

玛北油田玛页 1 井区二叠系风城组页岩油开发先导试验方  
案（变更）

# 环境影响报告书

（征求意见稿）

建设单位：中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部

编制单位：中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

编制时间：二〇二五年九月

## 目 录

<b>1 概述</b>	<b>1</b>
1.1 项目背景	1
1.2 建设项目主要特点	2
1.3 环境影响评价的工作过程	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	3
1.5 分析判定相关情况	3
1.6 环境影响评价的主要结论	5
<b>2 总则</b>	<b>6</b>
2.1 编制依据	6
2.2 评价目的与原则	11
2.3 评价时段	12
2.4 环境影响因素识别与评价因子确定	12
2.5 环境功能区划与评价标准	14
2.6 评价等级与评价范围	18
2.7 环境保护目标	26
2.8 评价内容和评价重点	26
2.9 相关规划及政策符合性分析	27
<b>3 建设项目工程分析</b>	<b>50</b>
3.1 转产井概况及环境影响回顾	50
3.2 改建项目概况及环境影响回顾	56
3.3 新建项目工程概况	61
3.4 污染源源强核算	101
3.5 总量控制指标	120
3.6 清洁生产分析	120
<b>4 环境质量现状调查与评价</b>	<b>126</b>

4.1 自然环境现状调查与评价 .....	126
4.2 环境保护目标调查 .....	128
4.3 环境质量现状调查与评价 .....	129
Z1 .....	139
<b>5 环境影响预测与评价 .....</b>	<b>159</b>
5.1 施工期环境影响预测与评价 .....	159
5.2 运营期环境影响预测与评价 .....	170
5.3 退役期影响分析 .....	200
5.4 环境风险分析 .....	200
<b>6 环境保护措施及其可行性论证 .....</b>	<b>206</b>
6.1 施工期环境保护措施及其可行性论证 .....	206
6.2 运营期环境保护措施 .....	216
6.3 温室气体管控措施 .....	223
6.4 环境风险事故防范措施 .....	223
6.5 退役期环境保护措施 .....	233
6.6 环境保护措施可行性分析 .....	235
6.7 环保投资分析 .....	236
<b>7 环境管理与监测计划 .....</b>	<b>238</b>
7.1 环境管理机构 .....	238
7.2 生产区环境管理 .....	238
7.3 污染物排放的管理要求 .....	241
7.4 企业环境信息公开 .....	241
7.5 环境监测与监控 .....	244
<b>8 环境影响经济损益分析 .....</b>	<b>248</b>
8.1 环境社会效益分析 .....	248
8.2 环境经济损益分析结论 .....	248

<b>9 环境影响评价结论</b> .....	<b>250</b>
9.1 建设项目概况 .....	250
9.2 环境质量现状 .....	250
9.3 主要环境影响及环保措施 .....	251
9.4 经济损益性分析结论 .....	255
9.5 环境管理与监测计划结论 .....	255
9.6 公众参与 .....	255
9.7 总结论 .....	256
<b>附件 1 委托书</b> .....	<b>257</b>
<b>附件 2 原环评批复</b> .....	<b>258</b>
<b>附件 3 环境质量现状监测报告</b> .....	<b>265</b>
<b>附件 4 大气环境影响自查表</b> .....	<b>266</b>
<b>附件 5 声环境影响自查表</b> .....	<b>267</b>
<b>附件 6 地表水环境影响自查表</b> .....	<b>268</b>
<b>附件 5 土壤环境影响自查表</b> .....	<b>271</b>
<b>附件 6 生态环境影响自查表</b> .....	<b>273</b>
<b>附件 7 环境风险影响自查表</b> .....	<b>274</b>

# 1 概述

## 1.1 项目背景

中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部（以下简称“玛湖项目部”）行政上横跨新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县和克拉玛依市乌尔禾区，主要管辖夏子街油田、玛北 131 区块等油田油气资源的勘探开发部署，以期未来高质量建成玛湖 500 万吨示范区。

新疆油田自“十四五”规划开始大力推进页岩油开发，玛北风城组页岩油开发目标拟在 2030 年建产 100 万吨以上，玛北风城组分为玛 51X、玛页 1、夏云 1、掩伏带等四大潜力区。其中玛 51X 井区已开展先导试验，玛页 1 井区亟待开展试验，为玛北风城组页岩油开发全面铺开做准备。2018 年玛页 1 井区开始勘探，井区内玛 48H 勘探井于 2022 年 7 月开钻，2023 年 6 月试油效果较好，因玛北风城组属于低孔、特低渗储层，开发方式暂不明确，油气藏范围与储量规模暂未落实，故需对玛页 1 井区进行开发先导实验以落实单井产能与地层供液能力，为后期规模开发提供依据。

2024 年，玛湖项目部实施了“玛北油田玛页 1 井区风城组页岩油开发先导试验方案”，主要建设内容为：新钻 6 口页岩油井，分布在 3 座新建丛式井场内，另外对玛 48H 勘探井实行探转采工程，合计新建 7 台 14 型节能抽油机、6 套 100kW 井口电加热器、1 套 80kW 井口电加热器（玛 48H 井）；新建 12 井式计量站 1 座、破乳剂加药橇 1 座（与计量站合建）；新建单井集油管线 4.32km，集油支线 4.7km；并对风南 4 转油站进行改造，主要改造进站工艺管线，不改变后续流程及增大现有设计处理规模。并配套建设自控系统、供电、通信、消防等系统。项目实施后，最大年产油量为  $6.09 \times 10^4$ t，最大年产液量  $10.27 \times 10^4$ t，该项目于 2025 年 1 月 16 日取得了新疆维吾尔自治区生态环境厅出具的《关于关于玛北油田玛页 1 井区二叠系风城组页岩油开发先导试验方案环境影响报告书的批复》，批复文号：新环审〔2025〕12 号，目前正在建设。

“玛北油田玛页 1 井区风城组页岩油开发先导试验方案”采用密闭集输工艺，

井口采出物由管线管输至风南 4 转油站站外已建 CNG 回收装置进行处理。

根据玛页 1 井区原油、采出水物性及处理实验结果可知，采出液呈现较为严重的乳化特性，风南 4 转油站三相分离器无法满足脱水需求；采出水属强碱性重碳酸氢钠水型，与风南 4 井区采出水（CaCl<sub>2</sub>型）掺混后严重结垢，影响设备运行；风南 4 转油站外原油处理装置无法满足油水处理需求。因此玛页 1 井区采出液无法依托风南 4 转油站处理。

故本次变更拟将原来的密闭集输工艺改为集中拉油方式生产。变更后内容主要为：拟部署 12 口采油井，其中新钻 6 口采油井，勘探井/评价井转产 6 口；新建采油井场 12 座，12 井式计量撬 1 座，集中拉油站 1 座，集输管线 12.4km，并对风城二号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置进行改造。

根据《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）相关规定，本项目变动情况属于重大变动，应重新报批环境影响报告书。

## 1.2 建设项目主要特点

本项目具有如下特点：

（1）拟部署 12 口采油井，其中新钻井 6 口，勘探井/评价井转产 6 口，采用天然能量开采。

（2）新建 1 座集中拉油站，采用“井口→计量撬→集中拉油站→处理站”的生产方式。采出物从单井井口通过单井采油管线管输至新建的集中拉油站，在集中拉油站内进行气液分离，采出液由罐车拉运至风城二号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置进行处理；伴生气由新建的伴生气集输管线管输至风南 4 天然气处理装置处理。

（3）项目是典型的生态影响型和污染影响型兼有型项目。

## 1.3 环境影响评价的工作过程

本工程属于页岩油开采项目，且拟部署井所在区块未确定产能规模，属于新区块开发项目，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》“五、石油

和天然气开采业—7 陆地石油开采—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）”类别，应编制环境影响报告书。

环境影响评价工作分为三个阶段，第一阶段包括资料收集、工程分析和影响识别等工作，第二阶段包括生态环境现状监测、现状调查与评价、环境影响预测与评价等工作，第三阶段包括提出预防或减缓不利影响的环境保护措施、制定环境监测计划、从生态环境影响的角度给出工程建设项目是否可行的结论等工作。中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部于 2025 年 7 月委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司承担本项目的环评工作（附件 1）。环评单位接受委托后进行了现场踏勘并收集了有关资料，在此基础上严格按照环境影响评价相关技术导则、规范要求编制完成了《玛北油田玛页 1 井区二叠系风城组页岩油开发先导试验方案（变更）环境影响报告书》，报告书经生态环境主管部门审批后将作为项目建设、运营过程中环境管理的技术依据。环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

## 1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本工程为页岩油开采项目，环境影响主要来源于页岩油开采及拉油生产等工艺过程。本次评价主要针对工程建设和运营期产生的废气、废水、噪声的达标排放情况，固体废物的妥善处置情况以及可能发生的风险事故进行分析和论述，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。

关注的主要环境问题有：施工期产生的废气、废水、噪声、固体废物以及工程占地带来的生态影响；运营期产生的无组织挥发性有机物、噪声、废水、清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和生活垃圾等环境影响及事故状态对环境的影响分析。

## 1.5 分析判定相关情况

### 1.5.1 产业政策相符性分析

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年）》鼓励类中的“七、石油、天然气——1. 石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家产业政策。

图 1.3-1 环境影响评价工作程序图

### 1.5.2 选址选线合理性分析

拟部署的勘探井/评价井转为生产井，已完钻，井场位置已确定，选址时已在钻试工程环评进行了论证，即选址合理；新钻的 6 口井的井位选址周边无永久基本农田、公益林、自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等环境敏感区，且无以居住、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等为主要功能的区域；单井采油管

线和输气管线尽量直线敷设；输电线路架设时尽量避开植被茂密区域，评价范围内野生动物较少，对周围生态环境影响较小；无组织废气和噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均可得到妥善处置，环境风险可防可控，对周围环境影响较小。项目区不涉及生态保护红线。在切实落实报告提出的环保措施的前提下，项目选址选线合理。

### 1.5.3 相关规划及政策符合性分析

项目建设符合《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》《克拉玛依市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆油田公司“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《克拉玛依市“十四五”生态环境保护规划》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》《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》《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023版）和《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）中的相关要求。

### 1.6 环境影响评价的主要结论

项目符合国家相关规划、环保政策及“三线一单”的要求，项目选址选线合理。运营期废气、噪声能实现达标排放，废水和固体废物均可实现妥善处置，建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；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；项目进行了三次网上公示、1次张贴公告、2次报纸公示，公示期间均未收到公众反馈意见。从生态环境保护角度论证建设可行。

## 2 总则

### 2.1 编制依据

#### 2.1.1 国家环保法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 01 月 01 日；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 01 月 01 日；
- (5) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 01 月 01 日；
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 06 月 05 日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 09 月 01 日；
- (8) 《中华人民共和国环境保护税法》，2018 年 01 月 01 日；
- (9) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2022 年修正），2023 年 05 月 01 日；
- (10) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日；
- (11) 《中华人民共和国水土保持法》（2010 年修订），2011 年 03 月 01 日；
- (12) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年修订），2012 年 07 月 01 日。

#### 2.1.2 环境保护规章

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令 第 682 号，2017 年 10 月 1 日；
- (2) 《排污许可管理办法（试行）》（2019 年修订），生态环境部 部令 第 7 号  
(6)，2019 年 08 月 22 日；
- (3) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，生态环境部令 第 16 号，2021 年 01 月 01 日；
- (4) 《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令 第 4 号，2019 年 01 月 01 日；
- (5) 《国家危险废物名录（2025 年版）》，生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部和国家卫生健康委员会部令 第 36 号，2025 年 01 月 01 日；

(6)《产业结构调整指导目录(2024年本)》，中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第7号，2024年02月01日；

(7)《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012年第18号，2012年03月07日；

(8)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》，2018年10月01日；

(9)《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，2019年12月13日；

(10)《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09月07日；

(11)《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02月01日；

(12)《中华人民共和国野生植物保护条例》，国务院令 第204号，2017年10月07日；

(13)《排污许可管理条例》，国务院令 第736号，2021年03月01日；

(14)《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)，2017年11月14日；

(15)《建设项目危险废物环境影响评价指南》(原环境保护部公告2017第43号)，2017年10月1日；

(16)《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环办环评(2016)150号)，2016年10月26日；

(17)《危险废物转移管理办法》(生态环境部、公安部、交通运输部 部令 第23号)，2021年11月30日；

(18)《关于印发〈企业环境信息依法披露格式准则〉的通知》(环办综合(2021)32号)，2021年12月31日；

(19)《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部 部令 第24号)，2021年12月21日；

(20)《关于印发〈“十四五”噪声污染防治行动计划〉的通知》，(环大气(2023)1号)，2023年01月03日；

(21)《地下水管理条例》（国务院令第 748 号），2021 年 10 月 21 日；

(22)《关于发布〈一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）〉的公告》（生态环境部公告 2021 年第 82 号），2021 年 12 月 31 日；

(23)《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，生态环境部公告，2021 年第 74 号，2021 年 12 月 22 日；

(24)《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）》，发改办气候〔2014〕2920 号，2014 年 12 月 03 日；

(25)《石油天然气开采企业二氧化碳排放计算方法》，2017 年 05 月 01 日。

### 2.1.3 地方有关环保法规

(1)《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（修订），2018 年 9 月 21 日；

(2)《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，2019 年 01 月 01 日；

(3)《新疆生态功能区划》，2005 年 07 月 14 日；

(4)《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，2002 年 12 月。

(5)《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）》，2018 年 9 月 21 日；

(6)《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），2020 年 07 月 30 日；

(7)《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》，2018 年 08 月；

(8)《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），2020 年 09 月 04 日；

(9)《新疆维吾尔自治区国家重点保护野生动物名录（修订）》，2022 年 09 月 21 日；

(10)《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，2024 年 01 月 18 日；

(11)《新疆国家重点保护野生植物名录》，2022 年 03 月 08 日；

(12)《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〔2019〕4 号）；

(13)《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》，2021年02月05日；

(14)《克拉玛依市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》，2021年02月25日；

(15)《新疆生态环境保护“十四五”规划》，2021年12月24日；

(16)《克拉玛依市“十四五”生态环境保护规划》，2022年01月27日；

(17)《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，2021年2月22日；

(18)《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)》，2023年12月；

(19)《新疆油田公司“十四五”发展规划》，2022年08月；

(20)《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》，2022年08月；

(21)《关于自治区加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》(新环大气发〔2021〕211号)；

(22)《关于印发<新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)>的通知》(新环环评发〔2024〕93号)；

(23)《克拉玛依市大气污染防治条例》，2021年04月01日；

(24)《克拉玛依市2023—2025年大气污染防治攻坚方案》，2023年06月13日；

(25)《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案(2023版)》，2024年03月13日。

#### 2.1.4 相关导则及指南

(1)《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)，2017年01月01日；

(2)《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，2018年12月01日；

(3)《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)，2022年07月01日；

(4)《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，2019年07月01日；

- (5) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022), 2022 年 07 月 01 日;
- (6) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018), 2019 年 03 月 01 日;
- (7) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 2016 年 01 月 07 日;
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018), 2019 年 03 月 01 日;
- (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), 2024 年 01 月 01 日;
- (10) 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1259-2022), 2022 年 10 月 01 日。
- (11) 《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017), 2017 年 06 月 01 日;
- (12) 《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018), 2019 年 01 月 01 日;
- (13) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系 (试行)》, 2009 年 02 月;
- (14) 《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;
- (15) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采业》(HJ1248-2022), 2022 年 07 月 01 日;
- (16) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012), 2013 年 03 月 01 日;
- (17) 《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》(GB/T43936-2024), 2024 年 08 月 01 日。

### 2.1.5 相关文件和技术资料

- (1) 《玛北油田玛页 1 井区二叠系风城组页岩油开发先导试验方案（变更）环评委托书》, 2025 年 07 月;
- (2) 《玛北油田玛页 1 井区二叠系风城组页岩油开发先导试验环境项目检测报告》, 新疆西域质信检验检测有限公司, 2024 年 10 月;
- (3) 《玛北油田玛页 1 井区二叠系风城组页岩油开发先导试验方案环境影响报

报告书》（报批版），2024 年 10 月；

（4）《关于玛北油田玛页 1 井区二叠系风城组页岩油开发先导试验方案环境影响报告书的批复》，新环审〔2025〕12 号，2025 年 01 月 16 日；

（5）《新疆玛北油田玛页 1 井区风城组页岩油开发先导试验方案（地面工程）》，中国石油新疆油田分公司，2025 年 07 月。

## 2.2 评价目的与原则

### 2.2.1 评价目的

（1）通过现场调查和环境质量现状监测，了解建设项目所在地的自然环境、大气环境、水环境、声环境、土壤环境及生态环境情况，掌握区域的环境质量现状。

（2）通过工程分析，明确施工期、运营期和退役期主要污染源、污染物种类、源强、排放强度、排放方式及排放去向，分析环境污染的影响特征，预测和评价施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并对污染物达标排放进行分析。

（3）提出预防或者减轻不良环境影响的对策和措施，并论述拟采取的环境保护措施的可行性和合理性。

（4）分析可能存在的环境风险事故隐患，分析环境风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

（5）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，为生态环境主管部门提供决策依据。

### 2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

#### （1）依法评价

贯彻执行国家和地方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

采用规范的环境影响评价方法，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,对主要环境影响予以重点分析和评价。

### 2.3 评价时段

根据项目特点,确定评价时段为施工期、运营期和退役期,其中以施工期和运营期为主。

### 2.4 环境影响因素识别与评价因子确定

环境影响因素包括:施工期——对环境的影响主要为施工废气主要为柴油机、发电机燃料燃烧烟气、施工机械及施工车辆尾气、施工扬尘、柴油储存卸车无组织废气、水基钻井岩屑暂存扬尘、油基钻井液暂存及钻井过程中由油基钻井液产生的无组织挥发性有机物、油基钻井岩屑暂存产生的无组织挥发性有机物、焊接烟尘和储层改造过程中的无组织废气、管道试压废水、混凝土养护废水、噪声、钻井岩屑、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、建筑垃圾、焊接废渣及工程占地对生态环境的影响;

运营期——对环境的影响主要为无组织挥发性有机物、洗井废水、井下作业废液、危险废物(废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布、废劳保用品、沾油废防渗材料)等,各要素的影响程度见表2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素识别一览表

时段	影响因素		环境要素					
			环境空气	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物
施工期	生态	占地	0	0	0	++	+	+
	废气	施工废气主要为柴油机、发电机燃料燃烧烟气、施工机械及施工车辆尾气、施工扬尘、柴油储存卸车无组织废气、水基钻井岩屑暂存扬尘、油基钻井液暂存及钻井过程中由油基钻井液产生的无组织挥发性有机物、油基钻井岩屑暂存产生的无组织挥发性有机物、焊接烟尘和储层改造过程中的无组织废气	+	0	0	0	+	+
	废水	管道试压废水、混凝土养护废水	0	0	0	0	0	0
	固废	钻井岩屑、废润滑油、废	0	0	0	+	+	+

时段	影响因素		环境要素					
			环境空气	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物
		润滑油桶、沾油废防渗材料、建筑垃圾、焊接废渣						
	噪声	施工车辆、施工设备	0	0	+	0	0	+
运营期	废气	无组织挥发烃类、硫化氢	++	0	0	0	+	+
	废水	洗井废水、井下作业废液	0	++	0	+	+	+
	固废	危险废物(废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布、劳保用品、废防渗材料)	0	+	0	++	+	+
	噪声	各类机泵	0	0	+	0	0	0
	环境风险	管线泄漏、套管破损、井喷	+	+	0	+	+	+
退役期	废气	施工扬尘、汽车尾气	+	0	0	+	+	+
	噪声	施工车辆及机械	0	0	+	0	0	+
	废水	管道吹扫废水	0	++	0	+	+	+
	固废	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线	0	0	0	+	+	+

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

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)中的相关规定并结合项目特点、环境影响因素识别确定本次环境影响评价因子，详见表 2.4-2，环境质量现状调查因子见表 2.4-3。

表 2.4-2 环境影响评价因子筛选一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、非甲烷总烃	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油烃(C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间、夜间等效连续 A 声级(L <sub>d</sub> 、L <sub>n</sub> )
储层改造工程	施工期	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、非甲烷总烃	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃(C <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> )、石油烃(C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量	/	昼间等效声级(L <sub>d</sub> )、夜间等效声级(L <sub>n</sub> )

				等		
油气集输工程	施工期	颗粒物	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	硫化氢、非甲烷总烃	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级 ( $L_d$ )、夜间等效声级 ( $L_n$ )
退役期		颗粒物	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型	昼间、夜间等效连续 A 声级 ( $L_d$ 、 $L_n$ )

表 2.4-3 环境质量现状调查因子一览表

环境要素	评价因子
地下水	$K^+$ 、 $Na^+$ 、 $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $CO_3^{2-}$ 、 $HCO_3^-$ 、 $Cl^-$ 、 $SO_4^{2-}$ 的浓度，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、水位
环境空气	$PM_{2.5}$ 、 $PM_{10}$ 、 $SO_2$ 、 $NO_2$ 、CO、 $O_3$ 、NMHC
声环境	等效连续 A 声级
土壤环境	《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、pH、土壤盐分含量；《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 基本项目
生态环境	调查土地利用类型、植被类型、野生动物组成及分布特征；生态系统的类型、面积及空间分布、植被覆盖度、生物量、土地利用类型、水土流失、土地沙化现状群落结构、生境类型、质量等

## 2.5 环境功能区划与评价标准

### 2.5.1 环境功能区划

环境功能区划情况详见表 2.5-1。

表 2.5-1 区域环境功能区划一览表

环境要素	环境功能区划	划分依据
环境空气	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二类功能区	项目区不属于自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域
地下水环境	项目所在区地下水属于《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类区	主要用于工业用水
声环境	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类功能区	位于2类声功能区
土壤环境	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地筛选值	占地属于第二类建设项目用地
	《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	评价范围内存在耕地
生态环境	II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II <sub>1</sub> 准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区—16白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区	

## 2.5.2 评价标准

### (1) 环境质量标准

#### ①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>六项基本项目执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单中的二级浓度限值;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,各标准取值见表2.5-2。

表 2.5-2 环境空气质量标准一览表

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
1	SO <sub>2</sub>	年平均	60	μg/m <sup>3</sup>	GB3095-2012及修改单(二级)
		24小时平均	150		
		1小时平均	500		
2	NO <sub>2</sub>	年平均	40		
		24小时平均	80		
		1小时平均	200		
3	PM <sub>10</sub>	年平均	70		
		24小时平均	150		
4	PM <sub>2.5</sub>	年平均	35		
		24小时平均	75		
5	O <sub>3</sub>	日最大8小时平均	160		
		1小时平均	200		
6	CO	24小时平均	4	mg/m <sup>3</sup>	
		1小时平均	10		

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m <sup>3</sup>	《大气污染物综合排放标准》详解

### ②地下水

区域地下水可作为工农业用水,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)中的III类标准。具体标准值见表 2.5-3。

表 2.5-3 地下水质量标准值 [单位 mg/L, pH 无量纲]

III标准限值					
序号	监测因子	标准值 (III类)	序号	监测因子	标准值 (III类)
1	pH 值	6.5≤pH≤8.5	13	砷	≤0.01
2	总硬度	≤450	14	镉	≤0.005
3	溶解性总固体	≤1000	15	石油类	≤0.05
4	耗氧量	≤3.0	16	铁	≤0.3
5	氨氮	≤0.50	17	锰	≤1.5
6	硝酸盐	≤20.0	18	铅	≤0.01
7	亚硝酸盐	≤1.00	19	汞	≤0.001
8	氯化物	≤250	20	阴离子表面活性剂	≤0.3
9	硫酸盐	≤250	21	硫化物	≤0.02
10	挥发酚类	≤0.002	22	钡	≤1.0
11	铜	≤1.0	23	锌	≤1.0
12	六价铬	≤0.05	24	/	/

### ③声环境

声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类区限值,见表 2.5-4。

表 2.5-4 声环境质量评价标准一览表

评价因子	标准值[dB (A)]		标准来源
	昼间	夜间	
等效连续 A 声级	60	50	GB3096-2008 2类

### ④土壤环境

占地范围内外全部监测因子均执行《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。标准限值见表 2.5-5。

表 2.5-5 土壤环境质量评价标准一览表

序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)	序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)
基本项目 (重金属和无机物)					
1	砷	60	5	铅	800
2	镉	65	6	汞	38
3	铬 (六价)	5.7	7	镍	900
4	铜	18000			
基本项目 (挥发性有机物)					
8	四氯化碳	2.8	22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
9	氯仿	0.9	23	三氯乙烯	2.8
10	氯甲烷	37	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
11	1,1-二氯乙烷	9	25	氯乙烯	0.43
12	1,2-二氯乙烷	5	26	苯	4
13	1,1-二氯乙烯	66	27	氯苯	270
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	28	1,2-二氯苯	560
15	反-1,2-二氯乙烯	54	29	1,4-二氯苯	20
16	二氯甲烷	616	30	乙苯	28
17	1,2-二氯丙烷	5	31	苯乙烯	1290
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	32	甲苯	1200
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	33	间二甲苯+对二甲苯	570
20	四氯乙烯	53	34	邻二甲苯	640
21	1,1,1-三氯乙烷	840			
基本项目 (半挥发性有机物)					
35	硝基苯	76	41	苯并 (k) 荧蒽	151
36	苯胺	260	42	蒽	1293
37	2-氯酚	2256	43	二苯并 (a, h) 蒽	1.5
38	苯并 (a) 蒽	15	44	茚并 (1,2,3-cd) 芘	15
39	苯并 (a) 芘	1.5	45	萘	70
40	苯并 (b) 荧蒽	15			
其他项目 (特征污染因子)					
46	石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	4500			

## (2) 污染物排放标准

### ① 废气

厂界无组织挥发性有机物执行《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 (厂界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m<sup>3</sup>), 详见表 2.5-6。

表 2.5-6 大气污染物排放标准

污染源	污染物	排放限值 (mg/m <sup>3</sup> )	标准来源
井场/计量撬/集中拉油站	NMHC	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020)

## ②噪声

施工场界环境噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 相关标准；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 类限值，具体见表 2.5-7。

表 2.5-7 噪声排放标准一览表

执行地点	昼间 [dB (A)]	夜间 [dB (A)]	标准来源
建筑施工场界	70	55	GB12523-2011
场站厂界	60	50	GB12348-2008 2 类

## (3) 污染物控制标准

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》(HJ2025-2012) 中的相关要求。

## 2.6 评价等级与评价范围

### 2.6.1 评价等级

#### (1) 环境空气评价等级

根据工程特点和污染特征，本次评价选取 NMHC、H<sub>2</sub>S 为预测因子，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中推荐的 AERSCREEN 估算模式来计算污染物的最大地面空气质量浓度占标率 ( $P_i$ )， $P_i$  定义如下：

$$p_i = \frac{c_i}{c_{0i}} \times 100\%$$

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

$C_i$ ——采用估算模型计算出的第  $i$  个污染物的最大 1h 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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

源强参数见 5.2.1 章节，预测结果见表 2.6-1。

表 2.6-1 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

井号	污染因子	最大落地浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	最大浓度占标 率 (%)	最大落地浓度 对应距离 (m)
无组织 非甲烷 总烃	MYHW0901	NMHC		
	MYHW1001	NMHC		
	MYHW1002	NMHC		
	MYHW1201	NMHC		
	MYHW0902	NMHC		
	MYHW1003	NMHC		
	玛 48H	NMHC		
	玛 54X	NMHC		
	玛 57H	NMHC		
	玛 63X	NMHC		
	玛页 1	NMHC		
	玛页 1H	NMHC		
非甲烷 总烃	计量撬	NMHC		
非甲烷 总烃	集中拉油站	NMHC		
非甲烷 总烃	改造后的风城 2 号稠油处理站 SAGD 循环预热 阶段采出液预 处理装置	NMHC		

由表 2.6-1 可知：各污染物最大落地浓度占标率最高为 9.65%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据（表 2.6-2），评价等级判定为二级。

表 2.6-2 评价工作等级判定依据表

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	$P_{\max} < 1\%$

## （2）地表水评价等级

本项目周边无地表水，且与地表水无水力联系，洗井废水和井下作业废液送至风城2号稠油处理站采出水处理系统处理达标后回注地层；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）规定：“废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级B开展评价”，本项目地表水环境影响评价等级为三级B。

### (3) 地下水评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的评价工作等级划分，建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感，不敏感三级，分级原则见表2.6-3，评价工作等级分级表见表2.6-4。

表 2.6-3 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它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水源（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，其他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它未列入上述敏感分级的环境敏感区 <sup>a</sup> 。
不敏感	上述地区之外的其它地区

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

表 2.6-4 建设项目评价工作等级分级表

环境敏感程度	项目类别	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	

项目周边无“集中式水源区的准保护区、除集中水源地的国家或地方政府设定的地下水环境相关的保护区”，也无“集中式水源区的准保护区以外的补给径流区、分散式饮用水水源地、特殊地下水资源保护区”，敏感程度为“不敏感”。

本项目属于陆地石油开采行业，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）规定采油井场、计量橇和集中拉油站为I类建设项目，单井采油管线、集油支线、输气管线（含有少量采出液）为II类建设项目，

根据表 2.6-4 判定采油井场、计量橇和集中拉油站地下水评价等级为二级，单井采油管线、集油支线、输气管线（含有少量采出液）地下水评价等级为三级。

#### （4）声环境评价等级

项目区属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类功能区，评价范围内无声环境敏感目标，受影响人口数量变化不大。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的有关要求，确定声环境评价等级为二级。

#### （5）生态环境评价等级

《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，评价等级划分为一级、二级和三级，具体判定情况见表 2.6-5。

表 2.6-5 生态影响评价等级判定一览表

判定原则	判定结果
a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	占地范围内不涉及
b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	占地范围内不涉及
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
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，生态影响评价等级不低于二级	不属于水文要素影响型建设项目
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	占地范围内涉及天然林，生态影响评价等级不低于二级
f) 当工程占地规模大于 20km <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	新增占地 0.218km <sup>2</sup> ，小于 20km <sup>2</sup>
g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	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，评价等级为三级
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	符合上述 e、g 条，评价等级为二级
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

由表 2.6-5 可知，生态影响评价等级为二级。

#### （6）土壤环境评价等级

项目所在区域为盐化地区，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）中规定，项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，

按相应等级分别开展评价工作。

①土壤污染影响型

土壤污染影响型项目根据评价类别、占地规模与敏感程度划分评价等级，见表 2.6-6。

表 2.6-6 污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度 评价等级	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
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	-	-

※占地规模

永久占地面积约 4.358hm<sup>2</sup>，占地规模为小型。

※土壤环境敏感程度

建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据详见表 2.6-7。

表 2.6-7 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、医院、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

项目评价范围内不存在环境敏感目标，环境敏感程度为不敏感。

本项目属于陆地石油开采行业，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）规定采油井场、计量撬和集中拉油站为 I 类建设项目，根据表 2.6-7 可知，采油井场、计量撬和集中拉油站土壤污染影响型评价等级为二级。

②生态影响型

土壤生态影响型项目根据建设项目类别、生态影响型敏感程度分级结果划分评价工作等级，生态影响型敏感程度分级见表 2.6-8，评价工作等级划分表见表 2.6-9。

表 2.6-8 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 $a > 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $< 1.5\text{m}$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $> 4\text{g/kg}$ 的区域	$\text{pH} \leq 4.5$	$\text{pH} \geq 9.0$
较敏感	建设项目所在地干燥度 $> 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $\geq 1.5\text{m}$ 的，或 $1.8 < \text{干燥度} \leq 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $< 1.8\text{m}$ 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度 $> 2.5$ 或常年地下水位平均埋深 $< 1.5\text{m}$ 的平原区；或 $2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$ 的区域	$4.5 < \text{pH} \leq 5.5$	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$
不敏感	其他	$5.5 < \text{pH} < 8.5$	

<sup>a</sup>是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。

表 2.6-9 生态影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	项目类别		
	I 类	II 类	III 类
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	/

项目区土壤盐分含量 $> 4\text{g/kg}$ ，属于盐化地区，不属于酸化、碱化地区；生态影响型敏感程度为敏感；本项目属于陆地石油开采行业，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）规定采油井场、计量撬和集中拉油站为 I 类建设项目。根据表 2.6-9 可知，采油井场、计量撬和集中拉油站土壤生态影响型评价等级为一级。

#### （7）环境风险评价等级

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），环境风险评价工作级别按表 2.6-10 进行划分。

表 2.6-10 环境风险评价工作级别划分表

环境风险潜势	IV、IV <sup>+</sup>	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说明。

本项目涉及的风险物质为原油、伴生气，环境风险单元为单井采油井场，危险物质与临界量的比值（Q 值）计算结果详见表 2.6-11。

表 2.6-11 风险单元 Q 值一览表

风险单元	规格	风险物质在线量	风险物质临界	Q 值	风险潜势
------	----	---------	--------	-----	------

			(t)	量(t)		等级
施工期	采油井场	柴油	20	2500		I
		油基钻井液	81.14	2500		
		危险废物(油基钻井岩屑)	12.5	2500		
小计		/	/	/		
运营期	单井采油管线	长度 2.7m、DN65 2.5MPa	原油		2500	I
			伴生气(甲烷)		10	
	集油支线	长度 2.5km、 DN150 3.5MPa	原油		2500	
			伴生气(甲烷)		10	
	输气管线	长度 4.7km	伴生气(甲烷)			
拉油罐	1座 500m <sup>3</sup>	原油				
小计		/	/	/	/	

根据上表计算结果可知,  $Q=***$ , 小于 1, 判断风险潜势为 I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 相关要求, 根据表 2.6-10 判定本次风险评价仅进行简单分析。

## 2.6.2 评价范围

根据各环境要素导则要求, 结合周边环境, 确定本项目各环境要素的评价范围见表 2.6-12 和图 2.6-1。

表 2.6-12 各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围	
大气	以单井井场为中心, 边长为 5km 矩形形成的包络线。	
地下水	以地下水流向为长轴, 采油井场上游 1km、下游 2km, 水流垂直方向分别外扩 1km。	
声环境	项目占地范围内及厂界向外延伸 200m 范围。	
土壤环境	污染影响型	采油井场占地范围内及厂界向外延伸 200m。
	生态影响型	采油井场占地范围内及厂界向外延伸 2km。
生态环境	采油井场厂界周围 50m 范围内。	
环境风险	不设评价范围。	

图 2.6-1 评价范围示意图

## 2.7 环境保护目标

根据现场调查,评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、海洋特别保护区、饮用水水源保护区,无基本草原、国家公园、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、永久基本农田、水土流失重点预防区和重点治理区、沙化土地封禁保护区。评价范围内的环境保护目标为评价范围内的天然林和野生动植物,各环境要素保护级别见表2.7-1。

表2.7-1 环境保护目标一览表

保护要素	环境保护目标	与项目区的位置关系	各要素保护级别及要求
环境空气	评价范围内的环境空气质量	/	GB3095-2012 二级
土壤环境	评价范围内的土壤	/	GB36600-2018 第二类用地筛选值标准
		/	GB15618-2018 表1
地下水环境	评价范围内的潜层地下水	/	GB/T14848-2017 III类
声环境	评价范围内的声环境	/	GB3096-2008 2类
生态环境	评价范围内的野生动植物	/	保护野生动植物生境不被破坏
	评价范围内有天然林	/	不得在天然林内新增永久占地,不得随意破坏占地范围外的植被

## 2.8 评价内容和评价重点

### 2.8.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)要求,结合项目特点、周围区域环境现状、环境功能区划,确定本次评价内容包括建设项目工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价、环境保护措施及其可行性论证、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、环境影响评价结论,具体见表2.8-1。

表2.8-1 评价内容一览表

序号	评价专题	评价内容
1	工程分析	项目基本情况、主体工程、公辅工程、环保工程、依托工程,根据污染物产生环节、方式及治理措施,核算污染物产生和排放强度,给出污染因子及其产生和排放的方式及数量等。
2	环境现状调查与评价	自然环境、环境保护目标调查、环境质量现状调查(包括环境空气、地下水、声环境、土壤环境和生态环境)。

3	环境影响预测与评价	分为施工期、运营期和退役期。对施工期和退役期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析。运营期对废气、废水、噪声、固体废物、土壤进行了影响预测和分析，并开展了环境风险评价。
4	环保措施及其可行性论证	针对废气、废水、噪声、固体废物、土壤污染防治措施、生态环境保护措施和环境风险防范措施进行论证。
5	环境影响经济损益分析	从社会效益、经济效益和环境效益等方面叙述。
6	环境管理与环境监测计划	根据国家环境管理与监测要求，给出环境管理制度和日常监测计划，给出污染物排放清单、制定环保三同时验收一览表。
7	结论	根据上述各章节的相关分析结果，从环保角度给出建设可行性结论。

### 2.8.2 评价重点

根据工程特点及评价因子筛选的结果，结合区域环境状况，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) 大气、地下水、土壤、生态环境影响评价及环境风险分析；
- (3) 环境保护措施及其可行性论证。

## 2.9 相关规划及政策符合性分析

### 2.9.1 相关规划符合性分析

#### (1) 区域发展规划符合性分析

《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》中指出：“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”。本项目位于准噶尔盆地西北缘，属于玛湖勘探事业部管辖，项目位于玛湖油田玛页 1 井区，属于陆地石油开采行业（页岩油），符合规划及纲要中的相关要求。

《克拉玛依市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中指出：“全力保障新疆油田公司增储上产。进一步加大常规油气、页岩油、油砂等资源的勘探开发力度，提高勘探开发技术与效率，扩大勘探区域”。本项目实施后可增加区域原油产能，符合规划及纲要中的相关要求。

#### (2) 主体功能区规划相符性分析

本项目位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的天山北坡重点开发区域，区域功能定位是：我国面向中亚、西亚地区对外开放的陆路交通枢纽和重要门户，全国重要的能源基地，我国进口资源的国际大通道，西北地区重要的国际商贸中心、物流中心和对外合作加工基地，石油天然气化工、煤电、煤化工、机电工业及纺织工业基地。本项目属于油气资源开发，属于该区域定位，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的功能定位。

### （3）行业发展规划及规划环评相符性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》指出，将石油、天然气列为重点勘查开采矿种，并指出要加快玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘等大型油气田建设，促进增储上产，支撑克拉玛依、吉木萨尔油气能源资源基地建设。本项目属于陆地石油开采，位于准噶尔盆地，所在区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2020—2025 年）》中的环准噶尔能源资源勘查开发区。项目位于玛湖油田玛页 1 井区，项目实施可促进玛湖增储上产，支撑克拉玛依油气能源资源基地建设，建设符合规划及规划环评的相关要求。

《新疆油田公司“十四五”发展规划》指出，地面系统总体能力满足“十四五”期间新区玛湖 500 万吨上产、吉木萨尔页岩油建产、南缘建产，老区千万吨稳产、天然气稳产的需要，非常规油气藏地面配套关键技术取得重大突破，数字化、标准化等指标达到股份公司先进水平，生产运行、能耗等指标超越股份公司一般水平。全面建成保障坚强、结构合理、安全可靠、运行灵活、节能环保、经济高效的水、电、路、通讯保障系统。本项目属于陆地石油开采（页岩油开采项目），地理位置位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市，位于准噶尔盆地西北缘，项目实施后有助于玛湖 500 万吨上产，提高区域原油产能，符合规划及规划环评的相关要求。

### （4）与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

项目建设符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》中的相关要求，详见表 2.9-1。

表 2.9-1 项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性分析
1	加快发展现代煤化工、新材料、有色金属、煤炭、煤电、矿产开采及加工等优势产业，培育壮大先进装备制造、页岩油气加工、节能环保、新型建材、新能源等新兴产业和生产性服务业	本项目为陆地石油开采，属于区域优势矿产资源	符合
2	实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。	本项目不属于“高污染、高风险产品”项目；位于一般管控单元，不涉及生态红线；废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处置，不会突破区域环境质量底线；施工期和运营期会消耗少量的电能和水，工程资源消耗量相对区域资源利用总量较少，符合资源上限要求；符合“三线一单”的要求。	符合
3	积极引导重点产废企业自建危险废物利用设施，支持大型企业集团内部共享危险废物利用处置设施，推进工业废盐、废催化剂、煤焦油、电解铝大修渣等利用处置设施建设，适度发展水泥窑协同处置危险废物，引导推进有害废物处理处置能力建设，引导推进含油污泥处置、废矿物油回收利用能力过剩问题化解和布局优化。坚持兵地统筹、区域协同规划和建设危险废物利用处置设施，实现疆内危险废物处置能力与产废情况总体匹配。深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、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	运营期危险废物为清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料，各类危险废物分类收集，集中收集后交由有相应资质的单位处置。	符合
4	强化危险废物全过程环境监管。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部已定期申报危险废物产生处置情况，并制定有危险废物管理计划，危险废物转移时执行危险废物转移联单制度。	符合
5	严格落实排污许可制度，健全事前事中事后监管体系。加强企业环境治理责任制度建设，指导帮扶企业建立自我检查、自我纠正、自我完善的环境保护工作机制。督促企业严格执行法律法规，严格执行建设项目环境影响评价、环境保护“三同时”、排污许可证申领、自行监测、清洁生产与资源综合利用等环境保护管理制度，履行污染治理与排放控制、水资源节约和保护、生态保护与修复、突发环境事件应急管理法定义务和社会责任，并主动接受社会监督	根据《固定源排污许可分类管理名录》，本工程不涉及通用工序。环境管理依托其已建立的、完善的环境管理体系，本报告提出了严格落实环境保护“三同时”、运营期监测计划的要求，并依法公开。	符合
6	加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部已编制突发环境事件应急预案并进行备案工作，并定期进行应急演练工作。	符合

## (5) 与《克拉玛依市“十四五”生态环境保护规划》的符合性

《克拉玛依市“十四五”生态环境保护规划》提出：“不断提高油气开采行业放空天然气回收利用效率，实现放空天然气高效再利用；加强应急预案备案，不断强化企事业单位应急预案管理；加强工业固体废物的环境管理”。拟部署的12口采油井开采出的伴生气在集中拉油站分离后，通过新建输气管线管输至风南4转油站站外已建CNG回收装置处理，实现了伴生气100%回收，符合规划要求。

## (6) 与《克拉玛依市国土空间总体规划（2021—2035年）》（公示稿）符合性分析

《克拉玛依市国土空间总体规划（2021—2035年）》（公示稿）中规定：“能源保障：确保能源安全，保障油气生产空间，分区引导勘探开采空间；划分油气开采稳定开发区、重点开发区和潜力开发区，明确不同空间管控要求，全力支持油气开采稳产上升、提质增效；加强国土空间开发统筹，协调油气开采空间与农业、生态、城镇空间的关系，确保能源空间高效开发利用”。本项目为陆地石油开发项目，项目实施后可增加中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部的油气产能，符合规划要求。

## 2.9.2 环保政策符合性分析

## (1) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目采取的各项环保措施符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关要求，详见表2.9-2。

表2.9-2 项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	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%	本项目为陆地石油开采，井下作业时产生的洗井废水和井下作业废液送至风城2号稠油处理站采出水处理系统处理达标后回注地层，井下作业时下部铺设防渗膜，落地油100%回收。	符合
2	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%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	井下作业时，洗井液、压裂返排液和酸化返排液配制好，由罐车拉运至井场，井下作业时带罐作业，产生的压裂返排液、酸化返排液和废洗井液由罐车拉运至风城2号稠油处理站采出水处理系统处理	符合

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
3	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注	本项目采用天然能量开采，不采用注水开发。	符合
4	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建3000m <sup>3</sup> 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于0.5%。	本项目新建500m <sup>3</sup> 集中拉油罐，采用集中拉油生产，装车采用顶部装载，拟部署的12口采油井开采出的伴生气在集中拉油站分离后，通过新建输气管线管输至风南4转油站站外已建CNG回收装置处理，实现了伴生气100%回收。项目油气损耗率在0.5%以下。	符合
5	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	虽然本项目采用集中拉油生产，但拟部署的12口采油井开采出的伴生气在集中拉油站分离后，通过新建输气管线管输至风南4转油站站外已建CNG回收装置处理，实现了伴生气100%回收。	符合
6	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	报告中提出了生态环境保护措施，占地范围内的植被主要靠自然恢复，运营期监测计划章节提出了地下水的监测计划	符合
7	油气田退役前应进行环境影响后评价，油气田企业应按照后评价要求进行生态恢复。	建设单位应在项目完成竣工环保验收并稳定运行3至5年后、退役前开展后评价工作	符合
8	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	钻井期分离出的钻井液循环利用，不外排，井下作业时产生的洗井废水和井下作业废液送至风城2号稠油处理站采出水处理系统处理。	符合
9	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	危险废物主要为清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料，分类收集，集中收集后交由有相应资质的单位处置。	符合
10	1) 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；2) 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；3) 在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；4) 建立环境保护人员培训制度；5) 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措	运营后建设单位应将本项目纳入中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部已有的HSE管理体系、突发环境污染事件应急预案及污染源日常监控计划。	符合

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
	施,防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故		

(2) 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求的相符性分析

本项目采取的各项环保措施符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中相关要求,相符性分析详见表 2.9-3。

表 2.9-3 本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《规范》中相关规定	拟采取的相关措施	相符性分析
1	资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调,最大限度减少对自然环境的扰动和破坏,选择资源节约型、环境友好型开发方式;因矿制宜选择开采工艺和装备,符合清洁生产要求;应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则,及时治理恢复矿区地质环境,复垦矿区压占和损毁土地;应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,科学合理确定开发方案,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;集约节约利用土地资源,土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目建设符合相关规划,符合区域“三线一单”中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源利用效率相关要求;中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部建有完善的HSE管理体系;采用天然能量开采工艺,严格控制管线施工作业带宽度;按照规定对占地进行补偿,施工结束后临时占地要及时恢复,退役期要及时释放永久占地;植被主要靠自然恢复。	符合
2	应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,配备完善的固控系统,及时妥善处置钻井泥浆	本项目一开和二开采用水基钻井液体系、三开采用油基钻井液体系,设有防喷器,钻井岩屑和钻井液进入不落地系统进行处理,分离出的液相回用,分离出的水基钻井岩屑交由岩屑处置单位处理,分离出的油基钻井岩屑属于危险废物,交由有相应危险废物处置资质的单位处置。	符合
3	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	运营期利用油区已有地下水源井落实地下水监测计划。	符合
4	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	中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部已具备完善的应急管理体系,可依托其应急预案及应急物资。	符合
5	按照减量化、资源化、再利用的原则,综合开发利用油气藏共生资源,综合利用固体废弃物、废水等,发展循环经济;气田伴生资源综合利用;与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不	井下作业时产生的洗井废水和井下作业废液送至风城2号稠油处理站采出水处理系统处理。危险废物主要为清罐底泥、废润滑	符合

序号	《规范》中相关规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	低于90%；油气生产过程中产生的废液、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%；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、回注或采取其它有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收	油、废润滑油桶、沾油废防渗材料，分类收集，集中收集后交由有相应资质的单位处置。	
6	建立油气田生产全过程能耗核算体系，通过采取节能减排措施，控制并减少单位产品能耗、物耗、水耗，减少“三废”排放；生产主要环节应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	中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部已按要求开展了清洁生产审核与验收工作，针对节能降耗、新工艺、新设备等环保效果进行严格把控，确保清洁生产水平保持先进	符合

(3) 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》的相符性分析

本项目的建设符合《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》中的相关要求，具体见表2.9-4。

表2.9-4 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》的符合性分析

序号	《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》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书，重点就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影响的对策措施，自行组织专家论证，相关成果向省级生态环境主管部门通报	中国石油新疆油田分公司编制了《新疆油田公司“十四五”发展规划》和《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》，规划环境影响报告书已取得自治区生态环境厅审查意见（新环函〔2022〕252号）。	符合
2	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应以区块为单位开展环评，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。项目环评应深入评价项目建设、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。滚动开发区块产能建设项目，还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应在环评中论证其可行性和有效性。	本项目为页岩油开采，以玛页1井区所形成的区块为单元开展环评，在报告中对施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性。	符合
3	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定	本项目所在区块属于未确定产能规模的新区块，6口新钻井和6口勘探井/评价井转产井纳入中	符合

