

前言

为贯彻落实《中华人民共和国安全生产法》、《安全生产许可证条例》以及《非煤矿山企业安全生产许可证实施办法》的有关要求，中国石油天然气股份有限公司辽河油田辽兴油气开发公司（以下简称辽兴油气开发公司）取得了《安全生产许可证》（编号：（辽）SY安许证(2023)0021），该证件有效期至2026年8月2日，在持证生产期间辽兴油气开发公司严格按照各种安全管理制度开展工作，安全生产平稳运行。按照《非煤矿山企业安全生产许可证实施办法》等有关法律法规的规定，该企业在安全生产许可证到期前三个月申请办理安全生产许可证延期手续，需进行安全现状评价，以判断现有的安全生产状况是否符合相应的安全要求，是否保持了安全生产条件，以全面了解辽兴油气开发公司的安全生产现状，查找和整改安全生产隐患，进一步提高辽兴油气开发公司的安全生产管理水平。为此，辽兴油气开发公司委托我公司对其进行安全现状评价。

我公司接受委托后，立即成立了该项目安全现状评价项目组，针对该项目开展了现场调研、资料收集、危害识别等工作，并采用定性、定量的评价方法对陆上采油（气）设备设施和生产作业活动，以及安全管理情况等相关内容进行了评价，并针对现场调研及提出的安全隐患与建设单位的相关部门进行了沟通交流，以确保报告内容的真实性和符合性，在此基础上，依据《安全评价通则》《石油天然气开采企业安全现状评价技术规范》等标准规范的要求编制完成了安全现状评价报告。

本次评价工作得到辽河油田分公司、辽兴油气开发公司各级领导及相关业务部门的大力支持与配合，使我们的工作得以顺利完成，在此一并表示感谢！

目录

1 总则	1
1.1 评价目的	1
1.2 评价范围	1
1.3 评价依据	1
1.4 评价程序	8
2. 企业概况	10
2.1 基本情况	10
2.2 设备设施及生产作业现状	12
2.3 安全管理	58
2.4 变更情况	71
2.5 自然、社会环境	71
3. 评价单元划分及评价方法选择	76
3.1 评价单元划分	77
3.2 安全评价方法简介	78
4 危险、有害因素辨识与分析	80
4.1 主要物质危险有害因素分析	81
4.2 设备设施及生产作业风险辨识与分析	91
4.3 危险化学品重大危险源辨识	104
4.4 自然环境和社会环境危险、有害因素分析	112
4.5 同类工程典型事故案例及分析	114
5 符合性评价	122
5.1 采油（气）单元评价	122
5.2 注入工程单元	126
5.3 油气集输处理及储运单元	129
5.4 采出水处理单元	144
5.5 公用工程及辅助设施	146
6. 安全管理单元评价	161
6.1 安全生产责任制的建立与执行情况	161
6.2 安全生产管理制度、岗位操作规程制定与执行情况	161
6.3 安全生产管理机构设置和安全管理人員配备情况	161
6.4 特种作业人員和其他从业人員培训、持证情况	161
6.5 安全投入及使用情况	162
6.6 工伤保险、安全生产责任险缴纳情况	162
6.7 劳动防护发放情况	162
6.8 “三同时”执行情况	162
6.9 设备检验检测情况	163
6.10 事故应急预案制定及演练情况	163
6.11 特殊作业管理	163
6.12 承包商管理	163
6.13 变更管理	164
6.14 风险辨识、分级管控	164
6.15 安全生产标准化工作开展情况	164
6.16 设备完整性、安全生产信息化等管理情况	164

6.17 生产安全事故管理情况	164
6.18 安全管理单元评价	164
7. 定量评价	194
8 安全对策措施及建议	198
8.1 隐患整改	199
8.2 安全管理技术对策措施	201
9. 评价结论	202

1 总则

1.1 评价目的

本报告评价目的为：

- a) 识别与分析辽兴油气开发公司生产过程中存在的主要风险；
- b) 确定辽兴油气开发公司与现行有关安全生产法律、法规、规章、标准的符合性；
- c) 提出具体有效的安全风险控制对策措施及建议，以提高辽兴油气开发公司的安全生产和安全管理水平；
- d) 为应急管理部门实施安全监管提供依据。

1.2 评价范围

本次评价范围为辽兴油气开发公司陆上采油（气）设备设施和生产作业活动，以及安全管理情况；

具体内容包括：所辖的运营维护一中心、运营维护二中心、运营维护三中心、运营维护四中心以及所属的奈一联合站、科一联合站、包一联合站、交一联合站、张强脱水站的生产设施、公共辅助设施以及安全管理现状等。

辽兴油气公司全部已停用生产设施以及未完成竣工验收的设备设施不在本次评价范围内。

1.3 评价依据

1.3.1 安全现状评价工作合同

- (1) 《辽兴油气开发公司安全现状评价合同》。

1.3.2 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〔2002〕第 70 号，根据 2021 年 6 月 10 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十九次会议《关于修改〈中华人民共和国安全生产法〉的决定》第三次修正，2021 年 9 月 1 日施行）
- (2) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（中华人民共和国主席令〔2010〕30 号，2010 年 10 月 1 日起施行）
- (3) 《中华人民共和国特种设备安全法》（中华人民共和国主席令〔2013〕第 4 号，2014 年 1 月 1 日施行）
- (4) 《中华人民共和国消防法》（中华人民共和国主席令〔2008〕第 6 号，根据

2021 年 4 月 29 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十八次会议《关于修改〈中华人民共和国道路交通安全法〉等八部法律的决定》第二次修正，2021 年 4 月 29 日施行)

(5) 《中华人民共和国突发事件应对法》(中华人民共和国主席令主席令〔2024〕25 号,2024 年 11 月 1 日施行)

(6) 《中华人民共和国危险化学品安全法》

(7) 《中华人民共和国环境保护法》

(8) 《陆上石油天然气开采安全风险评估工作方案》(应急危化二〔2022〕3 号，2022 年 4 月 1 日起施行)

(9) 《辽宁省消防条例》

(10) 《辽宁省安全生产委员会关于落实企业全员安全生产责任制的实施意见》(辽安委[2017]45 号，自 2017 年 12 月 23 日起施行)

1.3.3 行政法规

(1) 《特种设备安全监察条例》(国务院令〔2003〕373 号发布，国务院令〔2009〕549 号修正，2009 年 5 月 1 日施行)

(2) 《生产安全事故应急条例》(国务院令[2019]第 708 号，2018 年 12 月 5 日国务院第 33 次常务会议通过，2019 年 4 月 1 日施行)

(3) 《安全生产许可证条例》(国务院令〔2004〕第 397 号，根据 2014 年 7 月 29 日国务院令第 653 号《国务院关于修改部分行政法规的决定》第二次修订，2014 年 7 月 29 日施行)

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

(5) 《建设工程质量管理条例》(国务院令(2000 年)第 279 号，国务院令第 714 号修订，自 2019 年 4 月 23 日起施行)

1.3.4 部门规章

(1) 《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〔2006〕第 3 号，根据 2015 年 5 月 29 日国家安全生产监督管理总局令第 80 号《关于废止和修改劳动防护用品和安全培训等领域十部规章的决定》第二次修订，2015 年 7 月 1 日施行)

- (2) 《生产安全事故应急预案管理办法》（国家安全生产监督管理总局令〔2016〕第 88 号，根据 2019 年 7 月 11 日应急管理部令第 2 号《应急管理部关于修改〈生产安全事故应急预案管理办法〉的决定》修正，2019 年 9 月 1 日施行）
- (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〔2010〕第 36 号，根据 2015 年 4 月 2 日国家安全生产监督管理总局令第 77 号《关于修改〈生产安全事故报告和调查处理条例〉罚款处罚暂行规定等四部规章的决定》修正，2015 年 5 月 1 日施行）
- (4) 《财政部、应急部关于印发〈企业安全生产费用提取和使用管理办法〉的通知》（财资〔2022〕136 号，2022 年 11 月 21 日施行）
- (5) 《非煤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局令〔2009〕第 20 号，根据 2015 年 3 月 23 日国家安全生产监督管理总局令第 78 号《关于废止和修改非煤矿山领域九部规章的决定》修订，2015 年 7 月 1 日施行）
- (6) 《危险化学品目录（2015 年版）》（应急管理部等十部委公告 2026 年第 3 号，2026 年 4 月 16 日实施）
- (7) 《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》（安监局令〔2011〕40 号发布，安监局令〔2015〕79 号修正，2015 年 7 月 1 日施行）
- (8) 《国家安监总局关于公布〈首批重点监管的危险化学品名录〉的通知》（安监总管三〔2011〕95 号，2011 年 6 月 21 日实施）
- (9) 《国家安监总局办公厅关于印发首批重点监管的危险化学品安全措施和应急处置原则的通知》（安监总管三〔2011〕142 号，2011 年 7 月 1 日发布）
- (10) 《注册安全工程师管理规定》（国家安全生产监督管理总局令〔2006〕第 11 号，根据 2013 年 8 月 19 日国家安全生产监督管理总局令第 63 号《国家安监总局关于修改〈生产经营单位安全培训规定〉等 11 件规章的决定》修订，2013 年 8 月 29 日施行）
- (11) 《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〔2013〕第 62 号，根据 2015 年 3 月 23 日国家安全生产监督管理总局令第 78 号《国家安监总局关于废止和修改非煤矿山领域九部规章的决定》修订，2015 年 7 月 1 日施行）
- (12) 《关于印发《安全生产责任保险实施办法》的通知》（应急〔2025〕27 号，

2025 年 3 月 29 日起施行)

(13) 《特种设备使用单位落实使用安全主体责任监督管理规定》(国家市场监督管理总局令〔2023〕第 74 号, 2023 年 5 月 5 日起施行)

1.3.5 地方性法规、规章、文件

(1) 《辽宁省安全生产条例》(2017 年 1 月 10 日辽宁省第十二届人民代表大会常务委员会第三十一次会议通过, 根据 2025 年 5 月 28 日辽宁省第十四届人民代表大会常务委员会第十六次会议《关于修改〈辽宁省建设工程质量条例〉等五件地方性法规的决定》第三次修正, 2025 年 5 月 29 日实施)

(2) 《辽宁省企业安全生产主体责任规定》(辽宁省人民政府令第 264 号公布, 根据 2021 年 5 月 18 日实施的《辽宁省人民政府关于废止和修改部分省政府规章的决定》修正, 2021 年 5 月 18 日施行)

(3) 《关于落实企业全员安全生产责任制的实施意见》(辽安委〔2017〕45 号, 2017 年 12 月 23 日起实施)

1.3.6 主要技术标准及规范

1、总体规范

- 1) 《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)
- 2) 《储罐区防火堤设计规范》(GB50351-2014)
- 3) 《陆上油气田油气集输安全规程》(SY/T6320-2022)
- 4) 《陆上石油天然气开采安全规程》(GB42294-2022)
- 5) 《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007)
- 6) 《原油电脱水设计规范》(SY/T 0045-2023)
- 7) 《油田注水工程设计规范》(GB 50391-2014)
- 8) 《油田采出水处理设计规范》(GB 50428-2015)
- 9) 《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》(SY/T5225-2019)

2、总图

- 1) 《石油天然气工程总图设计规范》(SY/T0048-2025)
- 2) 《油田地面工程建设规划设计规范》(SY/T0049-2024)

3、管道工程

- 1) 《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)

- 2) 《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）
- 3) 《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）
- 4) 《油气长输管道工程施工及验收规范》（GB50369-2014）
- 5) 《油气输送管道完整性管理规范》（GB32167-2015）
- 6) 《快速开关盲板技术规范》（SY/T0556-2018）
- 7) 《油气输送管道线路工程抗震技术规范》（GB/T50470-2017）
- 8) 《石油天然气工业管道输送系统》（GB/T24259-2023）
- 9) 《石油天然气管道安全规范》（SY/T6186-2020）
- 10) 《石油天然气工程管道和设备涂色规范》（SY/T0043-2020）
- 11) 《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2024）
- 12) 《油气输送管道线路工程水工保护设计规范》（SY/T6793-2018）
- 13) 《天然气管道运行规范》（SY/T5922-2024）

4、仪表自控

- 1) 《油气田及管道工程仪表控制系统设计规范》（GB/T50892-2013）
- 2) 《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》（GB/T50823-2013）
- 3) 《石油天然气工程可燃气体和有毒气体检测报警系统安全规范》（SY/T6503-2022）
- 4) 《火灾自动报警系统设计规范》（GB50116-2013）
- 5) 《油气田地面工程数据采集与监控系统设计规范》（SY/T7352-2016）
- 6) 《油气田集输系统在线腐蚀监测技术规范》（SY/T6970-2024）

5、供配电

- 1) 《供配电系统设计规范》（GB50052-2009）
- 2) 《石油设施电气设备场所 I 级 0 区、1 区和 2 区的分类推荐作法》（SY/T6671-2017）
- 3) 《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）
- 4) 《低压配电设计规范》（GB50054-2011）
- 5) 《20kV 及以下变电所设计规范》（GB50053-2013）
- 6) 《3~110kV 高压配电装置设计规范》（GB50060-2008）
- 7) 《油气田变电站（所）安全管理规程》（SY/T6353-2022）
- 8) 《油气田变配电设计规范》（SY/T 0033-2020）

- 9) 《电气装置安装工程爆炸和火灾危险环境电气装置施工及验收规范》
(GB50257-2014)

- 10) 《输油气管道电气设备管理规范》 (SY/T6325-2024)

6、建（构）筑物

- 1) 《建筑设计防火规范（2018 年版）》 (GB50016-2014)
- 1) 《建筑抗震设计标准（2024 年版）》 (GB/T50011-2010)
- 2) 《建筑工程抗震设防分类标准》 (GB50223-2008)
- 3) 《构筑物抗震设计规范》 (GB50191-2012)
- 4) 《中国地震动参数区划图》 (GB18306-2015)
- 5) 《动力机器基础设计标准》 (GB50040-2020)
- 6) 《建筑防火通用规范》 (GB55037-2022)
- 7) 《建筑照明设计标准》 (GB/T50034-2024)
- 8) 《石油天然气工程建筑设计规范》 (SY/T 0021-2025)

7、防雷防静电

- 1) 《建筑物防雷设计规范》 (GB50057-2010)
- 2) 《防止静电事故通用要求》 (GB 12158-2024)
- 3) 《油气田防静电接地设计规范》 (SY/T0060-2017)
- 4) 《油（气）田容器、管道和装卸设施接地装置安全规范》 (SY/T5984-2020)
- 5) 《油气田防静电安全技术规范》 (SY/T7385-2024)
- 6) 《本安型人体静电消除器安全规范》 (SY/T7354-2017)

8、消防

- 2) 《消防设施通用规范》 (GB55036-2022)
- 3) 《建筑灭火器配置设计规范》 (GB50140-2005)
- 4) 《消防给水及消火栓系统技术规范》 (GB50974-2014)
- 5) 《消防应急照明和疏散指示系统技术标准》 (GB51309-2018)
- 6) 《固定消防炮灭火系统设计规范》 (GB50338-2003)

9、防腐保温

- 1) 《钢质管道外腐蚀控制规范》 (GB/T21447-2018)
- 2) 《埋地钢质管道阴极保护技术规范》 (GB/T21448-2017)

- 3) 《石油天然气站场阴极保护技术规范》（SY/T6964-2013）
- 4) 《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》（SY/T7036-2016）
- 5) 《穿越管道防腐层技术规范》（SY/T 7368-2023）
- 6) 《强制电流深阳极地床技术规范》（SY/T 0096-2013）
- 7) 《自限温电伴热带》（GB/T 19835-2015）
- 8) 《阴极保护技术条件》（GB/T 33378-2025）

10、机械设备

- 1) 《导热油加热炉系统规范》（SY/T0524-2024）
- 2) 《起重机械安全技术规程》（TSG51-2023）
- 3) 《有机热载体炉》（GB/T17410-2023）
- 4) 《石油工业用加热炉安全规程》（SY/T 0031-2025）
- 5) 《固定式压力容器安全技术监察规程》（TSG21-2016）
- 6) 《固定式压力容器安全技术监察规程》{行业标准第 1 号修改单}（TSG 21-2016/XG1-2020）
- 7) 《通用桥式起重机》（GB/T14405-2011）
- 8) 《起重机通道及安全防护设施第 5 部分：桥式和门式起重机》（GB/T24818.5-2009）
- 9) 《固定式钢梯及平台安全要求第 1 部分：钢直梯》（GB4053.1-2009）
- 10) 《固定式钢梯及平台安全要求第 2 部分：钢斜梯》（GB4053.2-2009）
- 11) 《固定式钢梯及平台安全要求第 3 部分：工业防护栏杆及钢平台》（GB4053.3-2009）

12、采暖通风

- 1) 《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》（GB50019-2015）
- 2) 《石油天然气工程供暖通风与空气调节设计规范》（SY/T7021-2024）

13、通信

- 1) 《视频安防监控系统工程设计规范》（GB50395-2007）
- 2) 《工业电视系统工程设计标准》（GB/T50115-2019）

14、安全及其他

- 1) 《安全评价通则》（AQ8001-2007）
- 2) 《石油天然气开采企业安全现状评价技术规范》（SY/T6778-2024）

- 3) 《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2020）
- 4) 《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）
- 5) 《危险化学品生产装置和储存设施风险基准》（GB36894-2018）
- 6) 《危险化学品企业特殊作业安全规范》（GB30871-2022）
- 7) 《油气管道站场完整性管理体系要求》（SY/T7664-2022）
- 8) 《石油天然气作业场所个体防护装备配备规范》（SY/T 6524-2025）
- 9) 《生产设备安全卫生设计总则》（GB5083-2023）
- 10) 《生产过程安全卫生要求总则》（GB/T12801-2008）
- 11) 《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2010）
- 12) 《安全色和安全标志》（GB 2894-2025）
- 13) 《石油天然气生产专用安全标志》（SY/T 6355-2025）
- 14) 《工作场所毒物危害程度分级标准》（GBZ/T 230-2025）
- 15) 《生产过程危险和有害因素分类与代码》（GB/T13861-2022）
- 16) 《石油天然气管道系统治安风险等级和安全防范要求》（GA1166-2014）
- 17) 《承压类特种设备安全附件安全技术规程》TSG92-2026
- 18) 《特种设备使用管理规则》TSG08-2026
- 19) 《油田油气集输设计规范》GB50350-2015
- 20) 《生产安全事故分类与编码》（GB6441-2025）

1.3.7 有关技术文件及资料

- 1) 安全现状评价委托书及双方签订的安全评价合同
- 2) 辽兴油气开发公司提交的各类工艺、设备、安全管理技术资料

1.4 评价程序

评价过程分准备、实施评价、报告书编制三个阶段。评价各阶段的主要工作内容有：

1) 评价准备阶段

按照根据《安全评价通则》（AQ 8001-2007）和《石油天然气开采企业安全现状评价技术规范》（SY/T 6778-2024）的要求收集评价项目的资料及有关规程规范和标准；现场初步调研和技术交流；评价单元划分；选择评价方法，编制安全检查表。

2) 评价实施阶段

危险、有害因素的识别与分析；实施定性、定量安全评价；使用安全检查表进行现场安全检查和评价；提出安全整改措施和建议，并与业主单位沟通确认。

3) 报告编制阶段

汇总、分析、论证第二阶段所得出的评价、整改和评估结果，得出综合评价结论，完成安全现状评价报告评审稿，提交上级部门评审，然后修改报出。

安全现状评价程序见图1.4-1。

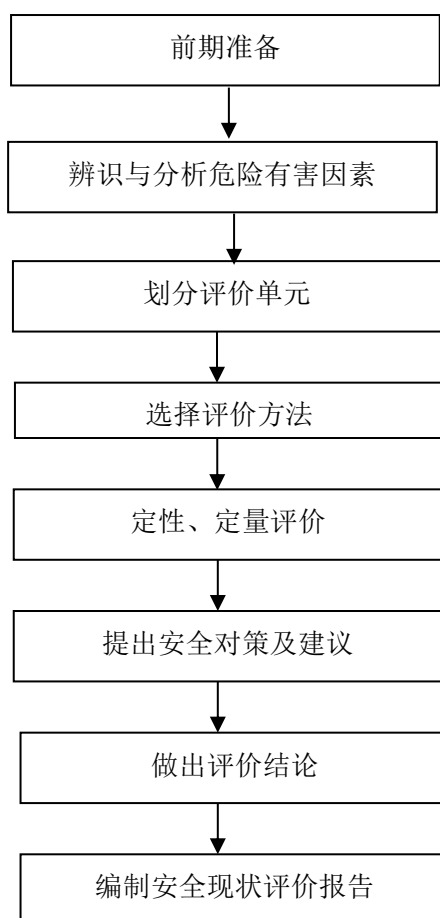


图 1.4-1 安全现状评价工作程序图

2. 企业概况

2.1 基本情况

2.1.1 辽河油田分公司

辽河油田公司是中国石油的地区分公司，总部位于辽宁省盘锦市。油田前身为大庆 673 厂，1970 年 3 月组建辽河石油勘探指挥部（同年 9 月更名为三二二油田），1973 年 6 月改称辽河石油勘探局；经过 1999 年分开分立、2008 年重组整合，目前形成油气主营业务突出，储气库业务、新能源、工程技术、工程建设、燃气利用、多元经济协调发展的格局。

辽河油田的开发建设，是新中国石油工业发展的一个生动缩影。在 1955 年开展前期地质普查的基础上，1970 年投入大规模勘探开发建设，原油产量 1980 年跨越 500 万吨，1986 年突破 1000 万吨、成为全国“油老三”，1995 年达 1552 万吨历史最高峰；天然气业务逐渐提速发力，产量突破十亿方大关，到 2024 年连续 39 年保持油气千万吨规模。

油田矿权区地理上位于辽宁、内蒙古、陕西、甘肃、山西等五省区。勘探开发领域包括辽河、开鲁、宜庆等三大探区，目前发现 41 个油气田、投入开发 39 个。油田油藏类型多样、油品性质各异，开发方式从天然能量开发、水驱、稠油蒸汽吞吐，到蒸汽驱、SAGD、火驱等方式转换，形成了 9 种主要开发方式及配套技术，基本涵盖陆上石油全部开发方式。

油田开发建设 50 多年来，累计生产原油 5 亿多吨、天然气 930 多亿方，实现财税贡献 3000 多亿元，获省部级以上科技成果 530 余项，全面建成“国家能源稠（重）油开采研发中心”，变质岩潜山勘探开发、中深层稠油大幅度提高采收率、电热熔盐储能注汽、井下大功率电加热、稠油污水循环利用及达标外排等特色技术国际领先，复杂类型油气藏建库与安全高效运行、含油气盆地伴生矿勘查评价与高效开采、地热资源开发利用等优势技术国内领先。油田先后荣获“全国五一劳动奖状”“全国先进基层党组织”“全国文明单位”等荣誉。

2.1.2 辽兴油气开发公司概况

辽兴油气开发公司成立于 2011 年 7 月 28 日，由油气试采公司与外围能源勘探开发项目部重组设立；2021 年 3 月，油田公司将科尔沁、张强等外围区块统一划归公司管理，现辖陆家堡、奈曼、张强、龙湾筒、钱家店 5 个主力凹陷，是辽河油田外围油气勘

探开发、效益上产与绿色转型的核心骨干单位，肩负辽河外围开疆拓土顶梁柱的战略使命。

公司本部设 12 个部门、1 个临时机构。截至 2026 年 2 月，用工总量 867 人。2026 年原油产量计划 32.7 万吨。

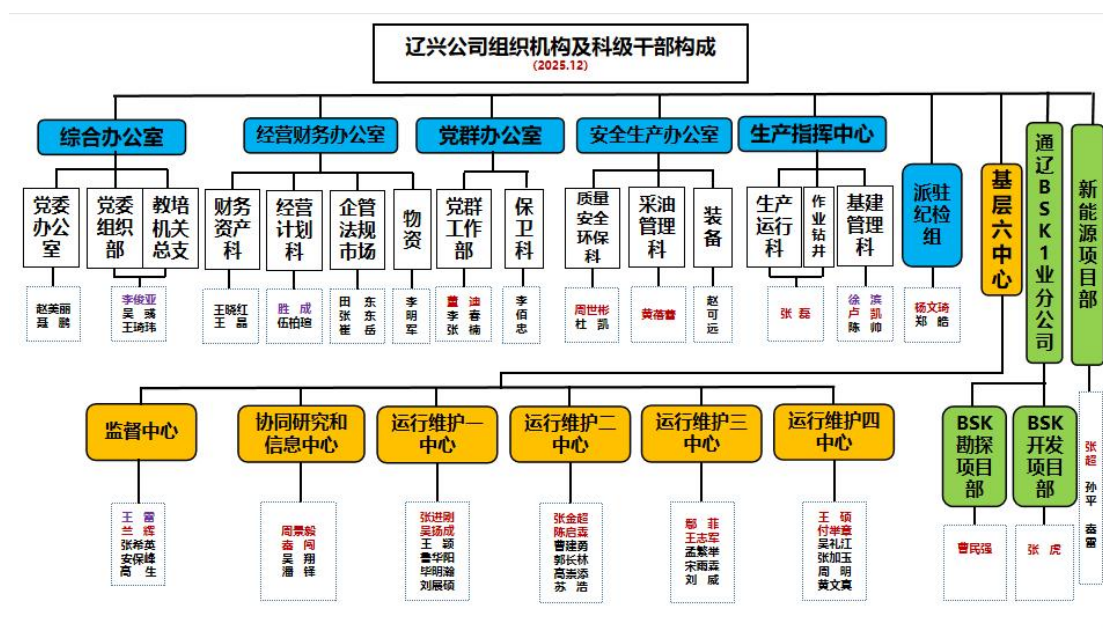


图 2.1 辽兴油气开发公司组织结构图

2.1.3 区域位置

辽兴油气开发公司机关总部位于辽宁省盘锦市大洼区田家镇总部生态城总部花园 A1-1 楼，地理位置 Google 图见图 2.2-1。



图 2.1-1 辽兴油气开发公司机关总部区域位置 Google 图

2.2 设备设施及生产作业现状

2.2.1 采油

开采现状

1、储量特征：辽兴公司探明储量 13547 万吨，动用储量 8720 万吨，油藏具有孔隙度低（15%）、渗透率低（20mD）、储量丰度低（144 万吨/平方公里）、单储系数低（6.3 万吨/平方公里·米）等特点。

2、产量数据：2024 年产油 32.36 万吨，2025 年产油 31.61 万吨，2026 年预计年产油 32.7 万吨。

3、油水井特征：

共有油井 954 口，其中自喷井 26 口、机采井 928 口。机采井中抽油机井 684 口、螺杆泵井 2 口、其他采油井 242 口。当前日产液 4520 吨，日产油 904 吨。

共有水井 321 口，注水方式包括：常规偏心、笼统注水、同心分注、智能分注。2024 年注水量 122 万吨，2025 年注水量 140 万吨，2026 年计划注水量 159 万吨。当前开井 248 口，日注水 3824 方，注采比 0.81%，注水干线压力 15.2MPa。

油气田分布特征：

（1）内蒙古区域：共有油气田 6 个，区块 18 个，站场 4 个，包括：

运行维护一中心（通辽市奈曼旗）：油气田 1 个（奈曼油田），区块 2 个（奈一块、奈 30 块），站场数量 1 个（奈一联合站）。

运行维护二中心（赤峰市阿鲁科尔沁旗）：油气田 2 个（科尔沁油田、汉一块油田），区块 7 个（包 1、包 14、包 38、包 20、庙 31、庙 5 和庙 7 块），站场数量 2 个（包一联合站、科一联合站）。

运营维护三中心（通辽市开鲁县）：油气田 3 个（交力格油田、前河油田、广发油田），区块 9 个（交 2 块、廖 1 块、建 3 块、河 11 块、河 19 块、河 21 块、河 25 块、广 2 块、广 4 块），站场数量 1 个（交一联合站）。

（2）辽宁区域：运行维护四中心（沈阳康平县），区块 2 个（强 1 块、白 2 块），站场数量 1 个（生产设施包括注水点、脱水点等）。

采油装置

共有抽油机 719 台，型号包括：CYJP10-3-53HF、CYJ10-3-53HFX、CYJ10-3-53HB、CYJ12-4.8-73HB、CYJ12-5-73HB，CYJ5-1.8-26HF、CYJX5-3-26HF、CYJ6-3-26、CYJ8-3-37HB、CYJX10-4.2-53HF。

油井计量方式(计量器具类型与名称)：

1、质量流量计：YN-JL 型油水单井计量装置、JL-G2-Y20 型油水单井计量装置、撬装式单井式原油计量装置；

2、称重式计量器：瑞邦石油-称重式油井计量器；

3、翻斗计量器（跨克）：辽宁跨克-油井多元自动测量系统；

4、多管束计量器：非标加工设备油井多元计量装置；

5、移动计量车；

6、高架罐计量：检尺。

2.2.1 运营维护一中心

1、概况

运行维护一中心油水井主要分布在奈一块、奈 30 块，现有油井 236 口、水井 80 口、长停井 23 口，平均日产油约 288t。

目前，下设 4 个班组：中控班、巡检维护班、集输班、措施班，总编制定员 154 人，其中：领导班子编制定员 6 人，管理人员编制定员 9 人，专业技术人员编制定员 15 人，技能操作人员编制定员 124 人。

2、主要设备设施

主要设备设施包括抽油机、储油罐、分离器等。运行维护一中心主要生产设备、设施明细见表 2.2-2。

表 2.2-2 运行维护一中心主要设备设施一览表

设备	规格、型号	数量
电锅炉	LRC-SH-VA-2100	2
高频聚结装置	18R21	2
分气包	0.123m ³	5
	0.19m ³	1
抽油机	CYJ10-3-53HB、CYJP10-3-53HF、CYJ12-5-73HB	216台
压力容器	分离器、高效气液分离装置、相变加热炉	36台
储油罐	50m ³	60台
泵	注水泵、柱塞泵、增注泵、污水泵、卸油泵、导热油泵	32台

3、总工艺流程

各油井采出液经井口加热炉加热后经管道密闭集输至奈一联合站(少量采油井场设有储油罐，采出液经井口加热炉加热后进入储油罐暂存，再由输油罐车定期运送至联合站)。经计量后进入分离、缓冲、加热一体化装置(“三合一”分离器)分离出的天然气进入气液分离器进一步气液分离后进入天然气脱硫塔，出天然气脱硫塔的天然气管输至天然气管网；分离后的油水混合液在奈一联合站进行脱水处理。

4、自控仪表

采油作业区仪表以就地仪表为主，加热炉、储油罐、工艺管道等重要设备上均装有现场仪表，如计量表、液位计、压力表等。采油和采气生产工艺比较简单，计量检测采用就地显示和记录，阀门操作采用手动方式，机泵设电气控制操作箱。在可能有可燃气体、硫化氢泄漏的区域分别设置可燃气体检测报警器、硫化氢气体检测报警器，为巡检、作业人员配备便携式可燃气体/有毒气体检测仪。

5、电气

1)供配电

采油作业区内设备设施的电源均引自附近变电所或架空电力线路，站场内设置变电站或柱上变压器、配电箱等设施，有毒、可燃气体检测报警控制箱备用电源的设置符合

相关要求。

2)防雷防静电

采油作业区所辖的工艺装置、设备(含抽油机)、储油罐、电气设备设施、机泵等的电机外壳、值班房等建(构)筑物设置防雷、防静电和接地保护装置。

6、给排水

1)给水

采油作业区各班站及采油井场的生活用水及生产用水(注水用水)均来自自打水井供水。

2)排水

采油作业区各班站及采油井场的生产污水集中回收处理；雨水自然散流至站外。

7、消防

作业区各班站及采油井场（除联合站）均为五级站场，站内设置一定数量的移动式灭火器材，用于扑灭初起火灾，避免火势蔓延；消防依托主要为就近的辽河油田消防队或所在地的地方消防力量，能够满足作业区的消防要求。

2.2.2 运营维护二中心

1、概况

运行维护二中心管理主力区块为科尔沁油田，运行维护二中心作为辽兴公司的主力区块，承担着科尔沁区块油气开采、集输储运、新能源建设等任务，该中心现有员工 241 人，其中领导班子 6 人、三级工程师 2 人，设有中控班、巡检维护班、集输班、措施班四个基层管理单元，其中巡检维护班主要负责采油、捞油、维修等业务，集输班主要负责科一联、包一联日常生产管理工作。

目前已动用 7 个断块，即包 1、包 14、包 38、包 20、庙 31、庙 5 和庙 7 块，地理位置位于内蒙古赤峰市阿鲁科尔沁旗东南部绍根镇境内，管理各类油水井 568 口。其中油井 425 口、开井 224 口、井口液量 1821 方/天、井口油量 314 吨/天；注水井 143 口、开井 60 口、注水量 1459 方/天。

科尔沁油田构造上位于开鲁盆地陆西凹陷，探明含油面积 24.66km²，上报探明地质储量 3554×10⁴ 吨，动用地质储量 3257.65×10⁴ 吨，可采储量 563.23×10⁴ 吨，标定采收率 15.8%。主力含油层位为侏罗系九佛堂组，含油井段 750~1750m。储层岩性为浅灰色凝灰质砂砾岩、砂岩、粉砂岩。平均孔隙度 15~18%，平均渗透率 13~84.4

$\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，是典型的中～低孔、低～特低渗油藏。

地面原油密度一般在 $0.84 \sim 0.91 \text{g/cm}^3$ 之间，凝固点 $17 \sim 25^\circ\text{C}$ ，地面原油粘度 (50°C) $10 \sim 98 \text{mPa}\cdot\text{s}$ 。地层水水型为 NaHCO_3 型， Cl^- 含量 691.5mg/L ， HCO_3^- 含量 $1250.9 \sim 3315.4 \text{mg/L}$ ，共有联合站 2 座（包一联、科一联）。包一联：于 1994 年 6 月投产，位于包一块，距离基地 25 公里。负责原油转输、三相分离水、污水处理、注水任务和外销任务。设计原油集输能力 50 万吨/年，污水处理能力 3000 方/天，注水能力 2000 方/天。科一联：位于公司基地北面，占地面积约 10 万平方米，负责生活污水处理及临时储油维温任务。年设计原油处理能力 100 万吨，储油能力 4 万吨，供水处理能力 1000 方/天。

2、主要设备设施

运行维护二中心所辖区块及站场主要设备设施见下表。

表 2.2-3 运行维护二中心主要设备设施一览表(单位：台)

使用单位	设备名称	规格型号	数量
作业区各区块	储油罐	30m^3	79
		33m^3	1
		50m^3	30
	水罐	50m^3	5
作业区各区块	抽油机	5、6、8、10型抽油机	293
包一块	注水泵	无铭牌	1
	柱塞泵	3ST-6.3/20	1
	高压柱塞泵	3DP120 4/50 (3ZS-6/41)	1
包一块	单井计量罐	YDCB-40-Q-II-1	14
包14块	高压柱塞泵	3DP120 4.59/50 (3ZS-6/41)	1
		3ST-15.5/25	1
		3GP125A-11.2/25	1

3、总工艺流程

包 1、38 块采用一级布站、多井串接单管集油方式、节点加热、不增压管输模式，计量采用井场计量阀组+质量流量计模式，密闭集油井 137 口，集油密闭率 55.0%。其他包 14、庙 7 等区块采取地面罐集油汽车拉运井 112 口。总矿化度 3149.5~6056 mg/L。

4、自控仪表

A11 机房：①视频平台 1 套，存储服务器 1 套；②防火墙 1 台（数据保护）；③交换机 1 台（数据传输）；④数据服务器 1 台（仪表数据采集）⑤UPS 设备 1 套（不间断电源，断电期间提供电源）；

监控室；电视 4 套；电脑 3 台

进场 A11 配置情况

- 1、电参 RTU 1 台，上传电流数据；
- 2、示功仪 1 台，上传载荷冲程、冲次、量油图像等数据；
- 3、压力表 1 台，上传井口压力数据；
- 4、监控杆：①视频 1 套，井场图像监控；②传输设备 1 套，视频图像回传；

站内设置了仪表监控系统，实现了设备运行参数实时监控。

机泵设备采用常规的电气控制盘进行监控，电气控制盘上设有机泵的启动、停止按钮和设备非电气参数指示仪表，机泵设备就地设有紧急停止控制按钮。储油罐设液位计。

站内设置视频监控系统，在关键、危险场所和位置设置视频监控点，通过显示器实时监控站场生产设施的运行情况。

在锅炉房等有可燃气体泄漏区域设置了固定式可燃气体检测探测器，可燃气体检测探测器信号远传至值班室内控制器。

5、电气

1)供配电

采油作业区内设备设施的电源均引自附近变电所或架空电力线路，站场内设置变电站或柱上变压器、配电箱等设施。

2)防雷防静电

采油作业区所辖的工艺装置、设备(含抽油机)、储油罐、电气设备设施、机泵等的电机外壳、值班房等建(构)筑物设置防雷、防静电和接地保护装置。

6、给排水

1)给水

采油作业区各班站及采油井场的生活用水及生产用水(注水用水)均来自自打水井供水。

2)排水

采油作业区各班站及采油井场的生产污水集中回收处理；雨水自然散流至站外。

7、消防

作业区各班站及采油井场（除联合站外）均为五级站场，站内设置一定数量的移动式灭火器材，用于扑灭初起火灾，避免火势蔓延；消防依托主要为就近的辽河油田消防队或所在地的地方消防力量，能够满足作业区的消防要求。

2.2.3 运营维护三中心

1、概况

1.后河：28口油井直接进管输，18口油井通过内倒拉运至河21-H209平台管输至大平台，区块产液在大平台集中进行气液分离，含水原油通过远端加热后管输至交一联合站处理，目前外输液量：547m³/d。计量方式为多通阀+质量流量计、大罐计量、移动计量车（1台）；

2.交二：52口油井通过节点加热串接集油方式管输至交一联合站，24口油井（外围井6口）采取原油拉运至交一联合站。计量方式为手动阀组+称重计量器（10台）、大罐计量、移动计量车（3台）。

2、主要设备设施

作业区主要设备、设施包括抽油机、注水泵、地面罐等。作业区主要生产设施见下表。

表 2.2-4 运行维护三中心主要设备设施一览表

设备	规格、型号	数量
抽油机	CYJ10-3-53HB、CYJ12-5-73HB、CYJX12-5-53HF	136台
地面罐	30m ³	59座
高架罐	50m ³	49座
地面罐	6000×2800×2020	7座
各类机泵	/	218台

增注泵	200m ³	4台
	500m ³	2台

3、总工艺流程

部分通过管输，一部分拉运至平台管输至大平台，在大平台集中进行气液分离

部分油井通过节点加热串接集油方式管输至交一联合站，部分采取原油拉运至交一联合站。

4、自控仪表

运行维护三中心仪表以就地仪表为主，加热炉、储油罐、工艺管道等重要设备上均装有现场仪表，如计量表、液位计、压力表等。采油和采气生产工艺比较简单，计量检测采用就地显示和记录，阀门操作采用手动方式，机泵设电气控制操作箱。在可能有可燃气体的区域分别设置可燃气体检测报警器，为巡检、作业人员配备便携式可燃气体/有毒气体检测仪。

5、电气

1)供配电

运行维护三中心内设备设施的电源均引自附近变电所或架空电力线路，站场内设置变电站或柱上变压器、配电箱等设施。

2)防雷防静电

运行维护三中心所辖的工艺装置、设备(含抽油机)、储油罐、电气设备设施、机泵等的电机外壳、值班房等建(构)筑物设置防雷、防静电和接地保护装置。

6、给排水

1)给水

运行维护三中心各班站及采油井场的生活用水及生产用水均来自自打水井供水。

2)排水

运行维护三中心巡检维护班各采油井场的生产污水集中回收处理，雨水自然散流至站外，交一联合站的生产污水通过污水处理系统处理合格后回注，雨水通过排水沟收集到站外的雨水收集池。

7、消防

作业区巡检维护班各采油井场均为五级站场，站内设置一定数量的移动式灭火器材，用于扑灭初起火灾，避免火势蔓延；交一联合站属于三级站场，站内设有 2 座消防水池，

总容积 1800m³，一个消防泵房，配备 5 台 75kw 消防泵，各储油罐均配备了消防喷淋管线和消防泡沫管线，储备 15 吨消防泡沫，罐区四周设置有 8 个消防井，内设消防水枪和泡沫枪，用于扑救储罐初起火灾，消防依托主要为就近的辽河油田消防队或所在地的地方消防力量，能够满足作业区的消防要求。

2.2.4 运营维护四中心

1、概况

2025 年原油外销 26524.3 吨，2026 年配产指标 2.85 万吨，日均 78 吨。

运维四中心管辖强 1、白 2 两个区块，地跨内蒙通辽、沈阳康平两区域，距离 15 公里。含油面积 8.89 平方公里，探明地质储量 919.88 万吨，标定采收率 17%。累计采出原油 81.1 万吨，采出程度 8.8%，采油速度 0.28%。累计注入量 102.1 万方，累计注采比 0.727。

强一块：地处沈阳市康平县境内，构造上位于彰武盆地张强凹陷七家子洼陷东北部，含油面积 6.09 平方公里，探明地质储量 631.88 万吨，可采储量 126.38 万吨，标定采收率 20%。目前累积生产原油 57.37 万吨。采油速度 0.3%，采出程度 9.08%，累积注水 62.3 万方，累积注采比 0.64。油藏埋深 1240~1920m（直井射孔井段 1447-1918m，水平井射孔井段 1575-2415.5m）。

I 油组平均孔隙度 11.7%，平均渗透率 4.5 毫达西；II 油组平均孔隙度 9.5%，平均渗透率 8.7 毫达。总体上表现为低-中孔、低渗储层，但是局部地区具有高渗层带。

根据原油实测资料，20℃密度 0.8904g/cm³，50℃粘度 280（个别井达 900）mPa·s，凝固点 22-26.0℃，含蜡量 5.1-17%，目前含蜡量 20%，胶质+沥青质含量 29-31.93%，油品性质为稀油，部分井存在稠油（强 1、强 1-44-26、强 1-26-22）。未见地层水。

白二块：油田构造上处于彰武盆地张强凹陷前辛断裂带北部，含油目的层沙海组油藏埋深 750-1200m，油层分布在白 2、白 3 块、白 4 块，属构造控制的层状岩性一构造油藏。上报含油面积 2.80 平方公里，探明地质储量 239.00 万吨。平均孔隙度 11.1%，平均渗透率 14.1 毫达西，属于特低-低孔、特低-低渗储层，局部发育低孔中渗层带。目前累积生产原油 23.73 万吨。采油速度 0.22%，采出程度 6.86%，累积注水 39.8 万方，累积注采比 1.67。

原油性质为稀油，地面原油密度 0.8856g/cm³，50℃时原油粘度 41.07mPa·s，凝固点 26.3℃，含蜡量 9.17%，胶质+沥青质含量 24.27%。地层水属 NaHCO₃ 型，平均总矿

化度为 3846.7mg/L。

2、主要设备设施

作业区主要设备设施包括抽油机、各类机泵、储油罐等。作业区主要生产设备、设施明细见表 2.2-5。

表 2.2-5 运营维护四中心主要设备统计表

设备	规格、型号	数量	特种设备
抽油机	CYJ10-3-53HB、CYJ12-5-73HB、CYJP10-3-53HF、CYJD10-3-48HF、CYJX10-3-53HF	74 台	否
三柱塞往复泵	3S125A-11.2/25、3GP125A-11.2/25、3S50-2/32	3 台	否
单级离心清水泵	IS50-32-160、IS65-40-200	5 台	否
储油罐	50m ³	75 台	否
储水罐	50m ³	5 台	否
过滤罐	锰砂过滤罐、石英砂过滤罐	各2台	否
其它各类泵	YDPB 50-160、ISG50-160A等	45 台	否

3、总工艺流程

强一块：采油工艺为密闭集输和单井罐生产，密闭集输部分通过 1.2.3.4 条支线进阀组再进 1 号电脱，1 号电脱处理后的原油经 60 千瓦加热器加温后进入 2 号电脱，2 号电脱处理后的原油进高架罐直至外销。

站外高架罐部分通过罐车倒运至强 1-H202 卸油点，卸油后通过泵打入强 1-H202 高架罐，再通过泵打入 1 支线，从而进电脱处理。

注水站 1 座，注水工艺为：清水注水经曝气、锰砂过滤后注水；

污水回注：1 号 2 号电脱处理后的污水→污水缓冲罐→污水泵→重力除油罐→过滤器→污水储水罐→石英砂→污水注水罐→喂水泵→注水泵→1.2.3 号配水间→注入各个水井。

白二块：采油工艺为单井罐生产，原油在大罐内进行初脱，污水进行回注，初脱原油内倒至强 1 脱水点外销。

临时注水点 1 个（白 2-H103 平台），注水工艺为：产出液进高架罐排底水，经过 2 级过滤处理后注入，污水量不够时，采用水源井清水补充。

4、自控仪表

采油作业区仪表以就地仪表为主，重要设备上均装有现场仪表，如计量表、液位计、压力表等。采油和采气生产工艺比较简单，计量检测采用就地显示和记录，阀门操作采

用手动方式，机泵设电气控制操作箱。在有可燃气体、硫化氢泄漏的区域分别设置可燃气体检测报警器、硫化氢气体检测报警器，为巡检、作业人员配备便携式可燃气体/有毒气体检测仪。

5、电气

1)供配电

采油作业区内设备设施的电源均引自附近变电所或架空电力线路，站场内设置变电站或柱上变压器、配电箱等设施。

2)防雷防静电

采油作业区所辖的工艺装置、设备(含抽油机)、储油罐、电气设备设施、机泵等的电机外壳、值班房等建(构)筑物设置防雷、防静电和接地保护装置。

6、给排水

1)给水

采油作业区各班站及采油井场的生活用水及生产用水(注水用水)均来自自打水井供水。

2)排水

采油作业区各班站及采油井场的生产污水集中回收处理；雨水自然散流至站外。

7、消防

作业区各班站及采油井场（除联合站外）均为五级站场，站内设置一定数量的移动式灭火器材，用于扑灭初起火灾，避免火势蔓延；消防依托主要为就近的辽河油田消防队或所在地的地方消防力量，能够满足作业区的消防要求。

2.2.5 采油井场平面布置和周边环境

所辖生产井场分为单井场与丛式井组两类，各井场内部设置井口采油树、抽油机、低压配电箱、放空管线、安全警示标识及防火沙箱，井场外围设置硬质防护围栏实现全封闭管控；井场内按照油田场站建设标准划分生产作业区、应急避险区、杂物存放区，预留满足应急抢险、车辆通行、人员疏散要求的专用安全通道。所有井场设备平面布置严循油气田防火设计要求，井口装置与站内电气设备、明火设备保持规范安全间距，井场放空管线朝向常年主导风向布置。

2.2.2 注入及采出水处理

此部分仅列举典型站场，其余注入及采出水均包含在各联合站部分。

2.2.2.1 张强脱水站周边环境

张强脱水站为五级站场，张强脱水站在办公楼旁，该站周边 200m 范围内为农田和作业区下辖井场，无居民区、村镇、工矿企业等，满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）第 4.0.4 条的要求。

