量为 293 万方/天。

根据计算结果，集气管网工程系统图详见图 2.7-1。

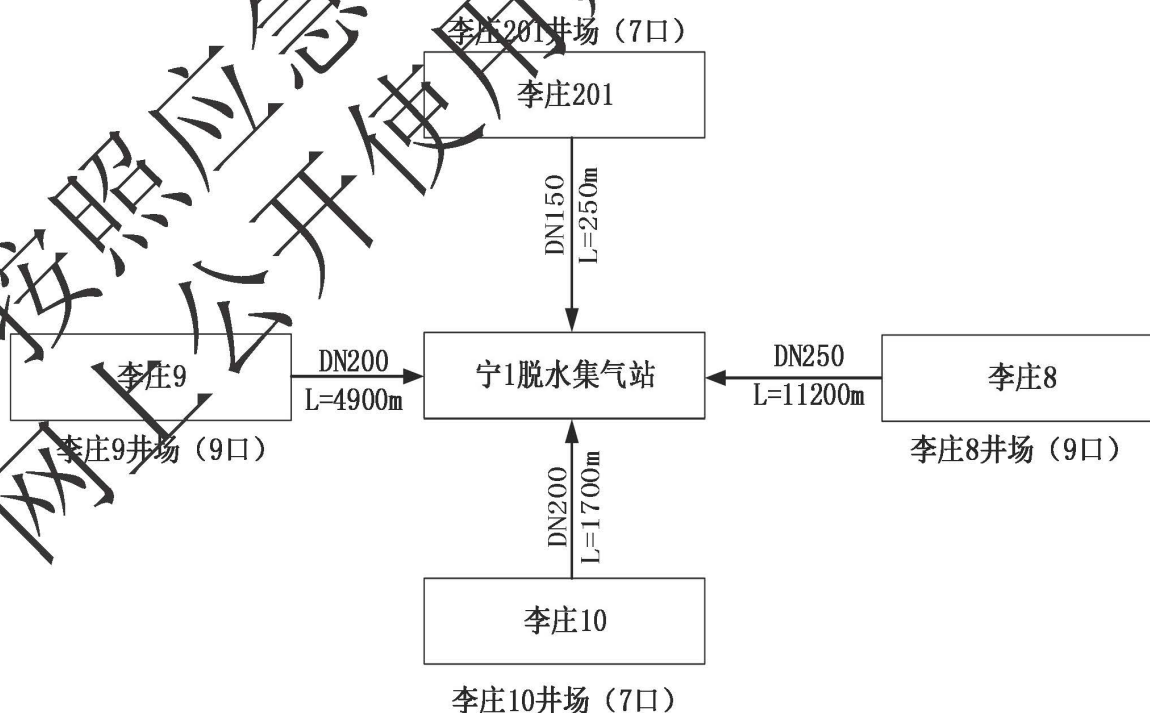


图 2.7-1 集气管网工程系统图

4、线路走向方案

(1) 李庄 9 至宁 1 脱水集气站

管线自李庄 9 井场出发，向东敷设 1.3km 后折向南，在小阳沟西南穿越乡村公路后折向东，沿公路南侧敷设 2.2km 后到达宁 1 脱水集气站，线路全长 4.9km。

(2) 李庄 10 至宁 1 脱水集气站

管线自李庄 10 井场向西南方向，沿王牛线北侧敷设 0.65km 后到达宁 1 脱水集气站，线路全长 1.7km。

(3) 李庄 8 至宁 1 脱水集气站

管线自牛毛井东场西侧的李庄 8 井场，沿青银高速东侧向西北敷设 2.75km 后到达汇气点，线路全长 2.8km。自汇气点向西，先后穿越青银高速、G307 国道和太中银铁路后，向西南敷设 3.5km，穿越王牛线后到达李庄 10 井场后，与李庄 10 至宁 1 脱水集气站管线并行敷设至宁 1 脱水集气站，线路全长 11.2 km。

集输管道线路走向示意图：



图 2.7-2 集输管道线路走向示意图

5、线路用管

该工程采用无缝钢管。

6、管道壁厚及钢级强度

该工程选用的钢级强度为 L245。选用的壁厚见表 2.7-4。

表 2.7-4 管道用管的选用壁厚

管径 (mm)	地区等级	计算壁厚 (mm)	选用壁厚 (mm)
D168.3	二级 (F=0.6)	3.790	5.6
	二级 (F=0.5)	4.248	
D219.1	二级 (F=0.6)	4.481	6.3
	二级 (F=0.5)	5.077	
D273	二级 (F=0.6)	5.214	7.1
	二级 (F=0.5)	5.957	

7、管道附属设施

管道标志：

根据《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2017）的规定，沿

线应设置以下标志桩：

里程桩：管线每公里设置 1 个，一般与阴极保护测试桩合用。

转角桩：在管线水平方向改变位置，应设置转角桩，转角桩上要标明管线里程、转角角度等。

穿越桩：当管道穿越公路、铁路和水渠时，应在两侧设置穿跨越桩，穿跨越桩应标明管线名称、铁路、公路或河流的名称，线路里程、穿跨越长度，有套管的应注明套管长度、规格和材质等。

交叉桩：凡是与地下管道、电（光）缆交叉的位置，应设置交叉桩。交叉桩上应注明线路里程、交叉物名称、与交叉物的关系等。

加密桩：管道正上方设置加密桩，间距不超过 200m（人口密集区、山区宜为 50 米）设置加密桩，可能存在车辆跨越管道时，宜设置加密桩，加密桩正面应面向人员活动频繁区域，同一位置的加密桩应与通信标石结合设置。

标识带：本工程管道全线设置标识带，标识带设置在管道上方 0.5m 处。

8、防腐

该工程拟采用“碳钢+腐蚀裕量+药剂加注”的方式，集输管线预留缓蚀剂加药口，根据集输管线设置腐蚀挂片检测管线腐蚀情况确定药剂加注的种类、时间、剂量。现场在运行过程中，需要加强对于集输管线的腐蚀监测，根据腐蚀监测状况及时加注缓蚀剂等药剂，控制集输管线的腐蚀。

9、保温

该工程设备的保温拟采用复合硅酸盐板材。外保护层选用 0.5 印花铝皮。

选用复合硅酸盐管壳作为站内露空管线的外保温材料，外保护层采用镀

镀锌铁皮，自攻螺钉固定。

2.8 主要设备

该工程主要设备清单见表 2.8-1。特种设备清单见表 2.8-2。

表 2.8-1 主要设备一览表

序号	装置名称	单位	数量	型号/规格
1	收球筒	个	1	
2	进站阀组橇	座	1	
3	进站分离器	个	1	
4	原料气压缩机橇	座	1	
5	分子筛脱水橇	座	1	
6	缓冲罐	个	1	
7	外输计量橇	座	1	
8	污水罐	个	1	
9	污水泵	台	1	
10	放空管	个	1	
11	仪表风橇	座	1	
12	仪表风储罐	个	1	
13	氮气(空气)一体橇	座	1	
14	氮气储罐	个	1	
15	放空分液罐	个	1	
16	车载移动甲醇+缓蚀剂注入	台	1	
17	移动式发电机	台	2	
18	集输管道	米	11200	
19	集输管道	米	250	
20	集输管道	米	4900	
21	集输管道	米	1700	

表 2.8-2 特种设备一览表

序号	装置名称	单位	数量	型号/规格
1	缓冲罐	个	1	

2	仪表风储罐	个	1
3	氮气储罐	个	1
4	压力管道	米	11200
5	压力管道	米	250
6	压力管道	米	4900
7	压力管道	米	1700

2.9 公用工程

2.9.1 供配电

1、用电负荷及用电量

(1) 井场

根据《可行性研究报告》，该工程井场的用电负荷为通信系统和仪表系统负荷，通信系统设备自带太阳能光伏供电系统（含蓄电池），仪表系统设备为一级负荷，用电设备均为 220V 低压负荷。详细的用电负荷和负荷量见表 2.9-1。

表 2.9-1 井场用电负荷表

序号	负荷名称	电压等级 (kV)	单台容量 (W)	安装台数	工作台数	需要系数	功率因数	有功功率 (W)	无功功率 (VAR)	视在功率 (VA)
1	李庄 10 仪表系统	0.22	800	1	1	0.80	0.9	710	340	790
2	李庄 8 仪表系统	0.22	800	1	1	0.80	0.9	710	340	790
3	李庄 9 仪表系统	0.22	800	1	1	0.80	0.9	710	340	790
4	李庄 201 仪表系统	0.22	800	1	1	0.80	0.9	710	340	790

(2) 宁 1 脱水集气站

宁 1 脱水集气站主要用电为工艺生产用电负荷，《可研》根据《油气田

变配电设计规范》（SY/T0033-2020），拟设计主要用电设备为二级负荷，用电设备分为 10kV 高压负荷和 380V 低压负荷。用电负荷和负荷量见表 2.9-2。

表 2.9-2 宁 1 脱水集气站负荷表

序号	负荷名称	电压等级 (kV)	单台容量 (kW)	安装台数	工作台数	需要系数	功率因数	有功功率 (kW)	无功功率 (kVAR)	视在功率 (kVA)
1	原料气压缩机	10	1500	1	1	0.85	0.91	1356.81	617.99	1490.5
2	原料气压缩机辅助负荷	0.38	80	1	1	0.85	0.9	72.34	35.84	80.38
3	分子筛脱水橇	0.38	435	1	1	0.80	1	380.68	0	380.68
4	污水泵	0.38	4	2	2	0.70	0.73	6.79	6.17	9.02
5	仪表风橇	0.38	55	1	1	0.83	0.82	49.09	34.26	59.86
6	氮气（空气）一体橇	0.38	110	1	1	0.83	0.82	98.17	68.52	119.72
7	放空分液罐橇	0.38	8	1	1	0.70	0.73	6.59	6.17	9.02
8	车载移动甲醇+缓蚀剂注入橇	0.38	10	1	1	0.80	0.9	8.89	4.31	9.88
9	全场电伴热	0.38	300	1	1	0.80	1	266.67	0	266.67
10	阴极保护系统	0.38	10	1	1	0.80	0.9	8.89	4.31	9.88
11	仪表系统	0.38	18	1	1	0.80	0.9	16.00	7.75	17.78
12	通信系统	0.38	2	1	1	0.80	0.9	1.78	0.86	1.98
13	其它（照明、插座、暖通）	0.38	45	1	1	0.80	0.9	40	19.37	44.44
10kV 计算负荷总计							功率因数: 0.91	1446.81	659.19	1589.9
0.38kV 计算负荷总计							功率因数: 0.98	957.22	184.60	974.86
10/0.4kV 变压器容量（10%备用容量）1250kVA							功率因数: 0.98	1052.94	203.06	1072.34
总计算负荷								2305.03	843.79	2464.76
年用电量 (kW·h)								1682.82×10 ⁴		

2、供电方案

（1）井场

所有负荷均由太阳能光伏供电系统（含蓄电池）供电，并以移动式发电机作为后备电源。

（2）宁 1 脱水集气站

根据《可行性研究报告》，该工程拟外部引入双电源供电，其中一路接于周围 10kV 输电线路，供电距离约 1 公里；另外一路接于周围另外一路 10kV 输电线路，供电距离约 2.5 公里。为保证仪表和自动控制系统的正常工作和提

高系统的利用率，宁 1 脱水集气站采用不间断电源系统（UPS—Uninterruptible Power Supply）为站控制系统及检测仪表供电。在外电源断电的情况下，UPS 能保证站控制系统、检测仪表和控制系统 30 分钟的正常工作。

3、变配电方案

（1）井场

进入集输系统的 4 座井场的负荷包含通信 CCTV 监视器、仪表阀门、流量计以及控制器。由于井场的用电负荷极小而且各个井场距离很远，《可研》中拟采用太阳能光伏供电系统。通信 CCTV 监视器自带太阳能发电装置，仪表阀门、流量计以及控制器均由太阳能发电装置供电，太阳能发电装置包含蓄电池和太阳能光伏板，并且以移动式发电机为后备电源。

（2）宁 1 脱水集气站

该工程拟采用箱式变电站的方案。宁 1 脱水集气站 10kV 电力系统采用双进线单母线分段配电形式，380V 电力系统采用单母线配电形式。所有电力设备均安装在箱式变电站内，其中包含 10kV 高压开关柜、10kV 压缩机变频柜（压缩机供货商提供）、10/0.4kV 配电变压器、380V 低压开关柜、10kVA 交流不间断电源（UPS）、照明灯具、插座、暖通设备、内部电缆、导线、桥架、接地线、探测器、手动报警按钮、声光报警、接线箱等辅助系统。

2.9.2 消防

李庄 8 井场平台设有发球筒，设置干粉灭火器。

根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）中的相关要求，生产规模小于 200 万方/天的天然气脱水站定为五级站场，可不设消防给水设施。根据《可研》，宁 1 脱水集气站拟设置生产规模为 50 万方，未来扩建一

个 50 万方装置，属于五级站场，不设消防给水设施。本工程仅考虑一定数量的灭火器用于满足消防要求。

宁 1 脱水集气站设有收球筒，分离器，分子筛脱水，原料气压缩机，门卫值班室等，根据不同的火灾危险等级，拟设置磷酸铵盐干粉灭火器、二氧化碳灭火器，灭火器的布置遵照《建筑灭火器配置设计规范》（GB 50140-2005）中的相关要求。手提式灭火器保护距离为 9m，推车式灭火器保护距离为 18m。拟设消防器材一览表见表 2.9-3。

表 2.9-3 拟设消防器材一览表

序号	型号	单位	数量
李庄 8 井场			
1	手提式干粉灭火器 MF/ABC8 型	具	2
2	手提式干粉灭火器箱	个	1
宁 1 脱水集气站			
3	手提式干粉灭火器 MF/ABC8 型	具	14
4	手提式干粉灭火器箱	个	7
5	推车式干粉灭火器 MFT/ABC20	具	3

2.9.3 仪表及自动控制

1、自控系统

(1) 自动控制水平

该工程在宁 1 脱水集气站设置调控中心，调控中心采用先进、可靠的以计算机为核心的监控机数据采集（Supervisory Control And Data Acquisition 简称 SCADA）系统，实现对宁 1 脱水集气站和进入系统的 4 座井场的动态管理和自动监控。

宁 1 脱水集气站设置一套站控系统。站控系统对工艺变量及设备运行状态进行数据采集、监视控制及联锁保护，保障工艺系统的安全，可靠，平稳的运行，实现工艺系统参数的显示，数据处理，报警和数据归档。并将数据上传调控中心 SCADA 系统，实现对宁 1 脱水集气站的监控、数据存储，实行

统一调度管理。

各井场分别设置远程终端单元 RTU，实现所辖井口工艺过程检测报警、控制。保障井口工艺系统的安全、可靠、平稳的运行，实现井口工艺系统参数上传调控中心 SCADA 系统，并在操作站上显示、数据处理、报警和数据归档。

(2) 自动控制系统

1) SCADA 系统

该工程将老君庙采油厂已有 SCADA 系统设备搬迁至宁 1 脱水集气站实现对宁 1 脱水集气站、井口实施远距离的数据采集、监视、统一调度管理。SCADA 系统采用控制调控中心控制级、站场控制级和就地控制级的三级控制方式。三级控制方式的设置可根据管理需要，采取授权的方式，确定各监控点的监控、调度、管理的权限。

第一级为中心调度级：对宁 1 脱水集气站、采气井进行远程监控、数据存储，实行统一调度管理。

第二级为站场控制级：宁 1 脱水集气站、采气井，通过控制系统对工艺变量及设备运行状态进行数据采集、监视控制及联锁保护。

第三级为就地控制级：就地控制系统对工艺单体或设备进行手/自动就地控制。当进行设备检修或紧急切断时，可采用就地控制方式。

SCADA 系统主要功能：数据采集和处理；下达调度命令；显示动态工艺流程；报警和事件管理；历史数据的采集、归档和趋势显示；报表生成和打印；标准组态用软件 and 用户生成软件的执行；时钟同步；网络监视及管理。

2) 宁 1 脱水集气站控制系统

宁 1 脱水集气站新建一套站控系统，站控系统包括过程控制系统与可燃气体检测报警系统。

天然气压缩机橇、仪表风橇及氮气橇由厂家配套 PLC 系统，完成系统内部工艺参数的采集、检测及调节、控制功能，并通过 RS485 接口上传站控系统。

3) RTU

进入集输系统的 4 个井场设置远程终端单元 (RTU) 安装在室外，防护等级不低于 IP65。RTU 实现井口工艺过程检测报警、控制、视频监控、供电等功能。保障井口工艺系统的安全、可靠、平稳的运行，同时将井口工艺系统参数上传宁 1 脱水集气站 SCADA 系统，并在操作站上显示、数据处理、报警和数据归档。

2、仪表

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/防护等级：Ex d IIBT4 / IP55 (最低) ——室内；

Ex d IIBT4 / IP65 (最低) ——室外。

对于远传仪表 (压力变送器、阀门、流量计等) 不用的电气接口应采用密封堵头将其密封。

(1) 温度仪表

就地指示仪表选用双金属温度计，远传仪表选用一体化温度变送器，配备整体型外保护套管；温度变送器的输出信号为 4~20mA (HART 通信协议)，

24VDC，二线制。

（2）压力仪表

就地仪表选用弹簧管压力表，远传仪表选用智能压力变送器；输出信号为 4~20mA DC（HART 通信协议），24VDC，二线制。

（3）流量测量仪表

流量计计量根据工艺介质、流量范围等选用旋进旋涡流量计、楔形流量计、孔板流量计等。

（4）液位仪表

液位检测根据介质、安装位置等选用超声波液位计，或者选用磁浮子液位计。

（5）阀门

在李庄 8 的每个井口设置选用智能控制阀，阀门集成套压、油压、管压和温度测量，并可对气井流量进行计量，内至电池供电。其余井口采用常规设计。

井口紧急切断选用自力式紧急切断阀，阀门可以实现井口超压保护的功能；并可远程控制。

（6）可燃气体检测仪表

在宁 1 脱水集气站设置可燃气体探测器系统，可燃气体探测器采用催化燃烧式，检测可燃气体浓度并报警。

（7）手动报警按钮

在工艺装置区、厂区道路等有人接近的地方位置分别设置手动报警按钮，现场巡检人员在发现火灾或危险情况时可以立即就地报警，并启动相应措施。

(8) 外输计量撬

天然气外输计量选用气体超声波流量计撬，计量撬包括 2 路（一用一备）气体超声流量计、流量计算机、温度变送器、压力变送器、切断阀等，气体超声流量计配流量变送器，将流量计检测值转换为电子信号，传输到配套的流量计算机上。同时在流量计算机上输入压力、温度和气体组份等信号，组成流量计量回路，并通过相应的标准进行流量计算、显示、存储与贸易结算管理。

3、控制室

宁 1 脱水集气站控制室和机柜间分别采用彩钢撬装房，露天安装，整体预制。彩钢房内配套照明、冷暖空调、应急照明灯等。

控制室内温度，在冬季 18~22℃，夏季 24~28℃，相对湿度保持在 50%左右。

控制室采光与照明，控制室内尽量利用自然光来满足要求，利用盘前单侧窗采光。当自然光不能满足要求，采用人工照明，控制盘面照度（标高 0.8m 处） $\geq 300lx$ ，操作台台面照度（标高 0.8m 处） $\geq 300lx$ 。机柜间照度（标高 0.8m 处） $\geq 500lx$ 。

3.2.1 给排水

拟建工程的 4 个井场平台，均为无人值守，且无生产、冲洗等用水需求，因此无给排水相关工作量。井场及宁 1 脱水集气站整平后场地标高高于所在区域 0.2-0.3m，雨水通过竖向坡度及道路纵坡排出场区外。

宁 1 脱水集气站设有门卫、值班室，考虑 2 人值守。站内饮用水考虑采用桶装水，定期外运补给；门卫及值班室内设自备生活水桶，通过定时外运

的方式补给。宁 1 脱水集气站设置无冲水式移动厕所，污物定期外运处理。

为了防范和控制宁 1 脱水集气站在生产过程中发生事故时或事故处理过程中因物料泄漏产生的污染物对周边环境的污染，有效降低环境风险，确保环境安全。

第一级防控措施是对气田采出水进行收集，储存在 300m³ 的污水罐内，进行临时储存，一旦发生泄漏，应及时处理，并将泄漏污水及时运走。

第二级防控措施在污水罐区地面进行了硬化设计，设置混凝土地坪，并设置高度为 300mm 围堰，构筑生产过程中环境安全的第二层防控网，防止泄漏的采出水渗入地层，同时对泄漏采出水进行收集，防止污染雨水和轻微事故泄漏造成的环境污染；工艺装置区由于处理介质为天然气，不会有液体泄漏，因此工艺装置区只考虑铺设方砖。

第三级防控措施是对上述污水罐区和工艺装置区的污水收集后通过罐车外运至污水处理厂，充分利用已有的处理厂缓冲设施作为三级防控，将污染物控制在区域内。

2.9.5 运输

1、站场进站道路

宁 1 脱水集气站进站道路采用公路型道路，混凝土面层，路边设土质边沟，进站道路宽度为 4m，含路肩宽度 6m，道路转弯半径不小于 9m。

2、井场检修道路

集输管线所经区域大部分有村村通道路作为依托。

3、站内道路及场地

宁 1 脱水集气站站场等级为五级，站场工艺装置区均设置环路，站内道

路宽度均为 4m。站内道路转弯半径均为 9m。除进站道路、消防通道和停车区域外，站场内其他道路及地面不做硬化处理。站场工艺区除巡检道路外的区域采用碎石铺设，巡检道路宽度为 2m，用于巡检、维修和检修。

2.9.6 防雷防静电

该工程采用 TN-S 系统，站内的静电防护措施参照《石油化工静电接地设计规范》（SH3097-2017）和《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）执行。站场的工作接地和保护接地采用统一的接地系统（包括：电气设备、通信设备的工作和保护接地，工艺设备和管道的防雷、防静电接地等），接地电阻 $\leq 1\Omega$ 。各单体自身的接地系统在满足接地要求后与公共的接地网相联，以满足站内等电位联结的要求。

控制系统的保护接地、工作接地、本质安全接地和防雷接地分别接入到公用接地网，连接电阻不大于 1Ω 。对于需要单独设置接地的检测仪表和控制设备，单独设置接地极。

仪表的金属外壳接地采用热镀锌扁钢连接到就近接地体或接地网后，现场仪表用黄绿双色绝缘阻燃铜线与热镀锌扁钢连接或与就近的接地金属体连接。变送器接地选用 6^2 黄绿双色绝缘阻燃铜线作为接地连接导线，接线箱等接地选用 16^2 黄绿双色绝缘阻燃铜线作为接地连接导线。

2.9.7 通信

（1）通信系统

该工程通信系统拟采用光纤通信。

（2）光缆

该工程采用光纤通信作为主用传输信道，铠装光缆与管道同沟敷设，选

用 12 芯（G652）管道光缆。为更好的保护光缆、便于以后的维护，采用全线与输气管道同沟敷设。光缆敷在输气管道气流前进方向（井场至宁 1 脱水集气站）右侧，光缆与管道顶部平齐，光缆距管道水平距离为 300mm。

（3）工业电视监视与站场广播报警系统

在井场设置固定式摄像头，带拾音器和扬声器提供广播功能，摄像头应具有实时录像、闯入拍照、闯入报警功能，主要监控井口区域。摄像头、传输用工业交换机及相关安装附件、太阳能供电等，统一集成。在李庄 8 考虑与 RTU 集成设置。

在宁 1 脱水集气站固定式摄像头和云台摄像头，带拾音器和扬声器提供广播功能，并设置监控平台、管理服务器和控制台，实现远程监控，平台需带智能识别功能。

（4）数据传输系统

在宁 1 脱水集气站站外 DTN 数据传输，租用公网数字数据电路和公网电话接入，设置语音电话及办公网络。

提供防爆对讲机用于集气站站内通信。

（5）火灾报警系统

在宁 1 脱水集气站控制室设置火灾报警控制盘，在控制室、机柜间、箱式变电站、门卫及值班室设置烟感报警探头，手动报警按钮、声光报警等。

2.9.8 采暖与通风

该工程因无采暖热源，所以需要采暖的房间采用电暖气采暖。需要采暖的房间有：控制室、机柜间、UPS 间、变频器室、值班室、门卫。

控制室、机柜间、UPS 间、变频器室设置分体空调夏季制冷降温。

UPS 间、变频器室设置机械通风在过渡季节通风降温，开关柜室设置机械通风进行降温。

2.9.9 劳动定员

该工程归属玉门油田环庆分公司管理，根据开发和生产需要，组建宁庆作业区，主要负责宁庆区块的井场、采气管线、集气管线、宁1脱水集气站日常生产、维护等工作。该工程定员 16 人。生产倒班岗位实行四班两倒轮休制。定员编制表见表 2.9-4。

表 2.9-4 定员编制表

序号	岗位	在岗人数	班/日	小计	文化程度
1	站长	1	-	1	大学或以上
2	技术员	1	-	1	大学或以上
3	安全员	1	-	1	大学或以上
4	维修工	2	-	2	大专或以上
5	巡检工	2	-	2	大专或以上
6	操作工	2	-	8	大专或以上
7	资料员	-	-	1	大专或以上
	合计			16	

