



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
(送审版)

建设单位：中国石油新疆油田分公司
玛湖勘探开发项目部
评价单位：森诺科技有限公司
编制时间：二〇二四年十一月

目 录

概述.....	1
1 建设项目背景	1
2 建设项目特点	2
3 环境影响评价的工作程序及过程	2
4 分析判定相关情况	3
5 关注的主要环境问题及环境影响	4
6 环境影响评价的主要结论	6
1 总则.....	7
1.1 编制依据	7
1.2 评价目的、评价方法及评价重点	12
1.3 评价因子识别与选取	14
1.4 环境功能区划	18
1.5 评价标准	18
1.6 评价工作等级及评价范围	21
1.7 主要环境保护目标	22
2 现有工程概况.....	24
2.1 建设单位概况	24
2.2 玛 48H 勘探井回顾	34
3 拟建项目工程分析.....	39
3.1 工程概况	39
3.2 油藏特征	41
3.3 油气资源概况	42
3.4 区块开发规划	42
3.5 项目组成	44
3.6 建设周期	60
3.7 劳动定员及工作制度	61
3.8 主要经济技术指标	61

3.9 能源消耗	61
3.10 工程占地	62
3.11 土石方平衡	62
3.12 依托工程	63
3.13 工艺流程及产污环节分析	68
3.14 主要污染物排放及治理措施	77
3.15 非正常工况	91
3.16 污染物排放情况汇总	91
3.17 玛页 1 井区“三本帐”	91
3.18 清洁生产分析	95
3.19 污染物排放总量控制分析	105
3.20 温室气体排放影响因素分析及排放量核算	105
4 区域环境概况	108
4.1 地理位置	108
4.2 地形地貌	108
4.3 气候气象	109
4.4 地表水系	109
4.5 水文地质	111
4.6 土壤	111
4.7 植被	112
5 环境现状调查与评价	113
5.1 环境空气质量现状监测与评价	113
5.2 地表水质量现状评价	116
5.3 地下水质量现状监测与评价	116
5.4 声环境质量现状监测与评价	124
5.5 土壤环境质量现状监测与评价	126
5.6 生态环境质量现状调查与评价	139
6 环境影响预测与评价	170
6.1 环境空气影响评价	170
6.2 地表水环境影响评价	180

6.3	地下水环境影响评价	186
6.4	土壤环境影响评价	216
6.5	声环境影响评价	237
6.6	生态影响分析	250
6.7	固体废物对环境的影响分析	262
6.8	环境风险评价	269
6.9	温室气体影响评价	293
7	环境保护措施及其可行性论证	295
7.1	施工期环保措施论证	295
7.2	运营期环保措施论证	303
7.3	闭井期环境保护措施论证	305
7.4	环保措施汇总	307
8	环境影响经济损益分析	309
8.1	社会效益分析	309
8.2	环境效益分析	309
8.3	经济效益分析	309
8.4	环保投资	310
9	环境管理与监测计划	312
9.1	环境管理目的	312
9.2	环境保护管理计划	312
9.3	环境监测计划	314
9.5	污染物排放清单	315
9.6	信息公开	316
10	环境准入分析	318
10.1	政策符合性分析	318
10.2	与规划符合性分析	326
10.3	与“三线一单”符合性分析	328
10.4	选址选线合理性分析	341

11 结论..... 344

11.1 建设项目概况..... 344

11.2 环境现状评价结论..... 344

11.3 环境影响评价..... 345

11.4 环境风险..... 347

11.5 公众意见采纳情况..... 348

11.6 环境影响经济损益分析..... 348

11.7 环境管理与监测计划..... 348

11.8 清洁生产分析..... 349

11.9 污染物总量控制..... 349

11.10 产业政策及选址选线可行性..... 349

11.11 结论..... 349

11.12 “三同时”竣工验收一览表..... 349

概述

1 建设项目背景

2022年9月1日，中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司（以下简称“中石油新疆油田分公司”）研究决定成立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”），作为公司二级单位管理。

玛湖项目部是集油藏评价、油田开发、钻采工程、地面工程、质量安全、经营财务、党建综合等领域综合队伍。其主要任务是加大、加快玛湖油区勘探开发力度，负责在夏子街油田、玛北131区块等油田部署勘探开发，未来高质量建成玛湖500万吨示范区。

新疆油田自“十四五”规划开始大力发展页岩油革命，其中玛北风城组页岩油革命目标拟在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井区已开展先导实验，玛页1井区亟待开展实验，为玛北风城组页岩油革命全面铺开做准备。

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，为后期规模开发上产提供依据。

据此，玛湖项目部拟实施“玛北油田玛页1区风城组页岩油开发先导试验方案”，截至本次评价期间玛页1井区共完钻勘探井11口，井区内无生产井、暂未建产。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。根据《玛北油田玛页1区风城组页岩油开发先导试验方案》，主要工程内容如下：

1) 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）；

2) 新建12井式计量站1座、破乳剂加药橇1座（与计量站合建）；

3) 6口新钻油井配套建设单井集油管线DN65 PN2.5MPa 3.22km；玛48H配套建设单井集油管线DN65 PN2.5MPa 1.1km；单井集油管线全部接入新建计量站；新建集油支线DN200 PN3.5MPa 4.7km（计量站至风南4转油站）。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 $6.09 \times 10^4 \text{t}$ （第2年），最大年产液量为 $10.27 \times 10^4 \text{t}$ （第2年）。

拟建项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规及规范，项目的建设可以把埋藏在地下的财富变为今日社会、经济急需的宝贵资源，支持社会发展和国家建设，减少国家原油进口、节约外汇。

2 建设项目特点

页岩油，是指以页岩为主的页岩层系中所含的石油资源，其中包括泥页岩孔隙和裂缝中的石油，也包括泥页岩层系中的致密碳酸岩或碎屑岩邻层和夹层中的石油资源。与常规油藏和致密油的最显著区别在于页岩油是源内成藏，蕴藏着大量的原油，经过大型体积压裂后，可以获得工业产能，页岩油开采通常采用水力压裂法，即将化学物质和大量水、泥沙的混合物，用高压注入地下井，压裂附近的岩石构造，进而收集石油和天然气。

页岩油开发项目主要有以下特点：

1) 有效开采难度大，通过探索开发试验，研发了水平井优化布井技术、初期水平井体积压裂补充底层能量的准自然能量开发技术等；

2) 油田项目建设内容较多，工艺流程复杂，工程建设内容包括井场、管线以及配套的给排水、道路、供电等工程，主要工艺过程包括钻井、井下作业、采油、压裂、油气集输处理、采出水处理等；

3) 油田开发项目是典型的生态影响型和污染影响型兼有型项目。生态影响主要体现在施工期占地、压占植被、破坏土壤、加剧水土流失等，污染影响型主要体现在从施工期到闭井期整个油田开发过程中废水、废气、噪声、固体废物等各要素的不利影响；

4) 页岩油压裂取水量大，因此需考虑周边供水点分布及取水点水质、水量能否满足压裂作业需要。

3 环境影响评价的工作程序及过程

根据《中华人民共和国环境保护法》（2015年1月1日）、《中华人民共和国环境影响评价法》（2018年12月29日）、《建设项目环境保护管理条例》（2017年10月1日）、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（2021年1月1日）、《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018年-2030年）》及《克拉玛依市水土保持规划（2019-2030年）》等文件，项目行业类别属于名录中“页岩油

开采”，应编制环境影响报告书。为此，玛湖项目部委托评价单位森诺科技有限公司开展拟建项目的环境影响评价工作（委托书见附件**错误!未找到引用源。**）。

评价单位接受委托后，立即按照项目类型确定了项目负责人并成立了项目组，按照《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）及其他法律法规、技术规范要求的工作程序开展环境影响评价工作。

项目组首先进行了现场踏勘，在研究相关技术文件和其他相关文件的基础上，进行了初步工程分析和初步的环境现状调查；根据环境影响识别结果、环境保护目标分布情况和确定的工作等级、评价范围及评价标准，制定了工作方案。根据工作方案，项目组在工程分析、环境现状调查与评价的基础上，开展了各环境要素和各专题的环境影响分析与评价工作，据此提出了环境保护措施和环境管理要求。环评工作过程中，根据《环境影响评价公众参与办法》（2019年1月1日）等相关规定，建设单位作为责任主体开展了项目信息公示和公众意见调查等工作，收集公众对拟建项目建设的意见，以保证拟采取的环境保护措施更加完善，最大限度减少工程建设对环境的影响，充分发挥工程建设的环境效益和社会效益。在以上工作的基础上，编制完成了拟建项目环境影响报告书。

4 分析判定相关情况

1) 产业政策

拟建项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》（2024年2月1日）中鼓励类项目（七、石油天然气开采-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。

2) 选址选线

建设地点不在生态保护红线区范围内，符合《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发[2022]142号）的要求；

建设地点不在饮用水水源保护区范围内，符合《饮用水水源保护区污染防治管理规定》（2010年12月22日）相关要求；

建设地点属于《关于印发新疆维吾尔自治区“三线一单”“生态环境分区管控方案的通知》（新政发[2021]18号）、《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案（2023版）》（2024年3月13日）一般管控单元区，建设内容及地点

符合“三线一单”相关要求，详见“10 环境准入分析章节”。

3) 规划符合性

拟建项目建设地点属于《新疆维吾尔自治区克拉玛依市矿产资源总体规划（2021~2025 年）》（2022 年 11 月 1 日）中“克拉玛依市油气开发产业带（克拉玛依市全区）”，矿种属于“重点勘查开采矿种”，不属于限制、禁止勘查开采矿种，符合矿产资源规划相关要求。

拟建项目建设地点属于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》（自然资函[2022]1092 号）中“环准噶尔能源矿产勘查开发区”，矿种属于“重点勘查开采矿种”，不属于限制、禁止勘查开采矿种，符合矿产资源规划相关要求。

根据《新疆油田公司“十四五”发展规划》，规划重点油气开发区域包括新油气田——玛湖 500 万吨上产工程，规划时间为 2021 年至 2025 年。玛湖地区分为五大区块：玛北、艾湖、玛东、玛南、金龙，拟建项目位于玛北油区范围内。2022 年 12 月 1 日，《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》取得了新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审[2022]252 号），拟建项目属于产能开发项目，所在油区已取得采矿权，属于新疆油田规划重点开发井区，因此拟建项目的产能开发符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》的油气开发的目标。

综上，拟建项目符合国家产业政策、符合国家和地方、中石油的相关规划，项目选址合理。

5 关注的主要环境问题及环境影响

1) 主要环境问题

根据项目的特点，本次评价主要关注的环境问题如下：

- （1）拟建项目所采用的污染防治技术措施是否能实现达标排放要求；
- （2）废气、废水治理措施可行性及达标性分析；
- （3）各类固体废物的处置可行性分析；
- （4）项目选址合理性。

2) 项目环境影响

拟建项目关注的主要环境影响如下：

（1）废气：施工期会产生扬尘及施工废气（施工车辆与机械尾气、焊接烟尘、钻井柴油发电机废气）、测试放喷废气、压裂过程废气等大气污染物；运营

期废气主要为井场、计量站无组织挥发废气；闭井期废气主要为少量施工扬尘和施工机械废气。本次评价主要关注以上大气污染物对大气环境的影响以及相应的大气污染防治措施的可行性和可靠性。

(2) 废水：施工期废水主要为钻井废水、压裂返排液、管道试压废水和生活污水。钻井废水经泥浆不落地装置处理后回用至钻井液配置、不外排；压裂返排液：收集后通过罐车拉运至风南 4 转油站采出水处理系统处理，达标后回注地层，不外排；管道试压废水沉淀后用于施工场地洒水、降尘，不外排；生活污水排入防渗生活污水收集池，最终拉运至乌尔禾生活污水处理厂处理。运营期废水主要为井下作业废液、采出水，依托风南 4 转油站采出水处理系统，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)相关要求后，回注地层用于油田注水开发。闭井期废水主要为清管废水，收集后由罐车拉运至周边联合站处理采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)中水质主要控制指标后回注地层，用于油田注水开发，不外排。环评中主要关注废水处理及回注的可行性和可靠性，钻井期、运营期对地下水环境的影响。

3) 噪声：施工期噪声源主要是钻机、泥浆泵、压裂泵车等；运营期主要为抽油机噪声等；闭井期噪声主要源自井场设备拆卸和车辆运输。环评中主要关注噪声的环境影响以及控制措施的可行性。

4) 固废：施工期固体废物主要包括钻井固废、施工废料、废危化品包装材料、生活垃圾等。拟建项目采用“泥浆不落地”工艺，一开、二开钻井固废最终委托专业单位进行处置，三开钻井固废委托有危险废物处置资质的单位无害化处理；施工废料部分回收利用，剩余废料同生活垃圾一起交由环卫部门处理；废危化品包装材料委托有危险废物处置资质的单位无害化处理。运营期产生的固体废物主要为清罐底泥、浮油、落地油、废沾油防渗材料、废润滑油等，均属于危险废物，委托有危险废物处理资质的单位无害化处置或妥善自行利用。闭井期固废主要为废弃设备及建筑垃圾。环评中主要关注钻井固废、清罐底泥、落地油、浮油、废沾油防渗材料等处理方式的可行性。

5) 环境风险：拟建项目钻井施工过程中环境风险主要是钻井过程中的井喷、井漏事故，运营期的环境风险主要是泄漏、火灾、爆炸事故。环评中主要关注泄漏等突发环境事件的环境影响。

6 环境影响评价的主要结论

拟建项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规及规范；正常工况下，施工期和运营期对生态环境、大气环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境和声环境影响小，不改变区域的环境功能项目总体符合清洁生产要求，采用的环保措施可行。评价结果表明，拟建项目突发环境事件的概率较低环境风险潜势较低，在采取安全防范措施和突发环境事件应急预案、落实各项安全环保措施并执行完整以及确保风险防范和应急措施切实有效的前提下，满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求，拟建项目的环境风险可控。综上所述，从环境保护角度分析，拟建项目的建设可行。

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 法律法规

- 1) 《中华人民共和国环境保护法》(2015 年 1 月 1 日);
- 2) 《中华人民共和国环境影响评价法》(2018 年 12 月 29 日);
- 3) 《中华人民共和国噪声污染防治法》(2022 年 6 月 5 日);
- 4) 《中华人民共和国大气污染防治法》(2018 年 10 月 26 日);
- 5) 《中华人民共和国水污染防治法》(2018 年 1 月 1 日);
- 6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2020 年 9 月 1 日);
- 7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》(2019 年 1 月 1 日);
- 8) 《中华人民共和国突发事件应对法》(2007 年 11 月 1 日);
- 9) 《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012 年 7 月 1 日);
- 10) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》(2010 年 10 月 1 日);
- 11) 《中华人民共和国水土保持法》(2011 年 3 月 1 日);
- 12) 《中华人民共和国草原法》(2013 年 6 月 29 日);
- 13) 《中华人民共和国水法》(2016 年 7 月 2 日);
- 14) 《中华人民共和国城乡规划法》(2019 年 4 月 23 日);
- 15) 《中华人民共和国矿产资源法》(2009 年 8 月 27 日);
- 16) 《中华人民共和国野生动物保护法》(2023 年 5 月 1 日);
- 17) 《中华人民共和国土地管理法》(2020 年 1 月 1 日);
- 18) 《中华人民共和国湿地保护法》(2022 年 6 月 1 日);
- 19) 《中华人民共和国防沙治沙法》(2018 年 10 月 26 日)。

1.1.2 国务院行政法规、部门规章与规范

- 1) 《建设项目环境保护管理条例》(2017 年 10 月 1 日);
- 2) 《排污许可管理条例》(2021 年 3 月 1 日);
- 3) 《地下水管理条例》(中华人民共和国国务院令 第 748 号);
- 4) 《基本农田保护条例》(2011 年 1 月 8 日);
- 5) 《扩大内需战略规划纲要(2022-2035 年)》(2022 年 12 月);
- 6) 《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(2021 年 1 月 1 日);

- 7) 《国家危险废物名录(2021版)》(2021年1月1日);
- 8) 《固定污染源排污许可分类管理名录(2019年版)》(2019年11月20日);
- 9) 《建设项目环境保护事中事后监督管理办法(试行)》(2015年);
- 10) 《环境影响评价公众参与办法》(2019年1月1日);
- 11) 《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》(2015年12月10日);
- 12) 《产业结构调整指导目录(2024年本)》(2024年2月1日);
- 13) 《国家发展改革委 商务部关于印发<市场准入负面清单(2022年版)>的通知》(发改体改规[2022]397号);
- 14) 《危险废物排除管理清单(2021年版)》(2021年12月2日);
- 15) 《国务院办公厅转发环境保护部等部门关于推进大气污染联防联控工作改善区域空气质量指导意见的通知》(国办发[2010]33号);
- 16) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发[2012]77号);
- 17) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发[2012]98号);
- 18) 《关于印发<建设项目环境影响评价政府信息公开指南(试行)>的通知》(环办[2013]103号);
- 19) 《关于印发<控制污染物排放许可制实施方案>的通知》(国办发[2016]81号);
- 20) 《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);
- 21) 《关于加强固定污染源废气挥发性有机物监测工作的通知》(环办监测函[2018]123号);
- 22) 《关于废弃钻井液管理有关问题的复函》(环办函[2009]1097号);
- 23) 《关于油田回注采油废水和油田废弃钻井液适用标准的复函》(环函[2005]125号);
- 24) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(2012年3月7日);
- 25) 《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);
- 26) 《关于印发地下水污染防治实施方案的通知》(环土壤[2019]25号);
- 27) 《关于印发“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划的通知》

（环土壤[2021]120 号）；

28) 《关于“十四五”大宗固体废弃物综合利用的指导意见》（发改环资[2021]381 号）；

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

30) 《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气[2021]65 号）；

31) 《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规[2021]2 号）；

32) 《饮用水水源保护区污染防治管理规定》（2010 年 12 月 22 日）；

33) 《国务院办公厅关于印发强化危险废物监管和利用处置能力改革实施方案的通知》（国办函[2021]47 号）；

34) 《关于提升危险废物环境监管能力、利用处置能力和环境风险防范能力的指导意见》（环固体[2019]92 号）；

35) 《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）；

36) 《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发[2022]142 号）；

37) 《关于印发〈生态保护红线生态环境监督办法（试行）〉的通知》（国环规生态[2022]2 号）。

1.1.3 自治区相关规章与规范

1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018 年 9 月 21 日）；

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

3) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018 年 9 月 21 日）；

4) 《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021 年 7 月 28 日）；

5) 《新疆国家重点保护野生植物名录》（2022 年 3 月 9 日）；

6) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》（2022 年 9 月 18 日）；

7) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（2023 年 12 月 29 日）；

8) 《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》（2002 年 12 月）；

9) 《新疆维吾尔自治区清洁生产审核暂行办法》（2005 年 11 月 1 日）；

10) 《新疆生态功能区划》（2005 年 12 月 21 日）；

- 11) 《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》(2016 年 1 月 29 日);
- 12) 《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》(2017 年 3 月 1 日);
- 13) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》(2019 年 1 月 1 日);
- 14) 《新疆维吾尔自治区环境保护“十四五”规划》(2021 年 12 月 24 日);
- 15) 《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》(2017 年 7 月 1 日);
- 16) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》(2014 年 3 月 1 日);
- 17) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》(2016 年 10 月 24 日);
- 18) 《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》(新政发[2014]35 号);
- 19) 《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防保护区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号);
- 20) 《新疆维吾尔自治区林业厅关于印发〈进一步加强防沙治沙工作方案〉的通知》(新林造字[2012]763 号);
- 21) 《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》(新政发[2016]21 号);
- 22) 《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》(新政发[2017]25 号);
- 23) 《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[2020]138 号);
- 24) 《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);
- 25) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》(2020 年 9 月 19 日);
- 26) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018 年-2030 年)》(2018 年 8 月 24 日);
- 27) 《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(新政发[2021]18 号);
- 28) 《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》(新环环评发[2021]162 号);
- 29) 《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);

30) 《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 6 月 3 日);

31) 《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025 年)》(2022 年 8 月 28 日)。

1.1.4 克拉玛依市相关规章与规范

1) 《克拉玛依市大气污染防治条例》(2021 年 4 月 1 日);

2) 《克拉玛依市 2023—2025 年大气污染防治攻坚方案》(2023 年 6 月 13 日);

3) 《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案(2023 版)》(2024 年 3 月 13 日);

4) 《关于克拉玛依市 2024 年环境监管重点单位名录的公示》(2024 年 3 月 15 日);

5) 《新疆维吾尔自治区克拉玛依市矿产资源总体规划(2021~2025 年)》(2022 年 11 月 1 日);

6) 《克拉玛依市“十四五”环境保护规划》(2021 年 10 月 14 日);

7) 《克拉玛依市国民经济和社会发展第十四个五年计划和 2035 年远景目标纲要》(2021 年 2 月 25 日);

8) 《关于印发<克拉玛依市声环境功能区划>的通知》(2019 年 1 月 14 日)。

1.1.5 环境影响评价技术导则与技术规范

1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ 2.1-2016);

2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018);

3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018);

4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016);

5) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ 2.4-2021);

6) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018);

7) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ 19-2022);

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

9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023);

10) 《集中式饮用水水源地规范化建设环境保护技术要求》(HJ 773-2015);

11) 《突发环境事件应急监测技术规范》(HJ 589-2021);

- 12) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ 2025-2012);
- 13) 《大气污染防治工程技术导则》(HJ 2000-2010);
- 14) 《水污染治理工程技术导则》(HJ 2015-2012);
- 15) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》(SY/T 6628-2005);
- 16) 《陆上钻井作业环境保护推荐作法》(SY/T 6629-2005);
- 17) 《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2004);
- 18) 《采油废水治理工程技术规范》(HJ 2041-2014);
- 19) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ 612-2011);
- 20) 《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013);
- 21) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)
- 22) 《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南 (试行)》(HJ 1209-2021);
- 23) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022);
- 24) 《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》(HJ 820-2017);
- 25) 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ 1259-2022);
- 26) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(公告 2021 年第 74 号)。

1.1.6 项目依据文件

- 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环境影响报告书委托书》(中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部, 2024 年 10 月 11 日);
- 2) 与项目有关的其他工程文件。

1.2 评价目的、评价方法及评价重点

1.2.1 评价目的

环境影响评价是项目建设环境管理的重要环节之一, 通过本次环境影响评价, 拟达到以下主要目的:

- 1) 通过资料收集、现场调查与现状监测, 确定玛页 1 井区现有工程(与拟建项目相关的勘探井)建设以及运营过程中的环境影响因素和污染物达标排放情况, 并对调查勘探井施工期生态恢复情况。依据国家有关法律、法规以及技术规范的要求, 对其采取的环境保护措施进行分析, 判定实施效果, 查找目前

存在的环保问题，提出环保措施整改措施与建议；

2) 通过现场调查与工程分析，确定工程建设过程以及运营过程中的环境影响要素，并对各要素的影响程度和影响范围进行分析和预测；

3) 依据国家有关法律、法规以及技术规范的要求，对项目拟采取的环境保护措施进行分析、论证、评价，判定项目拟采取的环保措施是否可行，并针对存在的不足提出切实可行的改善措施；

4) 对工程建设过程以及运营过程进行环境风险分析、预测、评价，对项目拟采取的风险控制措施进行评价，并针对存在的不足提出切实可行的措施；

5) 在以上各项工作的基础上对项目进行综合评价，从环境保护角度判断项目是否满足环境容量、生态系统的要求，从而整体判定项目是否具有环境可行性。

1.2.2 评价方法

本次评价工作在充分利用现有资料的基础上，针对影响环境的主要因子，分别采用以下评价方法：

1) 项目所在地环境概况调查、地表水、地下水、土壤环境现状调查采用收集资料和测量法，生态环境现状调查采用现场调查法和搜集资料法，环境空气与声环境现状调查采用现场调查和测量法；

2) 工程分析以产污系数法、类比分析法、物料衡算法为主，查阅参考资料分析法作为以上两种方法的补充；

3) 环境空气影响预测采用估算模式，环境空气质量现状评价采用单因子指数法；

4) 声环境影响预测采用点声源的几何发散衰减法，声环境现状评价对照相关标准评价达标或超标情况；

5) 地下水影响预测采用解析法，预测污染物运移趋势和对地下水环境保护目标的影响；

6) 土壤影响预测采用解析法，预测污染物运移趋势和对土壤的环境影响；

7) 生态环境影响预测以图形叠置法、类比分析法等方法为主；

8) 地表水影响评价以环境影响分析为主。

1.2.3 评价重点

针对该项目的实际情况，本次评价的重点是：

1) 工程分析：判定工程施工期和运营期的环境影响因素和环境影响因子，

确定主要污染源参数；

2) 施工期生态环境影响评价及运营期大气环境影响评价、土壤环境影响评价、固废环境影响评价、生态环境影响评价、环境风险评价；

3) 环境保护措施经济技术论证：对项目拟采取的环境保护措施从经济可行性、技术可靠性两方面进行论证，针对不足提出切实可行的改进措施。

1.3 评价因子识别与选取

1.3.1 环境影响因素识别

1.3.1.1 施工期环境影响因素

1) 大气环境：施工期施工扬尘、施工废气、测试放喷废气、压裂过程废气等对大气环境的影响。

2) 生态环境：钻前工程、油气集输工程等施工期地表扰动、植被破坏和施工噪声等对生态保护目标的影响。

3) 地下水：钻井工程套管破损、防渗措施失效导致的渗漏以及废水回注等对地下水的影响。

4) 地表水：钻井废水、管道试压废水、压裂返排液、生活污水对地表水环境的影响。

5) 土壤环境：钻井工程可能对土壤环境的影响。

6) 声环境：钻井工程、压裂工程及地面工程建设噪声等对声环境的影响

1.3.1.2 运营期环境影响因素

1) 大气环境：运营期井场、油气处理工程等有组织和无组织废气对大气环境的影响；

2) 生态环境：钻井工程、油气处理工程等运营期噪声、污（废）水等污染物排放对生态保护目标的影响；

3) 地下水：油气处理工程等工程套管破损、防渗措施失效导致的渗漏以及废水回注等对地下水的影响。

4) 地表水：运营期采出水、井下作业废液产对地表水环境的影响。

5) 土壤环境：油气处理工程可能对土壤环境的影响。

6) 声环境：各类设备噪声对声环境的影响。

7) 环境风险：原油、天然气、柴油等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等安全生产风险事故引发的伴生/次生污染物对生态环境的影响。

1.3.1.3 闭井期环境影响因素

1) 闭井期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中,将有少量施工扬尘和施工机械废气产生,主要污染物为颗粒物、SO₂、NO_x、C_mH_n等,对大气环境产生一定的影响;

2) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃设备及建筑垃圾、落地油等固体废物,会对周围环境造成一定的影响;

3) 井场设备拆卸和车辆运输产生的噪声会对周围声环境产生影响。

通过对项目开发的环境影响活动分析,归纳列出了环境影响矩阵,见表1-1。

表 1-1 拟建项目环境影响矩阵

工程活动		自然环境因素			生态环境因素				社会环境因素	
		大气	地表水	声环境	土壤	植被	景观	生态系统类型	土地利用	经济
施工期	钻井工程	-1S		-1S	-2S	-2S	-2S	-1S	-1L	
	作业	-1S		-1S	-2S		-2S	-1S		
	施工临时占地				-1S	-1S		-1S	-1S	
	地面施工活动	-1S		-1S	-2L	-1L			-1S	+1S
运营期	工程永久占地				-2L			-1L	-2L	+2L
	采油工程	-1L		-1L						+2L
	集输工程	-1L								+1L
	井下作业	-1S		-1S						+1S
闭井期	井口封堵	-1S		-1S	-1S			-1S		
	设备拆除	-1S		-1S	-1S			-1S		
	井场清理	-1S			-1S			-1S		

备注:表中“1”表示影响较小;“2”表示影响较大;“+”表示有利影响;“-”表示不利影响;“L”表示长期影响;“S”表示短期影响。

1.3.2 评价因子选取

根据环境影响因素识别结果,确定本次评价选取的主要评价因子见表 1-2。

表 1-2 评价因子一览表

环境要素	现状评价		预测因子
环境空气	基本污染物: PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、O ₃ 、CO 特征污染物: 非甲烷总烃		非甲烷总烃
地表水	——		——
地下水	1) 八大离子: K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 。 2) 基本因子: 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, 同时监测水温、井深、地下水埋深, 并调查地下水使用功能等		石油类
声环境	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)		昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)
土壤环境	建设用地基本因子: 砷、镉、铬 (六价)、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; 农用地基本因子: 镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌; 特征因子: 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、pH 值、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、土壤盐分含量		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
环境风险	—		风险物质: 天然气 (伴生气)、原油。 原油、天然气等危险物质泄漏; 火灾、爆炸、井喷等安全生产风险事故引发的伴生/次生污染物对生态环境的影响
生态环境	生态系统	植被覆盖度、生物量、土地利用类型等	植被覆盖度、生物量、土地利用类型
	生物群落	物种组成、群落结构等	物种组成、群落结构

环境要素	现状评价		预测因子
	生态敏感区	主要保护区对象、生态功能等	主要保护区对象、生态功能
	物种	分布范围、种群结构等	分布范围、种群结构
	生境	生境类型、质量等	生境类型等

1.4 环境功能区划

拟建项目所在地的环境功能区划情况详见表 1-3。

表 1-3 拟建项目所在地的环境功能区划情况

类型	功能区名称	保护级别	备注
环境空气	二类环境空气质量功能区	二级	/
地表水	/	/	所在区域周边无地表水体
地下水	/	III类	/
声环境	2 类功能区	2 类噪声限值	/
土壤环境	/	第二类建设用地	井场占地范围内
		第一类建设用地（参照）	井场占地范围外

1.5 评价标准

1.5.1 环境质量标准

本次评价执行环境质量标准见表 1-4。

表 1-4 环境质量标准一览表

项目	执行标准	标准分级或分类	备注
环境空气	《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）	二级	执行二级标准，详见表 1-5
	《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）	——	
地下水	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）	III类	详见表 1-6
	石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）	III类	
声环境	《声环境质量标准》（GB 3096-2008）	2 类	昼：60dB（A） 夜：50dB（A）
土壤	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）	筛选值中第一、二类用地	详见表 1-7

表 1-5 环境空气质量标准

序号	污染物名称	取值时间	单位	二级标准限值	标准来源
基本污染物					
1	SO ₂	年平均	μg/m ³	60	《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）
		24 小时平均	μg/m ³	150	
		1 小时平均	μg/m ³	500	
2	NO ₂	年平均	μg/m ³	40	
		24 小时平均	μg/m ³	80	
		1 小时平均	μg/m ³	200	
3	PM ₁₀	年平均	μg/m ³	70	

序号	污染物名称	取值时间	单位	二级标准限值	标准来源
		24 小时平均	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	150	
4	PM _{2.5}	年平均	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	35	
		24 小时平均	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	75	
5	CO	1 小时平均	mg/m^3	10	
		24 小时平均	mg/m^3	4	
6	O ₃	8 小时平均	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	160	
		1 小时平均	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	200	
其他污染物					
1	非甲烷总烃	1 小时平均	mg/m^3	2.0	《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）推荐值

表 1-6 地下水环境质量标准（单位：mg/L，pH 无量纲）

水质因子	pH	总硬度	耗氧量	氨氮	亚硝酸盐氮	硝酸盐氮
III类标准	6.5~8.5	≤ 450	≤ 3.0	≤ 0.5	≤ 1.0	≤ 20
水质因子	硫酸盐	溶解性总固体	氯化物	铜	锌	挥发性酚类
III类标准	≤ 250	≤ 1000	≤ 250	≤ 1.0	≤ 1.0	≤ 0.002
水质因子	铁	锰	砷	镉	汞	铅
III类标准	≤ 0.3	≤ 0.1	≤ 0.01	≤ 0.005	≤ 0.001	≤ 0.01
水质因子	铬（六价）	石油类	阴离子表面活性剂	硫化物	钡	
III类标准	≤ 0.05	≤ 0.05	≤ 0.3	≤ 0.02	≤ 1.0	

备注：石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准。

表 1-7 建设用地土壤环境质量标准（单位：mg/kg）

序号	项目	筛选值	序号	项目	筛选值
第一类用地筛选值					
1	石油烃（ $\text{C}_{10}\text{-C}_{40}$ ）	826	/	/	/
第二类用地筛选值					
序号	项目	筛选值	序号	项目	筛选值
1	砷	60	24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43
3	铬（六价）	5.7	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270
5	铅	800	28	1, 2-二氯苯	560
6	汞	38	29	1, 4-二氯苯	20
7	镍	900	30	乙苯	28

序号	项目	筛选值	序号	项目	筛选值
8	四氯化碳	2.8	31	苯乙烯	1290
9	氯仿	0.9	32	甲苯	1200
10	氯甲烷	37	33	间二甲苯+对二甲苯	570
11	1, 1-二氯乙烷	9	34	邻二甲苯	640
12	1, 2-二氯乙烷	5	35	硝基苯	76
13	1, 1-二氯乙烯	66	36	苯胺	260
14	顺-1, 2-二氯乙烯	596	37	2-氯酚	2256
15	反-1, 2-二氯乙烯	54	38	苯并[a]蒽	15
16	二氯甲烷	616	39	苯并[a]芘	1.5
17	1, 2-二氯丙烷	5	40	苯并[b]荧蒽	15
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	10	41	苯并[k]荧蒽	151
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8	42	蒽	1293
20	四氯乙烯	53	43	二苯并[a, h]蒽	1.5
21	1, 1, 1-三氯乙烷	840	44	茚并[1, 2, 3-cd]芘	15
22	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8	45	萘	70
23	三氯乙烯	2.8	46	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500

1.5.2 污染物排放标准

本次评价工作采用的污染物排放标准见表 1-8。

表 1-8 污染物排放标准一览表

项目	执行标准		标准分级或分类	备注
废气	无组织	非甲烷总烃：《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）	——	见表 1-9
废水	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）		表 1 中注入层平均空气渗透率 $\geq 2\text{ }\mu\text{m}^2$	见表 1-10
噪声	施工期：《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）		——	见表 1-11
	运营期：《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）		2 类区	
	运营期（井下作业）：《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）		——	
固体废物	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）		——	——
	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）			

表 1-9 废气排放标准限值一览表

污染物	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）厂界无组织排放监控浓度（mg/m ³ ）
非甲烷总烃	4

表 1-10 回注水控制标准限值

项目		《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）				
储层空气渗透率， μm^2		<0.01	[0.01, 0.05)	[0.05, 0.5)	[0.5, 2.0)	≥ 2.0
水质标准分级		I	II	III	IV	V
控制指标	悬浮固体含量，mg/L	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
	悬浮物颗粒直径中值， μm	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
	含油量，mg/L	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
	平均腐蚀率，mm/a	≤ 0.076				

表 1-11 噪声排放标准（单位：dB（A））

类别	昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）（二类区）	60	50

1.6 评价工作等级及评价范围

1.6.1 评价等级

根据环境影响评价技术导则的有关要求，并结合项目所处的地理位置、环境功能区划、排放污染物种类及排放量，以及执行排放标准限值等，确定该项目各环境要素的评价等级，详见表 1-12。

表 1-12 环境影响评价等级确定

项目	判定依据		评价等级
环境空气	最大地面浓度占标率	$P_{\text{无组织非甲烷总烃}}=9.27\% < 10\%$	二级
声环境	环境噪声功能区划	2 类区	二级
	评价范围内敏感目标噪声增加值	$< 3\text{dB}(\text{A})$	
	受影响人群变化	变化不大	
地表水	排放方式	不外排	三级 B
地下水	建设项目类别	I 类	二级
	项目场地地下水环境敏感程度	不敏感	
土壤环境	影响类型	污染影响型	二级

项目	判定依据		评价等级
(污染影响型)	项目类别	井场工程属于 I 类建设项目, 油类和废水输送管道属于 II 类建设项目	
	占地规模	永久占地面积 4.358hm ² , 占地规模为小型	
	敏感程度	不敏感	
土壤环境 (生态影响型)	项目类别	井场工程属于 I 类建设项目, 油类和废水输送管道属于 II 类建设项目	一级
	敏感程度	敏感(土壤含盐量>4g/kg 的区域)	
生态环境	拟建项目占地总面积 21.782hm ² , 小于 20km ² 。项目所在位置不在生态保护红线区、自然保护区、风景名胜區等生态敏感区范围内, 项目土壤影响范围无公益林、湿地, 但土壤影响范围内有天然林		二级
环境风险	拟建项目环境风险潜势为 I 级		简单分析

1.6.2 评价范围

根据拟建项目各环境要素评价等级, 结合当地气象、水文、地质条件和项目“三废”排放情况, 及井场周围企事业单位、居民分布特点, 确定本次评价范围见表 1-13。

表 1-13 评价范围确定

项目	评价等级	评价范围
环境空气	二级	以各油井、计量站为中心、边长 5km 的矩形范围
地表水	三级 B	依托的采出水处理设施
地下水	二级	各井场/计量站边界上游、两侧 580m, 下游 1160m, 管线两侧 200m 所包络的范围, 暨项目周围 5.20km ² 的区域
声环境	二级	各油井井场周围 200m 范围内
土壤环境(污染型)	二级	各井场周围 200m 范围内、管线两侧 200m 范围内
土壤环境(生态型)	一级	各井场周围 5000m 范围内、管线两侧 200m 范围内
生态环境	二级	全部井场、计量站周围 50m 范围内; 管线两侧 300m 范围内
环境风险	简单分析	不设置评价范围

1.7 主要环境保护目标

根据现场调查, 拟建项目位于乌尔禾区, 区域为荒漠生态系统, 沿线有少量荒漠植被生长。评价范围内无大气环境敏感目标、无地表水敏感目标、无土壤环境敏感目标、无声环境敏感目标、无除潜水含水层以外的地下水环境保护目标、无生态敏感目标。

评价范围及环境保护目标分布情况见图 1-1。

图 1-1 拟建项目评价范围及环境保护目标示意图

2 现有工程概况

2.1 建设单位概况

2.1.1 建设单位简介

2.1.1.1 中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司

新疆油田公司勘探开发研究院成立于 1958 年，原名新疆石油管理局科学研究所，其前身是 1951 年成立的中苏石油公司科学研究总化验室，1963 年成立油田研究所，1979 年发展成为勘探开发研究院，集油气预探、油气藏评价、油气田开发、地震—测井处理与解释、计算机技术应用与开发、科技信息和科研服务于一体。

1999 年注册成立了中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司，已开发区域按地理位置分为 4 大区域：西北缘区块、腹部区块、东部区块、南缘区块。其中西北缘区块行政区域位于克拉玛依市、塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。

新疆油田分公司组织架构见表 2-1。

表 2-1 新疆油田分公司组织架构一览表

已开发区块	二级单位	所属行政区域	所属新疆生产建设兵团
西北缘区块	采油一厂、采油二厂、百口泉采油厂、 风城油田作业区 、黑油山有限责任公司、新港公司、红山公司、重油开发公司、 玛湖勘探开发项目部	克拉玛依市、塔城地区和布克赛尔蒙古自治县	第七师（胡杨河市）：第 128 团；第 129 团；第 132 团；第 137 团；第八师（石河子市）：第 136 团；
腹部区块	陆梁油田作业区、石西油田作业区	塔城地区和布克赛尔蒙古自治县	/
	采气一厂（克拉美丽气站）	阿勒泰地区福海县	/
东部区块	准东采油厂、吉庆作业区	昌吉州吉木萨尔县、阜康市	第六师（五家渠市）：红旗农场、第 107 团
南缘区块	呼图壁储气库作业区	昌吉州呼图壁县	/
	采气一厂（玛河气站）	石河子市	第八师（石河子市）：第 152 团；
	采油一厂	塔城地区乌苏市	第七师（胡杨河市）：第 130 团；
		塔城地区沙湾市	/
/	油气储运公司	克拉玛依市：701 站、总站、石化站；昌吉州吉木萨尔县：北三台站	/
/	王家沟油气储运中心	乌鲁木齐市	/

2.1.1.2 中国石油新疆油田分公司风城油田作业区

风城油田作业区成立于 2007 年 12 月 6 日，油区面积 248.3km²，辖区范围约 128km，下辖乌尔禾油田、风城油田、夏子街油田（部分区块）、玛 131 区块（部分区域），其中乌尔禾油田隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区，风城油田、夏子街油田（部分区块）、玛 131 区块（部分区域）隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区、塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。作业区累积探明石油地质储量 $3.61 \times 10^8 \text{t}$ ，动用 $1.92 \times 10^8 \text{t}$ ；探明天然气地质储量 $44.97 \times 10^8 \text{m}^3$ ，动用 $44.97 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

2021 年，风城油田作业区编制完成了《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报告书》，并取得新疆维吾尔自治区生态环境厅备案意见函（新环环评[2021]989 号），拟建玛页 1 井区所属的玛 131 区块环境影响后评价工作也涵盖在内，详见附件**错误!未找到引用源。**。

根据《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》（2022 年 8 月）及自治区生态环境厅《关于〈新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书〉的审查意见》（新环审[2022]252 号，2022 年 12 月 1 日），风城油田作业区各项环保手续齐全，按要求申报了排污许可，定期修编突发环境应急预案（备案编号 650205-2022-014-L）。风城油田作业区下辖油田区位示意图见图 2-1。

风城油田作业区排污许可申报及登记情况见表 2-2，其中与拟建项目相关的风南 4 转油站、乌尔禾稀油处理站均按要求进行了排污登记。

表 2-2 风城油田作业区排污许可执行情况一览表

序号	排污单位	管理类别	许可证编号	有效期	执行报告
1	中国石油新疆油田分公司风城油田作业区循环流化床注汽站	重点	91650200715597998M038V	2023-07-12至2028-07-11	2023年完成1-4季度季报、2023年年报； 2024年完成1-3季度季报
2	中国石油新疆油田分公司风城油田作业区供汽联合站	简化	91650200715597998M043R	2022-09-09至2027-09-08	完成了2023年年报
3	中国石油新疆油田分公司风城油田作业区一号稠油联合处理站	简化	91650200715597998M022X	2023-09-19至2028-09-18	
4	中国石油新疆油田分公司风城油田作业区二号稠油联合处理站	简化	91650200715597998M042U	2023-09-19至2028-09-18	
5	中国石油新疆油田分公司风城油田作业区稀油注输联合站 (即乌尔禾稀油处理站)	登记	91650200715597998M023Y	2023-09-20至2028-09-19	/
6	中国石油新疆油田分公司风城油田作业区风南4转油站	登记	91650200715597998M058X	2023-09-20至2028-09-19	/

图 2-1 风城油田作业区下辖油田区位示意图

2.1.1.3 中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部

2022 年 9 月 1 日，中石油新疆油田分公司研究决定成立中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部，作为公司二级单位管理。

该项目部是集油藏评价、油田开发、钻采工程、地面工程、质量安全、经营财务、党建综合等领域综合队伍。其主要任务是加大、加快玛湖油区勘探开发力度，负责在夏子街油田、玛北 131 区块进行勘探开发，未来高质量建成玛湖 500 万吨示范区。

2.1.2 风南 4 井区简介

2.1.2.1 开发历程

玛页 1 井区位于玛北油田风南 4 井区内，风南 4 井区行政隶属于克拉玛依市乌尔禾区，西部距乌尔禾镇约 17km，距夏联站 15km，距乌尔禾稀油处理站 30km，距百联站 55km。奎北铁路、油田公路横穿而过，工区油气集输、供配电、通信等系统较为完善。

2017 年，风南 4 井区完成了《中国石油新疆油田分公司风南 4、风南 5 井区 2017 年产能建设工程环境影响报告书》并取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函[2017]206 号），自此风南 4 井区开始进行开发生产活动。

风南 4 井区目前已建转油站 1 座（风南 4 转油站），井区目前产液 $1245\text{m}^3/\text{d}$ ，含水 40~6%。风南 4 井区目前集输工艺流程：采油井口→计量站→风南 4 转油站→乌尔禾稀油处理站的三级布站流程。井区采出液密闭集输进计量站计量后混输至风南 4 转油站进行三相分离，。分离出的低含水原油输至乌尔禾稀油处理站交油。

2.1.2.2 环保手续

风南 4 井区环保手续见表 2-3。

表 2-3 风南4井区现有、在建工程环保手续一览表

序号	项目名称	环评批复	环评内容	验收情况
1	中国石油新疆油田分公司风南4风南5井区2017年产能建设工程	新环函[2017]206号, 原自治区环境保护厅, 2017年2月10日	共部署采油井75口, 其中风南4井区60口, 钻井总进尺 21.67×10^4 m, 新建产能 36.39×10^4 t/a; 风南5井区部署新井15口, 新井配12型节能抽油机, 钻井总进尺 3.6×10^4 m, 新建产能 2.7×10^4 t/a; 风南4井区新建转油站1座、10座计量站、单井采油管线3.9km、集油支线8.25km、集油干线16.1km; 风南5井区新建单井采油管线6.1km、集油支线0.78km, 均采用玻璃钢管; 新建油田道路5.5km, 道路宽6m	分批验收: 一期, 自主验收, 2019年6月8日; 二期, 自主验收, 2020年12月2日
2	风南4井区百口泉组油藏2020年水平井加密调整工程	克环函[2020]185号, 克拉玛依市生态环境局, 2020年12月1日	部署33口水平井, 设计总进尺 14.025×10^4 m, 新建产能 25.98×10^4 t/a。新建采油井场4座, 配套建设4座计量站、集输系统(单井管线6.2km、集油支线2.5km、输气管线1.5km和污水外输管线3km)、供配电及道路等工程。风南4转油站扩建: 新建1座分离缓冲罐、2座转油泵、2台3500kW燃气加热炉、2座压力脱水橇; 新建1座天然气处理装置(天然气橇装回收装置设计能力 8×10^4 m ³ /d); 新建1座采出水处理装置(设计处理规模1500m ³ /d)	分批验收: 一期, 自主验收, 2023年7月6日
3	中国石油新疆油田分公司风南4、风南5压裂集中供水工程	克环保函[2017]129号, 原克拉玛依市环境保护局, 2017年5月17日	新建4座蓄水池, 其中, 风南4井区2座, 每座规格为80m $\times$ 80m $\times$ 4.5m, 风南5井区2座, 每座蓄水池规格为50m $\times$ 50m $\times$ 2.5m, 配套建设蓄水池通往各单井的供水管线, 每座蓄水池配备4台离心泵和1台强自吸式泵, 为井区内采油井压裂作业提供水源。	正在建设
4	风南4井区至稀油注输联合站集输工程	克环函[2019]81号, 克拉玛依市生态环境局, 2019年4月30	从风南4转油站至夏子街水源井新建一条2.6km的埋地保温输油管线	自主验收, 2019年12月12日

		日		
5	玛北油田风南4区块开发建设工程	克环函[2021]21号，克拉玛依市生态环境局，2021年3月10日	共部署28口：老井利用4口，新钻24口；地面工程：新建8井式计量站3座、8井式多通阀2座、单井计量装置3座，各类集输管线27.4km，改造风南4转油站采出液处理系统，新建2座三相分离器代替现有一体化加热结转装置、1座1000方事故罐及1座加药计量撬，在风南4转油站旁新建1座密闭装卸油台，1座175kw采暖锅炉及配套管线等。	分批验收： 一期，自主验收，2023年12月4日
5	玛北油田风南4井区三叠系百口泉组油藏水平井开发建设工程	克环函[2021]158号，克拉玛依市生态环境局，2021年10月19日	新钻8口采油井（水平井，建平台4座），均采用二开井身结构，钻井总进尺 3.86×10^4 m，新建产能 5.94×10^4 t/a。新建单井出油管线7.8km，并配套建设供配电、井场道路等辅助工程	分批验收： 一期，自主验收，2023年12月13日

2.1.2.3 环境影响回顾评价

2021 年风城油田作业区开展了环境影响后评价工作，风南 4 井区环境影响后评价工作也涵盖在内，后评价报告为《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报告书》（新环环评[2021]989 号）。经备案后的后评价文件作为生态环境主管部门环境管理的依据，为油田日常环保监督管理和排污许可提供技术支撑。

后评价工作中，梳理了后评价范围内各生产设施的环保手续，核查油气田历史遗留的环境问题，提出环境管理要求，使油田环境管理满足现行环保要求。本次评价引用后评价文件中环保手续梳理情况的主要结论，并结合实际调查情况对风南 4 井区环境影响进行简单回顾分析。

1) 生态环境

风南 4 井区主要生态环境影响为勘探开发活动过程中因井场施工、站场施工、管道施工等，对地表的干扰等，工程占地分为临时占地和永久占地。根据现场调查及查阅资料，原有施工过程中对地表的扰动基本进行了恢复；施工结束后，及时清除施工垃圾，对施工现场进行了回填平整，尽可能覆土压实，使其恢复至相对自然的状态，对井场周围已建成的永久性占地进行砾石铺垫，减少了侵蚀量。

根据现场调查结果可知，现有井场均已平整，周边已形成了较稳定的生态结构，各井场因建设先后时间，恢复程度略有不同。

项目前期开采对生态环境的影响不大，后期采取边开采边治理方式，油田在前期开采中未出现明显生态环境问题，后期开采中针对生态环境影响主要应防范因为地表扰动等造成的植被破坏问题，要做到及时发现，及时治理，并且做好施工过程中日常生产管理，尽量减少对土壤的扰动，继续加强区域绿化工作的推进。

2) 废气

根据调查，风南 4 井区现有工程的废气污染源主要为井场采油无组织废气、油田集输处理过程中，站场、计量站无组织废气和站场燃气锅炉有组织废气。根据作业区例行监测数据可知，典型井场、站场厂界无组织排放非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中限值要求（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ），厂界无组织排放硫化氢浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）中限值要求（ $0.06\text{mg}/\text{m}^3$ ）。根据作业区例行监测数据可知：站场锅炉加热炉烟气中各污染物浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求。

3) 废水

风南 4 井区现有工程生产废水主要为采出水和井下作业废水。采出水和井下作业废水经风南 4 转油站采出水处理装置处理，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。

风城油田作业区对风南 4 转油站采出水系统排放口出水水质进行定期监测，出水能长期、稳定达标，用于油田油层回注用水的处置措施基本有效。

4) 固体废物

根据环评分析，区块开发对环境造成影响的主要固体废物包括一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾三类。根据现场踏勘并结合后评价期间调查结果，采用非磺化水基泥浆。油区内钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相进入岩屑储存罐，委托第三方处置单位进行处理，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）中相关标准要求后综合利用。运营期固体废物主要为油泥（砂）、清管废渣、沾油废物等危险废物以及生活垃圾，风城作业区与克拉玛依顺通环保科技有限公司均签订了危险废物处置合同。作业区生活垃圾集中收集后送至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。含油类危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《危险废物转移管理办法》，加强危险废物的全过程管理。

5) 噪声

现有工程噪声主要为井场、站场的各类机泵运行时产生的机械噪声，采取基础减震及厂房隔声等措施。根据竣工环保验收调查报告现状监测，各井场、站场边界噪声排放能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准。

2.1.2.4 存在的环境问题及“以新带老”措施

根据《风城油田作业区环境影响后评价》以及风南 4 井区内现有工程竣工环境保护验收报告等，风南 4 井区存在的环保问题汇总见表 2-4。目前存在的问题已纳入风城油田作业区整改计划中，正在按照整改计划对存在的环境问题进行整改。

表 2-4 风南 4 井区存在的问题、整改措施情况一览表

序号	存在问题	整改措施	整改时限
1	未对地下水、厂界噪声及土壤开展例行跟踪监测	完善作业区日常监测计划	2024 年 12 月 31 日

2.1.3 玛页1井区勘探历程

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。

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 12352×10^4 t。

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井区进行开发先导实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。

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。

截至本次评价期间玛页1井区共完钻勘探井11口，井区内无生产井、暂未建产。

图 2-2 玛北油田玛页 1 井区风城组油藏地理位置图

2.2 玛 48H 勘探井回顾

2.2.1 环保手续

因玛 48H 勘探井拟转为生产井，其环保手续见表 2-5。

表 2-5 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。

2.2.2 工程概况

玛 48H 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，待本次办理环评手续后转为生产井。

玛 48H 勘探井工程基本组成一览表见表 2-6，井身结构见图 2-3，井场现状见。地理位置见图 2-5。

图 2-3 玛 48H 勘探井井身结构示意图

井口	进井路

图 2-4 玛 48H 勘探井井场现状照片

表 2-6 玛 48H 勘探井基本组成一览表

工程组成		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′ 23.05″ , E85° 55′ 23.69″	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
钻井工程	勘探井 1 口, 设计井深 6288m		勘探井 1 口, 完钻井深 6253m	
	井型为水平井		与环评一致	井深减少了 35m
	采用三开井身结构: 一开下入 $\Phi 339.7$ 表层套管, 下深 500m, 水泥浆返至地面; 二开下入 $\Phi 244.5$ 技术套管, 下深 4000m, 水泥浆返至地面; 三开下入 $\Phi 139.7$ 油层套管下深 6277m, 水泥浆返至地面		采用三开井身结构: 一开下入 $\Phi 339.7$ 表层套管, 下深 496.91m, 水泥浆返至地面; 二开下入 $\Phi 244.5$ 技术套管, 下深 4015m, 水泥浆返至地面; 三开下入 $\Phi 139.7$ 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 ³	压裂液: 16000m ³	钻遇目的层属于特低孔、特低渗储层, 增加压裂液用量 3000m ³
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 ³ , 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 ³ , 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 ³ , 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 ³ 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	/

工程组成		环评工程内容	实际建设内容	变化原因
	固体废物	水基钻井岩屑共计 619m ³ ，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 ³ ，不属于危险废物，委托了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盐斜
		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生态环保科技有限责任公司进行处置	
		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了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 2-5 玛 48H 勘探井地理位置示意图

2.2.3 工程占地

玛 48H 井占地总面积 1hm²，均为临时占地，占地类型主要为裸土地。

2.2.4 工艺流程及产污环节

玛 48H 勘探工艺流程主要包括钻前准备、钻进、固井、测井和试油，工艺流程见图 2-6。

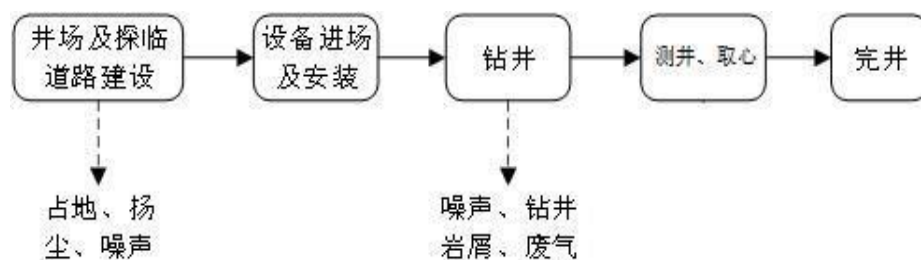


图 2-6 工艺流程及产排污节点

2.2.5 污染物产生、处理及达标排放情况

1) 废气

施工期废气主要是井场平整、放喷池挖填、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轻烃。经调查，施工单位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。根据现场踏勘调研，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，对周边地表水环境和地下水环境影响较小。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生态环保科技有限责任公司进行处置。生活垃圾集中收集后由

施工单位委托了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、完井、压裂、试油工程均已完成，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。

2.2.6 现有工程存在的环境问题及整改情况

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》和现场踏勘，玛 48H 勘探井不存在环境问题。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。

3 拟建项目工程分析

3.1 工程概况

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

建设地点：新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区，地理位置见图 3-1；

建设性质：新建

建设单位：中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部

建设投资：总投资 49100 万元，环保投资 901.3 万元，占项目总投资 1.84%

建设规模：1) 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）；

2) 新建 12 井式计量站 1 座、破乳剂加药橇 1 座（与计量站合建）；

3) 6 口新钻油井配套建设单井集油管线 DN65 PN2.5MPa 3.22km；玛 28H 配套建设单井集油管线 DN65 PN2.5MPa 1.1km；单井集油管线全部接入新建计量站；新建集油支线 DN200 PN3.5MPa 4.7km（计量站至风南 4 转油站）。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 $6.09 \times 10^4 \text{t}$ （第 2 年），最大年产液量为 $10.27 \times 10^4 \text{t}$ （第 2 年）。

运行时间：年运行 300d、7200h

拟建项目工程布局示意图见图 3-2。

图 3-1 拟建项目地理位置示意图

图 3-2 拟建项目工程布局示意图（卫片图）

3.2 油藏特征

3.2.1 地层特征

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 (P_1j)、风城组 (P_1f)、夏子街组 (P_2x)、下乌尔禾组 (P_2w)，三叠系百口泉组 (T_1b)、克拉玛依组 (T_2k)、白碱滩组 (T_3b)，侏罗系八道湾组 (J_1b)、三工河组 (J_1s)、西山窑组 (J_2x)、头屯河组 (J_2t) 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。试验方案的目的层为二叠系风城组 (P_1f)。

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 (P_1f_1)、风二段 (P_1f_2)、风三段 (P_1f_3)。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 $P_1f_2^3$ 、 $P_1f_2^2$ 、 $P_1f_2^1$ 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， P_1f_3 地层厚度 78-183m，平均厚度 146m； P_1f_2 厚度 211~313m，平均厚度 242m，由西北向东南方向逐步增厚。

3.2.2 构造特征

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 C_9 - C_12 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。

3.2.3 储层特征

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%，平均 2.46%；渗透率为渗透率为 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。

图 3-3 玛页 1 井区二叠系风城组页岩油开发先导试验区构造分布图

3.3 油气资源概况

3.3.1 原油

根据建设单位提供的玛 48H 勘探井试油分析资料，原油性质见表 3-1。

3.3.2 伴生气

根据玛 48H 试油资料，开发区块不含硫化氢，伴生气成分见表 3-2。

表 3-1 原油性质分析表

层位	密度 (t/m ³)	50℃黏度 (mPa·s)	含蜡 (%)	凝固点℃	初馏点℃	气油比 (m ³ /m ³)
P ₁ f ₂	0.9064	327.93	3.65	-11.95	156.68	73
P ₁ f ₃	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 3-2 伴生气成分表

层位	密度 (kg/m ³)	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 ₁ f ₁	0.7100	79.05	9.93	4.35	1.16	1.25	0.54	0.37	0.07	5.9	0.08	未检出

注：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。

3.3.3 采出水物性

根据建设单位提供的勘探井试油分析资料，采出水物性见表 3-3。

表 3-3 玛页 1 井区采出水物性

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

3.4 区块开发规划

3.4.1 开发方式

拟建项目采用天然能量开发。

3.4.2 开发规模及指标

项目实施后，最大年产油量为 $6.09 \times 10^4 \text{t}$ （第 2 年），最大年产液量为 $10.27 \times 10^4 \text{t}$ （第 2 年）。拟建项目未来 10 年主要开发指标预测情况见表 3-4。

表 3-4 拟建项目 10 年主要开发指标预测表

年份	日产油	日产液	年产油	年产气	年产液	累产油	累产气	累产液	气油比 (m^3/t)
	(t)	(t)	(10^4t)	(10^4m^3)	(10^4t)	(10^4t)	(10^8m^3)	(10^4t)	
2026	169.3	288.7	5.08	370.33	8.66	5.08	370.33	8.66	73
2027	203.0	342.3	6.09	441.78	10.27	11.17	812.11	18.93	73
2028	140.0	234.3	4.20	306.08	7.03	15.37	1118.19	25.96	73
2029	106.0	176.7	3.18	231.71	5.3	18.55	1349.9	31.26	73
2030	86.0	143.3	2.58	188.19	4.3	21.13	1538.09	35.56	73
2031	72.7	121.3	2.18	159.06	3.64	23.31	1697.15	39.2	73
2032	61.3	103.0	1.84	134.51	3.09	25.15	1831.66	42.29	73
2033	52.0	88.3	1.56	114.02	2.65	26.71	1945.68	44.94	73
2034	44.3	74.0	1.33	96.82	2.22	28.04	2042.5	47.16	73
2035	37.7	59.9	1.13	82.42	1.9	29.17	2124.92	49.06	73

3.5 项目组成

3.5.1 工程组成

拟建项目主要工程组成情况具体见表 3-5。

表 3-5 工程组成表

工程类型		工程名称	合计	工程内容	备注
主体工程	钻前工程	井场平整、基础建设	4 座	本项目共分布在 4 座井场，新建 3 座，1 座勘探井井场转生产井井场	新建
	钻井工程	油井	7 口	6 口新钻井，1 口探井转生产井	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	玛 48H 已完井
		压裂	6 口	采用免配变黏压裂液，平均单井压裂液用量 $6.30 \times 10^4 \text{m}^3$	玛 48H 已完成压裂
	采油工程	抽油机	7 台	新建 7 台 14 型节能抽油机	新建
		井口装置	7 套	共需配套建设 7 套采油井口装置	新建
	油气集输工程	新建油井单井集油管线	3.22km	单井集油管线 DN65 PN2.5MPa，3.22km	新建
		玛 48H 探井转采单井集油管线	1.1km	单井集油管线 DN65 PN2.5MPa，1.1km	新建
		集油支线	4.7km	新建计量站至现有风南 4 转油站：集油支线 DN200 PN3.5MPa（耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管、保温），4.7km	新建
		计量站	1 座	新建 1 座计量站，站内新建 1 套 12 井式一体化自动选井计量装置、1 套破乳剂加药橇	新建
		风南 4 转油站	1 座	因玛页 1 井区采出液矿化度较高，为避免来液对风南 4 转油站现有 2 台三相分离器造成冲击，拟对采出液进站管线改造，1 台继续接收风南 4 井区现有采出液，1 台接收玛页 1 井区采出液，实现采出液分质处理、但不新增处理能力，站内新建 1 座进站管汇、工艺配管及各类闸阀	改建
	油气处理工程			运营期采出液依托风南 4 转油站进行油、气、水处理	依托
	穿跨越工程		100m	顶管穿越油区沥青路 100m/处	新建
辅助工程	道路工程	道路	1.3km	新建巡检路约 1.3km、宽 9m	新建
	自控工程	RTU 数据采集系统	4 套	新建 4 套（每井场 1 套），完成油井井口工艺参数的采集	新建
		视频监控系统	4 套	新建 4 套（每井场 1 套）视频监控及配套设施	新建
	电力工程	变压器	4 台	本次根据井场数量及用电负荷，共配备箱式变压器 4 台，每井场 1 台	新建
公用	给排水工程	给水	施工期人员生活用水依托玛 18 井区钻井集中公寓，施工期钻井液配置、压裂用水委托第三方供水工程		依托

工程类型	工程名称	合计	工程内容	备注
工程			公司提供	
	排水		拟建项目施工期、运营期和闭井期的废水均不外排；井场雨水自然外排	依托
	供电		①钻井用电：钻井用电采用柴油发电机； ②压裂用电：依托夏子街 110kV 变电站供电，由 35kV 夏 54 线新建 1 条 6.5km 架空线路架空线路； ②生产用电：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 1.0km	新建
	供热		运营期井口采用电加热：6 套 100kW 井口电加热器、1 套 80kW 井口电加热器（玛 48H 井）	新建
	消防工程		井场、计量站新建若干手提式和推车式移动灭火器材装置等	新建
环保工程	废气		施工期： ①原材料运输、堆放要求遮盖；及时清理场地上弃渣料，采取覆盖、洒水抑尘；②加强施工管理，尽可能缩短施工周期，采用符合标准燃油指标的设备；③选用低毒焊条，规范操作等	新建
			运营期：采出液密闭集输、加强管理	新建
	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压裂返排液通过罐车拉运至风南 4 转油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生活污水排入井场防渗生活污水收集池，最终集中拉运至乌尔禾区污水处理厂处理	依托
			运营期： 井下作业废液、采出水依托风南 4 转油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、二开钻井固废（一般工业固废）全部委托第三方单位综合利用，三开钻井固废（危险废物）及时委托有危险废物处理资质的单位无害化处理； 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： ①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 1，最终委托有危废处理资质的单位进行无害化处置；风南 4 转油站采出水处理系统新增浮油不做暂存，进入站内系统回用； ②落地油、浮油及废润滑油回用至风南 4 转油站采出液系统，自行利用	依托
	噪声		合理布置井位，选用低噪声设备，加强维修保养	新建
	风险		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	新建
	生态		减少施工占地，对临时占地进行生态恢复	新建

