



南京国环科技股份有限公司  
NANJING GUOHUAN TECHNOLOGY CO LTD

吉康油田萨探1块二叠系井井子沟

组油藏开发先导试验工程

# 环境影响报告书

(送审版)



项目建设单位：中国石油天然气股份有限公司吐哈油田

分公司准东勘探开发项目经理部

编制单位：南京国环科技股份有限公司

二〇二四年三月

# 编制单位和编制人员情况表

项目编号	n30331		
建设项目名称	吉康油田萨探1块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验工程		
建设项目类别	05—007陆地石油开采		
环境影响评价文件类型	报告书		
<b>一、建设单位情况</b>			
单位名称（盖章）	中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东勘探开发项目经理部		
统一社会信用代码	916501007189019083		
法定代表人（签章）	敬章龙		
主要负责人（签字）	路强		
直接负责的主管人员（签字）	王建伟		
<b>二、编制单位情况</b>			
单位名称（盖章）	南京国环科技股份有限公司		
统一社会信用代码	91320100339348292G		
<b>三、编制人员情况</b>			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
王艺辰	2015035320350000003511320332	BH009148	
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
伍艳梅	第3、5、6、7、8章	BH020462	
王艺辰	第1、2、4、9、10章	BH009148	

## 目 录

1 概述 .....	1
1.1 建设项目特点 .....	1
1.2 环境影响评价技术路线 .....	1
1.3 分析判定相关情况 .....	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响 .....	3
1.5 环境影响评价的主要结论 .....	3
2 总则 .....	5
2.1 评价目的、原则和方法 .....	5
2.2 编制依据 .....	6
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选 .....	15
2.4 环境功能区划和评价标准 .....	18
2.5 评价工作等级与评价范围 .....	25
2.6 评价重点 .....	34
2.7 环境保护目标 .....	34
2.8 相关规划相符性分析 .....	36
3 建设项目概况及工程分析 .....	54
3.1 区块油气资源概况 .....	54
3.2 区块开发现状及环境影响回顾 .....	58
3.3 建设项目概况 .....	69
3.4 工程分析 .....	98
3.5 清洁生产分析 .....	138
3.6 污染物排放总量控制 .....	150
4 环境现状调查与评价 .....	151
4.1 自然环境概况 .....	151
4.2 环境空气质量现状调查与评价 .....	155

4.3 水环境质量现状调查与评价 .....	158
4.4 声环境质量现状调查与评价 .....	164
4.5 土壤环境现状调查与评价 .....	165
4.6 生态环境现状调查与评价 .....	170
4.7 环境敏感区调查 .....	181
5 环境影响预测与评价 .....	184
5.1 大气环境影响分析与评价 .....	184
5.2 地表水环境影响分析 .....	190
5.3 地下水环境影响分析与评价 .....	191
5.4 声环境影响分析与评价 .....	202
5.5 固体废物影响分析 .....	205
5.6 土壤环境影响分析 .....	208
5.7 生态环境影响分析 .....	215
5.8 水土流失影响分析 .....	224
5.9 运输过程影响分析 .....	226
6 环境风险评价 .....	228
6.1 风险调查 .....	228
6.2 评价等级划分 .....	229
6.3 环境风险识别及分析 .....	235
6.4 源项分析 .....	245
6.5 环境风险影响分析 .....	246
6.6 环境风险防范措施 .....	248
6.7 风险事故应急处理措施 .....	253
6.8 环境风险管理 .....	255
6.9 突发环境事件应急预案 .....	256
6.10 环境风险评价小结 .....	259
7 环境保护措施及其可行性论证 .....	260
7.1 大气污染防治措施 .....	260



7.2 地表水环境保护措施 .....	264
7.3 地下水环境保护措施 .....	266
7.4 噪声污染防治措施 .....	270
7.5 固废污染防治措施 .....	271
7.6 土壤污染防治措施 .....	276
7.7 生态环境保护措施 .....	278
7.8 生态恢复方案 .....	283
7.9 水土保持方案 .....	285
7.10 防沙治沙方案 .....	287
7.11 温室气体管控措施 .....	289
8 环境影响经济损益分析 .....	292
8.1 社会效益分析 .....	292
8.2 环境经济损益分析 .....	292
8.3 环境经济损益分析结论 .....	294
9 环境管理与监测计划 .....	295
9.1 环境管理 .....	295
9.2 企业自主验收 .....	303
9.3 环境信息公开 .....	308
9.4 环境监测计划 .....	308
9.5 污染物排放清单 .....	312
10 环境影响评价结论 .....	313
10.1 结论 .....	313
10.2 要求与建议 .....	321

## 附表

- 1、建设项目环境影响报告书审批基础信息表；
- 2、大气环境影响评价自查表；
- 3、地表水环境影响评价自查表；
- 4、土壤环境影响评价自查表；
- 5、环境风险评价自查表；
- 6、声环境影响评价自查表；
- 7、生态环境影响评价自查表。

## 附件：

附件 1：委托书；

附件 2：监测报告

附件 2-1：《吉康油田萨探 1 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验工程》检测报告（报告编号：TX2022-253，新疆天熙环保科技有限公司）；

附件 2-2：引用地下水监测报告；

附件 3：萨探 1 区块现有环保手续；

附件 3-1：关于《萨探 1 井、吉南 1 井钻试工程环境影响报告表》的批复，昌州环评〔2020〕80 号，昌吉回族自治州生态环境局；

附件 3-2：关于《准噶尔盆地吉南凹陷萨 2 块、萨 3 块、台 7 块钻试工程环境影响报告表》的批复，昌州环评〔2021〕37 号，昌吉回族自治州生态环境局；

附件 3-3：关于《萨 6 井、萨 301H 井钻试工程环境影响报告表》的批复，昌州环评〔2022〕69 号，昌吉回族自治州生态环境局；

附件 3-4：关于《萨 102 井组、萨 104 井组钻试工程环境影响报告表》的批复，昌州环评〔2021〕167 号，昌吉回族自治州生态环境局；

附件 3-5：关于《萨 103 井组、萨 105 井组钻试工程环境影响报告表》的批复，昌州环评〔2021〕180 号，昌吉回族自治州生态环境局。

附件 4：依托工程相关环保手续

附件 4-1：关于《吉木萨尔凹陷芦苇沟组油藏吉 305-吉 17-吉 37 井区联合站建设项

目重大变更项目环境影响报告表》的批复（师环监函（2019）39 号）；

附件 4-2：《吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏吉 305-吉 17-吉 37 井区联合站建设项目重大变更项目》竣工环境保护验收意见；

附件 4-3：准东页岩油联合站处理后废水水质监测报告及废水达标承诺书和协议；

附件 4-4：准东页岩油联合站污水处理系统稳定达标排放承诺说明；

附件 5：吉康脱水站环保手续

附件 5-1：关于《吉康油田原油脱水站建设工程环境影响报告表》批复，昌州环评（2022）104 号，昌吉回族自治州生态环境局；

附件 5-2：吉康油田原油脱水站建设工程竣工环境保护验收意见，2024 年 1 月 22 日；



萨探 1 井



区块现状



区块周边农田



区块东侧贡拜沟干渠



区块周边道路



区块北侧头工干渠

### 现场勘查照片



# 1 概述

## 1.1 建设项目特点

萨探 1 块位于吉木萨尔南部凹陷，行政隶属于昌吉州吉木萨尔县，北距吉木萨尔县城约 10km，东距奇台县城约 27km。

萨探 1 块勘探工作始于 20 世纪 50 年代，2020 年 9 月在萨探 1 块岩性圈闭上钻一口风险探井萨探 1 井并获工业流油，从而发现了萨探 1 块井井子沟组油藏。为此，中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东勘探开发项目经理部在萨探 1 井区开展本次油藏开发先导试验工程。

本项目共部署 78 口井（新井 65 口，利用探评井 13 口），新建产能 19.3 万吨，新建采油平台 14 座，在吉康脱水站内配套建设原油处理、污水处理及注水设施。新建集输管线 17.58km、单井集油管线 10.22km、注水干线 3.28km，单井注水管线 0.55km，新建油区巡检道路 10.1km，配套自控系统、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通等辅助设施。

## 1.2 环境影响评价技术路线

本项目为石油开采新区块开发项目，且项目区块属于“自治区级水土流失重点治理区”。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）中“五、石油和天然气开采业 07、陆地石油开采 0711—石油开采新区块开发、页岩油开采、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东勘探开发项目经理部（以下简称“准东勘探项目部”）委托南京国环科技股份有限公司开展《吉康油田萨探 1 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验工程环境影响报告书》的编制工作。本单位接受环评委托后，在建设单位的大力协助下，进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、自治区环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展该项目的环境影响评价工作。对本项目进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本项目的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，

最后制订工作方案。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

具体评价工程程序图如下：

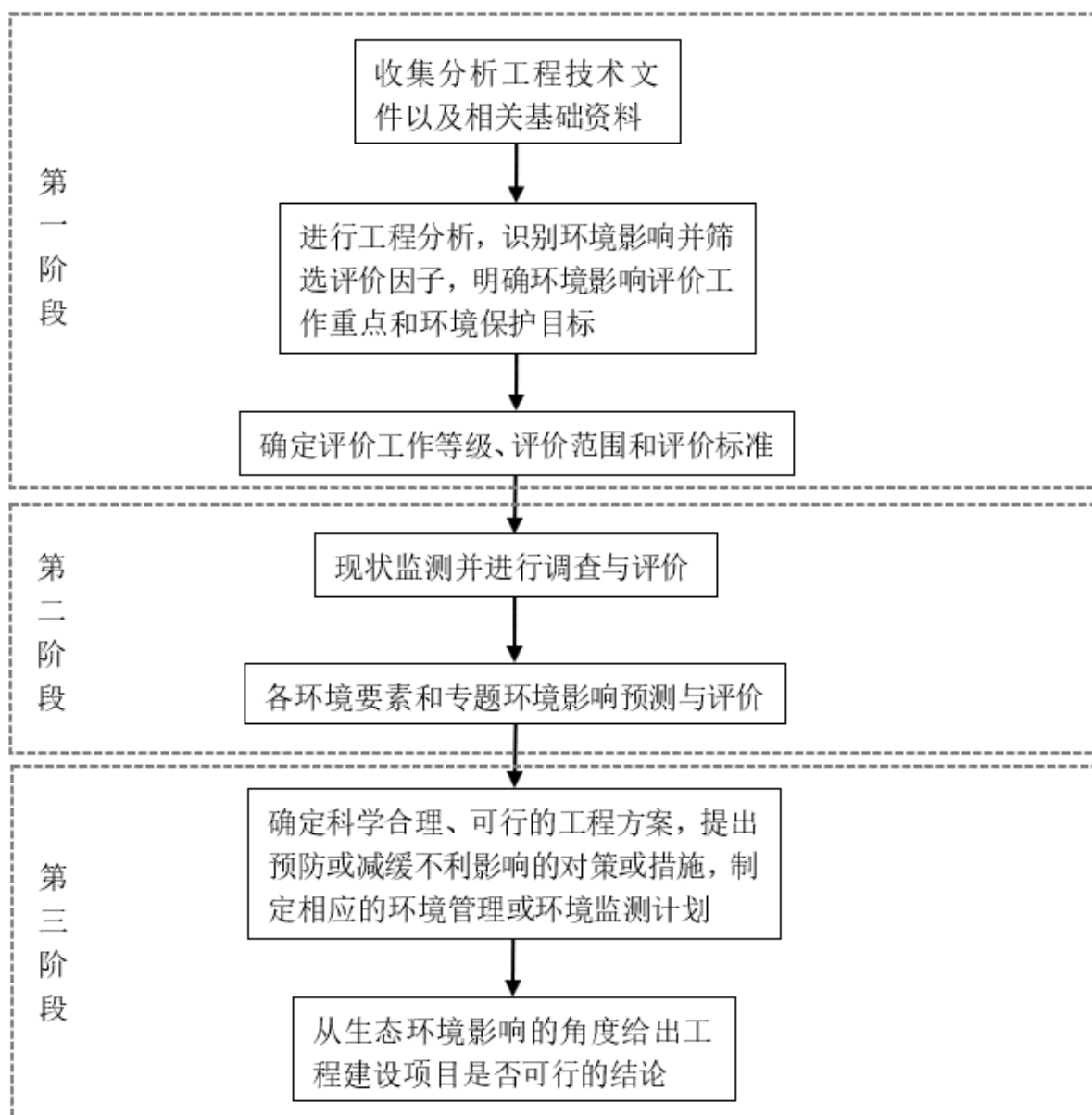


图 1.2-1 建设项目环境影响评价工作程序图

### 1.3 分析判定相关情况

本项目为石油天然气开采项目，石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，将“常规石油、天然气勘探

及开采”列入“鼓励类”项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

本项目属于中国石油吐哈油田分公司油藏开发先导试验项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的相关要求。

项目所在区域属于吉木萨尔县重点管控单元（吉木萨尔油页岩开采区 ZH65232720004），吉木萨尔县重点发展文化旅游、农副产品精深加工、油气加工、页岩油气综合利用等产业，项目的建设符合《昌吉州“三线一单”生态环境分区管控方案》具体生态环境准入清单要求。

本项目符合国家相关法律法规及产业政策，符合地方主体功能区规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

## 1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、废水、噪声、固体废物的达标排放情况以及提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的环境保护及风险防范措施的可行性进行分析。根据现场调查，项目占地范围内无国家公园、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、无永久基本农田、基本草原、自然公园、重要湿地、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、沙化土地封禁保护区等。

关注的主要环境问题有：施工期废气、废水、岩屑以及施工临时占地造成的生态影响；运营期油气集输过程中的环境影响及环境风险和油气处理过程中产生的无组织挥发烃类、采出水、井下作业废水、落地原油及含油污泥等环境影响，永久占地生态影响等。萨 3 平台距二工镇供水地表水水源地二级保护区 650m，距北亭国家湿地公园 1.5km，集输管线穿越头工干渠及贡拜沟干渠，项目在开发过程中重点关注。

## 1.5 环境影响评价的主要结论

综上所述，项目的建设符合相关国家产业政策及规划。项目采用的各项污染防治措施切实可行，项目建成后，在落实各项污染防治措施及确保达标排放的前提下，区域环境质量基本保持现状，对区域环境影响较小；项目在运行过程中存在一定的环境

风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的，环境风险水平可以接受；清洁生产水平较高，项目社会效益较好。从环境保护角度考虑，项目建设是可行的。



## 2 总则

### 2.1 评价目的、原则和方法

#### 2.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查和现状监测，了解项目开发区域的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

(2) 通过工程分析，明确本项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期以及服役期满后对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

(3) 评述拟采取的环境保护措施的可行性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

(4) 评价该项目对国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

通过上述评价，论证项目对环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为环境保护主管部门提供决策依据。

#### 2.1.2 评价原则

##### (1) 依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务环境管理。

##### (2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

##### (3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，

充分利用符合时效的数据资料及成果，补充必要的现状监测，结合工程设计和预测数据，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

## 2.2 编制依据

### 2.2.1 法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（全国人大常委会，2014.4.24 修订，2015 年 1 月 1 日施行）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席第四十八号令，2018 年 12 月 29 日第二次修正）；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（中华人民共和国主席第三十一号令，2018 年 10 月 26 日修正）；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年第二次修正，2018 年 1 月 1 日起施行）；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2021 年 12 月 24 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第三十二次会议通过），2022 年 6 月 5 日起施行；
- (6) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（全国人民代表大会常务委员会，2019 年 1 月 1 日实施）；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 4 月 29 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十七次会议第二次修订）；
- (8) 《中华人民共和国土地管理法》（全国人大常委会，2004 年 8 月 28 日第二次修正）；
- (9) 《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席第三十九号令，2011 年 3 月 1 日施行）；
- (10) 《中华人民共和国水法》（2016 年修订，2016 年 7 月 2 日施行）；
- (11) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（全国人大常委会，2012 年 7 月 1 日施行）；
- (12) 《中华人民共和国循环经济促进法》（2018 年修订，2018 年 10 月 26 日施行）；

(13)《中华人民共和国节约能源法》(2016年7月修订,2016年7月2日施行);

(14)《中华人民共和国防洪法》(全国人大常委会,2015年4月24日第二次修正);

(15)《中华人民共和国防沙治沙法》(2018年修订),2018年10月26日施行;

(16)《中华人民共和国草原法》(全国人大常委会,2013年6月29日第二次修正);

(17)《中华人民共和国野生动物保护法》(2016年修订,2017年1月1日施行);

(18)《中华人民共和国矿产资源法》(2009年修订,2009年8月27日起施行);

(19)《中华人民共和国石油天然气管道保护法》(2010年修订,2010年10月1日施行);

(20)《中华人民共和国突发事件应对法》(全国人大常委会,2007年11月1日起施行)。

### **2.2.2 法规及规范性文件**

(1)《建设项目环境保护管理条例》(国务院令第253号,1998年11月29日发布施行;2017年7月16日修订,2017年10月1日起施行);

(2)《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2021年版);

(3)《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》(国发〔2013〕37号);

(4)《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》(国发〔2015〕17号);

(5)《关于落实〈水污染防治行动计划〉区域差别化环境准入的指导意见》(环环评〔2016〕190号);

(6)《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》(国发〔2016〕31号);

(7)《中共中央国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》;

(8)《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》(环办〔2014〕30号);

(9)《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》(环大气〔2019〕53号);

(10)《关于印发〈2020年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》(环大气〔2020〕33号);

(11)《关于加强环境噪声污染防治工作改善城乡声环境质量的指导意见》(环发〔2010〕144号);

(12)《关于印发〈全国地下水污染防治规划(2011-2020年)〉的通知》(环发〔2011〕128号);

(13)《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》(中共中央办公厅、国务院办公厅,2017年2月7日印发);

(14)《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》;

(15)《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》(国发〔2010〕46号);

(16)《国务院关于印发全国生态环境保护纲要的通知》(国发〔2000〕38号);

(17)《中华人民共和国土地管理法实施条例》(国务院令第256号,1999年1月1日施行,2014年7月29日第二次修订);

(18)《土地复垦条例》(2011年3月5日实施);

(19)《中华人民共和国水土保持法实施条例》(国务院令第120号,1993年8月1日施行,2011年1月8日修订);

(20)《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》(水利部公告2006年第2号);



- (21) 《水利部办公厅关于印发〈全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果〉的通知》(办水保〔2013〕118号);
- (22) 《中华人民共和国自然保护区条例》(国务院于 1994 年 10 月 9 日中华人民共和国国务院令 第 167 号发布, 2017 年 10 月 7 日修订);
- (23) 《关于加强自然保护区管理有关问题的通知》(环办〔2004〕101 号);
- (24) 《关于进一步加强涉及自然保护区开发建设活动监督管理的通知》(环发〔2015〕57 号);
- (25) 《中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例》(国务院批准, 1993 年 3 月 1 日林业部发布, 2016 年 2 月 6 日第二次修订);
- (26) 《国家重点保护野生动物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号, 2021 年 2 月 1 日);
- (27) 《中华人民共和国野生植物保护条例》(国务院令 第 204 号, 1997 年 1 月 1 日施行, 2017 年 10 月 7 日修订);
- (28) 《国家重点保护野生植物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告, 2021 年第 15 号, 2021 年 8 月 7 日);
- (29) 《关于加强资源开发生态环境保护监管工作的意见》(环发〔2004〕24 号);
- (30) 《国务院关于实行最严格水资源管理制度的意见》(国发〔2012〕3 号);
- (31) 《工业和信息化部关于进一步加强工业节水工作的意见》(工信部节〔2010〕218 号);
- (32) 《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(2024 年 2 月 1 日施行);
- (33) 《国家危险废物名录》(部令 第 15 号, 2021 年 1 月 1 日起实施);
- (34) 《危险废物污染防治技术政策》(国家环保总局、国家经济贸易委员会、科学技术部, 环发〔2001〕199 号);
- (35) 《危险废物转移管理办法》(部令 第 23 号, 2022 年 1 月 1 日实施);
- (36) 《危险废物排除管理清单(2021 年版)》, 公告 2021 年第 66 号;

- (37)《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(2021 年 12 月 21 日实施);
- (38)《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》(环办环评〔2017〕84 号);
- (39)《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发〔2012〕77 号);
- (40)《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发〔2012〕98 号);
- (41)《关于切实加强环境影响评价监督管理工作的通知》(环办〔2013〕104 号);
- (42)《中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》(2021 年 11 月 2 日公开发布);
- (43)《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号, 2012 年 03 月 07 实施);
- (44)《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910 号);
- (45)《环境影响评价公众参与办法》(生态环境部令第 4 号), 2019 年 1 月 1 日起施行;
- (46)《关于发布〈环境影响评价公众参与办法〉配套文件的公告》(环办〔2018〕48 号);
- (47)《突发环境事件应急管理办法》(环境保护部令第 34 号, 2015 年 6 月 5 日起实施);
- (48)《突发环境事件信息报告办法》(环境保护部第 17 号, 2011 年 4 月 18 日);
- (49)《市场准入负面清单(2022 年版)》(2022 年 3 月 12 日起实施);
- (50)《国家林业局关于印发〈国家湿地公园管理办法〉的通知》(林湿发〔2017〕150 号, 2018-01-01)。

### 2.2.3 地方性法律法规和文件

- (1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会公告（第 11 号），2018 年 9 月 21 日修订）；
- (2) 《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》（新政发〔2016〕21 号）；
- (3) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案》（新政发〔2014〕35 号）；
- (4) 《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》（新疆维吾尔自治区人民政府办公厅，2017 年 3 月 7 日印发）；
- (5) 《新疆维吾尔自治区人民政府办公厅转发贯彻落实〈全国生态环境保护纲要〉实施意见的通知》（新政办〔2001〕147 号）；
- (6) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》（新疆维吾尔自治区人大常委会，1999 年 10 月 1 日）；
- (7) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（根据 2020 年 9 月 19 日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第十八次会议修正，2020 年 9 月 19 日实施）；
- (8) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》（2013 年修订本，自 2013 年 10 月 1 日起施行）；
- (9) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》；
- (10) 《新疆维吾尔自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号）；
- (11) 《新疆实施最严格水资源管理制度考核办法》；
- (12) 《关于实行最严格水资源管理制度、落实“三条红线”控制指标的通知》（新政函〔2013〕111 号）；
- (13) 《新疆维吾尔自治区地下水管理管理条例》（新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告（第 40 号），自 2017 年 7 月 1 日起施行）；
- (14) 《关于进一步加强地下水管理工作的通知》（新水厅〔2011〕137 号，2011 年 12 月 19 日）；

- (15) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》(2014年3月1日施行);
- (16) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》(2018年修订, 2018年9月21日施行);
- (17) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(新政发〔2023〕63号);
- (18) 《新疆国家重点保护野生动物名录》(自治区林业和草原局 自治区农业农村厅, 2021年7月28日);
- (19) 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发〔2020〕138号);
- (20) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》;
- (21) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》;
- (22) 《新疆生态功能区划》(新政函〔2005〕96号, 2005年12月21日施行);
- (23) 《新疆水环境功能区划》(新政函〔2002〕194号, 2002年12月);
- (24) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》(2021年12月24日);
- (25) 《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》(修订)(新环发〔2017〕1号, 2017年1月1日施行);
- (26) 《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》(新疆维吾尔自治区人民政府令第163号, 自2010年5月1日起施行);
- (27) 《新疆维吾尔自治区矿产资源管理条例》(1997年10月11日);
- (28) 《关于印发〈新疆维吾尔自治区矿产资源管理若干事项暂行办法〉的通知》(新自然资规〔2021〕1号);
- (29) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会, 2015年03月1日起施行);
- (30) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2018年修订, 2018年9月21日施行);

(31)《进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》(新环发〔2018〕133号);

(32)《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20号);

(33)《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》(新环环评发〔2020〕142号);

(34)《新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县(市)产业准入负面清单(试行)》;

(35)《新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县(市)产业准入负面清单(试行)》;

(36)《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(新政发〔2021〕18号);

(37)《关于印发〈新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求〉的通知》(新环环评发〔2021〕162号,2021年7月26日发布并实施);

(38)《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》(昌州政办发〔2021〕41号);

(39)《昌吉州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》。

#### **2.2.4 相关导则及技术规范**

(1)《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016);

(2)《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018);

(3)《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018);

(4)《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021);

(5)《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016);

(6)《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022);

(7)《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018);

(8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018);

(9)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-

2023);

(10)《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018);

(11)《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017);

(12)《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(公告 2021 年 第 24 号);

(13)《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告 2017 年第 43 号, 2017 年 10 月 1 日起施行);

(14)《采油废水治理工程技术规范》(HJ2041-2014);

(15)《含油污水处理工程技术规范》(HJ580-2010);

(16)《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》(试行, 中华人民共和国国家发展和改革委员会、工业和信息化部, 公告 2009 年第 3 号);

(17)《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276-2014);

(18)《石油化工企业环境保护设计规范》(SH3024-1995);

(19)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZT 0317-2018);

(20)《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》(SY/T301-2016);

(21)《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017);

(22)《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017);

(23)《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)。

### 2.2.5 其他相关文件

(1)《吉康油田萨探 1 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验工程环境影响评价委托书》, 中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司勘探开发项目经理部, 2022 年 4 月;

(2)《吉康油田萨探 1 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验方案》, 中国石油吐哈油田分公司, 2023 年 7 月;

(3)《吉康油田萨探 1 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验方案地面工

程》，中国石油吐哈油田分公司，2023 年 10 月。

## 2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

### 2.3.1 环境影响因素识别

本项目对环境的影响时段主要为施工期、运营期和退役期。

施工期环境影响主要为钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输管线敷设、井场、站场建设等工程施工活动对周围环境产生的不利影响。一是对土壤扰动和自然植被等的破坏，这种影响是比较持久的，在施工完成后的一段时间内仍将存在，逐步恢复；二是在施工过程中产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是短暂的，待施工结束后将随之消失。

运营期的环境影响主要为井场、站场产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括输油管线、井场发生原油泄漏、火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，同时还涉及社会经济等问题。

退役期环境的影响主要表现为井场封井、管道拆除等施工活动，这种影响是短期的。

环境影响因素识别见表 2.3-1~表 2.3-4。



表 2.3-1 施工期环境影响因素识别矩阵

环境因素 影响因素		占地	钻前工程	钻井工程					储层改造工程					地面工程建设（管线、井场、站场）			
			废气	废气	废水	噪声	固废	环境风险	废气	废水	噪声	固废	环境风险	废气	废水	噪声	固废
			施工扬尘	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	钻井废水	发电机、钻机和各类泵的噪声	岩屑、机械设备废油、生活垃圾	井喷 井漏	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	废射孔液	发电机各类泵的噪声	机械设备废油、废弃防渗膜、生活垃圾	井喷、套管破损	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	管道试压废水	发电机等噪声	弃土、机械设备废油、建筑垃圾、生活垃圾
污染影响	大气环境	○	+	+	○	○	+	+	+	+	○	+	+	+	○	○	+
	地表水	○	○	○	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○	○	○	○
	地下水	○	○	○	○	○	+	+	○	+	○	+	+	○	○	○	+
	声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○
生态影响	土壤环境	++	○	○	○	○	+	++	○	++	○	+	++	○	+	○	+
	野生植物	+	+	+	○	○	+	+	+	○	○	+	+	+	+	○	+
	野生动物	+	○	○	○	+	○	+	○	○	+	○	+	○	○	+	○
	生态环境自然景观	+	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-2 运营期环境影响因素识别矩阵

环境因素 影响因素		占地	采油、油气集输及处理工程				
			废气	废水	噪声	固废	环境风险
			无组织挥发烃类、甲烷(CH <sub>4</sub> )、二氧化碳(CO <sub>2</sub> )	采出水、井下作业废水、废洗井液	站场设备等噪声	含油污泥、落地油、清管废渣、废润滑油、废弃防渗膜	石油、天然气、污水泄漏
污染影响	大气环境	○	++	○	○	+	+
	地表水	○	○	○	○	○	○
	地下水	○	○	+	○	○	+
	声环境	○	○	○	++	○	+
生态影响	土壤环境	++	+	+	○	+	++
	野生植物	++	+	○	○	+	++
	野生动物	+	+	○	○	+	+
	生态环境自然景观	++	○	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-3 退役期环境影响因素识别矩阵

环境因素 影响因素		废气	废水	噪声	固废
		工程车辆、设备拆除施工扬尘	管道清洗	车辆、施工噪声	拆除的管道、废旧设备等
污染影响	大气环境	+	○	○	○
	地表水	○	○	○	○
	地下水	○	○	○	○
	声环境	○	○	+	+
生态影响	土壤环境	○	+	○	○
	野生植物	○	+	○	○
	野生动物	○	○	+	○
	生态环境自然景观	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

### 2.3.2 评价因子筛选

根据建设项目环境影响因素识别结果，筛选出本项目环境影响评价因子，见表 2.3-2。

表 2.3-2 项目评价因子一览表

环境要素	现状评价因子	影响预测因子
环境空气	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、PM <sub>10</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、CO、O <sub>3</sub> 、NMHC、H <sub>2</sub> S	NMHC
地表水	水温、pH 值、溶解氧、高锰酸盐指数、五日生化需氧量、氨氮、化学	石油类

环境要素	现状评价因子	影响预测因子
	需氧量、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总磷、石油类	
地下水	水位、pH、总硬度、溶解性总固体、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、耗氧量、氯化物、硫酸盐、氟化物、氰化物、挥发酚、六价铬、铁、汞、砷、铅、镉、镍、苯、石油类和总大肠菌群、K <sup>+</sup> 、Na <sup>+</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、Cl <sup>-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	石油类
声环境	Leq[dB(A)]	Leq[dB(A)]
土壤	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1中45项基本因子、表2中石油烃	石油烃
生态环境	调查评价区域土地利用、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、生态景观等	（1）分析油田开发建设对土地利用结构的影响； （2）分析油田开发建设可能造成的植被破坏影响； （3）分析油田开发建设对评价区域野生动物的影响； （4）分析油田开发建设对生态景观的影响； （5）分析油田开发建设对土壤环境质量的影响。
环境风险	/	结合当地的气象条件，对运营期间可能发生的油气泄漏事故进行预测分析

## 2.4 环境功能区划和评价标准

### 2.4.1 环境功能区划

#### 2.4.1.1 环境空气

本项目油田所在地位于吉木萨尔县，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

#### 2.4.1.2 水环境

项目区附近地表水为头工干渠和贡拜沟干渠，主要用于农田灌溉，头工干渠水来源于东大龙口水库，贡拜沟干渠水来源于贡拜沟水库。头工干渠和贡拜沟干渠水质均以《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类水质控制。

按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的规定，该区域地下水属III类功能区划。

#### 2.4.1.3 声环境

本项目区块位于准噶尔盆地南部荒漠绿洲，参照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的有关要求，划分为2类声环境功能区。

#### 2.4.1.4 生态环境

##### （1）生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区-II<sub>5</sub>准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区-28.阜康-木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区。

##### （2）水土流失区划

①根据《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》，项目区属于“国家级水土流失重点预防区”。

表 2.4-1 项目区域在国家级水土流失区划中情况

涉及水土流失区划的行政区域	大类	区名称
阜康市、吉木萨尔县	国家级水土流失重点预防区	天山北坡国家级水土流失重点预防区

②根据《新疆维吾尔自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目区属于“自治区级水土流失重点治理区”。

表 2.4-2 项目区域在自治区级水土流失区划中情况

片区	涉及水土流失区划的行政区域	大类	区名称
东部	阜康市、吉木萨尔县	自治区级水土流失重点治理区	II <sub>2</sub> 天山北坡诸小河流域重点治理区

#### 2.4.2 环境质量标准

##### （1）环境空气

项目区属于环境空气二类功能区，环境空气质量评价中SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、CO、O<sub>3</sub>六项基本污染物执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准浓度限值；非甲烷总烃参照《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值2.0mg/m<sup>3</sup>执行，硫化氢参考执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值10μg/m<sup>3</sup>。具体标准限值见表2.4-3。

表 2.4-3 环境空气质量评价标准

类别	污染物名称	取值时间	浓度限值 (二级)	单位	标准来源
基本 污染 物	SO <sub>2</sub>	年平均	60	μg/m <sup>3</sup>	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	PM <sub>10</sub>	年平均	70		
		24 小时平均	150		
	TSP	年平均	200		
		24 小时平均	300		
	NO <sub>2</sub>	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4		
1 小时平均		10			
O <sub>3</sub>	日最大 8 小时平均	160	μg/m <sup>3</sup>		
	1 小时平均	200			
特征 污染 物	非甲烷总烃	1 小时平均	2	mg/m <sup>3</sup>	《大气污染物综合排放标准详解》
	硫化氢	1 小时平均	10	μg/m <sup>3</sup>	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)

## (2) 水环境

本项目地表水执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准, 具体标准值见表 2.4-4。

表 2.4-4 地表水环境质量标准 (单位: mg/L, pH 无量纲)

序号	项目	标准值	标准来源
1	水温	/	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类标准
2	pH (无量纲)	6~9	
3	溶解氧	5	
4	高锰酸盐指数	6	
5	五日生化需氧量	4	
6	氨氮	1.0	
7	化学需氧量	20	
8	挥发酚	0.005	
9	氰化物	0.2	
10	砷	0.05	
11	汞	0.0001	
12	六价铬	0.05	
13	总磷	0.2	
14	石油类	0.05	

项目区地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准, 石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准, 具体标准值见表

2.4-5。

表 2.4-5 地下水质量标准 (单位: mg/L, pH 无量纲)

序号	项目	标准值	标准来源
1	pH	6.5-8.5	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类标准
2	总硬度	≤450	
3	溶解性总固体	≤1000	
4	耗氧量 (COD <sub>Mn</sub> 法)	≤3.0	
5	氨氮	≤0.5	
6	硝酸盐	≤20	
7	亚硝酸盐	≤1.0	
8	氟化物	≤1.0	
9	铁	≤0.3	
10	锰	≤0.1	
11	汞	≤0.001	
12	砷	≤0.05	
13	镉	≤0.005	
14	六价铬	≤0.05	
15	铅	≤0.01	
16	钠	≤200	
17	硫酸盐	≤250	
18	氯化物	≤1.0	
19	挥发性酚类	≤0.002	
20	石油类	≤0.05	参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准

## (3) 声环境

声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类标准。具体标准值见表2.4-6。

表 2.4-6 声环境质量标准 (单位: dB(A))

功能区类别	昼间	夜间	标准来源
2类	60	50	《声环境质量标准》(GB3096-2008)

## (4) 土壤环境

项目占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值标准,占地范围外土壤环境质量执行《土壤环境质量标准 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)风险筛选值标准。具体标准值见表2.4-7~表2.4-8。

表 2.4-7 建设用地土壤污染风险筛选值 (单位: mg/kg)

序号	污染物项目	GB36600-2018 风险筛选值 (第二类用地)
基本项目 (重金属和无机物)		

序号	污染物项目	GB36600-2018 风险筛选值（第二类用地）
1	铬（六价）	5.7
2	镉	65
3	铜	18000
4	铅	800
5	砷	60
6	汞	38
7	镍	900
<b>基本项目（挥发性有机物）</b>		
8	四氯化碳	2.8
9	氯仿	0.9
10	氯甲烷	37
11	1,1-二氯乙烷	9
12	1,2-二氯乙烷	5
13	1,1-二氯乙烯	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	596
15	反-1,2-二氯乙烯	54
16	二氯甲烷	616
17	1,2-二氯丙烷	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8
20	四氯乙烯	53
21	1,1,1-三氯乙烷	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
23	三氯乙烯	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
25	氯乙烯	0.43
26	苯	4
27	氯苯	270
28	1,2-二氯苯	560
29	1,4-二氯苯	20
30	乙苯	28
31	苯乙烯	1290
32	甲苯	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570
34	邻二甲苯	640
<b>基本项目（半挥发性有机物）</b>		
35	硝基苯	76
36	苯胺	260
37	2-氯酚	2256
38	苯并（a）蒽	15
39	苯并（a）芘	1.5
40	苯并（b）荧蒽	15
41	苯并（k）荧蒽	151
42	蒽	1293
43	二苯并（a,h）蒽	1.5
44	茚并（1,2,3-cd）芘	15
45	萘	70

序号	污染物项目	GB36600-2018 风险筛选值（第二类用地）
其他项目		
46	石油烃	4500

表 2.4-8 农用地土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

序号	监测项目	GB15618-2018 风险筛选值（pH>7.5）
1	pH	/
2	砷	25
3	汞	3.4
4	铅	170
5	镉	0.6
6	铜	100
7	镍	190
8	锌	300
9	铬	250

## 2.4.3 污染物排放标准

### 2.4.3.1 废气排放标准

本项目运营期无燃气锅炉，采用电加热。营期废气污染物主要为油气集输、处理及储存过程无组织排放的烃类气体。

（1）采油及集输过程中无组织排放的非甲烷总烃参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。

（2）吉康脱水站边界无组织排放的非甲烷总烃浓度执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（不应超过 4.0mg/m<sup>3</sup>）；脱水站场内 VOCs 无组织排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表 A.1 厂区内无组织排放限值（标准采用非甲烷总烃（NMHC）作为 VOCs 排放控制项目）

具体标准值见表 2.4-9。

表 2.4-9 大气污染物排放标准（单位：mg/m<sup>3</sup>）

污染物	无组织排放监控浓度限值		标准来源	
	监控点	浓度		
非甲烷总烃	吉康脱水站边界	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	
污染物	限值含义	无组织排放监控位置	排放限值	标准来源
非甲烷总烃	监控点处 1h 平均浓度值	在厂房外（站场外）设置监	10	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）



	监控点处任意一次浓度值	控点	30	
--	-------------	----	----	--

### 2.4.3.2 废水排放标准

#### (1) 施工期

钻井期生活污水排入防渗生活污水收集池内，定期拉运至吉木萨尔县污水处理厂，污水排放标准执行污水处理厂接管标准，即《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中表 4 三级标准；吉木萨尔县污水处理厂为城镇污水处理厂，尾水排放标准执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）的表 1 一级 A 标准；具体标准限值见表 2.4-10。

表 2.4-10 污水处理厂接管及尾水排放标准（单位：mg/L，pH 除外）

评价标准	pH	COD	NH <sub>3</sub> -N	SS	TP	动植物油
《污水综合排放标准》（GB8978-1996）三级	6~9	500	25	400	1.0	100
《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）的表 1 一级 A 标准	6~9	50	5	10	0.5	1

#### (2) 运营期

本项目采出水经吉康脱水站内一体化污水处理撬装装置处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后，回注油藏，不向外环境排放，标准值见表 2.4-11。

表 2.4-11 碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SY/T5329-2022）

储层空气渗透率, $\mu\text{m}^2$	<0.01	[0.01, 0.05)	[0.05, 0.5)	[0.5, 2.0)	$\geq 2.0$
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量 mg/L	$\leq 8.0$	$\leq 15.0$	$\leq 20.0$	$\leq 25.0$	$\leq 35.0$
悬浮物颗粒直径中值 $\mu\text{m}$	$\leq 3.0$	$\leq 5.0$	$\leq 5.0$	$\leq 5.0$	$\leq 5.5$
含油量 mg/L	$\leq 5.0$	$\leq 10.0$	$\leq 15.0$	$\leq 30.0$	$\leq 100.0$
平均腐蚀率 mm/a	$\leq 0.076$				

### 2.4.3.3 噪声排放标准

(1) 施工期：施工期场界噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），标准限值见表 2.4-12。

表 2.4-12 建筑施工场界环境噪声排放标准

标准来源	标准限值 dB (A)	
	昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	70	55

(2) 运营期：运营期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准，见表 2.4-13。

表 2.4-13 工业企业厂界环境噪声排放标准

标准来源	类别	标准限值 dB (A)	
		昼间	夜间
《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008)	2 类	60	50

#### 2.4.3.4 固体废物

(1) 危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023) 和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求；

(2) 一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020) 中相关要求；

(3) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》(2017 年 10 月 1 日实施) 相关要求；

(4) 《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》(SY/T301-2016)；

(5) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)；

(6) 《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017)；

(7) 《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20 号)。

## 2.5 评价工作等级与评价范围

### 2.5.1 环境空气

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 规定，分别计算每一种污染物的最大地面浓度占标率  $P_i$  (第  $i$  个污染物)，及第  $i$  个污染物地面浓度达标准限值 10% 时所对应的最远距离  $D_{10\%}$ ，其中  $P_i$  定义为：

$$P_i = C_i / C_{0i} \times 100\%$$

式中： $P_i$ ——第  $i$  个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

$C_i$ ——采用估算模式计算出的第  $i$  个污染物的最大 1 小时地面空气质量浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

$C_{0i}$ ——第  $i$  个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

估算模式 AERSCREEN 是基于 AERMOD 估算模式的单源估算模型，可计算污染源包括点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，能够考虑地形、熏烟和建筑物下洗的影响，可以输出 1 小时、8 小时、24 小时及年均地面浓度最大值，评价污染源对周边空气环境的影响程度和范围。

本次评价将根据建设项目所在地的地貌特征及气象条件，利用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 公布的 AERSCREEN 估算模式确定大气评价等级。评价工作分级判定依据见表 2.5-1，估算模型参数表见表 2.5-2。

表 2.5-1 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	$P_{\max} \geq 10\%$
二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$

表 2.5-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数 (城市选项时)	/
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		38.9
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-26.0
土地利用类型		草地
区域湿度条件		干
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/ $^{\circ}$	/

采用 AERSCREEN 估算模式对污染物落地浓度进行预测，预测结果见表 2.5-3。

表 2.5-3 主要污染物估算模型计算结果表

编号	污染源	区域最大落地浓度			评价等级
		浓度值/( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率/%	出现距离/m	
A1	采油平台集输废气 (萨 105)	196.8	9.84	186	II
A2	吉康脱水站集输废气	147.73	7.39	134	II
A3	拉油平台 (萨 106)	30.52	1.52	158	II
A4	吉康脱水站储罐废气	135.06	6.75	62	II
A5	吉康脱水站装卸废气	6.12	0.31	92	III
A6	采出水处理废气	11.38	0.57	63	III

根据估算结果可知，项目污染物浓度最大占标率为非甲烷总烃，占标率  $P_{\max}=9.84\%$ ，属于  $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则大气环境》中附录 B 推荐的估算模型 AERSCREEN 估算分析，判定本项目大气环境影响评价等级为二级。

#### (2) 评价范围

本次大气环境影响评价等级定为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中的规定和估算结果，确定本次环境空气评价范围为：以各采油平台为中心，外延 2.5km 的叠合包络线。评价范围见图 2.5-1。

### 2.5.2 地表水环境

#### (1) 评价等级

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》(HJ2.3-2018)，项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水不直接向外环境排放，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

#### (2) 评价范围

项目运营阶段正常情况无废水排放，本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

### 2.5.3 地下水环境

#### (1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)附录 A 分级标准,本项目属于 F 类“石油、天然气”中的石油开采项目,属于 I 类建设项目。

地下水环境敏感程度分级见表 2.5-4。建设项目地下水环境影响评价工作等级划分的依据见表 2.5-5。

表 2.5-4 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源,在建和规划的饮用水水源)准保护区;除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区,如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水水源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源,在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区;未划定准保护区的集中式饮用水水源,其保护区以外的补给径流区;分散式饮用水水源地;特殊地下水资源(如矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其他地区。

注:“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。

表 2.5-5 建设项目评价工作等级分级表

项目类别 环境敏感程度	I类项目	II类项目	III类项目
敏感	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

根据表 2.5-4、表 2.5-5 可知,由于项目区内无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区,无分散式饮用水水源地,无特殊地下水资源保护区,地下水环境敏感特征为不敏感。

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016),本项目属于 I 类建设项目,地下水环境敏感特征为不敏感,由此判定本项目地下水评价等级为二级。

## (2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中地下水调查范围的确定的方法,本环评采用查表法确定地下水环境现状调查的评价范围,具体见表 2.5-6。

表 2.5-6 地下水环境现状评价范围参照表

评价等级	调查评价面积 (km <sup>2</sup> )	备注
一级	≥20	应包括重要的地下水保护目标,必要时适当扩

评价等级	调查评价面积 (km <sup>2</sup> )	备注
二级	6-20	大范围
三级	≤6	

### ①井场

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016),地下水环境影响评价工作等级为二级,项目地下水环境现状调查评价范围为周边区域的6~20km<sup>2</sup>。

### ②集输管线

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023),本项目集输管线属于II类建设项目,“油类和废水等输送管道以工程边界两侧各向外延伸 200m 作为调查评价范围。”

本项目所在区域地下水流向为自南向北,因区块井位较分散,地下水评价范围确定为:以本次开发区块中心为中心,东西方向边长 6km,南北方向边长 8km 的矩形,评价范围面积 48km<sup>2</sup>。集输管线以工程边界两侧各向外延伸 200m 作为调查评价范围。地下水评价范围见图 2.5-2。

## 2.5.4 声环境

### (1) 评价等级

根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)及《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ 2.4-2021)的规定,项目区属于 2 类功能区,开发建设的噪声影响仅在建设施工期较大,进入生产期后,整个开发建设区噪声源数量相对较少,主要集中在井场,声环境保护目标噪声级增量约 4dB (A),受噪声影响人口数变化不大。根据《环境影响评价技术导则声环境》(HJ2.4-2021)的有关要求,确定本项目声环境影响评价等级为二级。

### (2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)要求,“满足一级评价的要求,一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围;二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划类别及敏感目标等实际情况适当缩小”。本次噪声评价以各采油平台边界向外 200m 作为噪声评价范围。

噪声评价范围见图 2.5-3。

## 2.5.5 土壤环境

### (1) 建设项目土壤环境影响类型与影响途径

表 2.5-7 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
施工期			√					
运营期			√					
退役期								

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

项目对土壤环境可能产生的影响主要为钻井、石油开采过程中原油泄漏入渗造成的土壤污染，故将本项目土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直入渗。

### (2) 评价等级

项目所在区域非盐化、酸化、碱化地区。本项目属于污染影响型项目，按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 A 土壤环境影响评价项目类别，项目属于“采矿业”中“金属矿、石油、页岩油开采”项目，属于 I 类项目。

本项目总占地规模为 91.6429hm<sup>2</sup>，属于大型（≥50hm<sup>2</sup>），项目周边存在耕地，敏感程度为“敏感”，因此按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中表 4 污染影响型评价工作等级划分表，本项目土壤环境影响评价等级为一级。

表 2.5-8 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

表 2.5-9 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级

评价工作等级	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

### (3) 现场调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)，本项目评价工作等级为一级，为污染影响型项目，调查范围为各采油平台占地范围外 1km 及集输管线两侧 200m。土壤评价范围见图 2.5-4。

表 2.5-10 现状调查范围

评价工作等级	影响类型	调查范围 <sup>①</sup>	
		占地范围内 <sup>②</sup>	占地范围外
一级	生态影响型	全部	5 km 范围内
	污染影响型		1km 范围内
二级	生态影响型		2km 范围内
	污染影响型		0.2km 范围内
三级	生态影响型		1km 范围内
	污染影响型		0.05km 范围内

①涉及大气沉降途径影响的，可根据主导风向向下风向的最大落地浓度点适当调整。  
②矿山类项目只开采区与各场地的占地；改、扩建的指现有工程与拟建工程的占地。

## 2.5.6 生态环境

### (1) 评价等级

《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022) 依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级，生态影响评价工作等级划分见表 2.5-11。

表 2.5-11 生态环境影响评价工程等级判定表

序号	《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022) 评价等级判定依据	本项目情况	判定结果
1	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产地，重要生境时，等级为一级	占地范围内不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	/
2	b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	占地范围内不涉及自然公园，萨 105 平台至脱水站集输管线地下穿越吉木萨尔北庭国家湿地公园，在湿地公园内无永久、临时占地	二级下调一级，评价等级为三级



3	c) 涉及生态保护红线时, 评价等级不低于二级	占地范围内不涉及生态保护红线, 萨105平台至脱水站集输管线地下穿越吉木萨尔北庭国家湿地公园(天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线), 在湿地公园内无永久、临时占地	二级下调一级, 评价等级为三级
4	d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目, 生态环境影响评价等级不低于二级	本项目不属于水文要素影响型建设项目	/
5	e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目, 生态影响评价等级不低于二级	工程实施不影响地下水水位, 土壤影响范围内无天然林、公益林等生态保护目标分布, 萨105平台至脱水站集输管线地下穿越吉木萨尔北庭国家湿地公园(天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线), 在湿地公园内无永久、临时占地	二级下调一级, 评价等级为三级
6	f) 当工程占地规模大于 20 km <sup>2</sup> 时(包括永久和临时占用陆域和水域), 评价等级不低于二级; 改扩建项目的占地范围以新增占地(包括陆域和水域)确定	工程总占地面积约为 91.6429hm <sup>2</sup> , 小于 20km <sup>2</sup>	/
7	g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况, 评价等级为三级	本项目属于《环境影响评价技术导则生态影响》(HJ19-2022)6.1.2 评价等级确定原则 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况	/
8	h) 当评价等级判定同时符合上述多种情况时, 应采用其中最高的评价等级	仅符合上述第 7 条的情况	评价等级为三级
9	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时, 可适当上调评价等级	占地范围内不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域	无需上调评价等级
10	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区, 在生态敏感区范围内无永久、临时占地时, 评价等级可下调一级。	萨105平台至脱水站集输管线地下穿越吉木萨尔北庭国家湿地公园(天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线), 在湿地公园内无永久、临时占地	二级下调一级, 评价等级为三级

## (2) 评价范围

结合《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/349-2023)中的相关规定“井场、站场(含净化厂)等工程以场界周围 50 米范围、集输管道等线性工程两侧外延 300 米为评价范围。通过大气、地表水、噪声等环境要素间接影响生态保护目标的项目, 其评价范围应涵盖污染物排放产生的

间接生态影响区域。”线性工程以隧道、顶管、定向钻等穿越生态敏感区，且无永久、临时占地时，可从线路中心线向两侧外延 300 米作为评价范围。

本项目管线穿越吉木萨尔北庭国家湿地公园处采用底部穿管保护穿越，且无永久、临时占地，生态评价范围为各采油平台边界向外延伸 50m，管线工程两侧各 300m。生态评价范围见图 2.5-5。

### 2.5.7 环境风险

#### (1) 评价等级

本项目可能发生风险事故的单元为井场、站场、输油管道，环境风险潜势综合等级为 II（判定过程详见第 6.2 章节），根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）评价工作等级划分，评价工作等级判定为三级。详见表 2.5-12、表 2.5-13。

表 2.5-12 评价工作等级划分

环境风险潜势	IV <sup>+</sup> 、IV	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 <sup>a</sup>
<sup>a</sup> 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。				

表 2.5-13 项目各环境要素风险评价工作等级划分表

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境
环境风险工作评价等级	三级评价	三级评价	三级评价
工作内容	定性分析说明大气环境影响后果	定性分析说明地表水环境影响后果	采用解析法进行地下水影响分析与评价

#### (2) 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的规定，本项目环境风险评价范围为以各采油平台为中心，外延 3km 的叠合包络线，环境风险评价范围见图 2.5-6。

### 2.5.8 评价等级及范围汇总

本项目各环境要素评价等级及评价范围汇总情况见表 2.5-14。

表 2.5-14 环境评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评价范围
1	环境空气	二级	以各采油平台为中心，外延 2.5km 的叠合包络线；
2	地表水	三级 B	——

序号	环境要素	评价等级	评价范围
3	地下水	二级	以本次开发区块中心为中心，东西方向边长 6km，南北方向边长 8km 的矩形；
4	噪声	二级	以采油平台边界向外 200m；
5	土壤	二级	各采油平台占地范围外 1km 及集输管线两侧 200m；
6	生态	三级	各采油平台边界向外延伸 50m，管线工程两侧各 300m；
7	环境风险	简单分析	以各采油平台为中心，外延 3km 的叠合包络线

## 2.6 评价重点

### 2.6.1 评价时段

根据本项目实施的不同阶段和环境影响特点，评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段。

### 2.6.2 评价对象

根据工程内容和环境现状调查，本次评价的对象包括本项目开发建设所涉及到的井场、站场、集输管线及道路。

### 2.6.3 评价重点

根据工程特点及评价因子筛选的结果，结合项目区域环境状况，确定本次环境影响评价工作的重点为：

- (1) 建设项目工程分析；
- (2) 生态环境影响评价；
- (3) 大气、地下水环境影响评价；
- (4) 环境风险影响评价及风险管理；
- (5) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

## 2.7 环境保护目标

根据现场调查、遥感影像判断和现场调查，本项目占地范围内无生态红线、永久基本农田、自然保护区、国家公园、重要湿地、天然林等。本项目环境保护目标见表 2.7-1 和图 2.7-1~图 2.7-3。

表 2.7-1 环境保护目标一览表

环境要素	名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能分区	相对项目方位及距离
		东经	北纬				
大气环境	苏家庄村	89°16'23.6231"	43°54'08.9995"	村庄内人群	村民约 150 人	二类区	萨 102 平台东南 670m
	十八户村	89°16'03.0752"	43°56'59.1357"	村庄内人群	村民约 800 人		萨 105 平台东北侧 980m
	上八户村	89°13'32.1334"	43°56'29.1018"	村庄内人群	村民约 140 人		萨 105 平台东侧 225m, 西侧 345m
	西天河坝村	89°17'35.9269"	43°55'12.9972"	村庄内人群	村民约 150 人		萨 109 平台东北侧 573m
	下八户村	89°14'29.6056"	43°57'39.5078"	村庄内人群	村民约 200 人		萨 106 平台西侧 142m
	东梁村	89°14'18.3275"	43°58'36.3274"	村庄内人群	村民约 100 人		萨 106 平台北侧 1380m
	西梁村	89°13'27.9620"	43°58'40.7745"	村庄内人群	村民约 100 人		萨 106 平台西北侧 2300m
	西沟村	89°15'04.5216"	43°58'56.2274"	村庄内人群	村民约 100 人		萨 106 平台西北侧 2140m
声环境	下八户村	89°14'29.6056"	43°57'39.5078"	村庄内人群	村民约 200 人	2 类	萨 106 平台西侧 142m
地表水环境	二工镇供水地表水水源地（水源东大龙口水库）	89°12'31.1961"	43°53'41.1346"	地表水饮用水水源地	使用功能不降低	II 类	萨 3 平台西侧 650m
	头工干渠	89°14'47.7974"	43°56'18.5890"	农业灌溉用水	使用功能不降低	III 类	萨 8 平台西北 50m, 萨 105 平台至脱水站集输管线地下穿越该渠
	贡拜沟干渠	89°15'20.5669"	43°55'00.0711"	农业灌溉用水	使用功能不降低	III 类	萨探 1 平台东侧 110m, 萨 102 平台至脱水站集输管线穿越该渠
地下水环境	项目区地下水	保护现有水质，项目区地下水水质不受污染				III 类	项目区及周边
生态环境	吉木萨尔北庭国家湿地公园	国家湿地公园功能不发生改变					萨 3 平台西侧约 1.5km, 萨 105 平台至脱水站集输管线地下穿越该湿地公园
	荒漠植被	尽量减少对荒漠植被的破坏，减少生物量损失					萨 3、萨 301 平台周围
	农田	不占用基本农田，尽量减少对农作物的影响					6 号、7 号、8 号、9 号、萨探 1、萨 102、萨 103、萨 104、萨 105、萨 106、萨 109 平台周围紧邻农田
土壤环境	耕地	土壤中石油烃参考 GB36600-2018 中第二类用地筛选值标准，基本项目满足 GB15618-2018					

## 2.8 相关规划相符性分析

### 2.8.1 与区域发展规划的相符性分析

#### 2.8.1.1 与《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》相符性分析

##### (1) 文件要求

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出：“实施能源资源安全战略”按照“供应安全兜底、油气核心需求依靠自保、电力供应稳定可靠。夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产，做好煤制油气战略基地规划布局和管控。扩大油气储备规模，健全政府储备和企业社会责任储备有机结合、互为补充的油气储备体系。加强战略性矿产资源规划管控，提升储备安全保障能力，实施新一轮找矿突破战略行动。”

##### (2) 相符性分析

本项目属于陆地石油开采建设项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出的夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产要求。

#### 2.8.1.2 与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》相符性分析

##### (1) 文件要求

根据《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》：建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

##### (2) 相符性分析

本项目位于吉康油田萨探 1 块，行政隶属于昌吉州吉木萨尔县，项目建成后将新建原油产能  $19.3 \times 10^4$  吨/年。项目的开发与建设与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》相符。

### 2.8.1.3 与《昌吉州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》相符性分析

#### (1) 文件要求

根据《昌吉州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中“三、推进油气资源开发利用”：**加快推动油气田开发**。按照“发展下游、支持中游、协调上游”的原则，加快推进阜康、吉木萨尔油田、奇台天然气田开发力度，延伸石油天然气下游产业链，重点发展聚酯类高分子化工新材料深加工和凝析油深加工，形成与油田开发开采配套服务的产业新业态、新模式，推动关联深加工产业链规模化发展。

#### (2) 相符性分析

本项目属于陆地石油开采建设项目，项目建成后将新建原油产能  $19.3 \times 10^4$  吨/年。项目的开发与建设与《昌吉州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》相符。

### 2.8.2 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符性分析

#### (1) 文件要求

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》：主体功能区按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。

#### (2) 划分情况

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的划分，本项目位于吉木萨尔县境内，所在区域属于限制开发区域（国家级农产品主产区），为天山北坡主产区。其位置关系见图 2.8-1。

这些农产品主产区县市的城区或城关镇及其境内的重要工业园区是国家级重点开发区域，但这些县市以享受国家农产品主产区的政策为主。

其功能定位是：保障农牧产品供给安全的重要区域，农牧民安居乐业的美好家园，社会主义新农村建设的示范区。

其开发管制原则：要求位于农产品主产区的点状能源和矿产资源基地建设，

必须进行生态环境影响评估，并尽可能减少对生态空间与农业空间的占用，同步修复生态环境。其中，在水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱、地震和地质灾害频发的地区，要严格控制能源和矿产资源开发。

### (3) 相符性分析

本项目为石油开采项目，不在主体功能区划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域内，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。

项目所在区域不在生态红线区内，所占土地类型为耕地和草地，不占用基本农田、基本草原、林地、水库水域、河流水面、湖泊水面等。为了实现区域的生态功能，项目对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰；在项目实施过程中需要积极采取生态补偿措施，加强对荒漠生态功能区保护和恢复，高度注意保护荒漠植被，保护野生动物，保护地貌，维护自然生态环境，积极落实本次环评提出的各项生态环境保护措施。

综上，本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》对于项目区块的开发管制原则，与区域生态功能的保护是协调的。

## 2.8.3 与《新疆生态环境功能区划》相符性分析

### (1) 划分情况

对照《新疆生态环境功能区划》，本项目所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II<sub>5</sub>准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区—28.阜康-木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区。其生态功能见表2.8-1。其位置关系见图2.8-2。

表 2.8-1 项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元	生态区	II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区
	生态亚区	II <sub>5</sub> 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区
	生态功能区	28.阜康-木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区
隶属行政区		阜康市、吉木萨尔县、奇台县、木垒县
主要生态服务功能		农牧业产品生产、人居环境、荒漠化控制
主要生态环境问题		地下水超采、荒漠植被退化、沙漠化威胁、局部土壤盐渍化、河流萎缩、滥开荒地
生态敏感因子敏感程度		生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀轻度敏感，土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感

主要保护目标	保护基本农田、保护荒漠植被、保护土壤环境质量
主要保护措施	节水灌溉、草场休牧、对前山坡耕地和北部沙化土地实施退耕还林（草），在水源无保障、植被稀少、生态脆弱地带禁止开荒、加强农田投入品的使用管理
适宜发展方向	农牧结合，发展优质、高效特色农业

## (2) 相符性分析

本项目将采取严格的生态保护及恢复措施对荒漠及农田生态系统进行保护及恢复，本次环评针对耕地、荒漠植被等方面提出了相应的保护措施。总体来看，相对整个功能区划范围而言，本项目的实施占地相对较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设与《新疆生态环境功能区划》对本项目建设区域的生态功能定位不冲突。

### 2.8.4 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》相符性分析

本项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相关要求相符性如下：

表 2.8-2 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》相符性分析

序号	规划相关要求	本项目	相符性
1	第三章 坚持创新引领，推动绿色低碳发展第二节持续优化产业结构：推进产业转型升级。支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展。	项目为新建项目，选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备，项目使用的能源均为清洁能源。工业废水回用率大于 90%；落地油 100%回收，可做到节能降耗，提质增效。	相符
2	第五章 加强协同控制，改善大气环境第三节持续推进涉气污染源治理：加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管理。	油气集输过程废气：采用密闭混合输送工艺，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量；采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵，严格控制油气泄漏；对各井场内的设备、阀门等进行定期检查、检修。	相符



序号	规划相关要求	本项目	相符性
3	第十章 强化风险防控，严守生态环境底线第一节加强危险废物医疗废物收集处理：引导推进有害废物处理处置能力建设，引导推进 <b>含油污泥处置</b> 、废矿物油回收利用能力过剩问题化解和布局优化。深入推进 <b>油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆</b> 、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理。	项目落地油 100%回收，含油污泥委托有资质的单位进行处置，本项目为新区块开发，无历史遗留含油污泥等。	相符

综上，本项目符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相关要求。

### 2.8.5 与新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划及规划环评相符性分析

#### (1) 规划及规划环评要求

根据《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》及规划环评，加强油气产能建设，提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜一大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。

#### (2) 相符性分析

本项目属于油气开发项目，位于吉木萨尔凹陷南部，属于《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》中积极推动建设的区域，项目的建设符合《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》及规划环评要求。

### 2.8.6 与吐哈油田公司勘探与生产业务“十四五”发展规划及规划环评相符性分析

#### (1) 规划及规划环评要求

根据《吐哈油田公司勘探与生产业务“十四五”发展规划》及规划环评，加大准东勘探力度，突出规模储量，实现储量快速增长。集中评价吉木萨尔页岩油，**主攻吉南、吉北常规砂岩油藏**，扩展石树沟页岩油和石钱滩天然气，攻关效益动用技术，为准东加快发展提供资源基础。针对吉木萨尔和石树沟凹陷

页岩油，利用新采集高密度三维，重点开展储层甜点反演预测以及区域地质分析评价研究，落实有利区带和目标。开展提高甜点的钻遇率技术攻关和研究，进一步攻关降低单井投资和提高单井产能技术，力争实现二类储量升级动用。

**吉南凹陷兼探二叠系常规油气藏与芦苇沟组成藏组合**，探索古城、大井等石炭系低勘探程度区含油气性，开展石炭系区域整体研究工作，落实有利源岩发育区和有利勘探方向，寻找规模效益勘探新领域。

## (2) 相符性分析

本项目属于油气开发项目，位于吉木萨尔凹陷南部，属于《吐哈油田公司勘探与生产业务“十四五”发展规划》重点开发的吉南区块，项目的建设符合《吐哈油田公司勘探与生产业务“十四五”发展规划》要求。

目前，吐哈油田公司勘探与生产业务“十四五”发展规划环评正组织编制中。

## 2.8.7 与行业相关政策相符性分析

### 2.8.8.1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关要求相符性如下：

表 2.8-3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

	要求	本项目	相符性
总则	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90% 以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	项目为新建项目，采用了清洁生产工艺和技术。项目采出水处理达标后回注含油层，工业废水回用率大于 90%；落地油 100% 回收。本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措施和应急预案。	符合
清洁生产	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目钻井期间使用的油气田化学剂均为无毒，环境友好的化学剂，无含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂。	符合
	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	井下作业过程中配备了泄油器、刮油器等设备井下作业时带罐，落地油 100% 回收。	符合

	要求	本项目	相符性
	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	钻井期间一开、三开采用水基泥浆，二开采用油基泥浆，油基钻井泥浆及岩屑经泥浆不落地系统固液分离后，液相循环利用，固相委托有资质的单位处理；钻井废水全部回用。	符合
	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到100%。	本项目井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至准东页岩油联合站污水处理系统处理达标后回注含油层。	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。	项目采取密闭混合输送工艺，严格控制烃类气体的挥发量。	符合
生态保护	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	项目区块采出液依托吉康脱水站处理，分离出的伴生气回收利用，非正常工况下经管道进入自动点火放空装置，充分燃烧。燃烧放空设施上空不涉及鸟类迁徙通道。	符合
污染治理	在钻井和井下作业过程中，鼓励油污、污水进入生产流程循环利用。	①本项目钻井期间采用泥浆不落地技术收集，进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，剩余少量液相拉运至准东页岩油联合站；②本项目井下作业废水由作业单位自带回收罐回收作业废水，运至准东页岩油联合站污水处理系统处理达标后，上清液回注含油层。	符合
	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	①本项目落地油100%进行回收，回收后的落地原油运至吉康脱水站原油处理系统进行处理； ②吉康脱水站原油处理系统产生的清罐底泥作为危险废物定期委托有资质的单位进行无害化处置。	符合
运行管理与风险防范	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	吐哈油田分公司目前已建立了完善的健康、安全与环境管理体系（QHSE管理体系）。	符合
	加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。	本项目将按要求开展工程环境监理，并拟定了施工期环境监理计划。	符合

综上所述，本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关要求。

### 2.8.8.2 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相符性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）相符性如下：

表 2.8-4 与环办环评函〔2019〕910号相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。	本项目为萨探 1 块先导开发，为新区块产能开发建设项目，包括拟建的开发井、站场及配套集输管线、道路、供配电等地面工程。	符合
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	项目环境影响及风险评价详见第 5 章环境影响预测与评价章节。	符合
3	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本报告分析了依托工程及其可行性分析详见 3.3.7 节。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。	本项目运营期采出水处理达标后用于回注含油层。本项目采取了地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染，详见报告第 6 章环保措施章节。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。	本项目钻井期间一开、三开采用水基泥浆，二开油基泥浆、油基岩屑经泥浆不落地系统固液分离后，液相循环利用，不产生废弃油基泥浆，固相（油基岩屑）委托有资质的单位处理；运营期落地原油 100% 回收。	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。	施工期严格控制占地面积，施工单位在占地范围内施工，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。具体详见环境保护措施章节。	符合
8	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	建设单位设置安全环保科室及人员，建有 HSE 管理体系，监督落实建设、运营及退役期各项生态环境保护措施。	符合

综上所述，本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管

理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）的相关要求。

### 2.8.8.3 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》相符性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中要求的相符性如下：

表 2.8-5 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	各井场采出液经管输至吉康脱水站内进行处理。各接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	相符
2	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m <sup>3</sup> 。	经预测，本项目吉康脱水站边界非甲烷总烃浓度不超过 4.0mg/m <sup>3</sup> 。	相符

### 2.8.8.4 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）相符性分析

本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）相符性分析如下：

表 2.8-6 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符性分析

序号		规范内容	本项目	相符性
1	总则	矿山企业应遵守国家法律法规和相关产业政策，依法办矿	本工程符合国家产业政策，依法办理相关勘探开采手续。	符合
2	基本要求	矿区功能分区布局合理，生产、运输和储存等管理规范有序	功能分区清晰、合理，各分区均按照 HSE 要求规范管理。	符合
3	矿容矿貌	矿区按生产区、管理区、生活区等功能区，应运行有序，管理规范	各分区运行有序，按照 HSE 要求规范管理。	符合
		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标识牌	项目区各项供水、供电、依托环保基础设施较为完善；生产区均设置有各类操作提示牌、说明牌、警示牌等。	符合
4	资源开发方式	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求	根据矿区油藏地质情况，选用适宜的开采工艺及装备，符合清洁生产要求，清洁生产分析详见 3.5 小节。	符合
		贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境	边开采，边治理，施工期临时用地及时平整、恢复。	符合

