

玛2井区百口泉组油藏南部扩边开发地面工程（变更）

环境影响报告书

建设单位：中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部

编制单位：中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

编制时间：二〇二三年五月

目 录

1 概述	1
1.1 项目背景	1
1.2 建设项目主要特点	2
1.3 环境影响评价过程	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	3
1.5 项目可行性分析判定	4
1.6 报告书主要结论	4
2 总则	5
2.1 编制依据	5
2.2 评价目的与原则	10
2.3 评价时段	11
2.4 评价因子与标准	11
2.5 评价等级与评价范围	15
2.6 环境保护目标	20
2.7 评价内容与重点	22
2.8 环境功能规划	22
2.9 相关规划及政策符合性分析	23
3 勘探开发历程	36
3.1 勘探历程	错误！未定义书签。
3.2 现有工程建设影响回顾	37
3.3 在建地面工程建设影响分析	错误！未定义书签。
3.4 存在环境问题及整改措施	43
4 建设项目工程分析	45
4.1 建设项目概况	45

4.2 建设内容	48
4.3 环境影响因素识别及污染源分析	58
4.4 总量控制指标	67
4.5 清洁生产分析	68
5 环境质量现状调查与评价	76
5.1 自然环境现状调查与评价	76
5.2 环境保护目标调查	81
5.3 环境质量现状调查与评价	83
5.4 生态环境现状调查与评价	83
6 环境影响预测与评价	84
6.1 施工期环境影响预测与评价	84
6.2 运营期环境影响预测与评价	91
6.3 退役期影响分析	101
6.4 环境风险分析	102
7 环境保护措施论证分析	108
7.1 施工期环境保护措施	108
7.2 运营期环境保护措施	114
7.3 退役期环境保护措施	118
7.4 环境风险防范措施及应急要求	120
7.5 环境风险简单分析一览表	124
7.6 环保投资分析	124
7.7 依托可行性分析	126
8 环境管理与监测计划	132
8.1 环境管理机构	132
8.2 生产区环境管理	132
8.3 污染物排放的管理要求	错误！未定义书签。

8.4 企业环境信息公开	137
8.5 环境监测与监管	138
9 环境影响经济损益分析	143
9.1 环境效益分析	143
9.2 社会效益分析	143
9.3 环境经济损益分析结论	144
10 结论与建议	145
10.1 建设项目概况	145
10.2 环境质量现状结论	145
10.3 污染物排放情况结论	145
10.4 环境保护措施	148
10.5 公众意见采纳情况	148
10.6 经济损益性分析	149
10.7 环境管理与监测计划	149
10.8 总结论	149
附件目录	错误！未定义书签。
附件 1 委托书	错误！未定义书签。
附件 2 监测报告	错误！未定义书签。
附件 3 现有工程环保手续	错误！未定义书签。
附件 4 声环境影响评价自查表	错误！未定义书签。
附件 5 土壤环境影响评价自查表	错误！未定义书签。
附件 6 生态影响评价自查表	错误！未定义书签。
附件 7 环境风险影响评价自查表	错误！未定义书签。

1 概述

1.1 项目背景

油田开发建设过程中，玛2区块按照国家法律法规开展了环境影响评价工作：于2013年1月11日，取得了原新疆维吾尔自治区环境保护厅审批《关于玛北油田玛2井区建设工程环境影响报告书批复》（新环评价函〔2013〕17号）；2018年10月8日取得原新疆维吾尔自治区环保厅出具了《关于玛北油田玛2井区下乌尔禾组、百口泉组油藏2018年开发建设工程环境影响报告书的批复》（新环函〔2018〕1445号）；2019年2月27日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅出具了《关于玛北油田玛2井区百口泉组、下乌尔禾组油藏(2019-2023年)地面建设工程环境影响报告表的批复》（新环函〔2019〕233号），均已自主验收。

中国石油新疆油田分公司开发公司于2022年1月计划实施《玛2井区百口泉组油藏南部扩边开发工程》（以下简称“原批复环评工程”），委托新疆天合环境技术有限公司承担该项目环境影响评价文件的编制工作，2022年04月15日塔城地区生态环境局以塔地环字〔2022〕140号予以批复，该项目计划新建水平井23口，新建产能 $20.35 \times 10^4 \text{t/a}$ 。新建12井式计量装置2座，单井计量装置9座，新建各类集输管线23.89km，配套建设供电、自控、通信、道路等工程。

原批复环评工程新钻的23口采油井均为三开水平井身结构，钻井设计采用水基钻井液，目前还未实施，通过周围已完钻的采油井的钻井工程经验总结以及进一步对区块地层结构及岩性研究发现，该区域所在地层使用水基钻井液作业难度大，可能造成钻井作业无法实施。为保证项目顺利实施，本次拟将其中14口采油井钻井过程中三开钻井液由水基钻井液改为油基钻井液，钻井工艺发生了改变，从而使剩余14口采油井钻井过程中三开固体废物由一般固体废物水基钻井岩屑变为危险废物油基钻井岩屑，增加了危险废物的产生种类及数量，拟新增一口采油井及一座原料气增压站，废气、废水、噪声及固体废物排放量均增加。

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号第十七条中：“陆地油气开采区块项目环评批复后，产能总规模、

新钻井总数量增加 30%及以上，回注井增加，占地面积范围内新增环境敏感区，井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增加，开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加，与经批复的环境影响评价文件相比危险废物实际产生种类增加或数量增加、危险废物处置方式由外委改为自行处置或处置方式变化导致不利环境影响加重，主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低等情形，依法应当重新报批环评文件”的规定，原批复环评工程与经批复的环境影响评价文件相比危险废物实际产生种类增加和数量增加，生产工艺发生变化，且导致污染物的排放量增加，属于重大变动，应当重新报批环评文件。

本次拟在玛 2 井区百口泉组油藏南部扩边开发工程新建水平井 24 口，新建产能 $21.275 \times 10^4 \text{t/a}$ 。新建 12 井式计量装置 3 座，计量点 3 座，单井计量装置 7 座，原料气增压站 1 座，新建各类集输管线 23.89km，巡检道路 7.05km，站内道路 115m。配套建设供电、自控、通信等工程。

本工程属石油天然气开采项目，其建设将提高区域整体开发效益，带动地区经济的发展和人民生活水平提高，具有明显的社会效益。

1.2 建设项目主要特点

本次在玛 2 井区扩边区共部署 24 口采油井，建设内容包括钻井工程、采油井场、集输管线、原料气增压站等的建设，主要特点为污染与生态影响并存，即因项目建设占地、地表扰动等产生的生态影响与污染物排放导致的环境污染并存。

1.3 环境影响评价过程

本项目为陆地石油开采项目，属于老区块加密开发，项目区属于水土流失重点预防区，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录》“五、石油和天然气开采业—7、陆地石油开采—石油开采新区块开发；页岩油开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设），应编制环境影响报告书。

中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部于 2023 年 3 月委托中勘冶金勘

察设计研究院有限责任公司承担本项目的环评工作（附件1）。环评单位接受委托后进行了现场踏勘并收集了有关资料，并按照环境影响评价技术导则的要求编制完成环境影响报告书，报告书经生态环境部门审批后将作为项目建设、运营过程中环境管理的技术依据。环境影响评价工作程序见图1.3-1。

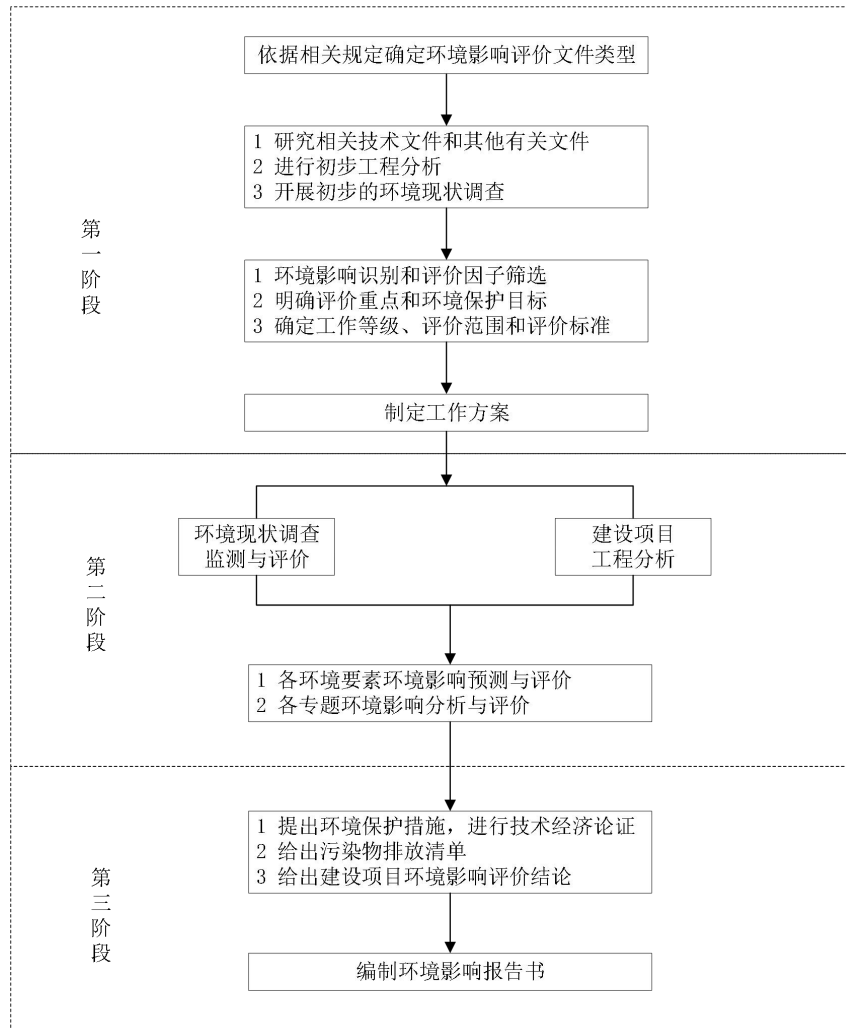


图 1.3-1 环境影响评价工作程序图

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、废水、噪声的达标排放情况，固体废物的妥善处置情况以及提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的环境保护及风险防范措施的可行性进行分析。

重点关注施工期产生的废气、废水、噪声、固体废物以及施工占地带来的生

态影响，运营期油气集输过程中产生的无组织挥发非甲烷总烃、井下作业过程中产生的洗井废水、井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液、废洗井液）、废防渗材料以及事故状态下落地油及产生的含油污泥等危险废物对环境的影响分析。

综上所述，本项目环境影响评价以工程分析、大气、地下水、土壤、生态环境影响分析与评价、拟采取的环境保护措施及环境风险防范措施分析作为本次评价的重点。

1.5 项目可行性分析判定

1.5.1 产业政策相符性分析

根据《产业结构调整指导目录（2019年本）》，本项目属于“常规石油、天然气勘探与开采”，属鼓励类，符合国家产业政策。

1.5.2 选址选线合理性分析

本项目位于古尔班通古特沙漠西北缘，采油井井口处为空地，与高压线及其他永久性设施的距离大于75m，周边无铁路、高速公路、学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所，选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）的相关要求，单井采油管线选线过程中避开植被稀疏区域，减少了对周围植被的影响，路由两侧野生动物分布较少，对周围生态环境影响较小；评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区，无基本草原、地质公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地。项目所在地和布克赛尔蒙古自治县属于水土流失重点预防区，在切实落实报告书提出的环保措施和水土保持措施，并按规定办理征地手续的前提下，项目选址、选线合理，无重大环境制约因素。

1.6 报告书主要结论

本项目符合国家相关产业政策、规划及“三线一单”的要求，选址合理。运营期废气能实现“达标排放”，废水零排放，固体废物实现“无害化”处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，

不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。从环境保护角度论证建设可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家环保法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015年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) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018年10月26日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018年1月1日；
- (5) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019年1月1日；
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022年6月5日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020年9月1日；
- (8) 《中华人民共和国环境保护税法》，2018年1月1日；
- (9) 《中华人民共和国野生动物保护法》，2016年7月2日；
- (10) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018年10月26日；
- (11) 《中华人民共和国水土保持法》（2010年修订），2011年3月1日；
- (12) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010年10月1日。

2.1.2 环境保护规章

- (1) 《中华人民共和国野生植物保护条例》，国务院令第204号，2017年10月7日；
- (2) 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令第682号，2017年10月1日；
- (3) 《排污许可管理条例》，国务院令第736号，2021年3月1日；
- (4) 《排污许可管理办法（试行）》（2019年修订），生态环境部部令第7

号（6），2019年8月22日；

（5）《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》，生态环境部令第16号，2021年1月1日；

（6）《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第4号，2019年1月1日；

（7）《国家危险废物名录（2021年版）》，环保部令第15号，2021年1月1日；

（8）《产业结构调整指导目录（2019本）》，国家发展和改革委员会令第29号，2020年1月1日；

（9）《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012年第18号，2012年3月7日；

（10）《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》，环办环评函〔2019〕910号，2019年12月13日；

（11）《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84号），2017年11月14日；

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

（13）《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》（环环评〔2016〕150号），2016年10月26日；

（14）《国家重点保护野生动物名录》，国家林业和草原局、农业农村部公告，2021年第15号，2021年2月1日；

（15）《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制及技术要求》（SY/T 7301-2016）；

（16）《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T 50434—2018），住建部，2019年4月1日；

（17）《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，生态环境部公告，2021年第74号，2021年12月21日；

（18）《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），2022 年 01 月 01 日；

（19）《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），2022 年 02 月 08 日；

（20）《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令 第 24 号），2022 年 02 月 08 日；

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

（22）《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，生态环境部公告，2021 年第 74 号，2021 年 12 月 21 日。

2.1.3 地方有关环保法律法规和规章

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

（2）《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，2019 年 1 月 1 日；

（3）《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》，2010 年 5 月 1 日；

（4）《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；

（5）《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》，2020 年 7 月 30 日；

（6）《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》，2020 年 9 月 4 日；

（7）《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号），2021 年 2 月 22 日；

（8）《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）》（新政发〔2021〕162 号），2021 年 7 月 26 日；

（9）《关于印发塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（塔行发〔2021〕48 号），2021 年 6 月 26 日；

（10）《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》，2019 年 1 月 21 日；

（11）《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017），

2017年5月30日；

（12）《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T 3998-2017），

2017年5月30日；

（13）《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T 3999-2017），2017年5月30日；

（14）《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号），2018年12月20日；

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

2.1.4 环评有关技术规范

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

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），2018年12月1日；

（3）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），2022年7月1日；

（4）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），2019年7月1日；

（5）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），2022年7月1日；

（6）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），2019年3月1日；

（7）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），2016年1月7日；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），2019年3月1日；

（9）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007），2007年8月1日；

（10）《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），2017年6月1日；

（11）《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（公告2021年第24

号），2021年6月11日；

（12）《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022），2022年7月1日；

（13）《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，环办〔2015〕104号，2015年11月18日；

（14）《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018），2019年1月1日；

（15）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），2021年12月22日；

（16）《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022），2022年10月1日；

（17）《排污许可证申请与核发技术规范工业固体废物和危险废物治理》（HJ 1033-2019），2019年08月13日；

（18）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018），2018年10月01日。

2.1.5 相关文件

（1）《新疆环境保护规划（2018-2022年）》，2018年2月1日；

（2）《新疆生态功能区划》，2005年7月14日；

（3）《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，2002年12月。

（4）《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》，2018年8月；

（5）《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4日；

（6）《新疆生态环境保护“十四五”规划》，2021年12月24日；

（7）《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030年）》，2018年6月。

2.1.6 技术资料

- （1）《玛湖勘探开发项目部 2022 年采油井更新补钻地面工程环评委托书》，中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部，2023 年 3 月；
- （2）《玛湖勘探开发项目部 2022 年采油井更新补钻地面工程实施意见》，新疆油田公司工程技术研究院，2022 年 8 月 12 日；
- （3）《玛湖勘探开发项目部 2022 年采油井补钻、更新方案》，玛湖勘探开发项目部研究中心，2021 年 12 月。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

- （1）通过现场调查和现状监测，了解建设项目所在地的自然环境、生态环境、自然资源及区域规划、产业政策情况，掌握区域的环境质量及生态现状。
- （2）通过工程分析，明确施工期、运营期和退役期主要污染源、污染物种类、源强、排放强度、排放方式及排放去向，分析环境污染的影响特征，预测和评价施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并对污染物达标排放进行分析。
- （3）提出预防或者减轻不良环境影响的对策和措施，并论述拟采取的环境保护措施的可行情性和合理性。
- （4）分析可能存在的事故隐患，预测风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。
- （5）通过上述评价，论证环境可行性，给出环境影响评价结论，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影晌。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.3 评价时段

根据项目的建设规模和性质，确定评价时段为施工期、运营期和退役期，其中以施工期和运营期为主。

2.4 评价因子与标准

2.4.1 评价因子

环境影响因素包括：

施工期——对环境的影响主要来自施工扬尘、施工机械及车辆尾气、柴油机和发电机燃烧烟气、管道试压废水、生活污水、噪声、生活垃圾、钻井岩屑、废机油、沾油废防渗膜及建筑垃圾及工程占地对环境的影响。

运营期——对环境的影响主要为无组织挥发排放的非甲烷总烃、硫化氢、洗井废水、井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液、废洗井液）、噪声、废防渗材料以及事故状态含油污泥，各要素的影响程度见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素识别一览表

环境要素 影响因子		施工期					运营期					退役期			
		生态	废气	废水	固废	噪声	风险事故	废气	废水	固废	噪声	风险事故	废气	噪声	固废
		占地	施工机械及车辆尾气、柴油机和发电机燃烧烟气、扬尘	管道试压废水、生活污水	钻井岩屑、生活垃圾、建筑垃圾、废机油及沾油废防渗	施工车辆、施工设备	井喷、井漏	挥发性有机物废气	洗井废水	井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液、废洗井液）、废防渗材料、事故状态含油污泥	井下作业、机泵、运输车辆	管线泄漏、井壁破裂泄漏	施工扬尘、施工机械及车辆尾气	施工车辆及机械	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线

				膜										
环境空气	0	+	0	0	0		++	0	0	0	+	+	0	0
地下水	0	0	0	0	0		0	0	0	0	++	0	0	0
声环境	0	0	0	0	+		0	0	0	++	+	0	+	0
土壤	++	0	0	+	0		0	0	0	0	+	+	0	+
植被	+	+	0	+	0		+	0	0	0	+	+	0	+
动物	+	+	0	+	+		+	0	0	+	+	+	+	+

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

根据项目环境影响因素和特征污染因子识别结果，结合区域环境质量状况，筛选评价因子见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境影响评价因子筛选一览表

环境要素	评价时段	评价因子
地下水	现状评价	K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} ；pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类
地下水	影响评价因子	石油类
环境空气	现状评价	$PM_{2.5}$ 、 PM_{10} 、 SO_2 、 NO_2 、CO、 O_3
	影响评价因子	NMHC、 H_2S
	总量控制因子	/
声环境	现状评价	等效连续 A 声级
	影响评价因子	等效连续 A 声级
土壤环境	现状评价	GB36600-2018 表 1 中 45 项、pH 及石油烃($C_{10} \sim C_{40}$)
	影响评价	石油烃($C_{10} \sim C_{40}$)
生态环境	现状评价	评价范围内生态功能区划、土地利用、植被、野生动物、土壤、土地沙化、防沙治沙、水土流失现状
	影响评价	建设可能造成的植被、野生动物、土壤、生态景观、水土流失和沙丘活化的影响
环境风险	影响分析	原油、天然气、一氧化碳

2.4.2 评价标准

(1) 环境质量标准

①环境空气

环境空气质量评价中 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、CO、 O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级浓度限值；非甲烷总烃参照《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值 $2.0mg/m^3$ 执行，各标准取值见表 2.4-3。

表 2.4-3 环境空气质量标准一览表

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
1	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	GB3095-2012 二级
		1 小时平均	500		
2	NO ₂	年平均	40		
		1 小时平均	200		
3	PM ₁₀	年平均	70		
		24 小时平均	150		
4	PM _{2.5}	年平均	35	μg/m ³	GB16297-1996
		24 小时平均	75		
5	CO	24 小时平均	4	μg/m ³	
6	O ₃	日最大 8 小时平均	160	mg/m ³	
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m ³	
8	H ₂ S	H ₂ S	1 小时平均	10	μg/m ³

②地下水

地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14843-2017) III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准，具体标准值见表 2.4-4。

表 2.4-4 地下水质量标准值 [单位 mg/L, pH 无量纲]

序号	监测因子	标准值 (III类)	序号	监测因子	标准值 (III类)
1	pH 值	6.5~8.5	11	氰化物	≤0.05
2	总硬度	≤450	12	挥发酚	≤0.002
3	溶解性总固体	≤1000	13	六价铬	≤0.05
4	耗氧量	≤3	14	砷	≤0.01
5	氨氮	≤0.5	15	镉	≤0.005
6	硝酸盐	≤20	16	汞	≤0.001
7	亚硝酸盐	≤1	17	铅	≤0.01
8	氯化物	≤250	18	铁	≤0.3
9	硫酸盐	≤250	19	锰	≤0.1
10	氟化物	≤1	20	石油类	≤0.05

③声环境

声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类限值，具体详见表 2.4-5。

表 2.4-5 声环境质量评价标准一览表

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

④土壤环境

本项目用地类型为戈壁，不属于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》农用地的范畴，因此本项目占地范围内外均按照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）进行评价。

土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，详见表 2.4-7。

表 2.4-7 土壤环境质量评价标准 [单位: mg/kg, pH 无量纲]

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

46	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	/	/	/
----	--	------	---	---	---

（2）污染物排放标准

①废气

油气集输过程中产生的无组织挥发有机物执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求，详见表 2.4-8。

表 2.4-8 大气污染物排放标准

污染源	污染物	排放限值（mg/m ³ ）	标准来源
油气集输无组织挥发有机物	NMHC	4	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）

②废水

运营期废水主要为洗井废水。由罐车拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，回注油藏，不外排。

③噪声

施工场界环境噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相关标准，运营期各井场场界环境噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类限值，具体见表 2.4-9。

表 2.4-9 环境噪声排放标准一览表 [单位：dB（A）]

执行地点	昼间〔dB（A）〕	夜间〔dB（A）〕	标准来源
建筑施工场界	70	55	GB12523-2011
井场边界	60	50	GB12348-2008 2 类

（3）污染控制标准

施工期钻井过程中产生的废机油、沾油废防渗膜及运营期产生的废防渗材料和事故状态下产生的含油污泥收集、贮存、运输须符合收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）及其修改单、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求。

2.5 评价等级与评价范围

2.5.1 评价等级

（1）环境空气评价等级

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

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

其中： P_i ——第 i 种污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

源强参数见大气环境影响分析章节，计算结果见表 2.5-1。

表 2.5-1 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

污染源	主要污染物	
	非甲烷总烃	
	最大落地浓度（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	占标率（%）
单井采油井场无组织挥发非甲烷总烃	22.74	1.14
计量站无组织挥发非甲烷总烃	6.57	0.33
原料气增压站无组织挥发非甲烷总烃	13.55	0.68

由表 2.5-1 可知：本项目非甲烷总烃的最大落地浓度占标率最高为 1.14%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据（表 2.5-2），评价等级判定为二级。

