

河口采油厂  
陈西接转站集油系统改造工程  
**安全预评价报告**

东营市胜丰安全技术服务有限公司

资质证书编号：APJ-（鲁）-314

2019年11月13日



河口采油厂  
陈西接转站集油系统改造工程  
安全预评价报告

法定代表人： 周兴友

审核定稿人： 李志勇

评价项目负责人： 刘瑞峰

报告完成日期： 2019 年 11 月 13 日



## 前言

河口采油厂陈西接转站集油系统改造工程主要内容如下：

新建陈 39#站至陈西接转站外输管线  $\phi 219 \times 6$ —0.91km；陈西站至陈 48#站掺水管线 DN150-1.8km；陈 39#站至陈 36#站掺水管线 DN100-1.05km。

根据《中华人民共和国安全生产法》(主席令[2014]第 13 号)、《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[2015]第 77 号)等规定的要求，为实现建设项目的本质安全和生产、经济的同步增长，河口采油厂委托我公司对本工程进行安全预评价。

我公司接到委托后，成立了评价项目组，按照《安全评价通则》(AQ8001-2007)、《安全预评价导则》(AQ8002-2007)和《石油天然气行业建设项目(工程)安全预评价报告编写细则》(SY6607-2011)的要求，进行了资料与标准收集、现场调研、工程分析、危险与有害因素分析、评价，并在此基础上提出了安全对策措施建议，最后编制完成了本工程安全预评价报告。

此次安全评价工作，自始至终都得到了河口采油厂领导和员工的大力支持和配合，在此表示衷心的感谢！

评价项目组

2019 年 11 月



## 目 录

1	总则.....	1
1.1	评价目的.....	1
1.2	评价依据.....	1
1.3	评价范围.....	4
1.4	评价程序.....	5
2	工程概况.....	7
2.1	工程基本情况.....	7
2.2	自然环境概况.....	7
2.3	生产现状及存在问题.....	8
2.4	改造方案.....	13
3	主要危险、有害因素分析.....	30
3.1	主要物质的危险有害因素分析.....	30
3.2	地面工程施工过程危险、有害因素分析.....	31
3.3	生产运行过程危险有害因素分析.....	37
3.4	主要生产设备设施的危险有害因素分析.....	43
3.5	自然环境因素分析.....	45
3.6	社会环境影响分析.....	47
3.7	重大危险源辨识.....	47
3.8	主要危险、有害因素分析结论.....	49
4	评价单元划分及评价方法选择.....	51
4.1	评价单元划分.....	51
4.2	评价方法选择.....	52

5	安全评价.....	55
5.1	施工作业单元.....	55
5.2	管道敷设单元.....	58
5.3	安全管理单元.....	69
6	典型事故案例.....	78
6.1	“9、16”安全防范不到位引火灾事故.....	78
6.2	本工程借鉴.....	78
7	安全对策措施及建议.....	80
7.1	可研采取的主要防护措施.....	80
7.2	本次评价提出的安全技术措施.....	81
7.3	本次评价提出的安全管理建议.....	82
8	评价结论.....	88
8.1	安全评价结果.....	88
8.2	安全评价结论.....	88
附表 1	原油的物质特性及危险性分析表.....	90
附件 1	可研批复.....	92



# 1 总则

## 1.1 评价目的

1) 贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的安全生产方针，确保建设项目中的安全设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用，保证项目建成后在安全方面符合国家有关法律、法规和技术标准的要求。

2) 通过对河口采油厂陈西接转站集油系统改造工程的环境条件、地理位置、物料特性、设备设施等进行调研、分析，辨识分析建设项目、生产经营活动潜在的危險、有害因素，预测发生事故的可能性及其严重程度。

3) 通过本次安全预评价，针对主要危險、有害因素，提出科学、合理、可行的安全对策措施建议，以利于提高项目的本质安全化水平，避免和减少生产安全事故危害的发生。

4) 本次安全预评价，为建设单位安全管理的系统化、标准化和科学化提供依据和条件；为政府安全生产监管、监察部门、行业主管部门等相关单位实施监督、管理提供依据。

## 1.2 评价依据

### 1.2.1 法律、法规、规章及文件

- 1) 《中华人民共和国安全生产法》（主席令[2014]第 13 号）
- 2) 《中华人民共和国突发事件应对法》（主席令[2007]第 69 号）
- 3) 《工伤保险条例》（国务院令[2010]第 586 号）
- 4) 《生产安全事故应急预案管理办法》（中华人民共和国应急管

理部令[2019]第 2 号)

5) 《企业安全生产费用提取和使用管理办法》(财企[2012]16 号)

6) 《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》(山东省人民政府令[2018]311 号修订)

7) 《生产安全事故应急条例》(中华人民共和国国务院令[2019]第 708 号)

8) 《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》(安监总局令[2015]第 77 号修改)

### 1.2.2 技术标准、规范

1) 《企业职工伤亡事故分类》(GB6441-86)

2) 《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)

3) 《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)

4) 《油田油气集输设计规范》(GB50350-2015)

5) 《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)

6) 《油气输送管道跨越工程设计规范》(GB/T50459-2017)

7) 《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007)

8) 《生产经营单位安全生产事故应急预案编制导则》

(AQ/T9002-2006)

9) 《石油工业作业场所防护用具配备要求》(SY/T6524-2017)

10) 《胜利油田油气生产场所 HSE 警示标识及警语设置规范》

(Q/SH1020 2152-2013)

### 1.2.3 中石化相关规章制度

- 1) 《中国石化作业许可管理规定》（中国石化安〔2018〕327号）
- 2) 《中国石化用火作业安全管理规定》（中国石化安〔2015〕659号）
- 3) 《中国石化临时用电作业安全管理规定》（中国石化安〔2015〕683号）
- 4) 《中国石化高处作业安全管理规定》（中国石化安〔2016〕4号）
- 5) 《中国石化起重作业安全管理规定》（中国石化安〔2016〕7号）
- 6) 《中国石化动土作业安全管理规定》（中国石化安〔2016〕21号）
- 7) 《中国石化承包商安全监督管理办法》（中国石化安〔2017〕603号）
- 8) 《中国石化作业安全分析（JSA）管理办法》（中国石化安〔2018〕174号）
- 9) 《中国石化防雷防静电安全管理办法》（中国石化安〔2018〕197号）
- 10) 《中国石化安全设施管理办法》（中国石化安〔2018〕232号）
- 11) 《中国石化建设项目安全、职业病防护、消防设施“三同时”管理办法》（中国石化安〔2018〕448号）

12) 《胜利石油管理局 胜利油田分公司用火作业安全管理实施细则》（胜油局发[2016]58 号）

13) 《胜利油田安全环保督查管理办法》（胜油 HSE〔2017〕51 号）

14) 《胜利石油管理局胜利油田分公司应急管理办法》（胜油局发〔2017〕106 号）

15) 《胜利石油管理局胜利油田分公司隐患排查治理管理办法》（胜油局发〔2017〕119 号）

16) 《胜利石油管理局有限公司胜利油田分公司作业许可管理规定》（胜油局发〔2018〕85 号）

17) 《胜利石油管理局有限公司胜利油田分公司承包商安全环保监督管理办法》（胜油局发〔2018〕86 号）

### 1.2.3 工程有关技术文件

1) 《陈西接转站集油系统改造工程可行性研究报告》（胜利油田正大工程开发设计有限公司，2019 年 3 月）。

2)《关于陈西接转站集油系统改造工程可行性研究报告的批复》，见附件 1。

3) 其他与该工程安全评价有关的技术资料。

## 1.3 评价范围

本次评价对象为陈西接转站集油系统改造工程（以下简称为本工程或者本项目），评价范围为：

新建陈 39#站至陈西接转站外输管线  $\phi 219 \times 6$ —0.91km；陈西站至陈 48#站掺水管线 DN150-1.8km；陈 39#站至陈 36#站掺水管线 DN100-1.05km。

## 1.4 评价程序

安全预评价工作程序大体可分为三个阶段：

第一阶段为准备阶段，主要收集有关资料，详细了解建设项目的的基本情况，对工程进行初步分析和危险、有害因素识别，选择评价方法；

第二阶段为实施评价阶段，运用适当的评价方法进行评价，提出相应的安全对策措施；

第三阶段为安全预评价报告书的编制阶段，主要是汇总前两个阶段所得到的各种资料数据，总结评价成果，通过综合分析，得出安全预评价结论，提出建议，最终完成安全预评价报告书的编制。

具体程序见图 1.4-1。



图 1.4-1 安全预评价程序框图

## 2 工程概况

### 2.1 工程基本情况

项目名称：陈西接转站集油系统改造工程

项目性质：改建

建设单位：河口采油厂

建设地点：东营市利津县陈庄镇

项目总投资：总投资 407 万元

### 2.2 自然环境概况

#### 2.2.1 地理位置及地形地貌

河口采油厂采油管理七区位于山东省东营市利津县陈庄镇境内，该区地势平坦，交通相对便利。河口采油厂陈西接转站地理位置见图 2.2-1。

涉及企业保密内容，不予公开。

图 2.2-1 陈西接转站地理位置示意图

#### 2.3.2 自然条件

##### 1、气象条件

东营市属温带大陆性季风气候。气象条件如下：

累年平均气压	101.61kPa
累年平均气温	12.5℃
累年极端最高气温	39.7℃
累年极端最低气温	-18.1℃
累年平均降雨量	556.8mm

累年日最大降雨量	154.6mm
累年平均风速	3.1m/s
累年最大风速	30.7m/s
累年最大积雪深度	170mm
累年最大冻土深度	540mm
累年常年风向	SSE

## 2、工程地质

抗震设防烈度	7 度
设计地震基本加速度值	0.10g

## 2.3 生产现状及存在问题

### 2.3.1 油气集输系统

#### 1、基本情况

管理七区陈家庄油田内已建有较完善的集输管网,周边油井均采用二级或三级布站的模式,油井产液通过单井集油管线管输至计量站后再通过计量站集油支干线管输至接转站或联合站集中处理。

#### 2、集油管线

陈 39#计量站至陈西接转站管线为 2008 年 9 月投产,管线材质为 20#钢,管线规格为 DN200,外防腐为 2PE,无内防,管线走向见图 2.3-1。

涉及企业保密内容,不予公开。

图 2.3-1 陈 39#站外输干线现状走向图

相关管线统计见表 2.3-1。

表 2.3-1 受影响管线生产现状



涉及企业保密内容，不予公开。

### 2.3.2 掺水系统

#### 1、基本情况

采油管理七区陈家庄油田内已建有较完善的集输管网，周边油井均采用二级或三级布站的模式，油井产液通过单井集油管线管输至计量站后再通过计量站集油支干线管输至接转站或联合站集中处理。

由于区块内油井产液多为稠油，需通过井口或井下掺水以降低井口回压，达到管输集油的目的。采油管理七区目前已建有陈庄、陈西、陈南和陈北 4 个掺水系统，其中陈庄和陈西掺水系统已实现连通，陈南和陈北掺水系统已实现连通。已建掺水系统示意图 2.3-2。

涉及企业保密内容，不予公开。

图 2.3-2 采油管理七区已建掺水系统现状示意图

各掺水站掺水量、掺水温度及掺水压力统计见表 2.3-2。

表 2.3-2 主要涉及掺水间现状

涉及企业保密内容，不予公开。

各掺水间之间管线统计情况见表 2.3-3。

表 2.3-3 主要涉及掺水管线现状统计表

涉及企业保密内容，不予公开。

### 2.3.3 存在的问题

#### 1、陈 39#站外输干线腐蚀穿孔严重，存在安全、环保隐患

管理七区陈 39#站外输干线已使用近 12 年，输送原油含水 93% 以上，输送介质矿化度过高，导致管线内腐蚀严重，近年来出现频繁

腐蚀穿孔。管线均跨越沟渠及穿越主要干道，且无防护措施，存在安全环保隐患。

管线腐蚀穿孔、结垢情况见图 2.3-3。



图 2.3-3 管线腐蚀穿孔结垢示意图

自 2017 年来，陈 39#站外输干线共计维修 14 次，其中局部更换管线维修作业共计 2 次，由于原油无法外输导致油井停井共计约 15 小时，预计影响油井产液量约 800m<sup>3</sup>，其中原油产量约 40m<sup>3</sup>，因停产造成经济损失约 8.8 万余元。同时因管线穿孔共计造成污染赔偿费 21.97 万元，维修费用 8.55 万元。由于管线腐蚀穿孔等原因，导致原油无法及时集输，严重影响了油田的正常、连续生产。

2、陈 48#掺水压力过低，造成生产运行困难

陈 48#站周边油井采用空心杆泵上掺水工艺，要求井口掺水压力 $\geq 3.0\text{MPa}$ 。目前陈 48#站掺水来自陈庄联合站，由于掺水管线路由较长，压降较高，陈 48#站掺水压力仅为  $2.5\text{MPa}$ ，掺水压力无法满足要求，导致部分油井生产困难，同时陈西与陈庄掺水系统未实现联通，由于掺水系统是稠油生产的生命线，一旦其中某个掺水系统出现故障，将导致大面积油井停产或减产。

### 3、陈 36#站末端掺水站无备用管线，影响了正常生产

陈 36#站作为末端掺水站，目前无备用掺水管线。由于陈 36#站前端部分管线已运行多年，目前腐蚀穿孔频发，造成陈 36#站和陈 17#站掺水困难，影响了周边共 15 口油井的正常生产。

### 4、掺水加热炉盘管腐蚀穿孔严重，影响了正常生产

由于该区域的掺水水质较差，介质内各种离子含量高，矿化度高，易腐蚀、易结垢等原因，造成加热炉盘管腐蚀穿孔严重，目前各加热炉已停用，造成周边油井掺水温度不足，影响了周边油井的正常生产。

## 2.3.4 建设必要性

1、项目实施可以有效地消除安全、环保隐患，是实现安全、清洁生产需要

陈 39#站外输干线所经区域多为利津县城内或周边乡镇，区域内工厂、农田较多，人员流动较大，地表水系相对较为发达，管线频繁穿孔将造成严重的环境污染，污染赔偿、维修费用高、工农关系紧张。管线输送介质为原油，部分管线沿沟渠或河流边缘敷设，管线一旦出现破损，将造成大面积水体污染，会造成严重后果，同时管线泄漏后

易造成燃烧甚至爆炸危害，造成重大安全事故，严重威胁着周围厂矿企业、群众的生命、财产安全。

通过项目实施可有效地防止原油的泄漏，确保外输干线的安全生产、清洁生产，有效地保护了环境，减少安全隐患。

2、项目实施能够提高陈 48#站掺水压力，是满足正常生产的需要

由于陈 48#站要求掺水压力 $\geq 3.0\text{MPa}$ ，而目前站内掺水压力仅为 $2.5\text{MPa}$ ，无法满足周边油井掺水需求，导致周边 10 口油井掺水困难，影响了油田的正产生产。

通过项目实施，可以有效地提高陈 48#站掺水压力，满足周边油井掺水需求，确保周边油井的正常生产。

3、项目实施可以为陈 36#站新建备用掺水管线，是满足连续生产的需要

陈 36#站作为末端掺水站，目前无备用掺水管线。由于陈 36#站前端部分管线已运行多年，目前腐蚀穿孔频发，影响了周边 15 口油井的正常连续生产。

通过项目实施，可以有效地解决因陈 36#前端掺水管线腐蚀穿孔导致的周边油井停产、减产等问题，确保周边油井的连续生产。

4、项目实施可以减少维修费用，是实现降本增效的需要

本工程涉及的管线及加热炉腐蚀穿孔频繁，经常需要抢修，不仅增加维修工程量，同时产生维修、赔偿等费用。

通过项目实施，能够大大减少管线及加热炉盘管穿孔次数，减少维修工作量，降低维修及污染赔偿等费用，达到降本增效的目的。

## 2.4 改造方案

### 2.4.1 改造思路

根据地面工程现状及地区规划建设情况，考虑到陈 39#站至陈西站集油干线投产时间长、腐蚀严重、维修频繁等问题，现将腐蚀严重的管线进行更换，同时对集油管线能力进行校核，选择合适的材质、管径及路由，减少管线长度，尽量节约投资；另外新建陈西站至陈 48#站掺水管线和陈 39#站至陈 36#站管线，以解决各站掺水压力不足、掺水困难等问题。

