

滨南采油厂管理八区利 21 号站
集油注水管线更新工程
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 9 月 29 日

滨南采油厂管理八区利 21 号站

集油注水管线更新工程

安全预评价报告

法定代表人：周兴友

技术负责人：李志勇

评价项目负责人：刘瑞峰

报告完成日期：2019 年 9 月 29 日

前 言

本工程管理八区新建利 21 号站至利 3 号站集油管线 $\Phi 159\times 8-820\text{m}$ （其中跨大坝段 $\Phi 159\times 14-210\text{m}$ ），采用 3PE 外防腐，环氧粉末内防腐。新建利 21 号站至利 3 号站阀组西侧注水管线 $\Phi 159\times 12-1030\text{m}$ （其中跨大坝段 $\Phi 159\times 18-210\text{m}$ ，定向钻深穿段 $\Phi 219\times 18-280\text{m}$ ），采用 3PE 外防腐，环氧粉末内防腐，小车补口。

该项目工程投资 261.18 万元。

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 and 生产、经济的同步增长，滨南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《安全预评价导则》（AQ8002-2007）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，自始至终都得到了滨南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 9 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.....	5
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	管线现状及存在问题.....	8
2.4	改造方案.....	14
2.5	安全管理.....	21
3	主要危险、有害因素分析.....	23
3.1	主要危险有害物质及其危害特性.....	23
3.2	施工过程危险、有害因素分析.....	27
3.3	生产运行过程中的危险有害因素分析.....	30
3.4	自然环境因素分析.....	33
3.5	社会环境危险、有害因素.....	34
3.6	重大危险源辨识.....	34
3.7	主要危险、有害因素分析结论.....	34
4	评价单元划分及评价方法选择.....	36
4.1	评价单元划分.....	36
4.2	评价方法选择.....	36
5	安全评价.....	40
5.1	施工作业单元.....	40
5.2	管线敷设单元.....	42

5.3 安全管理单元.....	49
6 典型事故案例.....	54
6.1 “11•22”东黄输油管道泄漏爆炸事故.....	54
6.2 本工程借鉴.....	55
7 安全对策措施及建议.....	56
7.1 可研提出的安全对策措施.....	56
7.2 本次评价提出的安全技术措施.....	57
7.3 本次评价提出的安全管理建议.....	58
8 评价结论.....	62
8.1 安全评价结果.....	62
8.2 安全评价结论.....	63
附表 1 原油的物质特性及危险性分析表.....	64
附表 2 天然气的物质特性及危险性分析表.....	65
附件 1 可行性研究报告批复.....	66
附件 2 专家组评审意见.....	67
附件 3 专家签字页.....	68
附件 4 报告的修改说明.....	69

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) 通过对管理八区利 21 号站集油注水管线更新工程的环境条件、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险、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，针对主要危险、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) 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。

5) 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

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. 《中华人民共和国消防法》（主席令〔2008〕第 6 号）

4. 《中华人民共和国防震减灾法》（主席令〔2008〕第 7 号）
5. 《建设工程安全生产管理条例》（国务院令〔2003〕第 393 号）
6. 《生产安全事故报告和调查处理条例》（国务院令〔2007〕第 493 号）
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. 《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）

1.2.2 部门规章、地方政府规章

1. 《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》（国家安全生产监督管理总局令〔2015〕第 77 号）
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）
3. 《山东省安全生产条例》（山东省人民代表大会常务委员会公告〔2017〕第 168 号）
4. 《山东省安全生产行政责任制规定》（山东省政府令〔2015〕第 293 号）
5. 《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》（山东省政府令第 311 号修改版）
6. 《山东省工业生产建设项目安全设施监督管理办法》（山东省人民政府令〔2009〕第 213 号）

1.2.3 评价标准

1. 《企业职工伤亡事故分类》（GB6441-86）

2. 《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）
3. 《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）
4. 《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）
5. 《油田注水工程设计规范》（GB 50391-2014）
6. 《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）
7. 《生产过程安全卫生要求总则》（GB/T12801-2008）
8. 《油气输送管道跨越工程设计标准》（GB/T 50459-2017）
9. 《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2010）
10. 《安全评价通则》（AQ8001-2007）
11. 《安全预评价导则》（AQ8002-2007）
12. 《油气田和管道工程建筑设计规范》（SY/T0021-2008）
13. 《油气田地面管线和设备涂色规范》（SY/T0043-2006）
14. 《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）
15. 《陆上油气田油气集输安全规程》（SY6320-2016）
16. 《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）
17. 《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2013）

1.2.4 企业规定

1. 《中国石化用火作业安全管理规定》(中国石化安〔2015〕659号)
2. 《中国石化临时用电作业安全管理规定》(中国石化安〔2015〕683号)

3. 《中国石化作业许可安全管理规定》(中国石化安〔2018〕327号)
4. 《中国石化动土作业安全管理规定》(中国石化安〔2016〕21号)
5. 《中国石化承包商安全监督管理办法》(中国石化安〔2017〕603号)
6. 《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)
7. 《胜利石油管理局有限公司胜利油田分公司地面工程建设QHSSSE 监督管理办法》(胜油局发〔2018〕84号)
8. 《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)
9. 《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)

1.2.5 建设项目有关技术文件、资料

- 1)《管理八区利 21 号站集油注水管线更新工程可行性研究报告》(胜利油田森诺胜利工程有限公司, 2019 年 5 月);
- 2)《关于管理八区利 21 号站集油注水管线更新工程可行性研究报告的批复》(滨厂发〔2019〕86 号, 2019 年 6 月 12 日);
- 3)管理八区利 21 号站集油注水管线更新工程安全预评价技术服务合同;
- 4) 其他与该工程安全评价有关的技术资料。

1.3 评价范围

本次评价对象为管理八区利 21 号站集油注水管线更新工程，具体内容如下：

集油管线：新建利 21 号站至利 3 号站集油管线 $\Phi 159 \times 8-820\text{m}$ （其中跨大坝段 $\Phi 159 \times 14-210\text{m}$ ），采用 3PE 外防腐，环氧粉末内防腐。

注水管线：新建利 21 号站至利 3 号站阀组西侧注水管线 $\Phi 159 \times 12-1030\text{m}$ （其中跨大坝段 $\Phi 159 \times 18-210\text{m}$ ，定向钻深穿段 $\Phi 219 \times 18-280\text{m}$ ），采用 3PE 外防腐，环氧粉末内防腐，小车补口。

1.4 评价程序

安全预评价工作程序大体可分为三个阶段：第一阶段为准备阶段，主要收集有关资料，详细了解建设项目的基本情况，对工程进行初步分析和危险、有害因素识别，选择评价方法；第二阶段为实施评价阶段，运用适当的评价方法进行评价，提出相应的安全对策措施；第三阶段为安全预评价报告书的编制阶段，主要是汇总前两个阶段所得到的各种资料数据，总结评价成果，通过综合分析，得出安全预评价结论，提出建议，最终完成安全预评价报告书的编制。具体程序见图 1.4-1。

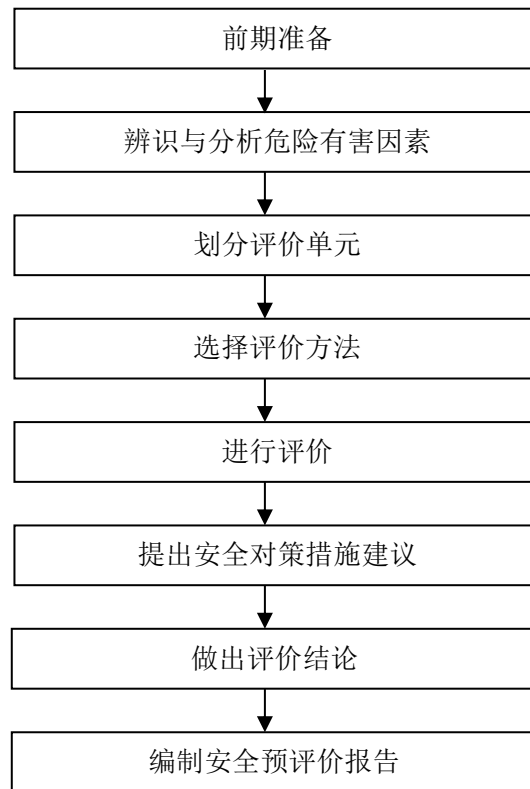


图 1.4-1 安全预评价程序框图

2 工程概况

2.1 工程基本情况

项目名称：管理八区利 21 号站集油注水管线更新工程

项目性质：改建项目

建设单位：胜利油田分公司滨南采油厂

建设地点：山东省东营市利津县

项目总投资：261.18 万元

2.2 自然环境概况

2.2.1 地理位置

本次工程地处东营市利津县境内，油田生产设施受影响区域为滨南采油厂管理八区。利 21 号站集输管线起点为利 21 号计量站西，终点为利 3 号站西南方向的阀组；利 21 号站注水管线起点为利东注水干线 3 号站阀组，终点为利 21 号站配水间。沿线地势平坦。

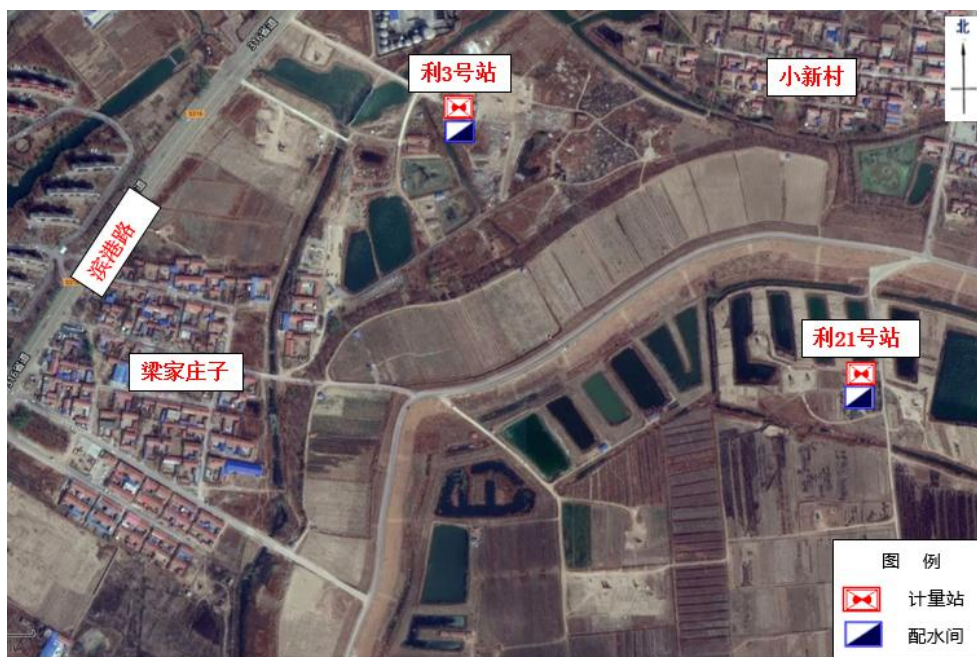


图 2.2-1 利 21 号站位置示意图

2.2.2 自然条件

所在区域属温带大陆性季风气候区，四季分明。冬季寒冷干燥，夏季炎热多雨，气温年变差较大，年降水量少。

(1) 累年平均气压	101.5kPa
(2) 累年平均气温	12.6℃
(3) 累年极端最高气温	39.9℃
(4) 累年极端最低气温	-20.2℃
(5) 累年平均降水量	534.1mm
(6) 累年最大降水量	1120.0mm
(7) 累年最大积雪深度	15cm
(8) 累年最大冻土深度	60cm
(9) 累年最大风速	25.0m/s
(10) 累年最多风向	S, SE
(11) 抗震设防烈度	7 度
(12) 设计基本地震加速度值	0.1g

