

孤东采油厂  
孤东油田二区 2-19-侧 65 等九个井区  
侧钻井开发工程  
**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15日



孤东采油厂  
孤东油田二区 2-19-侧 65 等九个井区侧钻井开发工程  
安全预评价报告

法定代表人：周兴友

审核定稿人：李志勇

评价项目负责人：吴佳东

报告完成日期：2019 年 9 月 15 日





## 前 言

本工程主要实施内容包括：

### 1.油藏工程：

本项目部署侧钻油井 5 口，侧钻水井 4 口；设计侧钻油井初期单井产能 2.3 吨/天，按照年生产天数 300 天计算，新增产能 0.55 万吨/年，开发五年累计产油 2.62 万吨，提高井区采收率 3.9%。

### 2.钻采工程：

(1) 钻井工程：采用原井套管，开窗后全井下入 $\Phi 127$ 毫米尾管；采用聚合物润滑防塌钻井液；采用 G 级高抗水泥固井。

(2) 采油工程：孤东油田二区 2-19-侧 65 等九个井区侧钻井采用套管射孔完井方式。依据区块标准要求，结合油藏特征，在进行防砂施工前，采用氮气泡沫负压返排强化地层预处理工艺，侧钻油井配套高饱和地填下绕丝的防砂工艺；水井采用涂料砂防砂工艺。有杆泵举升，泵型 57 毫米；侧钻新井选用 10 型抽油机，冲程 4.2 米。

### 3.地面工程

(1) 油气集输：按照油田“四化”设计标准，采用油井功图计量工艺，新井孤东 2-19-侧 65、孤东 6-33-侧 554 井、地面集输方式采用单管不加热密闭集输工艺；新井孤东 4-10-侧更 B11 井地面集输方式采用掺水加热密闭集输工艺；新井孤东 4-15-侧 11、孤东 7-31-侧 2206 井地面集输方式采用掺水密闭集输工艺；油井产液经计量后串接输至孤东联合站处理。安装油井功图测量装置 5 套，新建定向钻单井出油管线 $\Phi 89 \times 4$ 、PN16 0.2 千米，浅埋单井出油玻璃钢管线 DN80、PN16、2.35 千米，浅埋单井掺水玻璃钢管线 DN40、PN25、1.40 千米，聚氨酯泡沫层保温等。浅埋天然气管线 $\Phi 48 \times 3.5$ -0.40 千米。新建

50 千瓦水套加热炉 1 台。

(2) 注水新建单井注水管线 $\Phi 60 \times 5.5$ 、1.41 千米，新建注聚玻璃钢管线 DN50-16 兆帕-0.9 千米，新建 16 兆帕注水井口装置 3 套，新建 16 兆帕注聚井口装置 1 套。

(3) 自控、通信：9 座井场“四化”建设。采油管理区信息化提升。

(4) 供电：电源引自附近线路，新建 6 千伏架空线路 0.65 千米。

(5) 道路：恢复井台 9 座，恢复通井路 0.57 千米。

该项产能建设工程新增开发投资 2174.51 万元，其中钻井工程 1517.57 万元、采油工程 72.00 万元、地面工程 584.94 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，济北管理区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，自始至终都得到了济北管理区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

<b>1</b>	<b>总则</b> .....	<b>1</b>
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.....	6
<b>2</b>	<b>工程概况</b> .....	<b>7</b>
2.1	工程基本情况.....	7
2.2	自然环境概况.....	7
2.3	油气藏工程.....	8
2.4	钻井工程方案.....	11
2.5	采油工程方案.....	18
2.6	地面工程现状.....	20
2.7	地面工程方案.....	29
<b>3</b>	<b>主要危险、有害因素分析</b> .....	<b>51</b>
3.1	主要危险有害物质及其危害特性.....	51
3.2	钻井工程危险有害因素分析.....	55
3.3	井下作业过程.....	60
3.4	采油过程.....	65
3.5	集输过程.....	66
3.6	注水（注聚）过程.....	68
3.7	地面工程施工过程危险、有害因素分析.....	69
3.8	自然环境因素分析.....	74
3.9	周边井与本工程的相互影响分析.....	76
3.10	重大危险源辨识.....	79
3.11	主要危险、有害因素分析结论.....	79
<b>4</b>	<b>评价单元划分及评价方法选择</b> .....	<b>81</b>



4.1	评价单元划分.....	81
4.2	评价方法选择.....	82
<b>5</b>	<b>安全评价.....</b>	<b>85</b>
5.1	钻井工程单元.....	85
5.2	井下作业单元.....	90
5.3	地面工程施工作业单元.....	92
5.4	采油工程单元.....	95
5.5	油气集输单元.....	108
5.6	注水（注聚）系统单元.....	112
5.7	配套设施单元.....	122
5.8	安全管理单元.....	126
<b>6</b>	<b>典型事故案例.....</b>	<b>131</b>
6.1	井喷事故.....	131
6.2	未停机核实井号，曲柄击中肩部.....	133
6.3	本工程借鉴.....	134
<b>7</b>	<b>安全对策措施及建议.....</b>	<b>135</b>
7.1	可研提出的危险应急对策及防护措施.....	135
7.2	本次评价提出的安全技术措施.....	138
7.3	本次评价提出的安全管理建议.....	142
<b>8</b>	<b>评价结论.....</b>	<b>152</b>
8.1	安全评价结果.....	152
8.2	安全评价结论.....	153
	<b>附表 物质的危险特性表.....</b>	<b>154</b>
	<b>附件 1 可行性研究报告的批复.....</b>	<b>159</b>
	<b>附件 2 单井原油、天然气分析报告.....</b>	<b>160</b>
	<b>附件 3 专家组意见.....</b>	<b>161</b>
	<b>附件 4 专家签字页.....</b>	<b>162</b>
	<b>附件 5 报告修改说明.....</b>	<b>163</b>

# 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) 通过对孤东油田二区 2-19-侧 65 等九个井区侧钻井开发工程的环境条件、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的发生。

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

## 1.2 评价依据

### 1.2.1 法律、法规

- 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[2019]第 29 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）

## 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) 《生产安全事故应急条例》(中华人民共和国国务院令[2019]第 708 号)
- 3) 《非煤矿山外包工程安全管理暂行办法》(国家安全生产监督管理总局令[2013]第 62 号)
- 4) 《生产安全事故应急预案管理办法》(中华人民共和国应急管理部令[2019]第 2 号)
- 5) 《山东省石油天然气管道保护条例》(2018 年 11 月 30 日山东省第十三届人民代表大会常务委员会第七次会议通过)
- 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)
- 7) 《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)

## 1.2.3 评价标准

- 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) 《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)
- 4) 《供配电系统设计规范》(GB50052-2009)
- 5) 《低压配电设计规范》(GB50054-2011)
- 6) 《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB50058-2014)
- 7) 《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)
- 8) 《电力工程电缆设计标准》(GB50217-2018)

- 9) 《油田油气集输设计规范》(GB50350-2015)
- 10) 《油田注水工程设计规范》(GB50391-2014)
- 11) 《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)
- 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/T50892-2013)
- 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) 《油气田地面管线和设备涂色规范》(SY/T0043-2016)
- 20) 《石油天然气工程总图设计规范》(SY/T0048-2006)
- 21) 《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》  
(SY/T5225-2012)
- 22) 《钻井井场、设备、作业安全技术规程》(SY/T5974-2014)
- 23) 《陆上油气田油气集输安全规程》(SY/T6320-2016)
- 24) 《石油天然气行业建设项目(工程)安全预评价报告编写细则》  
(SY/T6607-2011)

#### **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) 《中国石化动土作业安全管理规定》(中国石化安[2016]21 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) 《中国石化盲板抽堵作业安全管理规定(试行)》(中国石化安[2016]5 号)

6) 《中国石化高处作业安全管理规定》(中国石化安[2016]4 号)

7) 《中国石化承包商安全监督管理办法》(中国石化安[2017]603 号)

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

9) 《胜利油田分公司钻井井控管理实施细则》(胜油局发[2017]57 号)

10) 《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)

11) 《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办法》(胜油局发[2018]86 号)

12) 《胜利油田油气生产场所 HSE 警示标识及警语设置规范》(Q/SH1020 2152-2013)

### 1.2.5 工程有关技术文件

1)《孤东油田二区 2-19-侧 65 等九个井区侧钻井开发工程可行性研究报告》

2) 孤东油田二区 2-19-侧 65 等九个井区侧钻井开发工程安全预评价技术服务合同

3) 《关于孤东油田二区 2-19-侧 65 等九个井区侧钻井开发工程可行性研究报告的批复》(胜油公司工单【2019】126 号)

4) 其他与该工程安全评价有关的技术资料

### 1.3 评价范围

本次评价对象为孤东油田二区 2-19-侧 65 等九个井区侧钻井开发工程, 具体内容如下:

(1) 油藏工程: 方案动用地质储量 67.6 万吨, 采用注水开发。部署侧钻油井 5 口, 侧钻水井 4 口; 设计侧钻油井初期单井产能 2.3 吨/天, 按照年生产天数 300 天计算, 新增产能 0.55 万吨/年, 开发五年累计产油 2.62 万吨, 提高井区采收率 3.9%。

(2) 钻采工程:

①钻井工程: 采用原井套管, 开窗后全井下入 $\Phi 127$  毫米尾管; 采用聚合物润滑防塌钻井液; 采用 G 级高抗水泥固井。

②采油工程: 孤东油田二区 2-19-侧 65 等九个井区侧钻井采用套管射孔完井方式。依据区块标准要求, 结合油藏特征, 在进行防砂施工前, 采用氮气泡沫负压返排强化地层预处理工艺, 侧钻油井配套高饱和地填下绕丝的防砂工艺; 水井采用涂料砂防砂工艺。有杆泵举升, 泵型 57 毫米; 侧钻新井选用 10 型抽油机, 冲程 4.2 米。

(3) 油气集输: 安装油井功图测量装置 5 套, 新建定向钻单井出油管线 $\Phi 89 \times 4$ 、PN16 0.2 千米, 浅埋单井出油玻璃钢管线 DN80、PN16、2.35 千米, 浅埋单井掺水玻璃钢管线 DN40、PN25、1.40 千米, 聚氨酯泡沫层保温等。浅埋天然气管线 $\Phi 48 \times 3.5$ -0.40 千米。新建 50 千瓦水套加热炉 1 台。

(4) 注水系统: 新建单井注水管线 $\Phi 60 \times 5.5$ 、1.41 千米, 新建注

聚玻璃钢管线 DN50-16 兆帕-0.9 千米，新建 16 兆帕注水井口装置 3 套，新建 16 兆帕注聚井口装置 1 套。

(5) 自控、通信：9 座井场“四化”建设。采油管理区信息化提升。

(6) 供电：电源引自附近线路，新建 6 千伏架空线路 0.65 千米。

(7) 道路：恢复井台 9 座，恢复通井路 0.57 千米。

## 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，对工程进行危险、有害因素分析与识别；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，得出安全预评价结论，提出建议，完成安全预评价报告书的编制。评价程序见图 1.4-1。

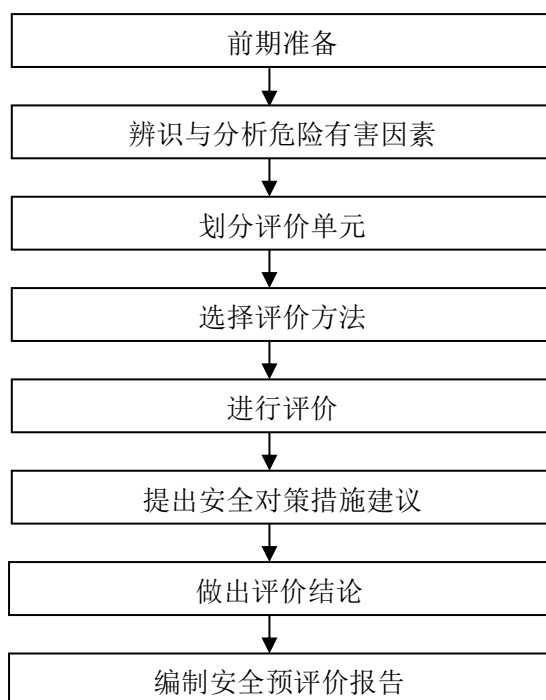


图 1.4-1 安全预评价程序框图

## 2 工程概况

### 2.1 工程基本情况

项目名称：孤东油田二区 2-19-侧 65 等九个井区侧钻井开发工程

项目性质：扩建项目

建设单位：胜利油田分公司孤东采油厂

建设地点：山东省垦利区

项目总投资：该项产能建设工程新增开发投资 2174.51 万元，其中钻井工程 1517.57 万元、采油工程 72.00 万元、地面工程 584.94 万元。

新增产能：0.55×10<sup>4</sup>t/a。

### 2.2 自然环境概况

#### 2.2.1 地理位置

孤东油田地理上位于山东省东营市垦利区境内，地处黄河入海口北侧的滩涂地带。

#### 2.2.2 自然条件

气象条件

平均气压	101.61kPa
平均气温	12.5℃
极端最高气温	39.7℃
极端最低气温	-18.1℃
平均年降雨量	556.8mm
最大日降雨量	154.6mm
最大风速	30.7m/s



最大积雪深度	170mm
最大冻土深度	540mm
常年风向	SE

## 2.3 油气藏工程

### 2.3.1 二区馆 4 单元 2-19-侧 65、2-11-侧 51B 井区

孤东二区馆 4 地面原油粘度一般为 500~2000mPa·s，地下原油粘度平均为 70mPa·s，地面原油密度平均为 0.96g/cm<sup>3</sup>，地下原油密度平均为 0.89g/cm<sup>3</sup>。凝固点-7~-35℃，含蜡量一般低于 5.76%，属于低凝固点、低含蜡量、高粘度原油。地层水总矿化度 4525~16936mg/l，地层水型以 NaHCO<sub>3</sub> 为主。

新井井区地面脱气原油密度平均为 0.9516g/cm<sup>3</sup>，地面原油粘度平均为 1089mPa·s，地层水水型以 CaCl<sub>2</sub> 为主，目前产出水总矿化度为 9988mg/L。

二区馆 4 为正常温度和压力系统。原始地层压力 13.4~14.6MPa，原始饱和压力 9.9MPa，原始油气比 26.3m<sup>3</sup>/t，地层压力系数 1.04，地温梯度 3.4℃/100m。

新井井区原始地层温度为 67℃，原始地层压力为 13.6MPa，饱和压力为 8.7MPa，目前地层压力 13.6MPa，具有正常的压力系统（压力系数为 0.99）和正常的地温梯度（地温梯度为 3.4℃/100m）。

### 2.3.2 一区馆上孤东 51-侧 2 井区

新井井区位于济阳坳陷沾化凹陷孤东潜山西部孤东 51 块断鼻构造的东翼的较高部位，为一二区的结合部。油层厚度厚，平均效厚 3.1 米，井区构造简单平缓，西南高东北低。

孤东一区馆上含油面积 5.4Km<sup>2</sup>，地质储量 475.25 万吨，目前累计产油 69.93 万吨，采出程度 14.7%，剩余地质储量 405.32 万吨，标定采收率 20.85%，剩余可采储量 29.16 万吨。

新井 GOGD51C2 井区单井控制含油面积 0.18km<sup>2</sup>，单储系数 20.1×10<sup>4</sup>t/km<sup>2</sup>.m，井区平均有效厚度 3.1m，控制地质储量 11.5×10<sup>4</sup>t，预计恢复可采储量 0.6 万吨。

### 2.3.3 四区 3-4 单元 4-10-侧更 B11、4-15-侧 11 井区

孤东四区馆上段 3~4 砂层组地面脱气原油密度平均 0.9585g/cm<sup>3</sup>，地面原油粘度平均 1486mPa·s，5~6 砂层组地面脱气原油密度平均 0.9608g/cm<sup>3</sup>，地下原油密度 0.9041g/cm<sup>3</sup>，地面原油粘度平均 1026mPa·s，四区馆上段地下原油粘度 75.5~79.9mPa·s，凝固点-5~-33℃，含硫量 0.11~1.19%，含蜡量一般低于 0.3%，属于低凝固点、低含硫量、低含蜡量、高粘度原油。四区馆上段地层水水型为 CaCl<sub>2</sub>，Ng3~4 砂层组平均总矿化度 10912mg/L，Ng5~6 砂层组平均总矿化度 10144mg/L。

### 2.3.4 七区西 4<sup>1</sup>-5<sup>1</sup> 单元 7-38-侧 166B、7-31-侧 2206 井区

根据原油性质资料分析，孤东七区西馆上段 4<sup>1</sup>-5<sup>1</sup> 油层的地面原油密度平均 0.965g/cm<sup>3</sup>，地面原油粘度平均 1068mPa·s，地下原油密度 0.9061g/cm<sup>3</sup>，地下原油粘度 49.4mPa·s。

根据地层水分析资料统计，孤东七区西馆上段 4<sup>1</sup>-5<sup>1</sup> 原始地层水矿化度平均 4876mg/l，钙镁离子平均含量为 200mg/l，为 NaHCO<sub>3</sub> 水型，目前产出水矿化度 9980mg/l，钙镁离子平均含量为 347mg/l，为 CaCl<sub>2</sub> 水型。

油藏地层温度为 63°C，温度梯度为 3.4°C/100m，原始地层压力为 12.45MPa，饱和压力 10.62MPa，压力系数 1.0，属正常温度压力系统。目前地层压力 12.4Mpa，地层压降-0.05Mpa。

### 2.3.5 八区 5-6 单元 8-25-侧 9 井区

孤东八区馆上地面原油粘度为 1025mPa·s，凝固点低，一般为 -7~-35°C。含蜡量少，一般为 6%以上。含硫量低，一般 3%左右。

原始地层水矿化度 7962mg/L，NaHCO<sub>3</sub> 水型，地层水 PH 值在 7 左右，属中性。目前新井井区地面脱气原油密度平均为 0.9658g/cm<sup>3</sup>，地面原油粘度平均为 1025mPa·s，地层水水型以 CaCl<sub>2</sub> 为主，目前产出水总矿化度为 11296mg/L。

新井井区原始地层温度为 63.5°C，原始地层压力为 12.7MPa，饱和压力为 11.8MPa，具有正常的压力系统（压力系数为 0.98）和正常的地温梯度（地温梯度为 3.4°C/100m）。

### 2.3.6 六区 3-5 单元 6-33-侧 554 井区

孤东六区地面原油粘度一般为 500~1500mPa·s，地下原油粘度一般为 60~70mPa.s，油水粘度比一般为 130~150mPa·s。原始地层温度为 67.5°C，原始地层压力为 13.1MPa，饱和压力为 7.75MPa，具有正常的压力系统（压力系数为 0.99）和正常的地温梯度（地温梯度为 3.3°C/100m）。

新井井区地面脱气原油密度平均为 0.9508g/cm<sup>3</sup>，地面原油粘度平均为 322mPa·s，地层水水型以 CaCl<sub>2</sub> 为主，目前产出水总矿化度为 8048mg/L。新井井区原始地层温度为 67.5°C，原始地层压力为 13.1MPa，饱和压力为 7.75MPa，具有正常的压力系统（压力系数为

0.99) 和正常的地温梯度 (地温梯度为 3.3°C/100m)。属正常压力温度系统。

## 2.4 钻井工程方案

### 2.4.1 钻井规模

共钻新井 9 口, 为侧钻井、单井钻探。

### 2.4.2 井身结构设计

依据本区地层压力资料, 借鉴本区已完钻井实际井身结构, 综合考虑钻井安全和投资效益, 按照井身结构设计原则, 结合目前钻井工艺应用情况, 井身结构设计如下:

表 2.4-1 井身结构设计表

井名	开钻次序	钻头尺寸(mm)×深度(m)	套管尺寸(mm)×下深(m)	备注	水泥返深(m)
孤东 51-侧 2	一开	Φ444.5×96	Φ339.7×82.24	原井已下	-
	二开	Φ250×1500	Φ177.8×1496 (壁厚 9.19mm)	原井已下	-
	侧钻	Φ152.4×1537.65	Φ127mm×(1055~1534)	膨胀悬挂器	1055
孤东 2-19-侧 65	一开	Φ400.5×87	Φ339.7×81.99	原井已下	-
	二开	Φ244.5×1550	Φ177.8×1532.91 (壁厚 9.19mm)	原井已下	370
	侧钻	Φ152.4×1496.04	Φ127mm×(925~1493)	膨胀悬挂器	925
孤东 2-11-侧 51B	一开	Φ450×97	Φ339.7×93.35	原井已下	-
	二开	Φ244.5×1530	Φ177.8×1515.96 (壁厚 10.36mm)	原井已下	350
	侧钻	Φ152.4×1515.90	Φ127mm×(1000~1512)m	膨胀悬挂器	1000
孤东 4-10-侧更 B11	一开	Φ400.5×95	Φ339.7×91	原井已下	-
	二开	Φ244.5×1560	Φ177.8×1547.31 (壁厚 8.05、9.19mm)	原井已下	328
	侧钻	Φ152.4×1474.02	Φ127mm×(950~1471) m	膨胀悬挂器	950

井名	开钻次序	钻头尺寸(mm)×深度(m)	套管尺寸(mm)×下深(m)	备注	水泥返深(m)
孤东 4-15-侧 11	一开	-	-	-	-
	二开	-	-	-	-
	侧钻	Φ152.4×1502.59	Φ127mm×(1072~1499)m	膨胀悬挂器	1072
孤东 7-38-侧 166B	一开	Φ400.5×103	Φ339.7×100.3	原井已下	-
	二开	Φ244.5×1470	Φ177.8×1461.99 (壁厚 10.36mm)	原井已下	450
	侧钻	Φ152.4×1315.08	Φ127mm×(946~1312) m	膨胀悬挂器	946
孤东 7-31-侧 2206	一开	Φ400.05×199.14	Φ339.7×197.14	原井已下	-
	二开	Φ244.5×1345	Φ177.8×1338.94 (壁厚 9.19mm)	原井已下	170
	侧钻	Φ152.4×1372.62	Φ127mm×(1005~1369)m	膨胀悬挂器	1005
孤东 8-25-侧 9	一开	Φ400.5×96	Φ339.7×94.31	原井已下	-
	二开	Φ244.5×1500	Φ177.8×1493.9 (壁厚 9.19mm)	原井已下	320
	侧钻	Φ152.4×1503.50	Φ127mm×(790~1500) m	膨胀悬挂器	790
孤东 6-33-侧 554	一开	Φ400.05×122.79	Φ339.7×116.79	原井已下	-
	二开	Φ250×1500	Φ177.8×1495.26 (壁厚 8.05、9.19mm)	原井已下	170
	侧钻	Φ152.4×1461.88	Φ127mm×(0~1458) m		地面

1.孤东 51-侧 2、孤东 2-19-侧 65、孤东 2-11-侧 51B、孤东 4-10-侧更 B11、孤东 4-15-侧 11、孤东 7-38-侧 166B、孤东 7-31-侧 2206、孤东 8-25-侧 9 井采用膨胀悬挂器；孤东 6-33-侧 554 井采用全井下套管。

2.方案采用钻井液不落地工艺。

## 2.4.3 井眼轨道优化方案

### 2.4.3.1 轨道类型

根据采油工艺的要求，井眼轨道设计尽可能平滑，降低施工难度。实际设计中需考虑其他影响因素。

### 2.4.3.2 全角变化率

根据采油工艺的要求,不影响采油工具的下入和管材的抗弯能力;考虑地层特性的影响因素,如:地层倾角、地层的各向异性、井径扩大等;考虑动力钻具的造斜能力;考虑施工周期和钻井成本。

### 2.4.3.3 侧钻点

侧钻点一般选在套管外水泥胶结质量比较好、无接箍,且套管质量也比较好的井段,利于后期悬挂尾管。造斜段应处于岩性比较稳定的地层,避免在岩石破碎带、漏失地层、流沙层等地层,以免出现井下复杂情况,影响定向施工。

## 2.4.4 钻井工程配套方案

### 2.4.4.1 钻机选择

本次方案采用 XJ550 型钻机。

### 2.4.4.2 钻具组合

根据本地区各地层的地层倾角与倾向,结合本区块或邻近区块已钻井情况,考虑井眼轨道特点,确定本区块钻具组合方式,并根据油藏要求选择合适的测量工具。

孤东 51-侧 2、孤东 2-19-侧 65、孤东 4-10-侧更 B11、孤东 4-15-侧 11、孤东 7-31-侧 2206、孤东 8-25-侧 9、孤东 6-33-侧 554 井钻具组合方案见表 2.4-2,孤东 2-11-侧 51B、孤东 7-38-侧 166B 井钻具组合方案见表 2.4-3。

表 2.4-2 侧钻定向井钻具组合表 1

序号	项目	钻具组合
1	通井通径	Φ152.4mm 钻头/Φ156mm 通径规+止回阀+Φ120.7mm 钻铤×1 根+Φ88.9mm 钻杆
2	下斜向器	Φ150mm 一体式斜向器+Φ156mm 铣锥×1 只+止回阀+Φ120.7mm 钻

序号	项目	钻具组合
		铤×3 根+Φ88.9mm 钻杆
3	开窗	Φ156mm 铣锥+止回阀+Φ120.7mm 钻铤×3 根+Φ88.9mm 钻杆
4	造斜、稳斜 钻进	Φ152.4mm 钻头+120.7mm 1.5°单弯动力钻具+止回阀+Φ88.9mm 无磁承压钻杆×1 根+MWD +88.9mm 加重钻杆×15 根+Φ88.9mm 钻杆
5	通井	Φ152.4mm 钻头+止回阀+Φ88.9mm 加重钻杆×3 根+欠尺寸扶正器+Φ88.9mm 加重钻杆+Φ88.9mm 钻杆

注：钻具组合设计供参考，施工单位在实钻中可根据实际情况依据地层特性在确保井下安全、确保下套管顺利和井身质量、提高钻井速度的原则调整钻具组合。

表 2.4-3 侧钻定向井钻具组合表 2

序号	项目	钻具组合
1	通井通径	Φ152.4mm 钻头/Φ154mm 通径规+止回阀+Φ120.7mm 钻铤×1 根+Φ88.9mm 钻杆
2	下斜向器	Φ150mm 一体式斜向器 +Φ154mm 铣锥×1 只 + 止回阀 +Φ120.7mm 钻铤×3 根+Φ88.9mm 钻杆
3	开窗	Φ154mm 铣锥+止回阀+Φ120.7mm 钻铤×3 根+Φ88.9mm 钻杆
4	造斜、稳斜钻进	Φ152.4mm 钻头 +120.7mm 1.5°单弯动力钻具 + 止回阀 +Φ88.9mm 无磁承压钻杆×1 根+MWD +88.9mm 加重钻杆×15 根+Φ88.9mm 钻杆
5	通井	Φ152.4mm 钻头+止回阀+Φ88.9mm 加重钻杆×3 根+欠尺寸扶正器+Φ88.9mm 加重钻杆+Φ88.9mm 钻杆

