

前言

根据《中华人民共和国安全生产法》第三十一条“生产经营单位新建、改建、扩建工程项目（以下统称建设项目）的安全设施，必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。安全设施投资应当纳入建设项目概算。”和《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》的有关规定，辽河油田辽兴油气开发公司委托沈阳万益安全科技有限公司对中国石油辽河油田辽兴油气开发公司张强油田挥发性有机物及甲烷协同管控工程进行安全验收评价。

沈阳万益安全科技有限公司接受辽河油田辽兴油气开发公司委托并与其签定该项目安全验收评价的技术服务合同后，随即组成了安全评价项目组，到建设单位现场进行勘察，与建设单位共同协商确定安全评价对象和范围。在充分调查研究安全评价对象和范围相关情况，收集、整理安全评价所需要的各种文件、资料和数据，对中国石油辽河油田辽兴油气开发公司张强油田挥发性有机物及甲烷协同管控工程进行安全验收评价，并编制本安全验收评价报告。

目录

1 概述	1
1.1 评价目的	1
1.2 评价依据	1
1.3 评价范围	5
1.4 评价程序	5
2 评价项目概况	8
2.1 项目基本情况	8
2.2 自然和社会条件	10
2.3 油气集输工程	14
2.4 污水处理系统	23
2.5 公用工程及辅助生产设施	27
2.6 安全管理	37
3 主要危险、有害因素识别	41
3.1 主要物质危险、有害因素分析	41
3.2 生产工艺过程中的主要危险、有害因素分析	47
3.3 主要设备设施危险、有害因素分析	52
3.4 公用工程及其辅助设施危险有害因素分析	61
3.5 自然和社会危险因素分析	63
3.6 主要危险有害因素的分布	66
3.7 危险化学品重大危险源辨识	66
4 评价单元划分与评价方法选择	69
4.1 评价单元的划分	70
4.2 评价方法的介绍	70
5 符合性评价	72
5.1 法律法规符合性单元	72
5.2 工艺及设施、设备的安全性单元	74
5.3 物料和产品安全性能评价	76
5.4 公共工程及辅助生产设施的配套性单元	77
5.5 周边环境的适应性和应急救援的有效性单元	83
5.6 安全生产管理和安全培训的充分性单元	88
5.7 检查评价结果汇总	91
6 事故发生的可能性及严重程度预测	92
7 安全对策措施与建议	95
8 安全验收评价结论	96
8.1 符合性评价的综合结果	96
8.2 存在的主要危险有害因素及其危害程度	96
8.3 安全验收评价总体结论	96
附件被评价单位提供的原始资料目录	98

1 概述

1.1 评价目的

为贯彻“安全第一，预防为主，综合治理”安全生产方针，对未达到安全目标的系统或单元提出整改措施建议，为本工程安全验收提供科学依据。

1.2 评价依据

1.2.1 安全生产法律

(1) 《中华人民共和国安全生产法》（中华人民共和国主席令〔2002〕第70号，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〔2007〕69号，根据2024年6月28日第十四届全国人民代表大会常务委员会第十次会议修订，2024年11月1日起施行）

1.2.2 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) 《危险化学品安全管理条例》（国务院令第344号，根据2013年12月7日国务院令第645号发布的《国务院关于修改部分行政法规的决定》修订，2013年12月7日施行）

(3) 《生产安全事故应急条例》（国务院令〔2019〕第708号，2019年4月1日施

行)

1.2.3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) 《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》(安监局令〔2010〕30号发布,安监局令〔2013〕63号、安监局令〔2015〕80号,2015年7月1日施行)

(4) 《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)

(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) 《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》(国家安全生产监督管理总局令40号,2015年3月23日国家安全生产监督管理总局令第79号修订,2015年7月1日实施)

1.2.4地方性法规、规章、文件

1. 《辽宁省建设项目安全设施监督管理办法》(2009年3月19日辽宁省人民政府令第229号公布,根据2021年5月18日辽宁省人民政府令第341号《辽宁省人民政府关于废止和修改部分省政府规章的决定》第二次修正,2021年5月18日施行)

2. 《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2022年4月21日辽宁省第十三届人民代表大会常务委员会第三十二次会议《关于修改〈辽宁省食品安全条例〉等10件地方性法规的决定》第二次修正,2022年4月21日施行)

1.2.5标准、规范

- 1) 《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2004)
- 2) 《油田油气集输设计规范》(GB 50350-2015)
- 3) 《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB 50423-2013)
- 4) 《建筑设计防火规范》(GB 50016-2014 (2018 版))
- 5) 《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB 50058-2014 (2018 版))
- 6) 《建筑物防雷设计规范》(GB 50057-2010)
- 7) 《建筑抗震设计标准(2024 年版)》(GB/T50011-2010)
- 8) 《安全标志及其使用导则》(GB 2894-2008)
- 9) 《石油与石油设施雷电安全规范》(GB 15599-2009)
- 10) 《液体石油产品静电安全规程》(GB 13348-2009)
- 11) 《危险化学品重大危险源辨识》(GB 18218-2018)
- 12) 《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》(GB 50019-2015)
- 13) 《低压配电设计规范》(GB 50054-2011)
- 14) 《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》(GB/T 29639-2020)
- 15) 《钢质管道外腐蚀控制规范》(GB/T 21447-2018)
- 16) 《埋地钢质管道阴极保护技术规范》(GB/T 21448-2017)
- 17) 《油气田及管道工程仪表控制系统设计规范》(GB/T 50892-2013)
- 18) 《工业设备及管道绝热工程设计规范》(GB50264-2013)
- 19) 《消防安全标志第1部分:标志》(GB 13495.1-2015)
- 20) 《消防安全标志设置要求》(GB 15630-1995)
- 21) 《建筑灭火器配置设计规范》(GB 50140-2005)
- 22) 《输送流体用无缝钢管》(GB/T 8163-2018)
- 23) 《供配电系统设计规范》(GB 50052-2009)
- 24) 《低压配电设计规范》(GB 50054-2011)
- 25) 《输气管道工程设计规范》(GB 50251-2015)
- 26) 《工业企业总平面设计规范》(GB 50187-2012)
- 27) 《固定式钢梯及平台安全要求第1部分:钢直梯》(GB4053.1-2009)

- 28) 《输油管道工程设计规范》 (GB 50253-2014)
- 29) 《自动化仪表工程施工及质量验收规范》 (GB 50093-2013)
- 30) 《石油工业用加热炉安全规程》 (SY 0031-2012)
- 31) 《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)
- 32) 《油(气)田容器、管道和装卸设施接地装置安全规范》 (SY/T 5984-2020)
- 33) 《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/T 6671-2017)
- 34) 《油气分离器规范》 (SY/T 0515-2014)
- 35) 《陆上油气田油气集输安全规程》 (SY/T 6320-2022)
- 36) 《石油行业建设项目安全验收评价报告编写规则》 (SY/T6710-2008)
- 37) 《油气田防静电接地设计规范》 (SY/T 0060-2017)
- 38) 《石油天然气工程总图设计规范》 (SY/T0048-2016)
- 39) 《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/T 6503-2022)
- 40) 《安全评价通则》 (AQ 8001-2007)
- 41) 《石油天然气安全规程》 (AQ2012-2007)
- 42) 《固定式压力容器安全技术监察规程》 (TSG 21-2016) (行业标准第 1 号修改单)
- 43) 《压力管道安全技术监察规程-工业管道》 (TSGD0001-2009)
- 44) 《石油化工涂料防腐蚀工程施工技术规程》 (SH/T3606-2011) (2017 年复审)
- 45) 《油气田变配电设计规范》 (SY/T 0033-2020)
- 46) 《石油工业用加热炉安全规程》 (SY0031-2012)

1.2.5 参考资料

- (1) 《安全评价》 煤炭工业出版社
- (2) 盘锦科力安石油科技有限责任公司《中国石油辽河油田辽兴油气开发公司张强油田挥发性有机物及甲烷协同管控工程安全预评价》
- (3) 中油辽河工程有限公司《中国石油辽河油田辽兴油气开发公司张强油田挥发性有机物及甲烷协同管控工程初步设计安全专篇》

1.3 评价范围

本次安全评价的范围为辽河油田中国石油辽河油田辽兴油气开发公司张强油田挥发性有机物及甲烷协同管控工程的安全生产条件及安全管理等，评价范围包括：

1、主体工程

1) 集输系统

张强油田强 1 块共改造拉油井 47 口进行串接混输将采出液输送至张强脱水站。

井场增设 5 台 80kW 电加热器。

站外新建 4 条混输汇管、4 条掺水管线。混输汇管规格为 D76×4，长度 10.4km，材质为 20#无缝钢管；掺水管线规格为 D48×3，长度为 7.9km，材质为 20#无缝钢管。

2) 张强脱水站

脱水站改造原油脱水系统、污水处理系统及配套设施。

原油脱水系统包括新建 1 台三相分离器、1 台 5 井式阀组、2 台立式除油器、2 台掺水泵等。利旧 1 台电脱水器、1 台 200kW 加热炉、1 座掺水缓冲罐。

污水处理系统新建 1 座污油回收罐、1 座污水缓冲罐（改造）、1 座反洗水罐（改造）、1 台污油泵，更换 2 台污水提升泵。利旧 1 套集成式含油污水处理装置。

2、公用工程及辅助设施

主要包括供配电、仪表及控制系统、建（构）筑物（新建 1 座掺水泵房和 1 座采暖泵房及设备基础等）、采暖（新建 1 台循环水泵、1 台补水泵、1 个水箱，利旧 1 台 90kW 加热炉）和通风等。

1.4 评价程序

验收安全评价的程序包括：准备阶段；危险、有害因素识别与分析；确定安全评价单元；定性、定量评价；提出安全对策措施建议；做出安全评价结论；编制安全评价报告。

本次验收安全评价的评价程序，如图 1.4—1 所示：

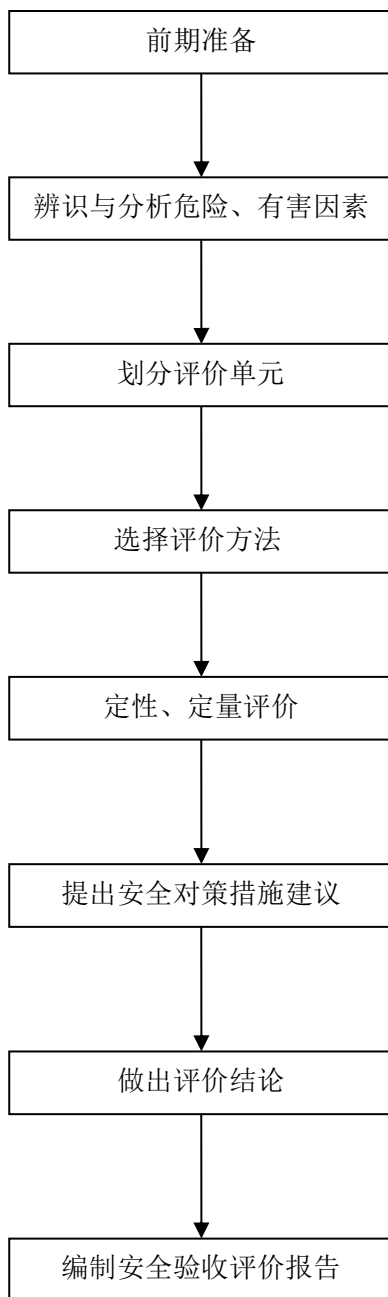


图 1.4-1 验收安全评价程序框图

2 评价项目概况

2.1 项目基本情况

2.1.1 建设单位简介

中国石油辽河油田辽兴油气开发公司张强油田挥发性有机物及甲烷协同管控工程隶属于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。

1、辽河油田分公司

辽河油田地跨辽宁、内蒙古 12 个市、32 个县（旗），主要生产区域分布在人口密集区、经济开发区、国家级湿地保护区。现有员工 8.59 万人，全油区职工家属 33 万人以上。油水井 2.39 万口，各类设备 23 万台（套），固定资产原值 1649 亿元、净值 425 亿元。目前年原油生产能力 1000 万吨。

油田勘探开发范围包括辽河盆地陆上、滩海和外围。累计探明石油地质储量 24.3 亿吨，动用储量 20.2 亿吨，可采储量 5.42 亿吨，剩余可采储量 8230 万吨。盆地陆上是勘探开发的主战场，面积 6779 平方公里，探明储量 22.3 亿吨，动用储量 19.3 亿吨，年产量 900 多万吨。2004 年以来获南海 16.93 万平方公里探矿权。2017 年 8 月，按照集团公司统一部署，承接青海油田 1.916 万平方公里矿权区块（4 个探矿区块、2 个采矿区块）。

石油地质勘探工作始于上世纪五十年代，1970 年开始大规模勘探开发建设；1986 年原油产量突破 1000 万吨，成为全国“油老三”；1995 年原油产量 1552 万吨，达历史最高峰；到 2017 年连续 32 年保持千万吨以上稳产。油田经过 1999 年分开分立、2008 年重组整合，以及炼化销售、井下作业、装备制造业务划转，公检法、中小学移交，目前形成油气生产、工程技术、工程建设、燃气利用、矿区服务、多种经营共同发展的格局。

开发建设近 50 年来，累计生产原油 4.6 亿多吨、天然气 860 多亿方，建成了全国最大的稠油、高凝油生产基地。

2、辽兴油气开发公司

辽兴油气开发公司成立于 2011 年 7 月 28 日，是辽河油田分公司 12 家采油单位之一。

2021 年 3 月，辽兴油气开发公司按照油田公司党委会的决策部署，将管理区块重新进行调整。目前拥有 7 个探矿权（陆家堡、奈曼、张强、龙湾筒、钱家店、扎鲁特、昆都），探矿面积 12499km²，采矿权面积 180.8km²。石油资源总量 5.17×10⁸t，探明石油

地质储量 $1.025 \times 10^8 \text{t}$ 。截至 2021 年 10 月底，动用地质储量 $6846.82 \times 10^4 \text{t}$ ，可采储量 $1092.79 \times 10^4 \text{t}$ ，标定采收率 16%；地质储量采出程度 10.01%、采油速度 0.39%；可采储量采出程度 62.52%；天然气为溶解气，日产气 $0.31 \times 10^4 \text{m}^3$ 、年产气 $116.9 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

截至 2021 年 10 月，公司共有油井总井数 737 口，开井 487 口，日产液 2694t、日产油 650.1t，综合含水 75.8%；注水井总井 193 口、开井 115 口，日注水 2156m^3 。油井地域涉及两省（内蒙古自治区、辽宁省）、3 市（通辽市、赤峰市、沈阳市），具有点多、线长、面广的特点。

辽兴油气开发公司下设 7 个基层科级单位，机关设置 12 个职能科室，2 个直属部门。辽兴油气开发公司现共有员工 870 人，其中在册员工 533 人，劳务员工 337 人。

3、张强采油作业区

张强采油作业区机关设置“两室一中心”，下设 1 个脱水点（队站级），4 个班组。总编制定员 54 人，其中：领导班子编制定员 4 人，管理人员编制定员 4 人，专业技术人员编制定员 6 人，技能操作人员编制定员 40 人。

2.1.2. 项目立项、批复、设计、施工及监理单位的资质情况

（1）项目批复

本项目根据《关于下达辽河油田公司 2022 年第一批投资计划及持续深化和加强投资管理的通知》，文件号中油辽字〔2022〕18 号。

（2）设计单位

本项目设计单位为中油辽河工程有限公司，中油辽河工程有限公司类型为有限责任公司，成立日期为 2000 年 5 月 11 日，法定代表人孙雁伯，统一社会信用代码 91211100719690866B。该设计单位具有中华人民共和国住房和城乡建设部下发的工程设计资质证书，证书编号 A121001544，资质等级包含：石油天然气（海洋石油）行业甲级。

（3）施工单位

本项目施工单位为辽河油田建设有限公司。辽河油田建设有限公司类型为有限责任公司(法人独资)，成立日期为 2001 年 8 月 24 日，统一社会信用代码 9121110082256661XM。该施工单位具有建筑业企业资质证书，证书编号：D121076874，资质类别及等级包含：石油化工工程施工总承包壹级。该施工单位有辽宁省住房和城乡建设厅下发的安全生产许可证，编号为（辽）JZ 安许证字〔2005〕002286，许可范围：建筑施工。具有中华人

民共和国特种设备安装改造修理许可证。

(4) 监理单位

本项目监理单位为辽宁恒鑫源工程项目管理有限公司。辽宁恒鑫源工程项目管理有限公司类型为有限责任公司（法人独资），成立日期为 2000 年 11 月 1 日，法定代表人李建民，统一社会信用代码 91211100725650297R。该监理单位具有工程监理资质证书，证书编号 E121012776, 资质等级包含：化工石油工程监理甲级。

2.1.3 项目规模、建设性质及投资

该工程所辖强 1 块及白 2 块最大年产液量为 $5.89 \times 10^4 \text{t/a}$ ，最大年产油量为 $2.71 \times 10^4 \text{t/a}$ ，最大年产水量为 $3.18 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

各主体工程的建设规模如下：

- 1、设计处理液量： $5.89 \times 10^4 \text{t/a}$ （170t/d）
- 2、设计处理油量： $2.71 \times 10^4 \text{t/a}$ （80t/d）
- 3、设计处理水量： $3.18 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （100m³/d）
- 4、卸车规模：60m³/d

注：白 2 块井口产出液拉运至张强采油作业区脱水站进行处理。

该工程为改造工程。

该工程总投资为 2420.86 万元。

2.1.4 项目开完工及试运行情况

根据企业提供的试运行情况说明，试运行结论如下：

- 1、各参数达标；
- 2、各计量仪表符合量程，显示正常；
- 3、管网无泄漏。

2.2 自然和社会条件

2.2.1 地理位置和水文地貌

1) 地理位置

张强油田包括强 1 块和白 2 块。该工程改造位置位于张强采油作业区脱水站、5 座井场，管线敷设区域位于强 1 块区域。

强 1 块位于辽宁省沈阳市康平县张强镇境内，含油面积约 5.63km²，位于沈阳市北部 150km 处，东距康平县城 35km，东邻二牛所口镇，西与沙金台乡相邻，南与东升乡和柳树乡相连，北与内蒙古科尔沁左翼后旗接壤。

该工程地理位置见图 2.1-1。



图 2.1-1 工程所在区域位置

2) 自然条件

1、气象条件

该工程所在地区属北温带大陆性季风气候，四季分明。春季回暖快，干旱多风沙；夏季炎热，因受季风影响，雨量集中，雨热同期；秋季短暂温凉；冬季漫长，寒冷少雪。该地区气象条件见表 2.2-1 所示。

表 2.2-1 气象参数一览表

项目		单位	数值
一般海拔高程		m	4
相对湿度	年平均		70.5
	最冷月月平均	%	54
	最热月月平均	%	82
风速	最大风速	m/s	25.7
	年平均	m/s	4.6
风向	冬季最多风向		北北东（NNE）
	夏季最多风向		南南西（SSW）
大气压	年平均	kPa	101.6222
	年最高	kPa	104.61
	年最低	kPa	98.37
气温	年平均	℃	8.3

项目		单位	数值
	夏季最热月平均	℃	28.2
	冬季最冷月平均	℃	-15.7
	极端最高	℃	35.2
	极端最低	℃	-28.2
降水	年平均降雨量	mm	616.6
	日最大降雨量	mm	142.2
	一小时最大降雨量	mm	47.8
	一次暴雨持续时间	d	3
	一次暴雨降雨量	mm	236.4
	五分钟最大降雨量	mm	13
	十分钟最大降雨量	mm	22.8
冻土	最大深度	cm	152
日照	冬季日照率	%	69
蒸发	年平均蒸发量	mm	1669.6
	最高月蒸发量（5月）	mm	264.9
	最低月蒸发量（1月）	mm	38.0
最大积雪厚度		cm	15
霜冻	平均无霜期	d	172
地温	年平均地面温度	℃	10.4
	最高月地面温度（7月）	℃	27.9
	最低月地面温度（1月）	℃	-10.2
雪载荷		kN/m ²	0.40
雷电	年平均雷电天数	d	23.4
	最多雷电月份	月	6
最高洪水位（绕阳河 50 年一遇）		m	4.48

2、地形、地貌

辽宁省沈阳市康平县西南为兴安岭—医巫闾山余脉，北部为科尔沁沙地东南缘，东部为辽河冲积平原，形成西高东洼、南丘北沙、地形起伏、高低不平的特点。分为低山丘陵、黄土丘陵沟壑、低丘平岗、低洼平原（风沙盐碱）4 个类型地貌，可概括为“一水二草三林四分田”。

3、工程地质条件

该区块地基土层分布如下：

第①层耕土，灰黑～灰黄色，以黏性土为主，含少量砾石；揭露厚度 0.50m。

第②层含砾粉质黏土，灰黄～黄褐色，呈硬塑状态，无摇振反应，切面稍有光滑，干强度及韧性中等，含少量铁锰质结核，含砾石，粒径为 2～5mm，含量占 5%左右，层底埋深 1.10～1.60m，厚度为 0.60～1.10m。

第③层砾砂，灰白～灰黄色，呈中密～密实状态，较湿～饱和，成分主要由石英、长石为主，颗粒级配较好，局部为圆砾，粒径大于 2mm 的含量占 28.0～65.0%，平均为 48.3%，局部最大粒径大于 10mm 的含量占 5%，圆砾的成分为变质岩块，亚圆形，颗粒之间被粗砂、细砂和高岭土充填，该层分布连续，层底埋深 7.70～9.00m，厚度为 6.10～7.90m。

第④层含砾粗砂，灰色，呈密实状态，饱和，成分以石英、长石，颗粒级配较好，粒径大于 2mm 的含量占 20.0%左右，砾的成分为石英，亚圆形，含少量云母及其它暗色矿物，该层分布连续，本次勘察勘探孔最大深度 10.00m，未揭穿，最大揭露厚度为 2.30m。