### 2.4.2 设计参数

#### 1、原油物性及水质指标

##### 1) 原油物性

陈 371 西区：

原油密度（20℃） 1.0079g/cm<sup>3</sup>

原油粘度（50℃） 14757mPa•s

凝固点 27.7℃

水型 MgCl<sub>2</sub>

矿化度 12326mg/L

气油比 23m<sup>3</sup>/t

##### 2) 水质指标

该地区水质分析化验报告见表 2.4-1。

涉及企业保密内容，不予公开。

由上表可以看出，该地区管线介质中  $\text{Cl}^-$ 、 $\text{CO}_3^{2-}$ 、 $\text{SO}_4^{2-}$ 、矿化度含量均较高，且介质中含有游离的  $\text{CO}_2$ ，平均腐蚀速率较高。

## 2、主要参数

### 1) 集油管线设计参数

陈西接转站进站压力                      0.55MPa

陈西接转站进站温度                      55℃

综合含水率                                  94%

管线设计压力                              1.6MPa

管线设计温度                              70℃

### 2) 掺水管线设计参数

掺水泵出口压力:                          4.2MPa~5.5MPa

掺水泵出口温度:                          60℃

掺水管线设计压力:                        5.5MPa

掺水管线设计温度:                        80℃

### 3) 加热炉盘管设计参数

加热炉盘管运行压力:                     3MPa~4MPa

加热炉盘管运行温度:                     150℃

## 2.4.3 管线改造设计方案

### 2.4.3.1 管线走向

#### 1、陈 39#站外输干线

新建管线自陈 39#计量站北侧出站后向西敷设约 55 米，继续向北敷设至陈 38#计量站，自陈 38#计量站定向钻穿越至陈西接转站东侧后向东敷设至陈西接转站已建阀组，陈 38#计量站新建外输线插输

至新建陈 29#计量站至陈西接转站外输线，具体改造后线路走向见图 2.4-1。

涉及企业保密内容，不予公开。

图 2.4-1 陈 39#站外输干线改造管线走向图

### 2、陈西接转站至陈 48#站掺水管线

根据现场实地踏勘，陈西接转站至 48#站管线规划路由如下：新建掺水管线自陈西接转站西侧出站后，向北敷设约 440m 后向西敷设 430m，后继续向北沿 001 乡道西侧敷设至陈 371-P15 后，向西敷设至陈 48#站。通过此管线可实现与陈西接转站西南部掺水环网，新建管线总长度 1800m。

管线总体走向图见图 2.4-2。

涉及企业保密内容，不予公开。

图 2.4-2 陈西站至陈 48#站新建掺水管线示意图

### 3、陈 39#站至陈 36#站掺水管线

根据现场实地踏勘，陈 39#站至陈 36#站管线规划路由如下：新建掺水管线自陈 39#站东侧出站后，向南敷设约 50m 后向东沿已建道路敷设至陈 36#站，新建管线总长度 1050m。

管线总体走向图见图 2.4-3。

涉及企业保密内容，不予公开。

图 2.4-3 陈 39#站至陈 36#站掺水管线走向示意图

#### 2.4.3.2 管材选择

目前，集油、掺水管线的管材常用的有钢管和非金属管材（复合管或玻璃钢管线）两大类，现对钢管和玻璃钢管技术方面进行比选，见表 5.3-1。

表 2.4-1 钢管和玻璃钢管技术方面比选表

管线种类	钢管	玻璃钢管
优点	1、耐压高、耐温高； 2、在施工过程中不怕敲击、吊装，施工要求较低； 3、钢管的弹性好，在地形起伏地段敷设有优势； 4、能够及时的维修； 5、适应地面复杂情况下的施工作业。	1、耐腐蚀、寿命长； 2、低温性能好（-30℃~90℃）； 3、内壁光滑，对流体阻力小，抗结垢； 4、重量轻、施工方便； 5、绝缘性能好，不需防腐和阴极保护。
缺点	1、需要内外防腐、补口、补伤等，焊口内防腐处理难度大； 2、易结蜡、腐蚀，使用寿命短； 3、相同压力、长度、保温厚度下管材费用高。	1、施工过程中怕重物敲击、高空坠落，施工要求相对较高； 2、管线敷设时的弹性比钢管差，不利于在地形起伏地段的敷设，弯头的适应性差，施工难度大； 3、抗机械冲击能力差，易大面积损坏； 4、维修难度大，现场维修困难。

由于本区域部分油井采用注气开发工艺，在注气闷井后开井，短期内计量站外输原油温度较高，最高可达 90 余摄氏度，非金属管线耐温无法满足要求，通过两种管线的综合性对比，本次集油管线推荐采用钢管；同时考虑到本区域管输掺水水质较差，具有温度较高（60℃）、易结垢、腐蚀性强等特点，并且从现场使用情况来看，钢管使用效果不佳，所以本工程掺水管线推荐使用玻璃钢管线。

### 2.4.3.3 管径确定

本次设计根据水力、热力计算，合理选择管线规格及保温形式。

水力计算公式如下：

沿程摩阻损失

$$h = \lambda \frac{L V^2}{d 2g}$$

$$V = \frac{4q_v}{\pi d^2}$$

式中：



$h$ ----管道内沿程水力摩阻损失, m;

$\lambda$ ----摩阻系数;

$L$ ----管线长度, m;

$V$ ----管道中液体流速, m/s;

$d$ ----管线内径, m;

$g$ ----重力加速度,  $9.81\text{m/s}^2$ ;

$qv$ ----平均温度下的流量,  $\text{m}^3/\text{s}$ ;

埋地管道温降按下式计算:

$$\frac{t_1 - t_0 - b}{t_2 - t_0 - b} = e^{aL}$$

$$b = \frac{ig}{Ca}$$

$$a = \frac{K\pi D}{q_m C}$$

式中:

$t_1$ ----管道起点温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$t_2$ ----管道终点温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$t_0$ ----管道中心处最冷月份平均地温,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$L$ ----管道长度, m;

$i$ ----流量为  $q_m$  时的水力坡降, m/m;

$g$ ----重力加速度  $9.81\text{m/s}^2$ ;

$C$ ----输送平均温度下介质的比热容,  $\text{J}/(\text{kg}\cdot^{\circ}\text{C})$ ;

$K$ ----总传热系数,  $\text{W}/(\text{m}^2\cdot^{\circ}\text{C})$ ;

$D$ ----管道的外直径, m;

$q_m$ ----介质流量,  $\text{kg/s}$ 。

### 1、陈 39#站外输干线

根据本次外输线设计输送规模、区块产液量的预测以及陈西接转站进站压力和温度要求,采用水力热力计算软件进行保温与不保温的水力、热力模拟计算,模拟计算结果见表 2.4-2~2.4-3。

**表 2.4-2 2023 年不保温管道水力、热力模拟计算表**

序号	起点	终点	管径	起点		终点	
				温度 (°C)	压力 (MPa)	温度 (°C)	压力 (MPa)
1	陈 37#站	陈 36#站	DN150	61	1.27	60.78	1.19
	陈 36#站	陈 39#站	DN150	60.78	1.19	60.76	1
	陈 49#站	陈 39#站	DN150	63	1.12	60.76	1
	陈 39#站	陈 38#站	DN150	60.76	1	59.06	0.7
	陈 38#站	陈西接转站	DN150	59.06	0.7	58.9	0.55
2	陈 37#站	陈 36#站	DN150	61	1.19	60.78	1.1
	陈 36#站	陈 39#站	DN150	60.78	1.1	60.76	0.92
	陈 49#站	陈 39#站	DN150	63	1.03	60.76	0.92
	陈 39#站	陈 38#站	DN200	60.76	0.92	59.06	0.6
	陈 38#站	陈西接转站	DN200	59.06	0.6	58.87	0.55
3	陈 37#站	陈 36#站	DN150	61	0.98	60.78	0.89
	陈 36#站	陈 39#站	DN150	60.78	0.89	60.76	0.69
	陈 49#站	陈 39#站	DN150	63	0.81	60.76	0.69
	陈 39#站	陈 38#站	DN200	60.76	0.69	59.28	0.6
	陈 38#站	陈西接转站	DN200	0.6	59.28	59.09	0.55

**表 2.4-3 2023 年保温管道水力、热力模拟计算表**

序号	起点	终点	管径	起点	终点
----	----	----	----	----	----

				温度 (°C)	压力 (MPa)	温度 (°C)	压力 (MPa)
1	陈 37# 站	陈 36#站	DN150	61	1.26	62.78	1.18
	陈 36# 站	陈 39#站	DN150	62.78	1.18	60.76	1
	陈 49# 站	陈 39#站	DN150	63	1.11	60.76	1
	陈 39# 站	陈 38#站	DN150	60.76	1	59.37	0.7
	陈 38# 站	陈西接转 站	DN150	59.37	0.7	59.32	0.55
2	陈 37# 站	陈 36#站	DN150	61	1.18	60.78	1.1
	陈 36# 站	陈 39#站	DN150	60.78	1.1	60.76	0.91
	陈 49# 站	陈 39#站	DN150	63	1.02	60.76	0.91
	陈 39# 站	陈 38#站	DN150	60.76	0.91	59.37	0.6
	陈 38# 站	陈西接转 站	DN200	59.37	0.6	59.3	0.55
3	陈 37# 站	陈 36#站	DN150	61	0.98	60.78	0.89
	陈 36# 站	陈 39#站	DN150	60.78	0.89	60.78	0.89
	陈 49# 站	陈 39#站	DN150	63	0.81	60.78	0.89
	陈 39# 站	陈 38#站	DN150	60.78	0.89	59.32	0.6
	陈 38# 站	陈西接转 站	DN200	59.32	0.6	59.25	0.55

根据水力计算，DN200 管线水力计算即可满足生产需求，所以本次推荐选用 DN200 集输管线。

## 2、陈西接转站至陈 48#站掺水管线

本区域内油井掺水主要分为空心杆泵上（泵下）掺水和井口掺水 2 种，要求井口掺水压力 $\geq 3.0\text{MPa}$ ，根据最远单井掺水管线计算，要求末端掺水间掺水压力 $\geq 3.2\text{MPa}$ 。

根据末端压力要求，进行水力、热力计算，合理选择管线规格及保温形式。陈西接转站至陈 48#站所属掺水系统示意图 2.4-4。

涉及企业保密内容，不予公开。

图 2.4-4 陈西站所属掺水系统示意图

根据本次掺水管线设计输送规模、各计量站产液量的预测以及各计量站进站压力的要求，拟选取 3 种管径进行计算，掺水管线管径计算表见 2.4-4。

表 2.4-4 掺水管线管径计算表

序号	起点	管线输量 (m <sup>3</sup> /d)	陈西站至陈 48#站掺水管线管径	起点压力 (MPa)	陈 6#站压力
1	陈西接转站	1557	DN100	5.90	≥3.2MPa
2			DN150	4.21	
3			DN200	4.02	

根据计算陈西站掺水泵出口压力 4.21MPa，为避免影响其他区块掺水系统，同时尽量与已建掺水泵出口压力相匹配，本次陈西接转站至陈 48#站掺水管线管径选择 DN150，水力热力计算见图 2.4-5。

涉及企业保密内容，不予公开。

图 2.4-5 陈西接转站至陈 48 站新建掺水管线水力热力计算

### 3、陈 39#站至陈 36#站掺水管线

本区域内油井掺水主要分为空心杆泵上（泵下）掺水和井口掺水 2 种，要求井口掺水压力≥3.0MPa，根据最远单井掺水管线计算，要求末端掺水阀组掺水压力≥3.0MPa。

陈 39#站至陈 36#站所属掺水系统示意图 2.4-6。

涉及企业保密内容，不予公开。

图 2.4-6 陈 39#站至陈 36#站掺水管线所属掺水系统示意图

根据本次掺水管线设计输送规模、各计量站产液量的预测以及各计量站掺水压力的要求，拟选取 3 种管径进行计算，掺水管线管径计算表见 2.4-5。

表 2.4-5 掺水管线管径计算表

序号	起点	管线输量 (m <sup>3</sup> /d)	陈 39#至陈 36#站掺水管线管径	起点压力(MPa)	陈 30-斜 46 阀组压力
1	陈西接转站	1557	DN80	4.17	≥3.0MPa
2			DN100	3.64	
3			DN150	3.41	

根据计算陈西站掺水泵出口压力 3.64MPa，为避免影响其他区块掺水系统，同时尽量与已建掺水泵出口压力相匹配，本次陈 39#站至陈 36#站掺水管径选择 DN100，水力热力计算见图 2.4-7。

涉及企业保密内容，不予公开。

图 2.4-7 陈 39#站至陈 36#站掺水管线水力热力计算示意图

#### 2.4.3.4 管线及管件壁厚计算

##### 1、管线壁厚计算

根据《油田油气集输设计规范》GB 50350-2015 中有关规定，管线壁厚的计算公式如下：

$$\delta = \frac{PD}{2\sigma sK \phi t} + C$$

式中：

$\delta$ —直管段钢管计算壁厚（mm）；

P—设计压力（MPa）；

D—钢管外直径（mm）；

$\sigma_s$ —钢管的最低屈服强度（MPa）；

K—设计系数，站外取 0.72，穿跨越取 0.60；

$\Phi$ —钢管焊缝系数，取 1.0；

t—温度折减系数，当温度小于 120℃时，t 值取 1.0；

C—管道腐蚀裕量；

根据地理条件地形、地貌、土壤腐蚀性强弱，如果采用高强度管材时，管壁薄，用管总重量会减少。但是管壁太薄，管道会失稳，管壁受腐蚀强度下降快。为此，结合计算壁厚以及已建管线壁厚向上圆整至标准壁厚选取的原则和减缓集油管道的腐蚀使用寿命。

新建管线所处地区为农田、荒地等，且原油含水率高，管线内外腐蚀严重。为延长管线使用寿命，本次推荐采用加大壁厚钢管线。

管线壁厚计算结果见表 2.4-6。

表 2.4-6 管线壁厚计算结果

管径（mm）	材质	设计压力（MPa）	设计系数	腐蚀裕量（mm）	计算值（mm）	选用值（mm）
219	20#	1.6	0.72	4	4.99	6

## 2、管件壁厚计算

根据《油田油气集输设计规范》 GB 50350-2015 中有关规定，弯头和弯管壁厚的计算公式如下：

$$\delta_b = \delta \times m$$

$$m = (4R - D) / (4R - 2D)$$

式中：

$\delta b$ —弯头和弯管的计算壁厚 (mm);

$\delta$ —弯头或弯管所连接的同材质直管的计算壁厚 (mm);

$m$ —弯头或弯管壁厚增大系数;

$R$ —弯头或弯管的曲率半径 (mm);

$D$ —弯头或弯管的外径 (mm);

钢制弯头、弯管壁厚计算结果见表 2.4-7。

表 2.4-7 弯头弯管壁厚计算结果

管件壁厚	管外径 (mm)	直管段壁厚 (mm)	设计压力 (MPa)	材质	弯头 (mm)
计算壁厚	219	6.0	1.6	20#	6
选用壁厚					6.5

#### 2.4.3.5 保温

综合考虑,由于本区块要求井口掺水温度较高,保温管线比不保温管线多投资 36.94 万元,而使用保温管线每年能节约燃料费用 11.64 万元,静态投资回收期为 3.17 年,保温管线从经济效益及技术要求上来说均明显好于非保温管线,所以本次新建集油、掺水管线均采用泡沫黄夹克保温 30mm。

#### 2.4.3.6 防腐

陈 39#站至陈西接转站集油管线近年来腐蚀穿孔比较严重,为了保证原油集输任务,对该集油管线进行内外防腐设计。

##### 1、设计内容

管线规格为:  $\Phi 219 \times 6$ , 设计压力: 1.6MPa, 设计温度: 70℃。

##### 2、方案设计

为了延长本工程新建管线的使用寿命,减少维修次数,提高生产运行的安全性,保证新建钢制管线长期安全有效的运行,必须对本工程新建管线采取防腐措施。本防腐设计主要根据管线沿线的自然条件、

土壤地质、输送介质等情况制定安全、适用、经济的防腐措施。防腐措施主要包括防腐涂层。

#### 1) 外防腐层

考虑到陈 39#站至陈西接转站管线沿途敷设地区植物根系较为发达，为提高管线使用寿命，管线外防腐采用 2PE 防腐方式：底层为胶粘剂层，外层为聚乙烯层，套管外壁均采用 2PE 防腐方式：底层为胶粘剂层，外层为聚乙烯层。

#### 2) 内防腐层

根据外输介质水质分析化验可以看出，本地区管线输送介质游离  $\text{CO}_2$ 、 $\text{Cl}^-$ 及  $\text{HCO}_3^-$ 含量均较高， $\text{K}^+$ 、 $\text{Na}^+$ 、 $\text{Mg}^+$ 、 $\text{Ca}^+$ 离子总含量均达到 3500mg/L 以上，总矿化度均达到 10000mg/L 以上。同时介质中的  $\text{CO}_3^{2-}$ 和  $\text{SO}_4^{2-}$ 离子较高，且含有 SRB 和游离的  $\text{CO}_2$ 。