3.5.2 主体工程

3.5.2.1 钻前工程

本项目钻前工程主要内容如下：

1) 井场及设备基础准备：根据井的深浅、设备的类型及设计的要求来平整场地，进行设备基础施工（包括钻机、井架、钻井泵等基础设备）。井场地面清理和平整过程中首先清理表土 20cm，再采用素土填筑，分层压实，每层厚度不大于 30cm，压实系数不小于 0.94。所需主要施工机械包括装载机、推土机等。

2) 钻井设备搬运及安装。

3) 钻井用水、电的配备、器材的准备，以及备齐开钻钻具和钻井液等。

4) 井口准备。

3.5.2.2 钻井工程

1) 钻井基本信息

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 3-6。

表 3-6 拟建项目钻井基本信息表

序号	井场	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	1#	MYHW0901	油井	新钻	水平井	15415926	5108760	6930	柴油发电机
2		MYHW1001	油井	新钻		15415934	5108765	6930	柴油发电机
3	2#	MYHW1002	油井	新钻		15415825	5108616	6950	柴油发电机
4		MYHW1201	油井	新钻		15415835	5108619	6950	柴油发电机
5	3#	MYHW0902	油井	新钻		15415044	5108330	6930	柴油发电机
6		MYHW1003	油井	新钻		15415034	5108328	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 口采用二开井深结构（MYHW1001、MYHW1201、MYHW0902），玛 48H 已在勘探经工程中进行评价。新钻井井身结构详见表 3-7 和图 3-4。

表 3-7 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	Φ 311.2	4000	Φ 244.5	4000
	三开	Φ 215.9	6930	Φ 139.7	6930
MYHW1002	一开	Φ 444.5	500	Φ 339.7	500
	二开	Φ 311.2	4000	Φ 244.5	4000
	三开	Φ 215.9	6950	Φ 139.7	6950
MYHW1003	一开	Φ 444.5	500	Φ 339.7	500
	二开	Φ 311.2	4000	Φ 244.5	4000
	三开	Φ 215.9	6950	Φ 139.7	6950
MYHW1001	一开	Φ 444.5	1200	Φ 339.7	1200
	二开	Φ 215.9	6930	Φ 139.7	6930
MYHW1201	一开	Φ 444.5	1200	Φ 339.7	1200
	二开	Φ 215.9	6950	Φ 139.7	6950
MYHW0902	一开	Φ 444.5	1200	Φ 339.7	1200
	二开	Φ 215.9	6930	Φ 139.7	6930

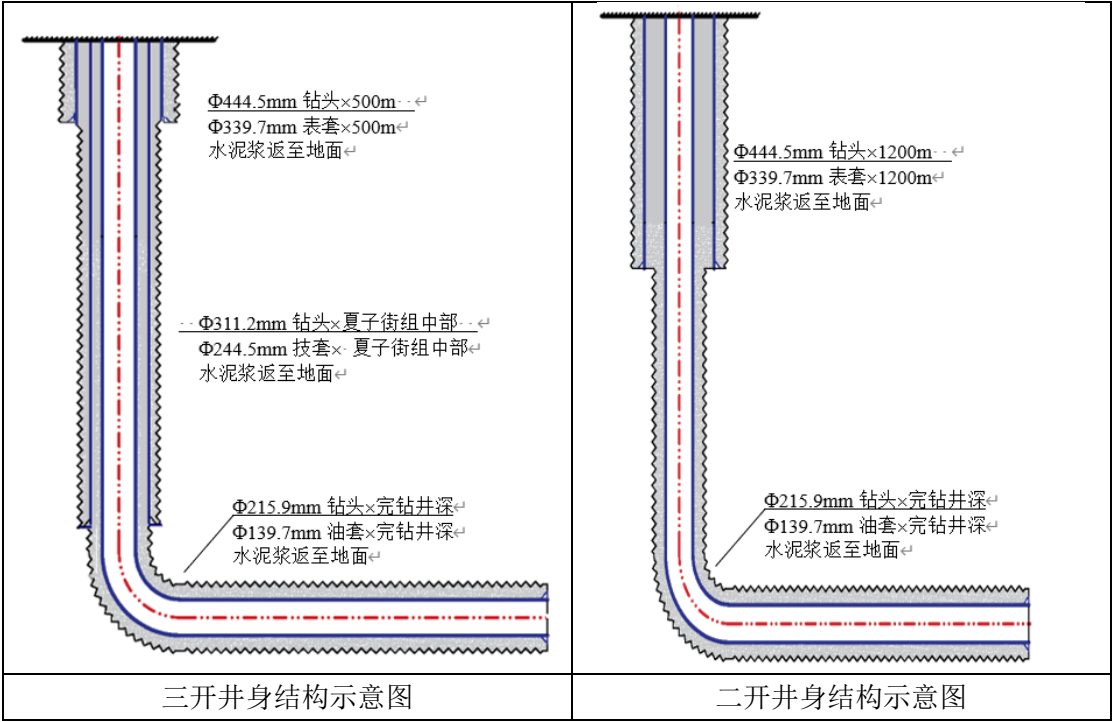


图 3-4 井身结构示意图

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 3-8。

表 3-8 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 ³
		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 ³ /min
		电动压风机	2V-6.5/12		6.5m ³ /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 ³ /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 ³ /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 3-9; 钻井液成分明细及用量见表 3-10 (以 MYHW0901 井为例), 钻井液主要成分理化性质见表 3-11。

表 3-9 新钻井分段钻井液体系

井号	开次	密度 (g/cm ³)	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 3-10 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

材料名称	一开 (t)	二开 (t)	三开 (t)	小计 (t)
重晶石 ($4.2\text{g}/\text{cm}^3$)	20	300		320
重晶石 ($4.3\text{g}/\text{cm}^3$)			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 3-11 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 $2.5\text{g}/\text{cm}^3$ ，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，促使膨润土分散造浆	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 $2\sim 2.2\text{g}/\text{cm}^3$ ，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，主要用于不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： $2\sim 8^\circ\text{C}$
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。

成分	作用	理化性质
复配铵盐	降滤失	淡黄色粉末，溶于水，含有 $-COOH$ 、 $-COONH_4$ 、 $-CONH_4$ 、 $-CONH_2$ 、 $-CN$ 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，水份 $\leq 8\%$ ，随钻堵漏剂改性植物纤维系该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 ³ ，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 $-COOH$ 、 $-COONH_4$ 、 $-CN$ 、 $-CONH_2$ 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 $BaSO_4$ ，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，增快钻进速度。
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	增加浆液的密度、调节酸碱度和防止井壁塌陷	化学式为 $CaCO_3$ ，是石灰石、大理石等的主要成分。碳酸钙通常为白色晶体，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 ³ 。
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

(1) 三开井身固井方式： $\Phi 339.7\text{mm}$ 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； $\Phi 244.5\text{mm}$ 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/cm³+低密度 1.50g/cm³）双胶塞固井，水泥浆返至地面； $\Phi 139.7\text{mm}$ 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 $1.40\text{g}/\text{cm}^3$ +低密度 $1.50\text{g}/\text{cm}^3$ +韧性水泥 $1.90\text{g}/\text{cm}^3$ ）常规工艺固井，水泥浆返至地面，三开井固井方式见表 3-12。

（2）二开井身固井方式： $\Phi 339.7\text{mm}$ 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； $\Phi 139.7\text{mm}$ 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 $1.35\text{g}/\text{cm}^3$ +低密度 $1.50\text{g}/\text{cm}^3$ +韧性水泥 $1.90\text{g}/\text{cm}^3$ ）常规工艺固井，水泥浆返至地面，二开井固井方式见表 3-13。

表 3-12 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^3	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 3-13 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^3	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

根据拟建项目可行性研究报告，拟建项目钻井周期约 639d、完井周期约 642d，地面工程周期约 140d，总施工周期累计为 1421d，拟建项目钻井、采油、地面工程施工将分批同步开展施工。

表 3-14 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
小计		639	642	140
合计		1421		

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 1hm^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 3-5。

图 3-5 钻井井场平面布置示意图

3.5.2.3 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

(1) 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 3-15，主要成分理化性质见表 3-16。

表 3-15 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 3-16 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，获得高倒流能力，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

序号	压裂液主要成分	理化性质
		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

(2) 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）；正常投产运营时，随采出液进入油气处理流程。

新钻井压裂液用量及返排量见表 3-17。

表 3-17 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（ m^3 ）	单井压裂液返排量（ 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

(3) 压裂工艺及参数

①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。

②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 1.5mm 或 2mm 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 4mm 或 6mm 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 1.5mm 及 $2\sim 10\text{mm}$ 油嘴；

b) 最后一级施工结束后，关井 4h，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 1.5mm 或 2mm 油嘴返排；之后压力每降低 5MPa，油嘴可以提高 $1\sim 2\text{mm}$ ，当压力接近 15MPa 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。

（4）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 3-6。

（5）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。

图 3-6 压裂井场平面布置示意图

3.5.2.4 采油工程

1) 举升工艺

拟建项目 6 口新钻油井及 1 口玛 48H 井采用有杆泵举升方式，即新建 7 台

14 型节能抽油机。

2) 采油井场平面布置

拟建项目单座新井场占地面积均为 0.65hm^2 ($80\text{m}\times 82\text{m}$)，因油田井场平面布局大致相同，本次以 1#井场为例给出新建丛式井场平面布置示意图，见图 3-7。

图 3-7 采油井场平面布置图 (MaX5126 井场)

3.5.2.5 油气集输工程

1) 集输管网

拟建项目因与风南 4 井区采出液采出水属于不同类型矿化度，因此考虑新建单井集油管线、集油支线、1 座 12 井式一体化自动选井计量站、将 7 口油井全部接入。

拟建项目采用井口→计量站→注转站→集中处理站的布站方式，并采取电加热密闭集输工艺。

7 口油井采出液通过单井集油管线进入拟建计量站计量后，经拟建集油支管线输风南 4 转油站。

采出液在风南 4 转油站气液分离、原油脱水后，净化油经现有集油干线输至乌尔禾稀油处理站交油。气相（含水伴生气）依托天然气回收装置就地回收，处理装置采用“脱硫+增压+分子筛脱水+丙烷外冷脱烃”工艺，处理后的干气一部分返输至转油站用于加热炉，剩余干气经压缩机压缩后，通过加气柱向槽车充装外运至周边井区钻井队等使用。

拟建项目集输系统估算工程量见表 3-18，集输流程见图 3-8、计量站平面布置见图 3-9。

表 3-18 拟建项目集输系统工程量

序号	项目名称及型号	单位	数量	备注
1	单井集油管线 DN65 PN2.5MPa (II 型柔性复合管、保温)	3.22	km	6 口新井单井集油管线
2	集油支线 DN200 PN3.5MPa (耐温 70℃ 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管、保温)	4.7	km	拟建计量站至风南 4 转油站
3	单井集油管线 DN65 PN2.5MPa	1.1	km	玛 48H 单井集油管线
4	阀池	座	2	含功图量油装置
5	计量站	座	1	12 井式一体化自动选井计量装置、破乳剂加药橇，占地面积 80m^2 ($10\text{m}\times$

序号	项目名称及型号	单位	数量	备注
				8m)

图 3-8 拟建项目集输流程示意图

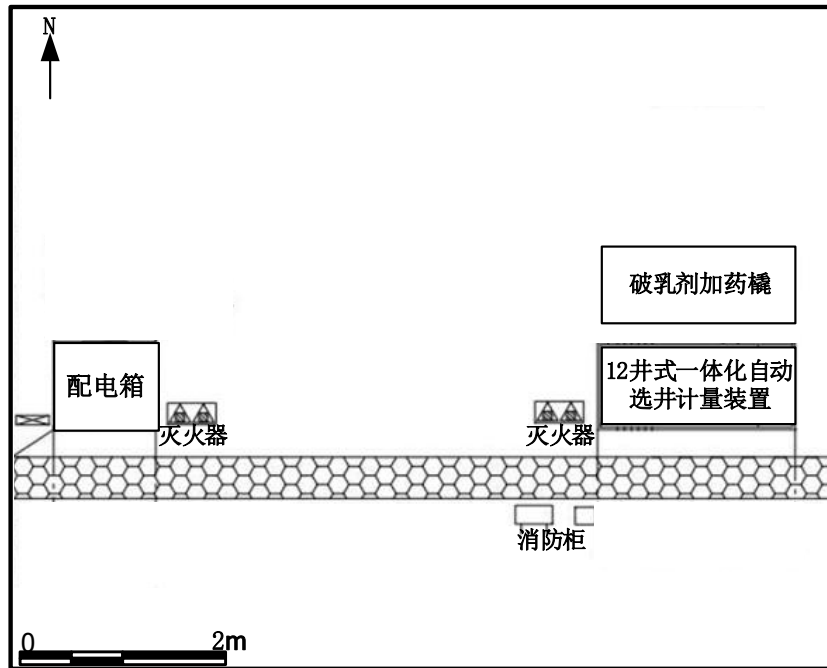


图 3-9 拟建项目拟建计量站平面布置示意图

2) 穿越工程

拟建项目管线穿越碎石路、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，穿越情况见表 3-19。

表 3-19 拟建集油支线管线顶管穿越情况表

项目	名称		影像图
拟建集油 支线	起点	拟建计量站	
	终点	风南 4 转油 站	
穿越位置	油区沥青路		
穿越方式	顶管		
穿越长度	100m/1 处		

3) 风南 4 转油站改造工程

由于玛页 1 井区采出液（ NaHCO_3 水型）且矿化度高，与风南 4 井区当前采出液（ CaCl_2 水型）不配伍，若进站后混合处理，将对风南 4 转油站已建设备造成冲击、存在结垢风险大小的不确定性，因此本次对转油站内流程改造，改造后

已建两台三相分离器分别处理风南 4 及玛页 1 井区采出液。根据项目设计文件校核，三相分离器集油腔单台处理液量能力为 $1312.73\text{m}^3/\text{d}$ ，已建 2 座三相分离器可满足风南 4 井区（液量现状： $1245\text{m}^3/\text{d}$ ）及玛页 1 井区（液量峰值： $342.3\text{m}^3/\text{d}$ ）预脱水需求。

风南 4 转油站站内改造工程量见表 3-20，改造后工艺流程见图 3-10。

改造后仅实现不同井区采出液分质处理，不增加处理规模。

表 3-20 风南 4 转油站主要工程量表

序号	名称	单位	数量	备注
1	进站管汇	座	1	DN325 三通 1 个和 闸阀 1 座
2	DN325×8 进站管汇来液进三相分离器管	km	0.4	地面保温铺设
3	DN219×6 相分离器出水管道	km	0.17	地面保温铺设
4	DN250 平板闸阀	座	1	
5	DN350 平板闸阀座	座	1	

图 3-10 风南 4 转油站改造后工艺流程示意图

3.5.3 辅助工程

3.5.3.1 结构工程

拟建项目主要依托周围井区已有道路，另外需新建巡检路 1.3km（宽 9m）。

3.5.3.2 自控工程

按照油田“标准化设计、模块化建设、标准化采购、信息化提升”管理工作的要求，每个新建井场建设 1 套视频监控系统对井台进行可视化监视，共 4 套。

拟建项目新建 4 套 RTU 控制系统。RTU 控制系统包括控制箱，多功能电表等，负责采集井口生产数据。

3.5.3.3 电力工程

运营期用电依托 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 1.0km，对井场新建的抽油机、视频监控系统和 RTU 进行配电，采用单变带多井的配电方式，3 座井台各设 1 台变压器，玛 48H 井单设 1 台变压器，合计 4 台变压器。

3.5.4 公用工程

3.5.4.1 给水

1) 施工期

施工期用水主要为钻井泥浆配置用水、压裂液配制用水、管线试压用水和施工人员生活用水。

压裂液配制用水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。

管线试压用水为新鲜水，依托风南 4 转油站现有新鲜水管线，生活用水来源为桶装车拉运。施工期用电主要为井场等各类设备用电，其中钻井采用柴油发电机供电驱动，压裂用电依托夏子街 110kV 变电站供电。

2) 运营期

运营期正常工况下不涉及生产用水，井场及计量站无人值守、不涉及生活用水。

3) 闭井期

闭井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。

3.5.4.2 排水

1) 施工期

拟建项目施工期钻井废水回用于钻井泥浆配制、循环利用不外排；压裂返排液收集后通过罐车拉运至风南 4 转油站采出水处理系统处理，达标后回注地层，不外排；管道试压废水沉淀后用于施工场地洒水、降尘，不外排；施工人员生活污水排入防渗生活污水收集池，最终拉运至乌尔禾生活污水处理厂处理。

2) 运营期

运营期井下作业废液、采出水依托风南 4 转油站采出水处理系统处理达标后，管输至后续注水站，回注地层用于油田注水开发。

井场雨水采取自然外排形式。

3.5.4.3 消防工程

在新建的油井变压器区、计量站等防火区配置手提式磷酸铵盐灭火器和推车式磷酸铵盐干粉灭火器。

3.6 建设周期

拟建项目施工人数 25 人，施工现场不设施工营地，施工人员食宿在玛 18 井

区钻井集中公寓。

3.7 劳动定员及工作制度

拟建项目不新增劳动定员，设备设施的运行管理及维护由风城油田作业区内部调剂解决；井场无人值守，年运行 7200h。

3.8 主要经济技术指标

拟建项目技术经济指标见表 3-21。

表 3-21 本项目主要技术经济指标

序号	项目名称	单位	数量	备 注
一	生产规模	10^4t	6.09	最大年产油
1	设计动用资源储量	km^2	3.78	设计动用含油面积
		10^4t	325	设计动用储量
2	设计井数	口	7	油井
3	单井集油管道长度	km	4.32	井场至计量站
4	集油支线长度	km	4.7	计量站至风南 4 转油站
二	年运行时间	h	7200	
三	原辅材料及能源消耗			
1	柴油	t	3195	钻井用柴油
2	电	$10^4\text{kW} \cdot \text{h/a}$	356.27	运营期井场、计量站用电
3	新鲜水	m^3/a	210	运营期洗井用水
4	洗井液	m^3/a	$210\text{m}^3/\text{a}$	运营期井下作业辅料，预估 $30\text{m}^3/\text{井}$ ，每年修井 1 次
5	破乳剂	t/a	1.1	
四	运输量			密闭管输
1	采出液运出量	10^4t	10.27	最大年输送量
五	职工定员	人	3	由玛湖项目部调剂
六	占地面积	hm^2	21.782	
1	临时占地面积	hm^2	17.424	
2	永久占地面积	hm^2	4.358	
七	总投资	万元	49100	
1	建设投资	万元	48201	
2	环保投资	万元	901.3	

3.9 能源消耗

1) 施工期

施工期用水主要为钻井材料配置用水、压裂液配制用水、管线试压用水和施工人员生活用水。

钻井材料、压裂液配制用水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；管线试压用水为新鲜水，依托风南 4 转油站现有新鲜水管线，采用罐车拉运；施工人员生活用水采用桶装车运提供。

施工期用电主要为井场等各类设备用电，其中钻井采用柴油发电机供电驱动，压裂用电依托夏子街 110kV 变电站供电。

2) 运营期

运营期不涉及用水。运营期用电主要为井场、计量站设备用电，用电量约为 $356.27 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 。

拟建项目运营期主要能源消耗统计见表 3-21。

3.10 工程占地

拟建项目占地包括永久占地和临时占地，其中永久占地主要包括新建井场、道路和计量站永久占地；临时占地包括钻井井场、管线敷设、计量站建设等临时占地。本次临时占地不含玛 48H 井，因其钻井期已完钻。

根据建设单位提供数据，拟建项目占地总面积应为 21.782 hm^2 ，其中永久占地面积 4.358 hm^2 ，临时占地面积 17.424 hm^2 ，建设过程中可根据实际情况进行调整。拟建项目占地统计见表 3-22。

表 3-22 拟建项目占地统计表

建设项目	临时占地面积 (hm^2)	永久占地面积 (hm^2)
井场	3 (3 座新井场)	2.960 (3 座新井场+1 口玛 48H)
管线	3.000	0
道路	10.824	1.170
计量站	0	0.008
电力线	0	0.220
小计	17.424	4.358
合计	21.782	

3.11 土石方平衡

拟建项目 3 座新井场永久占地为 1.96 hm^2 ，场平高度约为 1m，开挖量为 $1.96 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，全部用于回填，场地平整；

拟建项目计量站永久占地为 0.008 hm^2 ，场平高度约为 1m，开挖量为 $0.008 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，全部用于回填，场地平整；

拟建项目新建道路永久占地为 1.17 hm^2 ，砂砾石填方高度为 0.3m，填方量

$0.351 \times 10^4 \text{m}^3$ ，需要外购土方；

拟建项目新建各类管线合计 9.02km，施工期作业带内管沟开挖宽度 2m、开挖深度 1.5m，开挖量为 $2.706 \times 10^4 \text{m}^3$ ，全部用于压实回填；

拟建项目新建电力线永久占地 0.22hm^2 ，开挖深度 1.5m，开挖量为 $0.33 \times 10^4 \text{m}^3$ ，全部用于压实回填。

综上所述，预计拟建项目挖方量约为 $6.004 \times 10^4 \text{m}^3$ ，填方总量为 $6.355 \times 10^4 \text{m}^3$ ，需外购土方 $0.351 \times 10^4 \text{m}^3$ ，无废弃土方量。

施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，井场、站场施工过程产生的土方回填至挖方处，并实施压实平整水土保持措施。拟建项目土石方平衡表见表 3-23。

表 3-23 拟建项目土石方平衡表（单位： 10^4m^3 ）

序号	分区	开挖	回填	调入		调出		外借		弃方	
				数量	来源	数量	去向	数量	来源	数量	去向
1	井场	1.96	1.96	0	/	0	/	0	/	0	/
2	管线	2.706	2.706	0	/	0	/	0	/	0	/
3	道路	0	0.351	0.351	外运	0	/	0.351	料场	0	/
4	计量站	0.008	0.008	0	/	0	/	0	/	0	/
5	电力线	0.33	0.33	0	/	0	/	0	/	0	/
合计		5.004	5.355					0.351			

3.12 依托工程

3.12.1 采出液处理依托可行性

拟建项目采出液依托现有风南 4 转油站，位于项目南侧直线距离约 4km。

风南 4 转油站原油接转设计规模为 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采用“油气分输就地分水”接转工艺，目前处理量 $21.9 \times 10^4 \text{t/a}$ 。油区来液先进入油气分离器橇进行气液分离，分离出的液相经过二段脱水工艺（两相分离器+压力脱水橇），然后经现有集油干线外输至乌尔禾稀油处理站交油；分离出的气相通过除油器二次分离输送至天然气回收装置；分离出的采出水经站内采出水处理系统处理。拟建项目采出液最大量 $10.27 \times 10^4 \text{t}$ ，在其处理余量范围内，依托具有可行性。

图 3-11 风南 4 转油站采出液处理工艺流程示意图

3.12.2 伴生气处理依托可行性

1) 伴生气气量

根据预测指标, 拟建项目伴生气预测最大产量为 $1.473 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (第 2 年), 采出液经风南 4 转油站气液分离后, 湿伴生气依托风南 4 转油站天然气回收装置就地回收, 设计处理规模 $8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (1 套 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、1 套 $3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$), 当前处理余量 $2.08 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 拟建项目伴生气气量 (最大值 $1.473 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$) 在风南 4 转油站天然气回收装置处理余量范围内。

2) 伴生气处理工艺

风南 4 转油站来伴生气 (0.2 MPa 、 25°C) 经初步预分离后增压至 $4.0 \text{ MPa} \sim 4.5 \text{ MPa}$ 、 50°C , 进入油气分离器进行气液分离, 分离出的含水气相进入分子筛干燥脱水后, 再次增压然后进一步冷却, 接着进入油气分离器分离出轻烃进入混烃储罐; 最终净化后的伴生气经换热后外输至周边站场或站内燃气设施自用。

拟建项目伴生气不含硫化氢, 含有少量水, 气质与附近井区伴生气类似, 依托处理可行。

图 3-12 风南 4 转油站天然气回收装置工艺流程示意图

3.12.3 废水、废液处理依托可行性

3.12.3.1 施工期

压裂返排液 (18900 m^3) 分批次通过罐车拉运至风南 4 转油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, 不外排。

3.12.3.2 运营期

运营期井下作业废液 ($189.9 \text{ m}^3/\text{a}$ (分批次))、采出水 ($139.3 \text{ m}^3/\text{d}$ (第 2 年)) 依托风南 4 转油站采出水处理系统处理, 分离出的采出水经站内采出水处理系统处理达标后, 水质达标后根据采油回注需求进行地层回注。

3.12.3.3 处理工艺

风南 4 转油站采出水处理系统采用“氧化破胶-混凝沉降-二级过滤”工艺, 主体设备采用撬装处理装置。设计处理规模 $1500 \text{ m}^3/\text{d}$, 目前实际处理规模 $800 \text{ m}^3/\text{d}$ 。风南 4 转油站分离来的采出水、接收的作业废液、压裂返排液等进 1 座 300 m^3 接收水罐进行油水分离, 出水经提升泵输送至破胶氧化, 经氧化降黏处理后, 出水经泵提升至混凝反应沉降装置, 去除悬浮物和含油, 出水进过滤缓冲罐, 经过滤提升泵提升至一级双滤料过滤器和二级多介质过滤器, 过滤器出水 (含油 $\leq 2 \text{ mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 8 \text{ mg/L}$) 去净化水罐储存, 管道密闭输送至风南 4 井区含盐水池 (进水指标含油 $\leq 2 \text{ mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 8 \text{ mg/L}$), 风南 4 井区含盐水池

位于转油站西侧约 950m。

图 3-13 风南 4 转油站采出水处理系统工艺流程图

拟建项目压裂返排液主要为返排的滑溜水体系压裂液（水分占比很大），运营期采出水和作业废液水质为常见油田废水，在风南 4 转油站处理范围内。

3.12.4 危险废物暂存依托可行性

运营期除依托的风南 4 转油站采出水处理系统新增浮油（35.53t/a）可直接回用至站内生产系统外，落地油（3.5t/a）、清罐底泥（552.7t/a）、废沾油防渗材料（3.5t/a）、废润滑油（0.35t/a）依托风城油田作业区危险废物贮存点 1 暂存。

风城油田作业区危险废物贮存点 1 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 669.6m²。设有油泥存放区、废旧防渗膜存放区等存放场所，存放区设集液沟排向危险废物贮存设施北侧的集液池（5m×1.5m×1.5m）。

根据调查，危废贮存点 1 贮存能力约为 1500t，可满足项目危废贮存需求。

图 3-14 风城油田作业区危险废物贮存点 1 建设情况

3.12.5 依托工程环保手续

3.12.5.1 风南 4 转油站

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。

风城油田风南 4 井区含盐水池包含在《风城油田含盐水排放工程环境影响报告书》，2014 年 1 月 26 日取得原克拉玛依市环境保护局环评批复文件（克环保函 2014]53），2015 年 6 月 5 日取得原克拉玛依市环境保护局验收意见（克环保函 2015]442 号）。

3.12.5.2 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，2020 年 4 月通过企业自主验收。

3.12.5.3 依托工程汇总

拟建项目采出液、伴生气、作业废液、采出水处理，危险废物暂存等依托情况汇总分析见表 3-24。拟建项目玛页 1 井区后期投产后属于风城油田作业区管理，风城油田作业区位于克拉玛依市乌尔禾区境内，风城油田作业区已在克拉玛依市生态环境局办理完成相关站场排污登记（详见上文表 2-2）。

综上所述，结合《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报告书》（备案意见函：新环环评[2021]989 号）对上述依托工程的回顾情况，各依托工程满足环保“三同时”要求，满足国家环保要求。

拟建项目处理依托可行。

表 3-24 项目依托工程情况

依托工程	依托内容	设计规模	当前处理规模	富余能力	拟建项目需求量	是否满足	环评批复	验收文件	环境影响后评价	依托可行性
风南 4 转油站	采出液处理	100×10 ⁴ t/a	21.9×10 ⁴ t/a	78.1×10 ⁴ t/a	10.27×10 ⁴ t/a（第 2 年）	满足	《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》，克环函[2020]185 号	2021 年企业自主验收	《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报告书》及其备案意见新环环评[2021]989 号	可行
	伴生气处理	8×10 ⁴ Nm ³ /d	7.92×10 ⁴ Nm ³ /d	2.08×10 ⁴ m ³ /d	1.473×10 ⁴ m ³ /d（第 2 年）	满足				可行
	采出水处理	1500m ³ /d	800m ³ /d	700m ³ /d	139.3m ³ /d（第 2 年）	满足				可行
	压裂返排液处理				压裂返排液 18900m ³ （分批次，返排期约 60d，平均 315m ³ /d）	满足				可行
风南 4 井区含盐水池	废水暂存	库容 252×10 ⁴ m ³ ，目前运行负荷约 30%			经风南 4 转油站处理后的达标水（162.8m ³ 、18900m ³ ）依托暂存	满足	《风城油田含盐水排放工程环境影响报告书》，克环保函[2014]53 号	环保函[2015]442 号		可行
风城油田作业区危险废物贮存点 1	危险废物暂存	建筑面积669.6m ² ；分为油泥、废沾油防渗膜等区域，建有集液沟及11.25m ³ 集液池。危废贮存能力约1500t			落地油 3.5t/a 清罐底泥 552.7t/a 废沾油防渗材料 3.5t/a 废润滑油 0.35t/a （浮油在风南 4 转油站内直接回用至系统、不做暂存）	满足	《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》，克环保函[2018]181 号	2020 年 4 月，企业自主验收		可行

图 3-15 拟建项目与依托工程相对位置示意图

3.13 工艺流程及产污环节分析

3.13.1 施工期

施工期包括钻前、钻井、井下作业、地面工程建设等三部分。

3.13.1.1 钻前工程

钻前作业的主要工作在于准备钻井条件。钻前作业的主要工作有：

- 1) 井场及设备基础准备：根据井的深浅、设备的类型及设计的要求来平整场地，进行设备基础施工（包括钻机、井架、钻井泵等基础设备）。
- 2) 钻井设备搬运及安装。
- 3) 井口准备。
- 4) 安装泥浆不落地设备。

3.13.1.2 钻井工程

主要包括钻前准备、钻进和钻完井、设备拆卸搬运。

1) 钻前准备

- (1) 井场及设备基础准备：根据井的深浅、设备的类型及设计的要求来平整场地，进行设备基础施工（包括钻机、井架、钻井泵等基础设备）。
- (2) 钻井设备搬运及安装。
- (3) 井口准备。
- (4) 安装泥浆不落地设备。

2) 钻进

拟建项目共部署 6 口新钻井。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，并用循环的钻井泥浆将钻屑带出井眼，以保证持续钻进。利用钻机设备破碎地层形成井筒的工艺过程。

新钻井井身结构为 3 口三开、3 口二开。

一开：地表地层一般比较松软，在钻开后必须进行专门的加固处理才能继续向深部钻进。这种加固一般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（称固井）来完成，当一开钻达硬地层后，即下套管固表层，待固井水泥凝固后再继续钻进。油井钻至设计井深，下入表层套管，同台井表层套管错开 10m，然后进行固井，在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。

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：拟建项目新钻油井钻至设计井深，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。

3) 设备拆卸、搬运

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。

3.13.1.3 完井工程

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。

1) 完井方式：采用套管注水泥固井完井方式。

2) 完井管柱：参考钻井工程井身结构优化结果，完井管柱选择 $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管，套管壁厚 14.27mm，钢级 125V。

3) 生产管柱：油藏埋深 4500~4670m，预计部署区造斜点深度 4350m 左右，预计最大下泵深度 2500m，采用 $\Phi 73\text{mm} \times 5.51\text{mm}$ P110 外加厚油管。

3.13.1.4 储层改造工程

1) 射孔作业

套管射孔是油井钻井、固井完井后，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) 压裂作业

压裂是油气井增产的一项主要措施，油气层压裂工艺过程用压裂车，把高压大排量具有一定黏度的液体挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂等）充填进裂缝，提高油气层的渗透能力，以增加产油量。拟建项目 6 口油井采取压裂作业方式。

3.13.1.5 井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一，包括钻井完井后的试油、油气层的增产措施以及油水井的小修、大修等。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和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。

3.13.1.6 地面工程建设

地面工程建设主要包括井场建设、计量站建设、设备安装、管线敷设等内容。

1) 井场、计量站建设

拟建项目新建井场、计量站地面拟全部采用素土压实。

2) 设备及地面设备安装

主要工程活动包括抽油机基础施工、采油设备、计量站阀组安装。采油设备安装顺序为：“施工准备→基础验收划线→机座安装→采油设备主体安装→电机安装→电控箱安装→加注润滑油坚固螺栓→试运”。

3) 管线敷设

拟建项目管线敷设方式主要为埋地敷设，管道施工时穿越普通土路采用开挖方式进行穿越；穿越油区沥青路采用顶管方式穿越，并设保护套管。

(1) 管道施工前，首先要对施工作业带进行清理和平整，以便施工人员、施工车辆和机械、管材等进入施工场地；管材防腐绝缘后运到现场，开始布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏；在完成管沟开挖、顶管穿越等基础工作以后，按照施工规范，将在现场处理后的管道下到管沟内。

拟建项目集输管线选用非金属管材，管道自身属防腐材质，无需对管道增加内外防腐涂层。单井集油管线保温层采用 30mm 保温橡塑海绵；集油支线保温层均采用 30mm 硬质聚氨酯泡沫塑料，管线埋至冻土深度以下。

施工过程中要经过测量定线、清理施工现场、平整工作带，管材经过防腐绝缘后运到现场，开始布管、组装焊接、探伤、补口及防腐检漏。在完成管沟开挖工作以后下沟，分段试压后对管沟覆土回填，然后清理作业现场，做好恢复地貌、地表植被工作，最后通过竣工验收。

(2) 开挖敷设

管线安装完毕后，立即按原貌恢复地面和路面；采用开挖方式时不设保护套管。一般地段管线施工方式断面示意图 3-16。

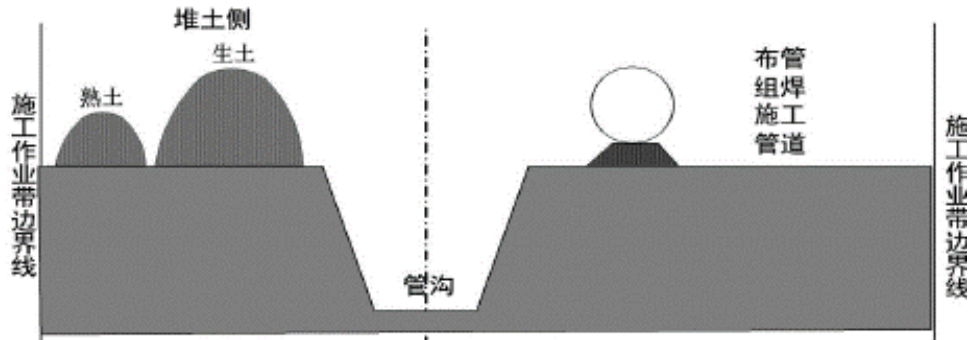


图 3-16 开挖施工方式断面示意图

(3) 顶管穿越施工

顶管施工是垂直地面做工作井，然后用高压液压千斤顶，将水泥或者钢制管道涂抹润滑介质从操作坑顶至接收坑，与此同时，也就把紧随工具管后的管道埋设在两井之间，以期实现非开挖敷设地下管道的施工方法。顶管施工主要分两个阶段：

①挖操作坑

按照施工方案进行操作坑的开挖。设置后背墙，安装轨道，固定设备，留出施焊的空间。为使后背墙、套管在顶进过程中受力均匀，液压设备与后背应加钢板和道木。

②套管顶进施工

用吊车将套管管节轻放在导轨上，开动千斤顶将套管缓慢顶进，首节管顶入后，在放第二根套管前，应先进行管内清土。安装第二根套管时，在两套管接口处按要求进行密封，确保接口处于刚性连接。液压缸退回到起始位置，将第二管节吊装就位后再依次顶进，直至顶入设计的长度，完成顶管作业。

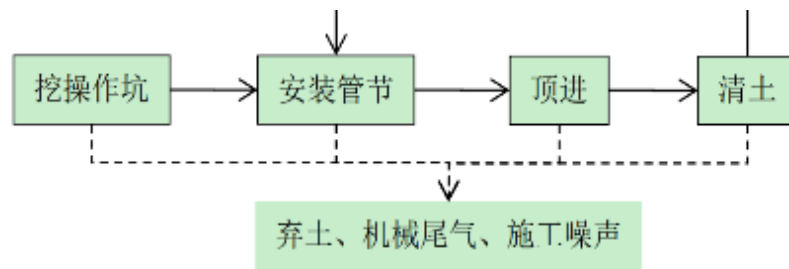


图 3-17 顶管穿越施工工艺流程及产排污环节图

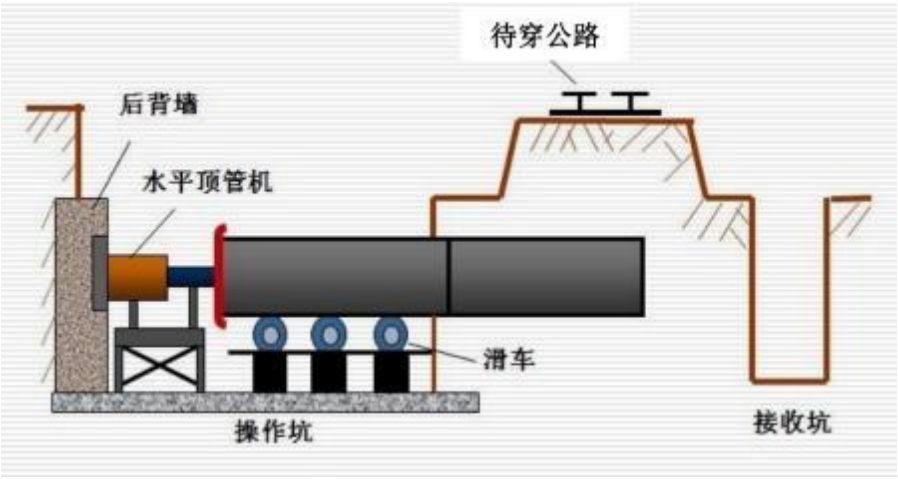


图 3-18 顶管穿越示意图

③清管及试压

管线系统安装完毕后，在投入生产前，必须进行吹扫及试压，清出管线内部的杂物并检验管线及焊缝的质量。当吹扫出的气体无铁锈、尘土、石块、水等脏物时为吹扫合格，吹扫合格后应及时封堵。

a. 管线清管

管线系统压力试验合格后，应进行吹扫，吹扫采用空气吹扫。

吹扫前将设备进、出口隔断，将流量计、过滤器、调节阀等设备或仪表拆除。

吹扫压力不超过设备和管线系统设计压力。吹扫时进行间断性吹扫，并以最大量进行，空气流速不得小于 20m/s。吹扫过程中，当目测排气无颗粒物时，在排出口用白布或涂白色油漆的靶板检查，在 5min 内，靶板上无铁锈及其他杂物为合格。

b. 管线试压

管线液体压力试验介质为洁净水，强度试验压力为设计压力的 1.5 倍。液体压力试验时，必须排净系统内的空气。升压应分级缓慢，达到试验压力后停压 2h，然后降至设计压力，进行严密性试验，达到试验压力后停压 4h，不降压、无泄漏和无变形为合格。

综上，施工期主要产污环节见表 3-25，主要工艺流程及产污环节见图 3-19。

表 3-25 拟建项目施工期主要产污环节分析

工程内容	污染物			
	废气	废水	固体废物	噪声
钻井作业	施工扬尘（G1-1）	钻井废水（W1-1）	钻井固废（S1-1）	施工噪声

井下作业	施工废气 (G1-2)	压裂返排液 (W1-2)	施工废料 (S1-2)	(N1-1)
地面工程建设		管道试压废水 (W1-3) 生活污水 (W1-4)	生活垃圾 (S1-3) 废危化品包装材料 (S1-4)	

图 3-19 施工期工艺流程及产排污节点图

3.13.2 运营期

1) 采油

拟建项目采用机械采油，选用 14 型节能抽油机和电潜螺杆泵。采油工程产污环节为采油设备抽油机噪声 (N2-2)、井场无组织挥发烃类废气 (G2-1)、计量站无组织挥发废气 (G2-2)。

2) 油气集输

拟建项目采用密闭管输方式，采出液通过单井集油管线汇至拟建计量站计量，最终输送风南 4 转油站处理。

3) 井下作业

井下作业主要是指对存在问题的井进行作业，基于每口井不同的井下复杂情况，井下作业可分为大修和小修。修井作业常规工艺如：冲砂、检泵、下泵、清防蜡、防砂、配注、堵水调剖、封串、挤封、二次固井、打塞、钻塞、套管整形、修复、打捞等作业，以恢复采油井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的过程。

井下作业通井机、机泵的运行会产生井下作业噪声 N2-1；另外井下作业过程中产生井下作业废液，包括修井、洗井废水，其中主要污染物含有 SS、石油类等。

拟建项目井下作业“铺设作业、带罐上岗”，落地油 100%回收，作业过程中产生的落地油立即收集至风城油田作业区危废贮存点 1 暂存，最终回用至风南 4 转油站采出液系统自行利用。

拟建项目运营期的主要产污环节包括：井场无组织挥发烃类废气 (G2-1)；采油设备噪声 (N2-2)、井下作业噪声 (N2-1)；井下作业废液 (W2-1)、采出水 (W2-2)；井下作业产生的落地油 (S2-1)、废沾油防渗材料 (S2-2)，站场大罐清罐产生的清罐底泥 (S2-3)，采出水处理系统除油罐产生的浮油 (S2-4)，废润滑油 (S2-5)。拟建项目运营期无新增劳动定员，不新增生活污水与生活垃圾产生。

综上，运营期主要产污环节见表 3-26，主要工艺流程及产污环节见图

3-20。

表 3-26 拟建项目运营期主要产污环节分析

阶段	工程内容	污染物			
		废气	废水	固体废物	噪声
运营期	采油	井场无组织挥发烃类废气 (G2-1)	——	废润滑油 (S2-5)	采油设备噪声 (N2-2)
	油气集输	计量站无组织挥发烃类废气 (G2-2)	——	——	——
	油气水处理	——	采出水 (W2-2)	清罐底泥 (S2-3) 浮油 (S2-4)	——
	井下作业	——	井下作业废液 (W2-1)	井下作业落地油 (S2-1) 废沾油防渗材料 (S2-2)	井下作业噪声 (N2-1)

图 3-20 运营期工艺流程及产排污节点图

3.13.3 闭井期

运营期结束后进入闭井期，闭井期主要是井口封存、井场设备拆除、清理井场等过程，由于施工时间较短，施工人员无需驻场。

1) 封井措施

拟按照《废弃井及长停井处置指南》(SY/T 6646-2017)、中国石油天然气集团有限公司有关规定进行退役封井处置。

(1) 封堵作业前进行压井，待井内液柱压力平衡后方可进行其他作业。注水泥塞施工时，井内的静液柱压力应大于地层压力。难以实现静态平衡的高压地层或漏失地层可采用桥塞、膨胀封隔器、水泥承留器等一些机械工具进行挤注水泥浆。

(2) 封井用水泥的选用和配制，应按《常规修井作业规程第 14 部分：注塞、钻塞》(SY/T 5587.14-2013) 的规定执行；低渗层储层可采用超细水泥。

(3) 低压井在油层套管水泥返高以下、最上部油层射孔井段以上 200m 内，注 50m 长的水泥塞；然后在距井口深度 200m 以内注 50m 长的水泥塞封井；高压井在油层套管水泥返高以下、最上部油层射孔井段以上 200m 内先打高压桥塞，再在桥塞上注 50m 长的水泥塞，最后在距井口深度 200m 以内注 50m 长的水泥塞封井。

(4) 周边存在注采井干扰的废弃井封固前，应暂停周边干扰井的生产或注水等作业，待地层压力稳定后，对可能存在井间干扰的层位进行挤注封堵。

(5) 封井后进行试压，符合标准后进行其他作业。

(6) 已封堵的井口套管接头应露出地面，并用厚度不低于 5mm 的圆形钢板焊牢，钢板上面应用焊痕标注井号和封堵日期。按照油田相关要求统一做好标识，并记录存档。

(7) 建立报废井档案。每年至少巡检 1 次，并记录巡井资料。

2) 设备清洗

报废管线清洗后，采用盲板进行封堵，原地弃置不挖出。为减轻废弃管线处置对周边环境的不利影响，管段均在停输后泵入热水，实现输送介质回收及管壁清洗，清洗废水输送至或由罐车拉运至附近站场采出水处理系统进行集中处理。

3) 设备拆除

清洗完成后，将地面设施拆除并清理井场，废弃设备和建筑垃圾，应集中清理收集，其中废弃设备等设施按照资产报废程序由中石油新疆油田分公司物

资管理部门统一处理，其余不能回收的外运至市政部门指定地点，由环卫部门处置。地面设施拆除、井场清理等工作过程中产生的落地油等危险废物，直接由有具备危险废物处理资质的单位拉运并进行无害化处理。

设备搬迁后，井场内污染物应得到妥善处理，做到工完、料净、场地清。最后按照《土地复垦条例》（2011 年 3 月 5 日）要求，将占地恢复原貌。

闭井期主要产污环节见表 3-27，主要工艺流程及产污环节见图 3-21。

表 3-27 拟建项目闭井期主要产污环节一览表

阶段	工程内容	污染物			
		废气	废水	固体废物	噪声
闭井期	设备拆除、井场清理等	施工机械废气及扬尘（G3-1）	管道清洗废水（W3-1）	废弃设备及建筑垃圾（S3-1） 落地油（S3-2）	设备拆除施工噪声（N3-1）

图 3-21 项目闭井期主要产污环节

3.14 主要污染物排放及治理措施

3.14.1 施工期污染物排放情况

3.14.1.1 废气

1) 施工扬尘（G1-1）

拟建项目管线敷设、井场建设、车辆运输过程等均会产生少量施工扬尘。

施工期产生的扬尘污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力因素的影响最大，随着风速的增大，施工扬尘的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

汽车运输也会产生扬尘污染，其扬尘量、粒径大小等与多种因素如路面状况、车辆行驶速度、载重量和天气情况等相关。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快，其影响范围主要集中在运输道路两侧，如果采用道路定期洒水抑尘、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施，可有效减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

2) 施工废气（G1-2）

(1) 车辆与机械尾气

拟建项目井场建设、车辆运输过程及管线敷设时，将有少量的施工车辆与机械废气产生，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、 C_mH_n 等，一般会造成局部的污染物浓度

增大，但此类尾气为间断排放，随着机械使用频率的不同而随时变化，且位置不固定，同时随车辆使用的结束而结束，同时废气污染源具有间歇性和流动性，对周围局部地区的环境空气影响较轻。

在使用大型机械设备时，应按照《非道路移动机械污染防治技术政策》（生态环境部公告 2018 年第 34 号）、等文件的要求，优先使用低硫、低磷、低硫酸盐灰分的油品。在使用机械时，加强施工机械的排放检测和维修，经检测排放不达标的机械，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。

本项目地面工程施工周期约为 140d，施工期预计最多使用的燃油机械情况见表 3-28。

表 3-28 施工期主要流动源一览表

序号	设备名称	台数	类别 (kW)	级别	燃料	燃料用量 (kg/d·辆)	施工周期 (d)	合计燃料用量 (kg)
1	挖掘机	3	150	国III	柴油	150	140	63000
2	装载机	2	160	国III	柴油	120	140	33600
3	20t 载重汽车	3	247	国III	柴油	100	140	42000
4	50t 吊车	1	235	国III	柴油	60	140	8400

根据《非道路移动源大气污染物排放清单编制技术指南（试行）》中非道路移动源机械排放因子，具体见表 3-29。

表 3-29 非道路移动源机械排放因子表（单位：g/kgFuel）

类别	级别	PM ₁₀	PM _{2.5}	THC	NO _x	CO
G<37kW	国III	2.50	2.38	5.00	27.30	22.75
37<G<75kW	国III	1.66	1.52	4.76	16.67	21.42
75<G<130kW	国III	1.22	1.12	3.91	13.66	21.96
G>130kW	国III	0.90	0.80	1.00	14.00	15.00

本项目非道路移动源污染物排放情况见表 3-30。

表 3-30 施工期主要流动源污染物排放情况一览表

序号	设备名称	PM ₁₀	PM _{2.5}	THC	NO _x	CO
1	挖掘机	56700	50400	63000	882000	945000
2	装载机	30240	26880	33600	470400	504000
3	20t 载重汽车	37800	33600	42000	588000	630000
4	50t 吊车	7560	6720	8400	117600	126000
小计（g）		170100	132300	117600	147000	2058000

合计 (t)	4.6599

本项目地面工程施工排放量为间歇性无组织排放。由于施工机械单车排放系数较大，但较分散且周边开阔，有利于气态污染物的扩散，因此施工期大气污染程度相对较轻。

(2) 焊接烟尘

焊接烟尘来源于金属结构与管道焊接过程，主要污染物为颗粒物。通过规范焊接操作，使用低毒焊条等措施可降低焊接颗粒物环境影响。

(3) 钻井柴油发电机废气

① 废气产生及排放情况

项目施工期废气污染源主要为钻井柴油发电机排放的废气，钻井过程中钻机使用大功率柴油机带动，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为 NO_x 、 SO_2 、颗粒物等。

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 $0.85\text{t}/\text{m}^3$ ，则共耗柴油体积为 3758.8m^3 ）。

根据《社会区域类环境影响评价》（中国环境科学出版社，2007 年）给出的计算参数，柴油机污染物排放系数为：颗粒物为 $0.714\text{g}/\text{L}$ ， NO_x 为 $2.56\text{g}/\text{L}$ ，总烃为 $1.489\text{g}/\text{L}$ 。消耗 1kg 柴油按照产生 20Nm^3 废气进行核算。根据《车用柴油》（GB 19147-2016/XG1-2018）中车用柴油（VI）技术要求和试验方法可知，车用柴油（VI）中硫含量不大于 $10\text{mg}/\text{kg}$ ，即 SO_2 排放系数为 $20\text{g}/\text{t}$ 。污染物排放系数见表 3-31，钻井过程排入大气中的污染物排放量见表 3-32。

表 3-31 污染物排放系数

废气排放系数	总烃排放系数	NO_x 排放系数	SO_2 排放系数	颗粒物排放
$20\text{Nm}^3/\text{kg}$	$1.489\text{g}/\text{L}$	$2.56\text{g}/\text{L}$	$20\text{g}/\text{t}$	$0.714\text{g}/\text{L}$ 柴

表 3-32 钻井过程排入大气中的污染物排放量

污染物名称	总烃	NO_x	SO_2	颗粒物
废气排放量 (10^4m^3)	6390			
大气污染物排放量 (t)	5.60	9.62	0.06	2.68
排放浓度 (mg/m^3)	87.59	150.59	1.00	42.00

根据《关于柴油发电机排气执行标准的复函》（环函[2005]350号），柴油发电机参照《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）中表 2 标准。拟建项目钻井机械为柴油机，工作原理与柴油发电机相同，排放标准参照《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中标准，对其排放的 SO_2 、 NO_x 、颗粒物等污染物进行控制（即 $\text{SO}_2 \leq 550\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 240\text{mg}/\text{m}^3$ 、颗粒物 $\leq 120\text{mg}/\text{m}^3$ ）。因此，拟建项目柴油机废气可以达标排放。

拟建项目施工时各种机械设备应选用尾气排放达标的设备，钻井柴油机和柴油发电机、运输车辆均使用满足《车用柴油》（GB 19147-2016/XG1-2018）要求的国 VI 标准柴油，排放污染物相对较少，同时加强运输车辆管理和维护。拟建项目所在地较空旷，空气流动性好，污染物扩散能力快，施工期排放的大气污染物将随施工的结束而消失。因此钻井柴油机和柴油发电机、运输车辆尾气对周围环境的影响在可接受范围内。

3) 测试放喷废气 (G1-3)

本项目测试放喷期间分离出的伴生气气量较少，测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空；根据玛 48H 试油资料，开发区块不含硫化氢；但地层具有未知性，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低毒性气体的毒性。天然气放空产生的废气量取决于目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为 1~2d，放喷时间较短，废气随放喷结束而消失，对周边环境影响不大。

4) 压裂过程废气 (G1-4)

本项目压裂过程会产生少量烃类，过程排放的废气量较小，在加强管理，保证设备正常运行的情况下，由于施工现场比较空旷，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性。因此，对局部地区的环境影响较小。

3.14.1.2 废水

拟建项目施工期水污染物主要为钻井废水、压裂返排液、管道试压废水、生活污水。

1) 钻井废水

拟建项目钻井采用“泥浆不落地”工艺。钻井废水主要包括泥浆不落地装置分离的废水，主要污染物为悬浮物、COD、石油类。

参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部 公告 2021 年 第 24 号）中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，

钻井废水参照普通油井（ $\geq 3.5\text{km}$ 进尺）产污系数 $29.73\text{t}/100\text{m}$ 核算，拟建项目总钻井进尺 41640m ，则钻井废水产生量为 12379.6m^3 。

钻井废水进入泥浆不落地系统处理后，作为钻井液配制用水、循环利用不外排。

2) 压裂返排液

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。根据前文表 3-17，拟建项目压裂液返排量合计约为 18900m^3 。

拟建项目压裂返排液 90% 以上成分为水，由罐车拉运至风南 4 转油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) 管道试压废水

管道试压用水一般采用清洁水，拟建项目新建各类集油管线合计 9.02km 。经核算，管线试压废水产生量约为 161.91m^3 ，主要污染物为悬浮物，试压结束后用作井场内、道路洒水、降尘用水。

4) 生活污水

项目开发建设期间生活污水主要来自钻井、井下作业、地面工程建设等过程中施工人员产生的生活污水。施工期按照 25 人计，一般生活用水量约 $50\text{L}/(\text{人} \cdot \text{d})$ ，生活污水产生量为用水量的 80%，拟建项目总施工周期约为 1421d，生活污水产生量约为 1421m^3 。

拟建项目施工现场设置防渗生活污水收集池，最终集中拉运至乌尔禾区污水处理厂处理。

3.14.1.3 固体废物

1) 钻井固废

结合钻遇地层地质情况并根据中国石油新疆油田分公司近 3 年钻井固废统计数据，使用水基钻井液钻进段每千米进尺产生钻井固废约 $500\text{t} \sim 600\text{t}$ ，本次评价按 600t 核算，使用合成基钻井液钻进段每千米进尺产生钻井固废约 $380\text{t} \sim 480\text{t}$ ，本次评价按 480t 核算。则拟建项目钻井固废产生情况见表 3-33。

表 3-33 钻井固废产生情况一览表

井号	开次	钻井固废 (t)	固废性质
MYHW0901	一开	300.0	水基，一般固废
	二开	2100.0	水基，一般固废

	三开	1406.4	油基，危险废物
MYHW1002	一开	300.0	水基，一般固废
	二开	2100.0	水基，一般固废
	三开	1416.0	油基，危险废物
MYHW1003	一开	300.0	水基，一般固废
	二开	2100.0	水基，一般固废
	三开	1416.0	油基，危险废物
MYHW1001	一开	720.0	水基，一般固废
	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、二开钻井固废共计产生 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，施工结束后委托专业单位处置。

三开钻井固废共计产生 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（HW08 石油开采，071-002-08 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于石油开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆），委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处理。

拟建项目钻井固废采用“泥浆不落地”工艺，即“随钻随治”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 3-22。

图 3-22 “泥浆不落地”工艺流程示意图

2) 施工废料

施工废料主要包括焊接作业中产生的废焊条、保温作业中产生的废保温材料（废橡塑海绵、废泡沫塑料）等。施工废料产生量约为 20kg/km 管线，拟建项目新建管线共计 9.02km，因此，施工废料产生量约为 0.18t，施工废料尽可能回收利用，不能利用的拉运至固废填埋场处置。

3) 生活垃圾

项目开发建设期间生活垃圾主要来自钻井、作业和地面工程施工现场。生活垃圾按照每人每天产生0.5kg计算，施工人员25人，总施工周期累计为1421d，则施工期生活垃圾产生量约为 17.76t。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

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理资质的单位处置。

3.14.1.4 噪声

拟建项目施工期噪声主要为施工机械噪声，钻井、井下作业及地面工程建设等施工过程中，因使用各种机械工具和车辆而产生噪声污染，具有间断性和暂时性。类比同类工程施工机械的噪声源强，确定拟建项目设备噪声源强见表 3-34。

表 3-34 拟建项目施工期噪声源强统计表

序号	项目	设备名称	声压级（dB（A））
1	钻井	钻机	95
		柴油发电机	100
		泥浆泵	85
		振动筛	80
		除砂器	80
		除泥器	80
2	压裂	压裂泵车	100
		混砂车	85
		仪表车	80
		管汇车	80
		提液泵	80
3	地面工程建设	挖掘机	92

序号	项目	设备名称	声压级 (dB (A))
		推土机	95
		顶管机	90

3.14.1.5 生态

1) 施工作业带清理和管沟开挖

拟建项目所在区域土地利用现状以裸土地为主，地面建设过程，会对区域内的生态环境，特别是建设范围内的生态环境造成不良影响。拟建项目施工期影响主要表现在占用土地、改变土地利用类型、扰动土层、破坏植被。

集输管道管沟开挖过程中，造成的土体扰动将使土壤的结构、组成及理化性质特性等发生变化，进而造成对土壤的侵蚀，影响植被的恢复的生长发育等。

2) 工程占地

拟建项目占地主要为钻井施工、管线敷设、井场、计量站建设产生的临时占地和永久占地。

拟建项目占地总面积应为 21.782hm²，其中永久占地面积 4.358hm²，临时占地面积 17.424hm²。永久占地将改变土地利用性质，对环境产生一定影响。临时占地在施工期将会对环境产生影响，工程结束后对临时占地进行生态恢复，可以将其影响降至最低。

3.14.2 运营期污染物排放情况

3.14.2.1 废气

1) 井场无组织废气

井场烃类无组织挥发废气主要污染物为 VOCs。根据类比调查，结合各油田的经验数据并咨询行业专家，井场无组织挥发量计算公式如下：

$$G_{\text{轻烃}} = M \times \lambda \times \rho \times \eta \times \beta$$

$$G_{\text{非甲烷总烃}} = G_{\text{轻烃损耗}} \times \alpha$$

式中：G_{轻烃损耗}——单口油井轻烃（油气）损耗量，kg/a；

G_{非甲烷总烃}——井口油井非甲烷总烃损耗量，kg/a；

M——油井产油能力，t/a；

λ——气油比，m³/t；

ρ——井口挥发轻烃的密度，kg/m³；

η——油气集输系统损耗率，取 5%；

β——井场挥发轻烃占油气集输系统总损耗的百分比%，管输井场取 20%；

α——伴生气中非甲烷总烃的质量百分比含量

根据项目开发指标预测，拟建项目烃类挥发量为 3.1521t/a，其中 VOCs（以非甲烷总烃计）排放量 1.0192t/a。详见表 3-35。

表 3-35 拟建项目无组织废气产生量计算参数及计算结果

管输油井数（口）	7
本次最大产油能力（10 ⁴ t/a）	6.09
气油比（m ³ /t）	73
油气集输系统损耗率	0.50%
挥发轻烃占油气集输系统总损耗的百分比%	20%
井口挥发轻烃的密度（kg/m ³ ）	0.71
非甲烷总烃占比（%）	32.33
轻烃挥发量（t/a）	3.1521
非甲烷总烃挥发量（t/a）	1.0192

备注：伴生气组分见表 3-2。

2) 计量站无组织废气

拟建计量站属于低压密闭流程，工艺全密闭，在实际运行中可能逸散少量油气，本次参考《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ 853-2017）设备与管线组件动静密封点 VOCs 泄漏量计算，计算过程如下：

$$E_{\text{设备}} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n \left(e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

式中：E 设备—设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的年许可排放量，kg/a；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

$e_{\text{TOC},i}$ —密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率，kg/h；

$WF_{\text{VOCs},i}$ —流经密封点 i 的物料中挥发性有机物的设计平均质量分数，%；

$WF_{\text{TOC},i}$ —流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）的设计平均质量分数，%；

t_i —密封点 i 的年运行时间，h/a。

根据表 3-36，拟建设备动静密封点无组织排放 VOCs 为 0.1333t/a。

表 3-36 动、静密封点无组织废气排放量计算参数及结果

序号	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC},i}$ (kg/h/排放源)	相关设备数量 (个)	相关设备排污量 (t/a)	VOCs 合计排放量 (t/a)
1	连接件	0.028	48	0.0319	0.1333
2	开口阀	0.03	0	0.0000	
3	开口管线	0.03	0	0.0000	
4	阀门	0.064	12	0.0182	

5	压缩机	0.073	0	0.0000	
6	搅拌器	0.073	0	0.0000	
7	泄压设备	0.073	0	0.0000	
8	泵	0.074	0	0.0000	
9	法兰	0.085	24	0.0485	
10	其他	0.073	20	0.0347	
备注： $W_{FVOCs, i}/W_{FTOC, i}$ 取 1。					

3.14.2.2 废水

1) 井下作业废液

井下作业废液主要包括修井作业产生的井筒循环液、井口返排水、井筒冲洗水。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部 公告 2021 年 第 24 号）中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产污系数表，拟建项目 7 口油井均属于低渗透油井，井下作业废液产污系数为 $27.13\text{m}^3/\text{井}$ ，每年修井 1 次，则拟建项目井下作业废液产生量为 $189.9\text{m}^3/\text{a}$ ，通过罐车拉运至风南 4 转油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。

2) 采出水

依据拟建项目 10 年开发指标预测表，采出水最大产量出现在开发第 2 年，产液量为 $10.27 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，产油量为 $6.09 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，则采出水产生量为 $4.18 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ （ $139\text{t}/\text{d}$ ），主要污染物为石油类及悬浮物。油井采出液最终管输至风南 4 转油站，经过分离后采出水进入风南 4 转油站采出水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准中指标后回注于现役油藏，不外排。拟建项目采出水进站情况见表 3-37。

表 3-37 拟建项目进站采出水情况表

依托站场名称	设计规模 (m^3/d)	富余能力 (m^3/d)	年产生量 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	日产生量 (m^3/d)	处理方式	排放量 (m^3/d)
风南 4 转油站	1500	500	4.18	139	进入采出水处理系统处理用于回注	0

3.14.2.3 固体废物

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），拟建项目运营期产生的

固体废物主要包括井下作业产生的落地油，依托站场清罐产生的清罐底泥、浮油，废沾油防渗材料、废润滑油。

1) 落地油

落地油主要产生于油井井场上的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地油，属于危险废物（HW08 废矿物油与含矿物油废物，071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚，危险特性 T，I）。