表 2.5-2 评价工作等级判定依据表

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

（2）地表水评价等级

运营期废水主要为洗井废水，各污染物浓度均满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后，回注油藏，不外排，与地表水无水力联系。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）要求，地表水环境影响评价等级为三级 B。

（3）地下水评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的评价工作等级划分，建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感，不敏感三级，分级原则见表 2.5-3。

表 2.5-3 地下水环境敏感程度分级表

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

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

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

本项目为陆上石油开采项目，根据导则附录 A，属于 I 类建设项目，根据表 2.5-4 判定地下水评价等级为二级。

表 2.5-4 评价工作等级分级表

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

（4）声环境影响评价等级

项目区属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类功能区，井场周边无声环境敏感目标，集输管线运营期无噪声排放。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的有关要求，确定声环境影响评价等级为二级。

（5）生态环境评价等级

《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）依据建设项目影响区域的

生态敏感性和影响程度，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级。本项目生态环境影响评价等级为三级，具体判定情况见表 2.5-5。

表 2.5-5 生态环境影响评价等级判定表

序号	《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)评价等级判定依据	本项目	判定结果
1	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产地，重要生境时，等级为一级	占地范围内不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	/
2	b) 涉及自然公园时，评价等级为二级。	占地范围内不涉及自然公园	/
3	c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级。	占地范围内不涉及生态保护红线	/
4	d) 根据HJ2.3判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态环境影响评价等级不低于二级。	不属于水文要素影响型建设项目	/
5	e) 根据HJ610、HJ964判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级。	工程实施不影响地下水水位，土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标分布，建设项目生态影响主要是占地造成的土壤结构破坏和植被损失	/
6	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；	工程总占地面积小于20km ²	/
7	除本条a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级；	属于《环境影响评价技术导则生态影响》(HJ19-2022)6.1.2评价等级确定原则a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况	评价等级为三级
8	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。	仅符合上述第7条的情况	评价等级为三级
9	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。	占地范围内不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域	无需上调评价等级

(6) 土壤环境评价等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018) (试行) 中附录 A 判定，石油开采为 I 类建设项目，土壤污染影响型，根据评价类别、占地规模与敏感程度划分评价等级，见表 2.5-6。

①占地规模

本项目永久占地面积约 0.2816hm^2 ， $\leq 5\text{hm}^2$ ，占地规模为小型。

表 2.5-6 土壤污染类项目评价工作等级划分表

评价等级	敏感程度	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	-	-

②土壤环境敏感程度

建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据详见表 2.5-7。

表 2.5-7 污染影响型敏感程度分级表

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

本项目占地类型为戈壁，土壤环境敏感程度为不敏感。根据表 2.5-7 判定，土壤环境影响评价工作等级为二级。

(7) 环境风险评价等级

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），建设项目环境风险评价工作级别按表 2.5-8 进行划分。

表 2.5-8 环境风险评价工作级别划分表

环境风险潜势	IV、IV ⁺	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a

^a是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性说明。

本项目主要风险单元为管线集输单元，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018）附录 C 计算 Q 值，危险物质与临界量的比值（Q 值）约为 0.026， $Q < 1$ 。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018）相关规定，判断风险潜势为 I，本次风险评价仅进行简单分析。

2.5.2 评价范围

根据各环境要素导则要求，结合周边环境，确定本项目各环境要素的评价范围见表 2.5-9、图 2.5-1~2.5-4。

表 2.5-9 各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围
大气	以单井井场为中心区域，边长为 5km 的矩形范围
地下水	以地下水流向为长轴，项目区四周边界上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km。
声环境	各井场边界外 200m 范围
土壤环境	各井场边界外扩 200m，新建单井采油管线中心线两侧外延 200m 范围
生态环境	各井钻井井场占地范围内，新建单井采油管线中心线两侧外延 300m 范围
环境风险	不设评价范围

2.6 环境保护目标

根据现场调查，项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区，无基本草原、地质公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地。项目所在地和布克赛尔蒙古自治县属于自治区水土流失重点预防区，生态环境保护目标为保护区域野生动植物不被破坏，采取措施确保项目区沙化程度及水土流失程度不因本项目的实施而加剧，各环境要素及环境保护目标相关保护级别见表 2.6-1 和图 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标一览表

保护要素	环境保护目标	与项目区的位置关系	各要素保护级别及要求
环境空气	项目区环境空气	/	GB3095-2012 二级
土壤环境	项目区土壤	/	GB36600-2018 第二类用地筛选值标准
地下水环境	项目区地下水	/	GB/T14848-2017 III类
声环境	项目区声环境	/	GB3096-2008 2类
生态环境	水土流失重点预防区	项目区内	做好植被恢复与水土保持工作，维持水土流失的程度不因项目建设而加剧
	防止沙化程度加剧		沙化程度不因项目实施而加剧
	受保护的野生植物（梭梭、白梭梭）		自治区 I 级保护植物
	野生动植物		保护野生动植物生境不被破坏

图 2.5-1 本项目大气、地下水、生态、土壤评价范围示意图

图 2.5-2 本项目声环境评价范围示意图

图 2.6-1 环境保护目标与项目位置关系示意图

2.7 评价内容与重点

2.7.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则》要求，结合建设项目具体特点、周围区域环境现状、环境功能区划，确定本次评价内容包括工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价、环境保护措施及其可行性论证、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、环境影响评价结论，见表 2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

序号	评价专题	评价内容
1	工程分析	改扩建项目概况、主体工程、公用工程、环保工程、依托工程，根据污染物产生环节、方式及治理措施，核算施工期、运营期的污染源强和排放强度，给出污染因子及其产生和排放的方式、浓度及数量等
2	环境现状调查与评价	自然环境、环境保护目标调查、环境质量现状调查（包括环境空气、地下水、声环境、土壤和生态环境）
3	环境影响预测与评价	分为施工期和运营期。对施工期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析，并提出切实可行的减缓措施。运营期对废气、废水、噪声、固体废物、土壤进行了影响预测和分析。根据项目特点开展了环境风险评价
4	环保措施及其可行性论证	针对废气、废水、噪声、固体废物、土壤污染防治及风险防范措施进行论证
5	环境影响经济损益分析	从社会效益、经济效益和环境效益等方面叙述
6	环境管理与环境监测计划	根据国家环境管理与监测要求，给出项目环境管理制度和日常监测计划，给出污染物排放清单、制定环保三同时验收一览表
7	结论与建议	根据上述各章节的相关分析结果，从环保角度给出项目可行性结论及建议

2.7.2 评价重点

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

- （1）工程分析；
- （2）大气、地下水、土壤、生态环境影响评价及环境风险分析；
- （3）环境保护措施分析论证。

2.8 环境功能规划

项目所在区域环境功能区划情况详见表 2.8-1。

表 2.8-1 环境功能区划一览表

环境要素	环境功能区划
环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类功能区
地下水环境	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类功能区
声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区
土壤环境	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地
生态环境	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—17. 白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区

2.9 相关规划及政策符合性分析

2.9.1 相关规划符合性分析

（1）区域发展规划符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中指出：“加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度”。项目位于准噶尔盆地古尔班通古特沙漠西北缘，为油气开采项目，符合规划及纲要中的相关要求。

（2）主体功能规划相符性分析

本项目位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的自治区级重点生态功能区，为准噶尔西部荒漠草原生态功能区，属于限制开发区。限制开发区域的主体功能是保护生态环境或提供农产品，但在生态和资源环境可承受的范围内也可以发展特色产业，适度开发矿产资源。要求根据资源环境承载能力合理布局能源基地和矿产基地，尽可能减少对农业空间、生态空间的占用并同步修复生态环境。本项目合理布局管线及井位，减少对生态空间的占用，符合主体功能区对中的开发管制原则。

（3）行业发展规划及规划环评相符性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》（审批文号：自然资函〔2022〕1092 号）指出，要继续强化矿产资源对经济社会发展的基础支撑作业，保障矿产资源的有效供给，并将石油、天然气列为重点勘察开采矿种。本项目为陆上石油开采项目，项目实施能更好的给区域油气资源安全使用提供保障，

符合规划中“强化矿产资源对经济社会发展的基础支撑作业，保障矿产资源的有效供给”的要求，并按照《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》（审查意见文号：环审〔2022〕124号）中的要求，对项目施工期废气、废水、噪声及固废和运营期采出物开采过程中的废气、废水、固体废物采取相应的治理措施，并对实施过程中产生的生态影响提出了有效的减缓措施。

（4）与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

项目建设符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》中相关要求，相符性分析详见表2.9-1。

表 2.9-1 本项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性分析
1	支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展	井口采出物采用密闭集输工艺；生产过程中自动化程度较高，井口建设有自动化系统，可实现生产数据全过程自动化管理。	符合
2	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控	油气开采过程中的无组织废气通过选用质量可靠的设备和加强泄漏检测与修复工作进行防治；项目建成后交由玛湖勘探开发项目部管辖。	符合
3	积极引导重点产废企业自建危险废物利用设施，支持大型企业集团内部共享危险废物利用处置设施，推进工业废盐、废催化剂、煤焦油、电解铝大修渣等利用处置设施建设，适度发展水泥窑协同处置危险废物，引导推进有害废物处理处置能力建设，引导推进含油污泥处置、废矿物油回收利用能力过剩问题化解和布局优化。坚持兵地统筹、区域协同规划和建设危险废物利用处置设施，实现疆内危险废物处置能力与产废情况总体匹配。深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理	施工期产生的危险废物为废机油和沾油废防渗膜，运营期产生的危险废物为废防渗材料，均委托有相应处置资质的单位进行处置；产生的危废废物分类收集，集中送至玛湖勘探开发项目部危废暂存点暂存，最终交由有相应资质的单位处置	符合
4	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单	建成后交由玛湖勘探开发项目部运营，作业区已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照即定计划进行危废管理	符合

续表 2.9-1 本项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性分析
5	加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	项目实施后由中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部运营管理，玛湖勘探开发项目部已编制突发环境事件应急预案，进行了备案工作，并定期进行应急演练工作。	符合

（5）水土保持规划相符性分析

本项目位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，地处准噶尔盆地西北缘，水土流失类型为风力侵蚀为主，受风沙危害大，风蚀强烈。

根据《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030年）》，本项目属于3-2沙漠风力侵蚀预防保护区。《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030年）》中指出，沙漠风力侵蚀预防保护区水土保持重点是土地整治，改良土壤，建立防风固沙体系，防治土壤沙化、退化，提高土地生产力。本工程水土流失防治将执行建设类项目一级标准。工程主体设计中应进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。综上所述，本项目选址符合《中华人民共和国水土保持法》、《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030年）》《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T 50434-2018）要求。

（6）与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》的符合性分析

根据《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》，“十四五”期间计划实施玛湖油田500万吨地面建设工程，本项目实施区位于玛湖地区的玛2井区。报告按照《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》中的要求，对项目施工期废气、废水、噪声及固废和运营期噪声等污染影响采取相应的治理措施，并对项目实施过程中产生的生态影响提出了有效的减缓措施，符合规划环评及其批复的相关要求。

2.9.2 环保政策符合性分析

（1）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关规定，相符性分析详见表 2.9-2。

表 2.9-2 本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	井下作业时带罐，防止产生落地原油。产生的落地原油后，及时回收，100%回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置	符合
2	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	洗井废水由罐车拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，井下作业废液集中收集后由罐车拉运至玛湖勘探开发项目部废水处置池存储，上层原油由管线管输至百口泉注输联合站原油处理系统处理，废水由管线管输至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，洗井废水和井下作业废液经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关标准后，回注油藏，不外排	符合
3	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	采用密闭集输工艺流程工艺，根据无组织废气排放量计算，原油集输损耗率系数约为 0.005‰	符合
4	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	洗井废水由罐车拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，井下作业废液集中收集后由罐车拉运至玛湖勘探开发项目部废水处置池存储，上层原油由管线管输至百口泉注输联合站原油处理系统处理，废水由管线管输至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，洗井废水和井下作业废液经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，回注油藏，不外排	符合
5	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	油气全部密闭集输进站，不放空	符合
6	1) 油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系；2) 加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理；3) 在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；4) 建立环境保护人	本项目建设实施过程中，将依托中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系），建成后由中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部统一管理，应将实施区域纳入中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部突发环境污	符合

	员培训制度；5）油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。同时运营期间需对生产过程产生的“三废”进行严格管理，定期对“三废”进行监测	
7	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别	井下作业时带罐作业，落地油100%回收；事故状态下产生的含油污泥交由有相应处置资质的单位进行回收、处置	符合

（2）与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求的相符性分析

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

表2.9-3 本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《规范》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式；因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求；应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地；应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备；集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	建设符合相关规划，符合区域“三线一单”中相关管控要求；针对井型、油藏类型选用专用钻井和井控设备、开采设备，从钻井、采油及井下作业均符合清洁生产要求；报告提出，要按照规定对占地进行补偿，施工结束后临时占地要及时恢复，退役期要及时释放永久占地	符合
2	应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	钻井过程符合清洁生产相关要求，钻井技术先进，钻井液体系设计切合实际，二开配备了井控措施，钻井液采用不落地技术处理	符合
3	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制	钻井时采用水泥浆固井，隔绝井筒和地层，防止污染地下水；井下作业带罐作业；运营期设水质监测井，落实地下水监测计划	符合
4	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备	建成后归属玛湖勘探开发项目部管辖，作业区具备完善的应急管理体系，对应应急预案进行修编，将本	符合

	相应的应急物资	项目实施范围纳入其应急预案	
5	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收	钻井岩屑交由第三方综合处置利用；运营期井口采出物集输进处理站，采出液进原油处理系统，伴生气进天然气处理系统；井下作业过程中产生的洗井废水和井下作业废液进油田采出水处理系统，处理后用于油气田注水开发，不外排；井下作业带罐作业，防止落地油产生；事故状态下的含油污泥委托有资质的单位接收、转运和处置	符合
6	建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化；结合生产实际分级建立监控平台，达到油气生产、计量、集输与处理等主要环节自动化、数字化远程监控管理；建立场站区监控系统，实时采集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息，录入生产运行中人工化验或记录数据，进行系统化实时监控管理；利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备控制和安全生产的信息化管理	玛湖勘探开发项目部建有完备的自动化管控系统，本次新增井场自动化设备，实现全过程自动化管理	符合

（3）与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相符性分析

本项目的建设符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相关要求相符，相关符合性分析见表2.9-4。

表2.9-4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的符合性分析

序号	《通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	编制油气开发相关专项规划，应该依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划生态决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化	中国石油新疆油田分公司已编制完成《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》及规划环评。目前，该规划环评正在进行审查。本项目位于该规划草案的西北缘片区	符合
2	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应以区块为单位开展环评，一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应深入评价项目建设、运营带来的环境影响	在报告中对施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境	符合

	和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目，还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应在环评中论证其可行性和有效性。	问题提出有效防治措施	
3	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	井场设置不落地设备，用于分离钻井液和钻井岩屑；钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后进岩屑专用方罐，交由岩屑处置单位处理。	符合
4	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	建设符合相关规划及区域“三线一单”要求，选址选线合理；施工期严格按照即定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；电源自周边已建电网接入，钻井设备及各类机械均使用符合国家标准油品；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减震措施，项目周边无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束后应及时对施工场地进行平整、清理，恢复临时占地	符合
5	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	建成后归属玛湖勘探开发项目部管辖，作业区具备完善的应急管理体系，应对其应急预案进行修编，将其纳入其应急预案	符合
6	(一)油气田开发建设项目的建设运营单位(即项目业主单位)为油气田勘探开发活动环保责任单位，对在其作业区域内生产运营活动负有监督和管理责任。业主单位责任人为该油气田开发区域内环保第一责任人，要切实履行好监督管理的责任。	运行期由玛湖勘探开发项目部运营管理。新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确了各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任。玛湖勘探开发项目部属于新疆油田分公司的二级单位，其单位行政一把手是该单位的环保第一责任人，本次环评要求玛湖勘探开	符合

		发项目部行政一把手应按照《新疆油田分公司环境保护管理规定》及其他规定在本项目生产运营过程中负起相应法律责任和行政责任	
7	(二)严格落实油气田开发项目环评等级及权限。各油气田开发业主单位认真梳理区域内油气开发现状,明确环境影响已评价和开发范围(即老区块)、未评价和开发范围(即新区块)的范围坐标,整理形成油气田开发情况“一张图”报我厅环境影响评价处,凡属于环境影响评价文件批复区域内新增油气田开发建设行为,其增层开采、加密建井等均按照老区块开发建设编制环评文件,报地州市环保局审批;凡属于环境影响评价文件批复未涉及区域内的开发建设行为均按照新区块编报环评文件。未提交“一张图”的单位我厅暂不予受理其新申请项目环境影响评价审批文件。	新疆油田分公司已明确了区域内油气开发现状,明确了环境影响已评价和开发范围、未评价和开发范围的范围坐标,整理形成油气田开发情况“一张图”。通过对比“一张图”,本项目为玛2井区扩边建设工程,属于环境影响评价文件批复区域内新增油气田开发建设行为,本次按照老区块开发建设编制了环评文件,拟报项目所在区域塔城地区生态环境局进行审批	符合

(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》要求的相符性分析

本项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关规定,相符性分析详见表 2.9-5。

表 2.9-5 本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相符性分析

序号	《条例》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	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	区域内无水源涵养区、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	符合
2	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	运营期排放的废气以及大气、地下水、土壤、生态环境提出了运营期监测计划,建设单位应接受自治区生态环境厅、塔城地区生态环境局及和布克赛尔蒙古自治县分局的监督与管理,并按照《企业环境信息依法披露管理办法》(部令第24号)等规定,公开运营期监测情况	符合
3	石油开发单位应当建设清洁井场,做到场地平整、清洁卫生,在井场内实施无污染作业,并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理,不得掩埋	井场施工结束后,均应对施工场地进行清理平整,由于项目所在区域的降水量很少,不需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处置资质的单位进行回收、处置	符合

4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄露，造成环境污染	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
5	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体；运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄露、溢流和散落	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
6	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，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置	施工期产生废机油和沾油废防渗膜，集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置；运营期产生废防渗材料，收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置；危险废物的贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求中有关运输的规定，运输过程中运输车辆应加盖篷布，以免散落，应按规定的行驶路线运输	符合
7	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放	采用密闭集输工艺，伴生气全部回收利用	符合
8	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被： （1）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（2）震裂、压占等造成土地破坏的；（3）占用土地作为临时道路的；（4）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的	管线施工时土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，临时占地均进行场地平整清理。井场均采取了地面硬化的措施，退役期场站内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，平整后依靠自然恢复	符合
9	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生	投产后归属中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部管理，将实施区域纳入《中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部突发环境污染事件应急预案》	符合

2.9.3 与“三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

项目区位于准噶尔盆地西北缘，评价范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜區、世界文化和自然遗产地和饮用水水源保护区，也无永久基本农田、基本草原、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林，重点野生保护动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，位于水土流失重点预防区，涉及生态环境敏感区为沙漠风力侵蚀预防保护区，根据《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》，项目区位于一般管控单元，不涉及生态红线。

（2）环境质量底线

项目运营期排放废气主要为无组织挥发有机废气，井场边界无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求；运营期废水为洗井废水，由罐车拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，回注油藏，不外排；噪声源主要为井下作业、井场机泵及巡检车辆噪声，采取相应措施后井场厂界噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类区标准要求；固体废物主要为废防渗材料和井下作业废液，废防渗材料送至玛湖勘探开发项目部危废暂存点统一交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置井下作业废液集中收集后由罐车拉运至玛湖勘探开发项目部废水处置池存储，上层原油由管线管输至百口泉注输联合站原油处理系统处理，废水由管线管输至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，井下作业废液经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关标准后，回注油藏，不外排。

综上所述，本项目产生的废气、噪声均可实现达标排放，废水实现零排放，固体废物均得到妥善处置，不会突破区域环境质量底线。

（3）资源利用上线

运营过程中会消耗少量的电能，工程资源消耗量相对区域资源利用总量较少，符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单。

本项目位于一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65420130003，详见图2.9-1），建设符合和布克赛尔蒙古自治县生态环境准入清单的要求，符合性分析详见

下表。

表 2.9-6 本项目与和布克赛尔蒙古自治县生态环境准入清单的符合性分析一览表

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求	本项目采取的相关措施	符合性分析
一般管控单元 (ZH65420130003)	空间布局约束 1. 执行自治区总体准入要求中【A1.4-1】【A1.4-2】条要求： 【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、城乡总体规划、土地利用规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。 【A1.4-2】重大项目原则上布局在优化开发区和重点开发区，并符合城乡规划和土地利用总体规划。 2. 执行自治区管控单元分区管控要求【A7.1-1】条要求。 限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目，原则上不增加产能，现有“高污染、高环境风险产品”工业项目持续削减污染物排放总量并严格控制环境风险。原则上禁止建设涉及一类重金属、持久性有机污染物排放的工业项目。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。 3. 执行塔城地区总体管控要求【1.6】【1.8】条要求。 【1.6】严禁“三高”项目进塔城，对石化、有色、钢铁、建材、火电、煤炭、装备、纺织服装、轻工、电子产品制造十大产业类型，做好禁止类项目管控工作。 【1.8】全面规划、合理布局，优化规模化畜禽养殖场（小区）及其污染防治设施的布局，拟定畜禽养殖区划定方案，明确禁养、限养和适养区，实施禁养区关停，限养区总量控制	本项目为陆地石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录》中的鼓励类；项目区位于古尔班通古特沙漠西北缘，除水土流失重点预防区外，不涉及其他环境敏感区；项目建设符合自治区主体功能区规划、生态环境功能区划、国家经济发展规划；不属于高污染、高环境风险产品，不属于“三高”项目	符合

（5）与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18号）相关要求的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，本项目属于北疆片区，该区重点突出阿尔泰山、准噶尔西部山地等水源涵养功能和生物多样性维护、额尔齐斯河环境风险防控。本项目油气集输采用密闭集输流程，污染物排放水平较低，资源能源消耗少，且能为区域经济发展提供助力，符合自治区“三线一单”的总体管控要求。

（6）与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求（2021年版）》（新政发〔2021〕162号）相关要求的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求（2021年版）》，塔城地区属于北疆片区，该区管控要求为“加强对阿尔泰山西北部喀纳斯自然景观及南泰加林生态功能区内湖泊、湿地、森林和野生动植物保护，维护阿尔泰山、准噶尔西部山地等水源涵养功能和生物多样性功能。加大区域建设与管理力度，实现生态环境保护、矿产资源开发、旅游与畜牧业协调发展。

巩固塔额盆地绿洲农业生态功能区基本农田土壤环境质量。积极推进地下水超采治理，逐步压减超采量，实现地下水采补平衡。

强化额尔齐斯河、额敏河等跨界河流突发水环境污染事故的环境风险防控；严格管控河流两岸汇水区内分布的排污口、尾矿库以及沿河公路段危险品运输、上游山区段矿产资源开发等活动，建立风险防控体系。加强废弃矿区土壤重金属污染风险管控及修复治理。”

本项目位于准噶尔盆地西北缘，不属于水源涵养及生态林等重要生态功能区，也无农田分布，亦不开采地下水，建设及运营过程中建立了完善的风险防范及应急管控措施，在严格落实各项环境保护措施的前提下，不会对区域土壤造成污染影响。综上所述，项目建设符合自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求。