经对比，环氧粉末内防投资相对较低，且对酸、碱、盐、游离  $\text{CO}_2$ 、 $\text{Cl}^-$ 和  $\text{HCO}_3^-$ 离子均有较好防护作用，同时环氧粉末具有一定的耐磨性，与管线结合较为紧密，在流体的冲刷下不宜脱落。因此本次新建集油管线为集油干线，在生产运行中较为重要，因此内防腐形式推荐选用加强级环氧粉末，管件内防腐采用冷涂双组份液体无溶剂环氧涂料，管线内补口采用内堆焊补口。

#### 2.4.3.7 管线附属设施

根据《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2017）的规定，沿线应设置标志桩：

##### 1、线路标志桩

里程桩：由于管线沿线路由复杂，管线标志桩每 400m 设置 1 个。



转角桩：埋地管道在水平方向一次转角大于  $5^{\circ}$ ，应设置转角桩。

穿越桩：管道穿越 I 级-II 级公路宜在两侧 5m 范围内设置穿越桩。

交叉桩：埋地管道于其他地下设施（如其他管道、电缆、光缆、暗渠）交叉时，应在交叉处设置相应的标识。

结构桩：管道外保护层或管道壁厚发生变化时，应设置结构标志桩。

若管道标志桩的设置位置不方便埋设的（为路面或河水面等），可适当调整标志桩的设置位置。

## 2、警示牌

为保护管道不受意外力破坏，提高管道沿线群众保护管道的意识，原油管道沿途设置一定数量的警示牌。本工程管道沿线警示牌设置要求如下：

1) 管道经过人口密集区、工业建设地段等，在进出两端各设警示牌一块，条件受限地区采用管道标志块；

2) 三级以上公路穿越处应在穿越公路附近设置警示牌。

### 2.4.3.8 管线敷设方式

管线更换段敷设方式为埋地敷设，荒地内管顶覆土不小于 1.2m，农田内管顶覆土不小于 1.5m。

管道进出站处、穿越道路、跨越河流两端均设固定支墩，以及其它地方综合考虑设置固定墩。

### 2.4.3.9 管道穿跨越

各管线道路穿越情况统计见表 2.4-8。

表 2.4-8 管线穿跨越情况统计表

序号	管线名称	单位	数量	备注
一	陈西站至陈 48#站掺水管线			
1	穿越土路	处/m	7/6	大开挖
2	沥青路	处/m	1/12	顶管
3	沟渠	处/m	1/20	利用新建桁架跨越
二	陈 39#站至陈 36#站掺水管线			
1	穿越土路	处/m	7/6	大开挖
2	沥青路	处/m	1/12	顶管
3	沟渠	处/m	1/10	跨越
三	陈 39#站至陈西接转站			
1	穿越 033 乡道	处/m	1/180	定向钻
2	穿越土路	处/m	1/5	

### 1、顶管穿越公路

顶管穿越公路时，首先应得到相关部门的批准，两侧设置警示标志，穿越深度后期根据勘察资料确定，两侧场地应满足布设操作坑、材料堆放和管道组焊的要求。

管线顶管穿越公路位置见图 2.4-1~2.4-3。

### 2、桁架沟渠、河流

管线沿途需跨越长度 20m 的沟渠 1 处，由于管线跨距无法满足沟渠宽度要求，根据《油气输送管道跨越工程设计标准》GB/T 50459-2017，新建管线桁架位置见图 2.4-2。新建桁架跨越河流示意图见图 2.4-8。

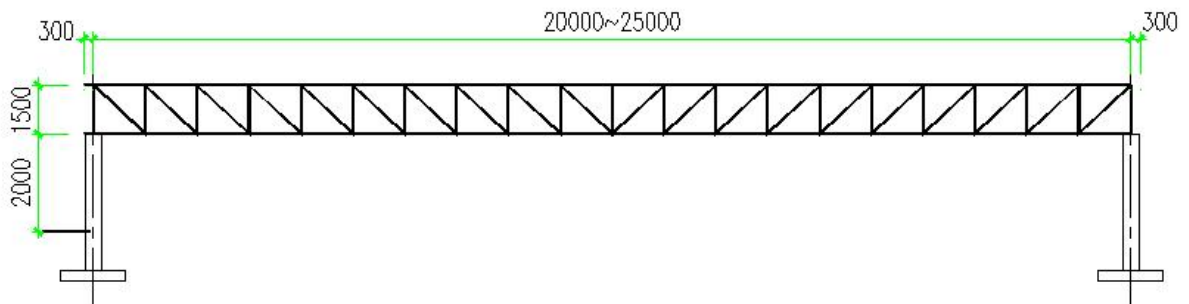


图 2.4-8 新建桁架跨越河流示意图

1) 桁架设计标准

构筑物的抗震设防类别：标准设防类。

地基基础设计等级：丙级。

地震设防烈度：抗震设防烈度为 7 度，设计地震加速度值为 0.10g，设计地震分组为第三组。

构筑物结构安全等级：二级。

2) 设计载荷取值

基本风压 0.5kN/m<sup>2</sup>，地面粗糙度 B 类。

桁架上检修荷载标准值：跨中集中荷载 0.8kN。

地基承载力特征值按经验取为 80kPa（实际设计时应以地勘资料为准）。

3) 主要结构材料

混凝土：垫层混凝土采用 C20 级，其余均选用 C35 级。

钢筋：采用 HPB300 级、HRB400 级钢筋。

型钢、钢板：采用 Q235B 钢。

钢材的屈服强度实测值与抗拉强度实测值的比值不应大于 0.85；

钢材应有明显的屈服台阶，且伸长率不应小于 20%；

钢材应有良好的焊接性和合格的冲击韧性。

焊条：HPB300 级钢筋及 Q235B 钢焊接用 E43 型焊条，HRB400 级钢筋焊接用 E50 型焊条。

4) 结构方案

结构设计贯彻执行国家的技术经济政策，做到技术先进、经济合理、安全适用，合理选择结构类型。对国内外行之有效的和成熟的新

技术、新结构、新构件、新材料应积极推广使用，并合理利用地方材料。结构选型在满足工艺生产要求的前提下，应综合考虑防火、防震（振），地质情况，施工技术等因素，并保证结构的强度、刚度和耐久性，满足构筑物在规定设计使用年限内的正常使用功能和安全要求。

### 5) 桁架统计

桁架采用钢筋混凝土柱支撑，基础采用柱下独立基础。桁架采用钢管桁架。新建桁架统计见表 2.4-9。

**表 2.4-9 新建桁架统计表**

序号	管线名称	单位	数量	备注
一	陈西站至陈 48#站掺水管线			
1	钢制桁架 长度 20m	榀	1	倒三角结构

#### 2.4.3.10 旧管线拆除

根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》主席令[2010]第 30 号，本工程中，施工后停输报废管线，宜挖出；若被房屋占压等不方便施工的，对停输报废管线进行吹扫后充氮气或清水封堵。

本次工程实施后，应对管道内残留的污水及污油进行回收、然后对管道进行清洗、拆除及运输。因为工程管道内可能还有污油，具有一定的易燃、易爆性，在拆除工作正式开始之前，建设单位应向相关管理部门办理拆除工程审批手续。

### 2.4.4 主要工程量

油气集输部分主要工程量见表 2.4-10。

**表 2.4-10 油气集输部分主要工程量**

序号	主要工程量	单位	数量	备注
一	陈西站至陈 48#站掺水管线			

序号	主要工程量	单位	数量	备注
1	胺类玻璃钢管线 5.5MPa DN150	m	1800	泡沫黄夹克保温 30mm
2	螺旋缝钢管 Φ406.4×7.1 Q235B	m	74	2PE
3	钢制桁架	樘	1	跨距 20m 倒三角结构
4	钢法兰不锈钢闸阀 Z41W-63 DN100	套	4	附法兰垫片及紧固件
二	陈 39#站至陈 36#站掺水管线			
1	胺类玻璃钢管线 5.5MPa DN100	m	1050	泡沫黄夹克保温 30mm
2	螺旋缝钢管 Φ273.1×7.1 Q235B	m	74	2PE
3	钢法兰不锈钢闸阀 Z41W-63 DN100	套	4	附法兰垫片及紧固件
三	陈 39#计量站外输干线			
1	无缝钢管 Φ219×6 20#	m	910	内壁堆焊补口+加强级环氧粉末内防+2PE 外防+泡沫黄夹克保温 30mm
2	Φ273×7.1 Q235B	m	9	套管用 2PE 外防
3	Φ273×7.1 Q235B	m	180	套管用 2PE 外防（定向钻）
4	钢法兰不锈钢闸阀 Z41W-25 DN150	套	2	附法兰垫片及紧固件
5	钢法兰不锈钢闸阀 Z41W-25 DN200	套	1	附法兰垫片及紧固件
四	其他			
1	管道里程桩	个	6	1km/个
2	管道转角桩	个	15	一次性水平转角大于 5°处设置
3	穿越标志桩	个	10	公路交叉处
4	管道警示牌	个	8	公路交叉处
5	管道固定墩	个	6	1m×1m×1.2m 穿跨越两端各一处

## 3 主要危险、有害因素分析

### 3.1 主要物质的危险有害因素分析

本项目涉及的具有危险有害因素的主要物质是原油。

#### 3.1.1 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、氧有机物及微量金属。外观是一种流动和半流动的粘稠液体，颜色大部分是暗色的（从褐色至深黑色）。根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）分析，其危险特性有以下几方面：

原油的主要危险性分析：

##### 1) 易燃、易爆性

原油的闪点低，挥发性强，在空气中只要有很小的点燃能量，就会闪燃。原油蒸气和空气混合后，可形成爆炸性混合气体，遇火即发生爆炸。原油的爆炸范围较宽，爆炸下限浓度值较低，爆炸危险性较大。因此，应十分重视原油的泄漏和爆炸性蒸气的产生与积聚，以防止爆炸事故的发生。

原油蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。原油在着火燃烧的过程中，空气内气体空间的油气浓度，随着燃烧状况而不断变化，因此，原油的燃烧和爆炸也往往是相互转化、交替进行的。原油燃烧时，释放出大量的热量，使火场周围温度升高，易造成火灾的蔓延和扩大。

##### 2) 毒性

原油及其蒸气具有一定的毒性，特别是含硫原油的毒性更大。油

气若经口、鼻进入呼吸系统，能使人体器官受害而产生急性和慢性中毒。

如空气油气含量达到 0.28% 时，经过 12~14min，人便会感到头晕；如含量达 1.13~2.22% 时，便会发生急性中毒，使人难于支持；当油气含量更高时，会使人立即昏倒，丧失知觉。

油气慢性中毒的结果会使人患慢性病，产生头昏、疲倦、想睡等症状。若皮肤经常与原油接触，会产生脱脂、干燥、裂口、皮炎和局部神经麻木。原油落入口腔、眼睛时，会使粘膜枯萎，有时会出血。

### 3) 静电荷积聚性

原油的电阻率一般大于  $10^{12}\Omega\cdot m$ 。原油在输转、储运过程中，当沿管道流动与管壁摩擦，在运输过程中与管壁的冲击，都会产生静电，且不易消除。

静电的危害主要是静电放电。如果静电放电产生的电火花能量达到或大于油气的最小点火能且油气浓度处在燃烧、爆炸极限范围内时，就会立即引起火灾、爆炸事故的发生。

### 4) 挥发性

本工程原油可挥发出油蒸汽，油蒸气与空气混合，形成易燃易爆混合气体，当达到爆炸极限范围，一旦遇到足够能量的火源，就会引发火灾、爆炸事故。另外挥发出的可燃蒸气除甲烷外都比空气重，易在低洼处、通风不良处漂浮积聚，这都是造成火灾、爆炸事故的不安全因素。

## 3.2 地面工程施工过程危险、有害因素分析

本工程地面工程主要建设内容包括：敷设管线。在施工过程中主

要涉及到起重作业、用火作业、动土作业、临时用电、高处作业、管道敷设及管线穿越等危险作业，施工过程中的危险有害因素辨识如下：

### 3.2.1 起重作业

在管线敷设时，需要对管线进行吊运。如果无起重指挥人员、机械操作人员、司索人员和辅助人员的密切配合，统一指挥、统一行动，作业前未对作业人员资质、技术交底以及对所有起吊机械、工具、绳索等按有关标准进行细致检查，正式吊装前未进行试吊检查，作业范围内无明显标志，超负荷使用起重设备等都易造成严重的设备及人员伤亡事故。起重伤害的事故主要形式有：重物坠落、吊机失稳侧翻、高处坠落等。

### 3.2.2 用火作业

敷设管线时，需要焊接和切割等用火作业。施工现场存在易燃物；气瓶间距不足或放置不当，气焊工具有缺陷；管理人员不按规定办理用火作业许可，不执行用火作业规定的安全措施；监督人员不熟悉现场环境和安全措施未落实到位，不具备相关安全知识和应急技能，应急设施不足或措施不当，施工安全措施不落实，监护人不到位等，均可能引发火灾、爆炸危险。此外用火作业可引起灼烫事故和弧光辐射危害。

### 3.2.3 动土作业

在敷设管线以及修路时，需要挖土、打桩、埋设接地极或地锚桩等对地面进行开挖和填埋。地下情况复杂，容易造成地下电缆和管线



被挖断，引起触电事故。如果引起原油泄漏，遇火源容易引起火灾、爆炸；现场支撑不牢固，未设立警示标志，容易造成坍塌和高处坠落事故；现场视线不良，推土机、挖土机等施工机械故障均容易造成车辆伤害和机械伤害。

### 3.2.4 临时用电

施工现场需要临时用电，用电设备的安装、使用不合理，设备老化、损坏，维修不及时；施工人员误操作或违反操作规程；施工情况复杂、新老设备交叉多、更换设备和运行设备交叉运行情况复杂等，均可能导致电气火灾、触电等事故，危机人身安全。

另外，本工程需要安装变压器，架设架空线路。在对此项工程施工时，若施工前未与连接的电力线路保持断开状态，造成带压工作，易造成架设人员的触电事故。

### 3.2.5 管道敷设

1、在管线的敷设过程中，主要会存在下列危险有害因素：

1) 管线由于储存或运输方式不当，均可能使管线受到机械损伤（如凹坑、刻痕等）或使管线发生永久变形（如弯曲等），若处理不当，均会对管线失效埋下隐患。

2) 施工作业时车辆碾压造成已建集输管线损伤漏油事故发生，引发火灾爆炸事故；

3) 管沟开挖、回填作业过程中疲劳作业或违章驾驶等原因造成车辆伤害；

4) 管子组对时，手与管件近距离接触，易发生伤手事故；

5) 对口时需要使用切割机, 容易发生机械伤害事故;

6) 管件堆放无防滑和倾倒措施, 管线意外滚动或防护用具不当, 易发生管道伤人事故;

7) 进行焊缝检测时, 使用 X 射线探伤时, 工作人员不注意防护, 长时间接受慢性小剂量连续照射产生的慢性放射损伤;

8) 管道试压时, 由于操作失误或管道材料缺陷等都可能造成造成高压介质泄漏伤人事故。

## 2、管线穿越作业

1) 顶管穿越作业时, 顶进操作, 吊装短接时脱钩砸人, 人员下操作坑时坠落, 机械器具损伤;

2) 沿管线地质土层变化频繁, 顶管施工前未了解地质土层的变化情况;

3) 在开工前未探明通信、电力、给水等地下管线的位置、埋深和走向, 则顶管施工中极易对其造成破坏, 引发火灾、爆炸、触电等安全事故;

4) 在吊管过程中未与地面高压线保持安全距离, 则极易发生触电事故;

5) 顶管施工中管理人员的违章指挥和作业人员的违规操作, 如冒险或野蛮施工, 新进工人未经安全教育和培训就上岗作业, 特种作业人员未经专门安全培训, 未持特种作业操作证上岗等, 这些都是顶管施工中引发安全事故的潜在风险因素。

## 3、管线定向钻穿越

1) 钻机锚固不稳定, 可能导致钻进和回拖失败, 甚至造成设备损坏和人员伤亡;

2) 穿越段曲率半径相对较小, 管段自重较重, 如出现孔壁成形不好、塌孔、缩径、回拖万向节或 U 形环失效、设备故障、钻机锚固不牢、回拖中途因故停滞时间过长等情况, 都可能导致回拖失败;