2.10 安全管理

2.10.1 安全管理现状

该公司为了进一步加强质量健康安全环保工作，成立有 QHSE 委员会，委员会组成如下：

主 任：谭修中、侯智广

副主任：张超群

委 员：杨勇、张作鹏、刘海峰、蒋映辉、孙智慧、付东、杨建栋、雷凡丁、牟宗博、张印、李政毅、孙奇、杨堪阳、郭青华、魏其远、李明、陈建林、王连杰

该公司设有安全管理机构-质量安全环保中心，配备有专兼职安全管理人员

员。制定了《安全技术措施管理办法》、《安全生产监督管理细则》、《危险化学品安全管理细则》等 46 项安全生产管理制度。详细安全管理制度汇编、安全操作规程见表 2.10-1。

表 2.10-1 安全管理制度、安全操作规程一览表

序号	名称	序号	名称
一、管理制度			
1	安全生产管理规定	2	安全生产责任制管理细则
3	安全环保隐患管理细则	4	安全生产监督管理细则
5	安全生产问责制管理细则	6	安全环保事故责任追究实施细则
7	安全技术措施管理办法	8	风险防控管理细则
9	重大危险源管理细则	10	反违章禁令
11	全员安全生产记分考核管理实施细则	12	施工现场交叉作业安全管理细则
13	承包商安全监督实施细则	14	事故事件管理实施细则
15	油区巡护运行管理办法	16	看井工安全管理办法
17	单井看护点安全管理实施细则	18	劳动防护用品配备及管理细则
19	预防硫化氢中毒管理实施细则	20	特种作业人员安全管理实施细则
21	危险化学品安全管理细则	22	化学试剂安全管理细则
23	交通安全管理实施细则	24	外雇（外聘）驾驶员管理细则
25	车辆 GPS 监控管理实施细则	26	特殊天气时期车辆停封及调派管理实施细则
27	HSE 不符合、纠正措施和预防措施管理细则	28	HSE 培训管理实施细则
29	HSE 体系文件管理细则	30	HSE 信息交流管理细则
31	消防安全管理细则	32	环境保护管理细则
33	环保基础设施管理细则	34	环境监测管理细则
35	环境事件报告统计管理实施细则	36	环境统计管理细则
37	建设项目环境保护实施细则	38	含油污泥管理实施细则
39	一般固体废物管理细则	40	钻井废弃物管理办法
41	职业病防治实施细则	42	质量管理细则
43	质量监督实施细则	44	设备管理实施细则
45	特种设备安全管理实施细则	46	防雷装置、静电接地监测管理办法
二、主要设备操作规程			
1	抽油机操作与保养规程	2	往复泵操作与保养规程

序号	名称	序号	名称
3	离心泵操作与保养规程	4	单螺杆泵操作与保养规程
5	双螺杆泵操作与保养规程	6	热水锅炉操作与保养规程
7	蒸汽锅炉操作与保养规程	8	分体相变炉操作与保养规程
9	真空加热炉操作与保养规程	10	热媒炉操作与保养规程
11	常压热水炉操作与保养规程	12	柴油机操作与保养规程
13	天然气发电机组操作与保养规程	14	离心式压缩机操作与保养规程
15	DPC2804 型往复式天然气压缩机 组操作与保养规程	16	LU 系列螺杆式空气压缩机操作与 保养规程
17	电焊机操作与保养规程	18	机动车操作与保养规程
19	试井车操作与保养规程	20	装载机操作与保养规程
21	NPU120/35-DF 制氮车操作与保养 规程	22	消防车（泡沫、干粉、水罐）操作 与保养规程
23	洗井清蜡车操作与保养规程	24	GKA 超导热洗清蜡装置操作与保 养规程
25	注水井洗井车操作与保养规程	26	压风车操作与保养规程
27	水泥车操作与保养规程		

2.10.2 应急管理

1) 应急队伍

该公司已建立应急领导小组，组成如下：

组 长：宁庆分公司经理

副组长：宁庆分公司党委书记、宁庆分公司副经理、安全总监

成 员：副总师、宁庆分公司科室、队站第一负责人

领导小组组长外出等特殊情况下，由组长授权应急领导小组负责人。

2) 应急物资

该公司配备了应急救援物资，主要器材包括消防器材、空气呼吸器、防护面具、救生用品、照明灯具、通讯设备、防护用品、防爆工具、检测仪器等。

2.11 安全投资

为保证该工程的安全生产条件，建设单位应投入一定的资金作为该工程的安全专项资金，并由主要负责人予以保证。由于《可研报告》中没有关于安全投入的内容和概算等，根据本评价报告中相关安全对策措施和相关要求，综合考虑，该工程需在下表所规定的方面保证安全投入充足有效，并在《安全设施设计》中对安全投入金额和所占投资比例予以明确。

表 2.11-1 安全投入一览表

类别	安全设施和设备	说明	备注
预防事故设施	检测、报警设施	各类检测报警装置，在线监测控制、火灾报警系统	
	设备安全防护设施	防雷、电器过载保护、静电接地设施、继电保护装置	
	作业场所防护设施	防噪音、通风、防护栏、防雷设施、防静电接地、保护接地、防滑等设施	
	安全警示标志	各种指示性、警告作业安全和逃生避难标志	
控制事故设施	紧急处理设施	联动控制系统	
减少和消除事故影响设施	防止火灾蔓延设施	防火材料涂层	
	灭火设施	手提式干粉灭火器	
	紧急个体处置设施	应急照明设施、事故应急箱等	
	应急救援设施	正压式空气呼吸器、消防灭火器材、担架、急救药箱等	
	劳动防护用品和装备	安全帽、防护眼镜、安全带、防护工作服、防护手套、防尘口罩、绝缘工具、绝缘鞋等。	
其它	其它内容	设备检测、职业卫生检测、人员体检、防雷防静电检测、人员安全教育、安全教育器材、职工职业健康监护费用等	

第三章 危险有害因素辨识分析

危险、有害因素按其损害分为两大类。危险因素，是指能对人造成伤亡或对物造成突发性损害的因素；有害因素，是指能影响人的身体健康，导致疾病或对物造成慢性损害的因素。本评价主要按照《企业职工伤亡事故分类》（GB 6441-1986）对危险有害因素进行了分类辨识。

在天然气钻采、集输等生产过程中存在着多种危险、有害因素，这些危险、有害因素不但来自于危险物质和物料，同时也来自于生产工艺过程、生产站场、设备设施和自然灾害。对该产能建设工程的危险、有害因素分析从物料、工艺过程、施工过程、自然灾害、安全管理等方面进行。

3.1 主要物料危险、有害因素分析

根据《根据可行性研究报告》，该工程涉及的主要工艺介质为天然气。以及管道防腐需使用的甲醇、缓蚀剂等辅助物料。天然气具有易燃、易爆的性质，甲醇为可燃液体，物料的危险危害特性分析数据见下表。

表 3-1-1 工程涉及的主要物料的危险特性

序号	物料名称	形态	火灾危险性	闪点（℃）	爆炸极限（V%）
1	天然气	气态	甲 _B	-	5.0~15
2	甲醇	液态	甲 _B	11	5.5~44
3	缓蚀剂	液态	-	-	-
4	氮气	气态	-	-	-

3.1.1 天然气

该工程涉及的主要物理天然气的主要成分是以 C₁ 为主的烷烃混合物，比空气轻，爆炸极限为 5.0~15.0（V%），最小引燃能量 0.28mJ，依据《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）第 3.1.1 条的规定，属甲_B类易燃气体。天然气与空气混合形成爆炸性混合物，遇明火极易燃烧爆炸。如果出现泄漏能无限制地扩散，而且能顺风飘动，形成着火爆炸和蔓延扩散的重

要条件，遇明火回燃。天然气的主要危险性表现在以下几个方面：

1) 易燃易爆性。能与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧、爆炸。

2) 扩散性。天然气比空气轻，逸散在空气中可以无限制的扩散，易与空气形成爆炸性混合物，且能够随风飘荡，致使可燃气体着火和蔓延扩展。

3) 带电性。气体中含有固体颗粒或液体杂质，在压力下高速能产生静电荷。因此气体中含有的液体杂质或固体杂质越多，静电荷也多。流速越快，产生的静电荷也越多。

4) 易受热膨胀。受热膨胀，压力升高，遇到高热或发生火灾时，引起介质膨胀或爆炸，造成伤亡事故。

5) 毒性。天然气中甲烷、乙烷等组分属单纯窒息性气体，对人体基本无毒，但大量泄漏时，可导致空气中天然气浓度达到 25%-30% 时，人体会出现头晕等窒息症状。

6) 水合物。天然气中含有少量液化烃类以及水分等，温度低于水露点和烃露点析出后容易形成水合物在管道的弯头、阀件等处积聚，造成管道冻堵。

3.1.2 甲醇

本工程设置有车载移动甲醇注入橇，甲醇为无色透明易燃易挥发液体，爆炸极限 5.5%~44.0%，闪点 11℃，依据《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）第 3.1.1 条，属甲_B类易燃液体，燃烧时无火焰；其蒸气能与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高温有燃烧爆炸危险；与铬酸、高氯酸等反应剧烈，有爆炸危险。其蒸汽比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。

甲醇有较强的毒性，对人体的神经系统和血液系统影响最大，它经消化道、呼吸道或皮肤摄入都会产生毒性反应，甲醇蒸气能损害人的呼吸道粘膜和视力。

3.1.3 分子筛

4A 分子筛的孔径为 4A，能吸附水、 NH_3 、 H_2S 、二氧化硫、二氧化碳、 $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$ 、 C_2H_6 、 C_2H_4 等临界直径不大于 4A 的分子。对水的选择吸附性能高于任何其他分子，是工业上用量最大的分子筛品种之一。4A 分子筛是一种碱金属硅铝酸盐，人工合成的、具有微孔型立方晶格，化学式： $\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 9/2\text{H}_2\text{O}$ ，硅铝比： $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3=2$ ，有效孔径：4A。4A 分子筛无毒，不燃不爆，对人体高度安全。对眼睛、皮肤无刺激。

3.1.4 阻垢剂

阻垢剂不属于危险化学品的范畴，阻垢剂可以阻止水垢的形成、沉积或增加碳酸钙的溶解度，使其在水中呈分散状态不易沉积。阻垢剂的作用是延缓管线、容器的腐蚀和结垢。使用时，通常将阻垢剂投加到放水或掺水系统中，一般为连续投加，其成分是以有机多元磷酸盐为主的一系列共聚物，一般为低毒、不燃、不爆，具有一定的弱酸性，但比较弱，如不慎溅到眼睛上，立即用大量清水冲洗即可。

3.1.5 压缩空气

本工程提供压缩空气为仪表风系统使用，压缩空气危险性类别属第 2.2 类不燃气体，无色无臭。

空气为多种气体的混合物，主要为氮气和氧气，分别占 78.1% 和 20.9%。空气因含有氧气而具有氧化性和助燃性。压缩空气遇硫、磷会引起燃烧、爆

炸，也能使油脂剧烈氧化，甚至发生燃烧爆炸。与乙炔、氢、甲烷等易燃气体能形成具有爆炸性的混合物；其贮存容器受热后压力增大，有开裂和爆炸的危险。压缩空气具有较高的能量蓄积，意外突然释放能引起人体伤害。

3.1.6 氮气

理化特性：无色无臭气体，比重比空气小。

危险性：惰性气体，有窒息性，在密闭空间内可将人窒息死亡。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。

灭火方法：不燃，切断气源，喷水冷却容器。可能的话将容器从火场移至空旷处。

对人体危害：氮气过量，使氧分压下降，会引起缺氧。

急救：吸入，迅速脱离现场至空气新鲜处，保持呼吸道通畅，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。

防护：密闭操作，提供良好的自认通风条件。避免高浓度吸入。

泄漏处理：迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽，建议应急处理人员戴正压式呼吸器，穿相应的工作服。切断气源，通风对流，稀释扩散。

3.1.7 危险物质理化特性表

表 3.1-2 天然气的理化特性表

英文名称		natural gas	主要成分		甲烷	
熔点 (°C)		-182.5	沸点 (°C)		-161.5	
CAS No.		74-82-8	相对密度		0.42(-164℃) (水=1)	0.55 (空气=1)
分子式		CH ₄	危险性类别		第 2.1 类易燃气体	
分子量		16.04	饱和蒸气压		53.32 (-168.8℃) (kPa)	
外观与性状		无色无臭气体。	溶解性		微溶于水，溶于醇、乙醚。	
主要用途		用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。				
危	健康	甲烷对人基本无毒，但浓度过高	防	工程	生产过程密闭，全面通风。	

中国石油天然气股份有限公司玉门油田宁庆分公司
环庆采油厂宁庆天然气 2022 年产能建设地面工程安全预评价报告

危险性概述	危害	时,使空气中氧含量明显降低,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、共济失调。若不及时脱离,可致窒息死亡。皮肤接触液化本品,可致冻伤。	防护措施	控制	
				呼吸系统	一般不需要特殊防护,但建议特殊情况下,佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)。
				眼睛防护	一般不需要特殊防护,高浓度接触时可戴安全防护眼镜。
	环境危害			身体防护	穿防静电工作服。
	燃爆危险	本品易燃,具窒息性。		手防护	戴一般作业防护手套。
				其它	工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业,须有人监护。
急救措施	皮肤接触	若有冻伤,就医治疗。	消防措施	危险性	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的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氯及其它强氧化剂接触剧烈反应。
	吸入	迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难,给输氧。如呼吸停止,立即进行人工呼吸。就医。		灭火方法	
	食入				
泄露应急处理					
迅速撤离泄漏污染区人员至上风处,并进行隔离,严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器,穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风,加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。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。漏气容器要妥善处理,修复、检验后再用。					
操作处置与储存					
操作注意事项	密闭操作,全面通风。操作人员必须经过专门培训,严格遵守操作规程。远离火种、热源,工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中,钢瓶和容器必须接地和跨接,防止产生静电。搬运时轻装轻卸,防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。				
储存注意事项	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。应与氧化剂等分开存放,切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。				
职业接触限值 (mg/m³)		毒理学资料		危规号: 21007	
MAC				UN 编号: 1971	
PC-TWA				包装类别: O52	
PC-STEL		LD50: 无资料 LC50: 无资料		包装标志:	
侵入途径		吸入、食入		包装方法	钢质气瓶。

表 3.1-3 甲醇的理化特性表

甲醇物质安全数据表													
英文名称		methyl alcohol		主要成分		甲醇							
中文名称 2		木酒精		含量		-							
英文名称 2		methanol		熔点（℃）		-97.8		沸点（℃）		64.8			
CAS No.		67-56-1		相对密度		0.79（水=1）		1.11（空气=1）					
分子式		CH ₄ O		危险性类别		第 3 类 易燃液体							
分子量		32.04		饱和蒸气压		13.33（21.2℃） kPa							
外观与性状		无色澄清液体，有刺激性气味。			溶解性		溶于水，可溶于醇、醚等大多数有机溶剂。						
主要用途		主要用于制甲醛、香精、染料、医药、火药、防冻剂等。											
危险性概述	健康危害	对中枢神经系统有麻醉作用；对视神经和视网膜有特殊选择作用，引起病变；可致放射性酸中毒。急性中毒：短时大量吸入出现轻度眼上呼吸道刺激症状（口服有胃肠道刺激症状）；经一段时间潜伏期后出现头痛、头晕、乏力、眩晕、酒醉感、意识朦胧、谵妄，甚至昏迷。视神经及视网膜病变，可有视物模糊、复视等，重者失明。代谢性酸中毒时出现二氧化碳结合力下降、呼吸加速等。慢性影响：神经衰弱综合征、植物神经功能失调，粘膜刺激，视力减退等。皮肤出现脱脂、皮炎等。			工程控制		生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。						
					呼吸系统		可能接触其蒸气时，应该佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器。						
					眼睛防护		戴化学安全防护眼镜。						
					身体防护		穿防静电工作服。						
	环境危害					手防护		戴橡胶手套。					
燃爆危险		本品易燃，具刺激性。			其它		工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。实行就业前和定期的体检。						
急救措施	皮肤接触	脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。			消防措施		危险性特性		易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧。在火场中，受热的容器有爆炸危险。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。				
	眼睛接触	提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。					燃烧产物		一氧化碳、二氧化碳。				
	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					灭火方法		尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处				

中国石油天然气股份有限公司玉门油田宁庆分公司
环庆采油厂宁庆天然气 2022 年产能建设地面工程安全预评价报告

		输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。			在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。
	食入	饮足量温水，催吐。用清水或 1% 硫代硫酸钠溶液洗胃。就医。		灭火剂	灭火剂：抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。
泄露应急处理					
迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸附或吸收。也可以用大量水冲洗，洗水稀释后放入废水系统。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。					
操作处置与储存					
操作 注意事项	密闭操作，加强通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、酸类、碱金属接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。				
储存 注意事项	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂、酸类、碱金属等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。				
职业接触限值 (mg/m ³)		毒理学资料		危规号：22058	UN 编号：1230
MAC	-	LD50: 5628 mg/kg (5% 鼠经口); 15800 mg/kg (免经口) LC50: 83746 mg/m ³ , 4 小时 (大鼠吸入)	运输 信息	包装类别：O52	包装标志：
PC-TWA	25			包装 方法	小开口钢桶；安瓿瓶外普通木箱；螺纹口玻璃瓶、铁盖压口玻璃瓶、塑料瓶或金属桶（罐）外普通木箱。
PC-STE L	50				
侵入 途径	吸入、食入				

表 3.1.4 氮的理化特性表

英文名称	nitrogen	主要成分	氮		
中文名称	氮气	含量	≥99.5%		
英文名称 2		熔点（℃）	-209.8	沸点（℃）	-195.6
CAS No.	7727-37-9	相对密度	0.81(-196℃）（水=1）		0.97 （空气=1）
分子式	N ₂	危险性类别	第 2.2 类不燃气体		
分子量	28.01	饱和蒸气压	1026.42（-173℃）（kPa）		
外观与性状	无色无臭气体。	溶解性	微溶于水、乙醇。		
主要用途	用于合成氨，制硝酸，用作物质保护剂，冷冻剂。				
危险性概述	健康危害	空气中氮气含量过高，使吸入气氧分压下降，引起缺氧窒息。吸入氮气浓度不太高时，患者最初感胸闷、气短、疲软无力；继而有烦躁不安、极度兴奋、乱跑、	防护措施	工程控制	密闭操作。提供良好的自然通风条件。
				呼吸系统	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。

中国石油天然气股份有限公司玉门油田宁庆分公司
环庆采油厂宁庆天然气 2022 年产能建设地面工程安全预评价报告

		叫喊、神情恍惚、步态不稳，称之为“氮酩酊”，可进入昏睡或昏迷状态。吸入高浓度，患者可迅速昏迷、因呼吸和心跳停止而死亡。潜水员深替时，可发生氮的麻醉作用；若从高压环境下过快转入常压环境，体内会形成氮气气泡，压迫神经、血管或造成微血管阻塞，发生“减压病”。		眼睛防护	一般不需特殊防护。
	环境危害			身体防护	穿一般作业工作服。
	燃爆危险	本品不燃。		手防护	戴一般作业防护手套。
				其它	避免高浓度吸入。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。
急救措施	皮肤接触		消防措施	危险性	若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。
	眼睛接触			燃烧产物	
	吸入	迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸心跳停止时，立即进行人工呼吸和胸外心脏按压术。就医。		灭火方法	
	食入				
泄露应急处理					
迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿一般作业工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。					
操作处置与储存					
操作注意事项	密闭操作。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。库温不宜超过 30℃。储区应备有泄漏应急处理设备。				
职业接触限值 (mg/m³)		毒理学资料		危规号： 22005 UN 编号： 1066	
MAC				包装类别： O53 包装标志：	
PC-TWA		LD50：无资料 LC50：无资料		运输信息	包装方法 钢质气瓶；安瓿瓶外普通木箱。
PC-STEL					
侵入途径	吸入、食入				

3.2 工艺过程危险、有害因素分析

3.2.1 生产运行危险有害因素分析

1、火灾、爆炸

该工程涉及的主要生产装置均存在着大量的天然气、甲醇等甲类火灾危险性物质，均具有易燃易爆的性质，在高压、高温等处理过程中，由于密闭不严、串料、跑料、超温、超压等情况下发生可燃介质泄漏、扩散，在厂内形成爆炸性混合气体。

在生产过程中，为防止火灾和爆炸事故的发生，天然气等物质在密闭的管线中及密闭性良好的设备之间输送，不具备发生火灾、爆炸的条件。但在异常情况下，由于设备或管道阀门、法兰、一次仪表接头等因腐蚀、老化或密闭不严造成破裂或泄漏、操作失误等，导致可燃物质释放，在空气中形成爆炸性气体，一旦遇有点火源即可引发火灾、爆炸事故。

工艺装置及辅助生产设施，虽然其生产过程中压力不高，但有可能发生串料、跑料、超温超压等危险；天然气如果含水，在冬季低温天气，可能发生设备、管线冻裂并泄漏天然气；一旦发生泄漏，易与空气形成爆炸性混合气体，遇点火源即可引发火灾、爆炸事故。

作业场所中点火源可能存在的主要形式有：明火、电火花、静电放电、雷电、摩擦火花、化学能、聚集的日光或射线、高能量等。理化特性：无色无臭气体，比重比空气小。

2、容器爆炸

该工程主要工艺设备有集配气装置、预处理装置、装车计量设施等有罐、空气储罐等设备、压力容器和压力管道，由于生产失控、误操作等原因可能

造成超温超压，如果泄压装置同时失效，可能发生物理性爆炸。物理爆炸的主要危害形式为冲击波，对一定范围内的人员和设备的潜在威胁较大，物理爆炸还可能造成易燃易爆的气体或液体泄漏，并导致火灾爆炸等二次事故的发生。

针对超压物理爆炸危害，本工程的压力容器及压力管道在设计、选材和制造、检查、验收、运输过程中应严格按照相关标准规范的要求执行，确保工程安全、平稳运行。

3、中毒和窒息

该工程存有的化学物质有：天然气、甲醇、氮气等，均具有一定的毒性，容易造成中毒窒息或慢性毒性危害。在工艺装置区和放空区可能发生窒息性气体大量泄漏，造成现场氧分压不足，而发生中毒窒息事故。这些化学物质在长期接触情况下也可能发生慢性毒性危害。

4、高处坠落

该工程涉及的工艺设备平台、污水罐等设施作业平台的高度在基准面 2m 以上，在这类设备设施的平台上巡检和作业均为高处作业，一旦平台、扶梯、栏杆等外有损伤、松动、打滑时，操作者不慎失去平衡，有高处坠落的危险。容器和设备的巡检和维修作业，其斜梯、栏杆等因太陡、焊接不牢等原因有造成高处坠落可能，如从电杆上、台架上、房屋上坠落下来，或从平地上跌入坑内或池中，从设备开口处掉入设备中等。

因此，登高作业必须用安全带，高空施工加装安全网，平台及梯子应设置扶手及护栏，地坑及水池要加盖或加护栏，设备开口处应加设突起的短管，对临时性设施及有倒塌危险的堆放物品、土石方等应按有关的技术要求进行

设置或堆放外，还应在堆放处设立安全标志（夜间则要有醒目的灯光标志）。

5、车辆伤害

该工程各生产作业场所处地理位置自然环境条件较差。建设过程中需要使用汽车车辆运输大量设备和物料。使用汽车频繁，如果对司机的安全培训教育、车辆管理、道路维修等方面管理欠缺，可能发生车辆伤害事故。尤其在雨雪风雾等恶劣天气，更易发生车辆伤害事故。

6、机械伤害

该工程项目有很多机械类转动设备，如机泵等，这些设备的旋转部件、传动件，若防护罩失效或缺，人体接触时就有机械伤害的危险。

如果不停机进行维修作业，人体与设备转动部位接触，可能发生机械伤害事故；在进行维修维护时需要在维修工房内使用机械加工设备，进行切、削、钻、磨等作业时，也易发生机械伤害事故。

7、物体打击

该工程在生产维修检修过程中，设备部件或工具飞出可能造成物体打击伤害；在检修操作中更换压力表、安全阀等，带压操作可造成物体打击。同时由于承压容器较多，其部件在故障情况下受压飞出，也会给操作人员造成物体打击伤害。

8、其他伤害

（1）电气危害

该工程新建箱式变电站及其它装置的用电设备，这些配电装置、电力设备等电气设施，在带电状态下，若存在漏电、绝缘失效、保护接地系统失效等原因，人体一旦接触或接近，轻则电击或电伤，重则会造成死亡。

1) 箱式变电站风险分析

箱式变电站内各种配电设备多，既有高压设备，又有低压设备，而且设备的密集度高。由于高压触电的危险性比低压的危险性大，高压开关设备动作时会产生强烈的电弧，变压器、断路器、电压互感器、避雷器等高压设备有爆炸危险，高压错误操作或高压设备故障可能导致极为严重的后果等，使得变配电站有较大的危险性。

2) 电气线路风险分析

架空线路由于敞露在大气中，容易受到气候环境条件的影响。雷击、大雾、大风、雨雪、高温、严寒、洪水、烟尘和粉尘、纤维、烟雾及腐蚀性气体、鸟类、树木等都可能造成架空线路发生断线、断线、接地、短路、倒杆等故障。此外，电缆受到外力破坏、化学腐蚀、水淹、虫咬，电缆终端接头和中间接头受到污染或进水均可能发生事故。