4、水文条件

场地地下水稳定水位埋深 8.00～8.20m，属第四系孔隙潜水，受大气降水及地表水的补给，以蒸发、径流方式排泄。季节性变化较大，变幅 1.00m 左右。

地下水位较深，可不考虑地下水对建筑材料腐蚀性。

5、地震烈度

该工程在张强油田强 1 块区域和张强采油作业区脱水站内、井场内改造。均位于沈阳市康平县内。

依据《建筑抗震设计标准》GB/T50011-2010（2024 年版），沈阳市康平县抗震设防烈度 6 度，设计地震分组为第一组，设计基本地震加速度值为 0.05g。

2.2.2 社会环境

张强采油作业区和强 1 块区域位于张强镇内。

张强镇区域面积 158km²，全镇下辖 14 个行政村，83 个居民组，204 个自然屯，总人口 2.6 万人，张强镇是个农业大镇，主产玉米。境内有砖厂、酒厂、养殖场、家具生产厂等民营企业，是康平县第二大镇，是康平县附城。该区域内公路较发达，南通沈阳、北达双辽、西抵彰武、东至康平的国道和县级公路，此外亦有较多的乡间公路通过，交通便利。

2.3 油气集输工程

2.3.1 周边环境和平面布置

1) 周边环境

该工程原油脱水系统和污水处理系统工程拟在张强采油作业区脱水站内改造。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。该站场与周边环境的防火距离检查见 5.1.2 节。

该工程 5 座井场新增电加热器。井场周边均为农田，满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）的相关要求。

该工程新建 4 条混输汇管、4 条掺水管线。管道敷设区域及管道周边基本为农田等，100m 范围内无居民区、村镇、工矿企业等。

该工程区域位置 Google 图见图 2.2-1。脱水站周边勘察照片见图 2.2-2。

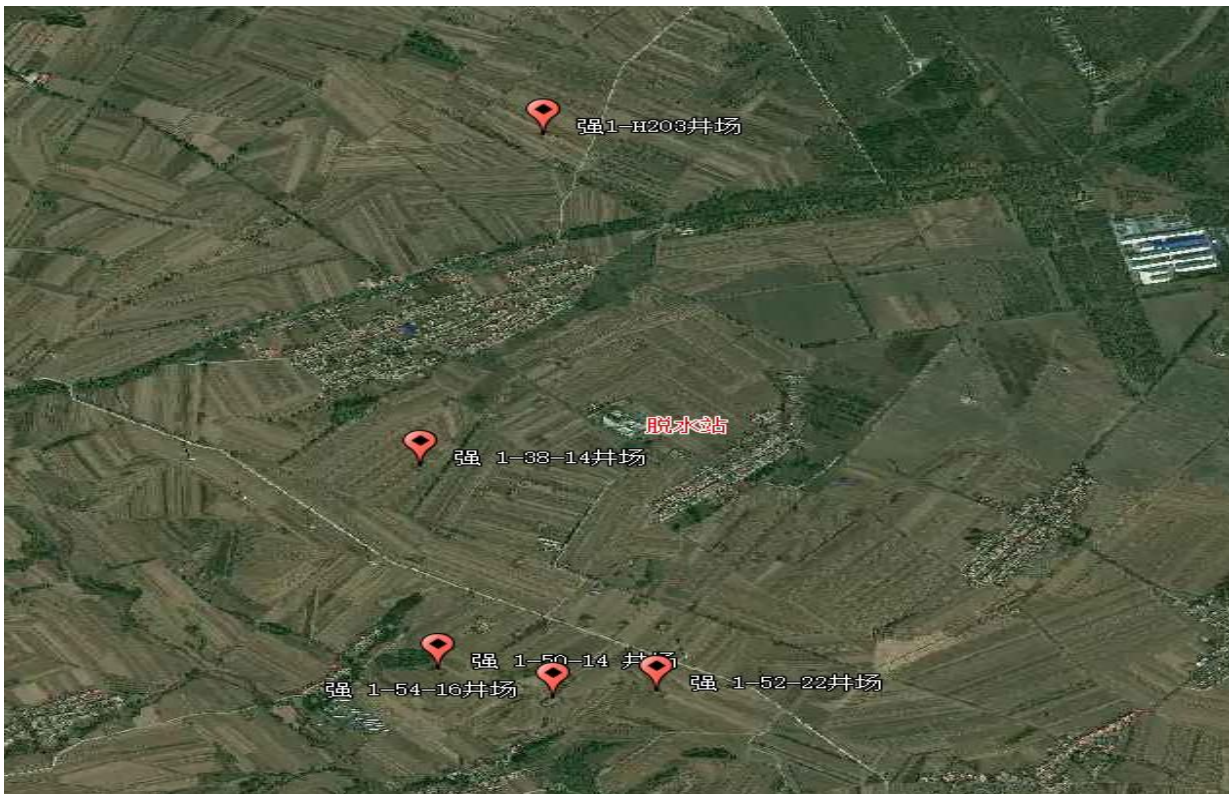


图 2.3-1 脱水站和各井场区域位置 Google 图

序号	新建设施名称	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、	东南	白尹窝堡	22.5（30×0.75）	234	GB50183-2004	符合

序号	新建设施名称	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
	立式除油器等油气设施	东南	井场 (38k24)	—	80	第 4.0.4 条	—
			井场 (强 1-38-22)	—	82		—
5		北	油井 (强 1-38-20)	—	170		—
6			油井强 (强 1-H201、强 1-34-22)	—	156		—

2) 站场平面布置

该工程在张强采油作业区脱水站内新建相变加热炉和采暖加热炉各 1 座，布置在底水罐区的南侧；新建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）布置在水处理间的北侧，新建采暖泵房与原站地衡值班室临建。

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

2.3.2 工艺流程

该工程采用井场功图计量，井口串接，采用串接集油、远端掺水（远端井口掺水加热）的工艺，将区块开式流程改为密闭集油。

张强采油作业区脱水站新建原油脱水工艺流程，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 2.3-5。

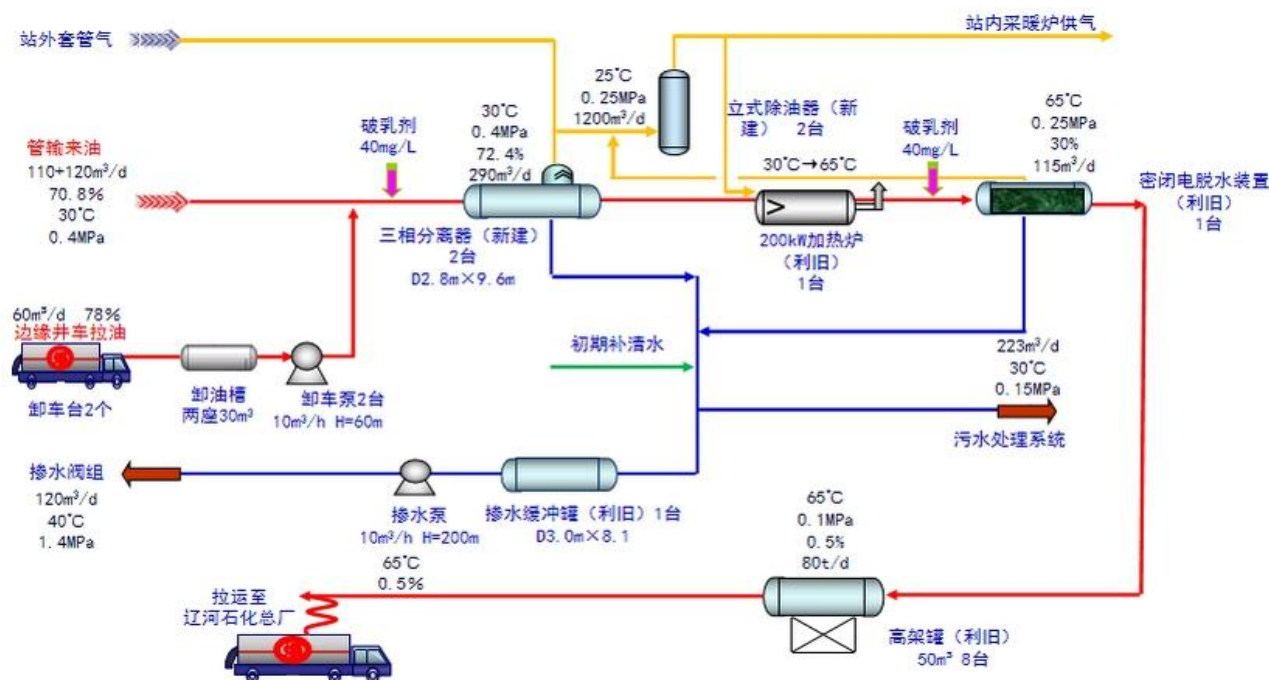


图 2.3-2 工艺流程简图

2.3.3 主要设备

1、三相分离器

该工程新建 D2800×9600 三相分离器 1 台，有效处理容积 30m³，停留时间 2h。

2、密闭电脱水装置（利旧）

该工程利旧 1 台密闭电脱水装置。

3、原油儲罐（利旧）

该工程利用已建 8 座 50m³ 高架罐作为净化油罐，该工程原油储存时间可达 4.3d，满足生产要求。

该工程主要新建设备情况见表 2.3-4；利旧设备见表 2.3-5。

表 2.3-4 主要新建设备一览表

序号	设备名称	数量 (台)	规格 (mm)	压力 (MPa)	温度 (℃)	操作介质	主体材质	容器类别
1	1.0-2800×9600 三相分离器	1	φ2800×9600	1.0	80	含水油、天然气	Q345R	II 类
2	1.0-800 立式分离器	2	φ800×2400	1.0	80	含水油、天然气	Q345R	I 类

表 2.3-5 主要利旧设备一览表

序号	设备名称	数量（台）	规格	操作介质
1	加热炉	1	200kW	含水油、天然气
2	密闭电脱水装置	1	100m³/d	含水油、天然气

序号	设备名称	数量（台）	规格	操作介质
3	掺水缓冲罐	1	D3.0m×8.1m	污水

2.3.4 原油物性

表 2.3-5 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 2.3-6 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

根据强 1 块取得的井口套管气进行气组分分析，C₁~C₅ 含量达到 80%以上，具有较好的热值。天然气组分表见表 2.3-3。

表 2.3-3 天然气组分表

组份	天然气 molefraction	组份	天然气 molefraction	组份	天然气 molefraction
----	---------------------	----	---------------------	----	---------------------

组份	天然气 molefraction	组份	天然气 molefraction	组份	天然气 molefraction
Methane	0.4846	n-C ₁₁	0	n-C ₂₃	0
Ethane	0.1182	n-C ₁₂	0	n-C ₂₄	0
Propane	0.1447	n-C ₁₃	0	n-C ₂₅	0
i-Butane	0.0166	n-C ₁₄	0	n-C ₂₆	0
n-Butane	0.0396	n-C ₁₅	0	n-C ₂₇	0
i-Pentane	0.0065	n-C ₁₆	0	n-C ₂₈	0
n-Pentane	0.0114	n-C ₁₇	0	n-C ₂₉	0
n-Hexane	0	n-C ₁₈	0	n-C ₃₀	0
n-Heptane	0	n-C ₁₉	0	CO	0
n-Octane	0	n-C ₂₀	0	CO ₂	0.0322
n-Nonane	0	n-C ₂₁	0	N ₂	0.1389
n-Decane	0	n-C ₂₂	0	O ₂	0.0075

2.3.5 集输管道

强 1 块现有油井 61 口，开井 54 口，本共改造拉油井 47 口。

本工程站外共设置 4 条混输汇管、4 条掺水管线。

2.3.5.1 线路走向

1、支线 1

起点为强 1-H203 井场，串接井口强 2、强 1-H209、强 1-H202、强 1-26-22、强 1-32-21、强 1-30-18、强 1-H201、强 1-34-22，共 9 井口，本次工程中强 1-H203 井场增设 1 台电加热器对掺水进行加热。

支线 1 管线走向见图 2.3-6。



图 2.3-6 支线 1 管道走向图

2、支线 2

起点为强 1-38-14 井场，串接井口强 1-34-14、强 1-36-15、强 1-34-16、强 1-32-16、强 1-34-18、强 1-38-20，共 7 井口，本次工程中强 1-38-14 井场增设 1 台电加热器对掺水进行加热。

支线 2 管线走向见图 2.3-7。



图 2.3-7 支线 2 管道走向图

3、支线 3

起点为强 1-50-14 井场，串接井口强-H101、强 1-48-17、强 1-46-16、强 1-48-15、强 1-44-13、强 1-44-15、强 1-44-17、强 1-42-18、强 1-40-17、强 1-42-16、强 1-42-20、强 1-38-16、强 1-38-18 共 14 井口，本次工程中强 1-50-14 井场增设 1 台电加热器对掺水进行加热。

4、支线 4

起点为强 1-54-16 井场，串接井口强 1-54-20、强 1-52-17、强 1-52-19、强 1-50-18、强 1-52-22、强 1-4、强 1-H102、强 1-48-22、强 1-48-21、强 1-48-19、强 1-46-20、强 1-44-21、强 1-42-22、强 1-44-19、强 1-38-22、强 1-38-K24，共 17 井口，本次工程中强 1-54-16、强 1-52-22 井场各增设 1 台电加热器对掺水进行加热。

支线 3、4 管线走向见图 2.3-8。



图 2.3-8 支线 3/4 管道走向图

2.3.5.2 管道敷设

本次工程管道敷设采用弹性敷设和热煨弯管敷设方式来处理。管线在水平和纵向转角较小时已采用弹性敷设的方式来实现管线方向改变，其他情况下采用热煨弯管方式敷设。

2.3.5.3 管道材质

1、管材

本次工程公称直径 $DN \leq 200$ 的管线采用无缝钢管。材质为 20 号钢。

2、管道管径

该工程管道管径情况见表 2.3-6。

表 2.3-6 管道管径情况表

序号	工程名称	管径 (mm)
1	井场混输管线	D76
2	混输汇管	D76
3	掺水管线	D48

3、管道壁厚

该工程管道壁厚情况见表 2.3-7。

表 2.3-7 管道壁厚情况表

序号	管道名称	管道外径 (mm)	屈服强度 (MPa)	壁厚 (mm)
1	井场混输管线	D76	245	4
2	混输汇管	D76	245	4
3	掺水管线	D48	245	3

2.3.5.4 管道穿越

本次工程管道穿越公路时，已严格执行《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）。穿越沥青公路部分，已采用顶管的方式穿越。保护套管顶距路面的距离为 1.6m，工作管管道距地面 1.8m。距公路路面边沟底面 1m。钢套管外径比工作管外径大 300mm；套管端部伸出路基坡脚外 2m；当有路边沟时，套管端部伸出边沟外侧顶部 2m。穿越情况一览表见表 2.3-8。

表 2.3-8 穿越情况一览表

序号	工程内容	单位	数量
1	开挖穿砂石路	m/处	420/42
2	顶管穿沥青路	m/处	120/12
3	顶管穿省道	m/处	40/1

2.3.5.5 设备设施及主要材料

1、主要设备

本工程共增设 80kW 电加热器 5 台，设备均为新建。

表 2.3-9 电加热器一览表

序号	站名	处理液量 (m/d)	进口温度 (℃)	出口温度 (℃)	选用功率 (kW)
1	强 1-H203 井场	35.7	25	55	80
2	强 1-38-14 井场	32.3	27	50	80
3	强 1-50-14 井场	32	31	65	80
4	强 1-54-20 井场	35.1	30	60	80
5	强 1-52-22 井场	31.9	25	65	80

2、主要材料

1) 阀门

本次工程阀门采用钢阀。

本次工程法兰密封面型式为突面。

2) 法兰

本次工程设备及阀门，法兰均采用带颈对焊钢制管法兰，密封面形式为突面（RF），材质为 16Mn。

与设备本体接管法兰配对的法兰已采用与设备本体接管法兰一致。

3) 垫片

本次工程选用金属缠绕垫，密封面形式为突面。垫片形式为带内环和对中环的缠绕式垫片（D 型），对中环材料为碳钢。金属带材料为 0Cr18Ni9，填料为柔性石墨带，内环材料为 0Cr18Ni9，型号为 1222。

4) 紧固件

本次工程螺柱选用全螺纹螺柱，性能等级专用级，材质 35CrMo；螺母选用 II 型六角螺母，性能等级专用级，材质 30CrMo。

5) 管件

（1）弯头

本次工程地上管线采用无缝弯头，其制造钢管为无缝钢管，材质采用 20 号钢。

（2）异径管接头

本次工程无缝异径管接头使用的制造钢管为无缝钢管，材质采用 20 号钢。

（3）管帽

本次工程管线端部安装用管帽使用的制造钢板为压力容器钢板，材质采用 Q245R 钢。

2.3.5.6 防腐保温

1、埋地保温管线

埋地输油管线防腐保温采用普通级环氧粉末（300 μm ）+硬质聚氨酯泡沫保温层（工作管 DN<150mm 保温层厚 30mm，工作管 DN $\geq$ 150mm 保温层厚 40mm）+聚乙烯夹克防护层（2.5mm）。

热煨弯管采用无溶剂液体环氧防腐层（400 μm ）+硬质聚氨酯泡沫保温层（同工作管）+辐射交联聚乙烯热收缩带（基材厚 1.5mm，胶层厚 1.0mm）的防腐保温结构。

2、热煨弯管防腐

本次工程热煨弯管防腐在防腐厂预制。热收缩带与聚乙烯层搭接宽度 100mm，采用热收缩带时，采用固定片固定，其周向搭接宽度 80mm。

3、补口、补伤

本次工程管道环焊缝补口已采用环氧树脂底漆（400 μm ）+硬质聚氨酯泡沫保温层（同工作管）+聚乙烯热补口带（基材厚 1.5mm，胶层厚 1.0mm）的防腐结构。

防腐层、防护层补伤：根据施工资料，本次工程当管道防腐层损伤处直径 $\leq$ 30mm 时，补伤采用辐射交联聚乙烯补伤片修补；当损伤处直径 $>$ 30mm 时，先在孔洞部位填满与补伤片配套的胶粘剂，再用补伤片进行补伤，最后在修补处包覆一条热收缩带，包覆宽度比补伤片的两边各大 50mm。

4、埋地燃料气管线不保温，除锈合格后已采用加强级环氧粉末防腐，干膜厚度 400 μm 。

5、保护套管防腐采用普通级环氧粉末防腐形式。

6、地上、地下管线过渡段

不保温埋地管线与地上管线相接处，已对地面上下各 200mm 范围内作耐候处理，在原防腐层的基础上缠绕一层铝箔胶带（厚度 1.2mm）。

保温埋地管线与地上管线相接处，埋地管线防腐、保温、保护层敷设至地面上 200mm。

7、管道伴热

井场地上油管线采用恒功率电热带伴热，功率 30W/m。

2.4 污水处理系统

2.4.1 污水来源、水质指标、改造设计规模、处理后污水用途及水质指标

本工程污水处理系统污水来自脱水站原油脱水系统分离出的含油污水，经管线输送

污水处理系统。

本工程根据未来10年强1块和白2块产量预测，2032年产生污水量最大，2个区块日产污水量合计89.7m³/d，故污水处理规模为100m³/d。

污水处理系统处理后的污水用作注水水源。

污水处理系统的进水及出水设计水质见表 2.4-1。

表 2.4-1 污水处理系统的进水及出水设计水质表

序号	项目	进水水质	出水水质
1	含油（mg/L）	300	6
2	悬浮物（mg/L）	300	2
3	悬浮物颗粒（μm）		1.5
4	铁细菌（个/mL）	n×10 ²	n×10 ²
5	腐生菌（个/mL）	n×10 ²	n×10 ²
6	SBR 菌（个/mL）		≤10

2.4.2 工艺流程

2.4.2.1 工艺流程

1、主流程

脱水平台污水缓冲罐的污水通过新建污水提升泵将含油污水提升至集成式含油污水处理装置（利旧），污水经过除油和过滤达到油≤10mg/L，SS≤10mg/L 标准后进入污水缓冲罐（由原清水储水罐改造），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（由原注水罐改造），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、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已建 50m³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 50m³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 18m³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，排油至新建 2m³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已建 50m³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2.4-1。

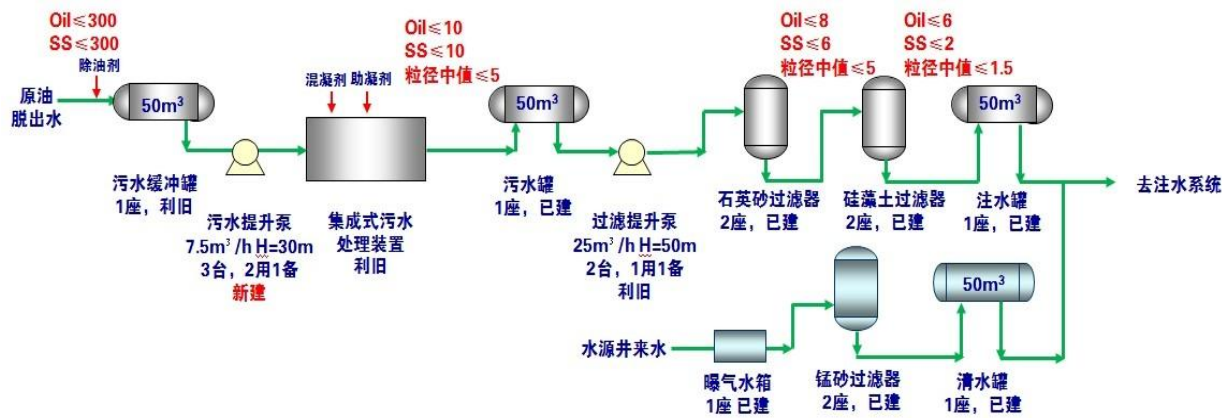


图2. 4-1 工艺流程图

2.4.2.2 分段出水

分段出水控制见表 2.4-2。

表2. 4-2 分段出水控制

序号	名称	原水	集成式 污水处理装置	石英砂过滤器出水	硅藻土过滤器出水	杀菌装置出水
1	含油（mg/L）	300	10	8	6	6
2	悬浮物（mg/L）	300	10	6	2	2
3	粒径中值（μm）		5	5	1.5	1.5
4	铁细菌（个/mL）					100
5	腐生菌（个/mL）					100
6	SBR 菌（个/mL）					10