根据施工经验，每口井的落地油产生量为 0.5t/a，拟建项目共 7 口油井，则运营期落地油产生量为 3.5t/a。根据新疆油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，拟建项目井下作业时“铺设作业、带罐上岗”，落地油 100%回收，最终拉运至风南 4 转油站系统进行回用处理。

3) 废沾油防渗材料

拟建项目油井在井下作业过程中，为防止原油落地，将在施工现场铺设防渗材料收集现场洒落的原油。在过程中可能产生少量废沾油防渗材料，属于危险废物（HW08 废矿物油与含矿物油废物，900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物，危险特性 T，I）。

类比附近井场，每口油井产生量约为 0.5t，故拟建项目 7 口油井井下作业中废沾油防渗材料的产生量为 3.5t/a，最终委托有资质单位处置。

3) 清罐底泥

原油集输过程中，在油罐、沉降罐、采出水罐、除油罐以及缓冲罐底等都会产生清罐底泥，属于危险废物（HW08 废矿物油与含矿物油废物，071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚，危险特性 T，I）。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部 公告 2021 年 第 24 号）中 07 石油和天然气开采业行业系数手册（续 35），拟建项目原油属于非稠油，清罐底泥产物系数为 90.76t/万 t 产品，项目最大产油量为 6.09×10^4 t/a，则清罐底泥产生量为 552.7t/a，最终委托有资质单位处置。

4) 浮油

拟建项目依托的风南 4 转油站采出水处理系统会产生污油，属于危险废物（HW08 废矿物油与含矿物油废物 900-210-08 含油废水处理中隔油、气浮、沉淀等处理过程中产生的浮油、浮渣和污泥（不包括废水生化处理污泥）。浮油经管线收集后打入采出液处理系统，自行利用。根据风南 4 转油站采出水处理系统设计指标，计算浮油产生量 35.53t/a（最大值、第 2 年），计算参数及结果见表 3-38。

表 3-38 污油产生量计算参数及结果一览表

项目	最大采出水量 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	石油类 (mg/L)	石油类 (t/a)
进水	4.18 (第 2 年)	≤ 1000	41.80
出水	4.18 (第 2 年)	≤ 150	6.27
污油产生量 (t/a)	/	/	35.53

5) 废润滑油

采油机械设备维修会产生废润滑油,属于危险废物(HW08 废矿物油与含矿物油废物,900-217-08 使用工业齿轮油进行机械设备润滑过程中产生的废润滑油,危险特性 T, I)。

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 7 口井,废润滑油产生量约 0.35t/a,最终进入风南 4 转油站生产系统,自行利用。

拟建项目运营期危险废物汇总情况见表 3-39。

表 3-39 运营期固体废物污染源强核算结果及相关参数一览表

装置		作业现场	采出水系统	集输系统	作业现场	设备维护
固体废物名称		落地油	浮油	清罐底泥	废沾油防渗材料	废润滑油
固废属性		危险废物	危险废物	危险废物	危险废物	危险废物
危险废物类别		HW08	HW08	HW08	HW08	HW08
固废代码		071-001-08	900-210-08	071-001-08	900-249-08	900-217-08
产生情况	核算方法	类比法	物料衡算	产污系数	类比法	类比法
	产生量	3.5t/a	35.53t/a	552.7t/a	3.5t/a	0.35t/a
	形态	固态	液态	固态	固态	固态
	主要成分	矿物油、泥	矿物油	矿物油、泥	矿物油、废塑料	矿物油
	有害成分	矿物油	矿物油	矿物油	矿物油	矿物油
产废周期		间断	间断	间断	间断	1a
危险	特性	T, I	T, I	T, I	T, I	T, I
位置, 贮存周期		风城油田作业区危险废物贮存点 1, 无长期堆放				
处置措施	工艺	回用至风南 4 转油站系统	回用至风南 4 转油站系统	委托有资质单位处置		回用至风南 4 转油站系统
	处置量	3.5t/a	35.53t/a	552.7t/a	3.5t/a	0.35t/a
最终去向		委托处置	自行利用	委托处置	委托处置	委托处置

拟建项目危险废物贮存、运输应按《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ 2025-2012)、《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)的要求进

行。建设单位应与危险废物处置单位共同研究危险废物运输的有关事宜，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。

3.14.2.4 噪声

项目运营期主要噪声源调查见表 3-40。

表 3-40 项目运营期噪声源调查表

序号	生产运行项目	声源名称	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 N2-1	通井机	0	0	2	100	选用低噪声设备， 加强管理，减少作 业频次等	100	7: 00~ 22: 0
2		机泵	25	20	0.5	80	选用低噪声设备， 加强管理，减少作 业频次等	80	7: 00~ 22: 0
3	井场采油 N2-2	抽油机	0	0	2.5	65	选用低噪声设备， 加强管理等	65	0: 00~ 24: 0

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

3.14.2.5 生态

项目生产运营期对生态环境的影响较小，主要为作业过程产生的废物对地表土壤的污染以及事故条件下对生态环境的影响等。运营期采取以下生态保护及补偿措施：

1) 拟建项目事故状态下将对生态环境造成较大的影响，因此须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故应及时采取相应的补救措施，尽量减少影响和损失。

2) 对于作业过程中产生的各类废物及时进行妥善处置和处理，不得长期在环境中堆存，避免对景观环境、土壤和水体造成影响。

3) 对各种设备、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡检，消除事故隐患。

3.14.3 闭井期环境影响分析

3.14.3.1 废气

闭井期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中，将有少量施工扬尘和施工机械废气产生，主要污染物为颗粒物、SO₂、NO_x、C_mH_n等。由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于污染物扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

3.14.3.2 废水

闭井期管线清理过程中会产生清管废水，主要污染物是悬浮物、石油类，清管废水收集后由罐车拉运至周边联合站处理采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中水质主要控制指标后回注地层，用于油田注水开发，不外排。

3.14.3.3 噪声

油井进入闭井期时，噪声主要源自井场设备拆卸和车辆运输，影响范围在声源周围 200m 范围内。

3.14.3.4 固体废物

地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃设备及建筑垃圾，应集中清理收集，能回收的尽量回收利用，不能回收的外运至市政部门指定地点，由环卫部门处置。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中，若产生被原油污染的土壤或油渣（落地油）等危险固废，直接由有危险废物处理资质的单位拉运并进行无害化处理。

闭井期废弃管线参照《报废油气长输管道处置技术规范》（SY/T 7413-2018）进行弃置，按技术要求规定的“3 一般要求、4 处置流程、5 处置方式、6 残留物清洗”，对不同管段选择适宜的处置方式。

3.14.3.5 生态

闭井期，油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。若不采取有效的生态保护措施，管线中残存的少量原油有可能对管线沿线的土壤、地下潜水和生态环境造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。

建设单位应严格按照《废弃井及长停井处置指南》(SY/T 6646-2017)、中国石油天然气集团有限公司有关规定及废弃井的实际情况对废弃井进行封井处理,废弃管线参照《报废油气长输管道处置技术规范》(SY/T 7413-2018)进行规范弃置。

3.15 非正常工况

1) 油井停运

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

风城油田作业区具备完善的事故应急预案及风险防范措施,并定期巡线。因此,发生事故的概率很低。

2) 管线泄漏事故

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

3.16 污染物排放情况汇总

项目施工期和运营期的各种污染物排放情况见表 3-41。

3.17 玛页 1 井区“三本帐”

项目投产后玛页 1 井区污染物产生及排放情况见表 3-42。

表 3-41 拟建项目施工期、运营期污染物排放情况汇总表

项目	阶段	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	削减量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	施工期	施工扬尘	管沟开挖、场地平整、车辆运输	扬尘	少量	——	少量	合理化管理、控制作业面积、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施、大风天停止作业等措施
		施工废气	施工车辆与机械	SO ₂ 、NO _x 、C _m H _n 、颗粒物	少量	——	少量	选用专业作业车辆及设备，使用品质较好的燃油，加强设备和运输车辆的检修和维护
			焊接烟尘	烟尘	少量	——	少量	通过规范焊接操作，使用低毒焊条等
			钻井柴油发电机废气	烃类	5.6t	——	5.6t	采用符合国家规范的柴油
				NO _x	9.62t	——	9.62t	
				SO ₂	0.06t	——	0.06t	
				颗粒物	2.68t	——	2.68t	
		测试放喷废气	试油	烃类	少量	——	少量	燃烧放空
		压裂过程废气	压裂	烃类	少量	——	少量	加强管理，保证设备正常运行
	运营期	井场无组织挥发废气	采油	VOCs（非甲烷总烃）	1.0192t/a	——	1.0192t/a	加强日常运行管理
		计量站无组织挥发废气	计量、集输		0.1333t/a	——	0.1333t/a	加强日常运行管理
废水	施工期	施工废气	施工车辆与机械	SO ₂ 、NO _x 、C _m H _n	少量	——	少量	加强车辆管理和维护；选择技术先进的动力机械设备
		施工扬尘	地面设施拆除、井场清理	扬尘	少量	——	少量	采取合理化管理、洒水抑尘、大风天停止作业等措施
		钻井废水	钻井过程	悬浮物、COD、石油类	12379.6m ³	12379.6m ³	0	钻井废水进入泥浆不落地系统处理后，作为钻井液配制用水、循环利用不外排
		压裂返排液	压裂过程	压裂返排液	18900m ³	18900m ³	0	收集后通过罐车拉运至风南 4 转油站采出水处理系统处理，达标后回注地层，不外排
	运营期	管道试压废水	管道试压	悬浮物	161.91m ³	161.91m ³	0	沉淀后用于施工场地洒水、降尘，不外排
		生活污水	施工人员生活	悬浮物、COD	1421.00m ³	1421.00	0	施工现场设置防渗生活污水收集池，最终集中拉运至乌尔禾

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

项目	阶段	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	削减量	排放量	主要处理措施及排放去向
固体废物	运营期					m ³		区污水处理厂处理
		井下作业废液	井下作业	石油类、悬浮物	189.9m ³ /a	189.9m ³ /a	0	依托风南 4 转油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
		采出水	油气处理	石油类、悬浮物	4.18×10 ⁴ t/a	4.18×10 ⁴ t/a	0	
		清管废水	管道清管	石油类、悬浮物	少量	少量	0	依托附近站场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
	施工期	钻井固废	钻井过程	一开、二开钻井废水基泥浆和岩屑	19686.0t	19686.0t	0	采用“泥浆不落地工艺”，一开、二开钻井固废全部委托第三方单位综合利用
				三开钻井废油基泥浆和岩屑	4238.4t	4238.4t	0	采用“泥浆不落地工艺”，三开钻井固废委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处理
		施工废料	施工建设过程	废焊条、废保温材料等	0.18t	0.18t	0	尽可能回收利用，不能利用的拉运至固废填埋场处置
		生活垃圾	施工人员生活	生活垃圾	17.76t	17.76t	0	集中收集后运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置
		废危化品包装材料	钻井过程	氢氧化钠废包装袋	0.126t	0.126t	0	委托有危险废物处理资质的单位无害化处理
	运营期	落地油	井下作业	矿物油	3.5t/a	3.5t/a	0	回用至风南 4 转油站系统
		浮油	采出水处理	矿物油	35.53t/a	35.53t/a	0	回用至风南 4 转油站系统
		清罐底泥	油气集输	矿物油	552.7t/a	552.7t/a	0	委托相关有资质的危险废物处置单位进行处置
		废沾油防渗材料	井下作业	矿物油	3.5t/a	3.5t/a	0	委托相关有资质的危险废物处置单位进行处置
		废润滑油	设备保养	矿物油	0.35t/a	0.35t/a	0	回用至风南 4 转油站系统
	闭井期	废弃设备及建筑垃圾	设备拆除、井场恢复	废弃设备、管线、建筑垃圾	少量	少量	0	集中清理收集
		落地油	地面设施拆除、井场清理	石油类	少量	少量	0	依托风城油田作业区危废贮存点 1 暂存，及时委托相关有资质的危险废物处置单位进行处置

表 3-42 拟建项目投产后污染物产生及排放情况汇总表

污染物类型	污染物名称	现有工程	拟建工程			以新带老	最终排放量	排放增减量
		排放量	产生量	削减量	排放量			
废气	VOCs（以非甲烷总烃计）（t/a）	0	1.1525	0	1.1525	0	1.1525	+1.1525
废水	采出水（ $10^4\text{m}^3/\text{a}$ ）	0	4.18	4.18	0	0	0	0
	作业废液（ m^3/a ）	0	189.9	189.9	0	0	0	0
固废	清罐底泥（t/a）	0	552.7	552.7	0	0	0	0
	浮油（t/a）	0	35.53	35.53	0	0	0	0
	落地油（t/a）	0	3.5	3.5	0	0	0	0
	废沾油防渗材料（t/a）	0	8.35	8.35	0	0	0	0
	废润滑油（t/a）	0	0.35	0.35	0	0	0	0

3.18 清洁生产分析

对于石油开采行业来说，对地下开采出的原油组成、性质均取决于地质因素，非企业本身所能控制，且石油开发工艺已非常成熟，所以从改变原料与工艺方面防治污染，其难度较大。目前国内外石油开发行业在清洁生产方面更强调压缩排污和循环回用，即尽可能使产生的污染物得到再生和循环，从技术上减少污染物外排量。

3.18.1 清洁生产评价指标体系和结果

本次评价依据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》（工业和信息化部公告 2009 年第 3 号）对拟建项目的清洁生产水平进行评价。

1) 评价指标体系

清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

（1）定量评价指标

选取有代表性的、能反映“节约能源、降低消耗、减轻污染、增加效益”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式；通过对比各项指标的实际达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评清洁生产的状况和水平。

（2）定性评价指标

根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核建设单位对有关政策、法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

2) 评价依据

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：

（1）凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的，执行国家要求的数值。

（2）凡国家或行业对该项指标尚无明确要求值的，则选用国内重点大中型油气勘探开发企业近年来清洁生产所实际达到的中上等以上水平的指标值。

（3）定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”或“否”两种选择来评定。

3) 权重分值

清洁生产评价指标的权重值反映了该指标在整个清洁生产评价指标体系中所占的比重。它原则上是根据该项指标对油气勘探开发企业清洁生产实际效益和水平的影响程度大小及其实施的难易程度来确定的。

4) 评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的钻井液循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

5) 考核评分计算

(1) 定量评价考核总分值计算

① 单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{xi} / S_{oi}$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{oi} / S_{xi}$$

式中： S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值；

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值。

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 S_i 值就会越大，计算结果就会偏离实际，对其他评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 $S_i > k/m$ 时（其中 k 为该类一级指标的权重值， m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取 S_i 值为 k/m 。

② 定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

$$P1 = \sum_{i=1}^n S_i \cdot K_i$$

式中：P1—定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

(2) 定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

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

式中： P_2 —定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

(3) 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数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见表 3-43。

表 3-43 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	$75 \leq P < 90$

3.18.1.1 钻井工程

拟建项目钻井工程清洁生产评价技术指标评价结果见表 3-44。

3.18.1.2 采油和集输工程

拟建项目采油和集输工程清洁生产评价技术指标评价结果见表 3-45。

3.18.1.3 井下作业工程

拟建项目井下作业工程清洁生产评价技术指标评价结果见表 3-46。

3.18.1.4 小结

按照《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，综合评价指数 ≥ 90 的属于清洁生产先进企业，根据计算可知：

钻井作业：定量指标 104.8 分，定性指标 95 分，综合评价 100.9 分；

采油和集输：定量指标 97.1 分，定性指标 90 分，综合评价指数 94.3 分；

井下作业：定量指标 93.11 分，定性指标 100 分，综合评价指数 95.9 分。

综上判定，拟建项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

表 3-44 钻井工程清洁生产技术指标考核表

定量指标						拟建项目		
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	单项评价指数	单项分值
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	m ²	15	符合行业标准要求	符合	1.00	15.0
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	符合(达标采出水)	1.00	15.0
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95%	>95%	1.00	5.0
(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%	1.58	15.8
		柴油机效率	%	10	≥80	>80	1.00	10.0
		污油回收率	%	10	≥90	100	1.11	11.1
(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	27.13	1.29	12.9
		废弃钻井液	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	<10	1.00	10.0
		柴油机烟气	-	5	符合排放标准要求	符合	1.00	5.0
		石油类	mg/L	5	≤10	15	0.67	3.3
		COD	mg/L	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	450	0.33	1.7
小计	100			100				104.8
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	拟建项目情况		拟建项目评分	
(1) 原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	是		10	
		柴油消耗	具有节油措施	5	否		0	
(2) 生产工艺及设备要求	30	钻井设备	国内领先	5	是		5	
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	是		5	

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

		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	是	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	是	5
		井控措施	具备	5	是	5
		有无防噪措施	有	5	是	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	是	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	是	20
		制定节能减排工作计划		5	是	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	是	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	是	5
		满足其他法律法规要求		5	是	5
小计	100			100	是	95
备注：甲类区：水库、湖泊、江河、水灌溉地、河滩、湖滨、沼泽湿地；乙类区：其他地貌。下同。						

表 3-45 采油工程清洁生产技术指标考核表

定量指标						拟建项目		
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	单项评价指数	单项分值
(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	4.81	1.2	36.0
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	不涉及	--	0.0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	80	1.0	10.0
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	1.1	11.1
	40	石油类	mg/L	5	≤10	15	0.3	1.7

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

(3) 污染物产生指标		COD		mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	450	0.33	1.7		
		落地原油回收利用率		%	10	100	100	1.0	10.0		
		采油废水回用率		%	10	≥60	100	1.7	16.7		
		油井伴生气外排率		%	10	≤20	20	1.0	10.0		
小计		100			100				97.1		
定性指标											
一级指标	指标分值		二级指标				指标分值	拟建项目情况	拟建项目评分		
(1) 生产工艺及设备要求	45		井筒质量			井筒设施完好	5	是	5		
			采气	采气过程醇回收设施		10	采油	套管气回收装置	10	否	0
				天然气净化设施先进、净化效率高		20		防止落地原油产生措施	20	是	20
			集输流程		全密闭流程，并具有轻烃回收装置				10	是	10
(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	是	10		
			开展清洁生产审核				20	是	20		
			制订节能减排工作计划				5	是	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	是	5		
			建设项目环境影响评价制度执行情况				5	是	5		
			污染物排放总量控制与减排措施情况				5	是	5		
			老污染源限期治理项目完成情况				5	是	5		
小计		100					100		90		

表 3-46 井下作业清洁生产技术指标考核表

定量指标						拟建项目		
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	单项评价指数	单项分值
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	30	0.17	1.67
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	2	2.50	25.00
		单位能耗	—	10	行业基本水平	基本水平	1.00	10.00
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	1.00	20.00
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	1.00	10.00
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	1.00	10.00
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m ³ /井次	10	≤3.0	27.13	0.11	1.11
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	15	0.33	1.67
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	450	0.33	1.67
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	50	1.40	7.00
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	5	1.00	5.00
小计	100			100				93.11
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	拟建项目情况		拟建项目评分	
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施		具备	5	是	5	
		地面管线防刺防漏措施		按标准试压	5	是	5	
		防溢设备（防溢池设置）		具备	5	是	5	
		防渗范围		废水、废液、原油等可能落地处	5	是	5	
		作业废液污染控制措施		集中回收处理	10	是	10	

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

		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	是	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	是	15
		开展清洁生产审核		20	是	20
		制订节能减排工作计划		5	是	5
(5) 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	是	20
小计	100			100		100

3.18.2 清洁生产措施分析

拟建项目采取的清洁生产措施如下：

- 1) 钻井采用聚合物水基钻井泥浆，该钻井泥浆基本为无毒泥浆，广泛应用于风城油田作业区的油田区块开发。
- 2) 拟建项目采用“泥浆不落地”工艺处理后，钻井废水回用至钻井泥浆配制，循环利用不外排。
- 3) 拟建项目钻井液、压裂液配制用水采用风南 4 井区达标采出水，可节约大量新鲜水；
- 4) 采出水依托风南 4 转油站采出水处理系统处理后用于区块注水开发，无外排，并节约了区块注水开发新鲜水消耗。

拟建项目在后期开发方案设计中建议采取清洁生产措施如下：

- 1) 建议进一步优化井台，最大限度减少废物排放，减少了井场占地，从减轻对土壤植被的影响。
- 2) 在钻井时，井口安装井控装置，最大限度的避免井喷事故的发生；在修井时，安装封井器，避免原油喷出。
- 3) 在井场、管线等系统施工后立即复垦绿化，植被恢复率 $\geq 95\%$ ，可有效降低工程施工对环境的影响。

3.18.3 清洁生产总体评价

拟建项目对污染物的处理方式合理，回收设施完善，在污染物排放量控制及废水循环利用等方面也达到了较高水平，在清洁生产设施的选用上也减少了资源、能源的消耗，削减了污染物的产生量，将清洁生产的思想贯穿于生产的全过程，符合清洁生产要求，为油田持续、稳定、清洁开发打下了坚实的基础。

3.18.4 清洁生产建议

- 1) 在满足生产需要的前提下，要尽量控制耗电量；
- 2) 定期检查和维修各类管线、容器等可能发生泄漏的部位，减少或杜绝泄漏事故的发生。定期检查生产设施，保证其处于正常运行和使用状态。严格岗位责任制，定期对员工进行环境保护意识教育；
- 3) 严格管理，确保各项环保措施的落实。如对井下作业队伍废水回收装置的使用情况，井场落地油回收、处置情况进行检查；
- 4) 井下作业施工要严格占地标准，尽量减少占地，减少对土壤和植被的破

坏；

5) 油田进入开发后期后，应采取如下环保措施：

(1) 加强管理，增加设施巡视次数，及时发现并处理管线、穿孔等事故，将油气泄漏量降至最低并及时回收污染物；

(2) 对废弃油井要做好安全封井工作，井眼要内外封堵，同时要保证固井、封井措施的有效可行，防止油水串层。

3.18.5 循环经济分析

循环经济模式倡导环境和谐发展的经济模式，以实现资源使用的减量化、产品的反复使用和废弃物的资源化，其主要特征为低投入、高利用和低排放。

石油天然气是不可再生资源，在油田开发过程中要以资源为基础，通过产业创新、制度创新和技术创新，提高资源的开发效率和资源的利用率，减少其他资源的消耗，拉长产业链条，使废料和余能多次回收复用，物质合理循环，价值逐级增值，形成互为资源、协同高效发展的发展模式。

拟建项目开发建设在钻井、采油、集输等各生产环节，都非常重视“清洁生产”、“循环经济”理念的落实。项目充分利用依托站场采出水处理设施余量对采出水、井下作业废液处理后用于回注开发，做到了资源的回收利用，减少了新鲜水的消耗。

综上所述，项目整体耗能较低，使用了清洁能源。采用的集输工艺较为环保，污染物排放控制在较低水平，各种资源和废物综合利用措施有效，符合循环经济减量化、再利用和资源化的原则。

3.19 污染物排放总量控制分析

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。

拟建项目运营期采出水、井下作业废液均依托风南 4 转油站处理，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) 中相关标准后，回注注水开发不外排。故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制。

根据拟建项目开采处理的工艺特点及拟建项目具体情况，本项目仅涉及井场、计量站无组织排放的 VOCs，故不涉及总量控制指标。

3.20 温室气体排放影响因素分析及排放量核算

根据《中国石油和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 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

拟建项目涉及碳排放的环节为：CH₄ 逃逸排放；净购入电力隐含的 CO₂ 排放。拟建项目温室气体（GHG）排放总量为上述排放环节总和。

3.20.1 CH₄逃逸排放

3.20.1.1 计算公式

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

式中， $E_{CH_4\text{开采逃逸}}$ —原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

J—不同的设施类型；

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

$EF_{oil,j}$ —原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；

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

$EF_{gas,j}$ —天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

3.20.1.2 计算结果

拟建项目属于常规石油开采，经计算，甲烷逃逸排放 1.79t/a，折算成 CO₂ 排放量为 44.75t/a。相关参数取值及计算结果见表 3-47。

表 3-47 拟建项目油气开采过程甲烷逃逸排放排放量计算参数及结果一览表

设施	CH ₄ 排放因子 (t/a/个)	甲烷折算二 氧化碳当量	拟建项目设施数 量(个)	装置 CH ₄ 排放 量小计	装置 CO ₂ 排放量小 计
井口装置	0.23	25	7	1.61	40.25
单井储油装置	0.38	25	0	0	0
计量站	0.18	25	1	0.18	4.5
合计				1.79	44.75
备注：计量站参照接转站					

3.20.2 净购入电力隐含的 CO₂ 排放

3.20.2.1 计算公式

$$E_{\text{CO}_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}} \quad \dots\dots (22)$$

式中， $E_{\text{CO}_2\text{-净电}}$ 为企业净购入的电力消费引起的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$AD_{\text{电力}}$ 为企业净购入的电力消费，单位为 MWh；

$EF_{\text{电力}}$ 为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

3.20.2.2 计算结果

拟建项目运营期电力消耗 $356.27 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h/a}$ ，据此计算购入电力所产生的二氧化碳，详见表 3-48。

表 3-48 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/a)	排放因子 (tCO ₂ /MW · h)	排放量 (tCO ₂ /a)
3562.7	0.8922	3178.64
备注：排放因子来源于生态环境部 2020 年 12 月 29 日发布的《2019 年度减排项目中国区域电网基准线排放因子》中规定的西北电网的排放因子		

3.20.3 拟建项目温室气体排放汇总

表 3-49 拟建项目温室气体排放汇总

类别	CO ₂ 排放量 (t/a)	CH ₄ 排放量 (t/a)
CH ₄ 逃逸排放	44.75	1.79
净购入电力	3178.64	127.15
合计	3223.39	128.94

综上计算，拟建项目 CH₄ 排放量为 128.94t/a，CO₂ 排放量为 3223.39t/a。

4 区域环境概况

4.1 地理位置

拟建项目位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区境内。克拉玛依地处准噶尔盆地西缘，西北抵加依尔山前山山脚，南依天山北麓，东濒古尔班通古特沙漠。克拉玛依市东北与和布克赛尔蒙古自治县相邻；东南与沙湾县相接；西部与托里县和乌苏市毗连；南边奎屯市把独山子区隔开，使这个区成为克拉玛依市一部分。

乌尔禾区是克拉玛依市四个行政区之一，东北与和布克赛尔蒙古自治县接壤，西与托里县交界，南与市辖白碱滩区毗邻，G217 国道纵贯全境。南北最宽 57km，东西最长 60km，全区总面积 2229.19km²，占克拉玛依市总面积的 28.81%。下辖一镇（乌尔禾镇）、两村（哈克村、查干草村），一街道（柳树街街道）、一社区（柳园社区）、一个百口泉产业园区。乌尔禾区是中石油新疆油田公司重要的石油生产基地，是克拉玛依市的旅游龙头区，是克拉玛依市委、兵团第七师党委确定的兵地融合发展改革试验区，辖区内有风城油田作业区、百口泉采油厂两大驻区油田企业，正在建设中的玛湖油田也位于乌尔禾区与和布克赛尔县辖区内。“地上有旅游，地下有石油”是对乌尔禾优势资源的生动概括，称之为“风水宝地”。

4.2 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，海拔高度在 200m~300m 之间。乌尔禾区境内西北多山，西南苏海图山环抱一小盆地及大面积洪积扇平原，自然坡降约 3%，最大高差 150m，最低海拔 278m，大部分海拔在 300m 左右，乌尔禾镇平均海拔 308m。全区地势由西北向东南倾斜。东有艾里克湖，西有白杨河拦洪水库和河谷原始森林，整个区域分布着绿洲、水域、荒漠戈壁，地貌类型丰富。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。

4.3 气候气象

乌尔禾区地处荒漠区，冬夏两季时间漫长，春秋两季时间短。气温年变化大，日变化剧烈。全年平均气温 8.4℃，一月最冷，七月最热，年温差 44℃。当地日照时间长，光照充足，年平均日照时数 2716.4h，历年平均蒸发量 3445.2mm，是降水量的 36 倍。大风春季最多，夏季由于冷空气势力减弱，大风较少。全年主导风向为 NW 风向，主要气象资料见表 4-1。

表 4-1 乌尔禾区气象资料表

序号	项目	数值
1	最热月平均气温 (℃)	27.4
2	最冷月平均气温 (℃)	-16.7
3	年极端最高气温 (℃)	43.8
4	年极端最低气温 (℃)	-40.2
5	年平均气温 (℃)	8.4
6	年平均大风日 (d)	76.0
7	最大风速 (m/s)	30.3
8	冬季平均风速 (m/s)	1.5
9	年平均风速 (m/s)	2.54
10	风向	NW
11	年平均降水量 (mm)	96.4
12	历年最大降水量 (mm)	227.4
13	历年平均蒸发量 (mm)	3445.2
14	年降水量天数平均值 (d)	68.0
15	年降水极值天数 (d)	101.0
16	最大积雪深度 (mm)	250.0
17	冻土深度 (cm)	180.4

4.4 地表水系

乌尔禾区境内共有 3 条河流和 1 个天然淡水湖，流经乌尔禾区的 3 条河流是：白杨河、克拉苏河和达尔布图河，三河均属季节性河流。河流的终点也都在乌尔禾区境内。3 条河流多年平均径流量 $1.628 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，其中白杨河约占 67%。由于白杨河上游水库的修建，致使进入本区盆地中部的河水已基本断流。位于本区东端的艾里克湖是克拉玛依地区唯一内陆淡水湖泊，是白杨河水的归宿。

白杨河发源于塔城地区额敏县北部乌肯拉嘎山东南坡孟布拉克巴斯，经托

里县、和丰县流入乌尔禾境内，最终注入归宿地——艾里克湖，全长 170km，流域面积 6256km²。白杨河在乌尔禾境内流域长度为 44km，年均径流量 1.24×108m³，最大流量 600m³/s。每年有两次洪峰，第一次洪峰在 4~5 月份是山区积雪融化所致，第二次洪峰在 7~8 月份，水量较小，主要是大气降水所形成；每年 4~6 月份为洪水期，此时河面宽 25m 左右，最大水深 3.1m；7~10 月丰水期，河面宽约 10m，水深 0.5m 左右；11 月至次年 3 月为枯水期，水深小于 0.4m，河面宽 0.5~3m。白杨河径流量的年际年内变化很大，年最大径流量是年最小径流量的 6 倍，年径流量的 50%以上水量集中在汛期。白杨河水质随丰枯期水量的增减而相应的发生变化，丰水期水质较好，枯水期水质劣变。

乌尔禾油田所在区域的地表水属于白杨河下游水系，流经油田区域长度为 3.8km，是白杨水库进入艾里克湖河段。每年 4~9 月灌溉期，由白杨河水库下泄水流至艾里克湖（放水量约 3000×10⁴m³/a），其余时间段评价区内没有地表径流

2) 湖泊

区域的湖泊（水库）有艾里克湖、白杨河水库、黄羊泉水库等。

1972 年白杨河水库建成后，其下游的水流完全受人工控制，河水最终流入乌尔禾区内的天然湖泊——艾里克湖。

艾里克湖可细分为艾里克湖和小艾里克湖，位于乌尔禾东南 12km 处，湖水的动态变化完全受白杨河来水量所控制。原湖面积 65.15km²，平均水深 3.1m。1962 年，湖面 56.18km²，湖水最深处 7m；1994 年湖面约为 10km²，平均水深 3.1m。几十年来，艾里克湖一直呈逐渐萎缩态势，尤其是在湖水补给源白杨河中游修建了白杨河水库和黄羊泉水库后，致使艾里克湖濒临干涸。近年来，随着引水干渠的建成投入使用，白杨河水库输送到克拉玛依的水量大幅度减少，而用于恢复艾里克湖的生态用水量大大增加，使历史上形成断流的情况发生了改变，湖水周边的生态环境逐渐变化，湖区面临沙化的趋势得到遏制，生态用水使艾里克湖生态环境逐渐恢复。

4.5 水文地质

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，中生带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，湖泊相的水份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给储存在白垩系地层中，构成地下水的含水层。

乌尔禾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 10m~30m 左右，含水层岩性主要为砾石层，地下水静储量为 $2 \times 10^8 \text{m}^3$ 。在乌尔禾区有一个较大的新第三系地层承压水，其面积为 565km^2 ，地下水静储量 $15 \times 10^8 \text{m}^3$ ，日补给量 $4.3 \times 10^4 \text{m}^3 \sim 4.7 \times 10^4 \text{m}^3$ 。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 5.0m~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·SO₄-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。

4.6 土壤

克拉玛依市除城镇区域外，全境大部分地区为戈壁荒漠，从南到北土壤分布依次为棕钙土、荒漠灰钙土和灰棕漠土。

拟建项目所在区域土壤类型单一，为灰棕漠土。灰棕漠土是新疆北部地区温带荒漠的地带性土壤，该土类是在北疆温带地区干旱荒漠气候条件和粗骨质（砾质—砂质）成土母质上形成的，其形成和分布与大风的作用密切相关，在大风的作用下，地表细颗粒物被强大的风力搬运殆尽，留存的砾石和砂粒在

风和短暂暴雨的作用下，互相镶嵌形成部分较密实的砾幕，也就是黑褐色的“荒漠漆皮”。因而其生产性能较差，植物生长极少。在灰棕漠的形成过程中，生物累积作用很小，土壤表层的有机质含量仅为 $3\text{g}\sim 5\text{g/kg}$ ，在剖面中无明显聚积层。

灰棕漠土为粗骨性母质，细土物质很少，土体非常干燥，地表有一层厚约 $2\sim 3\text{cm}$ 而略带黄灰色的结皮砾幕，混有砾石和碎石；下为浅褐棕色或褐红棕色、砾质沙壤的不明显层片状层，比较疏松，一般厚约 $8\sim 12\text{cm}$ ；以下开始出现石膏聚积层，大量石膏聚积在 $10\sim 40\text{cm}$ ，甚至接近于地表。

4.7 植被

由于具有干旱、少雨、多风、温差大等特征，克拉玛依市域内的植被特征一般比较稀少、矮小，多属于耐干旱、抗风沙耐盐碱的藜科植被。常见的有梭梭、沙枣树、骆驼刺、红柳等 230 余种。

乌尔禾镇北部分布有大面积天然胡杨林，白杨河流域植被条件较好，河流两岸的河滩地带生长着大片的胡杨林和红柳，在达尔布特河下游沿 G217 线两侧河谷中分布有成片郁郁葱葱的原始森林，下游河漫滩及戈壁区域的荒漠林草呈退化趋势。

5 环境现状调查与评价

5.1 环境空气质量现状监测与评价

5.1.1 项目所在区域环境空气达标情况

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018) 中 6.2.1.1 要求“项目所在区域达标判定, 优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论”以及 6.2.1.3 规定“评价范围内没有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的, 可选择符合 HJ 664 规定, 并且与评价范围地理位置邻近, 地形、气候条件相近的环境空气质量城市点或区域点监测数据”。

拟建项目位于克拉玛依市乌尔禾区, 距离拟建项目最近的城市站点为克拉玛依市, 故采用克拉玛依市 2023 年环境空气质量监测数据判定拟建项目区环境质量情况。

2023 年克拉玛依市环境空气质量现状评价结果见表 5-1。

表 5-1 2023 年克拉玛依市空气质量监测数据统计表

污染物	评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	超标率 (%)	达标 情况
SO ₂	年平均	7	60	11.7	/	达标
NO ₂	年平均	28	40	70.0	/	达标
PM ₁₀	年平均	43	70	61.4	/	达标
PM _{2.5}	年平均	22	35	62.9	/	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数 (mg/m^3)	1.0	4	25.0	/	达标
O ₃	保证率日最大 8h 平均 (90%)	123	160	76.9	/	达标

拟建项目所在区域环境空气中 2023 年各基本污染物浓度满足《环境空气质量标准》(GB 3095-2012) 及其修改单 (生态环境部公告 2018 年第 29 号) 二级标准要求, 区域环境质量达标。

5.1.2 项目所在区域环境空气质量现状

5.1.2.1 基本污染物环境空气质量现状评价

由统计结果可知, 项目所在区域环境空气指标达标, 满足《环境空气质量标准》(GB 3095-2012) 及其修改单 (生态环境部公告 2018 年第 29 号) 二级标准要求。

5.1.2.2 其他污染物环境空气质量现状评价

1) 监测项目

拟建项目其他污染物为非甲烷总烃。

2) 监测布点

本次评价在拟建项目2#井场设置1个监测点位，符合“以近20年统计的当地主导风向为轴向，在厂址及主导风向下风向5km范围内设置1~2个监测点”。环境空气现状监测点见表5-2和图5-1。

表5-2 其他污染物补充监测点位基本信息表

编号	点位	地理坐标	检测时间
G1#	2#井场		2022年1月5日~1月11日

3) 监测时间与频率

非甲烷总烃监测1小时平均浓度。1小时浓度每天采样4次，开机时间分别为每天2:00、8:00、14:00、20:00时，按《空气和废气监测分析方法（第四版）》（增补版）的要求。

新疆西域质信检验检测有限公司于2024年10月15日~10月21日进行了7天监测。

4) 监测分析方法

监测分析方法具体见表5-3。

表5-3 监测分析方法

序号	监测项目	分析方法	检出限
1	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》（HJ 604-2017）	0.07mg/m ³

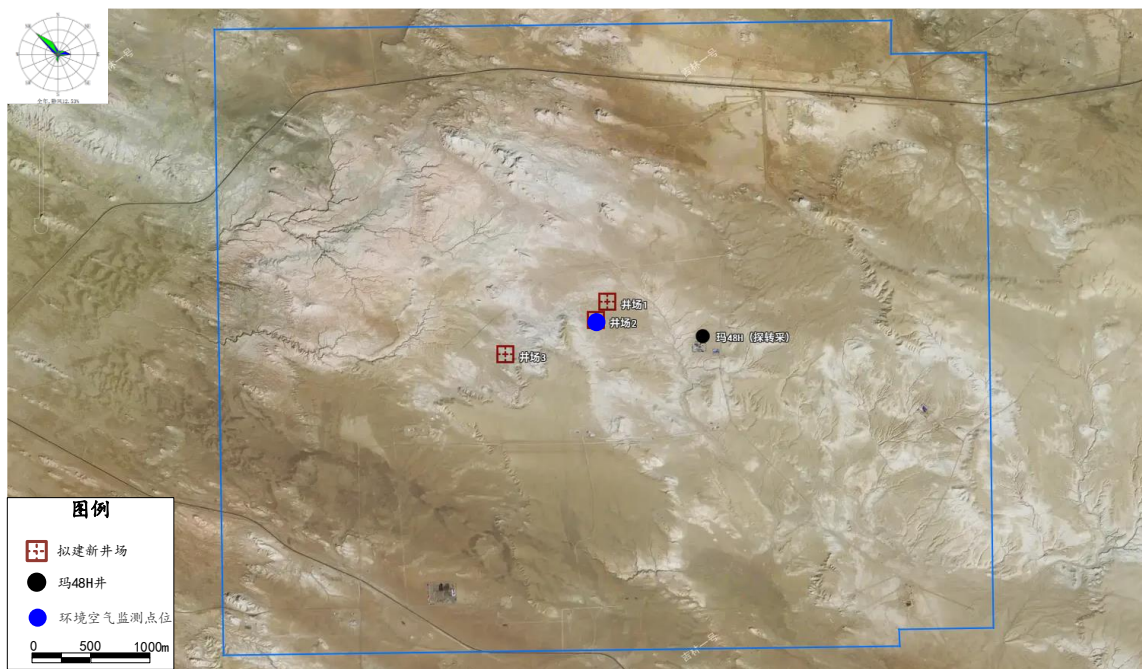


图 5-1 环境空气现状监测布点图

4) 监测结果及环境质量现状评价结果

环境空气监测期间的气象参数见表 5-4，其他污染物环境质量现状监测数据及评价结果见表 5-6。

表 5-4 环境空气现状监测期间同步气象观测情况

采样日期	气温（℃）	气压（hPa）	风速（m/s）	风向
2024. 10. 15	16. 7~21. 6	963~966	1. 8~2. 2	西北
2024. 10. 16	12. 4~21. 0	970~973	1. 9~2. 4	西北
2024. 10. 17	14. 1~20. 1	969~973	1. 8~2. 1	西北
2024. 10. 18	12. 7~20. 8	968~972	1. 8~2. 3	西北
2024. 10. 19	13. 4~21. 8	970~973	1. 9~2. 3	西北
2024. 10. 20	12. 3~20. 7	969~972	2. 0~2. 2	西北
2024. 10. 21	11. 8~21. 6	967~972	1. 8~2. 2	西北

表 5-5 环境空气质量现状监测数据（单位：mg/m³）

监测项目	非甲烷总烃		
监测点位	拟建 2#井场		
采样日期	监测结果	采样日期	监测结果
2024. 10. 15		2024. 10. 19	
2024. 10. 16		2024. 10. 20	

监测项目	非甲烷总烃		
2024. 10. 17		2024. 10. 21	
2024. 10. 18		/	

表 5-6 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			0	达标

从评价结果可以看出：监测点环境空气中非甲烷总烃能够满足参照执行的《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）中的推荐值要求。

5.2 地表水质现状评价

项目周边 2km 内无地表水体。拟建项目废水废液依托风南 4 转油站采出水处理系统处理达标后回注，不排入地表水体，项目不与当地地表水发生水力联系，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018），拟建项目地表水评价等级为三级 B，评价只对依托污水处理设施可行性进行分析。

5.3 地下水水质现状监测与评价

5.3.1 地下水水质现状调查

5.3.1.1 监测布点

1) 布点原则

拟建项目属于 I 类建设项目；地下水敏感程度属于不敏感。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表 2 污染影响型评价工作等级划分表，评价等级为二级。

拟建项目所在区域地下水类型为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，该区域位于准噶尔盆地西北缘，地下水源补给贫乏，含水层岩性为粉砂岩、砂岩、泥岩沉积。

监测层位：主要为潜水含水层。

2) 监测点位设置情况

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016) 要求，拟建项目类别为 I 类，项目场地地下水环境敏感程度为不敏感，项目地下水评价等级为二级。根据相关资料，项目区地下水流向大体为由西北向东南，拟建井区周边 10km 内有已建地下水井 5 口。因此，本次评价布设 5 个水质、水位监测点。

监测点基本情况详见表 5-7，监测点位图见图 5-2。

表 5-7 监测点位表

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、水质	西南 3.1km
2	夏水 9			场址兼中部	水位、水质	东南 3.1km
3	夏水 18			场址兼下游	水位、水质	西南 5.8km
4	夏水 21			场址兼下游	水位、水质	西南 4.4km
5	夏水 19			场址兼下游	水位、水质	西南 7.9km

图 5-2 地下水监测布点图

3) 监测因子：

(1) 八大离子

K^+Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 。

(2) 基本因子

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。

(3) 特征因子

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。

5.3.1.2 监测时间和频率

监测单位：新疆西域质信检验检测有限公司 (CMA: 173112050006)。

监测时间：在 2024 年 10 月 16 日对每个点取一次水样进行检测。

5.3.1.3 监测方法

地下水监测方法详见表 5-8。

表 5-8 地下水监测分析方法

监测项目	监测方法及依据	所用仪器	检出限
pH	《水质 pH 值的测定 电极法》（HJ 1147-2020）	PHBJ-260 型便携式 pH 仪	/
溶解性总固体	《地下水水质检验方法 溶解性固体总量的测定》（DZ/T 0064.9-1993）	AL204 型电子天平	/
氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》（HJ 535-2009）	752N 型紫外分光光度计	0.025mg/L
氯化物	《水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法》（GB/T 11896-1989）	酸式滴定管	10mg/L
硫酸盐	《水质 硫酸盐的测定 铬酸钡分光光度法（试行）》（HJ/T 342-2007）	752N 型紫外分光光度计	8mg/L
硝酸盐氮	《水质 硝酸盐氮的测定 酚二磺酸分光光度法》（GB/T 7480-1987）	752N 型紫外分光光度计	最低检测质量浓度 0.02mg/L
亚硝酸盐氮	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》（GB/T 7493-1987）	752N 型紫外分光光度计	0.003mg/L
挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》（HJ 503-2009）	752N 型紫外分光光度计	0.0003mg/L
碳酸根	《碱度（总碱度、重碳酸盐和碳酸盐）的测定（酸滴定法）》（SL 83-1994）	酸式滴定管	/
碳酸氢根			/
六价铬	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》（GB/T 7467-1987）	752N 型紫外分光光度计	最低检测质量浓度 0.004mg/L
钾	《水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法》（GB/T 11904-1989）	AA-7050 型原子吸收分光光度计	0.05mg/L
钠			0.01mg/L
钙	《食品安全国家标准 饮用天然矿泉水检验方法（乙二胺四乙酸二钠滴定法）》（GB/T 8538-2022）	酸式滴定管	/
镁			/
汞	《水质 砷、汞、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》（HJ 694-2014）	AF-7550 型原子荧光分光光度计	0.04μg/L
砷			0.3μg/L

5.3.1.4 评价标准

现状评价主要执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准限值，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中的III类水质标准，具体项目的标准限值见表 1-6。标准中没有的水质因子，作为现状背景值备查。

5.3.1.5 评价方法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），地下水水质

现状评价采用标准指数法。标准指数 >1 ，表明该水质因子已超过了规定的水质标准，指数值越大，超标越严重。标准指数公式分为以下两种情况：

对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

其中： P_i 为第 i 个水质因子的标准指数（无量纲）， C_i 为第 i 个水质因子的监测浓度值（mg/L）； C_{si} 为第 i 个水质因子的标准浓度值（mg/L）。

对于评价标准值为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

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

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

其中： P_{pH} 为 pH 的标准指数（无量纲）；pH 为 pH 监测值； pH_{su} 为标准中 pH 的上限值， pH_{sd} 为标准中 pH 的下限值。

5.3.1.6 现状监测与评价结果

各监测点位水文参数见表 5-9。地下水水质现状监测结果及标准指数评价结果见表 5-10。

表 5-9 地下水水文参数

时间	2024. 10. 15		
点位	水温℃	井深	埋深
夏水 7			
夏水 9			
夏水 18			
夏水 21			
夏水 19			

表 5-10 地下水环境质量现状监测结果及标准指数表（标准指数无量纲）

检测结果						标准指数（无量纲）					
检测点位		1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
检测项目	单位	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										
氨氮	mg/L										
硝酸盐氮	mg/L										
亚硝酸盐氮	mg/L										
挥发酚	mg/L										
耗氧量	mg/L										
总硬度	mg/L										
溶解性总固体	mg/L										
氯化物（以 Cl ⁻ 计）	mg/L										
硫酸盐（以 SO ₄ ²⁻ 计）	mg/L										
硫化物	mg/L										
阴离子表面活性剂	mg/L										
钾	mg/L										
钠	mg/L										
钙	mg/L										
镁	mg/L										
碳酸根	mg/L										
碳酸氢根	mg/L										
汞	μg/L										

检测结果		标准指数（无量纲）									
检测点位		1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
检测项目	单位	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
砷	μg/L										
铁	mg/L										
锰	mg/L										
铅	μg/L										
镉	μg/L										
钡	ng/L										
铜	mg/L										
锌	mg/L										
六价铬	mg/L										
石油类	mg/L										

监测结果表明：5 座监测井中总硬度、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，主要原因是由于该地区地下水位高，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。

5.3.2 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，但考虑到是探井转产且钻井工程、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。

5.3.2.1 监测布点

监测布点见表 5-11。

表 5-11 包气带监测点一览表

序号	名称		坐标	位置	取样深度
B1	井场	玛 48H 井井口附近		井场内	0~20cm
					20cm~80cm
B2		玛 48H 井南侧 50m		井场外相对未受污染处	0~20cm
		背景点 1			20cm~80cm

5.3.2.2 监测项目

石油类、挥发性酚类、硫化物、汞、镉、砷、六价铬、铅。

5.3.2.3 监测时间与频率

新疆西域质信检验检测有限公司于 2024 年 10 月 16 日监测 1 天，每个采样点每层取 1 个混合样品。

5.3.2.4 监测方法

土壤浸出液检测方法见表 5-12。

表 5-12 土壤浸出液检测方法

监测项目	监测方法及依据	所用仪器	仪器编号	检出限
汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》（HJ 694-2014）	AF-7550 型原子荧光光谱仪	JL-009	0.04 $\mu\text{g/L}$
砷				0.3 $\mu\text{g/L}$
镉	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》（GB/T 5750.6-2023）	AA7090 型原子吸收分光光度计	JL-007	0.5 $\mu\text{g/L}$
铅				2.5 $\mu\text{g/L}$
石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》（HJ 970-2018）	T6 型紫外可见分光光度计	JL-014-2	0.01mg/L
六价铬	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》（GB/T 7467-1987）	752N 型紫外分光光度计	JL-014-1	0.004mg/L
挥发酚类 (以苯酚计)	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》（HJ 503-2009）	752N 型紫外分光光度计	JL-014-1	0.0003mg/L
硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》（HJ 1226-2021）	752N 型紫外分光光度计	JL-014-1	0.01mg/L

5.3.2.5 监测结果

土壤浸出液检测结果见表 5-13。

表 5-13 土壤浸出液检测结果一览表

检测项目	单位	玛 48H 井井口附近		玛 48H 井南侧 50m	
		0~20cm	20~80cm	0~20cm	20~80cm
石油类	mg/L				
挥发性酚类	mg/L				
硫化物	mg/L				
汞	$\mu\text{g/L}$				
镉	$\mu\text{g/L}$				
砷	$\mu\text{g/L}$				
铅	$\mu\text{g/L}$				
六价铬	mg/L				

根据监测结果可知，玛 48H 井可能污染的点和对照点（未受到污染的点）的浸溶液浓度均未检出，能说明油气勘探开发过程中对包气带影响较小。

5.4 声环境质量现状监测与评价

5.4.1 监测布点

1) 布点原则

项目周边 200m 范围内无声环境敏感目标，本次选取 1 个拟建计量站、1 个拟建丛式井场、1 个原勘探井井场测量厂界噪声。

2) 监测点位

本次声环境现状监测点位详见表 5-14。

表 5-14 声环境现状监测点位情况一览表

序号	监测点位	坐标	备注
1	原玛 48H 探井井场		原勘探井井场声环境质量现状
2	拟建计量站		声环境质量现状
3	拟建 2#井场		声环境质量现状

5.4.2 监测项目

等效连续 A 声级（Leq）。

5.4.3 监测方法

按《声环境质量标准》（GB 3096-2008）要求进行，使用的监测仪器包括 AWA5688 多功能声级计（HZHJ-2-014）、AWA6022A 型噪声校准器（HZHJ-2-015）。

5.4.4 监测时间及频率

新疆西域质信检验检测有限公司于 2024 年 10 月 16 日开始连续监测 2 天，每天昼间和夜间各 1 次。

5.4.5 现状监测与评价结果

声环境现状监测结果见表 5-15，从声环境现状监测结果可以看出，各监测点的噪声值均符合《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中的 2 类区限值要求。

表 5-15 声环境现状监测结果情况一览表（单位：dB（A））

检测点位		2024.10.16~10.17				2024.10.17~10.18			
玛48H井场	厂界东侧外1m处#	11:13~11:23		00:05~00:15		10:36~10:46		00:09~00:19	
	厂界南侧外1m处	11:28~11:38		00:20~00:30		10:50~11:00		00:23~00:33	
	厂界西侧外1m处	11:43~11:53		00:34~00:44		11:06~11:16		00:38~00:48	
	厂界北侧外1m处	11:58~12:08		00:49~00:59		11:21~11:31		00:53~01:03	
拟建2#井场	厂界东侧外1m处	12:36~12:46		01:37~01:47		12:21~12:31		01:46~01:56	
	厂界南侧外1m处	12:52~13:02		01:52~02:02		12:36~12:46		02:01~02:11	
	厂界西侧外1m处	13:08~13:18		02:07~02:17		12:50~13:00		02:15~02:25	
	厂界北侧外1m处	13:23~13:33		02:22~02:32		13:05~13:15		02:29~02:39	
拟建计量站	厂界东侧外1m处	14:27~14:37		03:13~03:23		14:14~14:24		03:20~03:30	
	厂界南侧外1m处	14:41~14:51		03:27~03:37		14:29~14:39		03:34~03:44	
	厂界西侧外1m处	14:56~15:06		03:43~03:53		14:43~14:53		03:48~03:58	
	厂界北侧外1m处	15:13~15:23		03:58~04:08		14:58~15:08		04:02~04:12	

5.5 土壤环境质量现状监测与评价

5.5.1 土壤类型调查

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），拟建项目兼具污染影响类和生态影响类，评价等级分别为二级、一级、评价范围分别为拟建井场周边 200m 和 5000m，管线两侧 200m 范围内。

根据国家土壤信息服务平台查询，拟建项目评价范围内土壤类型为**灰棕漠土**。国家土壤信息服务平台网址：<http://www.soilinfo.cn/map/index.aspx>，项目所在区域土壤类型见图 5-3。

图 5-3 项目所在区域土壤类型图

5.5.2 土壤理化特性调查

新疆西域质信检验检测有限公司于 2024 年 10 月 15 日对拟建 1#井场周围土壤理化特性、剖面进行了现状调查，调查结果详见表 5-16、表 5-17。

表 5-16 柱状点土壤理化特性调查表

点号		拟建 1#井场	分析日期	2024. 10. 15
经度		85. 91500020°	纬度	46. 10963235°
层次		0~0. 5m	0. 5~1. 5m	1. 5~3. 0m
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
	氧化还原电位/（mV）	301	294	277
实验室测定	pH 值	8. 24	8. 30	8. 22
	阳离子交换量/（cmol ⁺ /kg）	8. 4	8. 0	7. 9
	土壤容重/（g/cm ³ ）	1. 3	1. 2	1. 2
	孔隙度/（%）	30	30	30
	渗滤率（饱和导水率）（cm/s）	449	401	378
土壤结构类型通常分为：块状结构体、核状结构体、柱状结构体、片状结构体、团粒结构体。				

表 5-17 土壤构型（土壤剖面）

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

5.5.3 土壤环境现状监测及评价

5.5.3.1 监测布点

1) 布点原则

(1) 监测点数量

拟建项目土壤环境影响评价等级为二级（污染影响型）、一级（生态影响型），根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中 7.4.2 布点原则，共 14 个土壤样点（生态型 5 表层（占地内）+6 表层（占地外）、污染型 3 柱状 1 表层（占地内）+2 表层（占地外），则占地内应至少布设 5 表层 3 柱状、占地外至少布设 6 表层，合计 14 个），调查项目周边土壤环境质量现状情况。

(2) 布点原则

拟建项目属于新建项目，且评价范围内有 1 种土壤类型，占地范围内主要在可能受影响最重的井场、相对未受人为污染处进行布点，以调查在建工程土壤环境质量现状；占地范围外主要在现有工程厂界外可能产生影响的土壤环境敏感目标处设置监测点。

2) 现状监测点

拟建项目土壤环境现状监测布点见具体布点见表 5-18 和图 5-4。

表 5-18 土壤监测布点一览表

序号	布点位置	取样分层	监测因子（土壤导则要求+行业导则要求）		选点依据	土地性质	备注
1#	新建井场 1	表层	GB36600 中的拟建项目+石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、土壤盐分含量	相对受人为扰动较少的土壤背景样（灰棕漠土）+污染兼生态型表层	建设用地	占地范围内
2#	玛 48H 井口附近（探井）	柱状			探井井场，受污染情况可能较重（污染型柱状点）		
3#	拟建 2#井场	表层	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	生态型表层点		
4#	拟建 3#井场	表层	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）		生态型表层点		
5#	拟建计量站	表层	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）		生态型表层点		
6#	拟建集输支线作业带	表层	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）		生态型表层点		
7#	拟建 1#井场	柱状	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）		污染型柱状点		
8#	拟建 2#井场	柱状	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）		污染型柱状点		
9#	拟建 1#井场厂界外 50m	表层	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）		污染兼生态型表层点	裸土地	占地范围外
10#	拟建 2#井场厂界外 50m	表层	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）		污染兼生态型表层点		
11#	拟建 3#井场厂界外 50m	表层	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）		生态型表层点		
12#	玛 48H 厂界外 50m	表层	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）		生态型表层点		
13#	拟建计量站厂界外 50m	表层	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）		生态型表层点		
14	拟建集输支线沿线（计量站—风南 4 站）	表层	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）		生态型表层点		

备注：a. 表层样在 0m~0.2m 取样；

b. 柱状样在 0m~0.5m、0.5m~1.5m、1.5m~3m 处分别取样，每个柱状监测点应取 3 个样；

c. 表层样监测点土壤监测取样方法参照 HJ/T 166 执行；柱状样监测点土壤监测取样方法参照 HJ 25.1 和 HT 25.2 执行。

图 5-4 土壤监测布点示意图

5.5.3.2 监测项目

建设用地 45 项基本因子：砷、镉、铬（六价）、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；

特征因子：石油烃（ $C_{10}\sim C_{40}$ ）、pH 值、石油类、石油烃（ $C_6\sim C_9$ ）、土壤盐分含量。

同时调查拟建 1#井场土壤理化特性及土壤剖面。

5.5.3.3 监测时间和频率

采样 1 次，取剖面样，不得混合；按照生态环境部颁发的相关导则、标准中的有关规定执行。新疆西域质信检验检测有限公司于 2024 年 10 月 15 日对项目评价范围内土壤进行取样。

5.5.3.4 监测方法

监测分析方法具体见表 5-19。

表 5-19 土壤环境现状监测方法

检测项目	检测方法及依据	所用仪器	检出限
汞	《土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第 1 部分：土壤中总汞的测定》（GB/T 22105.1-2008）	原子荧光光度计 AFS-8520	0.002mg/kg
砷	《土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第 2 部分：土壤中总砷的测定》（GB/T 22105.2-2008）	原子荧光光度计 AFS-230E	0.01mg/kg
铜	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》	火焰原子吸收分光光度计	1mg/kg
镍	（HJ 491-2019）	240FS	3mg/kg
铅	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》（GB/T 17141-1997）	石墨炉原子吸收光谱仪 240Z	0.1mg/kg
镉			0.01mg/kg
铬（六价）	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》（HJ	火焰原子吸收分光光度计	0.5mg/kg

检测项目	检测方法依据	所用仪器	检出限
	1082-2019)	240FS	
苯胺	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	气相色谱质谱联用仪 8860-5977B	0.05mg/kg
2-氯酚		气相色谱质谱联用仪 8860-5977B	0.06mg/kg
硝基苯			0.09mg/kg
萘			0.09mg/kg
苯并(a)蒽			0.1mg/kg
蒈			0.1mg/kg
苯并(b)荧蒽			0.2mg/kg
苯并(k)荧蒽	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	气相色谱质谱联用仪 8860-5977B	0.1mg/kg
苯并(a)芘			0.1mg/kg
茚并(1,2,3-c,d)芘			0.1mg/kg
二苯并(a,h)蒽			0.1mg/kg
氯甲烷	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	气相色谱质谱联用仪 8860-5977B	1.0 μg/kg
氯乙烯			1.0 μg/kg
1,1-二氯乙烯			1.0 μg/kg
二氯甲烷			1.5 μg/kg
反-1,2-二氯乙烯			1.4 μg/kg
1,1-二氯乙烷			1.2 μg/kg
顺-1,2-二氯乙烯			1.3 μg/kg
氯仿			1.1 μg/kg
1,1,1-三氯乙烷			1.3 μg/kg
四氯化碳			1.3 μg/kg
苯			1.9 μg/kg
1,2-二氯乙烷			1.3 μg/kg
三氯乙烯			1.2 μg/kg
1,2-二氯丙烷			1.1 μg/kg
甲苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	气相色谱质谱联用仪 8860-5977B	1.3 μg/kg
1,1,2-三氯乙烷			1.2 μg/kg
四氯乙烯			1.4 μg/kg
氯苯			1.2 μg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷			1.2 μg/kg
乙苯			1.2 μg/kg
间,对-二甲苯			1.2 μg/kg
邻二甲苯			1.2 μg/kg
苯乙烯			1.1 μg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷			1.2 μg/kg

检测项目	检测方法及依据	所用仪器	检出限
1, 2, 3-三氯丙烷			1.2 $\mu\text{g/kg}$
1, 4-二氯苯			1.5 $\mu\text{g/kg}$
1, 2-二氯苯			1.5 $\mu\text{g/kg}$
水分	《土壤 干物质和水分的测定 重量法》 (HJ 613-2011)	AL204 型岛津 电子天平	/
干物质		101-2EBS 型电 热鼓干燥箱	/
pH	《土壤检测 第2部分:土壤 pH 的测定》 (NY/T 1121.2-2006)	PHSJ-3F 型 pH 计	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	《土壤和沉积物 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) 的测定 气相色谱法》 (HJ 1021-2019)	气相色谱仪	6mg/kg
石油烃 (C ₆ -C ₉)	《土壤和沉积物 石油烃 (C ₆ -C ₉) 的测定 气相色谱法》 (HJ 1020-2019)	气相色谱仪	0.04mg/kg
石油类	《土壤 石油类的测定 红外分光光度法》 (HJ 1051-2019)	红外分光测油 仪	4mg/kg
土壤盐分含量	《土壤检测 第16部分:土壤水溶性盐总量 的测定》 (NY/T 1121.16-2006)	ATX124 型电子 天平	/

5.5.3.5 评价方法

采用标准指数法进行评价。

其计算公式如下:

$$P_i = C_i / C_0$$

式中: P_i —i 污染物指数;

C_i —i 污染物实测值, mg/kg;

C_0 —i 污染物质量标准, mg/kg。

5.5.3.6 现状监测结果

土壤环境质量现状监测结果见表 5-21。

5.5.3.7 现状评价结果

本次评价样本数量和检出率见表 5-20, 标准指数、最大值、最小值、均值、标准差和最大超标率评价结果见表 5-22。

表 5-20 土壤环境质量现状评价结果 (样本数量和检出率)

序号	全部样本数量	检出率
1	20	100%

由评价结果可知，项目占地范围内土壤各项监测指标满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表1和表2中第二类用地的筛选值要求。井场外土壤特征污染物石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）指标满足参考执行的《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表2中第一类用地的筛选值要求。

对于特征污染物石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）来说，各监测点差值不大，表明项目所在区域土壤未受到污染，土壤环境质量现状良好。

表 5-21 土壤环境质量现状监测结果

序号	检测项目	单位	检测结果																			
	采样点位		1#	2#			3#	4#	5#	6#	7#			8#			9#	10#	11#	12#	13#	14#
	采样深度（m）		0~0.2	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.2	0~0.2	0~0.2	0~0.2	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.2	0~0.2	0~0.2	0~0.2	0~0.2	0~0.2
1	pH	无量纲																				
2	石油类	mg/kg																				
3	石油烃（C ₆ ~C ₉ ）	mg/kg																				
4	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	mg/kg																				
5	土壤盐分含量	g/kg																				
6	汞	mg/kg					/															
7	砷	mg/kg																				
8	铜	mg/kg																				
9	镍	mg/kg																				
10	铅	mg/kg																				
11	镉	mg/kg																				
12	铬（六价）	mg/kg																				
13	四氯化碳	μ g/kg																				
14	氯仿	μ g/kg																				
15	氯甲烷	μ g/kg																				
16	1,1-二氯乙烷	μ g/kg																				
17	1,2-二氯乙烷	μ g/kg																				
18	1,1-二氯乙烯	μ g/kg																				
19	顺-1,2-二氯乙烯	μ g/kg																				
20	反-1,2-二氯乙烯	μ g/kg																				
21	二氯甲烷	μ g/kg																				
22	1,2-二氯丙烷	μ g/kg																				
23	1,1,1,2-四氯乙烷*	μ g/kg																				
24	1,1,2,2-四氯乙烷*	μ g/kg																				
25	四氯乙烯	μ g/kg																				
26	1,1,1-三氯乙烷	μ g/kg																				
27	1,1,2-三氯乙烷	μ g/kg																				
28	三氯乙烯	μ g/kg																				
29	1,2,3-三氯丙烷	μ g/kg																				
30	氯乙烯	μ g/kg																				
31	1,4-二氯苯	μ g/kg																				
32	氯苯	μ g/kg																				
33	1,2-二氯苯	μ g/kg																				

