

百口泉采油厂 2022 年零散气增气工程、单罐井密闭工程

# 环境影响报告书

(公示稿)

建设单位：中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂

编制单位：核工业二〇三研究所

二零二三年四月

## 目 录

1 概述 .....	- 1 -
1.1 建设项目特点 .....	- 1 -
1.2 环境影响评价的工作过程 .....	- 1 -
1.3 分析判定相关情况 .....	- 1 -
1.4 关注的主要环境问题 .....	- 1 -
1.5 环境影响评价的主要结论 .....	- 2 -
2 总则 .....	- 4 -
2.1 评价目的和原则 .....	- 4 -
2.2 编制依据 .....	- 5 -
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选 .....	- 10 -
2.4 环境功能区划与评价标准 .....	- 12 -
2.5 评价等级及评价范围 .....	- 17 -
2.6 评价时段和评价重点 .....	- 24 -
2.7 评价方法 .....	- 25 -
2.8 污染控制目标与环境保护目标 .....	- 25 -
2.9 相关规划符合性分析 .....	- 26 -
2.10 相关政策、法规符合性分析 .....	- 30 -
2.11 选址合理性分析 .....	- 36 -
2.12 “三线一单”符合性分析 .....	- 36 -
3 现有工程开发现状及环境影响回顾 .....	- 45 -
3.1 区块开发现状 .....	- 45 -

3.2	油气水物性 .....	- 49 -
3.3	区块环保手续履行情况 .....	- 50 -
3.4	区块环境影响回顾 .....	- 52 -
4	建设项目工程分析 .....	- 61 -
4.1	建设项目概况 .....	- 61 -
4.2	开发部署 .....	- 65 -
4.3	主体工程 .....	- 65 -
4.4	配套辅助工程 .....	- 67 -
4.5	依托工程 .....	- 70 -
4.6	工程分析 .....	- 82 -
4.7	总量控制 .....	- 99 -
4.8	清洁生产水平分析 .....	- 100 -
5	环境现状调查与评价 .....	- 106 -
5.1	自然环境概况 .....	- 106 -
5.2	生态环境现状调查与评价 .....	- 112 -
5.3	环境空气质量现状调查与评价 .....	- 117 -
5.4	水环境现状调查与评价 .....	- 119 -
5.5	声环境现状调查与评价 .....	- 121 -
5.6	土壤环境现状调查与评价 .....	- 122 -
6	环境影响预测与评价 .....	- 126 -
6.1	生态环境影响分析 .....	- 126 -
6.2	大气环境影响分析 .....	- 136 -

6.3	地表水环境影响分析 .....	- 143 -
6.4	地下水环境影响分析 .....	- 145 -
6.5	声环境影响分析 .....	- 157 -
6.6	固体废物环境影响分析 .....	- 161 -
6.7	土壤环境影响分析 .....	- 163 -
6.8	环境风险评价 .....	- 170 -
7	环境保护措施及其可行性论证 .....	- 184 -
7.1	施工期环境保护措施 .....	- 184 -
7.2	运营期环境保护措施 .....	- 191 -
7.3	服务期满后环境保护措施 .....	- 197 -
8	环境影响经济损益分析 .....	- 201 -
8.1	社会效益和经济效益 .....	- 201 -
8.2	环境经济损益分析 .....	- 201 -
8.3	环境经济损益分析结论 .....	- 203 -
9	环境管理与监测计划 .....	- 205 -
9.1	环境管理机构及环境管理制度 .....	- 205 -
9.2	环境管理 .....	- 206 -
9.3	环境监测计划 .....	- 210 -
9.4	污染物排放清单 .....	- 211 -
9.5	排污口管理 .....	- 211 -
9.6	环境影响后评价 .....	- 212 -
9.7	信息公开 .....	- 212 -

10 结论 .....	- 216 -
10.1 建设项目概况 .....	- 216 -
10.2 环境现状评价结论 .....	- 216 -
10.3 环境影响评价结论 .....	- 217 -
10.4 总量控制指标 .....	- 220 -
10.5 产业政策符合性 .....	- 220 -
10.6 公众意见采纳 .....	- 220 -
10.7 总结论 .....	- 220 -
10.8 建议 .....	- 221 -

# 1 概述

## 1.1 建设项目特点

中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂（以下简称“百口泉采油厂”）开发区块分布在百口泉油田、玛北油田、艾湖油田。艾湖油田西北部位于克拉玛依市境内，东南部位于和布克赛尔蒙古自治县境内。井区地面已建油气集输、简易通讯、电力设施，三级油田公路一条，地面工程开发条件较好。玛北油田隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区，东北及东南部分区域隶属于和布克赛尔蒙古自治县。工区油气集输、供配电、通信等系统较为完善。百口泉油田位于克拉玛依市东约70km。井区地面已建油气集输、电力设施，217国道、克-百输油管道、通讯线及电力线等地面工程设施横贯油田，具有良好的地面开发条件。

为了提高油区油气开采力度，并减少油气挥发，实现气液密闭集输，百口泉采油厂拟投资1686.02万元在克拉玛依市乌尔禾区和塔城地区和布克赛尔蒙古自治县实施“2022年零散气增气工程、单罐井密闭工程”，主要建设内容为：①部署32口采油井（均为评价井转产能井），并对区域内已投产的31口产能井进行密闭集输改造；②新建阀池3座，60m<sup>3</sup>一体化自吸式储油罐2座；③新建集输管线58.624km（其中乌尔禾区内23.495km，和布克赛尔蒙古自治县内35.129km）；④配套建设供配电、通信、消防、道路、仪表自动化、防腐等辅助工程。项目建成后，新增产能3.736×10<sup>4</sup>t/a，伴生气设计规模33.3×10<sup>6</sup>Nm<sup>3</sup>/a。

本项目所涉及的评价井已基本探明原油量充足，具有开采价值，因此由评价井转为产能井。本次井场工程仅涉及设备安装和配套集输管线建设，均为地面工程，不涉及钻井工程。

## 1.2 环境影响评价的工作过程

本工程属于油气开采项目，项目区位于克拉玛依市乌尔禾区和塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，本次部署32口油井，均为评价井转产能井，其中7口井（玛26井、艾湖202\_H井、玛115\_H、艾湖625井、玛625井、玛161\_H井、玛104井）经核实不在油田开发区域划分的“一张图”范围内，本次实施区域与老区块的位置关系见图1.2-1。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》、《关于印发新疆维吾尔

自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4号)和《新疆维吾尔自治区2020年水土流失动态监测数据》(水利部水土保持监测中心、2021年4月),项目所在的塔城地区和布克赛尔蒙古自治县属于水土流失重点治理区II<sub>2</sub>天山北坡诸小河流域重点治理区。综上,根据《中华人民共和国环境影响评价法》及《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021年版)》中的“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;页岩油开发;涉及环境敏感区(含内部集输管道建设)”,本项目建设涉及两个行政区域、属于新区块开发,且涉及环境敏感区,应编制环境影响报告书。

中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂于2022年10月委托核工业二〇三研究所开展《百口泉采油厂2022年零散气增气工程、单罐井密闭工程环境影响报告书》的编制工作。本单位接受委托后,即进行了现场踏勘和资料收集,结合有关资料和当地环境特征,按照国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求,开展本工程的环境影响评价工作。对本工程进行初步的工程分析,同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本工程的环境影响因素,筛选主要的环境影响评价因子,明确评价重点和环境保护目标,确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准,最后制定工作方案,委托新疆环疆绿源环保科技有限公司对本项目区域环境空气、土壤、地下水、声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析,环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响评价预测及评价,提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性,给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施,并最终完成环境影响报告书编制。

报告书经生态环境主管部门批准后,可以作为本项目建设期、运营期的环境保护管理依据。

环境影响评价工作一般分为三个阶段,即调查分析和工作方案制定阶段,分析论证和预测评价阶段,环境影响评价工作程序见图1.2-2。

### 1.3 分析判定相关情况

根据《产业结构调整指导目录》（2019年本），“常规石油、天然气勘探与开采，原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施即网络建设”属鼓励类项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家产业政策。

本项目属于陆地石油开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《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》和《新疆维吾尔自治区第三轮矿产资源规划》（2016-2020）的相关要求。

本项目位于新疆油田矿权范围内，对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区。本项目占地较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

本项目不在《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）拟定的生态红线范围内，项目建设位于克拉玛依市乌尔禾区及塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，根据《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）、《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案》（新克政发〔2021〕49号）、《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（塔行发〔2021〕48号），项目区环境质量可以达到功能区要求，可以满足克拉玛依市、塔城地区生态环境准入清单重点管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

本项目符合国家相关法律法规及产业政策，符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约的因素。

### 1.4 关注的主要环境问题

本项目为原油开采项目（本次为地面工程建设，不包括钻井工程），环境影响

主要来源于地面工程及原油集输管线建设等采油、集油工艺过程，影响因素包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。根据现状调查，本工程不占用国家公园、自然保护区、水源保护区、基本农田、基本草原等敏感区，主要环境敏感保护目标为天山北坡诸小河流域重点治理区。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。

关注的主要环境问题有：施工期产生的废气、废水、噪声、固体废物以及施工临时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烃类、噪声、废水、固体废物等环境影响及事故状态下的含油污泥对环境的影响分析。

## 1.5 环境影响评价的主要结论

本项目符合国家产业政策、相关规划、“三线一单”要求，项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境敏感目标的影响属可接受范围，从环保角度分析，项目是可行的。

本项目采取了行之有效的环境保护措施，总体布局合理，在坚持“三同时”原则的基础上，严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放。

本项目生产过程中，井下作业、原油集输、处理等作业的资源 and 能源的消耗指标较低，生产工艺成熟、设备先进，污染物排放达到国家规定的排放标准，环境管理体系（HSE管理体系）健全。属于清洁生产企业，各工序的生产工艺均达到国内较先进的技术水平。

从环境现状监测结果和环境空气、地下水环境、生态环境、土壤环境和声环境预测及评价结果看，在严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施的前提下，区块内的环境质量不会因为本项目的建设而改变。本项目建设后，排放的各种污染物对周围环境造成的影响较小，不会导致本地区环境质量的下降，环境空气质量、水环境质量、声环境质量可以符合相应的环境功能区划要求。

百口泉采油厂按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

综上所述，本项目符合国家产业政策和新疆经济发展规划，公众认同性较好。开发产生的废水、废气、固废及对局部生态环境带来的影响，在落实本报告中提出的各项环境保护措施后，污染物可实现达标排放，对环境的影响是可接受的，从环境保护的角度看，本项目建设是可行的。

## 2 总则

### 2.1 评价目的和原则

#### 2.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查与现状监测，了解项目区的自然环境、自然资源及土地利用情况，掌握油田所在区域的环境质量和生态现状。

(2) 通过工程分析，明确本工程施工期、运行期和封井期主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工期、运行期及封井期对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

(3) 对油田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出油田开发建设施工期、运行期和封井期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

(4) 评价本工程对国家产业政策、区域总体发展规划、城市功能区划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物放总量控制的符合性。

(5) 分析本工程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。

#### 2.1.3 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响。

##### (3) 突出重点

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

## 2.2 编制依据

### 2.2.1 国家法律法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2014年4月24日修正，2015年1月1日起施行）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018年12月29日修正并施行）；
- (3) 《中华人民共和国水污染防治法》（2017年6月27日修正，2018年1月1日起实施）；
- (4) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018年10月26日修正并施行）；
- (5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2021年12月24日修订，2022年6月5日起施行）；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020年4月29日修订，2020年9月1日起施行）；
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2018年8月31日公布，2019年1月1日起施行）；
- (8) 《中华人民共和国水法》（2016年7月2日修正，2016年9月1日起施行）；
- (9) 《中华人民共和国水土保持法》（2010年12月25日修正，2011年3月1日起施行）；
- (10) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012年2月29日修订，2012年7月1日起施行）；
- (11) 《中华人民共和国节约能源法》（2018年10月26日修正并施行）；
- (12) 《中华人民共和国防洪法》（2016年7月2日修正，2016年9月1日起施行）；
- (13) 《中华人民共和国草原法》（2013年6月29日修正并施行）；
- (14) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2018年10月26日修正并施行）；
- (15) 《中华人民共和国土地管理法》（2019年8月26日修订，2020年1月1日起施行）；
- (16) 《中华人民共和国城乡规划法》（2019年4月23日修正并施行）；
- (17) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010年6月25日公布，2010年10月1日起施行）；
- (18) 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年10月26日修正并施行）。

## 2.2.2 行政法规、部门规章及规范性文件

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（2017年7月16日修正，2017年10月1日起施行）；
- (2) 《中华人民共和国自然保护区条例》（2017年10月7日修订并施行）；
- (3) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2014年7月29日修正并施行）；
- (4) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017年10月7日修正并施行）；
- (5) 《危险化学品安全管理条例》（2013年12月7日修正并施行）；
- (6) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2010年12月29日修正，2011年1月8日起施行）；
- (7) 《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》（环境保护部令第37号，2016年1月1日起试行）；
- (8) 《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》（国发[2016]31号）；
- (9) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发[2015]17号）；
- (10) 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发[2013]37号）；
- (11) 《国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（国发[2018]22号）；
- (12) 《关于印发地下水污染防治实施方案的通知》（环土壤[2019]25号）；
- (13) 《关于印发<2020年挥发性有机物治理攻坚方案>的通知》（环大气[2020]33号）；
- (14) 《关于印发<重点行业挥发性有机物综合治理方案>的通知》（环大气[2019]53号）；
- (15) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（生态环境部部令第16号，2021年1月1日起施行）；
- (16) 《国家危险废物名录（2021年版）》（生态环境部部令15号，2021年1月1日起施行）；
- (17) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发[2012]77号）；
- (18) 《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）；

### 2.2.3 地方法规及通知

- (1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018年9月21日修正并施行）；
- (2) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2018年11月30日公布，2019年1月1日起施行）；
- (3) 《新疆维吾尔自治区危险废物污染防治办法》（2010年1月20日公布，2010年5月1日起施行）；
- (4) 《新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例》（2018年9月21日修正并施行）；
- (5) 《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日修正并施行）；
- (6) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（2018年9月21日修正并施行）；
- (7) 《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》（1995年3月1日发布施行）；
- (8) 《克拉玛依市大气污染防治条例》（2020年11月25日公布，2021年4月1日起施行）；
- (9) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018年-2030年）》（新政函[2018]146号）；
- (10) 《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4号）；
- (11) 《新疆环境保护规划（2018-2022年）》（2018年1月）；
- (12) 《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2月5日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会）；
- (13) 《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发[2014]35号）；
- (14) 《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》（新政发[2016]21号）；
- (15) 《关于印发新疆维吾尔自治区土壤防治工作方案的通知》（新政发[2017]25号）；
- (16) 《新疆维吾尔自治区控制污染物排放许可制实施方案》（新政办发[2017]105号）；

(17) 《关于印发<自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划(2018-2020年)>的通知》(新政发[2018]66号)；

(18) 《自治区党委 自治区人民政府印发<关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案>的通知》(新党发[2018]23号)；

(19) 《新疆维吾尔自治区党委、自治区人民政府关于进一步加强环境保护和生态建设的意见》；

(20) 《《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发[2018]20号)；

(21) 《关于印发新疆维吾尔自治区“十三五”挥发性有机物污染防治实施方案的通知》(新环发[2018]74号)；

(22) 《关于印发自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划(2018-2020年)的通知》(新政[2018]66号)；

(23) 《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)；

(24) 《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》(新环环评发[2021]162号)；

(25) 《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)；

(26) 《关于印发克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》(新克政发[2021]49号)。

(27) 《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)；

## 2.2.4 相关技术规范及标准

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；

(3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)；

(4) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009)；

(5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；

(6) 《环境影响评价技术导则 生态环境》(HJ19-2022)；

(7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)；

- (8)《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)；
- (9)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；
- (10)《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ612-2011)；
- (11)《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)；
- (12)《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》(SY/T301-2016)；
- (13)《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》(国家发展和改革委员会公告2009年第3号)；
- (14)《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276-2014)；
- (15)《石油化工企业环境保护设计规范》(SH3024-1995)；
- (16)《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环境保护部公告2012年第18号)；
- (17)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)；
- (18)《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)；
- (18)《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017)；
- (19)《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB65/T3998-2017)；
- (20)《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)；
- (21)《固体废物鉴别标准 通则》(GB34330-2017)；
- (22)《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)；
- (23)《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)；
- (24)《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》。

### 2.2.5 相关文件和技术资料

- (1) 委托书, 中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂, 2022.10;
- (2) 《百口泉采油厂2022年零散气增气工程方案》；
- (3) 《百口泉采油厂单罐井密闭工程可行性研究》；
- (4) 《玛101井区玛115\_H评价井转产能井地面工程意见》。

## 2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

### 2.3.1 环境影响因素识别

本项目是将评价井转为产能井并进行密闭集输改造，共部署32口采油井（均为评价井转产能井）；新建阀池3座，60m<sup>3</sup>一体化自吸式储油罐2座；新建集输管线58.624km，井场巡检道路1.5km，及供配电、仪表自动化等辅助设施。原油处理依托百口泉注输联合站，百口泉老区及检188井区伴生气处理依托百口泉采油厂天然气处理站处理，玛18井区、玛131井区、玛101井区、玛2井区、艾湖2井区内伴生气处理依托克拉玛依市富城天然气有限责任公司在各油区内的天然气处理站处理。

本项目主要包括地面工程、原油开采、集输等作业内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场、阀池、管线、道路等地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主。

#### （1）施工期

施工期建设工程包括井场、阀池、单井集输管线、道路建设，以生态影响为主。

##### ①管线和道路建设

本项目新建集输管线58.624km、井场巡检道路1.5km。管线和道路建设将破坏管道和道路沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土保持的影响，以及施工扬尘。

##### ②井场、阀池建设

本项目共部署采油井32口（主要为井口工艺安装，其中玛26井配备单井计量装置），埋地阀池3座，60m<sup>3</sup>一体化自吸式储油罐2座（玛115\_H井因井口工艺无法满足集输需求，因此采用单罐拉油）。主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。

此外，施工期间各类机械、车辆排放的废气和噪声、施工丢弃的固体废物等及施工人员生活污水和生活垃圾等，也将对环境产生一定的影响。

#### （2）运营期

运营期环境影响因素主要体现在油气开采、集输过程中无组织挥发性有机物，废水主要为采出水、井下作业废水等；固体废物主要为油泥（砂）、落地油等。

#### （3）闭井期

闭井期，对完成油气开采的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，主要为构筑物拆除、土壤回填过程产生的扬尘，拆除后

的建筑垃圾及含油污泥。

油田开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和油气开发工艺特征，对油气开发过程中的施工期、运行期和闭井期环境影响因子识别见表2.3-1。

表 2.3-1 影响因素识别

影响因素	施工期					营运期					闭井期	
	占地	废气	废水	固体 废物	噪声 震动	废气	废水	固体 废物	噪声	风险 事故	废气	固体 废物
		车辆 废气 施工 扬尘	生活 污水	弃土弃 方建筑 垃圾	施工 车辆	无组织挥 发烃类	生产废 水、井 下作业 废水	油泥、落 地油	设备 运转	油气 泄漏 起火 爆炸	构筑 物拆 卸扬 尘	含油 污泥、 建筑 垃圾
环境空气	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+
地下水	○	○	○	○	○	○	++	○	○	+	○	○
声环境	○	○	○	○	+	○	+	○	++	+	○	○
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+
植被	+	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+
动物	+	+	○	+	+	++	○	+	○	+	+	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

### 2.3.2 评价因子

根据项目环境影响因素和特征污染因子识别结果，结合本项目所在区域环境质量状况，筛选评价因子见表2.3-2。

表2.3-2 环境影响评价因子筛选一览表

环境要素	项目	评价因子
环境空气	现状评价	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、PM <sub>10</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、CO、O <sub>3</sub> 、非甲烷总烃
	影响分析	非甲烷总烃
地下水	现状评价	色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、六价铬、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类，共计34项；水质类型子八大离子：K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、Cl <sup>-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>
	影响分析	石油类
声环境	现状评价	等效连续A声级
	影响分析	等效连续A声级
土壤环境	现状评价	《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》GB36600-2018）表1中45项基本因子、表2中石油烃；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中pH、镉、汞、砷、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌
	影响分析	石油烃
生态环境	现状评价	评价区域土地利用类型、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、土壤侵蚀、生态景观、水土流失
	影响分析	（1）分析油田开发建设对土地利用结构的影响

		(2) 对油田建设可能造成植被破坏影响分析 (3) 油田开发建设对评价区域野生动物的影响分析 (4) 油田开发建设对生态景观的影响
固体废物	影响分析	建筑垃圾、生活垃圾、含油污泥、废润滑油
环境风险	影响分析	对运营期间可能发生的油气泄漏事故进行分析

## 2.4 环境功能区划与评价标准

### 2.4.1 环境功能区划

#### 2.4.1.1 环境空气

本工程位于克拉玛依市乌尔禾区、塔城地区和布克赛尔蒙古族自治县，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

#### 2.4.1.2 水环境

项目建设不与地表水体发生联系，故不对区域内地表水进行现状调查。

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为III类，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

#### 2.4.1.3 声环境

本工程开发建设的噪声影响仅在施工期较大，进入生产期后，整个开发建设期噪声源数量相对较少，主要集中在井场。项目区为油田开发区，目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的声环境功能区分类，划定为2类声环境功能区。

#### 2.4.1.4 生态环境

本工程位于克拉玛依市乌尔禾区及塔城地区和布克赛尔蒙古族自治县，根据《新疆生态功能区划》，项目区属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区，白杨河河谷、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区。

### 2.4.2 环境质量标准

#### 2.4.2.1 环境空气

环境空气质量评价中SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、CO、O<sub>3</sub>六项指标执行《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》中非甲烷总烃环境质量标准取值2mg/m<sup>3</sup>。各标准取值见表2.4-1。

表2.4-1 环境空气质量标准值

序号	评价因子	二级标准限值 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )			标准来源
		年平均	24小时平均	1小时平均	
1	SO <sub>2</sub>	60	150	500	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准
2	NO <sub>x</sub>	50	100	250	
3	CO	/	4mg/m <sup>3</sup>	10mg/m <sup>3</sup>	
4	O <sub>3</sub>	/	160	200	
5	PM <sub>10</sub>	70	150	/	
6	PM <sub>2.5</sub>	35	75	/	
7	非甲烷总烃 (mg/m <sup>3</sup> )	/	/	2.0	《大气污染物综合排放标准详解》

### 2.4.2.2 地下水

地下水执行《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) III类标准, 石油类参照《生活饮用水卫生标准》(GB 5749-2022) 中石油类限值 (0.05mg/L)。见表2.4-2。

表2.4-2 地下水质量标准值

序号	监测项目	单位	III类	序号	监测项目	单位	III类
1	pH	无量纲	6.5≤pH≤8.5	23	石油类	mg/L	≤0.3
2	色度	度	≤15	24	总大肠菌群	MPN/100mL	≤3.0
3	浊度	度	≤3	25	菌落总数	CFU/ml	≤100
4	臭和味	无量纲	无	26	氰化物	mg/L	≤0.05
5	肉眼可见物	无量纲	无	27	碘化物	mg/L	≤0.08
6	氯化物	mg/L	≤250	28	汞	mg/L	≤0.001
7	硝酸盐	mg/L	≤20.0	29	砷	mg/L	≤0.01
8	硫酸盐	mg/L	≤250	30	硒	mg/L	≤0.01
9	亚硝酸盐氮	mg/L	≤1.00	31	六价铬	mg/L	≤0.05
10	氟化物	mg/L	≤1.0	32	三氯甲烷	μg/L	≤60
11	总硬度	mg/L	≤450	33	四氯化碳	μg/L	≤2.0
12	溶解性总固体	mg/L	≤1000	34	苯	μg/L	≤10.0
13	挥发酚	mg/L	≤0.002	35	甲苯	μg/L	≤700
14	阴离子表面活性剂	mg/L	≤0.3	36	耗氧量	mg/L	≤3.0
15	氨氮	mg/L	≤0.50	37	硫化物	mg/L	≤0.02
16	铝	mg/L	≤0.20	38	钾	mg/L	/
17	铁	mg/L	≤0.3	39	钠	mg/L	/
18	锰	mg/L	≤0.10	40	钙	mg/L	/
19	铜	mg/L	≤1.00	41	镁	mg/L	/
20	铅	mg/L	≤0.01	42	碳酸盐 (以 CaCO <sub>3</sub> 计)	mg/L	/
21	锌	mg/L	≤1.00	43	重碳酸盐 (以 CaCO <sub>3</sub> 计)	mg/L	/
22	镉	mg/L	≤0.005		/		/

### 2.4.2.3 声环境

项目区声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中2类标准, 见表2.4-3。

表2.4-3 声环境质量标准值

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

#### 2.4.2.4 土壤环境

本项目占地范围内土壤中污染物的含量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准，占地范围外土壤中污染物的含量参考执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表1中风险筛选值，见表2.4-4（a）、表2.4-4（b）。

表 2.4-4（a） 建设用地土壤污染风险筛选值和管控制

单位：mg/kg

序号	污染物项目	CAS 编号	第二类用地
重金属和无机物			
1	砷	7440-38-2	60 <sup>①</sup>
2	镉	7440-43-9	65
3	铬（六价）	18540-29-9	5.7
4	铜	7440-50-8	18000
5	铅	7439-92-1	800
6	汞	7439-92-6	38
7	镍	7440-02-0	900
挥发性有机物			
8	四氯化碳	56-23-5	2.8
9	氯仿	67-66-3	0.9
10	氯甲烷	74-87-3	37
11	1,1-二氯乙烷	75-34-3	9
12	1,2-二氯乙烷	107-06-2	5
13	1,1-二氯乙烯	75-35-4	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	156-59-2	596
15	反-1,2-二氯乙烯	156-60-5	54
16	二氯甲烷	75-09-2	616
17	1,2-二氯丙烷	78-87-5	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	79-34-5	6.8
20	四氯乙烯	127-18-4	53
21	1,1,1-三氯乙烷	71-55-6	840
22	1,1,1-三氯乙烷	79-00-5	2.8
23	三氯乙烯	79-01-6	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	96-18-4	0.5
25	氯乙烯	75-01-4	0.43
26	苯	71-43-2	4
27	氯苯	108-90-7	270
28	1,2-二氯苯	95-50-1	560
29	1,4-二氯苯	106-46-7	20
30	乙苯	100-41-4	28
31	苯乙烯	100-42-5	1290

序号	污染物项目	CAS 编号	第二类用地
32	甲苯	108-88-3	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3,106-42-3	500
34	邻二甲苯	95-47-6	640
半挥发性有机物			
35	硝基苯	98-95-3	76
36	苯胺	62-53-3	260
37	2-氯酚	95-57-8	2256
38	苯并[a]蒽	56-55-3	15
39	苯并[a]芘	50-32-8	1.5
40	苯并[b]荧蒽	205-99-2	15
41	苯并[k]荧蒽	207-08-9	151
42	蒽	218-01-9	1293
43	二苯并[a,h]蒽	53-70-3	1.5
44	茚并[1,2,3-cd]芘	193-39-5	15
45	萘	91-20-3	70
石油烃类			
46	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	-	4500

注：①具体地块土壤中污染物检测含量超过筛选值，但等于或低于土壤环境背景值水平，不纳入污染地块管理。

表 2.4-4 (b) 农用地土壤污染风险管控标准 单位：mg/kg

污染物项目	GB15618-2018		单位
	6.5 < pH ≤ 7.5	pH > 7.5	
铜	100	100	mg/kg
铅	120	170	mg/kg
镉	0.3	0.6	mg/kg
镍	100	190	mg/kg
汞	2.4	3.4	mg/kg
砷	30	25	mg/kg
锌	200	250	mg/kg
铬	150	200	mg/kg

## 2.4.3 污染物排放标准

### 2.4.3.1 废气

项目油气集输无组织挥发非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。具体见表2.4-5。

表 2.4-5 大气污染物排放标准值

污染物	排放浓度限值 (mg/m <sup>3</sup> )	标准来源
非甲烷总烃 (厂界外)	4.0	《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）

### 2.4.3.2 废水

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评

函[2019]910号)规定:在相关行业污染物标准发布前,回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)等相关标准要求回注,同步采取切实可行措施防治污染。

本项目运营期井下作业废水、采出水依托百口泉采油厂注输联合站污水处理系统处理达标后回注油层。回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中注入层平均空气渗透率 $>1.5\mu\text{m}^2$ 的标准。

表 2.4-6 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)

注入层平均空气渗透率 ( $\mu\text{m}^2$ )		$\leq 0.01$	$> 0.01-\leq 0.05$	$> 0.05-\leq 0.5$	$> 0.5-\leq 1.5$	$> 1.5$
控制 指 标	悬浮固体含量 (mg/L)	$\leq 1.0$	$\leq 2.0$	$\leq 5.0$	$\leq 10.0$	$\leq 30.0$
	悬浮物颗粒直径中值 ( $\mu\text{m}$ )	$\leq 1.0$	$\leq 1.5$	$\leq 3.0$	$\leq 4.0$	$\leq 5.0$
	含油量 (mg/L)	$\leq 5.0$	$\leq 6.0$	$\leq 15.0$	$\leq 30.0$	$\leq 50.0$
	平均腐蚀率 (mm/a)	$\leq 0.076$				
	SRB (个/ML)	$\leq 10$	$\leq 10$	$\leq 25$	$\leq 25$	$\leq 25$
	IB (个/mL)	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$
	TGB (个/mL)	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$

### 2.4.3.3 噪声

施工期:执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)。(昼间70dB(A),夜间55dB(A))。

运行期:厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类区标准(昼间60dB(A),夜间50dB(A))。噪声限值见表2.4-7。

表 2.4-7 噪声排放标准值

标准来源	类别	噪声限值 dB(A)	
		昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)	2类	60	50

### 2.4.3.4 固体废物

油区产生的危险废物暂存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单的要求,危险废物转移执行《危险废物转移管理办法》(部令第23号)及《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)要求;根据项目产生的各种固体废物的性质和去向,含油污泥满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65//T3999-2017)相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发[2018]20号)要求;一般工业固废贮存场所执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)的要求。

压裂返排液依托百联站压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复

配，部分经调剖后回注油藏，复配压裂液水质执行《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中的表1标准。

## 2.5 评价等级及评价范围

### 2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

#### （1）评价等级

本项目运营期废气排放源主要为油气集输过程无组织烃类气体挥发，主要污染物为非甲烷总烃（NMHC）。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录A推荐的估算模型AERSCREEN计算项目污染源的最大环境影响，选取非甲烷总烃（NMHC）为候选因子核算，计算出最大地面浓度占标率 $P_i$ （第 $i$ 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 $P_i$ 定义为：

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

式中： $P_i$ —第 $i$ 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

$C_{oi}$ —环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

注： $C_{oi}$ 一般选用GB3095-2012中1小时平均取样时间的二级标准的浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择响应的一级浓度限值；对仅有8h平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，分别可按2倍、3倍、6倍折算为1h平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表2.5-1，估算模式所用参数见表2.5-2、污染物排放参数见表2.5-3。

表 2.5-1 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{\max} \geq 100\%$
二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级评价	$P_{\max} < 1\%$

表 2.5-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		42.3
最低环境温度/°C		-34.5
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

表 2.5-3 主要污染物、排放参数及对应的环境空气质量标准一览表

污染物源	污染物	排放参数	源强参数	标准值（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）			标准来源
				小时平均	24 小时平均	年平均	
单井井场	NMHC	$5.19 \times 10^{-3} \text{kg/h}$	面源： 长×宽×高（m） 40×30×5	2000	/	/	HJ2.2, 附录 D
拉油井场	NMHC	0.0682kg/h	面源： 长×宽×高（m） 90×50×8	2000	/	/	

估算模式统计结果见表 2.5-4。

表 2.5-4 估算模式计算结果表

污染源	污染物	最大浓度值 $\text{mg}/\text{m}^3$	出现距离/m	占标率/%	评价等级
单井井场	NMHC	0.0087	60	0.44	三级
拉油井场	NMHC	0.0385	49	1.93	二级

本项目  $P_{\max}$  最大值出现为拉油井场排放的非甲烷总烃  $P_{\max}$  值为 1.93%， $C_{\max}$  为  $0.0679 \text{mg}/\text{m}^3$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判定，选择其中最大地面浓度占标率为 1.93%，根据表 2.5-1 大气环境影响评价工作等级为二级。

## （2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对大气环境的区域影响，本项目的  $D_{10\%}=0\text{m} < 2.5\text{km}$ ，以项目区为中心，边长为 5km 的矩形形成的包络线范围。大气评价范围见图 2.5-1（a）。

## 2.5.2 地表水评价等级和评价范围

### （1）评价等级

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染

影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水经处理后回用于油田生产中，不排放到外环境，按三级B评价。因此，判定本项目地表水环境影响评价等级为三级。

## (2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中评价等级为三级B的评价范围要求：a) 应满足其依托污水处理设施环境可行性分析的要求；b) 涉及地表水环境风险的，应覆盖影响范围所及的水环境保护目标水域。项目运营阶段生产废水全部综合利用，不外排，本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

综合分析，本项目不设定地表水评价范围。

## 2.5.3 地下水评价等级和评价范围

### (1) 评价等级

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分的依据见表2.5-5。

表 2.5-5 建设项目评价工作等级分级表

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

本项目共部署32口采油井（均为评价井转产能井），并对区域内已投产的31口产能井进行密闭集输改造；新建阀池3座，60m<sup>3</sup>一体化自吸式储油罐2座；新建集输管线58.624km。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中6.2.2.3当同一建设项目涉及两个或两个以上场地时，各场地应分别判定评价工作等级。依据地下水导则附录A，石油开采类，属于I类建设项目；石油、天然气、成品油管线属于II类建设项目。

依据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感成都分级表（表2.5-6）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

表 2.5-6 地下水敏感程度

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水式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 a。
不敏感	上述地区之外的其它地区。

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

根据表2.5-6及地下水敏感程度分析结果，本项目地下水评价等级判定结果见表 2.5-7。

表 2.5-7 各场地地下水评价等级判定表

名称（简称）		建设性质	导则分类	和周边水源井的关系	敏感程度分类	评价等级判定
井场工程	32口采油井	新建	I类	评价范围内无集中式饮用水水源准保护区、无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区、无集中式饮用水水源准保护区以外的补给径流区、无未划定准保护区的集中式饮用水水源、无保护区以外的补给径流区、无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区以外的分布区、无居民引用水井	不敏感	二级
管线工程	58.624km输油管线	新建	II类		不敏感	三级

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）中“当同一建设项目涉及两个或两个以上场地时，各场地应分别判定工作等级，并按相应等级开展评价工作”的规定。本次按照建设的井场、管线分布区域逐一进行地下水等级判定，各井场、管线位于同一水文地质单元，各井场、管线的地下水判定结果详见表2.5-7，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016），其地下水评价等级为二级。

## （2）评价范围

本次评价范围采用《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中公式计算法进行确定。

$$L = \alpha \times K \times I \times \frac{T}{n_e}$$

式中：L——下游迁移距离，m；

$\alpha$ ——变化系数， $\alpha \geq 1$ ；

- K——渗透系数，m/d；
- I——水力坡度，无量纲；
- T——质点迁移天数，取值不小于5000d；
- ne——有效孔隙度。

由上式计算得L=1600m。本次地下水评价范围为井场边界上游取800m，两侧分别取800m，下游取1600m，面积约为3.84km<sup>2</sup>。集输管线所在场地地下水评价范围为管线两侧200m范围。地下水评价范围见图2.5-1（b）。

## 2.5.4 生态环境评价等级和评价范围

### （1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）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，详见表 2.5-8。

表 2.5-8 生态影响评价工作等级划分表

评价等级判定依据	评价等级	判定结果
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	一级	不涉及
b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	二级	不涉及，玛 104 单井管线距和布克赛尔江格尔国家沙漠公园最近为 405m
c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级		不涉及
d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态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
e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内有天然林、公益林、湿地等生态环境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、湿地等生态环境保护目标分布
f) 当工程占地规模大于 20km <sup>2</sup> 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定		项目永久占地面积 0.0183km <sup>2</sup> ，临时占地面积 0.5067km <sup>2</sup> ，总占地 0.525km <sup>2</sup> ，<20km <sup>2</sup>
除 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	三级	不涉及前述条款，评价等级确定为三级

### （2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）6.2 中的规定，生态评价范围应涵盖项目全部活动的直接影响区域和间接影响区域。项目为石油天然气开采项目，油田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于井场及内部集输管线较近的范围，即井场、埋地阀池、道路、管线

施工占地以及施工临时占地范围。本项目所有地面工程建设不占用和布克赛尔江格尔国家沙漠公园，管线施工也不穿越和布克赛尔江格尔国家沙漠公园，考虑油田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为油田开发井场厂界向外扩展 300m 范围，集输管线两侧各 300m 带状区域的范围。生态评价范围见图 2.5-1 (c)。

### 2.5.5 声环境影响评价等级和评价范围

本工程涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。噪声源主要包括施工期内机械噪声、生产运营期井场抽油机噪声和井场井下作业噪声。

本工程所在功能区适用于《声环境质量标准》(GB3096-2008)中规定的2类标准，且噪声源周围200m没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则-声环境》(HJ2.4-2009)中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009)要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外200m作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境影响评价范围为井场边界向外扩200m作为评价范围。噪声评价范围见图2.5-1 (d)。

### 2.5.6 环境风险评价等级和评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ168-2018)，环境风险评价工作等级的划分是根据建设项目设计的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，按照表 2.5-9 确定评价工作等级。

表 2.5-9 环境风险评价工作等级划分

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

<sup>a</sup> 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ168-2018)中附录 A 进行分析

环境风险潜势的确定：

本项目所涉及到的主要危险物质是原油和伴生气，原油和伴生气是项目运行过程中的产物，属于可燃易燃危险物质。涉及的风险为运行过程中集输管线破损造成的原油泄露和天然气泄露。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ168-2018)附录 C 中的计算公式：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ ——每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量，t。

当  $Q < 1$  时，该项目环境风险潜势为 I；

当  $Q \geq 1$  时，将 Q 值划分为：(1)  $1 \leq Q < 10$ ；(2)  $10 \leq Q < 100$ ；(3)  $Q \geq 100$ 。

本工程不涉及危险物质的存储，本项目建设集输管线共计 58.624km。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ168-2018）附录 C 中 C.1.1 要求，对于管线项目，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。本项目新建的管线主要为单井出油管线，即井口至计量站或搭建在附近集油支线上，井场和计量站、集油支线上均有控制（截断）阀，发生泄露时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断，故本项目 Q 值计算按照最长的集输管线进行计算。具体计算结果详见表 2.5-9。

表 2.5-9 计算结果

风险单元	危险物质名称	临界量 (t)	实际量 (t)	Qi	备注
集输管线	原油	2500			
	伴生气	10			
储油罐	原油	2500			
	伴生气	10			

注：伴生气主要由甲烷和少量的乙烷、丙烷等烃类气体的混合物，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，该类物质临界量均为 10t，不影响 Q 值计算。

根据表 2.5-9 中的计算结果，本项目各风险单元所涉及的危险物质数量与临界量的比值为均小于 1，因此本项目环境风险潜势为 I。根据表 2.5-9 中的评价等级划分，需对本项目所涉及的危险物质进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

## 2.5.7 土壤环境评价等级和评价范围

### (1) 评价等级

本项目为石油开采项目，在建设期土壤环境影响以生态影响型为主，在运营期土壤生态环境影响以污染影响型为主，本次判定以运营期污染影响为主。

污染影响型建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5 \sim 50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ），本项目永久占地面积为  $1.83\text{hm}^2$ ，占地规模为小型。占地类型为裸土地、采矿用地、盐碱地、其他草地、灌木林地，建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据见表 2.5-10。根据土壤环境影响评价项目类别、占地规模与敏感程度划分评价工作等级，详见表 2.5-11。

表 2.5-10 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

表 2.5-11 污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度 \ 占地规模	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

本项目为石油开采项目，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)附录A本项目为I类项目。本项目周边土壤无耕地、园地、牧草地、饮用水水源地、居民区、学校、医院、疗养院、养老院等其他土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为不敏感，项目永久占地面积为1.83hm<sup>2</sup>，占地规模为小型，根据表2.5-11判定本项目土壤评价工作等级划分为二级。

## (2) 评价范围

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，集输管线土壤评价范围设定为管道沿线200m的带状区域；井场和站场的土壤评价范围为井场边界向外扩展200m范围。土壤评价范围见图2.4-1 (e)。

## 2.6 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运营期和退役期三个时段。

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

- (1) 工程分析；
- (2) 生态环境影响评价级水土保持；
- (3) 地下水环境影响评价；
- (4) 环境风险影响评价及风险管理；
- (5) 固体废物影响评价；
- (6) 环境保护措施技术经济及可行性论证；

## 2.7 评价方法

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、产污系数法、排污系数法、数学模式法等。本次环境评价使用的评价方法见表2.7-1。

表 2.7-1 评价方法一览表

序号	项目	采用方法
1	环境影响因素识别方法	矩阵法
2	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
3	工程分析	类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法、排污系数法
4	影响评价	数学模式法、预测模式、类比分析法

## 2.8 污染控制目标与环境保护目标

### 2.8.1 污染控制目标

根据项目施工和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

(1) 本工程玛18井区、玛131井区、玛101井区、玛2井区、艾湖2井区内的部分井位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，属于自治区级水土流失重点治理区Ⅱ<sub>2</sub>天山北坡诸小河流域重点治理区，因此要控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化。

(2) 保证项目建成后，废气达标排放、废水达标回注，厂界噪声达标，固体废物得到合理利用及无害化处理。

(3) 进一步控制各种污染物排放量，在总体上符合区域环境污染物控制目标以及清洁生产的要求。

(4) 保证评价区域空气质量、地下水质量维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响程度降低到最小程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

### 2.8.2 环境保护目标

本工程位于克拉玛依市乌尔禾区及塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内。根据现场调查，本次评价区范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、饮用水水源保护区；也没有以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等为主要功能