注：钻具组合设计供参考，施工单位在实钻中可根据实际情况依据地层特性在确保井下安全、确保下套管顺利和井身质量、提高钻井速度的原则调整钻具组合。

## 2.4.5 钻井液

采用聚合物润滑防塌钻井液，钻井完井液密度的附加值为 0.05g/cm<sup>3</sup>~0.10g/cm<sup>3</sup>。

表 2.4-4 新钻井分段钻井液体系

井型	开钻序号	钻井液体系
侧钻井	开窗段	膨润土浆
	储层以上井段	聚合物润滑钻井液
	储层段	聚合物润滑钻井液

表 2.4-5 新钻井钻井液主要性能与流变参数

项目	性能指标		
	开窗段	储层以上井段	储层段
密度 g/cm <sup>3</sup>	1.45~1.50	1.45~1.50	1.45~1.55
马氏漏斗黏度 s	50~60	35~45	45~55
API 失水 ml		□5	目的层≤5
API 泥饼 mm		□0.5	≤0.5
静切力 Pa			1~3/3~8
pH 值			8~9
含砂量%			<0.5
总固含%			<26
摩阻系数			<0.1 (水平段 0.05)
动切力 Pa			5~10
塑性黏度 mPa·s			20~30

## 2.4.6 固井工艺方案

### 2.4.6.1 套管柱设计

套管柱设计见表 2.4-6、2.4-7，各层次套管主要附件见表 2.4-8、2.4-9。

表 2.4-6 侧钻井套管柱设计（以孤东 51-侧 2 井为例）

外径 (mm)	井段(m)		钢级	壁厚 (mm)	扣型	长度 (m)
	自	至				
Φ127	1055	1534	P110	9.19	长圆	479

表 2.4-7 侧钻井套管柱设计（以孤东 6-33-侧 554 井为例）

外径 (mm)	井段(m)		钢级	壁厚 (mm)	扣型	长度 (m)
	自	至				
Φ127	0	1458	P110	9.19	长圆	1458



表 2.4-8 侧钻井各层次套管固井主要附件（以孤东 51-侧 2 井为例）

套管程序	附件名称	单位	数量	备注
侧钻	Φ127mm 磁性定位短节	根	2	
	Φ152.4mm×Φ127mm 整体式扶正器	只	24	
	Φ177.8mm×Φ127mm 膨胀悬挂器	套	1	
	Φ127mm 浮箍	只	2	
	Φ127mm 引鞋	只	1	

表 2.4-9 侧钻井各层次套管固井主要附件（以孤东 6-33-侧 554 井为例）

套管程序	附件名称	单位	数量	备注
侧钻	Φ127mm 磁性定位短节	根	2	
	Φ152.4mm×Φ127mm 整体式扶正器	只	49	
	Φ127mm 浮箍	只	2	
	Φ127mm 引鞋	只	1	

#### 2.4.6.2 水泥浆配方

为提高固井质量，侧钻井封固段每 30 米加一个整体式扶正器，采用大泵紊流顶替技术，G 级水泥固井，水泥返至悬挂器喇叭口处。固井用水泥浆配方见表 2.4-10。

表 2.4-10 水泥浆配方

套管程序	配方
侧钻	G 级水泥+降失水剂+减阻剂+消泡剂+晶格膨胀剂+增韧剂+配浆水

注：现场施工前可根据实际情况调整水泥浆配方，并做复核试验。

#### 2.4.7 井控方案

根据区块已完钻井测试目的层地层压力系数，预测区块本次开发目的层地层压力，根据企业标准选择井控装置，确保在井下发生复杂情况时能有效控制井口，满足井控的需要。

表 2.4-11 井口装置及试压要求

开钻次数	名称	型号	试压要求			
			试压介质	试压值 (MPa)	稳压时间 (min)	允许压降 (MPa)
侧钻	双闸板防喷器	2FZ18-35	清水	25	≥15	≤0.7
	节流压井管汇 (内防喷管线)	YG-35, JG-S-35	清水	25	≥15	≤0.7

备注：闸板芯子为Φ88.9mm 半封+全封。使用堵塞器试压，不试套管。各开要进行低压试压，试压值 1.4MPa~2.1MPa，稳压时间不少于 10min，压降不大于 0.07MPa，密封部位不允许有渗漏。放喷管线试压值不低于 10MPa，稳压不少于 15min，压降不大于 0.7MPa。

注：可采用相应等级其它型号的防喷器及压井放喷节流管汇。

按 GB/T31033-2014《石油天然气钻井井控技术规范》、中国石化油[2015]374 号《中国石化井控管理规定》等有关井控标准的要求执行，认真做好井控管理十七项制度，即：井控分级管理制度，井控工作责任制度，井控工作检查制度，井控工作例会制度，井控持证上岗制度，井控设计管理制度，甲方监督管理制度，井控和 H2S 防护演习制度，井控设备管理制度，专业检验维修机构管理制度，井控装置现场安装、调试与维护制度，开钻（开工）检查验收制度，钻（射）开油气层审批（确认）制度，干部值班带班制度，坐岗观察制度，井喷应急管理制度，井喷事故管理制度。

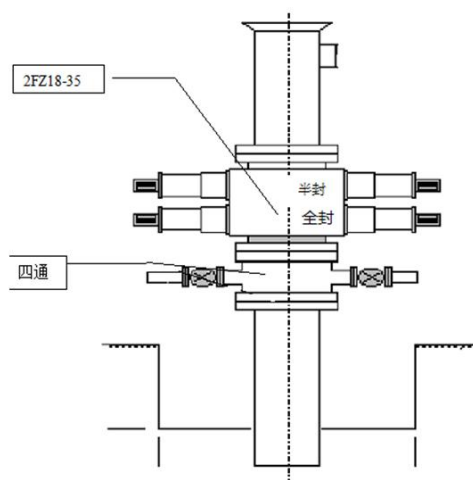


图 2.4-1 井口装置示意图

## 2.5 采油工程方案

### 2.5.1 完井工艺

新井区块地层胶结疏松，易出砂易坍塌。结合不同完井方式的适应条件，根据储层岩石的地质特性、岩石力学性质、原油性质以及钻井、工程技术要求等多种因素，侧钻井采用尾管固井套管射孔完井方式。

### 2.5.2 防砂工艺

该区块采用套管射孔完井，在进行防砂施工前，采用氮气泡沫返排工艺解堵，充分解除近井地带泥浆污染和粉细砂堵塞，侧钻油井采用高饱和充填后下绕防砂，侧钻水井采用涂覆砂防砂。

#### 2.5.2.1 氮气泡沫返排工艺

依据区块标准要求，结合油藏特征，在进行防砂施工前，采用氮气返排工艺解堵，充分解除近井地带泥浆污染和粉细砂堵塞。

施工参数：

最大注入压力：20MPa

最大施工排量：1.0m<sup>3</sup>/min

设计施工排量：0.4m<sup>3</sup>/min

氮气施工排量：800-900Nm<sup>3</sup>/h

#### 2.5.2.2 高饱和充填后下绕防砂工艺

施工参数：

最大注入压力：20MPa

最大施工排量：1.0m<sup>3</sup>/min

设计施工排量：0.4m<sup>3</sup>/min

氮气施工排量：800-900Nm<sup>3</sup>/h

防砂施工工艺流程：高饱和充填配套绕丝防砂：井眼准备→通井、刮管→地层填砂→顶替→下入筛管和充填工具→环空充填砾石→反洗井→丢手→起出丢手管柱。

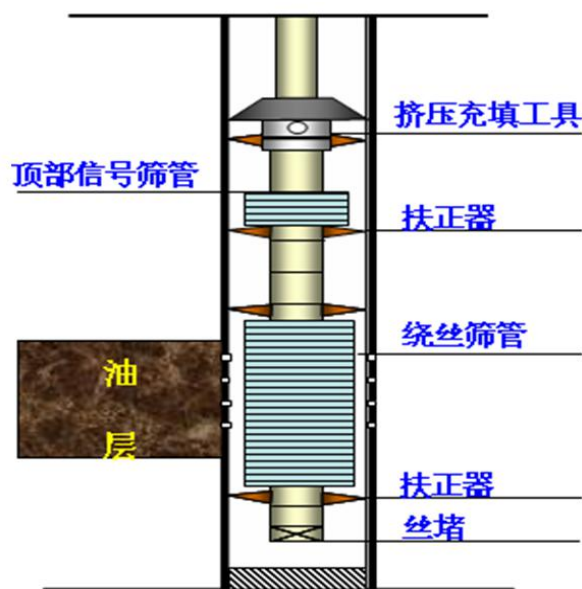


图 2.5-1 绕丝砾石充填防砂管柱图

### 2.5.2.3 涂覆砂防砂工艺

施工参数：

a 砂比(体积比)浓度 5%~25%；

b 涂料砂充填排量 900L/min~1200L/min；

施工工序：井眼准备→通井、刮管→下入防砂管柱→试压→正洗井→试挤→加砂充填→侯凝→探塞→钻塞→通井→起出通井管柱。

### 2.5.3 举升工艺

1、泵型：根据该区块的方案部署和老井的产能情况，采用抽油机配套有杆泵举升方式。根据油藏要求，新井液量设计为 30~40m<sup>3</sup>，可采用Φ57mm 泵生产。

2、泵深的确定：泵挂 1100m，可以根据试采后油井的实际供液能力再做适当调整。

3、生产管柱设计：常规油井配套Φ89mm\*N80 内衬管和Φ22mmH 级抽油杆。

4、抽油机：配套 10 型 4.2m 冲程抽油机，冲次 3~4 次。

## 2.5.4 注水（注聚）工艺

### 2.5.4.1 非均相复合驱配方（GO7-38C166B）

七区西 41-51 二元驱方案设计采用清水配置母液、油田采出水稀释注入的注入方式，设计三段塞注入方式：

溶液配制：清水配制母液、污水稀释注入

前置调剖段塞：0.075PV×2300mg/L 聚合物

二元主体段塞：0.4PV×（0.4%表活剂+1900mg/L 聚合物）

后置保护段塞：0.05PV×1500mg/L 聚合物

注入速度：0.12PV/a

### 2.5.4.2 注入水水源及水质标准

四口注水井井区平均渗透率  $1300\sim 1767\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，孔隙度 33%，属高孔高渗储层。水源采用东二注油田采出水。设计水源第四级，水质能够满足该区块注水要求。

### 2.5.4.3 注水管柱强度设计

从经济性、安全性、工艺性及摩阻综合考虑，对孤东油田注水井采用  $2\frac{7}{8}$ TBG（壁厚 5.51mm）钢级 J55 的镀渗钨防腐油管管柱，计划侧钻注聚水井 GO7-38C166B 采用光油管注水，采用玻璃钢油管笼统管柱，3 口注水井采用镀渗钨防腐油管。

## 2.6 地面工程现状

### 2.6.1 油气集输系统

本项目涉及的区块采用二级布站，单井产液先进计量站，再经集油管线输至联合站集中处理。

G02-19C65 井周边建有 85#、86-1#、82-1#、82#等计量站，周边集输现状示意图 2.6-1。

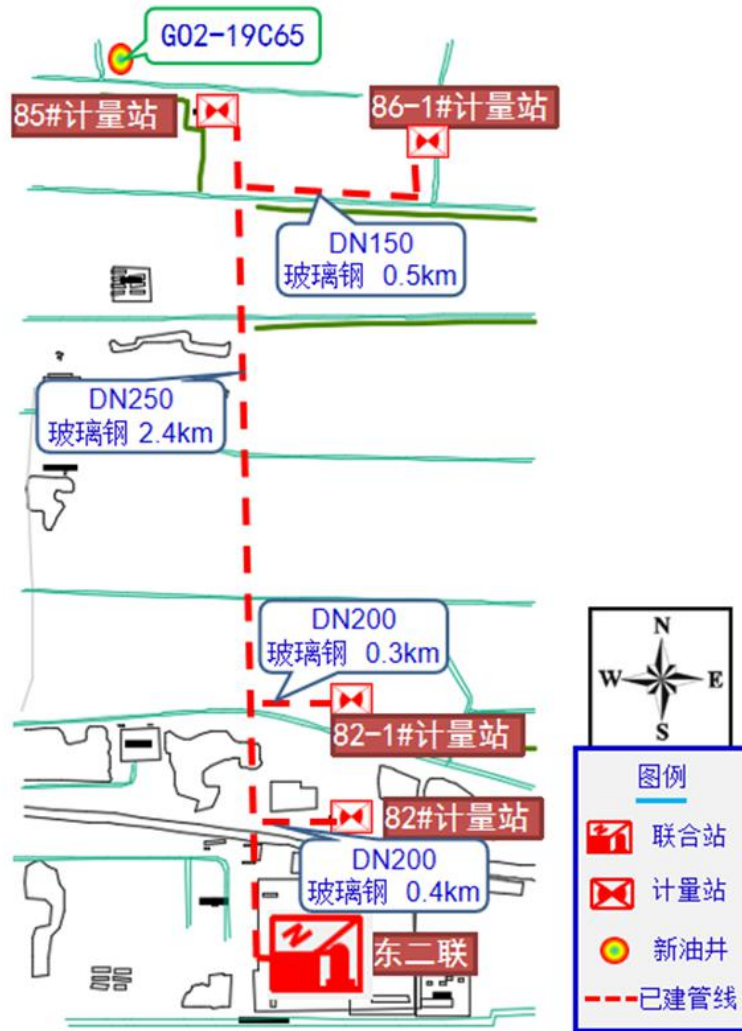


图 2.6-1 G0GD2P19 井周边集输现状示意图

GO4-10CNB11 井周边建有 2#、3#计量站，周边集输现状示意图 2.6-2。

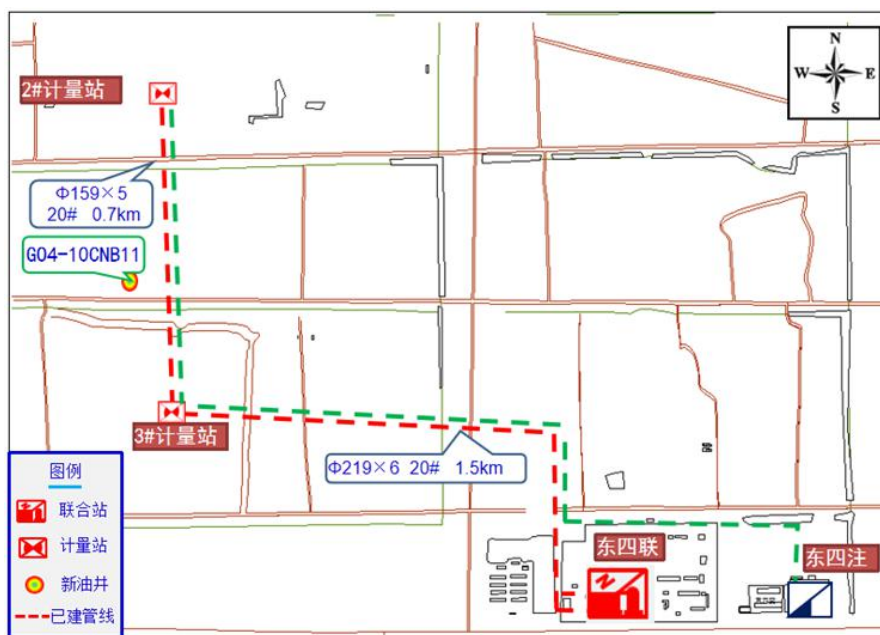


图 2.6-2 G04-10CNB11 井周边集输现状示意图

G04-15C11 井周边建有 13#、12#、12-1#等计量站，周边集输现状示意图 2.6-3。

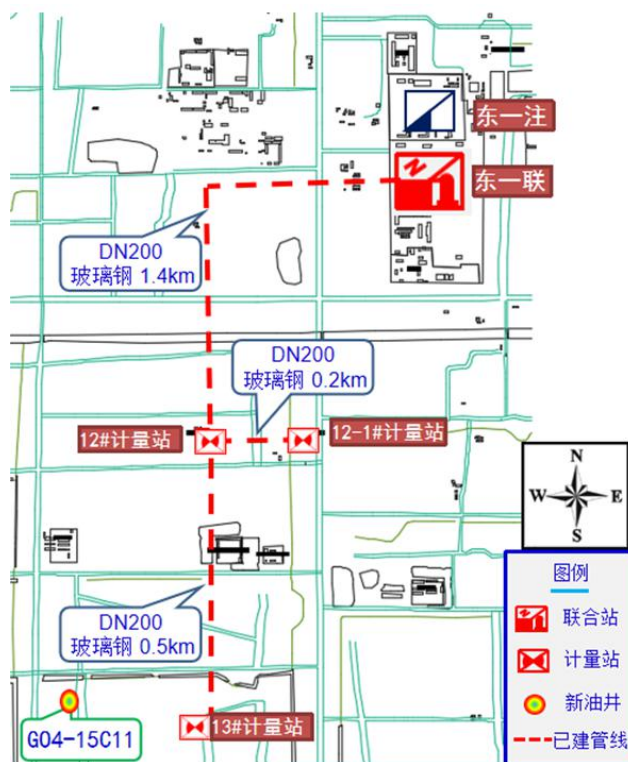


图 2.6-3 G04-15C11 井周边集输现状示意图

GO7-31C2206 井周边建有 37#、37-1#、32#、32-1#等计量站，周边集输现状示意图 2.6-4。

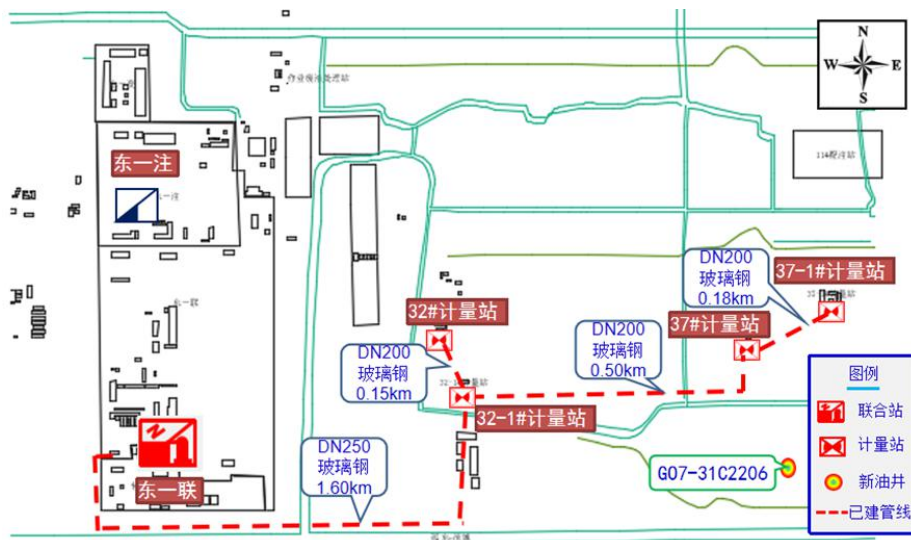


图 2.6-4 GO7-31C2206 井周边集输现状示意图

GO6-33C554 井周边建有 88-1#、89-1#、89#、90#、87#等计量站，周边集输现状示意图 2.6-5

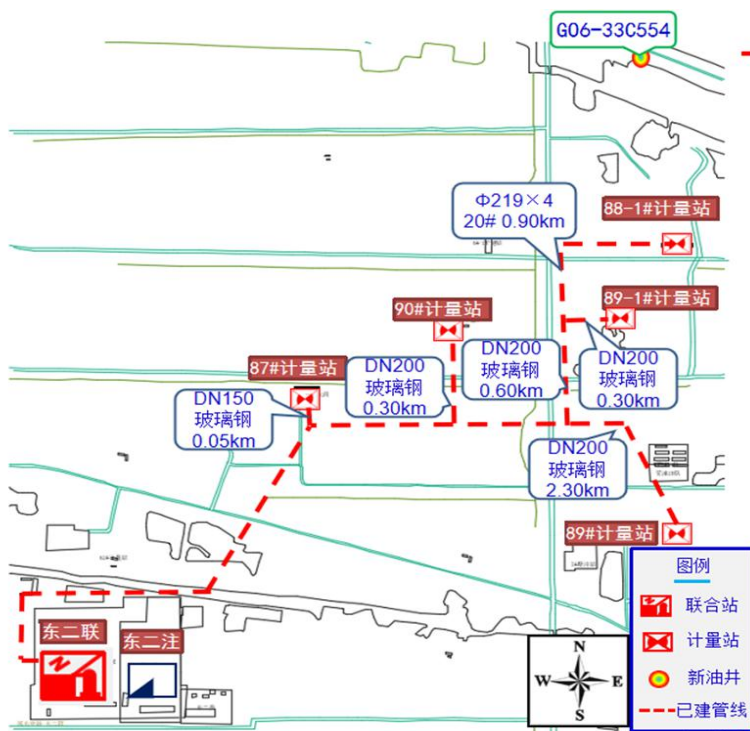


图 2.6-5 GO6-33C554 井周边集输现状示意图



### (1) 单井集输工艺

本项目涉及新井 GO2-19C65 井周边老油井采用单管密闭集输工艺，单井出油管线为泡沫黄夹克保温玻璃钢管。新井 G04-10CNB11 井周边老油井采用掺水加热密闭集输工艺，单井出油管线为泡沫黄夹克保温玻璃钢管。新井 G04-15C11 井周边老油井采用掺水密闭集输工艺，单井出油管线为泡沫黄夹克保温玻璃钢管。新井 G07-31C2206 井周边老油井采用掺水密闭集输工艺，单井出油管线为泡沫黄夹克保温玻璃钢管。新井 G06-33C554 井周边老油井采用单管密闭集输工艺，单井出油管线为泡沫黄夹克保温玻璃钢管。

流程示意如下：

集输流程：单井→计量站→联合站

掺水流程：联合站→计量站→单井

### (2) 集油支、干线

本次涉及新油井周边计量站与计量站之间通过集油支、干线串联最终进入联合站。本次地面工程充分利用已建地面工程设施。

### (3) 计量站

GO2-19C65 井周边老油井周边相关计量站生产现状见表 2.6-1。

表 2.6-1 GO2-19C65 井周边计量站生产现状一览表

序号	计量站	进站液量 m <sup>3</sup> /d	综合含水 %	出站温度 °C	出站压力 MPa	阀组井式 (口)	空头数
1	85#	905.9	97.4	49.5	0.68	20	2
2	86-1#	685.1	97.3	50.6	0.68	16	4
3	82-1#	1443.4	97.7	50.7	0.60	25	2
4	82#	1823.1	97.5	48.5	0.57	20	0

由于 85# 计量站有可利用空头，本次不需要对进站阀组进行扩头。

G04-10CNB11 井周边老油井周边相关计量站生产现状见表 2.6-2。

表 2.6-2 G04-10CNB11 井周边计量站生产现状一览表

序号	计量站	进站液量 m <sup>3</sup> /d	综合含水 %	出站温度 °C	出站压力 MPa	阀组井式 (口)	空头数
1	2#	714.8	89.4	40.6	0.76	20	1
2	3#	748.5	95.5	43.5	0.67	15	0

由于 2# 计量站有可利用空头，本次不需要对进站阀组进行扩头。

G04-15C11 井周边老油井周边相关计量站生产现状见表 2.6-3。

表 2.6-3 G04-15C11 井周边计量站生产现状一览表

序号	计量站	进站液量 m <sup>3</sup> /d	综合含水 %	出站温度 °C	出站压力 MPa	阀组井式 (口)	空头数
1	13#	698	92.3	45	0.8	15	0
2	12#	1495	97.8	48	0.7	20	4
3	12-1#	1504	96.4	48	0.7	20	3

由于 13# 计量站无可利用空头，本次需要扩头。

G07-31C2206 井周边老油井周边相关计量站生产现状见表 2.6-4。

表 2.6-4 G07-31C2206 井周边计量站生产现状一览表

序号	计量站	进站液量 m <sup>3</sup> /d	综合含水 %	出站温度 °C	出站压力 MPa	阀组井式 (口)	空头数
1	37-1#	227	97	45	0.75	15	8
2	37#	592	95.6	45	0.7	15	8
3	32#	848	97.2	45	0.65	18	8
4	32-1#	1080	97.6	45	0.6	20	4

由于 37# 计量站有可利用空头，本次不需要扩头。

G06-33C554 井周边老油井周边相关计量站生产现状见表 2.6-5。

表 2.6-5 G06-33C554 井周边计量站生产现状一览表

序号	计量站	进站液量 m <sup>3</sup> /d	综合含水 %	出站温度 °C	出站压力 MPa	阀组井式 (口)	空头数
1	88-1#	653.6	97.5	45	0.89	18	1
2	89-1#	797.9	97.4	45	0.7	18	0
3	89#	1148.5	97.6	46.5	0.7	25	0
4	82#	688.5	93.2	46	0.92	15	1
5	90#	684.4	98.2	44	0.9	15	3
6	87#	539.9	98	49	0.9	16	0

由于 88-1# 计量站有可利用空头，本次不需要扩头。

### (5) 联合站

#### 1) 孤东一号联合站

孤东一号联合站位于孤东油田的中部，于 1988 年 12 月 17 日建成投产，至今已经过多次扩建或改造。设计处理液量规模  $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理液量  $4.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，进站温度  $50^\circ\text{C}$ ，进站压力  $0.4 \text{MPa}$ 。方案实施后区块新增最大液量为  $111.8 \text{m}^3/\text{d}$ ，新增液量全部进孤东一号联合站后，在孤东一号联合站的处理能力范围内，孤东一号联合站不需要改造。

#### 2) 孤东二号联合站

孤东二号联合站于 1991 年建成投产，具有油气分离、原油加热、脱水、污水处理、污水回注功能，至今已经过多次扩建或改造。

设计处理液量为  $4.7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计原油处理能力  $250 \times 10^4 \text{t/a}$ 。目前进站液量  $3.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，综合含水 95.6%，进站温度  $43^\circ\text{C}$ ，进站压力  $0.45 \text{MPa}$ ；外输油量  $1387 \text{t/d}$ ，含水 2%。本方案实施后区块新增最大液量为  $111.8 \text{m}^3/\text{d}$ ，新增液量全部进孤东二号联合站后，在孤东二号联合站的处理能力范围内，孤东二号联合站不需要改造。

### 3) 孤东四号联合站

孤东四号联合站于 1995 年建成投产，具有油气分离、原油加热、原油稳定、脱水、污水处理、污水回注功能，至今已经过多次扩建或改造。设计处理液量规模  $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理液量  $2.42 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，进站油量为 2365t/d，，进站混合温度  $35^\circ\text{C}$ ，综合含水 94.6%。本方案实施后区块新增最大液量为  $47.9 \text{m}^3/\text{d}$ ，新增液量全部进孤东四号联合站后，在孤东四号联合站的处理能力范围内，孤东四号联合站不需要改造。

## 2.6.2 注水系统

### (1) 概述

本次项目新增 4 口侧钻注水井，GOGD51C2 井位于一区 51 块馆上区块，GO2-11C51B 井位于二区馆 4 区块，两口注水井隶属管理二区管辖，由东二注水站供水，注水系统完善。GO7-38C166B 注聚井位于七区西 41-51 区块，隶属管理三区，距离 11#-2 注入站较近，有完善的注聚系统，注聚站由东四注水站供水。GO8-25C9 井位于八区 5-6 区块，隶属管理一区管辖，由东六注水站供水，注水系统完善。

### (2) 注水站

#### 1) 东二注水站

投产于 1990 年 11 月，设计注水能力  $3.65 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前供水量  $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计注水压力 16MPa。注水水源来自于东二污水站。

#### 2) 东四注水站

东四注水站投产于 1992 年 12 月，设计注水能力  $2.21 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，实际注水量  $1.29 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计注水压力 16MPa。注水水源来自于东

四污水站。

### 3) 东五注水站

东五注水站投产于 1994 年 10 月，设计注水能力  $3.84 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，实际注水量  $2.51 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，注水水源来自于东二污水站。

### 4) 东六注水站

东六注水站投产于 1996 年 4 月，设计注水能力  $2.64 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，实际注水量  $1.91 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，注水水源来自于东一污水站、东四污水站。