3) 在钻导向孔过程中, 如果出土点纵向、横向偏差和实际穿越曲线与设计穿越曲线偏差较大, 或出现急弯、死折等, 均有可能造成钻杆承受弯矩过大, 从而导致钻杆发生断裂;

4) 水平导向钻进在钻机的进入点和钻杆的出口点均涉及回转的设备。员工在过于接近回转设备的条件下工作可能导致被卷入, 受到严重的伤害甚至死亡;

5) 地上冒浆、跑浆可能造成耕地、水域污染; 设备、油料储罐的封盖不严、密封不好, 或未采取有效的隔离措施会造成作业场地污染。

### 3.2.6 交叉作业

不同工种之间若不能互相配合, 往往会造成各种伤亡事故。如在上下交叉作业时, 有上部作业工序工具等物料高处坠落, 对下部作业人员造成高空落物打击伤害的可能。用火作业和动土作业同时进行, 可能因为动土作业过程误挖开油气管线造成油气泄漏, 进而由于用火作业引发火灾爆炸事故, 造成人员伤亡和财产损失。吊装作业和其他作业同时进行, 若吊装操作人员违章操作, 可能造成起重伤害等事故。

### 3.2.7 其他

1) 在施工过程中, 来往各种运输车辆可能对工作人员造成人身伤害。

2) 该项目在施工过程中, 有切割和焊接作业, 存在烫伤危险和弧光辐射危害; 焊接过程中熔渣和火星的四处飞溅等, 易导致火灾和爆炸事故的发生。

3) 各种施工机械的运动部件都可以构成对人体的机械伤害, 如运动中的皮带轮、飞轮、开式齿轮, 钢筋切断机刀片、搅拌机等。

4) 由于施工现场混乱, 施工人员多而杂, 容易引起多种伤害同时发生的情况。

5) 本工程新旧管线在碰头时, 涉及到焊接、切割等危险作业, 可能发生机械伤害、火灾爆炸等事故。如机械故障、违章操作、机械转动部件没有设防护罩等均有可能造成机械伤害。如旧管线未排空、吹扫就进行对接作业, 或吹扫不净, 管线中存有油气, 施工动火作业(焊接、切割)中火花引爆油气, 发生火灾、爆炸事故。

6) 管线试压时, 未设置警戒线造成无关人员误入, 可能造成人员伤亡; 升(降)压太快, 会引起系统内压力不平衡, 导致系统部件损坏; 管道试压时, 由于操作失误或管道材料缺陷等都可能造成高压介质泄漏伤人事故。

7) 新建液体管道投产过程中, 尽量采用管道先充水, 在进行油顶水的方式进行投产。管道充水投产方式便于投产期间设备调试, 且可确保在投产初期, 管道出现人为破坏、焊口开裂等情况下造成事故不会污染环境。

新建管线投产启动时未进行温管，如果地温较低，将热油直接输入冷管道，最先进入管道的油流与冷管道接触散热量大，油温会快速降低，易发生管线凝管。

8) 废旧管线中介质不明，有些含油硫化氢或含硫介质管线，切割管线的火焰将管线内参与介质点燃，产生有毒气体，容易造成中毒事故；废旧管线停用时没有吹扫、清洗、处理干净，拆除动火时，容易引起火灾甚至爆炸；在拆除作业中，废旧管线原来在施工和使用中产生了应力，管线被割断时，可能造成应力的突然释放，使管线产生振动或弹起伤人。

### 3.3 生产运行过程危险有害因素分析

本工程油气集输主要设备设施有：新建外输油管线、掺水管线等。

#### 3.3.1 火灾、爆炸

发生火灾爆炸危险主要是指管道正常输送的原油发生了泄漏，或其挥发的可燃气体浓度达到爆炸极限，遇到了点火源，发生火灾、爆炸事故。

##### 1) 原油泄漏原因分析

###### ①管道腐蚀

对于埋地管道来说，腐蚀是威胁其长期安全运行的主要因素，腐蚀会缩短管道的使用寿命，降低管道输送能力，引起意外事故的发生。因此应选择有效的防腐措施，来减缓、削弱腐蚀对管线的损坏和影响。

内壁腐蚀是介质中的水在管道内壁生成一层亲水膜并形成原电池所发生的电化学腐蚀，或者其他有害介质直接与金属作用引起的化

学腐蚀。特别是在管道的弯头处、低洼积水处、气液交界面，电化腐蚀异常强烈，管壁大面积腐蚀减薄或形成一系列腐蚀深坑及沟槽，这些就是管线易于起爆和穿孔的地点。输送的原油中含有硫及硫化物时，在管线内氧气（活化剂）的作用下，也会产生内腐蚀。另外若管线中存在硫酸盐还原菌，由于其一般附着于管线表面的水膜中，在此作用下，利用硫酸盐类进行繁殖。在硫和细菌的作用下，管线的腐蚀将会不断加剧。

外壁腐蚀需从管道所处环境分析，土壤或水中管道易受土壤腐蚀、细菌腐蚀和杂散电流腐蚀。土壤对管线的腐蚀以电化腐蚀为主。电化腐蚀是因为土壤是一种导电介质，含水量土壤具有电解溶液的特性，从而在不均匀的土壤中，构成原电池，产生电化腐蚀。

另外，施工过程中的现场防腐处理未达到质量要求，或在管线运输、储存、搬运、施工中破坏了防腐层，都能够加速对管材的腐蚀。比如现场补口作业，由于补口在现场进行，施工条件差，必须重视该工序，确保施工质量。

## ②施工质量及管材缺陷

在施工中，由于各种原因使施工质量较差，可能导致管道泄漏。进行焊接施工时，由于操作人员的技术问题、所用焊接方法不恰当、选用的焊接材料不合适、在焊接时由于存在温度差，使材质被破坏等原因，造成焊接处开裂，从而导致原油的泄漏；在现场施工时，使管材受到了机械损伤；对管道进行敷设的管沟质量差；管线进行安装时质量不过关等原因。

管道本身存在质量的问题如管材加工质量差，管材本身存在缺陷

(如晶粒粗大、管材中含杂质超标、管材的金相组织不均匀)等,可能导致管道在今后运行中发生泄漏。

### ③地质作用、自然条件等

自然环境的主要危险、有害因素有:地震、洪水等造成管道的位移、变形、弯曲、裸露、断裂等。

### ④人为因素

人为的误操作,倒错流程,形成憋压以及其他原因造成管道破裂,导致原油泄漏。

### ⑤第三方破坏

管道沿线打孔、盗油是目前国内造成管道破坏泄漏的主要原因之一。另外输油管道因占压会导致管道变形甚至泄漏,一旦泄漏,就可能引起火灾事故。第三方的违章施工、作业挖断管道等也会造成原油泄漏。

### ⑥其他可能造成泄漏的原因

管道的螺旋焊口与直焊口处易发生应力集中;管线较短的地方(如站场内管线焊接)对接时产生对接应力;管线弯头处;管线接口处的防腐等,是容易发生泄漏的薄弱环节,造成管道内流体的泄漏。

由于阀门、法兰、垫片等选择不当或老化损坏造成的原油泄漏;泵、阀门、流量计等设备仪表的连接处泄漏等。

## 2) 火源分析

### ①明火火源

在原油泄漏场所等处违章动火;携带火种等违禁品;违章吸烟;在维修、施工中未严格执行动火方案或防范措施不得当等原因产生明

火。

### ②静电火源

操作人员防护用品穿戴不符合要求，产生静电；设备的防静电设计不合理；已有的防静电措施失效等原因。

### 3.3.2 中毒、窒息

本工程的毒性危害主要来源于原油等，在阀门与管线接头部位，有发生中毒窒息的危险。

埋地管道需要抢维修时，需要挖坑作业。工作人员在地下坑道内等通风不良处抢修时，如果未采取相应的防护措施，则抢修作业人员有发生中毒窒息的危险。

### 3.3.3 物体打击

管线中的介质具有一定的压力势能，管线及附件一旦损坏，导致管线中高压介质刺漏、高速喷出、线路附件松动飞出，打到人体，形成物体打击伤害。

检修时对压力系统进行带压操作时，违章或不慎，检修工具、部件、介质在压力作用下飞出，伤及人体，发生物体打击伤害。

### 3.3.4 淹溺

管线路由沿途经过沟渠等，若工作人员巡检时，不慎落入水中，可能发生淹溺。

### 3.3.5 管道泄漏

输油管线泄漏主要由以下原因造成：



1) 工程地质问题。如地面塌陷、沉降引起基础及支座失稳，管道受力不均匀变形产生破损或裂隙，可导致油品泄漏。

2) 安装质量问题。管道安装不符合标准要求，管道强力组装、变形、错位产生裂缝；焊缝错边、棱角、气孔、裂缝未融合等内部缺陷将造成裂纹，运行时可导致油品泄漏。

3) 管道防腐问题。涂料质量不良，防腐效果不好，阴极保护失效，致使管壁锈蚀，形成裂缝，可导致油品泄漏。

4) 工艺因素。油品输送时动压和静压产生压力波动和震动，可引起管道交变应力，在管道缺陷部位应力集中处产生裂纹，逐渐扩展导致泄漏。

5) 环境因素。管道受环境因素，如大气中的水、氧、酸性氧化物等物质作用，这些因素会造成电化学腐蚀及化学腐蚀，腐蚀可造成管壁减薄，严重时会使管道穿孔及裂缝，导致油品泄漏。

6) 人为破坏。不法人员偷扒管道防腐层或附属设施，在管道上打孔盗油，在管道附近违规施工作业，重物砸压或撞击等造成管道破裂或损坏，导致油品泄漏。

### 3.3.6 凝管

管道在输送原油时，保证输送温度在管路系统中都处于高于该原油凝固点的温度，是防止管路系统内凝固的一个重要方面。正常情况下，加热的原油在管路系统内流动时一般很少发生凝固现象，但由于各种意外原因（包括事故停输和计划停输），导致管路内液体原油流动处于停滞状态，液体原油流动携带的热量中断，使沿线管路内的液

体原油温度不断下降，特别在停输过程中，温度下降更快，有可能降至接近或低于凝点，若不及时处理，就将造成凝管事故。

### 3.3.7 灼烫

本工程掺水管线掺水温度 60℃，如果管道、阀门制造、安装、保温、隔热、维修存在缺陷，造成泄漏，如不采取防护措施，人体意外触及高温表面，有可能造成人员灼烫。

### 3.3.8 其他

本工程检维修时主要有以下几方面的危害：

1) 检修期间，拆检、敲打、起吊作业，动火、动焊作业等较多，容易发生起重伤害、中毒和窒息、物体打击、火灾爆炸等事故；

2) 检修时违规动火，造成火灾或爆炸事故；检修期间触电事故也时有发生。

3) 焊接时，因操作不当可能发生灼烫、触电伤害、弧光刺伤眼睛和机械伤害等。焊缝检验时操作方法不对，操作人员可能受到超声波或射线危害。

4) 管道维修时可能放出的气体或粉尘对人体产生危害。

5) 管线出现停产维修等过程中，当原油温度降至其凝固点以下，其将凝固在管道内，造成管道阻塞。凝管事故的后果有：凝管可导致集输管线憋压，严重的将法兰接口、阀门垫片处憋漏，甚至将管线憋爆，造成跑油，进而有产生火灾、爆炸事故的可能。管道凝管后解凝过程违章作业可能导致火灾爆炸事故的发生。

综上，检维修过程中存在的危险有害因素为机械伤害、触电、灼烫、火灾爆炸、中毒和窒息、起重伤害、粉尘危害。

### 3.4 主要生产设备设施的危险有害因素分析

#### 1、油气集输管道

本工程集油管道输送的介质主要是原油。其在输送过程中存在一定的压力和温度，正常情况下是在密闭的管线中输送，管道工岗位作业人员在操作过程中的危险、有害因素主要有火灾、爆炸、中毒和窒息，造成原因为：

##### 1) 油气泄漏

设计误差：管线埋深、壁厚、材质、抗震设计、防冻设计、防腐层等设计不合理。

设施不完整：防护等级不够、自动控制系统故障、超压保护装置失效、防冻设施故障等。

不良环境：如暴雨、洪水、低温、地震、土壤中腐蚀介质、地下水、介质含水、介质含二氧化碳、植物根茎、违章建筑、违章施工等。

施工焊接缺陷：管沟不符合要求、防腐层损伤、管线本体机械损伤、管沟回填不符合要求等。

操作与管理危险控制措施不充分：应急能力不足、操作规程不完善、工人技能低、违章指挥、违章操作、蓄意破坏等。

以上原因造成的阀门泄漏、接头泄漏、管线穿孔等遇静电火花、雷电、撞击火花、电气火花、机械火花、检修动火或其他明火，会发生火灾事故。

本工程集输设备、管道等设有若干阀门、法兰等。阀门基本采用法兰、垫片、紧固件等连接。如果其材料、压力等级选用错误，制造不满足要求；密封失效，阀杆锈死或操作困难，阀门限位开关失灵，阀体开裂，腐蚀，阻塞等，都可能引起油气的泄漏。

### 2) 管堵或凝管

若局部埋地深度达不到最大冻土深度以下，或因为其它原因造成本来在冻土深度以下的管线发生裸露、土层被破坏等原因会因冬季低温影响，造成管堵甚至凝管危险。

根据管线输送原油凝固点高，若保温措施不当，或没有采取有效的保温措施，很容易发生凝管；管线的输量低于允许最低输量；输送温度过低等情况下，油气集输管线容易发生凝管事故。凝管严重的情况下容易形成憋压，导致管线爆裂。

### 3) 施工缺陷

施工及焊接过程存在缺陷，如管沟不符合要求、防腐层损伤、管线本体机械损伤、管沟回填不符合要求等，都会对将来的管线安全运行留下隐患。

### 4) 冲蚀、磨蚀

管路中原油的流速过大，超过冲蚀速度时，会产生冲蚀现象，其结果会对弯头、三通等造成损害。同时原油中存在的盐等杂质，像磨料一样作用于管壁，对管壁产生磨蚀，加快了管线的损耗，导致管线承压能力下降，引发超压爆裂或管线穿孔，造成油气泄漏。

### 5) 腐蚀

管线埋地敷设，土壤对管线造成腐蚀。腐蚀能缩短管道的使用寿命，降低管道输送能力，引起意外事故的发生。

根据管道经过地段的情况，合理设计工艺流程、设备、管材的选择及防腐、防雷、防静电等相关设计；施工作业时，作业人员应经培训合格后上岗作业，规范操作规程，加强作业现场的管理，对施工单位及特种作业人员统一管理；疲劳失效常常发生在管道不连续处，应对这些不连续处或缺陷部位加强检查；管道敷设地段设置安全警示标志，穿越线路应报当地行政主管部门备案，配置专人定期巡检。

## 2、掺水管线

本项目掺水管线设计压力 5.5Mpa，管线刺漏存在一定风险，易产生物体打击事故。掺水管线和阀组质量不合格，承压不够等将给安全运行埋下较大隐患。土壤可导致掺水管线的外腐蚀，掺水可导致管线的内腐蚀与结垢，结垢可加速管线内壁腐蚀速度，管线长期运行可能产生腐蚀穿孔，导致管线刺漏。本工程掺水管线掺水温度 60℃，如果管道、阀门制造、安装、保温、隔热、维修存在缺陷，造成泄漏，如不采取防护措施，人体意外触及高温表面，有可能造成人员灼烫。

## 3.5 自然环境因素分析

自然条件对企业生产环境因素影响主要有：气温、地震、腐蚀等灾害。

### 1) 低温

本项目所在地区，冬季寒冷，极端最低气温可达-18.1℃。低温可以造成管道冻堵泄漏等危险。管道内原油因粘度增加会使原油输送、

处理压力升高，可能超出管道设计压力造成破裂，导致原油泄漏。此外，冬季室外操作人员因防冻保温措施不够可能导致冻伤。

## 2) 高温

本工程所在地区的极端最高气温为 39.7℃。在夏季高温环境下作业，有可能会对人体发生水盐平衡失调，出现无力、口渴、尿少、脉搏加快、体温升高等症状。同时高温使血管扩张，末梢循环血量增加，使心跳加速，心脏负担加重。还可能出现消化液分泌减少，胃液酸度降低，出现食欲减退、消化不良以及其他胃肠疾病。高温作业可使动作的准确性、协调性、反应速度以及注意力降低，易发生工伤事故。长期在高温环境下作业，还可能导致人员中暑。

## 3) 地震

一旦发生地震，根据地震强度的不同，不可避免的会对设施造成破坏，并引发一系列的恶性事故。由于目前还不具备成熟的地震预报技术，因此根据项目所在区域的地震烈度，严格按照规范要求进行地震设防、做好地震灾害的应急救援是目前防范地震灾害的有效措施。