的区域，无文物保护单位，无具有特殊历史、文化、科学、民族意义的保护地等环境敏感区，本工程玛 18 井区、玛 131 井区、玛 101 井区、玛 2 井区、艾湖 2 井区所在的塔城地区和布克赛尔蒙古自治县属于自治区级水土流失重点区Ⅱ<sub>2</sub>天山北坡诸小河流域重点治理区。

本次建设的井场及单井集输管线附近有艾里克湖及和布克赛尔江格尔国家沙漠公园，玛 161-H 井距离艾里克湖最近，为 1.168km，玛 104 井单井集输管线距离和布克赛尔江格尔国家沙漠公园最近，为 405m。本项目地面工程建设均不占用和布克赛尔江格尔国家沙漠公园，单井管线均不穿跨越和布克赛尔江格尔国家沙漠公园。

本项目具体环境保护目标见表 2.8-1。

表 2.8-1 环境保护目标一览表

保护要素	保护对象	与项目区位置关系	保护内容	保护级别
大气环境	无	无	不因项目建设而影响、降低区域大气环境功能等级	GB3095-2012 二级浓度限值
地下水	区域地下水	井区及周边	区域地下水水质不因项目的建设而恶化	GB/T14848-2017 III类标准
声环境	无	无	不对区域声环境造成影响	GB3096-2008 2 类区限值
土壤	评价范围内土壤	井场周边 200，管线两侧 200m	不因项目建设而对评价范围内土壤造成污染	GB36600-2018 筛选值第二类标准限值
生态环境	梭梭、白梭梭	项目区及周边	自治区一级保护植物，不对梭梭产生影响	
	野生动物	项目区及周边	禁止破坏野生动物的生境及捕杀野生动物	
	Ⅱ <sub>2</sub> 天山北坡诸小河流域重点治理区	玛 18 井区、玛 131 井区、玛 2 井区、艾湖 2 井区、玛 101 井区及周边	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	
	和布克赛尔江格尔国家沙漠公园	玛 104 井单井集输管线东侧 405m	避让沙漠公园	
环境风险	项目区土壤、地下水	油区内部	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对大气、土壤、地下水等环境因素的影响程度控制在可接收范围内	

## 2.9 相关规划符合性分析

### 2.9.1 与《全国矿产资源规划》的相符性分析

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出：“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在2亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采油技术，

增储挖潜，努力缓解老油田产量递减。西部以塔里木、鄂尔多斯、准噶尔等盆地为重点、探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。”本工程属于准噶尔盆地油气开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。

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

《规划纲要》提出：“建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度，提高新疆再油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。”

本项目位于准噶尔盆地，符合自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要要求。

### 2.9.3 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

《新疆生态环境保护“十四五”规划》提出：“坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。”

本项目位于克拉玛依乌尔禾区及塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，本项目为石油天然气开采项目，不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的落后项目，符合克拉玛依市乌尔禾区、塔城地区和布克赛尔蒙古自治县生态环境分区管控要求。因此，本工程符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》要求。

### 2.9.4 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区划》，将新疆分为以下主体功能区：按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分

为国家和省级两个层面。本项目建设地点位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区、塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。

克拉玛依市乌尔禾区属于城市化地区中的天山北坡地区，天山北坡地区涉及23个县市，这些天山北坡城市或城区以及县市城关镇和重要工业园区属于国家层面重点开发区，该区域的功能定位是：我国面向中亚、西亚地区对外开放的陆路交通枢纽和重要门户，全国重要的能源基地，我国进口资源的国际大通道，西北地区重要的国际商贸中心、物流中心和对外合作加工基地，石油天然气化工、煤电、煤化工、机电工业及纺织工业基地。本工程属于石油天然气开采行业，符合自治区对该区域的功能定位要求。

塔城地区和布克赛尔蒙古自治县属于重点生态功能区中的准噶尔西部荒漠草原生态功能区。准噶尔西部荒漠草原生态功能区是自治区级的重点生态功能区，属于限制开发区。其功能定位是：保障国家及自治区生态安全的主体区域，全疆乃至全国重要的生态功能区，人与自然和谐相处的生态文明区；发展方向为：植树造林、退耕还草，加强以草原为主的生态建设，防治草场退化、禁止毁草开荒，保护珍稀野生物种；开发管制原则为：对各类开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰，不得损害生态系统的稳定和完整性；开发矿产资源、发展适宜产业和建设基础设施，都要控制在尽可能小的空间范围之内，做到天然草地、林地、水库水域、河流水面、湖泊水面等绿色生态空间面积不减少；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。

本项目属于石油天然气开采业，属于百口泉采油厂管辖，项目所在区域不在生态红线内，项目对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰，因此，本工程的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区划》对项目所在区域的开发管制原则。

### 2.9.5 与《新疆油田公司“十四五”发展规划》的符合性分析

2022年12月1日，《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》已取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审[2022]252号），本次《新疆油田公司“十四五”发展规划》的重点油气开发区域包括稀油稳产开发部署，“十四五”期间，老油区块稀油新建产能413.8万吨（含措施产能100万吨），规划时间为2021年至2025年。本工程位于百口泉老区百21井区、检188井区、艾湖2井区、玛2井区、

玛18井区、玛131井区，属于新疆油田重点开发的稀油区块，因此本工程的产能开发符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》的油气开发的目标。

### 2.9.6 与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》符合性分析

本工程位于克拉玛依市乌尔禾区和塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，和布克赛尔蒙古自治县地处准噶尔盆地腹部，水土流失类型为风力侵蚀为主，受风沙危害大，风蚀强烈，属于新疆七个三级区中的准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》，本工程涉及的玛18井区、玛131井区、玛101井区、艾湖2井区位于和布克赛尔蒙古自治县，属于自治区级水土流失重点治理区Ⅱ<sub>2</sub>天山北坡诸小河流域重点治理区。在水土流失地区，应开展以小流域为单元的综合治理，加强绿洲内部、绿洲-荒漠过渡带以及重点开发区域的水土流失治理工作，其主要管理要求为：

（1）施退耕还草，对水土流失重点治理区实施修复工程，加强开发建设活动的水土流失监管，对矿山、水利水电、交通运输等项目区进行生态修复与治理。开展矿山环境综合整治。加强对能源和矿产资源开发及建设项目的监管，加大矿区环境综合整治修复力度，继续实施石漠化综合治理、沙化土地治理、地质灾害综合治理工程，“三化”草地得到有效控制，最大限度地减少人为因素造成新的水土流失。

（2）该区内和布克赛尔镇为重点开发区域，由于该区生态环境脆弱，禁止高耗能高污染行业入驻，主要发展农牧业及农牧产品加工行业，以健康绿色食品为主线发展农牧产品，严格管理和处理农牧产品加工行业产生的污染物，防止区域环境污染。该区开发建设中，不得改变工程占地以外的地貌和破坏植被，不得堵塞冲沟、改变地表径流，不得破坏水文地质环境和引发滑坡、崩塌、泥石流等地质灾害，不得向冲沟及外环境排放工业废水。

（3）重点治理项目包括和布克赛尔蒙古自治县煤矿、和布克赛尔蒙古自治县石油、天然气开采区、砂砾石料场、和布克赛尔蒙古自治县工业园区、垃圾转运站及填埋场。

本工程属于石油天然气开采项目，不属于高耗能高污染项目。本工程水土流失防治将执行风沙区建设类项目一级标准，并适当提高防治目标值。工程主体涉及中应进一步优化施工工艺，如优化施工组织，分段施工、避免大风天气施工，加强防

治措施以减小因工程建设带来的不利影响，防治水土流失。本工程应按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施。

### 2.9.7 与《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》的符合性分析

《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》规划范围为新疆维吾尔自治区境内，新疆油田公司所有现状地面工程及“十四五”规划地面工程范围。规划期限为“十四五”时期（2021~2025年）。发展目标为2021-2025年是新疆油田加快发展阶段，油气产量快速增长。到2025年油气当量2007万吨，其中，原油产量达到1550万吨，天然气产量达到57.1亿方，年均油气当量增长81.8万吨。地面工程以安全环保、提质增效为目标，地面系统总体能力满足“十四五”期间新区玛湖500万吨上产、吉木萨尔页岩油建产、南缘建产，老区千万吨稳产、天然气稳产的需要，非常规油气藏地面配套关键技术取得重大突破，数字化、标准化等指标达到股份公司先进水平，生产运行、能耗等指标超越股份公司一般水平。全面建成保障坚强、结构合理、安全可靠、运行灵活、节能环保、经济高效的水、电、路、讯保障系统。

油气开发分4大片区即西北缘、腹部、东部、南缘，本项目位于规划区中的西北缘，符合《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》。

## 2.10 相关政策、法规符合性分析

### 2.10.1 产业政策符合性分析

根据中华人民共和国国家发展和改革委员会令第29号文《产业结构调整指导目录（2019年本）》，本项目属于“第一类 鼓励类”“七、石油、天然气”“1、常规石油、天然气勘探与开采”，符合国家产业政策。

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

《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中第八条规定：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；第十条规定：煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治

设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产。

本工程占地范围内没有水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域，项目有3条管线在和布克赛尔江格尔国家沙漠公园附近，其中玛104井单井管线距离该公园最近（最近距离为405m），但不占用及穿越和布克赛尔江格尔国家沙漠公园；本工程玛18井区、玛131井区、玛101井区、艾湖2井区位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，属于天山北坡诸小河流域重点治理区，建设单位将按照水利部门管理要求办理相关手续并积极采取水土流失防治措施。项目设计阶段已对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目按照“三同时”要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。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》的要求。

### 2.10.3 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910号）及《转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》的通知（新环环评发[2020]142号）》的符合性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910号）及《转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》的通知（新环环评发[2020]142号）》的相关要求相符性见表2.10-1。

表2.10-1 与《进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相符性分析一览表

文件名称	要求	本项目	符合性
《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）	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	本报告中已提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价，同时针对固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	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、高标准清洁能源，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	本报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响；本项目仅为地面工程及配套管线工程建设，不包括钻井工程，运营	符合

文件名称	要求	本项目	符合性
		期井下作业过程中采用符合国家标准燃油	
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	本项目油气集输管线采取埋地敷设方式，敷设管线未穿越红线，不占用、跨越江格尔国家沙漠公园，不在生态保护红线范围内，且项目区周边无居民区分布，在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施，环境风险可防控	符合
《转发<关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知>的通知》(新环环评发[2020]142号)	加快推进油气发展(开发)相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	百口泉采油厂开发区块分布在百口泉油田、玛北油田、艾湖油田，油田内油气开采项目已按区块为单位开展相应的区块环评，《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》已取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见(新环审[2022]252号)	符合

#### 2.10.4 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发[2020]138号）的符合性分析

本项目与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）中要求的相符性分析详见表2.10-2。

表2.10-2 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	符合性
1	按照《中华人民共和国防沙治沙法》要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理	本项目土地沙化现状及发展趋势见 5.2.5 章节，水土流失现状见 5.2.6 章节，防沙治沙措施见 7.1.1.7 章节，水土流失防治措施见 7.1.1.6 章节。	符合
2	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2011）要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本项目按照《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）要求进行生态环境影响分析和环境保护措施分析见 7.1 章节和 7.2 章节	符合
3	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏。	本项目不涉及沙化土地封禁保护区	符合

#### 2.10.5 与《中华人民共和国水土保持法》符合性分析

本项目与《中华人民共和国水土保持法》（2011年3月）符合性分析见表 2.10-3。

表2.10-3 本项目与《中华人民共和国水土保持法》的符合性分析

序号	要求	本项目	符合性
1	第二十四条，生产建设项目选址、选线应当避让水土流失重点预防区和重点治理区，无法避让的，应当提高防治标准，优化施工工艺，减少地表扰动和植被损坏范围，有效控制可能造成的水土流失	根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划》（2018-2030年）和《和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划》（2018-2030年），本工程玛18井区、玛131井区、玛101井区、艾湖2井区属于和布克赛尔蒙古自治县Ⅱ <sub>2</sub> 天山被批诸小河流域重点治理区，本工程环评提出按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施	符合
2	在风力侵蚀地区，地方各级人民政府及其有关部门应当组织单位和个人，因地制宜地采取轮封轮牧、植树种草、设置人工沙障和网格林带等措施，建立防风固沙防护体系		符合
3	第三十九条，国家鼓励和支持在山区、丘陵区、风沙区以及容易发生水土流失的其他区域，采取下列有利于水土保持的措施：（一）免耕、等高耕作、轮耕轮作、草田轮作、间作套种等；（二）封禁抚育、轮封轮牧、舍饲圈养；（三）发展沼气、节柴灶，利用太阳能、风能和水能，以煤、电、气代替薪柴等；（四）从生态脆弱地区向外移民；（五）其他有利于水土保持的措施	项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，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	符合

### 2.10.6 与《自治区严禁“三高”项目进新疆 推动经济高质量发展实施方案》符合性分析

《自治区严禁“三高”项目进新疆推动经济高质量发展实施方案》（以下简称“方案”）中“三高”项目是指能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。“方案”中对石化、有色、钢铁、建材、火电、煤炭、装备、纺织服装、轻工、电子产品制造等10个重点行业提出了转型升级要求。

本工程为石油天然气开发项目，项目运营期进行油气集输及油气处理，生产过程中无用水工序，能（水）耗符合清洁生产指标要求，污染物排放和环境风险防控符合相关标准及产业准入条件要求，不属于“三高”项目，也不属于“方案”中10个重点行业，符合《自治区严禁“三高”项目进新疆 推动经济高质量发展实施方案》要求。

### 2.10.7 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定：各级人民政府应当

加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。

本工程施工土方全部用于回填管沟及场地凭证；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至建筑垃圾填埋场填埋处理。项目施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

### 2.10.8 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析见表2.10-4。

表2.10-4 本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

序号	要求	本项目	符合性
1	到 2015 年末，行业新、改扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处置率达到 100%	本项目为地面工程建设项目，不涉及钻井工程。项目运营过程中采出水由百口泉采油厂百联站污水处理系统处理达标后回用于油田生产中；含油等危险废物委托具有危废处置资质的单位进行回收处理	符合
2	在勘探开发过程中，应防止产生落地油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油及时回收，落地原油回收率应达到 100%	井下作业过程中铺膜带罐作业，落地油 100%回收	符合
3	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油(气)过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	井下作业全部带罐铺膜作业，酸化压裂等废液经收集后采用专用罐拉运至百联站处理	符合
4	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉	井下作业废水、采出水经百联站污水处理系统处理达标后回注油藏	符合
5	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m <sup>3</sup> 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统	本项目除玛 101 井区玛 115_H 井采用单罐拉油方式外，其余新部署的 31 口井均采用密闭集输工艺，且对已投产的 31 口产能井进行密闭集输改造，实现密闭集输。根据方案，玛 115_H 井所需建设的集输管道较长，施工工作量大，且井口回压、温度仅 2023 年满足管线集输要求，因此仅能采用单罐拉运方式	符合
6	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	百口泉老区及检 188 井区内油井产生的伴生气经管道输送至百联站天然气处理站进行处理后外输；其余井区内油井产生的伴生气均交由各井区内富城能源公司建设的天然气处理装置处理后	符合

序号	要求	本项目	符合性
		外输。玛 115_H 井井口因无法满足密闭集输要求，因此在井场建设了气液两相分离器及带点火装置的放散管	
7	（一）油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。（二）加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。（三）在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。（四）油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。（五）油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。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	项目投产后，由百口泉采油厂管理，区块开发突发环境应急预案纳入管辖百口泉采油厂应急管理体系中	符合

### 2.10.9 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）符合性分析

《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》中要求：油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。

本项目除玛101井区玛115\_H井采用单罐拉油方式外，其余新部署的32口井均均采用密闭集输工艺，且对已投产的31口产能井进行密闭集输改造，实现密闭集输。根据方案，玛115\_H井所需建设的集输管道较长，施工工作量大，且井口回压、温度仅2023年满足管线集输要求，因此仅能采用单罐拉运方式。综上符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》要求。

### 2.10.10 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T317-2018）符合性分析

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）分析见表2.10-5。

表 2.10-5 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）符合性分析

意见要求	本项目情况	符合性
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。	本环评提出了行之有效的生态恢复措施和水土保持措施。	符合

意见要求	本项目情况	符合性
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	本项目开发方案设计考虑了百口泉采油厂各油区资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的开采技术和工艺均属于成熟、先进的技术装备	符合
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。	本项目井场、站场选址、管线及道路选线均经过严格论证后确定，项目区位于荒漠，无复垦条件。报告提出井场、站场、管线、道路不得超出既定作业范围，施工结束后对施工迹地进行清理平整。	符合

## 2.11 选址合理性分析

本项目部署油井32口（均为评价井转产能井），并对已投产的31口产能井进行密闭改造；新建阀池3座，60m<sup>3</sup>一体化自吸式储油罐2座；新建集输管线58.624km，配套建设供配电、通信、消防、道路、仪表自动化、防腐等辅助工程。根据现场调查和资料搜集，项目建设区域和管线沿线评价范围内不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、饮用水水源保护区、风景名胜区、森林公园、自然公园及其他需要特别保护的环境敏感区。

项目所在区域和布克赛尔蒙古自治县属于天山北坡诸小河流域重点治理区。本工程无法避让天山北坡诸小河流域重点治理区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据项目影响预测分析，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内，项目选址、选线合理。

## 2.12 “三线一单”符合性分析

### （1）生态保护红线

本项目位于克拉玛依市乌尔禾区百口泉老区、检 188 井区，塔城地区和布克赛尔蒙古自治玛 18 井区、玛 131 井区、玛 101 井区、玛 2 井区、艾湖 2 井区。根据《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），《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案》（新克政发〔2021〕49号）、《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（塔行发）〔2021〕48号，本项目涉及克拉玛依市乌尔禾一般管控单元内 03（ZH65020530003）内，管控要求符合性分析见表 2.12-1；和布克赛尔蒙古自治县一般管控单元 04（ZH65422630004），管控要求符合

性分析见表 2.12-2。本次项目建设区域不在生态划定范围内，详见图 2.12-1（a），图 2.12-1（b）。

### （2）环境质量底线

环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。油田开发产生的污染物主要包括非甲烷总烃、生产废水、固体废物、噪声，针对各类污染物已采取了相应的治理和处置措施，污染物能够达标排放，并且根据现状监测数据可知，各类污染物排放均能满足相应标准要求，符合环境质量底线的要求。

### （3）资源利用上线

本工程油气田开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源，油气集输常温集输，不消化燃料；能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本工程占地类型为采矿用地、灌木林地、其他草地、裸土地、盐碱地，井区开发所用征地办理了用地手续，并进行了占地及植被补偿。不会对当地的资源产生明显的影响，不会触及当地资源分配的上线，符合资源利用上线的要求。

### （4）生态环境准入清单

本工程所在行政区克拉玛依市乌尔禾区及塔城地区和布克赛尔蒙古自治，不属于《新疆维吾尔自治区28个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单》和《关于印发新疆维吾尔自治区17个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》中规定的45个国家重点生态功能区县（市）。因此本项目符合相关产业准入负面清单要求。

综上，本工程建设符合“三线一单”要求。

表 2.12-1 本项目与克拉玛依市乌尔禾区生态环境准入清单的符合性分析（ZH65020530003）

管控要求		本项目相符性分析	符合性	
空间布局约束	自治区总体准入要求	<p>【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。</p> <p>【1.4-2】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。</p> <p>【A1.4-3】石化、化工、煤化工、制药、农药等挥发性有机物排放重点行业建设项目，以及工业涂装、包装印刷、油品储运销等涉 VOCs 排放的项目，在符合国家产业政策和清洁生产水平要求、满足污染物排放标准以及污染物排放总量控制指标的前提下，必须在依法设立、环境保护基础设施齐全并经规划环评的产业园区内布设。推进工业园区和企业集群建设涉 VOCs“绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCs 集中高效处理。</p>	<p>本工程符合国家及自治区主体功能区划等要求。不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列。</p> <p>本工程中百口泉老区及检 188 井区位于克拉玛依市乌尔禾区，位于天山北坡地区，是国家层面重点开发区。</p> <p>本工程为石油开采项目，不属于挥发性有机物排放重点行业建设项目。除玛 115_H 井因井口工艺仅能采用单罐外，部署的其余采油井均采用密闭管道输送。</p>	符合
	自治区管控单元分区管理要求	<p>【A7.1-1】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。</p>	<p>本工程为石油开采项目，不属于“高污染、高环境风险产品”工业项目。</p>	符合
	克拉玛依市总体管控要求	1.1 严格按照自治区明确的“三高”项目范围执行，严格执行有关政策、标准，确保“三高”项目在克拉玛依市无处藏身。	<p>本工程为石油开采项目，不属于自治区明确的“三高”项目。</p>	符合
		1.2 严禁新建、扩建“三高”项目及淘汰类、限制类化工项目，禁止新增钢铁、电解铝、水泥、平板玻璃、轮胎等产能严重过剩行业的项目。	<p>本工程为石油开采项目，不属于“三高”项目及淘汰类、限制类化工项目。</p>	符合
		1.3 独山子区禁止新（改、扩）建未落实二氧化硫（SO <sub>2</sub> ）、氮氧化物（NO <sub>x</sub> ）等主要大气污染物总量指标“倍量替代”的项目。克拉玛依区、高新区（白碱滩区）、乌尔禾区以自治区人民政府批复的《克拉玛依区域大气污染防治总体规划》（新政函〔2014〕202 号）所划定的范围为准，禁止新（改、扩）建未落实二氧化硫（SO <sub>2</sub> ）、氮氧化物（NO <sub>x</sub> ）等主要大气污染物总量指标等量替代的	<p>本项目无相关污染物排放。</p>	符合

		管控要求	本项目相符性分析	符合性
		项目。		
		1.5 对土地、环保、工商、质监等手续不全或不符合国家、自治区产业政策的重污染项目立即关停淘汰，做到“两断三清”。其他手续完备，不符合产业布局规划的小微企业，督促其搬迁入驻园区，污染物排放不达标的污染企业停产整改。	本工程为石油开采项目，不属于重污染项目。	符合
		1.6 严格限制石化、化工等高 VOCs 排放建设项目。新建涉 VOCs 排放的工业企业要入园。未纳入《石化产业规划布局方案》的新建炼化项目一律不得建设。	本工程不属于高 VOCs 排放项目，除玛 115_H 井因井口工艺仅能采用单罐外，部署的其余采油井均采用密闭管道输送，挥发性有机废气排放量较小。	符合
		1.8 新建污染企业必须全部进入相应的工业集聚区。严格城市规划蓝线管理，城市规划区范围内应保留一定比例的水域面积，新建项目一律不得违规占用水域。	本工程为石油开采项目，项目位于油田作业区内，不占用水域。	符合
	自治区管控单元分区管理要求	【A7.2-1】落实污染物总量控制制度，根据区域环境质量改善目标，削减污染物排放总量。加强农业面源污染治理，严格控制化肥农药施用量，逐步削减农业面源污染物排放量。	本项目不涉及。	符合
污染物排放管控	克拉玛依市总体管控要求	2.1 石化行业：以等量或减量置换方式建设的电石项目，电石炉大气污染物排放必须符合《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078）中“其它炉窑”的排放标准，内部污水处理单元排水标准须满足接纳污水处理设施的接管排水标准要求。炼焦化学项目大气污染物排放和废水排放须达到《炼焦化学工业污染物排放标准》（GB16171）要求。其他石化和化学工业行业项目主要污染物排放须达到相应石油炼制工业、石油化学工业、合成树脂工业、无机化学工业污染物排放标准要求。	本工程为石油开采项目，除玛 115_H 井因井口工艺仅能采用单罐外，部署的其余采油井均采用密闭管道输送，挥发性有机废气排放量较小。	符合
		2.2 所有新（改、扩）建项目应执行最严格的大气污染物排放标准。全市二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、挥发性有机物（VOCs）全面执行大气污染物特别排放限值。	本工程为石油开采项目，除玛 115_H 井因井口工艺仅能采用单罐外，部署的其余采油井均采用密闭管道输送，挥发性有机废气排放量较小。	符合
		2.3 钢铁、水泥、煤炭、垃圾焚烧等重点行业完成治理设施升级改造，实现达标排放。	本项目不属于重点行业。	符合
		2.4 新建、改建、扩建重点行业建设项目实行主要污染物排放减量置换。贯彻落实自治区制订的特色行业水污染物排放标准（特别排放限值）、污染防治技术政策、清洁生产标准等各项地方标准。所有排污单位必须依法实现全面达标排放，重点排污单位应按要求安装特征污染物在线监控设施，达标企业应采取措	本工程为石油开采项目，不属于重点行业建设项目。	符合

		管控要求	本项目相符性分析	符合性
		制指标的区，暂停审批新增重点水污染物排放总量的项目。		
		2.5 重点加强对石油开采、石油石化等废水排放量大的行业进行提标改造，采取综合利用、技术改造、污染治理等措施对重点工业废水污染源实施综合治理。	项目运营过程中产生的生产废水经百联站污水处理系统处理后回用于油田生产中。	符合
		2.7 严禁向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。加强对油气田等矿产资源开采活动影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，及时督促有关企业采取防治措施。	项目运行工程中采取了相应的固废、生态防治措施，项目正常运行过程中不会对土壤环境造成污染。	符合
环境 风险 防控	自治区总体准入要求	【A3.1-1】禁止在化工园区外新建、扩建危险化学品生产项目。严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出	本项目不属于危险化学品生产项目。	符合
		【A3.1-2】到 2020 年底前，掌握重点行业企业用地中的污染地块分布及其环境风险情况。全区受污染耕地安全利用率 2020 年达到 98%以上，2030 年保持 98%；污染地块安全利用率 2020 年不低于 90%，2030 年达到 95%以上；2020 年重点行业重金属排放量较 2013 年下降 6%。	本项目在规划的油田作业区内建设，不涉及污染地块。	符合
		【A3.1-3】2020 年底前，基本完成全区单一水源供水的城市备用水源或应急水源建设。到 2030 年，地下水污染风险得到有效防范。	本项目在规划的油田作业区内建设，不涉及城市备用水源或应急水源。	符合
		【A3.2-1】建立重污染天气监测预警体系，建立州县（市）之间上下联动、县级以上人民政府环境保护主管部门与气象主管机构等有关部门之间左右联动应急响应体系，实行联防联控。	克拉玛依市建立了重污染天气监测预警体系、联动应急响应体系。	符合
	自治区管控单元分区管理要求	【A7.3-1】加强生态公益林保护与建设，防止水土流失。禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的尾矿、矿渣等。加强农田土壤、灌溉水的监测及评价，对周边或区域环境风险源进行评估。	本项目位于油田作业区内，不占用公益林、耕地。	符合
	克拉玛依市总体管控要求	3.11 排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投用。自 2017 年起，市、区两级人民政府要与重点行业企业签订土壤污染防治责任书，明确相关措施和责任，责任书向社会公开。	本项目已开展土壤环境影响的评价内容，并提出了防范土壤污染的具体措施。	符合
资源利用要求	自治区总体准入要求	【A4.1-2】严格实行用水总量控制和实施计划供水制度，坚决制止非法开荒。严格实施取水许可制度，对纳入取水许可管理的单位和其他用水大户实行计划用水管理。新建、改建、扩建项目用水要达到行业先进水平，节水设施应与主体	本工程无用水工序。	符合

管控要求		本项目相符性分析	符合性
自治区管控单元分区管理要求	工程同时设计、同时施工、同时投运。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、火电、化工、制浆造纸、印染等项目，不得批准其新增取水许可。		
	【A4.1-3】严控地下水超采。严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复，实行地下水开采量与水位双控制度。	本项目不涉及地下水开采。	符合
	【A4.2-1】2020 年自治区土地资源利用上线的耕地保有量和基本农田保护上线指标为 428.73 万公顷和 354 万公顷，建设用地总量和城乡建设用地规模上线指标为 185.73 万公顷和 130.76 万公顷。	本工程建设地点位于油田作业区范围内，不占用耕地及基本农田。	符合
	【A4.5-2】到 2020 年，工业固体废物综合利用率持续提高。	项目运营过程中产生的各类危险废物均交由具有危废处置的单位回收处理。	符合
	【A7.4-1】实行水资源消耗总量和强度双控，推进农业节水，提高农业用水效率。优化能源结构，加强能源清洁利用。	本工程运行过程中不消耗水资源。	符合
克拉玛依市总体管控要求	4.1 乌尔禾区、白碱滩区、克拉玛依区、独山子区用水总量控制目标（万 m <sup>3</sup> ）2020 年分别为（克白 43602、乌 718、独 23500），2025 年分别为（克白 43708、乌 732、独 27700），2030 年分别为（克白 43814、乌 746、独 31900）。地下水开采控制目标（万 m <sup>3</sup> ）2020 年分别为（克白 3057、乌 372、独 5900），2025 年分别为（克白 3046、乌 386、独 5800），2030 年分别为（克白 3035、乌 400、独 5700）。	本工程运行过程中不消耗水资源。	符合
	4.2 乌尔禾区、白碱滩区、克拉玛依区、独山子区耕地保有量（公顷）2020 年分别为（克 17221.93、白 199.43、乌 972.64、独 206），城乡建设用地规模（公顷）2020 年分别为（克 29520.33、白 27039.18、乌 14711.36、独 5340.06），建设用地总规模（公顷）2020 年分别为（克 33926.97、白 29146.75、乌 16507.90、独 6741.09）。	本工程建设地点位于油区范围内，不占用耕地及基本农田。	符合

表 2.12-2 本项目与塔城地区和布克赛尔蒙古自治县生态环境准入清单的符合性分析（ZH65422630004）

管控要求		本项目相符性分析	符合性
空间布局约束	塔城地区总体管控要求	严格执行自治区总体准入要求、自治区七大片区总体要求以及涉塔城地区的北疆片区、克奎乌-博州片区、乌昌石片区的各项要求。	符合
		本项目符合国家及自治区主体功能区划要求，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列。本项目为石油开采项目，不属于污染企业，不占用水域、不占用基本农田；工程位于规划油区内，不占用耕地	

管控要求		本项目相符性分析	符合性	
和布克赛尔县 管控要求	【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、突然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。	本工程符合国家、自治区主体功能区规划、自治区生态功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间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。	符合	
	【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。	本工程位于布克赛尔蒙古自治县，属于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中准噶尔西部荒漠草原生态功能区，是自治区级的重点生态功能区，属于限制区。本工程属于石油天然气开采行业，归百口泉采油厂管辖，项目所在区域不在生态红线内，所占土地利用类型为采矿用地、盐碱地、其他草地、灌木林地、裸土地，不占用耕地等；项目对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰，因此，本工程的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》对项目所在区域的开发管制原则。	符合	
	【A7.1-1】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。	本项目为石油开采项目，不属于“高污染、高环境风险产品”工业项目。占地类型为采矿用地、盐碱地、其他草地、灌木林地、裸土地，不占用耕地。	符合	
	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。	本项目为石油开采项目，不属于“高污染、高环境风险产品”工业项目。	符合	
	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。	本项目属于石油天然气开采业，不属于许勤养殖业，不适用该条规定	符合	
污染物 排放管	塔城地区总体 管控要求	2.1 持续推进涉气工业污染源全面达标排放，将烟气在线监测数据作为执法依据，加大超标处罚和联合惩戒力度，未达标的企业一律依法停产整治，积极推	本项目运营过程中无烟气排放，主要大气污染物为无组织挥发的非甲烷总烃。	符合

		管控要求	本项目相符性分析	符合性
控		进控制污染物排放许可制。		
		2.2 对未完成上一年度主要污染物总量减排目标的地区(企业)或未完成大气环境质量目标的地区，暂停该地区(企业)新增相关污染物排放建设项目的环评审批。	本项目废气污染主要为无组织挥发非甲烷总烃，运营过程中生产废水经处理后回用于油田生产中，不涉及污染物总量。	符合
		2.3 针对大气污染联防联控区域，对土地、环保等手续不全或不符合国家、自治区产业政策的重污染项目立即关停淘汰，做到“两断三清”。其他手续完备，不符合产业布局规划的小微企业，督促其搬迁入驻园区，污染物排放不达标的污染企业停产整改。钢铁、水泥、煤炭、垃圾焚烧等重点行业完成治理设施升级改造，实现达标排放。	本项目属于石油天然气开采项目，本次建设的地面工程中玛 18 井区、玛 131 井区、玛 101 井区、玛 2 井区、艾湖 2 井区位于和布克赛尔蒙古自治县内，不属于大气联防联控区。	符合
		2.4 加强城镇污水处理系统及排水管网的建设。严禁污水排入地表水体。健全污水处理收费体制，实现城市基础设施建设的良性循环。加强各乡镇村庄污水集中处理建设，减少农村面源污染。	油田生产过程中产生的生产废水经处理达标后回用于油田生产中，不外排。	符合
		2.5 严控工业污染源，做好土壤污染预防工作。开展土壤环境监督性监测。根据工矿企业分布和污染排放情况，加强对有色金属采选、冶炼、石油、焦化、化工、危险废物处置以及污水处理厂的中 i 但排查、监控和治理。	本项目为石油开采项目，项目运行过程中产生的废水经处理达标后回用于油田生产，危险废物委托具有危废处置资质的单位回收处理，百口泉采油厂属于土壤污染重点管控单位，按照《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南》（HJ1209-2021）中 5.3.2 监测频次，表 2 中土壤监测要求的执行，表层土壤每年一次，深层土壤 3 年一次	符合
和布克赛尔县 管控要求	执行塔城地区一般生态空间污染物排放管控要求。	同上	符合	
环境风 险防控	塔城地区总体 管控要求	3.1 完善环境突发事故应急预案，加强环境风险防控体系建设。大气污染联防联控区域制定环境风险应急预案，成立应急组织机构，定期开展应急风险排查工作。园区应建立危险源数据库，并动态更新。建立园区、企业、装置三级应急联动方案，强化区域环境风险应急防范能力。	新疆油田百口泉采油厂编制了各项突发事件专项应急预案以及制定了突发环境事件应急预案，已在当地环保部门备案（654226-2021-003-L），本项目建成后按要求对原突发环境事件应急预案进行修订并备案。	符合
		3.2 县级以上城市建成区原则上不再新建每小时 35 蒸吨以下的燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建每小时 10 蒸吨以下的燃煤锅炉。“乌-昌-石”“奎-独-乌”区域各县级及以上城市建成区以及国家级、自治区级工业园区禁止新建每小时 65 蒸吨以下燃煤锅炉	本项目建设区域位于玛 18 井区、玛 131 井区、玛 101 井区、玛 2 井区、艾湖 2 井区，不属于城市建成区，并且不建设锅炉。	符合

管控要求		本项目相符性分析	符合性
	3.3 对饮用水水源保护区内排放重金属等有毒有害污染物的企业,优先取缔关闭;对饮用水水源保护区受重金属污染的土壤修复处理,确保饮用水水源环境安全;对天然背景值超标、水厂无法处理的重金属等污染的水源,需尽快更换。强化对水源周边可能影响水源安全的制药、化工、造纸、采选、制革、印染、电镀、农药等重点行业企业的执法监管。推进重点流域、饮用水源等环境敏感区域防控体系建设,落实环境风险防控措施,配备拦截、吸附等基本应急处置物资。落实饮用水源一级保护区周边人类活动频繁区域隔离墙、隔离网、视频监控等防范设施建设。	本项目所在区域不涉及饮用水水源保护区。	符合
	3.5 开展区域重点监管尾矿库企业风险排查和环境风险评估工作。排放重点污染物的建设项目,环境影响评价阶段开展土壤环境影响评价。	本项目为石油开采项目,不属于尾矿库企业。本报告对项目建设运营期土壤环境影响进行了分析和评价,并提出了相应的预防和减缓措施。	符合
	3.6 优先保护类耕地集中区域有可能造成土壤污染的相关行业企业应当按照有关规定采取措施,防止对耕地造成污染。推行秸秆还田、化肥农药减量化、增施有机肥、少耕免耕与轮作、农膜减量与回收利用等措施,切实保护优先保护类耕地土壤环境质量。	本项目占地类型为采矿用地、盐碱地、其他草地、灌木林地、裸土地,不占用耕地。	符合
	3.7 强化畜禽养殖污染防治。严格规范兽药、饲料添加剂的生产和使用,防止过量使用,促进源头减量。	被你项目属于石油开采项目,不涉及畜禽养殖污染。	符合
和布克赛尔县管控要求	执行塔城地区一般生态空间环境风险防控要求。	同上	符合
资源利用要求	4.12025 年、2030 年塔城地区(含兵团)用水总量控制指标分别为 335259 万 m <sup>3</sup> 、311702 万 m <sup>3</sup> .....2025 年、2030 年塔城地区(含兵团)地下水供应量控制指标分别为 76803 万 m <sup>3</sup> 、54402 万 m <sup>3</sup> .....	本项目生产运营过程中不适用新鲜水。	符合
	4.2 对地下水超采区采取高效节水、退灌减水、水源置换和机井封填等工程措施,控制超采区地下水位下降速率。到 2025 年,超采区地下水位下降速率最大值不超过 0.50m/a,平均水位下降速率不得超过 0.20m/a;到 2030 年,全部超采区地下水位基本稳定,超采区地下水位下降速率控制在 0.10m/a 以内。	项目建设和运行过程中不采用地下水。	符合
	4.3 持续推进电气化工作,制定实施地区清洁能源消纳行动计划,加大可再生能源消纳力度。	项目生产过程中不设置加热炉等,不消耗燃料,用电依托油区已建电网。	符合
和布克赛尔县管控要求	执行塔城地区资源利用效率要求。	同上	符合

### 3 现有工程开发现状及环境影响回顾

#### 3.1 区块开发现状

本工程位于百口泉老区、检188井区、玛18井区、玛131井区、玛101井区、玛2井区、艾湖2井区，位于克拉玛依市乌尔禾区和塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内。其中百口泉老区、检188井区位于克拉玛依市乌尔禾区；玛131井区、玛2井区、玛18井区、艾湖2井区部分隶属于克拉玛依市乌尔禾区，部分隶属于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县；玛101井区隶属于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。

##### (1) 百口泉老区、检188井区

百口泉老区隶属克拉玛依市乌尔禾区，位于百口泉油田中部，位于克拉玛依市东约70km，距离百口泉联合站约10km。217国道、克-百输油管道、通讯线及电力线等地面工程设施横贯油田，具有良好的地面开发条件。百口泉老区内主要包含：百21井区、百34井区、百乌28井区、百113井区、检188井区。

2008年对百口泉老区油气开发进行了回顾性评价，编制了《中国石油新疆油田分公司百口泉油田开发建设工程环境影响回顾性评价报告书》原新疆维吾尔自治区环境保护局（新环监函[2008]473号，2008年11月19日）；2015年开展了《百口泉油田百34井区克拉玛依组油藏2015年开发建设工程环境影响报告书》，于2015年4月15日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环函[2015]458号）；2017年，检188井区开展了《百口泉油田2017年开发工程环境影响报告书》，于2017年2月15日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环函[2017]241号）。截至2022年9月底，百口泉老区（含检188井区）共有采油井1137口（含报废井），开井数842口，注水井318口（含报废井），开井数220口。计量站98座，转油站1座（检188转油站），配套集油管线449.553km（其中集油干支线107条，99.223km），注输联合站1座、天然气处理站1座。大部分采油井采用二级布站密闭生产即井口→计量站→百口泉注输联合站（简称百联站），其中检188井区采用三级布站密闭生产，即：采油井→计量站→检188转油站→百联站。百口泉油田老区密闭率为93.9%，其中检188井区密闭率为95.6%。2021年，百口泉老区（含检188井区）年产液量为378.4万吨，年产油量为50.0万吨，伴生气规模为6546.8万方，综合含水率为86.8%。采出程度23.6%，可采采出程度87.6%，采油速度0.45%。本次对百口泉老区内7口评价井转产能（均位于老区块

范围内），属于老井利用，接入密闭生产系统，并对7口产能井进行密闭改造，提高密闭集输率；本次对检188井区内4口评价井转产能（均位于老区块范围内），属于老井利用，接入密闭生产系统，并对1口产能井进行密闭改造，提高密闭集输率。

### （2）玛131井区

玛131井区西南部行政隶属于克拉玛依市乌尔禾区，东北及东南部分区域隶属于和布克赛尔蒙古自治县，西部距乌尔禾镇约22km，距夏联站15km，距乌尔禾稀油处理站30km，距百联站55km。奎北铁路即油田公路横穿而过，工区油气集输、供配电、通信等系统较为完善。

2015年，玛131井区开展了《中国石油新疆油田分公司玛北斜坡区玛131井区百口泉组油藏开发建设工程环境影响报告书》，于2015年5月18日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函[2015]619号）。玛131井区目前共有采油井163口井（水平井128口），计量站18座，转油站1座（玛131转油站），配套集油管线173.19km（其中集油干支线18条，72.43km）。大部分采油井采用的三级布站密闭生产，即：采油井→计量站→玛131转油站→百联站，玛131井区密闭率为79.6%。2021年，玛131井区年产液量为86.6万吨，年产油量为28.5万吨，伴生气规模为4.3亿方，综合含水率为67.1%。本次对玛131井区内6口评价井转产能（均位于老区块范围内。其中1口位于克拉玛依市乌尔禾区，5口位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县），属于老井利用，接入密闭生产系统，提高密闭率。

### （3）玛2井区

玛2井区位于准噶尔盆地西北缘玛纳斯湖北部，行政隶属克拉玛依市乌尔禾区和塔城地区和布克赛尔蒙古自治县管辖。玛2井区南距玛纳斯湖约5km，西距艾里克湖约2.5km。其北部为玛北油田玛131井区，西南为艾湖油田玛18井区。奎北铁路从油区穿过，交通便利，已建转油站、供电等地面系统工程，油区油气集输及配套系统具有良好的依托条件。

玛2井区产能建设始建于2013年，当时主要采用单井拉油方式；2018年对井区进行了第一次扩边开发，采用集中拉油方式生产；2019年，对现有区块进行加密开发，并建设转油站等地面工程，实现区块内大部分产能井的密闭集输。

