

滨南采油厂
尚店油田尚 6-斜 015 井区零散调整工程
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 20 日

滨南采油厂
尚店油田尚 6-斜 015 井区零散调整工程
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 20 日

前 言

尚 6-斜 015 井区位于尚店油田尚一区外围西部，主力含油层系为馆陶组，油藏埋深 1050~1210 米，储层渗透率 374~1120×10⁻³ 平方微米，平均地面原油粘度 760 毫帕·秒，属常规稠油油藏。调整石油地质储量 36.5 万吨、含油面积 0.25 平方千米，注水开发。部署新钻油井 4 口、水井 1 口，均为定向井，进尺 0.6670 万米。新油井平均单井产量 4.0 吨/天，新增产能 0.48 万吨/年，开发 15 年累计产油 4.89 万吨，提高采收率 13.4%。

该项产能建设工程新增开发投资 3465.81 万元，其中钻井工程 2475.16 万元、采油工程 434.27 万元、地面工程 556.38 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和生产、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.....	6
1.4	评价程序.....	6
2	工程概况.....	8
2.1	工程基本情况.....	8
2.2	自然环境概况.....	8
2.3	油藏方案.....	10
2.4	钻井工程方案.....	10
2.5	地面工程现状.....	12
2.6	地面工程方案.....	15
2.7	安全管理.....	23
3	主要危险、有害因素分析.....	24
3.1	主要危险有害物质及其危害特性.....	24
3.2	钻井工程危险有害因素分析.....	28
3.3	井下作业危险有害因素分析.....	32
3.4	井控过程危险有害因素分析.....	33
3.5	地面施工过程危险有害因素分析.....	35
3.6	生产运行过程中的危险有害因素分析.....	38
3.7	自然环境因素分析.....	44
3.8	周边井与本工程的相互影响分析.....	45
3.9	重大危险源辨识.....	46
3.10	主要危险、有害因素分析结论.....	46
4	评价单元划分及评价方法选择.....	48
4.1	评价单元划分.....	48

4.2	评价方法选择.....	49
5	安全评价.....	52
5.1	钻井工程单元.....	52
5.2	井下作业单元.....	55
5.3	地面工程施工作业单元.....	58
5.4	油气集输单元.....	61
5.5	注水系统单元.....	70
5.6	配套设施单元.....	73
5.7	安全管理单元.....	77
6	典型事故案例.....	83
6.1	井喷事故.....	83
6.2	管道抢险塌方 职工身体被埋.....	85
6.3	本工程借鉴.....	86
7	安全对策措施及建议.....	87
7.1	可研提出的安全对策措施.....	87
7.2	本次评价提出的安全技术措施.....	87
7.3	本次评价提出的安全管理建议.....	90
8	评价结论.....	96
8.1	安全评价结果.....	96
8.2	安全评价结论.....	97
附表 1	原油的物质特性及危险性分析表.....	98
附表 2	天然气的物质特性及危险性分析表.....	99
附件 1	可行性研究报告批复.....	100
附件 2	原油物性、天然气组分报告.....	101
附件 3	专家组意见.....	102
附件 4	专家签字页.....	103
附件 5	报告的修改说明.....	104

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) 通过对滨南采油厂尚店油田尚 6-斜 015 井区零散调整工程的环境条件、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) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（主席令[2010]第30号）
- 6) 《中华人民共和国特种设备安全法》（主席令[2013]第4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号修改版）
- 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号修订版)
- 3) 《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》（国家安全生产监督管理总局令[2015]第80号）
- 4) 《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）
- 5) 《山东省安全生产行政责任制规定》（山东省政府令[2015]第293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]第311号修改版）
- 7) 《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）
- 8) 《质检总局关于修订<特种设备目录>的公告》（质检总局

[2014]114号)

1.2.3 标准、规范

- 1) 《企业职工伤亡事故分类》（GB6441-86）
- 2) 《石油与石油设施雷电安全规范》（GB15599-2009）
- 3) 《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）
- 4) 《供配电系统设计规范》（GB50052-2009）
- 5) 《低压配电设计规范》（GB50054-2011）
- 6) 《建筑物防雷设计规范》（GB50057-2010）
- 7) 《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）
- 8) 《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）
- 9) 《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）
- 10) 《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）
- 11) 《油田注水工程设计规范》（GB50391-2014）
- 12) 《生产过程安全卫生要求总则》（GB/T12801-2008）
- 13) 《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》
（GB/T29639-2013）
- 14) 《油气田及管道工程仪表控制系统设计规范》（GB/T
50892-2013）
- 15) 《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2010）
- 16) 《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）
- 17) 《安全评价通则》（AQ8001-2007）
- 18) 《安全预评价导则》（AQ8002-2007）
- 19) 《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）

20) 《油气田地面管线和设备涂色规范》（SY/T0043-2006）

21) 《石油天然气工程总图设计规范》(SY/T0048-2016)

22) 《油气田和管道工程建筑设计规范》(SY/T0021-2008)

23) 《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》
(SY5225-2012)

24) 《陆上油气田油气集输安全规程》（SY6320-2016）

25) 《固井作业规程第1部分:常规固井》（SY/T5374.1-2016）

26) 《井身结构设计方法》（SY/T5431-2017）

27) 《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）

28) 《套管柱结构与强度设计》（SY/T5724-2008）

29) 《石油测井作业安全规程》（SYTT5726-2011）

30) 《井下作业安全规程》（SYTT5727-2014）

31) 《钻井井场、设备、作业安全技术规程》（SY/T5974-2014）

32) 《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SYTT6396-2014）

33) 《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）

34) 《井下作业井控技术规程》（SY/T6690-2016）

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) 《中国石化高处作业安全管理规定》(中国石化安[2016]4号)

- 4) 《中国石化作业许可安全管理规定》(中国石化安[2018]327号)
- 5) 《中国石化动土作业安全管理规定》(中国石化安[2016]21号)
- 6) 《中国石化承包商安全监督管理办法》(中国石化安[2017]603号)
- 7) 《关于进一步加强建设项目安全设施(陆上)和职业卫生“三同时”分级、分类管理工作的通知》(胜油 HSE[2016]36号)
- 8) 《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)
- 9) 《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)
- 10) 《胜利石油管理局有限公司胜利油田分公司地面工程建设 QHSSE 监督管理办法》(胜油局发〔2018〕84号)
- 11) 《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)
- 12) 《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) 《尚店油田尚 6-斜 015 井区零散调整工程可行性研究报告》(胜利油田分公司滨南采油厂, 2019 年 7 月);
- 2) 《关于尚店油田尚 6-斜 015 井区零散调整工程可行性研究报告的批复》(滨厂发[2019]92号, 2019 年 7 月 11 日);
- 3) 尚店油田尚 6-斜 015 井区零散调整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

本次评价对象为滨南采油厂尚店油田尚 6-斜 015 井区零散调整工程，具体内容如下：

1. 油藏工程：尚一区外围西部主要含油层系馆陶组、东营组，属中、高渗透构造岩性油藏。本次调整的尚 6-斜 015 井区位于尚一区外围西部区块，主要目的层为馆陶组，含油面积 0.32km²，地质储量 73×10⁴t。部署新钻油水井 5 口；

2. 钻采工程：本方案规划新钻井 5 口，均为定向井，尚 6-斜 015 井区馆陶组油井 6 口，工作制度为 $\Phi 56\text{mm} \times 1046.8\text{m} \times 5\text{m} \times (1-2)$ 次/min，配套内衬管+抗磨接箍防偏磨工艺；

3. 油气集输：按照油田“四化”设计标准，采用油井功图计量工艺，油井产液经计量输至滨五联合站集中处理。安装油井功图测量装置 4 套，新建 3 井式汇油阀组 1 座、2 井式汇油阀组 1 座，11 号站更新混输螺杆泵（ $Q=45\text{m}^3/\text{h}$ $P=1.6\text{MPa}$ ）1 座。敷设集输管线 $\Phi 76 \times 4.5-0.9$ 千米，采用 30 毫米厚泡沫黄夹克保温。

4. 注水：水源为滨六注水站。新建单井注水管线 $\Phi 76 \times 7-0.4$ 千米、洗井管线 $\Phi 76 \times 4.5-0.1$ 千米，配水间阀组扩头 1 组，新建注水井口 1 套。注水、洗井管线均采用 3PE 加强级外防腐。

5.其他:配套土建工程及供配电、自控、通信系统等。

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。

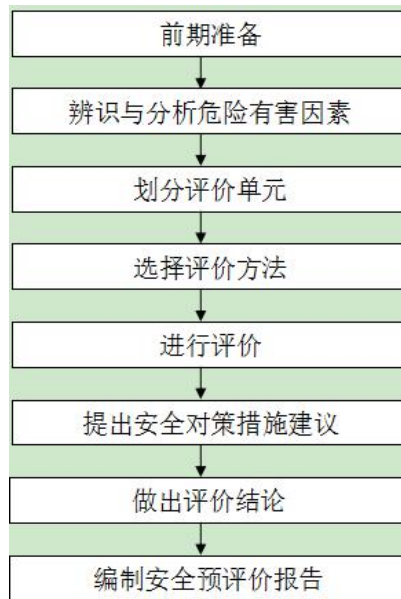


图 1.4-1 安全预评价程序框图

2 工程概况

2.1 工程基本情况

项目名称：尚店油田尚 6-斜 015 井区零散调整工程

项目性质：扩建项目

建设单位：胜利油田分公司滨南采油厂

建设地点：山东省滨州市

项目总投资：该项产能建设工程新增开发投资 3465.81 万元，其中钻井工程 2475.16 万元、采油工程 434.27 万元、地面工程 556.38 万元。

新增产能：0.48×10⁴t/a

2.2 自然环境概况

2.2.1 地理位置

尚店油田尚 6-斜 015 井区位于山东省滨州市经济技术开发区里则街道陈东村、刘宝西村及刘宝东村附近，区域中心东北距滨五站 3km，由滨南采油厂采油管理二区管理。尚 6 斜 141 井位于陈东村东 300m 处；尚 5 斜 013 井与尚 6 斜 011 井（水井）同台，位于刘宝西村以西 300m 处；尚 7 斜 014 与尚 7 斜 013 井同台，位于刘宝东村以东 400m 处，区域地表主要为村庄、农田、水塘等，地表条件复杂，交通相对方便。

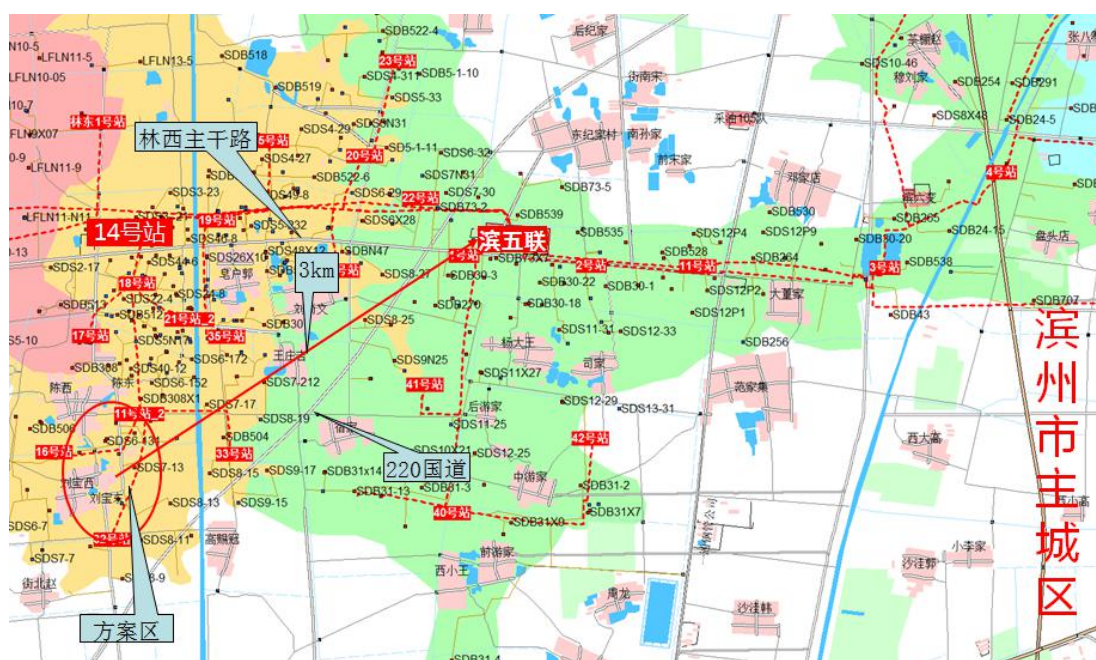


图 2.2-1 井区地理位置示意图

2.2.2 自然条件

本工程位于山东省滨州市经济技术开发区里则街道境内，工程所在地为温带季风性气候区，四季分明，冬季寒冷少雪，天气干燥，夏季炎热多雨，蒸发量大；春季多风沙，秋高气爽。

年平均气压	101.59 kPa
年平均气温	12.6℃
极端最高气温	39.9℃
极端最低气温	-20.2℃
年平均降水量	534.1mm
最大日降水量	209.7mm
最大积雪厚度	15cm
最大冻土深度	60cm
累年最大风速	25m/s
累年平均最多风向	SSE

抗震设防烈度	6 度
地震基本加速度	0.05g

2.3 油藏方案

尚店油田大部分地处山东省滨州市西部尚店乡、里则镇、杜店镇范围内，往西为林樊家油田，东南部为平方王油田，东部为滨南油田。

尚一区外围西部主要含油层系馆陶组、东营组，属中、高渗透构造岩性油藏。本次调整的尚 6-斜 015 井区位于尚一区外围西部区块，主要目的层为馆陶组，含油面积 0.32km²，地质储量 73×10⁴t。

尚 6-斜 015 井区地质储量 73×10⁴t，共有油井 6 口，开井 6 口，日液能力 118.1t/d，日油能力 22.0t/d，平均单井日产液 19.7t/d，日产油 3.7t/d，综合含水 79.5%，动液面 728m，采油速度 0.8%，累积产油 17.24×10⁴t，井区采出程度 23.6%。目前水井开井 3 口，单井日注 41.3 方/天，地层压降 2.5MPa。

2.4 钻井工程方案

2.4.1 钻井方式

本方案规划新钻井 5 口，均为定向井。具体组台情况见表 2.4-1。

表 2.4-1 新钻井方案

平台号	钻井顺序	井号	井别	井型	大门朝向
1#	1	尚 5-斜 013	油井	定向井	南
	2	尚 6-斜 011	水井	定向井	
2#	1	尚 7-斜 014	油井	定向井	南
	2	尚 7-斜 013	油井	定向井	
单井		尚 6-斜 141	油井	油井	-

2.4.2 井身结构设计

井身结构设计相关参数具体见下表：

表 2.4-2 井身结构设计参数表

井号	井身结构 (mm×m)
尚 5-斜 013	Φ 273.1×230+Φ 177.8×1316
尚 6-斜 011	Φ 273.1×240+Φ 177.8×1263
尚 7-斜 014	Φ 273.1×230+Φ 177.8×1407
尚 7-斜 013	Φ 273.1×240+Φ 177.8×1333
尚 6-斜 141	Φ 273.1×230+Φ 177.8×1333

2.4.3 钻井液设计

本方案井均采用泥浆不落地技术，新钻井钻开储层采用聚合物 MEG 钻井液体系。

表 2.4-3 钻井液体系

井型	开钻序号	钻井液体系
定向井	一开	膨润土浆
	二开直井段	钙处理-聚合物钻井液
	二开斜井段（储层段）	聚合物润滑防塌钻井液

2.4.4 钻机选型

本次方案 5 口新井均采用 30 型钻机。

2.4.5 采油工艺方案

尚 6-斜 015 井区馆陶组油井 6 口，工作制度为 Φ 56mm×1046.8m×5m×(1-2) 次/min，配套内衬管+抗磨接箍防偏磨工艺。平均日产液 19.7m³，平均泵挂 1046.8m，平均动液面 810.6m，泵效 56.3%，有杆泵举升有较好的适应性，举升方式能够满足生产要求。