2. 4. 3 主要设备

本次工程将清水处理及注水站内1座原50m³清水罐改为污水罐，接收集成式含油污水处理装置出水；将1座原50m³注水罐改为反洗水罐，可兼做反洗与注水罐。

更换2台污水提升泵。新建1座2m³污油回收罐。

集成式含油污水处理装置（利旧）。集装箱式（10.0m×3.2m×5.8m），主要包括1台压力式除油沉淀装置、1台一阀控制过滤器及2套加药装置等。装置内设1套控制柜。主要设备一览表见表2.4-3。

表2.4-3 主要设备一览表

序号	名称	规格	单位	数量	备注
1	50m ³ 污水罐	φ2800	座	2	利旧改造
2	50m ³ 反洗水罐	φ2800	座	1	利旧改造
3	集成式含油污水处理装置	Q=8m ³ /h	套	1	利旧
4	污水提升泵	Q=7.5 ³ m/h, H=30m, N=2.2kW	台	2	1用1备
5	污油泵	Q=4.0 ³ m/h, H=50m, N=4.0kW	台	1	
6	污油回收罐	φ1.0m×H1.6m	座	1	

2.4.4 污水、污泥管道

1、管道材质

本次工程污水管线、污泥管线、污油管线已采用低压流体输送用焊接钢管，材质Q235B。

2、管道防腐

表 2.4-4 地上保温管道

名称	防腐层结构	涂料名称	干膜厚度 (μm)	道数	用量 kg/m ³
保温管道及设备 (≤80℃)	底漆	环氧富锌底漆	80	2	0.45
	中间漆	环氧云铁中间漆	90	2	0.38
	总干膜厚度		170		

表 2.4-5 地上保温管道外防腐

名称	防腐层结构	涂料名称	干膜厚度 (μm)	道数	用量 kg/m ³
不保温管道	底漆	环氧富锌底漆	80	2	0.45
	中间漆	环氧云铁中间漆	90	2	0.38
	面漆	丙烯酸聚氨脂面漆 (或氟碳面漆)	80	2	0.36
	总干膜厚度		250		

表 2.4-6 设备内壁 (介质温度≤80℃)

名称	防腐层结构	涂料名称	干膜厚度 (μm)	道数	用量 kg/m ³
不保温管道及设备	底面合一	无溶剂液体环氧涂料	600μm	6	1.44
	外缠	聚丙烯冷缠带	1.1mm		面积×2.2
	总厚度				

3、保温

本次工程地上管线采用电热带伴热并保温。

保温材料已选用憎水性复合铝镁硅酸盐卷毡，保温层厚度 40mm；用 0.5mm 厚彩钢板作为保护层。

2.5 公用工程及辅助生产设施

2.5.1 供配电

2.5.1.1 用电负荷及等级

1、张强脱水站

该工程张强脱水站新增负荷见表 2.5-1。

表 2.5-1 张强脱水站新增负荷

序号	负荷名称	设备容量	安装台数	运行台数	安装容量	运行容量	需要系数	功率因数	有功功率	无功功率	视在功率	备注
减少负荷												
1	污水提升泵	7.5	2		15	7.5	0.85	0.8	6.4	4.8		
2	提升泵	7.5	2		15	7.5	0.85	0.8	6.4	4.8		
新增负荷												
1	污水提升泵	2.2	3	2	6.6	4.4	0.85	0.8	3.7	2.8		
2	污油泵	4	1	1	4	4	0.85	0.8	3.4	2.6		
3	集成式含油污水处理装置	10.6			10.6	10.6	0.85	0.85	9	5.6		
4	地上管线电伴热（油系统）	30			30	30	0.85		25.5	0		
	地上管线电伴热（水系统）	6			6	6	0.85		5.1	0		
5	相变加热炉	1					0.85	0.8	0.9	0.6		
	采暖加热炉	3			3	3	0.85	0.8	2.6	1.9		
6	电脱水器	15			15	15	0.85		12.8	0		
7	热水循环泵	4	2	1	8	4	0.85	0.8	3.4	2.6		
	补水泵	1.1			1.1	1.1	0.85	0.8	0.9	0.7		
8	调节阀	1	2	2	2	2	0.85	0.8	1.7	1.3		
9	中控室 PLC						0.85	0.9	0.9	0.4		UPS 供电
10	新增各房间照明和插座	3.5			3.5	3.5	0.85	0.9	3.0	1.5		
220V/380V 负荷		同时系数：K _{xp} =0.93 K _{xq} =0.95							55.9	9.9	56.8	

序号	负荷名称	设备容量	安装台数	运行台数	安装容量	运行容量	需要系数	功率因数	有功功率	无功功率	视在功率	备注
		补偿前功率因数计算：0.98							年运行小时数		7000	

张强脱水站新增负荷 55.9kW，新增年耗电量 $28.6 \times 10^4 \text{kWh}$ 。新增负荷频率为 50Hz，电压等级为 AC220/380V，用电负荷等级为三级。

脱水站由单电源供电，另设柴油发电机1台。已满足二级负荷的要求。

2、站外井场

该工程站外井场新增负荷见表 2.5-2。

表 2.5-2 站外井场新增负荷

序号	负荷名称	设备容量	安装台数	运行台数	安装容量	运行容量	需要系数	功率因数	有功功率	无功功率	视在功率	备注
一	减少负荷											
1	高架罐加热棒	36	39	39	1404	1404	1	1	1404	0		
									年运行小时数		1200	
二	新增负荷											
1	电热带	1.2	39	39	46.8	46.8	0.85	1	39.8	0		
2	电加热器	80	5	5	400	400	0.85	1	340	0		
									年运行小时数		7000	
220V/380V 负荷		同时系数：Kxp=0.93 Kxq=0.95							-952.5	0		
		补偿前功率因数计算：1										

站外井场减少负荷 952.5kW，新增年耗电量 $71.1 \times 10^4 \text{kWh}$ 。负荷频率为 50Hz，电压等级为 AC220/380V，均为三级负荷。

2.5.1.2 供配电方案

1、作业区场区

配电间容量为 $1 \times 500 \text{kVA}$ ，最大运行负荷 150kW，容量剩余约 300kVA，已满足张强脱水站新增负荷。

张强脱水站油罐区新增防爆动力箱3台，供、注水泵房北侧水罐区新增户外动力箱1台，分别为油罐区、水罐区新增电伴热配电。动力箱电源均引自原有配电间低压开关柜备用回路，备用回路改造。

污水提升泵由配电间原有配电回路配电，配电回路改造。

配电间新增UPS（220V，50HZ，2kVA，后备时间2h）1台，为新增中控室PLC配电。

其他集成式含油污水处理、电加热器装置等新增负荷均引自配电间低压开关柜备用回路，备用回路改造。

本次工程新建采暖泵房、掺水泵房照明电源引自配电间原有照明箱备用回路。

2、5个增加电加热器井场

各井场现有负荷主要为抽油机、空心杆热线（减除了电加热棒负荷）。

38-14井场变压器已由100kVA扩容为160kVA；54-20井场变压器已由200kVA扩容为250kVA；H203井场变压器原容量满足要求；50-14井场变压器已扩容为160kVA；52-22井场变压器已为160kVA。扩容变压器的井场已更换变压器至户外动力箱电源电缆，由原有户外动力箱备用回路为电加热器配电。

2.5.1.3 电缆选择及敷设

电缆采用交联聚乙烯铜芯电缆；油罐区电缆已采用阻燃交联聚乙烯铜芯电缆。电缆在原有配电间沿电缆沟敷设；场区直埋敷设，埋深 1m；室内穿管埋地敷设，埋深 0.3m。电缆过路、进出户、进出地面和与工艺管线交叉处穿镀锌钢管保护。

2.5.1.4 爆炸危险区域划分及配电设备防爆和防护等级

爆炸危险区域内的防爆电气设备按照 IIB 级 T4 组选取。

根据电气设备其所处的环境和对人员安全防护的要求，选择相应的外壳防护等级，室外设备不低于 IP55。

2.5.1.5 防雷、防静电接地

新增户外防爆动力箱和户外动力箱、各工艺设备电控箱、电机、操作柱、PLC、仪表设备、电缆保护管及电气设备不带电金属部分均做接地，工艺设备金属部分均做防雷防静电接地，接地电阻 $R4\Omega$ 。

工艺金属设备、阀门、地上金属管道在进出装置处、直线段每隔 200m、始末端、分岔均做防雷防静电接地。

场区做联合接地，接地电阻 $R4\Omega$ 。

平行管道净距每隔 20m 采用镀锌扁钢-25×4 跨接，阀门、法兰螺栓连接处采用 BVR-16mm² 多股铜芯软线跨接。

垂直接地体采用 $\angle 50 \times 5 \times 2500$ 镀锌角钢，水平接地体采用-40×4 镀锌扁钢。

2.5.1.6 照明

采暖泵房等场所采用防水灯具照明；掺水泵房等含油气生产区域采用防爆照明灯照明。

2.5.2 仪表及控制系统

2.5.2.1 自控系统

该工程在已建中控室内新增一套 PLC 控制系统,以完成新增的相关生产数据的检测、储存、报警、联锁、调节及上传等,还包括采出水处理部分成套设备的数据上传。

PLC 的设置情况如下:

1) PLC 组成:

包括 CPU 控制器、电源模块、通讯模块、I/O 输入/输出模块、端子排、机柜、软件、触摸屏和安装附件等。

2) PLC 功能

PLC 作为现场控制单元,可独立完成对所辖区域的监视控制任务,将有关信息传送给中控室,并接受和执行上级下达的指令。其主要功能如下(不限于此):

采集、处理、存储工艺变量数据;

工艺流程的动态显示;

报警显示、管理及事件的查询;

数学运算、逻辑运算等;

对内存、I/O 卡、CPU 卡、电源、通信等进行自诊断;将有故障单元的信息发送至值班间;

向上级控制系统传输数据;

接受上级下发的设定值和控制指令等;

接受上级控制远程组态数据和参数的修改。

3) 控制系统规模

系统名称	信号类型					
	AI	Ao	DI	Do	RS485	RJ45
PLC (新建)	14	6	8	2	5	0

2.5.3.2 自控设备

1) 三相分离器 (1 台)

分离器进口管线、油出口管线、水出口管线分别设置温度、压力就地显示;

分离器油腔设置液位就地及远传显示,并与提升泵变频器联锁;

分离器水腔设置液位就地及远传显示,并与出口调节阀联锁;

分离器混合腔设置界面检测；

分离器气出口管线设置流量远传显示；

分离器油出口设置流量远传显示。

2) 电脱水器

液位就地远传检测，信号传送到值班间。

3) 加热炉

进出口管线分别设置温度、压力就地显示。

4) 立式分离器（2 台）

进出口管线分别设置压力就地显示。

3、采暖部分

1) 采暖水箱液位就地指示。

2) 加热炉出口管线、除污器出口管线分别设置温度就地指示。

3) 加热炉进出口管线、除污器进出口管线、水泵出口管线分别设置压力就地指示。

4) 采暖回水压力与补水泵联锁，当压力低于 0.09MPa 时补水泵开启，当压力高于 0.14MPa 时补水泵停止。

4、采出水部分

1) 缓冲罐（2 座）

设置液位就地、远传显示及高低液位报警；与污水提升泵联锁，低液位停泵。

2) 污油回收罐（1 座）

设置液位就地、远传显示及高低液位报警，低液位联锁停污油泵；

所有远传仪表信号进入中控室已有 PLC 控制系统。

2.5.2.3 控制室

值班间利旧。

2.5.2.4 仪表选型

现场检测仪表的防爆等级 ExdIIBT4；仪表防护等级室外 IP65，室内 IP54。

1、温度仪表

就地温度指示仪表选用双金属温度计，表盘直径 $\phi 100\text{mm}$ ，准确度不低于 $\pm 1.5\%$ 。

远传温度检测仪表选用一体化温度变送器（检测元件为 Pt100 的铂热电阻），准确度不低于 $\pm 0.5\%$ 。

2、压力仪表

就地压力指示仪表选用不锈钢压力表，表盘直径 $\phi 100\text{mm}$ ，准确度 $\pm 1.6\%$ 。用于振动场所选用耐震压力表。

远传压力检测仪表选用压力变送器，准确度 $\pm 0.075\%$ 。

3、流量仪表

分离器气出口流量计量仪表选用智能旋进流量计，准确度 $\pm 1.0\%$ 。

分离器液流量计量选用双转子流量计，准确度 $\pm 1.0\%$ 。

4、液位仪表

分离器油腔、水腔就地液位显示选用磁浮子液位计，准确度 $\pm 10\text{mm}$ ；远传显示选用双法兰差压液位变送器，准确度 $\pm 0.075\%$ ；混合腔界面检测选用射频导纳界位仪，准确度 $\pm 10\text{mm}$ 。

污水缓冲罐、污油回收罐、电脱水器液位就地及远传显示选用磁浮子液位计配磁致伸缩液位变送器，准确度 $\pm 10\text{mm}$ 。

污水缓冲罐、污油回收罐高低液位报警检测选用音叉液位开关。

三相分离器混合腔、电脱水器界面检测选用射频导纳界位仪，准确度不低于 $\pm 10\text{mm}$ 。

5、阀门

调节阀选用电动调节阀。

2.5.2.5 仪表供电及接地

1、仪表供电

仪表设备用电主要是新增 PLC 和电动调节阀用电，PLC 采用 UPS 供电，供电规格为 220VAC50Hz，电源容量 1.0kW，后备时间 1h；电动调节阀供电，供电规格为 220VAC50Hz，电源容量 1.0kW。

2、仪表接地

所有仪表系统接地电阻 4Ω 。

仪表的接地分别采用黄绿相间的接地线分别接至保护接地汇总板和工作接地汇总板，从保护接地汇总板和工作接地汇总板上再采用双根线芯截面积为 16mm^2 的黄绿相间的接地线接至总接地板。

2.5.2.6 电缆的选择与敷设

1、电缆的选择

所选用的电缆具有国家强制性产品认证标志（CCC）。

控制电缆的护套和绝缘层均采用聚氯乙烯或聚乙烯材质。

模拟信号传输电缆选用铜芯屏蔽铠装控制软电缆，屏蔽材料为铜丝；若同一根电缆中传输多个模拟量信号的电缆或通信电缆则选用分屏总屏结构。

2、电缆的敷设

仪表电缆采用直埋敷设方式。

直埋电缆埋在冻土层下，且埋深地面下 700mm。电缆过路时穿保护套管，管顶敷土厚度 1100mm。直埋电缆与建筑物地下基础间最小净距为 600mm。

2.5.3 供热、通风及空气调节

2.5.3.1 供热

1、管材及防腐保温

1) 管材的选择

管线材质选用 20#无缝钢管。

2) 管道敷设方式

采暖泵房管线采用架空方式敷设，管道补偿采用自然补偿；场区管线采用直埋方式敷设，管道补偿采用自然补偿。

3) 管线及设备防腐

地上非保温管道，防腐层结构为：环氧富锌底漆 2 道（干膜厚度 80 μ m）+环氧云铁中间漆 2 道（干膜厚度 90 μ m）+丙烯酸聚氨酯面漆 2 道（干膜厚度 80 μ m），总干膜厚度 250 μ m。

地上保温管道，防腐层结构为：酚醛环氧耐高温底漆 2 道（干膜厚度 100 μ m）+酚醛环氧耐高温面漆 4 道（干膜厚度 200 μ m），总干膜厚度 300 μ m。

埋地保温管道，防腐层结构为：酚醛环氧耐高温底漆 2 道（干膜厚度 100 μ m）+酚醛环氧耐高温面漆 4 道（干膜厚度 200 μ m），总干膜厚度 300 μ m。

4) 管线及设备保温

架空管道保温采用复合铝镁硅酸盐管壳，外保护层采用镀锌铁皮。埋地热力管道采用聚氨酯泡沫夹克管保温，保温前除锈，刷防腐漆。

2、主要工程量

主要工程量见表 2.5-3。

表 2.5-3 主要工程量

序号	设备名称	单位	数量	备注
1	90kW 加热炉	台	1	利旧
2	循环水泵 Q=6m/h H=0.28MPa N=3kW/台	台	2	
3	补水泵 Q=4m/h H=0.21MPa N=0.75kW/台	台	1	
4	预制聚氨酯泡沫黄夹克管 D76×4 20# δ=40mm	m	160	

2.5.3.2 采暖

1、室内主要参数

掺水泵房：16℃；采暖泵房：5℃。

2、房间采用热水采暖，采暖热媒采用 75/50℃ 热水，由室外热力管线接入。

3、散热器采用柱翼橄榄 745 型铸铁散热器(TZYG3-6-8)，单片标准散热量为 145.8W。

4、热水采暖系统采用上供下回式采暖系统，采暖管道采用低压流体输送用焊接钢管。

2.5.3.3 通风

掺水泵房在运行过程中可能散发有害气体，设置机械通风系统，在房间顶部设置防爆屋顶风机。外墙下部设置防爆轴流风机。通风次数按 10 次/h。风机与可燃气体报警仪联锁，当检测仪报警时，风机自动开启运行。

2.5.4 建（构）筑物

建筑物主要包括新建掺水泵房、采暖泵房。

1、主要建筑物建筑形式

掺水泵房耐火等级二级，火灾危险性分类为丙类。建筑面积 38m²。采用钢筋混凝土框架结构，上覆彩钢夹芯板泄爆屋面。

采暖泵房耐火等级二级，火灾危险性分类为戊类。建筑面积 25.2m²。采用钢筋混凝土框架结构。

该工程建筑物一览表见表 2.5-4。

表 2.5-4 建筑物一览表

序号	建筑名称	建筑尺寸（m）	层数	数量	火灾危险性分类	耐火等级	结构型式	建筑面积（m ² ）
1	掺水泵房	9.5×4×4.2	1	1	丙类	二级	框架	38
2	采暖泵房	6.0×4.2×3.6	1	1	戊类	二级	框架	25.2
小计				2	—	—	—	63.2

2、结构和基础设计

掺水泵房、采暖泵房采用混凝土框架结构。

该工程构筑物一览表见表 2.5-5。

表 2.5-5 构筑物一览表

序号	单体名称	结构形式	基础形式	数量（个）	备注
1	卧式三相分离器基础	—	钢筋混凝土独立基础	1	站内部分
2	密闭电脱装置基础	—	钢筋混凝土独立基础	1	站内部分
3	管墩	—	钢筋混凝土基础	70	站内部分
4	200kW 相变加热炉基础	—	钢筋混凝土基础	1	站内部分
5	立式除油器基础	—	钢筋混凝土基础	2	站内部分
6	管墩	—	钢筋混凝土基础	368	站外井场部分
7	80kW 电加热器基础	—	钢筋混凝土基础	5	站外井场部分
8	分液包基础	—	钢筋混凝土基础	5	站外井场部分
9	泵基础	—	钢筋混凝土基础	3	
10	水箱基础	—	钢筋混凝土基础	1	
11	加热炉基础	—	钢筋混凝土基础	1	
12	钢制阀门井	钢结构		1	
13	集成式含油污水处理装置基础	—	钢筋混凝土基础	1	
14	污油回收罐基础	—	钢筋混凝土基础	1	
15	污油泵基础	—	钢筋混凝土基础	1	

2) 基础

(1) 地基基础等级为丙级。

(2) 建筑物基础形式：根据不同场地条件，钢结构采用钢筋混凝土条形基础或独立基础；墙体采用钢筋混凝土拉梁。

(3) 构筑物及设备基础形式：一般情况下均按钢筋混凝土基础设计。对于较大体积设备基础应沿基础各边缘配置构造钢筋；对于其他小型设备基础（如阀墩等），沿基础柱身设置纵向钢筋和封闭箍筋；对于邻近埋地管线的设备基础，调整基础埋深及整体刚度，以避免埋地管线对设备基础的不利影响。

(4) 基础埋深根据场地整平标高、持力土层深度、管线预留孔洞深度等因素综合确定。

3、防火、防爆、防腐等

1) 防火

工程所有建筑单体耐火等级均为二级。建筑内公共卫生间设自然采光窗，并设开启扇满足通风要求，其他房间均设自然采光和通风窗。

2) 防爆

掺水泵房为丙类危险等级厂房，采用屋面泄爆满足泄压面积要求，地面为不发火花地面。厂房配套门窗全部采用铜制五金件的隔声门窗，门窗玻璃采用夹丝安全玻璃，满足防火、泄爆要求。

3) 防腐

根据岩土工程勘察报告描述的场地土及地下水对混凝土及钢筋的腐蚀程度，本次工程不做防腐处理。

4) 装修

(1) 外墙：所有建筑外墙采用 300 厚 A5.0 粉煤灰蒸压加气混凝土砌块砌筑，外保温系统采用 80 厚 XPS 挤塑型苯板（B1 级），面层饰面采用勒脚面层为银灰色普通丙烯酸外墙涂料。

(2) 内墙及顶棚：采用 200 厚 A3.5 粉煤灰蒸压加气混凝土砌块砌筑，采用仿瓷涂料内墙面及仿瓷涂料顶棚。

(3) 地面：掺水泵房地面为不发火细石混凝土地面；采暖泵房为细石混凝土地面。

(4) 屋面：无泄爆要求的建筑物，屋面采用不上人钢筋混凝土平屋面。有泄爆要求的建筑物，屋面采用彩钢夹芯板泄爆屋面，芯材为岩棉（耐火等级 A 级），屋面防水等级为二级。