34	苯	μ g/kg				
35	乙苯	μ g/kg				
36	苯乙烯	μ g/kg				
37	甲苯	μ g/kg				
38	间/对-二甲苯	μ g/kg				
39	邻-二甲苯	μ g/kg				
40	硝基苯	μ g/kg				
41	苯胺	μ g/kg				
42	苯并（a）蒽	μ g/kg				
43	苯并（a）芘	μ g/kg				
44	苯并（b）荧蒽	μ g/kg				
45	苯并（k）荧蒽	μ g/kg				
46	蒽	μ g/kg				
47	二苯并（ah）蒽	μ g/kg				
48	茚并（1，2，3-cd）芘	μ g/kg				
49	萘	μ g/kg				
50	2-氯酚	μ g/kg				

表 5-22 土壤环境质量现状评价结果

序号	检测项目	最大值	最小值)	均值	标准差	最大超标倍数	现状评价结果（无量纲）																						
	采样点位						1#	2#			3#	4#	5#	6#	7#			8#			9#	10#	11#	12#	13#	14#			
	采样深度（m）						mg/kg			无量纲	%	0~0.2	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.2	0~0.2	0~0.2	0~0.2	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.2	0~0.2	0~0.2	0~0.2
1	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）																												
2	汞																												
3	砷																												
4	铜																												
5	镍																												
6	铅																												
7	镉																												
8	铬（六价）																												
9	四氯化碳																												
10	氯仿																												
11	氯甲烷																												
12	1,1-二氯乙烷																												
13	1,2-二氯乙烷																												
14	1,1-二氯乙烯																												
15	顺-1,2-二氯乙烯																												
16	反-1,2-二氯乙烯																												
17	二氯甲烷																												
18	1,2-二氯丙烷																												
19	1,1,1,2-四氯乙烷																												
20	1,1,2,2-四氯乙烷																												
21	四氯乙烯																												
22	1,1,1-三氯乙烷																												
23	1,1,2-三氯乙烷																												
24	三氯乙烯																												
25	1,2,3-三氯丙烷																												
26	氯乙烯																												
27	1,4-二氯苯																												
28	氯苯																												
29	1,2-二氯苯																												
30	苯																												
31	乙苯																												

32	苯乙烯						
33	甲苯						
34	间/对-二甲苯						
35	邻-二甲苯						
36	硝基苯						
37	苯胺						
38	苯并（a）蒽						
39	苯并（a）芘						
40	苯并（b）荧蒽						
41	苯并（k）荧蒽						
42	蒎						
43	二苯并（ah）蒽						
44	茚并（1，2，3-cd）芘						
45	萘						
46	2-氯酚						

5.6 生态环境质量现状调查与评价

5.6.1 调查范围、调查内容及调查方法

5.6.1.1 调查范围

调查区域涵盖了区域自然系统生态完整性维护和敏感生态目标保护所需要的区域，其中特别关注：

- 1) 项目直接影响区，如天然林、公益林、生态保护红线、国家公园、自然公园、风景名胜区等。
- 2) 可能受到工程影响的区域。

5.6.1.2 调查内容

- 1) 评价区自然地理和生态现状调查，如：地貌、海拔、土壤类型、植被类型及空间分布、植被生物量、植被覆盖度等情况。
- 2) 评价区自然系统生态完整性调查。
- 3) 敏感生态目标现状调查，如生态保护红线区、国家公园、沙化封禁保护区、自然保护区、公益林、天然林等。

5.6.1.3 调查方法

拟建项目生态环境影响评价等级为二级评价，本次评价主要采用定量分析的方法对评价范围内土地利用现状、植被现状、野生动植物现状、生态系统类型等进行分析。敏感目标调查是通过广泛的资料收集、分析，结合现场观察和访问。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ 19-2022)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，调查范围为井场、计量站周围 50m、管线两侧 300m 范围。

5.6.2 评价区生态环境相关区划与规划

5.6.2.1 项目所在位置在《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的定位

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》(2016 年 10 月 24 日)，将新疆分为以下主体功能区：按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，乌尔禾区重点开发区域。其功能定位是：支撑新疆经济增长的重要增长极，落实区域发展总体战略、促进区域协调

发展的重要支撑点，新疆重要的人口和经济密集区。重点开发区域应在优化结构、提高效益、降低消耗、保护环境的基础上推动经济可持续发展；大力推进新型工业化进程，提高自主创新能力，抢占市场制高点，增强产业集聚能力，加快建立符合新疆区情的现代产业体系；加速推进新型城镇化，壮大城市综合实力，改善人居环境，提高集聚人口的能力；发挥区位优势，扩大全方位开放，加强开放平台建设和通道建设，打造向西开放的重要门户种。

拟建项目不属于主体功能区划中确定的自治区层面的禁止开发区域、限制开发区域；所进行的石油开采活动符合“全国重要的能源基地”定位，项目的建设有利于提高油气资源的安全供应能力和开发利用水平，支撑地区经济，因此拟建项目符合自治区对该区域的功能定位要求。

项目在主体功能区划位置示意图见图 5-5。

5.6.2.2 项目所在位置在《新疆生态功能区划》中的定位

根据《新疆生态功能区划》（2005年12月21日），拟建项目所在地的生态区属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，Ⅱ₁准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区，生态功能区属于16白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区。项目区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表5-23和图5-6。

表 5-23 拟建项目评价区生态环境功能区划一览表

其他拟建项目所在区域的生态功能分区单元	生态区	生态亚区	生态功能区
	Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区	Ⅱ ₁ 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
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		
适宜发展方向	复壮河谷林，合理发展旅游业		

图6 新疆主体功能区划分总图

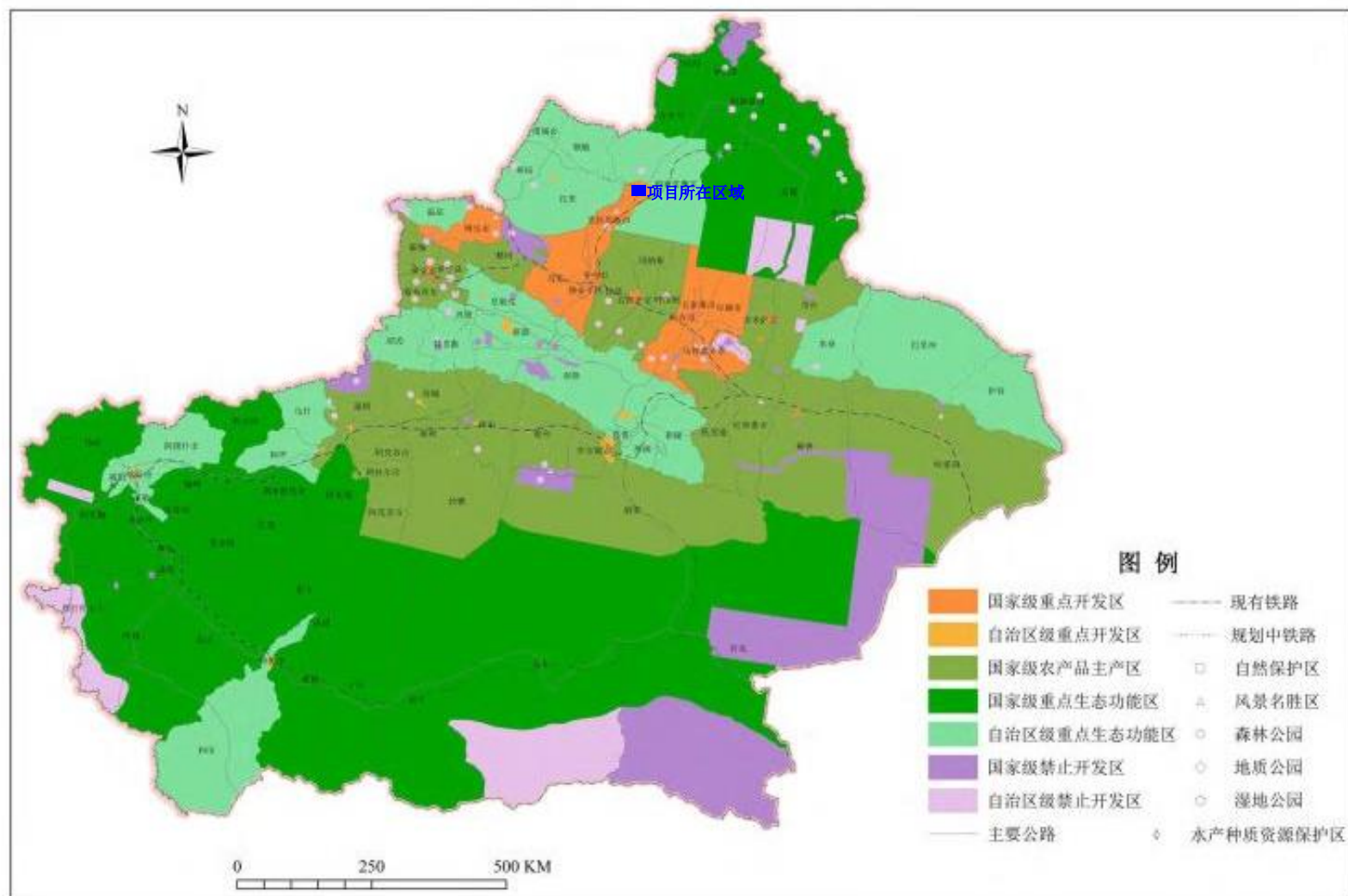


图 5-5 主体功能区划图

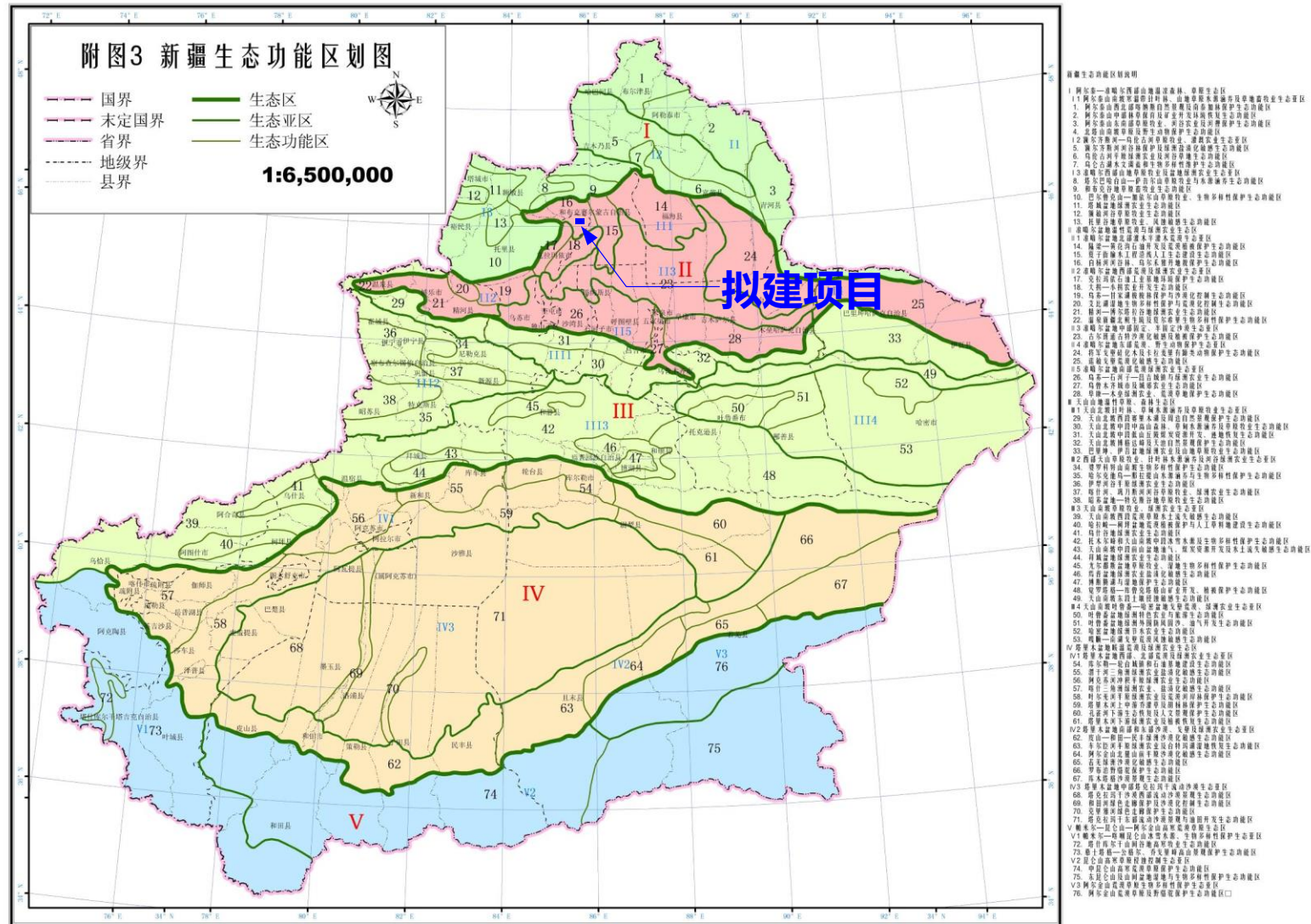


图 5-6 自治区生态功能区划图

5.6.3 评价区生态系统类型与特点

5.6.3.1 生态系统类型及特点

1) 生态系统类型

评价区属大陆性干旱、半干旱气候，该区域气候干燥，降水稀少。夏季炎热；冬季干冷；春季升温快而不稳；秋季降温迅速。年温差和日温较差大。光照充足，热量丰富，蒸发强烈，无霜期较长，风沙活动频繁。

评价区内土壤类型主要为灰棕漠土。自然植被主要是梭梭、珍珠猪毛菜等。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型以荒漠生态系统为主。

根据现状调查结果，评价区主要生态环境类型为砾石质荒漠，属于荒漠生态系统，占比 95.57%。

2) 生态系统特点

荒漠生态系统异质性程度低，结构单一，其稳定性差，抗外界干扰能力弱。荒漠气候极其干旱，甚至终年无雨，昼夜温差可高达 25~30℃，大风和沙暴较多。各种荒漠植物以其独特的方式适应环境：超旱生植物根系发达、叶退化，以便多吸收水分、减少水分散失；肉质植物有很多贮水细胞，白天气孔关闭，减少水分蒸腾，只吸收光能进行光合作用，夜间气孔开放吸收二氧化碳；短生植物在有降雨时利用短暂的较湿润期迅速完成从萌发到结果的过程，以种子或地下器官度过不利时期；耐盐植物可直接利用盐碱浓度较高的水分，有的还能将盐分贮存在体内或从体表排出。此外，一些沙丘植物的茎基部和根有角质层、纤维鞘结构，可防止被炽热的沙粒灼伤。

荒漠中的爬行动物和啮齿动物都在地下穴居生活，昼伏夜出，听觉极其灵敏，有些种类不需饮水，仅靠食物中的水分便可存活，有的则可依靠休眠度过极端干旱期。

拟建项目评价范围内生态系统类型现状见表 5-24 和图 5-7。

表 5-24 拟建项目评价区生态系统类型现状统计表

I 级代码	I 级分类	II 级代码	II 级分类	面积 (hm ²)	面积占比 (%)
7	荒漠生态系统	73	盐碱地	327.70	95.57
6	城镇生态系统	63	工矿交通	12.46	3.63
2	灌丛生态系统	23	稀疏灌丛	2.74	0.80
合计				342.90	100.00

图 5-7 项目区域生态系统现状图

5.6.3.2 生物量调查

拟建项目区土地利用现状主要为裸土地，植被覆盖率较低，主要植物种类为梭梭、珍珠猪毛菜等植物，平均生物量 $1.2\text{t}/\text{hm}^2$ ，拟建项目生态评价范围内有植被区域约为 330.44 m^2 ，则评价区生物量约 396.5t 。

5.6.4 土地利用现状调查与评价

5.6.4.1 调查方法

土地利用现状调查主要通过遥感解译分析与现场调查相结合的方法。本次遥感数据采用 2022 年 4 月 15 日 Landsat8 卫星遥感影像，分辨率为 30m。分析方法为首先应用 ARCGIS10.3 进行手工解译，然后进行现场校验。土地类型参照《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017）中的用地类型划分方法。

5.6.4.2 评价范围土地利用现状

根据《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017）及遥感影像解译结果统计知，评价区以裸土地为主要用地类型，占评价范围总面积的 95.57%。

评价区土地利用类型现状统计见表 5-25 及图 5-9。

表 5-25 评价区土地利用现状表

一级类		二级类		面积（ hm^2 ）	面积占比（%）
编码	名称	编码	名称		
12	其他土地	1206	裸土地	327.70	95.57
06	工矿仓储用地	0602	采矿用地	11.30	3.30
10	交通运输用地	1003	公路用地	1.16	0.34
03	林地	306	灌木林地	2.74	0.80
合计				342.90	100

5.6.4.1 工程直接影响区土地利用现状

通过把井场分布情况与项目所在区域土地利用现状图进行叠加处理，得到项目占地的土地利用现状。拟建项目占地总面积应为 21.782hm^2 ，其中永久占地面积 4.358hm^2 ，临时占地面积 17.424hm^2 ，占地类型为裸土地、灌木林地，项目所在地图里利用现状照片见图 5-8。

新建井场	拟建计量站

新建单井集油管线沿线	新建集油支线沿线（天然林处）

图 5-8 拟建项目占地类型现状图

图 5-9 评价范围内土地利用现状图

5.6.5 陆生生态现状调查及评价

5.6.5.1 植被现状调查与评价

1) 调查方法

调查采用文献资料收集、遥感解译辅以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《中国植物志》、《中国植被》（吴征镒，1980）、《国家重点保护野生植物名录》（2021年9月7日）、《新疆国家重点保护野生植物名录》（2022年3月）、等分析调查区域内植物物种组成、植被类型和分布格局，了解国家或自治区级重点保护植物的分布和数量。

本次遥感数据采用 2022 年 4 月 15 日 Landsat8 卫星遥感影像，分辨率为 30m。分析方法为首先应用 ARCGIS10.3 进行手工解译，然后进行现场校验。

2) 植被分区及植被区划

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、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、玛纳斯湖州。

3) 植被类型及植被特点

（1）区域植被类型及植被特点

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，在评价区主要植被类型为温性荒漠，植被亚型为梭梭荒漠，自然地带性植被主要是梭梭群系，地表植被覆盖度较低、植被多样性较低。评价区植被类型示意图见图 5-10。

表 5-26 评价区主要植物群落调查统计表

植被型	植被亚型	群系	分布区域
温性荒漠	梭梭荒漠	梭梭群系	广泛分布

梭梭群系属于小半乔木荒漠，适应于盐化壤土，如梭梭壤漠；也见于石膏的砾质戈壁，如梭梭砾漠。在准噶尔盆地的沙漠边缘，可以见到梭梭与耐盐潜水超旱生灌木形成的群落，如梭梭荒漠植被类型。在壤土上，梭梭高 0.5m~1.5m。群落总盖度因土壤不同而各异，在龟裂型土壤上不超过 10%，在壤土、沙土上会达 30%~40%。群落种类组成在龟裂型及强盐化土壤上只有 5 种左右，而在弱盐化土、沙壤土上则可多达 10~14 种。伴生植物多为一年生盐柴类，如：盐生草、角果藜、叉毛蓬等。

(2) 遥感解译

评价区内植被现状统计情况见表 5-27 及图 5-11，结合本次遥感调查统计结果得知，拟建项目评价范围总面积 342.9hm²，其中有植被区域面积 330.44hm²、占比 96.37%，非植被区域面积 12.46hm²、占比 3.63%。

评价区内有植被区域整体以天然沙生植被型为主，主要为梭梭、猪毛菜、假木贼等。

表 5-27 评价区内植被类型表

植被型	植被群系	面积 (hm ²)	面积占比 (%)
温性荒漠	梭梭、猪毛菜、假木贼	330.44	96.37
/	非植被区域	12.46	3.63
合计		342.9	100

图 5-10 评价区植被类型（亚型）现状图

图 5-11 评价区内植被类型遥感解译

4) 植被多样性

评价区生态条件较差，地域特征决定了该区域内植被组成简单、类型单一、分布稀疏、种类贫乏。根据《中国植被》（1980年）分类原则，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 5-28。

表 5-28 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。

5) 植物群落样方调查

(1) 调查时间

2024 年 10 月在评价范围内进行了现场踏勘，建立了遥感影像解译标志。

(2) 布设原则

本次在主要工程直接占地区域、生态敏感区、主要植被群落附近等区域均布设了样方。

(3) 样方信息统计

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）中 7.3 生态现状调查要求：“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，一级评价每种群落类型设置的样方数量不少于 5 个，二级评价不少于 3 个”。

拟建项目生态评价等级为二级。根据现场踏勘，工程周边主要以梭梭群落为主，本次主要针对梭梭群落进行样方调查，共设置样方 3 个，植物群落调查样方点位置具体情况见表 5-29 和图 5-12，样方调查表见表 5-30～表 5-32。

表 5-29 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

图 5-12 样方调查点位示意图

表 5-30 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	刘忆楚
植被类型	梭梭		地形	盆地	海拔（m）	
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 5-31 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	刘忆楚
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 5-32 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	刘忆楚
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				
草本层	0%	/				

6) 植被覆盖度

本次评价基于遥感估算植被覆盖度，方法采用植被指数法。选择了陆地资源卫星 Landsat8 影像数据，时段为 2022 年 7 月，分辨率 30m，处理系统采用 ENVI (The Environment for Visualizing Images)，提取 NDVI 影像上通过建模实现植被覆盖度 (FVC) 的计算。

植被覆盖度可用于定性分析评价范围内的植被现状。本次评价基于遥感估算植被覆盖度采用植被指数法。

植被指数法主要是通过对各像元中植被类型及分布特征的分析，建立植被指数与植被覆盖度的转换关系。采用归一化植被指数 (NDVI) 估算植被覆盖度的方法如下：

$$FVC = (NDVI - NDVI_s) / (NDVI_v - NDVI_s)$$

式中： FVC——所计算像元的植被覆盖度；

NDVI——所计算像元的 NDVI 值；

NDVI_v——纯植物像元的 NDVI 值；

NDVI_s——完全无植被覆盖像元的 NDVI 值。

从遥感解译结果可以看出，拟建项目评价范围内属于低植被覆盖度。植被覆盖区域主要为裸露地表、少量梭梭群系，植被覆盖度 (FVC) 的估算结果符合该地区的生态环境特征。评价区植被覆盖度见图 5-13。

表 5-33 评价区植被覆盖度统计表

序号	覆盖度类型	植被覆盖度	面积 (hm ²)	面积比例 (%)
1	低植被覆盖度	0~0.2	342.9	100

图 5-13 评价区植被覆盖度图

7) 公益林、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。占用面积、施工方式等详细情况见表 5-34 和图 5-14，项目合计占用天然林约 450m²，其中永久占用面积 0m²、临时占用面积约 450m²，涉及植物种类主要有梭梭等区域常见种类。

表 5-34 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 ²	施工方式/ 占地方式	主要树种
1	拟建集油支线	75m/450m ²	开挖/临时占地	梭梭

8) 古树名木现状调查

根据与克拉玛依市自然资源局对接项目情况，拟建项目评价范围不涉及古树名木。

图 5-14 评价区天然林分布示意图

5.6.5.2 动物现状调查与评价

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 5-35 评价区主要动物名录

序号	中文名	学名	分布
一、爬行类			
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>	++
二、鸟类			
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>	+
三、哺乳类			

序号	中文名	学名	分布
9	大耳猬	<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 5-36 和图 5-12（与样方点位一致），调查结果见表 5-37～表 5-39。

表 5-36 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	家燕 <i>Hirundo rustica</i>	2	拟建计量站
3	麻雀 <i>Passer montanus</i>	3	拟建集油支线

表 5-37 1#动物样线调查结果

编号	1#	日期	2024/10/19	观测者	刘忆楚
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 5-38 2#动物样线调查结果

编号	2#	日期	2024/10/19	观测者	刘忆楚
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 5-39 3#动物样线调查结果

编号	2#	日期	2024/10/19	观测者	刘忆楚
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	——	

5.6.6 土壤环境质量现状调查

5.6.6.1 土壤类型

根据国家土壤信息服务平台数据，区域土壤类型为灰棕漠土。

灰棕漠土特点是在紧实层下，有明显的石膏聚积层，有些残积母质上发育的石膏灰棕漠土，在砾幕下便可见到多量石膏的聚积。石膏聚积层的厚度一般10~50cm，石膏结晶的形态多样，呈粉末状、粒状或纤维状。剖面由荒漠结皮片状层，紧实层、石膏聚盐层和母质层四个基本层段组成。表土结皮层厚1~4cm不等，浅灰或棕灰色，具有不规则的裂纹，背面多蜂窝状孔隙，干燥松脆，易沿裂纹散开。下面薄片或鳞片状结构土层厚1~5cm，松散易碎。紧实层位于结皮层下端，厚5~15cm，呈褐棕或黄棕色，块状、棱块状结构，中下部常有不同数量的斑点状、菌丝状或斑块状碳酸钙新生体聚积。石膏和盐分聚积在40或60cm以下，尤以80~100cm深处多见。石膏一般呈白色小结晶或晶簇状，盐分则呈脉纹状乳白色结晶，有的还出现多层石膏聚积。往下逐渐过渡到母质层。石膏含量高达142~369g/kg，其聚积部位略低于石灰聚积层。pH在8.0左右，无碱化。石膏灰棕漠土的化学组成，剖面上下无明显变异，唯石膏聚积层（24~60cm）氧化钙含量显著增高。土壤颗粒组成显示，全剖面砂粒含量较高，但表层或亚表层的黏粒含量也很高。

5.6.6.2 水土流失现状

1) 水土流失重点预防保护区和重点治理区

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防保护区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4号）、《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018年-2030年）》及《克拉玛依市水土保持规划（2019-2030）》（2020年11月），拟建项目所在位置自治区级、市级水土流失重点预防保护区和重点治理区。

2) 乌尔禾区水土流失现状

根据《克拉玛依市水土保持规划（2019-2030）》（2020年11月），克拉玛依市土壤侵蚀总面积达6266.49km²，占全市总面积的91.9%。侵蚀类型主要有水力侵蚀、风力侵蚀。全市轻度侵蚀面积1116.63km²，占全市土壤侵蚀总面积的18.07%；中度侵蚀面积5062.64km²，占全市土壤侵蚀总面积的81.93%；强度侵蚀面积0.01km²，占全市土壤侵蚀总面积的0.00%。

根据《2020年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，2020年乌尔禾区轻度以上风力侵蚀和水力侵蚀总面积1633.06km²，占全区土地总面积（2229km²）的73.26%。其中水力侵蚀面积为0.32km²，占土壤侵蚀总面积的0.02%；风力侵蚀面积为1632.74km²，占土壤侵蚀总面积的99.98%。动态变化数据显示，乌尔禾区2020年水土流失面积比2019年

减少了 10.22km²。

3) 项目评价区水土流失现状

根据 2020 年新疆水土流失动态监测成果数据和《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190-2007), 结合现场踏勘调查: 项目区内大部分地区为灰棕漠土为主, 地表植被稀疏, 自然植被覆盖度 10%左右, 项目区主要水土流失问题为地表裸露, 大风、降雨天气容易引发水土流失, 因此, 确定项目区土壤侵蚀类型为微度风力侵蚀, 评价区水土侵蚀现状见图 5-15。

图 5-15 评价区土壤侵蚀示意图

5.6.6.3 土地沙化现状

沙化土地形成的原因：干旱的气候、丰富的沙源、裸露的地表、起沙风的作用是新疆沙化土地形成的先决条件。据地质资料和古气候资料证明，新疆沙漠主要是在第四纪中更新世以后形成的，特别是晚更新世至全新世期间。沙漠主要是在干旱的气候，丰富的沙源和多风的动力条件等自然因素长期作用下形成的，与人类的活动无关。但在近代历史时期，由于人为的直接或间接作用，加速了沙漠自然环境的退化进程，或使原来的绿洲等非沙化土地转化为沙漠，尤其是近50年来，这种人为因素的作用更加明显。

根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测面积汇总表》（2014年），**拟建项目占用土地类型为非沙化土地**，拟建项目与沙化土地分布位置关系示意图见图5-16。

图 5-16 拟建项目与沙化土地分布位置关系示意图

5.6.7 评价区内生态敏感区现状调查

拟建项目评价范围内无国家公园、自然公园、世界自然遗产、风景名胜区、生态保护红线区等环境敏感目标。距离项目最近的敏感目标与项目区位关系见表 5-40 和图 5-17。

表 5-40 拟建项目与周边生态敏感目标位置关系一览表

序号	敏感目标名称	参考污染源	方位	相对距离 (km)
1	克拉玛依市魔鬼城风景名胜区	拟建 3#井场	NW	3.0
2	准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线	拟建集油支线末端	SW	12.7

图 5-17 拟建项目与生态敏感区区位关系示意

5.6.8 现有工程生态影响及采取的生态保护措施

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ 19-2022)中 7.2.5 对于改扩建、分期实施的建设项目,应调查既有工程、前期已实施工程的实际生态影响以及采取的生态保护措施。

与拟建项目有关的井区内前期工程仅涉及玛 48H 探井,本次对其已产生的实际生态影响、采取的生态保护措施进行调查。

1) 影响分析

根据现场调查,玛 48H 探井占地面积约 1hm²,相对玛页 1 井区范围较小,且位于已取得采矿权的玛北油田内,周边基本为油田人工景观、植物动物较少,对周边影响很小。

2) 生态保护措施

玛 48H 钻井和试油期间仅在井场内作业,不涉及管线工程,主要采取了以下措施:

(1) 工程措施:“铺设作业、带罐上岗”,试油废水(主要为洗井废水和压裂返排液)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;水基钻井岩屑全部由新疆众人石油科技有限公司进行处理、油基钻井岩屑委托了克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处置、沾油废防渗材料委托了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,一般不会对生态环境产生较大影响。

(2) 植物措施:临时占地均采取了自然恢复措施。

3) 生态恢复情况

根据现场调查情况,玛 48H 井施工临时占地都控制在中石油规定的占地标准之内,钻井施工采用“泥浆不落地”工艺,不再开挖泥浆池,减轻了钻井施工对生态、土壤环境的不利影响。施工结束后,对施工期临时占地均进行了较好的生态恢复,工程对生态环境的影响较小。经实际现场踏勘,井场周围植被生长状况较好,经过恢复,与其他未占用区域植被等差别较小。



图 5-18 玛 48H 井周边生态恢复现场照片

5.6.9 小结

1) 拟建项目所在地的生态区属于《新疆生态功能区划》中Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》(2016 年 10 月

24 日) 中的重点开发区域, 不涉及禁止开发区、限制开发区;

2) 项目位于乌尔禾区, 评价范围生态系统类型主要为荒漠生态系统, 特点异质性程度低, 结构单一, 其稳定性差, 抗外界干扰能力弱。

3) 根据《土地利用现状分类》(GB/T 21010-2017) 及遥感影像解译结果统计知, 评价区以裸土地为主要用地类型。

4) 项目评价范围内无《国家重点保护野生植物名录》(2021 年 9 月 7 日)、《新疆国家重点保护野生植物名录》(2022 年 3 月)、《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(2023 年 12 月 29 日) 中国家重点保护野生植物及中国濒危珍稀植物; 评价范围内无古树名木、生态公益林, 拟建集油支线涉及临时占用天然林;

5) 现场踏勘期间, 项目评价范围内未见《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) 中的重点保护野生动物和中国濒危珍稀动物。

6) 项目占用土地类型为非沙化地, 评价区土壤侵蚀类型主要为微度风力侵蚀主。

7) 根据调查, 拟建项目评价范围内无国家公园、自然公园、世界自然遗产、风景名胜区、生态保护红线区等环境敏感目标。

6 环境影响预测与评价

6.1 环境空气影响评价

6.1.1 评价等级与评价范围

6.1.1.1 评价等级

1) 判定依据

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)并结合项目工程分析结果,选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数,分别计算每一种污染物的最大地面质量浓度占标率 P_i (第 i 个污染物),及第 i 个污染物的地面质量浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为:

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\% \quad \text{公式 (1)}$$

式中: P_i ——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率, %;

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

C_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准, $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

评价工作等级按照表 6-1 的分级依据进行划分,最大地面质量浓度占标率 P_i 按公式 (1) 计算,污染物 i 大于 1,取 P 值中最大者 ($P_{\max}$) 和其对应的 $D_{10\%}$ 。

表 6-1 评价工作等级划分表

评价工作等级	评价工作等级分级依据
一级	$P_{\max} \geq 10\%$
二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$

2) 判定结果

本次评价分别对涉及 7 座单井井场无组织排放源分别进行估算模式计算评价等级。

根据工程分析确定的源强,采用导则推荐的 AERSCREEN 估算模式进行计算,拟建项目估算模型参数见表 6-2,污染源估算参数见表 6-3。

根据估算结果知,拟建项目最大质量浓度占标率为计量站无组织排放的挥发性有机物 $P_i=9.27\% < 10\%$,评价等级为二级。拟建项目属于石油开采行业,不在 HJ 2.2-2018 中“对电力、钢铁、水泥、石化、化工、平板玻璃、有色等高耗能行业的多源项目或以使用高污染燃料为主的多源项目,并且编制环境影响

报告书的项目评价等级提高一级”要求范围之列，同时结合估算结果，拟建项目大气环境评价等级不需提级，因此最终确定拟建项目大气环境评价等级为二级评价。

表 6-2 估算模型参数表

选项		参数	取值依据
城市/农村 选项	城市/农村	农村	当项目周边 3km 半径范围内一半以上上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村
	人口数（城市选项时）	/	
最高环境温度（℃）		27.4	近 20 年气象资料统计
最低环境温度（℃）		-16.7	
土地利用类型		裸土地	项目周边 3km 半径范围内一半以上为土地利用现状为裸土地
区域湿度条件		干燥	中国干湿状况分布图
是否考虑 地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否	根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）要求，报告书项目需考虑地形
	地形数据分辨率（m）	90	SRTM DEM UTM 90m 分辨率数字高程数据
是否考虑 海岸线熏 烟	考虑海岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否	污染源附近 3km 范围内无海岸线、湖泊等大型水体
	岸线距离（km）	/	
	岸线方向（°）	/	

6.1.1.2 评价范围

拟建项目评价等级为二级，评价范围为以各油井井场、计量站为中心、边长 5km 的矩形范围。

表 6-3 估算参数选择情况及计算结果一览表（面源）

污染源名称	污染物名称	污染物排放速率 kg/h	面源长度 m	面源宽度 m	面源排放高度 m	质量标准 mg/m ³	最大落地浓度（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	最大落地浓度出现距离（m）	最大地面浓度占标率（%）	判定结果
1#井场	VOCs	0.0404	80	82	1.5	2	181.6000	71	9.08	二级
2#井场	VOCs	0.0404	80	82	1.5	2	181.6000	71	9.08	二级
3#井场	VOCs	0.0404	80	82	1.5	2	181.6000	71	9.08	二级
玛 48H 井场	VOCs	0.0202	80	125	1.5	2	76.2150	90	3.81	二级
拟建计量站	VOCs	0.0185	8	10	3	2	185.4700	10	9.27	二级

备注：VOCs 暂未发布环境质量标准，本次评价以非甲烷总烃进行表征。

6.1.2 施工期大气环境影响分析

施工废气污染源主要来自井场施工、管线施工和运输车辆行驶产生的扬尘（粉尘）及运输车辆排放的烟气，烟气中的主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、 C_mH_n 等。这些污染物将对环境空气造成一定程度的污染，但这种污染是短期的，工程结束后，污染将不复存在。本次评价主要利用同类项目的建设经验和监测结果，类比分析拟建项目施工期对井场周围大气环境的影响。

1) 扬尘影响分析

拟建项目施工期扬尘主要产生于三个部分：井场、计量站施工、管线施工、车辆运输过程。

施工期产生的扬尘（粉尘）污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力的影响最大，随着风速的增大，施工扬尘（粉尘）的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

井场、计量站、管线的地面开挖、填埋、土石方堆放过程为分段进行，施工时间较短，作业带内产生的扬尘（粉尘）为无组织面源排放，但由于施工过程为分段进行，施工时间较短，在严格执行分层开挖、分层回填的操作制度、避免长距离施工、工程措施与生物措施相结合的情况下，施工作业扬尘污染是短时的，且影响不会很大，各大气保护目标在施工期内受到施工扬尘的影响较小。

施工阶段汽车运输过程中，也会产生扬尘污染。扬尘量、粒径大小等与多种因素有关，如路面状况、车辆行驶速度、载重量、天气情况等。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快、影响范围主要集中在运输道路两侧，故汽车运输扬尘对周边的环境空气影响程度和范围较小，影响时间也较短。如果采用硬化道路、道路定时洒水抑尘、控制车辆装载量并采取密闭或遮盖措施，可大大减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

拟建项目大气评价范围内（5km矩形范围）无居住区，在施工过程中采取严格的管理措施，将施工扬尘对环境保护目标影响降至最低，且施工扬尘影响为短期影响。施工结束后，区域环境空气质量可恢复至现状水平。

2) 施工废气影响分析

(1) 机械废气

施工期运输汽车、柴油发电机等大型机械施工中，由于使用柴油机等设备，将产生燃烧烟气，主要污染物为 SO_2 、 NO_2 、颗粒物、 C_mH_n 等。一般情况下废气量

不大，影响范围有限。且施工现场均在野外，有利于废气扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

建设单位应按照《非道路移动机械污染防治技术政策》（公告 2018 年 第 34 号）等文件要求，采取如下废气防治措施：

①尽量采用低排放的非道路移动机械。

②加强非道路移动机械的排放检测和维修。

③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。

④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。

经采取防治措施后，机械尾气环境影响比较小，可以接受。

（2）焊接烟尘

施工期管线连接过程中会产生焊接烟尘，主要污染物为颗粒物，通过规范焊接操作，使用低毒焊条等措施可降低焊接烟尘对周围环境影响。另外，由于废气量较小，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对周围大气环境影响可接受。

（3）钻井柴油发电机废气

钻井使用大功率柴油机带动，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为总烃、 NO_2 、 SO_2 、烟尘等。钻井期间排放的大气污染物将随工程的结束而消失。因此，对局部地区的环境影响较轻。

3）测试放喷废气

本项目测试放喷期间分离出的伴生气气量较少，测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空；根据玛 48H 试油资料，开发区块不含硫化氢；但地层具有未知性，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低毒性气体的毒性。天然气放空产生的废气量取决于目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为 1~2d，放喷时间较短，废气随放喷结束而消失，对周边环境影响不大。

4）压裂过程废气

本项目压裂过程会产生少量烃类，过程排放的废气量较小，在加强管理，保证设备正常运行的情况下，由于施工现场比较空旷，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性。因此，对局部地区的环境影响较小。

6.1.3 运营期环境空气影响预测与评价

拟建项目大气环境影响评价等级为二级评价，根《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)，二级评价项目不进行进一步预测与评价，因此 AERSCREEN 估算结果作为本次预测结果。

6.1.3.1 预测模型及预测因子

拟建项目大气环境影响评价等级为二级评价，根 HJ 2.2-2018，二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算，因此 AERSCREEN 估算结果作为本次预测结果。根据评价因子，确定本次预测因子为 VOCs。

6.1.3.2 预测范围

预测范围与评价范围一致：以各油井为中心，边长 5km 的矩形范围。

6.1.3.3 预测参数

拟建项目面源排放参数见表 6-4。

6.1.3.4 预测结果

本次评价面源预测结果见表 6-5。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站无组织排放的挥发性有机物 $P_1=9.27\% < 10\%$ 。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 6-4 面源参数调查清单

面源名称	面源长度	面源宽度	与正北夹角	面源初始 排放高度	年排放小 时数	排放工况	评价因子 源强 (VOCs)
单位	m	m	°	m	h	—	kg/h
1#井场	80	82	0	1.5	7200	正常	0.0404
2#井场	80	82	0	1.5	7200	正常	0.0404
3#井场	80	82	0	1.5	7200	正常	0.0404
玛 48H 井场	80	125	0	1.5	7200	正常	0.0202
拟建计量站	8	10	0	3	7200	正常	0.0185

表 6-5 无组织废气排放估算模式预测结果一览表

下风向距离（m）	1#井场		2#井场		3#井场		玛 48H 井场		拟建计量站	
	VOCs									
	预测质量浓度 （ug/m³）	占标率（%）	预测质量浓度 （ug/m³）	占标率（%）	预测质量浓度 （ug/m³）	占标率（%）	预测质量浓度 （ug/m³）	占标率（%）	预测质量浓度 （ug/m³）	占标率（%）
10	94.4560	4.72	0.0945	4.72	0.0945	4.72	41.1320	2.06	185.4700	9.27
100	171.0400	8.55	0.1710	8.55	0.1710	8.55	75.2750	3.76	66.9070	3.35
200	119.2900	5.96	0.1193	5.96	0.1193	5.96	54.7100	2.74	43.6020	2.18
300	96.4670	4.82	0.0965	4.82	0.0965	4.82	46.3400	2.32	31.6590	1.58
400	81.9980	4.10	0.0820	4.10	0.0820	4.10	39.9260	2.00	24.6190	1.23
500	71.0110	3.55	0.0710	3.55	0.0710	3.55	35.0100	1.75	21.0000	1.05
600	61.7670	3.09	0.0618	3.09	0.0618	3.09	30.6550	1.53	18.1670	0.91
700	54.1440	2.71	0.0541	2.71	0.0541	2.71	26.9620	1.35	16.0280	0.80
800	47.8600	2.39	0.0479	2.39	0.0479	2.39	23.8720	1.19	14.3850	0.72
900	42.6460	2.13	0.0426	2.13	0.0426	2.13	21.2890	1.06	13.0890	0.65
1000	/	/	/	/	/	/	19.1270	0.96	12.0230	0.60
1100	/	/	/	/	/	/	17.2960	0.86	11.1130	0.56
1200	/	/	/	/	/	/	15.7390	0.79	10.3090	0.52
1300	/	/	/	/	/	/	14.3950	0.72	9.5963	0.48
1400	/	/	/	/	/	/	13.2430	0.66	8.9617	0.45
1500	/	/	/	/	/	/	12.2280	0.61	8.3940	0.42
1600	/	/	/	/	/	/	11.3420	0.57	7.8841	0.39
1700	/	/	/	/	/	/	10.5660	0.53	7.4243	0.37
1800	/	/	/	/	/	/	9.8697	0.49	7.0080	0.35
1900	/	/	/	/	/	/	9.2439	0.46	6.6299	0.33
2000	/	/	/	/	/	/	8.6877	0.43	6.2852	0.31
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 ₁₀ %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	

6.1.3.5 废气影响分析

根据估算模型 AERSCREEN 计算结果，无组织排放非甲烷总烃下风向最大质量浓度为 $185.470\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 9.27%。因此，拟建项目投产运营后，各污染源排放的污染物贡献浓度较小，对周围环境影响较小。

6.1.3.6 大气环境防护距离

根据 AERSCREEN 估算结果，拟建项目污染物最大落地浓度占标率 $<10\%$ ，属于二级评价，拟建项目不需设置大气环境防护距离。

6.1.3.7 污染物排放量核算

根据工程分析，拟建项目正常工况下无组织排放源排放量见表 6-6，大气污染物年排放量核算见表 6-7。

表 6-6 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/ (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m^3)	
1	无组织挥发	非甲烷总烃	密闭集输，加强管理	《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	4.00	1.1525
无组织排放总计						
无组织排放合计			非甲烷总烃			1.1525t/a

表 6-7 大气污染物年排放量核算表

拟建污染物汇总				
序号	污染物	产生量	削减量	排放量
1	VOCs	1.1525	0.00	1.1525

6.1.3.8 大气环境影响评价自查表

拟建项目大气环境影响评价自查表详见表 6-8。

表 6-8 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☒		三级 ☐			
	评价范围	边长=50km ☐		边长=5~50km ☐		边长=5km ☒			
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	$\geq 1400\text{t/a}$ ☐		500~2000t/a ☐		<500t/a			
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃)					包括二次 PM _{2.5} ☐		
		其他污染物 (非甲烷总烃)					不包括二次 PM _{2.5}		
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录 D ☐		其他标准 ☐	
现状评价	评价功能区	一类区 ☐		二类区 ☒		一类区和二类区 ☐			
	评价基准年	(2023) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒		现状补充检测 ☐			
	现状评价	达标区 ☒				不达标区 ☐			
污染源调查	调查内容	拟建项目正常排放源 ☒ 拟建项目非正常排放源 ☐ 现有污染源		拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☐	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他	
	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ ☐		边长 5~50km ☐		边长=5km ☒			
	预测因子	预测因子 (非甲烷总烃)					包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐		
	正常排放短期浓度贡献值	C 拟建项目最大占标率 $\leq 100\%$ ☐			C 拟建项目最大占标率 $> 100\%$ ☐				
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C 拟建项目最大占标率 $\leq 10\%$ ☐		C 拟建项目最大占标率 $> 10\%$ ☐			
		二类区		C 拟建项目最大占标率 $\leq 30\%$ ☐		C 拟建项目最大占标率 $> 30\%$ ☐			
	非正常 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h		C 非正常占标率 $\leq 100\%$ ☐		C 非正常占标率 $> 100\%$ ☐			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标 ☐				C 叠加不达标 ☐			
区域环境质	$k \leq -20\%$ ☐				$k > -20\%$ ☐				

	量的整体变化情况				
环境 监测 计划	污染源 监测	监测因子: VOCs	有组织废气监测 ☐		无监测 ☐
			无组织废气监测 ☒		
	环境质量监测	监测因子: (/)	监测点位数 (/)		无监测 ☐
评价 结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐			
	大气环境防护距离	距 (/) 厂界最远 (/) m			
	污染源年排放量	SO ₂ : (/) t/a	NO _x : (/) t/a	颗粒物: (/) t/a	VOCs: (1.1525) t/a
注: “ ☐ ”, 填 “ ☒ ”; “(/)” 为内容填写项					

6.1.4 小结

1) 根据估算模型 AERSCREEN 计算结果, 拟建项目最大占标率为 $P=9.27\% < 10\%$, 评价等级为二级评价, 评价范围为以各油井、计量站为中心、边长 5km 的矩形范围。

2) 项目选址合理性及可行性

根据大气环境影响估算结果及评价等级, 根据导则要求, 项目不需设置大气环境防护距离, 项目选址合理。

3) 污染源的排放强度与排放方式

根据估算模型 AERSCREEN 计算结果, 无组织排放非甲烷总烃下风向最大质量浓度为 $185.470\mu\text{g}/\text{m}^3$, 占标率为 9.27%。因此, 拟建项目投产运营后, 各污染源排放的污染物贡献浓度较小, 对周围环境影响较小。

6.2 地表水环境影响评价

6.2.1 评价等级

拟建项目运营期污水主要为井下作业废液、采出水，依托风南 4 转油站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中水质主要控制指标后回用于油田注水开发，不外排。

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018），拟建项目废水不外排，地表水环境影响评价等级为三级 B。

6.2.2 评价要求

1) 区域水污染源调查：水污染影响型三级 B 评价，可不开展区域污染源调查，主要调查依托污水处理设施的日处理能力、处理工艺、设计进水水质、处理后的废水稳定达标排放情况，同时应调查依托污水处理设施执行的排放标准是否涵盖建设项目排放的有毒有害的特征水污染物。

2) 环境影响预测：水污染影响型三级 B 评价可不进行水环境影响预测。

3) 环境影响评价：水污染影响型三级 B 评价。主要评价内容包括：

（1）水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价；

（2）依托污水处理设施的环境可行性评价。

6.2.3 地表水环境影响分析

6.2.3.1 废水产生及处理情况

1) 施工期废水产生及处理情况

（1）钻井废水

拟建项目钻井废水采用“泥浆不落地”工艺处理后，分离出的液相回用于钻井泥浆配制，不外排。

（2）压裂返排液

拟建项目压裂返排液收集后通过罐车拉运至风南 4 转油站采出水处理系统处理，达标后回注地层，不外排。

（3）管道试压废水

拟建项目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

施工现场设置防渗生活污水收集池，最终集中拉运至乌尔禾区污水处理厂

处理。

综上，项目施工期各类废水、废液均能得到妥善处置，对地表水环境影响较小。

2) 运营期废水产生及处理情况

(1) 井下作业废液

拟建项目井下作业废液产生量为 $189.9\text{m}^3/\text{a}$ ，通过罐车拉运至风南 4 转油站采出水处理系统进行处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022) 中水质主要控制指标后回用于油田注水开发，不外排。

(2) 采出水

拟建项目采出液依托风南 4 转油站处理，分离出的采出水经站内采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022) 中水质主要控制指标后回用于油田注水开发，不外排。

3) 闭井期废水产生及处理情况

闭井期会产生少量清管废水，收集后由罐车拉运至周边联合站，经站内采出水处理系统处理达标后就地回注地层，不外排。因此，闭井期产生的废水对周围水环境影响较小。

6.2.3.2 依托污水处理设施可行性分析

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018) 中 6.6.2 区域水污染源调查中 d) 水污染影响型：三级 B 评价可不开展区域污染源调查，主要调查依托污水处理设施的日处理能力、处理工艺、设计进水水质、处理后的废水稳定达标排放情况，同时应调查依托污水处理设施执行的排放标准是否涵盖建设项目排放的有毒有害的特征水污染物。因此，拟建项目从以上几个方面进行分析依托可行性。

1) 施工期依托处理可行性分析

(1) 依托处理废液类别

施工期需要依托处理废液为压裂返排液。

处置方案：临时储存于废液罐，压裂施工后通过罐车拉运至风南 4 转油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，不外排。

(2) 依托站场处理工艺及处理能力

风南 4 转油站位于克拉玛依市乌尔禾区、位于项目南侧直线距离约 4km，风南 4 井区含盐水池位于转油站西侧约 950m。风南 4 转油站采出水处理系统采用

“氧化破胶-混凝沉降-二级过滤”工艺，主体设备采用橇装处理装置。设计处理规模 $1500\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理规模 $800\text{m}^3/\text{d}$ 、余量 $700\text{m}^3/\text{d}$ 。

拟建项目压裂返排液 18900m^3 （分批次，返排期约 60d，平均 $315\text{m}^3/\text{d}$ ），分批次拉运至风南 4 转油站采出水处理系统处理，该站有能力满足拟建项目处理需求。

风南 4 转油站采出水处理系统工艺流程图见图 6-1。

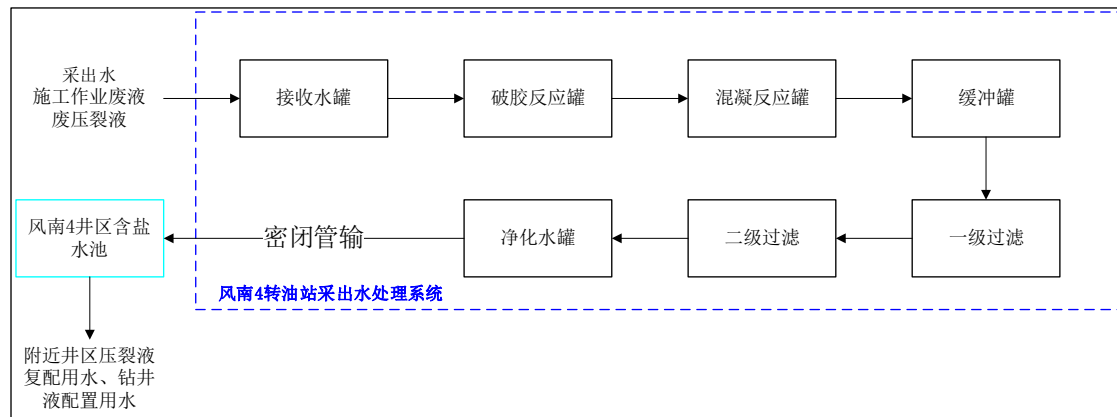


图 6-1 风南 4 转油站采出水处理系统工艺流程示意图

根据例行监测数据，风南 4 转油站采出水处理系统尾水长期稳定达标，故依托工程可行。

2) 运营期废水依托处理可行性分析

(1) 水量依托处理可行性分析

根据表 6-9，拟建项目采出水水量均在采出水处理系统余量范围内，依托具有可行性。

表 6-9 拟建项目进站采出水情况表

依托站场名称	设计规模 (m^3/d)	富余能力 (m^3/d)	年产生量 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	日产生量	处理方式	排放量 (m^3/d)
风南 4 转油站	4000	2000	4.18	采出水 $139.3\text{m}^3/\text{d}$ （第 2 年） 井下作业废液 $189.9\text{m}^3/\text{a}$ （分批次）	进入采出水处理系统处理用于回注	0

(2) 水质依托处理可行性分析

风南 4 转油站采出水处理系统采用“重力除油+混凝沉降+过滤”处理工艺；拟建项目为常规原油开发产生的采出水，主要污染物为 SS、石油类，均为常见水污染物，水质相对简单，在风南 4 转油站处理范围内。

根据风南 4 转油站例行监测数据，风南 4 转油站采出水处理系统尾水长期稳定达标，故依托处理可行。风南 4 转油站采出水处理系统工艺流程见图 6-1。

(3) 依托站场出水水质达标性

由资料调研结果可知，风南 4 转油站采出水处理系统出水中相应指标均可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022) 中推荐水质指标要求，实际运行效果较好，达标排放具有可靠性。

3) 采出水不外排可行性分析

油田开采过程中需要保持注采平衡，注采比维持在 1.0~1.1 之间。

其中，注采比的计算公式为：

注采比=注入水体积/((采油量×原油体积系数/原油相对密度)+采出水体积)

由于油田采出的原油外输，不会再回注地层，因此为保持注采平衡，需要将全部的采出水全部回注，不足部分由清水作为补充。采出水可以全部得到利用，不外排。

6.2.3.3 对地表水环境的影响分析

施工期、运营期、闭井期废水均不外排，正常工况下对地表水影响不大。但非正常工况下，可能存在集油管线等泄漏事故发生，在非雨天且原油泄漏点距水体较远的前提下，因为原油的黏稠特性，流动缓慢，一般情况下不会直接污染地表水体。

拟建项目周边 1000m 内无地表水体，井场、管线距离地表水体较远，在采取本报告提出措施的情况下，影响不大。

6.2.4 地表水环境影响评价自查表

拟建项目地表水环境影响评价自查表见表 6-10。

表 6-10 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 ☒ ；水文要素影响型 ☐	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 ☐ ；饮用水取水口 ☐ ；涉水的自然保护区 ☐ ；涉水的风景名胜区 ☐ ；重要湿地 ☐ ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 ☐ ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道 ☐ ；天然渔场等渔业水体 ☐ ；水产种质资源保护区 ☐ ；其他 ☐	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 ☐ ；间接排放 ☐ ；其他 ☒ 不外排	水温 ☐ ；径流 ☐ ；水域面积 ☐
评价等级	影响因子	持久性污染物 ☐ ；有毒有害污染物 ☐ ；非持久性污染物 ☐ ；pH 值 ☐ ；热污染 ☐ ；富营养化 ☐ ；其他 ☐	水温 ☐ ；水位（水深） ☐ ；流速 ☐ ；流量 ☐ ；其他 ☐
	评价等级	水污染影响型	水文要素影响型

工作内容		自查项目		
		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 A ☐ ；三级 B ☒		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☐
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源
		已建 ☐ ；在建 ☐ ；拟建 ☐ ；其他 ☐	拟替代的污染源 ☐	排污许可证 ☐ ；环评 ☐ ；环保验收 ☐ ；既有实测 ☐ ；现场监测 ☐ ；入河排放口数据 ☐ ；其他 ☐
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		生态环境保护主管部门 ☒ ；补充监测 ☐ ；其他 ☐
	区域水资源开发利用状况	未开发 ☐ ；开发量 40%以下 ☐ ；开发量 40%以上 ☐		
	水文情势调查	调查时期		数据来源
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		水行政主管部门 ☐ ；补充监测 ☐ ；其他 ☐
	补充监测	监测时期	监测因子	监测断面或点位
丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		()	监测断面或点位个数 () 个	
现状评价	评价范围	河流：长度 () km；湖库、河口及近岸海域：面积 () km ²		
	评价因子	()		
	评价标准	河流、湖库、河口：I类 ☐ ；II类 ☒ ；III类 ☐ ；IV类 ☐ ；V类 ☐ 近岸海域：第一类 ☐ ；第二类 ☐ ；第三类 ☐ ；第四类 ☐ 规划年评价标准 ()		
	评价时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况：达标 ☒ ；不达标 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标状况：达标 ☐ ；不达标 ☐ 水环境保护目标质量状况：达标 ☐ ；不达标 ☐ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况：达标 ☐ ；不达标 ☐ 底泥污染评价 ☐ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 ☐ 水环境质量回顾评价 ☐ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 ☐ 依托污水处理设施稳定达标排放评价 ☐		达标区 ☒ 不达标区 ☐
影响预测	预测范围	河流：长度 () km；湖库、河口及近岸海域：面积 () km ²		
	预测因子	()		
	预测时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ 设计水文条件 ☐		
	预测背景	建设期 ☐ ；生产运营期 ☐ ；服务期满后 ☐ 正常工况 ☐ ；非正常工况 ☐		

工作内容		自查项目					
		污染控制和减缓措施方案 ☐ 区（流）域环境质量改善目标要求情景 ☐					
	预测方法	数值解 ☐ ；解析解 ☐ ；其他 ☐ 导则推荐模式 ☐ ；其他 ☐					
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 ☐ ；替代削减源 ☐					
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 ☐ 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 ☒ 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标 ☐ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 ☐ 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 ☐ 水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 ☐ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 ☐ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 ☐					
	污染物排放量核算	污染物名称		排放量（t/a）		排放浓度（mg/L）	
		（）		（）		（）	
	替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量（t/a）	排放浓度（mg/L）	
		（）	（）	（）	（）	（）	
	生态流量确定	生态流量：一般水期（）m ³ /s；鱼类繁殖期（）m ³ /s；其他（）m ³ /s 生态水位：一般水期（）m；鱼类繁殖期（）m；其他（）m					
防治措施	环保措施	污水处理设施 ☐ ；水文减缓设施 ☐ ；生态流量保障设施 ☐ ；区域削减 ☐ ；依托其他工程措施 ☒ ；其他 ☐					
	监测计划			环境质量		污染源	
		监测方式		手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☒		手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☒	
		监测点位		（）		（）	
		监测因子		（）		（）	
污染物排放清单	□						
评价结论		可以接受 ☒ ；不可以接受 ☐					
注：“□”为勾选项，可打√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。							

6.2.5 小结

拟建项目施工期、运营期、闭井期各类废水均可妥善处置，项目距离主要地表水体较远，废水不进入地表水环境，对周围地表水环境基本无影响，地表水环境影响可以接受。

6.3 地下水环境影响评价

6.3.1 评价等级

1) 项目分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)附录 A, 拟建项目为石油开采项目, 项目类别为“Ⅰ类”。

2) 环境敏感程度

建设项目场地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 6-11。

表 6-11 地下水环境敏感程度分级

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

经现场调查, 拟建项目场地附近无地下水集中式供水水源地, 拟建项目所在区域不属于上述内容中敏感及较敏感区域, 项目场地的地下水环境敏感特征为不敏感。

3) 评价工作等级确定

建设项目地下水环境影响评价工作等级的划分见表 6-12。

表 6-12 地下水环境影响评价等级划分依据

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

拟建项目属于Ⅰ类项目, 项目所在区域地下水环境敏感特征为不敏感, 判断拟建项目地下水评价等级为二级。

6.3.2 评价范围

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)要求的地下水环境现状调查与评价工作范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标, 以说明地下水

环境的现状，反映调查评价区地下水基本流场特征，满足地下水环境影响预测和评价为基本原则。

拟建项目所在地水文地质条件相对简单，且所掌握的资料能够满足公式计算法的要求时，应采用公式计算法确定（参照 HJ 610）。

计算公式：

$$L = a \times K \times I \times T / n_e$$

式中：L—下游迁移距离，m；

a—变化系数， $a \geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数，取值不小于 5000d，本次取 10000d；

n_e —有效孔隙度，无量纲。

根据《风城油田风 3-风 5 井区二叠系风城组油藏开发工程环境影响报告书》（批复文号：新环审[2023]163 号），该区块位于项目北侧约 5km，中间无河流湖库，与拟建项目属于同一水文地质单元，本次评价参考其水文地质参数。下游迁移距离计算参数选取及计算结果见表 6-13。

表 6-13 下游迁移距离计算参数表

参数	渗透系数	有效孔隙度	水力坡度	T	L
数值	1.61m/d	25%	9‰	10000d	1159m

经计算，L 为 1159m。

根据现场调查，确定了拟建项目区域地下水流向整体为由西北向东南，井场及管线周边基本无地表水体、自然大型河流，周围水文地质条件基本相同，结合 HJ 610 要求，评价范围最终确定为各井场/计量站边界上游、两侧 580m，下游 1159m，管线两侧 200m 所包络的范围，暨项目周围 5.20km² 的区域，详见第一章总则中图 1-1。

6.3.3 区域水文地质条件调查

6.3.3.1 地质构造特征

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拗陷，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，自西北向东南成阶梯状下降，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。

区域地质构造图见图 6-2。

图 6-2 项目所在区域地质构造图

6.3.3.2 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，大部份以地下径流的形式排泄到盆地中部冲湖积平原，小部份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。

①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）在评价区乌鲁木齐至百口泉平原、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-河白杨河水库一带，潜水富水性好，水量丰富，单井涌水量多大于 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ；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 $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ 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。

下伏裂隙孔隙层间水含水层岩性主要白垩系粉砂岩、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-河白杨河水库一带，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 0.66m/d，单井涌水量为 155.25m³/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 $100\text{m}^3/\text{d}$ 。

②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。含水层岩性主要白垩系砂岩、砂砾岩。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 14.59m/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 0.58m/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 0.88m/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 $100\sim 100100\text{m}^3/\text{d}$ 。

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。岩层像河流上游翘起，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。区域水文地质图详见图 6-3。

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 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Na} \cdot \text{Ca}$ 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 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4-\text{Mg} \cdot \text{Na}$ 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 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4-\text{Na}$ ，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，矿化度矿化度小于 1g/L，水化学类型为 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4-\text{Mg}$ 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 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Mg} \cdot \text{Ca}$ 型。在这一地区的第三系、白垩系列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 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4-\text{Na} \cdot \text{Mg}$ 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。

图 6-3 区域水文地质图

6.3.4 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6-4，水文地质柱状图见图6-5。

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6-6。

图 6-4 工程地质剖面图

图 6-5 钻孔柱状图

图 6-6 地下水等水位线图

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 $303\text{m}^3/\text{d} \sim 439\text{m}^3/\text{d}$ ，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。

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的层中，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 $99 \sim 164\text{m}$ 。

6.3.5 正常工况下地下水环境影响评价

6.3.5.1 施工期污染物对地下水影响分析

1) 钻井废水、压裂返排液、钻井固废对地下水环境影响分析

拟建项目钻井期钻井废水进入泥浆不落地系统处理后，循环利用；一开、二开钻井固废最终委托专业单位进行处置，三开钻井固废委托有危险废物处置资质的单位无害化处理，均不外排；压裂返排液收集后通过罐车拉运至风南 4 转油站采出水处理系统处理，达标后回注地层，不外排。因此，钻井废水、压裂返排液、钻井固废对地下水影响较小。