## 4) 腐蚀

埋地管道所处土壤环境，会造成管道的电化学腐蚀、化学腐蚀、微生物腐蚀、应力腐蚀和干扰腐蚀。若防腐措施失效、检查维护保养不到位，过度腐蚀会造成设备、管线的强度降低，尤其是发生点蚀，导致穿孔泄漏。

## 3.6 社会环境影响分析

### 3.6.1 周边环境对本工程的影响分析

管道途径地区社会环境会对管道的安全运行产生一定影响。主要表现为以下几个方面：

1) 随着地区建设的发展，沿线筑路、建房等作业增多，局部管道有受到第三方破坏、新占压的可能性加大，管道若长期受压，一旦塌陷、断裂，将导致原油外泄。

2) 不法分子沿线打孔盗油，使管道安全受到严重威胁。油区地下油气管网密集，管线施工时有可能造成对油区管网的破坏。

### 3.6.2 本工程对周边环境的影响分析

原油外输管线腐蚀穿孔，会导致原油泄漏，遇点火源燃烧，可能发生火灾事故。泄漏的原油蒸气和空气混合后，达到爆炸极限，形成爆炸性混合气体，遇点火源可能发生爆炸事故。

## 3.7 重大危险源辨识

### 3.7.1 重大危险源

重大危险源辨识的依据为《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218—2018）。危险化学品重大危险源是指长期地或临时地生产、加工、使用或贮存危险化学品，且危险化学品的数量等于或超过临界量的单元。

生产单元：危险化学品的生产、加工及使用等的装置及设施，当装置及设施之间有切断阀时，以切断阀作为分隔界限划分为独立的单元。

储存单元：用于储存危险化学品的储罐或仓库组成的相对独立的区域，储罐区以罐区防火堤为界限划分为独立的单元，仓库以独立库房（独立建筑物）为界限划分为独立的单元。

临界量：指对于某种或某类危险化学品规定的数量，若单元中的危险化学品数量等于或超过该数量，则该单元定为重大危险源。

单元内存在的危险化学品的数量根据处理危险化学品种类的多少区分为以下两种情况：

①生产单元、储存单元内存在的危险化学品为单一品种，则该危险化学品的数量即为单元内危险化学品的总量，若等于或超过相应的临界量，则定为危险化学品重大危险源；

②生产单元、储存单元内内存在的危险化学品为多品种时，则按下列公式计算，若满足下列公式，则定为危险化学品重大危险源。

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

式中：

S—辨识指标；

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

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

### 3.7.2 重大危险源辨识结果

根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）的有关规定，本工程不涉及生产、加工、使用或贮存危险化学品，本工程未构



成重大危险源。

### 3.8 主要危险、有害因素分析结论

- 1) 本工程涉及的具有危险有害因素的主要物质是原油。
- 2) 地面工程施工过程中存在的主要危险有害因素有起重伤害、物体打击、火灾爆炸、机械伤害、触电、车辆伤害、坍塌及其他等。
- 3) 生产过程中存在的主要危险、有害因素有火灾、爆炸、中毒窒息、物体打击、淹溺、管道泄漏、凝管、灼烫及其他事故等。
- 4) 环境影响因素主要有社会环境和自然环境（气温、地震、腐蚀等）。
- 5) 通过重大危险源辨识，本项目未构成重大危险源。
- 6) 各部分危险有害因素分布情况。

表 3.8-1 主要危险有害因素分布表

危险有害因素 \ 各部分	地面工程施工	生产运行过程
物体打击	√	√
车辆伤害	√	—
机械伤害	√	—
起重伤害	√	—
触电	√	—
高处坠落	√	—
坍塌	√	—
中毒和窒息	—	√
火灾	√	√
灼烫	√	√
淹溺	—	√
容器爆炸	—	—
其他爆炸	√	√
其他伤害	√	√

注①：上表参照《企业职工伤亡事故分类》（GB6441-1986），并结合《生产过程危险和有害因素分类与代码》（GB/T13861-2009）进行辨识与分析。

注②：√为该种危险有害因素主要存在或较严重；未有标记或未列出的危险或有害因素，不代表该部分无此种危险或危害，只表示总体上相对其他危险或危害较轻。

## 4 评价单元划分及评价方法选择

### 4.1 评价单元划分

#### 4.1.1 划分原则

评价单元是指在对工程危险、有害因素进行分析的基础上，根据评价目标和评价方法的需要，将整个系统划分成若干个有限的确定范围而分别进行评价的相对独立的装置、设施和场所。

划分评价单元的一般性原则是按生产工艺功能、生产设施设备相对独立空间、危险有害因素类别及事故范围划分评价单元，使评价单元相对独立，具有明显特征界限。

常用的评价单元的划分原则有：

- 1) 以危险、有害因素的类别为主划分；
- 2) 以装置和物质的特性划分。

通过对本工程生产过程中的危险、有害因素分析，结合本工程的特点和具体情况，本次预评价按工艺流程，兼顾装置特性及其辅助设施中的危险、有害因素的相似特性等进行评价单元的划分。

#### 4.1.2 划分评价单元

根据本工程的生产工艺特点、危险有害因素的分布状况、便于实施评价的原则，本次评价划分为以下 3 个评价单元进行评价：

- 1) 施工作业单元；
- 2) 管道敷设单元；
- 3) 安全管理单元。

## 4.2 评价方法选择

为了达到对工程项目进行系统、科学、全面的评价目的，针对本工程主要危险、有害因素的分析，遵循充分性、适应性、系统性、针对性和合理性的原则，定性评价与定量评价相结合，选择安全评价方法。根据本工程特点，本次评价选择以下两种评价方法：预先危险性分析法（PHA）和安全检查表法（SCL）。在具体评价中，针对各单元的不同特点，可有选择地应用上述评价方法。

各评价方法的具体操作程序如下表：

表 4.2-1 各单元评价方法表

序号	评价单元	评价方法
1	施工作业单元	PHA
2	管道敷设单元	SCL、PHA
3	安全管理单元	SCL

### 4.2.1 安全检查表法（SCL）

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

安全检查表以下列格式列出，对于设计方案中已经涉及且符合要求的检查内容，在检查结果栏中标以“√”，对于方案中未提及，在下

一步方案中需要进行补充的检查项目在检查结果栏中标以“※”，对于不符合要求的检查项目在检查结果栏中标以“×”。见下表 4.2-2。

表 4.2-2 安全检查表

序号	检查内容	检查依据	检查情况	检查结果

#### 4.2.2 预先危险性分析法（PHA）

预先危险性分析法是一种对系统存在的各种危险因素、出现条件和事故可能造成的后果进行宏观、概略分析的系统安全分析方法。通常是在在进行某项工程活动（包括设计、施工、生产、维修等）之前，对系统存在的各种危险因素（类别、分布）、出现条件和事故可能造成的后果进行宏观、概略分析，其目的是早期发现系统的潜在危险因素，确定系统的危险等级，提出相应的防范措施，防止这些危险因素发展成为事故，避免考虑不周所造成的损失，属定性评价。即：讨论、分析、确定系统存在的危险因素，及其触发条件、现象、形成事故的原因事件、事故类型、事故后果和危险等级，有针对性的提出相应的安全防范措施。

##### 1) 预先危险性分析法的主要功能有：

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

##### 2) 预先危险性分析步骤

- 对系统的生产目的、工艺过程以及操作条件，对周围环境进行

充分的调查了解：

- 收集以往的经验 and 同类生产中发生过的事故情况，判断所要分析对象中是否也会出现类似情况，查找能够造成系统故障、物质损失和人员伤害的危险性；

- 根据经验、技术诊断等方法确定危险源；
- 识别危险转化条件，研究危险因素转变成事故的触发条件；
- 进行危险性分级，确定危险程度，找出应重点控制的危险源；
- 制定危险防范措施。

预先危险性分析结果最终以表格的形式表示。

### 3) 危险、有害因素的危险性等级

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

**表 4.2-3 危险性等级划分表**

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

## 5 安全评价

### 5.1 施工作业单元

#### 5.1.1 预先危险性分析结果

本单元预先危险性分析结果见表 5.1-1。

表 5.1-1 施工作业单元预先危险性分析结果

序号	作业类型	危险因素	事故后果	危险等级	安全对策措施
1	起重作业	1、违章指挥 2、人员大意 3、误操作 4、钢丝绳断裂 5、捆绑不符合要求 6、设备故障	发生起重伤害等事故造成人员伤亡和设备损坏	II	1、操作司机必须经过专门培训，持有特殊操作证。 2、起重指挥人员必须按照规定指挥，信号明确，不产生意图外的动作，指挥时必须要让操作司机看到指挥人员，指挥人员不能随意离开。 3、吊装时所选用钢丝绳的安全系数要可靠，并在棱角处要将管子皮垫好以防割断钢丝绳。 4、吊装设备时，要根据不同的重量、形状、尺寸、种类等选择不同的钢丝绳、合成吊装带、麻绳等，如吊装玻璃钢注水罐就须选择适当安全系数的吊装带，并且要注意是易碎设备，要采取必要的保护措施。吊装设备要按规程，同时要用经验迅速做出判断并及时处理解决问题和危险。
2	用火作业	1、火星窜入其他设备或易燃物侵入用火设备。 2、用火点周围有易燃物。 3、泄露电流危害。 4、火星飞溅。 5、气瓶间距不足或放置不当。 6、焊接工具有缺陷。 7、通风不良、监护不当。 8、应急设施不足或措施不当。 9、涉及危险作业组合，未落实相应安全措施。	发生火灾、爆炸或触电等事故造成人员伤亡和设备损坏	III	1、用火现场备有灭火工具（如灭火器、沙子等）。 2、清除用火点周围易燃物。 3、电焊回路应搭接在焊件上，不得与其他设备搭接。 4、防止火花飞溅，注意火星飞溅方向，用水冲淋火星落点。 5、氧气瓶、溶解乙炔气瓶间距不小于 5m，二者与用火地点之间均不小于 10m；气瓶不准在烈日下暴晒，溶解乙炔气瓶禁止卧放。 6、用火作业前，应检查电、气焊工具，保证安全可靠，不准带病使用。

		10、施工条件发生重大变化未采取相应措施。			7、用火过程中，遇有跑料、串料、和易燃气体，应立即停止用火。
3	破土作业	<p>1、未办理《破土安全作业证》，</p> <p>2、未对作业人员进行安全教育，作业人员未佩戴相应的劳动防护用品。</p> <p>3、破土作业施工现场设置护栏、盖板和警告标志，夜间未悬挂红灯示警。</p> <p>4、盲目挖掘，挖出电缆等继续施工。</p> <p>5、未按照操作规程进行操作施工机械。</p> <p>6、对施工现场未进行详尽分析，对周边和地下情况分析不够。</p> <p>7、在危险场所破土时，没有有专业人员现场监护。</p>	发生物体打击、坍塌、车辆伤害或触电等事故造成人员伤害和设备损坏	II	<p>1、破土作业应办理《破土安全作业证》，以下简称《作业证》，没有《作业证》严禁破土作业。</p> <p>2、作业前，项目负责人应对作业人员进行安全教育。作业人员应按规定着装并佩戴合适的个体防护用品。施工单位应进行施工现场危害辨识，并逐条落实安全措施。作业前，应检查工具、现场支撑是否牢固、完好，发现问题应及时处理。</p> <p>3、破土临近地下隐蔽设施时，应使用适当工具挖掘，避免损坏地下隐蔽设施。</p> <p>4、破土中如暴露出电缆、管线以及不能辨认的物品时，应立即停止作业，妥善加以保护，报告破土审批单位处理，经采取措施后方可继续破土作业。</p> <p>5、作业现场应保持通风良好，并对可能存在有毒有害物质的区域进行监测。</p> <p>6、作业人员多人同时挖土应相距在 2m 以上，防止工具伤人。作业人员发现异常时，应立即撤离作业现场。</p>
4	临时用电	<p>1、施工过程中的电气设备使用不合理、缺少保护装置，人员违章操作等。</p> <p>2、跨越安全围栏或超越安全警戒线，误碰带电设备。</p> <p>3、施工现场混乱，电气设备安全设施不健全或损坏漏电，绝缘保护层破损或保护接地失效等。</p> <p>4、手持电动工具，工具带电。</p> <p>5、电线裸露、乱拉、乱扯电线、湿手触动电器开关设备、绝缘胶鞋破损透水或用湿物去接触电器设备。</p> <p>6、在带电设备附近进行作业，不符合安全距离或无监护措施。</p>	发生触电等事故造成人员伤害和设备损坏	II	<p>1、建立必要的工作票制度和停电保护制度。</p> <p>2、电气作业人员持证上岗。</p> <p>3、电气作业应加强个体防护，穿戴齐全各项绝缘防护用品。</p> <p>4、四周应加可靠的遮护，采取防止无关人员误入的措施；</p> <p>5、设置警示标志；</p> <p>6、电气设备、线路必须具备良好的电气绝缘，且与电压等级相匹配；</p> <p>7、人员容易触及的裸带电体必须置于人的伸臂范围以外，否则应加可靠的遮护；</p> <p>8、电气设备、线路设置接地保护、漏电保护。</p>



5	管道敷设	<p>1、管线敷设前未对周边环境、地下环境进行仔细考察,在管道开挖时将电力电缆挖断,施工人员触碰发生触电;</p> <p>2、管线线路敷设路线附近存在其他油管线、注水管线,如施工作业误将其他具有危险物质管道挖断,造成危险介质泄露;</p> <p>3、本工程中在对利旧管线与新建管线对接时,如利旧管线未排空、吹扫就进行对接作业,或吹扫不净,管线中存有天然气,施工动火作业(焊接、切割)中火花引爆油气,发生火灾、爆炸事故。</p>	发生物体打击等事故造成人员伤亡和设备损坏	II	<p>1、严格按操作规程作业,严禁违章作业;</p> <p>2、穿戴好安全防护用品;</p> <p>3、安全管理人员加强巡视现场;</p> <p>4、对管线敷设路径进行现场勘查,了解地面周边环境及地下管线情况;</p> <p>5、制定管线穿越、对接发生事故时应急救援预案;</p> <p>6、施工时应配备油气泄露应急救援器材。</p>
6	交叉作业	<p>1、劳动组织不合理;</p> <p>2、工具、零件传输路线不当;</p> <p>3、未制定交叉作业指导书;</p> <p>4、未搭建防护设施;</p> <p>5、作业场地光线不良;</p> <p>6、未设置交叉作业告知牌;</p> <p>7、作业人违规操作,乱动非工作范围内的设备;</p> <p>8、作业场地工具、材料等乱放;</p> <p>9、危险程度较大的交叉施工作业,未执行工作票证制度,未安全人员监护。</p>	发生物体打击等事故造成人员伤亡和设备损坏	II	<p>1、审查和落实相关作业指导书中有关交叉作业的安全措施,并进行安全交底;</p> <p>2、组织交叉作业各方商定各自的施工范围及安全注意事项,施工场地尽量错开;</p> <p>3、无法错开的垂直交叉作业,层间必须搭设严密、牢固的防护隔离设施;</p> <p>4、交叉作业通道应保持畅通;</p> <p>5、在夜间和光线不足的地方禁止进行交叉作业;</p> <p>6、有危险的出入口处应设置围栏或悬挂告知牌;</p> <p>7、隔离层、孔洞盖板、栏杆、安全网等安全防护设施严禁任意拆除,必须拆除时,应征得原搭建单位的同意,并采取临时安全措施,作业完毕后立即恢复原状并经原搭建单位验收;</p> <p>8、严禁乱动非工作范围内的设备、机具及安全设施;</p> <p>9、交叉作业时,工具、材料、边角料等严禁上下投掷,应用工具袋等吊运。吊物下方严禁站人或逗留;</p> <p>10、在系统试运行是进行交叉作业,必须执行工作票制度,必要时由试运人员进行监护。</p>

## 5.1.2 预先危险性分析小结

根据以上分析结果，本工程可能发生的事故类别有起重伤害、火灾爆炸、触电、物体打击、坍塌、灼烫、中毒窒息、车辆伤害等。

可能发生的最严重的事故为火灾爆炸，其危险程度为Ⅲ级，一旦发生，可能会造成个别人员的伤亡和较大的经济损失，应当作为本工程安全防范的重点。灼烫、起重伤害、物体打击、坍塌、触电和车辆伤害等，其危险程度均为Ⅱ级，应当引起足够的重视，采取针对性的防范与控制措施。