(5) 门：建筑通向室外的门为钢制灰色成品保温防盗门。

(6) 窗：生产建筑外窗除有特殊要求外均为白色单框双玻中空保温塑钢平开窗，掺水泵房的外窗玻璃采用安全玻璃。

(7) 室外工程：台阶、散水、坡道采用水泥砂浆面层。

2.5.5 消防

2.5.5.1 消防设施

电脱水器、三相分离器和加热炉火灾种类为 B、C 类，危险等级为中危险级；采暖泵房和掺水泵房火灾种类为 A、E 类，危险等级为轻危险级。该工程设 MF/AB8 型手提式干粉灭火器 10 具。

2.5.5.2 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。

2.6 安全管理

2.6.1 安全管理机构设置及安全管理人员配置

该工程建成后隶属于辽河油田分公司辽兴油气开发公司管理。辽兴油气开发公司安全组织机构健全，具有完备的安全管理体系，分级管理，细化责任。公司设有 HSE 委员会，委员会下设 HSE 分委会，同时公司设安全生产办公室，对全公司的日常生产活动进行安全管理和监督。

作业区设有专职安全员，采油站及各生产班组（或小队）均设兼职安全员。

为提高各级安全管理人员的业务能力和管理能力，辽兴油气开发公司多次组织安全管理人员参加安全培训班，现有的安全管理人员均经培训取得了安全管理资格证书。

辽兴油气开发公司安全生产组织机构图见图 2.6-1。

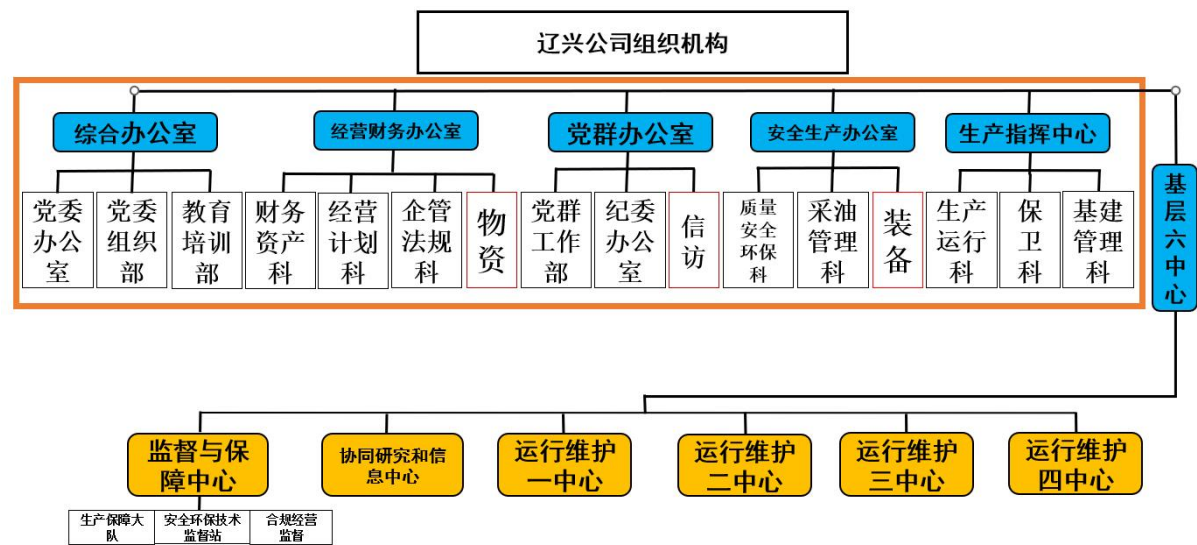


图2. 6-1 辽兴油气开发公司安全生产组织机构图

2.6.2 安全管理制度及操作规程

辽兴油气开发公司严格执行辽河油田公司的各项安全管理制度，并根据实际情况制定了辽兴油气开发公司的安全管理制度，从管理岗位到生产岗位均制定了各级安全生产责任制，安全生产责任制涵盖了各类人员和部门。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。辽兴油气开发公司执行的安全管理制度目录见表 2.6-1。

表 2.6-1 辽兴油气开发公司安全管理制度一览表

序号	制度名称	发文字号
1	辽河油田公司 QHSE 违章处罚管理细则	中油辽字〔2020〕154 号
2	辽河油田公司危险废物管理办法	中油辽字〔2020〕140 号
3	辽河油田公司生态环境保护管理办法	中油辽字〔2020〕140 号
4	辽河油田公司建设项目环境保护管理办法	中油辽字〔2020〕140 号
5	辽河油田公司环境事件管理办法	中油辽字〔2020〕140 号
6	辽河油田公司环境监测和环境信息管理办法	中油辽字〔2020〕140 号
7	辽河油田公司放射性污染防治管理办法	中油辽字〔2020〕140 号
8	辽河油田公司硫化氢气体防护管理规定	中油辽字〔2020〕132 号
9	辽河油田公司员工质量安全环保履职考评管理办法	中油辽字〔2020〕132 号
10	辽河油田公司所属单位各级主要负责人安全生产述职管理办法	中油辽字〔2020〕132 号
11	辽河油田公司安全环保事故隐患问责管理办法	中油辽字〔2020〕132 号
12	辽河油田公司安全生产管理办法	中油辽字〔2020〕132 号
13	辽河油田公司安全生产承包点管理办法	中油辽字〔2020〕126 号
14	辽河油田公司消防安全管理办法	中油辽字〔2018〕225 号
15	辽河油田公司动火作业安全管理办法	中油辽字〔2021〕159 号
16	辽河油田公司进入受限空间作业安全管理办法	中油辽字〔2018〕207 号
17	辽河油田公司临时用电作业安全管理办法	中油辽字〔2018〕206 号
18	辽河油田公司高处作业安全管理办法	中油辽字〔2018〕203 号
19	辽河油田公司作业许可管理办法	中油辽字〔2018〕198 号
20	辽河油田公司职业健康监护管理办法	中油辽字〔2018〕196 号
21	辽河油田公司工作场所职业病危害因素检测管理办法	中油辽字〔2018〕195 号
22	辽河油田公司防汛管理办法	中油辽字〔2018〕190 号
23	辽河油田公司道路交通安全管理办法	中油辽字〔2016〕231 号
24	辽河油田公司生产安全事故调查规则	中油辽字〔2016〕198 号
25	辽河油田公司生产安全风险防控管理办法	中油辽字〔2016〕195 号
26	辽河油田公司生产安全事件管理办法	中油辽字〔2016〕137 号
27	辽河油田公司职业病防治管理办法	中油辽字〔2015〕159 号
28	辽河油田公司建设项目职业卫生“三同时”管理办法	中油辽字〔2015〕111 号
29	辽河油田公司安全生产和环境保护责任制管理办法	中油辽字〔2014〕50 号
30	辽河油田公司建设项目安全设施三同时管理办法	中油辽字〔2013〕219 号
31	辽河油田公司事故隐患排查治理管理办法	中油辽字〔2012〕280 号
32	辽河油田公司 HSE 监督管理办法	中油辽字〔2012〕279 号

序号	制度名称	发文字号
33	辽河油田公司民用爆炸物品安全管理办法	中油辽字〔2011〕36号
34	辽河油田公司浅海石油作业安全生产许可审查管理办法	中油辽字〔2011〕36号
35	辽河油田公司安全生产检查管理办法	中油辽字〔2011〕36号
36	辽河油田公司办公区域安全管理暂行规定	中油辽字〔2011〕36号
37	辽河油田公司危险化学品安全管理办法	中油辽字〔2011〕36号
38	辽河油田公司 HSE 信息系统应用及运行维护管理办法	中油辽字〔2011〕36号
39	辽河油田公司防雷装置管理办法	中油辽字〔2011〕306号
40	辽河油田公司工艺和设备变更管理暂行规定	中油辽字〔2011〕264号
41	辽河油田公司工作循环分析管理暂行规定	中油辽字〔2011〕264号
42	辽河油田公司行为安全观察与沟通管理暂行办法	中油辽字〔2011〕264号
43	辽河油田公司工作前安全分析管理暂行规定	中油辽字〔2011〕264号
44	辽河油田公司管线打开安全管理暂行规定	中油辽字〔2011〕264号
45	辽河油田公司启动前安全检查管理暂行规定	中油辽字〔2011〕264号
46	辽河油田公司流动式起重机吊装作业安全管理暂行规定	中油辽字〔2011〕264号
47	辽河油田公司脚手架作业安全管理暂行规定	中油辽字〔2011〕264号
48	辽河油田公司挖掘作业安全管理暂行规定	中油辽字〔2011〕264号
49	辽河油田公司安全台账管理办法	中油辽字〔2011〕134号
50	辽河油田公司生产安全事故管理规定（试行）	中油辽字〔2010〕311号
51	辽河油田公司特种设备安全管理办法	中油辽字〔2014〕224号
52	辽河油田公司承包商安全监督管理办法	中油辽字〔2014〕174号
53	辽河油田公司特种作业人员管理暂行规定	中油辽字〔2011〕132号
54	辽河油田公司运输管理细则	油辽生发〔2009〕6号
55	辽河油田公司大型群众性活动安全管理暂行办法	油辽健安环委发〔2011〕10号
56	辽河油田公司安全目视化管理暂行规定	油辽安发〔2010〕8号

辽兴油气开发公司根据不同生产系统作业的要求，制定了工艺规程汇编，包括 73 项，设备操作规程汇编，包括 69 项。操作人员均经过安全技能和岗位操作培训，考核合格，持证上岗。

2.6.3 应急救援预案

为加强突发事件处理的综合指挥能力，提高紧急救援反应速度和协调水平，明确各级人员在突发事件中的责任和义务，保护生命、环境、财产安全，保障公众秩序和社会稳定，辽兴油气开发公司制定了《突发事件综合应急预案》和 11 项专项应急预案，各下属采油作业区在整体应急预案的基础上均制定了应急处置方案，为了提高员工的应急处

理能力，各作业区、联合站制定预案演练计划，定期进行预案演练，填写了演练记录，并在演练的基础上，不断的完善和修订事故应急救援预案。

2.6.4 劳动定员

该工程为已建设施改造项目，管理人员和生产操作人员均依托张强采油作业区原有人员配置，无新增定员。

2.6.5 安全投入及使用

安全专项投资包括生产环节安全专项防范设施费用、检测设备和设施费用、安全教育装备和设施费用、事故应急措施费用等，本工程安全 115.24 万元。

3 主要危险、有害因素识别

3.1 主要物质危险、有害因素分析

3.1.1 主要危险物质

1、主要危险物质的危险特性

该工程涉及的主要危险物料为原油、天然气（采油伴生气、燃料气，主要成分为甲烷，不含硫化氢）、除油剂、絮凝剂、助凝剂等。

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，该工程主要危险物料特性及火灾爆炸危险类别见表 3.1-1。

表 3.1-1 主要危险物料特性及火灾爆炸危险类别一览表

物料名称	引燃温度组别	级别	闪点（℃）	引燃温度（℃）	爆炸极限（V%）	火灾危险类别
原油	T3	IIA	30	280~380	1.1~8.7	乙 _A
天然气（采油伴生气，燃料气）	T1	IIA	-	482~632	5~16	甲 _B

注：1、表中火灾危险类别根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）确定。原油闪点由甲方提供。

2、引燃温度组别、级别：摘自《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）附录 C。

2、危险化学品辨识

根据《危险化学品目录》（2015 版）、《危险化学品目录（2015 版）实施指南（试行）》，该工程涉及的危险物料危险化学品辨识情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 列入《危险化学品目录》（2015 版）的危险化学品表

序号	危险物料	危险性类别	CAS号
1	天然气〔压缩的〕	易燃气体，类别 1 压缩气体	8006-14-2
2	原油	(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	8002-05-9

3.1.2 主要物料的危险、有害因素分析

该工程涉及的主要危险物料为原油、天然气、各类药剂，其危险性如下：

1、原油

原油是由各种烃类组成的一种复杂混合物，含有少量硫、氮、氧的有机物及微量金

属。其蒸气与空气易形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸，燃烧分解产物为一氧化碳、二氧化碳。与氧化剂能发生强烈反应，遇高热分解出有毒的烟雾。原油具有以下特点：

☆易燃、易爆性：原油闪点较低，易挥发，如果发生泄漏，其蒸气在有限的空间内聚集，遇明火或静电打火就会产生燃烧爆炸，具有较高的火灾危险性。

☆毒性：原油及其产品挥发出的油气对人体具有一定的毒害作用，其中由不饱和烃和芳香烃造成的原油蒸气的毒害作用最大。当空气中油气含量为 0.28%时，人在该环境中经过 12~14min 便会有头晕感，如含量达到 1.13~2.2%，将会头痛、精神迟钝、裂口、皮炎或局部神经麻木等症状。

☆热膨胀性：原油体积由温度改变引起的变化相对不大，但如着火现场附近的原油收到火焰辐射的高热时，其体积会有较大的增长（由于原油中低沸点组分会膨胀气化），会因膨胀而顶爆固定容积的容器或溢出容器，并可进而参与燃烧甚至爆炸，酿成更大事故。

☆静电积聚性：原油的电阻率一般在 $10^{11}\Omega\cdot\text{cm}\sim 10^{12}\Omega\cdot\text{cm}$ 左右，当管道流动与管壁摩擦时，都可能会产生静电。当静电放电时会产生电火花，其能量达到或大于原油的最小点火能并且原油的蒸气浓度处在爆炸极限范围内时，可立即引起爆炸、燃烧。

☆易沸溢性：含水原油着火燃烧时可能产生沸腾，向容器外喷溅，在空中形成火柱，扩大灾情。形成沸腾突溢的原因一是热辐射的作用，二是热传导作用，三是原油内水分遇热汽化膨胀造成。因此，控制原油中的含水量是十分必要的。

☆挥发性：原油蒸发主要有静止蒸发和流动蒸发两种。蒸发的油蒸气密度比较大，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，大大增加了火灾危险程度。

☆易扩散、流淌性：原油泄漏后易流淌扩散，随着流淌面积的扩大，油品蒸发速度加快，油蒸气与空气混合后，遇点火源，极易发生火灾、爆炸事故。

☆易凝性：原油受其凝点的影响在低温下易凝可造成堵管，使管道无法输送。

2、天然气

天然气是一种混合气体，其主要成份是甲烷，还含有少量的乙烷、丙烷、丁烷等。如果泄漏，能迅速扩散，顺风飘移，遇明火回燃。若与空气混合形成爆炸性混合物，遇明火极易燃烧爆炸。伴生气的危险性主要表现在以下几个方面：

☆易燃性：遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。

☆易爆性：伴生气的爆炸下限低，爆炸极限范围比较宽，若泄漏到空气中，容易与空气形成爆炸性混合气体，遇火源或高热能，有发生爆炸的危险。

☆毒性：伴生气为烃类混合物，属于低等毒性物质，长期接触可出现神经衰弱综合症。

☆窒息性：伴生气为烃类混物质，是无色、无臭气体。空气中伴生气浓度过高可因氧含量相对降低使人窒息。伴生气中还含有微量的二氧化碳、氮气，若空气中二氧化碳、氮气含量过高，会使吸入气氧分压下降，引起缺氧窒息。

☆易扩散性：伴生气的密度比空气小，泄漏后不容易积聚在低洼处，有较好的扩散性。但是，当大量的伴生气泄漏时，若遇适合的天气（如无风），使得大量伴生气聚集，有形成蒸气云爆炸的危险。

☆压缩性：天然气具有极强的压缩性，管道输送的天然气一般采用压力输送，当管道发生泄漏，高压天然气扩散到空气中，体积急剧膨胀，可发生爆炸事故。

3、各类药剂

该工程涉及的药剂主要有除油剂、絮凝剂、助凝剂等。

除油剂是以水基质的有机与无机化学品组成的复杂混合物，主要是由多种表面活性剂及助洗剂等配制而成。不燃不爆；呈弱碱性，具有一定的低毒性。

絮凝剂为有机复合聚合铝 YX-1，低毒，不燃，pH 值为 3.5~9，对不锈钢有点蚀危害。

助凝剂是用于调节或改善混凝条件，促进凝聚作用所添加的药剂或为改善絮凝体结构的高分子物质，具有无毒或低毒性。

该工程原油、天然气的理化性质、危害特性及防护措施见表 3.1-3~表 3.1-4。

表 3.1-3 原油理化性质、危害特性及防护措施表

特别警示	易燃粘稠液体。
理化特性	原油即石油，是一种粘稠的、深褐色（有时有点绿色的）流动或半流动粘稠液，略轻于水。原油相对密度一般在 0.75~0.95 之间，少数大于 0.95 或小于 0.75，相对密度在 0.9~1.0 之间的称为重质原油，小于 0.9 的称为轻质原油。原油粘度范围很宽，凝固点差别很大（-60~30℃），沸点范围为常温到 500℃以上。它由不同的碳氢化合物混合组成，其主要组成成分是烷烃，还含有硫、氧、氮、磷、钒等元素。可溶于多种有机溶剂，不溶于水，但可与水形成乳状液。不同油田的石油成分和外观可以有很大差别。 主要用途：原油主要被用来作为燃油和生产各种油品等，也是许多化学工业产品，如溶剂、化肥、杀虫剂和塑料等的原料。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 易燃，遇明火或热源有燃烧爆炸危险。 【健康危害】

息	石油对健康的危害取决于石油的组成成分，对健康危害最典型的是苯及其衍生物，含苯的新鲜石油对人体危害的急性反应症状有：味觉反应迟钝、昏迷、反应迟缓、头痛、眼睛流泪等，长期接触可引起白血病发病率的增加。
安全措施	【一般要求】 操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程，熟练掌握操作技能，具备应急处置知识。严加密闭，防止泄漏，工作场所提供充分的局部排风和全面通风，远离火种、热源，工作现场严禁吸烟。 在可能泄漏原油的场所内，应该设置可燃气体报警仪，使用防爆型的通风系统和设备，配备两套以上重型防护服。戴安全防护眼镜。穿相应的防护服。戴防护手套。高浓度环境中，应该佩戴防毒口罩。必要时应佩戴自给式呼吸器。储罐等压力设备应设置液位计、温度计，并应带有远传记录和报警功能的安全装置。 避免与强氧化剂接触。 生产、储存区域应设置安全警示标志。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。倒空的容器可能存在残留有害物时应及时处理。 【特殊要求】 【操作安全】 (1) 往油罐或油罐汽车装油时，输油管要插入油面以下或接近罐的底部，以减少油料的冲击和与空气的摩擦。 (2) 当进行灌装原油时，邻近的汽车、拖拉机的排气管要戴上防火帽后才能发动，存原油地点附近严禁检修车辆。 (3) 注意仓库及操作场所的通风，使油蒸气容易逸散。 【储存安全】 (1) 储存于阴凉、通风的仓库内。远离火种、热源。库房内温度不宜超过 30℃。 (2) 保持容器密闭。应与氧化剂、酸类物质分开存放。储存间采用防爆型照明、通风等设施。禁止使用产生火花的机械设备和工具。储存区应备有泄漏应急处理设备。灌装时，注意流速不超过 3m/s，且有接地装置，防止静电积聚。 (3) 注意防雷、防静电，厂（车间）内的储罐应按《建筑物防雷设计规范》（GB50057）的规定设置防雷、防静电设施。 【运输安全】 (1) 运输车辆应有危险货物运输标志、安装具有行驶记录功能的卫星定位装置。未经公安机关批准，运输车辆不得进入危险化学品运输车辆限制通行的区域。 (2) 严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输时所用的槽（罐）车应有导静电拖线，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。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。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。运输途中应防曝晒、防雨淋、防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区，勿在居民区和人口稠密区停留。 (3) 输油管道地下铺设时，沿线应设置里程桩、转角桩、标志桩和测试桩，并设警示标志。运行应符合有关法律法规规定。
应急处置原则	【急救措施】 吸入：将中毒者移到空气新鲜处，观察呼吸。如果出现咳嗽或呼吸困难，考虑呼吸道刺激、支气管炎或局部性肺炎。必要时给吸氧，帮助通气。 食入：禁止催吐。可给予 1~2 杯水稀释。尽快就医。 皮肤接触：脱去污染的衣服，用大量水冲洗皮肤或淋浴。 眼睛接触：用大量清水冲洗至少 15 分钟，尽快就医。冲洗之前应先摘除隐形眼镜。 【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。 用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。

	【泄漏应急处置】 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(泄漏区附近禁止吸烟、消除所有明火、火花或火焰)。作业时所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。在保证安全的情况下堵漏。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭空间。用泡沫覆盖抑制蒸气产生。用干土、砂或其它不燃性材料吸收或覆盖并收集于容器中。用洁净非火花工具收集吸收材料。大量泄漏:在液体泄漏物前方筑堤堵截以备处理。雾状水能抑制蒸气的产生,但在密闭空间中的蒸气仍能被引燃。作为一项紧急预防措施,泄漏隔离距离周围至少为 50m。如果为大量泄漏,下风向的初始疏散距离应至少为 300m。
--	---