3) 电伤害

箱式变电站、真空断路器、低压配电柜、电动机、照明灯具等带电设备、设施等，若接地或接零装置失效时，人触及带电体漏电部位，有可能发生触电危险。触电事故主要表现为人体接触或接近带电物体时造成的电击或电伤，电弧或由火花引发的火灾、爆炸事故。供电系统中，大多数变、配电装置中装了大量可燃绝缘油和其它绝缘物质，遇明火能燃烧；而变、配电装置在运行中有时会出现短路、闪络等。变压器及线路故障产生高温，能使绝缘油迅速气化，使充油的电气设备内部压力急剧提高，有时甚至造成外壳爆炸，引起大火，伤人毁物，中断供电，影响生产。因此，必须做好变、配电装置和变、配电场所的防火安全工作。

4) 静电危害

在天然气处理、储存、输送、汽车装车作业过程中如果流速过快、静电接地失效，可能造成静电荷积聚并产生放电现象，遇可燃物或爆炸性混合物造成火灾爆炸事故。因此要减少静电的产生，采取良好的接地设施导走、控制装车速度或中和静电荷使之不能积聚，防止爆炸物的形成及选择合适的静置时间等。

(2) 高低温

1) 高温危害

高温危害主要表现在以下内容：

在密闭工艺处理、输送环境下，天然气被压缩之后会导致操作温度较高，在进行操作时应防止烫伤。

2) 低温危害

被压缩的天然气如若大量泄漏，急剧膨胀时会吸收周围环境热能，使泄漏源周围气温急剧降低，会对附近的操作人员造成低温伤害。

3.2.2 公用工程及辅助设施危险因素分析

该工程公用工程主要是为生产提供电力的供配电系统，该工程新建 10kV 线路，存在的危险有害因素分析如下：

1) 电气设备及线路

该工程涉及电气设备较多，线路复杂，若操作不当或其它原因会引起电气设备过载等现象，严重时发生电气火灾。电气伤害表现为电气火灾和触电两类。

(1) 电气火灾：当设备的电机出现故障、电线绝缘层损坏，以及人员在

操作各供配电设施，存在着发生电击伤亡、电弧灼伤、设备短路等危险，若电气设备接地失效、漏电保护器损坏、防爆装置失效、电气设备老化，绝缘失效都有发生火灾的危险。

(2) 触电：在用电操作中若操作不当会引起触电，生产中使用 36V、220V、380V 电，触电对人体伤害很大，很容易造成死亡。若动力设备、照明电器、供配电等电气设备或电气线路绝缘、安全距离、漏电保护等防护措施失效，以及违章操作等均可导致触电事故的发生。

2) 变电设备

主要变电设备有断路器等。核心设备是电力变压器。电力电容器是充油设备，安装、运行或操作不当立即可能着火甚至发生爆炸。变电站日常管理过程中，稍有不慎就会引起触电和其它伤害。分析原因主要有以下几方面：

(1) 在巡视和操作过程中，误碰带电体，例如：主控室控制、保护屏后侧没有封闭，易造成触电伤害；

(2) 有接地故障时，操作、巡视设备，不按《二次运行规程》佩戴防护用品，在《电业安全操作规程》规定距离故障点安全距离以内，产生跨步电压、触电伤害。（室内 4m，室外 8m）；

(3) 雷雨天气巡视设备时，不按《二次运行规程》佩戴防护用品，违反《电业安全操作规程》规定靠近了避雷针、避雷器，造成跨步电压和反击伤害；

(4) 操作过程中误操作，带电挂接地线等造成热辐射伤害、触电伤害和灼伤。

3) 静电危害

在原油、伴生气等处理、储存、输送、汽车装卸车作业过程中如果流速过快，静电接地失效，可能造成静电荷积聚并产生放电，造成火灾爆炸事故。因此要减少静电的产生，采取良好的接地设施导走或中和静电荷使之不能积聚，防止爆炸物的形成及选择合适的静置时间等。

4) 雷电危害

雷电天气对场站内的设备设施、建（构）筑物存在着潜在的威胁。雷电是大自然中的静电放电现象，建（构）筑物、输电线路和变配电装备等设施及设备遭到雷电袭击时，如果防雷电措施不得当，会产生极高的过电压和极大的过电流，在其波及的范围内，可能造成设备设施的损坏，导致火灾爆炸，并直接或间接地造成人员伤亡。

5) 防雷、防静电失效

若防雷、防静电装置位置、连接方法不正确，防雷、防静电效果达不到设计要求；避雷装置故障或消除静电装置失灵；年久失修接触不良，接地电阻过大等情况存在，均有可能因起不到应有的防雷、防静电作用而引发火灾、爆炸事故的发生。

6) 信号缺失或缺陷

对天然气场所安装可燃气体检测报警系统，可以探测工艺运转过程中设备设施的天然气泄漏，第一时间提醒操作人员注意及进行及时的处理，避免事故的发生。若可燃气体检测报警系统出现故障或人员未及时发现，人员进入天然气泄露的密闭空间就可能会导致人员中毒伤亡。天然气大量泄漏遇点火源可发生火灾、爆炸等。

7) 标志标识缺失

为保证人员生命安全，在容易发生事故危及生命安全的场所和设备，设置安全标识。若安全标识设置不完善或安全标识丢失，不能对操作人员起到警示的作用，会增加操作人员的误操作几率，造成人员的伤亡及设备的损坏。

3.2.3 隐蔽工程危险性分析

由于隐蔽工程（污水沟、管沟、电缆沟、水封井）自身的特点，决定了其具有的危险有害因素，如有毒有害气体在隐蔽工程有限的空间聚集、泄漏不易发现、第三方破坏等。在建设、管理过程中，除严格按照有关施工规范施工外，还应有隐蔽工程验收记录，若未达到规范要求，必须在验收投产前整改或补救，否则，不得验收投产。

在动土作业临近地下隐蔽设施时，应探明位置、判定技术方案、落实安全措施，在专人监护下进行施工。应制定有毒有害气体在隐蔽工程有限的空间聚集、泄漏的应急救援措施。如果隐蔽工程的输油、输气管线等受到第三方破坏，或由于腐蚀破坏等，发生有毒有害物质泄漏、聚集或由此引发火灾、爆炸、人员中毒等事故。以及施工过程中对输油、输气管线等隐蔽工程设施造成破坏，应及时采取有效措施，控制事故源，消除危险，防止发生重大恶性事故。

3.2.4 检修过程危险因素分析

因地面建设动土作业如造成原有地下隐蔽工程损坏、破裂势必造成相应的事故及危害。设备检修因工作量大、施工人数多、动火作业、交叉作业和高处作业多以及时间短、设备和管道敞开等特点，若不采取有效的安全措施，则易发生高处坠落、物体打击、机械伤害、火灾、爆炸和触电等事故。

3.2.5 天然气管道输送危险、有害因素分析

1、设计不合理

管道设计是确保工程安全的第一步也是十分重要的一步。设计不合理主要有以下影响因素：

- (1) 工艺流程不合理；
- (2) 系统工艺计算不准确；
- (3) 管道强度计算不准确；
- (4) 管道、站场的位置选址不合理；
- (5) 材料选择、设备选型不合理；
- (6) 防腐设计不合理；
- (7) 管线布置、柔性考虑不周；
- (8) 结构设计不合理；
- (9) 防雷防静电设计缺陷等。

2、施工质量问题

- (1) 管道施工队伍水平低，质量失控；
- (2) 强力组装；
- (3) 焊接缺陷；
- (4) 补口、补伤质量问题；
- (5) 管沟、管架质量问题；
- (6) 穿、跨越质量问题；
- (7) 检验控制问题；
- (8) 没有严格按施工标准设计；
- (9) 施工质量管理体系不健全。

3、腐蚀失效

腐蚀有可能大面积减薄管道壁厚，导致过度变形或工作压力下爆破，也有可能

可能导致管道穿孔，引发漏气事故。地上管线由于气候原因可能引起管道保护层破坏，造成管道点化学腐蚀、化学腐蚀、应力腐蚀等。

4、疲劳失效

疲劳失效是管道设备等设施在交变应力作用下发生的破坏现象，输送管道如果经常开停车或变负荷，系统流动不稳定，跨越铁路、公路受到振动，引起管道内介质在管道内部产生压力波弹性振动，从而引起交变应力，交变应力导致管道、设备等设施疲劳失效。

5、附属设施

输送管道系统有管道、管件、阀门、法兰、紧固件等。系统中材料质量好坏直接关系到系统运行的可靠性和安全性。设备设施故障是输送管道主要危险有害因素之一。输气设备设施故障主要有：

- (1) 管件的裂纹、破裂等；
- (2) 阀门、法兰、垫片及紧固件的损坏；
- (3) 防雷防静电设施失效；
- (4) 安全附件故障。

6、管道输送过程中火灾事故

输送管道由于各种各样的原因，设备设施、管道或连接部位如常有易燃、易爆物质介质泄漏，当遇点火源或引爆能时，将引起火灾、爆炸事故。因此控制点火源的产生意义重大。产生或影响点火源的因素主要有：

- (1) 明火；

- (2) 静电火花;
- (3) 雷击放电;
- (4) 碰撞和摩擦火花;
- (5) 自燃引爆;
- (6) 违规操作。

7、中毒和窒息

管道输送介质为天然气，属于低毒物质，但是在密闭场合如有天然气聚集，氧气浓度相对降低，会使人窒息死亡。天然气燃烧爆炸产生的有毒有害气体体会使人中毒、窒息。

3.3 施工过程危险、有害因素分析

1、站场施工

该工程在站场施工过程中会遇到动火作业、吊装作业、临时用电作业、动土作业、高空作业、交叉作业等，可能存在下列危险、有害因素：

- (1) 吊装作业现场未设警戒区和安全标志，无关人员随意进入。
- (2) 在施工临时用电过程中措施不到位，可能造成电气火灾和人员触电事故。
- (3) 在开挖施工作业过程中，可能破坏原有的油气水管线、通讯电缆等，进而引发事故。
- (4) 施工过程若涉及到高处作业，使用的工具、材料、零件等放置不规范，未用绳袋起吊等，可能造成高处坠落、物体打击事故。
- (5) 在施工过程中，来往的各种运输车辆可能对工作人员造成车辆伤害。
- (6) 在施工过程，在采气井场不规范的动火作业，可能会引起火灾事故

的发生。

2、管道施工

管道工程施工过程主要有线路交桩、测量放线、施工通道修筑、施工作业带开拓、防腐管运输、布管、管口清理、管口组对、焊接、无损检测、补口补伤、管沟开挖、管道下沟、管沟回填等工程施工。可能发生的生产安全事故有物体打击、触电、坍塌、电气伤害、车辆火灾、交通事故、火灾爆炸、机械伤害等。

动土作业可能损坏原有的隐蔽工程而导致事故的发生。

3.4 自然和社会危险因素分析

3.4.1 自然环境危险因素分析

宁夏盐池县拥有部分草场、耕地和半沙漠地带，是宁夏旱作节水农业和滩羊、甘草、小杂粮的主产区。盐池属典型的大陆性季风气候，气温冬冷夏热，平均气温 22.4℃，晴天多，降雨少，光能丰富，日照充足温差大，冬夏两季气候迥异，平均温差 28℃左右，秋冬交节之际，昼夜温差可达 20℃。自然危害中对设备生产影响较大的有：雷电袭击、地震、大风等。

1、雷击

雷电天气对站内设施、建构（筑）物及管道均有潜在威胁，若这些设施、设备、线路等防雷装置不得当，会产生极大的过电压和过电流，当几十至上千安培的强大雷电电流通过导体时，在瞬间转换成大量的热能，雷击点的发热能量约为 500~2000 焦耳，在其波及范围内，可能造成着火灾、爆炸。直接雷放电时能产生高达数万伏甚至数十万伏的冲击电压，足以烧毁电力系统的变压器等电气线路和设备，发生短路，导致可燃、易燃易爆物品着火和爆

炸。

2、地震

地震是地球上一种自然地质现象，它的发生与活动的构造体系有十分密切的关系，活动强烈的构造带往往会导致地震的频繁发生。但区内地质构造简单，沉积稳定，厚度大，且绝大多数断裂带的幅度与周边断裂带相比较小，因此，除发生一些小型地震外，一般没有较大的地震发生。该工程场地抗震设防烈度为 VI 度，设计基本地震加速度值为 0.05g，设计地震分组为第三组。

强烈的地震可能造成设备和建筑物的破坏，造成天然气大量泄漏，进而引发火灾、爆炸、中毒等灾害事故，并造成人员伤亡。

3、洪水

暴雨洪水对设备和管道安全影响最大。洪水可以破坏设备和集输管道的稳固结构和管道防腐层，使地表改变造成管道裸露、位移、变形，甚至断裂，洪水浸泡还可加剧地下管道腐蚀。高洪水期发生露管，加大了管线受冲刷面积，从而造成管线破裂、泄漏。洪水冲断管线最直接的原因在于管线埋深不合理。在建设施工过程中，由于洪水原因，可能冲毁施工材料、工棚、机械设备，造成财产损失，甚至人员伤亡事故。

4、大风

大风具有较大的破坏性，大风对生产站场造成一定的影响，除了一般的房屋破坏和人员伤亡外，还可能造成输电线路被刮断、运输和通信中断、站场停产，给安全生产和生活带来很大的危害，并可能进一步导致灾害性事故的发生。

5、高、低温

该工程高温作业的原因是由于夏季最高温度达 38.7°C ，此时在户外或进行生产活动属高温作业。高温天气易造成井场的可燃、有毒气体的挥发及扩散，易引起输送压力增高，也可能导致管线破裂，造成天然气泄漏，引发火灾爆炸事故，高温能导致人体体温调节中枢功能紊乱，引起以中枢神经系统和循环系统障碍为主要表现的急性疾病，如中暑等。

该工程最低气温达 -25.3°C ，低温可能造成设备、管线的冻胀等不利因素，寒冷的气温还可能会使阀门冻结，使一些无防冻措施的附件操作失灵，影响正常生产。如果设备或管道冻裂、冻堵造成超压泄漏，可能造成停产，严重时可能导致火灾爆炸事故。低温会给操作人员的身体健康带来一定的危害，人员长时间处在低温环境中，会导致冻伤，低温还会影响人的行为，使人麻木，反应迟钝，会给操作工巡检带来一定影响，可能造成漏检等不利情况，从而埋下安全隐患；可能会导致操作失误，引发火灾爆炸、机械伤害、物体打击等事故。

6、土壤腐蚀

土壤腐蚀是造成管道穿孔、泄漏最常见也是最重要的因素，它可导致管道腐蚀穿孔，造成输送介质泄漏，引起其它次生灾害，如火灾爆炸事故和环境污染等。据国外资料统计，45%的管道损坏都是管道腐蚀引起的，本地区降雨较多，易发生土壤腐蚀。

大雪

大雪如果堆积冻结在电力线路、设备、管线上，电力线路、设备、管线承受较大的压力，可能造成电力线路损坏，电力中断；设备、管线受较大的压力破损，影响生产。

3.4.2 社会环境危险因素分析

1、周边环境危险因素分析

该工程新建井场为李庄 8、李庄 9、李庄 10、李庄 201。新建井场选址位于较开阔处，井场周边无厂矿企业，与周边的村庄和架空电力线等满足安全间距的要求。

该工程有新建宁 1 脱水集气站，站内安全间距可以满足要求。

2、社会环境危险因素分析

该工程所处的外界人文环境对工程的安全也会造成一定的影响，必须加以重视，加强对周边群众的安全宣传，做好警示标志及防护措施，定期巡检，保证工程的安全运行。可能存在以下危险：

(1) 管道在敷设地段与各级公路、干渠、输油管道、通信光缆等交叉、并行。管道在施工时，可能对上述重要设施造成破坏；管道运营时，如果发生火灾、爆炸、泄漏事故也可能对其造成危害。

(2) 管道通过地区，交通运输不便，使得检维修工作困难，如果检查、维修不到位，可能发生泄漏，进而引发其它事故。

(3) 管道在穿越公路时，由于过往车辆较多，对管道具有周期性的疲劳损伤，对管道寿命有一定的影响。

(4) 管道的泄漏，均会对其沿线造成影响。管线泄漏分短期大量泄漏和长期泄漏，短期大量泄漏，一般能及时发现，并通过一定方式加以控制，影响范围不大；而长期少量排放，一般难以发现，给周边居民造成危害。

(5) 一些不法分子为自身利益或谋取暴利，对管道进行破坏或偷盗天然气，使管道安全受到严重威胁。

3.5 安全管理方面危险、有害因素分析

3.5.1 人的不安全行为

在人、物和环境产生的不安全因素中，人的因素是最重要的。大量的统计数字表明，在 70~75% 的事故中，人为过失是一个决定因素。

人的不安全因素主要表现在思想意识方面、技术方面和心理或生理方面。即意识不到“安全第一”在生产中的意义，违反操作规程和安全管理规章制度；技术上不熟练，缺乏处理事故的经验；过度疲劳或带病上岗、酒后上岗、情绪波动和逆反心理等等。同时，安全管理机构及制度是否健全，安全管理制度、操作规程是否执行到位，安全责任划分是否清晰也是该工程投运后影响安全的重要因素。在工程生产运行过程中，因物（物料、设备设施、仪器仪表、电气设施等）及环境因素的影响，存在火灾爆炸、物理爆炸、机械伤害、高处坠落、触电、中毒、噪声以及车辆伤害等潜在危险、有害因素，而触发这些潜在危险、危害事故的往往是人的错误行为。

鉴于该项目的火灾、爆炸危险性较大，因此必须对上岗职工进行危险化学品、安全技术和消防知识教育，经考试合格后方可上岗。针对职工群体的特点，对转岗职工进行新工艺、新技术等方面的岗前培训考核；对新职工进行全面地教育培训、考核；对临时用工，进行安全教育和危险化学品、安全技术、消防知识的培训考核。特种作业人员必须按规定参加有关管理部门规定的培训，取得上岗规定的资格，持证上岗。

3.5.2 物的不安全状态

1、设备、设施、工具、附件有缺陷

(1) 设计不当，结构不安全：通道门遮挡视线、制动装置有缺陷；安全

间距不够；防护网有欠缺；设备有锋利的毛刺、毛边；设施上有锋利倒角。

(2) 强度不够：机械强度不够；绝缘强度不够；起吊重物的绳索不合安全要求。

(3) 设备在非正常状态下运转：设备带“病”运转；超负荷运。

(4) 维修、调整不良：设备失修；地面不平；保养不当设备失灵、腐蚀。

2、防护、保险、信号等装置缺乏或有缺陷

(1) 无防护：无防护罩；无安全装置；无警报装置；无安全标志；无护栏或护栏损坏；（电气）未接地；绝缘不良；局部通风机无消音系统、噪声大；危房内作业。

(2) 防护不当：防护罩未在适当位置；防护装置调整不当；防爆装置选择不当；与危险作业的安全距离不够；电气装置带电部分裸露。

3、个人防护用品用具缺少或有缺陷（防护服、手套、护目镜及面罩、呼吸器官护具、听力护具、安全带、安全帽、劳保鞋等）。

(1) 个人防护用品、用具不符合安全要求

(2) 所用防护用品、用具不符合安全要求

4、电伤害、噪声、振动伤害、高温物质、毒物等

(1) 指人员易触及的裸露带电部位对人体造成的伤害。

(2) 指机械性噪声、电磁性噪声、流体动力性等噪声。

(3) 指机械性振动、电磁性振动、流体动力性等振动对接触人体造成的伤害。

(4) 高温液体、气体、固体对人员造成的伤害。如人员接触高温蒸汽、高温气体、高温设备等造成的伤害。

3.5.3 管理因素

1、安全管理组织机构不健全

建设单位应根据建设项目安全生产管理具体情况，依照国家法律法规的要求设置安全生产管理专职组织机构，并应配置足够人数的具有资质的安全管理人员和兼职安全管理人员，以保证建设项目安全管理的日常具体工作顺利开展。

2、安全生产责任制未落实

如果建设单位未根据建设单位及建设项目具体情况建立健全企业包括主要负责人、安全管理人员以及其他各级人员安全生产责任制，建立健全包括安全管理机构以及各职能部门、岗位的安全生产责任制，则容易发生违章指挥、违章操作、监督失误危险和有害因素，引发各种事故。

3、安全管理规章制度不完善

(1) 建设单位应严格依照国家法律法规要求，建立健全建设项目安全设施“三同时”的管理制度，并认真落实，否则难以保证建设项目运行后的安全生产正常运行。

(2) 建设单位应根据建设项目的生产工艺条件和安全管理需要，编制与建设项目相关各岗位的工艺操作规程和各岗位的安全作业规程，说明各岗位存在的危险和有害因素、可能发生的危险化学品事故、工艺条件异常或发生事故的应急处理措施，如果未制定各岗位安全作业规程或不完善，则会因指挥失误、操作失误而引发各类事故的发生。

(3) 国家法律法规明确规定企业应制定各类事故应急救援预案、特种设备事故应急救援预案、重大危险源应急救援预案以及各重要岗位的事故现场

处置预案。如果未制定或未按国家有关规定、标准编制并定期演练，则各类事故将得不到有效控制和消除，从而引发或扩大各类事故的伤害后果。

(4) 如果建设单位未建立完善本单位的安全教育培训管理制度，未明确规定从业人员上岗前必须经过公司三级安全教育培训合格后方可上岗作业，未认真执行国家有关特种设备作业人员和特种作业人员必须经过主管机关培训、考核合格后持证上岗的规定，作业人员不具备相应的安全作业知识，则会引发各种事故的发生。

(5) 建设单位若没有建立健全事故隐患整改管理制度，各作业场所存在的不同程度的事故隐患就会得不到及时处理，可能会引发重大伤亡事故。

4、安全生产投入不足

《中华人民共和国安全生产法》、《宁夏回族自治区安全生产条例》等法律法规要求，建设项目应将安全投入纳入投资概算并实施；生产经营单位应当按照国家和自治区的有关规定提取安全生产费用，专户储存。如果安全投入不足，则会导致建设项目安全条件得不到充分保证，会发生各种重大伤亡事故。

3.6 重大危险源辨识

3.6.1 辨识依据

根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018），危险化学品重大危险源是指长期地或临时地生产、储存、使用和经营危险化学品，且危险化学品的数量等于或超过临界量的单元。单元是指涉及危险化学品的生产、储存装置、设施或场所，分为生产单元和储存单元。

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，以切断阀作为分割界线划分为独立单元。

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）为界限划分为独立单元。

（1）生产单元、储存单元内存在的危险化学品为单一品种时，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，则定为重大危险源。

（2）生产单元、储存单元内存在的危险化学品为多品种时，则按以下公式计算，若满足此公式，则定为危险化学品重大危险源：

$$S=q_1/Q_1+q_2/Q_2+\dots+q_n/Q_n\geq 1$$

式中，S----辨识指标；

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——与每种危险化学品相对应的临界量，单位为吨。

3.6.2 重大危险源辨识过程

依据以上标准辨识，本工程列入重大危险源辨识范围的项目主要为集输的天然气。依据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018），天然气的临界量为 50t，该工程不涉及天然气的储存，脱水过程留存在站内的天然气远小于重大危险源临界量。因此该工程仅对输送管线中的天然气进行辨识，辨识过程见下表：

表 3.6-1 输送管线重大危险源辨识过程

序号	存在部位	管线规格	最大储存量 (q) /t	临界量 (Q) /t	S
1	李庄 9-集气站	4900m, $\phi 219.1\text{mm}$, 管线 设计压力: 4.0Mpa	4.8	50	$0.096 < 1$

2	李庄 10-集气站	1700m, $\phi 219.1\text{mm}$, 管线 设计压力: 4.0Mpa	1.67	50	$0.0334 < 1$
3	李庄 8-集气站	11200m, $\phi 273\text{mm}$, 管线 设计压力: 4.0Mpa	17.1	50	$0.342 < 1$
4	李庄 201-集气站	250m, $\phi 168.3\text{mm}$, 管线 设计压力: 4.0Mpa	0.14	50	$0.0028 < 1$

注:

$$\text{根据 } PV = nRT = \frac{m}{M} RT \Rightarrow$$

$$(1) \text{ 李庄 9-集气站 } m = \frac{PVM}{RT} = \frac{4 \times 10^6 \times 4900 \times 0.11^2 \times \pi \times 16}{8.3 \times (273 + 25)} \approx 4.8t$$

$$(2) \text{ 李庄 10-集气站 } m = \frac{PVM}{RT} = \frac{4 \times 10^6 \times 1700 \times 0.11^2 \times \pi \times 16}{8.3 \times (273 + 25)} \approx 1.6t$$

$$(3) \text{ 李庄 8-集气站 } m = \frac{PVM}{RT} = \frac{4 \times 10^6 \times 11200 \times 0.13^2 \times \pi \times 16}{8.3 \times (273 + 25)} \approx 17.1t$$

$$(4) \text{ 李庄 201-集气站 } m = \frac{PVM}{RT} = \frac{4 \times 10^6 \times 250 \times 0.184^2 \times \pi \times 16}{8.3 \times (273 + 25)} \approx 0.14t$$