序号	《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》中相关规定	本项目采取的相关措施	符合性分析
	产能建设规模后,原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的,可以纳入区块环评。自2021年1月1日起,原则上不以单井形式开展环评。过渡期间,项目建设单位可以根据实际情况,报批区块环评或单井环评。	国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部的玛页1井区所形成的区块开展环评	
4	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目,应当符合国家和地方污染物排放标准,满足重点污染物排放总量控制要求。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。在相关行业污染控制标准发布前,回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求后回注,同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层,一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究,重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等,提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息,涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外	本项目采用天然能量开发,不涉及废水回注工程、不使用钻井液。运营期井下作业时产生的洗井废水和井下作业废液送至风城2号稠油处理站采出水处理系统处理。	符合
5	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。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施,提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物,应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究,重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响,分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求,促进固体废物合理利用和妥善处置	危险废物主要为清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料,分类收集,集中收集后交由有相应资质的单位处置;固体废物均得到妥善处置,不会对区域环境造成不利影响。	符合
6	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控,通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施,有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的,应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水,应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织	拉油罐采用固定顶罐,装车采用顶部装载;伴生气中不含硫化氢,井场、计量撬和集中拉油站边界无组织非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020)限值要求,不涉及加热炉、锅炉和压缩机等燃气设施	符合

序号	《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》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
	排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求		
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。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	施工期间严格按照既定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减振措施，评价范围内无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束后应及时对施工区进行平整、清理，恢复临时占地。	符合
8	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部具备完善的应急管理体系，可依托其应急预案及应急物资。	符合
9	建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。分期建设、分期投入生产或者使用的建设项目，其相应的环境保护设施应当分期验收。	报告中提出了建设单位应开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台	符合
10	陆地区块产能建设项目实施后，建设单位或生产经营单位应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测，发现问题应及时整改。项目正式投入生产或运营后，每3~5年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。按要求开展环评的现有滚动开发区块，可以单独开展环境影响后评价，法律法规另有规定的除外。海洋油气开发项目环境影响后评价的具体要求另行规定。	报告中提出了建设单位应对地下水、土壤环境和生态环境进行跟踪监测，在项目投入运营每3到5年开展一次环境影响后评价	符合
11	工程设施退役，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施。同时，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。	报告中对退役期提出了生态恢复措施，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵。	符合

(4) 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》符合性分析

项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》中

的相关要求，详见表 2.9-5。

表 2.9-5 项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
1	1. 石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	项目建设符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》和《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》的要求。	符合
2	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、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，有效降低生态环境影响。	施工期严格控制施工作业面积，尽量减少施工占地、缩短施工时间，项目区周围无环境敏感区。	符合
3	污染防治与环境影响 陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	井口采出物通过罐车拉运至改造后的风城 2 号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置处理。选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对采油井场、计量撬、集中拉油站内的阀门、设备设施、拉油罐和管线等检查、检修；项目不涉及燃煤、燃气锅炉、加热炉，伴生气中不含硫化氢；采取以上措施后采油井场、计量撬、集中拉油站厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）。	
4	油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	井口采出物通过罐车拉运至改造后的风城 2 号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置处理。拟部署的 12 口采油井开采出的伴生气在集中拉油站分离后，通过新建输气管线管输至风南 4 转油站站外已建 CNG 回收装置处理，实现了伴生气 100%回收。本项目不涉及碳捕集、利用与封存	符合

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
		(CCUS) 技术。	
5	陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用, 无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放, 工业废水回用率应达到 90% 以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液, 配备完善的固控设备, 钻井液循环率应达到 95% 以上, 压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100% 返排入罐。	洗井废水、井下作业废液均送至风城 2 号稠油处理站采出水处理系统处理; 拟建项目使用环境友好的压裂液和水基钻井液, 钻井液循环使用, 无废液排放, 循环率 95%。	符合
6	涉及废水回注的, 应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; 在相关行业污染控制标准发布前, 回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596) 等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采, 鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	本项目不涉及废水回注, 井下作业废液和采出水均送至风城 2 号稠油处理站采出水处理系统处理。	符合
7	废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺, 勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后, 固相优先综合利用, 暂时不利用或者不能利用的, 应按照国家有关规定制定危险废物管理计划, 建立危险废物管理台账, 依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	拟建项目钻井拟采用“泥浆不落地”工艺, 钻井泥浆循环利用, 无废钻井液和钻井废水; 水基钻井岩屑进专用储罐暂存, 委托岩屑处置单位直接拉运处置; 油基钻井岩屑委托具有相应危废处置资质的单位进行处置; 井下作业带罐作业, 落地油 100% 回收; 危险废物拟委托有危险废物处理资质的单位处理。废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料均交由有相应危险废物处理资质的单位回收处理; 中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部已制定有危险废物管理计划, 建立了危险废物管理台账, 固体无害化处置率达到 100%。	符合
8	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348) 要求。	尽量选用低噪声设备, 对噪声强度较大的设备进行基础减振等减噪处理; 定期给机泵等设备加润滑油和减振垫, 对各种机械设备定期保养; 合理布局使各设备尽可能位于井场或者	符合

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
		站场中心;采取以上措施后井场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类声功能区环境噪声限值要求。	
9	对拟退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设施应进行生态修复,生态修复前应对废弃油(气)井、管道进行封堵或设施拆除,确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	报告对拟退役的废弃井进行封井,拆除井场各类设备设施及管线的拆除、井区废弃管线的封堵等施工活动;根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》的相关要求,提出了生态修复方案。	符合

### 2.9.3 与生态环境分区管控方案符合性分析

#### (1) 生态保护红线

评价范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地和饮用水水源保护区,也无基本草原、森林公园、地质公园、重要湿地、重点野生保护动物栖息地,也无重点保护野生植物生长繁殖地,不涉及生态保护红线。

#### (2) 环境质量底线

废气主要为无组织非甲烷总烃,在落实各项环保措施的前提下,非甲烷总烃可满足《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。洗井废水和井下作业废液(压裂返排液、酸化返排液和废洗井液)由罐车拉运至风城2号稠油处理站采出水处理系统处理。噪声源主要为井场的机泵、计量撬和集中拉油站各种设备,采取相应措施后井场边界昼夜噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的2类区标准要求;固体废物主要为清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和生活垃圾。清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料属于《国家危险废物名录》(2025年版)HW08废矿物油和含矿物油废物,收集后交由有相应危险废物处理资质的单位处理。综上所述,废气、噪声均可实现达标排放,废水和固体废物均得到妥善处置,符合

环境质量底线的要求。

（3）资源利用上限

运营期消耗少量的电能和水，用量较少，不会突破区域总量控制指标，符合资源上限要求。

（4）生态环境准入清单

根据《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023 版）可知，根据《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023 版）可知，拟建项目位于乌尔禾区环境一般管控单元 03（环境管控单元编码为 ZH65020530003）。

项目建设符合《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案》，具体分析见表 2.9-6。

表 2.9-6 本工程与生态环境准入清单的符合性分析一览表

管控要求		拟建项目情况	相符性分析
空间布局约束	1. 执行克拉玛依市总体管控要求中空间布局约束要求。		符合
	1.1 禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项。严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。坚决遏制“两高”项目盲目发展，石化、现代煤化工项目应纳入国家产业规划。	1.1 拟建项目不属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。不属于《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项。不属于《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。不属于“两高”项目。	
	1.2 坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目发展，严格落实国家产业规划、产业政策，“三线一单”、规划环评，以及产能置换、煤炭消费减量替代、区域污染物削减等要求，坚决叫停不符合要求的高耗能、高排放、低水平项目。依法依规退出重点行业落后产能，严格执行《产业结构调整指导目录》，将大气污染物排放强度高、治理难度大的工艺和装备纳入淘汰类或限制类名单。	1.2 拟建项目不属于高耗能、高排放、低水平项目。	
	1.3 新建、改建、扩建“两高”项目须符合生态环境保护法律法规和相关法定规划，满足重点污染物排放总量控制、碳排放达峰目标、生态环境准入清单、相关规划环评和相应行业建设项目环境准入条件、环评文件审批原则要求。	1.3 拟建项目不属于“两高”项目。	
	1.4 独山子区建成区淘汰 65 蒸吨/小时以下的燃煤锅炉，其他区建成区淘汰 35 蒸吨/小时及以下的燃煤锅炉。推进供热管网建设，充分释放和提高供热能力，淘汰管网覆盖范围内的燃煤锅炉。	1.4 拟建项目不涉及相关要求。	
	1.5 在城市城区及其近郊禁止新建、扩建钢铁、有色、石化、水泥、化工等重污染企业。	1.5 拟建项目不涉及相关要求。	
1.6 严格建成区施工扬尘监管，建立扬尘控制责任制度。加	1.6 拟建项目施工现场采取洒水、围挡措施，物料集中堆放采取遮盖，车辆不要装载过满并采取密闭或者遮盖等措施。 1.7 拟建项目占地不涉及基本农田。 1.8 拟建项目占地不涉及基本农田。 1.9 拟建项目占地不涉及耕地。 1.10 拟建项目不涉及相关要求。 1.11 拟建项目不涉及相关要求。 [C1-1]拟建项目不涉及相关要求。		

	<p>强道路扬尘综合整治，严格渣土运输车辆规范化管理。加强露天矿山综合治理。加强农业大气氨污染防治。</p>		
	<p>1.7 禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动；禁止任何单位和个人占用基本农田发展林果业和挖塘养鱼。</p>		
	<p>1.8 严禁在优先保护类耕地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业，现有相关行业企业要采用新技术、新工艺，加快提标升级改造步伐。</p>		
	<p>1.9 制定优先保护类耕地保护办法或相关管理制度，进一步强化保护力度。依法将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实施严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目确实无法避让外，不得新建任何项目占用。到2025年，全市优先保护类耕地面积与2020年相对保持稳定。</p>		
	<p>1.10 将建设用土壤环境管理要求与国土空间规划等相关规划衔接，在制定相关规划时，应充分考虑建设用土壤环境风险，合理确定土地用途。全市要结合土壤污染状况详查情况，以及用途拟变更为居住和商业、学校、医疗、养老机构等的石油、石化、垃圾填埋场、污泥处置等相关用地开展土壤环境状况调查评估，按照“谁污染、谁治理，谁使用，谁负责”的原则，土地储备、出让、收回、续期前，应由土地使用权人负责开展调查评估；已经收回的，由市、区两级人民政府负责开展调查评估。</p>		
	<p>1.11 采取“净土收储”的模式，严格污染地块用途管制，落实准入管理要求。列入建设用土壤污染风险管控和修复名录的地块，对暂不开发利用的污染地块，实施以防止污染扩散为目的的风险管控。对拟开发利用为居住用地和商业、学</p>		

		校、医疗、养老机构等公共设施用地的污染地块，实施以安全利用为目的的风险管控和修复措施，未达到土壤污染风险评估报告确定的风险管控、修复目标的建设用地地块，禁止开工建设任何与风险管控、修复无关的项目。		
	2. 执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中空间布局约束的相应管控要求。	[C1-1]建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。		
污染物排放管控	1. 执行克拉玛依市总体管控要求中污染物排放管控要求。 2. 执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中污染物排放管控的相应管控要求。	2.1 重点行业污染物排放管控。	2.1 拟建项目不属于石化、焦化、火电、装备、纺织服装和轻工等2.1中涉及的重点行业。 2.2 拟建项目采出液密闭集输、加强管理，尽量减少废气排放，经预测厂界无组织非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中挥发性有机物厂界监控点浓度限值。 2.3 拟建项目不使用国三及以下排放标准的柴油货车、采用稀薄燃烧技术或“油改气”的老旧燃气车辆。采取如下废气防治措施：尽量采用低排放的非道路移动机械；加强非道路移动机械的排放检测和维修；加强非道路移动机械的维修、保养，使其保持良好的技术状态；经检测排放不达标的非道路移动机械，应强制进行维修、保养，保证非道路移动机械及其污染控制装置处于正常技术状态。 2.4 拟建项目不涉及相关要求，拟建项目产生的废水均得到合理处置，不外排。 2.5 拟建项目位于克拉玛依油田，废水、固体废	符合
		2.2 加强挥发性有机物（VOCs）污染治理，抓好VOCs和氮氧化物协同治理。重点推进石油开采、石油炼化、包装印刷、工业涂装等重点行业VOCs污染防治，完成VOCs减排任务。		
		2.3 加快淘汰国三及以下排放标准的柴油货车、采用稀薄燃烧技术或“油改气”的老旧燃气车辆。加强非道路移动机械污染防治，严格管控高排放非道路移动机械。推进排放不达标工程机械清洁化改造和淘汰。积极推广新能源汽车。		
		2.4 完善污水收集体系。通过合理确定城镇排水设施标准、布局、建设时序，达到污水有效治理、处理和利用并举，改善城镇水环境。推进管网更新改造。实施管网混错接改造、管网更新、破损修复改造等工程，实施清污分流，全面提升现有设施效能。污水处理厂执行一级A排放标准，处理后的污水可用于戈壁荒漠的植被恢复和城区周边绿化灌溉。		
		2.5 以克拉玛依油田为重点，加强油（气）田废弃物的无害化处理和资源化利用，严防油（气）田勘探、开发、运行过程以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染。持续开展油（气）资源开发区历史遗留污染地块治理与修复工作。		
		2.6 持续做好涉镉等重金属企业排查整治，严格执行重金属		

		<p>污染物排放限值,加大涉重金属企业监督检查力度,确保全市涉重金属排放企业实现稳定达标排放。</p> <p>2.7 严格控制高毒高风险农药使用,加强农药包装废弃物回收处理,加强废弃农膜回收利用。强化畜禽养殖污染防治。</p> <p>2.8 积极开展碳达峰行动。探索实施二氧化碳排放强度和总量双控,推动电力、石化、化工等重点行业制定达峰目标,鼓励大型企业制定碳达峰行动方案。推动重点行业企业开展碳排放强度对标活动。</p> <p>2.9 控制重点领域二氧化碳排放。控制工业过程温室气体排放,推动煤电、石油石化等行业开展二氧化碳捕集利用和封存等低碳技术的示范应用。提升参与碳市场能力。全面贯彻落实国家、自治区碳市场建设工作部署,组织重点行业企业开展温室气体排放核查,夯实碳配额分配和碳排放权交易数据基础。</p> <p>[C2-1]加强农业面源污染治理,严格控制化肥农药施用量,逐步削减农业面源污染物排放量。</p>	<p>物均能得到妥善处置,本次评价中提出严格落实分区防渗措施,加强井场防渗等级,避免污染物入渗土壤及地下水环境;钻井时严格落实套管下入深度合格和固井质量合格;试油作业时在重点防渗区铺设防渗材料,防止落地油散落地面污染土壤和地下水;各类污染物全部妥善处置,严禁外排至外环境,现场无遗留;施工结束后对施工场地进行平整,恢复地貌。拟建项目在做好上述措施的前提下,拟建项目的建设对土壤影响较小。</p> <p>2.6 拟建项目不涉及相关要求。 2.7 拟建项目不涉及相关要求。 2.8 拟建项目不涉及相关要求。 2.9 拟建项目不涉及相关要求。 [C2-1]拟建项目不涉及相关要求。</p>	
<p>环境风险防控</p>	<p>1. 执行克拉玛依市总体管控要求中环境风险防控要求。 2. 执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中环境风险防控的相应管控要求。</p>	<p>3.1 严格执行《集中式饮用水水源地规范化建设环境保护技术要求》(HJ773-2015)等标准规范。对已实施的隔离防护、视频监控、标识标牌、应急池设施定期巡检巡查,发现问题及时整改。进一步加强乡镇级饮用水水源地保护工作。加强对重点行业企业监管。加强应急预案审核备案,督促企业完善事故应急池建设,强化应急物资储备。定期开展水污染事故应急演练,健全联防联控应急机制,进一步提升应急处置能力。</p> <p>3.2 健全保护区内危险化学品运输管理制度。保护区内有道路、桥梁穿越的,危险化学品运输采取限制运载重量和物资种类、限定行驶线路等管理措施,并完善应急处置设施。保护区内运输危险化学品车辆及其他穿越保护区的流动源,利</p>	<p>3.1 拟建项目不涉及相关要求。 3.2 拟建项目不涉及相关要求。 3.3 拟建项目不涉及相关要求。 3.4 拟建项目施工期间使用化学品,施工期间施工单位加强环境风险管控。 3.5 拟建项目不涉及相关要求。 3.6 拟建项目运营期属于风城油田作业区管辖,作业区编制完成了《风城油田作业区环境污染突发事件专项应急预案》(备案编号:650205-2022-014-L)。本次建设内容的突发环境事件应急预案纳入风城油田作业区现有突发环境事件应急预案中,对现有突发环境事件应急预案进行必要的完</p>	<p>符合</p>

	<p>用全球定位系统等设备实时监控。</p> <p>3.3 建设区域环境应急中心。加强石油石化行业和石化工业园区环境风险管理，强化企业环境风险防范的主体责任，实现健康发展与环境安全。</p> <p>3.4 推进化学品环境风险管控，开展化学物质环境风险评估，加大对新污染物环境风险管控力度。加强石油石化行业和石化工业园区环境风险管控，强化企事业单位环境风险防范的主体责任，科学把握发展与安全关系，实现健康发展与环境安全。完善现有环境应急信息平台建设，实现环境应急信息共享，建立市、区两级环保部门、企业之间应急工作的实时沟通体系。依托克拉玛依的区位和资源优势，积极争取上级政策资金支持，推进辐射北疆西北部区域环境应急中心建设。</p> <p>3.5 严格执行《集中式饮用水水源地规范化建设环境保护技术要求》（HJ773-2015）等标准规范。对已实施的隔离防护、视频监控、标识标牌、应急池设施定期巡检巡查，发现问题及时整改。进一步加强乡镇级饮用水水源地保护工作。加强对重点行业企业监管。加强应急预案审核备案，督促企业完善事故应急池建设，强化应急物资储备。定期开展水污染事故应急演练，健全联防联控应急机制，进一步提升应急处置能力。</p> <p>3.6 不断完善风险源企业名录，做好应急预案备案。严格按照自治区生态环境厅有关风险源企业筛选要求，对危废产生及处置、危险化学品、加油（气）站及石油、化工等环境风险源进行重点筛选，确定风险源企业。严格按照应急预案管理规定，督促企业修编应急预案，不断强化企事业单位应急预案管理。</p> <p>3.7 优先保护类耕地集中区域有可能造成土壤污染的相关</p>	<p>善和补充。</p> <p>3.7 拟建项目不涉及相关要求。</p> <p>3.8 新疆油田分公司制定了严格的环保管理制度，保证持续有效防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。</p> <p>3.9 新疆油田分公司在拆除设施、设备或者建筑物、构筑物的，制定包括应急措施在内的土壤污染防治工作方案。</p> <p>3.10 拟建项目不涉及相关要求。</p> <p>3.11 拟建项目不涉及相关要求。</p> <p>3.12 拟建项目不涉及相关要求。</p> <p>3.13、3.14 拟建项目位于克拉玛依油田，施工期产生的废水、固体废物均能得到妥善处置，本次评价中提出严格落实分区防渗措施，加强井场防渗等级，避免污染物入渗土壤及地下水环境；钻井时严格落实套管下入深度合格和固井质量合格；试油作业时在重点防渗区铺设防渗材料，防止落地油散落地面污染土壤和地下水；各类污染物全部妥善处置，严禁外排至外环境，现场无遗留；施工结束后对施工场地进行平整，恢复地貌。拟建项目在做好上述措施的前提下，拟建项目的建设对土壤影响较小。</p> <p>3.15 拟建项目不涉及相关要求。</p> <p>3.16 拟建项目不涉及相关要求。</p> <p>3.17 拟建项目不涉及相关要求。</p> <p>3.18 风城油田作业区设置地下水监测井并进行监测。</p> <p>3.19 风城油田作业区建立健全环境风险防控体</p>	
--	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

	<p>行业企业应当按照有关规定采取措施,防止对耕地造成污染。推行秸秆还田、化肥农药减量化、增施有机肥、少耕免耕与轮作、农膜减量与回收利用等措施,切实保护优先保护类耕地土壤环境质量。</p> <p>3.8 土壤污染重点监管单位应该严格控制有毒有害物质排放,并按年度向生态环境主管部门报告排放情况;建立土壤污染隐患排查制度,保证持续有效防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散;制定、实施自行监测方案,并将监测数据报生态环境主管部门。并对监测数据的真实性和准确性负责。生态环境主管部门发现土壤污染重点监管单位监测数据异常,应当及时进行调查。设区的市级以上地方人民政府生态环境主管部门应当定期对土壤污染重点监管单位周边土壤进行监测。</p> <p>3.9 土壤污染重点监管单位拆除设施、设备或者建筑物、构筑物的,应当制定包括应急措施在内的土壤污染防治工作方案,报地方人民政府生态环境、工业和信息化主管部门备案并实施。</p> <p>3.10 土壤污染重点监管单位生产经营用地的用途变更或者在其土地使用权收回、转让前,应当由土地使用权人按照规定进行土壤污染状况调查。土壤污染状况调查报告应当作为不动产登记资料送交地方人民政府不动产登记机构,并报地方人民政府生态环境主管部门备案。</p> <p>3.11 对拟收回土地使用权的有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业用地,以及用途拟变更为居住和商业、学校、医疗、养老机构等公共设施的上述企业用地,由土地使用权人负责开展土壤环境状况调查评估;已经收回的,由所在地市、县级人民政府负责开展调查评估。</p> <p>3.12 结合国土空间规划,以用途变更为居住用地、商业、公</p>	<p>系,制定环境风险应急预案,建设突发事件应急物资储备库,成立应急组织机构。</p> <p>[C.3-1]拟建项目采取保护地表与植被,划定施工活动范围,严格控制和管理车辆及重型机械的行驶范围等措施,防止水土流失。</p>	
--	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

	<p>共管理与公共服务等用地的污染地块为重点，严格落实地块的调查评估、风险管控与修复活动。加强建设用地土壤修复的环境监管，推行绿色修复理念，防止二次污染。加强风险防范和公众监督，相关风险管控和修复单位要设置公示牌，公开污染地块主要污染物、可能存在的环境风险及采取的治理措施。鼓励周边社区街道等建立居民监督委员会，加强沟通交流，强化群众监督。</p>		
	<p>3.13 按照科学有序原则，对拟开发为农用地的，市、区两级人民政府组织开展土壤污染状况调查评估，对不符合标准的，不得种植食用农产品；对新建排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，应加强对土壤环境影响评价的内容，并提出防范土壤污染的具体措施。</p>		
	<p>3.14 以克拉玛依油田为重点，加强油（气）田废弃物的无害化处理和资源化利用，严防油（气）田勘探、开发、运行过程以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染。持续开展油（气）资源开发区历史遗留污染地块治理与修复工作。</p>		
	<p>3.15 结合克拉玛依市国土空间规划，以用途变更为居住用地、商业、公共管理与公共服务等用地的污染地块为重点，严格落实地块的调查评估、风险管控与修复活动。加强建设用地土壤修复的环境监管，推行绿色修复理念，防止二次污染。加强风险防范和公众监督，相关风险管控和修复单位要设置公示牌，公开污染地块主要污染物、可能存在的环境风险及采取的治理措施。鼓励周边社区街道等建立居民监督委员会，加强沟通交流，强化群众监督。</p>		
	<p>3.16 以饮用水水源保护为核心，加强地下水型饮用水水源补给区保护。综合考虑地下水水文地质结构、脆弱性、污染状况、水资源禀赋及其使用功能和行政区划等因素，逐步建立全市地下水污染防治分区管控机制，开展划定地下水污染治</p>		

		<p>理区、防控区及保护区试点。科学划定地下水污染防治重点区。强化工业园区、危险废物处置场和生活垃圾填埋场等地下水污染风险防控。探索建立报废钻井清单，持续推进封井工作。</p>		
		<p>3.17 定期评估有关工业企业及周边地下水环境安全隐患，定期检查地下水污染区域内重点行业企业的污染治理状况。依法关停造成地下水严重污染事件的企业。建立重点行业企业地下水影响分级管理体系，以石油炼化、焦化、黑色金属冶炼及压延加工业等排放重金属和其他有毒有害污染物的工业行业为重点，公布污染地下水重点监管单位名单。</p>		
		<p>3.18 化学品生产企业、危险废物处置场、垃圾填埋场等申领排污许可证时，载明地下水污染防渗和水质监测相关义务，采取防渗漏措施，建设地下水水质监测井并进行监测。根据潜在地下水污染特征，科学设计监测井位置和深度，加强监测井建设质量控制和运行维护，建立监测数据报送制度，逐步推进地下水环境自行监测。推动地下水污染防治重点区划定，明确环境准入、隐患排查、风险管控等管理要求。</p>		
		<p>3.19 建立健全环境风险防控体系，制定环境风险应急预案，建设突发事件应急物资储备库，成立应急组织机构。</p>		
		<p>[C.3-1]加强生态公益林保护与建设，防止水土流失。禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的尾矿、矿渣等。加强农田土壤、灌溉水的监测及评价，对周边或区域环境风险源进行评估。</p>		
<p>资源利用效率</p>	<p>1. 执行克拉玛依市总体管控要求中资源利用效率要求。</p>	<p>4.1 克拉玛依区、白碱滩区、乌尔禾区、独山子区用水总量控制在自治区下达指标内。</p>	<p>4.1、4.2 拟建项目用水由车辆拉运，不开采地下水。</p>	<p>符合</p>
		<p>4.2 按照“三条红线”各项控制指标，从严加强各类规划和建设项目的水资源论证、节水评价报告审批和跟踪监督管</p>	<p>4.3 拟建项目不涉及生态保护红线、基本农田、城镇开发边界外。</p>	

	<p>理，从严加强地下水开发利用的监督管理，从严加强取水许可监督管理。</p> <p>4.3 土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。</p> <p>4.4 2025年，能源消费总量控制在1783.86万吨标准煤以内。其中：煤炭消费总量控制在750万吨，石油消费总量控制在310万吨，天然气消费总量控制在52亿立方，非化石能源消费总量控制在107.03万吨标煤，发电煤耗控制在285克标准煤/千瓦时。单位GDP能耗、单位工业增加值能耗五年累计下降率控制在自治区下达的指标范围内。</p>	<p>4.4 拟建项目不涉及相关要求。 [C.4-1] 拟建项目不涉及相关要求。 [C.4-2] 拟建项目产生的生产废水全部回用，以达到节水目的。 [C.4-3] 拟建项目不涉及相关要求。 [C.4-4] 拟建项目不涉及相关要求。</p>	
<p>2. 执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中资源利用效率的相应管控要求。</p>	<p>[C.4-1] 实行水资源消耗总量和强度双控，推进农业节水，提高农业用水效率。优化能源结构，加强能源清洁利用。</p> <p>[C.4-2] 实施节水行动，强化农业节水增效、工业节水减排、城镇节水降损。推进污水资源化利用。</p> <p>[C.4-3] 壮大清洁能源产业，加快非化石能源发展，实施绿电替代，优化用能结构。</p> <p>[C.4-4] 严格保护优先保护类农用地，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降。加强耕地污染源源头控制，推进耕地周边涉镉等重金属行业企业排查整治。鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。动态调整耕地土壤环境质量类别。</p>		

图 2.9-1 项目在克拉玛依市生态环境管控单元图中的位置示意图

### 3 建设项目工程分析

#### 3.1 转产井概况及环境影响回顾

##### 3.1.1 环保手续履行情况

本次拟将勘探井玛48H等6口评价井/勘探井转为生产井，其环保手续履行情况具体如下：

表 3.1-1 玛页1井区环保手续

序号	建设单位	项目名称	环评批复时间	环评批复文号	验收情况
1	中国石油新疆油田分公司勘探事业部	玛47、玛48井勘探钻探项目	2020年1月28日	克环函（2020）30号	变更环评后该环评批复废止
2	中国石油新疆油田分公司勘探事业部	玛47、玛48井勘探钻探项目（变更）	2022年7月28日	克环函（2022）111号	2024年5月25日完成企业自主验收

备注：1）因玛48H三开钻井采用了油基钻井液，故进行了变更环评；2）玛47井（更名玛页2井）不在玛页1井区及本次拟建工程范围内，本次评价不做介绍。

玛48H井于2022年7月23日开钻，2023年2月13日完井，同年6月—11月进行了试油工作；试油效果良好，具备转为生产井的价值。

##### 3.1.2 拟转产井概况

###### （1）玛48H井实际建设情况

玛48H井工程基本组成一览表见表3.1-2。

表 3.1-2 玛48H勘探井基本组成一览表

工程组成	变更后的环评工程内容	实际建设内容	变化原因
地理位置	新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区 N46° 06' 23.050"，E85° 55' 23.690"	与环评一致	/
井号	玛48H井	与环评一致	根据油层情况调整钻井深度，减少了35m
	勘探井1口，设计井深6288m 井型为水平井	勘探井1口，完钻井深6253m 与环评一致	
钻井工程	采用三开井身结构：一开下入Φ339.7表层套管，下深500m，水泥浆返至地面；二开下入Φ244.5技术套管，下深4000m，水泥浆返至地面；三开下入Φ139.7油层套管下深6277m，水泥	采用三开井身结构：一开下入Φ339.7表层套管，下深496.91m，水泥浆返至地面；二开下入Φ244.5技术套管，下深4015m，水泥浆返至地面；三开	井深减少了35m

	浆返至地面	下入Φ139.7油层套管下深6253m,水泥浆返至地面		
	钻井液:一开、二开使用坂土+CMC水基钻井液体系;三开使用油基钻井液	钻井液:一开、二开使用坂土+CMC水基钻井液体系;三开使用油基钻井液	/	
储层改造	压裂液:13000m <sup>3</sup>	压裂液:16000m <sup>3</sup>	钻遇目的层属于特低孔、特低渗储层,增加压裂液用量3000m <sup>3</sup>	
环保工程	废气	主要为柴油机、发电机及各类施工机械燃料燃烧烟气、伴生气放空产生的燃烧烟气、施工扬尘以及柴油储罐和采出液储罐大、小呼吸排放的非甲烷总烃	由于试油过程较短,无组织废气挥发量较少	
	废水	钻井采用泥浆不落地工艺,回用于泥浆配制、不外排	与环评一致	
		试油废水(主要为洗井废水和压裂返排液)产生量为9200m <sup>3</sup> ,拉运至风城1号稠油联合站采出水处理系统处理,处理达标后回用于油田注水开发,不外排	试油废水(主要为洗井废水和压裂返排液)产生量约为3324m <sup>3</sup> ,罐车拉运至风城2号稠油联合站采出水处理系统处理,处理达标后回用于油田注水开发,不外排	根据实际情况转运处置
		生活污水产生量约193.6m <sup>3</sup> ,生活营地设1座防渗收集池,施工结束后生活污水清运至克拉玛依市乌尔禾区生活污水处理厂处理	共产生并转运528m <sup>3</sup> 生活污水。工程结束后,废水收集池已覆土填埋处理,防渗膜由施工单位回收,生活污水清运至乌尔禾区生活污水处理厂处置	/
	固体废物	水基钻井岩屑共计619m <sup>3</sup> ,不属于危险废物,由岩屑处置单位直接拉走进行处理,满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB 65/T 3997-2017)相关要求后进行综合利用	水基钻井岩屑共计1403m <sup>3</sup> ,不属于危险废物,委托新疆众人石油科技有限公司进行处理	根据油层情况增加了水基钻井液用量导致新增水基钻井岩屑
		油基钻井岩屑共计838t,由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置	油基钻井岩屑共计1058t,委托了克拉玛依博达环保科技有限公司进行处置	
		生活垃圾集中收集后拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处理	与环评一致	/
		废防渗材料委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置	沾油废防渗材料委托乌鲁木齐凤飞危险品运输有限公司清运至新疆聚力环保科技有限公司处置	
噪声	噪声源主要包括柴油发电机、柴油机、钻井液循环泵,以及各类施工机械,如挖土机、推土机、轮式装载车等,贯穿于整个施工过程,待施工结束后影响将消失。由于项目区50m范围内无声环境敏感目标,因此对声环境影响很小。	与环评一致	/	

图 3.1-1 玛 48H 勘探井井场现状照片

图 3.1-2 井位分布示意图

### 3.1.3 勘探开发概况及流体性质

#### (1) 勘探开发概况、地质构造、层系、储层特征

勘探开发概况、地质构造、层系、储层特征、油藏类型及开发进程见表 3.1-3。

表 3.1-3 勘探开发概况、地质构造、层系、储层特征、油藏类型及开发进程一览表

井区	类别	内容
玛页1井区	勘探开发概况	<p>玛北斜坡区二叠系风城组油气发现始于 20 世纪 80 年代, 1984 年 4 月, 风 5 井在二叠系风城组二段 3200m~3456m 试油, 日产油 5.87t, 从而发现了风 5 井区块下盘二叠系风城组油藏。</p> <p>2008 年 8 月 2 日风险探井风城 1 井在二叠系风城组一段 4193m~4272m 测试获高产油气流, 加快了玛北斜坡区风城组勘探步伐; 2018 年底, 玛页 1 风险探井明确了风城组三段、二段具有纵向上整体含油, 局部富集, 平面大面积分布的特征。为了进一步深入推进玛北斜坡区风城组勘探, 2021 年部署上钻了玛页 1H、玛 49 等井; 2021 年 10 月, 玛北斜坡区玛页 1 井区二叠系风城组三段+二段提交了石油预测储量 <math>12352 \times 10^4 \text{t}</math>。</p> <p>为加快玛北风城组储量升级和开发进程, 在玛页 1 井区开展了玛 54X、玛 48H 勘探井, 整体试油效果较好。为加快推进玛页 1 井区块二叠系风城组油藏提产试验, 需对玛页 1 井区进行开发先导试验以落实单井产能与地层供液能力, 为后期规划开发上产提供依据。</p> <p>玛页 1 井区油藏位于玛北油田西北部区域(即玛北 131 区块), 地理上位于玛北 131 区块内的风南 4 井区, 但与风南 4 井区油藏属于不同地层, 其行政隶属于克拉玛依市乌尔禾区, 位于乌尔禾区政府东侧约 17km, 构造上位于准噶尔盆地西部隆起乌夏断裂带下盘, 其北部为风城油田开发区, 南部为玛北油田玛 131 井区开发区, 西部为乌尔禾油田开发区, 东北部为夏子街油田主体开发区。</p>
	地层特征	<p>玛页 1 井区石炭系基底之上自下而上发育地层为: 二叠系佳木河组 (<math>P_{1j}</math>)、风城组 (<math>P_{1f}</math>)、夏子街组 (<math>P_{2x}</math>)、下乌尔禾组 (<math>P_{2w}</math>), 三叠系百口泉组 (<math>T_1b</math>)、克拉玛依组 (<math>T_2k</math>)、白碱滩组 (<math>T_3b</math>), 侏罗系八道湾组 (<math>J_1b</math>)、三工河组 (<math>J_1s</math>)、西山窑组 (<math>J_2x</math>)、头屯河组 (<math>J_2t</math>) 及白垩系。其中, 石炭系与二叠系, 二叠系与三叠系, 三叠系与侏罗系, 侏罗系与白垩系为区域性不整合接触。试验方案的目的是层为二叠系风城组 (<math>P_{1f}</math>)。</p> <p>根据岩性和电性特征, 玛页 1 井区风城组自下而上分为风一段 (<math>P_{1f_1}</math>)、风二段 (<math>P_{1f_2}</math>)、风三段 (<math>P_{1f_3}</math>)。风一段主要发育火山岩与碎屑岩互层。风二段自下而上分为 <math>P_{1f_2^3}</math>、<math>P_{1f_2^2}</math>、<math>P_{1f_2^1}</math> 三个小层, 主要发育长英质页岩、含云长英质页岩、云质页岩及硅质页岩。风城组地层分布较稳定, <math>P_{1f_3}</math> 地层厚度 78~183m, 平均厚度 146m; <math>P_{1f_2}</math> 厚度 211~313m, 平均厚度 242m, 由西北向东南方向逐步增厚。</p>
	构造特征	<p>玛页 1 井区风城组构造活动较活跃, 四周受断层切割, 构造形态表现为北高南低的特征, 东西方向相对较平缓, 具有明显鼻凸形态的断块构造, 构造继承性较好, 目的层 <math>C_9-C_1</math> 2 层顶界海拔深度-3650m~-4800m, 部署区为-4200m(埋深 4620m), 构造高部位位于工区的西北部, 向四周构造逐渐降低。区域内微构造相对发育, 风南 2 井-风南 1 井为断鼻的轴线, 翼部在玛 48H 形成局部低幅正向微构造, 在玛页 1H 形成平缓带。</p>
	储层特征	<p>根据勘探资料, 玛页 1 井区块二叠系风城组孔隙度为 0.1%~9.8%,</p>

	平均 2.46%；渗透率为 0.011mD ~ 5.34mD，平均 0.203mD，中值 0.020mD，属于特低孔、特低渗储层。 玛页1井区块二叠系风城组油藏中部温度为102.7℃，原始地层压力为53.34MPa，压力系数1.23，为高压油藏，油藏天然驱动类型主要为弹性驱动。
--	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

## (2) 流体性质

原油、伴生气和采出水性质分别见表 3.1-4、表 3.1-5、表 3.1-6。

表 3.1-4 原油性质一览表

层位	密度 (t/m <sup>3</sup> )	50℃黏度 (mPa·s)	含蜡 (%)	凝固点℃	初馏点℃	气油比 (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
P <sub>1</sub> f <sub>2</sub>	0.9064	327.93	3.65	-11.95	156.68	73
P <sub>1</sub> f <sub>3</sub>	0.9016	156.25	3.80	-11.72	155.43	73
均值	0.904	242.09	3.73	-11.84	156.06	73

表 3.1-5 伴生气性质一览表

层位	密度 (kg/m <sup>3</sup> )	天然气组分 (%)										
		甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷以上	氮	二氧化碳	硫化氢
P <sub>1</sub> f <sub>1</sub>	0.7100	79.05	9.93	4.35	1.16	1.25	0.54	0.37	0.07	5.9	0.08	0

备注：根据玛 48H 试油资料，开发区块不含硫化氢。表中占比为体积百分比。拟建项目开发目的层属于油页岩油，不涉及页岩气，仅为原油伴生气。

表 3.1-6 采出水性质一览表

物理性质		化学性质							矿化度 (mg/L)	水型
pH	密度 (g/cm <sup>3</sup> )	阳离子			阴离子					
		K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>		
10	1.108	36382.0	28.1	39.6	50771.0	1654.5	25204.0	7322.4	117741.9	NaHCO <sub>3</sub>

### 3.1.4 环境影响回顾

玛 48H 井为勘探井，仅有施工期，无运营期，施工期产生的环境影响随着施工期的结束而消失。玛 48H 已通过了企业自主竣工环境保护验收，根据《玛 47、玛 48 井勘探钻探项目(变更)竣工环境保护验收调查表》调查结论和现场踏勘可知，项目环保手续完备、技术资料齐全，环境风险防范措施完善，落实了环评及批复提出的生态保护和污染防治措施，目前不存在环境问题。

施工期污染物产生、处理及达标排放情况具体如下：

#### (1) 废气

施工期废气主要是井场平整、探临道路建设、物料装卸和车辆运输等过程产生

的扬尘，各类燃油动力机械作业时产生的燃油废气，以及试油作业井场无组织挥发的非甲烷总烃。经调查，在钻井过程和试油期采取了占地压实平整、施工作业场地洒水降尘、土石方采用篷布遮盖且四周修建围护设施、选用优质柴油等措施，废气污染物未对大气环境造成不利影响，且其对环境产生的影响随着施工结束已消失。根据现场踏勘及调查，井场无组织排放废气对周围环境影响较小，试油期间未收到环境污染投诉。

## （2）废水

经调查，玛 48H 井产生的试油废水（主要包括洗井废水和压裂返排液）均得到了妥善处理，没有外排至地表水体。生活污水排入井场内防渗生活污水收集池，最终拉运至乌尔禾区污水处理厂处理，对周边地表水环境和地下水环境影响较小。

## （3）固体废物

经调查，钻井过程产生的钻井固废采用“泥浆不落地”工艺进行处理，一开、二开水基钻井岩屑委托了新疆众人石油科技有限公司进行处理。三开油基钻井岩屑委托了克拉玛依博达环保科技有限公司进行处置。生活垃圾集中收集后由施工单位委托乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处理。

各种固体废物均得到了妥善处理，未对周围环境产生不良影响。

## （4）噪声

根据《玛 47、玛 48 井勘探钻探项目（变更）竣工环境保护验收调查表》，施工期噪声源主要是钻机、柴油发电机、泥浆泵、施工机械及运输车辆产生噪声等，其源强为 95dB（A）~110dB（A），目前钻井、压裂、试油、完井工程均已完成，施工期噪声已消失，根据现场踏勘调研，周边的环境空旷，无敏感目标分布，施工期间未收到噪声扰民举报。

## （5）生态影响

拟转产井施工过程中划定了施工作业范围和车辆行驶路线，未扩大占用和扰动地表，施工结束后对施工迹地进行了清理平整，植被主要靠自然恢复，目前正在自然恢复。

## （6）土壤环境

根据土壤环境质量现状监测数据可知，井场内各监测因子均满足《土壤环境质

量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求，钻试过程中未对土壤环境产生污染影响。

### 3.1.5 存在的环境问题及“以新带老”整改措施

#### （1）存在问题

拟转产井钻试工程产生的废气和噪声均已随着钻试工程的结束而消失，废水和钻井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。目前临时占地内植被尚未完全恢复。存在的环境问题为：井区部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。

#### （2）“以新带老”整改措施

在本次开发建设过程中，要重点采取以下措施：拟建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。

另外，玛 48H 拟转为生产井，纳入本次环评，评价其转为生产井后的运营期、闭井期相关工程内容及环境影响。建设单位应加强环境管理，妥善保管项目的环保手续，并根据报告提出的运营期监测计划开展监测，退役期及时拆除各生产设施。

## 3.2 改建项目概况及环境影响回顾

风城油田作业区二号稠油联合处理站主要包括常规原油处理系统、污水处理系统、SAGD 循环液处理装置、废水达标处理系统及 SAGD 密闭处理站循环液处理，设计处理能力分别为  $150 \times 10^4 \text{t/a}$ 、 $40000 \text{m}^3/\text{d}$ 、 $6000 \text{m}^3/\text{d}$ 、 $2500 \text{m}^3/\text{d}$ 、 $120 \times 10^4 \text{t/a}$ 。全站承担着重 18 北部、南部区块常规稠油和 SAGD 区块循环阶段采出液集输处理、污水净化（除硅）处理。平面布置见图 3.2-1。

图 3.2-1 风城 2 号稠油联合处理站平面布置示意图

※原油处理系统

1) 常规稠油处理系统

稠油采用两段热化学沉降脱水工艺，原油加热升温采用相变掺蒸汽加热装置对进站原油进行换热升温。

采油站来液温度 90~95℃，来液含水 85%，进入管汇间，计量后掺入 12%（油量质量比）的柴油进一段沉降脱水罐（2×25000m<sup>3</sup>），进罐之前的原油加入正相破乳剂后去一段沉降脱水罐进行热化学沉降脱水，脱出的游离水去污水处理系统进行处理，脱出的低含水原油（含水 2%~10%）进入原油缓冲罐（2×10000m<sup>3</sup>）（该罐设有浮动式收油装置，为双用罐，也可作为净化原油罐使用）进行沉降缓冲，罐底水可以通过泵进行一段回掺，而缓冲罐底水层之上的较低含水原油（含水 2%~5%）通过泵提升经掺 10%（油量质量比）柴油，相变掺热提温至 95℃后进入净化油罐（4×10000m<sup>3</sup>）进行二段沉降脱水，原油含水低于 1.5%后经管道外输。工艺流程见图 3.2-2。

图 3.2-2 风城二号稠油处理站（常规稠油处理系统）工艺流程示意图

※采出水处理

风城油田作业区二号稠油联合处理站采出水处理系统工艺采用“重力除油+旋流反应+混凝沉降+压力过滤”。设计规模 40000m<sup>3</sup>/d，目前处理水量 34587m<sup>3</sup>/d，处理后水质达到含油≤2mg/L、悬浮物≤2mg/L。净化水经软化水处理系统处理后通过外输泵输送至油区注汽锅炉，富余净化水及软化系统产生的浓盐水输至 210 池暂存，部分用于复配压裂液，部分经输水管线输至夏子街高压注水站进行回注。

风城二号稠油处理站采出水处理工艺流程：原油系统来水（含油≤10000mg/L，悬浮≤1000mg/L），进 2 座 15000m<sup>3</sup>除油罐进行预处理，采出水预处理系统出水（含油≤3000mg/L，悬浮≤500 mg/L）进 2 座 10000m<sup>3</sup>调储罐，调储罐出水（含油≤250mg/L，悬浮≤250mg/L）再进入污水反应罐和 2 座 3000m<sup>3</sup>混凝沉降罐，出水（含油 10~15mg/L，悬浮 10~15mg/L）经过滤提升泵提升进入两级过滤器，双滤料过滤器出水（含油≤5mg/L，悬浮≤5mg/L），多介质过滤器出水（含油≤2mg/L，悬浮≤2mg/L），过滤器出水直接进入软化水处理系统。

工艺流程见图 3.2-3。

图 3.2-3 采出水处理工艺流程示意图

#### ※废水达标处理工艺

处理工艺采用混凝沉淀+高级氧化技术，处理后水质达到国家污水综合排放标准（GB8978）中的二级标准要求。工艺流程示意图见图 3.2-4。

图 3.2-4 废水达标处理流程示意图

## 2) SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置

SAGD 循环预热阶段高温采出液（180℃，携汽 30%~60%）经过蒸汽分离器和闪蒸分离塔两级分离后，蒸汽分离器分离出蒸汽作为站区辅助热源，可用于常规开发区原油掺热或者导热油系统升温，过剩的蒸汽经过汽水换热器换热后，经缓冲罐缓冲后进入 2 号稠油联合站已建的除油罐或调储罐，缓冲罐分离出的气体由放散管放散；经过两级分离出的液相换热后（90℃）再加净水剂后，进入 2×1000m<sup>3</sup> 除油沉降罐进行油水分离，分离出的油相（含水 15%~30%）进入风城 2 号稠油联合站原油处理系统或作为老化油在加入柴油（20%）和老化油破乳剂后泵输至 2 号稠油联合站已建老化油沉降脱水罐进行脱水处理，分离出的水相加入净水剂和助凝剂后，泵输至 2 号稠油联合站已建的调储罐。各主要容器底部均设置水力冲砂系统，排出的污泥依托 2 号稠油联合站污泥处理系统处理。SAGD 循环预热阶段低温采出液（85℃）直接与换热后的高温采出液混掺进入 2×1000m<sup>3</sup> 除油沉降罐进行油水处理，分离出的油相（含水 30%~60%）作为污油掺入柴油（20%）并加入老化油破乳剂后泵输至已建老化油沉降脱水罐进行脱水处理。工艺流程见图 3.2-5。

图 3.2-5 循环液处理工艺流程示意图

### 3) SAGD 密闭处理站循环液处理工艺流程

油区来 SAGD 采出液（0.6-0.8MPa，155-170℃）进入蒸汽处理器，进行汽液分离，脱汽后的混合液经油水换热器换热后，进入仰角分离器进行脱水（含水率≤15%），原油再进入热化学脱水装置进行油水二次分离（含水率≤2%），原油进容器前加入正相破乳剂辅助原油脱水，脱水后的净化油进入换热器换热降温，自压至净化油罐进行二次沉降和外输。

原油处理采用“汽液分离→采出液换热→预脱水→热化学脱水→净化油换热→净化油罐（已建）”工艺；采出水采用“压力罐除油→采出水换热→除油罐（已建）”工艺。工艺流程见图 3.2-6。

图 3.2-6 SAGD 密闭处理站循环液处理工艺流程示意图

※主要设备

站内主要设备见表 3.2-1。

表 3.2-1 风城 2 号稠油联合处理站主要设备、设施表

序号	名称	规格型号	工作参数			数量 (台)
			介质	压力 (MPa)	温度 (°C)	
1	沉降脱水罐	25000m <sup>3</sup>	原油、水	常压	90-95	2
2	缓冲罐	10000m <sup>3</sup>	原油	常压	90-100	2
3	提升泵	TLBHW-180/0.6	原油	0.6	90-95	3
4	相变掺热器	XTG-STU30- 500/6.5	原油	0.6	90-95	3
5	污油处理罐	10000m <sup>3</sup>	原油	常压	95	4
6	净化油罐	10000m <sup>3</sup>	原油	常压	95	4
7	调储罐	10000m <sup>3</sup>	污水	常压	80-90	2
8	反应提升泵	CSZK200-42011	污水	1.0	80-90	5
9	污水反应罐	400m <sup>3</sup>	污水	常压	75-85	6
10	过滤缓冲罐	3000m <sup>3</sup>	污水	常压	75-85	2
11	过滤提升泵	SBB1250-200-550	污水	1.0	75-85	4
12	双滤料过滤器	216m <sup>3</sup>	污水	1.0	75-85	32
13	分离器	120m <sup>3</sup>	污水	1.2	200	2
14	汽水换热器	15m <sup>2</sup>	蒸汽	1.6	200	3
15	油水换热器	150m <sup>2</sup>	污水	1.2	200	6
16	除油沉降罐	1200m <sup>3</sup>	污水	常压	90-100	2
17	污水缓冲罐	200m <sup>3</sup>	污水	常压	90-100	2