表 3.1-4 天然气(甲烷)理化性质、危害特性及防护措施表

特别警示	极易燃气体。
理化特性	无色、无臭、无味气体。微溶于水,溶于醇、乙醚等有机溶剂。分子量 16.04,熔点-182.5℃,沸点-161.5℃,气体密度 0.7163g/L,相对蒸气密度(空气=1) 0.6,相对密度(水=1) 0.42(-164℃),临界压力 4.59MPa,临界温度-82.6℃,饱和蒸气压 53.32kPa(-168.8℃),爆炸极限 5.0%~16%(体积比),自燃温度 537℃,最小点火能 0.28mJ,最大爆炸压力 0.717MPa。主要用途:主要用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 极易燃,与空气混合能形成爆炸性混合物,遇热源和明火有燃烧爆炸危险。 【活性反应】 与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其他强氧化剂剧烈反应。 【健康危害】 纯甲烷对人基本无毒,只有在极高浓度时成为单纯性窒息剂。皮肤接触液化气体可致冻伤。天然气主要组分为甲烷,其毒性因其他化学组成的不同而异。
安全措施	【一般要求】 操作人员必须经过专门培训,严格遵守操作规程,熟练掌握操作技能,具备应急处置知识。密闭操作,严防泄漏,工作场所全面通风,远离火种、热源,工作场所严禁吸烟。在生产、使用、贮存场所设置可燃气体监测报警仪,使用防爆型的通风系统和设备,配备两套以上重型防护服。穿防静电工作服,必要时戴防护手套,接触高浓度时应戴化学安全防护眼镜,佩带供气式呼吸器。进入罐或其它高浓度区作业,须有人监护。储罐等压力容器和设备应设置安全阀、压力表、液位计、温度计,并应装有带压力、液位、温度远传记录和报警功能的安全装置,重点储罐需设置紧急切断装置。避免与氧化剂接触。生产、储存区域应设置安全警示标志。在传送过程中,钢瓶和容器必须接地和跨接,防止产生静电。搬运时轻装轻卸,防止钢瓶及附件破损。禁止使用电磁起重机和用链绳捆扎、或将瓶阀作为吊运着力点。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 【特殊要求】 【操作安全】 (1) 天然气系统运行时,不准敲击,不准带压修理和紧固,不得超压,严禁负压。 (2) 生产区域内,严禁明火和可能产生明火、火花的作业(固定动火区必须距离生产区 30m 以上)。生产需要或检修期间需动火时,必须办理动火审批手续。配气站严禁烟火,严禁堆放易燃物,站内应有良好的自然通风并应有事故排风装置。 (3) 天然气配气站中,不准独立进行操作。非操作人员未经许可,不准进入配气站。 (4) 含硫化氢的天然气生产作业现场应安装硫化氢监测系统。进行硫化氢监测,应符合以下要求: ——含硫化氢作业环境应配备固定式和携带式硫化氢监测仪; ——重点监测区应设置醒目的标志; ——硫化氢监测仪报警值设定:阈限值为 1 级报警值;安全临界浓度为 2 级报警值;危险临界浓度为 3 级报警值;

	——硫化氢监测仪应定期校验，并进行检定。 (5) 充装时，使用万向节管道充装系统，严防超装。 【储存安全】 (1) 储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库房温度不宜超过 30℃。 (2) 应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储存区应备有泄漏应急处理设备。 (3) 天然气储气站中： ——与相邻居民点、工矿企业和其他公用设施安全距离及站场内的平面布置，应符合国家现行标准； ——天然气储气站内建（构）筑物应配置灭火器，其配置类型和数量应符合建筑灭火器配置的相关规定； ——注意防雷、防静电，应按《建筑物防雷设计规范》（GB50057）的规定设置防雷设施，工艺管网、设备、自动控制仪表系统应按标准安装防雷、防静电接地设施，并定期进行检查和检测。 【运输安全】 (1) 运输车辆应有危险货物运输标志、安装具有行驶记录功能的卫星定位装置。未经公安机关批准，运输车辆不得进入危险化学品运输车辆限制通行的区域。 (2) 槽车和运输卡车要有导静电拖线；槽车上要备有 2 只以上干粉或二氧化碳灭火器和防爆工具。 (3) 车辆运输钢瓶时，瓶口一律朝向车辆行驶方向的右方，堆放高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。不准同车混装有抵触性质的物品和让无关人员搭车。运输途中远离火种，不准在有明火地点或人多地段停车，停车时要有专人看管。发生泄漏或火灾时要把车开到安全地方进行灭火或堵漏。 (4) 采用管道输送时： ——输气管道不应通过城市水源地、飞机场、军事设施、车站、码头。因条件限制无法避开时，应采取保护措施并经国家有关部门批准； ——输气管道沿线应设置里程桩、转角桩、标志桩和测试桩； ——输气管道采用地上敷设时，应在人员活动较多和易遭车辆、外来物撞击的地段，采取保护措施并设置明显的警示标志； ——输气管道管理单位应设专人定期对管道进行巡线检查，及时处理输气管道沿线的异常情况，并依据天然气管道保护的有关法律法规保护管道。
应急处置原则	【急救措施】 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 皮肤接触：如果发生冻伤：将患部浸泡于保持在 38~42℃ 的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 【灭火方法】 切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，尽可能将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。 【泄漏应急处置】 消除所有点火源。根据气体的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。应急处理人员戴正压自给式空气呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和密闭性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。 作为一项紧急预防措施，泄漏隔离距离至少为 100m。如果为大量泄漏，下风向的初始疏散距离应至少为 800m。

3.2 生产工艺过程中的主要危险、有害因素分析

该工程的主要危险物料具有易燃、易爆等特点，结合工艺流程、工艺操作参数和原料、产品性质可以看出：存在的危险、有害因素包括火灾、爆炸、中毒和窒息、灼烫、机械伤害、高处坠落、物体打击、触电、车辆伤害、静电危害、腐蚀危害、噪声危害等。

3.2.1 油气集输工艺危险、有害因素分析

该工程新建和改造工艺设备设施包括三相分离器、加热炉、密闭电脱水装置及集油、掺水管道等。存在的主要危险、有害因素有火灾、爆炸、中毒和窒息、高处坠落、触电、灼烫、车辆伤害、静电危害、腐蚀危害等。

1、火灾、爆炸

火灾、爆炸的发生有三要素，分别为点火源、可燃物、助燃物。原油处理过程中发生泄漏，存在火灾、爆炸事故隐患。

根据该工程生产实际，可能存在的点火源有：明火、静电火花、电气火花、雷电、通讯器材火花等，其中明火来源主要有人员违章带入明火等；静电火花产生原因主要有：油气流体流动产生静电放电、人员穿戴非防静电衣物产生静电放电等；电气火花产生的原因主要有：防爆电气防爆失效、使用非防爆电气设备、通讯设备等。以上均可能构成现场火灾、爆炸的点火源。

1) 原油加热过程

该工程强 1 块原油由汽车拉运改管输后，井口采用 5 台电加热器对原油进行加热，站内采用加热炉对原油进行加热。

若电加热器或加热炉在加热过程中由于操作不当、故障等原因导致加热器超温，将附近的可燃物点燃而引起火灾、爆炸等事故。若电加热器或加热炉出现故障而温度过低，油气加热后达不到规定的温度，可能会造成油气输送过程中油品凝固堵塞管道，导致系统超压，在安全阀失效的情况下，可能会导致管道法兰、阀门毗漏引发火灾爆炸事故。

2) 原油脱水过程

该工程原油脱水工艺采用二段密闭脱水工艺，采用密闭电脱水装置等。

火灾与爆炸事故是电脱水过程中常见的一种现象，由于在电脱水时需将高电压电场的电气装置配置到高温热油中使用，如果原油还没整体灌注到脱水罐中，那么启动高压脱水的电闸时就不可避免的会出现火灾爆炸事故。

3) 原油集输过程

该工程设有 4 条混输管线。

在正常情况下油气是在密闭系统中输送的，一旦系统发生故障导致密闭输送的油气泄漏，泄漏的油气与空气混合形成爆炸性气体，达到爆炸极限，一旦遇点火源就会发生火灾爆炸事故。

该工程混输管道为气液混输，混输过程中可能会存在发生段塞流的危险。段塞流的产生会使多相管流出现不稳定振动，会造成管路压降急剧增大，对管道具有振动性破坏并导致管道末端工艺处理设备的不稳定运行，影响工艺站场内正常生产和安全，危害较大。如果强烈段塞流还可能导致站内设备损坏，油、气大量泄漏，存在火灾爆炸的危险。管道低负荷运行时，还存在水击危害。

该工程区域采出液的凝固点较低，若冬季输送温度不达标或停输时间超过规定时间，可能会发生凝管、冻堵，造成管道憋压，易导致火灾、爆炸事故。

介质在设备、设施流动中可产生静电，特别是在流速过高或冲击、沉降时易产生大量静电，若不及时导除，静电可能成为引起火灾的点火源。

2、中毒和窒息

该工程生产过程中涉及的原油、天然气和各类助剂等，均具有一定的低毒性和窒息性。若有毒有害物料泄漏后在密闭或通风不良的所内聚集，作业人员长期接触可出现神经衰弱综合症。若发生对人员的急性中毒时，可使人员出现头昏、呼吸加快、呕吐、乏力、运动失常，甚至昏迷。

该工程主要物料的毒性和窒息性分析如下：

1) 原油

原油是由各种烃类组成的一种复杂混合物，是一种稠厚性油状液体，呈红色、红棕色或黑色，有绿色荧光，恶臭，不溶于水。本身无明显毒性，但遇热会分解出有毒的烟雾，吸入大量蒸气能引起神经麻痹。原油对人体的毒性多由其组成中的烷烃和环烷烃引起。

若原油生产过程中，若作业人员未按规定佩戴相应的劳动防护用品，原油及其蒸气经口、鼻进入人体，超过一定吸入量时，可导致慢性或急性中毒。

2) 天然气

天然气主要成分是甲烷，气态烃类，还含有少量非烃气体，长期接触可出现神经衰弱综合症。急性中毒时，可出现头昏、呼吸加快、呕吐、乏力、运动失常，甚至昏迷。另外，如果作业场所伴生气泄漏，人员在高浓度环境作业，也有发生窒息的可能。

3) 各类助剂

该工程涉及的除油剂等均具有一定的毒性，人员接触时若未采取防护措施或者采取的防护措施不到位，均会对接触人员造成一定的危害。

3、高处坠落

操作人员在高于 2m 的平台操作、巡检、检维修过程及施工人员施工过程中，经常需要登高作业。如操作平台腐蚀严重、安装不良、罐顶、装车操作钢平台无护栏、护栏制作不规范、焊接点断裂、斜梯无扶手、生产人员精力不集中或安全防护措施不当等，有高处坠落的危险。

高处作业没有按规定佩戴安全带、穿戴防滑工作鞋、身体不适、大风等恶劣天气进行登高作业等，可能会发生高处坠落事故。

4、触电

该工程密闭电脱水装置等用电设备。

电气设施所处的环境具有功率消耗大、连续性强、不易检修等特点，如果电气线路或电气设备在设计、安装上存在缺陷，未严格遵循相关的技术标准，或在运行中缺乏必要的维护，导致设备或线路存在漏电、过热、短路、接头松脱、断线碰壳、绝缘老化、绝缘击穿、绝缘损坏、PE 线断线等隐患，对作业人员和检修人员会造成触电威胁。无证人员擅自动用电气设备、操作人员违章作业、未将平时不带电，但故障时可能带电的金属导体做可靠接地、使用的移动电气未设置漏电保护器等，也可能造成触电事故。

如电气管理不力，安全管理制度不完善或不落实，没有必要的安全组织、防范措施，检修现场管理混乱，无警告标牌，易造成误送电和触电。

5、灼烫

该工程的灼烫主要为高温灼烫。

该工程强 1 块原油由汽车拉运改管输后，采用电加热器和加热炉对原油进行加热，部分设备和输送管线表面温度较高(混输管线设计温度 70℃、掺水管线设计温度为 80℃)。若高温设备、管线无保温层或保温层脱落致使高温设备、管线裸露，操作人员在生产、巡检过程中接触高温设备或管线表面，有烫伤的危险。

6、车辆伤害

该工程管道巡线过程中可能会驾车前往，因此存在车辆伤害。造成车辆伤害的主要原因可以分为人的因素、车辆因素和道路（或环境）因素。

人是车辆驾驶的主体，因此人的因素是导致车辆伤害事故发生最主要的原因：如驾

驶员驾驶技术不佳、驾驶时注意力不集中、酒后驾车、疲劳驾车、情绪不稳定、不遵守站内驾驶规章、超速行驶、反向行驶等均容易导致车辆伤害事故。车辆是造成伤害的主体，车况不佳是导致事故发生的重要因素：如刹车不灵、转向失灵、车灯不亮等。道路环境也会间接引起事故的发生：如路面不平整、转弯半径太小、回车场地狭小、夜间作业道路照明不良、建筑或绿化遮挡视线等，另外雨雪雾天气造成视线不佳、路面湿滑、结冰等均可导致车辆事故的发生。

7、静电危害

原油、天然气具有易积聚静电荷的特点，在设备或管道中流动可产生静电，特别是在流速过高时易产生静电；电气设备的外壳易产生感应静电；操作人员如未按规定着装，其普通的化纤、毛料的衣服经摩擦也能产生静电。如站场缺少必要的导除人体静电设施、防静电接地设施或损坏，在设备设施故障造成油气泄漏时，静电可能成为引起火灾爆炸的点火源。

另外，静电还可干扰仪表信号传输和损坏仪表、微机监视控制系统，使之不能可靠运行，同样危害站场安全。

8、腐蚀危害

该工程的设备、设施存在应力腐蚀的可能。由于设备冷加工、焊接、热处理的残余应力存在及设备操作运行过程中的工作压力频繁变化产生交变应力，对设备金属材料的破坏，可导致设备耐压强度降低而发生破裂或爆炸，并导致危险物料泄漏，从而引发火灾、爆炸、中毒等事故。

3.2.2 采出水处理工艺危险、有害因素分析

该工程采出水处理工艺的主要设备包括集成式含油污水处理装置、污水缓冲罐、污油回收罐、污水提升泵、污油泵等。存在的主要危险、有害因素有火灾、中毒和窒息、机械伤害、触电、车辆伤害、噪声危害、腐蚀危害等。

1、火灾

该工艺处理的来液虽大部分物料为污水，但处理污油的生产设备和作业场所仍存在火灾、爆炸危险。如污油罐发生泄漏，遇点火源会发生火灾事故等。

2、中毒和窒息

污水处理系统危险物质包括污油、污水、各类药剂（絮凝剂和助凝剂等）等。具有一定的低毒性和窒息性。

油田污水中组分相当复杂，富集氯化物、硫化氢和氨气等。如果作业人员未穿戴好

防护用具，处于高密度有毒气体中，会发生中毒事故。

其他分析见 3.2.1 节序号 2 内容。

3、机械伤害

该工程新增2台掺水泵、1台污油泵，更换2台污水提升泵。

如机泵转动部位缺少可靠的防护措施或防护设施损坏，违章操作等，可能发生挤辗、绞伤、刺割等对人身体的机械伤害。机泵为高速转动设备，若设备固定不牢或设备缺陷造成振动过大，有可能造成飞车事故，对设备和人身安全造成损害。

若作业人员精力不集中、夜间照明不足、作业空间狭小、杂乱等，也可能会发生碰、挤、擦、刮等机械伤害。转动设备检修时，如果电器开关不挂牌警示，可能出现误启动开关而伤人，或开车时操作设备的人员与操作控制柜的人员配合不当，存在操作人员被突然启动的设备伤害的危险。

4、触电

该工程设动力箱、机泵等用电设备。如果操作不当、防护用品不齐全或电气设备老化等问题，可能造成人员触电。

具体分析见 3.2.1 节序号 4。

5、车辆伤害

该工程各类化学药剂通过汽车拉运至站内，因此存在车辆伤害。

具体分析见 3.2.1 节序号 6。

6、噪声危害

该工程的噪声源主要来源于机泵等运转过程中产生的噪声。

噪声对人体的作用可分为特异性作用（对听觉系统）、非特异作用（对其它系统）两类。对听觉系统的损害表现为暂时性听力下降和病理永久性听力损伤。长期接触噪声可引起头痛、头晕、耳鸣、心悸与睡眠障碍等神经衰弱综合症。在噪声作用下，植物神经调节功能发生变化，心血管疾病患病率增高。噪声还可影响消化系统的功能状态，表现为胃肠功能紊乱，消化能力减弱，食欲减退等。长期接触噪声还会使人产生厌烦、苦恼、心情烦躁不安等心理异常表现。

7、腐蚀危害

采出水处理工艺的设备存在腐蚀问题。未处理的污水处理系统的介质主要是含盐污水。油田污水中组分相当复杂，富集氯化物等腐蚀性介质，开采过程中添加的多种化学添加剂最终以杂质形式出现在水中，故通常污水呈现酸性。这种酸性污水对设备和工艺

管线有很强的腐蚀性，高压和快速流动介质的冲蚀可以加剧腐蚀速率。

3.3 主要设备设施危险、有害因素分析

3.3.1 三相分离器

三相分离器主要功能为分离、缓冲、游离水脱除，存在的危险、有害因素主要包括：火灾、爆炸、物理爆炸、高处坠落、中毒和窒息等。

1、火灾、爆炸

由于三相分离器设备和管道内有油、气存在，有操作条件不稳定、热负荷波动较大、连续运行的特点，因此本身危险性较高。三相分离器因运行压力和液面控制不当，出现压力过高时，出油阀漏失，开关不灵，不及时检修，会发生缓冲段原油液面波动。液面过高容易使天然气管道跑油，堵塞管道；液面过低容易使原油中带气，使输油泵汽化。如装置出现油气泄漏事故，遇火源可能发生火灾爆炸事故。

2、物理爆炸

三相分离器一般为压力容器。当运行压力过高时，管道或容器可能破裂，发生物理爆炸，另外安全阀对装置承压具有很重要的保护作用。如果由于设备缺陷、超压运行、安全附件失灵等原因使容器爆炸，极大的能量瞬间释放，强大的冲击波和大量沸水的飞溅，不仅设备本体遭到毁杯，而且周围的设备和建筑物也会受到严重的破坏，甚至引起人身伤亡。

3、高处坠落

三相分离器高度超过 3m，人员上罐操作、维修时操作不慎还有可能发生高处坠落。

4、中毒和窒息

三相分离器涉及的主要危险物质为原油、伴生气等。如三相分离器发生危险物质泄漏，作业人员长期接触可引起中毒和窒息。

3.3.2 电加热器/加热炉

该工程改管输后，井场采用 5 台电加热器对原油进行加热；站内设 1 座加热炉对原油进行加热；另设 1 套采暖循环水系统。存在的危险、有害因素主要包括：火灾、爆炸、灼烫、中毒和窒息、触电等。

1、火灾、爆炸

若电加热器在加热过程中由于操作不当、故障等原因导致加热器超温，将附近的可

燃物点燃而引起火灾、爆炸等事故。

若电加热器出现故障而温度过低，油气加热后达不到规定的温度，可能会造成油气输送过程中油品凝固堵塞管道，导致系统超压，在安全阀失效的情况下，可能会导致管道法兰、阀门毗漏引发火灾爆炸事故。

2、灼烫

电加热器/加热炉主要用于加热介质。若高温设备、管线因质量缺陷、超压、腐蚀等原因破裂、或因管线、设备的法兰、压力表等连接点破损，造成高温物料的泄漏、喷溅，在未采取防护措施的情况下也可能会造成作业人员烫伤。

3、中毒和窒息

如发生危险物质泄漏，作业人员长期接触可引起中毒和窒息。

4、触电

如电加热器电缆运行故障、误操作、接地不良、电线裸露等可能造成触电事故。

3.3.3 电脱水器

该工程利旧 1 台电脱水器，存在的主要危险有害因素有火灾、爆炸、中毒和窒息、触电、高处坠落、物体打击、灼烫等。

1、火灾、爆炸

电脱水器除具有一般压力容器所具有的危险性以外，还有其特殊的危险性：

电脱水器高压绝缘棒渗漏、击穿，引发脱水器着火。

电脱水器投产送电前容器内部排气不净，送电时易引发脱水器爆炸。

电脱水器投产进油排气操作失误，可造成脱水器泄漏排油。

2、中毒和窒息

电脱水器涉及的主要危险物质为原油等。如电脱水器发生危险物质泄漏，作业人员长期接触可引起中毒和窒息。

3、触电

电脱水器的电器设备漏电，可造成人员触电。

安全警示标志缺失或不明显，人员误接近变压器或其他电气设备带电体，可引发触电伤害。

4、高处坠落

若平台腐蚀严重、梯子安装不良、无护栏、护栏焊接点断裂、生产人员精力不集中、大风天气或安全防护措施不当等，有高处坠落的危险。

5、物体打击

高处作业时，如果上下交叉作业，在操作平台或高处抛掷工具、高处物件放置不稳、平台或设备上零部件滑落，会对下部人员或设备造成物体打击。

6、灼烫

若电脱水器没有良好的外保温及隔热措施，或在生产过程中设备热胀冷缩等因素，在开停车和运行过程中可能会破裂，发生设备损坏、高温物料泄漏事故，极易发生人身灼烫事故。若电脱水器外保温破损而未及时修复，巡检或作业人员可能触碰到高温设备的破损处而被烫伤。