2013年编制了《玛北油田玛2井区建设工程环境影响报告书》，2013年1月11日取得原新疆维吾尔自治区环保厅批复（新环监函[2013]17号）；2018年编制了《玛北油田玛2井区下乌尔禾组、百口泉组油藏环境影响报告书》，于2018年10月8日取得

原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函[2018]1445号）；2019年编制了《玛北油田玛2井区百口泉组、下乌尔禾组油藏（2019年-2023年）地面工程环境影响报告书》，于2019年2月27日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复（新环函[2019]233号）。截至2021年底，玛2井区共有采油井143口井（水平井71口），计量站6座，转油站1座（玛2转油站），配套集油管线99.203km（其中集油干支线10条，30.99km）。大部分采油井采用的三级布站密闭生产，即：采油井→计量站→玛2转油站→百联站，玛2井区密闭率为62.2%。2021年玛2井区年产液量为90.4万吨，年产油量为35.1万吨，伴生气规模为1344.8万方，综合含水率为61.2%。本次对玛2井区内4口评价井转产能（均位于老区块范围内。其中2口位于克拉玛依市乌尔禾区，2口位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县），属于老井利用，接入密闭生产系统，并对23口产能井（4口位于克拉玛依市乌尔禾区，19口位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县）进行密闭改造，提高密闭率。

#### （4）玛18井区

玛18井区行政隶属克拉玛依市乌尔禾区和塔城地区和布克赛尔蒙古自治县管辖，井区北部为艾里克湖，东南部为玛纳斯湖，距克拉玛依市乌尔禾区南偏东约26km，距百口泉注输联合站约27km，距乌尔禾稀油处理站约29km，距玛北油田玛2井区约23km。主要开发层位为百口泉组(T1b)，含油面积82.04km<sup>2</sup>，探明地质储量5947.07×10<sup>4</sup>吨，技术可采储量1272.68×10<sup>4</sup>t。奎北铁路横穿工区，交通条件较为便利。油区油气集输及配套系统具有良好的依托条件。

2015年，玛18井区开展了《玛湖凹陷玛18-艾湖1井区块百口泉组油藏开发建设工程环境影响报告书》，于2015年5月27日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函[2015]620号）。截至2021年底，玛18井区共有采油井258口井（水平井152口），计量站28座，转油站1座（玛18转油站）。大部分采油井采用的三级布站密闭生产，即：采油井→计量站→玛18转油站→百联站，玛18井区密闭率为96.3%。目前，玛18井区年产液量166.9万吨，年产油量79.1万吨，年产气2.25亿方，综合含水率52.6%。本次对玛18井区内6口评价井转产能，1口位于克拉玛依市乌尔禾区（玛161\_H井），5口位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县（玛104井、艾湖011井、艾湖012井、玛26井、玛609井）。艾湖011井、艾湖012井、玛609井位于老区块范围内，属于老井利用，接入密闭生产系统，提高密闭率。玛26井、玛161\_H井、玛104井不在老区块划定范围内，属于扩边开发。

### （5）艾湖2井区

艾湖2井区油田西北部位于克拉玛依市乌尔禾区境内，东南部位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内。艾湖2井区东北方向与艾里克湖相邻，东南方向与玛18井区、艾湖12井区相接，距百口泉注输联合站约16km。主要开发层位为百口泉组（T1b），含油面积80.15km<sup>2</sup>，探明地质储量2856.27×10<sup>4</sup>吨。井区地面已建油气集输、简易通讯、电力设施，三级油田公路一条，地面工程开发条件较好。

2018年，开展了《艾湖油田艾湖2井区三叠系百口泉组油藏2018年水平井开发建设工程环境影响报告书》，于2018年10月8日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函[2018]1446号）。截至2021年底，艾湖2井区共有采油井60口井（水平井56口），计量站9座，转油站1座（艾湖2转油站）。大部分采油井采用的三级布站密闭生产，即：采油井→计量站→艾湖2转油站→百联站，艾湖2井区密闭率为72%。目前，艾湖2井区年产液量60.6万吨，年产油量10.5万吨，年产气934.1万方，综合含水率82.7%。本次对艾湖2井区内4口评价井转产能，3口位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，1口位于克拉玛依市乌尔禾区。AH2101井位于老区块范围内，属于老井利用，接入密闭系统，提高密闭率。艾湖202\_H井、艾湖205井、玛625井不在老区块范围内，属于扩边开发。

玛18井区、艾湖2井区属于玛湖3作业区，区内配套集油管线332.993km（其中集油干支线79条，128.29km）。

### （6）玛101井区

玛101井区位于准噶尔盆地西北缘玛湖凹陷西环带玛北斜坡，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，距克拉玛依市110km，北部紧邻玛2井区。目前无探明储量，无主要开发层位，在百口泉组剩余出油气井点玛103井试油获日产油8.26t，累产油195.32t，试油结论为油层；玛104井试油日产水10.47m<sup>3</sup>，试油结论为水层；玛101井试油为干层，玛115\_H试油最高获日产油50.91t。区内地势平坦，地表为戈壁砾石，奎北铁路从油区穿过，交通便利，区内已建成油气集输、原油转输、供电等地面系统工程，具有较好的依托条件。

玛101井区未开展过区块环评，2021年开展了《玛101井区块三叠系百口泉组油藏评价井工程环境影响报告表》，于2021年8.27日取得伊犁哈萨克自治州塔城地区生态环境局批复（塔地环字[2021]170号），部署了5口评价井，其中包括玛115\_H井，经试油后，玛115\_H井具备转产能井条件。本次将玛115\_H井转为产能井，建设相关

地面工程，根据《玛101井区玛115\_H评价井转产能井地面工程意见》，玛115\_H井井口回压、温度仅2023年满足管线集输要求，因此该井采用单罐拉油方式，即单井采出液经单井出油管线输至储油罐，通过罐车拉运至玛2转油站，再转输至百联站。因玛115\_H井所属的玛101区块未开展过区块环评，其属于新区块开发。

### 3.2 油气水物性

#### 3.2.1 原油物性

百口泉老区、检188井区、玛18井区、玛131井区、玛101井区、玛2井区、艾湖2井区原油物性见表3.2-1。

表3.2-1 原油物性表

井区名称	层位	密度	30℃粘度	50℃粘度	含蜡	凝固点
		g/cm <sup>3</sup>	mPa·s	mPa·s	%	℃

#### 3.2.2 伴生气物性

百口泉老区、检188井区、玛18井区、玛131井区、玛101井区、玛2井区、艾湖2井区伴生气物性见表3.2-2。伴生气中不含硫化氢。

表3.2-2 伴生气物性

区块	层位	相对密度	天然气组分 (%)									
			甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	异己烷	氮气	二氧化碳

### 3.2.3 采出水物性

百口泉老区、检188井区、玛18井区、玛131井区、玛101井区、玛2井区、艾湖2井区采出水物性见表3.2-3。

表3.2-3 地层水性质参考表

井区	密度g/cm <sup>3</sup>	矿化度mg/L	水型

### 3.3 区块环保手续履行情况

本工程共涉及7个区块（百口泉老区、检188井区、玛18井区、玛131井区、玛2井区、艾湖2井区、玛101井区），除玛101井区外其余各区块均按照国家法律法规开展了区块环境影响评价和环保竣工验收工作，玛101井区仅开展过评价并勘探环境影响评价工作。

#### （1）百口泉老区、检188井区

百口泉油田发现于1958年5月，经长期试采，1979年6月全面投入开发至今，经历了从试采、全面开采、稳产到递减、综合治理再到开发新区块共6个阶段。新疆油田公司于2008年委托中国石油天然气华东勘察设计研究院编制了《百口泉油田环境影响回顾性评价报告书》，对百口泉油田当时发现并开采的11个油藏区块进行了回顾性评价（包括百21、百31、百1、百42、422和检188井区），分属百21和检188两个采油作业区，同年取得原新疆维吾尔自治区环境保护局（新环监函[2008]473号，2008年11月19日）。2014-2017年百口泉在百21井区、百34井区、检188井区、古53井区先后进行了加密调整开采，均取得了环评批复。同时，从2006年开始对区域内的稀油处理站、稠油处理站以及天然气处理站进行了不断地调整改造，环评及环保竣工验收手续齐全。

#### （2）玛18井区

玛18井区于2014年开展了《玛湖凹陷玛18-艾湖1井区块百口泉组油藏开发建设工程环境影响报告书》，2015年5月27日取得原新疆维吾尔自治区环保厅批复（新环函[2015]620号），滚动开发至2022年，共进行了4批自主竣工环保验收。

### (3) 玛131井区

玛131井区于2015年开展了《玛北斜坡区玛131井区百口泉组油藏开发建设工程环境影响报告书》，2015年5月18日取得原新疆维吾尔自治区环保厅批复（新环函[2015]619号），滚动开发至2019年11月，于2020年1月15日进行了该项目第一批自主竣工环保验收；随后又滚动开发至2020年10月，于2021年1月7日进行了该项目第二批自主竣工环保验收。

本项目依托的玛131转油站于2018年另行开展了《中国石油新疆油田分公司玛北油田玛131井区100万吨/年转油站建设项目环境影响报告书》，于2018年8月15日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函[2018]1183号），2019年11月20日进行了自主竣工环境保护验收。2020年开展了《2020年玛131转油站扩建及地面配套工程环境影响报告表》对玛131转油站进行扩建，于2020年11月11日取得克拉玛依市生态环境局批复（克环函[2020]176号），该扩建工程正在验收中。

### (4) 玛2井区

玛2井区产能建设始建于2013年，当时主要采用单井拉油方式；2018年对井区进行了第一次扩边开发，采用集中拉油方式生产；2019年，对现有区块进行加密开发，并建设转油站等地面工程，实现区块内大部分产能井的密闭集输。

2013年编制了《玛北油田玛2井区建设工程环境影响报告书》，2013年1月11日取得原新疆维吾尔自治区环保厅批复（新环监函[2013]17号），2018年12月24日对该项目进行自主验收；2018年编制了《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》，于2018年10月8日取得原新疆维吾尔自治区环保厅批复（新环函[2018]1445号），2020年10月31日自主验收；2019年编制了《玛北油田玛2井区百口泉组、下乌尔禾组油藏（2019年-2023年）地面工程环境影响报告书》，于2019年2月27日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复（新环函[2019]233号），2021年2月1日完成该项目第一批自主验收。

### (5) 艾湖2井区

2018年开展了《艾湖油田艾湖2井区三叠系百口泉组油藏2018年水平井开发建设工程环境影响报告书》，2018年10月8日取得原新疆维吾尔自治区环保厅批复（新环函[2018]1446号），2019年10月22日完成第一批自主验收；2020年12月21日完成第二批自主验收；2021年12月3日完成第三批自主验收；2022年11月28日完成第四批自主验收。

#### (6) 玛101井区

玛101井区未进行过区块开发环评报告，仅于2021年开展了《玛101井区块三叠系百口泉组油藏评价井工程环境影响报告表》，于2021年8.27日取得伊犁哈萨克自治州塔城地区生态环境局批复（塔地环字[2021]170号），部署了5口评价井，其中包括本次拟转产能的玛115\_H井。

### 3.4 区块环境影响回顾

根据3.1章节中区块开发现状介绍及表3.3-1中各区块内相关环境影响评价及竣工环保验收报告，本次所涉及的7个井区内生产集输工艺相似，生产运营过程中排放的主要污染物相同，因此不再分区块单独进行回顾。

#### 3.4.1 现有工程废气环境影响回顾

##### (1) 无组织废气

无组织废气主要为油气集输过程中无组织挥发烃类气体，其主要污染物为非甲烷总烃。油区油气集输基本采用密闭流程，根据 3.1 章节，百口泉采油厂各区块油气集输密闭率在 62.2%-96.3%之间，平均密闭集输率为 83.3%。本次设计的转产能的评价井除玛 115\_H 井井口工艺无法满足集输条件外，其余的 31 口井均采用密闭集输工艺，并对区块内的 31 口产能井进行密闭集输改造，以此提高密闭集输率，降低油区内无组织烃类气体的挥发量。根据各区块内相关验收监测结果，无组织挥发非甲烷总烃排放符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。油区地域空旷，扩散能力较好，对环境质量影响较小，对周围大气环境影响较小。

##### (2) 有组织废气

有组织废气主要来源于各转油站、百联站内相变加热炉，各转油站内采暖撬以及百联站内天然气处理站导热油炉，均以天然气为燃料，主要污染物为污染物SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、烟尘。根据相关验收监测数据，加热炉、采暖撬、导热油炉废气排放污染物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中排放限值要求。

#### 3.4.2 现有工程废水环境影响回顾

油区运行期间产生的废水主要为井下作业废水、采出水。

井下作业废水是井下作业过程中产生的洗井、压井液，其中含有石油类、表面活性剂及酸碱物质。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，拉运至百口泉油田联合处理站污水处理系统进行处理。采出水在采油过程中随原油一起从油井中采出，管输至百联站稀油污水处理系统处理。生产废水均经百联站稀油污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中注入层平均空气渗透率 $>1.5\mu\text{m}^2$ 的标准要求后回用于油田生产。

通过对区域地下水监测资料的收集分析，各监测点中石油类满足《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2022）中石油类限值（0.05mg/L），监测因子中除总硬度、氯化物、硫酸盐超过《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准外，其他因子均满足标准要求。以上监测因子超标主要因为区域地层水矿化度高、区域水质相关。经对比区域历年地下水监测结果，项目区地下水水质与油气开采活动无明显相关，水质整体趋势较稳定。

### 3.4.3 现有工程噪声环境影响回顾

现有工程噪声主要为井场、站场的各类机泵运行时产生的机械噪声，已采取基础减震及厂房隔声措施，根据现有工程相关噪声验收监测数据可知，井场、计量站、转油站、注输联合站厂界昼间、夜间的噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。油区位于戈壁地区，周边200m范围内无固定居民居住，在运营期间不会产生扰民现象。

### 3.4.4 现有工程固体废物环境影响回顾

固体废物主要来为施工期的钻井废弃物、生活垃圾，运营期主要来自自己于集输过程中产生的含油污泥等危险废物、员工生活垃圾。

施工期钻井废弃物影响集中在井场范围内，各阶段均按照相关的环保规范进行了管理，现场未发现废弃泥浆等钻井废弃物遗留。钻井废弃物经处理后其浸出液均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）标准中相应指标要求，用于铺垫井场和井场道路。根据现场调查，百口泉采油厂在落地油处理中采取了有力的措施，井下作业必须带罐上岗，铺设作业，控制落地原油产生量，落地原油回收率为100%，统一收集后交由具有危废处置资质的单位进行处置。含油类危

危险废物在收集、贮存、运送过程中，严格执行《危险废物转移管理办法》，加强危险废物的全过程管理，并制定了危险废物管理台账。施工及生产运行过程中产生的生活垃圾集中收集后拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。

总体来说，油区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善地处置，没有对周围环境产生影响。

### 3.4.5 现有工程生态环境影响回顾

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

综上所述，油区前期开采对生态环境的影响不大，区块在前期开采中未出现明显生态环境问题，后期采取边开采边治理方式，针对生态环境影响主要应防范因为地表扰动等造成的沙漠植被破坏问题，要做到及时发现，及时治理，并且做好施工过程中日常生产管理，尽量减少对沙地的扰动，继续加强区域生态保护工作的推进。

### 3.4.6 现有工程土壤环境影响回顾

根据油气田开发建设的特点分析，油田开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

此外，油田生产运行过程中，来自井场、计量站、转油站产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如单井管线爆管泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分

布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在0~20cm的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

根据各井区内土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因区块的开发建设而明显增加。

### 3.4.7 现有工程环境风险回顾

百口泉采油厂各油区生产过程中的风险物质主要包括原油、伴生气，可能发生的风险事故主要为钻井过程中发生的原油泄露（包括井喷）；油气集输和处理过程中的原油、采出污水的泄漏。

根据调查，百口泉采油厂至今未发生过井喷事故及管道全管径断裂事故，因管道及设备腐蚀老化发生泄漏事故，事故发生后，采取了有效的环境风险防范和应急措施，使危害影响范围减小到最低程度，未对周边产生较大的影响。百口泉采油厂在各井区所属的行政区域内均编制完成并发布了《新疆油田公司百口泉采油厂突发环境事件专项应急预案》并在相应生态环保部门备案（克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局，备案编号 650205-2021-005-M；塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局，备案编号 654226-2021-003-L）。

综上，百口泉采油厂采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

### 3.4.8 现有工程污染源汇总

根据现有工程环评及验收报告，现有工程污染物排放情况统计见表 3.4-1。

表 3.4-1 现有工程运行期产排污情况汇总

项目	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	无组织挥发	烃类 (t/a)	67.41	67.41	环境空气
	相变加热炉、水浴炉、导热油炉	SO <sub>2</sub>	1.77	1.77	采用天然气，新建锅炉采用低氮燃烧器
		NO <sub>x</sub>	82.70	82.70	
		烟尘	12.64	12.64	

废 水	井下作业废水 (m <sup>3</sup> /a)	COD、石油类等	24471	0	运至百联站稀油污水处理系 统，处理后达标后用于油田回 注水
	采出水 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)	COD、氨氮、总氮、 挥发酚、石油类	1016	0	
固 体 废 物	压裂返排液 (10 <sup>4</sup> t/a)		13.82	0	经百联站压裂返排液处理装置 处理后部分用于压裂液的复配， 部分经调剖后回注油藏
	油泥 (砂) (t/a)		11260	0	克拉玛依顺通环保科技有限责 任公司进行回收处理
	废防渗膜 (t/a)		451	0	
	废润滑油 (t/a)		90.2	0	
	落地油 (t/a)		180.4	0	作业单位 100%回收

### 3.4.9 排污许可情况

百口泉采油厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》规定的范围，完成了对各作业区内固定污染源（锅炉）的排污许可证的登记管理；根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》、《〈环境保护图形标志〉实施细则》、《环境保护图形标志》、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)，百口泉采油厂建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行；同时按照要求定期进行年报填报并公示。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，百口泉采油厂围绕 QHSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》、《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》，百口泉采油厂建立并完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

根据收集的评价资料，百口泉采油厂已按照法律法规规定申领排污许可证，属于简化管理类型，主要包括中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司百口泉采油厂，登记编号：91650200715597998M027X，有效期：2020 年 9 月 28 日至 2025 年 9 月 27 日；中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司百口泉采油厂玛 2 转油站，登记编号：91650200715597998M040X，有效期：2020 年 9 月 26 日至 2025 年 9 月 25 日；新疆油田分公司百口泉采油厂玛 18 转油站，登记编号：91650200715597998M029W，有效期：2020 年 9 月 22 日至 2025 年 9 月 25 日。

### 3.4.10 拟部署井回顾

本项目共部署 32 口采油井，均为评价井转产能井，其中 7 口井（艾湖 202\_H 井、玛 625 井、艾湖 205 井、玛 161\_H 井、玛 26 井、玛 104 井、玛 115\_H 井）不在老区块范围内，属于新区块开发及老区块扩边开发；其余 25 口评价井位于老区块内，属于老井利用接入集输管网；并对已投产的 31 口产能井进行密闭改造，由原来的单罐拉油改为密闭集输，提高油区生产密闭率，减少烃类气体无组织挥发量。

（1）新区块及老区块扩边开发的 7 口评价井转产能井情况

#### ①艾湖202\_H井、艾湖205井

2017年4月开展了《艾湖油田艾湖2井区2017年艾湖201等5口评价井工程》，于2017年5月取得原克拉玛依市环保局批复——克环保函[2017]140号。该井于2017年6月19日开钻，2017年9月23日完钻，钻井井深4402m。2019年6月8日自主验收。

#### ②玛625井

2019年开展了《艾湖12井区八道湾组油藏评价井钻井试油工程》，于2019年4月23日取得塔城地区生态环境局和布克赛尔县分局出具的该项目批复——和生环评函字[2019]2号。该井于2019年11月20日开钻，2019年12月9日完钻，钻井井深2802m。2021年4月29日对该项目进行自主验收。

#### ③玛26井

2016年对玛26井钻探工程进行了环境影响登记，于2016年6月17日取得了原和布克赛尔蒙古自治县环境保护局出具的《关于中国石油新疆油田分公司勘探公司玛26井钻探项目环境影响登记表》的批复——和环评函字[2016]94号。玛26井于2016年7月24日开钻，2016年9月24日完钻，钻井井深3898m。

#### ④玛 161\_H 井

2020年11月开展了《玛湖凹陷西斜坡玛西1井区三叠系百口泉组油藏评价井工程环境影响报告表》，2020年12月31日克拉玛依市生态环境局批复——克环函[2020]201号。玛161\_H井于2020年4月24日开钻，2020年8月1日完钻，钻井井深4398m。正在进行竣工环保验收工作。

#### ⑤玛104井

玛104井位于玛18井区，2020年3月开展了《玛101井区下乌尔禾组油藏钻井试油工程环境影响报告表》，2020年4月7日塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县

分局批复——和生环评函字[2020]9号。2020年4月开钻，2020年8月完钻并进行试油。2021年10月29日对该项目进行自主验收。

⑥玛115\_H井

2021年8月开展了《玛101井区块三叠系百口泉油藏评价井工程环境影响报告表》，2021年8月27日塔城地区生态环境局批复——塔地环字[2021]170号。该井于2021年9月9日开钻，2021年10月13日完钻，钻井井深3704.0m，于2021年10月28日侧钻水平段，2022年4月23日完钻，钻井井深5262.0m。井号为玛115\_H。正在进行竣工环保验收。

(2) 位于老区块内的25口评价井转产能井情况

本次拟将老区块内的25口评价井转产能井，接入密闭生产系统。各评价井情况见表3.4-2。

(3) 评价井勘探期环境影响回顾

根据表3.4-2，各评价井钻井工程已完成，除玛115\_H井外（验收报告已编制完成，正在进行验收工作），其余评价井已完成相应竣工环保验收，根据验收结论可知，评价井在施工期严格控制占地范围，施工结束后及时进行清理平整已利于植被自然恢复。施工结束后，噪声及废气影响已结束；钻井井场设置移动式旱厕，钻井队野外生活污水依托所在井区集中生活区，无可依托的则排入防渗收集池，完井后卫生填埋；试油废液和采出液进入储罐拉运至百口泉注输联合站污水处理系统处理；钻井结束后生活垃圾由钻井队集中收集后拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处理；钻井采用泥浆不落地工艺，泥浆循环利用，岩屑暂存于井场防渗临时堆放场，完井后经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2014）指标限值后综合利用。钻试过程中环评及批复中提出的环保措施基本得到了落实。钻井过程中严格按照环境管理制度要求开展环境保护工作，未发生突发环境事件。

(4) 已投产31口产能井情况

本次对已投产的31口产能井进行密闭改造，由原来的单罐拉运改为密闭集输。31口产能井相关情况见表3.4-3。

表 3.4-3 31 口产能井基本情况表

序号	井号	项目名称	环评情况	验收情况	所属井区
1	bD31203	百口泉油田、乌尔禾油田、风城油田	原新疆维吾尔自治区环保厅，新环	/	百口泉老区，均位于
2	b20061				

序号	井号	项目名称	环评情况	验收情况	所属井区
3	1075A	环境影响回顾性评价	监函[2008]473号, 2008.11.19	2018.12.24 完成第一批自主验收	克拉玛依乌尔禾区
4	1076				
5	b20062	百口泉油田百 21 井区克下组油藏 2016 年开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环保厅, 新环函[2016]967 号, 2016.7.21	2018.12.24 完成第一批自主验收	
6	bt13464				
7	b21005				
8	9277	百口泉油田 2017 年开发工程	原新疆维吾尔自治区环保厅, 新环函[2017]241 号, 2017.2.15	2019.6.9 第一批自主验收; 2020.12.30 第二批自主验收; 2021.12.13 第三批自主验收	检 188 井区, 位于克拉玛依乌尔禾区
9	Ma20017_H	玛北油田玛 2 井区下乌尔禾组、百口泉组油藏环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅, 新环函[2018]1445 号, 2018.10.8	2020.10.31 自主验收	玛 2 井区, 位于克拉玛依乌尔禾区
10	Ma20011_H				
11	Ma20026_H				
12	Ma2220				
13	Ma20006				
14	Ma2303				
15	M2820				
16	Ma2285				
17	DM2721				
18	Ma20002				
19	Ma20012				
20	M1822				
21	Ma2295				
22	MaHW2002				
23	Ma21021				
24	Ma20005_H				
25	Ma20023_H				
26	Ma20024_H				
27	Ma20025_H				
28	Ma20018_H				
29	Ma20022_H				
30	Ma20010				
31	Ma20021				

### 3.4.11 存在的问题及“以新代老”措施

根据 3.4 现有工程环境影响回顾及 3.4.10 评价井勘探期环境影响回顾, 现有工程产生的废气、废水、噪声均达标排放, 产生的固体废物均得到妥善处置; 现有工程开发过程中产生的临时占地均进行了平整恢复, 现有评价井场均进行了平整, 由砾

石铺垫，钻井岩屑已妥善处理，现场无遗留的环境问题。

现有工程存在问题的及改进措施如下：

①玛 115\_H 井所在的《玛 101 井区块三叠系百口泉油藏评价井工程》已编制完成环保竣工验收调查表，还未进行验收，应尽快组织完成该项目竣工环保验收工作。

②玛 161\_H 井所在的《玛湖凹陷西斜坡玛西 1 井区三叠系百口泉组油藏评价井工程》，还未进行验收，应尽快组织完成该项目竣工环保验收工作。

③根据 3.1 章节区块开发现状介绍，百口泉采油厂各区块油气集输密闭率在 62.2%-96.3%之间，平均密闭集输率为 83.3%。本项目已对百口泉采油厂 31 口井进行密闭集输改造，仍有 48 口井采用单井拉油生产，开式流程不仅会造成资源浪费、环境污染且存在一定的安全隐患。在结合现场实际生产情况的基础上尽快将其余单井拉油生产井接入附近计量站，实现密闭集输，减少天然气资源的浪费，保护生态环境，降低安全生产风险。

## 4 建设项目工程分析

### 4.1 建设项目概况

#### 4.1.1 项目名称和性质

- (1) 项目名称：百口泉采油厂2022年零散气增气工程、单罐井密闭工程。
- (2) 项目性质：新建+改扩建。

#### 4.1.2 建设地点

本项目建设地点位于百口泉老区、检188井区、玛18井区、玛131井区、玛101井区、玛2井区、艾湖2井区，各井区区域位置关系见图4.1-1。其中玛101井区属于新区块开发，玛18及艾湖2井区属于区块扩边开发。各井区区域位置关系见图4.1-1，本项目与油田公司“一张图”相对位置关系见图4.1-2。

#### 4.1.3 建设内容及规模

本工程主要建设内容为：

(1) 部署32口采油井，均为评价井转产能井，并对31口产能井进行密闭集输改造。其中玛115\_H井位于玛101井区属于新区块开发；玛26井、玛161\_H井、玛104井位于玛18井区，属于扩边开发；艾湖202\_H井、艾湖625井、玛625井位于艾湖2井区，属于扩边开发。其余25口评价井均位于老区内，属于老井利用接入密闭系统。详见表4.1-1。

表4.1-1 评价井转产能井及单罐井改密闭集输井情况表

井区	总井数	类别	位于克市	位于禾丰
百口泉老区	14口	产能井改密闭7口	b20062、bD31203、 b20061、1075A、 1076、bt13464、 b21005	/
		评价井转产能7口	百103、百泉2、百63、百203、百34、 432、百204	/
检188	5口	产能井改密闭1口	9277	/
		评价井转产能4口	百517、9568、9262、 427	

井区	总井数	类别	位于克市	位于禾丰
玛 18	6 口	评价井转产能 6 口	玛 161_H	玛 104、艾湖 011、艾湖 012、玛 609、玛 26
玛 2	27 口	产能井改密闭 23 口	Ma20017_H、 Ma20011_H、 Ma20026_H、 Ma2220	Ma20006、Ma2303、M2820、 Ma2285、DM2721、Ma20002、 Ma20012、M1822、Ma2295、 MaHW2002、Ma21021、 Ma20005_H、Ma20024_H、 Ma20023_H、Ma20025_H、 Ma20018_H、Ma20022_H、 Ma20010、Ma20021
		评价井转产能 4 口	玛 011_H、玛 4	玛 001、Ma2376
玛 131	6 口	评价井转产能 6 口	玛 16	夏 93、玛 138、玛 15、玛 139、 玛 157
艾湖 2	4 口	评价井转产能 4 口	艾湖 202_H	AH2101、艾湖 205、玛 625
玛 101	1 口	评价井转产能 1 口	/	玛 115_H
合计：评价井转产能井 32 口，单罐拉油井改密闭集输 31 口				

(2) 新建阀池3座（玛18井区1座、检188井区2座）；60m<sup>3</sup>一体化自吸式储油罐2座（位于玛101井区）。

(3) 新建集输管线58.624km（乌尔禾区内23.495km，和布克赛尔蒙古自治县内35.129km），其中集输支线3.98km，其余54.644km均为单井出油管线。

(4) 配套建设供配电、通信、消防、道路、仪表自动化、防腐等辅助工程

综上所述，项目建成后新增产能3.763×10<sup>4</sup>t/a，伴生气设计规模33.3×10<sup>6</sup>Nm<sup>3</sup>/a。其中百口泉老区新增产能0.636×10<sup>4</sup>t/a，伴生气设计规模0.2×10<sup>6</sup>Nm<sup>3</sup>/a；检188井区新增产能0.815×10<sup>4</sup>t/a，伴生气设计规模0.4×10<sup>6</sup>Nm<sup>3</sup>/a；玛18井区新增产能0.402×10<sup>4</sup>t/a，伴生气设计规模9.61×10<sup>6</sup>Nm<sup>3</sup>/a；玛2井区新增产能0.242×10<sup>4</sup>t/a，伴生气设计规模0.05×10<sup>6</sup>Nm<sup>3</sup>/a；玛131井区新增产能0.197×10<sup>4</sup>t/a，伴生气设计规模3.4×10<sup>6</sup>Nm<sup>3</sup>/a；艾湖2井区新增产能0.811×10<sup>4</sup>t/a，伴生气设计规模19.64×10<sup>6</sup>Nm<sup>3</sup>/a；玛101井区新增产能0.66×10<sup>4</sup>t/a。

项目工程组成见表4.1-2。

表4.1-2 项目建设内容一览表

工程类别	工程名称	工程内容及规模
	产能	新增产能 3.763×10 <sup>4</sup> t/a，伴生气设计规模 33.3×10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> /a
主体工程	采油工程	采用节能抽油机加有杆泵的举升方式生产
	地面井场	2 座，玛 115_H 井采用 14 型游梁式抽油机，配套电机功率为 37kW，井场配备φ800×2400 气液两相分离器 1 台，设带点火装置放散管 1 根；玛

工程类别	工程名称	工程内容及规模	
工程	工程	26 井采用 14 型抽油机，井场配备油气连续计量装置。其余评价井在试油期已安装井场设备。	
	阀池	3 座。玛 18 井区：在玛 26 井西南侧 6km 处建有一座有预留空头的阀池（28#）；检 188 井区：在分别在 9568 井、9262 井附近建设阀池 1 座。	
	储油罐	在玛 101 井区玛 115_H 井场建设 60m <sup>3</sup> 一体化自吸式储油罐 2 座	
	集输管线	集输支线 3.98km，单井出油管线 54.644km，合计 58.624km（乌尔禾区内 23.495km，和布克赛尔蒙古自治县内 35.129km）。其中百口泉老区 10.524km；检 188 井区 2.158km；玛 18 井区 11.826km；玛 2 井区 23.05km；玛 131 井区 5.247km；艾湖 2 井区 5.719km；玛 101 井区 0.1km。均采用埋地敷设。	
辅助工程	道路	新建玛 26 井检修道路 1.5km，起点为玛 26 井，终点为已建玛 18-夏子街道路。采用四级道路（单车道）的标准进行设计。	
	供电工程	电源依托就近已建 10kV 集油区架空线路新建 3kV 架空线路 4.0km，杆架式变电站 1 座。	
	供水工程	施工人员用水依托各油区内设置的生活区。	
	供暖	井口采用电加热	
	消防	玛 115_H 井场配备 8kg 手提式干粉灭火器 14 具。	
	通信工程	新建井场采用 ZigBee 协议的无线仪表/无线数据采集模块+RTU 的数据采集模式，在井场配置相应的 ZigBee 无线仪表/数据采集模块，同时井场单井计量装置控制柜自带 ZigBee 无线数据传输模块，实现电加热器的远程监控功能。	
环保工程	废气	施工期	施工期采取洒水、遮盖等抑尘措施，加强施工机械维护。
		运营期	无组织挥发烃类：除玛 115_H 井井口无法满足集输工艺外，其余各井场均采用密闭集输工艺，选用质量可靠的设备、阀门、法兰、管线等，定期对井场、计量站的设备、阀门、法兰、管线等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。 伴生气：百口泉老区、检 188 井区伴生气同采出液一同管输至百联站进行气液分离后由百联站天然气处理站处理后外输；玛 18 井区、玛 131 井区、玛 2 井区、艾湖 2 井区伴生气均由克拉玛依市富城天然气有限责任公司在各井区内的天然气装置处理后外输；玛 115_H 井伴生气经井场气液两相分离器分离后通过放散管点火燃烧。
	废水	施工期	管道试压水经临时建设的防渗沉淀池沉淀后用于施工现场降尘用水；施工人员不在施工现场设置施工营地，施工人员在在百口泉采油厂建设由生活基地，生活污水依托生活基地内既有设施，最终由乌尔禾区生活污水处理厂处理。
		运营期	采出水管输至百联站、井下作业废水经专用罐车拉运至百联站，生产废水全部依托百联站污水处理系统处理达标后回注，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准。
	固废	施工期	施工废料尽量回收利用，不可利用的由施工单位清运至乌尔禾当地建筑垃圾填埋场填埋处理；施工生活垃圾送至乌尔禾生活垃圾填埋场填埋处理；多余土方用于施工作业带及油区平整井场。
		运营期	运营期产生的；含油污泥、废润滑油、废防渗膜等危险废物经收集后委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司进行回收处理。落地油作业单位 100%回收。压裂返排液经罐车拉运至百联站压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复配，部分用于调剖，复配压裂液水质执行《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中的表 1 标准。

工程类别	工程名称	工程内容及规模	
	噪声	施工期	采用先进的施工工艺和低噪声设备，合理安排施工时间。
		运营期	对机泵等设备采用基础减震，并定期进行机械设备保养。
	生态	施工期	严格控制占地范围，对施工迹地、井场及道路临时占地进行生态恢复，采取水土流失治理及防沙治沙措施，对占用的植被进行恢复和补偿。
		运营期	定期巡查井场、管线。
		退役期	拆除设备，对场地进行清理、平整恢复。
防渗	废水	施工期对生活污水收集池及管道试压废水收集池内壁铺设防渗膜	
依托工程	百联站原油处理系统	原油处理设计能力为 $260 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际原油处理量为 $230 \times 10^4 \text{t/a}$ ，富余能力 $30 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本项目新增 $3.763 \times 10^4 \text{t/a}$ 。	
	百联站污水处理系统	设计处理规模为 $8000 \text{m}^3/\text{d}$ ，现状实际处理量约 $6000 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余能力 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新增采出水、井下作业废水 $465.58 \text{m}^3/\text{d}$ 。	
	百联站压裂返排液处理装置	设计处理能力 $4000 \text{m}^3/\text{d}$ ，现状实际处理量约 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ ，压裂返排液处理装置剩余处理能力可以满足本项目运营期压裂返排液 $6.72 \text{m}^3/\text{d}$ 水量的处理需求。	
	百联站含油污泥临时存放点	污泥存放点尺寸为 $25\text{m} \times 14\text{m}$ ，总容积 $350 \text{m}^3$ ，可以满足本项目危险废物暂存需求。	
	百联站天然气处理站	设计处理能力 $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，现状处理量 $15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理额能力 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新增 $2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，可满足本项目处理需求。	
	乌尔禾区污水处理厂	规划污水处理能力近期 0.6 万立方米/日，远期 1.2 万立方米/日，本项目施工期产生的生活污水最大量为 $1.6 \text{m}^3/\text{d}$ ，污水处理厂的处理余量能够满足本工程需求。	
	乌尔禾区生活垃圾填埋场	近期（2023 年）生活垃圾日清运处置 87t，累计处理量 23.56 万 t；远期（2030 年）生活垃圾日清运处置 98t，累计处理量 47.64 万 t。本项目施工期生活垃圾量 3.6t，克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾填埋场可以满足本工程垃圾处理的需求，可以依托。	
克拉玛依顺通环保科技有限公司	本项目产生的含油污泥、废润滑油等危险废物交由克拉玛依顺通环保科技有限公司进行处理。克拉玛依顺通环保科技有限公司危废经营许可证编号 6502040039，有效期限 2019 年 8 月至 2024 年 8 月。废物处理类别包括：HW08 废矿物油与含矿物油废物；含油废液，废矿物油，废防渗膜。处置规模为 188 万吨/年（其中 HW08 类 181 万吨/年；含油污泥 52 万吨/年、干化油泥 98 万吨/年、含油废液 24 万吨/年、废矿物油 7 万吨/年；废防渗膜 7 万吨/年）。		

#### 4.1.4 工程投资

本项目仅为地面工程建设，总投资为 1686.02 万元。

#### 4.1.4 组织定员

组织机构：各井区的生产和维护管理，由百口泉采油厂人员负责管理。

劳动定员：集油区采用巡检制，生产人员按 4 班 2 倒设置，本项目不新增劳动定员，人员调配由百口泉采油厂自行调配。

## 4.2 开发部署

本项目共部署32口采油井（均为评价井转产能井），其中百口泉老区7口、检188井区4口、玛18井区6口、玛2井区4口、玛131井区6口、艾湖2井区4口、玛101井区1口。新增产能 $3.763 \times 10^4 \text{t/a}$ ，伴生气设计规模 $33.3 \times 10^6 \text{Nm}^3/\text{a}$ 。产能部署情况见表4.2-1。

表4.2-1 本项目各井区产能部署情况表

井区	井数 (口)	井号	产液量 ( $10^4 \text{t/a}$ )	产油量 ( $10^4 \text{t/a}$ )	伴生气规模 ( $10^6 \text{m}^3/\text{a}$ )
百口泉老区	7	克拉玛依乌尔禾区：百103、百泉2、百63、百203、百34、432、百204	1.546	0.636	0.2
检188井区	4	克拉玛依乌尔禾区：百517、9568、9262、427	1.371	0.815	0.4
玛18井区	6	克拉玛依乌尔禾区：玛161_H 塔城地区和布克赛尔蒙古自治县：玛104、艾湖011、艾湖012、玛26、玛625	3.128	0.402	9.61
玛2井区	4	克拉玛依乌尔禾区：玛011_H、玛4 塔城地区和布克赛尔蒙古自治县：玛001、Ma2376	0.812	0.242	0.05
玛131井区	6	克拉玛依乌尔禾区：玛16 塔城地区和布克赛尔蒙古自治县：夏93、玛138、玛15、玛139、玛157	0.642	0.197	3.4
艾湖2井区	4	克拉玛依乌尔禾区：艾湖202_H 塔城地区和布克赛尔蒙古自治县：AH2101、艾湖205、玛609	1.765	0.811	19.64
玛101井区	1	塔城地区和布克赛尔蒙古自治县：玛115_H	3	0.66	/
合计	32	克拉玛依乌尔禾区16口；塔城地区和布克赛尔蒙古自治县16口	12.264	3.763	33.3

## 4.3 主体工程

本次部署的32口产能井均为评价井转产能井，拟部署井的钻井工程已开展了相应的环境影响评价工作，本次仅对各井建设的地面工程进行环境影响评价。钻井工程的环境影响评价工作不在本次评价范围内。

本项目主体工程包括采油工程、地面集输工程及配套辅助工程。

### 4.3.1 采油工程

#### 4.3.1.1 采油工艺

本项目均采用机械开采的方式。

### 4.3.1.2 采油井场

本次共部署32口采油井，均为评价井转产能井，其中30口评价已建设采油井场，因此本次仅建设2座采油井场，分别为玛115\_H井及玛26井。

玛115\_H井采用14型游梁式抽油机，配套电机功率为37kW，井场建设60m<sup>3</sup>一体化自吸式储油罐2座，并配备φ800×2400气液两相分离器1台，设带点火装置放散管1根；玛26井采用14型抽油机，井场配备油气连续计量装置。

### 4.3.2 地面集输工程

#### 4.3.2.1 集输工艺

本次部署的32口采油井中，玛115\_H井因井口工艺无法满足集输要求，采用单罐拉油方式，其余31口采油井均采用密闭集输工艺就近接入附近计量站。

本次还将对已投产的31口产能井进行密闭集输改造，即该31口产能井现状均采用单罐拉油的生产模式，本次对该31口产能井进行密闭集输改造，建设单井集输管线，将采出液就近接入附近计量站。

##### (1) 密闭集输工艺

本次新部署的31口采油井及改造的31口产能井均采用密闭集输工艺，百口泉老区采用二级布站集输方式，其余各井区采用三级布站集输方式。具体情况如下：

**百口泉老区：**新部署7口采油井，对7口产能井进行密闭改造，集输采用二级布站集输工艺，即：井口→计量站→百口泉注输联合站。

**检188井区：**新部署4口采油井，对1口产能井进行密闭改造，集输采用三级布站集输工艺，即：井口→计量站→检188转油站→百口泉注输联合站。

**玛18井区：**新部署6口采油井，集输采用三级布站集输工艺，即：井口→计量站→玛188转油站→百口泉注输联合站。

**玛2井区：**新部署4口采油井，对23口产能井进行密闭改造，集输采用三级布站集输工艺，即：井口→计量站→玛2转油站→百口泉注输联合站。

**玛131井区：**新部署6口采油井，集输采用三级布站集输工艺，即：井口→计量站→玛131转油站→百口泉注输联合站。

**艾湖2井区：**新部署4口采油井，集输采用三级布站集输工艺，即：井口→计量站→艾湖2转油站→百口泉注输联合站。

##### (2) 单罐拉油工艺

根据《玛101井区玛115\_H评价井转产能井地面工程意见》方案，当玛115\_H井单井集输管线为DN50、DN65、DN80时，近五年井口回压、温度不满足管线集输要求；当玛115\_H井单井集输管线为DN100时，井口回压、温度仅2023年满足管线集输要求，因此该井采用单罐拉油工艺。详见图4.3-1。

