

胜利油田石油开发有限公司

乐安油田草 335 块

沙二段南扩产能建设工程

# 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 8 月 21 日



胜利油田石油开发中心有限公司  
乐安油田草 335 块沙二段南扩产能建设工程  
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 8 月 21 日



## 前 言

本工程主要实施内容包括：

1、油藏工程：方案设计动用设计新钻井 4 口，采用不规则井网，水平井热采开发，动用储量  $30.3 \times 10^4 \text{t}$ ，单井控制储量  $7.6 \times 10^4 \text{t}$ ，初期单井日油 6.5t/d，前 3 年平均建产能 0.644 万吨，采油速度 2.12%，10 年末累计产油 4.674 万吨，采出程度 15.43%。

2、钻采工程：

(1) 钻井工程：钻井工程组单井平台及 3 井式平台各一座，均为水平井，征地 7.2 亩，二开井身结构设计：一开  $\Phi 273.1 \text{mm}$  表层套管下深 200m，同台井表层套管互相错开 10m；二开水平段以上采用  $\Phi 177.8 \text{mm}$  热采油层套管，水平段采用  $\Phi 177.8 \text{mm}$  割缝筛管，水泥返至地面。

(2) 采油工程：采用滤砂管完井工艺。选用管外循环充填防砂方式，底部充填工具+滤砂管完井管柱。采用有杆泵举升工艺；注采一体化工艺管柱，环空氮气密封；蒸汽干度  $\geq 75\%$ 。

3、地面工程：地面工程采用油井功图计量工艺，采用管输方式生产，产液就近输至集输系统，由已建集油管线输送至草 4-3 接转站，最终输至乐安联合站处理。新建  $\Phi 76 \times 4$  集油管线 0.45km，新建  $\Phi 48 \times 3.5$  单井掺水管线 0.45km，电气部分单井井场新建 50kVA 变压器 1 台、2 井式井场新建 80kVA 变压器 1 台，户外低压配电箱各 1 面，10kV 高压架空线路 800m。道路部分修复宽 4m 砂石路 500m，填土方  $1040 \text{m}^3$ 。新建 700 型皮带机 3 台。

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，胜利油田石油开发中心有限公司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，自始至终都得到了胜利油田石油开发中心有限公司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 8 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.....	9
2.5	采油工程方案.....	19
2.6	地面工程现状.....	24
2.7	地面工程方案.....	30
<b>3</b>	<b>主要危险、有害因素分析</b> .....	<b>43</b>
3.1	主要危险有害物质及其危害特性.....	43
3.2	钻井工程危险有害因素分析.....	46
3.3	井下作业过程.....	52
3.4	采油过程.....	56
3.5	集输过程.....	58
3.6	注汽工程.....	62
3.7	地面工程施工过程危险、有害因素分析.....	63
3.8	主要生产设备的危险有害因素分析.....	68
3.9	配套设施的危险、有害因素分析.....	70
3.10	环境因素分析.....	71
3.11	周边井与本工程的相互影响分析.....	73
3.12	重大危险源辨识.....	74
3.13	主要危险、有害因素分析结论.....	75

<b>4</b>	<b>评价单元划分及评价方法选择</b> .....	<b>77</b>
4.1	评价单元划分.....	77
4.2	评价方法选择.....	78
<b>5</b>	<b>安全评价</b> .....	<b>81</b>
5.1	钻井工程单元.....	81
5.2	井下作业单元.....	85
5.3	地面工程施工作业单元.....	87
5.4	油气集输单元.....	91
5.5	配套设施单元.....	100
5.6	安全管理单元.....	104
<b>6</b>	<b>典型事故案例</b> .....	<b>110</b>
6.1	井喷事故.....	110
6.2	未停机核实井号，曲柄击中肩部.....	112
6.3	本工程借鉴.....	113
<b>7</b>	<b>安全对策措施及建议</b> .....	<b>114</b>
7.1	可研提出的安全对策措施.....	114
7.2	本次评价提出的安全技术措施.....	117
7.3	本次评价提出的安全管理建议.....	120
<b>8</b>	<b>评价结论</b> .....	<b>132</b>
8.1	安全评价结果.....	132
8.2	安全评价结论.....	133
<b>附表 1</b>	<b>物质的危险特性表</b> .....	<b>135</b>
<b>附表 2</b>	<b>人员持证</b> .....	<b>143</b>
<b>附件 1</b>	<b>可行性研究报告的批复</b> .....	<b>144</b>
<b>附件 2</b>	<b>原油、天然气组份报告</b> .....	<b>145</b>
<b>附件 3</b>	<b>专家组意见</b> .....	<b>146</b>
<b>附件 4</b>	<b>专家签字页</b> .....	<b>147</b>
<b>附件 5</b>	<b>报告修改说明</b> .....	<b>148</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) 通过对乐安油田草 335 块沙二段南扩产能建设工程的环境条件、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) 《建筑灭火器配置设计规范》(GB50140-2005)
- 8) 《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)

- 9) 《电力工程电缆设计标准》(GB50217-2018)
- 10) 《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)
- 11) 《油田油气集输设计规范》(GB50350-2015)
- 12) 《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)
- 13) 《生产过程安全卫生要求总则》(GB/T12801-2008)
- 14) 《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》  
(GB/T29639-2013)
- 15) 《油气田及管道工程仪表控制系统设计规范》  
(GB/T50892-2013)
- 16) 《工业企业设计卫生标准》(GBZ1-2010)
- 17) 《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007)
- 18) 《安全评价通则》(AQ8001-2007)
- 19) 《安全预评价导则》(AQ8002-2007)
- 20) 《油气田地面管线和设备涂色规范》(SY/T0043-2016)
- 21) 《石油天然气工程总图设计规范》(SY/T0048-2016)
- 22) 《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)
- 23) 《钻井井场、设备、作业安全技术规程》(SY/T5974-2014)
- 24) 《陆上油气田油气集输安全规程》(SY/T6320-2016)
- 25) 《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) 《关于进一步加强建设项目安全设施(陆上)和职业卫生“三同时”分级、分类管理工作的通知》(胜油 HSE[2016]36 号)
- 9) 《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)
- 10) 《胜利油田分公司钻井井控管理实施细则》(胜油局发[2017]57 号)
- 11) 《胜利石油管理局 胜利油田分公司应急管理辦法》(胜油局发[2017]106 号)
- 12) 《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)
- 13) 《胜利油田分公司陆上油田硫化氢防护安管管理规定》(胜油公司发[2018]56 号)
- 14) 《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)《乐安油田草 335 块沙二段南扩产能建设工程可行性研究报告》
- 2) 乐安油田草 335 块沙二段南扩产能建设工程安全预评价技术服务合同
- 3) 《关于乐安油田草 335 块沙二段南扩产能建设工程可行性研究报告的批复》（石开公司发【2019】35 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

本次评价对象为乐安油田草 335 块沙二段南扩产能建设工程，具体内容如下：

1、油藏工程：方案设计动用设计新钻井 4 口，采用不规则井网，水平井热采开发，动用储量  $30.3 \times 10^4 \text{t}$ ，单井控制储量  $7.6 \times 10^4 \text{t}$ ，初期单井日油 6.5t/d，前 3 年平均建产能 0.644 万吨，采油速度 2.12%，10 年末累计产油 4.674 万吨，采出程度 15.43%。

2、钻采工程：

（1）钻井工程：钻井工程组单井平台及 3 井式平台各一座，均为水平井，征地 7.2 亩，二开井身结构设计：一开  $\Phi 273.1 \text{mm}$  表层套管下深 200m，同台井表层套管互相错开 10m；二开水平段以上采用  $\Phi 177.8 \text{mm}$  热采油层套管，水平段采用  $\Phi 177.8 \text{mm}$  割缝筛管，水泥返至地面。

（2）采油工程：采用滤砂管完井工艺。选用管外循环充填防砂方式，底部充填工具+滤砂管完井管柱。采用有杆泵举升工艺；注采一体化工艺管柱，环空氮气密封；蒸汽干度  $\geq 75\%$ 。

3、地面工程：地面工程采用油井功图计量工艺，采用管输方式

生产,产液就近输至集输系统,由已建集油管线输送至草 4-3 接转站,最终输至乐安联合站处理。新建 $\Phi 76 \times 4$ 集油管线 0.45km,新建 $\Phi 48 \times 3.5$ 单井掺水管线 0.45km,电气部分单井井场新建 50kVA 变压器 1 台、2 井式井场新建 80kVA 变压器 1 台,户外低压配电箱各 1 面,10kV 高压架空线路 800m。道路部分修复宽 4m 砂石路 500m,填土方 1040m<sup>3</sup>。新建 700 型皮带机 3 台。

#### 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。

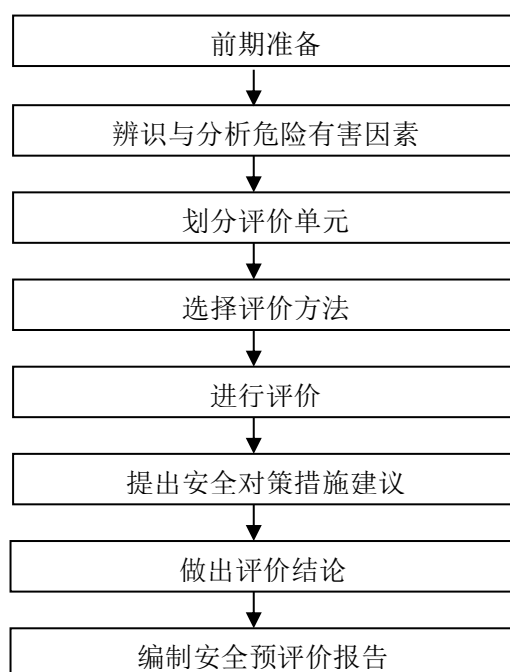


图 1.4-1 安全预评价程序框图

## 2 工程概况

### 2.1 工程基本情况

项目名称：乐安油田草 335 块沙二段南扩产能建设工程

项目性质：新建项目

建设单位：胜利油田石油开发中心有限公司

建设地点：山东省东营市广饶县

项目总投资：该产能建设工程新增开发投资 3949.78 万元，其中钻井工程 2941.92 万元、采油工程 342.32 万元、地面工程 665.54 万元。

恢复产能： $0.644 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

### 2.2 自然环境概况

#### 2.2.1 地理位置

草 335 块位于山东省东营市广饶县石村镇辛庄村南，小清河东南，与王 955 块和草 702 块相毗邻。

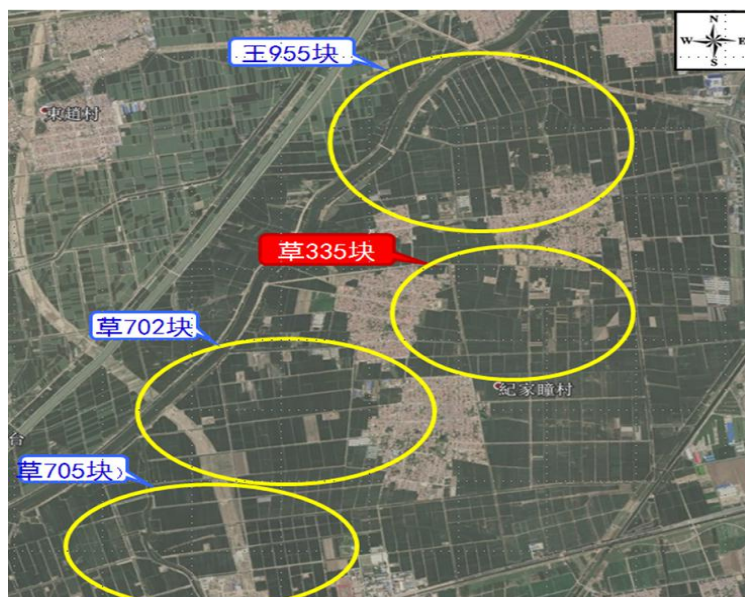


图 2.1-1 草 335 块地理位置示意图

## 2.2.2 自然条件

### 1) 气象条件

年平均气压	101.54kPa
年平均气温	12.5°C
极端最高气温	41.9°C
极端最低气温	-23.3°C
累年平均降水量	586.3mm
最大日降水量	230.3mm
最大积雪厚度	27cm
累年最大风速	21m/s
累年最多雷暴日数	45d
最大冻土深度	59cm
累年最多风向	SE, C

### 2) 工程地质

抗震设防烈度	7 度
地震基本加速度	0.10g

## 2.3 油气藏工程

### 2.3.1 流体性质

表 2.3-1 草 335 块原油分析统计表

井号	层位	原油密度	原油粘度	测粘温度	含硫	凝固点	总矿化度	氯根	水型
		g/cm <sup>3</sup>	mPa·s	°C	%		mg/L	mg/L	
草 701 井	Es <sup>2</sup> <sub>3</sub>	0.9819	4861	50	0.91	6	4651	2644	CaCl <sub>2</sub>
	Es <sup>2</sup> <sub>1</sub>	0.9769	4034	50	0.81	12			
小计		0.9794	4448	50	0.86	9.0	4651	2644	CaCl <sub>2</sub>



## 2.3.2 原油性质

地面原油密度  $0.9794\text{g/cm}^3$ ；地面原油粘度  $4448\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，凝固点为  $9.0^\circ\text{C}$ ，含硫  $0.86\%$ ，属普通稠油。

## 2.3.3 地层水性质

本区地层水总矿化度平均  $4651\text{mg/l}$ ；氯根含量： $2644\text{mg/l}$ ；水型为  $\text{CaCl}_2$  型。

## 2.3.4 温度压力系统

本区原始地层压力  $8.75\text{Mpa}$ ，压力系数  $0.96$ ，地层温度  $47^\circ\text{C}$ ，地温梯度  $3.71^\circ\text{C}/100\text{m}$ ，属偏高温、常压系统。

## 2.4 钻井工程方案

### 2.4.1 钻井规模

部署新井 4 口，全部为水平井。具体井位部署见图 2.4-1。

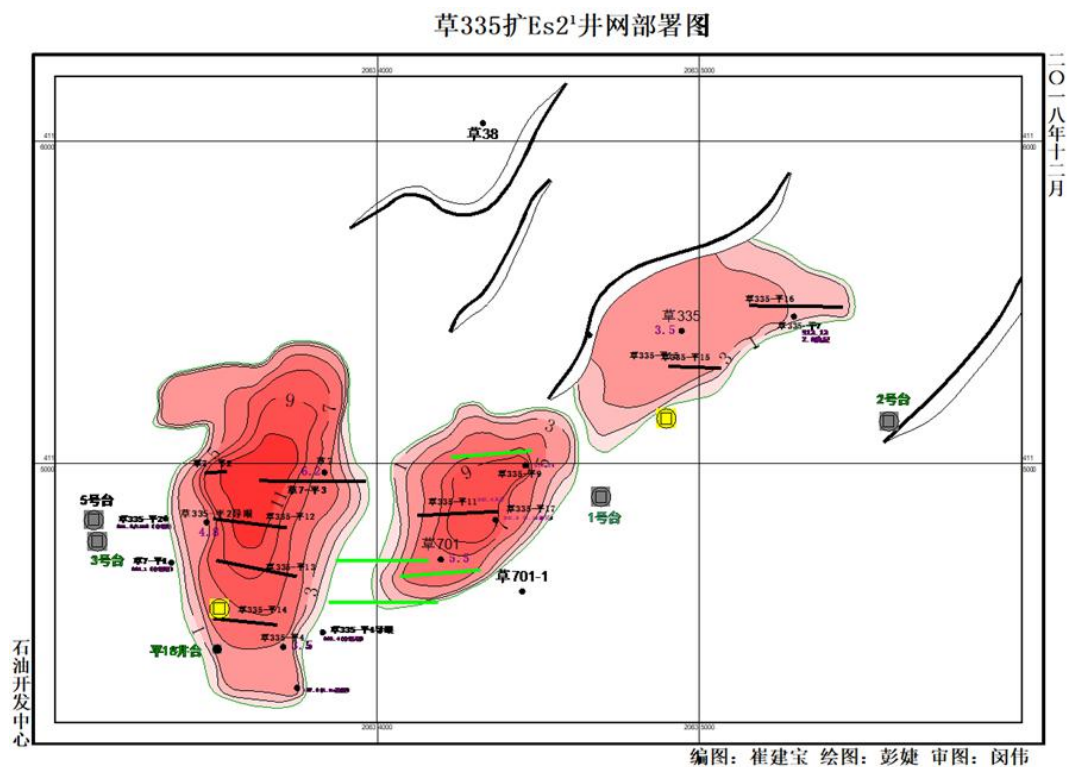


图 2.4-1 井位部署图

## 2.4.2 布井方案

综合油藏工程、钻井、采油以及地面条件等方面因素，本方案推荐采用丛式井组台和单井布井结合方式。部署新钻井 4 口，组建平台 1 个，单井 1 口。新钻井总进尺 5758.17m，平均进尺 1439.54m。新钻井组台方案见表 2.4-1。

表 2.4-1 新钻井钻井组台方案

井台号	钻井顺序	井号	井型
1#	1	草 335-平 22	水平井
	2	草 335-平 19	水平井
	3	草 335-平 20	水平井
单井	4	草 335-平 21	水平井

## 2.4.2 轨道类型

井眼轨道设计尽可能简单平滑、工艺成熟、方便工具配套。采用直-增-稳-增-平五段制轨道类型。

表 2.4-2 新钻井井眼轨道优化数据结果

平台号	井号	完钻井深 (m)	造斜点 (m)	造斜终点斜深 (m)	最大井斜角 (°)	设计方位 (°)	靶点垂深 (m)	靶点位移 (m)	完钻垂深 (m)	井底位移 (m)	造斜段狗腿度 (°/30m)
1#	草 335-平 22	1438.78	259.64	1172.99	85.43	78.18	A:895 B:895	A:568.86 B:818.84	895	833.81	5.1/4.5
	草 335-平 19	1446.69	521.52	1141.68	90	56.82	A:915 B:912	A:391.95 B:668.23	911.84	682.82	4.8/4.5
	草 335-平 20	1458.45	567.35	1103.44	90.17	82.44	A:908 B:907	A:341.32 B:680.66	906.96	695.65	5.05
单井	草 335-平 21	1414.25	463.16	1148.45	90	253	A:915 B:915	A:429.8 B:678.69	915	693.62	4.5/4.5

## 2.4.3 井身结构设计

井身结构：一开使用 $\Phi 346.1\text{mm}$  钻头，下入 $\Phi 273.1\text{mm}$  表层套管，下深 200m，封过平原组，建立井口，水泥返地面。同台井表层错开