该设备为利旧设备，如在投用前未维护保养，设备存在腐蚀、器件失灵、老化等情况，会导致不能正常生产运行，甚至发生如上事故。

3.3.4 立式除油器

该工程新建 2 台立式除油器。存在的危险、有害因素主要包括：火灾、爆炸、中毒和窒息、高处坠落、物体打击等。

火灾、爆炸、中毒和窒息具体分析同 3.3.1。

1、高处坠落

该工程除油器高 2.4m。若平台腐蚀严重、梯子安装不良、无护栏、护栏焊接点断裂、生产人员精力不集中、大风天气或安全防护措施不当等，有高处坠落的危险。

2、物体打击

高处作业时，如果上下交叉作业，在操作平台或高处抛掷工具、高处物件放置不稳、平台或设备上零部件滑落，会对下部人员或设备造成物体打击。

3.3.5 污油回收罐

该工程新建 1 台 2m³ 污油回收罐。在生产过程中存在的危险、有害因素主要包括：火灾、爆炸、中毒和窒息等。

1、火灾、爆炸

储罐内的介质主要为原油，在原油的储存过程中，可能发生的主要事故火灾、爆炸事故原因分析如下：

1) 储罐基础沉降不均匀造成罐体开裂

如果储罐基础处理不当造成基础不均匀沉陷，罐体拉裂会导致原油瞬时大量泄漏，泄漏的原油若遇明火、静电火花等，易发生火灾、爆炸事故。

2) 罐体腐蚀穿孔、开裂

储罐腐蚀主要包括大气腐蚀和介质腐蚀。若储罐未定期进行防腐处理，可能会导致储罐腐蚀穿孔，储存的物料泄漏，若遇明火、静电火花等，易引发火灾、爆炸事故。

3) 储罐胀裂

储罐内正压超过储罐所能承受的压力会引起储罐胀裂。油罐胀裂事故发生虽然较少，但一旦胀裂会造成油品的泄漏，处理不当甚至会引起火灾、爆炸事故。

4) 管线、管件、阀门泄漏

在原油储存过程中，若与储罐连接的管线、法兰、仪表等接口密封不良，或阀门故障，可能会造成原油泄漏，若遇明火、静电火花等，易引发火灾、爆炸事故。

5) 静电或雷击

油气进料过程中若流速过快，可能会产生静电，静电所产生的静电火花可能会引燃易燃、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防雷防静电设施损坏、接地不良的情况下遭受雷击时，也可能发生火灾、爆炸事故。

6) 冻凝

该工程原油凝固点较高，储罐若未设置保温层、保温层损坏、油温低等情况下，均可能造成储罐内的原油发生冻凝，可能造成储罐及相连接的管道发生破损，造成原油泄漏，若遇明火、静电火花等，易引发火灾、爆炸事故。

2、中毒和窒息

如发生危险物质泄漏，作业人员长期接触可引起中毒。

在生产过程中经常需要对储罐进行检修，在检修、入罐时若未采取隔离、通风、氧含量检测、无监护、无安全绳、无应急预案、未配备应急器材等情况下，均可能发生中毒、窒息事故。

3.3.6 集成式含油污水处理装置

该工程利旧 1 台集成式含油污水处理装置。装置主要包括 1 台压力式除油沉淀装置、1 台一阀控制过滤器及 2 套加药装置等。存在的主要危险有害因素包括：火灾、爆炸、中毒和窒息、机械伤害、触电等。

1、火灾、爆炸

该装置处理的危险物质为含油污水，生产设备和作业场所仍存在火灾、爆炸危险。如污油遇点火源可能会发生火灾事故等。

2、中毒和窒息

该装置涉及危险物质包括污油、污水和各类药剂等。如发生危险物质泄漏，作业人

员长期接触可引起中毒。

3、机械伤害

若机泵的转动设备缺少可靠的防护措施或防护设施损坏，违章操作、作业环境不良等，可能发生挤辗、绞伤、刺割等对人身机械伤害。

4、触电

该装置为用电设备，当装置、电缆运行故障、误操作、接地不良、电线裸露等可能造成触电事故。

3.3.7 机泵

该工程新增及更换多台机泵，包括污油泵、污水泵、掺水泵等。存在的主要危险因素包括：火灾、爆炸、中毒和窒息、机械伤害、触电、物体打击、噪声危害等。

1、火灾、爆炸

机泵属于动设备，其密封不严是装置内最易发生油品泄漏的原因之一。装车泵发生火灾、爆炸事故的原因还有盘根安装过紧致使盘根过热冒烟，引燃油气；油泵空转造成泵壳高热，引燃油气；爆炸场所使用非防爆电机及电气设备；静电接地不合格引起静电火花放电；违章作业、动火、安装质量差、材质缺陷以及振动、腐蚀等也会造成介质泄漏而引发火灾、爆炸、中毒和窒息等事故。

机泵的电机选型不当、过载、单相运行、接触不良、绝缘损坏、机械摩擦、接地装置不良等原因，机泵电机发生火灾事故。

2、中毒和窒息

如发生危险物质泄漏，作业人员长期接触可引起中毒。

3、机械伤害

若机泵的转动设备缺少可靠的防护措施或防护设施损坏，违章操作、作业环境不良等，可能发生挤辗、绞伤、刺割等对人身机械伤害。

4、触电

机泵电机、电缆运行故障、误操作、接地不良、电线裸露等可能造成触电事故。

5、物体打击

机泵运行过程中若设备部件意外失控，飞出打击人员和周围设施，可能造成物体打击事故。

6、噪声危害

机泵运行过程中还存在一定的噪声，可能会产生一定的噪声危害。

3.3.8 阀组与阀门

该工程站内新建 1 座 5 井式阀组。存在的危险、有害因素主要包括：火灾爆炸、中毒和窒息等。

1、火灾爆炸

集油阀组的主要功能是收集井口来的油气，然后再输入至各自辖区站内，由于井口来油气是密闭集输，因此在正常生产中没有油、气泄漏，如果阀门密闭不好、法兰垫片密封不严，油气泄漏遇明火；或者在管道、阀门检修焊接时介质吹扫不干净，会引起火灾和爆炸，同时，因管理不善，阀门管道憋压，造成泄漏，存在点火源，引起火灾爆炸。

在集输过程中存在一定压力，阀组承压大，易使阀门密封件（填料、垫片）损坏或紧固件松动导致物料泄漏；流量计、仪表与管道连接处密封不良也会导致物料泄漏，泄漏物料积聚达到爆炸极限，遇明火源，如静电放电、焊接或维修时违章动火、电气火花等，可能发生火灾、爆炸等危险。若压力表读数不准确可能导致超压爆炸事故。

2、中毒和窒息

如发生危险物质泄漏，作业人员长期接触可引起中毒。

3.3.9 输送管道

1、油气集输管道

油气集输管道可能存在的危险、有害因素包括：火灾、爆炸、中毒和窒息、灼烫等。

1) 火灾、爆炸

(1) 管道材料缺陷、焊接缺陷

若管道选材不当、管道壁厚计算不准确或材料缺陷导致管道强度达不到设计强度的要求，可能导致管道超压引发火灾、爆炸、中毒和窒息、灼烫事故。

该工程输油管道为无缝钢管，若管道质量存在缺陷，可能会造成管道耐腐蚀能力降低、管道的强度达不到要求等问题，导致管道穿孔、破裂，严重时造成火灾、爆炸事故。较为常见的焊接缺陷有裂纹、夹渣、未熔透、未熔合、焊瘤、气孔和咬边等。该工程在施工作业过程中，施工作业点随着施工进度而不断迁移，焊接作业也处于流动状态，而且野外露天施工，经常处于风、温度、湿度等自然环境中，上述各种因素交织往往会对管道的焊接质量有较大的影响。管道中若存在焊接缺陷，会给管道安全运行构成严重威胁。

(2) 腐蚀

该工程管道选用 20 号无缝钢管，生产使用过程中存在一定的腐蚀危害。腐蚀分为管

道内表面腐蚀和外表面腐蚀。

内表面腐蚀：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，或管道在长期的运行中，因氧化腐蚀、固体物质的冲蚀等，造成了设备、管道壁厚的减薄，使设备的实际承压能力远远小于设计压力，可能会导致油气泄漏。油品中存在的有机、无机盐，会使管道内壁受到酸性腐蚀、电化学腐蚀，尤其是在弯头、变径处，由于冲刷作用更严重，这些地方的腐蚀也较直管段严重，容易出现腐蚀穿孔。

外表面腐蚀：管道外腐蚀受其材质本身、安装质量及防腐措施效果直接影响，也与周围介质的特性及环境条件密切相关，包括土壤性质、电阻率、含氧量、含水量、pH 值、杂散电流、微生物等因素。埋地管道外腐蚀发生场合：①地层构造不均匀的地带，如砂土、黏土、细沙、岩石和亚粘土等混合处。②土壤电阻率较小的地带。③盐、碱含量较高的地带。④管道外防腐层破坏而又潮湿的地带。另外，若管道、设备外防腐层在运输、施工中被破坏，而未进行及时修补或修补，可能会影响管线的防腐能力，造成设备和管线腐蚀。

（3）凝管

该工程输送的采出液凝固点较高，一旦保温措施失效，极易发生凝管事故。发生凝管可造成管道难以再启动，影响整个系统的正常生产。生产运行过程可能发生凝管事故的原因如下：

- ①该工程加热设备出现故障不能短时间内恢复。
- ②因停电、设备故障等原因停输时间过长。
- ③管道因人为破坏，如取土外露、盗油使管线外泄油过多等。

（4）穿越工程影响

该工程管道敷设涉及多处穿越，若防护措施不当，重型车辆碾压可能会造成管道变形甚至破裂。若埋地管道上方及地面管道附近施工作业时，可能导致管道受到意外重大的机械损伤造成破裂，导致原油泄漏。管道穿越公路时采用套管保护，若施工质量控制不严，穿套管时往往容易损伤输气管道的防腐层，存在管道腐蚀危险。

管道沿线大部分为农田，管道沿线附近由于人为翻土、耕种、挖土等作业，可能会使管道覆土厚度减小或者挖断管线，造成管道冻胀、暴晒或破裂，导致油气泄漏产生火灾、爆炸等危害。

（5）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的共同作用下引起的开裂。这种开

裂对管道有很大的破坏性，往往是突发性、灾难性的，会引起爆炸、火灾等事故。如果管道经常开停车或变负荷，系统流动不稳定，管道系统发生水击时，管道内的介质将在管道内部产生不规则的压力波动，从而产生交变应力。此外，管道安装不可避免地存在开孔或支管连接，焊缝存在错边、棱角、余高等缺陷，这些几何不连续都将会引起应力集中，从而产生裂纹，导致火灾、爆炸事故的发生。

（6）柔性布置

若金属管道柔性分析不足、布置不合理，可能导致管道变形、弯曲、拱起甚至断裂，埋地管道弯头的设置、弹性敷设、埋设地质影响、温差变化等，均会对管道产生位移具有重要影响。

（7）管道置换投产、试运行危险有害因素

新建成的管道经过吹扫、强度试压、严密性试压及干燥合格后，将进行置换投产。由于油气具有易燃易爆性，管道在投产前管道内空气应采用氮气或其他无腐蚀、无毒害性的惰性气体进行置换。置换过程中操作不当可能导致事故的发生。

2）中毒和窒息

原油、天然气等管线因设计不当、施工缺陷、穿越处防护不当、腐蚀、输送介质不合格、超压等因素发生泄漏，泄漏的油气在通风不良处聚集，可能会引起中毒、窒息事故。

3）灼烫

混输管道设计温度 70℃，发生管道损坏、高温物料泄漏事故，易发生人身灼烫事故。

2、站内原油管线、天然气、污水管线

该工程涉及的管线为站内原油管线、天然气、污水管线，生产运行中可能存在的危险、有害因素包括：火灾爆炸、中毒和窒息等。

1）火灾、爆炸

在正常情况下油气是在密闭系统中输送的，一旦系统发生故障导致密闭输送的油气泄漏，泄漏的油气与空气混合形成爆炸性气体，达到爆炸极限，一旦遇点火源就会发生火灾爆炸事故。

管线在运行过程中的火灾、爆炸危险性分析如下：

（1）凝管

该工程原油凝固点凝点较高，若管道保温措施不良、冬季输送温度不达标或停输时间超过规定时间，可能会发生凝管、冻堵，造成管道憋压，易导致火灾、爆炸事故。

（2）管道自身缺陷、操作失误

该工程输油、污水管线为 20#无缝钢管。若管道质量存在缺陷，可能会造成管道耐腐蚀能力降低、管道的强度达不到要求等问题，导致管道穿孔、破裂，严重时造成火灾、爆炸事故。较为常见的焊接缺陷有裂纹、夹渣、未熔透、未熔合、焊瘤、气孔和咬边等。若存在焊接缺陷，会给管道安全运行构成严重威胁。

（3）腐蚀

腐蚀分为管线内表面腐蚀和外表面腐蚀。

内表面腐蚀：油气管线中含有的砂、铁锈等尘粒、机械杂质随介质流动，若管道材料质量低劣，或管线在长期的运行中，因氧化腐蚀、固体物质的冲蚀等，造成了设备、管线壁厚的减薄，使设备的实际承压能力远远小于设计压力，可能会导致油气泄漏。原油中存在的有机、无机盐，会使管线内壁受到酸性腐蚀、电化学腐蚀，尤其是在弯头、变径处，由于冲刷作用更严重，这些地方的腐蚀也较直管段严重，容易出现腐蚀穿孔。

外表面腐蚀：管线外腐蚀受其材质本身、安装质量及防腐措施效果直接影响，也与周围介质的特性及环境条件密切相关，包括土壤性质、电阻率、含氧量、含水量、pH 值、杂散电流、微生物等因素。另外，若管线、设备外防腐层在运输、施工中被破坏，而未进行及时修补或修补，可能会影响管线的防腐能力，造成设备和管线腐蚀。

（4）应力开裂

应力开裂是指金属管线在固定拉应力和特定介质的共同作用下引起的开裂。这种开裂对管线有很大的破坏性，往往是突发性、灾难性的，会引起爆炸、火灾等事故。如果管线经常开停车或变负荷，系统流动不稳定，管线系统发生水击时，伴生气将在管线内部产生不规则的压力波动，从而产生交变应力。

（5）柔性布置

若金属管道柔性分析不足、布置不合理，可能导致管道变形、弯曲、拱起甚至断裂，埋地管道弯头的设置、弹性敷设、埋设地质影响、温差变化等，均会对管道产生位移具有重要影响。

（6）管线置换投产、试运行危险有害因素

新建成的管线经过吹扫、强度试压、严密性试压及干燥合格后，将进行置换投产。由于油气具有易燃易爆性，管线在投产前管线内空气应采用氮气或其他无腐蚀、无毒害性的惰性气体进行置换。置换过程中操作不当可能导致事故的发生。

2) 中毒和窒息

具体分析参见 3.3.9 节油气集输管道序号 2)。

3) 灼烫

掺水管道设计温度 80℃，发生管道损坏、高温物料泄漏事故，易发生人身灼烫事故。

3.4 公用工程及其辅助设施危险有害因素分析

3.4.1 供配电系统

1、电气火灾

该工程设有变压器、动力箱、电源箱、电缆等。变配电设施可能会发生电气火灾事故。

若电力线路短路、超载、接触不良、散热不良、爆炸危险环境使用非防爆设备、电气设备接地不良的情况下遭受雷击等，可能会引发电气火灾事故。另外若电缆布线不当、电缆或照明电缆因过载发热、不重视电缆的敷设质量等，也有可能引起电气火灾。

电缆着火也可导致火灾。电缆火灾的引发因素有：开关柜、仪表盘的电缆穿孔以及控制室的进出电缆群的孔洞封堵不严密，甚至没有封堵，导致发生火灾时火势蔓延；电缆因过载发热，使电缆绝缘层着火并引燃附近的易燃物而酿成火灾；不重视电缆的敷设质量等。

2、触电

该工程新增设有动力箱、机泵等电气设备。当作业人员意外接触电气设备的带电部位时，有触电的危险。

如因电气设备接地失效、线路过载、电气设备本身缺陷、故障或设备漏电、电气设施绝缘性能差，安全管理不善等原因都可能发生触电事故；如果电气线路老化破损，致使金属导体外露未及时发现修理、无证人员擅自动用电气设备、作业人员违章作业、未将平时不带电，但故障时可能带电的金属导体做可靠接地、使用的移动电气未设置漏电保护器等，也可能造成触电事故。

如电气管理不力，安全管理制度不完善或不落实，没有必要的安全组织、防范措施，检修现场管理混乱，无警告标牌，易造成误送电和触电。如果电气线路或电气设备在设计、安装上存在缺陷，未严格遵循相关的技术标准，或在运行中缺乏必要的维护，导致设备或线路存在漏电、过热、短路、接头松脱、断线碰壳、绝缘老化、绝缘击穿、绝缘损坏、PE 线断线等隐患，对作业人员和检修人员会造成触电威胁。

如电气设备缺乏相应的隔离措施和警告标志，易发生人身、物体接近而出现触电等事故。作业电工或机电设备作业人员操作失误、违章作业、电工使用的工具绝缘性不好、无电工作业证人员违章操作电气设备等也易造成触电事故。

3.4.2 防雷、防静电接地

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

3.4.3 自控系统

该工程新增一套PLC控制系统。

若自控系统故障，可能导致系统信号中断，操作站显示错误的信息，使操作人员判断失误造成事故，甚至引发火灾、爆炸事故。若可燃气体检测报警器失准，可能导致错误报警，若可燃气体报警器失灵，泄漏的可燃气体，不易发现，延误可燃气体泄漏事故的处理时机，严重时导致火灾、爆炸事故。

站内现场仪表是实现站控系统控制的关键，其中温度检测系统、压力检测系统、计量系统与仪表的性能、使用及维护密切相关。若仪表误差过大或误动作，可能引发因误判断泄漏而关断阀门的情况，造成不必要的经济损失。仪表自控故障、附件密封不良，造成设备的温度、压力、流量、液面的仪表指示失真，可能导致超压、超温、操作失控，导致系统的油气泄漏，引发火灾、爆炸事故。

若爆炸危险区域的仪表设备非防爆，可能会引起电火花引发火灾、爆炸事故。

为保证控制系统在停电时能正常运行而配备UPS不间断电源，该电源在运行较长时间后，后备电池未经充放电测试而出现电池故障或停电时UPS未正常切换到UPS供电，将会造成控制系统停电的大故障，给生产带来安全隐患。

3.4.4 暖通

如果供热采暖系统出现故障，设备及管线冻凝，若未能及时发现并予以有效处理，将影响各装置的正常运行，进而导致火灾爆炸、中毒和窒息等事故的发生。

如高温水发生泄漏，可能会造成人员灼烫。

如室内采暖故障，很可能给工作人员带来冻伤的危险。

3.4.5 消防

消防设施为初期事故提供自救条件，在防止事故扩大和争取外部救援时机方面起着重要的作用。若站场无必要的消防器材或消防器材存在缺陷，一旦发生事故时，不能及时进行灭火，小事故将演变为大事故，事故损失程度将扩大。其危险、有害因素主要表现为以下几方面：

1、消防器材配备数量不足，规格、型号、质量不符合要求，过期未及时更换，消防制度不健全，未按要求制定事故应急救援预案等都将导致发生事故时得不到及时有效处理，使事态进一步扩大，造成更大的人员伤亡和财产损失。

2、从业人员防火意识不强，不能正确使用消防器材等，无法有效的控制火情，造成火灾事故的蔓延或扩大。

3、通讯不畅或报警不及时，导致在发生火灾、爆炸事故时不能及时采取有效措施，致使事态扩大，造成严重后果。

3.5 自然和社会危险因素分析

3.5.1 自然灾害

1、极端气候影响

工程所在地区冬季寒冷，极端最低气温可达-28.2℃。低温对设备材质产生一定的影响，若选材不当易导致各类事故的发生。冬季低温会给室外操作人员的身体健康带来一定的危害，人员长时间处在低温环境中，会导致冻伤，尤其是在雨、雪天气，还存在操作人员滑倒、摔伤等危险。低温还会影响人的行为，使人麻木，反应迟钝，会给作业人员作业过程中带来一定影响，从而埋下安全隐患；可能会导致操作失误，引发各类事故的发生。低温对设备还存在一定的危害，过低的温度会使设备材质变脆，降低耐压程度；如输油管道未采取防冻防凝措施或防冻防凝措施不当，设备、管道等有冻裂的危险，可导致物料泄漏，有引发物体打击等事故的可能。

该地区极端最高气温为 35.2℃，当生产环境温度过高（超过 34℃），湿度过大时，人的体温增高，此时易发生中暑；高温作业人的排汗量增加，可造成人体严重脱水，并损失大量的氯化钠，引起水盐平衡失调，并加重了心脏和肾脏的负担；高温作业还可引起食欲减退和消化不良，使人的注意力下降，动作的准确性和反应性降低，有可能导致操作失误，引发事故。

2、地震

地震是地壳运动的一种表现，是地球内部传播出来的地震波造成的地面震动，破坏性大，影响面广，突发性强，虽然发生频率低，但因目前尚无法准确预报，一旦发生，财产和环境损失十分严重。地震产生地面竖向与横向震动，导致地面开裂、裂缝、塌陷，可能导致地下管道破裂。该地区地震基本烈度为Ⅶ度，因此，地震对该工程的影响不容忽视。

3、雷电

雷电是自然中的静电放电现象，是一种自然灾害。雷云放电时，温度可高达 20000℃，使周围空气急剧膨胀，发出爆炸声。放电时，电流最大可达几百千安，感应过电压的幅值可达 300~400kV。虽然雷击总的持续时间很短（约 500ms），但危害极大，主要包括直击雷、雷电感应和雷电波侵入三种。雷击可能破坏建筑物和设备，并可能导致火灾爆炸事故的发生。雷击可能造成井场的火灾爆炸、停电、设备损坏以及人体电击伤害等事故。

4、大风

大风对工程可能造成的影响，除了人员伤亡外，还可能造成输电线路刮断、运输和通信中断、停产，给油田生产和生活造成很大的困难及严重的经济损失，并可能进一步导致灾害性事故的发生。如果大风天气人员到高处检修、施工、巡检，防护不当可能导致作业人员高处坠落；大风时可能将周围设施吹翻而导致砸伤操作人员。

风对伴生气集输系统安全性的影响，还表现在有毒有害气体等的无组织排放（系指泄漏量），风可加速向外扩散，从而使泄漏的有害气体到达较远的区域，造成事故的扩大和对周围大气环境的污染。

5、降雨和洪水

雨天生产作业会造成诸多不便，带来安全隐患，如巡检时因道路湿滑出现车辆伤害和人员滑倒摔伤等。若暴雨洪水进入电气设备可能会造成电气设备绝缘失效，造成触电等事故。

6、降雪

该工程所在地区冬季降雪量较大，若遇到暴雪等极端气候，建（构）筑物设计雪荷载不足，可能压垮建（构）筑物或设备设施，导致可燃、有毒有害物料泄漏，从而可能引发火灾、爆炸、低温冻伤、中毒和窒息等事故，甚至导致更严重的次生灾害。