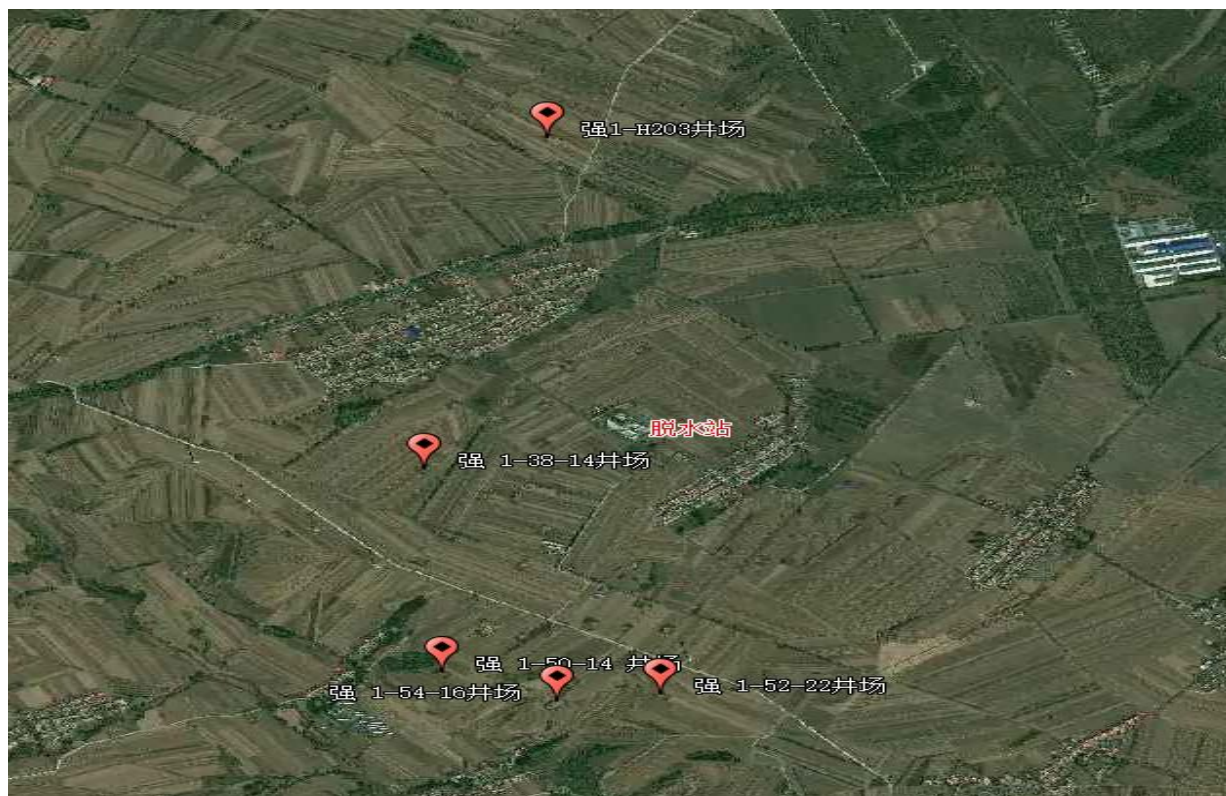


图 2.2.2.1 张强区域位置图

表 2.2.2-1 周边环境防火间距表

序号	设施名称	方位	周边设施名称	规范要求距离 (m)	距离 (m)	依据条款	是否符合
1	三相分离器、立式除油器等油气设施	东南	白尹窝堡	22.5 (30×0.75)	234	GB50183-2004 第 4.0.4 条	符合
2		东南	井场	—	80		—
3			井场	—	82		—
5		北	油井	—	170		—
6			油井	—	156		—

2.2.2.2 张强脱水站站场平面布置

加热炉和采暖加热炉各 1 座，布置在底水罐区的南侧；原油脱水区布置在卸油台北侧，加热炉区的南侧，自北向南依次为电脱水器、除油器 2 座、三相分离器 1 座、掺水泵房 1 座、掺水缓冲罐 1 座及 5 井式集油阀组各 1 座；集成式含油污水处理装置（利旧）

表 2.2.2-2 平面布置防火间距表

序号	建（构）筑物 或设施名称	建（构）筑物 或设施名称	规范要求 距离（m）	距离 （m）	依据条款	是否 符合
1	加热炉区	底水罐	15	16.2	GB50183-2004 第 5.2.3 条	符合
		脱水工艺区	10	10.5		符合
2	脱水工艺区	加热炉区	10	10.5		符合
		卸油台	12	13		符合
		地衡 （辅助生产设施）	12	48.9		符合
3	集成式含油污水 处理装置	采暖泵房 （辅助生产设施）	12	15		符合
4	采暖泵房 （辅助生产设施）	卸油台	22.5	73.1		符合
		油罐区	15	46.7		符合
		集成式含油污水 处理装置	12	15		符合
		脱水工艺区	12	54.2		符合

2.2.2.3 张强脱水站工艺流程

张强采油作业区脱水站原油脱水工艺流程，采用二段密闭脱水工艺。站外管输来油先进入三相分离器进行预脱，低含水原油进入换热器升温后进入二段密闭电脱水装置精脱；脱出含油污水去污水处理系统进行处理；分离出的天然气主要供给站内加热炉。

工艺流程图见图 2.2.2-1。

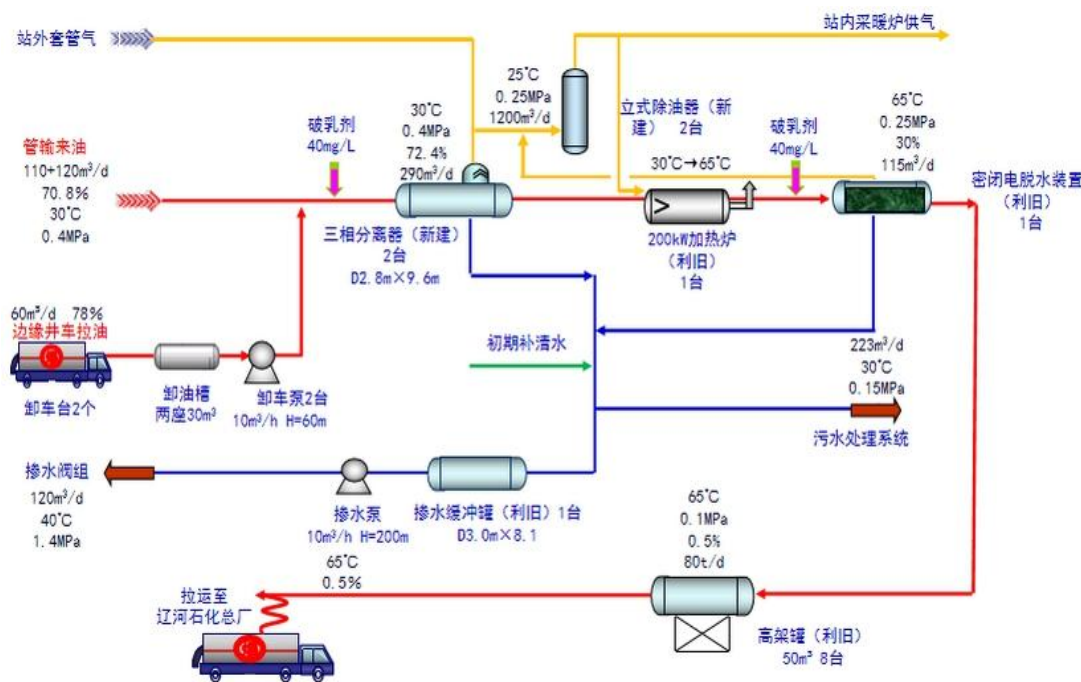


图 2. 2. 2-1 工艺流程简图

1、注水主流程

脱水平台污水缓冲罐的污水通过污水提升泵将含油污水提升至集成式含油污水处理装置，污水经过除油和过滤达到油 $\leq 10\text{mg/L}$ ，SS $\leq 10\text{mg/L}$ 标准后进入污水缓冲罐，再经过滤提升泵提升至石英砂过滤器及硅藻土过滤器，水质达到注水指标后进入注水罐和反洗水罐内，进入注水系统。清水经过曝气和锰砂过滤进入清水罐内，污水量不足时做为补充注水水源。

2、注水辅助工艺流程

1) 反洗流程：

集成式含油污水处理装置的反洗水和放空水排至 50m^3 污水池。

采用反洗水罐内的滤后水对石英砂过滤器和硅藻土过滤器进行反洗，反洗水排至 50m^3 污水池。

采用清水罐内清水对锰砂过滤器进行反洗，反洗水排至 18m^3 干化场。

污水池内上清液提升至集成式含油污水处理装置进行处理。

2) 污油流程：

污水缓冲罐增设收油槽，排油至 2m^3 污油回收罐，经污油泵提升至油罐内。

集成式含油污水处理装置的排油为压力排油，通过管线排至脱水平台油罐内。

3) 污泥流程：

集成式含油污水处理装置的排泥排至 50m^3 污泥池，污泥定期由汽车拉运处理。

污水缓冲罐增设排泥管，污泥定期由汽车拉运处理。

工艺流程图见图2.2.2-2。

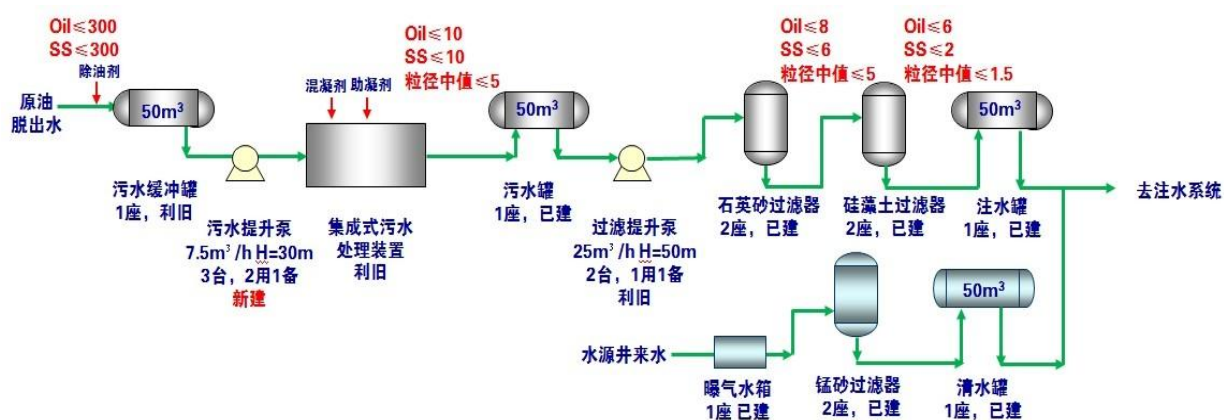


图2. 2. 2-2工艺流程图

2.2.2.4 张强脱水站原油物性

表 2.2.2-3 强 1 块原油物性表

检测参数		单位	检测结果
凝点		℃	28
闪点（闭口）		℃	30
密度（20℃）		g/cm ³	0.9064
蜡含量		%	13.2
胶质+沥青质含量		%	20.8
析蜡点		℃	44
原油粘度	50℃	mPa·s	280.1
	60℃	mPa·s	138.7
	70℃	mPa·s	84.09
	80℃	mPa·s	56.93

表 2.2.2-4 白 2 块原油物性表

检测参数		单位	检测结果
凝点		℃	26.3
闪点（闭口）		℃	30
密度（20℃）		g/cm ³	0.8856
蜡含量		%	9.14
胶质+沥青质含量		%	24.27
原油 粘度	50℃	mPa·s	41.07
	60℃	mPa·s	32.02
	70℃	mPa·s	25.22
	80℃	mPa·s	23.03

2.2.2.5 张强脱水站消防依托

该工程消防依托主要所在地的地方消防力量，能够满足作业区的消防要求。社会消防依托主要为张强镇消防队和康平县消防队，距离张强采油作业区脱水站分别约 5km、30km，行车时间约 10min、40min。消防队配备有消防车、消防水罐车等灭火车辆。

张强脱水站公辅工程依托四中心。

2.2.3 原油集输处理与储运

2.2.3.1 奈一联合站

2.2.3.1.1 奈一联合站简介

奈一联合站隶属于辽兴油气开发公司运行维护一中心，位于内蒙古自治区通辽市奈曼旗大沁他拉镇双合村西北，始建于 2012 年 6 月，2014 年 7 月投产。站内设原油脱水供热、注水污水处理、装卸油化验、中心控制室 4 个生产岗位，负责原油计量、脱水、外销、污水深度处理、注水工作。现有员工 42 人，其中党支部书记 1 人、站长 1 人、技术员 2 人、安全员 2 人。

奈一联合站日平均处理液量 1210m^3 ，日平均污水处理量 1152m^3 。站内设有油罐共 5 座、斜板除油罐 1 座、消防水罐 1 座、清水罐 2 座、高频聚结装置 2 座、分离/缓冲/加热一体化装置 1 座、气浮选机 2 套、污水过滤罐 4 座、电蓄能锅炉 2 台、应急发电机 1 台、天然气脱硫装置 1 套、装车泵/脱水泵/注水泵等机泵 30 台。

奈一联原油密度为 $0.85\text{g}/\text{cm}^3$ ，含有伴生气，部分井场含有硫化氢。目前，该站 1# 罐为一段原油沉降罐，罐容 1000m^3 ；2#、3#、4# 罐为二段沉降罐兼做好油罐，罐容均为 1000m^3 ，现 2#、3# 罐均空置或用作污水罐，含水 90% 以上；4# 罐用作好油罐，含水 $<0.5\%$ ；5# 罐为缓冲罐 1 座，罐容 200m^3 ，现为停运状态。该站原油储罐总容量为 4200m^3 。根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004) 站场分级，该站为三级站。另外，该站设有 300m^3 斜板除油罐 1 座，油层厚度 0.3m，罐高 6m。

2.2.3.1.2 地理位置、周边环境及平面布置

1) 地理位置

奈一联合站位于内蒙古自治区通辽市奈曼旗大沁他拉镇双合村西北，距奈曼旗镇约 7km，地理坐标为北纬 $42^\circ 51' 9.88''$ ，东经 $120^\circ 34' 40.99''$ ，其地理位置 Google 示意图见图 2.3-1。



图 2.2.3-1 奈一联合站地理位置 Google 示意图

2)周边环境

奈一联合站东侧为奈曼旗供电公司 66kV 变电站，距离奈一联油罐区 155m；北侧为奈曼油管厂，距离奈一联油罐区 65m；南侧有 1 户居民，距离奈一联罐区 230m。罐区距离北侧电力线 44m，距离西侧电力线 73m。奈一联合站与周边设施之间的防火间距见表 2.2.3-1。

表 2.2.3-1 奈一联合站与周边设施之间防火间距表(单位：m)

方位	周边设施	规范要求	实际距离	依据	符合性
东	奈曼旗供电公司变电站	40	155	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB 50183-2004) 第 4.0.4条	符合
西	10kV架空电力线 (杆高约12m)	18(1.5 倍 杆高)	73		符合
南	散居房屋	45	230		符合
北	辽兴公司准备大队管厂	50	65		符合
	10kV架空电力线 (杆高约12m)	18(1.5 倍 杆高)	44		符合

由上表可知，奈一联合站与周边设施之间的防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)第 4.0.4 条的规定。

3)平面布置

奈一联合站站内分为办公区、原油处理区、污水处理区、注水区、原油装卸区、天然气处理区、供热区等，各区之间通过道路分隔。导热油炉区、原油装卸区布置于站区边缘，原油装卸区独立成区，设置单独的出入口。

办公区设置办公楼，内设中控室；原油处理区设置来油阀组、原油储罐(固定顶)、

原油缓冲罐、“三合一”分离器、气液分离器、换热器、联合泵房；原油储罐设置防火堤；污水处理区设置污水加药间、斜板除油罐、浮选机房、污泥处理间、污水处理间等；注水区设置注水泵房、注水罐、加药间等；原油装卸区设置装车鹤管、卸油台、卸油槽、卸油泵房等；天然气处理区设置天然气脱硫塔、气液分离器等；供热区设置导热油炉、导热油泵房、膨胀槽、储油槽、加碱间、风机间、消防泵房、消防水罐等。奈一联合站平面布置见图 2.2.3-3。站内各设施间的防火间距见表 2.2.3-2。

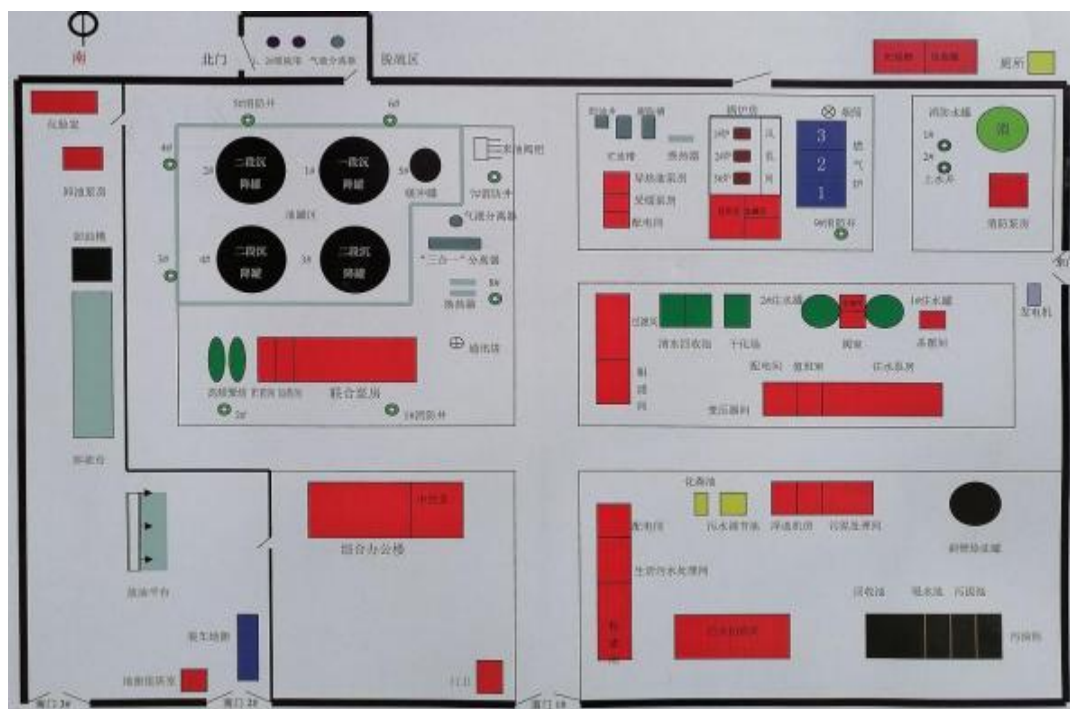


图 2.2.3-3 奈一联合站平面布置图

表 2.2.3-2 奈一联合站内各设施间防火间距表(单位: m)

项目	实际距离	规范要求	依据	符合性
油罐区 (1-4# , 1000m ³ ; 5#, 200m ³)	脱硫塔	26	15	符合
	气液分离器	16	15	符合
	卸油泵房	22	15	符合
	卸油槽	24	20	符合
	联合泵房及加药间	16	15	符合
	办公楼及中控室	50	30	符合
	采暖泵房	30	20	符合
	锅炉间	50	35	符合

《石油天然气工程设计防火规范》
(GB50183-2004)
第5.2.1条

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

	过滤间及加药间	41	15		符合
	浮选机间	98	15		符合
联合泵房及加药间	办公楼及中控室	26	25		符合
	汽车装车鹤管	35	25		符合
浮选机间	注水泵房	20	15		符合
原油储罐与原油储罐		13	0.6D D=11.5	《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183-2004第6.5.7条	符合
原油储罐与防火堤内坡脚线		6	罐壁高度一半	《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183-2004第6.5.10条	符合

由上表可知，奈一联合站站内各设施之间的距离满足《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)第 5.2.1 条的规定。

2.2.3.1.3 工艺流程

1)集输系统工艺流程

集输系统采用多井串接单管集油不增压密闭管输工艺，井场采出的原油经过电加热器加热到 60℃,通过出油管线(集输管线)外输至集中处理站进行处理。

2)原油处理流程

站外来油(40℃、0.3MPa)管输(一部分汽车运输)进入站后，经过进站计量后进入分离、缓冲、加热一体化装置，进行加热(50℃)和油气分离后，进入 3 座 1000m³ 二段沉降罐。二段沉降后的原油(含水≤40%)进二段换热(70℃、0.6MPa)后进高频聚结装置(50℃、0.1MPa)，高频聚结脱水后的原油进 4 座 1000m³ 二段沉降罐(含水≤0.5%)，处理合格后的原油(含水≤0.5%)装车外销。

3)天然气处理流程

分离/缓冲/加热一体化装置(“三合一”分离器)分离出的天然气进入气液分离器进一步气液分离后进入天然气脱硫塔，出天然气脱硫塔的天然气管输至天然气管网。

4)污水处理流程

脱水岗来水进入 1 座 300m³ 斜板除油罐，斜板除油罐出水至 1 座溶气浮选机，浮选

机出水进入 1 座 100m³ 过滤吸水池，经过滤泵提升分别进入粗滤(双滤料过滤器，3 座，并联运行)、硅藻土过滤器,出水投加杀菌剂后进入原有 200m³ 注水罐，经注水泵输送至注水井口。

2.2.3.1.4 主要设备设施

奈一联合站主要设备设施见表 2.2.3-3。

表 2.2.3-3 奈一联合站主要设备设施一览表

序号	设备设施名称	规格型号	数量(台)	特 种 设备
1	卸油泵	二	3	
2	分离器		2	是
3	一段沉降罐	1000m ³	1	
4	一段沉降罐兼好油罐	1000m ³	3	
5	原油脱水泵	11kW	2	
6	电蓄能锅炉	LRC-SH-VA-2100	2	
7	高频聚结装置	18R21	2	
8	输油泵		42	
9	换热器	300kW	2	
10	缓冲罐	200m ³	4	是
11	除油罐注水罐	300m ³ /200m ³	1	
12	注水泵		9	
13	脱硫塔		1	是
14	消防水罐	700m ³	1	
15	溶气气浮机	Q=25m ³ /h	1	

2.2.3.2 科一联合站

2.2.3.2.1 科一联合站简介

科一联合站是二级站场，科一联合站 1994 年建成投入生产使用，占地面积约 10 万平方米。海拔高度 300 米。现有 10000m³ 油罐 4 座、3000m³ 油罐 2 座、500m³ 油罐 3 座。目前负责生活污水处理及临时储油维温任务。

2.2.3.2.2 地理位置、周边环境及平面布置

1)地理位置

科一联合站位于内蒙古自治区赤峰市阿鲁科尔沁旗绍根镇公司驻地，距开鲁县75km。地理坐标为北纬 43°40'20.62"，东经 120°39'10.82"。地理位置 Google 示意图见下图。



图 2.2.3.2-1 科一联合站 Google 示意图

2)周边环境

科一联东、北、西三侧皆为农田空地，南侧距大门 80m 为科一联生活区，除此之外不存在其他生产设施、联合站、民房。科一联与周边设施防火间距符合性见下表。

表 2.2.3.2-1 科一联合站与站外设施间防火间距表(单位: m)

方位	周边设施	规范要求	实际距离	依据	符合性
东	农田空地	-	-	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB 50183-2004) 第4.0.4条	符合
西	空地	-	-		符合
南	科一联生活区	-	80		符合
北	农田空地	-	-		符合

由上表可知，科一联合站与周边设施之间的防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)第 4.0.4 条的规定。

3)平面布置

科一联合站南侧设置一个进出口，东侧设置两个出口。联合站内西侧为计量间，西

北侧为罐区，罐区东、西、北侧有环形消防通道相通。东侧为消防水池、消防泵房，南侧为化验间、外输泵房。联合站功能分区明确，生产区、辅助生产区和管理区集中且分别布置。站场内道路通畅。

科一联合站主要建(构)筑物及设备设施防火间距检查见表 2.2.2.3-2，具体平面布置见下图。

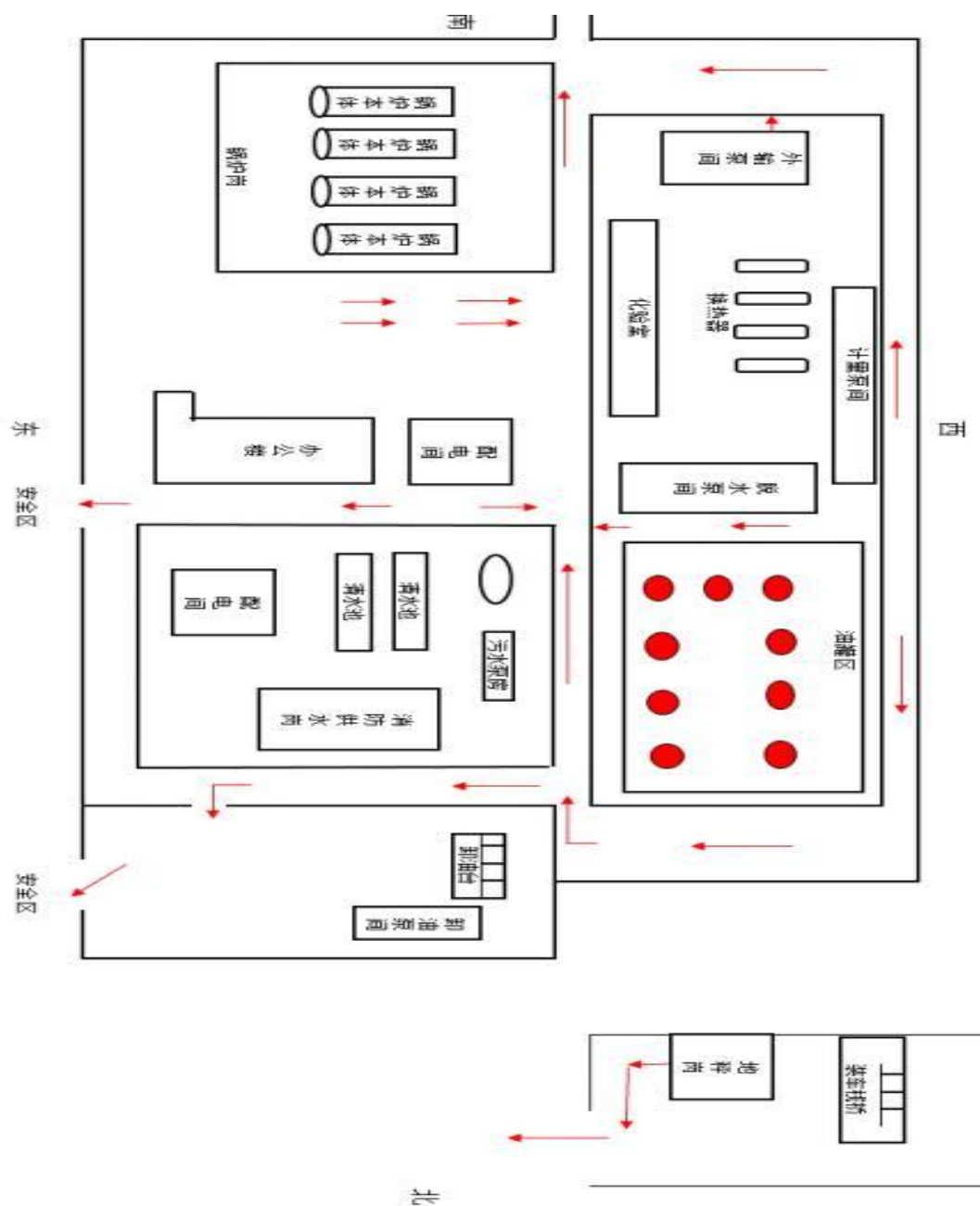


表 2.2.3.2-2 科一联合站内各设施间防火间距表(单位: m)

项目	实际距离	规范要求	依据	符合性
油罐(10000m ³ 、甲B、浮顶)	装车鹤管	190	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB50183-2004) 第5.2.1条	符合
	锅炉	180		符合
	配电间	85		符合
	消防泵房	45		符合
	污水泵房	40		符合
	外输泵间	160		符合
	计量间	80		符合
	脱水泵房	79		符合
配电间	外输泵间	60		符合
	计量间	90		符合
	卧式换热器	65		符合
	污水泵房	65		符合
化验室	外输泵间	30		符合
	计量间	80		符合
	卧式换热器	50		符合
	污水泵房	40		符合
锅炉	外输泵间	90		符合
	计量间	150		符合
	卧式换热器	110		符合
	污水泵房	90		符合

由上表可知,科一联合站站内各设施之间的防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)第 5.2.1 条的规定。

2.2.3.2.3 工艺流程

前端来油(加破乳剂)经计量后与周边零散区块卸油进入汇管,再经 3#、4#换热器加热,加热后进入 3#沉降罐进行热化学沉降脱水,脱水后的原油溢流去 1#溢流罐,靠用泵送入 2#好油罐,再通过脱水泵将 2#罐内原油送往 2#、3#换热器加热,加热后返回 2#罐进行热化学沉降脱水,脱水后的原油去 5#罐,再经外输泵外销,污水用抽底水泵送至 3#沉降罐,然后去污水除油罐,回收的污油进入污油罐再经脱水泵送回沉降罐,污水去污水罐。

原油装车：2#、4#好油罐的原油经外输泵汽车拉运。

卸油：油罐车拉运的原油卸入卸油槽中，用油泵送到沉降罐。

2.2.3.2.4 主要设备设施

该站涉及的主要设备设施见表 2.2.3.2-3。

表 2.2.3.2-3 科一联合站主要设备设施一览表

序号	设备名称	规格型号	数量	是否特种设备
1	热水循环泵	CYSW150/370-37/4	1	否
2	热水循环泵	TQH100-250	1	否
3	热水循环泵	150RG—56B	1	否
4	热水锅炉补水泵	IS65-40-200	1	否
5	热水锅炉补水泵	IS65-40-200	1	否
6	热水锅炉补水泵	IS65-40-200	1	否
8	盐水泵	50-12.5	1	否
9	新热水循环泵	TKWR80-200A	1	否
10	新热水循环泵	TKWR80-200A	1	否
11	新热水循环泵	TKWR80-200A	1	否
12	外输泵	150AY75	1	否
13	外输泵	6SH-6A	1	否
14	外输泵	6SH-6A	1	否
17	脱水泵	150CFSY78	1	否
18	脱水泵	150CFSY78	1	否
19	污油泵	WY-18/0.6	1	否
20	大污水泵	IS100-65-330	1	否
21	大污水泵	IS100-65-330	1	否
24	供水泵	IS100-65-250	1	否
25	供水泵	IS100-65-250	1	否
26	消防真空泵	SZB-8	1	否
27	消防泵	250TSB 485-65/132	1	否
28	消防泵	250TSB 485-65/132	1	否
29	消防泵	250TSB 485-65/132	1	否
30	消防泵	250TSB 485-65/132	1	否
31	消防泵	250TSB 485-65/132	1	否

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

32	泡沫提升泵	CWZ40-24	1	否
33	卸油泵	HJ125-100-200	1	否
34	卸油泵	6SH-6	1	否
35	污水真空泵	2BV2061	1	否
36	污水泵	80WG	1	否
37	污水泵	80WG	1	否
39	深水泵	200QZR64-62/4	1	否

2.2.3.3 包一联合站

2.2.3.3.1 包一联合站简介

包一联合站简称包一联，投产于 1994 年，设计原油集输能力 $60 \times 10^4 \text{t/a}$ ，污水处理能力 $1500 \text{m}^3/\text{d}$ 、注水能力 $1500 \text{m}^3/\text{d}$ ，主要生产任务是将采油区 11 号中心站、12 号中心站每天约 1600m^3 液量经密闭管输和汽运汇合后进入 1000m^3 沉降罐，沉降后原油通过高频聚结装置脱水，合格原油储存在好油罐，由装车泵输送至装车站外销，全站共有机泵 70 余台，油罐、水罐、药罐约 23 个及 3 台 1.0MW 燃气有机热载体炉，其中 700m^3 注水罐 2 个、 500m^3 斜板除油罐 1 个、 700m^3 消防水罐 1 个、 200m^3 吸水罐 1 个、 200m^3 反洗罐 1 个、 106m^3 三相分离器 2 个、 155m^3 电脱水器 1 个、 1000m^3 好油罐 1 个、 1000m^3 缓冲罐 1 个、 60m^3 收油罐 1 个、 1.5m^3 药罐 6 个、 50m^3 热水罐 4 个等。每天处理液量 1900 多方，注水 1500 多方，是一个小型的集油、气、水综合处理站。

目前，包一联合站领导班子由 5 人组成，员工岗位设有注水、污水、外输、卸油、锅炉、地称、化验等 7 个岗。

包一联合站无大型油品储罐，主要是油气水集输处理，站内油品储存总容量约 2000m^3 ，根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）第 3.2.2 条规定，该站为四级站。

2.2.3.3.2 地理位置、周边环境及平面布置

1) 地理位置

包一联合站位于内蒙古自治区赤峰市阿鲁科尔沁旗绍根镇北 5km，距开鲁县 65km。地理坐标为北纬 $43^\circ 42' 38.27''$ ，东经 $120^\circ 47' 17.81''$ 。地理位置 Google 示意图见下图。



图 2.2.3.3-1 包一联合站地理位置 Google 示意图

2)周边环境

包一联东侧为油管厂，距该厂龙门吊 30m、厂房 51m、宿舍 95m；南侧为巴一路，南大门正对面 30m 有一便利店、50m 有一房屋、80m 处有一高压电塔，杆高约 25m；西侧 100m 为一乡村公路；北侧为空地。包一联与周边设施防火间距符合性见表 2.2.3.3-1。

表 2.2.3.3-1 包一联合站与站外设施间防火间距表(单位: m)

方位	周边设施	规范要求	实际距离	依据	符合性
东	油管厂龙门吊	22.5	30	《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)第 4.0.4 条	符合
	油管厂厂房	22.5	51		
东北	油管厂宿舍	22.5	95		
西	乡村公路	7.5	100		符合
南	便利店	22.5	30		符合
	房屋	22.5	50		符合
	10kV 高压电塔(25m)	37.5(1.5 倍杆高)	80		符合
北	空地				符合

由上表可知，包一联合站与周边设施之间的防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)第 4.0.4 条的规定。

3)平面布置

包一联合站四周设置实体围墙，在南侧、北侧和西南角共设置 3 个出入口。站内分五大功能区：办公区、卸油区、油品集输区、辅助区、水处理与注水区。

办公区位于站区西南角，设有队部办公室及配电间。

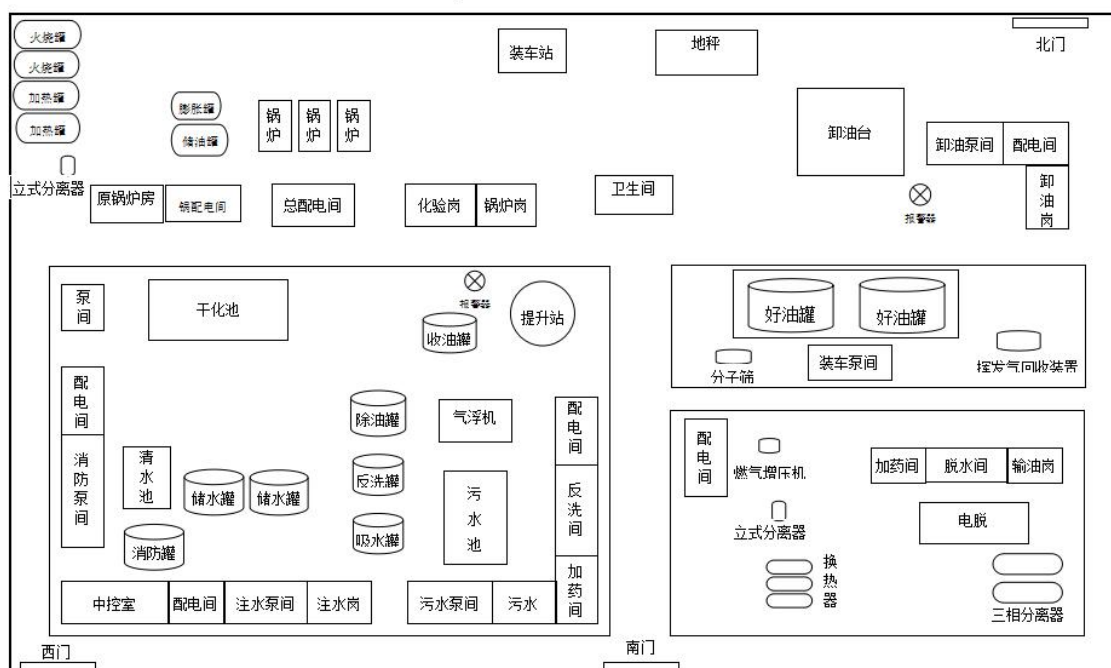
卸油区位于站区东北侧，靠近北门，布置卸油台（80m³ 卸油槽）、卸油泵间、卸油岗。卸油台周围设置围墙，在卸油泵间门前设出入口。

油品集输区位于站区东南侧，靠近南门，主要布置加药泵间、输油岗、装车泵间、三相分离器、电脱水器、换热器、缓冲罐、好油罐、加热炉间（已停用）、配电间。

辅助区在站区西部偏北，主要布置有三台燃气锅炉、锅炉岗、总配电间、化验岗、洗澡间，另外燃气锅炉间东北侧设装车撬、地称岗，南侧设干化场及干化场泵间。

水处理及注水区设置在站区西侧偏南，靠近西门，主要布置污油间、加药间、过滤间、反洗间、注水泵间、供水泵间、配电间以及浮选机、斜板除油罐、收油罐、储水罐、污水池等。包一联合站主要建(构)筑物及设备设施防火间距见表 2.2.3.3-2。

包一联平面图



- 1 -

表 2.2.3.3-2 包一联合站内各设施间防火间距表(单位: m)

项目	实际距离	规范要求	依据	符合性
收油罐 (60m³, 甲 s)	装车鹤管	92	《石油天然气工程设计防火规范》	符合
	加热炉	75		符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

	配电间	20	15	(GB50183-2004) 第5.2.1条	符合
	卸油泵房	122	12		符合
配电间	卸油泵房	150	15		符合
	加热炉	112	15		符合
	卧式换热器	131	15		符合
三相分离器 (106m³)	装车鹤管	98	15		符合
	配电间	144	15		符合
加热炉	装车鹤管	95	20		符合

由上表可知，包一联合站站内各设施之间的防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)第 5.2.1 条的规定。

2.2.3.3.3 工艺流程

包一联合站主要接收包 1 块、包 14 块来油，日处理液量 2000m³/d 左右,污水回注 1500m³/d 左右。

1)原油集输及处理流程

包 1 块、包 14 块单井生产的井场原油经密闭管输和汽运汇合后进入 1000m³ 沉降罐，沉降后原油通过高频聚结装置脱水原油含水低于 0.5%，合格原油储存在好油罐，由装车泵输送至装车站外销。

2)污水处理及注水流程

包一联来水依次经过斜板除油罐、气浮机、调节池、双滤料过滤罐、石英砂过滤罐等水处理设备，除去其中的烃类、悬浮物、固体颗粒、金属粉末等，处理后的水进入 700m³ 注水罐储存，作为注水水源，然后用通过注水泵房的注水泵回注至包 1 块、包 14 块井场各注水井。

4、主要设备设施

包一联下设输油岗、污水岗、净化岗、加热岗、化验岗等生产岗位。

2.2.3.3.4 主要设备设施

包一联下设输油岗、污水岗、净化岗、加热岗、化验岗等生产岗位。该站主要设备设施见表 2.2.3-3。

表 2.2.3-3 包一联主要设备设施一览表

序号	设备设施名称	规格型号	数量（台）
1	卸油泵	80KY60-190K	2
2	卸油槽	80m ³	1
3	换热器	85m ³	4
4	气浮机	QFA-45	2
5	斜板除油罐	500 m ³	1
6	电脱水器	155m ³	1
7	三相分离器	106 m ³	2
8	污水罐	50 m ³	1
9	好油罐	1000m ³	1
10	缓冲罐	1000m ³	1
11	药罐	1.5 m ³	5
12	热水罐	50 m ³	4
13	反洗罐	200 m ³	1
14	吸水罐	200 m ³	1
15	清水罐	200 m ³	3
16	装车泵	DTB80-120/45T (6SH-6A)	2
17	脱水泵	80CFYA60(A)	2
18	底水泵	XG090B02ZF	2
19	卸油泵	150CFSY78A	2
20	注水罐	700 m ³	2
21	高压注水泵	3sd125-29/16 (5ZB-12/42)	4
22	低压注水泵	YDPB130-50/45D	2
23	反洗泵	SX-YD40 40/150	2
24	石英砂过滤泵	IS100-65-250B	3
25	消防泵	XBD6.0/50G-W-CF	2
26	有机热载体锅炉	YQW-1000QT	3

27	导热油泵	125-100-250	2
----	------	-------------	---

2.2.3.4 交一联合站

2.2.3.4.1 交一联合站简介

交一联合站隶属于交力格作业区，位于通辽市开鲁县建华镇西北部，于 1995 年 6 月投产，原设计规模年处理原油 50×10^4 t。交一联合站属于大型转油站性质，主要担负着原油进站计量、加温沉降脱水、污水回注、原油外销、基地供暖、供水等生产任务。现有员工 30 人，设有输油综合岗、化验岗等生产岗位。主要生产区域包括装卸油区、加热炉区、储油罐区、卸油泵房、外输泵房、消防泵房、化验室等。

交一联合站罐区设 1 座 5000m^3 沉降罐(1#罐),2 座 5000m^3 好油罐(3#、4#罐),原油储罐总容量为 15000m^3 ,根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)站场分级，该站为三级站。

2.2.3.4.2 地理位置、周边环境及平面布置

1)地理位置

交一联合站位于内蒙古自治区通辽市开鲁县西北，距开鲁县 30km。地理坐标为北纬 $43^\circ 51' 0.61''$ ，东经 $121^\circ 14' 12.53''$ 。地理位置 Google 示意图见图 2.2.3.4-1。



图 2.2.3.4-1 交一联合站地理位置 Google 示意图

2)周边环境

交一联合站西南、东南处有民宅，其他方位均为农田，交一联与周边设施防火间距符合性见表 2.2.3.4-1。

表 2.2.3.4-1 交一联合站与站外设施间防火间距表(单位: m)

方位	周边设施	规范要求	实际距离	依据	是否符合
西南	民宅到甲类原油储罐	45	200	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB50183-2004) 第4.0.4条	符合
东南	民宅到甲类原油储罐	45	170		符合

由上表可知,交一联合站与周边设施之间的防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)第 4.0.4 条的规定。

3)平面布置

交一联合站南面设置三个进出口,北面设置一个出口。联合站西侧为卸油台,西北侧为罐区,罐区东、西、北侧有环形消防通道相通。西南侧为加热炉区,东北侧为消防水池,南侧为化验间、通讯机房、总配电室,西南侧为热水泵房。联合站功能分区明确,生产区、辅助生产区和管理区集中且分别布置。站场内道路通畅。交一联合站主要建(构)筑物及设备设施防火间距见表 2.2.3.4-2,具体平面布置见下图。

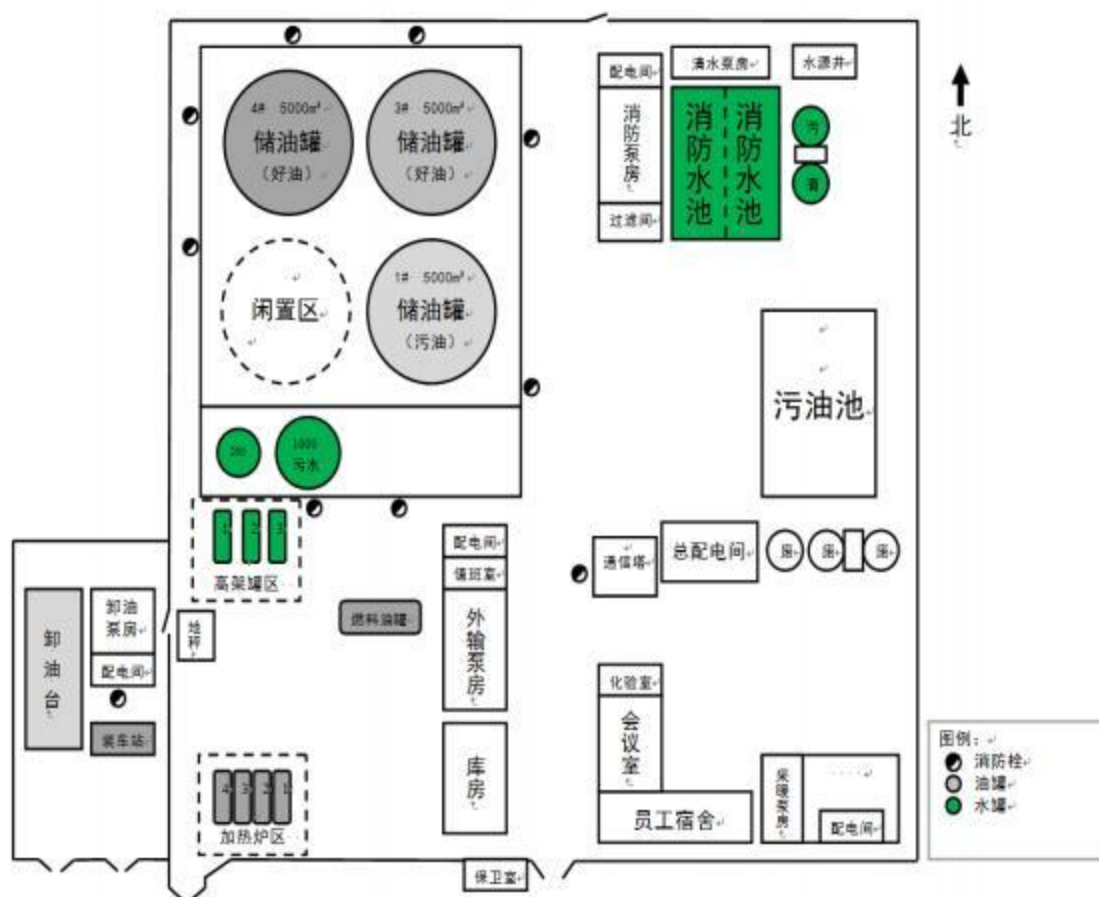


图 2.2.3.4-3 交一联合站平面布置图

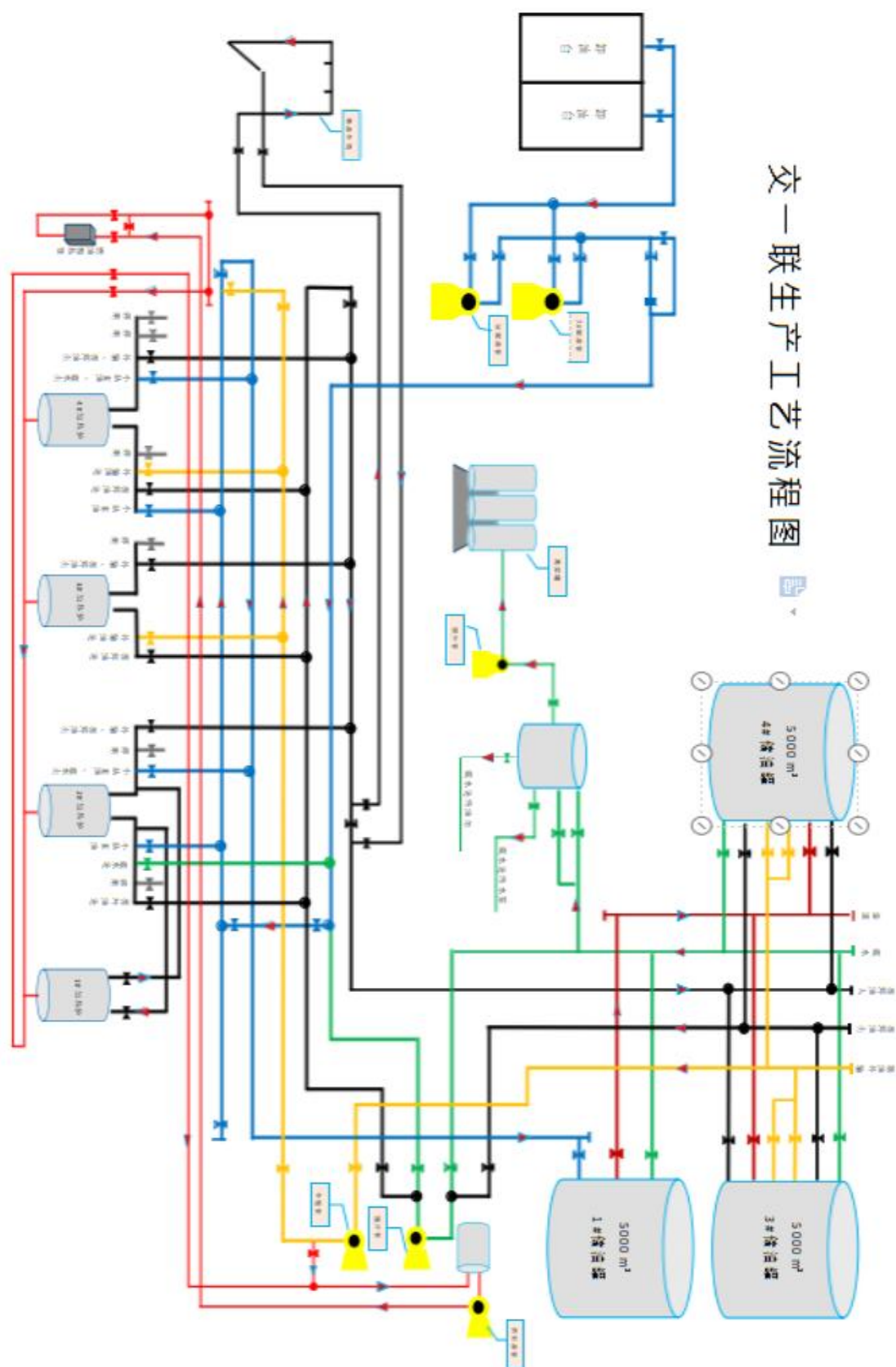
表 2.2.3.4-2 交一联合站内各设施间防火间距表(单位: m)