序号	规范内容	本项目	相符性	
5	绿色 开发	应遵循油气资源赋存状况，生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	根据油藏勘探情况及地质特征，合理制定区块开发方案，选用先进的开采工艺和技术，未使用淘汰的技术工艺及装备。	符合
		合理确定场址、站址、管网、路网建设占地规模	根据油藏分布及环境情况合理布置各井场、采油管线的分布，合理确定占地规模，不扰动占地范围外土地。	符合
		实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配套完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	项目钻井期间采用环境友好型水基钻井液；钻井期配备了完善的固井设施；钻井采用泥浆不落地工艺，钻井泥浆循环使用。	符合
		油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制	运营期设水质监测井，落实地下水监测计划。	符合
		对伴生有硫化氢气体的油气藏，硫化氢气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效的处置方案	本项目伴生气不含硫化氢。	符合
6	矿区 生态 环境 保护	认真落实矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求；应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作	施工期、运营期、退役期落实各项环境保护和生态恢复措施；制定了运营期环境监测方案，建设单位积极配合各级生态环境主管部门监督管理。	符合
		防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资	根据项目运行过程中存在的风险事故类型，制定突发环境事件应急预案，并配备相应的应急物资。	符合
7	资源 综合 利用	按照减量化、再利用、资源化的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物，废水等，发展循环经济	无组织挥发烃类达标排放；项目采出水、井下作业废水均处理达标后回注含油层，不外排；落地油100%进行回收，回收后的落地原油运至吉康脱水站原油处理系统进行处理，废弃防渗膜委托有资质的单位处置。	符合
		油气生产过程中废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到100%		符合
		油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其他有效利用方式		符合
		油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收		符合
		油田伴生气综合利用率最低指标要求：中高渗油藏不低于90%，低渗-特底渗油藏不低于70%	本区块伴生气回用利用，非正常工况下通过放散管充分燃烧。	不相符
8	节能 减排	“三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求	各类污染物排放符合环境保护标准。	符合

序号	规范内容	本项目	相符性
	生产主要环境选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备	选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备。	符合

综上，本项目可满足《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）的要求。

### 2.8.8.5 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性如下：

表 2.8-7 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析

条款	要求	本项目	相符性
八	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	项目所在区域不属于水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、重要湿地及人群密集区等敏感区域。	符合
十	煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	建设单位将按要求开展工程环境监理，拟定环境监理计划，严格执行“三同时”制度。	符合
十一	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。	建设单位将按要求制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。	符合
十二	煤炭、石油、天然气开发项目防治污染的设施应当符合经批准的环境影响评价文件的要求。煤炭、石油、天然气开发单位应当保证污染防治设施正常运行，不得擅自拆除或者停止使用；确有必要拆除或者停止使用的，应当征得环境保护主管部门的同意。鼓励开发单位将污染防治设施委托给具有环境污染治理设施运营资质的单位进行运行管理。	本次评价为陆地石油开采建设项目，项目应依法取得环境保护主管部门的审查意见，并保证污染防治设施正常运行。	符合
十四	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况。	项目应按监测计划实施监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况。	符合
十五	煤炭、石油、天然气开发单位排放污染物的，应当向县级以上人民政府环境保护主管部门申报排放污染物的种类、浓度和数量，经依法审查后领取《排污许可证》。	项目应按《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》的要求申领《排污许可证》。	符合

条款	要求	本项目	相符性
二十二	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	严格落实中吐哈油田分公司 HSEQ 管理措施，对施工场地进行清理平整；并在井场占地范围内设置了符合规定的挡水墙。井下作业铺设防渗膜，事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。	符合
二十三	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。	本项目运营期要定期对井场各设备设施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合
二十四	石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境；对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排；对钻井作业产生的油污、废矿物油应当回收处理。	本项目钻井期间一开、三开采用水基泥浆，二开采用油基泥浆，钻井泥浆、岩屑采用“钻井泥浆不落地技术”进行固液分离，液相回用，一开、三开水基岩屑委托第三方合规处置，二开油基岩屑委托有资质的单位处置；运营期井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至准东页岩油联合站污水处理系统处理达标后回注含油层。	符合
二十五	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体。	本项目钻井期采用下套管注水泥固井完井方式进行水泥固井，保证表层套管封固质量完好；按设计规定实施，确保施工质量；同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，并防止油气泄漏污染地下水。	符合
二十六	运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物质，应当采取防范措施，防止渗漏、泄露、溢流和散落。	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合
二十七	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家 and 自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置；煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体。	建设单位将加强危险废物的管理。危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求，防止污染大气、土壤、水体。	符合
二十八	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。	本区块伴生气回用利用，非正常工况下通过放散管充分燃烧。	符合



条款	要求	本项目	相符性
二十九	煤炭、石油、天然气开发单位应当在开发范围内因地制宜植树种草，在风沙侵蚀区域应当采取设置人工沙障或者网格林带等措施，保护和改善生态环境。	本项目施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，自然恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于井场表层，临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧，减少水土流失，植被自然恢复。	符合
三十一	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被： (一) 建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；(二) 震裂、压占等造成土地破坏的； (三) 占用土地作为临时道路的；(四) 油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	本项目施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，自然恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于井场表层，临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。	符合
三十二	煤炭、石油、天然气开发单位应当在矿井、油井、气井关闭前，向县级以上环境保护主管部门提交生态恢复报告并提请验收。	本项目在油井关闭前，向县级以上环境保护主管部门提交生态恢复报告并提请验收。	符合
三十三	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生。	根据项目运行过程中存在的风险事故类型，制定突发环境事件应急预案，并配备相应的应急物资。	符合

综上所述，本项目符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关要求。

## 2.8.8 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》相符性分析

本项目与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）中要求的相符性分析如下：

表 2.8-8 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	按照《中华人民共和国防沙治沙法》要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理	本项目防沙治沙评价内容见 7.10 节。	相符

序号	要求	本项目	相符性
2	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本项目按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）要求进行了生态环境影响分析，并提出了相应的生态环境保护措施，详见 5.7 节和 7.7、7.8、7.9 节	相符
3	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏。	根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》和《新疆维吾尔自治区水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目区属于“自治区级水土流失重点治理区”	相符

## 2.8.9 “三线一单”生态环境分区管控方案的相符性分析

### 2.8.8.1 与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。

（1）优先保护单元 465 个：主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、水土沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。

（2）重点管控单元 699 个：主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

（3）一般管控单元 159 个：主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

本项目所在区域属于吉木萨尔县重点管控单元，具体位置关系详见图 2.8-4，

吉木萨尔县重点发展文化旅游、农副产品精深加工、油气加工、页岩油气综合利用等产业。

本项目为陆地石油天然气开采项目，符合重点管控单元的发展方向。

### 2.8.8.2 与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021年版）相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021年版），全区划分为七大片区，包括北疆北部（塔城地区、阿勒泰地区）、伊犁河谷、克奎乌一博州、乌昌石、吐哈、天山南坡（巴州、阿克苏地区）和南疆三地州片区。

本项目所在区域为吉木萨尔县，属于乌昌石片区。本项目与其片区管控要求的相符性分析见表 2.8-9。

表 2.8-9 乌昌石片区管控要求相符性分析

序号	管控要求	本项目	相符性
1	除国家规划项目外，乌鲁木齐市、昌吉市…及周边敏感区域不再布局建设煤化工、电解铝、燃煤纯发电机组、金属硅、碳化硅、聚氯乙烯（电石法）、焦炭（含半焦）等新增产能项目	项目为石油天然气开采项目，不在禁止建设范围内。	相符
2	坚持属地负责与区域大气污染联防联控相结合，以明显降低细颗粒物浓度为重点，协同推进“乌-昌-石”同防同治区域大气环境治理；所有新建、改建、扩建工业项目执行最严格的大气污染排放标准，强化氮氧化物深度治理，确保区域环境空气质量持续改善	项目选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备，并配套相应的污染防治措施，各类污染物排放符合环境保护标准。	相符
3	强化挥发性有机物污染防治措施	项目按《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》和《挥发性有机物无组织排放控制标准》的要求，采取密闭混合输送工艺，配套油气回收装置等污染防治措施，严格控制烃类气体的挥发量。	相符
4	强化油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治	项目为新建项目，本项目环评开展了土壤环境影响评价，制定了运营期土壤质量跟踪监测计划。	
5	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应向社会公布，接受社会监督	施工期、运营期、退役期落实各项环境保护和生态恢复措施；制定了运营期环境监测方案，建设单位积极配合各级生态环境主管部门监督管理。	

### 2.8.8.3 与《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》相符性分析

根据《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》，自治州共划定 119 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。

本项目所在区域属于吉木萨尔县重点管控单元（吉木萨尔油页岩开采区 ZH65232720004），具体位置关系详见图 2.8-5；重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。具体生态环境准入清单要求见表 2.8-10。

表 2.8-10 吉木萨尔县环境管控单元生态环境准入清单（重点管控单元）

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		相符性分析
ZH652327 20004	吉木萨尔油页岩开采区	重点管控单元	空间布局约束	1、执行自治区总体准入要求中关于重点管控单元空间布局约束的准入要求（表 2-3 A6.1）。	本项目为陆地石油天然气开采项目，符合重点管控单元的空间布局准入要求。
			污染物排放管控	<p>1、执行自治区总体准入要求中关于重点管控单元污染物排放管控的准入要求（表 2-3 A6.2）。</p> <p>2、在矿产资源开发利用过程中，坚持“矿产资源开发与矿山生态环境保护并重”的原则，坚持“预防为主、防治结合”的原则，坚持“谁开发，谁保护；谁破坏谁恢复；谁投资谁受益”，不断改善和提高矿山生态环境质量，实现矿业开发和生态环境保护的协调发展。</p> <p>3、加强环境管理，使建设项目运行各种污染物排放达到国家相应标准或无害化处理；采取先进的污染物处理工艺和处理设施，提高项目污染物处理率；妥善处理施工期产生的各种废物、生活垃圾等、不得随意弃置，以免遇强降雨引起严重的水土污染。</p>	<p>本项目施工结束后，应进行生态修复。对临时占地内的土地进行平整，自然恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于井场表层，临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧；</p> <p>项目配备符合要求的废水、废气等污染治理设施，并确保达标排放：项目采出水、井下作业废水均处理达标后回注含油层，不外排；落地油 100%进行回收，回收的落地原油运至吉康脱水站原油处理系统进行处理。项目应加强环境管理，严格落实环评要求的各项措施，使建设项目运行各种污染物排放达到国家相应标准或无害化处理。</p>
			环境风险防控	<p>1、执行自治区总体准入要求中关于重点管控单元环境风险防控的准入要求（表 2-3 A6.3）。</p> <p>2、现有矿山企业必须依法履行地质环境保护与矿山环境恢复治理、土地复垦等义务。建立矿山地质环境、土地资源破坏监测、报告和监管制度，加强对采矿权人履行矿山地质环境治理义务情况的监督检查，对违反法律法规和有关政策规定造成生态环境破坏和环境污染的，要依法查处，限期整改达标，并按照国家规定予以补偿，逾期不达标的，实行限产或关闭。因采矿活动引发地质灾害的，治理经费由责任单位解决。</p> <p>3、建成州、县（市）、矿山三级矿山地质环境保护与恢复治理动态监测体系，制定完善的监测制度，以高新技术为支撑，构建面向地质矿产管理的矿政管理信息系统和数据库。</p>	吐哈油田分公司目前已建立了完善的健康、安全与环境管理体系（QHSE 管理体系）。本报告要求根据项目运行过程中存在的风险事故类型，制定突发环境事件应急预案，并配备相应的应急物资；建设单位将按要求制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施；开展工程环境监理，并拟定了环境监理计划，严格执行“三同时”制度。

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		相符性分析
			资源利用效率	1、执行自治区总体准入要求中关于重点管控单元资源利用效率的准入要求（表 2-3 A6.4）。 2、引导和扶持矿山企业开展矿产资源利用技术的研发和创新，提高矿产资源综合利用水平，推动矿业循环经济发展；开展矿产的选矿、开采、新加工和新产品开发技术应用研究，不断提高资源利用效能、效率和效益。	项目选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备；项目使用的能源均为清洁能源。工业废水回用率大于 90%；落地油 100%回收。

西山窑组 (J<sub>2x</sub>): 上部砂砾岩、细砂岩, 中下部发育煤层, 下部泥岩与砂岩互层。

下统三工河组 (J<sub>1s</sub>): 灰色泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩互层。

八道湾组 (J<sub>1b</sub>): 八道湾组发育底部扇三角洲平原和前缘河道沉积、中部湖相灰色泥岩、上部湖沼相煤系地层, 其中底部河道砂岩和中部泥岩及薄层泥岩形成良好的储盖组合, 油气显示和出油层重点在下部, 局部表现在湖沼相底部发育一套储盖组合, 为后期该层系扩展的有利方向。地层厚度在 129 米~352 米, 砂层厚度 4 米~14 米不等, 岩性多为细砂岩, 局部见到砂砾岩, 随古地貌占位不同有所差异。煤系地层和底部砂岩为该套地层的标志层, 可以全区追踪对比。

三叠系上中统小泉沟群 (T<sub>2-3xq</sub>): 小泉沟群地层为一套干旱气候条件下物源供应相对匮乏局部发育扇三角洲沉积, 整体为褐色泥岩或灰绿色泥岩夹薄层砂岩, 地层在三台凸起和吉南 2 号鼻隆区发育, 向东萨探 1 井主体凹陷欠发育。地层厚度在 70 米~120 米, 砂层厚度 5 米~12 米, 虽有储盖组合, 只是零星显示, 整体成藏条件差, 无油流井。

下统烧房沟组 (T<sub>1s</sub>): 干旱气候条件下发育的泛滥平原沉积, 主体为褐色泥岩和褐红色泥岩夹薄层粉砂岩, 局部见到油气显示, 局部成藏条件有利, 可以作为后期兼探的层系。整体地层厚度在 80 米~365 米, 砂层厚度在 4 米~24 米。

韭菜园组 (T<sub>1j</sub>): 半干旱-半湿润气候条件下发育的扇三角洲沉积, 由吉南凹陷向吉南 2 号鼻隆到三台凸起水体逐渐加深, 由扇三角洲平原沉积演变为扇三角洲前缘沉积, 整体为底部河道砂体和上部褐色或灰色泥岩组合, 中下部发育的两套砂岩和泥岩形成优势储盖组合, 配合油源断裂, 油气显示普遍, 是区域勘探的有利层系, 多口井见到良好的油气显示和油流。整体地层厚度 105 米~170 米, 砂岩厚度 3 米~15 米。

二叠系上统梧桐沟组 (P<sub>3wt</sub>): 半湿润气候条件下发育的扇三角洲沉积, 由吉南凹陷向吉南 2 号鼻隆到三台凸起水体逐渐加深, 主体以扇三角洲前缘沉积为主, 整体为中下部河道砂体和上部灰色泥岩组合, 共发育两套砂泥储盖组合, 油气显示普遍, 多口井见到良好的油气显示和油流, 构造控藏特点明显。整体地层厚度 197 米~293 米, 砂层厚度 3 米~14 米。

二叠系中统红雁池组 (P<sub>2h</sub>): 湿润气候向干旱气候条件转换阶段发育的湖相泥岩沉积、火山岩沉积、扇三角洲沉积, 吉南凹陷萨探 1 块岩性组合为下部灰色泥岩、中

部玄武岩、上部灰色或褐色泥岩夹薄层砂岩沉积。其中火山岩可以作为标准层，更好地识别该套地层，整体显示微弱，在底部湖相泥岩见到类似芦草沟组页岩油显示。地层厚度 250 米~418 米左右，砂层厚度在 4 米~13 米。

二叠系中统芦草沟组 (P<sub>2l</sub>)：湿润气候条件下发育的半深湖-深湖相沉积，以灰色或灰黑色泥岩夹云质砂岩沉积为主，该层系发育一套高效源岩，为全区主力源岩，主要发育源储一体的页岩油藏。地层厚度 240 米~318 米，云质砂岩厚度为 4 米~8 米。

二叠系中统井井子沟组 (P<sub>2jj</sub>)：湿润气候条件下早期发育湖相沉积，后期发育扇三角洲前缘沉积，灰色泥岩和褐色泥岩为主夹薄层砂岩组合，上部扇三角洲前缘河道砂体和泥岩形成良好储盖组合，显示丰富，准东地区多口井见到工业油流，吉南凹陷萨探 1 井获高产工业油流，产量稳定，发育 2~3 套有利储盖组合。该套层系地震追踪全区稳定发育，是一套主要勘探评价层系，为准东油气勘探的重点领域。整体地层厚度 450 米~600 米左右，单砂层厚度 10 米~30 米左右。

石炭系 (C<sub>3b</sub>)：岩性以火山岩及火山碎屑岩为主，主要有棕褐色玄武岩、深灰色安山岩及蚀变玄武岩及灰色凝灰岩，在吉木萨尔凹陷其底部发育一套较稳定的碳质泥岩。电阻率为中、高阻，自然电位曲线平滑，幅差不明显。钻井一般揭示 50 米~200 米，中强振幅，顶面具有典型的风化壳反射特征，在吉南地区由于地震资料普遍较差，很难确定其准确的反射层位。

### 3.1.2 构造特征

#### (1) 断裂特征

受博格达山造山运动影响，该区受近东西向挤压应力，主要发育近北西-南东向主断层（早印支运动期断裂体系），和近北东-南西调节断层印支-燕山运动期逆冲断裂体系，近东西向为主的喜马拉雅运动期逆冲断裂体系，构造形态呈带条状展布。

#### (2) 局部构造形态特征

萨探 1 块位于阜康断裂带下盘吉南凹陷，整体为一个单斜构造，东高西低，主体以北西向推覆断层为主，北东向调节断层为辅。地层向东南方向逐渐抬升剥蚀，向上与第三系底部厚层状的石膏质泥岩地层不整合接触；北西向为主体凹陷区。萨探 1 区域地层倾角变化较大，萨探 1 附近，地层倾角大；萨 3 附近地层倾角小，地层倾角为 4°。



### 3.1.3 储层特征

#### (1) 地层划分

萨探 1 块 P<sub>2</sub>jj 组依据测井曲线特征初步划分为三个砂层组，自上而下分别 I 砂组、II 砂组、III 砂组。其中 I 砂组含灰质砂岩，II 砂组含砾砂岩，III 砂组细粒砂岩。地层发育稳定，呈南薄北厚的特征。油层主要发育在 I 砂组和 II 砂组。

#### (2) 沉积特征

萨探 1 块 P<sub>2</sub>jj 为常规砂岩，储层物性好，含油饱和度高，主体受吉南凸起、古西凸起发育扇三角洲体系控制，共存在 3 个物源方向，发育 3 个扇三角洲，北部受吉南凸起、古西凸起控制，发育 2 个扇三角洲，扇体规模大，南部物源扇体规模小。主要发育扇三角洲前缘亚相，砂体与 P<sub>2</sub>l 烃源岩紧密接触，侧向调整、沿构造脊线调整运聚成藏。

#### (3) 储层特征

萨探 1 块目前在二叠系井井子沟组进行了钻井取心，从现场取心描述分析，取心段岩性为灰色油浸细砂岩，未见层理，属于块状砂岩，成分以岩屑为主，石英、长石次之，表现出成分成熟度低的特点。二叠系井井子沟组储层物性较好，孔隙度主要分布在 6.6%~13.2%。渗透率分布整体偏向中低值区域，为低孔特低渗储层。

### 3.1.4 油藏类型

二叠系井井子沟组发育来自北部吉南凸起的扇三角洲前缘的水下分流河道、河口坝砂体，砂体展布方向与东高西低的大型地层圈闭构造背景斜交或正交，为构造一岩性油藏的形成创造了有利条件。II 砂组油水同出，目前认为是储层致密导致含油饱和度较低所致。油藏不仅受岩性控制，北东走向断层，对油柱高度有明显影响，井井子沟组为岩性背景下断块油藏。

### 3.1.5 流体性质

#### (1) 地层流体性质

萨探 1 井取得了 1 个可靠 PVT 分析样品，地层温度 86.1 摄氏度，根据 PVT 分析结果，在地层条件下，地层原油密度 0.837 克/立方厘米；体积系数为 1.050。地层条件下原油粘度 12.14 毫帕·秒；溶解气油比 8.9 立方米/吨，饱和压力 3.22 兆帕，地饱压差 32.05 兆帕，为未饱和油藏，说明该油藏在燕山期成藏后，喜山期构造运动造成区域整

体抬升，大部分溶解气散失。

## (2) 原油性质

萨探 1 块井井子沟组原油密度 0.8788-0.9006g/cm<sup>3</sup>，50℃粘度 41.8-86.53mPa·s，凝固点 19-26℃，平均含蜡量 18.2%，属中质高蜡黑油。不同油层组，原油密度存在差异，详见表 3.1-1。地下原油粘度 12.14 mPa·s；饱和压力 3.22MPa，气油比 10.2m<sup>3</sup>/t，体积系数 1.05。表现出“地层粘度小、低饱和压力、低气油比”的普通黑油特点。天然气相对密度 1.03，天然气组份中，甲烷含量 50.47%。

表 3.1-1 吉南凹陷萨探 1 块井井子沟组地面原油密度取值表

井号	层位	取样深度 (m)	取样 时间 年.月.日	密度	粘度	含蜡	胶质	沥青	含水	凝固	初馏	馏分
				g/cm <sup>3</sup> 20℃	mPa·s 50℃	%	%	质 %	%	点 ℃	点 ℃	(300℃) %
萨探1井	P <sub>2</sub> jj I	3307.6~3316.0	2021.08.13	0.8878	47.42	31		0.67	1.1	23	135	11
			2021.06.01	0.8788	41.8	13.8		1.05	4.35	19	106	12
			2021.05.23	0.8803	42.03	9.8		0.62	8.125	20	111	12
萨101井	P <sub>2</sub> jj II	3325.7~3395.9	2021.12.8	0.9006	86.53	—		0.21	46.4	26	203	6.5

## (3) 原油粘温特征

吉南凹陷萨探 1 块井井子沟组油藏含油面积内有 1 口井进行了粘温特征测试。测试结果显示，原油粘温反应敏感，温度从 40℃升高到 50℃，原油粘度降低 40%~50%。粘温曲线温度敏感点在 22 摄氏度左右，原油在低于拐点温度时原油粘度直线上升，而高于拐点温度时粘度相对比较缓慢下降，50℃原油粘度 41-72mPa·s；在地层温度附近的 80℃，原油粘度 10-20mPa·s。

## (4) 地层水性质

地层水总矿化度 4487mg/L，水型 NaHCO<sub>3</sub>。

## 3.2 区块开发现状及环境影响回顾

### 3.2.1 勘探开发历程

吉南凹陷勘探始于 20 世纪 50 年代，主要进行了地面地质调查，完成了 1:20 万的重磁力普查；20 世纪 80 年代开始地震勘探，陆续完成了二维地震详查工作。

吉南凹陷勘探历程大体可分为两个阶段：

### (1) 第一阶段：预探阶段（1950-2020.9）

这一阶段在多口井多个层系发现有油气显示，其中在阜康断裂带下盘的台 7 井韭菜园组 2719 米~2741 米井段试油，压裂后日产油 3.01 吨，累产油 32.87 吨，为稠油层；韭菜园组 2379.2 米~2399 米井段试油，日产油 0.319 吨，累产油 0.332 吨，为稠油层；八道湾组 1999 米~2068.5 米井段试油，压裂后日产油 3.24 吨，累产油 29.05 吨，为油层。台 43 井完钻层位三叠系，侏罗系、三叠系多层见良好油气显示，测试见少量稠油。吉南 2 井八道湾组、韭菜园组、梧桐沟组见 71 米荧光、油浸显示，韭菜园组测试见油，为稠油层。南部阜康断裂带上盘的新吉参 1 井在梧桐沟组获日产气 3 万方，T<sub>2k</sub> 试油日产气 1.08 万方。北部与吉南凹陷结构相似的吉木萨尔凹陷，梧桐沟组页岩油已获得规模发现、开发动用，证实吉南凹陷成藏条件优越，同时具备形成大面积页岩油藏及二叠系构造-岩性油气藏有利地质条件。以上勘探成果表明：吉南凹陷在侏罗系八道湾组、三叠系韭菜园组、二叠系梧桐沟组、芦草沟组、井井子沟组等多个层系具有巨大油气勘探潜力。

### (2) 第二阶段：勘探突破阶段（2020.9~至今）

2020 年 9 月，吐哈油田公司在准噶尔盆地吉南凹陷萨探 1 块岩性圈闭上钻一口风险探井萨探 1 井，该井油气显示活跃，测井在八道湾组、韭菜园组、芦草沟组和井井子沟组解释发现了四套油藏，2021 年 5 月 21 日在井井子沟组 3307.6 米~3316.0 米井段试油，无油嘴放喷日产油 20.3 方，三开井气举日产油 24 方，截至 2021 年 6 月 15 日累计产油 446.66 方，此后该层转入试采，采用地面螺杆泵转抽获日产 30.88 方稳定高产工业油流，从而发现了萨探 1 块井井子沟组油藏，拉开了吉南凹陷油气规模发现的序幕。

吉康油田萨探 1 块位于吉木萨尔南部凹陷，阜康断裂带东段。萨探 1 并于 2021 年 5 月试油萨探 1 块 P<sub>2jj</sub> 油藏，2021 年 10 月，萨探 1 块 P<sub>2jj</sub> 上交预测储量含油面积 26.6km<sup>2</sup> 石油地质储量 10388 万吨。2021 年 11 月 6 日，完成吉南第一期 280Km<sup>2</sup> 三维地震资料，覆盖萨探 1 区块。2022 年 1 月 10 日东方提供 67km<sup>2</sup> 加急三维资料，完成萨探 1 区块构造及沉积初步认识。

萨探 1 块 P<sub>2jj</sub> 油藏为东高西低的凹形构造，主体以北西向推覆断层为主，北东向调节断层为辅。发育扇三角洲前缘沉积，划分为三个砂岩组，岩性为粉砂岩、细

砂岩，中下段录井显示岩性为含砾砂岩及砾岩，岩石类型为长石岩屑砂岩。岩芯分析渗透率平均为 0.46mD，孔隙度平均为 9.6%，中位值 9.5%，储层为低孔特低渗储层，井井子沟组为断块岩性油藏。原油密度 0.8788-0.9006g/cm<sup>3</sup>，50℃粘度 41.8-86.53mPa·s，地下原油粘度 12.14 mPa·s，气油比 10.2m<sup>3</sup>/t，属中质高蜡黑油。地层水总矿化度 4487mg/L，水型 NaHCO<sub>3</sub>。萨探 1 块落实的有利范围，35.5km<sup>2</sup>，估算储量 7965 万吨。

### 3.2.2 区块开发现状

2019 年吐哈油田获得吉康油田萨探 1 块采矿权后，截至目前，萨探 1 块内均为勘探钻探工程，无产能建设工程，试油均采用“单井一油罐”的集油流程，含水原油通过油罐自带装车系统装车外运至准东页岩油联合站，进行原油处理、储存、外运。2023 年 2 月吉康脱水站建成调试后，勘探井试油阶段原油脱水、储存、外输或外运工作逐步由吉康脱水站承担。

根据调查，目前萨探 1 先导试验区块已建成探评井 20 口，处于试油试采阶段，日产油稳定在 27.9 吨左右。其中萨探 1、萨 3 井、萨 6 井为直井，其他均为定向井。具体各井情况见表 3.2-1，萨探 1 先导试验区块已完钻探评井见图 3.2-1。

表 3.2-1 萨探 1 先导试验区块前期勘探情况一览表

序号	井号		坐标		实际钻试情况	本次老井 利用情况	环保手续情况		
			经度	纬度			项目名称	环评批复	验收情况
1	萨 102 平台	萨 102 井	89°15'35.06"	43°54'22.37"	已建成并试油	转注水井	萨 102 井组、萨 104 井组钻试工 程	昌州环评（2021） 167 号，昌吉回族 自治州生态环境 局，2021 年 12 月 8 日	正在组织分 批自主验收
2		萨 102-16- 13	89°15'39.22"	43°54'24.41"	钻井施工	/			
3		萨 102-16- 9	89°15'37.40"	43°54'25.37"	钻井施工	/			
4		萨 102-22- 12	89°15'31.10"	43°54'19.45"	钻井施工	/			
5		萨 102-22- 16	89°15'32.92"	43°54'18.44"	钻井施工	/			
6	萨 103 平台	萨 103 井	89°16'01.53"	43°54'51.97"	已建成并试油	转采油井	萨 103 井组、萨 105 井组钻试工 程	昌州环评（2021） 180 号，昌吉回族 自治州生态环境 局，2021 年 12 月 28 日	正在组织分 批自主验收
7		萨 108 井	89°15'39.52"	43°54'54.66"	已建成并试油	转采油井			
8		萨 103-15- 13	89°16'11.26"	43°54'54.05"	钻井施工	/			
9		萨 103-15- 9	89°16'01.75"	43°54'51.17"	钻井施工	/			
10		萨 103-9-6	89°16'00.90"	43°54'52.66"	钻井施工	/			
11		萨 103-9- 10	89°16'10.39"	43°54'55.55"	钻井施工	/			
12	萨 104 平台	萨 104 井	89°14'20.79"	43°54'37.51"	已建成并试油	转采油井	萨 102 井组、萨 104 井组钻试工 程	昌州环评（2021） 167 号，昌吉回族 自治州生态环境 局，2021 年 12 月 8 日	正在组织分 批自主验收
13		萨 104-22- 8	89°14'18.34"	43°54'34.28"	钻井施工	/			
14		萨 104-22- 11	89°14'20.37"	43°54'33.26"	钻井施工	/			
15		萨 104-13- 4	89°14'22.69"	43°54'40.69"	钻井施工	/			
16		萨 104-13- 7	89°14'24.72"	43°54'40.01"	钻井施工	/			

序号	井号		坐标		实际钻试情况	本次老井利用情况	环保手续情况		
			经度	纬度			项目名称	环评批复	验收情况
17	萨 105 平台	萨 105	89°16'07.05"	43°55'57.93"	已建成并试油	转采油井	萨 103 井组、萨 105 井组钻试工程	昌州环评〔2021〕180号，昌吉回族自治州生态环境局，2021年12月28日	正在组织分批自主验收
18		萨 105-1-2	89°15'58.35"	43°55'57.41"	钻井施工	/			
19		萨 105-8-5	89°15'58.65"	43°55'55.81"	钻井施工	/			
20		萨 105-8-9	89°16'07.09"	43°55'56.67"	钻井施工	/			
21	萨 3 平台	萨 3 井	89°12'57.95"	43°53'26.24"	已建成并试油	转采油井	准噶尔盆地吉南凹陷萨 2 块、萨 3 块、台 7 块钻试工程	昌州环评〔2021〕37号，昌吉回族自治州生态环境局，2021年4月19日	正在组织分批自主验收
22	萨 6 平台	萨 6 井	89°14'24.70"	43°55'47.53"	已建成并试油	转采油井	萨 6 井、萨 301H 井钻试工程	昌州环评〔2022〕69号，昌吉回族自治州生态环境局，2021年4月19日	正在组织分批自主验收
23	7 号平台	萨 7-19-6	89°13'52.413"	43°55'26.207"	已建成并试油	转采油井	准噶尔盆地吉康油田萨探 1 块 4 个平台 20 口井钻试工程	昌州环评〔2022〕82号，昌吉回族自治州生态环境局，2023年4月3日	正在组织分批自主验收
24	萨探 1 平台	萨探 1 井	89°15'2.83"	43°54'53.79"	已建成并试油	转采油井	萨探 1 井、吉南 1 井钻试工程	昌州环评〔2020〕80号，昌吉回族自治州生态环境局，2020年7月14日	正在组织分批自主验收
25		萨 101 井	89°15'2.20"	43°54'33.97"	已建成并试油	转采油井	吉阜 101H、吉页 6 和萨 101 井钻试工程	昌州环评〔2021〕103号，昌吉回族自治州生态环境局，2021年9月10日	正在组织分批自主验收
26	萨 301 平台	萨 301H	89°14'23.99"	43°53'30.94"	已建成并试油	转采油井	萨 6 井、萨 301H 井钻试工程	昌州环评〔2022〕69号，昌吉回族自治州生态环境局，2021年4月19日	正在组织分批自主验收

序号	井号		坐标		实际钻试情况	本次老井利用情况	环保手续情况		
			经度	纬度			项目名称	环评批复	验收情况
27	萨 109 平台	萨 109	89°17'12.258"	43°54'41.432"	已建成并试油	转采油井	萨 109、萨 110 平台钻试工程	昌州环评〔2023〕39 号，昌吉回族自治州生态环境局，2023 年 4 月 13 日	正在组织验收
28	萨 106 平台	萨 106	88°50'24.190"	44°15'06.712"	已建成并试油	转采油井	吉新 6 井、萨 106 井组 7 口井钻试工程	昌州环评〔2023〕34 号，昌吉回族自治州生态环境局，2023 年 4 月 3 日	正在组织验收
29	萨 302 平台	萨 302H	89°13'46.987"	43°52'40.838"	已建成并试油	/	萨 8 井组、萨 302 井组 10 口井钻试工程	昌州环评〔2022〕109 号，昌吉回族自治州生态环境局，2022 年 7 月 4 日	正在组织分批自主验收
30	萨 8 平台	萨 8	89°16'02.319"	43°52'44.840"	已建成并试油	/			
31	萨 5 平台	萨 5	88°56'57.80"	44°0'18.97"	已建成并试油	/	萨 4 井、萨 5 井、吉新 401H 井钻试工程	昌州环评〔2022〕6 号，昌吉回族自治州生态环境局，2022 年 1 月 4 日	正在组织分批自主验收
32	萨 110 平台	萨 110	89°16'50.344"	43°54'5.927"	已建成并试油	/	萨 109、萨 110 平台钻试工程	昌州环评〔2023〕39 号，昌吉回族自治州生态环境局，2023 年 4 月 13 日	正在组织分批自主验收
33	萨 12 平台	萨 12	89°16'23.919"	43°56'37.991"	已建成并试油	/	萨 9、萨 10、萨 11、萨 12 平台钻试工程	昌州环评〔2023〕11 号，昌吉回族自治州生态环境局，2023 年 1 月 30 日	正在组织分批自主验收
34	萨 10 平台	萨 10	89°13'5.532"	43°52'6.562"	已建成并试油	/			
35	萨 11 平台	萨 11	89°14'4.433"	43°56'56.290"	已建成并试油	/			

### 3.2.3 勘探期环境影响回顾

萨探1先导试验区块内萨探1、萨3、萨102、萨103、萨104等18个平台共20口探评井已完钻，处于试油试采阶段，其余钻井正在施工中，尚未开钻/完钻。

#### 3.2.3.1 已完钻井勘探期环境影响回顾

##### (1) 废气

主要为钻井期柴油机、柴油发电机燃料燃烧废气、施工扬尘及试油期的伴生气放空废气。

①钻井期燃料燃烧废气、施工扬尘随施工结束后消散；

②试油期产生的天然气通过井场设置的油气分离器分离后通过排气管线燃烧放空，属于阶段性排放，产生的废气对环境的影响较小。随着试油的结束而停止排放。

综上，钻井及试油期均属于阶段性的短暂排放，该井区地域空旷，扩散能力较好，对环境质量影响较小，对周围大气环境影响较小。

##### (2) 废水

废水主要为施工期生活营地产生的生活污水和试油期的井下作业废水。

①施工生活污水经收集后已清运至吉木萨尔县污水处理厂处置，污水不外排，对环境的影响很小。

②井下作业废水（洗井水）主要污染物为石油类、悬浮物等，井场设有专用储罐，该废水已经全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至准东页岩油联合站污水处理系统处理，井区现状无废水外排。

已完钻井的井场油罐、发电机、材料堆场、岩屑临时堆放区等关键部位均采用防渗膜防渗，采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对含水层进行了固封处理，可有效保护地下水层，项目对水环境影响不大。

##### (3) 固废

勘探期产生的固体废物主要为钻井岩屑及生活垃圾。

①钻井岩屑：已完钻井均采用水基钻井液钻井，水基岩屑采用“钻井泥浆不落地技术”，进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相循环使用；分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后，委托有资质单位清运处置。



②施工生活垃圾：井场营地生活垃圾集中收集至垃圾箱中，拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。井区现状无固体废物产生或遗留。

(4) 噪声

已完钻井区目前无噪声源，对声环境没有不良影响。

(5) 生态环境影响

勘探期对生态的影响主要为占地（井场、探临道路等）对植被和土壤结构的破坏。

根据现场踏勘的情况，井场、道路及其他附属设施均未发生违规占地行为，井场无事故发生污染井场及周边、土壤。井场及井场周围均为裸地，对井场临时占地已进行清理，拆除了临时建筑物，清除废弃材料，结合地形恢复场地并平整了土地，做到工完料净场地清，对生态环境没有不良影响。

(6) 环境风险

已钻井场在钻井期施工过程中，在预防措施上切实做好了防止井喷的各项措施，严格执行各类管理制度。主要措施是安装井控装置（防喷器、简易封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，采用清水循环压井等技术，以最大限度地防止井喷事故的发生。

经调查，钻井期未有环境风险事故发生。

### 3.2.3.2 在建工程环境影响回顾

尚未开工建设的评价井，钻试过程中应严格按照环评报告和批复中的要求执行，本次评价引用相关环境影响报告中的结论进行环境影响回顾。

(1) 废气

废气排放主要是钻井作业柴油机、柴油发电机烟气，属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。项目区，大气环境容量较大，故钻井柴油机产生的尾气对项目区大气环境影响较小。

(2) 废水

钻井、试采期间产生的废水主要为生活污水以及井下作业废水。吐哈油田公司要求井下作业必须采取带罐作业，本工程井下作业废水严禁直接外排，采用专用废液收集罐收集后统一由罐车拉运至准东页岩油联合站处理。施工人员生活污水排入生活污水临时处理池，集中拉运至吉木萨尔县污水处理厂处理。

(3) 噪声

钻井期噪声主要产生于钻井作业及道路建设等施工活动中，试采期噪声主要产生于柴油发电机和各种车辆。施工期（钻井期和试采期）采取设备选型应尽可能选择低噪声设备；泥浆泵、柴油机做好减振基础和设置隔声罩，减少噪声传播，合理安排施工时间，避免形成污染影响，在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的油田工作人员发放个人防护器材等，消除噪声污染影响；高噪声施工设备减少夜间使用等措施。

#### （4）固体废物

钻井过程中产生的固体废物主要为钻井岩屑、废润滑油及生活垃圾。

①钻井过程中产生的钻井岩屑和钻井泥浆，均进入不落地系统进行处理，并实现固液分离，分离后的液相循环使用，钻井结束后钻井液由井队回收利用，不外排。

1）水基钻井岩屑经检测后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）标准污染物限值的钻井固体废物作为可利用资源，用于铺设服务油田生产的各种内部道路、铺垫井场。

2）油基岩屑堆场下部应铺设防渗膜，四周设围堰，顶部设防风防雨棚，应符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中危险废物贮存污染控制要求，油基钻井岩屑应交由具有相应危废处置资质的单位负责接收、转运、处置，转移过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求。

②施工期产生的生活垃圾，集中收集后定期清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场填埋处置，对环境影响很小。

本工程产生的固体废物均得到合理处置，固体废物对当地环境影响很小。

#### （5）生态

项目的实施改变了原有土地的使用功能和地貌景观，完钻后对临时占地进行平整场地，采用能适应项目区自然条件的种类进行恢复。

#### （6）水土流失与水土保持

整个工程水土流失的影响主要为对占地的扰动，使松散的土壤失去赖以附着的基础，一旦遇大风，易发生风蚀；采取，避免在大风天气作业，以免造成土壤风蚀影响，造成水土流失；施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免

水土流失影响。通过加强施工期管理，加速建设进度，优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，避免在大风天气作业，施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。

### 3.2.3.3 吉康原油脱水站环境影响回顾

#### (1) 基本情况

吉康脱水站位于吉康油田萨探 1 块，行政隶属于新疆昌吉州吉木萨尔县，占地面积 85000m<sup>2</sup>，2023 年 2 月建成调试，主要承担萨探 1 块前期勘探井试油阶段原油脱水、储存、外输或外运工作。

#### (2) 环保手续

吉康脱水站于 2022 年 6 月 29 日取得《吉康油田原油脱水站建设工程环境影响报告表》批复（昌州环评〔2022〕104 号），2024 年 1 月 22 日通过竣工环境保护验收。

#### (3) 工艺流程

吉康脱水站主体工程为脱水场站，包括原油加药模块、一级原油加热模块、一段脱水模块（三相分离器）、二级原油加热模块、二段脱水模块（高效电脱水装置）、原油升温模块、原油稳定模块、原油换热模块、站外拉运来液及合格油品储存模块、原油提升模块、原油装车模块、原油卸车模块、污油回掺再处理模块、事故应急模块、伴生气利用及事故放空模块、大罐抽气装置。原油脱水采用“化学沉降+电化学脱水”的两级脱水工艺，采出液处理规模为 992m<sup>3</sup>/d，原油处理规模 11×10<sup>4</sup> t/a。目前实际处理原油约 8.5×10<sup>4</sup>t/a。

工艺流程见图 3.2-2。



生活垃圾定期清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理。

#### ⑤生态环境

站场施工严格控制在征地范围内，施工结束后临时用地清理平整。

#### ⑥环境风险

运营单位编制了《中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东勘探开发项目经理部突发环境事件应急预案》并于2023年5月12日在昌吉州生态环境局吉木萨尔县分局备案，备案证编号652327-2023-011-L。运营单位定期进行突发环境事件应急演练，每年制定应急演练计划。调试运行期间，未发生油气泄漏等环境污染事件。

### 3.2.4 现存主要问题积极整改措施建议

#### 3.2.4.1 现存主要问题

根据现场调查结果可知：区块内现有已完钻井场及其他附属设施严格按照环评批复进行了占地和平面布置，未发生违规占地行为。但目前临时占地内植被尚未恢复。

现有井场已进行平整，由砾石铺垫，井场及周边均没有污油出现。已完钻井的水基岩屑已按照环评要求清理处置，现场踏勘时岩屑已全部清运完毕，井场未见遗留。

油区内道路总体规范，但部分井区地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。

#### 3.2.4.2 整改建议措施

针对区域现存的环境问题，建议重点采取以下措施：

(1) 本项目建设中应严格规定施工车辆、施工机械及施工人员的活动范围，不得乱碾乱轧，随意开设便道，减少对油田区域地表的扰动和破坏，施工结束后，要及时平整施工场地，清理施工废弃物，采用能适应项目区自然条件的种类进行植被恢复。

(2) 尽快组织实施已完钻井场的竣工环保验收工作。

(3) 钻试作业结束后，不转产的井应立即拆除井场一切无用的临时构筑物，根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》的相关要求进行生态恢复，进一步减少对周边环境的影响。并按照环评批复要求尽快开展场地恢复并履行竣工环保验收手续。

## 3.3 建设项目概况

### 3.3.1 项目基本情况

项目名称：吉康油田萨探 1 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验工程；

建设单位：中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东勘探开发项目经理部；

项目性质：新建；

工程投资：项目总投资 16101.30 万元，其中环保投资约 2417.6 万元，占比 15.01%；

劳动定员：本项目不新增定员，依托吐哈油田分公司已有人员进行管理。

### 3.3.2 建设地点

本项目位于吉康油田萨探 1 块，行政隶属新疆昌吉州吉木萨尔县，部署钻井平台坐标详见表 3.3-1。地理位置见图 3.3-1。

表 3.3-1 部署钻井平台坐标一览表

序号	钻井平台	坐标	
		经度	纬度
1	萨 102 平台	89°15'35.06"	43°54'22.37"
2	萨 103 平台	89°16'01.53"	43°54'51.97"
3	萨 104 平台	89°14'20.79"	43°54'37.51"
4	萨 105 平台	89°16'07.05"	43°55'57.93"
5	萨 3 平台	89°12'57.95"	43°53'26.24"
6	萨 6 平台	89°14'24.70"	43°55'47.53"
7	6 号平台	89°14'26.105"	43°55'07.990"
8	7 号平台	89°13'52.413"	43°55'26.207"
9	8 号平台	89°13'58.767"	43°55'52.303"
10	9 号平台	89°14'26.127"	43°55'36.734"
11	萨探 1 平台	89°15'2.830"	43°54'53.790"
12	萨 301 平台	89°14'23.99"	43°53'30.94"
13	萨 109 平台	89°17'12.258"	43°54'41.432"
14	萨 106 平台	88°50'24.190"	44°15'06.712"

### 3.3.3 开发部署方案

在萨探 1 块动用含油面积 3.35km<sup>2</sup>，石油地质储量 986 万吨，开展开发先导试验方案建产，方案整体部署 14 座采油平台共 78 口井（新井 65 口，老井利用 13 口），其中 77 口采油井（新井 65 口，老井利用 12 口），1 口注水井。新建产能 19.3×10<sup>4</sup>t/a，日注水平 45m<sup>3</sup>。区块开发部署表见表 3.3-2，区块产量指标预测详见表 3.3-3。采油平台部署图见图 3.3-2。

表 3.3-2 萨探1块二叠系井井子沟组油藏先导试验工程开发部署表

区块	序号	平台	总井数 (口)	新钻井(口)			老井利用 (口)	新钻井井号	老井利用 井号
				合计	定向 井	水平井			
萨探 1	1	萨 102	11	10	10		1	萨 102-2-1H、萨 102-2-2H、萨 102-25-14、萨 102-26-12、萨 102-21-13、萨 102-23-16、萨 102-24-16、萨 102-28-14、萨 102-27-14、萨 102-22-11	萨 102
	2	萨 103	6	4	4		2	萨 103-1-1H、萨 103-2-1H、萨 103-18-12、萨 103-1-12H	萨 103、 萨 108
	3	萨 104	9	8	5	3	1	萨 104-1-1H、萨 104-1-2H、萨 104-1-3H、萨 104-1-4H、萨 104-2-1H、萨 104-28-7、萨 104-22-9、萨 104-24-9	萨 104
	4	萨 105	14	13	12		1	萨 105-7-7、萨 105-7-5、萨 105-7-6、萨 105-10-7、萨 105-10-5、萨 105-8-5、萨 105-10-6、萨 105-6-6、萨 105-6-7、萨 105-6-8、萨 105-8-4、萨 105-8-7、萨 105-8-8	萨 105
	5	萨 3	5	4	0	4	1	萨 3-1H、萨 3-2H、萨 3-3H、萨 3-4H	萨 3
	6	萨 6	5	4	4		1	萨 9-15-6、萨 9-12-7、萨 9-15-5、萨 9-12-6	萨 6
	7	6号平台	3	3	3			萨 6-1-1H、萨 6-20-8、萨 6-1-2H	/
	8	9号平台	4	4	4			萨 9-15-9、萨 9-12-8、萨 9-15-10、萨 9-12-9	/
	9	7号平台	4	3	3		1	萨 7-19-7、萨 7-19-8、萨 7-19-9	萨 7-19-6
	10	8台平台	2	2	2			萨 8-15-5、萨 8-15-6	/
	11	萨探1平台	4	2	2	1	2	萨探 101-1H、萨探 1-1H	萨探 101、萨 探 1
	12	萨 301 平台	3	2	2		1	萨 301-1H、萨 301-2H	萨 301H
	13	萨 109 平台	4	3	3		1	萨 109-1H、萨 109-2H、萨 109-3H	萨 109
	14	萨 106 平台	4	3	3		1	萨 106-1H、萨 106-2H、萨 106-3H	萨 106
	15	合计		78	65	57	8	13	/

注: xxx为注水井

表 3.3-3 萨探 1 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验指标预测表

时间 (年)	开发储量 (10 <sup>4</sup> t)		年产 液量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )	年产 油量 (10 <sup>4</sup> t)	年注 水量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )	累计 油量 (10 <sup>4</sup> t)	储 采 比	采油速度 (%)		采出程度 (%)		含水率 (%)
	地质	可采						地质 储量	剩余可 采储量	地质 储量	可采 储量	
2024	1396.1	209.42	53.03	15.8	0.36	19.80	13.00	1.13	7.69	1.42	9.45	68.0
2025	1396.1	209.42	47.26	19.3	1.20	39.06	9.85	1.38	10.16	2.80	18.65	55.0
2026	1396.1	209.42	37.82	16.9	2.55	56.01	10.05	1.21	9.95	4.01	26.74	50.0
2027	1396.1	209.42	30.57	14.9	2.55	70.92	10.29	1.07	9.72	5.08	33.87	45.0
2028	1396.1	209.42	26.90	13.1	2.55	84.05	10.55	0.94	9.48	6.02	40.13	45.0
2029	1396.1	209.42	23.67	11.6	2.55	95.60	10.85	0.83	9.21	6.85	45.65	45.0
2030	1396.1	209.42	20.83	10.2	2.55	105.76	11.20	0.73	8.93	7.58	50.50	45.0
2031	1396.1	209.42	18.33	8.9	2.55	114.71	11.59	0.64	8.63	8.22	54.77	45.0
2032	1396.1	209.42	16.13	7.9	2.55	122.58	12.03	0.56	8.31	8.78	58.53	45.0
2033	1396.1	209.42	14.20	6.9	2.55	129.51	12.54	0.50	7.98	9.28	61.84	45.0
2034	1396.1	209.42	12.49	6.1	2.55	135.60	13.11	0.44	7.63	9.71	64.75	45.0
2035	1396.1	209.42	10.99	5.4	2.55	140.96	13.76	0.38	7.27	10.10	67.31	45.0
2036	1396.1	209.42	9.68	4.7		145.68	14.50	0.34	6.90	10.43	69.57	45.0
2037	1396.1	209.42	8.51	4.2		149.84	15.34	0.30	6.52	10.73	71.55	45.0
2038	1396.1	209.42	7.49	3.7		153.49	16.30	0.26	6.14	10.99	73.29	45.0



### 3.3.4 建设内容

萨探1区块为新区块产能开发，根据开发方案，在萨探1先导试验区部署78口井，新建产能 $19.3 \times 10^4 \text{t/a}$ 。新建采油平台14座，在吉康脱水站内配套建设原油处理、污水处理及注水设施。新建集输管线17.58km、单井集油管线10.22km、注水干线3.28km，单井注水管线0.55km。新建油区巡检道路10.1km。

本项目主要工程组成见表3.3-5。

表3.3-5 主要工程组成一览表

类别	名称	工程量		建设内容
主体工程	钻井工程	采油井	77口	新钻采油井65口，探评井转产12口，钻井总进尺 $22.9676 \times 10^4 \text{m}$
		注水井	1口	探评井转注水井1口
	采油工程	采油井井口装置	77座	标准化设计采油井口
	集输工程	计量装置	14座	在14个采油平台各新建多通阀选井计量装置1套
		集输管线	17.58km	20#无缝钢管，黑夹克聚氨酯防腐保温40mm
		单井管线	10.22km	柔性复合管RF-Y-II-65-6.4
	注水工程	注水井口装置	1座	计量型
		注水干线	3.28km	Q345C材质高压无缝钢管
		单井注水管线	0.55km	Q345C材质高压无缝钢管
	吉康脱水站	原油处理系统		将原油处理规模扩增至 $19.3 \times 10^4 \text{t/a}$ ，油气处理流程为“化学沉降+电化学脱水”两级脱水工艺
		污水处理系统		在吉康脱水处理站内新建一体化污水处理撬装装置，设计处理规模 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“预除油+GEM三相涡流混合气浮+石英砂、核桃壳、超滤膜三级过滤”工艺
注水系统		在吉康脱水站内新建注水站一座，注水规模 $700 \text{m}^3/\text{d}$		
公用工程	供配电	电源引自吉康变，油区新建35kV架空线路11km		
	供水	生活用水采用车载拉运方式供水，区块注水补充清水从吉源水务公司现有供水管线接入		
	消防	按《吐哈油田分公司钻井井控管理实施细则》配备各种消防器材		
	道路	新建10.1km的巡检道路，路面宽度为4m，砂石路面		
依托工程	吉木萨尔县生活垃圾填埋场	生活垃圾依托吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理，设计处理规模100吨/天，采用卫生填埋工艺		
	吉木萨尔县生活污水处理厂	生活污水暂存于生活污水防渗收集池，定期清运至吉木萨尔县生活污水处理厂处理		
	页岩油联合站	井下作业废水依托页岩油联合站污水处理系统处理，设计处理规模 $4500 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前的实际处理量为 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目井下作业废水（洗井废水、废洗井液、压裂返排液）产生量 $15833.51 \text{m}^3/2\text{a}$ ，根据系统负荷分批处理，依托可行。		

类别	名称	工程量	建设内容	
环保工程	废气	施工期	施工扬尘：材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输用苫布遮盖	
			钻井废气：采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施	
		运营期	油气集输：项目采油井至脱水站采用密闭混合集输工艺；	
	吉康脱水站：原油储运、装车采用底部/液下装载，储罐设气相平衡系统，废气汇入现有大罐抽气装置回收，回收率 $\geq 98\%$ ，处理后无组织排放			
	单井拉油储罐废气：无组织排放			
	废水	施工期	施工生产废水：施工场地设临时沉淀池，施工废水经沉淀后回用及洒水降尘，不外排	
			施工生活污水：设置临时生活污水收集防渗池，施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理	
			管道试压废水：采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域绿化和洒水抑尘	
		运营期	井下作业废水由罐车拉运至准东页岩油联合站处理； 采出水：吉康脱水站内一体化污水处理撬装装置处理达标后回注油藏；	
	防渗膜铺装		井下作业过程铺设防渗膜	
	噪声	施工期	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	
		运营期	①尽量选用低噪声设备；②采取减噪措施；③尽量将发声源集中统一布置；④切合实际地提高工艺过程自动化水平；⑤定时保养设备	
	固废	施工期	施工射孔压裂返排液自带回收罐回收，依托准东页岩油联合站污水处理系统处理	
			水基岩屑：经不落地系统处理实现固液分离，分离后的液相随钻井队用于后续钻井使用，分离后的固相（岩屑）临时贮存在井场内的岩屑储罐中，委托第三方合规处置；	
			油基岩屑：经不落地系统处理实现固液分离，油基泥浆随钻井队用于后续钻井使用；分离后的固相（油基岩屑）临时贮存在井场内的岩屑储罐，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置	
			施工土方：施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施	
			建筑垃圾：采取回收和综合利用等方法，充分利用资源；对不能再利用的建筑垃圾，可委托当地建筑渣土管理部门统一装运到环卫和城管部门指定地点进行填埋	
			落地油泥、废含油防渗布：暂存于萨探1区块7号平台新建危废暂存池（50m <sup>3</sup> ），定期委托有资质的单位拉运并进行无害化处置	
			施工生活垃圾依托吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行填埋处理	
		运营期	含油污泥：委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置	
落地油：井下作业时带罐作业，落地油100%回收，回收后的落地原油拉运至吉康脱水站卸油缓冲罐内，进入站内原油处理系统进行处理				
废弃防渗膜、废润滑油、清管废渣：暂存于萨探1区块7号平台新建危废暂存池（50m <sup>3</sup> ），定期委托有资质的单位拉运并进行无害化处置				
采出水处理污泥：委托有资质的单位处置，不在站内暂存				
环境风险		①安装防喷器和井控装置等安全措施；②按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其他消防器材；③井下作业配备回收罐		
		应急救援设备和仪器依托吐哈分公司		
生态恢复		①严格控制占地范围；②开挖时分层开挖、分层回填；③施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实；④永久占地地面硬化；⑤对临时占地进行平整，实施砾石覆盖等措施		

### 3.3.5 主体工程

#### 3.3.5.1 钻井工程

##### (1) 钻井方案

根据开发方案，整体部署 78 口井（新井 65 口，老井利用 13 口），新钻井中定向井 57 口，水平井 8 口。钻井工艺流程包括确定井位、井场准备、钻井、完井和连接集输管线等步骤。

##### (2) 井身结构

本次新钻定向井采用三开井身结构，用  $\Phi 660\text{mm}$  钻头打导眼 30m，下入  $\Phi 508\text{mm}$  的导管固井，水泥返至地面； $\Phi 375\text{mm}$  钻头一开，钻至井深 700m，下入  $\Phi 273\text{mm}$  套管，水泥返至地面； $\Phi 251\text{mm}$  钻头二开，钻至井深 2970m，下入  $\Phi 193.7\text{mm}$  套管，采用抗盐水泥返至 1600m； $\Phi 168\text{mm}$  钻头三开，按设计轨迹钻至完钻井深，下入  $\Phi 127\text{mm}$  尾管悬挂固井完井，悬挂尾管与上一层套管重合 200-300 米，抗盐低密水泥返至喇叭口。

定向井井身结构设计数据表见表 3.3-6 和图 3.3-3 (a)。

表 3.3-6 萨探 1 块新钻定向井井身结构设计数据表

开钻次序	井深 (m)	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	套管下入深度 (m)	环空水泥返深 (m)
导眼	30	$\Phi 660$	$\Phi 508$	30	0
1	700	$\Phi 375$	$\Phi 273$	700	0
2	2970	$\Phi 251$	$\Phi 193.7$	2970	1600
3	3500	$\Phi 168$	$\Phi 127$	3500	抗盐低密水泥返至喇叭口

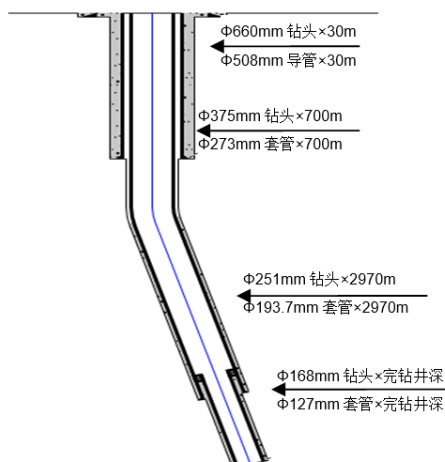


图 3.3-3(a) 定向井井身结构图

本次新钻水平井采用三开井身结构，用  $\Phi 660\text{mm}$  钻头打导眼 30m，下入  $\Phi 508\text{mm}$  导管固井，水泥返至地面； $\Phi 375\text{mm}$  钻头一开，钻至井深 700m，下入  $\Phi 273\text{mm}$  套管，完全封固砾石层及易塌软地层，水泥返至地面；用  $\Phi 251\text{mm}$  钻头二开，钻至井深 3080m，下入  $\Phi 193.7\text{mm}$  套管，采用抗盐水泥返至 1600m；用  $\Phi 168\text{mm}$  钻头三开，按设计轨迹钻至完钻井深，根据后期压裂及采油工艺需求，下入  $\Phi 139.7\text{mm}+\Phi 127\text{mm}$  复合油层套管固井完井，水泥返至  $\Phi 139.7\text{mm}\times\Phi 127\text{mm}$  套管转换接头以上 50m。

水平井井身结构设计数据表见表 3.3-7 和图 3.3-3(b)。

表 3.3-7 萨探 1 块新钻水平井井身结构设计数据表

开钻次序	井深 (m)	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	套管下入深度 (m)	环空水泥返深 (m)
导眼	30	$\Phi 660$	$\Phi 508$	30	0
1	700	$\Phi 375$	$\Phi 273$	700	0
2	3080	$\Phi 251$	$\Phi 193.7$	3080	1600m
3	3772	$\Phi 168$	$\Phi 139.7\text{mm}+\Phi 127\text{mm}$	3772	套管转换接头以上 50m

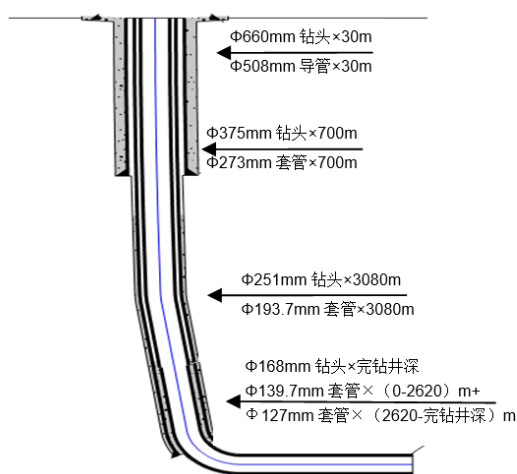


图 3.3-3(b) 水平井井身结构示意图

### (3) 钻井设备

本项目钻机优选 ZJ50 及以上钻机，单井钻井设备见表 3.3-8。

表 3.3-8 单井钻井主要设备

序号	名称	型号	载荷	单位	数量
1	钻机	ZJ-50		部	1
2	井架	ZJ-50	3500KN	部	1

3	天车	TC-350	3500KN	个	1
4	游动滑车	YC-350	3500KN	个	1
5	大钩	DG-350	3500KN	个	1
6	水龙头	SL-350	3500KN	个	1
7	转盘	ZP-520A/ZP-205	200T	个	1
8	绞车	JC-200		个	1
9	泥浆泵	#1	3NB-1300	台	1
		#2	3NB-1300	台	1
10	柴油机	#1	PZ12V190B	台	1
		#2	PZ12V190B	台	1
		#3	PZ12V190B	台	1
12	四级固控装置	振动筛×3	ZX-60×300	组	1
		除砂器	NCS250×2	台	1
		除泥器	ZQJ125×8-1.3×0.6	台	1
		离心机	LW450-842N	台	1
		除气器	HZQ1/4	台	1
13	柴油发电机	#1	Vovol	台	1
		#2	Vovol	台	1
14	净化罐	40m <sup>3</sup>		个	4
15	套装水罐	60m <sup>3</sup>		个	1
16	油水罐	40m <sup>3</sup>		个	3
17	钻井液不落地设备			套	1

#### (4) 钻井液体系

本项目新钻井一开采用坂土浆钻井液体系，二开采用油基钻井液体系，三开采用复合盐钻井液体系。各井段钻井液性能指标见表3.3-9。

表 3.3-9 钻井液性能指标表

开钻次序	井段 (m)	密度 (g/cm <sup>3</sup> )	钻井液类型	配方
导眼/一开	0-700	1.15-1.35	坂土浆钻井液体系	10-15%坂土+0.2-0.3%Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> +0.2-0.3%CMC+重晶石
二开	700-2970/3080	1.35-1.75	油基钻井液体系	80:20 (白油/柴油: 30%CaCl <sub>2</sub> 水溶液)+2%~2.5%主乳化剂+2%~2.5%辅乳化剂+1%~1.5%润湿剂+2%~3%有机土+2.5%降滤失剂+1.5%CaO+4%弹性封堵剂+4%刚性封堵剂+重晶石
三开	2970/3080-完钻井深	1.20-1.30	复合盐钻井液体系	井浆+0.5%JC-1000/IND10/PMHA-2/YL-HP-1/FA-367/NMI-4+0.5%NaOH+1-1.5%SP-8/复合铵盐/REDU1/CMC/MYK-1+7%KCl+3-5%PHT/RF-9/YL-YL+2-3%RLQ-2/KH-N+0.5-1%XZ-FDJ+3-5%超细钙+0.1%提切剂+3-5%润滑剂+1%随钻堵漏剂+重晶石

### (5) 固井设计

#### ①表层套管

采用常规水泥浆体系固井，水泥返至地面。

常规水泥浆体系：天山 G 中（MSR）水泥+44%水

#### ②技术套管

抗盐水泥浆配方：G 级（MSR）水泥+1.2%G33S+0.28%USZ+1.0%KQ-B+0.075%TW302+44%水

#### ③油层套管或尾管

采用抗盐或抗盐+抗盐低密水泥浆体系

抗盐水泥浆配方：G 级（MSR）水泥+1.2%G33S+0.28%USZ+1.0%KQ-B+0.075%TW302+44%水

抗盐低密水泥浆配方：G 级（MSR）水泥+15%JD-30B+0.8%KR400（防气窜剂）+2%G33S（抗盐降失水剂）+0.3%USZ（分散剂）+0.2%TW302（缓凝剂）+5%WG+0.1%XP-1+90%水

### (6) 钻井周期

本项目定向井钻井周期为 50 天，水平井钻井周期为 80 天。

### (7) 钻井井场平面布置

钻井井场的布置本着结构简单、流程合理的原则进行布局。钻井井场布置有值班房、录井房、配电房、罐区、不落地设备区、岩屑储罐等，井场平面布置图详见图 3.3-4。

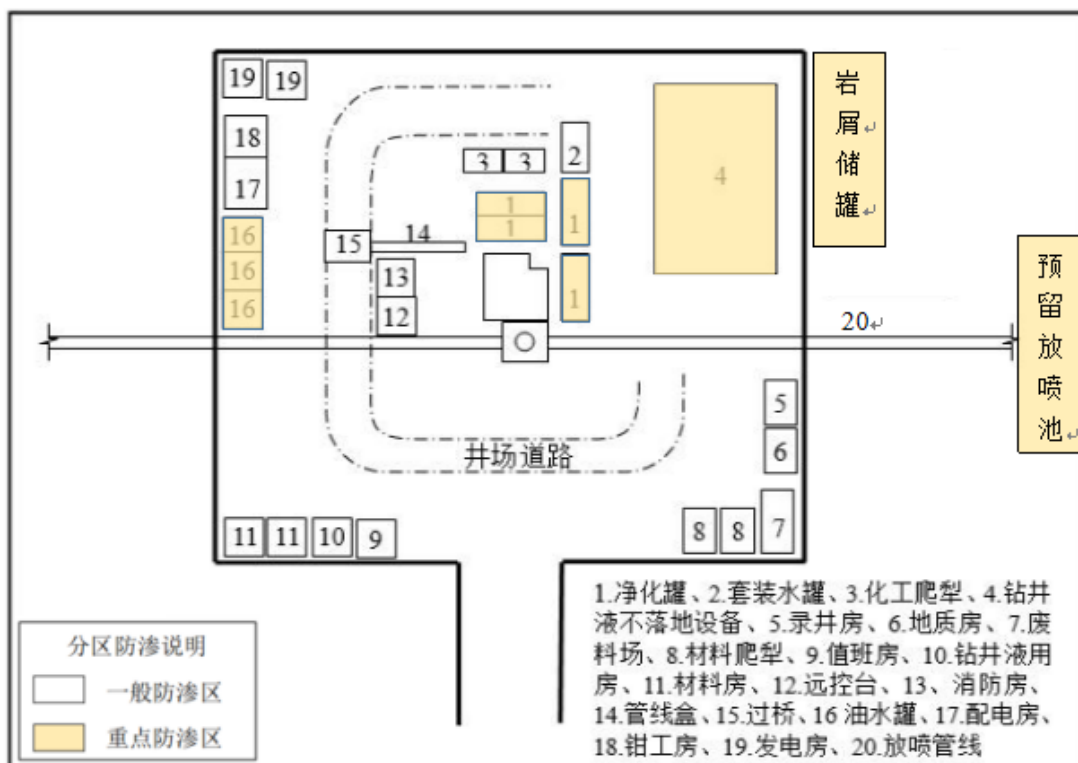


图 3.3-4 单井钻井井场平面布置图示意图

### 3.3.5.2 采油工程

本工程均采用平台井形式生产，布置 14 座采油平台，采用螺杆泵采油，不设抽油机。

(1) 投产方式：本项目定向井采用注水开发投产，水平井采用压裂投产。

(2) 举升方式：采用无杆泵举升，优选电潜螺杆泵举升技术作为本区块油井主体举升方式，部分高产井试验电潜离心泵举升。螺杆泵理论扬程为 2700m。

(3) 注水压力等级：42 兆帕。

(4) 压裂：对 700m 水平段长水平井开展体积压裂，采用复合压裂液体系；对 400m 水平段水平井开展较小规模压裂，采用中温压裂液体系，压裂液体系配方见表 3.3-10。

表 3.3-10 压裂液配方表

水平段长度	压裂液体系	pH 值	基液粘度 (mPa·s)	配方
700m 水平段	复合压裂液	9-10	20-25	滑溜水：0.05-0.2%环保型减阻剂 基液：0.3%胍胶+0.2%复合添加剂+pH 调节剂+0.3%交联剂
400m 水平段	中温压裂液	9-10	20-25	0.3%胍胶+0.2%复合添加剂+pH 调节剂+0.3%交联剂