### 3.3 新建项目工程概况

#### 3.3.1 建设项目情况

##### (1) 项目名称

玛北油田玛页1井区二叠系风城组页岩油开发先导试验方案(变更)。

##### (2) 建设单位

中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部。

##### (3) 项目性质

改扩建。

##### (4) 建设地点

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区，中心点坐标为：

E           , N           。地理位置见图 3.3-1。

##### (5) 建设内容及规模

拟将1口勘探井转为采油井,另新钻6口采油井,钻井总进尺41640m,新建采油井场12座,12井式一体化自动选井计量装置1座,集中拉油站1座,对风城二号稠油处理站SAGD循环预热阶段采出液预处理装置进行改造,新建单井采油管线7.1km,计量撬出油管线0.6km,输气管线4.7km,配套建设供配电、仪表自动化、防腐等公用工程。项目实施后原油产能 $9.55 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

#### (6) 产能规模

拟部署井均采用天然能量开发,项目实施后新建原油产能 $9.55 \times 10^4 \text{t/a}$ ,伴生气产量 $1.96 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

具体产生指标预测见表3.3-1。

表3.3-1 玛页1井区二叠系风城组油藏新钻井开发指标预测表

年份 (年)	井数 (口)	年产油 ( $10^4 \text{t}$ )	年产液 ( $10^4 \text{t}$ )	年产气 ( $10^4 \text{m}^3$ )	综合含水 (%)	气油比 ( $\text{m}^3/\text{t}$ )
2026	12	7.62	12.71	548.87	40.13	72
2027	12	<b>9.55</b>	<b>15.92</b>	<b>687.60</b>	40.00	72
2028	12	6.55	10.92	471.67	39.85	72
2029	12	4.96	8.27	357.07	39.59	72
2030	12	4.05	6.76	291.93	39.50	72
2031	12	3.43	5.72	247.29	39.71	72
2032	12	2.92	4.86	209.90	40.00	72
2033	12	2.48	4.13	178.53	40.80	72
2034	12	2.11	3.52	152.00	40.00	72
2035	12	1.81	3.02	130.28	40.00	72
2036	12	1.54	2.57	110.98	38.67	72
2037	12	1.32	2.21	95.30	39.23	72
2038	12	1.12	1.87	80.82	39.09	72
2039	12	0.97	1.62	69.97	42.00	71
2040	12	0.82	1.37	59.11	38.75	72

#### (7) 产品方案

产品主要为原油和伴生气,原油产能 $9.55 \times 10^4 \text{t/a}$ ,伴生气产量 $1.96 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。采出物密闭集输至新建计量撬进行计量,计量后管输至新建的集中拉油站,经气液分离,分离出的采出液由罐车拉运至风城2号稠油处理站SAGD循环预热阶段采出液预处理装置处理,处理分离出脱水原油产品和采出水,脱水原油由外输系统外输,分离出的采出水依托特二联站外新建的一套采出水处理装置[包含在《夏子街油田

丰探 1 井区二叠系风城组页岩油 2025 年立体开发试验产能建设项目（地面工程）》中另行评价，不在本次评价范围内]进行处理，分离出的伴生气由风南 4 转油站天然气处理装置处理，得到净化后的天然气外输。

#### （8）建设周期

##### ①施工天数及人数

单井钻井周期 102~111 天，施工人数 25 人，钻井期施工人员食宿依托玛 18 钻井队集中公寓；地面工程建设周期为 12 个月，施工人数 30 人，地面工程施工现场不设施工营地，施工人员食宿在克拉玛依市乌尔禾区城区。

##### ②施工方式

单井采油管线、输气管线均采用埋地敷设。

##### ③施工时序

先进行钻前工程、钻井工程，完钻后建设单位根据实际情况，可同步建设单井采油管线、计量撬出油管线和输气管线、采油井场、计量撬和集中拉油站内各设施及其他公用工程。施工组织方式主要为平行施工和流水施工相结合的组织方式。

##### ④施工布局

钻井期严格按照钻井井场布设各设施，施工材料堆放在井场内，井场外不设材料堆放场，钻井期不设生活营地，新建进场道路，连接井场至油区已建道路。

地面工程平面布置包括单井采油管线、计量撬出油管线和输气管线、采油井场、计量撬和集中拉油站等。井口装置等设施均位于井场内，井场、计量撬和集中拉油站站内的各设施均在占地范围内堆放、施工，不设材料堆放场地，各站场设施布置按照各自的平面布置图布置；管线施工材料放置在管沟或道路一侧，另一侧堆放管沟开挖产生的土方及道路清表产生的土方，管线施工亦不设材料堆放场地。

#### （9）劳动定员和工作制度

项目实施后由中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部现有工作人员负责运营管理，不新增劳动定员。

#### （10）工程投资

项目总投资 49100 万元，环保投资约 752 万元，占总投资的 1.53%。

## 3.3.2 建设内容

## (1) 工程组成情况

建设内容包括主体工程、公用工程、依托工程和环保工程四个部分，工程组成汇总见表 3.3-2。

表 3.3-2 工程组成一览表

工程类型	工程名称	合计	工程内容	备注	
主体工程	钻前工程	12 座	钻前工程包括井场平整、铺垫、钻机基础、探临道路等建设，以及设备进场；本次新建 7 座采油井场，钻前工程的材料均堆放在井场中的材料房内，不单独设材料堆放场。	新建 (6 口新钻井，6 口勘探井/评价井转生产井)	
	钻井工程	6 口	6 口新钻井合计钻井进尺为 41640m；新钻井中 3 口采用三开井身结构 (MYHW0901、MYHW1002、MYHW1003)、3 口采用二开井身结构 (MYHW1001、MYHW1201、MYHW0902)，一开和二开采用水基钻井液体系 (钾钙基有机盐钻井液体系)，三开采用油基钻井液体系 (白油基钻井完井液体系)。	新建	
	储层改造工程	完井方式	/	6 口新钻井均采用套管射孔完井方式	6 口井属于勘探井/评价井转采，勘探井/评价井施工期间已压裂、完井
		压裂	6 口	采用免配变黏压裂液，平均单井压裂液用量 $6.30 \times 10^4 \text{m}^3$	
	采油工程	抽油机	12 台	新建 12 座 14 型节能抽油机	新建
		井口装置	12 套	配套建设 12 套采油井口装置，新建 12 口采油井采用加热集输工艺，每座井口增设 80kW 井口电加热器；井口设保温盒，保温盒内设 0.25kW 防爆电加热器，压力表置于保温盒内，设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌。	新建
	油气集输工程	12 口新建油井单井集油管线	6km	单井采油管线 DN65 PN2.5MPa，柔性复合管 (II 型)，6km	新建
		玛 48H 探井转采单井集油管线	1.1km	单井采油管线 DN65 PN2.5MPa，柔性复合管 (II 型)，1.1km	新建
		输气管线	4.7km	新建集中拉油站至现有风南 4 转油站集气管线，DN200 PN3.5MPa (耐高温 70℃ 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管、保温)，4.7km	新建
		集油支线	0.6km	新建计量橇至新建集中拉油站集油支线，20#无缝钢管，D165×4.5 0.6km	新建

		计量撬	1座	新建12井式一体化自动选井计量撬, 计量撬内需设含水分析仪	新建
	油气处理工程	集中拉油站	1座	新建1座集中拉油站, 占地面积10000m <sup>2</sup> (长100m、宽100m), 设计处理规模20×10 <sup>4</sup> t/a, 其中设计进站油量: 211.11m <sup>3</sup> /d, 进站液量: 337.78m <sup>3</sup> /d, 进站气量: 1.37×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d, 含水率: 37.5% 气油比: 64.86m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> , 进站温度: 50℃, 进站压力: 0.3~0.4MPa	新建
		风城2号稠油处理站SAGD循环预热阶段采出液预处理装置	1座	风城2号稠油处理站SAGD循环预热阶段采出液预处理装置(已建6000方循环预热单元)目前已停运, 本次拟对其工艺进行改造, 主要已建设备恢复使用的包括: 超稠油蒸汽捕集处理一体化装置, 1200m <sup>3</sup> 除油沉降罐, 采出水缓冲罐, 污水提升泵, 污泥池; 新建工艺设备包括: 新建热水混掺装置, 静态混合器、原油外输泵, 加药装置等设备; 卸车部分新建的工艺设备包括: 压裂返排液卸油罐、压裂返排液卸油泵、页岩油卸油罐、页岩油卸油泵。改造后的风城2号稠油处理站SAGD循环预热阶段采出液预处理装置用于处理玛北油田开采的页岩油, 处理规模3000t/d(其中卸车1400t/d, 管输1600t/d, 综合含水50%)。	改建
公用工程	道路	巡检道路	2.3km	新建巡检路约2.3km、宽9m	新建
		风城二号稠油处理站SAGD循环预热阶段采出液预处理装置改造过程修复和新建道路	954m	修复站外沥青混凝土道路长67m, 宽6m; 站内沥青混凝土道路长887m, 宽4m; 路缘石修复长度100m。	改建
			628.83m	新建装卸车区大门处至站址南侧油区已建沥青道路, 路面结构为沥青混凝土路面, 路面宽4.0m, 路基宽4.0m, 两侧各设宽0.5m土路肩	新建
	仪表自动化	对采油井、计量撬、集中拉油站部署配置相应的物联网数据采集仪表, 实现“无人值守, 远程监控, 故障巡检”的运行模式。井口仪表采用LoRa+无线仪表; 计量撬内仪表及线缆敷设由撬厂商负责完成, 计量撬自带PLC控制箱; 集中拉油站仪控撬内设置一套PLC控制系统。集中拉油站新建控制室, 面积9.6×5.4m <sup>2</sup> 。室内放置站控系统、视频安防监控系统、UPS等相关设备。仪表电缆采用直埋地方式敷设。装置区设置可燃气体探测器。			新建
	给排水	给水	施工期给水主要为管道试压用水、混凝土养护用水; 运营期用水主要为井下作业用水, 井区位于荒漠地区, 周围无成熟的供水管网, 用水由罐车克拉玛依市乌尔禾区城区拉运至项目区。退役期管道清洗用水采用采出水处理站处理达标水以及清水, 由罐车拉运。		
排水		施工期排水主要为混凝土养护废水、管道试压废			/

		水，管道试压废水和混凝土养护废水的污染物主要为悬浮物，管道试压废水用于项目区的洒水抑尘，混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理。运营期排水主要为洗井废水和井下作业废液，洗井废水和井下作业废液由罐车拉运至风城2号稠油处理站采出水处理系统处理，回注地层用于油田注水开发。退役期管道清洗废水由罐车拉运至风城2号稠油处理站采出水处理系统处理，回注地层用于油田注水开发。	
	供配电	①钻井用电：钻井用电采用柴油发电机； ②生产用电：玛页1井区新增负荷配电采用0.38/0.22kV电压等级，负荷等级为二级，新增电力负荷为603.9kW，依托35kV玛131变电站，由现有风南四二线就近T接10kV架空线路，新建线路长度4km。采油井：采用单变单井配电方式。每口井设1座杆架式变电站，变压器容量均设为125kVA；计量拉油站：新增电力负荷为197.6kW。站外设1座杆架式变电站，变压器容量设为315kVA，	新建
	供热	运营期井口采用电加热：7套80kW井口电加热器，井口设保温盒，保温盒内设0.25kW防爆电加热器，压力表置于保温盒内，设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌	新建
	消防	新建井场、计量撬和集中拉油站及本次改造的风城二号稠油处理站SAGD循环预热阶段采出液预处理装置部分配置若干手提式和推车式移动灭火器材装置等	新建
	通信	新建集中拉油点仪控橇新建语音通信系统、火灾报警系统及防爆对讲系统。	新建
环保工程	废气	施工期： ①施工期材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输采用苫布遮盖；②加强施工管理，尽可能缩短施工周期，采用符合标准要求的燃油；③选用低毒焊条，规范操作等	/
		运营期：采出液采用集中拉油方式生产，装车采用顶部装载，井口采出物通过罐车拉运至改造后的风城2号稠油处理站SAGD循环预热阶段采出液预处理装置处理。拟部署的12口采油井开采出的伴生气在集中拉油站分离后，通过新建输气管线管输至风南4转油站站外已建CNG回收装置处理，实现了伴生气100%回收。加强管理。	/
	废水	施工期： ①钻井废水采用“泥浆不落地”工艺处理后，回用于钻井液配制、循环利用，不外排； ②井下作业时带罐作业，压裂返排液通过罐车拉运至风城2号稠油处理站采出水处理系统处理，回注地层用于油田注水开发； ③管道试压废水沉淀后用于施工场地洒水、降尘，不外排。	/
		运营期： 井下作业废液、采出水依托风城2号稠油处理站采出水处理系统处理达标后，回注地层用于油田注水开发	/
	噪声	合理布置井位，选用低噪声设备，加强维修保养	/
	地下水	井下作业时带罐作业；井场内的防渗措施以及井下作业过程中铺设的防渗材料。	/
	风险	安装防喷器和井控装置；配备应急物资；建立健全环境风险应急预案；定期开展应急演练；委托监测等	/
生态	按照正式征地文件，缴纳生态补偿费，对永久占地进行硬化，防止水土流失和风蚀，对临时占地进行及时的平整和植被恢复。	/	
依托工程	伴生气处理	运营期伴生气依托风南4转油站天然气处理装置处理	依托
	废水	施工期：	依托

	①钻井废水采用“泥浆不落地”工艺处理后，回用于钻井液配制、循环利用，不外排； ②压裂返排液通过罐车拉运至风城 2 号稠油处理站采出水处理系统处理，回注地层用于油田注水开发； ③管道试压废水沉淀后用于施工场地洒水、降尘，不外排； ④生活污水：钻井井场不设置生活营地，施工人员生活食宿依托玛 18 钻井队集中公寓，集中公寓设置防渗生活污水池，定期委托第三方单位拉运至乌尔禾区生活污水处理厂并记录清运台账备查	
	运营期： 井下作业废液、采出水依托风城 2 号稠油处理站采出水处理系统处理达标后，回注地层用于油田注水开发	依托
固废	施工期： ①采用“泥浆不落地工艺”，一开、二开水基钻井岩屑（一般工业固废）全部委托第三方单位综合利用，三开油基钻井岩屑（危险废物）及时委托有危险废物处理资质的单位无害化处置； ②施工废料部分回收利用，剩余废料拉运至市政部门指定地点，由环卫部门处理； ③生活垃圾集中收集后运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置； ④废危化品包装材料收集后委托有危险废物处理资质的单位无害化处置	依托
	运营期： 落地油、清罐底泥、废沾油防渗材料、废润滑油临时暂存在风城油田作业区危废贮存点，最终委托有危废处理资质的单位进行无害化处置	依托

## （2）主体工程

### ①钻前工程

钻前工程包括井场平整、铺垫、钻机基础、探临道路等建设，及设备进场；本次新建 7 座采油井场，2300m 探临道路。

### ②钻井工程

#### 1) 井号及井位坐标

拟建项目新钻 6 口油井，井型为水平井，新钻井总进尺 41640m，钻井情况见表 3.3-3。

表 3.3-3 拟建项目钻井基本信息表

序号	井号	井别	建设性质	井型	大地坐标（国家 2000 坐标系）		钻井进尺（m）	钻井动力
					X	Y		
1	MYHW0901	油井	新钻	水平井			6930	柴油发电机
2	MYHW1001	油井	新钻				6930	柴油发电机
3	MYHW1002	油井	新钻				6950	柴油发电机
4	MYHW1201	油井	新钻				6950	柴油发电机
5	MYHW0902	油井	新钻				6930	柴油发电机
6	MYHW1003	油井	新钻				6950	柴油发电机
合计							41640	/

## 2) 井身结构

拟建项目新钻井中 3 口采用三开井身结构（MYHW0901、MYHW1002、MYHW1003）、3 口采用二开井身结构（MYHW1001、MYHW1201、MYHW0902），玛 48H 已在勘探井工程中进行评价。新钻井井身结构详见表 3.3-4 和图 3.3-2。

表 3.3-4 井身结构设计数据表

井号	开次	钻头尺寸（mm）	井深（m）	套管尺寸（mm）	套管下深（m）
MYHW0901	一开	Φ444.5	500	Φ339.7	500
	二开	Φ311.2	4000	Φ244.5	4000
	三开	Φ215.9	6930	Φ139.7	6930
MYHW1002	一开	Φ444.5	500	Φ339.7	500
	二开	Φ311.2	4000	Φ244.5	4000
	三开	Φ215.9	6950	Φ139.7	6950
MYHW1003	一开	Φ444.5	500	Φ339.7	500
	二开	Φ311.2	4000	Φ244.5	4000
	三开	Φ215.9	6950	Φ139.7	6950
MYHW1001	一开	Φ444.5	1200	Φ339.7	1200
	二开	Φ215.9	6930	Φ139.7	6930
MYHW1201	一开	Φ444.5	1200	Φ339.7	1200
	二开	Φ215.9	6950	Φ139.7	6950
MYHW0902	一开	Φ444.5	1200	Φ339.7	1200
	二开	Φ215.9	6930	Φ139.7	6930

三开井身结构示意图

二开井身结构示意图

图 3.3-2 井身结构示意图

## 3) 钻机选型

拟建项目采用 ZJ70D 型钻机，动力来源为柴油发电机。该型号钻机配备的钻井设备见表 3.3-5。

表 3.3-5 ZJ70D 型钻机主要钻井设备一览表

序号	名称	型号	载荷 (kN)	功率 (kW)	备注	
一	钻机	ZJ70D	4500	/	/	
二	井架	JJ450/45-K	4500	/	/	
三	提升系统	绞车	JC70D	/	1470	/
		天车	TC-450	4500	/	/
		游动滑车	YC-450	4500	/	/
		大钩	DG450	4500	/	/
		水龙头	SL450	4500	/	/
四	顶部驱动装置	DQ70BS	4500	/	三开安装	
五	转盘	ZP375	/	/	开口直径 952.5mm	
六	循环系统	钻井泵	F-2200HL	/	/	2 台
			F-1600HL	/	/	1 台
		高压管汇	/	/	/	52MPa
		钻井液罐	13000×3000×2500	/	/	总容量：400m <sup>3</sup>
		搅拌器	NJ-7.5	/	/	12 个
七	钻机动力系统	柴油机 1#	CAT3512(B)	/	1022	4 台
八	发电机组	发电机 1#	MAGNETEC689SR4	/	800	4 台
九	钻机控制系统	自动压风机	2V-6.5/12	/	/	6.5m <sup>3</sup> /min
		电动压风机	2V-6.5/12	/	/	6.5m <sup>3</sup> /min

		气源净化装置	/	/	/	
		刹车系统	/	/	/	
		辅助刹车	/	/	/	
十	固控系统	振动筛 1#	/	/	2.2	3台 处理量 210m <sup>3</sup> /h
		振动筛 2#				
		振动筛 3#				
		除砂器	/	/	/	各 1 台
		除泥器				
		离心机	LW450/1200	/	/	2台, 处理量 40m <sup>3</sup> /h
LW600/945	/		/			

#### 4) 钻井液体系

钻井液的使用有利于环境保护、保护油气层、地质资料录取以及复杂情况的预防和处理。结合井身结构,不同井段采用的钻井液体系有所不同,但均不涉及有毒物质、重金属、油基钻井液。

拟建项目不涉及磺化钻井液体系,一开、二开采用水基钻井液,三开采用油基钻井液。新钻井分段钻井液体系见表 3.3-6;钻井液成分明细及用量见表 3.3-7(以 MYHW0901 井为例),钻井液主要成分理化性质见表 3.3-8。

表 3.3-6 新钻井分段钻井液体系

井号	开次	密度 (g/cm <sup>3</sup> )	钻井液体系
MYHW0901	一开	1.10~1.20	坂土-CMC 钻井液
	二开	1.20~1.40	钾钙基聚合物钻井液
	三开	1.45~1.95	油基钻井液
MYHW1002	一开	1.10~1.20	坂土-CMC 钻井液
	二开	1.20~1.40	钾钙基聚合物钻井液
	三开	1.45~1.95	油基钻井液
MYHW1003	一开	1.10~1.20	坂土-CMC 钻井液
	二开	1.20~1.40	钾钙基聚合物钻井液
	三开	1.45~1.95	油基钻井液
MYHW1001	一开	1.10~1.20	坂土-CMC 钻井液
	二开	1.20~1.40	钾钙基聚合物钻井液
MYHW1201	一开	1.10~1.20	坂土-CMC 钻井液
	二开	1.20~1.40	钾钙基聚合物钻井液
MYHW0902	一开	1.10~1.20	坂土-CMC 钻井液
	二开	1.20~1.40	钾钙基聚合物钻井液

表 3.3-7 钻井液原辅材料消耗表（以 MYHW0901 为例）

材料名称	一开 (t)	二开 (t)	三开 (t)	小计 (t)
坂土（膨润土）	16.6	31.4	22.9	70.9
CMC（中）	0.9	/	/	0.9
纯碱	0.9	1.6	1.2	3.7
NaOH	/	4	3.0	7.0
SP-8	/	5.5	4	9.5
PMHA-2	/	5.5	4	9.5
KCl	/	54.9	40	94.9
CaO	/	2.8	2.5	5.3
复配铵盐	/	4	2.9	6.9
有机盐	/	/	129.9	129.9
随钻堵漏剂	/	15.7	11.5	27.2
液体润滑剂	/	4	15.9	19.9
SMP-2	/	15.7	11.5	27.2
SPNH	/	15.7	11.5	27.2
天然沥青	/	31.4	31.5	62.9
固体润滑剂	/	/	18.8	18.8
黄原胶	/	/	1.8	1.8
超细碳酸钙	/	15.7	11.5	27.2
重晶石（4.2g/cm <sup>3</sup> ）	20	300	/	320
重晶石（4.3g/cm <sup>3</sup> ）	/	/	882	882
气制油合成基（油基）钻井液	/	/	439	439
合计	/	/	/	2191.7

注：实际钻井液用量需根据地层情况进行调整。

表 3.3-8 钻井液主要成分理化性质

成分	作用	理化性质
坂土	增稠	又称膨润土，主要成分为蒙脱石，外观是适当粒度的粉末，因含杂质的不同，有白色、灰色、灰黄色和紫红色等颜色，易吸潮，吸潮后结块。
CMC	增黏剂、流变控制剂和降滤失剂	羧甲基纤维素（CMC）属阴离子型纤维素醚类，外观为白色或微黄色絮状纤维粉末或白色粉末，无臭无味，无毒；易溶于冷水或热水，形成具有一定黏度的透明溶液。溶液为中性或微碱性，不溶于乙醇、乙醚、异丙醇、丙酮等有机溶剂，可溶于含水 60% 的乙醇或丙酮溶液。有吸湿性，对光热稳定，黏度随温度升高而降低，溶液在 pH 值 2~10 稳定，pH 低于 2，有固体析出，pH 值高于 10 黏度降低。
纯碱	促进膨润土水化，降低泥浆的失水，提高泥浆的黏度和切力	碳酸钠，白色粉末结晶，密度 2.5cg/cm <sup>3</sup> ，易溶于水，水溶液呈碱性，在空气中易吸潮结块。
NaOH	调节泥浆 pH 值，促使膨润土	氢氧化钠又称烧碱、火碱或苛性钠。白色结晶，有液体、固体片状三种产品，纯度从 50% 至 99% 不等，密度 2~

	分散造浆	2.2g/cm <sup>3</sup> , 易吸潮, 有强烈的腐蚀性。
SP-8	降滤失	聚丙烯酰胺钾盐, 一种无色无味的结晶体, 常见于粉末状或颗粒状。其分子结构含有聚丙烯酰胺基团和钾离子, 具有良好的溶解性和稳定性。聚丙烯酰胺钾盐在水中具有高度的吸水性, 能迅速形成胶体溶液。此外, 它还具有较好的胶凝性和黏附性, 可用于沉淀、固化和黏合等多种用途。
PMHA-2	增黏剂	复合金属两性离子聚合物, 由复合金属离子与乙烯基单体, 阳离子单体聚合而成。产品外观呈白色或灰色细颗粒或粉末
钻井液用聚丙烯酰胺干粉	絮凝、润滑、堵漏、降滤失	白色或微黄色粉末、无毒、无腐蚀、易溶于水, 主要用于分散低固相水基钻井液的选择性絮凝剂。
KCl (氯化钾)	抑制泥岩分散调整流型	外观与性状: 白色晶体, 味极咸, 无臭无毒性。易溶于水、醚、甘油及碱类, 微溶于乙醇, 但不溶于无水乙醇, 有吸湿性, 易结块; 在水中的溶解度随温度的升高而迅速地增加, 与钠盐常起复分解作用而生成新的钾盐。 折射率: 1.334 水溶解性: 342g/L (20°C) 稳定性: 稳定。与强氧化剂不相容, 强酸。防潮。吸湿性。 储存条件: 2-8°C
CaO (氧化钙)	减水剂	化学式是 CaO, 俗名生石灰。物理性质是表面白色粉末, 不纯者为灰白色, 含有杂质时呈淡黄色或灰色, 具有吸湿性。
复配铵盐	降滤失	淡黄色粉末, 溶于水, 含有-COOH、-COONH <sub>4</sub> 、-CONH <sub>4</sub> 、-CONH <sub>2</sub> 、-CN 等基团, 分子量在 10000~50000 之间, 有降低高压差失水的功能和良好的热稳定性。
随钻堵漏剂	降滤失、防渗漏	随钻堵漏剂外观为灰白色粉末, 细度为 60 目, 水分≤8%, 随钻堵漏剂改性植物纤维系改性天然植物高分子复合材料, 具有良好的水溶胀桥接封堵动能, 黏附性强, 与传统的随钻堵漏剂相比, 不受粒径“匹配”限制, 适用于各种泥浆体系, 可用于封堵漏失层, 也可保护低压产层(油、气、水等)。
液体润滑剂	润滑	主要成分为醇醚类、酯类等, 或选择同类型润滑剂, 密度 0.94~1.04g/cm <sup>3</sup> , pH 值 7~9
SMP-2	降滤失	磺化酚醛树脂, 淡黄色粉末, 是一种钻井液用降滤失剂。含有-COOH、-COONH <sub>4</sub> 、-CN、-CONH <sub>2</sub> 等基团, 分子量在 10000~50000 之间。有降低高压差失水的特殊功能和良好的热稳定性, 能改善钻井液流变性, 防止黏土水化分散, 具有一定的抗盐能力。
SPNH	抗高温抗盐降滤失水剂	褐煤树脂是由硝基腐殖酸、磺甲基酚醛树脂等共聚而成的多元共聚型钻井液降滤失剂, 并且具有降黏效果, 而且有抗温抗盐性能
重晶石	提高钻井液密度	化学组成为 BaSO <sub>4</sub> , 常呈厚板状或柱状晶体, 多为致密块状、板状或粒状集合体。质纯时无色透明, 含杂质时被染成各种颜色, 条痕白色, 玻璃光泽, 透明至半透明。
天然沥青	防塌陷、润滑	沥青粉, 又称沥青沉淀物, 是一种从石油沥青中提取的黏稠物质, 主要由芳香烃类和环烷烃类组成。
固体润滑剂	润滑	天然石墨及油脂类聚合物合成的一种油田化学剂, 在钻井过程中主要作用: 加固井壁, 润滑钻杆, 防止塌陷, 加快钻进速度。
黄原胶	增黏、增稠、抗盐、抗污染	又名汉生胶, 是由野油菜黄单胞杆菌以碳水化合物为主要原料(如玉米淀粉)经发酵工程生产的一种作用广泛的微生物胞外多糖。它具有独特的流变性, 良好的水溶性、对热及酸碱的稳定性、与多种盐类有很好的相容性, 作为增稠剂、悬浮剂、乳化剂、稳定剂
碳酸钙	增加浆液的密	化学式为 CaCO <sub>3</sub> , 是石灰石、大理石等的主要成分。碳酸钙

	度、调节酸碱度和防止井壁塌陷	通常为白色晶体，无味，基本上不溶于水，易与酸反应放出二氧化碳。 白色微细结晶粉末，无味、无臭。有无定形和结晶两种形态。结晶型中又可分为斜方晶系和六方晶系（无水碳酸钙为无色斜方晶体，六水碳酸钙为无色单斜晶体），呈柱状或菱形，密度为 2.93g/cm <sup>3</sup> 。
气制油	防止井漏、井喷、井塌	以天然气为原料，经催化聚合反应制成的大分子烷烃类，具有碳氢比高、十六烷值高、硫含量低、芳香烃含量低、生物降解性好等特点；采用气制油为基础油配制的钻井液具有如下优点：黏度低，有利于提高钻井速度；当量循环密度低，有利于防止井漏、井喷、井塌等井下复杂情况的发生；与各种处理剂配伍性好，性能容易调控

### 5) 固井方式

※三开井身固井方式：Φ339.7mm 表层套管下至表完井深，采用 G 级水泥固井，固井水泥浆返至地面；Φ244.5mm 技术套管下至中完井深，采用低密度双凝水泥浆体系（低密度 1.35g/cm<sup>3</sup>+低密度 1.50g/cm<sup>3</sup>）双胶塞固井，水泥浆返至地面；Φ139.7mm 气密扣油层套管下至完钻井深，采用低密度+国产韧性三凝水泥浆体系（低密度 1.40g/cm<sup>3</sup>+低密度 1.50g/cm<sup>3</sup>+韧性水泥 1.90g/cm<sup>3</sup>）常规工艺固井，水泥浆返至地面，三开井固井方式见表 3.3-9。

※二开井身固井方式：Φ339.7mm 表层套管下至表完井深，采用 G 级水泥固井，固井水泥浆返至地面；Φ139.7mm 气密扣油层套管下至完钻井深，采用低密度+国产韧性三凝水泥浆体系（低密度 1.35g/cm<sup>3</sup>+低密度 1.50g/cm<sup>3</sup>+韧性水泥 1.90g/cm<sup>3</sup>）常规工艺固井，水泥浆返至地面，二开井固井方式见表 3.3-10。

表 3.3-9 三开井固井方式一览表

套管程序	套管尺寸	井眼尺寸	环空容积	水泥浆返深	水泥塞长度	水泥类型	纯水泥量	备注
	mm	mm	m <sup>3</sup>	m	m		t	
表层套管	339.7	444.5	40.23	地面	20	G 级	60	
技术套管	244.5	311.2	135.25	地面	25	G 级	77	领浆
	244.5	311.2	45.08	3000		G 级	36	尾浆
油层套管	139.7	215.9	89.35	地面	25	G 级	62	领浆
	139.7	215.9	29.3	3800		G 级	24	中浆
	139.7	215.9	62.1	4813		G 级	90	尾浆

表 3.3-10 二开井固井方式一览表

套管程序	套管尺寸	井眼尺寸	环空容积	水泥浆返深	水泥塞长度	水泥类型	纯水泥量	备注
	mm	mm	m <sup>3</sup>	m	m		t	
表层套管	339.7	444.5	56.32	地面	20	G 级	56	领浆

	339.7	444.5	40.23	700		G级	59	尾浆
油层套管	139.7	215.9	139.38	地面	25	G级	202	领浆
	139.7	215.9	62.1	4813		G级	90	尾浆

#### 6) 施工周期

拟建项目钻井、地面工程将分批同步开展施工。拟建项目钻井周期、完井周期和地面工程周期具体如下：

表 3.3-11 施工周期一览表

序号	井号	钻井周期 (d)	完井周期 (d)	地面工程 (d)
1	MYHW0901	111	107	20
2	MYHW1002	111	107	20
3	MYHW1003	111	107	20
4	MYHW1001	102	107	20
5	MYHW1201	102	107	20
6	MYHW0902	102	107	20
7	玛 48H	/	/	20

#### 7) 钻井井场平面布置

拟建项目钻井人员生活依托玛 18 井区钻井队集中公寓，不设置生活营地。钻井岩屑采用泥浆不落地装置收集暂存，不设置岩屑临时堆放场。

拟建项目单座钻井井场占地面积均为  $1\text{hm}^2$  ( $80\text{m} \times 125\text{m}$ )，6 口新建油井钻井井场平面布置相同，采用 ZJ70D 标准井场，钻井岩屑进泥浆罐暂存，井场平面布置示意图见图 3.3-3。

图 3.3-3 钻井井场平面布置示意图

## ③储层改造工程

## 1) 射孔作业

套管射孔是油井钻井、固井完成后,利用射孔器射穿油层套管、水泥环并穿透至油层一定深度,从而建立井筒与地层间的油气流动通道。

## 2) 储层压裂改造

## ※压裂液体系

由于油页岩低孔低渗的特殊性,需要足够的外界压力驱使油气排出,压裂技术能够提供外界压力并可造成微裂缝作为通道,提高采收率。

拟建项目开发区块属于低渗储层,需要对钻井水平段进行压裂改造,改善地层渗流条件,扩大储层渗流波及范围,从而达到油井增产的目的。

拟建项目压裂液体系属于“全程滑溜水+小粒径石英砂”,压裂材料选用免配防垢聚合物、70/140目+40/70目陶粒支撑剂,主要组分见表3.3-12,主要成分理化性质见表3.3-13。

表 3.3-12 压裂液组分

序号	压裂液主要成分	占比/%
1	水	90.620
2	陶粒支撑剂	8.950
3	酸碱调节剂	0.110
4	破胶剂	0.009
5	缓蚀剂	0.001

6	减阻剂	0.080
7	交联剂	0.010
8	助排剂	0.080
9	防垢剂	0.040
10	凝胶剂	0.050
11	黏土防膨剂	0.050
合计		100

表 3.3-13 拟建项目压裂液主要成分理化性质

序号	压裂液主要成分	理化性质
1	支撑剂	主要为石英砂、陶粒等，保持裂缝处于张开位置，获得高导流能力，增大排油面积，降低流体流动阻力，起到增产效果
2	酸碱调节剂	通常使用盐酸、柠檬酸、氢氧化钠等，主要用于调节钻井液的 pH 值
3	破胶剂	延缓中、高温储层压裂液冻胶破胶，在压裂施工中使冻胶保持较高的黏度，有利于造缝和携砂，施工后可使压裂液彻底破胶水化，利于返排，降低施工风险，减少压裂液对支撑裂缝导流能力的伤害
4	缓蚀剂	在金属表面定向吸附而形成保护膜，同时还可抑制酸与金属间的电极反应，避免设备腐蚀，起到抗蚀、阻蚀、缓蚀作用
5	减阻剂	滑溜水压裂施工中泵速较大，因而会产生较高摩阻。减阻剂的作用是减少压裂液流动时的摩擦系数，从而减少施工压力，改善钻井液流变性能、减少摩阻等性能
6	交联剂	保持压裂液的悬砂、造缝能力，降低滤失
7	助排剂	在压裂液中加入助排剂的主要目的是降低表面张力，降低返排压裂液需要克服的地层喉道毛管力，从而促进压裂液返排。在致密油、气和页岩油、气的开采过程中，压裂液的滞留会对储层造成严重的水相圈闭损害，因此助排剂在这些开采过程中不可或缺。
8	防垢剂	防止沉积物附着于作业设备上
9	凝胶剂	起到提高压裂液支撑性作用
10	黏土防膨剂	增吸附在黏土颗粒表面，防止水敏性矿物水化膨胀及分散运移对油气层造成的伤害，增强油层的胶结强度，防止地层出砂

### 3) 压裂液用量

拟建项目 6 口井水平段平均长度为 2000m，单井压裂液量平均为  $6.30 \times 10^4 \text{m}^3$ 。按照控制、稳定、连续的原则组织排液，返排液通常在初期（1~2 月）少量排出，后期随采出液进入油气处理流程。依据拟建项目井区勘探井压裂经验，施工期压裂液返排率约 2%~5%（本次按 5% 评价）；正常投产运营后，随采出液进入油气处理流程。

新钻井压裂液用量及返排量表见表 3.3-14。

表 3.3-14 新钻井压裂液用量及返排量一览表

序号	井号	水平段长 (m)	单井压裂液用量 ( $\text{m}^3$ )	单井压裂液返排量 ( $\text{m}^3$ )
1	MYHW0902	2000	63000	3150
2	MYHW1003	2000	63000	3150

3	MYHW1001	2000	63000	3150
4	MYHW0901	2000	63000	3150
5	MYHW1002	2000	63000	3150
6	MYHW1201	2000	63000	3150
合计			378000	18900

#### 4) 压裂工艺及参数

##### ※压裂

拟建项目压裂采用逆混合泵注工艺：冻胶前置+变黏滑溜水段塞+冻胶携砂工艺，最高砂浓度不超过  $350\text{kg}/\text{m}^3$ 。因水平井泵注工艺处于试验阶段，应根据试验过程中的结论及时调整泵注程序以实现顺利加砂。

根据施工压力预测、井口耐压及套管在高压施工下的安全性，考虑射孔孔眼摩阻和施工安全，第一段施工排量  $10.0\sim 12.0\text{m}^3/\text{min}$ ，其余段施工排量为  $14.0\sim 16.0\text{m}^3/\text{min}$ ，如施工压力较高，调整排量以确保施工安全。

##### ※返排

在依据地面压力判断裂缝闭合情况的基础上，把返排分为裂缝闭合前和闭合后两个主要阶段。在裂缝闭合前使用  $1.5\text{mm}$  或  $2\text{mm}$  油嘴控制返排，避免支撑剂返排的同时促使裂缝闭合；裂缝闭合后增大油嘴以提高返排速度，一般可以提高到  $4\text{mm}$  或  $6\text{mm}$  油嘴，随着井口压力的进一步降低，在压力低于裂缝闭合压力  $8\sim 10\text{MPa}$  以后，进一步提高返排速度。具体返排程序为：

a) 压裂施工前准备好返排管线，要求返排管线带有针阀、除砂器、地面控制阀组、双通道油嘴管汇，足量的  $1.5\text{mm}$  及  $2\sim 10\text{mm}$  油嘴；

b) 最后一级施工结束后，关井  $4\text{h}$ ，待压裂液充分破胶及地层闭合后返排，同时返排过程中避免排液压力（返排速度）的突然变化；

c) 初期采用  $1.5\text{mm}$  或  $2\text{mm}$  油嘴返排；之后压力每降低  $5\text{MPa}$ ，油嘴可以提高  $1\sim 2\text{mm}$ ，当压力接近  $15\text{MPa}$  或开始产气，可以开始转试产或后期生产措施（注：通过测试压裂确定储层的闭合压力，对井口压力进行修正）；

d) 排液期间每半小时记录一次出口液量、井口压力及含砂量情况，排液要求及时以确保压裂效果；

e) 放喷过程中应经常检查油嘴磨损情况，并准备好备用油嘴及时更换，要求

排液初期每小时倒换一次管线检查油嘴损坏情况；

f) 整个返排过程需要连续监测返排压力以及返排物。

#### 5) 压裂井场布局

压裂施工的井场布置主要分为四个区，即高压区、低压区、井口区和辅助区，压裂井场布置示意图见图 3.3-4。

#### 6) 压裂供水方案

本次压裂水源委托第三方供水工程公司提供，由其办理相关取水许可并提供项目用水。根据玛湖项目部已压裂项目经验，通常是在项目附近设置地下水井取用地下水，具体手续由其办理，不在本项目评价范围内。

#### 7) 压裂施工顺序

拟建项目 6 口新钻井单口压裂、每口压裂完后进行下一口井压裂工程，不存在同时压裂情况，避免废液量集中、大量产生对依托站场造成冲击。

### ④采油井场

#### 1) 举升工艺

采用有杆泵举升方式，即新建 7 台 14 型节能抽油机，配套 37/30kW 双速电机。井口设保温盒，保温盒内设 0.25kW 防爆电加热器，压力表置于保温盒内，设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌。

新建 7 口采油井采用加热集输工艺，每座井口增设 80kW 井口电加热器。

#### 2) 采油井场平面布置

新建采油井场平面布置见图 3.3-5。

图 3.3-5 压裂井场平面布置示意图

图 3.3-6 运营期采油井场平面布置示意图

⑤ 计量撬

新建 12 井式一体化自动选井计量装置 1 座。将本次部署的 7 口采油井均进入计量撬进行计量。占地面积  $80\text{m}^2$  ( $10\text{m}\times 8\text{m}$ )。

图 3.3-7 新建计量撬平面布置示意图

## ⑥集中拉油站

新建集中拉油站1座,占地面积10000m<sup>2</sup>(长100m、宽100m),设计处理规模:20×10<sup>4</sup>t/a(液)。其中进站油量:211.11m<sup>3</sup>/d,进站液量:337.78m<sup>3</sup>/d,进站气量:1.37×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d,含水率:37.5%,气油比:64.86m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>,进站温度:50℃,进站压力:0.3~0.4MPa。主要设备包括新建的集中拉油站包括:生产分离器(2座)、除油器(2座)、拉油罐(2座)、装车橇(2座)、点火放空火炬以及仪控橇1座,相关设计参数具体如下:

## 1) 生产分离器

新建1台分离器(Φ2000mm×10000mm)单台处理液量为527.52m<sup>3</sup>/d,单台处理气量为217.51×10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>/d。

表 3.3-15 气液分离器设计参数表

设备名称	设备规格	设备数量(台)	操作温度(℃)	单台处理能力(液量)(m <sup>3</sup> /d)	停留/缓冲时间(min)	操作压力(MPa)
生产分离器	Φ2000mm×10000mm	1	50~55	527.52	30	1.6

生产分离器采用模块化设计,整体露天安装,保温采用60mm厚憎水性复合硅酸盐毡,外包0.5mm镀锌铁皮。

## 2) 除油器

气液分离器气相出口来气量为1.37×10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>/d,需新建除油器1台,规格为Φ500mm×1500mm,计算结果见下表3.3-16。

表 3.3-16 除油器设计参数表

项目	设备规格	设备数量	处理能力(×10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup> /d)	操作压力(MPa)
除油器	Φ500mm×1500mm	1	4.95	1.6

除油器上设置就地及远传液位检测,出液管道上设置电动开关阀,当除油器液位达到1.0m时开关阀自动开启,降到0.2m时开关阀关闭,除油器后端出气管道上设调压阀,将除液器、分离缓冲罐压力控制在0.5MPa。

### 3) 拉油罐

本方案按照 1d 储存时间，需要储罐  $337.78\text{m}^3$  有效容积。考虑拉油罐 85%有效存储空间，设置  $500\text{m}^3$  拉油罐 1 座。

图 3.3-8 新建集中拉油站平面布置示意图

⑦集输管线

1) 单井采油管线

新建 DN65 PN2.5MPa 单井采油管线 3.6km（其中玛 48H 单井采油管线 1.1km，剩余 6 口井的单井采油管线 2.5km），管线采用柔性复合管（II 型）。保温层采用 30mm 厚保温橡塑海绵，防护层采用 1mm 厚聚乙烯胶粘带，并在管线接头处增设地面标志桩。

2) 集油支线

新建 D165×4.5 计量撬出油管线 0.1km，管线采用 20#无缝钢管，保温层采用 50mm 厚憎水型复合硅酸盐毡，外包 0.5mm 厚镀锌铁皮。管道采取地面保温敷设，外缠电热带保温。

3) 输气管线

新建 DN200 PN3.5MPa（耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管、保温）输气

管线4.7km,起点为新建集中拉油站,终点为风南4转油站天然气处理装置。

拟建输气管线穿越碎石路、土路采用大开挖方式,并设套管保护。穿越油区沥青路采取顶管穿越方式(共计1处顶管穿越工程),穿越处设套管保护;拟建集油支线顶管穿越油区道路/穿越长度100m。

本项目集油区部分主要工程量见表3.3-17。

表3.3-17 集油区部分主要工程量一览表

序号	名称	数量	单位	备注
一 采油井场				
1	14型抽油机(配套电机37/30kW)	7	台	/
2	105MPaDN65保温油嘴加热采油井场	7	座	/
3	井口高压节流油嘴套(105MPa)	6	个	/
4	井口电加热带	0.6	km	/
5	单井出油管线DN65 PN2.5MPa,柔性复合管(II型)	2.5	km	保温层采用30mm厚保温橡塑海绵,防护层采用1mm厚聚乙烯胶粘带
6	80kW井口电加热器	7	座	
二 计量橇				
1	12井式一体化自动选井计量装置	1	台	/
2	集油支线D165×4.5,20#无缝钢管	0.1	km	保温层采用50mm厚憎水型复合硅酸盐毡,外包0.5mm厚镀锌铁皮
三 集中拉油站				
序号	名称	数量	单位	备注
1	生产分离器(Φ2.0m×10.0m)	1	座	/
2	生产分离器基础(2.4m×0.5m×1.7m)	1	座	高出地面0.3m,埋深1.5m,C40钢筋混凝土
3	除油器(0.5m×1.5m)	1	座	/
4	除油器基础(0.6m×0.6m×1.7m)	1	座	高出地面0.2m,埋深1.5m,C40钢筋混凝土
5	500m <sup>3</sup> 拉油罐	1	座	/
6	储罐防爆电加热器380V 200kW	1	座	/
7	拉油罐基础(Φ10m),埋深1.8m	1	座	高出地面0.5m,埋深1.8m
8	呼阻一体式呼吸阀	1	套	佩戴压力表
9	密闭装车橇(含两台装车泵Q=20m <sup>3</sup> /h、H=60m、N=11kW 2台 一用一备)	1	套	含压力变送器、温度变送器、流量

				计、鹤管等配件
10	密闭装车橇基础(3.0m×6.0m×1.7m)	1	座	
11	DN80 分流式无气源自动点火放空火炬 (内含自动点火装置), H=10m	1	套	
12	工艺管线及阀门	1	套	
13	呼阻一体式呼吸阀	1	座	特二联 1200 方储 罐新增

### ⑧风城二号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置改造

#### 1) 6000 方循环预热单元改造部分

已建设备恢复使用部分：对已建的 6000 方循环预热单元装置进行工艺改造用于处理玛北页岩油，处理规模 3000t/d（其中卸车 1400t/d，管输 1600t/d，综合含水 50%）。主要已建设备恢复使用的包括：超稠油蒸汽捕集处理一体化装置，1200m<sup>3</sup>除油沉降罐，采出水缓冲罐，污水提升泵，污泥池。

采出液处理部分新建的工艺设备包括：掺热装置、静态混合器、原油提升泵、加药橇。

6000 方循环预热单元改造部分主要功能包括：进站加药、热水（蒸汽）混掺、油气分离、沉降罐脱水、原油提升去净化油罐沉降放底水、污水提升去已建污水接收罐等。

#### ※掺热装置（新建）

用于将进站含水原油（13℃）与 120℃热水或 140℃蒸汽进行混掺，将混合液温度混掺后提升至 85℃，运行压力 0.3MPa。

#### ※已建的超稠油蒸汽捕集处理一体化装置（改造）

站内已建的超稠油蒸汽捕集处理一体化装置为成撬设备，已经设有安全阀、冲砂、排砂口等。主要改造内容如下：

a、恢复一体化装置（已建）进口管线流程、安全阀放空流程、排砂流程，包括流程相关的管线及阀门等。

b、利用一体化装置顶部操作平台蒸汽出口管线至撬块边缘法兰管线，断开至后端调节阀组管线。从撬块边缘法兰后端接伴生气去压缩机出口管线。

c、拆除一体化装置出口去闪蒸分离塔管道，将出口汇管切断后新建去沉降罐管线。

d、原位更换一体化设备混合液进口阀门、液相出口调节阀组阀门。一体化装置液相出口调节阀利旧。

※静态混合器（新建）

分气后采出液进入静态混合器（新建）与 120℃热水进行二次混合调节，保证进沉降罐混合液温度为 85℃。

※除油沉降罐（已建）

站内已建的 2×1200m<sup>3</sup> 除油沉降罐，主要改造内容如下：

a、恢复已建除油沉降罐进口管线流程、出油去原油提升泵流程，出水去缓冲罐及缓冲罐出水去采出水提升泵流程，包括流程相关的管线及阀门等。根据业主要求考虑阀门内漏，原位更换流程上的阀门。

b 除油沉降罐进口加药管线加装盲板（保留流程），出口掺柴油管线加装盲板，与已建流程断开。

c 将已建除油沉降罐污水低出口闸阀增加电动执行机构，并与新建的油水界面进行连锁，控制油水界面。

※采出水缓冲罐（已建）

除油沉降罐（已建）出水量约为 147m<sup>3</sup> /h，已建两座 200m<sup>3</sup> 采出水缓冲罐，缓冲时间 2.71h。

※原油提升泵（已建）

原位更换：将已建 3 台原油提升泵更换为离心泵，3 台泵并联运行；恢复已建除油沉降罐进原油提升泵管线流程，包括管线及阀门等；新建原油提升泵进出口阀门及仪表利旧，新建出口汇管管线。拆除已建泵房内出口汇管，新建出口汇管管线去二号联 3#、5#净化油罐。外输管线设流量计及含水分析仪检测。