（7）与关于印发塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（塔行发〔2021〕48号）相关要求的符合性分析

根据关于印发塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（塔行发〔2021〕48号），全地区国土空间共划定108个环境管控单元，其中优先保护单元43个、重点管控单元41个、一般管控单元24个。项目区位于一般管控单元，须落实生态环境保基本要求，推动区域环境质量持续改善。项目建设及运营过程中污染物均可实现达标排放和妥善处置，不会突破区域环境质量底线，符合塔城地区“三线一单”的管控要求。

图 2.9-1 项目区在塔城地区环境管控单元分布图中的位置

3 勘探开发历程

3.1 开发现状

玛 2 井区百口泉组油藏南部扩边开发工程位于准噶尔盆地西北缘玛纳斯湖北部，行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县管辖。西南距克拉玛依市 89km，北距和布克赛尔县 95km，西北距乌尔禾区 25km，东距玛纳斯湖约 4.5km，西距艾里克湖约 5.5km，区域构造上位于准噶尔盆地西北缘玛湖凹陷西环带玛北斜坡带。属于百口泉采油厂管辖，有油田简易公路经过附近，地面交通较便利。

玛北油田玛 2 井区勘探开发始于上世纪八十年代，1992 年，发现了玛北油田下乌尔禾组油藏及百口泉组油藏。后续 20 多年来陆续钻探了 37 口探井，油藏显示良好。2013 年，玛 2 井区首次部署产能建设地面工程，2017 年部署了扩边开发工程，截止 2018 年 12 月，井区内在产油井 33 口，全部采用单井管线集输、拉油站集中拉油的半密闭集输方式。2019 年 1 月实施玛 2 井区百口泉组、下乌尔禾组油藏地面建设工程(2019 年-2023 年)，计划分五年实施，在现有区块内加密部署 98 口生产井，8 口水源井。2021 年 4 月对玛 2 转油站进行扩建及配套地面建设工程的建设。截至目前区内共有采油井 152 口，目前开井 110 口，共建有计量站 6 座，采用密闭集输方式，目前产量 2300t/d 左右。

3.2 油气资源概况

3.2.1 油藏地质特征

根据地震及钻井资料，玛 2 井区扩边区自上而下钻揭的地层有白垩系吐谷鲁群(K_1tg)，侏罗系头屯河组(J_2t)、西山窑组(J_2x)、三工河组(J_1s)、八道湾组(J_1b)，三叠系白碱滩组(T_3b)、克拉玛依组(T_2k)、百口泉组(T_1b)及二叠系下乌尔禾组(P_2w)。其中二叠系与三叠系，三叠系与侏罗系，侏罗系与白垩系为区域性不整合接触。本次部署目的层为三叠系百口泉组。

结合完钻井分析，百口泉组地层分布稳定，厚度为 130m~141m，平均 135m。

百口泉组自下而上分为百一段(T_1b_1)、百二段(T_1b_2)、百三段(T_1b_3)，其中百三段为一套砾岩、泥岩互层，油层主要位于百一段(T_1b_1)、百二段(T_1b_2)。百一段自上而下又细分为 $T_1b_1^1$ 、 $T_1b_1^2$ 、 $T_1b_1^3$ 三个砂层组，油层主要分布 $T_1b_1^2$ 、 $T_1b_1^3$ 砂层组中；百二段自上而下细分为 $T_1b_2^1$ 、 $T_1b_2^2$ 、 $T_1b_2^3$ 三个砂层组，油层主要集中在 $T_1b_2^2$ 砂层组。

3.2.2 油气水性质

玛 2 井区原油、伴生气及采出水性质分别见表 3.2-1、表 3.2-2 和表 3.2-3。

表 3.2-1 原油性质参数一览表

区块	层位	地面原油密度 (g/cm^3)	粘度 (mPa·s)	凝固点 ($^{\circ}C$)	含蜡量 (%)
			50 $^{\circ}C$		
玛 2	下乌尔禾组	0.838	9.51	11.52	9.85
	百口泉组	0.825	5.65	7.44	5.65

表 3.2-2 伴生气性质参数一览表

区块	层位	相对密度	组分含量 (%)						
			甲烷	乙烷	丙烷	氧气	二氧化碳	氮气	其他
玛 2	下乌尔禾组	0.820	65.74	9.33	6.57	0.01	0.17	11.02	/
	百口泉组	0.682	83.09	7.76	2.75	0.00	0.18	3.50	2.72

备注：原油伴生气以甲烷为主，玛 2 井区伴生气中 H_2S 含量为 $13.1mg/m^3$ 。

表 3.2-3 采出水性质参数一览表

主要离子含量 (mg/L)							PH 值	矿化度 (mg/L)	水型
CO_3^{2-}	HCO_3^-	Cl^-	SO_4^{2-}	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$K^+、Na^+$			
未检出	1678.05	4693.44	229.39	724.21	114.17	2740.24	6.4	9340.48	氯化钙型

3.3 现有工程建设影响回顾

3.3.1 现有工程建设情况

(1) 地面工程建设情况

玛 2 井区内已建有转油站 1 座，伴生气处理站 1 座，35kV 橇装变电站 1 座；计量站 6 座；集输干线三条，规格为 DN200~DN250 玻璃钢管。目前采油井在生产前期产液量大、含水率高，均未启用井口电加热器，全部为常温集输。

(2) 集输工艺

玛 2 井区采用井口→计量站→转油站→处理站三级布站加热密闭集输以及井

口(单井计量)→转油站→处理站二级布站加热密闭集输相结合方式。油井产气液经计量后集输进玛 2 转油站，在转油站采用气液分输工艺，分离出的采出液加热、增压输送至百联站玛湖原油处理系统进行处理，分离出的伴生气就地交由伴生气处理站。

（3）公用工程

①给排水

现有工程用水节点为现有工作人员生活用水和井下作业用水，生活用水水源由玛湖勘探开发项目部水源井供水。井下作业用水水源为百口泉注输联合站采出水处理系统处理达标后的采出水和玛湖勘探开发项目部水源井供水。百口泉注输联合站站内建现有高压注水系统（16MPa）和次高压注水系统（10MPa），其设计注水规模分别为 10800m³/d、12800m³/d。

现有工程运营期无废水外排，废水主要为井下作业废水，井下作业废水集中收集后送至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，回注油藏，不外排。

②供配电

供电电源依托油区已建 10kV 架空线路供电。

③物联网

百口泉采油厂在克拉玛依机关楼已部署厂级生产调度中心 1 座，部署有全厂油水井生产监控系统 1 套，生产监控云平台软件采用 SCADA，另外还部署 1 台 DMS 数据管理服务器用于数据管理和处理，1 台功图采集分析服务器(北京地航时代科技)用于油井功图诊断分析与计量，目前已部署完毕并正式投运，满足本次新建井场的生产数据的接入要求。

目前，玛 2 井区现有生产井、站均随产能建设配套物联网建设，采油井场物联网采用 ZigBeePro 协议的无线仪表/无线数据采集模块+多井集联 RTU 的数据采集模式，井站物联网数据通过油区无线数据传输网络上传至百口泉采油厂玛湖油田 SCADA 系统进行集中监控，视频数据通过油区无线数据传输网络上传至玛 2 转油站中控室油区视频监控系统机柜集中存储及百口泉采油厂厂级调度中心远程调

用监控。

玛 2 井区已部署 1 套基于 5.8G 无线微波技术的油区无线传输网络（华为 RN510），具体部署如下：已在 4 座已建计量站（1 号、2 号、5 号、6 号）部署 4 座无线微波 AP 基站，计量站均设有 15m 监控通信杆，通信杆顶部架设 5.8G 无线微波 AP 设备，用于周边各采油井场、计量站、管汇站的生产及视频数据无线接入及汇聚。

3.3.2 现有工程环境影响回顾

（1）污染情况回顾

水环境影响回顾评价

钻井过程水环境污染源有：钻井废水、钻井岩屑、废弃泥浆和钻井队生活污水。

①施工期水环境影响回顾

根据玛 2 井区钻井实际情况，钻井期间钻井泥浆进入泥浆不落地系统配套 3 座 50m³ 岩屑储存罐，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的钻井岩屑进入岩屑储存罐，委托第三方岩屑处置单位处理，检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后综合利用。

②运营期水环境影响回顾

玛 2 井区未设原油处理系统，采出液（水、原油）管道集输至百口泉注输联合站进行处理；井下作业均为带罐作业，产生的井下作业废水由罐车送至百口泉注输联合站污水处理系统。百联站污水处理系统出水达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后全部回注油藏，无废水外排。

玛 2 井区已建集输干线 3 条，采用 DN200 非金属管线，单井来液依托该 3 条集输干线输至玛 2 转油站，最终集输至百联站进行处理。

③大气环境影响回顾评价

现有工程运营期间的废气污染源为油气集输处理过程中无组织挥发的烃类。现有工程采用密闭集输的方式，原油和烃类损失主要发生在油田集输的阀门、法

兰等连接处的泄漏或设备超压放空等，会产生无组织挥发性烃类排放。

本次评价引用2021年3月通过塔城地区生态环境局取得的《关于玛2转油站扩建及配套地面建设工程的批复》（塔地环字〔2021〕39号）非甲烷总烃的量为19.46t/a。

根据资料环境空气质量现状监测数据表明，各项污染物的监测值均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级浓度限值，无组织排放的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求，现有工程对环境空气质量影响较小，在环境可接受范围内。

④声环境影响回顾评价

油田开发建设项目总体开发过程中的噪声源主要分为施工期噪声和运营期噪声两部分。施工期为钻井施工过程，主要是钻井用钻机、柴油发电机和泥浆泵噪声、井下作业噪声、机动车辆噪声等，对环境的影响是暂时的，影响时间短；运营期主要以站场的各类机泵运行时产生的机械噪声，虽然这些噪声对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期，但主要噪声设备通过集中放置在泵房及采取消音降噪措施后，且周围无声环境敏感点，对周围环境的影响不大。

⑤固体废物环境影响回顾评价

2016年前施工期使用的是水基钻井液体系，并做到循环利用，废弃钻井液和岩屑等在排入钻屑储集防渗池固化后，覆土填埋。2016年后施工期使用的是水基钻井液体系，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的钻井岩屑进入岩屑储存罐，委托第三方岩屑处置单位处理，检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后综合利用。

运营期无原油处理活动，产生的固体废物主要为事故状态下（如管线穿刺等）产生的落地原油，均属于《国家危险废物目录》（2021本）HW08类危险废物，交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置，符合无害化处置原则。

（2）生态影响回顾

玛2井区开发建设项目总体开发过程中，对生态的影响主要为占地对生态环境造成的影响，占地分为临时占地和永久占地。主要生态影响包括，对生态景观

格局的影响、对植被的影响以及对土壤的影响。

对景观生态格局的影响主要表现在油田道路、管线及各类场站的建设，对生态景观的切割，增大了区域景观生态格局的破碎化程度。对植被的影响主要表现为工程建设过程中，占地范围内的植被灭失，以及永久占地范围内植被生产力的减少。对土壤的影响主要是工程建设时对土壤(沙漠)的扰动、流失，以及落地原油对土壤(沙漠)的污染。

根据资料和本次现场踏勘情况，油田区域内钻井工程结束后，基本对临时占地范围内及周边的场地进行了清理及平整，恢复了原貌。对井场永久占地范围内地表结合玛2井区荒漠的特点，油田道路铺设了砂石，站场周围做了平整和压实，减少了侵蚀量。管线占地全部为荒地，大部分地段很少或无植物生长，为裸地，沿线属于轻度风力侵蚀区。根据现场踏勘情况，玛2井区区域内井场至计量站或转油站的集输管线均采用了地下敷设方式，施工结束后恢复了地表原状。计量站已完成地面硬化，现有井场均已平整，由砾石铺垫，井场钻屑储集防渗池上部已经覆土，井场及钻屑储集防渗池上部没有油污出现，井场周边也形成了较稳定的生态结构，根据完井时间不同，各井场恢复程度不同。

从资料上看及本次评价现场监测的土壤环境质量现状来看，布设的各土壤监测点各项污染因子均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求，工程区域土壤环境质量较好。

(3) 环保手续履行情况

油田开发建设过程中，玛2区块按照国家法律法规开展了环境影响评价工作：于2013年1月11日，取得了原新疆维吾尔自治区环境保护厅审批《关于玛北油田玛2井区建设工程环境影响报告书批复》(新环评价函〔2013〕17号)；2018年10月8日取得原新疆维吾尔自治区环保厅出具了《关于玛北油田玛2井区下乌尔禾组、百口泉组油藏2018年开发建设工程环境影响报告书的批复》(新环函〔2018〕1445号)；2019年2月27日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅出具了《关于玛北油田玛2井区百口泉组、下乌尔禾组油藏(2019-2023年)地面建设工程环境影响报告表的批复》(新环函〔2019〕233号)，均已自主验收。本次评价玛2

井区现有工程的“三同时”执行情况进行回顾。

表 3.1-1 玛2井区勘探期环保手续履行情况表

隶属井区	项目名称	环评批复机关、文号及时间	环保竣工验收情况
玛2井区	玛北油田玛2井区建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅新环评价函（2013）17号	2018年12月24日自主验收
	玛北油田玛2井区下乌尔禾组、百口泉组油藏2018年开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅新环函（2018）1445号	2020年10月31日自主验收
	玛北油田玛2井区百口泉组、下乌尔禾组油藏(2019-2023年)地面建设工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅新环函（2019）233号	2021年2月1日分批自主验收
	玛2转油站扩建及配套地面建设工程	塔地环字（2021）39号	正在建设

（4）环境管理现状

①现有工程排污许可证执行情况

玛湖勘探开发项目部百口泉注输联合站取得排污许可证以及排污登记回执获得情况详见表 3.3-8。

表 3.3-8 百口泉注输联合站排污登记（许可证）一览表

单位名称	登记回执编号	排污许可证有效期	备注
新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部百口泉注输联合站	91650200715597998M056Q	2020.11.10 至 2023.11.9	2020.11.10 首次申领
			2022.02.08 第一次重新申领
			2022.09.13 第二次重新申领

②排污许可证执行报告落实情况

玛湖勘探开发项目部百口泉注输联合站排污许可证为简化管理，企业已经落实 2022 年 4 个季度及 2022 年全年的执行报告。

③环境应急预案及应急演练情况

现有工程由玛湖勘探开发项目部统一管理，玛湖勘探开发项目部已编制《玛湖勘探开发项目部突发环境事件专项应急预案》。

④自行监测情况

玛湖勘探开发项目部已制定了《新疆油田公司玛湖勘探开发项目部 2023 年自

行监测方案》，为履行排污单位自行监测的职责，自行监测手段为手动监测。目前，玛湖勘探开发项目部已完成2023年度废气、生产废水、地下水等自行监测工作。

⑤环境管理台账记录

玛湖勘探开发项目部已经根据排污许可证中载明的台账记录要求，建立台账记录制度，并指定专人负责台账记录工作。记录形式包括电子和纸质台账两种。台账记录内容包括基本信息、监测记录信息、生产设施运行管理信息、污染治理措施运行管理信息和其他环境管理信息等。

（9）现有工程污染物产生排放情况

现有工程污染物产生排放情况见表3.3-9。

表3.3-9 现有工程污染物产排量汇总情况一览表

名称	污染物	单位	现有工程产生量	总排放量
废气	无组织挥发非甲烷总烃	t/a	19.46	19.46
	二氧化硫	t/a	0.96	0.96
	氮氧化物	t/a	8.72	8.72
废水	洗井废水	化学需氧量	t/a	0.553
		石油类	t/a	0.001

3.4 存在环境问题及整改措施

（1）现有工程存在的环境问题

根据现场调查结果可知：现有工程井场已平整，由砾石铺垫，钻试期挖钻屑储集防渗池的井场，其钻屑储集防渗池上部已经覆土填埋，钻试期钻井岩屑排至岩屑堆放场地的井场，施工结束后施工场地已进行清理，现有工程井场和站场也已平整，进行了砾石铺垫等硬化处理，管线等临时工程，施工场地已进行清理平整，植被正在自然恢复，无遗留的环境问题。目前现有工程存在的环境问题为井区部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。

（2）整改措施

针对已开发区域遗留的环境问题，在本次开发建设过程中，要重点采取以下措施：拟建项目建设中应严格规定施工车辆、施工机械及施工人员的活动范围，

不得乱碾乱轧，随意开设便道，减少对油田区域地表的扰动和破坏，施工结束后，要及时平整施工场地，清理施工废弃物，以便临时占地自然恢复。严格施工期及运营期井下作业时各种废弃物的处理，落实各项环境保护管理制度。

4 建设项目工程分析

4.1 建设项目概况

（1）项目名称

玛2井区百口泉组油藏南部扩边开发地面工程（变更）。

（2）项目性质

改扩建。

（3）建设地点

玛2井区百口泉组油藏南部扩边开发工程位于准噶尔盆地西北缘玛纳斯湖北部，行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县管辖。西南距克拉玛依市89km，北距和布克赛尔县95km，西北距乌尔禾区25km，东距玛纳斯湖约4.5km，西距艾里克湖约5.5km，区域构造上位于准噶尔盆地西北缘玛湖凹陷西环带玛北斜坡带。区域位置见图4.1-1，对比中国石油新疆油田分公司按照《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133号）报送给自治区生态环境厅的已开发区块环评范围“一张图”，项目位于已开发的老区块内，与“一张图”的相对位置关系见图4.1-2。

（4）生产计划和劳动定员

年运行时间8400h，建成后由玛湖勘探开发项目部负责运行管理，不新增劳动定员。

（5）工程投资

工程总投资9041.03万元，环保投资约1400万元，占总投资的15.48%。

（6）建设内容

本次拟在玛2井区部署24口采油井，新建产能 $21.275 \times 10^4 \text{t/a}$ 。新建12井式计量装置3座，计量点3座，单井计量装置7座，原料气增压站1座，新建各类集输管线23.89km，巡检道路7.05km，站内道路115m。配套建设供电、自控、通信等工程。

图 4.1-1 区域位置示意图

图 4.1-2 项目与中国石油新疆油田分公司报送给自治区生态环境厅的已开发区块环评范围“一张图”位置关系

③钻井设备

钻井期井场设备包括钻机、井架、提升系统、转盘、循环系统、动力系统、控制系统、钻井液不落地设备、仪器仪表等。

④钻井液体系

新钻24口采油井，其中14口井一、二开采用水基钻井液，三开为油基钻井液；10口井采用水基钻井液。

表 4.2-3 钻井液性能指标及用量一览表

钻井次序	钻头尺寸(mm)	井段(m)	密度(g/cm ³)	钻井液体系	单井钻井液用量(m ³)	钻井液总用量(m ³)
一开	381.0	0~500	1.15~1.40	坂土 CMC		
二开	241.3	~3200	1.15~1.40	钾钙基有机盐		
三开	165.1	~设计井深	1.60~1.95	油基钻井液体系		
	165.1	~设计井深	1.15~1.40	钾钙基有机盐		

注：钻井液中各物质配比涉及商业机密，故不提供详细数据。

⑤钻井设备

单井井场主要钻井设备见下表。

表 4.2-4 单井井场主要钻井设备一览表

序号	名称	型号	规格	备注
1	钻机	ZJ50	/	1台
2	井架	JJ315/43A	/	1台
3	钻井泵	F-1600	/	2台
4	钻井液罐	/	总容量≥220m ³	1座
5	柴油机	CAT3512	/	3台
6	发电机	PZ8V-190D-2	/	2台
7	钻井液不落地设备	/	/	1套
8	井控系统	二开	/	1套
		三开	/	1套
9	硫化氢检测仪	便携式	/	≥1台
10	液压大钳	/	Q10Y-M	1套
11	柴油储罐	20m ³	/	1座

⑥钻井井场平面布置

钻井期井场布置有值班房、钳工房、录井房、发电房、钻井液不落地系统和应急

放喷池，井场平面布置如图 4.2-2 所示。

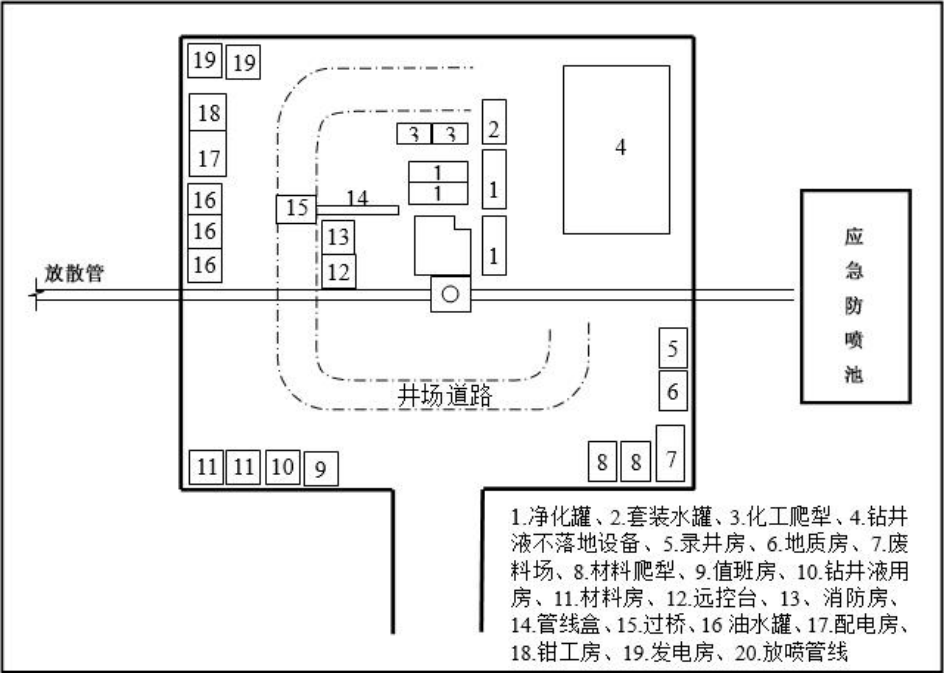


图 4.2-2 钻井期井场平面布置示意图

⑦钻井工艺流程

钻井是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井液将钻屑带出井眼，以保证持续钻进。钻井工程作业流程见图 4.2-3。