10m。二开使用 $\Phi 241.3\text{mm}$  钻头，水平段下入 $\Phi 177.8\text{mm}$  割缝筛管，水泥返至地面。井身结构示意图见图 2.4-2，井身结构设计表见表 2.4-3。

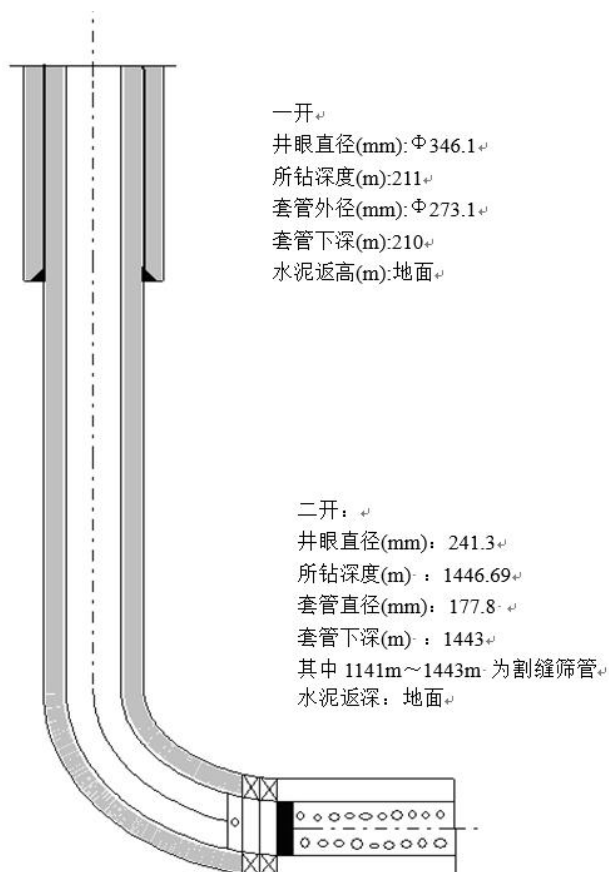


图 2.4-2 井身结构示意图(以草 335-平 19 井为例)

表 2.4-3 井身结构设计表

平台号	井号	井身结构 (mm*m)
1#	草 335-平 22	$\Phi 273.1 \times 200 + \Phi 177.8 \times 1435$ (其中 1173~1435m 为割缝筛管)
	草 335-平 19	$\Phi 273.1 \times 210 + \Phi 177.8 \times 1443$ (其中 1141~1443m 为割缝筛管)
	草 335-平 20	$\Phi 273.1 \times 200 + \Phi 177.8 \times 1455$ (其中 1103~1455m 为割缝筛管)
单井	草 335-平 21	$\Phi 273.1 \times 200 + \Phi 177.8 \times 1411$ (其中 1148~1411m 为割缝筛管)

## 2.4.4 钻井工程配套方案

### 2.4.4.1 钻机选择

方案设计钻井井深 1414.25m~1458.45m, MAX(表层套管的重量

12.08t、油层套管的重量 46.23t) $<170\times 80\%$ 。30 型钻机最大载荷 170t。

选择 30 型钻机可满足本区块钻井需要。

#### 2.4.4.2 钻头选型及水力参数设计

表 2.4-4 钻头设计表

开次	井段	钻头直径 (mm)	推荐类型	钻压(kN)	转速 (r/min)
一开	表层	Φ346.1	P2		
二开	直井段	Φ241.3	HAT127	120~140	80~120
	造斜段		HAT127	50~80	螺杆
	水平段		HAT127	120~140	60+螺杆

#### 2.4.4.3 钻具组合

钻具组合方案见表 2.4-5。

表 2.4-5 钻井钻具组合

开钻 次序	井眼尺寸 (mm)	钻具组合
一开	Φ346.1	Φ346.1mm 钻头+Φ177.8mm 无磁钻铤×1 根+Φ177.8mm 钻铤×8 根+Φ127mm 斜坡钻杆
直井段	Φ241.3	Φ241.3mm 钻头+止回阀+Φ177.8mm 无磁钻铤×1 根+Φ177.8mm 钻铤×8 根+Φ127mm 斜坡钻杆
定向段	Φ241.3	Φ241.3mm 钻头+Φ196.7mm 1.5°单弯动力钻具×1 根+止回阀+Φ177.8mm 无磁钻铤×1 根+ FEWD/LWD+Φ177.8mm 无磁钻铤×1 根+Φ127mm 斜坡钻杆+Φ127mm 加重钻杆×9 根+Φ177.8mm 随钻震击器×1 套+Φ127mm 加重钻杆×21 根+Φ127mm 斜坡钻杆
水平段	Φ241.3	Φ241.3mm 钻头+Φ196.7mm 1°单弯动力钻具×1 根+止回阀+Φ127mm 无磁承压钻杆×1 根+ FEWD/LWD+Φ127mm 无磁承压钻杆×1 根+Φ127mm 斜坡钻杆+Φ127mm 加重钻杆×9 根+Φ177.8mm 随钻震击器×1 套+Φ127mm 加重钻杆×21 根+Φ127mm 斜坡钻杆
通井	Φ241.3	Φ241.3mm 牙轮钻头+止回阀+Φ127mm 加重钻杆×2 根+Φ235mm 扶正器+Φ127mm 钻杆+Φ235mm 扶正器（位于 A 靶点附近）+Φ127mm 斜坡钻杆

注：本设计供参考，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；通井钻具的选择应该有利于井眼修复，以保证套管顺利下入。

#### 2.4.5 钻井液设计

### 2.4.5.1 钻井液应用方案

新钻井钻开储层推荐采用 MEG 钻井液体系。分段钻井液体系见表 2.4-6。

表 2.4-6 新钻井分段钻井液体系

井段	钻井液体系
一开	土浆
二开储层上井段	钙处理—聚合物钻井液
储层井段	MEG 钻井液

### 2.4.5.2 分段钻井液体系性能与流变参数

推荐新钻井分段钻井液体系主要性能与流变参数分别见表 2.4-7。

表 2.4-7 新钻井钻井液主要性能与流变参数

项目	性能指标			
	一开	二开上部	二开中部	二开下部
密度 (g/cm <sup>3</sup> )	1.05~1.10	1.05~1.10	1.10~1.15	1.10~1.15
马氏漏斗黏度(s)	28~50	28~32	32~40	40~50
API 失水 (ml)			≤5	≤5
API 泥饼 (mm)			0.5	≤0.5
静切力 (Pa)			1~2/2~6	2~3/4~10
pH 值			8~9	10~11
含砂量 (%)			≤0.5	≤0.5
总固含 (%)			≤10	≤10
摩阻系数			≤0.1	≤0.05
动切力 (Pa)			4~8	6~10
塑性黏度(mPa·s)			10~20	15~25

### 2.4.5.3 钻井液基本配方

新钻井钻井液基本配方见表 2.4-8。

表 2.4-8 新钻井钻井液基本配方及用量设计

序号	材料名称及代号	加量 (kg/m <sup>3</sup> )		
		一开	二开上部	二开下部
1	膨润土	40~60		
2	碳酸钠	3~5		
3	工业用氢氧化钠		2~4	5~10
4	钻井液用甲基葡萄糖甙			30 (储层段)
5	钻井液用改性铵盐		5~10	5~10
6	钻井液用聚丙烯酰胺干粉		2~3	3~5
7	钻井液用天然高分子降滤失剂		5~10	10~15
8	钻井液用防塌降黏降滤失剂		10~20	10~20
9	钻井液用油基润滑剂-2		20~30	20~30
10	钻井液用重晶石粉			
11	钻井液用超细碳酸钙			20~30
12	氯化钙		10~20	

## 2.4.6 固井工艺方案

### 2.4.6.1 套管柱设计

该区块需要热采开发,油层套管采用钢级 P110HB 壁厚 10.36mm 的热采套管。固井时所用套管附件和工具应与套管柱强度一致,扣型要与套管扣型相匹配。

表 2.4-9 套管柱设计 (以草 335-平 19 为例)

套管程序	井段 (m)	套管规范					长度 (m)	钻井液密度 (g/cm <sup>3</sup> )
		尺寸 (mm)	钢级	壁厚 (mm)	扣型	最佳上扣扭矩(N·m)		
表层套管	0~210	273.1	J55	8.89	短圆	5700	210	1.10
油层套管	0~1141	177.8	P110HB	10.36	偏梯	10820	1141	1.15
	1141~1443	177.8	P110HB	10.36	偏梯	割缝筛管	302	

表 2.4-10 套管柱强度校核 (以草 335-平 19 为例)

套管程序	井段 (m)	重量			抗外挤		抗内压		抗拉	
		每米重 (kg/m)	段重 (t)	累计重 (t)	最大载荷 (MPa)	安全系数	最大载荷 (MPa)	安全系数	最大载荷 (kN)	安全系数
表层套管	0~210	60.32	10.59	10.59	2.39	4.36	3.39	6.46	89.33	20.58
油层套管	0~1141	43.16	36.97	36.97	10.18	5.45	9.71	7.49	335.35	11.16

表 2.4-11 各层次套管串结构

套管程序	套管串结构 (自下而上)	备注
一开	可钻浮鞋+套管 1 根+浮箍(内插座)+套管串+联顶节	
二开	引鞋+泥饼清洗器+短套管 1 根+筛管串+套管 2 根+筛管串+短套管 1 根+热采分段完井管外封隔器+热力补偿器(水平段中部)+短套管 1 根+筛管串+套管 2 根+筛管串+热力补偿器(A 靶点)+套管串+免钻塞分级注水泥装置+套管串+水泥填充管外封隔器+管外封隔器胀封工具+套管串+联顶节	

表 2.4-12 固井附件设计表(以草 335-平 19 为例)

套管程序	附件名称	单位	数量	备注
一开	Φ273.1mm 浮鞋	只	1	
	Φ273.1mm 浮箍(内插座)	只	1	
二开	Φ177.8mm 引鞋	只	1	
	Φ177.8mm 泥饼清洗器	只	1	
	Φ177.8mm 免钻塞打捞器	套	1	
	Φ177.8mm 免钻塞水泥头	套	1	
	Φ177.8mm 免钻塞装置	套	1	
	Φ177.8mm 热采分段完井管外封隔器	套	1	多级压缩式
	Φ177.8mm 短套管	根	2	
	Φ177.8mm 水泥填充管外封隔器	套	1	
	Φ177.8mm 管外封隔器胀封工具	套	1	
	Φ177.8mm 热力补偿器	只	2	
	Φ177.8mm 钻磨铣一体工具	套	1	
Φ177.8mm 树脂螺旋扶正器	只	15		

套管程序	附件名称	单位	数量	备注
	Φ241.3mm×Φ177.8mm 弹性扶正器	只	40	

### 2.4.6.2 固井方案设计

#### 1、固井方式选择

一开表层套管采用内插法或常规法固井，要求水泥返至地面。

二开油层套管采用筛管顶部注水泥固井方式，要求水泥返至地面。

#### 2、水泥浆体系选择

一开水泥浆密度 1.85g/cm<sup>3</sup>；二开采用新型抗高温固井水泥浆体系，前导浆密度：1.50~1.65g/cm<sup>3</sup>，注量：6~10m<sup>3</sup>；领浆密度：1.80~1.85g/cm<sup>3</sup>，尾浆密度：1.85~1.90g/cm<sup>3</sup>，注量：必须满足封固到地面。

#### 3、水泥浆性能要求

表 2.4-13 新钻井固井水泥浆性能要求

性能	一开	二开
密度 (g/cm <sup>3</sup> )	1.85	1.85
稠化时间 (min)	120	180
API 滤失量 (ml)	<250	<50
自由水 (ml/250ml)	3.50	0
抗压强度 MPa/24h	>14.00	>14.00

注：试验条件按 API 标准执行。

表 2.4-14 新钻井水泥浆基本配方

套管程序	配方
一开	G 级水泥+配浆水
二开	G 级水泥+降失水剂+消泡剂+早强剂+增韧剂+晶格膨胀剂+减阻剂+石英砂+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。

#### 4、水泥用量设计



表 2.4-15 新钻井固井水泥用量设计

套管程序	套管 外径 (mm)	钻头 直径 (mm)	理论环 空容积 (m <sup>3</sup> )	封固井段(m)		水泥浆 密度 (g/cm <sup>3</sup> )	水泥 等级	注水 泥量 (t)	固井 方式	备注
				起始 井深	终止 井深					
表层套管	273.1	346.1	16.22	0	211	1.85	G	32	内插或常规	
油层套管	177.8	241.3	34.79	0	1141	1.85	G	56	筛管顶注	

表 2.4-16 新钻井固井水泥添加剂用量设计

材料名称	用量 (t)		备注
	一开	二开	
降失水剂		1.84	
消泡剂		0.92	
早强剂		0.80	
晶格膨胀剂		1.20	
增韧剂		0.80	
减阻剂		1.04	
增强剂		10.00	新型抗高温

### 2.4.7 井控方案

根据本地区已钻井井控设计情况及油藏地质提供主要压力参数，从科学、安全、合理的角度对区块钻井井控装备进行优选。根据油藏提供，本块为常压地层。区块选择 35MPa 双闸板防喷器，满足压力控制要求。

井控装置选择、井口装置示意图、节流管汇及压井管汇示意图及试压要求见表 2.4-17，图 2.4-3、图 2.4-4。

### 2.4-17 二开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)
二开	双闸板 (套管头)	2FZ28-35	清水	14	≥15	≤0.7
	节流压井管汇 (内防喷管线)	JG-Y-35/YG-35	清水	14	≥15	≤0.7
备注	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 0.07 MPa, 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 0.7 MPa。					

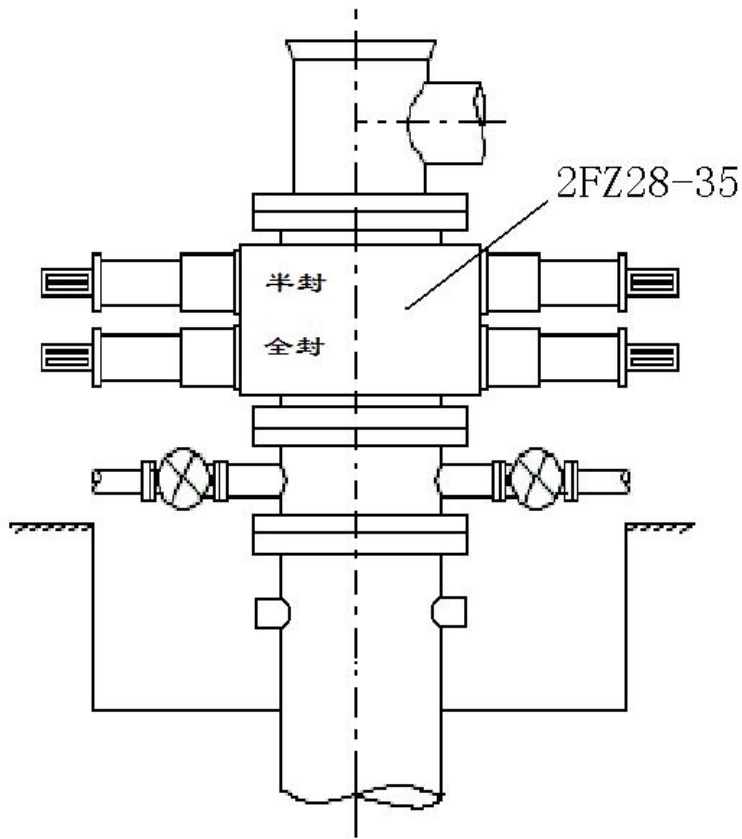


图 2.4-3 井口装置示意图

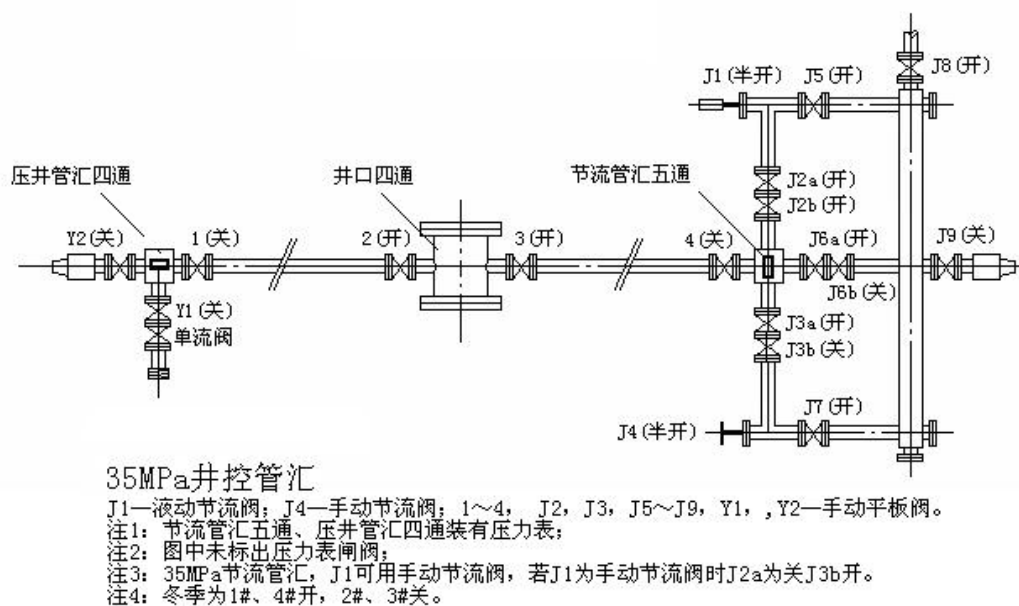


图 2.4-4 节流管汇及压井管汇示意图

井控主要措施按 GB/T 31033-2014《石油天然气钻井井控技术规范》、Q/SH1020 1160-2017《钻井一级井控技术》等有关井控标准及中国石化油[2015]374号《中国石化井控管理规定》、《胜利油田钻井井控工作细则》等相关要求执行。

## 2.5 采油工程方案

### 2.5.1 完井工程设计

#### 2.5.1.1 完井方式选择

根据方案区地层岩性参数及地层压力的条件，油井存在出砂的可能，在完井工艺中需采取防砂措施。筛管完井方式相对于套管射孔完井可以增加泄流面积，提高油层完善程度，实现了防砂、完井一体化，降低完井成本，且方便后期生产措施的实施。该工艺可适应不同井型、油藏类型的完井工艺。草 702 水平井目前采用筛管完井方式，满足现阶段开发需求，本次新钻水平井推荐采用精密滤砂管防砂完井。