※污水提升泵（已建）

站内已建 5 台采出水提升泵，已建主要设备参数如下：离心泵 Q=80m<sup>3</sup>，H=0.6MPa，N=30kW，最大外输能力 400m<sup>3</sup> /h，外输排量及外输压力满足需求。

※加药泵房（原位更换）

室外新建加药橇 1 座，用作破乳剂储存及加注。

2) 新建卸车部分

卸车部分新建的工艺设备包括：压裂返排液卸油罐、压裂返排液卸油泵、页岩油卸油罐、页岩油卸油泵。主要功能包括：压裂返排液卸车、页岩油卸车功能。

改造后风城二号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置处理规模 3000t/d (其中卸车 1400t/d, 管输 1600t/d, 综合含水 50%)。卸车工作时间 12h, 汽车卸车年工作日数 350d, 每天需要卸车辆 40 辆, 油槽车容积 50m<sup>3</sup>, 装车系数 0.90, 设置 4 个卸车口, 设置 2 座 40m<sup>3</sup> 卸车罐, 缓冲时间 25min。

改造及新建主要设备具体如下:

表 3.3-18 风城二号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置改造工程量表

序号	工程或费用名称	单位	数量	备注
一	01 单元: 6000 方循环预热单元改造部分			
1	掺热装置 (新建)	座	2	新建
2	一体化装置 (已建) $\Phi 3200\text{mm} \times 15000\text{mm}$	台	2	已建恢复使用
3	静态混合器 (新建) DN400 L=2800m PN16	台	1	新建
4	1200m <sup>3</sup> 除油沉降罐 (已建) $\Phi 11300\text{mm} \times 12880\text{mm}$	座	2	已建恢复使用
5	原油提升泵 (新建) Q=50m <sup>3</sup> /h H=60m N=18.5kW	台	3	拆除新建
6	200m <sup>3</sup> 采出水缓冲罐 (已建) $\Phi 6580\text{mm} \times 6400\text{mm}$	座	2	已建恢复使用
7	采出水提升泵 (已建) Q=80m <sup>3</sup> /h H=60m N=30kW	台	5	已建恢复使用
8	加药橇 (新建) 200L/h 1.6MPa	套	1	新建
二	02 单元: 装卸车部分			
1	40m <sup>3</sup> 页岩油卸油罐 (新建) 规格 9m $\times$ 3m $\times$ 1.5m 配电加热器: 20kW	座	2	新建
2	页岩油卸油泵 (新建) Q=80m <sup>3</sup> /h P=0.6MPa N=30kW	台	2	新建
3	40m <sup>3</sup> 压裂返排液卸油罐 (新建) 规格 9m $\times$ 3m $\times$ 1.5m 配电加热器: 20kW	座	2	新建
4	压裂返排液卸油泵 (新建) Q=80m <sup>3</sup> /h P=0.6MPa N=30kW	台	2	新建

### (3) 公用工程

#### ① 供配电

1) 钻井用电: 钻井用电采用柴油发电机;

2) 生产用电: 玛页 1 井区新增负荷配电采用 0.38/0.22kV 电压等级, 负荷等级为二级, 新增电力负荷为 603.9kW, 依托 35kV 玛 131 变电站, 由现有风南四二线就近 T 接 10kV 架空线路, 新建线路长度 4km。采油井: 采用单变单井配电方式。每口井设 1 座杆架式变电站, 变压器容量均设为 125kVA; 计量撬紧邻集中拉油站建设,

集中拉油站：新增电力负荷为 197.6kW。站外设 1 座杆架式变电站，变压器容量设为 315kVA。采用二级能效节能型电力变压器。本项目电能消耗量  $1763.66 \times 10^4 \text{kW}\cdot\text{h/a}$ 。

### ②供热

运营期井口采用电加热：7 套 80kW 井口电加热器，井口设保温盒，保温盒内设 0.25kW 防爆电加热器，压力表置于保温盒内，设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌

### ③给排水

给水：施工期给水主要为管道试压用水、混凝土养护用水；运营期用水主要为井下作业用水，井区位于荒漠地区，周围无成熟的供水管网，用水由罐车克拉玛依市乌尔禾区城区拉运至项目区。退役期管道清洗用水采用采出水处理站处理达标水以及清水，由罐车拉运。

排水：施工期排水主要为混凝土养护废水、管道试压废水，管道试压废水和混凝土养护废水的污染物主要为悬浮物，管道试压废水用于项目区的洒水抑尘，混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理。运营期排水主要为洗井废水和井下作业废液，洗井废水和井下作业废液由罐车拉运至风城 2 号稠油处理站采出水处理系统处理，回注地层用于油田注水开发。退役期管道清洗废水由罐车拉运至风城 2 号稠油处理站采出水处理系统处理，回注地层用于油田注水开发。

### ④仪表自动化

对采油井、计量橇、集中拉油站部署配置相应的物联网数据采集仪表，实现“无人值守，远程监控，故障巡检”的运行模式。井口仪表采用 LoRa+无线仪表；计量橇内仪表及线缆敷设由橇厂商负责完成，计量橇自带 PLC 控制箱；

集中拉油站仪控橇内设置一套 PLC 控制系统。集中拉油站新建控制室，面积  $9.6 \times 5.4 \text{m}^2$ 。室内放置站控系统、视频安防监控系统、UPS 等相关设备。仪表电缆采用直埋地方式敷设。装置区设置可燃气体探测器。

### ⑤道路

#### 1) 集油区道路

新建井场、计量橇和集中拉油站至已有道路网的巡检道路 2.3km，道路宽度为

9m，路面结构为砂石路面。

2) 风城二号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置改造过程道路

风城二号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置改造过程中修复站外沥青混凝土道路长 67m，宽 6m；站内沥青混凝土道路长 887m，宽 4m；路缘石修复长度 100m。

新建装卸车区大门处至站址南侧油区已建沥青道路，路面结构为沥青混凝土路面，路面宽 4.0m，路基宽 4.0m，两侧各设宽 0.5m 土路肩，路线全长 628.83m。

#### ⑥通信

新建集中拉油点仪控橇新建语音通信系统、火灾报警系统及防爆对讲系统。

#### ⑦消防

新建井场、计量撬和集中拉油站及本次改造的风城二号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置部分配置若干手提式和推车式移动消防器材装置等。

#### (4) 环保工程

施工期材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输采用苫布遮盖；加强施工管理，尽可能缩短施工周期，采用符合标准要求的燃油；选用低毒焊条；选用低噪声设备、采取基础减振；井下作业时带罐作业；井场内的防渗措施以及井下作业过程中铺设的防渗材料；安装防喷器和井控装置，配备应急物资；按照正式征地文件，缴纳生态补偿费，对永久占地进行硬化，防止水土流失和风蚀，对临时占地进行及时的平整和植被恢复。

#### (5) 依托工程

伴生气依托风南 4 转油站天然气处理装置处理；洗井废水和井下作业废液依托风城 2 号稠油处理站采出水处理系统处理；危险废物临时贮存依托中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部现有危险废物集中暂存场暂存，处置依托有相应危险废物处理资质的单位回收处置；钻井井场不设置生活营地，施工人员生活食宿依托玛 18 钻井队集中公寓，集中公寓设置防渗生活污水池，定期委托第三方单位拉运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。生活垃圾集中收集后运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处理。

各依托工程的环保手续履行情况见表 3.3-19。

表 3.3-19 依托工程相关环保手续一览表

类别	站场名称	项目名称	环评批复机关及批复文号	竣工环境保护验收情况
伴生气	风南4转油站	风南4井区百口泉组油藏2020年水平井加密调整工程	克拉玛依市生态环境局 克环函(2020)185号 2020年12月1日	2021年已通过企业自主竣工环保验收
洗井废水、井下作业废液	风城2号稠油联合处理站	中国石油新疆油田分公司风城油田作业区环境影响后评价	新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环环评函(2021)989号 2021年10月29日	/
		风城2号稠油联合站工程	克环保函(2013)228号 原克拉玛依市环境保护局 2013年7月3日	克环保函(2015)458号 原克拉玛依市环境保护局 2015年9月11日
		风城2号稠油联合站二期工程	克环保函(2017)124号 原克拉玛依市环境保护局 2017年5月9日	2019年10月20日通过自主竣工环境保护验收
		2号稠油联合处理站沉降罐底泥脱油水与污水回收利用工程配套工程	克环保函(2018)43号 原克拉玛依市环境保护局 2018年3月7日	2019年12月12日通过自主竣工环境保护验收
危险废物暂存	风城油田作业区危险废物贮存点1	风城油田作业区危险废物临时贮存点建设工程	原克拉玛依市环境保护局 克环保函(2018)181号 2018年8月20日	2019年12月12日通过自主竣工环境保护验收

### ①伴生气处理系统依托可行性分析

风南4转油站2018年建成,2021年进行了扩建,扩建工程包含在《风南4井区百口泉组油藏2020年水平井加密调整工程环境影响报告表》中,2020年12月1日克拉玛依市生态环境局以克环函(2020)185号文予以批复,2021年已通过企业自主竣工环保验收工作,目前已投产运行。

风南4转油站来气依托旁边已建CNG回收装置:装置设计能力 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ,实际处理气量约 $3.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。处理后的干气压缩后,通过加气柱向槽车充装外运。CNG回收装置采用“脱硫+增压+分子筛脱水+丙烷外冷脱烃”工艺,工艺流程如下。

工艺流程:转油站三相分离器来伴生气( $20\sim 25^\circ\text{C}$ ,  $0.2\text{MPa}$ )先经进站分离后,经脱硫塔脱硫,然后经往复式压缩机增压至 $4.5\sim 5.5\text{MPa}$ ,经分子筛脱水,脱水后的天然气,进入外冷装置进一步冷却至 $-25^\circ\text{C}$ ,冷却的低温气体进入低温分离器进行气液分离。分离出的气体经过压缩并增压到 $25\text{MPa}$ 后,通过加气柱向槽车加气。

液相工艺流程：从低温分离器分离出来的轻烃进入稳定塔顶部进行轻烃稳定。塔顶富气返输至进站分离器。稳定后的轻烃经过换热器与稳定塔顶气体进行换热，再进入空冷器进一步降温，降温后的轻烃输送至混烃储罐进行储存，再经液烃泵进入用户罐车外运。液相污水输送至装置区埋地污水罐。工艺流程如图 3.3-9 所示。

图 3.3-9 CNG 回收工艺流程图

根据预测指标，拟建项目伴生气预测最大产量为  $1.37 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ （第 2 年），采出液经新建集中拉油站气液分离后，湿伴生气依托风南 4 转油站天然气回收装置就地回收处理。风南 4 转油站天然气回收装置设计处理规模  $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理量  $5.92 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ （富余量  $4.08 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ），拟建项目伴生气气量（最大值  $1.37 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ），富余量可满足本项目需求，依托可行。

#### ②洗井废水、井下作业废液依托可行性分析

风城油田作业区二号稠油联合处理站采出水处理系统工艺采用“重力除油+旋流反应+混凝沉降+压力过滤”。设计规模  $40000 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理水量  $34587 \text{m}^3/\text{d}$ ，处理后水质达到含油  $\leq 2 \text{mg/L}$ 、悬浮物  $\leq 2 \text{mg/L}$ 。净化水经软化水处理系统处理后通过外输泵输送至油区注汽锅炉，富余净化水及软化系统产生的浓盐水输至 210 池暂存，部分用于复配压裂液，部分经输水管线输至夏子街高压注水站进行回注。

风城二号稠油处理站采出水处理工艺流程：原油系统来水（含油  $\leq 10000 \text{mg/L}$ ，悬浮  $\leq 1000 \text{mg/L}$ ），进 2 座  $15000 \text{m}^3$  除油罐进行预处理，采出水预处理系统出水（含油  $\leq 3000 \text{mg/L}$ ，悬浮  $\leq 500 \text{mg/L}$ ）进 2 座  $10000 \text{m}^3$  调储罐，调储罐出水（含油  $\leq$

250mg/L，悬浮 $\leq$ 250mg/L）再进入污水反应罐和 2 座 3000m<sup>3</sup> 混凝沉降罐，出水（含油 10~15mg/L，悬浮 10~15mg/L）经过滤提升泵提升进入两级过滤器，双滤料过滤器出水（含油 $\leq$ 5mg/L，悬浮 $\leq$ 5mg/L），多介质过滤器出水（含油 $\leq$ 2mg/L，悬浮 $\leq$ 2mg/L），过滤器出水直接进入软化水处理系统。

工艺流程见图 3.3-10。

图 3.3-10 采出水处理工艺流程示意图

※废水达标处理工艺

处理工艺采用混凝沉淀+高级氧化技术，处理后水质达到国家污水综合排放标准（GB8978）中的二级标准要求。工艺流程示意图见图 3.3-11。

图 3.3-11 废水达标处理流程示意图

风城油田高温净化水回注乌尔禾稀油油田工程中建设了风城 2 号稠油联合站至乌 36、乌 33 注水站 DN200 输水玻璃钢管 12.1km。可将风城二号稠油联合处理站采

出水处理系统处理达标的采出水管输至乌 36、乌 33 注水站管辖的井区进行回注。

### ③危险废物暂存依托可行性分析

风城油田作业区危险废物贮存点 1 包含在《风城油田作业区危险废物临时贮存点建设工程环境影响评价报告表》中，2018 年 8 月 20 日原克拉玛依市环境保护局以克环保函〔2018〕181 号文予以批复，2019 年 12 月 12 日通过企业自主验收，目前已投入使用。该危险废物贮存点位于克拉玛依市乌尔禾区，位于项目西北侧直线距离约 15.8km，四周设铁艺围墙（上设滚刺），墙高 2.5m。该设施采用单层钢结构门式钢架，棚长度为 36m，宽度为 18.6m，建筑面积 669.6m<sup>2</sup>。设有油泥存放区、废离子交换树脂、废旧防渗膜存放区等存放场所，可贮存废机油、含油污泥和沾油废防渗膜等危险废物。存放区设集液沟排向危险废物贮存设施北侧 11.25m<sup>3</sup>的集液池。根据调查，危废贮存点 1 贮存能力约为 1500t，本项目运营期产生的危险废物量较少，现有危险废物暂存场可满足项目需求，依托可行。

### ④危险废物处置依托可行性分析

2024 年中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部与克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司签订了危废处置协议。克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司（危险废物经营许可证编号：6502040117，有效期 2022 年 2 月 11 日—2027 年 2 月 10 日）经营危险废物类别包括 HW08 废矿物油与含矿物油废物、HW13 有机树脂类废物和 HW49 其他废物，具体类别包括本工程产生的 900-214-08、071-001-08、900-249-08、900-041-49。总经营规模 138.5 万吨/年（其中，含油污泥 30 万吨/年，含油泥废液 34 万吨/年，干化油泥及废矿物油 40.5 万吨/年、含油钻井废弃物 10.5 万吨/年、废防渗膜和废树脂 3.5 万吨/年，废油基泥浆 20 万吨/年）。

本工程 HW08 类危险废物产生总量约 868.25t/a，较于克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司总体处理能力占比很小。此外，克拉玛依市附近多家具有相应处理资质及处理能力的危废处理单位，中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部可根据需求及各危废处置单位接纳能力选择满足本工程及各项依托设施的危险废物处理需要。综上所述，危险废物处置依托可行。

### 3.3.3 主要技术经济指标

主要技术经济指标见表 3.3-20。

表 3.3-20 主要技术经济指标一览表

类别	数量	类别	数量
设计动用资源储量	$9.55 \times 10^4 \text{t/a}$	临时占地面积	$\text{m}^2$
设计井数	7 口	永久占地面积	$\text{m}^2$
不同规模站场数	计量撬 1 座, 集中拉油站 1 座	总投资	万元
管道长度	12.4km	环保投资	万元
电能消耗量	$1763.66 \times 10^4 \text{kW}\cdot\text{h}$	工作制度	年运行 350 天
钻井期柴油使用量	3195t	破乳剂	1.1t/a
压裂液使用量	$756000 \text{m}^3/\text{a}$		
新鲜水(运营期井下作业辅料, 预估 $30 \text{m}^3/\text{井}$ , 每年修井 1 次)	$210 \text{m}^3/\text{a}$	劳动定员	依托现有劳动定员, 不新增

### 3.3.4 生产工艺及环境影响因素分析

#### (1) 施工期

##### ① 钻前工程

钻前工程主要包括井场平整, 钻机、井架、钻井泵等基础施工, 钻井设备、钻井液不落地设备搬运及安装, 进场道路建设等, 产生的环境影响主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气、噪声、建筑垃圾以及对周围环境产生的生态影响等。

##### ② 钻井工艺流程及产污环节

钻井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, 以保证持续钻进。钻井工程作业流程见图 3.3-12。

图 3.3-12 钻井工艺流程及产污节点示意图

新钻的 6 口井中，3 口三开井、3 口二开井。钻井过程具体如下：

一开：地表地层一般比较松软，在钻开后必须进行固井后才能继续向深部钻进。固井采用下入大尺寸的表层套管并用水泥将套管与地层紧密胶结来完成，当一开钻至硬地层后，即下套管固表层，待固井水泥凝固后再继续钻进。

二开：钻至设计二开深度，下入套管，然后进行固井，在套管和井壁之间的环形空间内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起。

三开：钻至设计井深，下入的油层套管。然后进行固井，在油层套管和井壁之间的环形空间内注入水泥，将套管和地层固结在一起；筛管顶部注水泥固井。

采用套管注水泥固井完井方式。完井作业包括下油管、装油管头和采油树，然后进行替喷、诱导油流使油气进入井眼，为下一步进行采油生产做准备。

钻井完成后，钻井队将钻井设备进行搬运，准备下一口井的钻井工作。

废气主要为柴油机、发电机燃烧烟气、施工扬尘和施工机械、车辆尾气；噪声源主要为施工机械、车辆；固体废物主要为钻井岩屑。

### ③储层改造

储层改造主要包括射孔和压裂。

射孔工艺：投产井基本采用电缆传输射孔，射孔设备为 DP-89 射孔枪；射孔参数为：孔密 16~20 孔/m；射孔前用泡沫或清水替出井筒内泥浆。

压裂工艺：笼统压裂采用光油管压裂，对于有分层压裂需求的直井，推荐采用油管+封隔器分层压裂工艺，储层跨度大于 70m 井采用投球暂堵工艺；压裂设备为：2000 型压裂车一组；压裂施工时，选用配伍性、降滤失性及返排性能好的低伤害有机硼水基胍胶压裂液体系，配方中加入 2%左右的氯化钾或防膨性能达到要求的其他防膨液。用泵车将压裂液挤入油层，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，压力扩散后采用自喷+抽汲方式退液。

酸化压裂工艺：对需要进行酸化压裂的井，用酸化压裂液清洗裂隙，以扩大裂隙，增加目的层的连通性。将酸化压裂液挤入油层，溶解石块后加入支撑剂填充裂

缝。通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率，使含油层的油气资源通过裂隙采出，压力扩散后采用自喷+抽汲方式退液。

储层改造工序无废气、固体废物产生，废水主要为压裂返排液，噪声源主要为各类机泵。

#### ④施工期井下作业

施工期井下作业主要为试油作业，主要工序包括通井、洗井、冲砂、施压、诱导油（气）流等环节。

试油作业主要是将钻井、综合录井、电测所认识和评价的含油气层，通过射孔、替喷、诱喷等多种方式，使地层中的流体（包括油、气和水）进入井筒，流出地面。从而取得地层流体的性质、各种流体的产量、地层压力以及流体流动过程中的压力变化等资料，并通过对这些资料的分析 and 处理获得地层的各种物性参数，对地层进行评价的工艺过程。

#### ⑤管线、计量撬、集中拉油站、公用工程施工工艺及产污环节

施工期主要包括采油井场、计量撬、集中拉油站等建（构）筑物建设、管线建设及公用工程建设；其施工工艺及产污节点见图 3.3-13。

图 3.3-13 施工工艺及产污节点示意图

管线保温后埋地敷设，单井采油管线埋深-1.8m，保温层采用 30mm 厚保温橡塑海绵，防护层采用 1mm 厚聚乙烯胶粘带，并在管线接头处增设地面标志桩；集油支线和输气管线埋深-2.0m，保温层采用 50mm 厚憎水型复合硅酸盐毡，外包 0.5mm 厚镀锌铁皮。管道采取地面保温敷设，外缠电热带保温；穿越沥青路面采用顶管穿越，穿越简易道路采用大开挖方式，穿越道路时加套管；单井采油管线施工作业带宽度控制在 8m 范围内，集油支线和输气管线施工作业带宽度控制在 10m 范围内。

施工废气主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气和焊接废气，废水主要为管道试压废水和混凝土养护废水，固体废物主要为建筑垃圾，噪声源主要为施工机械及车辆。

## （2）运营期工艺流程及环境影响因素分析

### ①工艺合理性分析

玛页 1 井区已钻勘探井试油结果显示具有良好的油气流，为了实现油田增产增效目标，提高区域油气产能，中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部拟部署 7 口采油井（新钻井 6 口，勘探井转产 1 口），拟部署井周围无可依托的集输管网及油气处理设施，本次采用集中拉油的方式生产，分离出的采出液由罐车拉运至本次改造后的风城二号稠油处理站）SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置处理，分离出的伴生气全部管输至风南 4 转油站站外已建 CNG 回收装置处理。

《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）规定：“对油气田放空天然气应予以回收，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空，不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案”，本项目分离出的伴生气全部管输至风南 4 转油站站外已建 CNG 回收装置处理，未燃烧放空，符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中的相关要求。本次建议加快玛页 1 井区的滚动开发，尽快实现区域油气密闭集输。

### ②集输工艺流程

本次采用集中拉油方式生产，具体工艺流程如下：井口采出物由电加热器加热后，进入生产分离器进行气液分离，分离出的液相由单井采油管线管输至拉油罐中，再由罐车拉运至 61#集输处理站原油处理系统进行处理，分离出的气相经放空火炬燃烧放空。井场定期进行井下作业，井下作业包括压裂、修井、洗井等工艺。具体工艺流程见图 3.3-14。

图 3.3-14 油气集输工艺流程及产污环节示意图

废气主要为井场阀门、法兰等处产生的无组织挥发性废气、放空火炬燃烧烟气、拉油储罐无组织挥发性有机物、采出液装卸过程中产生的无组织废气；废水主要为井下作业时产生的洗井废水、压裂返排液、酸化返排液和废洗井液；噪声源主要为抽油机、井下作业时各类机泵、放空火炬；固体废物主要为清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料。

#### ※井下作业

井下作业主要为修井、压裂等作业，压裂采用套管桥塞分层压裂，压裂采用压裂液和酸化压裂液，主要设备见表 3.3-21。

表 3.3-21 射孔、压裂工艺主要设备一览表

设备名称	数量（台/座）	设备名称	数量（台/座）
压裂车	1	连续输砂撬	1
混砂车	2	柔性储水罐	8
仪表车	1	地面储罐	1
砂罐车	4		

#### （3）退役期工艺流程及环境影响因素分析

退役期环境影响因素主要表现在采油井场、管线及其他公用工程等设施的拆除、封井、井场清理等施工活动，产生的污染物主要为扬尘、噪声、废弃管线、建筑垃圾等。工艺及产污节点分析见图 3.3-15。

图 3.3-15 退役期工艺流程及产污环节示意图

#### 3.3.5 项目变更前后变化情况

2024 年，玛湖项目部实施了“玛北油田玛页 1 井区风城组页岩油开发先导试验方案”，该项目于 2025 年 1 月 16 日取得了新疆维吾尔自治区生态环境厅出具的《关于关于玛北油田玛页 1 井区二叠系风城组页岩油开发先导试验方案环境影响报

告书的批复》，批复文号：新环审〔2025〕12号，目前正在建设。已批复的项目建设内容主要为：新钻 6 口页岩油井，分布在 3 座新建丛式井场内，另外对玛 48H 勘探井实行探转采工程，合计新建 7 台 14 型节能抽油机、6 套 100kW 井口电加热器、1 套 80kW 井口电加热器（玛 48H 井）；新建 12 井式计量站 1 座、破乳剂加药撬 1 座（与计量站合建）；新建单井集油管线 4.32km，集油支线 4.7km；并对风南 4 转油站进行改造，主要改造进站工艺管线，不改变后续流程及增大现有设计处理规模。并配套建设自控系统、供电、通信、消防等系统。项目实施后，最大年产油量为  $6.09 \times 10^4 \text{t}$ ，最大年产液量  $10.27 \times 10^4 \text{t}$ 。“玛北油田玛页 1 井区风城组页岩油开发先导试验方案”采用密闭集输工艺，井口采出物由管线管输至风南 4 转油站的处理装置进行处理。

目前项目正在进行 6 口页岩油井的钻井工程，采油井场、井口装置、12 井式计量站、破乳剂加药撬和各类集输管线等地面工程尚未建设，随着玛页 1 井区滚动开发，产能逐年增加，风南 4 转油站采出液处理系统、采出水处理系统及系统设计处理规模不能满足压裂返排液的处理需求，并且根据玛页 1 井区原油、采出水物性及处理实验结果可知，采出液呈现较为严重的乳化特性，风南 4 转油站三相分离器无法满足脱水需求；采出水属强碱性重碳酸氢钠水型，与风南 4 井区采出水（CaCl<sub>2</sub>型）掺混后严重结垢，影响设备运行；风南 4 转油站外原油处理装置无法满足油水处理需求。因此玛页 1 井区采出液无法依托风南 4 转油站处理。

故本次变更拟将原来的密闭集输工艺改为集中拉油方式生产。主要变更内容如下：拟部署 12 口采油井，其中新钻 6 口采油井，勘探井/评价井转产 6 口；新钻 6 口页岩油井从分布在 3 座丛式井场内改为分布在 6 座单井井场内，新建采油井场 12 座，12 井式计量撬 1 座，集中拉油站 1 座，集输管线 12.4km，并对风城二号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置进行改造。取消了风南 4 转油站内的改造内容，新增了风城二号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置的改造，新增了卸车系统（新增压裂返排液卸油罐、页岩油卸油罐）；集输工艺拟从原来的密闭集输工艺改为集中拉油方式生产。

井口采出物（采出液、伴生气）、洗井废水和压裂返排液的处理去向发生变动，井口采出物在 12 井式计量撬进行自动计量后，管输至集中拉油站进行气液分离，

分离出的采出液由罐车拉运至本次改造后的风城二号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置处理，采出水、洗井废水和压裂返排液改由风城二号稠油处理站采出水处理系统处理，集中拉油站分离出的伴生气管输至风南 4 转油站站外已建 CNG 回收装置进行处理。

由于上述内容，尤其是生产工艺的变动，新增了无组织非甲烷总烃的排放量，新增了清罐底泥，增加了危险废物的种类，根据《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）规定：“陆地油气开采区块项目环评批复后，产能总规模、新钻井总数量增加 30%及以上，回注井增加，占地面积范围内新增环境敏感区，井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增加，开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加，与经批复的环境影响评价文件相比危险废物实际产生种类增加或数量增加、危险废物处置方式由外委改为自行处置或处置方式变化导致不利环境影响加重，主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低等情形，依法应当重新报批环评文件”，本项目变动情况属于重大变动，应重新报批环境影响报告书。变动前后对比情况见表 3.3-22。

表 3.3-22 变更前后建设内容变化情况一览表

类别	变更前	变更后	是否属于重大变动
主要内容	新钻 6 口页岩油井, 分布在 3 座新建丛式井场内, 另外对玛 48H 勘探井实行探转采工程, 合计新建 7 台 14 型节能抽油机、6 套 100kW 井口电加热器、1 套 80kW 井口电加热器(玛 48H 井); 新建 12 井式计量站 1 座、破乳剂加药撬 1 座(与计量站合建); 新建单井集油管线 4.32km, 集油支线 4.7km; 并对风南 4 转油站进行改造, 主要改造进站工艺管线, 不改变后续流程及增大现有设计处理规模。并配套建设自控系统、供电、通信、消防等系统。项目实施后, 最大年产油量为 $6.09 \times 10^4 \text{t}$ , 最大年产液量 $10.27 \times 10^4 \text{t}$	拟部署 12 口采油井, 其中新钻 6 口采油井, 勘探井/评价井转产 6 口; 新建采油井场 12 座, 12 井式计量撬 1 座, 集中拉油站 1 座, 各类集输管线 12.4km (单井采油管线 7.1km, 集油支线 0.6km, 输气管线 4.7km), 并对风城二号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置进行改造。并配套建设自控系统、供电、通信、消防等系统。项目实施后, 最大年产油量为 $9.55 \times 10^4 \text{t}$ , 最大年产液量 $10.02 \times 10^4 \text{t}$	单井采油管线长度减少了 0.72km, 集油支线减少了 4.6km, 新增了 4.7km 的输气管线, 风南 4 转油站改造内容取消, 改为对风城二号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置进行改造, 改造后的风城二号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置运行过程中除油沉降罐等储罐的恢复使用以及新增的卸油设施导致无组织非甲烷总烃排放量增加, 且新增加了危险废物种类清罐底泥, 属于 910 号文中“开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加”, 产油量增加 56.81%, 超过 30%, 为重大变动
生产工艺	密闭集输	集中拉油方式生产	集中拉油站 $500\text{m}^3$ 拉油罐“大、小呼吸”导致无组织非甲烷总烃排放量增加, 且新增加了危险废物种类清罐底泥, 属于 910 号文中“开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加”, 为重大变动
依托工程	采出液: 依托风南 4 转油站采出液处理系统处理	采出液: 依托改造后的风城二号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置处理	不属于重大变动
	伴生气: 依托风南 4 转油站站外已建 CNG 回收装置处理	伴生气: 依托风南 4 转油站站外已建 CNG 回收装置处理	不属于重大变动
	洗井废水和压裂返排液: 依托风南 4 转油站采出水处理系统	洗井废水和压裂返排液: 依托风南 4 转油站采出水处理系统	不属于重大变动

### 3.4 污染源源强核算

#### 3.4.1 施工期污染源源强核算

##### (1) 废气

施工废气主要为钻井井场柴油机、发电机燃料燃烧烟气、施工机械及施工车辆尾气、施工扬尘、柴油储存卸车无组织废气、水基钻井岩屑暂存扬尘、油基钻井液暂存及钻井过程中由油基钻井液产生的无组织挥发性有机物、油基钻井岩屑暂存产

生的无组织挥发性有机物、焊接烟尘和储层改造过程中的无组织废气。

#### ①柴油机、发电机组燃烧烟气

钻井期单井井场动力系统共设 3 台柴油机和 2 台柴油发电机，为钻机及井场提供动力、电力和照明，柴油机、发电机工作时消耗的燃料主要为柴油。拟建项目新钻井全部采用 ZJ70D 型钻机，钻井总周期共计 639d，根据钻井定额核算（5t 柴油/台钻机），柴油总消耗量约为 3195t（考虑柴油密度为  $0.85\text{t/m}^3$ ，则共耗柴油体积为  $3758.8\text{m}^3$ ）。

柴油燃烧烟气中各污染物的产生量参考国家环境工程评估中心编制的《社会区域类环境影响评价》一书中提供的柴油燃烧产污系数进行核算（ $\text{SO}_2$  2.24kg/t， $\text{NO}_x$  2.92kg/t，总烃 2.13kg/t），则污染物排放总量为： $\text{SO}_2$  7.16t、 $\text{NO}_x$  9.33t、总烃 6.81t。

#### ②施工扬尘

扬尘主要来自于施工场地的清理、平整，施工建筑材料、设备及管线的装卸、运输、堆放以及施工车辆运输，污染物主要为 TSP。

#### ③施工机械及施工车辆尾气

施工期各类机械及运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。

#### ④柴油卸车及储存无组织废气

钻井井场设 1 座柴油罐，为固定顶罐，外购柴油由罐车拉运至井场后暂存于储罐内，最大贮存量约 20t。柴油卸车及临时贮存时会产生一定的无组织挥发性废气，由于柴油周转量较小，真实蒸气压较低，挥发性低，由柴油卸车及储罐临时储存产生的挥发性废气量较小。

#### ⑤水基钻井岩屑暂存扬尘

水基钻井岩屑暂存于岩屑罐中，暂存过程中会产生少量的扬尘。

#### ⑥油基钻井岩屑暂存时无组织挥发性有机物

油基钻井岩屑暂存于岩屑罐中，暂存过程中会产生少量的无组织挥发性有机物。

#### ⑦管线焊接废气

无缝钢管管道组对连接过程中将产生一定量的焊接烟尘，对周围大气环境产生一定的影响。

### ⑧油基钻井液暂存及钻井过程中由油基钻井液产生的挥发废气

油基钻井液暂存于带盖的钻井液方罐中，油基钻井液中白油的含量为 30%，油基钻井液暂存及钻井过程中油基钻井液会产生一定量的挥发废气，对周围大气环境产生一定的影响。

### ⑨储层改造过程中的无组织废气

储层改造过程中射孔作业对套管和井壁进行射孔，建立地层与井筒之间的通道，射孔作业完成后油藏中油气通过井筒返至地面，以无组织形式逸散至大气环境中，对周围大气环境产生一定的影响。

## （2）废水

施工期不设施工营地，无生活污水产生，废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水和储层改造产生的废压裂液。

### ①管道试压废水和混凝土养护废水

管道试压采用清水试压，从乌尔禾城区拉运至施工区，用水量很少；试压完毕后产生少量的试压废水，拟建项目新建各类集油管线合计 8.4km。管线试压废水产生量约为 150.78m<sup>3</sup>，主要污染物为悬浮物，浓度在 40~60mg/L，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。混凝土养护过程中会产生少量的混凝土养护废水，属于清净水，自然蒸发处理。

### ②废压裂液

根据钻采工程设计方案，拟建项目压裂液为滑溜水体系，初期返排率约 5%，投加量的 95%渗入油层中，后期随采出液返至地面并进入油气集输流程。拟建项目压裂液返排量合计约为 18900m<sup>3</sup>。

拟建项目压裂返排液 90%以上成分为水，由罐车拉运至风城 2 号稠油处理站采出水处理系统处理，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）相关要求回注地层，不外排。

## （3）噪声

噪声源主要为施工机械及施工车辆噪声，噪声级在 60dB（A）~100dB（A）之间。各噪声源噪声排放情况见表 3.4-1。

表 3.4-1 施工期噪声排放情况一览表

序号	项目	设备名称	声压级 [dB (A)]	排放规律	噪声特性	降噪措施
1	钻井	钻机	95	间歇	机械	设备选型上要求采用低噪声的设备, 施工设备要经常检查维修, 对噪声较大的设备采取基础减振措施
		柴油发电机	100	间歇	机械	
		泥浆泵	85	间歇	机械	
		振动筛	80	间歇	机械	
		除砂器	80	间歇	机械	
		除泥器	80	间歇	机械	
2	压裂	压裂泵车	100	间歇	机械	加强保养维修
		混砂车	85	间歇	机械	
		仪表车	80	间歇	机械	
		管汇车	80	间歇	机械	
		提液泵	80	间歇	机械	
3	地面工程 建设	挖掘机	92	间歇	机械	
		推土机	95	间歇	机械	
		顶管机	90	间歇	机械	

#### (4) 固体废物

施工期不设施工营地, 无生活垃圾产生, 施工产生的土石方全部回填, 无弃方产生; 固体废物主要为水基钻井岩屑、油基钻井岩屑、建筑垃圾、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、焊接废渣和废危化品包装材料。

##### ① 钻井岩屑

钻井过程中, 岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑, 随钻井液排出井口, 进入钻井液不落地系统进行处理, 分离出的液相(即为钻井液, 或称钻井泥浆)回用于钻井液配置, 钻井结束后由钻井队带至下一个井场继续使用, 不外排。分离出固相即为钻井岩屑, 进井场岩屑储罐, 交由岩屑处置单位处理。岩屑产生量与井身结构有关, 可按下列公式计算:

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

式中:  $W$ ——产生的岩屑量,  $m^3$ ;

$D$ ——井眼平均井径,  $m$ ;

$h$ ——裸眼长度,  $m$ ;

$d$ ——岩屑膨胀系数, 使用水基钻井液体系时取  $P=2.2$ ; 油基钻井液体系

取  $P=4$ ，岩屑密度  $2.5\text{g}/\text{cm}^3$ 。

根据井身结构计算钻井期岩屑产生量见表 3.4-2。

表 3.4-2 钻井岩屑产生情况表

井号	开次	产生量 (t)	固废性质	固废代码
MYHW0901	一开	300.0	水基，一般固废	SW12 钻井岩屑，071-001-S12 水基钻井岩屑和泥浆(石油)
	二开	2100.0	水基，一般固废	
	三开	1406.4	油基，危险废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物，071-002-08 废弃油基钻井泥浆
MYHW1002	一开	300.0	水基，一般固废	SW12 钻井岩屑，071-001-S12 水基钻井岩屑和泥浆(石油)
	二开	2100.0	水基，一般固废	
	三开	1416.0	油基，危险废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物，071-002-08 废弃油基钻井泥浆
MYHW1003	一开	300.0	水基，一般固废	SW12 钻井岩屑，071-001-S12 水基钻井岩屑和泥浆(石油)
	二开	2100.0	水基，一般固废	
	三开	1416.0	油基，危险废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物，071-002-08 废弃油基钻井泥浆
MYHW1001	一开	720.0	水基，一般固废	SW12 钻井岩屑，071-001-S12 水基钻井岩屑和泥浆(石油)
	二开	3438.0	水基，一般固废	
MYHW1201	一开	720.0	水基，一般固废	
	二开	3450.0	水基，一般固废	
MYHW0902	一开	720.0	水基，一般固废	
	二开	3438.0	水基，一般固废	

拟建项目一开、二开钻井岩屑共计产生 19686.0t，一开、二开采用水基泥浆，由膨润土、氯化钙、重晶石粉、天然高分子材料合成的聚合物润滑封堵钻井液及防塌降滤失剂、封堵剂等主要成分配置而成，不含重金属等难降解物质、不涉及磺化泥浆、不涉及合成基泥浆。根据《关于发布〈危险废物排除管理清单（2021年版）〉的公告》（生态环境部公告 2021 年第 66 号），废弃水基钻井泥浆及岩屑不属于危险废物，属于一般工业固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》可知水基岩屑废物代码为 071-001-S12，施工结束后委托专业单位处置。

三开钻井岩屑共计产生 4238.4t，根据《关于印发〈危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采〉等七项危险废物环境管理指南的公告》（公告 2021 年 第 74 号），三开钻井固废属于危险废物，属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 类危险废物，废物代码：071-002-08，委托有危险废物处置资质的单位进行无害化

处置。

拟建项目钻井固废采用“泥浆不落地”工艺。钻井过程中产生的钻井废水和钻井固废一起被收集至钻机配套的循环系统，利用除泥器、除砂器、振动筛、离心机等设备将固液分开，对固相采用固液分离设备进一步分离，得到液相用于钻井液配制、循环利用不外排；分离出的固相由钻井施工单位委托专业单位进行处置，综合利用。“泥浆不落地”工艺流程示意图见图 3.4-1。

图 3.4-1 “泥浆不落地”工艺流程示意图

钻井时产生的钻井液和岩屑一起经不落地系统进行处理，分离出的液相即为钻井液，回用于钻井液配置，根据新疆油田分公司作业区同类钻井资料可知，钻井液的循环利用率约为 95%，剩余未利用的 5%为沾到钻井岩屑上未完全分离，同钻井岩屑一同处置，钻井岩屑量计算时已考虑到未完全分离的钻井液。根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）中规定：“任何不需要修复和加工即可用于其原始用途的物质，可不作为固体废物管理”，分离出的钻井液，回用于钻井液配置，故钻井液不按固体废物管理。

### ②建筑垃圾

建筑垃圾主要为废边角料、废包装物等，产生量较少，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。

### ③废润滑油

钻井井场中的发电机、钻机和钻井液循环泵及其他动力设备，需要定期保养维护，保养维修过程中会产生一定量的废润滑油，参照新疆油田其他使用相同动力设

备的井在钻井过程中产生废润滑油的数量可知，单井井场钻井期产生的废润滑油为 0.05t，则新钻 6 口井废润滑油产生量约为 0.3t。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，废物代码为 900-214-08，危险特性为 T，I，交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

#### ④废润滑油桶

使用润滑油时会产生一定的废润滑油桶，根据润滑油的使用量计算出废润滑油桶的产生量为 0.09t/a，废润滑油桶属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，废物代码为 900-249-08，危险特性为 T、I，交由有相应危险废物处置资质的单位处理。

#### ⑤沾油废防渗材料

场地清理时拆除的未破损且未沾油的防渗材料由施工单位集中回收利用，沾油废防渗材料属于危险废物（HW08 类危险废物，废物代码：900-249-08），危险特性为毒性和易燃性，施工结束后交由具有相关危险废物处置资质的单位接收、转运以及处置。参照新疆油田其他使用相同动力设备的井在钻井过程中产生废润滑油的数量可知，单井井场钻井期产生的废防渗材料为 0.07t，则 6 口井废润滑油产生量 0.42t。

#### ⑥焊接废渣

管线施工过程中会产生少量的焊接废渣，根据《固体废物分类与代码目录》可知焊接废渣废物代码为 900-099-S59，在每个焊接作业点配备铁桶或纸箱，焊接废渣直接放入容器中，施工结束后集中回收处置。

#### ⑦废危化品包装材料

拟建项目钻井液配置辅料涉及氢氧化钠，属于危险化学品，氢氧化钠用量约 42t。拟建项目氢氧化钠外购成品吨包包装，采购量约为 42 吨包，单个废弃吨包重量约 3kg，则废危化品包装材料产生量为 0.126t，属于危险废物（HW49 其他废物 900-041-49 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质），最终委托危险废物处置资质的单位处置。

### （5）生态影响分析

## ①工程占地

工程占地主要为采油井场、单井采油管线、集油支线、输电线路等，单井采油管线主要为井口至拉油罐，均位于井场内，单井采油管线占地包含在井场占地范围内，本次不重复计算。项目总占地面积为61280m<sup>2</sup>，其中永久占地10880m<sup>2</sup>，临时占地50400m<sup>2</sup>，详见表3.4-3。

表3.4-3 占地概况一览表

序号	建设内容	数量	占地面积(m <sup>2</sup> )			备注	占地类型	
			永久征 地	临时占 地	合计			
1	采油井场	MYHW0901	1座	1600	0	1600	尺寸均为40m ×40m	灌木林地 和裸土地
		MYHW1001	1座	1600	0	1600		
		MYHW1002	1座	1600	0	1600		
		MYHW1201	1座	1600	0	1600		
		MYHW0902	1座	1600	0	1600		
		MYHW1003	1座	1600	0	1600		
		玛48H	1座	1600	0	1600		
		玛54X	1座	1600	0	1600		
		玛57H	1座	1600	0	1600		
		玛63X	1座	1600	0	1600		
		玛页1	1座	1600	0	1600		
		玛页1H	1座	1600	0	1600		
	合计	12座	19200	0	19200	/	/	
2	计量撬	1座					灌木林地 和裸土地	
3	集中拉油站	1座						
4	道路	3882.8 3m	27031. 32	0	27031. 32	巡检道路宽度 为9m，其余道 路宽4m	灌木林地 和裸土地	
5	输电线路	4km	0	24000	24000	宽度6m		
6	合计	/	65912	19200	85112	/	/	

## 3.4.2 运营期污染源源强核算

## (1) 废气

废气主要为油气集输过程中阀门、法兰等部位产生的无组织挥发性有机物（以非甲烷总烃计）、拉油储罐无组织挥发性有机物、采出液装卸过程中产生的无组织废气。

①油气集输无组织挥发性有机物

油气集输过程中产生的无组织挥发性有机物目前无相应的源强核算技术指南，本次参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算，计算公式具体如下：

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

式中：D<sub>设备</sub>：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；

α—设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

WF<sub>VOCs,i</sub>—流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数；

WF<sub>TOC,i</sub>—流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数；

e<sub>TOC,i</sub>—密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率（泄漏浓度大于 10000umol/mol），kg/h；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

t<sub>i</sub>—核算时段内密封点 i 的运行时间，h，本次取 8400h。

根据上述公式计算油气集输过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.4-4。

表 3.4-4 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型		排放速率 (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)
单口采油井	阀门	0.064	5	
	法兰	0.085	10	
	连接件	0.028	60	
	小计	/	/	
12 口采油井	合计	/	/	
单座计量橇	阀门	0.064	13	
	法兰	0.085	26	
	连接件	0.028	156	
	其他	0.073	26	
	小计	/	/	
1 座计量橇	合计	/	/	

设备类型		排放速率 (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)
集中拉油站	阀门	0.064	9	
	法兰	0.085	18	
	连接件	0.028	108	
	其他	0.073	18	
	泵	0.074	1	
	小计	/	/	
1座集中拉油站	合计	/	/	
改造后的风城2号稠油处理站SAGD循环预热阶段采出液预处理装置	阀门	0.064	26	
	法兰	0.085	52	
	连接件	0.028	312	
	其他	0.073	52	
	泵	0.074	12	

## ②拉油罐无组织挥发性有机物

拉油罐均采用固定顶罐，储罐因大小呼吸作用排放无组织非甲烷总烃，小呼吸排放是由于温度和大气压力的变化引起蒸气的膨胀和收缩而产生的蒸气排出，它出现在罐内液面无任何变化的情况，是非人为干扰的自然排放方式；大呼吸排放是由于人为的装料与卸料而产生的损失。因装料时罐内压力超过释放压力，蒸气从罐内压出，而卸料损失发生于液面排出，空气被抽入罐体内，因空气变成有机蒸气饱和的气体而膨胀，因而超过蒸气空间容纳的能力。

本次采用中国石油化工系统编制的经验公式计算大小呼吸损失，经验公式如下：

大呼吸：

$$L_{DW}=4.35 \times 10^{-5} \times P \times \rho \times V \times K_T \times K_E$$

式中： $L_{DW}$ —拱顶罐的年大呼吸损耗量，kg/a；

$P$ —储罐内平均温度下油品真实蒸汽压，Pa（原油真实蒸汽压取40.17kPa）；

$\rho$ —储存油品的平均密度， $t/m^3$ ，本次取0.9064；

$V$ —油品年泵送入罐体积， $m^3/a$ ，137908.21

$m^3/a$ ；本次取 $12.5 \times 10^4 t/a$ ；

$K_T$ —周转系数，（按 $K_T=1$ 计算）；

$K_E$ —油品系数，（汽油取1.0，原油取0.75）。

小呼吸:

$$L_{DS}=12.751 \times 10^{-3} \times K_E \times [P_y / (P_a - P_y)]^{0.68} \times \rho \times D^{1.73} \times H^{0.51} \times \Delta T^{0.5} \times K_p \times C$$

式中:  $L_{DS}$ —拱顶罐的年小呼吸损耗量, kg/a;

$\rho$ —储存油品的平均密度,  $t/m^3$ ; 本次取0.9064;

$K_E$ —油品系数, (汽油取24, 其他油品取14, 本次取14);

$P_a$ —当地大气压, mmHg; 取760;

$P_y$ —油品本体温度下的真实蒸汽压, mmHg; 取301.275;

$D$ —储罐直径, m; 取8m;

$H$ —储罐内气相空间的高度, 包括罐顶部分的相当高度, m; (按照装填系数0.85计算, 取0.942m);

$\Delta T$ —每日大气温度变化的年平均值,  $^{\circ}C$ ; 本工程取9.1 $^{\circ}C$ ;

$K_p$ —涂层因子或涂料系数(铅漆为1.39, 白漆为1.02, 本次取1.02);

$C$ —小罐修正系数, 直径在0~9m之间的罐体,  $C=1-0.0123(D-9)^2$ , 罐径大于9取1, 本次取1。

根据上述公式计算得出储罐的大小呼吸量, 具体见表3.4-5。

表3.4-5 储罐的大小呼吸量一览表

类别	原油产能 (t/a)	小呼吸损耗量 (t/a)	大呼吸损耗量 (t/a)	合计 (t/a)
集中拉油站储罐	125000	0.013	163.82	163.833

### ③采出液装卸过程中无组织挥发性有机物

采出液装车时产生的无组织挥发性有机物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》(HJ982-2018)中挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量计算, 计算公式如下:

式中:  $D_{\text{产生量}}$ —核算时段内挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量, t/a;

$Q$ —核算时段内物料装载量,  $m^3/a$ ;