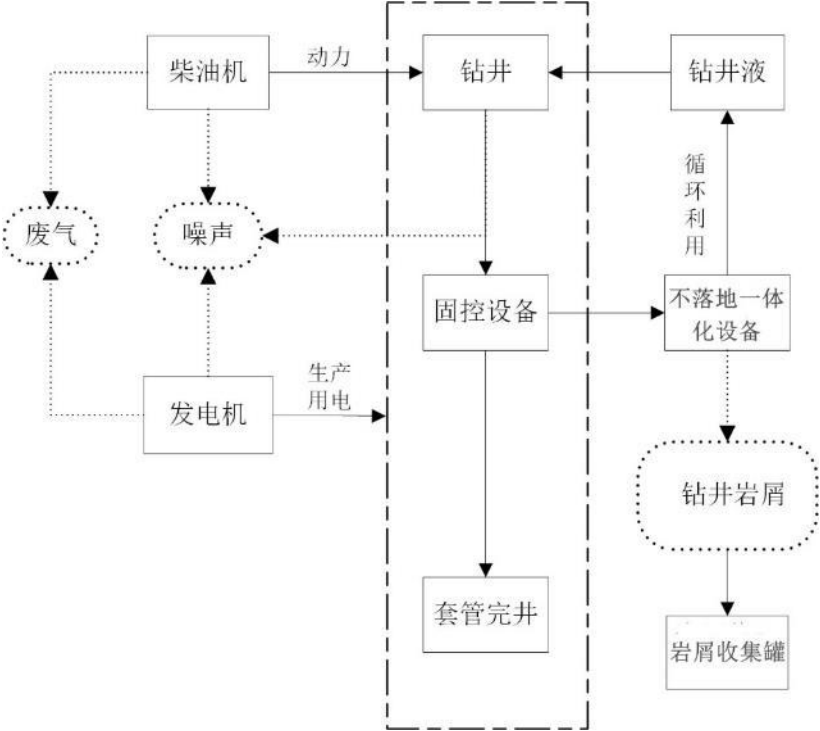


图 4.2-3 钻井工艺流程示意图

（2）采油工程

①采油工艺

采用 14 型游梁式抽油机采油。

②采油井场

新建单井采油井场 24 座。新建采油井口装置 24 座，采用 14 型节能抽油机，配套电机功率 37kW，井口设保温盒保温，内设 150W 防爆电加热器，压力表置于保温盒内；井口还设置有清蜡和除砂接口，以及安全标志牌。

（3）集输工程

①集输工艺

本项目油气全部密闭集输，采用“井口→计量站→转油站→处理站”的三级布站工艺。单井采出物经单井管线集输至计量站，在计量站计量后，管输至转油站后集输至处理站。集输工艺见图 4.2-4。

图 4.2-4 油气集输工艺流程示意图

②集输管线

新建单井采油管线采用 DN65 2.5MPa 柔性复合管（II 型），长度 4.5km，新建集油支线采用 DN100、DN150、DN250 3.5MPa 高压玻璃纤维管线管，耐温 70℃，长度 6.5km，埋地保温敷设，管底标高-1.9m，集油支线与干线搭接处设阀池。。

③计量站

在玛2井区新建计量站3座，单座计量站设1座一体化自动选井计量装置，该设备包含计量装置1座和多通阀装置1座。计量站工艺流程为：单井来油采用多通阀自动选井工艺，不需要计量的单井油气直接进入集输管道，需计量的单井经过含水分析仪测定含水率后进入计量装置，计量后再进入集油管道与其它不需计量的单井来液汇合后，一起输送至玛2转油站。

④计量点

新建计量点 3 座。计量点内设 1 座 4 井式多通阀橇、1 座单井计量装置及 1 台含水分析仪。

计量点内工艺流程为：单井来气液先进多通阀进行选井，需计量的单井经单井计量装置计量并经过含水分析仪测定含水率后，将计量后的原油和天然气与未计量的油井来液混合后进入集油干支线输至玛 2 转油站。

⑤原料气增压站

本工程在玛 2 井区新建增压站 1 座，将玛 2 伴生气增压后输送至拟建管线(玛 19 增压站→玛 18 增压站集输管线，DN250，运行压力 4.4-4.8MPa，设计压力 6.3MPa)，集输至玛 18 增压站，利旧拟建玛 18 增压站→81 号站集气干线，将百口泉、艾湖 2、玛 18 和玛 19 井区天然气集中输送至 81 号伴生气处理站。平面布置示意图见下图。

图 4.2-5 原料气增压站平面布置示意图

玛 2 转油站来伴生气经压缩机入口分离橇后去增压压缩机橇增压至 4.6~4.8MPa，空冷至 50-55℃后经压缩机出口分离橇去外输管道，工艺流程框图见下图。主要工程量见下表。

表 4.2-5 原料气增压站工程量一览表

图 4.2-6 原料气增压站工艺流程示意图

⑥老井进密闭系统

Ma20025-H、玛 115-H 井自投产以来一直采用单罐拉油的方式生产，2 口拉油井距本次拟建计量站点较近分别为 1.0km 和 1.5km，为节约拉运成本、有效回收伴生气，减少环境污染，将 2 口拉油井接入本次新建集输管网。新建单井采油管线 2.5km。采用 DN652.5MPa 柔性复合管（II 型）。

⑦各井进站情况

各井进站情况见表 4.2-5 和图 4.2-5 和图 4.2-6。

表 4.2-5 各井进站情况一览表

4.2.2 公用工程

(1) 供配电

施工期用电由柴油发电机提供；运营期新建油区 10kV 架空线路引自就近已建 10kV 艾玛一线，选用 1×JL/G1A-150/25 的钢芯铝绞线，新建 10kV 线路 2 处，长度分别约为 2.6km、4.6km，总计长度约 7.2km。新建原料气增压站 10kV 架空线路引自就近已建 10kV 玛 2 转油站一、二线，选用 1×JL/G1A-150/25 的钢芯铝绞线，新建 10kV 线路 2 处，长度分别约为 3.0km、3.0km，总计长度约 6.0km。

（2）给排水

给水主要为井下作业用水、管道试压用水和生活用水，井区位于荒漠地区，周围无成熟的供水管网，用水由罐车从玛湖勘探开发项目部拉运至用水场地。

排水主要为洗井废水、管道试压废水和生活污水，洗井废水由罐车拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，回注油藏，不外排；管道试压废水污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘；生活污水排至防渗池中，施工结束后由吸污车吸走，清运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。

（3）仪表自动化

新增采油井井口仪表采用 ZigBee Pro 无线仪表，井场设置 RTU 和 5.8G 无线网桥从站；RTU 及三相电参模块安装在物联网抽油机电控箱内弱电仓预留位置。井场数据经 RTU 内配置的 Zigbee Pro 数据采集模块汇聚后通过新建 5.8G 无线网桥从站上传至玛湖勘探开发项目部生产监控平台进行集中监控、管理。

（4）道路

新建油田内部道路 7.05km，路面宽 6m，路基宽 6.5m，路面结构采用 25cm 厚天然砂砾。所需砂石料自周边料场购买。

4.2.3 依托工程

施工期生活污水依托乌尔禾区生活污水处理厂处理，生活垃圾依托乌尔禾生活垃圾填埋场填埋处理，废机油和沾油废防渗膜依托有相应危险废物处置资质的单位进行处置；运营期产生的洗井废水处理依托百口泉注输联合站采出水处理系统处理，井下作业废液依托百口泉注输联合站采出水处理系统。废防渗材料和事故状态下产生的含油污泥交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、转运和处置。

4.2.4 环保工程

单井井场设置 1 座放喷池、1 座防渗池；钻井期钻井岩屑采用不落地处理系统处置；井下作业及修井过程中要铺设防渗膜，保证落地原油 100%回收。

4.2.5 工程组成

工程组成详见表 4.2-6。

表 4.2-6 工程组成一览表

工程类别	名称	工 程 量		备 注
主体工程	钻井工程	采油井	24 座	新钻 24 口采油井，采用三开井身设计，其中 14 口井一、二开采用水基钻井液，三开为油基钻井液；10 口井采用水基钻井液
	采油工程	采油井场	24 座	新建采油井口装置 24 座，采用 14 型节能抽油机，配套电机功率 37kW，井口设保温盒保温，内设 150W 防爆电加热器，压力表置于保温盒内。
	集输工程	计量站	3 座	单座计量站设 1 座一体化自动选井计量装置，该设备包含计量装置 1 座和多通阀装置 1 座。
		计量点	3 座	新建计量点 3 座。计量点内设 1 座 4 井式多通阀橇、1 座单井计量装置及 1 台含水分析仪。
		原料气增压站	1 座	增压规模 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，操作弹性 100~110%。
		单井采油管线	7km	采用 DN65 2.5MPa 柔性复合管（II 型），管线埋地保温敷设，保温采用 30mm 厚发泡保温橡塑海绵，防护层采用 2mm 厚聚乙烯胶粘带，管底标高-1.7m。
		集油支线	6.5km	采用 DN100、DN150、DN250 3.5MPa 高压玻璃纤维管线管，耐温 70℃，长度 6.5km，埋地保温敷设，管底标高-1.9m。
公用工程	供配电		施工期用电由柴油发电机提供；新增电力负荷电压等级为 0.38/0.22kV，主要用电设施为采油井，用电负荷等级为二级。供电电源依托油区已建 10kV 架空线路供电，新建 10kV 架空线路 13.2km	
	给排水		给水主要为井下作业用水、管道试压用水和生活用水，井区位于荒漠地区，周围无成熟的供水管网，用水由罐车从玛湖勘探开发项目部拉运至用水场地。排水主要为洗井废水、管道试压废水和生活污水，洗井废水由罐车拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，回注油藏，不外排；管道试压废水污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘；生活污水排至防渗池中，施工结束后由吸污车吸走，清运至乌尔禾区生活污水处理厂	
	仪表自动化		新增采油井井口仪表采用 ZigBee Pro 无线仪表，井场设置 RTU 和 5.8G 无线网桥从站；RTU 及三相电参模块安装在物联网抽油机电控箱内弱电仓预留位置。井场数据经 RTU 内配置的 Zigbee Pro 数据采集模块汇聚后通过新建 5.8G 无线网桥从站上传至玛湖勘探开发项目部生产监控平台进行集中监控、管理	
	巡检道路		新建油田内部道路 7.05km，路面宽 6m，路基宽 6.5m，路面结构采用 25cm 厚天然砂砾。	
依托工程	生活污水		依托乌尔禾区生活污水处理厂处理	
	生活垃圾		依托乌尔禾生活垃圾填埋场填埋处理	

	废机油、沾油废防渗膜、废防渗材料	依托相应危险废物处置资质的单位进行处置	
依托工程	洗井废水	洗井废水处理依托百口泉注输联合站采出水处理系统处理	
	井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液、废洗井液）	井下作业废液依托百口泉注输联合站采出水处理系统	
环保工程	施工期	放喷池	共设 24 座，底部铺设 HDPE 防渗膜
		防渗池	共设 24 座，池内采用 HDPE 防渗膜防渗，暂存钻井期生活污水
		钻井井场关键区域铺设防渗膜	井场内的柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐、井口方罐、采出液方罐和岩屑方罐处采用 HDPE 防渗膜进行防渗，其防渗系数不低于 $1\times 10^{-10}\text{cm/s}$ 。
		岩屑处置系统	钻井期钻井岩屑采用不落地处理系统处置
	运营期	防渗膜	井下作业及修井作业过程中井口设置收集罐，修井及井下作业过程铺设防渗膜

图 4.2-5 管网敷设示意图

施工期环境影响因素主要表现在钻井、管线、井场入场道路及井场建设、供电线架设等施工活动中。废气主要来自钻井、管线、井场入场道路及井场建设、供电线架设等施工活动中产生的扬尘、柴油机、发电机组燃烧烟气以及施工机械、施工车辆尾气等；废水主要为生活污水和管道试压废水；噪声主要为施工机械及施工车辆噪声；固体废物为钻井岩屑、生活垃圾、建筑垃圾、废机油和沾油废防渗膜。此外，施工人员和相关施工活动会对施工范围内的生态环境造成一定影响。

（1）废气

废气主要为柴油机、发电机组燃烧烟气，施工扬尘，施工机械及施工车辆尾气。

①柴油机、发电机组燃烧烟气

钻井期单井井场动力系统共设3台柴油机和2台柴油发电机，为钻机及井场提供动力、电力和照明，柴油机、发电机工作时消耗的燃料主要为柴油。根据设计资料，单井钻井期柴油消耗量为100t，24口井柴油消耗总量为2400t。柴油燃烧烟气中各污染物的产生量参考国家环境工程评估中心编制的《社会区域类环境影响评价》一书中提供的柴油燃烧产污系数进行核算（ SO_2 2.24kg/t， NO_x 2.92kg/t，总烃 2.13kg/t）。则钻井期污染物排放总量为： SO_2 2.1504t、 NO_x 2.8032t、总烃 2.0448t。

②施工扬尘

扬尘主要来自于施工场地的清理、平整，土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料的装卸、运输、堆放以及施工车辆运输。

③施工机械及施工车辆尾气

施工期各类机械及运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。

（2）废水

钻井期井场设生活营地，单井钻井周期为50天，钻井人数为35人，按每人每天用水量20L计算，则单井生活用水 35m^3 ，24口井用水共 840m^3 ，排水系数取0.8，则生活污水产生量约 672m^3 ，其水质与一般城市生活污水相类似，主要的污染物为化学需氧量350mg/L、悬浮物200mg/L、氨氮30mg/L。钻井期生活污水暂存在生活营地内设置的临时储集池内，施工结束后由吸污车吸走，清运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。

地面工程建设不设施工营地，废水主要为管道试压废水。本次采用清水试压，试压完毕后产生少量的试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在40~60mg/L，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。

（3）噪声

噪声源主要为施工机械噪声及施工车辆交通噪声，噪声级在60~105dB（A）之间，各噪声源噪声排放情况见表4.3-1。

表4.3-1 施工期噪声排放情况一览表

噪声源名称	噪声源位置	声功率级（dB（A））	排放规律	噪声特性	降噪措施	运行时段
柴油发电机	钻井井场	80~90	间歇	机械	在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施	施工期
钻机		100~105		机械		
钻井液循环泵		95~100		机械		
施工机械噪声级		85~100		机械		
施工车辆	交通噪声	60~90	间歇	机械	加强保养维修	

（4）固体废物

施工期固体废物包括钻井岩屑、生活垃圾、建筑垃圾、废机油和沾油废防渗膜。

①钻井废弃物

钻井过程中，岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑，随钻井液排出井口，进入钻井液不落地系统进行处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队带至下一个井场继续使用，不外排。

分离出固相即为钻井岩屑，进井场岩屑储罐，交由岩屑处置单位处理。岩屑产生量与井身结构有关，可按式计算：

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

式中：W——产生的岩屑量，m³；

D——井眼平均井径，m；

h——裸眼长度，m；

d——岩屑膨胀系数，使用水基钻井液体系时取d=2.2；使用油基钻井液

过程中产生废机油的数量可知，单井井场钻井期产生的废机油为0.05t，整个施工期废机油的产生量共计1.2t。废机油属于《国家危险废物名录》（2021年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，废物代码为900-214-08，危险特性为T，I，集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

⑤沾油废防渗膜

钻井结束对场地进行清理时会产生废防渗膜。沾油的废防渗膜属于《国家危险废物名录》（2021年版）中的HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物（废物代码为900-249-08，危险特性为毒性和易燃性），施工结束后委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置。根据建设单位提供的经验数据，废防渗材料产生量约0.03t/井次，则本项目施工期沾油废防渗膜产生量为0.72t。

（5）生态影响因素

①占地面积

本工程占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要为井场和道路，临时占地为管线。根据估算，本工程总占地面积30.092hm²，其中永久性占地面积为4.46hm²，临时占地面积25.632hm²，工程占地类型主要为戈壁，详见表4.3-4。

表 4.3-4 占地概况一览表

序号	建设项目	面积(hm ²)		备注
		永久占地	临时占地	
1	井场	2.16	6.52	新钻井24口
2	计量站	0.3	0	计量站3座
3	道路	2	0	7.05km，砂石路面
4	集输管线	0	19.112	新建集输管线23.89km，作业带宽度8.0m
合计		4.46	25.632	/

②土石方平衡

本项目土石方开挖主要为单井采油管线敷设过程，单井采油管线作业带宽10m，采用埋地敷设方式，管底埋深-1.7m，管沟沟底宽度一般为管外径加0.5m，管沟边坡比为1:0.75。集油支线作业带宽14m，采用埋地敷设方式，管底埋深-1.9m，管线作业时无弃方产生，全部回填或就地平整，多余土方敷设于管线上方

作为管廊，无弃方产生。

本次新建井场入场道路 7.05km，砂石路面。

土石方平衡见表 4.3-5。

表 4.3-5 土石方平衡表

工程类别	体积	长度	管径	挖方量	填方量	土石方平衡	备注

4.3.2 运营期环境影响因素识别及污染源分析

运营期环境影响因素主要体现在油气集输过程中产生的无组织排放的挥发性有机物；废水主要为井下作业过程中产生的洗井废水；噪声源主要为井下作业及井下作业废水运输车辆；固体废物主要为废防渗材料和井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液、废洗井液）。

（1）废气

运营期无组织废气主要为油气集输过程中的阀门、法兰等部位产生的油气挥发废气，该过程中的无组织挥发废气尚无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算，计算公式具体如下：

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

式中：

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

α —设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

$WF_{\text{VOCs},i}$ —流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，（单井扣除采出液含水率）；

$WF_{\text{TOC},i}$ —流经密封点 i 的物料中总有机碳(TOC)平均质量分数，（单井扣除采出液含水率）；

$e_{\text{TOC},i}$ —密封点 i 的总有机碳(TOC)排放速率(泄漏浓度大于 2000 $\mu\text{mol/mol}$)，

kg/h;

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数;

t_i —核算时段内密封点 i 的运行时间, h, 本次取 8400h。

根据上述公式计算油气集输处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表 4.3-6。

表 4.3-6 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型		e_{TOC} (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)
单井井场	阀门	0.064	5	0.0081
	法兰	0.085	10	0.0214
	连接件	0.028	60	0.0423
合计	/	/	/	1.7232
计量站	阀门	0.064	20	0.055
	法兰	0.085	40	0.146
	连接件	0.028	100	0.12
合计	/	/	/	0.963
计量点	阀门	0.064	20	0.055
	法兰	0.085	40	0.146
	连接件	0.028	100	0.12
合计	/	/	/	0.963
原料气增压站	阀门	0.064	40	0.11
	法兰	0.085	80	0.292
	连接件	0.028	200	0.24
合计	/	/	/	0.642
总计	/	/	/	4.2912

(2) 废水

运营期废水主要为洗井废水, 洗井废水产生量参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算。具体产生量见 4.3-9。

表 4.3-9 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液(水)	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产	104525	回收回注	0

				品				
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	34679	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	6122	回收回注	0

玛 2 井区为低渗透区，井下作业每年 1 次。采用表 4.3-9 低渗透油井洗井作业产污系数计算运营期洗井废水及废水中各污染物的产生量，计算结果详见表 4.3-10。

表 4.3-10 洗井废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	产生量（t/a）
工业废水量	27.13t/井次-产品	651.12
化学需氧量	34679g/井次-产品	0.84
石油类	6122g/井次-产品	0.12

洗井废水由罐车拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，回注油藏，不外排。

（3）噪声

噪声主要包括井下作业噪声和巡检车辆噪声等，噪声排放情况见表 4.3-11。

表 4.3-11 运营期噪声排放情况一览表

噪声源名称	噪声源位置	声功率级（dB（A））	排放规律	噪声特性	降噪措施	运行时段
井下作业井场机泵	采油井场	80~95	间歇	机械	机泵等设备加润滑油和减振垫	运营期
巡检车辆	交通噪声	60~90	间歇	机械	加强保养维修	

（4）固体废物

井下作业时要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。运营期固体废物主要为采油井场日常巡检、检修过程中产生废防渗材料和井下作业过程中产生的井下作业废液。

①废防渗材料

废防渗材料属于 HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08，危险特性为 T、I），根据作业区采油井场实际产生情况估算，其单井产生量约 0.07t/a，则本项目运营期废防渗材料产生量约为 0.84t/a。

②井下作业废液

井下作业废液主要包括压裂返排液、酸化返排液和废洗井液。井下作业进行酸化、压裂工序时，会产生一定的压裂返排液和酸化返排液，修井时会产生一定的废洗井液。上述物质的产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算，井下作业每 1 年 1 次，具体产污系数及产生量见表 4.3-12。

表 4.3-12 井下作业废液产生量一览表

污染物名称	产污系数	产生量
压裂返排液	153.21m ³ /井	3677.04m ³ /a
酸化返排液	150.49m ³ /井	3611.76m ³ /a
废洗井液	25.29t/井	303.48t/a

根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）“7 不作为液体废物管理的物质——7.2 经过物理处理、化学处理、物理化学处理和生物处理等废水处理工艺处理后，可以满足向环境水体或市政污水管网和处理设施排放的相关法规和排放标准要求的废水、污水”可知，压裂返排液、酸化返排液和废洗井液可不作为液态废物管理。井下作业废液集中收集后均由罐车拉运至百口泉注输联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的相关要求后回注地层，不外排。

4.3.3 事故状态环境影响因素分析

本项目开发建设可能出现的事故主要有井喷、井漏、管线泄漏事故。

（1）井喷事故

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

（2）井漏事故

井漏事故一般发生在钻井过程或井下作业修井过程中，通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致钻井液或修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量钻井液或修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层和油层造成一定的污染和危害。

（3）管道泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，单井采油管线发生破裂，采出液泄漏，造成环境污染。

4.3.4 污染物排放量汇总

本项目实施后，污染源包括现有工程、在建工程和本次拟建工程，结合前文3.3、3.4 章节和4.3.2 章节分析可知，污染物排放情况汇总如表4.3-14所示。

表 4.3-14 本工程及现有工程排放量“三本账”一览表

类别	污染源	污染物名称		现有工程 排放量	拟建工程 排放量	总排放量
废气	无组织排放	非甲烷总烃		16.46t/a	4.2912t/a	23.7512t/a
废水	洗井废水	石油类、COD		/	65.12t/a	65.12t/a
	井下作业废液	石油类、COD		/	7592.28t/a	7592.28t/a
噪声	井场	连续等效 A 声级	机泵	80~90dB (A)	80~90dB (A)	80~90dB (A)
			井下作业（压裂、修井等）	80~95 dB (A)	80~95dB (A)	80~95dB (A)
固体废物	含油污泥	石油类		/	/	/
	废机油	石油类		/	7.2	7.2
	废防渗材料	石油类		/	2.4	2.4

4.4 总量控制指标

根据《“十四五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，大气污染物减排因子为 NO_x 、VOCs，水污染物减排因子为 COD 和氨氮。洗井废水由罐车拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，井下作业废液集中收集后由罐车拉运至百口泉注输联合站处理，洗井废水和井下作业废液经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，回注油藏，

不外排。故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制；本项目无氮氧化物排放，非甲烷总烃为无组织排放，无有组织非甲烷总烃排放，故不设总量控制指标。

4.5 清洁生产分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

4.5.1 清洁生产水平技术指标对比分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）对本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。

——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。

——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：

——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。

——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。

——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。

钻井、井下作业、采油和集输作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 4.7- 1～表 4.7- 3。

（5）评价指标考核评分计算

（1）定量评价考核总分值计算

①单项评价指标计算

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 。

表 4.5-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

表 4.5-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m³/井次	10	≤5.0	0	10
		新鲜水消耗	m³/井次	10	≤5.0	27.13	0
		单位能耗	—	10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m³/井次	10	≤3.0	27.13	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	219	0
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	1429	0
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5

定性指标					
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本项目评分
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证		15	15
		开展清洁生产审核		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
(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	20

表 4.5-3 采油定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160 天然气：≤50	<160	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	0	0	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10	
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5	
		COD	%	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5	
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10	
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10	
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10	

定性指标									
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	本项目评分		
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5	5	
		采气	采气过程醇回收设施		10	采油	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		20		防治落地原油产生措施	20	20
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	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	10	
		开展清洁生产审核					20	20	
		制定节能减排工作计划					5	5	
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况					5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况					5	5	
		污染物排放总量控制与减排措施情况					5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况					5	5	