### 2.5.1.2 生产套管材料选择

生产套管材料的选择应能满足地质、油层压力、采油方式和其它增产措施的要求，现有老井应用 TP110HB 钢级外径 177.8×9.19mm 套管，生产情况良好，新井采用注汽投产，TP110H 钢级套管能够满足开发的要求。

## 2.5.2 防砂工艺

### 2.5.2.1 防砂工艺选择

油藏工程部署新钻水平井 4 口，全部采取注汽热采开发方式。结合邻区水平井实施防砂工艺情况，选择适应水平井的防砂方式。

依据已实施水平井的防砂方式和生产效果，裸眼精密滤砂管防砂方式对本区的具有一定适应性，循环充填挤压方式对近井地带充填一定量的砾石，同时能保护滤砂管，可有效提高防砂效果。新钻水平井根据每口井的构造位置、隔层及与边、底水的距离，参考草 702 块 2 口水平井防砂工艺，采用“精密滤砂管+循环充填”防砂方式。

### 2.5.2.2 防砂管柱

完井时先期下入底部充填工具，投产式通过配套的充填服务器完成酸洗、防砂的施工。

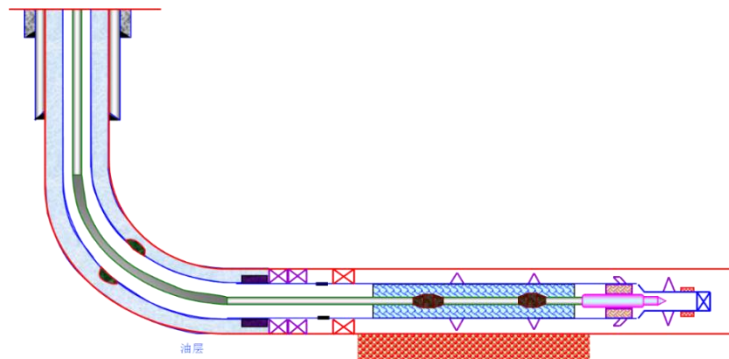


图 2.4-5 水平井酸洗防砂一体化管柱示意图

### 2.5.2.3 酸洗、氮气泡沫混排预处理技术

针对钻井泥浆滤失引起的地层及筛管堵塞,采用水平井酸洗管柱对井筒周围进行酸洗,解除泥饼堵塞,并采用氮气泡沫负压返排技术,在井底形成负压,提高解堵效果。

#### (1) 酸液: 稀土酸

酸液配方: 盐酸 (HCL) 9%+氢氟酸 (HF) 2%+缓蚀剂 (PCA) 2%

#### (2) 氮气泡沫负压返排施工参数

氮气泡沫酸混排施工中首先要根据单井情况确定解堵返排时的负压值  $P_{返}$ , 一般该负压值不小于该井正常生产时的生产压差  $P_{生}$ ; 泡沫混排放喷前井筒内泡沫流体在油层处产生的液柱压力为  $P_{泡}$ , 地层静压为  $P_{静}$ , 根据压力平衡原理可知  $P_{泡}=P_{静}-P_{返}$ , 根据井底泡沫流体液柱压力计算井底泡沫流体密度和特征值参数, 再根据公式求导叠代计算出井口泡沫流体特征值, 在根据井口温度和压力参数计算氮气和液体注入体积比, 确定氮气车注氮和泵车注液排量。

泡沫发泡性能: 发泡率>80%, 稳泡时间>1 小时, 气泡均匀, 气液无明显分层现象。

设计用量: 泡沫流体循环用量=油套环空容积; 及泡沫酸时氮气泡沫用量可根据预处理半径和孔隙度计算酸液用量, 再根据井口气液注入比计算所需氮气用量。

## 2.5.3 井筒举升工艺

### 2.5.3.1 泵深及泵型确定

#### (1) 泵深设计

参考已投产井和同类油藏水平井的举升工艺, 结合邻区已投产油

井生产情况及井眼轨道参数及造斜情况，确定该块下泵深度为 1000~1100m。

## (2) 泵型设计

根据油井投产产能，参考已投产 C702 块的周期产液量情况，根据相邻区块开发经验，综合考虑初期产液量、吞吐周期后期粘度升高泵下行困难等因素，根据邻区块生产井产液情况和油藏指标预测，初期排液量 20~40t/d， $\Phi 56\text{mm}$ 、 $\Phi 70\text{mm}$  泵都能满足要求。其中  $\Phi 70\text{mm}$  泵在 50% 泵效条件下的适应性更强，参照草 702 区块泵型数据，方案推荐采用  $\Phi 70/32$  偏置泵，抽汲参数选择：冲程：S=6m，慢冲次（0.5~2 次/min）。

### 2.5.3.2 生产管柱

根据泵挂深度和井筒配套工艺的设计，参考《采油技术手册》，根据油井井身轨迹及油管强度计算分析，推荐采用 N80  $\Phi 89\text{mm}$  油管。

### 2.5.3.3 抽油杆设计

考虑到井筒降粘工艺和节能降耗，根据区块井生产情况及有杆抽油系统优化设计软件计算，杆柱组合： $\Phi 36\text{mm}$  空心杆×1000~1100m。

### 2.5.3.4 抽油机选择

根据区块油藏方案设计，12 型机能够满足需求。目前油田常用的 12 型抽油机有：12 型游梁式抽油机和 700 型皮带式抽油机。对于注蒸汽吞吐热采井，油井停喷转抽的初期，油层温度高，井筒内温度场相应比较高，原油粘度低，流动性好，并且停喷转抽初期地层能量充足，举升容易，油井生产系统所受的负荷小；随着生产的进行，油层温度逐渐降低，井筒内原油粘度逐渐加大，并且后期地层能量不足，

油井抽汲出现光杆下行困难，这时，长冲程、慢冲次的生产参数能够提高泵的充满系数，减缓光杆下行困难，对比抽油机设备效率数据，抽油机选择 700 型皮带抽油机。

#### 2.5.3.5 井口装备选型

生产井采用 250 采油井口可满足生产需要。

### 2.5.4 注汽工艺

#### 2.5.4.1 注汽锅炉设计

根据前期已投产井注汽情况，区块注汽压力在 16-18.3MPa，选用亚临界锅炉注汽。

#### 2.5.4.2 注汽工艺管柱设计

注汽管柱的作用是减少井筒热损失，提高注汽质量，同时降低油层套管温度，保护油井安全。

目前常用的注汽隔热油管有高真空隔热油管和防氢害隔热油管。

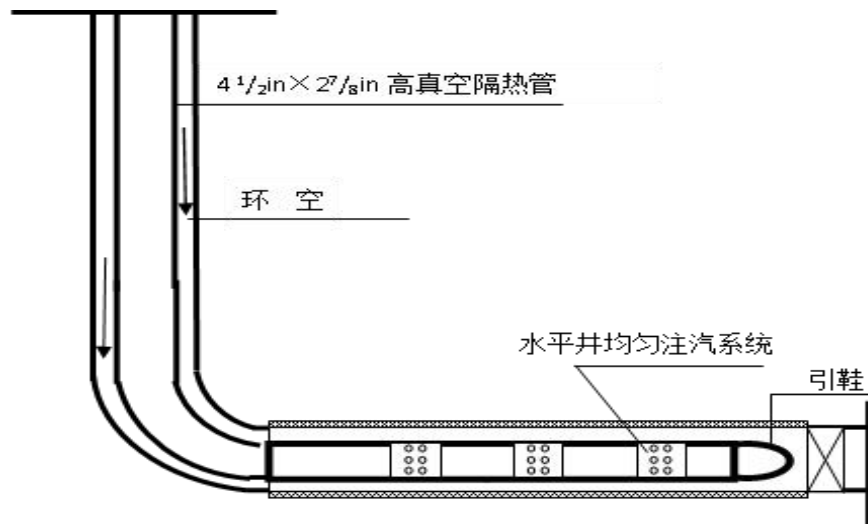


图 2.5-1 注汽管柱示意图

结合该区块自身储层物性特征以及油藏方案要求，注汽管柱采用高真空隔热油管+均匀配注器，环空氮气隔热。

## 2.6 地面工程现状

### 2.6.1 油气集输系统

草 335 块新建产能周边集输系统现状见图 2.6-1。

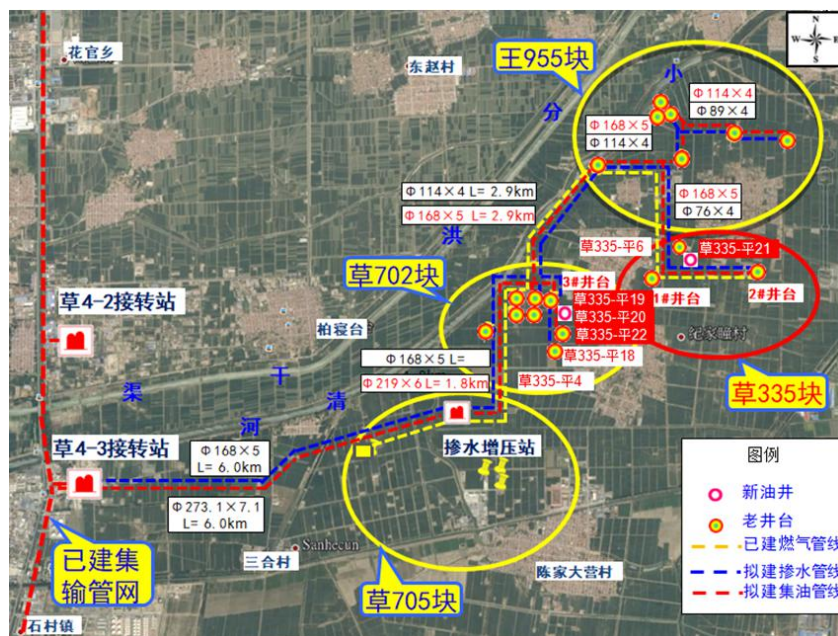


图 2.6-1 草 335 块新建产能周边集输系统现状图

#### 2.6.1.1 草 335 区块

草 335 块目前有 1 口探井（草 335 井），采用功图量油。油井采用单井拉油方式进行生产，井场设 40m<sup>3</sup> 常压卧式高架储罐及简易装车鹤管，高架罐采用 1 套 100kW 电加热器加热。

井口产出液在井场的 40m<sup>3</sup> 高架储罐短暂储存后由汽车拉至胜利卸油台进行交接（运距约 32.5km），最终输至乐安联合站集中处理。目前区块原油生产工艺如下：

油井产液→井口高架储罐→拉油罐车→胜利卸油台→乐安联合站

#### 2.6.1.2 王 955 块、草 702 块

《乐安油田草 702 块沙一段稠油油藏新区产能建设工程可行性



研究报告》与《王家岗油田王 955 块沙四纯下亚段开发方案工程可行性研究报告》中涉及的新井目前正在实施阶段，地面建设方案同期进行，在未建成完善集输系统之前，生产老井采用单井汽车拉油集输方式。

井口产出液在井场的 40m<sup>3</sup> 高架储罐短暂储存后由汽车拉至胜科卸油台进行交接（运距约 30km），最终输至乐安联合站集中处理。

目前区块原油生产工艺如下：

油井产液→井口高架储罐→拉油罐车→胜科卸油台→乐安联合站

#### 2.6.1.3 草 705 块已建井生产现状

草 705 块目前有 9 口已建生产井（C705-P2、C705-P3、C705-P4、C705-P7、C705-P8、C705-P9、C705-P10、C705-P12、C705-NP6），均采用功图量油。9 口油井全部采用单井拉油方式进行生产，井场均设 40m<sup>3</sup> 常压卧式高架储罐及简易装车鹤管，高架罐采用 1 套 100kW 电加热器加热。

井口产出液在井场的 40m<sup>3</sup> 高架储罐短暂储存后由汽车拉至胜科卸油台进行交接（运距约 7km），最终输至乐安联合站集中处理。目前区块原油生产工艺如下：

油井产液→井口高架储罐→拉油罐车→胜科卸油台→乐安联合站

#### 2.6.1.4 草 702 块、王 955 块拟建集输管网现状

王 955 块距离草 702 块直线距离约 2.5km，草 702 目前有 2 口已建生产井，拟建 3 座井台（4 井式井台 3 座）共 12 口油井；王 955

目前 3 口已建生产井，拟建 5 座井台（5 井式井台 3 座、4 井式井台 1 座、11 井式井台 1 座）共 24 口油井和 10 口水井。利用草 705-P2 已建井场新建掺水增压站 1 座，草 702 块 14 口油井和王 955 块 24 口油井采用掺水集输，掺水水源为草 4-3 接转站，通过拟建掺水管线输至拟建掺水增压站加热增压后，掺水至各井口；草 702 块产液和王 955 块产液串联后输至掺水增压站增压，利用拟建掺水增压站至草 4-3 接转站外输线，插输至草 4-3 接转站外输管线上，最后输至乐安联合站集中处理。

草 702 块和王 955 块拟建集输管线示意图见图 2.6-2。



图 2.6-2 草 702 块和王 955 块拟建集输管线示意图

### 2.6.1.5 草 702 拟建供气管网现状

草 702 块目前已有注汽站 1 座，《王家岗油田王 955 块沙四纯下亚段开发方案工程可行性研究报告》工程中拟建 1 座注汽站，草 335 块再新增 1 台注汽锅炉，已建的 $\Phi 89 \times 4$ 天然气管网无法满足 3 台注汽

锅炉同时运行，因此，在《乐安油田草 335 沙二段产能建设工程可行性研究报告》中拟建 $\Phi 114 \times 4$ 天然气管线。新建天然气管线与已建天然气并行敷设时，应保持并行间距最小为 2m。新建天然气管网见图 2.6-3。

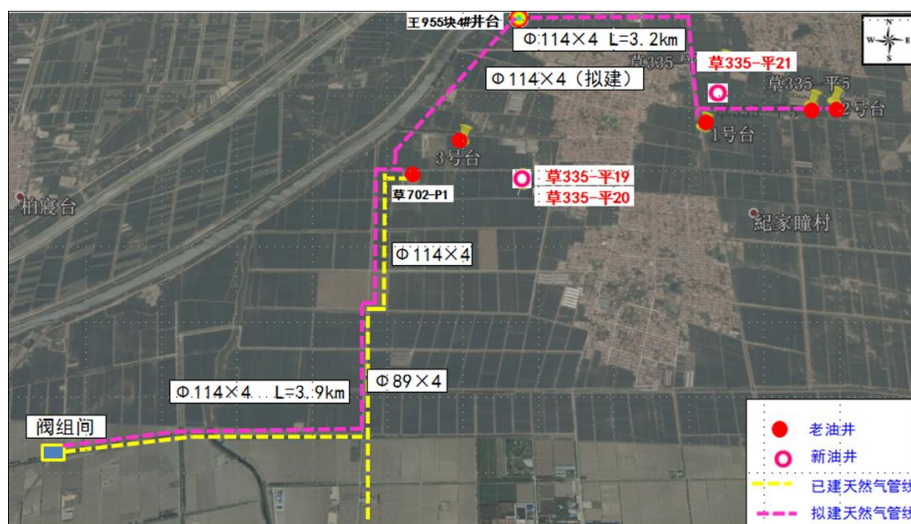


图 2.6-3 已建天然气管线示意图

#### 2.6.1.6 草 702 块拟建掺水增压站现状

拟建掺水增压站担负着草 702 块、草 705 块原油掺水、增压的任务。掺水水源为草 4-3 接转站。

##### (1) 设计参数

进站液量:	786m <sup>3</sup> /d
含水:	80%
进站温度:	66°C
外输液量:	786m <sup>3</sup> /d
外输温度:	65°C
外输压力:	1.5MPa

##### (2) 工艺流程

### 原油生产流程

井台来液→进站阀组→外输泵→外输

流程描述：站外各井台来液（约 66℃）在进站阀组汇合，经外输泵增压后外输至草 4-3 接转站外输管线。

### 掺水加热流程

站外来水→水套加热炉→站外各井台

流程描述：站外来污水（约 50℃）经水套加热炉升温至 72℃后直接外输至站外各井井台掺水。

#### 2.6.1.7 草 4-3 接转站

草 4-3 接转站投建于 2005 年，地处东辛公路以东 200m、小清河以南 600m，主要承担草 4 块部分采出液的气液分离、油水加热、加压输送、掺水等任务。

##### （1）站内流程

###### ①正常生产流程

井台来液→多功能罐→相变加热炉→外输泵→乐安联合站

###### ②掺水流程

乐安联合站来污水→草 4-3 接转站

##### （2）运行参数

进站液量	200m <sup>3</sup> /d
掺水量	30m <sup>3</sup> /d
进站压力	0.3MPa
进站温度	50℃
外输压力	0.5MPa

### 2.6.1.8 乐安联合站现状

乐安联合站具有油气水三相分离、含水原油加热、沉降、储存、外输、采出水处理等功能，于 1991 年建成投产，建成初期设计原油处理能力为  $120 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采用热化学+重力沉降脱水工艺。于 1995 年、2009 年、2010 年、2011 年等经过几次改造，目前该站主要接收现河三矿、四矿来油和开发中心乐安油田稠油，设计原油处理能力为  $160 \times 10^4 \text{t/a}$ 。其中现河采用井口掺水集输和接转站掺稀油输送方式，开发中心来油采用井口掺水集输和卸油站掺稀油输送方式。

目前现河采油厂原油处理系统进站液量  $9994 \text{m}^3/\text{d}$ ，进站含水 81.8%，油量  $1822 \text{t/d}$ ；石油开发中心设计原油处理能力为  $2285 \text{t/d}$ ，设计液量处理能力为  $10500 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前进站液量  $4800 \text{m}^3/\text{d}$ ，油量  $2007 \text{t/d}$ ，其中稠油  $912 \text{t/d}$ ，掺稀油  $1095 \text{t/d}$ ，进站温度  $49 \sim 53^\circ\text{C}$ ，沉降温度  $75 \sim 80^\circ\text{C}$ ，原油沉降后二次罐出油含水  $3 \sim 5\%$ ，交至净化油罐。

### 2.6.2 注汽工程

草 335 区块相邻的胜科采油管理区建有固定注汽站 4 座，分别为：草 4-1 注汽站、草 4-2 注汽站、草 4-3 注汽站及草 104 注汽站。胜科管理区现有活动注汽锅炉 7 台，无法满足胜科管理区活动注汽的需要，管理区目前租赁 7 台活动锅炉用于活动注汽。