项目		实际距离	规范要求	依据	符合性
油罐(5000m ³ 、甲 _B)	外输泵房	68	20	《石油天然气工程设计防火规范》 (GB50183-2004) 第5.2.1条	符合
	加热炉	103	35		符合
	消防泵房	42	35		符合
	热水泵房	178	25		符合
	卸油泵房	44	20		符合
泵房	加热炉	52	20		符合
	通讯机房	51	15		符合
	化验室	42.5	25		符合
	消防泵房	120	25		符合
	汽车装卸鹤管	115	20		符合
加热炉	消防泵房	90	25		符合

由上表可知,交一联合站站内各设施之间的距离满足《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)第 5.2.1 条的规定。

2.2.3.4.3 工艺流程

交一联日处理原油 170t/d,主要接收交力格作业区各井站来油卸油,来油进入卸油台,经输油泵打入系统管线,去加热炉加温后,进入沉降罐进行沉降、排底水,排除的底水进入污水罐,经过滤器进入污水回注罐,再通过高压注水、注入地下。污油罐剩下的原油进入好油罐,经过多次加热排底水处理,最终使原油达到 99.5%的纯度,经过外输泵加压至装车站装车外运。



2.2.3.4.4 主要设备设施

交一联合站主要设备设施包括加热炉、高架罐、储油罐、燃油罐、污水罐等，设备设施的具体情况见下表。

表 2. 2. 3. 4-3 交一联合站设备设施一览表

序号	设备名称	型号	数量	特种设备
1	加热炉	HJYX1200-Y, /2.51.6-RS/0.4-Y/Q	4座	是
2	高架罐	50m ³	3座	否
3	污水罐	1000m ³	1座	否
4	储油罐	5000m ³	3座	否
5	污水罐	200m ³	1座	否
6	清水罐	200m ³	1座	否
7	卸油泵	80AYP—100 II	2台	否
8	输油泵	80CFYA100	5台	否
9	电子汽车衡	SCS-100	1台	否

2.2.4 公用工程部分

2.2.4.1 奈一联合站

2.2.4.1.1 供配电

1)变配电系统

奈一联合站用电由注水站的低压变电所提供，低压变电所的电源由辽河油田电力集团奈曼工区西湖变电所容量为 $2 \times 5000\text{kVA}$ 的变压器提供，设有两路 10kV 电源双回路)，低压变电所现有 $10/0.4\text{kV} 2 \times 800\text{kVA}$ 的变压器，供电负荷为二级负荷。

低压变电所两段母线引两路电源至奈一联合站配电间，供电电压为 $220/380\text{V}$ 。消防用电电源直接引自注水站低压配电所两段母线。

奈一联合站配电间设有低压配电柜和 UPS,配电方式采用放射式和树干式相结合的配电方式；站区照明系统采用放射式与链式相结合。

奈一联合站消防泵房设置一台柴油发电机作为消防备用电源。

2)照明

(1)工作照明

工作照明光源采用荧光灯，电源引自照明箱或配电间。爆炸危险区照明采用防爆照明灯具。

(2)应急照明、检修照明

中控室、消防泵房、联合泵房等均装设自带蓄电池的正常应急两用照明灯。中控室设置 UPS 不间断电源为仪表供电。

3)防雷、防静电

奈一联建构筑物按照第三类防雷建筑设计；储油罐、天然气脱硫塔等露天设备按照第二类防雷建筑设计。装车栈桥、卸油台、气液分离器、三合一装置等设置静电接地设施；钢质储罐做防雷接地，接地点沿储罐周长的间距不大于 18m。场区所有设备、管道、支架、构架、路灯杆、防火堤踏步金属扶手等均作防雷防静电接地，各种管线始末端、分支处、变径、法兰连接处、阀门、管架处以及直线段每隔 200~300m 处均设置防感应雷防静电接地装置，接地点设在管墩或管架处。工艺管线连接处螺栓少于 5 个的法兰、阀门处、平行敷设的管线(净距小于 100mm 时)每隔 30m,采用电气导线做跨接。

信息系统的配电线路与电子器件连接时，装设与电子器件耐压水平相适应的过电压保护，电涌保护器。

在爆炸危险区域内，电机、电气等所有设备选择防爆型。所有电机及固定式电气设备均设置外壳二次接地。

2.2.4.1.2 自控仪表

奈一联各工艺岗位设置了仪表监控系统，实现了设备运行参数实时监控。奈一联中控室设置 PLC 系统。站内的工艺过程参数如温度、压力、流量、液位等信号均传至 PLC，可以接收橇装控制柜、锅炉房 PLC、装车地衡上位机系统传来的信号。爆炸危险区域的自控系统仪表选用防爆型。

原油储罐设置高、低液位检测系统以及温度检测仪表，液位、温度等信号远传至中控室监控显示仪表，进行监控。

中控室、配电间等房间设置感烟、感温探测器；罐区防火堤外设置火灾手动报警按钮。中控室设置报警控制器，当有火灾发生时，报警控制器声光报警，显示报警区域。

机泵设备采用常规的电气控制盘进行监控，电气控制盘上设有机泵的启动、停止按钮和设备非电气参数指示仪表，机泵设备就地设有紧急停止控制按钮。

联合站设置视频监控系统，在关键、危险场所和位置设置视频监控点，通过显示器实时监控站场生产设施的运行情况。罐区、联合泵房设置可燃气体探测器，中控室设置盘装式气体报警控制器。

2.2.4.1.3 给排水

1)给水

奈一联合站值班间、厕所、供热换热器等用水，由 2 口水源井提供。

2)排水

奈一联合站产生的生活污水经埋式生活污水处理装置处理后，进行绿化或自然渗水。

油罐区排水采用管道排水，在防火堤外设置水封井。

2.2.4.1.4 采暖通风

奈一联采暖热源为电蓄能锅炉，通过导热油与热水换热后供站内取暖使用。

联合泵房、浮选机房及污泥机房、卸油泵房、导热油泵房等会散发易燃、易爆的油气的场所，采用有组织的自然和机械联合通风方式，设置防砂型防爆轴流通风机、防砂型防爆屋顶通风机及防砂防爆型筒形风帽。

污水处理系统加药间、污水泵房采用机械通风方式，在房间设置防砂型屋顶通风机及防砂型轴流通风机。

化验间采用机械通风方式，在房间设置防砂型轴流通风机。

2.2.4.1.5 建(构)筑物

奈一联合站北侧为办公楼、油罐区、联合泵房、东侧采暖泵房、导热油泵房、脱水值班室、供热配电间、锅炉房、锅炉值班室、过滤间、注水配电间、注水值班室、注水泵房、污水配电间、生活污水处理间、双滤料过滤间、污水加药间、浮选机间、污泥处理间；站内西侧为卸油值班室、卸油泵房、化验室。奈一联油罐区防火堤周长 208m, 高 1m, 面积 3743m²。主要建筑物具体见表。主要建筑物具体见表 2.2.4.1-4。

表 2.2.4.1-4 奈一联主要建(构)筑物一览表

序号	建筑名称	数量 (座)	层数	火灾危险性 分类	耐火 等级	防雷 分类	安全出口
1	办公楼	1	2	戊类	二级	二类	2
2	联合泵房	1	1	甲类	二级	三类	2
3	加药间	3	1	戊类	二级	三类	2
4	采暖泵房	1	1	丁类	二级	二类	2
5	导热油泵房	1	1	丙类	二级	二类	2
6	锅炉房	1	1	丁类	二级	三类	2
7	配电间	3	1	丁类	二级	三类	2
8	过滤间	2	1	戊类	二级	二类	
9	生活污水 间	1	1	戊类	二级	二类	
10	浮选机房	1	1	乙类	二级	二类	
11	污泥处理	1	1	丁类	二级	三类	
12	注水泵房	1	1	戊类	二级	二类	
13	卸油值班 室	1	1	丁类	二级	三类	
14	卸油泵房	1	1	甲类	二级	二类	
15	化验室	1	1	丁类	二级	三类	
16	消防泵房	1	1	戊类	二级	三类	2

2.2.4.1.6 消防

辽兴油气开发公司成立消防组织机构，奈一联联合站成立义务消防队。

奈一联原油脱水系统的 1000m³ 储罐采用半固定式泡沫灭火系统和半固定式消防冷却水系统，200m³ 缓冲罐采用移动式泡沫灭火系统和半固定式消防冷却水系统。

奈一联消防用水由 700m³ 消防水罐(内设热源维温设施),消防水罐的补水由水源井提供(补水能力为 80m³/h)；站内设置消防给水管网。根据核算，奈一联一次消防总用水量为 610m³,700m³ 消防水罐可以满足消防水的要求。

站内设有消防泵房，设有 1 台电动消防冷却水泵和 1 台柴油消防冷却水泵。

奈一联合站的储罐区、联合泵房、锅炉房、罐区等处设置室外消火栓，在各建构筑

物处设有移动式灭火器，储罐区设置推车式灭火器。

消防道路限高 5m，转弯半径 12m。

奈一联合站消防依托奈曼旗消防救援大队现有水罐消防车 3 台、泡沫干粉两用消防车 1 台、器材车 1 台，与集中处理站距离约 7km,7min 可达现场。

2.2.4.2 科一联

2.2.4.2.1 供配电

1)电源

科一联合站供电的电源来自附近沙日乃变电所。站内设 2 间变配电室，配电室设 4 台变压器(S7-1000),分 2 段运行一备一用。

电力电缆和控制电缆均采用阻燃型铜芯电缆，大部分电缆埋地敷设，小部分电缆电缆桥架敷设。

2)照明情况

(1)工作照明

工作照明光源采用荧光灯，电源引自照明箱或配电间。爆炸危险区照明采用防爆电气。

(2)应急照明、检修照明

配电间、消防泵房内按规范要求设应急照明，以保证事故状态下的应急照明。

(3)道路照明

道路照明装设金属卤化物灯，照明可采用时间调控也可采用手工调控。

3)防雷防静电接地

联合站储罐设置防雷接地，并进行定期检测，所有电机及固定式电气设备均设置外壳二次接地。科一联罐区及各甲类生产厂房均按第二类防雷建筑物设防，其余各类建(构)筑物及设备设施按第三类防雷建筑物设防。

信息系统的配电线路与电子器件连接时，装设与电子器件耐压水平相适应的过电压保护电涌保护器。

罐区入口、原油储罐的上罐扶梯入口、输油泵房等处设置有人体静电接地装置，装卸车罐车设置有静电接地卡子。

在爆炸危险区域内，电机、电气等所有设备选择防爆型。

其中脱水泵及供水系统电机防爆标志均为 ExdIIBT4Gb。机械通风系统采用不燃烧

材料制作。

2.2.4.2.2 自控仪表

该站各工艺岗位设置了仪表监控系统，实现了设备运行参数实时监控机泵设备采用常规的电气控制盘进行监控，电气控制盘上设有机泵的启动、停止按钮和设备非电气参数指示仪表，机泵设备就地设有紧急停止控制按钮。

在有可燃气体泄漏区域设置了可燃气体检测报警探头，信号远传至控制室内监控盘，实时报警。

2.2.4.2.3 给排水

(1)给水系统

该站北侧和南侧设置有两口水源井，供给该站所有生活、生产、消防等用水，分支到消防泵房、消防水池、化验室、泵房、站内草坪喷淋、采暖泵房。

(2)排水系统

该站未设排涝站，库房设有 4 台备用潜水泵，能完全满足排涝需求。

2.2.4.2.4 采暖通风

该站设置有锅炉，负责站内生产和生活采暖，采暖泵为循环系统提供动力，站内各房间均有暖气，室外管线均有电热带。科一联站内采取暖气和空调综合采暖方式，其中计量岗与供水岗值班室均采用空调取暖。

科一联各类值班室、泵房、配电间等建筑物采用机械通风或自然通风。

2.2.4.2.5 建(构)筑物

科一联合站主要涉及的建筑物为各类值班室、泵房、配电间等，构筑物为各类建筑物基础、卸油台等。科一联合站主要建筑物详细情况见下表。

表 2.2.4.2-4 科一联合站主要建筑物表

站内建筑物	层数	结构	耐火等级	通风方式
外输泵房	一层	砖混	二级	风帽
脱水泵房	一层	砖混	二级	风帽
值班室	一层	砖混	二级	自然通风
配电间	一层	砖混	二级	自然通风
消防、供水泵房	一层	砖混	二级	自然通风
包来油计量间	一层	砖混	二级	自然通风
化验室	一层	砖混	二级	事故连锁通风

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

卸油泵房	一层	砖混	二级	风帽
地秤	一层	砖混	二级	自然通风
锅炉房	一层	砖混	二级	风帽
队部	二层	砖混	二级	自然通风
污水泵房	一层	彩钢	二级	风帽
锅炉岗药品房	一层	彩钢	二级	自然通风

2.2.4.2.6 消防

1)消防设施

科一联设消防泵 5 台(型号 8SH-6),供水岗消防水池 3000m³,装车站消防水池 200m³。科一联共设消火栓 20 个,型号均为 SA65/65-1.6,规格均为 100×65×65mm。其中汽车装车站 2 个、计量岗 17 个、供水岗 1 个。科一联站内共布置消防水带 52 条,规格均为 20m×65mm,其中供水岗罐区周边消防箱内 18 条、科一联供水岗罐区设 6 个消防箱内 12 条、科一联供水岗卸油台后面消防箱内 2 条、科一联汽车装车岗消防箱内 4 条、科一联装车岗南边消防箱内 16 条。站内设固定可燃气体报警器 15 个,其中计量脱水泵间 6 个、外输泵间(含破乳剂设施区)6 个、卸油泵间 3 个,化验室 2 个。科一联设有固定式灭火系统 5 个,释放方式均为液上喷射;固定泡沫产生器型号 PC24 共 20 个,型号 PC8 共 8 个;泡沫混合液泵和清水泵各 3 个,流量 234m³/h,扬程 93.5m,功率 110kW;泡沫液储量 19780kg,储水量 3000m³,供水水源形式为深水井。

联合站设有消防通道,消防道路畅通。该站设置的主要消防设施见下表。

表 2.2.4.2-5 科一联主要消防设施一览表

序号	灭火器材	形式	型号	数量(台/个)	配备部位
1	消防泵	-	8SH-6	5	供水岗
2	消火栓	-	SA65/65-1.6	18	各岗位
3	干粉灭火器	推车式	MFTZ/ABC35	12	各岗位
		手提式	MFZ/ABC8	85	各岗位
		悬挂式	FZXA5.0/1.2-ZCM	14	油泵间
4	可燃气体报警器	固定式	ES2000/ES2000T	17	各岗位

2)消防依托

联合站主要消防依托为科尔沁消防中队。消防队为灭火应急需要，配备有消防车、消防水罐车等灭火车辆。科尔沁消防中队消防器材见下表。

表 2. 2. 4. 2-6 科尔沁中队消防设施配置一览表

名称	型号	牌号	投用日期
轿货车	江铃宝典JX1021DSP	辽L-24089	2003-4-28
泡沫消防车	EQB180-20	厂内辽L-0586	--
水罐车	LLX5Q9QGXFPM3Q	辽L-13920	2004-6-1

2. 2. 4. 3 交一联合站

2.2.4.3.1 供配电

1)电源

交一联合站供电的电源来自附近交力格变电所。联合站内设 2 间变配电室，配电室设 2 台 500kVA 变压器(S7-1000)，分 2 段运行一备一用。电力电缆和控制电缆均采用阻燃型铜芯电缆，大部分电缆埋地敷设，小部分电缆电缆桥架敷设。

2)照明情况

(1)工作照明

工作照明光源采用荧光灯，电源引自照明箱或配电间。爆炸危险区照明采用防爆电气。

(2)应急照明、检修照明

配电间、消防泵房内按规范要求设应急照明，以保证事故状态下的应急照明。

(3)道路照明

道路照明装设金属卤化物灯，照明可采用时间调控也可采用手工调控。

3)防雷防静电

联合站罐区设避雷针，并进行定期检测，所有电机及固定式电气设备均设置外壳二次接地。信息系统的配电线路与电子器件连接时，装设与电子器件耐压水平相适应的过电压保护电涌保护器。

在爆炸危险区域内，电机、电气等所有设备选择防爆型。机械通风系统采用不燃烧材料制作。

联合站有油气设施的泵房、计量间等建筑物按照二类防雷建筑物设计，其余无油气

的建筑物按照三类防雷设计。

2.2.4.3.2 自控仪表

联合站各工艺岗位设置了仪表监控系统，实现了设备运行参数实时监控。机泵设备采用常规的电气控制盘进行监控，电气控制盘上设有机泵的启动、停止按钮和设备非电气参数指示仪表，机泵设备就地设有紧急停止控制按钮。

加热炉设置自动点火功能，设置智能化火焰监视装置，操作人员在室内可对加热炉的火焰进行监视，并设有加热炉灭火声光报警信号。加热炉的油、水温度、压力等参数采用数字仪表监视，现场配备压力表和温度表。

联合站设置视频监控系统，在关键、危险场所和位置设置视频监控点，通过显示器实时监控站场生产设施的运行情况。

在有可燃气体泄漏区域设置了可燃气体检测报警探头，信号远传至控制室内监控盘，实时报警。

2.2.4.3.3 给排水

(1)给水系统

该站北侧和南侧设置有两口水源井，供给该站所有生活、生产、消防等用水，分支到消防泵房、消防水池、化验室、泵房、站内草坪喷淋、采暖泵房。

(2)排水系统

该站未设排涝站，但库房设有 4 台备用潜水泵，能完全满足排涝需求。

2.2.4.3.4 采暖通风

该站设置 2 台加热炉，负责站内生产和生活采暖，有 2 台 HTW150-400A 型采暖泵为循环系统提供动力，站内各房间均有暖气，室外管线均有伴热管。

交一联合站的各类值班室、泵房、配电间等建筑物采用机械通风或自然通风。联合站涉及的建筑物通风方式具体情况见表 2.2.4.3-4。

2.2.4.3.5 建(构)筑物

交一联合站主要涉及的建筑物为各类值班室、泵房、配电间等，构筑物为各类建筑物基础、卸油台等。交一联合站主要建(构)筑物详细情况见下表。

表 2.2.4.3-4 交一联合站建(构)筑物统计一览表

站内建筑物	层数	结构	耐火等级	通风方式
外输泵房	一层	钢筋混凝土	二级	机械通风
卸油泵房	一层	钢筋混凝土	二级	自然通风

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

清水泵房	一层	钢筋混凝土	二级	自然通风
采暖泵房	二层	钢筋混凝土	二级	自然通风
地秤值班室	一层	钢筋混凝土	二级	自然通风
外输值班室	一层	钢筋混凝土	二级	自然通风
总配电间	一层	钢筋混凝土	二级	自然通风
消防泵房	一层	钢筋混凝土	二级	自然通风

2.2.4.3.6 消防

1)消防设施

交一联合站设置一座半地下式 1500m³ 消防蓄水池，由站外水源井定期补水。在消防泵房内配备 2 台泡沫泵、3 台喷淋泵和一套置换式泡沫比例混合器。喷淋泵为罐区喷淋系统提供喷淋水，泡沫泵为罐区泡沫系统提供动力。该站在储油罐区周围设置 10 个消火栓，防火梯四周设置 10 个规格为 65(mm)消防水泵接合器。每个罐顶部设置 8kg 灭火器 2 个，石棉被 1 张。站内在卸油台和外输泵房分别设置 2 个推车储压式干粉灭火器，型号为(MFZL35),在各个生产区域共设置 60 个手提 ABC 干粉灭火器，型号(MFZ/ABC、8kg)。每个岗门前有一个消防箱，有 8 公斤灭火器 4 个，消防钩 2 个，消防桶 2 个，消防镐 2 把，石棉被 1 张，消防锹 2~4 把，门前有消防沙一方。办公区设 8kg 灭火器 4 个，消防锹 4 把。

2)消防依托

交一联合站主要消防依托为科尔沁消防中队和开鲁县消防直属队。消防队为灭火应急需要，配备有消防车、消防水罐车等灭火车辆。科尔沁消防中队距离交一联合站 100km，开鲁县消防直属队距离交一联合站 38km。

科尔沁消防中队消防器材见下表。

表 2.2.4.3-5 科尔沁中队消防设施配置一览表

名称	型号	牌号	投用日期
轿货车	江铃宝典JX1021DSP	辽L-24089	2003-4-28
泡沫消防车	EQB180-20	厂内辽L-0586	--
水罐车	LLX5Q9QGXFPM3Q	辽L-13920	2004-6-1

2.2.4.4 包一联合站

2.2.4.4.1 供配电

1)电源

包一联合站供电的电源来自附近沙日乃变电所。联合站内设 1 间变电室，变电室设 2 台 S11-1200kVA 变压器，分 2 段运行一备一用。联合站总负荷为 81149kW。联合站设输油、供水配电间、污水配电间、外输配电间、注水配电间、锅炉配电间、卸油配电间。

电力电缆和控制电缆分别用阻燃型铜芯电缆和铝芯电缆，大部分电缆埋地敷设，小部分电缆电缆桥架敷设。

2)照明情况

(1)工作照明

工作照明光源采用荧光灯，电源引自照明箱或配电间。爆炸危险区照明采用防爆电气。

(2)应急照明、检修照明

配电间、消防泵房内按规范设应急照明，以保证事故状态下的应急照明。

(3)道路照明

道路照明装设金属卤化物灯，照明灯可采用时间手动控制。

3)防雷防静电

包一联卸油泵房、外输泵房、阀组间等为二类防雷建筑物，在屋顶设置防直击雷避雷带，防雷引下线从墙体外引至地下，与全站接地网相连。

所有正常不带电电气设备金属外壳及金属物（如设备、支架、电缆金属外皮、配线钢管等）均可靠接地。

可能产生静电危害的容器、斜板除油罐、水罐、管道均做防静电接地。

在卸油泵房、卸油台面、三相分离器区、污水调节池、500m³除油罐、好油罐区、装车撬、地称岗、化验室门口共设置 20 处人体静电释放器。

防雷、防静电接地经防雷气象部门检测合格，且在有效期内。

信息系统的配电线路与电子器件连接时，装设与电子器件耐压水平相适应的过电压保护电涌保护器。

在爆炸危险区域内，电机、电气等所有设备选择防爆型。机械通风系统采用不燃烧材料制作。

2.2.4.4.2 自控仪表

在卸油岗、污水岗、外输岗、化验岗、锅炉岗、地衡岗等有可燃气体泄漏区域安装了可燃气体检测报警探头，信号远传至控制室内监控盘，实时报警。

2.2.4.4.3 给排水

(1)给水系统

该站北侧和南侧设有两口水源井，供给该站所有生活、生产、消防等用水，分支到消防泵房、消防水池、化验室、泵房、站内草坪喷淋、采暖泵房。

(2)排水系统

该站未设排涝站，利用污水提升站把水排入污水系统。

2.2.4.4.4 采暖通风

热源引自站内三台有机热载体炉 YQW-1000QT，额定热功率 1.0MW，设计工作压力 1.6MPa，导热油出口温度为 140℃，为原油伴热及换热提供热源。

在易产生可燃气体或者蒸气的房间，如卸油泵房、装车泵间、加药间、锅炉房等内设置机械通风设施。

2.2.4.4.5 建(构)筑物

包一联合站主要涉及的建筑物为各类值班室、泵房、配电间等，构筑物为各类建筑物基础、卸油台、干化池等。包一联合站主要建(构)筑物详细情况见下表。

表 2.2.4.4-4 包一联合站主要建(构)筑物一览表

站内建筑物	层数	耐火	耐火等级	通风方式
主配电间	一层	砖混	二级	自然通风
反洗泵间	一层	砖混	二级	自然通风
化验岗	一层	砖混	二级	通风橱排风扇
卸油泵房	一层	砖混	二级	排风扇
外输配电间	一层	彩钢	二级	自然通风
队部	一层	砖混	二级	自然通风
锅炉房	一层	砖混	二级	排风扇
外输岗	一层	砖混	二级	排风扇
外输泵房	一层	铁皮房	二级	风帽
门卫+食堂	一层	砖混	二级	自然通风
注水泵房+污水泵房	一层	砖混	二级	排风扇
消防泵间	一层	砖混	二级	排风扇
干化池	一层	砖混	二级	自然通风
卸油台面	一层	砖混	二级	自然通风

2.2.4.4.6 消防

1) 消防设施

表 2.2.4.4-5 消火栓设置情况汇总表

序号	安装位置	数量	型号	消防带数量	规格	枪头数量
1	好油罐区	5	SAT100/65	10	100*65*65mm	10
2	污水岗前	2	SAT100/65	4	100*65*65mm	4
3	柱塞泵房前	1	SAT100/65	2	100*65*65mm	2
4	提升站侧	2	SAT100/65	4	100*65*65mm	4
5	干化池北	2	SAT100/65	4	100*65*65mm	4
6	队部侧	1	SAT100/65	2	100*65*65mm	2
7	干化池泵间	1	SAT100/65	2	100*65*65mm	2

2) 消防依托

包一联合站社会消防依托主要为开鲁县消防直属队。消防队距离联合站距离 15km, 行车时间约 15min。消防队为灭火应急需要, 配备有消防车、消防水罐车等灭火车辆。另外, 中国石油辽河油田消防支队科尔沁直属队距包一联 27km, 行车 30min, 配置泡沫消防车 3 台。

2.3 安全管理

2.3.1 企业安全管理现状

2.3.1.1 安全管理机构设置及安全管理人员配置

1、安全管理体系情况

辽兴油气开发公司隶属中国石油辽河油田分公司管理, 成立了 QHSE 委员会, QHSE 委员会下设办公室。

2 安全管理机构设置及安全管理人员配备情况

辽河油田分公司设质量安全环保部, 负责辽河油田分公司的安全生产工作。设 19 名安全管理人员。

辽兴油气开发公司设安全总监, 设安全生产办公室, 对全厂的日常生产活动进行安全管理和监督, 并配备了注册安全工程师和专职安全管理人员对全厂的日常生产活动进行安全管理和监督。

2.3.1.2 安全生产责任制制定及执行情况

辽兴油气开发公司从管理岗位到生产岗位都制定了各级安全生产责任制，安全生产责任制涵盖了单位各部门、基层单位和各个岗位。严格执行“谁主管、谁负责”、“谁操作、谁负责”的责任追究制度，认真落实安全工作的部署和要求。将安全生产目标、指标逐级分解签署安全生产责任书，把目标、指标层层分解到站场（班组）、个人，把每个员工、每个岗位的安全职责落到实处。

辽兴油气开发公司制定了全员安全生产责任制，并于 2026 年 3 月 27 日进行修订，内容涵盖了从公司、机关部室、项目部、主要负责人、安全管理人员、现场施工人员的各个岗位的安全生产责任制，从管理层到基层员工，均明确了各自在安全生产中的职责。管理层制定安全生产战略、提供资源保障和监督制度执行，定期组织安全生产会议，对各个生产环节进行全方位排查，一线员工及时报告安全隐患。

表 2.3.1.2-1 安全生产职责

一、公司领导安全生产职责
（一）公司执行董事、党委书记
（二）公司经理、党委副书记
（三）公司总会计师
（四）公司总地质师
（五）公司总工程师
（六）公司副经理、安全总监
（七）公司副经理（分管 BSK 工作）
（八）派驻纪检组组长
（九）公司副经理
（十）公司党委副书记、工会主席
二、“机关四办一中心”安全生产职责
安全生产办公室(采油管理)
（一）安全生产办公室主任
（二）采油管理岗
（三）生产技术管理岗
（四）集输管理岗
（五）综合研究管理岗
安全生产办公室（质量健康安全环保）
（一）安全生产办公室（质量健康安全环保）副主任
（二）安全生产办公室（质量健康安全环保）副主任
（三）安全环保综合管理 1 岗
（四）安全环保综合管理 2 岗
（五）职业健康管理岗
（六）HSE 体系管理岗
（七）质量管理岗

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

(八) 环保管理岗
安全生产办公室(装备)
(一) 安全生产办公室(装备) 副主任
(二) 设备管理岗
(三) 特种设备管理岗
综合办公室(组织、人事)
(一) 综合办公室副总师
(二) 综合办公室(组织人事) 副主任
(三) 综合办公室(组织教培) 副主任
(四) 党建管理岗
(五) 干部管理岗
(六) 技术人员管理岗
(七) 劳动组织管理岗
(八) 薪酬管理岗
(九) 人力资源综合管理岗
(十) 员工培训管理岗
综合办公室(党办、经理办)
(一) 综合办公室(党办、经理办) 副主任 1
(二) 综合办公室(党办、经理办) 副主任 2
(三) 综合办公室(党办、经理办) 综合值班管理岗
(四) 综合办公室(党办、经理办) 行政事务管理岗
经营财务办公室(计划)
(一) 经营财务办公室副总师、主任
(二) 经营财务办公室(计划) 副主任
(三) 综合统计岗
(四) 计划管理岗
(五) 效益评价岗
(六) 投资管理岗
经营财务办公室(市场)
(一) 经营财务办公室(市场) 副主任
(二) 市场招投标管理岗
(三) 三商管理岗
经营财务办公室(财务)
(一) 经营财务办公室(财务资产) 副主任 1
(二) 经营财务办公室(财务资产) 副主任 2
(三) 资产核算岗
(四) 成本核算岗
(五) 资产管理岗
(六) 资金结算管理岗
(七) 薪酬管理岗
(八) 薪酬核算管理岗
(九) 税收保险管理岗
经营财务办公室(企管)
(一) 经营财务办公室(企管) 副主任 1

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

(二) 经营财务办公室(企管)副主任 2
(三) 企管法规综合管理岗
(四) 价格管理岗
(五) 概预算综合管理岗
(六) 经济合同管理岗
经营财务办公室(物资)
(一) 经营财务办公室(物资)副主任
(二) 计划管理岗
(三) 物资综合管理岗
(四) 物资采购管理岗
党群办公室(党群工作)
(一) 党群办公室主任
(二) 党群办公室副主任 1
(三) 党群办公室副主任 2
(四) 企业宣传管理岗 1
(五) 企业宣传管理岗 2
(六) 共青团管理岗
(七) 工会综合管理岗 1
党群办公室(保卫)
(一) 党群办公室(保卫)副主任
(二) 治安综合管理岗
生产指挥中心(基建)
(一) 生产指挥中心副总师
(二) 生产指挥中心(基建)副主任
(三) 施工管理岗
(四) 质量管理岗
(五) 设计管理岗
生产指挥中心(生产运行、作业)
(一) 生产指挥中心主任
(二) 生产指挥中心党支部书记、副主任
(三) 水电信管理岗
(四) 生产运行综合管理岗
(五) 生产管理岗(应急、安全)
(六) 生产管理岗(运输、外来施工)
(七) 生产管理岗(土地管理)
(八) 信息管理岗
(九) 信息管理岗
(十) 作业监督与井控管理岗
(十一) 井下作业管理岗
(十二) 综合研究管理岗
(十三) 钻井工艺管理岗
三、“基层六中心”安全生产职责
协同研究和信息中心(地质)
(一) 协同研究和信息中心主任

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

(二) 协同研究和信息中心(动态)副主任
(三) 综合管理规划方案设计岗
(四) 静态管理开发地质岗
(五) 动态管理油藏工程岗
(六) 生产管理测试技术岗
协同研究和信息中心(工艺)
(一) 协同研究和信息中心党总支书记
(二) 协同研究和信息中心(工艺)副主任
(三) 采油气工程岗 1
(四) 采油气工程岗 2
(五) 采油气工程岗 3
(六) 采油气工程岗 4
(七) 采油气工程岗 5
(八) 采油气工程岗 6
(九) 采油气工程岗 7
(十) 规划方案设计岗 1
(十一) 规划方案设计岗 2
(十二) 规划方案设计岗 3
(十三) 规划方案设计岗 4
(十四) 试油压裂岗 1
(十五) 试油压裂岗 2
(十六) 试油压裂岗 3
(十七) 试油压裂岗 4
(十八) 油气井增产岗 1
(十九) 油气井增产岗 2
(二十) 油气井增产岗 3
(二十一) 油气井增产岗 4
(二十二) 注水岗 1
(二十三) 注水岗 2
(二十四) 注水岗 3
(二十五) 油田化学岗 1
(二十六) 油田化学岗 2
协同研究和信息中心(信息科技档案)
(一) 协同研究和信息中心(信息科技档案)副主任
(二) 科技综合管理岗
(三) 信息化运维岗
(四) 信息化平台建设研究及应用岗
(五) 网络管理运维岗
(六) 综合档案岗
监督中心
(一) 安全副总监、监督中心主任、党总支副书记
(二) 监督中心党总支书记
(三) 监督中心(油管厂、后勤)副主任 1
(四) 监督中心捞油、测试(洗井)副主任 2

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

(五) 监督中心(安全环保技术监督)副主任 3
(六) 监督中心保障班党支部书记
(七) 监督中心保障班技术员 1
(八) 监督中心保障班技术员 2
(九) 监督中心保障班技术员 3
(十) 监督中心保障班油管厂技术员 4
(十一) 监督中心保障班捞油技术员 5
(十二) 监督中心保障班测试技术员 6
(十三) 监督中心保障班油管厂油管杆修复工
(十四) 监督中心保障班捞油操作工
(十五) 监督中心保障班测试操作工
(十六) 监督中心(安全环保技术监督)支部书记
(十七) 监督中心(安全环保技术监督)质量监督
(十八) 监督中心(安全环保技术监督)环保监督
(十九) 监督中心(安全环保技术监督)安全监督
(二十) 监督中心(安全环保技术监督)综合监督
运行维护一中心
(一) 运行维护一中心主任
(二) 运行维护一中心党总支书记
(三) 运行维护一中心副主任(安全)
(四) 运行维护一中心副主任(生产)
(五) 运行维护一中心副主任(培训)
(六) 运行维护一中心中控班班长
(七) 运行维护一中心中控班副班长
(八) 运行维护一中心中控班支部书记
(九) 运行维护一中心中控班技术员
(十) 运行维护一中心资料化验班班长
(十一) 运行维护一中心资料化验班支部书记
(十二) 运行维护一中心资料化验班技术员 1
(十三) 运行维护一中心资料化验班技术员 2
(十四) 运行维护一中心运维班支部书记
(十五) 运行维护一中心运维班班长
(十六) 运行维护一中心运维班副班长
(十七) 运行维护一中心运维班技术员
(十八) 运行维护一中心运维班采油工巡检岗
(十九) 运行维护一中心集输班支部书记
(二十) 运行维护一中心集输班班长
(二十一) 运行维护一中心集输班副班长
(二十二) 运行维护一中心集输班技术员
(二十三) 运行维护一中心集输班集输工巡检岗
运行维护二中心
(一) 运行维护二中心主任
(二) 运行维护二中心党总支书记
(三) 运行维护二中心副主任(安全)

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

(四) 运行维护二中心副主任(生产)
(五) 运行维护二中心副主任(经营)
(六) 运行维护二中心副主任(井控、作业、资产管理)
(七) 运行维护二中心中控班班长
(八) 运行维护二中心中控班书记
(九) 运行维护二中心中控班技术员岗 1
(十) 运行维护二中心中控班技术员岗 2
(十一) 运行维护二中心中控班技术员岗 3
(十二) 运行维护二中心资料化验班班长
(十三) 运行维护二中心资料化验班书记
(十四) 运行维护二中心资料化验班技术员岗 1
(十五) 运行维护二中心资料化验班技术员岗 2
(十六) 运行维护二中心集输班班长
(十七) 运行维护二中心集输班书记
(十八) 运行维护二中心集输班技术员岗
(十九) 运行维护二中心集输班计量岗
(二十) 运行维护二中心集输班供水岗
(二十一) 运行维护二中心集输班卸油岗
(二十二) 运行维护二中心集输班污注岗
(二十三) 运行维护二中心集输班输油岗
(二十四) 运行维护二中心集输班化验岗
(二十五) 运行维护二中心巡检维护班班长
(二十六) 运行维护二中心巡检维护班书记
(二十七) 运行维护二中心巡检维护班技术员岗
(二十八) 运行维护二中心巡检维护班巡井工岗位
(二十九) 运行维护二中心测试岗
(三十) 运行维护二中心电、气(割)焊工岗位
(三十一) 运行维护二中心后勤保卫岗位
运行维护三中心
(一) 运行维护三中心主任
(二) 运行维护三中心党总支书记
(三) 运行维护三中心副主任(安全)
(四) 运行维护三中心副主任(生产运行)
(五) 运行维护三中心副主任(采油管理)
(六) 运行维护三中心副主任(地质工艺)
(七) 运行维护三中心中控班班长
(八) 运行维护三中心中控班副班长
(九) 运行维护三中心中控班支部书记
(十) 运行维护三中心中控班技术员
(十一) 运行维护三中心班资料化验班班长
(十二) 运行维护三中心资料化验班技术员
(十三) 运行维护三中心资料化验班技术员
(十四) 运行维护三中心运维班支部书记
(十五) 运行维护三中心运维班班长

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

(十六) 运行维护三中心运维班副班长
(十七) 运行维护三中心运维班技术员
(十八) 运行维护三中心运维班采油工巡检岗
(十九) 运行维护三中心集输班班长
(二十) 运行维护三中心运集输班副班长
(二十一) 运行维护三中心集输班技术员
(二十二) 运行维护三中心集输班集输工巡检岗
运行维护四中心
(一) 运行维护四中心主任
(二) 运行维护四中心党总支书记
(三) 运行维护四中心副主任(经营)
(四) 运行维护中心副主任(安全)
(五) 运行维护四中心副主任(生产)
(六) 运行维护四中心副主任(培训)
(七) 巡检维护班班长
(八) 巡检维护班技术员
(九) 巡检维护班操作岗
(十) 中控班班长(生产运行、安全)
(十一) 中控班技术员(生产运行)
(十二) 中控班操作岗(生产运行)
(十三) 中控班操作岗(安全)
(十四) 资料化验班班长
(十五) 资料化验班技术员
(十六) 资料化验班操作岗(经营)
(十七) 资料化验班操作岗(人事)
(十八) 资料化验班操作岗(培训)
(十九) 集输班班长
(二十) 集输班党支部书记
(二十一) 集输班技术员
(二十二) 集输班操作岗
五、新能源项目部安全生产职责
(一) 新能源项目部经理
(二) 新能源项目部副经理(新能源)
(三) 新能源项目部副经理(土地)
(四) 新能源综合管理
(五) 节能低碳管理
(六) 生产管理岗(土地管理)
(七) 合同管理岗
(八) 资料管理岗
六、派驻纪检组安全生产职责
(一) 派驻纪检组副组长(三级正)
(二) 派驻纪检组副组长(三级副)
(三) 派驻纪检组组员

2.3.1.3 安全生产管理制度制定及执行情况

辽兴油气开发公司根据实际情况建立了各项安全管理流程，同时执行辽河油田公司的管理制度。在日常生产过程中操作人员严格执行各项规章制度，并根据公司的实际情况进行更新，制度和规程能够对公司的日常安全生产和各种作业进行控制和指导。具体见附件。

在实际生产运行过程中，辽兴油气开发公司均严格执行制定的各项安全管理制度的管理规定，已制定的各项安全管理制度中的各项内容均得到了有效落实。

2.3.1.4 操作规程制定及执行情况

辽兴油气开发公司为了为进一步加强各岗位操作基础管理工作，本着系统化、规范化、可操作、可控制原则，组织编制《岗位操作规程》及《设备操作规程》，作为指导一线机组（站队）生产经营管理指南：规程共分为 3 章从适用范围、操作流程、HSE 控制措施等方面明确了公司各岗位的操作规范：

表 2.3.1.4-1 辽兴油气开发公司设备操作规程

一、游梁式抽油机操作规程
二、抽油机互锁式辅助刹车装置操作规程
三、YDC(A)-200 Q-D-QI 油井多元计量系统操作规程
四、电脑测井仪和存储式测深仪安全操作规程
五、高压试井车操作规程
六、电动伸缩门操作规程
七、YDHT-300 超高效防垢除垢装置操作规程
八、气相色谱仪操作规程
九、恒温水浴操作规程
十、OY-FA2004 N 电子分析天平操作规程
十一、TU-1901 紫外分光光度计操作规程
十二、OY-HS4500 原油含水测定仪操作规程
十三、制冷循环水冷却塔操作规程
十四、柴油发电机组操作规程
十五、直流电焊机(车载)操作规程
十六、气焊操作规程
十七、门式起重机操作规程
十八、桥式起重机操作规程
十九、油管校直机操作规程
二十、数控车床操作规程
二十一、砂轮机操作规程
二十二、普通车床操作规程
二十三、拧扣机操作规程
二十四、锯床安全技术操作规程
二十五、采暖泵操作规程

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

二十六、导热油泵操作规程
二十七、锅炉补水泵操作规程
二十八、补水泵操作规程
二十九、稠油泵操作规程
三十、低压供水泵操作规程
三十一、反洗泵操作规程
三十二、干化池泵操作规程
三十三、供水泵操作规程
三十四、过滤泵操作规程
三十五、核桃壳泵操作规程
三十六、石英砂过滤泵操作规程
三十七、污水泵操作规程
三十八、消防泵操作规程
三十九、真空泵操作规程
四十、外输泵操作规程
四十一、卸油泵操作规程
四十二、供水泵操作规程
四十三、泡沫提升泵泵操作规程
四十四、污水泵操作规程
四十五、消防泵操作规程
四十六、卸油泵操作规程
四十七、除氧罐补水泵操作规程
四十八、碱液循环泵操作规程
四十九、热水锅炉补水泵操作规程
五十、热水锅炉采暖循环泵操作规程
七十七、奈一联高频聚结装置操作规程
七十八、包一联电脱水装置操作规程
七十九、张强电脱水操作规程
八十、撬装老化油回收装置操作规程
八十一、电磁加热装置操作规程
八十二、气浮机操作规程
八十三、过滤器操作规程
八十四、集成式含油污水处理装置操作规程
八十五、通用车型操作规程
八十六、轿货车、客货车操作规程
八十七、高压试井车操作规程
八十八、洗井车操作规程
八十九、电动机操作规程

表 2.3.1.4-3 辽兴油气开发公司工艺操作规程

一、抽油机测电流操作规程
二、抽油机井开、关井操作规程
三、抽油机井憋压操作规程
四、抽油机井控制套压操作规程
五、抽油机井热洗操作规程(洗井、洗管线)

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

六、蒸汽洗井操作规程
七、油井解卡操作规程
八、注水井洗井操作规程
九、注水井开井、关井操作规程
十、更换注水井流量计操作规程
十一、高压自控仪使用操作规程(手动、自动)
十二、井口卸压操作规程
十三、长停井录取压力操作规程
十四、油井取样操作规程
十五、地罐检尺操作规程
十六、高架罐量油操作规程
十七、加热炉加水、放水操作规程
十八、高架罐拉油操作规程
十九、地罐拉油操作规程
二十、更换井口压力表操作规程
二十一、更换法兰垫片操作规程
二十二、更换法兰阀门操作规程
二十三、更换闸板阀密封填料操作规程
二十四、更换卡瓦阀门操作规程
二十五、气管线加甲醇操作规程
二十六、用套管气扫线操作规程
二十七、抽油机碰泵操作规程
二十八、抽油机调防冲距操作规程
二十九、抽油机更换井口盘根操作规程
三十、抽油机更换二级盘根操作规程
三十一、自喷井清蜡操作规程
三十二、自喷井立爬杆操作规程
三十三、自喷井开、关井操作规程
三十四、自喷井打钢丝接头操作规程
三十五、自喷井清蜡绞车操作规程
三十六、自喷井安装防喷管操作规程
三十七、自喷井检查调整刮蜡片操作规程
三十八、检查或更换油嘴操作规程
三十九、抽油机井更换空心杆光杆短接操作规程
四十、油井捞油作业操作规程
四十一、测试班操作规程(水井测试、验封、测调)