(1) 泵径

根据油藏方案十五年指标预测，新井日产液量最高在 30m³/d 左右，4 口井造斜点平均 600 米，井斜角大于 25°，设计采用 Φ 57mm 斜井泵。

(2) 沉没度的确定

为保证抽油泵的有效充满程度，提高泵效，需要保证抽油泵足够的沉没度，以增加泵入口压力，沉没度确定为 400m。

（3）泵深的确定

根据公式： $L_{\text{泵}} = L_{\text{中}} - (P_{\text{地}} - P_{\text{合}}) / RL * 10^2 + H_{\text{沉}}$

根据以上公式，结合油井生产情况及井眼轨道参数，确定该块下泵深度为 1050 米。

（4）举升参数优化

根据有杆抽油系统优化设计软件计算，结合生产情况确定为：

抽汲参数： $\phi 57\text{mm}$ 泵 \times 泵深 1050m \times 冲程 5m \times (2-3) 次 min^{-1}

杆柱组合： $\phi 22\text{mm}$ 杆 550m + $\phi 25\text{mm}$ 杆 500m

抽油机悬点最大载荷：61.06KN，选择 600 型皮带机。

（5）尚 6-斜 015 井区馆陶组水井 3 口，笼统注水 1 口，采用玻璃钢油管注水，累注 0.64 万方；分层注水 2 口，配套防返吐分注管柱，累注水 12.66 万方，目前注水工艺满足该区块投注要求。

2.5 地面工程现状

2.5.1 集输系统现状

尚店油田尚 6-斜 015 井区零散调整工程新钻油井 4 口（井号：尚 6-斜 141、尚 5-斜 013、尚 7-斜 014、尚 7-斜 013），尚 6-斜 141 位于管理二区 11 号站北 350m 处，尚 5-斜 013 与新水井尚 6-斜 011 同台，位于 16 号站西南 300m 处，尚 7-斜 014 与尚 7-斜 013 同台，位于 32 号站东北 300m 处。目前各新油井周边都已建立完善的集输系统，已建油井井口产液经各计量站及集输管线管输至滨五联合站集中处理。

本次方案区新钻油井涉及已建计量站 3 座，分别是 11 号站、16

号站、32号站。

尚6-斜141井位于11号站北360m处，该站下辖8口油井，计量间阀组8井式，站内设有230KW加热炉1座，混输螺杆泵1座（ $Q=45\text{m}^3/\text{h}$ 、 $P=1.6\text{MPa}$ ），目前该站液量 $183\text{m}^3/\text{d}$ ，外输干压 0.52MPa ；站内螺杆泵由于在用时间长，目前腐蚀老化严重，频繁维修严重影响该站及上游3个计量站的液量外输。

尚5-斜013与新水井尚6-斜011同台，位于16号站西南300m处，16号站下辖5口油井，计量间阀组6井式，站内设有230KW加热炉1座，站内设备设施状况良好，目前该站液量 $90\text{m}^3/\text{d}$ 、油量 $8.1\text{t}/\text{d}$ ，外输压力 0.6MPa 。

尚7-斜013、尚7-斜014井同台，位于32号站东北280m处，32号站始建于1989年，目前本站所辖油井7口，液量 $150\text{m}^3/\text{d}$ ，计量阀组为8井式。站内设有230kW加热炉1座，各设备状况良好，外输干压 0.56MPa 。

32号站至11号站外输管线为 $\Phi 159\times 6$ 钢管，目前该管线外输液量 $150\text{m}^3/\text{d}$ ，该管线状况良好，能够满足方案需要。尚7-斜013、尚7-斜014两口同台井紧邻已建SDS7-X12井台，该井台外输管线为 $\Phi 114\times 5$ 钢管，进32号站，建于2018年，目前状况良好。

16号站至11号站外输管线为 $\Phi 159\times 6$ 钢管，目前该管线外输液量 $90\text{m}^3/\text{d}$ ，该管线状况良好，能够满足方案需要。

11号站至18号站外输管线为 $\Phi 159\times 6$ 钢管，目前该管线外输液量 $450\text{m}^3/\text{d}$ 。该管线状况良好，能够满足方案需要。尚6-斜141井附近有两口老井：尚20-12、尚40-12，这两口井串接进11号站，集油管线为 $\Phi 76\times 4.5$ 钢管，输量 $56\text{m}^3/\text{d}$ ，目前状况良好，能够满足方案需要。

18号站至14号站外输管线为 $\Phi 219 \times 6$ 钢管,目前该管线外输液量 $1900\text{m}^3/\text{d}$ 。该管线状况良好,能够满足方案需要。18号站站设有螺杆泵1台($Q=200\text{m}^3/\text{h}$ 、 $P=1.6\text{MPa}$),状况良好,各计量站来液在此加压后继续外输至14号站,外输干压 0.92MPa 。

14号站至滨五站外输管线为 $\Phi 219 \times 6$ 钢管,目前该管线外输液量 $3100\text{m}^3/\text{d}$ 。该管线状况良好,能够满足方案需要。

2.5.2 注水系统现状

尚6-斜012井区部署新钻水井1口(井号:尚6-斜011),转注井1口(井号尚6-131),新钻水井位于16号站南300m处,与油井尚5-斜013同台。按油藏预测指标预计第十年单井日注 51m^3 。按局注水水质标准及石油行业水质标准SY/T5329-2012的要求,注入水应达到注入层平均空气渗透率 $0.5 \sim 1.5\mu\text{m}^2$ 要求,目前使用的滨五污水源达到了水质要求。

本次方案区注水由滨六注负责,滨六注注水水源来自滨五污,滨五污于1990年建成投产,主要负责尚店、林樊家油田的供水和注水任务。2003年污水处理系统进行了改造,设计处理能力为 $10000\text{m}^3/\text{d}$,目前实际处理量已达 $7500\text{m}^3/\text{d}$,其中为林樊家油田供水 $3500\text{m}^3/\text{d}$,为滨六注供水 $4000\text{m}^3/\text{d}$,处理工艺为“重力除油+混凝沉降+压力过滤”。方案新增污水量 $107\text{m}^3/\text{d}$,还能满足方案需要。

滨六注于1986年建成投产,担负着尚店油田注水任务和污水回灌任务。截止目前,建有 2000m^3 容量储水缓冲罐2座,在装离心泵2台,柱塞泵3台,设计整站注水能力 $2.14 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$,设计注水压力 16MPa ,带有配水间24座,注水井132口。目前注水 $8200\text{m}^3/\text{d}$ (其中滨五污来水 $4000\text{m}^3/\text{d}$,滨一污来水 $4200\text{m}^3/\text{d}$),富余能力较多,

本次方案新增注水量 102m³/d，还能满足方案需要。

2.5.3 供配电系统

尚6-斜015井区建有6kV线路1条，即尚南线，线型为LGJ-95，电源引自滨六变电所。目前线路负荷率为40%。35KV滨六变主变容量为2×31500KVA，目前负荷11200KW，能够满足方案需要。

2.5.4 道路系统

方案区域内油田道路网络比较完善，油区主干路为沥青路，井场进井道路为土路。

方案区各新钻井都紧邻老井场，进井道路可以利用老进井路，部分老进井路由于在用时间长，不同程度出现损坏，坑洼不平，雨季时候道路泥泞，严重影响正常生产，需要更新改造。

2.6 地面工程方案

2.6.1 油气集输工程

2.6.1.1 基础数据

(1)原油物性、地层水物性

地面原油密度	0.953g/cm ³
地面原油粘度	760mPa.s
凝固点	-8℃
水型	CaCl ₂ 型
总矿化度	22651.0mg/L
氯离子	13293.75mg/L

(2) 设计参数

单井最大产液量	28.9t/d(第10年)
单井最大产油量	4.5t/d(第1年)
单井最小产液量	12.5t/d(第1年)

单井最小产油量	2.2t/d (第10年)
综合含水	92.3%
集输管线设计压力	1.6MPa
集输管线设计温度	80℃

2.6.1.2 规划方案

尚6-斜015井区已建有完善的集输系统，本次方案新钻4口油井依托已建地面集输系统，方案设计采用单管密闭加热集输工艺。井口均采用示功图计量。考虑到井区油井产液粘度偏高、腐蚀性较强，井口设置自动连续加药装置，对井筒进行加药。



图 2.6-1 井网完善调整方案集输管网图

尚6-斜141井采用功图量油，井口产液输至西边尚20-12井井场，在尚20-12井场新建3井式汇油阀组1座，新老井井口产液汇集后经已建单井集输管线输至11号站。尚6-斜015井场新建井口加药装置1套，新建单井管线采用Φ76×4.5 20#无缝钢管，长0.2km，跨沟1处，设置保护套管，采用Φ159×6 20#无缝钢管，长10m。11号站

内更新螺杆泵 1 台（ $Q=45\text{m}^3/\text{h}$ 、 $P=1.6\text{MPa}$ ）。

尚 5-斜 013 井采用功图量油，井口产液进 16 号站。井场新建井口加药装置 1 套，新建单井管线采用 $\Phi 76\times 4.5$ 20#无缝钢管，长 0.4km。单井管线过路、跨沟各 1 处，设置保护套管，采用 $\Phi 159\times 6$ 20#无缝钢管，长 30m。

尚 7-斜 013、尚 7-斜 014 井台井口产液采用功图量油，井场新建井口加药装置 2 套，新建 2 井式汇油阀组 1 座，井口产液经阀组汇集后进已建尚 7 斜 12 井台外输支干线。新建单井管线采用 $\Phi 76\times 4.5$ 20#无缝钢管，长 0.3km。

集输管线均采用泡沫夹克管，埋地敷设，管顶覆土不小于 1.0m，套管采用 2PE 外防腐、不内防。

本工程防腐内容主要为单井集输管线、穿路用钢套管的外防腐。根据周边管线防腐层使用情况，方案设计新建集输管线采用泡沫夹克管，套管外壁采用采用加强级 2PE 外防腐。

表 2.6-1 油气集输工程主要工程量表

序号	工程名称	单位	数量
1	单井集油管线 $\Phi 76\times 4.5$ 20#	km	0.9
2	无缝钢管 $\Phi 159\times 6$ 20#	km	0.04
3	井口连续加药装置	套	4
4	螺杆泵（ $Q=45\text{m}^3/\text{h}$ 、 $P=1.6\text{MPa}$ ）	座	1
5	井口采油装置	套	4
6	3 井式汇油阀组	套	1
7	2 井式汇油阀组	套	1

2.6.2 注水工程方案

2.6.2.1 基础数据

注水井总数 1 口，井号为尚 6-斜 011。根据地质部门预测，单井最大注水量 $51\text{m}^3/\text{d}$ （第十年）。根据油藏方案，注水水质指标为原 B2

级。根据钻采方案，第十年井口最大注水压力为 11.4MPa。目前注水站及管网的设计压力为 16MPa，新建注水系统压力等级 16MPa。

2.6.2.2 规划方案

新建单井注水管线引自 16 号站配水间，配水间内扩头 1 组，单井注水管线采用 $\Phi 76 \times 7$ 无缝钢管，总长 0.4km，过路跨沟需加套管，采用 $\Phi 114 \times 5$ 无缝钢管，总长 20m。新建注水井配套洗井流程，洗井废水采用 $\Phi 76 \times 4.5$ 无缝钢管，长 0.1km，进入同井台油井集输管线。新建注水管线、洗井管线均采用加强级 3PE 外防腐无缝钢管。注水采用高压自控流量仪计量，该流量计能自动录取流量数据，可远传和就地显示，并能自动控制调节流量。

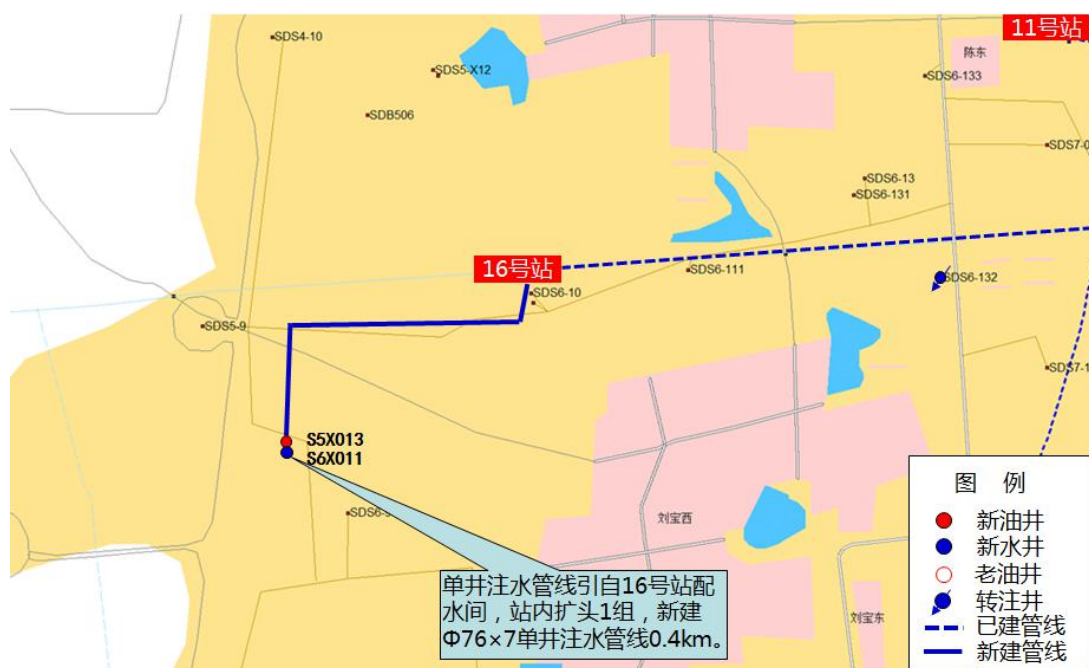


图 2.6-2 尚 6-斜 015 井区新建注水管线示意图

表 2.6-2 注水系统主要工程量表

序号	工程内容	单位	数量	备注
1	注水井口装置 PN16MPa	套	1	
2	配水阀组扩头 PN16MPa	组	1	
3	单井洗井管线 $\Phi 76 \times 4.5 \ 20$	km	0.1	3PE 外防

4	单井注水管线	Φ76×7	20	km	0.4	3PE 外防
5	无缝钢管	Φ114×5	20	km	0.02	套管, 2PE 外防

2.6.3 供配电工程

(1)设计范围

本工程配电主要为新建4口油井配套600型皮带机配电。

(2)供配电方案

方案区内已建6kV线路1条,根据负荷计算,线路可以满足新增负荷的需要。

尚6-斜141井场设计架设6kV配电线路0.1km,井场设50kVA变压器1台,型号为S13-M-50/6(10)/0.4kV。

尚5-斜013井场设计架设6kV配电线路0.2km,井场设50kVA变压器1台,型号为S13-M-50/6(10)/0.4kV。

尚7-斜013、尚7-斜014井台设计架设6kV配电线路0.1km,井场设100kVA变压器1台,型号为S13-M-100/6(10)/0.4kV。

新建6kV配电线路“T”接自附近已建配电线路,架空线路采用LGJ-70沿井场周边,向新建油井供电。变压器采用杆上安装,低压侧设XLW-21型低压配电箱1台。接地系统采用TN-C-S系统,电气设备正常不带电的金属外壳及工艺设备等均做可靠接地。抽油机配套电机采用超高转差变极三速电机,型号YTZ-280/M12-25/17/14KW。

供配电部分主要工程量见表2.6-3。

表 2.6-3 供配电部分主要工程量表

序号	项目名称及规格	单位	数量
1	变压器 S13-M-50/6(10)/0.4kV	台	2
2	变压器 S13-M-100/6(10)/0.4kV	台	1
3	6KV 架空线路 LGJ-70	km	0.4