2.3 管线现状及存在问题

2.3.1 油藏开发现状

利津油田位于山东省东营市利津县境内，构造位置位于滨县凸起东部，利津县洼陷西北部，北邻陈家庄凸起。探明含油面积 38.51km²，地质储量 5268.31×10⁴t，动用含油面积 35.91km²，动用储量 4804.31×10⁴t，可采储量 1579.38×10⁴t，标定采收率 31.73%。

2.3.2 油气集输系统部分

2.3.2.1 管线现状

本次涉及迁建更新管线隶属于滨南采油厂管理八区管辖。

油井产液经利 21 号计量站计量后与利 60 号计量站及 3 号计量点产液经管线输至阀组 2，通过集油管线与利 3 号计量站共同输至阀组 1，阀组 1 主要接收利 3 号计量站、利 1 号计量站等 10 座计量站的产液，经阀组 1 产液汇同后经利东集油干线，输至利津联合站处理。

利 21 号站集油管线建成投产于 1996 年，起点为利 21 号计量站，终点为利东集油干线阀组，管线全长 2.5km，输送液量 614.8m³/d，管线规格为Φ159×6，采用沥青防腐。管线设计压力为 2.5MPa，实际运行压力为 0.93MPa，运行温度 51.6℃。

利 3 号站集油管线投产于 2004 年，起点为利 3 号计量站，终点为利东集油干线阀组，管线全长 0.35km，输送液量 432.0m³/d，管线规格为Φ159×6，采用沥青防腐。管线设计压力为 2.5MPa，实际运行压力为 0.74MPa，运行温度 57.4℃。

利 21 号站集油管线、利 3 号站集油管线现状走向见图 2.3-1。



图 2.3-1 利 21 号站集油管线、利 3 号站集油管线现状走向图

2.3.2.2 站场现状

利津联合站始建于 1987 年，2005 年进行了改扩建，目前液处理规模为 $12000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前进站总液量为 $12500\text{m}^3/\text{d}$ ，已经满负荷运行。但利津联合站改造工程目前正在进行当中，采用“聚结预分水+原油稳定+两级大罐热化学沉降脱水”工艺，设计液体处理规模 $13000\text{m}^3/\text{d}$ 。原油处理规模 $1500\text{t}/\text{d}$ 。新建高频聚结预分水装置 4 座。更换原油外输泵 2 台、稳定压缩机 2 台、稳定塔底泵 2 台及站内腐蚀管网等。改造后的利津联合站的液量、油量处理能力将能满足要求。

利 21 号计量站投产于 1996 年，产液量 $614.8\text{m}^3/\text{d}$ ，产油量 $29.5\text{t}/\text{d}$ ，含水率 95.2%。进站温度为 49.9°C ，出站温度为 51.6°C ，进站压力 0.93MPa 。

利 3 号计量站投产于 2000 年，产液量 $411.3\text{m}^3/\text{d}$ ，产油量 $14.7\text{t}/\text{d}$ ，含水率 96.4%。进站温度为 56.2°C ，出站温度为 56.9°C ，进站压力 0.75MPa 。

2.3.3 注水系统部分

2.3.3.1 管线现状

利 3 号站注水管线于 1998 年 6 月建成投产。管线起点为利东注水干线 3 号站阀组，终点为利 3 配水间。管线规格为 $\Phi 114\times 12$ 无缝钢管，全长 0.32km ，配注量为 $330\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际输水量为 $328\text{m}^3/\text{d}$ ，设计注水压力为 16.0MPa ，实际注水压力为 14.3MPa ，管线外防形式为沥青，内防形式为环氧玻璃鳞片。

利 21 号站注水管线于 1996 年 6 月建成投产。管线起点为利东注水干线 3 号站阀组，终点为利 21 号站配水间。管线规格为 $\Phi 159\times 12$ 无缝钢管，全长 1.35km ，管线配注量为 $1070\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际输水量为 $981\text{m}^3/\text{d}$ ，设计注水压力为 16.0MPa ，实际注水压力为 13.6MPa ，

管线外防腐形式为沥青防腐，内防形式为玻璃鳞片防腐。



图 2.3-2 利 21 号站注水管线走向现状示意图

2.3.2.2 站场现状

利津注水站始建于 1996 年，共管辖配水间 33 座，主要承担着利津油田 169 口注水井的注水任务，注水水源来自利津采出水处理站。来水水质为含油量 $\leq 10.0\text{mg/L}$ ，悬浮固体含量 $\leq 4.0\text{mg/L}$ ，粒径中值为 $\leq 2.5\ \mu\text{m}$ 。注水设计规模 $16800\text{m}^3/\text{d}$ ，实际注水量 $12000\text{m}^3/\text{d}$ ，设计注水系统压力等级为 16.0MPa ，实际注水压力 15.7MPa 。目前利津注水站内建有 3000m^3 钢制注水罐 2 座，离心注水泵 4 台。冷却水和润滑油等辅助系统及其他配套设施。

2.3.4 存在问题

2.3.4.1 穿越黄河大堤管线超期服役

根据利津黄河河务局 1996 年 5 月 23 日下发的《关于“滨南采油厂梁家庄子穿堤管线险点处理请示”的批复》文件要求，利 21 号站

集油、注水管线按照使用寿命 20 年设计，使用期满后，由滨南采油厂投资负责拆除，并按标准恢复黄河大堤原貌，两条管线目前已使用 23 年，超出了使用期限。亟需对利 21 号站集油、注水管线进行迁建。

2.3.4.2 规划东外环路建设影响利 21 号站集油、注水管线

2018 年 4 月 11 日，胜利石油管理局接到利津县人民政府发函《关于对跨越黄河大堤油水管线进行迁移的函》，按照利津城区规划，沿黄河大堤建设东外环路，路线南起南外环路，由张滩河务段北侧上堤，顺黄河大堤向北由梁家村东下堤，与 S316 省道（滨港路）连接，全长 5.5km。要求必须对利 21 号站集油、注水管线进行迁移，并制定迁移的方案尽快实施。

已建管线采用埋地敷设方式穿越黄河大堤，根据利津县规划，黄河大堤加固拓宽、修建东外环路，目前东外环路正在施工中，施工过程中大量的土方开挖，利 21 号站集油、注水管线裸露在外，管线易受外力破坏穿孔存在安全隐患，一旦发生事故，将造成财产损失，甚至产生人员伤亡。管理八区组织连接临时管线保证生产运行。规划东外环路影响利 21 号站集油、注水管线位置示意图 2.3-3。利 21 号站集油、注水管线新建临时管线现场照片见图 2.3-4。



2.3.4.3 管线穿孔影响正常输水，且污染赔偿费用高

利 21 号站集油、注水管线已经运行 23 年，管线老化腐蚀严重、

穿孔频繁。2018 年利 21 号站集油、注水管线共发生穿孔 9 次，产生补漏费、维修费 6.7 万元，赔偿费 23.7 万元，赔偿费用高、环保隐患大，亟需进行改造。

2017 年 8 月滨南采油厂委托技术检测中心对利 21 号站集油、注水管线进行检测，利 21 号站集油管线检测起点为利 21 号计量站，终点为黄河大堤西边阀组，检测长度为 950m；利 21 号站注水管线检测起点为黄河大堤西边阀组，终点为利 21 号配水间，检测长度为 1100m。综合检测结论为：管线不符合要求，需进行整改。

2.4 改造方案

2.4.1 油气集输部分

2.4.1.1 原油物性、设计参数

(1) 原油物性

地面原油密度 (20℃)	0.8948g/cm ³
地面原油粘度 (50℃)	84.3mPa·s
原油凝固点	31℃
气油比	15m ³ /t

(2) 设计参数

本次改造的利 21 站集油管线担负利 21 号计量站 14 口油井产液的集输任务。根据地质部门预测，利 3 号、21 号计量站集油管线未来 10 年最大输液量分别为 950 m³/d 和 1350m³/d。设计利 21 号站集油管线最大输液能力 1550m³/d。

2.4.1.2 管线路由

改造管线起点为利 21 号计量站西侧 170m 已建集油管线，管线

从已建管线接出后，由南向北敷设至大坝下方，沿大坝坡底向西南方向敷设 77m，跨越大坝向西北敷设。下坝后沿路向西南敷设 190m，然后向北沿路敷设至利 3 号计量站接入已建利 3 号站集油管线。本次改造管线全长 820m，其中跨大坝段 210m 为地面敷设，其余管段均为埋地敷设。

利 21 号站集油管线改造路由走向示意图 2.4-1。



图 2.4-1 利 21 号站集油管线改造路由走向示意图

2.4.1.3 管径选择

本次设计新建管线管径选取为 DN150，采用《油田油气集输设计规范》（GB 50350-2015）中推荐的壁厚计算公式，计算结果如下：新建利 21 号站集油管线设计压力为 2.5MPa，管线外径为 159mm，管线设计厚度 t_s 的计算结果为 3.13mm，综合考虑管线本身的强度、韧性、稳定性、腐蚀等诸多因素，经校核，埋地管线规格确定为 $\Phi 159$

×8，考虑管线跨堤爬越铺设大堤护坡及黄河大堤，新建管线增加壁厚，管线规格为 $\Phi 159 \times 14$ 。

2.4.1.4 管材选择

本次更新管线采用 20 无缝钢管，管线材质执行《输送流体用无缝钢管》（GB/T 8163-2018）。保护套管选用 $\Phi 273 \times 7.1$ 的 Q235B 保护套管，执行标准《普通流体输送管道用埋弧焊钢管》（SY/T 5037-2018）。