2.3.1.5 安全培训及持证上岗情况

辽兴油气开发公司建立了相应的安全教育制度，开展三级安全教育和技术培训，提高了职工的安全意识和安全操作技能，为企业生产安全稳定运行提供了良好的条件。

辽兴油气开发公司的主要负责人取得了相应的安全资格证书，并定期进行安全培训，

周世彬安全管理人员证件过期，其余安全管理人员均已取得安全资格证书。

具备了与本企业所从事的生产经营活动相适应的安全生产知识和管理能力。

辽兴油气开发公司特种设备作业人员。均经过专门的安全技术和操作技能的培训和考核，持证上岗，并严格按照国家有关规定，对特种设备作业人员进行复审、培训。

对员工定期进行安全生产教育、培训和考核，建立了基层岗位员工安全教育培训档案，实行基层岗位职工先培训后上岗制度，未经安全生产培训考核合格的员工，不得上岗作业。

对新入厂职工的“三级安全教育”和转岗工人的二、三级安全教育，严格按照相关规定进行培训考核，并建立健全安全教育档案。

对外来检查指导工作、参观学习人员以及施工作业人员进行入厂安全教育，并配备相关的防护用品。

2.3.1.6 事故应急预案的建立、培训和演练情况

辽兴油气开发公司的应急救援依据《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2020）编制完成。

依据《生产安全事故应急预案管理办法》（原国家安全生产监督管理总局令第88号，中华人民共和国应急管理部令第2号修订）第二十六条的要求，辽兴油气开发公司的应急救援预案于2026年6月12日在辽宁省应急管理厅备案（编号为211121-2026-0029）。

辽兴油气开发公司应急预案汇总见表2.3.1.6-1。

表 2.3.1.6-1 辽兴油气开发公司应急预案汇总表

序号	应急预案名称
1)	《突发事件总体应急预案》
2)	《井喷突发事件应急预案》
3)	《油气场站爆炸着火突发事件专项应急预案》
4)	《油气管道泄漏突发事件专项应急预案》
5)	《硫化氢气体泄漏突发事件专项应急预案》
6)	《交一联合站重大危险源突发事件专项应急预案》
7)	《科一联合站重大危险源突发事件专项应急预案》
8)	《供用电突发事件专项应急预案》
9)	《洪涝灾害突发事件专项应急预案》

10)	《暴风雪灾害突发事件专项应急预案》
11)	《交通（厂/场内车辆致害）突发事件专项应急预案》

2.3.1.7 安全投入及使用

辽兴油气开发公司设专项安全资金，安全生产费用足额提取，并专款专用，费用使用途径包括安全设施维护更新、应急救援和物资、劳保物资、安全培训等等，从而有效地提高了安全水平，并按照实际人数和当地政府规定要求为全体职工办理了工伤保险。安全生产责任险由中国石油天然气集团有限公司、中国石油天然气股份有限公司统一投保。由辽兴油气开发公司安全资金投入情况满足《中华人民共和国安全生产法》第二十三条“生产经营单位应当具备的安全生产条件所必需的资金投入，由生产经营单位的决策机构、主要负责人或者个人经营的投资人予以保证，并对由于安全生产所必需的资金投入不足导致的后果承担责任。”及财资〔2022〕136号的要求。

2.3.1.8 劳动防护用品

辽兴油气开发公司为从业人员配备符合国家标准或行业标准的劳动防护用品，并按照规定定期进行相应的维护和检验、更新，以满足职工劳动安全卫生要求。

2.3.1.9 法定检测情况

生产过程中使用的压力容器、锅炉、压力管道等特种设备的使用登记证及检测报告，按照国家特种设备登记检测管理要求进行管理，检测结果合格；安全阀、压力表、油罐液压安全阀、呼吸阀、阻火器等安全附件、可燃/有毒气体检测报警装置等按照要求进行校验，加挂和粘贴校验标志。

站场的消防设施检测、防雷防静电接地检测合格。站场的可燃气体检测报警系统能够按要求进行校验。

2.3.2 安全业绩

辽兴公司紧盯油田安全管控目标，压实安全责任、完善监督机制，圆满完成各项安全任务。近年未发生生产、火灾、交通事故责任事故，2024、2025 连续获评油田 QHSE 先进单位；顺利完成近两年体系内审，QHSE 体系稳定保持 B1 级。

压实层级责任，规范体系运行。落实党政同责要求，完善岗位安全制度，调整安全管理组织与领导承包机制；更新体系管理手册，全覆盖开展量化审核，闭环整改体系问题。

强化教育培训，浓厚安全氛围。开展各类特种作业、安全管理取证培训；以安全生

产月为载体，组织演练、宣讲、警示教育，提升全员应急与安全意识。

推进专项治理，严控各类风险。完善风险隐患双重预防机制，常态化开展设备、承包商、防雷防静电监管，从严管控高风险及特殊作业，实现风险有效防控。。

2.4 变更情况

2.4.1 新、改、扩建情况

2025年3月24日中国石油辽河油田辽兴油气开发公司包一联原油脱水、污水处理系统项目完成了安全设施三同时。

2.4.2 发生事故的批复结案情况

2023年辽兴油气开发公司安全生产许可证换证评价后，未发生过生产安全事故。

2.4.3 近三年以来企业的人员、组织机构的变化情况

2024年2月9日，黄蓓蕾任安全生产办公室主任，王雷任辽兴油气开发公司安全副总监；

2024年7月21日，调整辽兴公司QHSE管理委员会

2025年4月24日，主要负责人变更为潘建华。

2025年10月30日，周世彬任安全生产办公室副主任、王雷任监督中心主任；

2.4.4 近三年以来周边环境的变化情况

无变化。

2.5 自然、社会环境

2.5.1 自然气象条件

辽兴油气开发公司所辖作业区及联合站主要集中分布于辽宁省沈阳市、内蒙古自治区通辽市和赤峰市。自然气象条件如下：

1) 沈阳市

沈阳市属温带大陆性季风气候，气候温和，四季分明。冬季气候干燥、寒冷，多北风和西北风；夏季气候湿润多雨，多南风 and 西南风。主要气象参数如下：

(1) 气温

年平均气温 8.8℃

极端最高气温 38.3℃

极端最低气温-30.6℃

夏季最热月平均气温 29.2℃

冬季最冷月平均气温-17.3℃

(2) 风速及风压

年平均风速 3.1m/s

年平均最大风速 29.7m/s

主导风向 SW

基本风压 550Pa

(3) 降雨量

年平均降雨量 734.5mm

日最大降雨量 215mm

(4) 降雪

最大积雪厚度 200mm

基本雪压 500Pa

(5) 最大冻深 1.48m

(6) 最高相对湿度 80%

(7) 雷暴日 28d/a

2) 通辽市

通辽市地属温带大陆性季风气候，四季分明，气候多变，温差较大。主要气象参数如下：

(1) 气温

年平均气温 5.9℃

极端最高气温 39.2℃

极端最低气温-30.4℃

夏季最热月平均气温 29.3℃

冬季最冷月平均气温-19.7℃

(2) 风速及风压

最大风速 24.0m/s

年平均最大风速 17.7m/s

主导风向西北

(3) 降雨量

年平均降雨量 339.5mm

日最大降雨量 98.9mm

(4) 大气压

年最低大气压 938.7mbar

年最高大气压 1046.1mbar

年平均大气压 970.9mbar

(5) 土壤冻结深度 1.5m

3) 赤峰市

赤峰属中温带半干旱大陆性季风气候区。冬季漫长而寒冷，春季干旱多大风，夏季短促炎热、雨水集中，秋季短促、气温下降快、霜冻降临早。主要气象参数如下：

(1) 气温	
年平均气温	5.5℃
极端最高气温	40.6℃
极端最低气温	-32.7℃
夏季最热月	7月
冬季最冷月	1月
(2) 风能	
年8级以上大风天数	23d
年6级以上大风天数	47d
年可利用的风能天数	176d
(3) 降雨量	
年平均降雨量	300mm~400mm

2.5.2 地形地貌

1) 沈阳市

沈阳市位于中国东北地区南部，辽宁省中部，以平原为主，山地、丘陵集中在东南部，辽河、浑河、秀水河等途经境内。

2) 通辽市

通辽市地势南部和北部高，中部低平，呈马鞍形。北部为大兴安岭南麓余脉的石质山地丘陵，占通辽总面积的 22.8%，海拔高度 400-1300m；南部为辽西山地边缘的浅山、黄土丘陵区，占通辽总面积的 7.0%，海拔高度 550-730m；中部为西辽河流域沙质冲积平原，占通辽总面积的 70.7%，海拔高度 120-320m，其中在西辽河流域冲积平原与山地、丘陵之间的过渡地带分布着起伏不平的沙丘和沙地，海拔高度 200-400m。

3) 赤峰市

赤峰地处大兴安岭南段和燕山北麓山地，分布在西拉木伦河南北与老哈河流域广大地区，呈三面环山，西高东低，多山多丘陵的地貌特征。山地约占赤峰市总面积的 42%；丘陵约占 24%；高平原约占 9%；平原约占 25%。大体分为四个地形区：北部山地丘陵区；南部山地丘陵区；西部高平原区；东部平原区，海拔高 300-2000m。东部在西拉木伦河与老哈河汇流处大兴三角地区，海拔高不足 300m，为赤峰市地势最低地带；西部克旗、郊区和河北省围场县交界处的大光顶子山，海拔高 2067m，为赤峰市第一高峰。主要山脉有大兴安岭南段，努鲁儿虎和七老图三条山脉。

2.5.3 工程地质

1) 沈阳市

沈阳市所在区域主要分布以下土层：

(1)粉质粘土层。黄褐色，呈硬塑-可塑状态，局部夹粉土、粉砂层厚，厚度一般 4m-6m，承载力特征值 f_{ak} 一般在 100kPa-120kPa 之间，压缩模量 E_{s1-2} 一般在 4-6MPa 之间。(2)细砂层(或中砂层)。深灰色，呈中密状态，饱和，级配良好，磨圆较差。矿物成份主要由石英、长石组成，含少量暗色矿物，揭露厚度一般大于 10m，承载力特征值 f_{ak} 一般在 200kPa-250kPa 之间，变形模量 E_o 一般在 15-20MPa 之间。

2) 通辽市

通辽市地质构造系新华夏构造带东段、西拉沐沦河构造带北侧。构造位置位于开鲁盆地陆西凹陷西南部，马家铺地区中南部。马家铺地区为一高垒带构造，构造上西邻小井子洼陷，东与包日温都背斜毗邻，北和五十家子庙洼陷相连，南部为好来宝昭断鼻构造带。

3) 赤峰市

赤峰地跨华北地台与天山--兴蒙地槽，处于阴山东西向构造带和大兴安岭构造带交汇处。大约 7000 万年以前发生的剧烈地壳运动--燕山造山运动后，赤峰地区近代山系雏形基本形成。境内地貌类型丰富：山地、丘陵、草原、森林、河流、湖泊、熔岩台地和沙丘坨甸在境内均有分布。微地貌类型繁多，成因复杂，形态各异，主要有风蚀残柱、残山、火山口、串珠谷、倒石锥、冲击阶地等十几种。

2.5.4 水文条件

1) 沈阳市

该工程所在区域地下水稳定埋深一般在 2.5-4.5m，属第四系孔隙潜水，具微承压性，主要受大气降水补给，以蒸发、地下径流为主要排泄方式。水位季节性变化较大，变幅 1m 左右。主要河流为蒲河。

地下水对混凝土、钢筋混凝土结构中的钢筋具有微腐蚀性，对钢筋具有弱腐蚀性。

2) 通辽市

通辽流域面积 100 平方公里以上的河流共 47 条，自然湖泊 600 多个，有大中小型水库 121 座。水系以西辽河水系为主，分布在其支流西拉木伦河、老哈河、教来河以及新开河，还有东辽河下游和辽河干流的一部分支流、大凌河和霍林河的一部分。由于连年干旱，通辽境内辽河、新开河、教来河常年断流，70 多座中小型水库干涸，局部地下水位下降，水资源匮乏。

3) 赤峰市

赤峰市主要水系有乌尔吉沐沦河水系，包括乌兰坝河、浩尔吐河、干支嘎河、乌兰白旗河、查干白旗河、沙力河、欧木伦河、黑木伦河，总流域面积为 27917 平方公里；西拉木伦河水系，包括大克头河、碧掩河、查干沐沦河、少朗河、古力古台河、沙巴尔太河、木希嘎河等十三条河流，总流域面积为 28961 平方公里；教来河水系，包括白塔子河、李家窝铺河，干沟子河、高力板河、腾克力河、孟克河，总流域面积为 12397 平方公里；老哈河水系，包括黑里河、英金河干流、饮马河、汐子河、锡伯河、西路嘎河等 19 条河流，总流域面积为 28463 平方公里；内陆河水系，包括贡格尔河、锦林郭勒河、伊和吉林郭勒河、巴嘎吉林郭勒河。贡格尔河流入达里诺尔，其余 3 条流入锡林郭勒盟，滞于沼泽或沉积沙地。地上水年平均径流量为 32.67 亿立方米。

2.5.5 地震烈度

辽兴油气开发公司所辖作业区和联合站分布于 2 省(辽宁省和内蒙古自治区)3 市(沈阳市、通辽市和赤峰市), 根据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)和《建筑抗震设计规范》, 沈阳市康平地区设计地震加速度值为 0.05g, 地震基本设防烈度为 6 度, 设计地震分组第一组。通辽市奈曼旗地区设计地震加速度值为 0.05g, 地震基本设防烈度为 6 度, 设计地震分组第一组。通辽市开鲁县地区设计基本地震加速度值为 0.10g, 地震基本设防烈度为 7 度, 设计地震分组为第一组。赤峰市阿鲁科尔沁旗地区设计基本地震加速度值为 0.10g, 地震基本设防烈度为 7 度, 设计地震分组为第一组。

2.5.6 社会环境

1)沈阳市

沈阳是建国初期国家重点建设起来的以装备制造业为主的全国重工业基地之一。经过几十年的发展, 沈阳的工业门类已达到 142 个, 到 2013 年为止规模以上工业企业 4000 多家, 地区生产总值 7000 多亿元。

沈阳是东北地区最大的铁路、公路、航空交通枢纽中心, 拥有东北地区最大的民用航空港, 全国最大的铁路编组站和全国最高等级的“一环五射”

高速公路网。沈阳有 5 条干线在此交汇并连接着 8 条支线, 通往全国各地, 是国际联运通往朝鲜、俄罗斯的必经之路高速公路四通八达, 通往全省各市和北京、天津、南京、长春、哈尔滨等地都可“朝发夕至”。

2)通辽市

通辽市位于内蒙古自治区东部, 总面积 59535 平方公里, 南北长约 418 公里, 东西宽约 370 公里。东靠吉林省四平市, 西接赤峰市、锡林郭勒盟, 南依辽宁省沈阳市、阜新市、铁岭市, 北边与兴安盟以及吉林省白城市、松原市为邻, 是环渤海经济圈和东北经济区的重要枢纽城市。

通辽铁路发达, 各个县级地区全部通铁路。六条铁路(平齐、京通、通让、大郑、通霍、集通)贯穿全境。通辽火车站是沈阳铁路局直属一等站, 它扼守东北、华北铁路交通的咽喉, 有大郑、京通、通让、通霍、集通五条铁路干线在这里交汇, 是连接东北与华北、西北、西南的铁路交通枢纽。通辽站已开通了前往北京、天津, 杭州、沈阳、长春、呼和浩特、包头、哈尔滨、大连、济南、南京、上海等地的客运列车。

3)赤峰市

赤峰地处东北、华北地区结合部，区位优势，交通便捷。距首都北京公路距离 390 公里，距东北中心城市沈阳不到 500 公里。距离辽宁锦州港仅 250 公里，是首都经济圈和环渤海经济圈重要节点城市，是内蒙古距离出海口最近的城市。截至 2017 年末，赤峰市公路总里程 2.7 万公里，其中高速公路 523.4 公里；运营铁路 4 条，运营里程达 1101 公里；已开通 11 条航线，与北京、呼和浩特、沈阳、大连、天津、上海、杭州、哈尔滨、西安、郑州、深圳、海拉尔等多个城市通航，初步形成了立体便捷的交通网络。

3. 评价单元划分及评价方法选择

评价单元一般以生产工艺、工艺装置、物料的特点、特征与危险有害因素的类型、分布有机结合进行划分，还可以按评价的需要将一个评价单元再划分为若干子评价单元或更细致的单元。

3.1 评价单元划分

根据《安全评价通则》（AQ 8001-2007）《石油天然气开采企业安全现状评价技术规范》（SY/T 6778-2024）的规定，评价单元划分为设备设施及生产作业单元、安全生产管理单元。其中设备设施及生产作业单元划分 5 个子单元：采油（气）子单元、注入作业子单元、原油集输、处理及储运子单元、采出水处理子单元、公用工程子单元。

表 3.1-1 评价单元划分和评价方法选用表

序号	评价单元名称		评价内容	评价方法
1	设备设施及生产作业单元	采油（气）子单元	采油（气）作业	安全检查表
2		注入作业子单元	注入作业	安全检查表
3		原油集输、处理及储运子单元	原油集输、处理及储运	安全检查表 事故后果模拟评价
4		采出水处理子单元	采出水处理	安全检查表
5		公用工程子单元	供配电、通风、供热及采暖、给排水、消防、仪表及控制系统、通信及监控、防腐保温、建筑物、构筑物等	安全检查表
6	安全生产管理单元	法律法规符合性子单元	安全生产、营业许可	安全检查表
		应急预案子单元	应急预案	安全检查表
		安全生产管	安全管理、教育培训、	安全检查表

序号	评价单元名称		评价内容	评价方法
		理和安全培训子单元		
		重大危险源子单元	重大危险源子单元	安全检查表

3.2 安全评价方法简介

3.2.1 安全检查表

安全检查表法是辨识系统危险的基本方法，其特点是简便易行。在详细了解系统结构、功能、工艺流程、主要设备、操作条件、布置等的基础上，依据安全法规、标准、操作规程等，按单元逐个分析潜在的危险因素及其对应的危险措施，据此制定出详细的、符合实际的、能全面识别、分析系统危险性的安全检查表。

本评价编制的安全检查表编制的依据有：

- 1) 与该项目有关的法规、标准和管理、操作等规程；
- 2) 同类企业有关安全管理经验；
- 3) 同类装置有关事故案例；
- 4) 与该项目有关的技术资料。

3.2.2 事故后果模拟分析法

火灾、爆炸、中毒是常见的重大事故，可能造成严重的人员伤亡和巨大的财产损失，影响社会安定。

本报告采用中国安全生产科学研究院“重大危险源区域定量风险评价与管理(CASST-QRA2.0)软件”中的“可燃液体池火灾后果计算模型”进行计算机辅助模拟分析，对该项目油气集输站场单元罐区子单元中奈一联合站4#原油储罐和科一联合站1#原油储罐发生泄漏并进而发生池火灾事故的后果进行定量评价，预测事故的严重程度。

可燃液体泄漏后流到地面形成液池，遇到点火源燃烧可形成池火，通过采用池火灾模型对可燃液体泄漏后的火灾事故进行模拟，可以预测出池火灾事故伤害后果。“可燃液体池火灾事故模拟分析系统”软件计算原理如下：

1)液池半径和火焰高度计算

池火灾按圆柱形火焰和池面积恒定假设。设液池为一半径为 R_f 的圆池子，液池半径 R_f 由下式确定：

$$R_f = (S/\pi)^{1/2}$$

式中：

R_f ——液池半径，m；

S ——液池面积， m^2 。

火焰高度计算公式如下：

$$L = 84R_f[mf/\rho_0(2gR_f)^{1/2}]^{0.61}$$

式中：

L ——火焰高度，m；

ρ_0 ——周围空气密度， kg/m^3 ；

g ——重力加速度， $g=9.8m/s^2$ ；

mf ——燃烧速度， $kg/(m^2 \cdot s)$ 。

2)火焰表面热辐射通量

火焰表面热辐射通量 Q_f 计算公式如下：

$$Q_f = 2\pi R_f^2 \eta_1 mf \eta_2 / (2\pi R_f^2 + \pi R_f L)$$

式中：

η_1 ——燃烧效率；

η_2 ——为热辐射系数，可取 0.15；

3)目标接受热辐射通量

目标接受热辐射通量 $q(r)$ 计算公式如下：

$$q(r) = Q_f V (1 - 0.058 \ln(d))$$

式中：

V ——目标处视角系数；

d——目标离火焰表面的距离；

4)死亡、重伤、轻伤及财产损失半径

死亡、重伤、轻伤及财产损失半径分别指热辐射作用下的死亡、二度烧伤、一度烧伤和引燃木材半径。

根据计算出来的 $q(r)$ ，依据人体在危险场所暴露时间长短，根据稳态火灾作用下的热通量伤害准则，确定死亡、重伤、轻伤及财产损失半径。

4 危险、有害因素辨识与分析

4.1 主要物质危险有害因素分析

本评价危险、有害因素的辨识和分析是根据辽兴油气开发公司油气生产、储运设施及辅助生产设施、公用工程等安全现状深入了解的基础上，依据辽兴油气开发公司各个装置存在的危险、有害物质种类、状态、设备设施的类型及数量、工艺流程等内容，综合分析各个装置的自然条件、周边环境、平面布置等因素，按照《生产过程危险和有害因素分类与代码》（GB/T 13861-2022）、《企业职工伤亡事故分类》等标准、规范要求，结合类比相似工程的事故案例进行的。

4.1.1 主要危险物质

辽兴油气开发公司生产过程中涉及的主要危险物料包括：原油、天然气、硫化氢、甲醇、柴油等。

4.1.2 主要物料的危险特性

依据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）等相关标准，辽兴油气开发公司涉及的危险物料的火灾、爆炸和毒性性质表见表 4.1-1。

表 4.1-1 辽兴油气开发公司主要危险物料特性一览表

序号	危险物料名称	CAS 编号	危险性类别
1	原油	8002-05-9	1) 闪点<23℃和初沸点≤35℃：易燃液体，类别 1 2) 闪点<23℃和初沸点>35℃：易燃液体，类别 2 3) 23℃≤闪点≤60℃：易燃液体，类别 3
2	天然气	8006-14-2	易燃气体，类别 1；加压气体
3	甲醇	67-56-1	易燃液体，类别 2 急性毒性-经口，类别 3* 急性毒性-经皮，类别 3* 急性毒性-吸入，类别 3* 特异性靶器官毒性-一次接触，类别 1
4	硫化氢	7783-06-4	易燃气体,类别 1 加压气体 急性毒性-吸入，类别 2*

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	危险物料名称	CAS 编号	危险性类别
			危害水生环境-急性危害，类别 1
5	柴油	68334-30-5	易燃液体，类别 3

注：1) 爆炸危险类别摘自《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB50058-2014)附录 C。

2) 火灾危险类别根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)、《建筑设计防火规范》(GB 50016-2014[2018 年版]，2018 年版)确定。

3) 毒性危害摘自《压力容器化学介质毒性危害和爆炸危险程度分类标准》(HG/T 20660-2017)附表 A 化学介质毒性危害程度分类分级数据表。I：极度危害；II：高度危害；III：中度危害；IV：轻度危害。

4) 原油闪点数据由辽兴油气开发公司提供。

4.1.3 主要物料的危险、有害因素分析

4.1.3.1 主要物料的危险特性

1) 原油

原油主要成份为 C4-C12 的烃类，以烷烃含量较高。原油的危险性主要表现在以下几个方面：

(1) 易燃液体。原油具有闪点、燃点和自燃点比较低的特性。

(2) 原油的油蒸气和空气混合达到一定浓度时，遇火即能爆炸。

(3) 易蒸发或泄漏，本工程原油具有“高气油比、低密度”的特性，原油未经稳定处置前，特别是采取油气混输技术时，其油气(伴生气)量较大。若输送设施密封不好、管道堵塞(积蜡)憋压引起毗漏或容器、管线破裂，将有大量油蒸气析出。蒸发出的油蒸气，由于密度比较大，不易扩散，往往在储存处或作业场地空间地面弥漫飘荡，在低洼处积聚不散。这就大大增加了火灾爆炸危险程度。

(4) 容易产生静电。电阻率一般在 $10^{12}\Omega\cdot\text{cm}$ 左右。积累电荷的能力很强。因此，在泵送、灌装、装卸、运输等作业中，流动摩擦、喷射、冲击、过滤都会产生静电。当能量达到或大于油品蒸气最小引燃能量时，就可能点燃可燃性混合气，引起爆炸或燃烧。

(5) 容易受热膨胀、沸溢。原油在长时间着火燃烧时会产生沸溢、爆喷现象，尤其是储存在储罐里的油品，着火后甚至会从储罐中猛烈地喷出，形成巨大火柱，这种现象是受“热波”的影响所造成的。另外由于原油温度的升高，还会使油品体积急剧膨胀，使燃烧的油品大量外溢，造成大面积的火灾。

(6) 毒性危害。中国未制定接触限制，原油本身无明显毒性，其不同的产品和中间产

品表现出不同的毒性，遇热分解释放出有毒的烟雾。原油大量泄漏对环境造成严重污染。

2)天然气

天然气按照来源不同，通常分为纯气田天然气(气层气)、凝析气田天然气和油田原油伴生气，辽兴油气开发公司的天然气主要是原油伴生气。天然气主要成分是气态烃类，还含有少量非烃气体。天然气的烃类物质主要是甲烷，其次是乙烷、丙烷、正丁烷、正戊烷、异戊烷等。天然气与空气混合易形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸，最小点火能 0.28mJ。天然气火灾危险类别为甲 B 类。

天然气主要成分为甲烷，甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，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。

3)硫化氢

硫化氢为无色气体，具有臭鸡蛋气味。易溶于水，亦溶于醇类、石油溶剂和原油中。当硫化氢浓度为 4.3~46%时，其混合气体遇明火将发生强烈的爆炸。硫化氢燃点为 260℃，燃烧时生成的二氧化硫对眼睛和肺部有一定的危害。

硫化氢是一种神经毒剂，亦为窒息性和刺激性气体。其毒作用的主要靶器是中枢神经系统和呼吸系统，亦可伴有心脏等多个器官损害，对毒作用最敏感的组织是脑和粘膜接触部位。

硫化氢的急性毒作用器官和中毒机制可因其不同的浓度和接触时间而异。浓度越高则中枢神经抑制作用越明显，浓度相对较低时粘膜刺激作用明显。

4)甲醇

该企业生产过程中涉及的化学药剂主要为甲醇，甲醇本身具有易燃易爆、易挥发、受热易膨胀等特性，另外甲醇有较强的毒性，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。急性中毒症状有：头疼、恶心、胃痛、疲倦、视力模糊以至失明，继而呼吸困难，最终导致呼吸中枢麻痹而死亡。慢性中毒反应为：眩晕、昏睡、头痛、耳鸣、视力减退、消化障碍。

辽兴油气开发公司生产过程中所涉及的原油、天然气、硫化氢、甲醇的理化性质、危险危害特性及防护措施见表 4.1-2~4.1-5。

表 4.1.3-2 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

理化 常数	CAS号	8002-05-9		
	中文名称	原油；石油		
	英文名称	Crude oil; Petroleum		
	外观与性状	原油是一种从地下深处开采出来的黄色、褐色乃至黑色的可燃性黏稠液体。胶质、沥青质含量越高，颜色越深。性质因产地而异。		
	沸点℃	常温~500	闪点℃	41~61.5
	凝固点℃	6~31	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂。
	密度	相 对 密 度 （ 水 =1）0.866~0.8928	稳定性	稳定
主要 用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石脑油、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等，通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料。			
危险 特性	易燃。蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。			
健康 危害	毒性：IV（轻度危害），属低毒类。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。 健康危害：未见原油引起急慢性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。			
泄 漏 应急处 理	根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。 消除所有点火源。应急人员应戴全面罩防毒面具，穿防静电服。使用防爆等级达到要求的通讯工具。采取关闭阀门或堵漏等措施切断泄漏源。如果槽车或储罐发生泄漏，可通过倒罐转移尚未泄漏的液体。构筑围堤或挖坑收容泄漏物，防止流入河流、下水道、排洪沟等地方。收容的泄漏液用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。用砂土吸收残液。如果海上或水域发生溢油事故，可布放围油栏引导或遏制溢油，防止溢油扩散，使用撇油器、吸油棉或消油剂清除溢油。			
防护 措施	工程控制：生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。眼睛防护：必要时，戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴橡胶手套。 其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。			

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。
灭火方法	消防人员须穿全身防火防毒服，佩戴空气呼吸器，在上风向灭火。喷水冷却燃烧罐和临近罐，直至灭火结束。处在火场中的储罐若发生异常变化或发出异常声音，须马上撤离。着火油罐出现沸溢、喷溅前兆时，应立即撤离。灭火剂：泡沫、干粉、砂土、二氧化碳。
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。

表 4.1.3-3 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

理化性质	CAS号	8006-14-2		
	中文名称	天然气		
	外观与性状	无色无臭气体	爆炸极限	空气中5.3~15%(体积)
	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃	自燃温度	482~632℃
	沸点	-161.5℃	闪点	—
	熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚
	密度	相 对 密 度 （ 空 气 =1) 0.5931~0.6746	稳定性	稳定
	主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造		
危险特性	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、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。 燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳。			
健康危害	侵入途径：吸入。 健康危害：对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中伴生气达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、			

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

	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。
毒理学 资料	毒性：IV（低度危害） 急性毒性：LD/T 50-2016：无资料。LC50：无资料
泄漏应 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，穿消防防护服。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。
防护 措施	呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具（半面罩）。眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。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。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	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。

表 4.1-4 硫化氢理化性质、危险危害特性及防护措施表

理化 性质	中文名称	硫化氢		
	英文名称	hydrogen sulfide		
	别名	氢硫酸		
	分子式	H ₂ S	外观与性状	无色有恶臭气体
	分子量	34.08	蒸汽压	2026.5kPa/25.5℃
	沸点	-60.4℃	闪点	无意义

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

	熔点	-85. 5℃	溶解性	溶于水、乙醇
	密度	相对密度(空气=1) 1. 19	稳定性	稳定
	爆炸极限	空气中4. 0~46%(体积)	自燃温度	260℃
	主要用途	用于化学分析如鉴定金属离子		
危险特性	易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与浓硝酸、发烟硫酸或其它强氧化剂剧烈反应，发生爆炸。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引起回燃。 燃烧(分解)产物：氧化硫。			
健康危害	侵入途径：吸入。MAC(mg/m ³)：10 本品是强烈的神经毒物，对粘膜有强烈刺激作用。 急性中毒：短期内吸入高浓度硫化氢后出现流泪、眼痛、眼内异物感、畏光、视物模糊、流涕、咽喉部灼热感、咳嗽、胸闷、头痛、头晕、乏力、意识模糊等。部分患者可有心肌损害。重者可出现脑水肿、肺水肿。极高浓度(1000mg/m ³ 以上)时可在数秒钟内突然昏迷，呼吸和心跳骤停，发生闪电型死亡。高浓度接触眼结膜发生水肿和角膜溃疡。长期低浓度接触，引起神经衰弱综合征和植物神经功能紊乱。			
毒理学资料	毒性：II级(高度危害) 急性毒性：LD/T 50-2016：无资料，LC50：618mg/m ³ (大鼠吸入)			
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离150m，大泄漏时隔离300m，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。从上风处进入现场。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，将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔或与塔相连的通风橱内。或使其通过三氯化铁水溶液，管路装止回装置以防溶液吸回。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。			
防护措施	工程控制：严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具(半面罩)。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴氧气呼吸器或空气呼吸器。眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴防化学品手套。其它防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋			

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

	浴更衣。及时换洗工作服。作业人员应学会自救互救。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：脱去污染的衣着，用流动清水冲洗。就医。眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少15分钟。就医。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。就医。
灭火方法	消防人员必须穿全身防火防毒服，在上风向灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、抗溶性泡沫、干粉。
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、碱类分开存放，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。

表 4.1-5 甲醇理化性质、危险危害特性及防护措施表

标识	中文名	甲醇	英文名	methanol
	分子式	CH ₄ O	CAS号	67-56-1
理化性质	熔点(℃)	-97.8	沸点(℃)	64.8
	相对密度(水=1)	0.79	相对密度(空气=1)	1.11
	外观与性状	无色澄清液体，有刺激性气味		
	溶解性	溶于水，可混溶于醇、醚等多数有机溶剂。		
	稳定性	稳定		
	主要用途	主要用于制甲醛、香精、染料、医药、火药、防冻剂等。		
燃爆特性	燃烧性	易燃	闪点(℃)	11
	爆炸下限(%)	5.5	爆炸上限(%)	44
	引燃温度(℃)	385	最大爆炸压力(MPa)	无资料

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

	危险特性	易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应或引起燃烧。在火场中，受热得容器有爆炸危险。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。	
	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。灭火剂：抗溶性泡沫、二氧化碳、干粉、砂土。	
健康危害	毒理性资料	急性毒性	LD/T 50-2016: 5628mg/kg(大鼠经口)；15800mg/kg(兔经皮) LC50: 83776mg/m ³ ，4小时(大鼠吸入)
及急救措施		亚急性和慢性毒性	大鼠吸入50mg/m ³ ，12小时/天，3个月，在8~10周内可见到气管、支气管粘膜损害，大脑皮质细胞营养障碍等。
	健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。	
		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；可致代谢性酸中毒。 急性中毒：短时大量吸入出现轻度眼及上呼吸道刺激症状(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、谵妄，甚至昏迷。 慢性影响：神经衰弱综合症，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。	
	皮肤接触	脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。	
	眼睛接触	提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。	
	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。	
	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。	
	防护措施		
	呼吸系统防护	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	

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

	身体防护	穿防静电工作服。
	手防护	戴橡胶手套。
	其他防护	工作现场严禁吸烟、进食和饮水。工作毕，淋浴更衣。
泄漏处理	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，穿防毒服。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。	
储存注意事项	储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。仓内温度不宜超过30℃。防止阳光直射。保持容器密封。应与氧化剂分开存放。采用防爆型照明、通风设施，开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。桶装堆垛不可过大，应留墙距、顶距、柱距及必要的防火检查走道。罐储时要有防火防爆技术措施。露天贮罐夏季要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速(不超过3m/s)，且有接地装置，防止静电积聚。	
包装方法	小开口钢桶；螺纹口玻璃瓶、铁盖压口玻璃瓶、塑料瓶或金属桶(罐)外木板箱。	

表 4.1-6 柴油理化性质、危险危害特性及防护措施表

理化特性	中文名称	柴油	英文名称	Dieseloil
	闪点（℃）	45～55℃	引燃温度（℃）	257
	爆炸上限（%）	45	爆炸下限（%）	1.5
	密度	0.87-0.9	相对密度（空气=1）	无资料
	凝固点（℃）	-35～10	沸点（℃）	282～338
	外观与性状	稍有粘性的浅黄色至棕色液体。		
	溶解性	不溶于水。		
	主要用途	用作柴油机的燃料。		
危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。 火灾危险分类：乙 B 类			
灭火方法	消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。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。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。			

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。 健康危害：皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。
急救措施	皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。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。食入：尽快彻底洗胃。就医。
防护措施	工程控制：密闭操作。注意通风。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，建议佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，必须佩戴空气呼吸器。眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿一般作业防护服。手防护：戴橡胶耐油手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。
操作注意事项	密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，戴橡胶耐油手套。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、卤素接触。充装要控制流速，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。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。应与氧化剂、卤素分开存放，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。
泄漏处理	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，穿一般作业工作服。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：用活性炭或其他惰性材料吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容用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
运输注意事项	运输前应先检查包装容器是否完整、密封，运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、卤素、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。运输船舶必须彻底清洗、消毒，否则不得装运其它物品。船运时，配装位置应远离卧室、厨房，并与机舱、电源、火源等部位隔离。公路运输时要按规定路线行驶。

4.2 设备设施及生产作业风险辨识与分析

各站场涉及的易燃、易爆物料（如原油、天然气等）数量较多，潜在危险性较大，生产的全过程中针对原油和天然气等易燃易爆、有毒有害的特点，存在的危险、有害因素包括：火灾、可燃气体爆炸、可燃液体蒸汽爆炸、容器爆炸、管道爆炸、中毒、窒息、灼烫、触电、高处坠落、跌落、物体打击、机械致害、起重致害、厂(场)内车辆致害、道路(轨道)车辆致害、淹溺等。对其分析如下：

4.2.1 生产作业过程风险辨识与分析

4.2.1.1 采油采气过程危险有害因素分析

油井采出原油、天然气易在井场积聚扩散，火灾风险突出，抽油机为核心开采设备，事故分析如下：

机械致害：抽油机平衡块、传动皮带、减速箱等旋转部件无防护，人员靠近、检修盘车、刹车失灵误启动，易发生挤压、绞碾伤害。

触电：配电箱操作不规范、机电电缆老化破损、设备接地失效、电缆轧伤漏电，产生电击、跨步电压伤害。

高处坠落：设备高度 $\geq 2\text{m}$ ，巡检、检修、清洗登高作业，护栏缺失、未佩戴安全带、踏空失稳引发高处坠落。

跌落：2m 以下平台、地面油污、雨雪湿滑，人员绊倒、踩空、滑倒，属于标准分类跌落事故。

泄漏（前置风险，衍生多类爆炸、火灾）：阀门、管线腐蚀、冻裂、密封失效，油气介质外泄；泄漏油气遇点火源，依次触发火灾、可燃气体爆炸、可燃液体蒸汽爆炸。

容器爆炸：分离器为承压设备，液面管控失效、超压、介质腐蚀穿孔、安全阀失灵，筒体结构失效引发容器爆炸；液面异常造成管线跑油、原油带气，加剧管线腐蚀泄漏，次生火灾、爆炸。

管道爆炸：井场支线、集输干线材质缺陷、焊缝破损、地层形变、外力破坏、冻胀开裂、水击憋压，管线承压超限发生管道爆炸。

4.2.1.2 油气集输系统危险性分析

原油、天然气兼具易燃易爆、有毒有害属性，管控失效可引发事故类型：泄漏、火灾、可燃气体爆炸、可燃液体蒸汽爆炸、容器爆炸、管道爆炸、触电、中毒、窒息、高处坠落、跌落、机械致害、物体打击。

4.2.1.3 原油集输处理系统危险性分析

联合站承担油气收集、分离脱水、加热、储存、外输工序，介质含硫、盐、固体杂质持续腐蚀设备管线，易发生泄漏，次生多类爆炸、火灾事故，事故分析如下：

1) 原油分离和脱水

泄漏：设备焊接缺陷、腐蚀、法兰垫片失效、安全阀失灵、违章操作造成油气外泄；管道爆炸、容器爆炸：高压系统憋压、超压，承压设备、管线破裂；

火灾、可燃气体爆炸、可燃液体蒸汽爆炸：泄漏油气接触静电、电气火花、明火等点火源。

2) 原油加热（加热炉）

泄漏：炉管腐蚀、结焦过热烧穿、燃料气管线密封失效，油气、天然气泄漏；

火灾、可燃气体爆炸、可燃液体蒸汽爆炸：泄漏介质积聚遇火源；炉膛置换不充分、燃烧异常引发炉膛爆燃；

管道爆炸：炉管承压超标、腐蚀减薄破裂；

灼烫：高温蒸汽、热油外泄接触人体造成灼烫。

3) 油品储运

(1) 爆炸、火灾

空罐未置换、储罐气相油气积聚，遇点火源发生可燃液体蒸汽爆炸；单罐起火辐射周边储罐，连锁引发火灾、可燃液体蒸汽爆炸；罐体撕裂原油流淌扩大火情。雷击、电气火花、静电、检修动火、铁器撞击均为点火源。

(2) 容器爆炸：呼吸阀堵塞负压吸瘪罐体；收油、热膨胀正压超标，储罐翘底、胀裂；罐体倾斜撕裂原油泄漏，次生火灾爆炸。

(3) 装卸车栈台标准事故类型

泄漏：鹤管破损、垫片老化、装车冒罐、罐车密封失效原油外泄；静电接地缺失、流速过快积聚静电，触发火灾、可燃液体蒸汽爆炸；

高处坠落：栈桥平台 $\geq 2\text{m}$ 作业防护缺失；

跌落：栈台地面油污湿滑绊倒；

厂(场)内车辆致害：罐车对位、溜车、碰撞栈桥或人员。

4) 集输管线

泄漏：管线腐蚀、焊缝缺陷、冻裂、第三方外力破坏；

管道爆炸：管线超压、水击、应力开裂；

火灾、可燃气体爆炸、可燃液体蒸汽爆炸：泄漏油气接触点火源。

5) 油泵房

泄漏：机泵密封磨损油品泄漏，密闭泵房油气积聚；

火灾、可燃气体爆炸：泵房属爆炸危险区域，非防爆电气产生点火源；

机械致害：泵体传动部件无防护，挤压、绞伤作业人员；

触电：电气老化、绝缘破损漏电。

6) 油品计量间、阀组

泄漏：计量设备、管线腐蚀渗漏，密闭空间油气积聚；

火灾、可燃气体爆炸：油气达到爆炸极限遇火花；

管道爆炸：阀组闸板脱落、系统憋压超压，管线破裂。

4.2.1.4 含油污水处理过程危险性分析

污水池、污泥池油气挥发形成爆炸性混合气，设备腐蚀渗漏发生泄漏，遇点火源易引发火灾、可燃液体蒸汽爆炸；水池无盖板、防护栏，人员失足落水发生淹溺；池边地面湿滑绊倒造成跌落。

4.2.1.5 分析化验过程危险性分析

易燃易爆试剂（甲醇）引发的火灾、可燃液体蒸汽爆炸

高温蒸馏设备引发的高温灼烫

玻璃器皿破碎、工具磕碰引发的其他伤害

4.2.1.6 变配电系统危险性分析

触电：设备绝缘破损、接地失效、违章带电作业，造成电击伤亡；

泄漏衍生爆炸火灾：线路短路、过载产生电弧火花，引燃周边泄漏油气，发生火灾、可燃气体爆炸、可燃液体蒸汽爆炸；

容器爆炸、火灾：油浸变压器绕组故障、绝缘油超压喷射起火；

火灾扩大：电缆无隔热、孔洞封堵失效，火势沿电缆蔓延；爆炸区域电气失爆持续提供点火源。

4.2.1.7 注入系统危险性分析

容器爆炸、管道爆炸：

泄漏：罐体、管线破损介质外泄，次生火灾、爆炸；

灼烫：高压蒸汽喷射接触人体造成灼烫。

4.2.1.8 输油输气管线危险性分析

泄漏：管线内外腐蚀、应力开裂、第三方施工、洪水冲刷、冻胀断裂；

管道爆炸：管线憋压、水击超压；

火灾、可燃气体爆炸、可燃液体蒸汽爆炸：泄漏油气扩散遇点火源。

4.2.1.9 中毒、窒息危害因素分析

原油：原油本身低毒，受热分解产生有毒烟雾，油气吸入过量会引发急性、慢性中毒，高浓度油气会造成人员意识丧失，继发窒息；油品接触皮肤、眼、口腔，也会引发中毒症状；

天然气（伴生气）：主要成分为甲烷，本身无毒，空气中甲烷浓度达到 25%~30%时，氧气含量下降，引发人员窒息；

硫化氢：无色有毒气体，兼具毒性与易燃易爆特性，浓度 4.3%~46%区间遇明火发生可燃气体爆炸；硫化氢属于神经毒剂、窒息性气体，侵入人体造成中毒，损伤神经系统、呼吸系统；硫化氢燃烧生成二氧化硫，同样具备毒害性；

作业使用的各类化学药剂具备毒性、腐蚀性，违规操作、防护不到位会引发中毒、化学灼烫。

4.2.1.10 机械致害

油田机泵、钢制设备、检修工具为主要风险源：转动设备防护装置缺失、损坏，人员违章操作，易发生挤压、辗轧、绞伤等机械致害；作业空间狭小、夜间照明不足、人员精力不集中，易引发磕碰、刮擦类伤害。

转动设备检修时，电气开关未设置警示挂牌、设备启停配合不当，易造成设备误启动，引发机械致害。

4.2.1.11 高处坠落

站场装卸站台、设备操作平台、管廊巡检平台、直梯、斜梯、爬梯等区域，人员常态化开展登高作业。平台腐蚀、梯体安装缺陷、防护护栏破损缺失、人员违章作业、未按规定佩戴安全带/防坠器、踏空失稳、物体撞击、夜间照明不良、酒后登高、人员身体条件不达标等，均会引发高处坠落。

4.2.1.12 物体打击

检维修作业存在上下交叉作业场景，高处作业抛掷工具、设备零部件放置不稳、构件滑落，会对下方人员、设备造成物体打击伤害。

4.2.1.13 触电

全场电气设备、变配电设施存在触电风险。主要诱因：电气设备安装不规范、安全距离不足、接地装置失效；人员违章带电作业、无证操作电气设备、未执行电气安全管理制度；设备外壳破损、导线绝缘老化、线路断线未及时维修；接地、重复接地不达标；

作业人员缺乏安全用电常识、违规蛮干。线路裸露、漏电会造成人员电击，轻则致伤，重则致死。

4.2.1.14 厂内车辆致害、道路车辆致害

原油运输车辆往返于野外作业区与站场，车辆管理混乱、驾驶员违章驾驶、酒后驾车、无证驾驶，易引发车辆致害事故。

4.2.1.15 淹溺

联合站污水池、污泥池、储水池未设置密封盖板、防护栏杆，人员巡检、作业时因精力不集中、身体不适、恶劣天气影响失足跌落，引发淹溺事故。

4.2.2 生产作业设备设施的风险辨识与分析

辽兴油气开发公司主要设备设施主要分为以下几类：1、采油设备游梁式抽油机；套管头、油管头、阀门、节流器、采油树等井口装置；油井计量分离器、单井计量装置等计量装置；2、油气集输系统设备集输管线、管汇、阀组等输送设备；原油储罐、缓冲罐、沉降罐等储存设备；三相分离器、电脱水器、各类机泵与阀组等加热分离设备；装卸车装置、油气回收装置、放空系统等设备；3、采出水处理设备浮选机、过滤器、加药装置等。

4.2.2.1 原油储罐

若储油罐存在设备质量缺陷、储罐与外部管线相连的阀门、法兰、人孔密封不良、罐壁或管线腐蚀穿孔等问题，可能会引起凝液或闪蒸天然气泄漏；如果储油罐液位控制不当、液位计失灵或发生误操作、未及时拉运，可能发生冒顶跑料；储罐内物料输送过程中若流速过快，可能产生静电，静电火花可能引燃易燃易爆介质，引发火灾、爆炸事故。若储罐无防雷防静电设施，或者设施损坏、接地不良时遭受雷击，也可能发生火灾、爆炸事故。