2) 管道试压废水对地下水环境影响分析

拟建项目试压废水产生量较少，主要污染物为悬浮物，试压结束后用作区

内场地、道路洒水、降尘用水。

3) 生活污水对地下水环境影响分析

拟建项目施工现场设置防渗生活污水收集池，最终集中拉运至乌尔禾区污水处理厂处理。因此，施工期对地下水影响很小。

6.3.5.2 运营期污染物对地下水影响分析

1) 废水对地下水环境影响分析

拟建项目运营期作业废液、采出水依托风南 4 转油站采出水处理系统处理达标后回注地层，无外排。拟建项目废水均妥善处置，不会对地下水造成影响。

2) 固体废弃物对地下水环境影响分析

井下作业工程中会有落地油散落到地面，为防止污染土壤，减少固废产生，风城油田作业区严格要求修井作业采取“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，回收后的落地原油拉运至风南 4 转油站系统进行回用处理。作业过程中可实现落地油的全部回收，正常运行情况下对地下水环境影响较小。

项目运营期清罐底泥、浮油、落地油、废沾油防渗材料、废润滑油等均属危险废物，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）等相关标准贮存、处置，正常运行情况下对地下水环境影响较小。

3) 采油对地下水影响分析

正常工况下，拟建项目油气层的采出液经套管流出井口，套管与地层之间已在钻井期采用了高等级水泥固井，固井质量符合据《固井质量评价方法》（SY/T 6592-2016），正常运行时对地下水水位无水力联系、不会影响水位升降，与含水层无接触；石油开采漏失发生在表层套管以下的二开及以下范围内，但项目所在区域二开以下地下水埋深较深不具备使用功能，因此正常工况下采油对地下水影响较小。

4) 井下作业对地下水影响分析

运营期井下作业主要涉及使用洗井液，主要组分表面活性剂、增黏剂和降滤失剂等油田开采常用的成熟药剂。井下作业时先经地质论证、井筒完整性分析，在符合作业条件后方可洗井，最后采用清水清理井底、冲洗井筒，替出洗井废水，防止腐蚀井筒。据此井下作业均在井筒内完成，与地下水无水力联系、无接触，对地下水影响较小。

5) 回注水对地下水环境影响分析

(1) 依托站场回注水达标性

根据建设单位提供资料，拟建项目运营期废水、废液依托风南 4 转油站采

出水处理系统处理达标后回注，采出水例行检测数据能满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中水质标准控制指标要求。

（2）回注层与含水层距离

拟建项目废水依托的站场采出水回注目的层主要为枯竭油藏、在役油藏，深度 2500~3500m、4000~7000m 左右。根据油区附近现有水源井井深和准噶尔盆地区块水文地质可知，项目所在区域地下水埋深在几十至几百米之间，可能具有使用价值的地下水层位在回注水注入地层纵向距离 2000m 以上，正常工况下回注水的波及范围主要在横向区域，很难向上波及至地下水层位。

（3）现有回注井污染防治措施

本项目不涉及新建回注井，但项目运营期废水依托处理达标后最终回注地层，新疆油田主要对现有回注井采取了以下地下水污染防治措施：

①建立回注生产运行台账，每日记录泵注压力、油管压力，最大注入压力、日回注量和累计回注量等相关信息；

②当回注压力和回注量发生突变时，应立即停止回注，进行注水管柱密封检查及关井维修，直至注入压力基本保持稳定，现场正常注入；

③定期巡检并监控回注井的井口装置，确保各个连接部件紧固无渗漏、无锈蚀，各阀门开关灵活；

④井筒完整性检测：定期维修作业，进行封隔器找漏，如封隔器验封合格，则判断井筒完整性完好；日常管理通过监测注入井油压和套压，如注入压力突然发生变化，则需要提出管柱检查井筒完整性。

综上所述，风城油田作业区现有回注井油压和套压保持稳定，井筒完整性保持完好，本项目废水依托处理达标后回注，对地下水的影响较小。

6.3.6 非正常工况下地下水环境影响评价

6.3.6.1 地下水污染途径

石油和天然气开发项目建设和运行过程中可能导致地下水污染的非正常工况主要包括：

1) 在钻井过程及井下作业过程中，因特殊地质结构等原因发生井漏，造成地下水环境污染；

2) 钻井井漏、井喷、井筒、管道腐蚀破裂对地下水的影响；

3) 其他泄漏事故造成地下水环境污染。

6.3.6.2 钻井过程井漏事故对地下水的影响

井漏事故对地下水的污染是钻井泥浆漏失于地下水含水层中，可能造成地下含水层水质污染。

拟建项目一开深度为 500m~1200m，基本涵盖了可能具有使用功能的地下水；钻井泥浆主要成分为坂土和 CMC，不含有毒有害物质，一开钻井过程不会对地下水造成影响。二开、三开施工时，表层套管已完成固井，因此钻井泥浆不会在表层套管范围内漏失，漏失发生在表层套管以下的二开及以下范围内，二开以下范围内的地层地下水埋深较深，不具备使用功能。

施工单位针对井漏制定有完善的应对措施，钻井过程中一旦发现异常，施工单位将立即停钻采取添加桥堵剂、打水泥塞等措施，防止井漏事故的发生，可有效减轻井漏对地下水的影响。

井漏事故发生概率较低，拟建项目钻井液采用无毒泥浆，不含重金属等有毒物质，因此，拟建项目不会对地下水造成较大影响。

6.3.6.3 井喷事故对地下水的影响

井喷事故对地下水的影响，是以面源形式的渗漏污染地下水，污染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。

拟建项目通过提高施工质量，并制订详细的应急预案，可使发生井喷泄漏的概率有所降低。一旦发生井喷，风城油田作业区将立即启动应急预案，及时清理被污染土壤，将事故对环境影响降到最低。

井喷事故为瞬时排放，根据类比资料分析可知，发生石油类物质泄漏事故后其污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，很难下渗到 2m 以下，事故对周围水环境的影响主要表现为对周围地面水体的影响，对地下水的影响概率不大。

6.3.6.4 井筒破裂事故对地下水的影响

拟建项目所在地潜水层埋深较深，根据钻井方案，项目与浅层地下水接触的表层套管外设置厚度达 76.2~104mm 的水泥环，长期运营后，即使套管发生腐蚀破裂，套管外水泥环也会暂时将油气封死在井筒内，给油井的管理和维修工作人员足够的时间，去更换井筒或采取一系列的防护措施，尽可能的避免油气窜层、污水泄漏污染地下水的情况发生。

6.3.6.5 集油管线泄漏事故对地下水环境的影响

管线泄漏通常分为短期大量排放和长期少量排放两类。短期大量排放，一

般能及时发现，并可通过一定方式加以控制，影响范围不大；而长期少量排放一般较难发现，对地下水可产生一定潜在影响。人为破坏也可造成管线破裂，使大量原油漏出，但此类泄漏为非连续性行为，其影响仅限表层，污染物不易进入地下含水层。

管线泄漏至土体的原油可以同时向表面溢出和向下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够的多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水含水层并在潜水含水层顶面扩展而形成“油饼”。

管道泄漏的原油以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因此，管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于采出液的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。本次评价则运用解析模型对非正常工况下因管线破损导致采出液泄漏情景进行预测，以评价对地下水环境的影响。

1) 预测范围及预测时段

本次预测以潜水含水层为主预测范围，与评价范围一致；短期泄漏预测时段选取产生地下水污染的关键时段，包括污染发生后 100d、365d、1000d、4500d。

2) 溶质运移预测模型的建立

由于管线泄漏不会对地下水流场产生明显的影响，并且评价区内含水层的基本参数变化较小，因此采用解析法对地下水环境进行分析预测。

(1) 水文地质条件的概化

根据评价区水文地质情况和解析解的适用条件，将该模型的水文地质条件概化为：各含水层之间无水力联系或水力联系较弱，各含水层厚度均一，水平方向为均质各向同性，含水层水平均匀展布，向四周无限延伸。

(2) 污染源概化

非正常工况条件下，假设油井集油管道存在细小裂缝，有长期微量的跑冒滴漏而未被察觉且防渗措施失效时，石油类渗入含水层对地下水造成污染。预测考虑破损产生的长期连续泄漏情景，泄漏源强以管线输送液量的 0.1% 计。

非正常工况条件下，假设油井集油管道发生意外较大的损坏，发生短期瞬时泄漏短时间内有大量物料渗入含水层对地下水造成污染。泄漏源强以管线输送液量的 10% 计，由于集油管道设有实时监控系统，因此该泄漏可在 0.5h 内发现，并采取措施进行控制，泄漏时间取 0.5h。

本次评价主要针对以上长期连续渗漏和短期瞬时泄漏两种情景对地下水所造成的污染进行预测。

(3) 污染源强的确定

本次评价选取输送能力最大的新建计量站至现有风南 4 转油站集油支线 (4.7km, DN200) 作为预测对象。该管线负责新钻 6 口油井及玛 48H 井采出液集输, 采出液最大输送量 $342.3\text{m}^3/\text{d}$, 事故状态下采出液泄漏量为管存量与采出液输送量之和, 故 0.5h 内采出液泄漏量 90.1m^3 。考虑到原油只有溶解在水中才会随水入渗对地下水造成影响, 本次参考《石油类污染物在包气带中迁移转化研究—以曹妃甸地区为例》(长安大学硕士论文, 2010 年) 中采出水石油类平均浓度约为 1000mg/L , 则石油类短期瞬时泄漏源强为 90.1kg 。

长期连续泄漏源强: 泄漏源强以管线输送液量的 1% 计, 渗漏源强为 3.4kg/d 。

本次评价取最不利情况, 忽略原油在包气带内的运移时间, 即假设原油一次性全部直接到达潜水含水层。

(4) 数学模型

事故状态下的地下水溶质运移可看作是一维稳定流动二维水动力弥散问题, 根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016), 此次预测采用平面瞬时点源和平面连续点源污染问题水动力弥散方程解析解作为预测数学模型。

平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解为:

$$C(x, y, t) = \frac{m_M/M}{4\pi n\sqrt{D_L D_T t}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t}\right]} \quad (1)$$

平面连续点源污染水动力弥散方程解析解为:

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n\sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L}} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right] \quad (2)$$

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, mg/L ;

M —含水层的厚度, m;

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量, kg;

m_t —单位时间注入示踪剂的质量, kg/d ;

u —水流速度, m/d ;

n —有效孔隙度, 无量纲;

D_T —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d ;

π —圆周率;

$K_0(\beta)$ —第二类零阶修正贝塞尔函数;

$W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right)$ —第一类越流系数井函数。

(5) 预测模型参数的确定

本次评价根据项目评价区及附近地区水文地质勘察数据，水文地质等参数部分引用历史数据，部分采取保守的经验参数。

①含水层的厚度 M

项目场区的主要含水层厚度约 50m。

②平均有效孔隙度 n

根据项目所在区域含水层特征，确定区域有效孔隙度 $n=0.25$ 。

③水流速度

根据调查项目场区的平均渗透系数为 1.61m/d 。地下水水力坡度取 $I=9\%$ ，因此地下水的渗透流速： $u=KI/n=1.61\text{m/d} \times 0.009/0.25=0.06\text{m/d}$ 。

④纵向方向的弥散系数 DL

根据 2011 年 10 月 16 日环保部环境工程评估中心“关于转发环保部评估中心《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016) 专家研讨会意见的通知”有关精神可知，“根据已有的地下水研究成果表明，弥散试验的结果受试验场地的尺度效应影响明显，其结果应用受到很大的局限性”。因此，一般不推荐开展弥散试验工作，《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016) 相关试验中，已经去除了弥散试验的介绍，允许借用水文地质条件相似的试验参数。因此，本次充分收集了大量国内外在不同试验尺度下和实验条件下分别运用解析方法和数值方法所得的纵向弥散度资料，结合工作区的实际条件，参考 Gelhar 等人关于纵向弥散度与观测尺度关系的理论，模型计算中纵向弥散度选用 10m。由此计算拟建项目区域含水层中的纵向弥散系数：

$$D_L = \alpha_L \times u = 10\text{m} \times 0.06\text{m/d} = 0.6 (\text{m}^2/\text{d});$$

根据经验一般 $D_T/D_L=0.1$ ， D_T 取 $0.06 (\text{m}^2/\text{d})$

最终确定的各项参数见表 6-14。

表 6-14 拟建项目地下水预测参数

含水层	含水层厚度 M (m)	地下水流速 u (m/d)	有效孔隙度 ne	纵向弥散系数 (m ² /d)	横向弥散系数 (m ² /d)	瞬时泄漏源强 (kg)	长期泄漏源强 (kg/d)
第四系潜水	50	0.06	25%	0.6	0.06	90.1	3.4

2) 地下水污染预测模拟和影响分析

(1) 评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002), 标准限值为 0.05mg/L, 以此来判断污水对地下水的污染情况。

(2) 预测结果

①瞬时泄漏情景下预测结果

集油管线瞬时泄漏时石油类对地下水的影响见图 6-7。由以上地下水污染溶质运移数值模拟结果可以得到如下结论:

a. 在超标范围上, 随着泄漏时间的延长石油类的超标范围也逐渐增大, 超标距离前期增大较快, 后期趋于平缓, 但总体上仍在不断的扩散。当泄漏事故连续发生 100d 时, 此时污染源下游 46m 范围内水质不满足地下水标准值; 当泄漏事故连续发生 365d 时, 此时污染源下游 89m 范围内水质不满足地下水标准值; 当泄漏事故连续发生 1000d 时, 此时污染源下游 160m 范围内水质不满足地下水标准值; 当泄漏事故发生 4500d 时, 此时污染源下游 438m 范围内水质不满足地下水标准值。

b. 污染物呈羽状运移, 当泄漏事故连续发生 100d、365d、1000d 和 4500d 时, 石油类的污染晕中心点浓度分别为 30.23mg/L、8.28mg/L、3.02mg/L、0.67mg/L。

泄漏后 100d	超标范围 46m	泄漏后 365d	超标范围 89m
	中心点浓度 30.23mg/L		中心点浓度 8.28mg/L
泄漏后 1000d	超标范围 160m	泄漏后 4500d	超标范围 438m
	中心点浓度 3.02mg/L		中心点浓度 0.67mg/L

图 6-7 集油管线瞬时泄漏事故石油类运移范围示意图

②连续泄漏情景下预测结果

集油管道发生破损, 产生裂缝进行持续性泄漏, 假定污染物为定水头补给边界, 污染物渗漏到含水层时, 在不考虑自然降解及吸附作用下, 将确定的参数代入平面连续点源污染水动力弥散方程, 便可以求出含水层不同位置, 任意时刻的石油类浓度分布情况。

集油管线连续泄漏时石油类对地下水的影响见图 6-8。由地下水污染溶质运移数值模拟结果可以得到如下结论:

a. 在非正常工况连续泄漏情景下, 由于污染物的不断泄漏补给, 泄漏点附近的污染物浓度持续保持较高的水平。

b. 在超标范围上, 随着泄漏时间的延长石油类的超标范围也逐渐增大, 超

标距离前期增大较快，后期趋于平缓，但总体上仍在不断的扩散。当泄漏事故连续发生 100d 时，此时污染源下游 35.4m 范围内水质不满足地下水标准值；当泄漏事故连续发生 365d 时，此时污染源下游 76.9m 范围内水质不满足地下水标准值；当泄漏事故连续发生 1000d 时，此时污染源下游 148m 范围内水质不满足地下水标准值；当泄漏事故发生 4500d 时，此时污染源下游 971m 范围内水质不满足地下水标准值。

c. 污染物呈羽状运移，泄漏点近距离范围污染物浓度较大，且中心点的污染物浓度最大。随着时间的推移，污染物的超标距离、范围都不断扩大，总体影响范围加大，最大超标（0.05mg/L）距离为 971m，出现在 4500d。

s			
泄漏后 100d	超标范围 35.4m	泄漏后 365d	超标范围 76.9m
泄漏后 1000d	超标范围 148m	泄漏后 4500d	超标范围 971m

图 6-8 集油管线长期泄漏事故石油类运移范围示意图

综合以上预测结果表明，污染物在连续渗漏的工况下，如果没有规范水质监测，不及时发现处理，污染物浓度会逐渐增大，并扩大范围。地下水监测井应尽可能布置在距离项目较近的位置，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）与相关技术规范的要求进行定期监测，以满足监测要求。污染物在进入含水层过程中，会经过阻滞、稀释、扩散等运动，在定期进行水质监测的情况下也不会出现不被发现的数个月内的连续、大量泄漏。

由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。为保守起见，本次模拟预测没有考虑各污染物的吸附和降解作用，而在实际当中，污染物在地下环境迁移过程中将发生吸附、过滤、离子交换、生物降解等，对污染物的衰减起重要作用，如果考虑这些作用，污染晕的范围会更小，因此泄漏产生的污染可能小于上述结果。因此，项目必须对可能造成地下水污染影响的区域采取可靠的防渗防漏措施，对设备定期检修，并采取严格的监测措施，防止重大事故或者事故处理不及时污水泄漏对地下水环境造成污染。综上，在严格落实安全管理制度和地下水水质监测制度的前提下，可以认为事故污染对地下水环境影响较小。

6.3.7 废弃井影响分析

闭井期，拟建项目在采取水泥返高至地面、双水泥塞防气窜的封井方式后，

将降低地下水遭受污染的可能性。闭井期拆除采油设备，清除回收集油管线内残余的原油，彻底清理回收井场内的落地油，避免对浅层地下水造成污染。对废弃油井进行彻底的封井措施，避免深部石油串层造成对地下水的污染。

6.3.8 地下水环境保护措施与对策

地下水保护与污染防治按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的原则。运营期要建立健全地下水保护与污染防治的措施与方法；必须采取必要监测制度，一旦发现地下水遭受污染，就应及时采取措施，防微杜渐；尽量减少污染物进入地下含水层的机会和数量。

6.3.8.1 建设项目地下水污染防控措施

1) 地下水污染控制原则

针对项目可能发生的地下水污染，地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

源头控制：主要包括在工艺、管道、设备、污水产生及储存构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；

分区防治：结合建设场区生产设备、管道、污染物储存等布局，实行重点污染防治区、一般污染防治区和非污染区防渗措施有区别的防渗原则。主要包括生产区地面和设备的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施；

污染监控体系：建立完善的管理手段，通过加强巡检、设置压力报警装置等措施，及时发现污染、及时控制；

应急响应：包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理。

2) 施工期

(1) 源头控制措施

①禁止使用列入淘汰落后的、耗水量高的工艺、设备和产品名录的设备，或列入限期禁止采用的严重污染水环境的工艺名录和限期禁止生产、销售、进口、使用的严重污染水环境的设备。

②禁止利用渗井、渗坑、裂隙以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物。

③井场四周设置井界沟，防止井场内污水随地面径流进入外环境。

④拟建项目一开、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。废弃水基钻井泥浆及岩屑不属于危险废物，由钻井单位委托专业单位处置；三开钻井固废妥善暂存后委托有危险废物处理资质的单位无害化处理；钻井废水进入泥浆不落地系统处理后，作为钻井液配制用水、循环利用不外排。

⑤管道敷设尽量采用“可视化”原则，即管道尽可能地上敷设，做到污染物“早发现、早处理”，减少由于埋地管道泄漏而造成的地下水污染。

⑥定期对泥浆罐、柴油罐、埋地管道等隐蔽设施的渗漏性进行检查，观察是否有渗漏现象，发现问题及时解决。

⑦表层套管的固井水泥必须返高至地面，防止浅层含水层受到钻井泥浆污染。完井后固井水泥必须返高至地面，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。

针对以上措施的实施，实际施工期井队对机械设备做检修保养记录，并制定环境保护管理制度，设环保专员负责检查井场内废水、固废等处置情况，保证废物得到有效处理，从而达到减少对周围地下水环境污染的预期效果。

(2) 过程防控措施

建设单位须做好场区分区防渗措施。按重点污染防治区、一般污染防治区分别采取不同等级的防渗措施，防渗层尽量在地表铺设，防渗材料可根据具体防渗区域拟选取 HDPE 或其他防渗材料，按照污染防治分区采取不同的设计方案。

严格按照操作规程施工，提高固井质量，避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。加强施工管理，发现问题及时解决。

①钻井区

a) 钻井架底座表面应有通向泥浆循环罐的导流槽，保证钻井废水全部入泥浆循环罐中，无随意漫流现象，杜绝钻井泥浆流失。

b) 泥浆循环罐、泥浆不落地装置、柴油罐区属于重点污染防治区，地面需采取防渗、防漏措施。循环罐、柴油罐底部加铺人工防渗材料，切断污染土壤途径，防渗技术要求为等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ，渗透系数 $K \leq 1.0 \times 10^{-10}\text{cm/s}$ ，且罐内物料量不能超过有效容积的 80%，留足防雨水外溢容量。

②生活区

施工现场设置防渗生活污水收集池，最终集中拉运至乌尔禾区污水处理厂处理。

3) 运营期

根据《地下水管理条例》(中华人民共和国国务院令第 748 号)、《关于印发地下水污染防治实施方案的通知》(环土壤[2019]25 号)等相关要求,坚持“源头治理、系统治理、综合治理”,落实地下水污染防治主体责任,包括地下水污染状况调查、跟踪监测、风险防控等,实现地下水污染防治全覆盖。全面开展地下水污染分区防治,提出地下水污染分区防治措施,实施地下水污染源分类监管。拟建项目采取以下污染防治措施:

(1) 源头控制措施

①禁止下列污染或者可能污染地下水的行为:

- a) 私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物;
- b) 利用废弃井场等贮存油泥沙、废沾油防渗材料等危险废物;
- c) 利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存危险废物、井下作业废液、采出水等;

②废水源头控制措施

- a) 井下作业过程采用“铺设作业、带罐上岗”措施;采出水、井下作业废液进入风南 4 转油站采出水处理系统处理,所有废水全部处理达标后回注地层;
- b) 加强井场标准化建设,确保日常生产中井口落地油全部收集,避免地表径流携带污油污染井场及站外地下水;
- c) 井场外修建截、排水设施,避免场地内部污染雨水流出场外污染地下水;
- d) 加强对管线的巡线,定期对原油集输管线进行壁厚监测,对腐蚀严重的管线及时更换,防止管线泄漏引起地下水污染。

③固废源头控制措施

回收后的落地油、浮油、废润滑油拉运至风南 4 转油站系统进行回用处理,清罐底泥、废沾油防渗材料等其他危险废物全部交危险废物处理资质的单位进行处置,并采取防风防雨防晒、地面防渗等措施,避免危废物料散落地面污染地下水。

(2) 过程防控措施

①井场工程区

- a) 井场四周应设置井界沟,减少受污染的雨水量,同时防止井场内污水或落地油等随地面径流进入外环境。

b) 修井、洗井等井下作业要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式,禁止作业废液落地,严禁外排。井下作业过程属于重点污染防治区,防渗技术要求为等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$,渗透系数 $K \leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。另外,重点防渗

区还要满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)中要求,采用“铺设作业、带罐上岗”措施,落地油回收率可达 100%。

针对以上措施的实施,实际运营中设专人管理,定期对设备检查及维修,跟踪废水、固废的去向,从而达到对周围环境减少污染的预期效果。

②计量站

设置截断阀,发现泄漏时可尽快关断阀门,尽可能减少原油泄漏量。

③管线工程区

a) 设置截断阀,发现泄漏时可尽快关断阀门,尽可能减少原油泄漏量。

b) 定期对管线的厚度及焊缝情况进行测试,特别是管线使用期超过 5 年,壁厚低于规定要求管段应及时更换,消除因腐蚀造成管线泄漏的隐患。

c) 加强管线的监控和巡线工作,发现失压或泄漏等现象立即启动应急预案,及时封堵和进行清理。

④污染治理措施

a) 井场运营过程中,加强监管,制定井控管理规定,确保油田采出水及井下作业废液按要求集中输送至采出水处理站进行处理;

b) 井场运营过程中,对井口装置、输油管道进行定期巡查,一旦发现有漏油位置,及时修理,防止泄漏的原油对周边地下水环境造成污染。

(3) 末端控制措施

主要包括井场内污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施,即在污染区地面进行防渗处理,防止洒落地面的污染物渗入地下,并把滞留在地面的污染物收集起来,根据固废性质,危险废物委托有危废处理资质单位进行处置,一般固废则拉运至市政部门指定地点,由环卫部门处置。

4) 闭井期

(1) 源头控制措施

①清除回收输油管线内残余的原油,彻底清理回收井场内的落地油,避免对浅层地下水造成污染。管线清管废水拉运至周边联合站采出水处理站进行处理,经处理达标后回注地层用于油田注水开发,无外排。

②开展报废井排查登记。因报废、未建成或者完成勘探、试验任务的,按照相关技术标准开展封井回填。对已经造成地下水串层污染的,对造成的地下水污染进行治理和修复。

(2) 过程控制措施

①在采油设备拆除过程中,地面铺设防渗材料,减少落地油对地下水的污染。废弃输油管线进行内部清洗,防止管道内残留的油类污染地下水。

②废弃井每年至少巡检 1 次，并记录巡检资料，防止发生油水串层及跑冒油，污染周围地下水环境

拟建项目的防渗分区详见表 6-15，钻井井场防渗分区图见图 6-9，典型防渗剖面图见图 6-10，运营期井场防渗分区图见图 6-11，计量站防渗分区图见图 6-12。

表 6-15 拟建项目防渗分区情况表

序号	装置、单元名称	防渗区域及部位	防渗分区类别	防渗及防腐措施
施工期				
1	钻井区	泥浆循环罐、泥浆不落地装置区、柴油罐区	重点	铺设 HDPE 防渗膜
2	住井房、工具房等区域	住井房、工具房等区域	一般	采用移动彩钢板房
运营期				
1	井场工程区	井下作业井口区域	重点	井下作业采用“铺设作业、带罐上岗”措施，井口铺设防渗材料
2	计量站	阀组区域	重点	采用素土防渗
闭井期				
1	采油设备拆除	地面	一般	铺设防渗材料
依托工程				
1	危险废物贮存场所	风城油田作业区危险废物贮存点 1	重点	地面为抗渗混凝土结构，四周设不锈钢结构围墙
2	风南 4 转油站	采出液处理区、采出水处理系统	重点	地面为混凝土结构，装置采取增加壁及防腐措施

图 6-9 典型钻井井场分区防渗示意图

图 6-10 典型重点区域防渗剖面图

图 6-11 运营期典型管输井场分区防渗平面图

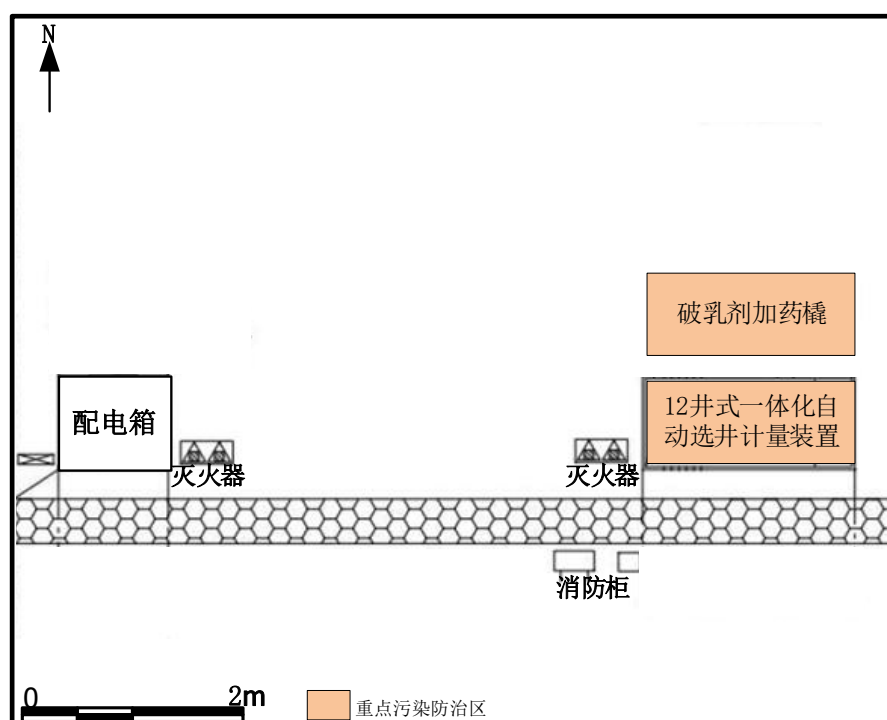


图 6-12 运营期计量站分区防渗平面图

6.3.8.2 地下水环境监测与管理

本项目应建立地下水环境监控体系，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备相应的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）、《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南》（HJ1209-2021）等文件要求，地下水监测基本要求见表 6-16。

根据表 6-16，结合工程区所在区域的水文地质条件，本项目需在区块上游、下游、区块内布设不少于 1 眼水质监测井，在监测水质的同时监测地下水水位。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向质量安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。监测计划见

表 6-17。

表 6-16 地下水跟踪监测基本要求一览表

依据	监测点数量及位置	监测频次	监测因子	监测层位
《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ 610-2016)	二级评价的建设项目，跟踪监测点一般不少于 3 个，应至少在建设项目场地、上、下游各布设 1 个；	未明确	未明确	未明确
《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)	未明确油气开采类建设项目监测点布设方法	对照监测频次宜不少于每年 1 次，其他监测点采样频次宜不少于每年 2 次，发现有地下水污染现象时需增加采样频次。	气温、水位、水温、pH、溶解氧、电导率、氧化还原电位、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物等监测项目为每次监测的现场必测项目。监测项目以常规项目为主，同时为便于水化学分析审核，还应补充钾、钙、镁、重碳酸根、碳酸根、游离二氧化碳等项目。	浅层地下水
《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南》(HJ1209-2021)	企业原则上应布设至少 1 个地下水对照点，对照点布设在企业用地地下水流向上游处，并应尽量保证不受自行监测企业生产过程影响。对于地面已采取了符合 HJ 610 和 HJ 964 相关防渗技术要求的重点场所或重点设施设备可适当减少其所在单元内监测井数量，但不得少于 1 个监测井。	对于周边 1 km 范围内不存在地下水环境敏感区的企业未做明确要求。	企业环境影响评价文件及其批复中确定的地下水特征因子。	自行监测原则上只调查潜水。潜水，涉及地下取水的企业应考虑增加取水层监测。
《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采业》(HJ 1248-2022)	法律法规等有明确要求的，按要求开展周边环境质量影响监测。无明确要求的，若排污单位认为有必要的，可根据实际情况参照表 4 对各类场站周边环境空气、地表水、海水、地下水和土壤开展监测，监测点位可按照 HJ 194、HJ 664、HJ 91.2、HJ 442.8、HJ 610、HJ 164、HJ 964、HJ/T 166 中的相关规定设置。	半年	石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、汞 (适用于开采天然气或含汞原油的情况)、砷、六价铬。	未明确
《环境影响评价技术导则	未明确	未明确	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯	未明确

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

依据	监测点数量及位置	监测频次	监测因子	监测层位
陆地石油天然气开发建设 项目》（HJ 349-2023）			化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、 钡、汞、砷、六价铬等（环境影响评价因 子）	

表 6-17 地下水跟踪监测计划

孔号	区位	监测层位/结构	监测频率	主要监测项目
G1	玛页 1 井区地下水上游	潜水/单管单层	每年监测样 1 次。发生 事故时加大监测频率。	pH、耗氧量、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、 氨氮、硫化物、亚硝酸盐、硝酸盐、挥发性酚 类、石油类、石油经(C ₆ ~C ₉)、石油经(C ₁₀ ~C ₄₀)、 汞、砷、镉、六价铬、铅、镍、铜、钡
G2	玛页 1 井区周边			
G3	玛页 1 井区地下水下游			

6.3.8.3 地下水监控管理与信息公开计划

为保证地下水监控有效、有序管理，须制定相关规定，明确职责，采取以下措施：

1) 管理措施

(1) 项目区环境保护管理部门指派专人负责防治地下水污染管理工作。

(2) 企业应指派专人负责地下水环境跟踪监测工作，按上述监控措施委托具有监测资质的单位负责地下水监控工作，并按要求及时分析整理原始资料 and 负责监测报告的编写工作。

(3) 由项目区环境保护管理部门建立地下水环境跟踪监测数据信息管理系统，编制地下水环境跟踪监测报告并在网站上公示信息，公开内容至少应包括该建设项目的特征因子石油类的地下水环境现状监测值。

2) 技术措施

(1) 跟踪监测内容应包括：地下水监测报告，排放污染物的种类、数量、浓度，污染物贮存与处理装置、事故应急装置等设施的运行状况、跑冒滴漏记录、维护记录等。

(2) 定期对污染区的装置等进行检查。在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，查找异常原因，确保数据的正确性。

6.3.8.4 应急响应

当突发环境事件发生后，事发单位和有关部门立即启动本单位突发环境事件应急预案，迅速开展以下处置工作：

1) 切断污染源或泄漏源

发现管线压力异常或泄漏，立即采取关闭输油管线上游和下游阀门，并采取封堵措施，将泄漏采出液截留。另外，标明危险区域，封锁危险场所，并采取其他防止危害扩大的必要措施。

启动应急收集系统集中收集污染物，设立拦截设施，防止污染物蔓延。组织有关部门及时将污染的土壤挖出，对污染物进行回收处置，委托具备危废处理资质单位进行拉运处置，防止污染或泄漏进一步扩散。

2) 切断污染途径

当距离地表水体较近的管线发生泄漏，应采取油毡吸附、围油栏拦截等方式，对污染源进行围堵并收集污染物。

3) 立即向上级主管部门报告，及时通报可能受到危害的单位和居民；服从

市政府发布的决定、命令，积极配合政府组织人员参加应急救援和处置工作。

4) 一旦出现地下水污染事故，立即启动应急预案和应急处置办法，组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因。

5) 委托有资质单位对项目周围地下水监测井水质进行跟踪监测，探明地下水污染深度、范围和污染程度，当发生严重污染事故时，在条件允许情况下，合理布置截渗井，并进行试抽工作，防止事故的扩散。

地下水污染应急响应程序见图 6-13。

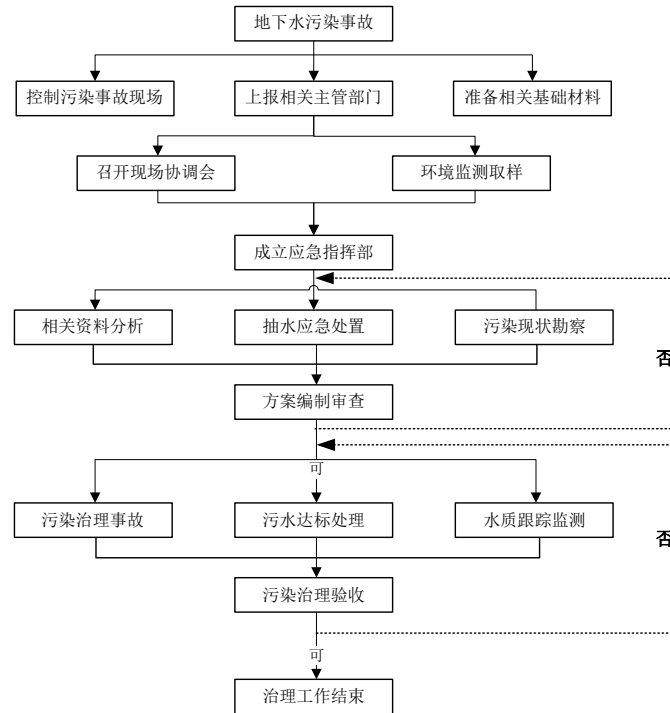


图 6-13 拟建项目地下水污染应急响应程序图

6.3.9 小结

拟建项目对地下水有潜在影响，生产单位必须做好构筑物、泥浆不落地装置区、管道的防渗设计、施工和维护工作，坚决避免跑、冒、滴、漏现象的发生，发现问题及时汇报解决。同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量；运营期加强巡井、巡线，设备定期检验、维护、保养。严格落实施工期和运营期各项环保及防渗措施，并加强管理，可有效控制渗漏环节，防止影响地下水。

综上，在采取拟建项目提出的各项污染防治措施后，施工期、运营期及闭井期对地下水环境的影响在可接受范围内。

6.4 土壤环境影响评价

根据现状调查，项目所在区域属于盐化地区，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》（HJ 394-2023）7.4 条“土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按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”，本次评价按要求分别评价。

6.4.1 污染影响型环境影响评价

6.4.1.1 项目类别

拟建项目属于石油开采行业，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）附录 A 可知，项目行业类别为采矿业，土壤环境影响评价项目类别为 I 类项目，详见表 6-18。

表 6-18 土壤环境影响项目类别表

行业类别	I	II	III	IV
采矿业	金属矿、石油、页岩油开采	化学矿采选；石棉矿采选；煤矿采选、天然气开采、页岩气开采、砂岩气开采、煤层气开采（含净化、液化）	其他	/

6.4.1.2 占地规模

拟建项目永久占地面积为 4.358hm²，占地规模为小型（≤5hm²）。

6.4.1.3 敏感程度

拟建项目 1km 范围内无敏感目标，因此判定项目周围土壤环境敏感程度为不敏感，敏感程度分级详见表 6-19。

表 6-19 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、饮用水水源地或居住区、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

6.4.1.4 评价等级

根据上述识别结果，拟建项目为 I 类项目，属于污染影响型，占地规模为

小型，周围土壤环境敏感程度为不敏感。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中 6.2.2 污染影响型项目评价工作分级的划分依据，判定项目土壤环境影响评价工作等级为二级，评价工作等级划分详见表 6-20。

表 6-20 污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度 \ 占地规模	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	—	—

注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

6.4.1.5 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）要求，拟建项目评价范围为井场、计量站占地及其周围外扩 0.2km 范围，管线评价范围为两侧外扩 0.2km 范围，详见表 6-21。

表 6-21 现状调查范围

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

6.4.1.6 土壤环境敏感目标

根据现场踏勘，拟建项目土壤评价范围内无耕地、园地、饮用水源地、居民区、学校等环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标。

6.4.1.7 土壤环境影响识别

6.4.1.8 影响途径

根据工程组成，可分为施工期、运营期、闭井期三个阶段对土壤的环境影响。

施工期环境影响识别主要针对施工过程施工机械开挖、碾压、施工人员踩踏、废水及固体废物在临时储存及处理过程中对土壤环境产生的影响等。

运营期环境影响识别主要针对井下作业、油气集输等过程中对土壤环境产生的影响等。

闭井期环境影响识别主要针对采油设备拆除过程对土壤环境产生的影响等。

拟建项目土壤环境影响类型与影响途径识别情况见表 6-22。

表 6-22 项目土壤环境影响类型与影响途径识别表

阶段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
施工期	/	/	√	/
运营期	/	/	√	/
闭井期	/	/	√	/

6.4.1.9 土壤环境影响源与影响因子

拟建项目土壤环境影响途径主要为垂直入渗型，土壤环境影响源与影响因子识别情况见表 6-23。

表 6-23 土壤环境影响源与影响因子识别表

阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	污染物种类	污染介质	可能污染区域	备注
施工期	柴油储罐	柴油储罐破裂造成废弃泥浆连续渗漏污染土壤环境	垂直入渗	石油类	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下
运营期	集油管线	非正常工况下，集油管线破裂导致采出液连续渗漏污染土壤	垂直入渗	石油类	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下
	井场	非正常工况下，井下作业防渗材料破裂导致落地油污染土壤或随雨水间断入渗污染土壤	垂直入渗	石油类	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下
	计量站	非正常工况下，阀组、法兰、集油管线破裂导致原油连续渗漏污染土壤	垂直入渗	石油类	表层土壤、深层土壤	站场及其周围区域	事故情况下
闭井期	采油设备	采油设备拆除过程可能产生落地油随雨水间断入渗污染土壤	垂直入渗	石油类	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下

6.4.1.10 施工期土壤环境影响分析

1) 土壤理化性质影响

施工期对土壤理化性质的影响主要是施工期的土石方开挖、施工机械设备碾压等活动，可扰乱土壤表层、破坏土壤结构，这种扰乱和破坏，除了开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤表层及其结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工过程中，该工程对土壤表层的影响较大。

2) 土壤肥力影响

土地平整的开挖与回填中，将有可能扰动甚至打乱原有土体构型，使土壤养分含量及肥力状况受到影响。根据相关资料，开挖与回填对土壤养分的影响相当明显，即使实行分层堆放、分层回填措施，土壤表土的有机质也将下降 43%，黏粒含量减少 60%~80%，磷下降 40%，钾下降 43%。但这种影响一般持续 2~3 年，随时间推移逐渐消失，土壤的肥力将逐渐恢复。

3) 土壤环境质量影响

施工期对土壤环境质量的影响主要是施工期间的固体废物堆存及施工设备漏油等，造成污染物进入土壤环境。

施工过程固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量，因此，施工时必须对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。正常情况下，施工中不应有施工机械的含油污水产生，但在机械的维修过程中可能产生污油。因此，在机械维修时，应把产生的污油收集，集中处理，避免污染环境；平时使用中要注意施工机械的维护，防止漏油事故的发生。

采取上述措施后，施工期废弃物基本不会对项目区土壤环境造成影响。

6.4.1.11 运营期土壤环境影响预测与评价

拟建项目重点预测集油管道泄漏对土壤环境影响。

1) 预测评价范围

与现状调查评价范围一致。

2) 预测评价时段

重点预测时段为运营期。

3) 情景设定

(1) 正常工况

正常工况下，井下作业过程等可视场所若发生渗漏，可立即采取措施，根据建设单位多年运行经验，采用“铺设作业、带罐上岗”措施的情况下，井下

作业落地油回收率可达 100%。

(2) 非正常工况

在实际生产过程中，井场内有实时视频监控，加之现场有值班人员巡视，发现若出现严重泄漏时会及时采取关停措施，关停时间一般不超过 30min，污染土壤及时清运的情况下，污染物通常不会继续下渗，造成进一步污染。本次土壤污染预测情景主要针对非正常工况，情景设定为集油管道开裂或因腐蚀磨损等发生小孔泄漏，难以发现，导致采出液长期渗漏污染土壤。选取输送能力最大的新建计量站至现有风南 4 转油站集油支线（4.7km，DN200）作为预测对象。该管线负责新钻 6 口油井及玛 48H 井采出液集输，根据开发预测指标，采出液最大输送量 342.3m³/d，事故状态下采出液泄漏量为管存量与采出液输送量之和，故 0.5h 内采出液泄漏量 90.1m³。

4) 预测因子

本次选择特征因子石油烃（C₁₀-C₄₀）进行影响预测。

5) 预测方法

集油管道穿孔泄漏后，采出液首先在土壤中发生垂直和侧向迁移。经资料调研可知，污染物在土壤中的运移和分布都受到多种因素的控制，如污染物本身的物理化学性质、土壤性质、土壤含水率等。且迁移转化过程十分复杂，存在包括吸附、沉淀、生物吸收、化学与生物降解等作用，本次预测评价本着风险最大化原则，在模拟污染物扩散时不考虑吸附、化学反应等降解作用，仅考虑典型污染物在对流、弥散作用下的扩散过程及规律。

一般认为，水在土壤中的运移符合活塞流模式，由于评价区土壤层包气带岩性单一，污染物的弥散、吸附和降解作用所产生的侧向迁移距离远远小于垂向迁移距离。因此，忽略侧向运移，重点预测污染物在土壤中垂向向下迁移情况，可概化为一维垂向数值模型。

本次评价选用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中附录 E 中 E.2.1 推荐的预测方法，该方法适用于污染物以点源形式垂直进入土壤环境的影响预测，重点预测污染物可能影响的深度。

(1) 水流运行基本方程

土壤水流运动的控制方程为一维垂向饱和-非饱和土壤水中水分运动方程（Richards 方程），即

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left[k(\theta) \left(1 + \frac{\partial h}{\partial z} \right) \right]_{-S}$$

式中： θ ——土壤体积含水率（cm³ cm⁻³）；

h ——压力水头[L]，饱和带大于零，非饱和带小于零；

K ——非饱和渗透系数（cm/h）；

T ——时间变量（1/h）；

Z ——空间变量（cm），地表为原点，向上为正。

（2）土壤水分运移模型

土壤水分运移模型可用来描述水分在土壤中的运移过程。HYDRUS-1D 软件水流模型中包括单孔介质模型、双孔隙/双渗透介质模型等多种土壤水分运移模型。本文模拟时采用 Van Genuchten- Malen 提出的土壤水力模型来进行模拟预测，且在模拟中不考虑水流滞后的现象。

$$\theta(h) = \theta_s + \frac{\theta_s - \theta_r}{\left[1 + |\alpha h|^n\right]^m} \quad h < 0, m = 1 - \frac{1}{n}, n > 1$$

$$\theta(h) = \theta_s \quad h > 0$$

$$K(h) = K_s S_e^l \left[1 - (1 - S_e^{1/m})^n\right]^2 \quad S_e = \frac{\theta - \theta_r}{\theta_s - \theta_r}$$

式中： θ_r ——土壤残余含水率；

θ_s ——土壤饱和含水率；

S_e ——有效饱和度；

α ——土壤水力特征经验参数；

n ——土壤孔隙大小分配指数；

K_s ——饱和水力传导系数；

l ——土壤孔隙连通性参数，通常取 0.5。

（3）土壤溶质运移模型

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial (\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中： c ——污染物介质中的浓度，mg/L；

D ——弥散系数， m^2/d ；

q ——渗透速度， m/d ；

z ——沿 z 轴的距离， m ；

t ——时间变量， d ；

θ ——土壤含水率，%。

②初始条件

$$c(z, t) = 0 \quad t=0, \quad L \leq z < 0$$

③边界条件

a) 第一类 Dirichlet 边界条件

$$\text{连续点源: } c(z, t) = c_0 \quad t > 0, \quad z = 0$$

$$\text{非连续点源: } c(z, t) = \begin{cases} c_0, & 0 < t \leq t_0 \\ 0, & t > t_0 \end{cases}$$

b) 第二类 Neumann 零梯度边界条件

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, \quad z = L$$

(4) 软件选用及简介

本次土壤数值模拟选用 HYDRUS-1D 软件。HYDRUS 软件由美国国家盐土改良中心 (US Salinity laboratory)、美国农业部、农业研究会联合开发, 于 1991 年研制成功的 HYDRUS 模型是一套用于模拟变饱和和多孔介质中水分、能量、溶质运移的数值模型。经改进与完善, 目前已得到广泛认可与应用, 能够较好地模拟水分、溶质与能量在土壤中的分布, 时空变化, 运移规律, 分析人们普遍关注的农田灌溉、田间施肥、环境污染等实际问题。

(5) 模型构建

包气带污染物运移模型为: 集油管线出现泄漏对特征污染物石油类在包气带中的运移进行模拟。

根据资料调研结果, 拟建项目模型选择自地表向下 3m 范围内进行模拟, 土壤质地以砂土为主。模拟厚度设置为 3m, 模型剖分按 10cm 间隔, 共 301 个节点。在模型中设置 6 个观测点位, 编号 N1~N6, 分别位于 -0.5m、-1.0m、-1.5m、-2.0m、-2.5m、-3.0m 深处。

本次设定模型运行时间为 100d, 本次共设置了 5 个输出时间点, 分别为 5d、10d、50d、75d、100d。

模型结构如图 6-14 所示:

图 6-14 模型结构图

(6) 泄漏源强及参数选取

①参数选取

拟建项目所在地土壤质地为砂土, 砂土水力参数见表 6-24, 土壤溶质运移参数见表 6-25。

表 6-24 土壤水力参数表

土壤层次 (cm)	土壤质地	饱和含水 率 θ_s	残余含水 率 θ_r	α (cm^{-1})	n	饱和导水率 K_s (cm/d)	经验参数 1
0~300	砂土	0.43	0.045	0.145	2.68	712.8	0.5

备注：表中参数引用 HYDRUS 软件中所推荐的包气带基本岩性参数。

表 6-25 土壤溶质运移参数表

土壤层次 (cm)	土壤质地	土壤密度 (g/cm^3)	纵向弥散系数 D_L (m^2/d)
0~50	砂土	1.3	0.6
50~150	砂土	1.2	0.6
150~300	砂土	1.2	0.6

备注：土壤质地及密度取自本次委托监测结果；纵向弥散系数采用水流速度乘以纵向弥散度，其中纵向弥散度为项目附近水文地质勘察的相关数据。

②泄漏源强

石油类污染物进入土壤后，一部分随着地表径流污染地表水；一部分在重力作用下随着土壤中水分向潜水面垂直迁移，主要经过三个阶段：通过包气带的渗漏、由包气带进一步向饱水带扩散以及进入饱水带中污染地下水。

采出液的黏度范围很宽，密度小于 1，不溶于水。土壤系统是一个复杂而多变系统，石油类在土壤系统中存在的形式也是多样的。石油类污染物是疏水性的，土壤中大部分石油类污染物是吸附在土壤颗粒表面，呈现一种干态或亚干态，而在水中石油类主要有两种状态，一是溶解在水中成为水溶液，即可溶性油，一般溶解量很少。另外一种是以乳化状态分散在水体中，因此，在水中石油类污染物的两种状态是下渗石油类污染物的重要形态。

本次评价选取输送能力最大的新建计量站至现有风南 4 转油站集油支线（4.7km，DN200）作为预测对象。该管线负责新钻 6 口油井及玛 48H 井采出液集输，根据预测指标采出液最大输送量 $342.3\text{m}^3/\text{d}$ ，事故状态下采出液泄漏量为管存量与采出液输送量之和，故 0.5h 内采出液泄漏量 90.1m^3 。本次集油管线输送介质为采出液，黏度大，考虑到石油烃（ $\text{C}_{10}\text{--C}_{40}$ ）只有变为可溶态才会随水迁移扩散，因此，本次参考《石油类污染物在包气带中迁移转化研究—以曹妃甸地区为例》（长安大学硕士论文，2010 年）中采出水石油类平均浓度约为 1000mg/L 。为保守起见，本次评价参考《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）见附录 B 表 B1 常见渗透系数表，单位时间通量按细砂最不利情况取值渗透系数 10m/d 。

（7）边界条件

对于边界条件概化方法，综述如下：

①水流模型

上边界为定通量边界，单位时间渗漏通量为 10m/d ，设定土壤剖面初始压力水头为 -100cm 。下边界为潜水含水层自由水面，由于拟建项目地下水埋深较浅，约 3m ，因此，下边界设定为定压力水头。

②溶质运移模型

模型上边界概化为污染物变量，下边界为自由排泄边界。

6) 预测结果

本次模型中未考虑污染物自身降解、滞留等作用。石油类在观测点的浓度随时间变化见图 6-15，不同时刻石油类浓度-剖面深度变化曲线见图 6-16。

图 6-15 不同观测点处石油类浓度-时间变化曲线图

图 6-16 不同时刻石油类浓度-剖面深度变化曲线图

由图 6-15 及图 6-16 可知，发生泄漏后，最先污染表层土壤，时间越久，污染物向土壤下方运移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响严重，由于项目所在区域土壤为砂土，渗透率大，污染物迁移速度极快，泄漏约 1d 后，石油类迅速迁移至 -300cm 处，预测结果表明污染物迁移过程中对土壤影响较大。

从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 $0\sim 20\text{cm}$ 的土层中，石油在地表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈， 24h 后石油在土壤表面多呈黏稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

运营期须定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运行期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本工程对土壤环境影响可接受。

6.4.1.12 闭井期土壤环境影响分析

闭井期，采油设备拆除过程或封井过程可能产生落地油，若不及时回收，可能随雨水入渗污染土壤。拟建项目产生的被原油污染的土壤等危险废物委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处置，同时对井场永久占地进行土地复垦及植被恢复。因此，闭井期施工活动对土壤环境在可接受范围内。

6.4.2 生态影响型环境影响评价

6.4.2.1 项目类别

根据上文，本项目属于 I 类项目。

6.4.2.2 敏感程度

根据上文“4.3 气候气象”，乌尔禾区多年平均蒸发量 3445.2mm、多年平均降水量 96.4mm，蒸降比值 $35.7 > 2.5$ ，地下水水位埋深几十至几百米、**现状监测土壤含盐量 $> 4\text{g/kg}$** ，生态影响型敏感程度分级见表 6-26，据此判定项目所在地土壤环境为敏感。

表 6-26 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<1.5m 的地势平坦区域；或土壤含盐量>4g/kg 的区域	pH≤4.5	pH≥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≥1.5m 的，或 1.8<干燥度≤2.5 且常年地下水位平均埋深<1.8m 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<1.5m 的平原区；或 2g/kg<土壤含盐量≤4g/kg 的区域	4.5<pH≤5.5	8.5≤pH<9.0
不敏感	其他	5.5<pH<8.5	
^a 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。			

6.4.2.3 评价等级

根据上述识别结果，拟建项目为 I 类项目，周围土壤环境敏感程度为敏感。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中 6.2.1 生态影响型项目评价工作分级的划分依据，判定项目生态影响型评价工作等级为一级，评价工作等级划分详见表 6-20。

表 6-27 生态影响型评价工作等级划分表

敏感程度	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	--
注：“--”表示可不开展土壤环境影响评价工作。			

6.4.2.4 评价范围

根据导则，一级评价范围为：工程占地范围和占地范围外 5km 范围内。

6.4.2.5 土壤环境敏感目标

根据现场踏勘，拟建项目土壤评价范围内无耕地、园地、饮用水源地、居民区、学校等环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标。

6.4.2.6 土壤环境影响识别

6.4.2.7 影响途径

拟建项目兼具生态影响型建设项目特点，重点对运营期的环境影响进行识别，土壤环境影响源见表 6-28。

表 6-28 土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	生态影响型			
	盐化	碱化	酸化	其他
建设期	/	/	/	/
运营期	√	√	/	/
服务期满后	/	/	/	/

6.4.2.8 影响因子

拟建项目影响因子识别情况见表 6-29。

表 6-29 生态影响型建设项目土壤环境影响途径识别表

影响结果	影响途径	具体指标	土壤环境敏感目标
盐化/酸化/ 碱化/其他	物质输入/运移	pH值	无
	水位变化	地下水位埋深	无

6.4.2.9 采出水对土壤盐化预测与评价

1) 预测情景

拟建项目实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生采出液渗漏进入土壤。事故工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”，综合考虑拟建项目物料特性及土壤特征，本次评价对集油支线发生破损泄漏的采出水盐分含量对土壤的盐化影响，作为预测情景。

2) 预测源强

泄漏量取输送能力最大的新建计量站至现有风南 4 转油站集油支线（4.7km，

DN200), 最大值 $342.3\text{m}^3/\text{d}$, 全部渗入土壤, 采取措施 1 天后停止泄漏, 采出液含水率为 40.6%, 采出水中总矿化度最大为 117741.9mg/L , 则估算进入土壤中的盐分含量为 16306939.6g 。

3) 预测模型

本次预测采用 HJ 964-2018 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: ΔS -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 ;

ρ_b -表层土壤容重, kg/m^3 ;

A -预测评价范围, 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

$$S = S_b + \Delta S$$

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 。

4) 预测结果

项目位于荒漠, 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, 预测评价范围为以采油井场泄漏点为中心 $100\text{m} \times 100\text{m}$ 范围, 表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取均值为 $1.23 \times 10^3 \text{kg/m}^3$, 单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 4.2g/kg 。预测年份为 0.082a (30d)。根据上述计算结果, 在 30d 内, 单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.54g/kg , 叠加现状值后的预测值为 4.74g/kg , 土壤盐分增幅 12.9%。

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升高, 增幅度较大 (因地层水矿化度很高); 但拟建项目建设 RTU 采集系统, 发生泄漏会在短时间内发现, 建设单位会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理, 因此, 拟建项目实施后对周边土壤环境生态影响可接受。

6.4.2.10 土壤盐化综合评分预测与评价

本次评价采用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 F“土壤盐化综合评分预测方法”进行预测评价。

1) 土壤盐化综合评分法

采用下面公式计算土壤盐化综合评分值（ S_a ），具体如下：

$$S_a = \sum_{i=1}^n W x_i \times I x_i$$

式中：n—影响因素指标数目；

$I x_i$ —影响因素 i 指标评分；

$W x_i$ —影响因素 i 指标权重。

2) 土壤盐化影响因素赋值

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤盐化影响因素赋值情况见表 6-30。

表 6-30 土壤盐化影响因素赋值表

影响因素	分值				权重
	0 分	2 分	4 分	6 分	
地下水位埋深（GWD）/ （m）	GWD $\geq$ 2.5	1.5 $\leq$ GWD<2.5	1.0 $\leq$ GWD<1.5	GWD<1.0	0.35
干燥度（蒸降比值） （EPR）	EPR<1.2	1.2 $\leq$ EPR<2.5	2.5 $\leq$ EPR<6	EPR $\geq$ 6	0.25
土壤本底含盐量 （SSC）（g/kg）	SSC<1	1 $\leq$ SSC<2	2 $\leq$ SSC<4	SSC $\geq$ 4	0.15
地下水溶解性总固体 （TDS）（g/L）	TDS<1	1 $\leq$ TDS<2	2 $\leq$ TDS<5	TDS $\geq$ 5	0.15
土壤质地	黏土	砂土	壤土	砂壤、粉土、砂粉土	0.10

表 6-31 土壤盐化预测表

土壤盐化综合评分值（ S_a ）	$S_a < 1$	$1 \leq S_a < 2$	$2 \leq S_a < 3$	$3 \leq S_a < 4.5$	$S_a \geq 4.5$
土壤盐化综合评分预测结果	未盐化	轻度盐化	中度盐化	重度盐化	极重度盐化

3) 土壤盐化影响预测

根据土壤盐化影响因素赋值及权重，并考虑本次土壤及地下水监测点位设置情况，土壤盐化影响预测以拟建 1#井场为预测点位，土壤盐化综合评分值 S_a 见表 6-32。

表 6-32 土壤盐化综合评分 Sa 一览表

影响参数	参数	分值	权重	Sa
地下水位埋深 (GWD) / (m)	80	0	0.35	0
干燥度 (蒸降比值) (EPR)	35.7	6	0.25	1.5
土壤本底含盐量 (SSC) (g/kg)	4.2	6	0.15	0.9
地下水溶解性总固体 (TDS) (g/L)	0.49	0	0.15	0
土壤质地	砂土	2	0.1	0.2
土壤盐化综合评分值 (Sa)				2.6
盐化程度判定				中度盐化
备注: TDS按5个地下水监测数据均值; 地下水埋深参照现有地下水井数据。				

按照上述评分预测结果, 项目所在地可能会发生中度盐化。

根据实际现场踏勘, 上述预测指标中地下水位埋深、干燥度、土壤本底含盐量、土壤质地取值均与当地气候气象、水文地质关系较大; 项目拟采用泥浆不落地、加设套管、高等级水泥固井等措施, 降低冒浆、泄漏、井喷井漏等事故概率, 正常运行时对地下水水位无水力联系、不会影响水位升降; 运营期采出液与土壤不接触, 也对土壤盐分含量、质地的影响很小。在加强运营期巡检等管理措施后, 项目对土壤盐化的影响较小。

6.4.2.11 土壤酸化/碱化影响分析

根据现状监测结果, 区域土壤 pH 值均在 $5.5 \leq \text{pH} \leq 8.5$, 属于无酸化或碱化情况。拟建项目不向土壤环境排放酸、碱废水, 因此, 施工期及运营期在做好废水处理情况下, 对土壤酸碱程度影响是可以接受的。

6.4.3 土壤环境保护措施与对策

6.4.3.1 源头控制措施

拟建项目对施工期和运营期产生的废水进行合理的治理和综合利用, 以先进工艺、设备对污水储存和处理, 尽可能从源头上减少污染物泄漏的可能性和泄漏量。

1) 施工期源头控制措施

(1) 废水

①井场四周设置井界沟, 防止井场内污水随地面径流进入外环境。

②采用泥浆不落地工艺, 钻井废水进入泥浆不落地系统处理后, 作为钻井液配制用水、循环利用不外排。泥浆不落地工艺无需设置泥浆池, 最大限度降

低泥浆泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低。

(2) 其他

加强施工期固废管理。施工过程中固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不妥善管理，随意丢弃，将影响土壤质量，因此，施工时必须对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。正常情况下，施工中不应有施工机械油料泄漏，但在机械故障的情况下可能产生少量油污，因此，在机械维修时，应把产生的油污收集，集中处理，避免污染环境；平时使用中要注意施工机械的维护，防止漏油事故的发生。

2) 运营期源头控制措施

为预防石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）对土壤环境的影响，本次运营期采取以下土壤环境保护措施，详见表 6-33。

表 6-33 运营期土壤环境保护措施表

序号	土壤环境保护措施		实施部位	实施时间	实施保证措施	预期效果
1	源头控制措施	油井采出液经集油管线输送，依托风南 4 转油站处理，不外排	井场	运营期	加强管理及设备检查及维修，保证站场采出水处理系统正常运行	对周围环境基本不造成污染
		井下作业废液依托风南 4 转油站采出水处理系统进行处理达标后回注地层用于油田注水开发，无外排	井场	运营期	加强管理及设备检查及维修，保证站场采出水处理系统正常运行	对周围环境基本不造成污染
		减少井下作业频次，从源头减少落地油产生	井场	运营期	加强施工进度	对周围环境基本不造成污染

3) 闭井期源头控制措施

(1) 加强管理，减少采油设备、输油管线等拆除过程污染物的跑冒滴漏。

(2) 管线清管废水由风南 4 转油站进行处理，经处理达标后回用于油田注水开发，不外排。

(3) 建设单位拆除设施、设备或者建筑物、构筑物，可能造成二次污染的，应当采取相应的防渗漏、污染物收集等防治措施，制定、实施土壤污染防治工作方案。土壤污染防治工作方案应当包括被拆除设施、设备或者建筑物、构筑物的基本情况，残留污染物清理、安全处置以及应急措施，土壤污染防治技术要求和对周边环境的污染防治要求等内容。

6.4.3.2 过程防控措施

环评要求建设单位须做好场区分区防渗措施。拟建项目按重点污染防治区、一般污染防治区、非污染防治区分别采取不同等级的防渗措施，防渗层尽量在地表铺设，防渗材料可根据具体防渗区域拟选取 HDPE 或其他防渗材料，按照污染防治分区采取不同的设计方案。

1) 施工期过程防控措施

施工现场设置防渗生活污水收集池。

2) 运营期过程防控措施

(1) 井场工程区

①建议井场四周设置井界沟，减少受污染的雨水量，同时防止井场内污水或落地油等随地面径流进入外环境。

②修井、洗井等井下作业要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收污水、落地油等。井下作业过程属于重点污染防治区，防渗技术要求为等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ，渗透系数 $K \leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。另外，重点防渗区还要满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023) 中要求，拟建项目井下作业采取铺膜带罐措施，落地油回收率可达 100%。

针对以上措施的实施，实际运营中设专人管理，定期对设备检查及维修，跟踪废水、固废的去向，从而达到对周围环境减少污染的预期效果。

(2) 站场工程区

①建议站场四周设置实体围墙，防止站场内污水或污油等随地面径流进入外环境。

②站场内分区防渗。站场阀组等装置区属于重点污染防治区，防渗技术要求为等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ，渗透系数 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。