### 2.6.3 配套系统

#### 2.6.3.1 供配电

由 110kV 大营变电站引出的 1 回 10kV 辛庄干线 JKLYJ-150 供电能力为 5584kW，村级支线导线为 JKLYJ-95；10kV 辛庄线上 T 接

的油田自建配电支线导线为 JKLYJ-70；由 220kV 丁庄镇变电站引出的 10kV 五寨线导线为 JKLYJ-95，其中《王家岗油田王 955 沙四纯下亚段产能建设工程可行性研究报告》中 10KV 五寨线与辛庄线已实现双电源联络。由 35kV 草桥变电站引出的油北支线导线为 LGJ-95。

#### 2.6.3.2 自控

草 335 块 1 口生产井按四化标准建设。

#### 2.6.3.3 通信

项目石油开发中心胜科采油管理区生产信息化建设工程（CD17706）已设计管理区生产管控平台。

#### 2.6.3.4 道路

路面状况较差，崎岖不平，坑槽较多。

### 2.7 地面工程方案

#### 2.7.1 建设规模及总体布局

##### 2.7.1.1 建设规模

设计新钻井 4 口，吞吐到底，第一年单井产能日油 6.5t，新建产能 0.644 万吨，吞吐生产 10 年时，累计产油 4.674 万吨，采出程度 15.43%。

##### 2.7.1.2 总体布局方案

目前草 335 区块拟建集输系统相对完善，针对新油井分布，本次方案考虑充分利用拟建集输系统，4 口油井采用掺水双管密闭集输工艺，单井计量采用单井远传在线计量技术（示功图法）。

#### 2.7.2 基础数据

##### 2.7.2.1 物性

地面原油平均密度 (20°C)	0.9676g/cm <sup>3</sup>
原油平均粘度 (50°C)	3135mPa·s
凝固点	0.8°C
乐安油田草 335 块原油属于普通稠油, 且不含 H <sub>2</sub> S。	
总矿化度	4651mg/L
Cl-含量	2644mg/L
地层水型	CaCl <sub>2</sub> 型

### 2.7.2.2 设计参数

设计总井:	4 口
新油井:	4 口
单井最大产油量:	6.5t/d (第 1 年)
单井最大产液量:	12.5t/d (第 10 年)
单井最小产油量:	2.7t/d (第 10 年)
单井最小产液量:	10.8t/d (第 1 年)
最大单井掺水量:	22m <sup>3</sup> /d (第 1 年)
井口出油温度:	50°C
井口回压:	≤1.5MPa
管线设计温度	100°C
管线设计压力	1.6MPa

### 2.7.3 油气集输方案

各井产液进附近区块管输大系统, 输送至终点集中脱水处理。生产流程如下:

单井掺水后管输→拟建草 702 块和王 955 块支线→掺水增压站→

## 草 4-3 接转站→乐安联合站

### 2.7.3.1 掺水管网

#### (1) 掺水水源

掺水水源为草 4-3 接转站污水。草 4-3 接转站污水来自于乐安联合站分离出的污水。乐安联已建供水管线规格为 $\Phi 219 \times 6$ ，3 台污水泵  $Q=180\text{m}^3/\text{h}$   $H=162\text{m}$ (1 用 2 备)，目前污水泵运行排量为  $140\text{m}^3/\text{h}$ ，增加草 702 块、草 705 块、王 955 块及草 335 块 4 个区块所需掺水量为  $1088.86\text{m}^3/\text{d}$ ，能够满足新增掺水量。

#### (2) 掺水流程

草 4-3 接转站供水管线→掺水增压站→各井台

新建集输管网及掺水管网示意图见图 2.7-1。

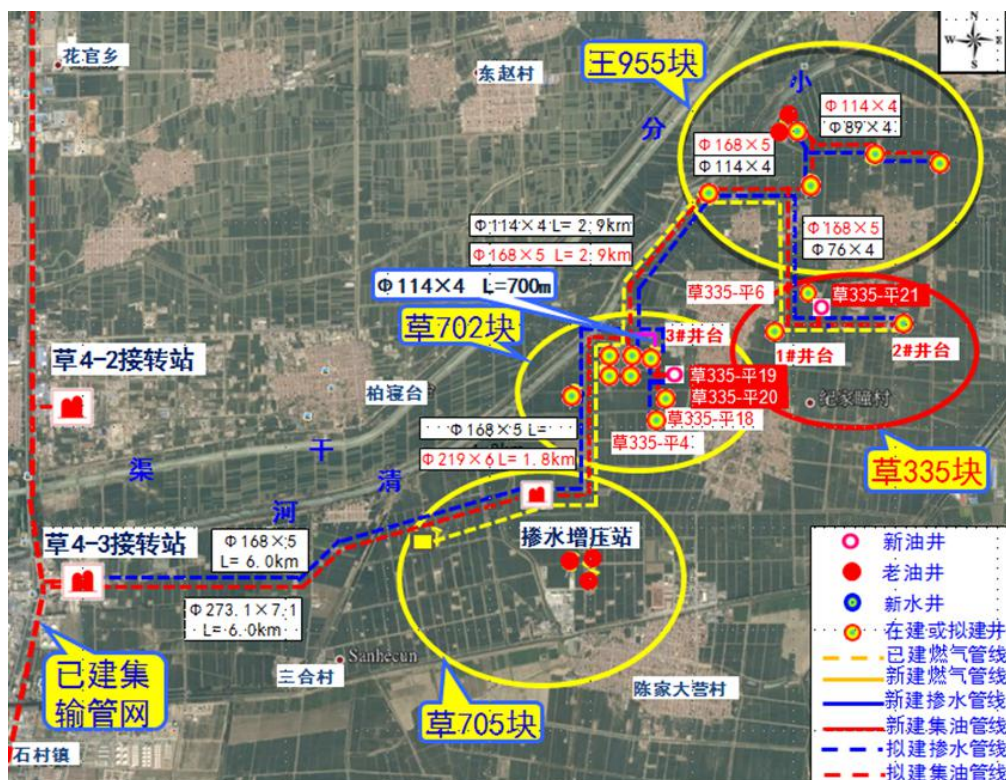


图 2.7-1 新建集输管网及掺水管网示意图

单井掺水管线选用管径规格为 $\Phi 48 \times 3.5$  20#；均采用聚氨酯泡



沫黄夹克管保温，厚度 $\delta=30\text{mm}$ ；

### （3）路由及敷设方式

掺水管线敷设采用埋地弹性敷设为主，与集油管线同沟敷设，东区起点为王 955 块 2#井台以北的拟建掺水干线，西区起点为草 702 块最东侧井台，成枝状分布，串联输送至各井台。埋设深度根据有关规范规定、管线所经地区的土壤类别、冻土深度及管线稳定性等要求确定，推荐管顶覆土厚度为 1.2m 以上。

新建管线基本沿道路敷设，穿越公路或土路时，可根据具体情况采用顶管或开挖作业，并设置保护套管。

## 2.7.3.2 集油管网

### （1）油井集输方式

根据 10 年开发指标预测表，草 335 块前 10 年单井产出液含水均低于 80%，需要采用双管掺水集输，其中开发期第 1 年单井掺水量最大，单井掺水量为  $22\text{m}^3/\text{d}$ ，各井口掺水至 80%，串接集输。

### （2）集输流程

各井台产液→掺水增压站→乐安联合站

### （3）集油管线管径选择

各井台产液通过新建集油干线插输至拟建草 702 块及王 955 块集输支线上，一起经掺水增压站增压外输，插输至草 4-3 接转站外输管线上，出油管线选用管径规格为 $\Phi 89 \times 4 \quad 20\#$ 。对新建单井出油管线、集油干线管线采用聚氨酯泡沫黄夹克管保温，厚度 $\delta=30\text{mm}$ 。

### （4）路由及敷设方式

集油管线敷设采用埋地弹性敷设为主，与掺水管线同沟敷设，起

点为各井台，成枝状分布，串联输送至拟建集油干线。埋设深度根据有关规范规定、管线所经地区的土壤类别、冻土深度及管线稳定性等要求确定，推荐管顶覆土厚度为 1.2m 以上。

新建管线基本沿道路敷设，穿越公路或土路时，可根据具体情况采用顶管或开挖作业，并设置保护套管。

### 2.7.3.3 主要工程量

油气集输系统主要工程量见表表 2.7-1。

表 2.7-1 油气集输系统主要工程量表

序号	主要工程内容	单位	数量	备注
一	站外集输管网			
1	单井集油管线 $\Phi 76 \times 4$ 20#	km	0.45	泡沫黄夹克保温 30mm
2	单井掺水管线 $\Phi 48 \times 3.5$ 20#	km	0.45	泡沫黄夹克保温 30mm
3	3 井式井台出油管线 $\Phi 89 \times 4$ 20#	km	0.20	泡沫黄夹克保温 30mm
4	更换集输管 $\Phi 114 \times 4$ 20#	km	0.70	泡沫黄夹克保温 30mm
二	井台			
1	单井式井台			
(1)	井场管网	套	1	
(2)	掺水阀组	套	1	
2	3 井式井台			
(1)	井场管网	套	1	
(2)	掺水阀组	套	3	
三	井口安装	套	4	
四	其他			
1	700 型皮带机（井口变频控制柜）	套	4	

## 2.7.4 注汽工程

### 2.7.4.1 注汽参数

#### (1) 吞吐开发

注汽压力：16~18.3MPa

注汽量： $0.88 \times 10^4 \text{t}$

注汽速度： $9 \text{t/h} \sim 10 \text{t/h}$

井口注汽干度： $\geq 75\%$

#### 2.7.4.2 注汽方案

根据油藏开发方案，草 335-平 20、平 19、平 22 依托草 335 拟建井台的注汽设施，采用活动管线连接至井场。注汽锅炉及配套设施均采用外租的形式。

草 335-平 21 依托草 702 块待建的注汽平台注汽。采用活动管线敷设至注汽井口。

#### 2.7.4.3 注汽锅炉压力的确定

吞吐阶段注汽压力为  $16 \sim 18.3 \text{MPa}$ 。根据国内生产注汽锅炉规格系列，锅炉的额定注汽压力选用  $21 \text{MPa}$ 。

### 2.7.5 供配电方案

#### 2.7.5.1 配电设计

本工程新建油井电源引自  $10 \text{kV}$  辛庄线和  $10 \text{kV}$  辛庄支线。原有供电线路能够满足新增负荷要求。

在每座井台附近设四柱上变压器台 1 座，为抽油机、自控、通信设备提供低压电源。在变压器高压侧设跌落式熔断器、避雷器，高压计量箱，低压侧设户外配电箱，油井电机电源、自控通信设备由户外配电箱配出。井台配电变压器配置详见表 2.7-2。

表 2.7-2 变压器数量及容量选择表

序号	名称	管辖油井数量	计算负荷 (kW)	变压器容量 (kVA)	备注
1	1#井台	3	100.1	125	
2	单井井场	1	37.2	50	

### 2.7.5.2 电力线路敷设

电力电缆采用 YJV (22) 型电力电缆, 户外均采用直埋地敷设方式, 埋深 0.7m。过路时穿镀锌钢管保护, 钢管伸出路基两端各 1.0m, 电力电缆的金属外皮两端、保护钢管两端均接地。

埋地电缆线路直线距离 50m 及拐弯处加设电缆标志桩, 埋地电缆至用电设备露出地面处穿镀锌钢管保护, 保护管高度不低于 0.5m。

### 2.7.5.3 防雷防静电接地设计

站内接地网采用复合式接地网, 水平接地极采用-40×4 热镀锌扁钢, 垂直接地极采用 L50×50×5×2500 热镀锌角钢, 接地极间隔宜为 5m。

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, 接地电阻小于 10 欧姆。变压器接地电阻不小于 4 欧姆。

### 2.7.5.4 主要工程量

供配电部分主要工程量见表 2.7-4。

**2.7-4 供配电部分主要工程量表**

序号	名称	单位	数量	备注
一	1#井台(草 335-平 19、平 20、平 22)			
1	10kV 砼电杆架空线路 JKLGYJ-95 型绝缘导线	km	0.2	1#井台
2	四柱式变压器台 S13-M-125/10 10/0.4 kV 125kVA	台	1	
3	10kV 隔离开关 HGW9-12/630A	组	1	
4	10kV 避雷器 HY5WS-17/50	组	2	
5	10kV 高压计量箱	面	1	含 PT、CT
6	10kV 跌开式熔断器 RW10-10F 50/15A	组	1	
7	户外动力配电箱 IP54	台	1	变压器台柱上安

序号	名 称	单位	数量	备注
				装
8	多功能电表	套	3	
9	镀锌圆钢 $\Phi 25$ H=0.5m	支	1	避雷针
10	LED 补光灯 150W	套	1	
11	低压电力电缆 YJV22-0.6/1kV 5×25	m	240	
12	低压电力电缆 YJV22-0.6/1kV 3×4	m	80	
13	低压电力电缆 YJV-0.6/1kV 3×70+1×35	m	15	
14	电缆热缩终端 5×25	套	6	
15	电缆热缩终端 3×70+1×35	套	2	
16	镀锌钢管 DN50	m	10	
17	镀锌钢管 DN100	m	10	
18	热镀锌角钢接地极 L50×50×5×2500	根	20	
19	热镀锌接地扁钢 -40×4	m	120	
20	电缆标志桩	基	7	
二	单井井场（草 335-平 21）	组	2	
1	10kV 砼电杆架空线路 JKLGJYJ-95 型绝缘导线	km	0.6	草 335-平 21
2	四柱式变压器台 S13-M-50/10 10/0.4 kV 50kVA	台	1	
3	10kV 隔离开关 HGW9-12/630A	组	1	
4	10kV 避雷器 HY5WS-17/50	组	2	
5	10kV 跌开式熔断器 RW10-10F 50/10A	组	1	
6	户外动力配电箱 IP54	台	1	变压器台柱上安装
7	10kV 高压计量箱	面	1	含 PT、CT
8	多功能电表	套	1	
9	镀锌圆钢 $\Phi 25$ H=0.5m	支	1	避雷针
10	LED 补光灯 150W	套	1	
11	低压电力电缆 YJV22-0.6/1kV 5×25	m	80	
12	低压电力电缆 YJV22-0.6/1kV 3×4	m	80	
13	低压电力电缆 YJV-0.6/1kV 3×35+1×16	m	15	
14	镀锌钢管 DN50	m	10	
15	镀锌钢管 DN100	m	10	

序号	名 称	单位	数量	备注
16	电缆热缩终端 5×25	套	2	
17	电缆热缩终端 3×35+1×16	套	2	
18	热镀锌角钢接地极 L50×50×5×2500	根	12	
19	热镀锌接地扁钢 -40×4	m	80	
20	电缆标志桩	基	5	

## 2.7.6 自控工程

### 2.7.6.1 控制方案

本次工程涉及 4 口油井（草 335-平 19、草 335-平 20 和草 335-平 22 位于 1 座井场，草 335-平 21 位于 1 座井场）的四化建设。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管理区数据中心。油井流量选用示功图法对油井的流量进行计量，设备包括：无线载荷传感器和无线死点开关。

### 2.7.6.2 采油管理区

采油管理区数据中心已建数据采集系统及功图分析系统，本次工程只考虑采油管理区数据中心控制系统的扩容。

### 2.7.6.3 接地

控制系统仪表工作接地和保护地通过各自的接地干线接入站场联合接地；仪表及控制系统的接地电阻不应大于  $4\Omega$ ；仪表及控制系统的接地连接电阻不应大于  $1\Omega$ 。

### 2.7.6.4 主要工程量

自控部分主要工程量见表 2.7-5。

表 2.7-5 供配电部分主要工程量表

序号	名称	单位	数量
(一)	单井式井场配置如下		
1	无线一体化温压变送器	台	1
2	无线一体化温压变送器专用丝堵	个	1
3	无线载荷传感器	台	1
4	无线死点开关	台	1
5	24VDC 开关电源 5A	台	1
6	无线压力变送器	台	1
7	标准井场 RTU (含软件编程及测试)	套	1
(二)	两井式井场配置如下		
1	无线一体化温压变送器	台	3
2	无线一体化温压变送器专用丝堵	个	3
3	无线载荷传感器	台	3
4	无线死点开关	台	3
5	24VDC 开关电源 5A	台	3
6	无线压力变送器	台	3
7	标准井场 RTU (含软件编程及测试)	套	3
(三)	采油管理区		
1	自控系统扩容	套	1

## 2.7.7 通讯工程

### 2.7.7.1 设计方案

在每个井场设 12m 水泥监控立杆 1 套，防水通信箱安装高度为 3m，杆上安装无线网桥、室外网络智能分析红外高速球机、防水扬声器、补光灯等设备。每个井场设置点对多点无线网桥 1 套，将 RTU 采集自控信号和视频监控信号传输至采油管理区。

### 2.7.7.2 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  $4\Omega$ 。

### 2.7.7.3 主要工程量

通信工程主要工程量见表 2.7-6。

表 2.7-6 通信工程主要工程量表

序号	名称	单位	数量	备注
一	一座井场的工程量	座	2	
1	无线网桥/点对多点远端网桥 20Mbps	台	1	
2	室外屏蔽双绞线 STP.CAT6	m	100	
3	广播电缆 RVS 2×1.5	m	5	
4	电源线 YJV 3×2.5	m	10	
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	PoE 防雷模块	只	1	
8	接地线 BVR-1×16mm <sup>2</sup>	m	15	
9	金属软管 DN20	米	5	
10	镀锌钢管 DN20	m	70	
11	监控立杆 15m (含基础配件)	根	1	
12	防水通信箱(含抱箍安装附件等)	个	1	
13	防水音箱 30W, 带功放	台	1	
14	智能球型摄像机 130 万像素, 30 倍变焦, 带智能分析功能	台	1	
15	摄像机安装支架	套	1	