### 3.3.5.3 油气集输工程

## (1) 采油井口

本项目 77 口采油井井口安装、标志标识均采用标准化设计。萨 3 井井口配备 10kW 防爆电磁加热器，用于原油加热。

## (2) 计量装置

根据井位部署情况，在 14 个钻井平台各新建计量装置一套，共 14 套。计量装置工程量见表 3.3-11。

表 3.3-11 计量装置工程量表

序号	采油平台	型号	数量 (套)	原油加热
1	萨 103 平台	5 井式多通阀选井计量装置 PN2.5MPa (消气器+流量计)	1	防爆电磁加热器 30KW
2	萨 105 平台	13 井式多通阀选井计量装置 PN2.5MPa (消气器+流量计)	1	防爆电磁加热器 30KW
3	萨 104 平台	10 井式多通阀选井计量装置 PN2.5MPa (消气器+流量计)	1	防爆电磁加热器 120KW
4	萨 102 平台	14 井式多通阀选井计量装置 PN2.5MPa (消气器+流量计)	1	防爆电磁加热器 120KW
5	6 号平台	7 井式多通阀选井计量装置 PN2.5MPa (消气器+流量计)	1	防爆电磁加热器 50KW
6	9 号平台	5 井式多通阀选井计量装置 PN2.5MPa (消气器+流量计)	1	防爆电磁加热器 25KW
7	7 号平台	5 井式多通阀选井计量装置 PN2.5MPa (消气器+流量计)	1	防爆电磁加热器 25KW
8	8 号平台	5 井式多通阀选井计量装置 PN2.5MPa (消气器+流量计)	1	防爆电磁加热器 25KW
9	萨 3 平台	5 井式多通阀选井计量装置 PN2.5MPa (消气器+流量计)	1	防爆电磁加热器 120KW
10	萨探 1 平台	5 井式多通阀选井计量装置 PN2.5MPa (消气器+流量计)	1	防爆电磁加热器 30KW
11	萨 6 平台	10 井式多通阀选井计量装置 PN2.5MPa (消气器+流量计)	1	防爆电磁加热器 100KW
12	萨 301 平台	5 井式多通阀选井计量装置 PN2.5MPa (消气器+流量计)	1	防爆电磁加热器 30KW
13	萨 109 平台	5 井式多通阀选井计量装置 PN2.5MPa (消气器+流量计)	1	防爆电磁加热器 30KW
14	萨 106 平台	5 井式多通阀选井计量装置 PN2.5MPa (消气器+流量计)	1	防爆电磁加热器 30KW

## (3) 集输工艺

本项目萨 106 平台、萨 109 平台采用“单井采出液→计量装置→平台拉油罐→吉康脱水站”集输工艺，单井采出液经单井集油支线，通过各平台数控多通阀选井计量装置计量后，进入各平台配套的拉油罐，再由罐车外运至吉康脱水站。



其余 12 个平台采用“单井采出液→计量装置→吉康脱水站”集输工艺。各平台单井采出液经单井集油支线，通过各平台数控多通阀选井计量装置计量后，通过集输管线输送进入吉康脱水站进行处理。集输管线示意图详见图 3.3-5。

#### (4) 集输管线

本项目新建集输管线 17.58km，单井集油管线 10.22km，管线埋地敷设，管底埋深-2.0m，穿越现有道路采用大开挖方式施工，穿越贡拜沟干渠、头工干渠选择非灌溉期施工，采用底部穿管保护。本项目管线方案详见表 3.3-12。

表 3.3-12 管线方案一览表

类型	起止点	管道规格	长度
单井管线	单井至各计量阀组	柔性复合管 RF-Y-II -65-6.4	10.22km
集输管线	各选井计量阀组至吉康脱水站	20# 无缝钢管 DN150 (黑夹克聚氨酯防腐保温 40mm、整体挤涂内防)	6.22km
		20# 无缝钢管 DN125 (黑夹克聚氨酯防腐保温 40mm、整体挤涂内防)	3.99km
		20# 无缝钢管 DN100 (黑夹克聚氨酯防腐保温 40mm、整体挤涂内防)	6.81km
		20# 无缝钢管 DN80 (黑夹克聚氨酯防腐保温 40mm、整体挤涂内防)	0.56km

#### 3.3.5.4 油气处理工程

本项目采出液由吉康脱水站处理，根据《吉康油田萨探 1 块 P<sub>2jj</sub> 油藏开发先导试验方案》，本项目投产后萨探 1 区块原油产能规模为  $19.3 \times 10^4 \text{t/a}$ ，前期实施的吉康原油脱水站处理规模不能满足区块建产要求，需进行扩建。

##### (1) 处理能力

本工程根据萨探 1 块开发预测数据，对吉康原油脱水站进行扩建，将原油处理规模扩增至  $19.3 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

##### (2) 工艺流程

目前吉康原油脱水站油气处理流程为“化学沉降+电化学脱水”两级脱水工艺；脱水站自投运以来，站内原油均处理合格，扩建后脱水工艺保持不变。扩建后流程见图 3.3-6。

##### (3) 新增设备选型

###### 1) 一段脱水模块（三相分离器）

萨探 1 块日最大产液量  $2725 \text{m}^3/\text{d}$ ，气油比为  $10.2 \text{m}^3/\text{t}$ ，站内已建 2 套撬装

式高效三相分离装置（ $\phi 3.0 \times 10.8\text{m}$ ；设计压力 1.5MPa），按停留时间 1.5h 计算，需新增 2 套撬装式高效三相分离装置（ $\phi 3.0 \times 10.8\text{m}$ ；设计压力 1.5MPa）。

#### 2) 二段脱水模块（高效电脱水装置）

高效三相分离器预脱水率为 50% 计，出口液量约  $1800\text{m}^3/\text{d}$ ，站内已建 1 套撬装式高效电脱水装置（ $1000\text{m}^3/\text{d}$ ；设计压力 1.5MPa），需新增 1 套撬装式高效电脱水装置（ $1000\text{m}^3/\text{d}$ ；设计压力 1.5MPa），其中设备入口的原油含水小于 30%，出口原油含水小于 0.5%。

#### 3) 一级原油加热模块

进站来液  $30^\circ\text{C}$ ，经油水换热器和油油换热器后，温度升至  $40^\circ\text{C}$ ，通过一级原油加热模块加热至  $60^\circ\text{C}$ ，按照未来 10 年产液量预测数据，经计算最大升温负荷为  $2134.88\text{kW}$ ，站内已建 1 套  $500\text{kW}$  撬装原油电加热器，需新增 1 套  $2000\text{kW}$  撬装原油电加热器。

#### 4) 二级原油加热模块

高效三相分离器预脱水率为 50% 计，出口液量约  $1800\text{m}^3/\text{d}$ ，其中油量  $873\text{m}^3/\text{d}$ ，水量  $926\text{m}^3/\text{d}$ ，高效分离器出口温度按  $60^\circ\text{C}$  计，高效电脱水装置进口温度按  $80^\circ\text{C}$  计，升温温差为  $20^\circ\text{C}$ ，经计算升温负荷为  $1234.6\text{kW}$ ，站内已建 1 套  $300\text{kW}$  撬装原油电加热器，需新增 1 套  $1200\text{kW}$  撬装原油电加热器。

#### 5) 原油装车模块

萨探 1 块年最大产油量  $19.3 \times 10^4\text{t/a}$ ，站内已建撬装一体化装车栈桥 3 套，原油装车泵 3 台（ $Q=90\text{m}^3/\text{h}$ ； $H=49\text{m}$ ； $P=30\text{kW}$ ；2 用 1 备），需新增撬装一体化装车栈桥 2 套，新增原油装车泵 3 台（ $Q=90\text{m}^3/\text{h}$ ； $H=49\text{m}$ ； $P=30\text{kW}$ ；2 用 1 备）。

#### 6) 合格油品储存模块

萨探 1 块年最大产油量  $19.3 \times 10^4\text{t/a}$ ，根据《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）要求：原油以铁路或公路外运的油田，储存天数不宜少于 5 天。需设置  $2000\text{m}^3$  合格油罐 3 具，站内已建  $2000\text{m}^3$  油罐 3 具，需新增  $2000\text{m}^3$  油罐 1 具作为站外来液缓冲罐，并新建大罐抽气管线接入前期已实施的大罐抽

气系统，实现新建储罐 VOCs 排放达标。

#### 7) 主要设备

新增设备见表 3.3-11。

表 3.3-11 吉康脱水站新增设备一览表

序号	设备名称及规格	单位	数量	备注
1	2000m <sup>3</sup> 钢制油罐	具	1	
2	撬装高效三相分离器 φ3.0×10.8m 1.5MPa (附：进出口阀门、油水出口电动阀、气出口自力式调节阀、液位计、温度变送器、压力变送器、控制柜、梯子等)	套	2	
3	撬装原油电加热器 2000kW (附：配套箱变、进出口阀门、液位计、温度变送器、压力变送器、控制柜、梯子等)	套	1	
4	撬装原油电加热器 1200kW (附：配套箱变、进出口阀门、液位计、温度变送器、压力变送器、控制柜、梯子等)	套	1	
5	高效电脱水装置	套	1	
6	撬装原油装车泵装置 (自带油泵 3 台：90m <sup>3</sup> /h；H=49m；P=30kW；撬装板房、RTU 控制柜、计量仪表、压力、温度、检测及远传仪表、防爆配电箱、配套的阀门、工艺配管等)	座	1	
7	撬装装车栈桥 (1 车位)	套	2	
8	电加热棒 20KW	台	4	

#### (4) 平面布置

吉康脱水站的平面布置严格执行根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004) 中的相关规定。吉康脱水站平面布置见图 3.3-7。

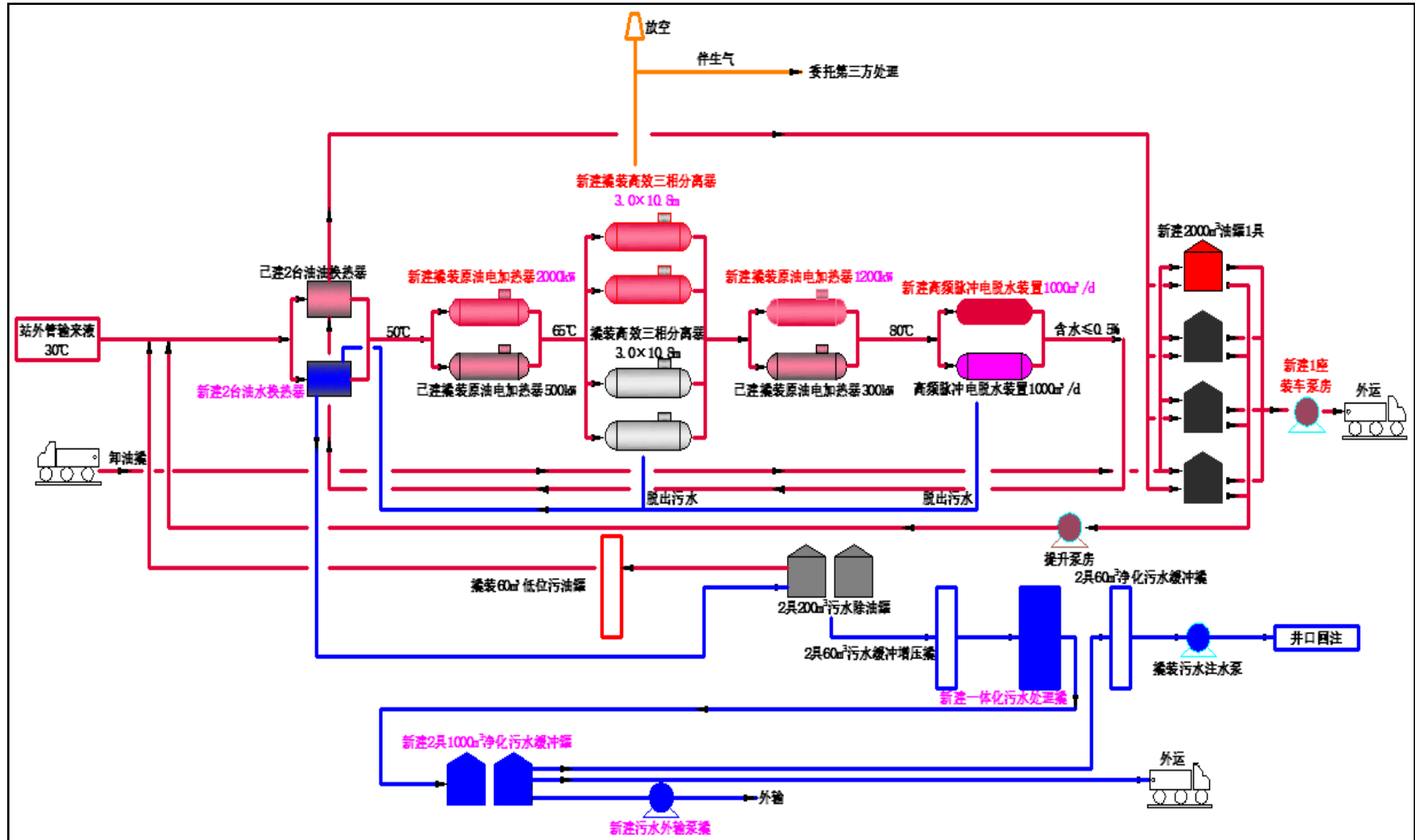


图 3.3-6 吉康脱水站工艺流程图

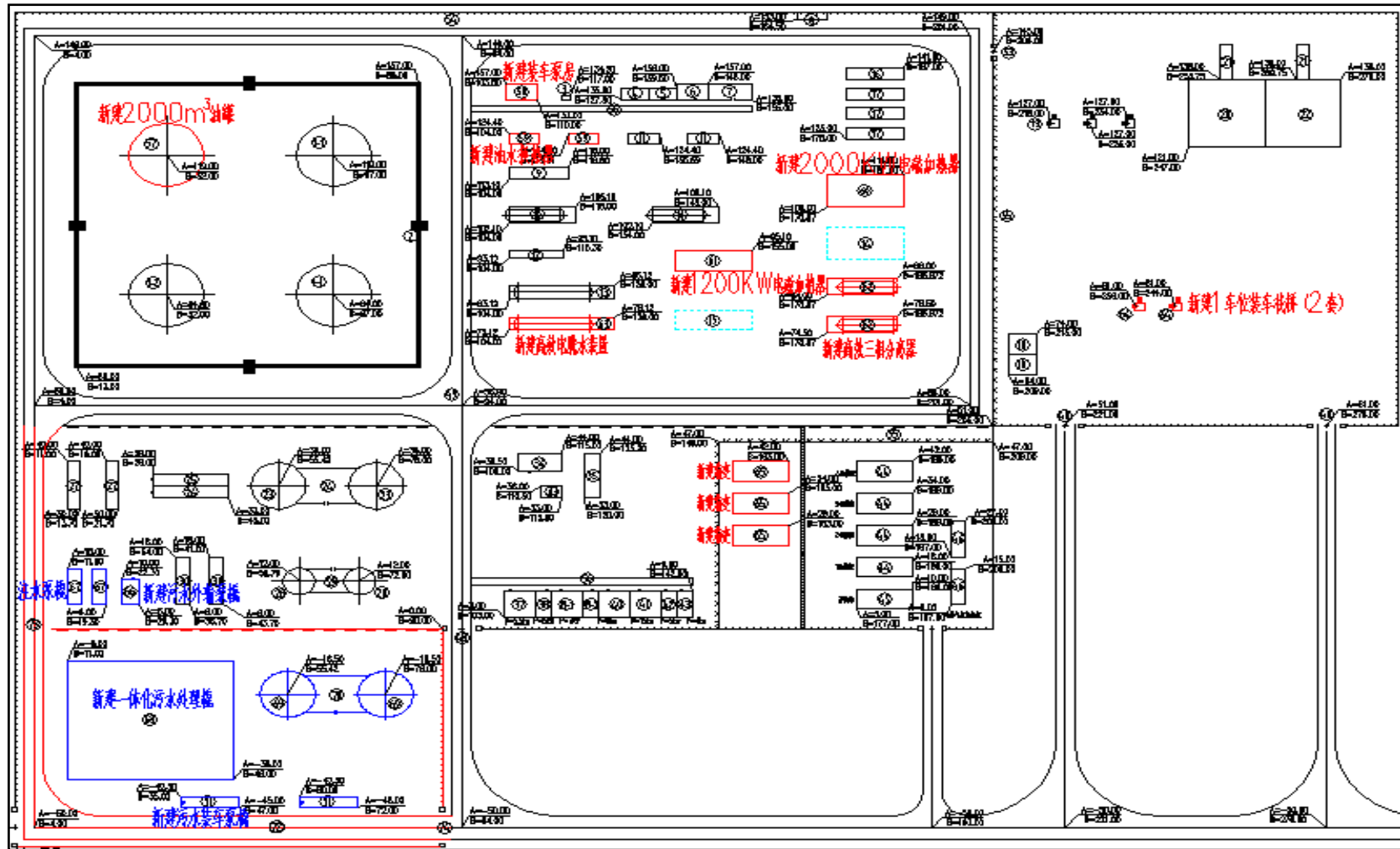


图 3.3-7 吉康脱水站平面布置图

### 3.3.5.5 注水工程

根据萨探1先导试验区开发预测配注量及注水井网部署情况，在吉康原油脱水站内新建注水撬装装置。注水系统规模  $700\text{m}^3/\text{d}$ ，回注水为经处理后的采出水。

#### (1) 站内注水系统

##### ① 清水过滤撬

新建清水过滤撬1座，含喂水泵3台（开2备1），泵型选用卧式离心泵（ $Q=14\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=58\text{m}$ ， $N=5.5\text{kW}$ ）；流量计1套；纤维球过滤器1套，额定处理量  $Q=30\text{m}^3/\text{h}$ ，包括直径  $D1400\text{mm}$  滤罐2座，反冲洗泵2台，自控系统、联合底座，集装箱式保温房等；喂水泵状态、流量、压力、过滤器状态等参数远传。

##### ② 加药装置

新建撬装加药装置1套，用于投加除氧剂（加药泵2台： $Q=0\sim 200\text{L}/\text{h}$ ； $P=1.0\text{MPa}$ ；功率  $1.5\text{kW}$ ，自带安全阀及止回阀），附带加药间和药库。

##### ③ 撬装注水泵

新建撬装注水泵5套，每套含往复式注水泵1台， $Q=11.8\text{m}^3/\text{h}$ ， $P=42\text{MPa}$ ， $N=185\text{kW}$ 。变频控制。总体开3备2，最大注水能力  $720\text{m}^3/\text{d}$ 。

##### ④ 污水回收池

设地下式低位污水池1座，用于回收清水过滤器反洗排水等不含油污水，有效容积  $100\text{m}^3$ ，采用砼结构，尺寸  $10\text{m}\times 6\text{m}\times 2.0\text{m}$ 。配套潜污泵1台，用于定期将池内污水输送至污水处理系统，或装车外运。

新建注水撬装装置在吉康脱水站中的位置详见图3.3-7。

#### (2) 注水管网

新建注水干线  $3.28\text{km}$ ，单井注水管线  $0.55\text{km}$ ，注水干管管线管径采用  $D76\times 12$ ，注水单井管线采用  $D60\times 10$ ，井口压力为  $41.37\text{Mpa}$ 。注水管线选用  $Q345\text{C}$  无缝钢管，管线埋地敷设，管底埋深  $-2.0\text{m}$ ，注水管道外防腐采用  $3\text{PE}$  加强级防腐，不做内防腐。穿越现有道路采用大开挖方式施工，穿越贡拜沟干渠

选用非灌溉期施工，采用底部穿管保护。注水管网平面图详见图 3.3-8。

### 3.3.5.6 污水处理工程

#### (1) 基本情况

一体化污水处理撬装装置位于吉康脱水站内，该撬装装置设计处理规模 2000m<sup>3</sup>/d，采用“预除油+GEM 三相涡流混合气浮+石英砂、核桃壳、超滤膜三级过滤”工艺，废水处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中标准后，回注吉康油田萨探 1 井区，回注后多余污水进行注水吞吐或外运。

#### (2) 主要参数

处理能力：2000m<sup>3</sup>/d；

入口压力：0.2~0.3MPa；

出口压力：≥0.2MPa；

入口（处理前）水质：含油≤1000mg/L，悬浮物≤300mg/L；

出口（处理后）水质：含油≤5mg/L，悬浮物≤5mg/L，粒径≤3 μm。

#### (3) 工艺流程

污水处理选择预除油+GEM 三相涡流混合气浮+石英砂、核桃壳、超滤膜三级过滤工艺，出水水质达到含油≤5mg/L，悬浮物含量≤5mg/L，粒径中值≤3μm 的指标。

##### 1) 预除油

预除油设备主要用于原油回收，将原水中大部分原油分离出来，降低后端设备的除油负荷，原油收集后泵入站内污油罐。

##### 2) GEM 三相涡流混合气浮

GEM 气浮主要用于除油和除悬浮物，通过加入适量的絮凝剂将污水中绝大部分的油和悬浮物去除，为后续的过滤环节提供良好进水水质。

GEM 气浮系统利用涡流三相混合技术，在涡流三相混合器内加入高压气体和水处理药剂，污水在流经涡流三相混合器的过程中，完成了高压空气溶解、药剂分子拉伸提效、混凝絮凝搅拌、絮体形成、气泡晶核生成和超轻中空化絮

体形成的所有步骤。形成的絮体在高压形态下为固、液、气三态混合物，一旦进入气浮池后，压力迅速降低，絮体中的溶气释放并形成气泡，将絮体中的水分挤出，最终在絮体中形成多孔中空形态，含水率显著降低同时自身比重越来越轻，可以不借助外力自行上浮，最终形成浮渣被刮除。

GEM 用于处理污水，可以快速分离污水中的油类和悬浮物，处理效果优于常规溶气气浮。

### 3) 三级过滤

通过预除油设备和 GEM 气浮的处理后，原水中绝大部分的油和悬浮物都已去除，再经过石英砂、核桃壳、超滤膜三级过滤，出口水质可以达到要求的指标。

### 4) 污泥脱水

污水处理过程中，产生的气浮浮渣，选用串螺污泥脱水机，进行脱水减量化处理。串螺污泥脱水机用于处理第二级 GEM 气浮分离出来的浮渣，对浮渣进行脱水处理，通过串螺污泥脱水机将浮渣含水率降到 85%左右，形成可以堆放的泥饼，便于外运。

工艺流程见图 3.3-9。

## (4) 主要设备

污水处理主要设备见表 3.3-13。

表 3.3-13 污水处理主要设备一览表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	一体化污水处理橇 Q=100m <sup>3</sup> /h	套	1	
2	提升泵 Q=50m <sup>3</sup> /h; H=50m; P=15KW, 液位联锁变频控制	台	4	
3	1000m <sup>3</sup> 净化污水缓冲罐阀组间工艺安装	项	1	
4	1000m <sup>3</sup> 净化污水缓冲罐 玻璃钢	座	2	
5	电加热棒 20KW	台	2	
6	污水装车泵橇 每套含离心泵 2 台 (100m <sup>3</sup> /h; 50m; 22kW) 含电磁流量计及阀门	套	2	
7	污水外输泵橇 (包括 3 台外输泵 Q=44.5m <sup>3</sup> /h; H=100m; P=30KW, 液位联锁变频控制)	座	1	
8	内衬闸阀 Z41F46-16C DN200	个	16	
9	内衬闸阀 Z41F46-16C DN150	个	15	
10	闸阀 Z41H-16C DN150	个	12	
11	钢骨架聚乙烯塑料复合管 DN200 PN1.6MPa	m	80	装车管



				道
12	钢骨架聚乙烯塑料复合管 DN150 PN1.6MPa	m	200	污水管道
13	钢骨架聚乙烯塑料复合管 DN200 PN1.6MPa	m	3000	外输管道
14	钢骨架聚乙烯塑料复合管管件 DN200 PN1.6MPa	个	20	
15	钢骨架聚乙烯塑料复合管管件 DN150 PN1.6MPa	个	40	
16	镀锌钢管管件 DN150 PN1.6MPa	个	21	
17	防爆自控温电热带 42w/m ~220V (带附件)	m	560	

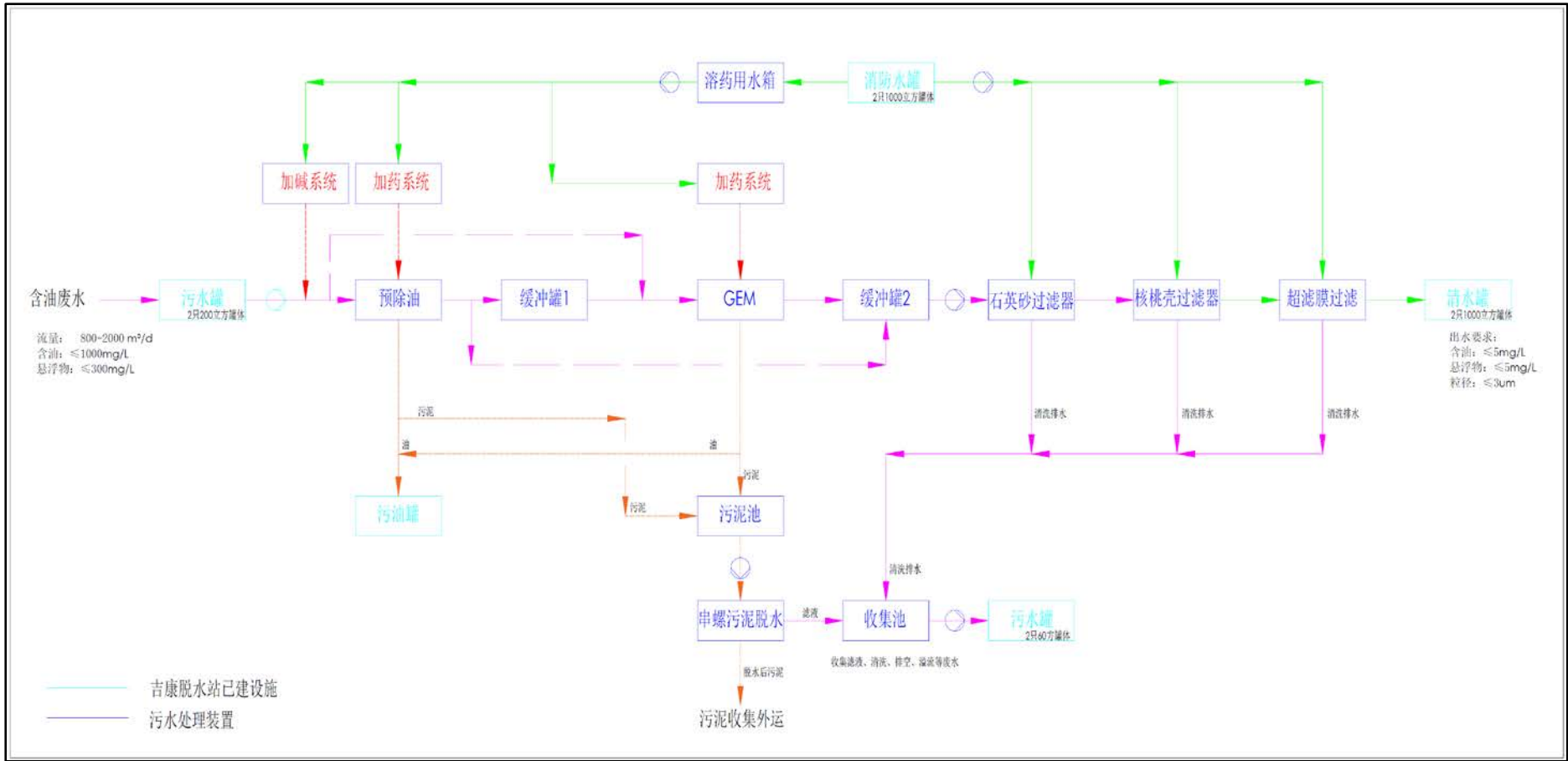


图 3.3-9 一体化污水处理撬装装置工艺流程图

### 3.3.6 公辅工程

#### 3.3.6.1 供排水

##### (1) 供水水源

根据萨探 1 区块开发预测数据，未来 10 年，该区块最大污水量为 988m<sup>3</sup>/d，经处理达标后可用于回注，水量可满足区块注水要求。

##### (2) 排水

本项目最大新增采出水 36.06×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a，依托吉康脱水站污水处理系统处理达标后回注含油层，回注吉康油田萨探 1 井区，回注后多余污水进行注水吞吐或外运，不向外环境排放。

#### 3.3.6.2 供配电

萨探 1 块电源引自吉康脱水站吉康变，区块内新建 35kV 架空线路 11km，10kV 线路导线采用 JkLGYJ-10kV-120/20 架空绝缘导线，安全系数 4.0。

#### 3.3.6.3 道路

本项目新建油区巡检道路 10.1km，采用砂石路面，路宽 4m，简易道路，巡检道路布置见图 3.3-10。

### 3.3.7 依托工程

本项目生活污水定期拉运至吉木萨尔县污水处理厂；生活垃圾送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。井下作业废水依托页岩油联合站处理。依托设施位置图详见图 3.3-11。

#### 3.3.7.1 吉木萨尔县污水处理厂

本项目生活污水经收集处理拉运至吉木萨尔县污水处理厂。

吉木萨尔县污水处理厂（即第二污水处理厂）位于吉木萨尔县城东北 15km 处，项目所在地中心地理坐标为：北纬 44°06′51.3″、东经 89°13′48.7″，距本项目约 20km。

吉木萨尔县污水处理厂为城镇污水处理厂，主要承担北庭工业园、物流园区、城北片区、城南片区庭园路以东区域的生活污水收集、处理与排放工作。污水处理厂于 2015 年 6 月取得了原昌吉州环境保护局的批复（昌吉环评〔2015〕

25号), 并开工建设, 于2017年10月建成并投入试运行, 并于2018年9月通过了原昌吉州环境保护局的竣工环境保护验收。

工程总设计规模为3万 $\text{m}^3/\text{d}$ , 实际建设规模为1万 $\text{m}^3/\text{d}$ , 污水处理工艺采用“强化脱氮改良 $\text{A}^2/\text{O}$ +絮凝沉淀滤布滤池工艺”, 污泥处理工艺采用带式压榨脱水一体机浓缩脱水, 消毒工艺采用紫外线消毒。处理后废水满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)表1一级A标准, 排水回用于下游生态林建设及东方希望电解铝厂的生产用水。

根据吉木萨尔县人民政府(<http://www.jmsar.gov.cn/>)公示监督监管数据可知: 污水处理厂的pH、COD、氨氮、总磷、总氮的在线监测数据及pH、COD、氨氮、总磷、总氮、SS、 $\text{BOD}_5$ 、色度、阴离子表面活性剂、动植物油、粪大肠菌群数、石油类、总汞、烷基汞、总铬、六价铬、总镉、总铅、总砷的每月监测数据均可满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)中的一级A标准。

根据调查, 吉木萨尔县污水处理厂现实际处理量在0.6-0.7万 $\text{m}^3/\text{d}$ , 本项目整个钻井期生活用水为3600 $\text{m}^3$ , 排放量较小, 吉木萨尔县污水处理厂剩余处理能力可满足本项目生活污水处理要求, 依托可行。

### 3.3.7.2 吉木萨尔县生活垃圾填埋场

吉木萨尔县生活垃圾填埋场位于吉木萨尔县新地乡, 距吉木萨尔县城西南约9.5km, 北距乌奇南路约2km处, 中心地理坐标为: 东经 $89^{\circ}04'15.8''$ , 北纬 $43^{\circ}59'10.1''$ 。

生活垃圾填埋场主要处置城镇生活垃圾, 不作为工业固体废物和危险废弃物处置场所。整个卫生填埋场占地面积约21.94万 $\text{m}^2$ 。近期工程设计规模: 生活垃圾清运处理量100t/d, 占地7.0万 $\text{m}^2$ , 有效库容63万 $\text{m}^3$ , 服务年限11年; 远期工程设计规模: 生活垃圾清运处理量130t/d, 占地10.5万 $\text{m}^2$ , 有效库容94.5万 $\text{m}^3$ , 服务年限12年。

工程于2010年8月取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅的批复(新环函评价(2010)452号), 同年开工建设, 并于2015年9月取得了原昌吉回族自治

州环境保护局的竣工环境保护意见（昌州环函〔2015〕358号），同意通过竣工环境保护验收。

垃圾填埋场采用卫生填埋工艺，推进式填埋法，工艺过程主要包括机械卸料、铺平、压实、覆土、喷水降尘、灭虫等。渗滤液经场底收集系统排至渗滤液收集池，经处理后回喷垃圾堆体；填埋气经导气石笼收集后导出。填埋场底部和边坡采取严格防渗的设计方案。

根据调查，目前该垃圾填埋场日处理量约40t左右，因此，吉木萨尔县生活垃圾填埋场可以满足本工程垃圾处理的需求，可以依托。

### 3.3.7.3 页岩油联合站

#### （1）基本情况及环保手续

“页岩油联合站建设工程”位于吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏吉305-吉17-吉37井区，中心地理坐标为N44°10'22.86"、E89°4'39.39"，该工程于2019年3月29日通过第六师生态环境局批复（师环监函〔2019〕27号），后因方案发生变更，该联合站环评已重新上报至第六师生态环境局进行审批，于2019年6月17日通过审批（师环监函〔2019〕38号），目前已建成投产，于2021年10月28日通过自主验收。该联合站工艺主要为原油处理设计规模为 $100\times 10^4\text{t/a}$ ，采用“热电化学沉降脱水”工艺；天然气处理站设计处理规模 $10\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ ，采用“干法脱硫+分子筛脱水+浅冷脱烃”工艺；压裂返排液（采出水）及井下作业废水依托页岩油联合站第三方单位建设的污水处理系统进行处理，主要采用预处理单元、气浮分离单元、过滤器装置进行处置。

本项目井下作业废水依托该联合站污水处理系统处理。该污水处理系统由准东页岩油联合站委托辽宁华孚环境工程有限公司建设运营。该系统设计处理规模 $4500\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“混凝沉降+气浮+过滤”工艺，废水达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中标准后，优先用于复配压裂液，剩余部分净化水由外输泵转输至吉7井区吉祥联合站净化水罐储存，最终回注吉7井区。

页岩油联合站的运营单位已制定突发环境事件应急预案并在昌吉生态环境

局吉木萨尔县分局进行备案，备案号为 652527-2020-004，并进行了固定污染源排污许可登记，其排污许可证编号为 91650200715597998M057Z。

## (2) 污水处理系统情况

准东页岩油联合站污水处理系统采用“混凝沉降+气浮+过滤”工艺，工艺流程见图 3.3-12。

### a. 预处理单元

由污水提升泵、混凝沉淀箱、撬座及配套的工艺管线、电气、仪表组成。根据水质的变化和相应的处理需求，在反应箱中分别投加 pH 调整剂、破胶剂等、有机混凝絮凝剂。沉淀箱采用简单、易于运行维护的平流结构，去除大于 150 $\mu\text{m}$  油珠和 100 $\mu\text{m}$  的固体颗粒，出水进入与其一体的出水箱。顶部设有刮油（渣）机和集油槽，底部设集泥槽和排泥阀。沉淀箱的排油进入污油箱，排泥进入污泥箱。预处理单元的主要功能为调节水质、破胶、混凝絮凝等加药反应，通过沉淀去除污水中的悬浮物，并去除浮油。

### b. 分离单元

由气浮提升泵、ADNF 气浮装置、撬座及配套的工艺管线、电气、仪表组成。

气浮提升泵从预处理单元出水箱吸水，通过专有混合、反应器中先后加入混凝剂和絮凝剂，反应器中通入溶气水，利用微气泡强化絮凝过程。在分离区上方，设有刮渣机和排渣槽。处理后的水通过溢流堰流入出水。分离单元的主要功能为通过絮凝反应生成絮体，通过气浮实现分离，去除污水中的大部分的含油及悬浮物。

### c. 过滤单元

由过滤提升泵、过滤器、反洗泵、反洗风机、撬座及配套的工艺管线、电气、仪表等组成。过滤提升泵由气浮出水箱吸水，进入过滤器进行处理。过滤单元主要功能为去除污水中的含油及悬浮物，保障出水水质。

### d. 污泥脱水单元

污泥脱水单元由压滤机、皮带输送机、撬座及配套的工艺管线、电气、仪

表组成。

污泥处理设施选用全自动板框式压滤机，混合液流经过滤介质（滤布），固体停留在滤布上堆积形成过滤泥饼。而滤液部分则渗透过滤布，成为不含固体的清液。随着过滤过程的进行，滤饼过滤开始，泥饼厚度逐渐增加，过滤阻力加大。过滤时间越长，分离效率越高。压滤后污泥含水率可达 70%~75%，为危险废物委托有资质单位处置。

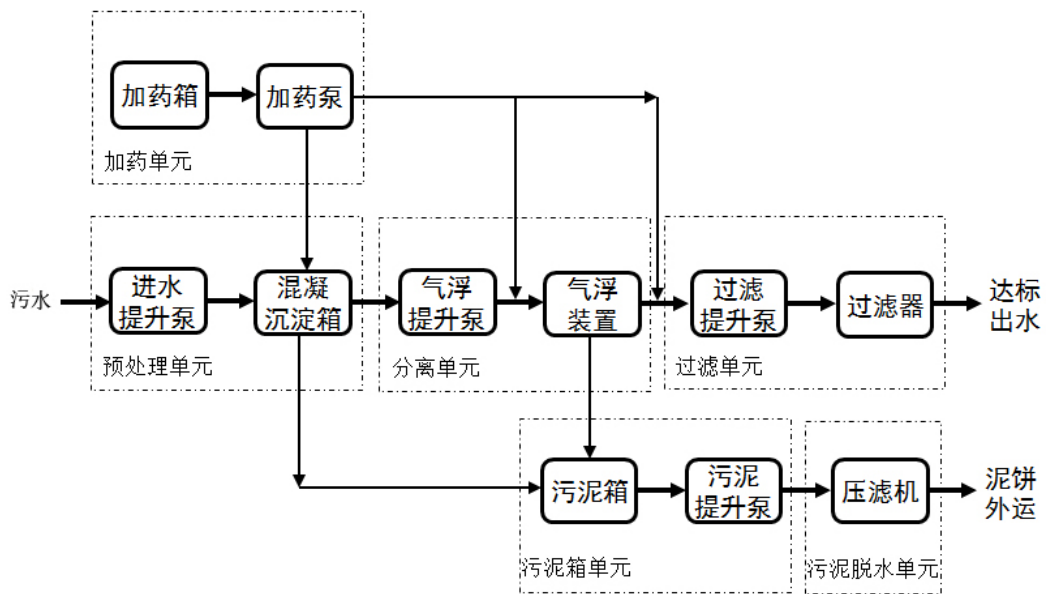


图 3.3-12 准东页岩油联合站污水处理系统工艺流程图

### (3) 依托可行性分析

#### ①水量

页岩油联合站第三方单位建设运营的污水处理系统污水处理能力 4500m<sup>3</sup>/d，主要接纳准东页岩油联合站产生的污水及附近区域的同类型废水。页岩油联合站的污水处理系统目前的实际处理量为 2000m<sup>3</sup>/d，本项目井下作业废水产生量为 15833.51m<sup>3</sup>/2a，根据系统负荷分批处理，页岩油联合站的污水处理系统的剩余处理能力可满足本项目采出水的处理要求，依托可行。

表 3.3-14 页岩油联合站污水处理系统建设规模

工程名称	处理工艺	设计处理能力	出水标准	出水去向	实际处理量	依托可行性
页岩油联合站污水处理系统	“混凝沉降+气浮+过滤”工艺	4500m <sup>3</sup> /d	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)	优先用于复配压裂液, 剩余部分净化水回注油层	2000m <sup>3</sup> /d	页岩油联合站污水处理系统剩余处理量为2500m <sup>3</sup> /d, 本项目井下作业废水15833.51m <sup>3</sup> /2a, 根据系统负荷分批处理, 依托可行

## ②水质

根据辽宁华孚环境工程有限公司提供的监测报告（见附件），经联合站污水处理系统处理后的废水中含油量为 0.44mg/L、悬浮物为 0.5mg/L，可达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中标准。此外，关于该污水处理系统的委托建设与运营情况、承诺废水达标排放情况，准东页岩油联合站进行了承诺说明（见附件），由此可见，准东页岩油联合站污水处理系统可做到稳定达标排放。

本项目依托的污水处理系统处理过程中主要产污情况及目前的治理措施为：

①废气：污水处理过程中挥发出的油气，在油气产生量较大的节点处（混凝水箱、污泥箱）采取加盖方式减少无组织排放。依托的污水处理系统废气排放量总体排放量较小，对周边环境影响较小。

②固体废物：混凝沉淀箱产生的污泥、气浮装置产生的浮渣。污泥和浮渣为危险废物，经压滤后委托有资质的单位进行合规处置。

项目依托的污水处理系统废气、固废均采取了有效的污染防治措施，不会造成二次污染，本项目依托该污水处理系统的废气、固废污染防治措施可行。

综上，从水质、水量等方面分析，本项目井下作业废水依托方案可行。

### 3.3.8 主要经济技术指标

本项目主要经济技术指标见表 3.3-14。

表 3.3-14 本项目主要经济技术指标表

序号	项目	单位	数量
1	动用资源储量	t	986×10 <sup>4</sup>
2	注水规模	m <sup>3</sup> /d	45
3	设计井数	口	78
4	管道长度	km	31.63



序号	项目		单位	数量
5	水基钻井液		m <sup>3</sup>	26838
6	油基钻井液		m <sup>3</sup>	49031
7	压裂液		m <sup>3</sup>	2890
8	柴油		t	4886
9	工程占地	永久占地	hm <sup>2</sup>	13.73
10		临时占地	hm <sup>2</sup>	77.9129
11	总投资		万元	16101.30
12	劳动定员		人	依托现有

### 3.4 工程分析

#### 3.4.1 生态影响因素分析

生态影响因素主要来自各种占地、人为活动导致的景观变化、土地类型的改变，以及直接影响野生动物的栖息环境使相对完整的栖息地破碎化，连通程度下降等。

##### 3.4.1.1 施工期

###### (1) 占用土地、压占破坏植被

工程占地包括永久占地和临时占地。临时占地包括钻井井场、管线、各类站场施工临时占地。永久占地包括井场、巡检道路等。临时占地对环境的影响主要来自管道施工作业带清理、开挖管沟、井场土地平整等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。本项目管道施工作业带宽度约 8m，其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧 2m~3m 内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。永久占用的土地将永久性地改变土地利用结构和功能，临时占地将在短期改变土地利用的结构和功能，但施工结束后，经过 2~3 年后可恢复原有使用功能。

###### (2) 破坏植被

对植被最主要的影响是施工期占地范围内对植被破坏，另外土地开挖、车辆运输带起的扬尘自然沉降在周围植物的叶片上，阻塞气孔，影响植物呼吸作用和光合作用，有碍作物生长，还有车辆运行和施工机械的尾气含有 NO<sub>x</sub> 等气体，可破坏敏感植物的叶组织，造成褪色伤斑。不过以上这些不利影响主要是

短期的，随着施工期结束，这些影响也随之消失。

### (3) 破坏、污染土壤

工程对土壤的影响主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响和土壤污染三个方面。工程土方的开挖和回填，将造成土壤结构的改变，进而导致土壤肥力的降低，对当地植被的生长和产量造成一定影响。

### (4) 扰动地表，引起新的土壤侵蚀、水土流失

评价区位于昌吉州吉木萨尔县，属于II2 天山北坡诸小河流域重点治理区，主要土壤侵蚀类型为风力侵蚀。工程施工活动将破坏地表植被，如不及时进行恢复和重建，土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点加重水土流失。

#### 3.4.1.2 运营期

项目生产运营期对生态环境的影响较小，主要为井下作业过程产生的废物发生泄漏对地表土壤的污染以及事故条件下对植被、土壤等生态环境要素的影响等。评价建议建设单位应加强日常设施设备的运行管理，尽量避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生，以减少物料及污染物的逸散对周围生态环境的影响。

同时项目建成后，临时占地得到有效的填充平整、恢复植被，以降低土壤侵蚀，减少水土流失。

#### 3.4.1.3 退役期

退役期主要是生产井的陆续停运、关闭、恢复土地使用功能时段。退役期作业主要包括拆除井场的采油设备、设施，封堵油层和封闭井口，对井场等占地进行生态恢复等。

设备拆除时将对地表植被产生破坏和干扰，同时也可能引起新的水土流失；对废弃的井场、道路应采取生态恢复措施，可使油区内人工景观的密度大大降低，而自然景观的连通性得以恢复，生态环境质量逐渐提高。

### 3.4.2 污染影响因素分析

本项目开发建设可分为施工期、运营期和退役期三个阶段。

#### 3.4.2.1 施工期

施工期主要包括钻井、修井、井场、管线建设等施工作业内容，其环境影

响因素主要来源于钻井、修井、地面工程（井场、管线、脱水站）建设等施工过程中排放的污染物质导致的环境污染。施工期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

### 3.4.2.2 运营期

运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关的采油、井下作业、油气集输、处理、采出水处理等各工艺过程排放的污染物质导致的环境污染。

### 3.4.2.3 退役期

退役期的环境影响主要为油田停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，由施工单位运至指定位置进行处理。如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

油田开发过程环境影响因素识别详见表 3.4-1。

表 3.4-1 环境影响因素识别表

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
钻井	车辆尾气、设备燃料燃烧废气	环境空气	临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中	施工期
	钻井废水、生活污水	土壤、地下水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	钻井岩屑	土壤、地下水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	废含油防渗布	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	
	井喷爆炸、火灾等	土壤、水、环境空气及生态环境	事故污染源，随作业结束而消除	事故
	落地油泥	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	
采油平台、站场	施工扬尘、车辆尾气、管线焊接烟气	环境空气	临时性污染源，随作业结束而消除	施工期

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
建设、管线施工、道路建设	管道试压废水、施工生产废水、施工生活污水	地表水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	施工土方、井下射孔压裂返排液、管线焊接吹扫废渣、施工生活垃圾	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除	
	临时占用土地	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	
道路建设	占用土地	土壤、植被	持续性影响环境，永久占地	生产期
采油、油气集输、吉康脱水站	采出水、职工生活污水	地表水	持续性影响环境的污染源	生产期
	烃类气体	环境空气	持续性影响环境的污染源	
	产生设备噪声	声环境	持续性影响环境的污染源	
	含油污泥	土壤、地下水	持续性影响环境的污染源	
	落地油、含油污水泄漏	土壤、地下水	事故污染源	事故
井下作业	修井废水、洗井废水、压裂返排液	土壤、地表水	间断性污染源	生产期
	产生设备噪声	声环境	间断性污染源	
	废含油防渗布	土壤、植被	间断性污染源	
拆除/清理作业	废弃设施、废弃管线等固体废物	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除	退役期

### 3.4.3 各工程工艺流程及产污环节

#### 3.4.3.1 施工期工艺流程

本项目施工期总体工艺流程见图 3.4-1。

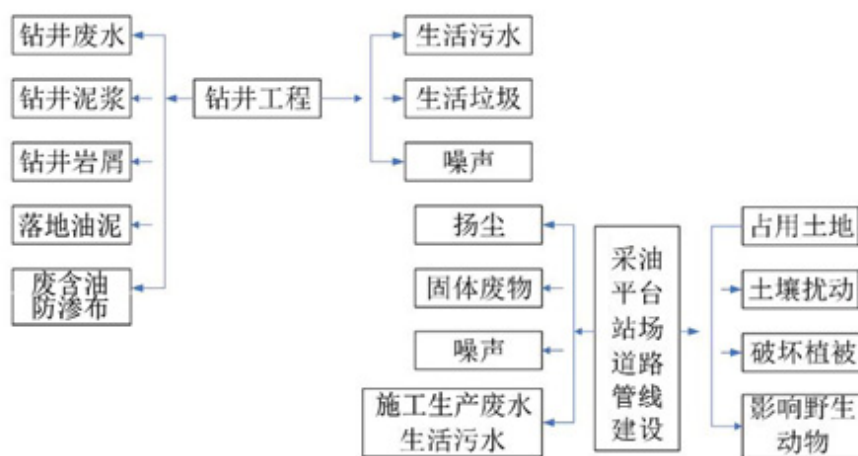


图 3.4-1 施工期工艺流程图

### (1) 钻前工程

由于本项目涉及的14座平台均已完成征地并已开展了井场地面平整夯实，已修建了进场道路。

本项目钻前工程主要是对需开钻的油井，布设安装井场设备，包括钻机、钻台，以及配料罐、泥浆泵、钢制泥浆槽等工作内容，并对设备进行调试，保证正常运行。

### (2) 钻井工程

钻井工程包括：钻井施工（钻井、固井）、井场清理平整。

钻井工程是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井液将钻屑带出井眼，以保证持续钻井。钻井时井筒排出的钻井液及岩屑进入钻井液不落地循环系统（2套钻井液不落地循环系统。1套为水基钻井液不落地循环系统，1套为油基钻井液不落地循环系统），该系统设置振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级处理，经四级处理后，岩屑与钻井液完全分离，钻井液返回井筒，水基岩屑排至储罐内，直接委托岩屑公司处置，油基岩屑集中收集至专用方罐中，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。

固井是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，可防止复杂情况以保证安全继续钻进下一段井眼或保证顺利开采生产层中的油、气。

固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管就是在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥就是在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。固井作业的主要设备有水泥搅拌机、下灰罐车、混合漏斗和其他附属安全放喷设备等。

另外，现场施工前根据实际情况要做水泥浆配方及性能复核试验，同时，如果是钻井中井漏严重，则应考虑采用双凝水泥浆体系固井，从而提高固井质

量，防止因为井漏事故造成地下水环境污染。

钻井施工作业流程及排污节点见图 3.4-2。

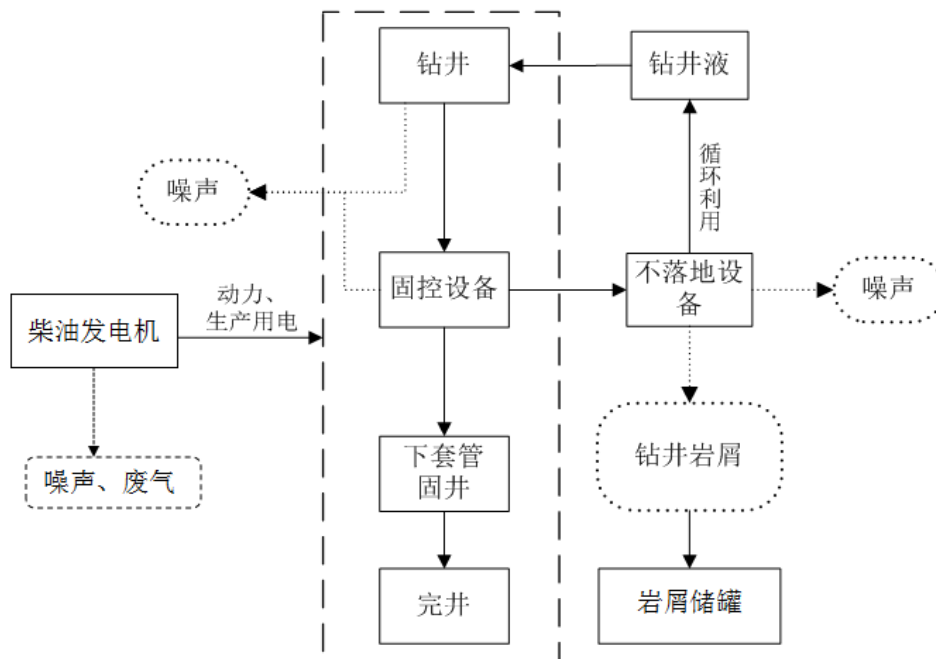


图 3.4-2 钻井施工作业流程及产污节点图

本项目钻井泥浆不落地设备工艺如下：

由于开挖大循环池存放钻井液及岩屑的形式会造成土壤及地下水污染，破坏生态环境，对本工程施工期产生的岩屑及钻井液全部进行不落地处理，使施工期固体废物实现回用及妥善处理。泥浆进入钻井不落地系统中处理并实现固液分离，分离后的液相循环使用，钻井结束后，剩余的少量液相由钻井施工单位回收至钻井液配制站，用于其他区块井场的钻井液配制，固相（水基岩屑）收集于储罐内（方罐 2 用 1 备，容积 50m<sup>3</sup>），直接委托岩屑公司处置，油基岩屑由密封储罐收集，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。本项目无废弃钻井泥浆产生。

※工艺流程说明：

不落地系统由振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备组成，钻井液（泥浆）进入不落地系统后，经以下步骤进行处理：

a. 钻井液（泥浆）经振动筛、除砂器、离心机多级分离后，实现初步分离，分离后的固相进入收集箱，再输送至甩干机和离心机进行二次深度固液分离，

二次分离出的液相（泥浆）回用，分离出的固相（岩屑）收集于储罐内；

b.初步分离出的液相进入废水收集罐。通过废水收集罐进行处理，处理后的再生钻井液进入处理水储罐内用于钻井液配制。工艺流程图见图 3.4-3。

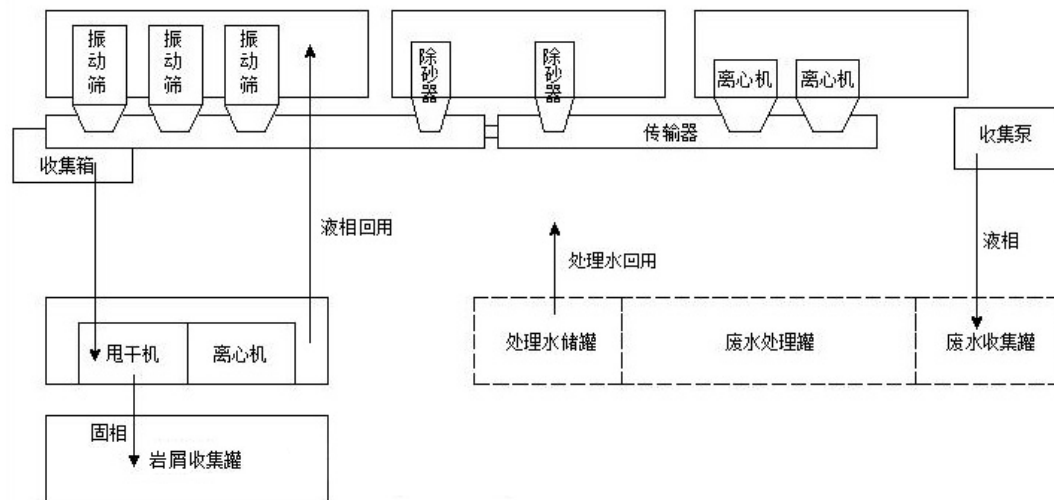


图 3.4-3 泥浆不落地工艺流程图

### (3) 储层改造

油层改造工程一般在采油井投产前进行。本项目施工期的油层改造工程主要为射孔作业及压裂作业。

#### ①射孔作业

射孔即在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程。本项目油井均进行射孔作业，采用油管传输射孔方式，YD89 枪。

#### ②压裂作业

压裂是油气井增产的一项主要措施，油气层压裂工艺过程用压裂车，把高压大排量具有一定黏度的液体挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂等）充填进裂缝，提高油气层的渗透能力，以增加产油量。本项目油井均采取压裂作业方式。

其中压裂工艺具体为：泵注桥塞射孔连作→压裂→焖井→排液→测试生产→正常采油生产。

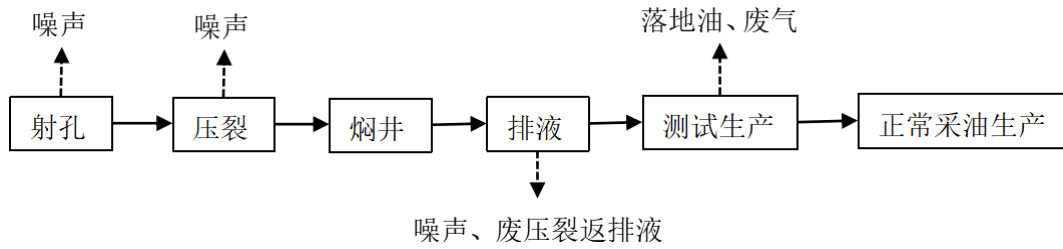


图 3.4-4 储层改造工艺流程及产污环节图

(4) 管线敷设工艺流程

本项目一般管线敷设方式主要为埋地敷设。施工过程要经过测量定线、清理施工现场、平整工作带、修筑施工便道（以便施工人员、施工车辆、管材等进入施工场地），管材经过防腐绝缘后运到现场，管沟开挖同时在管沟内进行焊接、补口、补伤、防腐，安装完成后对管道进行分段试压，然后覆土回填，清理作业现场，恢复地貌。一般管道敷设工艺流程见图 3.4-5。

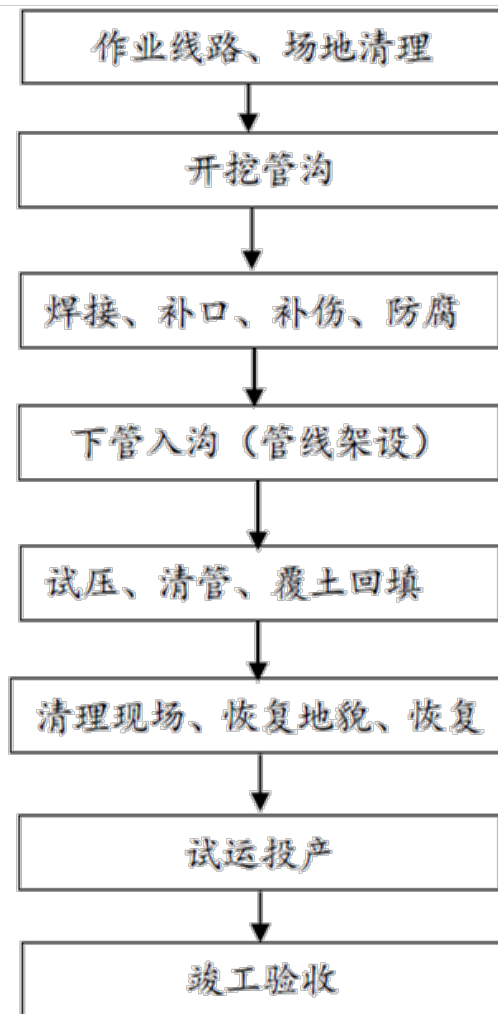


图 3.4-5 管线施工工艺流程图



本项目穿越头工干渠、贡拜沟干渠管线采用顶管穿越施工工艺。

顶管穿越施工工艺即采用横孔钻机顶进钢套管穿越的施工方式，随后在套管中穿入管道。工艺流程见图 3.4-6。

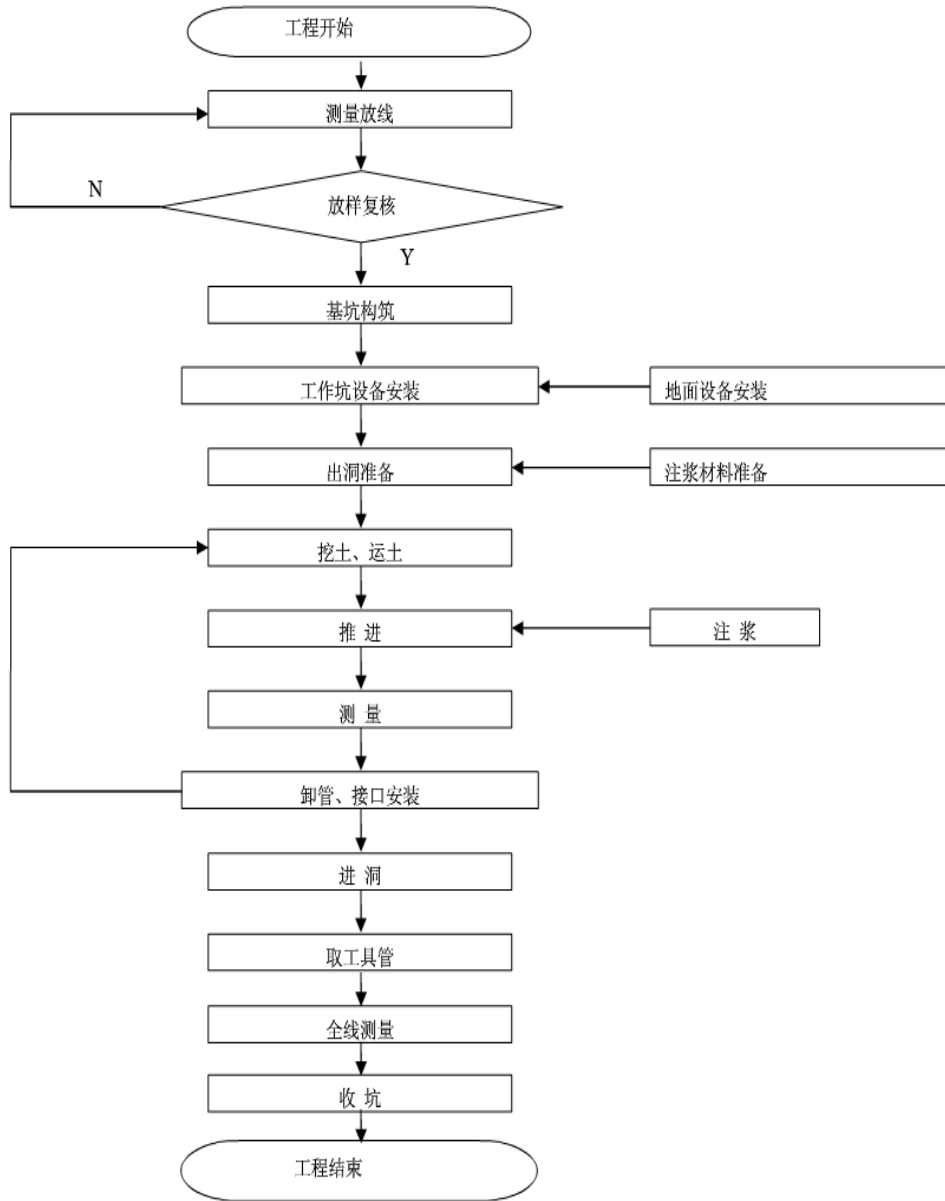


图 3.4-6 顶管施工工艺流程图

(5) 采油平台施工工艺流程

本项目采油平台施工工程活动主要包括场地清理平整、井口基础施工、井口采油设备、电加热设备、计量设备等安装。本项目采用螺杆泵采油，不设抽油机。注水井井口安装采油树即可。

工艺流程：场地清理平整→施工准备→基础验收划线→机座安装→螺杆泵/

采油树安装→电机安装→电控箱安装→计量设备安装→加注润滑油坚固螺栓。

#### (6) 吉康脱水站施工工艺流程

本项目吉康脱水站注水装置、污水处理装置为一体化撬装式，在吉康脱水站内预留位置安装，原油脱水装置扩建仅进行设备安装。

工艺流程：场地清理平整→基础施工→设备安装→设备验收→投产使用。

#### (7) 道路施工工艺流程

本项目道路为简易砂石道路，路宽 4m。

工艺流程：线路勘测→施工作业带清理→路基建设→摊铺碎石→压路机压实→交付使用。

### 3.4.3.2 营运期工艺流程

本项目营运期工艺流程见图 3.4-7。

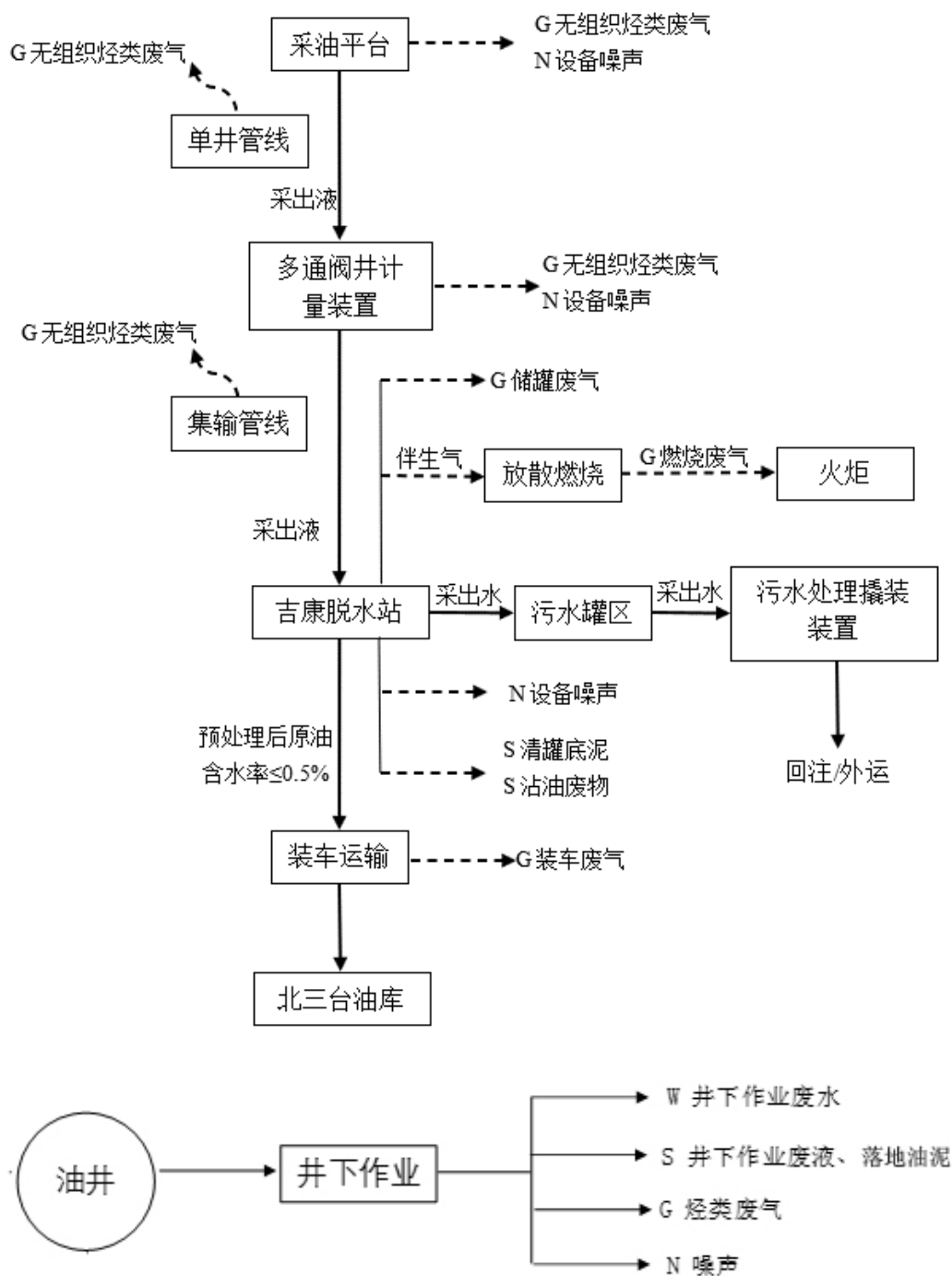


图 3.4-7 运营期总工艺流程图

### 3.4.3.3 退役期封井流程

#### (1) 油、水井退役封井

退役期为油井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能时段。闭井后作业主要包括拆除井场的采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，井场清

理等。具体流程如下。

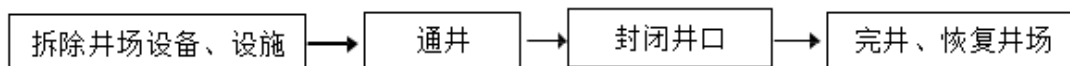


图 3.4-8 油、水井退役期工艺流程图

## (2) 集输管线退役

随着油水井的关闭，相应的集输管线也将停止使用。对于停用退役的管线，进行扫线清理完管线内的残油或者污水后，两端封死，保留于地下，不做开挖处理。

### 3.4.4 施工期污染源分析及源强核算

项目施工期主要污染物为钻井工程施工活动中大功率柴油机和发电机燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井液、施工生产废水、管道试压废水、施工工作人员的生活污水、钻井噪声、钻井岩屑、建筑垃圾、废土石方、生活垃圾等，平整场地和堆放设备破坏地表等。