(3) 管线工程区

①设置截断阀组，发现泄漏时可尽快关断阀门，尽可能减少泄漏量；采取防腐措施和定期防腐检测。

②定期对管线的厚度及焊缝情况进行测试，特别是使用期超过 5 年，壁厚低于规定要求管段应及时更换，消除因腐蚀造成泄漏的隐患。

③加强管线的监控和巡线工作，发现失压或泄漏等现象立即启动应急预案，及时封堵和进行清理。

(3) 隐患排查制度

建设单位应当定期对重点区域、重点设施开展隐患排查，保证持续有效防

止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。发现污染隐患的，应当立即制定整改方案，及时采取技术、管理等措施消除隐患。拟建项目重点区域包括地下输油管线，以及依托的水污染治理设施等。

3) 闭井期过程控制措施

(1) 环评建议在采油设备拆除过程中，及时回收各类污染物。危险废物应委托危险废物处理资质的单位进行无害化处置。

(2) 废弃井每年至少巡检 1 次，并记录巡检资料，防止发生油水串层及跑冒油，污染周围环境。

6.4.3.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中 9.3 跟踪监测，土壤环境跟踪监测点位应布置在重点影响区和土壤环境敏感目标处，发现土壤污染时，及时查找泄漏源，防止污染源的进一步下渗。土壤保护措施图见图 6-17。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对占地内及其可能影响区域跟踪监测，拟建项目土壤环境跟踪监测计划见表 6-34。

表 6-34 土壤环境跟踪监测计划

序号	监测点位	取样要求	监测项目	监测频次	执行标准
1	项目占地范围内	表层样：0~0.2m	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、土壤盐分含量	项目投产运行后每 3 年监测 1 次	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）
2	项目占地范围外	表层样：0~0.2m			留作背景值

图 6-17 土壤保护措施布置图

6.4.4 土壤环境影响评价自查表

拟建项目土壤环境影响评价自查表见表 6-35。

表 6-35 拟建项目土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☐ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☒			
	土地利用类型	建设用地 ☐ ；农用地 ☐ ；未利用地 ☒			土地利用类型图
	占地规模	(4.358) hm ²			永久占地
	敏感目标信息	敏感目标 (/)、方位 (/)、距离 (/)			
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他 ()			
	全部污染物	废气：VOCs；固废：钻井固废、施工废料、废危化品包装材料、落地油、清罐底泥、浮油、废防渗材料、废润滑油；废水：钻井废水、压裂返排液、采出水等			
	特征因子	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、pH 值、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、土壤盐分含量			
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 ☒ ；II 类 ☐ ；III 类 ☐ ；IV 类 ☐			
	敏感程度	敏感 ☐ ；较敏感 ☒ ；不敏感 ☐			
评价工作等级		一级 ☒ ；二级 ☒ ；三级 ☐			污染型二级、生态型一级
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ；b) ☒ ；c) ☒ ；d) ☒			
	理化特性	调查了土体构型、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等			同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度
		表层样点数	5 个	6 个	0~0.2m
		柱状样点数	3 个	0 个	0m~0.5m、0.5m~1.5m、1.5m~3m
	现状监测因子	建设用地：pH、砷、镉、铬（六价）、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、1,1,1,2,2-四氯乙烷、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、萘等 45 项指标； 特征指标：石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、pH 值、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、土壤盐分含量			点位布置图
现状评	评价因子	同现状监测因子			
	评价标准	GB 15618 ☐ ；GB 36600 ☒ ；表 D.1 ☐ ；表 D.2 ☐ ；其他 ()			

价	现状评价结论	占地范围内土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中的第二类用地的筛选值；井场外裸土地特征污染物石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）指标满足参考执行的《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 2 中第一类用地的筛选值要求；说明项目所在区域土壤环境质量状况良好		
影响预测	预测因子	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、土壤盐化		
	预测方法	附录 E☑；附录 F☑；其他		
	预测分析内容	影响范围（污染类厂界外扩 0.2km、生态类厂界外扩 5km） 影响程度（较小）		
	预测结论	达标结论：a) ☑；b) □；c) □ 不达标结论：a) □；b) □		
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（跟踪监测）		
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次
		4	见表 6-34	每 3 年一次
	信息公开指标	土壤环境跟踪监测达标情况		
评价结论		项目所在区域土壤环境质量现状满足相关标准要求，土壤环境质量状况良好。根据资料调研结果，项目产生污染物对周围土壤环境影响在可接受范围内，通过采取本报告表提出的环境保护措施及跟踪监测计划，从土壤环境影响的角度，项目建设可行。		

6.4.5 小结

1) 根据本项目内容和工程特点，本项目特征污染物为石油烃（C₁₀-C₄₀）。

2) 根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），确定本次土壤环境影响评价等级污染类二级、生态类一级，评价范围为污染类井场占地及井场周围外扩 0.2km 范围内，生态类井场占地及井场周围外扩 5km 范围内。

3) 污染类影响分析：本项目正常运行状态下基本不会对土壤造成污染；非正常工况下，污染物随时间推移不断下渗，因此，本次评价针对各类污染物均提出对应的污染治理措施，可确保污染物达标排放及防止渗漏发生，从源头上控制项目对区域土壤环境的污染源强，确保项目对区域土壤环境的影响处于可接受水平。

4) 生态类影响分析：本项目正常运行状态下基本不会对土壤造成盐化、酸化和碱化；非正常工况下，采出水泄漏导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量升高，增幅度较大（因地层水矿化度很高），所在地可能会发生中度盐化。但拟建项目建设 RTU 采集系统，拟采用泥浆不落地、加设套管、高等级水泥固井等措施，在加强运营期巡检等管理措施后，项目对土壤盐化的影响较小。

5) 建设单位在严格落实环评提出的污染防治措施及土壤环境跟踪监测计划的前提下, 项目对区域土壤环境影响是可接受的。从土壤环境影响的角度, 项目建设是可行的。

6.5 声环境影响评价

6.5.1 施工期声环境影响评价

6.5.1.1 施工期噪声源特点及源强分析

施工噪声是由多种施工机械设备和运输车辆发出的，而且一般设备的运作都是间歇性的，因此，施工噪声有间歇性和短暂性的特点。施工中使用的机械主要有推土机、吊管机等。由于施工时间较短，且均在野外，施工产生的噪声只对局部环境造成短时影响。施工期主要噪声源及源强见表 6-36。

表 6-36 拟建项目施工期噪声统计表

序号	项目	设备名称	声压级 (dB (A))
1	钻井	钻机	95
		柴油发电机	100
		泥浆泵	85
		振动筛	80
		除砂器	80
		除泥器	80
2	压裂	压裂泵车	100
		混砂车	85
		仪表车	80
		管汇车	80
		提液泵	80
3	地面工程建设	挖掘机	92
		推土机	95
		顶管机	90

6.5.1.2 评价标准

施工期厂界噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 排放限值 (昼间 70dB (A)、夜间 55dB (A))。

6.5.1.3 钻井工程噪声环境影响分析

1) 噪声影响范围分析

拟建项目钻井噪声影响范围见表 6-37。

表 6-37 钻井工程降噪前后噪声影响范围

噪声源	降噪前影响范围					噪声防治措施	降噪后影响范围				
	降噪前声压级（dB（A））	衰减至 70dB（A）时的距离（m）	衰减至 55dB（A）时的距离（m）	衰减至 60dB（A）时的距离（m）	噪声衰减至 50dB（A）时的距离（m）		降噪后声压级（dB（A））	衰减至 70dB（A）时的距离（m）	衰减至 55dB（A）时的距离（m）	衰减至 60dB（A）时的距离（m）	噪声衰减至 50dB（A）时的距离（m）
钻机	95	45	251	141	447	①泵类设置减振基础，连接处采用软胶皮等；设备排气口外加装消音器等 ②加强设备维护与保养，紧固松动的螺丝和部件； ③柴油发电机设置于房间内； 综合采取以上措施后，本次保守按照降噪 20dB（A）考虑。	75	4	25	14	45
柴油发电机	100	79	447	251	794		80	8	45	25	79
泥浆泵	85	14	79	45	141		65	1	8	4	14
振动筛	80	8	45	25	79		60	1	4	3	8
除砂器	80	8	45	25	79		60	1	4	3	8
除泥器	80	8	45	25	79		60	1	4	3	8
全部设备叠加值	101.4	93	524	295	932		81.4	9	52	29	93
备注	钻井施工场地规格主要为 125m×80m										

(1) 无降噪措施时，考虑最不利条件下全部设备同时施工，施工场界昼间影响范围 93m、夜间 524m。

拟建项目位于二类声环境区域，二类声环境昼间噪声影响影响范围为 295m、夜间噪声影响范围为 932m。项目周边主要为戈壁，932m 内无声环境敏感目标，拟建项目对周边声环境影响不大。

(2) 有降噪措施时，考虑最不利条件下全部设备同时施工，施工场界昼间影响范围 9m、夜间 52m。

拟建项目位于二类声环境区域，二类声环境昼间噪声影响影响范围为 29m、夜间噪声影响范围为 93m。93m 内无声环境敏感目标，结合预测结果，采取降噪措施后，钻井期影响范围有限，对周边声环境影响较小。

2) 场界噪声预测结果

(1) 预测公式

当声源的大小与预测距离相比小的多时, 可以将此声源看作点源, 无指向性点声源几何发散衰减的基本公式如下:

$$LP(r) = LP(r_0) - 20 \lg r$$

式中: $LP(r)$ ——距声源的距离 r 的声压级噪声值, $dB(A)$;

r ——距声源的距离, m ;

$LP(r_0)$ ——距声源 $1m$ 处的声压级噪声值, $dB(A)$ 。

(2) 预测点位

拟建项目玛 48H 井已经完钻, 本次不再评价其钻井工程厂界噪声; 拟建项目 3 座新井场周边 200m 内无声环境保护目标, 因钻井井场平面布置大致相同, 因此本次选择典型 1#井场预测其场界噪声贡献值、预测值。

3) 预测结果

综合钻井噪声影响范围, 拟建项目应严格采取降噪措施, 防止对声环境产生较大影响, 本次评价按采取降噪措施后的源强进行预测场界噪声, 结果见表 6-38。

表 6-38 采取降噪措施后钻井期井场厂界噪声预测结果 (单位: $dB(A)$)

点位		标准限值		最大贡献值		达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#井场	东厂界	70	55	41.1	41.1	达标	达标
	南厂界	70	55	35.0	35.0	达标	达标
	西厂界	70	55	44.2	44.2	达标	达标
	北厂界	70	55	44.2	44.2	达标	达标

图 6-18 钻井期施工场界等声级线示意图

预测结果可知, 采取降噪措施后, 施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 中的标准限值 (昼间 $70dB(A)$ 、夜间 $55dB(A)$) 要求。

6.5.1.4 压裂施工噪声环境预测结果

1) 噪声影响范围分析

拟建项目开发区块需要大规模压裂施工, 单井压裂最多可有 20 台压裂泵车 (本次评价按 20 台计), 每台压裂泵车噪声源强度约 $100dB(A)$, 此外, 压裂期

间有 2~4 台发电机供电（本次评价按 4 台计），采取控制措施后的单台声级值约 80dB（A）。另外压裂还需设置混砂车、仪表车、管汇车等设施。

拟建项目压裂噪声影响范围见表 6-37。

表 6-39 压裂工程降噪前后噪声影响范围

噪声源	降噪前影响范围					噪声防治措施	降噪后影响范围				
	降噪前声压级（dB（A））	衰减至 70dB（A）时的距离（m）	衰减至 55dB（A）时的距离（m）	衰减至 60dB（A）时的距离（m）	噪声衰减至 50dB（A）时的距离（m）		降噪后声压级（dB（A））	衰减至 70dB（A）时的距离（m）	衰减至 55dB（A）时的距离（m）	衰减至 60dB（A）时的距离（m）	噪声衰减至 50dB（A）时的距离（m）
20 台压裂泵车叠加值	113	355	1998	1123	3552	①泵类设置减震基础，连接处采用软胶皮等；设备排气口外加装消音器等； ②加强设备维护与保养，紧固松动的螺丝和部件； ③柴油发电机设置于房间内； 综合采取以上措施后，本次保守按照降噪 20dB（A）考虑。	93	36	200	112	355
4 台发电机叠加值	106	159	893	502	1589		86	16	89	50	159
混砂车	85	14	79	45	141		65	1	8	4	14
仪表车	80	8	45	25	79		60	1	4	3	8
管汇车	80	8	45	25	79		60	1	4	3	8
提液泵	80	8	45	25	79		60	1	4	3	8
全部设备叠加值	113.8	390	2191	1232	3896		93.8	39	219	123	390
备注	钻井施工场地规格主要为 125m×80m										

1) 无降噪措施时，考虑最不利条件下全部设备同时施工，施工场界昼间影响范围 390m、夜间 2191m。

拟建项目位于二类声环境区域，二类声环境昼间噪声影响影响范围为 1232m、夜间噪声影响范围为 3896m。3896m 内无声环境敏感目标，拟建项目对周边声环境影响范围较大。

2) 有降噪措施时，考虑最不利条件下全部设备同时施工，施工场界昼间影响范围 36m、夜间 219m。

拟建项目位于二类声环境区域，二类声环境昼间噪声影响影响范围为 123m、夜间噪声影响范围为 390m。390m 内无声环境敏感目标，结合预测结果，采取降噪措施后，压裂施工影响范围有限，对周边声环境影响较小。

2) 场界噪声预测结果

1) 预测点位

拟建项目玛 48H 井已经完钻，本次不再评价其钻井工程厂界噪声；拟建 3 座新井场 200m 内无声环境保护目标，因压裂期井场平面布置大致相同且每次压裂 1 口井，因此本次选择典型 1#井场预测其厂界噪声贡献值、预测值。

2) 预测结果

综合钻井噪声影响范围，拟建项目应严格采取降噪措施，防止对声环境产生较大影响，本次评价按采取降噪措施后的源强进行预测场界噪声，结果见表 6-40。

表 6-40 压裂期井场厂界噪声预测结果（单位：dB（A））

点位		标准限值		最大贡献值		达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#井场	东厂界	70	55	50.6	50.6	达标	达标
	南厂界	70	55	50.6	50.6	达标	达标
	西厂界	70	55	44.7	44.7	达标	达标
	北厂界	70	55	53.6	53.6	达标	达标

图 6-19 压裂期施工场界等声级线示意图

综上，在采取拟建项目提出的降噪措施后，压裂期场界噪声满足相关标准要求。由于拟建项目施工时间较短，随着施工期的结束施工噪声将立即消失，因此，施工对周围声环境影响在可接受范围内。

6.5.1.5 地面施工声环境影响分析

1) 噪声源

地面施工包括钻前工程、管线工程等需要进行土石方填挖作业的工程，噪声主要来自土石方施工机械设备噪声、物料装卸碰撞噪声及施工人员的生活噪声，一般设备的运作都是间歇性的，因此，产生的噪声有间歇性和短暂性的特点。

2) 地面施工噪声影响分析

各种施工机械近似为点声源，仅考虑距离衰减进行计算，可得到施工期各种机械等在不同距离处的噪声贡献值，结果见表 6-41。

表 6-41 主要施工机械在不同距离处的噪声值

噪声源		离施工点不同距离处的噪声估算值 (dB (A))							噪声衰减 至 70dB (A) 时 的距离 (m)	噪声衰减 至 55dB (A) 时 的距离 (m)
名称	声压级 (dB (A))	10m	50m	100m	150m	200m	300m	400m		
挖掘机	92	64.0	50.0	44.0	49.0	38.0	34.5	32.0	32	178
推土机	92	64.0	50.0	44.0	49.0	38.0	34.5	32.0	32	178
顶管机	90	62.0	48.0	42.0	47.0	36.0	32.5	30.0	25	141
电焊机	87	59.0	45.0	39.0	44.0	33.0	29.5	27.0	18	100

拟建项目地面工程夜间不施工，不存在施工噪声夜间超标情况；在不采取任何噪声防治措施的情况下，距离声源 32m 范围内使用高噪声设备可能造成施工厂界噪声不能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）规定的昼间 70dB (A) 限值要求，需采取适当措施降低环境影响。拟建项目管线夜间不施工，项目周边 200m 内无声环境敏感目标、无国家级或自治区级野生动物，其影响范围有限，是可以接受的。

6.5.2 运营期声环境影响预测与评价

6.5.2.1 主要噪声源分析

拟建项目正常运营过程中主要噪声源是抽油机，当进行井下作业时，通井机、机泵等井下作业设备会产生噪声。运营期主要噪声源具体见“3 拟建项目工程分析”中表 3-40。

6.5.2.2 预测模式

本预测计算采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）中推荐的工业噪声预测模式，计算公式如下：

1) 噪声户外传播声级衰减模式

$$L_p(r) = L_w + DC - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中： $L_p(r)$ ——距声源 r 处的倍频带声压级，dB (A)；

L_w ——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

DC ——指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} ——声波几何发散引起的衰减量，dB (A)；

A_{bar} ——屏障引起的衰减量，dB (A)；

A_{atm} ——空气吸收引起的衰减量，dB (A)；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减量，dB (A)；

A_{misc} —其他多方面原因引起的衰减量, dB (A)。

2) 预测点总等效连续 A 声级计算模式:

$$L_A(r) = 10 \lg \left\{ \sum_{i=1}^8 10^{0.1[L_{pi}(r) - \Delta L_i]} \right\} \quad (A.3)$$

式中: $L_A(r)$ ——距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

$L_{pi}(r)$ ——预测点 (r) 处, 第 i 倍频带声压级, dB;

ΔL_i ——第 i 倍频带的 A 计权网络修正值, dB。

3) 参数的确定

(1) 声波几何发散引起的 A 声级衰减量 A_{div} :

①点声源

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

式中: $L_p(r)$ ——预测点处声压级, dB;

$L_p(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级, dB;

r ——预测点距声源的距离;

r_0 ——参考位置距声源的距离。

②有限长 (L_0) 线声源

当 $r > L_0$ 且 $r_0 > L_0$ 时 $A_{div} = 20 \lg(r/r_0)$

当 $r < L_0/3$ 且 $r_0 < L_0/3$ 时 $A_{div} = 10 \lg(r/r_0)$

当 $L_0/3 < r < L_0$ 且 $L_0/3 < r_0 < L_0$ 时 $A_{div} = 15 \lg(r/r_0)$

(2) 空气吸收衰减量 A_{atm}

空气吸收引起的 A 声级衰减量按下式计算:

$$A_{atm} = a(r - r_0) / 1000$$

式中: a —每 1000m 空气吸收系数, 是温度、湿度和声波频率的函数。常年平均气温为 14℃, 平均相对湿度 66%, 设备噪声以中低频为主, 空气衰减系数很小, 本评价在计算时忽略此项。

(3) 地面效应衰减量 A_{gr}

地面效应衰减量 A_{gr} 声级衰减量按下式计算:

$$A_{gr} = 4.8 - \left(\frac{2h_m}{r} \right) \left[17 + \left(\frac{300}{r} \right) \right]$$

式中: r —声源到预测点的距离, m;

h_m —传播路径的平均离地高度, m; 若 A_{gr} 计算出负值, 可用“0”代替。

(4) 屏障引起的衰减量 A_{bar}

位于声源和预测点之间的实体障碍物, 如围墙、建筑物、突破、地堑或绿

化林带都能起声屏障作用，从而引起声能量的较大衰减。

声屏障引起的衰减按下式计算：

$$A_{bar} = -10 \lg \left[\frac{1}{3+20N_1} + \frac{1}{3+20N_2} + \frac{1}{3+20N_3} \right]$$

当屏障很长（作无限长处理时），则

$$A_{bar} = -10 \lg \left[\frac{1}{3+20N_1} \right]$$

双绕射计算按照下式：

$$\delta = [(d_{ss} + d_{sr} + e)^2 + a^2]^{\frac{1}{2}} - d$$

式中：a—声源和接收点之间的距离在平行于屏障上边界的投影长度，m。

d_{ss} —声源到第一绕射边的距离，m。

d_{sr} —（第二）绕射边到接收点的距离，m。

e —在双绕射情况下两个绕射边界之间的距离，m。

在任何频带上，屏障衰减 A_{bar} 在单绕射（即薄屏障）情况，衰减最大取 20dB (A)；屏障衰减 A_{bar} 在双绕射（即厚屏障）情况，衰减最大取 25dB (A)。

绿化林带噪声衰减计算：

绿化林带的附加衰减与树种、林带结构和密度等因素有关。在声源附近的绿化林带，或在预测点附近的绿化林带，或两者均有的情况都可以使声波衰减。

通过树叶传播造成的噪声衰减随通过树叶传播距离 f 的增长而增加，其中 $d_r = d_1 + d_2$ ，为了计算 d_1 和 d_2 ，可假设弯曲路径的半径为 5km。

（5）其他多方面原因引起的衰减 A_{misc}

其他衰减包括通过工业场所的衰减；通过房屋群的衰减等。在声环境影响评价中，一般情况下，不考虑自然条件（如风、温度梯度、雾）变化引起的附加修正。

工业场所的衰减、房屋群的衰减等可参照 GB/T 17247.2 行计算。

本次评价采用 BREEZE NOISE 软件进行预测。

6.5.2.3 预测点设定

拟建项目周边 200m 内无声环境保护目标，因此本次选择下述井场预测：

- 1) 1 座玛 48H 单井井场，预测抽油机正常运行噪声厂界贡献值的影响；
- 2) 1 座 1#井场（丛式井场），预测抽油机正常运行噪声厂界贡献值的影响；

3) 1#、2#井场相距约 80m, 因此预测 2 座井场抽油机同时运行叠加噪声厂界贡献值的影响。

代表性井场噪声源的台数及距各厂界的距离见表 6-42。

表 6-42 代表性井场噪声源的台数及距各厂界的距离

噪声源			距离厂界距离 (m)			
名称	噪声设施	噪声源数量	东	南	西	北
玛 48H 单井井场	抽油机	1 台	60	40	65	40
1#井场	抽油机	2 台	40	41	40	41
2#井场	抽油机	2 台	40	41	40	41

6.5.2.4 评价标准

厂界预测点评价标准为《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中 2 类区排放限值 (昼间 60dB (A), 夜间 50dB (A))。

6.5.2.5 预测结果

1) 正常运行时井场厂界噪声

井场厂界噪声预测结果见表 6-43, 等声级线图见图 6-20。

由预测结果可知, 井场厂界噪声预测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中 2 类区排放限值 (昼间 60dB (A), 夜间 50dB (A)) 要求。

表 6-43 正常运转时井场厂界噪声预测结果 (dB (A))

点位		标准限值		最大贡献值		达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
玛 48H 单井井场	东厂界	60	50	22.5	22.5	达标	达标
	南厂界	60	50	22.5	22.5	达标	达标
	西厂界	60	50	22.2	22.2	达标	达标
	北厂界	60	50	22.3	22.3	达标	达标
1#井场 (单独运行)	东厂界	60	50	24.9	24.9	达标	达标
	南厂界	60	50	25.2	25.2	达标	达标
	西厂界	60	50	24.3	24.3	达标	达标
	北厂界	60	50	23.9	23.9	达标	达标
1#井场 (1#、2#井场叠加影响)	东厂界	60	50	25.6	25.6	达标	达标
	南厂界	60	50	25.7	25.7	达标	达标
	西厂界	60	50	24.6	24.6	达标	达标
	北厂界	60	50	24.3	24.3	达标	达标

2#井场 (1#、2#井 场叠加影 响)	东厂界	60	50	25.4	25.4	达标	达标
	南厂界	60	50	24.9	24.9	达标	达标
	西厂界	60	50	24.8	24.8	达标	达标
	北厂界	60	50	25.0	25.0	达标	达标

玛 48H 单井井场	1#井场（单独运行）
1#、2#井场（叠加运行）	

图 6-20 井场运营期等声级线图

2) 井下作业时设备噪声分析

井下作业噪声类比同类项目监测数据。不同作业类型在不同距离下的噪声情况见表 6-44。

表 6-44 各井下作业工况下不同距离处的噪声值

工况	距离 (m)	噪声等效声级 (dB (A))	距离 (m)	噪声等效声级 (dB (A))
小修	72~82	60	140~150	50
大修	87~97	60	160~170	50

由上表可知，小修作业主要噪声源为通井机，一般距离井口 72m~82m，噪声降低至 60dB (A)；距离井口 140m~150m，噪声降低至 50dB (A)。大修作业主要噪声源为修井机，距离井口 87m~97m，噪声降低至 60dB (A)；距离井口 160m~170m，噪声降低至 50dB (A)。拟建项目井下作业时井场厂界昼间、夜间噪声能到《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 排放限值（昼间 70dB (A)、夜间 55dB (A)）。

拟建项目井场周围 200m 范围内敏感目标无声环境保护目标，但应采取以下措施，降低对周边声环境的影响。

(1) 井下作业期间噪声主要来自通井机的轰鸣声，此噪声的大小与井内管柱的负荷有直接关系，现场施工要求司钻根据井内管柱负荷变化，调整合适的设备档位，以达到在同等负荷下，噪声最小。

(2) 加大设备的维护保养，在设备下铺设减振基础，减少振动噪声。

井下作业施工时间是短暂的，在井下作业结束后这种不利影响将消失，因此拟建项目在井下作业时对井场声环境影响较小。

6.5.3 闭井期噪声环境影响分析

油井进入闭井期时，噪声源主要源自井场拆卸设备，影响范围在声源周围

200m 范围内，且闭井期噪声的影响随着闭井完毕会消失，影响只是短暂的，对周边声环境影响较轻。

6.5.4 声环境影响自查表

声环境影响评价自查表见表 6-45。

表 6-45 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐ 二级 ☒ 三级 ☐					
	评价范围	200m ☒ 大于 200m ☐ 小于 200m ☐					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
评价标准	评价标准	国家标准 ☒ 地方标准 ☐ 国外标准 ☐					
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐
	评价年度	初期 ☒		近期 ☒	中期 ☐	远期 ☐	
	现状调查方法	现场实测法 ☒		现场实测加模型计算法 ☐		收集资料 ☐	
	现状评价	达标百分比		100%			
声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☐		已有资料 ☒		研究成果 ☐	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☐ 其他 ☐					
	预测范围	200m ☒		大于 200m ☐		小于 200m ☐	
	预测因子	等效连续 A 声级 R 最大 A 声级 E 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
	厂界噪声贡献值	达标 ☒			不达标 ☐		
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☐			不达标 ☐		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒	固定位置监测 ☐	自动监测 ☐	手动监测 ☐	无监测 ☐	
评价结论	声环境保护目标处噪声监测	监测因子: (/)		监测点位数: (/)		无监测 R	
	环境影响	可行 ☒			不可行 ☐		
注: “ ☐ ” 为勾选项, 可 ☒ ; “()” 为内容填写项。							

6.5.5 小结

1) 监测期间, 拟建项目所在区域内声环境现状监测值能够满足《声环境质量标准》(GB 3096-2008) 中的 2 类区标准要求。

2) 拟建项目施工期在严格采取降噪措施后, 能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 中的标准要求, 不会对周围声环境造成明显的不利影响。

3) 拟建项目运营期昼间、夜间各厂界预测点均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2类区排放限值要求,不会对周围声环境造成明显的不利影响。

综上,结合项目选址、平面布置、声源的排放强度与排放方式、噪声污染控制措施等方面综合进行评价,拟建项目对声环境影响较小。

6.6 生态影响分析

6.6.1 评价等级及范围

6.6.1.1 评价等级

拟建项目总占地面积 21.782hm^2 ，小于 20km^2 。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、国家公园、生态保护红线等特殊和重要敏感区，但土壤影响范围内分布有天然林。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）的生态评价等级判定条件，判定过程详见表 6-46。根据判定可知，因此拟建项目生态环境影响评价工作等级确定为二级。

表 6-46 生态评价等级判定依据及结果

序号	生态评价等级判定要求	拟建项目情况	评价等级
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	不涉及	/
b	涉及自然公园时，评价等级为二级	不涉及	/
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	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	不涉及	/
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；	涉及	二级
f	当工程占地规模大于 20km^2 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；	$0.218\text{km}^2 < 20\text{km}^2$	/
g	除本条 a~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	/	二级

6.6.1.2 评价范围

本次综合考虑《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）、《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）中关于生态影响评价范围的要求，确定拟建项目生态环境影响评价范围为全部井场、计量站外扩 50m，全部管线中心线向两侧外延 300m 范围。

6.6.2 施工期生态环境影响分析

6.6.2.1 土地利用影响分析

拟建项目临时占地为集输管线施工占地、钻井井场临时占地，管线工程施

工方式为地下埋设。管线工程临时占地主要集中在管线开挖埋设施工过程中。钻井井场临时占地主要为钻井期、压裂施工期。根据前文钻井周期可知，单井钻井周期一般在 3~6 个月、管线施工一般采取分段施工方式，施工时间较短，在管线敷设完成后该地段土地利用大部分可恢复为原用地类型。一般情况下，施工完成后恢复地貌景观、并采取水土保持措施。

从宏观整体区域看，临时占地与扰动将不会影响到该区域的土地利用结构。

总之，在短期内，临时占地将影响管线沿线土地的利用状况，施工结束后即可覆土恢复原貌，其影响将逐渐减小或消失。因此，临时占地对区域土地利用类型的影响较小。

6.6.2.2 植被影响分析

1) 井场、站场建设对植被影响分析

井场、站场建设对植被的影响主要为土地平整、基础建设、施工机械碾压、施工人员及车辆踩踏等施工活动对天然林、荒漠植被的破坏。土地平整将清除阀室区域全部植被，最直接的影响就是造成植物死亡，将造成评价范围植被生物量和生产力下降。另外，施工人员踩踏和施工机械设备碾压也会对荒漠植被的生长产生不利影响。

项目井场、站场占地的植被稀少，以草本、灌木植被为主，工程占地将造成植物群落物种个体数量减少，植被生产力下降，植被覆盖率降低，生物多样性减少，从而导致其环境功能的下降，生物量减少，但破坏荒漠植被面积占评价区总面积的比例较小。施工结束后自然恢复，生物量在 2 年~3 年后可全部恢复。因此，施工期对评价范围植被的影响在可接受范围内。

2) 管道施工对植被影响分析

管道沿线尽量避开区内本就稀少的植被，由于施工扰动，导致原有的植被破坏，相应减少植被的数量。但拟建项目施工作业面很窄，局部施工期短暂，施工期结束后随着人工恢复与补偿措施及自然演替过程，不会对植被的数量及多样性产生影响。

在管线施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，将使土体结构几乎完全改变，挖掘区的植被全部遭到毁灭性破坏，管线两侧其他区域的植被则受到不同程度的破坏和影响。

以管沟为中心两侧 2m 的范围内，植被遭到严重破坏，原有植被成分基本消失，植物的根系也受到彻底破坏；在管沟两侧 2m~3m 的范围内，由于挖掘施工中各种机械、车辆和人员活动的碾压、践踏以及挖出土的堆放，造成植被的破

坏较为严重；管沟两侧 3m~6m 的范围内，由于机械、车辆和人员活动较少，对植被的破坏程度相对较轻。

管道沿线的植被破坏具有暂时性，一般施工结束后而终止。根据管线所经地区的土壤、气候等自然条件分析，施工结束后，周围植物渐次侵入，开始进入恢复演替过程。拟建项目采用自然恢复的方式进行生态修复，一般区域 3 年~5 年恢复灌木植被。

6.6.2.3 动物影响分析

1) 对陆生生物影响分析

施工期对动物的影响方式主要包括井场建设迫使动物远离原有生境，各种车辆和机械噪声对野生动物的惊扰，这种影响是短暂的。根据类比调查，井场噪声影响范围为距井场边界 500m 以内，即施工过程可能对井场周围 500m 范围内的野生动物造成惊吓和干扰，影响范围很小，受工程影响的动物数量较少。

管道工程建设对陆生动物的影响首先体现在管线敷设施工期间。管线工程割断了部分陆生动物的活动区域、迁移途径、栖息区域、觅食范围等，从而对动物的生存产生一定的影响。根据现场踏勘和走访调查，项目评价范围无大型野生动物，常见野生动物种类、数量均不丰富，项目周围未发现国家和自治区重点保护陆生动物，因此管道作为屏障对其迁移等活动的影响不大；另外，施工人员活动、施工机械、车辆的噪声对野生动物的短暂惊吓和干扰，影响动物的正常活动，若管理不善，将会出现施工人员对沿线附近野生动物的狩猎，则对野生动物资源影响较大，这将迫使动物离开管道沿线附近区域。

由于管道敷设一般是分段进行的，因此，管道施工活动对野生动物的影响是短时的、可逆的。施工结束后，这种影响也会随着消失。

2) 对水生生物影响分析

拟建项目不占用湿地、河流及坑塘水面，且周边 1000m 范围内无地表水体，施工期对水生生物影响不大。

6.6.2.4 土壤影响分析

1) 土壤理化性质影响

施工过程中，土石方开挖、堆放、回填及材料堆放、人工踩踏、机械设备碾压等活动将对土壤理化性质产生影响，如扰乱土壤表层、破坏土壤结构，这种扰乱和破坏，除了开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤表层及其结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其

困难。因此，在整个施工过程中，该工程对土壤表层的影响较严重。

工程土方的开挖与回填，使原土壤层次混合，原土体构型破坏。土体构型被破坏，将明显的改变土体中物质和能量的转移和传递规律，使表层通气透水性变差，亚表层保水、保肥性能降低，从而造成对植物的生长、发育及其产量影响。同时由于管线埋入，挖出的土方回填后需要保护地面与原地面高度一致，必须用机械碾压夯实，这些都将直接影响土壤的结构和孔隙状况，导致土壤结构体特别是良性结构体的破坏和土壤透气孔隙的减少。另外由于作业采用大型机械，加上施工中不规范作业，一般将弃土和表土相混合，造成土壤质量下降。

2) 土壤污染影响

(1) 钻井过程对土壤环境影响

① 钻井废弃泥浆和钻井岩屑对土壤影响

一开、二开钻井固废最终委托专业单位进行处置，三开钻井固废委托有危险废物处置资质的单位无害化处理。因此，钻井废弃泥浆、钻井岩屑对周围土壤环境质量影响较小。

② 钻井废水、压裂返排液对土壤影响

钻井过程将钻井废水，如不注意及时收集而任意排放，则会对井场附近土壤造成污染。拟建项目钻井废水回用于钻井液配制不外排，压裂返排液收集后通过罐车拉运至风南 4 转油站采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排。因此，项目产生的废水、废液对土壤环境质量影响较小。

(2) 施工期废弃物对土壤环境质量影响

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾等固体废物，这些固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量。因此，施工时必须对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。因此，项目产生的施工废物对土壤环境质量影响较小。

6.6.2.5 水土流失影响分析

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4号），项目所在区域不属于自治区级、市级水土流失重点治理区。

项目区建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的油气勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。拟建项目施工期水土流失类型主要为风力侵蚀，自然恢复期间，水土流失量有所减少。

1) 土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风选作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和黏粒粒级减少。

2) 土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油气田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

4) 水土流失防治措施

为有效控制工程施工准备期、施工期和自然恢复期各种水土流失的发生，拟建项目施工过程中临时堆土采取土工布遮盖、四周拦挡和修建临时排水沟等临时防护措施，有效防止雨水冲刷。施工结束后，对临时占地及时进行土地整治、植被恢复和土地复垦。施工期是水土流失防治的重点时期，应加强水土保持工作。

(1) 合理安排施工进度及施工时间，施工时选择无雨、小风的季节进行，避免扬尘和水土流失。在沟渠开挖段施工时应做到随挖、随运、随铺、随压，不留或尽可能少留疏松地面，废弃土方要及时清运处理；尽量缩短施工期，使土壤暴露时间缩短，并快速回填。

(2) 施工中为减少弃渣堆放量，不同地段的弃土弃渣采用不同的回填和处理方式：平原耕地段：开挖土分层堆放，分层回填，管沟上方覆土一般高于地面 30cm~50cm。

(3) 施工回填后要适当压实，并略高于原地面，防止以后因地面凹陷形成引流槽，并按适当间隔根据地形，增高回填标高以阻断槽流作用。

(4) 对开挖土方采取保护措施，如适当拍压，旱季表面喷水或用织物遮盖等，在临时堆放场周围采取必要的防护措施。

6.6.2.6 对生态敏感区影响分析

1) 生态敏感区与项目位置关系

根据与克拉玛依市自然资源局对接项目情况，拟建项目不涉及生态保护红线区、国家沙漠公园和沙化土地封禁保护区等生态敏感区。

克拉玛依市魔鬼城风景名胜区位于拟建项目西北侧约3km、准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线位于拟建项目西南侧约12.7km。

2) 生态环境影响分析

由于拟建项目不在生态保护红线区、国家公园、自然公园、世界自然遗产等环境敏感目标内，且距离上述区域较远，因此，拟建项目对生态敏感目标的影响很小。

6.6.3 运营期生态环境影响分析

6.6.3.1 土地利用影响分析

拟建项目永久占地为井场、计量站等占地，占地面积 4.358hm^2 ，占地类型为裸土地。工程永久占地改变现有土地利用类型、性质和功能，将裸土地变为建设用地，这种影响是永久性的，但这部分占地面积较小，在服务期满后对土地利用的影响也将逐渐消失。对区域土地利用格局影响在可接受范围内。

6.6.3.2 植被影响分析

1) 修井过程对植被影响

运营期井场正常运行不会对井场外周围植被产生影响，但在修井作业过程中，若井下作业废液或落地油回收不规范、不及时，可能洒落至井场外，影响周边植被生长。因此，修井过程中必须“铺设作业、带罐上岗”，落地油、废水全部收集处理。通过采取以上措施后，运营期修井作业不会对周围植被造成显著影响。

2) 泄漏对植被影响

运营期正常情况下，生产设施处于正常状态，对地表植被无不良影响。非正常（事故）状况下，如漏油、爆炸等，产生的原油和废气会对周边植被产生不利影响。运营期加强巡线，发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等措施，泄漏一般影响时间较短，造成植被损失较小。

6.6.3.3 动物影响分析

与施工期相比，运营期对野生动植物的影响较小，主要是抽油机运行噪声和修井作业噪声可能对鸟类产生影响。

1) 抽油机运行噪声影响

抽油机运行噪声,属低频稳态噪声,与钻井噪声相比明显下降,一般在65dB(A)左右,经距离衰减后,在50m处噪声已降至31dB(A)。研究表明,小于50dB(A)的噪声对鸟类的正常活动无明显影响,据此推算,工程噪声影响范围为井场周围50m以内区域,50m以外区域,鸟类的正常活动无明显影响。拟建项目所在区域分布的鸟类均为一般种类,鸟类飞翔能力强,因此运营期对鸟类影响较小。

2) 修井机械噪声影响

修井机械声功率一般为80dB(A)~100dB(A),排放规律是间歇的。根据类比,小修作业一般距离井口72m~82m,噪声降低至60dB(A);距离井口140m~150m,噪声降低至50dB(A);大修作业一般距离井口87m~97m,噪声降低至60dB(A);距离井口160m~170m,噪声降低至50dB(A)。修井机械噪声周期较短,声源具有不确定性和不稳定性,在施工时对周围环境的影响是可以接受的。

根据调研,野生动物在环境噪声提高时,首先会因警惕行为而驻足倾听,而后随环境噪声增至60dB(A)时出现避让奔逃的现象,至距离噪声源60m以上时停止奔逃,但群体仍处于躁动状态直至平静。拟建项目附近无生态保护区,区域内野生动物多为常见的广布物种,且修井机械噪声是暂时的,只在短时期对局部环境造成影响,待施工结束后这种影响也随之消失,不会对野生动物造成伤害。因此,拟建项目修井机械噪声对野生动物造成的影响在可接受范围内。

根据现状调查,受工程影响的野生动物均为常见种类,分布范围广,适应性强。项目完工后,随着植被的恢复、施工影响的消失,动物的生存环境得以复原,不会因局部生境破坏而导致种群消失或灭绝,部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地。因此,运营期不会对野生动物的活动产生影响。

6.6.3.4 土壤影响分析

运营期,油气开采很少在大面积范围内造成污染,影响主要是非正常工况下导致,如井下作业、管线泄漏等,会在附近形成局部污染,污染物如回收不及时可能对土壤环境产生一定影响。

1) 修井过程对土壤影响

运营期井场正常运行不会对井场外周围植被产生影响,但在修井作业过程中,若井下作业废液或落地油回收不规范、不及时,可能洒落至井场外,影响周边植被生长。因此,修井过程中使用接油盒加防渗布防止落地油产生。并要

求“铺设作业、带罐上岗”，废水全部收集处理。通过采取以上措施后，运营期修井作业不会对周围植被造成显著影响。

2) 泄漏事故对土壤影响

运营期采用密闭管输方式输送采出液，正常情况下，不会导致沿线土壤污染。非正常（事故）状况下，如集输管线泄漏，含油采出液和废气会对周边土壤产生不利影响。

运营期应加强对设备设施的管理，及时发现问题，及时维修，可使事故发生的概率降到最低。

6.6.3.5 对生态敏感区影响分析

运营期很少在大面积范围内形成污染，主要工程内容为井下作业，井下作业“铺设作业、带罐上岗”，井下作业废液依托风南 4 转油站采出水处理系统处理，经处理达标后回注，无外排。且根据调查，拟建项目距离生态敏感区平均距离 20km 以上，根据上文预测、分析结论，项目影响范围有限，因此运营期对生态敏感区影响较小。

6.6.4 闭井期生态环境影响分析及生态保护措施

6.6.4.1 生态环境影响分析

闭井期，油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。若不采取有效的生态保护措施，管线中残存的少量原油有可能对管线沿线的土壤和地下潜水造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。因此，闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，井场清理等工作还会产生部分废弃设备和废弃建筑残渣，对这些废弃设备、建筑残渣将进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定填埋场填埋处理。

闭井期，闭井期进场道路能够利用的继续保留，不能就地利用的自然恢复地表植被，尽可能对当地生态环境进行补偿。井场占地通过采取自然恢复措施后，使项目区内人工景观比例下降，有助于增加区域绿化面积、改善区域生态环境质量。

6.6.4.2 生态保护措施

按照《石油天然气开采业污染防治技术政策编制说明》（环境保护部公告 2012 年 第 18 号），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。根据环办环评函[2019]910 号文，对永久停用、拆除或

弃置的各类井、管道等工程设施应提出落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施要求。

6.6.4.2.1 设施处置措施

1) 站场处置措施

(1) 拆除建设站场时建设的相关构筑物，拆除设备及站场围墙，疏松已夯实和硬化的地面，清理场地及各种污染物，对拆除地面设施产生的垃圾及时外运，送至指定的垃圾填埋场处理，对于危险废物外运委托有资质单位进行处理；

(2) 根据站场所在区域未受油田开发干扰地貌情况全面进行地貌恢复，使废弃站场所在地貌与区域相协调。

2) 管线处置措施

(1) 对于废弃地下输油（气）管线主要采取进行清管处理，并填充清水，进行保压，留置地下，并不挖出；

(2) 清管废水用罐车拉运至附近站场进行处理，处理达标后回注地层，不外排。

6.6.4.2.2 生态保护措施

1) 严格限制施工活动范围，以红线作为标志，禁止将拆除设备堆放在划定范围以外，对土壤、植被造成破坏。

2) 控制机械噪声、车辆运输噪声，避免对动物生存环境的惊扰。

3) 加强对管线沿线人员的环境保护教育，提高其环保意识，禁止挖掘废弃管线，以避免对地表产生破坏和干扰，加速水土流失。

4) 保留各类绿化工程、生态保护措施，使油田开发区域生态环境功能不变。

5) 在退役期，可以作为当地交通等有用的道路，留用当地；对当地交通等无用的道路，应及时恢复林草种植，改善生态环境。

6.6.4.2.3 生态恢复措施

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）中四、加强事中事后监管（二十）提出要求：“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》（2019 年 1 月 1 日）、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）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。”

1) 井口及管线封堵措施

按照《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）和《废弃

井及长停井处置指南》(SY/T 6646-2017), 油气井退役或报废后, 应当在 6 个月内将打开的油气层和井口封闭。

根据建设单位实际运行情况, 废弃管线弃置前需进行清洗再拆除。拟建项目对于穿跨越段及后期可能需要利用的废弃旧管线经过清洗、空气吹扫后, 两端焊接盲板进行封堵, 不挖出; 实际施工过程, 确定需挖出管线, 挖出后能回收利用部分则拉运至风城油田作业区资产库进行回收利用, 不能利用的部分拉运至市政部门指定地点, 由当地环卫部门处置。

具体废弃井封井措施、废弃管线处置措施见 3.13.3 闭井期, 本节不再重复介绍。

2) 土壤、地下水修复措施要求

设备设施拆除后, 建议制定土壤及地下水调查方案, 根据调查方案结果再确定是否进行相应修复, 若调查方案显示地块土壤及地下水中污染物超出相应管控标准要求, 应制定具体的管控和修复措施, 若调查方案显示地块未超标, 则不需进行修复。本次报告仅提出相应的管控要求:

(1) 实施风险管控、修复活动, 不得对土壤和周边环境造成新的污染。

(2) 废水、废气和固体废物, 应当按照规定进行处理、处置, 并达到相关环境保护标准。

(3) 实施风险管控、修复活动中产生的固体废物以及拆除的设施、设备或者建筑物、构筑物属于危险废物的, 应当依照法律法规和相关标准的要求进行处置。

(3) 修复施工期间, 应当设立公告牌, 公开相关情况和环境保护措施。

(4) 修复施工单位转运污染土壤的, 应当制定转运计划, 将运输时间、方式、线路和污染土壤数量、去向、最终处置措施等, 提前报所在地和接收地生态环境主管部门。转运的污染土壤属于危险废物的, 修复施工单位应当依照法律法规和相关标准的要求进行处置。

3) 生态修复

(1) 生态保护措施

①废弃设备堆放区设置临时拦挡和截排水设施, 减少水土流失量。

②拆除设施应布置在井场内, 减少新增临时占地。施工结束后及时恢复植被。

(2) 生态恢复措施

①恢复原则

根据当地条件和因地制宜原则, 在生态恢复过程中, 应考虑其原有土地功

能，对生态环境进行恢复和重建。

②客土及植被选择

a、拟建项目采用项目所在位置性质相近的土壤作为生态恢复用土；

b、植被选择适应能力、生态作用大的本土植物种类，不宜采用外来物种进行植被恢复。

③土壤环境调查与监测

井场退役后，建设单位在对设施进行拆除后，应对设施所在区域土壤环境进行调查和监测，重点监测土壤中的石油类含量，判断其环境质量现状和污染情况，如果土壤中石油烃（C₁₀-C₄₀）含量较高，应对所在区域土壤采取专门恢复措施。

①恢复措施

拟建项目永久占地类型为裸土地，实际应全部恢复原有土地功能，保证土地数量不减少。具体修复措施已在 7.1.5 生态保护对策措施中 7.1.5.4 中进行了详细修复措施，本节不再重复介绍。

本报告中闭井期封井作业、生态保护措施和生态恢复措施均按照相关要求和指南进行整理，待将来工程实施时，由建设单位按照工程实际发生情况进行相应调整。

6.6.5 生态影响评价自查表

拟建项目生态影响评价自查表见表 6-47。

表 6-47 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目			
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 ☒ ；国家公园 ☐ ；自然保护区 ☐ ；自然公园 ☐ ；世界自然遗产 ☐ ；生态保护红线 ☐ ；重要生境 ☐ ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 ☐ ；其他 ☐			
	影响分析	工程占用 ☒ ；施工活动干扰 ☒ ；改变环境条件 ☐ ；其他 ☐			
	评价因子	物种 ☒ （梭梭等） 生境 ☐ （ ☐ ） 生物群落 ☐ （ ☐ ） 生态系统 ☒ （荒漠生态系统） 生物多样性 ☐ （ ☐ ） 生态敏感区 ☐ （ ☐ ） 自然景观 ☐ （ ☐ ） 自然遗迹 ☐ （ ☐ ） 其他			
评价等级		一级 ☐	二级 ☒	三级 ☐	生态影响简单分析 ☐
评价范围		陆域面积：（0.218）km ² ；水域面积：（/）km ²			
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ；遥感调查 ☒ ；调查样方、样线 ☐ ；调查点位、断面 ☒ ；专家和公众咨询法 ☒ ；其他 ☐			

价	调查时间	春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☒ ；冬季 ☐ 丰水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；平水期 ☐
	所在区域的生态问题	水土流失 ☒ ；沙漠化 ☐ ；石漠化 ☐ ；盐渍化 ☒ ；生物入侵 ☐ ；污染危害 ☐ ；其他 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☒ ；重要物种 ☒ ；生态敏感区 ☒ ；其他 ☐
生态影响预测与评价	评价方法	定性 ☒ ；定性和定量 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☐ ；重要物种 ☒ ；生态敏感区 ☒ ；生物入侵风险 ☐ ；其他 ☐
生态保护对策措施	对策措施	避让 ☒ ；减缓 ☒ ；生态修复 ☒ ；生态补偿 ☒ ；科研 ☐ ；其他 ☐
	生态监测计划	全生命周期 ☒ ；长期跟踪 ☐ ；常规 ☐ ；无 ☐
	环境管理	环境监理 ☐ ；环境影响后评价 ☐ ；其他 ☐
评价结论	生态影响	可行 ☒ ；不可行 ☐
注：“ ☐ ”为勾选项，可 ☒ ；“（）”为内容填写项。		

6.6.6 小结

1) 通过调查可知，评价区内生态系统以荒漠生态系统为主。工程建设会侵占土地，改变原有土地类型，从而影响到原有生态系统的结构功能。

2) 项目建设过程中应采取缩小工程占地、加快工程进度等措施减缓土地占用影响；从源头入手，控制原油落地、对落地油进行无害化处理等措施减缓各类污染物对生态的影响；对因项目建设而受影响的区域，采用植物修复法实施生态修复。

3) 施工期对生态环境的影响表现为破坏植被、占用土地等，施工对地表植被的破坏仅为短期的损毁，随着施工期的结束而消失。只要在施工期，加强对施工人员的管理，以及竖立警示牌，严格控制施工作业范围，施工期影响可得到有效控制。拟建项目在正常运营期间不会对生态保护红线区造成影响。

综上所述，项目施工期、运营期、闭井期将对周围生态环境产生一定影响，在采取有效的控制和处理措施后，项目对周围生态环境影响较小，可以控制在可接受程度之内。

6.7 固体废物对环境的影响分析

6.7.1 固体废物产生及排放情况

6.7.1.1 施工期固体废物产生及排放情况

施工期固废的性质及产生量见表 6-48。

表 6-48 各类固废的性质及产生量一览表

序号	名称	产生量 (t)	主要成分	固废分类		处置方式	排放量 (t/a)
				废物类别	危废代码		
1	一开、二开钻井固废	19686.0t	泥质、砂土	一般固废	/	施工结束后由钻井单位委托有能力的专业单位处置	0
2	三开钻井固废	4238.4t	泥、矿物油类	HW08	071-002-08	委托有危险废物处理资质的单位无害化处理	0
3	施工废料	0.18t	废焊条、废保温材料等	一般固废	/	尽可能回收利用，不能利用的拉运至固废填埋场处置	0
4	生活垃圾	17.76t	/	/	/	集中收集后运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置	0
5	废危化品包装材料	0.126t	氢氧化钠废包装袋	HW49	900-041-49	委托有危险废物处理资质的单位无害化处理	

6.7.1.2 运营期固体废物产生情况

运营期固废的性质及产生量见表 6-49，危险废物汇总表见表 6-50。

表 6-49 项目运营期固废一览表

序号	名称	产生量	主要成分	固废分类		处置方式	排放量 (t/a)
				废物类别	危废代码		
1	落地油	3.5t/a	矿物油、泥	HW08	071-001-08	回用至风南 4 转油站系统，自行利用	0
2	清罐底泥	552.7t/a	矿物油、泥	HW08	071-001-08	委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处理	0
3	浮油	35.53 t/a	矿物油	HW08	900-210-08	回用至风南 4 转油站系统，自行利用	0
4	废沾油防渗材料	3.5t/a	矿物油、废塑料	HW08	900-249-08	委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处理	0
5	废润滑油	0.35t/a	矿物油	HW08	900-217-08	回用至风南 4 转油站系统，自行利用	0

表 6-50 拟建项目运营期危险废物汇总表

装置	作业现场	采出水系统	集输系统	作业现场	设备维护
固体废物名称	落地油	浮油	清罐底泥	废沾油防渗材料	废润滑油
固废属性	危险废物	危险废物	危险废物	危险废物	危险废物
危险废物类别	HW08	HW08	HW08	HW08	HW08
固废代码	071-001-08	900-210-08	071-001-08	900-249-08	900-217-08
产生情况	核算方法	类比法	物料衡算	产污系数	类比法
	产生量	3.5t/a	35.53t/a	552.7t/a	3.5t/a
	形态	固态	液态	固态	固态
	主要成分	矿物油、泥	矿物油	矿物油、泥	矿物油、废塑料
	有害成分	矿物油	矿物油	矿物油	矿物油
产废周期	间断	间断	间断	间断	1a
危险特性	T, I	T, I	T, I	T, I	T, I
位置, 贮存周期	风城油田作业区危险废物贮存点 1, 无长期堆放				
处置措施	工艺	回用至风南 4 转油站系统	回用至风南 4 转油站系统	委托有资质单位处置	
	处置量	3.5t/a	35.53t/a	552.7t/a	3.5t/a
最终去向	自行利用	自行利用	委托处置	委托处置	委托处置

6.7.1.3 闭井期固体废物产生情况

闭井期地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃设备及建筑垃圾、落地油，废弃设备及建筑垃圾应集中清理收集，大部分可外售或回收再利用，不能回收再利用的外运至附近垃圾处理场处理。落地油作为危险废物应委托有资质单位拉运进行无害化处理。

6.7.2 固体废物转移、储存、处置措施

6.7.2.1 一般固体废物

施工期施工废料（废焊条、废保温材料）以及闭井期废弃设备及建筑垃圾属于一般工业固体废物，应按《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）进行管理与处置。施工废料部分回收利用，不能利用的由施工单位拉运至附近垃圾处理场处理；

一开、二开钻井固废最终委托专业单位进行处置，三开钻井固废、废危化品包装材料均委托有危险废物处置资质的单位无害化处理；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置。

拟建项目一般固废均采用可行的处理处置措施，对环境影响较小。

6.7.2.2 危险废物

6.5.2.2.1 施工期危险废物

拟建项目施工期三开固废为危险废物，三开钻井采用“泥浆不落地”工艺回收可用的油基泥浆后，由岩屑收集罐收集三开固废，定期交由有危险废物处置资质的单位进行转运及最终处置。

废危化品包装材料由施工单位定期交由有危险废物处置资质的单位进行转运及最终处置。

6.5.2.2.2 运营期危险废物

运营期危险废物依托风城油田作业区危险废物贮存点 1 贮存，该暂存场所已按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的要求，设置警示标志，并对地面进行防渗，满足防风、防雨、防晒要求，建立台账及管理制度。

1) 收集和贮存

(1) 危险废物的贮存和运输严格按照国家对危险废物处理的有关规定及自治区危险废物管理中心的有关规定执行。根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的要求，危险废物的储存应采取以下措施：

①危险废物临时存储场所按照桶装、袋装物质的区别制作标示牌对危险废物进行表示。

②危险废物贮存容器及材质要满足相应的强度要求；盛装危险废物的容器材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）；且完好无损。

③危险废物临时存储场所设置警示标志，配置通信设备、照明设施等；待危险废物贮存设施停用后，应请监测部门进行监测，表明已不存在污染时，方可摘下警示标志。

(2) 危险废物临时存储场所内清理出来的泄漏物，也属于危险废物，必须按照危险废物处理原则处理。

(3) 安全环保机构作为专门危险固废处置机构，主要负责危险固废的收集、贮存及处置。

(4) 按月统计危险废物种类、产生量、暂存时间、交由处置时间等。

2) 转移和运输

(1) 危险废物在储存、转移、处理过程中严格执行《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）五联单制度，并制定内部转移、转运制度；按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）相关要求处置和运输。

(2) 建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜，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。

(3) 应委托专业运输单位进行运输，运输过程防止扬散和洒漏。

(4) 运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

(5) 运输危险废物的人员，应当接受专业培训，经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。

(6) 运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府生态环境主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

3) 处置

拟建项目施工期三开产生的废弃油基钻井固废属于危险废物，委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处理。

运营期产生的危险废物中，落地油、浮油、废润滑油回用至风南 4 转油站采出液处理系统回用可行；清罐底泥、废沾油防渗材料均委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处理。

6.7.3 固体废物环境影响分析

6.7.3.1 一般固体废物环境影响分析

拟建项目不涉及一般固体废物。

6.7.3.2 危险废物环境影响分析

1) 危险废物贮存场所（设施）环境影响分析

(1) 贮存场选址可行性分析

拟建项目依托的风城油田作业区危废贮存点 1 已严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023) 的要求，设置警示标志，并对地面进行防渗，满足防雨、防晒、防风要求，建立台账及管理制度。贮存场所处位置地质结构稳定，地震烈度不超过 7 度，贮存场底部高于地下水最高水位，周边无易燃易爆等危险品仓库，附近无高压输电线，因此拟建项目贮存场选址是可行的。

(2) 危险废物产生量、贮存期限等环境影响分析

危废暂存场所基本情况见表 6-51。

表 6-51 拟建项目运营期依托危废暂存场所基本情况

序号	贮存场所名称	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1	风城油田作业区危废贮存点 1	落地油	HW08	071-001-08	85.73410749°， 46.17177720°， 拟建项目西侧约 15.8km 处	暂存	1500t	无明显周期
2		清罐底泥	HW08	071-001-08				
3		浮油	HW08	900-210-08				
4		废沾油防渗材料	HW08	900-249-08				
5		废润滑油	HW08	900-217-08				

拟建项目产生的危险废物全部委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处理。拟建项目运营期危险废物产生量较小，对环境影响较小。

(3) 危险废物贮存设施已配备照明设施和消防设施。

(4) 风城油田作业区危废贮存点 1 所采取防渗、防风、防雨、防晒措施，已按照《关于发布国家固体废物污染控制标准〈环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场〉（GB 15562.2-1995）修改单的公告》（生态环境部公告 2023 年第 5 号）设置环境保护图形标志，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求。

(5) 危险废物妥善收集暂存，无长期堆放，危险废物贮存期限符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 9 月 1 日）的有关规定，不超过一年。

(6) 已根据《危险废物产生单位管理计划制定指南》（环保部公告 2016 年第 7 号）等要求，填写《危险废物产生单位台账》，建立危险废物贮存的台帐制度，危险废物出入库已填写交接记录内容，记录上须注明危险废物的名称、来源、数量、特性和包装容器的类别、入库日期、存放位置、废物出库日期及接受单位名称。

(7) 危险废物贮存设施的关闭按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）及其修改单等有关规定执行。

(8) 危险废物对环境要素及环境敏感目标影响分析

拟建项目危险废物贮存周期短，挥发性低，对环境空气影响较小；拟建项目贮存场对可能产生泄漏、渗漏的途径均进行有效预防，在确保各项防渗措施得以落实，并加强维护和环境管理的前提下，可有效控制污染物外漏现象，对区域地表水、地下水、土壤及周边环境敏感目标环境影响较小。

2) 运输过程环境影响分析

(1) 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获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质。运输危

险废物的人员，应当接受专业培训，经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

(2) 危险废物公路运输按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部 公安部 交通运输部 部令 第 23 号）等相关规定执行。运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

(3) 运输单位承运危险废物时在危险废物包装上按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）设置标志。

(4) 运输车辆按相关要求设置车辆标志。

(5) 危险废物运输时的中转、装卸过程遵守如下技术要求：

① 卸载区的工作人员熟悉废物的危险特性，并配备适当的个人防护装备。

② 卸载区配备必要的消防设备和设施，并设置明显的指示标志。

③ 危险废物装卸区设置隔离设施，液态废物卸载区设置收集槽和缓冲罐。

建设单位已制定内部转移、转运制度，在转移、运输过程中严格执行《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）五联单制度。建设单位已根据《危险废物产生单位管理计划制定指南》（环保部公告 2016 年第 7 号）等要求，填写《危险废物管理计划》、《危险废物产生单位台账》，并向当地生态环境部门备案登记。

建设单位已与危险废物处置单位共同研究危险废物运输的有关事宜，运输路线尽量避绕饮用水水源保护区、居民集中居住区等环境敏感区域，并制定具体可操作的环境风险应急预案，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。

3) 处置影响分析

拟建项目涉及的危险废物的类别为 900-041-49、071-001-08、900-249-08、900-217-08、900-210-08。项目周边危险废物处置单位有克拉玛依顺通环保科技有限公司（6502040039），危废经营处置单位简介见表 6-52。

表 6-52 拟建项目周边危险废物经营处置单位

序号	许可证编号	许可证有效期	名称	经营设施地址	核准经营方式	核准经营危险废物类别	处理规模
1	6502040039	2019.8.30~2024.8	克拉玛依顺通环保科	克拉玛依乌尔禾区	收集、贮存、处置	含油污泥（071-001-08，水洗萃取装置），干化油泥（071-001-08，热解装	HW08 类 181 万 t/a，HW49 类其他废物 7 万

序号	许可证编号	许可证有效期	名称	经营设施地址	核准经营方式	核准经营危险废物类别	处理规模
		.29	技有限公司			置), 含油废液(071-001-08, 含油废液装置), 废矿物油(900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-203-08、900-204-08、900-209-08、900-210-08、900-213-08、900-214-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、251-003-08、900-249-08, 热解装置); HW49 类其他废物: 废防渗膜(900-041-49, 热解装置)	t/a, 另外具有危险废物运输资质《道路运输经营许可证》(新交运管许可克市字650205000271号)

综上所述, 拟建项目产生危废种类在周边有资质单位处理类别及能力范围内, 因此在严格落实以上收集、贮存、运输、处置规定要求, 确保危险废物得到有效处置的情况下, 拟建项目产生的固体废物对周围环境的影响不大。

6.7.4 闭井期固体废物环境影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生少量落地油, 应及时回收, 防止对局部区域造成污染, 以利于井场土地资源后续利用。回收后的落地油及时委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处理, 防止闭井期对周围环境造成新的影响。

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃设备、废弃建筑残渣, 对这些废弃设备、残渣将进行集中清理收集后外运。

6.7.5 小结

拟建项目各类固体废物依其性质不同, 分别得到合理有效处置, 项目固体废物不会有渗滤液外排, 综上所述, 在采取各项措施后, 拟建项目施工期、运营期、闭井期的各种固体废物均可得到妥善处置, 对环境空气、地表水、地下水及土壤环境影响较小。

6.8 环境风险评价

6.8.1 评价目的和评价重点

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素，建设项目建设和运营期间可能发生的突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境影响和损害因素，提出合理可行的防范、应急减缓措施，以使项目事故率、损失和环境影响达到可以接受水平。

本次环评根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）、《关于进一步加强环境影响评价管理 防范环境风险的通知》（环发[2012]77 号）和《关于切实加强风险防范 严格环境影响评价管理的通知》（环发[2012]98 号）对拟建项目进行环境风险评价，以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

6.8.2 评价依据

6.8.2.1 风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），拟建项目所涉及危险物质主要是原油（以采出液形式存在，含水 20%~40%）、天然气（原油伴生气）等，次生污染物 CO，钻井期柴油，另外还有生产运行中产生的危险废物，主要有落地油、清罐底泥、浮油、废沾油防渗材料、废润滑油。