## 5.2 管道敷设单元

### 5.2.1 管线路由现场情况

#### 1、陈 39#站外输干线

新建管线自陈 39#计量站北侧出站后向西敷设约 55 米，继续向北敷设至陈 38#计量站，自陈 38#计量站定向钻穿越至陈西接转站东侧后向东敷设至陈西接转站已建阀组。

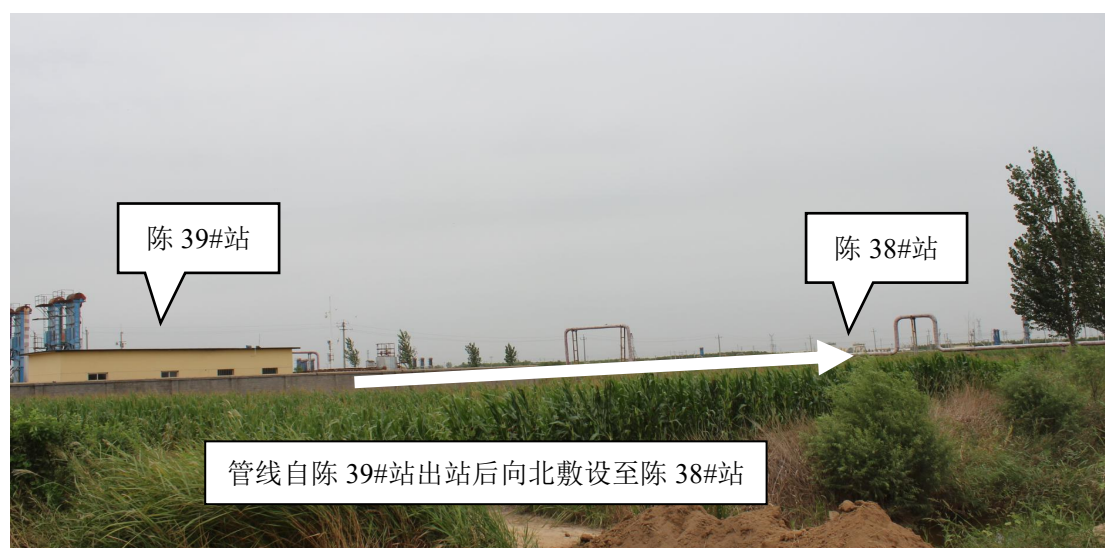


图 5.2-1 陈 39#站外输干线现场图 1



图 5.2-2 陈 39#站外输干线现场图 2

2、陈西接转站至陈 48#站掺水管线

新建掺水管线自陈西接转站西侧出站后，向北敷设约 440m 后向西敷设 430m，后继续向北沿 001 乡道西侧敷设至陈 371-P15 后，向西敷设至陈 48#站。



图 5.2-3 陈西接转站至陈 48#站掺水管线现场图 1





图 5.2-4 陈西接转站至陈 48#站掺水管线现场图 2



图 5.2-5 陈西接转站至陈 48#站掺水管线现场图 3

### 3、陈 39#站至陈 36#站掺水管线

新建掺水管线自陈 39#站东侧出站后,向南敷设约 50m 后向东沿已建道路敷设至陈 36#站。

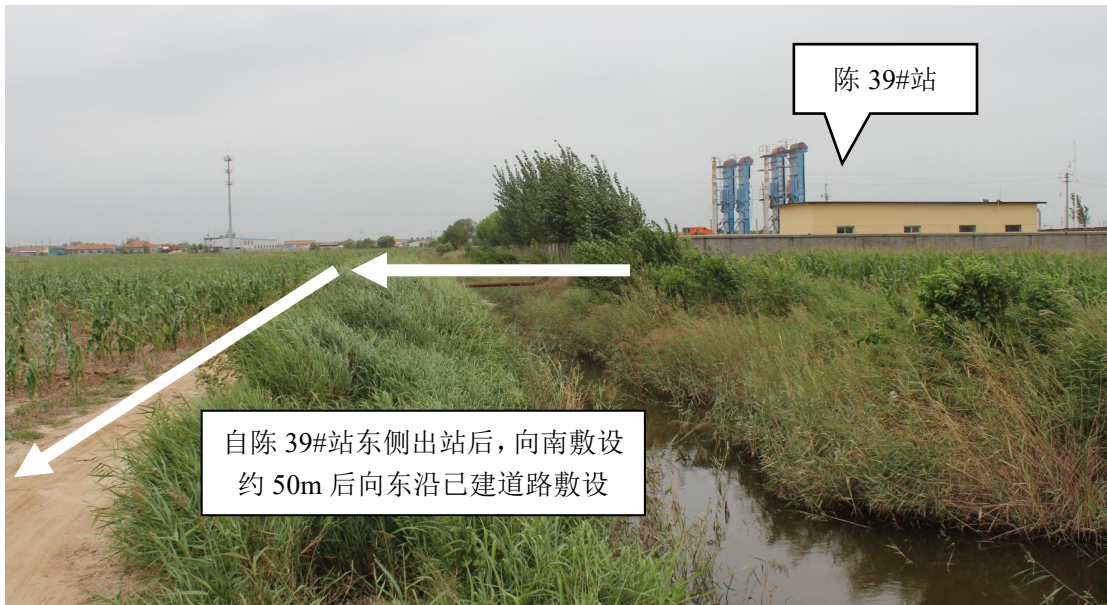


图 5.2-6 陈 39#站至陈 36#站掺水管线现场图 1



图 5.2-7 陈 39#站至陈 36#站掺水管线现场图 2





图 5.2-8 陈 39#站至陈 36#站掺水管线现场图 3



图 5.2-9 陈 39#站至陈 36#站掺水管线现场图 4

#### 4、防火间距一览表

本工程管线与周边建筑、设施防火间距如下表所示：

表5.2-1 管线与周边建筑、设施防火间距一览表

参照物	方向	周边设施	实际距离(m)	标准要求(m)	是否符合	依据标准
陈 39#站	东	农田	—	—	是	GB50183-2004

参照物	方向	周边设施	实际距离(m)	标准要求(m)	是否符合	依据标准
外输干线						7.2.1
	西	农田	—	—	是	GB50183-2004 7.2.1
陈西接转站至陈48#站掺水管线	东	农田	—	—	是	GB50391-2014 5.2.1
	西	农田	—	—	是	GB50391-2014 5.2.1
陈39#站至陈36#站掺水管线	南	民居	10	5	是	GB50391-2014 5.2.1
	西	民居	15	5	是	GB50391-2014 5.2.1

### 5.2.2 安全检查表法评价

根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)、《油气集输设计规范》(GB50350-2015)、《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)、《油气输送管道跨越工程设计标准》(GB/T50459-2017)等标准、规范,编制安全检查表,对河口采油厂陈西接转站集油系统改造工程的管道敷设单元进行评价。

对于设计方案中已经涉及且符合要求的检查内容,在检查结果栏中标以“√”,对于设计中未提及,下一步方案中需要进行补充的检查项目在检查结果栏中标以“※”,对于不符合要求的检查项目在检查结果栏中标以“×”。

具体检查内容见表 5.2-2。

表 5.2-2 管道敷设单元安全检查表

序号	检查项目	检查依据	检查情况	检查结果
一	外输干线			
1)	管道要求及安全距离			
1	油气集输管道的设计压力应按最高操	GB50350-2015	可研中按最高操	√

序号	检查项目	检查依据	检查情况	检查结果																		
	作压力选取。	8.1.3	作压力设计。																			
2	管道稳定性要求：管道外径与壁厚之比不应大于 140。	GB50350-2015 8.1.6	外输干线选用 $\Phi$ 219×6，等外径与壁厚比小于 140	√																		
3	管道附件不应使用铸铁件、螺旋焊缝钢管制作，宜采用锻钢、钢板、无缝钢管或直缝焊接钢管制作。	GB50350-2015 8.6.3	管道选用 20#无缝钢管，符合要求。	√																		
4	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 8.6.1	钢管材质符合要求。	√																		
5	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。	GB50350-2015 8.1.1	管道选线取直；避开低洼地带等。	√																		
6	油田内部敷设的原油、压力小于或等于 0.6MPa 油田气集输管道与居民区、村镇、工矿企业等的距离不宜小于 10m。当管道局部管段不能满足上述距离要求，可降低设计系数，提高局部管段的设计强度，将距离缩短到 5m。	GB50183-2004 7.2.1	根据表 5.2.1 描述，外输干线周边均为农田，无敏感建筑物。	√																		
7	集输管道与架空输电线路平行敷设时，安全距离应符合下列要求： 1、管道埋地敷设时，安全距离不应小于下表的规定： <table border="1" data-bbox="319 1697 790 1926"> <thead> <tr> <th>名称</th> <th>3kV 以下</th> <th>3 ~ 10kV</th> <th>35 ~ 66kV</th> <th>110 kV</th> <th>220 kV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>开阔地区</td> <td colspan="5">最高杆（塔）高</td> </tr> <tr> <td>路径受限制地区</td> <td>1.5m</td> <td>2.0m</td> <td>4.0m</td> <td>4.0m</td> <td>5.0m</td> </tr> </tbody> </table> <p>注：1、表中距离为边导线至管道任何部分的水平</p>	名称	3kV 以下	3 ~ 10kV	35 ~ 66kV	110 kV	220 kV	开阔地区	最高杆（塔）高					路径受限制地区	1.5m	2.0m	4.0m	4.0m	5.0m	GB50183-2004 7.1.5	经现场勘察，外输干线周边 5m 范围内无架空电力线。	√
名称	3kV 以下	3 ~ 10kV	35 ~ 66kV	110 kV	220 kV																	
开阔地区	最高杆（塔）高																					
路径受限制地区	1.5m	2.0m	4.0m	4.0m	5.0m																	



序号	检查项目	检查依据	检查情况	检查结果
	距离。2、对路径受限制地区的最小水平距离的要求，应计及架空电力线路导线的最大风偏。 2、当管道地面敷设时，其间距不应小于本段最高杆（塔）高度。			
8	管道与其他埋地管道交叉时，两者间的净垂直距离不应小于 0.3m。当小于 0.3m 时，两者间应设有坚固的绝缘隔离物，确保交叉管道之间的电绝缘。同时，两管道在交叉点两侧各延伸 10m 以上的管段上，应确保施工后管道防腐层无缺陷。	GB/T21447-2008 6.1.6-b	可研报告中未提及，下一步设计应明确。	※
9	管道沿线应设置里程桩、标志桩、转角桩和警示牌等永久性标志，管道标志的标识、制作和安装应符合现行行业标准《管道干线标记设置技术规范》SY/T6064 的有关规定。	GB50253-2014 4.6.1	可研报告明确提出设置里程桩、转角桩、穿越桩、交叉桩、结构桩、警示牌等。	√
10	输油管道穿越人工或天然障碍物时，应在穿跨越处两侧及地下建构物附近设立标志。	GB50253-2014 4.6.4	可研报告明确提出设置穿越桩。	√
2)	<b>管道敷设</b>			
11	油气集输管道宜埋地敷设。	GB50350-2015 8.5.1	埋地敷设。	√
12	油气管道不宜与公路反复交叉穿越。	GB50423-2013 7.1.1	本工程管道未与公路反复交叉穿越。	√
13	油气管道不应利用公路的排水涵洞进行穿越。	GB50423-2013 7.1.8	油气管道不利用排水涵洞穿越。	√
14	管顶的覆土层厚度不宜小于 0.8m。	GB50253-2014 4.2.3	荒地内管顶覆土不小于 1.2m，农田内管顶覆土不小于 1.5m。	√
3)	<b>防腐</b>			
15	油气集输管道根据工艺要求和敷设环境温度条件，应采取经济合理的保温或隔热措施。	GB50350-2015 8.5.5	外防腐采用 2PE，内防腐选用加强级环氧粉末。	√
16	新建管道应采用外防腐层，并在管道运行期间始终维持。	GB/T21447-2008 4.1	外防腐采用 2PE，内防腐选用加强	√

序号	检查项目	检查依据	检查情况	检查结果
			级环氧粉末。	
4)	<b>穿跨越</b>			
17	油气管道不宜与公路反复交叉穿越。	GB50423-2013 7.1.1	未与公路反复穿越。	√
18	穿越二级以上公路时，应采用顶进套管或水平定向钻穿越方式；对三级及以下公路穿越，可采用挖沟法埋设。	GB50423-2013 7.1.3	033乡道采用定向钻穿越。	√
19	油气管道穿越公路时，其穿越点四周应有足够的空间，满足管道穿越施工、维护及邻近建筑物和设施的安全距离要求。	GB50423-2013 7.1.7	经现场勘察，穿越点四周有足够的空间。	√
20	油气管道穿越公路时，套管顶部最小覆盖层厚度： 公路路面以下不应小于 1.2m； 公路边沟底面以下不应小于 1m	GB50423-2013 7.1.9	管线埋深为管顶距自然地坪不小于 1.5m。	√
21	采用套管穿越公路，套管内径应大于输送管道外径 300mm 以上。	GB50423-2013 7.1.11	可研报告中未提及，下一步设计应明确。	※
22	采用套管穿越公路时，套管长度宜伸出路堤坡脚、排水沟外边缘不小于 2m。	GB50423-2013 7.1.12	可研报告中未提及，下一步设计应明确。	※
23	在无通航、无流筏的河流上跨越时，管道共结构的最下缘，应高于设计洪水位 2m。	GB/T50459-2017 3.0.11	可研报告中未提及，下一步设计应明确。	※
二	<b>掺水管线</b>			
24	注水管道宜埋地敷设。		埋地敷设。	√
25	站外注水管道严禁从建（构）筑物基础下方穿过。	GB50391-2014	不从建构筑物下方穿过。	√
26	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。	5.2.1	根据 5.3.1 节描述，掺水管线距离最近的建筑物为 10m，符合要求。	√

### 5.2.3 预先危险性分析

本节针对管道敷设单元所涉及的设备设施进行预先性危险分析。

表 5.2-3 管道敷设单元预先危险性分析汇总表

序号	危险类别	产生原因	可能产生的后果	危险等级	改进措施/预防方法
1	火灾爆炸	1.设计不合理, 包括: ①工艺流程、设备布置不合理; ②系统工艺计算不正确; ③管道强度计算不准确; ④管道位置选择不合理; ⑤材料选材不合理; ⑥防腐蚀设计不合理; ⑦管线布置、柔性考虑不周; ⑧结构设计不合理; ⑨防雷、防静电设计缺陷。 2.管线内表面磨损、腐蚀 ①选材不当, 材质不达标, 抗蚀性能差; ②原油含水、酸性介质等; ③原油含砂、铁锈等尘粒及杂质产生磨损。 3.管线外表面腐蚀 ①管材抗腐蚀性能不符合要求; ②防腐蚀措施失效; ③防腐层在运输、施工中被破坏, 没有进行修补; ④管线接口处防腐不能满足工艺要求等。 4.施工质量问题 ①管道施工队伍技术水平低、管理失控; ②焊接缺陷; ③补口、补伤质量问题; ④检验控制问题 5.疲劳失效 6.管线受外力或液压、沉重物体压轧、打击等。 7.管线漏油后未划定安全区域, 外来人员在不知情的情况下点火。	管线爆炸、设备损坏	III	1.根据管道穿越地段的情况, 合理设计工艺流程、设备、管材的选择及防腐、防雷、防静电等相关设计; 2.根据原油的性质采取合理的防腐措施; 3.根据管道穿越地段土壤性质选择合理的防腐措施; 4.施工作业时, 作业人员应经培训合格后上岗作业, 规范操作规程, 加强作业现场的管理, 对施工单位及特种作业人员统一管理; 5.疲劳失效常常发生在管道不连续处、加热炉等设施上, 应对这些几何不连续不稳或缺陷部位加强检查; 6.管道敷设地段设置安全警示标志, 穿越线路应报当地行政主管部门备案, 配置专人定期巡检。 7.原油泄漏抢修, 首先要检测现场的油气浓度, 待油气浓度降至爆炸下限以下, 再进行焊接等作业, 避免盲目作业, 引爆泄漏的可燃物, 导致管线爆炸等更为严重的事故。 8.管线泄漏后, 在管线爆炸影响范围内不允许有外来人员进入。
2	中毒	1.抢修等现场作业人员未佩带	人员伤亡	II	1.抢修等作业人员在原油大量