2.4.2 注水部分

2.4.2.1 设计参数

根据地质部门提供的数据，利 3 号站配水间、利 21 号站配水间未来 10 年最配注量分别为 $800\text{m}^3/\text{d}$ 和 $1350\text{m}^3/\text{d}$ 。

改造段管线起点为利东注水干线，终点为利 21 号配水间，更新管线设计压力等级与原管线一致为 16.0MPa。

2.4.2.2 管线路由

本次方案考虑新建利 21 号站注水管线接自利东注水干线 3 号站阀组，由于利津县地方政府规划，该区域规划建设湿地公园，管线无法从公园内部敷设，因此新建利 21 号站注水管线接自利 3 号站注水管线。目前利 3 号站注水管线采用 $\Phi 114 \times 12$ 无缝钢管，根据未来 10 年预测指标，2 座站最大配水量为 $2150\text{m}^3/\text{d}$ ，已建利 3 号站注水管线流速达到 3.91m/s ，不满足《油田注水工程设计规范》（GB 50391-2014）第 5.1.2 条规定，因此需要更换利 3 号站注水管线，管线接自利东注水干线。

新建利 3 号站注水管线自利 11X45 井场定向钻穿越至利 3 号配

水间东侧已建利 21X48 井场，管线出土后向西接已建利 3 号站注水管线。

新建利 21 号站注水管线接自新建利 3 号站注水管线，管线与利 21 号站集油干线同沟敷设，管线向东南方向穿越利 21X48 井场，之后沿进井道路向南敷设至路口，再沿道路向东北方向敷设至利 41 井场，利 41 井场向东南方向跨堤爬越铺设至大堤护坡南侧，向东北方向敷设，之后再向南敷设接已建利 21 号站注水管线。新建注水干线路由走向示意图 2.4-2。



图 2.4-2 新建注水干线路由走向示意图

2.4.2.3 管径选择

新建利 3 号站注水管线管径选用 DN200，新建利 21 号站注水管线管径选用 DN150。

采用《油田注水工程设计规范》（GB 50391-2014）中推荐的壁厚计算公式，计算结果如下：

新建利 3 号站注水管线设计注水压力为 16MPa，管线外径为 219mm，管线设计厚度 t_s 的计算结果为 15.05mm，综合考虑管线本身的强度、韧性、稳定性、腐蚀、升压等诸多因素，经校核，埋地管线规格确定为 $\Phi 219 \times 16$ ，考虑管线定向钻穿越湿地公园，新建管线增加壁厚，管线规格为 $\Phi 219 \times 18$ ，管线流速满足规范要求。

新建利 21 号站注水管线设计注水压力为 16MPa，管线外径为 159mm，管线设计厚度 t_s 的计算结果为 11.20mm，综合考虑管线本身的强度、韧性、稳定性、腐蚀、升压等诸多因素，经校核，埋地管线规格确定为 $\Phi 159 \times 12$ ，考虑管线跨堤爬越铺设大堤护坡及黄河大堤，新建管线增加壁厚，管线规格为 $\Phi 159 \times 18$ ，管线流速满足规范要求。

2.4.2.4 管材选择

新建利 3 号站注水管线定向钻穿越湿地公园，利 21 号站注水管线跨堤爬越大堤护坡及黄河大堤敏感区域，结合本工程的特点和实际情况，本次新建注水管线采用 20 无缝钢管，执行标准《高压化肥设备用无缝钢管》（GB/T 6479-2013）。管线穿越已建油井井场、跨越大堤护坡两侧及黄河大堤段设保护套管，套管采用 $\Phi 273 \times 7.1$ Q235B 螺旋缝埋弧焊钢管，执行标准《普通流体输送管道用埋弧焊钢管》（SY/T 5037-2018）。

2.4.3 管线敷设

新建利 3 号站注水管线采用定向钻穿越敷设，新建利 21 号站集油、注水管线跨越黄河大堤部分管线不采取开挖埋地敷设，直接将管线放置在大堤护坡及大堤顶路面上，对管线进行覆土。由于黄河大堤土建施工标准和工艺不同于油田建设中的土建施工要求，为了顺利完成土建工程、减少采油厂施工协调管理工作量，在和利津河务局结合

后，商定将土建工程的设计、施工由利津河务局负责，利津河务局委托专门的黄河委系统设计院和工程公司进行设计。滨南采油厂仅负责工艺管线的设计与施工。管线沿大堤护坡敷设示意图 2.4-3。管线跨越大堤示意图 2.4-4。

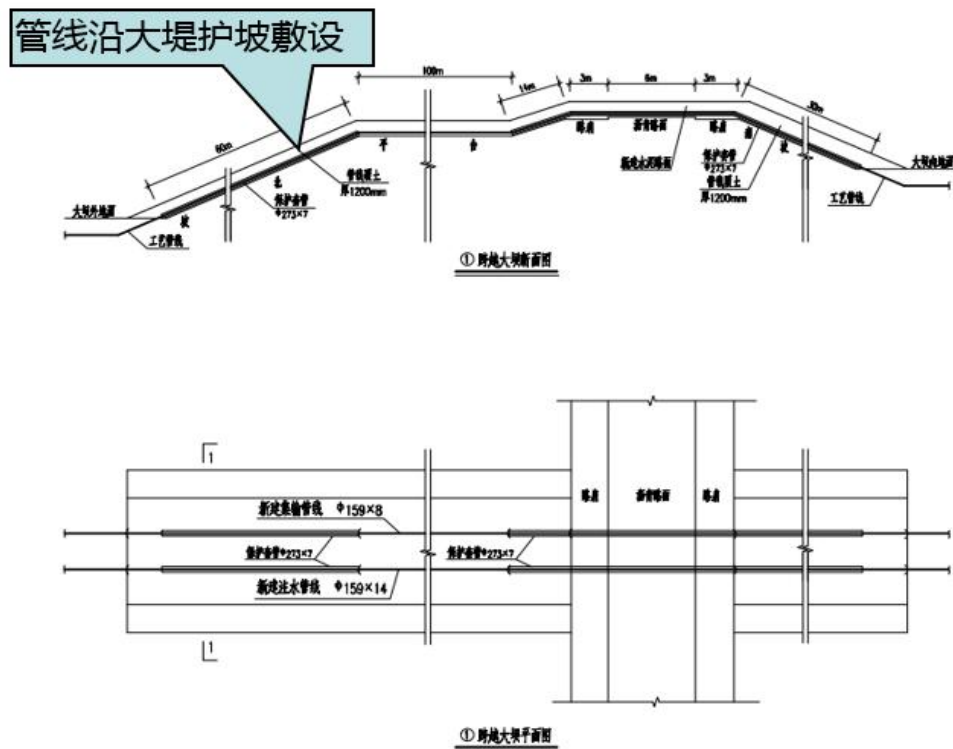


图 2.4-3 管线沿大堤护坡敷设示意图

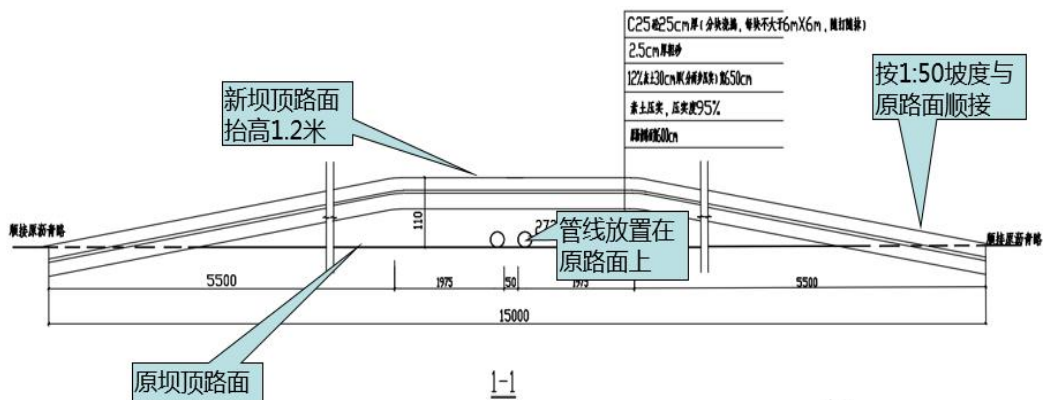


图 2.4-4 管线跨越大堤示意图

2.4.4 管道防腐

钢管线埋地敷设，外防腐采用 3PE。鱼塘、黄河大堤两侧及穿越规划东外环路段管线设套管保护，套管外防腐采用 2PE。

由于采出液矿化度高，强腐蚀性，部分区域含砂，根据滨南采油厂使用效果，本项目管道内防腐选型为：环氧粉末+小车补口。

2.4.5 管道附属设施

(1) 管道建成后，为了便于对管道的养护和检修，沿线设置标志桩及警示牌。

① 每千米设置一个里程桩。

② 埋地管道在水平方向一次转角大于 5° ，应设置转角桩。

③ 管道穿（跨）越铁路、公路、河渠处应设置穿（跨）越桩。

④ 埋地管道与其他地下建（构）筑物（如其他管道、电缆、坑道）交叉时，应设交叉桩。

⑤ 管道沿线设有固定墩及其他地下附属设施处，应设置相应的设施桩。

⑥ 管道靠近人口集中居住区、工业建设地段等应设置警示牌。

(2) 管线沿线连续敷设警示带。警示带敷设前应将敷设面压实，敷设于管道正上方，距管顶距离宜为 0.3m~0.5m，但不得敷设于路基和路面里。警示带采用黄色聚乙烯不分解材料，并印有明显、牢固的警示语，包括管线单位、名称、介质及联系电话。

2.4.6 主要工程量

表 2.4-2 主要工程量表

序号	工程或费用名称			单位	工程量	备注
一	油气集输部分					
1	无缝钢管	$\Phi 159 \times 8$	20	m	610	环氧粉末内防，3PE 外防，埋地敷设

序号	工程或费用名称	单位	工程量	备注
2	无缝钢管 Φ159×14 20	m	210	环氧粉末内防, 3PE 外防, 地面敷设
3	螺旋缝埋弧焊钢管 Φ273×7.1 Q235B	m	210	地面敷设保护套管, 2PE 外防
4	螺旋缝埋弧焊钢管 Φ273×7.1 Q235B	m	100	开挖, 套管, 2PE 外防
5	钢法兰闸阀 Z41H-25 DN150 2.5MPa	个	1	
二	注水部分			
1	无缝钢管 Φ219×18 20	m	280	环氧粉末内防, 小车补口, 3PE 外防, 定向钻穿越
2	无缝钢管 Φ159×12 20	m	540	环氧粉末内防, 小车补口, 3PE 外防, 埋地敷设
3	无缝钢管 Φ159×18 20	m	210	环氧粉末内防, 小车补口, 3PE 外防, 地面敷设
4	螺旋缝埋弧焊钢管 Φ273×7.1 Q235B	m	210	大堤护坡及黄河大堤, 套管, 2PE 外防
5	螺旋缝埋弧焊钢管 Φ273×7.1 Q235B	m	100	开挖, 套管, 2PE 外防
6	高压闸阀 ZF64Y-160I DN200 16MPa	个	1	
7	高压闸阀 ZF64Y-160I DN150 16MPa	个	1	
8	标志桩 (里程桩、穿越桩、转角桩)	个	12	
9	警示带	m	750	
10	风险警示牌	个	4	