4.2.2.2 三相分离器

分离器损坏的主要部位是筒体内壁和内部钢质构件的腐蚀，以及波纹板填料的堵塞，腐蚀集中在布液板以下的部位，进料筒落料管垂直对面的筒体内壁与焊缝的腐蚀更为严重。结构性缺陷可能会引起湍流腐蚀、空泡腐蚀和焊缝腐蚀。另外，若分离器底部排污阀故障，或排污作业时未及时关闭阀门，可能会导致系统中的原油在排污阀及排污管线处泄漏，遇火源易引发火灾、爆炸事故。分离器未及时排液，可能会导致分离器泛液、管道腐蚀，影响气质及下游输气系统的正常运行。若分离器等设备故障、与管道连接的阀门、法兰、仪表等附件连接处密封不良、腐蚀穿孔等，也可能造成设备或管道内原油

泄漏，泄漏的天然气在空气中扩散，达到一定浓度后可与空气形成爆炸性混合物，遇明火、静电火花等易引发火灾、爆炸事故。

4.2.2.3 加热炉

加热炉燃料均为天然气，燃料气压力波动、空气量调节偏差、炉膛内各点温度及火焰燃烧状态异常，均为关键管控风险点，参数异常易引发火灾、爆炸事故。加热炉运行过程中可能发生的事故如下：开工点火时，如炉膛置换不干净，造成炉膛内混合气体配比失调，会发生闪爆事故，是加热炉常见事故类型。加热炉焊口、回弯头等处易断裂，是天然气泄漏的危险部位；加热炉炉管受热不均局部过热，会降低炉管强度，增大事故发生概率。加热炉长期在低负荷或空气不足的情况下运行，烟道死区内会滞积未燃尽的可燃物；当可燃物被突然增大的通风或吹灰扰动时，也会形成燃爆。燃料供给中断、火焰检测器失灵、安全保护装置失效等，均可能引起炉膛灭火和二次燃爆。天然气进入加热炉前，阀门、法兰连接处若存在泄漏，遇明火、静电、高温等因素存在燃烧、爆炸风险。若加热炉因操作不当、仪表故障或管材腐蚀减薄穿孔，都有可能发生物料泄漏着火事故。加热盘管属于承压管件，若盘管腐蚀严重，承压能力下降，超压工况下可能发生破裂；若安装中管内落入钢球、木塞等异物，也可能造成盘管破裂事故。

4.2.2.4 各类机泵与阀组

阀组区阀门、压力表、安全阀等附件较多，且长期在高压下运行。若管线本身设计缺陷、焊接质量不高，长时间受高压物料冲击，可能造成管壁减薄、焊点开裂、阀门垫片毗破，造成天然气喷出，遇空气和火源会发生火灾、爆炸。若设备故障、与管道连接的阀门、法兰、仪表等附件连接处密封不良、腐蚀穿孔等，也可能造成设备或管道内天然气泄漏；泄漏天然气在空气中扩散，达到一定浓度后与空气形成爆炸性混合物，遇明火、静电火花等易引发火灾、爆炸事故。

4.2.2.5 各类管道

若管道选材不当、管道壁厚计算不准确或材料存在缺陷，导致管道强度达不到设计要求，可能引发管道超压破裂等各类事故。管道常见焊接缺陷包括裂纹、夹渣、未焊透、未熔合、焊瘤、气孔和咬边等。管道施工温度与输气温度存在温差，易产生热应力并引发热变形，导致弯头内弧凹陷、外弧曲率变大、管壁因拉伸变薄破裂。此外，埋地管道的腐蚀也是泄漏的重点原因。

1) 内腐蚀油、气管道中含有的砂、铁锈等尘粒、机械杂质随介质流动，若管道材料质量低劣，或长期运行中因氧化腐蚀、固体物质冲蚀造成设备、管道壁厚减薄，实际承

压能力远低于设计压力，可能导致油气泄漏。若管线检修后置换不彻底，可能导致露点不合格或管内存水产生内腐蚀，严重腐蚀管道内壁造成管道破坏；若管线阴极保护系统故障失效、未定期进行防腐蚀处理，管线腐蚀穿孔等，易导致泄漏。

2) 外腐蚀管道采用外防腐层加阴极保护的联合保护方式进行防腐保护，若管道外防腐层在运输、施工中被破坏且未及时修补，或修补后不能满足防腐要求、管道阴极保护系统失效、管道敷设于强腐蚀土壤中，均会造成管道外表面腐蚀加剧，引起管道穿孔。

3) 应力开裂应力开裂是指金属管道在固定拉应力和特定介质共同作用下引起的开裂，对管道破坏性大，往往呈突发性、灾难性，会引起爆炸、火灾等事故。管道频繁开停车或变负荷、系统流动不稳定、穿越公路处地基振动引发管道振动、管道发生水击时内部产生不规则压力波动，均会产生交变应力；此外，管道、设备制造过程中不可避免存在开孔或支管连接，焊缝存在错边、棱角、余高等缺陷，几何不连续会引起应力集中，进而产生裂纹，导致火灾、爆炸事故。管道穿越多处河流、公路和油田道路，采用套管保护或开挖穿越。若穿越河流埋地管段埋深小于洪峰瞬时冲刷深度；穿越河段改变原有水流结构与边界条件，破坏河床长期稳定状态；穿越断面附近大量挖沙取石改变河道形态，局部降低河床侵蚀基础，加大河床冲刷幅度，均可能影响管道安全运行。此外，穿越河流管段若裸露河床表面，经受水流和底沙冲蚀、磨蚀，会缩短管道使用寿命；在强水流冲击振动下，也可发生恶性断裂事故。穿越公路时多采用套管保护。若施工质量控制不严，穿套管时易损伤输气管道防腐层，存在管道腐蚀风险；套管还可能对阴极保护电流产生屏蔽，导致套管内工作管得不到有效保护。小型公路穿越均直埋敷设，过往车辆对管道产生周期性疲劳损伤，对管道寿命有一定影响。公路两旁施工或养护时，若对地下线位不清，可能对管道造成施工破坏。管道大部分穿越农田，农田穿越处人为翻土、耕种、挖土等作业，可能使管道覆土厚度减小或挖断管线，造成管道冻胀、暴晒或破裂，导致天然气泄漏并引发火灾、爆炸。

4) 高压线路、杂散电流管线周边可能存在高压电缆或电力线，会在埋地管道附近产生杂散电流，加剧管道腐蚀危害，易导致泄漏、火灾、爆炸等事故。交流输电线路发生故障时，对附近地下金属管道可产生千伏以上高压感应电压，既威胁人身安全，又可击穿管道防腐层，甚至形成电弧烧穿管道。接地体是交流输电线路放电集中点，危害极大。

5) 柔性布置若管线柔性分析不足、布置不合理，可能导致管道变形、弯曲、拱起甚至断裂；埋地管道弯头设置、弹性敷设、埋设地质条件、温差变化等，均会对管道位移产生重要影响。

6) 清管作业风险清管时产生的固体废物若处置不当易引发各类事故。清管器收球筒设有快开盲板, 安装不当或操作不当易发生油气泄漏; 清管作业中仪表失灵或操作不当, 也可能引发介质泄漏、设备损伤等事故。

4.2.2.6 抽油机

抽油机是油气开采的核心设备, 在安装、调整、运行、维护等环节中主要存在机械致害、物体打击、高处坠落、起重致害、触电等五类安全风险。

1) 机械致害是抽油机常见事故类型, 主要发生在曲柄平衡块、减速箱、大小皮带轮、悬绳器与方卡子、驴头、横梁等部位。例如: 未安装皮带轮防护罩, 抽油机运行状态下人员靠近、接触旋转的皮带轮或皮带, 造成皮带挤手或皮带轮绞住工作服伤人; 维修刹车时手指绞入; 抽油机运转时触碰抽油杆夹手; 刹车失灵, 抽油机突然转动造成伤亡事故; 驴头固定销断裂, 驴头下落; 更换皮带盘车作业两人配合不协调或动作不熟练, 造成伤手; 未停机状态下清洁抽油机危险区域导致事故; 抽油机平衡块旋转区未加装防护网或安装不规范, 造成挤压、卷入等恶性事故; 操作人员井口观察或作业时, 悬绳器下行碰伤造成伤亡; 毛辫子和光杆脱落造成砸伤或挤压伤亡; 未停抽油机或刹车失灵时, 驴头下行与攀梯、检修人员碰触造成伤亡事故。

2) 物体打击主要发生在曲柄、平衡块、驴头、悬绳器及工具下方等部位, 在安装、使用、维修、拆除阶段较为常见。例如: 操作者站在抽油机上进行紧固螺丝等维修作业时, 工具和配件从高处坠落, 砸伤下方配合作业人员; 刹车不到位造成曲柄下落、调平衡时光杆方卡子滑出坠落; 调整皮带松紧度时撬杠伤人。

3) 高处坠落主要发生在驴头、横梁、支架与减速箱部位, 常发生于安装、维修、拆除阶段。例如: 更换毛辫子时从横梁上坠落; 站在减速箱上作业滑跌造成摔伤; 对高处部位进行润滑、紧固、清洁、保养等作业时坠落; 梯子存有雨雪时, 攀爬过程意外滑落摔伤; 未系安全带骑坐驴头等高处作业坠落造成人员伤亡。

4) 起重致害造成起重致害的主要部件包括吊车、吊具、被吊物, 主要发生于抽油机的安装、拆除阶段。

5) 触电产生触电伤害的主要部位包括配电箱、地面及埋地电缆、架空线、电动机。抽油机电动机由交流电驱动, 电机内部绝缘损坏、绝缘能力降低、电机接线损坏等导致电机漏电; 节电控制箱外壳或操作开关部分带电, 人体接触后易发生电击和电伤事故, 重则造成触电死亡; 抽油机电缆老化、轧伤、碰损等都会产生漏电风险, 还需警惕漏电缆缆接触地面造成跨步电压触电危险。

4.2.2.8 电脱水器

电脱水器使用高压电能，脱水过程中需在设备内通入高压电形成高压电场，使微小水滴凝聚成较大水滴，借助高压电场和油水密度差将水脱出。一旦防护不当或绝缘破损可能造成触电事故。脱水时，人员误操作造成脱水器压力超高，导致憋压跑油；脱水器排污、排砂、放空阀未关或失灵也会造成原油泄漏。作业过程中，若对电脱水器空载送电或检修中误送电易造成爆炸；若电脱水器绝缘棒老化、潮湿短路，会造成绝缘棒击穿漏油；作业人员使用非防爆工具或静电打火易造成火灾爆炸事故；雷雨天气，若电脱水器防雷装置失灵，也易因雷击造成火灾爆炸；此外，脱水器浮球联锁装置失灵，液位过高会造成原油泄漏。进入电脱水装置内部检修或更换电极板时，未严格履行动火审批、停电作业审批和受限空间审批手续、未对装置内油污进行清理和空气置换就作业、未进行可燃有害气体检测，很可能发生火灾爆炸事故。

4.2.2.9 油气回收装置

1) 装置概述油气回收装置主要收集储罐、装车栈桥、卸油过程挥发的轻质油气，通过吸附、冷凝、吸收、膜分离等工艺将油气液化回收，属于易燃易爆危险作业装置，全程介质为挥发性烃类油气。

2) 主要危险有害因素①火灾爆炸危险因素油气泄漏：管道、法兰、阀门、吸附罐、冷凝器、真空泵密封点老化、腐蚀、垫片失效，油气外泄达到爆炸极限。点火源复杂：装置区内电气设备不防爆、接线打火、静电积聚、防雷接地失效、违章动火、手机静电、车辆排气管火花均可引燃油气。负压吸入空气：装置负压运行密封不严，空气进入设备内部，与油气混合形成爆炸性混合气体，遇静电、高温即可爆燃。超温超压：冷凝器、吸附罐温度过高、压力超高，设备超压破裂，油气大量泄放引发火灾爆炸。②中毒窒息危害挥发油气中含苯、硫化物、烃类有毒气体，泄漏后在低洼、通风不良处积聚；人员巡检、检修时易发生头晕、中毒、窒息，高浓度可致人昏迷死亡。③触电伤害装置电机、真空泵、电控柜、电缆长期露天潮湿、腐蚀、绝缘老化，易漏电触电；防爆电器失爆、接线不规范、雨天积水，易发生人身触电、电气短路起火。④机械致害装置配套真空泵、风机、压缩机、输送泵等转动设备，皮带、联轴器、叶轮无防护罩，易造成卷入、挤压、割伤；检修误启动也易伤人。

4.2.2.10 放空装置

1) 装置功能概述联合站放空装置主要用于油气分离器、储罐、压力容器、管线超压放空、紧急泄压、检修置换放空，介质为原油伴生气、天然气，含少量轻质油、硫化氢等，主要由放空管线、放空阀、分液罐、火炬立管、火炬头、点火装置组成。

2) 主要危险有害因素分析①火灾爆炸危险因素放空可燃气体浓度高：正常放空、紧急泄压时大量天然气、轻质烃排出，遇点火源极易燃烧、爆炸。放空不完全燃烧、回火：火炬燃烧不充分、气量波动大、负压回火、脱火、熄火，可燃气体扩散积聚，遇明火二次爆燃。泄漏扩散风险：放空管线法兰、阀门、焊缝腐蚀破损、密封失效，气体沿地面、低洼处扩散，形成爆炸性混合区。点火源多样：电气不防爆、静电、雷击、违章动火、吸烟、车辆火星、非防爆手机，均可引燃放空油气。②中毒窒息危害放空介质常含硫化氢、挥发性烃类、苯系物，无风、逆温、低洼地带气体易滞留；人员近距离巡检、靠近放空口易中毒、头晕、窒息，高浓度硫化氢可瞬间致人死亡。③高温灼烫伤害火炬燃烧产生高温热辐射，近距离人员易被灼伤；火炬立管、放空管线长期高温烘烤，管壁发烫，误触造成灼烫；风向变化导致火焰飘移，辐射范围扩大，危及周边设备及人员。④高处坠落、物体打击放空火炬多为高耸塔架、立管、爬梯平台，属于高处设施：爬梯锈蚀、护栏缺失、雨雪结冰打滑，巡检维护易发生高处坠落；高空螺栓、防腐层、工具掉落，造成下方人员物体打击。⑤机械与设备结构风险火炬头、分液罐、放空管线腐蚀、冲蚀、结碳堵塞，造成憋压、管线破裂突发大量放空；阻火器、分液罐失效，带液放空产生火雨、滴油落火，引燃地面可燃物。⑥雷电、静电危害高耸火炬属于直击雷重点防护对象，防雷接地失效易遭雷击，引燃放空气体；高速气流放空产生静电积聚，管道跨接、接地不良，静电放电引发爆炸。

4.2.2.11 套管头、油管头、阀门、节流器、采油树等井口装置

1) 高压介质泄漏、喷射伤害（核心风险）套管头、油管头法兰螺栓松动、垫片老化腐蚀、密封失效；阀体内部磨损、阀芯冲蚀、丝扣渗漏、本体腐蚀开裂；节流器长期受高压气流液流冲蚀，孔径变大、壳体减薄、穿孔泄漏；超压运行、关井压力过高，造成法兰崩开、阀门刺漏、高压油气喷射，可导致高压刺漏伤人、油气喷溅、冲击打击。

2) 火灾爆炸危险因素井口装置泄漏天然气、轻质原油，挥发后在井口周边积聚达到爆炸极限；泄漏油气遇电气火花、静电、雷击、违章动火、吸烟、车辆明火；阀门开关操作过快、节流闪蒸产生静电，引爆周边可燃气体；井口周边油污积存，一旦泄漏遇火源极易着火蔓延。

3) 中毒窒息危害井口介质多含硫化氢、挥发性烃类、苯系物，装置刺漏、阀门微漏时，有毒气体在低洼、无风处积聚；人员近距离巡检、开关阀门、检修作业，易发生中毒、窒息，高浓度硫化氢可瞬时致死。

4) 腐蚀与设备失效风险原油、地层水含氯离子、硫化物，造成内腐蚀、外腐蚀、应力腐蚀；户外大气雨淋、潮湿、盐碱环境，阀体、法兰、管线外壁锈蚀；长期含砂流体冲刷套管头、油管头、节流器，壁厚减薄、突发破裂。

5) 机械致害、物体打击开关阀门用力过猛、手柄滑脱，造成磕碰、扭伤、撞击伤人；检修拆卸法兰、阀门、节流器时，螺栓、配件、工具掉落造成物体打击；井口装置管线杂乱、阀门手柄突出，人员巡检易磕碰、绊倒。

6) 高处作业风险部分采油树仪表、上部阀门、节流器安装位置偏高，巡检、拆装、校验仪表属于高处作业，易发生高处坠落、工具坠落伤人。

7) 雷电、静电危害井口露天布置，无可靠防雷接地、接地锈蚀失效，雷雨天气雷击引燃油气；高压油气流经阀门、节流器高速流动产生静电，设备防静电跨接、接地不良，静电放电引爆泄漏油气。

8) 冻堵、环境危险因素冬季低温，阀门、节流器、小口径管线冻堵、冻裂，造成憋压、超压刺漏；雨雪、霜冻地面湿滑，人员巡检滑倒摔伤；高温夏季易中暑。

4.2.2.12 浮选机

浮选机是联合站、采油厂含油采出水处理核心设备，利用气浮原理向污水中充气、加药，使水中浮油、悬浮物、絮体吸附气泡上浮，实现油水分离、除悬浮物。主要包括浮选槽、曝气溶气系统、刮渣机、加药装置、进出水管线、搅拌机构、电机传动系统、控制柜；介质为含油污水、原油、化学药剂、少量伴生气、硫化氢。

1) 火灾爆炸危险因素采出水含溶解油气，浮选机液面会挥发轻质油气、天然气，在车间、构筑物上方空间积聚达到爆炸极限；设备密闭性差、液面逸散，浮选槽敞口或盖板密封不严，油气持续挥发，通风不良时易聚积。点火源多样：电机、控制柜、线路不防爆、接线打火；刮渣机、传动部件摩擦撞击产生火花；静电、违章动火、非防爆电器均可引燃混合油气；槽面浮油、刮出油渣堆积，遇火源易起火蔓延。

2) 中毒窒息危害采出水常含硫化氢、挥发性有机物、苯系物，从浮选槽液面逸散；机房、地下泵房、密闭格栅间通风差，有毒气体易沉积滞留，人员巡检、下池、清淤作业易中毒、窒息。

3) 机械致害运动部件如刮渣机、链条、刮板、搅拌叶轮、皮带、联轴器无防护, 易发生卷入、夹伤、撞击、割伤; 检修未断电、未挂牌上锁, 清理槽体、维修刮渣机时突然运转伤人。

4) 淹溺、坠落、滑倒浮选机为敞开式水池构筑物, 周边无防护栏杆、盖板缺失、护栏破损, 人员失足落水淹溺; 池边地面长期积水、油污, 湿滑易滑倒摔伤; 跨槽巡检、走简易踏板, 易踏空坠落池内。

5) 化学腐蚀与化学伤害配套加药装置投加絮凝剂、破乳剂、杀菌剂、阻垢剂, 药剂接触皮肤、眼睛造成腐蚀、灼伤、过敏; 含油污水、硫化物对设备壳体、管线、阀门产生内外部腐蚀, 易穿孔泄漏。

4.2.2.13 装卸车、计量车等装置

1) 装置概况原油装卸车装置主要包括装卸鹤管、栈桥、装车平台、静电接地装置、输油泵、阀门管线、流量计、应急收集池、消防设施; 作业方式为汽车油罐车原油装车、卸车, 介质为原油、轻质组分、伴生气, 常含硫化氢、挥发性烃类, 属于易燃易爆、有毒、易挥发高危作业场所。

2) 主要危险有害因素分析①火灾爆炸危险因素油气大量挥发: 装卸过程原油液面扰动、喷淋飞溅, 大量轻质油气挥发, 在栈桥周边、低洼区域积聚达到爆炸极限。泄漏、溢油风险: 鹤管密封不严、法兰垫片老化、阀门内漏、软管破损、装车超装溢油, 地面形成含油液池, 遇火源立即起火。静电引爆: 原油在鹤管、管线、罐车内高速流动、冲击产生大量静电; 车辆未接地、接地夹接触不良、跨接失效, 静电放电引燃油气。点火源复杂: 车辆发动机、排气管火花、手机明火、非防爆电器、违章动火、烟头、电气接线打火, 都可引燃泄漏油气。罐车密闭不良: 罐车人孔、呼吸阀不严, 油气外逸; 装车时罐车超压、呼吸阀失效易憋压喷溅。②中毒窒息危害原油挥发物含硫化氢、苯系物、挥发性有机毒物, 无风、逆温天气油气下沉聚集在栈桥下部、低洼处; 人员近距离对位、拆接鹤管、巡检作业, 易头晕、中毒、重度窒息, 硫化氢高浓度可瞬间死亡。③高处坠落、物体打击装卸栈桥、装车平台为高处作业, 护栏缺损、踏板锈蚀、雨雪结冰湿滑, 上下罐车易失足高处坠落; 工具、配件、鹤管零部件高空掉落, 打击地面人员; 人员上下罐车滑倒摔伤。④车辆致害罐车进出栈桥倒车、对位、怠速停留, 视线受限、指挥不当, 易发生车辆撞人、碰撞栈桥、挤压伤人; 车辆未熄火、违规起步、溜车, 造成设备损坏和人员伤害。⑤机械致害输油泵、鹤管传动机构、活动旋转部件无防护或检修误启动, 易造成挤压、夹伤、磕碰。⑥触电伤害栈桥露天潮湿、雨雪积水, 配电箱、电缆、

防爆接线盒受潮老化、绝缘破损；用电不规范、临时接线易漏电触电；雷雨天气还有雷击引燃油气风险。

4.3 危险化学品重大危险源辨识

根据《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)、《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》(原国家安全生产监督管理总局令第40号，原国家安全生产监督管理局令第79号修订)对辽兴油气开发公司各生产单元及储存单元进行重大危险源辨识与分级。

4.3.1 危险化学品重大危险源定义

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”。

4.3.2 危险化学品重大危险源辨识和分级依据

1) 危险化学品重大危险源辨识依据

危险化学品应根据其危险特性及其数量进行重大危险源辨识。

生产单元、储存单元内存在的危险化学品为多品种，符合下面条件的，则定为重大危险源。

(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，则式(1)计算，若满足式(1)，则定为重大危险源。

$$S = \frac{Q_1}{Q_{1c}} + \frac{Q_2}{Q_{2c}} + \dots + \frac{Q_n}{Q_{nc}} \geq 1 \text{-----式(1)}$$

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$

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(t)；

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

2) 危险化学品重大危险源分级依据

对构成危险化学品重大危险源场所的分级依据《危险化学品重大危险源监督管理暂

行规定》(原国家安全生产监督管理总局令第 40 号, 原国家安全生产监督管理局令第 79 号修订)附件中的公式进行计算并确定。

(1)分级指标

采用单元内各种危险化学品实际存在(在线)量与其在《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)中规定的临界量比值, 经校正系数校正后的比值之和 R 作为分级指标。

(2)R 的计算方法

$$R = \alpha (b_1 \frac{q_1}{Q_1} + b_2 \frac{q_2}{Q_2} + \dots + b_n \frac{q_n}{Q_n})$$

式中:

$q_1, q_2, \dots, q_n$ —每种危险化学品实际存在(在线)量(t);

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ —与各危险化学品相对应的临界量(t);

$\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_n$ —与各危险化学品相对应的校正系数;

α —该危险化学品重大危险源厂区外暴露人员的校正系数。

(3)校正系数 β 的取值

根据单元内危险化学品的类别不同, 设定校正系数 β 值, 见表 4.3-1 和表 4.3-2。

表 4.3-1 校正系数 β 取值表

名称	校正系数 β
一氧化碳	2
二氧化碳	2
氨	2
环氧乙烷	2
氯化氢	3
溴甲烷	3
氯	4
硫化氢	5
氟化氢	5
二氧化氮	10
氰化氢	10

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

碳酰氯	20
磷化氢	20
异氰酸甲酯	20

表 4.3-2 未在附表 4.3-1 中列举的危险化学品校正系数 β 取值表

类别	符号	β 校正系数
急性毒性	J1	4
	J2	1
	J3	2
	J4	2
	J5	1
爆炸物	W1.1	2
	W1.2	2
	W1.3	2
易燃气体	W2	1.5
气溶胶	W3	1
氧化性气体	W4	1
易燃液体	W5.1	1.5
	W5.2	1
	W5.3	1
	W5.3	1
自反应物质和混合物	W6.1	1.5
	W6.2	1

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

有机过氧化物	W7.1	1.5
	W7.2	1
自燃液体和自燃固体	W8	1
氧化性固体和液体	W9.1	1
	W9.2	1
易燃固体	W10	1
遇水放出易燃气体的物质和混合物	W11	1

(4)校正系数 α 的取值

根据重大危险源的厂区边界向外扩展 500m 范围内常住人口数量，设定厂外暴露人员校正系数 α 值，见表 4.3-3。

表 4.3-3 校正系数 α 取值表

厂外可能暴露人员数量	α
100人以上	2.0
50人~99人	1.5
30人~49人	1.2
1~29人	1.0
0人	0.5

(5)分级标准

根据计算出来的 R 值，按表 3.7-4 确定危险化学品重大危险源的级别。

表 4.3-4 危险化学品重大危险源级别和 R 值的对应关系

危险化学品重大危险源级别	R 值
一级	$R \geq 100$
二级	$100 > R \geq 50$
三级	$50 > R \geq 10$

四级	$R < 10$
----	----------

3)危险化学品重大危险源辨识流程

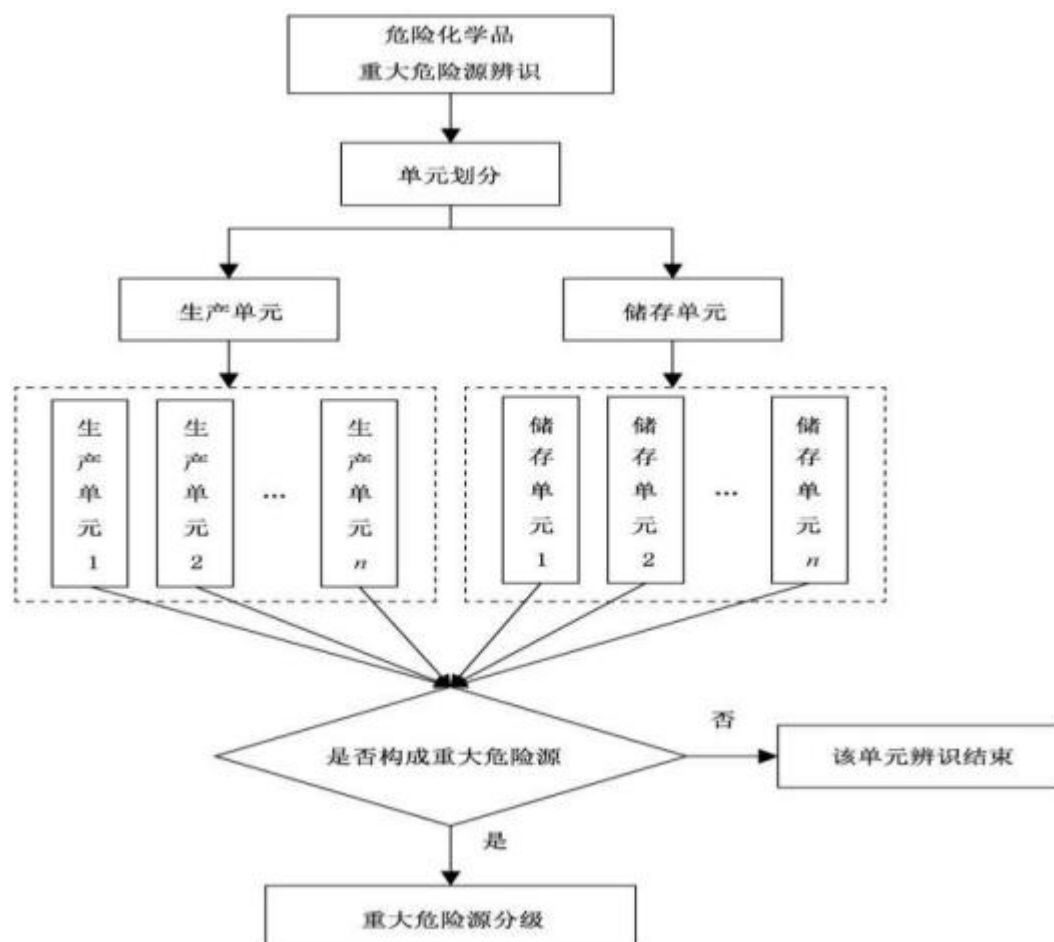


图4. 3-1危险化学品重大危险源辨识流程图

4.3.3 危险化学品重大危险源辨识过程

1)采油站

依据《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)对辽兴油气开发公司各采油站进行危险化学品重大危险源辨识。各采油站涉及危险化学品重大危险源的物质为原油、天然气及硫化氢。将每座采油井场、采油站划分为一个生产单元，由于各生产单元无储存设施，原油、天然气仅在设备、管线中存在，硫化氢不单独存在，为采油伴生气所含，且含量很少，原油、天然气、硫化氢的存量远小于各自的临界量 5000t、50t、5t。因此，辽兴油气开发公司各采油井场、采油站的生产单元均未构成危险化学品重大危险源。

2)奈一联合站

依据《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)对辽兴油气开发公司奈一联合

站进行危险化学品重大危险源辨识。将该站各生产设备设施划分为一个生产单元，将罐区划分为一个储存单元。

奈一联合站生产单元包括的主要设备为各种机泵、加热炉、分离器和污水处理装置等。该站生产单元涉及危险化学品重大危险源的物质为原油、天然气及硫化氢(不单独存在，为采油伴生气所含，且含量很少)。原油、天然气仅存在管道和以上生产设施中，硫化氢不单独存在，为采油伴生气所含，且含量很少。奈一联合站生产单元中原油、天然气、硫化氢的存量远小于其各自的临界量 5000t、50t、5t。

奈一联合站罐区储存单元属于危险化学品重大危险源辨识范围的物质为原油。罐区储存单元共有原油储罐 5 座，均为拱顶罐，原油闪点为 44.5℃，密度为 0.85g/cm³，1#、2#、3#、4#罐的罐容为 1000m³，5#罐为 200m³，该站原油储罐总容量为 4200m³。另该站设有 1 座 300m³斜板除油罐，油层厚度 0.3m，储罐高度为 6m。

奈一联合站各单元危险化学品重大危险源辨识情况见表 4.3.3-1。

表 4.3.3-1 奈一联合站危险化学品重大危险源辨识情况表

单元	危险化学品	临界量 (t)	危险化学品 量 (t)	q/Q	是否构成重大 危险源 (S)
储存单元	原油	5000	3583	$3583/5000=0.72<1$	否
生产单元	原油	5000	少量	<1	否
	天然气	50	少量		
	硫化氢	5	少量		

由上表可知，奈一联合站生产单元及储存单元均未构成危险化学品重大危险源。

3)科一联合站

依据《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)对辽兴油气开发公司科一联合站进行危险化学品重大危险源辨识。将该站各生产设备设施划分为一个生产单元，将罐区划分为一个储存单元。

科一联合站生产单元包括的主要设备为各种机泵、加热炉、分离器和污水处理装置等。由辽兴油气开发公司提供的科一联合站原油闪点报告可知，该站原油闪点为 61.5℃，该站生产单元涉及危险化学品重大危险源的物质为天然气。天然气仅存在管道和以上生产设施中，存量远小于其临界量 50t。

科一联合站生产单元危险化学品重大危险源辨识情况见表 4.3.3-2。

表 4.3.3-2 科一联合站危险化学品重大危险源辨识情况表

单元	危险化学品	临界量(t)	危险化学品量 (t)	q/Q	是否构成重大危险源(S)
生产单元	天然气	50	少量	<1	否

由上表可知，科一联合站生产单元未构成危险化学品重大危险源。

4)包一联合站

依据《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)对辽兴油气开发公司包一联合站进行危险化学品重大危险源辨识。由于包一联合站无大型油品储罐，主要是中转集输，因此将该站各生产设备设施划分为一个生产单元进行辨识，站内油品总容量约 2000m³，原油闪点为 43.5℃，密度为 0.86g/cm³。站内天然气存量按 1t 估算。

包一联合站各单元危险化学品重大危险源辨识情况见表 4.3.3-3。

表 4.3.3-3 包一联合站危险化学品重大危险源辨识情况表

单元	危险化学品	临界量 (t)	危险化学品量 (t)	q/Q	是否构成重大危险源(S)
生产单元	原油	5000	1920	$1920/5000+1/50=0.404<1$	否
	天然气	50	1		

由上表可知，包一联合站生产单元未构成危险化学品重大危险源。

5)交一联合站

依据《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)对辽兴油气开发公司交一联合站进行危险化学品重大危险源辨识。将该站各生产设备设施划分为一个生产单元，将罐区划分为一个储存单元。

交一联合站生产单元包括的主要设备为加热炉、热水循环泵、外输泵、循环泵、卸油泵、反洗泵、老清水泵、注水泵、清水泵、污水提升泵、消防泵、泡沫泵、污水泵、燃料油泵、污油泵等，无储存类设备设施。其中，天然气作为燃料，联合站不涉及天然气处理，无天然气储存设施，仅在加热炉区天然气管道中存在少量天然气，远小于临界量 50t。生产单元涉及的原油无储存设施仅存在管道和以上生产设施中，其量远远小于临

界量 5000t。

交一联合站罐区储存单元属于危险化学品重大危险源辨识范围的物质为原油。该单元包括 2 座好油罐(5000m³)分别为 3#油罐、4#油罐，在同一防火堤内，原油闪点为 41℃，密度为 0.85g/cm³。

交一联合站各单元危险化学品重大危险源辨识情况见表 4.3.3-4。

表 4.3.3-4 交一联合站危险化学品重大危险源辨识情况表

单元	危险化学品	临界量(t)	危险化学品量(t)	q/Q	是否构成重大危险源(S)
罐区储存单元	原油	5000	8500	8500/5000=1.7>1	是
生产单元	原油	5000	少量	<1	否
	天然气	50	少量		

由上表可知，交一联合站生产单元未构成危险化学品重大危险源，该站储存单元构成了危险化学品重大危险源。

4.3.4 危险化学品重大危险源分级计算及等级确定

交一联合站危险化学品重大危险源分级相关数据见表 4.3.3-5 和表 4.3.3-6。

表 4.3.3-5 危险化学品分级相关数据表(一)

单元名称	危险化学品名称	q1/Q1	校正系数β	备注
交一联合站	原油	1.7	1	其他类危险化学品

表 4.3.3-6 危险化学品分级相关数据表(二)

单元名称	站场周边500m范围内常住人口数量	厂外暴露人员校正系数α
交一联合站	30人	1.2

交一联合站储存单元危险化学品重大危险源分级计算及等级确定：

$R=1 \times 1.2 \times 1.7=2.04$ ， $R < 10$ ，故交一联合站储存单元危险化学品重大危险源级别为四级。

4.3.5 危险化学品重大危险源辨识结论

通过对辽兴油气开发公司各联合站进行危险化学品重大危险源辨识，交一联合站储存单元构成危险化学品重大危险源，危险化学品重大危险源等级为四级。

辽兴油气开发公司对重大危险源应予以特别关注，严格按照《中华人民共和国安全生产法》、《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》、《危险化学品安全管理条例》等有关法律法规、标准规范的规定进行管理，制定重大危险源应急预案，定期进行演练。对职工进行安全教育及技能培训，提高职工对突发事件的处理能力，指导事故状态下的应急处理。

4.4 自然环境和社会环境危险、有害因素分析

4.4.1 自然环境危害因素

1)高、低温危害

辽宁和内蒙地区冬季极端最低气温较低，如果长时间在进行室外操作、检修，可能造成人员冻伤；同时，低温会造成肢体动作僵硬，增加操作难度，甚至可能出现误操作而导致安全事故，巡检人员也可能为了回避低温而出现漏检情况。此外，雨、雪天气或冰冻，还存在人员滑倒、摔伤的危险。

冬季环境低温还可造成生产设备、管道冻堵或冻裂，影响正常生产，甚至引发安全生产事故。如果设备、管道未采取保温措施，直接受环境温度控制，当材质选择不当时还可能发生低应力脆性破断。油气处理站场设备设施

大多露天设置，且原油中含有较多的水分。因此，在冬季对原油进行处理和储运时，有防冻凝要求，若防冻措施不当，存在管线及设备发生冻堵、管线冻裂事故的危险，可能造成停产，严重时可能导致火灾、爆炸事故。

该项目所在地区极端最高气温大于 40.6℃，高温可能直接导致人员中暑；同时，高温会造成操作、检修人员体力下降、注意力分散、反应能力下降，增大出现误操作的可能性。此外，持续高温会对设备散热、物料储存等带来不利影响。

2)降雨量的危害

降雨对生产的影响主要表现在，若站场地势低或防汛设施不完善，降雨量较大时可能会导致厂区内的积水不能及时排出，会使厂内部分设施受淹，设备、电器等受潮，环境湿度加大，并可能会引发火灾等事故。厂区排水系统大部分能够满足要求，同时编制

了防汛应急预案并配备相应的防汛应急物资，确保将降雨量的影响降到最低。

3)风的危害

大风可能将室外固定不牢的或高处平台放置的质量较小的物体刮落，落物可能对地面人员、设施造成物体打击危害。5级不动火和高处作业，6级不吊装，另外，大风对室外操作检修人员高处作业有一定的影响，辽兴油气开发公司制定了高处作业的相关制度，大风作业时减少或停止高处作业。

4)雷电危害

雷电是引发火灾、爆炸事故的一个重要因素。当建构筑物、输电线路和变配电设施遭到雷电袭击时，会产生极高的过电压和极大的过电流，在波及范围之内，可能造成设备或设施的毁坏、直接或间接地造成人员伤亡、导致火灾爆炸事故。装置若缺少防雷接地设施或防雷接地不全、损坏等，易发生火灾爆炸、雷击等事故，因此，雷暴天气对工艺装置、仪表和电气的安全运行有一定的影响。

5)地震危害

地震产生地面竖向与横向震动，可导致地面开裂、裂缝、塌陷，可对生产设施及建构筑物、埋地管道等造成破坏，可导致水、电、通讯线路中断，甚至可能引发火灾、爆炸、中毒等次生灾害。地震时如果建筑物倒塌，会给避震和抢险救灾带来困难，造成严重的人员伤亡。

6)沙尘

最近几年，内蒙古自治区和辽宁省沙尘天气严重。在沙尘天气作业，会造成操作人员视线模糊，造成操作失误引发事故，易造成施工和车辆交通事故。大气中可吸入的颗粒物增加，大气污染加剧，对人的健康造成了多方面的损害。沙尘天气设备可能进沙，运行的设备进沙会加速磨损，短时间内就会造成设备损坏，甚至报废。

4.4.2 社会环境危害因素分析

社会环境危害主要是指由于第三方破坏造成的问题，第三方破坏主要指管道沿线修筑道路、建设施工和人为打孔盗气等活动引起的管道损伤，它可归纳为无意破坏和有意破坏两类。

1)无意破坏危害

由于人类的正常经济作业，在进行地面活动及地下施工作业时，可能会对井场、站场、埋地管道产生一定的影响。若井场、管道未设永久性标志或告知牌，作业人员不事

先了解施工场地埋地管道情况下就进行机械挖掘作业、野蛮施工等可能会破坏油气管道或注水管道，造成管道破裂，引发火灾爆炸事故。注水管道压力较高，管道破裂可能对作业人员造成物体打击伤害。

2) 有意破坏危害

一些不法分子为了谋取暴利，对石油生产设施、供配电设施和石油、天然气进行偷盗，使站场的安全受到严重威胁。多年来在国内一些油田发生了很多盗油、盗气事件，并且存在团伙作案的现象，个别团伙甚至还非法配有枪支，作案时甚至威胁到站场工作人员的安全，作案人员也由个别不法分子发展到有油田职工与当地不法分子相勾结，危害相当严重。

4.5 同类工程典型事故案例分析

4.5.1 同类事故统计分析

根据中国石油天然气股份有限公司组织编写的《中国石油 2000-2002 年事故案例选编》中所列事故案例中，选取出 69 起有代表性的事故进行统计分析，可以看出事故类型及其所占的比例，违章作业、管理不善和误操作三大人为因素占据较大比例。违章作业的比例高居首位，说明对员工的遵章守纪教育仍需强化，有章必循，违章必究，才能确保生产安全平稳运行。

4.5.2 事故案例分析

下面列举同类设备设施的典型事故案例，用以说明系统在生产运行中所存在的危险性，对事故原因进行分析，找出导致事故发生的主要因素，以引起操作管理人员的重视，在生产实际中加强防范。

案例一：青海油田公司“1.01”压缩机三级换热器管束箱封头闪爆事故

【事故经过】

2012 年 1 月 1 日 16 时 45 分，青海油田公司冷湖油田管理处南八仙试采作业区发生 2#压缩机三级换热器管束箱封头闪爆事故，造成一人死亡 2011 年 12 月 31 日 11 时，冷湖油田管理处南八仙试采作业区 2#压缩机三级排气压力升高至 5.76MPa（报警高限值 5.8MPa），同时出现三级换热器后管束箱封头渗漏（水）现象。作业区组织停机并拆下 1 只三级换热器后管束箱封头丝堵进行检查，发现存在冰堵现象，拆除其余丝堵进行解堵作业，至 2012 年 1 月 1 日 16 时 20 分左右完成。进行空气置换并经启动前检查

后，进行闭路（小）循环。第一次启机，因注油器断流（润滑油中断）自动停机。经排除故障，再次启动压缩机进行闭路（小）循环。压缩机在保持少量进气的情况下运行约8分钟后，2#压缩机主要运行参数出现异常：三级排出压力 0.9MPa（正常 0.3MPa）、温度 117℃（正常 90℃），二级排出压力 2.9MPa，安全阀起跳（正常不大于 2.0MPa），温度仍有继续上升趋势。张海科检查发现换热器百叶窗未完全打开，进行相应的处理后返回压缩机房。16 时 45 分，张海科在机房内听到爆炸声，立即按下了紧急停车按钮后迅速跑到现场，发现陈刚仰面躺在地上，已经死亡（经分析，陈刚在梯子上检查封头泄漏情况）。

【事故原因】

直接原因：

1、作业区在检修压缩机换热器过程中，空气进入系统，在进行空气置换作业过程中，使用天然气为置换介质，且未能将空气置换干净，造成空气滞留在系统内部。

2、压缩机启动闭路（小）循环，天然气进入压缩机系统与滞留在系统内的空气混合，形成可燃爆炸气体。

3、可燃爆炸气体在压缩机系统内循环至三级换热器后管束箱，由于流速发生变化产生静电，导致可燃气体闪爆，爆炸将换热器后管束箱炸开，炸飞的管束箱正面挡板击中正站在梯子（直梯）上检查渗漏情况人员头部，导致事故发生。

间接原因：

1、压缩机系统内空气不能置换干净及形成可燃气体原因。在解堵作业过程中，空气进入三级换热器进、排气管线、循环管线以及一级洗涤罐及缓冲罐内。当操作工人在完成丝堵紧固任务后，打开进料气阀门，首先通过环路管线将三级换热器进、排出管线、管束箱空气经卸载阀（放空阀）排出，但仍有部分空气被顶至三级排出管线。

通过盘车将天然气依次引入压缩机一、二、三级洗涤罐和缓冲罐，通过洗涤罐排污阀将空气排出，因无检测手段不能确定这部分空气是否排尽。由于工艺流程设计原因，其余空气仍然滞留在三级出口管线及管束箱内。启动压缩机进行闭路（小）循环后，更多的天然气与系统内的空气相遇，在系统内循环、混合，形成可燃爆炸气体。同时，可燃气体在压缩机系统内循环，压力、温度不断升高，又由于管线内存在中质油，致使可燃爆炸气体点火能量下降及爆炸极限变宽。

2、静电原因。混合可燃气体流速发生变化，产生静电。启动压缩机进行闭路（小）

循环后，可燃气体通过三级换热器，经过进口管束节流及后管束箱膨胀，流速、流向发生变化，产生静电。

3、换热器后管束箱正面挡板与上挡板在爆炸后首先发生断裂原因。换热器制造工艺存在质量缺陷，通过查看正面挡板与上挡板断口，发现正面挡板与上挡板焊缝连接处约有 10mm 没有焊透，违反了相关规定，导致焊接强度达不到承压要求。

4、压缩机系统设计存在缺陷。主要包括：1) 工艺系统设计存在缺陷，压缩机系统流程中缺少惰性气体置换注入口，无法进行置换操作；且提供的《天然气压缩机组服务手册》中明确“可以使用天然气进行置换”。2) 换热器缺少温度调节手段，换热器二级、三级换热管束共用一套百叶窗，无法单独进行温度调节。3) 换热器设计存在缺陷。压缩机在冬季运行的情况下，换热器管束易产生冰堵现象。换热器为了达到降温效果，采取节流设计，天然气经三级压缩后由管线经前管束箱进入管束产生节流，流速增加，当天然气到达后管束箱时由于截面积增加，天然气体积膨胀，压力、温度下降，产生水合物，造成管束箱内及部分出口管束冰堵，三级排气压力升高至 5.76MPa，丝堵出现渗漏（是此次事故发生的诱因），迫使停机检修换热器。

5、操作规程制定不严谨。依据制造厂家提供的《4RDSA-3/G3516RDS 天然气压缩机组服务手册》，编制了《4RDSA-3/G3516 天然气压缩机组操作规程》。规程中对置换的描述是：“在保证安全的情况下可以使用天然气进行置换”；“以及盘车置换时间 10 分钟”。存在以下问题：1) “在保证安全的情况下”的要求没有可操作性；2) 规定盘车置换时间 10 分钟，是技术人员通过相关数据计算得来，没有考虑盘车作业要受人员体力等因素影响，同时也没规定出盘车的次数。

6、操作人员缺乏压缩机系统空气置换操作经验。该压缩机组自 2010 年 6 月投产运行至今，操作人员只进行过机组切换操作，空气置换作业是首次进行，缺乏经验。同时，压缩机制造厂家在投产试车时使用天然气置换，受此影响作业区没有意识到天然气置换存在的风险，未能掌握置换操作要点，作业区在引进压缩机系统后，也没有及时发现空气置换流程中存在的缺陷以及运行过程中的冰堵现象。

7、作业区未能处理好生产进度、经济效益与安全生产之间关系。集团公司、股份公司三令五申要求做好节假日和特殊时段的安全生产工作，青海油田公司也在节前下发了通知，要求在节假日期间停止风险较大的临时作业。由于正值冬季供气高峰，作业区只考虑尽快恢复供气，未能遵守上级规定，在节日期间进行检修及启动压缩机作业，把