#### 3.4.4.1 废气污染源

施工期大气污染源主要为管线敷设、道路工程、场站工程等在施工过程中产生的施工扬尘、钻井工程施工活动中大功率柴油机和发电机燃料燃烧废气、运输车辆的尾气、管道工程焊接工段产生的焊接烟尘等。

##### (1) 施工扬尘

项目施工扬尘主要是道路施工、场地平整、井场设备安装，管道施工管沟的开挖回填，站场建设土地平整、设备安装的过程中，由于设备的运输，少量临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、沙石等材料的装卸、运输、拌合等过程，均会导致部分尘埃散逸到周围环境空气中，增加环境空气中的颗粒物浓度。

##### (2) 柴油燃烧废气

每个井队配备钻井钻机（电钻）2台，柴油发电机2台，柴油消耗量平均1.4t/d，本项目新钻定向井57口，水平井8口。定向井单井平均钻井周期50d，水平井单井平均钻井周期80d，施工期间共耗柴油4886t。

根据《非道路移动源大气污染物排放清单编制技术指南（试行）》：

①非道路移动机械（柴油发电机组）大气污染物排放量计算公式为：

$$E = (Y \times EF) \times 10^{-6}$$

式中，E—非道路移动机械的CO、HC、NO<sub>x</sub>、PM<sub>2.5</sub>和PM<sub>10</sub>排放量，t；

Y—燃油消耗量，kg；

EF—排放系数，g/kg 燃料。

②二氧化硫排放量根据非移动源燃油中的硫含量计算，计算公式为：

$$E = 2 \times Y \times S \times 10^{-6}$$

式中，E—非道路移动机械的SO<sub>2</sub>排放量，t；

Y—燃油消耗量，kg；

S—燃油硫含量，g/kg 燃料。

③适用排放系数：

表 3.4-2 适用的非道路移动机械平均排放系数（g/kg 燃料）

	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2.5</sub>	HC	NO <sub>x</sub>	CO	SO <sub>2</sub>
柴油发电机组	2.09	2.09	3.39	32.79	10.72	0.35

施工期柴油燃烧废气排放情况详见表 3.4-3。

表 3.4-3 施工期大气污染物排放统计表

污染源	污染物排放（t）					
	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2.5</sub>	HC	NO <sub>x</sub>	CO	SO <sub>2</sub>
柴油发电机组	10.21	10.21	16.56	160.21	52.38	1.71

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

### （3）车辆尾气

施工期各类工程及运输车辆较多，排放的尾气会对大气环境造成一定污染。经调查，平均每辆车日耗油量为 11.52kg/d，平均每辆车日排放 CO 0.157kg/d，烃类物质 0.269kg/d，NO<sub>2</sub> 为 0.723kg/d，SO<sub>2</sub> 为 0.008kg/d。

本项目开发施工期每个钻井平台各类车辆 8 余驾次/日，预计每天可排放 CO1.26kg/d，烃类物质 2.15kg/d，NO<sub>2</sub> 为 5.78kg/d，SO<sub>2</sub> 为 0.064kg/d。本次施工期以 300d 计，则施工期施工车辆排放的大气污染物排放情况详见表 3.4-4。

表 3.4-4 施工期大气污染物排放统计表

污染源	污染物排放（t）
-----	----------

	烃类	CO	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>
车辆尾气	5.81	3.39	15.62	0.17

#### (4) 集输管道焊接烟尘

项目采用无缝钢管，管线连接处、阀池内阀门两端法兰与钢管焊接、长输管道起点和终点连接处等会有少量焊接作业，焊接过程会产生少量焊接烟尘，焊接烟尘中主要含有 MnO<sub>2</sub>、Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>、SiO<sub>2</sub> 和 HF 等污染因子。

#### 3.4.4.2 废水污染源

项目施工期废水主要为：施工生产废水、管道试压废水及施工人员生活污水。

##### (1) 施工生产废水

施工废水主要包括基础施工中泥浆水，车辆和机械设备冲洗水、场地冲洗等。根据类比调查，SS 浓度为 1000~3000mg/L。施工废水排入临时沉淀池进行预处理，处理后的生产废水可用于砼搅拌，砂浆用水等，以及洒水降尘，不外排。

##### (2) 管道试压废水

本项目新建集输管线 17.58km（DN150，6.22km；DN125，3.99km；DN100，6.81km；DN80，0.56km），单井集油管线 10.22km（DN65）。新建注水干线 3.28km，单井注水管线 0.55km。

管道试压用水量一般为充满整个管道容积的 1.2 倍，采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水排出后进入下一段管线循环使用，则本项目各段管道试压用水总量约为 318.47m<sup>3</sup>。

根据管网布置图，萨 3 多通阀选井阀组至萨 104 平台集油管线（3.35km，D100）试压用水量最大，为 32m<sup>3</sup>，该段计算管线施压后循环使用于其他各管线，损耗按 40%，则试压废水量约 19.2m<sup>3</sup>，试压废水中主要污染物为悬浮物，悬浮物浓度值在 200mg/L 左右，回用于施工现场洒水降尘。

##### (3) 施工生活污水

本项目施工人数约 240 人次，施工期按 300 天计，每人每天用水量 50L，则整个钻井期生活用水为 3600m<sup>3</sup>。按排污系数 0.85 计算，则整个施工期间施工生活污水产生量为 3060m<sup>3</sup>。其水质与一般城市生活污水相类似，主要污染物浓

度为化学需氧量 350mg/L、悬浮物 250mg/L、氨氮 25mg/L，设置临时生活污水收集防渗池，施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理。

### 3.4.4.3 噪声污染源

施工期的噪声源主要是钻井过程发电机、钻机和各类泵的噪声以及地面工程建设过程中推土机、挖掘机等施工机械噪声。

施工期主要噪声源详见表 3.4-5。

表 3.4-5 施工期主要噪声源情况

序号	设备名称		数量	噪声强度 (dB(A))
1	钻井	钻机	1 台/队	90-110
		柴油机	3 台/队	95-100
		柴油发电机	2 台/队	100-105
		泥浆泵	2 台/队	80-90
2	地面工程建设	运输车辆	2 辆	80-95
		推土机	1 台	90-100
		挖掘机	2 台	80-95
		电焊机	1 台	90-100

### 3.4.4.4 固体废物

#### (1) 钻井岩屑

本项目新钻定向井 57 口，新钻水平井 8 口。钻井岩屑按照下式进行计算：

$$W=1/4 \times \pi \times D^2 \times h$$

式中：W—钻井岩屑排放量，m<sup>3</sup>；

D—井的直径，m；

h—井深，m。

本项目钻井岩屑估算表见表 3.4-6。

表 3.4-6 钻井岩屑估算表

类型	结构	D 井眼直径 (m)	h 深度 (m)	W 单井岩屑量 (m <sup>3</sup> )	总岩屑量 (m <sup>3</sup> )
定向井 (57 口)	导眼	0.66	30	10.26	11874.63
	一开	0.375	670	74.00	
	二开	0.251	2270	112.32	
	三开	0.168	530	11.75	
小计		/	3500	208.33	
水平井	导眼	0.66	30	10.26	1738.88

(8口)	一开	0.375	670	74.00	
	二开	0.251	2380	117.76	
	三开	0.168	692	15.34	
小计		/	3500	217.36	
共计					13613.51

计算可知，本项目65口新钻井岩屑量为13613.51m<sup>3</sup>。经调查，本项目新钻井一开采用坂土浆钻井液体系，三开采用复合盐钻井液体系。一开、三开产生的岩屑为水基岩屑，属一般工业固体废物；二开钻井液为油基钻井液体系，产生的岩屑为油基岩屑，属危险废物，废物类别：HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码：071-002-08。钻井期岩屑类型及产生情况详见表3.4-7。

表 3.4-7 钻井岩屑类型及产生情况一览表

类型	井数(口)	单井岩屑量(m <sup>3</sup> )	总岩屑量(m <sup>3</sup> )
水基岩屑	57	96.01	5472.49
	8	99.60	796.80
	小计	195.61	6269.28
油基岩屑	57	112.32	6402.14
	8	117.76	942.09
	小计	230.08	7344.23
合计			13613.51

### (2) 井下射孔压裂返排液

石油钻井完井时，用专用射孔器射穿油层套管、水泥环并穿透油层一定深度从而建立起油气流的通道。在此过程中须使用射孔液，以防止射孔时发生井喷、射孔堵塞、地层损害等事故或不良后果。

经调查，本项目射孔液的主要成分为氯化钠或氯化钾类无机盐类水溶液，加适量黏土稳定剂，单井排放的压裂液为20~40m<sup>3</sup>，总计排放最大量为2600m<sup>3</sup>。

### (3) 施工土方

本项目施工土方主要来自埋地敷设管线开挖造成的土方，施工土方量为28777m<sup>3</sup>。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施。项目不设置集中弃土场。

### (4) 建筑垃圾

本项目建筑垃圾主要为场站土建工程产生的废混凝土等、安装工程的金属



废料等。

#### (5) 焊接废渣

项目在管道焊接作业中会产生少量废焊条、焊渣等，不得直接丢弃，应在每个焊接作业点配备铁桶或纸箱，废弃物直接放入容器中，施工结束后集中回收处置。

#### (6) 落地油泥

项目在钻井作业事故状态下，由于非正常原因导致原油散落地面形成的油土混合物。

依据建设方提供资料，项目钻井期落地油泥产生量为 280kg/井，本项目新钻水平井 65 口，则项目产生落地油泥量为 18.2t，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置。

落地油按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的划分为废矿物油与含矿物油废物类，根据《国家危险废物名录》（2021 年版），属于 HW08 类危险废物（废物代码 071-001-08）。

#### (7) 废含油防渗布

项目钻井期在钻井设备、泥浆罐、储油罐下及外沿铺设 HDPE 土工膜防渗布，以防止落地油污染土壤环境，防渗膜可重复利用，若使用过程中防渗膜破损无法再次利用，则沾满油泥的废弃防渗膜作为危险废物，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置。

根据《国家危险废物名录》（2021 年版），废弃防渗膜属于“HW08 废矿物油与含矿物油废物类”使用过程中沾染矿物油的废弃包装物，废物代码为 900-249-08。

依据建设方提供数据，项目废防渗布产生量约 0.9t/井，本项目新钻井 65 口，则项目废防渗布产生量为 58.5t。

#### (8) 钻井队生活垃圾

井场开发建设阶段，将有一部分人驻留在钻井、生产及建筑营地，常驻井场人员按 30 人计算，按 14 个井场一同施工，施工期 300 天，按每人每天产生

生活垃圾 1.0kg 计算，则整个油田施工期间产生的生活垃圾为 126t。

根据《固体废物鉴别标准 通则》(GB34330-2017)的规定，判断本项目施工期固体废物是否属于固体废物，给出判定依据及结果，根据《国家危险废物名录》(2021)，判定是否属于危险废物，见表 3.4-11，施工期项目固废的名称、类别、属性和数量等情况见表 3.4-12。

表 3.4-11 固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量 (施工期)	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	水基岩屑	钻井	固态	钙、镁等矿物	6269.28 m <sup>3</sup>	√	/	《固体废物鉴别标准 通则》 (GB34330-2017)
	油基岩屑	钻井	固态	钙、镁等矿物、石油类	7344.23m <sup>3</sup>	√	/	
2	井下射孔压裂返排液	井下射孔	液态	氯化钠或氯化钾等无机盐	2600m <sup>3</sup>	√	/	
3	施工弃土	管线施工	固态	土	28777m <sup>3</sup>	√	/	
4	建筑垃圾	站场施工	固态	废混凝土、金属废料等	/	√	/	
5	焊接废渣	管线施工	固态	MnO <sub>2</sub> 、Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> 、SiO <sub>2</sub> 等	/	√	/	
6	落地油泥	钻井	固态	石油类	18.2t	√	/	
7	废含油防渗布	钻井	固态	石油类	58.5t	√	/	
8	生活垃圾	施工生活	固态	食品废物、纸、包装材料等	126t	√	/	

表 3.4-12 项目施工期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量(施工期)	拟采取的处理处置方式
1	水基岩屑	一般工业固废	钻井	固态	钙、镁等矿物	/	/	/	/	6269.28 m <sup>3</sup>	水基岩屑临时贮存在井场内的岩屑储罐中，委托第三方合规处置
	油基岩屑	危险废物	钻井	固态	钙、镁等矿物、石油类	危险废物鉴别标准	毒性 T	HW08	071-002-08	7344.23m <sup>3</sup>	油基岩屑临时贮存在井场内的岩屑储罐，委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置
2	井下射孔压裂返排液	一般工业固体废物	井下射孔	液态	氯化钠或氯化钾等无机盐	/	/	/	/	2600m <sup>3</sup>	收集入罐，统一收集运至准东页岩油联合站污水处理系统处理
3	施工弃土		管线施工	固态	土	/	/	/	/	28777m <sup>3</sup>	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施
4	建筑垃圾		站场施工	固态	废混凝土、金属废料等	/	/	/	/	/	采取回收和综合利用等方法，充分利用资源；对不能再利用的建筑垃圾，可委托当地建筑渣土管理部门统一装运到环卫和城管部门指定地点进行填埋。严禁随意丢弃、堆放，造成景观污染
5	焊接废渣		管线施工	固态	MnO <sub>2</sub> 、Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> 、SiO <sub>2</sub> 等	/	/	/	/	/	集中回收处置
6	落地油泥	危险	钻井	固态	石油类	危险废	毒性 T	HW08	071-001-08	18.2t	暂存于新建危废暂存池，定期委托有

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量(施工期)	拟采取的处理处置方式
		废物				物鉴别标准	易燃性 I				资质的单位拉运并进行无害化处置
7	废含油防渗布		钻井	固态	石油类		毒性 T 易燃性 I	HW08	900-249-08	58.5t	
8	生活垃圾	生活垃圾	施工生活	固态	食品废物、纸、包装材料等	/	/	/	/	126t	集中收集，统一拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行填埋处理

### 3.4.4.5 生态影响

生态影响主要体现在井场、道路、管线等建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。

本工程部署采油井 78 口，其中新钻井 65 口，新建采油平台 14 座，新建集输管线 17.58km、单井集油管线 10.22km、注水干线 3.28km，单井注水管线 0.55km。新建油区巡检道路 10.1km。

本工程总占地面积 91.6429hm<sup>2</sup>，其中永久占地面积 13.73hm<sup>2</sup>，临时占地面积 77.9129hm<sup>2</sup>，土地利用类型为采矿用地、水浇地、天然牧草地、其他草地。本项目永久占地和临时占地均不占用基本农田和基本草原。

本项目占地情况详见表 3.4-13，占地类型详见表 3.4-14。

表 3.4-13 本项目占地情况一览表

序号	工程内容	占地面积 (hm <sup>2</sup> )			占地类型	备注
		永久	临时	总占地		
1	萨 102 平台	1.32	3.6994	5.0194	采矿用地	单井永久占地 30m×40m
2	萨 103 平台	0.72	1.0938	1.8138	采矿用地	
3	萨 104 平台	1.08	3.9715	5.0515	采矿用地	
4	萨 105 平台	1.68	2.2313	3.9113	采矿用地	
5	萨 3 平台	0.6	2.7597	3.3597	采矿用地	
6	萨 6 平台	0.6	2.7597	3.3597	采矿用地	
7	6 号平台	0.36	4.757	5.117	采矿用地	
8	7 号平台	0.48	8.01	8.49	采矿用地	
9	8 号平台	0.48	5.211	5.691	采矿用地	
10	9 号平台	0.24	4.8232	5.0632	采矿用地	
11	萨探 1 平台	0.48	0.7199	1.1999	采矿用地	
12	萨 301 平台	0.36	1.5158	1.8758	采矿用地	
13	萨 109 平台	0.48	4.2131	4.6931	采矿用地	
14	萨 106 平台	0.48	1.5685	2.0485	采矿用地	
15	集输管线	0	22.24	22.24	采矿用地、水浇地、天然牧草地、其他草地	27.8km，施工作业带宽度 8m
16	注水管线	0	3.064	3.064	采矿用地、水浇地、其他草地	3.83km，施工作业带宽度 8m

序号	工程内容	占地面积 (hm <sup>2</sup> )			占地类型	备注
		永久	临时	总占地		
17	巡检道路	4.04	2.525	6.565	水浇地、天然牧草地、其他草地	简易砂石路面，长度10.1km，路面宽度4m，施工作业带宽度6.5m
18	输电线路	0.33	2.75	3.08	水浇地、天然牧草地、其他草地	11km，作业带宽度2.5m
19	合计	13.73	77.9129	91.6429		

表 3.4-14 本项目占地类型一览表

序号	工程内容	采矿用地		水浇地		其他草地		天然牧草地		小计
		永久	临时	永久	临时	永久	临时	永久	临时	
1	萨 102 平台	1.32	3.6994	0	0	0	0	0	0	5.0194
2	萨 103 平台	0.72	1.0938	0	0	0	0	0	0	1.8138
3	萨 104 平台	1.08	3.97	0	0	0	0	0	0	5.0515
4	萨 105 平台	1.68	2.23	0	0	0	0	0	0	3.9113
5	萨 3 平台	0.60	2.76	0	0	0	0	0	0	3.3597
6	萨 6 平台	0.60	2.76	0	0	0	0	0	0	3.3597
7	6 号平台	0.36	4.76	0	0	0	0	0	0	5.1170
8	7 号平台	0.48	8.01	0	0	0	0	0	0	8.4900
9	8 号平台	0.48	5.21	0	0	0	0	0	0	5.6910
10	9 号平台	0.24	4.82	0	0	0	0	0	0	5.0632
11	萨探 1 平台	0.48	0.72	0	0	0	0	0	0	1.1999
12	萨 301 平台	0.36	1.52	0	0	0	0	0	0	1.8758
13	萨 109 平台	0.48	4.21	0	0	0	0	0	0	4.6931
14	萨 106 平台	0.48	1.57	0	0	0	0	0	0	2.0485
15	集输管线	0.00	8.18	0	1.42	0	9.16	0	3.48	22.2400
16	注水管线	0	0.44	0	1.1512	0	1.4728	0	0	3.0640
17	巡检道路	0	0	0.0912	0.057	2.4928	1.558	1.456	0.91	6.5650
18	输电线路	0	0	0.0333	0.2775	0.2151	1.7925	0.68	0.0816	3.0800
19	小计	9.3600	55.9499	0.1245	2.9049	2.7079	13.9849	2.1360	4.4748	91.6429
20	合计	65.3099		3.0294		16.6928		6.6108		91.6429



## 3.4.4.6 施工期污染物排放情况汇总

综上所述，本项目施工期各种污染物汇总见表 3.4-15。

表 3.4-15 施工期污染物产生情况汇总

项目	工程	污染源	污染物	产生量 (完钻后)	主要处理措施及排放去向
废气	井场	钻井/车辆废气	PM <sub>10</sub>	10.21t	使用合格燃料，加强施工管理
			PM <sub>2.5</sub>	10.21t	
			烃类	22.37t	
			CO	55.77t	
			NO <sub>x</sub>	175.83t	
			SO <sub>2</sub>	88t	
	管道施工	焊接烟尘	/	/	环境空气
	脱水站施工场地	施工扬尘	/	/	洒水抑尘
废水	井场、脱水站施工场地	生产废水	COD、SS 等		设置临时沉淀池，经沉淀后循环使用，不外排
		生活污水	废水量	3060m <sup>3</sup>	设置临时生活污水收集防渗池，施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理
			SS	0.765t	
			COD	1.071t	
			氨氮	0.0765t	
		管道试压废水	废水量	19.2m <sup>3</sup>	回用于施工现场洒水降尘
SS	0.0038t				
固体废物	井场	水基岩屑	/	6269.28 m <sup>3</sup>	水基岩屑临时贮存在井场内的岩屑储罐中，委托第三方合规处置
		油基岩屑	/	7344.23m <sup>3</sup>	油基岩屑临时贮存在井场内的岩屑储罐，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置
		射孔压裂返排液	无机盐、水	2600m <sup>3</sup>	收集入罐，统一收集运至准东页岩油联合站污水处理系统处理
		落地油泥	石油类	18.2t	委托有资质的单位拉运并进行无害化处置
		废含油防渗布	石油类	58.5t	
	管线施工	施工土方	/	28777m <sup>3</sup>	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施
		焊接废渣	/	/	集中回收处置
	站场施工	建筑垃圾	/	/	采取回收和综合利用等方法，充分利用资源；对不能再利用的建筑垃圾，可委托当地建筑渣土管理部门统一装运到环卫和城管部门指定地点进行填埋。严禁随意丢弃、堆放，造成景观污染

项目	工程	污染源	污染物	产生量 (完钻后)	主要处理措施及排放去向
		生活垃圾	/	126t	集中收集，统一拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行填埋处理
噪声	井场、脱水站、管线施工	施工机械	/	80~105 dB(A)	采用低噪声设备，合理安排施工时间，加强施工管理

### 3.4.5 营运期污染源分析及源强核算

#### 3.4.5.1 废气污染物

本项目废气主要为挥发性有机废气，主要包括三部分：①油气集输及处理过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物；②吉康脱水站原油储罐、油品装卸等烃类气体无组织挥发；③单井拉油储罐烃类气体无组织挥发。

##### (1) 油气集输及处理过程中无组织挥发有机废气

本项目挥发性烃类废气主要为油气集输及处理过程中的阀门、法兰等部件产生，以无组织形式排放。目前，该过程的无组织挥发废气尚无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018) 6.2 产污系数法-6.2.2.2 设备与管线组件密封点中挥发性有机物产生量进行核算。

设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物计算公式：

$$D_{\text{设备}} = \alpha \times \sum_{i=1}^n \left( e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

式中： $D_{\text{设备}}$ ：一核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

$\alpha$ —设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

$n$ —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

$WF_{\text{VOCs},i}$ —流经密封点  $i$  的物料中挥发性有机物平均质量分数，（根据油田采出液组分数数据取采出液最大含油率，取 55%）；

$WF_{\text{TOC},i}$ —流经密封点  $i$  的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数，（根据油田采出液组分数数据取采出液最大含油率，取 55%）；

$t_i$ —核算时段内密封点  $i$  的运行时间，h；本次取 7920h；

$e_{TOC,i}$ —密封点  $i$  的总有机碳 (TOC) 排放速率 (泄漏浓度大于 10000 $\mu\text{mol/mol}$ ), kg/h; 取值详见表 3.4-16。

表 3.4-16 密封点 TOC 泄漏排放速率  $e_{TOC}$  取值

序号	设备类型	排放系数/(kg/h/源)
1	连接件	0.028
2	阀门	0.064
3	法兰	0.085
4	泵	0.074

根据上述公式计算油气集输处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.4-17。

表 3.4-17 油气集输及处理过程中无组织挥发有机废气排放情况

设备类型		排放系数/ (kg/h/源)	设备数量(个 /套)	污染物排放量 (t/a)
单井	阀门	0.064	15	0.023
	法兰	0.085	6	0.012
	连接件	0.028	20	0.013
77口井小计				3.714
吉康脱水站	阀门	0.064	72	0.109
	法兰	0.085	30	0.061
	连接件	0.028	160	0.106
	泵	0.028	9	0.016
小计				0.292
合计				4.006

## (2) 吉康脱水站烃类气体无组织挥发

吉康脱水站烃类气体挥发主要来自油罐区新增油罐原油挥发废气、一体化污水处理设施挥发出的油气。

### ①原油储罐废气

本项目吉康脱水站油罐区新增设置 1 座 2000 $\text{m}^3$  的钢制油罐, 用于储存采出液及脱水后的合格净化油。根据《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018), 油罐及污油罐产生的挥发性有机物(以非甲烷总烃计)按照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中关于固定顶罐总损耗的核算方法进行核算。

固定顶罐的总损耗是静置损耗与工作损耗的总和。公式中符号解释见《石

化行业 VOCs 污染源排查工作指南》。

$$D_{\text{固定顶罐}} = E_S + E_W$$

$$E_S = 365 \left( \frac{\pi}{4} \times D^2 \right) (H_S - H_L + H_{RO}) W_V K_E K_S$$

$$E_W = \frac{5.614}{RT_{LA}} M_V P_{VA} Q K_N K_P K_B$$

核算公式中各参数取值见表 3.4-18。

表 3.4-18 固定顶罐总损耗的核算参数取值

参数		取值
气象参数	大气压 (kPa)	90.27
	日平均最高环境温度 (°C)	25.6
	日平均最低环境温度 (°C)	-16.6
	水平面太阳能总辐射 (Btu/ft <sup>2</sup> .day)	5457
储罐构造参数	容积 (m <sup>3</sup> )	2000
	直径 (m)	15.8
	罐壁/顶颜色	灰色
	呼吸阀压力设定 (pa)	1200
	呼吸阀真空设定 (pa)	-300
	罐体高度 (m)	13
	年平均储存高度 (m)	6.5
	罐穹顶半径 (m)	15.798

吉康脱水站新增油罐原油周转量为 83000t/a，经计算，油罐储存产生的非甲烷总烃为 47.88t/a。将原油储罐废气经管道收集后统一汇入现有螺杆式压缩机型大罐抽气装置，油气回收效率为 98%以上，对回收的有机气体进行一次分离、压缩、冷凝、二次分离后，分离的气相用于燃气发电机组发电，液相（主要成分是轻质油和冷凝水）进入原油脱水系统处理。经处理后，储罐废气中非甲烷总烃排放量为 0.9576t/a。

## ②油品装卸废气

按照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中有机液体装卸挥发损失 VOCs 核算方法进行计算。

挥发性有机液体装载过程挥发性有机物产生量计算公式：

$$D_{\text{产生量}} = \frac{L_L \times Q}{1000}$$

式中：D<sub>产生量</sub>—挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量，t；

L<sub>L</sub>—挥发性有机液体装载过程的排放系数，kg/m<sup>3</sup>；

Q—物料装载量，m<sup>3</sup>/a。

排放系数 L<sub>L</sub> 计算公式如下：

$$L_L = 1.20 \times 10^{-4} \times \frac{S \times P_T \times M_{vap}}{273.15 + T}$$

式中：S—饱和系数，无量纲，采用底部/液下装卸（普通）罐车，S 取 0.6；

P<sub>T</sub>—温度 T 时装载物料的真实蒸气压，Pa；

Q—核算时段内物料装载量，m<sup>3</sup>/a。

M<sub>vap</sub>—油气分子量，g/mol，68g/mol；

T—物料装载温度，℃

本项目预处理后的原油采用底部/液下装载，设气相平衡系统，装载罐车气、液相处于平衡状态，形成全密闭卸油工艺，理论上挥发的油气可 100% 进入罐车内，本次保守考虑 0.5% 的装卸损失，回收效率按 99.5% 计算，将挥发物料看做理想气体计算，具体参数及计算结果如下：

表 3.4-19 装卸车挥发性有机物排放参数一览表

物料名称	装载量 (m <sup>3</sup> /a)	装载温度 (℃)	真实蒸气压 (kPa)	油气分子量 (g/mol)	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)
原油	6.81×10 <sup>4</sup>	25	12.29	68	15.44	0.08

### ③采出水处理设施废气

吉康脱水站采出水处理设施逸散油气参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018) 中废水集输、储存、处理处置过程逸散 VOCs 排放量计算方法中的排放系数法进行核算。排放系数见表 3.4-20。

表 3.4-20 废水集输、储存、处理处置过程逸散排放系数

废水集输、储存、处理处置过程逸散（排放系数法）				
适用范围	排放系数 (kg/m <sup>3</sup> )	水量 (m <sup>3</sup> /h)	年运行时间	产生量 (t/a)
废水处理设施	0.005	85	8760	3.723

本项目采出水处理过程非甲烷总烃的产生量为 3.723t/a。将采出水处理设施废气汇入现有螺杆式压缩机大罐抽气装置，油气回收效率为 98% 以上，经处理后，采出水处理设施废气中非甲烷总烃排放量为 0.0745t/a。

此外，采出水处理过程中会有少量恶臭气体逸散，产臭环节主要为气浮反应、污泥浓缩脱水。本项目采出水处理采用一体化撬装装置，污水处理过程全

密闭，污泥及时外运，不在脱水站内暂存，产生的恶臭气体极小，本环评不再定量计算。

### (3) 单井拉油储罐烃类气体无组织挥发

萨 106、萨 109 平台距离吉康脱水站较远，暂不建设集输管线，采用拉油方式，每个平台设置了 2 具储油罐（60m<sup>3</sup>），单井拉油罐设计参数表，见表 3.4-21。储罐大小呼吸废气产生量见表 3.4-22。

表 3.4-21 单个储油罐设计参数表

序号	储罐名称	周转周期	设计温度	介质	设备类型	储罐直径 (m)	罐壁高度 (m)	介质密度 (kg/m <sup>3</sup> )
1	60m <sup>3</sup> 原油储罐	2d	≥55℃	原油	固定顶罐	5.2	3.2	881

表 3.4-21 单井拉油储罐废气排放一览表

采油平台		单座储罐排放系数/ (t/a)	储罐数量 (个)	污染物排放量 (t/a)
萨 106	大呼吸	0.06	2	0.12
	小呼吸	0.18	2	0.36
小计				0.48
萨 109	大呼吸	0.06	2	0.12
	小呼吸	0.18	2	0.36
小计				0.48
合计				0.96

### 3.4.5.2 废水污染物

本项目运营期废水主要包括井下作业废水（废洗井液、废压裂返排液）和采出水。

#### (1) 井下作业废水

本工程运营期注水井井场不产生废水。洗井废水主要在油井洗井工段产生。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”，井下作业洗井废水产排情况详见表 3.4-23。

表 3.4-23 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	末端治理技术去除效率
井下作业	洗井液 (水)	低渗透油井洗井作	所有规模	废水	工业废水量	吨/井	27.13	物理+化学+回注	100
					化学需氧量	克/井次	34679		

		业		石油类	克/井次	6122	
--	--	---	--	-----	------	------	--

本项目均为低渗透油井，洗井作业每 2 年 1 次，则洗井作业废水中各污染物产生情况详见表 3.4-24。

表 3.4-24 洗井作业废水产生及排放情况一览表

序号	污染物指标	产生量 (t/次)	排放量	主要处理措施及排放去向
1	废水量	2089.01	0	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至准东页岩油联合站污水处理系统处理达标后，回注油层
2	COD	2.67	0	
3	石油类	0.47	0	

油井维修、大修、压裂等工段会产生废洗井液及压裂返排液。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”，井下作业产生的固体废物产排情况详见表 3.4-25。

表 3.4-25 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称
井下作业	压裂液	低渗透油井加砂压裂	所有规模	固体废物	废压裂液（压裂返排液）	立方米/井	153.21	无害化处理/处置/利用
	洗井液	修井	所有规模	固体废物	废洗井液	吨/井	25.29	无害化处理/处置/利用

本项目均为低渗透油井，作业区井下作业每 2 年 1 次，各井下作业废液产生量为：废压裂液 11797.17m<sup>3</sup>/次，废洗井液 1947.33 t/次。

井下作业废水严禁直接外排，井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废水收集罐收集后运至页岩油联合站处理，处理达标后用于回注油藏，废水不外排。

## (2) 采出水

根据开发方案预测，本项目最大新增采出水 36.06×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a（987.95m<sup>3</sup>/d）。采出水由吉康脱水站内一体化污水处理撬装装置处理后，水质符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注油藏，不向外环境排放。

表 3.4-26 采出水处理前后水质表

	采出水量 (m <sup>3</sup> /a)	采出水水质	污染物	
			SS	石油类

	采出水量 (m <sup>3</sup> /a)	采出水水质	污染物	
			SS	石油类
处理前	36.06×10 <sup>4</sup>	污染物浓度 (mg/L)	30	1000
		污染物产生量 (t/a)	10.818	360.6
处理后	36.06×10 <sup>4</sup>	污染物浓度 (mg/L)	5	5
		污染物排放量 (t/a)	1.803	1.803

### 3.4.5.3 噪声污染源

运营期间噪声源主要噪声源为：

(1) 井场井下作业产生的作业噪声，如压裂、修井作业，排放特征是点源、间歇。

(2) 吉康脱水站生产设备的机械设备噪声，如各类机泵等，排放特征是点源、连续。

表 3.4-27 运营期噪声排放情况 (单位: dB(A))

噪声源名称		声级值	降噪措施	降噪效果	运行时段
井场	井下作业 (压裂、修井等)	80~120	采用低噪声设备，局部加装隔声罩	30	间断
	抽油机	75~80	采用低噪声设备，局部加装隔声罩	20	连续
脱水站	机泵	85~90	独立基础，加减震垫，采用软连接	25	连续

### 3.4.5.4 固体废物

本工程运营期固体废弃物主要为含油污泥、落地油、废弃防渗膜等。

#### (1) 含油污泥

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》“07 石油和天然气开采业行业系数手册”续表 35 中产污系数核算含油污泥产生量。见表 3.4-28。

表 3.4-28 石油与天然气开采行业专业及复制性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	污染物指标项	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
非稠油	非稠油	检修清罐	所有规模	固体废物	含油污泥	吨—万吨产品	90.76	无害化处理/处置/利用	0

本项目最大产油量 19.3×10<sup>4</sup>t/a，含油污泥最大产生量为 1751.668t/a。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，本工程产生的含油污泥属危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，含油污泥采用专用收集罐收集，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。



## （2）落地油

落地油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地油产生量约 0.1t/a 计算，本项目运行后共 77 口油井，落地油总产生量约 7.7t/a。

根据吐哈油田公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至吉康脱水站卸油缓冲罐，进入原油处理系统进行处理。

## （3）废弃防渗膜

项目运行期油井作业时，作业场地下方铺设防渗膜，产生的落地油直接落在防渗膜上，目前油田使用的防渗膜均可重复利用，平均重复利用 1-2a。单块防渗膜重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程 77 口油井作业 1 次共产生废弃防渗膜约 38.5t，油井作业频次为 2 年/次，则项目产生废弃防渗膜最大量约 19.25t/a。

作业过程中产生的含油废弃防渗膜布属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗膜集中收集，不在井场贮存，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

## （4）废润滑油

运营期井架及井下作业时各类机械设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，根据建设单位提供数据，单井井场产生的废润滑油量约 0.05t/a，本项目 77 口采油井废润滑油产生量为 3.85t/a。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，危废代码为 900-214-08，应委托有危险废物处置资质的单位处置。根据《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》中 3.7 设备检修与维护过程中产生的危险废物为废矿物油、废弃的含油抹布和劳保用品等，属于间歇产生，委托持有危险废物经营许可证的单位处置。

### （5）清管废渣

集输管线每 2~4a 清管 1 次，根据建设单位提供，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本工程新建管线 31.63km，每次废渣量约 0.036t。清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为 HW08 废矿物油和含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，委托持有危险废物经营许可证的单位处置。

### （6）采出水处理污泥

采出水处理污泥含有矿物油，属于危险废物，危废代码为 900-210-08。采出水系统设施排泥量为 0.45t/d（164.25t/a），含水约 85%，交由有资质单位处置，可满足危险废物处置的相关要求。

结合工艺流程及生产运营过程中的副产物产生情况，根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）的规定，判断其是否属于固体废物，给出判定依据及结果，根据《国家危险废物名录》（2021 年版），判定是否属于危险废物，见表 3.4-29，运营期项目固废的名称、类别、属性及处理处置方式按《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》执行，详见表 3.4-30。

表 3.4-29 固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量 (t/a)	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	含油污泥	清罐	半固态	油砂混合物	1751.668	√	/	《国家危险废物名录》(2021年版)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》
2	落地油	井下作业、阀门泄漏、管线破损等	液态	原油	7.7	√	/	
3	废弃防渗膜	采油井场作业场地	固态	石油类	19.25	√	/	
4	废润滑油	机械设备检修	液态	石油类	3.85	√	/	
5	清管废渣	定期清管	固态	油类物质	0.036t/次	√	/	
6	污水处理污泥	采出水处理	半固态	石油类	164.25	√	/	

表 3.4-30 项目运营期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量 (t/a)	拟采取的处理处置方式
1	含油污泥	危险废物	清罐	半固态	油砂混合物	危险废物鉴别标准	毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	1751.668	委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置
2	落地油		井下作业、阀门泄漏、管线破损等	液态	原油		毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	7.7	作业单位 100%回收，回收落地油的送至吉康脱水站处理
3	废弃防渗膜		采油井场作业场地	固态	石油类		毒性 T 易燃性 I	HW08	900-249-08	19.25	委托有资质的单位处置
4	废润滑油		机械设备检修	液态	石油类		毒性 T 易燃性 I	HW08	900-214-08	3.85	委托有资质的单位处置
5	清管废渣		定期清管	固态	油类物质		毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	0.036t/次	委托有资质的单位处置
6	污水处理污泥		采出水处理	半固态	石油类		毒性 T	HW08	251-003-08	164.25	委托有资质的单位处置

### 3.4.5.5 运营期污染物排放量汇总

综上所述，本项目运营期污染物产排情况汇总见表 3.4-31。

表 3.4-31 运营期产排污情况汇总（单位：t/a）

项目	工程	污染源	污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	主要处理措施及排放去向
废气	油气集输处理	无组织排放	非甲烷总烃	4.006	4.006	密闭混合输送工艺，选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门
	吉康脱水站原油储罐	无组织排放	非甲烷总烃	47.88	0.9576	原油储运、装车采用底部/液下装载，设气相平衡系统，废气汇入现有大罐抽气装置回收，回收率≥98%，处理后无组织排放
	吉康脱水站油品装卸	无组织排放	非甲烷总烃	15.44	0.08	
	采出水处理设施	无组织排放	非甲烷总烃	3.723	0.0745	
	单井拉油储罐	无组织排放	非甲烷总烃	0.96	0.96	
萨探1先导试验区块	采出水	废水量	360600	0	采出液管输至吉康脱水站，分离出的采出水经站内一体化污水处理撬装装置处理达标后回注油藏	
废水	井下作业	洗井废水	废水量 (t/次)	2089.01	0	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至准东页岩油联合站污水处理系统处理达标后，回注油藏
			COD (t/次)	2.67	0	
			石油类 (t/次)	0.47	0	
		废压裂液		11797.17m <sup>3</sup> /次	0	
		废洗井液（修井）		1947.33t/次	0	
固体废物	吉康脱水站	含油污泥		1751.668	0	委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置
	井场	落地油		7.7	0	作业单位 100% 回收，回收后的落地原油运至吉康脱水站原油处理系统进行处理
	采油井场作业场地	废弃防渗膜		19.25	0	定期委托有资质的单位进行无害化处置
	机械设备检修	废润滑油		3.85	0	
	集输管线	清管废渣		0.036t/次	0	
	采出水处理	污泥		164.25	0	

### 3.4.5.6 污染物排放“三本账”

污染物排放“三本账”详见表 3.4-32。

表 3.4-32 污染物排放“三本账”（单位：t/a）

类别	污染物	单位	已建工程排放量	扩建工程排放量	以新带老削减量	预计排放总量	排放增减量
废气	NO <sub>x</sub>	t/a	1.61	0	0	1.61	0
	SO <sub>2</sub>	t/a	0.38	0	0	0.38	0
	非甲烷总烃	t/a	4.2	6.0781	0	10.2781	+6.0781
废水	采出水	m <sup>3</sup> /a	103660	360600	0	464260	+360600
	洗井废水	t/次	0	2089.01	0	2089.01	+2089.01
	废压裂液	m <sup>3</sup> /次	0	11797.17	0	11797.17	+11797.17
	废洗井液	t/次	0	1947.33	0	1947.33	+1947.33
固废	含油污泥	t/a	5	1751.668	0	1756.668	+1751.668
	落地油	t/a	0	7.7	0	7.7	+7.7
	废弃防渗膜	t/a	0	19.25	0	19.25	+19.25
	废润滑油	t/a	0	3.85	0	3.85	+3.85
	清管废渣	t/次	0	0.036	0	0.036	+0.036
	污水处理污泥	t/a	0	164.25	0	164.25	+164.25
	生活垃圾	t/a	3.65	0	0	3.65	0

注：已建工程排放量为吉康脱水站现有排放量，数据来源于《吉康油田原油脱水站建设工程环境影响报告书》。

### 3.4.6 服役期满污染源分析

油田退役期并非所有油井都同时关闭，而是一个陆续和渐进的过程。在退役期需将那些产能低或者无续采价值的油井陆续关闭，直到将所有井关闭，油田运行结束。

#### (1) 大气污染物

退役期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中，将有少量的施工机械废气产生，主要污染物为 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、C<sub>m</sub>H<sub>n</sub> 等。由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较小。

#### (2) 水污染物

闭井期管线清理过程中会产生清管废水，主要污染物是悬浮物、石油类，清管废水收集后由罐车拉运至吉康脱水站处理，处理合格后用于回注油藏，不外排。

#### (3) 固体废物

①地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。不能回收的外运至指定填埋场填埋处理；

②地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险废物，集中收集后交有资质单位转运及处置。

#### (4) 噪声

油井进入退役期时，噪声主要源自井场设备拆卸和车辆运输，影响范围在声源周围 200m 范围内，拆除工作结束后影响消失。

### 3.4.7 碳排放分析

#### 3.4.7.1 碳排放源强核算

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气生产作业温室气体包括燃料燃烧二氧化碳（CO<sub>2</sub>）排放、火炬燃烧 CO<sub>2</sub> 和甲烷（CH<sub>4</sub>）排放、工艺放空 CO<sub>2</sub> 和 CH<sub>4</sub> 排放、设备泄露 CH<sub>4</sub> 逃逸排放、CH<sub>4</sub> 回收利用率、CO<sub>2</sub> 回收利用率以及净购入电力和热力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放。

本项目为石油开采项目，按其指南中“油气开采业务温室气体排放”“油气储运业务温室气体排放”计算方法进行核算。

##### (1) 油气开采业务工艺放空排放

油气开采工艺放空 CH<sub>4</sub> 排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的工艺放空排放因子进行计算：

$$E_{CH_4\_开采放空} = \sum_j (Num_j \times EF_j)$$

式中：

$E_{CH_4\_开采放空}$  为油气开采环节产生的工艺放空 CH<sub>4</sub> 排放量，单位为吨 CH<sub>4</sub>；

$j$  为油气开采系统中的装置类型，包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等；

$Num_j$  为第  $j$  个装置的数量，单位为个；

$EF_j$  为第  $j$  个装置的工艺放空 CH<sub>4</sub> 排放因子，单位为吨 CH<sub>4</sub>/（年·个）。

##### (2) 油气开采业务 CH<sub>4</sub> 逃逸排放

油气开采业务 CH<sub>4</sub> 逃逸排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的 CH<sub>4</sub> 逃逸排放因子进行计算：

$$E_{CH_4\_开采逃逸} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中：

$E_{CH_4\_开采逃逸}$  为原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的  $CH_4$  逃逸排放，单位为吨  $CH_4$ ；

$j$  为不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$  为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$  为原油开采业务中涉及到的每种设施类型  $j$  的  $CH_4$  逃逸排放因子，单位为吨  $CH_4$ /（年·个）；

$Num_{gas,j}$  为天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$  为天然气开采业务中涉及到的每种设施类型  $j$  的  $CH_4$  逃逸排放因子，单位为吨  $CH_4$ /（年·个）。

### （3）油气储运业务工艺放空排放

原油输送过程中产生的  $CH_4$  逃逸排放主要源于原油输送管道的泄漏，可根据原油输送量估算，公式如下：

$$E_{CH_4\_油输逃逸} = Q_{oil} \times EF_{CH_4\_油输逃逸}$$

式中：

$E_{CH_4\_油输逃逸}$  为原油输送过程中产生的  $CH_4$  逃逸排放，单位为吨  $CH_4$ ；

$Q_{oil}$  为原油输送量，单位为亿吨；

$EF_{CH_4\_油输逃逸}$  为原油输送的  $CH_4$  逃逸排放因子，单位为吨  $CH_4$ /亿吨原油。

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，参考附录二表 2.2 根据相应的装置类型选用缺省值。

表 3.4-33 油气系统不同设施  $CH_4$  排放因子

油气系统	设施/设备 $CH_4$ 排放因子	
	设施逃逸	工艺排放
a.) 常规石油开采		
井口装置	0.23 (吨/年·个)	—
单井储油装置	0.38 (吨/年·个)	0.22 (吨/年·个)
接转站	0.18 (吨/年·个)	0.11 (吨/年·个)
联合站	1.40 (吨/年·个)	0.45 (吨/年·个)

油气系统	设施/设备 CH <sub>4</sub> 排放因子	
	设施逃逸	工艺排放
b.) 原油储运		
原油输送管道	753.29 (吨/亿吨)	—

根据计算公式和表 3.4-33, 可计算出本项目石油开采过程中 CH<sub>4</sub> 的排放量为 27.47 吨。具体见表 3.4-34。

表 3.4-34 石油开采各工艺 CH<sub>4</sub> 排放量表

	单位	设施/设备	数量	$E_{CH_4\_开采放空}$	$E_{CH_4\_开采逃逸}$	$E_{CH_4\_油输逃逸}$
$Num_j$	(个)	96	/	/	/	/
$EF_j$	CH <sub>4</sub> / (年·个)	井口装置	77	/	/	/
	CH <sub>4</sub> / (年·个)	计量阀组	14	1.54	/	/
	CH <sub>4</sub> / (年·个)	单井储油装置	4	0.88	/	/
	CH <sub>4</sub> / (年·个)	联合站	1	0.45	/	/
$Num_{oil,j}$	(个)	96	/	/	/	/
$EF_{oil,j}$	CH <sub>4</sub> / (年·个)	井口装置	77	/	17.71	/
	CH <sub>4</sub> / (年·个)	计量阀组	14	/	2.52	/
	CH <sub>4</sub> / (年·个)	单井储油装置	4	/	1.52	/
	CH <sub>4</sub> / (年·个)	联合站	1	/	1.4	/
$Num_{gas,j}$	(个)	0	0	/	/	/
$EF_{gas,j}$	CH <sub>4</sub> / (年·个)	0	0	/	/	/
$Q_{oil}$	亿吨	/	0.00193	/	/	/
$EF_{CH_4\_油输逃逸}$	(吨/亿吨)	原油输送管道	753.29	/	/	1.45
小计				2.87	23.15	1.45
合计				27.47		

注：本项目计量阀组参照表 3.4-33 表中的接转站设施/设备 CH<sub>4</sub> 排放因子计算。

#### (4) 二氧化碳

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，涉及燃料燃烧、火炬燃烧、天然气处理过程的需要计算 CO<sub>2</sub>，本项目为石油开采项目，不涉及燃料燃烧、火炬燃烧、天然气处理过程，故未进行 CO<sub>2</sub> 计算。

#### 3.4.7.2 碳排放量汇总

根据上述计算，本项目碳排放量汇总可用公式（1）进行计算，本项目碳排放情况见下表 3.4-35。



表 3.4-35 项目碳排放量汇总表

类别	E <sub>CH<sub>4</sub></sub> <sub>开采放空</sub>	E <sub>CH<sub>4</sub></sub> <sub>开采逃逸</sub>	E <sub>CH<sub>4</sub></sub> <sub>油输逃逸</sub>	E
单位	tCH <sub>4</sub>	tCH <sub>4</sub>	tCH <sub>4</sub>	tCH <sub>4</sub>
排放量	2.87	23.15	1.45	27.47

### 3.4.8 非正常工况

#### 3.4.8.1 吉康脱水站

本项目吉康脱水站非正常工况主要是原油装卸、原油储存过程中废气处理装置故障导致油气未收集回收直接排放。非正常工况排污情况见表 3.4-36。

表 3.4-36 非正常工况下大气污染物排放源强

序号	污染源名称	污染物	非正常排放原因	非正常排放速率/(kg/h)	单次持续时间/min	年发生频次/次	应对措施
1	吉康脱水站装卸废气	非甲烷总烃	密闭卸油装置故障，回收效率下降至 0	5.47	30	1	及时抢修，不能在短时间内抢修成功时，停止生产
2	吉康脱水站原油储罐废气	非甲烷总烃	油气回收系统（抽气装置）故障，	1.76	30	1	
3	吉康脱水站采出水处理设施废气	非甲烷总烃	处理效率下降至 0	0.43	30	1	

#### 3.4.8.2 油井停运

拟建项目为油田采掘类项目，油井投入生产后，一般情况下会一直处于运行状态，但为保证油井正常生产，需要对个别油井开展井下作业而使油井停运。井下作业过程会产生井下作业废液、落地油、噪声等环境污染问题，在运营期中已作介绍，此处不再赘述。当油井发生风险事故时，也会导致油井停运。

吐哈油田分公司准东勘探开发项目经理部具备完善的事故应急预案及风险防范措施，并定期巡线。因此，发生事故的概率很低。

#### 3.4.8.3 管线泄漏事故

运行过程中，项目集输管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会对周围的土壤造成一定污染。发生事故后，应及时维修，并将被污染的土壤挖出作为落地油，委托有资质的单位进行处置。管线泄漏具体见 5.3.4 章节。

## 3.5 清洁生产分析

本节对本项目钻井过程、运营期、原油集输及处理过程、管理等方面进行清洁生产分析。

### 3.5.1 清洁生产技术和措施分析

#### (1) 原油集输及处理清洁生产工艺

①密闭混合输送工艺能够减少投资，避免含油污水分散处理。

②优化布局，减少建设用地对井场及站场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。在集油区将油、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。

#### (2) 运营期井下作业清洁生产工艺

①在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发；管汇撬阀门、油泵等设备采用密闭性能可靠的装置，杜绝跑、冒、滴、漏现象发生。

②原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

③采油井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

④在井下作业过程中，对产生的废液拟采用循环作业罐（车）收集，运至中国石油准东页岩油联合站污水处理系统处理达标后，上清液回注油层，节约了新鲜水的同时减少的外排；井下作业过程中铺膜防止原油落地，对作业过程中散落的落地油，及时收集清运，拉运至吉康脱水站进行处理。

#### (3) 节能及其他清洁生产措施分析

①采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

②选用节能型电气设备。站场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本。

③采用先进、可靠的自动控制技术，提高生产运行参数的安全性、准确性。集油区采用自动化管理，实现无人值守，提高了管理水平。

#### (5) 建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入中国石油吐哈油田分公司安全环保部门负责，采用 HSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 HSE 管理

要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制定了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

通过以上分析可以看出，本项目无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是该项目注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，并使废物在生产过程中转化为可用资源，最大限度地降低了工程对环境造成的污染。

### 3.5.2 清洁水平分析

#### (1) 评价指标体系

《石油和天然气开采行业 清洁生产评价指标体系》（试行）中规定的清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如常用纤维原料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、碱回收率、固体废物综合利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.5-1~表 3.5-3。

#### (2) 评价指标体系计算

## ①定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \cdot K_i$$

式中： $P_1$ ——定量评价考核总分值；

$n$ ——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

$S_i$ ——第  $i$  项评价指标的单项评价指数；

$K_i$ ——第  $i$  项评价指标的权重值。

## ②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

$$P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$$

式中： $P_2$ ——定性评价二级指标考核总分值；

$F_i$ ——定性评价指标体系中第  $i$  项二级指标的得分值；

$n$ ——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

## ③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中： $P$ ——清洁生产综合评价指数；

$P_1$ ——定量评价指标考核总分值；

$P_2$ ——定性评价指标考核总分值。

表 3.5-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	hm <sup>2</sup>	15	符合行业标准要求	91.6429	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	20	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	95	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000-3000m； 3000m 以上	10	≥40%；≥50%；≥60%	本工程大于 3000m：钻井液循环率 90%	10
		柴油机效率	%	10	≥80	85	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
(4) 污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30； 乙类区：≤35	29.73	10
		废弃钻井液产生量	m <sup>3</sup> /100m 标准进尺	10	≤10	2.1	10
		柴油机烟气排放浓度	——	5	符合排放标准要求	符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中新污染源无组织排放监控点浓度限值	5
		石油类排放浓度	mg/L	5	≤10	项目废水不外排	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	项目废水不外排	5

定性指标				本工程		
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程指标	得分
(1) 资源与能源消耗指标	15	钻井液消毒	可生物降解或无毒钻井液	10	一开采用坂土浆钻井液体系，二开采用油基钻井液体系，三开采用复合盐钻井液体系。	5
		柴油消耗	具有节油措施	5	具有节油措施	5
(2) 生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	国内领先	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备欠平衡技术	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	井下作业时带罐作业	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备了振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5
		井控措施	具备	5	具备	5
		有无防噪措施	有	5	有	5
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	吐哈油田分公司建立有 HSE 管理体系	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制定节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
(4) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	水基钻井岩屑、泥浆经不落地系统处理实现固液分离，分离后的液相随钻井队用于后续钻井使用，无废弃水基钻井泥浆	10
					油基钻井岩屑、泥浆经不落地系统处理实现固液分离，油基泥浆随钻井队用于后续钻井使用；无废弃油基钻井泥浆	
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	污染物排放满足总量控制和减排要求	5
		满足其他法律法规要求		5	满足	5

表 3.5-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	≤5.0	1.8	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	≤5.0	0	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液排放量	m <sup>3</sup> /井次	10	≤3.0	0	10
		石油类排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		含油污泥排放量	m <sup>3</sup> /井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	m <sup>3</sup> /井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本工程指标	得分
(1) 生产工艺及	40	防喷措施	具备		5	具备	5

设备要求		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	具备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	废水、使用液、原油等可能落地处	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	井下作业时带罐作业	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	井下作业时带罐作业，落地原油运至吉康脱水站原油处理系统进行处理	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	吐哈油田分公司建立了 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核		20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制订节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
（3）贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	满足其他法律法规要求	20

表 3.5-3 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本工程	
						本工程指标	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65	0.03	30
（2）资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	——	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10



		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10		
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	0	5		
		COD	mg/L	5	乙类区: ≤150	0	5		
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5		
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5		
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5		
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5		
<b>定性指标</b>									
一级指标	指标 分值	二级指标				指标 分值	本工程		
							本工程指标	得分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	井筒设施完好	5	
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	有套管气回收装置	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施	10	井下作业时带罐作业	10
		采油方式		采油方式经过综合评价确定		10	注水采油	10	
		集输流程		全密闭流程, 并具有轻烃回收装置		10	全密闭流程, 未设置轻烃回收装置	8	
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证				10	吐哈油田分公司建立了 HSE 管理体系并通过认证	10	
		开展清洁生产审核, 并通过验收				20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20	

		制定节能减排工作计划	5	制定有节能减排工作计划	5
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况	5	按要求执行	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	按要求执行	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	已完成	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	污染物排放满足总量控制和减排要求	5

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.5-4。

**表 3.5-4 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数**

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

由表 3.5-1~表 3.5-3 计算得出：本工程钻井作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 95 分，综合评价指数得分 98 分；井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 98 分，综合评价指数得分 93 分；综合评价指数平均得分 97 分，该分值与表 3.5-4 中相比，达到  $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。

### 3.5.3 清洁生产建议

本项目较好地考虑了清洁生产的要求，但为更好地、持续地进行清洁生产，针对钻井液循环率低的情况，提出以下建议。

(1) 采用闭合泥浆循环系统。对钻井液性能进行四级净化，避免钻井液的频繁稀释及反复加药，这样可以使钻井液体积减小，耗药量降低，从而使完井后的废钻井液处理量降低。

(2) 回收再利用：泥浆经不落地系统处理实现固液分离，分离后的液相随钻井队用于后续钻井使用，无废弃钻井泥浆。

(3) 搞好固井，防止固井工程事故，而增加钻井废液的排放量。

(4) 提高钻井泥浆固相控制效率。钻井液密度是一项重要的性能指标，其必须控制在一定范围内。随着钻井液的重复使用，泥浆中的固相含量一般会逐渐升高，升至一定限度后必须加药加水重新调制，因此，提高钻井液固控系统的处理效率，控制钻井液中固相含量的升高，对减少钻井液的产生和排放量起着重要作用。

(5) 提高钻井泥浆抑制能力，控制地层造浆。具体措施是采用具有抑制泥页岩水化作用的钻井液，抑制由于地层水向井筒浸渗而形成的表面造浆，从而减少在表层钻进时泥浆量的迅速增加。

(6) 搞好钻井设计，合理选择井身结构、井眼尺寸及钻井技术。采用定向井、丛式井组可节约井场占地，可以减少钻井过程对地貌的破坏。另外，丛式井在一个井场

打多口井，可以提高泥浆和泥浆废水的重复利用率，减少钻井废水的排放量。钻水平井与取得相同产量的钻直井相比，可以减少钻井占地，节约钻井进尺，从而减少钻井液排放。分支井钻井是指在一口主井眼中钻两口或多口水平井。分支井在节约钻井进尺、减少能源消耗、提高钻井泥浆及废水的重复利用率，与水平井所起的作用相似。小井眼技术是指井眼直径小于常规井的钻井工艺。当钻井深度一定时，井眼直径越小，废钻井液的产生量越少。在可能的情况下，采用细孔井工艺会大幅度降低钻井废液产生量。

针对废洗井液产生指标高的情况，提出以下建议：利用井口出水压力将污水注入洗井车内进行净化处理，处理后的清水排入水箱，再用泵车注入井内，如此循环直至合格。

### 3.5.4 持续清洁生产

清洁生产是一个相对的概念，推行清洁生产是一个不间断的过程。作为业主应成立相应的组织机构（或由环保、安全等部门牵头，其他部门参加），依据有关环保法规和节能、节水规定，在工程的开发建设和生产运营中，制定相应的预防污染计划和措施，并根据企业的经营发展情况，有组织、有计划地安排和协调，有序地实行清洁生产；广泛收集新的工艺信息，国内外先进技术信息，清洁生产技术信息，不断地开发研究和应用新的清洁生产技术；同时还要不断地对员工进行培训，以提高他们对清洁生产的认识和自觉推行清洁生产的意识，把清洁生产持续地推向各个生产岗位。

由于清洁生产是一个相对动态过程，因此，保持清洁生产的 P（计划）、D（实施）、C（检查）、A（改进）—持续改进是极其重要的。为了使清洁生产不间断地开展下去，必须做到以下几点：

- （1）建立和完善清洁生产组织；
- （2）建立和完善清洁生产管理制度；
- （3）制定持续清洁生产计划。

企业要在生产运营中，制定相应的预防污染计划，有序地推行清洁生产，定期对清洁生产情况作出评价。

①全面评价企业生产全过程及其各个过程单元或环节的运行管理现状，掌握运营过程的原材料、能源与产品、废物（污染物）的输入输出状况；

②分析识别影响资源能源有效利用，造成废物产生，以及制约企业生产效率的原因或“瓶颈”问题；

③产生并确定企业从产品、原材料、技术工艺、生产运行管理，以及废物循环利用等多途径进行综合污染预防的机会、方案与实施计划；

④不断提高企业管理者与广大职工清洁生产意识与参与程度，促进清洁生产在企业的持续改进。

## 3.6 污染物排放总量控制

### 3.6.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

### 3.6.2 污染物总量控制因子

根据国家环境保护总量控制要求，结合本项目污染特征，确定本项目总量控制及考核因子如下：

(1) 废气污染物

①总量控制指标：无；

②建议考核指标：非甲烷总烃；

(2) 废水污染物：循环利用不外排；

(3) 固体废物：固废排放总量；

### 3.6.3 总量控制建议指标

(1) 施工期

由于施工期的钻井作业集中于较短时间内，钻井期间排放的污染物将随钻井工程的结束而消亡，故不考虑对钻井期间产生的污染物进行总量控制。

(2) 运营期

根据工程分析，本项目运营期废气污染物主要为非甲烷总烃，均为无组织排放，无组织排放量估算量为 6.0781t/a，不纳入总量控制指标内。

## 4 环境现状调查与评价

### 4.1 自然环境概况

#### 4.1.1 地理位置

吉木萨尔县位于新疆维吾尔自治区东北部，天山山脉东段北麓，准噶尔盆地东南缘，地理坐标为东经 88°30′~89°30′，北纬 43°30′~45°30′之间，东同奇台县为邻，西与阜康市接壤，北与卡拉麦里山和富蕴相连，南以博格达山分水岭同吐鲁番市、乌鲁木齐县为界。县城西距自治区首府乌鲁木齐市 165km，距昌吉回族自治州首府昌吉市 200km，东离哈密市 550km，吐-乌-大高等级公路、国道 216 线及省道 303 线贯穿全境，交通便利。县域总面积 8848km<sup>2</sup>。

萨探 1 块行政区划隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县管辖，北距吉木萨尔县城约 10km，东距奇台县城约 27km。地理位置详见图 4.1-1。

#### 4.1.2 地形地貌

吉木萨尔县地势南北高、中间低，地貌可分为南部山区、中部平原、北部沙漠三种类型。南部山区为高山雪岭，北部为卡拉麦里山岭的低山残丘，两山之间是山前倾斜平原和低缓起伏的沙丘，最高点是三工河源头的雪峰，海拔 500m。

准噶尔盆地东部海拔为 1000m 左右，中部海拔在 600m 左右，西部艾比湖最低，海拔为 189m。中部是面积近 5×10<sup>4</sup>km<sup>2</sup>的古尔班通古特沙漠，占盆地面积的 16.3%，是我国第二大沙漠。沙漠区海拔 360~400m，地表形态多表现为蜂窝状固定或半固定沙丘，其次为活动性沙丘和新月形沙丘，沙丘链长度一般有百米至数公里不等，延伸方向随风向而异。准东区地势由东南向西北倾斜，地形平坦宽阔，地质构造条件较好，自然坡度约为 3-8‰。

#### 4.1.3 地质

萨探 1 块位于阜康断裂带下盘吉南凹陷，阜康断裂带位于准噶尔盆地博格达山山前，为盆地南缘冲断带的二级构造单元，是一个被多期、多级断裂复杂化的断裂带，一系列近东西向南倾的逆断裂沿博格达山北缘呈北凸弧形展布，区域断裂自南向北为阜康断裂、妖魔山断裂、三工河断裂。准噶尔盆地成盆至今，阜康断裂带经历了海西运动期前陆盆地、印支运动期泛盆、燕山运动期振荡，喜马拉雅运动期类前陆四个演

化阶段。其中燕山运动期发生 3 幕强烈运动，是阜康断裂带的主要改造期。喜马拉雅运动南北强大挤压应力使阜康断裂带上盘发生冲断推覆，下盘发育冲断型类前陆盆地的吉南凹陷。

晚古生代阜康断裂带东段呈“四凸三凹”的构造格局，即：北三台凸起、三台凸起、吉南凸起、古西凸起、阜康凹陷、吉木萨尔凹陷和吉南凹陷。吉南凹陷是夹持于博格达山前和吉南凸起之间的一个凹陷，早二叠世，博格达山前的吉南凹陷芦苇沟组湖盆面积大，烃源岩厚度大、平面展布稳定，喜山期上盘改造强烈，下盘的吉南凹陷改造弱，构造平缓稳定。

#### 4.1.4 气候、气象

吉木萨尔地处欧亚大陆的腹地，远离海洋属典型的温带大陆性干旱气候。其特点为：日照充足，热量丰富，气温变化大，降水少，蒸发大，气候干燥；春季增温快，此时多风，多冷空气入侵；夏季干热；秋季凉爽；冬季寒冷漫长。

春季通常在 3 月下旬开春。升温迅速而不稳，天气多变，平均每月有一到两次强冷空气入侵，使气温变化幅度较大，降水增多。夏季炎热干燥，空气湿度小，无闷热感，多阵性风雨天气，降水较多。秋季秋高气爽，晴天日数最多。平均每月有一到两次强冷空气入侵，使得气温下降迅速。冬季严寒而漫长，有稳定积雪，空气湿度明显加大。冬季上空多有逆温形成，平均风速为四季最小。

表 4.1-1 吉木萨尔气象站常规气象项目统计（2001-2020 年）

统计项目		统计值
多年平均气温（℃）		8.1
累年极端最高气温（℃）		38.9
累年极端最低气温（℃）		-26.0
多年平均气压（hPa）		933.8
多年平均水汽压（hPa）		6.3
多年平均相对湿度（%）		55.4
多年平均降雨量（mm）		193.5
灾害天气统计	多年平均沙暴日数（d）	1.0
	多年平均雷暴日数（d）	5.4
	多年平均冰雹日数（d）	0.0
	多年平均大风日数（d）	10.7
多年实测极大风速（m/s）、相应风向		24.4 WNW
多年平均风速		1.8

统计项目	统计值
多年主导风向、风向频率 (%)	WNW 12.6%
多年静风频率 (风速 $\leq 0.2\text{m/s}$ ) (%)	10.5

## 4.1.5 水文及水文地质

### 4.1.5.1 河流水系

吉木萨尔县境内主要有河流 10 条及一个后堡子泉水系，河流由西而东依次是二工河、西大龙口河、大东沟河、新地沟河、渭户沟河、东大龙口河、牛圈子沟、吾塘沟、小东沟、白杨河。河流均发源于天山北坡，流域独立。

河流流向由南向北与山脉走向大体垂直，源头高程一般在 3000m 以上，出山口高程在 1100m 以下，河流长一般不超过 50km，各河最终汇入平原绿洲为人类所利用。河流源头多接冰川，以山区降水量为主要补给源，河流径流具有明显的季节性变化。吉木萨尔县河流特征见表 4.1-2。

表 4.1-2 吉木萨尔县河流特征一览表

河流	站名	集水面积 ( $\text{km}^2$ )	所属县(市)	径流量(亿 $\text{m}^3$ )	备注
西大龙口河	西大龙口	371.0	吉木萨尔县	0.6662	
大东沟	渠首	57.0	吉木萨尔县	0.0843	
新地沟	渠首	80.0	吉木萨尔县	0.2483	
渭户沟	渠首	62.0	吉木萨尔县	0.2426	
东大龙口河	东大龙口	163.0	吉木萨尔县	0.6413	
牛圈子沟	渠首	29.0	吉木萨尔县	0.0270	
吾塘沟	渠首	33.0	吉木萨尔县	0.2390	
小东沟	渠首	33.0	吉木萨尔县	0.0156	
二工河	渠首		吉木萨尔县	0.1584	
白杨河	五圣宫	162.0	吉木萨尔县	0.6706	奇台、吉木萨尔县界

### 4.1.5.2 地下水

吉木萨尔县东大龙口河流域，从南部山区—中部平原—北部沙漠，构成一个完整的流域体系。

#### (1) 南部山区

南部山区主要由全新世至上新世的砂、页岩、泥岩、灰色变质碎屑岩及火成岩组成，岩相变化大，厚度从几十米到几千米不等；由于强烈的构造运动，使山区基岩裂隙发育，大气降水入渗后，以裂隙水形式大量出露补给河流和平原区的地下水。



在低山带分布有较厚的第三系地层，由于第三系一般比较松软，易遭受暴雨的冲刷，从而增大了河流的含沙量。

## (2) 中部平原

在山前坳陷区，由于受山前深大断裂的影响，坳陷带内沉积了较厚的第四系松散沉积物，给地下水的赋存创造了巨大的空间，也是河水散失的主要去向。坳陷带内第四系沉积物厚度，一般为400-600m。按水文地质分带，由南向北依次为山前冲洪积扇-扇缘潜水溢出带-细土平原，含水层颗粒也依次由卵砾石-砂砾石-中粗砂-中细砂-粉细砂-亚砂土、亚粘土，平原区地下水主要以潜水和承压水形式广泛分布。

本项目区域位于中部平原区。

### ①地下水赋存条件及分布规律

该项目分析范围内地层岩性为第四系更新世-全新世的冲洪积相砾石、砂砾石、砂层和冲洪积-湖相和沼泽相粘质砂土、粘性土层。区内第四纪松散堆积物厚度超过400m，为地下水的赋存、运移提供了良好空间，由于第四纪成因类型的多样性，使得含水层的岩性、粒度和组成结构复杂化。