### 5) 11#-2 注入站

孤东采油厂建有各类注聚泵站 10 座(其中 8#配注站仅有配注能力而无注聚能力)，其中配注站 5 座、注聚站 5 座（仅有注聚能力），配套建设分散装置 13 套。设计母液配制能力  $14294 \text{m}^3/\text{d}$ ，实际母液配制量为  $6053 \text{m}^3/\text{d}$ ；设计注入能力  $22428 \text{m}^3/\text{d}$ ，实际注入量为  $6052 \text{m}^3/\text{d}$ 。

11#-2 站投产于 2013 年 12 月，设计注聚能力  $0.21 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

### (3) 配水间

GOGD51C2 侧钻注水井接入附近的 100#配水间，注水水源来自东二注水站。配水间设计压力 16MPa。

GO2-11C51B 侧钻注水井接入附近的 58#配水间，注水水源来自东二注水站。配水间设计压力 16MPa。

GO7-38C166B 侧钻注聚井接入 11#-2 注入站，注水水源来自东四注，设计压力为 16MPa。11#-2 注入站内无空头，因此需将所辖注水井 GO07-36-306 转入 47-1#配水间，便于 GO7-38C166B 注聚井接入。47-1#配水间注水水源来自东五注。

GO8-25C9 侧钻注水井接入附近的 24#配水间，注水水源来自东

六注水站。配水间设计压力 16MPa。

### 2.6.3 供电

各井台用电设备均为三级负荷，采用单回路供电，新油井电源引自附近 6kV 架空线。经调研，目前该段高压线路剩余负荷可以满足本次新增负荷要求。

### 2.6.4 自控

本次工程涉及区块内“四化”建设正在前期运行中，因此，本方案仅考虑 5 口油井、3 座注水井、1 座注聚井的四化建设。

### 2.6.5 通信

本次工程主要为 9 座井场的 RTU 控制系统提供数据传输通道。

### 2.6.6 道路

本项目涉及新井均位于孤东油田工业区内，油区道路发达，主要为沥青路。

## 2.7 地面工程方案

### 2.7.1 基础数据

原油物性及地层水物性见表 2.7-1。

表 2.7-1 原油物性及地层水物性表

井号	GOGD2-19C65	GO4-10CNB11	GO4-15C11	GO7-31C2206	GO6-33C554
密度 (20°C, g/cm <sup>3</sup> )	0.96	0.9585	0.9585	0.965	0.9508
粘度 (50°C, mPa·s)	500~2000	1486	1486	1068	322
凝固点 (°C)	-5~-35	-5~-33	-5~-33	5~-33	5~-33
矿化度 (mg/L)	4525~16936	10912	10912	9980	8048
水型	NaHCO <sub>3</sub>	CaCl <sub>2</sub>	CaCl <sub>2</sub>	CaCl <sub>2</sub>	CaCl <sub>2</sub>

## 2.7.2 油气集输系统

### 2.7.2.1 油气集输方式的确定

本次区块开发调整油气集输设计方案：新井 G02-19C65 井采用单管密闭集输工艺，通过新建单井出油管线就近管输至已建集输系统，最终输至孤东二号联合站。新井 G04-10CNB11 井考虑周边老井集输方式采用掺水加热工艺，考虑新井投产时期油井产液较小、井口出油温度低，本次新井 G04-10CNB11 井采用采用掺水加热密闭集输工艺，通过新建单井出油管线就近管输至已建集输系统，最终输至孤东四号联合站。新井 G04-15C11 井考虑周边老井集输方式采用掺水集输工艺，考虑新井投产时期油井产液较小，本次新井 G04-15C11 设计采用掺水密闭集输工艺，通过新建单井出油管线就近管输至已建集输系统，最终输至孤东一号联合站。新井 G07-31C2206 井考虑周边老井集输方式采用掺水集输工艺，考虑新井投产时期油井产液较小，本次新井 G07-31C2206 井设计采用掺水密闭集输工艺，通过新建单井出油管线就近管输至已建集输系统，最终输至孤东一号联合站。新井 G06-33C554 井采用单管密闭集输工艺，通过新建单井出油管线就近管输至已建集输系统，最终输至孤东二号联合站。

G02-19C65 井新建集输示意图见图 2.7-1；G04-10CNB11 新建集输示意图见图 2.7-2；G04-15C11 新建集输示意图见图 2.7-3。G07-31C2206 新建集输示意图见图 2.7-4。G06-33C554 新建集输示意图见图 2.7-5。

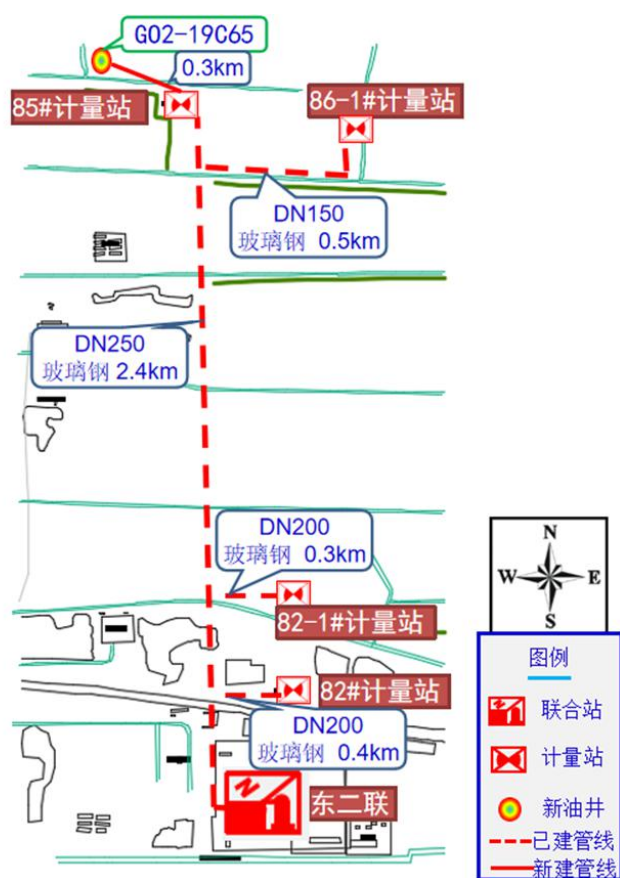


图 2.7-1 G02-19C65 井新建集输示意图

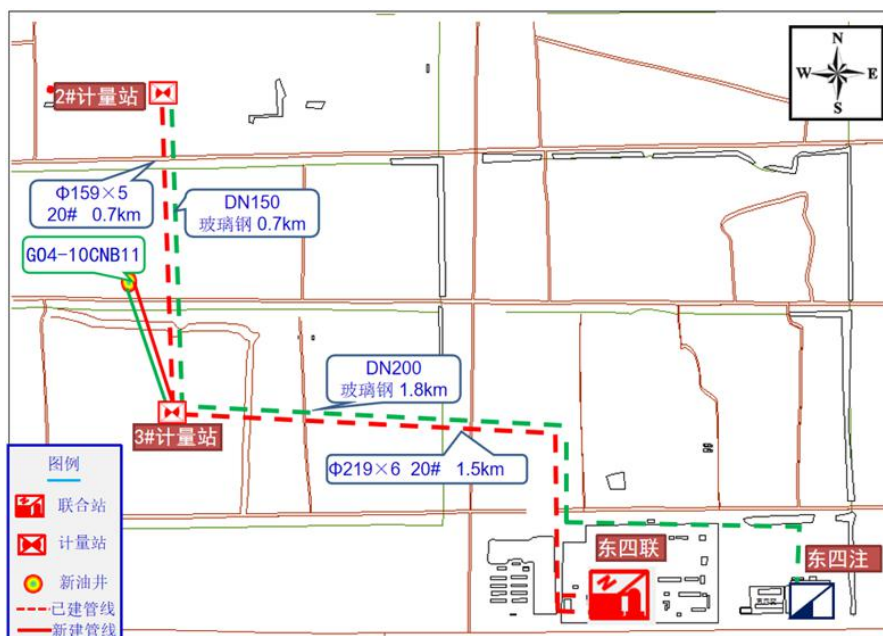


图 2.7-2 G04-10CNB11 井新建集输示意图



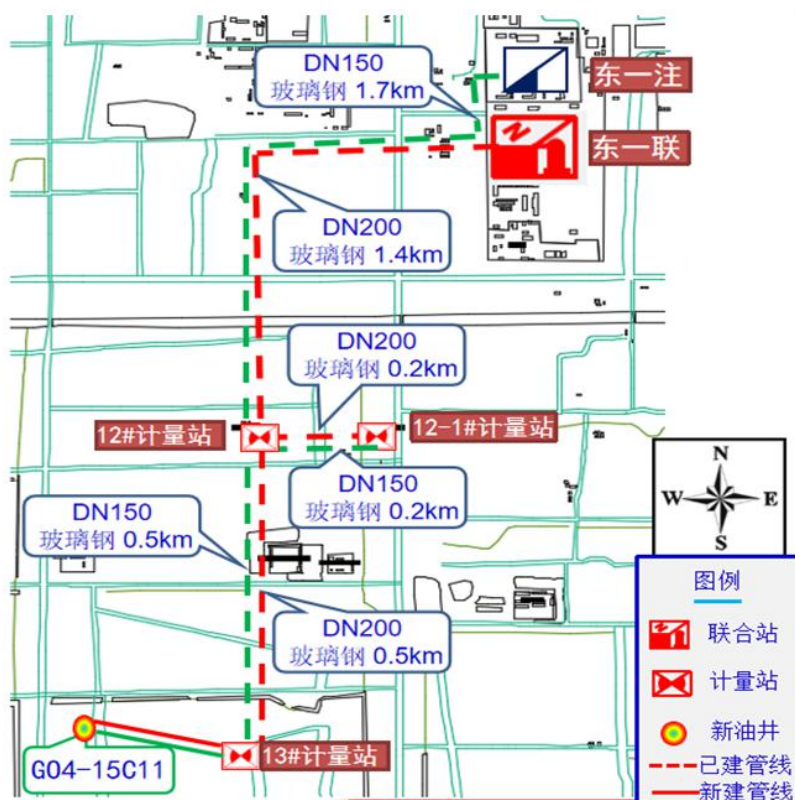


图 2.7-3 G04-15C11 井新建集输示意图

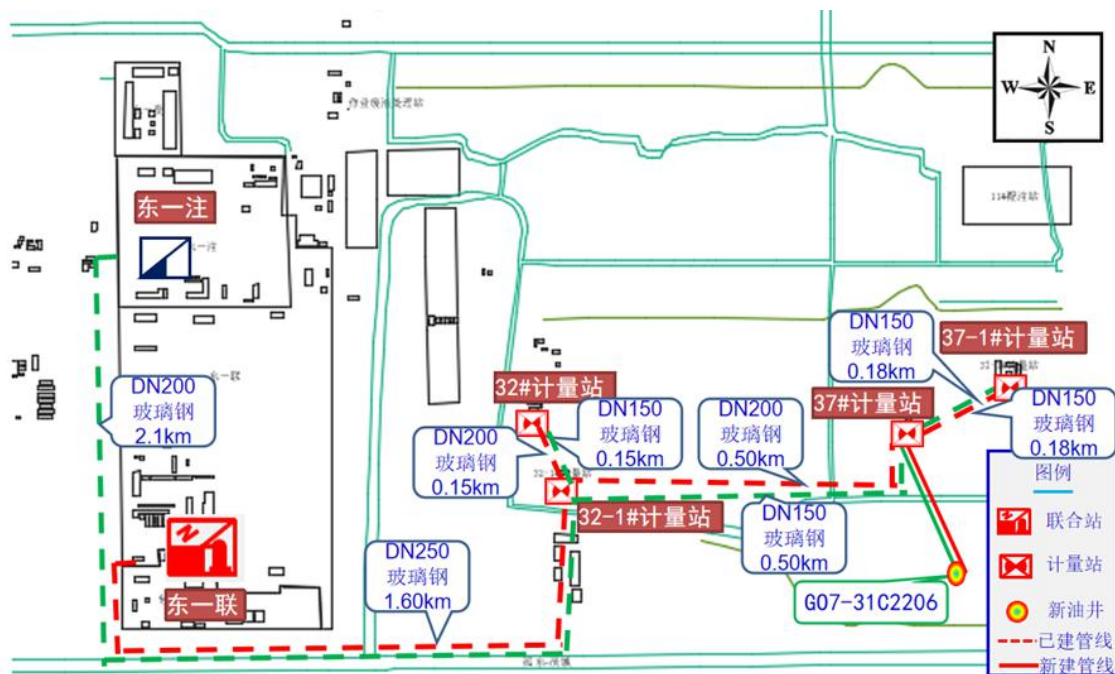


图 2.7-4 G07-31C2206 井新建集输示意图

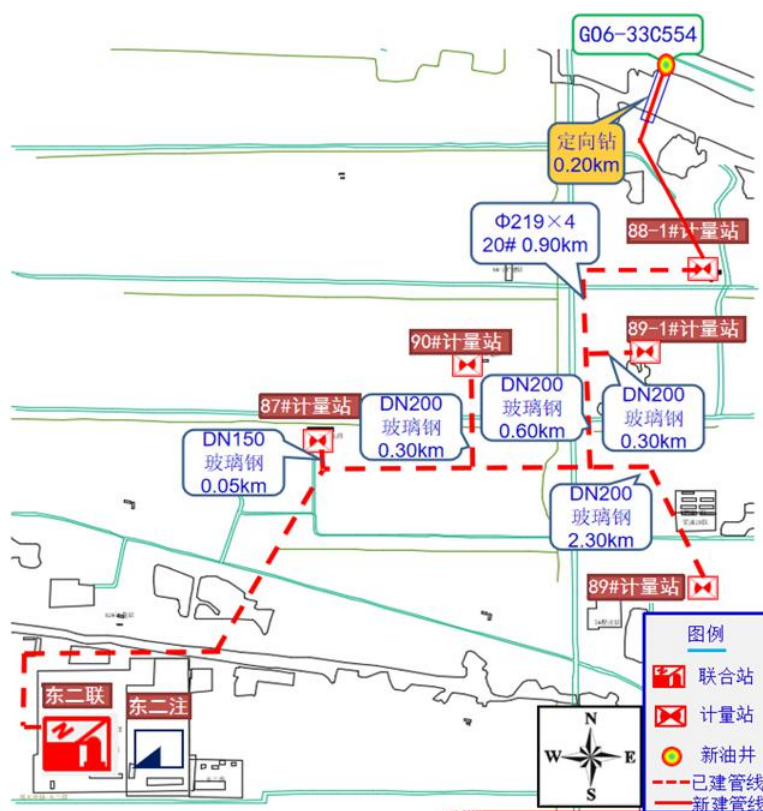


图 2.7-5 G06-33C554 井新建集输示意图

由于 G06-33C554 井南侧有宽 100m 左右的排涝沟，经过与管理区结合，结合油田类似情况，本次设计定向钻穿越排涝沟。根据定向钻曲线设计，通过计算，定向钻的长度设计为 200m。

### 2.7.2.2 管线材质确定

由于区块地处黄河入海口北侧的滩涂地带，管道易产生腐蚀，为了减缓管线腐蚀程度，要求管线具有良好的抗腐蚀性。从这方面考虑，本工程 GOGD2-19C65、GO4-10CNB11、GO4-15C11、GO7-31C2206、GO6-33C554 井单井出油管线管材选择玻璃钢管。GO6-33C554 井定向钻段考虑管线回拖力等因素，本次定向钻段采用无缝钢管 20#，3PE 外防。

### 2.7.2.3 单井出油管线

(1) GOGD2-19C65 井单井出油管线选取 DN80 的玻璃钢管，泡沫黄夹克保温 30mm。

(2) GO4-10CNB11 井单井出油管线选取 DN80 的玻璃钢管线，泡沫黄夹克保温 30mm。

(3) GO4-15C11 井单井出油管线选取 DN80 的玻璃钢管线，泡沫黄夹克保温 30mm。

(4) GO7-31C2206 井单井出油管线选取 DN80 的玻璃钢管线，泡沫黄夹克保温 30mm。

(5) GO6-33C554 井单井出油管线选取 DN80 的玻璃钢管线，泡沫黄夹克保温 30mm。

(6) 本次 GO4-10CNB11、GO4-15C11、GO7-31C2206 井通过掺水加热密闭集输工艺，掺水管线选择规格为 $\Phi 48 \times 3.5$  20#，泡沫黄夹克保温 30mm。

(7) 由于 GO4-10CNB11 井原油属普通稠油，经计算，在 GO4-10CNB11 井新上 1 台 50kW 燃气水套加热炉。加热炉供气管线选择 $\Phi 48 \times 3.5$  无缝钢管，2PE 防腐。

### 2.7.2.4 油气集输主要工程量

油气集输部分主要工程量见表 2.7-2。

表 2.7-2 油气集输部分主要工程量

序号	主要工程内容	单位	数量	备注
一	井场			
1	单井出油管线 DN80 PN16 玻璃钢管	km	2.35	泡沫黄夹克保温厚 30mm
2	单井掺水管线 DN40 PN25 玻璃钢管	km	1.40	泡沫黄夹克保温厚 30mm

序号	主要工程内容	单位	数量	备注
3	天然气管线- $\Phi 48 \times 3.5$ 20#	km	0.40	泡沫黄夹克保温厚 30mm
4	单井出油管线- $\Phi 89 \times 4$ 20#	km	0.20	3PE 外防
5	定向钻 200m	处	1.00	
6	保护套管 $\Phi 273.1 \times 7.1$ Q235B	m	280	
7	保护套管 $\Phi 219 \times 6$ 20#	m	80	
8	管道穿越道路	处	6	
9	管道穿越沟渠	处	1	
10	进站阀组扩头	套	1	
11	掺水阀组扩头	套	2	
12	50kW 水套加热炉	台	1	
二	其它			
1	井口安装 PN16 DN80	套	5	含井口控制柜
2	抽油机	台	5	
3	变频控制柜安装	套	5	

## 2.7.3 注水工程

### 2.7.3.1 设计参数

注水井数：3 口

注聚井数：1 口（三段塞注入方式）

溶液配制：清水配制母液、污水稀释注入

前置调剖段塞：0.075PV $\times$ 2300mg/L 聚合物

二元主体段塞：0.4PV $\times$ （0.4%表活剂 + 1900mg/L 聚合物）

后置保护段塞：0.05PV $\times$ 1500mg/L 聚合物

注入速度：0.12PV/a

设计压力：16MPa

单井配注量：80m<sup>3</sup>/d

### 2.7.3.2 注水管线走向

#### (1) GOGD51C2 单井管线走向

新建 GOGD51C2 单井注水管线埋地敷设，管线规格为无缝钢管  $\Phi 60 \times 5.5$  20#，管线穿越井场、道路和沟渠处采用套管保护，保护套管规格为  $\Phi 159 \times 5$  20# 无缝钢管。

注水管线走向示意图见图 2.7-6。

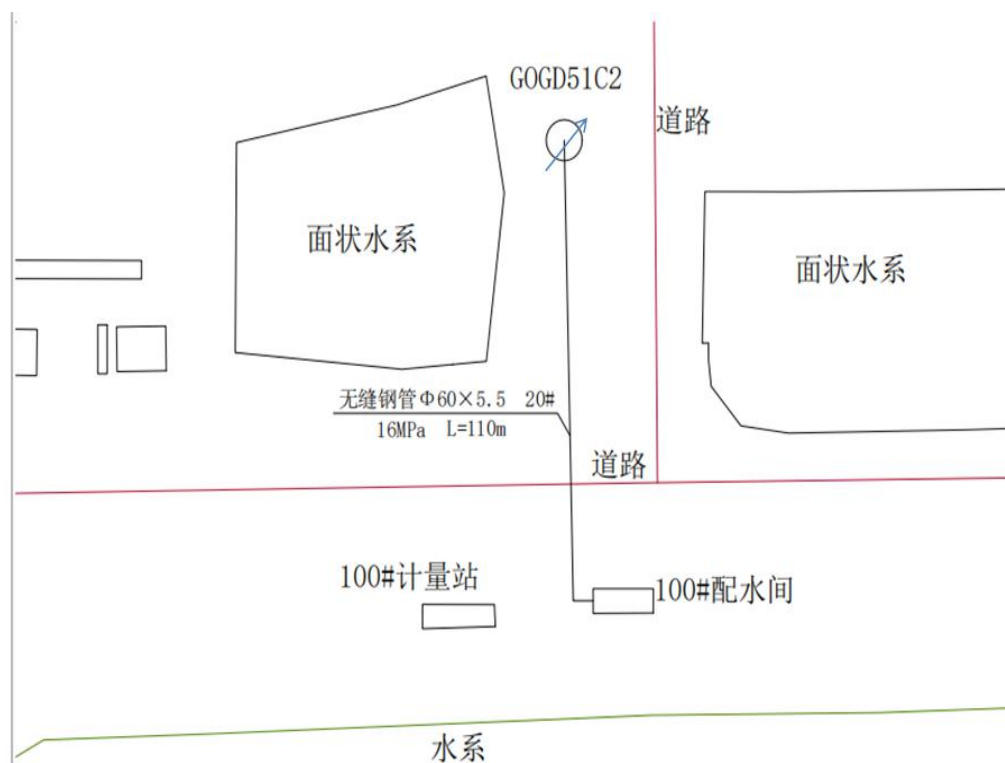


图 2.7-6 GOGD51C2 单井注水管线走向示意图

#### (2) GO2-11C51B 单井管线

新建 GO2-11C51B 单井注水管线埋地敷设，管线规格为无缝钢管  $\Phi 60 \times 5.5$  20#，管线穿越井场、道路和沟渠处采用套管保护，保护套管规格为  $\Phi 159 \times 5$  20# 无缝钢管。

注管线走向示意图见图 2.7-7。

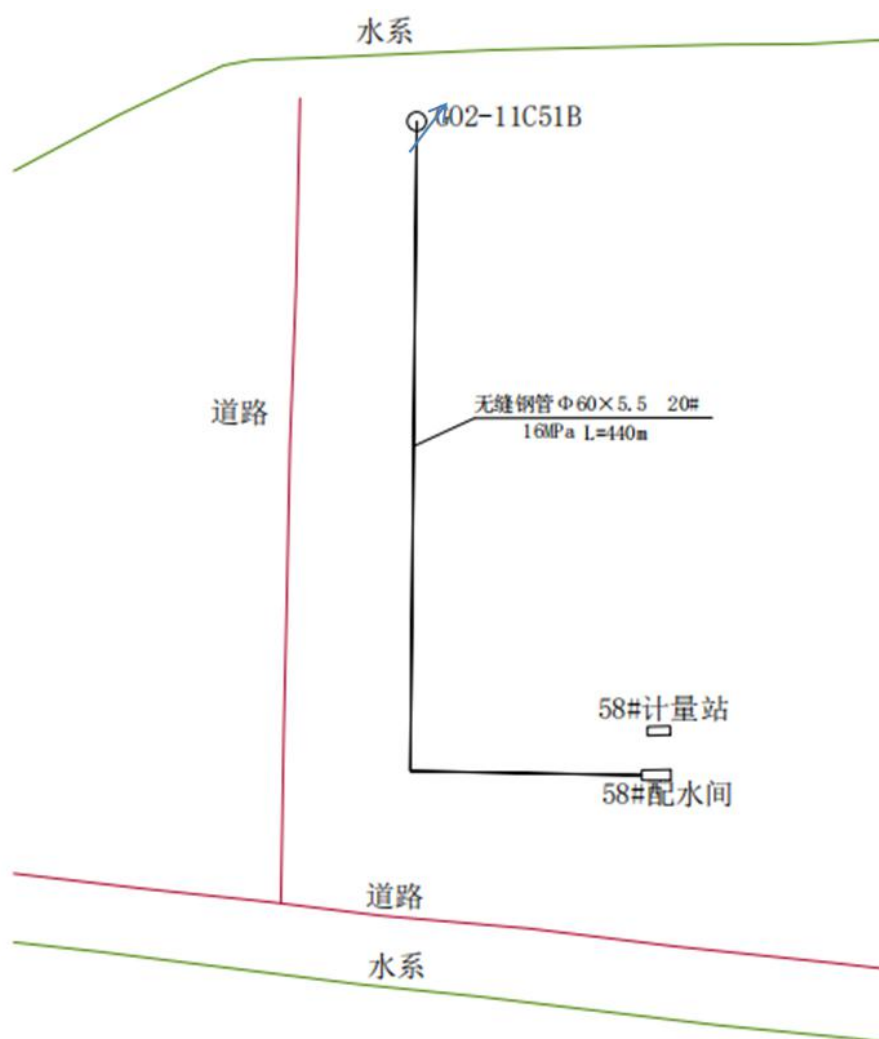


图 2.7-7 G02-11C51B 单井注水管线走向示意图

### (3) G07-38C166B 单井注聚管线

新建 G07-38C166B 单井注聚管线埋地敷设，接至 11#-2 注入站。11-2#注入站内为新侧钻井预留出空头，将站内已改为注水的 G007-36-306 注水井接入 47-1#配水间内。

新建 G07-38C166B 单井注聚管线为 DN50 的玻璃钢管线，G007-36-306 注水井的单井注水管线，管线规格为无缝钢管 $\Phi 60 \times 5.5$  20#。管线穿越井场、道路和沟渠处采用套管保护，保护套管规格为 $\Phi 159 \times 5$  20#无缝钢管。