#### 4.3.2.2 集输方案

百口泉老区、检188井区、玛18井区、玛131井区、玛101井区、玛2井区、艾湖2井区内已建有完善的油气集输管网及计量站，本次拟新部署的32口采油井及密闭改造的31口产能井均可依托附近已建集输管网、计量站、转油站。新建阀池3座，在玛26井（玛18井区）西南侧6km处建有一座有预留空头的阀池（28#）；在分别在9568井、9262井（检188井区）附近建设阀池1座。

本次共建设集输管线58.624km（乌尔禾区内23.495km，和布克赛尔蒙古自治县内35.129km），其中集输支线3.98km（百34井集输支线），其余均为单井出油管线54.644km。管线均保温埋地敷设，单井集油管线埋深-1.7m,集油支线管线埋深-1.9m。根据工程方案，本次拟建集输管线大开挖穿越砂石道路4处，顶管穿越沥青道路1处。

#### 4.3.3 原油转输

根据方案及4.3.2.1章节集输工艺介绍，百口泉老区采出液直接输送至百联站，其余各井区依托各井区内建设的转油站将采出液转输至百联站。

#### 4.3.4 天然气处理及外输

根据方案，本项目共新增伴生气处理量为 $33.3 \times 10^6 \text{Nm}^3/\text{a}$ （ $11.1 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ），百口泉老区及检188井区伴生气处理依托百口泉采油厂天然气处理站处理，经处理后装罐或外输至九区。其余各井区内伴生气处理依托克拉玛依市富城天然气有限责任公司在各井区内建设的天然气处理站处理，经处理后装罐或外输。

### 4.4 配套辅助工程

#### 4.4.1 供配电

本项目用电主要为井场抽油机用电及玛115\_H井自吸式储油罐用电，根据工程方案，除玛26井、玛115\_H井外，其余新部署的30口井井场已建电控箱，本次仅对电控

箱进行更换，更换为物联网一体化电控箱。

根据方案预测，本项目新增电力负荷119.82kW，其中玛26井新增电力负荷4kW、玛115\_H井新增电力负荷67.45kW，其余30口井更换电控箱后新增电力负荷48.37kW。

玛26井位于110kV金丝变供电范围，金丝变为国网变电站，该变电站10kV侧设有两回专线为油区负荷供电，线路导线采用JL/G1A-150/30，本次玛26井本新增负荷较小，供电电源可以依托就近已建10kV集油区架空线路，根据工程方案，玛26井场已建配电箱，本次仅在井场配电箱新建相关回路。

玛115\_H井采用单变带单井的配电方式，设1座杆架式变电站，电源由新建10kV线路就近引接，依托艾玛变电站供电，采用电缆埋地敷设引至井口配电箱，本次新建10kV架空线路4km。供配电工程建设情况见图4.4-1。

#### 4.4.2 供排水

施工期施工人员不在施工现场单独设置施工营地，施工队在百口泉采油厂建设有生活基地，生活污水排污依托生活基地现有设施。施工期用水主要为管道试压用水，从乌尔禾区拉运至项目区。管道试压水可重复利用，试压结束后用水施工现场洒水抑尘。

项目运营期无用水工序，运营期采出水、井下作业废水依托百联站污水处理系统处理达标后回注油藏。

#### 4.4.3 消防

目前，油区可依托的外部消防力量为应急抢险救援中心消防五大队，消防站内配备消防车 8 台。其中，泡沫消防车 4 台，水罐消防车 1 台，多功能抢险救援车 1 台，16 米高喷车 2 台。

玛115\_H井井场新建60m<sup>3</sup>一体化自吸式储油罐2座，气液两相分离器1台，放散管1根，消防采用移动式消防，共需配8kg手提式干粉灭火器14具，型号MFZ8。

#### 4.4.4 通信

本工程新建密集集输井场采用ZigBee协议的无线仪表/无线数据采集模块+RTU的数据采集模式，在井场配置相应的ZigBee无线仪表/数据采集模块，同时井场单井计量装置控制柜自带ZigBee无线数据传输模块，实现电加热器的远程监控功能。本

次在井场设置监控立杆1根，杆上设置RTU（配ZigBee数据网关、无线传输模块、室外防护机箱及相关安装附件）及监控摄像机和IP音柱，实时采集井场生产和视频数据。RTU监控数据通过已建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。

本工程在拉油点设置8m监控通信杆，杆上架设无线微波点对点设备发射网桥终端，用于采油井场的生产及视频数据无线上传。

#### 4.4.5 道路

根据工程方案，玛26井新建井场距玛18转油站约8.6km，无巡检道路。玛26井采用“无人值守、定期巡检、远程控制”的模式进行设计，新建巡检道路充分考虑搭接已建临近道路，减少道路土方及道路投资，总长1.5km。详见图4.4-2。

##### （1）建设标准的确定

本次巡检道路建设标准拟采用四级道路（单车道）的标准进行设计，设计行车速度20km/h。

##### （2）路线走向的确定

本道路起点为玛26井，终点为已建玛18-夏子街道路，路线总长为1.5km。

##### （3）路基、路面

###### a. 路基标准横断面的确定

按照四级道路的技术标准进行建设，路基宽4.5m，路面宽3.5m，路面两侧设置土路肩2×0.50m，路拱坡度1.5%，路基边坡坡度1: 1.5。路基平均填土高度0.3m，路基土方为2602m<sup>3</sup>；自然地表平均清表宽度6.5m，清表深度按0.2m计，清表面积9873.6m<sup>2</sup>，清表回填天然砂砾1974.7m<sup>3</sup>。

###### b. 路面结构的确定

路面铺筑采用路基全幅满宽铺筑的型式，路面结构层为厚25cm天然砂砾路面。路面铺筑面积6873.6m<sup>2</sup>。

##### （4）错车道

道路每隔300m，设置一处错车道，本次共设置5处错车道。

##### （5）桥涵工程

全线共设置1-1.0m圆管涵2道。平均每道涵长9.0m。

巡检道路主要工程量见表4.4-1。

表 4.4-1 巡检道路主要工程数量表

名称	长度 (m)	25cm 天然砂 砾面层 (m <sup>2</sup> )	路基土 方 (m <sup>3</sup> )	清表面 积 (m <sup>2</sup> )	清表回填天然砂 砾 (m <sup>3</sup> )	1-1.0m 圆管涵 (m)
巡检道路	1500	6873.6	2602	9873.6	1974.7	18
错车道 (5 处)	/	450	270	450	135	/
合计	1500	7323.6	2872	10323.6	2109.7	18

#### 4.4.5 供暖

井口设保温盒，配0.25kW电加热器。

#### 4.4.6 防腐保温

本次所有新建油区管道均采用埋地保温敷设，单井管线管底标高-1.7m，集油支线管底标高-1.9m。埋地钢管防腐层采用熔结环氧粉末一次成膜结构，防腐层厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ ；钢管和热塑性塑料内衬玻璃钢复合管的保温层采用聚氨酯泡沫塑料，厚度 $\geq 30\text{mm}$ ，保温管轴向偏心量 $\pm 3\text{mm}$ ；防护层采用聚乙烯专用料，厚度 $\geq 1.4\text{mm}$ 。采用“一步法”成型工艺。柔性复合管保温层及防护层由管道厂家自带。

### 4.5 依托工程

本项目井口采出液经各井区内已建的转油站密闭集输至百联站；采出水、井下作业废水依托百联站污水处理系统；伴生气回收处理依托百口泉采油厂天然气处理站或克拉玛依市富城天然气有限责任公司在各井区内建设的天然气处理站；施工生活污水依托乌尔禾区污水处理厂处理；施工人员生活垃圾依托乌尔禾生活垃圾填埋场处理；项目运营过程中产生的含油污泥、废润滑油等危险废物委托克拉玛依顺通环保科技有限公司处置；压裂返排液依托百联站压裂返排液处理装置。

#### 4.5.1 采出液运输依托情况

本项目建设工程共涉及百口泉老区、检 188 井区、玛 18 井区、玛 131 井区、玛 101 井区、玛 2 井区、艾湖 2 井区。

##### 4.5.1.1 检 188 转油站

###### (1) 基本情况

检 188 转油站建于 1990 年，2007 年进行了改造，主要设备为分离器、转油泵等。

2008 年中国石油天然气华东勘察设计研究院编制了《百口泉油田、乌尔禾油田、风城油田环境影响回顾性评价》，对百口泉油田当时发现并开采的 11 个油藏区块进行了回顾性评价（包括百 21、百 31、百 1、百 42、422 和检 188 井区），2008 年 11 月 19 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环监函[2008]473 号）。

#### （2）工艺流程

检 188 井区来油气水混合物先进气液两相分离器分离，分离出来的液进缓冲罐缓冲后由转油泵外输至百联站原油处理系统；伴生气自压输送至百口泉天然气处理站。检 188 转油站主要工艺流程见图 4.5-2。

### 4.5.1.2 玛 131 转油站

#### （1）基本情况

2018 年 3 月，中国石油大学（华东）编制完成了《中国石油新疆油田分公司玛北油田玛 131 井区 100 万吨/年转油站建设项目环境影响报告书》，2018 年 8 月取得原新疆维吾尔自治区环保厅批复（新环函[2018]1183 号），2018 年 8 月工程开始施工，2019 年 7 月工程建成并开始调试运行。2019 年 11 月，新疆油田开发公司对该项目进行自主验收。

2020 年 10 月，新疆天合环境技术咨询有限公司编制完成了《2020 年玛 131 转油站扩建及地面配套工程环境影响报告表》，扩建后玛 131 转油站新增处理规模  $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ；2020 年 11 月取得克拉玛依市生态环境局批复（克环函[2020]176 号）。2021 年 3 月工程开始施工，2021 年 5 月工程建成并开始调试运行，目前正在验收中。

#### （2）工艺流程

玛 131 油区来液经三相分离器进行油气水分离，分离出的部分游离水供压裂用水，经初步分离的含水油（含水率 25%~30%）经相变加热炉进行加热至（45°C~50°C），经分离缓冲罐进一步分离的采出水作为压裂用水，剩余低含水油（10%~15%）通过外输泵提压输至玛 18 转油站，同玛 18 井区产液共同输至百联站进行集中处理及稳定，分离出的天然气经除油器除油后，一部分经计量后作为站内燃料气，用于原油加热和采暖，其余交由克拉玛依市富城能源有限责任公司建设的天然气处理站进行处理。玛 131 转油站主要工艺流程图见图 4.5-3。

### 4.5.1.3 玛 2 转油站

#### （1）基本情况

2018 年编制了《玛北油田玛 2 井区百口泉组、下乌尔禾区组油藏（2019-2023 年）地面建设工程环境影响报告书》，2019 年 2 月 27 日原新疆维吾尔自治区生态环境厅批复（新环函[2019]233 号），该项目第一批建设内容于 2019 年 4 月开工，2020 年 11 月完工，将 2 号计量拉油站扩建为玛 2 转油站，于 2021 年 2 月 1 日完成该项目第一批自主验收。

2021 年编制了《玛 2 转油站扩建及配套地面建设工程环境影响报告表》，2021 年 3 月 31 日塔城地区生态环境局批复（塔地环字[2021]39 号），扩建  $200 \times 10^4 \text{t/a}$  转液装置，新建 1 套  $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$  撬装天然气处理装置，转液规模增至  $300 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理能力增至  $9 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。玛 2 转油站扩建工程于 2021 年 11 月 11 日开工建设，2022 年 7 月 7 日完工，目前正在进行竣工环保验收工作。

## （2）工艺流程

玛 2 井区来液进入玛 2 转油站分离器橇进行采出液、气分离，分离后的低含水原油通过新建相变加热炉加热（温升至  $35 \sim 60^\circ\text{C}$ ），加热后的含水原油进入分离缓冲橇进行分离缓冲后，分离出的含水原油通过新建转输泵增压转输至玛 18 转油站外阀池，再通过新建的玛 18 至百联站管道增压至百联站进行处理。玛 2 转油站工艺流程见图 4.5-4。

### 4.5.1.4 艾湖 2 转油站

## （1）基本情况

2018 年，中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司编制了《艾湖油田艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏 2018 年水平井开发建设工程环境影响报告书》，2018 年 10 月 8 日，原新疆维吾尔自治区环保厅批复（新环函[2018]1446 号）。2019 年 10 月 22 日完成该项目第一批自主验收；艾湖 2 转油站于 2020 年 7 月建成试运行，2020 年 12 月 21 日完成该项目第二批自主验收。

2021 年 2 月，中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司编制了《2021 年艾湖 2 转油站扩建工程环境影响报告表》，2021 年 3 月 16 日原克拉玛依市生态环境局批复（克环函[2021]24 号），艾湖 2 转油站扩建工程于 2021 年 4 月 14 日开工建设，2022 年 7 月 1 日完工，正在进行竣工环保验收工作。

## （2）工艺流程

艾湖 2 井区来液在进站汇管处加阻垢剂与缓蚀剂，然后进入分离缓冲罐进行气液分离与缓冲，液进入转油泵提升至加热炉加热后通过玛 18 转液线输至百联站原油

处理系统；分离出来的伴生气自压输送至天然气处理装置处理。工艺流程见图 4.5-5。

#### 4.5.1.5 玛 18 转油站

##### (1) 基本情况

2014 年 11 月，中国石油大学（华东）编制了《玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉油藏开发建设工程环境影响报告书》，2015 年 5 月 27 日取得原新疆维吾尔自治区环保厅批复（新环函[2015]620 号）。改项目于 2015 年开工建设，滚动开发至 2022 年，共进行了 4 次竣工环保验收工作，分别为：①2018 年 4 月，南京国环科技股份有限公司编制《玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》，2018 年 5 月 31 日通过竣工环境保护验收；②2019 年 11 月，新疆天熙环保科技有限公司编制《玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程（第二批）竣工环境保护验收调查报告》，2020 年 1 月 13 日通过竣工环境保护验收；③2020 年 11 月，新疆天熙环保科技有限公司编制《玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程（第三批）竣工环境保护验收调查报告》，2020 年 12 月 29 日通过竣工环境保护验收；④2021 年 6 月，新疆天熙环保科技有限公司编制《玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程（第四批）竣工环境保护验收调查报告》，2022 年 3 月 10 日通过竣工环境保护验收。

2018 年 2 月，中国石油大学（华东）编制了《玛 18 转油站改扩建工程环境影响报告表》，2018 年 6 月取得原和布克赛尔蒙古自治县环境保护局批复（和环评函字[2018]16 号），2018 年 8 月开工建设，2019 年 9 月完工调试运行，2019 年 11 月新疆天熙环保科技有限公司编制了该项目竣工环保验收建成报告，2019 年 12 月 7 日，新疆油田开发公司对该项目进行自主验收。

##### (2) 工艺流程

玛 18 井区来液经（压力 0.2~0.25MPa、温度 20-30℃）已建三相分离器进行气液分离，分离后的含水原油与玛 131、玛 2 井区来液混合后，通过新建相变加热炉加热温升至 35~40℃），经新建分离缓冲撬对加热后的含水原油进行分离缓冲，分离出部分采出水供压裂用水，使装车泵与新建事故罐及已建储水罐实现底液位报警及停泵。低含水油则通过新建转输泵增压转输至百联站进行处理。站内已建三相分离器分离出的天然气经除油器处理，分离出的伴生气一部分经计量后作为站内燃料气，用于原油加热和采暖，其余由克拉玛依市富城天然气有限责任公司建设的天然气处理站进行处理外输。玛 18 转油站主要工艺流程见图 4.5-6。

## 4.5.2 采出液处理依托情况（百联站）

### （1）基本情况

本项目新增采出液的处理均依托百口泉注输联合站，百联站原油处理能力为  $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，1979 年 9 月建成投产，1997 年对原油及含油污水处理装置进行了整体改造，2001 年对注水部分进行改造，建成了集原油处理、含油污水处理和注水为一体的联合处理站。

2015 年 5 月 18 日取得自治区环保厅批复（新环函[2015]619 号），其中审批的百联站原油处理规模为  $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ；原油稳定处理规模为  $130 \times 10^4 \text{t/a}$ ；原油外输系统规模为  $160 \times 10^4 \text{t/a}$ ；2018 年 4 月 8 日，中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂组织召开了“玛北斜坡区玛 131 井区百口泉组油藏开发建设工程（百联站原油处理系统改扩建工程）”竣工环境保护验收会，对该项目进行自主验收。

2018 年 2 月，中国石油新疆油田分公司委托中国石油大学（华东）编制《中国石油新疆油田分公司百口泉注输联合站改造工程环境影响报告书》，将百联站原油处理规模扩建到  $260 \times 10^4 \text{t/a}$ ；原油稳定规模扩建到  $290 \times 10^4 \text{t/a}$ ；原油外输规模扩建到  $300 \times 10^4 \text{t/a}$ ，并于 2018 年 5 月 9 日取得克拉玛依市环保局批复（克环保函[2018]83 号）。百联站扩建工程于 2018 年 6 月开工建设，2019 年 6 月完成建设进行生产调试，2019 年 11 月通过环境保护竣工验收。

### （2）处理工艺

#### ①原油处理工艺

百联站原油处理主要来自百口泉老区及玛湖井区，百口泉老区、检 188 井区来油由分离器进行油气分离处理，同时在该分离间内还有除油器、缓冲罐和电脱水器。站内原油经油气分离后，分离出的原油进入缓冲罐，再经重力沉降后原油含水率即可小于 0.5%，分离出的伴生气进入天然气处理站进行处理。玛湖井区（玛 131 井区、玛 18 井区、玛 2 井区、艾湖 2 井区）来油已在玛湖井区内各天然气处理站分离出天然气，玛湖井区来油直接进入沉降罐。

注输联合站内原油采用处理工艺为：油气分离→化学沉降→原油稳定→净化罐→外输。原油稳定装置于 1984 年建成投用，1993 年由负压稳定改成正压稳定。2004 年进行了安全改造，更新了部分设备，采用处理工艺为：原料油加热→稳定闪蒸→闪蒸气冷凝。主要产品有稳定原油、稳定轻烃、富气。原油处理工艺流程见图 4.5-7。

## ②污水处理工艺

百联站稀油污水处理站于1998年建成投产，设计处理能力8000m<sup>3</sup>/d，采用的处理工艺：重力沉降→气浮选→双滤料过滤。主要承担百口泉稀油油田含油污水处理。投产运行后，处理污水水质指标达到百口泉油田注入水水质标准，并回注百口泉油田。2003年对处理工艺进行部分调整改造，淘汰了能耗高、管理难度大的气浮选装置，目前采用的处理工艺：重力沉降→混凝沉降→双滤料过滤。通过改造，系统运行平稳，水质稳定达标，药剂成本有效降低。目前实际处理量为6000m<sup>3</sup>/d，全部回注到百口泉油田。稀油污水处理站处理工艺流程见图4.5-8。

### 4.5.3 伴生气处理依托情况

百口泉老区、检 188 井区伴生气回收处理依托百口泉采油厂天然气处理站；玛 131 井区、玛 2 井区、玛 18 井区、艾湖 2 井区伴生气处理依托克拉玛依市富城天然气有限责任公司在各井区内的天然气处理站。

#### 4.5.3.1 百口泉采油厂天然气处理站

##### (1) 基本情况

百口泉采油厂天然气处理站于1983年开始建设，1986年建成投产，是新疆油田第一座天然气处理站，紧邻百联站。2004年进行了安全改造，更新了天然气压缩机等主要设备，较大提高了系统效率，安全状况得到了根本改善。改造后天然气处理站设计处理能力为13×10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>/d，1999年-2008年对该站进行了扩建。站内分为装置区、压缩机房、储罐区、泵房及化验室、配电室等辅助设施，主要产品为：液化气、轻烃和干气。

##### (2) 工艺流程

原料气以 0.1MPa，30℃进生产分离器进行气液分离，脱除原料气中的液烃及污水后进入原料气压缩机增压。原料气压缩机为三级增压，前两级用于原料气压缩，第三级压缩用于外输气增压，压缩机动力装置采用燃气发动机，原料气经一级增压至 0.6MPa，140℃后，进空冷器冷却至 50℃进入压缩机级间分离器，压缩机级间分离器出口气相进压缩机二级增压端增压至 2.0MPa，140℃，经空冷器冷却至 50℃，在进水冷换热器冷却至 30℃，以气液混相状态进入二级分离器。二级分离器采用原闪蒸分离器，但将该分离器的闪蒸部分取消。分离器顶部出口气相进分子筛脱水装置进行脱水，分离器底部污水去排污装置。压缩机第三级增压用

于增压来自膨胀机压缩端增压后的外输干气，将干气从 0.6MPa，30℃增压至 1.2MPa、85℃，进入空冷器冷却降温至 50℃外输。二级分离器来天然气进入分子筛干燥器吸附脱水。

经干燥脱水后的气体（1.9MPa，35℃），进冷箱与低温物流换热降温至-45℃，以气液混相进入脱乙烷塔塔顶，脱乙烷塔塔顶干气以 1.85MPa，-43.20℃进入冷箱升温至-15℃后进入膨胀机，经膨胀机制冷至 0.35MPa，-74℃。膨胀后低温气体再进入冷箱换热，升温至 30℃进膨胀机增压端增压至 0.6MPa，77℃进入水冷换热器冷却至 30℃后进原料气压缩机第三级增压端增压至 1.2MPa，85℃进入空冷器冷却至 50℃外输。

脱乙烷塔操作压力 1.85MPa，塔底重沸器温度 89℃。塔底液相经节流降压至 1.2MPa，72℃进液化气塔中部，液化气塔操作压力为 1.2MPa，塔底重沸器温度为 126℃。塔顶气以 1.2MPa，68℃进入塔顶冷凝器冷却至 50℃后进凝液罐，冷凝下来的液相一部分回流，一部分作为合格液化气进液化气储罐。液化气塔塔底重沸器温度 126℃，塔底液以 1.2MPa，130℃进水冷换热器换热降温至 40℃，作为合格轻油去轻油储罐。二级分离器来轻烃经节流降压后，以 1.2MPa，30℃进轻油储罐。天然气处理站工艺流程见图 4.5-9。

#### 4.5.3.2 玛 131 天然气处理站

##### （1）基本情况

玛 131 天然气处理站邻近玛 131 转油站，由克拉玛依市富城天然气有限责任公司建设，2015 年 9 月，河北冀都环保科技有限公司编制完成《6#天然气处理撬装置环境影响报告表》，2016 年 1 月 18 日取得原克拉玛依市环保局批复（克环保函[2016]40 号），2017 年 12 月克拉玛依市富城天然气有限责任公司对该项目进行了自主验收。

2020 年 10 月，中勘冶金勘察设计院有限责任公司编制了《玛 131 新增 40 万方/天浅冷装置（二期）环境影响报告表》，2020 年 10 月 29 日克拉玛依市生态环境局批复（克环函[2020]171 号），2021 年 10 月 22 日克拉玛依市富城天然气有限责任公司对该项目进行了自主验收。

##### （2）处理工艺

浅冷：转油站来气→增压→脱水→再增压→节流/外冷脱烃→计量外输。

转油站来伴生气（20-25℃，0.2MPa）经螺杆压缩机增压至 2MPa 后进分子筛脱水，脱水后的天然气进入往复式压缩机压缩至 4.0MPa，空冷器冷却，在经过换热器预冷，将气体温度降至（-10~5℃）后进入外冷装置进一步冷却至-35℃，冷却的低温气体进入低温分离器进行气液分离。分离出的气体返回到换热器升温后，通过调压后进外输管网。从低温分离器分离出来的轻烃通过节流阀节流至 2MPa 后进入脱乙烷塔顶部进行轻烃回收。脱乙烷塔塔顶富气返输至螺杆压缩机进口。回收后的轻烃经过换热器与脱乙烷塔塔顶气体进行换热，再进入空冷器进一步降温，降温后的轻烃输送至混烃储罐进行储存，再经液烃泵进入罐车外运。

中冷：转油站来伴生气（20-25℃，0.2MPa）经螺杆压缩机增压至 1.6MPa 后通过分子筛脱水，脱水后的天然气进入冷箱换热，温度降低至-75℃后进入低温分离器。从低温分离器中分离出的气相进入重吸收塔，与经过冷箱换热降温后的脱乙烷塔顶富气逆流接触，脱除富气中易液化组分。从重吸收塔塔顶出来的不凝气进入冷箱换热升温后（25℃），通过外输压缩机增压至 4.0MPa，计量外输进天然气管网。低温分离器中分离出的液相经过冷箱换热升温至 25℃，与重吸收塔塔底的-85℃凝液进入脱乙烷塔逆流接触精馏。脱乙烷塔塔顶富气经过冷箱降温进入重吸收塔，塔底液相经过重沸后升温至 58℃进入脱丁烷塔。凝液通过脱丁烷塔重沸器进一步加热，塔顶分离出的气相冷却液化后进液化气储罐，塔底凝液冷却后进稳定轻烃储罐。液烃产品通过泵装入罐车外运。

#### 4.5.3.3 玛 2 天然气处理站

##### （1）基本情况

玛 2 天然气处理站邻近玛 2 转油站，由克拉玛依市富城天然气有限责任公司建设，2019 年 12 月，核工业二〇三研究所编制了《玛 2 井区天然气回收工程环境影响报告表》，2020 年 4 月 17 日塔城地区生态环境局批复（塔地环字[2020]43 号），该项目于 2020 年 5 月开工，2021 年 6 月 20 日完工，建设 1 座  $3 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$  天然气回收装置。2021 年 10 月 22 日克拉玛依市富城天然气有限责任公司对该项目进行了自主验收。

##### （2）工艺流程

伴生气处理采用脱硫+增压+分子筛+丙烷外冷的脱水脱烃工艺。伴生气 0.2MPa 来气经分离器后进入脱硫撬脱硫，脱硫后进入压缩机增压至 1.8MPa，然后进入分子筛脱水撬脱水，脱水后通过外冷脱烃撬进行脱烃，脱烃后的干气进入外输压缩机增

压至 20MPa，使用 CNG 槽车装车外运，分离出的混烃进入混烃罐储存，定期由专用罐车外运。干气作为天然气发电机的燃料气。工艺流程见图 4.5-12。

#### 4.5.3.4 玛 18 天然气处理站

##### (1) 基本情况

玛 18 天然气处理站邻近玛 18 转油站，由克拉玛依市富城天然气有限责任公司建设，2016 年 4 月，河北冀都环保科技有限公司编制了《16#天然气处理撬装装置环境影响报告表》，2016 年 8 月 11 日取得原塔城地区环保局批复（塔地环字[2016]85 号），2017 年 12 月 16 日克拉玛依市富城天然气有限责任公司对该项目进行了自主验收。

2020 年 6 月，核工业二〇三研究所编制了《玛 18 新增  $20 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$  浅冷装置项目环境影响报告表》，2020 年 9 月 9 日塔城地区生态环境局批复（塔地环字[2020]108 号），2021 年 8 月 18 日克拉玛依市富城天然气有限责任公司对该项目进行了自主验收。

##### (2) 工艺流程

###### ——浅冷

玛 18 转油站来伴生气（ $25 \sim 30^\circ\text{C}$ ， $0.15 \sim 0.2 \text{MPa}$ ）经进站分离器进行气液分离，分离后的伴生气经原料气压缩机增压至  $4.5 \text{MPa}$ ，经出口空冷器冷却至  $50^\circ\text{C}$  的天然气，经预冷脱水撬预冷至  $20^\circ\text{C}$ ，天然气脱除大部分饱和水后，再去分子筛脱水撬进行深度脱水。脱水后的干气去低温脱烃装置，先经绕管换热器预冷至  $0^\circ\text{C}$ ，再去制冷机组冷却至  $-25^\circ\text{C}$ ，出外冷的天然气经过低温分离器进行气液分离。分离后的气相去绕管换热器复热，经外输计量撬计量后外输。

低温分离器分离出的混烃凝液经过节流后进入脱乙烷塔顶部进行混烃回收。回收的混烃经过换热器与脱乙烷塔塔顶气体进行换热，降温后的混烃输送至带压混烃储罐进行储存，经液烃泵进入用户罐车外运，升温后的塔顶气体与分子筛后端预留的干气汇合后，作为燃料气供第三方发电使用。工艺流程见图 4.5-13。

###### ——中冷

玛 18 井区来的低压气（ $0.1 \sim 0.25 \text{MPa}$ ），经分离器分离出水后，经增压压缩机增压，依次进入中压分离器、分子筛脱水撬。

分离出的天然气进入分子筛脱水撬，进行深度脱水，天然气控制露点温度为常压下  $-60^\circ\text{C}$ ，再进入换热器进行预冷，将温度降至  $5^\circ\text{C}$ ，经节流阀节流至  $5.0 \sim 6.0 \text{MPa}$

后，再经冷装置进一步降温至 $-35^{\circ}\text{C}$ 后，进入低温分离器进行气液分离。分离出的天然气返回到换热器升温后，送入往复压缩机增压至 $25\text{MPa}$ ，再通过加气柱装车外运。

从低温分离器分离的液态混烃经节流至 $2\text{MPa}$ 后，进入脱乙烷塔进行轻烃回收。回收后的轻烃经换热器与脱乙烷塔塔顶气体进行换热，进入空冷器进一步降温，再输送至轻烃储罐进行储存，经液烃泵进入罐车外运。脱乙烷塔塔顶乙烷气体（干气）进入储罐作为燃气增压压缩机的燃料气之一。工艺流程见图 4.5-14。

#### 4.5.3.5 艾湖 2 天然气处理站

##### （1）基本情况

艾湖 2 天然气处理站与艾湖 2 转油站同建，详见报告 4.5.1.4 艾湖转油站章节基本情况介绍：

2018 年，中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司编制了《艾湖油田艾湖 2 井区三叠系百口泉组油藏 2018 年水平井开发建设工程环境影响报告书》，2018 年 10 月 8 日，原新疆维吾尔自治区环保厅批复（新环函[2018]1446 号）。2019 年 10 月 22 日完成该项目第一批自主验收；2020 年 12 月 21 日完成该项目第二批自主验收。

艾湖 2 转油站与艾湖 2 天然气处理站于 2020 年 7 月建成试运行，包含于该项目第二次验收中。

2021 年 2 月，中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司编制了《2021 年艾湖 2 转油站扩建工程环境影响报告表》，2021 年 3 月 16 日原克拉玛依市生态环境局批复（克环函[2021]24 号），艾湖 2 转油站于 2021 年 4 月 14 日开工建设，2022 年 7 月 1 日完工，正在进行竣工环保验收工作。

##### （2）工艺流程

分离出的伴生气进入伴生气浅冷装置进行处理，首先经进站分离器进行气液分离，分离后的凝析油泵输至艾湖 2 转油站进站管汇撬，伴生气经原料气压缩机增压至 $4.2\sim 4.5\text{MPa}$ ，经出口空冷器冷却至 $50^{\circ}\text{C}$ 后的天然气，经注醇后进入气—气换热器换热至 $15\sim 20^{\circ}\text{C}$ ，并控制水露点在 $-20^{\circ}\text{C}$ 左右后进入丙烷外制冷系统，出外冷的天然气经过低温分离器进行气液分离。分离后的的气相经气气换热器复热，经外输计量撬计量后外输，液相即为混烃，进混烃储罐，定期采用罐车外运。工艺流程见图 4.5-15。

#### 4.5.4 乌尔禾区生活垃圾填埋场

施工人员不在施工现场设置施工营地，施工人员在百口泉采油厂建设有生活基地，施工期生活垃圾集中收集，最终拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处理。

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，卫生填埋场占地面积 11.31ha，填埋场设计总库容为 77 万 m<sup>3</sup>。服务年限为 2018 年至 2030 年。近期（2023 年）生活垃圾日清运处置 87t，累计处理量 23.56 万 t；远期（2030 年）生活垃圾日清运处置 98t，累计处理量 47.64 万 t。克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾处理工程于 2016 年 7 月通过原克拉玛依市环境保护局审批，文号：克环保函评价[2016]376 号。2017 年 11 月完成近期和管理区主体工程建设，2019 年 6 月通过克拉玛依市生态环境局竣工环保验收，文号为“克环函[2019]115 号”。

本项目施工期生活垃圾量 3.6t，克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾填埋场现正常运行，可以满足本工程生活垃圾处理的需求。

#### 4.5.5 乌尔禾区生活污水处理厂

施工人员不在施工现场设置施工营地，施工人员在在百口泉采油厂建设由生活基地，生活污水依托生活基地内既有设施，最终由乌尔禾区生活污水处理厂处理。

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 年建成投运，规划污水处理能力近期 0.6 万立方米/日，远期 1.2 万立方米/日，处理后水质达国家一级 B 标准。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）。2018 年实施了污水处理厂提标改造工程，2018 年 3 月 24 日通过原克拉玛依市乌尔禾区环境保护局审批（克乌环函[2018]17 号）。2019 年，该厂提标改造项目调试运行稳定，2019 年 6 月完成自主竣工环境保护验收。乌尔禾污水厂占地 25600m<sup>2</sup>，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 6000m<sup>3</sup>/d，预留远期 6000m<sup>3</sup>/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 标准后用于下游荒漠绿化。目前实际处理量为 4000m<sup>3</sup>/d，富余处理量为 2000m<sup>3</sup>/d。

本项目施工期产生的生活污水最大量为  $1.6\text{m}^3/\text{d}$ ，生活污水处理负荷占比较小，污水处理厂的处理余量能够满足本工程处理需求。

#### 4.5.6 危险废物贮存

本项目含油污泥、落地油由专用运输车辆拉运至百联站含油污泥临时存放点暂存。百联站含油污泥临时存放点于 2014 年取得环评批复，文号：克乌环表[2014]3 号，2016 年通过竣工环保验收，文号为：克乌环验[2016]05 号。该存放点尺寸为  $25\text{m}\times 14\text{m}$ ，含油污泥在存放点暂存后由克拉玛依顺通环保科技有限公司拉运、处置，每月拉运两次。本工程产生含油污泥  $341.53\text{t}/\text{a}$ ，落地油的产生量约为  $3.2\text{t}/\text{a}$ ，依托该存放点可行。设备维修、井下作业等过程中产生的废润滑油、废防渗膜采用专用罐车拉运至百联站西侧危险废物贮存点贮存，最终由克拉玛依顺通环保科技有限公司拉运、处置。

#### 4.5.7 克拉玛依顺通环保科技有限公司

本工程产生的危险废物定期交由克拉玛依顺通环保科技有限公司进行处理。克拉玛依顺通环保科技有限公司成立于 2016 年，位于克拉玛依市乌尔禾区风城油田 32 井西以西，危废经营许可证编号 6502040039，有效期限 2019 年 8 月至 2024 年 8 月。废物处理类别包括：HW08 废矿物油与含矿物油废物；含油废液，废矿物油，废防渗膜。处置规模为 188 万吨/年（其中 HW08 类 181 万吨/年；含油污泥 52 万吨/年、干化油泥 98 万吨/年、含油废液 24 万吨/年、废矿物油 7 万吨/年；废防渗膜 7 万吨/年）。

本项目运营期产生的危险废物为油泥（砂）、废润滑油、废防渗膜，产生量为  $354.33\text{t}/\text{a}$ ，根据了解，克拉玛依顺通环保科技有限公司 2022 年 HW08 废矿物油与含矿物油废物处理量为 35 万吨，2023 年根据危险废物接收情况预计处理量在 45 万吨左右，处理量富余，可满足本项目处置需求。

## 4.6 工程分析

### 4.6.1 工艺流程

#### 4.6.1.1 施工期工艺流程

##### 1、施工方式及施工工序

本项目施工期为地面工程建设，主要包括集输管线敷设、井场设备安装、道路建设。

本次部署的32口采油井均为评价井转产能井，井场站地面已平整，且除玛26井、玛115\_H井外其余井场已在试油期安装井场设备，仅需对井场配电箱进行更换，因此本次井场施工工程量较小，环境影响较小。项目施工期对环境的影响主要是集输管线敷设及道路建设对环境的影响。

##### ——管线敷设

###### (1) 施工工艺

本项目共建设集输管道58.624km，其中百34井建设的3.98km为集输支线，其余54.644km均为单井出油管线。管道均采用埋地保温敷设，单井管线管底标高-1.7m，集油支线管底标高-1.9m。根据工程方案，本次拟建集输管线大开挖穿越砂石道路4处，顶管穿越沥青道路1处。单井集输管线施工作业带宽度为8m，集输支线施工作业带宽度为10m。管线施工工艺流程及产污环节见图4.6-1。

###### (2) 施工时序

###### ①施工放线、场地清理

管道施工初期，首先要对施工作业带进行清理和平整，根据施工图坐标点施工放线，并撒白灰线作为施工作业带边界，最后清理施工现场，以便施工人员、车辆、管材等进入施工场地。单井集输管线施工作业带宽度为8m，集输支线施工作业带宽度为10m。

###### ②管沟开挖

管沟开挖采用以机械开挖为主、人工为辅的管沟开挖方式。施工前应按照设计图纸要求及各个区域的地质情况向施工人员做好管沟断面开挖要求（开挖深度及边坡比）、堆土位置及技术要求等交底工作。管沟开挖过程中，应经常检查管沟开挖尺寸，确保管沟成型质量。管沟开挖应分层开挖、分层堆放，分层回填。管沟成型

后，应进行检查。单井管线管底标高-1.7m，集油支线管底标高-1.9m。

### ③管道运输、布管

管道装卸运输时应采取保护措施，防止对防腐层损坏，管道运输至现场后应用专用吊具小心吊放，按指定位置卸管，管道运输和布管在管沟堆土的另一侧进行，布管过程中不允许地面托拉。施工单位检查验收，合格后方可使用。

### ④焊接、防腐、补口、补伤

管道焊接前，施工单位应进行焊接性能试验，管道焊接施焊人员持有特种作业资格证书并持证上岗。管道焊接检查坡口，清除坡口表面及其两侧至少 20mm 范围内的铁锈、水分和灰尘，焊缝表面整齐均匀无裂纹、未熔合、气孔、夹渣、凹陷及其他缺陷。

埋地钢管防腐层采用熔结环氧粉末一次成膜结构，防腐层厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ ；钢管和热塑性塑料内衬玻璃钢复合管的保温层采用聚氨酯泡沫塑料，厚度 $\geq 30\text{mm}$ ，保温管轴向偏心量 $\pm 3\text{mm}$ ；防护层采用聚乙烯专用料，厚度 $\geq 1.4\text{mm}$ 。采用“一步法”成型工艺。柔性复合管保温层及防护层由管道厂家自带。

防腐层有漏点、机械损伤等缺陷时应进行补伤，补伤时，应先对漏点或损伤进行清理，并将其周围 50mm 范围内搭接处的防腐层用粗砂纸打磨粗糙，然后采用刷涂或刮涂进行修补；对破损处已裸露的钢表面应进行人工除锈处理，等级达到 ST3 级，补涂涂层实干后应再次进行漏点检查并合格。

### ⑤管道敷设

全部采用埋地敷设，单井管线管埋深 1.7m，集油支线埋深 1.9m。本次拟建集输管线大开挖穿越砂石道路 4 处，顶管穿越沥青道路 1 处。

管道下沟前应将沟内平整清理干净，管道下沟起吊必须用专用吊具，吊管间距不大于 17m，起吊高度 1m，起吊点距管道环向焊缝距离不小于 2m，轻放至管沟内，严防损伤管道及其防腐层。

### ⑥清管、试压、覆土

清管在进行试压前必须采用清管器进行清管，并不应少于四次。清管应确保将管道内的污物清理干净。

管道应采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，进行强度和严密性试压，其力值、允许降稳时间应满足相规范要求，对于不合格的管段查出原因及时泄压修补后重新试直至满足要求。

回填前，应先检查管槽底部是否平整，管道在槽底是否有悬空的现象，管道下面的回填土是否夯实，管槽中的砖、石、木块等杂物是否清除干净，管道间距是否符合设计要求。即回填前，应检查管槽和管道的施工质量，不符合要求者不得回填；回填时应先用人工回填软土将管道的两侧填实，保证管顶以上软土厚度大于 300mm，切不可有尖角石块、大土块、冻土块，然后再用机械设备沿槽壁缓慢回填；管沟回填后按规范修整管堤。

#### ⑦试运投产

试运投产应符合有关管道规范，试运投产由建设单位组织计、施工生产管理等部门组成试投机构，按照有关规定进行验收。

##### ——井场、阀室建设

本项目部署采油井32口，均为评价井转产能井，其中30口井已在试油期安装井场设备，本次仅需对其井场配电箱进行更换。本次主要进行玛26井、玛115\_H井井场建设。本次建设阀室3座：在玛26井西南侧6km处建有一座有预留空头的阀池（28#）；在9568井、9262井附近建设阀池1座。井场及阀室设备均为成品外购，用施工车辆运至指定位置安装调试即可。

##### ——道路建设

玛26井新建井场距玛18转油站约8.6km，无巡检道路，本次拟新建1.5km巡检道路，道路起点为玛26井，终点为已建玛18-夏子街道路。

#### ①路基、路面

巡检道路按照四级道路的技术标准进行建设，路基宽4.5m，路面宽3.5m，路面两侧设置土路肩2×0.50m，路拱坡度1.5%，路基边坡坡度1: 1.5。路基平均填土高度0.3m，路基土方为2602m<sup>3</sup>；自然地表平均清表宽度6.5m，清表深度按0.2m计，清表面积9873.6m<sup>2</sup>，清表回填天然砂砾1974.7m<sup>3</sup>。