#### ——单一结构潜水含水层

主要分布在河流出山口至老台-三台-吉木萨尔县城一线，该带第四纪堆积物巨厚，含水层岩性以卵砾石、砂砾石为主，并由南向北颗粒逐渐变细，潜水位埋深由南向北逐渐变浅。南部潜水位埋深 $>150\text{m}$ ，乌奇公路沿线潜水位埋深在90m左右，单井涌水量 $2000-3000\text{m}^3/\text{d}$ ，饱水带厚度 $>100\text{m}$ ，属地下水强富水带。

#### ——多层结构潜水-承压含水层

主要分布在老台-三台-吉木萨县城一线以北的广大平原区。上部为潜水含水层，岩性为砂砾石、中粗砂、中细砂，并由南向北颗粒逐渐变细，富水性逐渐变弱，南部富水带单井涌水量 $500-1000\text{m}^3/\text{d}$ ；北部贫水带单井涌水量 $100-500\text{m}^3/\text{d}$ 。潜水含水层底板埋深50-100m，渗透系数 $2-5\text{m}/\text{d}$ 。下部为承压含水层，岩性主要为砂砾石、砾石、中细砂，单井涌水量 $1000-3000\text{m}^3/\text{d}$ ，渗透系数 $5-13\text{m}/\text{d}$ 。在300m以内分布有三个承压含水层组：第一承压含水层组顶板埋深50-100m，第二承压含水层组顶板埋深70-140m，第三承压含水层组顶板埋深110-220m。

项目区含水层类型为单一结构潜水含水层，含水层岩性为砂砾石、中粗砂、中细

砂，属地下水强富水带。

## ②地下水的补给、径流及排泄条件

### ——地下水的补给

分析范围内地下水的补给来源主要有南部山区冰雪融水、降水一部分形成地表径流，一部分沿基岩裂隙、断裂破碎带及冰水沉积物孔隙垂直入渗，以潜流形式补给山前平原潜水和深层承压水。河流在出山口后，有相当一部分水渗漏于山前砾石带，补给平原区潜水和深层承压水。平原灌区渠系入渗，库（塘）入渗，雨、洪入渗等直接补给平原区潜水。

### ——地下水的径流

项目区冲洪积松散层厚度大、粒径粗、坡度大、孔隙大、径流条件好，潜水埋藏深、开采难度大。大部分地下水通过径流区流入下游细土平原区。

### ——地下水的排泄

项目区域内地下水的排泄途径主要有为人为开采，在细土平原水位浅埋地区，潜水可通过蒸发垂直排泄，沿径流方向以潜流方式排出区外，入北部沙漠。

## 4.1.6 地震

根据《中国地震烈度区划图》（50年超越概率10%），项目区域地震烈度为VII度。

## 4.2 环境空气质量现状调查与评价

### 4.2.1 区域大气环境质量达标性评价

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），“依据评价所需环境空气质量现状、气象资料等数据可获得性、数据质量、代表性等因素，选择近3年中数据相对完整的1个日历年作为评价基准年”。对于项目所在区判定，导则中指出“优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告书中的数据或结论”。

根据吉木萨尔县环境空气质量监测站点（E 89.1765°、N 43.9979°）2021年环境质量数据，PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>年均值不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，故项目所在区域为不达标区。

环境空气质量达标区判定结果见详见表4.2-1。

表 4.2-1 区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率 (%)	超标倍数	达标情况
SO <sub>2</sub>	年平均质量浓度 (μg/m <sup>3</sup> )	35.3	60	58.33	/	达标
NO <sub>2</sub>	年平均质量浓度 (μg/m <sup>3</sup> )	10.8	40	27	/	达标
PM <sub>10</sub>	年平均质量浓度 (μg/m <sup>3</sup> )	87.7	70	125.29	0.79	超标
PM <sub>2.5</sub>	年平均质量浓度 (μg/m <sup>3</sup> )	52	35	148.57	3.24	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数 (mg/m <sup>3</sup> )	1078	4	26.95	/	达标
O <sub>3</sub>	最大 8 小时平均第 90 百分位数 (μg/m <sup>3</sup> )	92.4	160	57.57	/	超标

项目所在区域 PM<sub>2.5</sub>、PM<sub>10</sub> 年平均浓度有超标现象，PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 年平均占标率为 125.29% 和 148.57%，年均值超标倍数为 0.78 和 3.24。超标原因主要与当地风沙季有一定关系。

为切实做好吉木萨尔县环境保护工作，进一步改善环境空气质量，吉木萨尔县人民政府先后制定了《吉木萨尔县建筑施工现场扬尘污染治理工作方案》《关于立即开展道路运输抛洒污染、扬尘专项治理工作实施方案》《吉木萨尔县砂石粘土矿扬尘管控方案》等文件。通过加强工业企业粉尘整治、强化移动源污染治理、综合整治城市扬尘、严格落实巡查监管等一系列措施，吉木萨尔县环境空气质量将会得到改善。

#### 4.2.2 其他污染物环境质量现状评价

针对其他污染物非甲烷总烃、硫化氢，本项目采用实测方式进行调查。

##### (1) 监测点位

根据评价区域大气评价等级、所在区域常年主导风向及周围环境状况，在大气评价范围内布设 2 处大气监测点，现状监测点位图见图 4.2-1，监测点位见表 4.2-2。

表 4.2-2 项目大气现状监测点

标号	监测点位名称	监测点位坐标	相对位置关系	监测因子
G1	项目区	E89° 14' 23.280", N43° 54' 21.561"	区块范围内	非甲烷总烃、硫化氢
G2	项目区下风向	E89° 15' 59.846", N43° 54' 2.422"	萨 102 平台东 南 700m	

##### (2) 监测时间及频率

监测时间为 2022 年 5 月 27 日至 6 月 2 日，连续 7 天，每天监测 4 次小时平均浓度，每小时至少有 45min 采样时间。

##### (3) 采样及分析方法

监测分析方法均按《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及国家环保总局颁发的《环境监测技术规范》(大气部分)、《空气和废气监测分析方法》的有关要求进行。具体见表4.2-3。

表4.2-3 环境空气监测分析方法

编号	监测项目	监测方法	检出限
1	非甲烷总烃	气相色谱法(HJ604-2017))	0.07mg/m <sup>3</sup> (以碳计)
2	硫化氢	可见分光光度计V1600	0.005mg/m <sup>3</sup>

#### (4) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”环境浓度选用值,确定环境空气中非甲烷总烃浓度限值2.0mg/m<sup>3</sup>。

#### (5) 评价方法

采用单因子标准指数法。

$$I_{ij} = \frac{C_{ij}}{C_{si}}$$

式中:  $I_{ij}$ —i 指标 j 测点指数;

$C_{ij}$ —i 指标 j 测点监测值 (mg/m<sup>3</sup>);

$C_{si}$ —i 指标二级标准值 (mg/m<sup>3</sup>)。

#### (6) 监测及评价结果

特征污染物环境质量现状监测结果与评价见表4.2-4。

表4.2-4 监测与评价结果一览表

监测项目	监测点位	平均时间	评价标准 /mg/m <sup>3</sup>	监测浓度范围 /mg/m <sup>3</sup>	最大浓度占标率 /%	超标率 /%	达标情况
非甲烷总烃	G1	1h	2.0	0.16~0.64	32	—	达标
	G2			0.16~0.70	35	—	达标
硫化氢	G1	1h	0.01	ND	/	—	达标
	G2			ND	/	—	达标

由表4.2-4监测结果可知,评价区域内各监测点非甲烷总烃小时浓度值在0.16~0.70mg/m<sup>3</sup>之间,符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”2.0mg/m<sup>3</sup>标准,未出现超标现象;硫化氢均为未检出,符合《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D其它污染物空气质量浓度参考限值10μg/m<sup>3</sup>的要求,评价区域现状环境空气质量较好。

## 4.3 水环境质量现状调查与评价

### 4.3.1 地表水环境质量现状调查与评价

本次评价采用新疆天熙环保科技有限公司对头工干渠水质进行监测的数据。

#### (1) 监测布点

在头工干渠布设1个地表水监测断面，见图2.7-1。

#### (2) 监测项目

监测项目为水温、pH值、溶解氧、高锰酸盐指数、五日生化需氧量、氨氮、化学需氧量、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总磷、石油类共14项。

#### (3) 监测时间及频次

监测时间为2022年4月22日，监测1次。

#### (4) 评价标准

采用《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) III类标准。

#### (5) 评价方法

根据水质现状监测的项目与结果，采用单因子指数方法进行现状评价。由 $S_j$ 值的大小，评价监测项目的水质现状。

#### ①一般水质因子的指数计算公式

$$S_{ij} = c_{i,j} / c_{s,i}$$

式中：

$S_{i,j}$ —i因子的环境质量指数；

$c_{i,j}$ —i因子的现状监测结果（单位：mg/L）；

$c_{s,i}$ —i因子的评价标准（单位：mg/L）。

#### ②pH值的指数计算公式

$$S_{pH,j} = (7.0 - pH_j) / (7.0 - pH_{sd}) \quad (\text{当 } pH_j \leq 7.0 \text{ 时})$$

$$S_{pH,j} = (pH_j - 7.0) / (pH_{su} - 7.0) \quad (\text{当 } pH_j > 7.0 \text{ 时})$$

式中： $S_{pH,j}$ —pH的标准指数；

$pH_j$ —pH实测值；

$pH_{sd}$ —评价标准规定的下限值；

$pH_{su}$ —评价标准规定的上限值。

水质参数的单因子指数 $>1$ ，表明该水质参数超过了规定的水质标准。

### ③溶解氧的指数计算公式

$$S_{DO,j} = DO_s / DO_j \quad DO_j \leq DO_f$$

$$S_{DO,j} = \frac{|DO_f - DO_j|}{DO_f - DO_s} \quad DO_j > DO_f$$

式中： $S_{DO,j}$ ——溶解氧的标准指数；

$DO_j$ ——溶解氧在j点的实测统计代表值，mg/L；

$DO_s$ ——溶解氧的水质评价标准限值，mg/L；

$DO_f$ ——饱和溶解氧浓度，mg/L；

T —— 水温，℃；

### (6) 监测及评价结果

表 4.3-1 地表水监测及评价结果

序号	监测项目	标准限值	监测结果	标准指数	达标情况
1	水温	/	20.2	/	/
2	pH (无量纲)	6~9	7.2	0.1	达标
3	溶解氧, mg/L	5	7.4	0.68	达标
4	高锰酸盐指数, mg/L	6	0.8	0.13	达标
5	五日生化需氧量, mg/L	4	1.4	0.35	达标
6	氨氮, mg/L	1.0	0.123	0.12	达标
7	化学需氧量, mg/L	20	7	0.35	达标
8	挥发酚, mg/L	0.005	0.0006	0.12	达标
9	氰化物, mg/L	0.2	ND	/	达标
10	砷, mg/L	0.05	ND	/	达标
11	汞, mg/L	0.0001	0.00005	0.50	达标
12	六价铬, mg/L	0.05	0.004	0.08	达标
13	总磷, mg/L	0.2	0.08	0.40	达标
14	石油类, mg/L	0.05	ND	/	达标

根据地表水监测数据，各项监测指标均能达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的相应标准，地表水环境质量良好。

## 4.3.2 地下水环境质量现状调查与评价

### (1) 监测点位

本环评引用《新疆吉木萨尔县吴家湾矿区油页岩露天矿项目环境影响报告书》中地下水监测数据。地下水监测点位见图 4.3-2 和表 4.3-2。

表 4.3-2 地下水环境监测点布置

编号	井位	与项目区位置关系	井深 (m)	水位埋深 (m)	监测层位	监测项目	监测时间
D1	1#上八户水井	萨 105 平台西侧 1.4km	150	27	潜水层	水质、水位	2022 年 6 月 24 日~28 日
D2	2#上八户水井	萨 105 平台西侧 2.2km	180	30	潜水层	水质、水位	
D3	3#地下水井	萨 3 平台西南侧 9.3km	150	36	潜水层	水质、水位	
D4	4#地下水井	萨 3 平台西南侧 9km	94	28	潜水层	水质、水位	
D5	贡拜沟地下泉	萨 3 平台南侧 5.5km	/	/	潜水层	水质、水位	
D6	6043 井	萨 106 平台东北 9.7km	70	15	潜水层	水位	2022 年 4 月 19 日
D7	6039 井	萨 106 平台东北 9.2km	70	15	潜水层	水位	
D8	6030 井	萨 106 平台东北 9.4km	70	15	潜水层	水位	
D9	6032 井	萨 106 平台东北 9.9km	70	15	潜水层	水位	
D10	6044 井	萨 106 平台东北 9.8km	70	15	潜水层	水位	

### (3) 监测项目

D1~D5 监测点监测项目为水位、H、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、总大肠菌数、细菌总数、耗氧量、 $K^+$ 、 $Na^+$ 、 $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $HCO_3^-$ 、 $CO_3^{2-}$ 、石油类。D6~D10 监测点监测项目为水位。

### (4) 监测时间及监测频次

监测时间 2022 年 6 月 24 日~28 日、2022 年 4 月 19 日，监测 1 次。

### (5) 采样及分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2020)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版) 有关标准和规范执行。

### (6) 评价标准

采用《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的III类标准限值。

### (7) 评价方法

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016)第 8.4.1 地下水水质现状评价应采用标准指数法进行评价。

对于评价标准为定值的水质因子,其标准指数计算公式:

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

式中:  $P_i$ —第  $i$  个水质因子的标准指数,量纲为一;

$C_i$ —第  $i$  个水质因子的监测质量浓度值, mg/L;

$C_{si}$ —第  $i$  个水质因子的标准质量浓度值, mg/L;

对于评价标准为区间值的水质因子 (pH),其标准指计算公式如下:

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH \leq 7.0$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH > 7.0$$

式中:  $P_{pH}$ —pH 的标准指数,量纲为一;

pH—pH 监测值;

$pH_{su}$ —标准中的 pH 值上限;

$pH_{sd}$ —标准中的 pH 值下限。

### (8) 监测及评价结果

地下水质量现状监测及评价结果见表 4.3-3~表 4.3-4。

根据监测结果可知,项目区域水质总体较好,石油类均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准;其他监测项目中除总硬度、硫酸盐有超标现象外,均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中 III类标准限值的要求。超标原因主要是原生地质、水文地质环境等因素综合影响。



表 4.3-3 地下水监测及评价结果

监测项目	单位	标准限值 (III 类)	1#上八户水井		2#上八户水井		3#地下水井		4#地下水井		贡拜沟地下泉	
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
pH 值	无量纲	6.5~8.5	8	0.67	7.8	0.53	7.9	0.6	7.8	0.53	8.3	0.87
溶解性总固体	mg/L	1000	826	0.83	950	0.95	284	0.28	268	0.27	330	0.33
总硬度	mg/L	450	467	1.04	486	1.08	156	0.35	151	0.34	/	/
氨氮	mg/L	0.5	0.13	0.26	0.16	0.32	0.275	0.55	0.173	0.35	<0.02	<0.04
高锰酸盐指数	mg/L	3	<0.5	<0.17	<0.5	<0.17	<0.5	<0.17	<0.5	<0.17	0.92	0.31
氰化物	mg/L	0.05	<0.002	<0.04	<0.002	<0.04	<0.002	<0.04	<0.002	<0.04	<0.002	<0.04
氟化物	mg/L	1	0.17	0.17	0.19	0.19	0.13	0.13	0.16	0.16	0.12	0.12
氯化物	mg/L	250	59.4	0.24	89.6	0.36	22.1	0.09	21.8	0.09	14.8	0.06
硫酸盐	mg/L	250	287	1.15	300	1.20	61.7	0.25	72.8	0.29	67.8	0.27
亚硝酸盐氮	mg/L	1	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	0.003	<0.003	0.003	<0.003	0.005	0.005
硝酸盐氮	mg/L	20	3.83	0.19	5.25	0.26	2.06	0.10	1.94	0.10	3.14	0.16
挥发酚	mg/L	0.002	<0.0003	<0.15	<0.0003	<0.15	<0.0003	<0.15	<0.0003	<0.15	<0.0003	<0.15
石油类	mg/L	0.05	<0.01	<0.2	<0.01	<0.2	<0.01	<0.2	<0.01	<0.2	/	/
总大肠菌群	MPN/100 mL	3	<2	<0.67	<2	<0.67	<2	<0.67	<2	<0.67	17	0.57
细菌总数	CFU/mL	100	89	0.89	76	0.76	98	0.98	80	0.80	/	/
六价铬	mg/L	0.05	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08
汞	μg/L	1	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.0001	<0.1
砷	μg/L	10	0.18	0.02	0.19	0.02	0.11	0.01	0.16	0.02	<0.0001	<0.01
铅	μg/L	10	<0.09	<0.009	<0.09	<0.009	<0.09	<0.009	<0.09	<0.009	<0.01	<1
镉	μg/L	5	<0.05	<0.01	<0.05	<0.01	<0.05	<0.01	<0.05	<0.01	<0.001	<0.2
锰	μg/L	100	<0.12	<0.0012	<0.12	<0.0012	<0.12	<0.0012	<0.12	<0.0012	<0.01	<0.1
铁	μg/L	300	11.8	0.04	12.6	0.04	<0.82	<0.003	2.9	0.01	<0.03	<0.1

钾	mg/L	/	1.65	/	1.79	/	1.07	/	0.96	/	/	/
钠	mg/L	200	47.4	0.24	68.3	0.34	35.5	0.18	37.9	0.19	/	/
钙	mg/L	/	106	/	105	/	40.2	/	41.2	/	/	/
镁	mg/L	/	27	/	30.4	/	9.47	/	9.67	/	/	/
碳酸盐	mg/L	/	10.2	/	10.2	/	10.2	/	12.4	/	/	/
重碳酸盐	mg/L	/	80	/	89.5	/	113	/	108	/	/	/

表 4.3-4 地下水水位监测结果

编号	水位埋深 (m)	编号	水位埋深 (m)
D1	27	D6	15
D2	30	D7	15
D3	36	D8	15
D4	28	D9	15
D5	/	D10	15

## 4.4 声环境质量现状调查与评价

### (1) 监测布点

结合评价范围、环境功能区划分布，在本项目区设 8 个监测点进行实测，监测点位图见图 4.4-1。

表 4.4-1 噪声监测点布置一览表

编号	监测点位	监测点位坐标	
		东经	北纬
N1	1#萨探1井	89°15'02.83"	43°54'53.79"
N2	2#萨102平台	89°15'39.22"	43°54'24.41"
N3	3#萨103平台	89°15'30.307"	43°54'49.432"
N4	4#萨104平台	89°14'18.34"	43°54'34.28"
N5	5#吉康脱水站	89°14'4.750"	43°55'31.565"
N6	6#萨3平台	89°12'54.962"	43°53'29.549"
N7	7#萨109平台	89°17'9.469"	43°54'38.978"
N8	8#下八户村	89°14'21.310"	43°57'35.378"

### (2) 监测日期、频率

2022年5月28日进行了现场监测，监测1天，昼间、夜间各监测1次，每次20分钟。

### (3) 监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)和《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中有关规定执行。

### (4) 评价标准

执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准。

### (5) 评价方法

监测值与标准值直接比对，说明噪声来源及是否超标。

### (6) 评价结果

声环境现状监测结果见表 4.4-2。

表 4.4-2 声环境质量现状监测及评价结果 (单位: dB(A))

编号	测量时段	监测结果	评价标准	超标率
N1	昼间	48.5	60	0
	夜间	37.1	50	0

N2	昼间	51.8	60	0
	夜间	40.3	50	0
N3	昼间	41.5	60	0
	夜间	36.6	50	0
N4	昼间	54.7	60	0
	夜间	40.9	50	0
N5	昼间	47.2	60	0
	夜间	36.3	50	0
N6	昼间	43.3	60	0
	夜间	35.6	50	0
N7	昼间	45.4	60	0
	夜间	37.2	50	0
N8	昼间	42.6	60	0
	夜间	36.0	50	0

由监测结果可以看出，评价区域各监测点在监测期间昼夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求，无超标现象，说明区域声环境质量较好。

#### 4.5 土壤环境现状调查与评价

##### （1）监测点位及监测因子

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的要求布设监测点。在占地范围内布设表层样 4 个、柱状样 5 个，在占地范围外布设 4 个表层样，其中农田土壤布设了 2 个。现状监测点位图见图 4.5-1，监测项目见表 4.5-1。

##### （2）监测时间及频次

2022 年 5 月 27 日在各监测点采样一次。

##### （3）采样要求

- ①表层样：在 0~0.2m 处取样。
- ②柱状样：在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 处分别采样。

##### （4）监测分析方法

- ①占地范围内建设用地：按 GB36600-2018 表 3 土壤污染物分析方法执行。
- ②占地范围外调查范围内：参照 GB36600-2018 表 3 土壤污染物分析方法执行。

##### （5）监测结果及评价

土壤环境质量现状监测统计结果见表 4.5-2 至表 4.5-5。

表 4.5-1 土壤环境现状监测点位

编号	布点位置	相对位置	土地性质	取土样类型	取样深度	选点依据	监测因子
T1	萨探1井场空地	项目占地范围内	建设用地	表层样	0~0.2m	可能发生渗漏的区域, 棕钙土	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600—2018)表1中45项因子和pH、石油烃
T2	吉康脱水站空地	项目占地范围内	建设用地	表层样	0~0.2m	可能发生渗漏的区域	pH、石油烃、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、砷
T3	吉康脱水站罐区	项目占地范围内	建设用地	柱状样	0~3m	可能受影响最重的区域	
T4	萨109平台	项目占地范围内	建设用地	柱状样	0~3m	可能发生渗漏的区域	
T5	萨104平台	项目占地范围内	建设用地	柱状样	0~3m	可能发生渗漏的区域	
T6	7号平台	项目占地范围内	建设用地	柱状样	0~3m	可能发生渗漏的区域	
T7	拟建集输管线	项目占地范围内	建设用地	柱状样	0~3m	可能发生渗漏的区域	
T8	拟建集输管线外250m	项目占地范围外	荒漠	表层样	0~0.2m	可能发生渗漏的区域	pH、石油烃、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌
T9	项目区附近农田1#	项目占地范围外	农田	表层样	0~0.2m	周边敏感区域	pH、石油烃、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌
T10	项目区附近农田2#	项目占地范围外	农田	表层样	0~0.2m	周边敏感区域	pH、石油烃、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌
T11	项目区附近农田3#	项目占地范围外	农田	表层样	0~0.2m	周边敏感区域	
T12	萨3平台	项目占地范围内	建设用地	表层样	0~0.2m	可能发生渗漏的区域, 栗钙土	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600—2018)表1中45项因子和pH、石油烃
T13	萨106平台	项目占地范围内	建设用地	表层样	0~0.2m	可能发生渗漏的区域, 绿洲土	

表 4.5-2 土壤现状监测结果 (T1-T2、T12-T13) 单位: mg/kg

监测项目	GB36600-2018 标准筛选值	T1 (0~20cm)	T2 (0~20cm)	T12 (0~20cm)	T13 (0~20cm)
pH	/	8.21	8.34	8.32	8.25
总汞	38	0.008	0.010	0.007	0.013
总砷	60	8.08	8.33	8.27	8.34
六价铬	5.7	ND	ND	ND	ND
铅	800	30.6	34.3	32.4	35.2
镉	65	0.18	0.16	0.18	0.20
铜	18000	25	30	32	27
镍	900	24	26	24	29
石油烃 (C10-C40)	4500	13	54	41	53
氯甲烷	37	ND	/	ND	ND
氯乙烯	0.43	ND	/	ND	ND
1, 1-二氯乙烯	66	ND	/	ND	ND
二氯甲烷	616	ND	/	ND	ND
反-1,2-二氯乙烯	54	ND	/	ND	ND
1, 1-二氯乙烷	9	ND	/	ND	ND
顺-1,2-二氯乙烷	596	ND	/	ND	ND
氯仿	0.9	ND	/	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷	840	ND	/	ND	ND
四氯化碳	2.8	ND	/	ND	ND
苯	4	ND	/	ND	ND
1, 2-二氯乙烷	5	ND	/	ND	ND
三氯乙烯	2.8	ND	/	ND	ND
1, 2-二氯丙烷	5	ND	/	ND	ND
甲苯	1200	ND	/	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	2.8	ND	/	ND	ND
四氯乙烯	53	ND	/	ND	ND
氯苯	270	ND	/	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	10	ND	/	ND	ND
乙苯	28	ND	/	ND	ND
间, 对-二甲苯	570	ND	/	ND	ND
邻-二甲苯	640	ND	/	ND	ND
苯乙烯	1290	ND	/	ND	ND
1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	ND	/	ND	ND
1, 2, 3-三氯丙烷	0.5	ND	/	ND	ND
1,4-二氯苯	20	ND	/	ND	ND

监测项目		GB36600-2018 标准筛选值	T1 (0~20cm)	T2 (0~20cm)	T12 (0~20cm)	T13 (0~20cm)
1,2-二氯苯		560	ND	/	ND	ND
2-氯苯酚		2256	ND	/	ND	ND
硝基苯		76	ND	/	ND	ND
萘		70	ND	/	ND	ND
苯胺	4-氯苯胺	260	ND	/	ND	ND
	2-硝基苯胺		ND	/	ND	ND
	3-硝基苯胺		ND	/	ND	ND
	4-硝基苯胺		ND	/	ND	ND
苯并(a)蒽		15	ND	/	ND	ND
蒽(Chrysene)		1293	ND	/	ND	ND
苯并(b)荧蒽		15	ND	/	ND	ND
苯并(k)荧蒽		151	ND	/	ND	ND
苯并(a)芘		1.5	ND	/	ND	ND
茚并(1,2,3-cd)芘		15	ND	/	ND	ND
二苯并(a,h)蒽		1.5	ND	/	ND	ND

注：ND表示未检出。

表 4.5-3 土壤现状监测结果 (T3~T7) 单位: mg/kg

监测项目	GB36600-2018 标准筛选值	T3			T4			T5		
		0-20 cm	50-150cm	150-300cm	0-20 cm	50-150cm	150-300cm	0-20 cm	50-150cm	150-300cm
pH	/	8.28	8.30	8.25	8.44	8.48	8.47	8.17	8.15	8.20
总汞	38	0.014	0.017	0.007	0.009	ND	0.004	0.008	0.003	0.003
总砷	60	7.81	8.86	9.51	9.10	8.06	8.50	9.34	7.68	6.05
六价铬	5.7	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
铅	800	33.3	25.8	28.1	34.9	36.5	45.3	38.8	39.0	46.5
镉	65	0.16	0.12	0.16	0.16	0.25	0.21	0.18	0.29	0.22
铜	18000	24	21	23	29	28	29	29	27	29
镍	900	24	22	23	27	27	28	28	30	30
石油烃 (C10- C40)	4500	19	9	13	15	20	15	23	15	67
监测项目	GB36600-2018 标准筛选值	T6			T7			/		
		0-20 cm	50-150cm	150-300cm	0-20 cm	50-150cm	150-300cm	/	/	/
pH	/	8.54	8.53	8.54	8.08	8.05	8.10	/	/	/
总汞	38	0.003	0.004	0.006	0.005	0.020	0.009	/	/	/
总砷	60	9.01	6.81	6.75	6.09	7.74	6.12	/	/	/
六价铬	5.7	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/
铅	800	31.1	36.3	35.5	31.7	38.6	44.4	/	/	/
镉	65	0.16	0.13	0.14	0.08	0.28	0.15	/	/	/
铜	18000	23	21	21	14	28	28	/	/	/
镍	900	24	21	22	13	14	26	/	/	/
石油烃 (C10- C40)	4500	21	11	14	15	20	16	/	/	/

注: ND 表示未检出。



表 4.5-4 土壤现状监测结果 (T8~T11) 单位: mg/kg

监测项目	GB15618-2018 标准筛选值	T8	T9	T10	T11
		0-20cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm
pH	/	8.28	8.48	8.17	8.22
总砷	25	0.007	0.008	0.010	0.013
总汞	3.4	7.57	6.12	5.70	4.50
铅	170	33.4	37.8	42.6	41.6
镉	0.6	0.12	0.16	0.15	0.19
铜	100	23	23	27	31
镍	190	23	23	27	23
锌	300	95	103	111	117
总铬	250	52	58	52	59
石油烃 (C10- C40)	4500	25	16	65	22

根据监测结果可知, T1~T7、T12-T13 监测点土壤中各监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 中第二类用地筛选值, T8~T11 监测点土壤中各监测因子均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 中 pH>7.5 其他农用地对应的风险筛选值标准。

## 4.6 生态环境现状调查与评价

### 4.6.1 生态系统调查与评价

#### 4.6.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》, 新疆生态功能区划采用生态区、生态亚区、生态功能区三级分区系统。根据地貌特点、温湿状况和典型生态系统类型, 将全疆划分为 5 个生态区, 18 个生态亚区, 同时根据生态服务功能重要性与生态环境敏感性, 在生态亚区内再续分生态功能区, 全疆共划分出 76 个生态功能区。

根据分析, 项目所在区域属于 II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II<sub>5</sub> 准噶尔盆地南部灌木半灌木荒漠绿洲农业生态亚区—28 阜康-木垒绿洲农业荒漠草地保护生态功能区。其生态功能见表 4.6-1。

表 4.6-1 项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属 行政区	主要生态 服务功能	主要生态 环境问题	主要生态敏 感因子、敏 感程度	主要 保护 目标	主要保护措施	适宜 发展 方向
生态区	生态 亚区	生态 功能区							
II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区	II5 准噶尔盆地南部灌木半荒漠绿洲农业生态亚区	28 阜康-木垒绿洲农业荒漠草地保护生态功能区	阜康市、吉木萨尔县、奇台县、木垒县	农牧业产品生产、人居环境、荒漠化控制	地下水超采、荒漠植被退化、沙漠化威胁、局部土壤盐渍化、河流萎缩、滥开荒地	生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀轻度敏感，土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感	保护基本农田、保护荒漠植被、保护土壤环境质量	节水灌溉、草场休牧、对前山坡耕地和北部沙化土地实施退耕还林(草)，在水源无保障、植被稀少、生态脆弱地带禁止开荒、加强农田投入品的使用管理	农牧结合，发展优质、高效特色农业

#### 4.6.1.2 生态系统调查

项目区地处天山东端北麓、准噶尔盆地东南缘。项目区位于吉木萨尔县中部平原区，地表为第四系黄土覆盖，属于冲洪积平原细土带，地面海拔 580-660m，地形开阔平坦，土壤以棕钙土、栗钙土和绿洲土为主。

项目区生态系统主要为农田生态系统和荒漠生态系统。农田生态系统主要分布在项目区东部、北部，主要是周边农户开荒种植小麦、玉米、马铃薯等粮食作物，逐渐形成了农田生态系统。荒漠生态系统分布在项目区西部、南部，荒漠生态系统功能简单，结构脆弱，稳定性差，抗外界干扰能力弱，一经破坏较难恢复。农田生态系统较易恢复。因而在项目开发过程中的保护重点为井区开发区域内及周边农田、地表植被、灌丛。

#### 4.6.2 植被现状调查与评价

本工程所在区域农田生态系统为人工生态系统，主要农作物以小麦、玉米、马铃薯、甜菜、油菜等为主，伴生有杂草。本工程所在区域荒漠生态系统植被类型为膜果麻黄荒漠+小蓬荒漠。评价区植被类型主要为膜果麻黄荒漠、栽培植被、膜果麻黄荒漠，膜果麻黄荒漠占总评价区面积的 36.76%。

评价区植被类型见图 4.6-1，植被类型统计表见表 4.6-2，评价区植物名录见 4.6-3。

表 4.6-2 评价区植被类型统计表

植被类型	面积 (hm <sup>2</sup> )	占评价区面积比例 (%)
人工杨树林	14.37	1.21
榆树疏林	6.55	0.55
膜果麻黄荒漠	435.76	36.76
小蓬荒漠	324.77	27.40
栽培植被	337.5	28.47
无植被区	66.55	5.61
合计	1185.5	100.00

表 4.6-3 评价区域内常见高等植物种类及遇见频度

中文名	学名	分布	
		荒漠	人工绿洲
一、禾本科	<i>Gramineae</i>		
早熟禾	<i>Poa spp.</i>	++	++
东方早麦草	<i>Eremopyrum orientale</i>	+	+
羽状三芒草	<i>Aristida pennata</i>	+	
针茅	<i>Stipa spp.</i>	++	+
二、杨柳科	<i>Salicaceae</i>		
白柳	<i>Sect alba</i>		++
杨树	<i>PopulusL.</i>		++
三、藜科	<i>Chenopodiaceae</i>		
盐节木	<i>Halocnemum strobilaceum</i>	++	
盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>	-	
猪毛菜	<i>Salsola collina</i>	+	+
散枝梯翅蓬	<i>Salsola brachiata</i>	+	+
刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>	-	+
黑翅地肤	<i>Kochia melanoptera</i>	+	-
盐爪爪	<i>Kalidium cuspidatum</i>	-	-
犁苞滨藜	<i>Atriplex patens dimorphostegri</i>	+	+
雾演藜	<i>Bassia dasyphylla</i>	+	+
角果碱蓬	<i>Suaeda corniculata</i>	-	-
囊果碱蓬	<i>Suaeda physophora</i>	+	-
倒披针叶虫实	<i>Corispermum lehmannianum</i>	-	
尖翅地肤	<i>Kochia odontoptera</i>	+	++
驼绒藜	<i>Ceratoides ewersmanniana</i>	++	+
盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>	++	+
叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	++	++
盐生假木贼	<i>Anabasis salsa</i>	++	
短叶假木贼	<i>Anabasis brevifolia</i>	++	

中文名	学名	分布	
		荒漠	人工绿洲
小蓬	<i>Nanophyton erinaceum</i>	++	
四、十字花科	<i>Cruciferae</i>		
螺喙芥	<i>Spirorrhynchus sabulosus</i>	+	+
荒漠庭芥	<i>Alyssum desertorum</i>	++	+
五、蒺藜科			
西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>	+	+
六、大戟科	<i>Euphorbiaceae</i>		
沙生大戟	<i>Euphorbia turazaninonii</i>	+	
七、菊科	<i>Compositae</i>		
苦艾蒿	<i>Artemisia santolina</i>	+	+
地白蒿	<i>Artemisia terrae-ablae</i>	+	+
沙地千里光	<i>Senecio subdentatus</i>	++	
伊犁绢蒿	<i>Seriphidium tmnsiliense</i>	++	
新疆绢蒿	<i>Seriphidium kaschgaricmn</i>	++	
八、莎草科			
囊果苔草	<i>Carex physodes</i>	+	+
九、柽柳科	<i>Tamaricaceae</i>		
琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>	++	
多枝柽柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	+	+
多花柽柳	<i>Tamarix hohanackeri</i>	+	+
十、榆科			
白榆	<i>Ulmaceae pumila</i>	+	++
十一、麻黄科			
膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>	++	+

注：++多见，+少见，-偶见

根据《国家重点保护野生植物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，评价区内尚未发现国家和自治区已颁布的保护植物物种。

#### 4.6.3 野生动物现状调查与评价

##### (1) 区域野生动物现状

按中国动物地理区划分级标准，评价区域动物区系古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。

通过访问调查和现场踏勘，结合区域科学考察报告等资料，项目区主要分布有适于荒漠及荒漠草原和人工绿洲生活的动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主。爬行动物的蜥脚类种数较多，如荒漠麻蜥、快步麻蜥、变色沙蜥等，东方沙蟒、游蛇、

花脊游蛇，多出现在绿洲和戈壁。鸟类中毛腿沙鸡、小嘴乌鸦、寒鸦、原鸽、斑鸠、凤头百灵、漠即鸟、红尾伯劳、沙百灵、粉红椋鸟等较为常见。在绿洲中，喜近人类的麻雀、楼燕、家燕、戴胜、杜鹃、斑鸠等很易见到，有时如紫翅椋鸟等可形成数百只的庞大群体。

该区域野生脊椎动物种类 34 种，其中爬行类 6 种，鸟类 18 种，哺乳类 11 种。评价区及周边区域常见动物种类见表 4.6-3。

表 4.6-3 评价区及周边区域常见动物种类表

中名	学名	分布		
		荒漠草原	农田	
爬行类（含两栖类）				
1	变色沙蜥	<i>Phrynocephalus Versicolor</i>	++	
2	东疆沙蜥	<i>P.grumgrizimaloi</i>	+	
3	快步麻蜥	<i>Eryx tataricus</i>	+	+
4	东方沙蟒	<i>Eryx tataricus</i>	+	
5	黄脊游蛇	<i>Coluber spinalis</i>	+	-
6	塔里木蟾蜍（原绿蟾蜍）	<i>Bufo pewzowi</i>	+	++
鸟类				
7	长耳鸮	<i>Asio otus</i>	+	+
8	雀鹰	<i>Accipiter nisus</i>	++	+
9	草原鹞	<i>Circus macrourus</i>	+	+
10	棕尾鵟	<i>Buteo rufinus</i>	+	+
11	毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>	+	-
12	黑腹沙鸡	<i>Pterocles orientalis</i>	+	-
13	家燕	<i>Hirundo rustica</i>	+	++
14	麻雀	<i>Passer domesticus</i>	++	++
15	斑鸠	<i>Streptopelia decaocta</i>		++
16	乌鸦	<i>Corvus Spp.</i>	+	++
17	戴胜	<i>Upupa epops</i>	+	++
18	短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>	+	
19	小沙百灵	<i>C.rufescens</i>	++	+
20	凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	+	++
21	云雀	<i>Alauda arvensis</i>	++	+
22	沙即鸟	<i>Oenanthe isabellina</i>	+	-
23	红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	+	++
24	黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>	+	
哺乳类				

中名	学名	分布		
		荒漠草原	农田	
25	大耳猬	<i>Hemiechinus auritus</i>	-	+
26	狼	<i>Canis lupus</i>	+	-
27	兔狲	<i>Felis mamul</i>	-	-
28	草兔	<i>Lepus capensis</i>	+	++
29	小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>	+	+
30	西伯利亚五趾跳鼠	<i>A.sibirica</i>	+	
31	小家鼠	<i>Mus musculus</i>	+	++
32	毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	+	-
33	大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	+	-
34	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	+	-

注：“+”常见种；“-”偶见种。

由于准噶尔盆地严酷的气候条件，野生动物分布种类少，没有区域特有种。经现场调查，项目区野生动物活动极少，常见动物主要为耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主。

#### 4.6.4 土壤现状调查与评价

本项目区块土壤类型主要是棕钙土、栗钙土及绿洲土。棕钙土分布于区块中部，栗钙土分布于区块西南角，绿洲土分布于区块北部。评价区内土壤类型见图 4.6-2，土壤类型统计见表 4.6-4。

表 4.6-4 评价区土壤类型统计表

土壤类型	面积（公顷）	占评价区面积比例（%）
栗钙土	183.37	15.47
棕钙土	713.62	60.20
绿洲土	288.52	24.34
合计	1185.51	100.00

##### （1）棕钙土

棕钙土发育于温带荒漠草原植被下的土壤。地表多砂砾石，剖面上部呈褐棕色，下部为粉末层状或斑块状灰白色钙积层。自然植被组成趋于旱化，生物量低，土壤腐殖质积累作用弱，有机质含量低；钙积作用强，钙积层在剖面中位置较高；呈碱性至强碱性反应，阳离子交换量较低，吸收性复合体为盐基所饱和，其中钠离子所占比例较高；质地较粗，多属砂砾质、砂质和砂壤质、轻壤质，土体中钙质有较明显移动。

##### （2）栗钙土

栗钙土是温带半干旱大陆气候和干草原植被下经历腐殖质积累过程和钙积过程所

形成的具有明显栗色腐殖质层和碳酸钙淀积层的钙积土壤。栗钙土的植被是典型的干草原，植被属于典型的早生、多年生禾本科，混生一定数量的中生型或早生型植物和少量早生灌木、半灌木。典型植被有针茅、羊草、隐子草、灌木（如柠条等），农作物有春小麦、荞麦、马铃薯、胡麻等。

### （3）绿洲土

绿洲土壤即在绿洲地区经长期耕作、施肥、灌溉等人为措施的影响下形成发育的土壤。

## 4.6.5 土地利用现状

根据现场调查，结合遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，即将遥感影像与平面布置图进行叠加，并参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定评价范围内土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。

根据项目土地利用现状图及现场勘查，本项目占地类型为水浇地、天然牧草地、其他草地，项目土地利用类型图详见图 4.6-3，评价区土地利用类型统计见表 4.6-5。

表 4.6-5 评价区土地利用类型统计表

土地利用类型	面积（公顷）	占评价区面积比例（%）
有林地	14.37	1.21
其他林地	6.55	0.55
天然牧草地	435.76	36.76
其他草地	324.77	27.40
水浇地	333.62	28.14
旱地	2.45	0.21
设施农用地	0.09	0.01
其他园地	1.43	0.12
内陆滩涂	0.61	0.05
村庄	3.29	0.28
采矿用地	62.56	5.28
合计	1185.5	100.00

## 4.6.6 水土流失及沙化现状调查与评价

根据《新疆维吾尔自治区水土保持区划（2018-2030年）》，项目所在地属于天山北坡国家级水土流失重点预防区。此外，根据《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目所在地属于II2天山北坡诸小河流域重点治理区。

根据水利部《生产建设项目水土保持技术标准》(GB50433-2018) 中风力侵蚀分级参考指标和《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190-2007) 中风蚀强度分级指标(见表 4.6-6), 对项目区风力侵蚀强度进行评价。

表 4.6-6 土壤风蚀分级指标

侵蚀强度	床面形态(地表形态)	植被覆盖度(%) (非流沙面积)	风蚀厚度 (mm/a)	侵蚀模数 [t/(km <sup>2</sup> ·a)]
微度侵蚀	固定沙丘, 沙地和滩地	>70	<2	<200
轻度侵蚀	固定沙丘, 半固定沙丘, 沙地	70-50	2-10	200-2500
中度侵蚀	半固定沙丘, 沙地	50-30	10-25	2500-5000
强度侵蚀	半固定沙丘, 流动沙丘, 沙地	30-10	25-50	5000-8000
极强度侵蚀	流动沙丘, 沙地	<10	20-100	8000-15000
剧烈侵蚀	大片流动沙丘	<10	>100	>15000

根据风力侵蚀分级参考指标, 结合项目区的地理位置、地形地貌、气候特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析, 评价区气候干旱, 降雨量不大, 年均降水量 200mm, 年均蒸发量 2000mm, 土壤长期处于干旱状态。

综上, 区域以降雨引起水蚀的情况在评价区极其微弱, 区域以风力侵蚀为主, 水土流失类型为中度风力侵蚀。

根据《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190-2007) 中风蚀强度分级指标, 结合油田开发区的风蚀强度及油田建设过程中的土地占用情况, 估算出萨探 1 区块开发过程中的水土流失量如下:

项目区域按中度侵蚀风蚀厚度 18mm/a 进行计算, 侵蚀模数为 3800t/(km<sup>2</sup>a)。在地面工程建设过程中, 荒漠区临时占地面积为 5.29hm<sup>2</sup>, 地面被扰动后失去地表保护层, 下层的细小物质成为风蚀的主要对象, 所造成的水土流失量为 201.02t/a。随着细土物质不断被吹蚀, 以后每年可吹物质减少, 风蚀量将逐年降低, 直到地表重新形成新的保护层后才能消失。

本项目位于准噶尔盆地南缘吉木萨尔县。根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》(2015 年 3 月), 吉木萨尔县监测区范围内, 沙化土地总面积 821446.62 公顷, 较第四次监测减少 763.26 公顷。其中: 流动沙地 0.73 公顷; 半固定沙地 23715.44 公顷, 较第四次监测增多 482.41 公顷; 固定沙地 215379.97 公顷, 较第四次



监测增加 704.27 公顷；沙化耕地 1275.21 公顷，较第四次监测增加 1275.21 公顷；非生物治沙工程地 0 公顷；风蚀残丘 0 公顷；风蚀劣地 9633.12 公顷，较第四次监测减少 2370 公顷；戈壁 145758.41 公顷，较第四次监测减少 827.88 公顷；有明显沙化趋势的土地 13064.09 公顷，较第四次监测增加 5385.62 公顷；其他土地类型 412619.65 公顷，较第四次监测减少 5413.62 公顷。

表 4.6-7 项目涉及区域沙化土地动态变化情况 (单位: 公顷)

统计单位	总面积	沙化土地面积														有明显沙化趋势的土地	其他土地类型	
		合计	流动沙地	半固定沙地			固定沙地			露沙地	沙化耕地	非生物治沙工程地	风蚀残丘	风蚀劣地	戈壁			
				小计	人工半固定沙地	天然半固定沙地	小计	人工固定沙地	天然固定沙地									
吉木萨尔县	第五次	821446.6 2	395762.8 8	0.7 3	23715.4 4	0	23715.4 4	215379. 97	169	215210.9 7	0	1275.2 1	0	0	9633.1 2	145758. 41	13064.0 9	412619.6 5
	第四次	822209.8 8	396498.1 4	0	23233.0 3	0	23233.0 3	214675. 7	0	214675.7	0	0	0	0	12003. 12	146586. 29	7678.47	418033.2 7
	动态变化	-763.26	-735.26	0.7 3	482.41	0	482.41	704.27	169	535.27	0	1275.2 1	0	0	-2370	-827.88	5385.62	-5413.62

#### 4.6.7 区域主要生态环境问题

##### (1) 生态环境脆弱

根据《新疆维吾尔自治区水土保持区划（2018-2030年）》，项目所在地属于天山北坡国家级水土流失重点预防区。此外，根据《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目所在地属于II2天山北坡诸小河流域重点治理区。本项目区内西部、南部地表多为沙土，植被以荒漠植被为主，覆盖度低，野生动物种类分布较少，以耐旱荒漠种为主，总体生态承载力较差，环境比较脆弱。

##### (2) 生态环境资源敏感脆弱

项目区域位于我国西北内陆干旱区，生态环境的总态势表现为先天不足、后天失调，局部改善、整体呈恶化的趋势，特别是位于绿洲外围的荒漠过渡带生态环境持续恶化，对生态环境造成了严重的威胁。

#### 4.6.8 评价区生态环境现状综合评价

项目区生态系统主要为农田生态系统和荒漠生态系统。区域生态环境基本特征为干旱、降水少，区域自然植被稀疏，生态环境脆弱，破坏后不易恢复；煤炭、石油等矿产资源丰富，生产潜力巨大。

根据《新疆生态功能区划》，项目区域属于准噶尔盆地南部灌木半灌木荒漠绿洲农业生态亚区，阜康-木垒绿洲农业荒漠草地保护生态功能区。

项目区域土地利用类型为水浇地、天然牧草地、其他草地。项目区土壤类型以棕钙土、栗钙土、绿洲土为主。农田生态系统主要农作物以小麦、玉米、马铃薯、甜菜、油菜等为主，伴生有杂草。荒漠生态系统植被类型为伊犁绢蒿荒漠+小蓬荒漠。

项目区地处温带，在动物地理区划上属古北界—中亚亚界—蒙新区—西部荒漠亚区—准噶尔盆地小区。由于准噶尔盆地严酷的气候条件，不仅酷热，而且极为干旱，植被盖度极低，所以野生动物种类分布较少。项目区野生动物活动极少，常见动物主要为耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主。

油田前期钻探工作中的勘探、井场占地、修筑道路、人员活动、污染物排放等以及开发行为产生的植被破坏、地表扰动、污染等有可能加快区域环境的恶化，如能很好地控制开发行为并做好后期管理和生态恢复，其对环境的影响可以控制。

## 4.7 环境敏感区调查

### 4.7.1 吉木萨尔北庭国家湿地公园

吉木萨尔北庭国家湿地公园位于吉木萨尔县域中南部，发源天山北坡的东大龙口水系，南北贯穿泉子街镇、大有镇、二工镇、北庭镇四个镇部分区域，核心区建设位于北庭镇，南北长 40km，南起东大龙口河（天保区以北），北至东西河坝北庭故城遗址（公园）南界，西以东大龙口河乡道为界，东包括沿河岸沼泽湿地，湿地公园总面积 1492hm<sup>2</sup>，其中湿地面积 842.5hm<sup>2</sup>，湿地率 56.5%。湿地类型包括河流湿地，沼泽湿地和人工湿地三个湿地类。永久性河流、季节性河流、洪泛平原湿地、草本沼泽、库塘湿地、输水干渠六个湿地型。2019 年 12 月 25 日，通过国家林业和草原局 2019 年试点国家湿地公园验收，正式成为“国家湿地公园”。

本项目萨 3 平台西侧距离吉木萨尔北庭国家湿地公园约 1.5km，萨 105 平台至吉康脱水站地下穿越湿地公园（头工干渠），项目与吉木萨尔北庭国家湿地公园位置关系见图 2.7-2。

### 4.7.2 二工镇供水地表水水源地

二工镇供水水源地位于东大龙口河上的东大龙口水库放水涵洞，取水水源为水库水，取水口处海拔 950m，东大龙口水库是东大龙口河上的龙头水库，该水库位于县城南 10km，东大龙口河流域面积 163km<sup>2</sup>，多年平均径流量 6370 万 m<sup>3</sup>。水库以灌溉为主，兼顾县城防洪、供水等，为一综合利用的山区拦河性中型水利枢纽工程。

根据《吉木萨尔县集中饮用水水源地环境保护规划》，二工镇供水水源地属于中型水库型水源地（水库库容在 0.1 亿 m<sup>3</sup>~1 亿 m<sup>3</sup>之间），参照《饮用水水源保护区划分技术规范》（HJ/T338—2007）规定并根据该水源地的实际，水库正常水位线以下的全部水域，正常水位线以上 200m 范围的陆域范围围成的多边形区域属于一级保护区范围，但不超过流域分水岭范围；并且陆域沿岸纵深范围不小于饮用水水源卫生防护规定的范围。

参照规范，二工镇供水水源地将水库周边山脊线以内（一级保护区以外）及入库河流上溯 3000m 的汇水区域，下游区为取水口以下 300m 范围，水平距离为 2000 m 区域（但不超过相应的流域分水岭范围）围成的多边形区域划为二级保护区。

该水源地供水范围为县城和县城南部的工业区，该水源地供水安全对于吉木萨尔县极为重要，鉴于该水源地的的重要性，为保证水源地水质安全，规划将水源地取水口以上集水区（除一、二级保护区和其他水源地保护区以外）全部划为准保护区。

一级保护区的周长为 6.30km，面积为 1.37km<sup>2</sup>，其中水面面积 0.82km<sup>2</sup>；二级保护区的周长为 16.55km，面积为 19.35km<sup>2</sup>；准保护区的周长为 86.2km，面积为 149.0km<sup>2</sup>。

本项目萨 3 平台西侧距离二工镇供水地表水水源地二级保护区 650m，项目与二工镇供水地表水水源地位置关系见图 2.7-3。

### 4.7.3 生态保护红线

新疆生态保护红线根据生态服务功能和生态环境敏感脆弱性划分为水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、土地沙化防控、水土流失防控 6 个生态保护红线类型，包括 27 个不同类型和地域的生态保护红线区。红线分布于阿尔泰山、天山、帕米尔-昆仑山-阿尔金山、环准噶尔盆地、环塔里木盆地、额尔齐斯河流域、伊犁河流域、塔里木河流域、和田河-玉龙喀什河流域等区域，新疆生态服务功能极重要区、生态环境极敏感脆弱区和各类自然保护地是生态保护红线的重要组成部分。萨 103 平台西侧的吉木萨尔北庭国家湿地公园已纳入生态保护红线范围，红线名称为天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线。

天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线属于水源涵养类生态保护红线。全疆共有 6 个水源涵养生态保护红线区，分别为阿尔泰山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区、准噶尔盆地西部山地水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区、天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区、东天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区、帕米尔-昆仑山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区、天山南脉水源涵养生态保护红线区，其中 5 个为水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区。主要保护对象有西伯利亚冷杉 *Abies sibirica*、西伯利亚云杉 *Picea obovata*、西伯利亚红松 *Pinus sibirica*、西伯利亚落叶松 *Larix sibirica*、昆仑方枝柏 *Juniperus centrasiatica*、盐桦 *Betula halophila* 等珍稀野生植物，新疆北鲵 *Ranodon sibiricus*、紫貂 *Martes zibellina*、雪豹 *Panthera uncia*、驼鹿 *Alces alces*、貂熊 *Gulo gulo*、棕熊 *Ursus arctos*、猞猁 *Felis lynx*、雪兔 *Lepus timidus*、白肩雕 *Aquila heliaca*、四爪陆龟 *Testudo horsfieldii* 等珍稀野生动物。

本项目萨 3 平台西侧距离吉木萨尔北庭国家湿地公园约 1.5km，萨 105 平台至吉康脱水站地下穿越生态保护红线（湿地公园），不占用生态红线用地范围。项目与生态红线位置关系见图 2.7-2。

## 5 环境影响预测与评价

### 5.1 大气环境影响分析与评价

#### 5.1.1 施工期大气环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要为：（1）在管线敷设、道路工程、场站工程等在工作过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬等；（2）施工期钻井过程中产生的废气，主要来自柴油发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为  $\text{NO}_x$ 、 $\text{SO}_2$ 、烃类等；（3）各种施工燃油机械及运输车辆的尾气。

##### 5.1.1.1 施工扬尘环境影响分析

本项目在井场、场站地面建设及管道敷设过程中会产生扬尘。扬尘主要产生于钻井设备的运输、临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、砂石等材料的装卸、运输、拌合等过程。

湿度、施工机械和运输车辆行驶速度、近地面风速是影响道路扬尘污染强度的最主要因素，此外风速和风向还直接影响道路扬尘的污染范围。

##### （1）风力扬尘

建材的露天堆放、裸露场、施工作业产生的风力扬尘，这类扬尘的主要特点是受作业时风速的影响，一般情况下，施工工地在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。

堆场扬尘量的经验计算公式为：

$$Q = 2.1(V_{50} - V_0)^3 e^{-1.023W}$$

式中：Q—起尘量，kg/吨·年；

$V_{50}$ —距地面 50 米处风速，m/s；

$V_0$ —起尘风速，m/s；

W—尘粒的含水量，%。

起尘风速与粒径和含水量有关，粉尘在空气中的扩散稀释与风速等气象条件有关，也与粉尘本身的沉降速度有关。不同粒径粉尘的沉降速度见表 5.1-1。由表可知，粉尘的沉降速度随粒径的增大而迅速增大。当粒径为 250 微米时，沉降速度为 1.005m/s，

因此可认为当尘粒大于 250 微米时，主要影响范围在扬尘点下风向近距离范围内，而真正对外环境产生影响的是一些微小粒径的粉尘。

表 5.1-1 不同粒径尘粒的沉降速度

粉尘粒径 (μm)	10	20	30	40	50	60	70
沉降速度 (m/s)	0.003	0.012	0.027	0.048	0.075	0.108	0.147
粉尘粒径 (μm)	80	90	100	150	200	250	350
沉降速度 (m/s)	0.158	0.170	0.182	0.239	0.804	1.005	1.829
粉尘粒径 (μm)	450	550	650	750	850	950	1050
沉降速度 (m/s)	2.211	2.614	3.016	3.418	3.820	4.222	4.624

施工场地扬尘对大气的的影响范围主要在工地围墙外 100m 以内，由于距离的不同，其污染影响程度亦不同，在扬尘点下风向 0~50m 为重污染带，50~100m 为较重污染带，100~200m 为轻污染带，200m 以外对大气影响甚微。据类比调查，在一般气象条件，施工扬尘的影响范围为其下风向 150m 内，被影响的地区 TSP 浓度平均值为 0.49mg/m<sup>3</sup> 左右。

参照同类施工场地的一般做法，施工场地可用塑料编织袋布置围栏，场地经常洒水保持表土湿润，物料运输车辆采用密闭的专用车辆等，在采取有效的防尘措施后，施工场地扬尘的影响范围基本可控制在 50m 范围内，随着距离的增加，浓度迅速减小。本项目距离周边敏感点较远，施工扬尘对周边居民影响很小。

## (2) 车辆行驶扬尘

据文献报道，在施工过程中，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60% 以上。车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况，可按以下经验公式计算：

$$Q = 0.123 \left( \frac{v}{5} \right) \left( \frac{w}{6.8} \right)^{0.85} \left( \frac{p}{0.5} \right)^{0.75}$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘量，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，吨；

P—道路表面粉尘量，kg/m<sup>2</sup>。

表 5.1-2 为一辆 10 吨卡车，通过一段长为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 5.1-2 可见，在同样的路面条件下，车速越快，扬尘量越大；



在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表 5.1-2 不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量（单位：kg/km·辆）

清洁 车速	0.1 (kg/m <sup>2</sup> )	0.2 (kg/m <sup>2</sup> )	0.3 (kg/m <sup>2</sup> )	0.4 (kg/m <sup>2</sup> )	0.5 (kg/m <sup>2</sup> )	1.0 (kg/m <sup>2</sup> )
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

施工材料运输车辆进出产生的扬尘量较小，只要控制车速，做到减速慢行，项目建设规模小，施工材料运输量不大，间断的运输车辆道路扬尘对周边环境敏感点环境空气影响总体小。

减少露天堆放和保证一定的含水率及减少裸露地面是减少风力起尘的有效手段。如果在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4~5 次，可使扬尘减少 70% 左右。表 5.1-3 为施工场地洒水抑尘的实验结果，结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20~50m 范围。

表 5.1-3 施工场地洒水抑尘试验结果

距离 (m)		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

因此，限速行驶及保持路面清洁，同时适当洒水是减少汽车扬尘的有效手段。

#### 5.1.1.2 钻井作业柴油发电机烟气排放环境影响分析

钻井作业柴油发电机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之评价区范围内地域辽阔扩散条件较好。类比其他相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值。因此，钻井作业柴油发电机烟气排放及总烃挥发对周围环境影响较小。

#### 5.1.1.3 汽车尾气环境影响分析

施工期施工作业机械有载重汽车、柴油动力机械等燃油机械，排放的污染物主要有 CO、NO<sub>2</sub>。据类似工程监测，在距离现场 50m 处，CO、NO<sub>2</sub>1 小时平均浓度分别为 0.2mg/m<sup>3</sup> 和 0.13mg/m<sup>3</sup>，日平均浓度分别为 0.13mg/m<sup>3</sup> 和 0.062mg/m<sup>3</sup>，均可达到《大气

污染物综合排放标准》无组织排放监控浓度限值标准要求，其影响范围在 200m 以内的范围。

同时，施工单位应使用满足《普通柴油》（GB252-2015）标准现阶段要求的柴油，并定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）中的标准要求。

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

综上，施工期大气污染源源强不大，而且施工期较短，施工扰动面积有限，污染属于阶段性的局部污染，施工结束后污染即消失，因此，本项目施工对周围大气环境影响较小。

## 5.1.2 运营期大气环境影响分析

### 5.1.2.1 大气环境影响预测

根据工程分析内容，项目运营期单井加热采用电加热，无燃气加热炉废气污染物排放。本项目的废气污染物主要为油气集输、处理及储存过程无组织排放的烃类气体。

本项目核定的大气评价等级为二级，按《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目可不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”，因此，本次评价仅采用 AERSCREEN 模式进行预测评价，不进行进一步预测分析。

#### （1）污染源参数

结合本项目 14 个采油平台占地面积及采油井数，选取井数最多的萨 105 平台进行拟建项目无组织污染面源参数调查清单见表 5.1-1。

表 5.1-1 矩形面源参数表

编号	名称	面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/(kg/h)	
									污染物	排放速率
A1	采油平台集输废气(萨105)	828	265	160	0	1.2	7920	正常	NMHC	0.085
A2	吉康脱水站集输废气	882	150	100	0	1.2	7920	正常	NMHC	0.037
A3	拉油平台(萨106)	786	160	125	0	3	7920	正常	NMHC	0.024
A4	吉康脱水站储罐废气	882	35	35	0	8	7920	正常	NMHC	0.121
A5	吉康脱水站装卸废气	882	100	75	0	8	7920	正常	NMHC	0.01
A6	采出水处理废气	882	85	42	0	5	7920	正常	NMHC	0.009

注：根据部署方案，萨105平台采油井数量最多为14口，远大于其他平台，且占地面积较其他平台相差不大，因此选取萨105平台进行预测，表中排放速率为14口井污染物排放速率。

### (2) 估算模型参数

估算模型参数选择见表 5.1-2。

表 5.1-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
最高环境温度/°C		38.9
最低环境温度/°C		-26.0
土地利用类型		草地
区域湿度条件		干
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

### (3) 预测结果

预测结果见表 5.1-3。

表 5.1-3 估算模型计算结果表

编号	污染源	区域最大落地浓度			评价等级
		浓度值/( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率/%	出现距离/m	
A1	采油平台集输废气 (萨 105)	196.8	9.84	186	II
A2	吉康脱水站集输废气	147.73	7.39	134	II
A3	拉油平台(萨 106)	30.52	1.52	158	II
A4	吉康脱水站储罐废气	135.06	6.75	62	II
A5	吉康脱水站装卸废气	6.12	0.31	92	III
A6	采出水处理废气	11.38	0.57	63	III

由上表可知，本项目无组织排放的非甲烷总烃下风向最大落地浓度为  $196.8\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 185m，对周围环境空气的贡献值较小，占标准值的 9.84%。非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中企业边界污染物控制要求 ( $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ )，井区内非甲烷总烃可以实现达标排放。

综上所述，项目正常排放的大气污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响，不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，对区域大气环境影响较小。

### 5.1.2.2 大气污染物排放量核算

大气污染物排放量核算表见表 5.1-4。

表 5.1-4 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/ (t/a)
				标准名称	浓度限值	
1	油气集输处理	非甲烷总烃	采用密闭混合输送工艺	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中企业边界污染物控制要求	$4.0\text{mg}/\text{m}^3$	4.006
2	吉康脱水站原油储罐	非甲烷总烃	原油储运、装车采用底部/液下装载，设气相平衡系统，废气汇入现有大罐抽气装置回收，回收率 $\geq 98\%$ ，处理后无组织排放			0.9576
3	吉康脱水站油品装卸	非甲烷总烃				0.08
4	采出水处理设施	非甲烷总烃				0.0745
5	单井拉油储罐	非甲烷总烃				/
6	无组织排放合计 (t/a)					6.0781

### 5.1.3 退役期大气环境影响分析

油井退役后各种相关辅助工作均停止，采油造成的环境空气污染源将消失，油井停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少

量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内人群活动较少，主要为井场清理的油田工作人员。

## 5.2 地表水环境影响分析

### 5.2.1 施工期废水影响分析

施工期废水主要为：施工生产废水、管道试压废水及施工人员生活污水。

#### (1) 施工生产废水

施工中混凝土的养护、场地冲洗等过程会产生一定的生产废水，项目配套建有临时沉淀池，施工生产废水排入沉淀池处理后循环使用或用于场地洒水抑尘，不会对周边环境产生明显影响。本项目集输管线穿越贡拜沟干渠、头工干渠选择非灌溉期施工，管线采用底部穿管保护，不会对干渠水质产生不利影响。

#### (2) 管道试压废水

采用中性洁净水，管道试压分段进行，外输管线试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域绿化和洒水抑尘，不外排，不会对周边环境产生明显影响。

#### (3) 生活污水

生活污水主要是施工期间施工人员日常生活产生的一定量的生活污水，主要污染物为 COD、SS、氨氮，生活污水水质简单，产生量少。设置临时生活污水收集防渗池，施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理。

综上，施工期的废水对环境的影响较小，并且随着施工期的结束而消失。

### 5.2.2 运营期废水影响分析

项目区附近最近的地表水体为头工干渠和贡拜沟干渠，灌溉期由上游水库引水，非灌溉期干渠内无水。在油田正常开采及油气集输过程中，运营期产生的废水主要包括井场产生的井下作业废水、采出水及生活污水。

(1) 井下作业废水（洗井废水、废洗井液、废压裂液）：井下作业严禁废水外排，采用专用废液收集罐收集，拉运至准东页岩油联合站污水处理系统进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注含油层，不外排进入环境，不会对地表水环境产生环境影响。

(2) 采出水：区块的采出液管输至吉康原油脱水站，分离出的采出水经吉康脱水站内一体化污水处理撬装装置处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后，用于回注含油层，不外排进入环境，不会对地表水环境产生环境影响。

综上，本项目产生的废水均不直接向周边地表水环境排放，不与周边地表水体发生水力联系，不会对地表水环境产生环境影响。

## 5.3 地下水环境影响分析与评价

### 5.3.1 评价区域水文地质特征

#### (1) 含水层结构

评价区域属于准噶尔盆地东南部细土平原区，受地貌、地层岩性与构造控制，准噶尔盆地含水层结构由山区向平原呈有规律分布。山区以裂隙含水层为主，盆地南部以孔隙含水层为主，盆地北部以上部为孔隙含水层、下部为孔隙—裂隙含水层的混合结构为主。受沉积规律和基底构造的控制，盆地南部以单一结构的孔隙含水层和双层或多层结构的孔隙含水层为主，单一结构的含水层主要分布在环准噶尔盆地南缘的天山山前地带；双层或多层结构的孔隙含水层主要分布于古尔班通古特沙漠南缘以南至天山北麓潜水溢出带以北的大部分地区。

评价区内从南向北分布多层结构的潜水—承压水含水层，纵向上，上部为潜水含水层，埋深 $<80\text{m}$ ，经调查了解，丰水期潜水埋深为 $2\text{m}$ 左右；下部为承压含水层，埋深 $80\text{-}300\text{m}$ 之间。

上部潜水含水层，颗粒由山前向下游由粗变细，岩性由山前溢出带的砂砾石向下游渐变为砂，至汇流中心为亚砂土，厚度由上游向下游逐渐变薄，含水底板标高则由东向西逐渐变低，富水性逐渐变弱，地下水径流速度迟缓，富水性强区单位涌水量为 $6.2\text{L/s}\cdot\text{m}$ ，富水性中等区分布于天山北麓细土平原区的大部分地段，单位涌水量为 $1.6\text{-}2.4\text{L/s}\cdot\text{m}$ ，近沙漠一带为富水性极弱区，单位涌水量为 $0.17\text{L/s}\cdot\text{m}$ 。潜水含水层底板埋深 $50\text{-}100\text{m}$ ，渗透系数 $5\text{-}50\text{m/d}$ 。

下部承压含水层，由上游向下游，含水层厚度和单层厚度逐渐变薄，弱透土层增厚，含水层颗粒变细；含水层顶底板标高总体呈现东部和南部高、西部和北部低的趋

势；弱透水层岩性主要以亚粘土、粘土为主，部分地段为亚砂土。根据埋藏深度将承压含水层划分为 3 层：第一层埋藏深度 $<100\text{m}$ ，第二层埋藏深度  $100\text{-}200\text{m}$  之间；第二层埋藏深度  $200\text{-}300\text{m}$  之间。

项目区为单一结构的松散岩类孔隙潜水，水量丰富，潜水含水层底板埋深  $50\text{-}100\text{m}$ ，地下水埋深  $5\text{-}10\text{m}$ ，渗透系数  $5\text{-}50\text{m/d}$ 。

### （2）渗透系数的变化

评价区内上部潜水含水层渗透性普遍较弱，渗透系数一般 $<1\text{m/d}$ ，下伏承压含水层渗透性由溢出带向下游减弱，溢出带以北，渗透系数一般 $<10\text{m/d}$ ，至沙漠前缘，渗透性变弱，渗透系数 $<2\text{m/d}$ ，部分地段为  $0.08\text{m/d}$ 。

### （3）给水度与弹性释水系数

给水度与承压水弹性释水系数变化与含水层岩性和结构变化规律相对应，盆地南部大于北部，环盆地山前地带大于盆地细土平原和沙漠地带，河床带大于河床两侧地带，冲洪积扇轴部向两侧逐渐减小。该区内给水度一般 $<0.12$ ，弹性释水系数为  $0.008$ 。