管线走向示意图见图 2.7-8、图 2.7-9。

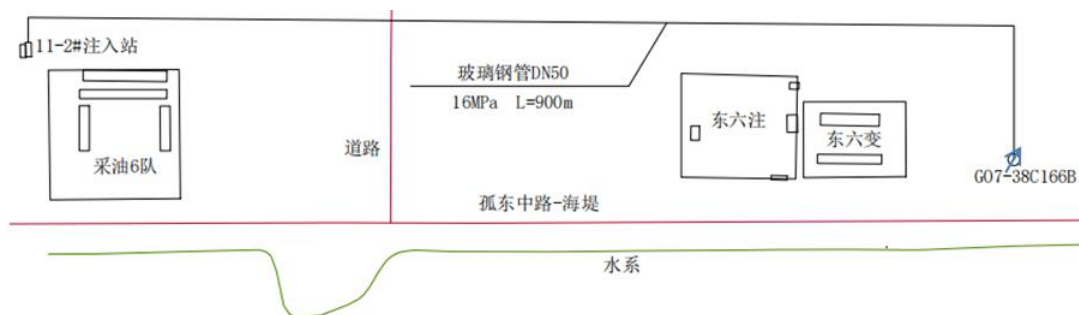


图 2.7-8 G07-38C166B 单井注聚管线走向示意图

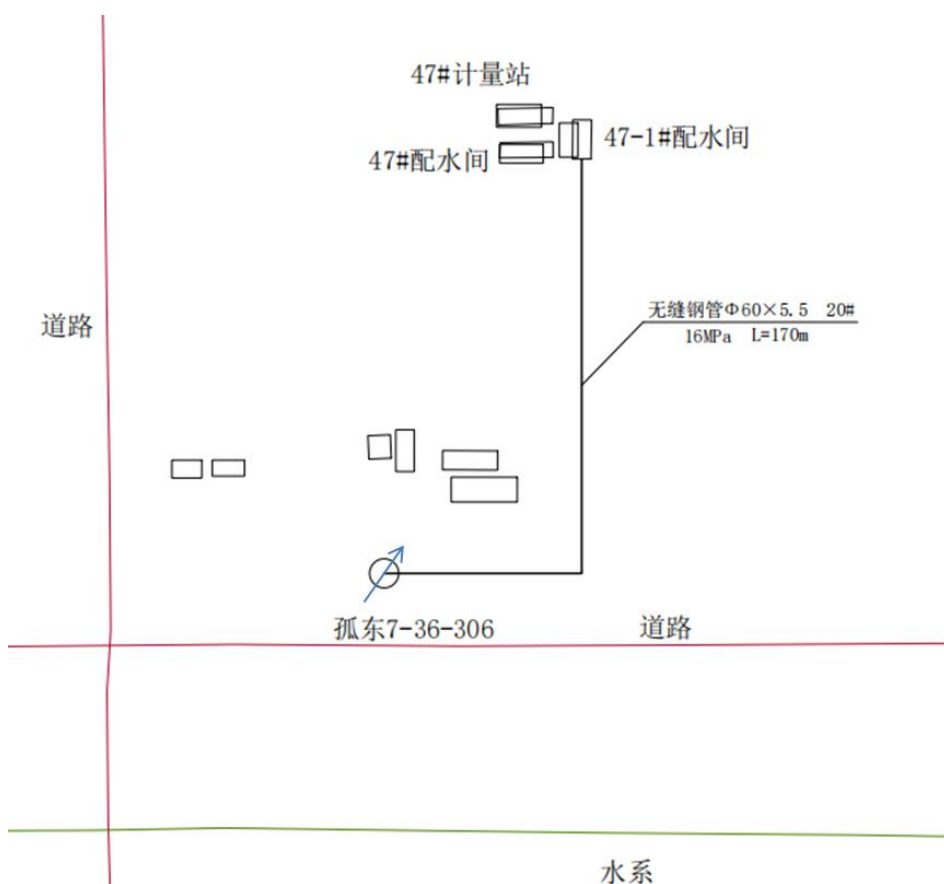
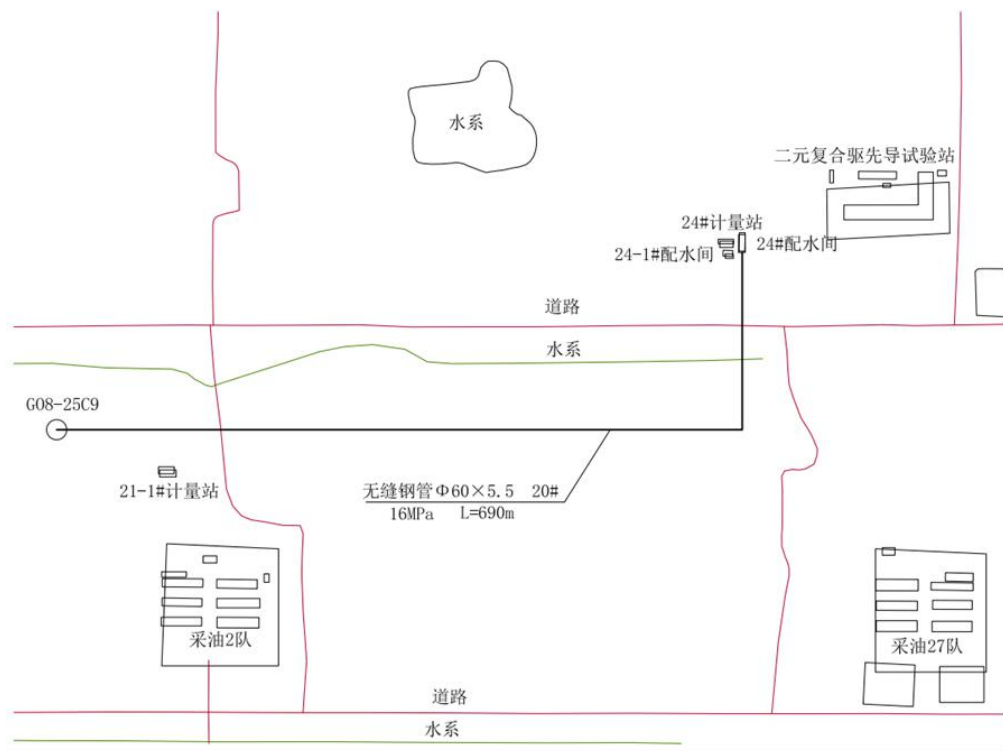


图 2.7-9 孤东 7-36-306 单井注水管线走向示意图

#### (4) G08-25C9 单井管线

新建 G08-25C9 单井注水管线埋地敷设，管线规格为无缝钢管  $\Phi 60 \times 5.5$  20#，管线穿越井场、道路和沟渠处采用套管保护，保护套管规格为  $\Phi 159 \times 5$  20# 无缝钢管。注管线走向示意图见图 2.7-10。



2.7-10 G08-25C9 单井注水管线走向示意图

### 2.7.3.3 注水管线选择

综合钢管和玻璃钢管的优缺点，本次单井注水设计管线采用 20# 无缝钢管。注聚管线因为腐蚀较为严重的问题，选用玻璃钢管线。

### 2.7.3.4 注水部分主要工程量

注水部分主要工程量见表 2.7-3。

2.7-3 注水部分主要工程量

序号	工程内容	单位	数量	备注
一	侧钻注水井 G0GD51C2			
1	单井配水阀组 DN50 16MPa	套	1	
2	无缝钢管Φ60×5.5 20#	m	110	2PE 外防腐
3	注水井口装置 16MPa	套	1	
4	Φ159×5 20#	m	10	套管用料
5	穿跨越土路	处	1	



序号	工程内容	单位	数量	备注
二	侧钻注水井 GO2-11C51B			
1	单井配水阀组 DN50 16MPa	套	1	
2	无缝钢管Φ60×5.5 20#	m	440	2PE 外防腐
3	注水井口装置 16MPa	套	1	
三	侧钻注聚井 GO7-38C166B			
1	单井配水阀组 DN50 16MPa	套	1	
2	无缝钢管Φ60×5.5 20#	m	170	2PE 外防腐
3	单井注聚管线 DN50 16MPa	m	900	玻璃钢管线
4	注聚井口装置 16MPa	套	1	
5	Φ159×5 20#	m	10	套管用料
6	穿跨越土路	处	1	
四	侧钻注水井 GO8-25C9			
1	单井配水阀组 DN50 16MPa	套	1	
2	无缝钢管Φ60×5.5 20#	m	690	2PE 外防腐
3	注水井口装置 16MPa	套	1	
4	Φ159×5 20#	m	30	套管用料
5	穿跨越土路	处	2	
6	穿越沟渠	处	1	

## 2.7.4 配套工程

### 2.7.4.1 供配电

#### (1) 设计内容

本工程共涉及 5 口新建油井（GO2-19C65、GO4-10CNB11、GO4-15C11、GO7-31C2206、GO6-33C554），分布于 5 座单井井场。每座井场电力部分设计工作量如下：

- ①新建 1 座抽油机(37kW/380V)配电。
- ②新建 1 套自控通信设备(0.2kW/220V)配电。
- ③新建设备防雷防静电接地。

## (2) 配电设计

GO2-19C65、GO4-10CNB11、GO4-15C11、GO7-31C2206、GO6-33C554 井场均新建变压器台 1 座，其中 GO2-19C65 井场考虑后期井场扩建，预留部分负荷，在 GO2-19C65 井场设 S13-M-100/10、6(10)/0.4kV 100kVA 变压器 1 台；其余井场设 S13-M-50/10、6(10)/0.4kV 50kVA 变压器 1 台。变压器低压侧均设户外配电箱 1 面为新增负荷供电。新建井场电源均 T 接自附近已建 6kV 架空线，新建 6kV 电力线路（12m 杆，3×JKLGYJ-10-95/15mm<sup>2</sup>）共 650m。

## (3) 配电电压及接地系统

配电电压为 380/220V，接地系统采用 TN-S 系统。

## (4) 配电方式及保护

配电方式采用放射式。低压断路器设有短路及过载保护。

## (5) 井场照明

每座新建井场通信立杆安装 LED 补光灯 1 只，电源引自通信箱。

## (6) 线路敷设

井场外电源进线采用架空线路，井场内电力电缆的敷设采取直埋的方式。

## (7) 爆炸危险区域划分

根据《石油设施电气设备场所 I 级 0 区、1 区和 2 区的分类推荐作法》SY/T 6671-2017 的规定，井口爆炸危险区域划分为 I 级 2 区。

爆炸危险区域电气设备的选择遵循《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058-2014。

## (8) 防雷

本次设计新建工艺设备的防雷及防静电接地按《石油与石油设施雷电安全规范》GB 15599-2009 进行设计。通信立杆设防雷防静电接地，接地电阻不大于  $4\Omega$ 。

场区内设防雷防静电接地装置，用 $-40\times 4$ 的热镀锌扁钢做水平接地体，用 $\angle 50\times 5\times 2500$ 的热镀锌角钢做垂直接地极。

场区内的所有金属管道、支架均做防雷、防静电接地。埋地金属管道在管线两端做防静电和防感应雷接地。

### (9) 接地

根据《油气田防静电接地设计规范》SY/T0060-2017 及《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065-2011 进行设计。

变压器中性点及其底座、电缆(头)金属外皮(壳)、电缆保护管以及所有金属构件均需可靠接地，接地电阻不大于  $4\Omega$ 。

电气设备正常不带电外壳、电缆(头)金属外皮(壳)、电缆保护管以及所有金属支架，电气设备正常不带电的金属外壳需可靠接地，接地电阻应符合相应规范要求。

### (10) 电力部分主要工程量见表 2.7-4。

**2.7-4 电气部分主要工程量**

序号	名称	单位	数量	备注
一	<b>GO2-19C65 井场工程量</b>			
1	双杆变压器台包括：	座	1	
(1)	氧化锌避雷器 HY5WS-10/30	组	1	
(2)	跌开式熔断器 RW10 50/15A	组	1	
(3)	电力变压器 S13-M-100/10、6(10)/0.4kVA 100kVA	台	1	
(4)	户外低压配电箱 IP54	面	1	
2	电力电缆 YJV <sub>22</sub> -0.6/1kV 5×25	m	80	
3	电力电缆 YJV-0.6/1kV 3×95+1×50	m	15	

序号	名称	单位	数量	备注
4	电力电缆 YJV <sub>22</sub> -0.6/1kV 3×4	m	80	
5	镀锌钢管 DN50	m	10	
6	热镀锌扁钢 -40×4	m	80	
7	热镀锌角钢 ∠50×50×5×2500	根	8	
8	LED 补光灯 150W	套	1	
9	热缩电缆终端头 25mm <sup>2</sup>	套	2	
10	热缩电缆终端头 95mm <sup>2</sup>	套	2	
11	避雷针 镀锌圆钢Φ25 H=0.5m	支	1	
12	6kV 高压架空线路 (12m 杆, 3×JKLGYJ-10-95/15mm <sup>2</sup> )	m	100	
13	隔离开关 HGW9-12kV/630A	组	1	
15	氧化锌避雷器 HY5WS-10/30	组	1	
16	架空型故障指示器	套	1	
二	<b>GO4-10CNB11 井场工程量</b>			
1	双杆变压器台包括:	座	1	
(1)	氧化锌避雷器 HY5WS-10/30	组	1	
(2)	跌开式熔断器 RW10 50/10A	组	1	
(3)	电力变压器 S13-M-50/10、6(10)/0.4kVA 50kVA	台	1	
(4)	户外低压配电箱 IP54	面	1	
2	电力电缆 YJV <sub>22</sub> -0.6/1kV 5×25	m	80	
3	电力电缆 YJV-0.6/1kV 3×35+1×16	m	15	
4	电力电缆 YJV <sub>22</sub> -0.6/1kV 3×4	m	80	
5	镀锌钢管 DN50	m	10	
6	热镀锌扁钢 -40×4	m	80	
7	热镀锌角钢 ∠50×50×5×2500	根	8	
8	LED 补光灯 150W	套	1	
9	热缩电缆终端头 25mm <sup>2</sup>	套	2	
10	热缩电缆终端头 35mm <sup>2</sup>	套	2	
11	避雷针 镀锌圆钢Φ25 H=0.5m	支	1	
12	6kV 高压架空线路 (12m 杆, 3×JKLGYJ-10-95/15mm <sup>2</sup> )	m	150	
13	隔离开关 HGW9-12kV/630A	组	1	

序号	名称	单位	数量	备注
14	氧化锌避雷器 HY5WS-10/30	组	1	
15	架空型故障指示器	套	1	
<b>三</b>	<b>GO4-15C11 井场工程量</b>			
1	双杆变压器台包括:	座	1	
(1)	氧化锌避雷器 HY5WS-10/30	组	1	
(2)	跌开式熔断器 RW10 50/10A	组	1	
(3)	电力变压器 S13-M-50/10、6(10)/0.4kVA 50kVA	台	1	
(4)	户外低压配电箱 IP54	面	1	
2	电力电缆 YJV <sub>22</sub> -0.6/1kV 5×25	m	80	
3	电力电缆 YJV-0.6/1kV 3×35+1×16	m	15	
4	电力电缆 YJV <sub>22</sub> -0.6/1kV 3×4	m	80	
5	镀锌钢管 DN50	m	10	
6	热镀锌扁钢 -40×4	m	80	
7	热镀锌角钢 ∠50×50×5×2500	根	8	
8	LED 补光灯 150W	套	1	
9	热缩电缆终端头 25mm <sup>2</sup>	套	2	
10	热缩电缆终端头 35mm <sup>2</sup>	套	2	
11	避雷针 镀锌圆钢Φ25 H=0.5m	支	1	
12	6kV 高压架空线路 (12m 杆, 3×JKLGYJ-10-95/15mm <sup>2</sup> )	m	100	
13	隔离开关 HGW9-12kV/630A	组	1	
14	氧化锌避雷器 HY5WS-10/30	组	1	
15	架空型故障指示器	套	1	
<b>四</b>	<b>GO7-31C2206 井场工程量</b>			
1	双杆变压器台包括:	座	1	
(1)	氧化锌避雷器 HY5WS-10/30	组	1	
(2)	跌开式熔断器 RW10 50/10A	组	1	
(3)	电力变压器 S13-M-50/10、6(10)/0.4kVA 50kVA	台	1	
(4)	户外低压配电箱 IP54	面	1	
2	电力电缆 YJV <sub>22</sub> -0.6/1kV 5×25	m	80	
3	电力电缆 YJV-0.6/1kV 3×35+1×16	m	15	

序号	名称	单位	数量	备注
4	电力电缆 YJV <sub>22</sub> -0.6/1kV 3×4	m	80	
5	镀锌钢管 DN50	m	10	
6	热镀锌扁钢 -40×4	m	80	
7	热镀锌角钢 ∠50×50×5×2500	根	8	
8	LED 补光灯 150W	套	1	
9	热缩电缆终端头 25mm <sup>2</sup>	套	2	
10	热缩电缆终端头 35mm <sup>2</sup>	套	2	
11	避雷针 镀锌圆钢Φ25 H=0.5m	支	1	
12	6kV 高压架空线路 (12m 杆, 3×JKLGYJ-10-95/15mm <sup>2</sup> )	m	100	
13	隔离开关 HGW9-12kV/630A	组	1	
14	氧化锌避雷器 HY5WS-10/30	组	1	
15	架空型故障指示器	套	1	
<b>五</b>	<b>G06-33C554 井场工程量</b>			
1	双杆变压器台包括:	座	1	
(1)	氧化锌避雷器 HY5WS-10/30	组	1	
(2)	跌开式熔断器 RW10 50/10A	组	1	
(3)	电力变压器 S13-M-50/10、6(10)/0.4kVA 50kVA	台	1	
(4)	户外低压配电箱 IP54	面	1	
2	电力电缆 YJV <sub>22</sub> -0.6/1kV 5×25	m	80	
3	电力电缆 YJV-0.6/1kV 3×35+1×16	m	15	
4	电力电缆 YJV <sub>22</sub> -0.6/1kV 3×4	m	80	
5	镀锌钢管 DN50	m	10	
6	热镀锌扁钢 -40×4	m	80	
7	热镀锌角钢 ∠50×50×5×2500	根	8	
8	LED 补光灯 150W	套	1	
9	热缩电缆终端头 25mm <sup>2</sup>	套	2	
10	热缩电缆终端头 35mm <sup>2</sup>	套	2	
11	避雷针 镀锌圆钢Φ25 H=0.5m	支	1	
12	6kV 高压架空线路 (12m 杆, 3×JKLGYJ-10-95/15mm <sup>2</sup> )	m	200	
13	隔离开关 HGW9-12kV/630A	组	1	

序号	名称	单位	数量	备注
14	氧化锌避雷器 HY5WS-10/30	组	1	
15	架空型故障指示器	套	1	

#### 2.7.4.2 自控

##### (1) 设计内容

本次工程涉及区块内 5 口油井（GO2-19C65、GO4-10CNB11、GO4-15C11、GO7-31C2206、GO6-33C554）、4 口水井（GOGD51C2、GO2-11C51B、GO7-38C166B、GO8-25C9）和 4 套配水间（100#、58#、47-1#、24#）的四化建设，本次工程设计对应的自控检测内容如下：

##### 油井部分：

- 1) 井口压力检测，高压报警，极高压力报警并待人工确认后远程停井，极高压力报警持续 1 分钟后未人工确认则自动停井；
- 2) 套管压力检测；
- 3) 井口温度检测；
- 4) 油井抽油机示功图数据上传；
- 5) 油井的电参数、运行状态等参数采集，油井远程启停等功能。

##### 注水井部分：

- 1) 井口油压检测；
- 2) 井口套管压力检测。

##### 配水间部分：

- 1) 单井注水支线压力检测；
- 2) 单井注水支线流量检测及自动调节控制。

## (2) 控制工程

### 油井部分：

5 口油井计量采用示功图法计量。每口油井设 1 套 RTU。RTU 负责采集油井平台管辖井口的生产数据，并可通过通信设备分别上传至各自的采油管理区数据中心。

### 注水井部分：

井口油压和套压选用 NB-IOT 协议无线压力变送器，数据上传至各自的采油管理区数据中心。

### 配水间部分：

利用各配水间已有的 RTU 控制系统扩容，完成仪表检测信号的采集、控制、报警及流量测控装置的流量设定远程控制。

每路注水压力信号接入对应的流量测控装置。

### 采油管理区：

本次工程考虑各采油管理区生产指挥中心的扩容。

## (3) 接地

仪表及控制系统的接地电阻不应大于  $4\Omega$ 。

## (4) 主要工程量

自控部分主要工程量见表 2.7-5。

**2.7-5 自控主要工程量**

序号	名称	单位	数量	备注
一	油井井场			
	每座油井工程量如下：	座	5	
1	无线载荷传感器	台	1	
2	无线角位移传感器	台	1	
3	一体化温压变送器(无线)	台	1	



序号	名称	单位	数量	备注
4	无线压力变送器	台	1	
5	多功能电表	台	1	
二	注水井场			
	每座注水井工程量如下:	座	4	
1	无线压力变送器 (NB-IOT 协议)	台	2	
三	配水间			
1	压力变送器	台	4	
2	高压流量自控仪 DN50 PN420	台	4	
3	控制电缆 2x2x1.5	m	150	
	控制电缆 1x2x1.5	m	20	
4	镀锌钢管 DN20	m	10	
5	防爆挠性软管 DN20	根	4	
6	包塑金属软管 DN20	m	15	
7	配水间 RTU 扩容	套	4	
三	采油管理区			
1	自控系统扩容	套	1	

### 2.7.4.3 通信

本次工程主要为 5 座新井场 (GO2-19C65、GO4-10CNB11、GO4-15C11、GO7-31C2206、GO6-33C554) 的 RTU 控制系统和视频摄像头提供数据传输通道。

#### (1) 通信系统配置

井场内设置 1 根通信立杆, 通信立杆均安装 1 台室外智能高速球机、1 台扬声器、1 面通信箱及 1 台 20M 点对多点无线网桥远端。通过无线网桥远端将 RTU 自控信号及井场视频信号传输至各自的采油管理区已建网网络汇聚点。

#### (2) 防雷及接地

网桥前端设置网络电涌保护器，防止感应雷的损害，室外通信立杆接地电阻不大于  $4\Omega$ 。

### (3) 主要工作量

通信部分主要工程量见表 2.7-6。

**表 2.7-6 通信部分主要工程量表**

序号	名称	单位	数量	备注
一	单座井场工程量	座	5	
1	无线网桥远端点对多点 20M 集成定向天线	台	1	带 POE 模块
2	防水铠装双绞线	m	70	
3	控制电缆 3×1.5	m	20	
4	控制电缆 5×1.5	m	20	
5	工业以太网交换机(5 电口)	台	1	
6	电涌保护器-网络电源线二合一	只	1	
7	电涌保护器-POE	只	1	
8	接地线 BVR-1×16mm <sup>2</sup>	m	5	
9	金属软管 DN20 0.5 米	根	2	
10	镀锌钢管 DN25	m	60	
11	水泥监控立杆 12m	根	1	
12	通信箱	台	1	
13	室外扬声器 30W	只	1	
14	智能一体化红外高速球机	台	1	
15	横担	付	1	
16	24VDC 开关电源	台	1	

#### 2.7.4.4 道路

##### (1) 设计内容

根据胜利油田对井场道路的有关标准要求进行道路设计。

新建油井 GO2-19C65 井场通井土路：宽 4m，长 50m；

新建油井 GO4-10CNB11 井场通井土路：宽 4m，长 100m；

新建油井 GO4-15C11 井场通井土路：宽 4m，长 50m；

新建油井 GO7-31C2206 井场通井土路：宽 4m，长 100m；

新建油井 GO6-33C554 井场通井土路：宽 4m，长 50m；

新建注水井 GOGD51C2 井场通井土路：宽 4m，长 30m；

新建注水井 GO2-11C51B 井场通井土路：宽 4m，长 60m；

新建注水井 GO7-38C166B 井场通井土路：宽 4m，长 50m；

新建注水井 GO8-25C9 井场通井土路：宽 4m，长 80m。

道路填土高度为 0.5m，采用素土回填压实，填土必须分层碾压，每层的厚度应 $\leq 30\text{cm}$ ，压实度要求 $\geq 94\%$ ，边坡比 1:1.5。

新建 50×40m 油井井台 5 座，面积为 2000m<sup>2</sup>。井台填土高出地坪 0.5m，填土边坡比 1:1.5。

新建 50×40m 注水井井台 4 座，面积为 2000m<sup>2</sup>。井台填土高出地坪 0.5m，填土边坡比 1:1.5。

对 5 座抽油机底座硬化，单座面积为 11m×4m，采用 3:7 灰土分层压实，平均高出井台 0.3m。

## (2) 主要工程量

道路部分主要工程量见下表 2.7-7。

表 2.7-7 道路部分主要工程量表（合计）

序号	工程内容	单位	数量	备注
1	通井土路清理表土	m <sup>3</sup>	595	清理厚度为 0.2m
2	通井土路填土方	m <sup>3</sup>	2077	素土分层压实
3	井台清理表土	m <sup>3</sup>	3120	清理厚度为 0.2m
4	井台填土方	m <sup>3</sup>	10920	素土分层压实
5	抽油机底座硬化	m <sup>3</sup>	102	灰土分层压实

### 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

本项目涉及的主要危险有害物质为原油、天然气、高压水、高压注入液。物质的危险特性表见附表 1。

##### 3.1.1 原油

原油是各种烃类组成的一种复杂混合物，含少量硫、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。

##### 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。

##### 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。

##### ④ 原油的热膨胀性

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。

#### ⑤ 低温凝结性

本项目原油凝固点较高,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。

### 3.1.2 天然气

根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2004)中可燃物质火灾危险性分类,天然气火灾危险等级为甲<sub>B</sub>类,其火灾、爆炸特性参数如下:爆炸极限:5~15V%;自燃温度:482~632°C。天然气的主要危险有害特性见附表 1-2,天然气物性报告见附件 3。

天然气的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、CO<sub>2</sub>。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。

#### 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。

### 3.1.3 高压水

本工程注水阀组及注水井口选用 16MPa 压力系统。危险物质是高压水,高压水含有很高能量,可瞬间伤及作业人员,摧毁周边构筑物及设备设施。

压力管道若设计不当、存在施工质量缺陷、水质不良或外部环境条件导致过度腐蚀、冲蚀等均会使压力管道本身的强度降低,当其强度不能承受其内部压力时,有可能发生压力管道物理爆炸或爆裂。另外不按规程操作阀门等,可能导致物体打击伤害。

埋地注水管线穿孔后高压水可将地下土壤掏空,形成地下空洞或导致地面塌陷,人员经过可能坠落其中,导致摔伤甚至死亡。

油田注入水存在腐蚀性,注入水直接和设备、管道接触,对设备和管道造成较强的腐蚀;影响腐蚀的因素主要是 PH 值、矿化度、溶解氧浓度、流体间歇性高流速冲刷等。

同时由于系统压力比较高,当系统被腐蚀减薄到一定程度,承受不住工作压力,会造成密闭输送的注入液发生泄漏,从而造成设备的损坏或人员的伤亡。

管线中产生的含油污水中含有一定量的原油及溶解气,具有一定

火灾危险性。未分离脱除的可燃气体在污水中具有较高的含量，污水外流，能造成人员中毒危险。

### 3.1.4 高压注入液

高压注入液具有很大的流速，携带较大的动能，因此是较大的危险因素。高压注入液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。本工程注聚及注水设计压力 16MPa，这种高压注入液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。

埋地注聚及注水管线穿孔后高压注入液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。

另外，注入液中聚合物的主要成分是聚丙烯酰胺，聚合物是三次采油工艺中应有较广的一种化学助剂，为超高相对分子量水溶性聚合物。根据可行性研究报告和现场调研，本工程拟采用的聚合物为聚丙烯酰胺(其相对分子量通常在  $500 \times 10^4 \sim 2500 \times 10^4$ )。

聚丙烯酰胺为脆性白色固体，可燃但不易引燃，其粉尘与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热易引起燃爆。其粉尘云的引燃温度  $410^\circ\text{C}$ ，5mm 厚粉尘层引燃温度  $240^\circ\text{C}$ ，爆炸下限  $40\text{g}/\text{m}^3$ 。根据《建筑设计防火规范》的分类，其火灾危险性类别为丙类。

聚丙烯酰胺易溶于水，几乎不溶于有机溶液，配置的稀溶液易发生降解。聚丙烯酰胺本身没有腐蚀性，但其水溶液对金属有一定的腐蚀作用。另外聚丙烯酰胺易吸附空气中的水分并保留水分。

聚丙烯酰胺本身无毒，只有当食入量大于 5‰时，因肠胃粘膜对营养的吸收被粘阻而有害。聚丙烯酰胺中残留的丙烯酰胺单体有毒，

属中等毒类物质。还有聚丙烯酰胺在温度超过 120°C 时易分解而释放出有毒单体——丙烯酰胺。丙烯酰胺危险有害特性表见附表 1-3。

## 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。

在安装井口防喷设备时，需要打开老井井口。由于老井长期封井，井内压力等情况不明，在打开老井井口时应注意井口压力，若井内压力过大，极易导致井内残存油气喷出，造成井喷、窒息、中毒、物体打击等事故。

### 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。

由于老井长期封井，侧钻钻开井筒内水泥塞时，水泥塞下情况不明，若井内压力过大，井控预防措施不当，极易导致井内残存油气喷出，控制不当会造成井喷、窒息、中毒、物体打击等事故。