$L_L$ —挥发性有机液体装载过程的排放系数,  $kg/m^3$ , 计算公式如下:

式中：S——饱和系数，无量纲，一般取 0.6。

$P_T$ ——温度 T 时装载物料的真实蒸气压，Pa；本次取 40.17kPa。

$M_{vap}$ ——油气分子量，g/mol；本次取 50g/mol。

T——物料装载温度，℃；本次取 25℃。

根据  $L_L$  计算公式计算出  $L_L$  为 0.295，根据产能预测表及上述计算公式计算出采出液装车时产生的无组织挥发性有机物，详见表 3.4-6。

表 3.4-6 装车时无组织挥发性有机物产生量一览表

井号	原油密度 (t/m <sup>3</sup> )	产油量 (t/a)	NMHC 产生量 (t/a)
集中拉油站储罐	**	**	**

拉运装车过程中对拉油罐、罐车采用气相平衡系统，使拉油罐、罐车储罐形成闭路循环，减少拉油罐及装车时产生的无组织废气；根据《利用气相平衡管原理控制有机污染物的无组织排放》（齐刚）研究可知，采用气相平衡系统之后无组织废气排放量可减少 90%以上，则拉油罐的大呼吸和采出液装车时无组织非甲烷总烃排放量见表 3.4-7，则集中拉油罐及装车过程无组织废气排放量见表 3.4-8。

表 3.4-7 采用气相平衡后大呼吸和装车废气合计排放量一览表

类别	大呼吸损耗量 (t/a)	装车无组织废气 (t/a)	大呼吸和装车废气合计产生量 (t/a)	采用气相平衡后大呼吸和装车废气合计排放量 (t/a)
集中拉油站储罐	**	**	**	**

表 3.4-8 拉油罐及装车废气无组织废气排放量一览表

类别	拉油罐小呼吸损耗量 (t/a)	大呼吸和装车废气合计排放量 (t/a)	合计排放量 (t/a)
集中拉油站储罐	**	**	**

项目实施后无组织废气排放量核算表见表 3.4-9、表 3.4-10。

表 3.4-9 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家污染物排放标准		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m <sup>3</sup> )	
1	M1	采油井场	NMHC	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场及计量撬的设备、阀门等检查。	GB39728-2020 中企业边界污染物控制要求	4	**
2	M2	计量撬	NMHC			4	**

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家污染物排放标准		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m <sup>3</sup> )	
3	M3	集中拉油站	NMHC	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查；采用固定顶罐，装车采用顶部浸没式装载		4	**

表 3.4-10 各污染物排放量一览表

污染物名称	污染物排放量 (t/a)
NMHC	***

## (2) 废水

废水主要为洗井废水和井下作业废液（酸化返排液、压裂返排液和废洗井液）。

## ①洗井废水

洗井废水产生量无相应的源强核算技术指南，本次评价参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021 年第 24 号）中的《工业源产排污核算方法和系数手册》-1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数（见表 3.4-11）进行核算。

表 3.4-11 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	t/井次-产品	76.0	回收回注	0
		化学需氧量	g/井次-产品	104525	回收回注	0
		石油类	g/井次-产品	17645	回收回注	0
低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	t/井次-产品	27.13	回收回注	0
		化学需氧量	g/井次-产品	34679	回收回注	0
		石油类	g/井次-产品	6122	回收回注	0

项目区为低渗透油井，采用表 3.4-12 低渗透油井洗井作业产污系数计算洗井废水及废水中各污染物的产生量，计算结果详见表 3.4-13。

表 3.4-12 洗井废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	12 口井合计产生量 (t/a)
工业废水量	27.13t/井次-产品	325.56
化学需氧量	34679g/井次-产品	0.42

石油类	6122g/井次-产品	0.07
-----	-------------	------

②井下作业废液

井下作业进行压裂工序时,会产生一定的压裂返排液和酸化返排液,修井时会产生一定的废洗井液,井下作业废液主要包括压裂返排液、酸化返排液和废洗井液。其产生量无相应的源强核算指南,本次评价采用《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的《工业源产排污核算方法和系数手册》-1120石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算,产污系数见表3.4-13。

表3.4-13 压裂返排液、酸化返排液及废洗井液产生量一览表

污染物名称		产污系数	12口井合计产生量
低渗透油井	压裂返排液	153.21m <sup>3</sup> /井·次	1838.52m <sup>3</sup> /a
	酸化返排液	150.49m <sup>3</sup> /井·次	1805.88m <sup>3</sup> /a
	废洗井液	25.29t/井	303.48t/a

压裂返排液、酸化返排液及废洗井液收集至专用储罐中,由罐车拉运至风城2号稠油处理站采出水处理系统处理。

(3) 噪声

采油井场噪声源主要为井下作业时的各类机泵、巡检车辆和罐车等,各噪声源均为室外噪声源,噪声排放情况见表3.4-14。

表3.4-14 噪声源强清单

单井井场										
序号	生产运行项目	声源名称	数量(台)	空间相对位置/m			声源源强(声压级[dB(A)])	声源控制措施	降噪后声压级(dB(A))	运行时段
				X	Y	Z				
1	井下作业	通井机	1台	0	0	2	100	选用低噪声设备,加强管理,减少作业频次等	100	间歇运行
2		机泵	若干	25	20	0.5	80	选用低噪声设备,加强管理,减少作业频次等	80	间歇运行
3	井场采油	抽油机	1台	0	0	2.5	65	选用低噪声设备,加强管理等	65	连续运行

备注: 1) X, Y=0, 0指以井口为中心; 2) 单井井场尺寸80m×82m。

集中拉油站										
1	生产分离器	1		0	0	1	80~85		80~85	昼夜连续运行
2	除油器	1		0	2	1	80~85		80~85	
3	密闭装车撬	1		12	15	1	80		80	
4	事故状态下放空火炬	1		25	25	1	90		90	间歇运行
5	罐车及巡检车辆			/	/	/	60~90	加强检维修、保养	60~90	

#### (4) 固体废物

井下作业时要求带罐作业，并安装接液盒防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油100%回收。固体废物主要为清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料。

##### ① 清罐底泥

拉油罐需定期清罐，清罐过程中会产生一定的清罐底泥，目前无相应的源强核算技术指南，本次参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(2021年第24号)中的《工业源产排污核算方法和系数手册》-07石油和天然气开采行业系数手册——非稠油检修清罐、管线刺漏、晒水隔油池等清淤环节含油污泥产污系数(90.76t/10<sup>4</sup>t产品)来核算清罐底泥的产生量。根据产能预测可知，原油产量为95500t/a，据此计算清罐底泥产生量为866.76t/a。清罐底泥属于《国家危险废物名录》(2025版)HW08废矿物油和含矿物油废物(废物代码071-001-08，危险特性为T、I)，直接交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置，不贮存。

##### ② 废润滑油

采油井场设备维修及井下作业时会产生废润滑油，类比附近井场，每口井每次产生废润滑油约0.05t，拟建项目共12口井，废润滑油产生量约0.6t/a，属于《国家危险废物名录》(2025年版)HW08废矿物油和含矿物油废物(废物代码为900-214-08，危险特性为T、I)，直接交由有相应危险废物处置资质的单位处置，不在井场内贮存。

##### ③ 废润滑油桶

根据采油井场和伴生气回收装置维修时使用润滑油的情况可知,废润滑油桶产生量为0.05t/a,废润滑油桶《国家危险废物名录》(2025年版)HW08废矿物油和含矿物油废物,废物代码为900-249-08(危险特性为T,I)。直接交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置,不在井场内贮存。

#### ④沾油废防渗材料

采油井场日常巡检、检修过程中会产生一定的废防渗材料,废防渗材料属于HW08类危险废物(废物代码900-249-08,危险特性为T、I),根据作业区采油井场实际产生情况估算,其单井产生量约0.07t/a,则12口井废防渗材料产生量约为0.84t/a。沾油废防渗材料直接交由有相应危险废物处理资质的单位处理,不在井场内贮存。各类危险废物汇总情况见表3.4-15。

表3.4-15 危险废物汇总情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	清罐底泥	HW49	071-001-08	866.76	拉油罐清罐	液态	油类	油类	每年1次	T、I	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位处理
2	废润滑油	HW08	900-214-08	0.6	设备检修维修	液态	油类	油类	/	T、I	
3	废润滑油桶	HW08	900-249-08	0.05	设备检修维修	固态	油类	油类	/	T、I	
4	沾油废防渗材料	HW08	900-249-08	0.84	井下作业	固态	油类	油类	/	T、I	

#### (5) 生态影响

运营期不新增占地,临时占地植被进行自然恢复,人类活动及巡检车辆可能对项目区及周边野生动物产生一定的影响。

#### (6) 污染物排放量汇总

运营期污染物排放情况见表3.4-16。

表 3.4-16 运营期污染物产生及排放一览表

类别	污染源	污染物名称	污染因子	产生量	排放量	处理措施及排放去向
废气	采油井场油气集输过程中的阀门、法兰等、拉油罐和采出液装载无组织	无组织挥发性有机物	非甲烷总烃	t/a	t/a	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对设备、阀门等检查，拉油罐采用固定顶罐，装车采用顶部浸没式装载；排放至大气环境
废水	井下作业	压裂返排液	压裂返排液	1838.52m <sup>3</sup> /a	0	送至风城2号稠油处理站采出水处理系统处理
	井下作业	酸化返排液	酸化返排液	1805.88m <sup>3</sup> /a	0	
	井下作业	废洗井液	废洗井液	303.48m <sup>3</sup> /a	0	
	井下作业	洗井废水	洗井废水	325.56m <sup>3</sup> /a	0	
噪声	各类机泵及巡检车辆	噪声	连续等效A声级	/	/	采用低噪声设备、基础减震
固体废物	拉油罐	清罐底泥	清罐底泥	866.76t/a	0	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置
	设备维修	废润滑油	废润滑油	0.6t/a	0	
	设备维修	废润滑油桶	废润滑油桶	0.05t/a	0	
	井下作业	沾油废防渗材料	沾油废防渗材料	0.84t/a	0	

### 3.4.3 退役期污染源分析

退役期施工过程中会产生少量的扬尘、废弃管线、建筑垃圾等。

### 3.4.4 非正常工况环境影响分析

可能出现的事故主要有井喷、井漏、管线和拉油罐泄漏事故。

#### ①井喷事故

井喷主要是在油田钻井和井下作业过程中发生的事故。在钻井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，伴生气、采出水、原油和钻井液一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

#### ②井漏事故

井漏事故一般发生在井下作业修井过程中，通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，

变化很大，一旦发生井漏，使大量修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层造成一定的污染和危害。

### ③管线和拉油罐泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，单井采油管线和拉油罐发生破裂导致原油、伴生气泄漏，泄漏的原油可能污染土壤和地下水。

### 3.4.5 温室气体排放

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）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO<sub>2</sub> 排放、火炬燃烧 CO<sub>2</sub> 和 CH<sub>4</sub> 排放、工艺放空 CO<sub>2</sub> 和 CH<sub>4</sub> 排放、设备泄漏 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、净购入电力和热力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放，公式如下：

$$E_{GHG} = E_{CO_2_{\text{燃烧}}} + E_{GHG_{\text{火炬}}} + \sum_s (E_{GHG_{\text{工艺}}} + E_{GHG_{\text{逃逸}}})_s - R_{CH_4_{\text{回收}}} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2_{\text{回收}}} + E_{CO_2_{\text{净电}}} + E_{CO_2_{\text{净热}}}$$

就本工程而言，涉及温室气体排放的环节为原油开采过程中 CH<sub>4</sub> 排放、正常工况火炬燃烧 CO<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub> 排放和净购入电力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放。

#### (1) 原油开采过程中 CH<sub>4</sub> 逃逸排放量

原油开采过程中 CH<sub>4</sub> 逃逸排放量按照下式计算：

$$E_{CH_4_{\text{开采逃逸}}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中：E<sub>CH<sub>4</sub>-开采逃逸</sub> 为原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH<sub>4</sub> 逃逸排放，单位为吨 CH<sub>4</sub>；

j 为不同的设施类型；

Num<sub>oil,j</sub> 为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

EF<sub>oil,j</sub> 为原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH<sub>4</sub> 逃逸排放因子，单位为吨 CH<sub>4</sub>/（年·个）；

Num<sub>gas,j</sub> 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<sub>gas,j</sub> 为天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH<sub>4</sub> 逃逸排放因子，

单位为吨 CH<sub>4</sub>/ (年·个)。

本项目为原油开采,涉及 CH<sub>4</sub> 排放的设施主要为井口装置,相关参数取值及计算结果见表 3.4-17。

表 3.4-17 原油开采过程甲烷逃逸排放排放量计算参数及结果一览表

场所	逃逸设施	设施逃逸	井场个数	甲烷排放量 (t/a)
12 口采油井	井口装置	0.23 吨/年·个	12	2.76

根据表中参数,结合公式计算可知,CH<sub>4</sub> 逃逸排放量为 2.76t。

## (2) 火炬燃烧 CO<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub> 排放

本项目主要是由于事故导致的火炬燃烧的情况。

事故火炬燃烧放空过程中 CO<sub>2</sub> 和 CH<sub>4</sub> 的排放量公式如下:

$$E_{CO_2\text{-事故火炬}} = \sum_j GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times \left( CC_{(\text{非}CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4\text{-事故火炬}} = \sum_j \left[ GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

式中:  $E_{CO_2\text{-事故火炬}}$  为由于事故火炬产生的 CO<sub>2</sub> 排放,单位为吨 CO<sub>2</sub>;

$E_{CH_4\text{-事故火炬}}$  为事故火炬产生的 CH<sub>4</sub> 排放,单位为吨 CH<sub>4</sub>。

$j$  为事故次数;

$GF_{\text{事故},j}$  为报告期内第  $j$  次事故状态时的火炬气流速度,单位为万 m<sup>3</sup>/小时,本次取 0.1339 万 m<sup>3</sup>/h;

$T_{\text{事故},j}$  为报告期内第  $j$  次事故的持续时间,单位为小时;本次取 6h;

$CC_{(\text{非}CO_2)_j}$  为第  $j$  次事故火炬气中除 CO<sub>2</sub> 外其他含碳化合物的总含碳量,单位为吨碳/万 m<sup>3</sup>,计算公式如下:

$$CC_{\text{非}CO_2} = \sum_n \left( \frac{12 \times V_n \times CN_n \times 10}{22.4} \right)$$

$V_n$  为火炬气中除 CO<sub>2</sub> 外的第  $n$  种含碳化合物(包括一氧化碳)的体积浓度,取值范围 0~1,如某含碳化合物的体积浓度为 90%,则  $V_n$  取 0.9;计算出  $CC_{(\text{非}CO_2)}$  为 5.7;

$CN_n$  为火炬气中第  $n$  种含碳化合物(包括一氧化碳)化学分子式中的碳原子数目。

OF为火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值0.98；

$V_{(CO_2)_j}$ 为第 j 次事故火炬气中  $CO_2$  的体积浓度，本次取 1.76%；

$V_{CH_4}$ 为事故火炬气中  $CH_4$  的体积浓度，本次取 89%。

根据上述公式计算出  $CH_4$  和  $CO_2$  排放量分别为\*\*、\*\*t。

### (3) 净购入电力隐含的 $CO_2$ 排放量

购入电力生产的二氧化碳排放量按如下公式计算：

$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中： $E_{CO_2\text{-净电}}$ 为报告主体净购入电力隐含的  $CO_2$  排放量，单位为吨  $CO_2$ ；

$AD_{\text{电力}}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{\text{电力}}$ 为电力供应的  $CO_2$  排放因子，单位为吨  $CO_2$ /MWh。

本工程电力消耗约 17636.6MW·h，据此计算购入电力所产生的二氧化碳，详见表 3.4-18。

表 3.4-18 年净购入电力所产生的二氧化碳排放情况

净购入电量（MW·h）	排放因子（tCO <sub>2</sub> /MW·h）	排放量（tCO <sub>2</sub> ）
17636.6	0.6231	10989.37

注：排放因子来源于关于公开征求《省级温室气体清单编制指南（修订版）》意见的函（环办便函〔2025〕253号）中2022年省级地区电力平均CO<sub>2</sub>排放因子。

根据上述计算可知，本项目  $CH_4$  排放量为\*\*t/a， $CO_2$  排放量为\*\*t/a。

## 3.5 总量控制指标

根据《“十四五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，大气污染物减排因子为  $NO_x$ 、VOCs，水污染物减排因子为 COD 和氨氮。洗井废水、压裂返排液、酸化返排液和废洗井液集中收集后送至风城 2 号稠油处理站采出水处理系统处理；本项目非甲烷总烃和氮氧化物为无组织排放，无有组织非甲烷总烃和氮氧化物排放，故本次不进行总量控制指标申请。

## 3.6 清洁生产分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工

艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

#### （1）指标分析

##### ①指标

根据《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》进行清洁生产水平评价。钻井工程、井下作业、采油作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.6-1~表 3.6-3。

表 3.6-1 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					本项目		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	m <sup>2</sup>	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	符合	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95%	100	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深: 2000m 以下; 2000m~3000m; 3000m 以上	10	≥40%; ≥50%; ≥60%	95	10
		柴油机效率	%	10	≥80	>85	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
(4) 污染物产生指标	35	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区: ≤30; 乙类区: ≤35	<35	10
		废弃钻井液	m <sup>3</sup> /100m 标准进尺	10	≤10	<10	10
		采油机烟气	-	5	符合排放标准要求	符合	5
		石油类	mg/L	5	≤10	<10	5
		COD	mg/L	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	<150	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本项目评分		
(1) 原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	10		
		柴油消耗	具有节油措施	5	5		
(2) 生产工艺及设备要求	30	钻井设备	国内领先	5	5		
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5		
		钻井液收集设施	配有收集设施, 且使钻井液不落地	5	5		
		固井设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5		
		井控措施	具备	5	5		
		有无防噪措施	有	5	5		
(3) 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	10		
		开展清洁生产审核, 并通过验收		20	20		
		制定节能减排工作计划		5	5		
(4) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井液处置措施满足法规要求		10	10		
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5		
		满足其他法律法规要求		5	5		

表 3.6-2 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						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(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	<5	10
		新鲜水消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	≤5.0	0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	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
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m <sup>3</sup> /井次	10	≤3.0	<3	10
		石油类	mg/L	5	甲类区: ≤10; 乙类区: ≤50	232	0
		COD	mg/L	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	1375	0
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区: ≤50; 乙类区: ≤70	0	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	符合环保要求	0	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目评分	
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	5	
		防溢设备(防溢池设置)	具备		5	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	10	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		10	10	
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证			15	15	
		开展清洁生产审核			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	5	
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求			20	20	

表 3.6-3 采油定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分	
(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 稠油: ≤160 天然气: ≤50	<65	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	100	10	
		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	%	5	≤10	0	5	
		COD	%	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	0	5	
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10	
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10	
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	100	10	
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	本项目评分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5	5
		采气	/	10	采油	套管气回收装置	10	10
			/	20		防止落地原油产生措施	20	20
		采油方式			采油方式经过综合评价确定		10	10
		集输流程			拉油生产		10	0
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证				10	10	
		开展清洁生产审核				20	20	
		制定节能减排工作计划				5	5	
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况				5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5	
		污染物排放总量控制与减排措施情况				5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5	

## ②综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

$P_1$ —定量评价考核总分值；

$P_2$ —定性评价二级指标考核总分值。

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表 3.6-4。

表 3.6-4 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	$75 \leq P < 90$

——钻井作业：定量指标 100 分，定性指标 100 分，综合评价 100 分。

——井下作业：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

——采油和集输：定量指标 100 分，定性指标 90 分，综合评价 96 分。

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

本工程采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。针对施工期、运营期和退役期均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；制定合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少井下作业、油气开采过程中固体废物、废水、废气等污染物的产生量，从源头上减少了污染物的排放。拟部署井中 12 口井采用拉油方式生产，建议建设单位加快区域油气集输管线建设，尽快使拟部署井实现密闭集输。

## 4 环境质量现状调查与评价

### 4.1 自然环境现状调查与评价

#### 4.1.1 地理位置

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区，乌尔禾区位于克拉玛依市东北部，地处准噶尔盆地西北缘，南距克拉玛依市约 90km。东经  $85^{\circ} 15' \sim 86^{\circ} 00'$ ，北纬  $45^{\circ} 38' \sim 46^{\circ} 13'$ 。东北与和布克赛尔蒙古自治县接壤，西与托里县交界，南与市辖白碱滩区（克拉玛依高新技术产业开发区）毗邻，G217 国道纵贯全境。全区总面积 2229.19km<sup>2</sup>，占克拉玛依市总面积的 28.81%。乌尔禾镇是乌尔禾区政府所在地，位于区境偏北面，G217 国道 318km 处，是克拉玛依市域的北大门。具体地理位置见图 4.1-1。

图 4.1-1 地理位置示意图

#### 4.1.2 地形地貌

乌尔禾区地貌大体上可分为山地和盆地两部分。西部是加依尔山，西北和东北为哈拉阿拉特山，东南和南部为低山丘陵向东南方向倾斜的山地延伸带，即由山前冲积平原、湖泊、沼泽地组成的盆地部分，海拔在 200~300m 之间。整个乌尔禾区处在准噶尔盆地西北缘的斜坡带，地势是西北高，东南低。

乌尔禾区包括乌尔禾盆地及百口泉盆地。乌尔禾盆地地势较低，百口泉盆地地势较高，白杨河即从两块盆地中间地表断谷流进，并横穿乌尔禾盆地注入东南部的艾里克湖。发源于加依尔山的克拉苏河和达尔布图河均分布于百口泉、黄羊泉一带。因此，两块盆地中的地下水资源比较丰富。

本项目原始地貌单元为冲、洪积沉积平原和剥蚀残丘分界地带，项目区地势整体呈现北高南低走势，地表高程约在 382.0m~400.0m 之间。

#### 4.1.3 水文及水文地质

##### （1）地表水

项目区评价范围内无地表水体。

##### （2）地下水

###### ①区域水文地质条件

乌尔禾区地处白杨河谷地，根据地下水的赋存条件、含水层岩性结构、水理性质、水力特征等，将区域地下水类型分为第四系松散岩类孔隙水、碎屑岩类裂隙孔隙水和基岩裂隙水。地下水的补给主要由地表水渗透、大气降水以及地下潜流组成，以地表水的渗漏为主，其次是地下潜流和大气降水。

根据水文地质勘探资料表明，乌尔禾区域属白垩系富含孔隙—裂隙水。通过对白垩系地层岩性、特征的分析研究，中生代地层是潮湿气候的泻湖—湖泊环境条件下形成的。从新生代开始，区域地壳不断上升，白垩系地层接受风化和剥蚀，湖泊相的水分便在白垩系碎屑岩层的裂隙中残留下来，形成了区域地下水。与此同时，山区降水入渗形成的基岩裂隙水和地表水，在漫长的地质历史时期，通过侧向流入和渗漏补给储存在白垩系地层中，构成地下水的含水层。

乌尔禾地区水文地质情况较为复杂，地下水属第四纪地层潜水，盆地中心地下水埋深一般在 10~30m 左右，含水层岩性主要为砾石层，地下水静储量为  $2 \times 108 \text{m}^3$ 。在乌尔禾地区有一个较大的新第三系地层承压水，其面积为  $565 \text{km}^2$ ，地下水静储量 15 亿  $\text{m}^3$ ，日补给量 4.3 万~4.7 万  $\text{m}^3$ 。地下水补给源以地表水渗漏为主，其次是地下潜流和大气降水。几十年来，由于地表河流引水量的增加及人工水库的建设，造成该区域地表水入渗补给地下水量的减少，潜水位从 60 年代后下降了 5.0~7.0m。

地下水化学特征受地质、地貌、岩性、埋深及补排关系等因素的影响和控制。地下水的补给主要由地表水渗透、大气降水以及地下潜流组成，以地表水的渗漏为主，其次是地下潜流和大气降水。

根据水化学资料分析，该区域地下水矿化度平均为 1.15g/l，pH 值为 7.5，水

化学类型为 CL—Na 型、CL·SO<sub>4</sub>—Na 型和 CL—Mg 型。可用作饮用水功能进行使用，是当地居民生活用水和工业用水的主要来源。

## ②项目区水文地质条件

根据地下水的赋存条件、含水层岩性结构、水理性质、水力特征等，项目区地下水类型分为松散岩类孔隙水。按照地下水的埋藏条件不同，松散岩类孔隙水含水岩组可以分为孔隙潜水含水层和承压（自流）水含水岩组两大类。

### 4.1.4 气候气象

项目所在区域属典型的大陆性沙漠气候，冬夏气温差悬殊，年温差大，夏季干热，冬季寒冷，降水稀少，蒸发量大，气候干燥，春秋两季风沙大，地面气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 项目区气候资料一览表

统计项目		*统计值	极值出现时间	**极值
多年平均气温 (°C)		9.1	-	-
累年极端最高气温 (°C)		39.8	2015-07-22	44.0
累年极端最低气温 (°C)		-26.2	2011-01-06	-31.7
多年平均气压 (hPa)		966.8	-	-
多年平均水汽压 (hPa)		6.2	-	-
多年平均相对湿度 (%)		50.1	-	-
多年平均降雨量 (mm)		127.5	2012-07-14	37.9
灾害天气统计	多年平均沙暴日数 (d)	0.0	-	-
	多年平均雷暴日数 (d)	23.2	-	-
	多年平均冰雹日数 (d)	0.5	-	-
	多年平均大风日数 (d)	40.0	-	-
多年实测极大风速 (m/s)、相应风向		30.1	2024-5-31	35.3NW
多年平均风速 (m/s)		2.3	-	-
多年主导风向、风向频率 (%)		NW 20.3%	-	-
多年静风频率 (风速 <=0.2m/s) (%)		4.1	-	-

注：\*统计值代表均值；\*\*极值代表极端值。举例：累年极端最高气温；\*代表极端最高气温的累年平均值；\*\*代表极端最高气温的累年。

## 4.2 环境保护目标调查

评价范围内无自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护、自然公园等环境敏感区、居民区、医院、学校等环境敏感目标。涉及的生态保护目标为评价范围内的

天然林。

图 4.2-1 拟建项目占用天然林情况

拟建项目评价范围不涉及公益林，但拟建集油支线涉及临时占用天然林。占用面积、施工方式等详细情况见表 4.2-1 和图 4.2-1，项目合计占用天然林约 450m<sup>2</sup>，其中永久占用面积 0m<sup>2</sup>、临时占用面积约 450m<sup>2</sup>，涉及植物种类主要有梭梭等区域常见种类。

表 4.2-1 拟建项目占用天然林情况一览表

序号	工程内容	占用长度 m/ 占用面积 m <sup>2</sup>	施工方式/ 占地方式	主要树种
1	拟建输气管线	75m/450m <sup>2</sup>	开挖/临时占地	梭梭

### 4.3 环境质量现状调查与评价

#### 4.3.1 大气环境质量现状调查与评价

##### (1) 区域大气环境质量达标判定

评价范围内无环境空气质量监测网数据或公开发布的环境空气质量现状数据。本次评价选择距离项目区较近、气候、地形条件相似的克拉玛依市的六项基本污染物的监测数据来说明区域环境空气质量达标情况。

根据生态环境部环境工程评估中心“环境空气质量模型技术支持服务系统”发布的数据显示，2024 克拉玛依市年基本污染物均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准，具体数据见表 4.3-1。

表 4.3-1 大气质量及评价结果一览表

监测因子	年度评价指标	现状浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	标准值 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)	达标情况
SO <sub>2</sub>	年平均值	7	60	11.67	达标
NO <sub>2</sub>	年平均值	17	40	42.5	达标
PM <sub>10</sub>	年平均值	39	70	55.71	达标
PM <sub>2.5</sub>	年平均值	22	35	62.86	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	4 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	25	达标
O <sub>3</sub>	最大 8 小时平均第 90 百分位数	121	160	75.63	达标

由表 4.3-1 可知，项目所在克拉玛依市环境空气质量基本污染物中各监测因子均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中的二级标准限值要求，属于环境空气质量达标区。

## (2) 特征污染因子环境质量现状评价

### ① 监测因子及监测点位

监测因子：非甲烷总烃。

监测点位及数据来源：本次引用《玛北油田玛页 1 井区二叠系风城组页岩油开发先导试验方案环境影响报告书》的监测数据，监测时间：2024 年 10 月 15 日—10 月 21 日；监测单位：新疆西域质信检验检测有限公司已进行了 7 天监测。监测点位位于本项目拟部署井东南侧约 1km 处，共布设 1 个大气监测点，监测点坐标见表 4.3-2 和图 4.3-1。

表 4.3-2 大气监测点坐标一览表

序号	井位坐标	
	N	E
G1		

图 4.3-1 大气监测布点示意图

## ②监测频次

非甲烷总烃和硫化氢均连续监测 7 天，其中非甲烷总烃每天测 4 次，每次取 4 次样；

## ③评价标准

NMHC 参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中的推荐值  $2.0\text{mg}/\text{m}^3$  执行。

## ④评价方法

采用最大占标率法来评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状，计算公式

如下：
$$P_i = \frac{C_i}{C_{oi}} \times 100\%$$

$P_i$ —第  $i$  种污染物的最大地面质量浓度占标率，%；

$C_i$ —污染物  $i$  的实测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

$C_{oi}$ —污染物  $i$  的环境空气标准浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

## ⑤评价结果

监测数据及评价结果详见表 4.3-3。

表 4.3-3 大气环境质量现状监测及评价结果一览表

监测项目	非甲烷总烃		
	监测结果	采样日期	监测结果
2024. 10. 15	1390	2024. 10. 19	1400
	1390		1420

	1370		1400
	1370		1400
2024.10.16	1380	2024.10.20	1370
	1400		1360
	1360		1360
	1380		1370
2024.10.17	1380	2024.10.21	1380
	1390		1390
	1370		1380
	1380		1370
2024.10.18	1310	/	
	1300		
	1340		
	1340		

表 4.3-4 环境空气质量现状评价结果表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	监测浓度范围 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	最大浓度占标率 (%)	超标率 (%)	达标情况
G1#	非甲烷总烃	1 小时平均	2000	1300~1420	0.71	0	达标

由表 4.3-3 和表 4.3-4 可知，NMHC 监测浓度满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值  $2.0\text{mg}/\text{m}^3$  要求。

#### 4.3.2 水环境质量现状调查与评价

##### (1) 地表水环境

运营期废水全部送至风城 2 号稠油处理站采出水处理系统处理，项目区周围无地表水体，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中的相关要求，地表水评价等级为三级 B，不需对地表水环境质量现状调查，本次仅对地下水环境质量现状进行调查和评价。

##### (2) 地下水环境

###### ① 监测点位

本次采用资料收集的方法来说明区域地下水环境质量现状，项目区的地下水评价范围内无地下水监测井，且周边地下水监测井较少，本次评价选取距离项目区最近的 10 口井的水质监测数据来说明区域地下水环境质量现状。数据来源：W1-W5 引用《玛北油田玛页 1 井区二叠系风城组页岩油开发先导试验方案环境影响报告书》

的监测数据, W6-W510《玛北油田玛131井区夏72井断块百口泉组油藏开发工程环境影响报告书》的监测数据, 所引用的监测点位与本项目位于同一水文地质单元, 监测时间、监测因子均满足本项目需求, 可说明区域地下水环境质量现状。监测点位坐标见表4.3-4和图4.3-2。

表4.3-4 地下水监测坐标一览表

序号	监测点	经度(°)	纬度(°)	设置意义		与项目位置关系
1	夏水7			场址兼上游	水位35m、水质	西南3.1km
2	夏水9			场址兼中部	水位30m、水质	东南3.1km
3	夏水18			场址兼下游	水位45m、水质	西南5.8km
4	夏水21			场址兼下游	水位35m、水质	西南4.4km
5	夏水19			场址兼下游	水位25m、水质	西南7.9km
6	玛北45井				水位39m	西南7.2km
7	玛北42井				水位40m	西南7.5km
8	玛北21井				水位40m	西南7.9km
9	玛北41井				水位48m	东侧10.4km
10	夏子街站				水位54m	东北14km

图4.3-2 地下水监测布点示意图

## ②监测因子

监测因子:  $K^+$ 、 $Na^+$ 、 $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $CO_3^{2-}$ 、 $HCO_3^-$ 、 $Cl^-$ 、 $SO_4^{2-}$ 的浓度, 水位、pH、氨

氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、氯化物、总硬度、铁、锰、汞、砷、镉、六价铬、铅、铜、锌、溶解性总固体、耗氧量、硫化物、硫酸盐、阴离子表面活性剂、钡、石油类。同时监测水温、井深、地下水埋深，并调查地下水使用功能等。

### ③评价标准

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）中的III类标准。

### ④监测单位和监测时间

监测单位：新疆西域质信检验检测有限公司。

监测时间：2024年10月16日。

### ⑤评价方法

采用单项标准指数法对地下水进行评价。

$$P_i = C_i / C_{si}$$

式中： $P_i$ ——水质单项标准指数；

$C_{i,j}$ ——水质评价因子  $i$  在第  $j$  取样点的浓度，mg/L；

$C_{si}$ —— $i$  因子的评价标准，mg/L；

pH 的单项标准指数表达式为：

$$\text{pH}_j \leq 7.0 \text{ 时: } S_{\text{pH},j} = \frac{7.0 - \text{pH}_j}{7.0 - \text{pH}_{sd}}$$

$$\text{pH}_j > 7.0 \text{ 时: } S_{\text{pH},j} = \frac{\text{pH}_j - 7.0}{\text{pH}_{su} - 7.0}$$

式中： $S_{\text{pH},j}$ ——pH 标准指数；

$\text{pH}_j$ —— $j$  点实测 pH 值；

$\text{pH}_{sd}$ ——标准中的 pH 值的下限值；

$\text{pH}_{su}$ ——标准中的 pH 值的上限值。

### ⑥评价结果

水质监测及评价结果见表 4.3-5。

表 4.3-5 地下水现状监测数据一览表 （单位：mg/L，pH 无量纲）

检测点位		检测结果					标准指数（无量纲）				
检测项目	单位	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
		夏水 7	夏水 9	夏水 18	夏水 21	夏水 19	夏水 7	夏水 9	夏水 18	夏水 21	夏水 19
pH	无量纲	6.8	8.3	7.2	7.4	7.2	0.4000	0.8667	0.1333	0.2667	0.1333
氨氮	mg/L	0.352	0.416	0.403	0.389	0.411	0.7040	0.8320	0.8060	0.7780	0.8220
硝酸盐氮	mg/L	0.09	0.13	0.11	0.11	0.14	0.0900	0.1300	0.1100	0.1100	0.1400
亚硝酸盐氮	mg/L	0.13	0.2	0.22	0.16	0.16	0.0065	0.0100	0.0110	0.0080	0.0080
挥发酚	mg/L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0750	0.0750	0.0750	0.0750	0.0750
耗氧量	mg/L	1.4	1.6	1.9	1.8	1.6	0.4667	0.5333	0.6333	0.6000	0.5333
总硬度	mg/L	2106	2019	1897	2034	2052	4.6800	4.4867	4.2156	4.5200	4.5600
溶解性总固体	mg/L	523	498	463	501	469	0.5230	0.4980	0.4630	0.5010	0.4690
氯化物（以 Cl <sup>-</sup> 计）	mg/L	116	183	146	135	150	0.4640	0.7320	0.5840	0.5400	0.6000
硫酸盐（以 SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 计）	mg/L	98	123	93	102	96	0.3920	0.4920	0.3720	0.4080	0.3840
硫化物	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500
阴离子表面活性剂	mg/L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833
钾	mg/L	52.4	34.68	42.65	40.81	47.08	/	/	/	/	/
钠	mg/L	63.43	61.39	56.85	63.37	63.02	/	/	/	/	/
钙	mg/L	44	43	46	45	41	/	/	/	/	/
镁	mg/L	24	52	33	36	39	/	/	/	/	/
碳酸根	mg/L	0	0	0	0	0	/	/	/	/	/
碳酸氢根	mg/L	143	91	111	143	147	/	/	/	/	/
汞	μg/L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.0200	0.0200	0.0200	0.0200	0.0200
砷	μg/L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.0150	0.0150	0.0150	0.0150	0.0150

铁	mg/L	0.13	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.4333	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500
锰	mg/L	0.27	0.98	0.54	0.43	0.51	2.7000	9.8000	5.4000	4.3000	5.1000
铅	μg/L	2.5L	2.5L	2.5L	2.5L	2.5L	0.1250	0.1250	0.1250	0.1250	0.1250
镉	μg/L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500
钡	ng/L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	/	/	/	/	/
铜	mg/L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.0250	0.0250	0.0250	0.0250	0.0250
锌	mg/L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.0250	0.0250	0.0250	0.0250	0.0250
六价铬	mg/L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.0400	0.0400	0.0400	0.0400	0.0400
石油类	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000
水温	℃	12.2	12.8	14.2	13.6	14.4	/	/	/	/	/

由表 4.3-5 可知, 监测井中总硬度、锰超标, 最大单因子指数分别为 4.68、9.8, 超标可能与该地区原生的水文地质条件有关, 主要原因是该地区地下水位高, 土壤含盐量大, 盐分易升至地表造成的。其余各项指标均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准; 石油类未检出, 满足《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)。拟建项目特征污染物石油类在各监测点均不超标, 说明项目附近油气田开发未对地下水造成较大影响。

#### ⑦包气带污染现状

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016) 中 8.3.2.2 要求: “对于一、二级的改、扩建项目, 应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查, 对包气带进行分层取样, 一般在 0cm~20cm 埋深范围内取一个样品, 其他取样深度应根据污染源特征和包气带岩性、结构特征等确定, 并说明理由。样品进行浸溶试验, 测试分析浸溶液成分。”

拟建项目性质为新建(新建产能), 地下水二级评价, 但考虑到是勘探井/评价井转产且钻井工程、试油工程均已完成, 本次对钻井场地开展包气带污染现状调查, 以说明油气勘探开发对地下水的影响。

本次在现有井场内布设 1 个包气带监测点, 样品进行浸溶实验, 包气带质量现状监测结果见表 4.3-6。

表 4.3-6 包气带质量现状监测结果一览表 [mg/L]

监测点名称	采样点坐标	采样深度	监测因子	执行标准(III类)	监测值	标准指数	评价结果
玛 48H 井井口附近	E, N	0.2m	石油类	≤0.05	0.01L	/	达标
			汞	≤0.001	0.04L	/	达标
			砷	≤0.01	0.5L	/	达标
			六价铬	≤0.05	0.004L	/	达标
玛 48H 井南侧 50m	E, N	0.2m	石油类	≤0.05	0.01L	/	达标
			汞	≤0.001	0.04L	/	达标
			砷	≤0.01	0.5L	/	达标
			六价铬	≤0.05	0.004L	/	达标

根据监测结果, 参照《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中 III类标准, 各项因子均达标, 表明项目区包气带未受到现有工程油气开采活动的污染。

#### 4.3.3 声环境质量现状调查与评价

### （1）监测点位

项目周围无声环境敏感目标及其他工业噪声源，本次引用《玛北油田玛页 1 井区二叠系风城组页岩油开发先导试验方案环境影响报告书》的监测数据，监测单位：新疆西域质信检验检测有限公司，监测时间：2024 年 10 月 16 日—2024 年 10 月 17 日，监测频次：连续监测 2 天，每天昼间和夜间各 1 次。监测点坐标见表 4.3-7 和图 4.3-3。

表 4.3-7 噪声监测点坐标一览表

序号	监测点描述	坐标	
		N	E
Z1	原玛 48H 探井井场		
Z2	变更前拟建计量站位置处		
Z3	拟建 2#井场		

### （2）评价标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准限值。

### （3）评价方法

监测值与标准值直接比对，说明噪声源及是否超标。

### （4）评价结果

声环境现状监测结果见表 4.3-8。

图 4.3-3 噪声监测布点示意图

表 4.3-8 声环境现状监测结果

监测点	监测点描述	昼间[dB(A)]			夜间[dB(A)]		
		监测值	标准值	达标情况	监测值	标准值	达标情况
2024年10月16日							
Z1	原玛48H探井井场		60	达标		50	达标
Z2	变更前拟建计量站位置处		60	达标		50	达标
Z3	拟建2#井场		60	达标		50	达标
2024年10月17日							
Z1	原玛48H探井井场		60	达标		50	达标
Z2	变更前拟建计量站位置处		60	达标		50	达标
Z3	拟建2#井场		60	达标		50	达标

由表 4.3-8 可知,各监测点昼、夜噪声值均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准要求。

#### 4.3.4 土壤环境质量现状调查与评价

根据国家土壤信息服务平台数据,项目区土壤类型为灰棕漠土,土壤类型见图 4.3-4。

##### (2) 土壤环境质量现状调查及评价

###### ① 监测点位

本项目附近无生态敏感目标,土壤污染影响型评价等级为二级评价,土壤生态影响型评价等级为一级评价,根据导则要求,土壤污染影响型应在占地范围内布设

3个柱状样、1个表层样,占地范围外布设2个表层样;土壤生态影响型应在占地范围内布设5个表层样,占地范围外布设6个;综合考虑,占地范围内布设3个柱状样、5个表层样,占地范围外布设6个表层样,共计14个监测点,监测点坐标见表4.3-9和图4.3-5。

表4.3-9 土壤监测点位

	编号	坐标		性质	采样要求
		N	E		
占地范围内	T1	新建井场1		表层样	0~0.2m处 取样
	T2	玛48H井口附近 (探井)			
	T3	拟建2#井场		柱状样	0~0.5m, 0.5~1.5m、 1.5~3m分 别取样
	T4	拟建3#井场			
	T5	拟建计量站			
	T6	拟建集输支线作业 带		表层样	0~0.2m处 取样
	T7	拟建1#井场			
	T8	拟建2#井场			
占地范围外	T9	拟建1#井场厂界外 50m		表层样	0~0.2m处 取样
	T10	拟建2#井场厂界外 50m			
	T11	拟建3#井场厂界外 50m			
	T12	玛48H厂界外50m			
	T13	拟建计量站厂界外 50m			
	T14	拟建集输支线沿线 (计量站—风南4 站)			

图 4.3-4 土壤类型示意图

图 4.3-5 土壤监测布点示意图

②监测因子

T1、T2 监测因子为：pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并(a)蒽、苯并(a)芘、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、蒽、二苯并(a,h)蒽、茚并(1,2,3-cd)芘、萘、石油烃、土壤盐分含量，共计 48 项。

其余监测因子：石油烃(C<sub>10</sub>~C<sub>40</sub>)、pH 值、石油类、石油烃(C<sub>6</sub>~C<sub>9</sub>)、土壤盐分含量。

### ③理化性质调查

T1 理化性质调查包括土壤颜色、土壤结构、土壤质地、砂砾含量、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度。

### ④监测单位及监测时间

采样时间：2024 年 10 月 15 日。

监测单位：新疆西域质信检验检测有限公司。

### ⑤评价标准

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要求。

### ⑥评价方法

采用单因子标准指数法，计算公式为：

$$S_{i,j} = C_{i,j} / C_{si}$$

式中： $S_{i,j}$ —单项土壤参数 i 在 j 点的标准指数；

$C_{i,j}$ —土壤参数 i 在 j 点的监测浓度，mg/L；

$C_{si}$ —土壤参数 i 的土壤环境质量标准，mg/L。

### ⑦评价结果

土壤监测及评价结果见表 4.3-10、4.3-11、表 4.3-12，理化性质调查见表 4.3-12。

表 4.3-10 挥发性半挥发性监测因子监测结果及评价结果一览表

序号	名称	标准限值	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
1	四氯化碳	2.8	μg/kg	1.3L	/	达标
2	氯仿	0.9	μg/kg	1.1L	/	达标
3	氯甲烷	37	μg/kg	1.0L		达标
4	1,1-二氯乙烷	9	μg/kg	1.2L	/	达标
5	1,2-二氯乙烷	5	μg/kg	1.3L	/	达标
6	1,1-二氯乙烯	66	μg/kg	1.0L	/	达标
7	顺-1,2-二氯乙烯	596	μg/kg	1.3L	/	达标
8	反-1,2-二氯乙烯	54	μg/kg	1.4L	/	达标
9	二氯甲烷	616	μg/kg	1.5L	/	达标
10	1,2-二氯丙烷	5	μg/kg	1.1L	/	达标
11	1,1,1,2-四氯乙烷	10	μg/kg	1.2L	/	达标
12	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	μg/kg	1.2L	/	达标
13	四氯乙烯	53	μg/kg	1.4L	/	达标
14	1,1,1-三氯乙烷	840	μg/kg	1.3L	/	达标
15	1,1,2-三氯乙烷	2.8	μg/kg	1.2L	/	达标
16	三氯乙烯	2.8	μg/kg	1.2L	/	达标
17	1,2,3-三氯丙烷	0.5	μg/kg	1.2L	/	达标
18	氯乙烯	0.43	μg/kg	1.0L	/	达标
19	苯	4	μg/kg	1.9L	/	达标
20	氯苯	270	μg/kg	1.2L	/	达标
21	1,2-二氯苯	560	μg/kg	1.5L	/	达标
22	1,4-二氯苯	20	μg/kg	1.5L	/	达标
23	乙苯	28	μg/kg	1.2L	/	达标
24	苯乙烯	1290	μg/kg	1.1L	/	达标
25	甲苯	1200	μg/kg	1.3L	/	达标
26	间二甲苯+对二甲苯	570	μg/kg	1.2L	/	达标
27	邻二甲苯	640	μg/kg	1.2L	/	达标
28	硝基苯	76	mg/kg	0.09L	/	达标
29	苯胺	260	mg/kg	0.08L	/	达标
30	2-氯酚	2256	mg/kg	0.04L	/	达标
31	苯并[a]蒽	15	μg/kg	0.1L	/	达标
32	苯并[a]芘	1.5	μg/kg	0.1L	/	达标
33	苯并[b]荧蒽	15	μg/kg	0.2L	/	达标
34	苯并[k]荧蒽	151	μg/kg	0.1L	/	达标
35	蒽	1293	μg/kg	0.1L	/	达标
36	二苯并[a,h]蒽	1.5	μg/kg	0.1L	/	达标

序号	名称	标准限值	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
37	茚并[1, 2, 3-cd]芘	15	μ g/kg	0.1L	/	达标
38	萘	70	μ g/kg	0.09L	/	达标

表 4.3-11 监测结果及评价结果一览表

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值 单位	0m~0.5m			0.5m~1.5m			1.5m~3m		
				监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
T3												
1	汞	38	mg/kg			达标			达标			达标
2	砷	60	mg/kg			达标			达标			达标
3	铅	800	mg/kg			达标			达标			达标
4	镉	65	mg/kg			达标			达标			达标
5	六价铬	5.7	mg/kg			达标			达标			达标
6	铜	18000	mg/kg			达标			达标			达标
7	镍	900	mg/kg			达标			达标			达标
8	石油烃	4500	mg/kg			达标			达标			达标
9	pH	/	/			/			达标			/
10	土壤盐分含量	/	g/kg			/			达标			/
T4												
1	汞	38	mg/kg			达标			达标			达标
2	砷	60	mg/kg			达标			达标			达标
3	铅	800	mg/kg			达标			达标			达标
4	镉	65	mg/kg			达标			达标			达标
5	六价铬	5.7	mg/kg			达标			达标			达标
6	铜	18000	mg/kg			达标			达标			达标
7	镍	900	mg/kg			达标			达标			达标
8	石油烃	4500	mg/kg			达标			达标			达标
9	pH	/	mg/kg			/			/			/
10	土壤盐分含量	/	g/kg			/			/			/
T5												

1	汞	38	mg/kg			达标			达标			达标
2	砷	60	mg/kg			达标			达标			达标
3	铅	800	mg/kg			达标			达标			达标
4	镉	65	mg/kg			达标			达标			达标
5	六价铬	5.7	mg/kg			达标			达标			达标
6	铜	18000	mg/kg			达标			达标			达标
7	镍	900	mg/kg			达标			达标			达标
8	石油烃	4500	mg/kg			达标			达标			达标
9	pH	/	mg/kg			/			/			/
10	土壤盐分含量	/	g/kg			/			/			/
/	/	/	/	T1 (0m~0.2m)			T2 (0m~0.2m)			T6 (0m~0.2m)		
1	汞	38	mg/kg			达标			达标			达标
2	砷	60	mg/kg			达标			达标			达标
3	铅	800	mg/kg			达标			达标			达标
4	镉	65	mg/kg			达标			达标			达标
5	六价铬	5.7	mg/kg			达标			达标			达标
6	铜	18000	mg/kg			达标			达标			达标
7	镍	900	mg/kg			达标			达标			达标
8	石油烃	4500	mg/kg			达标			达标			达标
9	pH	/	mg/kg			/			/			/
10	土壤盐分含量	/	g/kg			/			/			/
/	/	/	/	T7 (0m~0.2m)			T8 (0m~0.2m)					
1	汞	38	mg/kg			达标			达标	/	/	/
2	砷	60	mg/kg			达标			达标	/	/	/
3	铅	800	mg/kg			达标			达标	/	/	/
4	镉	65	mg/kg			达标			达标	/	/	/
5	六价铬	5.7	mg/kg			达标			达标	/	/	/