4	抽油机配套电机及控制柜	台	4
---	-------------	---	---

2.6.3 自控及通信部分

(1) 自控设备选用原则

- ① 坚持安全、适用、经济、可靠的原则
- ② 在满足安全、工艺过程要求的前提下，仪表、设备选型力求统一，以便维护。

(2) 方案设计

① 自控

本次方案共新钻油井4口，扶停老油井2口，采用示功图计量装置计量，油井设四化标准油井控制柜1台，柜内安装井场RTU、多功能电表等数据采集装置，每口油井采集井口压力、井口温度、载荷、位移及电参数等，加热炉采集出口温度参数。

② 视频监控与数据传输

本项目新建4口油井（其中2口为同台井）、2口扶停老油井视频监控系统，井场各设有1套无线网桥实现自控数据上传功能，新钻油井数据通过无线网桥方式传输至附近基站，再转输至采油管理区监控中心。尚6-斜015井区所在区块目前还没有建成区域视频监控装置，为了完善管理二区视频监控网络，在17号站设置区域视频监控装置1套。

③ 电源、接地与防雷

新建井场自控与通信设备均采用交流220V电源供电。新建设备的接地方式采用联合接地，接地电阻应不大于 1Ω 。通信杆塔上的设备电源、信号回路均设置浪涌保护器以保护设备。

(3) 仪表选型

选型原则：

- ① 现场仪表的选型原则应遵守有关设计规范，选择技术先进、性能可靠、维护方便、适应当地环境条件、经济合理的现场仪表；
- ② 仪表设备的设计选型应尽量统一，选用设备的制造厂家应尽可能少，便于维修维护、购买备件和厂家售后服务；
- ③ 处于爆炸危险区域内的电动仪表，应根据防爆危险区域划分确定相应的防爆等级，一般采用隔爆型，防爆等级一般选用 ExdIIBT4，防护等级不低于 IP65；
- ④ 需要信号远传的检测仪表全部选用电动仪表，变送器应符合 IEC 标准，其输出信号为 4~20mA.DC(二线制)，直流 24V 供电。

现场仪表选型：

- ① 温度、压力检测仪表：根据需要测量温度和压力，仪表选用四化定型的一体化温压变送器。
- ② 载荷位移仪表：载荷位移仪表应选用具有无线功能的载荷传感器和拉线位移开关配合有线死点开关。

(4) 电缆敷设方式

- ① 井场内采用埋地敷设。电缆过路穿保护管。
- ② 露空电缆套镀锌钢管保护，电缆与仪表电气接口通过防爆挠性连接管连接。

自控及通信部分主要工程量见表 2.6-4。

表 2.6-4 自控及通信部分主要工程量表

序号	项目名称及规格	单位	数量
1	载荷、位移测量装置	套	6
2	单井视频监控装置	套	5
3	一体化温压变送器	台	6
4	智能压力变送器	台	6
5	控制柜 (RTU+电源模块)	台	6

序号	项目名称及规格	单位	数量
6	无线网桥	个	5
7	区域视频监控装置	套	1
8	控制电缆 KVV22 1×4×1.5	km	1.3

2.6.5 道路部分

(1) 结构部分

11 号站更新螺杆泵采用 C25 混凝土现浇基础。皮带机采用素土+灰土基础。

新建井场边界界墙采用现浇混凝土，总高 500mm，地面上 200mm，宽度 200mm，总长 768m。

(2) 道路部分

新建井场都位于老井井场附近，新井进井道路可利用已有老进井路，以老进井路为基础更新改造，其中尚 6-斜 014 井 0.08km、尚 5-斜 016 和尚 6-斜 011 井台 0.2km、尚 7-斜 013 和尚 7-斜 014 井台 0.1km。新建进井道路均采用灰土路，采用厂外辅助道路标准,设计车速 15km/h，路宽 4.0m,路基宽度 6.0m，道路横坡为 2%，平均填土高度为 0.5m，边坡 1: 1.5。

16 号站进站路上改造 Φ 800 涵桥 1 座。

(3) 场地填土

新建井场按照《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183-2004 中五级站场的防火要求对其进行平面布置，新建单井井场 1 座、2 井式井场 2 座，井场填土高度 0.5m。井场采用 300mm 素土+200mm 灰土，分层夯实，压实系数不小于 0.94。

2.6.7 组织机构及劳动定员

本次方案设计生产单位主要为油井，本次劳动定员由滨南采油厂

内部进行调剂，无需增加额外定员。

2.7 安全管理

2.7.1 组织机构

因甲方要求保密不予公开。

2.7.2 人员持证

因甲方要求保密不予公开。

2.7.3 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。

2.7.4 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，区块内不含硫化氢。原油、天然气物质特性及危险性见附表1、附表2，分析报告见附件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 $12^{\circ}\text{C} \sim 24^{\circ}\text{C}$ ，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、高腊、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： $5 \sim 15\text{V}\%$ ；自燃温度： $482 \sim 632^{\circ}\text{C}$ 。

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 钻井工程危险有害因素分析

3.2.1 钻前工程

钻前工程施工中需要用到推土机、卡车、挖掘机、起重机等设备来进行道路、井场土方施工和基础的摆放等作业。土方施工过程中存在的危害主要包括:用推土机平井场或推打简易公路时破坏地下的管线和电缆;地面不平可能导致推土机倾倒;机械施工设备和人员在同一井场作业,配合不当发生车辆伤害、物体打击和机械伤害事故。基础施工过程中存在的危害有起重伤害、车辆伤害、机械伤害和触电,具体包括:车辆行走或基础备料卸车时,观察不清,人员站位不当导致挤伤、碾伤事故;吊装作业时,千斤不稳或重物重心失衡导致吊车失稳倾倒,吊臂旋转范围内有人员活动,吊物时钢丝绳索断裂,造成人员伤亡事故;搅拌机操作时,料斗下有人通过,造成人身伤亡事故;施工现场有发电机,操作不当或未使用防护用品造成触电事故。

3.2.2 设备拆搬和安装

设备拆搬和安装作业使用车辆和设备多、作业周期长、流动作业、交叉作业频繁,较易发生车辆伤害、起重伤害、高处坠落、触电、机械伤害、物体打击等事故。施工现场存在的主要危害有高处坠落、物体打击、车辆伤害、机械伤害、起重伤害、触电等。设备运输过程中存在的主要危害是:井场未被充分压实,吊车千斤基础不稳容易造成车辆倾覆;运输过程中货物未捆绑牢固,导致滑脱或坠落;吊装过程井场人员、车辆众多,容易发生车辆伤害和起重伤害事故;井场电路

安装时易发生触电事故；井场动火作业时，易发生火灾爆炸事故；进入柴油罐、钻井液罐或石粉罐等受限空间进行清罐作业时，易发生窒息事故。

3.2.3 钻进阶段

钻进阶段涉及的作业过程比较复杂，不能超越程序进行作业，包括冲鼠洞、接钻头、下钻铤、下钻杆、接方钻杆、开泵操作、钻进、吊单根、接单根、卸方钻杆、起钻杆、起钻铤、卸钻头、井控设备安装调试作业等。

首次开钻时设备运行状态是否正常，各气、电路控制系统是否存在漏气、漏电或接错等现象等，可能造成物体打击、机械伤害、触电、设备损害等事故；钻头、钻具、套管、工具等体积和重量都比较大，劳动强度大，在接方钻杆、起吊钻杆、装卸钻头、操作大钳、吊卡、推摆钻杆等过程中时，如钻台工作人员配合不好，容易发生物体打击、机械伤害等人身伤害事故；二层台操作人员操作不慎，也容易造成高处坠落、物体打击事故。下表层套管时，在钻台大门前扣好吊卡后，人员如不及时躲避，容易造成碰、砸、撞、挤、扭、擦伤事故。

第二次开钻的工作内容主要包括：高压试运转、下钻、钻进和起钻等。在一口井的施工中，高压试运转易造成设备损坏和人身伤亡。下钻过程可能会遇到的井下复杂情况很多，如井眼垮塌、缩径、沉砂、油气上窜、井涌等，如果司钻在操作过程中注意不够或判断失误，有可能将钻具贸然下入复杂井眼，造成卡钻、顿钻等事故；如果下钻速度快，会产生很大的激动压力，容易憋漏地层。另外，在下钻过程中，钻井大绳卡进指梁会挂坏井架或二层台，容易造成物体打击和高处坠

落事故；下钻过程中，如果绞车高、低速离合器不放气，刹车失灵，可能导致顿钻重大事故；用大钳紧扣操作猫头时失误，有可能造成物体打击、机械伤害事故；在二层台工作时，有可能导致高处坠落或高处落物等人身伤害事故。

钻进过程中，在井浅时，因快速钻进，钻井液性能不完善，造壁性和悬浮性能差。可能造成井眼垮塌或沉砂埋钻具。井深时，可能会遇到地层压力异常，造成井漏、井涌、井喷以及井喷失控着火等严重事故。

起钻过程中，由于井下情况复杂，处理不当，可能引起上提遇卡、转盘憋劲大、打倒车、灌不进钻井液等情况。起钻速度快或钻头泥包，导致拔活塞，容易诱发井塌、井漏、油气水侵、井涌以及井喷和井喷失控事故；起钻过程中，如果绞车高、低速离合器不放气，防碰天车失灵，处理不当可能导致顶天车的恶性事故；在起钻过程中，如果司钻失误或与井口工作人员配合不当，可能造成单吊环起钻、崩砸井口工具、顶天车等事故的发生，可能导致一人或多人死亡的重大事故；井架工二层台操作时，容易发生高处坠落或高处落物伤人事故。

钻进过程中由于各种原因造成的复杂情况和事故还有很多，这些复杂情况多数是由于操作失误造成的，另外由于井下情况复杂，发生如井涌、井漏、卡钻、缩径、钻头泥包、井下落物等事故时，地面需要采取压井、划眼、倒划眼、解卡、扩眼、打捞等作业来处理井下事故，这些非正常作业又容易导致井喷失控、井喷、顶天车、顿钻、单吊环起钻等地面事故的发生。

3.2.4 固井、完井阶段

下技术套管或油层套管持续时间长，涉及工作人员多，劳动强度大，因此容易发生物体打击、高处坠落、机械伤害等事故。在固技术套管或油层套管施工过程中，固井车辆摆放时可能危害供电线路，容易造成触电、火灾或中毒窒息事故同时泵压会越来越高，井口、泵房、高压管汇、安全阀附近的流体伤人的危险性。摆放车辆未注意周围人员容易导致车辆伤害事故；管线连接及试压时容易发生物体打击事故；连接电路过程中容易发生触电事故；下灰管线连接不牢，人员站位不当，可能导致眼部伤害；替水泥浆过程中，井口、泵房、高压管汇、安全阀附近存在一定的流体伤人的危险性。完井后拆卸设备需要多工种配合作业，人员高处作业容易发生高处坠落事故，拆卸带压管线容易造成高压液体打击伤人事故；甩钻具过程中，容易发生物体打击事故。另外，电测及完井过程中存在着溢流、井涌、井喷、放射性伤害、高空坠落等危害。

3.2.5 测井过程

在测井过程中工作人员若不穿专用个体防护用具，有发生辐射伤害的危险，另外放射源若管理不善，或在运输过程管理不到位，极易丢失，一旦丢失将带来更大的危害。

测井过程中易发生落井事故，也可能发生溢流以及卡仪器、拔断电缆、仪器落井等事故。

3.2.6 完井后拆卸设备作业过程

完井后拆卸设备需要多工种配合作业，危险因素多，特别是拆卸钻具时，易发生吊钳伤人的事故。另外，在钻具下钻台时，也容易发

生砸伤人员的事故。

3.2.7 检修与保养过程

在设备保养或检修时，存在机械伤害、电气伤害、高处坠落等危险，甚至因此造成卡钻事故，处理卡钻事故是发生人身伤害最多的过程。

3.2.8 井下复杂情况及井下事故处理过程

井下复杂情况和井下事故包括：井涌、井漏、井塌、砂桥、泥包、缩径、键槽、卡钻、井喷、钻具或套管断落、井下落物等等。井喷失控是钻井、井下作业过程中可能发生的比较严重的事故，引起井喷的原因有：地层压力掌握不准；泥浆密度偏低；井内泥浆液柱高度降低；起钻抽吸；其他不当操作等。井喷事故发生后往往有大量易燃易爆、有毒气体和原油喷出，可能会发生火灾、爆炸或中毒事故，对环境和人员造成较大的危害。

3.3 井下作业危险有害因素分析

井下作业是采油过程中保证油水井正常生产的技术手段，井下作业内容主要有油水井维修、油水井大修、油层改造等。井下作业是在野外进行，流动性大，环境艰苦，并且多工种协作施工，生产过程中事故隐患较多，危险性较大。

1) 维护及常规井作业：易出现因作业前没有检查刹车系统，刹车失控造成严重事故；游动系统没有经常检查维护和保养、作业井架、大钩、吊环吊卡等设施没有经过检验，在解卡或重负荷作业时，发生大绳断落、井架倾斜折断或承重设施断裂等事故；井口操作不熟练、配合不当或防脱钩失效造成单吊环伤人；无证操作或通井机操作不熟

练、防碰天车失效等会发生顶天车或砸井口事件。

2) 射孔作业：施工前没有合理选配压井液或没有合理选择射孔方式引发井喷事故；防喷装置没有检查、试压，或不按照井控要求进行操作可能导致井喷事故。

3) 修井作业：在石油修井作业生产过程中，存在着井喷、中毒、人身伤害、火灾和爆炸等主要危害事故。

①井喷事故：包括井喷、井喷失控、井喷失控着火和爆炸，以及有害气体严重泄漏失控事故；

②中毒事故：由一氧化碳、二氧化碳等引起的中毒事故；

③人身伤害事故：因物体打击、高处坠落、油气火灾爆炸、触电、淹溺、坍塌、灼烫、机械伤害、窒息等造成的人身伤害事故；

④火灾和爆炸事故：井场明火、电器打火及落地油、井喷后火灾及爆炸、隔热管爆炸等事故。

4) 其他作业

本项目在钻井、井下作业过程中，若井场周边存在其他作业活动，可能会对本项目的作业产生影响，容易引起伤害事故的发生。如周边作业活动的人员操作失误，车辆、机械设备损坏等，可能影响到本项目，造成事故。

3.4 井控过程危险有害因素分析

井控的特殊性在于其本身就是一种防止井喷的安全技术手段，但同时井控作业中存在着较大的危险性，处理不当反而会使井喷失控，带来更加严重的后果。

在井控作业中若存在没提上钻具，影响压井；上提钻具过高，钻

头碰坏防喷器或钻具断落，影响压井；钻井液密度过低，造成严重欠平衡；钻井液密度过高，井口井底压力过高或漏井；没泵入泥浆，导致井口井底压力增高，发生卡钻；泥浆泵入过程中气体侵入，泵入泥浆速度总小于溢出速度；单泵运行，若泵发生故障，泥浆不足，导致压井困难或防喷器损坏等情况，均有可能发生井喷失控，带来更加严重的后果。

一般情况下发生井控风险的原因如下：

①起钻抽汲，造成诱喷。

②发现溢流后处理措施不当。比如，发现溢流后不及时正确关井，继续循环观察，致使气侵段钻井液或气柱迅速上移。

③井口不安装防喷器。井口不安装防器主要是认识上的片面性：其一，片面追求节省成本，想尽量少地投入设备折旧；其二，认为地层压力系数低，不会发生井喷，不需要安装防喷器。

④井控设备的安装及试压不合格。

⑤井身结构设计不合理。表层套管下的深度不够，技术套管下的深度靠上，当钻到下地层遇有异常压力而关井时，在表层套管外憋漏，钻井液窜至井场地表，无法实施关井。

⑥钻遇漏失层段发生井漏未能及时处理或处理措施不当。发生井漏以后，井内修井液柱压力降低，当液柱压力低于地层压力时就会发生井侵，井涌乃至井喷。

⑦同层相邻注水井不停注或不减压。由于油田经过多年的开发注水，地层压力已不是原始的地层压力，尤其是遇到高压封闭区块，它的压力往往大大高于原始地层压力。如果处于同一地层相邻的注水井