钻进过程中，在上部地层，因钻进速度较快，钻井液性能不完善，钻井液的造壁性和悬浮性能较差，可能造成井眼垮塌或沉砂埋钻具。钻入较深地层时，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。

钻井作业中，一旦发生井喷将导致井下情况更加复杂，往往通过停止钻井作业并及时压井进行控制。但由于压井技术难度大，极易使井喷失控，严重破坏油气资源，易造成火灾。井喷释放的有毒  $H_2S$  等气体更可能导致大规模的人员伤亡。从以往数据显示，若发生起钻抽吸，起钻过程中不及时灌泥浆；起完钻后空井时间过长；未及时发现溢流，或发现溢流后处理措施不当；井口未安装防喷器，或承压能力太低；防喷器及管汇安装不符合要求；井身结构设计不合理；对浅气层缺乏足够的认识；地层压力预测不准，泥浆密度偏低；在发生井漏后，没有预防可能发生的井喷；思想麻痹，违章操作等情况，易发生井喷事故。

### 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

在钻井施工过程中，经常遇到设备有问题需要检修和保养的情况，如修钻井泵、接链条、修气路、电路、柴油机等。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。

### 3.2.9 钻井井控危险有害因素分析

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。

一般情况下钻井过程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。如果同层的注水井不停注，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。

### 3.3 井下作业过程

井下作业是采油过程中保证油水井正常生产的技术手段，是在野外进行，流动性大，环境艰苦，并且与多工种协作施工，生产过程中

事故隐患较多，危险性较大。井下作业内容主要有油水井维修、油层改造等。

常规起下作业：易出现因作业前未检查通井机或修井机的刹车系统，刹车失控造成严重事故，或因超速起下造成顿钻和溜钻甚至落物事故；游动系统没有经常检查维护和保养，在解卡或重负荷作业时，发生大绳断落或井架倾斜折断等事故；井口操作不熟练或配合不当造成单吊环伤人；无证操作或不熟练操作规程发生顶天车、顿钻等事件。

射孔作业：射孔时未及时上紧旋塞阀，或旋塞阀、防喷器未经试压合格，易导致井喷事故的发生。

高压作业：防砂、压裂等高压作业时，井口装置不合格，易出现闸门及连接管汇的刺漏，造成人身伤害和环境污染等事故；地锚固定不牢固，在压力过高时，易出现井口崩坏，造成人身伤害等事故。

压井作业：由于压井等井下作业过程中使用的压井液在配伍等方面不符合地层要求，容易造成井喷事故（特别是新区块的前期开采）。

### 3.3.1 井喷

井喷失控是井下作业工程中性质严重，损失巨大的灾难性事故，不但会造成油气井的报废、钻机的损坏、人员的伤亡，而且使油气资源受到严重破坏和环境的污染。没有受到控制的井涌，可以迅速地恶化成井喷。

井下作业时需把井下作业液注入井中来平衡地层压力，当对地下压力预测不准、注入的井下作业液密度太低或出现地层压力突然变大等情况时，地层中的油气就会大量流入井内而引发井喷。井喷发生时，原油和天然气喷出后与空气摩擦，接触明火容易发生燃烧，会烧毁设

备和烧伤工作人员。

### 3.3.2 火灾、爆炸

井内喷出的原油和天然气易引发火灾，若井场处于窝风区，井内喷出的天然气因没有及时散发而聚集达到爆炸极限，可能引起天然气爆炸。

### 3.3.3 机械伤害

机械伤害可能发生在设备运行、立放井架、起下油管、井口操作、设备维修等施工作业过程中。井下作业的主要设备、设施的特点是负荷重、功率大、体积大、承压高、工作压力大，在井下作业生产过程中，设备、设施随施工周期而不断地装卸、运输、搬迁、安装、立放，容易造成对设备、设施的损坏。同时，也极易造成对人的伤害。

设备运转时或在提升过程中，因施工人员操作失误、站位不合理和防护不当，可能造成机械伤害。在使用液压钳上卸油管的过程中，若违反操作规程将手深入正在运行中的液压钳内，会对人手造成的机械伤害。

### 3.3.4 物体打击

井下作业在施工过程中，因固定不牢靠，可能出现井架构件或提升系统失控落下，将造成落物打击，导致人员死亡。

在使用液压钳、管钳等工具上卸油管的过程中，若液压钳尾绳断裂或人员误操作，容易发生液压钳或管钳打击人体造成伤害。在起下油管单根的过程中，因违章操作，可能出现油管单根脱落下砸或油管尾部上挑打击操作人员，造成操作人员伤亡。

### 3.3.5 高处坠落

井架天车出现钢丝绳跳槽，或其他故障需要上井架顶端处理时，特别是遇大风、雨雪天气作业时，若防护栏、盘梯存在故障或人员未系安全带、保险绳，可能发生高处坠落，造成人员伤亡。

### 3.3.6 中毒和窒息

井下作业过程中，由于吸入过量的有毒油气可能引起的中毒事故，如果空气中油气浓度超标，操作人员未按规定配备穿戴个体防护用品，可能发生人员中毒和窒息。

### 3.3.7 触电

在搬运设备和起放井架过程中，岗位工人未发现周围有高压输电线路，可能发生触电事故。在使用发电机发电和操作配电箱的过程中，若违章操作，极易发生触电事故。在探照灯照明的过程中，若探照灯或电缆漏电，可能发生人员触电的情况。若井场上使用的各类铁皮房未按规定布置、使用电源，如出入铁皮房的电源线未套胶管保护、或套保护胶管却没有设置防雨弯等，电源线漏电会导致整个铁皮房带电，当人员进出时，极易发生人员触电事故。

### 3.3.8 车辆伤害

井下作业队常年在野外施工，路面状况很差，遇到阴天下雨，路面湿滑，且因雨水冲刷，路面上分布有冲沟和塌方，运输人员或物资的车辆在这种状况下行车，若疏忽大意或缺乏经验，可能发生翻车等事故，造成人员伤亡和财产损失。另外，在井下作业队搬迁过程中，施工单位在井场上移动车辆时，因人多车杂，若指挥混乱，疏忽大意，可能造成车辆伤害。



### 3.3.9 起重伤害

井下作业队在搬迁过程中需要吊装作业，在装卸重物时，若违章装卸、违章指挥，会造成重物砸伤、碰伤、刮伤操作人员，或造成重物倾覆，导致设备损坏。

### 3.3.10 坍塌

若井架本体缺陷、绷绳安装不符合要求、地锚不符合要求、地锚设置不符合要求等，在提升重钻具或井下钻具解卡时，可能会造成井架坍塌，导致人员伤亡和设备、设施的损坏。

### 3.3.11 井下作业井控危险有害因素分析

井下作业主要从事油气井的中途及完井测试、新井投产、酸化压裂、冲砂防砂、修井、检泵换泵等作业施工。井下作业中的井控是作业施工中最重要工程与安全技术工作之一。作业施工中一旦发生井喷和井喷失控事故，既威胁作业人员和设备的安全，又破坏地下油气资源，而且还对环境造成严重的破坏。

一般情况下井下作业发生井控风险的原因如下：

①在起钻过程中，压井液灌入不及时，井底压力过大，易引发溢流，造成井喷。起钻时速度过快，发生抽汲现象，造成诱喷。

②压井施工时，压井液密度过低，未能平衡地层压力，易引发井喷；压井液密度过高，易压漏地层。

③起出井内较大作业工具时，由于人员疏忽，造成井内作业工具与井口防喷器发生碰撞，使作业工具落入井内，造成井下落物事故；井口防喷设备由于碰撞发生损坏，易发生井喷等严重事故。

④发现溢流后处理措施不当。如发现溢流后不及时关井，引发井

涌，最终造成井喷事故。

⑤井控设备的安装及试压不合格。

⑥ 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。

### 3.4 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。

#### 3.4.1 井喷

采油过程中的井喷一般是由于油井损坏后，在修井作业的过程中发生。发生的原因主要有以下几种：

①起钻时未控制起钻速度，抽吸发生井喷。

②起钻时未向井筒内灌注压井液，地层压力偏大发生井喷。

③在防砂、压裂、注汽等高压施工时，井口防喷装置与地层压力不匹配或井口防喷装置未固定，高压下造成井口装置损坏，诱发井喷。

#### 3.4.2 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。

#### 3.4.3 机械伤害

抽油机运转时，其运动部位若没有防护设施，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。

#### **3.4.4 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。

#### **3.4.5 高处坠落**

对抽油机进行保养维修或对监控、照明设施进行维修时，高处作业若防护不当或措施失效、违章作业等，人员有从高处落下的危险。

#### **3.4.6 物体打击**

正常生产过程，井口阀门以及集油管线等设施属于带压设备，对其阀组等进行正对操作时，一旦发生意外介质刺出冲击到操作人员，将造成物体打击事故。

#### **3.4.7 其他事故**

抽油机启停机、检维修作业等都有其特定的操作规程，若操作人员不按照操作规程操作，或操作时措施不到位、监护不当，有可能发生各种事故，同时可能对设备、设施造成损坏。

### **3.5 集输过程**

根据经验及同类行业生产中的事故情况，该工程主要危险、有害因素有火灾、爆炸、机械伤害、物体打击、触电、中毒窒息等。

#### **3.5.1 火灾、爆炸**

本工程新建井口装置、集油管线等，涉及原油、天然气。管道、设备及阀门由于腐蚀、密封不严等原因泄漏，遇明火、火花、雷电或

静电将引起着火；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。

本工程集油管道输送的介质主要是原油和伴生气。其在输送过程中存在一定的压力和温度，正常情况下是在密闭的管线输送，一旦发生阀门泄漏、接头泄漏、管线穿孔等遇静电火花、雷电、撞击火花、电气火花、机械火花、检修动火或其他明火，会发生火灾事故。

### 3.5.2 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。

操作者在抽油机减速箱上作业时，工具和配件易从上面坠落砸伤抽油机下面配合作业的人员。

### 3.5.3 触电

在操作变配电设施、抽油机、外输泵控制柜时，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。

### 3.5.4 中毒窒息

原油中的烃大体分为烷烃、环烷烃和芳香烃为主，伴生气的成分主要为低分子量的烷烃（如甲烷、乙烷）组成的混合物，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。

### 3.5.5 灼烫

本工程采用水套炉对原油加热，水套炉设备、管道未保温或保温层脱落；设备、管线等制造、设计、安装缺陷、腐蚀穿孔；工作过程中发生误操作，操作过程中未按要求穿戴劳动防护用品或防护用品不符合标准、要求；高温危险场所未设置安全警示标志等，均可能发生高温灼烫事故。

## 3.6 注水（注聚）过程

本工程新建注水（注聚）井口、注水（注聚）管线，压力等级 16Mpa。在注水（注聚）过程中主要存在物体打击、淹溺、中毒窒息的风险。

### 3.6.1 物体打击

若井口管件耐压、强度不够、或选型、试压、安装上有缺陷，当井口或管件承压超过极限承压，有可能导致高压液体刺漏伤人事故。尤其在异常超高压的情况下，对井口、管线、管柱等承压设备造成很大威胁，在超过他们承受极限的情况下，易发生不牢固部件飞出伤人。注水管道中的高压水具有很大的压缩势能，设备、管线及附件一旦损坏，会导致管线高压水刺漏、高速喷出、线路附件松动飞出，触及人体，导致物体打击伤害。对高压注水管道进行带压操作时，检修工具、部件、介质有可能在压力作用下飞出，触及人体，导致物体打击伤害。

高压注水设施上的阀门等操作不当，操作人员违章作业，不遵守操作规程，阀门丝杠、手轮等部件刺出可能发生人员物体打击事故。未泄压情况下更换压力表，压力表飞出可能导致物体打击事故。

### 3.6.2 淹溺

注水（注聚）管道会因疲劳断裂、腐蚀穿孔、注水量增加等发生高压刺漏，注水管线若发生刺漏，巨大压力的水会冲击地层，在地面形成暗坑或明坑。若工作人员发现不及时，未能及时采取有效的防护措施，就有可能发生在周围录取数据、巡回检查或进行维修等作业人员以及周边居民的人员淹溺事故。

### 3.6.3 中毒窒息

本项目正常生产运行过程中，使用的聚丙烯酰胺在常温下无毒，但是可以发挥出氨成分，在大量使用的地方，如库房，操作间等，若空气流通性差，易使氨气聚集，对人员造成伤害。

聚丙烯酰胺中若含有单体丙烯酰胺有高毒，在卸车及操作过程中聚丙烯酰胺易发生分解、泄露，对人员造成伤害，甚至造成死亡。在注聚系统中，人工将干粉倒入到加料斗过程中，会产生粉尘，对操作人员的健康有一定的影响。

## 3.7 地面工程施工过程危险、有害因素分析

本工程地面工程主要建设内容包括：油气集输系统新建抽油机、采油井口、加热炉、油井在线远传计量装置、集油管线等；供配电、自控、通信、结构及道路等生产配套设施。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、管道敷设及管线穿越等危险作业，施工过程中的危险有害因素辨识如下：

### 3.7.1 用火作业

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。

### 3.7.2 动土作业

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。

### 3.7.3 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，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，工作面不使用安全电压照明均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。

#### **3.7.4 高处作业**

在对抽油机、杆上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。

#### **3.7.5 管道敷设**

在集输管道敷设的过程中，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集输管线损伤漏油事故；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。

### 3.7.6 管线对接

进行新建单井集油管线的旧管线对接时，管线没有按操作规程进行封堵、吹扫或吹扫不彻底，又没有采取一定的防护措施，进行对接时就可能发生火灾、爆炸事故。

新旧管线对接施工过程中需要动火，未按照规定制定相应的动火方案及相应的防范措施；动火前未按要求隔离等，有发生火灾、爆炸的危险。如：未切断物料来源、未彻底吹扫、清洗、置换等。

复合管之间常用螺纹连接，安装前应检查丝扣有无磨损，防腐面有无损坏，连接前应将接头密封面擦拭干净，涂抹专用的润滑脂，放入专用密封垫，防止密封不严导致管线刺漏。

在进行注水管线对接过程中，若未对原流程进行切断，高压水有可能会对操作人员造成冲击造成人员伤害。

### 3.7.7 起重作业

在新建抽油机、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。若施工现场有架空电力线，起重吊装时操作人员不注意，吊车吊臂误碰电线，易造成人员触电事故。

### 3.7.8 交叉作业

施工过程中不可避免的会存在交叉作业，双方或多方单位共同在一个井场工作，若不能互相配合，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。

另外，如上层作业未设置防护网等设施，施工过程中工具、边角料等掉落，可能砸到下层作业人员身体，造成物体打击。交叉施工时工具、材料等未使用工具袋进行上下传输，乱投郑，造成物体打击。施工现场的隔离层、栏杆、安全网等安全防护设施任意拆除，施工作业时可能发生高处坠落、物体打击。

### 3.7.9 管线穿越

在施工期间，工程现场施工人员存在符合超限、健康状况异常、心理异常、辨识功能缺陷等心理生理等危险有害因素，以及指挥错误、操作失误、监护失误等行为性危险有害因素，或者人员选择不合理存在从事禁忌作业，可能导致车辆伤害、机械伤害、高处坠落、触电等事故的发生。

特种作业人员没有取得相应的证件就从事相应的作业或者管理工作，会给施工人员的安全带来隐患。

在施工过程中，若未做好润滑减阻，未根据地面变化和地下水位情况等因素及时调整压力和润滑浆量，未严格按照规范要求施工，极易发生路面沉降、塌陷。

### 3.7.10 其他作业

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。

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

## 3.8 自然环境因素分析

### 3.8.1 雷击

井场内抽油机、变压器等设备，可能遭受雷击，雷击可能造成井场的火灾、爆炸、停电、设备损坏以及人体电击伤害等事故。作业人员巡检时也可能遭受雷击的伤害。

### 3.8.2 气温

本项目所在地区，冬季寒冷。低温可以造成管道冻堵泄漏等危险。管道内原油因粘度增加会使原油输送、处理压力升高，可能超出管道

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

高温对人体健康的危害性有：①体温调节产生障碍；②水盐代谢失调；③循环系统负荷增加；④消化系统疾病增多；⑤神经系统兴奋性降低；⑥肾脏负担加重。

高温除了对人具有危险性外，对生产设施具有以下危害：①能够扩大可燃气体的爆炸极限范围，增大可燃气体的火灾、爆炸危险性；②能够造成密闭容器内的介质受热膨胀，压力升高。

### 3.8.3 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。

### 3.8.4 腐蚀

埋地管道所处土壤环境，会造成管道的电化学腐蚀、化学腐蚀、微生物腐蚀、应力腐蚀和干扰腐蚀。若防腐措施失效、检查维护保养不到位，过度腐蚀会造成设备、管线的强度降低，尤其是发生点蚀，导致穿孔泄漏。设备在安装过程，管线与设备接口处存在应力，设备基础不牢固会产生不均匀沉降，造成管线与设备接口处断裂泄漏，有引发火灾、爆炸的危险。

### 3.9 周边井与本工程的相互影响分析

#### 3.9.1 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。

#### 3.9.2 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、蒸汽吞吐等）的影响，钻井难度明显增大。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。

周边井区注入井情况：

##### （1）二区馆 4 单元 2-19-侧 65、2-11-侧 51B 井区

目前二区 Ng4 水井总井 43 口，开井 27 口，日注水平 3173，平均单井日注水平 31723m<sup>3</sup>，累积注采比 1.37，平均动液面 645.74m。

##### （2）一区馆上孤东 51-侧 2 井区

孤东油田一区馆上单元为零散断块单元，目前一区馆上水井总井 18 口，开井 12 口，日注水平 1541 立方米，平均单井日注水平 128 立方米，累积注采比 1.02，平均动液面 814m。

新井井区内目前无注水井，5<sup>5</sup>层有 2 口采油井，6<sup>2</sup>层有 1 口采油井，井区产量日液 220.7 吨，日油 4.3 吨，综合含水 98.1%，动液面 556 米，共累计采油 2.5 万吨。

(3) 井区四、井区五：四区 3-4 单元 4-10-侧更 B11、4-15-侧 11 井区

孤东四区馆上段目前 Ng3~4 砂层组采取点状注水，静态和动态井网较完善，但局部井区因老井套变导致部分储量失控。

截止 2019 年 5 月，四区馆上 3-4 单元共有水井 52 口，开井 29 口，日注水平 2531m<sup>3</sup>/d，注入压力 11.43MPa，累注 3489.3×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>。

新井 GO4-10CNB11 设计目的层 Ng3<sup>5</sup>4<sup>5</sup>层，井区曾经生产过 Ng3<sup>5</sup>4<sup>5</sup>层的有 4 口油井，目前开井 1 口，日液 3.3 吨，日油 2.0 吨，含水 36.6%，曾注水井 3 口，目前无井注入。井区累采油 1.9×10<sup>4</sup>t，累采水 20.51×10<sup>4</sup>t，累注水 31.76×10<sup>4</sup>t。

新井 GO4-15C11 设计目的层 Ng4<sup>4</sup>层，井区曾经生产过 Ng4<sup>4</sup>层的有 3 口油井，目前无井生产，曾注水井 3 口，目前无井注入。井区累采油 4.50×10<sup>4</sup>t，累采水 28.78×10<sup>4</sup>t，累注水 29.17×10<sup>4</sup>t。

(4) 井区六、井区七：七区西 4<sup>1</sup>-5<sup>1</sup>单元 7-38-侧 166B、7-31-侧 2206 井区

孤东七区西 4<sup>1</sup>-5<sup>1</sup>单元 1986 年 6 月投入开发，从 1987 年 5 月开始，进入注水开发阶段，1990 年 4 月七区西馆上段开始层系井网大调整，由三套层系改为五套，由反九点井网改为加密的 300×150m，212×106m 行列注水井网开发，调整后 4<sup>1</sup>-5<sup>1</sup>层系为不规则点状面积注水。2011 年至目前经过二元驱井网完善调整为矢量井网：对于发

育面积大、连通性好的主力砂体，部署行列式注采井网；对于条带状砂体，部署矢量井网。2013 年 11 月实施第一段塞注入，2014 年 12 月 1 日转二元，目前正注第二段塞。

目前二元驱共有水井 67 口，开井 61 口，日注水平  $4017\text{m}^3/\text{d}$ ，注入压力  $12.3\text{MPa}$ ，累注  $720.6096 \times 10^4\text{m}^3$ 。

#### （5）井区八：八区 5-6 单元 8-25-侧 9 井区

孤东八区 5-6 单元，含油面积  $3.4\text{km}^2$ ，地质储量 1209 万吨，可采储量 447.75 万吨。

目前八区 Ng5-6 水井总井 47 口，开井 38 口，日注水平  $3740\text{m}^3$ ，采出程度 36.63%。

#### （6）井区九：六区 3-5 单元 6-33-侧 554 井区

孤东油田六区馆上分为六区 3-5 和六区 5-6 两套开发层系开发，其中六区 3-5 单元发育  $3^1$ 、 $3^2$ 、 $4^2$ 、 $4^4$ 、 $4^5$ 、 $5^1$  六个主力小层。1986 年 9 月大规模钻井排液建产能，靠天然能量开发，1987 年 11 月开始注水，同时将  $3^1$ - $5^3$  小层组合为一套单元单独注水开发。2010 年 3 月实施二元驱复合驱项目，目前局部井组延长注聚。

目前单元共有水井 132 口，开井 79 口，日注水平  $7502\text{m}^3/\text{d}$ ，注入压力  $12.9\text{MPa}$ ，累注  $5766 \times 10^4\text{m}^3$ 。

### 3.9.3 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。

(4) 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。

(6) 固井时出水井段易发生水泥浆窜槽等现象，影响固井质量。

### **3.10 重大危险源辨识**

#### **3.10.1 重大危险源辨识依据**

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。

#### **3.10.2 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。

### **3.11 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、高压注入液等。

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；在井下作业过程中可能发生井喷、火灾、爆炸、机械伤害、物体打击、高处坠落、中毒窒息、触电、车辆伤害、起重伤害和坍塌等；在采油集输过程中可能发生火灾、爆炸、机械伤害、触电、高处坠落、物体打击、中毒窒息、灼烫和其他伤害等；在注水（注聚）过程中可能发生物体打击、淹溺、中毒窒息等；在地面施工过程中可能发生火灾、爆炸、物体打击、车辆伤害、机械伤害、触电、起重伤害、高处坠落、中毒窒息和触电等。

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七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、集油管网和架空电力线路等设施与其区域周边环境、总平面布置及路由走向等）；

5、注水（注聚）系统单元；

6、配套设施单元；

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

各评价方法的具体操作程序如下表：

表 4.2-1 各单元评价方法表

序号	评价单元	评价方法
1	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	地面工程施工作业单元	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（注聚）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“√”，对于可研应涉及而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 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。
3	井喷	在钻	井喷或井喷失控后，由于井底	人员	III	井场电器按防爆等级设置防爆

序号	主要危险	阶段	起因	影响	危险等级	预防措施
	失控着火	进、起下钻施工过程中	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。	伤害、钻机钻毁、设备报废、财产损失		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，人员伤亡	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，人员伤亡，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。	人身伤亡	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。	人身伤亡	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 钻井井口周边距离核实

新钻油井井场周边均为荒地，无铁路、高速公路、学校、医院等设施，根据《钻井井场、设备、作业安全技术规程》（SY/T5974-2014）规定，新钻油井与周围建（构）筑物、设施防火间距要求符合性见下表：

表 5.1-2 钻井井口安全距离符合性一览表

井号	名称	标准要求	实际情况	评价依据	是否符合要求
GO2-19C65	高压线及其他永久设施	≥75m	周边无此类设施	SY/T5974-2014 3.2.12	符合
	民宅	≥100m	井口周边无民宅		符合
	铁路、高速公路	≥200m	周边无此类设施		符合
	学校、医院及大型油库等人口密集、高危场所	≥500m	周边无此类设施		符合
	一般油气井井口	≥5m	与周边油井均大于5m		符合
GO4-10CNB11	高压线及其他永久设施	≥75m	周边无此类设施	SY/T5974-2014 3.2.12	符合
	民宅	≥100m	井口周边无民宅		符合
	铁路、高速公路	≥200m	周边无此类设施		符合
	学校、医院及大型油库等人口密集、高危场所	≥500m	周边无此类设施		符合

井号	名称	标准要求	实际情况	评价依据	是否符合要求
	一般油气井井口	≥5m	与周边油井均大于5m		符合
GO4-15C11	高压线及其他永久设施	≥75m	周边无此类设施	SY/T5974-2014 3.2.12	符合
	民宅	≥100m	井口周边无民宅		符合
	铁路、高速公路	≥200m	周边无此类设施		符合
	学校、医院及大型油库等人口密集、高危场所	≥500m	周边无此类设施		符合
	一般油气井井口	≥5m	与周边油井均大于5m		符合
GO7-31C2206	高压线及其他永久设施	≥75m	周边无此类设施	SY/T5974-2014 3.2.12	符合
	民宅	≥100m	井口周边无民宅		符合
	铁路、高速公路	≥200m	周边无此类设施		符合
	学校、医院及大型油库等人口密集、高危场所	≥500m	周边无此类设施		符合
	一般油气井井口	≥5m	与周边油井均大于5m		符合
GO6-33C554	高压线及其他永久设施	≥75m	周边无此类设施	SY/T5974-2014 3.2.12	符合
	民宅	≥100m	井口周边无民宅		符合
	铁路、高速公路	≥200m	周边无此类设施		符合
	学校、医院及大型油库等人口密集、高危场所	≥500m	周边无此类设施		符合
	一般油气井井口	≥5m	与周边油井均大于5m		符合

经实地勘查，该项目新侧钻油井井口与周边场所的距离满足《钻井井场、设备、作业安全技术规程》（SY/T5974-2014）中规定的油气井与周围建（构）筑物、设施防火间距的要求。

## 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
1	井喷失控	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 作业过程中，出现异常地层。</li> <li>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。</li> <li>3. 应急措施不足，设备承压不足，防喷器失效等。</li> <li>4. 抢喷工具不全。</li> </ol>	设备损坏，人员伤亡	IV	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 对压力进行实时监控，及时发现，及时控制。</li> <li>2. 严格按照作业规程进行作业。</li> <li>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。</li> <li>4. 加强安全教育，预防为主。</li> <li>5. 选好相应密度的压井液防止井喷事故的发生。</li> <li>6. 优化井下作业工艺，制订应急措施，并定期演练。</li> </ol>
2	火灾	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 管线或设备发生油气泄漏。</li> <li>2. 井下作业发生井喷，油气喷出。</li> <li>3. 雷电等。</li> <li>4. 电气设备损害、短路等引起火灾。</li> <li>5. 放喷出的油品遇明火。</li> </ol>	设备损坏，人员伤亡	IV	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 定期检查设备、管线，及时发现和预防泄漏。</li> <li>2. 严格按照井下作业规程作业。</li> <li>3. 严格动火制度，严禁现场明火。</li> <li>4. 确保防雷防静电设施的可靠。</li> <li>5. 严格安全用电和配备足够的电气保护装置。</li> </ol>
3	爆炸	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 设备的实际操作压力超过所能承受的压力。</li> <li>2. 设备腐蚀等造成承受压力降低，不能承受正常工作压力。</li> <li>3. 爆炸器材发生爆炸。</li> <li>4. 压裂过程中，造成异常超压引起爆炸。</li> </ol>	设备损坏，人员伤亡	IV	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 严禁设备、管线超压工作，定期对设备和管线进行检查。</li> <li>2. 定期检查、校验安全阀和压力表。</li> <li>3. 井场严禁烟火。</li> <li>4. 严格爆炸性物品的管理。</li> <li>5. 定期进行设备、管线的腐蚀检测，及时检修和更换。</li> <li>6. 严格按照作业技术规程进行射孔和压裂等。</li> </ol>
4	中毒和窒息	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 油气大量泄漏蒸发。</li> <li>2. 现场人员没有配备相应的防护设备。</li> </ol>	人员伤亡	II~III	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 严格和明确油气泄漏后的应急措施和应急演练。</li> <li>2. 加强操作人负的安全防护。</li> </ol>