3.6.3 重大危险源辨识结果

依据《危险化学品重大危险源辨识》(GB 18218-2018)进行辨识,环庆采油厂宁庆天然气 2022 年产能建设地面工程不构成危险化学品重大危险源。

3.7 事故案例及事故原因分析

3.7.1 火灾事故

二、事情经过

某公司某工程鄂尔多斯项目部一施工班组,在 6#集气站放空系统改造过程中,在站外进行新建储液罐补气管线预制施工,施工人员在离 6#集气站院墙约 80 米外距放空立管 15 米左右处,刁某与焊工胡某在坑边进行监护,电

焊工曹某下到坑内开始正常施工作业，15 点 30 分左右，操作坑内冒起一股大火，正在坑内进行施工的曹某浑身着火后随即从预留跑道冲出操作坑，就地滚动以扑灭身上的火，担任现场监理工作的刁某等人迅速用灭火器以及沙土对其进行扑救，一分钟后曹某身上的火被扑灭。事故造成曹某脸部为深二度烧伤，身体其余部位也有不同程度烧伤。

二、原因分析

- 1、集气站工作人员擅自放空油液，是造成本次火灾事故的直接原因。
- 2、施工单位施工人员对周边环境危害分析、识别不够充分，没有采取有效的防范措施，是造成事故的间接原因。

三、启示

施工前应做好与甲方的沟通协调工作，并对甲方工作人员、施工人员进行安全交底，对可能造成施工人员伤害的因素要进行充分识别，并对甲方人员给予必要的提醒和警示，必要时派专人看护。

3.7.2 物体打击事故

2005 年 9 月 4 日 15 时左右，某油田建设集团工程公司第七工程处在采油七厂天然气系统改造工程敖联段天然气管线加深工程施工时，发生一起物体打击事故，造成 1 人死亡，经济损失 27 万元。

一、事故经过

该油田建设集团工程公司第七工程处位于大庆油田采油七厂，成立于 1978 年，主要从事油田计量间、联合站的管道建设，年完成施工产值 6000 万元左右。原为第七采油厂工程大队，2003 年 4 月划归该局油田工程建设公司，现更名为建设集团工程公司。

2005 年 9 月 4 日，工程公司第七工程处第三项目部负责采油七厂天然气系统改造工程敖-联段（肇源县大兴乡连结村敖-联北侧 350 米处）天然气管线加深工程施工，该段管线为东西走向，长度 480 米，管线利旧。第三项目部书记兼副经理侯某负责现场指挥，施工分两组进行。第一组由一、二两个班赵某等 6 人负责已下沟管线两端的组对连头作业；第二组白汤某、游某二人负责指挥操作手从某驾驶 PC200 型小松挖沟机将旧管线挖出，下入新管内。施工现场有两条利旧管线（ $\phi 114 \times 4.5$ 干气管线和 $\phi 159 \times 6$ 湿气管线）， $\phi 114 \times 4.5$ 干气管线已从原沟内取出，放入新管沟，东端连头处已焊接完毕。电焊工王某（男，32 岁）正在管线转弯处内侧焊接 $\phi 159 \times 6$ 湿气管线弯头处的一道焊口。

由于 $\phi 114 \times 4.5$ 干气管线是旧管线，下入新管沟后局部（距管线转弯处组对现场 400 米）隆起达不到设计埋深要求，需要进行调直处理。于是汤某、游某用管带绑住管线西端，指挥挖沟机把管线抻直。15 时左右，由于被抻的管线由东向西移动，把站在管线转弯处进行组对焊接的电焊工王某挤到西侧沟壁上。造成胸部挤压，当场死亡。

二、事故原因

（一）直接原因

汤某、游某在未对现场起重作业条件是否符合规定要求进行检查确认的情况下，冒险违章作业是本次事故发生的直接原因。

（二）间接原因

现场生产指挥人员生产组织不合理，作业人员安全意识淡薄，安全管理存在疏漏，未能预见施工作业过程中存在的重大事故隐患。

（三）管理原因

- 1、人员的岗位不固定，流动性大，作业点多不利于监督和管理。
- 2、现场人员安全素质参差不齐，个别人员误操作及作业的随意性较大，自我约束和自防自救能力不足。
- 3、管理层（含班组长）安全管理责任意识不到位，对于常见施工作业的风险分析不细致，缺乏操作性和指导性。
- 4、安全教育不到位，效果不明显，致使生产管理和操作人员安全意识淡薄，对安全操作规程和安全管理技术的掌握上存在盲点。

三、事故教训及防范措施

（一）安全管理责任意识不到位，措施不落实。

要认真吸取亡人事故血的教训，加强对施工现场的安全生产管理，把安全工作摆在各项工作的首位，牢固树立安全第一的思想，认真落实各项安全生产责任制，给一线班组长发放安全责任清单，同时加大对班组长安全管理责任的追究，提高班组长的安全责任意识。从组织、管理及制度上采取有力措施，坚决遏止类似事故的再次发生。

（二）施工现场安全监管不到位。

要立即把处理通报传达到每位职工。认真组织讨论，举一反三，进行一次全面的安全生产检查，针对本单位的实际情况，查找安全管理的薄弱环节，制定有针对性的预防、整改措施，并认真抓好落实。加强对基层施工作业班组的安全监督管理，侧重对施工现场和高风险作业的监管。

（三）现场生产指挥人员能力不足，风险分析不足，未能预见重大安全隐患。

要加强现场指挥人员及班组长的安全教育培训，提高管理层的风险识别、

分析及控制的能力。班组长在班前安全讲话中对当天的施工作业风险必须具体到每一个作业环节，使班组长真正担负起班组安全管理责任，消除安全管理的死角盲区。

（四）员工安全意识淡薄，“三违”行为没有得到有效控制。

要定期组织开展全员的安全生产教育，讲案例、讲常识、讲现场违章情况，强化安全意识，使职工头脑中真正绷紧安全弦，提高职工风险识别和自救能力，确保安全生产警钟长鸣，为公司生产经营活动创造一个和谐的安全环境。

3.7.3 天然气管道爆炸着火事故

2006 年 1 月 20 日 12 时 17 分，某油气田分公司输气管理处仁寿运销部富加输气站发生天然气管道爆炸着火事故，造成 10 人死亡、3 人重伤、47 人轻伤。

一、富加站基本情况

富加站位于四川省眉山市仁寿县富加镇马鞍村 4 组，是集过滤分离、调压、计量、配气等为一体的综合性输气站场。输气管理处两条干线威青线和威成线通过富加站，设计日输气量 $950 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计压力 4.0MPa，其中威青线（管线直径 $\phi 720 \text{mm}$ ）建成投产于 1976 年，威成线（管线直径 $\phi 630 \text{mm}$ ）建成投产于 1967 年。事故前威青线的日输气量为 $50 \times 10^4 \text{m}^3$ ，运行压力为 15~25MPa。事故发生时，该管段的日输气量为 $26 \times 10^4 \text{m}^3$ 、压力 1.07Mpa，气流方向为文宫至汪洋。

威青、威成线建成投产 30 多年来，由于城乡经济建设发展，该地区已由一、二类地区上升为三、四类地区，管道两侧 5 米范围内形成了大量违章建

筑物等安全隐患。2005 年该油气田分公司组织实施威成线三、四类地区（钢铁-汪洋段）安全隐患整改和威青、威成线场站适应性大修改造。工程由某工程公司设计、某输气分公司承建、某监理公司负责监理。于 2005 年 9 月 1 日正式动工，原计划 12 月 15 日主体工程结束。因从意大利进口的球阀推迟到货（原计划 2005 年 11 月 30 日到货，实际到货时间为 2006 年 1 月 10 日）变更计划为 2006 年 1 月 19 日进行威青线的碰口作业。

二、事故经过

1 月 19 日 7 时 30 分，开始施工，18 时 30 分施工完毕；

1 月 20 日 8 时 30 分，组织从富加至文官方向置换空气；

1 月 20 日 10 时 30 分，完成置换空气作业，开始缓慢升压；

1 月 20 日 10 时 40 分、11 时 40 分，作业人员两次巡检无异常。压力缓慢升至 1.07MPa，恢复正常流程。

12 时 17 分，富加站至文官站方向距工艺装置区约 60 米处，因 $\phi 720$ 输气管线泄漏的天然气携带硫化亚铁粉末从裂缝中喷射出来遇空气氧化自燃，引发泄漏天然气管外爆炸（第一次爆炸），因第一次爆炸后的猛烈燃烧，使管内天然气产生相对负压，造成部分高热空气迅速回流管内与天然气混合，引发第二次爆炸。当班工人立即向输气处调度室报告了事故情况，同时向富加镇政府和派出所报告；12 时 20 分左右，富加站至汪洋站段方向距工艺装置区约 63 米处，又发生了与第二次爆炸机理相同的第三次爆炸。当第一次爆炸发生后，富加集输站值班宿舍内的员工和家属，在逃生过程中恰遇第三爆炸点爆炸，导致多人伤亡。

输气管理处在接到报告后，输气调度室立即通知文官、汪洋两站紧急关

断干线截断球阀并进行放空。13 时 11 分，文宫站至汪洋站段放空完毕。13 时 30 分，事故现场大火扑灭。17 时 40 分，临近建构筑物余火被扑灭。

此次事故共造成 10 人死亡、3 人重伤，损坏房屋 21 户计 3040 平方米，输气管道爆炸段长 69.05 米，直接经济损失 995 万元。

三、事故原因

事故调查组通过现场勘察、询问有关当事人及查阅大量资料，并按照国家、石油行业有关技术规范和标准，经过反复核实、研究、分析，认为富加站输气站天然气管道“1.20”特大爆炸事故的原因是：

（一）直接原因

φ720 管材螺旋焊缝存在缺陷，在一定内压作用下管道出现裂纹，导致天然气大量泄漏。泄漏点上方刚好有一颗白杨树（树干直径 400 毫米，约高 17 米，主根部径向展开直径 1.8 米左右），由于根系发育使土质变得较为疏松，泄漏的天然气在根系发育的树兜下聚集，加之泄漏的天然气携带硫化亚铁粉末从裂缝中喷射出来遇空气氧化自燃，引发泄漏天然气爆炸（系管外爆炸），同时造成管道断裂。因第一次爆炸后的猛烈燃烧，使管内天然气产生相对负压，造成部分高热空气迅速回流管内与天然气混合，引发第二次爆炸，约 3 分钟后引发第三次爆炸（爆炸机理与第二次爆炸相同）。

（二）间接原因

管道运行时间长，管材疲劳受损。威远-青白江输气管线（威青线）建于 1975 年，1976 年投产，由于管材生产和抬运布管时产生的缺陷以及当时检测技术手段落后等条件的限制，导致管线先天存在较大缺陷。加之该管道已建成投运 30 年，运行时间较长，且 90 年代流向调配、管输压力频繁变化，

导致管道局部产生金属疲劳。

2、管道建设时期，防腐工艺落后。因为当时防腐绝缘材料及防腐绝缘手段、施工工艺的限制，管道未能得到有效保护，管道外层腐蚀严重。

3、管道内壁也受到腐蚀。该管道投产以来，曾在相当长时期内输送低含硫湿气，管线处于较强内腐蚀环境，导致管内发生腐蚀，伴有硫化亚铁粉末产生。

4、第一爆点上方白杨树根系发育使土质变得较为疏松，为天然气泄漏并在管外聚集爆炸提供了条件。同时管道附近还有其他根深植物。

5、富加输气站场及进、出管道两侧存在较多建构筑物，且场站周围建构筑物过密，以致逃生通道狭窄，人员不能及时安全撤离。

6、员工、家属和附近居民在逃生过程中偶遇第三爆炸点爆炸。

7、油气田分公司对基层单位的安全管理工作存在不足，特别是输气管理处对役龄较长的输气管线存在的安全隐患重视不够，管道巡查保护不力，对仁寿富加输气站周围建筑密集的问题未能及时发现并予以整改。

8、仁寿县人民政府没有充分认识到天然气管线周围民用建构筑物过多已经对管线的安全运行造成隐患，对小集镇规划、建设审批的指导和督促检查不力，仁寿县规划和建设局对小城镇建设管理工作重视不够，对有关规划和建设项目的审批把关不严，致使富加输气站周边民用建构筑物过多。

（三）管理原因

中油集团公司事故分析会经过认真分析认为，除报告分析的事故原因外，也暴露出管理上存在问题：

1、本次威青线大修工程投产方案采用天然气直接置换空气方式，严重违

反了《天然气管道运行管理规范》（SY/T5922-2004）标准的规定，并且没有按规定在置换结束后对排放口排出气体进行检测。

2、施工组织方案不落实。虽然按照威青线施工组织方案成立了由输气管理处及运销部两级领导和技术人员组成的现场领导组、技术组、保镖组、后勤保障组等组织，但是在投产作业过程中，没有到现场对工程技术质量和安全环保检查把关。

3、西南油气田修建富加站值班宿舍时，未严格执行《石油天然气管道保护条例》及有关规范的规定，在管线、场站的安全距离内建房，并将场站逃生通道选择在管道上方。而且，违反有关规定允许员工家属住进场站值班宿舍。

4、管道巡护责任不落实，管理人员对巡线工执行管道巡护操作规程的情况监督检查不力，致使管道上方和管道附近深根植物长期存在，没有及时处置。

七、防范措施

（一）以提高执行力为重点，切实加强领导班子和干部队伍建设。

努力提高干部队伍的综合素质，加强能力建设，下大力气解决好该作为而不作为的问题，解决好不该作为而乱作为的问题；强化责任意识，建立责任体系和责任追究体系，大力加强干部队伍作风建设，大力倡导求真务实、埋头苦干，力戒心浮气躁，努力提高执行力。

（二）以强“三基”为重点，切实加强基层建设和员工队伍建设。

要针对目前基层建设工作中存在的薄弱环节，采取有力措施切实加强。对操作员工要抓好以增强责任心、提高执行力和操作技能为主要内容的基层

队伍建设。要抓好专业培训基地的建设，进一步提高一线操作员工的专业知识和业务技能。要充分发挥思想政治工作的优势，不断创新方式方法，既坚持正面教育为主，又注意发挥纪律、制度的约束作用，推进基层建设上新水平。

（三）严格执行管道运行管理的标准规范。

在天然气管道运行管理方面，要把推荐性行业标准 SY/T5922《天然气管道运行管理规范》当作强制性标准来执行，对所有停气碰头置换作业实行标准化和格式化管理，无论管径大小的置换作业必须使用氮气置换。加快基地建设步伐，对达不到安全要求的房屋、值班室及逃生通道进行全面排查，并组织认真整改。

（四）举一反三，查找问题，堵塞漏洞，严格隐患整改。

1、认真组织开展地面集输系统全面评估工作。从本质安全、隐患和违章占压、适应能力、操作规程和制度、安全风险评估等五个方面，对从气井井口至天然气销售门站的整个地面集输工程系统进行全面清理、分析和评估。对通过智能清管检测和常规检测中发现的本质安全隐患以及 4646 处现存管道违章占压隐患，按照“3 年完成安全隐患整改”的要求完成管网安全隐患整改项目规划，并统一纳入管网调整改造规划，确保管线的本质安全运行。

2、积极推广以在役集输管线的检测与评价技术为代表的新技术，提高决策的科学性。2006 年，除继续对天然气管线进行常规检测外，还应不断引入和采用管线智能检测技术、国外管道安全评估技术、场站及进出站工艺管线检测等技术，摸清管线及场站设施现状，指导管线运行与维修。

3、加强管线测绘，推进管线保护工作。要对现有集输气管线两侧各 100

米范围内的地形、地貌、建构筑物等进行测绘，摸清管线沿线现状，将管线及沿线两侧 100 米范围内的重要信息植入数据管理系统。同时，为地方规划提供以当地坐标系为基准的管道走向图纸，供地方规划、建设时考虑，以推进管道保护工作。

3.7.4 中毒和窒息事故

2003 年 12 月 23 日 21 时 57 分，位于重庆市开县高桥镇的由中国石油天然气集团公司（以下简称中石油集团）四川石油管理局川东钻探公司钻井二公司川钻 12 队承钻的中国石油天然气股份有限公司（以下简称中石油股份）西南油气田分公司川东北气矿罗家 16H 井发生井喷事故，造成 243 人死亡（职工 2 人，当地群众 241 人），直接经济损失 9262.71 万元。

二、事故经过

1、事故发生经过

2003 年 12 月 23 日 2 时 52 分，罗家 16H 井钻至井深 4049.68m 时，因为需要更换钻具经过 35 分钟的泥浆循环后开始起钻。当日 12 时，起钻至井深 1948.84m。此时因顶驱滑轨偏移，致使挂卡困难，于是停止起钻，开始检修顶驱。16 时 20 分检修顶驱完毕，继续起钻 21 时 55 分，起钻至井深 209.31m。录井员发现录井仪显示泥浆密度、电导、出口温度、烃类组分出现异常，泥浆总体积上涨，溢流 1.1m³ 录井员随即向司钻报告发生了井涌。

司钻接到报告后，立即发出井喷警报，并停止起钻，下放钻具准备抢接顶驱关旋塞。21 时 57 分，当钻具下放十余米时，大量泥浆强烈喷出井外，将转盘的两块大方瓦冲飞，致使钻具因无支撑点而无法对接，故停止下放钻具，抢接顶驱关旋塞未成功。21 时 59 分，采取关球形和半闭防喷器的措施，但喷

势未减，突然一声闷响顶驱下部起火。作业人员使灭火器灭火，但由于粉末喷不到着火部位而失败。随后关闭防喷器，将钻杆压扁，从挤扁的钻杆内喷出的泥浆将顶驱火熄灭。此后，作业人员试图上提顶驱拉断钻杆，也未成功。于是开通反循环压井通道，启动泥浆泵，向井筒环空内泵注重泥浆。由于没有关闭与井筒环空连接的放喷管线阀门，重泥浆由放喷管线喷出，井喷仍在继续。22 时 04 分左右，井喷完全失控，井场硫化氢气味很浓。

22 时 30 分左右，井队人员开始撤离现场，疏散井场周边群众，随后向“110”“120”“119”报警，并向当地政府通报情况。23 时 20 分左右，钻井队派人返回井场，关闭了泥浆泵、柴油机、发电机，随后全部撤离井场，并设立了警戒线。

三、事故原因分析

1、造成事故的直接原因

(1) 井喷的直接原因如下：

- 1) 起钻前，泥浆循环时间严重不足。
- 2) 在起钻过程中，没有按规定灌注泥浆，且在长时间检修顶驱后，没有下钻充分循环，排出气侵泥浆，就直接起钻。
- 3) 未能及时发现溢流征兆。

(2) 井喷失控的直接原因。在钻柱中没有安装回压阀，致使起钻发生井喷时钻杆内无法控制，使井喷演变为井喷失控。

(3) 事故扩大的直接原因。井喷失控后，未能及时采取放喷管线点火措施，以致大量含有高浓度硫化氢的天然气喷出扩散，导致人员伤亡扩大。

2、造成事故的间接原因

(1) 现场管理不严，违章指挥。有关技术人员违反钻井作业的相关规程和《罗家 16H 井钻井油气层现场办公要求》，在本趟钻具组合下放时，违章指挥卸掉回压阀，井队负责人和钻井工程监督发现后没有制止、纠正。没有安排专人观察泥浆灌入量和出口变化；录井工严重失职，没有及时发现灌注泥浆量不足的异常情况，且发现后没有通知钻井人员，也不向值班领导汇报。录井队负责人未按规定接班对连续起钻、未灌满泥浆的异常情况不掌握。

(2) 安全责任制不落实，监督检查不到位。四川石油管理局及其下属单位没有针对基层作业单位多且分散的特点建立有效的安全管理制度；没有依法在井队配备专职安全管理人员；没有及时向井队派出井控技术监督；对川钻 12 队落实井控责任制等规章制度情况监督检查不力。川东钻探公司没有将其与川东北气矿签订的《安全生产合同》下发钻井二公司、川钻 12 队贯彻落实。川东北气矿及其派驻罗家 16H 井的钻井工程监督人员未切实履行安全监督职责。

(3) 事故应急预案不完善，抢险措施不力。罗家 16H 井开钻前，四川石油管理局及其下属有关单位没有按照法律法规的要求，组织制订有效的包括罗家 16 井井场周围居民防硫化氢中毒措施的事故应急预案，井队未按规定进行防喷演习，也未对井场周边群众进行必要的安全知识宣传教育。事故发生后四川石油管理局没有及时报告中石油集团。有关单位负责人对硫化氢气体弥漫的危害性没有给予高度重视，抢险救灾指令不明确；未按规定安排专人在安全防护措施下监视井口喷势，未及时采取放喷管线点火措施。

(4) 设计不符合标准要求，审查把关不严。罗家 16H 井钻井地质设计没有按照《含硫油气安全钻井法》《钻井井控技术规程》等有关行业标准的规

定，在设计书上标明井场周围 2km 以内的居民住宅、学校、厂矿等；有关人员在审查、批准钻井地质设计时把关不严。

(5) 安全教育不到位，职工安全意识淡薄。有关单位对职工安全培训工作抓得不实、要求不严，井队职工操作技能差技术素质低一些干部职工对井控工作不重视，存在严重的麻痹和侥幸心理，对于高含硫高产天然气水平井存在的风险及可能出现的严重情况，思想认识不足，没有采取有针对性的防范措施。

此外，事故发生在夜晚群众居住分散，交通通信条件差，当地为山区低洼地势，空气流通不畅，也是导致大量人员伤亡的客观因素。

四、事故教训与防范措施

中石油川东钻探公司“12·23”井喷特大事故暴露了中石油集团及其下属单位在安全生产方面存在的深层次问题，教训十分深刻。为吸取事故教训，防止类似事故的再次发生，现对中石油集团提出以下防范措施建议：

1、各级领导要深刻吸取这次事故的教训。认真贯彻落实《安全生产法》等有关法律法规和《国务院关于进一步加强安全生产工作的决定》、中央领导同志关于安全生产工作的一系列重要指示，坚持“安全第一、预防为主”的方针，树立“以人为本”的理念，从实践“三个代表”重要思想的高度，提高对安全生产工作重要性的认识始终把保护人民群众的安全放在第一位，正确处理安全与生产、安全与效益的关系保证安全生产投入真正做到“不安全不生产，生产必须安全”

2、加强安全管理和监督检查，全面落实安全生产责任制。在企业改组改制过程中，要依法强化各级安全管理机构配备安全管理人员，全面推行安全

工作目标管理，完善企业安全生产责任制，明确岗位职责，尤其是领导岗位和重点作业岗位的职责；针对石油天然气生产作业点多、战线长，钻井作业涉及多个单位的特点，要采取切实可行的措施，加强基层作业单位的安全管理以及作业单位之间的协调；加强对石油天然气开采要害部位、关键环节、重大危险源的安全监控和检查，从技术上、管理上采取防范措施，消除事故隐患；积极推广安全标准化，规范施工作业程序，严格按照有关安全技术规程和标准组织生产作业，真正把 HSE 管理体系落到实处，加强职工防硫化氢技术和井控技术培训，提高全员安全意识和素质。

3、建立健全生产安全应急救援体系，搞好应急演练。要针对企业生产的危害因素，认真做好各级各类突发事故应急预案的起草、审查和修订工作，配备应急救援人员和相关设备、器材，广泛开展安全知识宣传教育，做好事故应急演练，充分考虑突发事件对周边群众可能造成的影响，并将可能造成的危害及防范常识告知周边群众，切实做好与地方政府应急救援体系的衔接和联动工作。

4、加强科技攻关，提高安全技术水平。对一些石油天然气开采安全的关键技术问题，如高含硫大产量水平井钻井井控工艺、气井溢流和井嘴预警技术等，加强研究，开展科研攻关，提高防范事故的能力对于在条件特殊、工艺不成熟情况下的施工作业，必须采取可靠的安全防范措施。

5、不断完善规章制度，修订有关安全标准。应当对有关规章制度、技术标准进行一次全面的审查和清理，就高含硫高压天然气钻井中的钻井液密度附加值、井口防喷装置安装剪切闸板、钻具上安装回压阀、录井房与钻台之间的通信事故应急救援预案、油气井与周围居民住宅及其他建筑物的安全距

离、放喷点火条件与决策机制等问题进行论证，及时修订和完善不适应新形势的规章制度和标准规范。

此件按照应急管理部1号令要求仅
限于网上公开使用，挪作他用一律无效

第四章 评价单元的划分及评价方法的选择

4.1 评价单元的划分

4.1.1 评价单元的划分原则

作为评价对象的建设项目、装置一般是由相对独立、相互联系的若干部分（子系统、单元）组成，各部分的功能、含有的物质、存在的危险因素和有害因素、危险性和危害性及安全卫生指标均不尽相同。以整个系统作为评价对象实施评价时，一般按一定原则将评价对象分成若干有限、确定的单元，分别运用不同的评价方法进行评价，再综合对整个系统评价。

因此，单元就是项目、装置的一个独立的组成部分。所谓独立部分，一是指布置上的相对独立性，即与装置的其它部分之间有一定的安全距离，或由防火墙、防火屏相隔开；二是指工艺上的不同性，即一个单元在一般情况下是一种工艺。

划分评价单元是为评价目标和评价方法服务的，要便于评价工作的进行，有利于提高评价工作的准确性。评价单元一般以生产工艺、工艺装置、物料的特点和特征与危险、有害因素的类别、分布有机结合进行划分，还可按评价的需要将一个评价单元再划分为若干个子单元或更细的单元。