路面铺筑采用路基全幅满宽铺筑的型式，路面结构层为厚25cm天然砂砾路面。路面铺筑面积6873.6m<sup>2</sup>。

#### ②错车道

道路每隔300m，设置一处错车道，本次共设置5处错车道。

#### ③桥涵工程

全线共设置1-1.0m圆管涵2道。平均每道涵长9.0m。

天然砂砾和路基用料从龙达料场，平均运距50km；面层用碎石从克拉玛依后山

料场拉运，平均运距140km；水泥从克拉玛依购买，平均运距120km；沥青从克拉玛依拉运，平均运距120km；弃方拉运至乌尔禾区废料厂，运距20km。

本次地面工程建设不修建原料堆场，本项目地面工程主要为井口、阀室设备安装、配套管线敷设、道路建设。井口及阀室设备堆放至井场及阀室临时占地范围内，管线敷设采用一字法作业，管材堆放至管沟一侧。

本次地面工程施工过程产污环节示意图见图4.6-2。

## 2、地面工程建设周期

根据本项目建设内容，本次地面工程建设周期为 6 个月。

### 4.6.1.2 运营期工艺流程

#### (1) 井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般井下作业包括射孔、压裂、下泵、试油、洗井等一些列工序。井下作业流程见图 4.6-3。

#### (2) 采油

采油就是借助油层自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠油层自身压力进行采油的方法称为自喷采油法，而需要抽油泵等方法进行采油的则叫机械采油法。本项目采用机械采油方式。

#### (3) 原油集输

本次新部署32口采油井，并对已投产的31口产能井进行密闭集输改造。玛115\_H井因井口工艺无法满足集输要求，采用单罐拉油方式，其余新部署的31口采油井及密闭改造的31口产能井均采用密闭集输工艺就近接入附近计量站后集输至各井区内已建转油站，在转油站进行气液分离，分离除的采出液增压后由管线输至百联站处理，分离除的伴生气由管线输至第三方公司在相应转油站附近建设的天然气处理站处理。

##### ①密闭集输工艺

百口泉老区采用二级布站集输方式，其余各井区采用三级布站集输方式。密闭集输流程见图4.6-4。

##### ②单罐拉油工艺

根据《玛101井区玛115\_H评价井转产能井地面工程意见》方案，当玛115\_H井单井集输管线为DN50、DN65、DN80时，近五年井口回压、温度不满足管线集输要求；当玛115\_H井单井集输管线为DN100时，井口回压、温度仅2023年满足管线集输

要求，因此该井采用单罐拉油工艺。详见图4.6-5。

#### 4.6.1.3 闭井期工艺流程

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。闭井期主要进行油井封堵、拆除井站场设施、场地平整及植被恢复。闭井期污染源主要为施工扬尘、清管废水、车辆噪声及施工固废。闭井期工艺流程见图4.6-7。

### 4.6.2 污染源分析

#### 4.6.2.1 施工期污染源分析

##### 1、生态环境

本项目部署采油井32口，新建阀池3座，集输管线58.624km，巡检道路1.5km，10kV架空线路4km。

本次部署的采油井仅为评价井转产能井，除玛26井、玛115\_H井需安装井场抽油机及建设井场储油罐外，其余30口井施工期井场建设主要为井场设备安装及配电箱更换，井场施工全部依托现有井场用地，不新增用地。本项目占地情况见表4.6-1。

表 4.6-1 本项目地面工程占地汇总表

分区	工程	单位	工程量	占地面积 (hm <sup>2</sup> )	占地性质 (hm <sup>2</sup> )		占地类型	备注
					永久	临时		
井场区	油井	座	2	1.73	0.57	1.16	裸土地、采矿用地、盐碱地、其他草地、灌木林地、盐碱地	其余 30 个井场依托现有井场用地，不新增
管线区	集输支线	km	3.98	3.98	0	3.98		施工作业带宽度 10m
	单井管线	km	54.644	43.72	0	43.72		施工作业带宽度 8m
阀池		座	3	0.0087	0.0012	0.0075		施工作业带宽度 3m
巡检道路		km	1.5	1.8	1.2	0.6		道路永久占地宽度为 8m；施工临时占地按 4m
输电	10kV 架空线路	km	4	1.263	0.063	1.2	作业带宽度约为 3m	
合计				52.5017	1.8342	50.6675	/	/

本项目的占地包括永久占地和临时占地，总占地约52.50hm<sup>2</sup>，永久占地面积约1.83hm<sup>2</sup>，临时占地面积约50.67hm<sup>2</sup>。占地类型主要为裸土地、采矿用地、盐碱地、其他草地、灌木林地、盐碱地。其中裸土地23.77hm<sup>2</sup>、采矿用地11.36hm<sup>2</sup>、盐碱地2.92hm<sup>2</sup>、其他草地11.17hm<sup>2</sup>、灌木林地3.28hm<sup>2</sup>。

## 2、废气

施工废气主要为施工扬尘，施工车辆尾气，以及管道焊接废气、防腐废气。

### (1) 施工扬尘

施工扬尘主要来自施工场地的清理、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。施工扬尘产生量与施工作业方式、施工现场条件、管理水平、机械化程度以及气象条件等诸多因素有关。

油区基本为土路，道路仅经过简单铲平、压实，路面土质较松软，车辆在行驶过程中起尘量较大，根据运输扬尘计算公式可粗略计算出单台汽车运行的起尘量，根据计算公式可以看出，起尘量主要与车速、路面状况和车辆载重有关。

$$Q_p = 0.123 \left(\frac{v}{5}\right) \times \left(\frac{M}{6.8}\right)^{0.85} \times \left(\frac{P}{0.5}\right)^{0.72}$$

式中： $Q_p$  — 交通运输起尘量， $\text{kg}/\text{km}\cdot\text{辆}$

$v$  — 车辆行驶速度， $\text{km}/\text{h}$ （取 20）；

$P$  — 路面状况，以每平方米路面灰尘覆盖率来表示， $\text{kg}/\text{m}^2$ （取 0.8）；

$M$  — 车辆载重， $\text{t}/\text{辆}$ （取 20）；

将参数代入公式计算出项目所在区域车辆扬尘量为  $1.72\text{kg}/\text{km}\cdot\text{辆}$ 。

### (2) 施工车辆尾气

工程施工期间建筑材料及管线设备等的运输需要大量车辆，汽车尾气将在一定时段内对沿途的环境空气造成影响。根据类比调查，单台运输车辆日均耗油量约为  $11.52\text{kg}$ （其中：70%为柴油、30%为汽油），日均排放烃类物质约  $0.025\text{kg}$ 、 $\text{NO}_x$  为  $0.034\text{kg}$ 。初步估算本项目施工期各类运输车辆约 20 辆，预计每天排放烃类物质总计为  $0.5\text{kg}/\text{d}$ 、 $\text{NO}_x$  为  $0.68\text{kg}/\text{d}$ 。

### (3) 管道焊接废气

管道焊接废气是一种十分复杂的物质，主要成分为  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ 、 $\text{MnO}_2$  以及有害气体  $\text{CO}$ 、 $\text{NO}_x$  和  $\text{O}_3$ ，由于有毒有害气体产生量不大，且气体成分复杂，较难对各个组分进行定量，本次环评选取焊接烟尘作为主要污染物进行量化分析。根据论文《不同焊接工艺的焊接烟气污染特征》，焊接时发尘量可按  $100\text{-}200\text{mg}/\text{min}$  计算，本项目管道工程建设时焊接过程发尘量按  $150\text{mg}/\text{min}$  进行核算，本项目管线工程施工量较小，每天管道焊接时间按 3h 核算，本项目地面工程施工期为 6 个月，则本项目管道焊接废气产生量为  $0.005\text{t}$ 。

#### (4) 管道防腐废气

本项目埋地钢管防腐层采用熔结环氧粉末一次成膜结构，喷涂和涂敷防腐材料时将产生少量防腐废气，其污染因子可按照非甲烷总烃分析，污染物的产生量按 0.2kg/t 原料计算，防腐原料用量按 35t 核算，则本项目防腐废气产生量约为 0.007t。

### 3、废水

施工期废水主要为管道试压水及施工人员生活废水。

#### (1) 管道试压水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本工程管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质。本项目新建管线合计 58.624km，产生的试压废水按照每千米 2.5m<sup>3</sup> 计算，则本项目管道试压废水量约为 146.56m<sup>3</sup>。管道分段试压，试压水由管线排由罐收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于场地四周洒水抑尘。

#### (2) 生活污水

施工队在百口泉采油厂建设有生活基地，施工期施工人员生活污水依托生活基地内既有设施，最终进入乌尔禾区生活污水处理厂处理。地面施工人数约为 40 人，施工期约为 180 天，按每人每天用水量 50L 计算，则施工期生活污水用量为 360m<sup>3</sup>。生活污水排放量按用水量的 80% 计算，即 288m<sup>3</sup>（1.6m<sup>3</sup>/d）。

### 4、噪声

地面工程建设施工中使用的机械、设备和运输车辆主要有：挖掘机、推土机、轮式装载机、电焊机、吊管机等。以上各种施工机械及运输车辆的噪声情况参见表 4.6-2。

表 4.6-2 拟建项目建设期主要噪声设备表

序号	机械、车辆类型	噪声值(dB(A))
1	挖掘机	92
2	推土机	90
3	电焊机	100
4	轮式装载机	90
5	吊管机	95

### 5、固体废物

施工期固体废物主要为施工人员生活垃圾、施工废料、施工土方及管道清管废渣。

#### (1) 生活垃圾

施工期施工人数约为 40 人，施工期约为 180 天，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg，

施工期产生生活垃圾为3.6t，由施工单位清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处理。

(2) 施工废料

施工过程中会产生少量的管材废边角料、废包装物、废保温材料等施工废料，施工废料产生量约为0.38t，集中收集后送至乌尔禾区建筑垃圾填埋场填埋处理。

(3) 土石方

根据本项目建设内容，本项目挖方量约27.64万m<sup>3</sup>，外界土石方量（砂石料）0.8万m<sup>3</sup>，填方总量为28.44万m<sup>3</sup>，无废弃土方。管线敷设完工后，土方回填至管沟，将剩余的土方量回填在管廊上，并实施压实平整水土保持措施。项目土方平衡详见表4.6-3。

表 4.6-3 施工期土方平衡表 单位：万 m<sup>3</sup>

序号	分区或分段	开挖	回填	调入		调出		外借		弃方	
				数量	来源	数量	去向	数量	来源	数量	去向
①	表土剥离	8.0	0	0	/	8.0	②	0	/	0	/
②	场地平整	0	8.0	8.0	①	0	/	0	/	0	/
③	管线	12.05	12.05	0	/	0	/	0	/	0	/
④	道路	7.59	8.39	0.8	外运	0	/	0.8	料场	0	/
合计		27.64	28.44	8.8	0	8.0	/	0.8	/	0	/

(4) 管道清管废渣

管道工程分段试压前应采用清管器进行清管，并不应少于两次。清管应确保将管道内的污物清理干净。清管扫线应设临时清管器收发设施和放空口。在管子进行清理前，管道内壁会有氧化皮集结，内壁上还会有腐蚀，需要将管道中所有干的氧化皮和杂质完全清除。首先用双向清管器，初步清除固体物和管屑，再用钢丝刷清管器，完全清除所有氧化皮和杂质。根据类比同类工程，本项目管道清管废渣产生量约为0.56t。集中收集后拉运至乌尔禾区建筑垃圾填埋场填埋处理。

综上，本项目施工期污染物排放情况汇总见表4.6-4。

表 4.6-4 本工程施工期污染物排放情况汇总表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
废气	地面工程	施工扬尘	TSP	1.72kg/km·辆	洒水降尘，限制车速
		车辆尾气	烃类	0.5kg/d	低速行驶
			NO <sub>x</sub>	0.68kg/d	
	管道工程	焊接废气	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> 、MnO <sub>2</sub> 、CO、NO <sub>x</sub> 、O <sub>3</sub>	0.005t	无组织挥发
防腐废气		非甲烷总烃	0.007t	无组织挥发	

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
废水	管线	管道试压废水	SS	146.56m <sup>3</sup>	试压期间循环使用，试压结束后，试压废水可用作场地降尘用水
	地面工程	生活污水	COD、BOD <sub>5</sub> 、氨氮	288m <sup>3</sup>	施工队建设有生活营地，依托生活营地内既有设施，最终由乌尔禾区生活污水处理厂处理。
固体废物	地面工程	生活垃圾		3.6t	由施工单位清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处理。
		施工废料	废边角料、废包装物、废防腐材料	0.38t	集中收集后拉运至乌尔禾区建筑垃圾填埋场填埋处理。
		清管废渣		0.56t	
		弃方		0	/
噪声	地面工程	施工机械、运输车辆		90~100dB(A)	加强施工管理

#### 4.6.2.2 运营期污染源分析

##### 1、生态环境

项目运营期对生态环境的影响较小。运营期采取以下生态保护及补偿措施：

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

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

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

##### 2、废气

运营期废气主要为油气集输过程中产生的无组织挥发性有机物、单井集中拉油处储罐呼吸无组织烃类废气以及非正常工况火炬燃烧废气。

###### (1) 油气集输烃类挥发

原油集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚等）、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等，对本项目而言，VOCs主要为NMHC。产生点主要集中在井口、管线

设备接口、法兰、阀门处。

油气集输过程中的阀门、法兰等部件产生的无组织挥发废气参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中设备与管线组件密封点泄漏的公式进行核算，本次评价考虑最不利环境影响，挥发性有机物及总有机碳平均质量分数均取最大值。设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量核算公式如下：

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

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

$\alpha$ ——设备与管线组件密封点的泄漏比例，取0.003；

$n$ ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数，可参考附录B.3进行统计；

$e_{\text{TOC},i}$ ——密封点*i*的总有机碳排放速率（泄漏浓度大于10000 $\mu\text{mol/mol}$ ），kg/h，

取值参见表4.6-5；

$WF_{\text{VOCs},i}$ ——流经密封点*i*的物料中挥发性有机物的设计平均质量分数，%（取最大值100%）；

$WF_{\text{TOC},i}$ ——流经密封点*i*的物料中总有机碳的设计平均质量分数，%（取最大值100%）；

$t_i$ ——核算时段内密封点*i*的运行时间，h（按300d，7200h计）。

根据上述公式，计算运营期单井井场油气集输过程中的无组织挥发性非甲烷总烃产生量见表4.6-5。

**表4.6-5 单井井场密封点泄露排放速率取值及废气产生量一览表**

名称	设备类型	排放系数 (kg/h/源)	设备数量 (个/台)	污染物产生量 (kg/a)
单井井场	阀门	0.064	5	6.912
	法兰	0.085	10	18.36
	连接件	0.028	20	12.096
合计				37.368

经核算，单井井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放量为37.368kg/a，排放速率为0.00519kg/h。各井区油气集输无组织非甲烷总烃排放情况见表4.6-6。

**表4.6-6 各井区油气集输无组织非甲烷总烃挥发量**

井区	部署井数 (座)	排放量 (kg/a)	排放速率 (kg/h)
百口泉老区	7	261.576	0.0363
检188井区	4	149.472	0.0208
玛131井区	6	224.208	0.0311
玛2井区	4	149.472	0.0208
玛18井区	6	224.208	0.0311

艾湖2井区	4	149.472	0.0208
玛101井区	1	37.368	0.00519
合计	32	1195.776	0.1661

根据表4.6-6，本次新部署32座采油井，油气集输过程中非甲烷总烃排放量为1195.776kg/a，排放速率为0.1661kg/h。

## (2) 拉油储罐呼吸无组织烃类

本次部署的玛115\_H井因井口工艺无法满足集输需求，因此采用单罐拉油集输方式，井场配备60m<sup>3</sup>原油储罐2座。在单井集中拉油运营过程中原油储罐会有非甲烷总烃的无组织排放，这些烃类气体主要成分为C<sub>1</sub>-C<sub>4</sub>的烃类物质。烃类气体主要产生于原油存储、转运过程。原油存储于储油罐内，由于罐内气体空间温度差异，引起可挥发烃类气体经呼吸阀排出，被称为“小呼吸”；储罐内在收发油品时，由于油气空间容积的变化，导致油气呼出或外界空气的吸入，也会造成烃类挥发，被称为“大呼吸”。单井拉油原油储罐设计参数见表4.6-7。

表4.6-7 单井拉油原油储罐设计参数表

储罐名称	数量	周转周期	设计温度	介质	设备类型	储罐直径	罐壁高度	介质密度
60m <sup>3</sup> 原油储罐	2	27.2h	≥55℃	原油	固定顶罐	5.0m	3.0m	825kg/m <sup>3</sup>

烃类气体排放量根据美国石油学会推荐的计算油罐储存损耗的公式对拟建油罐非甲烷总烃气体挥发进行理论计算。

### ①小呼吸产生计算

小呼吸排放是油罐在没有收发油作业的情况下，随着外界气温、压力在一天内的升降周期变化，罐内气体空间温度、油品蒸发速度、油气浓度和蒸汽压力也随之变化。这种变化引起蒸汽的膨胀和收缩而产生的蒸汽排出，它出现在罐内液面无任何变化的情况，是非人为干扰的自然排放方式。

$$L_B = 0.91 \times M \left( \frac{P}{100910 - P} \right)^{0.68} \times D^{1.73} \times H^{0.51} \times \Delta T^{0.45} \times FP \times C \times K_C$$

式中：

LB—固定顶罐的小呼吸排放量（kg/a）；

M—储罐内蒸汽的分子量；（美国石油学会推荐64）

P—在大量液体状态下，真实的蒸汽压力（Pa）；按饱和压力计，12290.8Pa；

D—罐的直径；

H—平均蒸汽空间高度（m）；H=0.1m；

$\Delta T$ —一天之内的平均温度差 ( $^{\circ}\text{C}$ )；  $T=10^{\circ}\text{C}$ ；

$FP$ —涂层因子 (无量纲)；  $FP=1.25$ ；

$C$ —用于小直径罐的调节因子 (无量纲)； 罐径大于9m的 $C=1$ ； 直径在0~9m的罐体， $C=1-0.0123(D-9)^2$ ，计算得 $C$ 取值为0.8；

$KC$ —产品因子 (石油原油 $KC=0.65$ ，其它的有机液体取1.0)。

计算结果：单座60m<sup>3</sup>拉油储罐“小呼吸”产生量为0.14t/a，则2座拉油储罐“小呼吸”产生量为0.28t/a。

### ②大呼吸产生计算

油罐进油时，由于油面逐渐升高，气体空间逐渐减小，罐内压力增大，当压力超过呼吸阀控制压力时，一定浓度的油蒸气开始从呼吸阀呼出，直到油罐停止收油，所呼出的油蒸气造成油品蒸发的损失。油罐向外发油时，由于油面不断降低，气体空间逐渐增加，罐内压力减小，当压力小于呼吸阀控制真空度时，油罐开始吸入新鲜空气，由于油面上方空间油气没有达到饱和，促使油品蒸发加速，使其重新达到饱和，罐内压力再次上升，造成部分油蒸气从呼吸阀呼出。可由下式估算固定顶罐的大呼吸排放：

$$L_w=4.188\times 10^{-7}\times M\times P\times K_N\times K_C$$

式中：

$L_w$ —固定顶罐的工作损失 ( $\text{Kg}/\text{m}^3$ )；

$K_N$ —周转因子 (无量纲)，取值按年周转次数 ( $K$ ) 确定 $K\leq 36$ ， $K_N=1$ ； $36<K\leq 220$ ， $K_N=11.46\times K^{-0.7026}$ ； $K>220$ ， $K_N=0.26$ ；本项目 $K_N$ 取值0.42。

计算结果：单座60m<sup>3</sup>拉油储罐“大呼吸”产生量为0.09t/a，则2座拉油储罐“小呼吸”产生量为0.18t/a。

### (3) 拉油处非正常工况下放散管燃烧废气

玛115\_H井井场配备带点火装置放散管1根，正常停车完全在人为控制之下，按操作程序分步停车。不会造成某工序有大量物料冗余、泄放，因此正常停车对环境影响不大。

事故性停车是指某工序的主要设备发生故障造成的停车。一旦某个工序出现故障，前面的各工序会自动闭锁，停止进料。这部分燃烧的原料气在短期内 (按30min计算) 会对周围环境造成一定影响。待故障排除后，产生的局部影响会自行消除。

根据《石化行业VOCs污染源排查工作指南》第136页的热值系数法计算放散管

的VOCs排放量，公式如下：

$$E_{\text{火炬}, i} = \sum_{n=1}^N (Q_n \times t_n \times LHV_n \times EF \times 10^{-3})$$

式中：

$E_{\text{火炬}, i}$ ——放散管*i*的VOCs排放量，t/a或t/次；

*n*——测量序数，第*n*次测量；

*N*——年测量次数或放散管每次工作时的测量次数，每星期1次；

$Q_n$ ——第*n*次测量时放散管气的体积流量， $m^3/h$ ，按 $10m^3/min$ ；

$t_n$ ——第*n*次测量时放散管的工作时间，*h*，非正常工作时间30min；

$LHN_n$ ——第*n*次测量时放散管气的低热值， $MJ/m^3$ ，参考《综合能耗计算通则》（GB/T 2589-2020）附录A中天然气低位发热量取最大值，即 $38.979MJ/m^3$ ；

*EF*——单位放散管气热值的VOCs排放系数， $kg/MJ$ ，见《石化行业VOCs污染源排查工作指南》附录五.4，该值为 $6.02 \times 10^{-5}kg/MJ$ ；

计算结果：单座放散管VOCs排放量0.031t/a。

综上，本项目挥发性有机物产生情况见表4.6-8。

表4.6-8 本项目挥发性有机物产生情况一览表

序号	名称	数量	挥发性有机物产生量 (t/a)	
1	采油井（油气集输）	32座	1.196	
2	60m <sup>3</sup> 原油储罐	2座	小呼吸	0.28
			大呼吸	0.18
3	放散管	1座	0.031	

### 3、废水

运营期不新增劳动定员，工作人员由百口泉采油厂内部调配，故不新增生活废水。运营期废水主要为井下作业废水及采出水。

#### (1) 井下作业废水

项目井下作业废水主要来源为采油井运营期修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。依据《1120石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册》中“1120石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产污系数及污染治理效率表”计算本项目井下作业废水量及污染物量，具体计算系数见表4.6-8。

表 4.6-8 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	洗井液	低渗透油	所有规	工业废水量	t/井次-产品	27.13	回收回注	0

业	(水)	井洗井作 业	模	化学需氧量	g/井次-产品	34679.3	回收回注	0
				石油类	g/井次-产品	6122.1	回收回注	0

本项目油藏为低渗储层，井下作业每2年1次，根据表4.6-8中计算井下作业废水产生量为868.16t、化学需氧量为1.11t、石油类为0.196t。

井下作业时铺膜带罐作业，井下作业废水由专用罐车拉运至百联站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层，不外排。

## (2) 采出水

油田开采过程中的采出水主要来源于蒸汽凝结水、油藏本身的底水和边水。采出水产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》-07石油与天然气开采行业系数手册进行核算，具体计算参数及产生量见表4.6-9。

表 4.6-9 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

井区	综合含水率%	产污系数		单位	本项目新增产能10 <sup>4</sup> t/a	本项产生量 t/a
百口泉老区	86.8	A/(1-A)	6.57	t/t产品	0.636	41785.2
检188井区	86.8		6.57		0.815	53545.5
玛131井区	67.1		2.04		0.197	4018.8
玛2井区	61.2		1.58		0.242	3823.6
玛18井区	52.6		1.11		0.402	4462.2
艾湖2井区	82.7		4.78		0.811	38765.8
玛101井区	77.8		3.50		0.66	23100
合计						169501.1

备注：说明：A为含水率

根据表4.6-9，本项目采出水量为169501.1t/a，由百联站污水处理系统进行处理，处理后水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油藏。

## 4、固体废物

本项目不新增劳动定员，无生活垃圾产生，运营期固废主要为油泥砂、落地原油、废润滑油、废防渗膜及废压裂液。根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)，油泥(砂)和废润滑油、落地原油均属于危险废物，集中收集后委托危废处置单位接收处置。危险废物处理处置情况见表4.6-11。

### (1) 油泥（砂）

油泥（砂）主要为处理站污水预处理系统或沉降油罐产生的沉淀物，是被原油

及其他有机物污染了的泥、砂、水的混合物，其危险废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物（071-001-08）。本工程运营后，原油及采出水依托百联站处理，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》-07石油与天然气开采行业系数手册中非稠油产污系数（90.76t/万t产品）进行核算。本项目新增产能 $3.763 \times 10^4$ t/a，故本项目油泥（砂）产生量为341.53t/a。本项目产生的油泥（砂）经建设单位集中收集后运送至联站含油污泥临时存放点暂存，定期由危废处置单位（克拉玛依顺通环保科技有限公司）回收处理。

### （2）落地原油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约0.10t/a计算，本项目新部署32口采油井，落地油总产生量约3.2t/a，其危险废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物（071-001-08）。落地油100%回收。最终交由危废处置单位回收处理。

### （3）废润滑油

本项目废润滑油主要是井下作业和采油过程中机械设备维修中产生的，每口井每次产生废润滑油约0.05t，本项目新部署采油井32口，每次产生废润滑油约1.6t，其危险废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物（900-2214-08），集中收集后交由危废处置单位回收处理。

### （4）废防渗膜

本项目进行井下作业时，作业场地下方铺设防渗膜，产生的落地油直接落在防渗膜上，目前油田使用的防渗膜均可重复利用，平均重复利用1-2年。单块防渗膜重约250kg（12m×12m），每口井作业用2块，则本项目32口井井下作业1次共产生废防渗膜约16.0t，单井井下作业频次为2年/次，则项目产生废弃防渗膜最大量约8t/a。作业过程中产生的含油废弃防渗膜属于危险废物，危废代码为HW08-900-249-08，作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗膜集中收集，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理。

### （3）废压裂液

本项目采油井采取加砂压裂，单井运营前实施压裂一次，压裂过程会产生压裂返排液，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中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，具体产污系数及产

生量见下表。

**表 4.6-10 本项目压裂返排液产生量一览表**

污染物名称	产污系数	产生量（32 口井合计）
压裂返排液	153.21t/井	8886.18t/次

根据《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（2021年12月21日实施），压裂返排液不属于表1石油开采过程中产生的主要危险废物。本项目运营期产生的压裂返排液均集中收集入罐，拉运至百联站压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复配，部分用于调剖。复配压裂液水质执行《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中的表1标准。

**表 4.6-11 本项目运营期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表**

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	产废规律	危废特性	污染防治措施
1	油泥(砂)	HW08	071-001-08	341.53	原油、污水处理	半固态	连续	T, I	集中收集至油区内设置的危废贮存点暂存，委托危废处置单位回收处置。
2	落地原油	HW08	071-001-08	3.2	阀门、法兰、井下作业	固态	间歇	T, I	
3	废润滑油	HW08	900-214-08	1.6t/次	井下作业、机械维修	半固态	间歇	T, I	
4	废防渗膜	HW08	900-249-08	8	修井	固态	间歇	T, I	

## 5、噪声

运营期噪声污染源主要为井场、井下作业噪声及巡检车辆行驶噪声。噪声排放情况见表4.6-12。

**表4.6-12 运营期噪声排放情况**

噪声源名称		数量(台)	声源 dB(A)	采取措施	降噪量 dB(A)	采取措施后噪声 dB(A)	排放规律
井场	井下作业	/	80-120	采用低噪声设备	/	80-120	偶发
	单井抽油机	1 机/平台	70	低噪声设备、基础减震	10	60	连续
交通噪声	巡检车辆	若干	60-90	低速行驶、减少鸣笛	/	/	间歇

综上所述，本项目运营期污染物产排情况汇总见表4.6-13。

**表4.6-13 运营期产排污情况汇总**

项目	工程	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	采油工序	油气集输	非甲烷总烃	1.196 /a	1.196t/a	环境空气
		拉油井场储罐	非甲烷总烃	0.46 t/a	0.46t/a	
		放散管	非甲烷总烃	0.013 t/a	0.013t/a	

项目	工程	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废水	井场	井下作业 废水	SS、COD、 石油类、氨 氮	868.16 t/2a	0	依托百联站污水处理系统 处理达标后回注油藏
		采出水		169501.1 t/a	0	
固废	油气 集输、 处理、 井下 作业	油泥砂	油类物质	341.53 t/a	0	危废处置单位回收处理
		落地油	油类物质	3.2 t/a	0	作业单位 100%回收
		废润滑油	油类物质	1.6 t/次	0	危废处置单位回收处理
		废防渗膜	油类物质	16t/2a	0	危废处置单位回收处理
		废压裂液	SS、COD、 石油类、氨 氮	4902.72 t/次	0	经百联站压裂返排液处理 装置处理达标后部分用于 压裂液的复配，部分经调剖 后回注油藏
噪声	井场	抽油机		60-70 dB (A)		采用低噪声设备、基础减震
		井下作业		80-120 dB (A)		
	巡检车辆		60-90 dB (A)		低速行驶	

#### 4.6.2.3 退役期污染源分析

退役期的环境影响主要为井区停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，运至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

#### 4.6.3 三本帐

本工程玛 115\_H 井所在的玛 101 井区未开展过区块环评，属于新区块开发，其余百口泉老区、检 188 井区、玛 131 井区、玛 2 井区、玛 18 井区、艾湖 2 井区均开展过区块环评，进行过大规模开发，本次根据各区块内现有建设情况及其相应区块环评竣工环保验收报告中数据，作为本项目现有工程污染物产生及排放量，再结合本项目污染物排放，对污染物排放“三本帐”进行核算，详见表 4.6-14。

表4.6-14 本项目“三本帐”一览表

项目	污染源	污染物	单位	现有及在 建产生量	现有及 在建排 放量	本项目 预测产 生量	本项 目预 测排 放量	以新带 老消减 量	建成后 总排 放量	排放增 减量
废气	采油及 集输过 程	非甲烷 总烃	t/a	67.41	67.41	1.687	1.687	3.973	65.124	-2.286
废水	井下作 业废水	SS、 COD、 石油类 等	m <sup>3</sup> /a	24471	0	434.08	0	/	0	0
	采出水		m <sup>3</sup> /a	10160000	0	169501.1	0	/	0	0

项目	污染源	污染物	单位	现有及在建产生量	现有及在建排放量	本项目预测产生量	本项目预测排放量	以新带老削减量	建成后总排放量	排放增减量
固体废物	油泥（砂）		t/a	11260	0	341.53	0	/	0	0
	废润滑油		t/a	90.2	0	1.6	0	/	0	0
	废防渗膜		t/a	451	0	8	0	/	0	0
	落地油		t/a	180.4	0	3.2	0	/	0	0
	压裂返排液		t/a	13820000	0	2451.36	0	/	0	0

## 4.7 总量控制

### 4.7.1 总量控制原则

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

### 4.7.2 主要污染源

#### （1）废气污染物

本项目运营期大气污染物主要来自油气集输过程中无组织烃类挥发。

#### （2）废水污染物

本项目生产过程中产生的采出水、井下作业废水及压裂返排液。

### 4.7.3 总量控制建议指标

根据国家“十四五”总量控制水平，总量控制因子为化学需氧量、氨氮、二氧化硫、氮氧化物和VOC<sub>s</sub>。本项目不涉及加热炉、锅炉，废气主要为油气集输过程中无组织挥发烃类（以非甲烷总烃计），均为无组织排放，不纳入总量控制指标内。废水主要为井下作业废水、采出水及压裂返排液，井下作业废水及采出水经百联站污水处理系统处置，处理后水质达标后回注油藏；压裂返排液经百联站压裂返排液处理装置处理后部分用于压裂液的复配，部分经调剖后回注油藏，均不外排。故本项目不对二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮以及VOCs进行总量控制。

## 4.8 清洁生产水平分析

本项目隶属中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂管辖。为贯彻实施《中华人民共和国环境保护法》和《中华人民共和国清洁生产促进法》，进一步推动中国石油天然气开采业的清洁生产，防止生态破坏，保护人民健康，促进经济发展，并为石油天然气开采业开展清洁生产提供技术支持和导向，参照《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》，对项目区清洁生产水平作出评价。

### 4.8.1 清洁生产技术 and 措施分析

#### （1）原油集输及处理清洁生产工艺

本项目除玛115\_H井井口工艺无法满足集输要求外，其余新部署的31口井均采用密闭集输工艺，并且对已投产的31口产能井进行密闭集输改造，由单罐拉油改为密闭集输。百口泉老区采用二级布站的密闭集输处理工艺，其余各井区采用三级布站的密闭集输处理工艺，计量方式采用功图量油，避免含油污水分散处理。

#### （2）井下作业清洁生产工艺

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

②原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

③在井下作业过程中，对产生的原油和废液拟采用循环作业罐（车）收集，运至百联站污水处理系统处理，处理后的水回注油层节约了新鲜水的同时减少废水外排；井下作业过程中铺膜防止原油落地，对作业过程中散落的落地油，及时收集清运，拉运至危废贮存场所贮存，定期由危废处置单位清运处理。

#### （3）节能及其他清洁生产措施分析

本项目实施后新增主要能耗系统为机械采油、注汽系统，新增主要耗能设备为抽油机，主要能源消耗为电力。

①抽油井采用节能型抽油机。

②抽油机配电变压器选用节能型变压器，能效等级不低于GB 20052-2020中3级能效。

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

#### (4) 建立有效的环境管理制度

本项目执行HSE管理模式,注重对员工进行培训,使员工自觉遵守HSE管理要求,保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生,建立、健全管理规章制度,制定了详细的污染控制计划和实施方案,责任到人,指标到岗,实施监督;实行公平的奖惩制度,大力弘扬保护环境的行为。

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

### 4.8.2 清洁生产水平分析

企业的清洁生产水平取决于企业与时俱进的工艺技术的更新改造和不断完善的企业管埋。清洁生产促进法和联合国环境署给出了的清洁生产的定义特别强调了这一点。伴随着清洁生产促进法的实施,国家环保部和国家发改委颁布了一系列不同行业的清洁生产标准和评价体系,为评价企业的清洁生产水平提供了评价标准和依据。目前发布关于石油开采的行业相关的清洁生产标准体系(试行)。但由于此体系发布时间较早,且没有修订和正式发布,因此我们根据清洁生产标准体系的几个重要部分对企业进行客观的分析评价,对百口泉采油厂进行综合客观的分析评定。

#### (1) 评价指标体系

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

##### ①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就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了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”、“否”或完成程度两种选择来评定

### ②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。

### ③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（如常用纤维原料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、碱回收率、固体废物综合利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

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

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表4.8-1。

表 4.8-1 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值（验收时）	
						实际值	得分
(1)资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65	14.32	30
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	≥60	10
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	85	10.62
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	11.11

(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5 (5.72)	≤10	3.3	5.72	
		COD	mg/L	5	乙类区: ≤150	/	0	
		落地原油回收率	%	7.5 (8.57)	100	100	8.57	
		采油废水回用率	%	7.5 (8.57)	≥60	100	14.28	
		油井伴生气外排率小于	%	7.5 (8.57)	≤20	13	13.18	
		采出废水达标排放率	%	7.5 (8.57)	≥80	≥80	8.57	
<b>定性指标</b>								
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	审核前得分		
(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	10		防止落地原油产生措施	10	10
		采油方式		采油方式经过综合评价确定		10	10	
		集输流程		全密闭流程, 并具有轻烃回收装置		10	7	
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证				10	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	
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况				5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况				5	5	

## (2) 评价指标体系计算

### ① 定量评价指标的考核评分计算

企业清洁生产定量评价指标的考核评分, 以企业在考核年度 (一般以一个生产年度为一个考核周期, 并与生产年度同步) 各项二级指标实际达到的数据为基础进行计算, 综合得出该企业定量评价指标的考核总分值。在计算各项二级指标的评分时, 应根据定量评价指标的类别采用不同的计算公式计算。

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。如采用手工计算时, 其值取小数点后

两位；

$S_{xi}$ —第  $i$  项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

$S_{oi}$ —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，但当其实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的  $S_i$  值就会较大，计算结果就会偏离实际，对其它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数目），取该  $S_i$  值为  $k/m$ 。

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：

$P_1$ —定量评价考核总分值；

$n$ —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

$S_i$ —第  $i$  项评价指标的单项评价指数；

$K_i$ —第  $i$  项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，该项考核分值为零。

## ② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

$P_2$ —定性评价二级指标考核总分值；

$F_i$ —定性评价指标体系中第  $i$  项二级指标的得分值；

$n$ —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

## ③ 综合评价指数考核评分计算

为了综合考核油气勘探开发企业清洁生产的总体水平，在对该企业进行定量和定性评价考核评分的基础上，将这两类指标的考核得分按不同权重（以定量评

价指标为主，以定性评价指标为辅）予以综合，得出该企业的清洁生产综合评价指数。

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数；

P<sub>1</sub>—定量评价指标考核总分值；

P<sub>2</sub>—定性评价指标考核总分值。

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 4.8-2。

**表4.8-2 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≥90
清洁生产企业	75≤P<90

由表 4.8-2 计算得出，百口泉采油厂进行清洁生产审核后定量指标得分：112.05 分；定性指标得分：97 分；综合评价指数得分：106.03 分。因此百口泉采油厂属于清洁生产先进企业，

### 4.8.3 清洁生产分析结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

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、油气开采过程中固体废物、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 环境现状调查与评价

### 5.1 自然环境概况

#### 5.1.1 地理位置

本项目建设地点位于百口泉老区、检188井区、玛131井区、玛2井区、玛18井区、玛101井区、艾湖2井区。其中百口泉老区、检188井区行政隶属于克拉玛依市乌尔禾区，玛131井区、玛2井区、玛18井区、艾湖2井区部分隶属于克拉玛依市乌尔禾区，部分隶属于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县；玛101井区隶属于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。地理位置见图5.1-1。

克拉玛依市位于北纬 $44^{\circ}07'$ ~ $46^{\circ}18'$ ，东经 $84^{\circ}14'$ ~ $86^{\circ}01'$ 之间。该市东部与古尔班通古特沙漠接壤，南面是沙湾县和乌苏市，西部和西北部与托里县相连，北面与和布克赛尔蒙古自治县为邻。全市呈南北长，东西窄的斜长条状，总面积为 $9500\text{km}^2$ ，占自治区总面积的0.6%，海拔高度在 $270\text{m}$ ~ $500\text{m}$ 之间。

和布克赛尔蒙古自治县位于准噶尔盆地西北部，是新疆维吾尔自治区西北部的一个边境民族自治县，位于东经 $84^{\circ}37'$ ~ $87^{\circ}20'$ ，北纬 $45^{\circ}20'$ ~ $47^{\circ}12'$ 之间，东西长约 $210\text{km}$ ，南北长约 $207\text{km}$ 。县境东接福海县，南在古尔班通古特沙漠与昌吉市、呼图壁县、玛纳斯县、沙湾县毗邻，西南接石油城克拉玛依市，西以白杨河为界与额敏县、托里县相连，西北与哈萨克斯坦共和国交界，北隔赛尔山与吉木乃县接壤。全县总面积 $3.06\text{万km}^2$ 。

百口泉老区、检188井区隶属克拉玛依市乌尔禾区，位于克拉玛依市东约 $70\text{km}$ ，距离百口泉联合站约 $10\text{km}$ 。

玛131井区西南部行政隶属于克拉玛依市乌尔禾区，东北即东南部分区域隶属于和布克赛尔蒙古自治县，西部距乌尔禾镇约 $22\text{km}$ ，距夏联站 $15\text{km}$ ，距乌尔禾稀油处理站 $30\text{km}$ ，距百联站 $55\text{km}$ 。

玛2井区位于准噶尔盆地西北缘玛纳斯湖北部，行政隶属克拉玛依市乌尔禾区和塔城地区和布克赛尔蒙古自治县管辖。玛2井区南距玛纳斯湖约 $5\text{km}$ ，西距艾里克湖约 $2.5\text{km}$ 。其北部为玛北油田玛131井区，西南为艾湖油田玛18井区。

玛18井区行政隶属克拉玛依市乌尔禾区和塔城地区和布克赛尔蒙古自治县管

辖,井区北部为艾里克湖,东南部为玛纳斯湖,距克拉玛依市乌尔禾区南偏东约26km,距百口泉注输联合站约27km,距乌尔禾稀油处理站约29km,距玛北油田玛2井区约23km。

艾湖2井区油田西北部位于克拉玛依市乌尔禾区境内,东南部位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内。艾湖2井区东北方向与艾里克湖相邻,东南方向与玛18井区、艾湖12井区相接,距百口泉注输联合站约16km。

### 5.1.2 地形地貌

克拉玛依地处我国第二大沙漠—古尔班通古特沙漠的西北缘的冲积扇前倾平原地带,总的地貌特征比较单一,多为开阔平坦的单一戈壁滩。中心城区位于山脉与盆地之间的漫坡上,北有加依尔山,南北走向,由构造剥蚀低山及丘陵地形组成,海拔高度600m~800m;南部独山子山海拔高度为1283m;东南面是茫茫戈壁滩,一直伸展到盆地中部的沙漠区;中部、东部地势开阔平坦,向准噶尔盆地中心倾斜。大部分地区在海拔270m~500m之间,整个市域地势呈西北高,东南低,南北向和东西向坡度为2%。

和布克赛尔蒙古自治县地貌比较复杂,有山地、丘陵、平原、荒漠,县境海拔最高点是赛尔山的木斯套峰,海拔3835m,终年积雪,最低点为南部边缘已干涸的玛纳斯湖,海拔249m。其地势特征为北高南低,北部地区地形以山区和低山区为主,海拔在1000m~1500m,南部以平原为主,海拔在1000m以下。县境内明显可分为四大地区,即北部及西北部高山、亚高山地区,和布克谷地,中部中低山丘陵区,南部平原荒漠区。北部及西北部高山、亚高山地区包括赛尔山、北中部地区哈同山(水流较少,景象较为荒凉)、西北部边境连接赛尔山和哈同山脉的铁布克山。和布克谷地包括赛尔山以南,哈同山以北。中部中低山丘陵区包括哈同山东部及阿德尔山、赛勒克特山、阿尔根特山、沙勒布尔特山、迪伦山等组成,这一地区植被少、水源缺乏,地面起伏不平。南部平原荒漠区包括中、低带以南的广大平原、荒漠地区,由此以南至准噶尔腹地,其北部为和布克河下游和夏孜盖三角洲,是农作物种植区。