序号	危险	可能原因	可能后果	危险等级	预防措施
	息				
5	机械伤害	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 设备隐患。</li> <li>2. 违章操作。</li> <li>3. 精力不集中。</li> <li>4. 操作技术不规范。</li> <li>5. 违章指挥。</li> <li>6. 其他意外原因。</li> </ol>	人员伤亡	II~III	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 加强设备检修。</li> <li>2. 严格安全操作规程。</li> <li>3. 加强安全培训教育。</li> </ol>
6	高处坠落	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 高处作业设备、设施存在隐患。</li> <li>2. 安全防护不合适。</li> <li>3. 安全措施不到位。</li> <li>4. 作业人员违规操作。</li> </ol>	人员伤亡	II~III	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 严格高处作业安全操作规程。</li> <li>2. 穿带好必备的劳动防护用品。</li> <li>3. 定期检查维修安全措施，查找和改进不安全的因素</li> </ol>
7	物体打击	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 违章带压操作，设备零部件飞出伤人。</li> <li>2. 操作不规范或不按操作规程进行操作等。</li> <li>3. 高空落物。</li> <li>4. 发生管线、设备刺漏等，内部高压介质发生冲击伤人。</li> </ol>	设备损坏，人员伤亡	II~III	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 严格操作规程。</li> <li>2. 穿带好必备的劳动防护用品。</li> <li>3. 定期及时检查和维修设备，尤其是承压部件的牢靠性。</li> <li>4. 严格、明确应急措施。</li> </ol>
8	触电及电气火灾	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 井场用电线路架设、布置不合理。</li> <li>2. 线路绝缘不良。</li> <li>3. 用电设备接地不良。</li> <li>4. 作业工操作不当或违章操作。</li> <li>5. 电气过载运行，接触不良、散热不良等。</li> </ol>	人员伤亡	II~III	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 合理架设布置用电线路。</li> <li>2. 用线使用正规线。</li> <li>3. 设立触电保护器等保护装置。</li> <li>4. 及时检修电气线路，确保线路的接地、绝缘良好。</li> <li>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。</li> </ol>
9	起重伤害	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 违章作业、违章指挥。</li> <li>2. 设备故障。</li> </ol>	设备损坏，人员伤亡	II~III	<ol style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ol>
10	车辆伤害	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 车辆违规驾驶。</li> <li>2. 车辆发生故障。</li> </ol>	人员伤亡 车辆或设备损坏	II	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 严格车辆管理规定。</li> <li>2. 及时维修、保养车辆。</li> </ol>

序号	危险	可能原因	可能后果	危险等级	预防措施
11	其他	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	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，	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。

序号	作业类型	危险因素	事故后果	危险等级	安全对策措施
		未落实相应安全措施。 10、施工条件发生重大变化未采取相应措施。	坏		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	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。	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	II	1、动土作业应办理《动土安全作业证》，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	高处作业	1、违章作业，不系安全带或者系挂不正确，或穿硬底鞋。 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。 3、施工作业过程中，使	发生高处坠落、物体打击等造成人员伤亡	II	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。 3、正确使用个人安全防护用品，在 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。 4、按安全施工组织设计作好安全技术交底

序号	作业类型	危险因素	事故后果	危险等级	安全对策措施
		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;高处作业施工方案,措施不具体等。	害和设备损坏		工作,明确分工。 6、使用的梯子要牢固,间距不得大于300mm。 7、对高处材料应用吊车或人向下传递,严禁向下抛掷。
4	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、建立临时用电许可证制度。 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、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。
5	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、切割管件不固定,易	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。

序号	作业类型	危险因素	事故后果	危险等级	安全对策措施
		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。			
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害和设备损坏	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 采油工程单元

### 5.4.1 区域位置及管线路由现场核实

本项目部署侧钻油井 5 口。

(1) GO2-19C65 井



新井采用单管密闭集输工艺，通过新建单井出油管线就近管输至已建集输系统，最终输至孤东二号联合站；井场新建 DN80 PN16 玻璃钢单井出油管线 300m，管线由井口向东南方向敷设至 85# 计量站。新建管线采用 30mm 泡沫黄夹克保温。GO2-19C65 井新建集输示意图见图 5.4-1，现场新建管线路由如图 5.4-2；

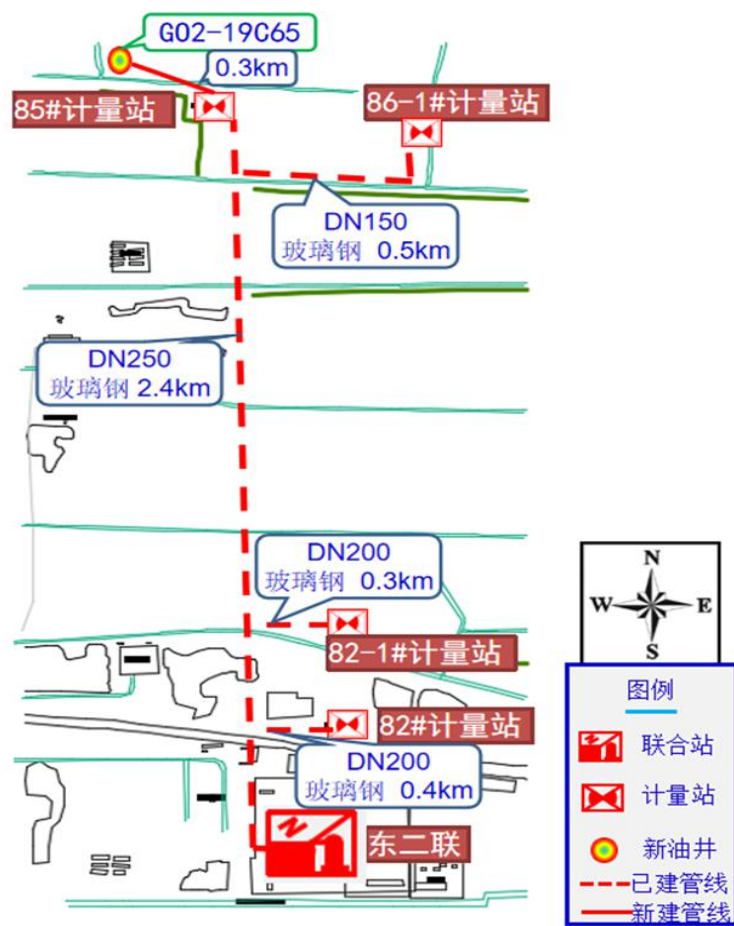


图 5.4-1 GOGD2-19C65 井新建集输示意图

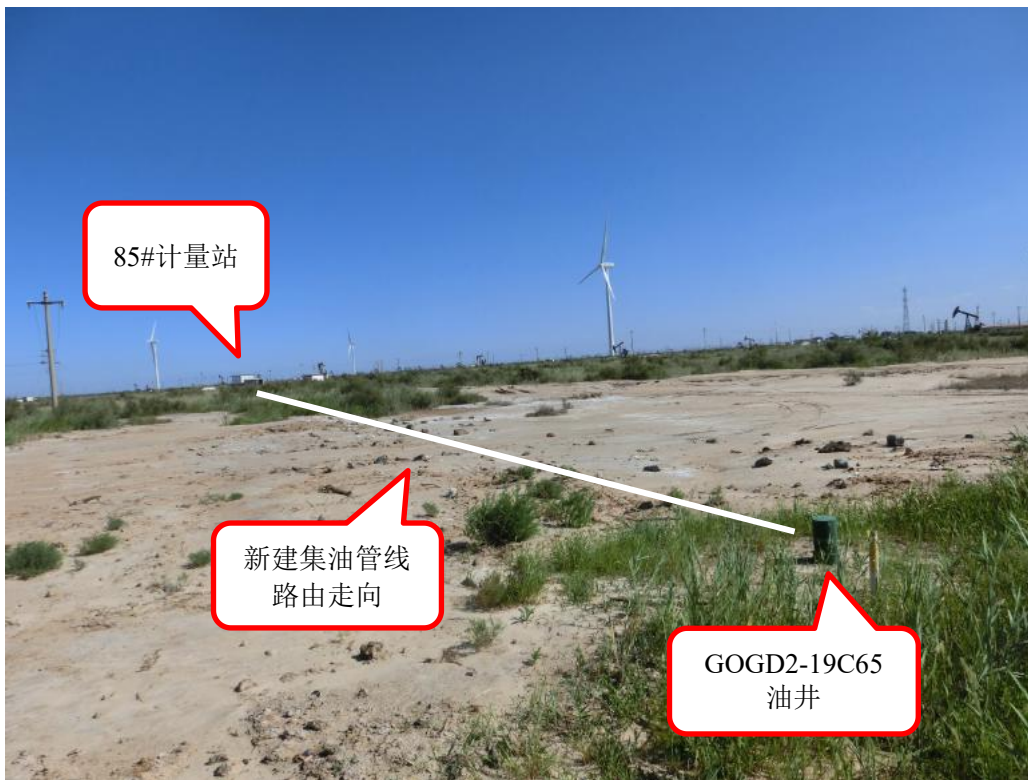


图 5.4-2 GOGD2-19C65 井新建管线路由示意图

## (2) GO4-10CNB11 井

新井采用掺水加热密闭集输工艺,通过新建单井出油管线就近管输至已建集输系统,最终输至孤东四号联合站。井场新建 50kW 水套加热炉 1 座,新建 DN80 PN16 玻璃钢单井出油管线、DN40 PN25 玻璃钢单井掺水管线及 $\Phi 48 \times 3.5$  无缝钢管天然气管线各 400m,出油管线与掺水管线同沟敷设。出油及掺水管线由井口向东南方向敷设至 3#计量站,天然气管线由附近已建供气管网引至井场。新建管线均采用 30mm 泡沫黄夹克保温。GO4-10CNB11 新建集输示意图见图 5.4-3,现场新建管线路由如图 5.4-4、5.4-5。

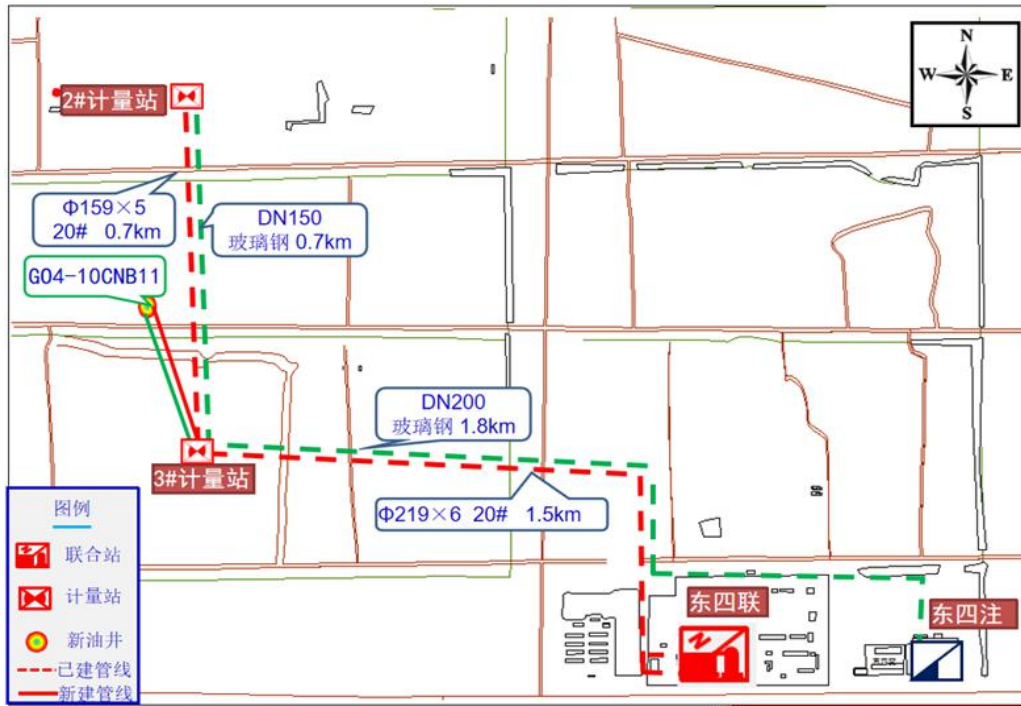


图 5.4-3 G04-10CNB11 井新建集输示意图



图 5.4-4 G04-10CNB11 井新建管线路由示意图



图 5.4-5 G04-10CNB11 井新建管线路由示意图

### (3) GO4-15C11 井

新井设计采用掺水密闭集输工艺,通过新建单井出油管线就近管输至已建集输系统,最终输至孤东一号联合站。井场新建 DN80 PN16 玻璃钢单井出油管线及 DN40 PN25 玻璃钢单井掺水管线各 500m,出油管线与掺水管线同沟敷设。出油及掺水管线由井口向东敷设至 13#计量站。新建管线均采用 30mm 泡沫黄夹克保温。GO4-15C11 井新建集输示意图见图 5.4-6,现场新建管线路由如图 5.4-7。

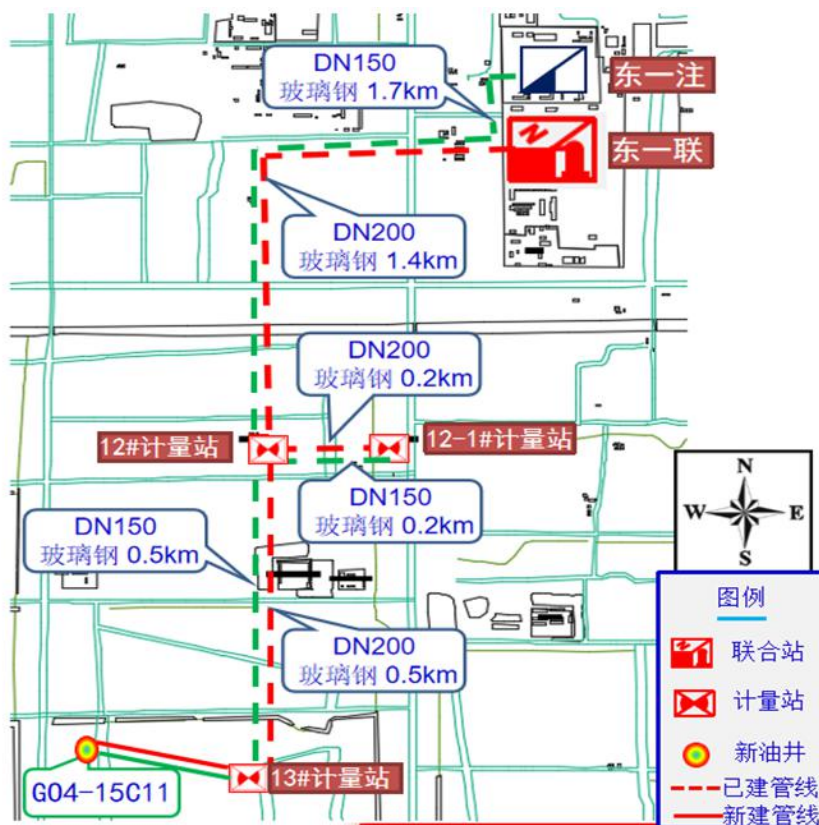


图 5.4-6 G04-15C11 井新建集输示意图



图 5.4-7 G04-15C11 井新建管线路由示意图

#### (4) GO7-31C2206 井

新井设计采用掺水密闭集输工艺，通过新建单井出油管线就近管输至已建集输系统，最终输至孤东一号联合站。井场新建 DN80 PN16 玻璃钢单井出油管线及 DN40 PN25 玻璃钢单井掺水管线各 500m，出油管线与掺水管线同沟敷设。出油及掺水管线由井口向西北敷设至 37# 计量站。新建管线均采用 30mm 泡沫黄夹克保温。

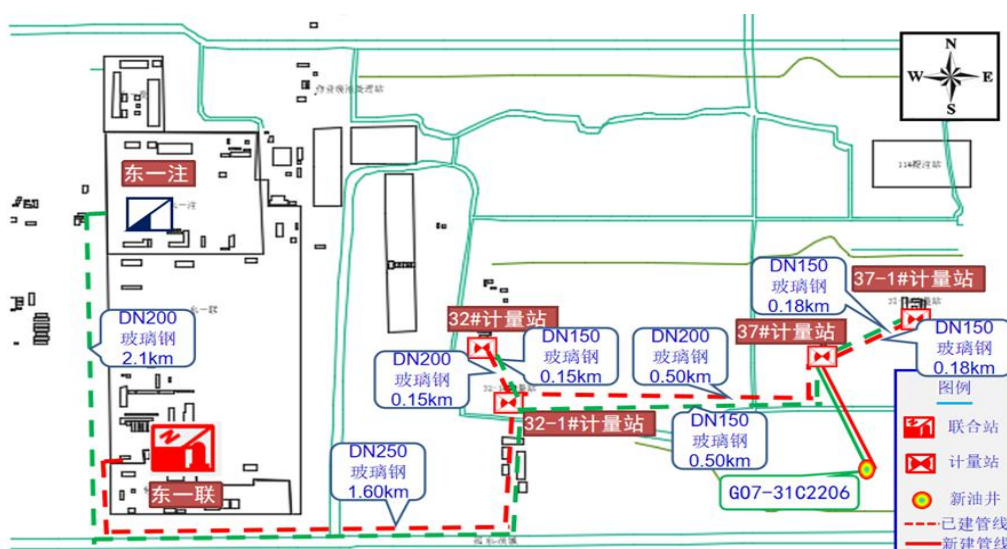


图 5.4-8 GO7-31C2206 井新建集输示意图



图 5.4-9 GO7-31C2206 井新建管线路由示意图

### (5) GO6-33C554 井

新井采用单管密闭集输工艺,通过新建单井出油管线就近管输至已建集输系统,最终输至孤东二号联合站。井场新建 DN80 PN16 玻璃钢单井出油管线 650m。定向钻穿越河沟 200m, 穿越处采用  $\Phi 89 \times 4$  20#单井出油管线, 采用套管保护。出油管线先由井口向西南定向钻穿越河沟, 后向东南方向敷设至 88-1#计量站。新建管线均采用 30mm 泡沫黄夹克保温。井新建集输示意图见图 5.4-10, 现场新建管线路由如图 5.4-11。

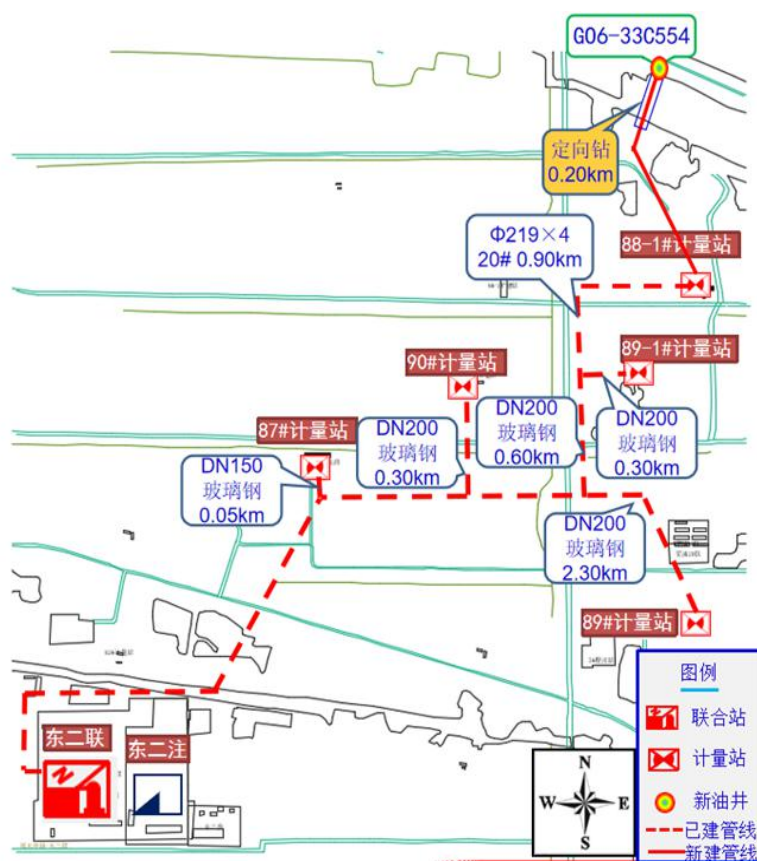


图 5.4-10 GO6-33C554 井新建集输示意图

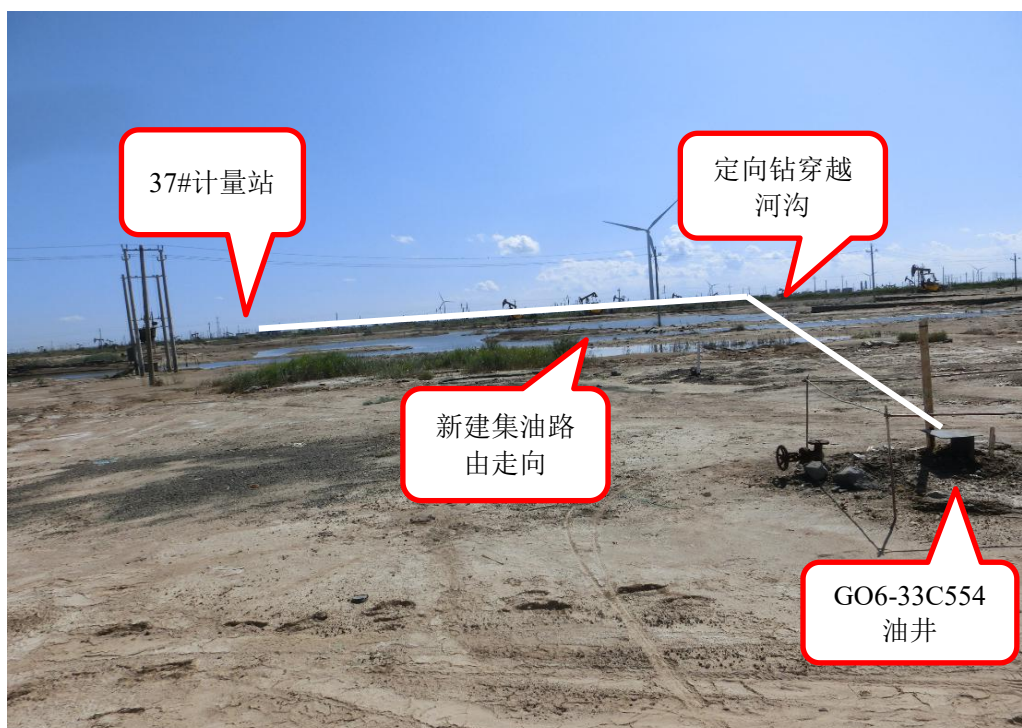


图 5.4-11 GO6-33C554 井新建管线路由示意图

根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004) 规定, 本项目涉及油井与周边环境安全间距符合性见下表:

表 5.4-2 油井与周边环境符合性一览表

井号	方位	周边情况	实际距离	规范距离	评价依据	是否符合要求
GOGD2-19C65	东	架空电力线	40.3m	≥1.5 倍杆高 (H=12m)	GB50183-2004 4.0.7	符合
	北	架空电力线	52.8m	≥1.5 倍杆高 (H=12m)	GB50183-2004 4.0.7	符合
	西、南	荒地	--	--	--	--
GO4-10CNB11	东北	阀组	5m	≥5m	GB50183-2004 5.2.3	符合
	西北	架空电力线	48.8m	≥1.5 倍杆高 (H=12m)	GB50183-2004 4.0.7	符合
	西南	监控立杆	20m	≥20m	GB50183-2004 5.2.3	符合
GO4-15C11	东	架空电力线	62.7m	≥1.5 倍杆高 (H=12m)	GB50183-2004 4.0.7	符合



井号	方位	周边情况	实际距离	规范距离	评价依据	是否符合要求
	南	架空电力线	59m	≥1.5 倍杆高 (H=12m)	GB50183-2004 4.0.7	符合
	西、北	荒地	--	--	--	--
GO7-31C2206	西	架空电力线	40.3m	≥1.5 倍杆高 (H=12m)	GB50183-2004 4.0.7	符合
	北	架空电力线	25.1m	≥1.5 倍杆高 (H=12m)	GB50183-2004 4.0.7	符合
		变压器	53m	≥15m	GB50183-2004 5.2.3	符合
	东、南	荒地	--	--	--	--
GO6-33C554	东南	架空电力线	59.9m	≥1.5 倍杆高 (H=12m)	GB50183-2004 4.0.7	符合
	西北	监控立杆	31.4m	≥20m	GB50183-2004 5.2.3	符合
		水井	20m	--	--	--

经现场勘查，新侧钻油井井场周边均为荒地，井场与周边环境安全间距符合要求；新建集油管线周边无建构筑物，距离周边设施的安全间距满足标准规范的要求；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。

井场内部新建水套炉、监控立杆、变压器等设备设施之间的防火间距目前还无法判断，应在下一步设计中说明。

#### 5.4.2 安全检查表法评价

本节采用安全检查表法对孤东油田二区 2-19-侧 65 等九个井区侧钻井开发工程采油工程单元进行安全检查，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 5.4-3。

表 5.4-3 采油工程单元安全检查表

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	井场选址根据地面建设总体规划确定。	√
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尽量不占用耕地。	GB50350-2015 10.1.2	站场址面积符合总平面布置的需要,且节约用地。	√
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。	√
4	机械采油井与一、二、三、四级石油天然气站场储罐及甲、乙类容器之间防火间距不应小于 20m。	GB50183-2004 4.0.7	周边无石油天然气站场。	√
5	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。		油井周边无此类设施。	√
6	机械采油井与相邻厂矿企业的防火间距不应小于 20m。		油井周边无厂矿企业。	√
7	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。		油井周边无铁路线。	√
8	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。		油井与周边公路距离均大于 10m。	√
9	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。		油井周边无一、二级架空通信线,与其他通信线的间距大于 10m。	√
10	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。		油井周边无变电所。	√
11	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。		距离均大于 1.5 倍杆高。	√
12	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。	√
13	油气井与 10kV 及以下户外变压器之间的	GB50183-2004 5.2.3	可研未涉及,应在下一步设计中	※

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
	防火间距不应小于 15m。		明确。	
14	油气井与露天油气密闭设备及阀组之间防火间距不应小于 5m。		GO4-10CNB11 井距东北侧阀组 30m，满足要求。	√
15	油气井与井场水套加热炉之间的防火间距不应小于 9m。		可研未涉及，应在下一步设计中明确。	※
16	监控立杆与油井的水平距离不得小于 20m。	GB50350-2015 11.2.10	可研中未涉及，油井与监控立杆防火间距应在下一步设计中明确。	※
17	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。	GB50350-2015 4.2.3	井场周边无居民区。	√
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	可研未涉及，应在下一步设计中明确。	※
19	抽油机外露 2m 以下的旋转部位应安装防护装置。	SY/T6320-2016 4.1.3	可研未涉及，应在下一步设计中明确。	※
20	<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>c) 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>d) 皮带轮护罩外侧应设置警句：当心皮带挤伤。</p> <p>e) 抽油机爬梯横撑处应设置警句：登高系安全带。</p> <p>f) 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/SH1020 2152-2013) 5.1	可研未涉及，应在下一步设计中明确。	※