### （4）地下水的补径排特征

评价区地下水的补给、径流、排泄条件以山区分水岭到平原、沙漠构成了一个完整的水文地质单元，地下水由南向北流向，按区域地下水的运动规律，基岩山区为补给区，倾斜平原为径流区，红土平原及沙漠为排泄区，各区的地下水因地处不同的气象、水文、地质、地貌、构造条件，再加上人类开采活动的影响，各有其不同的特征。

区内地表水源主要发源于高、中山区的河流，低山区的洪沟及泉水、南部天山山脉中蕴藏着丰富的冰雪资源，充沛的降水和冰雪消融，其中区内发源于高山区的河流有 4 条，以冰雪消融为主要补给来源，由西向东排列分别是新地沟河、东大龙口河、吾塘沟河和白杨河。上覆潜水含水层为细颗粒或弱含水层，地下水径流条件差，以垂向交替运动为主；下伏承压水属于滞流型，溢出带附近主要以水平径流为主，在细土平原中部及以北区域为垂向交替运动。

### （5）地下水动态

#### ① 地下水水质动态

根据吉木萨尔县 2019 年地下水动态监测年报资料表明：地下水矿化度多年变幅均呈上升趋势，上升幅度  $69.6\text{mg/L}$ ，上升幅度最大的区域位于吉木萨尔县北侧。目前项

目所在区域地下水矿化度水质良好。

### ②地下水水位动态

根据吉木萨尔县多年浅层地下水水位监测结果表明，项目区地下水水位多年变化呈下降趋势，平均下降速率 0.12m/a，目前地下水水位年平均下降值 $<0.15\text{m}$ 。

区域水文地质图详见图 5.3-1。

## 5.3.2 施工期地下水环境影响分析

本工程施工期对水环境的影响主要为钻井及管线施工、生活污水等对地下水的影响。

### 5.3.2.1 钻井对地下水的影响

本项目一开、三开采用水基钻井液体系，二开采用油基钻井液体系。钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，一开采用常规水泥浆体系固井，水泥返至地面；二开采用抗盐水泥浆体系固井，水泥返至 1600m，三开采用抗盐或抗盐+抗盐低密水泥浆体系固井，水泥返至套管转换接头以上 50m。套管可封隔疏松地层和水层，表层套管的下土深度为 700m，技术套管下土深度约 3000m，油层套管下土深度约 3800m，可有效保护地下水环境不受污染，且钻井目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度。本项目钻井泥浆采用专用罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排，钻井阶段结束后进入泥浆不落地系统处理，不外排，无废弃钻井泥浆产生。因此，钻井过程中不会对所在区域地下水产生影响。

### 5.3.2.2 生活污水对地下水的影响

生活污水中的主要污染物为 COD、SS、氨氮等，整个钻井期间施工生活污水产生量为  $3600\text{m}^3$ 。生活营地设置临时生活污水收集防渗池，施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理，施工结束后，不会对环境造成污染。

### 5.3.2.3 管线施工对地下水的影响

本工程的管道敷设埋深为-2m，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，所以管线施工对地下



水的影响很小。因此，正常的管线埋设对地下水造成的影响很小。

### 5.3.3 运营期正常状况下地下水环境影响分析

#### 5.3.3.1 井下作业废水对地下水的影响

井下作业废水严禁直接外排，由作业单位自带回收罐回收作业废水，及时清运至准东页岩油联合站污水处理系统处理达标后回注，不对地下水产生不利影响。

#### 5.3.3.2 油田采出水对地下水的影响

根据开发方案，本项目采出液进入吉康脱水站处理，分离出的采出水由吉康脱水站内一体化污水处理撬装装置处理达标后回注油藏。一体化污水处理撬装装置设计污水处理规模为  $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，萨探 1 块最大新增采出水  $36.06 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$  ( $987.95\text{m}^3/\text{d}$ )，可满足本区块新增采出废水处理要求，采出水经处理后达到回注标准用于油田注水，不排入外环境。根据油田开发多年的经验，将处理后的采出水回注到油层，回注深度可达到  $2000\text{m}$ ，回注油层与地下水处于不同层系，远远超出含水层的深度，且在钻井过程中已对潜水所在的地层进行了水泥浆固井，固井深度远远超过了承压水埋深，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，因此，采出水回注对地下水环境基本无影响。

本项目采出水处理达标后回注含油层，不存在污染地下水的可能，油田注水不会对地下水产生影响。

#### 5.3.3.3 落地油对地下水的影响

本项目落地原油及时回收，并根据油田环境保护的要求，对落地油必须进行 100% 的回收。项目区干旱少雨，地表干燥，落地原油主要污染表层土壤。由于土壤对石油分子的吸附作用，土壤中石油类污染物大多集中在  $0\sim 20\text{cm}$  的表层，最大下渗一般不会超过  $1\text{m}$ 。区域不存在大量降水的淋滤作用，因此，落地原油没有进入地下水层的途径，不存在污染地下水的可能。

综上所述，正常生产状况下，施工期和生产运行过程中落地原油不会对地下水环境产生影响，但考虑到长期积累情况下，可能存在影响，应加强收集措施及管理要求，确保落地原油 100% 回收。

#### 5.3.3.5 开采、回注前后对地下水流场的影响

本项目油井在施工过程中采用三层套管序列井身结构，采用下套管注水泥固井完

井方式进行了水泥固井。根据地下水资料可知，本项目区域浅层地下水深度在 5-10m，一开钻井采用水泥固井，钻至 700m，二开下管深度约 3000m，对潜水层所在地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层；三开完井深度约 3800m；因此，项目开采前后不会对项目区域地下水流场产生影响。

本项目注水井井口装置结构完整、密封良好，压力级别高于注入压力，材质满足防腐要求，注入井井底压力不会在隔离层产生断裂面，注水井开注前应进行试注，要求注入水与注入层岩性及地层水配伍性好、不会形成二次沉淀堵塞地层，同时本项目开采油藏及注水层位在地下 3500m~3800m 范围内，远超出项目区地下水含水层深度，注入水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022），可以回注油藏。因此，项目开采、回注前后不会对项目区域地下水流场产生影响。

### 5.3.4 事故状态下对地下水的影响分析

#### 5.3.4.1 井漏事故的泥浆对地下水的影响

井漏事故对地下水的污染是钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分较多，特别是二开油基钻井液，易造成地下含水层水质污染。

就钻井液漏失而言，其径流型污染的范围不大，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使具有多种添加剂的钻井液（特别是混油钻井液）在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入潜水含水层污染地下水，其风险性是存在的。此外，钻井时一般使用水基膨润土为主，并加有碱类添加剂，在高压循环中除形成一定厚度的黏土泥皮护住井壁以外，也使大量的含碱类钻井液进入含水层，虽然没有毒性，但对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。

因此，推广使用清洁无害的泥浆，严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

本项目油井在钻井过程中一开采用 375.0mm 钻头钻至井深 700m，下入 273mm 表

层套管，采用内管注固井工艺固井，水泥浆返至地面。封隔上部松散易塌流沙层和地表水层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件。二开采用 251mm 钻头钻至 2970m/3080m，下入 193.7mm 技术套管，固井水泥返至 1600m，三开采用 168mm 钻头钻至完钻井深，下入 139.7mm+127mm 复合油层套管固井完井，水泥返至套管转换接头以上 50m。根据地下水资料可知，本项目区域地下水深度在 5-10m，钻井采用水泥固井，对潜水所在地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。因此不存在污染地下水的可能，不会对地下水产生影响。

#### 5.3.4.2 油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后原油窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，原油物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

#### 5.3.4.3 井喷事故对地下水的污染影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要 1-2d 才能得以控制。

据类比资料显示，井喷污染范围在半径约 300m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体有一定的影响，若及时采取有效措施治理污染，井喷对地下水的影响极小。

### 5.3.4.4 原油泄漏对地下水的影响

本项目运营过程中的主要污染途径是集输管线泄漏。集输管线泄漏会使原油下渗至地下含水层造成污染。一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。通常原油泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。原油水泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入到潜水后，石油类将随着地下水运移和衰减。考虑最不利情况，结合项目特征及风险物质特征、装置情况以及项目区水文地质条件，本次评价对泄漏的原油全部经过包气带并进入含水层中进行简单预测分析。渗漏污染物通过饱水包气带全部进入浅层地下水。

由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），在常温下，石油类溶解度为10mg/L，设为石油类在地下水的源强浓度。由于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准中没有对石油类进行说明，参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，将石油类污染物浓度标准定为0.05mg/L。

#### （1）泄漏源强

##### ① 管线输送全管径泄漏

本项目自动控制系统采用 SCADA 系统，系统采用全线调控中心控制级、站场控制级和就地控制级三级控制方式，并对沿线站场及监控阀室实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。

经和本工程设计单位充分沟通，并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，供油及加压泵站立即关闭，管内压力减小，各截断阀可以确保在2min内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间5min考虑。

管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏

量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel} = 0.1781 \times V_{pipe} \times f_{rel} \times f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中：

$V_{rel}$ —集输管线油品泄漏量，bbl（1桶=0.14吨）；

$V_{pipe}$ —管段体积， $ft^3$ （ $1ft^3=0.0283m^3$ ），按最大计算， $r$ 取0.075m，长度取3.8km；

$f_{rel}$ —最大泄漏量，取0.2；

$f_{GOR}$ —压力衰减系数，取0.2；

$V_{pre-shut}$ —截断阀关闭前泄漏量，bbl。

其中管道截断阀关闭前泄漏量（ $V_{pre-shut}$ ）计算公式如下：

$$V_{pre-shut} = \frac{Q \times t}{1440}$$

式中：

$Q$ —管道流量（标准桶/天），流速0.8m/s；

$t$ —关闭阀门时间（分钟），取5min。

根据上述公式计算可知：管线输送全管径泄漏最大原油泄漏量为6.14t，按照表层土壤对污染物截留率90%计算，进入含水层原油为0.614t。

②当油罐发生泄漏，根据伯努利方程进行泄漏量计算泄漏量，计算公式如下：

$$Q_L = C_d A_r \rho_1 \sqrt{\frac{2(P_1 - P_0)}{\rho_1} + 2gh}$$

式中： $Q_L$ ——液体泄漏速率，kg/s；

$P$ ——容器内介质压力，kPa，取1600kPa；

$P_0$ ——环境压力，kPa，取101.325kPa；

$C_d$ ——液体泄漏系数，此值常用0.6~0.64，取0.62；

$A$ ——裂口面积， $m^2$ ；

$g$ ——重力加速度；

$h$ ——裂口之上液位高度，m，在此取1.8m；

$\rho$ ——泄漏液体密度， $kg/m^3$ ，在此取890 $kg/m^3$ 。

假定油罐底部泄漏孔径大小为0.01m，裂口之上液位高度为1.8m。原料泄漏速率

为 0.27kg/s，假定发现泄漏后 30min 处理完毕，则单罐泄漏量为 0.48t。按照土壤表层对污染物截留率 90% 计算，进入含水层原油为 0.048t。

### ③油井套管破损泄漏

假设油井套管破损发生泄漏，本项目单油井最大设计产能为 16t/d，根据中国石油吐哈油田分公司多年统计数据，泄漏源强以单井产油量的 10% 计，由于油井泄漏不能实时控制，因此，该泄漏是不易被发现的，只能在井下作业时对油井套管检测等措施进行控制，泄漏的原油量为 1600kg/d。

#### (2) 预测因子

选取油田开发项目特征污染物石油类。

#### (3) 预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，本项目地下水评价等级为二级，含水层的基本参数变化很小，因此可采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于管线泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

$$C(x, y, t) = \frac{m_M / M}{4\pi n_e t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中：x、y—计算点处的位置坐标；

t—时间 (d)；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的示踪剂浓度 (g/L)；

M—含水层厚度 (m)；

$m_M$ —瞬时注入的质量 (kg)；

U—水流速度 (m/d)；

$n_e$ —孔隙度，无量纲；

$D_L$ —纵向弥散系数 ( $m^2/d$ )；

$D_T$ —横向 y 方向的弥散系数 ( $m^2/d$ )；

$\pi$ —圆周率。

## (4) 参数选取

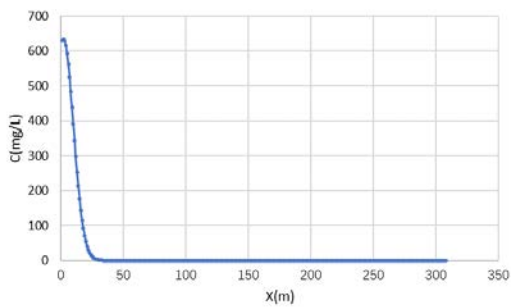
模型中所需参数选取见表 5.3-1。

表 5.3-1 模型所需参数一览表

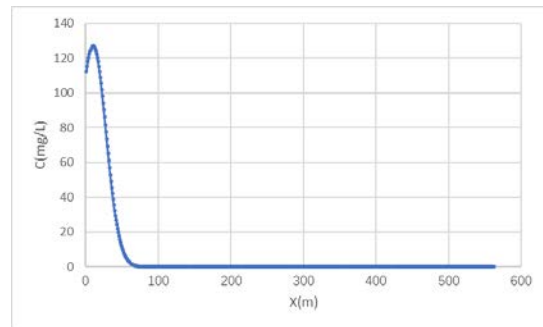
序号	参数符号	参数名称	参考数值	备注
1	U	水流速度	0.02m/d	-
2	ne	有效孔隙度	0.12	查阅《水文地质手册》取经验值
3	$m_M$	瞬时注入的质量	614kg、48kg、1600kg	计算值
4	t	时间	100d、500d、1000d	-
5	$D_L$	纵向弥散系数	0.33m <sup>2</sup> /d	根据弥散系数图获取
6	$D_T$	横向 y 方向的弥散系数	0.05m <sup>2</sup> /d	根据弥散系数图获取
7	M	含水层厚度	50	-

## (5) 预测结果

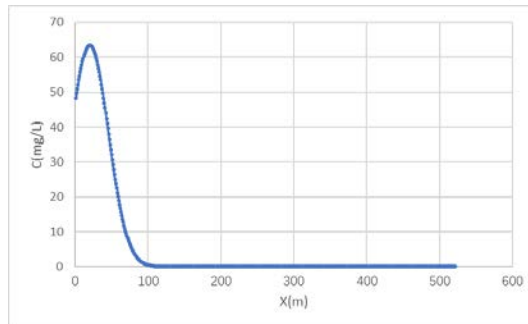
当集输管线全管径泄漏、储油罐、油井井壁破损发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见图 5.3-1~5.3-3。



泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

图 5.3-1 集输管线发生全管径泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

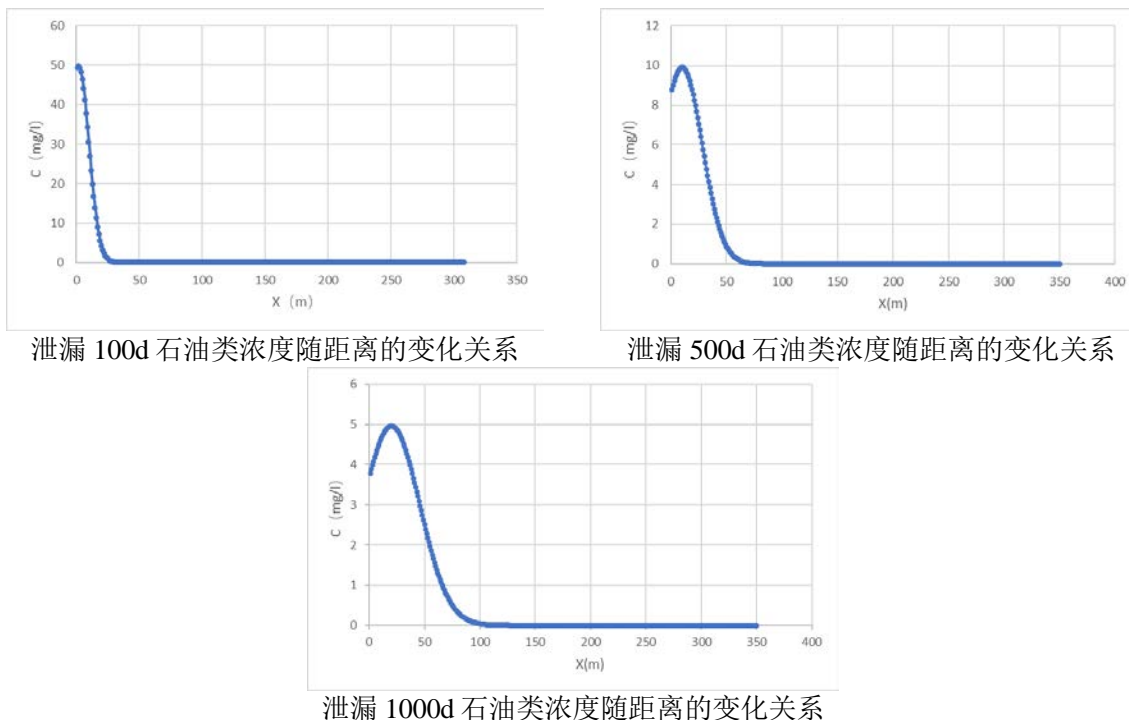


图 5.3-2 储罐泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

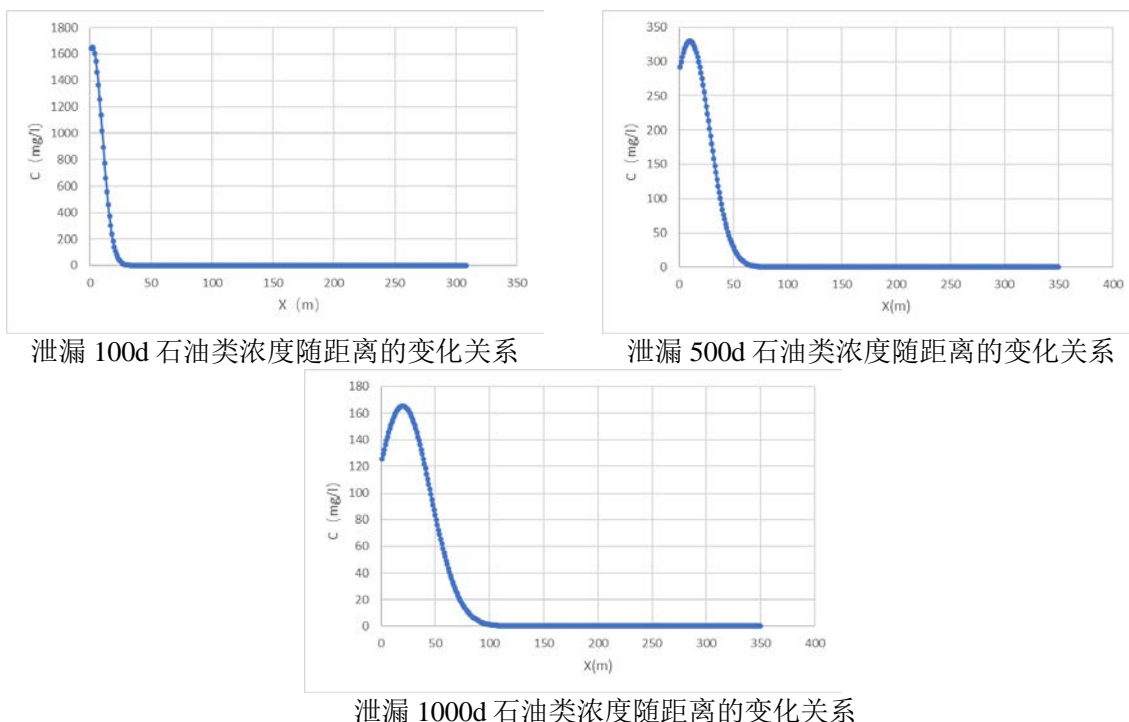


图 5.3-3 油井套管破损泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，集输管线发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物超标最远距离分别为 37m、81m、117m；储罐发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物超标最远距离分别为 32m、69m、115m；套管破损泄



漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物超标最远距离分别为 39m、86m、123m。

根据预测结果和区内水文地质条件，评价区所在区域的地下水在潜水和第一层承压水之间有连续的相对隔水层。当发生泄漏事故后，在采取及时堵漏等风险应急措施的情况下，泄漏的原油虽然可能会对潜水含水层产生一定的影响，但受承压水隔水顶板的保护作用，基本不会对承压水含水层产生影响。

根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，2009），土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层，只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm。本项目区域浅层地下水深度在 5-10m，泄漏的原油进入地下水的的可能性很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率降至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

## 5.4 声环境影响分析与评价

### 5.4.1 施工期声环境影响分析

施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、柴油机、泥浆泵和柴油发电机等发出的噪声，发电机、泥浆泵、钻机和柴油发电机的声压级一般在 80~110dB(A)，地面工程建设过程中推土机、挖掘机等机械噪声，声压级一般在 80~100dB(A)。

在环境噪声预测中各噪声源作为点声源处理，选用“无指向性点声源几何发散衰减”预测模式，具体计算公式如下：

$$L_p(r) = L_p(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_p(r)$ —距离声源  $r$  处的倍频带声压级；

$L_p(r_0)$ —参考位置  $r_0$  处的倍频带声压级；

$r$ —预测点距离声源的距离（m）；

$r_0$ —参考位置距离声源的距离（m）；

预测结果见表 5.4-1。

表 5.4-1 距钻井井场场界不同距离处的噪声预测值

方位	距场界距离	1m	10m	20m	30m	50m	100m	150m	200m
	东		80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15
西		80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65

距场界距离 方位	1m	10m	20m	30m	50m	100m	150m	200m
南	88.18	68.18	62.16	58.63	54.2	48.18	44.66	42.16
北	75.92	55.92	49.90	46.38	41.94	35.92	32.40	29.90

由预测结果可以看出：

(1) 钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。昼间距离井场 10m 处，夜间 50m 处噪声值可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 中昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A) 的要求。

(2) 昼间施工噪声在 30m 外，夜间施工噪声在 100m 外满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准要求。根据现场调查评价范围内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，最近的居民区为萨 106 平台西侧 142m 处的下八户村，噪声影响范围内无居民区，不产生噪声扰民现象，且施工期对局部环境的影响是暂时的，钻井期间产生的噪声对周围环境的影响是可以接受的。开发期噪声的影响主要是对钻井队的施工人员的影响，因此必须要做好劳动防护措施。

#### 5.4.2 营运期声环境影响分析

本工程运营期噪声污染源主要为井场和站场的各类机泵，本次选取吉康脱水站、井数较多的萨 105 平台 (14 口)、距离居民区较近 (142m) 的萨 106 采油平台及声环境保护目标下八户村进行噪声预测。

##### (1) 预测源强

脱水站及采油平台内噪声源主要为各类机泵，噪声源强见表 3.4-27。

##### (2) 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021) 的技术要求，本次评价采取导则上推荐模式。

##### ① 声级计算

建设项目声源在预测点产生的等效声级贡献值 ( $L_{eqg}$ ) 计算公式：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left( \frac{1}{T} \sum_i t_i 10^{0.1L_{Ai}} \right)$$

式中： $L_{eqg}$ —建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

$L_{Ai}$ —i 声源在预测点产生的 A 声级，dB(A)；

T—预测计算的时间段，s；

$t_i$ —i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

②预测点的预测等效声级 ( $L_{eq}$ ) 计算公式

$$L_{eq} = 10 \lg(10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}})$$

式中： $L_{eqg}$ —建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

$L_{eqb}$ —预测点的背景值，dB(A)。

③户外声传播衰减计算

户外声传播衰减包括几何发散 ( $A_{div}$ )、大气吸收 ( $A_{atm}$ )、地面效应 ( $A_{gr}$ )、屏障屏蔽 ( $A_{bar}$ )、其他多方面效应 ( $A_{misc}$ ) 引起的衰减。

距声源点 r 处的 A 声级按下式计算：

$$L_p(r) = L_p(r_0) + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

在预测中考虑声级的指向性校正，几何发散、大气吸收、地面效应、屏障以及多方面引起的衰减影响。

(3) 预测结果

项目建成后，正常工况下，噪声预测结果见表 5.4-2。

表 5.4-2 噪声预测结果 (单位: dB(A))

预测点	测点位置	固定声源距厂界距离 (m)	贡献值	现状监测值		预测值		超标值		标准值	
				昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
吉康脱水站	东	248	34.11	59.3	31.8	59.31	36.12	—	—	60	50
	南	28	53.06	52.7	37.5	55.89	53.18	—	—		
	西	47	48.56	49.1	32.9	51.85	48.67	—	—		
	北	175	37.14	52.8	38.2	52.92	40.71	—	—		
萨 106 采油平台	东	65	47.74	/	/	47.74	47.74	—	—	60	50
	南	80	45.94	/	/	45.94	45.94	—	—		
	西	65	47.74	/	/	47.74	47.74	—	—		
	北	80	45.94	/	/	45.94	45.94	—	—		
萨 105 采油平台	东	80	48.94	/	/	48.94	48.94			60	50
	南	130	44.72	/	/	44.72	44.72				

预测点	测点位置	固定声源距厂界距离(m)	贡献值	现状监测值		预测值		超标值		标准值	
				昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
	西	80	48.94	/	/	48.94	48.94	—	—		
	北	130	44.72	/	/	44.72	44.72	—	—		
下八户村	/	207	37.68	42.6	36.0	43.81	39.93	—	—		

注：吉康脱水站现状监测值采用《吉康油田原油脱水站建设工程竣工环境保护验收监测报告表》中的监测数据。

由预测结果可知，脱水站、萨 106 采油平台、萨 105 平台厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，敏感点下八户村噪声预测值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，因此工程实施后不会对周围声环境及敏感点产生明显影响。

## 5.5 固体废物影响分析

油田开发过程中产生的固体废物主要为：①施工期钻井过程中产生的钻井岩屑、施工弃土和少量施工生活垃圾等；②运营期产生的含油污泥及落地原油等。

### 5.5.1 施工期固体废物影响分析

#### （1）岩屑

本项目一开、三开水基钻井泥浆、岩屑采用钻井不落地技术收集，钻井泥浆和岩屑进入钻井废弃物不落地系统中处理，实现固液分离，分离后的液相随钻井队用于后续钻井使用，分离后的固相（岩屑）临时贮存在井场内的岩屑储罐中，委托第三方合规处置。水基岩屑本身无污染物，其主要成分为水和膨润土，属于一般工业固废，对井场周围的环境影响较小。

二开油基钻井泥浆、岩屑采用钻井不落地技术收集，钻井泥浆和岩屑进入钻井废弃物不落地系统中处理，实现固液分离，油基泥浆随钻井队用于后续钻井使用；分离后的固相（油基岩屑）临时贮存在井场内的岩屑储罐，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置，对井场周围的环境影响较小。

#### （2）射孔压裂返排液

射孔作业产生的射孔压裂返排液自带回收罐回收，运至准东页岩油联合站污水处理系统处理，不外排，对环境影响较小。

### (3) 落地油泥及废含油防渗布

本项目采用过平衡或近平衡钻井，在油气井钻井过程中，井筒液柱压力大于地层孔隙压力（有时甚至低于地层孔隙压力），严禁地层流体进入井筒，因此钻井过程中无液体伴随井筒回到地面。项目钻井设备、试采设备、泥浆罐、储油罐下铺设 HDPE 土工膜，同时 HDPE 土工膜敷设外延 0.5m 以上，以防止落地油污染土壤环境，因此正常工况不会产生落地油。

若操作不当将产生落地油，利用 1.5mm 厚高密度聚乙烯（HDPE）防渗/土工膜作为底层，在人工衬层上覆盖一层天然材料，利用机械将衬层压实，最后在衬层上覆盖 5cm 以上厚度的粘土，最后进行压实，将钻井平台安置在上述防渗地面上，同时并覆盖设备底座外边沿 0.5m 以上，防渗膜四周要加设高度为 20cm 的覆土围堰，渗透系数不大于  $10^{-10}$ cm/s。事故状态下落地油落至防渗膜上。防渗膜将有效收集事故状态产生的落地油，回收的落地油及废含油防渗布属于危险废物，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置。

事故状态下产生的落地油只涉及钻井期，且时间较短，合理处置后，对外环境影响较小。

### (4) 施工土石方

施工土方在管线施工结束后全部用于回填管沟及场地平整，并实施压实平整水土保持措施。本项目不设置集中弃土场。

### (5) 焊接废渣

项目在管道焊接作业中会产生少量废焊条、焊渣等，在每个焊接作业点配备铁桶或纸箱，废弃物直接放入容器中，施工结束后集中回收处置。

### (6) 建筑垃圾

主要包括土建工程垃圾、安装工程的金属废料等，采取有效措施及时收集、清理。采取回收和综合利用等方法，充分利用资源；对不能再利用的建筑垃圾，可送当地建筑垃圾处理场处理。严禁随意丢弃、堆放，造成景观污染。

(7) 施工生活垃圾：项目建设施工期施工人员的生活垃圾利用垃圾箱（桶）收集，清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行卫生填埋。

综上，只要加强管理，并严格按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的

固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

### 5.5.2 运营期固体废物影响分析

#### (1) 含油污泥

该废物来自吉康脱水站内检修清罐等工艺；该废物属于危险废物，含油污泥采用专用收集罐收集，定期委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置。

#### (2) 落地原油

油田在钻井、试油、修井、采油及运输等过程中将会产生落地油。

建设单位在落地油处理中采取了有效措施，井下作业必须带罐（车）操作，作业单位将落地油 100%进行回收，回收后的落地原油拉运至吉康脱水站的原油处理系统进行处理。

井喷、井漏及管线、储罐泄漏等事故状态下产生的落地油，会破坏周围区域的土壤，使土壤中石油类的含量超标，土壤板结，并使区域内的植被遭到破坏。因项目区处于干旱少雨的荒漠地带，以及土壤对石油分子的托顶作用，土壤中石油类污染物大多集中在 0~20cm 的表层，最大下渗一般不会超过 1m。原油落地后上层能收集的原油回收送至吉康脱水站原油处理系统处理，无法收集的原油和受侵染的土壤属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置，不会对区域环境造成不利影响。

#### (3) 其他危险废物（废弃防渗膜、废润滑油）

项目在设备生产、检修和废气处理过程中会产生一定量的废弃防渗膜和废润滑油，均属于危险废物，委托有资质的单位进行无害化处置。

#### (4) 清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每 2 年清管 1 次，清管废渣的主要成分为石油类、SS 等，属于危险废物，在作业过程严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集，委托有危废处置资质单位进行处置。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

### 5.5.3 退役期固体废物影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣，

对这些废弃管线、残渣将进行集中清理收集后外运。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

## 5.6 土壤环境影响分析

### 5.6.1 施工期土壤环境影响分析

#### (1) 人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是管沟开挖和填埋土层，翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层是可以生长适宜的植被。土壤层次被翻动后，表层土被破坏，改变土壤质地。管道开挖和回填过程中，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏，影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位，土壤层次变动最为明显。

根据国内外有关资料，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤的有机质将下降 30%~40%，土壤养分将下降 30%~50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土，管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。

#### (2) 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

施工期车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

#### (3) 水土流失影响

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在管线的敷设过程中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

## 5.6.2 营运期土壤环境影响分析

### 5.6.2.1 正常情况下对土壤环境的影响

本项目污染土壤的途径主要为原油、采出水等输送过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响危害土壤环境。

本项目生产过程中原油、采出水等输送均为密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

综上，本项目采取源头控制，同时采取可视可控措施，若发生泄漏可及时发现，对收集泄漏物的管沟、应急池等采取各项防渗措施，通过采取以上措施，泄漏物质进入土壤的量很少，不会对周围土壤环境产生明显影响。

### 5.6.2.2 事故状态对土壤环境的影响

#### (1) 井喷对土壤环境的影响分析

井喷是油田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，2009），土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于20cm表层土壤，只有极少量的落



地油最多可下渗到 20cm，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

## (2) 集输管线泄漏对土壤环境的影响分析

若本项目集输管道发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

根据实际情况分析，本次评价选择项目集输管线泄漏的石油类进行的土壤影响垂直入渗影响。

### 1) 情形设定

由于本项目输油管线埋于地下，发生破损后较难发现，会通过垂直下渗形式进入废水处理站的土壤，从而使局部土壤环境质量逐步受到污染影响。因此，设定以下污染物泄漏情景：输油管线发生破损后长时间未被发现，采出液连续进入土壤环境中，设定事故持续时间为 50 天。

### 2) 预测因子

污染物预测评价因子为石油类，类别同行业，采出液中石油类浓度设置为 1000mg/L。

### 3) 预测方法

管线穿孔泄漏后，采出液首先在包气带中发生垂直和侧向迁移。经资料调研可知，污染物在包气带层中的运移和分布都受到多种因素的控制，如污染物本身的物理化学性质、土壤性质、土壤含水率等。且迁移转化过程十分复杂，存在包括吸附、沉淀、生物吸收、化学与生物降解等作用，本次预测评价本着风险最大化原则，在模拟污染物扩散时不考虑吸附、化学反应等降解作用，仅考虑典型污染物在对流、弥散作用下的扩散过程及规律。

一般认为，水在包气带中的运移符合活塞流模式，由于评价区土壤层包气带地层岩性单一，污染物的弥散、吸附和降解作用所产生的侧向迁移距离远远小于垂向迁移距离。因此，忽略侧向运移，重点预测污染物在包气带中垂向向下迁移情况，可概化为一维垂向数值模型本次评价选用《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 E 中 E.2 推荐的预测方法。

#### ①水流运行基本方程

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left( K(h) \frac{\partial h}{\partial z} + K(h) \right)$$

式中： $\theta$ —土壤体积含水率；

$h$ —压力水头[L]，饱和带大于零，非饱和带小于零；

$K$ —非饱和渗透系数（cm/h）；

$T$ —时间变量（1/h）；

$Z$ —空间变量（cm），地表为原点，向上为正。

### ②土壤水分运移模型

土壤水分运移模型可用来描述水分在土壤中的运移过程。HYDRUS-1D 软件水流模型中包括单孔介质模型、双孔隙/双渗透介质模型等多种土壤水分运移模型。本文模拟时采用 Van Genuchten- Malen 提出的土壤水力模型来进行模拟预测，且在模拟中不考虑水流滞后的现象。

$$\theta(h) = \theta_s + \frac{\theta_s - \theta_r}{\left[ 1 + |\alpha h|^n \right]^m} \quad h < 0, m = 1 - \frac{1}{n}, n > 1$$

$$\theta(h) = \theta_s \quad h > 0$$

$$K(h) = K_s S_e^l \left[ 1 - (1 - S_e^{1/m})^n \right]^2 \quad S_e = \frac{\theta - \theta_r}{\theta_s - \theta_r}$$

式中： $\theta_r$ —土壤残余含水率；

$\theta_s$ —土壤饱和含水率；

$S_e$ —有效饱和度；

$\alpha$ —土壤水力特征经验参数；

$n$ —土壤孔隙大小分配指数；

$K_s$ —饱和水力传导系数；

$l$ —土壤孔隙连通性参数，通常取 0.5。

### ③土壤溶质运移模型

a. 一维非饱和和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial \theta_c}{\partial t} + \frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left( \theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial qc}{\partial z} - Asc$$

式中： $c$ —污染物介质中的浓度， $\text{mg/L}$ ；

$D$ —弥散系数， $\text{m}^2/\text{d}$ ；

$q$ —渗流速率， $\text{m/d}$ ；

$z$ —沿  $z$  轴的距离， $\text{m}$ ；

$t$ —时间变量， $\text{d}$ ；

$\theta$ —土壤含水率， $\%$ 。

b. 初始条件

$$c(z,t)=0 \quad t=0, L \leq z < 0$$

c. 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件，其中 E.6 适用于连续点源情景，E.7 适用于非连续点源情景。

$$c(z,t)=c_0 \quad t > 0, z=0$$

$$c(z,t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leq t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases}$$

第二类 Neumann 零梯度边界。

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, z = L$$

#### 4) 软件选用及简介

本次土壤数值模拟选用 HYDRUS-1D 软件。HYDRUS 软件由美国国家盐土改良中心 (US Salinity laboratory)、美国农业部、农业研究会联合开发，于 1991 年研制成功的 HYDRUS 模型是一套用于模拟变饱和和多孔介质中水分、能量、溶质运移的数值模型。经改进与完善，目前已得到广泛认可与应用，能够较好地模拟水分、溶质与能量在土壤中的分布，时空变化，运移规律，分析人们普遍关注的农田灌溉、田间施肥、环境污染等实际问题。

#### 5) 模型构建

包气带污染物运移模型为：集输管线出现泄漏对特征污染物石油类在包气带中的运移进行模拟。

根据资料调研结果，本项目模型选择自地表向下 3m 范围内进行模拟。模拟厚度设置为 3m，模型剖分按 10cm 间隔，共 301 个节点。在模型中设置 3 个观测点位，编号 N1~N3，分别位于-1.5m、-2.2m、-3.0m 深处。

本次设定模型运行时间为 50d，本次共设置了 5 个输出时间点，分别为 10d、20d、30d、40d、50d。

#### 6) 泄漏源强及参数选取

##### ①参数选取

本项目所在地土壤质地为灰漠土，土壤水力参数见表 5.6-1，土壤溶质运移参数见表 5.6-2。

表 5.6-1 土壤水力参数表

土壤层次 (cm)	土壤质地	$\theta_s$	$\theta_r$	$\alpha$ (cm <sup>-1</sup> )	n	Ks	I
0~300	灰漠土	0.46	0.034	0.016	1.37	6.0	0.5

注：表中参数引用 HYDRUS 软件中所推荐的包气带基本岩性参数。

表 5.6-2 土壤溶质运移参数表

土壤层次 (cm)	土壤质地	土壤密度 (g/cm <sup>3</sup> )	纵向弥散系数 DL (m <sup>2</sup> /d)
0~300	灰漠土	1.5	10

注：①土壤质地、密度和纵向弥散系数取自 HYDRUS 软件中自带数值。

##### ②泄漏源强

集输管线由于开裂或腐蚀磨损等原因，造成采出液少量泄漏。参考《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 E 及附录 F.1.1 液体泄漏，设定本项目集输管线破裂泄漏孔径为 10mm，液体泄漏速率按照 F.1 公式进行计算，泄漏点隐蔽、泄漏量较少，短期内不易发现。

石油类泄漏源强计算结果见表 5.6-3。

表 5.6-3 泄漏源强一览表

预测情景	污染物	浓度 (mg/L)	泄漏采出液量 (t/d)	单位时间渗透通量 (cm/d)
集输管线泄漏	石油类	1000	20.55	75.312

#### 7) 边界条件

对于边界条件概化方法，综述如下：

##### ①水流模型

上边界为定通量边界，单位时间渗透通量为 75.312cm/d，设定土壤剖面初始压力水头为-100cm。下边界选择自由排水边界。

## ②溶质运移模型

模型上边界概化为污染物变量，下边界为自由排泄边界。

## 8) 预测结果

本次模型中未考虑污染物自身降解、滞留等作用。石油类在观测点的浓度随时间变化见图 5.6-1，不同时刻石油类浓度-剖面深度变化曲线见图 5.6-2。

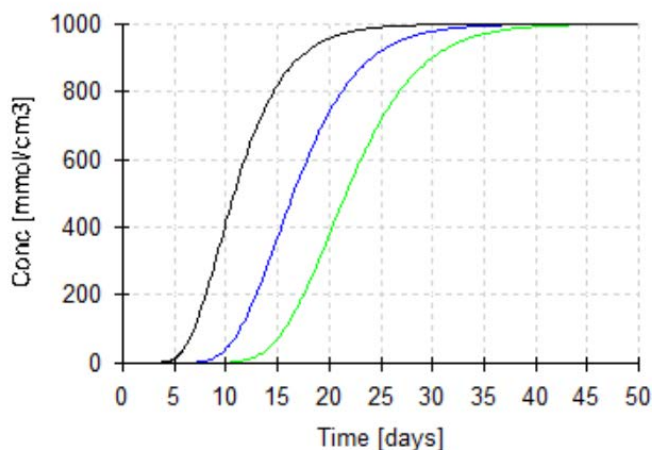


图 5.6-1 石油类在观测点的浓度随时间变化图

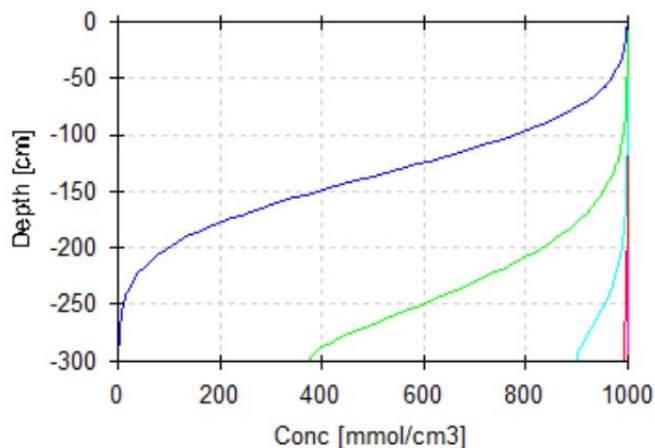


图 5.6-2 不同时刻石油类浓度-剖面深度变化曲线图

由图 5.6-1 和图 5.6-2 可知，发生泄漏后，最先污染表层土壤，时间越久，污染物向土壤下方运移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响严重。

因此运行期须定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运行期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

## 5.7 生态环境影响分析

### 5.7.1 生态环境影响因素及类型

本项目开发过程包括钻井工程、油田开采工程、井下作业、油气集输及相应的配套设施建设。除井场、站场、道路为永久性占地外，其他均为临时性占地。该建设工程在施工期对生态环境影响较大，运行期一般影响较小。其对生态环境的影响主要表现为占用土地、改变土地利用性质、破坏植被，即打破了地表的原有平衡状态。若恢复治理措施不当，失去地表植被保护的土壤，在强风力的作用下可能发生风力侵蚀，造成表层土壤的丧失。

从项目工程特点和所处区域的环境特征出发分析项目区域建设过程中和建成运营中对生态环境影响的特点。

(1) 本工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征，局限在不大的范围内，影响区域位于城郊与荒漠交界地带，人烟稀少。

(2) 在开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场、站场等）和线状（如集输管线和井场道路等）分布，影响范围明确。

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

项目开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表5.7-1。

表 5.7-1 项目不同开发阶段对生态环境的影响

开发建设阶段		生态环境影响
施工期	井场及站场建设	地表植被破坏
	道路建设	地表植被破坏
	设备运输	野生动物
	土方开挖	地表植被破坏
	管道敷设	地表植被破坏
	井喷事故	土壤、植被
运营期	井场	---
	站场	---
	管道事故	土壤、植被
	汽车运输及巡检	野生动物
退役期	井场	---
	站场	---

开发建设阶段		生态环境影响
	集输管线	---

### 5.7.1.1 生态环境影响类型

#### (1) 占地对地表土壤、植被影响

钻井、运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。

施工期间工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。钻井施工、管线铺设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

油田工程施工完成后，高强度的临时性占地和影响将消除，如井区安全防护距离以外（永久占地以外）可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。而井场、场站、道路等地面建设属永久性占地，将会在原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

#### (2) 污染物排放对生态环境的影响

油田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节的工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形较为复杂。主要污染源集中在钻井工程、油田开采工程、井下作业工程、油气集输和处理工程，其污染源分布广、排放源强小，污染因子简单，具有影响的全方位性、综合性的特点，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

#### (3) 系统重建

油田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能再造一个兼原有生态环境与油田生态环境并存的、稳定的人工生态系统（绿化工程），较之原有生态环境更为适合人们的生产和生活活动，同时有利于当地及周边地区的发展，有利于人类生存环境的改善。

### 5.7.1.2 生态环境影响因素

生态环境影响因素识别实际上是对主体（开发建设项目）的识别，包括主要工程和辅助工程。对于本项目来讲，主要从油田开发工程（钻井、地面设施建设、配套设施和道路建设等）、油田内部油气集输管道工程等诸多方面分析生态环境影响因素。

#### （1）钻井

本项目部署新钻井数 65 口，井场的平整会产生土方；钻井过程中废物的排放、钻井机械的运输等施工活动均可对地表原生结构造成破坏，对生态环境带来不利影响。在井场选址过程中，应尽量选择动土作业量小的地段，场地平整所产生的土方随地势进行处置，尽可能填入低洼地带；井场材料整齐堆放，严格管理，不得随地洒落，完工后全部回收外运；施工机械划定运行线路，不得随意开行便道，以减少对地表原生结构的破坏。各种措施的采用，可有效减轻钻井过程对生态环境的影响。

#### （2）管线

管道敷设过程中的地沟挖掘、下管及填埋过程中，对生态环境的影响主要是对土地的占用、对原生地表及管沟开挖范围内土层结构的破坏。本项目新建各类管线（均为油田内部集输管网）31.63km，施工期结束后，这种影响将随即消失，受影响的地表将在一定时期内逐步恢复到原生状态。

#### （3）道路

根据工程分析，在油田区内部需修建道路 10.1km，主要影响因素是修路过程中的施工行为，包括道路修建过程中的土方、路基平整、道路占地及施工机械的运行等。道路建成后的占地为永久性占地，路基两侧影响范围内的占地为临时性占地。

#### （4）地面构筑物的修建

本工程新建计量阀组 14 座，吉康脱水站内新建污水处理撬、注水站等，并配套建设供配电、消防等地面建筑。地面构筑物修建过程中土方的产生及堆放、占地为主要的生态影响因素。设计中已经充分考虑了这些影响，各站场的选址尽可能选在地势平坦，且地表植被较少的地段，最大限度减少土方量，将对植被的影响限制到最小。

生态环境影响因素见表 5.7-2。



表 5.7-2 生态环境影响因素

工程活动	主要影响
钻井工程	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、钻前施工过程中对井场周围植被和土壤产生不利影响。
开挖管沟	1、工程扰动使土壤结构、组成及理化特性发生变化。 2、开挖过程对周边植被造成破坏。 3、土方处置不当加剧风蚀。
道路建设	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、施工过程中对道路两侧植被和土壤产生不利影响。
地面构筑物建设	1、永久占地改变土地的使用功能，使未利用土地得以利用。 2、施工过程中对四周植被和土壤产生不利影响。

### 5.7.1.3 生态环境影响程度

工程建设对生态环境影响程度主要指所造成的影响是否可逆和可恢复。

#### (1) 永久性占地区域

井场、构筑物、道路等永久性占地对生态环境（地表土壤及植被）的影响是不可逆的，改变了土地原有的利用方式及土地利用价值。

管道铺设占地区域的生态环境影响为临时性影响，在管道敷设完成后对其上部占地区域进行平整、恢复原貌，其生态影响可逐步得以恢复。

#### (2) 临时性占地区域

施工完成后，当施工地的土壤质地及地形条件适于植被生长，在土壤保水能力较强、有水分保证的地段（如冲沟两侧、低洼地段），被破坏的土壤表层结构和植被可以很快得到自然恢复。但在自然环境水分条件较差的区域，生态环境自然恢复的速度十分缓慢。

## 5.7.2 施工期生态环境影响分析

### 5.7.2.1 工程占地影响分析

根据调查，本工程区块建成后新增占地 91.6429hm<sup>2</sup>，其中永久占地 13.73hm<sup>2</sup>，临时占地 77.9129hm<sup>2</sup>。

由于项目施工和建设改变了土地利用现状，其排放污染物也可间接影响周围区域现有的生态系统。但由于本工程占地所在区域内没有敏感的、受国家重点保护的动、植物，因此，本工程间接影响的区域一般不会造成当地物种的明显变化，自然组分受干扰较小。

### 5.7.2.2 对植被的影响分析

本项目钻井工程、集输管道、场站建设及道路工程是造成植被破坏的主要原因，其中以钻井工程、道路和管道建设的影响最为显著。

#### (1) 工程占地对植被的影响及生物量损失

油田开发过程中的占地包括井场、道路、管道等占地，对植被的影响主要表现在施工期，主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。

项目位于荒漠地区，荒漠草地生物生产量按照  $0.75\text{t}/(\text{hm}^2\cdot\text{a})$  计算，水浇地生物量按照  $1\text{t}/(\text{hm}^2\cdot\text{a})$  计算，本项目对开发区域占地类型、植物生物量损失量影响下表 5.7-2。

表 5.7-2 评价区域占地类型及生物量损失一览表

序号	占地类型	永久占地		临时占地		小计	
		面积 ( $\text{hm}^2$ )	生物量损失 ( $\text{t/a}$ )	面积 ( $\text{hm}^2$ )	生物量损失 ( $\text{t/a}$ )	面积 ( $\text{hm}^2$ )	生物量损失 ( $\text{t/a}$ )
1	水浇地	0.1245	0.12	2.9049	2.90	3.0294	3.03
2	天然牧草地	2.1360	1.60	4.4748	3.36	6.6108	4.96
3	其他草地	2.7079	2.03	13.9849	10.49	16.6928	12.52
4	合计	4.9684	3.76	21.3646	16.75	26.3330	20.51

在油田开发过程中土地被扰动，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有部分地表土地被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。其余土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。本项目在油田开发过程中临时占地面积为  $77.9129\text{hm}^2$ ，永久占地面积为  $13.73\text{hm}^2$ ，其中大部分为工矿用地，基本无植被。在油田开发初期的 3~5 年中，占用的水浇地、天然牧草地及其他草地地表植被破坏后不易恢复，生物损失量约为  $20.51\text{t/a}$ （见表 5.7-2）。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。

项目区荒漠生态系统植被类型为膜果麻黄荒漠+小蓬荒漠，群落种类组成单调，有膜果麻黄、针茅、盐节木、盐生草、小蓬等，均为评价区常见种。农田生态系统为人工生态系统，主要农作物以小麦、玉米、马铃薯、甜菜、油葵等为主，伴生有杂草。工程建设过程中临时性占地范围内的植被，在施工过程中虽然会受到不同程度的影响。施工结束后，通过场地平整、绿化，临时占地的植被将逐步恢复。进入正常运营过程以后，由于地表永久性构筑物（井场）全部建设完成，使其永久性占地范围内的植被

全部消失。对占用的耕地，应采取避让措施，施工期尽量避开耕种、收获期，尽量减少栽培植物损失，确实避免不了的，应按规定进行经济补偿，管线施工过程中要严格遵守分层开挖、分层堆放、分层回填的施工方式，尽量减少对耕地养分和土壤结构的影响。施工结束后尽快将施工作业带恢复原状，由农民自主恢复耕种。

#### (2) 道路修建对植被的影响

本项目建设过程中需修建油区简易道路 10.1km。在道路修建过程中，除了路基永久性占地占用原有土地外，主要影响的是道路两侧的植被。施工完成后，由于区域内有冬季降雪，在融雪季节道路两侧有积水产生，有利于荒漠植被的自然恢复。

#### (3) 管线敷设对植被的影响

集输管线的敷设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管道敷设过程中管沟部分的植被被彻底清除，而施工带地面上的植被破坏则因施工方式的不同而异。项目油田内部的集输管线管径较小，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，植物会逐渐自然恢复。

#### (4) 人类活动对植被的影响

项目开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加。对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区形成次生荒漠化。但评价区植被分布不均匀，因此，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

#### (5) 突发性事故对植被的影响

项目开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为原油和含油污水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，植物死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对原油的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

### 5.7.2.3 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物的生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目的占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源的减少。

井场构筑物建设、管道敷设及道路修建过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，荒漠型鸟类和大型哺乳类动物将远离施工现场，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦等，一般在离作业区 30m 以外活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着钻井、开发各个过程的变化，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。地面建设工程后期，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，仅少量巡检人员在油田开发区域及管道区域定期活动，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于场站等人员活动较多的区域。

#### (2) 对野生动物分布的影响

本项目开发区位于荒漠边缘及绿洲农业区，原始动物类型中偶有荒漠型动物类群分布，开发建设进入运营期后，由于场站等的建设，改变了原有的动物食物结构，因而在荒漠区会形成伴人型动物（啮齿类及伴人型鸟类）的新动物群落，改变开发区域内野生动物的原有区系分布状况。

#### (3) 对野生动物生境的影响

区域内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和分布，开发过程中的钻探和地面建设占地将使原有野生动物的分布、栖息活动范围受到压缩。人为活动的干扰使得开发区域上空活动的鸟类相对于未干扰时有所减少，而使得局部地段二、三级营养结构中的爬行类（啮齿类）和昆虫类数量有所增加或活动频度增大。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用，使原分布区内的种类向外扩散，而钻井作业结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

#### (4) 对吉木萨尔北庭国家湿地公园的影响

拟建输油管线地下穿越吉木萨尔北庭国家湿地公园（头工干渠），长度约 5m，穿越段采用穿管保护。选择非灌溉期施工，施工废水、废弃物等严禁排入头工干渠，项目对湿地公园影响很小。

#### 5.7.2.4 生态系统结构和功能性影响分析

##### (1) 对生态系统结构、功能的影响

本工程施工期建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动中断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时项目区内系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程度的影响。但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，造成的不利影响均在可接受的范围内。

##### (2) 生态系统稳定性分析

项目区内的生态系统主要为农田生态系统和荒漠生态系统。

荒漠生态系统植被类型为膜果麻黄荒漠+小蓬荒漠，群落种类组成单调，有膜果麻黄、针茅、盐节木、盐生草、小蓬等，植被盖度在 10%左右。从现场调查来看，目前拟建工程区域内的人为干扰较大，基本从自然荒漠生态环境逐渐变为农田生态系统。拟建工程在油田勘探建设期施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，施工占地、机械碾压及人群活动的增加，会造成一定生态系统的破坏。随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少。因此，拟建项目对生态系统的影响不大。

##### (3) 景观影响分析

景观是指地表空间相对稳定的景物或景象，是一个空间高度异质性的区域，由相互作用的景观元素或生态系统，按一定的空间组合规律及相似的形式重复出现而形成。

油田开发区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，它是由农田生态系统和荒漠生态系统、道路、油田设施有规律地相间组成。拟建工程占地面积小，项目实施后可以与现有的油田开发区域景观相协调。

### 5.7.3 营运期生态影响分析

#### 5.7.3.1 对植被的影响

项目永久占地 13.73hm<sup>2</sup>，永久占地主要是井场、站场占地。油田开发后，运营期间采出液管输至吉康脱水站，减少了来往车辆的运输，降低了扬尘的扩散，对周边植被影响减小。

### 5.7.3.2 对野生动物的影响

随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，仅有少量的工作人员在项目区内定期巡检，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于站场和管线沿线等人员活动较多的区域。野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复。油田生产运营期正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响，但是由于作业区加强对环境保护的宣传工作，员工的环保意识。特别是对野生动物的保护意识不断加强，对野生动物不会产生太大影响。

### 5.7.3.3 突发性事故影响

#### (1) 突发性事故对植被的影响

项目开发建设中对环境造成严重破坏的主要事故类型为井喷和原油、含油污水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，植物死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对原油的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

#### (2) 突发性事故对野生动物的影响

发生事故时常常导致原油的泄出和渗漏，从而可能影响工程区域内的野生脊椎动物的生存环境。事故类型的不同，对野生动物的影响范围和程度也有所不同。当发生事故时，井场和处理站周围 200m~500m 范围以内的各种小型脊椎动物会因躲避不及造成死亡，局部区域可能影响到的只是一些啮齿类动物、爬行动物和小型鸟类，对大中型动物，特别是对保护动物不会造成影响。如果发生火灾事故，由于生态环境及空气环境的变化，短时间内会使事故周围动物的分布数量下降。

#### (4) 突发性事故对吉木萨尔北庭国家湿地公园的影响

拟建输油管线地下穿越吉木萨尔北庭国家湿地公园（头工干渠），长度约 5m，穿越段采用穿管保护，输油管线破损后原油不会泄漏至土壤及地下水中，对湿地公园基本无影响。

## 5.8 水土流失影响分析

### 5.8.1 水土流失成因分析

#### (1) 侵蚀类型多样

项目区侵蚀类型分为自然侵蚀和人为侵蚀两个方面。自然侵蚀主要为风力侵蚀，人为侵蚀，人为侵蚀主要是由于油田开发对原生地貌植被破坏而产生的新增侵蚀。

由于地表状况、土壤抗蚀性能、植被类型和植被覆盖程度以及侵蚀营力作用强度与作用时间长短的差异性，导致土壤侵蚀程度、方式和类型的多样化。

#### (2) 侵蚀过程集中

土壤侵蚀的变化因侵蚀类型不同而异。风力作用以春季和夏季最为强烈，这是因为大风天气多出现在此时，加之此时植被枯萎、土壤裸露、土质结构松散，易受风力侵蚀。

#### (3) 人为造成水土流失突出

由于人为开发建设活动扰动和破坏地表，使项目区新增水土流失量急剧增加，且防治难度大。造成该区域新增水土流失增加的原因主要是油田开采、修路等建设活动，这些活动不但使当地原生的生态环境遭到破坏，还加剧了水土流失，如不及时采取防治措施，对整个区域的生态环境构成危害。

### 5.8.2 水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖管沟、伴行公路路基填筑、土方排放、穿越工程临时占地、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。油田开发过程中加剧水土流失的不良影响主要表现在以下几个方面。

#### 5.8.2.1 开发过程

开发车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使荒漠化的过程加剧。

### 5.8.2.2 地面构筑物建设

在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。对于本项目油田的开发建设来讲，地面构筑物

建设的内容主要包括井场、站场、油气集输管线、道路的敷设及配套工程等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。

### 5.8.2.3 管线、道路建设

油田道路建设可能引起水土流失的因素较多，如破坏地表结构、砍伐植被、挖取土方等。带来的环境问题是使具有稳定结皮的地表结构被破坏，使其失去原有稳定性，引发流沙的重新分布。如遇起沙风，地表在没有保护的状态下极易被吹蚀，从而引起水土流失。道路施工期间的水土流失影响主要在于动土引起的风沙影响，风沙影响的范围主要集中于油田区域内。施工期结束后，路面风沙影响即告结束，但此时路边作业带的影响还将持续几年，呈逐渐衰减趋势。

油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放，施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

### 5.8.3 土地沙化影响分析

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的石油开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下施工期和运营期两个方面。

#### (1) 土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风蚀作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。



## (2) 土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

## (3) 对油区公路、管线、井场的危害

评价区内春夏两季为多风季节，尤其是春季大风频繁，沙尘暴天气较多，而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，风沙活动可以风蚀公路。

在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋季节的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。此外管线穿越冲沟处，水工防护设施设计不当或没有采取水工防护，可能在洪水季节由于水流的冲刷而剥蚀暴露出管线。

## 5.9 运输过程影响分析

### 5.9.1 扬尘影响

运输车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况，可按以下经验公式计算：

$$Q = 0.123 \left( \frac{v}{5} \right) \left( \frac{w}{6.8} \right)^{0.85} \left( \frac{p}{0.5} \right)^{0.75}$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘量，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，吨；

P—道路表面粉尘量，kg/m<sup>2</sup>。

表 5.9-1 为一辆 10 吨卡车，通过一段长为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 5.9-1 可见，在同样的路面条件下，车速越快，扬尘量越大；

在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表 5.9-1 不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量（单位：kg/km·辆）

清洁程度 车速	0.1 (kg/m <sup>2</sup> )	0.2 (kg/m <sup>2</sup> )	0.3 (kg/m <sup>2</sup> )	0.4 (kg/m <sup>2</sup> )	0.5 (kg/m <sup>2</sup> )	1.0 (kg/m <sup>2</sup> )
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

若在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4~5 次，可使扬尘减少 70%左右。表 5.9-2 为施工场地洒水抑尘的实验结果，结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20~50m 范围。

表 5.9-2 施工场地洒水抑尘实验结果

距离 (m)		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

综上，项目运输路线两侧无环境敏感点，只要控制车速，做到减速慢行，并定期洒水抑尘，保持路面清洁，运输车辆道路扬尘对环境空气影响总体较小。

## 5.9.2 噪声影响

井下作业废水运输车噪声源约为 85dB(A)，经计算在道路两侧无任何障碍的情况下，道路两侧 6m 以外的地方等效连续声级为 69.4dB(A)，即在道路两侧 6m 以外的地方，交通噪声符合昼间交通干线两侧等效连续声级低于 70dB(A) 的要求，但超过夜间噪声标准 55dB(A)；在距公路 32m 的地方，等效连续声级为 54.9dB(A)，符合夜间交通干线两侧 55.0dB(A) 的要求。

综上，运输路线两侧无环境敏感点，运输噪声对整体区域声环境的影响较小。

## 5.9.3 环境风险影响

要求废水运输过程中使用密闭运输罐车，在采取环评报告提出的风险防范措施（详见第 6 章）的前提下，运输车运输过程风险影响很小。

## 6 环境风险评价

### 6.1 风险调查

#### 6.1.1 环境风险调查

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》(GB 18218-2018)中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。

本项目涉及的危险物质主要有原油、伴生气、硫化氢、柴油,以及火灾爆炸事故次生污染物 SO<sub>2</sub>、CO 等,可能存在的风险单元包括钻采井场、吉康脱水站、原油集输管线、注水管线等。

##### (1) 井场

###### ① 钻采作业

在钻井过程中,当钻穿高压油气层时,因处理不当等原因可能造成井喷事故。喷出的原油覆盖植被、污染土壤,大量烃类气体会污染环境空气。此外,钻井过程中使用的柴油储罐易发生火灾爆炸事故。

###### ② 采油注水

采油井由于固井质量差或井管发生井漏事故造成采出液在井管外流动上返污染地下水;依托的回注井发生井管破裂,进而导致套外返水时,可能会穿透含水层污染地下水。

##### (2) 吉康脱水站

脱水站等油气集输、储运设施等发生泄漏会引发火灾、爆炸事故。站场常见的事故主要是因腐蚀造成管汇撬、管线等发生泄漏,泄漏后还有可能引起火灾和爆炸,在影响人身和设备安全的同时,污染环境。

##### (3) 原油集输管线

原油集输管线发生泄漏事故后,泄漏原油进入土壤,会对土壤、植被造成影响,遇到明火可能引发火灾、爆炸事故。

##### (4) 注水管线

注水管线若因管道上方违章施工等第三方破坏、管道腐蚀、管道质量缺陷、施工缺陷以及洪水、滑坡、地震等自然灾害造成管道破裂,导致液体泄漏,会对泄漏点周

边大气环境造成影响。

### 6.1.2 环境敏感目标调查

本项目环境风险评价范围内环境敏感目标详见表 6.1-1。

表 6.1-1 环境敏感目标一览表

类别	厂址周边 5km 范围内						
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数/人	
环境 空气	1	苏家庄村	萨 102 平台东南	670	居住区	150	
	2	十八户村	萨 105 平台东北侧	980	居住区	800	
	3	上八户村	萨 105 平台东侧/西侧	225/345	居住区	140	
	4	西天河坝村	萨 109 平台东北侧	573m	居住区	150	
	5	下八户村	萨 106 平台西侧	142m	居住区	200	
	6	东梁村	萨 106 平台北侧	1380m	居住区	100	
	7	西梁村	萨 106 平台西北侧	2300m	居住区	100	
	8	西沟村	萨 106 平台西北侧	2140m	居住区	100	
	9	二工村	萨 106 平台西北侧	2780	居住区	100	
	10	刘家槽子村	萨 106 平台西北侧	3650	居住区	400	
	11	海沿子村	萨 106 平台东北侧	3870	居住区	200	
	12	六户地村	萨 106 平台东北侧	4760	居住区	500	
	13	上沟村	萨 106 平台东北侧	3460	居住区	100	
	14	二工乡	萨 106 平台东北侧	4650	居住区	500	
	16	大庄子村	萨 109 平台东北侧	4260	居住区	400	
	17	三个庄子村	萨 109 平台东南侧	2600	居住区	300	
	18	韩家店村	萨 109 平台东南侧	4100	居住区	100	
	19	企业	各采油平台 5km 范围内		办公	2000	
	厂址周边 500m 范围内人口数小计						340
	厂址周边 5km 范围内人口数小计						6340
大气环境敏感程度 E						E3	
地表水	1	二工镇供水地表水水源地（水源东大龙口水库）	萨 3 平台西侧	650	地表水饮用水水源地	/	
	2	头工干渠	萨 8 平台西北/萨 105 平台至脱水站集输管线	50/	农业灌溉用水	/	
	3	贡拜沟干渠	萨探 1 平台东侧/萨 102 平台至脱水站集输管线	110/地下穿越	农业灌溉用水	/	

## 6.2 评价等级划分

### 6.2.1 危险物质及工艺系统危害性（P）的确定

根据危险物质数量与临界量比值（Q）和行业及生产工艺（M），按照表 2.1-1 确定危险物质及工艺系统危险性等级（P），分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 6.2-1 危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

危险物质数量与临界量比值 (Q)	行业及生产工艺 (M)			
	M1	M2	M3	M4
Q≥100	P1	P1	P2	P3
10≤Q<100	P1	P2	P3	P4
1≤Q<10	P2	P3	P4	P4

#### (1) Q 值的确定

本项目涉及的风险物质为石油、伴生气，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，Q 按下式进行计算：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ ——每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量，t。

当  $Q < 1$  时，该项目风险潜势为 I；

当  $Q \geq 1$  时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

本次评价按集输管网管径、长度计算管线原油在线量，本项目单井管线 10.22km（DN65），集输管线 17.58km（DN150，6.22km；DN125，3.99km；DN100，6.81km；DN80，0.56km），则管线最大原油储存量为 221.58 吨。本项目吉康脱水站共设置 2000m<sup>3</sup> 储油罐 4 座，萨 106 平台、萨 109 平台各设置 2 具 60m<sup>3</sup> 油罐，体积充装系数为 0.85，密度取 890kg/m<sup>3</sup>，则储罐原油最大储存量为 6233.56 吨。

本项目原油最大存在总量为 6455.14 吨。根据项目开发方案，萨探 1 块原油气油比 10.2m<sup>3</sup>/t，则伴生气最大存在总量为 47.24 吨。

本项目各危险单元 Q 值具体见表 6.2-1。

表 6.2-1 环境风险物质与临界量的比值结果

序号	危险单元	危险物质名称	最大存在总量 $q_n/t$	临界量 $Q_n/t$	该种危险物质 $Q$ 值
1	集输管线	原油	221.58	2500	0.09
		伴生气	1.62	10	0.16
2	吉康脱水站	原油	6052	2500	2.42
		伴生气	44.29	10	4.43
3	萨 106 平台	原油	90.78	2500	0.04
		伴生气	0.66	10	0.07
4	萨 109 平台	原油	90.78	2500	0.04
		伴生气	0.66	10	0.07
项目 $Q$ 值 $\Sigma$					7.31

本项目环境风险物质  $Q$  值为 7.31,  $1 \leq Q < 10$ 。

### (2) 行业及生产工艺 (M)

分析项目所属行业及生产工艺特点,按照表 6.2-2 评估生产工艺情况。具有多套工艺单元的项目,对每套生产工艺分别评分并求和。将  $M$  划分为 (1)  $M > 20$ ; (2)  $10 < M \leq 20$ ; (3)  $5 < M \leq 10$ ; (4)  $M = 5$ , 分别以  $M1$ 、 $M2$ 、 $M3$  和  $M4$  表示。

表 6.2-2 行业及生产工艺 (M)

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺(氯碱)、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解(裂化)工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压,且涉及危险物质的工艺过程 a、危险物质贮存罐区	5/套
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采(含净化),气库(不含加气站的气库),油库(不含加气站的油库)、油气管线 b(不含城镇燃气管线)	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5
a 高温指工艺温度 $\geq 300^\circ\text{C}$ , 高压指压力容器的设计压力 (P) $\geq 10.0\text{MPa}$ ; b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。		

本项目为石油开采项目,  $M=10$ , 以  $M3$  表示。

综上,项目环境风险物质  $1 \leq Q < 10$ , 行业及生产工艺 (M) 为  $M3$ 。根据表 6.2-1, 项目危险物质及工艺系统危险性等级 (P) 为  $P3$ 。

## 6.2.2 环境敏感程度 (E) 的分级

### (1) 大气环境

依据环境敏感目标环境敏感性及其人口密度划分环境风险受体的敏感性,共分为三

种类型，E1为环境高度敏感区，E2为环境中度敏感区，E3为环境低度敏感区。

表 6.2-1 大气环境敏感程度分级

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气，化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人
本项目	本项目周边 500m 范围内无居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口