②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：

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

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：P₂—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

P₁—定量评价考核总分值；

P₂—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数见表 4.7-4。

表 4.7-4 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

清洁生产企业	$75 \leq P < 90$
--------	------------------

由表 4.6-1 至表 4.6-3 计算可得：

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

——井下作业：定量指标 70 分，定性指标 100 分，综合评价 82 分。

——采油和集输：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

4.5.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产企业。

本项目采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了钻井废物、废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

5 环境质量现状调查与评价

5.1 自然环境现状调查与评价

5.1.1 地理位置

玛 2 井区百口泉组油藏南部扩边开发工程位于准噶尔盆地西北缘玛纳斯湖北部，行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县管辖。西南距克拉玛依市 89km，北距和布克赛尔县 95km，西北距乌尔禾区 25km，东距玛纳斯湖约 4.5km，西距艾里克湖约 5.5km，区域构造上位于准噶尔盆地西北缘玛湖凹陷西环带玛北斜坡带。有油田简易公路经过附近，地面交通较便利。地理位置见图 5.1-1。

图 5.1-1 地理位置示意图

5.1.2 气候气象

区域位于准噶尔盆地西北缘，属于大陆北温带干旱、半干旱性气候，具有典型的荒漠大陆性气候特征，即冬季寒冷，夏季炎热，干旱少雨，日照充足，春秋季节气温变化快，蒸发量大，风沙日多。区域各项常规气象数据详见表 5.1-1。

表 5.1-1 区域常规气象数据统计一览表

名 称		单 位	数 值
气温	最冷月平均	℃	-20.8
	最热月平均	℃	27.7
	极端最高	℃	42.3
	极端最低	℃	-34.5
	年平均	℃	7.6
相对湿度	冬季	%	79
相对湿度	夏季	%	35
	年平均	%	53
平均风速	冬季	m/s	1.4
	夏季	m/s	3.0
	年平均	m/s	2.6
主导风及频率	冬季	%	NE/15
	夏季	%	NE/10
	年平均	%	NE/13
极大风速及风向	风速	m/s	27
	风向	\	NW
最大积雪厚度 厚度		mm	140
最大冻土深度 平均值 / 极值		cm	114/167
年蒸发量		mm	2590.7
大气压力	冬季	102pa	982.9
	夏季	102pa	867.0
降水量	一日最大值	mm	14.3
	历年平均值/极大值	mm	26.2/96.1
	年降水天数平均值/极大值	d/a	43/53

5.1.3 地形地貌

本工程位于艾里克湖冲洪积平原上，地势由东南向西北倾斜，较为平坦，自然坡降约 3%，地貌上为荒漠戈壁，受风蚀影响，地表破碎化明显。

5.1.4 水文及水文地质条件

（1）地表水

项目区地处准噶尔盆地西北缘的古尔班通古特沙漠,评价范围内无地表水体。

①水文地质条件概况

本项目位于准噶尔盆地西北缘,准噶尔盆地在地质构造上是一个古老的陆台,其边缘界线与古代褶皱山脉和断裂线的方向一致,基本是一个被海西、加里东褶皱山系所围绕的盆地。海西运动以后、天山、阿尔泰山地槽体系几乎全部褶皱隆起成山变为陆地,盆地在此时初步形成,并成为一个单独的构造单元。后来盆地发生了隆起,海水退出,气候变得干燥,仅在盆地南缘山前拗陷带保存了三叠纪的湖区,继续进行着沉积作用,其它地区则为剧烈的侵蚀和剥蚀区,大量的砾岩、砂岩与泥岩堆积在山前凹地中。喜马拉雅运动,尤其是晚第三纪末的垂直上升运动,使盆地周围在中生代还是隆起平原或丘陵的地区再度上升,形成现代天山和阿尔泰山山系,山前拗陷带中的中新世地带随之褶皱隆起,形成与山系大致平行的背向斜构造。

评价区域内广泛分布有厚度0~100m的第四纪沉积物,以风积物、冲积物为主,兼有湖相冲积物,残积风积物和化学沉积物等,岩性主要为松散的细砂层或亚砂土层,由北向南,第四系沉积厚度逐渐增大。

②区域水文地质条件

评价区地处准噶尔盆地的腹地,玛纳斯湖东侧的隆起区。远离盆地南部的天山山脉,也远离盆地北部的谢米斯赛山、阿勒泰山脉,同时也远离南部天山山脉的山前冲洪积平原,因此区内水文地质条件相对复杂。

工程区附近的地表水为艾里克湖。艾里克湖位于乌尔禾区东南15km处,主要补给来自白杨河,河水由乌尔禾盆地穿过大峡谷谷口而流入艾里克湖。湖盆三面环山,西南开敞,东面受平面山阻隔,是由河水形成的天然淡水内陆湖泊,长度约12.4km,最大宽度4.2km,平均宽度3.5km,湖面面积65.18km²,平均水深3.1m,容水量约1.8亿m³。二十世纪80年代,艾里克湖上游先后修建了白杨河水库和黄羊泉水库,白杨河水量开始逐年减少,20世纪90年代初彻底干涸。2000年8月1日,克拉玛依引水工程建成,开始将三分之一的水输入白杨河,近几年来又重现生机。

艾里克湖未划分水源保护区,为对艾里克湖水质进行保护,根据艾里克湖流

域的生态环境形成背景、生态功能以及新疆主体功能区划和新疆生态功能区划,本工程不与艾里克湖发生水力联系,本工程与艾里克湖东侧最近距离约 5.5km。

玛纳斯湖是区内浅层地下水的排泄基准面,从区域上分析,注入玛纳斯湖的地表水系主要有玛纳斯河、和布克尔河。发育于天山山脉北麓的玛纳斯河汇集了玛纳斯河、安集海河、金沟河、塔西河、呼图壁河,这些河流由南向北径流,在泉水地—莫索湾地区转向西径流,而在小拐地区汇合后折向北流入玛纳斯湖地区。这些河流径流方向的改变,主要是由于地质历史条件的改变引起的,即地质构造作用和玛纳斯湖沉积中心的不断变迁引起的。同时,随着人类活动的加强,以玛纳斯河为主的南部河流的地表径流量在不断减少,输送到河流下游的地表径流日益减少,使河流下游的河床干枯裸露,因而在莫索湾一小拐地区分布有大量干枯的故河道。而在距离石南油田较近的莫索湾地区的北部沙漠地带,沙漠下也覆盖了无数的故河道,从以往的资料表明这些故河道就是早期呼图壁河、塔西河及部分玛纳斯河通向盆地腹地的古河道。由此表明,在莫索湾及其以北地区曾经是南部天山山脉北麓地表径流的汇集地带,当时地表水对该地区地下水的补给是相对强烈的、而且目前来看,这种补给仍有存在的可能。

区域水文地质图见图 5.1-2。

③地下水类型、含水层及富水特征

评价区位于准葛尔盆地的腹地,玛纳斯湖东侧的隆起区,出露地层岩性多为第三系粉砂岩、细砂岩,局部地段表层覆盖有厚度较小的第四系洪积、风积堆积层。

根据地下水赋存条件、水力性质及水利特征,将评价区内地下水划分为第三系碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水,具有双层或多层结构。其中浅层承压水含水层顶板埋深小于 50m,含水层为第三系粉砂岩、细砂岩;深部承压水含水层的顶板埋深一般大于 100m,含水层岩性为砂岩、砾质砂岩夹薄层砂质泥岩。根据区内已施工的供水井资料,单井涌水量均在 500~1000m³/d,属于中等富水。地下水矿化度较高,一般在 10g/L 左右。

④地下水补给、径流、排泄特征

受区域水文地质条件控制,评价区浅层承压水主要接受盆地北部山区、山前

冲洪积扇地下水、地表径流垂向渗漏补给，同时向深部承压水进行径流补给。该区浅层地下水的总体径流方向由东南向西北方向潜流，最终流向玛纳斯湖，浅层承压水的径流强度比深部地下承压水的径流强度要大。深部承压水还可能接受盆地南部补给，无论是来自北部和南部的补给，汇集于此的深部承压水径流速度缓慢，几乎处于滞缓状态。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。

⑤地下水化学特征

由于越靠近盆地的腹地，气候干燥，地下水补给总体上来源匮乏，蒸发浓缩作用强烈，加之径流速度也缓慢，导致其矿化度逐渐升高、地下水水质逐渐变差，地下水多为半咸水及咸水。区内地下水水化学特征水平方向上变化很小，但在垂向上，无论是矿化度还是水化学类型均存在一定的变化。在垂向上，地下水化学类型水为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 或 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 型，矿化度在 3~10g/L 左右。

图 5.1-2 区域水文地质图

5.2 环境保护目标调查

评价范围内无自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，保护目标为玛湖勘探开发项目部生活公寓、水土流失重点预防区、梭梭和白梭梭。

（1）区域水土流失现状

项目所在地和布克赛尔蒙古自治县属于自治区水土流失重点预防区，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030年）》，项目区属于3-2沙漠风力侵蚀预防保护区，该区域为固定一半固定沙丘，地貌类型分为新月形沙丘和丘间洼地，沙丘零星分布。地表为细沙，区域内无地表水资源地表为细沙，区域内无地表水资源，各类土壤按新疆土壤盐化程度分级标准属轻一中度盐化土壤，区域内各类土壤按新疆土壤肥力指标属极低水平。根据新疆维吾尔自治区侵蚀模数等值线图及遥感调查成果，最终确定本区为风力侵蚀区。由于该区降水稀少，无常年性河流，也无明显的汇水冲刷，因此无水力侵蚀。近年来随着人口迅速增长和大规模的生产建设活动，新的人为水土流失不断扩展。草场过牧现象、城镇建设、交通、水利、能源、农业开发等生产建设项目，在实施过程中忽视水土保持现象时有发生，造成水土流失的情况依然存在，加剧了人为水土流失。具体见表5.2-1和表5.2-2和图5.2-1。

表 5.2-1 和布克赛尔蒙古自治县水土保持区划表

一级区名称及代码	二级区名称及代码	三级区名称及代码	四级区名称及代码	区域	面积 (km ²)	周长 (km)	比例 (%)
北方风沙区（新甘蒙高原盆地）II	北疆山地盆地区（II-3）	准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区（II-3-1hw）	北部山地、草原水源涵养区	1-1 中低山冻融侵蚀预防保护区	3373.71	845.47	11.72
				1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区	5087.40	670.64	17.67
				1-3 北部丘陵风力、水力混合侵蚀治理区	6612.10	607.96	22.97
	北疆山地盆地区（II-3）	准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区（II-3-1hw）	中部谷地丘陵平原荒漠—绿洲产业—发展区	2-1 绿洲区人工生态建设风力侵蚀治理区	897.03	213.37	3.12
				2-2 白杨河流域风力、水力侵蚀治理区	882.90	181.73	3.07
	北疆山地盆地区	准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区	荒漠平原风力侵蚀预防	3-1 盐湖风力侵蚀预防保护区	4569.40	323.92	15.87

	(II-3)	态维护区 (II-3-1hw)	保护区	3-2 沙漠风力侵蚀预防 保护区	3862.47	462.88	13.42
				3-3 荒漠平原风力侵蚀 预防保护区	3499.00	386.70	12.16
合计					28784.0 0	3692.67	100.00

表 5.2-2 和布克赛尔蒙古自治县沙漠区水土流失面积统计表

侵蚀强度	沙漠区 (km ²)	
	风力侵蚀	比例 (%)
轻度	3330.49	86.23
中度	237.67	6.15
强烈	138.36	3.58
极强烈	155.95	4.04
剧烈	0.00	0.00
合计	3862.47	100.00

项目位于和布克赛尔蒙古自治县境内，该县水土流失类型以风力侵蚀为主，兼有水力侵蚀。风力侵蚀主要分布在丘陵区、沙漠区、盐湖区和平原荒漠区、绿洲区；水力侵蚀主要分布在丘陵区 and 绿洲区，主要为面蚀、沟蚀；个别地区存在堆土、河道坡面等重力侵蚀。山区主要以冻融侵蚀为主。根据 2018 年民政部门公布数据，和布克赛尔蒙古自治县土地总面积 28784km²。根据《新疆维吾尔自治区 2018 年度水土流失动态监测年报》数据，和布克赛尔蒙古自治县水土流失总面积为 25229.39km²，占全县土地面积的 87.65%，其中冻融侵蚀面积 1.71km²，占水土流失面积的 0.01%；水力侵蚀面积 110.02km²，占水土流失面积的 0.44%；风力侵蚀面积 25117.66km²，占水土流失面积的 99.56%；无明显侵蚀面积为 13554.61km²，占土地面积的 12.35%。影响和布克赛尔蒙古自治县水土流失状况的自然因素有气候、地形、地质、土壤、植被等。和布克赛尔蒙古自治县降雨量大而集中、暴雨强度大、历时短，地表径流大，为土壤侵蚀提供了原动力。项目区水土流失类型以风力侵蚀为主，侵蚀强度主要以轻度为主。

根据《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030 年）》可知，项目区风力侵蚀模数为 1000t/km²·a。

图 5.2-1 水土保持防治分区图

（2）梭梭和白梭梭

梭梭和白梭梭为新疆维吾尔自治区 I 级保护植物，零星分布在项目区。梭梭是藜科梭梭属植物，小乔木，高 1~9m，树杆地径可达 50cm；树皮灰白色，木材坚而脆。白梭梭是藜科梭梭属植物，小乔木，高 1~7m。树皮灰白色，木材坚而脆；老枝灰褐色或淡黄褐色。叶鳞片状，三角形，先端具芒尖，平伏于枝，腋间具棉毛。

5.3 环境质量现状调查与评价

略

5.4 生态环境现状调查与评价

略

6 环境影响预测与评价

6.1 施工期环境影响预测与评价

6.1.1 施工期大气环境影响分析

废气主要为施工扬尘、柴油机及发电机燃烧烟气、施工机械及施工车辆尾气。

（1）施工扬尘

在井场平整、铺垫，井场进场道路建设，钻机、不落地系统以及其他设备进场及安装等钻前工程施工过程和管沟开挖、回填及穿越工程、井口装置、输电线敷设等地面工程建设过程中都会产生扬尘，对环境空气造成一定的影响。类比同类工程，本项目施工过程中产生的扬尘不会对环境空气产生明显影响。

（2）柴油机及发电机组燃烧烟气

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

（3）施工燃油机械排放废气和汽车尾气

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

6.1.2 施工期地下水环境影响分析

（1）钻井作业对地下水含水层影响分析

钻井作业正常工况下不会对地下水造成影响，钻井对水环境的影响主要表现为钻井过程中可能发生因固井不严而导致的油水窜层、钻井液进入含水层等事故。钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度可满足地下水保护需要，可有效的保护地下水环境不受污染。井场排放的岩屑均进罐，直接由岩屑处置单位直接拉走处置，不会对地下水造成影响；井场柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐、岩屑储罐等关键部位均采用防渗膜防渗，正常情况下，项目对水环境影

响不大。

（2）管道试压废水

管道试压采用清水，产生的废水中污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘，对项目区地下水环境基本无影响。

（3）管线施工对地下水的影响

拟建单井采油管线采用埋地敷设，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液，可能进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于管线施工期短，发生降水淋滤的可能性很小，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设不会对地下水造成不利影响。

（4）生活污水

施工期生活污水产生量较少，不宜采用生化处理设施，在生活营地内设置防渗池，池内采用HDPE防渗膜防渗，施工结束后生活污水由吸污车吸走，清运至乌尔禾区生活污水处理厂，临时储集池覆土填埋，防渗膜回收处置。采取上述措施后，不会对所在区域地下水产生影响。

6.1.3 施工期声环境影响分析

噪声源主要为施工机械及车辆，源强一般为60~105dB（A）。根据现场调查，声环境评价范围内没有固定居住人群等声敏感目标，不会造成扰民现象，施工期的噪声仅对施工人员产生影响。通过类比调查可知，施工期场界外200m处可达到《建筑施工场界噪声排放标准》（GB12523-2011）中限值要求。

6.1.4 施工期固体废物环境影响分析

管沟施工过程中的挖方全部回填，无弃方。固体废物主要为钻井过程产生的钻井岩屑、废机油、沾油废防渗膜、生活垃圾和工程建设过程中产生的建筑垃圾。

（1）水基钻井岩屑

10口井钻井一开、二开、三开均采用水基钻井液，钻井时井筒产生的钻井废弃物经不落地系统处理后，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井

队回收继续使用，不外排。固相排至岩屑收集罐，交由岩屑处置公司处置。14口井一开、二开均采用水基钻井液，三开采用油基钻井液，钻井液不落地设备分离出的水基钻井岩屑进岩屑专用方罐，方罐装满后由岩屑处置单位负责拉运并进行处理，满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后进行综合利用；分离出的油基岩屑根据《国家危险废物名录（2021年版）》属于HW08类危险废物（危废代码：071-002-08），具有毒性以及易燃性，进入岩屑专用方罐在临时岩屑堆放场地暂存，由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置。

（2）建筑垃圾

施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。

（3）废机油、沾油废防渗膜

施工期产生的废机油、钻井结束后场地清理过程中产生废防渗膜均属于《国家危险废物名录》（2021年版）HW08废矿物油与含矿物油类危险废物，施工结束后集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

（4）生活垃圾

生活垃圾集中收集后，定期由协议单位清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处置，禁止随意抛洒。

6.1.5 施工期土壤环境影响分析

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

（1）人为扰动对土壤的影响

项目实施过程中不可避免地会对土壤造成扰动，主要是钻井、井场建设、井场进场道路建设、管道敷设和输电线敷设等工程建设过程中对土壤的开挖，以及车辆行驶、机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，设备碾压、人员踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响，而开挖作业则会改变土壤层次。机械碾压和人员踩踏至使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其

是重型卡车）反复碾压后的土壤，植物很难再生长。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响；土壤在形成过程中具有一定的分层特性，一般来说表层为腐殖质层，中层为淋溶积淀层，底层为成土母质层。腐殖质层是植物根系分布密集区，是土壤肥力、水分集中分布区。管道的开挖和回填过程中势必会对土壤原有层次产生扰动和破坏，若不同质地、不同层次的土壤混合，将直接影响植物的生长。

（2）施工期污染影响分析

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

6.1.6 施工期生态环境影响分析

施工期生态影响主要表现为占地影响，临时占地主要为钻井井场、单井采油管线、输电线等施工临时占用，永久占地主要为采油井场、井场入场道路占地。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤—植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤—植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

（1）对植物影响分析

①工程占地对植物的影响分析

工程占地类型为沙地，各项施工作业对植被的主要影响时土地的占用和施工阶段清场过程中对地表植被的清理和碾压。井场施工过程中有一部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，永久性的改变了原有土地的利用类型，对原有植被造成了永久的破坏。临时占地范围内地表植被及地表结构却发生了较大的变化，地表保护层被破坏后，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。在工程结束后，

土地将不在受人为扰动，逐步自然恢复，重新回到原来的自然状态。

此外，项目区内保护野生植物主要为梭梭和白梭梭，梭梭和白梭梭属于自治区Ⅰ级保护植物。在项目区内较为常见，分布广泛，通过加强环保宣传教育，以及严格的环境保护管理措施，可以有效的避免施工及人员活动对保护植物的破坏。

②施工人员活动对植物的影响分析

井区开发建设过程中大量人员、机械进入项目区，使项目区环境中人类活动频率大幅度增加，对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的踩踏和碾压，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加。

（2）对动物影响分析

①对爬行类和小型啮齿动物的影响分析

施工期对野生动物的影响分为直接影响和间接影响两个方面，主要表现在对生存环境、分布范围和种群数量的影响。直接影响主要表现为建设项目占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。钻井工程和地面工程等施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加，使区域内单位面积上的动物种群数量下降。但此类影响对爬行类和小型啮齿动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

②对受保护野生动物影响

1) 对保护鸟类的影响

雀鹰、草原鹞、棕尾鵟均为猛禽。猛禽的活动能力强、活动范围广，常在高空盘旋觅食，能够及时避开工程建设的不利影响。本项目实施区域生境单一，视野开阔，猛禽能及时发现各类威胁，从而有效躲避危害。评价区出现猛禽数量极少，由于这些鸟类的飞行高度较高，并且生性机警，听觉和视觉敏锐，稍有声响，立刻逃遁，工程建设和运营对上述鸟类影响较小。本项目所在区域地势开阔，荒漠连片分布，鸟类有足够的栖息空间，工程对受保护鸟类的影响总体较小。

2) 对保护哺乳类的影响

工程施工期间对受保护兽类的影响主要是植被破坏造成的兽类现有或潜在栖息地损失。根据现场和工作人员调查，项目区内无饮用水水源，不是鹅喉羚、狼、沙狐主要栖息地，建设单位在施工场所醒目处设置“保护生态环境、保护野生动植物”等告示牌，提醒施工人员依法保护野生动物。施工过程中若发现受伤、病残饥饿、受困、迷途珍稀野生动物及野生动物的幼崽和繁殖场所的应及时采取保护，并联系当地的相关主管部门，不得随意惊吓、追赶、捕猎、宰杀野生动物。确保设施正常运行，避免噪声惊扰野生动物。

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

（3）对景观及生态系统结构、功能影响分析

①景观影响分析

景观是指地表空间相对稳定的景物或景象，是一个空间高度异质性的区域，由相互作用的景观元素或生态系统，按一定的空间组合规律及相似的形式重复出现而形成。

油田开发区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，它是由荒漠生态系统和道路等景观相间组成。本项目占地面积不大，实施后可以与现有的区域景观相协调。

②对生态系统结构、功能的影响

钻井工程、管线工程、采油井场、井场入场道路及输电线等建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动终断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时项目区内系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程度的影响，但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，对评价范围内生态系统完整性影响亦较小，生态系统完整性变化主要受区域自然环境变化影响。项目建设加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。项目占地类型为沙地，地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降，加上占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量

流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

③生态系统稳定性、完整性分析

项目区内的生态系统以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单，由于区域地表较干燥，导致自然植被盖度较低，在5~10%左右，植物种类少。从现场调查来看，目前项目所在区域内的人为干扰较小，基本保持自然荒漠生态环境，生态完整性较好。本项目建设施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，施工迹地植被将消失而形成裸地，会造成一定生态系统的破坏，但施工区域与周围植被没有明显的隔离，临时占地一般在3~5年或更长时间内将向原生植被群落演替。本项目开发建设过程中，临时占地和永久占地的影响范围相对较小，并且施工结束后，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，则建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

6.1.7 对区域沙化土地的影响分析

本项目位于古尔班通古特沙漠腹地，施工期井场、单井采油管线、井场入场道路及输电线敷设等地面工程的建设过程中将会破坏占地范围内的土壤表层稳定砾幕和地表荒漠植被，项目所在区域具有多风、降水量偏低等气候特征，地表稳定结皮被破坏后，在大风天气条件下，项目施工会使占地范围内的土地就地起沙，局部形成沙化土地。

但是由于项目占地范围较小，施工结束后对永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对临时占地范围内场地进行平整和清理，尽量利用井场施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复。综上所述，本项目对区域土地沙化影响不大。