常用的评价单元划分原则和方法：

1) 以危险、有害因素的类别为主划分

(1) 按工艺方案、总体布置和自然条件、社会环境对建设项目（系统）的影响等综合方面的危险、有害因素分析和评价，宜将整个建设项目（系统）作为一个评价单元；

(2) 将具有共性危险因素、有害因素的场所和装置划为一个单元。

2) 按装置和物质特征划分

- (1) 按装置工艺功能划分;
- (2) 按布置的相对独立性划分;
- (3) 按工艺条件划分;
- (4) 按贮存、处理危险物质的潜在化学能、毒性和危险物质的数量划分;

按事故损失程度或危险性划分;

- (5) 按事故损失程度或危险性划分。

4.1.2 评价单元划分

本次评价结合单元划分原则和该工程的特点,工程划分为如下 5 个单元:

- (1) 采气工程单元;
- (2) 集输站场单元;
- (3) 集输管道单元;
- (4) 公用工程及辅助设施单元;

4.2 评价方法的选择

选择安全检查表法 (SCL)、预先危险性分析法 (PHA)、事故树分析法 (FTA) 对采气工程、集输站场单元、集输管道单元、公用工程及辅助设施单元等 4 个评价单元进行定性、定量评价。各评价单元对应选择的评价方法见

表 4.2-1

表 4.2-1 评价方法选择表

序号	评价单元	安全检查表法 (SCL)	预先危险性分析 法	事故树分析法
1	采气工程单元	√	√	
2	集输站场单元	√	√	
3	集输管道单元	√	√	√
4	公用工程及 辅助设施单元	√	√	

4.3 评价方法的介绍

4.3.1 安全检查表法

安全检查表法简便灵活，最基础而又应用广泛，便于具体情况具体分析，对各单元的预评价中均运用了这一方法。主要由以下四部分内容组成：

1) 检查内容：针对该单元功能、工艺、设备等固有或潜在的主要危险有害因素，逐条列出检查的项目和国家有关安全方面的法律、法规、标准以及行业规定中对该项目的具体要求。

2) 检查依据：针对检查内容所依据的标准和规范。

3) 可研采取的安全措施：可研中针对检查项目和要求所采取的安全对策措施方案。

4) 检查结论和建议：针对可研提出的安全措施的实际情况，提出需强调重视或补充完善的防范对策措施和建议。

4.3.2 预先危险性分析法

预先危险性分析（简称 PHA）是在进行某项工程活动（包括设计、施工、生产、维修）之前，对系统存在的各种危险因素的类别、分布、出现条件和事故可能造成的后果进行宏观、概略分析的系统安全分析方法。分析步骤如下：

按危险有害因素导致的事故危险程度，将危险危害因素划分为四个危险等级，等级划分表见 4.3-1。

表 4.3-1 预先危险性分级

级别	危险程度	可能导致的后果
I	安全的	不会造成人员伤亡和系统损坏
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、系统损坏或降

		低系统性能，但应予排除或采取控制措施
III	危险的	会造成人员伤亡和系统损坏，要立即采取防范对策措施
IV	破坏性的	破坏性的，会造成灾难性事故，必须立即排除。

(1) 熟悉对象系统。尽可能确切了解对象系统的生产目的、工艺流程、生产设备、物料、操作条件、辅助设施、环境状况等资料；收集类似系统、设备和事故统计、分析资料，以弥补早期分析时对象系统资料有限的不足。

(2) 分析危险、有害因素和触发事件。

(3) 推测可能导致的事故类型和危险、危害程度。

(4) 确定危险有害因素后果的危险等级。按危险、有害因素导致的事故和危害的危险程度，将危险、有害因素划分为 4 个危险等级。

(5) 制定相应的安全措施。按危险、有害因素后果危险等级的轻重缓急采取相应的对策措施。

4.3.3 事故树分析法

事故树分析 (Fault Tree Analysis, 缩写 FTA)，是一种演绎的系统安全分析方法。它能对各种系统的危险性进行辨识和评价，既使用于定性分析，又能定量分析，具有应用范围广和简明、形象的特点，体现了以系统工程方法研究安全问题的系统性、准确性和预测性。因此，FTA 作为安全分析和预测事故的一种科学的和先进的方法，已得到公认和广泛采用。

这种方法先确定系统的危险或事故，作为事故树顶上事件，然后逐项分析导致发生顶上事件的各个事件要素以及它们之间的逻辑关系和因果关系。

1) 最小割集的概念

能够引起顶上事件发生的最低限度的基本事件的集合（通常把满足某些条件或具有某种共同性质的事物的全体称为集合，属于这个集合的每个事物

叫元素。)称为最小割集。

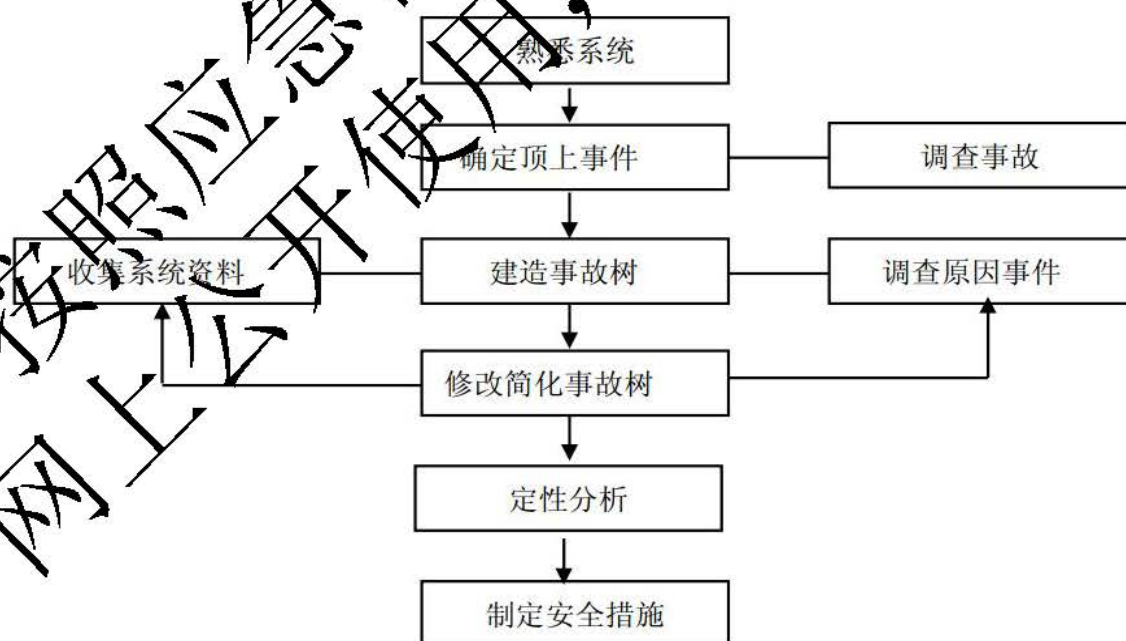
2) 最小径集的概念

径集是事故树中某些基本事件的集合,当这些基本事件都不发生时,顶上事件必然不发生。系统的径集代表了系统的正常模式,即:系统成功的一种可能性。最小径集就是不能导致顶上事件发生的最低限度的基本事件集合。即:在径集中除去一个基本事件就不再是径集了。

3) 结构重要度分析

结构重要度分析是分析基本事件对顶上事件影响的大小,为改进系统安全性提供重要信息的手段。事故树中各基本事件对顶上事件影响程度是不同的。从事故树结构上分析各基本事件的重要度(不考虑各基本事件的发生概率),或假定各基本事件发生概率相等的情况下,分析各基本事件的发生对顶上事件发生的影响程度,即结构重要度。

4) 事故树分析的基本程序



针对危险性分析得出的重大危险有害因素采用事故树的分析方法,确定发生事故的机理和重要的诱发因素,加以控制,防止重大事故的发生。

第五章 定性、定量评价

本评价对划分的 4 个评价单元及相应的子单元分别采用安全检查表法、预先危险性分析法、事故树分析法等 3 种定性、定量安全评价方法进行评价。

5.1 采气工程

采用安全检查表法及预先危险性分析法对采气井场单元的区域位置及总平面布置、井口装置进行分析评价。

5.1.1 安全检查表分析

表 5.1-1 采气井场区域位置及平面布置安全检查表

序号	检查内容	检查依据	可研采取的建议措施	检查结论及建议
1	油气井与周围建（构）筑物、设施的防火间距按表 4.0.7 的规定执行。	《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）第 4.0.7 条	根据可研与现场核查，本工程与周围建（构）筑物、设施的防火间距符合要求，防火间距符合性评价见表 2.3-1。	符合规范要求。按照可研执行。
2	井场总平面布置应便于修井作业。	《气田集输设计规范》（GB50349-2015）第 10.3.5 条	该工程井场总平面布置便于修井作业。	符合规范要求。按照可研执行。
3	井场应按无人值守设计。	《致气田集输设计规范》（SY/T7343-2016）第 6.2.1 条	该工程井场按照无人值守设计。	符合规范要求。按照可研执行。
4	井场流程及设施宜简化，可不设置放空设施。	《致气田集输设计规范》（SY/T7343-2016）第 6.2.2 条	该工程井场流程及设施简化，放空设施在集气站设置。	符合规范要求。按照可研执行。
5	井场流程宜预留新井接入。	《致气田集输设计规范》（SY/T7343-2016）第 6.2.3 条	该工程每个井场均预留一口井。	符合规范要求。按照可研执行。
6	井场宜设保护围栏。	《致气田集输设计规范》（SY/T7343-2016）第 6.2.4 条	该工程井场设置 2.2m 高的钢丝网护栏。	符合规范要求。按照可研执行。

7	井场设计应适合工程所在地的环境条件, 优先利用太阳、风力等天然资源。	《致气田集输设计规范》(SY/T7343-2016) 第 6.2.5 条	该工程井场仪表负荷采用独立离网光伏发电, 利用太阳能发电。	符合规范要求。按照可研执行。
8	油气井井口距高压线及其他永久性设施应不小于 75m; 距民宅应不少于 100m; 距铁路、高速公路不应小于 200m, 距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所应不小于 500m。	《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》(SY/T 5225-2019) 第 3.1.2 条	该工程气井井口距周边民宅均大于 100m, 周边 1km 无学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所。	符合规范要求。按照可研执行。
9	井场应设置危险区域图、逃生路线图、紧急集合点及两个以上的逃生出口, 并有明显标识。	《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》(SY/T 5225-2019) 第 3.1.6 条	可研中未提及	设计时应考虑。
10	油、气井的井场平面布置、防火间距及油、气井与周围建(构)筑物的防火间距, 按 GB 50183 的规定执行。油气井与周围建(构)筑物、设施的防火间距参照 GB 50183。	《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》(SY/T 5225-2019) 第 5.1.1 条	该工程井场平面布置与周围建(构)筑物的防火间距符合要求。	符合规范要求。按照可研执行。

5.1.2 预先危险性分析

井口装置预先危险性分析见表 5.1-2。

表 5.1-2 井口装置预先危险性分析表

评价单元	危险有害因素	形成事故原因	事故后果	危险等级
井口装置	火灾爆炸	井口装置制造、安装不当或焊接有缺陷, 发生开裂损坏, 或井口装置使用的阀门、垫圈、二通等附属件本体或焊缝、密封因缺陷损坏, 造成天然气大量泄漏, 遇明火或高热发生火灾爆炸事故。	人员伤亡, 设施损坏	III
	机械伤害	井场机械设备运转中失控, 防护罩缺损, 违章操作或误操作, 人员躲闪不及。	人员受伤	II
	中毒窒息	在井场作业过程中有毒气体聚集, 操作人员没有采取防护措施。	人员伤亡	II

5.1.3 单元评价结论

通过对采气井场的区域位置及总平面布置进行安全检查表分析可知, 有 1

项检查内容可研报告没有述及，本报告已补充相应的安全对策措施。通过对采气井井口装置进行预先危险性分析可知，存在火灾爆炸的危险等级为Ⅲ级；机械伤害和中毒窒息危险等级为Ⅱ级。因此在作业活动中应该引起重视，加强安全管理。着火的原因主要为：人员携带外来火种、吸烟等；设备缺陷或损坏；管理不到位等。所以应加强对采气井场禁烟禁火的管理，井场设置警示标志并设专人定期巡检。

5.2 集输站场

本评价采用安全检查表法和预先危险性分析法等安全评价方法对集输站场进行综合分析评价。

5.2.1 安全检查表分析

对集输站场的区域位置、平面布置及生产设施分别进行安全检查表评价，评价内容见表 5.2-1。

表 5.2-1 集输站场安全检查表

序号	检查内容和要求	检查依据	可研采取的建议措施	检查结论及建议
(一) 区域布置				
1	区域布置应根据石油天然气站场、相邻企业和设施的特点及火灾危险性，结合地形与风向等因素，合理布置。	《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）第 4.0.1 条	可研考虑了风向地形等因素。	符合规范要求。按照可研执行。
2	站址应根据已批准的气田开发总体规划、集输管道的走向、所在地的城镇规划、交通规划以及依托条件确定。	《气田集输设计规范》（GB50349-2015）第 10.1.1 条	该工程的站址符合上述条件。	符合规范要求。按照可研执行。
3	站址宜选择地势较平坦，地表构筑物少的地块。站址的面积应满足总体平面布置要求，实施滚动开发的气田，站址应便于扩建。	《气田集输设计规范》（GB50349-2015）第 10.1.3 条	该工程站址选择地势平坦，站址的面积满足总体平面布置要求，且便于后期扩建。	符合规范要求。按照可研执行。

4	站址宜位于城镇、居住区全年最小频率风向的上风侧，并不应位于窝风地段。	《气田集输设计规范》（GB50349-2015）第 10.1.7 条	该工程站址距离城镇较远，未处于窝风地段。	符合规范要求。按照可研执行。
5	各类站场选址应符合下列规定： 1、不宜选在发震断层和基本烈度高于 9 度的地震区。 2、不宜选在 IV 级自重湿陷性黄土、新近堆积黄土、III 级膨胀土等工程地址恶劣地区。 3、不应选在有泥石流、滑坡、流沙、溶洞等直接危害的地段。 4、不应选在一级水源保护区。 5、不应选在国家级自然保护区核心区。 6、不应选在对飞机起落、电台通信、电视转播、雷达导航、天文观察等设施有影响的地区。 7、不应选在重要军事设施的保护区。 8、不应选在历史文物、名胜古迹保护区。 9、不宜选在具有开采价值的矿藏区，不应选在采矿陷落（错动）区。 10、不应选在对站场环境、劳动安全卫生有威胁的区域，如有严重放射性物质或大量有害气体的地域，传染病有地方病流行区域；有爆破作业的危险区。 11、不应选在堤、坝决溃后可能淹没的地区。	《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T 0048-2016）第 4.0.5 条	该工程场站未设置在上述地区范围内。	符合规范要求，按照可研执行。
6	石油天然气站场与周围居住区、相邻厂矿企业、交通线等的防火间距，不应小于： 距离居住区、村镇、公共福利设施 30m； 距离 100 人以下的散居房屋 30m； 距离相邻工业企业 30m；其它公路 10m； 35kv 及以上独立变电所 30m； 架空电力线路和通讯线路 1.5 倍杆高。	《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）第 4.0.4 条	该工程站场防火间距符合要求。	符合规范要求，按照可研执行。
7	放空管宜位于石油天然气站场生产区最小频率风向的上风侧，且宜布置在站场外地势较高处。放空管与石油天然气站场的间距：放空量等于或小于 $1.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$ 时，不应小于 10m；放空量大于 $1.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$ 且等于或小于 $4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$ 时，不应小于 40m。	《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）第 4.0.8 条	该工程放空管按照上述要求布置。	符合规范要求，按照可研执行。
8	站场址应具有满足建设需要的工程地质条件和水文地质条件。	《石油天然气工程总图设计规范》	根据建设单位提供的资	符合规范要求，按

中国石油天然气股份有限公司玉门油田宁庆分公司
环庆采油厂宁庆天然气 2022 年产能建设地面工程安全预评价报告

		(SY/T0048-2016) 第 4.0.7 条	料, 该工程站场址满足上述要求。	可研执行。
9	站址与采石场、炸药库邻近时应符合现行国家标准《爆破安全规程》GB 6722 的规定。	《石油天然气工程总图设计规范》(SY/T0048-2016) 第 4.0.14 条	经现场勘察, 该工程站址周边无采石场和炸药库。	符合规范要求, 按可研执行。
(二) 总平面布置				
10	石油天然气站场总平面布置, 应根据其生产工艺特点、火灾危险性等级、功能要求, 结合地形、风向等条件, 经技术经济比较确定。	《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004) 第 5.1.1 条	该工程总平面布置按设计要求设计。	符合规范要求, 按照可研执行。
11	石油天然气站场内的绿化, 应符合下列规定: 1、生产区不应种植含油脂多的树木, 宜选择含水分较多的树种。 2、工艺装置区或甲、乙类油品储罐组与其周围的消防车道之间, 不应种植树木。 3、在油品储罐组内地面及土筑防火堤坡面可植生长高度不超过 0.15m、四季常绿的草皮。 4、液化石油气罐组防火堤或防护墙内严禁绿化。 5、站场内的绿化不应妨碍消防操作。	《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004) 第 5.1.8 条	可研中未提及。	设计时应考虑。
12	站场总平面布置应与工艺流程相适应, 生产区和辅助生产区应根据不同生产功能和特点分别相对集中布置。	《气田集输设计规范》(GB50349-2015) 第 10.3.3 条	该工程站场平面布置与工艺流程相适应。	符合规范要求。按照可研执行。
13	站场设置围墙(栏)时, 围墙(栏)应采用非燃烧材料建造, 高度不宜低于 2.2m。	《气田集输设计规范》(GB50349-2015) 第 10.3.10 条	该工程生产区和放空区周边设有 2.2m 高铁丝网围栏。	符合规范要求。按照可研执行。
14	设有围墙(栏)的站场应设置主大门、应急门, 应急门不宜与主大门处于同一侧围墙(栏)上, 应布置在通往站场外地势较高处和站场全年最小频率风向的下风侧。	《气田集输设计规范》(GB50349-2015) 第 10.3.11 条	该工程北侧和东侧围墙各设 2m 宽的逃生门, 主大门设置在南部。	符合规范要求。按照可研执行。
15	五级石油天然气站场总平面布置的防火间距, 不应小于 GB50183-2004 表 5.2.3 的规定。	《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 第 5.2.3 条	接转站及增压点的总平面布置按设计要求建设。	符合规范要求, 按照可研执行。

16	场区内雨水宜采用有组织排水。对于年降雨量小于 200mm 的干旱地区,可不设排水雨水系统。	《气田集输设计规范》(GB50349-2015)第 10.3.16 条	该工程雨水采用竖向坡度及道路纵坡排出。	符合规范要求,按照可研执行。
17	全站场的天然气放空管或火炬宜位于站区边缘,远离控制室、办公室和全站性重要设施,并应位于站场、城镇、相邻工业企业和居住区的全年最小频率风向的上风侧和地势较高处。其距离应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的规定。	《石油天然气工程总图设计规范》(SY/T0048-2016)第 5.1.11 条	该工程天然气放空管位于站区边缘,防护距离符合相关要求。	符合规范要求,按照可研执行。
18	站场的绿地率不宜小于 12%。	《石油天然气工程总图设计规范》(SY/T0048-2016)第 5.1.15 条	可研中未提及。	设计时应考虑。
19	站场宜采用标准化、模块化设计,模块在平面布置的基础上进行组合,并满足工艺要求。	《致密气田集输设计规范》SY/T 7343-2016 第 6.1.7 条	该工程站场按照上述要求设计。	符合规范要求,按照可研执行。
20	站场布局应符合下列规定: 1、在气田开发井网布置的基础上,结合地形及气田生产可依托条件统一规划布置各类站场,站场位置应符合集输工程总流程和产品流向的要求,并应方便生产管理。 2、应根据开发方案提供的井位及钻井安排,结合官网布置、气体流向、当地地理环境及地形条件,对布站位置进行方案必选,合理确定站场位置和数量。 3、应根据致密气田单井产量、产量下降快的特点,合理确定集气半径。地形平坦地区,集气半径不宜大于 8km,以水平井为主开发区域的集气半径不宜大于 10km。山区可适当减少。 4、天然气宜集中处理,各类站场宜联合建设。	《致密气田集输设计规范》SY/T 7343-2016 第 6.1.8 条	该工程站场按照上述要求布局。	符合规范要求,按照可研执行。
(三) 站场生产设施				
21	进出天然气站场的天然气管道应设截断阀,并应能在事故状况下易于接近且便于操作。三、四级站场的截断阀应有自动切断功能。当站场内有两套及两套以上天然气处理装置时,每套装置的天然气进出口管道均应设置截断阀。进站场天然气管道上的截断阀前应设泄压放空	《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 第 6.1.1 条	该工程进出站场的天然气管道设置有截断阀。	符合规范要求,按照可研执行。

	阀。			
22	站场内的电缆沟，应有防止可燃气体聚集及防止含可燃液体的污水进入沟内的措施。电缆沟通入变（配）电室、控制室的墙洞处，应填实、密封。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB50183-2004 第 6.1.14 条	可研中未提及。	设计时应考虑
23	放空管道必须保持通畅，并应符合下列要求： 1、高压、低压放空管宜分别设置，并应直接与火炬或放空总管连接； 2、不同排放压力的可燃气体放空管接入同一排放系统时，应确保不同压力的放空点能同时安全排放。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB50183-2004 第 6.8.6 条	可研中未提及。	设计时应考虑
24	可燃气体放空应符合下列要求： 1、可能存在点火源的区域内不应形成爆炸性气体混合物。 2、有害物质的浓度及排放量应符合有关污染物排放标准的 3、放空时形成的噪声应符合有关卫生标准。 4、连续排放的可燃气体排放筒顶或放空管口，应高出 20m 范围内的平台或建筑物顶 2.0m 以上。对位于 20m 以外的平台或建筑物顶，应满足图 6.8.8 的要求，并应高出所在地面 5m。 5、间歇排放的可燃气体排放筒顶或放空管口，应高出 10m 范围内的平台或建筑物顶 2.0m 以上。对位于 10m 以外的平台或建筑物顶，应满足图 6.8.8 的要求，并应高出所在地面 5m。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB50183-2004 第 6.8.8 条	该工程的放空管设计符合上述要求。	符合规范要求，按照可研执行。
25	集气站应具备集气、分离、增压、计量、清管、外输功能。	《致密气田集输设计规范》 SY/T 7343-2016 第 6.4.1 条	该工程集气站具备有上述功能。	符合规范要求，按照可研执行。
26	集气站宜按模块化设计，采用一体化集成装置。	《致密气田集输设计规范》 SY/T 7343-2016 第 6.4.2 条	该工程集气站采用一体化装置。	符合规范要求，按照可研执行。
27	根据生产性质和功能将集气站分成生产区、辅助生产区、站外截断区和放空火炬区，各区位置及功能应相对独立。	《致密气田集输设计规范》 SY/T 7343-2016 第 6.4.4 条	该工程将集气站分为生产区和放空区。	符合规范要求，按照可研执行。

28	集气站的生产过程控制宜采用可编程控制器 (PLC)	《致密气田集输设计规范》 SY/T 7343-2016 第 7.1.1 条	该工程集气站采用可编程控制器。	符合规范要求, 按照可研执行。
29	采用串接工艺的单井, 宜设置井口计量。	《致密气田集输设计规范》 SY/T 7343-2016 第 4.5.1 条	该工程采用井口计量方式。	符合规范要求, 按照可研执行。

5.2.2 预先危险性分析

该工程压缩机撬、清扫装置、氮气储罐等预先危险性分析情况见表 5.2-2。

表 5.2-2 压缩机撬、清扫装置、氮气储罐预先危险性分析表

序号	评价单元	危险因素	形成事故原因	事故后果	危险等级	安全措施
1	清扫装置	气体泄漏	收球筒的阀门、法兰等连接处泄漏。	人员伤害	II	1、清管前, 对场站收球筒的阀门进行内、外漏检查, 对阀门进行注脂保养, 对排污嘴、注脂嘴等部件进行验漏检查, 并对阀门法兰等连接部位验漏并进行紧固; 2、提前准备电动阀门手操器、注脂枪和密封脂等工器具, 作业时一旦发现阀门内漏, 应该第一时间查看阀门的限位, 先确保限位正确, 再将不同密封等级的密封脂注入阀门内。内漏比较严重的情况无法通过注脂补救, 就必须在阀门全关后将其排污嘴打开, 组织天然气进入筒内。此外, 应提前准备氮气, 天然气泄漏后先用氮气置换球筒内的天然气, 确保现场安全后再进入下一步操作。
		中毒和窒息	阀门、法兰等连接处泄漏 (腐蚀、超压、意外撞击、人为破坏、密封不严等原因)	设备损坏、人员伤害	III	1、指派专业技术人员按照技术规程打开盲板, 严禁不具有操作资质的人员私自操作; 2、检查收球筒的进出口, 确保进出口的阀门全部关死, 且阀门电动执行机构处于停止状态后再将盲板打开; 3、打开球筒时先将球筒放空, 确