7、地面沉降

地面沉降是指在一定的地表面积内所发生的地面水平面降低的现象。松散地层在重力作用下致密地层、地质构造作用、地震都会导致地面沉降。人类过度开采地下资源，如矿产、地下水等也会导致地面沉降以及产生地裂纹。地面沉降可能导致埋地管道下部悬空或产生相应的变形，严重时发生断裂。

8、冻土

该地区冬季寒冷，会存在冻土层。若管线敷设在冻土层内，冻土会对管道产生一定的影响。冻土对管道的影​​响主要表现在土体的冻胀对管道的危害，其破坏作用主要表现在以下两个方面：由于沿管道长度方向的不均匀冻胀使管道产生弯曲应力；地下管道与连接点在支管周围切向冻胀力作用下破坏。对于不均匀冻胀的产生，主要有以下几种情况：

1) 埋深不均匀地段产生不均匀冻胀力，例如穿越道路地段等，这些地段由于管道埋深不同，埋深较深的地段就会受到埋深较浅地段冻胀力的作用，从而产生应力弯曲。

2) 穿越不同冻胀性土交界地段产生不均匀冻胀力，从而产生应力弯曲。

3) 穿越地段埋深均匀，但存在不同的覆盖层，例如管道从有覆盖地段（植被或雪）到无覆盖地段过渡时，由于无覆盖地段冻深加大，使这段管道因受冻胀力作用而产生应力弯曲。

3.5.2 社会环境

社会危害主要是指由于第三方破坏造成的问题，第三方破坏主要指站场、井场及管道沿线修筑道路、建设施工、耕作和人为打孔盗油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、地下施工作业时，可能会对埋地管道产生一定的影响。若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，造成管道破裂，引发火灾爆炸事故。

2、有意破坏危害

一些不法分子为了牟取暴利，对原油进行偷盗，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，危害相当严重。恐怖分子的破坏活动也应引起建设单位及运营单位的高度重视。

无关人员擅自进入到站场、井场内，随意动用站内生产设施也易引发各类事故。

3.6 主要危险有害因素的分布

该工程主要危险有害因素分布见表3.6-1。

表 3.6-1 主要危险有害因素分布一览表

序号	危险区域	危险物料	主要设备设施	危险有害因素
1	油气集输系统	原油、天然气、除油剂等	三相分离器、电加热器、加热炉、密闭电脱水装置、立式除油器、管道、阀组等	火灾、爆炸、物理爆炸、中毒和窒息、高处坠落、触电、灼烫、车辆伤害、静电危害、腐蚀危害
2	污水处理系统	原油、污水、各类药剂	集成式含油污水处理装置、污油泵、污油回收罐等	火灾、中毒和窒息、机械伤害、触电、车辆伤害、噪声危害、腐蚀危害等
3	掺水泵房	污水	掺水泵等	火灾、中毒和窒息、机械伤害、物体打击、触电等
4	供配电系统	—	动力箱、电源箱等电气设备	火灾、触电等
5	控制室	—	控制柜等	火灾、触电等
6	采暖泵房	天然气、高温水	加热炉等	触电、灼烫等

3.7 危险化学品重大危险源辨识

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”。根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）的要求，对该工程进行危险化学品重大危险源辨识。

3.7.1 危险化学品重大危险源辨识依据

危险化学品重大危险源辨识依据是《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）规定的生产单元、储存单元内存在的危险化学品的危险性及其数量。单元内存在的危险化学品数量根据危险化学品种类的多少区分为以下两种情况，符合下列情况的，则定为危险化学品重大危险源。

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。

$$S = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \cdots + \frac{q_n}{Q_n} \geq 1 \quad \dots\dots\dots \text{式 (1)}$$

式中：S——辨识指标；

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

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

危险化学品重大危险源辨识流程见图 3.7-1。

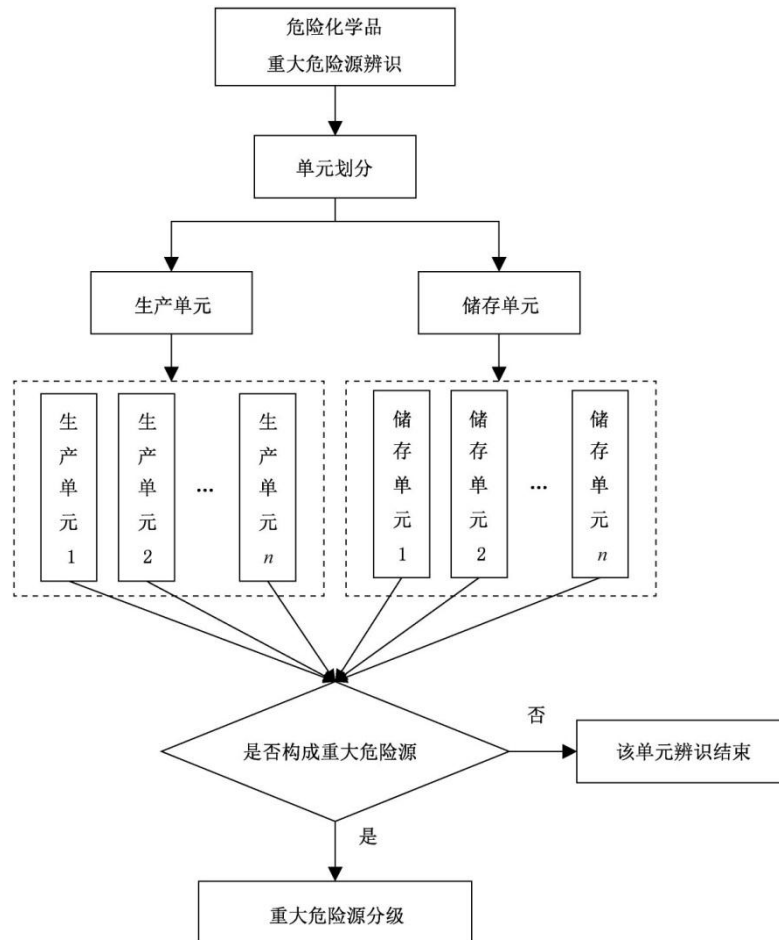


图 3.7-1 危险化学品重大危险源辨识流程图

3.7.2 危险化学品重大危险源辨识过程

该工程构成危险化学品重大危险源的物质为原油、天然气（采油伴生气）。

依据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）第 3.5 条：危险化学品的生产、加工及使用等的装置和设施，当装置及设施之间有切断阀时，以切断阀作为分隔界限划分为独立的单元。依据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）第 3.6 条：用于储存危险化学品的储罐或仓库组成的相对独立的区域，储罐区以罐区防火堤为界限划分为独立的单元，仓库以独立库房（独立建筑物）为界限划分单元。

因此，该工程将张强采油作业区油气集输处理系统划分为一个生产单元，污水处理系统划分为一个生产单元，将原油储存区划分为一个生产单元，各井场划分 1 个生产单元。

各生产单元均不存在危险化工工艺、不在爆炸极限范围内操作、操作压力小于 1.6MPa，操作温度低于沸点。原油闪点（闭口）参数为 30℃。依据《化学品分类和标签规范第 7 部分：易燃液体》（GB30000.7-2013）和《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018），原油的临界量为 5000t，天然气（采油伴生气）的临界量 50t。

1、油气集输处理系统生产单元

油气集输处理系统生产单元存在的构成危险化学品重大危险源的物质为原油和天然气（采油伴生气），主要设备设施包括三相分离器等。设备设施和管线中危险物质远远小于其临界量，因此，该生产单元均不构成危险化学品重大危险源。

2、污水处理系统生产单元

污水处理系统生产单元存在的构成危险化学品重大危险源的物质为原油，主要设备设施包括污油回收罐等。设备设施和管线中危险物质远远小于其临界量，因此，该生产单元均不构成危险化学品重大危险源。

3、原油储存生产单元

该单元原油储存在已建 8 座 50m³ 高架储罐内，原油密度为 0.9064t/m³。储罐中原油总量共约为： $0.9064\text{t/m}^3 \times 50\text{m}^3 \times 8 = 362.56\text{t}$ ，小于其临界量。因此，该生产单元均不构成危险化学品重大危险源。

4、井场生产单元

各井场设 1 座 50m³ 高架罐，原油密度为 0.9064t/m³；管线中存量约 1t。原油总量约为： $0.9064\text{t/m}^3 \times 50\text{m}^3 + 1 = 45.32\text{t}$ ，小于其临界量。因此，各井场生产单元均不构成危险化学品重大危险源。

因此，该工程各生产单元均不构成危险化学品重大危险源。

3.7.3 危险化学品重大危险源辨识结论

依据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）的规定，通过对该工程进行危险化学品重大危险源辨识，确认该工程不构成危险化学品重大危险源。

但该工程涉及的原油、天然气为危险化学品，企业对此应特别关注，严格按照《中华人民共和国安全生产法》、《危险化学品安全管理条例》等有关法律法规的规定进行管理，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 评价单元划分与评价方法选择

4.1 评价单元的划分

评价单元的划分是为评价目标和评价方法服务的。为便于评价工作的进行，提高评价工作的准确性；评价单元一般根据生产装置、物料的特点和特征与危险、有害因素的类别、分布等因素进行划分，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。

通过对该工程存在的危险、有害因素的分析，结合行业特点和该工程的具体情况，本次安全验收评价按工艺流程并兼顾平面布置和各生产系统及其附属设施中存在的危险、有害因素的相似特性等划分评价单元。评价单元划分的情况，见表 4.1-1。

表 4.1-1 评价单元划分表

序号	评价单元	评价子单元	选用评价方法
1	法律法规符合性	/	安全检查表法
2	周边环境的适应性和 应急救援的有效性	周边环境的适应性、应急救援的有效性	安全检查表法
3	工艺及设施、设备的安全 全性	/	安全检查表法
4	物料、产品安全性能	/	安全检查表法
5	公共工程及辅助生产 设施的配套性	仪表自动化控制系统、腐蚀控制工程与保温、供 配电、消防设施、供热及暖通、建（构）筑物	安全检查表法
6	安全生产管理和安全 培训的充分性	/	安全检查表法

4.2 评价方法的介绍

（一）安全检查表法

安全检查表法分析，即为了查找工程、系统中各种设备设施、物料、工件、操作、管理和组织措施中的危险、有害因素，事先把检查对象加以分解，将大系统分割成若干

小的子系统，以提问或打分的形式，将检查项目列表逐项检查，避免遗漏，通常将这种评价方法称为安全检查表分析法。

5 符合性评价

5.1 法律法规符合性单元

本评价采用安全检查表法对法律法规符合性单元进行符合性评价。具体内容，见表5-1。

表 5.1-1 法律法规符合性单元检查表

序号	检查项目及内容	依据标准	检查情况	检查结果
1	生产经营单位应当具备本法 and 有关法律、行政法规和国家标准或者行业标准规定的安全生产条件；不具备安全生产条件的，不得从事生产经营活动。	《安全生产法》 第二十条	辽兴油气开发公司具备生产条件。	符合
2	生产经营单位的全员安全生产责任制应当明确各岗位的责任人员、责任范围和考核标准等内容。 生产经营单位应当建立相应的机制，加强对全员安全生产责任制落实情况的监督考核，保证全员安全生产责任制的落实。	《安全生产法》 第二十二条	已建立、健全主要负责人、分管负责人、安全生产管理人员、职能部门、各岗位安全生产责任制	符合
3	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	《安全生产法》 第三十条	特种作业人员持证上岗。	符合

	业培训，取得相应资格，方可上岗作业。			
4	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。	《安全生产法》 第四十五条	已为从业人员提供了符合国家标准或者行业标准的劳动防护用品，工作服、安全帽等，并监督、教育其从业人员按照使用规则佩戴、使用。	符合
5	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费用。	《安全生产法》 第四十七条	已配备为从业人员配备劳动防护用品	符合
6	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。	《安全生产法》 第五十一条	已依法参加工伤保险，为从业人员缴纳保险费	符合
7	生产经营单位的主要负责人应当依法履行安全生产管理职责，及时消除生产安全事故隐患，防范自然灾害引发生产安全事故，解决实施生产安全事故应急预案、安全生产投入等问题，落实保障安全生产的各项措施。	《辽宁省安全生产条例》第十一条	主要负责人依法履行安全生产管理职责。	符合
8	生产经营单位新建、改建、扩建工程项目（以下统称建设项目）的安全设施，必须与主体工程同时	《辽宁省安全生产条例》第十七条	本工程安全设施履行三同时。	符合

	设计、同时施工、同时投入生产和使用(以下简称“三同时”)。			
9	建设项目安全设施的施工应当由取得相应资质的施工单位进行,并与建设项目主体工程同时施工。	《建设项目安全设施‘三同时’监督管理办法》第十七条	本工程安全设施的施工公司具有相应资质	符合

小结: 法律法规符合性单元检查表共 9 项检查项, 均符合要求。

5.2 工艺及设施、设备的安全性单元

本评价采用安全检查表法对工艺及设施、设备的安全性单元进行符合性评价。具体内容, 见表 5-2。

表 5-2 工艺及设施、设备的安全性单元安全检查表

序号	检查项目	依据法规	设计情况	检查结果
一	原油脱水系统			
1	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	该工程容器、工艺设备和油气地面管道采用非燃烧材料保温。	符合
2	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; 3.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; 4.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 第 1、3、4 款	站内顶部操作压力大于 0.07MPa 的压力容器、相关机泵的出口、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已设置安全阀。	符合
3	阀门的选用, 应符合现行国家标准《工业金属管道设计规范》GB50316 及其他国家现行标准的有关规定。	GB50350-2015 第 8.6.16 条	该工程阀门选用钢阀。	符合
二	污水处理系统			
4	污油罐、调储罐、除油罐、沉降罐应设阻火器、呼吸阀和液压安全阀, 寒冷地区应采用防冻呼吸阀。	GB50428-2015 第 3.0.9 条	污油回收罐设置阻火器、防冻呼吸阀和液压安全阀。	符合
5	除油罐及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	原清水罐改造为污水缓冲罐, 增设收油槽。	符合

序号	检查项目	依据法规	设计情况	检查结果
6	污油罐宜保温，罐内宜设加热设施，罐底排水管道宜设置排水看窗。	GB50428-2015 第 5.6.2 条	污油回收罐设置电热带伴热，采用 50mm 厚憎水性复合铝镁硅酸盐卷毡保温，外包 0.5mm 厚彩钢板。	符合
7	污油罐宜设 1 座，公称容积不宜大于 200m ³ ，污油进罐管道宜设通往污油泵进口的旁路管道。	GB50428-2015 第 5.6.5 条	污油回收罐设 1 座，容积为 2m ³ ，不大于 200m ³ 。	符合
三	输送管道			
(一)	站内工艺管道			
8	管道敷设方式应根据场区情况、输送介质特性和维护管理等因素确定。地上管道的布置不应妨碍交通运输、消防车辆通行，且宜兼顾行人通行、建筑物采光和通风的要求。	GB50350-2015 第 10.4.2 条	该工程站内油气集输管线主要采用地面架空敷设。	符合
9	站内地上管道的安装应符合下列规定： 1.架空管道管底距地面不应小于 2.2m，管墩敷设的管道管底距地面不应小于 0.3m； 2.当管带下面有泵或换热器时，管底距地面高度应满足机泵、换热器安装和检修的要求； 3.地上管道和设备的涂色应符合现行行业标准《石油天然气工程管道和设备涂色规范》SY/T0043 的规定。	GB50350-2015 第 10.4.3 条	站内管线管底离地 0.4m；管带下方无泵安装。	符合
10	原油集输油管道的公称直径不应小于 40mm。	GB50350-2015 第 8.2.2 条	集输管道最小管径为 D57×3.5。	符合
11	油气集输管道应根据工艺要求和敷设环境温度条件采取经济合理的保温或隔热措施。保温或隔热设计应符合现行国家标准《工业设备及管道绝热工程设计规范》GB50264 的有关规定。	GB50350-2015 第 8.5.5 条	站内油气集输管道采取保温措施。	符合
12	油气集输管道内、外防腐设计应符合现行国家标准《钢质管道内腐蚀控制规范》GB/T 23258-2020、《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T 21447-2018、《埋地钢质管道阴极保护技术规范》GB/T21448 的有关规定。	GB50350-2015 第 8.5.7 条	站内油气集输管道采取防腐措施。	符合
13	油气集输管道所用管子、管道附件的材质选择，应根据设计压力、设计温度、介质特性、使用地区等因素，经技术经济对比后确定。采用的钢管和钢材，应具有良好的韧性和焊接性能。	GB50350-2015 第 8.6.1 条	站内油气集输管道主要选用 20#无缝钢管，材质满足要求。	符合
(二)	站外油气集输管道			
14	油气田内部集输管道宜埋地敷设。	GB50183-2004 第 7.1.1 条	该工程油气集输管道埋地敷设。	符合

序号	检查项目	依据法规	设计情况	检查结果						
15	原油集输管道的公称直径不应小于 40mm。	GB50350-2015 第 8.2.2 条	混输管道公称直径为76mm，大于40mm。	符合						
16	埋地管道强度设计应根据管段所处地区等级，以及所承受的可变荷载和永久荷载而定；当管道通过地震动峰值加速度大于或等于 0.05g 至小于或等于 0.40g 的地区时，应按现行国家标准进行抗震设计。	GB50350-2015 第 8.1.5 条	已进行抗震设计。	符合						
17	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》GB50251 的有关规定。	GB50350-2015 第 8.5.2 条	地区最大冻土层深度为 1.52m，确定管顶最小埋深为 1.80m。	符合						
18	集油管道敷设、线路截断阀的设置、管道的锚固及线路标志，应符合现行国家标准《输油管道工程设计规范》GB50253 的有关规定。集气管道敷设、线路截断阀的设置及线路标志，应符合现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB50251 的有关规定。	GB50350-2015 第 8.5.8 条	集油管道敷设、线路截断阀的设置、管道的锚固及线路标志符合上述规定。	符合						
19	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。	GB50423-2013 第 7.1.1 条	按要求穿越。	符合						
20	油气管道穿越公路时，输送管道或套管顶部最小覆盖层厚度应符合表 7.1.9 的要求。 <table><tr><td>位置</td><td>最小覆盖层（m）</td></tr><tr><td>公路顶面路面以下</td><td>1.2</td></tr><tr><td>公路边沟底面以下</td><td>1.0</td></tr></table>	位置	最小覆盖层（m）	公路顶面路面以下	1.2	公路边沟底面以下	1.0	GB50423-2013 第 7.1.9 条	集油管道顶管穿越公路，保护套管顶部最小覆土厚度不小于 1.6m。	符合
位置	最小覆盖层（m）									
公路顶面路面以下	1.2									
公路边沟底面以下	1.0									
21	钢质管道外防腐层应具备良好的电绝缘性、机械性、防潮防水性、附着力、耐化学性和热老化性、耐微生物侵蚀等基本性能，且易于施工和修补。	GB/T21447-2018 第 5.1.1 条	方案中进行了管道防腐设计，满足规范要求。	符合						

小结：共设 21 项检查项，经检查 21 项符合要求。

5.3 物料和产品安全性能评价

本工程生产运行过程涉及的主要危险物质是原油、天然气，具有易燃易爆的性质，同时还涉及了油田化学药剂。本报告在第三章的分析中，原油、天然气为甲 B 类易燃易爆物质，具有火灾爆炸、中毒和窒息等危害，经现场调查，本工程采取密闭工艺流程，设备设施采用 dIIBT4 隔爆型，管理单位对岗位员工进行了岗位培训，现场设置应急处置方案，定期进行应急演练，现场设置了灭火器材，通信设施良好，视频监控设施良好可靠，

应急救援物资齐全良好，具备安全生产条件。

5.4 公共工程及辅助生产设施的配套性单元

本评价采用安全检查表法对公辅工程单元进行符合性评价。具体内容，见表 5-3。

表 5-3 公共工程及辅助生产设施的配套性安全检查表

序号	检查项目	依据法规	设计情况	检查结果
一	电气			
1	油气田各类站场的电力负荷等级，应符合现行国家标准《供配电系统设计规范》GB50052 及现行行业标准《油气田变配电设计规范》SY/T0033的有关规定，并结合油田油气集输工程在生产过程中的特点及中断供电所造成的损失和影响程度划分。油田站场电力负荷等级宜符合下列规定： 1.矿场油库（管输）、轻烃储库等电力负荷宜为一级； 2.矿场油库（铁路外运）、原油稳定站、接转站、放水站、原油脱水站、增压集气站、注气站、机械采油井排等电力负荷宜为二级； 3.处理天然气凝液的站场，当设计能力大于或等于$50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$时，电力负荷为二级。 4.增压站设计能力大于或等于$50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$时，压缩机的原动机为电动机，或原动机采用燃气发动机，机组的润滑和冷却设备及仪表用电由外电源供电时，电力负荷为二级。 5.自喷油井、机械采油井（包括丛式井）、计量站、集油阀组间等电力负荷宜为三级。	GB50350-2015 第11.1.1条	该工程站场和井场的用电负荷等级为三级。	符合
2	电力负荷等级应按二级负荷设计。	GB50428-2015	脱水站单电源供	符合