6.1.8 水土流失影响分析

项目建设对水土流失影响的方式包括地表扰动、植被损坏、管沟开挖及破坏原地貌、地表土壤结构。工程占地呈点、线状分布，建设期间，开挖管沟、土方堆放、机械作业人员活动等都会加剧项目区水土流失程度。

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程

度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。

本项目地面建设的内容主要为单井井场建设、井场入场道路、单井采油管线及输电线的敷设等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。管线敷设采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

通过对施工过程中临时土方采用防尘布（或网）苫盖，井场道路用砾石铺垫，井场永久占地范围进行硬化，管沟开挖土方全部回填等减少风蚀的水土保持工程措施，以及加强施工过程中水土保持管理，严格控制各项工程作业面积和管理运输车辆的运行范围，同时要求建设单位自行或委托有资质的单位编制水土保持方案，并报相关部门审批；并根据相关技术规范进行水土保持监测，并将监测情况定期上报当地水行政主管部门。采取上述措施后，可将本项目对水土流失的影响将至最低，加上项目占地呈点、线状分布，占地面积不大，本项目实施不会明显加剧区域水土流失重点预防区的水土流失程度。

6.2 运营期环境影响预测与评价

6.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

（1）相关判定

本项目大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

（2）模型选用

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

（3）估算模型使用数据来源

①地形数据

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

②地表参数

大气评价范围占地类型为未利用沙地，地表特征参数为沙漠化荒地，该类型土地的经验参数，见表 6.2-1。

表 6.2-1 地表特征参数一览表

扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
0~360	全年	0.3275	7.75	0.2625

③气象数据

以下资料为项目区内近 20 年气象数据统计分析，具体详见表 6.2-2。

表 6.2-2 气象数据一览表

统计时间	最低温度	最高温度	最小风速	测风高度
20 年	-34.5℃	42.3℃	0.5m/s	10

(4) 估算模型参数

估算模型参数选择见表 6.2-3。

表 6.2-3 估算模型参数选择一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		42.3
最低环境温度/℃		-34.5
土地利用类型		沙漠化荒地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(5) 污染物源强

污染物源强及排放参数见表 6.2-4。

表 6.2-4 运营期大气污染物排放参数一览表

污染源	污染物	排放速率（t/a）	排放形式	排放参数
单井采油井场	NMHC	0.0718	无组织排放	25m×25m×5m
计量站	NMHC	0.321	无组织排放	15m×15m×5m
原料气增压站	NMHC	0.642	无组织排放	100m×150m×5m

（6）预测结果

预测结果详见表 6.2-5。

表 6.2-5 预测结果一览表

污染源	主要污染物	
	非甲烷总烃	
	最大落地浓度（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	占标率（%）
单井采油井场无组织挥发非甲烷总烃	22.74	1.14
计量站无组织挥发非甲烷总烃	6.57	0.33
原料气增压站无组织挥发非甲烷总烃	13.55	0.68

由预测结果可知，本项目油气集输过程中产生的无组织排放的非甲烷总烃占标率较小，其短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，对区域大气环境影响较小。

（7）大气环境影响评价结论

运营期对大气的影晌为持续的长期影响，产生废气污染物虽为无组织排放，但项目区大气扩散条件较好，经预测对大气污染物浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目区无组织排放的挥发性有机物厂界浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，加上项目区地域空旷，无集中固定人群居住，运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

6.2.2 运营期水环境影响分析

（1）区域水文地质条件

①区域地质构造及地层岩性

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 303~439m³/d，矿化度 1.87~5.08g/L，水化学类型主要为 Cl-SO₄-Na 型水和 Cl-Na 型水。第四系厚度为 20~65m 不等，包气带岩性以石英长石为主偶见砾石，粒径约为 2~5cm，颗粒

由北向南方向变细,到玛纳斯湖北岸变为细砂,通过渗水试验得出渗透速度由北向南逐渐变小。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。玛纳斯湖周围盐业公司所用清水均引自艾里克湖。

根据资料,玛湖周围潜水水位埋深在0.69~9.70m之间,其中距离玛湖边界3km范围以外的潜水水位埋深1.1m以下。地下水由西北向东南方向玛纳斯湖流动,流速为7~10m/d,平均按8.5m/d计。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。

根据相关资料显示,在玛湖一带,白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水含水层顶板埋深在65~218m之间,单井涌水量一般为302~439m³/d,矿化度3~6g,为半咸水,水化学类型主要为Cl₁.SO₄-Na型水。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,岩性由上至下为砂岩、泥岩交替出现。白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水含水层顶板埋深为87~130m,含水层厚度分别为241m~299m。

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,地下水流速为0.29m/d(平均),地下水流速缓慢。。

②区域地下水补给、径流、排泄条件

根据《新疆准噶尔盆地油田区地下水及其利用》资料,本规划所在区域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。

(2) 正常工况下对地下水环境影响分析

洗井废水由罐车拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理,经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中相关标准后,回注油藏,不外排。处理达标后的净化水回注层位为开采油层,采出净化水回注层位与地下水处于不同层系,远远超出区域地下水含水层的深度,根据项

目区水文地质资料可知，项目区地下水有多层分布，主要分为上覆含水层组和供水目的层含水层组，浅层承压水含水层顶板埋深小于 50m，含水层为第三系粉砂岩、细砂岩；深部承压水含水层的顶板埋深一般大于 100m，而采出水回注层位油藏埋深在 1250~2700m，与地下水各含水层处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，且回注井在钻井过程中对潜水所在的地层进行了水泥浆固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，且固井深度远远超过了含水层埋深，有效隔离含水层与井内采出液的交换，有效保护地下水层。因此，运营期废水不会对地下水产生不利影响。

（3）事故状态下对地下水的影响

①井喷对地下水的影响分析

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

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。类比新疆境内多个油田的环境影响评价报告，石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

②油水窜层对地下水的污染影响

油水窜层一般是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。生产井的窜层的主要原因是：下入的表层套管未封住含水层；固井质量差；工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

根据区域水文地质条件，根据项目区水文地质资料，区域地下水主要赋存上

覆含水层组和供水目的层含水层组，浅层承压水含水层顶板埋深小于 50m，含水层为第三系粉砂岩、细砂岩；深部承压水含水层的顶板埋深一般大于 100m，而达标后的采出水回注层位油藏埋深在 1250~2700m，根据井身结构，本项目钻井过程中采用了下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对含水层进行了固封处理，可有效保护地下水层。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

③单井采油管线泄漏对地下水的影响分析

※预测情景设定

据前节工程分析，本次评价针对集油支线泄漏对地下水产生的影响进行预测。

※泄漏量预测

按最不利情况考虑假设条件，假设单井采油管线发生全管径泄漏，裂口面积为 0.002m^2 ，泄漏速度 Q_L 用柏努利方程计算：

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

式中：

Q_L ——液体泄漏速度，kg/s；

C_d ——液体泄漏系数，取 0.65；

A ——裂口面积， m^2 ；

ρ ——泄漏液体密度；

P ——容器内介质压力，Pa；

P_0 ——环境压力，Pa；

g ——重力加速度， 9.8m/s^2 ；

h ——裂口之上液位高度， m 。

经计算，在设定事故条件下污水的泄漏速率见表 6.2-6。

表 6.2-6 设定事故条件下管线的泄漏速率计算结果

泄漏	泄漏口面积 (m^2)	泄漏口之上液位高度 (m)	容器内介质压力	环境压力	液体密度 (kg/m^3)	泄漏速度 (kg/s)
集油支线泄漏	0.018	0	2.5MPa	0.1MPa	858	737

备注：液体密度为前文表 3.2-1 原油平均密度。

根据上表可知，采出物泄漏速率为 737kg/s ，假定发现泄漏后 30min 处理完毕，切断事故阀门，则单井管线泄漏油品量约为 1326t ，泄漏量大于及单井管线中采出物的量 25t ，发生事故后，及时切断事故阀门，故本次按集油支线中的采出物全部泄漏考虑，泄漏量为 25t 。按照土壤表层对污染物截留率 90% 计算，进入含水层物料为 2.5t 。

※影响预测

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。

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

式中：

x 、 y —计算点处的位置坐标；

t —时间(d)；

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度(g/L)；

M —含水层厚度(m)；

m_M —瞬时注入的质量(kg)；

U —水流速度(m/d)；

n_e —孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数(m^2/d)；

D_t —横向 y 方向的弥散系数 (m^2/d)；

Π —圆周率；

模型中所需参数见表 6.2-7。

表 6.2-7 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	m_M	瞬时注入的质量	2.5t
2	t	时间	100d、500d、1000d
3	M	含水层厚度	80m
4	u	水流速度	0.33m/d
5	D_L	纵向弥散系数	$0.12m^2/d$
6	D_T	横向 y 方向的弥散系数	$0.012m^2/d$
7	n_e	有效孔隙度	0.12

单井采油管线发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 6.2-8。

表 6.2-8 地下水影响预测结果一览表

泄漏点名称	污染物	预测时间 (d)	最大浓度 (mg/L)	下游最大浓度对应距离 (m)	下游达标点对应距离 (m)	III类标准 (mg/L)
集油支线	石油类	100	100	774.34	29	≤ 0.05
		1000	1000	77.43	290	

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，集油支线发生泄漏后 100d 和 1000d 的污染物最大浓度对应运移距离分别为 29m 和 290m。项目区土壤在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 30cm，项目区地下水埋深约在 50~100m，泄漏的污水进入地下水的可能性很小，并定期对管线进行巡检和检修，将事故发生的概率将至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

6.2.3 运营期声环境影响分析

(1) 噪声预测模型

噪声源主要为采油井场井下作业过程中机泵产生的噪声，井场四周未设围栏，是开放式的，故只考虑传播距离引起的衰减，鉴于声源到厂界预测点的传播距离

远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则一声环境》（HJ2.4-2021）中所推荐的预测模式，计算式如下：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距离声源距离，m。

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

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

式中：

T ——计算等效声级的时间；

N ——为室外声源个数；

M ——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级 (L_{eq}) 计算公式：

$$L_{eq} = 10 \lg (10^{0.1 L_{eqg}} + 10^{0.1 L_{eqb}})$$

式中： L_{eqg} ——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb} ——预测点的背景值，dB(A)。

(2) 噪声源源强及分布

噪声源为井下作业时各类设施，本次评价以单井为例，对运营期井场厂界噪声进行预测。噪声源强在 80~95dB(A) 之间，设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施，衰减量按 25dB(A) 计，其运行噪声不高于 70dB(A)，噪声源强见表 6.2-9。

表 6.2-9 主要噪声源强至厂界距离

噪声源	数量	降噪后噪声级 [dB(A)]
井场井下作业设备	1	70

（3）预测结果

根据以上公式，预测项目建成后采油井井场厂界四周噪声贡献值，详见表 6.2-10。

表 6.2-10 厂界噪声贡献值预测结果 [单位：dB (A)]

预测点编号	预测点位置	贡献值	评价标准	评价结果
单井井场	东厂界	48	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	48		
	西厂界	48		
	北厂界	48		

图 6.2-1 等声级线示意图

由预测结果可知，本项目单井井场厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

6.2.4 运营期固体废物环境影响分析

井下作业时要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。运营期固体废物主要为采油井场日常巡检、检修过程中产生的废防渗材料和井下作业过程中产生的井下作业废液。

井下作业废液集中收集后由罐车拉运至百口泉注输联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的相关要求后回注地层，不外排。

废防渗材料属于 HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08），集中收集后交由具有相应危废处置资质的单位接收、转运和处置。固体废物得到妥善处置，不会对项目区环境造成不利影响。

6.2.5 运营期土壤环境影响分析

正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生井喷、管线及储罐泄漏等事故，泄漏的油品会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油品覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。类比百口泉采油厂同类站场，由于运营期环境管理措施落实到位，加之原油储罐为地上式设计，发生泄漏事故可及时发现，同类场站验收及例行监测数据土壤环境质量均未出现超标现象。根据环境风险分析结论，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，且发生事故后及时采取相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。

6.2.6 运营期生态环境影响分析

运营期不新增占地，临时占地随着施工作业结束将逐步自然恢复。施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后，活动和分布范围将恢复。运营期正常的巡检等活动会对野生动物的生存及其生境造成一定的影响，作业区通过加强对环境保护的宣传工作，提高员工的环保意识，特别强调对野生动物、受保护的野生植物的保护，可将对野生动物的影响降至最低。

6.3 退役期影响分析

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

退役期的清理工作包括地面设施拆除、地下截去至少1m的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和废弃建筑残渣等固体废物，退役期工程施工单位应编制建筑垃圾处理方案，并报地方人民政府环境卫生主管部门备案。工程施工单位应及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场。废弃管线等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

退役期各采油井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染，退役期对地下水环境没有不良影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台被清理，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场及其他占地范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

6.4 环境风险分析

6.4.1 评价依据

本项目涉及的风险物质为原油和伴生气。风险单元为原料气增压站、计量站、单井采油管线和集油支线，且为相互独立的风险单元，本次评价按照对环境最不利条件进行考虑，按照1.2km管线危险物质的最大存在量计算，假设1.2km单井采油管线中输送介质全部为原油或者伴生气，来计算该段管线中原油和伴生气的最大在线量，该段管线容积为 2.36m^3 ，据此计算该风险单元危险物质与临界量的比值（Q值），计算结果详见表6.4-1。

表 6.4-1 各风险单元 Q 值一览表

风险单元	危险物质在线量（t）		危险物质临界量（t）	Q 值	风险潜势等级
单井采油管线	原油	2.01	2500	0.0008	I
	天然气	0.002	10	0.0002	
/	合计	/	/	0.001	

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

6.4.2 环境敏感目标

简单分析不设评价范围，无环境敏感目标。

6.4.3 环境风险识别

（1）物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为原油和天然气，其主要物化、毒理性质、危险

等级划分见表 6.4-2。

表 6.4-2 原油、天然气的理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
1	原油	由各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害：有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	热值：41870kJ/kg 火焰温度：1100℃ 沸点：300～325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限 1.1～6.4%（V） 自然燃点 380～530℃	属于高闪点液体
2	天然气	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废	热值：50009kJ/kg 爆炸极限 5～14%（V）； 自然燃点 482～632℃	属于 5.1 类中易燃气体，在危险货物品名表中编号 21007

（2）生产设施危险性识别

①井场危险性识别

单井井场主要发生的风险事故为井漏和井喷。井漏主要由于生产井固井质量不好，导致井筒内物质进入地层，从而发生窜层污染事故。井喷主要是在井下作业中发生的事故。对本项目而言，在钻井和井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，采出液和伴生气一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

②管线危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，事故发生时会有大量的油品和伴生气溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油品、伴生气等易燃物质遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

③井下作业废水（液）拉运过程危险性识别

井下作业废水（液）拉运过程中常见的事故主要是因腐蚀或者交通师傅造成

罐车罐体发生破裂，造成井下作业废水（液）泄漏，泄漏后可能污染大气和土壤环境。

（3）风险类型识别

根据工程分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程可能发生的风风险事故如下表所示。

表 6.4-3 可能发生的风险事故类型一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果
钻井阶段	井喷	钻井过程中因各种原因，井内液柱压力不能平衡地层压力时而造成井喷事故	遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故
	井漏	在钻井过程中，某些区域地质构造较为特殊，砂质岩空隙度大，或工作压力超过地层破裂压力，导致工作液体（如钻井液、固井水泥浆）发生漏失	井漏事故有可能进一步引起井喷事故；若地层为含水层，钻井液漏失可能对地下水造成污染
采油阶段	井喷	井下作业过程中管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致油气泄漏，导致井喷；采油阶段修井等作业过程中如发生气侵、溢流等情况，井控措施失效，导致井喷	遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故
单井采油管线	采出液、伴生气管线泄漏	单井管线由于管道设计缺陷、管材质量缺陷，管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致油气泄漏事故	油气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故
罐车	井下作业废水（液）泄漏	因腐蚀或者交通师傅造成罐车罐体发生破裂	井下作业废水（液）泄漏，泄漏后可能污染大气和土壤环境

（4）危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

运营期管线发生破损造成原油和天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

6.4.4 环境风险分析

（1）井漏事故影响分析

井漏事故一般发生在钻井过程或井下作业修井过程中，通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致钻井液或修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量钻井液或修井液漏

失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层和油层造成一定的污染和危害。本次拟部署采油井钻井表层套管下入深度为500m，远超出本区域地下水含水层深度，在钻井过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，发生井漏的可能性较小，不会对地下水环境产生明显影响。

（2）井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层1m以内，一般很难渗入到2m以下。同时项目所在区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。事故性释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧对周围产热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，产生的次污染物环境；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周边环境空气。

（3）油水窜层事故影响分析

油水窜层一般是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。生产井的窜层的主要原因是：下入的表层套管未封住含水层；固井质量差；工艺措施不合理或未实施。油水窜层事故发生后，采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。本项目采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

（4）泄漏事故环境影响分析

①对大气环境影响分析

单井采油管线泄漏后，油气进入环境空气，其中的NMHC可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。井下作业废水（液）拉运罐车发生泄漏后，也

可能会有少量 NMHC 进入环境空气，对环境空气产生一定的影响。由于项目区周围无环境敏感目标，且地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

②对土壤环境影响分析

单井采油管线泄漏的原油和罐车泄漏的井下作业废水（液）可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

单井采油管线发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

油品泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小，在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。根据前文 6.2-5 章节表 6.2-11～表 6.2-12 类比的《石西油田作业区石南 4 原油转输管线安全隐患治理工程》已发生过数次泄漏事故并进行过应急处置的管段沿线土壤监测数据可知，发生过泄漏事件并进行过应急处置后的管段土壤环境质量中石油烃（ $C_{10} \sim C_{40}$ ）均可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。则可说明即使本项目单井采油管线发生泄漏后，采取应急处置措施封堵泄漏点，并及时清理不能回收的原油以及受污染的土壤，交由有相应处置资质的单位进行回收处置，采取上述措施后，不会对周围土壤环境产生较大影响。

③对植被的影响

原油和井下作业废水（液）泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏物直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是泄漏物污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油以及井下作业废水（液）中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响

的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

④对地下水环境的影响

拉运井下作业废水（液）的罐车装载液体量少，即使发生泄漏，可以即使发现，泄漏液体基本都在地表，加上表层土壤的拦截作用，几乎不会对地下水环境产生影响。

管线泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，交由有相应处置资质的单位进行回收处置。发污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林文）中结论：风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在0~10cm或0~20cm表层土壤中，其中表层0~5cm土壤截留了90%以上的泄漏原油。因此，即使发生单井采油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

7 环境保护措施论证分析

7.1 施工期环境保护措施

7.1.1 施工期大气环境保护措施

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

（2）合理规划运输道路线路，尽量利用现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。

（3）材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，运输车辆在施工区域应尽量低速行驶，严禁超载。

（4）优化施工组织，管线分段施工，缩短施工时间。

（5）严格控制施工作业面积，施工区域定期洒水抑尘，避免在大风天气作业。

（6）施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整。

7.1.2 施工期废水污染防治措施

（1）管道试压采用清水试压，应尽可能重复利用，试压结束后，就地洒水抑尘。

（2）钻井期生活污水排至生活营地污水防渗池，钻井结束后清运至乌尔禾区污水处理厂。

（3）钻井作业中使用环境友好型的钻井液，钻井时采用两层套管技术，在钻井过程中，严格要求套管下入深度，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。由于拟部署采油井钻井目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。钻井过程中产生的废水不与当地水体发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域地下水产生影响。加上区域内气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。

钻井井场内的水基岩屑罐区及材料堆场等设为一般防渗区，采用铺设 HDPE 防

渗膜进行防渗，其防渗性能须满足等效黏土防渗层 $MB \geq 1.5m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；钻井井口、钻井液不落地设备区以及应急放喷池设为重点防渗区，采取的防渗措施为钻井井口和钻井液不落地设备区底部先敷设钢板，再铺设 HDPE 防渗膜进行防渗。应急放喷池开挖后土方在四周形成围堰，围堰、池底及四壁夯实，池底铺设钢板，上部铺设防渗膜，包裹住围堰，其防渗性能须满足等效黏土防渗层 $MB \geq 6.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。

7.1.3 施工期噪声污染防治措施

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

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

7.1.4 施工期固体废物防治措施

（1）施工单位应严格按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求对建筑垃圾进行妥善处置，具体措施如下：

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

②及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾等固体废物，并按照当地环境卫生主管部门的规定进行利用或者处置。施工建筑垃圾中的一部分如建筑废模块、建筑材料下角料、废管材、断残钢筋头等可以回收利用的优先回收利用；另一部分无法回收利用的，施工单位办理建筑垃圾清运手续，并严格按照划定的运输路线清运当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

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

（2）钻井废弃物采用不落地系统处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队带至下一个钻井井场继续使用，不外排。水基岩屑进罐贮存，交由岩屑处置单位处理。

（3）施工期产生的废机油、沾油废防渗膜均属于《国家危险废物名录》（2021年版）中的HW08废矿物油与含矿物油类危险废物，集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

（4）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

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

7.1.5 施工期土壤污染防治措施

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

（2）施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

（3）钻井井场内的柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐等均铺设HDPE防渗膜，施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

7.1.6 施工期生态环境保护措施

（1）井区建设工程施工期生态保护措施

①避让

由于梭梭和白梭梭在项目区零星分布，钻井井场、钻井生活营地、井场入场道路等可以采取避让的措施，减少保护植物—梭梭和白梭梭的损失，上述施工场地设计选址过程中，尽量避开植被密集的区域，避免破坏野生植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②减缓

合理规划井场、生活营地和计量站等永久占地面积；严格控制单井采油管线、集油支线、进场道路和巡检道路施工作业带宽度，以减少工程占地；其中单井采油管线不得超过10m，集油支线不得超过14m，进场道路施工作业带宽度不得超过6.5m。

③修复

施工结束后，对单井井场永久占地进行地面硬化处理，以减少风蚀量。

（2）管线施工期生态保护措施

①避让

设计选线过程中，尽量避开植被密集的区域，尤其是新疆维吾尔自治区Ⅰ级保护植物梭梭和白梭梭分布比较密集的区域，尽可能避免破坏自然植物。

②减缓

1）施工时严格按照即定方案施工，严格限定作业带宽度，严禁毁坏占地范围外的自然植被。

2）加强施工期管理，对施工人员宣讲生态环境保护相关保护措施，施工期禁止掩埋废弃污染物，应派专人监管。

3）管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，特别是表层土壤分层堆放，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失；土石方不得随意堆放，应集中堆置与管沟一侧，且不影响施工安全的距离内，施工完毕后全部用于回填并分层压实。并管线上方设置管线走向标志。

4）根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

5）管线施工过程中要做到分段施工、随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期，减少裸地和土方的暴露面积。

6）管线施工中尽可能利用就近油田现有道路，减少对地表和植被的破坏。

③修复

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。

④恢复措施

施工结束后，对永久占地进行砾石铺垫等地面硬化处理，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。

⑤补偿措施

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。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》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳生态补偿费。因项目占地造成的植被损失应按规定进行经济补偿，对无法避让而占毁的梭梭和白梭梭等自治区Ⅰ级保护野生植物应按照相关要求缴纳经济补偿费用，专款用于植被恢复。本工程经济补偿费用由建设单位按规定向林业主管部门缴纳，具体补种及植被恢复由林业主管部门负责实施。