						保筒内压力指数为零后将盲板安全销打开，第二次确认球筒压力指数为零后再使用专业仪器检测筒内的可燃气体浓度； 4、将盲板打开后打开收球筒放空阀，使灭火器保持弧状置于筒附近，并在筒周围布置消防管线，作业人员按作业要求站在盲板左侧，其他人员与盲板作业现场保持安全距离； 5、准备盲板密封圈，一旦密封圈损坏及时更换。
		火灾爆炸	天然气泄漏后未及时处理，遇点火源。	设备损坏、人员伤亡	III	作业区域内严禁烟火
		机械伤害	1、设备运转部分防护不当或未设防护装置造成人员伤亡； 2、由于设备运转部件断裂飞出，或设备爆裂产生的物体打击事故。	人员伤亡、财产损失	III	1、所有运转部件都要设置防护装置； 2、严格按照操作规程、检修规程操作，发现故障及时停车检查，发现缺陷及时修复和更换。
2	压缩机撬	火灾爆炸	1、因吸排气阀失效，密封不严造成气体泄漏，遇点火源引发火灾爆炸；或轴封处泄漏严重，引起着火；阀门处泄漏，照明接头处短路引起火灾爆炸； 2、出口放空管疲劳断裂；多级缸之间、气缸与机身之间连接螺栓疲劳断裂；机身高压缸损坏等导致可燃气体泄漏； 3、气缸润滑油选择不当、润滑油牌号不符、加油量过多、油质不佳；系统混入铁锈等杂质；过滤器污垢严重；循环冷却水水质差、中间冷却水效果不好、冷却水意外中断等导致温度压力过高，积碳自燃； 4、开车时未打开旁路阀和出口阀，压力升高超过材料强度极限而导致爆炸；设备运行过程中发现异常响声	人员伤亡、财产损失	III	1、保证气阀的密封性和灵活性，及时更换气阀和填料；保证连接件密封可靠，设置气体泄漏的检测装置； 2、减少压缩机管系振动，保证管材和焊口质量；保证设备配件、易损件的加工和安装质量；严格进行对机身、缸体、缸套的质量检查，对压缩机主要部件进行剩余寿命的诊断； 3、选用粘度适中、油性和粘附性较好的含油脂润滑油；注油量以维持正常的油面高度为准；经常检查安全阀的可靠性，采用仪表和自动报警装置，发现异常故障并采取安全措施； 4、熟悉操作规程，开停车、运转维护检查、负荷试车严格按照操作规程进行； 5、加强设备监造质量管理和设备配件质量检查，发现缺陷及时补救和更换易损件；加强电机维护保养，及时更换绝缘老化电机。

中国石油天然气股份有限公司玉门油田宁庆分公司
环庆采油厂宁庆天然气 2022 年产能建设地面工程安全预评价报告

			未及时停车检查,致使缸体内部件损坏,造成起火爆炸;压缩机负荷试车时没有采用低压氮气或吹扫不彻底,引起燃烧爆炸; 5、活塞杆质量差,尾杆冲击气缸,可燃气体大量喷出,引发爆炸;电机绝缘老化引起火灾,烧坏压缩机。			
		触电	1、电线绝缘老化,电机未接地使操作者触电; 2、电气设备制造不良或运行中出现故障使操作者触电伤亡; 3、作业人员违章、误操作造成触电事故。	人员伤亡、财产损失	III	1、经常安全检查,发现缺陷及时更换、维修; 2、严格加强电机质量检查,保持其线圈绝缘性能; 3、严格执行防水、防雨、防腐和防雷电措施; 4、严格按照操作规程进行操作。
3	氮气储罐	容器爆炸	压力表或安全阀失效导致储罐超压,从而发生爆炸事故。	人员伤亡、财产损失	III	1、储罐设置压力保护装置,一旦超压能自动断电; 2、定时检查安全阀是否有漏气、未达到开启压力却自动开启、阀芯回座迟缓等现象; 3、压力表、安全阀应定期进行检测。
		中毒和窒息	对储罐进行检查维修时,如罐内含氧量不足,人员冒然进入可能导致窒息事故。	人员伤亡	II	在进入罐内,应提前进行通风,并经过含氧检测合格后进入。
4	其他机械设备	触电	1、绝缘损坏或老化,发生漏电; 2、接地保护失效; 3、违章或误操作。	人员伤亡	III	1、选用合格的电气设备及产品; 2、定期检查,确保接地可靠; 3、电气作业人员持证上岗,遵章操作。
		机械伤害	1、无防护装置或失灵; 2、违章操作,检修时未可靠,设备意外启动; 3、人体与运转部件接触。	设备损坏、人员伤亡	III	1、机械设备的外露运转部件应加防护罩等防护装置,且防护装置应可靠; 2、设备检修应可靠地断电; 3、机械设备周围应留有足够的安全距离,以满足操作、通行、安全检修的需要; 4、设备操作、维修地点照明良好; 5、设备检修严格遵守安全操作规程。
		电机起	1、短路起火; 2、过载、电压不稳、缺相运行、润滑不良等导致过热	设备损坏、人员伤亡	III	1、电机的绝缘电阻应符合要求,连接处应牢固; 2、加强电动机的运行监视,发现

火	运行； 3、灰尘沉积，散热故障； 4、接触不良； 5、频繁启动。	伤亡	异常应立即采取相应的措施； 3、电动机周围不得堆放杂物，电动机及其启动装置与可燃物之间应保持适当距离； 4、电动机表面积粉应及时清理； 5、禁止频繁启动。
---	---	----	--

5.2.3 单元评价结论

1、安全检查表

该工程主要场站建设采用标准化场站平面布置，区域位置选择合理，周围没有重要的公共设施，远离居民区，总平面布置合理，选用的工艺过程为标准化工艺过程，采用密闭分离装置。该单元共检查 29 项内容，其中有 4 项可研中未述及，针对此 4 项内容评价报告提出了补充的安全对策措施。

2、预先危险性分析从压缩机、气体储罐、清管装置及其他机械设备的预先危险性分析可以看出，该工程场站的压缩机等设备发生火灾爆炸、物料爆炸、中毒和窒息、机械伤害的危险等级达到了 III 级，因此以上设备的防泄漏是控制事故发生的重要手段，同时加强场站的火源管理也十分重要。

5.3 集输管道

该工程的集输管道遍布各个井场和集气站之间，均为埋地敷设，集输管道的安全性对安全生产尤为重要，本评价采用安全检查表、预先危险性分析和事故树对该单元进行综合评价。

5.3.1 安全检查表评价

表 5.3-1 集输管道安全检查表

序号	检查内容	检查依据	检查情况	检查结论及建议
1	油气田内部集输管道宜埋地敷设。	《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）	该工程输气管道采用埋地敷设。	符合规范要求，按照可

		第 7.1.1 条		研执行。
2	埋地集输管道与其他地下管道、通信电缆、电力系统的各种接地装置等平行或交叉敷设时，其间距应符合国家现行标准《钢制管道及储罐敷设控制工程设计规范》SY0007 的有关规定。	《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）第 7.1.4 条	可研中未提及。	设计时应考虑
3	集气管道应设线路截断阀，线路截断阀的设置应按现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251 的有关规定执行。当输送含硫化氢天然气时，截断阀设置宜适当加密，符合油气集输设计国家现行标准的规定，截断阀应配置自动关闭装置。	《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）第 7.3.5 条	该工程管道设置有手动截断阀和自动截断阀	符合规范要求，按照研执行。
4	天然气集输管道应根据输送介质的腐蚀程度，增加管道计算壁厚的腐蚀余量。腐蚀余量取值应按油气集输设计国家现行标准的有关规定执行。	《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）第 7.3.4 条	该工程集输管道防腐按照要求执行。	符合规范要求，按照可研执行。
5	集输管道宜设清管设施。清管设施设计应按现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB50251 的有关规定执行。	《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）第 7.3.6 条	可研中未提及。	设计时应考虑
6	集输管道选线应符合下列规定： 1、宜取直，不得破坏沿线建、构筑物，少占耕地，并应满足工程安全、环境影响评价报告要求； 2、宜与其他气田生产管道、道路、供配电线路、通信线路组成走廊带； 3、埋设深度接近的管道宜同沟敷设； 4、管道之间、埋地管道与埋地电缆及架空供电线路平行敷设时，间距除应满足施工与维修要求外，还应符合现行国家标准《钢制管道外腐蚀控制规范》GB/T21447 的有关规定； 5、宜避开低洼积水地带、局部盐碱带及其他腐蚀性强的地带和工程地质不良地段。	《气田集输设计规范》（GB50349-2015）第 7.1.1	该工程集输管道按照上述要求进行设计。	符合规范要求，按照可研执行。
7	集输管道穿、跨越铁路、公路、河流等工程设计应符合现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB 50423、《油气输送管道跨越工程设计规范》GB50459 的有关规定。	《气田集输设计规范》（GB50349-2015）第 7.1.9	可研中未提及。	设计时应考虑。
8	天然气集输管道敷设不应采用切割弯头。对输送含硫酸性天然气的集输管道不应采用冷弯弯管。	《气田集输设计规范》（GB50349-2015）第 7.4.3	可研中未提及。	设计时应考虑。

9	集输管道线路锚固及线路标志应符合现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251、《输油管道工程设计规范》GB 50253 的有关规定。	《气田集输设计规范》（GB50349-2015）第 7.4.6	该工程可研中明确了里程桩、转角桩、穿越桩、交叉桩、加密桩的设置要求。	符合规范要求，按照可研执行。
10	采气管道宜采用井间串接方式。	《致密气田集输设计规范》（SY/T 7343-2016）第 5.0.1 条	该工程采气管道采用井间串接方式。	符合规范要求，按照可研执行。
11	对于滚动开发的气田，天然气集输管道阀室应考虑预留口，满足后期进气需要。	《致密气田集输设计规范》（SY/T 7343-2016）第 5.0.4 条	该工程集输管道已考虑预留口。	符合规范要求，按照可研执行。
12	集气管网布置形式应根据集气工艺、气田构造形态、井位部署、站场位置、气体流向及地形条件简化。	《致密气田集输设计规范》（SY/T 7343-2016）第 5.0.6 条	该工程集气管网按照上述要求布置。	符合规范要求，按照可研执行。

5.3.2 预先危险性分析

集输管道预先危险性分析情况见表 5.3.2。

表 5.3.2 集输管道预先危险性分析

分类	潜在危害	触发事件	形成事件原因	事故后果	危险等级	安全措施
集输管道	火灾爆炸	天然气泄漏	1.管道腐蚀造成穿孔，焊缝开裂出现裂纹； 2.管道材料缺陷或焊接缺陷； 外物撞击而造成管线破裂； 由于地震、洪水自然灾害而引起的管线破裂； 误开挖造成管道破裂； 操作失误造成天然气大量泄漏，遇明火或高热发生火灾爆炸事故。	火灾爆炸	III	防腐完好； 牺牲阳极保护有效； 管道的制造和安装，接口及防腐，阀门选型和安装，以及检测和探伤都应满足标准要求； 生产监控，加强巡检和维护，发现泄漏及时修复； 定期进行全面检测，发现隐患及时整改。
	天然气泄漏	管道腐蚀	1.不良土壤环境引起的外腐蚀。 2.原油和伴生气中含水和其它腐蚀性物质对钢材的腐蚀。	易燃物质泄漏	II	做好管道的内外防腐； 定期检测管道壁厚。
	物理爆炸	超压堵塞	误操作等原因，使输油管道超压运行或者由于管道损坏严重如腐蚀、撞击等。	财产损失、人员伤亡	III	严格操作规程、加强员工的安全意识，对管道加强维护。

5.3.3 事故树分析

输气管道主要风险是火灾爆炸，其事故树编制分析图见图 5.3-1。

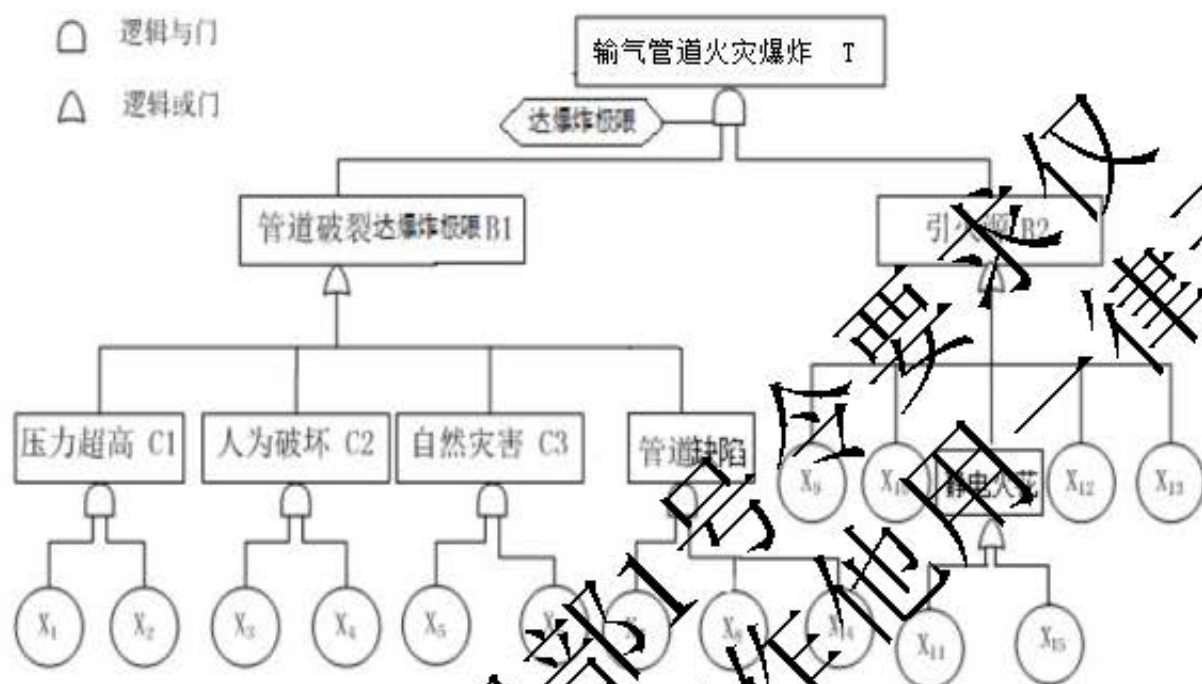


图 5.3-1 输气管道火灾爆炸事故树编制分析图

事故树中代码含义如下：

T: 输气管道火灾爆炸；B₂: 引火源；B₁: 管道破裂达到爆炸极限；
C₁: 压力超高；C₂: 人为破坏；C₃: 自然灾害；C₄: 管道缺陷；C₅: 静电火花；
X₁: 操作失误；X₂: 泄压示动作；X₃: 巡检不及时；X₄: 安全监控失效；
X₅: 选址不良；X₆: 抗震设计不符；X₇: 设计缺陷；X₈: 管材质量缺陷；
X₉: 人为火源；X₁₀: 雷电火花；X₁₁: 防静电装置未连接；X₁₂: 机械火花；
X₁₃: 电火花；X₁₄: 管线腐蚀；X₁₅: 防静电设施被破坏；

根据对该事故树的分析，计算该事故树的最小割集的结构函数式：

$$T=B_1+B_2$$

$$=(X_1X_2+X_3+X_4+X_5+X_6+X_7+X_8+X_{14}) (X_9+X_{10}+X_{11}+X_{12}+X_{13}+X_{15})$$

$$\begin{aligned} &=X_1X_2X_9+X_1X_2X_{10}+X_1X_2X_{11}+X_1X_2X_{12}+X_1X_2X_{13}+X_1X_2X_{15}+X_3X_9+X_3X_{10}+X_3 \\ &X_{11}+X_3X_{12}+X_3X_{13}+X_3X_{15}+X_4X_9+X_4X_{10}+X_4X_{11}+X_4X_{12}+X_4X_{13}+X_4X_{15}+X_5X_9+X_5X_{10} \\ &+X_5X_{11}+X_5X_{12}+X_5X_{13}+X_5X_{15}+X_6X_9+X_6X_{10}+X_6X_{11}+X_6X_{12}+X_6X_{13}+X_6X_{15}+X_7X_9+X \\ &_7X_{10}+X_7X_{11}+X_7X_{12}+X_7X_{13}+X_7X_{15}+X_8X_9+X_8X_{10}+X_8X_{11}+X_8X_{12}+X_8X_{13}+X_8X_{15}+X_9X \\ &_{14}+X_{10}X_{14}+X_{11}X_{14}+X_{12}X_{14}+X_{13}X_{14}+X_{14}X_{15} \end{aligned}$$

由此可得到 48 个最小割集。根据基本事件结构重要度近似判别方法，得到基本事件结构重要度顺序为：

$$\begin{aligned} I_{\Phi}(3) &= I_{\Phi}(4) = I_{\Phi}(5) = I_{\Phi}(6) = I_{\Phi}(7) = I_{\Phi}(8) > I_{\Phi}(1) \\ &= I_{\Phi}(2) > I_{\Phi}(9) = I_{\Phi}(10) = I_{\Phi}(11) = I_{\Phi}(12) = I_{\Phi}(13) = I_{\Phi}(14) = \\ &I_{\Phi}(15) \end{aligned}$$

从事故树的分析可知，控制天然气管道泄漏是防止输气管道发生燃烧爆炸事故发生的最重要条件。因此首先必须做好管道的可靠安全设计，管道选材符合使用要求，注意管线的防腐蚀设计且严格按照规范要求进行施工作业，正常运行时应实施有效的监控手段，出现隐患和破坏及时解决；其次管道设置超压保护装置，加强岗位人员安全技术培训，减少和杜绝人为误操作；最后应控制各类点火源，管道应采取防雷接地和防静电保护等安全措施，在处理泄漏事故时，应划定警戒区，严格控制各种点火能量的存在。

5.3.4 单元评价结论

（1）安全检查表

通过对照可研的相关内容，集输管道周围没有重要的公共设施和居住区，管道埋深均在冻土层以下。检查表共检查 12 项内容，有 4 项可研中未提及，评价报告在对策措施中已进行补充。

2) 预先危险性分析

通过对预先危险性分析，集输管道火灾爆炸和物理爆炸的危险等级为Ⅲ级危险。在正常生产过程中，天然气是在密闭的管线输送，不会形成燃烧爆炸的条件。一旦出现异常，集输管道发生破裂或泄漏，释放出天然气在空气中形成爆炸性气体，遇点火源可发生火灾、爆炸事故。因此在应加强对管线巡回检查，发现泄漏及时采取措施。

3) 事故树分析

通过事故树分析，对输气管线的火灾爆炸原因进行分析，找出发生重大事故的主要原因并提出了控制措施。

5.4 公用工程及辅助设施

公用工程及辅助设施包括供配电系统、自控系统、消防系统、防雷防静电、防腐保温、道路等内容。采用安全检查表及预先危险性分析法进行评价。

5.4.1 安全检查表

公用工程及辅助设施安全检查情况见表 5.4-1。

表 5.4-1 安全检查表

序号	检查内容和要求	检查依据	可研采取的措施	检查结论和建议
一、仪表与自控				
1	井场数据采集与无线传输设备宜采用一体化集成的远程终端单元（RTU）。丛式井场应设置一套 RTU，单井井场与相邻井场距离较近时，RTU 宜共用设计；RTU 宜与风光互补供电设备共用安装杆。	《致密气田集输设计规范》（SY/T 7343-2016）第 7.1.3 条	该工程井场采用 RTU 系统。	符合规范要求，按照可研执行。
2	集气站可燃气体检测报警系统与生产过程控制系统合并设计时，输入/输出卡件应独立设置。	《致密气田集输设计规范》（SY/T 7343-2016）第 7.1.4 条	可研中未提及。	设计时应考虑
3	集气站的数据采集与控制、通信、供配电宜采用功能集成的一体化集成装	《致密气田集输设计规范》	可研中未提及。	设计时应考虑

	置。	(SY/T 7343-2016) 第 7.1.5 条		
4	仪表选型应安全可靠、经济合理, 品种规格力求统一, 并应符合下列规定: 1、执行机构的选型应根据生产及安全需要、控制功能要求、远控阀门数量、仪表供电及供风情况, 结合可靠性和经济性综合分析确定; 2、直接与介质接触的仪表应符合介质的工作压力和温度的要求; 对黏稠、易堵、有毒、腐蚀性强的测量介质, 应选用与介质性质相适应的仪表或采取隔离措施; 3、爆炸危险环境内安装的电动仪表、电动执行机构等电气设备的防爆类型应符合现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058 的有关规定, 并应按场所的爆炸危险类别和范围以及爆炸混合物的级别、组别确定; 4、检测仪表的选型应满足环境条件要求或采取相应的防护措施。沙漠气田集输站场的检测仪表应具有适应温差大、防沙、防辐射等性能; 或采取必要的防护措施; 滩海陆采气田集输站场的检测仪表应防腐、防潮。	《气田集输设计规范》(GB 50349-2015) 第 9.2.1 条	该工程仪表的选型按照上述规定选择。	符合规范要求, 按照可研执行。
5	现场宜设置供操作人员巡回检查和操作的就地显示仪表	《气田集输设计规范》(GB 50349-2015) 第 9.2.3 条	可研中未提及。	设计时应考虑。
6	计算机控制系统的类型应根据气田集输系统的工艺特点、检测和控制功能、规模及发展规划等因素确定, 并应符合下列规定: 1、井场、集气站、脱水站的生产过程控制宜采用可编程控制器 (PLC) 或远程终端装置 (RTU), 天然气处理厂宜采用分散控制系统 (DCS); 2、对操作独立性强的橇装装置, 宜采用 PLC 或 RTU 控制, PLC、RTU 应与站场控制系统进行数据通信。	《气田集输设计规范》(GB 50349-2015) 第 9.3.1 条	该工程采用 PLC 控制系统。	符合规范要求, 按照可研执行。

二、消防				
1	油气站场内建（构）筑物应配置灭火器，其配置类型和数量按现行国家标准《建筑灭火器配置设计规范》GB50140 的规定确定。	《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 第 8.9.1 条	配置小型移动式消防器材以扑灭初期火灾。	符合规范要求，按照可研执行。
2	灭火器应设置在位置明显并便于取用的地点，且不得影响安全疏散。	《建筑灭火器配置设计规范》GB50140-2005 第 5.1.1	可研中未提及。	设计时应考虑。
3	同一场所应选用灭火剂相容的灭火器，选用灭火器时还应考虑灭火剂与当地消防车采用的灭火剂相容。	《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 第 8.9.3 条	拟选用干粉灭火器。	符合规范要求，按照可研执行。
三、防雷防静电				
1	站场内建筑物、构筑物的防雷分类及防雷措施，应按现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB50057 的有关规定执行。	《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 第 9.2.1 条	本工程防雷措施按照有关规定执行	符合规范要求，按照可研执行。
2	对爆炸、火灾危险场所内可能产生静电危险的设备和管道，均应采取防静电措施。	《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 第 9.3.1 条	该工程拟采用统一的接地系统，其中包含工艺设备和管道的防雷防静电接地等。	符合规范要求，按照可研执行。
3	地上或管沟内敷设的石油天然气管道，在下列部位应设防静电接地装置： 1、进出装置或设施处。 2、爆炸危险场所的边界。 3、管道泵及其过滤器、缓冲器等。 4、管道分支处以及直线段每隔 200~300m 处。	《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 第 9.3.2 条	可研中未提及。	设计时应考虑。
4	每组专设的防静电接地装置的接地电阻不宜大于 100Ω。	《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 第 9.3.7 条	可研中未提及。	设计时应考虑
5	阀门、法兰盘等连接处的过渡电阻大于 0.03Ω 时，连接处应用金属线跨接。当不少于 5 根螺栓连接时，在非腐蚀环境下可不跨接。	《油气田防静电接地设计规范》（SY/T0060-2017）第 5.4.3	可研中未提及。	设计时应考虑。

6	地上或非充沙管沟内管道防静电接地应符合下列要求： 1、管道在进出装置区及生产厂房处、有爆炸危险的分界处、分支处应做防静电接地，长距离无分支管道应每隔 200m~300m 接地一次。 2、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。	《油气田防静电接地设计规范》 (SY/T0060-2017) 第 5.4.2	可研中未提及。	设计时应考虑。
7	油气生产及辅助设施的埋地金属结构与接地系统直接连接时，人工接地体不宜采用比碳钢自然电位更正的接地材料。	《油气田及管道工程雷电防护设计规范》 (SY/T 6885-2020) 第 8.0.7	可研中未提及。	设计时应考虑。
8	低压电气系统和电子系统的工作接地、设备外露导电部分的保护接地、建筑物的金属构件接地、EB 的接地，以及电磁兼容性 (EMC) 接地、雷电防护接地、防静电接地等不同功能的接地应共用一个接地系统，雷电防护接地宜采用单独的接地线与接地系统相连。	《油气田及管道工程雷电防护设计规范》 (SY/T 6885-2020) 第 8.0.1	该工程站场的工作接地和保护接地拟采用统一的接地系统。	符合规范要求，按照可研执行。
四、通信系统				
1	站场通信方式宜采用光纤通信，也可采用无线通信，租用公网运营商电路时，宜租用专线传输电路。	《致密气田集输设计规范》 (SY/T 7343-2016) 第 7.2.1 条	该工程拟采用光纤通信作为主用传输信道。	符合规范要求，按照可研执行。
2	井场通信宜采用无线传输方式，业务应以传输生产数据为主，兼顾图像的传输，传输设备宜选用低能耗型。	《致密气田集输设计规范》 (SY/T 7343-2016) 第 7.2.2 条	该工程井场通信拟采用无线传输方式。	符合规范要求，按照可研执行。
3	在传输设备的选型与通信系统的组网中应保证数据传输的安全性，租用公网通信时，应对数据加密传输。	《致密气田集输设计规范》 (SY/T 7343-2016) 第 7.2.3 条	可研中未提及。	设计时应考虑