2.5 安全管理

本项目隶属于滨南采油厂采油管理八区管理。

滨南采油厂采油管理八区成立于 2015 年 4 月 27 日, 区机关驻地 位于山东省东营市利津县城关利三路, 管理着利津油田等 15 个开发 单元, 现有 429 口油水井、1 座注水泵站、31 座计量站, 31 座配水 间, 年产液量 192.61 万吨, 年产油量 15.25 万吨。

2.5.1 组织机构

因甲方要求保密不予公开。

2.5.2 人员持证

因甲方要求保密不予公开。

2.5.3 安全管理制度、安全生产责任制、操作规程

因甲方要求保密不予公开。

2.5.4 突发事件应急处置程序

因甲方要求保密不予公开。

3 主要危险、有害因素分析

3.1 主要危险有害物质及其危害特性

本项目运行过程中涉及的主要危险有害物质为原油、天然气、高压水。原油、天然气物质特性及危险性见附表 1、附表 2。

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）。

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，在运输过程中与罐壁的冲击，或泵送时，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原油的热膨胀性

原油受热后，温度升高，体积膨胀，如果储存容器遭受暴晒或靠近高温热源，容器内的原油受热膨胀会造成容器内压增大而膨胀。当储油容器内灌入热油进行冷却或排油速度太快而超过呼吸阀的能力时，又会造成容器承受大气压的外压作用（负压）。这种热胀冷缩作用往往损坏容器，造成原油泄漏。

另外，在着火现场附近，容器内原油受到火焰辐射高热时，如不及时冷却，可能因膨胀爆裂增加火势，扩大灾害范围。

⑤低温凝结性

本项目原油凝固点 36.4℃，若在事故状态下抢修不及时，就有可能造成原油集输管道内部的原油凝固而造成管道凝管。

⑥易沸溢性

含有水分的原油着火燃烧时，可能产生沸腾突溢，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，一是热辐射作用，二是热液的作用，三是水蒸汽的影响。因此，严格控制储运油品的含水量十分重要。

⑦易扩散、流淌性

除高粘、高蜡、高凝原油外，原油的粘度一般较小，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，油蒸汽与空气混合后，遇点火源，极易发生火灾、爆炸事故。

2) 天然气

天然气是一种混合气体，本项目天然气指伴生气，根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）中可燃物质火灾危险性分类，天然气火灾危险等级为甲_B类，其火灾、爆炸特性参数如下：爆炸极限：5~15V%；自燃温度：482~632℃。

天然气与空气混合可形成爆炸性混合物，遇明火极易燃烧爆炸。天然气如果出现泄漏，能无限制地扩散，易与空气形成爆炸性混合物，而且能顺风飘动，形成着火爆炸和蔓延扩散的重要条件，遇明火能够回燃。其危险性主要表现在以下几方面：

①易燃

天然气的主要成份是甲烷，极易燃烧。

②易爆

天然气的爆炸极限较宽，爆炸下限较低，泄漏到空气中能形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸，燃烧分解产物为 CO、CO₂。在储运过程中若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。

天然气与空气混合时其体积占总体积的 15%以上时着火正常燃烧，若占 5%~15%时点火即燃爆。天然气的燃烧与爆炸是同一个序列的化学过程，但是在反应强度上爆炸比燃烧更为剧烈。天然气的爆炸是在一瞬间（数千分之一秒）产生高压、高温(2000℃~3000℃)的燃烧过程，爆炸波速可达 3000m/s，造成很大破坏力。

③易扩散

天然气的密度比空气小，泄漏后不易留在低洼处，有较好的扩散性。

④毒性

天然气侵入人体途径主要是吸入，大量泄漏或雾天积聚等原因导致浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，可致人窒息。当空气中甲烷含量达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速。若不及时脱离，可致窒息死亡。

(3) 高压水

高压水具有很大的流速，携带较大的动能，因此是较大的危险因素。高压水在增压泵或管道破裂时，直接喷射到人体上将造成很大的伤害。本工程注水设计压力 16MPa，这种高压水射流会给人体带来很大伤害。如果管道或阀门等设备设施破裂裹挟的碎片打击到人体，可能引起物体打击事故。

埋地注水管线穿孔后高压水可能将地下土壤掏空，形成地下空洞

或导致地面塌陷，人员经过可能坠落其中，造成伤害。

3.2 施工过程危险、有害因素分析

3.2.1 火灾、爆炸

在管线拆除、安装施工过程中，需要焊接和切割等临时用火作业。若管线吹扫、置换不彻底，管线内或碰头处理不净，残存易燃、易爆物；封隔不严导致易燃、易爆物窜出；新旧管线对接时，应将旧管线及时排空、吹扫清理干净后再进行对接作业，若吹扫不净，管线中存有油气，施工用火作业（焊接、切割）中极易发生火花引爆油气，发生火灾、爆炸事故；施工安全措施不落实，监护人不到位等，都能引发火灾、爆炸危险。原因主要有：

- 1) 管线内残留易燃油气；
- 2) 气瓶间距不足或放置不当；
- 3) 电、气焊工具有缺陷；
- 4) 监火人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；
- 5) 应急设施不足或措施不当。

3.2.2 物体打击

施工过程中用力不当，物件、工具、配件位移造成对人的打击伤害；在双人或多人配合作业的情况下，对工具把持不稳，有可能造成物体打击事故。管道敷设过程中，管子串动和对口时，无人指挥或指挥信号不准确，易造成物体打击伤人或设备损坏；管件对口时手与管件无安全距离，易发生伤手事故；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；切割管件不固定，

易发生管件移位伤人事故；管件未固定就放开索具，易发生伤人事故。

3.2.3 机械伤害

施工过程中由于设备缺陷和人的违章指挥、违章操作等易引起机械伤害事故。各种施工机械的运动部件都可以构成对人体的伤害，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，施工人员不慎被铁锈或毛刺刮伤引起机械伤害。

3.2.4 触电

1) 施工过程中的电气设备使用不合理、缺少保护装置，操作人员违章操作等原因，极易造成触电事故。

2) 工作人员误碰带电设备，以及在带电设备附近使用钢卷尺等进行测量或携带金属超高物体在带电设备下行走。

3) 施工现场混乱，造成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，如未能及时发现并整改，可能造成触电事故。

4) 手持电动工具是人直接用手操作的，人与工具之间的接触电阻小，一旦工具带电，将有较大的电流通过人体，造成严重后果。

5) 管线路由区域内多架空输电线路，吊运管材时无人指挥或指挥信号不准确，极易造成触电事故。

3.2.5 车辆伤害

施工过程中需要使用挖掘机、推土机、装载机等机动车辆，如作业人员视线不佳、疲劳作业、违章驾驶、车辆机械故障等会产生翻倒、碰撞、负载失落等事故，造成人员伤亡和财产损失。

3.2.6 起重伤害

在管线拆除、敷设过程中，需用吊装设备对管线进行吊装，吊装过程中的危险因素有：起吊时吊钩、制动器检查不到位，吊绳与物件捆扎不牢固，吊运超重物件或吊装不平衡，吊装物下站人或工具从高处抛下，易造成物体高空坠落打击伤人事故。

吊运管材和坑检现场未设警示牌和警戒线，外来人员闯入易造成人身伤害。起吊过程中，绳套或钢丝绳锈蚀、断裂，易造成物体高空坠落伤人事故。

3.2.7 淹溺

管线施工期间，管线路由周边多池塘，施工过程中会因行为不慎或措施不当而造成落水淹溺事故。

3.2.8 其他

施工过程中难免出现交叉作业，可能出现因交叉作业引发的安全事故。施工作业时未告知作业场所存在的危险因素、防范措施以及事故应急措施，分工不明确，施工人员安全意识淡薄，遵守施工安全管理规定，违章操作，防护措施不到位，安全监督失职等引起的施工安全事故。

定向钻穿越除钻机本身采用全液压力头之外，其它动力和现场照明常由系统配套的发电机提供。整个电力系统包括发电机、控制柜、配电箱、电缆、电线和灯具。如果不采取有效的保护措施，电力短路、设备故障等可能引起火灾、人员伤亡或设备损毁。

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。

水平定向钻穿越管段一般埋深比较深，在回拖过程中很容易造成拉伤，管道防腐层易被破坏。设计不合理，或导向出现偏差会导致道路塌陷的风险。

试压时由于操作失误造成憋压、压力超过限荷，错开关闸阀，试压材料缺陷，管道材料缺陷等都可能造成设备或管道损坏，造成高压介质泄漏伤人事故。

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。

管线碰头过程中，若人员操作不当，或防护设施失灵，可能发生物体打击、机械伤害事故，造成人员伤亡。

3.3 生产运行过程中的危险有害因素分析

危险因素是指对人造成伤亡或对物造成突发性损坏的因素，有害因素是指能影响人的身体健康，导致疾病或对物造成慢性损坏的因素。危险和有害因素的分类有许多种，本次评价将参照《企业职工伤亡事故分类》（GB6441-86）中的危险有害因素分类方法，结合本工程特点，进行生产过程危险有害因素的辨识和分析。

3.3.1 火灾、爆炸

原油火灾危险性较大，遇明火、高热可引起火灾事故。天然气为易燃易爆气体，具有很大的火灾危险性；爆炸下限很低，爆炸极限范围较宽，一旦泄漏，很容易与空气形成爆炸性气体混合物，具有很大的爆炸危险性。天然气的体积受温度的影响大，具有易膨胀的特性。天然气一旦泄漏挥发，其中较空气轻的甲烷成分会向上挥发，其他较

空气重的烷烃类气体易在地面、暗沟或低洼处积聚。这些物理特性在一定程度上会增加其火灾爆炸的危险性。若在工艺过程中出现原油、天然气意外泄露，遇明火、高热等引起火灾、爆炸事故。管线投运前置换空气不彻底，引发火灾爆炸事故。