不停注，或是停注但不泄压，往往造成钻井或修井的复杂情况发生。

⑧思想麻痹，违章操作。由于思想麻痹，违章操作而导致的井喷失控。

3.5 地面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：油气集输系统新建采油井口以及供配电、自控等生产配套设施。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、管道敷设及交叉作业等危险性较大的作业，施工过程中的危险有害因素辨识如下：

1) 火灾、爆炸

设备、管道进行焊接和切割等用火作业之前要办理用火作业许可证。现场监护不到位、防护措施不落实等，旧管线内部介质处理不当、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；焊接过程存在的弧光辐射会对操作人员造成身体危害；焊接时使用的压力气瓶使用不当，如乙炔瓶倒放等，或者由于受热受冲击等原因，导致容器内气体压力升高，超过容器的极限压力，引发气瓶的物理性爆炸或喷射。

2) 坍塌

构筑设备基础、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。容易引起触电、机械伤害、车辆伤害、坍塌、高处坠落等事故。

①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。

②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。

③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) 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跨越安全围栏或超越安全警戒线，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可能造成触电事故。

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，可能造成触电或电气火灾事故。

④手持电动工具是在人的紧握之下运行的，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，造成触电事故。

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，有引发触电事故的可能性。

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，缺少安全标志或标志不明显等可能引发触电事故的发生。

⑦敷设新电缆时，不慎将原来运行中的电缆损伤，能引起触电伤害，锯断电缆时，若锯错电缆或电缆带电，以及施工使用的机具若不慎碰触运行的电缆也能引起触电伤害。

4) 高处坠落

在对变压器等高处的设备进行安装过程中，容易造成高处坠落、

物体打击等事故，主要因素有：高处作业时安全防护装置不完善或缺乏安全防护装置，人员安全培训不到位，作业时未正确使用安全带或安全带存在缺陷，作业中存在违章作业、违章指挥、违反劳动纪律的现象。

5) 机械伤害

在管线敷设的过程中，主要会存在下列危险有害因素：施工作业时车辆碾压造成已建管线损伤泄漏事故；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；管子组对时，手与管件近距离接触，易发生伤手事故；对口时需要使用切割机，容易发生机械伤害事故；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；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。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，则施工中极易对其造成破坏，引发火灾、爆炸、触电等安全事故；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。

6) 起重伤害

在新建变压器等设备以及管线敷设时，需要对设备进行吊运，在吊运过程中，因违章作业、起重设备的安全装置及保护措施失灵、吊车吊钩、钢丝绳、吊索具超载断裂，吊运时钢丝绳从吊钩中脱出，吊货物捆扎不牢固或作业时吊物下有人等情况，易发生起重伤害事故。

7) 其他作业

施工过程中由于处于双方或多方单位共同在一个井场工作的交叉作业状态，可能出现因交叉作业引发的安全事故。如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。

由于施工现场混乱，施工人员多而杂，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。在管沟内对口、防腐时，土方松动、裂缝、渗水、地下塌方，护垫支撑不牢，易造成人员伤亡；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。管线碰头、试压过程中，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。

3.6 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。

3.6.1 采油过程

采油生产属于野外分散作业,油井产出液为易燃、易爆的石油和天然气,有可能发生火灾爆炸、机械伤害、触电等事故，存在一定的危险性。

1) 火灾、爆炸

由于井口装置、管线等设备设施密封不严或因腐蚀穿孔、外部破坏等原因，以及正常取样、套管气释放时会造成油气泄漏，当遇到明火、电路打火、静电打火时，可能引发火灾事故，特别是加热炉点火过程，如果不遵守操作规程，当油气局部聚积达到爆炸下限浓度范围则可能引发爆炸事故。

2) 触电

变压器、配电箱、电气线路、单井计量装置等各种用电设备是造成触电事故的危险源，如果导线绝缘损坏或老化，保护接地、漏电保护等措施失效，带电作业不按规定穿戴防护用品，或缺乏电气安全知识违章作业，人触及带电体，有可能发生触电伤害事故。

3) 井喷事故

若井口采油树存在质量问题，闸门等损坏发生刺漏，抽油杆密封器失效或抽油杆断脱落入井底，人为的井口破坏或操作不当等均有可能使井内压力失控，造成井喷。

井下作业是采油过程中保证油水井正常生产的技术手段，井下作业内容主要有油水井维修、油水井大修、油层改造等。井下作业是在野外进行，流动性大，环境艰苦，并且多工种协作施工，生产过程中事故隐患较多，危险性较大。

1、维护及常规井作业：易出现因作业前没有检查刹车系统，刹车失控造成严重事故；游动系统没有经常检查维护和保养、作业井架、大钩、吊环吊卡等设施没有经过检验，在解卡或重负荷作业时，发生大绳断落、井架倾斜折断或承重设施断裂等事故；井口操作不熟练、配合不当或防脱钩失效造成单吊环伤人；无证操作或通井机操作不熟

练、防碰天车失效等会发生顶天车或砸井口事件。

2、射孔作业：施工前没有合理选配压井液或没有合理选择射孔方式引发井喷事故；防喷装置没有检查、试压，或不按照井控要求进行操作可能导致井喷事故。

3、修井作业：在石油修井作业生产过程中，存在着井喷、中毒、人身伤害、火灾和爆炸等主要危害事故。

①井喷事故：包括井喷、井喷失控、井喷失控着火和爆炸，以及有害气体严重泄漏失控事故；

②中毒事故：由一氧化碳、二氧化碳等引起的中毒事故；

③人身伤害事故：因物体打击、高处坠落、油气火灾爆炸、触电、淹溺、坍塌、灼烫、机械伤害、窒息等造成的人身伤害事故；

④火灾和爆炸事故：井场明火、电器打火及落地油、井喷后火灾及爆炸、隔热管爆炸等事故。

4) 机械伤害

抽油机运转时，其运动部位（平衡块、曲柄、电机轮、皮带等）若没有防护设施，有可能对靠近设备的人员造成机械伤害事故，常见的有抽油机电机皮带伤人、曲柄伤人、螺杆卷入衣物等。抽油机安装、保养、维修过程中，由于操作者需要近距离接触设备，也容易引发机械伤害事故。

5) 其他

1) 由于降粘剂等溶液泄漏后导致工作台面湿滑，操作人员容易摔倒受伤。

2) 降粘剂等溶液具有腐蚀性，在药剂补充过程中发生喷溅后，

易造成工作人员身体伤害。

3.6.2 油气集输过程

1) 火灾、爆炸

设备设施、管线腐蚀穿孔或法兰螺栓松动、垫子刺坏，阀门损坏，容器腐蚀穿孔或焊缝破裂，导致原油或天然气泄漏聚集，当原油蒸气与空气混合浓度达到爆炸极限时，遇点火源发生火灾、爆炸。若附近防爆电气失效或电气不防爆，或静电接地失效产生火花或遇明火易发生火灾、爆炸。

2) 物体打击

工作人员若操作不当或发生意外，易发生物体打击事故。管线等属于带压设备，当对其阀组等进行正对操作时，一旦介质刺出冲击到操作人员，将造成物体打击事故。

3) 触电

在操作变配电设施、抽油机控制柜时，如果导线绝缘损坏或老化，保护接地、漏电保护等措施失效，带电作业不按规定穿戴防护用品，或缺乏电气安全知识违章作业，人触及带电体，有可能发生触电伤害事故。

4) 高处坠落

在距坠落基准面 2m 以上的操作地点进行作业时，如果没有防护设施、防护设施安装不规范或防护设施出现严重损坏、脱焊等，操作人员有高处坠落的危险。

5) 车辆伤害

进入站区的各类车辆若存在故障或站内道路设置不合理、路面狭

窄、视野不良、路面不平以及驾驶员违章操作、注意力不够、站内行人违章等，都可能发生站内车辆伤害事故，对人员、生产设施等造成伤害。

6) 中毒窒息

本工程的毒性危害主要来源于原油、天然气等。

原油及其蒸气具有一定的毒性，经口、鼻进入人体，超过一定量时，可导致急性或慢性中毒，人接触较高浓度的原油蒸气后有头痛、精神迟钝、呼吸急促等症状。当原油粘附在皮肤上，会刺激皮肤或引起不同程度的中毒症状。原油蒸气比空气重，易在低洼、封闭或通风不良的作业场所聚集，中毒与窒息危害多易发生在设备检修、巡检作业的过程中。

天然气的基本组成是低分子烷烃，为低等毒性物质。接触高浓度天然气时，早期常有头昏、头痛、恶心、呕吐、无力、注意力不集中、呼吸和心率加速、不能做精细动作等症状，严重时可出现缺氧窒息、昏迷、呼吸困难，以至脑水肿、肺水肿等，醒后可有运动性失语及偏瘫。长期接触一定浓度的天然气，可有头昏、头痛、失眠、记忆力减退、恶心、食欲不振、疲劳无力等症状。

3.6.3 注水过程

(1) 物体打击

注水管线等属于带压设备，当对其阀组等进行正对操作时，若工作人员若操作不当或发生意外，一旦介质刺出冲击到操作人员，将造成物体打击事故。

(2) 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) 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。

3.7 自然环境因素分析

3.7.1 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。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。

3.7.2 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。

3.7.3 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了地震设防、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。

3.7.4 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。

3.8 周边井与本工程的相互影响分析

3.8.1 本工程对周边井影响

注水开发的油田,由于大量向地下注入冷水,注入液温度明显低于油藏温度,注入井周围形成一个冷却区,导致冷却区内岩石基质的收缩,从而在井底周围形成一个热弹性应力场。在这种应力场的作用下,油层的破裂压力、压裂裂缝的延伸及套管的使用寿命就将受影响。同样,在钻井过程中会造成地层压力的变化,有可能造成注水井的压力变化,从而导致管线破裂等。

3.8.2 周边井对本工程影响

新钻井受油田开发过程中各种井下作业(酸化、压裂、注水等)的影响,钻井难度明显增大,尤其是注水井的影响更大。在油田进行注水开发后,地层压力系统由原来静态的压力层析变成动态的多压力层系,地层的孔隙压力、破裂压力均发生了较大的变化。当油田地质构造复杂,断层多、断块小、断块间没有统一的压力系统,并且各区块开采程度不一、注采不平衡、地下动态变化大、压力系统紊乱,有事异常高压和异常低压在地层平面及剖面方向上同时并存,在这种复杂地层和复杂压力系统下钻调整井,出水、井涌、井漏时常发生。

3.8.3 地层出水对钻调整井的危害

(1)注水井关井泄压过程中,地层压力处于不断变化的状态,因而

发生溢流关井后,真正的地层压力难以准确确定,无法确定压井所需钻井液密度。

(2)地层出水对钻井液污染严重,导致钻井液性能发生很大变化,并且处理难度增大

(3)地层出水往往与卡钻、井漏等事故或复杂情况并发。出水后,钻井液密度降低,滤失量增大,滤饼收到破坏,造成井壁不稳,地层坍塌;加重后钻井液变性、润滑性变差,井底压差增大,极易发生压差卡钻事故。发生溢流出水后,若处理不及时,易引起井涌或井喷,若盲目增加钻井液密度,则易引起井漏,甚至形成喷楼共存的复杂局面

(5)完井电测时在出水井段易发生遇阻、遇卡现象。固井时出水井段易发生水泥浆窜槽等现象,影响了固井质量。

3.9 重大危险源辨识

3.9.1 辨识依据

按照《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)对重大危险源申报范围进行辨识。

3.9.2 重大危险源辨识结果

本项目涉及的原油、天然气属于危险化学品但是只涉及管道运输,没有储存设施。《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)规定“本标准不适用于危险化学品的厂外运输(包括铁路、道路、水路、航空、管道等运输方式)”,因此本工程不构成危险化学品重大危险源。

3.10 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) 本工程在钻采过程中可能发生井喷失控、车辆伤害、物体打击、机械伤害、触电、起重伤害、高处坠落、中毒窒息等；在生产运行过程中可能发生火灾、爆炸、物体打击、机械伤害、触电、高处坠落、车辆伤害、淹溺、中毒和窒息、承压管道爆裂等。

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六个评价单元进行评价:

- 1) 钻井工程单元;
- 2) 井下作业单元;
- 3) 地面工程施工作业单元;
- 4) 油气集输单元(包括井场、油气集输管网等);
- 5) 注水系统单元;

- 6) 配套设施单元（包括电力、道路及生产配套设施等）；
- 7) 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	钻井工程单元	预先危险性分析
2	井下作业单元	预先危险性分析
3	地面施工作业单元	预先危险性分析
4	油气集输单元	安全检查表 预先危险性分析
5	注水系统单元	安全检查表、预先危险性分析
6	配套设施单元	安全检查表 预先危险性分析
7	安全管理单元	安全检查表

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

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 钻井工程单元

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 钻井工程单元预先危险性分析结果

序号	主要危险	阶段	起因	影响	危险等级	预防措施
1	井喷	在钻进、起下钻等过程中	承钻井地层压力异常；承钻井周围有可能造成地层异常的施工井位；设计有误；测量有误；没有及时边起钻边灌泥浆；地层漏失严重；误操作；泥浆密度低；地层压力掌握不准；起钻抽吸；停泵时环空压耗消失；起钻过程修理设备；自动灌浆装置损坏且没有发现等。	处理不当造成井喷	III	承钻开发井必须地层压力明确,钻井位区域如果有注水井、压裂施工井等可能造成地层异常压力的施工,应对比研究分析；设计合理的钻井液密度；保持钻井液密度测量仪器的有效性；起钻及时灌满钻井液；正确处理地层漏失或油水浸；严格岗位操作规程；严格控制起钻速度；合理钻井设计并严格审核；起钻前,充分循环钻井液,至少循环两周,观察后效反应；严格落实井控管理规定；起钻前必须检查自动灌浆装置的可靠性；起钻时,尽可能不修理设备(钻开油气层后)等。
2	井喷失控	在钻进、起下钻及施工过程中	井喷后,没有立即关井；压井措施不当；防喷器闸板与钻具外径规范不配套；没有安装合理的防喷器；防喷系统的控制装置没有处于正确状态；储能器没有打足够合理的压力；防喷器的工作压力不足；进行固井时没有换与套管尺寸相应的防喷器芯子；下套管没有按规定灌满钻井液；现场没有配备足够的压井液；没有安装回压阀；井控系统没有按要求进行试压等。	可能导致火灾爆炸	III	关井应采取科学措施压井；安装防喷器时其闸板应与钻具尺寸外径相符；防喷器组合应满足设计要求；防喷器的工作压力必须满足控制地层压力要求；防喷系统的控制系统必须处于正常状态；储能器必须打足足够合理的压力；固井作业时应更换与套管尺寸相符的闸板芯子；起钻下套管必须按规定灌满泥浆；现场按设计要求配备足够数量、密度符合要求的钻井液,任何时候都应准备好带回压阀的单根钻杆；整个井控系统有效试压等。