（2）施工管理措施

①施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，不得毁坏占地范围外的植被，尽量不干扰野生动物的栖息地。施工车辆和运输车辆应结合梭梭的分布情况，在限定的路线范围内行使，禁止乱碾乱轧。

②确保各环保设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的植被；避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

③加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动植物的观念，严禁捕杀任何野生动物；遇到受伤、病残饥饿、受困、迷途的野生动物及野生动物的幼崽和繁殖场所，应立即采取保护措施，并上报相关主管部门。

④加强施工期环境监理，监理对象为钻井工程、采油井场、管线等工程的施工、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及施工过程中的环境管理等内容。

7.1.7 水土保持措施

（1）严格控制各项工程作业面积，严禁毁坏占地范围外的自然植被。

（2）对施工过程中产生的临时土方采用防尘布（或网）进行苫盖。

（3）井场道路用砾石铺垫，减少扬尘；对井场永久占地范围采用0.5m厚夯实粘土+砂砾层铺垫，减少扬尘。

（4）严格控制和管理运输车辆的运行范围，不得离开运输道路及随意驾驶。

由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

（5）管沟开挖土方全部回填，避免弃方产生。管沟回填应分层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失。

（6）工程主管部门积极主动，加强水土保持管理，对工作人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，不随意乱采乱挖沿线植被。

（7）建设单位自行或委托有资质的单位编制水土保持方案，并报相关部门审批；根据相关技术规范进行水土保持监测，并将监测情况定期上报当地水行政主管部门。

7.1.8 防沙治沙措施

项目区现状除部分油气田生产设施外，无其他工业生产活动，未见已开展或正在开展的防沙治沙工作。为避免项目区土壤沙化，建设单位应严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）中有关规定，执行以下防沙治沙防治措施：

①土地临时使用过程中发现土地沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

②大力宣传《防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。

③施工结束后对占地进行平整，清运现场遗留的污染物，按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿。

④严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。

⑤对采油井场永久占地范围进行0.5m厚夯实粘土+砂砾层铺垫，减少风蚀量，降低沙丘流动性。

⑥加强对野生植物的保护，严禁破坏梭梭、白梭梭等受保护的优良固沙植被；加强运营期管理，严禁随意开设巡检道路，防止因人为扰动而加剧项目区沙化程度。

⑦优化施工组织，避免在大风天气进行土方作业。缩短施工时间，管线施工作

业时应分段作业，开挖的土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，挖方全部回填，管廊上方土方平整压实，防止沙丘活化，减少水土流失。管线施工作业带宽度10m范围的施工场地应进行清理平整，以便临时占地范围内的自然植被的恢复。

7.2 运营期环境保护措施

7.2.1 运营期大气环境保护措施

- (1) 井口采出物采用密闭集输工艺。
- (2) 选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。
- (3) 定期对单井采油管线进行巡检，以便及时发现问题，防止采出液、伴生气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等。
- (4) 加强生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好采油井的压力监测，并准备应急措施。
- (5) 应加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏事故立即切断控制阀，切断油、气源，最大限度地减少油气集输过程中烃类的排放量。设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作，并在5日内完成修复。
- (6) 洗井废水和井下作业废液储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。

7.2.2 运营期废水污染防治措施

(1) 废水处置措施

井下作业均带罐作业，洗井废水采用的专用收集罐集中收集后送至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。洗井废水在拉运过程中要加强其拉运罐车的全过程监管，实行台账管理，做好拉运和接收转运记录，保证洗井废水100%进采出水处理系统进行达标处理。

(2) 井区地下水保护措施

①定期对井场的设备、阀门及抽油机进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

②采用高质量的油气输送管道，采用高质量的输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

③定期对生产井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故。

（3）地下水污染防治措施

地下水污染防治按照“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、应急响应全方位进行控制。

①源头控制措施

井下作业均带罐作业，采用专用收集罐集中收集后送至处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排，从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对管道、阀组采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，以尽量减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染。

②分区防治措施

对井场进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防治洒落地面的污染物渗入地下。

项目主要污染物为石油类，属于持久性污染物，项目区防渗系数约为 $1.62 \times 10^{-3} \text{ cm/s}$ （约为 1.4 m/d ），根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表5污染控制难易程度分级参照表、表6天然包气带防污性能分级参照表、表7地下水污染防渗分区参照表，将井场划为重点防渗区，防渗性能不应低于6m厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{ cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。日常井场防渗措施为永久占地基层为0.5m厚夯实粘土+砂砾层，井下作业时防渗措施为铺设防渗膜。

③污染监控

按照《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）中的相关规定，地下水监测点数量应不少于3个。结合工程实际情况，建设单位可利用油区已有水源井作为地下水监测井。

④应急响应

针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，成立应急指挥中心，负责编制应急方案，组建应急队伍，组织实施演习，协调各级、各专业应急力量支援行动。

7.2.3 运营期噪声污染防治措施

- (1) 尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。
- (2) 定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。
- (3) 加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，各井场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类声功能区环境噪声限值要求。

7.2.4 运营期固体废物污染防治措施

井下作业废液集中收集后由罐车拉运至百口泉注输联合站处理，处理达标后回注油藏，不外排。

运营期采油井场日常巡检、检修过程中产生的废防渗材料和事故状态下产生的含油污泥同属于《国家危险废物名录》（2021年版）HW08废矿物油与含矿物油类危险废物，临时贮存在玛湖勘探开发项目部危险废物临时储存场，最终交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置。

运营期固体废物污染防治采取如下治理措施：

(1) 加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时按照“带罐上岗”的作业模式，必须带罐（车）操作，且在井下作业的过程中铺设防渗膜，使落地油100%回收。回收的落地原油临时贮存在玛湖勘探开发项目部危险废物临时储存场，最终交由具有相应危废处置资质的单位负责接收、转运和处置。

(2) 加强巡检，加大巡井频率，提高巡井有效性，发现对井场安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告，尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。

(3) 玛湖勘探开发项目部已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境

主管部门上报备案，项目建成后总体按照即定计划进行危废管理。

（4）废防渗材料和含油污泥收集、储存、运输要求

废防渗材料和含油污泥的收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号）要求，相关资料存档备查。

（5）管理要求

作业区已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照即定计划进行危废管理。根据《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）《排污许可证申请与核发技术规范工业固体废物和危险废物治理》（HJ 1033-2019）等文件相关规定，要求运营期建设单位应该加强废防渗材料和事故状态下产生的含油污泥的产生、贮存和处置的全过程监管，实行危险废物台账管理制度，如实记录有关信息，并落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。运输危险废物应当遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则，不会对周围环境产生不利影响。

7.2.5 运营期土壤环境保护措施

井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，洗井废水采用的专用收集罐集中收集后送至百口泉注输联合站处理。井下作业废液集中收集后由罐车拉运至百口泉注输联合站处理，经处理达标后回注油藏，不外排。

7.2.6 运营期生态环境保护措施

- （1）定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。
- （2）定时巡查井场设备设施等，防止“跑冒滴漏”，降低土壤污染。
- （3）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被

的保护。严禁在场地外砍伐植被。

（4）提高驾驶人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。

（5）严禁捕杀任何野生动物，在井场设置宣传牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

7.3 退役期环境保护措施

7.3.1 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

（3）退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

7.3.2 退役期水环境保护措施

闭井期的清管废水由罐车拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排。对废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下1m内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生井漏事故。

7.3.3 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

7.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）退役期工程施工单位应编制建筑垃圾处理方案，并报地方人民政府环境卫生主管部门备案。工程施工单位应及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾，清运至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。地面设施拆除、井场清理等工作中会

产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

（4）对进入退役期的设施进行土壤隐患排查，如发现污染场地，还应进行土壤污染修复。

7.3.5 退役期生态环境保护措施

随着井区开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，井场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

井场经过清理后，永久性占地范围内的砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

7.3.6 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井回填技术指南》（试行）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理

方案需遵循以下要求：

①禁止在依法划定的饮用水水源保护区内进行开采。

②采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

③坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（2）井场生态恢复治理

进入退役期的井应封井，需拆除井口装置，截去地下1m内管头；清除地面砾石铺垫，释放永久占地，最后进行场地清理，清除各种固体废物，并对占地进行平整，避免影响植被自然恢复。

（3）管线生态恢复

单井采油管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵。

（4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，应对井场和站场的临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

7.4 环境风险防范措施及应急要求

7.4.1 钻井风险防范措施

（1）钻井井场风险防范管理措施

建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节，为防止事故的发生能起到非常积极的作用。钻井过程中须按照一级井控要求落实环境风险防范、应急措施以及管理措施。钻井井场设应急放喷池、柴油储罐设围堰。柴油机排气管出口避免指向柴油罐区。

（2）钻井井场风险防范措施

拟部署采油井钻井井口设置防喷器，防喷器远程控制台距井口不小于 25m。同时按照要求在井场配备相应的消防器材，消防砂应堆放在柴油储罐和发电机房附近。

（2）钻井井场应急放喷设施

在井场设放喷管线和放散管各一条，若遇伴生气排出井口，需经放散管点燃后放空，要加强对放喷管线、放散管及其点火装置等放喷系统的维护与检修，一旦发现问题，及时整改，放喷过程中若发现管线泄漏、点火装置发生故障等非正常工况，应立即关闭井口，停止放喷作业。

（3）井喷事故防范措施

钻井时二开设置了井控系统，防止井筒压力不能平衡地层压力的情形发生；若发生井喷事故，应立即疏散人群，待事故结束后，对井口放喷物进行清理，污染的土壤由具有相应危废处置资质的单位接收、转运和处置；井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明；柴油储罐储罐区铺设防渗膜，并设置在井场主导风向下风向，并与井口距离不得小于 50m，在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（4）井漏事故防范措施

钻井时采用水泥浆固井与下套管相结合的方式将井筒与地层分隔开。一开下入表层套管，水泥浆返至地面；二开下入技术套管，水泥浆返至 500m。通过采取上述固井及下套管措施，可以有效避免发生井漏事故，从而也避免了钻井液或净化后的采出水漏失发生窜层污染事故。

7.4.2 井下作业事故风险防范措施

（1）设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

（2）固井作业时要求选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格。固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主，声幅、变密度测井选择最佳时间测井，测深要达到

要求。

（3）井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地污染土壤产生的含油污泥交由具备相应危废处置资质的单位进行回收、处置。

（4）井场设置明显的禁止烟火标志。

（4）井场设置明显的禁止烟火标志，在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

（5）在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（6）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

（7）井下作业时要求带罐操作，原油 100%回收，而泄漏物料和落地原油应及时回收、处置。

7.4.3 集输管线泄漏事故风险防范措施

（1）建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

（2）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

（3）在单井采油管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩等。

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理。

（5）严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

（6）管理措施

对操作、维修人员进行培训，持证上岗。制订应急操作规程，在规程中说明

发生管道事故时应采取的操作步骤。规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。运营期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

7.4.4 井下作业废水（液）运输风险防范措施

为有效减少井下作业废水（液）运输风险危险情况的发生，因事先计划好运输路线，并在装卸和拉运过程中采取以下防范措施：

①罐车运输的驾驶员和押运员必须经过专门培训才能上岗作业。

②出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，发现故障排除后方可投入运行。要特别注意检查罐车罐体的安全性能，逐个部位检查液位计、压力表、阀门、温度表、紧急切断阀、导静电装置等安全装置是否安全可靠，杜绝跑、冒、滴、漏。保持驾驶室干净，不得有发火用具。

③参照《汽车运输危险货物规则》（JT617-2004）配装表中进行，车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合 JT230 规定的导静电橡胶拖地带装置。

④行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速，保持与前车安全距离，严禁违法超车，不能疲劳驾驶。

⑤行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行转运、接收和处置。

7.4.5 环境风险应急处置要求

（1）应急处置要求

发生事故时，如井喷、管线泄漏等事故时，应立即查询泄漏源，及时关闭截断阀，清除受污染的土壤；对于固井质量不合格的生产井，应及时采取有效措施进行修井，以减少井漏对区域地下水的污染。若发生不可控风险事故，应立即启动《中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部环境突发事件专项应急预案》，由应急领导小组对事故进行处理。

（2）应急预案

本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部管理，将其纳入玛湖勘探开发项目部现有应急预案—《中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部突发环境污染事件应急预案》（备案号 654200-2022-024-M），从而对环境风险进行有效防治。

7.5 环境风险简单分析一览表

本项目环境风险简单分析内容详见表 7.5-1。

表 7.5-1 环境风险简单分析一览表

建设项目名称	玛2井区百口泉组油藏南部扩边开发地面工程（变更）
建设地点	玛2井区百口泉组油藏南部扩边开发工程位于准噶尔盆地西北缘玛纳斯湖北部，行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县管辖。西南距克拉玛依市 89km，北距和布克赛尔县 95km，西北距乌尔禾区 25km，西距艾里克湖约 5.5km
地理坐标	
主要危险物质及分布	主要危险物质为伴生气和原油，主要分布在井区油气集输管线
环境影响途径及危害后果	管线发生破损造成油品和伴生气泄漏，以及井下作业废水（液）拉运罐车破裂，导致井下作业废水（液）泄漏，污染土壤和大气，管线发生破损泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境；事故发生概率较低，发生事故时及时采取相应的应急措施，不会对周围环境产生明显影响
环境风险防范措施要求	井下作业时要求带罐操作，井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程；事先计划好罐车运输路线，并做好运输司机的培训工作。玛湖勘探开发项目部应对现有应急预案进行修编，将本项目实施区域纳入中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部应急预案

7.6 环保投资分析

项目总投资 9041.03 万元，环保投资约 1400 万元，占总投资的 15.48%，环保投资估算见表 7.6-1。

表 7.6-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	名称	环保措施	工程量	投资 (万元)
施工期	生态环境	临时占地	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	/	120
		临时占地和永久占地	防沙治沙措施：按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿， 对采油口地面进行 0.5m 厚夯实粘土+砂砾层铺垫	/	150
	废气	井场和管线等施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖。	/	10
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	/	20
	固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	/	20
		钻井岩屑	不落地系统	2 套	800
		生活垃圾	生活垃圾填埋场处理	/	10
		沾油废防渗膜	交由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、运输和处置	/	20
		废机油		/	20
运营期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门	/	20
	废水	洗井废水	采用专用废液收集罐收集，洗井废水由罐车拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理	24 口井洗井废水	20
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备	/	10
	固体废物	废防渗材料	集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置	/	20
		井下作业废液	井下作业废液送至百口泉注输联合站采出水处理系统处理	24 口井下作业废液回收	30
退役期	固体废物	井场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾按照环境卫生主管部门的规定进行利用或者处置	各井场及相关地面设施	20
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	/	20
环境管理		环境监理	严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	/	30
地下水保护预防措施		各钻井井场为一般防渗区，柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐、岩屑储罐等关键部位均采用防渗膜防渗，井场永久占地防渗措施基层为 0.5m 厚夯实粘土+砂砾层			40
风险防范措施		井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程			20
合计					1400

7.7 依托可行性分析

7.7.1 依托设施环保手续履行情况

本工程的采出液依托百口泉注输联合站的原油处理系统处理，伴生气依托玛2转油站已建伴生气处理装置处理，采出水和井下作业废水依托百口泉注输联合站的污水系统处理，处理后的出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的相关标准后，回注油藏，不外排。依托工程的环保手续履行情况见表 7.7-1。

表 7.7-1 依托工程环保手续履行情况一览表

序号	包含内容	建设项目名称	环评文件			验收文件		
			审批单位	批准文号	批准时间	审批单位	验收文号	验收时间
1	百口泉注输联合站	中国石油新疆油田分公司百口泉注输联合站改造工程	原克拉玛依市环保局	克环保函(2018) 83 号	2018.5.9	自主验收	/	2019.11.15
		百联站废液池综合治理-新建含油污泥临时存放点建设项目	克拉玛依市乌尔禾区环保局	克乌环表(2014) 03 号	2014.12.26	自主验收	/	2016.8.25
		中国石油新疆油田分公司百口泉油田环境影响后评价报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	/	2018.6.5	/	/	/
2	玛2转油站	玛北油田玛2井区百口泉组、下乌尔禾组油藏(2019-2023年)地面建设工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环函(2019) 233 号	2019.2.27	自主验收	/	2021.2.1
		玛2转油站扩建及配套地面建设工程	塔城地区生态环境局	塔地环字(2021) 39 号	2021.3.31	在建	/	/
3	乌尔禾区生活垃圾填埋场	克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾处理系统工程	克拉玛依市保护局	克环保函(2016) 376 号	2016.7.26	自主验收	/	2016.7.26
4	乌尔禾区生活污水处理厂	乌尔禾城乡污水处理厂建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评审函(2010) 116 号	2010.11.10	克拉玛依市环保局	克环保函(2014) 437 号	2014.10.29
		乌尔禾区污水处理厂提标改造工程	克拉玛依市保护局	克乌环函(2018) 17 号	2018.3.24	/	/	/

7.7.2 采出物处理依托可行性分析

（1）原油处理系统

百口泉注输联合站于2001年11月全面建成投产，2013年采出水处理系统进行了一次扩建，2015年进行了整体扩建。站内有原油处理系统、天然气处理系统、老化油处理系统、采出水处理系统、注水系统、外输系统和卸油台，是一座综合性站场，处理站航拍的鸟瞰图见图7.7-1。

图 7.7-1 百口泉注输联合站航拍鸟瞰图

百口泉注输联合站原油处理系统设计处理能力为 $120 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前原油处理

量为 $56 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采用“游离水脱除器+相变加热炉+多功能处理器”处理工艺，工艺流程图如 7.7-2 所示。

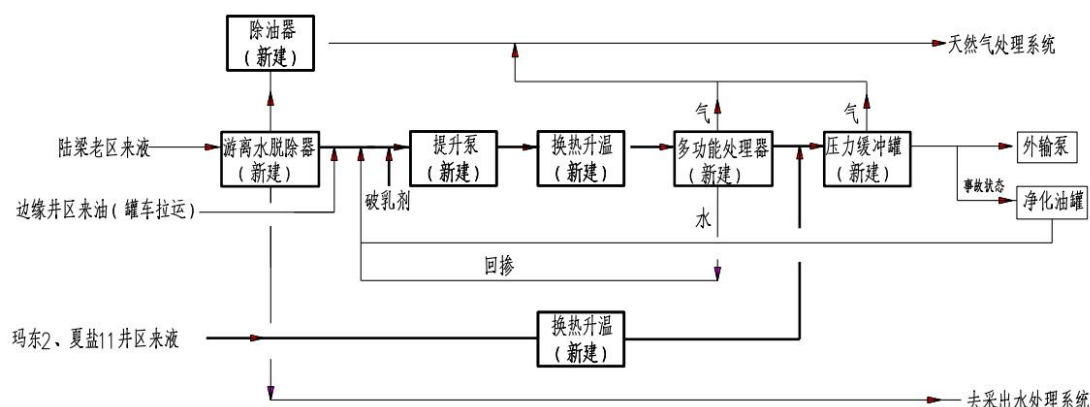


图 7.7-2 百口泉注输联合站原油处理系统工艺流程图

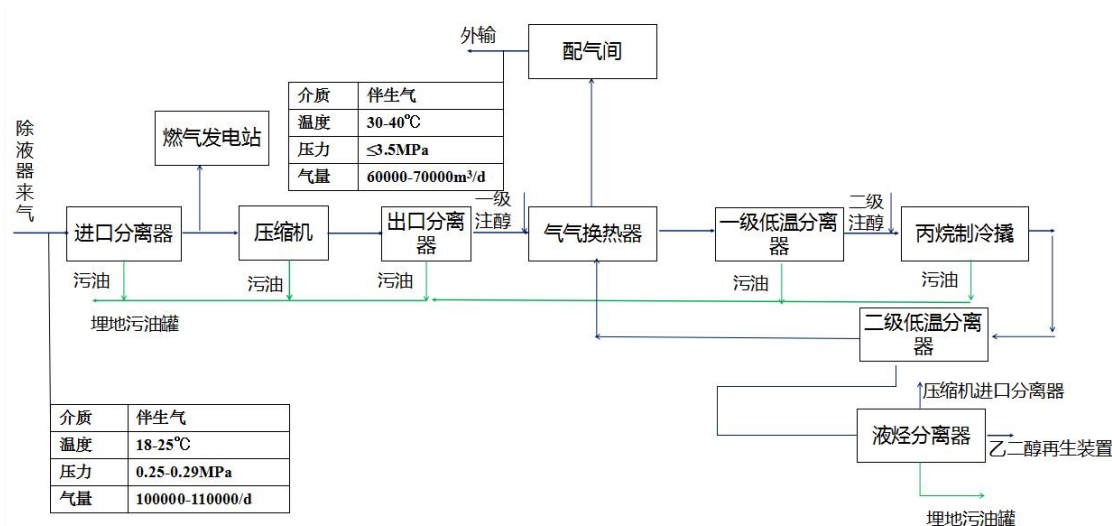
工艺流程具体如下：油区来液（ $18 \sim 22^\circ\text{C}$ 、 $0.30 \sim 0.35 \text{MPa}$ ，含水 $\leq 92\%$ ）先进入游离水脱除器，分离出低含水原油（含水率 $\leq 30\%$ ）经提升泵升压至 $0.50 \sim 0.55 \text{MPa}$ ，进相变加热炉加热（ $55 \sim 60^\circ\text{C}$ 、 $0.40 \sim 0.45 \text{MPa}$ ）后进入多功能处理器进行加热、电化学脱水，合格净化油（ $55 \sim 60^\circ\text{C}$ 、 $0.30 \sim 0.35 \text{MPa}$ ，含水 $\leq 0.5\%$ ）至压力缓冲罐经外输泵连续输送至石西集中处理站进行原油稳定。游离水脱除器分离出的伴生气经除油器脱液、压控后，输送到伴生气处理系统处理。游离水脱除器脱出的含油污水进入采出水处理系统。

百口泉注输联合站原油处理系统设计处理能力为 $120 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际处理量为 $56 \times 10^4 \text{t/a}$ ，富余处理能力为 $64 \times 10^4 \text{t/a}$ ，可满足需求。

（2）伴生气处理系统

百口泉注输联合站天然气处理装置 2002 年 9 月施工建设，于 2002 年 12 月 30 日正式投产。伴生气设计处理能力 $15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量为 $8.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

主要工艺流程：油田伴生气（ 0.25MPa ， 25°C ）进入压缩机进口分离器进行分离，分离后天然气约 4 万方气去旁边的燃气发电站，剩余天然气进入压缩机增压，增压至 $3.5 \sim 3.8 \text{MPa}$ ，经空冷器冷却至 45°C 后进入压缩机出口分离器分离，分离出的气相注入乙二醇去气气换热器进行预冷，温度降至 $0 \sim 5^\circ\text{C}$ ，预冷后天然气先进入一级低温分离器进行分离，分离出的气相注入乙二醇后去丙烷制冷橇，温度降至 -15°C 后，进入二级低温分离器进行气液分离，分出的天然气去气气换热器、



伴生气处理系统设计处理规模为 $15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量 $8.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力为 $7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，可满足需求。