### 5.4.3 预先危险性分析

本节针对采油工程单元单元所涉及的设备设施进行预先性危险分析。

表 5.4-4 采油工程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
1	抽油机	机械伤害	1.运动部件所具有的的动能； 2.无防护措施或防护措施失效，运动部件外露； 3.违章操作，监护不力，未可靠断电，设备意外启动。	人员伤亡	II	1.机械设备的运动部件尽可能封闭，不可避免时应设安全防护栏杆； 2.遵章操作； 3.机械设备检修过程中，加强监护，可靠断电，防止意外送电，防止设备以外启动。
		高处坠落	1.高位势能； 2.高处作业防护措施不当； 3.违章操作。	人员伤亡	II	1.高处作业应采取适当的防护措施； 2.严格遵守高处作业操作规程； 3.抽油机附设的梯子、踏板应防滑； 4.设置禁止攀爬和防坠落警示标志。
2	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。
		中毒窒息	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。

#### 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孤东油田二区 2-19-侧 65 等九个井区侧钻井开发工程的采油工程单元共 20 项内容进行了检查, 其中符合要求的有 14 项, 可研未涉及的有 6 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。

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 油气集输单元

#### 5.5.1 安全检查表法评价

本节采用安全检查表法对孤东油田二区 2-19-侧 65 等九个井区侧钻井开发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 5.5-1。

表 5.5-1 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	管道同公路平行敷设时, 宜敷设在公路用地范围外。对于油田公路, 集输管道可敷设在其路肩下。	GB50183-2004 7.1.6	管道敷设符合要求。	√
2	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	管道周边无居民区、村镇、公共福利设施、工矿企业。	√
3	油气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:	GB50183-2004 7.1.5	管线未与电力线路平行敷设。	√

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果																		
	<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			
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																	
4	管道（管顶）埋深不应小于0.8m。	SY/T6769.1-2010 7.1	可研未涉及，应在下一步设计中明确。	※																		
5	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。	√																		
6	油气集输管道的设计压力应按最高操作压力选取。	GB50350-2015 8.1.3	可研中按最高操作压力设计。	√																		
7	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	采用泡沫黄夹克保温，符合要求。	√																		
8	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	按要求选比设计。	√																		
9	油气管道不宜与公路反复交叉穿越。	GB50423-2013 7.1.1	本工程管道未与公路反复交叉穿越。	√																		
10	油气管道不应利用公路的排水涵洞进行穿越。	GB50423-2013 7.1.8	油气管道不利用排水涵洞穿越。	√																		
11	地下管线不应敷设在腐蚀性物料的安装、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。	SY/T0048-2016 8.2.3	管线周围无上述场地。	√																		
12	埋地管道与建构筑物的间距应满足施工和运行管理需求，且管道中心线与建构筑物的最小距离不应小于5m。	GB50251-2015 4.1.1	管线与周边构筑物间距符合要求。	√																		

### 5.5.2 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 5.5-2 油气集输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	可能的事后果	危险等级	对策措施
1	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；</p> <p>②系统工艺计算不正确；</p> <p>③管道强度计算不准确；</p> <p>④管道位置选择不合理；</p> <p>⑤材料选材不合理；</p> <p>⑥防腐蚀设计不合理；</p> <p>⑦管线布置、柔性考虑不周；</p> <p>⑧结构设计不合理；</p> <p>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；</p> <p>②原油含水、酸性介质等；</p> <p>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管材抗腐蚀性能不符合要求；</p> <p>②植物根茎对防腐层破坏；</p> <p>③防腐蚀措施失效；</p> <p>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；</p> <p>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；</p> <p>②补口、补伤质量问题；</p> <p>③管沟、管架质量问题；</p> <p>④穿跨越质量问题；</p> <p>⑤检验控制问题。</p> <p>5.疲劳失效</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>

序号	危险源	事故类型	触发条件	可能事故后果	危险等级	对策措施
			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，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。			
		中毒窒息	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。

### 5.5.3 油气集输单元评价小结

1) 该单元安全检查表对孤东油田二区 2-19-侧 65 等九个井区侧钻井开发工程的油气集输系统单元共 12 项内容进行了检查，其中符合要求的有 11 项，可研未涉及的有 1 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。

2) 根据预先危险性分析结果，本工程可能发生的事故类别有火灾、爆炸、中毒窒息等。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。



## 5.6 注水（注聚）系统单元

### 5.6.1 区域位置及管线路由现场核实

本项目部署侧钻水井 3 口，注聚井 1 口。

#### (1) GOGD51C2 井

井场新建 $\Phi 60 \times 5.5$  20#无缝钢管单井注水管线 110m，注水管线由 100#配水间向北敷设至井口。管线穿越土路处采用套管保护。注水管线走向示意图见图 5.6-1，现场新建管线路由如图 5.6-2。

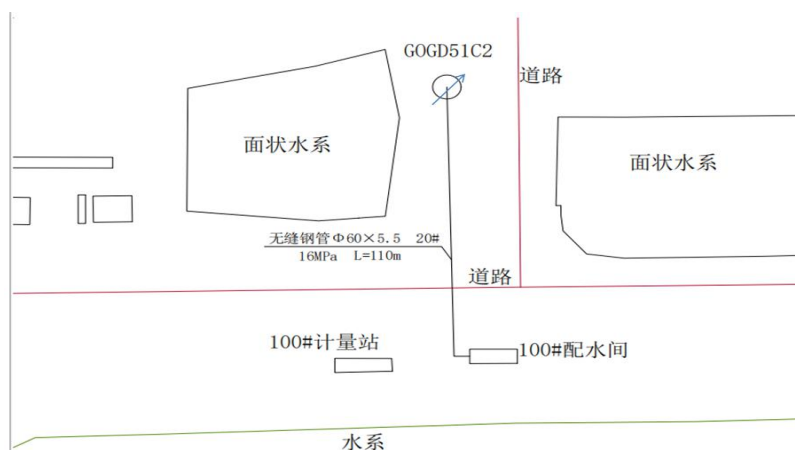


图 5.6-1 GOGD51C2 单井注水管线走向示意图



图 5.6-2 GOGD51C2 井新建管线路由示意图

## (2) GO2-11C51B 井

井场新建 $\Phi 60 \times 5.5$  20#无缝钢管单井注水管线 440m，注水管线由 58#配水间先向西敷设，后向北敷设至新井井口。管线穿越土路处采用套管保护。注水管线走向示意图见图 5.6-3，现场新建管线路由如图 5.6-4。

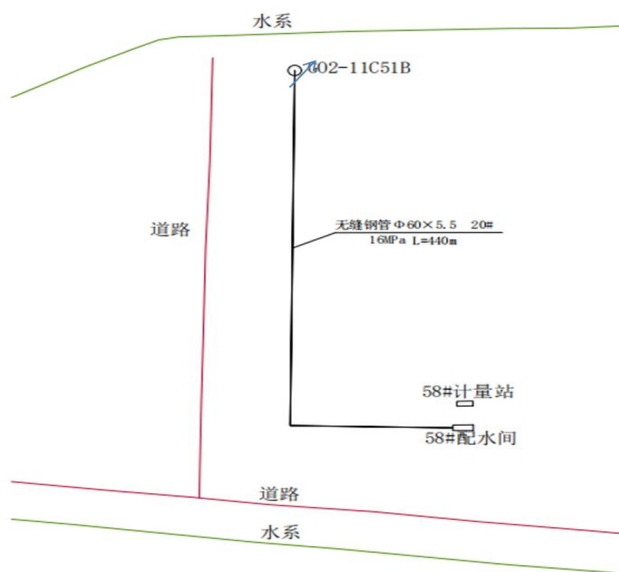


图 5.6-3 GO2-11C51B 单井注水管线走向示意图



图 5.6-4 GO2-11C51B 新建管线路由示意图

### (3) GO7-38C166B 井、GO07-36-306 井

GO7-38C166B 井场新建 DN50 16Mpa 单井注聚玻璃钢管线 900m，注聚管线先由 11-2#注入站先向东敷设至东六变电站东北侧，后向南敷设至新井井口。管线穿越土路处采用套管保护。

GO7-36-306 注水井新建  $\Phi 60 \times 5.5$  20#无缝钢管单井注水管线 170m，注水管线先由 47-1#配水间向南敷设，后向西敷设至 GO7-36-306 注水井口。注聚管线走向示意图见图 5.6-5，注水管线走向示意图见图 5.6-6，现场新建管线路由如图 5.6-7、5.6-8、5.6-9、5.6-10。

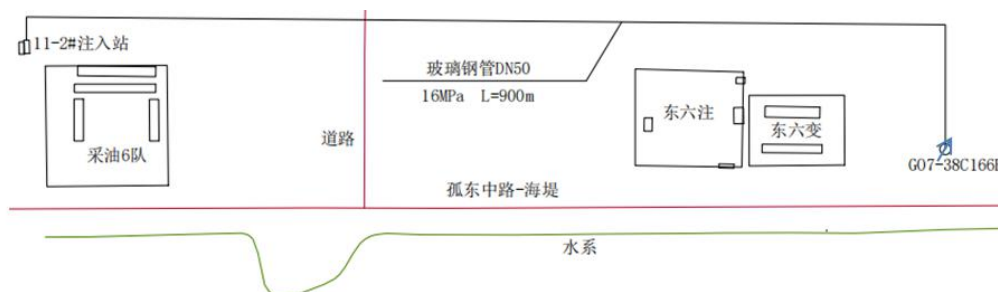


图 5.6-5 GO7-38C166B 单井注聚管线走向示意图

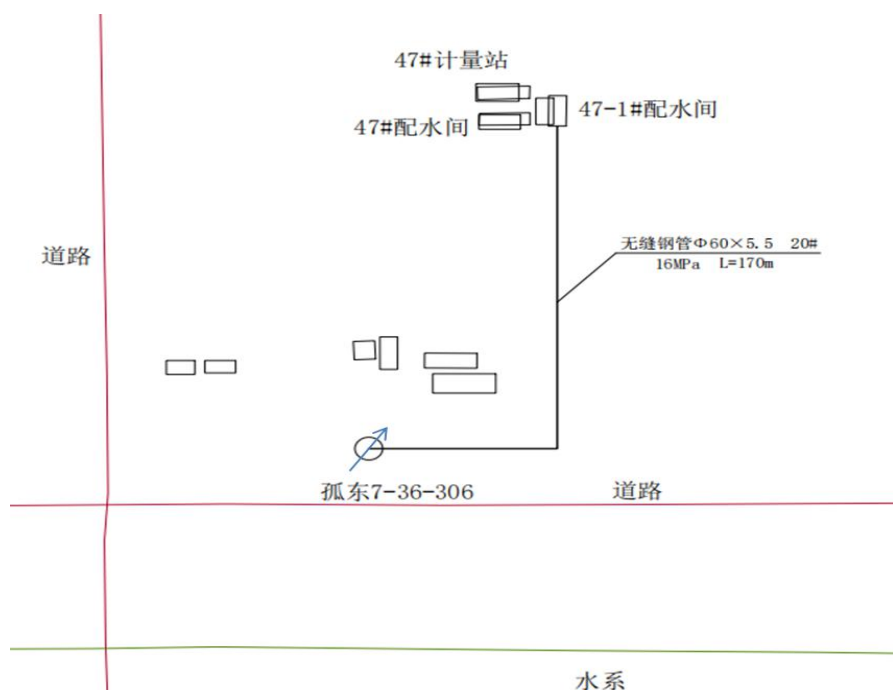


图 5.6-6 GO7-36-306 单井注水管线走向示意图



图 5.6-7 GO7-38C166B 井新建管线路由示意图



图 5.6-8 GO7-38C166B 井新建管线路由示意图

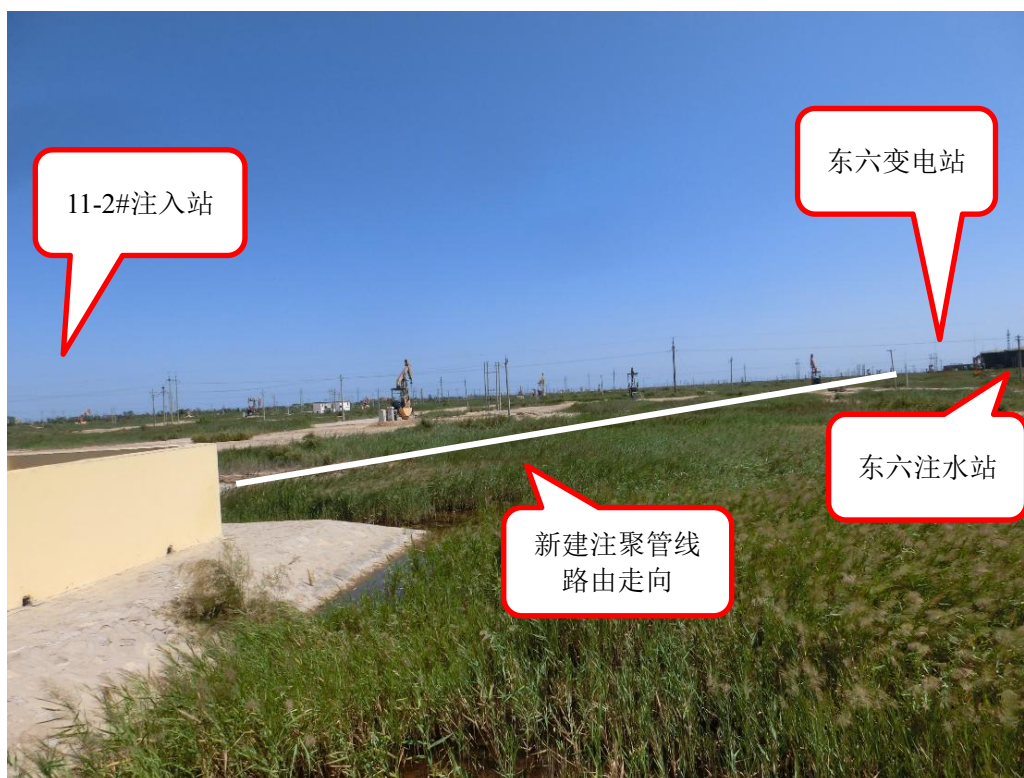


图 5.6-9 G07-38C166B 井新建管线路由示意图



图 5.6-10 G07-36-306 井新建管线路由示意图

(4) GO8-25C9 井

井场新建 $\Phi 60 \times 5.5$  20#无缝钢管单井注水管线 690m，注水管线先由 24#配水间南敷设，后向西敷设至新井井口。管线穿越土路及沟渠处采用套管保护。注水管线走向示意图见图 5.6-11，现场新建管线路由如图 5.6-12。

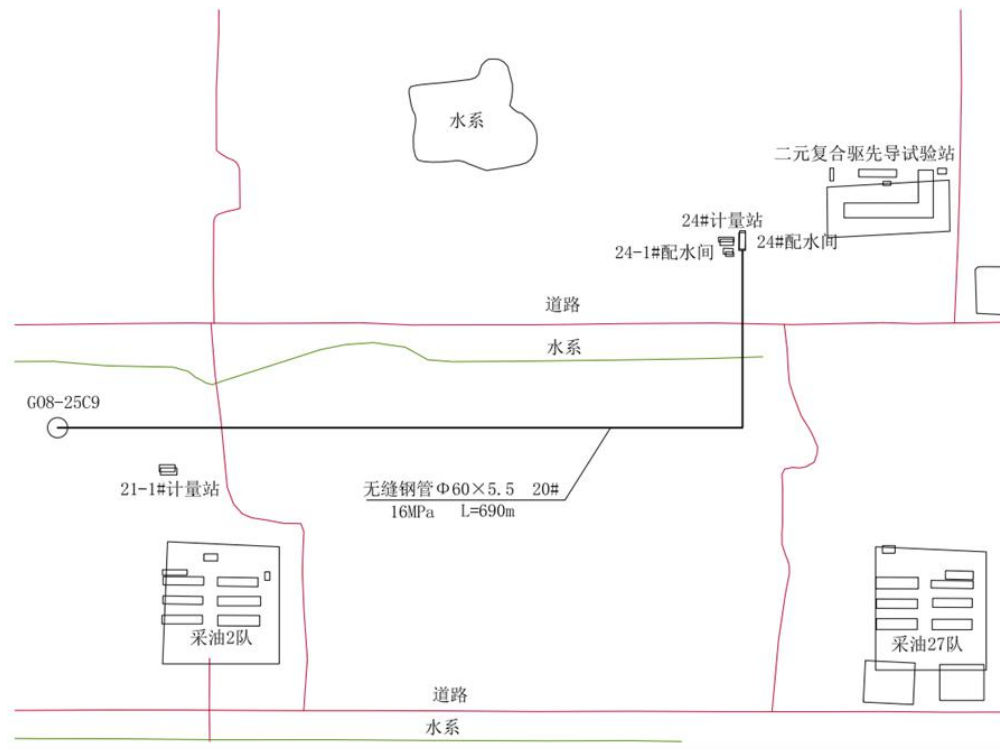


图 5.6-11 GO8-25C9 单井注水管线走向示意图



图 5.6-12 GO8-25C9 单新建管线路由示意图

经现场勘查，本项目新侧钻井井场周边均为荒地，新建注水管线就近接至附近配水间，新建注聚管线就近接入附近注入站，管线周边无构筑物，满足标准要求；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。

### 5.6.2 安全检查表法评价

本节采用安全检查表法对孤东油田二区 2-19-侧 65 等九个井区侧钻井开发工程注水（注聚）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 5.6-2。

表 5.6-2 注水（注聚）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	注水管道流速应符合下列规定： ①单井支管流速不宜大于 1.2s/m。 ②注水干管、支干管流速不宜大于 1.6m/s。 ③聚合物母液外输管流速不宜大于 0.6m/s，目的液注入管流速不宜大于 1.0m/s。	GB50391-2014 5.1.2	①本项目单井支管流速 0.49s/m。 ②无新建注水干管、支干管。 ③新建注聚管线目的液注入管流速 0.49s/m。	√
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	注水管道敷设应符合下列规定： ①注水管道宜埋地敷设。通过低洼地时，敷设方式应通过技术经济对比确定，位于沼泽、季节性积水地区等特殊地段的注水管道，可视情况采用埋地、管堤、地面敷设或架空敷设。 ②站外金属管道严禁从建（构）筑物基础下方穿过。 ③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。 ④注水管道可沿油田专用公路路肩敷设。	GB50391-2014 5.2.3	管道埋地敷设；管线与周边安全间距满足要求。	√
5	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。	√
6	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，应在下一步设计中明确。	※
7	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满足要求。	√
8	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	注水井口周边无居民。	√
9	油井与辅助生产设施（注水泵房）的防火间距不应小于 20m。	GB50183-2004 5.2.3	间距满足要求。	√



序号	检查内容	评价依据	备注	检查结果
10	管道埋深应在冰冻线以下。当无法实现时，应有可靠的防冻保温措施。	GB50316-2000 (2008 版) 8.3.8	可研中未涉及，应在下一步设计中明确。	※
11	站外管道应在起点、折点和终点设置管道标志桩，且宜在每隔 0.2km 处设置管道标志桩，标志桩的间距可根据油区管线密集情况适当调整。	SY/T6769.1-2012 7.5	可研中未涉及，应在下一步设计中明确。	※

### 5.6.3 预先危险性分析法评价

对注水（注聚）系统单元进行预先危险性分析如下表 5.6-4:

表 5.6-4 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，超高压连锁停泵；过滤器出口低压

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
						报警； 7.注聚泵采用变频控制，调节排量、恒压供液。
2	电气系统	触电	1.电能； 2.防护失效； 3.违章或失误。	人员伤亡	II	1.选用合格的电气设备； 2.外壳防护等级应符合要求； 3.电气设备应设保护接地（接零）；对于三相四线制中性点直接接地的低压配电系统，还应装设漏电保护器；采用保护接零时，应采取重复接地； 4.加强维护，定期检测，接地电阻值应符合要求； 5.严格遵守操作规程，违章操作； 6.对职工进行触电急救知识教育； 7.电气作业人员应持证上岗； 8.电气作业穿戴必须的个体防护用品； 9.制定事故应急预案。
		电气火灾	1.电能； 2.电火花、电弧、运行高温； 3.可燃物。	人员伤亡 设备损坏	II	1.按照使用场所要求，选择相应的防潮、防腐、防尘、防爆型电动机。 2.设置短路、过负荷、缺相、电压过高、电压过低的保护装置； 3.电动机启动应严格执行启动规程，禁止启动时间过长或短时间内连续多次启动； 4.电动机周围不应堆放杂物，电动机及其启动装置与可燃物之间应保持适当安全距离； 5.接线端子、接头连接应可靠； 6.保证电动机的通风散热、冷却装置运行良好； 7.加强电动机的运行监视； 8.配备相应的灭火器材； 9.检修后及停电时间过长的电动机，启动前应测量其绝缘电阻是否合格； 10.制定火灾应急预案。

#### 5.6.4 注水（注聚）系统单元评价小结

1) 该单元安全检查表对孤东油田二区 2-19-侧 65 等九个井区侧

钻井开发工程注水（注聚）系统单元共 11 项内容进行了检查，其中符合要求的有 8 项，可研未涉及的有 3 项，无不符合项。注水（注聚）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。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。

## 5.7 配套设施单元

### 5.7.1 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，对孤东油田二区 2-19-侧 65 等九个井区侧钻井开发工程的配套设施单元进行评价。具体检查内容见表 5.7-1。

表 5.7-1 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	新建 6kV 架空线路 0.65km，电源就近 T 接于已建架空线路。	√
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。	√

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
1.5	<p>电缆的路径选择，应符合下列规定：</p> <p>①应避免电缆遭受机械性外力、过热、腐蚀等危害。</p> <p>②满足安全要求条件下，应保证电缆路径最短。</p> <p>③应便于敷设、维护。</p> <p>④宜避开将要挖掘施工的地方。</p>	GB50217-2007 5.1.1	路径选择满足要求。	√
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/T 5220-2005 11.0.4	新建变压器底部高度可研中未涉及，应在下一步设计中明确。	※
<b>2</b>	<b>防雷、防静电</b>			
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。	√
2.4	固定设备（塔、容器、机泵、换热器等）的外壳应进行静电接地，若为覆土设备可不作静电接地。	SY/T0060-2017 6.1.1	注水泵外壳设防静电接地。	√
<b>3</b>	<b>土建道路</b>			

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
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。	√

### 5.7.2 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 5.7-2。

表 5.7-2 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；	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

序号	危险源部位	导致事故类型	触发条件	危险等级	安全对策措施
			4.外界火烤; 5.动物接触引起短路。		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, 定期化验; 6.设置防止小动物接近的措施; 7.定期清洁积垢部位, 防止闪络起火; 8.设置雷击、操作过电压等保护; 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。
2	配电装置	触电	1.绝缘失效; 2.安全距离不足, 且无可靠的遮护; 3.接地保护、漏电保护失效; 4.违反安全作业规程; 5.误触。	II	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; 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; 3.电气设备、线路设置接地保护、漏电保护; 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; 5.设置防触电警示标志。
		电气火灾	1.短路; 2.过负荷运行; 3.接触不良; 4.散热不良; 5.外界火源。	II	1.设置短路、过载、过电压保护; 2.电气连接部位连接应可靠; 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; 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。
3	车辆	车辆伤害	1.车辆故障; 2.操作失误。	II	1.司机持证上岗; 2.杜绝违章操作; 3.进站后应按规定路线和地点行驶和停放; 4.作业人员和行人注意安全。

### 5.6.3 配套设施单元评价小结

1) 该单元安全检查表对孤东油田二区 2-19-侧 65 等九个井区侧钻井开发工程的配套设施单元共 20 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 1 项，无不符合项。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。

## 5.8 安全管理单元

### 5.8.1 组织机构及劳动定员

本次方案设计生产单位主要为油井、水井，该项目无新增劳动定员，由管理区现有人员内部调剂。

### 5.8.2 安全管理概况

#### 1. 管理区简介

因甲方要求不予公开。

#### 2. 安全管理组织机构

因甲方要求不予公开。

#### 3. 人员持证情况

因甲方要求不予公开。

### 5.8.3 安全管理制度

因甲方要求不予公开。

### 5.8.4 应急管理

因甲方要求不予公开。

### 5.8.5 安全检查表法评价

根据《中华人民共和国安全生产法》（主席令[2014]第 13 号）、《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》（山东省人民政府令第 303 号修改版）、《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（G

B/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 5.8-9 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>管理区制定了符合规定要求的安全生产管理制度和安全操作规程。</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</p>	<p>《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》</p>	<p>管理区制定有应急处置程序，定期进行</p>	√



序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
	<p>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>	第二十三条	演练，并有详细记录。	
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>	劳动防护用品使用符合要求。	√
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、临近高压输电线路等作业的，应当按批准权限由相关负责人现场带班，确定专人进行现场作业的统一指挥，由专职安全生产管理人员进行现场安全检查和监督，并由具有专业资质的人员实施作业。</p> <p>生产经营单位委托其他有专业资质的单位进行危险作业的，应当在作业前与受托方签订安全生产管理协议，明确各自的安全生产职责。</p>	<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>	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。	<p>《中华人民共和国安全生产法》 第四十二条</p>	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。	<p>《中华人民共和国安全生产法》 第四十四条</p>	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。	<p>《中华人民共和国安全生产法》</p>	依法缴纳保险。	√

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
		第四十八条		
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容，熟悉应急职责、应急处置程序和措施。应急培训的时间、地点、内容、师资、参加人员和考核结果等情况应当如实记入本单位的安全生产教育和培训档案。	《生产安全事故应急预案管理办法》 第三十一条	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。	√

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
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。	《胜利油田应急管理 办法》 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。	√

### 5.8.6 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。

孤东采油管理一区、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 550 m 的浅井，流体上升行程短，一发生气浸，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 未停机核实井号，曲柄击中肩部**

### **6.2.1 事故经过**

某年 3 月 22 日，某采油厂技术员李某一行 3 人到井场检查工作。李在核实抽油机底座前端工字梁上井号的标准位置时，被向下运行的抽油机曲柄击中右肩部受伤，送医院后，经抢救无效死亡。

### **6.2.2 事故原因**

(1) 李某在未停机情况下靠近抽油机曲柄，是造成本次事故的直接原因和主要原因。

(2) 现场管理人员对违章行为没有及时制止，是造成本次事故的重要原因。

### **6.2.3 防范措施**

(1) 对抽油机曲柄旋转部位加装防护罩或防护栏。

(2) 严格按巡回检路线进行检查。

### 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 可研提出的危险应急对策及防护措施

#### 7.1.1 区域位置及总平面布置

井场平面布置考虑风玫瑰、通井路方向、油井朝向等因素，合理布置通井路、变压器杆等，井场内部建（构）筑物之间的间距执行《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183-2004 中的五级站的平面布置防火安全间距要求；油井与周边建（构）筑物、设施间距执行《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183-2004 中的五级站的区域布置相关防火安全间距要求；地锚设置满足《井架作业安装》Q/SH1020 0225.1-2008 中相关要求。