重要操作当作常规作业进行管理。

【防范措施】

1、压缩机应采用正规设计、有资质单位生产的质量合格的产品，采购前应对压缩机等关键设备进行详细的论证考察，避免存在设计、质量缺陷。

2、企业开工前，应对操作人员进行岗位培训，包括开工、停工、正常运行及检维修等各个阶段的岗位操作培训和模拟操作，避免因操作人员不熟悉操作引发事故。

3、操作规程应正确制定，制定后必须经过各方认真的审核，经批准后发布，能正确指导各类作业安全操作，避免流于形式。

4、正确处理好生产进度、经济效益与安全生产之间关系，遵循“安全第一”的方针，重要操作避免在节假日进行。

5、做好设备设施的防雷防静电接地措施，防止静电火花引发事故。

6、关键作业必须制定详细的作业方案，并包括关键的安全防护措施，作业方案经审批后在安全监护下实施。

案例二、某气田中央处理厂爆炸事故

【事故经过】

某气田中央处理厂6号脱油脱水装置低温分离器于2005年6月3日15时10分在投产运行过程中发生爆炸，其爆炸裂片引发干气聚集器连锁爆炸后发生火灾，事故共造成2人死亡，该厂第6套脱油脱水装置的低温分离器、聚结器损坏，周围部分管线电缆照明设备受损，直接经济损失928.17万元，并导致该气田从6月3日至6月8日停止了向西气东输管网供气。

6月3日，该处理厂组织投运第6套脱油脱水装置。15:10分左右，处理厂中心控制室值班人员听到强烈的爆炸声，随后看到装置区第6套装置附近的火光，操作人员立即启动全厂紧急停车程序，实施火灾、爆炸应急预案。正在生产的4口气井全部自动关井，切断进站气源。值班副岗立即启动消防喷淋系统，对中质油储罐进行喷淋降温。由于自动控制电缆在爆炸时严重损坏，出站外输截断阀已不能实现自动关断，当时出站外输截断阀处于着火的下风口，抢险人员曾几次试图靠近出站外输截断阀实行手动关闭，但终因火势太大，热辐射温度过高，人员无法靠近。只能开车至克拉一轮南输气干线1#阀室（距天然气中央处理厂大约14km左右）进行人工切断输气干线气源，16时左右关闭了输气干线1#阀室截断阀，16:30分左右装置区火势逐步减弱，17时左右抢险人

员身穿防火服进入出站外输截断阀处手动关断截断阀并打开现场的消防干粉罐，对管廊架上着火的导热油管线等着火处进行扑救，17:50 分左右装置区火焰被扑灭。

【事故原因】

1、低温分离器爆炸是在正常操作条件下发生的物理爆炸，事故的过程是低温分离器在爆炸泄漏后，其爆炸裂片击穿附近的干气聚结器，导致干气聚结器发生连锁爆炸后着火，裂片呈宏观脆断特征。

2、焊接缺陷是引起低温分离器开裂的主要原因。

3、在低温分离器制造过程中，复材和基材两种材料制造工艺存在差异，造成基材产生一定程度的脆化，导致已开裂的低温分离器发生破碎解体。

4、制造厂管理松懈。西安核设备有限公司负责低温分离器的制造，由于制造厂焊接工艺不完善，制造工艺不成熟，造成焊接中产生裂纹及其他焊接缺陷，造成低温分离器存在较多的质量问题。

【防范措施】

通过该起事故的原因分析和总结，设计和建设单位应当吸取以下经验和教训。

1、天然气处理厂一旦发生火灾、爆炸事故，最有效的扑救方法就是快速切断全部气源。切断气源的速度越快事故的损失程度越小。因为大型天然气处理厂发生火灾、爆炸事故时，由于天然气处理量大，发生火灾时的火势猛烈，热辐射的温度极高，抢险人员根本无法靠近实施扑救。因此，在高压气井设置井下、井口紧急关断阀，进站集气管线和外输出站管线设计安装紧急关断阀和紧急放空阀都是非常必要的。

2、在重要的油气处理厂设置独立的 SIS 系统非常必要。在此次事故中，能够在最短的时间里，同时迅速关断井上的气源和全部进站气源，SIS 安全控制系统起了重要作用。

3、对于易燃易爆装置必须制定科学、合理且针对性强的应急预案。该处理厂在投产之前，油田生产、技术和安全部门就与设计单位一起，就该处理厂可能存在的风险进行了风险分析，同时结合安全预评价提出的建议和要求，针对地震、洪水、人为破坏、大面积停电、火灾、爆炸等突发事件制定了科学合理的应急预案。这次突然发生的事故，能够在最短的时间内控制和扑灭火灾，针对性强的应急预案在关键时刻起到了关键作用。

4、平时要加强应急预案的演练，保证应急预案的有效性是应对突发事件的有效手段。

5、在特大型油气处理厂设置电视安全监视系统非常必要。该处理厂在设计时设计了电视安全监视系统，9个电视摄像头几乎把处理厂各个角落全部监视到。爆炸事故发生后装置区一片狼籍，先期到达现场的人员根本无法判定是哪个容器先发生了爆炸。但把中心控制室电视监控录像调出观看后，几点几分哪个容器先爆炸、爆炸后着火、爆炸产生的冲击波摧毁了电缆桥架、救援人员什么时间到达现场、什么时间撤离都一清二楚，对事故调查组的事故原因的分析起到了非常关键的作用。

6、在重要的油气处理厂站必须使用成熟、可靠的工艺、技术、设备、材料。

7、在出站外 500m 左右处应另有手动紧急关断阀设计。天然气处理厂进出站紧急关断阀除在站内设计为能实现自动关断外，在出站外 500m 左右处应另有手动紧急关断阀设计，如果该事故有这样一个手动紧急关断阀，这次事故中就会更快地切断 1016mm 输气干线回顶气源，站内着火时间就可以大大缩短，事故损失也将会大大降低。

8、对于处理量大，压力高的天然气处理厂，应适当增大安全距离。该处理厂总平面布置虽能满足目前消防设计规范要求，但从该厂第 5 号装置部分设备烧坏的情况看，对于处理规模大，压力高的天然气处理厂，应适当增大装置间的安全距离。装置的安全距离设计审查时确定为 25m，如果安全距离再加大一些，第六套装置爆炸着火时，就可以大大减轻对邻近第五套装置的影响和破坏。在这次事故中，天然气处理厂中心控制室靠装置一侧损坏严重，一大片爆炸碎片扎进了中心控制室一楼，如果与装置的距离再远一点，中心控制室的破坏程度要轻的多，类似的情况还有化验楼的安全距离问题。

9、中心控制室临气处理装置一侧，应设置防爆墙，且不宜开窗。该处理厂中心控制室临装置一侧在设计时没有考虑防爆问题，在这次事故中，处理厂中心控制室靠装置一侧损坏严重。如果采用防爆设计，就可以减轻处理厂中心控制室的损失程度。

案例三：“9.19”违章操作引发火灾事故

【事故经过】

2000 年 9 月 19 日，某采油厂采油六区，某站副站长赵某、工人管某、杨某等人，因外输加热炉被污染，三人用轻质油进行擦洗，因炉子闸门关闭不严，炉膛内有微火存在，引起火灾，将赵某、管某两人烧伤，经医院诊断，赵某 80%面积烧伤，浅表 2-3 度；管某 28%面积烧伤，浅表 2-3 度。

【事故原因】

1、三人用轻质油违章擦洗设备是事故发生的主要原因。

2、站长郭某监督检查工作不细，对此项工作没有妥善安排。

3、气阀门关闭不严，没有及时发现，没有签发安全作业票。

【防范措施】

1、加强职工安全知识培训和监督管理。

2、禁止使用轻质油等易燃液体擦洗油气站场内的地面和设备。

案例四：混输泵房爆炸事故

【事故经过】

某年 10 月 30 日早上，某采油厂计量站前混输泵发生严重漏油，王某、陈某乘班车 6 时到达混输泵处接班，听班组人员邱某说混输泵漏油，陈某立即打开泵房门，发现混输泵漏油厉害，迅速拉下铁壳开关。由于屋内有天然气，遇铁壳开关打火，导致屋内爆炸起火，陈某烧伤最严重，王某次之，孕妇胡某被烧到头发，陈某、王某前往医院治疗。

【事故原因】

1、职工陈某擅自行动，盲目拉下铁壳开关，打出火星引爆天然气是导致事故发生的直接原因。

2、陈某安全意识淡薄，自我防护意识差，对潜在的危险缺乏预见性是导致事故发生的主要原因。

【防范措施】

1、操作前应进行风险危害识别，制定落实风险消减措施。

2、加强员工安全教育培训，增强员工安全生产意识，提高自我保护能力和风险危害的识别能力。

3、爆炸危险区域内的电气、仪表等均应采用相应级别和组别的防爆电气设备。

4、爆炸危险区域严禁使用铁制、钢制的发火工具。

案例五：集输管道事故

【事故经过】

2004 年 6 月 7 日，长庆第一采气厂陕西靖边县乔沟湾集气管道主干线被一施工铲车挖出像胳膊一样粗的缺口，导致天然气大量泄漏，307 国道交通中断达 3h。险情发生在下午 3 时许，事故地点在距靖边县城约 12km 处。随着正在靖安（靖边-安塞）高速公路施工的铲车挖掘下去，顿时现场周围的人发现，输送天然气的管道被挖破，大量天然气啸叫着喷射出来，在距事发现场 2km 外，也能清晰听到类似喷气式飞机所发出的声

响。由于长庆第一采气厂、县委县政府以及公安消防救护等相关单位抢险及时，所幸没有造成人员伤亡。到当天下午 6 时许，通过紧急关闭泄漏点两侧管道阀门等手段，天然气才停止继续泄漏。截止晚 8 时许，险情基本排除。

【事故原因】

1、施工单位施工前未了解地下情况，盲目施工 2、管道管理单位未及时发现管道周边存在施工作业。

【防范措施】

1、施工单位在进行挖掘作业时，应对施工位置进行了解，并制定施工方案，如发现存在管道、电缆等，应与其管理单位沟通，制定详细的施工方案并现场指挥作业。

2、加强管道巡检，发现管道上方或周边施工，应现场监督，确保不对管道造成影响设备设施及生产作业单元评价和伤害。

5 设备设施及生产作业单元评价

5.1 采油（气）单元评价

依据《石油天然气工程设计防火规范》、《爆炸危险环境电力装置设计规范》、《油气集输设计规范》、《工业企业设计卫生标准》、《油气田变电站（所）安全管理规程》、《石油工业用加热炉安全规程》、《油气田防静电接地设计规范》、《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全规范》、《陆上油气田油气集输安全规程》、《石油天然气安全规程》等有关法规、标准的规定，确定检查要点及内容，编制安全检查表对辽兴油气开发公司的安全现状进行综合评价。

表 5-1 采油气单元检查表

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
1	石油天然气站场宜布置在城镇和居住区的全年最小频率风向的上风侧，在山区、丘陵地区建设站场，宜避开窝风地段。	GB50183-2004 第 4.0.2 条	各井场布置在城镇和居住区的全年最小频率风向的上风侧。	符合
2	五级石油天然气站场与周围 100 人以上的居民区、村镇、公共福利设施的防火间距不应小于 30m。	GB50183-2004 第 4.0.4 条	各井场与周围 100 人以上的居民区、村镇、公共福利设施的防火间距不小于 30m。	符合
3	五级石油天然气站场与周围 100 人以下的散居房屋的防火间距不应小于 30m。	GB50183-2004 第 4.0.4 条	各井场与周围 100 人以下的散居房屋的防火间距不小于 30m。	符合
4	五级石油天然气站场与相邻厂矿企业的防火间距不应小于 30m。	GB50183-2004 第 4.0.4 条	各井场与相邻厂矿企业的防火间距不小于 30m。	符合
5	五级石油天然气站场与国家级铁路线的防火间距不应小于 30m，与工业企业铁路线的防火间距不应小于 20m。	GB50183-2004 第 4.0.4 条	各井场周边无国家级铁路线和工业企业铁路线。	符合
6	五级石油天然气站场与高速公路的防火间距不应小于 20m，与其他公路的防火间距不应小于 10m。	GB50183-2004 第 4.0.4 条	各井场与高速公路的防火间距不小于 20m，与其他公路的防火间距不小于 10m。	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
7	五级石油天然气站场与 35kV 及以上独立变电所的防火间距不应小于 30m。	GB50183-2004 第 4.0.4 条	各井场与 35kV 及以上独立变电所的防火间距不小于 30m。	符合
8	五级石油天然气站场与 35kV 以上及以下架空电力线路的防火间距不应小于 1.5 倍杆高。	GB50183-2004 第 4.0.4 条	各井场与周围架空电力线路的防火间距大于 1.5 倍杆高。	符合
9	五级石油天然气站场与国家 I、II 级架空通信线路及其他通信线路的防火间距不应小于 1.5 倍杆高。	GB50183-2004 第 4.0.4 条	各井场与国家 I、II 级架空通信线路及其他通信线路的防火间距不小于 1.5 倍杆高。	符合
10	石油天然气站场与爆炸作业场地（如采石场）的防火间距应大于 300m。	GB50183-2004 第 4.0.4 条	各井场周围无爆炸作业场地。	符合
11	机械采油井距 100 人以上的居住区、村镇、公共福利设施不应小于 25m	GB 50183-2004 第 4.0.7 条	本项目机械采油井距 100 人以上的居住区、村镇、公共福利设施均不小于 25m	符合
12	机械采油井距相邻厂矿企业不应小于 20m	GB 50183-2004 第 4.0.7 条	本项目机械采油井距相邻厂矿企业均不小于 20m	符合
13	机械采油井距国家铁路线不应小于 20m；距工业企业铁路线不应小于 15m	GB 50183-2004 第 4.0.7 条	本项目机械采油井距国家铁路线均不小于 20m；距工业企业铁路线均不小于 15m	符合
14	机械采油井距高速公路不应小于 20m；距其它公路不应小于 10m	GB 50183-2004 第 4.0.7 条	本项目机械采油井距高速公路均不小于 20m；距其它公路均不小于 10m	符合
15	机械采油井距国家一、二级架空通信线不应小于 20m；距其它架空通信线不应小于 10m	GB 50183-2004 第 4.0.7 条	本项目机械采油井距国家一、二级架空通信线均不小于 20m；距其它架空通信线不应小于 10m	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
16	机械采油井距独立变电所不应小于 20m	GB 50183-2004 第 4.0.7 条	本项目机械采油井距独立变电所均不小于 20m	符合
17	机械采油井距架空电力线不应小于 1.5 倍杆高	GB 50183-2004 第 4.0.7 条	本项目机械采油井距架空电力线均不小于 1.5 倍杆高	符合
18	安全标志牌应设置在具有较大危险因素的生产场所和有关设备设施上。	SY/T6355-2025 第 6.1 条	具有较大危险因素的生产场所和有关设备设施上均设有安全标志牌。	符合
19	多个安全标志牌一起设置时，应按警告、禁止、指令、提示类型的顺序，先左后右、先上后下排列，安全标志牌设置与使用要求应遵照 GB2894 所规定的规则。	SY/T6355-2025 第 6.2 条	多个安全标志牌一起安设的位置，均按警告、禁止、指令、提示类型的顺序，先左后右、先上后下排列，现场安全标志牌设置与使用要求遵照 GB2894 所规定的规则。	符合
20	安全标志牌应设置在需要进行安全警示的醒目位置并清晰可见，不应设置在建（构）筑物门、窗、架等可移动的物体上，安全标志前不应放置妨碍认读的障碍物，不应出现被遮挡的情形。	SY/T6355-2025 第 6.3 条	安全标志牌设在需要进行安全警示的醒目位置、清晰可见，未设置在建（构）筑物门、窗、架等可移动的物体上，安全标志前无妨碍认读的障碍物，无被遮挡的情形。	符合
21	安全标志牌应设置在明亮的环境中，标志牌的平面与视线夹角应接近 90°，观察者位于最大观察距离时，最小夹角应不低于 75°。	SY/T6355-2025 第 6.4 条	安全标志牌均设在明亮的环境中，标志牌的平面与视线夹角均接近 90°，观察者位于最大观察距离，最小夹角不低于 75°。	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
22	安全标志牌应固定牢靠，固定方式分为附着式、悬挂式和柱式三类。附着式和悬挂式的固定应稳固不倾斜，柱式的标志牌和支架应牢固地连接在一起。临时悬挂的标志牌应采取防止脱落措施，室外悬挂的临时标志牌应防止被风吹翻，并宜做成双面的标志牌。	SY/T6355-2025 第 6.5 条	现场各类安全标志牌均固定牢靠。附着式和悬挂式的固定均稳固不倾斜，柱式的标志牌和支架均牢固地连接在一起。临时悬挂的标志牌均采取了防止脱落措施。	符合
23	安全标志牌应根据场所内设备、介质的安全要求进行选用和装设。	SY/T6355-2025 第 6.6 条	现场各类安全标志牌根据场所内设备、介质的安全要求进行选用和装设。	符合
24	安全标志牌至少每半年检查一次，临时或移动式工作场所应在施工前检查一次。	SY/T6355-2025 第 7.1 条	所有的安全标志牌均至少每半年检查一次，临时或移动式工作场所均在施工前检查一次。	符合
25	安全标志牌存在破损、变形、褪色等不符合要求情况时应及时修整或更换。	SY/T6355-2025 第 7.2 条	安全标志牌存在破损、变形、褪色等不符合要求情况时及时进行了修整或更换。	符合
26	抽油机外露的旋转部位在低于 2m 时，应安装防护装置并设置安全标志。	SY/T6320-2022 第 5.1.5 条	抽油机外露的低于 2m 的旋转部位，均安装了防护装置并设置了安全标志。	符合
27	抽油机刹车定期维护，确保装置可靠。	SY/T6320-2022 第 5.1.5 条	抽油机刹车定期维护	符合
28	抽油机皮带轮和皮带应用可拆卸的护罩进行防护。	SY/T6518-2012 第 4.2 条	抽油机皮带轮和皮带应用可拆卸的护罩进行防护。	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
29	抽油机发动机飞轮应用护罩防护。该护罩的结构应满足工作人员为启动发动机而暂时接近飞轮的需要。	SY/T6518-2012 第 4.4 条	抽油机发动机飞轮用护罩防护。该护罩的结构满足工作人员为启动发动机而暂时接近飞轮的需要。	符合
30	护罩应能有效地防止人体的任何部位意外地接触到护罩内的运动部件。	SY/T6518-2012 第 5.1.1 条	护罩能有效地防止人体的任何部位意外地接触到护罩内的运动部件。	符合
31	护罩及其支架的强度应达到成年人靠在上面或跌倒在上面时不会受到运动部件的伤害。	SY/T6518-2012 第 5.1.3 条	护罩及其支架的强度达到了成年人靠在上面或跌倒在上面时不会受到运动部件的伤害。	符合
32	企业可选用表示人身危险的标志牌和颜色标记，以提高和扩大护罩和护栏的防护效果。	SY/T6518-2012 第 7.1 条	选用了表示人身危险的标志牌和颜色标记，以提高和扩大护罩和护栏的防护效果。	符合
33	居民区内以及靠近居民区的采油井场应设围栏或围墙保护措施。	GB 50350-2015 第 4.2.6 条	居民区内以及靠近居民区的采油井场设有围栏。	符合
34	油气处理装置进口处应设置流量、温度和压力检测仪表。	GB/T34661-2017 第 5.4.2.1 条	油气挥发抑制回收装置，进口处设置流量、温度和压力检测仪表。	符合
35	油气处理装置排放管口应设阻火器。	GB/T34661-2017 第 5.4.2.2 条	油气处理装置排放管口已设阻火器	符合
36	油气处理装置启停应与装置入口的油气压力进行连锁。	GB/T34661-2017 第 5.4.2.4 条	与装置入口的油气压力进行连锁。	符合
37	油气处理装置的温度、压力、流量、液位和可燃气体检测报警等仪表，应就地指示并能远传到控制系统。	GB/T34661-2017 第 5.4.2.5 条	设置了温度、压力、流量、液位和可燃气体检测报警等仪表，能就地显示和远传到控制系统。	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
38	油气处理装置主要运转设备及阀门的运行状态应能在控制系统上显示。	GB/T34661-2017 第 5.4.2.6 条	本工程中油气抑制回收装置及远程控制阀信号均远传至值班室。	符合

小节：本节通过对采油（气）单元共设 38 项检查项，经检查，全部符合要求。以上检查说明本项目采油（气）现有安全生产条件的落实情况，符合国家有关规定的安全生产条件。

5.2 注入工程单元

本节采用安全检查表法对本项目注入工程单元进行评价。

表 5-2 注入工程单元检查表

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
1	油田注水用水应节约水资源，可选用油田采出水、工业及生活废水、地表水及地下水。	GB50391-2014 第 3.0.4 条	联合站污水处理系统处理后污水用于回注，不足部分补充清水。	符合要求
2	油田注水工程站场的布局应符合国家现行标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183、《石油天然气工程总图设计规范》SY/T 0048 和《建筑设计防火规范（2018 年版）》GB50016 中的有关规定。	GB50391-2014 第 3.0.11 条	注水站布局满足规范要求。	符合要求
3	注水站的管辖范围应满足油田总体规划要求，并应符合交通、供电、供水及通信便利的要求。	GB 50391-2014 第 4.1.1 条第 1 款	站址符合交通、供电、供水、通信要求。	符合要求
4	注水站宜与变电所、水处理站及原油脱水站联合建站。	GB 50391-2014 第 4.1.4 条第 5 款	联合站内建有注水系统与采出水处理装置。	符合要求
5	注水泵宜设备用泵，离心泵每运行 1~4 台时，可备用 1 台。	GB50391-2014 第 4.3.2 条	本项目注水泵设有备用泵。	符合
6	钢质注水管道管件的设计及选用应符合现行行业标准中的相关要求，并应选用标准件。	GB50391-2014 第 5.1.7 条	注水管道管件设计符合要求。	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
7	注水管道敷设应符合下列规定： 1 注水管道宜埋地敷设。通过低洼地时，敷设方式应通过技术经济对比确定，位于沼泽、季节性积水地区、沙漠和戈壁荒原地区以及山地丘陵、黄土高原沟壑地区及其他特殊地段的注水管道，可视具体情况采用埋地，管是地面敷设或架空敷设。 2 地上敷设的注水管道应根据当地气候条件，确定是否采取防冻保温措施。 3 站外注水管道严禁从建（构）筑物基础下方穿过。 4 与建（构）筑物净距不应小于 5m，当特殊情况小于 5m 时，注水管道应采取增强保护措施。 5 注水管道可沿油田专用公路路肩敷设。 6 注水管道与铁路平行敷设时，管道中心距铁路用地范围边界不宜小于 3m。	GB50391-2014 第 5.2.1 条	注水管道敷设情况如下： 1 注水管道埋地敷设。 2 注水管道有防冻保温措施。 3 站外注水管道未从建（构）筑物基础下方穿过。 4 与建（构）筑物净距不小于 5m。 5 本工程注水管道未与铁路平行敷设。	符合
8	注水管道截断阀设置应符合下列规定： 1 辖 6~10 口注水井或 2~3 个多井配水间的注水干线两端宜设截断阀。 2 滩海地区站外管道串接多个平台（井台）时，应在各平台（井台）分支处下游的干管上设截断阀。 3 高压管道截断阀宜地面安装。	GB50391-2014 第 5.2.3 条	注水管道断阀设置满足要求。	符合要求
9	处于居住区、商业繁华区、学校和医院等人口稠密区的注水井口，应采取防止人员靠近的防护措施。	SY/T7429-2018 第 4.9.1.1 条	本工程未处于居住区、商业繁华区、学校和医院等人口稠密区。	符合
10	注水井口设计应满足井的正注、反	GB50391-2014	本工程注水井口满足井	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
	注、合注、正洗、反洗、取样、测试及方便井下作业的要求。	第 6.2.1 条	的正注、反注、合注、正洗、反洗、取样、测试及方便井下作业的要求。	
11	注水井口应设有截断阀、油压表、套压表，宜设有来水止回阀。注水井口还应设取样阀。	GB50391-2014 第 6.2.2 条	本项目注水井口设有截断阀、油压表、套压表，设有来水止回阀。注水井口设有取样阀。	符合
12	注水井口宜露天设置，注水井场的标高和面积应能满足生产管理和井下作业的需要。	GB50391-2014 第 6.2.4 条	本项目注水井口均露天设置，注水井场的标高和面积满足生产管理和井下作业的需要。	符合
13	处于人口稠密区的注水井口应采取防止人员靠近的防护措施。	GB50391-2014 第 6.2.5 条	井口设有安全标志和护栏。	符合要求
14	安全阀的校验周期按照以下要求（2）安全阀定期校验一般每年至少一次，相关安全技术规范有相应规定的从其规定。	TSG 92-2026	安全阀每年定期校验，在有效期内。	符合
15	注水站应根据注水泵机组的运行条件设置润滑油系统和冷却水系统。注水泵、注水电机、润滑油系统、冷却水系统应具备运行参数监测及超限报警、联锁停机、紧急关断功能。	SY/T 7429-2018 第 4.6.1 条	注水站根据注水泵机组的运行条件设置润滑油系统和冷却水系统。注水泵、注水电机、润滑油系统、冷却水系统具备运行参数监测及超限报警、联锁停机、紧急关断功能。	符合要求
16	配水设施位于室内时，室内人行操作通道应满足阀门操作、巡检和维护的要求。	SY/T 7429-2018 第 4.7.2 条	配水设施位于室内时，室内人行操作通道满足阀门操作、巡检和维护的要求。	符合要求
17	配水间来水总管应设截断阀。	SY/T 7429-2018 第 4.7.3 条	配水间来水总管设有截断阀。	符合要求

小节：本节通过对注入工程单元共设 17 项检查项，经检查，全部符合要求。以上

检查说明本项目注入工程现有安全生产条件的落实情况，符合国家有关规定的安全生产条件。

5.3 油气集输处理及储运单元

本节采用安全检查表法对本项目油气集输处理及储运单元进行评价。

表 5-3 油气集输处理及储运单元检查表

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
1	石油天然气站场宜布置在城镇和居住区的全年最小频率风向的上风侧，在山区、丘陵地区建设站场，宜避开窝风地段。	GB50183-2004 第 4.0.2 条	本项目各站场布置在城镇和居住区的全年最小频率风向的上风侧。	符合
2	石油天然气站场与周围 100 人以上的居民区、村镇、公共福利设施的防火间距应符合表 4.0.4 要求。	GB50183-2004 第 4.0.4 条	各站场与周围 100 人以上的居民区、村镇、公共福利设施的防火间距满足前述表 4.0.4 的安全距离要求。	符合要求
3	石油天然气站场与相邻厂矿企业的石油天然气站场毗邻建设时，其防火间距满足 GB50183-2004 表 5.2.1、表 5.2.3 的规定。	GB 50183-2004 第 4.0.5 条	各站场与周围企业的防火间距满足要求。	符合要求
4	五级石油天然气站场与周围 100 人以上的居民区、村镇、公共福利设施的防火间距不应小于 30m。	GB50183-2004 第 4.0.4 条	本项目各五级站场与周围 100 人以上的居民区、村镇、公共福利设施的防火间距不小于 30m。	符合
5	五级石油天然气站场与周围 100 人以下的散居房屋的防火间距不应小于 30m。	GB50183-2004 第 4.0.4 条	本项目各五级站场与周围 100 人以下的散居房屋的防火间距不小于 30m。	符合
6	五级石油天然气站场与相邻厂矿企业的防火间距不应小于 30m。	GB50183-2004 第 4.0.4 条	本项目各五级站场与相邻厂矿企业的防火间距不小于 30m。	符合
7	五级石油天然气站场与国家级铁路线	GB50183-2004	本项目各五级站场周	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
	的防火间距不应小于 30m,与工业企业铁路线的防火间距不应小于 20m。	第 4.0.4 条	边无国家级铁路线和工业企业铁路线。	
8	五级石油天然气站场与高速公路的防火间距不应小于 20m,与其他公路的防火间距不应小于 10m。	GB50183-2004 第 4.0.4 条	本项目各五级站场与高速公路的防火间距不小于 20m,与其他公路的防火间距不小于 10m。	符合
9	五级石油天然气站场与 35kV 及以上独立变电所的防火间距不应小于 30m。	GB50183-2004 第 4.0.4 条	本项目各五级站场与 35kV 及以上独立变电所的防火间距不小于 30m。	符合
10	五级石油天然气站场与 35kV 以上及以下架空电力线路的防火间距不应小于 1.5 倍杆高。	GB50183-2004 第 4.0.4 条	本项目各五级站场与周围架空电力线路的防火间距大于 1.5 倍杆高。	符合
11	五级石油天然气站场与国家 I、II 级架空通信线路及其他通信线路的防火间距不应小于 1.5 倍杆高。	GB50183-2004 第 4.0.4 条	本项目各五级站场与国家 I、II 级架空通信线路及其他通信线路的防火间距不小于 1.5 倍杆高。	符合
12	石油天然气站场与爆炸作业场地（如采石场）的防火间距应大于 300m。	GB50183-2004 第 4.0.4 条	本项目各五级站场周围无爆炸作业场地。	符合
13	石油天然气站场内的锅炉房、35kV 及以上变（配）电所、加热炉、水套炉等有明火或散发火花的地点，宜布置在站场或油气生产区边缘。	GB50183-2004 第 5.1.3 条	各站内加热炉、水套炉、变配电室等设置在站区边缘。	符合
14	汽车运输油品、天然气凝液、液化石油气和硫磺的装卸车场等，应布置在站场的边缘，独立成区，并宜设单独的出入口。	GB50183-2004 第 5.1.5 条	汽车运输油品装置设置在站场的边缘，独立成区，并有单独的出入口	符合
15	石油天然气站场内的油气管道，宜地上敷设。	GB50183-2004 第 5.1.6 条	各站内管道为地上敷设。	符合
16	道路与围墙（栏）的间距不应小于	GB50183-2004	各站内的道路、设备等	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
	1.5m。	第 5.1.7 条	与围墙的距离符合要求。	
17	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。	GB50183-2004 第 5.1.8 条	各站内按要求绿化。未种植含油脂多的树木。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，未种植树木。站场内的绿化未妨碍消防操作。	符合
18	一、二、三、四级石油天然气站场内总平面布置的防火间距除另有规定外，应不小于表 5.2.1 的规定。	GB50183-2004 第 5.2.1 条	本项目四级及以上石油天然气站场总平面布置的防火间距不小于表 5.2.1 的规定。	符合
19	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、乙类油品储罐不应小于 30m，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、汽车装卸设施的墙壁为耐火等级不低于二级的防火墙时，防火间距可减少（储罐除外），但不应小于 15m，并应方便人员在紧急情况下安全疏散。	GB50183-2004 第 5.2.4 条	本项目五级油品站场和天然气站场值班休息室距甲、乙类油品储罐不小于 30m，距甲、乙类工艺设备、容器、厂房、汽车装卸设施不小于 22.5m。	符合
20	加热炉附属的燃料器分液包、燃料气加热炉等与加热炉的防火间距不限，燃料气分液包采用开式排放时，排放口距加热炉的防火间距不应小于 15m。	GB50183-2004 第 5.2.6 条	燃料气分液包采用开式排放时，排放口距加热炉的防火间距不小于 15m。	符合
21	储罐组消防车道与防火堤的外坡脚线之间的距离不应小于 3m。储罐中心与最近的消防车道之间的距离不应大于 80m。	GB50183-2004 第 5.3.2 条	储罐组消防车道与防火堤的外坡脚线之间的距离不小于 3m。储罐中心与最近的消防车道之间的距离不大于 80m。	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
22	甲、乙类液体厂房及油气密闭工艺设备距消防车道的间距不宜小于 5m。	GB50183-2004 第 5.3.2 条	甲、乙类液体厂房及油气密闭工艺设备距消防车道的间距不小于 5m。	符合
23	仪表控制间设置非防爆仪表及电气设备时，应符合下列要求：1、在使用或生产天然气凝液和液化石油气的场所，仪表控制间室内地坪宜比室外地坪高 0.6m。2、含有甲、乙类油品和可燃气体的仪表引线不宜直接引入室内。3、当与甲、乙类生产厂房毗邻时，应采用无门窗洞口的防火墙隔开。当必须在防火墙上开窗时，应设固定甲级防火窗。	GB50183-2004 第 6.1.3 条	本项目不使用或生产天然气凝液和液化石油气。各站内仪表控制间含有甲、乙类油品和可燃气体的仪表引线未直接引入室内。当与甲、乙类生产厂房毗邻时，采用无门窗洞口的防火墙隔开。	符合
24	石油天然气管道不得穿过与其无关的建筑物。	GB50183-2004 第 6.1.5 条	管道未穿过与其无关的建筑。	符合
25	甲、乙类油品储罐、容器、工艺设备的基础，甲、乙类地面管道的支、吊架和基础应采用非燃烧材料，但储罐底板垫层可采用沥青砂。	GB50183-2004 第 6.1.8 条	原油储罐、容器、工艺设备的基础，管道的支、吊架和基础采用非燃烧材料。	符合
26	站场生产设备宜露天或棚式布置，受生产工艺或自然条件限制的设备可布置在建筑物内。	GB50183-2004 第 6.1.9 条	按前述要求设置。	符合
27	油品储罐应设液位计和高液位报警装置，必要时可设自动联锁切断进液装置。油品储罐宜设自动截油排水器。	GB50183-2004 第 6.1.10 条	本项目油品储罐设有液位计和高液位报警装置。	符合
28	含油污水应排入含油污水管道或工业下水道，其连接处应设水封井，并应采取防冻措施。含油污水管道在通过油气站场围墙处应设置水封井，水封井与围墙之间的排水管道应采用暗渠或暗管。	GB50183-2004 第 6.1.11 条	含油污水回收净化后回注。	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
29	油品储罐进液管宜从罐体下部接入、若必须从上部接入，应延伸至距罐底200mm处。	GB50183-2004 第6.1.12条	油品储罐进液管从罐体下部接入。从上部接入的，延伸至距罐底200mm处。	符合
30	总变（配）电所、变（配）电间的室内地坪应比室外地坪高0.6m。	GB50183-2004 第6.1.13条	总变（配）电所、变（配）电间的室内地坪比室外地坪高0.6m。	符合
31	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。	GB50183-2004 第6.1.14条	各站内的电缆沟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。	符合
32	加热炉以天然气为燃料时，供气系统应符合下列要求：1、宜烧干气，配气管网的设计压力不宜大于0.5MPa（表压）。2、当使用有凝液析出的天然气作燃料时，管道上宜设置分液包。3、加热炉炉膛内宜设常明灯，其气源可从燃料气调节阀前的管道上引向炉膛。	GB50183-2004 第6.1.15条	加热炉供气系统烧干气，配气管网的设计压力不大于0.5MPa（表压），按要求设置。	符合
33	输送甲、乙类液体的泵，可燃气体压缩机不得与空气压缩机同室布置。空气管道不得与可燃气体，甲、乙类液体管道固定相联。	GB50183-2004 第6.2.2条	输送甲、乙类液体的泵，可燃气体压缩机未与空气压缩机同室布置。空气管道未与可燃气体，甲、乙类液体管道固定相联。	符合
34	甲、乙类液体泵房与变配电室或控制室相毗邻时，变配电室或控制室的门、窗应位于爆炸危险区范围之外。	GB50183-2004 第6.2.3条	甲、乙类液体泵房与变配电室或控制室相毗邻时，变配电室或控制室的门、窗均在爆炸危险区范围之外。	符合
35	电动往复泵、齿轮泵或螺杆泵的出口管道上应设安全阀；安全阀放空管应接至泵入口管道上，并宜设事故停车	GB50183-2004 第6.2.5条	泵的出口管道上设有安全阀，安全阀放空管接至泵入口管道上，安	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
	联锁装置。		全阀按要求设置。	
36	甲、乙类油品泵宜露天或棚式布置。若在室内布置时,应符合下列要求:1、液化石油气泵和天然气凝液泵超过2台时,与甲、乙类油品泵应分别布置在不同的房间内,各房间之间的隔墙应为防火墙。2、甲、乙类油品泵房的地面不宜设地坑或地沟。泵房内应有防止可燃气体积聚的措施。	GB50183-2004 第6.2.4条	油品泵室内布置,原油,泵房按要求布置。	符合
37	甲、乙类油品离心泵,天然气压缩机在停电、停气或操作不正常工作情况下,介质倒流有可能造成事故时,应在出口管道上安装止回阀。	GB50183-2004 第6.2.6条	油品离心泵按要求设置了止回阀。	符合
38	沉降罐顶部积油厚度不应超过0.8m。	GB50183-2004 第6.4.1条	污水处理沉降罐内油层厚度不超过0.8m。	符合
39	污油罐及污水沉降罐顶部应设呼吸阀、阻火器及液压安全阀。	GB50183-2004 第6.4.4条	污油罐及污水沉降罐顶部设有呼吸阀、阻火器及液压安全阀。	符合
40	容积小于或等于200m ³ ,并且单独布置的污油罐,可不设防火堤。	GB50183-2004 第6.4.6条	污油罐按要求设置,大于200m ³ 的均设防火堤。	符合
41	油品储罐应为地上式钢罐。	GB50183-2004第6.5.1条	各站原油储罐为地上式钢罐,材质为Q235B。	符合
42	油品储罐应分组布置并符合下列规定:1、在同一罐组内,宜布置火灾危险性类别相同或相近的储罐。2、常压油品储罐不应与液化石油气,天然气凝液储罐同组布置。3、沸溢性的油品储罐,不应与非沸溢性油品储罐同组布置。4、地上立式油罐同高位罐、卧式罐不宜布置在同一罐组内。	GB50183-2004 第6.5.2条	在同一罐组内,布置火灾危险性类别相同或相近的储罐。2、本项目无液化石油气,天然气凝液储罐。3、无沸溢性的油品储罐。4、地上立式油罐同高位罐、卧式罐未布置在同一罐组内。	符合
43	油罐组内的油罐总容量应符合下列规	GB50183-2004	本项目原油储罐均为	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
	定:1、固定顶油罐组不应大于 120000m ³ 。2、浮顶油罐组不应大于 60000m ³ 。	第 6.5.4 条	固定顶储罐, 材质为 Q235B。固定顶原油罐组内油罐总容量小于 120000m ³ 。	
44	油罐组内的油罐数量应符合下列要求: 1、当单罐容量不小于 1000m ³ 时, 不应多于 12 座。2、当单罐容量小于 1000m ³ 或者仅储存丙 _B 类油品时, 数量不限。	GB50183-2004 第 6.5.5 条	原油罐组内的油罐数量符合要求。	符合
45	地上油罐组内的布置应符合下列规定: 1、油罐不应超过两排, 但单罐容量小于 1000m ³ 的储存丙 _B 类油品的储罐不应超过 4 排。2、立式油罐排与排之间的防火距离, 不应小于 5m, 卧式油罐的排与排之间的防火距离, 不应小于 3m。	GB50183-2004 第 6.5.6 条	油罐不超过两排, 立式油罐排与排之间的防火距离, 不小于 5m, 原油罐组内的布置符合规定。	符合
46	油罐之间的防火距离不应小于表 6.5.7 的规定。	GB50183-2004 第 6.5.7 条	原油罐之间的防火距离满足前表规定。	符合
47	地上立式油罐组应设防火堤, 位于丘陵地区的油罐组, 当有可利用地形条件设置导油沟和事故存油池时可不设防火堤。卧式油罐组应设防护墙。	GB50183-2004 第 6.5.8 条	地上立式油罐组均设有防火堤。卧式油罐组设有防护墙。	符合
48	1) 防火堤应是闭合的, 能够承受所容纳油品的静压力和地震引起的破坏力, 保证其坚固和稳定。2) 防火堤应使用不燃烧材料建造, 首选土堤, 当土源有困难时, 可用砖石、钢筋混凝土等不燃烧材料砌筑, 但内侧应培土或涂抹有效的防火涂料。土筑防火堤的堤顶宽度不小于 0.5m。3) 立式油罐组防火堤的计算高度应保证堤内的有效容积需要。防火堤实际高度应比计算高度高出 0.2m。防火堤实际高度不	GB50183-2004 第 6.5.9 条 GB50351-2014 第 3.2.8 条	油罐组防火堤按前述规范要求设置	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
	应低于 1.0m，且不应高于 2.2m（均以防火堤外侧路面或地坪算起）。卧式油罐组围堰高度不应低于 0.5m。4）管道穿越防火堤处，应采用非燃烧材料封实。严禁在防火堤上开孔留洞。6）油罐组内场地应有不小于 0.5%的地面设计坡度，排雨水管应从防火堤内设计地面以下通向堤外，并应采取排水阻油措施。年降雨量不大于 200mm 或降雨在 24h 内可以渗完时，油罐组内可不设雨水排除系统。7）油罐组防火堤上的人行踏步不应少于两处，且应处于不同方位。隔堤均应设置人行踏步。 防火堤内排水设施的设置应符合下列规定：1、防火堤内应设置集水设施。连接集水设施的雨水排放管道应从防火堤内设计地面以下通出堤外，并应设置安全可靠的截油排水装置。2、在年降雨量不大于 200mm 或降雨在 24h 内可渗完，且不存在环境污染的可能时，可不设雨水排除设施。			
49	地上立式油罐的罐壁至防火堤内坡脚线的距离，不应小于罐壁高度的一半。卧式油罐的罐壁至围堰内坡脚线的距离，不应小于 3m。	GB50183-2004 第 6.5.10 条	原油罐区防火堤内布置符合规定。	符合
50	防火堤内有效容量，应符合下列规定： 1、对固定顶油罐组，不应小于储罐组内最大一个储罐有效容量。	GB50183-2004 第 6.5.11 条第一款	原油罐区防火堤内有效容量符合规定。	符合
51	油罐组防火堤顶面应比计算液面高出 0.2m。立式油罐组的防火堤内侧高度不应小于 1.0m，且外侧高度不应大于 2.2m；卧式油罐组的防火堤内、外侧	GB50351-2014 第 3.2.5 条	油罐组防火堤顶按前述规范要求建设。	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
	高度均不应小于 0.5m。立式油罐组隔堤高度宜为 0.5~0.8m。			
52	油品的汽车装卸站,应符合下列要求: 1、装卸站的进出口,宜分开设置;当进、出口合用时,站内应设回车场。2、装卸车场宜采用现浇混凝土地面。3、装卸车鹤管之间的距离,不应小于 4m;装卸车鹤管与缓冲罐之间的距离,不应小于 5m。4、甲 _B 、乙类液体的装卸车,严禁采用明沟(槽)卸车系统。5、在距装卸鹤管 10m 以外的装卸管道上,应设便于操作的紧急切断阀。6、甲 _B 、乙类油品装卸鹤管(受油口)与相邻生产设施的防火间距,应符合表 6.7.3 的规定。	GB50183-2004 第 6.7.3 条	油品的汽车装卸站建设情况如下: 1、装卸站的进出口,分开设置。2、装卸车场采用现浇混凝土地面。3、装卸车鹤管之间的距离,不小于 4m;装卸车鹤管与缓冲罐之间的距离,不小于 5m。4、甲 _B 、乙类液体的装卸车,未采用明沟(槽)卸车系统。5、在距装卸鹤管 10m 以外的装卸管道上,设有便于操作的紧急切断阀。6、甲 _B 、乙类油品装卸鹤管(受油口)与相邻生产设施的防火间距,符合表 GB50183-2004 6.7.3 的规定。	符合
53	可能超压的下列设备及管道应设安全阀: 1、顶部操作压力大于 0.07MPa 的压力容器; 2、与鼓风机、离心式压缩机、离心泵或蒸汽往复泵出口连接的设备不能承受其最高压力时,上述机泵的出口; 3、可燃气体或液体受热膨胀时,可能超过设计压力的设备及管道。	GB50183-2004 第 6.8.1 条	可能超压的前述设备及管道均按要求设有安全阀。	符合
54	放空管道必须保持畅通,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	GB50183-2004 第 6.8.6 条	放空管道时刻保持畅通,放空管道按要求设置。	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
	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。			
55	间歇排放的可燃气体排气筒顶或放空管口，应高出 1m 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。	GB50183-2004 第 6.8.8 条	间歇排放的可燃气体排气筒顶或放空管口，高出 1m 范围内的平台或建筑物顶 2.0m 以上。	符合
56	甲、乙类液体排放应符合下列要求。1、排放时可能释放出大量气体或蒸汽的液体，不得直接排入大气，应引入分离设备，分出的气体引入可燃气体放空系统，液体引入有关储罐或污油系统。2、设备或容器内残存的甲、乙类液体，不得排入边沟或下水道，可集中排入有关储罐或污油系统。	GB50183-2004 第 6.8.9 条	甲、乙类液体排放，引入分离设备，分出的气体引入可燃气体放空系统，液体引入有关储罐或污油系统。2、设备或容器内残存的甲、乙类液体，集中排入有关储罐或污油系统。	符合
57	甲、乙类工艺设备平台、操作平台，宜设 2 个通向地面的梯子。长度小于 8m 的甲类设备平台和长度小于 15m 的乙类设备平台，可设 1 个梯子。相邻的平台和框架可根据疏散要求设走桥连通。	GB50183-2004 6.9.6	长度不小于 8m 的甲类设备平台和长度不小于 15m 的乙类设备平台均设有 2 个通向地面的梯子。	符合
58	火车、汽车装卸油栈台、操作平台均应采用非燃烧材料建造。	GB50183-2004 6.9.7	汽车装卸油栈台采用非燃烧材料建造。	符合
59	加热炉的结构应方便操作、维护、清理和检查，并保证无损检测的实施。应根据需要设置检查孔（包括人孔、手孔和洗炉孔等），其位置、数量和规格应满足修理、清理及全面检验的需要。	SY/T0031-2025 第 6.1 条	本项目加热炉的结构方便操作、维护、清理和检查。根据需要设置了检查孔（包括人孔、手孔和洗炉孔等），位置、数量和规格满足修理、清理及全面检验的需要。	符合
60	加热炉应设置防爆门。防爆门排泄口	SY/T0031-2025	加热炉均设有防爆门。	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
	不应正对着操作人员的操作方位和通道，且不应危及其他设备安全。当炉膛分为几个隔室时，每个隔室均应设置防爆门。对于烟囱能够起到泄爆作用的加热炉，可不设置防爆门。	第 6.3 条	防爆门排泄口未正对着操作人员的操作方位和通道，且不危及其他设备安全。当炉膛分为几个隔室时，每个隔室均设置防爆门。对于烟囱能够起到泄爆作用的加热炉，未设置防爆门。	
61	加热炉燃烧器应满足安全、节能和环保的要求，与炉型相匹配，且燃料与燃烧器应相互适应。燃烧器最大功率宜为加热炉额定负荷的 120%，还应满足背压要求。燃烧器的设置应保证加热炉正常运行，管式加热炉的火焰不应触及炉管和管架，火筒式加热炉应采取铺设耐火砖等措施，不应使火管过烧。	SY/T0031-2025 第 6.6 条	本项目加热炉燃烧器均满足安全要求，与炉型相匹配，且燃料与燃烧器相互适应。燃烧器最大功率为加热炉额定负荷的 120%，满足背压要求。燃烧器的设置可保证加热炉正常运行，管式加热炉的火焰未触及炉管和管架，火筒式加热炉采取铺设耐火砖等措施，未使火管过烧。	符合
62	火筒式加热炉（常压炉除外）至少应装设 1 个安全阀，额定热负荷大于或等于 630kW 的水套炉至少应装设 2 个安全阀。	SY/T0031-2025 第 8.2.1 条	火筒式加热炉（常压炉除外）装设 1 个安全阀，额定热负荷大于或等于 630kW 的水套炉装设 2 个安全阀。	符合
63	当被加热介质为易爆介质时，在安全阀的排出口应装设泄放管，泄放管应直通安全地点，并保证足够的截面积，同时还应采取阻火、防冻措施。	SY/T0031-2025 第 8.2.4 条	当被加热介质为易爆介质时，在安全阀的排出口装设了泄放管，泄放管直通安全地点，保证了足够的截面积，同时采取了阻火、防冻措	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
			施。	
64	安全阀的整定压力应符合设计文件的规定，且不应大于加热炉的设计压力。	SY/T0031-2025 第 8.2.5 条	安全阀的整定压力符合设计文件的规定，且不大于加热炉的设计压力。	符合
65	火筒式加热炉（常压炉除外）壳程和管式加热炉炉管进、出口处应装设压力表。	SY/T0031-2025 第 8.3.1 条	火筒式加热炉（常压炉除外）壳程和管式加热炉炉管进、出口处装设了压力表。	符合
66	距下方相邻地板或地面 1.2m 及以上的平台、通道或工作面的所有敞开边缘是否设置防护栏杆。	GB4053.3-2009 第 4.1.1 条	凡距下方相邻地板或地面 1.2m 及以上的平台、通道或工作面的所有敞开边缘均设有防护栏杆。	符合
67	明火设备（不包括硫磺回收装置的主燃烧炉、再热炉等正压燃烧设备）应尽量靠近装置边缘集中布置，并应位于散发可燃气体的容器、机泵和其他设备的年最小频率风向的下风侧。	GB50183-2004 第 6.3.3 条	明火设备靠近装置边缘集中布置，并位于散发可燃气体的容器、机泵和其他设备的年最小频率风向的下风侧。	符合
68	进出装置的可燃气体、液化石油气、可燃液体的管道，在装置边界处应设截断阀和 8 字盲板或其他截断设施，确保装置检修安全。	GB50183-2004 第 6.3.7 条	进出装置的可燃气体、可燃液体的管道，在装置边界处设有截断设施。	符合
69	除单井井场外，具备电力供应条件的站场加热炉应配备自动点火和断电、熄火时自动切断燃料供给的熄火保护控制系统。	GB50350-2015 第 4.5.10 条	加热炉配备有自动点火和断电、熄火时自动切断燃料供给的熄火保护控制系统。	符合
70	油气集输管道选线宜符合下列规定：1 宜取直，不破坏沿线已有的各种建(构)筑物，少占耕地；2 宜与油田其他生产管道、道路、供电线路、通信线路组成走廊带；3 同类性质且埋设深度接近的管道宜同沟敷设；4 宜选择有利地形敷	GB 50350-2015 第 8.1.1 条	油气管线未通过前述区域。	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
	设, 避开低洼积水地带、局部盐碱地带及其他腐蚀性强的地带和工程地质不良地段。			
71	油气集输管道宜埋地敷设。位于沼泽、季节性积水地区以及山地丘陵和黄土高原梁峁交错地区等特殊地段的油气集输管道, 可根据具体情况采用管堤、地面敷设或架空敷设。	GB 50350-2015 第 8.5.1 条	管道采用埋地敷设。	符合
72	埋地管道的敷设深度应根据沿线地形、地面荷载情况、热力条件及稳定性要求综合确定。埋地管道最小覆土层厚度, 应符合现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251 的有关规定。	GB 50350-2015 第 8.5.2 条	该工程油气管线埋深: 管顶 $\geq 1.5\text{m}$ 。	符合
73	在管道线路中心线两侧各 5m 地域范围内, 是否存在下列危害管道安全的行为: (一) 种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或者其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物; (二) 取土、采石、用火、堆放重物、排放腐蚀性物质、使用机械工具进行挖掘施工; (三) 挖塘、修渠、修晒场、修建水产养殖场、建温室、建家畜棚圈、建房以及修建其他建筑物、构筑物。	《中华人民共和国石油天然气管道保护法》第三十条	管道线路中心线两侧各 5m 地域范围内无前述危害管道安全的行为。	符合
74	油气管道不宜与公路、铁路反复交叉穿越; 需要与公路、铁路交叉时, 其穿越点宜选在公路、铁路的路堤段和管道的直线段, 穿越宜避开高填方区、路堑、路两侧为同坡向的陡坡地段。当条件受限时也可从公路、铁路的桥梁下交叉穿越。	GB 50423-2013 第 7.1.1 条	本工程油气管道未与道路反复交叉穿越。	符合
75	管道不应通过饮用水水源一级保护区、	GB 50253-2014	本项目油气管道未通	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
	飞机场、火车站、海（河）港码头、军事禁区、国家重点文物保护范围、自然保护区的核心区。	第 4.1.3 条	过前述区域。	
76	进入原油电脱水器的原油水含量宜小于 30%（质量分数），高频脉冲电脱水器可适当放宽进液水含量要求。	SY/T0045-2023 第 3.0.1 条	本项目进入原油电脱水器的原油水含量小于 30%（质量分数）。	符合
77	破乳剂应采用可调节流量的加药泵定量、连续、均匀地加入脱水系统，加入点宜选在脱水系统前的进口汇管处。可根据原油水含量、破乳剂特性和生产要求适当调整加药点。	SY/T0045-2023 第 3.0.7 条	本项目破乳剂采用可调节流量的加药泵定量、连续、均匀地加入脱水系统，加入点设在脱水系统前的进口汇管处。	符合
78	安全标志牌应设置在具有较大危险因素的生产场所和有关设备设施上。	SY/T6355-2025 第 6.1 条	具有较大危险因素的生产场所和有关设备设施上均设有安全标志牌。	符合
79	多个安全标志牌一起设置时，应按警告、禁止、指令、提示类型的顺序，先左后右、先上后下排列，安全标志牌设置与使用要求应遵照 GB2894 所规定的规则。	SY/T6355-2025 第 6.2 条	多个安全标志牌一起安设的位置，均按警告、禁止、指令、提示类型的顺序，先左后右、先上后下排列，现场安全标志牌设置与使用要求遵照 GB2894 所规定的规则。	符合
80	安全标志牌应设置在需要进行安全警示的醒目位置并清晰可见，不应设置在建（构）筑物门、窗、架等可移动的物体上，安全标志前不应放置妨碍认读的障碍物，不应出现被遮挡的情形。	SY/T6355-2025 第 6.3 条	安全标志牌设在需要进行安全警示的醒目位置、清晰可见，未设置在建（构）筑物门、窗、架等可移动的物体上，安全标志前无妨碍认读的障碍物，无被遮挡的情形。	符合
81	安全标志牌应设置在明亮的环境中，标	SY/T6355-2025	安全标志牌均设在明	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	依据	现场检查情况	检查结论
	志牌的平面与视线夹角应接近 90°，观察者位于最大观察距离时，最小夹角应不低于 75°。	第 6.4 条	亮的环境中，标志牌的平面与视线夹角均接近 90°，观察者位于最大观察距离，最小夹角不低于 75°。	
82	安全标志牌应固定牢靠，固定方式分为附着式、悬挂式和柱式三类。附着式和悬挂式的固定应稳固不倾斜，柱式的标志牌和支架应牢固地连接在一起。临时悬挂的标志牌应采取防止脱落措施，室外悬挂的临时标志牌应防止被风吹翻，并宜做成双面的标志牌。	SY/T6355-2025 第 6.5 条	现场各类安全标志牌均固定牢靠。附着式和悬挂式的固定均稳固不倾斜，柱式的标志牌和支架均牢固地连接在一起。临时悬挂的标志牌均采取了防止脱落措施。	符合
83	安全标志牌应根据场所内设备、介质的安全要求进行选用和装设。	SY/T6355-2025 第 6.6 条	现场各类安全标志牌根据场所内设备、介质的安全要求进行选用和装设。	符合
84	安全标志牌至少每半年检查一次，临时或移动式工作场所应在施工前检查一次。	SY/T6355-2025 第 7.1 条	所有的安全标志牌均至少每半年检查一次，临时或移动式工作场所均在施工前检查一次。	符合
85	安全标志牌存在破损、变形、褪色等不符合要求情况时应及时修整或更换。	SY/T6355-2025 第 7.2 条	安全标志牌存在破损、变形、褪色等不符合要求情况时及时进行了修整或更换。	符合