百口泉注输联合站采出水处理系统工艺以“离子调整旋流反应法处理技术”为基础,采用重力除油、旋流反应、混凝沉降、过滤流程,原油系统来水进入2座2000m³调储罐进行水量、水质调节,来水经过初步重力沉降后可除去大部分浮油和大颗粒悬浮物,保证出水含油小于150mg/L,悬浮物含量小于150mg/L。污水经调储罐除油后提升进反应沉降单元。这一单元由2座反应罐和2座1000m³混凝沉降罐组成,在调储和反应单元按一定顺序和时间间隔连续加入3种药剂,污水与药剂混凝反应后进入2座1000m³混凝沉降罐沉降,再经两级过滤器过滤处理,过滤后净化水直接进入注水罐用于油田注水。出水水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中平均空气渗透率 $>0.01\mu\text{m}^2\sim\leq 0.5\mu\text{m}^2$ 范围的水质标准:悬浮固体含量 $\leq 5.0\text{mg/L}$,含油量 $\leq 15\text{mg/L}$,悬浮物颗粒直径中

值 $\leq 3.0 \mu\text{m}$ 中的标准后，送至注水系统。

采出水处理系统设计处理规模为 $10000\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理能力约 $9000\text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理量为 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目洗井废水和采油井井下作业废液产生量 7592.28t/a （ $22\text{m}^3/\text{d}$ ），百口泉注输联合站采出水处理系统富余处理能力可以满足需求。

7.7.4 生活垃圾处理依托可行性分析

(1) 基本情况

乌尔禾区生活垃圾填埋场位于乌尔禾区西南 7km 。采用卫生填埋处理工艺，2016 年 7 月 26 日取得原克拉玛依市环保局批复（克环保函〔2016〕376 号）。

(2) 工艺及规模

乌尔禾区生活垃圾填埋场主体工程包括卫生填埋场、道路系统、渗滤液收集系统、地下水监测井、管理站等。日处理规模 30t/d 。

(3) 依托可行性分析

本工程施工期钻井队的生活垃圾依托乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处置，设计总库容约 240 万立方米，实际有效库容为 192 万立方米，目前已经使用库容 48 万立方米，剩余库容可以容纳本工程的施工期钻井队的生活垃圾。

本工程施工期钻井队的生活垃圾产生量为 28.175t ，统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋是可行的。

7.7.5 生活污水处理依托可行性分析

(1) 基本情况

乌尔禾区生活污水处理厂位于乌尔禾区西南方向 10km 处，2010 年 11 月 10 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环评审函〔2010〕116 号）2014 年 10 月 29 日通过原克拉玛依市环保局竣工环保验收（克环保函〔2014〕437 号）。

(2) 工艺及规模

乌尔禾区生活污水处理厂占地 25600m^2 ，由粗格栅间及提升泵房、细格栅及旋流沉砂池、CASS 生化池、污泥脱水间、出水消毒间、办公楼、机修间等组成，设计处理规模为 $6000\text{m}^3/\text{d}$ ，预留远期 $6000\text{m}^3/\text{d}$ 扩建位置，处理工艺为粗、细格栅+调

节池+提升泵房+沉砂池+CASS+紫外线消毒+出水，出水满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)中的一级A标准。

(3) 依托可行性分析

目前，乌尔禾区生活污水处理厂实际处理规模为 $6000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前剩余能力约为 $2000\text{m}^3/\text{d}$ 。本工程施工期钻井队的生活污水最大产生量为 $38.64\text{m}^3/\text{d}$ ，运营期的生活污水 $151.84\text{m}^3/\text{a}$ 。因此本工程施工期钻井队和运营期工作人员的生活污水依托乌尔禾区生活污水处理厂处理，是可行的。

7.7.6 钻井岩屑处置依托可行性分析

钻井岩屑委托新疆盛洁环境技术有限责任公司处置，该公司是一家专业处置一般固废治理的环保企业，拥有多个钻井岩屑处置厂。《钻、修井泥浆及岩屑无害化处理与利用及免烧砖生产项目》位于乌尔禾区百口泉白百路1号，厂区占地 11700m^2 ，建有钻、修井泥浆及岩屑无害化处理与利用及免烧砖两条生产线。设计处理钻、修井泥浆及岩屑 $10\text{万 m}^3/\text{a}$ ，免烧砖产量为 $3000\text{万块}/\text{a}$ 。本项目产生的水基岩屑合计为 184m^3 ，由于油田滚动开发的特点，钻井工程将分批实施，每年产生的岩屑相对于其处理能力所占比例很小，可满足需求。

7.7.7 运营期危废处置依托可行性分析

依托作业区现有危废管理计划进行管理，目前玛湖勘探开发项目部正在已与克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司签订了HW08类危险废物处置合同。克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司已取得了新疆维吾尔自治区生态环境厅颁发的危险废物经营许可证，许可证编号为6502040117，有效期至2027年2月10日，许可处置能力 $1385000\text{t}/\text{a}$ ，其中含油污泥处置能力 $300000\text{t}/\text{a}$ 。运营期发生管线泄漏事故的概率不大，发生事故也能及时处理，落地油产生量较少，相较于克拉玛依博达生态环保有限责任公司的处置能力占比极小，故可依托其处置。

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理机构

8.1.1 环境管理机构

中国石油新疆油田分公司下设质量安全环保处，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。

玛湖勘探开发项目部的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该油田开发建设期的环境管理工作。本项目进入生产运行期后，油田主要管理工作均依托玛湖勘探开发项目部完成，玛湖勘探开发项目部负责本项目生产运行期的环境管理工作，玛湖勘探开发项目部设一名专（兼）职环保工程技术人员负责本项目建设期的环保工作及井场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

8.1.2 环境管理体制

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

8.2 生产区环境管理

8.2.1 日常环境管理

（1）搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管

理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按达标排放的原则，在生产过程中，运营期洗井废水由罐车拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，回注油藏，不外排。从废水排放方式看，用于生产回用是比较合理的油田废水排放途径，提高了生产用水的重复利用率，充分发挥污水的再次利用价值。防止了环境的再污染，获得污水处理与资源化的最佳效益，具有较高的环境效益、经济效益。

废气污染源的控制是重点加油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染，达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

（2）加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

（3）落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

8.2.2 环境污染事故的预防与管理

（1）对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

（2）强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

（3）加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别不利影响因素，从而将运营期各类风险水平控制在合理的、可接受的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.2.3 HSE 管理工作内容

应结合本项目施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：工艺流程分析、污染生态危害和影响分析、泄漏事故危害和风险影响分析、建立预防危害的防范措施、制定环境保护措施以及建立准许作业手册和应急预案。

8.2.4 环境监督机构

塔城地区生态环境主管部门审批本项目的环境影响报告书，塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局监督所辖行政区内该工程的环保竣工验收制度执行情况以及日常环境管理。

8.2.5 施工期环境管理

建设单位在施工期应加强对施工单位环境保护工作的监督与管理，施工单位应遵守相关环境保护法律法规，并严格落实本报告以及环评批复中提出的施工期环境保护要求；建立环境保护档案，对施工期采取的环境保护工作进行记录，保留施工前后施工区域的影像资料，便于建设单位进行监督检查。施工期相关的施工期环境保护行动计划见表 8.2-1。

表 8.2-1 施工期环境保护行动计划

影响 因素	环保措施	实施 单位	实施 时间	监督 单位
----------	------	----------	----------	----------

1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，规定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快自然恢复，将施工期对生态环境影响降到最低。严禁施工人员踩踏植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。施工产生的土方，应合理规划，合理利用。对于开挖管线产生的土方，全部回填，对于拟永久使用的各井场建设完成后，应因地制宜的进行硬化或地表恢复。	工程 承 包 商	施 工 期	环境 监 理 公 司 及 所 在 行 政 区 环 境 保 护 行 政 主 管 部 门
2	水环境	管线试压废水用于施工洒水抑尘，生活污水排至生活营地内设置的生活污水临时储集池中，定期清运至乌尔禾区生活污水处理厂			
3	土壤环境	按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，施工产生的建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染			
4	声环境	在钻井工程、管线敷设、井场入场道路建设、输电线敷设等地面工程施工过程中，选用效率高、噪声低的设备，并注意设备的正确使用和经常性维护，保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛			
5	大气环境	使用高质量柴油机、柴油发电机和符合国家标准的柴油，并定期对设备进行保养维护；合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖；优化施工组织，管线分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量			
6	水土流失、土地沙化	合理安排时间，挖、填方尽量避开大风天气，堆放土方时，尽量减小土方坡度。管沟开挖、填方作业时应尽量做到互补平衡，避免土方堆积。严格按规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道。施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等，防止水土流失及土地沙化			
7	固体废物	钻井井场设置不落地设备，用于分离钻井液和钻井岩屑；水基钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后进岩屑专用方罐，交由岩屑处置单位处理；油基钻井岩屑采用专用敞口金属容器收集后交由克拉玛依博达环保科技有限公司处置沾油废防渗膜和废机油集中收集后交由有相应处置资质的单位进行回收处置；工程施工单位应编制建筑垃圾处理方案，并报地方人民政府环境卫生主管部门备案。工程施工单位应及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾，将其清运至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理；生活垃圾集中收集后，送至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处理			

8.2.6 运营期环境管理

- （1）建立和实施井区运营期的健康、安全与环境（HSE）管理体系。
- （2）贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。
- （3）加强环保管理人员的培训、教育，学习先进的环保管理理念，提高管理

人员的技术水平与业务能力，定期对运营期环境保护工作进行总结和分析，根据环保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。

（4）组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果；参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况以及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。

为确保项目环保实施的落实，最大限度地减轻生产开发对环境的影响，运营期管理的主要内容见表 8.2-2。

表 8.2-2 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位
1	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季降雨使地貌慢慢得以自然恢复。培训巡检人员相关环境保护知识，更好的保护沿线植被	中国石油新疆油田分公司	运营期	塔城地区生态环境局及和布克赛尔蒙古自治县分局
2	声环境	定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。对井场的厂界噪声进行定期监测			
3	水环境	井下作业时铺设防渗膜，洗井废水采用的专用收集罐集中收集后送至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，经处理达标后回注油藏，不外排			
4	管道保护	对管道设施定期巡查，及时维修保养。			
5	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系，实施环境监测计划。			
6	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理			
7	固体废物处置	废防渗材料以及事故状态产生的含油污泥交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、处置和转运；井井下作业废液集中收集后由罐车拉运至百口泉注输联合站处理，上述废水均经处理达标后回注油藏，不外排	中国石油新疆油田分公司	运营期	塔城地区生态环境局及和布克赛尔蒙古自治县分局

8.2.7 退役期环境管理

退役期主要内容见表 8.2-3。

表 8.2-3 退役期的环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、迁移井场设备，恢复地貌	中国石化新疆油田分公司	退役期	塔城地区生态环境局、塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局	纳入退役期闭井管理费用
2	声环境	退役期间加强施工设备维护保养，合理安排施工时间				
3	大气环境	在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气造成影响				
4	水环境	管线拆除排出的废液，由罐车拉运至百口泉注输联合站，不排入周围环境，避免对周围环境造成的影响				
5	固体废物处置	固体废弃物分类收集，及时清运				

8.2.8 事故风险的预防与管理

（1）对风险事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效的措施，防止事故的发生。根据国内外油气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和失误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监管措施，在管理上要加强的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查。

（2）制定事故应急预案建立应急系统

强化专业人员培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。在日常生活中要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

8.3 企业环境信息公开

玛湖勘探开发项目部参照《企业环境信息依法披露管理办法》（部令第24号）

等规定，并结合地方生态环境主管部门要求，依法披露企业环境信息。企业应公开以下内容：

- （1）企业基本信息，包括企业生产和生态环境保护等方面的基础信息；
- （2）企业环境管理信息，包括生态环境行政许可、环境保护税、环境污染责任保险、环保信用评价等方面的信息；
- （3）污染物产生、治理与排放信息，包括污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；
- （4）生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等方面的信息；
- （5）生态环境违法信息；
- （6）本年度临时环境信息依法披露情况；
- （7）法律法规规定的其他环境信息。

8.4 环境监测与监管

8.4.1 施工期开展环境工程现场监理建议

为减轻建设项目对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议充分借鉴同类相关项目环境监理经验，实施工程环境监理。

由于建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油新疆油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关相关要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业阶段进行环境监理工作。

（1）环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境保护相关法律、法规、标准和政策，了解当地生态环境行政主管部门的环保要求。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②协助 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律、法规和政策。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作计划及重点见表 8.5-1。

表 8.5-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	各井场建设现场	1) 井位选址布设是否满足环评要求; 2) 各井场施工是否严格按设计方案执行, 施工质量是否能达到要求; 3) 施工作业是否超越了限定范围, 施工结束后, 施工现场是否进行了及时清理; 4) 井场硬化是否达到要求; 5) 废气、废水、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理; 6) 地下水防渗措施是否达到要求	环评中环保措施落实到位
2	管线敷设现场	1) 管线选线是否满足环评要求。 2) 施工作业是否超越了施工宽度; 3) 挖土方放置是否符合要求, 管沟开挖是否做到挖填平衡。土方是否进行了及时回填, 管沟开挖过程中是否采取的有效可行的扬尘污染防治措施。 4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业; 5) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被	
3	井场入场道路建设现场	1) 道路是否满足环评要求; 2) 施工作业是否超越了限定范围; 3) 临时堆放的土石方是否采取了防尘措施; 4) 施工人员是否安操作规程及相关规定作业	
4	其它	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌, 是否及时采取了生态恢复和水土保持措施; 2) 有无砍伐、破坏施工区以外的植被, 有无伤害野生动物等行为。	

8.4.2 运营期环境保护监测计划

运营期间需对生产过程生产的“三废”进行严格管理，根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)等标准规范，制定本工

程的监测计划和工作方案。环境监测计划见表 8.5-2。

表 8.5-2 运营期环境监测计划

监测类别	监测因子	监测点位置	监测频率	执行标准/监测方法	监测时间
无组织废气	NMHC	项目所在区域常年主导风向向下风向井场外	1次/季	GB39728—2020	竣工验收后
环境空气	非甲烷总烃、二氧化硫、氮氧化物、颗粒物	井场周边下风向	1次/半年	GB3095-2012	
地下水环境	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬	地下水上游	1次/半年	GB/T14848-2017 III类；石油类参照 GB3838-2002 III类	
		地下水下游			
		地下水下游			
土壤环境	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬	井场及单井采油管线沿线	1次/年	GB36600-2018 第二类用地筛选值	
生态环境	对生态保护目标的实际影响、生态保护对策措施的有效性等	井场及单井采油管线沿线	1次/五年	现场调查	

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。由于目前《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）和参照执行的《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中均未对石油烃(C₆-C₉)和石油烃(C₁₀-C₄₀)两个监测因子的标准限值做出规定，《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中未对石油烃(C₆-C₉)的标准限值做出规定，在新的质量标准发布前，运营期监测计划中地下水环境监测可先不开展石油烃(C₆-C₉)和石油烃(C₁₀-C₄₀)这两个监测因子的环境质量现状监测工作，土壤环境监测可先不开展石油烃(C₆-C₉)的环境质量现状监测工作，待石油烃(C₆-C₉)和石油烃(C₁₀-C₄₀)相应的新环境质量标准发布后，应严格按照表中所列监测因子进行运营期监测。玛湖勘探开发项目部可根据现有工程及其他在建、拟建工程统筹考虑进行地下水监测点位的布设，但须满足本项目监测计划要求。

8.4.3 环境设施验收建议

（1）验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

（2）验收内容

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》中有关规定开展验收。环保验收建议清单见表 8.5-3。

表 8.5-3 “三同时”竣工验收调查建议清单

治理项目	污染源	污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
废气	挥发性有机废气	NMHC	各井场	对设备进行定期检修和工艺运行管理	保持正常运行，减少无组织排放	厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 4.0mg/m ³
废水	洗井废水	化学需氧量、石油类	各井场	集中收集后由罐车拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理达标后回注油藏	处理达标后回注油藏，不外排	查阅拉运记录
噪声	各类机泵	等效连续 A 声级	各井场	隔声、基础减震，采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类
固废	井下作业废液	石油类	各井场	集中收集后由罐车拉运至百口泉注输联合站处理，处理达标后回注油藏	无害化处置，完全进入废水处理池，处理达标后回注油藏，不外排	查阅拉运记录
	废防渗材料、事故状态下产生的含油污泥	HW08 类	井场、单井采油管线	交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、转运和处置		签订危险废物处置协议，落实危险废物转移联单制度
生态环境	工程占地	植被破坏、土壤压覆、地表扰动、水土流失	井场、单井采油管线沿线	严格控制占地范围，对临时占地进行平整恢复	生态保护措施落实情况；防沙治沙措施、水土保持措施落实情况；井场、井场周边及管线沿线植被恢复情况	
地下水污染防治措施	各钻井井场为一般防渗区，柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐、岩屑储罐等关键部位均采用防渗膜防渗，井场永久占地防渗措施基层为 0.5m 厚夯实粘土+砂砾层					钻井井场和采油井场防渗措施落实情况
环境风险防范措施	钻井采用双层套管，柴油储罐区铺设防渗膜；井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标					柴油储罐防渗膜铺设情况、井场禁止烟火标志及井场路口等风向标设置情况

环境管理	环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录，是否保留必要的影像资料
------	---

9 环境影响经济损益分析

9.1 环境效益分析

项目开发建设对环境造成的损失主要表现在工程占地造成的环境损失；突发事故污染造成的环境损失和其它环境损失。

工程占地主要为井场、单井采油管线占地，对生态环境的影响包括破坏原有地表构造，使地表裸露，加剧水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复措施后，对生态环境的影响是可以接受的。

本次开发建设工程施工期短，施工“三废”和噪声影响较小。在初期的3~5年内，植被破坏后不易恢复。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工期的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周边环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏、井壁破裂泄漏事故，将对周围环境造成较严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各种补偿费用来体现。

本项目建成投产后，对该地区的资源开发、经济结构的优化及其它相关产业的带动发展都具有非常重要的意义。

9.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展以及人民生活水平的提高具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目开发是支持地区经济发展的一项重大举措，对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地的GDP，提高当地税收有着积极的作用。

本项目开发的社会效益主要体现在两个方面；一、油田开发对当地工业和经济的发展以及人民生活水平的提高具有明显的促进作用，能够带动一批相关

工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目开发是支持地区经济发展的一项重大举措，对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地的 GDP，提高当地税收有着积极的作用。二、本项目实施，新增油气产能，可有效为社会能源安全提供更有力的保障。

9.3 环境经济损益分析结论

综上所述，在建设过程中，由于井场、地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

10 结论与建议

10.1 建设项目概况

本次拟在玛 2 井区部署 24 口采油井，新建产能 $21.275 \times 10^4 \text{t/a}$ 。新建 12 井式计量装置 3 座，计量点 3 座，单井计量装置 7 座，原料气增压站 1 座，新建各类集输管线 23.89km，巡检道路 7.05km，站内道路 115m。配套建设供电、自控、通信等工程。项目总投资 9041.03 万元，环保投资约 1400 万元，占总投资的 15.48%。

10.2 环境质量现状结论

(1) 环境空气

项目所在区域 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 CO 、 O_3 长期浓度均可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，为环境空气质量达标区。

(2) 地下水

监测结果表明，各水井氯化物和溶解性总固体均超标，陆水 3 和陆水 33 井的总硬度和硫酸盐超标，其余监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类限值，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准值。超标原因主要是天然背景值较高。

(3) 声环境

各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类声功能区标准限值，项目所在区域背景声环境质量现状较好。

(4) 土壤

项目区土壤环境各监测因子监测值均可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

10.3 污染物排放情况结论

(1) 生态环境

生态环境的影响主要表现在工程占地，施工活动和工程占地在项目区范围内呈点、线状分布，对土壤、野生植物和野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。由于项目区大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，对野生动物的影响较小。综上所述，项目建设对生态环境影响较小。

（2）大气环境

施工期废气主要为扬尘、施工机械及车辆尾气、柴油机及发电机燃烧烟气，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失；运营期废气为持续的长期影响，项目区所处地域空旷，无组织挥发性有机废气可以得到较好扩散。预测结果表明对大气污染物浓度贡献值小，项目实施后不会对周围环境产生明显影响。

（3）水环境

施工期废水主要为钻井井场生活污水和管道试压废水，管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，洒水抑尘；生活污水排至生活污水防渗池，钻井结束后清运至乌尔禾区污水处理厂处理。运营期废水主要为洗井废水，洗井废水由罐车拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，洗井废水经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，回注油藏，不外排。

非正常工况下，单井采油管线破损泄漏导致原油泄漏以及井下作业时发生井漏事故时，均有可能导致石油类等污染物通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。通过采用质量合格的管线，加强管线巡检，及时更换老旧设备，以及确保固井质量合格等措施进行防范。

（4）噪声

施工期的噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响；运营期噪声主要为井场机泵产生的噪声，运营期井场昼夜厂界噪声均能满

足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准（昼间 60dB（A），夜间 50dB（A））。本项目周边无人居住等声敏感目标，施工建设中的噪声对声环境质量影响不大。

（5）固体废物

施工期固体废物主要为钻井岩屑、废机油、沾油废防渗膜、生活垃圾和建筑垃圾，钻井岩屑经不落地设备处理后进井场方罐，交由岩屑处置单位处理；工程施工单位应编制建筑垃圾处理方案，并报地方人民政府环境卫生主管部门备案。工程施工单位应及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾，建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理；废钻井液回用于钻井液配置，钻井接受后由钻井队带至下一个钻井井场继续使用，不外排；生活垃圾集中收集后清运至玛湖勘探开发项目部生活垃圾填埋场。沾油废防渗膜、废机油集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。运营期废防渗材料和事故状态下含油污泥集中收集后交由有相应危废处置资质的单位负责转运、接收、无害化处理。本项目产生的固体废物均得以妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

（6）土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。运营期巡检车辆按巡检道路行驶，井下作业采取“带罐上岗”的作业模式，加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”的发生，可降低对土壤环境质量的影响程度。

（7）环境风险

本项目涉及的危险物质为原油和伴生气，风险潜势为 I，可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、油气管线破损导致油气泄漏事故和拉运罐车破裂导致井下作业废水（液）泄漏。泄漏物对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本报告提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；项目区包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对

地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

10.4 环境保护措施

（1）施工期

施工过程中将产生一定量的废气、废水、固体废物和噪声，施工期短暂，上述影响随着施工期的结束而消失。

（2）运营期

选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；定期对单井采油管线进行巡检；加强采油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好井口压力监测，并准备应急措施；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并在 5 日内完成修复。

井下作业均带罐作业，洗井废水由罐车拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，井下作业废液集中收集后由罐车拉运至百口泉注输联合站处理，洗井废水和井下作业废液经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，回注油藏，不外排。定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格。

尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；加强噪声防范，做好个人防护工作。

运营期废防渗材料以及事故状态下产生的含油污泥集中收集后交由有相应危废处置资质的单位负责转运、接收、无害化处置。

10.5 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，已进行了一次网上

公示，公示期间没有收到反馈。

10.6 经济损益性分析

本项目在建设过程中，由于地面设施建设等都需要占用一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

10.7 环境管理与监测计划

本次评价根据工程的特点，提出了相关的环境管理要求和监测计划，要求建设单位务必按照环评要求落实各项措施。

10.8 总结论

本项目符合国家相关产业政策。运营期废气和噪声能实现“达标排放”，废水不外排，固体废物实现“无害化”处置。建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统的或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。项目已进行了一次网上公示，公示期间均未收到公众反馈意见。从环境保护角度论证建设可行。