3.3.2 物体打击

试运行投产前进行清管、试压、置换等，此过程压力比较大，试压设备若发生故障或不按操作规程进行操作，压力冲击物体飞出或弹出伤人，造成物体打击事故。压力超过工作所允许的最大值时，就会使元件破裂，附件、碎片等在瞬间喷射而出，造成物体打击事故。压力管线未可靠固定，在升压过程中发生摆动伤人。

集油、注水管线系统中的介质具有一定的压缩势能，设备、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。

3.3.3 中毒窒息

因管线材质缺陷、腐蚀穿孔、断裂等原因造成原油、天然气泄露，未采取可靠的防护措施，有引发人体中毒和窒息的危险。

3.2.4 淹溺

注水设计压力为 16MPa，高压水具有很大的流速，含有很高能量，可瞬间伤及作业人员，摧毁周边建构物及设备设施。埋地注水管线穿孔后高压水可能将地下土壤掏空，形成地下空洞或导致地面塌陷，人员经过可能坠落其中，造成淹溺伤害。

3.2.5 承压管道爆裂

注水系统设计压力达 16MPa，属承压管道，在下列情况下，存在发生爆裂的危险。

1) 承压管道因设计不合理；制造材质不符合要求；焊接质量差；检修质量差；超压运行，致使管道承受能力下降；管道超期运行，带病运行等。

2) 内部超压。承压管道超压运行，压力达到管道的承压极限，发生压力管道超压爆裂。

3) 强度下降。管道存在制造、施工质量缺陷的情况下投入运行；水质不良造成内壁过度腐蚀；外防腐措施失效，使管线受到腐蚀而导致管壁减薄，承压能力降低；运行不稳定，管道受到交变应力作用，产生疲劳裂纹；外界挤压或碰撞、管内外腐蚀严重或操作与管理事故；拆装、搬迁、检修过程中受到意外的机械损伤等。

4) 振动。注水系统压力高，振动严重，如泵与管路间的减振设施缺失或故障，极易导致管路转弯处发生高压管路爆裂现象。

上述情况的发生都会导致管道的承压强度下降，一旦受力超过其强度极限，在管道的薄弱环节和损伤部位可能发生爆裂事故。

3.3.4 其他

除以上危险有害因素外，作业人员在进行操作、巡检及检修过程中如果设备、工具等本身存在缺陷，或操作、使用不当等，有发生摔、扭、挫、擦、刺、割伤和非机动车碰撞、轧伤等伤害的可能；生产过程中的来往运输车辆可能引发交通事故。

3.4 自然环境因素分析

3.4.1 雷击

雷击可能破坏建筑物和设备，并可能导致火灾爆炸事故的发生。雷击可能造成站场的火灾爆炸、停电、设备损坏以及人体电击伤害等事故。生产厂房、储罐等设备设施均应采取防雷防静电保护设施，并应定期进行检测。

3.4.2 气温

本工程所在地冬季寒冷，气温过低、保温或伴热失效、管道埋深过浅，易发生管线凝管、冻堵甚至冻裂事故。

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

3.4.3 地震

地震具有破坏性巨大且难以预报的特点，一旦发生地震，根据地震强度的不同，不可避免的会造成破坏，甚至对油田设施带来灾难性的影响，并引发一系列的次生灾害事故。由于目前还不具备成熟的地震预报技术，因此根据工程所在区域的地震烈度（本区基本地震烈度为 7 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。

3.4.4 腐蚀

本工程所在地地下水矿化度较高，对普通混凝土及金属有较强的腐蚀性。对金属制的设备、容器、管线等会造成较强的腐蚀。腐蚀导致设备、设施、管道的构件变薄、凹陷，导致强度降低、承压能力降

低，一旦发生穿孔，对于密闭工艺流程来说，可能引起流程的中断或破坏。接地装置过度腐蚀容易引起接地电阻不达标，地下杂散电流的影响也是造成外腐蚀的重要因素。土壤电阻率的大小对工程的防雷接地有重要的影响，若土壤电阻率过大，应采取调价降阻剂措施，否则容易造成接地电阻加大。

3.5 社会环境危险、有害因素

该工程输油、注水管线距周边村庄较近，途径地区社会环境对管道的安全运行产生一定的影响。

(1) 周边环境对本工程的影响分析

本工程处于利津县境内，周边有村庄、湿地等，管道可能受到如打孔盗油气等第三方破坏。管道路由部分位于农田内，存在农业耕种与采油生产的交叉性，生产过程中互相影响，可能存在农用机械设备和车辆损坏工艺管道危险。

(2) 本工程对周边环境的影响分析

本工程油气集输管道、注水管道分布在村庄边缘，发生泄漏时会对其造成不利影响。

3.6 重大危险源辨识

根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2009）危险物质名称及其临界量标准，本项目涉及原油、天然气未构成危险化学品重大危险源。

3.7 主要危险、有害因素分析结论

- 1) 本项目涉及的主要危险有害物质为原油、天然气、高压水。
- 2) 本工程在施工过程中可能发生火灾爆炸、物体打击、机械伤

害、车辆伤害、起重伤害、触电、淹溺等；在生产运行过程中可能发生火灾爆炸、中毒窒息、物体打击、淹溺、承压管道爆裂及其他等。

3) 自然环境中存在的主要危险有害因素为雷击、气温、地震和腐蚀等，自然条件中的不利因素在本区无明显突出现象，均可通过一定的技术和管理措施得到有效控制。

4) 本工程未构成重大危险源。

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三个评价单元进行评价:

- 1) 施工作业单元;
- 2) 管线敷设单元;
- 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、全面评价的目的,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	管线改造单元	SCL
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“√”，对于可研中未涉及的检查项目在检查结果栏中标以“※”，对于不符合要求的检查项目在检查结果栏中标以“×”。见下表 4.2-2。

表 4.2-2 安全检查表

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果

4.2.2 预先危险性分析法（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；
- 估计事故出现对系统的影响；
- 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	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、应急设施不足或措施不当。 8、涉及危险作业组合，未落实相应安全措施。 9、施工条件发生重大变化未采取相应措施。	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、实行“四不用火”，即：没有经批准的《用火作业许可证》不用火；用火监护人不在现场不用火；防火措施不落实不用火；不按时做用火分析或分析不合格不用火。 2、电焊回路应搭接在焊件上，不得与其他设备搭接，禁止穿越下水道(井)。 3、防止火花飞溅，注意火星飞溅方向。用水冲淋火星落点。 4、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。 5、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。 6、用火过程中，遇有跑料、串料、和易燃气体，应立即停止用火。 7、监火人应熟悉现场环境和检查确认安全措施落实到位，具备相关安全知识和应急技能，与岗位保持联系，随时掌握工况变化，坚守现场；监火人随时扑灭飞溅的火花，发现异常立即通知用火人停止作业，联系有关人员采取措施。 8、用火现场备有灭火工具(如灭火器、沙子等)。固定泡沫灭火系统进行预启动状态。
2	动土作业	1、未办理《动土安全作业证》。 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。 3、动土作业施工现场设	发生物体打击、中毒室	II	1、动土作业应办理《动土安全作业许可证》，没有《作业许可证》严禁动土作业。 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。

		置护栏、盖板和警告标志，夜间未悬挂红灯示警。 4、盲目挖掘，挖出电缆等继续施工。 5、未按照操作规程进行操作施工机械。 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。 7、在危险场所动土时，没有有专业人员现场监护。	息、 车辆伤害或触电等事故造成人员伤亡和设备损坏		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。 3、动土作业施工现场应根据需要设置护栏、盖板和警告标志，夜间应悬挂红灯示警。4、动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。 5、动土中如暴露出电缆、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,报告动土审批单位处理，经采取措施后方可继续动土作业。6、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。发现有有毒有害气体时，应立即停止作业，待采取了可靠的安全措施后方可作业。7、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。
3	临时用电	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。 2、跨越安全围栏或超越安全警戒线，误碰带电设备。 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。 4、手持电动工具，工具带电。 5、在带电设备附近进行作业，不符合安全距离或无监护措施，缺少安全标志或标志不明显，工作面不使用安全电压照明。 6、施工使用的机具不慎碰触运行的电缆。	发生触电等事故造成人员伤亡和设备损坏	II	1、建立必要的工作票制度和停电保护制度。 2、电气作业人员持证上岗。 3、电气作业应加强个人防护，穿戴齐全各项绝缘防护用品。 4、四周应加可靠的遮护，采取防止无关人员误入的措施； 5、设置警示标志； 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； 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； 8、电气设备、线路设置接地保护、漏电保护。
4	管道敷设	1、管子串动和对口时，无人指挥或指挥信号不准确，易造成物品打击伤人或设备损坏。2、管件对口时手与管件无安全距离，易发生伤手事故。 3、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。4、切割管	发生物体打击等事故造成人员伤亡和设备损坏	II	1、严格按操作规程作业，严禁违章作业； 2、带好安全防护用品； 3、安全管理人员加强巡视现场。

		件不固定,易发生管件移位伤人事故。5、管件未固定就放开索具,易发生伤人事故。			
5	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,持有特种作业操作资格证,同时操作司机应有良好的精神状态。 2、起重指挥人员必须按照<安规>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,不能违反规程私自主张改变方案。 3、禁止超载,在吊装物的棱角处要进行保护,达到报废标准的钢丝绳要及时报废。起吊设备选择钢丝绳时,要根据不同的用途选择不同直径的绳子,其中安全系数一定要达到要求。

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、触电、物体打击、机械伤害、车辆伤害等。

事故一旦发生,严重情况下其危险等级可能达到III级,会造成个别人员的伤亡和较大的经济损失;一般情况下这些事故的危险程度为II级,后果相对较轻,暂时不至于造成人员伤亡、系统损失。应当根据导致各类事故发生的危险因素,有针对性地采取防范与控制措施,杜绝事故的发生。