### 2.7.8 道路工程

#### 2.7.8.1 进井主干路设计方案

共计 2000m 路面整平, 做混凝土道路。对三处交叉口涵洞拆除并重建。对路线上 4 处损坏严重的盖板涵拆除并重建, 进井主干路主要工程量见下表。

表 2.7-7 进井主干路主要工程量表



序号	工程内容	单位	数量	备注
一	混凝土道路（4m 宽）	m	2000	
1	清理表土	m <sup>3</sup>	2920	平均清表厚度 0.3m
2	水泥稳定碎石	m <sup>3</sup>	1380	厚度 160mm
3	C30 混凝土面层	m <sup>3</sup>	1600	厚度 200mm
二	交叉口涵洞	座	3	管涵，宽度 6m，跨度 5m
1	原涵洞拆除	座	3	
2	DN1500 涵管（单座）	m	10	
3	填土方（单座）	m <sup>3</sup>	96	分层压实
4	浆砌石挡墙（单座）	m <sup>3</sup>	35	含八字墙
5	台帽	m <sup>3</sup>	3	钢筋混凝土结构
6	级配碎石垫层	m <sup>3</sup>	8	厚度 200mm
三	道路路线方向盖板涵	座	4	跨度 2m，深度 2m，长度 4m
1	原盖板涵拆除	座	4	
2	填土方（单座）	m <sup>3</sup>	96	分层压实
3	浆砌石挡墙（单座）	m <sup>3</sup>	45	含八字墙
4	台帽及装配式盖板（单座）	m <sup>3</sup>	5	钢筋混凝土结构
5	级配碎石垫层（单座）	m <sup>3</sup>	14	厚度 200mm

### 2.7.8.2 通井道路

新建碎石通井路：宽 4m，长 250m，道路填高高度为 0.5m，采用碎石回填压实，碎石必须分层碾压，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 井台 1 座，井台填土面积为 2000m<sup>2</sup>，新建 50×50m 井台 1 座，井台填土面积为 2500mm<sup>2</sup>，填高高度为 0.5m，采用碎石回填压实，碎石必须分层碾压，每层的厚度应 $\leq 30\text{cm}$ ，压实度要求 $\geq 94\%$ ，边坡比 1:1.5。

### 2.7.8.3 通井道路主要工程量

表 2.7-8 道路部分工程量表

序号	工程内容	单位	数量	备注
一	通井路			
1	填碎石方	m <sup>3</sup>	390	300 厚碎石分层压实
2	清理表土	m <sup>3</sup>	325	平均清表厚度 0.2m
3	填土方	m <sup>3</sup>	520	400 厚素土分层压实
二	井台			
1	井台填土方	m <sup>3</sup>	2340	400 厚素土分层压实
2	清理表土	m <sup>3</sup>	1170	平均清表厚度 0.2m
3	填碎石方	m <sup>3</sup>	1755	300 厚碎石分层压实
4	井场护栏	m	400	市购

### 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、硫化氢以及酸洗过程中用到的酸液等。物质的危险特性表见附表 1。

##### 3.1.1 原油

根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)分析,本工程原油的火灾危险等级为甲<sub>B</sub>类。原油的主要危险有害特性见附表 1-1,原油物性见附件 2。

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  $10^{12}\Omega\cdot\text{m}$ 。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 硫化氢

硫化氢,分子式为  $H_2S$ ,分子量为 34.076,标准状况下是一种易燃的酸性气体,无色,低浓度时有臭鸡蛋气味,浓度极低时便有硫磺味,有剧毒 ( $LC_{50}=444ppm<500ppm$ )。其水溶液为氢硫酸。分子量为 34.08,蒸汽压为 2026.5kPa/25.5°C,闪点为  $<-50^{\circ}C$ ,熔点是  $-85.5^{\circ}C$ ,沸点是  $-60.4^{\circ}C$ ,相对密度为(空气=1) 1.19。能溶于水,易溶于醇类、石油溶剂和原油。燃点为  $292^{\circ}C$ 。硫化氢为易燃危化品,与空气混合能形成爆炸性混合物,遇明火、高热能引起燃烧爆炸。硫化氢是一种重要的化学原料。

硫化氢水溶液对钢材具有强烈的腐蚀作用,如果溶液中同时含有二氧化碳或氧,其腐蚀速度会迅速增加。若生产设备设施存在材料问题、设计问题和制造质量问题等,由于硫化物应力腐蚀破裂(SSCC),易引起设备设施焊缝区出现裂纹,造成泄漏事故。

硫化氢是强烈的神经毒物,对粘膜有强烈刺激作用。急性中毒:短期内吸入高浓度硫化氢后出现流泪、眼痛、眼内异物感、畏光、视物模糊、流涕、咽喉部灼热感、咳嗽、胸闷、头痛、头晕、乏力、意识模糊等。部分患者可有心肌损害。重者可出现脑水肿、肺水肿。极

高浓度(1000mg/m<sup>3</sup> 以上)时可在数秒钟内突然昏迷,呼吸和心跳骤停,发生闪电型死亡。高浓度接触眼结膜发生水肿和角膜溃疡。长期低浓度接触,引起神经衰弱综合症和植物神经功能紊乱。

### 3.1.4 盐酸

酸洗用到的酸液中含有盐酸,盐酸具强腐蚀性、强刺激性,可致人体灼伤。接触盐酸蒸气或烟雾,可引起急性中毒,出现眼结膜炎,鼻及口腔粘膜有烧灼感,鼻衄、齿龈出血,气管炎等。误服可引起消化道灼伤、溃疡形成,有可能引起胃穿孔、腹膜炎等。眼和皮肤接触可致灼伤。长期接触,引起慢性鼻炎、慢性支气管炎、牙齿酸蚀症及皮肤损害。盐酸的主要危险有害特性见附表 1-4。

## 3.2 钻井工程危险有害因素分析

### 3.2.1 钻前工程

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

### 3.2.2 设备拆搬和安装

设备拆搬和安装作业使用车辆和设备多、作业周期长、流动作业、交叉作业频繁，较易发生车辆伤害、起重伤害、高处坠落、触电、机械伤害、物体打击等事故。施工现场存在的主要危害有高处坠落、物体打击、车辆伤害、机械伤害、起重伤害、触电等。设备运输过程中存在的主要危害是：井场未被充分压实，吊车千斤基础不稳容易造成车辆倾覆；运输过程中货物未捆绑牢固，导致滑脱或坠落；吊装过程井场人员、车辆众多，容易发生车辆伤害和起重伤害事故；井场电路安装时易发生触电事故；井场动火作业时，易发生火灾、爆炸事故；进入柴油罐、钻井液罐或石粉罐等受限空间进行清罐作业时，易发生窒息事故。

### 3.2.3 钻进阶段

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

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

人员如不及时躲避，容易造成碰、砸、撞、挤、扭、擦伤事故。

第二次开钻的工作内容主要包括：高压试运转、下钻、钻进和起钻等。在一口井的施工中，高压试运转易造成设备损坏和人身伤亡。下钻过程可能会遇到的井下复杂情况很多，如井眼垮塌、缩径、沉砂、油气上窜、井涌等，如果司钻在操作过程中注意不够或判断失误，有可能将钻具贸然下入复杂井眼，造成卡钻、顿钻等事故；如果下钻速度快，会产生很大的激动压力，容易憋漏地层。另外，在下钻过程中，钻井大绳卡进指梁会挂坏井架或二层台，容易造成物体打击和高处坠落事故；下钻过程中，如果绞车高、低速离合器不放气，刹车失灵，可能导致顿钻重大事故；用大钳紧扣操作猫头时失误，有可能造成物体打击、机械伤害事故；在二层台工作时，有可能导致高处坠落或高处落物等人身伤害事故。

钻进过程中，在上部地层，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<sub>2</sub>S 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；起钻抽汲；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，抽汲发生井喷。



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 其他事故

#### （1）单井拉油过程

原油装车过程中，除原油固有的闪电低、易蒸发、受热易膨胀、易燃烧爆炸等火灾危险性外，还具有以下危险性。

#### ①装车作业环境中油气并存，且点火源较多

原油装车作业时油、气、火共存，且点火源较多，主要点火源有：一是汽车槽车装车作业是槽车进入储罐附近时才停车熄火，装车完成后又是在储罐附近发动开车，所以在正常运行时，有较多点火源，如汽车排气管的外壳、排气管口的外表面点火系统的配电器、火花塞；照明系统的电源、控制开关；空调系统的制冷压缩机、电磁离合器；以及非防爆型的橡胶绝缘电气线路、电气和用电设备等。

二是装车作业过程中，驾驶员、操作工身体产生的静电，即使穿防静电服装，如果空气相对湿度低于 30%，产生的静电值也接近化

纤服装，具有很大的静电放电的危险。

三是装车作业过程中，因操作机械设备摩擦撞击产生的火花，如开启或关闭罐盖、使用非防爆工具、液体流动等。

#### ②挥发出的原油蒸汽难以及时扩散

原油含有相当比例的气相成分，即原油蒸汽，其密度大于空气，在装车过程中，由于工艺技术的特殊性，装车是非密闭式罐装作业，在罐装作业时都有一定量的原油蒸汽从汽车槽车的罐口挥发逸出，如果四周通风不良，很难及时扩散，在车体周围弥漫，低洼死角处积累，如遇到点火源很有可能发生火灾、爆炸。

#### ③工艺流程易产生静电

根据液体静电产生的双电层原理，液体的管线内流动时，容易产生静电，原油装卸车作业是原油在管道内流动的一种类型，产生静电的因素比较多，如油泵、阀门、过滤器等在原油装车过程中，尽管油罐、输油泵、管线、鹤管、槽车等设施、设备都设置有良好的接地装置，然而，在装车过程中，静电荷的产生量大于泄漏量，无论接地装置如何可靠，也不可能将产生的静电荷完全泄漏掉，因此在原油装车作业中产生的静电荷在槽车内形成静电积累，再加上油面上部空间有原油蒸汽和空气形成爆炸性混合气体，一旦有静电放电现象，就有可能产生火灾、爆炸事故。

#### ④违反装车作业操作规程

装车作业都有严格的安全操作规程，这些操作规程对防止火灾事故的发生发挥着极其重要的作用，但在实际装车操作时，由于操作工防火安全意识不强，不能严格执行各项安全操作过程，导致操作失误，

最终造成火灾事故的发生。

#### ⑤高架拉油罐

原油为易燃易爆液体，如罐体发生跑冒滴漏，遇火源瞬间便会形成大范围火灾，蔓延速度很快，燃烧极其猛烈。一旦发生火灾，将导致生产装置、建筑构建遭到破坏，发生破裂、变形或坍塌，造成严重经济损失，甚至造成惨重的人员伤亡。在密闭高压条件下，原油的火灾事故极易发展成为爆炸事故。天然气为易燃易爆气体，爆炸下限很低，爆炸极限范围较宽，一旦泄漏，很容易与空气形成爆炸性气体混合物，具有很大的爆炸危险性。

#### ⑥罐车溢油

本项目罐车拉油，高架油罐若未配备输油自动启停系统，需装车人员判断罐车是否装满。若装车人员责任心不强，罐车装满后未及时关闭闸门，易造成原油溢出罐车，遇点火源易造成火灾、爆炸事故。

### (2) 电加热过程

本工程新建高架拉油罐，罐内设置电加热棒。在原油电加热过程中，可能引发火灾、爆炸、灼烫、触电等事故，事故的发生主要有以下原因：

①在罐内原油加热时，若电加热棒未全部没入原油中，易造成未没入部分干烧，损坏加热棒，造成漏电，引发火灾、爆炸事故。

②电加热棒未设置安全接地装置，加热时产生静电，易引起火灾、爆炸事故。

③加热棒加热温度设置过高，造成油罐突沸，罐内原油溢出，易发生人员烫伤和环境污染事故。

④人员操作不当易发生人员触电事故。

### 3.6 注汽工程

本工程采用蒸汽吞吐开发，蒸汽吞吐为高温高压作业，涉及到的危险有害因素如下：

#### ①注汽和收气系统风险

在向井内注入高温高压蒸汽中，由于阀门和法兰连接处存在薄弱点，可能会出现高温蒸汽刺漏风险，对操作人员和环境造成伤害。

而在收气操作时，受汽窜影响造成管内压力升高，同样可能出现，高温喷出液伴随天然气带来重大安全隐患。

#### ②汽窜风险

持续的高温、高压蒸汽注入，井口温度、压力升高，一旦发生汽窜将导致严重的安全环保事故；邻井产水量将会出现剧烈增加，甚至含水量接近 100%，重者井下工具刺坏以及井口工艺流程发生损坏，井间干扰严重，影响生产和井的寿命。

#### ③硫化氢风险

井内硫化氢的产生原因有二：一是储层岩石矿物、地下水中硫酸盐与石油发生还原反应从而使井筒自带硫化氢气体；二是注入蒸汽的热作用使石油中含硫化合物发生水解反应从而产生硫化氢气体。硫化氢气体不但对井内管柱产生伤害，也会对环境 and 人员产生伤害。

此外，在注汽结束放喷后，开井输油的前期，可能会因为热采造成地下含硫原油裂解产生一定量的硫化氢气体，伴随伴生气开采出来，在井口可能会造成气体泄漏，对井场工作人员造成毒性危害。

### 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、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 更换拟建管线**

本项目埋地废旧管线拆除时，若管线内油气未置换、吹扫干净，留有残留油气，当管线切割时火星溅射遇油气可能引发火灾爆炸事故；废旧管线开挖过程中，若管线内油气在坑内积聚，人员不慎进入可能造成中毒窒息；若管沟周边未设置防护，开挖出的土堆堆积不合理发生坍塌，也可能造成人员伤亡事故；废旧管线吊装时，若人员操作不当，可能发生吊装物体掉落，造成物体打击事故。

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

### **3.7.8 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。

### **3.7.9 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。

### 3.7.10 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 主要生产设备的危险有害因素分析

本工程涉及的设备主要有油气集输工艺的抽油机、井口装置、集油管线等。

#### 1、抽油机

作业人员在操作或检修抽油机过程中的危险、有害因素主要有：

##### 1) 高处坠落

抽油机检维修、保养作业过程中，2m 以上的作业都属于高处作业，违章作业、精力不集中、操作不慎等都有发生高处坠落的危险。在抽油机减速箱等检维修操作时，操作人员必须系安全带，在大风、暴雨等恶劣天气条件下禁止进行高处作业。地面配合施工的人员，戴好安全帽，注意高空坠物。

##### 2) 触电

抽油机电机内部绝缘损坏、绝缘能力降低和电机接线损坏等会使电机漏电产生危险；电缆的老化、轧伤、碰损等都会产生漏电危险，漏电电缆接触地面有造成跨步电压触电危险；控制箱内的电气线路老化、损坏和绝缘能力降低等原因，可能造成其外壳或操作的开关部分带电产生危险。采油井场职工和外部其他人员一旦接触带电部位，易发生电击和电伤事故，重则造成触电死亡。检维修抽油机设备和线路的，必须由持有操作证的电工人员进行作业，抽油机加装接地保护线。

##### 3) 机械伤害

抽油机电机动力由皮带传送到减速器的皮带轮上，在抽油机运行的状态下，井场职工巡回检查和外部其他人员靠近、接触旋转的皮带轮或皮带，易造成皮带挤手或皮带轮绞住工作服进而把人绞伤事故，

女职工的长发绞入皮带轮会造成伤亡事故等。油机悬绳器下连光杆上接毛辫子，同光杆和毛辫子一同做上下往复运动，光杆拉动抽油杆，使活塞做上下往复运动，而将井中的液体抽至地面。采油井场职工和其他人员在井口工作或误到井口，没注意到抽油机悬绳时，悬绳器下行碰伤会造成伤亡事故，毛辫子和光杆断脱亦会造成伤亡事故。

#### 4) 物体打击

抽油机整体倾倒、部件掉落，检维修等作业过程中工具掉落等可致人员物体打击事故。

## 2、井口装置

本工程新建油井井口装置，在生产、输送原油、天然气的过程中，若井口装置本身材质存在缺陷，或管道、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；切割或焊接集油管道或阀门时，安全措施不当、电气设备损坏或导线短路均有可能导致火灾事故的发生。

## 3、单井集油管道

本工程单井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中及密闭性良好的设备间加热输送，一旦发生油气泄漏，遇火源会发生火灾事故；另外，天然气在空气中形成爆炸性气体且达到爆炸极限时，遇火源会造成爆炸事故。

造成管道泄漏的原因主要有：

1) 设计误差：管线埋深、壁厚、材质、抗震设计、防冻设计、防腐层等设计不合理。

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

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

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

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

以上原因造成的阀门泄漏、接头泄漏、管线穿孔等遇静电火花、雷电、撞击火花、电气火花、机械火花、检修动火或其他明火, 会发生火灾事故。本工程集输设备、管道等设有若干阀门、法兰等。阀门基本采用法兰、垫片、紧固件等连接。如果其材料、压力等级选用错误, 制造不满足要求; 密封失效, 阀杆锈死或操作困难, 阀门限位开关失灵, 阀体开裂, 腐蚀, 阻塞等, 都可能引起油气的泄漏。

### **3.9 配套设施的危险、有害因素分析**

#### **3.9.1 触电**

新建井场内设置变压器、配电箱、各种电缆、其他电气设备等, 工程就近接入架空线路等, 若井场变压器的设置高度不够, 变压器防护距离不足、配电箱内接线混乱致配电箱带电, 人员触及带电部位可能发生触电事故, 各类电气设备接地不良、电缆绝缘损坏或老化等, 检修人员违章操作, 在检修时未使用不合格的工器具或未穿戴绝缘手套、绝缘胶鞋等防触电用具等, 均可造成触电事故。架空线路发生倒

杆等事故时，人员触及高压电线也可能发生触电事故。

### 3.9.2 火灾、爆炸

若井场防爆区未采用防爆电气、电气设备防爆等级不够，防爆设备安装质量不合格防爆效果差等，供配电系统产生的电火花可作为点火源，在周边油气泄漏的情况下，可能造成火灾、爆炸事故。

新建的配电箱等配电装置、电气设备、电缆线路等，如果设计不合理、安装不当、过负荷、短路、过电压、接地故障、接触不良等，可能产生电气火花、电弧或者过热，若防护不当，可能发生电气火灾或引燃周围的油气等可燃物质，造成火灾事故，外部点火源也能造成电气火灾。

若自动控制系统设置不完善或出现故障，整个工艺系统运行可靠性降低，温度、压力等参数出现异常时不能及时反馈和处理，集输系统运行异常，导致憋压或者不能及时发现管线泄漏等等，进而引发火灾、其他爆炸等事故的发生。

## 3.10 环境因素分析

### 3.10.1 自然环境

#### 1、雷击

井场内抽油机、变压器、高架拉油罐等设备，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。

#### 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、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。

### 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。



### 3.10.2 社会环境环境

#### 1、周边环境对本工程的影响

本工程油井、管线等可能受到第三方破坏，第三方分为无意破坏和有意破坏两种。

1) 无意破坏：集输管道埋地敷设，如果标志被破坏或标志位置错误，会导致施工时对管线的破坏，造成管线泄漏；本工程管线主要分布在荒地内，存在农业耕种与采油生产的交叉性，生产过程中互相影响，可能存在农用机械设备和车辆损坏工艺设施、管道的危险。