拟建项目危险物质分布情况详见表 6-53。

表 6-53 拟建项目危险物质分布情况一览表

名称	风险单元		容积 (m ³)	存放位置	原油最大存在量 (t)	天然气最大存在量 (t)
井场柴油罐	40m ³ 拱顶储罐		40	施工期井场	柴油：34	/
新建油井单井集油管线	DN65	3.22km	10.68	集油管线内	3.91	0.202
玛 48H 单井集油管线	DN65	1.1km	3.65	集油管线内	1.33	0.069
集油支线	DN200	4.7km	147.58	集油管线内	53.98	2.795
备注：本表原油根据上文采出液密度、含水率折算为纯物质						

2) 生产工艺特点

拟建项目属于石油开采，涉及危险物质的使用和临时贮存，不涉及《国家

安全监管总局关于公布第二批重点监管危险化工工艺目录和调整首批重点监管危险化工工艺中部分典型工艺的通知》（安监总管三[2013]3 号）规定的危险工艺。

6.8.2.2 风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 C，Q 按下式进行计算：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ ——每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

拟建项目危险物质数量与临界量比值结果见表 6-54。

表 6-54 建设项目 Q 值确定表

时段	单元	物质名称	存储设施名称	设施规格及规模	最大在线量 q_i (t)	临界量 Q (t)	Q	单元 Q 值 Σ
施工期	井场柴油罐	柴油	柴油罐	40m ³	34	2500	0.0136	0.0136
运营期	新建油井单井集油管线	原油	集油管线	3.22km DN65	3.91	2500	0.0016	0.3304
		伴生气			0.202	10	0.0202	
	玛 48H 探井转采单井集油管线	原油	集油管线	1.1km DN65	1.33	2500	0.0005	
		伴生气			0.069	10	0.0069	
	集油支线	原油	集油管线	4.7km DN200	53.98	2500	0.0216	
		伴生气			2.795	10	0.2795	

备注：①原油在线量计算说明：因为拟建项目原油以采出液形式存在，以采出液中纯原油折算最大在线量；②原油密度、气油比、伴生气密度等参数来源于 3.3 油气资源概况章节。

综上，拟建项目危险物质数量与临界量比值 $Q_{\max}=0.3440 < 1$ 。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中附录 C 要求，当 $Q_{\max} < 1$ ，则直接判定该项目环境风险潜势为 I。

6.8.2.3 评价等级

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中的有关规定，风险评价工作等级划分见表 6-55。

表 6-55 风险评价工作级别表

环境风险潜势	IV、IV ⁺	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析

拟建项目环境风险潜势为 I，按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 A 要求风险评价可开展简单分析。

6.8.3 环境敏感目标概况

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）要求，结合拟建项目环境风险评价等级，确定环境风险敏感目标如下：

1) 大气环境敏感目标

以各井场为中心，半径 500m 范围及管线两侧 200m 范围的叠加区域内的居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构。经调查，拟建项目井场 500m 范围无敏感目标。

2) 地表水敏感目标

经调查，拟建项目周围无地表水敏感目标。

3) 地下水敏感目标

拟建项目地下水评价范围内无集中式饮用水源、分散式饮用水源地等地下水环境敏感目标。拟建项目地下水保护目标为地下水潜水层。根据水文地质调查，项目所在区域包气带防污性能为弱（D1）。

拟建项目环境风险敏感目标分布情况见表 6-56。

表 6-56 调查范围环境敏感目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	厂址周边 500m 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离 m	属性	人口数
	1	/	/	/	/	/
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					/
	大气环境敏感程度 E 值					E3
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围 km	
	1	/	/		/	
	内陆水体排放点下游 10km（近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍）范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/m	
	1	/	/	/	/	/
	地表水环境敏感程度 E 值					E3

地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	1	/	G3	III类	D1	/
地下水环境敏感程度 E 值						E2

6.8.4 环境风险识别

6.8.4.1 物质危险性识别

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018), 拟建项目所涉及危险物质主要是运营期原油(以采出液形式存在, 含水 40%左右)、天然气(原油伴生气)等, 次生污染物 CO, 钻井期柴油, 另外还有生产运行中产生的危险废物, 主要有落地油、清罐底泥、浮油、废沾油防渗材料、废润滑油, 理化性质见表 6-57。

表 6-57 拟建项目危险物质理化性质一览表

序号	物料名称	理化性质	物质类型	危险性描述	产生或使用环节
1	天然气(原油伴生气)	常温下为无色无臭气体, 沸点: -160°C , 闪点: -190°C , 相对密度: 0.45 (液化), 微溶于水, 自燃温度: $482^{\circ}\text{C}\sim 632^{\circ}\text{C}$, 爆炸极限(V%): 5~14, 燃烧分解产物为一氧化碳、二氧化碳、二氧化硫。	类别 2.3 毒性气体、 2.1 易燃气体	健康危害: 天然气、原油伴生气扩散和不完全燃烧产生的一氧化碳、二氧化硫对人体有毒害作用。急性中毒时, 可有头昏、头痛、呕吐、乏力甚至昏迷。病程中尚可出现精神症状, 步态不稳, 昏迷久者, 醒后可有运动性失语及偏瘫。长期接触原油伴生气者可出现神经衰弱综合症。	采油过程产生
2	原油	外观为黑褐色, 具有特殊气味的黏稠性油状液体; 相对密度 0.86~0.98, 分子量 280~300, 凝固点 $-8\sim 41^{\circ}\text{C}$	第 3 类: 易燃液体	危险毒性: 原油本身无明显毒性。遇热分解释放出有毒的烟雾, 吸入大量引起危害; 有刺激和麻醉作用, 吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪, 随之出现头昏、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状。 燃烧特性: 原油是由多种碳氢化合物组成的可燃性液体, 在一定温度条件下可以燃烧。闪点、燃点和自燃点是衡量物质易燃性的三个基本条件, 原油具有较低的闪点、燃点和自燃点, 具有很大的火灾危险性。	原油开采主要产品、产生危废主要成分
3	CO	常温下为无色无味气体; 沸点: -191.5°C , 难溶于水, 爆炸极限(V%): 12.5~74.2, 燃烧产物为二氧化碳。	2.1 易燃气体	危险特性: 是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物, 遇明火、高热能引起燃烧爆炸。 健康危害: 一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒: 轻度中毒者出现头痛、耳鸣、	火灾事故时产生的特征污染物

序号	物料名称	理化性质	物质类型	危险性描述	产生或使用环节
				心悸、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤黏膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、浅至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于50%。慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。	
4	柴油	外观稍有黏性的棕色液体；熔点-18℃，沸点282~338℃，相对密度（水=1）0.87~0.9。	第3类：易燃液体	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。对环境有危害，对水体和大气可造成污染。本品易燃，具刺激性。	施工期

6.8.4.2 生产系统危险性识别

1) 管道危险性识别

拟建项目集油管线输送介质为原油，管线主要采用埋地敷设方式。管线运行过程中常见的事故包括：因腐蚀穿孔造成泄漏；人为破坏导致管道泄漏。一旦发生泄漏，释放出的原油、天然气遇明火后产生的燃烧热辐射伤害和爆炸冲击波伤害，原油泄漏还可能造成土壤、地表水污染物。

2) 井场危险性识别

井场危险性分为施工期和运营期两个阶段。

在钻井过程中，当钻穿高压油气层时，因处理不当等原因可能造成井喷事故。井喷喷出的大量烃类气体会污染环境空气，原油覆盖植物、覆盖地层、污染土壤，若进入地表水体则造成地表水环境污染。

运营期集油管线有可能因腐蚀穿孔发生泄漏。运营期井下作业过程中，也可能由于人员误操作、地层压力波动等原因发生井喷。

3) 站场危险性识别

拟建计量站阀门、法兰、垫片、配件等选择不当或老化损坏造成的油气泄漏，或因异常原因超压，若安全泄压装置失灵，将造成超压导致油气泄漏，当泄漏后的油气遇明火可能会发生火灾、爆炸的风险，影响大气环境。原油覆盖植物、覆盖地层、污染土壤，若进入地表水体则造成地表水环境污染。

6.8.4.3 危险物质向环境转移的途径识别

根据石油开采特点，本次评价将从施工期和运营期两个时段分析可能产生的事故类型主要环境影响途径，详见表 6-58。

表 6-58 拟建项目主要事故类型、来源及影响环境的途径等

影响时段	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	可能影响的环境敏感目标
施工期	井喷	钻井过程	原油	①释放有毒污染物，引发火灾从而污染大气环境；	大气环境
				②原油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长；	地表水环境
				③原油泄漏进入地表水体，形成油膜，降低水体溶解氧浓度，使水质变差	地下水环境
运营期	井漏	钻井过程	钻井液等	钻井液等沿裂缝漏失进入地下水层，污染地下水水质	地下水环境
	火灾爆炸产生的次生污染	钻井过程	硫化氢、伴生气及次生污染物 CO 等	井喷产生的有害气体遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被	大气环境
	套管外返水	采油井	原油	固井质量不好、油井表层套管腐蚀或者固井水泥老化等，可能导致水泥环破裂及脱落，最终造成套管外返水，可能会穿透含水层污染承压水，对地下水环境造成影响	地下水环境

6.8.5 环境风险分析

6.8.5.1 井喷事故环境影响分析

1) 对周围人群影响分析

发生井喷后，若不能及时采取措施制止，即发生井喷失控，致使大量原油从井口敞喷进入环境当中，原油在喷射过程中若遇明火则会引发火灾等危害极大的事故。原油喷射最大的可能是形成垂直喷射，初始喷射由于井筒内有泥浆

液柱，因此喷出的原油中携带大量的泥浆和岩屑，将危害周围的道路、河流和植被等。

原油及伴生气的喷射释放速率，将随着井筒内的泥浆液柱压力减少而增大，当井筒内的泥浆喷完后，达到最大喷射释放速度，遇明火就会引发火灾，对周围的环境及人群造成影响。

2) 对大气环境影响分析

钻井过程中最大的风险事故是井喷失控事故，井喷失控可能引发系列环境风险事故。在钻井或修井过程中，若出现井喷失控，天然气在地层压力作用下将以极高的动能速度从井口喷出，若自始至终未遇火源，将在其自身动量与气象条件控制下，喷涌后与空气混合、扩散形成 H_2S 毒性云团，将造成严重的人员中毒伤亡，并对周围环境造成严重的污染。天然气喷射速率，将随着井内泥浆液柱的减小而增大，当井内的泥浆喷完后，达到最大喷射释放速率，其值取决于井的最大无阻流量。发生井喷的过程主要是泥浆溢流→井涌→井喷。在钻井过程中，井下监控措施监控发现井内泥浆溢流量达 $1m^3$ 时报警，达到 $2m^3$ 时马上采取关井措施。当所有关断措施全部失效，井口失控后，即发生井喷事故。由此看出，井喷不是突如其来的。

据不完全统计，中国在油气勘探开发的 40 年间（1950 年～1990 年），累计发生井喷失控事故 230 次，占完井总数的 2.41%，其中，井喷失控着火 78 次，占井喷失控总数的 34%，因此，井喷失控的事故率约为 0.603×10^{-4} 次/a，其中井喷失控着火事故率约为 0.203×10^{-4} 次/a，未着火事故率约为 0.4×10^{-4} 次/a。

3) 对土壤环境影响分析

若井喷喷出的是原油类混合物，由于原油会迅速渗透到土壤中，杀死土壤中的微生物，从而改变土壤成分，改变地表生态，遭受污染的地区可能在几十年甚至上百年的时间内都会寸草不生。许多研究表明，一些石油烃类进入动物体内后，对哺乳类动物及人类有致癌、致畸等作用。土壤的严重污染会导致石油烃的某些成分在粮食中积累，影响粮食的品质，并通过食物链，危害人类健康。井喷喷出的伴生气点火燃烧时将会对放喷点处及周边的土壤造成严重的危害和影响，一旦出现井喷要及时清理被污染的土壤。

3) 对井场周边植物的污染和影响

当井喷发生时，一般都会喷出一定量的钻井液于放喷口周边的自然植被上，使植物受到一定程度的污染；若喷出的伴生气遇到明火而燃烧，将产生强大的热辐射，进而造成热辐射污染，使周边的动植物受到灼伤。

4) 对水体的污染和影响

如井喷喷出的是原油和水的混合物，原油将在水面形成油膜而阻碍水体与大气之间的气体交换，使水质更容易恶化；油类黏附在鱼类、藻类和浮游生物上，致使生物死亡；原油污染还会使水产品品质下降，造成经济损失；若含油废水的排入超过了水体的自净能力，则易形成油污染，这些污染使河流、湖泊水体以及底泥的物理、化学性质或生物群落组成发生变化，从而会降低水体的使用价值，甚至危害到人的健康。

拟建项目在钻井期间采用防腐蚀的套管，并且设有相应的自动监测、控制、关闭井口的设备，可以实现远程控制，减小井喷发生的可能性；钻井采用较高密度的聚合物润滑防塌钻井液体系，同时也要尽量避免因钻井液密度过大而造成的油层污染。钻井中根据纵向上压力剖面的变化，适时调整钻进工艺及钻井液体系及压井液，保证油层被射开后既压住油气层，也可控制井喷。另外，各油井井口均设有防喷装置，为提高固井质量，采用 G 级抗高温水泥固井，同时固井中采用油层部位每 20m、其余部位每 50m 加一个弹性扶正器的方式以提高固井质量。通过以上措施可有效预防井喷事故发生。

6.8.5.2 管线泄漏事故对环境的影响

1) 对环境空气影响分析

原油泄漏事故发生时，伴生气（烃组分等）逐渐挥发进入大气，会对事故现场空气环境产生影响，局部大气中烃类浓度可能高出正常情况的数倍或更多，但不会超过井喷时因伴生气排放对大气的影 响强度，更不会导致大气环境的明显恶化。

一般来说，输油管线泄漏风险事故的触发因素多为设备（包括管线、阀门或其他设施）腐蚀、材质缺陷或操作失误等，有毒有害的危险物质 CH_4 泄漏至空气中，对周围大气环境造成污染；对于可能引发火灾、爆炸事故的的危险物质 CH_4 ，还需要考虑到伴生/次生污染物如 CO 的排放引发的环境影响。

环评建议实际操作应严格执行《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日）、《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）等安全和运行管理要求。管线试运行后，应进行一次智能检测，并与基础资料进行对比，以便发现管线施工缺陷和制造缺陷，以后定期开展检测工作。根据沿线情况定期对管线进行巡线检查，在其他灾害发生时应加密巡查。对管线周围的居民做好事 故应急宣传，以保证一旦发生管线泄漏事故时，可能受影响的居民能作出正确反应。同时管线沿线应保持各种线路标志清晰，巡线员按照相关规定定期巡线，

发现危及管线安全的情况及时处理和汇报。

2) 对地表水的影响分析

采出液泄漏事故发生时，在非雨天且原油泄漏点距水体较远的前提下，因为原油的黏稠特性，流动缓慢，一般情况下不会直接污染地表水体。拟建项目管线距离地表水体较远，在及早发现事故并采取堵截措施后，采出液泄漏事故不会对其产生影响。

3) 对生态的影响

事故性采出液的大规模泄漏可影响水域与草甸生态系统，降低水域生产力，危害动物与植物生长。其中，对植物的影响尤为显著，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中黏附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。总之，采出液泄漏会引起植被退化，会改变生态系统各组成成分的生态位置，改变群落组成、生态系统结构及对人类的服务功能，对生态系统产生显在与潜在的累积影响。需要对事故采出液污染扩散面积进行定量测算。

采用渗透性地表扩散模式（aisbeck 和 Mohtadi, 1975）计算污染面积，如下式所示：

$$S = 53.5\alpha W^{0.89}$$

式中： α ——土壤阻隔系数，取 0.2；

S——污染面积， m^2 ；

W——泄漏体积， m^3 。

泄漏质量由原油理论泄漏速率和时间乘积，同时根据拟建项目开发指标预测计算确定。

在实际生产过程中，由于采取了压力检测与控制等措施，加之作业现场有人员巡视，发现泄漏时会及时采取关停措施，关停时间一般不超过 30min。

本次评价选取输送能力最大的新建计量站至现有风南 4 转油站集油支线（4.7km，DN200），集油管线由于开裂或腐蚀磨损等原因，造成采出液少量泄漏。参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 E，设定拟建项目集油管线破裂泄漏孔径为全管径泄漏计算，集油管线泄漏 30min 污染统计情况见表 6-59。

表 6-59 集油管线污染统计表

管线类型	泄漏时间	泄漏量 (m^3)	污染面积 (m^2)	污染半径 (m)
新建计量站至现有风南 4 转油站集	30min	7.13	61.5	4.4

油支线 (4.7km, DN200)				

根据计算,集油管线破裂后污染面积为 61.5m^2 ,污染半径为 4.4m。管线沿途主要为裸土地、灌木林地,且植被稀少,采出液泄漏可能会对生态及土壤产生不利影响。

采出液泄漏事故发生时,生产单位会按照应急预案及时关闭生产,及时清理污染土壤及其他污染物,最终委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处理。

因此,建设单位在加强巡井、巡线检查,及时发现泄漏并采取措施的情况下,事故对土壤及生态的影响较小,建设单位通过巡线及时发现泄漏的管线,泄漏发生后按照应急预案及时关闭生产管线,采取现场污染物治理措施,将受污染的土壤委托有危废处理资质的单位进行无害化处理,对周围环境影响较小。

4) 土壤环境影响分析

采出液泄漏至周边土壤,会导致土壤污染,对周边植物的影响尤为显著,原油黏附于枝叶,阻止植物进行光合作用,可使植物枯萎死亡。由于原油会迅速渗透到土壤中,在土壤中黏附于植物根系,杀死土壤中的微生物,可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。遭受污染的地区可能在几十年甚至上百年的时间内都会寸草不生。许多研究表明,一些石油烃类进入动物体内后,对哺乳类动物有致癌、致畸等作用。因此,在发生泄漏事故后,应及时清理被污染的土壤。

综上,集油管线泄漏事故在及时采取应急措施后,对周围环境影响较小。

6.8.6 环境风险防范措施及应急要求

6.8.6.1 风险防范措施

1) 常规环境管理措施

(1) 严格执行国家的安全、卫生标准规范及相关的法律法规。

(2) 制定安全生产方针、政策、计划和各种规范,完善安全管理制度和安全操作规程,建立健全环境管理体系和监测体系,完善各种规章、制度和标准。

(3) 对施工单位及人员定期进行环保、安全教育,增强职工的环保意识和安全意识。

(4) 在施工、选材等环节严守质量关,加强技术工人的培训,提高操作水平。

(5) 总结经验,吸取教训,研究各种定型事故,充分吸取教训,并注意在技术措施上的改进和防范,尽可能减少人为的繁琐操作过程。

2) 井喷事故风险防范措施

(1) 钻进中遇有钻时突然加快、蹩跳、放空、悬重增加、泵压下降等现象，应立即停钻观察并提出方钻杆，根据实际情况采取相应措施。

(2) 钻进中应有专人观察记录泥浆出口管，发现泥浆液面升高、油气浸严重、泥浆密度降低、黏度升高等情况时，应停止钻进，及时汇报，采取相应措施。

(3) 起钻过程中，若遇拔活塞，灌不进泥浆，应立即停止起钻，接方钻杆灌泥浆或下钻到底，调整泥浆性能，达到不涌不漏，进出口平衡再起钻。

(4) 下钻要控制速度，防止压力激动造成井漏。必须分段循环，防止后效诱喷；下钻到底先顶通水眼，形成循环再提高排量，以防蹩漏地层中断循环，失去平衡，造成井喷。

(5) 钻开油气层前，按设计储备足够的泥浆和一定量的加重材料、处理剂；钻开油气层起钻，控制起钻速度，不得用高速，全井用低速起钻，起完钻立即下钻，尽量缩短空井时间。

(6) 完井后或中途电测起钻前，应调整泥浆，充分循环达到进出口平衡，钻头起到套管鞋位置应停止起钻，进行观察，若发现有溢流应下钻到底加重，达到密度合适均匀、性能稳定、溢流停止，方可起钻。

(7) 完井电测时要有专人观察井口，每测一趟灌满一次泥浆，发现溢流，停止电测作业，起出电缆或将电缆剁断，强行下钻，若电测时间过长，及时下钻通井。

(8) 钻井工程设计工作中应该充分考虑 H_2S 对人体的中毒危害和对井下钻具、工具、油套管、井口的腐蚀问题，以及对橡胶造成的老化和对钻井液的污染问题。拟建项目采用新的钻井技术，并采用防止 H_2S 腐蚀的套管，并且设有一系列自动监测、控制、关闭井口的设备，可以实现远程控制，减小井喷发生的可能性。

(9) 发生伴生气扩散时，应及时进行井控，争取最短时间控制井喷源头，尽可能切断泄漏源。含 H_2S 伴生气扩散时间短，通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中 H_2S 浓度，可通过消防车喷雾状水溶解将大气污染物转化为地表水污染物。

(11) 钻井过程中一方面要防止地层坍塌而采用较高密度的聚合物润滑防塌钻井液体系，同时也要尽量避免因钻井液密度过大而造成的油层污染。钻井中根据纵向上压力剖面的变化，适时调整钻进工艺及钻井液体系。另外，油井均采用套管完井，为提高固井质量，采用 G 级抗高温水泥固井，同时固井中采

用油层部位每 20m、其余部位每 50m 加一个弹性扶正器的方式以提高固井质量。通过以上措施可有效预防井喷事故发生。

3) 管线泄漏事故风险防范措施

为尽量避免井场内管线及设备破裂事故的发生，减轻泄漏事故对环境的影响，应该采取以下的预防措施：

(1) 管理措施

①管线敷设线路应设置永久性标志，提醒人们在管线两侧 20m~50m 范围内进行各项施工活动时注意保护管线，减少由此可能造成的事故。

②严禁在管道线路两侧 50m 范围内修筑大型工程，在 10m 范围内禁止种植乔木、灌木及其他深根植物。

③加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件。

④制定巡线制度，并设置专门巡线工，定时对管道进行巡视；密切关注管道沿线环境的变化，包括沿线设施的完好性、沿线违法占压、安全保护范围内的违章施工、周边变化情况等。

⑤风城油田作业区设有管道监控系统，监控中心至少 2h 查看一次外输液量，发现瞬时流量波动超过 10%时通知基层队落实原因，并上报风城油田作业区调度。

⑥站场、计量站、井场之前管线均设有阀门，当管道发生意外事故破裂，发生压力急剧下降，可将阀门关闭，截断进站管道，将事故限制在局部范围内。

(2) 加强防腐措施

①根据设备、容器和埋地管线所处的不同环境，采用相应的涂层防腐体系。

②外输管线选用自身防腐材质。

③建立防腐监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

(3) 加强施工质量监督，保证施工质量符合建设标准。

针对拟建项目特点，本次评价建议在设计、施工、运营阶段应考虑下列安全防范措施，以避免事故的发生：

①若钻遇含硫油气层，应严格执行《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2017）的规定，采取预防措施，防止和减轻硫化氢溢出的危害。

②设备布置严格执行国家有关防火防爆的规范、规定，设备之间保证有足够的安全距离，并按要求设计消防通道。电气设备必须有防爆措施和防雷设施，以及接地装置。在伴生气总管及空气总管上宜装设防爆板或防爆阀。在伴生气管道上应设高压报警装置。生产及输配的所有设备和管道应经常检查，严防跑、

冒、滴、漏。管道应有紧急切断装置及连锁装置。井场及钻井设备的摆放应考虑当地季风风向，尽量让季风畅通，设置风向标或飘带。井场值班室、工程室、泥浆室应在井场季风的上风口。

③配备足够的正压呼吸器，并放在使用方便、清洁的地方，定期检查，做好记录；配 H_2S 超标报警仪。第一级报警值应设置在 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ，但不启动报警音响，仅向施工人员提示 H_2S 的浓度值；第二级报警值设置在 $20\text{mg}/\text{m}^3$ 。空气中 H_2S 含量接近 20ppm 时，工作人员必须佩戴正压呼吸器，且不能一人单独作业，以便于救护。一旦发现 H_2S 含量超标，应迅速往上风口转移，确保安全。

④设备、管道、管件等均采用可靠的密封技术，使储存等过程都在密闭的情况下进行，防止易燃易爆物料泄漏。

⑤在可能有气体泄漏或聚集危险的关键地点装设检测器，报警信号送到控制室和消防门，并建立定期巡回检查制度。

⑥对火灾爆炸危害场所内可能产生静电危害的物体采取工业静电防范处理措施。

⑦在生产岗位设置事故柜和急救器材、救生器防护面罩、护目镜、胶皮手套、耳塞等防护、急救用具、用品。

⑧属地单位领导应该提高对突发性事故的警觉和认识，作到警钟长鸣。安全环保科由企业领导直接领导，全权负责。主要负责检查和监督安全生产和环保设施的正常运转情况。对安全和环保应建立严格的防范措施，制定严格的管理规章制度，列出潜在危险的过程、设备等清单，严格执行设备检验和报废制度。

⑨职工安全生产的经验不足，一定程度上会增加事故发生的概率，因此企业对生产操作工人必须进行上岗前专业技术培训，严格管理，提高职工安全环保意识。

⑩企业对具有高危害设备设置保险措施，可设置消防装置等必备设施，并辅以适当的通讯工具，定期进行安全环保宣传教育以及紧急事故模拟演习，提高事故应变能力。

4) 防火防爆安全对策措施

(1) 工艺必须安全可靠，便于操作。设计中所选用的管道、管件及阀门等材料，应保证有足够的机械强度及使用期限。管道的涉及、安装、试压等技术条件应符合国家标准和规范。

(2) 部分设备与仪器必须从有资质的生产厂家购买，其设计制造必须符合国家有关标准，必须有严格的质量检查验收，消除设备本身的不安全因素。

(3) 配置应急工具和消防设施, 包括一定数量的防毒面具、自给式空气呼吸器, 一定数量的手提式干粉灭火器, 定期组织演练, 并会正确使用。

(4) 各装置均选择成熟、可靠、先进、能耗低的工艺技术和设备, 严防“跑、冒、滴、漏”, 实现全过程密闭化生产, 减少泄漏、火灾、爆炸和中毒的可能性, 在设计中考虑余量, 具有一定的操作弹性。具体采取以下防范措施:

①工艺系统以及重要设备均设立安全阀、爆破片等防爆泄压系统;

②定期对设备、管道、阀门等进行检查和维修, 并做好运转记录;

③设备设置静电接地装置及防雷接地装置, 并定期检查, 保证设备正常使用;

④对运输车辆配备 GPS 定位仪、防护工具;

⑤当装置发生火灾或爆炸时, 应根据事故级别启动应急预案。

5) 其他管理措施

针对拟建项目特点, 本次评价建议在设计、施工、运营阶段应考虑下列安全防范措施, 以避免事故的发生:

(1) 设备布置严格执行国家有关防火防爆的规范、规定, 设备之间保证有足够的安全距离, 并按要求设计消防通道。电气设备必须有防爆措施和防雷设施, 以及接地装置。在伴生气总管及空气总管上宜装设防爆板或防爆阀。在伴生气管线上应设高压报警装置。生产及输配的所有设备和管线应经常检查, 严防跑、冒、滴、漏。管线应有紧急切断装置及连锁装置。井场应考虑当地季风风向, 尽量让季风畅通, 设置风向标或飘带。

(2) 设备、管线、管件等均采用可靠的密封技术, 使储存等过程都在密闭的情况下进行, 防止易燃易爆物料泄漏。

(3) 对火灾爆炸危害场所内可能产生静电危害的物体采取工业静电防范处理措施。

(4) 在生产岗位设置事故柜和急救器材、救生器防护面罩、护目镜、胶皮手套、耳塞等防护、急救用具、用品。

(5) 建设单位领导应该提高对突发性事故的警觉和认识, 作到警钟长鸣。安全环保部门由企业领导直接领导, 全权负责。主要负责检查和监督安全生产和环保设施的正常运转情况。对安全和环保应建立严格的防范措施, 制定严格的管理规章制度, 列出潜在危险的过程、设备等清单, 严格执行设备检验和报废制度。

(6) 职工安全生产的经验不足, 一定程度上会增加事故发生的概率, 因此企业对生产操作工人必须进行上岗前专业技术培训, 严格管理, 提高职工安全

环保意识。

(7) 企业对具有高危害设备设置保险措施，可设置消防装置等必备设施，并辅以适当的通信工具，定期进行安全环保宣传教育以及紧急事故模拟演习，提高事故应变能力。

7) 选址总图布置

拟建项目开发区域属城市建成区以外，符合《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》(SY/T 5225-2019) 的要求。拟建项目各区域的间距符合防火防爆要求。

6.8.6.2 应急预案

1) 应急预案编制情况

风城油田作业区自成立以来，已经稳定生产多年，目前风城油田作业区已经有 1 套成熟的风险应急预案，《突发环境事件应急预案》包括突发环境事件综合应急预案、专项应急预案以及现场处置方案。应急预案内容包含组织机构及职责、预防与预警、信息报告程序、应急处置、应急物资与装备保障等。风城油田作业区的应急预案取得了备案，备案编号：650205-2022-014-L。

拟建项目开发区域位于克拉玛依市乌尔禾区，风城油田作业区已在很多区块进行了产能开发，并通过处理建设及运营过程中遇到的风险事故不断完善了应急预案。因此，拟建项目的应急预案依托现有风城油田作业区应急预案基本可以满足风险应急的需求。拟建项目实施后，建设单位应对照《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发[2015]4号）相关规定，判断企业是否存在需要进行突发环境事件应急预案修订，如存在进行修订的情形，应及时组织人员对突发环境事件应急预案进行修订，修订后的突发环境事件应急预案发布之日起 20 个工作日内应完成变更备案。

2) 应急体系

风城油田作业区突发环境事件应急预案包括综合应急预案、专项预案、现场处置方案等。如发生需要上级主管部门调度本区域内各方面资源和力量才能够处理的事故时，与上级应急预案相衔接，由上级应急指挥部门进行处理处置。

现有突发环境事件应急预案向上与克拉玛依市突发环境事件应急预案、中国石油新疆油田分公司突发环境事件应急预案衔接。

3) 应急响应

在风城油田作业区、克拉玛依市政府相关部门领导下，建立健全应急体制，落实应急职责，实行分级响应、快速启动、各部门协调配合联动的应急工作责

任制，充分发挥各级应急机构的作用。超出本级应急处置能力时，应及时请求上一级应急救援指挥机构启动上一级应急预案。当发生依靠自身力量无法完全解决的突发环境事件时，由应急处置办公室上报风城油田作业区应急指挥中心，由风城油田作业区应急指挥中心上报中国石油新疆油田分公司和地方政府值班室，启动预警或响应。

4) 应急联动

(1) 属地单位将区域地方政府应急预案的各执行及相关部门落实，并予以及时联系，确保发生事故时能够第一时间将事故信息进行反馈，并在发生不可控的重大事故时请求地方政府应急指挥中心采取指挥行动；

(2) 事故发生后，事故点所属的地方政府在接到拟建项目应急指挥中心的报告后，要第一时间按照“统一指挥、属地为主、专业处置”的要求，立即成立由所属各相关部门领导参加的现场指挥部，指挥协调公安、交通、消防、环保和医疗急救等部门应急队伍先期开展警戒、疏散群众、控制现场、救护、抢险等救援行动，控制事态扩大；

(3) 事故发生后，事故点所属的地方政府应急主管部门在接到拟建项目应急部门的报告后，根据突发公共事件发展态势，组织派遣应急处置队伍，协助事发地做好应急处置工作，并做好启动预案的各项准备工作。公共安全与应急委员会办公室要密切跟踪事件发展态势，掌握事发地应急处置工作情况，及时传达上级领导批示和要求，并做好有关综合协调和督促落实工作；

(4) 发生特别重大事故，采取一般处置措施无法控制和消除其严重危害时，由地方政府请求上级人民政府和有关方面给予支援；

(5) 实施扩大应急时，地方政府有关部门（单位）要及时增加应急处置力量，加大技术、装备、物资、资金等保障力度，加强指挥协调，努力控制事态发展；

(6) 确定地方政府各部门到达事故现场最近路线；

(7) 确定应急指挥中心配合地方政府、附近企业单位应急指挥中心的人员责任和任务；

(8) 配合地方生态环境局进行溢油的监视监测工作；对受污染水域的水质监测工作；组织污染事故的现场清除工作；回收溢油以及污染物的处理工作（包括临时储存地点的选择、处理方法的确定以及监督管理等工作）；受污染水域生态环境的恢复与监测工作；

(9) 联系地方公安局，请其协助负责污染区域以及应急反应相关区域的公共安全工作；对污染现场及相关区域的警戒工作；应急反应过程中交通秩序的

维护；对污染现场的防火、防爆的监督管理；

(10) 联系地方气象局，请其协助负责为应急反应工作提供及时气象信息及预报信息；

(11) 在进行定期演练时，要配合地方政府应急预案，确定和完成在预案中的任务，避免发生重大事故时出现救援冲突和救援遗漏现象；

(12) 将各地方政府的突发公共事件总体应急预案纳入培训学习的安排中，并将其列入事故应急演练执行过程中；

(13) 将工程应急预案各执行部门与沿线各地方政府应急预案各执行部门的人员名单、联系方式等明确纳入到应急预案当中。

6.8.6.3 应急处置措施

1) 井喷失控处置措施

(1) 发出井喷信号，关闭井场范围内的所有引火源；

(2) 迅速封闭事件现场，撤离无关人员至安全区域；禁止无关人员进入现场，并实行交通管制；禁止外人进入现场，控制事态发展；

(3) 当井喷伴有可燃气体时，架设足够的防爆通风设备，降低可燃气体浓度；监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

(4) 井场四周围堤，迅速开挖排污池并将喷出物引流至排污池，减少环境污染；

(5) 针对井喷不同情况采取有效抢险措施实施关井；

(6) 视喷出物种类、数量，结合本区块相关资料，用合适密度的压井液，实施压井作业。施工时，不能在施工现场同时进行可能干扰抢险施工的其他作业。

(7) 当出现如下情况时，应组织遇险人员紧急撤离。

①井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全或引起重大火灾无法控制时；

②由于各种原因导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

③由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

2) 管道泄漏处置措施

(1) 立即停输：切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域。

(2) 限制漏油扩散：根据漏油点位置明确漏油类型（陆地漏油和水中漏

油)，估算泄漏量，制定现场拦油方案与设施，避免污染面扩大；并对漏油点附近其他管道或电缆采取必要的保护措施。

(3) 隔离疏散：立即采取隔离和疏散措施，避免无关人员进入事件发生区域，并合理布置消防和其他救援力量；及时疏散受影响区域附近的居民，并通知停用一切明火。

(4) 警戒：管道泄漏初始警戒范围不低于 60m，并设置明显警示标识；根据情况决定周边群众疏散的范围。

(5) 监测：监测组人员携带便携式气体检测仪对泄漏现场可燃气体、有毒气体浓度进行检测，提供警戒疏散范围参考依据；对于受限空间作业，还需对氧含量进行检测；加强救援人员的个人防护。

(6) 救护：迅速将受伤、中毒人员转移到泄漏点上风侧或其他安全地带，现场处置组先期对其进行急救，同时拨打急救电话进行报警，送往医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材。

(7) 排查地下设施：排查管道泄漏现场周围 50m 是否存在交叉或并行的明渠、暗渠、管涵及其走向，当发现原油流入其他单位所辖设施内，应立即联系相关单位业主，查清原油流向，避免形成爆炸空间，杜绝次生灾害的发生。

(8) 地下设施防爆处置：对泄漏原油进行明渠、暗渠、管涵内进行泡沫或惰性气体覆盖、水雾稀释等有效措施，在确保安全情况下进行开挖。

(9) 扩大疏散：请求地方政府对泄漏原油可能进入的明渠、暗渠、管涵及沿途危险区域等进行封锁、人员疏散，禁止一切明火等措施。

(10) 环境控制：当事件发生区域的可燃物料存量较多时，应尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组制定方案。

(11) 联动：配合政府信息发布，与政府现场应急指挥部人员信息互通，跟踪记录现场应急处置过程。

(12) 物资供应：接收、登记外部进场的救援物资；转送、保管、调配、发放现场救援物资。

(13) 开挖：开挖作业坑，消防车对开挖现场下方可能存在暗渠（涵）的施工过程进行喷打泡沫液等消防监护，以防液压破碎锤或铲斗撞击到石块、预制板等坚硬物体产生火花。

(14) 抢险：对于断裂或大面积撕裂的管道按程序进行封堵、换管等抢修作业；对于油气浓度超标的现场，采取吹扫、泡沫覆盖等进行油气稀释与隔离，确保动火安全。

(15) 实时技术指导：管道抢修过程中，专家组应根据危险区的危害因素和事件现场发展趋势进行动态评估，及时提出指导意见；当现场失控，危及维抢修人员生命安全时，应立即指挥现场全部人员撤离至安全区域。

(16) 后勤：统一调配现场车辆，备足一定数量的防爆对讲手机，联系临近宾馆、饭店，提供现场指挥部及被疏散群众的交通、通信、食宿等工作、生活保障。

(17) 危废处置：抢修完毕，及时清理现场，按照法律法规要求，按照事先与地方有处置资质单位签订的危险废物处置协议，对废弃物和污染物进行妥善处置。

3) 火灾爆炸处置措施

当以上泄漏情况引发火灾甚至爆炸时，尽快采取以下措施：

(1) 现场处置组立即阻断引火源，并组织灭火；

(2) 警戒组采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发危险区域，并合理布置消防和救援力量；

(3) 现场处置组组织医疗专家对受伤人员进行紧急救治，迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，同时保障治疗药物和器材供应；

(4) 根据油气储存设施特点及风向，合理组织扑救工作；在扑救火灾过程中，应有足够数量的灭火用水、泡沫液、消防车辆装备，以应对沸溢和喷溅等突发情况；火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

(5) 在扑救的同时，采取防泄漏、防扩散控制措施，防止火势蔓延；当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；对附近受威胁的油气储存设施，及时采取冷却、倒罐、置换、泄压等措施，防止升温、升压而引起次生或衍生火灾爆炸；

(6) 条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

(7) 当疏散现场周边大面积人群时，现场应急指挥部应协助当地政府机构做好相关工作；

(8) 灭火完毕后，继续冷却至常温状态，清理火灾现场，组织力量对泄漏管道、设施进行封堵、抢修，同时随时准备利用消防水掩护对泄漏点的封堵抢修作业。

6.8.6.4 应急物资与装备保障

拟建项目应急救援物资与装备保障依托风城油田作业区现有配备的应急物资及装备，均位于拟建项目生产区域周边，且应急预案及应急物资均在有效期内，事故状态下可及时拉运到现场用于应急处置，因此，现有应急物资满足拟建项目需求。

6.8.6.5 应急监测计划

1) 适用范围

适用项目范围内发生的环保事故和应急情况的监测。

2) 应急监测措施

(1) 环保监测站接到环保事故信息后，根据接报的情况判断可能的污染物质，进行应急准备，并立即组织有关人员，分别进行现场的监测采样和实验室的准备工作。

①人员及采样容器准备。技术人员 1 名、实验室人员 1 名、采样人员 2 名，采样容器要备足。

②化验室分析人员取样后，应快速、准确的完成样品的分析，出具数据和保存，并保留样品。

(2) 化验室在接到环境事故信息后，必须在最短时间内到达目的地采样，一般不超过 30min。

(3) 当对某种污染物缺少监测手段时，安全环保科负责对外请求支援的联系与协调。

(4) 监测数据可用电话或书面的形式以最快速度上报应急指挥中心。

(5) 应急监测应做到当事故发生直到事故最终处理终结的全过程监测，其监测频次以满足较少损失和事故处理以及事故发生后的生产恢复的需求。

3) 应急监测布点原则

根据《突发环境事件应急监测技术规范》(HJ 589-2021) 中 6.2.1 布点原则，采样断面(点)的设置一般以突发环境事件发生地及可能受影响的环境区域为主，同时应注重人群和生活环境、事件发生地周围重要生态环境保护目标及环境敏感点，重点关注对饮用水水源地、人群活动区域的空气、农田土壤、自然保护区、风景名胜区及其他需要特殊保护的区域的影响，合理设置监测断面(点)，判断污染团(带)位置、反映污染变化趋势、了解应急处置效果。

应根据突发环境事件应急处置情况动态及时更新调整布设点位。对被突发环境事件所污染的地表水、大气、土壤和地下水应设置对照断面(点)、控制断

面（点），对地表水和地下水还应设置削减断面（点），布点要确保能够获取足够的有代表性的信息，同时应考虑采样的安全性和可行性。对突发环境事件固定污染源和移动污染源的应急监测，应根据现场的具体情况布设采样断面（点）。

4) 应急监测方案

拟建项目环境风险应急监测方案详见表 6-60。

表 6-60 风险事故情况下环境应急监测方案一览表

时间	监测要素	监测点位		监测项目	监测频次	执行标准	监测方式
环境风险事故	大气环境	对照断面	事故地点上风向	非甲烷总烃、一氧化碳	事故发生及处理过程中进行实时监测，过后30min一次直至应急结束	一氧化碳执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告2018年第29号）二级标准要求，非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》（1997年）中推荐值（2.0mg/m³）	自行监测或委托检测
		控制断面	下风向距离最近的敏感点	非甲烷总烃、一氧化碳			
	土壤环境	对照断面	污染区附近土壤	石油烃类（C ₁₀ ~C ₄₀ ）		石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中筛选值要求	
		控制断面	受污染处土壤				

备注：监测频次主要根据现场污染状况确定。事件刚发生时，监测频次可适当增加，待摸清污染变化规律后，可适当减少监测频次。

5) 应急监测设施

针对风险事故状况下的应急措施，风城油田作业区应配备必要的仪器设备，建议设备配置情况见表 6-61。

表 6-61 应急监测仪器配备情况一览表

序号	仪器	数量
1	便携式可燃气体检测仪	2
2	便携式 COD 测定仪	1
3	化学分析试剂	若干
4	便携式复合气体检测仪	1
5	便携式复合气体检测仪	1
6	便携式复合气体检测仪	1
7	便携式多功能气体检测仪	2
8	便携式多种气体检测仪	2
9	便携式多功能气体检测仪	1
10	便携式硫化氢检测仪 BF90	2
11	便携式硫化氢检测仪（含四合一气体检测仪）	4
12	化学分析试剂	若干

6) 质量保证和质量控制

(1) 采样与现场监测的质量保证及质量控制

①采样与现场监测人员应具备相关经验，掌握突发环境事件布点采样技术，熟知采样器具的使用和样品采集、保存、运输条件。若进入危险区域开展采样及现场监测，应经相关部门同意，在保证安全的前提下方可开展工作。

②采样和现场监测仪器应进行日常的维护、保养，确保仪器设备保持正常状态，仪器离开实验室前应进行必要的检查。

③应急监测时，允许使用便携式仪器和非标准监测分析方法，但应对其得出的结果或结论予以明确表达。

(2) 样品管理的质量保证和质量控制

①应保证样品从采集、保存、运输、分析、处置的全过程均有记录，确保样品处在受控状态。

②样品在采集和运输过程中应防止样品被污染及样品对环境的污染。运输工具应合适，运输中应采取必要的防震、防雨、防尘、防爆等措施，以保证人员和样品的安全。

(3) 实验室分析的质量保证和质量控制

①实验室分析人员应熟练掌握实验室相关分析仪器的操作使用和质量控制措施。

②实验室分析仪器应在检定周期或校准有效期内使用，进行日常的维护、保养，确保仪器设备始终保持良好的技术状态。

③实验室分析的质量保证措施可参照相关监测技术规范执行。

(4) 应急监测报告的质量保证和质量控制

应急监测报告信息要完整，原则上应审核后报送。

7) 数据报送要求

应急监测工作结束后，应编写应急监测总结报告，主要包含事件基本情况、应急监测工作开展情况、经验和不足、报告附件 4 个部分的内容。按当地突发环境事件应急监测预案或应急监测方案要求进行报送。应急监测报告及相关材料应按照规定进行保密和归档。

8) 应急监测终止

当应急组织指挥机构终止应急响应或批准应急监测终止建议时，方可终止应急监测。

6.8.7 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目环境风险简单分析内容表见表 6-62。

表 6-62 建设项目环境风险简单分析内容表

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				
建设地点	新疆维吾尔自治区	克拉玛依市	(乌鲁木齐)区	(/) 县	(/) 园区
地理坐标	经度	85.91490334°	纬度	46.10478003°	
主要危险物质及分布	主要突发环境风险物质包括原油（以采出液形式存在，属于油类物质）、天然气（原油伴生气）、危险废物，钻井期柴油，原油及其伴生气分布在油井、集油管线内，分布在钻井期井场柴油罐内。				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	1) 钻井过程中的井喷风险事故会释放有毒污染物污染大气环境，外喷原油若流入地表水体，会形成油膜，阻碍水体溶氧，使水质变差；若渗入地下后，会对地下水环境产生不利影响； 2) 钻井过程中的井漏风险事故会导致钻井液沿裂缝漏失进地下水层而污染地下水； 3) 集油管线泄漏事故会导致原油及其伴生气泄漏至地面和大气中，会对事故现场大气环境产生影响；泄漏至地面原油若堵截不及时或处理不当，可能漫流至周边水域，对地表水环境造成影响；处理不当或未及时回收落地原油则可能渗入地下，或在淋滤状态下深入地下水环境中对其产生影响； 但总体而言，拟建项目属于石油开采行业，环境风险程度较低，在采取预防措施和应急处置措施后，对周围环境影响较小。				
风险防范措施要求	1) 严格执行国家的环保标准规范及相关的法律法规。 2) 制定环保生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章、制度和标准。 3) 对施工单位及人员定期进行环保、安全教育，增强职工的环保意识和安全意识。 4) 在施工、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平。 5) 研究各种事故，总结经验，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。				
填表说明： 拟建项目各独立单元的危险物质数量与临界量比值 $Q_{\max}<1$ ，则环境风险潜势直接判定为 I，风险评价开展简单分析。					

6.8.8 小结

1) 拟建项目环境风险潜势为 I, 风险评价开展简单分析。拟建项目涉及《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 B 中的突发环境风险物质,主要是以采出液形式存在的原油、天然气(伴生气)、危险废物,钻井期柴油,原油及其伴生气分布在油井、集油管线内,分布在钻井期井场柴油罐内,具有一定的潜在危险性。

2) 集油管线一旦发生泄漏事故,会有原油以采出液形式泄漏出来并在地面

流淌、扩散，既对环境造成污染，也对人体健康造成危害。原油伴生气会随着原油泄漏而释放至地面，考虑到地面空气扩散，释放至地面的原油伴生气不可能大量聚集，会对事故现场空气环境产生一定影响。

3) 拟建项目一旦发生井喷事故，很有可能对水体环境及大气造成污染。建设单位应充分执行中国石油、中国石油新疆油田分公司相关井控管理规定，严格采取环评中提出的井喷事故风险防范措施及应急预案。

4) 本次评价采取了一系列的风险防范措施、应急预案以及应急监测方案，可将事故风险概率和影响程度降至最低。通过采取有效的预防措施和制定完善的应急救援预案，严格执行项目安全评价提出的安全对策措施，拟建项目的环境风险是可控的。

6.9 温室气体影响评价

6.9.1 温室气体排放影响分析

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。拟建项目 CH_4 排放量为 128.94t/a， CO_2 排放量为 3223.39t/a。拟建项目在工艺技术、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，尽量减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，拟建项目碳排放强度相对较低，温室气体排放对环境的影响不大。

6.9.2 温室气体控制措施

6.9.2.1 工艺技术控制措施

拟建项目井场采用无人值守井场，井场配套相关物联网数据采集与监控系统设计。抽油机设备厂家自带一体化物联网电控柜，电控柜内含三相电参模块等。新建井口压力仪表等参数接入 RTU 数据采集系统，数据上传至凤城油田作业区已建数据采集与监控系统集中监视、管理，实现全自动过程。运行过程中及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。

6.9.2.2 节能降耗控制措施

1) 根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

2) 选用高功率因素电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因素达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因素补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

3) 选用节能型干式变压器，能效等级为 I 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

4) 各种电力设备均选用能效等级为 I 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

5) 负载变化较大的泵类采用变频器调速控制，进一步降低能耗。

6.9.3 温室气体管理措施

属地单位应指派专人负责对整个作业区能源及碳排放实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节详细的规定，尽可能从管理上做到各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

6.9.4 小结

项目实施后，在工艺技术、节能降耗、运输、管理等方面均采取较完善的温室气体控制措施，有利于减少温室气体排放。本次评价建议后续加强以下措施：

- 1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；
- 2) 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；
- 3) 积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

7 环境保护措施及其可行性论证

7.1 施工期环保措施论证

7.1.1 环境空气污染防治措施

施工期产生废气包括施工扬尘和施工废气。施工期所采取的废气环保措施技术经济可行性分析见表 7-1。

表 7-1 施工期废气环保措施经济技术可行性分析

废气类型	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
施工扬尘	/	控制施工区域、场地定期洒水抑尘，或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖	施工现场均在野外，有利于污染物扩散，同时	为经济可行的扬尘处理措施	施工场地无大量起尘	可行
施工废气	/	选用专业作业车辆及设备，使用品质较好的燃油，加强设备和运输车辆的检修和维护	废气污染源具有间歇性和流动性，施工周期短	/	施工废气对周边环境的影响较轻	可行
测试放喷废气	/	必要时点燃放空	施工现场均在野外，有利于扩散，技术简单成熟	投资较少	持续时间较短，对周边环境的影响较轻	可行
压裂过程废气	/	选用专业压裂设备，使用品质较好的燃油	压裂时间较短，现场均在野外，有利于污染物扩散	对周边环境的影响较轻	持续时间较短，对周边环境的影响较轻	可行

经分析，针对施工期废气采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.1.2 水污染防治措施

施工期所采取的废水环保措施技术经济可行性分析见表 7-2。

表 7-2 施工期废水环保措施经济技术可行性分析

废水类型	产生量 (m ³)	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
钻井废水	12379.6	进入泥浆不落地系统，分理出液相回用于钻井液配制，不外排	与钻井液成分类似，可重复利用	节约用水、投资较少	不外排	可行
压裂返排液	18900	由罐车拉运至风南 4 转油站采出水处理系统处理，达标后回注地层，	风南 4 转油站运行多年，目前出水水质能够满足	可节约大量用于注水驱油的	达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求	可行

废水类型	产生量 (m ³)	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
		不外排	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)中水质主要控制指标	新鲜水	及分析方法》(SY/T 5329-2022)中水质主要控制指标要求,回注地层,不外排	
管道试压废水	161.91	管道试压废水沉淀后用于施工场地洒水、降尘,不外排	采用清洁水,可重复利用,主要污染物为悬浮物	可节约用于洒水降尘的新鲜水	不外排	可行
生活污水	1421.00	施工现场设置防渗生活污水收集池,最终集中拉运至乌尔禾区污水处理厂处理	施工人数有限,且短期施工	投资较少	依托污水处理场处理	可行

经分析,针对施工期废水采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.1.3 噪声控制措施

1) 施工期

根据预测结果,施工期场界噪声能达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011)的要求。

拟建项目 200m 范围内无声环境保护目标,施工期噪声控制措施如下:

(1) 合理安排施工时间及合理布置井位

制定施工计划时,尽可能避免大量高噪声设备同时施工。合理布置井位,井位选择应尽量避开声环境敏感目标(如有)。

(2) 源头控制措施

采用低噪声设备和工艺,可从根本上降低源强。同时要加强检查、维护和保养工作,减少运行振动噪声。或在高噪声设备周围设置屏障以减轻噪声对周围声环境的影响,控制场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011)。

(3) 施工现场布局 and 施工设备

优化钻井平台布局,使钻机、压裂泵车等高噪声源尽可能远离场界。整体设备要安放稳固,并与地面保持良好接触,使用减振机座,各种机泵、压缩机等要安装消音隔音设施,最大限度地降低噪声源的噪声。

(4) 减少施工交通噪声

由于施工期间交通运输对环境影响较大,应尽量减少夜间运输量,限制大

型载重车的车速，对运输车辆定期维修养护，减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。车辆进出口位置尽量远离环境敏感目标。运输路线尽量避开居住区等人群密集的地方，在集中式居民住宅区附近减少喇叭鸣放。

（5）加强施工管理

车辆进出口位置尽量远离环境敏感目标。运输车辆属移动性污染源，除采取上述降噪措施外，还需对运输路线进行管理，运输路线尽量避开居住区等人群密集的地方，在集中式居民住宅区附近减少喇叭鸣放。

通过采取选用低噪声设备，合理安排施工时间等措施，项目施工对周边环境将产生轻微影响，由于拟建项目施工时间较短，随着施工期的结束施工噪声将消失，项目施工对周围声环境影响较小。

7.1.4 固体废物处置措施

施工期所采取的固废环保措施技术可行性分析见表 7-3。

表 7-3 施工期固废环保措施经济技术可行性分析

固废类型	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
一开、二开钻井固废	19686.0t	采用泥浆不落地工艺，施工结束后由钻井单位委托有能力的专业单位处置	泥浆不落地工艺处置技术成熟	部分可再利用	不外排	可行
三开钻井固废	4238.4t	采用泥浆不落地工艺，施工结束后由钻井单位委托有危险废物处置资质的单位无害化处置	泥浆不落地工艺处置技术成熟	投资较少	不外排	可行
施工废料	0.18t	尽可能回收利用，不能利用的拉运至固废填埋场处置	部分可回收再利用或外售	部分可再利用，减少投资	无堆积垃圾	可行
生活垃圾	17.76t	集中收集后运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置	施工人员数量有限，临时垃圾桶足以盛装生活垃圾	投资较少	不外排	可行
废危化品包装材料	0.126t	委托有危险废物处置资质的单位无害化处置	周边处理该类危废单位较多，性质相对简单	投资较少	不外排	可行

经分析，针对施工期固废采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.1.5 生态保护与补偿措施

7.1.5.1 常规保护措施

1) 强化施工阶段的环境管理。在施工期,为保证施工质量,应建立环境监督制度,监督指导施工落实生态保护措施,确保工程实施过程中,执行国家、地方等相关环境法律法规。

2) 管线工程施工期应严格划定施工作业范围,在施工作业带内施工。施工过程中应确定严格的施工范围,并使用显著标志加以界定,严格控制工程施工过程中的人工干扰范围。在保证施工顺利进行的前提下,尽量减少占地面积。严格限制施工人员及施工机械活动范围,不破坏施工作业带以外的植物。

3) 妥善处理施工期产生的各类污染物,防止其对重点地段的生态环境造成重大污染,特别是对坑塘水面及土壤的影响。

4) 提高施工效率,缩短施工时间,同时采取边铺设管道边分层覆土的措施,减少裸地的暴露时间,施工结束后,应及时清理现场,使之尽量恢复原状,将施工期对生态环境的影响降到最低程度。

7.1.5.2 避让措施

合理选址,并对管线路由进行优化,适当缩减施工作业带宽度。合理安排工期,尽量避开植物生长期和收获期。不在生态敏感区范围内设置任何工程内容。

7.1.5.3 减缓措施

1) 管理措施

(1) 提高施工效率,缩短施工工期;

(2) 施工完成后做好现场清理及恢复工,尽可能降低施工对生态系统带来的不利影响。

(3) 施工中严格执行 HSE 管理,文明施工,有序作业。

(4) 确保各项生产设施和环保设施正常运行,避免非正常情况下产生的污染物对生态环境产生影响。

(5) 建设单位与施工方签定的合同中,应有生态环境保护责任方面的内容;应将环保条款和环保措施纳入施工经济合同中。

(6) 施工开始前,建议对施工人员首先进行生态环境保护业务培训;并要求施工方配备现场生态环境管理监督人员;加强生态环境管理措施,提高施工人员环保意识。

2) 钻井及井场建设生态保护措施

(1) 控制施工面积和作业范围，平整井场施工均在临时征地范围内，禁止将设备堆放在井场外，减少对占地范围外植被和土壤的破坏。

(2) 采取加盖篷布及洒水等措施降低车辆运输过程的扬尘污染，从而减轻对沿途植物的影响。

(3) 加大力度对现场施工人员进行环保教育与宣传，激发员工的环保意识。另外，监管人员定期针对钻井现场开展环保检查，将结果纳入到绩效考核中。

(4) 在泥浆罐、井口等底部铺设防渗材料，避免钻井液、落地油等有害成分进入周围环境。

(5) 平整井场产生的表土，应集中堆放在井场临时堆放场内，并进行压实围挡、篷布遮盖减少水土流失和土壤侵蚀。

3) 管道建设生态保护措施

(1) 施工过程中加强施工管理，严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，以减少对地表的碾压。

(2) 管道施工中要采取保护土壤措施，回填时还应留足适应的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失。

(3) 凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，恢复原貌，被破坏的植被应在施工结束后及时予以恢复。

4) 动物保护措施

(1) 科学规划、严格管理施工场地，尽可能保护现存植被

野生动物和植被有着密不可分的依赖关系，植被条件的好坏是影响野生动物种类组成的一个十分重要的因素。工程区植被的破坏将导致本区动物种类及数量地减少。因此，要严格控制施工作业范围，尽可能地减少施工过程中所造成的植被破坏，保护野生动物赖以生存的生态环境。

(2) 加强野生动物保护的宣传力度

按照《中华人民共和国野生动物保护法》(2023 年 5 月 1 日) 要求，加大对保护野生动物的宣传力度，提高施工人员对野生动物的保护意识。尤其是与人类发展密切相关，有益于农、林健康发展的爬行类、兽类等。施工过程中张贴动物保护告示或设置警示牌，禁止捕杀动物。

(3) 及时进行植被恢复，改善动物的栖息环境

工程中造成的植被破坏及野生动物资源损失，仅靠生物群落的自然演替是远远不够的。因此，施工结束后，要尽快开展植树种草工作，加快生物群落的恢复速度，改善本区的植被条件，恢复工程区野生动物资源。

5) 土壤保护措施

(1) 合理安排施工进度及施工时间，项目区土建项目中应及时防护，随挖、随运、随填、随夯、不留松土。

(2) 合理组织施工，做到工序紧凑、有序，以缩短工期，减少施工期土壤流失量。

(3) 管线的建设应做好防腐工作，保证设备设施的安全运行。

(4) 钻井废水、作业废液、废弃泥浆的污染防治措施

①加强钻井废水管理，防止废水洒落，防止钻井废水、作业废液、废弃泥浆对土壤造成污染；

②选择环保型泥浆，最大限度减少污染；

③提高泥浆的重复利用水平，拟建项目的泥浆利用率达95%以上；

④废弃泥浆和岩屑的无害化处理。拟建项目产生的废弃泥浆和岩屑采用“泥浆不落地”工艺进行处理，不会对周围环境造成影响，一开、二开和三开钻井固废分别按一般工业固废、危险废物妥善处置。

(5) 落地油、清罐底泥、浮油、废沾油防渗材料、废润滑油、废危化品包装材料等危险废物污染防治措施

①落地油、清罐底泥、浮油、废沾油防渗材料、废润滑油、废危化品包装材料及时清运处理，严禁随意弃置污染周围土壤，妥善暂存后自行利用或委托有危废处理资质单位进行无害化处置。

②管沟回填后多余的土方均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管线，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

6) 水土保持措施

(1) 井场、站场工程区

井场、站场施工前剥离表土，集中堆放于施工场地内，并采取拦挡、无纺布土工布遮盖、修建临时土质排水沟等临时防护措施；井场地面和站场工艺装置区地面采用机械碾压方式进行硬化，减少水土流失。

(2) 管线工程区

拟建项目大部分管段采取沟埋方式敷设。管道工程施工前需剥离表土，集中堆放于管线施工作业带一侧，并采取拦挡、土工布遮盖、修建临时土质排水沟等临时防护措施。敷设结束后，管线回填后形成管堤，进行土地平整，待沉

降稳定后，应恢复原有地表径流系统，并增加必要的径流防护通道进行防护。临时用地使用完后，立即平整场地、恢复原貌。

综上可知，拟建项目施工方案中采用合理的工程防护措施，同时应合理安排施工期，按照水利部门的相关管理要求做好水土保持工作，定期检查井场及周围水土流失情况，若发现有水保设施损坏，应及时报告有关部门并加以维护和补救。平缓地带尽可能地先焊接管道再开挖管沟敷设，缩短管沟暴露时间。项目区土建工程中应及时防护，随挖、随运、随填、随夯、不留松土。合理组织施工，做到工序紧凑、有序，以缩短工期，减少施工期土壤流失量。

7.1.5.4 修复措施

1) 施工结束后及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

2) 注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

3) 对工程永久占地进行地面硬化处理，以减少风蚀量。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，临时占地内植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复；恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率。

4) 工程结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

7.1.5.5 补偿措施

1) 施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期野生植被的自然恢复，临时占地内植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复；恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率。

2) 拟建项目占用裸土地、灌木林地，占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。建设单位作为责任主体，应按照《中华人民共和国土地管理法》（2020 年 1 月 1 日）相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳生态补偿费。

3) 站场建设选址和管线施工尽量少占植被茂密的地块，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生植物。

4) 尽量减少对动植物的伤害和生境占用。工程建设区域如发现重点保护野生植物、特有植物等，需进行就地或迁地保护，并加强观测，具备移栽条件、长势较好的尽量全部移栽。

7.2 运营期环保措施论证

7.2.1 水污染防治措施

运营期废水包括井下作业废液、采出水。运营期所采取的废水环保措施技术可行性分析见表 7-4。

表 7-4 运营期废水环保措施技术可行性分析

废水类型	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
井下作业废液	189.9m ³ /a	经风南 4 转油站采出水处理系统处理达标后回注，用于油田注水开发，不外排	风南 4 转油站运行多年，目前出水水质能够满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中水质主要控制指标	可节约大量用于注水驱油的新鲜水	达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中水质主要控制指标要求，回注地层，不外排	可行
采出水	4.18×10 ⁴ t/a					

经分析，针对运营期废水采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.2.2 环境空气污染防治措施

运营期所采取的废气环保措施技术经济可行性分析见表 7-5。

表 7-5 运营期废气环保措施经济技术可行性分析

废气类型	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
井场、计量站无组织废气	VOCs1.1525t/a	采用密闭输送流程，减少 VOCs 物料跑冒滴漏	密闭管输可减少伴生气排放	/	井场、计量站厂界 VOCs 浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）限值要求（4.0mg/m ³ ）	可行

经分析，针对运营期废气采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.2.3 噪声控制措施

运营期井场噪声主要来自于抽油机、井下作业设备。拟建项目采取以下降噪措施：

1) 噪声源降噪措施

- (1) 设备选型尽可能选择低噪声设备。
- (2) 合理布置主要噪声源，将噪声值较大的设备设在远离厂界一侧。
- (3) 定期保养和维护，使设备处于良好的运转状态，减少井下作业次数。

2) 加强对抽油机的维护、减少作业次数

加强设备维护与保养，紧固松动的螺丝和部件，使用高品质的润滑油可在一定程度上减小噪声。参考《作业通井机噪声污染调查与防治对策研究》（山东环境技术交流，2003 年第 3 期）可知，机械本身的调整、改进和保养可将噪声值减少 10dB（A）以上。

采用以上措施后，可有效减少噪声影响，对周围声环境影响较小。

7.2.4 固体废物处置措施

运营期所采取的固废环保措施技术可行性分析见表 7-6。

表 7-6 运营期固废环保措施经济技术可行性分析

固废名称	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
落地油	3.5t/a	暂存于风城油田作业区危废贮存点 1，除落地油、浮油、废润滑油回用至风南 4 转油站采出液系统自行利用外，其余危废及时委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处理	根据“6.7.3 固体废物环境影响分析”，依托暂存及委托处理具有可行性	处理费用合理，企业可以承担	自行利用或无害化处置，不外排	可行
浮油	35.53t/a					
清罐底泥	552.7t/a					
废沾油防渗材料	3.5t/a					
废润滑油	0.35t/a					