5.2 管线敷设单元

5.2.1 预先危险性分析结果

本单元预先危险性分析结果见表 5.2-1。

表 5.2-1 管线敷设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	用火作业	<p>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、应急设施不足或措施不当。 8、涉及危险作业组合，未落实相应安全措施。 9、施工条件发生重大变化未采取相应措施。</p>	<p>发生火灾、爆炸或触电等事故造成人员伤亡和设备损坏</p>	<p>III</p> <p>1、实行“四不用火”，即：没有经批准的《用火作业许可证》不用火；用火监护人不在现场不用火；防火措施不落实不用火；不按时做用火分析或分析不合格不用火。 2、电焊回路应搭接在焊件上，不得与其他设备搭接，禁止穿越下水道(井)。 3、防止火花飞溅，注意火星飞溅方向，用水冲淋火星落点。 4、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。 5、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。 6、用火过程中，遇有跑料、串料、和易燃气体，应立即停止用火。 7、监火人应熟悉现场环境和检查确认安全措施落实到位，具备相关安全知识和应急技能，与岗位保持联系，随时掌握工况变化，坚守现场；监火人随时扑灭飞溅的火花，发现异常立即通知用火人停止作业，联系有关人员采取措施。 8、用火现场备有灭火工具(如灭火器、沙子等)。固定泡沫灭火系统进行预启动状态。</p>
2	动土作业	<p>1、未办理《动土安全作业证》。 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。 3、动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。 4、盲目挖掘，挖出电缆等继续施工。 5、未按照操作规程进行操作施工机械。 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。 7、在危险场所动土时，没有有专业人员现场监护。</p>	<p>发生物体打击、中毒窒息、车辆伤害或触电等事故造成人员伤亡和设备损坏</p>	<p>II</p> <p>1、动土作业应办理《动土安全作业许可证》，没有《作业许可证》严禁动土作业。 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。 3、动土作业施工现场应根据需要设置护栏、盖板和警告标志，夜间应悬挂红灯示警。 4、动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。 5、动土中如暴露出电缆、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,报告动土审批单位处理，经采取措施后方可继续动土作业。 6、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。发现有有毒有害气体时，应立即停止作业，待采取了可靠的安全措施后方可作业。 7、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</p>

					发现异常时，应立即撤离作业现场。
3	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、在带电设备附近进行作业，不符合安全距离或无监护措施，缺少安全标志或标志不明显，工作面不使用安全电压照明。</p> <p>6、施工使用的机具不慎碰触运行的电缆。</p>	发生触电等事故造成人员伤亡和设备损坏	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、电气作业应加强个人防护，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>
4	管道敷设	<p>1、管子串动和对口时，无人指挥或指挥信号不准确，易造成物品打击伤人或设备损坏。</p> <p>2、管件对口时手与管件无安全距离，易发生伤手事故。</p> <p>3、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。</p> <p>4、切割管件不固定，易发生管件移位伤人事故。</p> <p>5、管件未固定就放开索具，易发生伤人事故。</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、带好安全防护用品；</p> <p>3、安全管理人员加强巡视现场。</p>
5	起重作业	<p>1、违章指挥</p> <p>2、人员大意</p> <p>3、误操作</p> <p>4、钢丝绳断裂</p> <p>5、捆绑不符合要求</p> <p>6、设备故障</p>	发生起重伤害等事故造成人员伤亡和设备损坏	II	<p>1、操作司机必须经过专门培训，持有特种作业操作资格证，同时操作司机应有良好的精神状态。</p> <p>2、起重指挥人员必须按照<安规>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，不能违反规程私自主张改变方案。</p> <p>3、禁止超载，在吊装物的棱角处要进行保护，达到报废标准的钢丝绳要及时报废。起吊设备选择钢丝绳时，要根据不同的用</p>

				途选择不同直径的绳子，其中安全系数一定要达到要求。
--	--	--	--	---------------------------

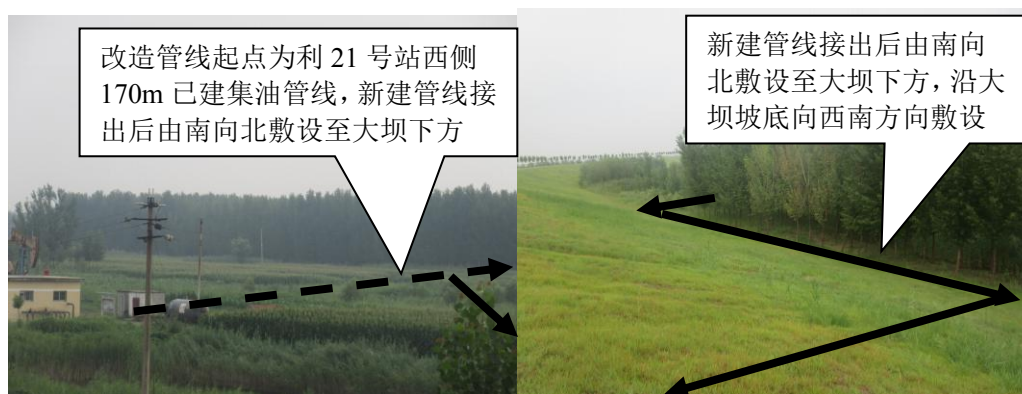
5.2.2 预先危险性分析小结

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、触电、物体打击、机械伤害、车辆伤害等。

事故一旦发生，严重情况下其危险等级可能达到III级，会造成个别人员的伤亡和较大的经济损失；一般情况下这些事故的危险程度为II级，后果相对较轻，暂时不至于造成人员伤亡、系统损失。应当根据导致各类事故发生的危险因素，有针对性地采取防范与控制措施，杜绝事故的发生。

5.2.3 平面布置

新建利 21 号站至利 3 号站集油管线 $\Phi 159 \times 8-820m$ ，其中跨大坝段 $\Phi 159 \times 14-210m$ 。新建利 21 号站至利 3 号站阀组西侧注水管线 $\Phi 159 \times 12-1030m$ ，跨大坝段 $\Phi 159 \times 18-210m$ ，定向钻深穿段 $\Phi 219 \times 18-280m$ ）。



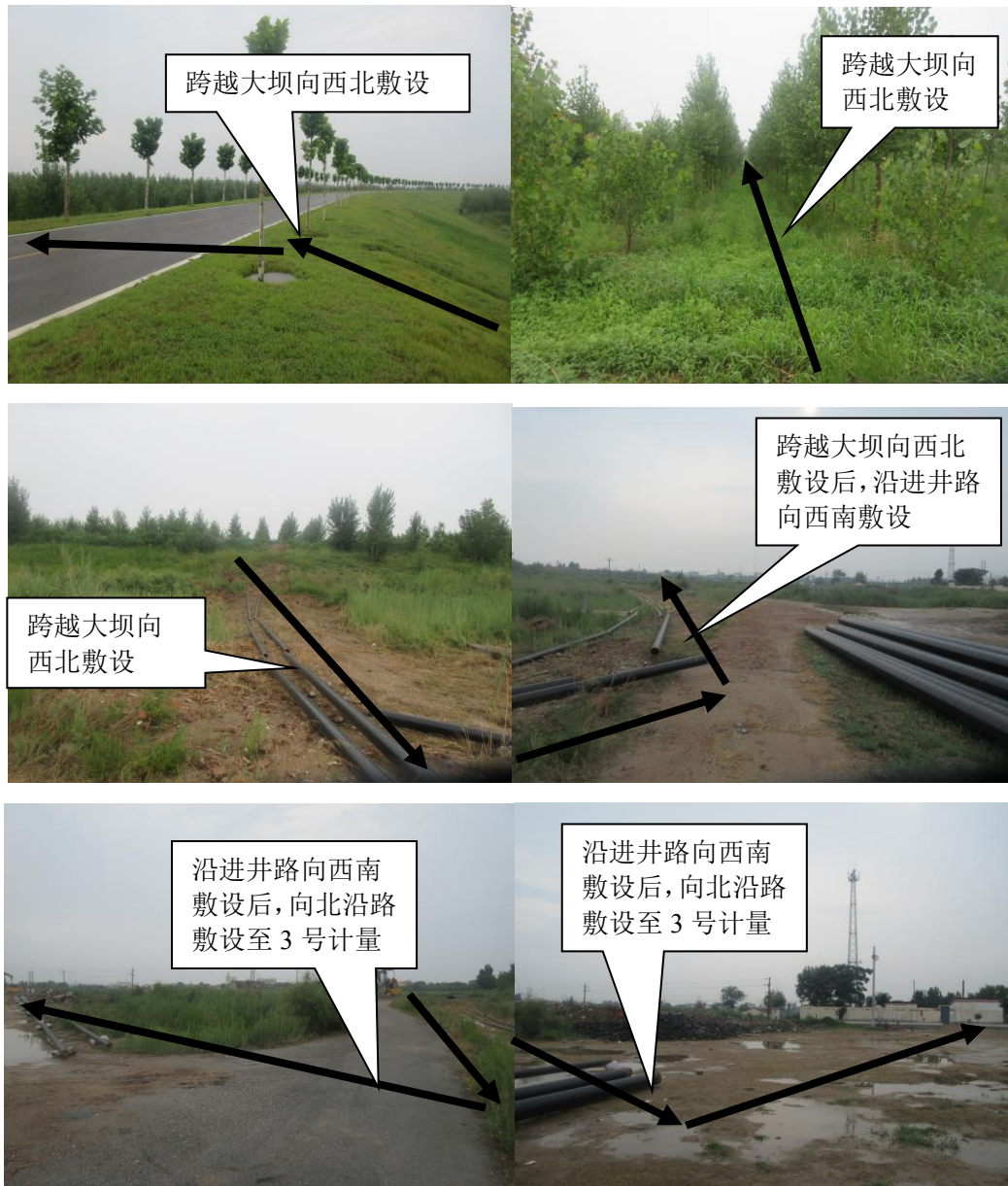


图 5.2-1 新建利 21 号站至利 3 号站集油管线现场示意图





图 5.2-2 新建利 3 号站注水管线定向钻段现场示意图

新建利 21 号站集油管线与注水管线同沟敷设，管线路由位于荒地内，集油、注水管线距散居民房约 85m，集油管线与平行敷设的 6kv 架空输电线路约 9m，安全距离应符合下列要求离能够满足《石油天然气工程设计防火规范》及《油田注水工程设计规范》的安全生产要求。

新建利 3 号站注水管线，定向钻穿越规划中的北津湿地公园，注水管线距散居民房约 7m，能够满足《油田注水工程设计规范》的安全生产要求。

5.2.4 安全检查表法评价

本节采用安全检查表法对管理八区利 21 号站集油注水管线更新工程管线改造单元进行安全检查，根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）、《油田注水工程设计规范》（GB 50391-2014）编制安全检查表，具体检查内容见表 5.2-1。

表 5.2-1 管线改造单元安全检查表

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
----	------	------	------	------