4	光缆线路的敷设方式应根据油气田所在地的实际情况选择，线路设计应符合现行行业标准《通信线路工程设计规范》YD 5102 的规定，与输油（气）管道同沟敷设时应符合现行行业标准《输油（气）管道同沟敷设光缆（硅芯管）设计及施工规范》SY/T 4108 的规定。	《致密气田集输设计规范》（SY/T 7343-2016）第 7.2.4 条	该工程光缆拟采用埋地敷设，拟采用全线与输气管道同沟敷设。	符合规范要求，按照可研执行。
5	通信系统应满足气田各生产管理部门对通信业务的需求，可设置生产调度、行政管理电话、工业电视、周界安防、会议电视、数据及图像传输、巡线及应急通信。	《气田集输设计规范》（GB50349-2015）第 11.1.1	该工程根据生产需求，通信系统满足要求。	符合规范要求，按照可研执行。
6	通信光缆线路敷设方式应根据气田的实际情况选用直埋或架空方式。当采用直埋敷设时，可与天然气管道同沟敷设。架空敷设时，可与电力杆同杆敷设，或自建杆路。	《气田集输设计规范》（GB50349-2015）第 11.3	该工程通信光缆拟采用直埋敷设，拟采用全线与输气管道同沟敷设。	符合规范要求，按照可研执行。

5.4.2 预先危险性分析

该工程公用工程和辅助设施主要危险因素是火灾、爆炸危险，同时还存在触电、车辆伤害等危险因素。

表 5.4-2 预先危险性分析表

评价单元	危险因素	形成事故原因	事故后果	危险等级	安全措施
公用工程和辅助设施	火灾、爆炸	通向危险场所的电缆沟填沙不合格，可燃气体泄漏串入，浓度达爆炸极限，遇电火花引起火灾爆炸	设备损坏、人员伤亡	III	严格按照规范要求，隔绝配电室与其他防爆场所连接的电缆沟，进行填沙处理。
	触电	电器绝缘损坏漏电，人员接触。	设备损坏、人员伤亡	II	加强巡检，定期检测绝缘性能，严格按照操作规程作业。
	车辆伤害	1、联系沟通不当，导致汽车启动、行走时发生撞、碰、碾、压； 2、司机精力不集中，违章驾驶； 3、雨、雪等恶劣天气状况； 4、道路状况不良； 5、其他原因导致的交通事故。	人员伤亡	II	1. 遵章驾驶； 2. 持证作业； 3. 加强安全教育； 4. 专人驾驶； 5. 装卸车时要熄火作业等。
	自 火灾	1、压力、温度传感器老化或损坏；	设备损坏	III	严格按标准设计、建

控系统	爆炸	2、电源系统故障所致； 3、执行机构的老化或损坏； 4、压力、温度等相关参数失控；	坏、人员伤亡	设； 留心压力参数、温度参数、电源、执行机构的动态变化； 保证自控仪表和信号装置的灵敏、可靠性； 发现异常立即确认，并熟练启动相应的紧急按钮。
	失控	1、断电； 2、软件出错； 3、硬件故障； 4、病毒侵入； 5、干扰信号侵入。	设备损坏	1、配备应急电源； 2、专业维护，发现问题及时处理； 3、专人操作，禁止无关人员误动； 4、抗干扰、防雷、防静电、保护接地等确保可靠有效、定期检查、检测； 5、室内采用防静电地板； 6、系统保护装置应可靠投入； 7、室外敷设的线路应加强防护； 8、定期检查、校验。

5.4.3 单元评价结论

采用安全检查表对公用工程及辅助设施进行安全检查，共检查 23 项内容，其中 10 项可研未述及，评价报告针对可研未述及问题补充了安全对策措施。

通过对公用工程及辅助设施的预先危险性分析，火灾、爆炸是公用工程及辅助设施中存在的主要危险因素，应重点防范，且该工程距盐池县消防救援大队约 30 公里，因此对这些危险因素不仅要加强生产安全管理，而且要从安全技术的角度采取防范对策措施。

第六章 安全管理及应急管理

6.1 安全管理

结合该工程实际，该公司应建立健全公司及该工程的安全生产责任制，组织制定本工程的安全生产规章制度和操作规程。通过检查该公司目前建立的安全管理制度和操作规程，该公司应增加以下安全管理制度和操作规程：

《安全生产检查管理制度》、《隐患排查与治理管理制度》、《安全教育培训管理制度》、《设备设施管理制度》、《建设项目“三同时”安全管理制度》、《文件和档案管理制度》、《作业许可管理制度》、《重大隐患上报和整改制度》、《安全生产奖惩制度》、《安全生产费用提取和使用管理制度》。

《脱水撬操作规程》、《SGADA 操作规程》、《特种设备操作规程》等。

建议该公司将该工程纳入公司的安全管理中，配备专职（兼职）安全管理人员。

6.2 应急管理

6.2.1 应急预案

该工程建设单位应按照《生产安全事故应急条例》、《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2020）和《生产安全事故应急预案管理办法》（应急管理部 2 号令）要求编制应急预案并组织专家进行评审。并应定期组织应急演练，编制演练方案和脚本，进行演练评估，形成演练记录。结合该工程实际，建议将该工程应急预案纳入宁庆分公司应急预案管理体系内，根据工程有害因素分析结果，针对该工程应建立以下应急预案：

1、综合应急预案；

2、专项应急预案：天然气泄漏事故专项应急预案、输气集输管道泄漏引发火灾爆炸事故专项应急预案、中毒和窒息事故专项应急预案；

3、现场处置方案：触电事故现场处置方案、高处坠落事故现场处置方案、车辆伤害事故现场处置方案、机械伤害事故现场处置方案、物体打击事故现场处置方案等。

6.2.2 应急资源

依据《生产作业现场应急物资配备选用指南》(Q/SY 136-2012)的要求，宁 1 脱水集气站应配备的应急物资见表 6.2-1，急救包的配备见表 6.2-2。

表 6.2-1 建议配备应急物资一览表

序号	物资名称	单位	数量
1	避火服	套	1
2	洗眼液	瓶	2
3	防爆工具	套	1
4	可燃气体检测仪	台	2
5	静电检测仪	台	1
6	警示牌	个	2
7	警戒带	米	200
8	声光报警器	套	1
9	急救包	个	1
10	防爆探照灯	具	2
11	应急发电机	台	1
12	防爆移动电话	部	1
13	防爆对讲机	部	2
14	粘贴式堵漏工具	套	1
15	管道黏结剂	套	1
16	管卡	套	1

表 6.2-2 急救包配备一览表

序号	药品及器械名称	规格	数量	序号	药品及器械名称	规格	数量
1	纯棉弹性绷带	小号	2 轴	23	云南白药	4g	1 瓶
2	纯棉弹性绷带	大号	2 轴	24	水溶性消毒片		1 瓶
3	脱脂棉	25g/包	1 包	25	CPR 人工呼吸隔离面罩		1 个
4	脱脂棉球	25g/包	1 包	26	手套	1/2 号	1 双
5	强力弹力绷带	大号	1 卷	27	剪刀		1 把
6	自粘弹力绷带	小号	1 卷	28	镊子		1 把
7	网状弹力绷带	小号	1 包	29	安全别针		5 只
8	网状弹力绷带	大号	1 包	30	防爆手电筒 (含电池)		1 只
9	织边纱布绷带	6cm×500cm	6 轴	31	体温计		1 支
10	防粘无菌敷料	小号	5 片	32	SAM 夹板		1 个
11	防粘无菌敷料	中号	5 片	33	保温毯	大片	1 包
12	防粘无菌敷料	大号	5 片	34	速冷袋		2 袋
13	三角巾	82 复合型	1 包	35	速热袋		2 袋
14	透气胶带	1.25cm	1 轴	36	四合一颈托		1 个
15	碘伏	20ml	1 瓶	37	上肢止血带		2 根
16	棉签		100 根	38	下肢止血带		2 根
17	酒精棉片		100 包	39	笔记本		1 本
18	防水创可贴		100 片	40	骨折固定夹板	组合式	2 块
19	弹力网帽		2 个	41	铅笔		1 支
20	湿润烫伤膏	40g	2 支	42	说明书		1 本
21	正红花油	25ml	2 瓶	43	急救包		1 个
22	藿香正气滴丸		1 瓶				

第七章 安全对策措施及建议

7.1 可研中提出的安全对策措施

7.1.1 区域布置及总平面布置的安全措施

1、宁 1 脱水集气站

根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）中的相关要求，生产规模小于 $200 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的天然气宁 1 脱水集气站定为五级站场，根据此规范设置站场与周边的安全防火距离要求。

宁 1 脱水集气站厂址选择时与周围村镇、居民区、公共福利设施、散居房屋、相邻厂矿企业、铁路、公路之间需保证足够的防火间距。同时，还应严格控制周围村庄向项目场站方向的建设，禁止在防火间距内新建任何与项目无关的建筑和设施，避免发生事故并对周围居民造成影响。为了防止洪水对站场及人员的危害，在站场选址时充分考虑该地区的洪水位和周边环境，将站场选在地势相对较高地段。

2、集输管道

管道安全距离根据《输气管道工程设计规范》（GB50215-2015）规定，埋地管道与建（构）筑物的间距应满足施工和运行管理需求，且管道中心线与建（构）筑物的最小距离不应小于 5m。

3、道路

本工程的道路主要为站内道路及一条站外道路。道路设计充分考虑气田生产和发展的需要，结合工程地质及水文地质的特点，严格遵守国家有关规章制度及相关规范，合理布线，优化设计。

4、站场总平面布置

站场平面布置严格按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）相关要求进行。站场内部防火间距按此规范表 5.2.3 规定执行，将辅助生产区与生产区分开布置，以保证站场有良好的安全、卫生环境。站场设有足够的生产操作和设备检修的作业通道及消防通道，有车行道与外界公路相通。站场设 6m 宽进站大门一座，满足生产要求，站内设 4m 宽消防车道，与进站大门相连，在站内设有环形道路，满足消防要求。

放空管距站场最小距离不小于 40m，且位于站场全年最小频率风向的上风侧。

7.1.2 消防系统设置

根据《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）有关规定，设置一定数量的移动式灭火器材，扑灭小型初期火灾。

7.1.3 设备和管道的可靠性设计

1、工艺设备的材质选择

本项目主要工作介质为天然气，不含 H_2S ，含少量 CO_2 ，溶于水后形成弱酸，基于此特性，主要承压设备考虑选取焊接性能优良的耐腐蚀材料，同时按规范要求根据设备寿命取足够的腐蚀裕量，保证设备的安全性。

整个工艺过程在密闭状态下进行，正常生产时不会发生火灾、爆炸事件，装置区内有毒气体浓度将符合《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2010）的规定。所有设备和管道强度、密闭性及耐腐蚀性均符合有关技术规范要求。

对操作不当有可能产生爆炸的设备，均按可能产生的爆炸压力来设计而不设防爆孔，以免有毒气体外泄。

2、工艺管道、管件的材质选择

集气管道采用无缝钢管，材质为 L245N，其制造应执行 GB/T 9711-2017。

7.1.4 设备管道防腐和阴极保护

1、埋地管道外防腐

站内埋地管道推荐采用的无溶剂液体环氧+聚丙烯网状增强编织纤维防腐胶带防腐结构，进出地面 200 μ m 范围内包覆铝箔；对于埋地阀门、三通等异形件采用粘弹体防腐膏+粘弹体防腐胶带+聚丙烯网状增强编织纤维防腐胶带（外保护带）防腐结构。

2、地上设备及管道外防腐

站内地上不保温管道、设备外防腐层推荐的涂层结构为：环氧富锌底漆（干膜厚 $\geq 60\mu$ m）—环氧云铁中间漆（干膜厚 $\geq 100\mu$ m）—丙烯酸聚氨酯面漆（干膜厚 $\geq 80\mu$ m），涂层干膜总厚度应 $\geq 240\mu$ m。

站内地上保温管道、设备外防腐层推荐的涂层结构为：高固体份环氧底漆（干膜厚 $\geq 100\mu$ m）—环氧云铁中间漆（干膜厚 $\geq 100\mu$ m），涂层干膜总厚度应 $\geq 200\mu$ m。

3、管道与设备保温

设备的保温推荐采用复合硅酸盐板材。外保护层选用 0.5 厚镀锌铁皮。

选用复合硅酸盐管壳作为站内露空管道的外保温材料，外保护层采用镀锌铁皮，自攻螺钉固定。站内埋地管道外保温材料，采用微孔硅酸钙管壳保温，保护层采用聚乙烯粘胶带。

7.1.5 自动控制系统

宁 1 脱水集气站新建一套站控系统，站控系统包括过程控制系统与可燃气体检测报警系统。

过程控制系统对工艺变量及设备运行状态进行数据采集、监视控制及连锁保护，保障工艺系统的安全，可靠，平稳的运行，实现工艺系统参数的显示，数据处理，报警和数据归档。

可燃气体检测报警系统对站内的可燃气体的泄露进行检测，以声光形式报警，待操作人员确认可燃气体泄露时，启动全厂报警。

7.1.6 电气仪表的防火防爆措施

站内装置区等严格按《石油设施电气设备安装区域I级0区、1区和2区的分类推荐作法》（SY/T6671-2017）进行爆炸危险场所划分，并按《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）进行电气设计。

7.1.7 建、构筑物设计

建筑物采用装配式模块化集装箱，建筑集箱结构系统、电气照明及小电力系统、设备及管道系统、内部装修系统于一个体，设计使用年限 15 年，耐火等级为二级。

宁 1 脱水集气站内门卫、值班室、工具间、控制室、机柜间以及移动厕所。

7.1.8 站场防爆分区

站场内建（构）筑物的防爆分区，应符合国家现行标准《石油设施电气设备安装区域I级0区、1区和2区的分类推荐作法》（SY/T6671-2017）的要求。

工艺装置区：以释放源为中心，半径为 4.5m，高度为地坪至释放源上方 2.5m 的空间内为 I 类 2 区。放空区：以释放源为中心，半径为 4.5m 的空间内为 I 类 2 区。站场爆炸危险区域内的电气设计及设备选择，应符合现行国家标

准《爆炸危险环境电气装置设计规范》（GB50058-2014）的规定。

7.1.9 防火间距

站场平面布置时设备、管道、建构筑物之间按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）、《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T 0048-2016），要求保持足够的防火间距。天然气泄漏事故发生后，最关键的是控制和关闭明火源。在厂内设置“禁止吸烟”和其他明显的标志，并建立起一个“安全边界线”。

7.1.10 安全放空

具有火灾爆炸危险的生产设备和管道设计安全阀、阻火器等防爆阻火设施。例如，清管装置来气进站设放空阀，在分离器等设备上均设安全阀，保护设备不超压。对有火灾爆炸危险存在场所安装火灾报警设施，设置可燃气体泄漏报警仪。

7.1.11 逃生通道、疏散方式设置

站场内一旦发生火灾等事故，站场人员应尽可能首先切断气源，然后迅速按照指定的逃生通道撤离。宁 1 脱水集气站设进站大门（6m 宽）1 座、污水区大门（4m 宽）1 座，于南侧辅助生产区，与站场进站道路及站前停车场地连接，事故时可用于巡检人员紧急撤离及消防人员、车辆进入。另外在生产区的北侧和东侧各设（2m 宽）逃生门 1 座，方便事故时巡检人员能迅速撤离。

7.1.12 防震设计

本工程所有构筑物均按照永久构筑物设计。根据《建筑抗震设计规范》，本工程所在区域地震烈度为 VI 度，设计基础地震加速度值为 0.05g。

7.1.13 静电、雷电防范措施

生产装置在防爆区域内设计静电接地。具有火灾爆炸危险场所以及静电危害人身安全的作业区，金属用具等均予接地。有火灾爆炸危险的装置以及电气设施设防雷装置。例如，所有建构筑物、工艺设备、工艺管道按规范要求设置必要的防雷、防静电接地，工作接地和保护接地采用统一的接地系统，接地电阻 $\leq 1\Omega$ 。各单体自身的接地系统在满足接地要求后与公共的接地网相联，以满足站内等电位联结的要求。

进出站场的车辆应考虑设置必要的静电消除装置，以防止车辆在行进过程中产生静电，从而引起火灾，保证站场及人员车辆的安全。

7.1.14 机械及坠落意外伤害防范措施

对高速旋转或往复运动的机械零部件设计可靠的防护器、挡板或安全围栏。储罐、放空管的爬梯平台设有扶手和护圈等。

7.1.15 火灾、爆炸防范措施

站场装置内设备、管道、建构筑物之间保持一定防火间距，并设消防通道。有火灾爆炸危险场所的建、构筑物结构形式以及选用材料符合防火防爆要求。具有可燃气体、易燃液体生产装置设防静电接地系统。具有火灾爆炸危险的生产装置设防静电接地系统。如，所有建构筑物、工艺塔罐及工艺管道按规范要求设置必要的防雷、防静电接地，工作接地和保安接地的电阻 $\leq 1\Omega$ 。具有火灾爆炸危险的生产设备和管道设计安全阀、爆破板、水封、阻火器等防爆阻火设施。如在清管及集、配气装置来气管线上设进站放空安全阀，在进装置压力容器设备前设安全阀，保护设备不超压。有火灾爆炸危险存在场所安装火灾报警设施。如在脱水装置中设天然气泄漏检报警仪。

7.1.16 采光照明措施

生产装置及建构筑物布置充分利用自然采光，具有火灾爆炸、毒尘危害的作业区，设计事故状态时能延时工作的事故照明措施。装置内潮湿和高温等危险环境采用安全电压。

7.1.17 人身防护措施

根据工作环境特点配备各种必需的防护用具和用品。包括眼面防护具、工业安全帽、工作帽、防护手套、防护鞋靴、防毒面具、耳塞、耳罩及护肤用品等。例如为每位职工配备防护服、安全帽，在部分岗位配备防毒面具。配置数量可根据各装置区定员具体配备。

7.1.18 安全管理措施

- 1、对这些厂内的职工进行作业常见疾病特别是外伤的自救、互救知识教育和培训，使职工具有一定的急救自救常识，掌握一定的应急处理方法，增强职工的自我保护和自救、互救能力。
- 2、在站场配备急救箱，并充分依托所在地方的医疗机构。
- 3、设专职安全技术人员，负责安全生产，劳动保护教育、监督和管理工
作。

7.2 补充的安全对策措施

7.2.1 总平面布置安全对策措施

石油天然气站场内的油气管道，宜地上敷设。

2、石油天然气站场内的绿化，应符合下列规定：

- (1) 生产区不应种植含油脂多的树木，宜选择含水分较多的树种。
- (2) 工艺装置区或甲、乙类油品储罐组与其周围的消防车道之间，不应

种植树木。

(3) 站场内的绿化不应妨碍消防操作。

3、石油天然气站场内的甲、乙类工艺装置、联合工艺装置的防火间距，应符合下列规定：

(1) 装置与其外部的防火间距应按《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2004) 表 5.2.1 中甲、乙类厂房和密闭工艺设备的规定执行；

(2) 装置内部的设备、建（构）筑物间的防火间距，应符合《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2004) 表 5.2.1-2 的规定。

4、五级油品站场和天然气站场值班休息室（宿舍、厨房、餐厅）距甲、乙类工艺设备、容器、厂房、汽车装卸设施不应小于 22.5m，当值班休息室朝向甲、乙类工艺设备、容器、厂房、汽车装卸设施的耐火等级不低于二级的防火墙时，防火间距可减小，但不应小于 15m，并应在方便人员在紧急情况下安全疏散。

5、站场的绿地率不宜小于 12%。

6、站场内的电缆沟，应有防止可燃气体积聚及防止含可燃液体的污水进入沟内的措施。电缆沟通入变（配）电室、控制室的墙洞处，应填实、密封。

7、放空管道必须保持通畅，并应符合下列要求：

(1) 高压、低压放空管宜分别设置，并应直接与火炬或放空总管连接；

(2) 不同排放压力的可燃气体放空管接入同一排放系统时，应确保不同压力的放空点能同时安全排放。

2.2 集输管道安全对策措施

1、管道综合布置应与总平面布置相结合。管道的敷设宜短捷，管道之间、

管道与建（构）筑物之间应在平面和竖向上相互协调。管道布置可按走向集中布置成管带，宜平行于道路和建（构）筑物。

2、管道敷设方式应根据场区情况、输送介质特性和维护管理要求确定。站场内电缆宜架空敷设；当采用电缆沟时，应采取措施防止可燃气体沟内积聚、防止含可燃液体的污水进入沟内。

3、站内地上管道的安装应符合下列规定：

（1）架空管道管底距地面不应小于 2.5m。管墩敷设的管道管底距地面不宜小于 0.3m；

（2）当管带下面有泵或换热器时，管底距地面高度应满足机泵、换热设备安装和检修的要求；

（3）地上管道和设备的涂色应符合现行行业标准《油气田地面管线和设备涂色规范》SY/T 0043 的有关规定。

4、站内埋地管道与电缆、建（构）筑物平行的最小间距宜按《气田集输设计规范》（GB 50349-2015）附录 H 确定。

5、埋地工艺管道互相交叉的垂直净距不宜小于 0.15m。管道与电缆交叉时相互间应有保护措施，垂直净距应符合现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB50217 的有关规定。

6、天然气集输管道应根据输送介质的腐蚀程度，增加管道计算壁厚的腐蚀余量。腐蚀余量取值应按油气集输设计国家现行标准的有关规定执行。

7、集气管道应设线路截断阀，线路截断阀的设置应按现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251 的有关规定执行。当输送含硫化氢天然气时，截断阀设置宜适当加密，符合油气集输设计国家现行标准的规定，截断阀应

配置自动关闭装置。

8、集输管道清管设施设计应按现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251 的有关规定执行。

7.2.3 集气工艺设计安全对策措施

1、设计中应明确天然气气质、气井产量、压力、温度和气田构造形态、驱动类型、井网布置、开采年限、逐年产量、产品方案及自然条件等因素，以供综合分析确定气田集输的总工艺流程。

2、集气管网的压力应根据气田压力、压力递减速度、天然气处理工艺和商品气外输首站压力的要求综合平衡确定。

3、集气管网布置形式应根据集气工艺、气田构造形态、井位部署、厂站位置、产品流向及地形条件确定，可采用枝状管网、辐射-枝状组合管网或辐射-环形组合的管网形式。同一气区或同一气田内，宜设一套管网。当天然气气质和压力差别较大，设一套管网不经济时，可分设管网。

4、气田集气宜采用多井集气、湿气输送、集中处理的工艺流程。

5、天然气的分离器宜设在集气站内。气井产液量大、距集气站较远时，分离器宜设置在井场。

6、气液分离宜采用重力分离器。重力分离器形式应符合下列规定：

(1) 液量较少，要求液体在分离器内的停留时间较短时，宜选用立式重力分离器；

(2) 液量较多，要求液体在分离器内的停留时间较长时，宜选用卧式重力分离器；

(3) 气、油、水同时存在，并需分别进行分离时，宜选用三相卧式分离

器。

7、站内计量分离器和生产分离器的数量应符合下列规定：

- (1) 连续计量的气井，每井应设 1 台计量分离器且兼作生产分离器之用；
- (2) 周期性计量的气井，计量分离器的数量应根据周期计量的气井数、气井产量、计量周期和每次计量的持续时间确定。生产分离器的数量应根据气井产量及分离器通过的能力确定。

8、井产物经分离器分离后的天然气、水及天然气凝液应分别计量。

9、气井产出的水和天然气凝液的计量准确度应根据生产需求确定，允许偏差应为±10%。

10、站内的生产用气和生活用气应分别计量。

11、天然气集输温度应高于水合物形成温度 3℃ 以上。天然气水合物的防止，可采用天然气加热、保温、向天然气中加入抑制剂或脱水等措施。

12、采用甲醇防止天然气水合物时，应明确甲醇的储存量，储存量应按使用量、供货周期及运输情况确定。

13、天然气增压的压缩机应能适应气体组成、进气压力、进气温度和进气量的波动范围。在满足工艺条件下，压缩机选型宜符合下列要求：

(1) 下述情况宜选用往复式压缩机：

- 1) 气流不稳定或气量较小的天然气增压；
- 2) 高压注气和高压气举；
- 3) 要求压比较大的天然气增压。

(2) 当气源比较稳定，且气量较大时，宜选用离心式压缩机。

(3) 当气量较小、进气压力比较平稳时，可选用螺杆式压缩机。当气质

较贫时，可选用喷油螺杆式压缩机。

14、压缩机的驱动机可采用电动机或燃气机。电力系统可靠时，宜采用电动机驱动；在无电或电力不足的地方，往复式压缩机宜采用燃气发动机驱动，离心式压缩机宜采用分轴燃气轮机驱动，余热宜利用。

15、压缩机组宜选用撬装形式。

16、压缩机宜露天布置或半露天布置。在寒冷、多风沙区域或厂区噪声受限制时，压缩机可布置在封闭式厂房内。当采用室内布置时，厂房应根据压缩机机型、外形尺寸、设备检修方式等进行布置，且应满足操作及检修要求。