序号	检查项目	依据法规	设计情况	检查结果
		第10.2.1条	电,另设柴油发电机1台,满足二级负荷的要求。	
3	配电线路应装设短路保护和过负荷保护。	GB50054-2011 第6.1.1条	配电线路已装设短路保护和过负荷保护。	符合
4	防爆电气设备的级别和组别不应低于该爆炸性气体环境内爆炸性气体混合物的级别和组别。	GB50058-2014 第5.2.3条	爆炸危险区域内所有电气、仪表设备均采用防爆产品,防爆等级为dII BT4。	符合
5	采出水处理站的电气装置及厂房的防爆要求应根据防爆区域划分确定。	GB50428-2015 第3.0.10条	电气装置及厂房的防爆要求已根据防爆区域划分确定。	符合
6	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	站场内建筑物、构筑物的防雷分类及防雷措施,已按现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB50057的有关规定执行。	符合
7	工艺装置内露天布置的塔、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	工艺设备金属部分均做防雷防静电接地。	符合
8	对爆炸、火灾危险场所内可能产生静电危害	GB50183-2004	采取防静电接地。	符合

序号	检查项目	依据法规	设计情况	检查结果
	的设备和管道，均应采取防静电措施。	第9.3.1条		
9	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 10Ω 。	SY/T5984-2020 第3.3条	接 地 电 阻 值 为 10Ω	符合
10	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，但应构成电气通路。	SY/T5225-2019 第6.1.2.4条	连接管道的法兰 连接处，应设金属 跨接线。	符合
三	自控控制			
11	油气集输站场自控设计应满足工艺过程操作稳定、安全、经济运行的要求。仪表控制系统或计算机控制系统设置应满足下列规定： 1.原油脱水站、原油稳定站、天然气处理厂、集中处理站应采用计算机控制系统。其他站场可根据输入输出点数量，选用仪表控制系统或小型计算机控制系统。 2.油气生产工艺相对简单、对调节精度不高的设施、装置，结合工艺，宜选用自力式、机械式、基地式控制仪表或装置。 3.当需要在控制中心远程监控和管理井场、站场的工艺生产过程时，宜采用由井场远程终端装置（RTU）和站场控制系统构成的监控与数据采集系统（SCADA）。	GB50350-2015 第9.1.1条	新增1套PLC控制系统。	符合

序号	检查项目	依据法规	设计情况	检查结果
	4.需要实现数据远传的井场，应利用丛式井、加密机等生产方式或布井工艺，简化自动化设施。			
12	仪表及管道保温和伴热应符合下列规定： 1.在环境温度条件下不能正常工作的测量管道、分析取样管道、自动化仪表或控制装置，应保温和伴热； 2.仪表及管道的保温和伴热设计应符合现行行业标准《石油化工仪表及管道伴热和绝热设计规范》SH/T3126的有关规定。	GB50350-2015 第9.1.4条	仪表及管道保温和伴热已按上述要求布置	符合
13	站场内检测控制点应符合下列规定： 1.调储罐、除油罐、沉降罐、缓冲水罐、污油罐、回收水罐（池）应设置液位显示及报警； 2.除油罐、沉降罐宜设置油水界面指示； 3.过滤器的反冲洗宜实现顺序逻辑自动控制，且过滤器反冲洗水流量宜设置闭环变频控制； 4.当采用计算机控制系统时，应远程显示所有泵的运行状态。	GB50428-2015 第10.1.2条	污水缓冲罐设置液位就地、远传显示及高低液位报警；与污水提升泵联锁，低液位停泵； 污油回收罐设置液位就地、远传显示及高低液位报警，低液位联锁停污油泵。 所有远传仪表信号进入中控室已有PLC控制系统。	符合
四	建（构）筑物			
14	各类建筑与市政工程的抗震设防烈度不应低	GB55002-2021	建（构）筑物抗震	符合

序号	检查项目	依据法规	设计情况	检查结果
	于本地区的抗震设防烈度。	第2.2.1条	按6度设防。	
15	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。	GB50183-2004 第6.9.1条	该工程涉及的建（构）筑耐火等级为二级。 所有的建筑构件采用非燃烧材料。 均为单层建筑。	符合
16	甲、乙类容器、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	设备基础采用钢筋混凝土。	符合
五	消防			
17	灭火器的配置类型应与配置场所的火灾种类和危险等级相适应，并应符合下列规定： 1 A类火灾场所应选择同时适用A类、E类火灾的灭火器。 2 B类火灾场所应选择适用于B类火灾的灭火器。B类火灾场所存在水溶性可燃液体（极性溶剂）且选择水基型灭火器时，应选用抗溶性的灭火器。 3 C类火灾场所应选择适用于C类火灾的灭火器。 4 D类火灾场所应根据金属的种类、物态及其特性选择适用于特定金属的专用灭火器。 5 E类火灾场所应选择适用于E类火灾的灭火	GB55036-2022 第10.0.1条	配备了10具MF/AB8手提式干粉灭火器。	符合

序号	检查项目	依据法规	设计情况	检查结果
	器。带电设备电压超过1kV且灭火时不能断电的场所不应使用灭火器带电扑救。 6 F类火灾场所应选择适用于E类、F类火灾的灭火器。当配置场所存在多种火灾时，应选用能同时适用扑救该场所所有种类火灾的灭火器。			
18	灭火器配置场所应按计算单元计算与配置灭火器，并应符合下列规定： 1计算单元中每个灭火器设置点的灭火器配置数量应根据配置场所内的可燃物分布情况确定。所有设置点配置的灭火器灭火级别之和不应小于该计算单元的保护面积与单位灭火级别最大保护面积的比值。 2一个计算单元内配置的灭火器数量应经计算确定且不应少于2具。	GB55036-2022 第10.0.3条	计算单元内配置的灭火器数量不少于2具	符合
19	灭火器应设置在位置明显和便于取用的地点，且不应影响人员安全疏散。当确需设置在有视线障碍的设置点时，应设置指示灭火器位置的醒目标志。	GB55036-2022 第10.0.4条	已设置指示灭火器位置的醒目标志	符合
六	危险有害因素控制			
20	转动机械外露的转动部分应设置防护罩。	GB5083-1999 第3.1条	转动部分已设置防护罩	符合
21	以操作人员的操作位置所在平面为基准，凡在高度2m之内的所有转动设备的外露危险零部件及危险部位，都须设置安全保护装置。	GB5083-1999 第6.1.6条	安全保护装置已配备	符合
22	在平台、通道或工作面上可能使用工具、机	GB4053.3-2009	防护栏杆已配备	符合

序号	检查项目	依据法规	设计情况	检查结果
	器部件或物品场合，应在所有敞开边缘设置带踢脚板的防护栏杆。	第4.1.2条		
23	生产经营单位应当在有较大危险因素的生产经营场所和有关设施、设备上，设置明显的安全警示标志。	《中华人民共和国安全生产法》 第三十五条	在醒目位置悬挂防毒、防火、防爆安全警示标志和防护用品存放标识。	符合

小结：共设 23 项检查项，经检查均符合要求。

5.5 周边环境的适应性和应急救援的有效性单元

本评价采用安全检查表法对周边环境的适应性和应急救援的有效性单元进行符合性评价。周边环境的适应性子单元见表 5-5，应急救援的有效性子单元见表 5-6。

表 5-5 周边环境的适应性子单元安全检查表

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
1	区域布置应根据石油天然气站场、相邻企业和设施的特点及火灾危险性，结合地形与风向等因素，合理布置。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB50183-2004 第 4.0.1 条	本工程属于改造项目，改造后不改变原站场区域位置，原站场周围 30m 范围内无居民区、村镇、厂矿企业、公共福利设施及其它建（构）筑物等，区域位置符合要求。	符合
2	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。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB50183-2004 第 4.0.2 条		符合
3	油品、液化石油气、天然气凝液站场的生产区沿江河岸布置时，宜位于邻	《石油天然气工程设计防火规范》	本工程涉及站场未沿江河布置。	符合

序号	检查内容	检查依据	检查记录	检查结果
	近江河的城镇、重要桥梁、大型锚地、船厂等重要建筑物或构筑物的下游。	GB50183-2004 第 4.0.3 条		
4	石油天然气站场与周围居住区、相邻厂矿企业、交通线等的防火间距，不应小于《石油天然气工程设计防火规范》表4.0.4的规定。	《石油天然气工程设计防火规范》 GB50183-2004 第 4.0.4 条	各站场与周围居住区、相邻厂矿企业、交通线等的防火间距符合要求。	符合

小结：共 4 项检查项，均符合要求。

表 5-6 应急救援的有效性子单元安全检查表

序号	检查内容	检查依据	检查记录	结论
1	生产经营单位的主要负责人对本单位安全生产工作负有下列职责:(六)组织制定并实施本单位的生产安全事故应急救援预案。	《安全生产法》第二十一条	企业已组织制定并实施了本单位的生产安全事故应急救援预案。	符合
2	生产经营单位的安全生产管理机构以及安全生产管理人员履行下列职责: (一)组织或者参与拟订本单位安全生产规章制度、操作规程和生产安全事故应急救援预案。 (二)组织或者参与本单位应急救援演练	《安全生产法》第二十五条	已参加本单位的安全生产规章制度、操作规程和生产安全事故应急救援预案并组织应急救援演练。	符合
3	生产经营单位应当制定本单位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》第八十一条	本工程应急救援预案和政府组织制定的生产安全事故应急救援预案已衔接。	符合
4	编制应急预案前,编制单位应当进行事故风险评估	《生产安全事故应急预案管理办法》	企业已进行了事故风险评估和应急资源调查。	符合

	估和应急资源调查。	法》第十条		
5	生产经营单位应当根据有关法律、法规、规章和相关标准,结合本单位组织管理体系、生产规模和可能发生的事故特点,确立本单位的应急预案体系,编制相应的应急预案,并体现自救互救和先期处置等特点。	《生产安全事故应急预案管理办法》第十二条	企业已确立了本单位的应急预案体系,编制了相应的应急预案,并体现了自救互救和先期处置等特点。	符合
6	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。	《生产安全事故应急预案管理办法》第十三条	企业已编制了综合应急预案及专项应急预案	符合
7	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	企业的应急预案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信息	符合
9	生产经营单位的应急预案经评审或者论证后,由本单位主要负责人签署公布,并及时发放到本单位有关部门、岗位和相关应急救援队伍。	《生产安全事故应急预案管理办法》第二十四条	企业的应急预案由本单位主要负责人签发,已经发放到本单位有关部门、岗位和相关应急救援队伍	符合

10	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。	《生产安全事故应急预案管理办法》 第三十一条	企业的相关人员均了解应急预案内容，熟悉应急职责、应急处置程序和措施	符合
11	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	企业半年组织一次应急预案演练	符合
12	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	企业的应急预案演练结束后，能及时的对应急预案演练效果进行评估，编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。	符合
13	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	《石油天然气安全规程》 第 4.6.3 条	企业建立了应急组织配备兼职应急人员和应急物资。	符合

14	进行应急培训,员工应熟悉相应岗位应急要求和措施;定期组织应急演练,并根据实际情况对应急预案进行修订	《石油天然气安全规程》第 4.6.6 条	企业的员工均经过应急培训	符合
15	应急预案的编制应符合国家现行标准关于生产安全事故应急预案编制的要求;在制定应急预案时,应征求相关方的意见,并对应急响应和处置提出要求;当涉及多个单位联合作业时,应急预案应协调一致,做到资源共享、应急联动;应急预案应按规定上报	《石油天然气安全规程》第 4.6.2 条	应急预案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案	符合

小结: 应急救援的有效性子单元检查表共 15 项检查项, 均符合要求。

5.6 安全生产管理和安全培训的充分性单元

序号	检查内容	检查依据	检查情况	结论
1	生产经营单位的主要负责人对本单位安全生产工作负有下列职责: (一)建立健全并落实本单位全员安全生产责任制,加强安全生产标准化建设; (二)组织制定并实施本单位安全生产规章制度和操作规程; (三)组织制定并实施本单位安全生产教育和培训计划;	《安全生产法》第二十一条	辽兴油气开发公司主要负责人和安全生产管理人员已履行以下职责。	符合

	(四)保证本单位安全生产投入的有效实施; (五)组织建立并落实安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防工作机制,督促、检查本单位的安全生产工作,及时消除生产安全事故隐患; (七)及时、如实报告生产安全事故。			
2	矿山、金属冶炼、建筑施工、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。	《安全生产法》 第二十四条	辽兴油气开发公司成立了安全生产管理机构,有专职安全生产管理人员。	符合
3	生产经营单位的安全生产管理机构以及安全生产管理人员履行下列职责: (二)组织或者参与本单位安全生产教育和培训,如实记录安全生产教育和培训情况; (三)组织开展危险源辨识和评估,督促落实本单位重大危险源的安全管理措施; (四)组织或者参与本单位应急救援演练; (五)检查本单位的安全生产状况,及时排查生产安全事故隐患,提	《安全生产法》 第二十五条	辽兴油气开发公司主要负责人和安全生产管理人员已履行上述职责。	符合

	出改进安全生产管理的建议； （六）制止和纠正违章指挥、强令冒险作业、违反操作规程的行为； （七）督促落实本单位安全生产整改措施。			
4	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，了解事故应急处理措施，知悉自身在安全生产方面的权利和义务。未经安全生产教育和培训合格的从业人员，不得上岗作业。	《安全生产法》 第二十八条	已对安全从业人员进行安全生产教育和培训。经培训合格后上岗。	符合
5	生产经营单位应当在有较大危险因素的生产经营场所和有关设施、设备上，设置明显的安全警示标志。	《安全生产法》 第三十五条	已设置安全警示标志	符合
6	从业人员在作业过程中，应当严格落实岗位安全责任，遵守本单位的安全生产规章制度和操作规程，服从管理，正确佩戴和使用劳动防护用品。	《安全生产法》 第七十五条	从业人员遵守本单位的安全生产规章制度和操作规程，且正确佩戴和使用劳动防护用品。	符合
7	生产经营单位主要负责人和安全生产管理人员应当接受安全培训，具备与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。	《生产经营单位安全培训规定》 第六条	企业的主要负责人和安全生产管理人员已接受安全培训，具备与所从事的生产经营活动相适应的安全生产知	符合

			识和管理能力。	
8	进行全员安全生产教育和培训，普及安全生产法规和安全生产知识。进行专业技术、技能培训和应急培训；特种作业人员、高危险岗位、重要设备和设施的作业人员，应经过安全生产教育和技能培训，应符合《生产经营单位安全培训规定》	《石油天然气安全 规 程 》 第 4.1.4	全员均经过安全教育和培训并组织经常性安全考核	符合
9	企业应制定保护员工健康的制度和措施，对员工进行职业健康与劳动保护的培训教育	《石油天然气安全 规 程 》 第 4.2.1	企业制定有保护员工健康的制度和措施	符合

小结：共设 9 项检查项，经检查均符合要求

5.7 检查评价结果汇总

小结：工程项目的安全设施与主体工程实现了“三同时”；各站总平面布局与国家和行业标准符合程度较高；主体工程（建筑）、工艺设施、物料及产品、公用工程及辅助设施配套性、周边环境适应性和应急救援预案有效性；特种设备和强制检验检测器具按国家有关规定定期检验；安全管理机构和安全管理制度健全，安全教育培训和职业劳动保护卓有成效，安全投入有保证，初步设计安全专篇中提出的安全对策措施经对照检查，全部得到了落实，该工程总体运行安全状况良好。

6 事故发生的可能性及严重程度预测

根据格雷厄姆——金尼法采用的评价程序和原则以及各作业场所的具体情况，对各作业设备运行等具有潜在危险性的作业进行综合评价，评价结果，见表6-1。

表 5-1 作业条件危险性评价结果

序号	作业名称	危险类别	L	E	C	D=L×E×C	危险等级
1.	三相分离器运行	火灾、爆炸	0.5	2	40	40	一般危险， 需要注意
2.	三相分离器运行	物理爆炸	0.5	2	40	40	一般危险， 需要注意
3.	三相分离器维修	高处坠落	0.5	2	7	7	稍有危险， 可以接受
4.	三相分离器维修	中毒和窒息	0.5	2	7	7	稍有危险， 可以接受
5.	三相分离器维修	火灾、爆炸	0.5	2	40	40	一般危险， 需要注意
6.	电加热器、加热炉运行	火灾、爆炸	0.5	2	40	40	一般危险， 需要整改
7.	电加热器、加热炉运行	灼烫	0.5	2	7	7	稍有危险， 可以接受
8.	电加热器、加热炉运行	中毒和窒息	0.5	2	7	7	稍有危险， 可以接受
9.	电加热器、加热炉运行	触电	0.5	2	7	7	稍有危险， 可以接受
10.	电脱水器运行	火灾、爆炸	0.5	2	40	40	一般危险， 需要注意

11.	电脱水器运行	中毒和窒息	0.5	2	15	15	稍有危险， 可以接受
12.	电脱水器运行	触电	0.5	2	7	7	稍有危险， 可以接受
13.	电脱水器维修	高处坠落	0.5	2	7	7	稍有危险， 可以接受
14.	电脱水器运行	灼烫	0.5	2	7	7	稍有危险， 可以接受
15.	立式除油器运行	火灾、爆炸	0.5	2	40	40	一般危险， 需要注意
16.	立式除油器运行	中毒和窒息	0.5	2	15	15	稍有危险， 可以接受
17.	立式除油器运行	触电	0.5	2	7	7	稍有危险， 可以接受
18.	立式除油器维修	高处坠落	0.5	2	7	7	稍有危险， 可以接受
19.	立式除油器维修	物体打击	0.5	2	7	7	稍有危险， 可以接受
20.	立式除油器维修	灼烫	0.5	2	7	7	稍有危险， 可以接受
21.	污油回收罐运行	火灾、爆炸	0.5	2	40	40	一般危险， 需要注意
22.	污油回收罐运行	中毒和窒息	0.5	2	15	15	稍有危险， 可以接受
23.	集成式含污水处理装置	火灾、爆炸	0.5	2	40	40	一般危险， 需要注意

24.	集成式含油污水处理装置	中毒和窒息	0.5	2	15	15	稍有危险， 可以接受
25.	集成式含油污水处理装置	机械伤害	0.5	2	7	7	稍有危险， 可以接受
26.	集成式含油污水处理装置	触电	0.5	2	7	7	稍有危险， 可以接受

根据结果分析，可知设备运行过程中的火灾、爆炸均为一般危险，需要注意，设备作业过程中人员必须按照操作规程中相关规定进行作业，避免发生严重的事故后果。

7 安全对策措施与建议

(1) 必须加强安全生产监督和管理的工作，建立严格的安全管理制度和监督机制，并严格执行，不可懈怠。

(2) 所有的设施设备应进行日常维护和保养，特种设备应定期检测，压力表、可燃气体报警器应定期检测。

(3) 特种作业人员必须经考核合格后，方可上岗作业。

(3) 防雷防静电设施应保证完整有效，并定期检测。

(4) 制定严格的消防制度，加强消防宣传教育，进行必要的针对预想事故的消防演习；确保有效的消防器具设施的配备和进行有效的保护。

(5) 按要求对各类装置、设备、仪器等进行维护，并建立相应的台帐。

(6) 安全设施和防护用品（器具）管理要严格。各种安全设施要有专人负责管理，经常检查和维护保养并落实到人，各种安全设施要建立档案编入设备检修计划，定期检修；各种防护器具都应定点存放在安全、方便的地方，并有专人负责保管，定期校验和维护，每次校验后应记录或铅封，主管人应经常检查。必须建立防护用品和器具的领用登记卡制度，并根据有关规定制订发放标准。

(7) 加强用火的管理，生产区内严禁吸烟和带入火柴、打火机、手机等。进入爆炸火灾危险区域的车辆应有阻火设施。管理和控制好各种火源。在易燃、易爆场所动火应制定安全措施，动火前要经有关部门审批，采取措施，取得动火许可证后方能动火，并在现场设置专门监督人员。

(8) 必须加强安全管理，人员必须经过培训、持证上岗；工程施工和运行过程中的特种作业人员应按国家相关规定进行培训，取得上岗证后才能进行相关作业。

(9) 不断加强安全环保的检查力度，确保整个井区安全平稳运行充到安全操作规程中，并认真落实教育培训。

(10) 企业应按要求完善特种设备台账，及时更新使用登记信息及检验信息。

8 安全验收评价结论

8.1 符合性评价的综合结果

对该工程从法律法规的符合性评价，工艺及设施、设备的安全性评价，物料、产品安全性能评价，公用工程及辅助生产设施的配套性评价，周边环境的适应性和应急预案的有效性评价，安全生产管理和安全培训的充分性评价等6个方面进行了符合性评价。

根据该工程现场检查和对竣工资料的调查、分析，该工程安全设施、设备、装置与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用，设计、施工单位具有相应资质，竣工资料完整齐全，各类设备、材料均有出厂合格证。

按照国家有关法律法规、标准规范及行业技术标准的要求，该工程竣工投产试运行期间，站场制订了安全管理制度和应急预案，应急预案定期进行演练。同时在试运行期间安全设施均正常使用，生产中未出现任何事故，该工程在工艺设备设施及安全管理方面具备了安全生产运行的条件。

8.2 存在的主要危险有害因素及其危害程度

8.2.1 主要危险有害因素

该工程涉及的主要有毒有害物质为：原油、天然气（采油伴生气、燃料气，主要成分为甲烷，不含硫化氢）、除油剂、絮凝剂、助凝剂。

该工程存在的主要危险有害因素为：火灾、爆炸、中毒和窒息、高处坠落、触电、灼烫、车辆伤害、静电危害、腐蚀危害等。

8.3 安全验收评价总体结论

按照科学、严谨、客观、公正的原则，经过现场实地勘查，审阅相关资料，对照国家有关法律、法规和国家及行业技术标准和规范，本评价认定辽河油田辽兴油气开发公司中国石油辽河油田辽兴油气开发公司张强油田挥发性有机物及甲烷协同管控工程设计、施工、试运行管理和监督制度齐全，安全设施、设备、装置与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产，通过符合性检查，符合国家有关法律、法规和国家及行业技

术标准和规范的要求，具备安全验收的条件。

附件被评价单位提供的原始资料目录

1. 资质证书
2. 安全阀校验报告
3. 仪器仪表检测报告
4. 试生产总结报告
5. 竣工图