1	油气集输管道宜埋地敷设。位于沼泽、季节性积水地区以及山地丘陵和黄土高原梁峁交错地区等特殊地段的油气集输管道，可根据具体情况采用管堤、地面敷设或架空敷设。	GB50350-2015 8.5.1	新建利 21 号站集油、注水管线跨越黄河大堤部分管线不采取开挖埋地敷设，直接将管线放置在大堤护坡及大堤顶路面上，对管线进行覆土。	√																		
2	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	可研中未涉及油气集输管道保温措施，建议下一步设计中明确。	※																		
3	地下管线穿越道路时，应符合下列要求： 管顶至道路路面结构层底的垂直净距，不应小于 0.5m。不能满足上述要求时，应加防护套管(或管沟)。其两端应伸出道路路肩或路堤坡脚意外，且不得小于 1m。	SYT0048-2009 8.2.2	管线开挖穿越道路，且采取套管保护。	√																		
4	油田内部埋地敷设的原油、稳定轻烃、20℃时饱和蒸气压力小于 0.1MPa 的天然气凝液、压力小于或等于 0.6MPa 的油田气集输管道与居民区、村镇、公共福利设施、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时，可降低设计系数、提高局部管道的设计强度，将距离缩短到 5m	GB50183-2004 7.2.1	管线与周边构筑物安全间距符合要求。	√																		
5	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： 表 7.1.5 埋地集输管道与架空输电线路安全距离 <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th>名称</th> <th>3kV 以下</th> <th>3~10kV</th> <th>35~66kV</th> <th>110kV</th> <th>220kV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>开阔地区</td> <td colspan="5" style="text-align: center;">最高杆(塔)高</td> </tr> <tr> <td>路径受限制地区(m)</td> <td>1.5</td> <td>2.0</td> <td>4.0</td> <td>4.0</td> <td>5.0</td> </tr> </tbody> </table>	名称	3kV 以下	3~10kV	35~66kV	110kV	220kV	开阔地区	最高杆(塔)高					路径受限制地区(m)	1.5	2.0	4.0	4.0	5.0	GB50183-2004 7.1.5	管线与架空输电线路距离符合要求。	√
名称	3kV 以下	3~10kV	35~66kV	110kV	220kV																	
开阔地区	最高杆(塔)高																					
路径受限制地区(m)	1.5	2.0	4.0	4.0	5.0																	
6	管道沿线应设置里程桩、标志桩、转角桩、阴极保护测试桩和警示牌等永久性标志。	GB50253-2014 4.6.1	设置里程桩、标志桩、转角桩。下一步设计中补充明确设置阴极保护测试桩。	※																		
7	穿越铁路或二级及二级以上公路时，应采用在套管或涵洞之内敷设穿越管段。穿越三级及三级以下公路时，管段可采用挖沟直接埋地敷设。	GB50423-2007 3.5.6	管线未穿越公路。	√																		
8	埋地管道的埋设深度,应根据管道所经	GB50253-2014	可研中未涉及埋	※																		

	地段的农田耕作深度、冻土深度、地形和地质条件、地下水深度、地面车辆所施加的载荷及管道稳定性的要求等因素,经综合分析后确定。管顶的覆土层厚度不宜小于0.8m。	4.2.3	地管道埋设深度,建议下一步设计中明确。	
9	注水管道严禁从建构筑物基础下方穿过,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。	GB50391-2014 5.2.1	不从建构筑物基础下方穿过。	√
10	钢质注水管道、支干管在管道起点、折点、终点,以及每隔 0.5km 处宜设管道标志桩。	GB50391-2014 5.2.4	注水管线设置标志桩。	√

5.2.5 安全检查表法评价小结

本单元安全检查表共列出了 10 项检查内容,其中 7 项符合要求或可研中已提出相关措施,3 项可研中未涉及,应在下一步设计中明确。

5.3 安全管理单元

5.3.1 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)、《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》(GB/T29639-2013)对本工程安全生产管理单元进行评价。具体评价内容见表 5.3-1。

表 5.3-1 安全生产管理单元检查表

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
1	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。 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	《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》 第七条	滨南采油厂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。	√

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
	规定的其他内容。			
2	<p>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或者安全总监、安全生产管理人员,应当经过培训,并由负有安全生产监督管理职责的主管部门对其安全生产知识和管理能力考核合格。考核不得收费。</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>	<p>《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》 第二十五条</p>	<p>管理区安全生产管理人员、特种作业人员均经过专门培训,并取得相关资格证书。</p>	√
3	<p>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。</p>	<p>《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》 第二十七条</p>	<p>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。</p>	√
4	<p>生产经营单位应当制定、及时修订和实施本单位的生产安全事故应急救援预案,并与所在地县级以上人民政府生产安全事故应急救援预案相衔接。高危生产经营单位每年至少组织 1 次综合或者专项应急预案演练,每半年至少组织 1 次现场处置方案演练;其他生产经营单位每年至少组织 1 次演练。</p> <p>生产经营单位应当建立应急救援组织,配备相应的应急救援器材及装备。不具备单独建立专业应急救援队伍的规模较小的生产经营单位,应当与邻近建有专业救援队伍的企业或单位签订救援协议,或者联合建立专业应急救援队伍。</p>	<p>《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》 第二十三条</p>	<p>管理区制定有应急处置程序,定期进行演练,并有详细记录。</p>	√
5	<p>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。</p>	<p>《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》 第二十一条</p>	<p>劳动防护用品使用符合要求。</p>	√

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
	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。			
6	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、危险场所动火、建筑物和构筑物拆除以及重大危险源、油气管道、有限空间、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。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。	《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。	√
7	生产经营单位必须为从业人员提供符合国家标准或者行业标准的劳动防护用品，并监督、教育从业人员按照使用规则佩戴、使用。	《中华人民共和国安全生产法》 第四十二条	劳动防护用品使用符合要求。	√
8	生产经营单位应当安排用于配备劳动防护用品、进行安全生产培训的经费。	《中华人民共和国安全生产法》 第四十四条	有相应经费。	√
9	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。	√
10	生产经营单位应急预案应当包括向上级应急管理机构报告的内容、应急组织机构和人员的联系方式、应急物资储备清单等附件信息。附件信息发生变化时，应当及时更新，确保准确有效。	《生产安全事故应急预案管理办法》 第十六条	有通信联系方式。	
11	生产经营单位应当在编制应急预案的基础上，针对工作场所、岗位的特点，编制简明、实用、有效的应急处置卡。 应急处置卡应当规定重点岗位、人员的应急处置程序和措施，以及相关联络人员和联系方式，便于从业人员携带。	《生产安全事故应急预案管理办法》 第十九条	制定有应急处置卡。	√
12	各级安全生产监督管理部门、各类生产经营单位应当采取多种形式开展应急预案的宣传教育，普及生产安全事故避险、自救和互救知识，提高从业人员和社会公众的安全意识与应急处置技能。	《生产安全事故应急预案管理办法》 第三十条	普及生产安全事故避险、自救和互救知识。	√

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
13	<p>各级安全生产监督管理部门应当将本部门应急预案的培训纳入安全生产培训工作计划,并组织实施本行政区域内重点生产经营单位的应急预案培训工作。</p> <p>生产经营单位应当组织开展本单位的应急预案、应急知识、自救互救和避险逃生技能的培训活动,使有关人员了解应急预案内容,熟悉应急职责、应急处置程序和措施。应急培训的时间、地点、内容、师资、参加人员和考核结果等情况应当如实记入本单位的安全生产教育和培训档案。</p>	<p>《生产安全事故应急预案管理办法》第三十一条</p>	有应急预案培训计划。	
14	明确生产经营单位的应急组织形式及组成单位或人员,可用结构图的形式表示,明确构成部门的职责。应急组织机构根据事故类型和应急工作需要,可设置相应的应急工作小组,并明确各小组的工作任务及职责。	GB/T29639-2013 6.3	有组织机构及职责。	√
15	明确可为生产经营单位提供应急保障的相关单位及人员通信联系方式和方法,并提供备用方案。同时,建立信息通信系统及维护方案,确保应急期间信息通畅。	GB/T29639-2013 6.8.1	应急处置程序中有通信联系方式。	√
16	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	有应急队伍。	√
17	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	有应急物资。	√
18	明确对生产经营单位人员开展的应急培训计划、方式和要求。使有关人员了解相应应急预案内容,熟悉应急职责、应急程序和现场处置方案。如果应急预案涉及到社区和居民,要做好宣传教育和告知等工作。	GB/T29639-2013 6.9.1	有应急处置方案培训计划。	√
19	明确生产经营单位不同类型应急预案演练的形式、范围、频次、内容以及演练评估、总结等要求。	GB/T29639-2013 6.9.2	有应急处置演练记录。	√
20	各业务(职能)部门、单位要按照分类管理、分级负责的原则,根据国家、集团公司和油田相关标准和规定,建立应急装备和物资的调配、维修保养、更新等机制,合理配备应急装备和储备应急物资,确保储备充足、调运顺畅。	<p>《胜利油田应急管理办法》 3.1.4.3</p>	符合要求。	√

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
21	生产经营单位应当建立各种设备安全检修制度，保证设备正常运转。	《中华人民共和国安全生产法》第二十九条	建立了设备安全检修制度。	√

5.3.2 安全管理单元评价小结

本节采用安全检查表对安全管理、教育培训、应急及相关文件的符合性方面与国家现行法律、法规、技术标准进行了相应的检查，共设 21 项检查内容，全部符合要求。

胜利油田分公司滨南采油厂采油管理八区建立了完善可靠的安全管理体系、安全生产规章制度和安全操作规程，作业人员参加有关培训并持证上岗，定期进行安全培训教育，制定有应急处置程序并定期演练，符合相应的法律、法规的要求。

6 典型事故案例

6.1 “11·22”东黄输油管道泄漏爆炸事故

6.1.1 事故经过

2013 年 11 月 22 日凌晨 3 点，位于黄岛区秦皇岛路与斋堂岛路交汇处，中石化输油储运公司潍坊分公司输油管线破裂，事故发生后，约 3 点 15 分关闭输油，斋堂岛街约 1000 平方米路面被原油污染，部分原油沿着雨水管线进入胶州湾，海面过油面积约 3000 平方米。黄岛区立即组织在海面布设两道围油栏。处置过程中，当日上午 10 点 30 分许，黄岛区沿海河路和斋堂岛路交汇处发生爆燃，同时在入海口被油污染海面上发生爆燃。

山东省青岛市“11·22”中石化东黄输油管道泄漏爆炸特别重大事故认定为责任事故，事故共造成 62 人遇难，136 人受伤，直接经济损失 7.5 亿元。

6.1.2 事故原因

事故直接原因：山东青岛中石化东黄输油管道泄漏原油进入市政排水暗渠，在形成密闭空间的暗渠内油气积聚遇火花发生爆炸。事故发生的直接原因是输油管道与排水暗渠交汇处管道腐蚀减薄、管道破裂、原油泄漏，流入排水暗渠及反冲到路面。原油泄漏后，现场处置人员采用液压破碎锤在暗渠盖板上打孔破碎，产生撞击火花，引发暗渠内油气爆炸。