2) 有意破坏：油区附近的居民对埋地管道标志桩破坏，造成标志桩缺失；破坏井口设施，偷盗原油，不安全操作引发火灾爆炸事故；对电力线路破坏，造成油田生产系统的瘫痪。

#### 2、本工程对周边环境的影响

井场的抽油机、电气设备可能给周边人员造成机械伤害和触电危险。集油管线腐蚀穿孔会导致原油泄漏，遇火源燃烧，可能发生火灾事故。泄漏的原油蒸汽和空气混合后，达到爆炸极限，形成爆炸性混合气体，遇点火源可能发生爆炸事故。

### 3.11 周边井与本工程的相互影响分析

#### 3.11.1 本工程对周边井影响

持续的高温、高压蒸汽注入，井口温度、压力升高，一旦发生汽窜将导致严重的安全环保事故；邻井产水量将会出现剧烈增加，甚至含水量接近 100%，重者井下工具刺坏以及井口工艺流程发生损坏，井间干扰严重，影响生产和井的寿命。

### 3.11.2 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。

### 3.11.3 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。

## 3.12 重大危险源辨识

### 3.12.1 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。

### 3.12.2 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。

### 3.13 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、硫化氢、以及酸洗过程中用到的酸液等。

2.本工程在钻井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、坍塌等；在采油过程中可能发生井喷、火灾、爆炸、机械伤害、触电、高处坠落、物体打击、其他伤害等。在集输过程中可能发生火灾、爆炸、物体打击、触电、中毒窒息、容器爆炸、灼烫等。

3、在地面工程施工过程总可能发生火灾、爆炸、物体打击、触电、机械伤害、高处坠落、起重伤害、车辆伤害、坍塌等。

4、主要设备及配套设施可能发生高处坠落、触电、机械伤害、物体打击、火灾、爆炸及其他伤害等

5.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。社会环境的不利因素主要是受到第三方的破坏。

6.本工程未构成重大危险源。

## 4 评价单元划分及评价方法选择

### 4.1 评价单元划分

#### 4.1.1 划分原则

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

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

常用的评价单元的划分原则有：

1. 以危险、有害因素的类别为主划分；
2. 以装置和物质的特性划分。

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

#### 4.1.2 划分评价单元

根据本工程的生产工艺特点、危险有害因素的分布状况、便于实施评价的原则，本次评价划分为以下六个评价单元进行评价：

- 1、钻井工程单元；
- 2、井下作业单元；
- 3、地面工程施工作业单元；
- 4、油气集输单元（包括井场、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、配套设施单元；

6、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	配套设施单元	安全检查表、预先危险性分析
6	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

的问题及潜在的危險，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	井喷失控	在钻进、	井喷或井喷失控后，由于井底喷出物撞击顶驱、井架等金	人员伤亡、	III	井场电器按防爆等级设置防爆电气，所有开关设置防爆开关，

序号	主要危险	阶段	起因	影响	危险等级	预防措施
	着火	起下钻施工过程中	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。	钻机钻毁、设备报废、财产损失		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；严格操作规程等。

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

### 5.1.2 预先危险性分析小结

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

可能发生的最严重的事故为井喷、井喷失控和井喷失控着火，其

危险程度为Ⅲ级，一旦发生，可能会造成个别人员的伤亡和较大的经济损失，应当作为本工程安全防范的重点。高压管汇事故；受力物故障事故；钻具脱扣、断裂；卡钻顿钻事故；高处坠落；触电；车辆伤害；机械伤害；放射性危险；测斜失败事故；测井仪器卡或落井等事故，其危险程度均为Ⅱ级或Ⅰ级，应当引起足够的重视，采取针对性的防范与控制措施。

### 5.1.3 钻井井口周边距离核实

新钻油井井场均位于农田内，井场周边无铁路、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 5.4-1 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	是否符合要求
草 335-平 21 井	油井	≥5m	距北侧油井 15m	符合
	高压线及其他永久设施	≥75m	据西南侧高压线 150m	符合
	民宅	≥100m	距北侧辛莊村 285m	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
草 335-平 19 等 3 口同台井	油井	≥5m	周边无油井	符合
	高压线及其他永久设施	≥75m	周边无此类设施	符合
	民宅	≥100m	距西北侧养殖散户 110m	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

新钻井实际井口与现场勘查的井口位置可能会有一定出入。经实地勘查，新钻油井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</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> </ol>

序号	危险	可能原因	可能后果	危险等级	预防措施
		起爆炸。			5. 定期进行设备、管线的腐蚀检测，及时检修和更换。 6. 严格按照作业技术规程进行射孔和压裂等。
4	中毒和窒息	1. 油气大量泄漏蒸发。 2. 现场人员没有配备相应的防护设备。	人员伤亡	II~III	1. 严格和明确油气泄漏后的应急措施和应急演练。 2. 加强操作人负的安全防护。
5	机械伤害	1. 设备隐患。 2. 违章操作。 3. 精力不集中。 4. 操作技术不规范。 5. 违章指挥。 6. 其他意外原因。	人员伤亡	II~III	1. 加强设备检修。 2. 严格安全操作规程。 3. 加强安全培训教育。
6	高处坠落	1. 高处作业设备、设施存在隐患。 2. 安全防护不合适。 3. 安全措施不到位。 4. 作业人员违规操作。	人员伤亡	II~III	1. 严格高处作业安全操作规程。 2. 穿带好必备的劳动防护用品。 3. 定期检查维修安全措施，查找和改进不安全的因素
7	物体打击	1. 违章带压操作，设备零部件飞出伤人。 2. 操作不规范或不按操作规程进行操作等。 3. 高空落物。 4. 发生管线、设备刺漏等，内部高压介质发生冲击伤人。	设备损坏，人员伤亡	II~III	1. 严格操作规程。 2. 穿带好必备的劳动防护用品。 3. 定期及时检查和维修设备，尤其是承压部件的牢靠性。 4. 严格、明确应急措施。
8	触电及电气火灾	1. 井场用电线路架设、布置不合理。 2. 线路绝缘不良。 3. 用电设备接地不良。 4. 作业工操作不当或违章操作。 5. 电气过载运行，接触不良、散热不良等。	人员伤亡	II~III	1. 合理架设布置用电线路。 2. 用线使用正规线。 3. 设立触电保护器等保护装置。 4. 及时检修电气线路，确保线路的接地、绝缘良好。 5. 电气设备加装过载保护，定期检查电气设备和电气线路，确保接触、散热良好，可能发生电气火灾周围严禁堆放可燃物。
9	起重伤害	1. 违章作业、违章指挥。 2. 设备故障。	设备损坏，人员伤亡	II~III	1. 严格执行起吊规定；严禁在起吊范围内行走、站立和作业；车辆、设备就位、固定要合理等。 2. 严格设备检查，保证设备安

序号	危险	可能原因	可能后果	危险等级	预防措施
					全性，不符合要求的部件进行维修或更换。
10	车辆伤害	1. 车辆违规驾驶。 2. 车辆发生故障。	人员伤亡 车辆或设备损坏	II	1. 严格车辆管理规定。 2. 及时维修、保养车辆。
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	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。	发生火	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

序号	作业类型	危险因素	事故后果	危险等级	安全对策措施
	火作业	3、泄露电流危害。 4、火星飞溅。 5、气瓶间距不足或放置不当。 6、焊接工具有缺陷。 7、通风不良、监护不当。 8、应急设施不足或措施不当。 9、涉及危险作业组合，未落实相应安全措施。 11、施工条件发生重大变化未采取相应措施。	灾、爆炸或触电等事故造成人员伤亡和设备损坏		水冲淋火星落点。 3、氧气瓶、溶解乙炔气瓶间距不小于 5m，二者与用火地点之间均不小于 10m；气瓶不准在烈日下暴晒，溶解乙炔气瓶禁止卧放。 4、用火作业前，应检查电、气焊工具，保证安全可靠，不准带病使用。 5、用火过程中，遇有跑料、串料和易燃气体，应立即停止用火。 6、监火人应熟悉现场环境和检查确认安全措施落实到位，具备相关安全知识和应急技能，与岗位保持联系。随时掌握工况变化，坚守现场；监火人随时扑灭飞溅的火花，发现异常立即通知用火人停止作业，联系有关人员采取措施。 7、用火现场备有灭火工具(如灭火器、沙子等)。固定泡沫灭火系统进行预启动状态。
2	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	1、违章作业，不系安全带或者系挂不正确，或穿	发生	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



序号	作业类型	危险因素	事故后果	危险等级	安全对策措施
	高处作业	<p>硬底鞋。</p> <p>2、施工使用的平台地面油污、地面滑等，高处施工平台、临边等无防护栏或安全设施；梯子有缺陷，绳索负荷不够；使用的安全带、安全网、安全帽等防护器材缺陷。</p> <p>3、施工作业过程中，使用的工具未放置在工具袋内或违规直接向上抛工具或材料，施工所使用的材料未固定好，以及施工场地周围未设置警戒等；在立体交叉施工过程中，施工安排不科学，同时缺乏必要的隔离防护措施或防护措施未落实，现场监护不到位等；高处作业施工方案，措施不具体等。</p>	高处坠落、物体打击等事故造成人员伤亡和设备损坏		<p>员，都必须经过专门培训，考试合格后，上岗作业。</p> <p>3、正确使用个人安全防护用品，在高处(2m以上)作业时，必须佩带安全带，并与已搭好的立、横杆挂牢，穿防滑鞋，作业时精神集中，团结协作，互相呼应，统一指挥，不得“走过档”和跳跃架子，严禁打闹玩笑、酒后上班。</p> <p>4、按安全施工组织设计作好安全技术交底工作，明确分工。</p> <p>6、使用的梯子要牢固，间距不得大于300mm。</p> <p>7、对高处材料应用吊车或人向下传递，严禁向下抛掷。</p>
4	临时用电	<p>1、施工过程中的电气设备使用不合理、缺少保护装置，人员违章操作等。</p> <p>2、跨越安全围栏或超越安全警戒线，误碰带电设备。</p> <p>3、施工现场混乱，电气设备安全设施不健全或损坏漏电，绝缘保护层破损或保护接地失效等。</p> <p>4、手持电动工具，工具带电。</p> <p>5、在带电设备附近进行作业，不符合安全距离或无监护措施，缺少安全标志或标志不明显，工作面不使用安全电压照明。</p> <p>6、施工使用的机具不慎碰触运行的电缆。</p>	发生触电等事故造成人员伤亡和设备损坏	II	<p>1、建立临时用电许可证制度。</p> <p>2、电气作业人员持证上岗。</p> <p>3、电气作业应加强个体防护，穿戴齐全各项绝缘防护用品。</p> <p>4、四周应加可靠的遮护，采取防止无关人员误入的措施。</p> <p>5、设置警示标志。</p> <p>6、电气设备、线路必须具备良好的电气绝缘，且与电压等级相匹配。</p> <p>7、人员容易触及的裸带电体必须置于人的伸臂范围以外，否则应加可靠的遮护。</p> <p>8、电气设备、线路设置接地保护、漏电保护。</p>
5	管	<p>1、管子串动和对口时，无人指挥或指挥信号不准确，易造成物品打击伤</p>	发生物体	II	<p>1、严格按操作规程作业，严禁违章作业。</p> <p>2、带好安全防护用品。</p>

序号	作业类型	危险因素	事故后果	危险等级	安全对策措施
	道敷设	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。	打击等事故造成人员伤害和设备损坏		3、安全管理人员加强巡视现场。
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 油气集输单元

### 5.4.1 区域位置及管线路由现场核实

本项目共部署油井 4 口，均为水平井。草 335-平 19、草 335-平 20、草 335-平 22 为同一井台，草 335-平 21 单井布置。采用掺水双管密闭集输工艺生产，单井计量采用单井远传在线计量技术。集油管线与掺水管线同沟敷设，就近接至附近拟建集输干线。新建 $\Phi 76 \times 4$ 单井集油管线 0.45km，新建 $\Phi 48 \times 3.5$ 单井掺水管线 0.45km。草 702 块 3#井台拟建 $\Phi 89 \times 4$  20#集输管线更换为 $\Phi 114 \times 4$  20#集输管线。管线均采用 30mm 厚泡沫黄夹克保温。区域平面布置示意图如下。

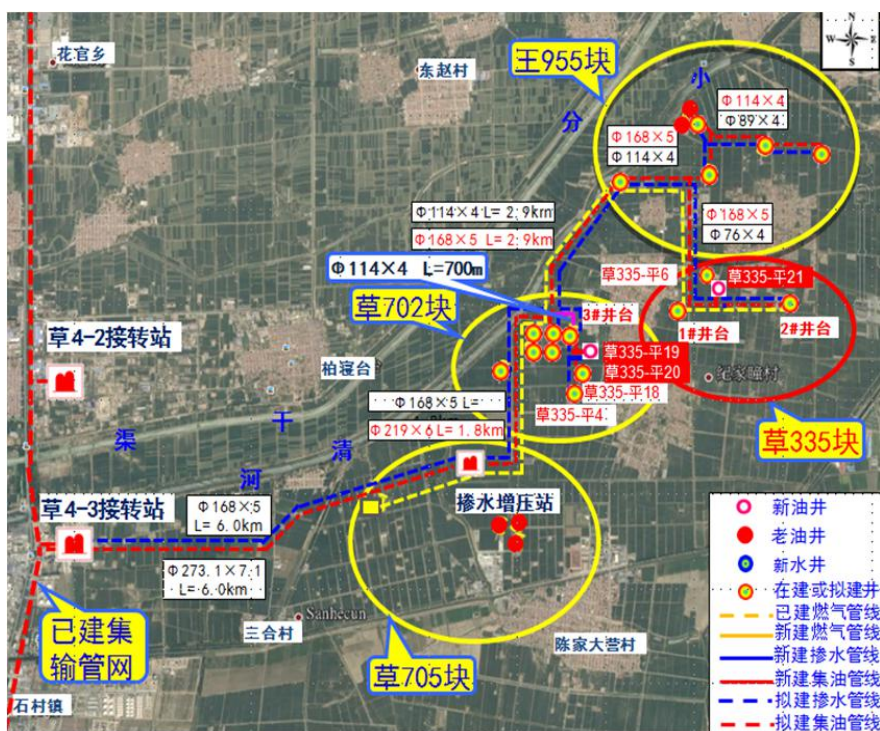


图 5.4-1 新建集输管网及掺水管网示意图

现场核实情况见下图：



图 5.4-2 草 335-平 21 井场及新建集油管线示意图

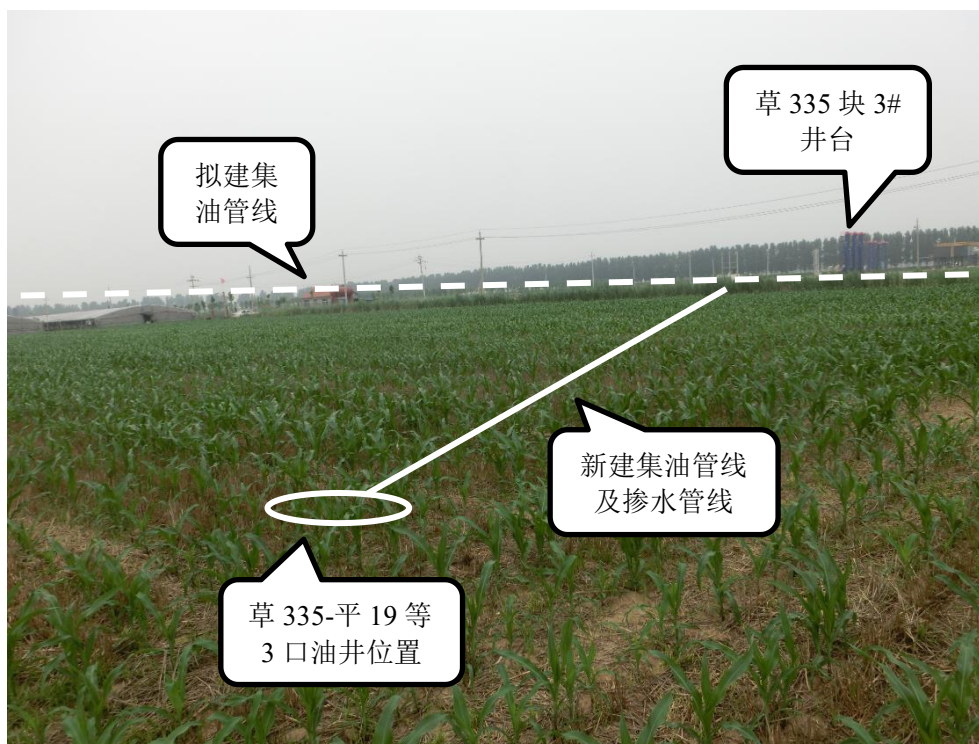


图 5.4-3 草 335-平 19 等 3 口油井及新建集油管线示意图

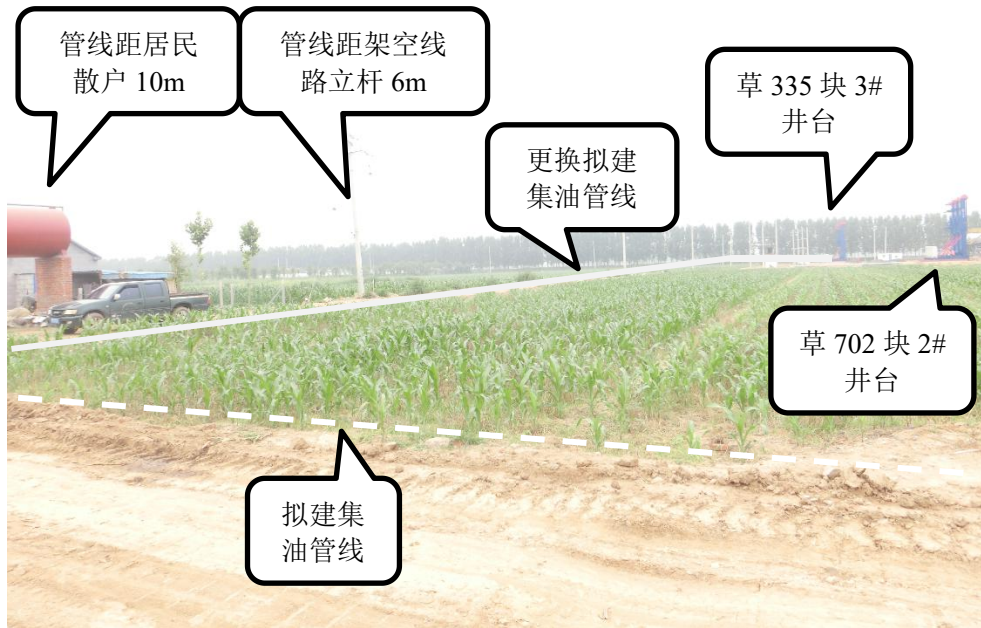


图 5.4.4 更换拟建集油管线示意图

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
草 335-平 21 井	东	变压器	60m	≥15m	GB50183-2004 5.2.3	符合
	东北	高架拉油罐	23m	≥15m	GB50183-2004 5.2.3	符合
	西、南	农田	--	--	--	--
草 335-平 19 等 3 口 同台井	东	农田	--	--	--	--
	南	农田	--	--	--	--
	西北	养殖散户	110m	≥25m	GB50183-2004 4.0.7	符合
		养殖棚	75m	--	--	--
	北	架空电力线	72m	≥1.5 倍杆高 (H=12m)	GB50183-2004 4.0.7	符合