序号	危险类别	产生原因	可能产生的后果	危险等级	改进措施/预防方法
		呼吸防护工具； 2.人员违章作业； 3.大量泄漏时，未及时通知并疏散周围人员。	亡		泄漏区域作业应佩带呼吸防护设备； 2.严格按操作规程操作； 3.大量泄漏时，及时通知周边人群并组织疏散。
3	管道爆裂	1.管道存在质量缺陷，承载能力降低； 2.管道出现了超温、超压的运行状态； 3.安全泄放措施失效。	人员伤亡设备损坏	II	1.严格执行管道定期检验制度； 2.严格执行管道操作规程； 3.对运行中的温度、压力、液面等状态参数进行实时监控，防止超温、超压状态出现。
4	车辆伤害	1.存在故障，安全防护装置失灵； 2.驾驶员违章操作； 3.路面不平、视野障碍等外界因素。	人员伤亡	II	1.车辆的安全技术状况良好； 2.驾驶员持证上岗； 3.超长、超宽、超高装置迁移前到公安交通管理部门办理相关证件； 4.严格遵守安全操作规程。

#### 5.2.4 管道改造单元小结

1、该单元安全检查表对河口采油厂陈西接转站集油系统改造工程的管道敷设单元共 26 项内容进行了检查，其中符合要求的有 22 项，下一步设计应明确的有 4 项，无不符合项。

下一步设计应明确项为：

①管道与其他埋地管道交叉时，两者间的净垂直距离不应小于 0.3m。当小于 0.3m 时，两者间应设有坚固的绝缘隔离物，确保交叉管道之间的电绝缘。同时，两管道在交叉点两侧各延伸 10m 以上的管段上，应确保施工后管道防腐层无缺陷。

②采用套管穿越公路，套管内径应大于输送管道外径 300mm 以上。

③在无通航、无流筏的河流上跨越时，管道共结构的最下缘，应高于设计洪水位 2m。

④采用套管穿越公路时，套管长度宜伸出路堤坡脚、排水沟外边缘不小于 2m。

2、根据预先危险性分析结果，本工程可能发生的事故类别有火灾爆炸、中毒窒息、管道爆裂、车辆伤害，其中火灾爆炸危险性等级为Ⅲ级，一旦发生，可能会造成个别人员的伤亡和较大的经济损失，应当作为本工程安全防范的重点。对于其他事故，事故后果一般为Ⅱ级，后果相对较轻。应当引起足够的重视，采取针对性的防范与控制措施。

### 5.3 安全管理单元

#### 5.3.1 安全管理现状

本工程新钻井隶属于河口采油厂采油管理七区注采 703 站。

河口采油厂采油管理七区建立了较为完善的 HSE 管理体系，成立了安全生产管理机构，配备了安全管理人员，建立健全了安全管理制度，安全管理人员和特种作业人员均持证上岗，制订了相应的应急预案。

采油管理七区执行采油厂安全管理制度、设备安全操作规程，编制了突发事件应急程序，定期进行演练，并有详细记录。

##### 1) 安全管理组织机构

河口采油厂采油管理七区 HSE 管理网络图如下：

涉及企业保密内容，不予公开。

图 5.3-1 采油管理七区注采 703 站 HSE 管理网络图

采油管理七区安全管理人员持证情况如下表所示：

表 5.3-1 安全管理人员持证情况

**涉及企业保密内容，不予公开。**

## 2) 安全管理制度和安全操作规程

采油管理七区建立健全了以安全生产责任制为主的各项安全管理制度。

**表 5.3-2 与本工程相关的安全生产责任制**

**涉及企业保密内容，不予公开。**

**表 5.3-3 与本工程相关的安全管理制度**

**涉及企业保密内容，不予公开。**

## 3) 事故应急处理程序

采油管理七区制定有事故应急处置方案，应急处置方案中明确了事故风险分析、应急组织机构及职责、应急联络通讯录、预警条件、应急准备、应急处置程序、应急设施及抢险物资等内容。内容全面，章节齐全，符合《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》GB/T29639-2013 的要求。

应急处置明确了处置步骤、具体处置方法、现场执行人及培训负责人等。与本工程相关的应急处置见表 5.3-4。

**表 5.3-4 与本工程相关的应急处置方案**

**涉及企业保密内容，不予公开。**

现场调研得知，采油管理七区能够按要求及时进行演练。每月至少举行一次应急演练，并编制急演练评估报告。演练结束后，参演人员均签名登记，评估人员对演练过程和效果进行分析评价，并填写应急演练评价报告。

采油管理七区应急物资主要配备了各种消防器材、封堵设备、绝缘装备、防爆工具等，应急物资配置较为齐全，对管理区可能发生的事故均配置了相应的应急装备，应急物资由专人管理保养，管理较为规范。

**表 5.3-5 消防设施及物资**

涉及企业保密内容，不予公开。

**5.3-6 检测仪器及个体防护**

涉及企业保密内容，不予公开。

**表 5.3-7 应急设施及抢险物资一览表**

涉及企业保密内容，不予公开。

### 5.3.2 安全检查表法评价

根据《中华人民共和国安全生产法》（主席令[2014]第 13 号）、《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》（山东省人民政府令[2018]311 号修订）、《生产安全事故应急预案管理办法》（中华人民共和国应急管理部令[2019]第 2 号）等规范、标准，对本工程的生产经营单位河口采油厂采油管理七区，下面是对采油管理七区的安全管理进行评价。

对于符合要求的检查内容，在检查结果栏中标以“√”，不符合要求的检查项目在检查结果栏中标以“×”，需要补充或改正的检查项目在检查结果栏中标以“※”。

具体评价内容见表 5.3-8。

**表 5.3-8 安全管理单元检查表**

序号	检查内容	检查依据	检查情况	检查结果
----	------	------	------	------

序号	检查内容	检查依据	检查情况	检查结果
一	<b>安全管理制度</b>			
1	<p>生产经营单位应当依据法律、法规、规章和国家、行业或者地方标准，制定涵盖本单位生产经营全过程和全体从业人员的安全生产管理制度和安全操作规程。</p> <p>安全生产管理制度应当涵盖本单位的安全生产会议、安全生产资金投入、安全生产教育培训和特种作业人员管理、劳动防护用品管理、安全设施和设备管理、职业病防治管理、安全生产检查、危险作业管理、事故隐患排查治理、重大危险源监控管理、安全生产奖惩、调查处理，以及法律、法规、规章规定的其他内容。</p>	《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》 第七条	采油管理七区制定了符合规定要求的安全生产管理制度和安全操作规程。	√
2	<p>生产经营单位的主要负责人是本单位安全生产的第一责任人，对落实本单位安全生产主体责任全面负责。</p> <p>生产经营单位分管安全生产的负责人协助主要负责人履行安全生产职责，技术负责人和其他负责人在各自职责范围内对安全生产工作负责。</p>	《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》 第八条	采油管理七区制订了各级安全生产责任制。	√
3	<p>生产经营单位进行爆破、悬挂、挖掘、大型设备（构件）吊装、危险装置设备试生产、危险场所用火、建筑物和构筑物拆除以及重大危险源、油气管道、受限空间、有毒有害、临近高压输电线路等作业的，应当按批准权限由相关负责人现场带班，确定专人进行现场作业的统一指挥，由专职安全生产管理人员进行现场安全检查和监督，并由具有专业资质的人员实施作业。</p> <p>生产经营单位委托其他有专业资质的单位进行危险作业的，应当在作业前与受托方签订安全生产管理协议，明确各自的安全生产职责。</p>	《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》 第三十一条	施工管理符合要求。	√
二	<b>安全管理人员</b>			
4	<p>矿山、冶金、交通运输、建筑施工单位，危险物品的生产、经营、储存、装卸、运输单位和危险物品从事生产并且使用量达到规定数量的单位（以下简称高危生产经营单位），应当按照下列规定设置安全生产管理机构或者配备安全生产管</p>	《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》 第九条	采油管理七区设置专职安全管理人员。	√



序号	检查内容	检查依据	检查情况	检查结果
	理人员。			
三	<b>隐患排查</b>			
5	生产经营单位应当建立健全安全生产隐患排查治理体系，定期组织安全检查，开展事故隐患自查自纠。对检查出的问题应当立即整改；不能立即整改的，应当采取有效的安全防范和监控措施，制定隐患治理方案，并落实整改措施、责任、资金、时限和预案；对于重大事故隐患，整改治理结束后，应当将治理效果评估报告报安全生产监督管理部门和有关部门备案。	《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》第二十七条	采油管理七区建立了安全生产隐患排查治理体系，定期组织安全检查，开展事故隐患自查自纠。	√
6	生产经营单位应当建立安全生产风险管控机制，定期进行安全生产风险排查，对排查出的风险点按照危险性确定风险等级，并采取相应的风险管控措施，对风险点进行公告警示。	《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》第二十九条	采油管理七区对定期进行风险排查。	√
四	<b>安全投入</b>			
7	<p>生产经营单位应当确保本单位具备安全生产条件所必需的资金投入，安全生产资金投入纳入年度生产经营计划和财务预算，不得挪作他用，并专项用于下列安全生产事项：</p> <p>（一）完善、改造和维护安全防护及监督管理设施设备支出；</p> <p>（二）配备、维护、保养应急救援器材、设备和物资支出，制定应急预案和组织应急演练支出；</p> <p>（三）开展重大危险源和事故隐患评估、监控和整改支出；</p> <p>（四）安全生产评估检查、专家咨询和标准化建设支出；</p> <p>（五）配备和更新现场作业人员安全防护用品支出；</p> <p>（六）安全生产宣传、教育、培训支出；</p> <p>（七）安全生产适用的新技术、新标准、新工艺、新装备的推广应用支出；</p> <p>（八）安全设施及特种设备检测检验支出；</p> <p>（九）参加安全生产责任保险支出；</p>	《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》第十七条	安全生产资金投入符合要求。	√

序号	检查内容	检查依据	检查情况	检查结果
	(十) 其他与安全生产直接相关的支出。 生产经营单位应当按照国家和省有关规定建立安全生产费用提取和使用制度。			
8	生产经营单位应当按照国家和省有关规定,明确本单位各岗位从业人员配备劳动防护用品的种类和型号,为从业人员无偿提供符合国家、行业或者地方标准要求的劳动防护用品,并督促、检查、教育从业人员按照使用规则佩戴和使用。 购买和发放劳动防护用品的情况应当记录在案。不得以货币或者其他物品替代劳动防护用品,不得采购和使用无安全标志或者未经法定认证的特种劳动防护用品。	《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》第二十一条	采油管理七区为员工配备劳保用品。	√
9	存在职业病危害的生产经营单位,应当按照有关规定及时申报本单位的职业病危害因素,并定期检测、评价。	《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》第二十二 条	组织定期检测、评价,有职业健康档案。	√
10	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》第四十八条	依法缴纳保险。	√
五	<b>安全教育培训</b>			
11	生产经营单位应当定期组织全员安全生产教育培训。对新进从业人员、离岗6个月以上的或者换岗的从业人员,以及采用新工艺、新技术、新材料或者使用新设备后的有关从业人员,及时进行上岗前安全生产教育和培训;对在岗人员应当定期组织安全生产再教育培训活动。教育培训情况应当记录备查。 以劳务派遣形式用工的,生产经营单位与劳务派遣单位应当在劳务派遣协议中明确各自承担的安全生产教育培训职责。未明确职责的,由生产经营单位承担安全生产教育培训责任。	《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》第二十四条	定期对从业人员进行安全教育,均持证上岗。	√
12	生产经营单位的主要负责人、分管安全生产的负责人(安全总监)和安全生产管理人员,应当具备与所从事的生产经营活动	《山东省生产经营单位安全生产主体责任	安全生产管理人员经过专门培训,并取得相关资格证书。特种作业人	√

序号	检查内容	检查依据	检查情况	检查结果
	<p>相适应的安全生产知识和管理能力。</p> <p>高危生产经营单位的主要负责人、分管安全生产的负责人（安全总监）和安全生产管理人员，应当按照国家有关规定由具备相应资质的安全培训机构进行培训，并经有关主管部门对其安全生产知识和管理能力考核合格后，方可任职。</p> <p>特种作业人员应当按照国家有关规定，接受与其所从事的特种作业相应的安全技术理论培训和实际操作培训，取得特种作业相关资格证书后，方可上岗作业。</p>	规定》 第二十五条	员取得了特种作业证后上岗作业。	
13	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》2014 主席令第 13 号 第二十四条	采油管理七区安全管理人员均取得了相应的安全管理证书。	√
14	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，方可上岗作业。	《中华人民共和国安全生产法》2014 主席令第 13 号 第二十七条	采油管理七区特种作业人员取得了特种作业证后上岗作业。	√
15	特种作业人员和特种设备作业人员必须接受专门的安全作业培训，取得相应资格后方可上岗作业。	《中石化安全管理手册》 1.3.3.4	采油管理七区特种作业人员均经过专门的培训和考核合格，取得了资格证书。	√
六	<b>应急救援管理</b>			
16	各单位应制定年度应急演练计划。基层单位每月至少组织 1 次现场处置方案演练。	《中国石化安全生产应急管理规定》 4.2	采油管理七区制定应急演练计划，每月进行演练，并有详细记录。	√
17	<p>应急预案的编制应符合下列基本要求：</p> <p>（一）符合有关法律、法规、规章和标准的规定；</p> <p>（二）结合本地区、本部门、本单位的安全生产实际情况；</p> <p>（三）结合本地区、本部门、本单位的危险性分析情况；</p> <p>（四）应急组织和人员的职责分工明确，</p>	《生产安全事故应急预案管理办法》 第五条	现场突发事件应急处置方案编制内容结合实际，明确了应急组织和人员职责，有明确、具体的事故预防措施和应急程序符合要求。	√

序号	检查内容	检查依据	检查情况	检查结果
	并有具体的落实措施； （五）有明确、具体的事故预防措施和应急程序，并与其应急能力相适应； （六）有明确的应急保障措施，并能满足本地区、本部门、本单位的应急工作要求； （七）预案基本要素齐全、完整，预案附件提供的信息准确； （八）预案内容与相关应急预案相互衔接。			
18	生产经营单位应当根据有关法律、法规和《生产经营单位安全生产事故应急预案编制导则》，结合本单位的危险源状况、危险性分析情况和可能发生的事故特点，制定相应的应急预案。 生产经营单位的应急预案按照针对情况的不同，分为综合应急预案、专项应急预案和现场处置方案。	《生产安全事故应急预案管理办法》 第七条	根据可能发生的事故制定了不同应急处置方案。	√
19	对于危险性较大的重点岗位，生产经营单位应当制定重点工作岗位的现场处置方案。	《生产安全事故应急预案管理办法》 第十条	制定了重点岗位现场处置方案。	√
20	应急预案应当包括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。附件信息应当经常更新，确保信息准确有效。	《生产安全事故应急预案管理办法》 第十二条	应急组织机构和人员的联系方式、应急物资储备清单等相关信息齐全。	√
21	应急队伍保障：明确应急响应的人力资源，包括专业应急专家、专业应急队伍、兼职应急队伍等。	GB/T29639-2013/6.8.2	采油管理七区有应急队伍，符合要求。	√
22	物资装备保障：明确生产经营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、管理责任人及其联系方式等内容。	GB/T29639-2013/6.8.3	采油管理七区配备有应急物资，明确了型号、数量、存放位置、责任人、联系方式等。	√
23	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	《生产安全事故应急预案管理办法》 第三十一条	采油管理七区站定期组织对应急知识等的培训活动。	√

序号	检查内容	检查依据	检查情况	检查结果
	措施。			
24	各级安全生产监督管理部门应当定期组织应急预案演练，提高本部门、本地区生产安全事故应急处置能力。	《生产安全事故应急预案管理办法》第三十二条	采油管理七区定期组织应急预案演练，并编制急演练评估报告。	√
25	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	采油管理七区演练结束后，对演练过程和效果进行分析评价，并填写应急演练评价报告。	√
26	生产经营单位应当按照应急预案的规定，落实应急指挥体系、应急救援队伍、应急物资及装备，建立应急物资、装备配备及其使用档案，并对应急物资、装备进行定期检测和维护，使其处于适用状态。	《生产安全事故应急预案管理办法》第三十八条	采油管理七区结合本单位的实际情况，制订相应的应急预案，形成体系。设立应急救援队伍、应急物资装备定期进行检测。	√

### 5.3.3 安全管理单元小结

本单元安全检查表对河口采油厂陈西接转站集油系统改造工程的安全管理单元共 26 对项内容进行了检查，其中 26 项符合要求，无不符合项。

## 6 典型事故案例

### 6.1 “9、16”安全防范不到位引火灾事故

#### 6.1.1 事故经过

2002年9月16日，某采油厂联合站生产维修某队某班管工，在联合站计量间外掺油管线进行改造施工。施工前关闭动火点两端闸门（相距3m），放净油后用气焊割断螺丝，卸下阀门，放净管线内余油，气焊工李某用气焊割放空头时造成管口放炮闪爆，喷出一团火球撞墙后弹回，将在动火点东南侧8m处的联合站现场安全监督员王某肩、手背、臀部20%2度烧伤。