7.2.5 生态保护与补偿措施

工程在正常运营期间，除少量的管线维护外，基本上不会对生态环境造成影响。运营期，加强以下生态保护措施。

1) 加强管理

(1) 运营期管线临时占地逐渐恢复原貌，加强巡护人员管理及生态环境保护知识的宣传，禁止巡护人员破坏植被、捕杀动物，禁止乱扔垃圾、破坏和随意踩踏已恢复或正在恢复的植被。

(2) 禁止在管道沿线附近取土，避免造成管线破坏，采出液泄漏污染周围环境。

(3) 管线上方设置标志，以防附近施工活动对管线造成破坏。

2) 植被及水土保持设施的维护

(1) 严格执行水土保持方案, 加强对植被恢复的管理抚育, 维护至可自行生长繁衍状态, 确保植被恢复有效性, 减少运行初期因植物未恢复而造成水土流失。

(2) 加强水土保持设施等各种防护工程的维护、保养与管理, 对损坏的设施应及时维修, 以避免造成更大的水土流失。

(3) 在对管线的日常巡线检查过程中, 应将管线上覆土壤中会对管线构成破坏的深根系植被进行及时清理, 以确保管线的安全运行; 管线维修二次开挖回填时, 应尽量按原有土层进行回填, 以使植被得到有效恢复、减轻对农作物生长的影响。

(4) 加强管线巡查、维护, 定期检测管线安全保护系统, 确定管线运行、维修措施以及是否需要整体更换和局部更换, 发现隐患工点及时采取防治措施。

7.3 闭井期环境保护措施论证

7.3.1 污染防治措施

1) 清管废水依托附近站场采出水处理系统, 处理达标后回注用于油田开发, 或经分段封堵后埋于地下、或回收再利用。

2) 及时回收拆除采油设备过程中产生的落地油。

3) 控制机械噪声、车辆运输噪声, 避免对动物生存环境的惊扰。

4) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃设备和建筑残渣, 应集中清理收集。废弃设备和由属地单位回收利用, 废弃建筑残渣外运至指定填埋场填埋处理, 不外排。

7.3.2 生态保护与恢复措施

1) 设备处置措施

按照《石油天然气开采业污染防治技术政策》(2012 年 3 月 7 日) 和《废弃井及长停井处置指南》(SY/T 6646-2017), 油气井退役或报废后, 应当在 6 个月内将打开的油气层和井口封闭, 以防止对地下水的影响。

闭井期的井场、管线等相关构筑物处置措施应按照中国石油天然气集团有限公司有关规定进行处置, 并采取以下措施:

(1) 井场处置措施

采油井废弃时, 井口套管接头应露出地面, 并用厚度不低于 5mm 的圆形钢板焊牢, 钢板面上应用焊痕标注井口和封堵日期。废弃井每年至少巡检 1 次, 并进行记录, 防止发生油水串层及跑冒油, 污染地下水资源。

拆除相关构筑物、设备、围墙，疏松已夯实和硬化的地面，清理场地及各种污染物，对拆除地面设施产生的垃圾及时外运，送至指定的垃圾填埋场处理。根据井场所在区域未受油田开发干扰地貌情况全面进行地貌恢复，使废弃井场所在地貌与区域相协调。

（2）管线处置措施

对于废弃地下集油管线主要采取进行清管处理，根据实际情况考虑留置地下、两端进行封堵，或者进行回收。

2）生态保护措施

（1）废弃设备堆放区设置临时拦挡和截排水设施，减少水土流失量。

（2）禁止挖掘废弃管线，以避免对地表产生破坏和干扰，加速水土流失。

（3）可以作为当地交通和农业生产有用的道路，留用当地；对当地交通和农业生产无用的道路，应及时恢复林草种植，改善生态环境。

（4）保留各类绿化工程、生态保护措施，使开发区域生态环境功能不变。

3）生态恢复措施

（1）恢复原则

根据当地条件和因地制宜原则，在生态恢复过程中，应考虑其原有土地功能，对生态环境进行恢复和重建。

（2）国家有关规定

《土地复垦条例》（2011 年 3 月 5 日）第三条：生产建设活动损毁的土地，按照“谁损毁，谁复垦”的原则，由生产建设单位或者个人（以下称土地复垦义务人）负责复垦。第十六条：土地复垦义务人应当建立土地复垦质量控制制度，遵守土地复垦标准和环境保护标准，保护土壤质量与生态环境，避免污染土壤和地下水。

（3）客土及植被选择

①拟建项目采用项目所在位置性质相近的土壤作为生态恢复用土；

②植被选择适应能力、生态作用大的本土植物种类，不宜采用外来物种进行植被恢复。

（4）土壤环境调查与监测

井场退役后，建设单位在对设施进行拆除后，应对设施所在区域土壤环境进行调查和监测，重点监测土壤中的石油类含量，判断其环境质量现状和污染情况，如果土壤中石油烃（ C_{10} - C_{40} ）含量较高，应对所在区域土壤采取专门恢复措施。

(5) 恢复措施

工程占地在确保与周边现状一致的情况下恢复原有土地功能，拟建项目根据实际情况采取撒播草种、自然恢复等措施，土地平整后，尽快进行植被恢复以防表土流失。

本报告中闭井期封井作业、生态保护措施和生态恢复措施均按照相关要求和指南进行整理，待将来工程实施时，由建设单位按照工程实际发生情况进行相应调整。

7.4 环保措施汇总

拟建项目环保措施汇总见表 7-7。

表 7-7 环境保护措施一览表

序号	项目	措施内容
1	废气	施工期 1) 控制施工区域、场地定期洒水抑尘，或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖； 2) 选用专业作业车辆及设备，使用品质较好的燃油，加强设备和运输车辆的检修和维护； 3) 加强施工管理，尽可能缩短施工周期； 4) 通过规范焊接操作，使用低毒焊条等措施可降低焊接烟尘对环境的影响。
		运营期 采出液密闭输送、加强管理，减少跑冒滴漏
		闭井期 1) 控制施工区域、场地定期洒水抑尘，或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖； 2) 选用专业作业车辆及设备，使用品质较好的燃油，加强设备和运输车辆的检修和维护。
2	废水	施工期 1) 钻井废水循环利用不外排； 2) 压裂返排液由罐车拉运至风南4转油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) 生活污水收集后，最终集中拉运至乌尔禾区污水处理厂处理。
		运营期 井下作业废液、采出水依托风南4转油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。
		闭井期 清管废水由罐车依托周边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。
3	噪声	施工期 1) 合理安排施工时间，尽可能避免高噪声设备同时施工； 2) 合理布局施工现场和施工设备，选用低噪声施工设备。同时要加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触，各类机泵等要安装消声、隔声设施，最大限度地降低噪声源的噪声； 3) 尽量减少夜间运输量，限制大型载重车的车速，对运输车辆定期维修、养护，减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。
		运营期 1) 设备选型尽可能选择低噪声设备； 2) 加强对抽油机的维护、减少作业次数； 3) 加强设备维护，使其处在最佳运行状态。

序号	项目	措施内容
	闭井期	闭井施工中通过合理安排施工时间、选用低噪声施工设备并加强保养维护、尽量减少夜间运输量，可进一步减轻闭井期噪声对周围声环境的影响。
4	固体废物	1) 钻井固废采用“泥浆不落地工艺”，一开、二开钻井固废（一般工业固废）全部委托第三方单位综合利用，三开钻井固废（危险废物）及时委托有危险废物处理资质的单位无害化处理； 2) 施工废料尽可能回收利用，不能利用的拉运至固废填埋场处置； 3) 废危化品包装材料委托有危险废物处理资质的单位无害化处理； 4) 生活垃圾全部收集后交由当地环卫部门处理。
	运营期	落地油、清罐底泥、废沾油防渗材料、废润滑油等危险废物依托风城油田作业区危险废物贮存点 1 暂存，及时委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处理。落地油、废润滑油、浮油进入风南 4 转油站采出液系统自行利用
	闭井期	1) 废弃设备及建筑垃圾应集中清理收集，大部分可外售或回收再利用，不能回收再利用的外运至附近垃圾处理场处理； 2) 落地油依托风城油田作业区危废贮存点 1 暂存，及时委托相关有资质的危险废物处置单位进行处置。
5	生态环境	1) 合理制定施工计划，严格施工现场管理，减少对生态环境的扰动； 2) 制定合理、可行的生态恢复计划，并按计划落实； 3) 加强人员环保意识培训。
	运营期	1) 提高职工的环境保护意识，在生产生活中杜绝人为破坏植被的现象； 2) 油田运营过程中，尽量减少占地，以减少对地表植被破坏，降低生态风险。
	闭井期	选择能适应自然条件，在油田服役后期能自然生长的植被种类进行恢复。
6	环境风险	制定风险防范措施及应急预案并及时修订

8 环境影响经济损益分析

8.1 社会效益分析

中国是个资源贫乏的国家，尤其是石油资源。随着国民经济的快速发展，国内石油需求量越来越大，石油已经成为社会、经济不可或缺的重要资源。自 2007 年，中国已进入能源预警期，应对能源安全挑战是我国可持续发展的战略重点之一。为了减少对外依赖，增加国内石油供应，保证中国能源安全和可持续发展，国家大力支持石油资源开发。

拟建项目的建设，可以把埋藏在地下的财富变为今日社会、经济急需的宝贵资源，支持社会发展和国家建设，减少国家原油进口、节约外汇。同时，该区块的开发，能够增加一定的就业机会，解决部分剩余劳动力；开发的大量投资也能够拉动相关产业的发展，具有良好的社会效益。

8.2 环境效益分析

拟建项目在建设过程中，地面设施建设等都需要临时或永久占地，扰动土壤，破坏地表植被，带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、植被和其生境的破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏所造成的损失；间接损失指由土地资源损失所引起的其他生态问题，如生物多样性下降等生态灾害所造成的环境经济损失。

拟建项目占地总面积应为 21.782hm^2 ，其中永久占地面积 4.358hm^2 ，临时占地面积 17.424hm^2 ，当工程完工，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态环境的破坏程度较小，时间较短。只有在油田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态环境的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型为裸土地、灌木林地，评价区生态系统以荒漠生态系统为主。拟建项目在开发建设过程中，不可避免的会产生一些污染物，包括无组织挥发废气、采出水、井下作业废液、落地油、清罐底泥、浮油、废沾油防渗材料、废润滑油、废危化品包装材料，各种设备运行时产生的噪声等，这些污染物都会对油田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油田开发区域内的环境。

8.3 经济效益分析

根据项目可研报告提供的经济评价，该项目税前主要财务评价指标满足行业基准收益要求，在财务上可行，评价期内创造较大的经济增加值。

8.4 环保投资

从经济学角度讲，油气资源属不可再生的资源，资源的数量将随着开发利用而逐渐枯竭。随着经济的不断发展，人类对油气资源的需求量不断增加，虽然，其总量比较丰富，但其贮量是有限的，相对于人类对油气资源的需求而言，油气资源是稀缺的。环境资源是发展经济的重要物质基础，倘若人们不是合理的开发利用，以致造成环境资源枯竭、退化、环境污染和生态破坏，就会直接影响经济的发展。因此，在油气资源开发建设中，应把生态环境恢复重建及环境保护减缓措施，纳入工程设计、规划建设中。

拟建项目的建设以“安全、适用、效益、环保”为指导思想，遵循高效节能、安全生产的原则，利用目前最有经济效益和先进的工艺技术来进行设计，得出了科学合理的建设方案和油气集输、处理工艺和产品外输方案。

本次评价中环保设施的范围按以下原则划分：凡属治理污染、保护环境的设施；凡是既为生产所属又为治理污染服务，但其主要目的是为改善环境且同时又提高经济效益的设施均属环保设施。

拟建项目总投资 49100 万元，环保投资 901.3 万元，占项目总投资 1.84%，具体见表 8-1。

表 8-1 环保设施投资估算表

类别	投资项目	基本内容	投资 (万元)	备注
废气处理	采出液密闭集输	密闭集输系统	43.2	购置、安装
	施工扬尘	洒水、围挡、遮盖等	8.0	——
废水处理	压裂返排液	压裂返排液由罐车拉运至风南 4 转油站处理达标后回注地层；	60	废水拉运及处理费用
	管线试压废水	试压废水沉淀后用于施工场区、道路洒水降尘	5	废水处理费用
	施工期生活污水处理	施工期井场设置防渗生活污水收集池，施工结束后集中收集拉运处理	10.0	废水收集、拉运及处理费用
固体废物处理	钻井固废	采用“泥浆不落地工艺”，一开、二开钻井固废（一般工业固废）全部委托第三方单位综合利用，三开钻井固废（危险废物）及时委托有危险废物处理资质的单位无害化处理	617.1	泥浆处置、固废拉运费用
	废危化品包装材料、清罐底泥、废沾油防渗材料、废润滑油等危险废物清运	委托有资质单位处置	30.0	危险废物清运、处置费用
噪声防	噪声防治	选用低噪声设备、加强设备的维修	20.0	——

类别	投资项目	基本内容	投资 (万元)	备注
治		保养、隔声、减震等措施		
生态恢复	生态恢复措施	对临时占地进行生态恢复、水土保持	88.0	施工临时用地的恢复，水土保持等费用
环境风险	风险防范措施	设备防腐、自控监测系统、应急设施等	20.0	购置、安装
合计			901.3	

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理目的

经济的可持续发展和环境管理是相互支持的两个方面，严格的环境管理是国家和地方环保政策、法规在企业生产中得以实施的保障。在实际生产中，环境管理实质上是生产管理的主要内容之一，其目的是在发展生产的同时，对污染物的排放实行必要的控制，保护环境质量和生态环境，以实现环境效益、社会效益、经济效益的统一。

石油天然气工业的勘探、开发活动风险较大，环境影响范围广，为了贯彻实施国家的可持续发展战略，促进陆上石油工业的发展，做到有章可循，就必须建立符合我国法律规定和有关安全、环保标准要求的 QHSE 管理体系。

9.2 环境保护管理计划

9.2.1 机构及人员设置

拟建项目施工期间的环境管理工作由玛湖项目部负责；运营期及闭井期后期环境管理、监测等由风城油田作业区负责。

9.2.2 项目建设期的环境管理

1) 建立有效的管理机构

建设方应设专人负责施工作业 QHSE 的贯彻执行，主要职责在于监督承包商履行承包合同，监督施工作业进程。制定施工作业的环境保护规定。根据施工作业合同中有关环保要求和各作业特点，分别制定各项环保措施。如在施工过程中，要求在保证安全和顺利施工的情况下，尽量限制作业带的宽度，减少对土地的征用及植被、作物的人为破坏，禁止猎杀野生动物；在车辆运输中，要事先确定路线，防止车辆油料及物料装运的泄漏等。

2) 建立完善的环保工作计划

(1) 在施工前制定环境保护规划

收集施工地区现有的自然生态环境、社会环境状况以及当地政府有关环境保护的法规等，作为制定规划的依据。重点考虑生态、野生动物、植物等。

(2) 进行环境保护培训

在施工前需对全体员工进行环境保护知识和环保意识培训。并结合施工计划提出具体的环保措施。

(3) 紧急情况处理计划

计划中要考虑施工中可能出现的紧急情况，并明确处理紧急情况的协调及提交相关的恢复措施报告。

(4) 施工结束后的恢复计划

施工前必须制定恢复计划，主要包括：收集所有的施工材料废弃物和生活废弃物，施工结束后不留废弃物品，并对环境恢复情况进行回访等。

(5) 施工期环保档案

记录施工中环保工作内容，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料。

3) 严格执行环境监督和审查制度

(1) 施工全过程的监督

施工过程中应经常对施工单位及施工状况进行监督核查，保证制定环保规划的实施和对潜在问题的预防，评估环境保护计划实施的效果。

(2) 环境保护审查

在施工完成后，提出施工中的环境影响报告，对工程进行环境保护审查。

9.2.3 项目运营期的环境管理

1) 项目转入运营期，应按要求开展自主验收，检查环保设施是否按“三同时”进行；

2) 加强环保设施的管理，定期检查环保设施的运行情况，排除故障，保证环保设施正常运转；

3) 制定环境监测计划，督促检查内部环境监测机构或委托当地环境监测机构对各污染源、污染治理设施进行监测；配合当地环境监测机构按有关规定实施的环境监督监测工作；

4) 领导和组织对各污染源、及项目周边环境进行监测；

5) 监督检查本区块各项环境保护设施的运转，组织环保人员技术培训和学习有关环保知识；

6) 建立区块环境保护档案，进行环境统计工作，及时准确上报环境报表；

7) 负责区块环境污染和生态纠纷的处理，提出处理意见，及时向有关部门报告；

8) 环境管理除了应抓好日常生产中各项环保设施的运行和维护工作之外，工作应重点针对管线泄漏、着火爆炸等重大事故的预防和处理。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严

重等特点。应严格执行突发环境事件应急预案的要求进行处理。

9.2.4 开发后期管理

根据油田开发规律，一般油井在投产一定周期后，不可避免的面临减产、停产、报废的过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须对报废井采取安全、环境友好的处置方式。

对于报废井，在将地面设备回收以后，必须采取封井措施，彻底杜绝报废井憋压跑油污染。并将井场产生的油泥外运出敏感区，重新恢复地面植被。

报废管线必须及时回收，并采取措施不得造成管线内油水的外溢污染。恢复地面原貌。

油井退役后，井场受到污染的表层土壤应清理、处置，改良次表层土壤并进行复垦或绿化。生态恢复重建的林木，应能适应自然条件，在油田服役期结束后能自然生长。

9.3 环境监测计划

9.3.1 监测机构

拟建项目环境影响评价期、施工期、运营期环境监测委托有资质的单位进行，建设单位协助监测工作。

9.3.2 污染物及环境质量监测计划

拟建项目运营期的环境监测参考《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)，结合附近区块开发情况，将拟建项目环境质量监测计划纳入风城油田作业区例行监测计划，拟建项目环境质量监测计划见表 9-1。

表 9-1 运营期环境监测计划

监测类别	监测项目	监测布点	监测频次	执行标准
地下水环境	地下水位、水质（见表 6-16）	区块上游、区块周边、区块下游	一年监测一次	《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) III类标准、石油类参照《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)
土壤环境	①初次监测：GB 36600 表 1 所有拟建项目+石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）； ②后续监测：石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	井场内	1 次/3a	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB 36600-2018)
		计量站内		
		井场外		留作背景值
		计量站外		
生态环境	生态恢复情况	井场、管线	1 次/3a	参考《生物多样性观测技术导则

监测类别	监测项目	监测布点	监测频次	执行标准
		周边		陆生维管植物》（HJ 710.1—2014）

9.4 污染物排放清单

拟建项目运营期污染物排放清单见表 9-2。

表 9-2 运营期污染物排放清单一览表

类别	污染源	污染物名称	污染物排放情况		治理措施及效果	验收标准	
			排放量	排放浓度		标准名称	排放标准
废气	无组织排放	非甲烷总烃	1.1525t/a	——	加强管理、密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）	4mg/m ³
废水	采出水	——	0	——	依托风南4转油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	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）	——
	井下作业废液	——	0	——			——
固体废物	井下作业	落地油	0	——	回用至风南4转油站采出液处理系统，自行利用	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）	——
	油气集输	清罐底泥	0	——	委托相关有资质的危险废物处置单位进行处置		——
	采出水处理	浮油	0	——	回用至风南4转油站采出液处理系统，自行利用		——
	井下作业	废沾油防渗材料	0	——	委托相关有资质的危险废物处置单位进行处置		——
	油气集输	废润滑油	0	——	回用至风南4转油站采出液处理系统，自行利用		——

9.5 信息公开

根据有关规定，并结合拟建项目实际情况，建设单位的信息公开应包含环评信息公开、环境应急预案信息公开、验收信息公开及自行监测信息公开等内容。

9.5.1 环评信息公开

根据《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》（2015 年 12 月 10 日）有关规定，建设单位既是建设项目环评公众参与和履行环境责任的主体，也是建设项目环评信息公开的主体。建设单位应该公开的信息报告：

1) 建设单位在建设项目环境影响报告书编制过程中，应当向社会公开建设项目的工程基本情况、拟定选址选线、周边主要保护目标的位置和距离、主要环境影响预测情况、拟采取的主要环境保护措施、公众参与的途径方式等。

2) 建设单位在建设项目环境影响报告书编制完成后，向生态环境保护主管部门报批前，应当向社会公开环境影响报告书全本，其中对于编制环境影响报告书的建设项目还应一并公开公众参与情况说明。报批过程中，如对环境影响报告书进一步修改，应及时公开最后版本。

3) 建设项目开工建设前，建设单位应当向社会公开建设项目开工日期、设计单位、施工单位和环境监理单位、工程基本情况、实际选址选线、拟采取的环境保护措施清单和实施计划、由地方政府或相关部门负责配套的环境保护措施清单和实施计划等，并确保上述信息在整个施工期内均处于公开状态。

4) 项目建设过程中，建设单位应当在施工中期向社会公开建设项目环境保护措施进展情况、施工期的环境保护措施落实情况、施工期环境监测结果等。

5) 建设项目建成后，建设单位应当向社会公开建设项目环评提出的各项环境保护设施和措施执行情况、竣工环境保护验收监测和调查结果。对主要因排放污染物对环境产生影响的建设项目，投入生产或使用后，应当定期向社会特别是周边社区公开主要污染物排放情况。

9.5.2 环境应急预案信息公开

根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发[2015]4 号）有关规定，建设单位应当主动公开与周边可能受影响的居民、单位、区域环境等密切相关的环境应急预案信息。国家规定需要保密的情形除外。

9.5.3 排污许可信息公开

根据《排污许可管理条例》（2021 年 3 月 1 日）有关规定，排污单位应当及时公开有关排污信息，自觉接受公众监督。另外，实行重点管理的排污单位在提交排污许可申请材料前，应当将承诺书、基本信息以及拟申请的许可事项向社会公开。公开途径应当选择包括全国排污许可证管理信息平台等便于公众知晓的方式，公开时间不得少于五个工作日。排污单位自行监测、执行报告及生态环境保护主管部门监管执法信息应当在全国排污许可证管理信息平台上记载，并按照本办法规定在全国排污许可证管理信息平台上公开。

9.5.4 验收信息公开

根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（2017 年 11 月 20 日）有关规定，建设项目配套建设的环境保护设施竣工后，公开竣工日期；对建设项目配套建设的环境保护设施进行调试前，公开调试的起止日期；验收报告编制完成后 5 个工作日内，公开验收报告，公示的期限不得少于 20 个工作日。

9.5.5 自行监测信息公开

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ 819-2017）及行业自行监测有关规定，排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业环境信息依法披露管理办法》（2022 年 2 月 8 日）及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》（环发[2013]81 号）执行。

9.5.6 企业环境信息披露

根据《企业环境信息依法披露管理办法》（2022 年 2 月 8 日）、《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）等要求执行。

10 环境准入分析

10.1 政策符合性分析

10.1.1 产业政策符合性分析

拟建项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（2024 年 2 月 1 日）中鼓励类项目（七、石油天然气开采-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。

10.1.2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）符合性分析

风城油田作业区各类项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 95%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置达到 100%。拟建项目工业废水处理达标后回用于油田注水开发，均不外排，工业固体无害化处理处置达到 100%。项目的建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）的要求。

表 10-1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）符合性分析表

文件要求	项目情况	符合情况
一、总则		符合
（三）到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	项目采用清洁生产工艺和技术，生产废水全部密闭集输，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，生产废水回用率达到 100%；拟建项目产生的一般工业固体废物按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）进行管理，危险废物根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的要求采取了有效的处置措施，固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	符合
（四）石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	拟开展污染防治与生态保护的措施。拟推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展，风城油田作业区历年生产运营中均能做到清洁生产。	符合
（五）在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	项目不涉及环境敏感区；拟建项目新增永久占地较少，在开发前对生态、环境影响进行了充分论证，并拟严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取了缓解生态、环境破坏的措施。	符合

文件要求	项目情况	符合情况
二、清洁生产		符合
(一) 油气田建设应总体规划, 优化布局, 整体开发, 减少占地和油气损失, 实现油气和废物的集中收集、处理处置。	拟建项目已纳入《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》开发方案, 周边油气集输设施完善, 油气和废物均集中收集、处理处置。	符合
(二) 油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂, 逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂, 鼓励使用无毒油气田化学剂。	拟使用环保型无毒无害的化学剂(钻井液、压裂液等)。	符合
(三) 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%。	项目开发中原油不落地。井下作业采用“铺设作业、带罐上岗”措施; 井下作业过程中拟配备泄油器、刮油器等。	符合
(四) 在油气勘探过程中, 宜使用环保型炸药和可控震源, 应采取防渗等措施预防燃料泄漏对环境的污染。	拟建项目不涉及油气勘探过程。	符合
(五) 在钻井过程中, 鼓励采用环境友好的钻井液体系; 配备完善的固控设备, 钻井液循环率应达到95%以上; 钻井过程产生的废水应回用。	拟建项目采用环保型钻井液, 配备完善的固控设备; 钻井液循环率可达到95%以上, 钻井过程产生的废水处理全部回用。	符合
(六) 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。	拟建项目不涉及酸化, 压裂返排液由罐车拉运至风南4转油站采出水处理系统处理, 达标后回注地层, 不外排。	符合
(七) 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; 对于稠油注汽开采, 鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	采出液依托风南4转油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。	符合
(八) 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 ³ 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%, 2010年12月31日前建设的油气田油气集输损耗率不高于0.8%。	采出液密闭管输。风城油田作业区历年生产运营中做到了清洁生产, 项目实施后, 油气集输损耗率不高于0.5%	符合
(九) 在天然气净化过程中, 应采用两级及以上克劳斯或其他实用高效的硫回收技术, 在回收硫资源的同时, 控制二氧化硫排放。	拟建项目不涉及天然气脱硫净化。	符合
三、生态保护		符合
(一) 油气田建设宜布置丛式井组, 采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术, 以减少废物产生和占地。	拟建项目尽量减少新增永久占地	符合
(二) 在油气勘探过程中, 应根据工区测线布设, 合理规划行车线路和爆炸点, 避让环境敏感区和环境敏感时间。对爆点地表应立即进行恢复。	拟建项目不涉及油气勘探过程。	符合
(三) 在测井过程中, 鼓励应用核磁共振测井技术, 减少生态破坏; 运输测井放射源车辆应加装定位系统。	不涉及核磁共振测井技术及放射源。	符合
(四) 在开发过程中, 伴生气应回收利用, 减少	拟建项目伴生气依托风南4转油站处	符合

文件要求	项目情况	符合情况
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。	理后就地回收	
（五）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。	井场周围设置井界沟、计量站设置围墙；属地单位风城油田作业区设立地下水水质监测井以加强对油田地下水水质的监控。	符合
（六）位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取保护措施，保护零散自然湿地。	不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道。	符合
（七）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。	退役前拟进行环境影响后评价，建设单位将按照后评价要求进行生态恢复。	符合
四、污染治理		符合
（一）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。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用凝析气浮和生化处理相结合的方式。	施工期钻井废水循环利用不外排；压裂返排液收集后通过罐车拉运至风南4转油站采出水处理系统处理，达标后回注地层，不外排。	符合
（二）在天然气净化过程中，鼓励采用二氧化硫尾气处理技术，提高去除效率。	不涉及天然气脱硫净化。	符合
（三）固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照国家要求采取防渗措施。试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池。	固体废物收集、贮存、处理处置设施拟按照国家要求采取防渗措施。	符合
（四）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（2021版）》（2021年1月1日）和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	拟建项目原油不落地。原油处理、废水处理产生的清罐底泥、浮油、废沾油防渗材料、废润滑油、落地油等油类物质，含油污泥资源化利用率达到100%（委托有资质的单位处置）。	符合
（五）对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复。	正常工况下土壤不会受到油污染，事故状态下，建设单位启动应急预案及时处理受污染土壤。	符合
五、鼓励研发的新技术		符合
（一）环境友好的油田化学剂、酸化液、压裂液、钻井液，酸化、压裂替代技术，钻井废物的随钻处理技术，提高天然气净化厂硫回收率技术。	使用环保型的油田化学剂、钻井液、压裂液。	符合
（二）二氧化碳驱采油技术，低渗透地层的注水处理技术。	拟建项目油井采用自然能量开发。	符合
（三）废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥资源化利用和无害化处置技术，石油污染物的快速降解技术，受污染土壤、地下水的修复技术。	废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥采用资源化利用和无害化处置技术。	符合
六、运行管理与风险防范		符合

文件要求	项目情况	符合情况
(一) 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。	制定了环境保护管理规定, 建立并运行了健康、安全与环境管理体系。	符合
(二) 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。	加强了油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。	符合
(三) 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。	设置监测工艺, 加强油气井套管的检测和维护, 防止油气泄漏污染地下水。	符合
(四) 油气田企业应建立环境保护人员培训制度, 环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	建立了环境保护人员培训制度, 环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员经培训合格后上岗。	符合
(五) 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。应开展特征污染物监测工作, 采取环境风险防范和应急措施, 防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	对勘探开发过程进行了环境风险因素识别, 制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。采取环境风险防范和应急措施, 防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	符合

10.1.3 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》(环办环评函[2019]910号)符合性分析

拟建项目与环办环评函[2019]910号符合性分析见表 10-2。

表 10-2 与环办环评函[2019]910号符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评), 一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险, 提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的, 应当论证其可行性和有效性	拟建项目以区块(玛页1井区)为单位开展评价, 评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险, 提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施; 对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性, 项目依托处置可行	符合
2	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	拟建项目为产能项目, 玛48H勘探井转为生产井, 已纳入区块环评, 本次环评为区块环评	符合
3	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。涉及污染物排放的海洋油气开发项目, 应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008)等	拟建项目废水依托附近站场采出水处理系统处置达标后回用于注水开发, 不外排至地表水体, 不涉及水污染物总量控制指标	符合

序号	要求	项目情况	符合性
	排放标准要求		
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。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指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）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。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	拟建项目废水依托附近站场处置达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）要求；本次评价已给出钻井液详细组成及其理化性质，不涉及重金属等	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，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，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》（2017年10月1日）要求评价	拟建项目采用废弃三开含油钻井泥浆施工结束后委托有危险废物处理资质的单位处置；拟建项目固废章节按《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）要求进行评价	符合
6	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 H ₂ S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少 SO ₂ 排放。井场水套加热炉、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	拟建项目不涉及天然气脱硫净化	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。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	拟建项目对施工期环境影响进行了重点分析并提出生态环境保护措施。设备及车辆燃用国VI要求柴油，本次评价对施工期噪声提出相应措施	符合
8	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管	拟建项目不占用生态保护红线区，且距离较远，符合生态保护红线区管控要求	符合
9	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019年1月1日）等相关规定，开展了拟建项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见	符合

10.1.4 与《转发〈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〉》 (新环环评发[2021]142号)符合性分析

拟建项目与新环环评发[2021]142号符合性分析见表10-3。

表10-3 与新环环评发[2021]142号符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	请各有关单位加快推进油气发展(开发)相关规划编制,并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的,应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价。	新疆油田分公司已编制新疆油田分公司十四五发展规划和规划评价,《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》已取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见(新环审[2022]252号)。	符合
2	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评),一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,应当论证其可行性和有效性。	拟建项目以区块(玛页1井区)为单位开展评价,玛页1井区属于新开发区块,评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施;对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性,项目依托处置可行。	符合

10.1.5 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2018年9月21日)符合性分析

拟建项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》符合性分析见表10-4。

表10-4 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》符合性

要求	项目情况	符合性
禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	拟建项目不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域。	符合
煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案,并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布,接受社会监督	拟建项目已提出生态保护和生态恢复治理方案,并要求建设单位进行公示和接受社会监督。	符合
煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理,其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	拟建项目在施工时实行环境监理,确保污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	符合
开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测,接受环境保护主管部门的指导,并向社会公布监测情况。	本次评价已制定监测方案。	符合

煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	拟建项目集输过程采用先进技术、工艺和设备。	符合
散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	拟建项目含油污染物的（废水、含油固废）均能妥善处置，不外排、不掩埋。	符合
煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家 and 自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物质，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体	落地油、清罐底泥、浮油、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1；落地油、浮油、废润滑油回用至风南4转油站采出液系统，其余危废委托有危废处理资质的单位进行无害化处置；风城油田作业区危废贮存点1已严格进行相关防护措施，办理了环评并通过环保验收，依托暂存对大气、土壤、水体污染较小。	符合

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

拟建项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）符合性分析详见表 10-5。

表 10-5 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）符合性分析

序号	《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）中相关规定	拟建项目实施过程中采取的措施	相符性分析
1	矿区按生产区、管理区、生活区等功能分区，各功能区符合 GB50187 的规定，建立管理机构，制订管理制度，运行有序、管理规范。	拟建项目按相关要求设置各功能分区。玛湖项目部建立管理机构，制订管理制度，运行有序、管理规范。	符合
2	矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。	拟建项目建设清洁站场、井场，场地平整、清洁卫生；配套建设供水、供电、环保等基础设施。	符合
3	执行各类废弃物管理制度。固体废弃物按照 GB18599 的规定堆放、综合利用和处置；矿区废液污物按照 GB8978 的规定存储和处置。	拟建项目运营期危险废物按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）标准进行严格管理。	符合
4	矿区油气生产、储运过程安全有序，按照 AQ2012 安全规程执行；在需警示安全的区域设置安全标志，警示标志设置符合 GB 14161 和 SY 6355 的规定。	拟建项目严格执行《石油天然气安全规程》（AQ 2012-2007），在需警示安全的区域设置安全标志。	符合
5	资源开发方式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	拟建项目采用先进技术、工艺设备，未使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	符合

		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。		
6		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。	拟建项目合理规划站场、井场，控制作业带宽度，减少对土地资源的占用	符合
7		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。	拟建项目计划定期监测地下水水质，以加强对油田地下水水质的监控。	符合
8	资源综合利用	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%。	拟建项目施工期、运营期产生的各类污染物均能得到妥善处置，不外排。	符合

10.1.7 与《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）符合性分析

根据《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）的要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，拟建项目不位于沙区，符合管理要求。

10.1.8 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019年1月1日）符合性分析

拟建项目与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019年1月1日）符合性分析详见表10-6。

表10-6 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析

序号	《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019年1月1日）中相关规定	拟建项目实施过程中采取的措施	相符性分析
1	向大气排放污染物的企业事业单位和其他生产经营者，应当按照国家有关规定和监测规范，自行或者委托有资质的监测机构监测大气污染物排放情况，并保存原始监测数据记录。	拟建项目运营期将排放非甲烷总烃，拟按要求进行相关资料监测。	符合
2	重点排污单位应当安装、使用大气污染物排放自动监测设备，与生态环境主管部门的监控平台联网，保证监测设备正常运行，并依法公开排放信息。	拟建项目不涉及自动监测设备。	符合

10.2 与规划符合性分析

10.2.1 与《扩大内需战略规划纲要（2022-2035年）》（2022年12月）符合性分析

文件指出“（三十二）强化能源资源安全保障 增强国内生产供应能力。推动国内油气增储上产，加强陆海油气开发。推动页岩气稳产增产，提升页岩油开发规模。引导和鼓励社会资本进入油气勘探开采领域”；拟建项目建设目的为加大、加快玛湖油区产能建设，落实风城组油藏储量规模，探索页岩油小井距立体开发模式，同时建成后新增一定页岩油产能，据此项目符合《扩大内需战略规划纲要（2022-2035年）》（2022年12月）要求。

10.2.2 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》（自然资函[2022]1092号）符合性分析

拟建项目建设地点属于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》（自然资函[2022]1092号）中“环准噶尔能源矿产勘查开发区”，矿种属于“重点勘查开采矿种”，不属于限制、禁止勘查开采矿种，符合矿产资源规划相关要求。

10.2.3 与《新疆维吾尔自治区克拉玛依市矿产资源总体规划（2021~2025年）》（2022年11月1日）符合性

拟建项目建设地点属于《新疆维吾尔自治区克拉玛依市矿产资源总体规划（2021~2025年）》（2022年11月1日）中“克拉玛依市油气开发产业带（克拉玛依市全区）”，矿种属于“重点勘查开采矿种”，不属于限制、禁止勘查开采矿种，符合矿产资源规划相关要求。

10.2.4 与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》（2022年8月）（2022年10月）符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划》的重点油气开发区域包括新油气田——玛湖500万吨上产工程，规划时间为2021年至2025年。玛湖地区分为五大区块：玛北、艾湖、玛东、玛南、金龙，拟建项目所在的玛页1井区属于玛北油区范围内。

2022年12月1日，《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》已取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审[2022]252号，详见附件）。

拟建项目属于产能开发项目，玛页1井区位于玛北油区，且已取得采矿权，属于新疆油田重点开发的新油气田，因此拟建项目的产能开发符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》的油气开发的目标。项目在新疆油田公司“十四五”发展规划范围区位示意图见图10-1。

图 10-1 拟建项目在新疆油田公司“十四五”发展规划范围区位示意图

10.3 与“三线一单”符合性分析

10.3.1 与国家、自治区“三线一单”符合性分析

拟建项目与《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》（环评[2016]150号）、《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发[2021]18号）中“三线一单”符合性分析见表10-7和图10-2。

经分析，拟建项目符合国家、自治区“三线一单”相关要求。

10.3.2 与克拉玛依市“三线一单”符合性分析

根据《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案（2023版）》（2024年3月13日），拟建项目与克拉玛依市生态环境分区管控方案符合性分析见表10-8和图10-3。

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）。项目区环境质量可以达到功能区要求，可以满足克拉玛依市生态环境准入清单一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

表 10-7 与国家、自治区“三线一单”符合性分析表

序号	环环评[2016]150 号要求		新政发[2021]18 号要求		项目情况	符合性
1	生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关规划环评应将生态空间管控作为重要内容，规划区域涉及生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿业开发项目的环评文件	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线	拟建项目位于克拉玛依市乌尔禾区，评价范围内无生态保护红线区、自然保护区、饮用水源保护区等生态保护目标，总体符合新疆生态保护红线规划要求。	符合
2	资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关规划环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据	资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等4个国家级低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用	拟建项目在施工期过程中会使用一定的新鲜水，水量较小；新增少量永久占地，但拟建项目的建设可以将埋藏于地下的油气资源开发利用，符合资源利用上线的要求；项目水、电等资源消耗量相对区域资源利用总量很小，符合资源利用上线要求。	符合
3	环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关规划环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到有效治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控	根据环境质量现状监测结果可知，地下水质量指标中个别因子出现超标现象。拟建项目污染物均能达标排放，建成后对环境的影响较小；拟建项目为密闭输送正常工况下对土壤和地下水影响较小。项目建设后不会突破环境质量底线。	符合

4	生态环境准入清单	生态环境准入清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在规划环评清单式管理试点的基础上，从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，制定环境准入负面清单，充分发挥生态环境准入清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用	生态环境准入清单	以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率四个方面严格环境准入。基于新疆各地自然地理条件、资源禀赋、经济社会发展状况的差异性，将全区划分为七大片区。天山南坡片区重点突出塔里木盆地北缘荒漠化防治、保障生态用水和博斯腾湖综合治理	拟建项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（2024 年 2 月 1 日）中鼓励类范围：鼓励类项目（七、石油天然气开采-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，项目的建设符合国家产业政策。拟建项目不属于《市场准入负面清单（2022 年版）》（发改体改规[2022]397 号）中禁止准入项目。 拟建项目属于自治区一般环境管控单元（见图 10-2）； 占地不涉及基本农田、不涉及优先保护类耕地，项目各类污染物均可达标排放；本次评价提出了有效、可行的风险防范及应急处理措施，项目风险处在可接受水平。	符合

表 10-8 项目与乌尔禾区环境一般管控单元 03 生态环境准入清单符合性分析一览表

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。	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。	符合
		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	1.2 拟建项目不属于高耗能、高排放、低水平项目。 1.3 拟建项目不属于“两高”项目。 1.4 拟建项目不涉及相关要求。 1.5 拟建项目不涉及相关要求。	

	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。 1.3 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。 1.4 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。 1.5 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。 1.6 严格建成区施工扬尘监管，建立扬尘控制责任制度。加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。 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。 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。 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础农田，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。 1.10 将建设用地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，应充分考虑建设用地土壤环境风险，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	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。	

		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。		
		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。列入建设用地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	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		

环境风险防控		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。 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。 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。 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。 【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。	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。 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。	符合
		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。 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。 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，利用全球定位系统等设备实时监控。 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	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善和补充。 3.7 拟建项目不涉及相关要求。 3.8 新疆油田分公司制定了严格的环保管理制度，	

	园区环境风险管理，强化企事业环境风险防范的主体责任，实现健康发展与环境安全。 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。 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。 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。 3.7 优先保护类耕地集中区域现有可能造成土壤污染的相关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。 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	保证持续有效防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。 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。 3.10 拟建项目不涉及相关要求。 3.11 拟建项目不涉及相关要求。 3.12 拟建项目不涉及相关要求。 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。 3.15 拟建项目不涉及相关要求。 3.16 拟建项目不涉及相关要求。 3.17 拟建项目不涉及相关要求。 3.18 风城油田作业区设置地下水监测井并进行监测。 3.19 风城油田作业区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。 【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。	

	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。 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。 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。 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。 3.12 结合国土空间规划，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。 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。 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。 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。 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。 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。 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。 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。		

		【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。		
资源利用效率	1. 执行克拉玛依市总体管控要求中资源利用效率要求。	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。	4.1、4.2 拟建项目用水由车辆拉运，不开采地下水。 4.3 拟建项目不涉及生态保护红线、基本农田、位城镇开发边界外。 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。	符合
		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。		
		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。		
		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。		
	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。	【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。		
		【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。		
		【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。		
		【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。		

图 10-2 拟建项目与新疆维吾尔自治区环境管控单元区位管线示意图

图 10-3 拟建项目与克拉玛依市环境管控单元区位管线示意图

10.3.3 与七大片区“三线一单”符合性分析

拟建项目位于克拉玛依市，根据《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求（2021年版）》（新环环评发[2021]162号），属于克奎乌-博州片区。

拟建项目与文件符合性见表 10-9。

表 10-9 与新环环评发[2021]162号符合性分析

序号	新环环评发[2021]162号要求	项目情况	符合性
位置	克奎乌-博州片区包括克拉玛依市、奎屯市、乌苏市和博尔塔拉蒙古自治州	拟建项目位于克拉玛依市，属于片区内。	/
1	严格落实“奎-独-乌”联防联控区内有关法规政策要求。“奎-独-乌”联防联控区和克拉玛依市所有新建、改建、扩建工业项目执行最严格的大气污染物排放标准。强化与生产建设兵团第七师的联防联控，确保区域环境空气质量持续改善	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。	符合
2	加强艾比湖、赛里木湖周边地区、博尔塔拉河流域生态防护林地保护，维护区域生物多样性功能。开展奎屯河流域地下水超采治理，逐步压减地下水超采量，实现地下水采补平衡	拟建项目工程内容不涉及艾比湖、赛里木湖周边地区、博尔塔拉河流域；拟建项目不涉及地下水开采。	符合
3	持续推进山区森林草原和准噶尔盆地南缘防沙治沙区域的生态恢复治理工作。煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督	拟建项目施工结束后，临时占地按照原有植被类型恢复地貌。本次评价提出了生态环境恢复治理方案。	符合

10.4 选址选线合理性分析

由于受地下油藏分布限制，地面井场位置的可选择性较小。拟建项目选址从选址原则、周边敏感目标分布、依托条件等方面进行分析。

10.4.1 工程选址原则

- 1) 拟建油井集中布置，便于统一管理，减少巡井人员。
- 2) 拟建项目尽量依托现有道路，减少新建道路，最大限度减少植被破坏。
- 3) 井场的建设尽量远离村庄、学校等环境敏感目标，降低对敏感目标的影响。
- 4) 选址区内油藏丰富。

本区砂体主体部位含油性较好，平行物源方向，油层连续性较好。经过对该区域的勘探及地质结构解释，证实该地区剩余油资源丰富。随着近年钻井地质研究和钻井工程技术配套优化，油藏地质特征及裂缝性成藏富集规律认识进一步深化，进一步落实了储量规模、生产能力。

因油气开发工程选址选择性较窄，项目区域丰富的油藏资源决定了拟建的井场应在油藏附近区域。因此，项目选址是适宜的。

10.4.2 工程选线原则

拟建项目新建管线不穿越环境敏感区；管线沿线按要求标志桩等附属设施。管线在设计选线时尽量保持顺直、平缓，并尽量减少与天然、人工障碍物交叉，路由尽量靠近或沿着现有道路。选择有利地形，确保管线长期、安全、可靠运行。施工过程对施工作业带周边生态环境会有一定的影响，管线施工结束后及时覆土，恢复地貌。

10.4.3 周边环境敏感性

1) 居民分布

(1) 废气

拟建项目施工期和闭井期的主要废气为施工废气和施工烟尘，扩散范围小，持续时间较短，属局部短期影响，施工作业结束后，该影响将消失，且项目大气评价范围内（5km 矩形范围）无居住区，项目对周围环境空气影响较小。

拟建项目运行期正常工况下各污染源的地面空气质量浓度占标率最大为 9.27%，最大地面浓度出现距离为 10m，大气污染物的影响程度和影响范围均较

小，总体上对环境空气影响较小。根据环境影响评价结果，拟建项目运行期在采取减振、隔声、距离衰减等降噪措施后，各井场的厂界昼间、夜间噪声均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准要求。拟建项目距离周边居民较远，总体上影响较小。

（2）噪声

拟建项目周边 200m 无声环境敏感目标。

拟建项目施工期噪声主要来自钻井、压裂等高噪声作业，根据前文预测可知，在设备基础安装减振垫层，加强设备维护与保养等措施后，拟建项目施工噪声对周围声环境影响较小。

（3）环境风险

拟建项目环境风险较小，并采取了完善的风险防控措施。风城油田作业区已生产运行多年，项目附近井区也未发生过较大的风险事故。因此，拟建项目对周围居民的环境风险影响是可以接受的。

拟建项目“三废”均能达标排放，环境风险可控，总体上对周围居民影响较小。

2）环境敏感区分布

根据现状调查，井场、管线的土地利用类型主要为裸土地、灌木林地等，项目周围地表植被主要为梭梭群系，属于当地常见种。拟建项目井场、管线不在生态保护红线区、国家公园、自然公园、世界自然遗迹、风景名胜区内，工程不在敏感区范围内布设任何工程内容，废水、固废均不外排，施工期和运营期对其影响在可接受范围内。

3）相关政策及规划符合性

根据 10. 环境准入分析可知，拟建项目符合国家产业政策。通过与自治区、塔城地区生态环境“三线一单”分区管控方案及准入清单、矿产资源开发利用规划、水土保持规划等相关管理要求对比，拟建项目不在禁止开采区内，位于一般管控单元内，在落实拟建项目提出的各项环保措施及风险防范措施情况下，拟建项目符合相关规划要求。

10.4.4 周边依托条件

拟建项目周边油气处理、采出水处理、固体废物暂存等配套设施比较完善，拟建项目钻井废水循环利用不外排，采出水、作业废液、固体废物暂存等均依托周边油田现有工程处理，依托工程现有处理能力能够满足拟建项目的处理要求，保证项目产生的各类污染物得到有效处理，不外排。

10.4.5 环境影响的可接受性分析

1) 拟建项目投产后,井场、计量站厂界 VOCs (以非甲烷总烃计) 浓度能够满足《挥发性有机物排放标准 第 7 部分: 其他行业》(DB37/2801.7-2019) 中边界污染物控制要求 ($\text{VOCs} \leq 4.0 \text{ mg/m}^3$)。

2) 拟建项目运行期油田采出水、井下作业废水经处理达标后回注地层, 无外排。

3) 拟建项目对地下水有潜在影响, 生产单位必须做好构筑物、管道的防渗的设计、施工和维护工作, 坚决避免跑、冒、滴、漏现象的发生, 发现问题及时汇报解决。同时, 严格按照施工规范施工, 保证施工质量; 严格落实各项环保及防渗措施, 并加强管理, 可有效控制渗漏环节, 防止影响地下水。

4) 拟建项目在采取隔声、减振等防治措施的基础上, 厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中 2 类标准要求。

5) 固体废物依其性质不同, 分别得到合理有效地处置。

6) 拟建项目存在一定潜在风险, 在采取安全防范措施和突发环境事件应急预案、落实各项安全环保措施并执行完整以及确保风险防范和应急措施切实有效的前提下, 满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求, 拟建项目的环境风险可控。

综上所述, 拟建项目符合国家和地方的有关政策和规划, 在选址、选线中充分考虑了工程对环境的影响因素, 并从管线、井场的环境影响、环境敏感目标保护角度, 采取了相应的保护措施, 使得工程对环境保护目标的影响是可以接受的。因此, 拟建项目工程的选址、选线基本是合理可行的, 只要在项目在建设过程中及投产运行后, 认真贯彻执行“三同时”要求, 加强生产及环境管理, 并落实各项环保措施, 项目对环境的影响是可以接受的。

11 结论

11.1 建设项目概况

拟建项目新钻 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）；

本次新新建 12 井式计量站 1 座、破乳剂加药橇 1 座（与计量站合建）；6 口新钻油井配套建设单井集油管线 DN65 PN2.5MPa 3.22km；玛 48H 配套建设单井集油管线 DN65 PN2.5MPa 1.1km；单井集油管线全部接入新建计量站；新建集油支线 DN200 PN3.5MPa 4.7km（计量站至风南 4 转油站）。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 $6.09 \times 10^4 \text{t}$ （第 2 年），最大年产液量为 $10.27 \times 10^4 \text{t}$ （第 2 年）。

拟建项目总投资 49100 万元，环保投资 901.3 万元，占项目总投资 1.84%。

11.2 环境现状评价结论

1) 环境空气

拟建项目所在区域环境空气中 2023 年各基本污染物浓度满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）二级标准要求，区域环境质量达标。

其他污染物非甲烷总烃满足参照执行的《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）中的推荐值要求。

2) 地表水

项目周边 2km 内无地表水体。拟建项目废水废液依托风南 4 转油站采出水处理系统处理达标后回注，不排入地表水体，项目不与当地地表水发生水力联系，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018），拟建项目地表水评价等级为三级 B，评价只对依托污水处理设施可行性进行分析。

3) 地下水

监测结果表明：5 座监测井中总硬度、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，主要原因是由于该地区地下水位高，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。

4) 声环境

项目所在区域声环境现状值均能满足《声环境质量标准》(GB 3096-2008)中 2 类区标准。

5) 土壤环境

项目占地范围内土壤各项监测指标满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 36600-2018)中表 1 和表 2 中第二类用地的筛选值要求。井场外特征污染物石油烃($C_{10}-C_{40}$)指标满足参考执行的《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 36600-2018)中表 2 中第一类用地的筛选值要求。对于特征污染物石油烃($C_{10}-C_{40}$)来说,各监测点差值不大,表明项目所在区域土壤未受到污染,土壤环境质量现状良好。

说明项目所在区域土壤未受到污染,土壤环境质量现状良好。

11.3 环境影响评价

11.3.1 施工期环境影响评价

11.3.1.1 废水

钻井废水采用“泥浆不落地”工艺处理后,钻井废水循环利用不外排。

压裂返排液收集后通过罐车拉运至风南 4 转油站采出水处理系统处理,达标后回注地层,不外排。

管道试压废水沉淀后用于施工场地洒水、降尘,不外排。

施工现场设置防渗生活污水收集池,最终集中拉运至乌尔禾区污水处理厂处理

11.3.1.2 废气

拟建项目废气主要包括施工扬尘、施工废气、测试放喷废气、压裂过程废气。

拟建项目采取以下措施尽量减少施工扬尘排放:原材料运输、堆放要求遮盖;道路采取临时硬化措施;及时清理场地上弃渣料,不能及时清运的要采取覆盖措施,洒水灭尘。

拟建项目尽量采用符合国家规范要求的车辆、设备及燃油减少施工废气排放,同时加强施工管理,尽可能缩短施工周期。另外,管线焊接会产生焊接烟尘,通过规范焊接操作,使用低毒焊条等措施可降低焊接烟尘对周围环境影响。

11.3.1.3 固废

拟建项目一开、二开钻井泥浆为水基泥浆，一开、二开钻井固废施工结束后委托有能力的专业单位综合利用；三开钻井泥浆为油基泥浆，三开钻井固废施工结束后委托有危险废物处置资质的单位无害化处理。施工废料尽可能回收利用，不能利用的拉运至固废填埋场处置。生活垃圾暂存于施工场地附近管理区生活场所内垃圾桶中，由当地环卫部门统一拉运处理。废危化品包装材料妥善收集后委托有危险废物处置资质的单位无害化处理。

在采取上述措施后，对周边环境影响较轻。

11.3.1.4 噪声

拟建项目施工噪声主要为施工设备噪声，主要为挖掘机、推土机等设备运行噪声。

施工期采取泵类设置减震基础，连接处采用软胶皮等措施。加强设备维护与保养，紧固松动的螺丝和部件，使用高品质的润滑油可在一定程度上减小噪声。综合采取以上措施后，施工期对周围声环境影响是可接受的。

11.3.1.5 生态环境

拟建项目施工过程中土地平整、钻机安置、施工机械碾压、施工人员及车辆踩踏、管线开挖等工程活动将破坏植被，迫使野生动物远离原有生境，破坏原有水土保持稳定状态，加剧水土流失。经调查，项目所在地周围野生动物种类、数量均不丰富，无国家和自治区重点保护动物。施工期间采取相应控制措施，且施工结束后对临时占地进行平整并恢复原貌，拟建项目不会影响植物群落的演替，并随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。

拟建项目评价范围内无国家公园、自然公园、世界自然遗产、风景名胜区，生态保护红线区等环境敏感目标。

11.3.2 运营期环境影响评价

11.3.2.1 废水

拟建项目井下作业废液通过罐车拉运至风南 4 转油站采出水处理系统进行处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中水质主要控制指标后回用于油田注水开发，不外排。

采出液依托风南 4 转油站处理，采出水经站内采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中水质主

要控制指标后回用于油田注水开发，不外排。

11.3.2.2 废气

拟建项目大气污染评价等级为二级。根据估算模型 AERSCREEN 计算结果，无组织排放非甲烷总烃下风向最大质量浓度为 $185.470\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 9.27%。因此，拟建项目投产运营后，各污染源排放的污染物贡献浓度较小，对周围环境影响较小。

11.3.2.3 固废

拟建项目产生的落地油、清罐底泥、废沾油防渗材料、废润滑油等危险废物暂存于风城油田作业区危废贮存点 1；其中落地油、浮油、废润滑油自行利用，其余危废及时委托相关有资质的危险废物处置单位进行处置。

11.3.2.4 噪声

拟建项目在正常生产过程中噪声主要为抽油机、井下作业、泵类噪声。经过预测，运营期昼间、夜间各厂界预测点均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类区排放限值要求，不会对周围声环境造成明显的不利影响。

运营期采取措施如下：合理布局采油设备，选用低噪声设备，同时要加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触。尽量减少作业次数、合理安排施工时间，井下作业时各种机泵等要安装消音隔音设施，最大限度地降低噪声源的噪声。拟建项目通过以上措施，可大大降低运营期噪声对周围环境的影响。故运营期对周边环境的影响较小。

11.3.2.5 生态

拟建项目运营期将对周围生态环境产生一定影响，在采取有效的控制和处理措施后，项目的运行对周围生态环境影响较小，可以控制在可接受程度之内。

11.4 环境风险

根据对拟建项目进行风险识别和源项分析可知，生产过程中危险、有害物质主要是原油、伴生气、柴油等，事故类型主要包括采出液泄漏、火灾爆炸、套管外返水等，风险潜势综合判断为 I，评价等级为简单分析。

针对项目生产特点，结合对各类事故的影响分析，提出了有针对性的风险防范措施，同时制定了拟建项目的应急预案纲要。

在严格落实报告书提出的各项事故风险防范措施和应急预案情况下，拟建项目的建设及运行带来的环境风险是可以接受的，项目建设是可行的。

11.5 公众意见采纳情况

1) 第一次公示情况

玛湖项目部于 2024 年 10 月 11 日委托森诺科技有限公司承担“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”的环评工作，于 2024 年 10 月 14 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行了该项目的环境影响评价信息首次公示。

2) 第二次公示情况

拟建项目环境影响报告书（征求意见稿）初步编制完成后，玛湖项目部于 2024 年 10 月 28 日开展征求意见稿公示。公示时限为公示之日起 10 个工作日，符合《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）、“第十条建设单位征求公众意见的期限不得少于 10 个工作日”的要求。

此外，于 2024 年 10 月 29 日、2024 年 10 月 30 日在《克拉玛依日报》上进行了报纸公示。

拟建项目在整个公众参与期间，未收到公众关于拟建项目的反馈意见。

拟建项目在建设运营过程中，将始终把环保问题作为重点，认真落实各项污染治理措施和生态保护措施，做好污染治理和生态恢复的工作，尽可能减少项目建设对周围环境的影响，以争取公众持久的支持。

11.6 环境影响经济损益分析

为了保护环境，达到环境目标的要求，拟建项目采取了相应的环保措施，所支付的环保费用还能取得一定的经济效益。从社会效益、环境效益和经济效益上分析可以得出，拟建项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

11.7 环境管理与监测计划

建设单位必须制定严格的 QHSE 程序文件和作业文件，加强 QHSE 宣传，严格执行各项管理措施，加强施工期管理。加强环境管理，并按监测计划实施对大气、噪声等监测，对废水转运及处理进行管理。

建设单位应按照 QHSE 管理体系制定相应的施工期管理规定，对施工承包商提出 QHSE 方面的严格要求。项目须设立专门的 QHSE 管理机构，并配备专职的

管理人员，项目运行后由该机构负责项目的环保管理工作。运营期环境监测工作由风城油田作业区委托有资质的第三方单位承担，负责对拟建项目废水、废气和企业噪声等进行必要的监测，完成常规环境监测任务，在突发性污染事故中负责对大气、水体环境进行及时监测。

11.8 清洁生产分析

拟建项目总体符合清洁生产要求。

11.9 污染物总量控制

本项目仅涉及井场、计量站无组织排放的VOCs，故不涉及总量控制指标。。

11.10 产业政策及选址选线可行性

拟建项目符合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（2024 年 2 月 1 日）等要求，符合相关规划的要求，选址选线可行，在进一步落实各项环保措施的情况下，其建设是可行的。

11.11 结论

拟建项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范；正常工况下，施工期和运营期对生态环境、大气环境、地表水环境、地下水环境和声环境影响小，不改变区域的环境功能；项目总体符合清洁生产要求，采用的环保措施可行。项目存在井喷、泄漏、火灾爆炸等环境风险，评价结果表明，拟建项目突发环境事件的概率较低，在采取安全防范措施和突发环境事件应急预案、落实各项安全环保措施并执行完整以及确保风险防范和应急措施切实有效的前提下，满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求，拟建项目的环境风险可控。综上所述，从环境保护角度分析，拟建项目的建设可行。

11.12 “三同时”竣工验收一览表

拟建项目“三同时”竣工验收一览表见表 11-1。

表 11-1 “三同时”竣工验收一览表

阶段	项目	措施内容	处理效果	验收内容	验收标准	完成时限
施工期	固体废物	钻井固废：采用“泥浆不落地工艺”（即：随钻随治工艺）进行处理。该工艺将钻井队固控设备（振动筛、除砂器、除泥器、离心机）分离的液相通过固液分离设备进行二次固液分离，然后利用干化设备对分离出的固相进行处理，得到钻井固废委托处理	一开及二开固废达到《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）要求	全部委托第三方单位拉运处置，综合利用	执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）	完井后实施
			三开固废达到《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的有关要求	全部委托有资质的单位进行无害化处理	执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）	完井后实施
		施工废料：尽可能回收利用，不能利用的拉运至固废填埋场处置	无乱堆、乱放、乱弃现象	废物去向台账	——	与主体工程同步
		生活垃圾：全部收集后拉运至市政部门指定地点，由环卫部门统一处置	无乱堆、乱放、乱弃现象	存放点干净、整洁	——	
		废危化品包装材料：委托有危险废物处理资质的单位无害化处理	无乱堆、乱放、乱弃现象	及时委托相关有资质的危险废物处置单位进行处置	——	
	废水	钻井废水：采用“泥浆不落地”工艺处理后，回用于钻井泥浆配制，不外排	循环利用，不外排	循环利用，不外排	——	与主体工程同步
		压裂返排液：收集后通过罐车拉运至风南 4 转油站采出水处理系统处理，达标后回注地层，不外排	回注地层，不外排	风南 4 转油站采出水处理系统正常运行，且处理能力富余	执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中推荐水质指标	
		生活污水：排入防渗生活污水收集池，定期拉运至乌尔禾区污水处理厂，不直接外排于区域环境	不直接外排	防渗生活污水收集池	——	
		试压废水：沉淀后用于施工场地洒水、降尘，不外排	不直接外排	洒水及降尘	——	
	废气	1) 原材料运输、堆放要求遮盖；及时清理场地上	——	——	——	与主体工

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

阶段	项目	措施内容	处理效果	验收内容	验收标准	完成时限
		弃渣料，采取覆盖； 2) 加强施工管理，尽可能缩短施工时间； 3) 运输车辆均使用满足《车用柴油》国家标准第 1 号修改单（GB 19147-2016/XG1-2018）要求的国 VI 标准柴油； 4) 通过规范焊接操作，使用低毒焊条等措施可降低焊接烟尘对周围环境影响； 5) 测试放喷废气：必要时燃烧放空； 6) 压裂过程废气：采用先进压裂设备				程同步
	噪声	合理选择施工时间、合理布置井场，减少对周边声环境的影响；	无噪声扰民现象发生	——	执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求	与主体工程同步
	生态环境	1) 合理制定施工计划，严格施工现场管理，减少对生态环境的扰动； 2) 制定合理、可行的生态恢复计划，并按计划落实		临时占地完成生态恢复	恢复地表植被	施工结束
运营期	固体废物	落地油、浮油、废润滑油：回用至风南 4 转油站系统	自行利用，无外排	自行利用	危险废物贮存执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）	运营期
		废沾油防渗材料、清罐底泥：收集后委托相关有资质的危险废物处置单位进行处置	外委处理，无外排	及时委托相关有资质的危险废物处置单位进行处置		
	废水	采出水：依托风南 4 转油站采出水处理系统，处理达标后回用于油田注水开发，不外排	回注地层，不外排	风南 4 转油站采出水处理系统正常运行，且处理能力富余	执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中推荐水质指标	已运行
		井下作业废液：依托风南 4 转油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				已运行
	废气	采出液密闭集输、加强管理、减少跑冒滴漏	——	密闭集输	井场、计量站厂界 VOCs 执行《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（4.0mg/m ³ ）	运营期
	噪声	1) 设备选型尽可能选择低噪声设备； 2) 加强对抽油机、泵类设备的维护、减少作业次	井场厂界达标	井场厂界噪声值	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中的 2 类标准	运营期

阶段	项目	措施内容	处理效果	验收内容	验收标准	完成时限
		数； 3) 泵类设置减震基础，连接处采用软胶皮等。加强设备维护与保养，紧固松动的螺丝和部件，使用高品质的润滑油可在一定程度上减小噪声； 4) 柴油发电机至于隔声房间内。				
环境风险		风险防范措施及应急预案		应急预案及时修订	应急预案文件	——
环境管理 与环境监 测		委托有关部门或设备生产厂家，对有关人员进行操作技能培训，培训合格后上岗；制定环境管理制度与监测计划，委托有资质的单位定期进行监测，建立健全设备运行记录	——	环境管理制度；监测计划	——	——

12