百口泉老区、检188井区区内地势平坦,地表为戈壁沙丘覆盖,地面海拔平均325m。

玛131井区地表主要为戈壁,地势整体较为平坦(由突起沙梁及风蚀台地)。

玛2井区位于准噶尔盆地西北缘玛纳斯湖北部,井区地势平坦,地表为第四纪戈

壁砾石，见少量植被。

玛18井区地表大部分为戈壁砾石，植被较少，地势较为平坦，平均地面海拔280m。

艾湖2井区地表大部分属戈壁，部分地貌为草地、林地，地势较为平坦，平均地面海拔280m。

### 5.1.3 水文

#### (1) 克拉玛依市

就区域尺度而言，受地形、地貌、大气环境等诸多因素的影响，形成了克拉玛依特殊的环境水文特征。按干旱指数衡量，评价区属极干旱地区，水资源匮乏。

##### ①地表水水文条件

克拉玛依地区属内流区，境内分布有三大水系，分别是天山北麓中段水系的白杨河下游、达尔布图河、卡拉苏河和玛纳斯河下游，艾比湖水系的奎屯河独山子段；阿尔泰山南麓诸河水系的调水工程。境内河流为流程短、水量小的季节河。主要有 5 条河流（白杨河、克拉苏河、达尔布图河、玛纳斯河、奎屯河），2 座湖泊（艾里克湖和小艾里克湖），6 座水库（白杨河水库、白碱滩水库、黄羊泉水库、风城水库、三坪水库、阿依库勒水库）。项目区内无地表水。

##### ②区域地下水水文地质条件

市区及附近地区地下水资源匮乏，即使有一点潜水，也多属上层滞水性质，未形成连片的含水层。地下水矿化度、含盐量高，不存在利用价值，为地下水的贫水区。地下水的补给来源主要是雪融水、降雨和少量的裂隙水。引水工程（年供水能力  $4 \times 10^8 \text{m}^3$ ，2000 年-2003 年供水  $7 \times 10^8 \text{m}^3$ ）是克拉玛依市主要的生产和生活水源。

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

向南东方向，大部分以地下径流的形式排泄到盆地中部冲湖积平原，小部分以泉的形式溢出地表。

本工程所在区域地下水水质主要为百口泉地下水源地第三系碎屑岩类孔隙水和第四系松散岩类孔隙水，该水源地第一含水层在北部和南部地区，一般埋藏深度 15-30m，个别地段埋藏较浅。

由于地质构造运动，北部山区成吉思汗-哈拉阿拉特山成为古生代的褶皱隆起带，百口泉-黄羊泉地区处于准噶尔盆地中-新生界的沉降区。从隆起带到沉降区，地下水形成与赋存呈现出有规律的变化。

在褶皱带与沉降区间的达尔布图大断裂切穿了中新生界部分地层，也横切过达尔布图河、克拉苏河和白杨河，使得北部山区的基岩裂隙水和河水，成为含松散岩类孔隙和碎屑岩类孔隙和碎屑岩类孔隙裂隙地层主要补给源。

褶皱带的山区古老基岩裂隙水赋存于古生代变质岩的构造裂隙中。地下水主要依靠大气降水和积雪融水的补给。

沉降区主要赋存松散岩类孔隙水及碎屑岩类裂隙孔隙水。松散岩类孔隙水赋存于第四系中，而碎屑岩类裂隙主要赋存于第三系和白垩系岩层的裂隙孔隙水。据前人供水水文地质勘查资料表明，孔隙潜水、第三系裂隙孔隙水主要埋藏分布靠近山区的百口泉地区。

## (2) 和布克赛尔蒙古自治县

### ① 河流

和布克赛尔蒙古自治县县境内有两条主要河流，白杨河与和布克河，有大小沟溪 31 条。白杨河发源于和布克赛尔蒙古自治县的旦木郭勒，年径流量 2.4 亿  $m^3$ ，和布克河发源于铁布肯乌散乡的霍尔茹，属和布克谷地的泉流河系，其年径流量约为 4200 万  $m^3$ ，是和布克赛尔蒙古自治县南部灌区、察和特灌区水源与加音塔拉水库的主要蓄水水源。水资源总量 4.35 亿  $m^3$ ，可利用水资源量 2.56 亿  $m^3$ ，已利用水资源量 0.79 亿  $m^3$ ；地表水资源量 2.55 亿  $m^3$ ，可开采量 1.85 亿  $m^3$ ；地下水资源量 1.80 亿  $m^3$ ，可开采量 0.71 亿  $m^3$ 。

### ② 湖泊

#### ——玛纳斯湖

玛纳斯湖是玛纳斯河的尾间，位于天山北部准噶尔盆地中心，是主要汇集天山北坡地表径流而成的内陆湖，原为准噶尔盆地西部的一个大型咸水湖及周围盐沼和

草甸，近年来因农业垦荒截水，发源于哈比尔原山的玛纳斯河完全断流，湖区已变成干涸的盐地和盐漠。玛纳斯湖地下水位较高，离地面约 2m，东面和南面是固定、半固定沙漠（古尔班通道古特沙漠）。玛纳斯湖湿地地区植被组成极其贫乏，以梭梭灌木为主。湖泊在水源稀少、降水贫乏的干旱气候背景下蒸发更加强烈，迅速萎缩并形成间歇干涸的荒漠景观。

#### ——艾里克湖

艾里克湖位于克拉玛依市乌尔禾区境内，地处准噶尔盆地西部低山丘陵的东缘，为白杨河的尾间湖泊，湖盆三面环山，水源补给大部分来自白杨河，面积 52.4km<sup>2</sup>，长度 12.4km，最大宽度 4.2km，平均宽度为 3.5km。湖泊环抱小盆地及大面积洪积扇平原，自然坡降约 3%。最低海拔 278m，大部分海拔在 300m 左右。地貌单元上艾里克湖东南接玛纳斯河下游冲积，湖积平原，分为构造剥蚀地貌、堆积地貌两类，地势基本由西北向东南倾斜。艾里克湖地处温带大陆性荒漠气候，年均降水量 96.4mm，年均雨日 98.6 天，寒暑差异悬殊，冬季积雪较厚，年均日照 2637 小时，年均平均气温 8.4℃。年均蒸发量 3016.4mm，年均无霜期 225 天，年均冻土日 123 天，最大冻土深度 180cm，平均冻土深度 140cm。春季、秋季多大风，七、八级大风年均 68 天，平均风速达 3.5m/s，定时最大风速可达 30.3m/s，风向西北，处于地震烈度 7 度区。艾里克湖湖区芦苇丛生，鱼跃禽鸣，野猪、黄羊经常出没，树木成林，农田纵横，艾里克湖因此被誉为“戈壁沙漠上的一颗明珠”。

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

### 5.1.4 气候与气象

#### (1) 克拉玛依市乌尔禾区

克拉玛依市乌尔禾区处于温带荒漠气候带，属典型的荒漠大陆性气候，即冬季寒冷、夏季炎热、春秋季节较短且气温变化大。干旱少雨，蒸发量大，风沙日多，主导风向为西北风。年降水量平均 105.3mm。该地区风大且多，活动频繁，主导风向西北风。主要气象要素如表 5.1-1 所示。

表 5.1-1 克拉玛依乌尔禾区常规气象资料统计

项目名称		单位	数值
气温	最冷月平均	°C	-16.7
	最热月平均	°C	27.5
	极端最高	°C	42.9
	极端最低	°C	-35.9
	年平均	°C	8.1
相对湿度	冬季	%	77.0
	夏季	%	32
	年平均	%	48
平均风速	冬季	m/s	1.5
	夏季	m/s	5.1
	年平均	m/s	3.7
主导风及频率	冬季	%	NW/9
	夏季	%	NW/32
	年平均	%	NW/22
最大积雪厚度	厚度 / 雪	mm/Pa	250/400
最大冻土深度	平均值/极值	cm/cm	163.4/197
地下土壤温度	-0.8m 处历年各月平均值	°C	11.9
	-1.6m 处历年各月平均值	°C	12.3
年蒸发量		mm	3545.2
大气压力	冬季	102Pa	980.6
	夏季	102Pa	958.9
	历年 平均值/极大值	mm/mm	105.3/227.3
	年降水天数 平均值/极大值	d/a/d/a	68.2/101

#### (2) 和布克赛尔蒙古自治县

和布克赛尔蒙古自治县地处内陆，远离海洋，属大陆性北温带干旱气候，气候特点为冬寒漫长、夏凉短促、无霜期短、降水较少、蒸发旺盛、空气干燥、积雪薄而不稳定，春秋多大风，全年盛行西北风。由于纬度及地形的差异，全县分为两个大的不同气候区。北部山地气候区，包括和布克谷地在内， $\geq 10^{\circ}\text{C}$ 的积温在  $2100^{\circ}\text{C}$ 左右，年平均气温只有  $3.1^{\circ}\text{C}\sim 3.5^{\circ}\text{C}$ ，无霜期短，仅 135 天左右；降水量除中山带以上稍多外，一般降水都在 150mm 左右；积雪不稳定，有明显的冬季逆温层，有利于牲

畜越冬和喜凉作物的生长，但春秋多有偏西大风，常受风灾之害。南部平原气候区，热量丰富，年平均气温 7.0°C~7.3°C， $\geq 10^{\circ}\text{C}$ 的积温在 3300°C~3350°C之间，光照充足，无霜期长达 180 天~190 天；降水少，年平均降水只有 88.5mm，蒸发量大；夏季炎热，有干热风之害；冬季严寒，降雪少，积雪薄。区域气象气候条件见表 5.1-2。

表 5.1-2 和布克赛尔蒙古自治县常规气象资料统计

项目名称	单位	数值	
气温	最冷月平均气温	°C	-20.8
	最热月平均气温	°C	27.7
	极端最高气温	°C	42.3
	极端最低气温	°C	-34.5
	年平均气温	°C	7.6
风速	冬季平均风速	m/s	1.4
	夏季平均风速	m/s	3.0
	年平均风速	m/s	2.6
	年最大风速	m/s	27
	年主导风向	\	NW
相对湿度	冬季相对湿度	%	79
	夏季相对湿度	%	35
	年平均	%	53
大气压力	冬季	102Pa	982.9
	夏季	102Pa	867.0
最大积雪厚度	mm	140	
最大冻土深度平均值/极值	cm	114/167	

## 5.2 生态环境现状调查与评价

### 5.2.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目所在生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表5.2-1。本项目与新疆生态功能区划图的相对位置详见图5.2-1。

表 5.2-1 项目区域生态功能区划及具体保护要求

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

## 5.2.2 土地利用现状

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，并参照《土地利用现状分类》(GB/T21010-2017)，以确定评价范围内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。工程区土地利用现状见图5.2-2。

拟建工程区域内土地利用结果比较单一，土地利用类型现状为裸地。工程内景观生态体系较为脆弱，虽有一定的生产能力但受到干扰以后的恢复能力较弱。

## 5.2.3 植被类型与现状

### 1、区域植被区系

在新疆植被区划中，项目所在地区属于新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、古尔班通古特洲。

评价区域内占优势的植被为梭梭，常见的其他植物种类主要为耐旱的小半乔木组、盐柴类半灌木组等，项目区植被类型及分布见图 5.2-3。

### 2、评价区植被类型

项目区地处准噶尔盆地西北边缘玛纳斯河流域下游段，在植被类型上属荒漠，自然地带性植被为梭梭荒漠。

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

#### (1) 主要植物种类及分布

主要物种及分布环境见表 5.2-2。

表 5.2-2 评价区常见高等植物种类及分布环境

序号	物种名	科名	属名	学名	分布
1	梭梭	藜科	梭梭属	<i>Haloxylon ammodendron</i>	++
2	白梭梭	藜科	梭梭属	<i>Haloxylon persicum</i>	+
3	珍珠猪毛菜	藜科	猪毛菜属	<i>Salsolapasserina</i>	++
4	木本猪毛菜	藜科	猪毛菜属	<i>Salsola arbuscula</i>	+

序号	物种名	科名	属名	学名	分布
5	无叶假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis aphylla</i>	++
6	短叶假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis brevifolia</i>	++
7	毛足假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis riopoda</i>	+
8	展枝假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis truncata</i>	+
9	高枝假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis elatior</i>	+
10	短穗怪柳	怪柳科	怪柳属	<i>Tamarix laxa</i>	++
11	多枝怪柳	怪柳科	怪柳属	<i>Tamarix ramosissima</i>	+
12	盐生草	藜科	盐生草属	<i>Halogeton glomeratus</i>	++
13	盐爪爪	藜科	盐爪爪属	<i>Kalidiumfoliatum</i>	+
14	盐穗木	藜科	盐穗木属	<i>Halostachys caspica</i>	+
15	囊果碱蓬	藜科	碱蓬属	<i>Suaeda physophora</i>	+
16	合头草	藜科	合头草属	<i>Sympegma regelii</i>	+
17	骆驼刺	豆科	骆驼刺属	<i>Alhagi sparsifolia</i>	+
18	芦苇	禾本科	芦苇属	<i>Phragmites australis</i>	+
19	黄茅	禾本科	黄茅属	<i>Heteropogon contortus</i>	+
20	白刺	蒺藜科	白刺属	<i>Nitraria tangutorum</i>	+

注：++为多见；+为少见。

## (2) 保护植物

项目所在地区内分布的天然野生植物中，受自治区重点保护的植物有梭梭为I级保护植物，是典型的荒漠植物及优良固沙植物。

## (3) 植被分布特征

区域内气候干旱，植物群落较为单一，项目区发育着以灌木为建群种所组成的水平地带性荒漠植被，主要组成植物有梭梭及白梭梭，大部分区域植被稀疏，植被覆盖度约为5%。梭梭及白梭梭在项目区分布广泛，是典型的荒漠植物及优良固沙植物。

本次共记录植物5科13属20种。植物组成中，藜科植物种类较多，记录藜科植物有梭梭、白梭梭、珍珠猪毛菜、木本猪毛菜、无叶假木贼、短叶假木贼、毛足假木贼、展枝假木贼、高枝假木贼、盐生草、盐爪爪、盐穗木、囊果碱蓬、合头草等14种；怪柳科2种，包括短穗怪柳和多枝怪柳；禾本科2种，包括芦苇和黄茅；豆科与蒺藜科各一种，分别为骆驼刺和白刺。

建设单位在道路设计过程中已考虑现场梭梭及白梭梭分布情况，对天然植被生长良好的地段采用避让方案，迂回绕道，根据现场勘查，道路占地范围内梭梭分布较少，梭梭高度0.5-1.5m。

## 5.2.4 野生动物现状

### 1、野生动物区划

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准，本项目所在区域的动物区系属于古北界，中亚亚界，蒙新区，西部荒漠亚区，准噶尔盆地小区。

### 2、野生动物栖息生境类型

拟建工程区域气候极端干燥，为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单一，主要为荒漠。植被盖度较低，主要动物为啮齿动物及鸟类。

### 3、野生动物种类及分布

项目所在地区内分布的野生脊椎动物 17 种，其中爬行类 3 种，鸟类 6 种，哺乳动物 8 种。项目区动物种类及分布见表 5.2-3。

表 5.2-3 评价区常见野生脊椎动物分布种类及遇见频度

种类		分布状况		
		多见种	少见种	偶见种
爬行类				
1.变色沙蜥	<i>Phrynocephalus versicolor</i>	/	+	/
2.密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	+	/	/
3.荒漠沙蜥	<i>Phrynocephalus przewalski</i>	+	/	/
鸟类				
1.大嘴乌鸦	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>	/	+	/
2.小嘴乌鸦	<i>Pterocles orientalis</i>	/	+	/
3.小沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	/	+	/
4.凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	/	+	/
5.山斑鸠	<i>Streptopelia orientalis</i>	/	+	/
6.大杜鹃	<i>Cuculus canorus</i>	/	+	/
哺乳类				
1.草兔	<i>Lepus capensis</i>	/	+	/
2.小地兔	<i>Alactagulus pygmaeus</i>	+	/	/
3.小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>	/	+	/
4.西伯利亚五趾跳鼠	<i>A.sibirica</i>	/	+	/
5.毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	+	/	/
6.大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	+	/	/
7.小家鼠	<i>Mus musculus</i>	+	/	/
8.大黄鼠	<i>Spermophilus relictus</i>	+	/	/

注：±：偶见种；+：常见种；++：多见种。

本项目所在油田东南部有江格尔国家沙漠公园等人群活动密集区。由于该油田及周围公园、油田区的开发建设活动，大量人员、机械的进入，荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，使得大型脊椎动物早已远离栖息地，隐匿在荒漠深处，有时仅

有偶尔进入工程区。因此，评价区域内野生动物种类和种群数量的减少是多年来开发所导致的必然趋势。

目前，油田开发力度和范围将逐步加大，国家沙漠公园的旅游规模也将逐年增加，进入该区域的人员将逐年增多，人为干扰和旅游活动将进一步使大型兽类和鸟类逐渐远离其栖息地，使当地野生动物种类和数量再度减少。因此，油田的野生动物变化趋势，会使野生动物的种类和种群数量逐渐减少，同时，由于人群的活动，该区域可能会增加一些特殊的伴人型动物物种，使局部地区动物组成发生一定变化。

### 5.2.5 土地沙化现状及发展趋势

根据新水水保[2019]4 号文，新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km<sup>2</sup>；重点治理区面积 283963km<sup>2</sup>，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

本工程地跨克拉玛依市乌尔禾区、塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。和布克赛尔蒙古自治县属于天山北坡诸小河流域重点治理区。根据《2019 年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，和布克赛尔蒙古自治县水土流失主要为风力侵蚀，轻度侵蚀比例占 86.48%，主要侵蚀土地利用类型为草地、裸地。

本项目沙化土地现状：本项目位于古尔班通古特沙漠西北缘。古尔班通古特沙漠面积 48695 平方千米，占全疆沙漠的 11.05%；是我国第二大沙漠，也是我国最大的固定、半固定沙漠。主要由四片沙漠组成，奇台以东为霍景涅里辛沙漠，中部为德佐索腾艾里松沙漠，分布在三个泉干谷以南，西部是索布古尔布格莱沙漠，北部是阔布什和阿克库姆沙漠。

古尔班通古特沙漠中的沙化土地面积 4666222.99hm<sup>2</sup>，其中：沙质土地 4532361.18hm<sup>2</sup>。沙质土地中，流动沙地 38997.61hm<sup>2</sup>，半固定沙地 1215775.51hm<sup>2</sup>，固定沙地 3223187.31hm<sup>2</sup>，沙化耕地 54400.75hm<sup>2</sup>。

项目所在塔城地区和布克赛尔蒙古自治县属于自治区级天山北坡诸小河流域重点治理区。根据《新疆第五次沙化土地监测报告》，塔城地区沙化土地面积 9205659.54hm<sup>2</sup>。本项目占用沙化土地类型为非沙化地，本项目与沙化土地分布位置关系示意图见图 5.2-4。

新疆沙化土地的发展趋势是：土地沙化和风沙灾害仍将持续发生，但在部分地

区，随着沙化土地的综合整治与沙害防治工程的逐步实现，土地沙化和风沙灾害会有所减轻，以至基本得到控制；某些局部地区则随着人类社会经济活动的发展，风沙灾害有所增强，但只要在开发过程中注意保护生态环境，并采取有效的防治措施，风沙灾害可以降到最低限度；未受人类活动影响的地区，则将主要在气候的影响下继续其原有自然状态下的沙化演化过程。总体而言，新疆大范围、全方位的生态建设，对沙化土地的扩展起到了遏制作用，但由于极端灾害气候的影响，加之局部区域治理与破坏并存，治理难度也越来越大，沙化趋势亦不容乐观。

### 5.2.6 水土流失现状

本项目有 16 口井及 35.129km 集输管线位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018 年-2030 年）》，项目所在的和布克赛尔蒙古自治县位于 II<sub>2</sub> 天山北坡诸小河流域，属于水土流失重点治理区。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）》，本项目位于 1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区。

#### （1）水土流失成因

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。

#### （2）发展趋势

根据第三次水土保持遥感成果（2000 年）和现状调查数据分析，2000-2018 年十多年间，塔城地区全区水土流失总的面积呈下降趋势，和布克赛尔蒙古自治县水土流失总面积由 26832.04km<sup>2</sup> 减少到 25229.39km<sup>2</sup>，减少了 1602.65km<sup>2</sup>，减幅为 5.57%；其中水蚀面积增加了 480.06km<sup>2</sup>，风蚀面积减少了 1120.77km<sup>2</sup>，冻融侵蚀面积增加了 1.82km<sup>2</sup>。

## 5.3 环境空气质量现状调查与评价

### 5.3.1 区域环境空气质量达标情况

本项目位于克拉玛依市乌尔禾区及塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）：“项目所在区域达标判定，优先采

用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论。评价范围内没有环境空气质量监测网数据或公开发布的环境空气质量现状数据的，可选择符合 HJ664 规定，并且与评价范围地理位置临近，地形、气候条件相近的环境空气质量城市点或区域点监测数据”。塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内没有环境空气质量监测网数据，本项目在和布克赛尔蒙古自治县建设地点距克拉玛依市乌尔禾区约 400m。因此达标性判定均采用克拉玛依市数据。

项目空气环境质量现状引用中华人民共和国生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”中克拉玛依市 2021 年达标区判定数据。克拉玛依市环境空气中六项基本污染物 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、CO、O<sub>3</sub> 监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析，统计结果见下表：

表 5.3-1 克拉玛依市环境空气质量及评价结果一览表

监测因子	评价指标	现状浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	标准值 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)	达标情况
SO <sub>2</sub>	年平均值	6	60	10	达标
NO <sub>2</sub>	年平均值	22	40	55	达标
PM <sub>10</sub>	年平均值	48	70	68.6	达标
PM <sub>2.5</sub>	年平均值	23	35	65.7	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1.1 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	4 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	27.5	达标
O <sub>3</sub>	最大 8 小时平均第 90 百分位数	119	160	74.4	达标

由上表可知：2021 年项目所在地克拉玛依市 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、CO、O<sub>3</sub> 等污染物长期浓度均可满足《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。

### 5.3.2 特征污染物环境空气质量现状评价

#### 1、监测点位、监测项目及监测时间

本次特征污染物环境质量现状采用现场实测，监测因子为非甲烷总烃。本次设置 3 个监测点位，监测点位基本信息见表 5.3-2。监测单位为新疆环疆绿源环保科技有限公司，监测时间为 2022 年 12 月 10 日-12 月 16 日。监测布点见图 5.3-1。

表 5.3-2 特征因子环境空气质量现状监测一览表

序号	编号	监测点位名称	坐标	监测因子	监测频次
1				非甲烷总烃	非甲烷总烃连续监测 7 天，监测 1 小时浓度，每天采样 4 次，每次采样不少于 45 分钟
2					
3					

#### 2、评价标准

非甲烷总烃参照《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃环境质量标准取值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

### 3、评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中： $P_i$ ——第  $i$  个污染物的最大占标百分比，%；

$C_i$ ——第  $i$  个污染物监测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

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

### 4、评价结果

监测结果见表5.3-3。

表 5.3-3 环境空气质量现状评价结果

监测点位	浓度范围 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	标准值 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	最大浓度占标率%	达标情况
		2.0		达标
				达标
				达标

由表5.3-3可知，各监测点位中非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃环境质量标准 $2\text{mg}/\text{m}^3$ 评价区域环境空气质量较好。

## 5.4 水环境现状调查与评价

项目评价范围内无地表水系，本项目污水依托百联站污水处理系统处理，不排入地表水体，项目不与当地地表水发生任何联系，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目地表水评价等级为三级B，评价只对依托污水处理设施可行性进行分析，不进行地表水环境质量现状评价。

### 1、数据来源

本次地下水环境现状评价采用数据引用法调查地下水环境质量，共布设8个地下水水质监测点，16个地下水水位监测点。

### 2、监测点位及监测因子

本次地下水监测点位基本情况及监测因子见表5.4-1。

表 5.4-1 地下水监测点位及监测因子一览表

编号	点位名称	坐标	与本项目位置关系	监测时间及频率	水深 m	监测类型



评价方法采用单项水质标准指数法。

单项水质参数  $i$  在第  $j$  点的标准指数：

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

式中： $C_{Si}$ ——水质参数  $i$  的地面水水质标准，mg/L；

$C_{i,j}$ ——污染物  $i$  在预测点（可监测点） $j$  的浓度，mg/L。

pH 的标准指数为：

$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}}, pH_j \leq 7.0$$

$$S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0}, pH_j > 7.0$$

式中： $pH_{sd}$ ——地下水水质标准中规定的 pH 值下限（6.5）；

$pH_{su}$ ——地下水水质标准中规定的 pH 值上限（8.5）。

## 6、评价结果

评价结果见表 5.4-2（a）、5.4-2（b）。

## 5.5 声环境现状调查与评价

### 1、监测点位

本工程评价范围内无声环境敏感点，井场均为单井井场，本次选取 3 个单井井场进行声环境现状监测。监测时间为 2022 年 12 月 10 日-11 日，昼夜各监测 1 次。监测因子为监测点的昼间和夜间的等效连续 A 声级。

### 2、评价标准

结合本项目特点，该项目区内执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类声功能区环境噪声限值。

### 3、监测结果

声环境质量的现状监测与评价结果见表 5.5-1。

表 5.5-1 声环境监测与评价结果

监测点		监测时间	监测值 dB(A)		
			昼间	夜间	达标情况
	东	2022.12.10-12.11	47	44	达标
	南		48	45	达标
	西		48	44	达标
	北		47	44	达标
	东		48	45	达标

	南		48	45	达标
	西		47	44	达标
	北		46	43	达标
	东		48	45	达标
	南		47	44	达标
	西		47	44	达标
	北		46	43	达标
	东		47	43	达标
	南		48	44	达标
	西		46	43	达标
	北		47	44	达标
标准值			60	50	/

根据上表可以看出，区域内背景噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准限值要求，周围声环境质量良好。

## 5.6 土壤环境现状调查与评价

### 5.6.1 土壤类型及分布

根据遥感影像图、新疆维吾尔自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，拟建工程区域内的土壤类型以石膏灰棕漠土为主，还伴有盐化沼泽土、西北盐壳和荒漠风沙土。土壤类型图见图5.6-1。

石膏灰棕漠土是在温带大陆性干旱荒漠气候条件下与粗骨（砾质-砂质）母质基础上形成的，它的形成和分布与大风的作用密切相关。在大风的作用下，地表细颗粒物被强大的风力搬运殆尽，留存的砾石和砂粒在风和短暂暴雨的作用下，互相镶嵌形成部分较密实的砾幕。因而其植物生长极少，生产性能较差。仅有的少量旱生和超旱生的灌木、半灌木，如琵琶柴、梭梭、假木贼、猪毛菜等，盖度在5%以下。多数区域为裸地，生物累积作用微弱，土壤肥力甚低，保水保肥能力差，又缺乏灌溉水源条件，所以在农业上的利用价值较低。

沼泽土大都分布在低洼地区，具有季节性或长年的停滞性积水，地下水位都在1m以上，并具有沼生植物的生长和有机质的嫌气分解而形成潜育化过程的生物化学过程。停滞性的高地下水位，一般是由于地势低平而滞水，但也有是由于永冻层渍水，或森林采伐后林水蒸发减少而滞水者。沼生植被一般分布的是低地的低位沼泽植被，如芦苇、菖蒲、沼柳、莎芦等，但在湿润地区也有高位沼泽植被，其代表为水藓、灰藓等藓类植被。

盐壳土一般是指干枯的河流在河流断流后由于各种恶劣的自然环境所形成的，其含盐量本身就高，由于长时间在高温、长日照、风蚀作用下表面形成带有盐壳状的土。

风沙的来源有岩石就地风化的产物，也有河流冲积物、洪积物、海积物，在海积沙地中的沙粒为海生动物的壳骼风化粉碎而来。沙性母质在起沙风力的作用下，沙粒开始移动，形成沙地特有的风沙地貌。

在这种自然环境条件下，风沙土的形成始终贯穿着风蚀沙化的风蚀过程和植被固沙的生草化过程，这两者互相对立而往复循环以推动着风沙的形成与变化，成土过程很不稳定，土壤发育十分微弱，风沙土的形成大致分为三个阶段。

(1) 流动风沙土阶段：风沙母质含有一定的养分和水分，为沙生先锋植物的滋生提供了条件，但因风蚀和沙压强烈，植物难以定居和发展，生长十分稀疏，复盖度小于10%，常受风蚀移动，土壤发育极其微弱，基本保持母质特征，处于成土过程的最初阶段。

(2) 半固定风沙土阶段：随着植物的继续滋生和发展，复盖度增大，常在10%~30%之间，风蚀减弱，地面生成薄的结皮或生草层，表层变紧，并被腐殖质染色，剖面开始分化，表现出一定的成土特征。

(3) 固定风沙土阶段：植物的进一步发展，复盖度继续增大。通常都大于30%，除沙土植物外，还渗入了一些地带性植物成分，生物成土作用较为明显，土壤剖面进一步分化，土壤表层更紧，形成较厚的结皮层或腐殖质染色层，有机质有一定的积累，颜色带灰，弱团块状结构，细土粒增加，理化性质有所改善，具备了一定的土壤肥力。固定风沙土的进一步发展，可形成相应的地带性土壤有高位沼泽植被，其代表为水藓、灰藓等藓类植被。

## 5.6.2 土壤环境现状监测及评价

本项目属于采矿业的石油开采活动，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ 964-2018)规定，为I类建设项目。项目属于土壤污染影响型项目，占地规模小，环境敏感程度为不敏感，因此评价工作等级为二级。本次在项目占地范围内布设3个柱状样点，1个表层样点，在占地范围外，评价范围内布设2个表层样点，对项目区土壤环境质量现状进行监测。土壤监测采样日期为2022年12月10日，监测单位为新疆环疆绿源环保科技有限公司。

## 1、监测点位

现状监测：

项目区占地范围内：3个柱状样（1#~3#），1个表层样（4#）；

项目区占地范围外：2个表层样（5#、6#）。

监测点位信息详见表5.6-1。

表 5.6-1 土壤监测点位

点号	位置	坐标	备注
1#	0-0.5m		
	0.5-1.5m		
	1.5-3.0m		
2#	0-0.5m		
	0.5-1.5m		
	1.5-3.0m		
3#	0-0.5m		
	0.5-1.5m		
	1.5-3.0m		
4#	0-0.2m		
5#	0-0.2m		
6#	0-0.2m		

## 2、监测项目、时间及频率

占地范围内监测项目：pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1 二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间/对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃（C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>），共计47项。

占地范围外监测：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃，共计10项。

监测时间为：2022年12月10日，每个点位采样1次。其中表层样采样深度为0.2m；柱状样采样深度为0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3.0m。各采样点各层位均单独采样分析，不混合。

## 3、评价标准

占地范围内执行：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值。

占地范围外执行：《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》

（GB15618-2018）中表 1 风险筛选值。

#### 4、评价方法

土壤环境质量评价采用标准指数法，其评价模式为：

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

式中：S<sub>i</sub>——土壤质量评价指数（无量纲）；

C<sub>i</sub>——污染物浓度，mg/kg；

C<sub>si</sub>——评价标准，mg/kg。

#### 5、现状监测及评价结果

根据监测结果可知，项目占地范围内土壤中污染物的含量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，占地范围外土壤中污染物的含量满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1中风险筛选值，区域土壤环境良好。

## 6 环境影响预测与评价

### 6.1 生态环境影响分析

#### 6.1.1 施工期生态环境影响分析

油田开发建设过程中，会使所在区域自然生态系统转变为人工环境与自然环境共存的复合体。在荒漠生态系统中增加了人为的干扰和影响，出现井场等油田开发设施，使区域内的自然景观发生变化，增加了系统的异质性。

本项目施工期主要为地面工程建设，包括：井场建设、集输管道敷设及其相应的配套工程。一般油田建设项目是网状布局，占地面积大，因而不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的污染和破坏。

本项目对生态环境的影响主要表现为占用土地、改变土地利用性质、破坏植被，即打破了地表的原有平衡状态。若恢复治理措施不当，失去地表植被保护的土壤，在强风力的作用下可能发生风力侵蚀，造成表层土壤的丧失。

##### 6.1.1.1 占地影响分析

本项目部署采油井32口（均为评价井转产能井），新建阀池3座，集输管线58.624km，巡检道路1.5km，10kV架空线路4km。本项目的占地包括永久占地和临时占地，总占地约52.5hm<sup>2</sup>，永久占地面积约1.83hm<sup>2</sup>，临时占地面积约50.67hm<sup>2</sup>。占地类型主要为裸土地、采矿用地、盐碱地、其他草地、灌木林地、盐碱地。

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。

由于临时占地的扰动、破坏，将增加土壤风蚀量，油田所在区域为稀疏植被区，植被的防风固沙作用相对较弱。但地表保护层砾幕层具有很强的防风沙的生态功能，

其作用不容忽视。这种砾幕的形成是由于长期的风蚀或土壤中的盐碱沉积作用，使地表原有的细砂及细粉物质被吹蚀，由于雨水的作用，使砾石与土层紧密地结合，形成了致密而稳定的保护结构，它保护着地下的粉细物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于运输车辆及施工人员的活动，可使地表砾幕层受到破坏，这些保护层一旦被破坏，又得经过一年、二年甚至三到五年的吹蚀，使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于稳定状态。因而在近几年内，区域内的风蚀量会有所增加，影响空气环境质量。

当油田转入正常运营期后，人群的活动范围缩小，受到破坏的临时占地逐渐地得到恢复，工程占地影响也会逐步减弱。

### 6.1.1.2 工程建设影响分析

#### (1) 管道的建设

在管道敷设中的施工带的清理、开挖管沟、下管及填埋过程中，对生态环境的影响主要是对土地的占地、施工机械、车辆、人员践踏等活动对地表土壤结构及地下管沟开挖范围内土壤结构的扰动和植被的破坏。在管道施工过程中，施工带范围内的土壤都有可能受到扰动和破坏，尤其是在开挖管沟范围内土壤完全受到扰动和破坏。本项目新建集输管线58.624km，从管线途径区域两侧各300m评价范围的现状调查结果来看，沿线主要为荒漠灌丛和荒漠草场，植被类型主要为小半乔木组、盐柴类半灌木组，沿线土壤侵蚀极为敏感。开挖管沟将使土壤表层（砾幕、裸岩）的保护性结构受到破坏，加剧该地区土壤的风蚀及水蚀。

在管线施工期间，管线两侧临时占地范围内的土体将被扰动、植被遭到破坏，土壤侵蚀模数和侵蚀量增大。本项目仅建设1条集输支线，长度3.98km，其位于克拉玛依乌尔禾区，集输支线施工作业带宽度为10m；其余54.644km均为单井出油管线，单井管线施工作业带宽度为8m，故本项目管线施工临时占地约47.7hm<sup>2</sup>，初略统计生物量损失大约在38.16t。管线工程建设对环境的影响主要在施工期，管道敷设完成后，受影响的地表将在一定时期内逐步恢复到原生状态，因此生物量的损失整体看是较小的，并可恢复的。

#### (2) 井场、道路的修建

本项目部署的32口采油井均为评价井转产能井，且除玛26井、玛115\_H井外其余30口井均已安装井场设备，因此本次井场建设工程量较小，仅为相关井场设备安装及更换，且根据现场调查，各评价井井场建设区域已平整，地表植被已被清除、压

实，并用砾石铺垫，表层土壤原有的结构和质地已发生改变。

本项目新建玛26井巡检道路1.5km，起点为玛26井，终点为已建玛18-夏子街道路。巡检道路按照四级道路的技术标准进行建设，路基宽4.5m，路面宽3.5m。从道路途径区域两侧各300m评价范围的现状调查结果来看，道路沿线土地利用类型为裸地，植被类型主要为梭梭，沿线土壤侵蚀以中度侵蚀为主。道路施工过程中，沿线两侧临时占地范围内的植被和土地不可避免地遭到破坏和扰动，增大该区域的土壤侵蚀模数和侵蚀量。项目道路永久占地面积为1.2hm<sup>2</sup>，初略估计造成的生物损失量大约为0.96t，从整个评价区域来看可以接受。

### (3) 架空线路建设

本项目将建设4km架空线路，架空线路敷设临时作业带宽度为3m。施工结束后架空杆架将形成永久占地，约0.063hm<sup>2</sup>，架空线路沿线土地利用类型主要为其他草地、裸地，植被类型主要为梭梭、假木贼等，沿线土壤侵蚀以中度侵蚀为主。初略估计造成的生物损失量大约为0.0504t，从整个评价区域来看可以接受。

施工临时占地对地表扰动的影响在施工结束后可消失，施工临时占地范围内植被可自然恢复。这一类型的影响可以通过控制施工作业带范围以减少占地和地表扰动、尽量避开地形坡度较大的区域以减少地表的破坏、施工结束后及时恢复地表等措施来加以控制。

### 6.1.1.3 植被影响分析

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在施工期，主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。根据本项目施工期特点，项目管道及道路工程的建设是造成植被破坏的主要原因。

油田进入正常运营过程中以后，由于地表永久性构筑物（道路、井场）全部建设完成，使其永久性占地范围内的植被全部消失。但管道工程永久性占地范围，以及工程建设过程中临时性占地范围内的植被，在施工过程中虽然会受到不同程度的影响，施工结束后，则会逐渐恢复。自然条件较好的地段会在较短的时期内逐渐恢复，在自然条件恶劣的地段，植被的自然恢复则需要较长的时间。

油田开发建设对植被的具体影响方式及影响程度主要表现在以下几个方面：

#### (1) 占地及生物量损失

本项目总占地面积为52.50hm<sup>2</sup>，其中永久占地面积为1.83hm<sup>2</sup>，临时占地面积为50.67hm<sup>2</sup>，永久占地和临时占地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

式中，Y——永久性生物量损失，吨； $S_i$ ——占地面积，公顷； $W_i$ ——单位面积生物量，吨/公顷。

项目区位于戈壁荒漠，植被覆盖度较低，平均生物量 $0.8t/hm^2$ 。根据上式计算出本项目生物损失量为 $42t$ ，工程区的植被损失主要来自临时占地，以地覆盖度荒草地为主，区域内植被类型少而单一，主要为梭梭群系，只要加强管理，认真做好施工结束后的迹地恢复及固沙工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

#### (2) 道路、井场、架空线路建设对植被的影响

本项目部署的采油井均为评价井转产能井，井场建设区域已平整，地表植被已被清除、压实，并用砾石铺垫，本次仅进行设备安装及更换，不会对井场区域范围内植被再产生影响。

道路、架空线路建设对植被的破坏包括永久性占地和施工作业带等临时占地，主要表现为施工人员和作业机械对草本植物的践踏、碾压和灌木植物的砍伐等。该影响多集中在临时性占地范围 $50m$ 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消失。

#### (3) 管道修建对植被的影响

本项目管道建设主要为单井出油管线，仅 $3.98km$ 为集输支线管道建设。建设中管沟部分的植被需被全部清除，施工作业带上的植被因施工机械碾压被完全破坏。

管道建设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管道建设中管沟部分的植被必须要彻底清除，而施工带地面上的植被破坏则因施工方式的不同而异；施工机械的破坏较为严重，人工挖掘破坏程度则相对较轻。对于植被覆盖率较大的区域的施工作业，应尽量选用人工开挖的方式进行，最大限度减少对地表植被的破坏。施工作业完成后，对地表进行恢复，尽可能使其接近原貌。通过对油田区域内的考察分析，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，在其地表进行平整的情况下，翌年将会逐渐有草本植物恢复。

#### (4) 污染物对植被的影响

油田开发工程产生的污染物中，对植被生长产生影响的主要污染物为石油类、施工生活垃圾、污水、钻井岩屑、泥浆及各种废气等。本次部署的井场均为评价井转产能井，已完成钻井工程，不存在钻井岩屑、泥浆对植被的影响。施工期，施工人员不在现场设置施工营地，施工人员生活垃圾及生活污水依托生活基地内既有设

施。故本项目污染物对植被的影响主要为施工过程中产生的建筑垃圾及废防腐材料等。建筑垃圾若不及时清理会压覆生长的植被，废防腐材料的散落，不仅影响景观，亦影响植物的生长。只要在施工过程中加强环保宣传，就会使这种影响降到最小程度。

#### (5) 项目建设对保护植被梭梭的影响

项目区分布有自治区I级保护植物包括梭梭、白梭梭。梭梭及白梭梭在评价区域内为偶见种，其分布范围和种群数量极小，且在评价区域内无集中分布区。在满足方案设计要求的前提下适当调整，最大限度保护固沙植被—梭梭。若实在无法避让的，根据《中华人民共和国野生植物保护条例》中相关规定，项目建设单位取得林草部门的许可后，应缴纳相应的补偿费用由林草部门采取拯救措施对其进行迁地保护。项目区梭梭群落的多度、密度、盖度均较低，群落总盖度约5-10%。根据现场调查，本项目占地范围内梭梭分布量每百平米最多约10棵，高度一般不超过1m。环评要求，项目在施工过程中，临时占地要避开梭梭，确保施工时不对梭梭造成影响。在采取上述措施后，项目建设对梭梭的产生影响可降到最低。

#### 6.1.1.4 野生动物影响分析

施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，荒漠型鸟类和大型哺乳类动物种类将远离施工现场，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀等，一般在离作业区30m以外远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，项目施工过程中，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。地面建设工程后期，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，仅少量巡检人员在油田开发区域及管道区域定期活动，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于场站和生活基地等人员活动较多的区域。