6	铜	18000	mg/kg			达标			达标	/	/	/
7	镍	900	mg/kg			达标			达标	/	/	/
8	石油烃	4500	mg/kg			达标			达标	/	/	/
9	pH	/	mg/kg			/			/	/	/	/
10	土壤盐分含量	/	g/kg			/			/	/	/	/

表 4.3-12 占地范围外土壤监测及评价结果一览表

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值 单位	T9(0m~0.2m)			T10(0m~0.2m)			T11(0m~0.2m)		
				监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
1	汞	3.4	mg/kg			达标			达标			达标
2	砷	25	mg/kg			达标			达标			达标
3	铅	170	mg/kg			达标			达标			达标
4	镉	0.6	mg/kg			达标			达标			达标
5	六价铬	5.7	mg/kg			达标			达标			达标
6	铜	100	mg/kg			达标			达标			达标
7	镍	60	mg/kg			达标			达标			达标
8	锌	300	mg/kg			达标			达标			达标
9	铬	250	mg/kg			达标			达标			达标
10	石油烃	4500	mg/kg			达标			达标			达标
11	pH	/	/			/			/			/
12	土壤盐分含量	/	g/kg			/			/			/
序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值 单位	T12(0m~0.2m)			T13(0m~0.2m)			T14(0m~0.2m)		
				监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
1	汞	3.4	mg/kg			达标			达标			达标
2	砷	25	mg/kg			达标			达标			达标
3	铅	170	mg/kg			达标			达标			达标
4	镉	0.6	mg/kg			达标			达标			达标
5	六价铬	5.7	mg/kg			达标			达标			达标

6	铜	100	mg/kg			达标			达标			达标
7	镍	60	mg/kg			达标			达标			达标
8	锌	300	mg/kg			达标			/			/
9	铬	250	mg/kg			达标			/			/
10	石油烃	4500	mg/kg			达标			达标			达标
11	pH	/	/			/			/			/
12	土壤盐分含量	/	g/kg			/			/			/

表 4.3-12 土壤理化性质一览表

点号		T1		
层次		0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m
现场记录	颜色	黄棕	黄棕	黄棕
	结构	固体	固体	固体
	质地	砂土	砂土	砂土
	砂砾含量(%)	95	95	95
	其他异物	无	无	无
实验室测点	pH值	8.24	8.30	8.22
	阳离子交换量(cmol/kg)	8.4	8.0	7.9
	氧化还原电位(mV)	301	294	277
	饱和导水率(mm/min)	449	401	378
	土壤容重(g/cm <sup>3</sup> )	1.3	1.2	1.2
	孔隙度(%)	30	30	30

表 4.3-13 土壤剖面图

时间	2024.10.15		
点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
拟建1#井场			0~0.5m, 黄棕, 砂土, 潮, 块状结构, 砂砾含量95%, 无其他异物
			0.5~1.5m, 黄棕, 砂土, 潮, 块状结构, 砂砾含量95%, 无其他异物
			1.5~3.0m, 黄棕, 砂土, 潮, 块状结构, 砂砾含量95%, 无其他异物

由表 4.3-10 和表 4.3-11 可知: 占地范围内和占地范围外土壤各监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值要求。

#### 4.3.5 生态环境现状调查与评价

## (1) 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划简表》确定区域生态功能区划，详见表 4.3-13。

表 4.3-13 区域生态功能区划

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>1</sub> 准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区
	生态功能区	16 白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区
主要生态服务功能		土壤保持、景观多样性维护、旅游
主要生态环境问题		河谷林衰败、土壤风蚀、滥挖甘草和肉苁蓉、自然景观受损
主要生态敏感因子、敏感程度		土地沙漠化轻度敏感、土壤侵蚀极度敏感
主要保护目标		保护河谷林、保护地貌景观
主要保护措施		河谷林封育保护、增加生态用水、旅游建设与自然景观相协调
主要发展方向		复壮河谷林，合理发展旅游业

## (2) 土地利用现状与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，通过现场踏勘及收集资料绘制土地利用类型示意图，项目区土地利用类型为裸土地、灌木林地，详见图 4.3-7。

图 4.3-6 土地利用类型示意图

## (3) 植物现状调查与评价

## ① 植被类型

按中国植被自然地理区划划分,项目所在区域属北方植物界、新疆荒漠区、新疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、玛纳斯湖州。根据《中国植被》(1980年)分类原则,以及野外调查、样方调查资料,项目区地处准噶尔盆地西北边缘玛纳斯河流域下游段,在评价区主要植被型为温性荒漠,植被亚型为梭梭荒漠,群系为梭梭群系,地表植被覆盖度较低、植被多样性较低,主要以梭梭、猪毛菜、假木贼等为主,植被覆盖度0%~0.2%。评价区植被类型示意图见图4.3-7。

通过参考相关资料,并结合现场踏勘、征询当地林业部门等意见得出评价区主要植物名录,评价区分布植物约4种,主要集中在藜科。评价区内的藜科多为旱生或超旱生的灌木、半灌木和一年生旱生植物。评价区内主要植物名录详见表4.3-14。

表 4.3-14 评价区内主要植物名录

序号	物种名	科名	属名	学名	分布
1	梭梭	藜科	梭梭属	<i>Haloxylon ammodendron</i>	++
2	珍珠猪毛菜	藜科	猪毛菜属	<i>Salsolapasserina</i>	++
3	木本猪毛菜	藜科	猪毛菜属	<i>Salsola arbuscula</i>	+
4	短叶假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis brevifolia</i> C. A. Mey.	+

注: ++常见种, +少见种。

图 4.3-7 植被类型示意图

## ②样方调查

本项目生态环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ 19-2022)要求，根据植物群落类型(宜以群系及以下分类单位为调查单元)设置调查样地，二级评价每种群落类型设置的样方数量不少于3个。本次评价对评价范围内的植被进行了现场样方调查，本次对梭梭群落设3个样方，在样方中统计植物种类、群落结构等数据，详细记录样方中的植物种类、盖度、高度等信息，并记录生境特征，拍摄群落照片。植物群落调查样方点位置具体情况见表4.3-15和图4.5-8，样方调查表见表4.3-16~表4.3-17。

表 4.3-15 植物群落调查样方点位置

序号	群落种类	与工程关系			
		工程名称	方位	最近距离(m)	占用情况
1	梭梭群落	拟建1#井场	/	/	永久占用
2	梭梭群落	拟建计量站	/	/	永久占用
3	梭梭群落	拟建集油支线	/	/	临时占用

表 4.3-16 1#点位样方调查结果表

调查日期	2024年10月19日	样方总面积	10m×10m	记录人	
植被类型	梭梭	地形	盆地	海拔(m)	420
土壤类型	灰棕漠土	坡向(°)	-	坡度(°)	-
地点	拟建1#井场	经纬度	85.91496802° E, 46.10985445° N		

分层	盖度	种类组成	考察照片
乔木层	1%	梭梭 <i>Haloxylon ammodendron</i> , 高 0.3~1.2m, 株距 5m	
草本层	2%	珍珠猪毛菜 <i>Salsolapasserina</i> , 高 0.1~0.3m, 株距 2m	

表 4.3-17 2#点位样方调查结果表

调查日期	2024年10月19日		样方总面积	10m×10m	记录人	
植被类型	梭梭		地形	盆地	海拔(m)	421
土壤类型	灰棕漠土		坡向(°)	-	坡度(°)	-
地点	拟建计量站		经纬度	85.91496802° E, 46.10985445° N		
分层	盖度	种类组成	考察照片			
乔木层	2%	梭梭 <i>Haloxylon ammodendron</i> , 高 0.3~1.2m, 株距 5m				
草本层	5%	珍珠猪毛菜 <i>Salsolapasserina</i> , 高 0.1~0.3m, 株距 2m				

表 4.3-18 3#点位样方调查结果表

调查日期	2024年10月19日		样方总面积	10m×10m	记录人	
植被类型	梭梭		地形	盆地	海拔(m)	425
土壤类型	灰棕漠土		坡向(°)	-	坡度(°)	-
地点	拟建集油支线		经纬度	85.91692051° E, 46.09308105° N		
分层	盖度	种类组成	考察照片			
乔木层	10%	梭梭 <i>Haloxylon ammodendron</i> , 高 0.3~1.2m, 株距 5m				

### ③天然林

拟建项目评价范围不涉及公益林,但拟建集油支线涉及临时占用天然林。项目合计占用天然林约 450m<sup>2</sup>,其中永久占用面积 0m<sup>2</sup>、临时占用面积约 450m<sup>2</sup>,涉及植物种类主要有梭梭等区域常见种类。

#### (4) 动物资源

##### ① 调查方法

调查采用文献资料收集与野外实地调查相结合的方法。

资料收集以林业调查资料以及相关生态资源调查资料和期刊文献为主。参考的技术资料包括《国家重点保护野生动物名录(2021版本)》(2021年2月1日)、《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录》(2022年9月18日)等,分析调查区域内野生动物资源和分布格局,了解国家或自治区级重点保护野生动物的分布和数量。

除资料调查外,辅以现场踏勘。

##### ② 野生动物资源现状调查

根据中国动物地理区划分级标准,拟建项目所在区属古北界、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,植被盖度低,所以野生动物种类分布较少。由于历史的原因,准噶尔盆地荒漠中各种大型动物资源数量显著减少。区域气候条件恶劣,夏季酷热、冬季严寒、极为干旱,保障野生动物生存的饮水、食物及栖息条件非常有限,再加上区内近年来油气田勘探开发,油田公路修建,人为活动频繁,所以野生动物种类分布较少,大型哺乳动物种类更少,基本上没有区域特有种分布。

根据相关资料,项目所处的大区域内栖息的主要野生脊椎动物18种,其中爬行类3种、鸟类5种、哺乳类10种。爬行类的蜥蜴和哺乳类的啮齿动物是项目区内主要建群种动物。

表 4.3-19 评价区主要动物名录

序号	中文名	学名	分布
<b>一、爬行类</b>			
1	变色沙蜥	<i>Phrynocephalus versicolor</i>	+
2	快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	++
3	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	++
<b>二、鸟类</b>			
4	毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>	+
5	短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>	+

6	小沙百灵	<i>C. rufescens</i>	+
7	沙即鸟	<i>Oenanthe isabellina</i>	+
8	红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	+
<b>三、哺乳类</b>			
9	大耳蝠	<i>Hemiechinus auritus</i>	+
10	虎鼬	<i>Vormela peregusna</i>	
11	艾鼬	<i>Mustela eversmanni</i>	
12	草兔	<i>Lepus capensis</i>	+
13	小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>	+
14	西伯利亚五趾跳鼠	<i>A. sibirica</i>	+
15	毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	+
16	大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	++
17	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	++
18	红尾沙鼠	<i>M. libycus</i>	

注：++常见种，+少见种。

③重要生境调查

根据与克拉玛依市自然资源局对接项目情况，项目区内不存在国家重点保护野生动物及其生境。

④动物样线调查

本次样线调查点位见表 4.3-20 和图 4.5-9（与样方点位一致），调查结果见表 4.3-21、表 4.3-22 和表 4.3-23。

表 4.3-20 样线动物调查汇总表

序号	动物名称	样线编号	样线位置
1	大沙鼠 <i>Rhombomys opimus</i>	1	拟建 1#井场附近
2	大沙鼠 <i>Rhombomys opimus</i>	2	拟建计量站
3	变色沙蜥 <i>Phrynocephalus versicolor</i>	3	拟建集油支线

表 4.3-21 1#动物样线调查结果

编号	1#	日期	2024/10/19	观测者	
经度	85.91500020° E	纬度	46.10963235° N	天气	晴
人为干扰活动类型	无	人为干扰活动强度	弱	海拔	415m
总种数	1	个体总数	2	生境类型	荒漠
中文名	学名	成体数量	幼体数量	保护级别	
大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	2	0	---	

表 4.3-22 2#动物样线调查结果

编号	2#	日期	2024/10/19	观测者	
经度	85.91490333° E	纬度	46.10478003° N	天气	晴
人为干扰活动类型	无	人为干扰活动强度	弱	海拔	421m
总种数	1	个体总数	1	生境类型	荒漠
中文名	学名	数量		保护级别	
		成体	幼体		
大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	1	0	---	

表 4.3-23 3#动物样线调查结果

编号	2#	日期	2024/10/19	观测者	
经度	85.91490333° E	纬度	46.10478003° N	天气	晴
人为干扰活动类型	无	人为干扰活动强度	弱	海拔	422m
总种数	1	个体总数	1	生境类型	荒漠
中文名	学名	数量		保护级别	
		成体	幼体		
变色沙蜥	<i>Phrynocephalus versicolor</i>	1	0	---	

---

#### 4.3.6 区域沙化土地现状

根据《新疆第六次沙化监测报告》（2021 年）可知，项目区为非沙化土地。详见图 4.3-10。

#### 4.3.7 水土流失现状

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），项目区不在自治区级水土流失重点预防区和重点治理区范围内。水土流失类型以风力侵蚀为主，侵蚀强度主要以轻度为主。

图 4.3-10 土地沙化现状示意图

## 5 环境影响预测与评价

### 5.1 施工期环境影响预测与评价

#### 5.1.1 施工期大气环境影响分析

施工废气主要为柴油机、发电机燃料燃烧烟气、施工机械及施工车辆尾气、施工扬尘、柴油储存卸车无组织废气、水基钻井岩屑暂存扬尘、油基钻井液暂存及钻井过程中由油基钻井液产生的无组织挥发性有机物、油基钻井岩屑暂存产生的无组织挥发性有机物、焊接烟尘和储层改造过程中的无组织废气。

##### （1）施工扬尘

在井场建设、管沟开挖、回填等地面工程施工过程中都会产生扬尘，同时运输车辆行驶以及所用材料的装卸、运输及堆放等均会产生扬尘，对周围环境空气产生一定的影响，污染物主要为TSP。项目区远离人群居住区，周围空旷，扩散条件良好，类比同类工程，本项目施工过程中产生的扬尘不会对环境空气产生明显影响。

##### （2）柴油机及发电机燃烧烟气

钻井过程中柴油机、柴油发电机组均使用符合国家标准的燃料，钻井周期短暂、周边无居民区、地域空旷，大气扩散条件良好，随着钻井工程的结束而停止排放，不会对周围环境产生明显影响。

##### （3）施工机械及施工车辆尾气

施工机械及运输车辆燃料燃烧产生的汽车尾气会对环境空气造成影响，各施工机械及车辆均采用合格油品，对周围大气环境影响较小。

##### （4）柴油卸车及储存无组织废气

井场设1座柴油罐，为固定顶罐，外购柴油由罐车拉运至井场后暂存于储罐内，最大贮存量约20t。柴油卸车及临时贮存时会产生一定的无组织挥发性废气，由于柴油周转量较小，真实蒸气压较低，挥发性低，由柴油卸车及储罐临时储存产生的挥发性废气量较小，不会对周围大气环境产生明显不利影响。类比新疆油田其他类似钻井井场，井场场界外非甲烷总烃的浓度低于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）周界外无组织排放浓度限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求。

#### （5）水基钻井岩屑暂存扬尘

水基钻井岩屑暂存于岩屑罐中，暂存过程中会产生少量的扬尘，不落地系统分离出的水基钻井岩屑含水率较高且产生后及时清运，由水基钻井岩屑临时暂存产生的扬尘量很少，不会对周围大气环境产生不利影响。

#### （6）油基钻井岩屑暂存时无组织挥发性有机物

油基钻井岩屑暂存于岩屑罐中，暂存过程中会产生少量的无组织挥发性有机物，油基钻井岩屑含油率较低且产生后及时清运，岩屑罐由油基钻井岩屑临时暂存产生的无组织挥发性有机物很少，项目区地域空旷，不会对周围大气环境产生不利影响。

#### （7）焊接烟尘

管道组对连接过程中将有一定量的焊接烟尘产生，主要污染物为CO、CO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、CH<sub>4</sub>，该废气排放量很少，焊条使用国家合格产品，且为间歇不连续排放，施工场地位于开阔通风状况良好的户外，焊接烟尘易于扩散，焊接烟尘随着施工期的结束而消失，对周围大气环境影响很小。

#### （8）油基钻井液暂存及钻井过程中由油基钻井液产生的挥发废气

油基钻井液暂存于带盖的钻井液方罐中，油基钻井液中白油的含量为30%，白油蒸气压较低，挥发性低，由油基钻井液暂存产生的挥发性废气较小，不会对周围大气环境产生明显不利影响；二开采用油基钻井液，钻井过程中由使用油基钻井液产生的无组织挥发性废气较小，不会对周围大气环境产生明显不利影响。比新疆油田其他类似钻井井场，井场场界外非甲烷总烃的浓度低于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）周界外无组织排放浓度限值4.0mg/m<sup>3</sup>的要求。

#### （9）储层改造过程中的无组织废气

储层改造过程中射孔作业对套管和井壁进行射孔，建立地层与井筒之间的通道，射孔作业完成后油藏中油气通过井筒返至地面，以无组织形式逸散至大气环境中，对周围大气环境产生一定的影响，项目周围500m范围内无大气环境保护目标，且地域空旷、扩散条件较好，不会对周围环境产生不利影响。

### 5.1.2 施工期水环境影响分析

### （1）废水对周围水环境影响分析

废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水和废压裂液。管道试压采用清水，废水中污染物主要为悬浮物，试压结束后用于项目区的洒水抑尘；混凝土养护废水污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘；压裂返排液集中收集后送至风城 2 号稠油处理站采出水处理系统处理；项目产生的各类废水均得到妥善处置，不会对周围水环境产生不利影响。

### （2）管线施工对地下水环境影响分析

拟建管线采用埋地敷设，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，可能进入地下含水层，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。由于管线施工期短，项目区少雨，发生降水淋滤的可能性很小，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设不会对地下水造成不利影响。

### （3）钻井作业对地下水含水层影响分析

钻井作业正常工况下不会对地下水造成影响，钻井对水环境的影响主要表现为钻井过程中可能发生井漏、钻井液进入地层等事故。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，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度可满足地下水保护需要，可有效地保护地下水环境不受污染。井场产生的岩屑均进罐，水基钻井岩屑由岩屑处置单位拉走处置，油基钻井岩屑交由有相应危险废物处置资质的单位处理，不会对地下水造成影响；井场柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐、岩屑储罐等关键部位均采用防渗膜防渗，正常情况下，项目对水环境影响不大。

## 5.1.3 施工期声环境影响分析

施工期主要噪声源主要包括柴油发电机、柴油机、钻井液循环泵和压裂车等各类施工机械，源强一般为 80~100dB (A)。根据现场调查，声环境评价范围内没有固定居住人群等声敏感目标，不会造成扰民现象，施工期的噪声仅对施工人员产生影响。通过类比调查可知，施工期场界外 200m 处可达到《建筑施工场界噪声排放

标准》（GB12523-2011）中限值要求。

基础减振降噪效果约为 10dB（A），柴油发电机和柴油机位于室内，基础减振和室内隔声降噪效果约为 20dB（A）。根据现场调查，声环境评价范围内没有固定居住人群等声敏感目标，不会造成扰民现象，施工期的噪声仅对施工人员产生影响。

施工期噪声源及特性见表 5.1-1。

表 5.1-1 施工期主要噪声源强特性[单位：dB(A)]

时段	噪声设备	数量 (台)	单台源强	距声源	噪声特性	排放时间	声源种类
钻井期	钻井设备	1	90	1m	机械	昼夜连续	固定声源
	泥浆泵	2	90	1m	机械	昼夜连续	固定声源
	振动筛	3	100	1m	机械	昼夜连续	固定声源
	柴油发电机	2	85	1m	机械	昼夜连续	固定声源
	柴油机	4	95	1m	机械	昼夜连续	固定声源
储层改造阶段	压裂车	8	100	1m	机械	昼夜连续	固定声源
	射孔车	1	100	1m	机械	昼夜连续	固定声源

施工过程中，不同类型施工机械在不同距离处的噪声预测值见表 5.1-2。

表 5.1-2 各种施工机械在不同距离的噪声预测值 [单位：dB（A）]

噪声源名称	源强	基础减振后	距离（m）														
			5	10	15	20	25	30	40	50	60	80	100	120	140	160	200
钻机	90	80	66	60	56	54	52	50	48	46	44	42	40	38	37	36	34
泥浆泵	93	86	72	66	62	60	58	56	54	50	50	48	46	44	43	42	40
振动筛	105	95	81	75	71	69	67	65	63	61	59	57	55	53	52	51	49
柴油发电机	88	68	54	48	44	42	40	38	36	34	32	/	/	/	/	/	/
柴油机	101	81	67	61	57	55	53	51	49	47	45	43	41	39	38	37	35
压裂车	109	99	85	79	75	73	71	69	67	65	63	61	59	57	56	55	53
射孔车	100	90	76	70	66	64	62	60	58	56	54	52	50	48	47	46	44

根据预测结果，施工期间，各类施工机械的噪声在距离声源 160m 处时噪声均可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求[昼间 70dB（A），夜间 55dB（A）]。同时，对高噪声设备采取隔声措施，并加强机械设备的保养，保证机械设备的正常运转，以降低设备正常运转的噪声。进一步落实以上措施后，施工期噪声对周边环境及施工人员的影响将进一步减少，施工期产生噪声对周

边环境影响不大。

#### 5.1.4 施工期固体废物环境影响分析

圾、建筑垃圾、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和焊接废渣。

##### （1）钻井岩屑

一开和二开钻井采用水基钻井液，钻井时井筒返排的钻井液及岩屑经不落地设备分离，分离出的液相回用于钻井液配置，分离出的水基钻井液进专用储罐暂存，委托岩屑处置单位直接拉运处置。三开钻井采用油基钻井液，钻井时井筒返排的钻井液及岩屑经不落地进行初步分离，液相回用于钻井液配置；固相再由甩干机进行第一次固液分离，然后由离心机对甩干机排出的液体进行第二次固液分离，从而实现深度分离，分离出的液相回用于钻井液配置，分离出的固相（即油基钻井岩屑）属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-002-08），采用专用储罐进行收集，委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置。油基钻井岩屑临时贮存在专用储罐内，储罐底部铺设防渗膜，油基钻井岩屑在井场临时贮存应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求。

##### （2）废润滑油和废润滑油桶

施工期产生的废润滑油和废润滑油桶均属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

##### （3）沾油废防渗材料

沾油废防渗材料属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，废物代码：900-249-08），危险特性为毒性和易燃性，集中收集后交由具有相关危险废物处置资质的单位接收、转运以及处置。

（4）施工过程中产生的建筑垃圾中，使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。

##### （5）焊接废渣

管线施工过程中会产生少量的焊接废渣，在每个焊接作业点配备铁桶或纸箱，焊接废渣直接放入容器中，施工结束后集中回收处置。

综上所述，产生的各类固体废物均按相应类类别进行了收集，且均得到了妥善

处置，正常情况下不会对周围环境产生不利影响。

#### 5.1.5 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤环境质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

##### （1）人为扰动对土壤的影响分析

项目实施过程中不可避免地会对土壤造成扰动，主要是井场、计量撬和集中拉油站内各设备设施建设、管道敷设等工程建设过程中对土壤的开挖，以及车辆行驶、机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，设备碾压、人员踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响，而开挖作业则会改变土壤层次。机械碾压和人员踩踏致使土壤紧实度增高，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）反复碾压后的土壤，植物很难再生长。管道的开挖和回填过程中势必会对土壤原有层次产生扰动和破坏，若不同质地、不同层次的土壤混合，将直接影响植物的生长。

##### （2）废弃物排放对土壤环境的影响分析

施工期各种原辅料堆放，如各类施工设备、原辅料堆放及各类施工废弃物暂存等，若遇防渗措施破损或大雨淋滤等情况，导致物料泄漏、废弃物渗滤液直接进入土壤，对土壤造成污染影响。

#### 5.1.6 施工期生态环境影响分析

施工期生态影响主要表现为占地影响，临时占地主要为单井采油管线、集油支线、输气管线、输电线（除电杆占地）等施工临时占用，永久占地主要为采油井场、计量撬、集中拉油站、巡检道路占地。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤—植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤—植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施

工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布,对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响,同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

### (1) 生态环境影响因素分析

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,主要从油气田开发工程(钻井、地面设施建设、配套设施等)、油气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

本项目共新钻6口井,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,完井后全部回收外运;施工机械划定运行线路,不得随意开便道,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 集输管线

单井采油管线、集油支线和输气管线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,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 地面构筑物的修建

本工程采油井场、计量撬和集中拉油站等地面建筑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5.1-3。

表5.1-3 生态环境影响因素一览表

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
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。

## （2）对植物影响分析

### ①工程占地对植物的影响分析

工程占地类型为天然牧草地和其他草地，各项施工作业对植被的主要影响是土地的占用和施工阶段清场过程中对地表植被的清理和碾压。采油井场、计量橇、集中拉油站施工过程中有一部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，永久性地改变了原有土地的利用类型，对原有植被造成了永久的破坏。临时占地范围内地表植被及地表结构却发生了较大的变化，地表保护层被破坏后，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。在工程结束后，土地将不再受人为扰动，逐步自然恢复，重新回到原来的自然状态。工程占地及施工人员、机械活动会对区域植物产生一定的影响。

工程占地及施工人员活动将破坏占地范围的野生植物，施工阶段对占地范围内的植物进行了清理，井场、站场和道路等永久占地范围内对植物造成了永久的破坏，使生物量降低，植被种类可能会减少。但由于项目占地范围内植被稀疏，施工期不会对区域的生物量产生明显影响。施工阶段对占地范围内的植物进行了清理，临时占地范围内地表结构、土壤理化性质发生了变化，随着地表结构及土壤理化性质的恢复，地表植被在一定时期内得到初步恢复，由施工人员踩踏及机械碾压的植被在一定时间内得到恢复，项目实施后不会使区域植被覆盖度发生明显变化；临时占地范围内的植被逐渐恢复至与周边植被相同，项目实施不会使区域植被类型发生明显变化。项目占地面积小，永久占地范围内的植被造成了永久的破坏，临时占地范围的野生植物逐渐自然恢复至与周围生态环境相协调，项目实施不会改变区域的植被类型。

本项目裸土地和灌木林地，占地面积\*\*\*m<sup>2</sup>，永久占地范围内的植被消失，临时占地在施工结束的 2a~3a 中，将影响占地范围之内的植被初级生产力。其生物损失量根据《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ/T349-2007）正在发展的荒漠化量化指标 2.9t/（hm<sup>2</sup>·a）计算，约为 86.1t/a，当临时性占地的

植被得到初步恢复后，这种损失将逐渐减少。通过加强环保宣传教育，以及严格的环境保护管理措施，可以有效地避免施工及人员活动对保护植物的破坏。

建设单位正在严格按照有关规定办理用地审批手续，按照正式征地文件对所占用的草地进行经济补偿，施工结束后及时对占地进行植被恢复；运输车辆沿道路行驶，禁止乱压乱碾；通过加强环保宣传教育，普及野生动物保护相关法律法规，以及严格的环境保护管理措施，可以有效地避免施工及人员活动对保护植物的破坏，项目实施不会对项目区的植被类型及植被覆盖度产生太大影响。

### ②施工人员活动对植物的影响分析

井区开发建设过程中大量人员、机械进入项目区，使项目区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踩踏和碾压，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域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带荒漠化的可能性增加。

### ③对天然林植被的影响分析

输气管线沿线有天然林分布，主要植被为梭梭，项目不永久占用天然林，施工期严格控制施工作业带宽度，并加强施工人员活动范围，禁止随意踩踏施工范围外的植被，禁止将废水及固体废物倒入天然林中，加强施工期的环境管理，不会对周围天然林内的土壤及植被产生明显不利影响。

### （3）对野生动物影响分析

钻前工程、钻井工程和地面工程施工、运营对陆栖动物的影响具体表现为破坏植被导致动物栖息地受到损害，道路和管线施工可能阻断动物活动路线，以及施工与运营噪声、废气对动物的不良影响等方面。

施工期对野生动物的影响分为直接影响和间接影响两个方面，主要表现在对生存环境、分布范围和种群数量的影响。直接影响主要表现为建设项目占地，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减少。钻井工程和地面工程等施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加，使区域内单位面积上的动物种群数量下降。原有的野生动物将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，远离影响范围；施工设备及

车辆发出的噪声、人为活动会惊扰项目区附近的野生动物，影响其觅食、活动等行。采油井场、计量撬、集中拉油站和道路等永久占地范围内对植物造成了永久的破坏，使生物量降低，植被种类可能会减少，进而破坏了赖以生存的野生动物的生境，使生境连通性变差，生境破碎化程度加重，生物多样性受到影响。但由于项目区及周边野生动物主要为伴人型鸟类如麻雀、家燕、鼠类、爬行类和小型啮齿类动物等，麻雀、鼠类等伴人型野生动物一般在离施工区不远处活动，待无噪声干扰时较常见于施工区附近，施工活动对爬行类和小型啮齿类动物干扰不大，加上工程占地面积较小，该区域替代生境较多，项目区不是野生动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。而且施工结束后，各种机械噪声显著减少，且人类活动也大大减少。由于生活习惯，野生动物有可能逐渐返回原来的区域。故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

本项目建成后人类活动降低，仅日常巡井和管线巡检等检查活动，对区域野生动物影响较小。

#### （4）对生态系统结构、功能的影响

管线工程、采油井场、计量撬、集中拉油站、道路等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，对评价范围内生态系统完整性影响亦较小，生态系统完整性变化主要受区域自然环境变化影响。项目建设加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。项目占地类型为天然牧草地和其他草地，地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降，加上占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

#### （5）对区域景观影响分析

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,它是由荒漠生态系统和道路等景观相间组成。本项目占地面积不大,实施后可以与现有的区域景观相协调。

#### (6) 生态系统稳定性、完整性分析

本项目开发区的基质主要是荒漠生态景观,荒漠生态景观稳定性较差,异质化程度低,生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如井场、站场、管线、道路等建设中,新设施的增加及永久性构筑物的作用,不但不会使区域内异质化程度降低,反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大,抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

油田开发加大了评价区人为干扰的力度,同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势;但是由于本项目占地面积较小,区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小,其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

#### 5.1.7 水土流失影响分析

对水土流失影响的方式包括地表扰动、植被损坏、管沟开挖及破坏原地貌、地表土壤结构。施工时场地平整、土方堆放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

施工时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,降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力,若在施工过程中不加以治理和防护,遇大风天气易产生严重的水土流失现象。永久占地范围内采用砾石铺垫,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。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。

### 5.1.8 土地沙化环境影响分析

项目所在区域为非沙化土地，井场平整、计量撬和集中拉油站等站场建设、管沟开挖、车辆碾压等工程将扰动原有地貌，施工过程中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，降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成局部土地沙化。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）如乱碾压行驶，将使经过的土壤变得紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

施工结束后对永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对临时占地范围内场地进行平整和清理，尽量利用施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，建设过程中严格落实防沙治沙措施，严格控制施工占地范围。综上所述，本项目对区域土地沙化影响不大。

## 5.2 运营期环境影响预测与评价

### 5.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

#### （1）相关判定

本项目大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定，本次采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

#### （2）模型选用

采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的估算模型 AERSCREEN 进行估算。

#### （3）估算模型使用数据来源

##### ①地形数据

估算模型使用的原始地形数据为美国 NASA 和 NIMA 联合测量并公布的全球 90m×90m 地形数据，自 CSI 的 SRTM 网站获取（<http://srtm.csi.cgiar.org>），

符合导则要求。

### ②地表参数

大气评价范围内通用地表类型为沙漠化荒地，通用地表湿度为干燥气候，该类型土地的经验参数，见表 5.2-1。

表 5.2-1 地表特征参数一览表

扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
0~360	全年	0.3272	7.75	0.2625

### ③气象数据

以下资料为项目区近 20 年气象数据统计分析，具体详见表 5.2-2。

表 5.2-2 气象数据一览表

统计时间	最低温度	最高温度	最小风速	测风高度
20 年	-26.3	40	0.5m/s	10

### (4) 估算模型参数

估算模型参数选择见表 5.2-3。

表 5.2-3 估算模型参数选择一览表

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		44.0
最低环境温度/°C		-31.7
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥气候
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	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

### (5) 污染源参数

根据 3.4 污染源源强核算章节可知，无组织非甲烷总烃排放情况见表 5.2-4。

表 5.2-4 面源污染源参数一览表

井号	海拔 (m)	面源长度 (m)	面源宽度 (m)	有效排放高度 (m)	年排放小时数 (h)	排放工况	NMHC 排放量	
							t/a	kg/h
单井井场		80	82	5	8400	正常工况		
计量撬				5	8400	正常工况		
集中拉油站				5	8400	正常工况		
改造后的风城 2 号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置				5	8400	正常工况		

## （6）预测结果

本次评价面源预测结果见表 5.2-5。估算结果表明，拟建项目在正常工况下面源排放的各污染物在最大落地浓度点的浓度均低于相应的环境质量标准，最大质量浓度占标率为计量橇无组织排放的挥发性有机物  $P_i=9.27\% < 10\%$ 。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018），拟建项目环境空气评价等级为二级评价。

表 5.2-5 非甲烷总烃预测结果一览表

下风向距离 (m)	MYHW0901		MYHW1001		MYHW1002		MYHW1201		MYHW0902	
	VOCs									
	预测质量浓度 (ug/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)								
10										
100										
200										
300										
400										
500										
600										
700										
800										
900										
1000	/	/	/	/	/	/				
1100	/	/	/	/	/	/				
1200	/	/	/	/	/	/				
1300	/	/	/	/	/	/				
1400	/	/	/	/	/	/				
1500	/	/	/	/	/	/				
1600	/	/	/	/	/	/				
1700	/	/	/	/	/	/				
1800	/	/	/	/	/	/				

1900	/	/	/	/	/	/				
2000	/	/	/	/	/	/				
2100	/	/	/	/	/	/				
2200	/	/	/	/	/	/				
2300	/	/	/	/	/	/				
2400	/	/	/	/	/	/				
2500	/	/	/	/	/	/				
下风向最大质量浓度及占标率（%）										
D <sub>10</sub> %最远距离（m）	未出现									
最大落地浓度距源距离（m）	71		71		71		90		10	
下风向距离（m）	MYHW1003		玛 48H		玛 54X		玛 57H		玛 63X	
	VOCs									
	预测质量浓度（ug/m <sup>3</sup> ）	占标率（%）								
10										
100										
200										
300										
400										
500										
600										
700										
800										

玛北油田玛页 1 井区二叠系风城组页岩油开发先导试验方案（变更）环境影响报告书

900										
1000	/	/	/	/	/	/				
1100	/	/	/	/	/	/				
1200	/	/	/	/	/	/				
1300	/	/	/	/	/	/				
1400	/	/	/	/	/	/				
1500	/	/	/	/	/	/				
1600	/	/	/	/	/	/				
1700	/	/	/	/	/	/				
1800	/	/	/	/	/	/				
1900	/	/	/	/	/	/				
2000	/	/	/	/	/	/				
2100	/	/	/	/	/	/				
2200	/	/	/	/	/	/				
2300	/	/	/	/	/	/				
2400	/	/	/	/	/	/				
2500	/	/	/	/	/	/				
下风向最大质量浓度及占标率 (%)	181.6000	9.08	181.6000	9.08	181.6000	9.08	76.2150	3.81	185.4700	9.27
D <sub>10</sub> %最远距离 (m)	未出现		未出现		未出现		未出现		未出现	
最大落地浓度距源距离 (m)	71		71		71		90		10	
下风向距离 (m)	玛页 1		玛页 1H		拟建计量橇		集中拉油站		改造后的风城 2 号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置	

	VOCs									
	预测质量浓度 (ug/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)								
10										
100										
200										
300										
400										
500										
600										
700										
800										
900										
1000	/	/	/	/	/	/				
1100	/	/	/	/	/	/				
1200	/	/	/	/	/	/				
1300	/	/	/	/	/	/				
1400	/	/	/	/	/	/				
1500	/	/	/	/	/	/				
1600	/	/	/	/	/	/				
1700	/	/	/	/	/	/				
1800	/	/	/	/	/	/				
1900	/	/	/	/	/	/	9.2439	0.46	6.6299	0.33
2000	/	/	/	/	/	/	8.6877	0.43	6.2852	0.31

玛北油田玛页1井区二叠系风城组页岩油开发先导试验方案（变更）环境影响报告书

2100	/	/	/	/	/	/	8.1856	0.41	5.9700	0.30
2200	/	/	/	/	/	/	7.7351	0.39	5.6810	0.28
2300	/	/	/	/	/	/	7.6195	0.38	5.4151	0.27
2400	/	/	/	/	/	/	7.2115	0.36	5.1698	0.26
2500	/	/	/	/	/	/	6.8400	0.34	4.9431	0.25
下风向最大质量浓度及占标率（%）	181.6000	9.08	181.6000	9.08	181.6000	9.08	76.2150	3.81	185.4700	9.27
D <sub>10</sub> %最远距离（m）	未出现		未出现		未出现		未出现		未出现	
最大落地浓度距源距离（m）	71		71		71		90		10	

由预测结果可知：非甲烷总烃的短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变；厂界 NMHC 浓度可满足《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（厂界非甲烷总烃浓度不应超过  $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）。项目区地域空旷，无集中固定人群居住，项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

## 5.2.2 运营期水环境影响分析

### (1) 区域水文地质概况

准噶尔盆地是天山—阿尔泰山地槽褶皱系中的一个大型的山间凹陷，周围均有大型断裂存在。区域构造基本上是东南倾斜的单斜，自西北向东南呈阶梯状下降，基底为加里东期及华力西中期以前的沉积构造，华力西中期以后地槽全部回返结束。走向内陆盆地的发展阶段，接受了厚达万米的陆相碎屑沉积，经喜马拉雅运动后，使西部发生强烈褶皱，形成了现今盆地景观。评价区域附近的断裂呈北东向延伸，延伸长度不明，断裂较为平直，推测为正断层，断面倾向南东，倾角较陡，该段列为中生代断裂，被第四组沉积物所覆盖，近期无活动，工程路线近期无活动性断裂，属构造基本稳定区。

### (2) 区域水文条件

#### ① 区域水文地质概述

项目区位于准噶尔盆地西北边缘，地下水的赋存与分布直接受构造控制，水文地质分带明显，并与地貌岩相带相适应，从加依尔山山前向准噶尔盆地中心，即由山地过渡为山前洪积倾斜平原—洪积冲积平原—冲积湖积平原。地下水含水层结构，由单一的卵砾石层变为砂砾（卵）石、砂、黏性土的综合互层。地下水类型由基岩裂隙水、碎屑岩类孔隙裂隙水、松散岩类裂隙水单层结构的潜水过渡到多层结构的潜水—承压（自流）水。从山前洪积砾质倾斜平原到冲积湖积平原，潜水的埋藏深度由深逐渐变浅，呈平行山地的带状分布。地下水在山区接受大气降水直接渗入的补给，在强烈的构造断裂、节理、裂隙的控制下径流、赋存、运移，以侧向径流的形式排泄向南东方向，大部分以地下径流的形式排泄到盆地中部冲湖积平原，小部分以泉的形式溢出地表。

## ②地下水类型，含水层及富水特征

评价区位于准噶尔盆地边缘，根据地下水赋存条件、水理性质及水利特征，将评价区内地下水划分为基岩裂隙水、碎屑岩类孔隙裂隙水、松散岩类裂隙水单层结构的潜水过渡到多层结构的潜水—承压（自流）水。地下水特征分述如下：

### 1) 基岩裂隙水

主要分布在评价区北部哈拉阿拉特山山区段。地下水大都受构造地貌控制，受气候垂直分布的影响，山区多出露火山碎屑岩类为主的层状岩类，多为层状岩类裂隙水。有一条构造谷—大布渡河穿过，为地表地下水汇集地段，两岸地势平坦，上覆盖层，泉水出露少。哈拉阿拉特山因地势较低，地形切割微弱，降水稀少，水源补给不足，泉少、流量小、贫乏，单泉流量小于0.1L/s。区内哈拉阿拉特山中部出露以花岗岩为主的块状岩类裂隙水，出露泉水极少，水量贫乏，单泉流量小于0.1L/s。

### 2) 碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水

碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水是由一套砾岩砂岩和泥岩为主的碎屑沉积物构成，并经历不同的成岩与构造运动过程。其中包括白垩纪和第三系地层。主要分布在准噶尔西北部的广大平原地区。受构造运动影响多形成洼地、沟谷，这些沟谷形成了地表水和地下水径流的通道，在白杨河、大布渡河等有利条件的补给下，形成多形成层间承压自流水。根据含水层结构可以划分为上覆第四系潜水、下伏裂隙孔隙层间水（覆盖型）和碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水。

※上覆第四系潜水、下伏碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水（覆盖型）在评价区乌尔禾至百口泉平原，以及评价区东南部的艾里克湖、玛纳斯湖一带广泛分布。上覆第四系潜水含水层岩性主要为粉细砂、细砂、砂砾；潜水在白杨河、木达依河倾斜平原以及艾里克湖、玛纳斯湖湖岸一带水位埋藏较浅，一般均小于10m，在远离河床、湖岸处水位埋藏变深，一般在10~30m之间。在评价区西北角大布渡—白杨河水库一带，潜水富水性好，水量丰富，单井涌水量多大于1000m<sup>3</sup>/d；在评价区中部乌尔禾至百口泉平原、小艾里克湖至艾里克湖一带，潜水富水性较好，水量中等，单井涌水量多在100~1000m<sup>3</sup>/d之间；在评价区百

口泉南部、玛纳斯湖一带，潜水富水性较差，水量贫乏，单井涌水量小于  $100\text{m}^3/\text{d}$ ；在评价区东北侧为透水不含水的砂砾石层，厚度较小。

下伏裂隙孔隙层潜水含水层岩性主要是白垩系粉砂岩、细砂岩；在评价区白杨河水库至小艾里克湖、乌尔禾至百口泉沿线一带，层间水顶板埋深小于 50m 以外，区内其余地段层间水顶板埋深一般在 50~100m 之间；在评价区西北角大布渡-白杨河水库一带，层间承压水富水性好，水量丰富，单井涌水量多大于  $1000\text{m}^3/\text{d}$ ；在评价区中部白杨河水库至百口泉、乌尔禾至艾里克湖一带以及评价区东北上覆第四透水不含水层区域，层间承压水富水性较好，水量中等，单井涌水量多为  $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，根据区内钻孔 S14 资料，含水层岩性为细砂岩、粉砂岩，顶板埋深为 40.57m，含水层厚 42.47m，渗透系数为  $0.66\text{m}/\text{d}$ ，单井涌水量为  $155.25\text{m}^3/\text{d}$ ；在评价区东南部、南部玛纳斯湖一带，层间承压水富水性较差，水量贫乏，单井涌水量小于  $100\text{m}^3/\text{d}$ 。

#### ※碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水（裸露型）

主要分布在艾里克湖北侧、小艾里克湖至艾里克湖西侧以及百口泉一带。含水层岩性主要为白垩系砂岩、砾岩。在中部的乌尔禾至百口泉一带，层间水顶板埋深小于 50m 以外，其余地段顶板埋深一般在 50~100m 之间。评价区内富水性不一，总体上在百口泉一带水量丰富，在小艾里克湖一带水量中等。根据收集百口泉一带水文钻孔资料，100m 深度内可揭露两层承压水，第一承压水层埋藏深度 20~50m，含水层为砂岩、砾岩，含水层厚 10~12m，涌水量大于  $600\text{m}^3/\text{d}$ ，第二承压水层埋藏深度为 45~84m，含水层厚 2~12m，涌水量达  $1000\text{m}^3/\text{d}$ ，平均渗透系数  $14.59\text{m}/\text{d}$ 。根据小艾里克湖水文地质钻孔 S21 资料，孔深 154.27m，为一套棕红色泥岩与灰白色、青灰、灰黄色砂岩互层，揭露两层承压自流水。第一层承压水顶板埋深为 54.12m，含水层厚度 35.84m，渗透系数  $0.58\text{m}/\text{d}$ ，单井涌水量为  $109.47\text{m}^3/\text{d}$ ；第二层承压水顶板埋深为 94.82m，含水层厚度达 14.27m，渗透系数  $0.88\text{m}/\text{d}$ ，单井涌水量达  $71.05\text{m}^3/\text{d}$ 。

#### ③松散岩类孔隙水

评价区内松散岩类孔隙潜水区广泛分布，大都位于白垩纪、第三系层间承压水之上，前文已叙述。仅在哈拉阿拉特山北部的大布渡河床内分布，含水

层岩性多为砂砾层，地下水埋深小于 10.0m，潜水富水性中等，涌水量为 100~100100m<sup>3</sup>/d。

### （3）地下水补给、径流、排泄条件

评价区位于准噶尔西北边缘，地下水在山区以基岩裂隙水和大气降水补给为主，平原区补给来源主要由北部白杨河、大布渡河渗漏以及冲洪积平原地下水侧向径流补给，评价区南部玛纳斯湖一带还接受玛纳斯河冲洪积平原地下水侧向径流补给以及玛纳斯湖的渗漏补给，除上述补给源外，暴雨洪流也为其补给方式之一。评价区内的白垩系地层为一套粗、细粒相间岩层，均以平缓的单斜构造向南东方向倾斜，与河流的流向趋于一致。岩层向河流上游翘起，受切割的岩层易接受河水的渗入补给，并顺岩层倾斜方向逐渐形成承压自流水。评价区内地下水总体径流方向由西北、西南向东南进行径流，在冲洪积平原区地下水径流速度较快，至下游湖泊地带变缓慢；潜水的径流强度比深部地下承压水的径流强度要大。由于气候干燥，浅层的地下水由水平运动转化为垂直运动，大量的消耗、蒸发排泄，同时乌尔禾一带农业灌溉人工开采也为地下水排泄方式之一。

### （4）地下水化学特征

由于地下水的形成是受地形地貌、地层岩性、埋藏条件以及径流条件等诸多因素的影响或控制。由北部山区、谷底到南部的冲洪积-湖积，地下水化学类型以及矿化度在水平和垂直方向上均存在一定的变化。评价区山区山势低矮，地形切割微弱，降水量不大，裂隙水交替作用缓慢，地下水水质较差，矿化度在 3~10g/l，水化学类型为 SO<sub>4</sub>·Cl-Na·Ca 型。在白杨河河谷区，气候干燥，地下水主要接受北部的白杨河、大布渡河倾斜平原地下水侧向径流补给，含水层渗透性好，地下水类型主要为 HCO<sub>3</sub>·SO<sub>4</sub>-Mg·Na 型，地下水水质较好，矿化度小于 1g/L；评价区内下伏的白垩系承压水，可能受含油地层的影响，矿化度有所增加，达到 1~3g/L，地下水类型过渡到 HCO<sub>3</sub>·SO<sub>4</sub>-Na，如孔 S15。向东南至小艾里克湖一带，地下水矿化度进一步增大，矿化度达 3~10g/l 在白杨河三角洲，在其扇顶的百口泉一带，地下水水质较好，矿化度小于 1g/L，水化学类型为 HCO<sub>3</sub>·SO<sub>4</sub>-Mg 型。而在扇缘地带，潜水矿化度则增加至 1~3g/L，水化学类型为

SO<sub>4</sub>•Cl-Mg•Ca 型。在这一地区的第三系、白垩系某些孔隙水是潜伏于松散岩类孔隙水之下，在扇顶部水质较好，如 S14 矿化度为 0.39g/L，属 HCO<sub>3</sub>•SO<sub>4</sub>-Na•Mg 型，在扇缘地带较差，如艾里克湖的 S21 孔，矿化度在 6g/L 左右，水化学类型为 Cl-Na 型。在评价区东南艾里克湖一带，地下水水质进一步变差，无论是上覆第四系潜水还是下伏层间承压水，均为高矿化度的 Cl-Na 型盐水，矿化度多大于 10g/L。

#### (5) 项目场地水文地质条件调查

项目位于玛 131 井区，根据玛 131 井区已有水井资料，玛 131 井区埋藏有 2 种类型地下水，自上而下为第四系松散岩类孔隙水和白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水。该区目前无居民点，地下水基本不开采，已有水井均为新疆油田公司所钻水井，主要用于工业生产。玛 131 井区现有水井评价区域水文地质剖面图见图 5.2-1，水文地质柱状图见图 5.2-2。