#### 7.1.2 设备、管道材质的选择

工艺管道、管件、阀门的材质选择

a 本工程除 GO6-33C554 的定向钻段的单井出油管线及套管管线采用 20#无缝钢管外，其余管线  $DN \leq 200$  均采用玻璃钢管，保护套管采用钢套管， $DN \leq 200$  套管采用 20#无缝钢管，执行标准 GB/T 8163-2018。除 GO6-33C554 的定向钻段的单井出油出油管线及掺水管线采用玻璃钢管线，执行标准 SY/T 6266-2004。

b 钢制无缝弯头、管帽及无缝同心、偏心大小头等管件材质与管线材质相同，执行标准《钢制对焊管件类型与参数》GB/T 12459-2017。玻璃钢无缝弯头、管帽及无缝同心、偏心大小头等管件材质与管线材质相同，执行标准《低压玻璃纤维管线管和管件》SY/T 6266-2004。

#### 7.1.3 防火防爆安全措施

电气设备的防火防爆措施



爆炸危险区域的电气设备选用隔爆型，电气设备的防爆等级为 ExdII BT4，动力配电线路采用  $4\text{mm}^2$  及以上铜芯电缆或导线敷设，照明配电线路采用  $2.5\text{mm}^2$  铜芯导线穿钢管沿墙及屋面明敷设。

处于爆炸危险场所的自控设备、仪表，防爆等级不低于 ExdIIBT4，室外设备防护等级不低于 IP65，室内设备防护等级不低于 IP54。处于爆炸危险区域内的仪表设备的电缆使用防爆挠性连接管与进行连接。所有的仪表电缆为阻燃型电缆，电缆在火灾中被燃烧，在离开火源后残焰或残灼能很快自行熄灭。

#### 防雷防静电及接地措施

##### a 工艺装置区

新建所有金属管道、支架均做防雷、防静电接地。埋地金属管道在管线两端做防静电和防感应雷接地，接地电阻不大于  $10\Omega$ 。变压器中性点及其底座、电缆（头）金属外皮（壳）、电缆保护管以及所有金属构件均需可靠接地，接地电阻不大于  $4\Omega$ 。

##### b 建构筑物的防雷

据《建筑物防雷设计规范》GB 50057-2010 的规定，本工程中计量间、雷建筑物进行设计。

#### 安全泄放系统

安全阀：根据《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183-2004、《压力容器》GB/T 150.1~150.4-2011、《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG 21-2016、《安全阀 一般要求》GB/T 12241-2005 的规定，对可能超压的压力容器及管道采用弹簧全启式安全阀，安全阀规格根据容器或管道事故状态下的最大放空量计算确定。

#### 7.1.4 防毒、防化学伤害的安全措施

a 计量站在可能有油气散发、泄漏的场所均设置可燃气体监测报警器，在仪表值班室内设置气体报警机柜实现浓度超限报警；并对可燃气体监测和报警系统进行定期检查，确保灵敏可靠。

b 为了防止气体的聚集，增加场区的通风及空气流动。

c 站内配备便携式可燃气体检测仪、正压式空气呼吸器、防毒面具、呼吸空气压缩机、便携式洗眼器等。

d 紧急情况下生产设施向环境释放有毒物质，应对作业场所附近的相关区域进行告知。

#### 7.1.5 防范其他危险、危害因素的安全措施

各区域、装置及建、构筑物之间均设置足够的防火安全间距。

原油系统的设备及管道采取相应的防静电措施。

在爆炸和火灾危险场所，环境的危险性质按照 GB 50058 等规范规定配置相应的电气设备和灯具，并采取相应的防雷措施，防止雷电引发的火灾。

对于具有 2 区爆炸危险环境的建筑物，按二类防雷建筑物设计防雷设施。

场区内的所有金属管道、支架、容器均做防雷、防静电接地。埋地金属管道在管线两端做防静电和防感应雷接地。

电气设备正常不带电金属外壳均需可靠接地。

低压盘（箱）内的断路器设有短路、接地故障及过载保护。

建筑物均设防止雷击的措施；

所有电力设备均采用接地防护措施，其综合接地电阻不大于  $1\Omega$ 。

另外，对单元控制的控制盘及电气元件，均设有保险、信号、监视、声光报警及故障跳闸等保护措施。

采用良好的设备、管道、阀门和管件，防止泄漏。

为防止管线凝管，本工程通过保温的方法，消除影响。

采用油气密闭集输流程。对管线连接处阀门及设备进行定期检查，防止油气跑、冒、滴、漏。

在有甲、乙类或在危险的场所设置“禁止吸烟”的标志；在抽油机井口等易发生或存在的危险的场所，设置“当心火灾”、“当心爆炸”等警告标志；在防雷防静电场所设置“必须接地”等指令性标志等。安全标志的设置严格执行《安全标志及其使用导则》GB 2894。

为确保线路及站场安全，设专门安全保卫人员。

加强安全教育工作，提高职工素质，岗位人员需经过培训，考核合格后才能上岗。

## 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，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	油气井与 10kV 及以下户外变压器之间的防火间距不应小于 15m。	GB50183-2004 5.2.3
2	油气井与井场水套加热炉之间的防火间距不应小于 9m。	GB50183-2004 5.2.3
3	管道（管顶）埋深不应小于 0.8m。	SY/T6769.1-2010 7.1
4	监控立杆与油井的水平距离不得小于 20m。	GB50350-2015 11.2.10
5	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

序号	对策措施	依据
6	抽油机外露 2m 以下的旋转部位应安装防护装置。	SY/T6320-2016 4.1.3
7	<p>油井生产现场应设置如下警示标志及警语：</p> <p>1) 油井生产区</p> <p>c) 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。</p> <p>d) 皮带轮护罩外侧应设置警语：当心皮带挤伤。</p> <p>e) 抽油机爬梯横撑处应设置警语：登高系安全带。</p> <p>f) 抽油机护栏外侧应设置警语：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) 门外侧应设置警语：启停机戴好绝缘手套。</p> <p>c) 门内侧应设置警语：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 警示标识及警语设置规范》 (Q/SH1020 2152-2013) 5.1
8	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
9	管道埋深应在冰冻线以下。当无法实现时，应有可靠的防冻保温措施。	GB50316-2000 (2008 版) 8.3.8
10	站外管道应在起点、折点和终点设置管道标志桩，且宜在每隔 0.2km 处设置管道标志桩，标志桩的间距可根据油区管线密集情况适当调整。	SY/T6769.1-2012 7.5
11	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

## 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. 根据《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）第5.1条规定：

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) 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。

- b) 抽油机护栏外侧应设置警语：旋转部位禁止靠近。
- c) 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。

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。

2. 按照油田电力专业化管理生产运行管控机制的要求，独立变压器台应设置低压总开关（隔离开关+断路器）。

3. 钻前工程井场布置应充分考虑当地自然条件和周边社会环境条件来制定井场布置方案。充分考虑井口与周边相关设置的安全间距。

4. 根据《已开发油田钻调整井过程中停注水、气、汽井和采油井的要求》（QSH1020 2162-2013）的规定：在已注水、气、汽井的油田内钻调整井时，所钻井目的层到注入层位 300m 范围内的所有注水、气、汽井停止注入；所钻井目的层到注入层位 300m 范围以外的注水、气、汽井，如果地层连通性好，注水、气、汽量大、压力高，应由采油厂综合考虑注水、气、汽压力影响情况，确定是否停注、减注或降压。

5. 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。

6. 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》、《胜利油田分公司钻井井控管理实施细则》的要求,对项目进行严格的井控管理。

7. 侧钻过程严格执行各项井控管理制度,严格坐岗制度,坚持侧钻井从开窗开始坐岗,密切监视油气显示和泥浆液面,直至完井试压合格;坚持进行不同工况下的防喷演习,进入目的层后起钻前和下钻到底测后效,了解油气活跃情况,保证起下钻时的井控安全。

8. 本工程中包含水井改油井,气井改水井。水井改油井需要封堵原来的注水层,重新射孔,射孔时需严格遵守井控制度,及时安装旋塞阀、考克及压力表,防止发生井喷事故。在气井改水井时需打开气井井口换装注水管柱及注水流程,打开气井井口过程中需做好人员防护及相关应急措施,防止井内气体大量泄露造成人员窒息事故以及井内气体大量喷出诱发井喷事故。

9. 参加穿越施工的人员都必须经过安全教育培训,并考试合格,在施工前,必须进行安全技术交底,使全体施工人员明确工作内容、工作范围、个人职责、危险点,且在交底卡上签字。

10. 在穿越开挖过程中应严格检测沉降情况,做好支护,若如发生沉降超出预警即停止作业,立即找出原因,及时调整方案并采取相应措施,待沉降得到控制后才可继续施工。施工时应使设备设施牢固,所处位置准确。所用设备设施经过检查验收合格后,施工现场设置安全警示标志牌,方可使用。风雨过后应对竖井进行全面检查并加固。

## 7.3 本次评价提出的安全管理建议

### 7.3.1 钻井工程风险控制建议措施

1) 钻井队应严格执行钻井设计中有关防火防爆和井控的安全技术要求。钻井设计的变更应按规定的设计审批程序进行。

2) 布置井场前应注意，油气井井口距高压线及其他永久性设施应不小于 75m；距民宅应不小于 100m；距铁路、高速公路应不小于 200m；距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所应不小于 500m。井位选址无法满足行业标准的，根据《胜利油田分公司钻井井控管理实施细则》中第 3.2.1.1 条：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。

3) 井控装置的远程控制台应安装在井架大门侧前方、距井口不小于 25m 的专用活动房内，并在周围保持 2m 以上的行人通道；放喷管线出口距井口应不小于 75m。

4) 井场应设置危险区域图、逃生路线图、紧急集合点以及两个以上的逃生出口，并有明显标识。

5) 应在井场及周围有光照和照明的地方设置风向标，其中一个风向标应挂在施工现场以及在其他临时安全区的人员都能看到的地方。安装风向标的位置可以是：绷绳、工作现场周围的立柱、临时安全区、道路人口处、井架上、消防器材室等。

6) 值班房、发电房、库房、化验室等井场工作房、油罐区、天然气储存处理装置距井口应不小于 30m。

7) 井场距井口 30m 以内的电气系统的所有电气设备如电机、开关、照明灯具、仪器仪表、电器线路以及接插件、各种电动工具等应

符合防爆要求，做到整体防爆。

8) 钻台、机房、净化系统的电气设备、照明器具应分开控制。探照灯的电源线路应在配电房内单独控制。

9) 宜在井口附近钻台上、下以及井内钻井液循环出口等处的固定地点设置和使用可燃气体检测报警仪器，并能及时发出声、光警报。

10) 远程控制台及其周围 10m 内应无易燃易爆、易腐蚀物。

11) 在钻井过程中，遇有大量易燃易爆、有毒有害气体溢出等紧急情况。已经严重危及到安全生产，需要弃井时，决策人宜由生产经营单位代表或其授权的现场总负责人担任，并列入应急预案中。

12) 钻开油气层后，所有车辆应停放在距井口 30m 以外。因工作需要进入距离井口 30m 以内位置的车辆，应采取安装阻火器等相应的安全技术措施。

13) 周边注入井对调整井的对策

在调整井钻井过程中，相应注入井提前关井停注泄压，可合理调整注水层地层孔隙压力，避免钻井过程中出现井涌、井漏等现象。

①注入井提前关井停注

若距离调整井 500m 范围内有注入井影响，在钻达注水层位前 500m 停注泄压。

②注入井关井泄压

注入井关井泄压包括：在调整井钻达注水层位前，有影响的相邻注入井关井停注，通过自然方式或井口回水管线泄压，在调整井钻进中发生严重出水外溢现象时，停注部分注入井，调整井停钻关井，等待地层泄压。出现后一种情况的原因有：预计有影响的相邻注入井停



注不及时；对同区块预计不会影响钻井的注入井存在套管损坏情况、固井质量差、断层遮挡等问题，造成施钻井地层出水。

### ③开展钻井地质方面的研究

在调整井施钻前，综合分析邻井的钻井资料、测井资料、注采生产动态资料、邻井生产套管腐蚀情况、固井情况等，尽可能对调整井的地层压力分布、地质变化等做出较为准确的预测，以便合理地确定钻井液密度。

调整井钻井需要工程、地质、采油密切配合，加强钻井地质研究工作，搞清调整井可能钻遇的油层层系的油水分布，压力状况以及邻井的地质参数、生产动态、固井质量、套管损坏等情况，采取超前的预防处理措施。

## 7.3.2 井下作业风险控制建议措施

1) 井下作业施工中进出井场的车辆排气管应安装阻火器。施工车辆通过井场地面裸露的油、气管线及电缆，应采取防止碾压的保护措施。

2) 起下管柱作业中，应密切监视井喷显示，一个带有操作手柄、具有与正在使用的工作管柱相适配的连接端并处于开启位置的全开型的安全阀，宜保持在工作面上易于接近的地方。宜对此设备进行定期测试。当同时下入两种或两种以上管柱时，对正在操作的每种管柱，都宜有一个可供使用的安全阀。对安全阀每年至少委托有资格检验机构的检验、校验一次。

3) 冲砂管柱顶部应连接旋塞阀，旋塞阀工作压力应大于最高关井压力，且处于随时可用状态。起下管柱或冲砂中一旦出现井喷征兆，

应立即关闭旋塞阀、封井器、套管闸门，防止压井液喷出。

4) 井下作业施工中，应查清井场内地下油气管线及电缆分布情况，采取措施避免施工损坏。

5) 压井管线、出口管线应是钢质管线，各段的压力等级、防腐能力应符合设计要求，满足油气井施工需要；进、出口管线应固定牢固，按相应等级的压力设计分段试压合格。

6) 抽汲诱喷中，仔细观察出口和液面情况，一旦出口出气增加和液面上升，应停止抽汲，起出钢丝绳及抽汲工具，关闭总闸门，打开放喷闸门准备放喷，防止油气从防喷盒喷出。

7) 量油测气及施工作业需用照明时，应采用防爆灯具或防爆手电照明。

8) 井控装置（除自封或环形封井器外）、变径法兰、高压防喷管的压力等级，应大于生产时预计的最高关井井口压力或大于油气层最高地层压力，按试压规定试压合格。

9) 当地气象局应注重提高防范意识，特别是在大风的高发季节，加强对大风的监测预报能力。做好当地气象局与油田单位的预警平台工作，第一时间将大风预警信息发布至油田部门，使其积极做好防御工作。易燃、易爆场所要管理好明火。固井、电源、射孔等作业应加快速度或停止作业，推迟到大风后进行。

### 7.3.3 井控风险控制建议措施

1) 井控管理制度严格落实，严禁违章操作和习惯性违章。如井控器材不安装或者不按规范安装，防喷管线不深埋地锚等。

2) 要进一步提高对搞好井控工作重要性和紧迫性的认识，进一

步健全和完善各级井控管理机构和管理网络,特别是井控管理部门和管理人员,要明确各级管理层面和岗位的井控责任,形成“一级抓一级,层层抓落实”的井控工作局面。

3) 从设计源头抓好井控管理,提高设计人员对井控工作重要性认识、井控技术素质,做好室内设计和现场应用、跟踪,提供必要的相关数据(包括压力曲线、目的层含气情况及浅气层等资料)、和风险提示、应对措施。

4) 应提高地质设计提供资料的准确、齐全和针对性,对井控设计的指导性强。不应出现对老油田新油层研究不够,对其相应参数变化掌握不清,开发新油层沿用老资料,造成施工方式、应对措施出现偏差,引发井控隐患或事故。

5) 进一步强化井控培训工作,切实提高员工的井控意识和技能遏制井喷事故。按照“理论合格、操作过硬、实战实用”三位一体的思路,重点抓好基层队队长、技术员、班组长的井控知识和实际技能培训,提高风险识别和果断处置能力,强化基层班组的应急操作技能。

6) 加大井控设备的投入,标准配套、更新改造及定期的检测检查和维保工作是确保井控装备性能安全可靠,做好井控的必要条件或基础工作之一。

7) 防喷演习要贴近实战,杜绝形式化、表面化,扎实做好各类可能遇到的井控紧急险情的应急演练,达到遇险不慌不乱,应对自如。

8) 针对不同区域的地质、油藏及环境特点以及以往溢流、井涌、井喷及有毒有害气体溢出情况,开展井控风险评估和分级工作。制定相应的技术措施和管理级别,强化井控管理制度的科学性、针对性和

实用性。

9) 合理策划, 均衡组织生产, 处理好安全与提速、效益的关系。深入剖析当前井控工作中存在各种与安全发展不相适应的问题, 进一步提高井控意识, 坚决杜绝因盲目赶工期和急于上产而忽视安全环保工作的现象的发生, 实现安全提速。

### 7.3.4 地面工程施工风险控制建议措施

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

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

3) 根据《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》(山东省人民政府令[2018]311号修订), 生产经营单位进行挖掘、大型设备(构件)吊装、危险装置设备试生产、危险场所用火、油气管道、受限空间、有毒有害、临近高压输电线路等作业的, 应当按批准权限由相关负责人现场带班, 确定专人进行现场作业的统一指挥, 由专职安全生产管理人员进行现场安全检查和监督, 并由具有专业资质的人员实施作业。

4) 施工前应由施工方和建设方安全负责人对施工人员进行安全教育。施工单位应针对施工过程中可能出现火灾、爆炸、物体打击、

触电、起重伤害、车辆伤害、中毒窒息等事故编制相应的应急救援措施，并对施工人员进行培训。

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

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

7) 承包商对参加项目的所有人员进行了安全培训，特种作业人员、特种设备作业人员持有相关证据；承包商项目管理人员进行了专项安全培训，考核合格方可开工。

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

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

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

11) 设备运移前，勘察所遇高、低压电线、通讯线的高度，避免

迁移设备时与其挂、碰。

12) 井场建设前, 落实井场附近地下管网、光缆的情况, 避免施工时损坏管网、光缆设施。

13) 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%。

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

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

### 7.3.5 运行过程安全对策措施

(1) 根据《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》(山东省人民政府令【2018】311 号修订)和《企业安全生产费用提取和使用管理办法》(财企【2012】16 号), 工程建设过程中和投入运行后, 应当确保本单位具备安全生产条件所必需的资金投入, 安全生产资金投入纳入年度生产经营计划和财务预算, 不得挪作他用, 从资金和物质方面保证安全生产工作的正常进行。

(2) 根据《中华人民共和国安全生产法》(主席令【2014】第 13 号)第三十三条, 安全设备的设计、制造、安装、使用、检测、维修、改造和报废, 应当符合国家标准或者行业标准。

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

关人员签字。

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

(5) 自控系统投入运行前应进行有效性试验，并做好记录；自控系统应采取专职人员操作和专业维护。

(6) 建立健全各项安全管理制度，按照新增设备、岗位特点制定安全作业规程，在装置投产前对职工进行专门的培训；特种作业人员必须经过具备相应培训资质的单位进行专门的培训、考核合格，取得相操作证，持证上岗；操作工人要严格按操作规程操作，杜绝违章操作现象。

(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。

(8) 根据工程特点，依据《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2013），制定各类生产安全事故的应急程序，并统一到采油管理一区、采油管理二区的总体应急救援体系中，定期演练，做好记录。建立应急救援队伍，配备应急救援装备、器材，并定期进行维护、保养和检测。

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

(10) 设备设施建设标准达到胜利油田“四化”标准要求。

(11) 压力表等需要定期检验的设施，应委托有资质的部门定期校验、标定。



## 8 评价结论

评价项目组在对孤东油田二区 2-19-侧 65 等九个井区侧钻井开发工程存在的危险、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、高压注入液等。

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;在井下作业过程中可能发生井喷、火灾、爆炸、机械伤害、物体打击、高处坠落、中毒窒息、触电、车辆伤害、起重伤害和坍塌等;在采油集输过程中可能发生火灾、爆炸、机械伤害、触电、高处坠落、物体打击、中毒窒息、灼烫和其他伤害等;在地面施工过程中可能发生火灾、爆炸、物体打击、车辆伤害、机械伤害、触电、起重伤害、高处坠落、中毒窒息和触电等。

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.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,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。设备选型合理，安全管理规范，对于方案未提及到的内容本报告在安全对策措施中提出了建议。

5. 根据预先危险性分析结果，本工程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、放射性危险、测斜失败、测井仪器卡或落井、机械伤害、高处坠落、火灾爆炸、物体打击、中毒与窒息、管线凝管、触电、电气火灾、坍塌、车辆伤害等。事故后果最严重的是井喷、井喷失控、火灾、爆炸、中毒与窒息等，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。

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

## 附表 物质的危险特性表

附表 1-1 原油的危险特性表

标识	中文名：原油	英文名称 crude oil; Petroleum	
	危险货物编号：32003	UN 编号：1267	CAS NO.： 8002-05-9
理化性质	外观与气味：黄色乃至黑色，有绿色荧光的稠厚性油状液体。		
	熔点（℃）：无资料	溶解性：不溶于水，溶于多种有机溶剂	
	沸点（℃）：自常温至 500℃以上	相对密度（水=1）：0.78~0.97	
	燃烧热（kJ/mol）：无资料	相对密度（空气=1）：无资料	
燃烧爆炸危险性	燃烧性：易燃	燃烧分解产物：CO、CO <sub>2</sub>	
	闪点（℃）：--	聚合危害：不能出现	
	爆炸极限(V%)：1.1~8.7	自燃温度（℃）：350	
	火灾危险性分类：甲 <sub>B</sub>	物质危险性类别：中闪点易燃液体	
	危险特性：其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。若遇高热分解出有毒的烟雾。其燃烧、爆炸危险性与轻汽油相似。		
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土，用水灭火无效。		
健康危害	毒性：500~5000mg/kg（哺乳动物吸入）	毒物侵入途径：吸入、食入、经皮吸收	
	原油本身无明显毒性。其不同的产品和中间产品表现出不同的毒性。遇热分解出有毒的烟雾。吸入大量蒸气能引起神经麻痹。		
操作处置注意事项	生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。高浓度环境中，应该佩戴防毒口罩。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴自给式呼吸器。戴化学安全防护眼镜，穿防腐工作服，戴橡胶手套。工作后淋浴更衣，注意个人清洁卫生。		
泄漏紧急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断火源。应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可减少蒸发。用活性炭或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。也可以用大量水冲洗，经稀释的洗液放入废水系统。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。		

<p>储存注意 事项</p>	<p>储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。仓温不宜超过 30 度。防止阳光直射。保持容器密封，应与氧化剂分开存放，储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时注意流速(不超过 3m / s)，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。</p>			
<p>个体防护</p>	<p>工程控制</p>	<p>生产过程密闭，全面通风。</p>	<p>呼吸系统防护</p>	<p>高浓度环境中，应该佩戴防毒口罩。必要时建议佩戴自给式呼吸器。</p>
	<p>眼睛防护</p>	<p>戴安全防护眼镜。</p>	<p>身体防护</p>	<p>穿相应的防护服。</p>
	<p>手防护</p>	<p>戴防护手套。</p>	<p>其他防护</p>	<p>工作现场严禁吸烟。工作后，淋浴更衣。注意个人清洁卫生。</p>

附表 1-2 天然气的危险特性表

标识	中文名：天然气；沼气	英文名称 natural gas	
	危险货物编号：21007	UN 编号：1971	CAS NO.： 8006-14-2
理化性质	外观与气味：无色、无味气体。		
	成份：主要是低分子量烷烃混合物，如甲烷、乙烷、丁烷、戊烷等未净化的天然气，常含有二氧化碳、少量硫化氢、氮和氦等。		
	熔点（℃）	溶解性	
	沸点（℃）：-160	相对密度（水=1）：约 0.45（液化）	
	燃烧热（kJ/mol）	相对密度（空气=1）	
燃烧爆炸危险性	燃烧性：易燃	燃烧分解产物：CO、CO <sub>2</sub>	
	闪点（℃）甲烷：-188；乙烷<-50；丙烷：-104	聚合危害：不能出现	
	爆炸极限(V%)：5~14	自燃温度（℃）：482~632	
	火灾危险性分类：甲 B	危险性类别：易燃气体	
	危险特性：易燃，与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其他强氧化剂接触剧烈反应。		
	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。		
健康危害	毒性：无资料	毒物侵入途径：吸入	
	天然气对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。		
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧；如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。		
防护措施	<p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其他：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。</p>		

<p>泄漏紧急处理</p>	<p>迅速撤离泄漏污染区人员至上风向，并进行隔离，禁止无关人员进入污染区，切断火源。应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，加速扩散。喷水雾稀释、溶解，构筑物围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉，也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。</p>
<p>储存注意事项</p>	<p>储存于阴凉、干燥、通风良好的不燃库房内。远离火种、热源。仓温不宜超过 30 度。防止阳光直射。保持容器密封，应与氧气、压缩空气、卤素等分开存放。切忌混储混运。库房内的照明、通风等设施应采用防爆型，开关设在仓库外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天储罐夏季要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。</p>

表 1-3 丙烯酰胺的危险有害特性表

标识	中文名	丙烯酰胺	CAS	79-06-1	RTECS 号	
	英文名	acrylamide	分子量	71.08	UN 编号	2074
	分子式	C <sub>3</sub> H <sub>5</sub> NO			危险货物编号	21007
理化性质	外观与性状	白色结晶固体，无气味				
	溶解性	溶于水、乙醇、乙醚、丙酮，不溶于苯				
	熔点(°C)	-84.5	相对密度(水=1)	1.12	燃烧热(kJ/mol)	可燃
	沸点(°C)	125	相对密度(空气=1)	2.45	饱和蒸汽压(kPa)	0.21kPa(84.5°C)
燃烧爆炸危险性	燃烧性	可燃	危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，可发生聚合反应，放出大量热量而引起容器破裂和爆炸事故。		
	建规火险分级	丙				
	闪点(°C)					
	引燃温度(°C)	引燃温度(°C): 482~632	燃烧(分解)产物	一氧化碳、二氧化碳。		
	爆炸下限(V%)	5	灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。雾状水、泡沫、二氧化碳。		
	爆炸上限(V%)	14				
	稳定性	稳定	禁忌物	强氧化剂、碱类、酸类		
	聚合危害	聚合	避免接触的条件			
包装与储运	危险性类别	第 6.1 类毒害品	危险货物包装标志		包装类别	
	储运注意事项	易燃压缩气体。储存于阴凉、干燥、通风良好的不燃库房。仓温不宜超过 30°C。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素(氟、氯、溴)、氧化剂等分开存放。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。若是储罐存放，储罐区域要有禁火标志和防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。槽车运送时要灌装适量，不可超压超量运输。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。				
毒性及健康危害	接触限值	车间卫生标准 中国 MAC: 0.3mg/m <sup>3</sup> (皮) 美国 TLV-TWA(ACGIH): 0.03mg/m <sup>3</sup> (2ppm)(皮)				
	健康危害	本品是一种蓄积性的神经毒物，主要损害神经系统。轻度中毒以周围神经损害为主；重度可引起小脑病变。中毒多为慢性过程，初起为神经衰弱综合症。继之发生周身神经病。出现四肢麻木、感觉异常、腱反射减弱或消失、抽搐、瘫痪等。重度中毒出现以小脑病变为主的中毒性脑病。出现震颤、步态紊乱、共济失调，甚至大小便失禁或小便潴留。皮肤接触本品，可发生粗糙、角化、脱屑。本品中毒主要因皮肤吸收引起。				

## 附件 1 可行性研究报告的批复

因甲方要求不予公开。



## 附件 2 单井原油、天然气分析报告

因甲方要求不予公开。

### 附件 3 专家组意见

因甲方要求不予公开。

## 附件 4 专家签字页

因甲方要求不予公开。

## 附件 5 报告修改说明

因甲方要求不予公开。