小节：本节通过对油气集输处理及储运单元共设 85 项检查项，经检查，全部符合要求。以上检查说明本项目油气集输处理及储运现有安全生产条件的落实情况，符合国家有关规定的安全生产条件。

5.4 采出水处理单元

本节采用安全检查表法对本项目采出水处理单元进行评价。

表 5-4 采出水处理单元

序号	检查内容	检查依据	现场检查情况	结论
1	采出水处理站站址应根据已批准的油田地面建设总体规划以及所在地区的城镇规划，并应兼顾水处理站外部管道的走向确定。	GB 50428-2015 第 4.2.1 条	采出水处理站站址根据已批准的油田地面建设总体规划以及所在地区的城镇规划，并兼顾水处理站外部管道的走向确定。	符合
2	站址的选择应节约用地。凡有荒地可利用的地区应不占或少占耕地。站址可适当预留扩建用地。	GB 50428-2015 第 4.2.2 条	站址的选择节约用地。	符合
3	站址选择应符合下列规定： 1应具有适宜的工程地质条件，且应避开断层、滑坡、塌陷区、溶洞地带。 2宜选在地势较高或缓坡地区，宜避开河滩、沼泽、局部低洼地或可能遭受水淹的地区。	GB 50428-2015 第 4.2.3 条	站址具有适宜的工程地质条件，且避开断层、滑坡、塌陷区、溶洞地带。 2 选在缓坡地区，避开了河滩、沼泽、局部低洼地或可能遭受水淹的地区。	符合
4	站址的面积应满足总平面布置的需要。采出水处理站宜与原油脱水站、注水站等联合建设。	GB 50428-2015 第 4.2.4 条	站址的面积满足总平面布置的需要。采出水处理站与原油脱水站、注水站等联合建设。	符合
5	站址宜靠近公路，并应具备可靠的供水、排水、供电及通信等条件。	GB 50428-2015 第 4.2.6 条	站址靠近公路，并具备可靠的供水、排水、供电及通信等条件。	符合
6	总平面及竖向布置应符合国家现行标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 和《石油天然气工程总图设计规范》SY/T 0048 的有关规定。	GB 50428-2015 第 4.3.1 条	采出水处理系统平面布置满足规范要求。	符合要求
7	除油罐或沉降罐应设收油设施，宜采用连续收油，间歇收油时应采取控制油层厚度的措施。	GB50428-2015 第 5.2.5 条	斜板除油罐设收油装置，连续收油。	符合要求
8	除油罐或沉降罐应设排泥设施。	GB50428-2015 第 5.2.7 条	斜板除油罐设排泥设施。	符合要求
9	投药点的位置应根据采出水处理工艺	GB50428-2015	药剂按照规范要求位置投加。	符

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	现场检查情况	结论
	要求，同时结合药剂的性质和配伍性试验，合理设置。尚未取得试验结果时，可按下列位置投加： 1 絮凝剂、助凝剂投加在沉降分离构筑物进口管道；采用接触过滤时，絮凝剂投加在滤前水管道。 2 浮选剂投加在气浮选机进口管道。 3 杀菌剂投加在原水、滤前，在不影响水质的情况下也可投加在净化水管道。 4 滤料清洗剂投加在滤罐的反冲洗进水管。 5 缓蚀阻垢剂、pH 值调节剂投加在原水管道。	第 7.1.7 条		符合要求
10	采出水的输送应采用管道，严禁采用明沟和带盖板的暗沟输送。	GB50428-2015 第 8.1.1 条	采出水采用管道输送。	符合要求
11	采出水处理设施布置应符合下列规定： 1 油田采出水处理设施宜与油田注水、原油脱水设施相毗邻，且宜布置在油气生产设施全年最小频率风向的下风侧和控制室、办公室全年最小频率风向的上风侧。 4 除油罐及过滤罐宜分组布置，过滤罐距除油罐和清水罐的净距不应小于 4m。两个过滤罐或两个除油罐共用一个阀组间时，在满足管线安装要求的情况下，应缩短两罐间的净距。	SY/T 0048-2025 第 5.2.2 条	本项目采出水处理设施布置情况如下： 1 油田采出水处理设施与油田注水、原油脱水设施相毗邻，且布置在油气生产设施全年最小频率风向的下风侧和控制室、办公室全年最小频率风向的上风侧。 4 除油罐及过滤罐分组布置，过滤罐距除油罐和清水罐的净距不小于 4m。	符合要求

小节：本节通过对采出水处理单元共设 11 项检查项，经检查，全部符合要求。以上检查说明本项目采出水处理现有安全生产条件的落实情况，符合国家有关规定的安

生产条件。

5.5 公用工程及辅助设施

采用安全检查表评价法，对该项目电气设施、给排水和消防、自控通信、供热暖通设施等方面安全符合性进行评价。依据《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)、《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)、《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB50058-2014)、《建筑灭火器配置设计规范》(GB50140-2005)、《油田油气集输设计规范》(GB50350-2015)、《石油天然气工程可燃气体和有毒气体检测报警系统安全规范》(SY/T6503-2022)、《陆上油气田油气集输安全规程》(SY/T6320-2022)、《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007)等有关法规、标准的规定，以及参考以前的事故教训和辽河油田安全生产所积累的经验确定了检查要点及内容，编制安全检查表进行检查，具体见表 5-5。

表 5-5 公用工程及辅助设施配套性安全检查表

序号	检查项目	检查依据	检查记录	检查结果
一	供配电			
1	原油集输、处理、储运系统的建构筑物、处理装置塔类、储罐、管道等设施应有可靠的防雷装置，其防雷装置的设置应按 GB 50057 和 SY/T 5984 执行。防雷装置每年应进行两次检测（其中在雷雨季节前检测一次），接地电阻不应大于 10Ω 。	SY/T 5225-2019 第 7.1.2.3 条	防雷防静电接地装置按期检测。检测报告见附件。	符合要求
2	对于生产、加工、处理、转送或贮存过程中出现或可能出现爆炸性气体混合物环境时，应进行爆炸气体环境的电力设计。	GB50058-2014 第 3.1.1 条	防爆区域进行防爆电力设计。	符合要求
3	在爆炸气体环境钢管配线的电气线路应做好隔离密封。	GB50058-2014 第 5.4.3 条	电气线路隔离密封满足要求。	符合要求
4	露天布置的塔、容器等，当顶板厚度等于或大于 4mm 时，可不设避雷针保护，但必须设防雷接地。	GB50183-2004 第 9.2.2 条	分离器、加热炉、高架罐等设备设置防雷接地。	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查项目	检查依据	检查记录	检查结果
5	配电室内除本室需要的管道外，不应有其它的管道通过。室内水、汽管道上不应设置阀门和中间接头；水、汽管道与散热器的连接应采用焊接，并应做等电位联结。配电屏上、下方及电缆沟内不应敷设水、汽管道。	GB 50054-2011 第 4.1.3 条	配电室内无其他管道通过。	符合要求
6	配电室应设应急照明，门应向外开并能自动关闭，应设置挡鼠板。	SY/T 6320-2022 第 10.2 条	配电室设置了挡鼠板。	符合要求
7	消防泵房及配电室应设应急照明，其连续供电时间不应少于 20min。	GB50183-2004 第 9.1.2 条	各站配电室按要求设应急照明。	符合要求
8	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。	GB50183-2004 第 9.2.1 条	各站场建筑物均进行防雷设计。	符合要求
9	甲、乙类厂房（棚）的防雷，厂房（棚）应采用避雷带（网）。其引下线不应少于 2 根，并应沿建筑物四周均匀对称布置，间距不应大于 18m。网格不应大于 10m×10m 或 12m×8m。	GB50183-2004 第 9.2.7 条	泵房等甲、乙类厂房设有避雷带，经检测合格。	符合要求
10	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。	GB50183-2004 第 9.3.1 条	已采取防静电措施	符合要求
11	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。	GB50183-2004 第 9.3.2 条	地上石油天然气管道设置防静电接地装置。	符合要求
12	在汽车罐车装卸作业的号位上，应设置可供汽车罐车接地的连接线，该连接线应与汽车装卸场的输油管道、构架接地系统相连。	SY/T0060-2017 第 5.3.2 条	连接线设置符合要求。	符合要求
13	汽车装车用鹤管及装油管应与装卸站场	SY/T0060-2017	接地符合要求	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查项目	检查依据	检查记录	检查结果
	的接地装置相连接。	第 5.3.3 条		要求
14	每组专设的防静电接地装置的接地电阻不宜大于 100 Ω 。	GB50183-2004 第 9.3.7 条	防静电接地装置的电阻不大于 4 Ω 。	符合要求
15	电气装置的下列金属部分，均必须接地： 1 电气设备的金属底座、框架及外壳和传动装置。 2 携带式或移动式用电器具的金属底座和外壳。 3 箱式变电站的金属箱体。 4 互感器的二次绕组。 5 配电、控制、保护用的屏（柜、箱）及操作台的金属框架和底座。 6 电力电缆的金属护层、接头盒、终端头和金属保护管及二次电缆的屏蔽层。 7 电缆桥架、支架和井架。 8 变电站（换流站）构、支架。 9 装有架空地线或电气设备的电力线路杆塔。 10 配电装置的金属遮栏。 11 电热设备的金属外壳。	GB50169-2016 第 3.0.4 条	已按上述要求接地	符合要求
16	直径大于或等于 2.5m 及容积大于或等于 50m ³ 的设备，其接地点不应少于两处，接地点应沿设备外围均匀布置，其间距不应大于 30m。	SY/T0060-2017 第 5.1.2 条	直径大于或等于 2.5m 及容积大于或等于 50m ³ 的设备接地不少于两处，均匀布置。	符合要求
17	固定设备（塔、容器、机泵、换热器、一体化集成装置橇装化模块单元等）应接地，若为覆土设备可不接地。	SY/T0060-2017 第 5.1.1 条	固定设备的外壳均设有静电接地。	符合要求
18	油、气集输生产装置中的立式和卧式金属容器（三相分离器、电脱水器、原油稳定塔、缓冲罐等）至少应设有两处接地，接地端头分别设在卧式容器两侧封头支座底部及立式容器支座底部两侧地脚螺栓位置，接地电阻值不应大于 10 Ω 。	SY/T5984-2020 第 3.3 条	立式和卧式金属容器防静电接地至少设两处，位置正确，接地电阻不大于 10 Ω 。	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查项目	检查依据	检查记录	检查结果
19	专用金属接地板制作与安装应符合下列要求： 1金属接地板应焊接于设备、容器和管道的金属外壳或支座上。 2 金属接地板的截面积不应小于 50mm×5mm，最小有效长度对小型设备不应小于 60mm，大型设备不应小于 110mm，当设备有保温层时，该板应伸出保温层外。 3金属接地板与接地线之间应使用螺栓紧固连接。接地螺栓应镀锌处理，规格不应小于M10×30mm。	SY/T0060-2017 第 4.2.7 条	1 金属接地板焊接于设备、容器和管道的金属外壳或支座上。 2 金属接地板的截面积不小于 50mm×5mm，最小有效长度对小型设备不小于 60mm，大型设备不小于 110mm，当设备有保温层时，该板伸出保温层外。 3 金属接地板与接地线之间使用螺栓紧固连接。接地螺栓镀锌处理，规格不小于 M10×30mm。	符合要求
20	电气线路宜在爆炸危险性较小的环境或远离释放源的地方敷设，并应符合下列规定： 1) 当可燃物质比空气重时，电气线路宜在较高处敷设或直接埋地；架空敷设时宜采用电缆桥架；电缆沟敷设时沟内应充砂，并宜设置排水措施。	GB50058-2014 第 5.4.3 条第一款	本项目电气线路在爆炸危险性较小的环境或远离释放源的地方敷设，且符合下列规定： 1) 本项目可燃物质比空气重，电气线路在较高处敷设或直接埋地；架空敷设时采用电缆桥架；电缆沟敷设时沟内充砂，并设有排水措施。	符合要求
21	原油、天然气连接管道的法兰连接处，应设金属跨接线（绝缘法兰除外）。当法兰用五根以上螺栓连接时，法兰可不用金属线跨接，但必须构成电气通路。	SY/T5225-2019 第 6.1.2.4 条、第 7.1.2.4 条	原油、天然气连接管道的法兰连接处，已设金属跨接线	符合要求
22	爆炸危险环境的电缆，不应有损伤、裂纹、老化、破损。	GB 50058-2014 《爆炸危险环	运维四中心存在破损电缆	不符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查项目	检查依据	检查记录	检查结果
		境电力装置设计规范》5.4.1		
二	仪表及控制系统			
1	油气集输站场仪表选型、仪表供气、安装、配管配线、防雷及接地、控制室的设计应符合现行国家标准《油气田及管道工程仪表控制系统设计规范》GB/T50892 的有关规定。	GB50350-2015 第 9.1.3 条	各站场仪表选型、仪表供气、安装、配管配线、防雷及接地、控制室按要求设计。	符合要求
2	生产或使用有毒气体的工艺装置或储运设施区域内，应按现行国家标准《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》GB/T50493 的要求设置有毒气体检测报警装置。	GB50350-2015 第 9.2.4 条	各站场按要求设置硫化氢气体检测报警器。	符合要求
3	现场宜安装供操作人员巡回检查和操作的就地显示仪表。	GB50350-2015 第 9.2.6 条	各站场按要求设置。	符合要求
4	可能积聚可燃气体和有毒气体的石油天然气站场和储运设施，应按本文件设置气体检测报警系统。	SY/T6503-2022 第 4.1 条	已按要求设置气体检测报警系统。	符合要求
5	存在可燃气体和有毒气体的站场，操作人员应配置便携式气体探测器。	SY/T6503-2022 第 4.2 条	操作人员配置了便携式气体探测器。	符合要求
6	安装在爆炸危险场所的可燃气体和有毒气体探测器应有防爆证书。国家法规有要求的有毒气体探测器，应有计量器具型式批准证书。	SY/T6503-2022 第 4.4 条	运维四中心部分位置未设置可燃气体探头	不符合要求
7	可燃气体和有毒气体探测器的设置应符合下列规定： a) 可燃气体探测器与释放源的距离不宜大于 7.5m，有毒气体探测器与释放源的距离不宜大于 2m。 b) 探测器的安装高度应根据气体的密度而定。当比空气重时，其安装高度应距地面或不透风楼地/底板 0.3m~0.6m，当比空气轻时，可燃气体探测器安装高度应高	SY/T6503-2022 第 5.3.2 条	可燃气体探测器与释放源的距离不大于 7.5m，有毒气体探测器与释放源的距离不宜大于 2m。 当比空气重时，安装高度距地面或不透风楼地/底板 0.3m~0.6m，当比空气轻时，	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查项目	检查依据	检查记录	检查结果
	出释放源 0.5m~2.0m，有毒气体探测器安装高度应高出释放源 0.5m~1.0m，且应在无强制通风设备的场所内，最高点气体易于积聚处设置探测器。 c) 对于由烃类混合物组成的天然气等可燃气体，当其混合密度比空气重，但含有超过 50%（摩尔分数）密度比空气轻的烃类时，应按比空气重和比空气轻两种条件设置探测器。		可燃气体探测器安装高度高出释放源 0.5m~2.0m，有毒气体探测器安装高度高出释放源 0.5m~1.0m。 对于由烃类混合物组成的天然气等可燃气体，当其混合密度比空气重，但含有超过 50%（摩尔分数）密度比空气轻的烃类时，上部和下部均设置探测器。	
8	可燃气体和有毒气体的检测报警信号应发送至有人值守的控制室、操作室或值班室进行显示报警。	SY/T6503-2022 第 4.7 条	可燃气体探测器报警信号发送至操作室或值班室报警。	符合要求
三	防腐与保温			
1	地面管道及设备防腐层设计，应符合以下要求： 1 地面碳钢、低合金钢表面，绝热层下的不锈钢和镀锌钢表面均应涂敷防腐层。 2 铭牌、标志板、法兰密封面或标签不应涂敷防腐层；除非规定，以下表面不宜涂敷防腐层： 1) 非保温的镀锌层表面。 2) 非保温的不锈钢表面。 3) 保温层外的铝板、不锈钢板、镀锌钢板。 5 防腐层的底漆、中间漆、面漆应为同一供应商的配套产品，不同厂家的产品，在配套使用前，应经匹配性试验确定。 7 管道及设备安装合格后，宜对螺栓、螺	SY/T7036-2016 第 4.1.1 条	本项目地面碳钢、低合金钢表面，绝热层下的不锈钢和镀锌钢表面均涂敷了防腐层。 2 铭牌、标志板、法兰密封面或标签未涂敷防腐层。 5 防腐层的底漆、中间漆、面漆均为同一供应商的配套产品，不同厂家的产品，在配套使用前，经匹配性试验确定。 7 管道及设备安装合	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查项目	检查依据	检查记录	检查结果
	帽等构件进行防腐。 9 工厂制造的设备宜涂装完整的防腐层或涂装防护底漆,防护底漆类型宜与后续防腐层的底漆相容。当防护底漆与后续防腐层底漆不相容时,应清除防护底漆并重新进行表面处理,合格后才能进行后续防腐层涂装。		格后,对螺栓、螺帽等构件均进行了防腐。 9 工厂制造的设备均涂装完整的防腐层或涂装防护底漆,防护底漆类型与后续防腐层的底漆相容。	
2	埋地管道及设备外防腐层选择除应考虑本规范第 3.0.2 条和第 4.1.1 条第 3 款的因素外,至少还应考虑电绝缘性、防水性、耐阴极剥离性和抗弯曲性。	SY/T7036-2016 第 5.1.1 条	埋地管道及设备外防腐层除满足前述条款,还满足电绝缘性、防水性、耐阴极剥离性和抗弯曲性的要求。	符合要求
3	甲、乙类油品储罐、容器、工艺设备和甲、乙类地面管道当需要保温时,应采用非燃烧保温材料;低温保冷可采用泡沫塑料,但其保护层外壳应采用不燃烧材料。	GB50183-2004 第 6.1.7 条	容器、工艺设备和甲、乙类地面管道当需要保温时,采用非燃烧保温材料。	符合要求
四	通信及监控			
1	油气生产物联网系统建设的总体目标是利用物联网技术,建立覆盖油气地面生产各环节的数据采集与监控子系统、数据传输子系统、生产管理子系统,实现生产数据自动采集、远程监控、生产预警等功能,支持油气生产过程管理,促进生产方式转变,提升油气生产管理水平和综合效益。	SY/T7468-2020 第 4.2 条	辽兴油气开发公司已建立了覆盖油气地面生产各环节的数据采集与监控子系统、数据传输子系统、生产管理子系统,实现了生产数据自动采集、远程监控、生产预警等功能,支持油气生产过程管理。	符合要求
2	在过高、过低温度、气压、湿度环境下运行的系统设备,应有相应的防护措施。	SY/T7468-2020 第 6.9.5 条	在过高、过低温度、气压、湿度环境下运行的系统设备,有相	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查项目	检查依据	检查记录	检查结果
			应的防护措施。	
3	设备工作环境温度应满足当地的气候条件，室外用设备防护等级应达到 IP65。	SY/T7468-2020 第 7.1.4 条	设备工作环境温度满足当地的气候条件，室外用设备防护等级 IP65。	符合要求
4	油田注水工程的橇装或成套设备配套的控制系统应具有开放的标准的通信接口。	GB50391-2014 第 9.2.4 条	油田注水工程的橇装或成套设备配套的控制系统具有开放的标准的通信接口。	符合要求
五	给排水及消防			
1	集输油工程中的井场、计量站等五级站、集输气工程中的集气站、配气站、输气站、清管站、计量站及五级压气站、注气站、采出水处理站可不设消防给水设施。	GB50183-2004 第 8.1.2 条	各采油站及采油平台均未设消防给水设施。	符合要求
2	石油天然气站场消防设施的设置，应根据其规模、油品性质、存储方式、储存容量、储存温度、火灾危险性及所在区域消防站布局、消防站装备情况及外部协作条件等综合因素确定。	GB50183-2004 第 8.1.1 条	联合站设消防水系统，罐区设泡沫灭火系统。	符合要求
3	消防用水可由给水管道、消防水池或天然水源供给，应满足水质、水量、水压、水温要求。当利用天然水源时，应确保枯水期最低水位时消防用水量的要求，并设置可靠的取水设施。处理达标的油田采出水能满足消防水质、水温的要求时，可用于消防给水。	GB50183-2004 第 8.3.1 条	联合站消防水源均由地下水水源井供给。	符合要求
4	储罐区和天然气处理厂装置区的消防给水管网应布置成环状，并应采用易识别启闭状态的阀将管网分成若干独立段，每段内消火栓的数量不宜超过 5 个。从消防泵房至环状管网的供水干管不应少于两条。其他部位可设支状管道。寒冷地区的消火栓井、阀井和管道等应有可靠的防冻措施。	GB50183-2004 第 8.3.3 条	联合站罐区消防给水管网环状布置。	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查项目	检查依据	检查记录	检查结果
	采用半固定低压制消防供水的站场，如条件允许宜设 2 条站外消防供水管道。			
5	消防水池（罐）的设置应符合下列规定： 1 水池（罐）的容量应同时满足最大一次火灾灭火和冷却用水要求。在火灾情况下能保证连续补水时，消防水池（罐）的容量可减去火灾延续时间内补充的水量。 2 当消防水池（罐）和生产、生活用水池（罐）合并设置时，应采取确保消防用水不作它用的技术措施，在寒冷地区专用的消防水池（罐）应采取防冻措施。 3 当水池（罐）的容量超过 1000m³ 时应分设成两座，水池（罐）的补水时间，不应超过 96h。 4 供消防车取水的消防水池（罐）的保护半径不应大于 150m。	GB50183-2004 第 8.3.4 条	消防水罐的设置满足要求。	符合要求
6	消火栓的设置应符合第 8.3.5 条规定。	GB50183-2004 第 8.3.5 条	消火栓的设置满足要求。	符合要求
7	除本规范另有规定外，油罐区应设置灭火系统和消防冷却水系统，且灭火系统宜为低倍数泡沫灭火系统	GB50183-2004 第 8.4.1 条	联合站罐区固定式消防冷却水系统和固定式泡沫灭火系统。	符合要求
8	油罐区低倍数泡沫灭火系统的设置，应符合第 8.4.2 条规定。	GB50183-2004 第 8.4.2 条	联合站油罐区低倍数泡沫灭火系统的设置满足要求。	符合要求
9	油罐区消防冷却水系统设置形式应符合下列规定：1、单罐容量不小于 10000m³ 的固定顶油罐、单罐容量不小于 50000m³ 的浮顶油罐，应设置固定式消防冷却水系统。2、单罐容量小于 10000m³、大于 500m³ 的固定顶油罐与单罐容量小于 50000m³ 的浮顶油罐，可设置半固定式消防冷却水系统。3、单罐容量不大于 500m³ 的固定顶油罐、卧式油罐，可设置移动式消防冷却水系统。	GB50183-2004 第 8.4.5 条	联合站罐区设固定式消防冷却水系统，	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查项目	检查依据	检查记录	检查结果
10	油罐区消防水冷却范围应符合第 8.4.6 条规定。	GB50183-2004 第 8.4.6 条	联合站罐区消防水冷却范围满足要求。	符合要求
11	石油天然气生产装置区的消防用水量应根据油气、站场设计规模、火灾危险类别及固定消防设施的设置情况等综合考虑确定，但不应小于表 8.6.1 的规定。火灾延续供水时间按 3h 计算。	GB50183-2004 第 8.6.1 条	联合站设有消防水池和消防水罐，水量满足要求。	符合要求
12	灭火器应设置在明显和便于取用的地点，且不得影响安全疏散。	GB50140-2005 第 5.1.1 条	灭火器设置在明显和便于取用的地点。	符合要求
13	灭火器应设置稳固，其铭牌必须朝外。手提式灭火器宜设置在灭火器箱内或挂钩、托架上，其顶部离地面高度不应大于 1.50m；底部离地面高度不宜小于 0.08m。灭火器箱不得上锁。	GB50140-2005 第 5.1.3 条	按要求放置灭火器。	符合要求
14	每个灭火器设置点实配灭火器的灭火级别和数量不得小于最小需配灭火级别和数量的计算值。	GB50140-2005 第 7.1.2 条	灭火器设置点灭火器的灭火级别和数量符合要求。	符合要求
15	灭火器设置点的位置和数量应根据灭火器的最大保护距离确定，并应保证最不利点至少在 1 具灭火器的保护范围内。	GB50140-2005 第 7.1.3 条	灭火器设置点的位置和数量可以保证最不利点至少在 1 具灭火器的保护范围内。	符合要求
六	通风、供热及空气调节			
1	药库应根据贮存药剂的性质采取相应的防腐蚀、防粉尘、防潮湿、防火、防爆、防毒及通风等措施。	GB 50428-2015 第 7.2.3 条	联合站药库采取相应的防腐蚀、防火、防爆及通风等措施。	符合要求
2	站场内建筑物的暖通空调设计应符合现行国家标准《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB50019 的有关规定。	GB50350-2015 第 11.7.1 条	各站场内建筑物的暖通空调按要求设置。	符合要求
3	采暖热媒宜采用热水，系统形式宜为同程式。对于远离集中热源的独立建筑可采用电采暖。	GB50350-2015 第 11.7.3 条	站场采暖为水暖。	符合要求
4	当散入房间的有害物质或余热、余湿量不能确定时，生产及辅助建筑通风换气次数	SY/T7021-2024 第 3.1.4 条	本项目原油泵房、原油计量操作间、污油	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查项目	检查依据	检查记录	检查结果
	宜按表 3.1.4 选取。 其中，原油泵房、原油计量操作间、污油泵房、含油污水泵房、事故油泵房正常通风换气次数为 6-10（次 h），事故通风换气次数需≥ 12（次 h）。水处理间、加药间、水标间、样品间正常通风换气次数需≥ 6（次 h）。		泵房、含油污水泵房、事故油泵房的正常通风换气次数为 6-10（次 h），事故通风换气次数≥ 12（次 h）。水处理间、加药间、水标间、样品间正常通风换气次数≥ 6（次 h）。	
5	位于夏热冬冷及温和地区的建筑，当操作人员经常停留、集中时，可设置供暖。	SY/T7021-2024 第 4.1.3 条	位于夏热冬冷及温和地区的建筑，当操作人员经常停留、集中时均设有供暖。	符合要求
6	机柜间、控制室、通信机房、配电室及其它遇水可能产生电气短路危险的房间不宜采用热水或蒸汽供暖，且不为该房间服务的供暖管道不应从其通过；当上述房间采用热水或蒸汽供暖时，应采用焊接连接，且不应在上述房间安装阀门。	SY/T7021-2024 第 4.1.7 条	机柜间、控制室、通信机房、配电室及其它遇水可能产生电气短路危险的房间未采用热水或蒸汽供暖，不为该房间服务的供暖管道未从其通过。	符合要求
7	设置通风时，宜采用自然通风；当自然通风不能满足卫生、环保或生产工艺要求时，应采用机械通风或自然与机械的联合通风。	SY/T7021-2024 第 5.1.6 条	当自然通风不能满足相关要求时，采用机械通风或自然与机械的联合通风。	符合要求
8	凡属下列情况之一时，应单独设置排风系统： 1 两种或两种以上的有害物质混合后能引起燃烧或爆炸时。 2 混合后能形成毒害或腐蚀性更大的混合物、化合物时。 3 混合后易使蒸汽凝结并聚积粉尘时。 4 散发剧毒物质的房间和设备。 5 建筑物内设有储存易燃易爆物质的单	SY/T7021-2024 第 5.1.11 条	建筑物内设有储存易燃易爆物质的单独房间或有防火防爆要求的单独房间均单独设置排风系统。	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查项目	检查依据	检查记录	检查结果
	独房间或有防火防爆要求的单独房间。			
9	事故通风系统的设置，应符合下列规定： 1 事故通风宜由经常使用的通风系统和事故通风系统共同保证，当任意一台风机故障时其余风机应能满足事故通风要求； 2 工作场所设置有毒气体或有爆炸危险气体监测及报警装置时，事故通风装置应与报警装置连锁。	SY/T7021-2024 第 5.4.3 条	张强脱水站内部分未设置报警连锁装置。	不符合要求
七	建（构）筑物			
1	生产和储存甲、乙类物品的建（构）筑物耐火等级不宜低于二级，生产和储存丙类物品的建（构）筑物耐火等级不宜低于三级。当甲、乙类火灾危险性的厂房采用轻质钢结构时，应符合下列要求： 1 所有的建筑构件必须采用非燃烧材料。 2 除天然气压缩机厂房外，宜为单层建筑。 3 与其他厂房的防火间距应按现行国家标准《建筑设计防火规范（2018 版）》中的三级耐火等级的建筑物确定。	GB50183-2004 第 6.9.1 条	本项目生产和储存甲、乙类物品的建（构）筑物耐火等级均不低于二级，生产和储存丙类物品的建（构）筑物耐火等级均不低于三级。甲、乙类火灾危险性的厂房采用轻质钢结构的，情况如下： 1 所有的建筑构件均采用非燃烧材料。 2 为单层建筑。 3 与其他厂房的防火间距按现行国家标准《建筑设计防火规范（2018 版）》中的三级耐火等级的建筑物布置。	符合要求
2	散发油气的生产设备，宜为露天布置或棚式建筑内布置。甲、乙类火灾危险性生产厂房泄压面积、泄压措施应按现行国家标准《建筑设计防火规范（2018 版）》的有关规定执行。	GB50183-2004 第 6.9.2 条	本项目散发油气的生产设备，露天布置或棚式建筑内布置。甲、乙类火灾危险性生产厂房泄压面积、泄压	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查项目	检查依据	检查记录	检查结果
			措施满足现行国家标准《建筑设计防火规范的有关规定。	
3	当不同火灾危险性类别的房间布置在同一栋建筑物内时，其隔墙应采和非燃烧材料的实体墙。天然气压缩机房或油泵房宜布置在建筑物的一端，将人员集中的房间布置在火灾危险性较小的一端。	GB50183-2004 第 6.9.3 条	当不同火灾危险性类别的房间布置在同一栋建筑物内时，隔墙采和非燃烧材料的实体墙。油泵房布置在建筑物的一端，人员集中的房间布置在火灾危险性较小的一端。	符合要求
4	甲、乙类火灾危险性生产厂房应设向外开启的门，且不宜少于两个，其中一个应能满足最大设备（或拆开最大部件）的进出要求，建筑面积小于或等于 100m ² 时，可设一个向外开启的门。	GB50183-2004 第 6.9.4 条	甲、乙类火灾危险性生产厂房均设有向外开启的门，且不少于两个，其中一个能满足最大设备（或拆开最大部件）的进出要求，建筑面积小于或等于 100 m ² 时，设一个向外开启的门。	符合要求
5	变、配电所不应与有爆炸危险的甲、乙类厂房毗邻布置。但供上述甲、乙类生产厂房专用的 10kV 及以下的变、配电间，当采用无门窗洞口防火墙隔开时，可毗邻布置。当必须在防火墙上开窗时，应设非燃烧材料的固定甲级防火窗。变压器与配电间之间应设防火墙。	GB50183-2004 第 6.9.5 条	供甲、乙类生产厂房专用的 10kV 及以下的变、配电间与其毗邻布置的，均采用无门窗洞口防火墙隔开。当在防火墙上开窗的，均设置的为非燃烧材料的固定甲级防火窗。变压器与配电间之间设有防火墙。除上述供甲、乙类生产厂房专用的变、配	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查项目	检查依据	检查记录	检查结果
			电所，均不与有爆炸危险的甲、乙类厂房毗邻布置。但	
6	甲、乙类工艺设备平台、操作平台，宜设2个通向地面的梯子。长度小于8m的甲类设备平台和长度小于15m的乙类设备平台，可设1个梯子。	GB50183-2004 第6.9.6条	长度小于8m的甲类设备平台和长度小于15m的乙类设备平台，设1个梯子。除此以外，甲、乙类工艺设备平台、操作平台，均设有2个通向地面的梯子。	符合要求
7	汽车装卸油栈台、操作平台均应采用非燃烧材料建造。	GB50183-2004 第6.9.7条	汽车装卸油栈台、操作平台均采用非燃烧材料建造。	符合要求

评价小结：

由表 5.5-1 可知，本安全检查表对该项目的电气设施、给排水和消防、自控通信、供热暖通设施、有害因素控制等共列出了 67 个检查项，通过现有资料与现场检查，两项不符合要求，已要求企业整改。

6. 安全管理单元评价

6.1 安全生产责任制的建立与执行情况

辽兴油气开发公司从管理岗位到生产岗位都制定了各级安全生产责任制，安全生产责任制涵盖了公司及各单位各类人员和部门。严格执行“谁主管、谁负责”、“谁操作、谁负责”的责任追究制度，认真落实安全工作的部署和要求。将安全生产目标、指标逐级分解签署安全生产责任书，把目标、指标层层分解到站场（班组）、个人，把每个员工、每个岗位的安全职责落实到实处。

6.2 安全生产管理制度、岗位操作规程制定与执行情况

为了认真贯彻落实国家“安全第一，预防为主，综合治理”的安全生产方针和中国石油天然气股份有限公司“以人为本，预防为主”的健康安全环境方针，进一步加强辽兴油气开发公司的安全管理工作，辽兴油气开发公司根据实际情况建立了安全管理制度，在日常生产过程中操作人员严格执行各项规章制度，并根据公司的实际情况进行更新，现有安全管理制度能够对公司的日常安全生产和各种作业进行控制和指导。在实际生产运行过程中，辽兴油气开发公司均严格执行制定的各项安全管理制度和管理规定，已制定的各项安全管理制度中的各项内容均得到了有效落实。

辽兴油气开发公司在执行各项安全管理制度的同时，还针对生产特点和具体情况编制了操作规程汇编，内容涵盖了公司各项作业的标准化操作规程，可以有效的指导作业人员各项操作。

6.3 安全生产管理机构设置和安全管理配备情况

辽兴油气开发公司设安全总监 1 名。配备了专职安全管理人员；各基层单位或分公司均成立了 HSE 领导小组，配置了专、兼职安全管理人员。各级安全管理组织机构完善。同时辽兴油气开发公司配置了注册安全工程师，由辽河油田分公司统一聘用，注册安全工程师持有执业证、资格证。

6.4 特种作业人员和其他从业人员培训、持证情况

辽兴油气开发公司严格执行安全培训教育制度，公司主要负责人和部分专职安全管理人员均通过应急管理部門的安全培训和考核，还有部分安全管理人员仅通过培训未经过考核。

辽兴油气开发公司对职工定期进行安全生产教育、培训和考核，实行职工先培训后上岗制度，未经安全生产培训考核合格的员工，不得上岗作业。对新入厂职工的“三级

安全教育”和转岗工人的二、三级安全教育，严格按照相关规定进行培训考核。对外来检查指导工作、参观学习人员以及施工作业人员进行入厂安全教育，并配备相应的防护用品。

辽兴油气开发公司特种作业人员和特种设备作业人员经过政府相关部门组织的安全技术和操作技能的培训和考核，取得《特种作业人员操作证》，持证上岗，并严格按照国家有关规定，对特种作业人员、特种设备作业人员进行复审、培训。

6.5 安全投入及使用情况

辽兴油气开发公司设专项安全资金，包括安全设施维护更新、应急救援和物资、安全培训等，从而有效地提高了安全水平，其安全资金投入情况满足《中华人民共和国安全生产法》第二十三条“生产经营单位应当具备的安全生产条件所必需的资金投入，由生产经营单位的决策机构、主要负责人或者个人经营的投资人予以保证，并对由于安全生产所必需的资金投入不足导致的后果承担责任。”及财资〔2022〕136号的要求。

6.6 工伤保险、安全生产责任险缴纳情况

辽兴油气开发公司按照实际人数和当地规定要求为全体职工办理了工伤保险。安全生产责任险由中国石油天然气集团有限公司、中国石油天然气股份有限公司统一投保。满足《中华人民共和国安全生产法》第五十一条“生产经营单位必须依法参加工伤保险，为从业人员缴纳保险费。”的要求。

6.7 劳动防护发放情况

辽兴油气开发公司为从业人员配备符合国家标准或行业标准的劳动防护用品，并按照规定定期进行相应的维护和检验、更新，以满足职工劳动安全卫生要求，并定期对生产岗位的职业危害因素进行检测，对可能存在职业危害场所的员工定期进行体检。

6.8 “三同时”执行情况

辽兴油气开发公司按照《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[2010]第36号，根据国家安全生产监督管理总局按照《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[2010]第36号，根据国家安全生产监督管理总局令[2015]第77号修正）中“建设项目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”的要求，委托有资质单位对建设项目开展安全预评价、安全设施设计和安全验收，安全设施经验收合格后投入使用令[2015]第77号修正）中“建设项目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”的要求，委托有资质单位对建设项目开展安全预评价、安全设施设计和安全验收，安全设施经验收合格后投入使用。

6.9 设备检验检测情况

通过现场收集核实辽兴油气开发公司作业现场集输处理过程中所使用的压力容器等特种设备的使用登记证及检测报告，确认辽兴油气开发公司所管理和使用的特种设备，能够按照国家特种设备登记检测管理要求进行管理，检测结果合格，无超期未检测设备；安全阀、压力表等安全附件均按照要求进行校验，加挂和粘贴校验标志。各站场的可燃、有毒气体检测报警仪均按期进行校验。

6.10 事故应急预案制定及演练情况

辽兴油气开发公司应急组织机构由应急领导小组、应急领导小组办公室，专项突发事件应急领导小组及其办公室，现场应急指挥部等机构组成。在应急状态下，专项突发事件应急领导小组转为现场应急指挥部（下设现场工作组）。

辽兴油气开发公司制定包括突发事件总体应急预案及专项预案，应急预案于 2026 年 6 月 12 日在辽宁省应急管理厅进行了备案，备案编号：211121-2026-0029。

6.11 特殊作业管理

辽兴油气开发公司按照《辽河油田公司作业许可管理细则》对基层单位开展的工业动火、吊装作业、高处作业等特殊作业严格实行作业许可管理，确保安全作业，防止事故发生。

6.12 承包商管理

辽兴油气开发公司对进入从事各类工程建设及检维修项目的承包商，均按要求办理承包商准入流程，并对承包商准入资格实行年审制度，实现承包商资源库的动态管理；各专业部门按照职责分工对申请企业的从业资质、体系认证、人员证书、工程业绩、技术实力等进行审查。辽兴油气开发公司对承包商管理实行年度评价制度，定期组织开展承包商评价工作。辽兴油气开发公司与承包商均签订 HSE 合同，对承包商实施入场培训、过程监督，对承包商的安全管理机构 and 人员配备是否健全、完备，特种作业人员的持证情况，施工设备设施的安全状况，应急预案的制定情况，安全投入是否满足有关规定及项目实施需要，是否按照要求办理作业许可手续并按许可要求执行等情况，进行全过程的监督检查。辽兴油气开发公司按照监督管理要求与承包商签订了安全管理协议，进行了安全技术交底、安全培训、作业前安全分析等工作，落实了承包商管理要求。