序号	主要危险	阶段	起因	影响	危险等级	预防措施
3	井喷失控着火	在钻进、起下钻施工过程中	井喷或井喷失控后,由于井底喷出物撞击顶驱、井架等金属,钻具撞击顶驱、井架等产生的撞击火花;现场明火;违章吸烟;采取一切措施无效后没有及时停柴油机、发电机;没有及时断电;有效区域内的其他火源;静电火花;柴油机和进入井场的车辆没有配带排气筒阻火器;井场用电气不防爆等。	人员伤害、钻机钻毁、设备报废、财产损失	III	井场电器按防爆等级设置防爆电气,所有开关设置防爆开关,井场钻井设备的布局要考虑防火的安全。严格井场安全防火规定。
4	高压管汇事故	在钻井、固井施工作业过程中	高压管汇安装不合格,管汇质量不合格,管汇超压,管汇振动损坏。	设备损坏,人员伤害	II	高压管汇使用前严格检查并试压,高压管汇按标准安装,严禁超压使用,试压时人员远离高压管汇,高压区域设置醒目标志等。
5	受力物故障事故	在施工过程中	钻井钢丝绳、刹车系统等由于质量差、违章操作、超载等。	设备损坏,人员伤害,井下事故	II	认真执行井场管理制度,严格进行班前检查,确保刹车及防碰天车良好可靠,严禁超速、超载,钻井提升系统应经常检查其完好可靠性等。
6	钻具脱扣、断裂	在施工过程中	钻具管柱丝扣磨损或上扣扭矩不够,错扣,负荷过载,管柱钢级不够,违章操作。	管柱落井,管柱损坏,井下事故	II	管柱钻具质量检验;丝扣检查;严格操作规程;严禁超载;钻具上扣扭矩值达到规范要求等。
7	卡钻顿钻事故	在施工过程中	刹车失灵,违章操作,井下有落物,井身质量差,钻井液性能差等。	井下复杂事故	I	控制钻井液密度;严格按钻井技术措施施工;确保刹车系统安全可靠;严禁违章操作。
8	高处坠落	起下钻过程、设备安装过程	二层台操作不系安全带或安全带质量不合格,发生人员高处坠落事故。	人员伤亡	II	及时清理钻台面、梯子缸面等处的积水、积雪、泥浆;采用滑网等材料铺垫平面;清理杂物;注意行走安全;设立警示标志等;仔细检查安全带,严格按操作规程操作。
9	触电事故	钻井全过程	对电气没有良好接地,电气设备或线路破损,操作不当等。	人员伤亡	II	所有用电设备必须良好接地;电气检修要挂牌,并在操作时有人监护;及时更新和检修电气设备和线路;严格操作规程

序号	主要危险	阶段	起因	影响	危险等级	预防措施
						等。
10	车辆伤害事故	搬迁、交叉作业过程中	车辆、设备就位不合理，无专人指挥，不遵守起吊规定，车速过快等。	人身伤害	II	进入井场的车辆按规定行驶；交叉作业时有专人指挥；严格执行起吊规定；严禁在起吊范围内行走、站立。
11	机械伤害	施工过程中	转动设备伤害事故	人身伤害	II	所有电机、泵等必须安装固定好护罩；液压大嵌配置防挤手装置；严格按照规定操作。
12	放射性危险	测井施工作业过程中	放射源运输中未按规定配备押运人员；运输中途未按规定路线行驶；未按规定系牢；人员蓄意破坏；未按规定存放管理等。	人员辐射损伤	II	放射源运输中途严格按照规定执行；运输必须由专用车辆运输；必须持押运证人员押运；必须按规定路线运输；运输中途必须向沿途当地公安局申报；必须存放于井队指定位置；在施工期间必须有专人管理；存放期间必须有专用安全标志；正确穿戴人员防护服；人员培训等。
13	测斜失败事故	在测斜作业过程中	人员因素、仪器故障、测斜钢丝断裂、测斜仪器卡住等。	其他伤害	I	操作人员必须持证；严格按照操作规程操作；严格执行各项规章制度；下井仪器检查验收制度；严格检查测斜钢丝；钻井队配合周密；测斜电池检查，确保有效等。
14	测井仪器卡或落井	测井过程	操作错误；电测钢丝有断股；测井前未通井或短起下；配合不当等。	严重者可能造成弃井	II	执行操作规程；人员培训；持证上岗；仪器下井前检查；与钻井方配合密切；施工作业方案审核；测井前通井或短起下等。

5.1.2 预先危险性分析小结

根据以上分析结果，本工程钻井过程中可能发生的事故类别有井喷；井喷失控；井喷失控着火；高压管汇事故；受力物故障事故；钻具脱扣、断裂；卡钻顿钻事故；高处坠落；触电；车辆伤害；机械伤害；放射性危险；测斜失败事故；测井仪器卡或落井等事故。

可能发生的最严重的事故为井喷、井喷失控和井喷失控着火，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。高压管汇事故；受力物故障事故；钻具脱扣、断裂；卡钻顿钻事故；高处坠落；触电；车辆伤害；机械伤害；放射性危险；测斜失败事故；测井仪器卡或落井等事故，其危险程度均为II级或I级，应当引起足够的重视，采取针对性的防范与控制措施。

5.1.3 井口安全距离分析

新钻油井尚5-斜013、尚6-斜011、尚7-斜014、尚7-斜013、尚6-斜141，根据《钻井井场、设备、作业安全技术规程》(SY5974-2014)中规定的油气井与周围建(构)筑物、设施防火间距要求,见下表5.1-2。

表 5.1-2 油井与周边环境符合性一览表

名称	标准要求	周边情况	是否符合要求
高压线及其他永久设施	75m	尚6-斜141距西侧高压线78m	符合
民宅	100m	100m范围内无民宅	符合
铁路、高速公路	200m	200m范围内无铁路、高速公路	符合
学校、医院、大型油库等人口密集场所	500m	无此类设施	符合
一般油气井井口	5m	大于5m	符合

本工程采用定向井钻井方式,实际完井井口与现场勘查的井口位置可能会有一定出入。经实地勘查,新钻油井满足《钻井井场、设备、作业安全技术规程》(SY5974-2014)要求。

5.2 井下作业单元

5.2.1 预先危险性分析

本单元预先危险性分析结果见表5.2-1。

表5.2-1 井下作业预先危险分析表

序号	危险	可能原因	可能后果	危险等级	预防措施
----	----	------	------	------	------

序号	危险	可能原因	可能后果	危险等级	预防措施
1	井喷失控	<ol style="list-style-type: none"> 1. 作业过程中，出现异常地层。 2. 换装井口、起下管柱作业、射孔、压裂等作业过程中，思想麻痹，违规操作，造成井内压力失衡。 3. 应急措施不足，设备承压不足，防喷器失效等。 4. 抢喷工具不全。 	设备损坏，人员伤亡	IV	<ol style="list-style-type: none"> 1. 对压力进行实时监控，及时发现，及时控制。 2. 严格按照作业规程进行作业。 3. 井口配备相应的应急抢险设备，安装灵活可靠的井口装置和防喷器；及时检查和设备设施的完好。 4. 加强安全教育，预防为主。 5. 选好相应密度的压井液防止井喷事故的发生。 6. 优化井下作业工艺，制订应急措施，并定期演练。
2	火灾	<ol style="list-style-type: none"> 1. 管线或设备发生油气泄漏。 2. 井下作业发生井喷，油气喷出。 3. 雷电等。 4. 电气设备损害、短路等引起火灾。 5. 放喷出的油品遇明火。 	设备损坏，人员伤亡	IV	<ol style="list-style-type: none"> 1. 定期检查设备、管线，及时发现和预防泄漏。 2. 严格按照井下作业规程作业。 3. 严格动火制度，严禁现场明火。 4. 确保防雷防静电设施的可靠。 5. 严格安全用电和配备足够的电气保护装置。
3	爆炸	<ol style="list-style-type: none"> 1. 设备的实际操作压力超过所能承受的压力。 2. 设备腐蚀等造成承受压力降低，不能承受正常工作压力。 3. 爆炸器材发生爆炸。 4. 压裂过程中，造成异常超压引起爆炸。 	设备损坏，人员伤亡	IV	<ol style="list-style-type: none"> 1. 严禁设备、管线超压工作，定期对设备和管线进行检查。 2. 定期检查、校验安全阀和压力表。 3. 井场严禁烟火。 4. 严格爆炸性物品的管理。 5. 定期进行设备、管线的腐蚀检测，及时检修和更换。 6. 严格按照作业技术规程进行射孔和压裂等。
4	中毒和窒息	<ol style="list-style-type: none"> 1. 油气大量泄漏蒸发。 2. 现场人员没有配备相应的防护设备。 	人员伤亡	II~III	<ol style="list-style-type: none"> 1. 严格和明确油气泄漏后的应急措施和应急演练。 2. 加强操作人负的安全防护。
5	机械伤害	<ol style="list-style-type: none"> 1. 设备隐患。 2. 违章操作。 3. 精力不集中。 4. 操作技术不规范。 5. 违章指挥。 6. 其他意外原因。 	人员伤亡	II~III	<ol style="list-style-type: none"> 1. 加强设备检修。 2. 严格安全操作规程。 3. 加强安全培训教育。

序号	危险	可能原因	可能后果	危险等级	预防措施
6	高处坠落	<ol style="list-style-type: none"> 1. 高处作业设备、设施存在隐患。 2. 安全防护不合适。 3. 安全措施不到位。 4. 作业人员违规操作。 	人员伤亡	II~III	<ol style="list-style-type: none"> 1. 严格高处作业安全操作规程。 2. 穿带好必备的劳动防护用品。 3. 定期检查维修安全措施，查找和改进不安全的因素
7	物体打击	<ol style="list-style-type: none"> 1. 违章带压操作，设备零部件飞出伤人。 2. 操作不规范或不按操作规程进行操作等。 3. 高空落物。 4. 发生管线、设备刺漏等，内部高压介质发生冲击伤人。 	设备损坏，人员伤亡	II~III	<ol style="list-style-type: none"> 1. 严格操作规程。 2. 穿带好必备的劳动防护用品。 3. 定期及时检查和维修设备，尤其是承压部件的牢靠性。 4. 严格、明确应急措施。
8	触电及电气火灾	<ol style="list-style-type: none"> 1. 井场用电线路架设、布置不合理。 2. 线路绝缘不良。 3. 用电设备接地不良。 4. 作业工操作不当或违章操作。 5. 电气过载运行，接触不良、散热不良等。 	人员伤亡	II~III	<ol style="list-style-type: none"> 1. 合理架设布置用电线路。 2. 用线使用正规线。 3. 设立触电保护器等保护装置。 4. 及时检修电气线路，确保线路的接地、绝缘良好。 5. 电气设备加装过载保护，定期检查电气设备和电气线路，确保接触、散热良好，可能发生电气火灾周围严禁堆放可燃物。
9	起重伤害	<ol style="list-style-type: none"> 1. 违章作业、违章指挥。 2. 设备故障。 	设备损坏，人员伤亡	II~III	<ol style="list-style-type: none"> 1. 严格执行起吊规定；严禁在起吊范围内行走、站立和作业；车辆、设备就位、固定要合理等。 2. 严格设备检查，保证设备安全性，不符合要求的部件进行维修或更换。
10	车辆伤害	<ol style="list-style-type: none"> 1. 车辆违规驾驶。 2. 车辆发生故障。 	人员伤亡 车辆或设备损坏	II	<ol style="list-style-type: none"> 1. 严格车辆管理规定。 2. 及时维修、保养车辆。
11	其他	<ol style="list-style-type: none"> 1. 低温天气导致人员冻伤，高温天气引起中暑。 2. 人员不慎落入污水池。 3. 噪声。 4. 人员直接接触酸性物质 	设备损坏，人员伤亡	II	<ol style="list-style-type: none"> 1. 加强人员冬季保暖，配备必要的应急药品，采用必要的防暑措施。 2. 污水池周围设立一定的安全标志和安全防护措施。 3. 噪音区设立降噪措施。 4. 人员佩戴防护用品

5.2.2 评价小结

通过预先危险性分析,井下作业过程中存在的主要危险类型和危险等级有:井喷失控及井喷(Ⅳ级)、火灾(Ⅳ级)、爆炸(Ⅳ级)、中毒窒息(Ⅱ~Ⅲ级)、机械伤害(Ⅱ~Ⅲ级)、高处坠落(Ⅱ~Ⅲ级)、物体打击(Ⅱ~Ⅲ级)、触电及电气火灾(Ⅱ~Ⅲ级)、起重伤害(Ⅱ~Ⅲ级)、车辆伤害(Ⅱ级)、其他伤害(Ⅱ级)。

5.3 地面工程施工作业单元

5.3.1 预先危险性分析结果

本单元预先危险性分析结果见表 5.3-1。

表 5.3-1 地面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、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。 11、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、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)。 2、防止火花飞溅,注意火星飞溅方向,用水冲淋火星落点。 3、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。 4、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。 5、用火过程中,遇有跑料、串料和易燃气体,应立即停止用火。 6、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。 7、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	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>	<p>发生物体打击、坍塌、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、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。</p> <p>4、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>5、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>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。</p> <p>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。</p>
3	高处作业	<p>1、违章作业，不系安全带或者系挂不正确，或穿硬底鞋。</p> <p>2、施工使用的平台地面油污、地面滑等，高处施工平台、临边等无防护栏或安全设施；梯子有缺陷，绳索负荷不够；使用的安全带、安全网、安全帽等防护器材缺陷。</p> <p>3、施工作业过程中，使用的工具未放置在工具袋内或违规直接向上抛工具或材料，施工所使用的材料未固定好，以及施工场地周围未设置警戒等；在立体交叉施工过程中，施工安排不科学，同时缺乏必要的隔离防护措施或防护措施未落实，现场监护不到位等；高处</p>	<p>发生高处坠落、物体打击等事故造成人员伤亡和设备损坏</p>	<p>II</p> <p>1、高空作业人员要严格遵守高空作业的安全技术操作规程，凡是从事高空作业的人员，都必须经过专门培训，考试合格后，上岗作业。</p> <p>3、正确使用个人安全防护用品，在高处(2m以上)作业时，必须佩带安全带，并与已搭好的立、横杆挂牢，穿防滑鞋，作业时精神集中，团结协作，互相呼应，统一指挥，不得“走过档”和跳跃架子，严禁打闹玩笑、酒后上班。</p> <p>4、按安全施工组织设计作好安全技术交底工作，明确分工。</p> <p>6、使用的梯子要牢固，间距不得大于300mm。</p> <p>7、对高处材料应用吊车或人向下传递，严禁向下抛掷。</p>

		作业施工方案,措施不具体等。			
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、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、建立临时用电许可证制度。</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>

6	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。
---	------	---	----------------------	----	---

5.3.2 预先危险性分析小结

根据以上分析结果，本工程施工过程中可能发生的事故类别有火灾爆炸、触电、物体打击、坍塌、中毒窒息、高处坠落、机械伤害、车辆伤害、起重伤害等。

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。起重伤害、物体打击、高处坠落、中毒窒息、坍塌、触电、机械伤害和车辆伤害，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。

5.4 油气集输单元

5.4.1 区域位置及管线路由现场核实

尚6-斜141井采用功图量油，井口产液输至西边尚20-12井井场，在尚20-12井场新建3井式汇油阀组1座，新老井井口产液汇集后经已建单井集输管线输至11号站。井场新建井口加药装置1套，新建单井管线采用Φ76×4.5 20#无缝钢管，长0.2km，跨沟1处，需加套管，采用Φ159×6 20#无缝钢管，长10m。11号站内更新螺杆泵1台（Q=45m³/h、P=1.6MPa）。



图 5.4-1 新钻油井井场位置示意图

尚 5-斜 013 井采用功图量油，井口产液进 16 号站。井场新建井口加药装置 1 套，新建单井管线采用 $\Phi 76 \times 4.5$ 20#无缝钢管，长 0.4km。单井管线过路、跨沟各 1 处，需加套管，采用 $\Phi 159 \times 6$ 20#无缝钢管，长 30m。



图 5.4-2 新钻油井井场位置示意图

尚7-斜013、尚7-斜014井台井口产液采用功图量油，井场新建井口加药装置2套，新建2井式汇油阀组1座，井口产液经阀组汇集后进已建尚7斜12井台外输支干线。新建单井管线采用 $\Phi 76 \times 4.5$ 20#无缝钢管，长0.3km。



图 5.4-3 新钻油井井场位置示意图

本项目新建设施设备与周边环境安全间距符合性见下表：

表 5.4-1 新建设施设备与周边环境符合性一览表

设备设施	方位	周边情况	实际距离	规范距离	评价依据	是否符合要求
尚6-斜141井	西	6kv 滨六线	78m (杆高 11m)	≥ 1.5 倍杆高	GB50183-2004 4.0.7	符合
	西北	监控立杆	55m	≥ 20 m	GB50350-2015 11.2.10	符合
	南	街北陈村	150m	≥ 25 m	GB50183-2004 4.0.7	符合
尚5-斜013井	东	刘宝西村	155m	≥ 25 m	GB50183-2004	符合