#### 6.1.1.5 对水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖机破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，管沟开挖、土方排放、机械作业人员活动等都会

加剧水土流失。施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围的地表保护层变得松散，增加风蚀量。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018 年-2030 年）》，项目所在的和布克赛尔蒙古自治县位于 II<sub>2</sub> 天山北坡诸小河流域，属于水土流失重点治理区。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）》，本项目位于 1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区。项目土地利用现状为低覆盖度草地，建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失防治措施。

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到破坏，导致风沙作用加剧，因此大规模的石油勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。

#### （1）土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风选作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

#### （2）土壤贫瘠及含盐量变化

引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

### 6.1.1.6 对和布克赛尔江格尔国家沙漠公园的影响分析

根据《国家沙漠公园管理办法》（林沙发[2017]104 号），第二条：沙漠公园是以荒漠景观为主体，以保护荒漠生态系统和生态功能为核心，合理利用自然与人文景观资源，开展生态保护及植被恢复、科研监测、宣传教育、生态旅游等活动的特

定区域。第十二条：国家沙漠公园建设要合理进行功能分区，发挥保护、科研、宣教和游憩等生态公益功能。功能分区主要包括生态保育区、宣教展示区、沙漠体验区、管理服务区。（一）生态保育区应当实行最严格的生态保护和管理，最大限度减少对生态环境的破坏和消极影响。生态保育区可利用现有人员和技术手段开展沙漠公园的植被保护工作，建立必要的保护设施，提高管理水平，巩固建设成果。对具有植被恢复条件和可能发生植被退化的区域，可采取以生物措施为主的综合治理措施，持续提高沙漠公园的生态功能。生态保育区面积原则上应不小于国家沙漠公园总面积的 60%。（二）宣教展示区主要开展与荒漠生态系统相关的科普宣教和自然人文景观的展示活动。可修建必要的基础设施，如道路、展示牌及科普教育设施等。（三）沙漠体验区可在不损害荒漠生态系统功能的前提下开展生态旅游、文化、体育等活动，建设必要的旅游景点和配套设施。沙漠体验区面积原则上不超过国家沙漠公园总面积的 20%。（四）管理服务区主要开展管理、接待和服务等活动，可进行必要的基础设施建设，完善服务功能，提高服务水平。管理服务区面积应不超过国家沙漠公园总面积的 5%。

本项目对沙漠公园的影响主要为景观影响，本项目玛 104 井单井集输管线距离和布克赛尔江格尔国家沙漠公园最近，为 405m。不在沙漠公园范围内，项目建设活动不会进入沙漠公园内。项目距离沙漠公园较近区域通过缩小施工作业带宽度、缩短施工作业时间等措施减少对沙漠公园的影响。

综上分析，工程的建设对沙漠公园内的沙漠植被不会产生影响，对沙漠公园的影响可以接受。

### 6.1.2 运营期生态环境影响分析

运营期不新增占地，临时占地正在进行自然恢复。施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复。生产运营期过程中正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响，但是由于作业区加强对环境保护的宣传工作，员工的环保意识，特别是对野生动物的保护意识不断加强，对野生动物不会产生太大影响。

### 6.1.3 退役期生态环境影响分析

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油田

开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少1m的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

#### 6.1.4 对生态系统稳定性及完整性的影响分析

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

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

目前由于油田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态环境进一步恶化。

根据工程区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性划分为5个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态的特征。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。工程区域生态系统完整性等级见表6.1-1。

表 6.1-1 工程所在区域生态系统完整性等级表

标准		生态系统完整性					工程区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物种	指示种	没有或者几乎没有指示植物死亡	一些草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构 生物量和密度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	高
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/ 水质	小于 1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	差
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	差
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	好
	物种多样性						
结构	种群结构	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
	土壤状况						
	空间异质性/ 斑块大小/ 破碎度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	适度
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所取代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有影响	轻微影响	重大影响	剧烈影响	过度影响	差
	斑块连接性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	差
组成	丰度/频度/ 重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好

标准		生态系统完整性					工程区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物种	指示种	没有或者几乎没有指示植物死亡	一些草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种多样性						
	同一性/分布						

从表6.1-2可以看出工程区生态完整性受本工程影响较小，工程区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于工程占地面积有限，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。

本项目生态环境影响评价自查表详见6.1-2。

表 6.1-2 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input checked="" type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> (分布范围、种群梳理、种群结构、行为) 生境 <input checked="" type="checkbox"/> (生境面积、质量、连通性) 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> (物种组成、群落结构等) 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> (植被覆盖力、生产力、生物量、生态系统功能) 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> (物种丰富度、均匀度、优势度等) 生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> (主要保护对象、生态功能等) 自然景观 <input checked="" type="checkbox"/> (景观多样性、完整性) 自然遗迹 <input type="checkbox"/> ( )
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积: (40)km <sup>2</sup> ; 水域面积: (    )km <sup>2</sup>
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input checked="" type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input checked="" type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input type="checkbox"/> ；定性和定量 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>

生态保护 对策措施	对策措施	避让 <input checked="" type="checkbox"/> ; 减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ; 科研 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ; 长期跟踪 <input type="checkbox"/> ; 常规 <input checked="" type="checkbox"/> ; 无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ; 环境影响后评价 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可行 <input type="checkbox"/>
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“( )”为内容填写项。		

### 6.1.5 小结

本工程建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标。本项目玛104井单井集输管线距离和布克赛尔江格尔国家沙漠公园最近，为405m。不在沙漠公园范围内，项目建设活动基本不会对沙漠公园造成影响。本工程玛131井区、玛18井区、玛2井区、艾湖2井区部分建设区域及玛101井区位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，属于天山北坡诸小河流域重点治理区。建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失防治措施。

本工程对生态环境的影响主要来自施工占地的影响，本项目总占地约52.50hm<sup>2</sup>，永久占地面积约1.83hm<sup>2</sup>，临时占地面积约50.67hm<sup>2</sup>。占地类型主要为裸土地、采矿用地、盐碱地、其他草地、灌木林地、盐碱地。项目建设区域地表植被稀疏，以荒漠植被为主，由工程造成的生物损失量较小，不会造成区域的生态多样性下降。评价区野生动物种类少，基本无大型野生动物出现，对野生动物的影响较小。在整个油田开发过程中，临时占地和永久占地的影响范围较小，建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

## 6.2 大气环境影响分析

### 6.2.1 施工期大气环境影响分析

#### 6.2.1.1 污染源分析

施工废气主要来自施工作业带清理、管够开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘；施工机械及运输车辆产生的燃油废气，以及管道焊接、防腐废气。

#### 6.2.1.2 施工期大气环境影响分析

##### (1) 施工扬尘

——运输车辆扬尘的影响分析

建设期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，运输车辆扬尘对周围大气环境质量影响是有限的。

在项目开发前期，由于主要进行地面建筑、井场、管线、道路建设等施工，项目区大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为石子路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。随油田开发进入产液期，区块道路面硬化，这部分扬尘大大减轻。

#### ——地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①地基、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄露，产生扬尘污染较少；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。开挖表土应采用防尘网覆盖以减少扬尘污染。

项目施工在混合土工序阶段，灰土拌和、混凝土拌和是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

总体来说施工期间所排放的大气污染物对空气环境的影响不大，通过采取上述措施后，扬尘浓度可降低到  $1\text{mg}/\text{m}^3$ ，而且这种影响随着施工期的结束而结束。

#### (2) 施工机械和车辆尾气排放

本工程的废气主要来源于施工机械及运输车辆燃料燃烧废气，排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工的结束而停止。由于使用符合国家标准的燃料，且周边无居民区、地域空旷，扩散条件良好，燃料废气对环境空气影响较小。

#### (3) 管道焊接废气、防腐废气

根据工程分析，本项目管道焊接及防腐施工量较小。管道焊接废气及防腐废气产生量较小，属于临时性、阶段性排放源，随着施工的结束影响随之消失。项目区周边 5km 范围内无居住区、地域空旷，扩散条件良好，管道焊接废气及防腐废气对环境空气影响较小。

## 6.2.2 运营期大气环境影响分析

### 6.2.2.1 污染影响分析

运营期的大气污染源主要为原油集输过程中烃类无组织挥发废气。

本次部署的32口采油井除玛115\_H井因井口工艺无法满足集输需求外，其余31口井均采用密闭集输工艺，密闭集输可有效减少集输过程中无组织废气的排放量。运营过程中定期对站场的设备、管线、阀门等进行检查、检修，减少跑、冒、滴、漏的发生；定期对油气集输管线进行巡检，大大降低无组织挥发废气的产生。

### 6.2.2.2 运营期大气环境影响分析

#### 1、相关判定

本项目核定的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与评价，只对污染物排放量进行核算”。故本次采用AERSCREEN模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

#### 2、模型选用

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

#### 3、估算模型使用数据来源

##### （1）地形数据

估算模型使用的原始地形数据为美国NASA和NIMA联合测量并公布的全球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

项目大气评价范围占地类型主要为裸地，地表特征参数为该类型土地的经验参数，见表6.2-1。

表 6.2-1 本项目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

地区	统计时间	最低温度	最高温度	最小风速	测风高度
乌尔禾区	20 年	-35.9℃	42.9℃	0.5m/s	10
和布克赛尔蒙 古自治县	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/℃		42.9/42.3
最低环境温度/℃		-35.9/-34.5
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

#### 5、污染源参数

本项目污染源参数见表6.2-4和表6.2-5。

表 6.2-4 面源污染源参数一览表（单井密闭集输无组织）

名称	面源起点坐标（m）		面源 海拔 高度 （m）	面源 长度 （m）	面源 宽度 （m）	与正 北向 夹角 （°）	面源有 效排放 高度 （m）	年排 放小 时数 （h）	排放 工况	污染物 排放速 率(kg/h)
	经度	纬度								NMHC
			300	40	30	20	5	7200	正常 工况	0.00519

表 6.2-5 面源污染源参数一览表（单井拉油井场无组织）

名称	面源起点坐标（m）		面源海 拔高度 （m）	面源 长度 （m）	面源 宽度 （m）	与正 北向 夹角 （°）	面源有 效排放 高度 （m）	年排 放小 时数 （h）	排放 工况	污染物排放速率 （kg/h）
	经度	纬度								NMHC
			301	90	50	0	8	7200	正常 工况	0.0682

#### 6、预测结果

预测结果见表6.2-6。

表 6.2-6 非甲烷总烃估算模型计算结果表

下风向距离/m	单井密闭集输井场		下风向距离/m	单井拉油井场	
	预测质量浓 度/mg/m <sup>3</sup>	占标率/%		预测质量浓 度/mg/m <sup>3</sup>	占标率/%
10	0.0067	0.34	10	0.0282	1.41

下风向距离/m	单井密闭集输井场		下风向距离/m	单井拉油井场	
	预测质量浓度/mg/m <sup>3</sup>	占标率/%		预测质量浓度/mg/m <sup>3</sup>	占标率/%
25	0.0083	0.41	25	0.0333	1.67
50	0.0087	0.43	49	0.0385	1.93
60	0.0087	0.44	50	0.0385	1.92
75	0.0085	0.43	75	0.0367	1.84
100	0.0079	0.4	100	0.0364	1.82
125	0.0072	0.36	125	0.0355	1.78
150	0.0065	0.33	150	0.0345	1.72
175	0.0059	0.29	175	0.0333	1.67
200	0.0054	0.27	200	0.0322	1.61
300	0.0041	0.21	300	0.0276	1.38
400	0.0034	0.17	400	0.0238	1.19
500	0.0028	0.14	500	0.0206	1.03
600	0.0024	0.12	600	0.0182	0.91
700	0.0021	0.1	700	0.0163	0.82
800	0.0018	0.09	800	0.0148	0.74
900	0.0016	0.08	900	0.0138	0.69
1000	0.0014	0.07	1000	0.0128	0.64
1100	0.0013	0.06	1100	0.012	0.6
1200	0.0012	0.06	1200	0.0113	0.56
1300	0.0011	0.05	1300	0.0107	0.53
1400	0.001	0.05	1400	0.0102	0.51
1500	0.0009	0.05	1500	0.0097	0.48
1600	0.0008	0.04	1600	0.0092	0.46
1700	0.0008	0.04	1700	0.0088	0.44
1800	0.0007	0.04	1800	0.0084	0.42
1900	0.0007	0.03	1900	0.008	0.4
2000	0.0006	0.03	2000	0.0077	0.38
2500	0.0005	0.02	2500	0.0063	0.31
3000	0.0004	0.02	3000	0.0053	0.26
3500	0.0003	0.02	3500	0.0045	0.23
4000	0.0003	0.01	4000	0.0039	0.2
4500	0.0002	0.01	4500	0.0035	0.17
5000	0.0002	0.01	5000	0.0031	0.15
下风向最大质量浓度及占标率	0.0087	0.44	下风向最大质量浓度及占标率	0.0385	1.93
D10%最远距离/m	60	60	D10%最远距离/m	49	49

由预测结果可知：本项目油气集输过程中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、大气防护距离

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中关于大气环境防护距离的要求“对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值，但厂界外大气污染物短期贡献浓度超过环境质量浓度限值的，可以自厂界向外设置一定范围的大气环境防

护区域，以确保大气环境防护区域外的污染物贡献浓度满足环境质量标准”。本项目废气厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值要求，厂界外大气污染物短期贡献浓度可达到环境质量浓度限值，因此，项目无需设置大气环境防护区域。

## 8、大气环境影响评价结论

本项目运营时期为持续的长期影响，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；单井密闭集输井场及单井拉油井场边界非甲烷总烃浓度可满足《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。项目区地域空旷，无集中固定人群居住，项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

## 9、废气污染源核算

本项目运营期大气污染物排放量见表6.2-7。

表 6.2-7 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 t/a
					标准名称	浓度限值 mg/m <sup>3</sup>	
1	油区 001	32 口采油井	NMHC	日常维护，做好密闭措施	《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	井场边界无组织挥发产生的非甲烷总烃 1h 平均浓度限值 4mg/m <sup>3</sup>	1.687

## 10、大气环境影响评价自查表

大气环境影响评价自查表见表6.2-8。

表 6.2-8 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长=5~50km <input type="checkbox"/>	边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>
评价因子	SO <sub>2</sub> +NO <sub>x</sub> 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>	500~2000t/a <input type="checkbox"/>	<500t/a <input type="checkbox"/>	
	评价因子	基本污染物（SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、PM <sub>10</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、CO、O <sub>3</sub> ） 其他污染物（NHMC）		包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input checked="" type="checkbox"/>	
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>	地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D <input type="checkbox"/>	其他标准 <input type="checkbox"/>
现状评价	评价功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>	一类区和二类区 <input type="checkbox"/>
	评价基准年	(2022) 年			

工作内容		自查项目							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>			主管部门发布的数据 <input type="checkbox"/>		现状补充检测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>				不达标区 <input type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>	
大气环境影响评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>			边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子 (/)				包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	C <sub>本项目</sub> 最大占标率≤100% <input type="checkbox"/>				C <sub>本项目</sub> 最大占标率>100% <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C <sub>本项目</sub> 最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>		C <sub>本项目</sub> 最大占标率>10% <input type="checkbox"/>			
		二类区		C <sub>本项目</sub> 最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>		C <sub>本项目</sub> 最大占标率>30% <input type="checkbox"/>			
	非正常 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 (0.5) h		C <sub>非正常</sub> 占标率≤100% <input type="checkbox"/>			C <sub>非正常</sub> 占标率>100% <input type="checkbox"/>		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C <sub>叠加</sub> 达标 <input type="checkbox"/>				C <sub>叠加</sub> 不达标 <input type="checkbox"/>			
区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% <input type="checkbox"/>				k>-20% <input type="checkbox"/>				
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(NHMC)			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>		
	环境质量监测	监测因子：(/)			监测点位数 (/)		无监测 <input type="checkbox"/>		
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> /不可以接受 <input type="checkbox"/>							
	大气环境防护距离	距(厂界)最远(0) m							
	污染源年排放量	SO <sub>2</sub> : (/) t/a		NO <sub>x</sub> : (/) t/a		颗粒物: (/) t/a		VOCs: (1.687) t/a	

注：“”为勾选项，填“√”；“( )”为内容填写项

### 6.2.3 退役期大气环境影响分析

油井退役后各种相关辅助工作均停止，采油造成的环境空气污染源将消失，油井停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响

是暂时的，且该区域内活动人群较少，主要为井场清理的油田工作人员。

## 6.2.4 小结

运营期项目对大气环境的影响主要来自油气集输过程中产生一定量的无组织烃类挥发根据工程分析估算，无组织VOCs排放量为1.687t/a。项目区周边5.0km范围内无敏感点，对大气环境敏感目标影响不大。项目正常工况下排放的各种大气污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

## 6.3 地表水环境影响分析

### 6.3.1 施工期地表水环境影响分析

施工期废水污染源主要来自管道试压废水及施工人员生活废水。根据工程分析，管道试压水循环利用，试压结束后用于施工现场洒水抑尘；施工人员居住在生活基地内，生活废水依托生活基地内既有设施，最终交由乌尔禾区污水处理厂处理。施工期各类废水均不外排至任何地表水体，且项目区评价范围内无任何地表水体，因此施工废水不会对地表水环境造成影响。

### 6.3.3 运营期地表水环境影响分析

运营期废水主要为井下作业废水、采出水及压裂返排液。

井下作业废水经专用废液罐收集后拉运至百联站，采出水管输至百联站，井下作业废水及采出水均经百联站污水处理系统处理达标后回注油藏。压裂返排液经专用废液罐收集后拉运至百联站压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复配，部分用于调剖。运营期各类生产废水均得到合理利用不外排，且评价范围内无任何地表水体，因此运营期各类生产废水不会对地表水环境造成影响。

本项目地表水环境影响评价自查表见表 6.3-1。

表 6.3-1 建设项目地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型

工作内容		自查项目	
影响因子		直接排放 <input type="checkbox"/> ; 间接排放 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/> (不排放)	水温 <input type="checkbox"/> ; 径流 <input type="checkbox"/> ; 水域面积 <input type="checkbox"/>
		持久性污染物 <input type="checkbox"/> ; 有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ; 非持久性污染物 <input checked="" type="checkbox"/> ; pH 值 <input type="checkbox"/> ; 热污染 <input type="checkbox"/> ; 富营养 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ; 水位 (水深) <input type="checkbox"/> ; 流速 <input type="checkbox"/> ; 流量 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 A <input checked="" type="checkbox"/> ; 三级 B <input checked="" type="checkbox"/>	一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>
现状调查	区域污染源	调查项目	数据来源
		已建 <input type="checkbox"/> ; 在建 <input type="checkbox"/> ; 拟建 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>
	受影响水体水环境质量	调查时期	数据来源
		丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> ; 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>	生态环境保护主管部门 <input type="checkbox"/> ; 补充监测 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	区域水资源开发利用状况	未开发 <input type="checkbox"/> ; 开发量 40%以下 <input type="checkbox"/> ; 开发量 40%以上 <input type="checkbox"/>	
	水文情势调查	调查时期	数据来源
		丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> ; 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>	水行政主管部门 <input type="checkbox"/> ; 补充监测 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
补充监测	监测时期	监测因子	监测断面或点位
	丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> ; 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>	( )	监测断面或点位个数 ( ) 个
现状评价	评价范围	河流: 长度 ( ) km; 湖库、河口及近岸海域: 面积 ( ) km <sup>2</sup>	
	评价因子	( )	
	评价标准	河流、湖库、河口: I类 <input type="checkbox"/> ; II类 <input type="checkbox"/> ; III类 <input type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/> ; V类 <input type="checkbox"/> 近岸海域: 第一类 <input type="checkbox"/> ; 第二类 <input type="checkbox"/> ; 第三类 <input type="checkbox"/> ; 第四类 <input type="checkbox"/> 规划年评价标准 ( )	
	评价时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>	
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况 <input type="checkbox"/> : 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标状况 <input type="checkbox"/> : 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 水环境保护目标质量状况 <input type="checkbox"/> : 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 <input type="checkbox"/> : 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 底泥污染评价 <input type="checkbox"/> 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 <input type="checkbox"/> 水环境质量回顾评价 <input type="checkbox"/> 流域 (区域) 水资源 (包括水能资源) 与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 <input type="checkbox"/>	达标区 <input type="checkbox"/> 不达标区 <input type="checkbox"/>
影响预测	预测范围	河流: 长度 ( ) km; 湖库、河口及近岸海域: 面积 ( ) km <sup>2</sup>	
	预测因子	( )	
	预测时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/> 设计水文条件 <input type="checkbox"/>	
	预测情景	建设期 <input type="checkbox"/> ; 生产运行期 <input type="checkbox"/> ; 服务期满后 <input type="checkbox"/> 正常工况 <input type="checkbox"/> ; 非正常工况 <input type="checkbox"/> 污染控制和减缓措施方案 <input type="checkbox"/> 区 (流) 域环境质量改善目标要求情景 <input type="checkbox"/>	
	预测方法	数值解 <input type="checkbox"/> ; 解析解 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/> 导则推荐模式 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区 (流) 域水环境质量改善目标 <input type="checkbox"/> ; 替代削减源 <input type="checkbox"/>	

工作内容		自查项目			
水环境影响评价		排放口混合区外满足水环境管理要求□ 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标□ 满足水环境保护目标水域水环境质量要求□ 水环境控制单元或断面水质达标□ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求□ 满足区（流）域水环境质量改善目标要求□ 水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价□ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价□ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求□			
	污染源排放量核算	污染物名称	排放量/（t/a）		排放浓度/（mg/L）
		（/）	（/）		（/）
	替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量/（t/a）
（/）		（/）	（/）	（/）	（/）
生态流量确定	生态流量：一般水期（ ）m <sup>3</sup> /s；鱼类繁殖期（ ）m <sup>3</sup> /s；其他（ ）m <sup>3</sup> /s 生态水位：一般水期（ ）m；鱼类繁殖期（ ）m；其他（ ）m				
防治措施	环保措施	污水处理设施□；水文减缓设施□；生态流量保障设施□；区域削减□；依托其他工程措施☑；其他□			
	监测计划		环境质量		污染源
		监测方式	手动□；自动□；无监测☑		手动☑；自动□；无监测□
		监测因子	（ ）		pH、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、悬浮物、总磷、总氮、流量
污染物排放清单	☑				
评价结论	可以接受☑；不可以接受□				
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。					

## 6.4 地下水环境影响分析

### 6.4.1 施工期地下水环境影响分析

#### （1）管道试压水

根据工程分析，管道试压采用清水，管道分段试压，试压水由管线排出经罐收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于场地四周洒水抑尘。对项目区地下水环境基本无影响。

#### （2）管线施工对地下水的影响

集油支线敷设埋深为-1.9m，单井管线敷设埋深为-1.7m，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于项目所在区域属自然干旱气候，降雨少，且管道沿

线表层土壤有一定的自然净化能力，管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设不会对地下水造成不利影响。

### (3) 施工人员生活废水对地下水环境影响

地面施工人员在百口泉采油厂建设有生活基地，施工期生活污水依托生活基地内既有设施，最终交由乌尔禾区污水处理厂处理，不会对项目区地下水产生影响。

## 6.4.2 运营期地下水环境影响分析

### 6.4.2.1 水文地质条件

#### (1) 水文情况

本项目主要位于百口泉老区、检188井区、玛131井区、玛2井区、玛18井区、艾湖2井区，根据收集到的资料，百口泉老区及检188井区所在区域地下水水质主要为第三系碎屑岩类孔隙水及第四系松散岩类孔隙水，玛131井区、玛2井区、玛18井区、艾湖2井区所在区域地下水主要为第四系松散岩类孔隙水及白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水。

由于地质构造运动，北部山区成吉思汗-哈拉阿拉特山成为古生代的褶皱隆起带，百口泉-黄羊泉地区处于准噶尔盆地中-新生界的沉降区。从隆起带到沉降区，地下水形成与赋存呈现出有规律的变化。

在褶皱带与沉降区间的达尔布图大断裂切穿了中新生界部分地层，也横切过达尔布图河、克拉苏河和白杨河，使得北部山区的基岩裂隙水和河水，成为含松散岩类孔隙和碎屑岩类孔隙和碎屑岩类孔隙裂隙地层主要补给源。

褶皱带的山区古老基岩裂隙水赋存于古生代变质岩的构造裂隙中。地下水主要依靠大气降水和积雪融水的补给。

沉降区主要赋存松散岩类孔隙水及碎屑岩类裂隙孔隙水。松散岩类孔隙水赋存于第四系中，而碎屑岩类裂隙主要赋存于第三系和白垩系岩层的裂隙孔隙水。据前人供水水文地质勘查资料表明，孔隙潜水、第三系裂隙孔隙水主要埋藏分布靠近山区的百口泉地区，松散裂隙水、白垩系裂隙孔隙水主要埋藏分布在靠玛纳斯湖地区。

#### (2) 地层岩性、结构特征

区域广泛发育着三叠系地层，克-乌断裂下盘地层沉积较全，克-乌断裂上盘二叠系及三叠系地层大部分缺失。区域位于克-乌断裂上盘，残存部分三叠系上统的白碱滩组及中统克拉玛依组地层，呈角度不整合沉积在石炭系超覆地层上，其上

不整合覆盖着下侏罗统 ( $J_{1+2}$ ) 上侏罗统 ( $J_3$ ) 和下白垩统 ( $K_1$ ) 等地层。

由于断块的升降活动, 导致克上组内部在  $S_1$  沉积前大面积遭受剥蚀, 造成  $S_2$ 、 $S_3$  部分及部分  $S_4$  缺失, 同时亦造成克-乌断裂上、下盘同期沉积厚度的差异较大, 上盘克上组地层平均沉积厚度 70m, 自上而下为  $S_1$ 、 $S_3$ 、 $S_4$ 、 $S_5$  共 4 个砂层组, 可划分为 8 个小层  $S_1$ 、 $S_3^2$ 、 $S_4^1$ 、 $S_5^{1-1}$ 、 $S_5^{1-2}$ 、 $S_5^{2-1}$ 、 $S_5^{2-2}$ , 主力层为  $S_5$ ; 下盘发育为  $S_1$ 、 $S_2$ 、 $S_3$ 、 $S_4$ 、 $S_5$ 、 $R_5$  共 6 个砂层组, 地层发育完整, 平均沉积厚度 275m。

### (3) 含水层概述

本项目所在区域处于准噶尔界山褶皱带和准噶尔盆地西北缘的过渡带, 复杂的地质环境决定了区内有三种类型的地下水的形成和赋存, 在低山丘陵区古生界岩层中有第三系孔隙裂隙水, 在广大的平原区第四系松散岩层中有孔隙潜水, 在第四系岩层下伏着白垩系岩层中有承压(自流)水。

#### ① 第三系孔隙裂隙水

百口泉地区是新生界的自流水斜地, 经过前人多次的地质和水文地质勘查以及水源地三十多年来开发利用实践, 基本证实了区内第三系岩层中埋藏着较为丰富的孔隙裂隙承压自流水。第三系沉积层在地貌上是一个由西北向东南展布的冲洪积扇; 在构造上表现为由西北向东南倾斜的单斜构造(靠近山区岩层倾角较陡, 向着盆地方向趋于平缓)。第三系沉积层是由克拉苏河、达尔布图河搬运至堆积而成的, 是典型的河流相沉积层, 由砂岩、砾岩和泥岩互层组成, 岩相变化较大, 结构多呈透镜状, 沉积厚度在北部为 10-40m, 向南至井排一带(中部地带)厚 40-60m, 井排以南厚 50-70m, 由扇形轴部向东、西两侧变薄而尖灭。由于沉积物的变化导致第三系含水层的不均匀存在。

据勘探资料, 百口泉地区新第三系含水层的层数和厚度分布不均, 厚度不大。北部地区大部分水井揭露 1 层~3 层(含水层单层较厚), 少数钻孔揭露 5 层~6 层(浅 12、浅 15、补 13), 含水层厚度一般 5m~20m。最厚达 22.5m(浅 15 井); 中部地层揭露 2 层~4 层, 少数钻孔揭露 8 层(浅 2、浅 9 井), 含水层厚度较大, 尤以注输联合站最厚可达 20m~33m; 在井排地段含水层总厚度表现为由西向东变薄的特征(西段平均厚度 19m, 中段为 14.7m, 东段为 13.95m); 南部地区揭露 6 个~9 个含水层, 且单层厚度较薄, 多在 1m~2m, 含水层总厚度一般为 13m~22.5m。

#### ② 第四系孔隙潜水

广大山前平原是第四系孔隙潜水的主要分布区。潜水主要靠克拉苏河和达尔布

图河出山口后，一部分流入第四系砾石层中，另一部分直接渗入第三系和白垩系岩层中。埋藏在冲洪积层中的孔隙潜水具有统一的潜水面，沿着扇形坡度由西北向东南流动，处于扇形地上部和中部的含水层为砾石层，向下游堆积物颗粒变细，含水层的含水性能渐弱，大体在井排以南潜水趋于贫乏。潜水埋藏深度一般靠近河流两侧为1-3m，远离河流逐渐变深，由3-5m到5-10m。第四系潜水受上述2条河流的控制，季节性很强。据观测资料，每年丰水期（4-6月）区内水位上升，生产井的开采动水位也明显上升，生产井全部开泵日产量近万立方米，占全年总产量的56%左右，7月至次年3月水位逐渐下降。该区水文地质条件决定了第四系潜水化学成分的形成特征，百口泉北部和中部多为低矿化的重碳酸型水，靠近冲洪积扇的边缘地带。潜水迅速过渡为中等矿化度的硫酸盐和氯化物类型水。

根据收集资料显示，单井涌水量一般为303~439m<sup>3</sup>/d，矿化度1.87~5.08g/L，水化学类型为Cl·SO<sub>4</sub>-Na型水和Cl-Na型水。根据已钻水井水文地质柱状图可以看出，第四系厚度为20~65m不等，包气带岩性以石英长石为偶见砾石，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。

③白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水：通过对白垩系地层岩性、沉积特征的分析研究，说明中生代地层是在潮湿气候的泻湖、湖泊环境条件下形成的。新生代开始，区域地壳上升，白垩纪地层接受风化、剥蚀，湖泊相水便在白垩系碎屑岩层的层状裂隙孔隙中残留下来，即形成了区域地下水。与此同时，山区降水入渗形成的基岩裂隙水和地表水，在漫长的地质历史时期，通过侧向流入和渗漏补给给储存白垩纪的层中，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302~439m<sup>3</sup>/d，矿化度3~6g/L，为半咸水，水化学类型主要为Cl·SO<sub>4</sub>-Na型水。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241~299m。

#### （4）地下水运动规律

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。

(5) 地下水开发利用现状

项目区无居民点，地下水基本不开采，已有水井均为新疆油田公司所钻水井，地下水基本无利用价值，主要用于工业生产，仅作为油田钻井配水使用，无其他开采途径。

(6) 包气带污染现状调查

① 监测点位及监测项目

在百联站、玛131转油站、玛18转油站、艾湖2转油站、检188井区9277井旁分别布设1个监测点，并在油田生产设施占地范围外设置1个对照点，共布设6个监测点，进行包气带污染现状监测。详见表6.4-1。

表 6.4-1 包气带监测布点

编号	监测点位	坐标	取样深度	监测项目
1#			0~20cm, 范围处各取 1 组土样进行浸溶试验, 并分析浸溶液成分	pH、六价铬、铅、铜、锌、镉、砷、汞、氟化物、石油类、挥发酚、硫化物
2#				
3#				
4#				
5#				
6#				

② 监测时间、频次及方法

监测时间为2022年12月10日，监测1天，各监测点位监测一次。

对土样进行浸溶试验，并分析浸溶液成分；浸溶液中各监测因子及监测方法见表6.4-2。

表 6.4-2 包气带浸溶液监测因子、方法依据及检出限

分析项目	分析方法	方法依据	检出限
pH	水质 pH 值的测定电极法	HJ 1147-2020	/
六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7467-1987	0.004mg/L
石油类	水质石油类的测定 紫外分光光度法	HJ 970-2018	0.01mg/L
挥发酚	水质挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法	HJ 503-2009	0.0003mg/L
硫化物	水质硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法	GB/T 16489-1996	0.005mg/L
铅	生活饮用水标准检验方法 金属指标 无火焰原子吸收分光光度法	GB/T 5750.6-2006 (11.1)	0.0025mg/L
铜	生活饮用水标准检验方法 金属指标 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 5750.6-2006 (4.2)	0.2mg/L

分析项目	分析方法	方法依据	检出限
	法		
锌	生活饮用水标准检验方法 金属指标 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 5750.6-2006 (5.1)	0.05mg/L
镉	生活饮用水标准检验方法 金属指标 无火焰原子吸收分光光度法	GB/T 5750.6-2006 (9.1)	0.0005 mg/L
砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	0.0003mg/L
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	0.00004
氟化物	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 离子选择电极法	GB/T 5750.5-2006 (3.1)	0.2mg/L

### ③监测结果

包气带土壤环境质量现状监测结果见表6.4-3。从结果可以看出六价铬、石油类、挥发酚、铜、锌、镉、汞均为检出，各监测点铅、砷、氟化物监测结果值与背景参照点相差较小，表明现有工程对评价区包气带投入环境未产生显著影响。

表 6.4-3 包气带监测结果

监测项目	监测点位及结果						单位
	百联站	玛131转油站	玛18转油站	艾湖2转油站	9277井	参照点	
pH							无量纲
六价铬							mg/L
石油类							mg/L
挥发酚							mg/L
铅							μg/L
铜							mg/L
锌							mg/L
镉							μg/L
砷							μg/L
汞							μg/L
氟化物							mg/L
硫化物							mg/L

#### 6.4.2.2 正常状况下地下水环境影响分析

运营期废水主要为井下作业废水及采出水。

井下作业过程中铺膜带罐作业，井下作业废水经专用废液罐收集后拉运至百联站，采出水管输至百联站，井下作业废水及采出水均经百联站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注入层平均空

气渗透率 $>1.5\mu\text{m}^2$ 的标准后回注油藏。建设单位每天对百联站污水处理系统出水水质进行检测，根据业主提供的资料，悬浮固体含量在 $15\text{-}20\text{mg/L}$ ，含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ ，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注入层平均空气渗透率 $>1.5\mu\text{m}^2$ 的标准要求。

项目区域主要埋藏着第三系碎屑岩类孔隙水、第四系松散岩类孔隙水及白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水。第三系碎屑岩类孔隙水含水层厚度在 $13\text{-}22.5\text{m}$ 之间；第四系松散岩类孔隙水含水层厚度在 $20\text{-}65\text{m}$ 之间；白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水含水层厚度在 $241\text{-}299\text{m}$ 之间。回注井有限选择报废的老井，本油田井深在 $2000\text{-}4900\text{m}$ 范围内，回注地层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层的深度，且各评价井在钻井时已采用下套管注水泥方式进行固井，可有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。后期随着注水量的不断增加，地层压力也随之不断升高，必须加强检测、观察，避免因水窜层造成地下水的污染。另外回注的水达到了回注水水质要求，因此污染地下水的可能性较小。

根据油田环境保护的要求，落地油100%回收，最终以含油污泥形式交由危废处置单位回收处理，油区地处干旱少雨的荒漠地带，不存在降水淋滤作用，因此落地油没有进入地下水层的途径，不存在污染地下水的可能。

综上，本项目运营期产生的废水及各类废物均得到妥善处置，正常情况下不会形成地表径流，不会对地表水和地下水产生不利影响。

### 6.4.2.3 非正常状况下地下水环境影响预测分析

#### 1、事故状态下对地下水环境的影响

油田工程生产过程中，各种环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的油田污染事故；输油管线运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使凝析油泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

##### (1) 井喷事故原油泄露对地下水的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要 $1\text{-}2$ 天才能得以控制。据类比资料显示，井喷污染范围在半径 $300\text{m}$ 左右时，井喷持续时间 $2$ 天，井

喷范围内土壤表层可见有蜡状的喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面1m以内，石油类污染物很难下渗到2m以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围地表水体的影响，对地下水体的影响概率不大，在对本项目区域地层进行深度了解，在钻井过程中采取有效防喷措施，在加强管理，措施到位的前提下，井喷是可以得到有效防范的，能够避免对地下水造成污染。

#### (2) 油水窜层对地下水的影响分析

废弃的油井套管被腐蚀破坏而污染地下水的现象，待油田开发到中后期时才可能会出现：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，评价区内全部废弃井应打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

钻井完井后油水窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：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。

#### (3) 原油泄露对地下水的影响分析

一般泄露于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄露到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。通常原油泄露产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而原油泄露事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄露量、泄露方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力。石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层0-20cm的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m以下）石油类物质含量的35倍；且石油类多在地表1m以内聚集，1m以下土壤中含油量甚少。所以原油泄露将迅速沿土壤中的砾石层下渗，甚至可以到达石膏层，但影响地下水的的可能性不大。

#### (4) 管道泄露对地下水的影响分析

泄露事故会产生浅部隐蔽性污染源，导致油品泄露下渗，有导致地下水污染风

险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，定期对井场的阀门和设备进行检查，发生泄漏事故及时找到泄漏点，更换破裂设备，并将受污染的土壤全部回收，送至有相应危废处置资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

## 2、事故状态下对地下水环境影响预测与评价

**本项目事故状态预测为：**本次共部署32口采油井，仅玛115\_H井采用单井拉油集输方式，其余31口井均采用密闭集输。因此本次事故预测单井管线泄露及拉油储油罐泄露对地下水的影响预测。

### (1) 预测情景设定

本次模拟预测根据污染风险分析的情景设计，在选定优先控制污染物的基础上，分别对地下水中污染物在不同时段的运移距离、超标范围进行模拟预测，污染情景的源强数据通过计算予以确定。本次评价对单井集输管线发生全管径泄漏以及储油罐发生泄漏对地下水产生的影响进行预测。

#### ①单井集输管线泄露

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（修订征求意见稿）中附录F中管道泄漏量公式：

$$Q=\alpha\cdot\beta\cdot q\cdot L$$

式中：

Q——废污水渗透量，m<sup>3</sup>/d；

L——管道长度，km；考虑最不利因素，本次选取最大管径单井管线进行预测，即 6km，管径为 DN150；

$\alpha$ ——变差系数，一般可取 0.1~1.0，管道采取特殊防渗措施时根据防渗能力选取；考虑最不利因素，本项目取 1.0；

$\beta$ ——调整系数，针对不同压力管道单位泄漏量的量纲差异给出的调整系数，有压管道取值 3.6，无压管道和渠道取值 0.001；本项目取值 3.6；

q——单位泄漏量，L/min·km或L/d·km，不同材质有压管道和无压管道的单位泄漏量分别见F.3.1和F.3.2，渠道或管渠泄漏量见F.3.3。本项目将集输管径均视为管径 DN为150，根据表F.5，取值为1.05。

根据上述公式计算出管线泄漏量为22.68L/min，根据百口泉采油厂应急预案，发生事故，一般15min可以到达事故地进行处置（主要处置措施为：关闭阀门，堵塞泄露口，设置截留土堆，采用泵将泄漏物抽至废液收集罐中等），则15min内管线泄漏量为0.34m<sup>3</sup>，管线内为油水混合物，根据建设单位提供的开采设计资料，项目区块综合含水率为52.6%，原油平均密度为0.829g/cm<sup>3</sup>，则管线原油泄漏量约为0.14t。

## ②储油罐泄露

当储油罐发生泄露，根据伯努利方程进行泄漏量计算，计算公示如下：

$$Q_L = C_d A_r \rho_1 \sqrt{\frac{2(P_1 - P_0)}{\rho_1} + 2gh}$$

式中：QL——液体泄漏速率，kg/s；

P——容器内介质压力，kPa，取 2500kPa；

P<sub>0</sub>——环境压力，kPa，取 101.325kPa；

C<sub>d</sub>——液体泄漏系数，此值常用 0.6~0.64，取 0.64；

A——裂口面积，m<sup>2</sup>，取 0.002m<sup>2</sup>；

g——重力加速度，9.8m/s<sup>2</sup>；

h——裂口之上液位高度，m，在此取 3m；

ρ——泄漏液体密度，kg/m<sup>3</sup>，在此取 825kg/m<sup>3</sup>。

根据上述公式计算出储油罐发生全管径泄漏时，泄漏速率为8.49kg/s，事故应急反应时间为15min，据此计算原油的泄漏量为7.641t。储油罐储存物质为油水混合物，根据工程方案玛115\_H井含水率为77.8%，单座储油罐泄漏量约为1.70t，井场共设置2座储油罐，考虑2座储油罐同时泄漏的最不利情况，则最大泄漏量为3.4t。

## （2）预测因子

选取油田开发项目特征污染物石油类为预测因子。

## （3）预测时段

预测时段选取100d、1000d、3650d。

## （4）预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水评价等级为二级，含水层的基本参数变化很小，因此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。

瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源：

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

式中：

$x, y$  ——计算点处的位置坐标；

$t$  ——时间，d；

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

$M$  ——潜水含水层的厚度，保守取 50m；

$m_M$  ——长度为  $M$  的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

$u$  ——水流速度，m/d；

$n_e$  ——有效孔隙度，量纲为 1；

$D_L$  ——纵向弥散系数， $m^2/d$ ；

$D_T$  ——横向  $y$  方向的弥散系数， $m^2/d$ ；

$\pi$  ——圆周率。

各参数取值见下表6.4-4：

表 6.4-4 各参数取值

各参数	参数名称	单井管 线管线	储油罐	数据来源
	污染物	石油类		详见情景设置
	泄漏量 (kg)	140	3400	
$u$				
$n_e$				
$D_L$				
$D_T$				

### (5) 预测结果与分析

将上述参数代入预测公式，各预测时段污染物随时间和距离变化特征见表 6.4-5。

表 6.4-5 石油类迁移距离一览表

污染物	运移时间 (d)	最大运移距 离 (m)	影响范围 ( $m^2$ )	超标范围 ( $m^2$ )	超标最远距 离 (m)	下游最大浓 度 (mg/L)
单井管线						
石油类	100	98	6660	4055	80	61.16
	1000	382	48958	23000	313	6.12
	3650	963	142577.34	47923.75	804	1.67
储油罐						
石油类	100	112	9097	6487	97	1485.41