根据玛 131 井区现有探坑水文资料，潜水水位埋深在 4.6m~6.7m 之间，地下水由西北向东南方向玛纳斯湖流动；白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水由西北向东南方向的玛纳斯湖流动。实测地下水流速为 0.006m/d（平均），地下水流速缓慢。地下水潜水等水位线分布情况见图 5.2-3。

#### ① 第四系松散岩类孔隙水

在玛湖地区，第四系松散沉积物广泛分布，含水层为一套冲积、湖积沉积的结构，岩性均为砂。据收集资料显示，单井涌水量一般为 303m<sup>3</sup>/d~439m<sup>3</sup>/d，矿化度 1.87g/L~5.08g/L，水化学类型主要为 Cl•SO<sub>4</sub>-Na•Mg 型水和 SO<sub>4</sub>-Mg 型水。根据玛 131 井区现有水井水文地质柱状图可以看出，第四系厚度为 29~54m 不等，包气带岩性以石英长石为主偶见砾石，粒径约为 2cm~5cm，颗粒由北向南方向变细，到玛纳斯湖北岸变为细砂，通过渗水试验得出渗透速度由北向南逐渐变小。

#### ② 白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水

通过对白垩系地层岩性、沉积特征的分析研究，说明中生代地层是在潮湿气候的泻湖、湖泊环境条件下形成的。新生代开始，区域地壳上升，白垩纪地层接受风化、剥蚀，湖泊相水便在白垩系碎屑岩层的层状裂隙孔隙中残留下来，

即形成了区域地下水。与此同时，山区降水入渗形成的基岩裂隙水和地表水，在漫长的地质历史时期，通过侧向流入和渗漏补给储存在白垩纪地层中，构成地下水的含水层。单井涌水量一般为  $302\text{m}^3/\text{d}\sim 439\text{m}^3/\text{d}$ ，矿化度  $3\text{g}\sim 6\text{g}$ ，为半咸水，水化学类型主要为  $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$  型水。根据玛 131 井区现有水井的水文地质柱状图可以看出，第四系以下无第三系地层分布，第四系地层之下为白垩系地层，岩性由上至下为砂砾石、粉砂、砂岩、泥岩交替出现。区域内白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水埋深为  $99\sim 164\text{m}$ 。

图 5.2-1 工程地质剖面图

图 5.2-2 钻孔柱状图

图 5.2-3 地下水等水位线图

### ③第四系松散岩类孔隙水

在玛湖地区，第四系松散沉积物广泛分布，含水层为一套冲积、湖积沉积的结构，岩性均为砂。据收集资料显示，单井涌水量一般为  $303\text{m}^3/\text{d}\sim 439\text{m}^3/\text{d}$ ，矿化度  $1.87\text{g/L}\sim 5.08\text{g/L}$ ，水化学类型主要为  $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Mg}$  型水和  $\text{SO}_4\text{-Mg}$  型水。根据玛 131 井区现有水井水文地质柱状图可以看出，第四系厚度为  $29\sim 54\text{m}$  不等，包气带岩性以石英长石为主偶见砾石，粒径约为  $2\text{cm}\sim 5\text{cm}$ ，颗粒由北向南方向变细，到玛纳斯湖北岸变为细砂，通过渗水试验得出渗透速度由北向南逐渐变小。

### ④白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水

通过对白垩系地层岩性、沉积特征的分析研究，说明中生代地层是在潮湿气候的泻湖、湖泊环境条件下形成的。新生代开始，区域地壳上升，白垩纪地层接受风化、剥蚀，湖泊相水便在白垩系碎屑岩层的层状裂隙孔隙中残留下来，即形成了区域地下水。与此同时，山区降水入渗形成的基岩裂隙水和地表水，在漫长的地质历史时期，通过侧向流入和渗漏补给储存在白垩纪地层中，构成地下水的含水层。单井涌水量一般为  $302\text{m}^3/\text{d}\sim 439\text{m}^3/\text{d}$ ，矿化度  $3\text{g}\sim 6\text{g}$ ，为半咸水，水化学类型主要为  $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$  型水。根据玛 131 井区现有水井的水文地质柱状图可以看出，第四系以

下无第三系地层分布，第四系地层之下为白垩系地层，岩性由上至下为砂砾石、粉砂、砂岩、泥岩交替出现。区域内白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水埋深为 99~164m。

#### （6）正常工况下对地下水环境影响分析

废水主要为洗井废水、压裂返排液、酸化返排液和废洗井液，井下作业时带罐作业，废水采用储罐收集后，由罐车拉运至风城 2 号稠油处理站采出水处理系统处理，出水水质满足相关要求，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）相关要求回注地层，不外排；项目各类废水均得到妥善处置，正常情况下不会对地下水产生不利影响。

#### （7）事故状态下对地下水的影响

##### ①井喷对地下水的影响分析

井喷事故主要在井下作业过程中发生。井喷随油藏地层压力的不同，其发生概率和强度有所不同，大多数情况下是难以估计的。据国内油田资料统计，井喷事故发生的概率为 0.1%~0.3%，根据现场调查，油区采用抽油机进行开采，随着开采年限的增加，区块地层压力逐渐减小，加上油井自喷能力弱，采取了严格的井控制度和井控措施，发生井喷的概率较小。

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。井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。类比新疆境内多个油田的环境影响评价报告，石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

##### ②井漏、油水窜层对地下水环境影响分析

井下作业过程中可能发生井漏和油水窜层事故，通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层造成一定的污染和危害。在井下作业前先对套管和固井质量进行检查，确保套管和固井质量良好的情况再进行井下作业，不会对地下水产生明显不利影响。

## ③井下作业收集罐泄漏对地下水环境影响分析

井下作业定期进行，在井下作业过程时及时检查废水收集罐，确保收集罐完好再进行井下作业，且井下作业时间较短，废水收集罐发生泄漏的可能较低，不会对区域地下水产生明显不利影响。

## ④集中拉油站拉油罐泄漏对地下水的影响

## ※地下水污染途径分析

非正常工况下，集中拉油站拉油罐、单井采油管线、伴生气回收装置中的各设备破裂导致原油泄漏，泄漏的原油可能通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

## ※预测情景设定

伴生气回收装置中的各设备中主要物质为伴生气和少量的原油，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中附录 E 可知，单井拉油罐发生孔径 10mm 的泄漏事故泄漏频率为  $1.0 \times 10^{-4}/a$ ；单井采油管线发生孔径为 10% 的泄漏事故泄漏频率为  $5.0 \times 10^{-6}/(m \cdot a)$ ，发生全管径泄漏的泄漏频率为  $1.0 \times 10^{-6}/(m \cdot a)$ ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定：“发生频率小于  $10^{-6}/a$  的事件是极小概率事件，可作为代表性事故情形中最大可信事故设定的参考”。根据各泄漏事故的泄漏频率可知，本次选取拉油罐底部发生孔径 10mm 的泄漏事故作为最大可信事故，故本次针对拉油罐泄漏对地下水产生的影响进行预测。

## ※泄漏量预测

按最不利情况考虑假设条件，假设拉油罐在距离底部 0.5m 处发生 0.01m 孔径破裂，泄漏速度  $Q_L$  用伯努利方程计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：

$Q_L$ ——液体泄漏速度，kg/s；

$C_d$ ——液体泄漏系数，取 0.65；

$A$ ——裂口面积， $m^2$ ；

$\rho$ ——泄漏液体密度；

P——容器内介质压力，Pa；

$P_0$ ——环境压力，Pa；

g——重力加速度， $9.8\text{m/s}^2$ ；

h——裂口之上液位高度，m。

经计算，在设定事故条件下泄漏速率见表 5.2-6。

表 5.2-6 设定事故条件下泄漏速率计算结果

泄漏类型	泄漏口面积 ( $\text{m}^2$ )	泄漏口之上液 位高度 (m)	底部压力 (MPa)	环境压力 (MPa)	液体密度 ( $\text{kg/m}^3$ )	泄漏速度 (kg/s)
500 $\text{m}^3$ 拉油 罐	0.00008	2.5	**	**	**	**

由表 5.2-8 可知，集中拉油站拉油罐泄漏速率为\*\*kg/s，参照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中物质泄漏时间设定情况来确定泄漏时间，项目未设置紧急隔离系统，泄漏时间设定为 30min，发现泄漏后 30min 处理完毕，切断事故阀门，则拉油罐的泄漏量为\*\*t。按照土壤表层对污染物截留率 90%计算，拉油罐泄漏后可能进入含水层的物料为\*\*t。

#### ※影响预测

预测因子为石油类，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，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态流动二维弥散点源模型进行预测。

$$C(x, y, t) = \frac{m_M / M}{4\pi n_e t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[ \frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t} \right]}$$

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;

模型中所需参数及来源见表 5.2-7。

表 5.2-7 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	$m_i$	瞬时注入的质量	**t
2	t	时间	100d、1000d
3	M	含水层厚度	50m
4	u	水流速度	0.06m/d
5	$D_L$	纵向弥散系数	$0.6m^2/d$
6	$D_T$	横向 $y$ 方向的弥散系数	$0.06m^2/d$
7	$n_e$	有效孔隙度	0.25

当拉油罐发生泄漏时，石油类物质经过 100d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 5.2-8。

表 5.2-8 地下水影响预测结果一览表

泄漏点名称	污染物	预测时间 d	最大浓度 (mg/L)	下游最大浓度对应距离 (m)	下游达标浓度 (mg/L)	下游达标浓度对应距离 (m)	III类标准 (mg/L)
500 <sup>3</sup> 拉油罐	石油类	100	**	10	**	**	≤0.05
		1000	**	100	**	**	

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，拉油罐发生泄漏后 100d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为\*\*m 和\*\*m，最大迁移距离为\*\*m、\*\*m。项目区土壤在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 30cm，承压水顶板埋深在 10~20m 以下，泄漏的原油进入地下水的可能性很小，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套管泄漏预测

若采油井固井质量不合格，油井套管破裂，发生井漏，石油类污染物有可能通过破裂的套管附近的孔隙、裂隙径流渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

#### ※地下水污染途径分析

井漏油水窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致窜层使地下水受污染。井漏油水窜层而污染到地下水的现象，在开发前期不会发生，待井开发到中后期时，套管被腐蚀破坏，可能会对地下水有影响。本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对项目区承压水含水层水质的影响，针对污染物进入到承压水含水层后的运移进行重点预测、评价。

#### ※预测情景设定

考虑最不利情况，当发生油水窜层时，污染物进入第三系碎屑岩类承压水含水层中，对地下水产生的影响进行预测。

#### ※泄漏量和影响预测

考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生油水窜层后，工程区内的污染物通过孔隙、裂隙径流至下游承压水含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。采用解析法对地下水环境影响进行预测。本次选取石油类作为预测特征因子。本次按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/L；

C<sub>0</sub>——注入的示踪剂浓度，g/L；参照美国石油协会石油烃标准化工作组 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，本次取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值，作为本次预测的源强。

u——水流速度，m/d；

n——有效孔隙度，无量纲；

D<sub>L</sub>——纵向弥散系数，m<sup>2</sup>/d；

erfc（）——余误差函数。

模型中所需参数及来源见表 5.2-9。

表 5.2-9 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	$C_0$	污染物浓度	18mg/L(参照美国石油协会石油烃标准化工作组 TPHCWG (1997) 中关于石油类污染物的溶解度等相关文献)
2	t	时间	100d、1000d
3	u	水流速度	0.06m/d
4	$D_L$	纵向弥散系数	0.6m <sup>2</sup> /d
5	$n_e$	有效孔隙度	0.25

当油水窜层发生泄漏时,石油类物质经过 100d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 5.2-10。

表 5.2-10 地下水影响预测结果一览表

泄漏点名称	污染物	预测时间 d	下游达标浓度 (mg/L)	下游达标浓度对应距离 (m)	III类标准 (mg/L)
油水窜层	石油类	100	**	**	≤0.05
		1000	**	**	

从预测结果可知:随着时间的增加,污染范围有所增加,油水窜层发生泄漏后 100d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为\*\*m 和\*\*m。油井套管发生泄漏后,采出液中的石油类在含水层中的迁移随着时间、距离增加,污染物污染范围也呈增加趋势。由于项目区地下水影响范围内无集中式饮用水源和分散式饮用水源地等地下水环境保护目标,流经的孔隙、裂隙对石油类的拦截作用,进入含水层的石油类量是有限的。为防止套管破损污染地下水,表层套管严格封闭含水层,定期维护,定期检查固井质量,保证其合格,若发现固井质量不合格以及套管破损的情况后,及时进行修复,尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

### 5.2.3 运营期声环境影响分析

#### (1) 预测模式

采油井场的产噪设备均位于室外,本次只考虑传播距离引起的衰减,鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度,各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》(HJ2.4-2021)中所推荐的预测模式,计算式如下:

$$L_A(r) = L_A(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_A(r)$ —距声源  $r$  处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置  $r_0$  处的 A 声级；

$r$ —预测点距声源距离，m；

$r_0$ —参考位置距声源距离，m。

设第  $i$  个室外声源在预测点产生的 A 声级为  $L_{Ain,i}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为  $t_{in,i}$ ；第  $j$  个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为  $L_{Aout,j}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为  $t_{out,j}$ ，则预测点的总等效声级按照下列公式进行计算：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left( \frac{1}{T} \left[ \sum_{i=1}^N t_{in,i} 10^{0.1L_{Ain,i}} + \sum_{j=1}^M t_{out,j} 10^{0.1L_{Aout,j}} \right] \right)$$

式中：

T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

## (2) 噪声源源强及分布

噪声源强主要为井场内的各类机泵，噪声源强在 85~90dB(A) 之间，设备选用低噪设备，并采取基础减振等措施，衰减量按 25dB(A) 计，机泵噪声不高于 65dB(A)，压缩机噪声源强不高于 70dB(A)，噪声源强见表 5.2-11。

表 5.2-11 运营期噪声源强清单

单井井场										
序号	生产运行项目	声源名称	数量(台)	空间相对位置/m			声源源强(声压级[dB(A)])	声源控制措施	降噪后声压级(dB(A))	运行时段
				X	Y	Z				
1	井下作业	通井机	1 台	0	0	2	100	选用低噪声设备，加强管理，减少作业频次等	100	间歇运行
2		机泵	若干	25	20	0.5	80	选用低噪声设备，加强管理，减少作业频次等	80	间歇运行
3	井场采油	抽油机	1 台	0	0	2.5	65	选用低噪声设备，加强管理等	65	连续运行

备注：1) X, Y=0, 0 指以井口为中心；2) 单井井场尺寸 80m×82m。

集中拉油站										
1	生产分离器	1		0	0	1	80~85		80~85	昼夜连续运行
2	除油器	1		0	2	1	80~85		80~85	
3	密闭装车撬	1		12	15	1	80		80	
4	事故状态下放空火炬	1		25	25	1	90		90	间歇运行
5	罐车及巡检车辆			/	/	/	60~90	加强检维修、保养	60~90	

### (3) 预测结果

根据以上公式，预测运营期采油井场、计量撬和集中拉油站厂界四周噪声贡献值，详见表 5.2-12。

表 5.2-12 厂界噪声贡献值预测结果

位置		昼间[dB (A)]			夜间[dB (A)]		
		贡献值	标准值	达标情况	预测值	标准值	达标情况
采油井场	北厂界		60	达标		50	达标
	东厂界		60	达标		50	达标
	南厂界		60	达标		50	达标
	西厂界		60	达标		50	达标
计量撬	北厂界		60	达标		50	达标
	东厂界		60	达标		50	达标
	南厂界		60	达标		50	达标
	西厂界		60	达标		50	达标
集中拉油站	北厂界		60	达标		50	达标
	东厂界		60	达标		50	达标
	南厂界		60	达标		50	达标
	西厂界		60	达标		50	达标

由预测结果可知：各采油井场、计量撬和集中拉油站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。声环境评价范围内无声环境敏感点，不会出现扰民现象，不会对周围声环境产生明显的影响。

#### 5.2.4 运营期固体废物环境影响分析

固体废物主要为清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料。清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗料属于《国家危险废物名录》（2025年版）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处理。中国石

油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部已与克拉玛依市博达生态环保科技有限责任公司签订了危险废物处置协议，产生的危险废物可得到妥善处置。综上所述，固体废物均得到妥善处理，不会对周围环境造成不利影响。

### 5.2.5 运营期土壤环境影响分析

#### (1) 污染影响型

正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。事故状态下可能对土壤环境产生一定的影响，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），事故状态下对土壤环境的影响主要为污染影响型，对土壤环境的影响主要为单井采油管线、集油支线和集中拉油站拉油罐发生破裂泄漏的原油垂直入渗对土壤的影响，运营期土壤环境影响源及影响因子识别详见表 5.2-13。

表 5.2-13 运营期土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子
集中拉油站拉油罐	拉油罐破损发生泄漏	垂直入渗	石油烃	石油烃
单井采油管线/集油支线	管线发生破裂	垂直入渗	石油烃	石油烃

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-02018）8.7.3 污染影响型——评价工作等级为一级的建设项目，预测方法可参见附录 E 或类比分析进行预测。本次评价采用类比分析法预测项目实施对土壤环境的影响。

集中拉油站拉油罐、单井采油管线、集油支线发生泄漏后，泄漏的采出液通过垂直入渗的方式进入单井采油管线、集油支线。集中拉油站拉油罐污染下方及周边土壤，使受浸染的土壤理化性状发生变化，对土壤产生一定的影响。

本次评价引用的《石西油田作业区石南 4 原油转输管线安全隐患治理工程》中发生过原油泄漏并进行过应急处置的管段土壤环境质量现状监测数据来进行类比分析说明本项目事故状态下原油泄漏对土壤环境的影响，监测数据详见表 5.2-14。

表 5.2-14 《石西油田作业区石南 4 原油转输管线安全隐患治理工程》土壤监测结果一览表

点位编号	监测因子	(柱状样) 检测值 (mg/kg)						达标情况
		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m		
		监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
S1	pH	8.37	/	8.39	/	8.45	/	达标
	石油烃	63	0.0140	35	0.0078	10	0.0022	达标

	(C <sub>10</sub> ~ C <sub>40</sub> )							
	镉	0.07	0.0011	0.05	0.0008	0.05	0.0008	达标
	镍	13	0.0144	15	0.0167	13	0.0144	达标
	铬	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
	铜	24	0.0013	25	0.0014	25	0.0014	达标
	铅	33	0.0413	34	0.0425	26	0.0325	达标
	汞	0.062	0.0016	0.062	0.0016	0.058	0.0015	达标
	砷	6.13	0.1022	6.22	0.1037	6.22	0.1037	达标
	pH	8.49	/	8.54	/	8.62	/	达标
S2	石油烃 (C <sub>10</sub> ~ C <sub>40</sub> )	44	0.0098	15	0.0033	10	0.0022	达标
	镉	0.06	0.0009	0.05	0.0008	0.05	0.0008	达标
	镍	14	0.0156	12	0.0133	13	0.0144	达标
	铬	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
	铜	25	0.0014	23	0.0013	25	0.0014	达标
	铅	36	0.0450	34	0.0425	41	0.0513	达标
	汞	0.055	0.0014	0.06	0.0016	0.083	0.0022	达标
	砷	6.45	0.1075	6.42	0.1070	6.43	0.1072	达标
	pH	8.65	/	8.92	/	8.95	/	达标
S3	石油烃 (C <sub>10</sub> ~ C <sub>40</sub> )	31	0.0069	18	0.0040	9	0.0020	达标
	镉	0.04	0.0006	0.04	0.0006	0.05	0.0008	达标
	镍	14	0.0156	15	0.0167	14	0.0156	达标
	铬	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
	铜	25	0.0014	25	0.0014	25	0.0014	达标
	铅	37	0.0463	34	0.0425	37	0.0463	达标
	汞	0.121	0.0032	0.121	0.0032	0.129	0.0034	达标
	砷	5.97	0.0995	5.86	0.0977	5.97	0.0995	达标

本次类比的石西油田作业区石南4原油转输管线已发生过数次泄漏事故，表5.2-14中3个监测点均为位于发生过原油泄漏并进行过应急处置的管段沿线的柱状样监测点，表5.2-14监测数据表明，发生过泄漏事件的管段土壤环境质量监测的柱状样点石油烃(C<sub>10</sub>~C<sub>40</sub>)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)中第二类用地筛选值要求，说明输油管线泄漏应急处置措施有效，应急处置措施具体如下：当发生管线泄漏后，快速做出响应，关闭单井采油管线物料来源，挖出管线破点，可回收原油回收至处理站原油处理系统；采用管卡对管线破点进行修复，挖出的含油污泥全部清理，交由具有相应危废处置资质的单位负责接收、转运和处置。应急处理完后，用外购砂土回填管沟。

本项目集中拉油站储罐、单井采油管线和集油支线输送的介质与石南4井区已

经完成原油泄漏事故治理的管段类似,均为含水原油,对土壤的污染途径均为垂直入渗,石南4井区土壤类型为风沙土,项目区的土壤类型为灰棕漠土,且灰棕漠土的渗透性较风沙土差,具有可类比性。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)附录B可知,沙地的渗透性比灰棕漠土的渗透性好,石南4原油转输管线发生泄漏后,发生过泄漏事件的管段土壤环境质量中石油烃( $C_{10}\sim C_{40}$ )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)中第二类用地筛选值要求,通过类比分析可知,即使本项目运营期发生了管线等泄漏事故,在继续落实中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部现有应急管理要求,建设单位及时响应,采取应急处置措施封堵泄漏点,并将泄漏油污和含油污泥全部清理的情况下,不会对项目区土壤环境产生不良影响。

## (2) 生态影响型

正常工况下采出液通过罐车拉运至依托改造后的风城二号稠油处理站SAGD循环预热阶段采出液预处理装置处理,运营期无废水及固废等污染物外排,不会造成土壤环境污染。事故状态下单井采油管线、拉油罐破裂后,泄漏的采出液中的采出水进入土壤中,单井采油管线、集油支线、集中拉油站拉油罐设有压力和远传信号,当发生管道破裂时,可在30分钟内切断最近阀门,并在2h内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算,发生泄漏到封堵,预计从管线中泄漏的采出液量为 $3.2\text{m}^3$ ,采出液中含水量为50.4%,则采出液中氯根为 $11727.43\text{mg/L}$ 则估算进入土壤中的盐分含量为 $3.2\times 50.4\%\times 11727.43\times 58.5\div 35.5=31168.2\text{g}$ 。

本次预测采用HJ964-2018附录E.1.3中预测方法,预测公式如下:

### ①单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s)/(\rho_b \times A \times D)$$

式中:  $\Delta S$ -单位质量表层土壤中某种物质的增量, g/kg;

$I_s$ -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量, g;

$L_s$ -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量, g;

$R_s$ -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量, g;

$\rho_b$ -表层土壤容重,  $\text{kg/m}^3$ ;

A-预测评价范围,  $\text{m}^2$ ;

D—表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n—持续年份，a。

## ②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=S_b+\Delta S$$

式中：S—单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

$S_b$ —单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， $L_s$  和  $R_s$  取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 100m×100m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为  $**\times 10^3\text{kg/m}^3$ ，根据项目区土壤盐分监测结果，单位质量土壤中某种物质的现状值为  $**\text{g/kg}$ 。预测年份为 1a(365 天)。

根据上述计算结果，在 1 年内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.07g/kg，叠加现状值后的预测值为  $**\text{g/kg}$ 。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

## 5.2.6 运营期生态环境影响分析

运营期不新增占地，临时占地正在进行自然恢复。随着施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复。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，但是由于中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部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。

## 5.2.7 温室气体影响分析

温室气体排放会加剧温室效应，导致气候异常、破坏生态环境，进而影响农、林、牧、渔等方方面面，对人类生存环境造成威胁。本工程涉及温室气体排放环节为原油开采过程中  $\text{CH}_4$  排放和净购入电力隐含的  $\text{CO}_2$  排放。项目运营期在工艺技术、

节能设备及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目 CO<sub>2</sub> 排放强度相对较低，温室气体排放对环境的影响不大。

### 5.3 退役期影响分析

退役期内，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，大气污染物、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

退役期的清理工作包括井口装置、计量撬、集中拉油站设备设施。拉油罐、地面管线等地面设施拆除、井筒用水泥灌注封井、设水泥标桩、井场清理、埋地管线封堵等。项目封井水泥全部由混凝土供应商提供，现场不设置搅拌点。拉油罐及伴生气回收装置由建设单位回收利用，拆除的地面管线外运经清洗后可回收再利用；退役过程中会产生少量的施工扬尘、施工机械及施工车辆尾气、噪声、建筑垃圾、清罐底泥、管线吹扫废水，拆除设施、地面清理时禁止在大风天气进行，施工车辆机械采用符合国家标准的油品，施工车辆低速慢行，选用低噪声施工设备，建筑垃圾运至当地建筑垃圾填埋场处理，管线吹扫废水收集后送至风城 2 号稠油处理站采出水处理系统处理，清罐底泥集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

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。

### 5.4 环境风险分析

#### 5.4.1 评价依据

本项目涉及的风险物质为原油、伴生气。风险单元为单井采油管线、集油支线、集中拉油站拉油罐，则危险物质与临界量的比值（Q 值）计算结果详见表 2.7-1。根据该表计算结果可知，Q=0.7198，小于 1，判断风险潜势为 I。根据《建设项目

环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)相关要求,本次评价仅对可能存在的环境风险进行简单分析。

#### 5.4.2 环境敏感目标

简单分析不设评价范围,项目区周围无环境风险敏感目标。

#### 5.4.3 环境风险识别

##### (1) 物质危险性识别

危险物质主要为原油、伴生气,原油和伴生气的主要物化、毒理性质、危险等级划分见表5.4-1。

表 5.4-1 原油、伴生气的理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
1	原油	由各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾,吸入大量可引起危害:有刺激和麻痹作用,吸入急性中毒者有上呼吸道刺激征状。流泪,随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	热值: 41870KJ/kg 火焰温度: 1100℃ 沸点: 300℃~325℃ 闪点: 23.5℃ 爆炸极限 1.1%~6.4% (v) 自然燃点 380℃~530℃	属于高闪点液体
2	伴生气	多种可燃性气体的总称,主要成分包括甲烷、乙烷等	天然气中含有的甲烷,是一种无毒气体,当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难,进而失去知觉、昏迷甚至残废	热值: 50009KJ/kg 爆炸极限 5%~14% (v) 自然燃点 482℃~632℃	属于 5.1 类易燃气体

##### (2) 生产设施危险性识别

可能发生风险事故的单元为井场。

##### ①井漏、井喷事故

单井井场主要发生的风险事故为井漏、井喷。井漏主要由于生产井固井质量不好,井下作业时可能引发油水窜层,污染地下水。井喷主要是在井下作业中发生的事故。本项目在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵,均可能发生井喷事故。发生井喷事故时,天然气、原油和地层水一同冲出井口,很容易发生爆炸和火灾事故。

##### ②管线危险性识别

单井采油管线因管线本身的设计、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、伴生气泄漏，对周围土壤环境、地下水环境和大气环境造成直接污染。

#### ③酸化液、压裂液泄漏事故识别

井下作业时，酸化液及压裂液配置完成后由罐车拉运至井场，罐体可能因腐蚀过薄甚至穿孔、焊缝开裂、密封损坏、附件失灵等原因造成酸化液和压裂液泄漏。

#### ④拉油罐危险性识别

拉油罐在设计、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。发生的事故主要为拉油罐发生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。

#### ⑤油气运输风险识别

项目采出液由罐车拉运至改造后的风城二号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置。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。

### （3）风险类型识别

环境风险类型主要为原油、伴生气（CNG）泄漏，火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

#### （4）危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

运营期井场、伴生气回收装置设备、管线、拉油罐发生破损造成原油和伴生气发生泄漏，CNG 槽车发生破损造成 CNG 泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

## 5.4.4 环境风险分析

原油、伴生气发生泄漏后，可能对周围土壤环境、大气环境、地下水环境产生一定的影响，具体影响分析如下：

## （1）井喷事故环境影响分析

### ①对土壤环境影响分析

井喷是油田开发过程中的意外事故，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严重的污染。井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围主要集中在 200m×200m 范围内，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、水环境产生一定影响，尤其对耕地中的土壤产生一定的影响。井场进行了分区防渗，井口采取重点防渗，一旦发生事故，可减缓对地表土壤环境的影响。

### ②对水环境影响分析

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，喷出的液量较大，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 200m 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喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从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，对地下水体的影响概率不大，及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

### ③对植被、农田的影响分析

井喷发生时，原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围农田及植物产生影响，井场周围半径 200m 范围内的农田及植被全部由于石油类污染而使其呼吸受阻，不能进行正常光合作用而死亡；原油进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构，影响到土壤的生物功能，进而造成生长其上的植物和土壤动物的死亡，这种影响会导致污染地段多年无法生长植物或长势减弱，甚至使这一区域变为裸地。由于这一影响使土

壤结构受石油类污染而发生变化，因此，被污染区域的植被不易恢复。若井喷时发生火灾，结果将使燃烧范围内的植被全部死亡。必须采取严格有效的风险防范措施，防止、降低井喷事故风险发生。

## （2）管线、设备泄漏事故影响分析

### ①对土壤的影响分析

井场内设备和管线发生泄漏后相当于向土壤中直接注入油品，油品渗入土壤孔隙，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，进而影响荒漠植被的生长（尤其是对农田农作物的影响），并可影响局部的生态环境。根据类比调查结果可知，油品泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及黏重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小，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）。根据非正常工况下土壤环境影响分析结果可知，井场内设备和管线等事故发生后及时采取措施并将受污染的土壤清理，不会对土壤环境产生明显不利影响。

### ②对植被的影响

原油泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏油品直接黏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；三是泄漏的油品中的轻组分挥发，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。

### ③对地下水环境的影响

井场内设备和管线发生泄漏后，泄漏的油品下渗，进而导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时发现、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，加强检修力度，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，交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置，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：土壤尽管颗粒较粗、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 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90% 以上的泄漏原油。

根据事故状态下对地下的预测可知，拉油罐发生泄漏后 100d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 31m 和 157m。项目区土壤在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 30cm，承压水顶板埋深在 10~20m 以下，泄漏的原油进入地下水的概率很小，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。

#### ④对大气环境的影响分析

管线埋地敷设，管线发生泄漏后，油气很难透过土壤扩散到大气环境中，泄漏物对大气环境影响较小；井场内设备、拉油罐、罐车等发生泄漏事故后，油气进入环境空气，其中的 NMHC 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。由于项目区周围无大气环境敏感目标，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。

#### ⑤泄漏事故对天然林的影响分析

输气管线发生破裂后可能对沿线的天然林产生一定的影响，输气管线发生泄漏后若遇明火，发生火灾、爆炸等事故后可能对周围天然林中的植被产生影响，项目内禁止烟火，发生泄漏事故后及时处理，不会对周围天然林产生明显不利影响。

### （3）采出液拉运过程中的环境风险分析

采出液由罐车拉运至改造后的风城二号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装处理，因车辆、储罐设计、操作、管理等环节存在缺陷使原油发生泄漏，对周围环境产生一定的影响。装车前检查运输车辆、储罐，确保车况良好、罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出；罐车司机驾驶技术娴熟，发生交通事故的概率较低；日常加强日常管理和维护，发生泄漏事故的概率很小。一旦发生泄漏事故，及时采取相应的措施，不会对周围环境产生明显影响。

## 6 环境保护措施及其可行性论证

### 6.1 施工期环境保护措施及其可行性论证

#### 6.1.1 施工期大气污染防治措施

(1) 合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。运输车辆应加盖篷布，不能超载过量；严禁车辆在行驶中沿途振漏建筑材料及建筑废料。

(2) 粉状材料及临时土方等在施工区堆放应采取覆盖防尘布，采用覆盖措施时，在非作业情况下覆盖率须达到 100%。逸散性材料运输采用苫布遮盖。

(3) 优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方的作业。严禁在大风天气进行土方作业。

(4) 施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

(5) 加强对施工人员的环保教育，提高全体施工人员的环保意识，坚持文明施工、科学施工，减少施工期的大气污染。

(6) 运输车辆及施工机械采用符合国家标准的油品，定期对施工机械及运输车辆保养维护。

(7) 管线焊接时，使用国家合格的焊条产品。

(8) 使用高质量柴油机、柴油发电机和符合国家标准的柴油，并定期对设备进行保养维护。

(9) 柴油储罐采用固定顶罐，井场内柴油罐容积为  $30\text{m}^3$ ，小于  $75\text{m}^3$ ，且柴油真实蒸气压小于  $27.6\text{kPa}$ ，按照《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中要求可不采取油罐烃蒸气回收措施。施工期应加强储罐的检修和维护，柴油储罐罐体应保持完好，不应有孔洞；储罐附件开口（孔），除采样、计量和例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；定期监测呼吸阀的定压是否符合设定要求。

(10) 水基钻井岩屑和油基钻井岩屑暂存于罐中，及时转运。

#### 6.1.2 施工期废水污染防治措施

(1) 管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘。

(2) 混凝土养护废水污染物为悬浮物，用于项目区洒水抑尘。

(3) 废压裂液由罐车拉运至风城 2 号稠油处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022) 相关要求回注地层，不外排。

(4) 施工期间钻井井场分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。

分区防渗情况详见表 6.1-1 和图 6.1-1。

表 6.1-1 项目分区防渗表

时期	防渗分区	生产单元	防渗性能要求
钻井井场	一般防渗区	化工爬犁、材料爬犁、材料房	等效黏土防渗层 $MB \geq 1.5m$ , $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$
	重点防渗区	净化罐、油水罐区、废料场、钻井液用房、发电房、废料场、不落地系统、岩屑储罐区、钻井井口、危险废物贮存点	铺设 2mm 厚的 HDPE 防渗膜（渗透系数不大于 $10^{-10} cm/s$ ）或者采取铺设渗透系数不大于 $10^{-10} cm/s$ 、至少 2mm 厚的其他人工材料的防渗措施
	简单防渗区	套装水罐区、地质房、录井房、值班房、远控台、远控台、消防房、管线盒、过桥、配电房、钳工房	一般地面硬化

建设单位应监督施工单位严格按照表 6.1-1 的分区防渗要求执行，以确保防渗措施的落实和有效性。

(6) 钻井时采用套管与地层隔离、并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层。

(7) 本项目钻井过程中采用下套管注水泥固井的完井方式进行水泥固井，将含水层与井筒分隔开，一开、二开和三开环空水泥浆均返至地面，对含水层进行了固封处理，同时严格要求套管下入深度、确保固井质量等措施，可有效控制钻井液在含水层中的漏失。钻井时严格落实套管下入深度合格和固井质量合格，同时定期检查固井质量，发现固井质量不合格应及时采取措施，保证固井质量合格，可有效防止地下水污染。

(8) 对产生的压裂返排液、水基钻井岩屑、油基钻井岩屑、沾油废防渗材料、废润滑油及废润滑油桶严格管理，禁止乱排。

图 6.1-1 钻井期井场分区防渗示意图

(9) 本项目部署的采油井设计、建造和改造应满足 SY/T 6596-2016 中的相关要求，以满足采油井的完整性。具体如下：

①油井套管技术状况合格，按《套管柱试压规范》(SY/T5467-2007)的要求进行套管试压。

②表层套管、技术套管、生产套管固井水泥应返至地面，固井质量合格。

③井口装置结构完整、密封良好，压力级别满足要求，材质满足防腐要求。

### 6.1.3 施工期噪声污染防治措施

(1) 在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减振措施。

(2) 加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

采取以上措施后，施工边界噪声符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》(B12523-2011)中的相关要求。

### 6.1.4 施工期固体废物防治措施

## （1）钻井岩屑

### ①不落地系统

水基岩屑和油基岩屑均经不落地系统进行固液分离，分离出的液相回用于钻井液配置，固相即为水基钻井岩屑和油基钻井岩屑，分离出的水基钻井岩屑属于一般工业固体废物，固体废物代码为 071-001-S12，进专用储罐暂存，委托岩屑处置单位直接拉运处置。分离出的油基钻井岩屑属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-002-08）交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置。不落地系统由振动筛、除砂器、除泥器、离心机、甩干机等设备组成。

### 不落地设备

### 大颗粒筛分器

### ②水基钻井岩屑

一开和二开采用水基钻井液，钻井时井筒返排的钻井液及岩屑经不落地设备分离，分离出的液相回用于钻井液配置，分离出的水基钻井岩屑进专用储罐暂存，委托岩屑处置单位直接拉运处置，处置后的岩屑中各污染物均满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后可进行综合利用，主要用于铺设油田生产的各种内部道路、铺垫井场等。水基钻井岩屑处理工艺流程如图 6.1-2 所示。

图 6.1-2 水基钻井岩屑处理工艺流程图

本次评价采用新疆油田某井的水基钻井岩屑监测数据（见表 6.1-2）来说明水基钻井岩屑处置的可行性和合理性。

表 6.1-2 水基钻井岩屑检测结果

检测项	单位	某井检测值		标准限值	判定结果
		一开、二开	三开		
pH	无量纲	7.31	7.53	2.0~12.5	达标
六价铬	mg/kg	<2.0	9.40	≤13	达标
铜	mg/kg	51.9	89.2	≤600	达标
锌	mg/kg	15.9	26.0	≤1500	达标
镍	mg/kg	41.3	27.5	≤150	达标
铅	mg/kg	1.8	1.5	≤600	达标
镉	mg/kg	0.1	<0.1	≤20	达标
砷	mg/kg	0.00687	0.00783	≤80	达标
苯并[a]芘	mg/kg	0.318	0.293	≤0.7	达标
含油率	%	0.003	0.003	≤2	达标
含水率	%	2	3	≤60	达标
化学需氧量	mg/L	131	132	≤150	达标

由表 6.1-2 可知，水基钻井岩屑中的各项检测项目均满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）限值要求。

### ③油基钻井岩屑

三开采用油基钻井液，钻井时井筒返排的钻井液及岩屑经不落地设备进行初步分

离，液相回用于钻井液配置；固相再由甩干机进行第一次固液分离，然后由离心机对甩干机排出的液体进行第二次固液分离，从而实现深度分离，分离出的液相回用于钻井液配置，分离出的固相（即油基钻井岩屑）属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-002-08），采用专用储罐进行收集，待储罐盛满后委托具有相应危废处置资质的单位进行处置。油基钻井岩屑处理工艺流程如图 6.1-3 所示。

图 6.1-3 油基钻井岩屑处理工艺流程图

油基钻井岩屑临时贮存在专用储罐内，储罐底部铺设防渗膜，油基钻井岩屑在井场临时贮存应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求。

#### （2）废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料

施工期产生的废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

#### （3）建筑垃圾

建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。施工单位应严格按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求对建筑垃圾进行妥善处置，具体措施如下：

①编制建筑垃圾处理方案，采取污染防治措施，并报相关人民政府环境卫生主管部门备案。

②及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾等固体废物，并按照当地环境卫生主管部门的规定进行利用或者处置。施工建筑垃圾中的一部分如建筑废模块、建筑

材料下角料、废管材、断残钢筋头等可以回收利用的优先回收利用；另一部分无法回收利用的，施工单位集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理。

③不得擅自倾倒、抛撒或者堆放工程施工过程中产生的建筑垃圾，做到及时处置，避免占用土地对城市景观造成不良影响。

（4）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。

（5）施工结束后，站场废物全部进行清理，对可回收物优先回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

（6）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，不产生集中弃土。

（7）危险废物环境管理要求

油基岩屑、废润滑油、废润滑油桶和沾油的废防渗材料按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中的危险废物环境管理要求进行管理，具体如下：

①落实污染防治责任制度，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）、《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）等有关规定，对危险废物的容器和收集、贮存、危险废物的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《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）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。

（8）管线施工过程中会产生少量的焊接废渣，在每个焊接作业点配备铁桶或纸箱，焊接废渣直接放入容器中，施工结束后集中回收处置。

### 6.1.5 施工期土壤污染防治措施

(1) 严格控制施工区占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(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) 表层土壤集中堆放，用于临时占地植被的恢复；管沟开挖，做到土壤的分层堆放，分类回填，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。

### 6.1.6 施工期生态环境保护措施

(1) 避让措施：合理规划永久占地和临时占地，在保证正常施工和安全的前提下，严格控制临时占地面积，减少工程占地面积。输电线路、单井采油管线、集油支线和输气管线选线及井场、计量撬和集中拉油站选址过程中在满足设计需求的前提下，尽量避开植被密集区域；合理布置井场、计量撬和集中拉油站内各设备；施工过程中尽量避免破坏野生植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(2) 保护措施：施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

(3) 对井场、站场等永久占地采用砾石铺垫等地面硬化处理。

(4) 管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，特别是表层土壤分层堆放，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失；土石方不得随意堆放，应集中堆置于管沟一侧，且不影响施工安全的距离内，施工完毕后全部用于回填并分层压实。严格控制施工作业带宽度，根据管径的大小尽可能少占地，单井采油管线施工作业带宽度不超过 8m，集油支线和输气管线施工作业带宽度不超过 10m。

(5) 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。

(6) 对油田内的道路合理规划, 道路严格控制施工作业带(开挖)面积, 道路施工作业带宽度不得超过4.5m。选线在满足设计需求的前提下, 尽量避开植被密集区域。

(6) 恢复措施: 施工结束后, 及时对施工场地进行平整, 做到“工完、料净、场地清”, 以便后期植被自然恢复; 尽量利用施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖, 覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定; 采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复。施工为分段施工, 建议“边施工、边修复”。

(7) 补偿措施: 建设单位应按照《中华人民共和国土地管理法》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》和新疆生产建设兵团财政局、林业局《关于调整兵团森林植被恢复费征收标准等有关问题的通知》中的有关规定, 依法办理占地手续, 足额缴纳生态补偿费。因项目占地造成的植被损失应按规定进行经济补偿, 专款用于植被恢复。本工程经济补偿费用由建设单位按规定向林业主管部门缴纳, 具体补种及植被恢复由林业主管部门负责实施。

#### (8) 环境管理措施

①确保各环保设施正常运行, 避免各种污染物对土壤环境的影响, 并进一步影响其上部生长的荒漠植被; 避免强噪声环境的出现, 避免对野生动物的惊扰。

②加强对施工人员和职工的教育, 强化保护野生动植物的观念, 严禁捕杀任何野生动物。

③加强施工期环境监理, 监理的重点内容: 站场改造、管线等工程施工情况、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。

### 6.1.7 水土流失防治措施

(1) 严格控制各项工程作业面积, 施工范围采取彩条旗限界措施, 控制施工边界减少扰动地表面积; 严禁毁坏占地范围外的自然植被。

(2) 采油井场、计量撬和集中拉油站永久占地范围内采用砾石铺垫, 管线管沟开挖时产生的临时土方临时堆放管沟旁, 采用防尘布(或网)进行苫盖。

(3) 严格控制和管理运输车辆的运行范围，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

(4) 建设单位自行或委托有资质的单位编制水土保持方案，并报相关部门审批；并根据相关技术规范进行水土保持监测，并将监测情况定期上报当地水行政主管部门。

(5) 管沟开挖土方全部回填，管沟回填应分层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

(6) 工程主管部门积极主动，加强水土保持管理，对工作人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，不随意乱采乱挖沿线植被。

(7) 施工区域设置水土保持宣传警示牌，切实提高保护生态环境的意识。

(8) 优化施工组织，避免大风、雨天气下施工，特别是转输管线管沟开挖和回填作业；合理安排施工进度与时序，缩小裸露面积和减少裸露时间，减少施工过程中因降水和风等水土流失影响因素可能产生的水土流失。

(9) 管线施工作业结束后，对现场进行回填平整，并尽可能覆土压实，以防水土流失。

#### 6.1.8 防沙治沙措施

建设单位应严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》《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）中有关规定，执行以下防沙治沙防治措施：

(1) 大力宣传《中华人民共和国防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。

(2) 施工结束后对占地进行平整，清运现场遗留的污染物，按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿。

(3) 严格控制各项工程作业面积，井场和站场永久占地范围内用砾石铺垫，所有车辆尽量走统一车辙，避免加行开辟新路，以减少风沙活动。

(4) 加强对野生植物的保护，尽量减少对梭梭、白梭梭等优良固沙植被的破

坏；加强运营期管理，严禁随意开设巡检道路，防止因人为扰动而加剧项目区沙化程度。

（6）优化施工组织，避免在大风天气进行土方作业。管线开挖的土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，挖方全部回填，管廊上方土方平整压实；管线施工产生的临时堆土采用防尘网苫盖。

（7）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。

## 6.2 运营期环境保护措施

### 6.2.1 运营期大气污染防治措施

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中的相关要求，针对废气提出如下防治措施：

（1）选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场各设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏、漏现象的发生。

（2）本次新建拉油罐容积为  $500\text{m}^3$ ，大于  $75\text{m}^3$ ，且真实蒸气压为  $40.17\text{kPa}$ ， $27.6\text{kPa} \leq 40.17\text{kPa} \leq 66.7$  小于  $\text{kPa}$ ，拉油罐采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率为 90%，符合标准 GB39728—2020 中重点地区企业原油储存表 3 规定的特别控制要求。

固定顶罐罐体应保持完好，不应有孔洞；储罐附件开口（孔），除采样、计量和例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；定期监测呼吸阀的定压是否符合设定要求。

（3）采出液装载采用底部装载或顶部浸没式装载方式，采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐底部高度应小于  $200\text{m}$ ；拉运装车过程中对拉油罐、罐车采用气相平衡系统，使拉油罐、罐车储罐形成闭路循环，减少拉油罐及装车时产生的无组织废气。

（4）集中拉油站生产分离器分离出的伴生气全部经风南 4 转油站站外已建 CNG 回收装置处理。

(5) 建设单位应建立台账，记录 VOCs 原辅材料及含 VOCs 产品的名称、使用量、回收量、去向及 VOCs 含量等信息，台账保存期限不少于 3 年；载有 VOCs 物料的设备及其管道在开停工、检维修和清洗时，应在退料阶段将残存物料退净，并用密闭容器盛装。

在采取上述措施后，井场、计量撬和集中拉油站厂界无组织非甲烷总烃排放浓度满足《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（边界非甲烷总烃浓度不应超过  $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

### 6.2.2 运营期废水污染防治措施

#### (1) 废水处理方案

①洗井废水、井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）由罐车拉运至风城 2 号稠油处理站采出水处理系统处理。

②对洗井废水、井下作业废液转移车辆全程 GPS 定位，并保存相关影像资料。井下作业过程需建立完善的运行台账，严禁废水随意倾倒。

#### (2) 地下水污染防治措施

①采取源头控制措施，使用先进、成熟、可靠的工艺技术，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定期做好站场和井场内设备、阀门、管线等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，防止“跑、冒、滴、漏”的发生。参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》(GB/T17745-2011) 中的要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

#### ③分区防渗

项目主要污染物为石油类，根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》(HJ610-2016) 中表 5 污染控制难易程度分级参照表、表 6 天然包气带防污性能分级参照表、表 7 地下水污染防渗分区参照表，将采油井场井口处、计量撬、集中拉油站拉油罐处划为重点防渗区，其余区域为一般防渗区，井口处井下作业时防渗措

施主要为铺设防渗膜，计量橇和集中拉油罐区防渗措施参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中对储罐的防渗要求：具体为储罐采用承台式罐基础，承台及承台以上环墙应采用抗渗混凝土，抗渗等级不应低于 P6；承台及承台以上环墙内表面涂刷聚合物水泥等柔性防水涂料，厚度不应小于 1.0mm；承台顶面应找坡，由中心坡向四周，坡度不宜小于 0.3%；重点防渗区的防渗性能不应低于 6m 厚渗透系数为  $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$  的黏土层的防渗性能。一般防渗区防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为  $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$  的黏土层的防渗性能。

#### ④污染监控

按照《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）中的相关规定并结合工程实际情况，地下水跟踪监测点数量应不少于 3 个，建设单位利用环境质量现状监测点位中的 W1、W4 和 W5 地下水监测井作为跟踪监测井，监测点的坐标、水位与项目区的位置关系见 4.3.2 水环境质量现状调查与评价中的表 4.3-4，监测因子主要为 pH、石油类、砷、六价铬，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准。

对跟踪监测点监测结果应按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。

#### ⑤应急响应

针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，成立应急指挥中心，负责编制应急方案，组建应急队伍，组织实施演习，协调各级、各专业应急力量支援行动。

(3) 井筒完整性管理应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用标准》（GB/T17745-2011）相关要求对井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

### 6.2.3 运营期噪声污染防治措施

- (1) 尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。
- (2) 定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

(3) 合理布局使各产噪设备尽可能位于站场中心。

(4) 加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，井场、计量橇和集中拉油站厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类声功能区环境噪声限值要求。