经现场勘查，草 335-平 19 等新建 4 口油井井场周边均为农田，

井场与周边环境安全间距符合要求；集油管线、掺水管线就近接至附近拟建集输干线。管线周边均无建构筑物，与架空电力线的距离均满足要求。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胜利油田石油开发有限公司乐安油田草 335 块沙二段南扩产能建设工程油气集输单元进行安全检查，根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）编制安全检查表，具体检查内容见表 5.4-3。

表 5.4-3 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
<b>1</b>	<b>井场</b>			
1.1	油气集输站场址，应根据已批准的可行性研究报告或油气田地面建设总体规划以及所在地区的城镇规划、兼顾集输管道的走向确定。	GB50350-2015 10.1.1	井场选址根据地面建设总体规划确定。	√
1.2	站场址的面积应满足总平面布置的需要，并应节约用地。凡有荒地可利用的地区应尽量不占用耕地。	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。	√
1.3	站场址周边宜具备交通运输、供水、排水、供电及通信等依托条件。	GB50350-2015 10.1.6	具备可靠的供水、排水、供电及通信等条件。	√
1.4	机械采油井与一、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。	√
1.5	机械采油井与 100 以上的居住区、村镇、		油井与村庄安全间	√

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
	公共福利设施之间防火间距不应小于 25m。		距符合要求。	
1.6	机械采油井与相邻厂矿企业的防火间距不应小于 20m。		周边无厂矿企业。	√
1.7	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。		周边无铁路线。	√
1.8	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。		与周边公路距离均大于 10m。	√
1.9	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。		周边无一、二级架空通信线，与其他通信线的间距大于 10m。	√
1.10	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。		周边无变电所。	√
1.11	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。		距离大于 1.5 倍杆高。	√
1.12	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。	√
1.13	油井与 10kV 及以下户外变压器之间的防火间距不应小于 15m。		可研未涉及，应在下一步设计中明确。	※
1.14	油井与露天油气密闭设备及阀组之间防火间距不应小于 5m。	GB50183-2004 5.2.3	油井与阀组距离满足要求。	√
1.15	油井与≤500m <sup>3</sup> 油罐及装车鹤管的防火间距不应小于 15m。		距离满足要求。	√
1.16	≤500m <sup>3</sup> 油罐及装车鹤管与 10kV 及以下户外变压器的防火间距不应小于 15m。		油井与监控立杆防火间距应在下一步设计中明确。	※
1.17	监控立杆与油井的水平距离不得小于 20m。	GB50350-2015 11.2.10	油井与监控立杆防火间距应在下一步设计中明确。	※
1.18	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	距离居民区较远。	√
1.19	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	※

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果																		
			确。																			
1.20	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。	※																		
1.21	<p>油井生产现场应设置如下警示标志及警句：</p> <p>1) 油井生产区</p> <p>a) 丛式井组入口处应设置警示标志：当心落物、当心坠落、当心机械伤人、当心超压。</p> <p>b) 皮带式抽油机减速箱门外侧应设置警句：当心碰头挤手。</p> <p>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。	※																		
<b>2</b>	<b>油气管线</b>																					
2.1	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，集输管道可敷设在路肩下。	GB50183-2004 7.1.6	管道敷设符合要求。	√																		
2.2	<p>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：</p> <p>表 7.1.5 埋地集输管道与架空输电线路安全距离</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th>名称</th> <th>3kV 以下</th> <th>3~10kV</th> <th>35~66kV</th> <th>110kV</th> <th>220kV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>开阔地区</td> <td colspan="5">最高杆(塔)高</td> </tr> <tr> <td>路径受限制地区(m)</td> <td>1.5</td> <td>2.0</td> <td>4.0</td> <td>4.0</td> <td>5.0</td> </tr> </tbody> </table>	名称	3kV 以下	3~10kV	35~66kV	110kV	220kV	开阔地区	最高杆(塔)高					路径受限制地区(m)	1.5	2.0	4.0	4.0	5.0	GB50183-2004 7.1.5	管线与电力线路间距满足要求。	√
名称	3kV 以下	3~10kV	35~66kV	110kV	220kV																	
开阔地区	最高杆(塔)高																					
路径受限制地区(m)	1.5	2.0	4.0	4.0	5.0																	



序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
2.3	油气集输管道一般应埋地敷设，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。	√
2.4	油气集输管道根据工艺要求和敷设环境温度条件，应采取经济合理的保温或隔热措施。	GB50350-2015 8.5.7	采用泡沫黄夹克保温，符合要求。	√
2.5	油气集输管道所用钢管、管道组件的材质选择，应根据设计压力、设计温度、介质特性、使用地区等因素，经技术经济比较厚确定。采用的钢管和钢材，应具有良好的韧性和焊接性能。	GB50350-2015 8.6.3	符合要求。	√
2.6	地下管线不应敷设在腐蚀性物料的包装、堆存及装卸场地的下面。距上述场地的边界水平间距不应小于2m。	SY/T0048-2016 8.2.3	管线周围无上述场地。	√
2.7	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	管线与周边建构筑物间距满足要求。	√

### 5.4.3 预先危险性分析

本节针对油气集输系统单元所涉及的设备设施进行预先性危险分析。

表 5.4-4 油气集输系统单元预先危险性分析汇总表

序号	危险源	事故类型	触发条件	可能的事故后果	危险等级	对策措施
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	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；

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
		落				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。
3	集输管网	火灾、爆炸	1.设计不合理，包括： ①工艺流程、设备布置不合理； ②系统工艺计算不正确； ③管道强度计算不准确； ④管道位置选择不合理； ⑤材料选材不合理； ⑥防腐蚀设计不合理； ⑦管线布置、柔性考虑不周； ⑧结构设计不合理； ⑨防雷、防静电设计缺陷。 2.管线内表面磨损、腐蚀 ①选材不当，材质不达标，抗蚀性能差； ②原油含水、酸性介质等； ③原油含砂、铁锈等尘粒及杂质产生磨损。 3.管线外表面腐蚀 ①管材抗蚀性能不符合要求； ②植物根茎对防腐层破坏； ③防腐蚀措施失效；	人员伤亡 设备损坏	III	1.根据管道穿越地段的情况，合理设计工艺流程、设备、管材的选择及防腐、防雷、防静电等相关设计； 2.根据原油的性质采取合理的防腐措施； 3.根据管道穿越地段土壤性质选择合理的防腐措施； 4.施工作业时，作业人员应经培训合格后上岗作业，规范操作规程，加强作业现场的管理，对施工单位及特种作业人员统一管理； 5.疲劳失效常常发生在管道不连续处，应对这些几何不连续不稳或缺陷部位加强检查； 6.管道敷设地段设置安全警示标志，穿越线路应报当地行政主管部门备案，配置专人定期巡检。

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
			<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> <p>①经常开停车或变负荷；</p> <p>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。</p> <p>6.管线受外力或液压、沉重物体压轧、打击等。</p>			
		中毒	<p>1.抢修等现场作业人员未佩带呼吸防护工具；</p> <p>2.人员违章作业；</p> <p>3.大量泄漏时，未及时通知并疏散周围人员。</p>	人员伤亡	III	<p>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；</p> <p>2.严格按操作规程操作；</p> <p>3.大量泄漏时，及时通知周边人群并组织疏散。</p>

#### 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乐安油田草 335 块沙二段南扩产能建设工程的油气集输系统单元共 28 项内容进行了检查，其中符合要求的

有 22 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 配套设施单元

### 5.5.1 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，对乐安油田草 335 块沙二段南扩产能建设工程的配套设施单元进行评价。具体检查内容见表 5.6-1。

表 5.5-1 配套设施单元安全检查表

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
1	供配电			
1.1	机械采油井用电负荷等级为三级。	GB50350-2015 11.1.1	油井用电负荷按三级设计。	√
1.2	三级负荷采用单回路、单变压器供电。	GB50350-2015 11.1.2	单回路、单变压器供电。	√
1.3	当油气田内部采用集中供电或分片集中供电时，宜以负荷相对集中的站场为中心设置中心变配电所，以 110kV、35kV、20kV、10kV 电压等级供电，并应在各用电负荷点设置恰当的变配电所。 油田配电线路电压宜优先采用 10kV，对于远距离且分散的地区，也可采用 35kV 或 20kV。	GB50350-2015 11.1.3	电源就近 T 接于已建架空线路，新建 10kV 高压架空线路 400m。	√
1.4	采油井场（非井排）变压器宜采用柱上安	GB50350-2015	井场设置变压	√

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
	装或其他安装方式,变压器的平均负荷率不应低于 30%。	11.1.4	器,柱上安装。	
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	SY/T0060-2017 6.1.1	注水泵外壳设防静电接地。	√

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
	不做静电接地。			
<b>3</b>	<b>土建道路</b>			
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。	√
<b>4</b>	<b>其他</b>			
4.1	通信系统应满足油田生产管理对通信业务的需求，并应能为数据传输提供可靠的通信通道。	GB50350-2015 11.2.1	通信工程设计符合标准要求。	√
4.2	本区域建(构)筑物按地震烈度 7 度设防。	GB18306-2001 4.1	按 7 度设防。	√
4.3	建(构)筑物设计应保证结构安全、可靠，符合现行国家结构设计规范的要求，还应满足抗震、防火、防爆、防腐蚀、防噪声、环保及节能等要求。	GB50350-2015 11.4.1	符合要求。	√

### 5.5.2 预先危险性分析法评价

对配套设施单元进行预先危险性分析，结果汇总于下表 5.6-2。

表 5.5-2 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

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
					无关人员误入的措施； 6.设置警示标志； 7.外壳应可靠接地，并设置接地故障保护。
		电气火灾	1.内部绝缘损坏、老化引起短路； 2.接触不良； 3.过电压击穿； 4.外界火烤； 5.动物接触引起短路。	II	1.加强变压器的绝缘检查，确保各部件绝缘良好； 2.加强变压器的密封检查，确保各部位密封状况良好，防止漏油、渗水现象发生； 3.加强变压器的运行监视，发现异常，要认真分析，正确处理； 4.保证变压器保护装置可靠投入； 5.加强变压器油务管理和监督，定期化验； 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	构筑物	坍塌	1.设计不当； 2.施工不当；	II	1.规范设计，严密计算，严格设计审核； 2.加强施工过程中的监督监理，确保建筑

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
			3.过载。		施工质量； 3.施工过程中不得随意更改设计方案； 4.基础应进行可靠处理，防止过大的不均匀沉降使结构失稳； 5.建筑的结构设计应考虑大型设备检修吊装时的荷载； 6.按基本地震烈度设防。
4	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。

### 5.5.3 配套设施单元评价小结

1) 该单元安全检查表对乐安油田草 335 块沙二段南扩产能建设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。

## 5.6 安全管理单元

### 5.6.1 组织机构及劳动定员

因甲方要求保密不予公开。

### 5.6.2 安全管理概况

#### 1.管理区简介

因甲方要求保密不予公开。



## 2.安全管理组织机构

因甲方要求保密不予公开。

## 3.人员持证情况

因甲方要求保密不予公开。

### 5.6.3 安全管理制度

因甲方要求保密不予公开。

### 5.6.4 应急管理

因甲方要求保密不予公开。

### 5.6.5 硫化氢防护设施

因甲方要求保密不予公开。

### 5.6.6 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》（GB/T29639-2013）对本工程安全生产管理单元进行评价。具体评价内容见表 5.6-10。

表 5.6-10 安全生产管理单元检查表

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
1	生产经营单位应当依据法律、法规、规章和国家、行业或者地方标准，制定涵盖本单位生产经营全过程和全体从业人员的安全生产管理制度和安全操作规程。 安全生产管理制度应当涵盖本单位的安全生产会议、安全生产资金投入、安全生产教育培训和特种作业人员管理、劳动防护用品管理、安全设施和设备管理、职业病防治管理、安全生产检查、危险作业管理、事故隐患排查治理、重大危险源监控管理、安全生	《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》 第七条	采油管理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。	√

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
	产奖惩、调查处理，以及法律、法规、规章规定的其他内容。			
2	<p>生产经营单位的主要负责人、分管安全生产的负责人(安全总监)和安全生产管理人员，应当具备与所从事的生产经营活动相适应的安全生产知识和管理能力。</p> <p>高危生产经营单位的主要负责人、分管安全生产的负责人或者安全总监、安全生产管理人员，应当经过培训，并由负有安全生产监督管理职责的主管部门对其安全生产知识和管理能力考核合格。考核不得收费。</p> <p>特种作业人员应当按照国家有关规定，接受与其所从事的特种作业相应的安全技术理论培训和实际操作培训，取得特种作业相关资格证书后，方可上岗作业。</p>	《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》第二十五条	采油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。	√
3	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预防和监控措施，制定隐患治理方案，并落实整改措施、责任、资金、时限和预案；对于重大事故隐患，整改治理结束后，应当将治理效果评估报告报安全生产监督管理部门和有关部门备案。	《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》第二十七条	采油管理区建立了安全生产隐患排查治理体系，定期组织安全检查，开展事故隐患自查自纠。	√
4	<p>生产经营单位应当制定、及时修订和实施本单位的生产安全事故应急救援预案，并与所在地县级以上人民政府生产安全事故应急救援预案相衔接。高危生产经营单位每年至少组织 1 次综合或者专项应急预案演练，每半年至少组织 1 次现场处置方案演练；其他生产经营单位每年至少组织 1 次演练。</p> <p>生产经营单位应当建立应急救援组织，配备相应的应急救援器材及装备。不具备单独建立专业应急救援队伍的规模较小的生产经营单位，应当与邻近建有专业救援队伍的企业或单位签订救援协议，或者联合建立专业应急救援队伍。</p>	《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》第二十三条	采油管理区制定有应急处置程序，定期进行演练，并有详细记录。	√
5	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	《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》第二十一条	劳动防护用品使用符合要求。	√

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
	用规则佩戴和使用。 购买和发放劳动防护用品的情况应当记录在案。不得以货币或者其他物品替代劳动防护用品,不得采购和使用无安全标志或者未经法定认证的特种劳动防护用品。			
6	生产经营单位进行爆破、悬挂、挖掘、大型设备(构件)吊装、危险装置设备试生产、危险场所动火、建筑物和构筑物拆除以及重大危险源、油气管道、有限空间、有毒有害、临近高压输电线路等作业的,应当按批准权限由相关负责人现场带班,确定专人进行现场作业的统一指挥,由专职安全生产管理人员进行现场安全检查和监督,并由具有专业资质的人员实施作业。 生产经营单位委托其他有专业资质的单位进行危险作业的,应当在作业前与受托方签订安全生产管理协议,明确各自的安全生产职责。	《山东省生产经营单位安全生产主体责任规定》 第三十一条	施工管理符合要求。	√
7	生产经营单位必须为从业人员提供符合国家标准或者行业标准的劳动防护用品,并监督、教育从业人员按照使用规则佩戴、使用。	《中华人民共和国安全生产法》 第四十二条	劳动防护用品使用符合要求。	√
8	生产经营单位应当安排用于配备劳动防护用品、进行安全生产培训的经费。	《中华人民共和国安全生产法》 第四十四条	有相应经费。	√
9	生产经营单位必须依法参加工伤保险,为从业人员缴纳保险费。	《中华人民共和国安全生产法》 第四十八条	依法缴纳保险。	√
10	生产经营单位应急预案应当包括向上级应急管理机构报告的内容、应急组织机构和人员的联系方式、应急物资储备清单等附件信息。附件信息发生变化时,应当及时更新,确保准确有效。	《生产安全事故应急预案管理办法》 第十六条	有通信联系方式。	
11	生产经营单位应当在编制应急预案的基础上,针对工作场所、岗位的特点,编制简明、实用、有效的应急处置卡。 应急处置卡应当规定重点岗位、人员的应急处置程序和措施,以及相关联络人员和联系方式,便于从业人员携带。	《生产安全事故应急预案管理办法》 第十九条	制定有应急处置卡。	√
12	各级安全生产监督管理部门、各类生产经营单位应当采取多种形式开展应急预案的宣传教育,普及生产安全事故避险、自救和互	《生产安全事故应急预案管理办	普及生产安全事故避险、自救和互救知	√

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
	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。	法》 第三十条	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	采油管理区设置组织机构及职责。	√
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	设有应急队伍。	√
17	物资装备保障:明确生产经营单位的应急物资和装备的类型、数量、性能、存放位置、运输及使用条件、管理责任人及其联系方式等内容。	GB/T29639-2013 6.8.3	设有应急物资。	√
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	设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	设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	《胜利油田应急管理办法》 3.1.4.3	符合要求。	√

序号	检查项目	检查依据	实际情况	检查结果
	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。			
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。	√

### 5.6.7 安全管理单元评价小结

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

胜科采油管理区均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 49880 m 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 可研提出的安全对策措施

#### 7.1.1 区域布置及总平面布置的安全措施

##### 7.1.1.1 区域布置

本工程井场区域及新建井场布置方面的设计内容应根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2004)的要求进行布局、建设，见表 7.1-1。

表 7.1-1 区域布置防火间距表

序号	内容	依据
1	可能散发可燃气体的场所和设施，宜布置在人员集中场所及明火或散发火花地点的全年最小频率风向的上风侧。	GB 50183-2004 5.1.2
2	机械采油井与 100 人以上的居住区、村镇、公共福利设施的距离不应小于 25m。	GB 50183-2004 4.0.7
3	机械采油井与相邻厂矿企业的距离不应小于 20m。	
4	机械采油井与公路的距离不应小于 10m。	
5	机械采油井与架空通信线路的距离不应小于 10m。	
6	机械采油井与架空电力线路的距离不应小于 1.5 倍杆高。	
7	油气井与 10kV 及以下户外变压器、配电间的距离不应小于 15m。	GB 50183-2004 5.2.3
8	五级站场与周围 100 人以上的居住区、村镇、公共福利设施的距离不应小于 30m。	GB 50183-2004 4.0.4