间接原因：1) 中石化集团公司及下属企业安全生产主体责任不落实，隐患排查治理不彻底，现场应急处置措施不当。

2) 青岛市人民政府及开发区管委会贯彻落实国家安全生产法律

法规不力。

3) 管道保护工作主管部门履行职责不力, 安全隐患排查治理不深入。

4) 开发区规划、市政部门履行职责不到位, 事故发生地段规划建设混乱。

5) 青岛市及开发区管委会相关部门对事故风险研判失误, 导致应急响应不力。

6.1.3 防范措施

山东省青岛市“11·22”中石化东黄输油管道泄漏爆炸特别重大事故表明, 安全管理制度和操作规程不健全, 违章操作, 安全管理不到位是造成事故的重要因素。对于本工程, 除了应加强管道巡查、检测以外还应加强安全管理力度, 不断完善安全操作规程并严格遵守, 杜绝违规操作、施工、动火。

6.2 本工程借鉴

通过以上事故案例分析, 本工程应汲取以上事故的经验教训, 本报告总结为以下几点:

(1) 按照执行安全操作规程。

(2) 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。

(3) 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。

(4) 加大安全资金投入, 确保安全生产设施的可靠有效。

7 安全对策措施及建议

7.1 可研提出的安全对策措施

7.1.1 管线走向

选用先进的工艺，消除或减少有害源，严格按设计规范的要求进行设计。

7.1.2 管线敷设

管顶埋深距自然地坪为 1.5m，不足处覆土；

油气集输管道与企业、居民区的距离不小于 5m；

油气集输管道与公路平行敷设时，敷设在公路用地范围边界 3m 以外；

油气集输管道与架空输电线路平行敷设时安全距离不小于 5m；

油气集输管道与其他管道交叉时，其垂直净距不应小于 0.3m，并加设套管保护；

油气集输管道与电力、通信电缆交叉时，其垂直净距不应小于 0.5m；

注水管线与建（构）筑物净距不小于 5m；

注水管线与公路平行敷设时，敷设在公路用地范围边界 1.5m 以外；

注水管线与其他管道交叉时，其垂直净距不应小于 0.15m。

7.1.3 管线穿、跨越设计

管线穿、跨越沟渠时需设套管，管线事故漏油时可将污油导流至沟渠两侧；

在跨越管线出土、入土前的两端各设固定墩 1 个；

定向钻埋设深度 8m~10m，管线需增加管壁厚度。

7.1.4 管线防腐措施

为保证管线安全运行，新建管线采用 3PE 外防腐，采用环氧粉末内防腐，配套智能小车内补口，定向钻穿越管段采用牺牲阳极法阴极保护措施对新建管线进行保护。

7.1.5 管线标志

管道建成后，沿线设置标志桩及警示牌。

管线沿线连续敷设警示带，并印有明显、牢固的警示语，包括管线单位、名称、介质及联系电话，一旦有危害管线事件发生，方便其他单位组织人员能够及时与油田生产单位联系。

7.2 本次评价提出的安全技术措施

1. 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。

2. 管道沿线应设置里程桩、标志桩、转角桩、阴极保护测试桩和警示牌等永久性标志，里程桩应沿管道从起点至终点，每隔 1km 至少设置 1 个，阴极保护测试桩可同里程桩合并设置；管道平面改变方向时应设置水平转角桩，转角桩宜设置在折转管道中心线上方；管道定向钻穿越河流两侧设置标志桩。

3. 埋地管道的埋设深度,应根据管道所经地段的农田耕作深度、冻土深度、地形和地质条件、地下水深度、地面车辆所施加的载荷及管道稳定性的要求等因素,经综合分析后确定。管顶的覆土层厚度不宜小于 0.8m。

4. 管道同沟敷设，管道间距应能满足管道焊接操作、防止管道破裂后的直接撞击、能够满足管道开挖维修和管道之间的热力影响、日

常运行维护等，最小间距不应小于 0.5m。

5. 完善管线巡线制度，加强管线的巡查维护以及警示牌、标志桩等标志的完好性。

6. 在管线穿孔处置过程中应严格按照现场应急处置方案进行处理，进入穿孔区域的应急小组人员须穿戴好防护用品，在堵漏过程中一定做好个人防护。另外，应在穿孔区域划定警戒区域，严禁无关人员靠近，防止对行人及过往车辆造成损伤。

7. 建议制定详细的施工组织方案（含安装、新旧管线碰头、试压）、废旧管线拆除方案、投产运行方案等，确保施工及运行安全。施工前应探明地下电缆、光缆、其他管线等的情况，避免施工过程中对其造成破坏。

8. 施工现场应划定警戒区域，严禁无关人员进入，并控制外来因素（如外来火源、车辆等）对施工现场的影响。

9. 外输管线含有少量伴生气，在新旧管线对接、管线清管、旧管线拆除过程中应注意有毒有害气体的检测，做好防护措施，确保施工现场良好的通风，防止中毒事件的发生。

10. 本工程管道路由途径农田，管线埋深大，在今后的维修工作，应防止坍塌、防中毒，作业面应开挖逃生通道。

7.3 本次评价提出的安全管理建议

7.3.1 施工过程风险控制建议措施

（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《胜利石油管理局 胜利油田分公司承包商安全环保监督管理规定》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) 管道与其他建设工程相遇时，应当按照后开工建设的工程项目服从先开工建设和已建成的工程项目的原则，由管道企业与建设单位或者项目所有权人双方共同协商一致后，方可开工建设。

(3) 工程施工前，建设单位应当对有关安全施工的技术要求向施工单位进行交底，施工单位负责项目管理的技术人员应当向施工作业班组、作业人员进行交底。

(4) 开挖管沟前，应对地下设施如光缆、管线等进行充分调查，避免挖断光缆和管线等设施。

(5) 采用无套管明挖沟埋穿越管段，回填土必须压实或夯实，防止沉降危害管道。

(6) 施工作业前应勘查沿铺设管线水平方向各种地下管线和设施，将所有地下管线和设施的位置和走向都标注在施工的剖面图和平面图上，且在实地作好标记。

(7) 应查询有关地质资料，了解地层土质的种类。检测土层的间隙度、含水性、透水性、地下水位、基岩的深度、含沙和砾石的情况，并将勘查结果标注在施工剖面图上。

(8) 管线下沟风险控制建议措施：

●管线下沟前，现场生产负责人和 HSE 现场监督员要对下沟段的管沟进行检查，确认管沟符合要求，管沟内无人和其它障碍物、无塌方危险，方可组织下沟。

●在管线所经人口密集区的作业带两侧应设置警戒带。

●在管线所经的路口应设立行安全标志，并派专人看守，阻止非

工作人员进入作业现场，并观察管沟内是否有非施工人员或牧畜等。

●管线下沟与管沟开挖不应交叉作业。

(9) 试压作业的风险控制建议措施：

在试压过程中，如发现泄漏现象，不得带压紧固螺栓或修理。检查受压设备和管道时，在法兰、盲板的侧面和对面不得站人。

(11) 注水管道的埋深、无损检验及试压要求应在设计文件中具体体现，注水管道应经无损检验及试压合格后才能投入生产使用。

(12) 新旧管线对接施工时，注意管线的衔接，尤其是不同材质管线的衔接，同时还应确保管线对接处的防腐设计可靠有效。

(13) 集油管线、注水管线在拆除前首先应制定施工方案，包括盲板的设置、压力的确认等，并做好与相应原管线间的衔接工作，严格按照施工方案施工，避免水压未泄尽发生人员伤亡事故。

(14) 动土作业前，要详细了解地下是否存在电缆、管道及其它埋设物，当接近地下电缆、管道及埋设物的地方施工时，要加强管理，防止出现事故。

(15) 压力管道施工中应按设计文件要求，对管路对接焊缝进行严格的无损检测；投产运行前应进行强度和密封性试压试验，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

7.3.2 运行过程风险控制建议措施

(1) 及时做好线路的巡查和维修。

(2) 对外腐蚀较严重地段考虑加强外管道外防腐措施，提高外防腐能力。增加巡检频率，发现管道保温层和外防腐层被破坏，应及时修复。

(3) 加强在用管线的腐蚀检测，检测结束后，应根据检测结果，对存在的缺陷进行评估，确定合理的维修、维护措施，对于影响管道安全的严重缺陷，应立即安排修理。对不合格管线实行报废制度，禁止达到报废标准的管线继续使用。

(4) 维抢修现场应划分安全界限，设置警戒线、警示牌。进入作业场地的人员应穿戴劳动防护用品。与作业无关的人员不应进入警戒区。

(5) 管道维抢修作业坑应能满足施工人员的操作和施工机具的安装及使用。

(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，并定期演练，做好记录。

(8) 工程试运行 3-6 个月后，应由具有资质的专业中介机构进行验收评价，为总体验收做好准备。

8 评价结论

评价项目组在对管理八区利 21 号站集油注水管线更新工程存在的危险、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) 本项目涉及的主要危险有害物质为原油、天然气、高压水。

2) 本工程在施工过程中可能发生火灾爆炸、物体打击、机械伤害、车辆伤害、起重伤害、触电、淹溺等；在生产运行过程中可能发生火灾爆炸、中毒窒息、物体打击、淹溺、承压管道爆裂及其他等。

3) 自然环境中存在的主要危险有害因素为雷击、气温、地震和腐蚀等，自然条件中的不利因素在本区无明显突出现象，均可通过一定的技术和管理措施得到有效控制。

4) 本工程未构成重大危险源。

5) 运用安全检查表法对该工程进行检查，各检查项基本符合标准规范的要求。管线敷设方案可行，安全管理规范，对于可研未提及到的内容本报告在安全对策措施中提出了建议。

6) 根据预先危险性分析结果，本工程可能发生的事故类别有机械伤害、火灾爆炸、物体打击、中毒窒息等。事故后果最严重的是火灾爆炸、中毒窒息，其危险性等级均为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。

8.2 安全评价结论

本工程采取本报告提出的建议措施后,将有利于其今后的安全生产运行。施工及生产运行过程中,建设单位应加强安全管理,完善应急预案,并定期进行演练,定期进行安全教育培训,提高从业人员的自身素质及整体安全意识,定期对相关设备、设施进行检测检验等,以保证工程安全顺利运行。

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第七章提出的安全对策措施,进行补充与完善。

本次评价认为该工程可行性研究报告,选用工艺成熟、区域位置合理、设备选型符合要求,但可研中安全方面的内容还不完善,因此,在落实本评价报告提出的安全对策措施及建议后,本工程安全设施的设计将符合国家现行法律、法规、标准规范的要求

附表 1 原油的物质特性及危险性分析表

因甲方要求保密不予公开。

附表 2 天然气的物质特性及危险性分析表

因甲方要求保密不予公开。

附件 1 可行性研究报告批复

因甲方要求保密不予公开。

附件 2 专家组评审意见

因甲方要求保密不予公开。

附件 3 专家签字页

因甲方要求保密不予公开。

附件 4 报告的修改说明

因甲方要求保密不予公开。