#### 6.2.4 运营期固体废物污染防治措施

(1) 固体废物主要为清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料。清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗膜属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物。中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部已与克拉玛依市博达生态环保科技有限责任公司签订了危险废物处置协议，产生的危险废物可得到妥善处置。

(2) 清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料的收集、贮存、运输须符合《危险废物收集 贮存 运输 技术规范》（HJ2025-2012）、《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》（生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号）要求，相关资料存档备查。具体如下：

##### ①危废收集过程污染防治措施

在危险废物收集过程中应采取以下防治措施：

※危险废物的收集应根据危险废物产生的工艺特征、排放周期、危险废物特性、废物管理计划等因素制定收集计划。收集计划应包括收集任务概述、收集目标及原则、危险废物特性评估、危险废物收集量估算、收集作业范围和方法、收集设备与包装容器、安全生产与个人防护、工程防护与事故应急、进度安排与组织管理等。

※危险废物的收集应制定详细的操作规程，内容至少应包括适用范围、操作程序和方法、专用设备和工具、转移和交接、安全保障和应急防护等。

※危险废物收集和转运作业人员应根据工作需要配备必要的个人防护装备，如手套、防护镜、防护服、防毒面具或口罩等。

※在危险废物的收集和转运过程中，应采取相应的安全防护和污染防治措施，包括防爆、防火、防中毒、防感染、防泄漏、防飞扬、防雨或其他防止污染环境的措施。

※危险废物收集时应根据危险废物的种类、数量、危险特性、物理形态、运输要求等因素确定包装形式，具体包装应符合如下要求：各类危险废物使用符合标准的容器盛装，装载危险废物的容器及材质要满足相应的强度要求，容器必须完好无损，材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）；性质类似的废物可收集到同一容器中，性质不相容的危险废物不应混合包装；危险废物包装应能有效隔断危险废物迁移扩散途径，并达到防渗、防漏要求；容器上必须粘贴符合标准的标签，标签信息填写完整翔实；盛装危废后的废包装桶及时转运至处置场所进行处置；盛装过危险废物的包装袋或包装容器破损后应按危险废物进行管理和处置；在危险废物的收集和转运过程中，应采取相应的安全防护和污染防治措施，包括防爆、防火、防中毒、防感染、防泄漏、防飞扬、防雨等其他防治污染环境的措施。

②危险废物的收集作业应满足如下要求：设置作业界限标志和警示牌；收集时应配备必要的收集工具和包装物，以及必要的应急监测设备及应急装备；收集时应填写记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存；收集结束后应清理和恢复收集作业区域，确保作业区域环境整洁安全；收集过危险废物的容器、设备、场所及其他物品转作他用时，应消除污染，确保使用安全。

### ③危险废物贮存污染防治措施

本项目产生的危险废物临时贮存在中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部现有危险废物集中暂存场，该危险废物集中暂存场满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求，危险废物暂存间运营管理要求：危险废物存入危险废物暂存场前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入；应定期检查危险废物暂存场状况，及时清理暂存场地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好；作业设备及车辆等结束作业离开危险废物暂存场时，应对其残留的危险废物进行清理，清理的废物或清洗废水应收集处理；贮存设施运行期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

### ④危险废物的运输

危险废物运输应由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组

织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质；危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通运输部令[2005 年]第 9 号）、JT617 以及 JT618 执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照 GB18597 附录 A 设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按 GB13392 设置车辆标志；危险废物运输时的中转、装卸过程应遵守如下技术要求：卸载区的工作人员应熟悉废物的危险特性，并配备适当的个人防护装备，装卸剧毒废物应配备特殊的防护装备；卸载区应配备必要的消防设备和设施，并设置明显的指示标志；危险废物装卸区应设置隔离设施，液态废物卸载区应设置收集槽和缓冲罐。

（3）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设置危险废物识别标志。

（4）中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部已按照年度建立了完善的危险废物管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照既定计划进行危险废物管理。

（5）中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部已建立了污染环境防治责任制度，建立了危险废物产生、收集、贮存、处置等全过程的污染环境防治责任制度；

（6）中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部已按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》有关要求制定，按年度建立了完善的危险废物管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照既定计划进行危险废物管理。

（7）运营单位应建立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》（生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号）的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

（8）运营单位应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。

（9）建设单位应与有相应危险废物处理资质的单位签订处置协议，协议中要

约定处置方应依法合规处置危险废物，处置完毕后报告委托方。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则。

### 6.2.5 运营期土壤污染防治措施

#### （1）源头控制

洗井废水、井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）由罐车拉运至风城 2 号稠油处理站采出水处理系统处理；各类危险废物集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；产生的各类废物均可得到妥善处置，从源头减少了污染物的产生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式；选用耐腐蚀性能、抗老化性能、耐热性能、抗冻性能及耐磨性能好的设备防止设备腐蚀穿孔，降低新增环境风险事故的发生概率。

#### （2）防渗措施

防渗措施见“6.2.2 运营期废水污染防治措施”章节。

#### （3）定期开展土壤跟踪监测并制定监测计划。

### 6.2.6 运营期生态环境保护措施

（1）定期巡查井场、计量撬和集中拉油站、单井采油管线等进行巡检，严防跑、冒、滴、漏，避免泄漏油品污染周围生态环境。

（2）日常巡检时应控制车速，减少对野生动物的惊扰。

（3）加强管理，确保各项环保措施落实；加强作业人员宣传教育工作，严禁捕杀野生动物，在道路边和井区内，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等环境保护警示牌。

（4）永久占地采取砾石覆盖，减少风蚀量。

（5）提高车辆拉运驾驶人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规。

（6）地表要及时进行植被恢复工作，防止水土流失。管道维修二次开挖回填时，尽量按原有土壤层次进行回填。

（7）巡检车辆和罐车严格按照现有和本次新建巡检道路行驶，不得随意乱碾

乱压。

(8) 集油支线和输气管线上方设置标志，以防止附近的各类施工活动对管线的破坏；定期检查管线，如发现管线刺漏，需采取补救措施，并对受浸染土壤回收处理。

### 6.3 温室气体管控措施

(1) 配电网设置了无功补偿装置，线路功率因数不低于 0.85，站区功率因数不低于 0.95，合理确定供配电线路导线和电缆的截面，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

(2) 加强各设备、阀门、法兰、管线、拉油罐罐体及与罐体连接的管线等部件等巡检、维护。定期对采油井场、计量撬和集中拉油站存在故障的阀门、法兰等部件进行及时更换，减少无组织非甲烷总烃的泄漏；管道采用良好的保温措施，减少热量的损失。

(3) 选用高效节能设备；选用能效 2 级的变压器；机泵采用变频控制，降低能耗。

### 6.4 环境风险事故防范措施

#### 6.4.1 施工期环境风险防范措施

##### (1) 管理措施

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/SY 1002.1-2013）；《健康、安全与环境管理体系 第 2 部分：实施指南》（Q/SY 1002.2-2014）；《健康、安全与环境管理体系 第 3 部分：审核指南》（Q/SY 1002.3-2015）；《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。本项目按照二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）井喷失控风险防范措施

①钻井工程中确保钻井液密度及其它性能符合设计要求，并按设计要求储备压井液、加重剂、堵漏材料和其他处理剂，储备加重钻井液定期循环处理，防止沉淀；准备一根防喷单根或防喷立柱（上端接旋塞），防喷单根（防喷立柱）在提下钻铤前，应置于坡道或便于快速取用的位置；各岗位必须按分工规定，对井控装置进行维护、保养、检查，保证井控装置及工具灵活好用，始终处于待命状态；落实溢流监测岗位、关井操作岗和钻井队干部 24h 值班制度；严格执行钻开油气层前的申报、审批制度以及程序。

②钻进油藏后：落实专人坐岗观察井口和循环池液面变化，发现溢流立即关井，加强溢流预兆显示的观察，及时发现溢流。坐岗人员发现溢流、井漏及气体显示等异常情况，应立即报告司钻；钻开气层后，每次起下钻（活动时间间隔超过 5d）对闸板防喷器及手动锁紧装置开关活动一次，定期对井控装置进行试压；起钻杆时每 3~5 柱向环空灌满钻井液，起钻铤要连续灌浆，做好记录、校对，若灌入钻井液量大于或小于灌入量，均应停止起钻作业，进行观察。如有溢流，应及时关井。如有井漏，应及时采取相应措施。起完钻要及时下钻，检修设备时应保持井内有一定数量的钻具，并安排专人观察出口罐钻井液返出情况。严禁在空井情况下检修设备；钻开油气层后，所有车辆应停放在距井口 30m 以外，必须进入距井口 30m 以内的车辆，应安装阻火器，车头朝外停放。

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置资质单位转运、处理。

④溢流处理和压井措施：最大允许关井套压不得超过井口装置额定工作压力、套管抗内压强度的 80%和薄弱地层破裂压力所允许关井套压三者中的最小值。在允许关井套压内严禁放喷。在等候加重材料或加重过程中，视情况间隔一段时间向井内灌注加重钻井液，同时用节流管汇控制回压，保持井底压力要略大于地层压力，

排放井口附近含气钻井液。若等候时间长,应及时实施司钻法第一时间排除溢流,防止井口压力过高。空井溢流关井后,根据溢流的严重程度,可采用强行下钻分段压井法、置换法、压回法等方法进行处置。

⑤测井、固井、完井等作业时,要严格执行安全操作规程和井控措施,避免发生井下复杂情况和井喷失控事故。

⑥一旦发生井喷突发事件,应立即启动相应的环境突发事件专项应急预案,立即关闭井口切断污染源,根据需要建设应急放喷池(20m×10m),控制原油污染面积,对放喷液进行集中收集处理。同时及时通知可能受影响的人员进行疏散;切断一切可能扩大污染范围的环节,严防污染区域的扩大。采取围、堵等措施限制固体废弃物和溢油扩散范围;将溢油最大限度地回收,对少量确实无法回收的油,采用铲除油泥层等有效方法,以降低残油对生态环境的污染程度;迅速布点监测,在第一时间确定污染物种类和浓度,出具监测数据,评估污染物转移、扩散速率;对污染状况进行跟踪调查,根据监测数据分析,预测污染迁移强度、速度和影响范围,及时调整对策。

### (3) 储罐泄漏防范措施

①选用质量、防腐措施合格的储罐。安装过程中焊接要经过100%的探伤,安装时应选择刚性不燃的坚固基础作为罐体基础。储罐在投用前,必须严格按照《压力容器安全技术监察规程》进行强度和气密性试验。

②储罐区应严格用火管理,采用有效的避雷装置和接地装置等防止雷电的措施。

③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。

④井场各类储罐,特别是油类物质及危险废物储罐底部均应铺设符合要求的防渗材料,一旦发生泄漏须及时发现并采取有效的堵漏措施,同时对产生的落地油集中收集,不在井场贮存,直接交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、转运和处置;加强储罐运输环节的管理,避免出现储罐泄漏风险事故发生。

### ⑤加强消防安全管理

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。

#### （4）井漏防范措施

①建立、健全各项安全管理制度以及配套的工艺、设备安全操作规程并严格执行，确保施工质量，防漏、防窜，做好防腐工作。

②操作人员应密切注意设备运行状况，发现管件破裂刺漏等问题及时处理；作业现场应配备消防设备以备应急救援。

③严格要求套管下入深度、确保固井质量。

④工程施工单位需具备相应资质，加强对施工现场的安全组织管理和监督。

#### （5）硫化氢防范措施

①在钻井和储层改造过程中配备便携式硫化氢检测仪，做好硫化氢监测预警工作，并制定防硫化氢应急预案。当监测到硫化氢浓度大于  $75\text{mg}/\text{m}^3$ （50ppm）时，按照含硫油气井作业规程执行。

②钻井期在作业现场显著位置设置 5 处风向标；试油期设置 2 处风向标，并在不同方向上划定 2 个紧急集合点，并规划撤离路线，发生紧急情况时向上风向撤离。

#### （6）物料运输环境风险防范措施

加强各类储罐运输环节的管理，避免出现储罐泄漏风险事故发生。危险废物在储存、转移、处理过程中应严格执行《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号）并制定内部转移、转运制度。确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

#### （7）环境风险应急预案

钻井施工队应制定《井喷及井喷失控应急预案》，主要包括针对井喷失控的应急监测、抢险、救援、疏散及消除、减缓、控制技术方法和设施等相关内容。应急演练应定期开展，通过演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力，同时加强抢险应急设备的维护保养，检查是否备足所需应急材料。

### 6.4.2 井下作业及井喷事故防范措施

（1）井场井控严格执行《新疆油田钻井井控实施细则》，防止井喷、井喷失控和井喷着火，设计、施工和生产各单位严格遵守《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）、《石油化工企业设计防火规范》（GB 50160-2008）、《石油和天然

气钻井、开发、储运防火防爆安全生产管理规定》(SY/T5225-2019)

(2) 设置专职安全环保管理人员, 设计、生产中采取有效的预防措施, 在生产中采取有效预防措施, 严格遵守钻井的安全规定, 在井口安装防喷器和控制装置, 杜绝井喷的发生。

(3) 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。

(4) 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, 井场安装探照灯, 以备井喷时钻台照明。

(5) 在井架、井场路口等处设风向标, 发生事故时人员迅速向上风向疏散。

(6) 按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其他消防器材。井场设置明显的禁止烟火标志。

井下作业时要求带罐操作, 最大限度避免落地油产生, 而泄漏物料和落地原油应及时回收、妥善处置。

(7) 一旦发生井喷, 绝大多数井都通过防喷器关闭, 再采取压井措施控制井喷; 最后还可采用向事故井打定位斜井等方法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, 泄漏的落地油 100% 进行回收, 收集的废油运至风城 2 号稠油处理站采出水处理系统处理。受污染的土壤需进行换填, 交由具有相应危险废物处置资质单位收集、转运、处置。

(8) 硫化氢防范措施: 井下作业时应至少配备 1 套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、坐岗房、防喷器液控房等处设立风向标(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。

#### 6.4.3 井场及站场环境风险事故防范措施

(1) 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; 将全场内的明火点控制到最小, 并布置在油气生产区场地边缘部位。

(2) 按规定配置齐全各类消防设施, 并定期进行检查, 保持有效性及完好可用。

(3) 加强设计单位相互间的配合，做好衔接，减少设计失误；井场内的装置区等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

(4) 加强对职工的教育培训，实行上岗证制度，增强职工风险意识，提高事故自救能力，制定和强化各种安全管理、安全生产的规程，减少人为风险事故（如误操作）的发生。

(5) 井场、计量撬和集中拉油站设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(6) 井下作业时采用防渗膜铺垫井场，严禁产生落地油；

(7) 集中拉油站选用质量合格的拉油罐、阀门及连接件，储罐进行防腐；加强巡检，确保罐体保持完整，发现孔洞、缝隙等破损时及时检修。及时对井场易损及老化部件进行更换，防止了拉油罐泄漏事故的发生。

(8) 拉油罐按照重点防渗区要求建设防渗设施。

(9) 严格执行防火、防爆等要求，加强员工环境保护教育，提高环境风险防范措施。

(10) 井场、计量撬和集中拉油站设置禁止烟火标志，拉油罐处设置防静电设施。

(11) 在油气可能泄漏和积聚的区域设置可燃气体浓度检测报警装置。

#### 6.4.4 油气集输事故风险防范措施

(1) 定期对单井采油管线、集油支线和输气管线进行巡检，严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。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。

(2) 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

(3) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。在管线运营期间，严格控制输送原油/伴生气的性质；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。

（4）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。

（5）选用质量合格的拉油罐、阀门及连接件，储罐进行防腐；加强巡检，确保罐体保持完整，发现孔洞、缝隙等破损时及时检修。及时对井场易损及老化部件进行更换，防止了拉油罐泄漏事故的发生。

（6）拉油罐按照重点防渗区要求建设防渗设施。

（7）对操作、维修人员进行培训，持证上岗。制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

（8）泄漏预防

原油管道的工艺、设备运行规程参照《原油管道运行规范》（SY/T5536-2016）中的相关要求执行；建议对外腐蚀控制，定期检测管地电位，识别、测试杂散电流对管道的影响，并采取措施减缓杂散电流对管道的影响；建议对内腐蚀进行控制，对输送采出液的腐蚀性进行分析；建议定期对监控与数据采集系统进行维护，定期对管道的服饰情况和防腐保护系统进行检验、监测；管道在停运工况下，阴极保护系统不宜停止运行；当管道出现局部管壁减薄，建议对局部管道进行更换或降压运行，降压运行宜经管道压力评定。

（9）建议开展突发环境事件隐患排查，明确排查频次、排查规模、排查项目等，对排查出的隐患根据可能造成的危害程度、治理难度等实施分级管理，并建立隐患排查治理档案。突发环境事件隐患排查内容宜包括环境应急管理、环境风险防控措施、管段与环境风险受体之间的通道等；建立管道环境风险信息管理系统。

（10）泄漏环境应急处置

管线泄漏发生后，迅速关闭截断阀，并及时封堵泄漏源；泄漏的原油尽可能回

收至风城 2 号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置进行处理，产生的落地油集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置；泄漏油品环境应急处置过程需要注意安全防爆，防止次生爆炸等安全事故发生。

#### 6.4.5 采出液、洗井废水及井下作业废水（液）风险预防措施

由于采出液运输过程中具有爆炸、易燃等危险特性，洗井废水及井下作业废水（液）运输过程中具有毒性的危险特性，对项目区的生态环境具有一定的潜在危险，完成运输任务是一项技术性和专业性强的工作，在运输过程中稍有不慎，便可对环境造成损失。为防止采出液运输过程中的风险事故，主要从以下几个方面进行防范：

（1）罐车运输的驾驶员和押运员必须经过专门培训才能上岗作业。罐车驾驶员除了掌握一定的驾驶技能外，还要学习掌握一定的化工知识，熟悉采出液、洗井废水及井下作业废水（液）的物理化学性质、危险特性、注意事项。

（2）出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，发现故障排除后方可投入运行。要特别注意检查罐车罐体的安全性能，逐个部位检查液位计、压力表、阀门、温度表、紧急切断阀、导静电装置等安全装置是否安全可靠，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。

##### （3）装卸注意事项

参照《汽车运输危险货物规则》（JT617-2004）配装表中进行。承载易燃易爆的采出液时，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、洗井废水及井下作业废水（液）中的石油类容易污染土地。卸货时尤其要注意。

##### （4）精心驾驶，平稳行车

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。

##### （5）行车途中勤检查

行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱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，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

#### 6.4.8 管线沿线敏感目标——天然林的风险防范措施

(1) 选用质量合格的管线，管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查。

(2) 加强对管线沿线的巡检，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，

(3) 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。

(4) 管线泄漏发生后，迅速关闭截断阀，并及时封堵泄漏源；泄漏的原油尽可能回收至风城 2 号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置进行处理，无法收集的泄漏原油及被污染的土壤集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置。

#### 6.4.6 原油、天然气泄漏事故防范措施

在油气可能泄漏和积聚的区域设置可燃气体浓度检测报警装置；所有区段的管道设计均要符合《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）的要求；加强《石油天然气管道保护条例》的宣传力度，普及原油、天然气储存及管道输送知识，发现问题及时报告；管道均采用保温无缝钢管，使用防腐降阻剂进行防腐；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损老化部件，防止原油和天然气泄漏事故发生；完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生；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；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，用罐车及时拉运至页岩油联合站处理，转移车辆安装具有行驶记录功能的卫星定位装置，并保存相关影像资料；将受污染的土壤委托具有相应危险废物处置资质单位进行处置。

#### 6.4.7 环境风险应急措施

(1) 应急处置措施

如管线、拉油罐发生泄漏事故时，上层能收集的原油回收送风城2号稠油处理站SAGD循环预热阶段采出液预处理装置处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》（2025年版）HW08废矿物油和含矿物油废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。若发生不可控风险事故，应立即启动《中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部突发环境污染事件应急预案》，由应急领导小组对事故进行处理。

## （2）应急预案

项目投产后应纳入《中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部突发环境污染事件应急预案》，从而对环境风险进行有效防治。项目实施后建设单位应根据实际建设情况对应急预案中的环境风险源基本情况、环境风险源识别、装置风险识别进行修改完善，其余与现有应急预案保持一致，并根据风险等级要求对现有应急预案进行修订。

环境风险简单分析内容详见表6.4-1。

表 6.4-1 环境风险简单分析一览表

建设项目名称	玛北油田玛页1井区二叠系风城组页岩油开发先导试验方案（变更）
建设地点	
地理坐标	E           , N           。
主要危险物质及分布	施工期风险物质为柴油，运营期危险物质主要为原油、伴生气。施工期柴油主要分布在井场，运营期危险物质主要为原油、伴生气。原油和伴生气主要分布在各采油井场、计量撬、集中拉油站、单井采油管线、集油支线、输气管线和采出液拉运罐车。
环境影响途径及危害后果	施工期柴油储罐发生泄漏或发生井喷事故，泄漏的柴油、原油对大气、土壤和地下水环境产生一定的影响；运营期井场、计量撬、集中拉油站的设备、管线、拉油罐发生破损以及单井采油管线、集油支线和输气管线造成原油和伴生气发生泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。 事故发生概率较低，发生事故后，及时采取相应的应急措施，不会对周围环境产生明显影响。
环境风险防范措施要求	（1）井场井控严格执行《新疆油田钻井井控实施细则》，设置专职安全环保管理人员，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。 （2）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，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。 （3）在井架、井场路口等处设风向标，发生事故时人员迅速向上风向疏散。 （4）按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其他消防器材。井场设置明显的禁止

烟火标志。井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地油产生，而泄漏物料和落地原油应及时回收、妥善处置。

(5) 一旦发生井喷，绝大多数井都通过防喷器关闭，再采取压井措施控制井喷；最后还可采用向事故井打定位斜井等方法尽快采取措施回收原油。

(6) 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；将全场内的明火点控制到最小，并布置在油气生产区场地边缘部位。

(7) 按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持有效性及完好可用。

(8) 井下作业时采用防渗膜铺垫井场，严禁产生落地油。

(9) 定期对单井采油管线、集油支线、输气管线进行巡检，严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。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。

(10) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。在转输管线运营期间，严格控制输送原油的性质；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；定期对转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。

(10) 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。

(11) 选用质量合格的拉油罐、阀门及连接件，储罐进行防腐；加强巡检，确保罐体保持完整，发现孔洞、缝隙等破损时及时检修。及时对井场易损及老化部件进行更换，防止了拉油罐泄漏事故的发生。

(12) 井口、计量橇及集中拉油站拉油罐按照重点防渗区要求建设防渗设施。

(13) 项目投产后应纳入《中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部突发环境污染事件应急预案》。

## 6.5 退役期环境保护措施

### 6.5.1 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

(3) 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。

### 6.5.2 退役期水环境保护措施

对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，废弃井应根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求要求进行封井回填；单井采油管线、集油干支线清扫确保管线内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵。清扫的废水集中收集后送至风城 2 号稠油处理站采出水处理系统处理。

### 6.5.3 退役期噪声污染防治措施

- (1) 选用低噪声机械和车辆。
- (2) 加强设备检查维修, 保证其正常运行。
- (3) 加强运输车辆管理, 合理规划运输路线, 禁止运输车辆随意高声鸣笛。

### 6.5.4 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 地面设施拆除、清理等工作中产生的拉油罐及伴生气回收装置由建设单位回收利用, 拆除的地面管线外运经清洗后可回收再利用。

(2) 建筑垃圾运至当地建筑垃圾填埋场处理, 不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(3) 清罐底泥集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

(4) 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。

(5) 对完成采油的废弃井应封堵, 拆除井口装置, 截去地下1m内管头, 最后清理场地, 清除各种固体废弃物, 植被靠自然恢复。

### 6.5.5 退役期生态环境保护措施

对永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理, 确保无环境遗留问题后根据周边区域的自然现状对其进行恢复, 使站场恢复到相对自然的一种状态。

### 6.5.6 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》、《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》(GB/T43936-2024)的相关要求, 制定生态环境保护与恢复治理方案时需遵循以下要求:

- ①禁止在依法划定的饮用水水源保护区内进行开采。
- ②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贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

⑤遵循矿区油气资源赋存状况、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。

#### （2）站场生态恢复治理

拆除井场。计量撬和集中拉油站站各项生产设施，清除地面硬化、砾石铺垫，释放永久占地。最后进行场地清理，清除各种固体废物，并对占地范围内进行清理平整，避免影响植被自然恢复。

#### （3）管线生态恢复

单井采油管线、集油支线和输气管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵。

#### （4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。经治理后应做到不漏油、不漏气、不漏电，无油污、无垃圾。各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，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。

## 6.6 环境保护措施可行性分析

本次评价类比中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部同类项目来说明采取的环境保护措施的技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性。中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部开发多年来，油气集输大部分采用密闭集输工艺，且近年来实际生产运行过程均未发生环境风险事故，各类油气生产和储存设备、设施运转、维护基本正常。

根据《艾湖油田艾湖 2 井区百口泉组油藏 2022 年水平井实施地面工程（变更）

竣工环境保护设施验收调查报告(第一批)》结论可知,厂界非甲烷总烃《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)标准限值要求;声环境质量满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类标准限值;采出水、井下作业废液送至项目区最近的采出水处理系统处理;产生的危险废物均交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置,没有对周围环境产生重大不利影响;永久性占地地面均进行了硬化处理,临时性占地范围内草本植被正在恢复。

综上所述,本次采取的环境保护措施与中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部现有的环境保护措施基本相同,均为技术可行、经济合理、稳定可靠、便于实施的成熟措施,在油田开发过程中得到广泛应用。综上所述,本次采取的环境保护措施为技术可行、经济合理、可以达到长期稳定运行和达标排放。

## 6.7 环保投资分析

项目总投资49100万元,环保投资约752万元,占总投资的1.53%,见表6.7-1。

表6.7-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	类别	环保措施	投资(万元)
施工期	生态环境	临时占地	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	245
		临时占地和永久占地	按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿,对永久占地进行地面硬化	
	废气	施工扬尘	运输车辆应加盖篷布,临时土方覆盖,防尘布(或网),逸散性材料运输采用苫布遮盖	6
		施工机械和施工车辆尾气、焊接废气	使用达标油品,加强设备维护;使用符合国家标准焊条	6
	废水	废压裂液	送至风城2号稠油处理站采出水处理系统处理	5
	噪声	噪声	采用低噪声设备、基础减震,加强维修	6
	固体废物	钻井岩屑	采用不落地系统处理,分离出的水基钻井岩屑交由岩屑处置单位处理,油基钻井岩屑交由有相应危险废物处置资质的单位处置	180
		废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料	交由有相应危险废物处置资质的单位处置	18
		建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	6
运营期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门,加强巡检,拉油罐采用固定顶罐,装车采用顶部浸没式装载或底部装载	21
	废水	洗井废水和井下作业废液	送至风城2号稠油处理站采出水处理系统处理	10
	噪声	站场噪声	采用低噪声设备、基础减震	10

阶段	环境要素	类别	环保措施	投资(万元)
	固体废物	废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料及含油废抹布、劳保用品	集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置	3
		废药剂包装物	由厂家回收处置	3
退役期	固体废物	站场设备和管线、道路地面硬化拆除的建筑垃圾	建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	5
	废水	集输管线封堵吹扫废水	送至风城2号稠油处理站采出水处理系统处理	3
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和永久占地释放后植被和土壤的恢复	30
环境风险	井控装置	井场设置防喷器,防止井喷;井场左右两侧各设置1条放喷管线和应急放喷池(仅在事故状态下开挖)	160	
环境管理	环境监理	防渗措施落实情况;严格监督各项环保措施落实情况,确保各项污染防治措施有效实施	5	
	环境监测	废气、噪声、生态环境、土壤和地下水环境跟踪监测	20	
地下水保护措施		井场的防渗措施	10	
合计		/	752	

## 7 环境管理与监测计划

### 7.1 环境管理机构

中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部在中国石油新疆油田分公司 HSE 管理体系的基础上结合公司运营实际，建立和完善了中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部 HSE 管理体系的职责，制定了一系列环境管理制度及办法，如《中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部危险废物管理办法》《中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部环境监测办法》《中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部质量健康安全与环境（QHSE）考核办法》《中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部生产安全事件管理规定》《中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部安全环保事故隐患管理规定》《中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部安全阀及储罐安全附件管理办法》等。HSE 最高管理者为公司经理，主要负责制定环境方针、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，全面负责公司健康、安全与环境管理体系的组织实施和持续改进。在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；HSE 管理者代表（公司安全总监）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；经理办公室、油藏工程部、生产运行部、安全环保部等部门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。

本项目依托中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部的 HSE 管理体系。

### 7.2 生产区环境管理

#### 7.2.1 施工期环境管理

建设单位在施工期应加强对施工单位环境保护工作的监督与管理，施工单位应遵守相关环境保护法律法规，并严格落实本报告以及环评批复中提出的施工期环境保护要求；建立环境保护档案，对施工期采取的环境保护工作进行记录，保留施工前后施工区域的影像资料，便于建设单位进行监督检查。施工期相关的施工期环境保护行动计划见表 7.2-1。

表 7.2-1 施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积,规定施工活动范围,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,使之尽快自然恢复,将施工期对生态环境影响降到最低。严禁施工人员踩踏植被和猎捕野生动物。	施工单位	克拉玛依市生态环境局、克拉玛依市乌尔禾区分局
2	水环境	管线试压废水和混凝土养护废水用于施工洒水抑尘。		
3	土壤环境	按规定的施工范围进行作业,可有效减少土壤扰动,施工产生的建筑垃圾及时清运,可避免污染物进入土壤环境造成污染。		
4	声环境	选用低噪声设备,并注意设备的正确使用和经常性维护,保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛。		
5	大气环境	逸散性材料运输、装卸和堆放过程中采取加盖苫布等抑尘措施,严禁散落和尘土飞扬。施工期各机械设备应使用符合国家标准油品,加强设备的维护,减少大气污染物的排放量。		
6	水土流失	严格按规划的施工范围进行施工作业,不得随意开辟施工便道。施工后期,及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作,包括土地平整,创造局部小环境以利于植被的恢复等,防止水土流失。		
7	固体废物	建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理。		

### 7.2.2 运营期环境管理

- (1) 建立和实施运营期的健康、安全与环境(HSE)管理体系。
- (2) 贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。
- (3) 加强环保管理人员的培训、教育,学习先进的环保管理理念,提高管理人员的技术水平与业务能力,定期对运营期环境保护工作进行总结和分析,根据环保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。
- (4) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动,推广先进技术和科研成果;参加调查、分析、处理环境污染事故,并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果,协同有关部门制定防治污染事故措施,并监督实施。
- (5) 项目运行后3至5年内,须组织开展环境影响后评价工作,对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。

(6) 运营期各环境要素的污染防治措施见表 7.2-2。

表 7.2-2 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	大气环境	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、计量站和集中拉油站内各设备、阀门、各类管线等检查、检修。集中拉油站拉油罐采用固定顶罐，固定顶罐罐体应保持完好，不应有孔洞；采出液装载采用底部装载或顶部浸没式装载方式，采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐底部高度应小于 200m。	中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部	克拉玛依市生态环境局、克拉玛依市乌尔禾区分局
2	水环境	洗井废水和井下作业废液由罐车拉运至风城 2 号稠油处理站采出水处理系统处理。		
3	声环境	选用低噪声设备，定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。对站场厂界噪声进行定期监测		
4	固体废物处置	清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。		
5	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，培训巡检人员相关环境保护知识，更好地保护沿线植被；对管道设施定期巡查，及时维修保养		
6	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理		
7	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系，实施环境监测计划		

### 7.2.3 排污许可管理

《固定污染源排污许可分类管理名录》(2019 年版) 第六条规定：“属于本名录第 1 至 107 类行业的排污单位，按照本名录第 109 至 112 类规定的锅炉、工业炉窑、表面处理、水处理等通用工序实施重点管理或者简化管理的，只需对其涉及的通用工序申请取得排污许可证，不需要对其他生产设施和相应的排放口等申请取得排污许可证”。本项目不涉及锅炉、工业炉窑、表面处理和水处理等通用工序，不申领排污许可证。

### 7.2.4 退役期环境管理

退役期环境管理的主要内容见表 7.2-3。

表 7.2-3 退役期的环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、迁移设备，恢复地貌。	中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部	克拉玛依市生态环境局、克拉玛依市乌尔禾区分局
2	声环境	退役期间加强施工设备维护保养，合理安排施工时间。		
3	大气环境	在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘，闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气造成影响。		
4	水环境	管线进行清扫封堵，产生的废液送至风城2号稠油处理站采出水处理系统处理。		
5	固体废物	固体废弃物分类收集，建筑垃圾及时清运，含油污泥交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。		

### 7.3 污染物排放的管理要求

污染物排放清单及管理要求见表 7.3-1、表 7.3-2。

### 7.4 企业环境信息公开

中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部应根据《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部 部令第 24 号）、《企业环境信息依法披露格式准则》（环办综合〔2021〕32 号）规定，并结合新疆维吾尔自治区的相关要求，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。公司应公开以下内容：

（1）企业基本信息，包括中文名称、法定代表人、注册地址、生产地址、行业类别、企业联系人及联系方式、企业性质，以及属于重点排污单位、实施强制性清洁生产审核的企业等情况，还包括主要产品与服务、生产工艺的名称，以及生产工艺属于国家、地方等公布的鼓励类、限制类或淘汰类目录（名录）的情况；

（2）环境管理信息，主要为有效期内或正在申请核发或变更的全部生态环境行政许可（包括但不限于排污许可、建设项目环境影响评价等）的相关信息；还包括环境保护税缴纳信息、依法投保环境污染责任保险信息、环保信用评价等级等情况；

（3）污染物产生、治理与排放信息，包括主要污染防治设施的名称、对应的产污环节、处理的污染物、对应排污口的名称、编号、年度非正常运行的设施名称、排放的污染物、次数、日期及时长、主要原因；污染防治设施由第三方负责运行维

护的应当提供运维方信息；

（4）企业应当就排污许可、建设项目环境影响评价等生态环境行政许可新获得、变更、撤销等情况，披露变更事项、批复机关、批复文件文号、批复时间、批复原文内容等信息；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

表 7.3-1 无组织废气污染物排放清单

序号	污染源	污染物	产生量 (t/a)	治理措施	实际排放量 (t/a)	厂界浓度 (mg/m <sup>3</sup> )
1	采油井场	NMHC	2.7592t/a	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等;定期对设备、阀门等检查,拉油罐采用固定顶罐,装车采用顶部浸没式装载;及时检维修,加强放空火炬的检维修	2.7592t/a	4.0

表 7.3-2 噪声、废水及固废等污染物排放清单

类别		环保措施	运行参数	污染物种类	排放标准
噪声	设备噪声	选用低噪声设备+加防振垫+基础减震等	dB(A)	噪声	昼 60dB(A)、夜 50dB(A)
废水	洗井废水	罐车拉运至风城2号稠油处理站采出水处理系统处理	m <sup>3</sup> /a	COD、SS、石油类	/
	压裂返排液		m <sup>3</sup> /a	COD、SS、石油类	/
	酸化返排液		m <sup>3</sup> /a	pH、COD、SS、石油类	/
	废洗井液		m <sup>3</sup> /a	COD、SS、石油类	/
固体废物	清罐底泥	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置	t/a	/	/
	废润滑油		t/a	石油类	/
	废润滑油桶		t/a	石油类	/
	沾油废防渗材料		t/a	石油类	/

## 7.5 环境监测与监控

### 7.5.1 施工期开展环境工程现场监理建议

为减轻对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议实施环境监理。

由于建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油新疆油田分公司环保法律、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，确保项目建设符合有关相关要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业阶段进行环境监理工作。

#### (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，精通国家环境保护相关法律法规、标准和政策，了解当地生态环境行政主管部门的环保要求。

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气管道建设的现场施工经验。

#### (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协助 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、法规和政策。

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。

环境监理工作计划及重点见表 7.5-1。

表 7.5-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	井场建设现场	1) 施工作业是否超出了限定范围，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理； 2) 废气、噪声是否达标排放，废水、固体废物是否妥善处理； 3) 防渗措施是否满足要求	环评中环保措施落实到位
2	管线敷	1) 管线选线是否满足环评要求。	

序号	场地	监督内容	监理要求
	建设现场	2) 管线施工作业是否超越了施工宽度; 3) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业; 4) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被	
3	其他	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) 有无砍伐、破坏施工区以外的植被, 有无伤害野生动物等行为	

### 7.5.2 运营期环境监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017) 相关规定需定期对污染源和环境质量进行监测。《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采业》(HJ1248-2022) 中规定: “①对油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库、海上油气田陆岸终端的企业边界进行非甲烷总烃、硫化氢的监测; ②对重点地区的油气集中处理、天然气处理厂、储油库、载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或者质量占比 $\geq 10\%$ 的天然气的设备与管线组件, 密封点数量 $\geq 2000$ 个的, 应开展设备与管线组件密封点泄漏检测; ③采油气井场、配气站、集气站(输气站)、计量站、转油站、污水处理站、配注站、放水站、注水站(回注站)、脱水站等场站内声源装置稳定运行且厂界环境噪声远低于标准限值的小型场站可不开展厂界环境噪声监测; ④周边 2km 范围内无噪声敏感建筑物的场站, 可不开展厂界环境噪声监测”。

本项目不涉及油气集中处理站、天然气处理站、储油库、海上油气田, 且周围 2km 范围内无噪声敏感建筑物, 故运营期不对井场、开展无组织废气和噪声的监测, 监测计划见表 7.5-2。

表 7.5-2 环境监测计划一览表

监测对象	类别	监测点	监测因子	监测频率	执行标准
地下水环境	环境质量	利用环境质量现状监测点位中的 D5、D8 和 D10 地下水监测井作为跟踪监测井	pH、石油类、砷、六价铬	1 次/年	GB/T14843-2017III 和 GB3838-2002III 类
土壤环境		采油井场各布设 1 个表层样	砷、六价铬、石油烃(C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	1 次/年	GB36600-2018 第二类用地筛选值
生态环境	污染	临时占地范围内	植被覆盖率、植物多	1 次/3 年	/

源		样性组成		
环境质量	管线临时占地范围外 300m 范围内，井场临时占地 50m 范围内	植被覆盖率、植物多样性组成	1 次/3 年	/

### 7.5.3 环境设施验收建议

#### （1）验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

#### （2）验收内容

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》中有关规定开展验收，根据建设进度分期开展自主环保竣工验收并应当依法向社会公开验收报告。环保验收建议清单见表 7.5-3。

表 7.5-3 工程“三同时”竣工验收调查建议清单

污染源		污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
废气	无组织挥发性废气	NMHC	采油井场	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场内各设备、阀门和管线等检查、检修；拉油罐采用固定顶罐，装车采用顶部浸没式装载	达标排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
废水	洗井废水和井下作业废液	石油类、COD	采油井场	送至风城2号稠油处理站采出水处理系统处理	处理达标后回注	查阅接收计量
噪声	各类机泵	噪声	采油井场、计量撬和集中拉油站厂界	隔声、基础减震，采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类
固体废物	清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料		采油井场、计量撬和集中拉油站	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置		签订处置协议，落实危险废物转移联单
生态环境	工程占地	植被破坏 土壤压覆 地表扰动 水土流失	采油井场、单井采油管线、集油支线和输气管线	严格控制占地范围，井场和站场处砾石铺垫或地面硬化		永久占地砾石铺垫或地面硬化
				管线管沟开挖时产生的土方，采用防尘布（或网）进行苫盖。		临时土方苫盖情况，管沟开挖表层土单独堆放情况
				施工结束后对场地进行清理、平整		井场、站场临时占地范围内寄管线沿线平整情况
				按正式征地文件进行经济补偿		是否按征地文件进行经济补偿
				临时占地范围的植被主要依靠自然恢复		井场、站场、管线和输电线路等临时占地范围内及周边自然植被恢复情况
防渗措施	井场的防渗措施					
环境管理	环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录，是否保留必要的影像资料					

## 8 环境影响经济损益分析

### 8.1 环境社会效益分析

#### 8.1.1 环境效益分析

项目开发建设对环境造成的损失主要表现在：工程占地造成的环境损失，突发事故污染造成的环境损失和其它环境损失。

占地主要为井场、管线、输电线路等工程占地，对生态环境的影响包括破坏原有地表构造，使地表裸露，加剧水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复措施后，对生态环境的影响是可以接受的。

本项目施工期较短，施工“三废”和噪声影响较小；在初期的 3~5 年内，植被破坏后不易恢复，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；施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工期的结束而消失，不会对周边环境产生影响。运营期废气、噪声均可实现达标排放，废水及固体废物均可实现妥善处置，正常情况下不会对周围环境产生明显影响。

本项目建成投产后，对该地区的资源开发、经济结构的优化及其它相关产业的带动发展都具有非常重要的意义。

#### 8.1.2 社会经济效益分析

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以及人民生活水平的提高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。油田开发是支持当地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，提高当地的 GDP，提高当地税收有着积极的作用。

### 8.2 环境经济损益分析结论

综上所述，在建设过程中，由于工程占地会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生态恢复等，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 环境影响评价结论

### 9.1 建设项目概况

2024 年，玛湖项目部实施了“玛北油田玛页 1 井区风城组页岩油开发先导试验方案”，该项目于 2025 年 1 月 16 日取得了新疆维吾尔自治区生态环境厅出具的《关于关于玛北油田玛页 1 井区二叠系风城组页岩油开发先导试验方案环境影响报告书的批复》，批复文号：新环审〔2025〕12 号，目前正在建设。在实施过程中发现玛页 1 井区采出液无法依托风南 4 转油站处理。故本次变更拟将原来的密闭集输工艺改为集中拉油方式生产。变更后内容主要为：拟部署 12 口采油井，其中新钻 6 口采油井，勘探井/评价井转产 6 口；新建采油井场 12 座，12 井式计量撬 1 座，集中拉油站 1 座，集输管线 12.4km，并对风城二号稠油处理站 SAGD 循环预热阶段采出液预处理装置进行改造。配套建设供配电、仪表自动化、防腐等公用工程。项目实施后新建产能  $9.55 \times 10^4 \text{t/a}$ 。项目总投资 49100 万元，环保投资约 752 万元，占总投资的 1.53%。

根据《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）相关规定，本项目变动情况属于重大变动，应重新报批环境影响报告书。

### 9.2 环境质量现状

#### （1）环境空气

项目区所在区六项基本污染物均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准限值要求，属于环境空气质量达标区；NMHC 满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值  $2.0 \text{mg/m}^3$  要求。

#### （2）地下水

监测井中总硬度、锰超标，最大单因子指数分别为 4.68、9.8，超标可能与该地区原生的水文地质条件有关，主要原因是该地区地下水位高，土壤含盐量大，盐分易升至地表造成的。其余各项指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）

III类标准；石油类未检出，满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）。拟建项目特征污染物石油类在各监测点均不超标，说明项目附近油气田开发未对地下水造成较大影响。

### （3）声环境

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。

### （4）土壤

土壤各监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。

## 9.3 主要环境影响及环保措施

### 9.3.1 主要环境影响

#### （1）生态环境

对生态环境的影响主要表现在工程占地，施工活动和工程占地对植物、野生动物、生态系统功能和结构等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。油田开发的大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，项目建设对野生动物的影响较小。因此总体上对生态环境影响较小。

#### （2）大气环境

施工期废气主要为柴油机、发电机燃料燃烧烟气、施工机械及施工车辆尾气、施工扬尘、伴生气放空产生的燃烧烟气、试油期间采出液储存及装车过程中无组织逸散的废气、柴油储存卸车无组织废气、水基钻井岩屑暂存扬尘、油基钻井岩屑暂存产生的无组织挥发性有机物等，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。运营期废气主要为无组织挥发烃类，井场、计量撬和集中拉油站厂界非甲烷总烃排放浓度满足《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；项目区地域空旷，各污染物预测贡献值较低，运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

### （3）水环境

施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水。管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘，混凝土养护废水用于项目区洒水抑尘。运营期洗井废水和井下作业废液由罐车拉运至风城 2 号稠油处理站采出水处理系统处理，不外排，生活污水清运至克拉玛依市第二污水处理厂处理；各类废水均得到妥善处置，正常情况下不会对周围水环境产生明显影响。

事故状态下对地下水的污染主要为拉油罐和单井采油管线泄漏，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。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。

### （4）噪声

施工期噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响；运营期噪声主要为各类机泵及巡检车辆等，源强 60dB (A) ~ 100dB (A)，根据预测采油井场、计量撬和集中拉油站厂界昼夜噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准要求。评价范围内无声环境敏感目标，不会出现扰民影响，对声环境质量影响不大。

### （5）固体废物

施工期固体废物主要为建筑垃圾，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。运营期固体废物主要为清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料，集中收集后均交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；固体废物得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

### （6）土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。运营期加强废水和固体废物管理，采油井场采用砾石铺垫，加强井场设备、阀门、法兰、管线的巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受浸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，可降低对土壤环境质量

的影响程度。

### （7）环境风险

项目涉及的危险物质为原油和伴生气，风险潜势为 I，可能发生的风险事故类型主要包括原油泄漏事故和火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。发生泄漏时，泄漏的油气对周围大气环境产生一定的影响，对土壤、地下水及植被影响较小，泄漏的原油对土壤、植被、地下水会产生一定的影响；包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。发生事故后，在严格落实本报告提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响。

## 9.3.2 环境保护措施

### （1）生态环境

合理规划永久占地和临时占地，在保证正常施工和安全的前提下，严格控制临时占地面积，减少工程占地面积。各类集输管线敷设及输电线路架设过程中尽量避开植被密集区域；施工过程中尽量避免破坏野生植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境；施工结束后，井场、计量撬和集中拉油站站场采用砾石铺垫；管沟开挖分层开挖、分层堆放和分层回填；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地；施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿；加强施工期环境监理。

### （2）大气环境

定期对设备进行保养维护；合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。严禁在大风天气进行土方作业；逸散性材料运输采用苫布遮盖；优化施工组织，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整理和平整，减少风蚀量。

选用质量可靠的设备、仪表、阀门等，定期巡检，对井场的设备、阀门、法兰、管线等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。拉油罐采用固定顶罐，固定顶罐罐体应保持完好，不应有孔洞；储罐附件开口（孔），除采样、计量和例行检查、

维护和其他正常活动外，应密闭；定期监测呼吸阀的定压是否符合设定要求。采出液装载采用底部装载或顶部浸没式装载方式，拉运装车过程中对拉油罐、罐车采用气相平衡系统，使拉油罐、罐车储罐形成闭路循环。

### （3）水环境

施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水。管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘，混凝土养护废水用于项目区洒水抑尘。运营期洗井废水和井下作业废液由罐车拉运至风城 2 号稠油处理站采出水处理系统处理，不外排。

### （4）噪声

施工期设备选型上采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施；加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意鸣笛。

运营期尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；加强噪声防范，做好个人防护工作。

### （5）固体废物

施工期固体废物主要为钻井岩屑、建筑垃圾、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和焊接废渣，水基岩屑交由岩屑处置单位处理，油基钻井岩屑、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料交由岩屑处置单位处理，建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理；在每个焊接作业点配备铁桶或纸箱，焊接废渣直接放入容器中，施工结束后集中回收处置。运营期固体废物主要为清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料，集中收集后均交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

### （6）土壤环境

施工期应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；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；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。

运营期加强废水和固体废物管理,采油井场采用砾石铺垫,加强站场设备、阀门、法兰、管线的巡检,避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤,发生泄漏事故时应及时清理落地油,受浸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。

#### (7) 环境风险

井场井控严格执行《新疆油田钻井井控实施细则》,防止井喷、井喷失控和井喷着火;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;井场设置明显的禁止烟火标志;在井架、井场路口等处设风向标,发生事故时人员迅速向上风向疏散;按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其他消防器材。井场设置明显的禁止烟火标志;井下作业时应至少配备1套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;定期对管线进行巡检,严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收;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;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;项目投产后应纳入《中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部突发环境污染事件应急预案》。

### 9.4 经济损益性分析结论

本项目在建设过程中,由于井场、计量撬、集中拉油站、输电线路都占用一定量的土地,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生态恢复等,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。

### 9.5 环境管理与监测计划结论

本次评价根据工程的特点,提出了相关的环境管理要求和监测计划,要求建设单位务必按照环评要求落实各项措施。

### 9.6 公众参与

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求,项目进行了三次网上公

示、1次张贴公告、2次报纸公示，公示期间均未收到公众反馈意见。

## 9.7 总结论

项目符合国家相关规划、环保政策及“三线一单”的要求，选址选线合理。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水零排放，固体废物实现“无害化”处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；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；项目进行了三次网上公示、1次张贴公告、2次报纸公示，公示期间均未收到公众反馈意见。从环境保护角度论证建设可行。