根据表 6.2-1 及表 6.1-1，判定项目大气环境敏感程度为 E3。

## (2) 水环境

依据事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点接纳地表水体功能敏感性，与下游环境敏感目标情况，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 6.2-2。其中地表水功能敏感性分区和环境敏感目标分级分别见表 6.2-3 和表 6.2-4。

表 6.2-2 地表水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

表 6.2-3 地表水功能敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅱ类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入接纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅲ类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入接纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区
本项目	本项目采出水由吉康脱水站内污水处理设施进行处理，处理后废水用于回注，不向外环境排放

表 6.2-4 环境敏感目标分级

分级	环境敏感目标
----	--------

S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下的一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜区；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下的一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游（顺水流向）10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标
本项目	本项目采出水由吉康脱水站内污水处理设施进行处理，处理后废水用于回注，不向外环境排放

根据表 6.2-2~6.2-4，本项目产生的采出水经处理后回用，不向外环境排放，不与周边地表水体发生水力联系。项目地表水功能敏感性为 F3，环境敏感目标分级为 S3，则地表水环境敏感程度为 E3。

### (3) 地下水

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 6.2-5。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见表 6.2-6 和表 6.2-7。当同一建设项目涉及两个 G 分区或 D 分级及以上时，取相对高值。

表 6.2-5 地下水环境敏感程度分级

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

表 6.2-6 地下水功能敏感性分区

敏感性	地下水环境敏感特征
敏感 G1	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感 G2	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如热水、矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 a
不敏感 G3	上述地区之外的其他地区
本项目	本项目不位于集中式饮用水水源地准保护区及准保护区以外的补给径流区；项目周边无分散式饮用水水井，不涉及特殊地下水资源（如热水、矿泉水、温泉等）保护区等，地下水功能敏感性判定为不敏感 G3。



a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区

表 6.2-7 包气带防污性能分级

分级	包气带岩石的渗透性能
D3	$Mb \geq 1.0m$ , $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$ , 且分布连续、稳定
D2	$0.5m \leq Mb < 1.0m$ , $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$ , 且分布连续、稳定 $Mb \geq 1.0m$ , $1.0 \times 10^{-6} cm/s < K \leq 1.0 \times 10^{-4} cm/s$ , 且分布连续、稳定
D1	岩(土)层不满足上述“D2”和“D3”条件
本项目	根据项目所在地及区域水文地质资料, 本项目场地地层主要由第四系细砂、砾砂、细砂组成, $Mb \geq 1.0m$ , $1.0 \times 10^{-6} cm/s < K \leq 1.0 \times 10^{-4} cm/s$ , 且分布连续、稳定, 判定为 D2
Mb: 岩土层单层厚度。K: 渗透系数。	

本项目区地下水功能敏感性为 G3, 包气带防污性能为 D2, 则项目区地下水环境敏感程度为 E3。

### 6.2.3 风险潜势判定

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度, 结合事故情形下环境影响途径, 对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析, 按照表 6.2-8 确定环境风险潜势。

表 6.2-8 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害 (P1)	高度危害 (P2)	中度危害 (P3)	轻度危害 (P4)
环境高度敏感区 (E1)	IV+	IV	III	III
环境中度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
环境低度敏感区 (E3)	III	III	II	I
注: IV+为极高环境风险。				

项目大气环境敏感程度为 E3, 地表水环境敏感程度为 E3, 地下水环境敏感程度为 E3, 风险物质及工艺系统危险性等级 (P) 为 P3, 因此项目环境风险潜势为 II。项目环境风险等级为三级。

### 6.2.4 评价工作等级

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。本项目环境风险潜势综合等级为 II, 评价工作等级判定为三级。

表 6.2-9 评价工作等级划分

环境风险潜势	IV+、IV	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 <sup>a</sup>
<sup>a</sup> 是相对于详细评价工作内容而言, 在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措				

施等方面给出定性的说明。见附录 A。

表 6.2-3 项目各环境要素风险评价工作等级划分表

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境
环境风险工作评价等级	三级评价	三级评价	三级评价
工作内容	定性分析说明大气环境影响后果	定性分析说明地表水环境影响后果	采用解析法进行地下水影响分析与评价

## 6.3 环境风险识别及分析

### 6.3.1 物质风险识别

本项目所涉及的危险物质主要有原油、伴生气以及火灾爆炸事故次生污染物 SO<sub>2</sub>、CO 等。

#### (1) 原油

原油理化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 6.3-1。

表 6.3-1 原油危险性一览表

理化性质	化学品名称	原油（未经处理的石油）	热值	41870KJ/kg
	主要成分	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物	火焰温度	1100℃
	外观及性状	黑褐色并带有绿色荧光，具有特殊气味的黏稠性油状液体	自然燃点	380-530℃
	沸点	300-325℃	闪点	-6.7~32.2℃
	熔（凝固）点	-60℃	爆炸极限	1.1-6.4%（v）
	相对密度	（水=1）：0.8332~0.8775g/cm <sup>3</sup> ，平均值为 0.861g/cm <sup>3</sup>	溶解性	不溶于水
	稳定性	常温常压稳定		
危险特性	易燃易爆。 <b>【燃烧与爆炸特性】</b> 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。			
毒理学资料	急性毒性：LD <sub>50</sub> ≥4300mg/kg；LC <sub>50</sub> 无资料。 健康危害：刺激眼睛和皮肤，导致皮肤红肿、干燥和皮炎，食入将引发恶心、呕吐和腹泻，影响中枢神经系统，表现为兴奋，继而引发头痛、眼花、困倦及恶心，更严重者将精神崩溃、失去意识、陷入昏迷，甚至由于呼吸系统衰竭导致死亡。吸入高浓度蒸汽将影响中枢神经系统肺损伤，引发恶心、头痛、眼花至昏迷。			
应急处置原则	<b>【急救措施】</b> 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。 吸入：迅速撤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。 食入：催吐，就医。 <b>【灭火方法】</b> 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷			

	<p>处。灭火剂：二氧化碳、干粉、泡沫。</p> <p><b>【泄漏应急处置】</b> 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道等），以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其他惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。</p>
防护措施	<p>工程控制：采用通风装置；</p> <p>呼吸系统防护：无资料；</p> <p>眼睛防护：化学安全防护眼镜；</p> <p>身体防护：橡胶工作服；</p> <p>手防护：防护手套。</p>
安全措施	<p><b>【操作安全】</b> 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。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。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，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。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。</p> <p><b>【储存安全】</b> 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。储区应有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p> <p><b>【运输安全】</b> 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少振荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。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。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输。</p>

## (2) 伴生气

伴生气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其他组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。伴生气还有少量二氧化碳、氮气等气体。伴生气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 6.3-2。

表 6.3-2 伴生气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	伴生气（天然气）		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分	甲烷		
	分子式	CH <sub>4</sub>	分子量	16.05
危险特性	<p><b>【危险性类别】</b> 第 2.1 类易燃气体。侵入途径：吸入。</p> <p>健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。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。皮肤接触液化气体可致冻伤。</p> <p><b>【环境危害】</b>对环境有害。</p> <p><b>【燃爆危险】</b>易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。</p>			
急救措施	<p><b>【皮肤接触】</b>如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38℃~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。</p> <p><b>【吸入】</b>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。</p>			

	呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	<p>【危险特性】易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其他强氧化剂接触发生剧烈反应。</p> <p>【有害燃烧产物】一氧化碳。</p> <p>【灭火方法】用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</p>			
泄漏应急处理	<p>消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。</p> <p>储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。应与氧化剂等分开存放，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>			
操作处置与储存	<p>【操作注意事项】密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。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。</p>			
接触控制/个体防护	<p>【工程控制】生产过程密闭，全面通风。</p> <p>【呼吸系统防护】一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>【眼睛防护】一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。</p> <p>【身体防护】穿防静电工作服。</p> <p>【手防护】戴一般作业防护手套。</p> <p>【其他防护】工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。</p>			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-161.4℃） 相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5%~15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LC <sub>50</sub> ：50%（小鼠吸入，2h）。 LD <sub>50</sub> ：无资料。			
生态学资料	【其他有害作用】温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	【废弃物性质】危险废物。废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在			

	规定场所掩埋。
运输信息	【运输注意事项】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相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。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，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。

## (3) CO

原油、伴生气等发生火灾爆炸时产生次生污染物 CO，其主要理化性质及危险特性见表 7.3-5。

表 6.3-3 一氧化碳理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	一氧化碳
	化学品英文名称	Carbon monoxide
危险特性	<p>【健康危害】一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、浅至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、肺水肿、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。部分患者昏迷苏醒后，约经 2~60 天的症状缓解期后，又可能出现迟发性脑病，以意识精神障碍、锥体系或锥体外系损害为主。慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。</p> <p>【环境危害】对环境有危害，对水体和大气可造成污染。</p> <p>【燃爆危险】本品易燃。</p>	
急救措施	<p>【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。呼吸心跳停止时，立即进行人工呼吸和胸外心脏按压术。就医。</p>	
消防措施	<p>【危险特性】是一种易燃易爆气体。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。二氧化碳。</p> <p>【有害燃烧产物】二氧化碳。</p> <p>【灭火方法】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：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。</p>	
泄漏应急处理	<p>迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即隔离 150m，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。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，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以用管路导至炉中、凹地焚之。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。</p>	
操作处置与储存	<p>【操作注意事项】严加密闭，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。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），穿防静电工作服。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。</p> <p>【储存注意事项】储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂、碱类、食用化学品分开存放，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>	

接触控制/个体防护	<p>【工程控制】严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。生产生活用气必须分路。</p> <p>【呼吸系统防护】空气中浓度超标时，佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器、一氧化碳过滤式自救器。</p> <p>【眼睛防护】一般不需特殊防护。</p> <p>【身体防护】穿防静电工作服。</p> <p>【手防护】戴一般作业防护手套。</p> <p>【其他防护】工作现场严禁吸烟。实行就业前和定期的体检。避免高浓度吸入。进入罐、限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。</p>			
理化特性	外观与性状	无色无臭气体	沸点	-191.4℃
	闪点	<-5038℃	熔点	-199.1℃
	密度	相对密度（水=1）：0.79 相对蒸汽密度（空气=1）：0.97	主要用途	用作柴油机燃料
	临界温度	-140.2℃	临界压力	3.5MPa
	引燃温度	610℃	爆炸上限	74.2（V/V）
	爆炸下限	12.5（V/V）	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、苯等大多数有机溶剂
	主要用途	主要用于化学合成，如合成甲醇、光气等，及用作精炼金属的还原剂		
稳定性和反应活性	禁配物：强氧化剂、卤素。			
毒理学资料	LC <sub>50</sub> ：2069mg/m <sup>3</sup> ，4小时（大鼠吸入）。 LD <sub>50</sub> ：无资料。			
生态学资料	【其他有害作用】该物质对环境有危害，应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	【废弃处置方法】用焚烧法处置。			
运输信息	<p>【运输注意事项】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相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产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>			

#### (4) SO<sub>2</sub>

原油泄漏发生火灾时，组分中的有机硫燃烧产生次生污染物 SO<sub>2</sub>，其主要理化性质及危险特性见表 6.3-4。

表 6.3-4 二氧化硫理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	二氧化硫
	化学品英文名称	Sulfur dioxide
危险特性	<p>【健康危害】易被湿润的黏膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道黏膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。急性中毒：轻度中毒时，发生流泪、畏光、咳嗽，咽、喉灼痛等；严重中毒可在数小时内发生肺水肿；极高浓度吸入可引起反射性声门痉挛而致窒息。皮肤或眼接触发生炎症或灼伤。慢性影响：长期低浓度接触，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、咽喉炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退等。少数工人有牙齿酸蚀</p>	

	<p>症。</p> <p>【环境危害】对大气可造成严重污染。</p> <p>【燃爆危险】本品不燃，有毒，具强刺激性。</p>			
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。就医。</p> <p>【眼睛接触】提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。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。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。</p>			
消防措施	<p>【危险特性】不燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。</p> <p>【有害燃烧产物】氧化硫。</p> <p>【灭火方法】本品不燃。消防人员必须佩戴过滤式防毒面具（全面罩）或隔离式呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。切断气源。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。</p>			
泄漏应急处理	<p>【应急处理】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450m，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。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，用一捉捕器使气体通过次氯酸钠溶液。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。</p>			
操作处置与储存	<p>【操作注意事项】严加密闭，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。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（全面罩），穿聚乙烯防毒服，戴橡胶手套。远离易燃、可燃物。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂接触。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备泄漏应急处理设备。</p> <p>【储存注意事项】储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。应与易（可）燃物、氧化剂、还原剂、食用化学品分开存放，切忌混储。储区应备有泄漏应急处理设备。</p>			
接触控制/个体防护	<p>【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。</p> <p>【呼吸系统防护】空气中浓度超标时，佩戴自吸过滤式防毒面具（全面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴正压自给式呼吸器。</p> <p>【眼睛防护】呼吸系统防护中已做防护。</p> <p>【身体防护】穿聚乙烯防毒服。</p> <p>【手防护】戴橡胶手套。</p> <p>【其他防护】工作现场严禁吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。保持良好的卫生习惯。</p>			
理化特性	外观与性状	无色气体，特臭	饱和蒸气压	338.42kPa (21.1℃)
	沸点	-10℃	熔点	-75.5℃
	密度	相对密度（水=1）：1.43 相对蒸汽密度（空气=1）：2.26	主要用途	用作柴油机燃料
	临界温度	157.8℃	临界压力	7.87MPa
	溶解性	溶于水、乙醇	主要用途	用于制造硫酸和保险粉等
稳定性和反应活性	禁配物：强还原剂、强氧化剂、易燃或可燃物。			
毒理学资料	<p>LC<sub>50</sub>: 6600mg/m<sup>3</sup>, 1小时（大鼠吸入）。</p> <p>LD<sub>50</sub>: 无资料。</p> <p>家兔经眼：6ppm/4小时/32天，轻度刺激。</p>			
生态学资料	【其他有害作用】该物质可严重污染大气，由其形成的酸雨对植物的危害尤为严重。			

废弃处置	【废弃处置方法】把废气通入纯碱溶液中，将次氯酸钙中和，然后用水冲入废水系统。
运输信息	【包装方式】钢制气瓶；安瓿瓶外普通木箱。 【运输注意事项】本品铁路运输时限使用耐压液化气企业自备罐车装运，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。采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，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。严禁与易燃物或可燃物、氧化剂、还原剂、食用化学品等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。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。

### 6.3.2 生产系统危险性识别

根据工程内容，结合油田项目的风险经验分析，项目可能发生风险事故的单元为井场、脱水站、集输管线、注水管线等。

#### (1) 井场危险性识别

**井喷事故风险：**井喷为井场常见事故。钻井过程中遇到地下油、气、水层时，油、气或水窜进井内的钻井液里，加快了即将流动和循环的速度。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、气、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。

**井漏事故风险：**钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如钻井液漏失、油气上窜造成地下水污染等。

**油气泄漏次生污染物：**当发生油气泄漏事故时，若泄漏的原油遇到静电或明火，将会发生火灾事故产生颗粒物、SO<sub>2</sub>、CO等次生污染物，影响周围环境空气质量。

泄漏的原油、回注水会渗入土壤，并污染地下水，对土壤和地下水环境造成不利影响。另外，注水井套外返水时若发生事故，可能会穿透含水层污染承压水。套外返水事故的主要原因在于固井质量不好、表层套管腐蚀或者固井水泥老化等，可能导致水泥环破裂及脱落，最终造成套外返水，对地下水环境造成影响。

#### (2) 吉康脱水站危险性识别

吉康脱水站等油气集输、储运设施等发生泄漏会引发火灾、爆炸事故。站场常见的事故主要是因腐蚀造成管汇撬、管线等发生泄漏，泄漏后还有可能引起火灾和爆炸，在影响人身和设备安全的同时，污染环境。根据国内石油化工系统事故类型及引发原



因统计，见表 6.3-5。站场可能产生的风险事故类型主要为储罐引起的火灾爆炸事故，占 28.5%，事故发生的原因主要为明火，占 66%。

表 6.3-2 国内石油化工系统事故类型及原因统计

序号	事故类型	比例 (%)	引发事故原因	比例 (%)
1	火灾爆炸事故	28.5	明火	66
2	人身伤亡事故	20.8	电气及设备	13
3	设备损坏事故	24.0	静电	8
4	跑、冒油事故	15.7	雷电	4
5	其他	11.0	其他	9

吉康脱水站内一体化采出水处理设施事故及非正常工况下，即污水处理设施出现故障或营运系统出现异常会引发环境风险，详见表 6.3-3。

表 6.3-3 采出水处理设施环境风险识别表

主要风险源	主要危险物质	环境风险类型	触发因素	可能环境影响途径
采出水处理过程	H <sub>2</sub> S、NH <sub>3</sub> 、非甲烷总烃	有毒有害气体泄漏	设备腐蚀、材质缺陷等引发泄漏	污染物进入环境空气
管道、池体	废水	废水泄漏、防渗层破裂	设备腐蚀、材质缺陷、操作失误、防渗层破损等引发泄漏	泄漏废水进入土壤、地下水
气浮反应、过滤、污泥处理等	废水、污泥、恶臭气体等	超标排放或直排、污泥罐爆满	污泥膨胀	废水超标排放、恶臭进入环境空气

### (3) 集输管线、注水管线危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，事故发生时会有大量的原油溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的原油遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

按照长输管道易发事故不同的特点，可将造成事故的危险因素分成以下几类：

①管道腐蚀穿孔：本工程集输管道具有防腐层，然而，如防腐质量差、管道施工时造成防腐层机械损害、土壤中含水、盐、碱及地下杂散电流等因素都会造成管道腐蚀，严峻的可造成管道穿孔，引发事故。

②管道材料缺陷或焊口缺陷隐患：这类事故多数是因焊缝或管道母材中的缺陷在带压输送中引起管道破裂。另外，管道的施工温度与输气温度之间存在一定的温度差，造成管道沿其轴向产生热应力，这一热应力因约束力变小从而产生热变形，弯头内弧

向里凹，形成褶皱，外弧曲率变大，管壁因拉伸变薄，也会形成破裂。

③第三方破坏：第三方破坏包括意外重大的机械损害、操作失误及人为破坏等可能。

④自然灾害：地震、洪水、塌陷、雷击等自然灾害都可能对管道造成破坏，引发事故。

⑤设备事故：输气设备、设施等性能不行、质量不高也能够引发事故。

#### (4) 罐车原油泄漏

本项目萨 106 平台、萨 109 平台原油由罐车拉运至吉康脱水站，因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，原油拉运过程有泄漏事故发生的风险。事故发生时罐车内采出液溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的油气如遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

另据中国石化总公司《石油化工典型事故汇编》（1983-1993 年）统计，炼油系统共发生 293 起事故，其中储运系统 74 起，占 25.3%。可见罐区事故发生较多。尽管随着防灾减灾技术的不断提高，目前事故率及作业伤亡人数在不断降低，以一亿工作小时事故死亡人数比较，远低于建筑业和矿业，但是储运系统事故发生率仍然较高。

### 6.6.3 风险事故类型分析

根据工程分析中本工程可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括以下几方面的内容：

#### (1) 火灾危险性

当原油等危险物质和空气等共存，遇到有导致着火的初始点火能源，如：明火、摩擦、撞击、电火花、静电火花、雷电等可发生火灾事故。

#### (2) 爆炸危险性

油品爆炸多数是混合气体的爆炸，即油气与空气的混合物，其浓度在爆炸极限范围内的化学爆炸。其次，受压容器等由于超压超温或意外情况，泄压装置同时失效发生的高压物理爆炸。

#### (3) 挥发及泄漏危险性

本工程正常生产过程中，原油是在密闭条件下输送，不具备发生火灾爆炸的条件，发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、

人员误操作、人为破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

#### （4）污水泄漏危险性

①吉康脱水站内污水管网由于管道堵塞、破裂和接头处的破损，造成大量污水外溢，污染地下水。

②污水泵站由于长时间停电或污水水泵损坏，排水不畅时易引起污水漫溢。

③污水处理站由于停电、设备损坏、污水处理设施运行不正常、停车检修等造成大量污水未经处理直接排入地表水体，造成事故污染。

④由于发生地震等自然灾害致使污水管道、处理构筑物损坏，污水溢流或渗漏于厂区及附近地区和水域，造成严重的局部污染。

⑤污水处理撬装装置非正常运行条件下产生的如污泥膨胀、恶臭加剧、出水水质极端恶化类情况。

#### （5）其他危险性

此外，工程危险性特征包括：静电危害、机械伤害、高处坠落危害、高温低温作业危害、噪声危害等。

### 6.3.4 环境影响途径识别

根据项目物质危险性识别、生产系统危险性识别，本项目危险物质在事故情形下对环境的影响途径主要是油罐泄漏导致火灾爆炸事故对周围环境产生影响。

表 6.3-4 项目环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	吉康脱水站	油罐区	原油	泄漏	大气、地下水	周边 3 公里
				火灾	大气	
				爆炸	大气	
		采出水处理撬装装置	含油污水	泄漏	地下水	
2	萨 106 平台	储罐	原油	泄漏	大气、地下水	
				火灾	大气	
				爆炸	大气	
3	萨 109 平台	储罐	原油	泄漏	大气、地下水	
				火灾	大气	

				爆炸	大气	
4	集输管道	集输管道	原油	泄漏	大气 地下水 生态	

### 6.3.5 风险事故情形设定

#### 6.3.5.1 大气风险事故情形设定

- (1) 吉康脱水站原油储罐发生泄漏，无组织烃类挥发对周围环境的影响；
- (2) 吉康脱水站原油储罐火灾产生次生影响；
- (3) 吉康脱水站原油储罐爆炸对周围环境造成的影响。

#### 6.3.5.2 地下水风险事故情形设定

- (1) 集输管道原油泄漏对地下水的影响。
- (2) 吉康脱水站采出水处理撬装装置泄漏对地下水的影响。

## 6.4 源项分析

### 6.4.1 大气环境影响事故源强

#### 6.4.1.1 油罐泄漏源强计算

本项目吉康脱水站共设置 4 具 2000m<sup>3</sup> 油罐，选取单具原油储罐阀门、接头处破裂导致原油泄漏作为最大可信事故。

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 F 中液体泄漏公式计算油罐泄漏事故状态的泄漏量。

伯努利方程计算液体泄漏速度  $Q_L$ ：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中： $Q_L$ ——液体泄漏速率，kg/s；

$P$ ——容器内介质压力，kPa，取 1600kPa；

$P_0$ ——环境压力，kPa，取 101.325kPa；

$C_d$ ——液体泄漏系数，此值常用 0.6~0.64，取 0.62；

$A$ ——裂口面积，m<sup>2</sup>；

$g$ ——重力加速度；

$h$ ——裂口之上液位高度，m，在此取 1.8m；

$\rho$ ——泄漏液体密度， $\text{kg/m}^3$ ，在此取  $890\text{kg/m}^3$ 。

假定油罐底部泄漏孔径大小为  $0.01\text{m}$ ，裂口之上液位高度为  $1.8\text{m}$ 。原料泄漏速率为  $0.27\text{kg/s}$ ，假定发现泄漏后  $30\text{min}$  处理完毕，则单罐泄漏量为  $0.48\text{t}$ 。

#### 6.4.1.2 原油储罐火灾次生危害源强计算

(1) 二氧化硫产生量

油品火灾伴生/次生二氧化硫产生量计算：

$$G_{\text{二氧化硫}} = 2BS$$

式中： $G_{\text{二氧化硫}}$ —二氧化硫排放速率， $\text{kg/h}$

$B$ —物质燃烧量， $\text{kg/h}$

$S$ —物质中硫的含量，本项目取  $0.52\%$ 。

(2) 一氧化碳产生量

油品火灾伴生/次生一氧化碳产生量计算：

$$G_{\text{一氧化碳}} = 2330qCQ$$

式中： $G_{\text{一氧化碳}}$ —一氧化碳排放速率， $\text{kg/s}$ ；

$C$ —物质中碳的含量，本项目取  $85\%$ ；

$q$ —化学不完全燃烧值，本项目取  $6.0\%$ ；

$Q$ —参与燃烧的物质质量， $\text{t/s}$ 。

经计算，本项目考虑吉康脱水站内储罐区发生火灾，假设上述原油泄漏时间为  $30\text{min}$ ，泄漏原油全部燃烧，则二氧化硫排放速率为  $0.28\text{kg/s}$ ，一氧化碳排放速率为  $0.03\text{kg/s}$ 。

#### 6.4.1.3 地下水环境影响事故源强

在事故情景下，集输管线、脱水站或萨 106、萨 109 井场储油罐一旦发生损坏破裂，会有原油泄漏，穿过包气带从而进入地下水。

具体源项计算见第 5.3.4.4 节。

## 6.5 环境风险影响分析

本次环境风险评价重点从环境的角度对事故后果的影响进行分析。当发生原油泄漏主要会对环境空气、水、生态环境产生不利影响。

### 6.5.1 对环境空气的影响分析

原油储罐发生泄漏后，原油进入环境空气，其中的轻组分烃类可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区周围无环境敏感目标，且地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

### 6.5.2 对地下水的影响分析

原油泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，定期对储罐及集输管线上的设置安全保护设施，如截断阀进行检查，加大检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，送至主体装置区进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：盐土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在0cm~10cm或0cm~20cm表层土壤中，其中表层0cm~5cm土壤截留了90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对当地地下水环境产生大的影响。

### 6.5.3 对生态环境的影响分析

原油泄漏对生态系统的影响主要表现为对土壤、植被和农作物的破坏。

#### （1）对土壤的影响分析

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的

理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

根据类比调查结果可知，原油泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

## （2）对植被及农作物的影响

油品泄漏对植被及农作物的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

## 6.6 环境风险防范措施

### 6.6.1 钻井风险防范措施

（1）建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节，为防止事故的发生能起到非常积极的作用。现场作业严格按照《健康、安全与环境管理体系第 1 部分：规范》（Q/SY1002.1-2013）；《健康、安全与环境管理体系第 2 部分：实施指南》（Q/SY1002.2-2014）；《健康、安全与环境管理体系第 3 部分：审核指南》（Q/SY1002.3-2015）；《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》（Q/SY 08053-2017）的要求执行。建设单位依托项目管理部门负责指导本项目的环境保护和安全工作，建立事故应急领导小组，设置抢险组、消防组、救护组、警戒组 and 环境保护组，负责整个工程的环境风险管理，建立与地方政府的环境风险应急联动机制。本项目按照一级井控要求落实好环境风险防范、应急措施以及管理措施。

（2）在井场右侧设置 1 条放喷管线，1 条燃烧管线，放喷伴生气通过液气分离器进行分离，经排气管道输送至点火装置燃烧。本项目要加强对放喷管线、燃烧管线、点火装置的等放喷系统的维护、保养、检查，一旦发现问题，及时整改，放喷过程中

若发现管线泄漏、点火装置发生故障等非正常工况，应立即关闭井口，停止放喷作业。

(3) 井喷事件发生时，通过放喷管线将井喷液体排放至应急放喷池内，待事故结束后，对应急放喷池内物体进行清理，污染的土壤由有相应处理资质单位转运、处理。

(4) 井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习。

### 6.6.2 井下作业风险防范措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

(2) 固井作业时要求选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格。固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主，声幅、变密度测井选择最佳时间测井，测深要达到要求。

(3) 钻井、井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地污染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。

(4) 采用质量合格的压裂液罐和废液收集罐。加强日常管理，对压裂液罐和废液收集罐采取监控设施，做好罐体防腐防漏工作，严防压裂液罐和废液收集罐泄漏。

### 6.6.3 井场事故风险防范措施

(1) 井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求；井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地；井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

(2) 在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(3) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材，并定期进行检查，保持完好可用。

(4) 储罐设置在井场主导风向下风向，并与井口距离不得小于 50m。

(5) 在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规定设置可燃气体浓度检测报警装置，以便及时发现事故隐患。

(6) 依据该区域原油物性，不含硫化氢，但仍应做好硫化氢监测和防范工作。施工井队应配至少 3 套的便携式硫化氢监测仪，做好硫化氢检测工作，制定防硫化氢应急预案。在井场大门口、钻台、振动筛、坐岗房、防喷器液控房等五处设立风向标



(风袋、风飘带、风旗或其他适用的装置),并在不同方向上划定两个紧急集合点,一旦发生紧急情况,作业人员可向上风方向疏散。当监测到硫化氢浓度大于  $15\text{mg}/\text{m}^3$  ( $10\text{ppm}$ ) 时,立即按照含硫油气井作业规定配置硫化氢监测仪、正压式呼吸器等设施,按照《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》(SY/T5087-2005)标准规定执行。

#### 6.6.4 油气集输风险防范措施

(1) 油田石油工艺管道和输油管道所采用的钢管和管道附件的材质选择应根据使用压力、温度和介质的物理性质等因素,经技术经济比较后确定,采用的钢管和钢材应具有良好的韧性和可焊性。

用于管道上的钢管,应符合 GB9711、GB6479、GB8163、SY/T5037、SY5297 的要求。材料生产单位,应按相应标准的规定提供材料质量证明书。

管道选用的阀门应符合 GB4981、GB12234、GB12237、GB12241、GB/T12252 等标准的要求。

管道强度试验和严密性试验应按照设计图纸进行执行,强度试验的介质宜采用水。

(2) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

输油管线敷设前,应加强对管材和焊接质量的检查,严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验,防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

(3) 在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志,包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

(4) 按规定定期对设备进行维修、保养,及时更换易损及老化部件,防止油气泄漏事故的发生。

其中定期检验分为外部检验和全面检验。外部检验除日常巡检外,一年至少一次,有使用单位专职人员进行。全面检验每五年一次,由中国石油天然气总公司质量主管部门认可的专业检验单位承担。管道停用一年后再启用,应进行全面检验。若管道多次发生事故;防腐层损害较严重;修理、修复和改造后;受自然灾害破坏;投用超过15年,全面检验的周期可以缩短。

(5) 在集输系统运行期间,严格控制输送油气的性质;定期清管,排除管内的积水和污物,以减轻管道内腐蚀;定期对管线进行超声波检查,对壁厚低于规定要求的管段应及时更换,消除爆管的隐患;定期对集输管线上的安全保护设施,如截断阀、

安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(6) 严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

(8) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(9) 抢修作业施焊前，应对焊点周围可燃气体的浓度进行测定，并制定防护措施。焊接操作期间，宜用防爆的轴流风机对焊接点周围和可能出现的泄漏进行强制排风，并跟踪检查和监测。

(10) 对于突发性管道断裂事故，应立即启动应急预案，采取减少管道原油外泄和防止干线凝管的应急措施，防止事故扩大和次生灾害。

### 6.6.5 场站（脱水站和拉油平台）事故风险防范措施

(1) 吉康脱水站和萨 106 平台、萨 109 平台平面布局应科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离。

(2) 在储罐区严格用火管理；站内所有设备、管线应做防雷、防静电接地，必要时可加装消雷器；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

(3) 原油储罐应进行防腐，焊接要经过 100% 探伤，选择刚性不燃的坚固基础，投用前须严格按照《压力容器安全技术监察规程》进行强度和气密性试验。

(4) 加强储罐和管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换。

(5) 根据《建筑设计防火规范》《化工装置设备布置设计技术规定》《石油化工企业设计防火规范》等要求，站内原油储罐区设置 50cm 高围堰，围堰规格为 40.3m×14m，围堰区底部用 HDPE 防渗膜进行防渗，渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s，使储罐漏液时不至于外流。

(6) 场站内的油罐区、装卸区等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

(7) 安装火灾设备检测仪表、消防自控设施。

(8) 按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用；定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。

(9) 在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规定设置可燃气体浓度检测报警装置，以便及时发现事故隐患。

(10) 优化站场自动化控制系统和紧急停车联锁系统，采用电脑自动监测和报警机制，根据压力变化对事故风险迅速作出判断，并及时报告并采取合法程序进行事故控制。

### 6.6.6 罐车运输过程风险防范措施

(1) 罐车必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关锅炉压力容器的规定。

(2) 车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求。

(3) 认真执行罐车巡检、回检以及维护、修理管理办法，保持罐车完整性。

(4) 配备具有危险货物运输资质和经验的驾驶员和押运员，严格执行特车公司反“违章指挥、违章操作、违反劳动纪律的行为”管理规定，并使用 GPS 监控车辆动态。

(5) 出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，确保车辆安全状况和安全性能合格。发现故障排除后方可投入运行。杜绝跑、冒、滴、漏，故障未处置好不得承运。要保持驾驶室干净，不得有发火用具，危险品标志灯、标志牌要完好。

(6) 采出液装卸参照《汽车运输危险货物规则》(JT617-2004) 配装表中进行，车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合 JT230 规定的导静电橡胶拖地带装置。罐体装采出液时，应预留容积不得少于罐体总容量 5% 的膨胀余量。采出液中的石油类容易污染土地和水源。卸货时尤其要注意。

(7) 行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速，保持与前车安全距离，严禁违法超车，不能疲劳驾驶，行车途中要勤于检查，当行驶一定时间后要查看车厢底部四周有无泄漏液体，若有原油泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。

(8) 检查随车配备的消防器材的数量及有效性。要随车携带不发火的工具、专业堵漏设备、劳动防护用品，不得穿钉子鞋和化纤服装。运输过程中如发生事故时，驾驶员和押运员应立即向安全生产管理部门、环境保护部门、质检部门报告，并应看护好车辆，共同配合采取一切可能的警示、救援措施。

(5) 加强各类储罐的日常管理及安全检查，要严格按章操作，废水、废液及生活污水装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏事故。

## 6.7 风险事故应急处理措施

### 6.7.1 火灾、爆炸事故应急措施

(1) 火灾爆炸发生后，岗位人员报火警（119），并及时向生产调度报告，生产调度报告应急小组指挥部领导，并向毗邻单位提出安全防范要求。

(2) 值班调度电话通知应急救援组织机构组长，应急救援组织机构启动应急救援预案，迅速拉响火警报警器。

(3) 事故点当班负责人立即通知停止输油、卸油等相关操作，只有在消防人员的保护下才能进行转、倒油等工艺处理。

(4) 设置警戒区域，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾或爆炸而造成不必要的损失和伤亡。

(5) 进入现场的人员必须佩戴或使用安全防护装备和穿好防火服。

(6) 根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离，防止火灾燃烧中CO和烟尘超标对人体的危害。

(7) 组织环保分析专业人员负责对各个重点部位土壤、环境空气进行实时监测，及时上报检测结果，方便应急小组决策。

### 6.7.2 突发有毒气体扩散事件的处理

(1) 采取有效措施，尽快切断污染源。

(2) 迅速了解事发地地形地貌、气象条件、重要保护目标及其分布等情况。

(3) 布点监测，确定污染物种类、浓度，以及现场空气动力学数据（气温、气压、风向、风力等）。

(4) 做好可能受污染人群的疏散及中毒人员的救治工作。

(5) 对污染状况进行跟踪监测，预测污染扩散强度、速度和影响范围，及时调整对策。

### 6.7.3 安全防护

#### (1) 应急人员的安全防护

现场处置人员应根据不同类型环境事件的特点，佩戴相应的专业防护装备，采取安全防护措施。

#### (2) 受灾群众的安全防护

(3) 协助政府现场应急救援指挥部组织群众的安全防护工作，主要工作内容包括：告知群众应采取的安全防护措施；设立紧急避难场所；组织群众安全疏散撤离。

### 6.7.4 油气泄漏应急措施

(1) 管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井；在断裂或泄漏点筑堤，防止泄漏的原油漫流。汇集在堤内的地表油，用罐车及时收集拉运至吉康脱水站处理，将受污染的土壤委托有相应处置资质单位进行处理。

(2) 发现站内管线、阀门、法兰、储罐等泄漏，应立即佩戴安全防护装备对泄漏点进行紧固或带压非焊堵漏，并立即切断油气来源。容器内部有压力时，对于容器和其连接的进出口管线、接口和第一道阀以内，不得进行修理、焊接、紧固，特殊情况需要带压紧固等必须由使用单位经现场评价后制定检修方案和应急方案，现场请示应急指挥小组并落实好安全措施后，方可作业。

(3) 泄漏事故发生时，在岗人员必须佩戴正压呼吸器及安全防护装备，划定危险区域。

(4) 若泄漏量很大，工艺操作人员迅速切断泄漏点，不能切断的要采取停车工艺处理。

(5) 事故发生后，应根据现场实际状况和风向划定警戒区域，用警戒绳圈定，警戒线内人员必须佩戴安全防护用具。

(6) 严重泄漏事故岗位人员应立即向厂调度及消防队、急救中心等部门报警求救，同时通知临近事故点人员进行必要的防护和撤离。

### 6.7.5 井喷事故应急措施

项目一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井

喷；最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收原油。事故处理中要有专人负责，管好电源、火源，以免火灾发生。井喷时，需要对井喷的油泥等污染物进行收集，并委托有资质单位进行处理。事故状态下泄漏的落地油 100% 进行回收，收集的废油运至吉康脱水站处理。受污染的土壤交由有相应处置资质单位转运、处置。

## 6.8 环境风险管理

环境管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东勘探开发项目经理部全面推行 HSE 健康、安全、环境体系，制定了该厂和基层站、队的 HSE 方针、目标、特定工作程序和作业指导书，落实了组织机构、岗位职责及 HSE 安全防护设施资源配置等，逐年形成了自下而上的完整的安全管理网络和管理制度体系。环境风险管理措施情况见表 6.8-1。

表 6.8-1 环境风险管理情况

序号	检查项目	现有状态
1	环境风险评估工作开展，环境风险隐患排查开展情况	已开展系统的风险评估和风险排查工作
2	环境风险隐患排查台账建设及管理情况	已建立环境风险隐患排查台账
3	周边企事业单位签订突发环境事件应急联动协议的情况	已与周边主要单位签订应急联动协议
4	环境应急组织机构设置和专职人员的配备情况	依托专职消防人员及机构
5	环境应急培训和演练情况	各单位已开展环境应急培训和演练
6	应急物资和装备保障工作情况	应急物资储备满足要求
7	污染防治设施运行情况	污染防治设施运行良好
8	与环保部门联系情况，发生事故信息通报是否及时准确	能够及时与环保部门联系，发生事故时信息通报及时准确
9	企业的事故预防与应急能力建设	拥有比较完善的突发事件应急预案和机构人员，相关制度也比较完善
10	环境风险教育和宣传，环境安全文化建设情况	已开展环境风险教育和宣传，环境安全文化建设
11	消防验收意见及消防检查情况	建设项目严格按照消防要求进行消防设计审核和消防验收，消防检查合格
12	安全生产许可	获得安全生产许可证
13	环境影响评价及批复的其他环境风险防控	建设项目按环保“三同时”要求执行，并严格落

序号	检查项目	现有状态
	措施落实情况	实批复中要求的各项环境风险防控措施

### 6.8.1 消防设施及安全管理

#### (1) 消防设施

采油井场不设消防水设施。在平台及值班班组房配有灭火器、消防铁锹、镐头、消防毛毡、消防桶等；工具摆放在站门口消防架上，消防砂存放在消防池内。

#### (2) 消防安全管理

中国石油吐哈油田分公司有较健全的消防安全制度和操作规程，各岗位均设兼职消防安全责任人，并有消防安全教育等记录。疏散通道、安全出口管理符合要求，已建立防火档案，每日进行防火巡查，各站定期进行消防培训，电工操作工等均持证上岗。制定有灭火疏散预案，并定期进行消防演练。

### 6.8.2 安全生产管理

中国石油吐哈油田分公司有健全的安全管理机构和网络，主要负责人和各级安全管理及监督人员安全生产知识和管理能力基本适应安全生产管理的需要。制定有内容较为全面具体、操作性较强的安全管理制度、安全生产责任制及安全操作规程，并能较好地执行。新建、改扩建工程“三同时”管理较为规范，压力容器、特种设备、防雷防静电接地、长输管道、工艺管道、安全阀、压力表、气体报警器、职业病危害因素、个体防护用品检验检测工作到位，职工教育培训工作较有成效，各类从业人员按国家有关要求进行了适当的安全教育培训持证上岗，事故应急救援预案体系健全。综上所述，中国石油吐哈油田分公司安全管理现状总体良好，能够满足企业安全生产的需要。

## 6.9 突发环境事件应急预案

本工程针对环境风险事故已采取多种防范措施，将风险事故的概率降至较低的水平，但概率不会降为零，一旦发生事故仍需采取应急措施，控制和减少事故危害，根据《突发环境事件应急管理办法》（原环境保护部令第34号）、《危险废物经营单位编制应急预案指南》（原国家环境保护总局公告2007年第48号）、《新疆维吾尔自治区突发环境事件应急预案编制导则（试行）》（新环发〔2014〕234号）、《危险废物经营单位审查和许可指南》（环境保护部公告2009年第65号）等文件要求，以及项目运行过程

中存在的风险事故类型，需制定适用于本工程的事态应急预案，以便在事故发生后，迅速有效地采取应急措施，在短时间内使事故得到有效控制。

### 6.7.1 应急预案编制程序

环境风险应急预案编制程序见图 6.7-1。

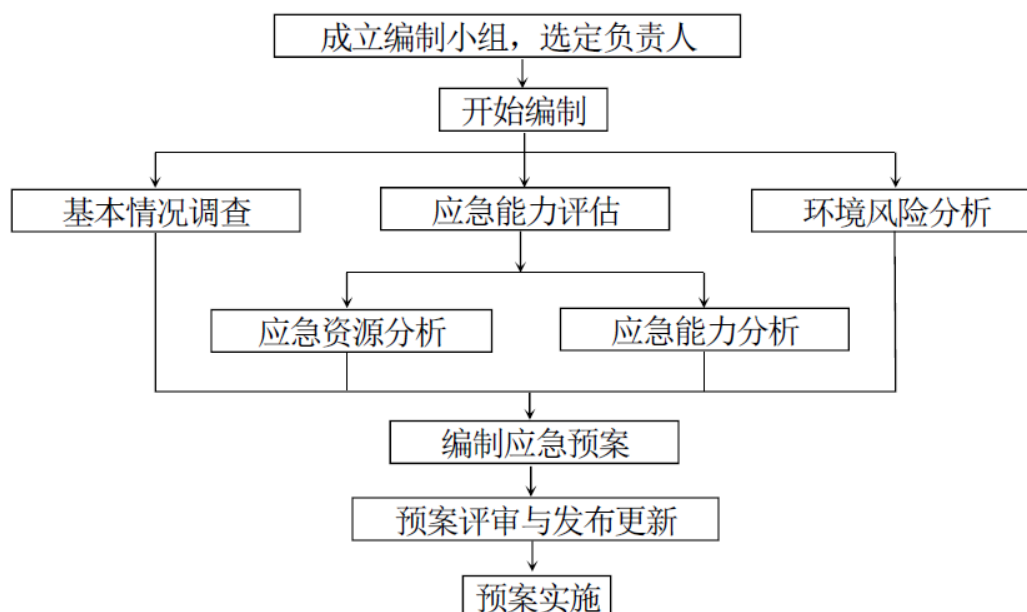


图 6.7-1 环境风险应急预案编制工作程序

### 6.7.2 应急预案主要内容

本工程应根据环境风险特点，制定相应的应急预案，具体应急预案编写内容及要求见表 6.7-1。

表 6.7-1 环境风险事故应急预案内容

序号	项目	内容及要求
1	应急预案简介	包括应急预案编制目的、适用范围、文本管理及修订
2	单位基本情况及周围环境综述	包括单位基本情况、危险废物及其经营设施基本情况、周边环境状况
3	启动应急预案的情形	明确启动应急预案的条件和标准
4	应急组织机构	以事故应急响应为主线，明确事故报警、响应、结束、善后处置等环节的主管部门与协作部门及其职责；以应急准备及保障机构为支线，明确各应急日常管理部门及其职责；要体现应急联动机制；明确发生事故时应请求支援的外部应急/救援力量名单及其可保障的支持方式和支撑能力，装备水平、联系人员及联系方式、抵达时限等，并定期更新。
5	应急响应程序-事故发生及报警（发现紧急状态时）	规定单位内部发现紧急状态时，应当采取的措施及有关报警、求援、报告等程序、方式、时限要求、内容等；明确哪些状态下（如泄漏、火灾或爆炸可能威胁单位/厂区外的环境



序号	项目	内容及要求
		或人体健康时)应当报告外部应急/救援力量并请求支援;明确哪些状态下(如在事故可能影响到厂外的情况下)应当自行或协助地方政府向周边邻近单位、社区、受影响区域人群发出警报信息以及警报方式
6	应急响应程序-事故控制(紧急状态控制阶段)	明确接到发生事故后,各应急机构应当采取的具体行动措施。包括响应分级、警戒与治安、应急监测、现场应急处置措施和应急响应终止程序。明确应急预案的启动级别及条件;明确事故应急状态下的现场警戒与治安秩序维护的方案,包括单位内部警戒和治安的人员以及同当地公安机关的协作关系;明确事故状态下的监测方案,包括检测泄漏、压力集聚情况,气体发生的情况,阀门、管道或其他装置的破裂情况,以及污染物的排放情况等;明确各事故类型的现场应急处置的工作方案,包括现场危险区、隔离区、安全区的设定方法和每个区域的人员管理规定,切断污染源和处置污染物所采用的技术措施及操作程序,控制污染扩散和消除污染的紧急措施;预防和控制污染事故扩大或恶化的措施,污染事故可能扩大后的应对措施,有关现场应急过程记录的规定等
7	应急响应程序-后续事项(紧急状态控制后阶段)	明确事故得到控制后的工作内容。如应急协调人必须组织进行后期污染监测和治理,清理事故现场,进行事故总结和责任认定,报告事故,将事故记录生成记录,补充和完善应急装备,修订和完善应急预案等
8	人员安全及救护	明确紧急状态下,对伤员现场急救、安全转送、人员撤离以及危害区域内人员防护等方案
9	应急装备	列明应急装备、设施和器材清单,清单应当包括种类、名称、数量以及存放位置、规格、性能、用途和用法等信息,以利于在紧急状态下使用。规定应急装备定期检查和维护措施,以保证其有效性
10	应急预防和保障方案	包括预防事故的方案、应急设施设备器材及药剂的配备、保存、更新、养护等方案;应急培训和演习方案
11	事故报告	规定向政府部门或其他部门报告事故的时限、程序、方式和内容等
12	事故的新闻发布	明确事故的新闻发布方案,负责处理公共信息的部门,以确保提供准确信息,避免错误报道
13	应急预案实施和生效时间	明确应急预案实施和生效的时间
14	附件	包括组织机构名单、值班联系通讯表、组织应急响应有关人员联系通讯表、危险废物相关方应急咨询服务通讯表、外部应急救援单位联系通讯表、政府有关部门联系通讯表、单位平面布置图及撤离路线、危险废物相关生产环节流程图、危险废物理化特性及处理措施简表、应急设施配置图、周边区域道路交通示意图和疏散路线、交通管制示意图,周边区域的单位、社区、重要基础设施分布图及有关联系方式,供水、供电单位的联系方式,风险事故评估报告,保障制度等

## 6.10 环境风险评价小结

本工程发生风险事故的类型主要为原油储罐破裂泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能杜绝各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

## 7 环境保护措施及其可行性论证

### 7.1 大气污染防治措施

#### 7.1.1 施工期大气污染防治措施

##### (1) 钻井过程大气污染防治措施

①钻井期大气污染主要为钻井场柴油发电机燃料产生的废气，可以通过采用高效设备的方式，减少污染物影响。

②钻井期间定期对柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合标准的柴油，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，使污染物达标排放，减轻对大气环境的影响。

##### (2) 地面施工大气污染防治措施

地面施工过程中对于扬尘，针对不同的产生原因，应采取相应的防治措施。

①在井场建设初期，为防止因交通运输量的增加产生扬尘污染，首先应合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度 $<40\text{km/h}$ ）。

②井场设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成戈壁砾石移动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬。

③集输管线尽可能沿现有道路走向，这样可避免施工运输对土地的扰动；在保证施工、安全的前提下，管沟开挖深度控制 $2\text{m}$ 以内，避免因施工破坏土地可能带来的水土流失，对开挖土壤及时回填，减少风蚀概率；土方应放置在背风一侧，尽量平摊，从管沟挖土往地面送土时，施工人员应该低抛；如有风时，为防止沙土受风移动，应人为在上风向设置风障。

④水泥、石灰等建材采用罐装或袋装运输，尽量不采用散装运输。散装运输的车辆应完好，定时检修汽车挡板，凡装载不宜过满，防止建筑材料的抛撒产生运输扬尘。

⑤对砂石堆场应定时洒水，使其保持一定的湿度（含水率），减少二次起尘量；材料堆放应有篷布遮盖和防风防雨措施。

⑥风速过大时，应停止施工作业。

## 7.1.2 运营期大气污染控制措施

### 7.1.2.1 油气集输挥发性有机物无组织排放控制措施

本工程部署的14座采油平台中，12座采油平台采用密闭管线集输；萨106平台及萨109平台因远离集输管网，受距离和地形条件限制，采用拉油方式生产。油气集输挥发性有机物无组织排放控制措施如下：

(1) 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。拉油平台各储罐均为固定顶罐，单罐容积 $60\text{m}^3$ ，运输采用密闭的拉油罐车，装载采用底部装载方式，密闭罐车规格一般为 $27\text{m}^3$ ，不超过 $500\text{m}^3$ ，采出液、净化原油的转移满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)中5.2、6.1、6.2的要求。

(2) 本项目油气集输过程废气主要为无组织挥发性有机物。项目采用“井口加热”工艺，油气集输采用密闭混合输送工艺，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量。非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

(3) 对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

(4) 加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

(5) 设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作。

### 7.1.2.2 吉康脱水站废气污染治理措施

#### (1) 有机废气治理措施

吉康脱水站有机废气治理设施主要是装卸原油采用的密闭卸油工艺、大罐抽气装置。

##### 1) 密闭卸油工艺

工艺流程：油罐车卸油口——防静电卸油软管——密闭卸油箱——卸油泵——质量流量计——储油罐。

装卸油主要采用液下装卸的方式，首先将卸油箱上的防静电卸油软管通过快速接

头连接到罐车底部，当油罐车停放到卸油台后，由 PLC 控制打开卸油池的进油阀，随后油品进入卸油箱。油罐车、卸油箱、储油罐三者组成一个连通空间，卸油时由于卸油泵的抽吸作用，在罐车内形成负压，卸油箱和储油罐内形成正压。此时由于液位上升压缩了箱体和罐体内上部的空间，造成呼吸阀中的压力阀打开逸出油气。这部分油气损耗通过气平衡系统重新进入油罐车内，少量挥发性气体以无组织形式排入大气中。工艺流程见图 7.1-1。

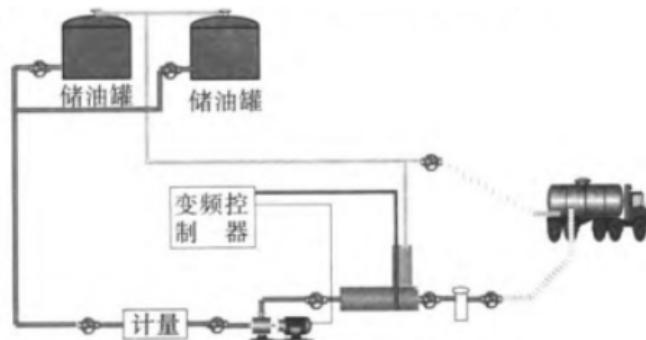


图 7.1-1 密闭卸油工艺示意图

## 2) 大罐抽气装置

油气回收采用大罐抽气装置，在大罐顶部呼吸阀上引出抽气管路，用螺杆压缩机对大罐进行抽气。大罐抽气装置包括大罐抽气缓冲罐、抽气分离器、抽气压缩机、抽气空冷器和凝液泵，原油储罐与大罐抽气缓冲罐的进口连接，大罐抽气缓冲罐下端出口与凝液泵连接，大罐抽气缓冲罐上端出口依次与抽气分离器、抽气压缩机、抽气空冷器连接。大罐抽气缓冲罐与抽气分离器之间通过一条管线连接，该管线上设置有低压补气阀，抽气分离器上端设有气出口，下端设有液出口。

大罐抽气装置将原油储罐中挥发出的有机气体进行收集、一次分离、压缩、冷凝、二次分离后，分离的气相用于燃气发电机组发电使用，液相（主要成分是轻质油和冷凝水）进入原油脱水系统处理。具体的工艺流程如下：原油储罐中挥发的有机气体首先进入大罐抽气缓冲罐进行缓冲；经过缓冲后，进入抽气分离器分离出凝液，分离掉的凝液经凝液泵增压后送至原油脱水系统处理；其余大罐气进入抽气压缩机增压；增压后，进入抽气空冷器进行冷却，冷却后再进入气液分离装置，分离出凝液后，气相则进入下游装置（燃气发电机组），凝液则直接进入原油脱水系统处理。

压缩机入口分液罐的压力通过变频控制压缩机的抽气量控制在 $\pm 50\text{Pa}$ ，同时在压缩机的进出口管线上设自立式调节阀，当压缩机入口压力 $\leq -50\text{Pa}$ 时，自立式调节阀打

开，将压缩机出口气体返回压缩机入口，通过上述两项措施，保证大罐的储存压力在150~350 Pa。

本项目原油装卸、储存过程产污情况与石化工业排污单位石油装卸、储存过程类似，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）表5石化工业排污单位生产装置或设施废气治理可行技术，本项目采取的废气治理措施与其对照分析见表7.1-1。

由表可见，本项目采用的原油装卸、储存过程废气治理措施均为可行技术。本项目采取废气治理措施可行。

表 7.1-1 本项目采取的废气污染防治措施与可行技术对照表

生产装置或设施	污染物	《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）中的可行技术	本项目采用的治理技术	是否为可行技术
储罐	挥发性有机物	油气平衡、油气回收（冷凝、吸附、吸收、膜分离或组合技术等）、燃烧净化（热力焚烧、催化燃烧、蓄热燃烧）	油气回收（大罐抽气装置：压缩、分离、冷却、分离）	是
装载	挥发性有机物	顶部浸没式或底部装载方式+油气回收或燃烧净化	液下装卸+气相平衡系统	是

除密闭卸油和大罐抽气装置，还应按照《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气〔2021〕65号）和《石化行业挥发性有机物治理实用手册（一）》中的相关要求采取以下措施来减少挥发性有机气体的排放。

①储罐罐体应保持完好，不应有孔洞、缝隙（除内浮顶罐边缘通气孔外）；除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，储罐附件的开口（孔）应保持密闭。

②固定顶罐宜配备压力监测设备，罐内压力低于50%设计开启压力时，呼吸阀、紧急泄压阀泄漏检测值不宜超过2000 $\mu\text{mol/mol}$ 。

③装卸过程中注意检查检测罐车人孔盖、油气回收耦合阀，底部装载有机废气回收快速接头、顶部浸没式装载密封罩、油气回收管线法兰等密封点泄漏情况。

④建立企业密封点档案和泄漏检测与修复计划，泵、压缩机、阀门、开口阀或开口管线、气体/蒸气泄压设备、取样连接系统每3个月检测一次。法兰及其他连接件、其它密封设备每6个月检测一次。

⑤对于放散火炬，在任何时候挥发性有机物进入火炬都应能点燃并充分燃烧，并设置视频监控装置。

⑥制定开停车、检维修、生产异常等非正常工况的操作规程和污染控制措施。

⑦做好检维修记录，并及时向社会公开非正常工况相关环境信息，接受社会监督。非计划性操作应严格控制污染，杜绝事故性排放，事后及时评估并向生态环境主管部门报告。

根据《吉康油田原油脱水站建设工程竣工环境保护验收监测表》，吉康脱水站装卸原油采用的密闭卸油工艺，原油储罐、污水储罐安装螺杆式压缩机型大罐抽气装置，原油脱水站厂界无组织排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，厂区内非甲烷总烃无组织排放监控点浓度执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表 A.1 规定的排放限值。上述在油田应用广泛，经济可行。

#### （2）采出水处理撬装装置无组织恶臭气体

本项目采出水处理撬装装置为一体化全密闭设施，污泥脱水在密闭空间内进行，产生的污泥及时清理，不在站内贮存，可有效防止臭气外溢。营运过程应加强管理，严禁在运输过程中擅自倾倒、堆放、丢弃和遗撒污泥。

### 7.1.2.3 采用单井拉油方式可行性分析

萨 106 平台、萨 109 平台远离集输管网，受距离和地形条件限制，采用单井拉油方式生产。

由于目前萨探 1 块为先导实验区块，部署井位较少，集输管网尚未建成，萨 106 平台距离吉康脱水站 3.8km，萨 109 平台距离吉康脱水站 4.4km，且多次穿越干渠及公路，若采用集输管线，工程量较大，且对管材的运行影响较大，能耗较高，综合考虑，目前采用单井拉油的方式生产。

项目所在区域运行过程中随着开采程度的变化，如符合集输条件，应采取集输生产工艺。

## 7.2 地表水环境保护措施

### 7.2.1 施工期废水防治措施

#### 7.2.1.1 钻井废水防治措施

对钻井废水的污染防治，应从源头减量和处置两方面加以考虑。

### (1) 节水减少排放量

由于钻井过程中因设备清洗、冷却等需消耗大量清水，如不采取有效节水措施，在浪费水资源的同时，也造成钻井废水大量的产生，给废水存储设施造成容量的负担，并带来后续处理负荷的增加。因此，必须在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。

本项目在工程和技术管理上可采取以下节水减排措施：

①以钻井队为单位，积累资料，分析研究在各种气候、各类施工作业条件下的合理用水量，以此为定额，在保证正常作业的情况下，控制清水用量。

②合理用水，实行用水管理。动力设备等冷却水要循环使用；不得耗用新鲜水冲洗设备，设备冲洗应使用回用水，尽量采用擦洗的方法清洗设备；做好污水循环系统，水的重复利用率要求达到40%~50%。

③做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，避免水的跑、冒、滴、漏。

### (2) 废水处置

钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后进入不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

#### 7.2.1.2 施工期生产废水

施工生产废水中主要污染物为泥沙，石油类等。在施工期间内，施工单位必须对施工场所的生产废水应加以管理、控制。

本项目设置临时沉淀池，施工生产废水经沉淀池处理后部分回用，部分喷洒在裸露的表土上。喷洒一方面起到降尘作用，另一方面对场地的压实和沉降起到有利作用，避免施工废水排放造成水环境污染。

#### 7.2.1.3 管道试压废水

管道试压使用清水主要污染物为SS，成分比较简单，试压结束后，用于洒水抑尘，不会对项目区地表水产生明显影响。

#### 7.2.1.4 生活污水

施工生活污水中主要污染物为COD、NH<sub>3</sub>-N类等，设置临时生活污水收集防渗池，施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理。

综上，随着上述措施的采取及实施，施工期的废水对环境的影响是可以最大限度



地消除的，并且随着施工期的结束而消失。

## 7.2.2 运营期废水防治措施

本项目运营期废水主要包括井下作业废水（洗井废水、废洗井液、压裂返排液）、采出水。

### 7.2.2.1 井下作业废水

（1）井下作业废水的产生是临时性的。井下作业过程中，严格按照吐哈油田分公司环境保护规定的要求，带罐作业，井下作业废水严禁直接外排，作业单位自带回收罐回收作业废水，井下作业废水拉运至准东页岩油联合站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注含油层。

（2）井下作业过程中所使用的各种化学药剂严格控制落地，落地残液要彻底清理干净，不得向环境排放。

（3）井下作业施工单位应配备具有足够容量的油水罐，保证施工中产生的废液、废水全部进罐回收。

（4）采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝跑冒滴漏的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

（5）修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

### 7.2.2.2 采出水

萨探1区块采出液管输或拉运至吉康脱水站的原油处理系统，分离出的采出水在吉康脱水站内一体化污水处理撬装装置处理，《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注含油层或外运，不向外环境排放。

## 7.3 地下水环境保护措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应

急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

### 7.3.1 源头控制措施

①采取先进、成熟、可靠的工艺技术工艺，良好合格的防渗材料，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险，同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量

②对集输管道、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品，集输管道采用地下敷设，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置

④设备定期检验、维护、保养，定期对采油井的固井质量进行检查，防止发生井漏等事故。

### 7.3.2 分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求，根据每个生产装置，以及布置相应的辅助设施和公用工程设施，将项目区分为污染防治区和非污染防治区，其中污染防治区分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。分区防渗内容可见表 7.3-1。

表 7.3-1 项目分区防渗内容及技术要求

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井柴油罐区、油水罐区、计量站、集输管线、阀池、岩屑储罐等	重点防渗区	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，渗透系数 K≤1×10 <sup>-7</sup> cm/s；或按照 GB16889 执行
吉康脱水站污水罐区、油罐区、原油装卸区、生产装置区、泵房、事故水池及附属管道等		
井场泥浆不落地设施区、材料房、发电机房	一般防渗	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，渗透系数 K≤1×10 <sup>-7</sup> cm/s；或按照 GB16889 执行
吉康脱水站药库、加药间		
油区道路	简单防渗	一般地面硬化
吉康脱水站办公区、消防水罐区、变电站、站内道路等		

各分区应根据《石油化工工程防渗工程技术规范》（GB/T 50934-2013）的要求进行防渗处理：

①地面防渗层可采用黏土、抗渗混凝土、高密度聚乙烯（HDPE）膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料；

②当建设场地具有符合要求的黏土时，地面防渗宜采用黏土防渗层，防渗层顶面采用混凝土地面或设置厚度不小于 200mm 的砂石层。

### 7.3.3 污染监控措施

本工程应建立完善的监测制度，结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，本工程需布设 3 眼监测井，在监测水质的同时监测地下水水位（监测井位的设置可依托原有水井）。地下水监测计划详见表 7.3-2。

表 7.3-2 地下水监测计划

孔号	区位	监测频率	主要监测项目
W1	项目区上游布设 1 个监测点	每年采样 1 次。发生事故时加大取样频率。	pH、石油类、挥发性酚、硫化物、COD
W2	项目区布设 1 个监测点		
W4	项目区下游布设 1 个监测点		

注：监测井位的设置可依托原有水井。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

#### ①管理措施

a. 预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，工程区环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

b. 工程区环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

c. 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

d. 按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制定相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

e. 定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。新启用或检维修后初次启用的回注井运行前，应进行井筒完整性测试；平均注入量大于等于 300m<sup>3</sup>/d 的回注井应每年至少进行 1 次井筒完整性检测，注入量小于 300m<sup>3</sup>/d 的回注井应至少每 2

年进行 1 次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

f.油井报废或退役后，应按照《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T 6628-2005）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）和《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求执行。

## ②技术措施

a.油气井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

b.定期对储罐、法兰、阀门、管道等进行检查。

c.回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，油田注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）要求。

d.在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据报告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因。

## 7.3.4 应急响应

一旦发生风险事故，大量物料泄漏至地表，首先污染包气带，因此首先要查明污染物污染的范围及深度，尽可能地将污染物控制在包气带的范围内，根据污染情况酌情对污染区域的土壤进行置换处理，以免扩大对土壤和地下水的污染影响。

一旦污染物进入到饱和地下水中，就会较快地在地下水体中迁移，从而威胁地下水的品质。因此，一旦发现渗漏进入地下水饱水带后，应立刻采取如下措施：

（1）在风险情况下（井喷等），物料可能大量泄漏至地表，通常物料会控制在一定区域内，风险发生后，只要尽快对物料进行收集处理，对污染的防渗土层进行清理，则可避免物料大量进入地下水。

（2）如果发生井喷等风险事故，应在井场地下水流向下游 30m、50m 处设置潜水含水层地下水观测井，并定期进行监测监控油田开采地下水污染情况，掌握地下水污染情况。监测孔便于及时发现地下水污染事故及其影响范围和程度，根据地下水由北东向南西的主导流向，密切监视污染物所到达的范围，为迅速采取地下水应急措施提

供信息保障。

(3) 一旦监测到地下水污染，及时查清污染范围和程度，发生事故时，应该迅速组织环保、消防、安全等部门参与的协调领导小组，组织有关技术人员赴现场勘查、开展监测，制定消除污染方案。

#### (4) 地下水污染应急预案及处理

##### a 应急预案内容

在制定站场安全管理体制的基础上，制定专门的地下水污染事故应急措施，并应与其他类型事故的应急预案相协调。地下水应急预案的具体内容如下：

- ❖ 应急预案的日常协调和指挥机构。
- ❖ 各部门在应急预案中的职责和分工。
- ❖ 确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性。
- ❖ 特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

##### b 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

- ❖ 如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。
- ❖ 查明并切断污染源。
- ❖ 探明地下水污染深度、范围和污染程度。
- ❖ 依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。
- ❖ 依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。
- ❖ 将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。
- ❖ 当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

## 7.4 噪声污染防治措施

### 7.4.1 施工期噪声污染防治措施

(1) 泥浆泵、钻机、柴油发电机等设备采用低噪声设备，降低噪声源强，加快施

工进度，避免及减少形成污染影响。在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的油田工作人员发放噪声个人防护器材，消除噪声污染影响；

(2) 定期维护泥浆泵、钻机、柴油发电机、压裂车等高噪声设备；

(3) 泥浆泵、柴油发电机和钻机等高噪声设备，应装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用；

(4) 做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作；

(5) 少量需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过2m，尽量缩短放喷时间。

### 7.4.2 运营期噪声防治措施

(1) 尽量选用低噪声设备。合理布局，尽量将发声源集中统一布置，将污水提升泵、卸油泵等高噪声设备设置在泵房内，利用厂房隔声，并设置基础减震设施。

(2) 对噪声强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

(3) 加强生产管理，确保各类防治措施有效运行，各设备均保持良好运行状态，防止突发噪声。

(4) 切合实际地提高工艺过程自动化水平。对于噪声强度大的作业（例如压裂作业），要合理安排作业时间，避免夜间作业。

(5) 实行工人巡检制，减少操作工人该岗位停留时间，同时提供一定劳动保护。

(6) 定时保养设备，避免设备转动部件在无润滑条件下运转。

## 7.5 固废污染防治措施

### 7.5.1 施工期固废污染防治措施

#### 7.5.1.1 钻井岩屑污染防治措施

(1) 钻井岩屑处置

本项目钻井泥浆、岩屑采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间循环使用，不外排。一开、三开水基钻井泥浆、岩屑采用钻井不落地技术收集，钻井泥浆和岩屑进入钻井废弃物不落地系统中处理，实现固液分离，分离后的液相随钻井队用于后续钻井使用，分离后的固相（岩屑）临时贮存在井场内

的岩屑储罐中，委托第三方合规处置。二开油基钻井泥浆、岩屑采用钻井不落地技术收集，钻井泥浆和岩屑进入钻井废弃物不落地系统中处理，实现固液分离，油基泥浆随钻井队用于后续钻井使用；分离后的固相（油基岩屑）临时贮存在井场内的岩屑储罐，委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置。

（2）岩屑收集罐场地需进行防渗处理，罐体与地面接触的部分均铺设防渗膜；岩屑收集罐均采用钢质结构，与收集的岩屑不相互反应；岩屑严禁在井场暂存或长期储存，严格执行收集罐集满即清的要求。

（3）对项目产生的钻井岩屑设台账管理，须记录固体废物的代码、名称、类别、产生量、委托处置方式及处置量、接收单位等信息，建议参照《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》中附表1、附表2、附表3内容设置台账。设立专人负责台账的管理与归档。台账记录表各表单的负责人对记录信息的真实性、完整性和规范性负责。