17、压缩机工艺气系统设计应符合下列规定：

- (1) 压缩机进口应设压力高、低限报警及超限停机装置；
- (2) 压缩机各级出口管道应安装全启封闭式安全阀；
- (3) 压缩机进出口之间应设循环回路；
- (4) 离心式压缩机应配套设置防喘振控制系统；
- (5) 应采取防振、防脉动及温差补偿措施。

18、气井井口应设置井口高低压紧急截断阀。

19、进、出站场的天然气管道上应设置截断阀，并应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB50183 的规定。

20、集输站场宜在进站截断阀之前和出站截断阀之后设置线路管道泄压放空设施。

21、安全阀进、出口管道直径应按下列要求计算：

- (1) 安全阀与压力管道之间的连接管和管件的通孔，其截面积不应小于

安全阀的进口截面积；安全阀入口管道的压降应小于安全阀定压的 3%；

(2) 单个安全阀阀后的泄放管直径，应按背压不大于该阀定压的 10% 确定，但不应小于安全阀的出口直径；

(3) 连接多个安全阀的泄放管直径，应按可能同时动作的安全阀同时泄放时产生的背压不大于其中任何一个安全阀定压的 10% 确定。

22、建议设计中细化单井工艺流程，明确哪些参数需要接入 RTU 报警，哪些设备需要进行远控，并标识气流方向等内容。

23、建议宁 1 脱水集气站设置激光甲烷检测报警器和火焰探测器。

7.2.4 公用工程及辅助设施安全对策措施

7.2.4.1 通信

1、通信系统应满足气田各生产管理部门对通信业务的需求，可设置生产调度、行政管理电话、工业电视、周界安防、会议电视、数据及图像传输、巡线及应急通信。

2、通信系统应满足监控和数据采集系统数据传输的要求，并为信息网络提供传输通道。监控和数据采集系统数据传输宜设置备用通信传输电路，备用通信可采用公网运营商电路，也可根据气田所处的地理位置及通信要求确定适宜的备用通信方式。

3、通信光缆线路敷设方式应根据气田的实际情况选用直埋或架空方式。当采用直埋敷设时，可与天然气管道同沟敷设。架空敷设时，可与电力杆同杆敷设，或自建杆路。

4、集输管道巡检和维抢修部门语音通信宜采用无线对讲机方式。

5、安装在爆炸危险环境的通信设计应执行现行国家标准《爆炸危险环境

电力装置设计规范》GB50058，设备选型应符合现行国家标准《爆炸性环境》GB3836 的有关规定。

6、通信线路穿越站场及与其他建（构）筑物的安全距离应符合《气田集输设计规范》（GB50349-2015）附录 J 和附录 K 的要求。

7.2.4.2 供配电

1、变压器的配置应根据电源情况、负荷性质、用电容量及经济运行方式确定，并应符合下列规定：

（1）有两个电源且主要为一级、二级负荷时，宜选用两台变压器，单台容量应能满足全部一级负荷和二级负荷的用电；当由低压电网或自备发电取得足够容量的低压备用电源时，可装设一台变压器；

（2）仅有一个电源时，宜选用一台变压器，变压器容量应满足全部用电负荷需求，并结合气田开发方案适当预留容量。

2、站场内爆炸危险区域的划分应符合现行行业标准《石油设施电气设备安装区域一级、0 区、1 区和 2 区区域划分推荐作法》SY/T 6671 的有关规定。电气设计应符合现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058 的有关规定，电气设备选型应符合现行国家标准《爆炸性环境》GB3836 的有关规定。

3、建议设计中明确井场蓄电池容量及供电时间，明确宁 1 脱水集气站 UPS 容量、电池配备及最长供电时间。

7.2.4.3 消防

1、站场内工艺装置区、建（构）筑物应配置灭火器，配置类型和数量应符合现行国家标准《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）的有关规定。

2、站场内的控制室、机柜间、计算机室、通讯机房宜设置气体型灭火器，生产装置区宜设置干粉型或泡沫型灭火器。

3、同一场所应选用灭火剂相容的灭火器，选用灭火器时还应考虑灭火剂与当地消防车采用的灭火剂相容。

4、天然气压缩机厂房应配置推车式灭火器。

5、灭火器应设置在位置明显并便于取用的地点，且不得影响安全疏散。

6、可研中仅李庄 8 井场设置有灭火器材，且仅设置 2 具灭火器。设计中应按照《建筑灭火器配置设计规范》（GB 50140-2005）的要求，对李庄 8、李庄 9、李庄 10、李庄 201 井场的灭火器配备要求进行明确。

7.2.4.4 道路

1、气田集输站场道路的设计应满足生产管理、维修维护和消防的通车要求。场站道路应划分为主干道、次干道、支道和人行道四级。

2、进站路宜采用公路型道路，位于城市道路网规划范围内的进出站道路的设计宜按现行的城市道路设计规范执行，位于公路网规划范围内的进出站道路的设计宜按现行的公路设计规范执行。站内路宜采用城市型道路。

3、进站道路计算行车速度可为 20km/h，受地形限制的局部特殊路段可采用 15km/h。

4、交叉口路面内缘转弯半径宜为 9m~12m，一级、二级、三级气田集输站场消防车道转弯半径不得小于 15m。四级、五级站场消防车道以及消防车必经之路，其交叉口或弯道的路面内缘转弯半径不得小于 12m。站场内道路可不设超高或加宽。

7.2.5 施工过程安全对策措施

1、建设单位与施工单位应签定施工安全协议；建设工程的施工应当委托给有资质的施工单位（设备安装、电气安装、仪表安装）；施工单位应有施工方案（安全技术方案和事故预案）；监理单位应有资质，建设单位应对施工过程的安全进行有效监管。

2、在施工中要严格按照各种设计方案进行施工，严格控制工程质量，把防灾措施与工程设计及施工结合起来，同步进行，确保工程安全、正常建设和运营。

3、施工场所应符合施工现场的一般规定。施工场所应做到整洁、规整，垃圾、废料应及时清除，做到“工完、料尽、场地清”，坚持文明施工。在高空清扫的垃圾和废料，不得向下抛掷；进入施工现场的人员必须正确佩戴安全帽，严禁酒后进入施工现场。

4、施工期用电应符合施工用电的一般规定。施工用电的布设应按已批准的施工组织设计进行，并符合当地供电局的有关规定；施工用电应明确管理机构并由专业班组负责运行及维护，严禁非电工拆、装施工用电设施；施工用电设施投入使用前，应制订运行、维护、使用、检修、实验等管理制度。

5、起重作业应符合起重工作的一般规定。起重作业的指挥和操作人员必须由专业人员担任；起重设备在使用前应对其安全装置进行检查，保证其灵敏有效；起重机吊运重物时一般应走吊运通道；不明重量、埋在地下的物件不得起吊；禁止重物空中长时间停留；大雪、大雾、雷雨等恶劣天气，或照明不足，导致信号不明时不得进行起重作业。

6、高处作业人员应进行体格检查，体检合格者方可从事高处作业；高处作业平台、走道、斜道等应装设 1.05m 高的防护栏杆和 18cm 高的挡脚板，或

设防护立网；高处作业使用的脚手架、梯子及安全防护网应符合相应的规定；在恶劣天气时应停止室外高处作业；高处作业必须系好安全带，安全带应挂在上方的牢固可靠处。

7、为防止物体打击，进入施工现场必须佩戴安全帽，高处禁止倾倒垃圾、废物等，在通道上方应加装硬制防护顶，通道避开上方有作业的地区。

8、施工场地在夜间施工或光线不好的地方应加装照明设施。

9、各种机械设备应定期进行检查，发现问题及时解决，机械设备在使用时严格遵照操作规程操作，尽量减少误操作以防止机械伤害的产生；另外，各机械设备的安全防护装置应做到灵敏有效。

10、从事焊割作业人员、接线电工要经过严格的专业培训，掌握一定的安全知识、安全技术和操作规程，经安全监督管理部门考试合格，取得特种作业人员操作资格证书后方可上岗。

11、电焊工所使用的焊把必须绝缘，不破皮；在使用气割和气焊时要注意氧气瓶及器具上不得沾上油脂、沥青类物质，避免与高压氧气接触发生燃烧。

12、保证氧气瓶、乙炔瓶离动火点的安全距离大于 10m 及氧气瓶与乙炔瓶之间的安全距离大于 5m。乙炔瓶应立放，禁止卧放使丙酮随气体带出发生爆炸；严禁铜、银、汞类物质与乙炔接触，以免发生爆炸。氧气瓶与乙炔瓶严禁曝晒；冬季乙炔管冻结时禁止用火烤或用氧气吹；乙炔瓶的易熔塞应朝对无人处。

13、施工单位必须按照工程设计图纸和施工技术标准施工，不得擅自修改工程设计，不得偷工减料。施工单位在施工过程中发现设计文件和图纸有

差错的，应当及时提出意见和建议。施工单位必须按照工程设计要求、施工技术标准 and 合同约定，对建筑材料、建筑构配件、设备和商品混凝土进行检验，检验应当有书面记录和专人签字；未经检验或者检验不合格的，不得使用。施工单位对施工过程中出现质量问题的建设工程或者竣工验收不合格的建设工程，应当负责返修。

14、工程监理单位应当依照法律、法规以及有关技术标准、建设工程监理规范、设计文件和建设工程承包合同，代表建设单位对施工质量实施监理，并对施工质量承担监理责任。

15 临时用电管理：

(1) 企业临时用电必须实行作业票许可制度，严格按照作业票进行作业。

(2) 建筑施工现场临时用电工程专用的电源中性点直接接地的 220/380V 三相四线制低压电力系统，必须符合下列规定：采用三级配电系统；采用 TN-S 接零保护系统；采用二级漏电保护系统。

(3) 安装、巡检、维修或拆除临时用电设备和线路，必须由电工完成，并应有人监护。电工等级应同工程的难易程度和技术复杂性相适应。

(4) 各类用电人员应掌握安全用电基本知识和所用设备的性能，并应符合下列规定：1. 使用电气设备前必须按规定穿戴和配备好相应的劳动防护用品，并应检查电气装置和保护设施，严禁设备带“缺陷”运转；2. 保管和维护所用设备，发现问题及时报告解决；3. 暂时停用设备的开关箱必须分断电源隔离开关，并应关门上锁；4. 移动电气设备时，必须经电工切断电源并做妥善处理后进行。

(5) 施工现场临时用电必须建立安全技术档案。

7.2.6 其他安全对策措施

7.2.6.1 防雷、防静电的安全对策措施

1、工程站内建有大量管道和设备，根据《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183-2004 第 9.3.1 条规定：“对爆炸、火灾危险场所内可能产生静电危险的设备和管道，均应采取防静电措施。”本工程设备和管道均应设防静电措施。

2、《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 第 9.3.2 条：“地上或管沟内敷设的天然气管道，在下列部位应设防静电接地装置：

- (1) 进出装置或设施处。
- (2) 爆炸危险场所的边界。
- (3) 管道泵及其过滤器、缓冲器等。
- (4) 管道分支处以及直线段每隔 200~300m 处。”

3、站场内建筑物、构筑物的防雷分类及防雷措施，应按现行国家标准《建筑物防雷设计规范》（GB50057-2010）的有相关规定执行。

4、第一类防雷建筑物的油气生产及辅助设施，应设置独立的 LPS。

5、正常运行时排放爆炸危险物质的放散管、呼吸阀、排风管应处于接闪器的保护范围，并符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》（GB 50057-2010）的有关规定。

6、第二、三类防雷建筑物的油气生产设施应符合下列规定：

(1) 室外的密闭结构金属设备或管道，保证整体电气连通性时，可用作接闪器。存在爆炸危险介质的金属设备或管道，最小壁厚应符合下表的规定。若壁厚不能满足要求时，应设接闪器保护，接闪点应在爆炸危险场所外。

表 7.2-1 金属板或金属管道作接闪器的最小壁厚度

序号	材质名称	防止击（熔）穿的厚度
1	不锈钢、镀锌钢	4mm
2	钛	4mm
3	铜	5mm
4	铝	7mm

(2) 爆炸危险场所建筑物屋面上的电气设备、电子设备、LPZ0A 区内非金属设备或照明灯具，应设置接闪器保护。

(3) 存储爆炸危险介质的金属储罐上不应设接闪器。

(4) 放空设施符合下列情况时，可不设接闪器，但应可靠接地。

- 1) 排放无爆炸危险介质的放散管、烟囱；
- 2) 1 区、21 区、2 区、22 区的自然通风管；
- 3) 有阻火措施的放散管、呼吸阀、排风管；
- 4) 正常情况下排放爆炸危险介质的放散管、呼吸阀、排风管，排放物小于爆炸下限时；
- 5) 放空火炬；
- 6) 事故、检修情况下排放爆炸危险介质的通风管、呼吸阀，排放物小于爆炸下限时；
- 7) 符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的可燃气体放空管。

(5) 非爆炸危险场所的工艺设备、光伏电池方阵、太阳能热水器，以及 LPZ0B 区域的设备或建、构筑物，可不设接闪器保护，但应做接地。

(6) 突出屋顶的设施，在屋顶平面正上方 0.3m 内，总面积不大于 1m²，长度不大于 2m 时，可不设接闪器保护，但金属结构应接地。

7、除第一类防雷建筑物外，建筑物宜利用金属屋面作为接闪器，并应符合下列规定：

(1) 金属板间应保证持久的电气连通，可采用铜锌合金焊、熔焊、卷边压接、缝接或螺栓螺钉连接。

(2) 金属板下无易燃物质，采用不锈钢、热镀锌钢或铜材时厚度不应小于 0.5mm，铝材厚度不应小于 0.65mm。

(3) 金属板应无绝缘被覆层，金属板可采用薄油漆、1mm 沥青层、0.5mm 聚氯乙烯的保护层。

8、高大、独立的构筑物宜利用本体的金属结构做接闪器和引下线，油气生产及辅助设施的金属构架、混凝土钢筋或钢立柱宜作为引下线。

9、独立接闪器的杆塔或支柱应至少设一根引下线，宜利用本体金属结构做引下线，每根引下线的冲击接地电阻不宜大于 10 Ω 。

10、建、构筑物顶部的接闪器应与凸出屋面的其他金属结构连接；建筑物允许人员停留的屋顶，除了接闪杆及屋檐、屋脊安装的接闪线外，其余接闪线宜在屋面暗敷。

11、建、构筑物接闪器的引下线不应少于 2 根，每根引下线应有接地检查装置，且不应作为电气设备、电子设备的 EB 导体。

12、爆炸危险场所内架空敷设的油气管道应符合下列要求：

(1) 管道的终端、始端、分支处，以及管墩、管架每隔 18m 应接地。

(2) 引下线宜利用金属构架或混凝土的钢筋结构。

(3) 接地系统宜利用混凝土基础的钢筋结构。

13、金属管道、电缆铠装层、线缆保护钢管、金属线槽进出建筑物时，

应在进出建筑物处接地，且宜在外墙侧接地。室内有电子系统时，应与室内电气设备、电子设备、建筑物金属结构做等电位连接并接地。

14、控制室、机柜间、通信机房宜设置专用 EB 及保护接地，专用 EB 与接地系统宜采用 2 根连接线相连。室内 EB 为接地干线构成的网状结构时，与接地系统在不同方向的连接不应少于 2 处。

15、安装在油气生产及辅助设施上的电气设备、电子设备，金属外壳、金属线槽、电缆金属外层、保护钢管宜通过自然连接实现与管道的等电位连接。

16、雷电防护的接地电阻应符合下列规定：

(1) 第一、二、三类防雷建筑物的共用接地系统的工频接地电阻不宜大于 10Ω 。

(2) 第一类防雷建筑物的雷电防护引下线冲击接地电阻不应大于 10Ω ，油气生产设施的管架冲击接地电阻不应大于 30Ω 。

(3) 除非设备有特殊的接地要求，共用接地系统应按照供配电系统的工作接地确定接地电阻值，并符合现行国家标准《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065 的相关规定。

2.2.2 防机械伤害、高处坠落、防风、防噪声的安全对策措施

1、机、泵的旋转及运动部位应加防护装置。

2、高于 2m 以上的操作部位设置梯子、平台，梯子、平台的设计满足规范要求。

3、本工程当地最大风速为 15.8m/s ，为防止发生作业人员被大风吹落发生高空坠落事故，当遇 5 级以上大风天气时应停止高空作业。应提前预警，

并加强对高空作业人员的技术培训，严格按操作规程作业。

4、操作人员配备耳塞等劳动防护用品，值班室远离高噪声区或采取隔声降噪措施尽量降低噪声、振动对值班人员的危害。

7.2.6.3 管道防腐蚀安全对策措施

1、采气、集气管道输送含有水、硫化氢和（或）二氧化碳的酸性天然气时，管道内壁及相应的系统设施应采取防腐措施。

2、气田集输系统内防腐设计应对输送介质的腐蚀性进行预测和评价。需要进行内防腐时，可采取脱除腐蚀性介质、增加清管频率、控制流速及温度、注入缓蚀剂、选用抗腐蚀材质或内涂层的措施，腐蚀裕量应根据腐蚀速率和设计寿命综合分析确定。

3、集气支、干线宜设置清管设施，对有内涂层的管道，不应采取金属或研磨类型的清管器。

4、缓蚀剂宜采取连续加注或涂膜处理方式，也可两种方法联合使用。

5、集输系统应在预期腐蚀较为严重及有代表性的位置设置在线腐蚀监测装置，并应定期取样分析，或周期性对内腐蚀状况进行检测

6、不保温集气干线应采用阴极保护，不保温采气管线和其他管线宜采用阴极保护。有保温层的管道可实施阴极保护，对实施阴极保护的保温管道，应减少对保温层完整性的破坏。

气田集输管道的阴极保护宜采用强制电流法。当管径小、长度短、电流需要量小、所处介质的电阻率低或不能采用强制电流法时，可采用牺牲阳极法。

7.2.7 项目试运行期间安全对策措施

(1) 项目的安全设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。

(2) 建设项目安全设施的施工应当由取得相应工程施工资质的施工单位进行。

(3) 承建项目土建、设备安装工程的施工单位应具有相应的资质。特种设备安装单位应具备相应的安装资质。

(4) 在该建设项目的工程建设和设备安装施工方面一定要严格把关，竣工后严格检查和验收。

(5) 委托具备资质的单位进行建设项目安全设施设计，并组织设计人员编制建设项目安全设施设计专篇。

(6) 建设项目安全设施竣工后，建设单位应当对建设项目安全设施进行检验、检测。工程验收包括中间验收和竣工验收；中间验收应由施工单位会同建设单位、设计单位、质量监督部门共同进行；竣工验收应由建设单位组织施工、设计、管理、质量监督及有关单位联合进行。

(7) 建议结合企业安全生产标准化的要求，对项目安全管理体系及安全设施进行建设，在项目建成后开展安全生产标准化达标工作。

(8) 构筑物各施工工序完工后均应经过中间验收；隐蔽工程应经过中间验收后，方可进入下一工序。中间验收包括验槽、验筋、主体验收、安装验收、联动试车。中间验收时，应按规定的质量标准进行检验，并填写中间验收记录。

第八章 预评价结论

本报告对中国石油天然气股份有限公司玉门油田宁庆分公司环庆采油厂宁庆天然气 2022 年产能建设地面工程进行了安全预评价，在对工程危险、有害因素分析的基础上，本评价认为本工程的主要危险是火灾、爆炸。工程建设和运行都存在一定潜在危险性。通过定性和定量的评价、分析，结论如下：

8.1 工程主要危险有害因素评价结果

该产能建设地面工程在天然气开采、集输、增压、脱水等生产过程中，涉及到的主要危险、有害物质有天然气、甲醇、氮气等；存在的主要危险、有害因素是火灾爆炸、物理爆炸；同时也存在着中毒和窒息、电气危害、高处坠落、车辆伤害、机械伤害、物体打击等，其危险有害因素遍布在集气站、集输管道及配套的公用工程系统。

8.2 定性定量评价结果

1、通过对环庆采油厂宁庆天然气 2022 年产能建设地面工程进行辨识，本工程相关站场及管道不构成重大危险源。

2、报告对采气工程、集输站场、集输管道、公用工程及辅助设施 4 个评价单元进行了定性、定量安全评价，该产能建设工程的危险程度和该可研所采取的安全措施基本符合。

(1) 通过对集输站场、集输管网、公用工程和辅助设施等安全检查，该可研按照规范要求，正确选择站址，采用标准化的站场，平面布置合理，优先选择先进和成熟的工艺技术和设备，同时采取了较为完善的安全防护措施。

(2) 通过对集输站场、集输管网、公用工程和辅助设施的预先危险性分析，基本找出了发生事故的可能原因及采取的安全措施，其中采气井场井口

装置火灾爆炸、集输管道泄漏发生火灾爆炸、集输站场三相分离器、撬装增压集成装置、输油泵、储罐等设备发生火灾爆炸的危险等级为III级，应将其做为安全防护的重点部位。

(3) 通过事故树分析，对输气管线的火灾爆炸原因进行分析，找出发生重大事故的主要原因，因此必须做好管道的可靠安全设计和防腐蚀设计。

3、该产能建设地面工程的主要事故类型为火灾爆炸事故、输气管道泄漏事故、中毒和窒息事故等。本评价给出了的事故应急预案编制建议。

8.3 应重视的安全对策措施建议

1、石油天然气站场内的甲、乙类工艺装置、联合工艺装置的防火间距，应符合下列规定：

(1) 装置与其外部的防火间距应按《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2004) 表 5.2.1 中甲、乙类厂房和密闭工艺设备的规定执行；

(2) 装置间的防火间距应符合《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2004) 表 5.2.2-1 的规定；

(3) 装置内部的设备、建(构)筑物间的防火间距，应符合《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2004) 表 5.2.2-2 的规定。

2、五级石油天然气站场总平面布置的防火间距，不应小于《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2004) 表 5.2.3 的规定。

放空管道必须保持通畅，并应符合下列要求：

(1) 高压、低压放空管宜分别设置，并应直接与火炬或放空总管连接；

(2) 不同排放压力的可燃气体放空管接入同一排放系统时，应确保不同压力的放空点能同时安全排放。

4、集气管道应设线路截断阀，线路截断阀的设置应按现行国家标准《输气管道工程设计规范》（GB 50251-2015）的有关规定执行。

5、压缩机工艺气系统设计应符合下列规定：

- (1) 压缩机进口应设压力高、低限报警及越限停机装置；
- (2) 压缩机各级出口管道应安装全启封闭式安全阀；
- (3) 压缩机进出口之间应设循环回路；
- (4) 离心式压缩机应配套设置防喘振控制系统；
- (5) 应采取防振、防脉动及温差补偿措施。

6、具有火灾爆炸危险的生产设备和管道设计安全阀、阻火器等防爆阻火设施。例如，清管装置来气进站设放空阀，在分离器等设备上均设安全阀，保护设备不超压。对有火灾爆炸危险存在场所安装火灾报警设施，设置可燃气体泄漏报警仪。

7、站内装置区等严格按《石油设施电气设备安装区域 I 级 0 区、1 区和 2 区的分类推荐作法》（SY/T6674-2017）进行爆炸危险场所划分，并按《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）进行电气设计。

8.4 总体评价结论

通过对中国石油天然气股份有限公司玉门油田宁庆分公司环庆采油厂宁庆天然气 2022 年产能建设地面工程的安全预评价，本评价认为该工程能够按照国家有关法律法规和标准规范的要求编制，站场选址和平面布置合理，采用了成熟的工艺过程，并拟采用井场自动化、井场工况实时监控，各站场数字化、自动化监控体系。其采取的安全措施和安全设施能够有效控制风险，可研中防火防爆设施的设置符合规范要求，产能建设地面工程建成投产后可

以达到安全生产的目的。

该产能建设地面工程的安全运行必然是建立在采取各项安全技术措施基础上的，只有严格执行安全管理制度和安全操作规程，并采取相应的安全技术措施，才能使生产装置的劳动安全卫生得到保障。因此，在设计、建设施工和运行时必须严格按照“三同时”的要求，落实可研和评价报告中提出的各项安全措施，生产中要强化安全监督。在设计施工和今后生产运行中，应防止“跑、冒、滴、漏”现象的发生，把防止火灾爆炸事故作为防范的重点来抓。特别是要加强对有可能聚集可燃性气体的场所进行监测和强制通风；同时，要通过形式多样的安全教育，不断强化职工安全意识，提高职工安全操作水平，加强事故应变能力训练，特别是要防止违章作业的现象发生。

本报告认为：中国石油天然气股份有限公司玉门油田宁庆分公司环庆采油厂宁庆天然气 2022 年产能建设地面工程的可行性研究报告及采取的安全措施符合国家相关法律、法规和技术标准的要求，环庆采油厂宁庆天然气 2022 年产能建设地面工程发生事故的风险能够控制在可接受的范围内，项目建设安全可行。

附 件

- 1、安全预评价委托书
- 2、营业执照
- 3、项目备案证

附 图

- 1、线路总体走向示意图
- 2、宁 1 脱水集气站平面布置图
- 3、宁 1 脱水集气站总体工艺流程图
- 4、集输系统工艺流程图
- 5、光纤通信系统图

此件按照应急管理部和1号令要求仅
限于网上公开使用，挪作他用一律无效