6.13 变更管理

辽兴油气开发公司为有效管控生产经营过程中因生产运行、工艺技术、设备设施、劳动组织、承包商及施工作业等变更带来的安全风险，预防和减少事故的发生，执行辽河油田分公司制定的《辽河油田公司工艺和设备变更管理暂行规定》。

6.14 风险辨识、分级管控

辽兴油气开发公司按照四级风险五级防控要求，梳理了各个层级的生产安全风险防控流程。

6.15 安全生产标准化工作开展情况

辽兴油气开发公司建立了安全生产标准化体系，成立以主要负责人为组长，分管领导为副组长，各部门、安全管理人员为成员的安全生产标准化工作领导小组，制定年度安全生产目标，明确事故控制、隐患治理、教育培训、应急管理量化指标。

6.16 设备完整性、安全生产信息化等管理情况

辽兴油气开发公司坚持从设备采购、安装调试、运行维护、检修保养、检验检测、报废处置全流程实施闭环管理，保障设备设施安全稳定、完整可靠运行。健全设备管理制度。完善设备台账、操作规程、维护保养、检修管理、特种设备管理、变更管理、故障处置等制度，明确设备管理人员、操作人员岗位职责，规范设备管理流程。

辽兴油气开发公司搭建安全信息化管理平台。运用安全生产管理系统、线上台账系统等，实现隐患上报、整改、复查、线上闭环。

6.17 生产安全事故管理情况

辽兴油气开发公司严格执行《辽河油田公司生产安全事件管理办法》，规定了事故、事件的上报、调查、分析、处理等各环节的工作流程，以规范生产安全事故/事件的报告和调查处理，落实生产安全事故责任追究制度，从而达到防止和减少生产安全事故发生的目标。

6.18 安全管理单元评价

本评价根据《中华人民共和国安全生产法》《中华人民共和国市场主体等级管理条例》《非煤矿山企业安全生产许可证实施办法》《生产安全事故应急预案管理办法》《危险化学品企业特殊作业安全规范》等规定，编制了安全检查表，对辽兴油气开发公司的安全生产条件进行检查和评价，评价结果见表 6-1。

表 6-1 安全检查表

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
一	安全生产责任制的建立与执行情况			
1	建立健全主要负责人、分管负责人、安全生产管理人员、职能部门、岗位安全生产责任制；制定安全检查制度、职业危害预防制度、安全教育培训制度、生产安全事故管理制度、重大危险源监控和重大隐患整改制度、设备安全管理制度、安全生产档案管理制度、安全生产奖惩制度等规章制度。	《非煤矿山企业安全生产许可证实施办法》 第六条第一款	安全生产责任制健全，制定并执行各项安全管理制度。	符合
二	安全管理制度和操作规程制定和执行			
1	生产经营单位生产、经营、运输、储存、使用危险物品或者处置废弃危险物品，必须执行有关法律、法规和国家标准或者行业标准，建立专门的安全管理制度，采取可靠的安全措施，接受有关主管部门依法实施的监督管理。	《中华人民共和国安全生产法》 第三十九条	已建立制定安全管理制度并定期进行修订。	符合
2	制定作业安全规程和各工种操作规程。	《非煤矿山企业安全生产许可证实施办法》 第六条第一款	制定了各类操作规程和各工种操作规程并进行了修订。	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
三	安全生产管理机构设置和安全生产管理人员配备			
1	矿山、金属冶炼、建筑施工、道路运输单位和危险物品的生产、经营、储存、装卸单位,应当设置安全生产管理机构或者配备专职安全生产管理人员。其他生产经营单位,从业人员超过一百人的,应当设置安全生产管理机构或者配备专职安全生产管理人员;从业人员在一百人以下的,应当配备专职或者兼职的安全生产管理人员。	《中华人民共和国安全生产法》第二十四条	辽兴油气开发公司配有专职安全管理人员。	符合
2	生产经营单位的主要负责人和安全生产管理人员必须具备与本单位所从事的生产经营活动相应的安全生产知识和管理能力。	《中华人民共和国安全生产法》第二十七条	部分安全管理人员仅通过培训未经过考核	不符合
3	设置安全生产管理机构,或者配备专职安全生产管理人员。	《非煤矿山企业安全生产许可证实施办法》第六条第三款	已设置安全机构并配有专职安全员。	符合
4	主要负责人和安全生产管理人员经安全生产监督管理部门考核合格,取得安全资格证书。	《非煤矿山企业安全生产许可证实施办法》第六条第四款	部分安全管理人员仅通过培训未经过考核	不符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
四	特种作业人员及其它从业人员的培训与取证			
1	生产经营单位应当对从业人员进行安全生产教育和培训,保证从业人员具备必要的安全生产知识,熟悉有关的安全生产规章制度和安全操作规程,掌握本岗位的安全操作技能。未经安全生产教育和培训合格的从业人员,不得上岗作业。	《中华人民共和国安全生产法》第二十八条	特种作业人员进行了安全生产教育有培训,符合法规要求。	符合
2	生产经营单位的特种作业人员必须按照国家有关规定经专门的安全作业培训,取得相应资格书,方可上岗作业。	《中华人民共和国安全生产法》第三十条;《非煤矿山企业安全生产许可证实施办法》第六条第五款	特种作业人员经有关业务主管部门考核合格,取得特种作业操作资格证书,取证情况见附件。	符合
3	其他从业人员依照规定接受安全生产教育和培训,并经考试合格。	《非煤矿山企业安全生产许可证实施办法》第六条第六款	其他人员按照规定接受教育培训并考试合格。	符合
五	安全生产投入			

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
1	生产经营单位应当具备的安全生产条件所必需的资金投入，由生产经营单位的决策机构、主要负责人或者个人经营的投资人予以保证，并对由于安全生产所必需的资金投入不足导致的后果承担责任。	《中华人民共和国安全生产法》第二十三条	该公司已具备的安全生产条件所必需的资金投入。	符合
2	生产经营单位应当安排用于配备劳动防护用品、进行安全生产培训的经费。	《中华人民共和国安全生产法》第四十七条	该公司安全经费已投入配备劳动防护用品和进行安全生产培训当中。	符合
3	安全投入符合安全生产要求，依照国家有关规定足额提取安全生产费用。	《非煤矿山企业安全生产许可证实施办法》第六条第二款	安全生产投入落实。	符合
六	保险缴纳情况			
1	生产经营单位必须依法参加工伤保险，为从业人员缴纳保险费。	《中华人民共和国安全生产法》第五十一条	已为全体员工缴纳工伤保险和安全生产责任险。	符合
七	劳动防护用品配备			
1	生产经营单位必须为从业人员提供符合国家标准或者行业标准的劳动防护用品，并监督、教育从业人员按照使用规则佩戴、使用。	《中华人民共和国安全生产法》第四十二条	从业人员均配备了相应的劳动防护用品，并正确使用。	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
3	制定防治职业危害的具体措施,并为从业人员配备符合国家标准或者行业标准的劳动防护用品。	《非煤矿山企业安全生产许可证实施办法》 第六条第八款	有职业危害防护措施,为从业人员配备了劳动防护用品。	符合
八	设备检验检测			
1.	危险性较大的设备、设施按照国家有关规定进行定期检测检验。	《非煤矿山企业安全生产许可证实施办法》 第六条（十）	特种设备和强制检验、检测设施均定期检测和检验。	符合要求
2.	特种设备生产、使用单位应当建立健全特种设备安全管理制度和岗位安全责任制。	《特种设备安全监察条例》 第五条	已建立比较完善的特种设备安全管理制度。	符合要求
3.	特种设备使用单位应当使用符合安全技术规范要求的特种设备。特种设备投入使用前,使用单位应当核对其是否附有本条例第十五条规定的相关文件。	《特种设备安全监察条例》 第二十四条	特种设备均从有资质的企业采购和安装,具有相关技术资料。	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
4.	特种设备在投入使用前或者投入使用后 30 日内，特种设备使用单位应当向直辖市或者设区的市的特种设备安全监督管理部门登记。登记标志应当置于或者附着于该特种设备的显著位置。	《特种设备安全监察条例》 第二十五条	特种设备已登记，登记标识置于设备显著位置。	符合要求
5.	特种设备使用单位应当建立特种设备安全技术档案。	《特种设备安全监察条例》 第二十六条	企业已建立特种设备安全技术档案。	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
6.	使用单位应当按照规定在压力容器投入使用前或投入使用后 30 日内，向所在地负责特种设备使用登记的部门（以下简称使用登记机关）申请办理《特种设备使用登记证》（以下简称《使用登记证》）。办理使用登记时，安全状况等级和首次检验日期按照以下要求确定。 （1）使用登记机关确认制造资料齐全的新压力容器，其安全状况等级为 1 级；进口压力容器安全状况等级由实施进口压力容器监督检验的特种设备检验机构评定；（2）压力容器首次定期检验日期按照本规程 8.1.6 和 8.1.7 的规定确定，产品标准或者使用单位认为有必要缩短检验周期的除外；特殊情况，需要延长首次定期检验日期时，由使用单位提出书面申请说明情况，经使用单位安全管理负责人批准，延长期限不得超过 1 年。	TSG 21-2016 及第 1 号修改单 第 7.1.2 条	压力容器取得有特种设备使用登记证。	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
7.	压力容器使用单位应当按照《特种设备使用管理规则》的有关要求，对压力容器进行使用管理，设置安全管理机构，配备安全管理负责人、安全管理人员和作业人员，办理使用登记，建立各项安全管理制度，制定操作规程，并且进行检查。	TSG 21-2016 及第 1 号修改单 第 7.1.1 条	配备技术人员对压力容器进行管理，建立各项安全管理制度，制定操作规程，并且进行检查。	符合要求
8.	安全阀检查至少包括以下内容和要求： （1）选型是否正确；（2）是否在检验有效期内使用；（3）杠杆式安全阀的防止重锤自由一定和杠杆越出的装置是否完好，弹簧式安全阀的调整螺钉的铅封装置是否完好，静重式安全阀的防止重片飞脱的装置是否完好；（4）如果安全阀和排放口之间装设截止阀，截止阀是否处于全开外置及铅封是否完好；（5）安全阀是否有泄漏；（6）放空管是否畅通，防雨帽是否完好。	TSG 21-2016 及第 1 号修改单 第 7.2.3.1.1 条	安全阀按要求设置。	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
9.	金属压力容器检验周期：金属压力容器一般于投用后 3 年内进行首次定期检验。以后的检验周期由检验机构根据压力容器的安全状况等级，按照以下要求确定：（1）安全状况等级为 1、2 级的，一般每 6 年检验一次；（2）安全状况等级为 3 级的，一般每 3 年至 6 年检验一次；（3）安全状况等级为 4 级的，监控使用，其检验周期由检验机构确定，累计监控使用时间不得超过 3 年，在监控使用期间，使用单位应当采取有效的监控措施；（4）安全状况等级为 5 级的，应当对缺陷进行处理，否则不得继续使用。	TSG 21-2016 及第 1 号修改单 第 8.1.6.1	压力容器定期检验。	符合要求
10.	安全阀、爆破片的排放能力，必须大于或等于压力容器的安全泄放量。	TSG 21-2016 及第 1 号修改单 第 8.3.1 条	安全阀排放能力大于压力容器安全泄放量。	符合要求
11.	校验合格后，校验单位应对校验合格的安全阀加装铅封。	TSG 21-2016 及第 1 号修改单 第 8.3.6 条	安全阀进行效验并铅封	符合要求
12.	压力表的选用，必须与压力容器内的介质相适应。	TSG 21-2016 及第 1 号修改单 第 8.4.1 条	压力表的选用与介质相适应。	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
13.	安全阀的安装要求：安全阀与压力容器之间一般不宜装设截止阀门；为实现安全阀的在线效验，可在安全阀与压力容器之间装设爆破片装置，对于成装介质毒性程度为极度、高度、中度危害介质，易爆介质、腐蚀、粘性介质或者贵重介质的压力容器，为便于安全阀的清洗与更换，经过使用单位主管压力容器安全技术负责人批准，并且制定可靠的防范措施，方可在安全阀（爆破片装置）与压力容器之间装设截止阀门，压力容器正常运行期间，截止阀门必须保证全开（加铅封或者锁定），截止阀门的结构和通径不得妨碍安全阀的安全泄放。	TSG 21-2016 及第 1 号修改单 第 8.3.5 第 4 款	按照规范要求设置。	符合要求
14.	压力表安装前应进行校验，在刻度盘上应划出指示最高工作压力的红线，注明下次校验日期，压力表校验后应加铅封。	TSG 21-2016 及第 1 号修改单 第 8.4.2 条	按照规范要求设置。	符合要求
15.	压力表与压力容器之间，应装设通旋塞或针形阀，不得连接其他用途的任何配件或接管。	TSG 21-2016 及第 1 号修改单 第 8.4.3 条	压力表与压力容器之间无连接其他用途的任何配件或接管。	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
16.	压力表的检定和维护应当符合国家计量部门的有关规定,压力表安装前应当进行检定,在刻度盘上应当划出指示工作压力的红线,注明下次校验日期。压力表校验后应当加铅封。	TSG 21-2016 及第 1 号修改单 第 9.2.1.2 条	压力表刻度盘上划出指示工作压力红线,注明下次校验日期,压力表定期校验。	符合要求
17.	液位计应当安装在便于观察的位置,否则应当增加其他辅助设施。大型压力容器还应当有集中控制的设施和警报装置。液位计上最高和最低安全液位,应当做出明显的标志。	TSG21-2016 及第 1 号修改单 第 9.2.2.2 条	液位计安装在便于观察的位置,设有最高和最低安全液位指示线。	符合要求
18.	使用单位应当在特种设备定期检验有效期届满的 1 个月以前,向特种设备检验机构提出定期检验申请,并且做好相关的准备工作。	TSG 08-2026 第 3.6 (1) 条	压力管道、锅炉、起重机械、压力管道等定期检测。	符合要求
19.	特种设备在投入使用前或者投入使用后 30 日内,使用单位应当向特种设备所在地的直辖市或者设区的市的特种设备安全监管部门申请办理使用登记。	TSG 08-2026 第 4.1 (1) 条	压力管道、锅炉、起重机械、压力管道等特种设备办理了使用登记。	符合要求
九	事故应急预案制定及执行情况			
1.	生产经营单位应当制定本单位的生产安全事故应急救援预案,与所在地县级以上地方人民政府组织制定的生产安全事故应急救援预案相衔接,并定期组织演练。	《安全生产法》 第二十一条	辽兴油气开发公司组织制定了生产安全事故应急救援预案并定期进行演练。	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
2.	危险物品的生产、经营、储存单位以及矿山、金属冶炼、城市轨道交通运营、建筑施工单位应当建立应急救援组织；生产经营规模较小的，可以不建立应急救援组织，但应当指定兼职的应急救援人员。 危险物品的生产、经营、储存、运输单位以及矿山、金属冶炼、城市轨道交通运营、建筑施工单位应当配备必要的应急救援器材、设备和物资，并进行经常性维护、保养，保证正常运转。	《安全生产法》 第八十二条	辽兴油气开发公司各作业区配备了必要的应急救援器材。	符合要求
3.	生产经营单位风险种类多、可能发生多种类型事故的，应当组织编制综合应急预案。综合应急预案应当规定应急组织机构及其职责、应急预案体系、事故风险描述、预警及信息报告、应急响应、保障措施、应急预案管理等内容。	《生产安全事故应急预案管理办法》 第十三条	辽兴油气开发公司制定了综合应急预案等。	符合要求
4.	对于某一种或者多种类型的事故风险，生产经营单位可以编制相应的专项应急预案，或将专项应急预案并入综合应急预案。专项应急预案应当规定应急指挥机构与职责、处置程序和措施等内容。	《生产安全事故应急预案管理办法》 第十四条	制定了相应的专项应急预案，包括危险性分析、可能发生的事故特征、应急组织机构与职责、预防措施、应急处置程序和应急保障等内容。	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
5.	生产经营单位编制的各类应急预案之间应当相互衔接,并与相关人民政府及其部门、应急救援队伍和涉及的其他单位的应急预案相衔接。	《生产安全事故应急预案管理办法》 第十八条	综合应急预案、专项应急预案相互衔接。	符合要求
6.	易燃易爆物品、危险化学品等危险物品的生产、经营、储存、运输单位,矿山、金属冶炼、城市轨道交通运营、建筑施工单位,以及宾馆、商场、娱乐场所、旅游景区等人员密集场所经营单位,应当至少每半年组织一次生产安全事故应急预案演练,并将演练情况报送所在地县级以上地方人民政府负有安全生产监督管理职责的部门。	《生产安全事故应急预案管理办法》 第三十三条	辽兴油气开发公司每年至少演练 5 次应急预案。	符合要求
7.	综合应急预案应依据事故危害程度、影响范围和生产经营单位控制事态的能力,对事故应急响应进行分级,明确分级响应的基本原则。响应分级不可照搬事故分级。	GB/T29639-2020 第 6.1.2 条	辽兴油气开发公司突发事件综合应急预案中对事故应急响应进行了分级。	符合要求
8.	综合应急预案应明确应急组织形式(可用图示)及构成单位(部门)的应急处置职责。应急组织机构可设置相应的工作小组,各小组具体构成、职责分工及行动任务以工作方案的形式作为附件。	GB/T29639-2020 第 6.2 条	辽兴油气开发公司突发事件综合应急预案中明确了应急救援指挥机构及应急救援小组人员职责。	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
9.	建立应急组织,配备专职或兼职应急人员或与专业应急组织签定应急救援协议,配备相应的应急救援设施和物资等资源。	AQ2012-2007 第 4.6.3 条	建立了应急组织,配备应急人员和物资设施。	符合要求
10.	生产经营单位应急预案应当包括向上级应急管理机构报告的内容、应急组织机构和人员的联系方式、应急物资储备清单等附件信息。附件信息发生变化时,应当及时更新,确保准确有效。	《生产安全事故应急预案管理办法》 第十六条	附件信息齐全。	符合要求
11.	综合应急预案明确应急值守电话、事故信息接收、内部通报程序、方式和责任人,向上级主管部门、上级单位报告事故信息的流程、内容、时限和责任人,以及向本单位以外的有关部门或单位通报事故信息的方法、程序和责任人。	GB/T29639-2020 第 6.3.1.1 条	辽兴油气开发公司突发事件综合应急预案里已明确应急值守电话、事故信息接收、内部通报程序、方式、责任人和报告程序等信息。	符合要求
12.	预警启动应明确预警信息发布渠道、方式和内容。	GB/T29639-2020 第 6.3.2.1 条	辽兴油气开发公司突发事件综合应急预案已明确预警信息发布渠道、方式和内容。	符合要求
13.	响应准备应明确作出预警启动后应开展的响应准备工作,包括队伍、物资、装备、后勤及通信。	GB/T29639-2020 第 6.3.2.2 条	辽兴油气开发公司突发事件综合应急预案已明确预警启动后应开展队伍、物资、装备、后勤及通信等响应准备工作。	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
14.	预警解除应明确预警解除的基本条件、要求及责任人。	GB/T29639-2020 第 6.3.2.3 条	辽兴油气开发公司突发事件综合应急预案预警解除已明确解除的基本条件、要求及责任人。	符合要求
15.	响应启动应确定响应级别，明确响应启动后的程序性工作，包括应急会议召开、信息上报、资源协调、信息公开、后勤及财力保障工作。	GB/T29639-2020 第 6.3.3 条	辽兴油气开发公司突发事件综合应急预案响应启动已明确响应级别以及启动后的工作。	符合要求
16.	应急处置应明确事故现场的警戒疏散、人员搜救、医疗救治、现场监测、技术支持、工程抢险及环境保护方面的应急处置措施，并明确人员防护的要求。	GB/T29639-2020 第 6.3.4 条	辽兴油气开发公司突发事件综合应急预案已明确事故现场的应急处置措施和人员防护的要求。	符合要求
17.	应急支援应明确当事态无法控制情况下，向外部（救援）力量请求支援的程序及要求、联动程序及要求，以及外部（救援）力量到达后的指挥关系。	GB/T29639-2020 第 6.3.5 条	辽兴油气开发公司突发事件综合应急预案已明确事态无法控制后请求应急支援的程序和指挥关系。	符合要求
18.	响应终止应明确响应终止的基本条件、要求和责任人。	GB/T29639-2020 第 6.3.6 条	辽兴油气开发公司突发事件综合应急预案已明确响应终止的基本条件、要求和责任人。	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
19.	后期处置应明确污染物处理、生产秩序恢复、人员安置方面的内容。	GB/T29639-2020 第 6.4 条	辽兴油气开发公司突发事件综合应急预案已明确污染物处理、生产秩序恢复、人员安置方面的内容。	符合要求
20.	通信和信息应明确相关单位及人员通信联系方式和方法,以及备用方案和保障责任人。	GB/T29639-2020 第 6.5.1 条	辽兴油气开发公司突发事件综合应急预案已明确相关单位及人员通信联系方式和方法,以及备用方案和保障责任人。	符合要求
21.	应急队伍应明确相关的应急人力资源,包括专家、专兼职应急救援队伍及协议应急救援队伍。	GB/T29639-2020 第 6.5.2 条	辽兴油气开发公司突发事件综合应急预案已明确应急人力资源。	符合要求
22.	物资装备应明确本单位的应急物资和装备的类型、数量、性能、存放位置、运输及使用条件、更新及补充时限、管理责任人及其联系方式,并建立台账。	GB/T29639-2020 第 6.5.3 条	辽兴油气开发公司突发事件综合应急预案已建立物资台账,记录了本单位的应急物资和装备类型、数量、性能、存放位置、运输及使用条件管理责任人及其联系方式。	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
23.	专项应急预案应明确应急组织形式(可用图示)及构成单位(部门)的应急处置职责,应急组织机构以及各成员单位或人员的具体职责。	GB/T29639-2020 第 7.2 条	辽兴油气开发公司专项应急预案已明确应急组织机构及人员的应急处置职责。	符合要求
24.	响应启动应明确响应启动后的程序性工作,包括应急会议召开、信息上报、资源协调、信息公开、后勤及财力保障工作。	GB/T29639-2020 第 7.3 条	辽兴油气开发公司专项应急预案已明确响应后的程序性工作。	符合要求
25.	各级安全生产监督管理部门应当将本部门应急预案的培训纳入安全生产培训工作计划,并组织实施本行政区域内重点生产经营单位的应急预案培训工作。 生产经营单位应当组织开展本单位的应急预案、应急知识、自救互救和避险逃生技能的培训活动,使有关人员了解应急预案内容,熟悉应急职责、应急处置程序和措施。 应急培训的时间、地点、内容、师资、参加人员和考核结果等情况应当如实记入本单位的安全生产教育和培训档案。	《生产安全事故应急预案管理办法》 第三十一条	应急救援预案明确了应急培训等内容; 应急培训计划确定了应急救援人员培训、员工相应培训及周边人员应急响应等内容。	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
26.	生产经营单位应当制定本单位的应急预案演练计划，根据本单位的事故风险特点，每半年至少组织一次综合应急预案演练或者专项应急预案演练，每半年至少组织一次现场处置方案演练。	《生产安全事故应急预案管理办法》第三十三条	按照要求制定演练计划、并组织演练。	符合要求
27.	进行应急培训，员工应熟悉相应岗位应急要求和措施；定期组织应急演习，并根据实际情况对应急预案进行修订。	AQ2012-2007 第 4.6.6 条	对员工进行应急培训，定期组织演练，并对预案进行修订。	符合要求
28.	应急预案演练结束后，应急预案演练组织单位应当对应急预案演练效果进行评估，撰写应急预案演练评估报告，分析存在的问题，并对应急预案提出修订意见。	《生产安全事故应急预案管理办法》第三十四条	应急指挥中心办公室对应急预案演练效果进行评估，撰写应急预案演练评估报告，分析存在的问题，并对应急预案提出修订意见等内容。	符合要求

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
29.	有下列情形之一的,应急预案应当及时修订并归档: (一) 依据的法律、法规、规章、标准及上位预案中的有关规定发生重大变化的; (二) 应急指挥机构及其职责发生调整的; (三) 面临的事故风险发生重大变化的; (四) 重要应急资源发生重大变化的; (五) 预案中的其他重要信息发生变化的; (六) 在应急演练和事故应急救援中发现问题需要修订的; (七) 编制单位认为应当修订的其他情况。	《生产安全事故应急预案管理办法》第三十六条	辽兴油气开发公司建有相应的安全管理制度,在出现相应的变化时对应急预案进行更新及修订。	符合要求
十	安全标准化开展工作			

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
1	生产经营单位必须遵守本法和其他有关安全生产的法律、法规，加强安全生产管理，建立健全全员安全生产责任制和安全生产规章制度，加大对安全生产资金、物资、技术、人员的投入保障力度，改善安全生产条件，加强安全生产标准化、信息化建设，构建安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制，健全风险防范化解机制，提高安全生产水平，确保安全生产。	《中华人民共和国安全生产法》 第四条	企业建立了安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制	符合
十一	承包商管理			
1	发包单位应当依法设置安全生产管理机构或者配备专职安全生产管理人员，对外包工程的安全生产实施管理和监督。	《非煤矿山外包工程安全管理暂行办法》第六条	已设置安全生产管理机构并配备专职安全生产管理人员对外包工程的安全生产实施管理和监督。	符合
2	发包单位应当审查承包单位的非煤矿山安全生产许可证和相应资质，不得将外包工程发包给不具备安全生产许可证和相应资质的承包单位。	《非煤矿山外包工程安全管理暂行办法》第七条	已审查承包单位的非煤矿山安全生产许可证和相应资质	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
3	石油天然气总发包单位、分项发包单位以及金属非金属矿山总发包单位,应当每半年对其承包单位的施工资质、安全生产管理机构、规章制度和操作规程、施工现场安全管理和履行本办法第二十七条规定的信息报告义务等情况进行一次检查;发现承包单位存在安全生产问题的,应当督促其立即整改。	《非煤矿山外包工程安全管理暂行办法》第十条	每半年对承包单位进行审查	符合
十二	变更管理			
1	应建立变更管理制度,明确变更管理要求。	GB42294-2022 第 4.4.1 条	已建立变更管理制度	符合
2	变更管理范围包括设计、生产工艺、设备设施、作业环境、作业人员等的变更。	GB42294-2022 第 4.4.1 条	变更管理制度包括设计、生产工艺、设备设施、作业环境、作业人员等的变更	符合
十三	重大危险源			

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
1	是否建立完善重大危险源安全管理规章制度和安全操作规程,并采取有效措施保证其得到执行	《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》第十二条	已建立完善重大危险源安全管理规章制度和安全操作规程,通过现场询问及调查了解,各级人员熟悉各项安全管理规章制度,岗位操作人员熟知安全操作规程的内容,并对生产过程中的危险、有害因素有深刻认识,并熟练掌握本岗位的灭火、自救常识。	符合
2	危险化学品单位是否明确重大危险源中关键装置、重点部位的责任人或者责任机构,并对重大危险源的安全生产状况进行定期检查,及时采取措施消除事故隐患? 事故隐患难以立即排除的,是否及时制定治理方案,落实整改措施、责任、资金、时限和预案	《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》第十六条	已明确重大危险源中关键装置、重点部位的责任人,并对重大危险源的安全生产状况进行定期检查,及时采取措施消除事故隐患;事故隐患难以立即排除的,及时制定治理方案,落实整改措施、责任、资金、时限和预案	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
3	危险化学品单位是否对重大危险源的管理和操作岗位人员进行安全操作技能培训,使其了解重大危险源的危险特性,熟悉重大危险源安全管理规章制度和安全操作规程,掌握本岗位的安全操作技能和应急措施	《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》第十条七条	已对重大危险源的管理和操作岗位人员进行安全操作技能培训,使其了解重大危险源的危险特性,熟悉重大危险源安全管理规章制度和安全操作规程,掌握本岗位的安全操作技能和应急措施	符合
4	危险化学品单位是否在重大危险源所在场所设置明显的安全警示标志,写明紧急情况下的应急处置办法	《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》第十条八条	在重大危险源所在场所设置了明显的安全警示标志,并写明紧急情况下的应急处置办法	符合
5	危险化学品单位是否将重大危险源可能发生的事故后果和应急措施等信息,以适当方式告知可能受影响的单位、区域及人员	《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》第十条九条	定期对员工培训,将重大危险源可能发生的事故后果和应急措施等信息告知可能受影响的人员	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
6	危险化学品单位是否依法制定重大危险源事故应急预案,建立应急救援组织或者配备应急救援人员,配备必要的防护装备及应急救援器材、设备、物资,并保障其完好和方便使用?是否配合地方人民政府安全生产监督管理部门制定所在地区涉及本单位的危险化学品事故应急预案对存在吸入性有毒、有害气体的重大危险源,危险化学品单位是否配备便携式浓度检测设备、空气呼吸器、化学防护服、堵漏器材等应急器材和设备;涉及易燃易爆气体或者易燃液体蒸气的重大危险源,是否配备一定数量的便携式可燃气体检测设备	《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》第二十条	依法制定了重大危险源事故应急预案,建立了应急救援组织,配备了必要的防护装备及应急救援器材、设备、物资,并保障其完好和方便使用;安全生产监督管理部门制定所在地区涉及本单位的危险化学品事故应急预案;并配备便携式浓度检测设备、空气呼吸器等应急器材和设备;已配备一定数量的便携式可燃气体检测设备	符合
7	危险化学品单位是否制定重大危险源事故应急预案演练计划,并按照要求进行事故应急预案演练	《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》第二十一条	已制定了本单位的应急救援预案(含重大危险源专项预案),并进行演练	符合
8	安全监控装备,是否定期进行检查、维护和校验,保持其正常运行	《危险化学品重大危险源罐区现场安全监控装备设置规范》第12.2.1条	安全监控装备,定期进行检查、维护和校验,保持其正常运行	符合

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
9	生产、储存、使用、经营、运输重点监管危险化学品的企业，是否按照《措施和原则》提出的应急处置原则，完善本企业危险化学品事故应急预案，配备必要的应急器材，开展应急处置演练和伤员急救培训，提升危险化学品应急处置能力	《国家安全生产监督管理总局办公厅关于印发首批重点监管的危险化学品安全措施和应急处置原则的通知》第一条	已按照《措施和原则》提出的应急处置原则，制定了事故应急预案，按要求配备相应的应急器材，定期开展应急处置演练和伤员急救培训，不断提升危险化学品应急处置能力	符合
十四	重大隐患判定			
1	企业主要负责人、安全生产管理人员，其安全生产知识和管理能力未通过负有安全生产监督管理职责的部门考核合格。	《石油天然气开采重大事故隐患判定准则》 (AQ 2085-2025) 第 5.1.1 条	安全管理人员未通过负有安全生产监督管理职责的部门考核合格	构成
2	特种作业人员未取得相应资格证件上岗作业。	《石油天然气开采重大事故隐患判定准则》 (AQ 2085-2025) 第 5.1.2 条	特种作业人员取得相应资格证件上岗作业。	未构成

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
3	相关从业人员未按 GB40554.1、GB42294 的规定，接受井控、硫化氢专门培训并取得合格证书或考核合格。	《石油天然气开采重大事故隐患判定准则》 (AQ 2085-2025) 第 5.1.3 条	硫化氢环境从业人员接受硫化氢专门培训并取得合格证书。	未构成
4	使用国家明令淘汰的危及生产安全的工艺、设备。	《石油天然气开采重大事故隐患判定准则》 (AQ 2085-2025) 第 5.1.4 条	未使用国家明令淘汰的危及生产安全的工艺、设备。	未构成
5	未按 GB40554.1、GB42294 的规定制定特殊作业许可管理制度，或许可管理制度未执行。	《石油天然气开采重大事故隐患判定准则》 (AQ 2085-2025) 第 5.1.4 条	已制定特殊作业许可管理制度。	未构成
6	未建立变更管理制度，或未履行变更管理制度。	《石油天然气开采重大事故隐患判定准则》 (AQ 2085-2025) 第 5.1.6 条	已建立变更管理制度。	未构成

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
7	未根据现场实际情况，编制火灾爆炸、弃平台、井喷失控、人员落水救助、硫化氢泄漏的专项应急预案或现场处置方案，或未按规定定期组织演练。	《石油天然气开采重大事故隐患判定准则》 (AQ 2085-2025) 第 5.1.7 条	编制火灾爆炸、井喷、硫化氢泄漏的专项应急预案，定期演练。	未构成
8	未对承包商安全生产工作进行统一协调、管理，有以下情形之一的： a) 未与承包商签订安全生产管理协议； b) 未开展承包商入场审查； c) 作业前未对承包商作业人员进行安全技术交底； d) 未开展承包商安全生产考核。	《石油天然气开采重大事故隐患判定准则》 (AQ 2085-2025) 第 5.1.8 条	对承包商安全生产工作进行统一协调、管理。	未构成
9	涉及可燃和有毒有害气体泄漏的场所，未按设计要求设置探测报警装置。	《石油天然气开采重大事故隐患判定准则》 (AQ 2085-2025) 第 5.1.9 条	涉及可燃和有毒有害气体泄漏的部分场所未设置了探测报警装置。	构成

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
10	擅自关闭油气生产现场的可燃气体探测报警系统、有毒有害气体探测报警系统、火灾探测报警系统、紧急关断系统，或系统主要功能失效。	《石油天然气开采重大事故隐患判定准则》 (AQ 2085-2025) 第 5.1.10 条	生产现场的可燃气体探测报警系统、有毒有害气体探测报警系统、火灾探测报警系统、紧急关断系统等均投用。	未构成
11	爆炸性气体环境 0 区、1 区的生产作业场所，未按 GB3836.15 的规定设置、使用防爆电气设备，或防爆性能失效。	《石油天然气开采重大事故隐患判定准则》 (AQ 2085-2025) 第 5.1.11 条	存在爆炸性气体环境的生产作业场所，按规定设置、使用防爆电气设备。	未构成
12	未对泥石流、滑坡等地质灾害易发区的油气管道、石油工程施工现场、生活营地进行安全风险评估；或周围环境发生变化时，未重新进行安全风险评估。	《石油天然气开采重大事故隐患判定准则》 (AQ 2085-2025) 第 5.2.2 条	采油区无泥石流、滑坡等地质灾害易发区。	未构成
13	天然气处理及增压设施与反应炉等高温燃烧设备连接的非工艺用燃料气管道，未在进炉前设置两个截断阀，两阀间未设置检查阀。	《石油天然气开采重大事故隐患判定准则》 (AQ 2085-2025) 第 5.2.5 条	加热炉燃料气管道在进炉前设置两个截断阀。	未构成

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
14	储罐区防火堤出现塌陷,或管道穿过防火堤处未使用非燃烧材料封实。	《石油天然气开采重大事故隐患判定准则》 (AQ 2085-2025) 第 5.2.6 条	储罐区无坍塌,管道穿过防火堤处使用非燃烧材料封实。	未构成
15	甲、乙类油品离心泵或天然气压缩机,未在出口管道上安装止回阀。	《石油天然气开采重大事故隐患判定准则》 (AQ 2085-2025) 第 5.2.8 条	油品离心泵或天然气压缩机在出口管道上安装止回阀。	未构成
16	进出天然气站场的天然气管道,未设置截断阀。	《石油天然气开采重大事故隐患判定准则》 (AQ 2085-2025) 第 5.2.9 条	进出天然气站场的天然气管道设置截断阀。	未构成

评价小结:

采用“安全检查表法”辽兴油气开发公司的安全管理进行检查,其中四项不符合要求,已要求企业整改。

7. 定量评价

对辽兴油气开发公司奈一联合站 4#原油储罐和科一联合站 1#及交一联合站 4#原油储罐发生池火灾事故的后果进行模拟分析。

1) 各储罐基础数据见表 7.1-1。

表 7.1-1 1#原油储罐基础数据表

项目	数据
奈一联合站4#原油储罐	
危险源类别	柱形罐
存储物质状态	液态
存储物质名称	原油
储罐内工作温度(℃)	常温
储罐容积(m ³)	1000
储罐内部气压(MPa)	常压
科一联合站1#原油储罐	
危险源类别	柱形罐
存储物质状态	液态
存储物质名称	原油
储罐内工作温度(℃)	常温
储罐容积(m ³)	10000
储罐内部气压(MPa)	常压
交一联合站1#原油储罐	
危险源类别	柱形罐
存储物质状态	液态
存储物质名称	原油
储罐内工作温度(℃)	常温
储罐容积(m ³)	5000
储罐内部气压(MPa)	常压

2) 事故模拟结果

(1) 池火灾事故后果数据见表 7.1-2。

表 7.1-2 事故后果数据表

泄漏模式	灾害模式	储 罐			
		死亡半径 (m)	重伤半径 (m)	轻伤半径 (m)	多米诺半径 (m)
奈一联合站4#原油储罐					
储罐中孔泄漏	池火	14	18	25	/
科一联合站1#原油储罐					
储罐中孔泄漏	池火	40.6	42.3	58.9	/
交一联合站4#原油储罐					
储罐中孔泄漏	池火	48.0	50.4	69.4	/

(2) 代表性事故后果图见图 7.1-1~7.1-4。



图 7.1-1 奈一联合站 4#储罐发生中孔泄漏事故后果模拟图



图 7.1-2 奈一联合站 4#储罐发生整体破裂事故后果模拟图



图 7.1-3 科一联合站 1#储罐发生中孔泄漏事故后果模拟图



图 7.1-4 科一联合站 1#储罐发生整体破裂事故后果模拟图

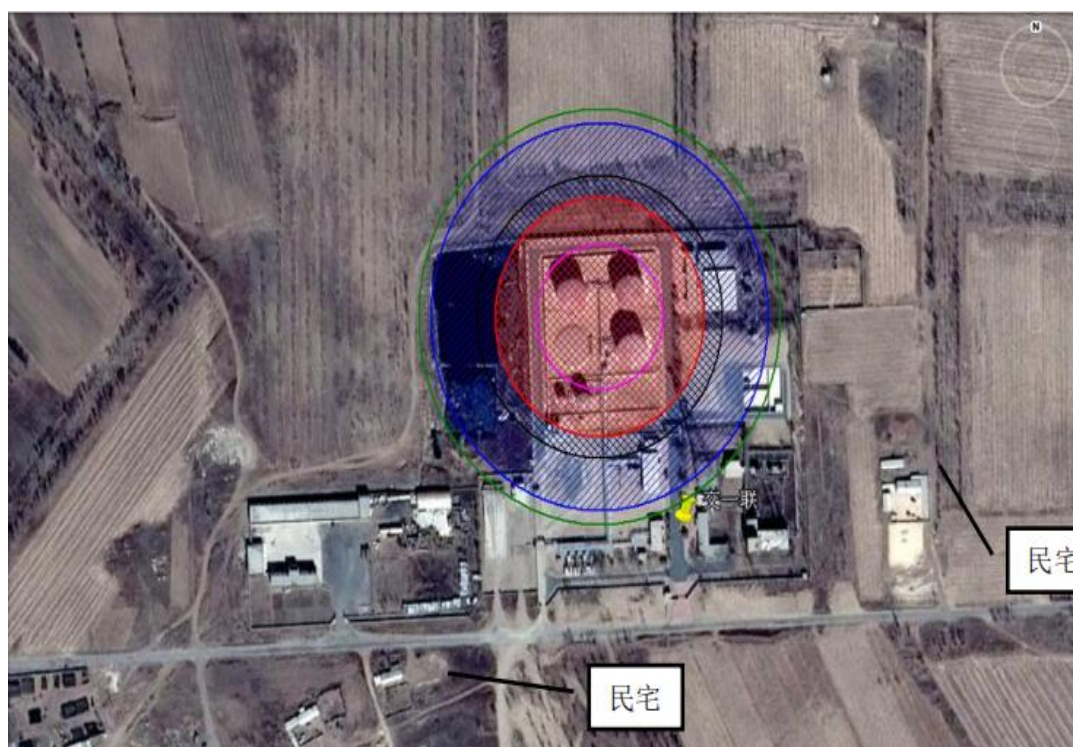


图 7.1-5 交一联合站 4#储罐发生整体破裂事故后果模拟图

3) 事故后果分析及结论

从奈一联合站 4#储罐和科一联合站 1#储罐和交一联合站 4#储罐发生中孔泄漏、整体破裂的事故后果数据表及事故后果模拟图可以看出，泄漏孔径越大，泄漏量越大，事

故的伤害半径也越大。因此，企业应重视对罐区的巡护，做好安全防火，制定应急措施，一旦发生泄漏，应及时进行处理，将损失控制在最低限度。需要说明的是，事故发生的各种条件较为复杂，实际的伤害半径还会受到周围设施、容器的充装量、充装介质、泄漏时的风向等条件的影响，以上计算结果仅供参考。

8 安全对策措施及建议

8.1 隐患整改

通过对辽兴油气开发公司生产设施及辅助设施现场检查、现场询问、查阅部分档案资料，以及运用“安全检查表”对照检查，对装置危险、有害因素进行了分析，查找出存在的主要安全问题和安全隐患见表 8.1-1。

序号	问题描述	依据	整改情况
1	四中心装卸车场地应保证地面材质：采用现浇混凝土地面，平整、防渗、不发火花	GB 50183-2004《石油天然气工程设计防火规范》第 6.7.3 条（油品汽车装卸站）第 2 款：装卸车场宜采用现浇混凝土地面。 GB 50058-2014《爆炸危险环境电力装置设计规范》：爆炸危险区地面需满足不发火花、防静电要求。	
2	四中心装卸车场所应设置可燃气体报警器	SY/T6503-2022《石油天然气工程可燃气体和有毒气体检测报警系统安全规范》第 5.4.2 甲 A、甲 B、乙 A 类液体的装卸设施，可燃气体探测器的设置应符合下列规定： b)汽车装卸站的装卸车鹤位与探测器的水平距离不应大于 15m，当汽车装卸站内设有缓冲罐时，按 5.2.3 的规定执行； 探测器安装高度应距地面或不透风楼地/底板 0.3m~0.6m。	该项问题与第 6 项问题等同类问题，由运维中心统一排查，并申请项目立项整改。
3	四中心爆炸危险区内应使用防爆电器并保证设备完好	GB 3836.15-2024《爆炸性环境第 15 部分：电气装置设计、选型、安装规范》：电气装置设计、选型、安装规范第 6.3 节必须使用配套防爆密封接头，螺纹啮合≥5 扣。 闲置引入口用金属堵板+密封垫封堵，严禁非金属/随意封堵。 隔爆面无锈蚀、无损伤、紧固均匀、防松。	预计 8 月 10 日前完成整改，目前材料未到货。
4	四中心井场爆炸危险区内应使用防爆电器并保证设备完好	GB 3836.15-2024 第 6.3 节必须使用配套防爆密封接头，螺纹啮合≥5 扣。 闲置引入口用金属堵板+密封垫封堵，严禁非金属/随意封堵。 隔爆面无锈蚀、无损伤、紧固均匀、防松。	预计 8 月 10 日前完成整改，目前材料未到货。
5	四中心泵房通风联锁	SY/T7021-2024《石油天然气工程供暖通风与空气调节设计规范》工作场所设置有毒气体或有爆炸危险气体监测及报警装置时，事故通风装置应与报警装置连锁。	该项问题由运维中心统一排查，并申请项目立项整改。
6	四中心电脱水区缺少可燃气体	GB/T50493-2019 3.0.1：甲 B 类液体的 2 区及附加 2 区，必须设可燃气体检测报警。	该项问题与第 2 项问题等同类问题，由运维中

中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司安全现状评价报告

	体报警		心统一排查，并申请项目立项整改。
7	四中心隔爆型防爆电器柜电缆破损	GB 50058-2014《爆炸危险环境电力装置设计规范》5.4.1：爆炸危险环境的电缆，不应有损伤、裂纹、老化、破损。 5.4.3：电缆引入装置、电缆本体必须保持完整防爆结构，不得破损、开裂、失去密封。	已整改 
8	部分安全管理人员证件过期	《中华人民共和国安全生产法》第二十三条	整改过程中 部分人员已培训等待考试。

8.2 安全管理技术对策措施

1、建议企业明确装置的重点安全监控部位，加强日常巡检，及时发现并排除各类安全隐患。

2、正常生产过程中，企业应保证安全投入合理、有效，对安全设施进行定期检查、维护和更新。

3、特种设备、安全阀、压力表、可燃及有毒气体检测报警仪、火灾报警系统、防雷防静电系统应按照规范要求定期检测，确保系统良好运行。

4、对油罐附件应定期检查，发现问题及时整改。入冬前，应对放水阀门的保温情况进行检查，防止阀门冻裂。

5、企业应加强技术培训，及时掌握各类先进的安全技术措施和安全管理经验，确保装置安全平稳运行。

6、运行过程中，应根据装置运行及应急预案的演练情况，对应急预案的内容进行更新和完善，并到相关部门备案，确保其有效性。

7、今后重大危险源的装置、设施或场所进行、改建、扩建，危险化学品种类、数量、生产、使用工艺或者储存方式及重要设备、设施等发生变化，影响重大危险源级别或者风险程度、外界安全生产环境因素发生变化影响重大危险源分级和风险程度，发生重大事故或国家标准、法规有变化时应重新对重大危险源进行安全评估。

8、今后生产中要对生产设备和安全设施实行动态管理，确保生产安全正常运行。随着生产运行还会出现新的安全隐患，所以生产中还需不断地定期进行检查、整改的循环。

9. 评价结论

1、辽兴油气开发公司生产过程中主要涉及的危险物质为原油、天然气、硫化氢、柴油及化学试剂。存在的危险火灾、可燃气体爆炸、可燃液体蒸汽爆炸、容器爆炸、管道爆炸、中毒、窒息、灼烫、触电、高处坠落、跌落、物体打击、机械致害、起重致害、厂(场)内车辆致害、道路(轨道)车辆致害、淹溺等。

2、本工程交一联合站储存单元构成危险化学品重大危险源，危险化学品重大危险源等级为四级。

3、本评价通过对辽兴油气开发公司生产作业安全生产条件、工艺设备、安全管理等方面进行全面审核和评价后认为，该公司工艺设备、安全生产责任制、安全管理制度、操作规程及应急预案等符合规定，安全生产条件符合要求。

综合报告前面章节的分析和评价结果，评价组认为，辽兴油气开发公司的设备设施和安全设施齐全，安全管理到位，达到了安全生产的要求。但是，在评价过程中也发现了一些问题，辽兴油气开发公司对本次评价提出的隐患非常重视，并结合实际情况进行了整改，整改结果符合要求。

综上所述，中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司辽兴油气开发公司的生产设备、安全设施及安全管理现状具备国家有关安全生产法律、法规和部门规章及标准规定和要求的安全生产条件，符合国家有关规定的石油天然气企业应具备的陆上采油（气）安全生产条件。

附 件

1. 营业执照
2. 采矿许可证
3. 安全生产许可证
4. 安全生产责任制目录
5. 管理制度目录
6. 操作规程目录
7. 安全生产管理机构设置文件、安全管理人员任命文件
8. 陆上石油天然气开采主要负责人、及部分安全管理人员安全生产知识与管理能力考核合格证明
9. 特种作业人员证书台账及样本
10. 安全投入证明
11. 工伤保险缴纳证明和安全生产责任保险证明
12. 设备设施检验台账及样本
13. 应急预案备案登记表
14. 应急演练计划等