#### 7.5.1.2 其它固体废物污染防治措施

##### （1）射孔压裂返排液

项目射孔作业产生的射孔压裂返排液主要成分为无机盐和水，为一般工业固废，自带回收罐回收，依托准东页岩油联合站污水处理系统处理。

##### （2）施工土方

本项目新建管线施工产生的土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场。

（3）焊接废渣：在每个焊接作业点配备铁桶或纸箱，废弃物直接放入容器中，施工结束后集中回收处置。

##### （4）建筑垃圾

针对施工期施工建筑垃圾应从源头上进行控制，体现在施工管理、材料选购、去向控制等方面，特别应强调以下几点：

①施工过程中合理选购材料和构件。在设计时应尽量运用标准设计，采用标准模数和预制构件，以减少建筑垃圾的产生。在选择建筑材料时，应优先选择建造时产生建筑垃圾少的环保再生建材，并且应尽量采用无包装材料和购买前应先计算好材料用量以免超量。

②加强施工管理。施工招投标阶段，在招标文件中写明投标方案中应包含对建筑垃圾的处理措施，从而迫使施工单位在施工时采取相应措施以减少建筑垃圾，所需费用最好也能纳入概算中；在施工阶段，采用机械化施工、提高施工技术和施工工艺、加强施工组织管理工作，以避免建筑材料在运输、储存、安装时的损伤和破坏，提高结构的施工精度，避免局部凿除或修补，从而减少建筑垃圾的产生。在施工现场还应对建筑垃圾分类存放，以利处理。严格控制工程变更，以免增加造价和建筑垃圾。

③施工车辆在运送弃土应使用不漏水的翻斗车，渣土不得沿途漏散、飞扬，清运车辆进出施工现场不得带泥污染路面，应严格按环卫和公安部门确定的路线行驶。

④施工垃圾不得随意丢弃，对施工垃圾分类进行综合利用和妥善处置，不得造成二次污染。

#### (5) 施工生活垃圾

施工生活垃圾集中清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行卫生填埋。

### 7.5.1.3 危险废物污染防治措施

项目钻井期会产生少量的落地油泥（事故状态下）、废含油防渗布等，属于危险废物，暂存于萨探 1 区块 7 号平台新建危废暂存池（50m<sup>3</sup>），定期委托有资质的单位拉运并进行无害化处置。

综上，项目固体废物在得到分类收集，合理处置后，对外环境影响较小。为进一步减少施工期固废污染，采取如下措施：

①尽量提高泥浆的重复利用率，采用泥浆不落地工艺，钻井泥浆循环利用，不外排；

②加强环境管理，为防止对土壤的污染，经泥浆不落地工艺处理后的固体废物存固废存放点做好防雨、防渗、防外溢等措施。经无害化达标处理的固相在井场存放时间不应超过 10 天，及时运至存入点存放。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落；在运输的地点和终点之间，不进行中转、存放及装卸作业。

③本项目井下作业时带罐铺膜作业，避免落地油产生。

④钻井井场设置生活垃圾箱（桶），分类收集，定期运往环卫部门指定的地点处置。

⑤钻井生产施工中，禁止废水、泥浆、药品及其他废物流失和乱排放，严禁机油、



柴油等各种油料落地，擦洗设备和更换的废油料要集中到废油回收罐，如果发生外溢和散落则必须及时清理。

⑥在钻台、机房、泥浆罐、柴油机、发电房底部等容易造成环境污染的区域应铺设防渗布等防渗隔层，防止油污、泥浆污染土壤。

⑦完井后回收各种原料，清理井场上的落地泥浆、污水、油料和各种废弃物。泥浆药品、泥浆材料及废油品必须全部回收，不随意遗弃于井场。完井后做到作业现场整洁、平整、卫生，无油污，无固废，做到“工完、料净、场地清”。

## 7.5.2 运营期固废污染防治措施

运营期正常工况下，固体废弃物主要为含油污泥、落地油、废弃防渗膜、废润滑油及清管废渣。

### 7.5.2.1 落地原油污染防治措施

(1) 加大监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时严格执行“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，必须带罐（车）操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油 100%回收。回收的落地原油拉运至吉康脱水站卸油罐，进入原油处理系统进行处理。

(2) 地面工程完成后，落地油基本不再产生，甚至为零。应按照清洁生产的原则，实施源头控制，对井口泄漏油、井下作业时产生的油及时回收，使之“不落地”。

(3) 在钻井过程中及完成井后，严格执行井控技术规定和井口装置试压要求，落实好防喷、防漏技术措施。

(4) 加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝气井跑、冒、滴、漏，以及油品泄漏事件的发生。

### 7.5.2.2 清罐污泥污染防治措施

本项目原油在处理过程中所产生的清罐污泥属于危险废物，编号为 HW08。定期清理，按照原油处理系统的清淤年限，及时清淤并妥善处置。清罐工作交由有资质的单位进行，产生的清罐污泥直接拉运，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在站场内暂存。

### 7.5.2.3 废弃防渗膜、废润滑油污染防治措施

采油井场、计量阀组及脱水站内设备检修过程中会产生少量废弃防渗膜和废润滑油属于危险废物，暂存在新建危废暂存池（50m<sup>3</sup>）内，定期委托有资质的单位进行无

害化处置。

#### 7.5.2.4 贮存场所污染防治措施

本项目新建危废暂存池 1 座，容积为 50m<sup>3</sup>，分为 3 个独立分区，新建危废暂存池按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的要求进行建设，危废暂存池应采取有效的防渗措施，防渗层应覆盖整个池体，表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存的危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至少 1m 厚黏土层（渗透系数不大于 10<sup>-7</sup>cm/s），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10<sup>-10</sup>cm/s），或其他防渗性能等效的材料。

#### 7.5.2.3 危险废物管理要求

建设单位运营过程中应该对本项目的危险废物从收集、运输、利用、处置各环节进行全过程的监督，各环节管理严格执行《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）的相关要求。具体危险废物环境管理要求如下：

（1）落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。

（2）落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

（3）落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

（4）落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

（5）落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

（6）落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管

理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

(7) 产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度；已经取得排污许可证的，执行排污许可管理制度的规定。

(8) 落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行；禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025)等有关规定。

(9) 落实环境影响评价制度及环境保护三同时制度，需要配套建设的危险废物贮存、利用和处置设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

(10) 落实环境应急预案制度，参考《危险废物经营单位编制应急预案指南》有关规定制定意外事故的防范措施和环境应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染防治监督管理职责的部门备案。

(11) 建设单位应加强危险废物规范化环境管理，按照《危险废物规范化环境管理评估指标》有关要求，提升危险废物规范化环境管理水平。

(12) 对于列入《国家危险废物名录》附录《危险废物豁免管理清单》中的废弃的含油抹布和劳保用品等危险废物，当满足《危险废物豁免管理清单》中列出的豁免条件时，在所列的豁免环节可不按危险废物管理。

## 7.6 土壤污染防治措施

### 7.6.1 施工期土壤污染防治措施

(1) 严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动，尤其应注意减少对周边农田土壤的扰动；

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失；

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染；

(4) 项目区处于风蚀区，应严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

## 7.6.2 营运期土壤污染防治措施

结合本项目特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

### 7.6.2.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期检查井场、管线，是否有采出液泄漏的现象发生。

(2) 本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效地防止管线腐蚀穿孔，防止管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

### 7.6.2.2 过程控制措施

根据本项目特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

### 7.6.2.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）和《环境影响评

价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)的跟踪监测要求,制定跟踪监测计划,发生事故泄漏时对井场、管线可能影响区域跟踪监测,每 3 年监测 1 次。

本项目通过采用严格的管理措施,在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施,并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施,来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响,措施可行。

## 7.7 生态环境保护措施

### 7.7.1 施工期生态环境保护措施

#### 7.7.1.1 井场工程生态保护措施要求

(1) 井场建设前,选址阶段应对施工场地周边进行现场调查,原则上应尽量避免开植被长势良好、茂密的区域,避让农田,选择裸地或植被稀疏的区域进行井场建设,如不能避让,尽量少占耕地。

(2) 对油田区域内的临时性占地(井场、道路、管线)等合理规划,严格控制占地面积,采取少占地、少破坏植被的原则,缩小施工范围。严格控制施工区域,将临时占地面积控制在最低。

(3) 钻井废弃物 100%回收,减少对周围土壤、植被的影响。

(4) 岩屑堆放场地必须严格落实防渗处理设施,确保固废不对土壤环境和地下水产生影响。

(5) 一切作业尽量利用原有道路,按原有车辙行驶,若无原有道路,要严格执行先修道路,后施工的原则。不得随意开设便道,杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。

(6) 施工结束后,做到井场整洁、无杂物,施工单位应负责及时清理现场,使之尽快恢复原状,将施工期对生态环境的影响降到最低。

#### 7.7.1.2 管线工程生态保护措施要求

(1) 对油田区域内的临时性占地(管线埋设)合理规划,严格控制临时占地面积,管道施工作业带应严格控制在规定范围以内,不应随意扩大,支线管道施工作业带宽度控制在 8m,尽量避让植被较多的区域,减少因施工造成的植被破坏,管线建设过程尽量少占耕地,减少对农作物的破坏。

(2) 管沟开挖,做到土壤的分层堆放,分类回填,特别是耕地表层土壤应分层堆

放，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地，根据管径的大小尽可能少占地。

(3) 根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(4) 管线敷设力求线路顺直，缩短线路长度。在满足有关安全规范的基础上，减少扰动土地。

(5) 对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水区域，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

(6) 施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

#### 7.7.1.3 道路工程生态保护措施要求

(1) 无道路区域作业车辆“一”字型行驶

道路施工时，注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆沿原有道路行驶，不得并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

(2) 道路选线过程中应尽量利用原有道路，新建巡检道路选线尽量沿管线敷设走向铺设，避让植被密集区域。

(3) 道路施工作业带宽度控制在 6.5m。

(4) 严禁在道路两侧取弃土。

#### 7.7.1.4 对植物生态保护措施要求

经调查，项目区西部、南部绝大部分地段很少或根本无植物生长，地表大面积裸露，景观单调，项目区的植被利用价值低。项目区东部、北部为农田，主要农作物以小麦、玉米、马铃薯、甜菜、油葵等。

对于荒漠植物及农作物的生态保护要求如下：

(1) 设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物，尽量避开农田。

(2) 施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境及农田的践踏破坏。

(3) 确保各环保设施正常运行，污水进罐、落地油回收、固体废物填埋，避免各种污染物对土壤环境的影响从而进一步影响其上部生长的植被及农作物。

(4) 对占用的耕地，应采取避让措施，施工期尽量避开耕种、收获期，尽量减少栽培植物损失，确实避免不了的，应按规定进行经济补偿。

(5) 井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

(6) 强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对荒漠野生植物生存环境造成威胁。

(7) 加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。

#### 7.7.1.5 对野生动物的生态环保措施要求

经调查，项目评价区域无国家及自治区级保护动物，对于野生动物的生态保护要求如下：

(1) 设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(2) 为了更好地保护野生动物，建设单位在项目实施过程中要严格规定工作人员的活动范围，使之限于在施工作业带范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

(3) 对施工人员开展保护野生动物宣传教育工作，强化保护野生动物的观念，禁止施工人员随意惊吓、捕猎、宰杀野生动物。

(4) 加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

#### 7.7.1.6 开展环境监理

建议委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线和道路施工期和钻井期。

监理的重点内容是：表土分层堆放，管道施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

生态监理要求应落实在管线、道路、井工程等项目承包招标书中。

#### 7.7.1.7 其它生态保护措施要求

(1) 在工程管理和施工人员进场前进行环境教育及相关培训；

(2) 严禁施工人员进行非石油生产的其他活动，如：严禁在施工场地外砍伐植被，严禁捕杀任何野生动物；并在施工营地、施工便道及钻井区设置“保护野生动植物”等警示牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

(3) 施工期避开大风天气作业，避免风蚀引起的水土流失。所有挖方均进行回填，不产生弃土。

(4) 施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实，做到工完料净场地清，以利于植被的自然恢复。

(5) 按照《陆上石油天然气开采绿色矿山建设规范》相关要求，采取以下生态环境保护措施：

①防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏。

②建立危险化学品管理制度，依法取得相应资质，实施全过程管理。

③应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作。

④应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资。

#### 7.7.2 运营期生态环境保护措施

本项目严格遵守国家和地方有关野生动植物保护和水土保持等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展起到了一定的积极作用。

##### 7.7.2.1 井场等永久占地工程生态保护措施要求

永久占地地面硬化：由于油田开发区域内自然条件的限制，植被的自然恢复极其困难，因而对于地面工程永久占地要进行地面硬化处理，以减少风蚀量；对油田区及油田公路、集输管线上方、电力设施底部地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量。

##### 7.7.2.2 其它生态保护措施要求

(1) 加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是注意对野生动物和自然植被



的保护。严禁在场地外砍伐植被，严禁捕杀任何野生动物。

(2) 在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

(3) 定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染。

通过上述处理方法，油田运营期产生的污染物不会对环境造成危害。

### 7.7.3 退役期生态环境保护措施

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终进入退役期。当油井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的开发工作人员将陆续撤离，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。

退役期生态环境保护措施如下：

#### (1) 扬沙污染防治措施

油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止产生飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

#### (2) 固体废物污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

(3) 及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，确保对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生污染地下水和土壤。

#### (4) 井场地表恢复

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然植被

会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

#### （5）加强环保宣传

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物、捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

## 7.8 生态恢复方案

### 7.8.1 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《陆上石油天然气开采绿色矿山建设规范》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

（1）禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其它法律法规规定的禁采区域内开采。禁止在重要道路、航道两侧及重要生态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采。

（2）油藏开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求，采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

（3）坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（4）矿区井场、联合处理站等相关站场址、矿区专用道路等生态环境保护与恢复治理符合 HJ 651-2013 的规定。

（5）矿区压占和损毁土地、相关站场址结余用地、功能废弃地等，应及时按 TD/T1036 的要求开展土地复垦，复垦率 100%。

## 7.8.2 生态环境分区恢复治理

### 7.8.2.1 勘探期生态恢复治理

油田勘探爆破、探查活动结束后，对勘探活动造成的地表土壤破坏进行平整，对地表植被进行恢复，恢复其原有生态功能。

### 7.8.2.2 井场生态恢复治理

#### (1) 井场生态恢复治理范围

本项目部署 78 口井，所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

#### (2) 生态环境恢复治理措施

①施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

②工程施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子，临时占地内植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。农田中临时占地的农作物第二年进行复垦恢复。

### 7.8.2.3 管线生态恢复治理

#### (1) 管线生态恢复治理范围

本工程需新建各类管线共计 31.63km，该范围内需进行生态环境恢复治理。

#### (2) 生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构。施工结束后，尽快分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

工程施工结束后采用人工播撒种子的方式进行植被恢复，临时占地内植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。

占用耕地段按规定进行经济补偿，尽量避开耕种期施工，尽可能减少作业带范围，施工过程中分层开挖、分层堆放土壤，施工结束后，分层回填管沟，由农民自主恢复耕种。管道标志桩等永久占地不得占用耕地。

### 7.8.2.4 植被恢复措施及恢复要求

(1) 工程施工结束后荒漠生态系统的植被采用人工撒播种子的方式对区域植被进行恢复，临时占地的植被在未来3~5年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。农田中临时占地的农作物第二年进行复垦恢复。

(2) 工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，采油井恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行植被恢复。

## 7.9 水土保持方案

井场、场站、道路等施工扰动，将使井场、场站及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧，还可能将加剧地表直接破坏区的水土流失，对区域的水土流失有加剧的趋势。

本环评将从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制定合理可行的水土保持措施，防止土壤沙化，尤其是防止在风力作用下形成的风沙流对邻近区域造成危害。项目建设过程中应严格参照水土保持措施执行，防止区域水土流失的加剧。

### 7.9.1 指导原则

(1) 严格遵循《中华人民共和国水土保持法》《中华人民共和国水土保持法实施条例》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》等有关规定，贯彻执行“预防为主，全面规划，综合防治，因地制宜，加强管理，注重效益”水土保持方针，尽量减少施工过程中造成的人为水土流失。

(2) 根据“因地制宜，因害设防、重点治理与一般防治兼顾”的原则，采取各项水土保持措施，做到工程措施、植物措施相结合，治理与开发利用相结合，形成项目建设水土保持的综合治理体系，保证项目在施工和运营期间的安全，控制和减少水土流失，使项目沿线生态环境得到保护、恢复和改善。

(3) 坚持“谁开发谁保护，谁造成水土流失谁治理”的原则，合理界定本项目水土流失防治的责任范围。

(4) 各项治理措施要符合有关技术规范要求，采取工程措施与植物措施相结合，

永久措施与临时措施相结合的原则，对项目造成的水土流失采取适当的防治措施体系进行治理，治理时坚持“三同时”原则。水土保持工作以控制水土流失、改善生态环境、恢复植被为重点。在不影响水土保持效能的前提下尽量减少资金的投入，要做到经济上合理，技术上可行，实施后有明显的生态和环境效益。

### 7.9.2 防治目标和范围

根据《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目所在地属于II2天山北坡诸小河流域重点治理区。

总体防治目标是：预防和治理水土流失防治责任范围内的水土流失，减少和控制新增水土流失危害，维持工程施工、运营安全及项目区生态环境的良性循环。为此，在自然环境调查的基础上，根据工程实际设计合理可行的水土保持工程，达到恢复植被，减少水土流失，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

### 7.9.3 水土流失防治责任范围

结合《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）中的有关规定，根据工程特点和总体布局，确定本项目水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。防治责任范围主体属于吉木萨尔县管辖。

项目建设区：指开发建设单位工程建设征用、占用、租用及管辖等的土地范围，是建设项目直接造成的损坏和扰动的区域。其中用地范围包括井场、管线及道路区。

直接影响区：项目建设区以外因开发建设活动而造成的水土流失及其直接危害的范围，包括施工过程中可能造成践踏、碾压的周边地带，以及因工程建设改变原地貌汇流路径，对周边地区带来潜在水土流失危害的区域。

### 7.9.4 水土保持措施

根据水土流失防治分区，在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上，针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度，将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起，合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程中具有水土保持功能工程，纳入方案的水土保持措施体系当中，使之与方案新增水土保持措施一起，形成一个完整、严密、科学的水土流失防治措施体系。

#### （1）井场、站场区

①为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为

后期生态恢复；在井场周边修筑地边埂；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。

②植物措施：项目采油井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，尽量避让农田。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

## （2）道路区

新建道路选线尽量选已有便道或简单道路，若无此条件，对天然植被生长良好的地段采用避让方案，迂回绕道。施工期要完善开辟的临时便道，要严格控制占地面积，指定施工期车辆行驶路线，严禁道外行驶。

路基填料尽量利用处理达标的钻井岩屑及场地平整产生的施工弃方。路基边坡人工洒上一次水后进行“封育”，利用当地的降水进行自然恢复。

## （3）管线区

本项目水土流失主要发生在施工期，本次环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中，要限制施工作业扰动范围，开挖出的土按表层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层，表层土覆于上层，然后洒水“封育”。

由于管线敷设地面还形成一条高于地面的土埂，因此若供排水与地表天然排水方向垂直，则要分段设排水沟。

## （4）植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则，根据项目自身特点和所处地区的气候特点，选择耐寒、耐旱、抗盐碱沙生植物种作为场内恢复绿化和造林的骨干植物种，如当地适生的优势免灌植物为多枝怪柳、琵琶柴等。当地有灌溉条件的地方可人工种植的乔木选择适于当地生长的广布种。

## （5）编制防洪规划和水土保持规划的要求

建议建设单位必须在项目前期按照《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）的要求，编制符合要求的水土保持方案，以便有效防止水土流失。

## 7.10 防沙治沙方案

根据《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意

见》(林沙发〔2013〕136号):沙区开发建设项目是指在沙漠、戈壁、沙地、沙化土地和潜在沙化土地上实施的开发建设项目,主要包括在沙区范围内开发的工业、农业、畜牧业、能源、水利、交通、城市建设、旅游、自然资源等建设项目。按照《防沙治沙法》的规定,“沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价”。

### 7.10.1 防治目标

本项目开发涉及到的区域基本为荒漠草地和农用地。

根据《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发【2020】138号)要求,提出本项目的防沙治沙措施。

总体防治目标为:维持生态环境现状,预防遏制新的沙化形成,保护沙区植被。根据工程实际设计合理可行的防沙治沙工程,达到恢复植被,遏制沙化,改善生态环境的目的,同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

### 7.10.2 防沙治沙措施

在防沙、治沙方面,要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则,坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草,采取以林草植被建设为主的综合措施,加强地表覆盖,减少尘源。具体措施有:

(1) 严禁在戈壁滩和荒漠结皮地段随意踩踏、占用,破坏地表植被和稳定的结皮层。施工结束后,对施工场地及时进行清理、平整,减少沙物质来源。

(2) 项目所在区域是半灌木、小半灌木荒漠,植被稀疏。为保护土地资源,在施工前,对施工区所处位置进行表土剥离,剥离的表土作为后期生态恢复;在施工区周边修筑地边埂;施工作业结束后,将临时占地进行平整,并覆土压实并恢复原地貌植被,防止风蚀现象发生。

(3) 植物措施:项目采油井口、采油管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点,不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则,缩小施工范围;工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

(4) 工程项目所在地采取风沙防护工程,治理结束后,恢复期应在充分利用既有防沙治沙措施的基础上,进一步采取机械治沙和生物治沙等综合整治措施,控制土地沙漠化的扩展。

## 7.11 温室气体管控措施

油气行业是关系国计民生的基础性、战略性产业，是国民经济的压舱石和驱动器，能够发挥保障国家能源安全和产业链平稳运行的关键作用。随着我国设定“双碳目标”、生态文明建设进入减污降碳新阶段。油气行业全价值链从开采、运输、储存到终端应用都会产生大量碳排放，全链温室气体排放量达到全球总量的40%以上，其中生产阶段的排放占20%，使用阶段的排放占80%。要实现碳中和目标，油气行业势必成为减排主体。

### （1）绿色低碳发展要求

在新的历史背景下，油气行业绿色低碳发展应包括绿色产品和服务、绿色生产和工艺、绿色文化和责任三个维度。

①绿色产品和服务是指优先发展与油气业务相关性强、协同性好的新领域，特别是发挥天然气在能源结构低碳化转型中的重要接替作用，与氢能、太阳能、风能、地热能、生物质能等新能源形成互补，做好社会低碳转型的推动者。同时，发展节能环保、CCUS等新业务，打造绿色供应链，提升绿色低碳产品产业服务水平。

②绿色生产和工艺是指推动节能减排、生态保护和清洁生产，促进从粗放型生产经营向集约高效型转变，统筹温室气体和污染物的协同控制。扩大生产用能清洁替代规模，加大能源资源的节约利用力度，稳步推进绿色制造体系建设，加强生态环境风险控制，激励企业先行先试零碳排放生产转型，持续提升绿色低碳绩效指标。

③绿色文化和责任是指将绿色低碳发展作为企业文化建设的重要内容，构建完善的绿色低碳组织架构和决策考核机制、系统科学的风险评估体系、完整高效的监测核查系统，扩大国际合作，提升绿色低碳治理能力。加强绿色环保公益行动，建立企业绿色和谐沟通交流渠道，主动公开企业绿色低碳发展信息。

### （2）碳减排路径分析

根据麦肯锡分析，油气行业的温室气体排放主要包括二氧化碳与甲烷两类，二氧化碳排放主要由供热与供能需求产生，如使用天然气作为燃料供热及产生蒸汽、自备电厂发电等带来的尾气排放等。以20年为尺度，甲烷的增温潜势约为二氧化碳的86倍，是需要优先控制的一类温室气体。在油气产业链贡献的15%温室气体减排量当中，



超过 60% 来自甲烷减排，剩下 40% 来自二氧化碳减排；其中上游采油减排占比约 10%，下游炼油减排占比约 30%。

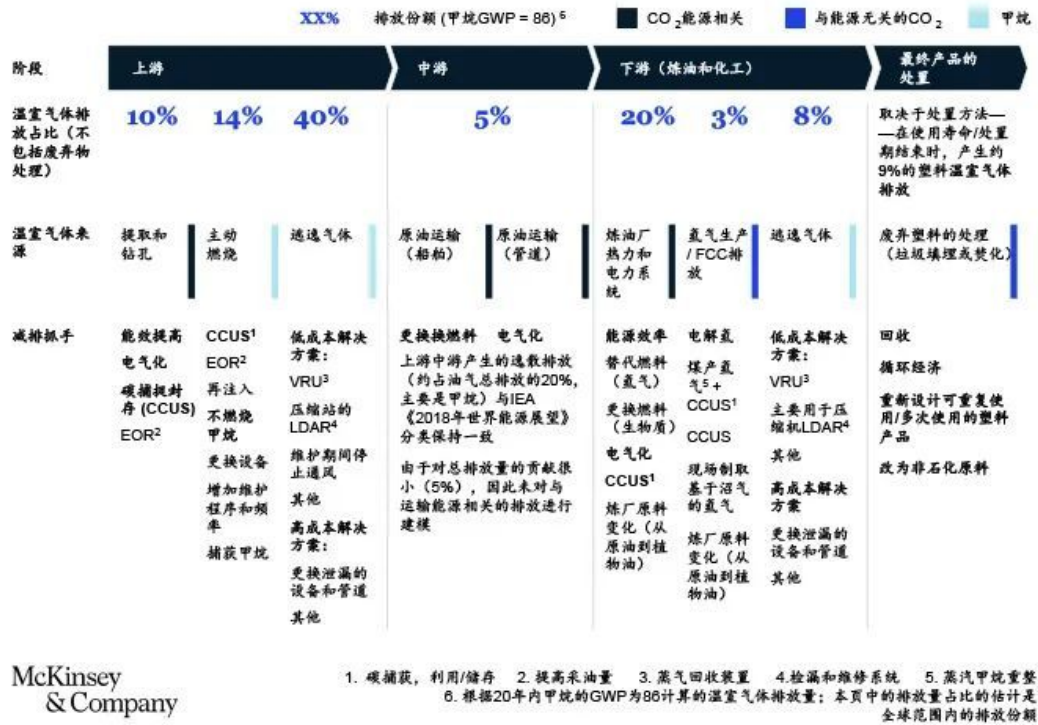


图 7.11-1 碳排放路径示意图

### ①减少甲烷逸散

油气行业现有技术可以解决 70% 的甲烷逃逸，但因为监管法律有待完善、高投资回报率要求以及对常规采油操作的打扰，甲烷减排技术尚未大规模应用。现有可供选择的技术主要包括：

1) 更换高排放器件：通过更换高排放泵、压缩机密封件、压缩机密封杆、仪表空气系统和电动机等控制甲烷高排放环节，可贡献甲烷总减排量的 30%。替换设备质量的不稳定性可能会导致减排量出现一定程度的偏差。

2) 安装排放控制装置：通过安装蒸汽回收装置、排污捕获单元、柱塞、火炬燃烧等对甲烷排放环节加以控制，从而减少甲烷排放，占甲烷总减排量的 7%。然而排放控制设备（尤其是汽油油气回收系统）质量的不可靠，以及在安装、使用新排放控制设备方面的经验不足会影响总减排量。此外，火炬燃烧是通过燃烧将甲烷转化成二氧化碳，一定程度上还是产生了温室气体。

3) 泄漏检测和修复（简称“LDAR”）：通过使用红外摄像头等技术定位和修复全

价值链泄漏，占甲烷总减排量的 26%。然而，由于“LDAR”提供商的服务质量和专业知识参差不齐，需要定期跟踪泄漏情况，劳动强度相对较大。

4) 其他新兴技术：如数字传感器、预测分析、应用卫星以及无人机检测泄漏、压缩及液化甲烷气副产物的微技术、减少甲烷的催化剂等，占甲烷总减排量的 4%。这些新技术需要较高的安装成本和人力资本。

#### ②本身供暖用电的节能

超过 90%的陆上油田已通过电网来为采油设备供电，采油操作本身只在供暖部分排放少量二氧化碳。

重点是通过改进设备和流程的设计，并购买节能设备等来提高能效。

对油田生产和生活用能开展清洁替代工作，主要以吉康脱水站为中心的生产油区为单元，用太阳能、风能、余热等清洁能源资源对油田用热、用电进行合理性替代。

## 8 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会因子、经济因子、环境因子是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

吉康油田萨探 1 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验工程的开发建设必将带来极大的经济效益，同时可以增加就业机会，提高油气田开发的社会效益，但是任何一种开发或生产活动和行为，都不可避免地会对环境（资源）产生一定的影响，特别是与石油相关的建设工程，在忽视环境保护的情况下，所造成的环境污染和生态破坏是相当严重的，环境遭受的经济损失则是巨大的。为了减少不利环境影响造成的经济损失，该项目在开发建设工程和污染防治方面均采取了一定的措施，投入了一定的资金来减少项目建设对环境的影响。

### 8.1 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

本项目开发是中国石油天然气股份有限公司积极支持西部大开发、支持新疆地区经济发展的一项重大举措。对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地国税、地税有着显著的作用。因此，本项目具有良好的社会效益。

### 8.2 环境经济损益分析

#### 8.2.1 环境损失分析

油田开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- 1) 工程占地造成的环境损失；
- 2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- 3) 其他环境损失。

工程占地主要为井场建设和外输（输油、注水管线）管道占地以及道路建设占地。工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都有不利影响。本项目地面建设工程区域主要影响是生态影响，包括破坏原有地表结构，地表裸露导致水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目施工期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道、井场区泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

### 8.2.2 环保投资分析

项目总投资 16101.30 万元，环保投资约 2417.6 万元，占总投资的 15.01%。本工程环保投资估算见表 8.2-1。

表 8.2-1 环境保护投资估算

阶段	项目名称	环保措施	投资 (万元)	
施工期	占地补偿	对占用的耕地、草地实施补偿	145	
	临时占地恢复	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	24	
	站场、道路和管线施工产生的施工扬尘	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布；管线分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整。	5	
	柴油发电机燃油燃烧废气	采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施	3	
	施工生产废水	临时沉淀池	2	
	施工营地生活污水	临时生活污水收集防渗池，定期拉运至吉木萨尔污水处理厂处理	9	
	施工噪声	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	2	
	钻井液、钻井固废	回收罐若干		5
		不落地处理系统，撬装式		1290
		罐区防渗措施、围堰		22
危险废物委托处置			40	
	设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传		2	
射孔压裂返排液	回收罐若干		2	

阶段	项目名称	环保措施	投资 (万元)
	施工土方	表土分层堆放, 分类回填, 严禁大量集中弃置	5
	生活垃圾	清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场	2
	环境风险防范	钻井防喷器、放喷管线、放喷池等风险防范措施	573.6
运营期	油气集输、储存无组织挥发非甲烷总烃	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等与站场、管线同步建设	5
	油气回收	大罐抽气装置	依托原有
	防渗膜铺装	修井及井下作业过程中铺设防渗膜	5
	其他危险废物(废弃防渗膜、废润滑油等)	定期委托有资质单位处理处置	5
	落地原油	回收罐若干, 带罐作业, 100%回收, 运至吉康脱水站原油处理系统进行处理	3
	井下作业废水	回收罐若干	2
		罐车拉运	20
	井场、站场噪声	采用低噪声设备、基础减震、隔声等	4
	地下水	设置围堰、分区防渗、地下水监测	150
	环境风险防范	环境风险应急预案编制、应急物资等	30
退役期	地面构筑物、管线拆除产生的施工扬尘	严格按照国家环保部《防治城市扬尘污染技术规范》的要求采取各项防尘抑尘措施	8
	建筑垃圾	由施工单位运至指定位置进行处理	6
	生态保护及恢复	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来站场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	48
合计			2417.6

### 8.3 环境经济损失分析结论

项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中, 由于井场、地面设施建设、道路修建、敷设管线等都需要占用一定量的土地, 并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中, 需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等, 经估算该项目环境保护投资约 2417.6 万元, 环境保护投资占总投资的 15.01%。实施相应的环保措施后, 不但能够起到保护环境的效果, 同时节约经济开支, 为企业带来双赢。

## 9 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加大环境监督管理力度，尽可能地减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本项目对环境的影响主要来自开发期的各种作业活动及运营期的风险事故。无论是开发期的各种作业活动还是运营期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本项目在开发期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了开发期和运营期的环境管理、施工环境监理、HSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

### 9.1 环境管理

#### 9.1.1 环境管理制度

开展企业环境管理的目的是在项目施工阶段和运营阶段履行监督与管理职责，确保项目在各阶段执行并遵守有关环保法规，协助地方环保管理部门做好监督监测工作，了解项目明显与潜在的环境影响，制定针对性的监督管理计划与措施。环境管理包括机构设置及职责、管理制度、管理计划、环保责任制等内容。

中国石油吐哈油田公司依据《健康安全与环境管理体系第一部分：规范》（Q/SY1002），对照《中国石油天然气集团公司 HSE 管理体系管理手册》及《中国石油天然气股份公司勘探与生产分公司 HSE 管理体系管理手册》的要求，编制并批准了《吐哈油田公司健康、安全与环境管理体系管理手册》。

项目部所属的中国石油吐哈油田公司目前已建立了完善的健康、安全与环境管理体系，为减少运营井和退役井对周围环境的影响，落实各项环保和安全措施，起到了积极作用。

##### 9.1.1.1 机构设置

中国石油吐哈油田公司在环境管理机构设置上实行逐级负责制。

油田公司管理体系最高管理者负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障等；日常环境管理工作由安全环保科负责，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；公司安全环保科负责环境标准的贯彻实施，确保所有有关管理体系方面要求和管理文件能正确、完全地执行；各单位安全环保负责人负责解决油田开发过程中出现的各类环境问题以及发生污染事故的处理等。

#### 9.1.1.2 机构职责

主要职责是在本单位组织实施 HSE 管理体系程序文件相关规定，编写相关作业指导书，保障 HSE 管理体系在本单位的有效运行。本项目在开发期与运营期对环境造成一定的影响，特别是开发期对周边的生态环境影响较大。为了最大限度地减轻开发期作业活动对沿线生态环境的不利影响，最大限度地减轻项目建设对沿线地区环境的影响，建设单位除自身实施 HSE 管理外，还应完善环境监理制度。

#### 9.1.1.3 生产区环境管理

##### (1) 日常环境管理

##### 1) 搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按“总体规划、达标排放”的原则，在生产过程中，油田采出水全部回注。

废气污染源的控制是重点加强对油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染，达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

##### 2) 加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

##### 3) 落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处

理、场地的清理等每日例行的环保工作。

## (2) 环境污染事故的预防与管理

### 1) 对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

### 2) 强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

### 3) 加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接受的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

#### 9.1.1.4 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目环评识别的开发期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：

- (1) 工艺流程分析；
- (2) 污染生态危害和影响分析；
- (3) 泄漏事故危害和风险影响分析；
- (4) 建立预防危害的防范措施；
- (5) 制定环境保护措施；
- (6) 建立准许作业手册和应急预案。



### 9.1.2 管理体系及体系运行

萨探 1 块建成后由吐哈油田公司统一管理。在本次开发建设项目的实施过程中，将依托吐哈油田公司在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系（QHSE 管理体系），减少施工期和运营期对周围环境的影响，落实各项环保和安全措施。

吐哈油田公司在环境管理机构设置为多级 HSE 管理网络，实行逐级负责制，其环境管理机构设置见图 9.1-1。

HSE 最高管理者为公司经理，主要负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障；日常环境管理工作由任 HSE 管理者代表的副经理主持，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；公司安全环保处负责监督 HSE 标准、环境标准的贯彻实施，确保所有有关 HSE 方面的要求能正确、完全地执行；各单位安全环保负责人负责解决油田开发过程中出现的环境问题以及发生污染事故的处理等。吐哈油田公司准东勘探开发项目经理部在生产经营管理方面采用精细化管理，强化执行力，关注细节，注重过程管理，形成了具有现代企业经营的管理模式。

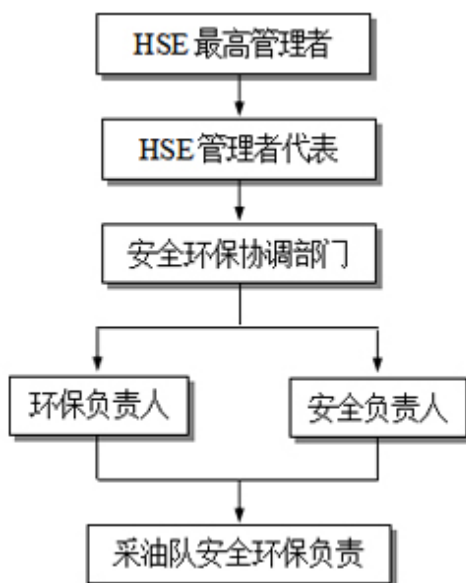


图 9.1-1 吐哈油田环境管理机构设置

### 9.1.3 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据中国石油企业 HSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环

境特征，分施工期、运营期及退役提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1 本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督单位
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，钻井现场严格管理，划定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低	施工单位及建设单位	所在行政区生态环境主管部门
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁施工人员采摘植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地		
		植被	保护荒漠灌丛植被，避让耕地；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等		
		重点区段	项目采油井口及井场、道路及集输管线全部避让，尽量少占耕地，减少对荒漠植被和农作物的破坏		
	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置；运送建筑材料的卡车须用帆布遮盖，严禁散落和随风飞扬；施工现场设置围栏等		
		废水	以钻井队为单位，核算清水的用水定额，建立奖惩制度，控制和减少清水用量。杜绝水的跑、冒、滴、漏现象。钻井废水综合利用		
		固体废物	钻井岩屑按规范处置；施工土方回收利用，不能利用的弃渣送弃渣场		
	噪声	选用低噪声的设备、加消声设施，保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等			
运营期	生态保护		继续做好施工迹地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季少量的降水使景观慢慢得以自然恢复；培训巡线人员相关的水土保护知识，使之在保护沿线植被的同时，随时观察沿线的水土流失状况，以便能及时地采取补救措施。定期维护集输支线、电力设施底部等设施的地面砾石	建设单位	所在行政区生态环境主管部门
	污染防治	废水	各项废水合规处置		
		废气	对大气环境进行定期监测		
		固体废物	集中堆放，委外处理		
		噪声	选用低噪声设备、加消声减振设施		
		地下水	对地下水环境进行监控		
事故风险	事故预防及原油泄漏应急预案				
退役期	生态恢复		做好退役期的地表恢复工作，人工种植地表原有植物，拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土（拉运并填埋具有原来特性的土质），恢复原有生态机能	建设单位	所在行政区生态环境主管部门
	污染	废气	在对设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避		

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督单位
	防治	免对周围空气环境造成污染		
	废水	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响		
	噪声	采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随退役期工作结束而终止		

### 9.1.3.1 施工期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在施工期间要实施 HSE 管理。施工期 HSE 管理主要工作是施工现场环境监察，主要任务为：

- (1) 宣传国家和地方有关环境方面的法律法规；负责制定拟建管道施工作业的环境保护规定，并根据施工中各工段的作业特点分别制定相应的环境保护要求；
- (2) 落实环评报告书及施工设计中的环保措施，如防止水土流失等；
- (3) 及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施；
- (4) 记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料；负责协调与吉木萨尔县环保、水利、土地、交通等部门的关系；负责有关环保文件、技术资料的收集建档；
- (5) 制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收。

### 9.1.3.2 运营期环境管理

#### (1) 日常环境管理

#### 1) 搞好环境监测，掌握污染现状

① 定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

② 废水管理应按“总体规划”原则，在生产过程中，油田采出水全部回注，均不外排。

③ 废气污染源的控制是重点加强对油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

#### 2) 加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

### 3) 落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

## (2) 重大环境污染事故的预防与管理

### 1) 对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

### 2) 制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本工程性质、国内外气田开发事故统计与分析，制定突发事件的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级报告事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

### 3) 强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

#### 4) 加强风险管理

由于在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

### 9.1.4 其他环境管理要求

#### 9.1.4.1 排污口规范化管理及排污许可手续

根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020年修订），产生工业固体废物的单位应当取得排污许可证。排污许可的具体办法和实施步骤由国务院规定。现暂未出台固体废物排污许可工作申领的具体办法和实施步骤，待后续相关办法出台后，建设单位需按照相关办法进行固体废物排污许可证的申领。工程实施后，建设单位应建立健全工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度，建立固体废物管理台账，如实记录产生工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息，实现工业固体废物可追溯、可查询。应当向所在地生态环境主管部门提供工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等有关资料，以及减少工业固体废物产生、促进综合利用的具体措施，并执行排污许可管理制度的相关规定。

另外，本工程需根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《〈环境保护图形标志〉实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017），建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度。

#### 9.1.4.2 环境影响后评价要求

根据《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133号）严格落实《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》要求。

在本工程通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满5年后，须组织开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案

或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施，推动油气田开发建设绿色高质量发展。

## 9.2 企业自主验收

(1) 建设项目主体工程竣工后，其配套建设的环境保护设施必须与主体工程同时投入生产或者运行。需要进行试生产或试运行的，其配套建设的环境保护设施必须与主体工程同时投入试生产或试运行。

(2) 建设项目主体工程竣工后、正式投产或运行前，企业应自行组织开展建设项目竣工环境保护验收，并编制建设项目竣工环境保护验收调查（监测）报告。

(3) 建设项目竣工环境保护企业自行验收范围

①环境影响报告书及其批复文件规定的与建设项目有关的各项环境保护设施，包括为防治污染和保护环境所建成或配备的工程、设备、装置和监测手段，各项生态保护设施。

②环境影响报告书及其批复文件和有关项目设计文件规定应采取的其他各项环境保护措施。

③与建设项目有关的各项环境保护设施、环境保护措施运行效果。

(4) 建设项目竣工环境保护企业自行验收工作程序

①在建设项目竣工后、正式投入生产或运行前，企业按照环境影响报告书及其批复文件要求，对与主体工程配套建设的环境保护设施落实情况进行查验。

②按照环境保护主管部门制定的竣工环境保护验收技术规范，企业自行编制或委托具备相应技术能力的机构，对建设项目环境保护设施落实情况进行调查，开展相关环境监测，编制竣工环境保护验收调查（监测）报告。

③验收调查（监测）报告编制完成后，由企业组织对建设项目环境保护设施和环境保护措施进行验收，形成书面报告备查，并向社会公开。

④企业自行组织竣工环境保护验收时，应成立验收组，对建设项目环境保护设施及其他环境保护措施进行资料审查、现场踏勘，形成验收意见，验收组成员名单附后。验收意见应经三分之二以上验收组成员同意。

⑤企业应对验收意见中提出的环保问题进行整改。环境保护设施未经验收或者验

收不合格的，建设项目主体工程不得投入生产或者使用。

⑥企业应自验收通过之日起 30 个工作日内，制作竣工环境保护验收意见书，并将验收意见书、验收调查（监测）报告和“三同时”验收登记表上传至建设项目竣工环境保护企业自行验收信息平台，并如实向社会公开。

（5）企业应向社会及时公开建设项目环境保护设施和环境保护措施落实情况、竣工环境保护验收情况，并接受社会监督。

①在施工期间应主动公开下列信息：主要环境保护设施实施情况；施工期环境保护措施落实情况；施工期环境监测情况及监测结果。

②在投入生产或者使用前应主动公开下列信息：各项环境保护设施落实情况；环境保护措施落实情况；环境监测报告；突发环境事件应急预案及备案情况；竣工环境保护验收调查（监测）报告；竣工环境保护企业自行验收意见。

③在运行期间应定期公开下列信息：各项环境保护设施运行情况；主要污染物排放情况；突发环境事件应急演练和应急预案完善情况；环境影响后评价开展情况。

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表 9.2-1。

表 8.2-1 拟建项目环境保护“三同时”验收一览表

类别	污染源	位置	治理措施	工程量	处理效果及执行标准		
施 工 期	废水	生产废水	施工场地	设置临时沉淀池，经沉淀后循环使用，不外排	临时沉淀池	综合利用，不外排	
		管道试压 废水	管线	回用于施工现场洒水降尘	/	综合利用，不外排	
		生活污水	施工营地	设置临时生活污水收集防渗池，施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理	临时生活污水收集防渗池	不外排	
	废气	施工扬尘	钻井井场、管线 施工场地	采取覆盖防尘布，分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整	——	——	
		钻井废 气、车辆 废气	钻井井场、管线 施工场地	采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施	——	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2中无组织排放监控浓度要求	
	噪声	施工噪声	钻井井场、注水 站施工场地	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	——	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)	
	固废	水基岩屑	钻井井场	水基岩屑经不落地系统处置后进罐收集，交由岩屑处置单位合规处置。	回收罐若干	钻井固体废物预处理后需满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)	
					不落地处理系统1套，撬装式		
		油基岩屑	钻井经常	油基岩屑经不落地系统处置后进罐收集，油基岩屑为危险废物，委托有资质的单位合规处置	回收罐若干		零排放
					不落地处理系统1套，撬装式		
	射孔压裂 返排液	钻井井场	收集入罐，统一收集运至准东页岩油联合站污水处理系统处理	回收罐若干，依托准东页岩油联合站污水处理系统	零排放		
	落地油 泥、废含 油防渗布	钻井井场	暂存于新建危废暂存池，定期委托有资质的单位拉运并进行无害化处置	——	零排放		



		施工土方	管线施工	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施	不设集中弃土场	零排放
		焊接废渣	管线施工	集中回收处置	---	零排放
		建筑垃圾	施工营地	采取回收和综合利用等方法，充分利用资源；对不能再利用的建筑垃圾，可委托当地建筑渣土管理部门统一装运到环卫和城管部门指定地点进行填埋	---	零排放
		生活垃圾	钻井井场	集中收集，统一拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行填埋处理	依托吉木萨尔县生活垃圾填埋场	零排放
	生态恢复	水土流失	井场、管线	恢复地貌	永久占地：13.73hm <sup>2</sup> 临时占地：77.9129hm <sup>2</sup>	恢复地貌
		植被破坏	临时占地范围	植被恢复情况：种类、优势物种、数量、覆盖度		《建设项目竣工环境保护验收技术规范-石油天然气开采》（HJ612-2011）
		工程占地	井场、管线、脱水站、道路	严格控制占地范围		
		土壤	管线	开挖时分层开挖、分层回填；井场泥浆、落地油处理情况		
	风险防范	井场	钻井防喷器、放喷管线、放喷池等风险防范措施	---	严格落实风险事故防范措施，有效应对和排除各种突发事故的不利影响	
	运营期	废水	采出水	吉康脱水站	分离出的采出水在吉康脱水站内一体化污水处理撬装装置处理达标后回注油藏	---
井下作业废水（洗井废水、废洗井液、压裂返排液）			井场	作业单位自带回收罐回收，运至吉准东页岩油联合站污水处理系统处理达标后，回注含油层	回收罐若干 依托准东页岩油联合站污水处理系统	
废气		烃类无组织挥发	井场/计量阀组、油气集输过程		密闭管线集输。采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵	若干
	吉康脱水站原油储罐、油品装			原油储运、装车采用底部/液下装载，设气相平衡系统，废气汇入现有大罐抽气装置回收，回收率	---	

		卸、采出水处理	≥98%，处理后无组织排放		
		萨 106、萨 109 平台储罐	无组织排放	——	
噪声	各类机泵	井场、吉康脱水站	低噪声设备	若干	设备设在密闭房间内
固废	落地油	井场	回收罐回收，作业单位 100%回收，回收后的落地原油运至吉康脱水站原油处理系统进行处理	回收罐若干	井场无落地油痕迹
	含油污泥	井场	定期清罐，委托有资质的单位无害化处置	——	危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求
	废润滑油	机械设备检修	定期委托有资质的单位进行无害化处置	——	
	废弃防渗膜	采油井场作业场地	定期委托有资质的单位进行无害化处置	——	
	清管废渣	集输管线	委托有资质的单位合规处置，	——	
	污泥	采出水处理	及时清运，委托有资质的单位合规处置，不在站内暂存	——	
地下水污染防治措施	落实分区防渗措施				防止原油泄漏污染站场/井场地下水
环境风险	详细的井场井喷、井漏事故应急预案，并配套井场防喷器等风险防范措施；管道断裂、泄漏、火灾等风险事故应急预案				严格落实风险事故防范措施，有效应对和排除各种突发事故的不利影响
环境监测	发挥其施工期和运营期的监控作用				污染源达标排放 环境质量达标
环境管理	成立环保领导小组，安排专职环保管理工作人员 1 人				
	环保设施与措施、环境管理规章制度、施工期环境监理报告、环境风险事故应急预案				

## 9.3 环境信息公开

参考《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》的有关规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。

公开内容应包括：

- （1）基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；
- （2）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；
- （3）防治污染设施的建设和运行情况；
- （4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；
- （5）突发环境事件应急预案；
- （6）其他应当公开的环境信息。

## 9.4 环境监测计划

### 9.4.1 施工期环境监理计划

由建设单位聘请有资质的环境监理单位对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油股份有限公司环保法律法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

#### 9.4.1.1 环境监理人员要求

- （1）环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。
- （2）必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。
- （3）具有一定的油气田开发和输油管道建设的现场施工经验。

#### 9.4.1.2 环境监理人员主要职责

- （1）监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

(2) 及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

(3) 协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

(4) 对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作的重点见表 9.4-1。

表 9.4-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建各井场	(1) 井位布设是否满足环评要求 (2) 各井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； (3) 施工作业是否超越了限定范围； (4) 废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管线管沟开挖现场	(1) 集油气线路由是否满足环评要求 (2) 是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； (3) 施工作业是否超越了作业带宽度； (4) 挖土方放置是否符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； (5) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； (6) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种。	环评中环保措施落实到位
3	道路建设现场	(1) 道路路由是否满足环评要求； (2) 施工作业是否超越了限定范围； (3) 临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施； (4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； (5) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种；	各项环保措施落实到位
4	保护动物和保护植物	(1) 是否有滥捕和滥挖保护动物和植物行为 (2) 是否严格施工作业带宽度，减少占地	环评中环保措施落实到位
5	其它	(1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； (2) 施工季节是否合适； (3) 有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	环评中环保措施落实到位

#### 9.4.2 运营期环境监测计划

本工程在施工和运营期间，施工机械和生产设备均投入使用，故在各个阶段需对生产过程产生的三废和生态影响进行严格监管，定期对各个阶段产生的三废和生态影响进行监测，减少对周围环境影响。

本工程在运营期的排污主要集中在井场和吉康脱水站，其在运营期的监测应根据

项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。项目在施工期、运营期若发生井喷等风险事故，则应开展相应的应急监测及跟踪监测，并向相关生态环境部门备案。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污单位自行监测技术指南 总则》，并参照《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）制定自行监测方案并开展监测。自行监测方案按要求向相关生态环境部门备案。

具体监测计划见表 9.4-2。

表942 运营期环境监测计划

监测对象		监测频率	监测点位	监测项目	执行标准	监测单位	
环境质量	生态环境	1次/年	典型采油平台周边和集输管线	植被种类、植被覆盖率、生物多样性、生态恢复等	/	委托监测或建设单位自行监测	
	大气	1次/半年	吉康脱气站、典型采油平台下风向	非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中企业边界污染物控制要求		
	地下水 <sup>①</sup>	1次/半年	项目区上游、下游各1个监测点；项目区内吉康脱气站采出水处理撬装置、危废暂存池附近与退役期的油井井口周围地下水	pH、石油类、挥发酚、硫化物、COD	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准		
	土壤 <sup>②</sup>	1次/年	项目区内吉康脱气站采出水处理撬装置、危废暂存池附近与退役期的油井井口周围	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃	《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB36600-2018) 中第二类用地筛选值		
污染源	无组织废气	1次/季度	吉康脱气站、采油平台场界	非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中企业边界污染物控制要求		
		1次/半年	设备与管线组件泄漏检测 <sup>③</sup>	泵、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、法兰及其他连接件、其他密封设备	泄漏监测值		/
		1次/年		法兰及其他连接件、其他密封设备			
	昼夜噪声	季度	吉康脱气站、采油平台边界四周外1m处、下八户村	等效连续A声级	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中2类标准		
	土壤	1次/3年	吉康脱气站、采油平台厂界	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃	《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB36600-2018) 中第二类用地筛选值		
	废水	1次/年	吉康脱气站污水处理撬装置出水	悬浮物含量、悬浮物粒径中值、含油量、平均菌数、硫酸盐还原菌(SRB)、铁细菌(IB)、腐生菌(ICB)	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 相关标准		
	生态	1次/5年	吉康脱气站、采油平台周边、输送管线	占地区域周边、植物现状	/		

注：①当监测指标出现异常时，应按照HJ164的附录F中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

②当监测指标出现异常时，应按照GB36600的表1中的污染物项目开展监测。

③泄漏检测值的监测方法及其他相关要求按HJ733、GB39728的规定执行。

9.5 污染物排放清单

本工程污染物排放清单及管理要求见表 95-1。

表95-1 本项目污染物排放清单

污染物类别	生产工序	污染源名称	污染物	治理措施	运行参数	排气参数		排放状况				执行标准
						编号	排气参数	浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	速率 (kg/h)	年排放量 (t/a)	排放方式	
无组织废气	油气集输	无组织挥发烃类	非甲烷总烃	12个采油平台采用密闭管线集输	/	/	无组织排放	/	/	231	连续	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中无组织排放限值(40mg/m <sup>3</sup> )
	吉康脱水站原油储罐	无组织挥发烃类	非甲烷总烃	原油储运、装车采用底部液下装载, 设气相平衡系统, 废气汇入现有大罐油气装置回收, 回收率>98%, 处理后无组织排放	油气回收率>98%	/	无组织排放	/	/	0.9576	连续	
	吉康脱水站油品装卸	无组织挥发烃类	非甲烷总烃		/	无组织排放	/	/	0.008	连续		
	采出水处理设施	无组织挥发烃类	非甲烷总烃		/	无组织排放	/	/	0.0745	连续		
	单井油罐	无组织挥发烃类	非甲烷总烃		/	无组织排放	/	/	0.96	连续		
废水	井下作业	洗井废水	COD、石油类	作业单位自带回收罐回收, 运至淮东页岩油联合站污水处理系统处理后, 回注含油层	/	零排放, 全部回用	/	/	2089.01t/次	间歇	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-202)相关标准	
		废钻井液			/	零排放, 全部回用	/	/	1947.33t/次	间歇		
		压裂返排液			/	零排放, 全部回用	/	/	11797.17m <sup>3</sup> /次	间歇		
	吉康脱水站	采出水	COD、SS、氨氮、石油类、挥发酚、硫化物	吉康脱水站内一体化污水处理装置处理后回注油藏	/	零排放, 全部回用	/	/	3606×10 <sup>4</sup>	连续		
噪声	井场、吉康脱水站	各类泵		合理布局、隔声、减震、距离衰减等	/	/	/	/	/	连续	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类标准	
固体废物	吉康脱水站	含油污泥		定期清罐, 并委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置	/	/	/	/	1751.668	间歇	《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染防治技术规范》(SY/T7300-2016)、《危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》的相关要求	
	井场	落地油		作业单位100%回收, 回收后的落地原油运至吉康脱水站原油处理系统进行处理	/	/	/	/	7.7	间歇		
	采油场作业场地	废弃防渗膜		委托有资质的单位进行无害化处置	/	/	/	/	1925	间歇		
	机械设备检修	废润滑油			/	/	/	/	3.85	间歇		
	集输管线	清管废渣								0.036t/次		间歇
采出水处理	污泥								164.25	间歇		

# 10 环境影响评价结论

## 10.1 结论

### 10.1.1 建设项目概况

项目名称：吉康油田萨探 1 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验工程；

建设单位：中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东勘探开发项目经理部；

项目性质：新建；

工程投资：项目总投资 16101.30 万元，其中环保投资约 2417.6 万元，占比 15.01%；

建设内容及规模：本项目共部署 78 口井（新井 65 口，利用探评井 13 口），新建产能 19.3 万吨，新建采油平台 14 座，在吉康脱水站内配套建设原油处理、污水处理及注水设施。新建集输管线 17.58km、单井集油管线 10.22km、注水干线 3.28km，单井注水管线 0.55km，新建油区巡检道路 10.1km，配套自控系统、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通等辅助设施。

劳动定员：本项目不新增定员，依托吐哈油田分公司已有人员进行管理。

### 10.1.2 环境质量现状结论

#### 10.1.2.1 环境空气质量现状

根据吉木萨尔县环境空气质量监测站点 2021 年环境质量数据，吉木萨尔县 PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 年均值不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，故项目所在区域为不达标区。

根据特征因子补充监测结果，评价范围内各监测点的非甲烷总烃小时平均浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃的标准要求，未出现超标现象；硫化氢均为未检出，符合《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$  的要求，评价区域现状环境空气质量较好。

#### 10.1.2.2 水环境质量现状

头工干渠各项监测指标均能达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）



的相应标准，地表水环境质量良好。

项目区域地下水水质总体较好，石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准；其他监测项目中除总硬度、硫酸盐有超标现象外，均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准限值的要求。超标原因主要是原生地质、水文地质环境等因素综合影响。

#### 10.1.2.3 声环境质量现状

各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类声功能区标准限值，说明项目所在区域背景声环境质量现状较好。

#### 10.1.2.4 土壤环境

根据监测结果，项目建设场地及占地范围外评价区的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。项目区附近农田的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB15618-2018）风险筛选值。土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

#### 10.1.2.5 生态环境质量现状

根据《新疆生态功能区划》，项目区域属于准噶尔盆地南部灌木半灌木荒漠绿洲农业生态亚区，阜康-木垒绿洲农业荒漠草地保护生态功能区。项目区生态系统主要为农田生态系统和荒漠生态系统。

项目区域土地利用类型为采矿用地、水浇地、天然牧草地、其他草地。项目区土壤类型以棕钙土、栗钙土、绿洲土为主。农田生态系统主要农作物以小麦、玉米、马铃薯、甜菜、油葵等为主，伴生有杂草。荒漠生态系统植被类型为膜果麻黄荒漠+小蓬荒漠。

项目区地处温带，在动物地理区划上属古北界—中亚亚界—蒙新区—西部荒漠亚区—准噶尔盆地小区。由于准噶尔盆地严酷的气候条件，不仅酷热，而且极为干旱，植被盖度极低，所以野生动物种类分布较少。项目区野生动物活动极少，常见动物主要为耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主。

### 10.1.3 主要环境影响结论

#### 10.1.3.1 环境空气影响评价结论

(1) 施工期废气：主要为管线敷设、道路工程、场站工程等在工作过程中产生的施工扬尘、钻井期间发电机、柴油机等设备产生的废气及施工车辆尾气等，均为无组织排放，随施工结束而消失，对周围环境影响较小。

(2) 运营期废气：主要为油气集输、油品储存、装卸过程无组织排放的烃类气体。经预测，各井场、吉康脱水站无组织排放的非甲烷总烃最大落地浓度为均小于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)的场界标准限值(NMHC 无组织排放浓度限值  $4\text{mg}/\text{m}^3$ )，项目所排放的大气污染预测浓度可满足相关无组织排放浓度排放限值要求，可达标排放，对项目周边环境大气敏感目标影响较小。

综上所述，本项目施工期和运营期排放的废气对区域环境产生的影响较小。

#### 10.1.3.2 水环境影响评价结论

(1) 施工期废水：主要为施工生产废水、管道试压废水和施工人员生活污水。施工生产废水产生量较小，主要污染物为SS，配套建有临时沉淀池，经沉淀后循环使用；管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，施工现场洒水降尘；施工生活污水排入设置的临时生活污水收集防渗池集中收集，施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理。

(2) 运营期废水：井下作业废水送至准东页岩油联合站污水处理系统处理达标后回注油层。采出水由吉康脱水站内一体化污水处理撬装装置处理达标后回注油藏。

(3) 事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、井漏、油水窜层等，管道泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层；井喷事故是以面源形式的原油渗漏污染地下水，井漏事故对水环境的污染是油气窜层，造成地下含水层水质污染。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

本项目开发过程中对区域水环境的影响主要来自非正常状态。非正常的状

态可通过加强管理和采取有效的控制措施加以防范，只要加强管理，防患于未然，对水环境可能造成的影响可以避免。

综上所述，正常生产状况下，项目施工期和运营期的废水及固废均得到了有效的处理处置，不会对地表水环境及地下水环境产生不利影响。

#### 10.1.3.3 声环境影响评价结论

项目钻井期噪声随施工结束而消失。经预测，运营期吉康脱水站、萨 106 采油平台、萨 105 平台厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，敏感点下八户村噪声预测值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，因此工程实施后不会对周围声环境及敏感点产生明显影响。

#### 10.1.3.4 固体废物环境影响评价结论

##### （1）施工期

本项目一开、三开水基岩屑临时贮存在井场内的岩屑储罐，委托第三方合规处置。二开油基岩屑临时贮存在井场内的岩屑储罐，委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置，对井场周围的环境影响较小。

钻井完井时射孔作业产生的射孔压裂返排液自带回收罐回收，依托准东页岩油污水处理系统处理；施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场；落地油泥（事故状态下）和废含油防渗布作为危险废物，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置；建筑垃圾尽量综合利用，不能回用的集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场；施工人员生活垃圾集中收集统一拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行填埋处理。

##### （2）运营期

吉康脱水站清罐含油污泥委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置。井下作业产生的落地油、废弃防渗膜、废润滑油及清管废渣、污水处理污泥属危险废物，委托有资质的单位进行无害化处置；井场落地原油由作业单位 100%回收，回收后的落地原油拉运至吉康脱水站进入其原油处理系统进行处理。采取以上措施后，运营期固体废物不会对周围环境产生影响。

综上所述，建设单位在建设、处置和运行管理中严格执行防治措施及吐哈油田分公司各项要求的条件下，本项目在开发建设和生产运营过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，不会对周围环境产生影响。

#### 10.1.3.5 生态环境影响评价结论

本项目占地范围内无生态红线、永久基本农田、自然保护区、国家公园、重要湿地、天然林等，工程对生态环境的影响主要来自占地影响，工程永久性占地面积为 13.73hm<sup>2</sup>，临时占地面积 77.9129hm<sup>2</sup>，占地类型为采矿用地、水浇地、其他草地和天然牧草地。工程区地表植被为荒漠植被和农作物，由工程造成的生物量损失量为 20.51t/a，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。建设单位正在严格按照有关规定办理建设用地审批手续，按照正式征地文件对所占耕地进行经济补偿。随着施工期的结束，被开挖部分将覆土回填，可以减少临时占地对植被的破坏程度。

油田开发过程中，施工迹地植被将消失而形成裸地，临时占地一般在 3~5 年或更长时间内将向原生植被群落演替。在整个油田开发过程中，临时占地和永久占地的影响范围较小，同时在施工结束后会对占地进行植被恢复。项目运营期间产生的废气、废水、固废等都采取了相应的防治措施，不会对周围的公益林及荒漠植被造成不利影响，因此，建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

#### 10.1.3.6 环境风险评价结论

本工程发生风险事故的类型主要为储油罐、集输管线破裂泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能杜绝各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设

从环境风险的角度认为风险水平可接受。

## 10.1.4 环境保护防治措施

### 10.1.4.1 施工期

本项目钻井、地面工程（脱水站、计量阀组、管线、道路）建设过程中，将产生一定量的废水、废气、固体废物和噪声。

#### （1）废气防治措施

①钻井废气：采用高效设备的方式，定期对钻机（电钻）、柴油发电机等设备进行维护，并采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施；

②施工扬尘：首先合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬；水泥、石灰等建材采用罐装或袋装运输，尽量不采用散装运输；对砂石堆场应定时洒水，使其保持一定的湿度（含水率），减少二次起尘量；材料堆放应有篷布遮盖和防风防雨措施。

（2）废水防治措施：项目施工废水主要为施工生产废水、施工生活污水和管道试压废水。施工生产废水排入临时沉淀池进行预处理，经沉淀后循环使用，不外排；管道试压废水回用于施工现场洒水降尘；生活污水经设置的临时生活污水收集防渗池集中收集，施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理。

（3）噪声防治措施：泥浆泵、柴油发电机、钻机等设备采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。

（4）固废防治措施：①钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，进入钻井废弃物不落地系统；②钻井过程产生的泥浆、岩屑采用钻井不落地技术收集，一开、三开为水基泥浆，进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相随钻井队用于后续钻井使用，分离后

的固相（岩屑）临时贮存在井场内的岩屑储罐中，委托第三方合规处置；二开为油基泥浆，进入泥浆不落地系统固液分离，液相循环使用，固相（油基岩屑）委托有资质的单位处置。③射孔作业产生的射孔压裂返排液自带回收罐回收，运至准东页岩油联合站污水处理系统处理；④施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场；⑤施工生活垃圾运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行卫生填埋。

（5）生态保护措施：①项目采油平台、道路及集输管线在选址选线阶段合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，尽量避让农田。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围。严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低；②设计选址选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域及农田，避免破坏荒漠植物和农作物。施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物和公益林生存环境的践踏破坏和避免破坏野生动物的活动场所和生存环境，做好野生动物的保护工作；③开展施工环境监理；④施工时对开挖土壤进行表土剥离、分层堆放，分层回填压实；⑤施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实，做到工完料净场地清，以利于植被的恢复。

#### 10.1.4.2 运营期

本项目运营期主要包括采油、集输、油气处理、采出水处理等过程，在整个生产过程中，将产生无组织排放的非甲烷总烃、采出水、井下作业废水、含油污泥、落地原油及泵类等设备产生的噪声。

##### （1）废气防治措施

油气集输过程废气：采用密闭混合输送工艺，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量；采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵，严格控制油气泄漏；对各井场内的设备、阀门等进行定期检查、检修。

吉康脱水站有机废气：原油储运、装车采用底部/液下装载，设气相平衡系统，废气汇入现有大罐抽气装置回收，回收率 $\geq 98\%$ ，处理后无组织排放。

## (2) 废水防治措施

①井下作业废水：本项目井下作业废水严禁外排，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至准东页岩油联合站污水处理系统处理达标后回注含油层。

②采出水：分离出的采出水由吉康脱水站内一体化污水处理撬装装置处理达标后回注油藏，不外排进入环境。

(3) 噪声：发声设备进行合理的布局，减弱噪声对操作人员的影响，同时针对设备，采用降噪控制，避免不必要的噪声产生。

(4) 固废：落地原油由作业单位 100%回收，回收后的落地原油运至吉康脱水站原油处理系统进行处理；其他危险废物（废弃防渗膜、废润滑油等）委托有资质的单位进行无害化处置。

(5) 生态保护措施：①对于永久占地（油田井场、场站、道路）地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量；②在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染；③开展生态环境恢复治理工作。

通过采取各类污染防治措施，可以有效降低施工期和运营期油田开发对周围环境的影响。

### 10.1.5 污染物总量控制符合要求

本项目无需申请总量控制指标。

### 10.1.6 符合产业政策并与相关规划相协调

本项目为石油天然气开采项目，石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，将“常规石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

本项目为萨探 1 块先导开发试验工程，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的相关要求。

本项目符合国家相关法律法规及产业政策，符合新疆经济发展规划、环保

规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

### 10.1.7 公参意见采纳情况

本环评根据《中华人民共和国环境影响评价法》《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号）等法律法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价简本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

### 10.1.8 总结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，项目所在区域环境质量较好，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护 and 恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，本报告书认为，该项目建设在环境保护方面可行。

## 10.2 要求与建议

(1) 在项目建设运行中，应积极采用先进的新工艺、新技术，减少污染物的产生量、排放量，确保污染物稳定达标。

(2) 加强管材腐蚀机理研究、推广应用新型防腐管材，加强作业废水处理系统和输水管线管理，防止管道腐蚀穿孔。

(3) 作业废水在环保部门监督下，处理满足回注标准后方可回注。

(4) 建立健全地下水动态监控机制，增设监测点，加大监测频次，掌握地下水水质动态变化情况，为水质保护提供动态信息和科学依据。

(5) 落地原油等危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求进行贮存、处置，禁止随意掩埋或倾倒。



(6) 项目采油井口及井场、道路及集输管线占地范围内尽量避让农田。

(7) 项目的环境污染治理措施和生态保护措施必须与主体工程“三同时”；其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行；建设单位应在项目设计、施工建设、投产运行阶段严格按照本环评文件及批复要求，落实项目各项环境保护措施，确保“三废”稳定达标排放。

(8) 针对可能发生的重大环境风险事故，建设单位必须制定详细的环境风险防范措施和应急预案，并定期进行预案演练。