##### 7.1.1.2 平面布置

本工程新建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见表 7.1-2。

表 7.1-2 平面布置防火间距表

序号	内容	依据
1	油气井与露天油气密闭设备及阀组间距不应小于 5m。	GB 50183-2004 5.2.3
2	油气井与 10kV 及以下户外变压器间距不应小于 15m。	GB 50183-2004 5.2.3
3	辅助生产厂房与污水池间距不应小于 10m。	GB 50183-2004 5.2.3

### 7.1.1.3 管线敷设

(1) 集输起点为井口，本工程中集油管线所经过区域主要为已建井场内。

(2) 集油管线的安全措施

- a. 油田内部集输管道埋地敷设。
- b. 对管道在地震作用下的强度进行校核。
- c. 管道外径与壁厚之比不应大于 140。

### 7.1.2 设备、管道等材质选择

(1) 集油、掺水管线采用 20# 无缝钢管，执行标准为《输送流体用无缝钢管》(GB/T 8163-2018)，保护套管管材执行标准为《输送流体用无缝钢管》(GB/T 8163-2018)。

(2) 除设备自带外，钢质法兰应符合《钢制管法兰. 垫片. 紧固件》(HG/T 20592~20635-2009) 的要求。

(3) 金属阀门执行《金属阀门 结构长度》(GB/T 12221-2005) 的要求。

### 7.1.3 防火防爆的安全措施

#### 7.1.3.1 自动控制系统

自控系统主要完成油井示功图远传及检测等。对工艺过程中的关键设备、参数进行的监测，能够及时发现工艺过程中的异常状态，并

通过报警设置及时消除异常状态，避免事故的发生。若自动控制系统设置不完善或出现故障，易造成整个工艺系统运行可靠性降低，事故的发生概率增加。

为采油工配备便携式可燃气体检测报警仪。

#### 7.1.3.2 电器设备的防护防爆措施

根据《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB 50058-2014)和《石油设施电气设备场所 1 级 0 区、1 区和 2 区的分类推荐作法》(SY/T 6671-2017)中有关规定进行输油管道设施爆炸危险场所区域的划分和电气设备选择。爆炸危险场所内的用电设备均选用 EX: dIIBT1 的产品。各类用电设备的防护等级要求不低于 IP54。

照明线路穿镀锌钢管敷设，防爆区域采用明敷，非防爆区域采用暗敷。

#### 7.1.4 设备和管道的防腐措施

本次防腐对象主要包括各集输管线、掺水管线及天然气管线，采用防腐涂层的方法进行防腐处理。集输管线采用泡沫黄夹克保温。

不保温设备、钢结构等外防腐涂料面漆颜色按各有关专业的要求执行，未做要求的，按标准《油气田地面管线和设备涂色规范》(SY/T 0043-2006)的要求执行。

#### 7.1.5 防雷、防静电的措施

- (1) 低压配电系统采用 TN-C-S 系统。
- (2) 各电源进线处做重复接地，接地电阻不大于  $10\Omega$ 。
- (3) 所有正常不带电的电气设备金属外壳均做接地保护。
- (4) 工艺管线及其相关的容器等设备设防静电接地，接地电阻

不大于 10Ω。

(5) 监控杆、金属灯杆设接地装置，接地电阻不大于 10Ω。

### 7.1.6 人员逃生和救生

本工程新建井场全部按四化标准建设，抽油机井采用示功图计量。井场内不设人员，油气处理系统利用已建地面处理设施，站内甲、乙类火灾危险性生产厂房已设向外开启的门。

## 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	≤500m <sup>3</sup> 油罐及装车鹤管与 10kV 及以下户外变压器的防火间距不应小于 15m。	GB50183-2004 5.2.3
3	监控立杆与油井的水平距离不得小于 20m。	GB50350-2015 11.2.10
4	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
5	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
6	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) 丛式井组入口处应设置警示标志：当心落物、当心坠落、当心机械伤人、当心超压。 b) 皮带式抽油机减速箱门外侧应设置警语：当心碰头挤手。 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。 d) 皮带轮护罩外侧应设置警语：当心皮带挤伤。 e) 抽油机爬梯横撑处应设置警语：登高系安全带。 f) 抽油机护栏外侧应设置警语：旋转部位禁止靠近。 2) 用电控制柜、接线盒等接送电设备 a) 门外侧应设置警示标志：当心触电。	《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

序号	对策措施	依据
	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。	
7	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。

#### 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. 钻井过程严格执行各项井控管理制度，严格坐岗制度，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. 该项目涉及硫化氢，建议企业根据以下要求配备硫化氢检测及防护措施：

①根据《中国石化硫化氢防护安全管理办法》（中国石化安

[2017]644 号) 第 3.5.1.2 条要求: 硫化氢检测报警仪(固定式、便携式)的一级报警设定值应不大于  $10\text{mg}/\text{m}^3$  (6.7ppm), 二级报警设定值应不大于  $30\text{mg}/\text{m}^3$  (20ppm)。

②根据《胜利油田分公司陆上油田硫化氢防护安管管理规定》第 4.5 条: 固定式硫化氢监测仪一年检定一次, 携带式硫化氢监测仪半年检定一次, 在超过满量程浓度的环境使用后应重新检定。

③根据《胜利油田分公司陆上油田硫化氢防护安管管理规定》第 4.7 条: 生产区域的正压式空气呼吸器本着“集中存放、专人保管、便于调用”的原则管理。

④根据《胜利油田分公司陆上油田硫化氢防护安管管理规定》第 4.11 条: 来液伴生气中硫化氢浓度在 10~50 毫克/立方米的, 注采管理站、接(中)转站、联合站及井下作业队当班人员应保证涉硫化氢各岗位没人配备 1 具自吸过滤式防毒面具及护目镜。采油(气)班组和接(中)转站应至少配备 2 台便携式硫化氢检测仪; 联合站计量岗、原油稳定岗、抽气岗、外输岗等涉硫化氢为应至少配备 1 台便携式硫化氢检测仪。井下作业现场应至少配备 2 台便携式硫化氢检测仪。

## 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。

16) 根据《油气管道管理与维护规程》(QSYGD0008-2011) 第 10.4 条：废弃管道能拆除尽量拆除；废弃管道拆除前应按公司报废资产管理程序办理相关手续；拆除废弃管道应选用具有相应资质的队伍；若废弃管道由地方政府负责拆除，各输油气管理单位应与地方施工单位签订安全协议，并做好指导、监护工作。第 10.5 条：废弃管道切管必须采用机械切管方式；不能拆除的油管道应在灌注水泥砂浆或膨润土后封存，也可采用氮气封存；不能拆除的气管道宜采用氮气封存；废弃管道管口的处理按动火相关标准执行；对于未能拆除的废弃管道，应将废弃管道的封存方法以及具体位置以书面形式报地方相关部门备案。

### 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，并统一到胜利油田石油开发中心有限公司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、安全阀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。

12) 该区块内伴生气含硫化氢，新建井场相关值班人员应配备防毒防护器材，并制定使用管理规定，组织培训，使操作人员熟练掌握使用、维护等知识。井场还应备有急救箱，准备急救药品。

13) 建立硫化氢防护用品使用、发放管理规定，并监督作业人员正确使用。硫化氢监测仪使用过程中要定期校验。

14) 在可能发生硫化氢泄漏的场所应设置醒目的中文警示标识，存在硫化氢的工作场所应在醒目位置设置硫化氢告知牌。设备醒目位置应设置风向标。

15) 在含硫化氢环境中作业应采用以下安全防护措施：

a) 根据不同作业环境配备相应的硫化氢监测仪器及防护装置，并有专人管理，使硫化氢监测仪及防护装置处于备用状态；

b) 作业环境应设立风向标；

c) 供气装置的空气压缩机应置于上风侧；

d) 重点监测区应设置醒目的标志、硫化氢监测探头、报警器及排风扇；

e) 进入重点监测区作业时，应配戴硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器，至少两人同行：一人作业，一人监护；

f) 当浓度达到  $10\text{mg}/\text{m}^3$  报警时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具；当浓度达到  $50\text{mg}/\text{m}^3$  报警时，迅速打开排风扇，疏散下风向人员，作业人员应戴上防护用具，禁止动用电、气焊，抢救人员进

入戒备状态，查明泄漏原因，迅速采取措施，控制泄漏，向上级报告情况。

## 8 评价结论

评价项目组在对乐安油田草 335 块沙二段南扩产能建设工程存在的危险、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、硫化氢以及酸洗过程中用到的酸液等。

2. 本工程在钻井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、坍塌等；在采油过程中可能发生井喷、火灾、爆炸、机械伤害、触电、高处坠落、物体打击、其他伤害等。在集输过程中可能发生火灾、爆炸、物体打击、触电、中毒窒息、容器爆炸、灼烫等。

3. 在地面工程施工过程总可能发生火灾、爆炸、物体打击、触电、机械伤害、高处坠落、起重伤害、车辆伤害、坍塌等。

4. 主要设备及配套设施可能发生高处坠落、触电、机械伤害、物体打击、火灾、爆炸及其他伤害等

5. 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。社会环境的不利因素主要是受到第三方的破坏。

6. 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。

7. 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、井喷失控着火、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。这些安全对策措施的全面落实，将为安全生产创造必要的物质技术条件。

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

## 附表 1 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。遇热分解释出有毒的烟雾。吸入大量蒸气能引起神经麻痹。			
操作处置 注意事项	生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。高浓度环境中，应该佩戴防毒口罩。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴自给式呼吸器。戴化学安全防护眼镜，穿防腐工作服，戴橡胶手套。工作后淋浴更衣，注意个人清洁卫生。			
泄漏紧急 处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断火源。应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可减少蒸发。用活性炭或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。也可以用大量水冲洗，经稀释的洗液放入废水系统。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。			
储存注意 事项	储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。仓温不宜超过 30 度。防止阳光直射。保持容器密封，应与氧化剂分开存放，储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时注意流速(不超过 3m/s)，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。			
个体防护	工程控制	生产过程密闭，全	呼吸系统防	高浓度环境中，应该佩戴防毒

		面通风。	护	口罩。必要时建议佩戴自给式呼吸器。
	眼睛防护	戴安全防护眼镜。	身体防护	穿相应的防护服。
	手防护	戴防护手套。	其他防护	工作现场严禁吸烟。工作后，淋浴更衣。注意个人清洁卫生。



附表 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 <sub>B</sub>	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、高热可引起燃烧爆炸。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	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 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）。 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。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 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>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 硫化氢的物质特性及危险性分析表

中文名称	硫化氢		包装标志	易燃气体：有毒
英文名称	hydrogen sulfide		包装类别	II类包装
UN 编号	1053		闪点（℃）	无意义
理化性质	外观与性状	无色、有恶臭的气体	熔点（℃）	-85.5
	相对密度（水=1）	无资料	沸点（℃）	-60.4
	相对密度（空气=1）	1.19	饱和蒸气压（kPa）	2026.5（25.5℃）
	临界温度（℃）	100.4	临界压力（MPa）	9.01
	爆炸下限[%（V/V）]	4.0	爆炸上限[%（V/V）]	46.0
	引燃温度（℃）	260	最小点火能（mJ）	0.077
	溶解性	溶于水、乙醇		
主要用途	用于化学分析如鉴定金属离子			
侵入途径	吸入、经皮吸收			
健康危害	本品是强烈的神经毒物，对粘膜有强烈刺激作用。急性中毒：短期内吸入高浓度硫化氢后出现流泪、眼痛、眼内异物感、畏光、视物模糊、流涕、咽喉部灼热感、咳嗽、胸闷、头痛、头晕、乏力、意识模糊等。部分患者可有心肌损害。重者可出现脑水肿、肺水肿。极高浓度（1000mg/m <sup>3</sup> 以上）时可在数秒钟内突然昏迷，呼吸和心跳骤停，发生闪电型死亡。高浓度接触眼结膜发生水肿和角膜溃疡。长期低浓度接触，引起神经衰弱综合征和植物神经功能紊乱。			
毒理学资料	LD50：无资料，LC50：618 mg/m <sup>3</sup> （大鼠吸入）。			
消防措施	本品易燃，具强刺激性。危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与浓硝酸、发烟硝酸或其它强氧化剂剧烈反应，发生爆炸。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。有害燃烧产物：二氧化硫。灭火方法：消防人员必须穿全身防火防毒服，在上风向灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：物状水、抗溶性泡沫、干粉。			
稳定性和反应活性	稳定性	稳定	聚合危害	不聚合
	避免接触条件	——	禁配物	强氧化剂、碱类
操作处置注意事项	加严密闭，提供充分的局部排风和全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴防化学品手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、碱类接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。			

储存注意事项	<p>储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂、碱类分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</p>			
运输注意事项	<p>铁路运输时应严格按照铁道部《危险货物运输规则》中的危险货物配装表进行配装。采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备阻火装置，禁止使用易发生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂、碱类、食用化学品等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，禁止在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。</p>			
急救措施	<p>眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15 分钟。就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，保持呼吸道通畅，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。</p>			
泄漏应急处理及废弃处置	<p>迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离 150m，大泄漏时隔离 300m，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服，从上风处进入现场，尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔或与塔相连的通风橱内。或使其通过三氯化铁水溶液，管路装止回装置以防溶液吸回。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。                  废气处置方法：用焚烧法处置。焚烧炉排出的硫氧化物通过洗涤器除去。</p>			
个人防护用品	工程控制	严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。	呼吸系统防护	空气中浓度超标时，佩戴过滤防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴氧气呼吸器或空气呼吸器。
	眼睛防护	戴化学安全防护镜	身体防护	穿防静电工作服
	手防护	戴防化学品手套		
	最高容许浓度	中国 MAC: 10mg/m <sup>3</sup>	其他防护	工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。及时换洗工作服。作业人员应学会自救互救。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。

附表 1-4 盐酸的危险特性表

中文名称	盐酸			英文名称	Hydrochloric acid; Chlorohydric acid
理化特性	外观与性状	无色或微黄色发烟液体，有刺鼻的酸味		熔点 (°C)	-114.8 (纯)
	相对密度 (水=1)	1.20		沸点 (°C)	108.6 (20%)
	相对密度 (空气=1)	1.26		饱和蒸气压 (kPa)	30.66/21°C
	溶解性	与水混溶，溶于碱液。			
主要用途	重要的无机化工原料，广泛用于染料、医药、食品、印染、皮革、冶金等行业。				
侵入途径	吸入、食入、经皮吸收				
健康危害	健康危害：接触其蒸气或烟雾，可引起急性中毒，出现眼结膜炎，鼻及口腔粘膜有烧灼感，鼻衄、齿龈出血、气管炎等。误服可引起消化道灼伤、溃疡形成，有可能引起胃穿孔、腹膜炎等。眼和皮肤接触可致灼伤。慢性影响：长期接触，引起慢性鼻炎、慢性支气管炎、牙齿酸蚀症及皮肤损害。环境危害：对环境有危害，对水体和土壤可造成污染。燃爆危险：本品不燃，具强腐蚀性、强刺激性，可致人体灼伤。				
消防措施	危险特性：能与一些活性金属粉末发生反应，放出氢气。遇氰化物能产生剧毒的氰化氢气体。与碱发生中和反应，并放出大量的热。具有较强的腐蚀性。有害燃烧产物：氯化氢。灭火方法：用碱性物质如碳酸氢钠、碳酸钠、消石灰等中和。也可用大量水扑救。				
稳定性和反应活性	稳定性	稳定	聚合危害	不聚合	
	避免接触条件		禁配物	碱类、胺类、碱金属、易燃或可燃物	
操作处置	密闭操作，注意通风。操作尽可能机械化、自动化。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（全面罩），穿橡胶耐酸碱服，戴橡胶耐酸碱手套。远离易燃、可燃物。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与碱类、胺类、碱金属接触。搬动时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物质。				
储存注意事项	储存于阴凉、通风处。库温不超过 30°C，相对湿度不超过 85%。保持容器密封。应与碱类、胺类、碱金属、易（可）燃物分开存放，切忌混储。储区备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。				
运输注意事项	本品铁路运输时限使用有橡胶衬里钢制罐车或特制塑料企业自备罐车装运，装运前需报有关部门批准。铁路运输时应严格按照铁道部《危险货物运输规则》中的危险货物配装表进行配装。起运时包装要完整，装载应稳妥。运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。严禁与碱类、胺类、碱金属、易燃物或可燃物、食用化学品等混装混运。运输时运输车辆应配备泄漏应急处理设备。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。公				

	路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。			
急救措施	<p>皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用大量流动清水冲洗至少 15 分钟。就医。</p> <p>眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15 分钟。就医。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。</p> <p>食入：用水漱口，给饮牛奶或蛋清。就医。</p>			
泄漏应急处理及废弃处置	<p>处置疏散泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。建议应急人员戴自给正压式呼吸器，穿防酸碱工作服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。小量泄漏：用沙土、干燥石灰或苏打灰混合。也可以用大量水冲洗，稀释后放入废水系统。大量泄漏，构筑围堤或挖坑收容。用泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。</p> <p>废弃处置方法：用碱液——石灰水中和，生成氯化钠和氯化钙，用水稀释后排入废水系统。</p>			
个体防护	工程控制	密闭操作，注意通风，尽可能机械化、自动化。提供安全淋浴和洗眼设备。	呼吸系统防护	可能接触其烟雾时，佩戴自吸过滤式防毒面具（全面罩）或空气呼吸器。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴氧气呼吸器。
	最高容许浓度 MAC (mg/m <sup>3</sup> )	中国：15 前苏联：未制定标准		
	眼睛防护	呼吸系统防护中已作防护。	身体防护	穿橡胶耐酸碱服。
	手防护	戴橡胶耐酸碱手套。	其他防护	工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。单独存放被毒物污染的衣服，洗后再用。保持良好的卫生习惯。

## 附表 2 人员持证

附表 2-1 胜科采油管理区人员硫化氢防护证书持证情况一览表  
因甲方要求保密不予公开。

## 附件 1 可行性研究报告的批复

因甲方要求保密不予公开。



## 附件 2 原油、天然气组份报告

因甲方要求保密不予公开。

### 附件 3 专家组意见

因甲方要求保密不予公开。

## 附件 4 专家签字页

因甲方要求保密不予公开。

## 附件 5 报告修改说明

因甲方要求保密不予公开。