					4.0.7	
	西	西海水库	195m	/	/	/
	南、北	荒地	/	/	/	/
尚 7-斜 013、 尚 7-斜 014 井	西	刘宝西村	145m	≥25m	GB50183-2004 4.0.7	符合
	东、 南、北	农田	/	/	/	/

经现场勘查，本项目新钻油井 4 口，井场周边均为农田或树林，进井路由井场铺设至就近的生产路，能够满足安全生产的要求；架空线路走向路由附近不存在易燃易爆场所，不涉及敏感设施。单井集油管线位于农田内，管线周边无构建筑物。

由于目前井场内各类设备设施、11 号站更新螺杆泵位置未明确，与其周边建构筑物的防火间距在现阶段还无法判断，应在下一步设计中按照标准规范要求设计到位。

5.4.2 安全检查表法评价

本节采用安全检查表法对滨南采油厂尚店油田尚 6-斜 015 井区零散调整工程油气集输单元进行安全检查，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）编制安全检查表，具体检查内容见表 5.4-2。

表 5.4-2 油气集输单元安全检查表

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
1	井场			
1.1	油气集输站场址，应根据已批准的可行性研究报告或油气田地面建设总体规划以及所在地区的城镇规划、兼顾集输管道的走向确定。	GB50350-2015 10.1.1	跟据地面建设总体规划以及所在地区的城镇规划、兼顾集输管道的走向确定。	√
1.2	站场址的面积应满足总平面布置的需要，并应节约用地。凡有荒地可利用的地区应	GB50350-2015 10.1.2	站场址面积符合总平面布置的需要，	√

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
	尽量不占用耕地。		且节约用地。	
1.3	站场址周边宜具备交通运输、供水、排水、供电及通信等依托条件。	GB50350-2015 10.1.6	具备可靠的供水、排水、供电及通信等条件。	√
1.4	机械采油井与100以上的居住区、村镇、公共福利设施之间防火间距不应小于25m。	GB50183-2004 4.0.7	防火间距大于25m。	√
1.5	机械采油井与相邻厂矿企业的防火间距不应小于20m。		井场周边无厂矿企业。	√
1.6	机械采油井距国家铁路线的防火间距不应低于20m；与工业企业铁路线的防火间距不应小于15m。		周边无铁路线。	√
1.7	机械采油井与高速公路之间防火间距不应小于20m；与其他公路之间防火间距不应小于10m。		井场周边无高速公路，与其他公路间距大于10m。	√
1.8	机械采油井与国家一、二级架空通信线的防火间距不应小于20m；与其他通信线的防火间距不应小于10m。		周边没有一、二级架空通信线，与其他通信线的间距大于10m。	√
1.9	机械采油井与35kV及以上独立变电所的防火间距不应小于20m。		周边没有变电所。	√
1.10	机械采油井与架空电力线的防火间距不应小于1.5倍杆高。		均大于1.5倍杆高。	√
1.11	采油井场的标高和面积应能满足生产管理和井下作业的需要。		GB50350-2015 4.2.5	井场符合要求。
1.12	油井与10kV及以下户外变压器之间的防火间距不应小于9m。	GB50183-2004 5.2.3	根据现有资料无法确定。	※
1.13	油井与阀组之间的防火间距不应小于5m。	GB50183-2004 5.2.3	根据现有资料无法确定。	※
1.14	阀组与10kV及以下户外变压器之间的防火间距不应小于10m。	GB50183-2004 5.2.3	根据现有资料无法确定。	※
1.15	混输泵与水套加热炉之间的防火间距不应小于10m； 混输泵与值班室、计量间之间的防火间距不应小于10m； 混输泵与配电室之间的防火间距不应小于15m。	GB50183-2004 5.2.3	根据现有资料无法确定。	※

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果																		
1.16	监控立杆与油井的水平距离不得小于20m。	GB50350-2015 11.2.10	根据现有资料无法确定。	※																		
1.17	油气集输站场的工艺设计应满足油气集输生产过程对站场的功能要求，并应设计事故流程。	GB50350-2015 4.1.7	满足油气集输生产过程对站场的功能要求。	√																		
1.18	油井井场应有醒目的安全警示标志，建立严格的防火防爆制度。	AQ2012-2007 5.6.4	根据现有资料无法确定。	※																		
1.19	<p>油井生产现场应设置如下警示标志及警句：</p> <p>1) 油井生产区</p> <p>a) 皮带式抽油机减速箱门外侧应设置警句：当心碰头挤手。</p> <p>b) 抽油机底部工字钢醒目位置应设置警句：停机断电保养、先停机后攀登。</p> <p>c) 皮带轮护罩外侧应设置警句：当心皮带挤伤。</p> <p>d) 抽油机爬梯横撑处应设置警句：登高系安全带。</p> <p>e) 抽油机护栏外侧应设置警句：旋转部位禁止靠近。</p> <p>2) 用电控制柜、接线盒等接送电设备</p> <p>a) 门外侧应设置警示标志：当心触电。</p> <p>b) 门外侧应设置警句：启停机戴好绝缘手套。</p> <p>c) 门内侧应设置警句：当心电弧、侧身操作。</p> <p>3) 变压器</p> <p>应设置警示标志：禁止靠近、当心触电。</p>	《胜利油田油气生产场所HSE警示标识及警句设置规范》(Q/SH10202152-2013) 5.1	根据现有资料无法确定。	※																		
2	集输管网																					
2.1	<p>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：</p> <p>表 7.1.5 埋地集输管道与架空输电线路安全距离</p> <table border="1"> <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">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	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																	
2.2	油气集输管道一般应埋地敷设，通过低洼地时，敷设方式应通过技术经济对比确定。位于沼泽、季节性积水地区等特殊地段的油气集输管道，可视具体情况采用埋地、管堤、地面敷设或架空敷设。	GB50350-2015 8.5.1	管道埋地敷设。	√																		

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
2.3	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 8.5.7	采用泡沫黄夹克保温,符合要求。	√
2.4	管道组件严禁使用铸铁件、螺旋焊缝钢管,宜采用锻钢、钢板、无缝钢管或直缝焊接钢管,其质量应分别符合国家现行标准的有关规定。	GB50350-2015 8.6.2	管道选用无缝钢管,符合要求。	√
2.5	油气集输管道所用钢管、管道组件的材质选择,应根据设计压力、设计温度、介质特性、使用地区等因素,经技术经济比较厚确定。采用的钢管和钢材,应具有良好的韧性和焊接性能。	GB50350-2015 8.6.3	符合要求。	√
2.6	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	管线穿越道路设置套管保护。	√
2.7	地下管线不应敷设在腐蚀性物料的包装、堆存及装卸场地的下面。距上述场地的边界水平间距不应小于2m。	SYT0048-2009 8.2.3	管线周围无上述场地。	√

5.4.3 预先危险性分析

本节针对油气集输系统单元所涉及的设备设施进行预先性危险分析。

表 5.4-3 油气集输系统单元预先危险性分析汇总表

序号	危险源	事故类型	触发条件	可能的事故后果	危险等级	对策措施
一	井场					
1	井口装置	火灾爆炸	1.原油泄漏; 2.油蒸气积聚; 3.存在点火源。	人员伤亡 设备损坏	III	1.加强设备管理,杜绝“跑、冒、滴、漏”; 2.采用防爆电气设备; 3.使用不产生火花的检修工具; 4.采取可靠的防雷、防静电措施; 5.为职工配备劳保防护用品; 6.禁止火源。

		物体打击	1.物体在惯性作用下飞出会坠落; 2.工具、部件或其他物体打到人体。	人员伤亡	II	1.设备、管线等避免带压操作; 2.避免上、下交叉作业; 3.严格遵守安全作业规程。
二	集输管网					
2	集输管网	火灾爆炸	<p>1.设计不合理,包括:</p> <p>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。</p> <p>2.管线内表面磨损、腐蚀</p> <p>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。</p> <p>3.管线外表面腐蚀</p> <p>①管材抗蚀性能不符合要求; ②植物根茎对防腐层破坏; ③防腐蚀措施失效; ④防腐层在运输、施工中被破坏,没有进行修补,或修补不能再满足防腐的需要而未及时进行更换; ⑤管线接口处防腐不能满足工艺要求等。</p> <p>4.施工质量问题</p> <p>①焊接缺陷; ②补口、补伤质量问题; ③管沟、管架质量问题; ④穿跨越质量问题; ⑤检验控制问题。</p> <p>5.疲劳失效</p> <p>①经常开停车或变负荷; ②管道设备设施在制造过程中由于存在开孔或支管连接,焊边存在错边、冷觉、余稿、咬边或夹渣、气孔、裂纹、未焊透、未熔合等内部缺陷,造成应力集中,随着交变力的作用,</p>	人员伤亡 设备损坏	III	<p>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;</p> <p>2.根据原油的性质采取合理的防腐措施;</p> <p>3.根据管道穿越地段土壤性质选择合理的防腐措施;</p> <p>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;</p> <p>5.疲劳失效常常发生在管道不连续处,应对这些几何不连续不稳或缺陷部位加强检查;</p> <p>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。</p>

		这些几何不连续部位或缺陷部位将产生疲劳裂纹，疲劳裂纹会逐渐扩展并最终贯穿整个壁厚，导致管道破裂。 6.管线受外力或液压、沉重物体压轧、打击等。			
	凝管	1.输油温度偏低； 2.长期不清管道，致使管壁结蜡严重。	设备损坏	II	1.升温加压挤顶； 2.沿管道开孔、分段挤顶； 3.严格控制停输时间； 4.严格控制输油温度； 5.严格控制输油流量。
	中毒	1.抢修等现场作业人员未佩带呼吸防护工具； 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。	人员伤亡	III	1.抢修等作业人员在原油大量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。
	机械伤害	1.人员违章作业； 2.检修工具质量不合格。	人员伤亡	II	1.加强现场作业管理，严格执行操作规程； 2.配备齐全、合格的工具及配件。

5.4.4 油气集输系统单元评价小结

1) 该单元安全检查表对滨南采油厂尚店油田尚 6-斜 015 井区零散调整工程的油气集输系统单元共 26 项内容进行了检查，其中符合要求的有 19 项，可研未涉及的有 7 项，无不符合项。本工程工艺完善、设备选型合理、安全设施配备基本满足安全生产要求。

本工程新上井场四周为农田或荒地，井场及管线四周没有敏感设施，满足标准规范的要求；井场布置能够满足生产管理和井下作业的需要；进井路布置合理；架空电力线路路由周边没有易燃易爆场所。

由于目前井场内各类设备设施、11 号站更新螺杆泵位置未明确，与其周边建构筑物的防火间距在现阶段还无法判断，应在下一步设计中按照标准规范要求设计到位。

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机械伤害、高处坠落、火灾爆炸、物体打击、中毒窒息、管线凝管等。

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。

5.5 注水系统单元

5.5.1 区域位置及管线路由现场核实

新建单井注水管线引自 16 号站配水间，配水间内扩头 1 组，单井注水管线采用 $\Phi 76 \times 7$ 无缝钢管，总长 0.4km，过路跨沟需加套管，采用 $\Phi 114 \times 5$ 无缝钢管，总长 20m。

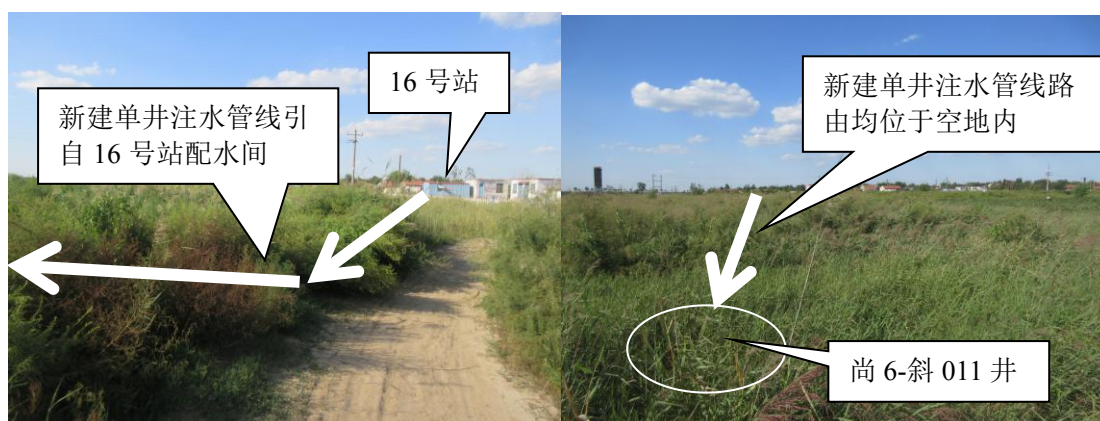


图 5.5-1 新钻井井场位置示意图

根据《油田注水工程设计规范》（GB50391-2014）5.2.1 中规定，注水管道敷设与建（构）筑物净距不应小于 5m。经现场勘查，本项目新钻水井 1 口，井场周边均为荒地。单井注水管线路由均位于空地内，注水管道与周边建（构）筑物安全间距符合要求。

5.5.2 安全检查表法评价

本节采用安全检查表法对尚店油田尚 6-斜 015 井区零散调整工程注水系统单元进行安全检查，检查表的编制依据《油田注水工程设计规范》（GB50391-2014）等标准。具体检查内容见表 5.5-1。

表 5.5-1 注水系统单元安全检查表

序号	检查内容	评价依据	备注	检查结果
1	注水管网的设计压力应按开发提供的井口注水压力与管道水头损失之和选取。	GB50391-2014 3.0.6	设计注水压力等级符合要求。	√
2	注水干管、支干管宜采用钢管。单井支管应根据介质、参数条件、运行维护要求和敷设条件经技术经济比较后确定选用金属或非金属管道。	GB50391-2014 5.1.4	采用钢管。	√
3	注水管道所用钢管、管道组件的选择，应根据设计压力、设计温度、介质特性经技术经济比选后确定。	GB50391-2014 5.1.6	经技术经济比选后确定。	√
4	钢制注水管道管件的选用应符合现行行业标准《高压注水管路配件设计技术规定》SY/T5270 中的相关要求，并应选用标准件。	GB50391-2014 5.1.7	选用标准件。	√
5	注水管道敷设应符合与建（构）筑物净距不应小于 5m；当特殊情况下小于 5m 时，注水管道应采取增强保护措施。	GB50391-2014 5.2.3	符合要求。	√
8	注水用高压钢制管道的选用，应符合耐压强度计算的壁厚要求，并按附加值列项，正确合理地确定管子的规格。	GB50391-2014 5.3.1	经计算后确定。	√
9	注水井口设计应满足井的正注、反注、合注、正洗、反洗、取样、测试及方便井下作业的要求。	GB50391-2014 6.2.1	满足上述要求。	√
10	注水井口应设有截断阀、油压表、套压表，宜设有来水止回阀。注水井口还应设取样阀。	GB50391-2014 6.2.2	可研中未涉及。	※
11	注水井口宜露天设置，注水井场的标高和面积应能满足生产管理和井下作业的要求。	GB50391-2014 6.2.4	露天布置，注水井场的标高和面积能满足生产管理和井下作业的要求。	√
12	处于人口稠密区的注水井口应采取防止人员靠近的防护措施。	GB50391-2014 6.2.5	注水井口位于农田中。	√
13	钢制注水干管、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	可研中未说明，下一步设计应明确。	※
14	注水管道穿越、跨越铁路、公路、水渠和河流的工程设计，应符合现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》	GB50391-2014 5.2.2	未穿跨越公路。	√

GB50423 和《油气输送管道跨越工程设计规范》GB50459 的有关规定。			
---	--	--	--

5.5.2 预先危险性分析法评价

对注水系统单元进行预先危险性分析如下表 5.5-2:

表 5.5-2 预先危险性分析结果汇总

序号	危险源	事故类型	触发条件	可能的事故后果	危险等级	对策措施
1	注水系统	物体打击	1.高压介质刺漏打到人体; 2.带压操作时, 部件或工具在压力作用下飞出, 打到人体。	人员伤亡	II	1.带压操作严格遵守安全操作规程; 2.压力管线投产运行前应进行强度和密封性试验; 3.运行后对密封、焊接部位应进行全面检查; 4.对泵房、阀组间地面上高压管线定期进行腐蚀性检查; 5.采取可靠的防腐措施; 6.高压管线穿、跨越容易受机械损伤的地点, 应加强防护; 7.管线应采取可靠的消除热应力的措施; 8.定期巡检; 9.每次进行带压操作前应认真检查, 故障状态下禁止强行操作。
		管道爆裂	1.压缩势能; 2.强度下降; 3.超压且安全泄放措施失效。	设备损坏	II	1.合理设计、正确选材; 2.采取可靠的防腐蚀措施; 3.投产运行前应进行强度和密封性试验; 4.定期进行腐蚀性检查; 5.安全泄放装置定期校验、手动试验; 6.对系统压力即时监控, 注入泵出口高压报警, 超高压联锁停泵; 过滤器出口低压报警; 7.注聚泵采用变频控制, 调节排量、恒压供液。

5.5.3 注水系统单元评价小结

1) 该单元安全检查表对尚店油田尚 6-斜 015 井区零散调整工程注水系统单元共 14 项内容进行了检查, 其中符合要求的有 12 项, 可研未涉及的有 2 项, 无不符合项。注水工艺完善、设备选型合理、安全设施配备基本满足安全生产要求。

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物体打击、管道爆裂等。事故后果等级为 II 级, 后果相对较轻, 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。

5.6 配套设施单元

5.6.1 安全检查表法评价

根据《低压配电设计规范》(GB50054-2011)、《油田油气集输设计规范》(GB50350-2015) 等标准、规范, 编制安全检查表, 对滨南采油厂尚店油田尚 6-斜 015 井区零散调整工程的配套设施单元进行评价。具体检查内容见表 5.5-1。

表 5.5-1 配套设施单元安全检查表

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
1	供配电			
1.1	机械采油井用电负荷等级为三级。	GB50350-2015 11.1.1	油井用电负荷按三级设计。	√
1.2	三级负荷采用单回路、单变压器供电。	GB50350-2015 11.1.2	单回路、单变压器供电。	√
1.3	当油气田内部采用集中供电或分片集中供电时, 宜以负荷相对集中的站场为中心设置中心变配电所, 以 110kV、35kV、20kV、10kV 电压等级供电, 并应在各用电负荷点设置恰当的变配电所。 油田配电线路电压宜优先采用 10kV, 对于远距离且分散的地区, 也可采用 35kV 或 20kV。	GB50350-2015 11.1.3	电源就近 T 接于已建 6kV 架空线路。	√
1.4	采油井场(非井排)变压器宜采用柱上安装或其他安装方式, 变压器的平均负荷率不应低于 30%。	GB50350-2015 11.1.4	井场设置变压器, 柱上安装。	√
1.5	电缆的路径选择, 应符合下列规定: 1 应避免电缆遭受机械性外力、过热、腐蚀等危害。2 满足安全要求条件下, 应保证电缆路径最短。 3 应便于敷设、维护。	GB50217-2007 5.1.1	路径选择满足要求。	√

	4 宜避开将要挖掘施工的地方。 5 充油电缆线路通过起伏地形时, 应保证供油装置合理配置。			
1.6	带电部分应全部用绝缘层覆盖, 其绝缘层应能长期承受在运行中遇到的机械、化学、电气及热的各种不利影响。	GB50054-2011 5.1.1	用绝缘层覆盖。	√
1.7	配电线路应装设短路保护和过负荷保护。	GB50054-2011 6.1.1	设有短路及过载保护。	√
1.8	配电线路路径和杆位的选择应避开低洼地、易冲刷地带和影响线路安全运行的其他地段。	DL/T 5220-2005 5.0.3	架空线路路径和杆位择优选择。	√
1.9	配电线路应避开储存易燃、易爆物的仓库区域, 配电线路与有火灾危险性的生产厂房和库房、易燃易爆材料场以及可燃或易燃、易爆液(气)体储罐的防火间距不应小于杆塔高度的1.5倍。	DL/T 5220-2005 5.0.5	配电线路路径周边没有易燃易爆场所。	√
1.10	柱上式变压器台底部距地面高度, 不应小于2.5m。	DL/T5220-2005 11.0.4	可研中未涉及。	※
2	防雷、防静电			
2.1	对爆炸、火灾危险场所内可能产生静电危险的设备和管道, 均应采取防静电措施。	GB50183-2004 9.3.1	所有新建的金属管道、支架等均做防静电接地。	√
2.2	电气设备的外露可导电部分, 必须与接地装置有可靠的电气连接。成排的配电装置的两端均应与接地线相连。	GB50053-2013 3.1.4	与接地线相连。	√
2.3	地埋管道上应设置接地装置, 并经隔离器或去耦合器与管道连接, 接地装置的接地电阻应小于 30Ω。	GB15599-2009 4.7.4	设置接地装置。	√
3	土建道路			
3.1	油气集输站场道路的设计应满足生产管理、维修维护和消防等通车的需要。	GB50350-2015 11.8.1	道路的设计满足生产管理、维修维护和消防等通车的需要。	√
3.2	五级油气站场道路可采用次高级或中级路面, 消防路宜采用砂石路面或混凝土连锁路面砖路面。	GB50350-2015 11.8.4	道路的规格符合要求。	√
3.3	通向分井计量站及井场的道路可采用 4m 或 3.5m 宽的土路, 长度超过 500m 时应设错车道。	GB50350-2015 11.8.11	井场的道路规格符合要求。	√

4	其他			
4.1	通信系统应满足油田生产管理对通信业务的需求,并应能为数据传输提供可靠的通信通道。	GB50350-2015 11.2.1	通信工程设计符合标准要求。	√
4.2	本区域建(构)筑物按地震烈度7度设防。	GB18306-2001 4.1	按7度设防。	√
4.3	建(构)筑物设计应保证结构安全、可靠,符合现行国家结构设计规范的要求,还应满足抗震、防火、防爆、防腐蚀、防噪声、环保及节能等要求。	GB50350-2015 11.4.1	符合要求。	√

5.6.2 预先危险性分析法评价

对配套设施单元进行预先危险性分析,结果汇总于下表5.6-2。

表 5.6-2 配套设施单元预先危险性分析汇总

序号	危险源部位	导致的事 故类 型	触发条件	危险等级	安全对策措施
1	变压器	触电	1、安全距离不足; 2、防护措施失效; 3、违章或失误; 4、无可靠的遮拦措施; 5、误入危险区。	II	1、严格遵守电气作业安全管理制度和安全法作业规程; 2、电气作业人员持证上岗。 3、电气作业应加强个体防护,穿戴齐全各项绝缘防护用品。 4、变压器与变压器之间、与其他设备之间的间距应符合要求; 5、变压器四周应加可靠的遮护,采取防止无关人员误入的措施; 6、设置警示标志; 7、外壳应可靠接地,并设置接地故障保护。
		电气火灾	1、内部绝缘损坏、老化引起短路; 2、接触不良; 3、过电压击穿; 4、外界火烤; 5、动物接触引起短路。	II	1、加强变压器的绝缘检查,确保各部件绝缘良好; 2、加强变压器的密封检查,确保各部位密封状况良好,防止漏油、渗水现象发生; 3、加强变压器的运行监视,发现异常,要认真分析,正确处理; 4、保证变压器保护装置可靠投入; 5、加强变压器油务管理和监督,定期化

					<p>验；</p> <p>6、设置防止小动物接近的措施；</p> <p>7、定期清洁积垢部位，防止闪络起火；</p> <p>8、设置雷击、操作过电压等保护；</p> <p>9、变压器与易燃易爆场所保持足够的安全间距，检修时禁止使用酒精、汽油等易燃品草食变压器外壳和带电部位。</p>
2	配电装置	触电	<p>1、绝缘失效；</p> <p>2、安全距离不足，且无可靠的遮护；</p> <p>3、接地保护、漏电保护失效；</p> <p>4、违反安全作业规程；</p> <p>5、误触。</p>	II	<p>1、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>2、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>3、电气设备、线路设置接地保护、漏电保护；</p> <p>4、电气作业严格遵守安全作业规程，电气作业人员持证上岗；</p> <p>5、设置防触电警示标志。</p>
		电气火灾	<p>1、短路；</p> <p>2、过负荷运行；</p> <p>3、接触不良；</p> <p>4、散热不良；</p> <p>5、外界火源。</p>	II	<p>1、设置短路、过载、过电压保护；</p> <p>2、电气连接部位连接应可靠；</p> <p>3、变配电室应保证良好的通风，电气设备的散热系统应保证运转良好；加强运行监视，发现温升异常，及时处理；</p> <p>4、电气设备与易燃易爆物质应保证足够的防火间距；爆炸危险场所应采用防爆电气设备；配电室内严禁堆放可燃物；电缆进户、进装置处采取阻火设计。</p>
3	构筑物	坍塌	<p>1.设计不当；</p> <p>2.施工不当；</p> <p>3.过载。</p>	II	<p>1.规范设计，严密计算，严格设计审核；</p> <p>2.加强施工过程中的监督监理，确保建筑施工质量；</p> <p>3.施工过程中不得随意更改设计方案；</p> <p>4.基础应进行可靠处理，防止过大的不均匀沉降使结构失稳；</p> <p>5.建筑的结构设计应考虑大型设备检修吊装时的荷载；</p> <p>6.按基本地震烈度设防。</p>
4	车辆	车辆伤害	<p>1.车辆故障；</p> <p>2.操作失误。</p>	II	<p>1.司机持证上岗；</p> <p>2.杜绝违章操作；</p> <p>3.进站后应按规定路线和地点行驶和停放；</p> <p>4、作业人员和行人注意安全。</p>

5.6.3 配套设施单元评价小结

1) 该单元安全检查表对滨南采油厂尚店油田尚6-斜015井区零

散调整工程的配套设施单元共 19 项内容进行了检查，其中符合要求的有 18 项，可研未涉及的有 1 项，未发现不符合项。该项目配套设施完善，能够满足安全生产的需求。

2) 通过预先危险性分析可知，该单元可能发生的事故主要有触电、电气火灾、坍塌、车辆伤害等，事故后果等级为 I ~ II 级，应当引起足够的重视，采取针对性的防范与控制措施。

5.7 安全管理单元

5.7.1 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 5.7-1。

表 5.7-1 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	<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>	<p>《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》 第七条</p>	<p>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。</p>	√
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</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>管理二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>	√

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
	<p>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>			
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>管理二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>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。</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>	√
6	<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、</p>	<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</p>	<p>施工管理符合要求。</p>	√

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
	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。			
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。	√
13	各级安全生产监督管理部门应当将本部门应急预案的培训纳入安全生产培训工作计划,并组织实施本行政区域内重点生产经营单位的应急预案培训工作。 生产经营单位应当组织开展本单位的应急预案、应急知识、自救互救和避险逃生技能的培训活动,使有关人员了解应急预案内	《生产安全事故应急预案管理办法》 第三十一条	有应急预案培训计划。	

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
	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。			
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	建立了应急联络通讯录，包括注采站应急联络通讯录、上级和相关单位应急联络通讯录、地方政府应急联络通讯录。	√
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，现场处置、气体监测、医疗救护等核心处置成员有生产副经理、安全主任监督、技术管理岗、生产运行岗、注采站值班干部、管井工、维修工（具备相关资质的人员）。	√
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，应急物资装备。	√
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，并定期对员工开展应急培训。	√

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
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	注采站每月组织应急预案演练，有应急预案演练评价报告。	√
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。	《胜利油田应急管理辦法》 3.1.4.3	符合要求。	√
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。	√
22	特种设备使用单位应当建立岗位责任、隐患治理、应急救援等安全管理制度，制定操作规程，保证特种设备安全运行。	《中华人民共和国特种设备安全法》 第三十四条	制定相关制度。	√
23	特种设备使用单位应当对其使用的特种设备进行经常性维护保养和定期自行检查，并作出记录。 特种设备使用单位应当对其使用的特种设备的安全附件、安全保护装置进行定期校验、检修，并作出记录。	《中华人民共和国特种设备安全法》 第三十九条	定期进行检查。	√
24	特种设备安全管理人员应当对特种设备使用状况进行经常性检查，发现问题应当立即处理；情况紧急时，可以决定停止使用特种设备并及时报告本单位有关负责人。 特种设备作业人员在作业过程中发现事故隐患或者其他不安全因素，应当立即向特种设备安全管理人员和单位有关负责人报告； 特种设备运行不正常时，特种设备作业人员应当按照操作规程采取有效措施保证安全。	《中华人民共和国特种设备安全法》 第四十一条	进行经常性检查。	√

5.7.2 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 24 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二区建立了完善可靠

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 井喷事故

6.1.1 事故经过

南方石油公司打2号预探井，该井位于我国南方某市郊区，周边地势平坦，该井口周边2km范围内有居民7800余人，井口与周边居民住宅距离不足60m。设计井深550m，目的层为上第三系上新统茨营组第三段气层，不含硫化氢等有害气体。该井由北方石油勘探局钻探公司660钻井队承钻。该井钻井工程设计单位是北方石油勘探局工程技术研究所，该设计的审批部门是南方石油公司勘探开发分公司。

2号预探井于11月22日开钻，11月29日二开钻进。12月1日钻至井深491m后，按设计要求下钻取芯。取芯钻进至498.80m后起钻，未发生异常现象。12月1日22:30再次下钻到井底，因下钻时疏忽，钻具未按设计要求将回压阀组合到钻具中。石油公司监督虽已发现这一问题，但以剩余进尺不多为由，未下达立即起钻更换钻具组合的指令，致使这一重大隐患未能及时消除。12月2日凌晨1:20钻至井深550m完钻，循环至2:10后开始起钻。当时钻井液密度、黏度符合工程设计要求，井口无任何异常显示。当2:50起出第3柱钻具，正在起第4柱钻具时，发现钻井液从钻具内突然涌出，井喷随之发生。井队抢接回压阀失败，井喷失控。喷至7:00，井下压力开始减弱，660钻井队立即抢接上回压阀和方钻杆，井喷得到控制。井喷失控约4个小时，险情于7:30解除，随后恢复正常施工。井喷期间，风力1~2级，喷出的天然气和泥浆随风向扩散。

6.1.2 事故原因

(1) 井内液柱压力不能有效平衡地层压力，从而导致气浸和井涌。

为防止起钻过程发生井喷，工程设计要求“每起一个立柱灌满一次泥浆”，而在实际操作中，实行“两柱一灌”，致使灌浆时间滞后。同时，坐岗人员经验不足，加上夜晚不易观察，不能准确判断实际灌浆效果。使得井筒内、钻具内液柱压力低于井下地层压力，从而造成气体浸入钻具造成井涌。

(2) 未按设计要求组合钻具，是造成井喷失控的直接原因。

工程设计要求，二开后钻具组合中的回压阀要安装在钻头的上部。钻至491~498.80m井段取芯时，因取芯钻进需投球割芯，故必须将回压阀从钻具组合中拆除。取芯结束后，又重新下钻到井底，但此时忘记将回压阀组合到钻具组合中，而是将回压阀安装到方钻杆保护接头下，当钻井完毕起钻时，回压阀随同方钻杆一同卸下，使得钻具组合完全不具备内防喷功能。以致完钻起钻发生气浸时，井下流体顺利进入钻具内，加之该井系550m的浅井，流体上升行程短，一经发生气浸，短时便可形成井涌，并迅速造成井喷。