#### 6.1.2 原因分析

- 1) 安全防范措施不到位。
- 2) 操作人员安全意识淡薄，危害因素认识不足。

#### 6.1.3 防范措施

- 1) 加强对职工的安全防火意识教育。
- 2) 严格按照防火标准和规程进行施工。

### 6.2 本工程借鉴

通过以上事故案例分析，本工程应借鉴以下几点：

- 1) 加强安全教育，提高职工安全意识，提高员工的业务素质和加强事故应急预案演练，提高处理应急事故的能力。
- 2) 在日常生产中应吸收同类事故的经验教训，严把设备质量关，加强人员的培训，严格执行各类安全制度和操作规程，及时发现各类

事故隐患，尽可能地杜绝事故发生。

3) 加大安全资金投入，确保安全生产设施的可靠有效。

4) 完善事故应急救援预案，扎实做好事故应急演练工作。对事故应急预案进行全面细致的重新审核，修改和完善事故应急预案，充分考虑生产装置及管道外部环境条件，做到科学合理。严格执行编制、审核、批准、发布、演练等程序，扎实做好事故应急预案演练工作。

## 7 安全对策措施及建议

### 7.1 可研采取的主要防护措施

#### 7.1.1 管线选线的安全原则

- 1) 遵守现行国家标准、规范和有关规定；
- 2) 优化管线线路方案，线路力求短捷，节约投资，尽量少与天然和人工障碍交叉；
- 3) 避开城镇居民区、规划区；
- 4) 顺现有道路，以方便施工和生产维护管理；
- 5) 避开不良工程地质地段，保障管线安全运行；
- 6) 考虑管线建设和运营管理的社会依托条件。

#### 7.1.2 管材的选用及壁厚的确定

按照《油田油气集输管道设计规范》GB 50350-2015、《输油管道工程设计规范》GB 50253-2014 的要求，对通过不同地区等级的管线采用不同的强度设计系数，经管线强度计算确定管线的用管壁厚。通过采用增加管线强度、适当加大管线埋深、加强管线环向焊缝的质量检查等方法满足通过高等级地区的管线安全、减少外部活动可能对管线造成的破坏。通过综合分析，为了延长管线的使用寿命，靠近已建管线壁厚，且河流沟渠中均为小型穿越，在这种情况下，管线壁厚的选取应尽量为订货和现场施工提供便利。

#### 7.1.3 生产危害因素及其防范措施

- 1) 有害液体、气体防治



输送的原油内有极少量原油，原油为黑褐色液体，主要成分为CmHn（烃）。含有微量溶解气。液体对人体皮肤有伤害。输送的天然气为无色无味气体，主要成分为甲烷。

本工程对有害液体采取的主要防治措施如下：

在输送系统中，已建站均有配套的出站压力、流量、进站参数等测量仪表，以防止意外事故的发生；

## 2) 防火防爆

爆炸和火灾能造成较大的人员伤亡及财产损失，由于本工程输送的原油内有极少量的原油，原油为易燃易爆物质，因此本工程存在火灾及爆炸事故发生的可能性。

### 7.1.4 其它危害因素及其防范措施

本工程局部更换、新建掺水和集油管线，必须做好线路的巡查和维修工作。由于各种自然或人为的因素，可能导致各种危害发生。

## 7.2 本次评价提出的安全技术措施

### 7.2.1 根据安全检查表提出的安全技术措施

针对本次评价中发现的问题，提出以下安全技术对策措施：

表 7.1-1 安全技术措施汇总表

序号	对策措施	依据
1	管道与其他埋地管道交叉时，两者间的净垂直距离不应小于 0.3m。当小于 0.3m 时，两者间应设有坚固的绝缘隔离物，确保交叉管道之间的电绝缘。同时，两管道在交叉点两侧各延伸 10m 以上的管段上，应确保施工后管道防腐层无缺陷。	GB/T21447-2008 6.1.6-b
2	采用套管穿越公路，套管内径应大于输送管道外径 300mm 以上。	GB50423-2013

序号	对策措施	依据
		7.1.11
3	在无通航、无流筏的河流上跨越时，管道共结构的最下缘，应高于设计洪水位 2m。	GB/T50459-2017 3.0.11
4	采用套管穿越公路时，套管长度宜伸出路堤坡脚、排水沟外边缘不小于 2m。	GB50423-2013 7.1.12

## 7.2.2 补充的安全技术措施

- 1、建议在桁架跨越河流段设置保护套管。
- 2、建议在桁架跨越河流两侧设置标志桩。

## 7.3 本次评价提出的安全管理建议

### 7.3.1 地面工程施工风险控制建议措施

1) 工程设计单位、施工单位、监理单位均应具备相应的资质，严格按照《中国石化承包商安全监督管理办法》(中国石化安〔2017〕603号)要求，加强工程施工建设过程中的监督监理，严格竣工验收，确保工程质量。

2) 生产经营单位应当与承包商签订专门的安全生产管理协议，或者在承包合同中约定各自的安全生产管理职责；生产经营单位对承包单位的安全生产工作统一协调、管理，定期进行安全检查，发现安全问题的，应当及时督促整改。

3) 生产经营单位进行挖掘、危险场所用火、油气管道、受限空间、有毒有害、临近高压输电线路等作业的，应当按批准权限由相关负责人现场带班，确定专人进行现场作业的统一指挥，由专职安全生产管理人员进行现场安全检查和监督，并由具有专业资质的人员实施作业。

4) 施工前应由施工方和建设方安全负责人对施工人员进行安全教育。施工单位应针对施工过程中可能出现火灾爆炸、物体打击、触电、起重伤害、车辆伤害、中毒窒息等事故编制相应的应急救援措施,并对施工人员进行培训。

5) 严格执行《中国石化临时用电作业安全管理规定》(中国石化安〔2015〕683号)、《中国石化动土作业安全管理规定》(中国石化安〔2016〕21号)等直接作业环节各项规定,严禁违章作业、违章指挥。直接作业环节各方要签订安全生产管理协议,明确各自的安全生产管理职责和应当采取的安全措施,并制定专职安全生产管理人员进行安全检查与协调,进行安全交底。

6) 加强施工过程监督管理,及时检查施工过程中出现的设计、技术和质量问题,确保本质安全。严格按操作规程进行操作,杜绝违章操作现象。

7) 安全技术措施或专项施工方案已通过监理单位审查、建设单位批准。安装、拆卸施工起重机械及脚手架等设施,必须编制专项施工方案,经监理单位审查、建设单位批准后严格按照方案实行。

8) 施工过程中,应定期核查承包商项目经理、安全管理人员、现场技术负责人、特种作业人员、特种设备作业人员和关键工种人员是否与投标文件中承诺人员相一致。

9) 建设单位、监理单位和施工单位应建立安全检查制度,定期或不定期对施工现场开展安全检查。

10) 设备运移前,勘察所遇高、低压电线、通讯线的高度,避免迁移设备时与其挂、碰。

11) 勘查改造区域的埋地管缆的分布、走向及埋设深度等, 根据破土动工的要求制定合理可行的破土方案。

12) 用火的管线经吹扫、清洗后应无易燃物, 用火现场的管线内和坑内的可燃气体浓度必须低于爆炸下限的 25%。

13) 管道下沟时, 应用两条绳索顺下, 绳索间距宜为两根钢管长度, 绳索固定位置宜为两根钢管的加厚区。下沟时, 管道的弯曲半径应大于管道最小弯曲半径。

14) 管沟回填时, 应先采用人工回填细土, 先将管道两侧填平压实再回填管顶。回填并逐层压实至管顶以上 300mm 后, 方可用机械设备回填, 不应使用机械设备碾压。

15) 新旧管线对接也将不可避免的要进行用火施工。如果工艺管线内的油气未排除干净就进行用火作业, 可能引发可燃油气的火灾、爆炸等事故。因此在管线对接作业前应制定相应的作业程序及安全防护措施。切割、焊接操作人员应经过培训, 持证上岗。工作前应检查机械运行正常。在切割、焊接和易产生火花的作业地方应采取安全防护措施, 防止切割焊接时产生的火花、焊渣等, 造成安全隐患的发生。

16) 管道的焊接应进行严格质量检验, 并符合如下要求:

①所有现场环焊缝应采用射线或超声波等方式进行无损检测。在检验或试验之前, 应清除渣皮和飞溅物, 并达到外观检验合格;

②采用手工超声波检测时, 应对焊工当天所焊焊缝全部进行检查, 并应对其中不少于 5% 的环焊缝进行全周长射线检测复查, 设计可根据工程需要提高射线检测的比例;

③采用射线检测时，应对焊工当天所焊焊口不少于 15% 数量的焊缝全周进行射线检测，如每天的焊口数量达不到上述抽检比例时，可将不大于 500m 长度内的管道焊口数作为一个检验段进行抽检；

④穿越段管道无损检测应符合现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB50423 的有关规定；

⑤射线检测和手工超声波检测应符合现行行业标准《石油天然气钢质管道无损检测》SY/T 4109 的有关规定，合格等级应为 II 级。

17) 在原管线封堵前，新建管线应安装全部完成。然后对原管线应进行吹扫、清洗、封堵等工作，清洗排放的脏液不得污染环境，严禁随地排放。

18) 封堵作业坑内有人作业期间，作业坑边缘非施工需要不得有人行走、停留，施工方现场安全员负责作业坑的变化监控，发现异常及时采取措施。

19) 开孔、封堵作业点应选择在直线段上。开孔部位应尽量避免管道焊缝，无法避开时，对开孔刀切部位的焊道应适量打磨。

20) 塞式封堵作业，下封堵时应先下下游封堵头，后下上游封堵头。筒式封堵作业，可同时进行封堵作业。封堵头到位后，应锁紧封堵器主轴。之后对封堵段进行封堵效果验证。

21) 管道穿越套管两端宜采用柔性材料进行端部密封。

22) 应对管道沿线可能发生的挖掘及其他危及管道安全的工程作业应提前了解，防止交叉作业造成伤害。

## 7.2.2 运行过程安全对策措施

1) 工程建设过程中和投入运行后，应当确保本单位具备安全生

产条件所必需的资金投入，安全生产资金投入纳入年度生产经营计划和财务预算，不得挪作他用，从资金和物质方面保证安全生产工作的正常进行。

2) 安全设备的设计、制造、安装、使用、检测、维修、改造和报废，应当符合国家标准或者行业标准。

3) 生产经营单位必须对安全设备进行经常性维护、保养，并定期检测，保证正常运转。维护、保养、检测应当作好记录，并由有关人员签字。

4) 管道投产前运行前应进行强度和密封性试验，运行后应对密封、焊接部位进行全面检查，发现问题，应及时处理。

5) 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。

6) 根据工程特点，依据《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》(GB/T29639-2013)，制定各类生产安全事故的应急程序，并统一到河口采油厂的总体应急救援体系中，定期演练，做好记录。建立应急救援队伍，配备应急救援装备、器材，并定期进行维护、保养和检测。

7) 原油处理流程投产前应制定投产方案、技术及组织措施和操作规程。投产前应扫净管道内杂物、泥沙等残留物，并按投产方案进行试压和预热。投油时应统一指挥并按程序和操作规程进行操作，并确保泄压装置完好。管道试压前，应先进行清扫，将管道中的焊渣、泥沙、石块等杂物吹扫干净。

8) 应根据沿线情况对管道进行经常性徒步巡查。在雨季、汛期

或其他灾害发生时应加密巡查次数。

9) 加强该输送管道的完整性管理, 使用先进可靠的监测、检测手段, 有计划的做好管道定期在线检测、压力试验、腐蚀评估等工作。重点检测管道的强度和完整性数据, 并建立相应的检测档案。加强管线的在线检测和巡检, 防止管线泄漏, 避免第三方破坏和占压情况出现。

10) 管道管理单位应对管道沿线群众进行宣传教育, 密切联系地方政府, 建立公众协防(泄漏报警、非法施工报警)和巡检为主的监测机制, 做到巡线、宣传、联防、预控到位, 以避免重大事故的发生。

11) 建立第三方施工管理程序。任何管道交叉处或管道中心线两侧 5m 内的施工活动都应纳入第三方施工管理程序, 按照有关要求办理相关手续, 对 5m 范围外可能对管道造成影响的施工也宜密切关注。

12) 车辆、机械频繁穿越管道线路的地段应设置永久性安全警示标志或者标识。

## 8 评价结论

评价项目组在对陈西接转站集油系统改造工程存在的危险、有害因素进行全面分析的基础上，运用了安全检查表法、预先危险性分析法分别对工程进行了分析评价，并提出了减少危险发生的相应对策措施。

### 8.1 安全评价结果

- 1) 本工程涉及的具有危险有害因素的主要物质是原油。
- 2) 地面工程施工过程中存在的主要危险有害因素有起重伤害、物体打击、火灾爆炸、机械伤害、触电、车辆伤害、坍塌及其他等。
- 3) 生产过程中存在的主要危险、有害因素有火灾、爆炸、中毒窒息、物体打击、淹溺、管道泄漏、凝管、灼烫及其他事故等。
- 4) 环境影响因素主要有社会环境和自然环境（气温、地震、腐蚀等）。
- 5) 通过重大危险源辨识，本项目未构成重大危险源。
- 6) 通过评价分析，负责本区块河口采油厂采油管理七区组织机构完善，安全管理制度和安全操作规程较全面，各岗位职责明确，人员配备合理，并制定相关的应急预案。应急预案的编写符合《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2013）的要求。

### 8.2 安全评价结论

本工程属改建工程，新部署管线路由的安全距离符合法律法规和标准规范要求，生产工艺成熟，工艺装置根据安全生产要求设计了必要的安全设施，辅助设施可以满足生产的需要。



本工程《可行性研究报告》已提出了部分安全设施的设计内容及设计原则，在下一步的设计中应结合本报告提出的安全对策措施，进行补充与完善。

综上所述，本工程在落实了可研及本报告提出的安全对策措施的前提下，安全设施设计将符合国家相关法律、法规、技术标准中有关安全生产的要求。

## 附表 1 原油的物质特性及危险性分析表

标识	中文名：原油	英文名称 crude oil; Petroleum
	CAS NO.: 8002-05-9	UN 编号: 1267
理化性质	外观与气味：黄色乃至黑色，有绿色荧光的稠厚性油状液体。	
	熔点（℃）：无资料	溶解性：不溶于水，溶于多种有机溶剂
	沸点（℃）：自常温至 500℃ 以上	相对密度（水=1）：0.78~0.97
	燃烧热（kJ/mol）：无资料	相对密度（空气=1）：无资料
燃烧爆炸危险性	燃烧性：易燃	燃烧分解产物：CO、CO <sub>2</sub>
	闪点（℃）：--	聚合危害：不能出现
	爆炸极限（V%）：1.1~8.7	自燃温度（℃）：350
	火灾危险性分类：甲 <sub>B</sub>	物质危险性类别：中闪点易燃液体
	危险特性：其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。若遇高热分解出有毒的烟雾。其燃烧、爆炸危险性与轻汽油相似。	
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土，用水灭火无效。	
健康危害	毒性：500~5000mg/kg（哺乳动物吸入）	毒物侵入途径：吸入、食入、经皮吸收
	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。遇热分解出有毒的烟雾。吸入大量蒸气能引起神经麻痹。	
操作处置 注意事项	生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。高浓度环境中，应该佩戴防毒口罩。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴自给式呼吸器。戴化学安全防护眼镜，穿防腐工作服，戴橡胶手套。工作后淋浴更衣，注意个人清洁卫生。	
泄漏紧急 处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断火源。应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可减少蒸发。用活性炭或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。也可以用大量水冲洗，经稀释的洗液放入废水系统。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。	
储存注意 事项	储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。仓温不宜超过 30 度。防止阳光直射。保持容器密封，应与氧化剂分开存放，储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时注意流速（不超过 3m / s），且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。	

个体防护	工程控制	生产过程密闭，全面通风。	呼吸系统防护	高浓度环境中，应该佩戴防毒口罩。必要时建议佩戴自给式呼吸器。
	眼睛防护	戴安全防护眼镜。	身体防护	穿相应的防护服。
	手防护	戴防护手套。	其他防护	工作现场严禁吸烟。工作后，淋浴更衣。注意个人清洁卫生。

**附件 1 可研批复**  
涉及企业保密内容，不予公开。