(3) 现场监督管理不严，是事故发生的间接原因。

钻井过程中，南方石油公司不认真履行监督职责，随意降低工作标准，是造成事故发生的重要原因。660钻井队违反灌浆规定，擅将“一柱一灌”改为“两柱一灌”，甲方监督未及时制止；完钻钻具组合缺少井下回压阀，南方石油公司监督已经发现，却未能果断下达起钻变更钻具组合的指令。致使这些重大隐患未能及时消除，导致井喷事故

的发生。

6.1.3 防范措施

1.钻井队必须配齐所有内防喷工具。二开后各趟钻具入井，必须在钻头处安装回压阀。

2.钻井队除应配备远程控制台外，还必须同时配备使用司钻控制台，确保井下突现异常时，最大限度缩短关、封井时间。

3.采用连续灌浆，并配备使用专用小型灌浆罐，提高泥浆灌入量的计量精度。

4.起钻前，充分循环泥浆3周以上，先短起2~3柱，静止一段时间再下至井底，循环测试后，确信井下无气体侵入方可正式起钻。

5.安装剪切式闸板防喷器。

6.2 管道抢险塌方 职工身体被埋

6.2.1 事故经过

某年12月1日，某单位长输管线因腐蚀穿孔，造成原油泄漏，维修队职工在接到抢险命令后，感到现场进行抢险，在施工过程中，操作坑突然塌方，将一名施工人员下身掩埋，造成其腰部受伤。

6.2.2 事故原因

(1)施工操作坑坡度不够,未采取防护措施,土方坍塌是造成本次事故的直接原因和主要原因

(2)操作前，没有严格执行破土作业安全操作制度，现场施工负责人和监护人员没有及时发现危险，是导致事故发生的重要原因。

6.2.3 防范措施

(1)严格遵守破土作业安全操作制度，克服侥幸心理，杜绝违章

指挥、违章操作。

(2)加强作业现场安全管理，充分发挥现场安全监护作用。

(3)加强职工安全教育培训，提高职工风险识别和削减能力。

6.3 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) 加强施工作业安全管理，杜绝违章操作，加强施工作业现场的安全防护措施。加强职工培训，提高职工的业务素质，定期开展应急预案演练，提高职工应急处理能力。

2) 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。

3) 加强设备巡回检查，定期开展设备检测和评价，及时发现问题，消除隐患，保障设备安全运行。

4) 强化风险评估和风险削减措施在各项施工作业中的贯彻落实，进一步提高全体干部职工防范各类风险的能力。

7 安全对策措施及建议

7.1 可研提出的安全对策措施

(1) 平面布置中，各区域、装置及建、构筑物之间防火安全间距应严格执行《石油天然气工程设计防火规范》相关要求。

(2) 居民区内以及靠近居民区的采油井场应设围栏或围墙等保护措施。

(3) 抽油机外露 2m 以下的旋转部位应安装防护装置。

(4) 油气集输管道穿、跨越公路、河流等工程设计，应符合《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》GB50423-2013、GB50460-2015 的有关规定，并加设套管。

(5) 10kV、32kVA 及以下的变压器采用柱上安装时，其底部距地面的高度不得小于 2.5m；变压器安装应平稳牢固，腰栏距带电部分不得小于 0.2m。

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

针对检查表中可研没有涉及的内容，参考可研中已提出的安全措施，本次评价提出以下安全技术对策措施：

表 7.2-1 安全技术措施汇总表

序号	对策措施	依据
1	油井与 10kV 及以下户外变压器之间的防火间距不应小于 9m。	GB50183-2004 5.2.3
2	油井与阀组之间的防火间距不应小于 5m。	GB50183-2004 5.2.3
3	阀组与 10kV 及以下户外变压器之间的防火间距不应小于 10m。	GB50183-2004 5.2.3
4	混输泵与水套加热炉之间的防火间距不应小于 10m；	GB50183-2004 5.2.3

	混输泵与值班室、计量间之间的防火间距不应小于 10m； 混输泵与配电室之间的防火间距不应小于 15m。	
5	监控立杆与油井的水平距离不得小于 20m。	GB50350-2015 11.2.10
6	油井井场应有醒目的安全警示标志，建立严格的防火防爆制度。	AQ2012-2007 5.6.4
7	油井生产现场应设置如下警示标志及警语： 1) 油井生产区 a) 皮带式抽油机减速箱门外侧应设置警语：当心碰头挤手。 b) 抽油机底部工字钢醒目位置应设置警语：停机断电保养、先停机后攀登。 c) 皮带轮护罩外侧应设置警语：当心皮带挤伤。 d) 抽油机爬梯横撑处应设置警语：登高系安全带。 e) 抽油机护栏外侧应设置警语：旋转部位禁止靠近。 2) 用电控制柜、接线盒等接送电设备 a) 门外侧应设置警示标志：当心触电。 b) 门外侧应设置警语：启停机戴好绝缘手套。 c) 门内侧应设置警语：当心电弧、侧身操作。 3) 变压器 应设置警示标志：禁止靠近、当心触电。	《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) 5.1
8	柱上式变压器台底部距地面高度，不应小于2.5m。	DL/T 5220-2005 11.0.4
9	注水井口应设有截断阀、油压表、套压表，宜设有来水止回阀。 注水井口还应设取样阀。	GB50391-2014 6.2.2
10	钢制注水主管、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

7.2.2 补充的安全技术措施

根据油田发布的有关文件、历年来同类项目发生的事故类型，结合现场调研情况，提出的补充措施如下：

1、本项目采用定向井钻井方式，根据《胜利油田分公司钻井井控管理实施细则》（胜油公司发[2017]57号）文件要求：“井位选址应综合考虑周边人口和永久性设施、水源分布、地理地质特点、季风方向等，确保安全距离满足行业标准和应急要求；井位选址无法满足行业标准的，由各单位组织施工单位进行安全风险评估，制定安全保

障措施及预案，经双方确认后方可施工”，结合现场勘查情况及相关标准规范要求，针对钻井施工过程中井口间距不足情况提出以下几项安全措施：

(1) 对油井周围80m范围内的高压线等高危场所进行勘察和调查，并在地质设计中标注说明。

(2) 在钻井施工前建设单位应组织钻井施工队伍进行钻井施工过程的安全风险评估，辨识钻井过程中的危险有害因素及因安全距离不满足要求可能造成的风险，明确风险级别，并制定相应的安全保障措施。

2、钻井过程中由于处于双方或多方单位共同在一个井场工作的交叉作业状态，因此相互间的安全管理和安全预告存在相互协调的问题，建议在施工之前建立相应的协议和措施，如进入井场施工单位与钻井队签订交叉作业安全施工协议书，以避免交叉作业过程中出现误伤等事故。

3、根据《陆上油气田油气集输安全规程》（SY6320-2016）第3.3.4条规定，油气介质走向应有方向标识，管线、设备涂色应符合《油气田地面管线和设备涂色规范》（SY0043-2006）的规定。

4、管线碰头、试压过程中应做好安全防护，现场设置警示标志，两端应设置盲板封堵。

5、注水管线压力大，一旦发生刺漏极易造成人员伤亡事故，应注意加强对注水井口及注水管线的巡检和维护，井场设置安全警示标志，作业时严格遵守操作规程。

6、注水井井口四通上法兰正面应设置警语：高压危险，禁止靠

近；变压器应设置警示标志：禁止靠近、当心触电。

7.3 本次评价提出的安全管理建议

7.3.1 施工阶段的安全管理建议

1) 建设单位须将承包商纳入本单位 HSE 管理,实行“统一标准、统一管理、统一要求、统一考核”。定期召开承包商安全会议,开展承包商安全检查,督促整改发现的问题。

2) 检查核实工程设计单位、施工单位、监理单位是否具备相应的资质。

3) 落实施工人员是否持有相应的资格证书。

4) 对承包商施工人员进行施工前的培训教育。

5) 签订相关的安全生产协议。

6) 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。

7) 施工单位必须按照批准的安全设施设计施工,并对安全设施的工程质量负责。

8) 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,由双方共同协商一致后,方可开工建设。

9) 本工程属扩建项目,涉及到危险性较大的作业(如用火、破土、临时用电等),作业前必须进行风险分析,严格执行危险作业许可制度,办理相应的许可证,落实安全监护措施后方可进行。

10) 施工单位应针对施工过程中可能出现起重伤害、物体打击、

机械伤害、触电、车辆伤害等事故编制相应的应急救援措施，并对施工人员进行培训。

11) 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。

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) 特种作业（用火、破土、高处作业、临时用电、起重作业等）严格按相关要求进行现场监督管理。

14) 安全警示牌、职业卫生告知牌及警戒线按要求进行设置。

15) 按要求监督检查施工人员劳保用品的佩戴情况。

7.3.2 钻井过程的安全管理建议

1) 钻井设备搬迁安装作业成立现场搬迁安装领导小组，制定搬迁安装计划，明确安全措施，直接作业环节应严格执行中石化及胜利油田相关规定。

2) 安全管理应按照SY/T5974-2007《钻井井场、设备、作业安全作业规程》的要求执行。

3) 钻井作业井场布置应符合SY/T5466-2013《钻前工程及井场布置技术要求》的规定。钻井现场安全标志设置应符合Q/SH1020 0995-2010《钻井现场安全标志的设置》的要求。

4) 各次开钻前都应进行检查和验收，获得批准后方可进行下一步作业。

5) 井口周边的安全距离应符合SY/T6426-2005《钻井井控技术规程》的要求。

6) 井控装置的压力等级应符合钻井工程井控设计的要求，使用前进行试压合格。

7) 钻开油气层前应进行技术交底，进行防喷、防火演演练，严格执行“坐岗”制度，现场应按工程设计要求储备足量加重钻井液和加重材料。

8) 钻井施工前应查清周边注水、注汽情况，钻开油气层之前应采取相应的停注、泄压和停抽等措施。注水、注气、注汽和采油井的停注执行Q/SH1020 2162-2013《已开发油田钻调整井过程中停注水、注气、注汽和采油井的要求》，不停注不准钻开相应层位。

7.3.3 井下作业安全管理建议

井下作业需要众多的设备，各种不同的设备操作复杂，比如修井机、起升设备、循环设备、修井辅助设备等等。井下作业具有非常复杂、繁冗的工艺，包括前线的检泵、打捞、压裂和，后线主要包括机械加工和准备服务工作，作业施工地点多、面广，涉及到各种不同的施工，有可能发生严重、损失巨大的灾难性事故，如井喷、井喷失控、着火爆炸等。因此，应积极采取各种措施做好井下作业的安全工作，实现企业的安全生产。

1) 加强井控管理制度建设，明确各部门各岗位井控岗位责任制，从制度上进一步规范井控管理行为。

2) 加强井控技术培训与井控演练，提高职工井控意识、现场技术操作水平、事故应急处理能力。

3) 抓好设计审核环节，确保井控本质安全。

4) 加强井控装备配备，加强井控装备运行管理，设立专业施工

人员负责作业井试压，达到第三方试压要求。

5) 完善石油井下作业HSE风险管理控制。

6) 本项目在钻井、井下作业过程中，如果周边也存在施工作业活动，会对本项目产生影响，为此应加强安全管理，明确双方的职责，避免相互产生影响。另外本项目内部井场设施布置、间距也会影响钻井、井下作业过程，施工中应加强警戒，避免相互影响产生不良后果。

7.3.4 运行过程的安全管理建议

1) 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，定期演练，做好记录。

2) 承压管道投产运行前应进行强度和密封性试验，运行后应对密封、连接部位进行全面检查，发现问题，应及时处理并定期检测。

3) 管线沿线地形复杂，必须及时做好线路的巡查和维修；由于各种自然或人为的因素，可能导致各种危害发生，应建立相应的应急处置程序，维护好管线沿途安全，防止人为偷盗事件发生。

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) 用于管道带压封堵、开孔的机具和设备在使用前应认真检查，确保灵活好用。必要时，应提前进行模拟试验。

6) 管道封堵作业时，管道内的介质压力应在封堵设备的允许压力之内。

7) 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。

8) 机械设备上的安全防护装置应完好、可靠，设备的使用和管理应定人、定责，安全附件应定期校验。

9) 加强设备管理，及时发现问题，消除隐患，做好设备的日常维护、定期检查保养工作，杜绝设备带病运行；加强各类安全装置（防雷防静电接地、承压管道等）的日常检查、定期检测，确保设备的安全防护装置、安全设施可靠、齐全、有效。

10) 定期对职工进行安全教育、考核，不断提高职工的安全意识和操作技能，增加安全知识。新职工上岗前应经过“三级教育”，并经考核合格后，方可上岗；特种作业人员（包括电工、电焊工）等应经具备资质的培训机构培训、考核，取得操作许可证，持证上岗。

11) 应根据沿线情况对管道进行经常性巡查。在雨季、汛期或其他灾害发生时加密巡查次数。

12) 定期检查连续加药装置等设备设施，发现异常情况及时进行维护，针对单井加药装置补充药剂过程，工作人员应按要求佩戴有效劳保防护用品，防止药剂喷溅造成的人体伤害。

13) 生产过程中定期对压力表进行效验，效验合格后方可使用。

7.3.5 井控安全管理建议

1) 井口装置齐全，性能可靠，防盗措施到位。采油井的开井、关井、日常管理及一般性维护措施要严格执行井口及其它井控装置的操作规程。

2) 油井生产过程中和油井关井后，严格执行巡检制度，定期检测录取油压、套压、油气比等数据资料，有异常及时向上级报告。

3) 油井清蜡、洗井、气举诱喷、生产测试、更换光杆及密封器等进行拆卸井口采油树的施工前, 应对可能发生的压力变化进行预测, 并编制相应井控安全要求及预防井喷措施。

4) 注入井的井口注入压力不得超过井口额定工作压力。

5) 防喷器、节流压井管汇、内防喷工具(旋塞阀等)使用期满6个月或使用中出现问题的, 应由具有资质的井控车间进行维护、检测; 使用期满3年应由具有资质的井控检测部门进行全面检测。检测部门出具合格证后方可使用。并对检测防喷器、旋塞阀打钢号。施工单位做好建立发放、使用及回检台帐。

6) 采油厂、作业大队、作业基层队应有专人负责井控装备管理, 建立井控装备管理台帐, 每月更新一次, 内容包括: 型号、使用队伍名称、投产日期、单位内编号、检测维修、报废与否等。作业班组每周对井控装备进行检查、保养、清洁一次, 有记录。

7) 从事井下作业各级管理人员, 设计编写、审核、审批人员, 作业工程、技术人员、安全管理人员、现场施工、监督人员等必须进行井控培训, 并持有中国石油化工集团公司井控培训机构颁发的相应级别“井控培训合格证”。“井控培训合格证”有效期为两年, 到期应复审培训。

8) 按照《中国石油化工集团公司石油与天然气井井控管理规定》的要求, 加强对井控工作的管理。

8 评价结论

评价项目组在对滨南采油厂尚店油田尚6-斜015井区零散调整工程存在的危险、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) 本工程在钻采过程中可能发生井喷失控、车辆伤害、物体打击、机械伤害、触电、起重伤害、高处坠落、中毒窒息等;在生产运行过程中可能发生火灾、爆炸、物体打击、机械伤害、触电、高处坠落、车辆伤害、淹溺、中毒和窒息、承压管道爆裂等。

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,工程站场布置满足防火要求,与周边设施的安全距离满足要求,集油管线路由、架空线路路由安全距离符合国家法律法规和相关标准规范的要求。设备选型合理,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机械伤害、高处坠落、火灾爆炸、物体打击、中毒窒息、管线凝管等。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

本工程属扩建工程，工程建设不会对已有的设施、其他周边设施构成潜在威胁，站场选址符合标准规范要求，与周边设施的安全距离满足要求，进井路布置合理，集油管线路由、架空线路路由安全距离符合国家法律法规和相关标准规范的要求，管线不存在与当地市政管网交叉或距离不符合标准的情况。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 原油物性、天然气组分报告

因甲方要求保密不予公开。

附件3 专家组意见

因甲方要求保密不予公开。

附件 4 专家签字页

因甲方要求保密不予公开。

附件 5 报告的修改说明

因甲方要求保密不予公开。