	1000	432	73305.19	47338.23	379	148.54
	3650	1067	231419.96	136714.74	955	40.69

根据预测结果：非正常工况下，集输管线因年久失修，原油进入地下，建设单位检修发现泄漏后，采取防治措施后停止泄露，但已经进入含水层的原油还将继续污染地下水。原油泄漏 100d 后，污染物超出《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2022）中石油类限值（0.05mg/L）的影响范围至 6660m<sup>2</sup>，超标范围至 4055m<sup>2</sup>，最大运移距离为 98m，下游最大浓度为 61.16mg/L；原油泄漏 1000d 后，污染物超出《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2022）中石油类限值（0.05mg/L）的影响范围至 48958m<sup>2</sup>，超标范围至 23000m<sup>2</sup>，污染晕最大运移距离为 382m，下游最大浓度为 6.12mg/L。原油泄漏 3650d 后，污染物超出《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2022）中石油类限值（0.05mg/L）的影响范围至 142577.34m<sup>2</sup>，超标范围至 47923.75m<sup>2</sup>，污染晕最大运移距离为 963m，下游最大浓度为 1.67mg/L。

非正常工况下，储油罐泄露，原油进入地下，建设单位检修发现泄漏后，采取防治措施后停止泄露，但已经进入含水层的原油还将继续污染地下水。原油泄漏 100d 后，污染物超出《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2022）中石油类限值（0.05mg/L）的影响范围至 9097m<sup>2</sup>，超标范围至 6487m<sup>2</sup>，最大运移距离为 112m，下游最大浓度为 1485.41mg/L；原油泄漏 1000d 后，污染物超出《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2022）中石油类限值（0.05mg/L）的影响范围至 73305.19m<sup>2</sup>，超标范围至 47338.23m<sup>2</sup>，污染晕最大运移距离为 432m，下游最大浓度为 148.54mg/L。原油泄漏 3650d 后，污染物超出《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2022）中石油类限值（0.05mg/L）的影响范围至 231419.96m<sup>2</sup>，超标范围至 136714.74m<sup>2</sup>，污染晕最大运移距离为 1067m，下游最大浓度为 40.69mg/L。随着时间的增加，污染晕的范围不断扩大，中心浓度也随着地下水向下游方向发生迁移，但在地下水的稀释和岩土体的物理化学作用下，中心浓度不断减小。扩散结果见图下图：

泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄露以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多数疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移速度较慢，对地下水环境不易产生不利影响。且根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林等，2009），土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层。本项目区域

浅层地下水深度在 10m，泄露的原油进入地下水的的可能性很小。且本次方案现场数据均采用自动化控制管理，对现场数据进行远程监测，事故发生的概率将降至最低，发生泄露后能做到及时发现、及时处理，彻底清楚泄露油品及被污染的土壤。因此，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

### 6.4.3 小结

(1) 采油井均采用了套管，采取固井措施，有效防止了井漏失污染地下水。

(2) 各类废水均能得到合理处置：井下作业废水及采出水均经百联站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）后回注油藏。压裂返排液经百联站压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复配，部分用于调剖，复配压裂液水质执行《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中的表1标准。

(3) 在正常工况下，强化监控手段，定期对井场的阀门和设备进行检查，发生泄漏事故及时找到泄漏点，更换破裂设备，并将受污染的土壤全部回收，送至有相应危废处置资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，污染物渗入地下污染地下水的的可能性很小。

(4) 非正常状况下，泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄露以地表扩散为主，一般能及时发现，并能很快加以控制。且百口泉采油厂针对可能出现的泄露类型制定了相应的应急措施及监测方案，在采取应急控制措施后，本工程对地下水看影响属可接受范围。

## 6.5 声环境影响分析

### 6.5.1 施工期声环境影响分析

地面工程施工建设过程中，由于场地平整、材料运输、管沟开挖及回填、道路建设等要使用各种车辆及施工机械，其产生的影响对施工区周围的声环境将产生一定的影响。

地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果见表6.5-1。

表 6.5-1 施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离, m	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
-------	----	----	----	----	----	-----	-----	-----	-----	------

电焊机	100	80	74	68	62	60	54	48	42	40
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
轮式装载机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
吊管机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43

通过上表分析可知，昼间施工场地80m以外均不超过《建设施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）昼间限值，夜间施工场地400m以外《建设施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）夜间限值。施工期的这些噪声源均为暂时性的，项目施工区周围无人群等声环境敏感点，本项目施工只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受程度。

## 6.5.2 运营期声环境影响分析

### 6.5.2.1 运营期主要噪声源

#### 1、预测源强

运营期噪声污染源主要为井场、井下作业、巡检车辆等噪声，噪声值为60-110dB(A)。噪声排放情况见表6.5-2。

表 6.5-2 运营期噪声排放情况

噪声源名称	数量(台)	声源 dB(A)	采取措施	降噪量 dB(A)	采取措施后噪声 dB(A)	排放规律
单井井场	1 机/平台	70	低噪声设备、基础减震	10	60	连续
井下作业	/	80-120	低噪声设备、基础减震	10	70-110	偶发
巡检车辆	若干	60-90	低俗行驶、减少鸣笛	10	50-70	偶发

#### 2、预测模式

影响声波从声源到受声点传播的因素有很多，它们主要包括几何发散、大气吸收、地面效应、屏障屏蔽及其他多方面效应，其中对声波的传播影响最大的是与声源到受声点的距离有关的几何发散，即声波随距离的衰减。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）推荐的公式：

$$L_p(r) = L_p(r_0) - (A_{div} + A_{atm} + A_{bar} + A_{gr} + A_{misc})$$

对单个点声源的几何衰减用以下公式计算：

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

式中： $L_p(r_0)$ —声源在参考距离 $r_0$ 处的声压级，dB；

$A_{div}$ —距离衰减，dB； $A_{atm}$ —空气吸收衰减，dB； $A_{bar}$ —遮挡物衰减，dB；

$A_{gr}$ —地面效应，dB； $A_{misc}$ —其他多方面效应，dB；

$L_p(r)$ —声源衰减至r处的声压级，dB；

r—预测点到声源的距离；

$r_0$ —预测参考距离，m。

本次噪声预测计算从偏保守角度出发，只考虑声波随距离的衰减 $A_{div}$ ，以保证实际效果优于预测结果。

预测点的预测等效声级（ $L_{eq}$ ）计算公式：

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

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

$L_{eqb}$ —预测点的背景值，dB(A)。

### 3、预测点设定

拟建项目各采油井场平面布置基本相同。厂界预测点：选取单井井场厂界间隔10m设置厂界预测点。

### 4、评价标准

厂界预测点评价标准为《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中2类区排放限值（昼间60dB（A），夜间50dB（A））。

### 5、预测结果

井场正常运行时其噪声预测结果见表6.5-3。

表 6.5-3 井场厂界噪声预测结果

评价点	昼间（dB（A））			夜间（dB（A））			达标情况
	贡献值	背景值	预测值	贡献值	背景值	预测值	
单井井场北	46	48	50	46	45	49	达标
单井井场东	46	48	50	46	45	49	达标
单井井场南	46	48	50	46	45	49	达标
单井井场西	46	48	50	46	45	49	达标

根据预测结果可知，井场昼间、夜间厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类区排放限值要求，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。

#### 6.5.2.2 井下作业影响噪声分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达120dB(A)，导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求，

但是由于本项目油井分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源具有不固定性和不稳定性，在作业时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

### 6.5.2.3 交通噪声分析

本项目除玛115\_H井外均采用密闭集输工艺，运营期交通噪声主要为巡检车辆行驶噪声。油区内建设有完善的油田路网，道路平整，车流量较小，在规范驾驶、减少汽车鸣笛的情况下，交通噪声对区域声环境影响较小。

本项目声环境影响评价自查表见表6.5-4。

表 6.5-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>	
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/> 地方标准 <input type="checkbox"/> 国外标准 <input type="checkbox"/>					
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>		中期 <input type="checkbox"/>	
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input type="checkbox"/>					
	现状评价	达标百分比		100			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 <input type="checkbox"/>		已有资料 <input checked="" type="checkbox"/>		研究成果 <input type="checkbox"/>	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>				其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>	
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input checked="" type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子: ()			监测点位数()		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/>		不可行 <input type="checkbox"/>			

注：“”为勾选项，可√；“()”为内容填写项。

### 6.5.3 退役期声环境影响分析

油井进入退役期时，噪声源主要源自井场设备拆卸，由于区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

### 6.5.4 小结

井下作业及车辆噪声为临时性噪声，营运期噪声影响主要为井场抽油机机泵运行噪声。井场露天布设，根据对老油区内已投产油井验收现场调查结果，生产井的噪声较小，抽油机机泵设备运行噪声对周围环境影响较小。

本项目开发建设区域声环境质量现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准，施工期厂界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求，运营期厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准限值要求。本项目开发区内无集中居民区，本项目运营期不会产生噪声扰民问题。综上所述，本项目开发建设区域声环境质量现状较好，项目开发建设及运营中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

## 6.6 固体废物环境影响分析

### 6.6.1 施工期固体废物环境影响分析

施工期固体废物主要为施工人员生活垃圾；施工过程中产生的各种废料，如废边角料、废包装物、废防腐材料等施工废料；施工土方以及管道清管废渣。

施工过程中产生的生活垃圾集中收集，施工结束后清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处理。

根据工程分析，本项目挖方量约27.64万m<sup>3</sup>，外界土石方量（砂石料）0.8万m<sup>3</sup>，填方总量为28.44万m<sup>3</sup>，无废弃土方。管线敷设完工后，土方回填至管沟，将剩余的土方量回填在管廊上，并实施压实平整水土保持措施。

施工过程中使用材料产生的废边角料等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，定期送至乌尔禾区建筑垃圾填埋场填埋处理。

管道工程清管产生的氧化皮、管屑的废渣由施工单位统一回收，集中堆放，施工结束后送至乌尔禾区建筑垃圾填埋场填埋处理。

## 6.6.2 运营期固体废物环境影响分析

### 6.6.2.1 运营期固体废物产生情况

根据工程分析，项目运营期固体废物主要为油泥砂及落地油。运营期固废的性质及产生量见表6.6-1。

表6.6-1 项目运营期固废一览表

危险废物名称	产生量	废物类别	行业来源	废物代码	排放量	危险特性
油泥砂	341.53t/a	HW08废矿物油与含矿物油废物	石油开采	071-001-08	0	T/I
落地油	3.2t/a				0	T/I
废润滑油	1.6t/次			900-214-08	0	T/I
废防渗膜	16t/次			900-249-08	0	T/I
废压裂液	4902.72 t/次	/		/	0	/

### 6.6.2.1 固体废物环境影响分析

压裂返排液经专用废液罐收集后拉运至百联站压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复配，部分用于调剖，复配压裂液水质执行《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中的表1标准。

井下作业过程中铺膜带罐作业，回收落地油，放置于暂存罐中，暂存至危废贮存点暂存，最终以含油污泥的形式交给具有危废处置资质的单位回收处理。清罐产生的含油污泥经袋装集中收集暂存至危废贮存点暂存，最终由危废处置单位回收处理。井下作业、设备维修及修井过程中产生的废润滑油及废防渗膜经袋装收集暂存至危废贮存点暂存，最终由危废处置单位回收处理。

百联站含油污泥临时存放点尺寸为25m×14m，总容积350m<sup>3</sup>，已严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单（环境保护部公告2013年第36号）的要求，设置警示标志，暂存场底部防渗层的渗透系数小于1.0×10<sup>-10</sup>cm/s。满足防雨、防晒、防风要求。贮存场所处位置地质结构稳定，地震烈度不超过7度，贮存场底部高于地下水最高水位，周边无易燃易爆等危险品仓库，附近无高压输电线。百口泉采油厂每年都会与危废处置单位签订危废处置合同，以保证含油污泥资源化利用率。

百口泉采油厂建立了专门的危险废物管理台账，包括贮存台账、处置台账。由专人负责，管理人员先进行分类估算，并填写内部交接单，并按危险废物的种类和特性分区贮存，入库与出库的包装方式不变，不拆包装、不倒罐。向外转移的危险废物，台账记录与危险废物转运联单及其他相关票据等内容一致。

各作业区产生的危险废物袋装收集后采用皮卡车拉运输至危险废物贮存点暂存，根据暂存点危险废物暂存情况（一般每月拉运两次），委托具有危废处置资质的单位回收处理，后续危险废物的转运由处置单位负责。百口泉采油厂每一年都会同危险废物清理处理单位签订危废处置合同（2023年危废处置合同详见附件4），转运过程严格执行危险废物转运联单管理制度。

结合现场调查，百口泉采油厂危险废物贮存点贮存设施完好，地面防渗及围堰无破损，危险废物处置单位处置设施运行正常，各污染物指标满足控制标准要求，依托有保障。因此本项目危险废物处置具有可行性。

### 6.6.3 小结

本项目对开发建设期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生影响。

## 6.7 土壤环境影响分析

### 6.7.1 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤环境的主要影响因素是：施工期地面建设施工和地面建设设施如井场、管线、道路等占用土地和造成的地表破坏。

对土壤环境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。

#### （1）人为扰动对土壤的影响

项目施工过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是管道沟埋大面积开挖和回填，翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层是可以生长适宜的植被。土壤多次被翻动后，表层土壤被破坏，改变土壤质地。管道开挖和回填过程中，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏，影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位，土壤层次变动最为明显。

根据国内外有关资料，管道工程队土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤的有机质将下降30%-40%，土壤养分将下降30%-50%，其中全氮下降43%左右，磷素下降40%，钾素下降43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土，管道工程也难以保障覆

土后表层土壤养分不被流失。

### (2) 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。因此环评要求，严格控制施工作业范围，严禁随意扩大施工用地范围，并充分利用项目区原有的油田便道。

### (3) 各种废弃物对土壤的影响

施工过程中产生的生活垃圾拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处理；施工废料，清管废渣均集中收集后运送至乌尔禾区建筑垃圾填埋场填埋处理。根据钻井工程环境影响评价，钻井过程中产生的钻井泥浆、岩屑均进入泥浆不落地系统循环利用，完井后废弃的钻井岩屑废弃物经检测合格后可用作铺设道路等进行综合利用。固体废物均得到妥善处理，减少了固体废物对土壤的影响。

综上所述，拟建项目施工期对土壤会有一定影响，但在采取分层堆放、分层覆土、收集各类废弃物等相关措施后，对土壤环境的影响不大。

## 6.7.2 运营期土壤环境影响分析

### 6.7.2.1 正常情况下对土壤环境的影响分析

正常生产情况下，对土壤环境的影响主要为对各类土壤的永久性占用，运行期内将改变土地原有利用方式。

正常情况下，项目运行过程中落地油对土壤的污染集中在表层20cm以上，仅在井场周围50m范围内，一般多呈点片状分布，对土壤生态环境的影响仅在局部和表层，在日常土壤防护工作中，落地油100%回收，对土壤生态环境影响不大。

### 6.7.2.2 非正常情况下对土壤环境的影响分析

事故条件下，如管线、井场储油罐破裂，会导致原油滴落在地面，埋地管线若发生泄露会使深层土壤环境造成影响，另外各类机械设备、阀门等也有可能出现跑、冒、滴、漏的漏油故障，对外环境造成油污染。

#### (1) 井喷

井喷是油田开发过程中的意外事故，运营期井下作业中均可能发生井喷。一次

井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成严重的污染。井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤，对地表20cm以下深度的土壤影响不大。

#### (2) 埋地管线渗漏对土壤生态环境的影响

埋于地下1.9m处的输油管线发生破裂，原油可在地下1.9m的土层中扩散，致使土壤环境污染，进而影响其附近生长的植物。但其影响仅局限于管道破裂处半径5m左右的深根系植物。油品散逸到地面，挥发进入空气中，会对大气环境造成影响，当大气中的浓度达到爆炸极限时，遇明火会发生爆炸，或者引起火灾，其影响范围内的植被地上部分会全部被烧毁。

#### (3) 机械设备跑冒滴漏对土壤环境的影响

滴漏对土壤环境的影响是局部的，主要呈片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距发生源越远，土壤中含油量越少，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。滴漏污染源一般富集在0-20cm的表层土中。滴漏原油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

#### (4) 井场储油罐泄露对土壤环境的影响

储油罐发生泄露时，相当于向土壤中直接注入原油，泄露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，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。

灰棕漠土是评价区内的主要土壤类型，其特征是：地表有砾幕，自然植被稀疏，覆盖率低；剖面中有石灰、石膏岩结晶，不利于原油的下渗，而且当地降水稀少，泄露原油一般仅在洒落范围内对表层土壤造成影响。

### 6.7.2.3 污染影响途径

本项目为石油开采项目，项目运营期最有可能对土壤环境造成的影响情况为原油泄露，本次土壤预测考虑为石油类。

污染物从污染源进入土壤所经过的路径称为土壤污染途径，土壤污染途径是多

种多样的。根据影响分析，本项目可能对土壤造成污染的途径主要为：含油物质发生泄露对土壤造成的影响。

#### 6.7.2.4 土壤环境影响预测与评价

本次主要以输油管线泄漏为例，预测污染物泄漏后对土壤环境的影响。根据土壤类型介绍，项目所在区域土壤类型为灰棕漠土，根据工程建设涉及的垂直入渗途径，给出工程建设在各实施阶段环境影响防控措施下预测因子的土壤环境影响范围与程度，对工程建设产生的土壤包气带环境影响进行综合评价。本工程土壤影响类型与途径见表6.7-1，影响因子见表6.7-2。

表6.7-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	酸化	碱化	其他
建设期								
运营期			√					
服务期满后								

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计

表6.7-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子
集输管线	/	垂直入渗	石油类

##### (1) 溢油过程分析

原油不溶于水，在环境中被称为不溶性液相污染物（NAPLs），溢油发生后，由于管道输油压力较大，而顶层覆土层压力较小，混合原油会向上喷出地表。如果无人工立即回收，则其一部分轻组分将挥发，另一部分下渗到包气带土体，甚至到达潜水含水层。

##### ①溢油在包气带中的污染过程分析

包气带中，溢出原油在重力作用下以垂向迁移为主。溢油在迁移过程中不断被土壤颗粒截留、吸附、粘滞，其影响的深度和范围取决于原油的物理性质（密闭、粘度、张力等）、泄漏量、泄漏方式以及包气带土层的空隙渗透特性等。对一般的粘土或风沙土层而言，溢油的影响主要集中在地面以下2m以内。同时，在污染集中的地表还是生物活动剧烈区域，在较适宜的水热条件下，溢油将被很快降解而祛除。

##### ②溢油在潜水含水层的污染过程分析

在潜水位较浅，溢油量大的条件下，溢油有可能达到潜水含水层。到达潜水曾后，由于原油在水中溶解性差，原油主要集聚在潜水水位线附近，并在水动力作用下向下游迁移并向四周扩散，形成“油饼”。原油继续下渗量很少，基本不会对具有

良好隔水顶板的各类承压水产生影响。

## (2) 垂直入渗土壤预测分析

### ① 预测时段及评价因子

预测与评价时段为项目运营期。污染影响型建设项目根据环境影响识别出的特征因子选取关键预测因子，结合《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018），本次评价根据项目特点取石油类作为预测因子，石油类比水轻，且在水中的溶解度较低，参照TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，石油类可溶态污染物的最高浓度值约为18mg/L，石油类在自由水中扩散系数取值为16.7。

### ② 预测情景设定

集输管道在非正常工况下发生泄漏，输油管线两端均有截断阀，一般发生泄漏后15min内可采取有效措施。本次考虑最不利因素，泄漏特征为：持续泄漏3650天。本项目将石油类作为预测因子，土壤预测泄漏源强取当地多年平均降雨入渗强度。根据调查项目所在区多年平均入渗强度为105.3mm，石油类在水中的浓度取最大溶解度为18mg/L。

### ③ 预测方法

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），污染影响型建设项目，其评价工作等级为一级、二级的，预测方法可参见附录E或进行类比分析。本次采用附录E.2.2一维非饱和溶质运移模型，预测软件采用美国农业部盐土实验室开发的HYDRUS-1D。

根据附录E.2.1，一维非饱和溶质垂向运移控制方程如下。

$$\begin{cases} \frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z}(\theta D \frac{\partial c}{\partial z}) - \frac{\partial}{\partial z}(qc) \\ c(z, t) = 0 & t = 0 & L \leq z < 0 \\ c(z, t) = c_0 & t > 0 & z = 0 \\ -\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 & t > 0 & z = L \end{cases}$$

式中，c-污染物介质中的浓度，mg/L；

D-弥散系数，m<sup>2</sup>/d；

q-渗透速率，m/d；

z-沿z轴的距离，m；

t-时间，d；

$\theta$ -土壤体积含水率，%；

本次预测非饱和带厚度设置为2m，模型上边界设置为变流量边界，下边界设置为变压强水头边界，取地表为零基准面，坐标轴方向与主渗透系数方向一致，坐标轴向上为正，则渗流区域可表示为： $Z \leq z \leq 0$ ，其中 $Z = -300\text{cm}$ 。模拟时间为3650d，即  $0 \leq t \leq T$ ， $T = 3650\text{d}$ 。

在HYDRUS-1D的图形模块，将土层进行剖分为302层，每层1cm，总厚度301cm，在预测目标层设定6个观测点，从上到下依次为N1~N6，距模型顶端距离分别为10cm、40cm、80cm、100cm、200cm、300cm。

本次设定模型运行时间为3650d，本次共设置了5个输出时间点，编号依次为T1~T5，分别为10d、100d、500d、1000d和3650d。

本次模拟输油管线原油泄漏状况为持续型，将模型上边界设置为大气边界可积水，将随时间变化的数据组数量设置为1，泄漏时的水量以降雨入渗的形式进行设置，下边界设置为自由排水边界。

#### ④模型参数设置

水力模型采用 van Genuchten-Mualem 公式处理土壤的水力特性，无滞磁现象，项目区包气带岩性为砂土，土壤水分特征参数表见下表6.7-3。利用Hydrus-1D进行拟合获取土壤水分特征曲线参数见图6.7-2。

表6.7-3 土壤水分特征参数取值表

土壤类型	$\theta_r$	$\theta_s$	Alpha( $\text{cm}^{-1}$ )	N	Ks( $\text{cm/d}$ )	I
砂土						

#### ⑤预测结果

根据预测结果，N1观测点在0.01d开始检出，N2观测点在3.43d开始检出，N3观测点在24.78d开始检出，N4观测点在35.63d开始检出，N5观测点在105d开始检出，N6观测点在220d开始检出，石油类在6个观测点的浓度变化情况见图6.7-3。

根据预测结果，第10d、100d、500d、1000d和3650d的土壤中污染物石油类浓度运移情况结果见图6.7-34。

表 6.7-4 石油类一维非饱和溶质运移估算结果

序号	天数(d)	最大浓度 (mg/kg)	最大浓度对应深度(m)	最大运移深度(m)	最大运移深度处浓度(mg/kg)
1	10				
2	100				
3	500				
4	1000				

序号	天数(d)	最大浓度 (mg/kg)	最大浓度对 应深度(m)	最大运移 深度(m)	最大运移深度处 浓度(mg/kg)
5	3650				

通过预测结果可知，设定的情景下，污染物通过垂直渗入的途径进入土壤，直接或者间接的影响土壤，拟建项目各不同阶段，土壤观察点处且石油烃均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）筛选值第二类用地标准，未出现超标现象，拟建项目土壤环境影响可接受。

原油泄漏后，一般在土壤中的迁移距离较小，石油类是大分子疏水粘性物质，石油分子极易粘附于土粒表面，而粘附于土粒表面的石油类污染物会黏附更多的石油类污染物，阻塞土壤孔隙。经预测分析，在降雨条件下，落地油中的石油类变为可溶态后可随水进一步向土壤深层迁移扩散，但由于本项目所处区降雨入渗强度较小，故迁移距离有限（一般在2m内），且由运移图可以看出，石油类在垂直方向上的浓度峰值逐渐下降。由此可以看出，原油泄漏后会导致周边的浅层土壤环境在一段时间内收到石油类的污染，随着运移时间的增加，在土壤自身的净化作用以及迁移条件下，土壤中的石油类产生的影响会逐渐消失。

因此，在项目建设过程中须做好相关防渗措施，以及原油收集、输送和暂存等区域的防腐、防渗措施，运行期须定期检查防渗层及管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运行期间，需加强管理和监督检查，减少非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

本项目土壤环境影响评价自查表，见表6.7-5。

表 6.7-5 土壤环境影响评价自查表

工作内容		百口泉采油厂 2022 年零散气增气工程、单罐井密闭工程环境影响报告书	备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>	/
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>	土地利用类型图
	占地规模	(1.88) hm <sup>2</sup>	
	敏感目标信息	敏感目标（无）、方位（/）、距离（/）	
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
	全部污染物	原油	
	特征因子	石油类	
所属土壤环境影响评价项目	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/> ；		

	类别					
	敏感程度	敏感 <input type="checkbox"/> ; 较敏感 <input type="checkbox"/> ; 不敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ;				
	评价工作等级	一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input checked="" type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>				
现状调查内容	资料收集	a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input type="checkbox"/> ; d) <input type="checkbox"/> ;				
	理化特性	详见表 5.6-2			同附录 C	
	现状监测点位	层位	井场和站场 占地范围内	占地范围 外	深度	点位布置 图
		表层样点数	1	2	0-0.2m	
		柱状样点数	3	-	0-3m	
现状监测因子	《土壤环境质量建设用地区域土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子、石油烃、pH 及《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1					
现状评价	评价因子	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表 D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他（）				
	评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表 D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他（）				
	现状评价结论	土壤环境质量较好				
影响预测	预测因子	-				
	预测方法	附录 E <input type="checkbox"/> ; 附录 F <input type="checkbox"/> ; 其他（类比法）				
	预测分析内容	影响范围（事故状态下，井场、站场产生的采出液、井下作业废水进入土壤的 0-3m 土层）影响程度（较小）				
	预测结论	达标结论：a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input type="checkbox"/> 不达标结论：a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他（）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		
		井场	石油烃	1 次/3a		
信息公开指标	-					
评价结论	在工程做好分区防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受					
注 1：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。 注 2：需要分别开展土壤环境影响评价等级工作的，分别填写自查表。						

## 6.8 环境风险评价

根据2.4.6环境风险评价等级和评价范围章节，本项目各风险单元所涉及的危险物质数量与临界量的比值为均小于1，因此本项目环境风险潜势为I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

## 6.8.1 风险调查

本项目施工期不包含钻井工程，仅为地面工程建设，环境风险较小。因此本次环境风险评价主要调查的是项目原油开采集输过程中存在的危险、有害因素，可能发生的突发事件和事故，可能造成的危害，提出合理可行的风险防范措施、应急与减缓措施，以使事故率和事故影响达到可接受水平。

## 6.8.2 环境敏感目标概况

本项目建设地点位于百口泉老区、检188井区、玛131井区、玛2井区、玛18井区、艾湖2井区，行政区隶属新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区、塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。项目地处荒漠，位于油田开发区域内，评价范围内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等环境敏感目标。

## 6.8.3 环境风险识别

### 6.8.3.1 物质危险性识别

项目运营期涉及的风险物质主要为原油、伴生气（天然气）。理化性质及危险情况见表6.8-1。

表 6.8-1 原油和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	有各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	原油本身无明显毒性。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°C 沸点：300~325°C 闪点：23.5°C 爆炸极限 1.1~6.4%(v) 自然燃点 380~530°C	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	伴生气中主要包括天然气，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°C	属于 5.1 类中易燃气体，在危险货物品名表中编号 21007

### 6.8.3.2 环境风险识别

#### 1、环境风险事故识别

风险评价中的源项分析是通过系统存在的潜在危险识别及其事故概率计算，筛选出最大可信事故，进而计算事故可能危害，确定本系统的风险值，与相关标准比

较，评价能否达到可接受风险水平。

结合本项目工程状况与当地环境状况，可能发生的事故风险主要包括：

#### （1）井场危险性识别

井漏主要由于生产井固井质量不好，可能引发油水窜层，污染地下水。井喷主要是在井下作业中发生的事故。本工程中，在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，采出水和原油一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故，油品进入土壤直接污染土壤环境，通过土壤渗透，影响地下水环境；火灾和爆炸产生的伴生/次生污染物影响大气环境。

拉油储罐底部因为腐蚀、损坏或者其他原因等发生泄漏，泄漏后还有可能引起火灾和爆炸，油品进入土壤直接污染土壤环境，通过土壤渗透，影响地下水环境；火灾和爆炸产生的伴生/次生污染物影响大气环境。本次部署的32口采油井中，玛115\_H井采用单井拉油方式，井场设置拉油储罐2座，项目运行过程中应严格按照拉油操作规范进行操作，按时检查检修，避免泄漏、火灾、爆炸等突发环境事件发生。

#### （2）集输管线危险性识别

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。管道在环境中，会受到各种环境因素的作用，可能导致管道腐蚀、弯折、破损，从而导致原油泄漏。原油泄漏会对周围土壤环境造成直接污染，通过土壤渗透污染地下水环境；而且泄漏的原油或伴生气遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故，产生伴生/次生污染物，污染大气环境。

#### （3）拉油运输风险识别

本项目玛115\_H井采用单井拉油方式，原油均由罐车拉运至百联站，路线沿途均为戈壁，无敏感目标。原油拉运过程有泄漏事故和交通事故发生的风险。事故发生时罐车内采出液溢出，对周围土壤环境造成直接污染，通过土壤渗透污染地下水环境；泄漏的采出液如遇到明火还可能生火灾、爆炸事故，污染大气环境。

### 6.8.3.2 环境风险类型识别

根据本项目可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的风险特性，主要包括以下几方面的内容：

### (1) 火灾危险性

当原油及伴生气等危险物质和空气等共存，遇到有导致着火的初始点火能源，如：明火、摩擦、撞击、电火花、静电火花、雷电等可发生火灾事故。

### (2) 爆炸危险性

油品爆炸多数是混合气体的爆炸，即油气与空气的混合物，其浓度在爆炸极限范围内的化学爆炸。其次还有受容器等由于超压超温或意外情况，泄压装置同时失效发生的高压物理爆炸。

### (3) 中毒危险性

伴生气（天然气）中甲烷、乙烷属于单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其他组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。发生井喷、管道泄漏事故时可能造成烃类气体的蔓延，造成窒息的危险。

本项目正常生产过程中，发生事故主要是由于输油设备长期使用磨损、人员误操作、人为破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源(明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电)，有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

## 6.8.4 环境风险分析

### 6.8.4.1 井喷事故影响分析

井喷失控后，原油从井口敞喷形成垂直喷射。初始喷射由于井筒内有泥浆液柱，因此，喷出的原油中携带有大量的泥浆和岩屑，此时，不会形成最大可爆炸气体云团。当井筒内的泥浆喷完后，喷出物全部为地层中的液体，包括原油和地层水，以及伴生气（天然气）。喷出的原油落于地面，形成较大范围的落地油，同时，随油水喷出的天然气在空气中逸散，可能形成最大爆炸气体云团，此云团遇火就会爆炸，并可能引发进一步的火灾事故。井喷时原油的喷射量，取决于井的产油速率，而井喷持续时间取决于对井喷事故的处理效率，一般会形成数小时或数十个小时的释放。井喷是事故排放，具有意外性、突发性、短暂性，将造成局部地区大气环境中的污染物超标，但不会造成整个评价区域大气环境质量的明显恶化。

井喷发生后，有两种可能，一是原油大量外泄，污染生态、水及大气环境；另一种可能是原油或伴生气外泄后遇明火，引燃原油发生火灾，火灾类型一般为池火灾，灾害类型主要表现为池火灾热辐射伤害，在热辐射的作用下，受到伤害或破坏

的目标可能是人、设备、设施、建筑物等。所以，井喷一旦发生，最容易受到污染的环境因子是大气和生态环境，不能及时回收处理的原油通过土壤渗透，有可能影响浅层地下水。

井喷事故对生态环境的影响主要有两条途径：第一，在发生井喷时排放的原油、天然气等污染物，可能导致事故区域内植物体的死亡，从而引起野生动物生存环境（栖息场所）的恶化；第二，井喷过程排出的污染物，通过大气、水体、土壤等环境介质，进入生物体，并对其产生危害。喷出的原油散落于井口周围，并向四周漫流，可造成土壤污染，并威胁覆盖区域植被的生命。而引发火灾事故后则会直接导致该区域内生态系统的极度恶化。

根据对相似油田历史上发生的井喷事故的调查，一旦发生井喷事故，污染物排放是连续的，排放的主要污染物初期主要为泥浆，后期主要为原油和地层水。喷射出的液体所造成的污染范围一般限制在井口周围100m~200m范围内，而引发火灾事故后次生的CO等污染物对环境的影响范围将扩大至500m范围左右。

#### 6.8.4.2 原油泄漏事故影响分析

当发生原油泄漏事故时，泄漏的原油可能会污染区域周边土壤，进而穿过包气带污染地下水。泄漏的原油如遇到明火还可能生火灾、爆炸事故，对项目区周围环境空气造成污染。

##### (1) 对土壤的影响

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

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

根据类比调查结果可知，原油泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油

一般在土壤表层20cm以上深度内积聚)。

## (2) 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

## (3) 对地下水环境的影响

### ① 管线泄漏对地下水的影响

管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，定期对单井输油管进行检查，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，更换破裂管线，并将受污染的土壤全部回收，送至有相应危废处置资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，油品经管线渗漏，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：石膏灰棕漠土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在0cm~10cm或0cm~20cm表层土壤中，其中表层0cm~5cm土壤截留了90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对当地地下水环境产生大的影响。

### ② 油水窜层对地下水的污染影响

采油井在生产过程中油气窜层污染的主要原因是固井质量差引起的油水窜层。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，固井质量应符合环保要求。

油田开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，可能会对地下水产生不利影响：报废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，封堵井口后，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，但原油仍有进入含水层污染地下水的可能，评价区内的生产井应确保生产井的固井质量，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。

#### 6.8.4.3 采出液泄漏事故影响分析

本项目采出液输送管道多为地下敷设，当发生采出液输送管线泄露时将对区域地下水环境造成影响。根据设计方案，采出液输送管线敷设在地表以下1.7或1.9m，只有发生泄露施工时才有可能影响到地下水。

一般泄漏于土体中的液态物质可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。通常管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征、含水率及地下水位埋深等因素。

##### (1) 采出水对地下水的影响

当采出水连续进入土壤包气带时，如果忽略包气带的持水作用及对污染物的滞留作用和净化作用，采出水在14d可到达地下水浅水含水层。因此建设单位需加强管线的巡检工作，一旦发现管线穿刺等问题立即关闭进出阀门，及时对管线进行修补，随后对污染土壤进行挖除，以减少采出水下渗对区域地下水的影响。

##### (2) 石油类对地下水的影响

各种土壤的不同土层对石油类均有着吸附能力。石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层0~20cm的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m以下）石油类物质含量的35倍；且石油类多在地表1m以内积聚，1m以下土壤中含油量甚少。所以油品泄漏将迅速沿土壤下渗，到达紧实层后下渗缓慢，影响地下水的可能性不大。在事故发生后，建设单位会组织专门力量进行污染物的清除工作，会在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下浅水的可能性较小。

总之，做好管线安全监测及处理泄漏事故的应急方案是减少污染物排放、保护土壤和地下水环境的最佳方法。在管线泄漏事故状态下若能尽快关闭进出阀门，缩短油品泄漏时间，则可大大减少油品泄漏量，将事故状态下原油及采出水泄漏对地下水环境的影响控制在最小程度。

#### 6.8.4.4 伴生气泄漏事故影响分析

伴生气（天然气）泄漏事故主要是由于管道材质、焊缝、腐蚀等因素的影响，

伴生气（天然气）泄漏会对区域环境空气造成污染，遇明火将发生火灾爆炸事故，其次生CO将引发人员窒息。各井场均设置RTU，对井口的压力、功图、电参、状态等参数的采集，并上传至相应站场的SCADA系统，一旦发生泄漏，SCADA系统发出指令，远程自动关闭阀门，整体对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的CO，污染大气环境。

## 6.8.5 环境风险事故防范措施

### 6.8.5.1 井场事故风险防范措施

(1) 井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地污染土壤交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。

(2) 井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

(3) 在井架上、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) 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。

(5) 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。

(6) 加强修井作业人员的安全教育，强化修井作业人员的安全意识；加强修井作业人员的技能培训，强化应急演练工作的开展。例如佩戴正压呼吸器，消防器材的使用，井控知识的学习，安装防喷器、开关防喷器、安装防喷总成的练习，井喷现场有害气体浓度的测试。

(7) 井下作业时在油井周围预设土堤以防止井喷发生时原油任意流淌，并采取措施回收原油。

(8) 根据评价要求的地下水监测计划，对监测点位进行水质的监测，建立台账，根据水质变化情况分析是否受到污染，如果受到污染，应立即启动应急处置方案。

### 6.8.5.2 集输事故风险防范措施

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

(2) 按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事

故的发生。

(3) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(4) 完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

(5) 在集输系统运行期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(6) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

(7) 严禁在管线两侧各50m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。

(8) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

### 6.8.5.3 管线风险防范措施

(1) 施工期事故防范措施

①集输管线敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②对阀池内阀门两端法兰、管道起点及终点连头处的焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生，从而增加管道的安全性。

③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。

④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) 运行阶段的事故防范措施

①加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

②定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

③定期检查管道安全保护系统，在发生泄漏事故时能够及时处理。

④加大巡线频率，提高巡线有效性，发现对管道安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告。

⑤按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止管线泄漏事故

的发生。

⑥完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

### (3) 管理措施

①在管道系统投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②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。

③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。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤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。

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

## 6.8.5.4 罐车运输风险防范措施

(1) 认真执行罐车巡检、回检以及维护、修理管理办法，保持罐车完整性。

(2) 配备具有危险货物运输资质和经验的驾驶员和押运员，严格执行特车公司反“违章指挥、违章操作、违反劳动纪律的行为”管理规定，并使用GPS监控车辆动态。

(3) 车辆安全状况和安全性能合格；车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合规定的导静电橡胶拖地带装置，罐内应预留容积不得少于罐体总容量5%的膨胀余量。

(4) 在行驶过程中减速慢行；行车途中勤检查，随车按相关规定配备消防器材；运输过程中如发生事故时，应立即报告，并应看护好车辆，共同配合采取一切可能的警示、救援措施。

(5) 危险品运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有原油泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

## 6.8.5.5 事故状态下的处置措施

如果发生泄漏事故，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托危险废物处

置单位接收处置。对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可行性较小。

具体步骤为：

1) 按顺序停泵或关井

在发生设备破裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

2) 回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽可能防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，委托危废处置单位接收处置。

3) 挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

①坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的10m~30m处，根据漏油量的大小挖2~3m深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

### 6.8.5.6 火灾爆炸事故应急措施

(1) 火灾爆炸发生后，岗位人员报火警，并及时向生产调度报告，生产调度报告应急小组指挥部领导，并向毗邻单位提出安全防范要求。

(2) 值班调度电话通知应急救援组织机构组长，应急救援组织机构启动应急救援预案，迅速拉响火警报警器。

(3) 事故点当班负责人立即通知停止输油、输气、卸油等相关操作，只有在消防人员的保护下才能进行转、倒油等工艺处理。

(4) 设置警戒区域，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾或爆炸而造成不必要的损失和伤亡。

(5) 进入现场的人员必须佩带或使用安全防护装备和穿好防火服。

(6) 组织环保分析专业人员负责对各个重点部位土壤、环境空气进行实时监测，及时上报检测结果，方便应急小组决策。

### 6.8.5.7 其他风险防范措施

除采取上述分项防范措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

(1) 加强职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落实到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

(2) 对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断，并严格遵守开、停工规程。

(3) 经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

(4) 对事故易发部位、易泄漏地点，除本岗工人及时检查外，应设安全员巡检。对本项目具有较大危险因素的重点部位（如：井控装置、集油管线等）进行必要的定期巡检。

(5) 施工、设备、材料应按规章进行认真的检查、验收。设计、工艺、管理三部门通力合作，严防不合格设备、材料蒙混过关。

(6) 对各种典型的事故要注意研究，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。

### 6.8.6 环境风险应急预案

项目在建设过程中应结合项目实际情况编制环境应急预案，根据了解，百口泉采油厂在所属的行政区域内均编制完成并发布了《新疆油田公司百口泉采油厂突发环境事件专项应急预案》并在相应生态环保部门备案（克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局，备案编号650205-2021-005-M；塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局，备案编号654226-2021-003-L）。

本项目投产后归属百口泉采油厂管理，应将项目实施区域纳入百口泉采油厂突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。

### 6.8.7 环境风险分析结论

本项目涉及的主要危险物质为原油及天然气，可能存在风险的单元包括井场、储油罐、集输管线等。通过采取可靠的安全防范措施，及规范的设计和严格正确的操作，能有效的防止泄漏、火灾、爆炸等事故的发生，一旦发生事故，依靠装置内

的安全防护设施和事故应急措施也能及时控制事故，防止事故的蔓延，减少事故带来的人员伤亡、财产损失和环境影响，项目风险水平可以接受。

建设项目环境风险简单分析内容表见表6.8-2。

表 6.8-2 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	百口泉采油厂2022年零散气增气工程、单罐井密闭工程				
建设地点	(新疆维吾尔自治区)省	(克拉玛依)市	(克拉玛依)区	(/)县	(/)园区
地理坐标	经度	/	纬度	/	
主要危害物质及分布	原油和伴生气(天然气)				
环境影响途径及危害后果	泄露对区域土壤环境造成污染,泄露引发的火灾爆炸对区域大气环境造成影响				
风险防范措施要求	<p>——井场事故风险防范措施</p> <p>(1) 井下作业时要求带罐操作,最大限度避免落地原油产生,原油落地污染土壤交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。</p> <p>(2) 井场设置明显的禁止烟火标志;井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求,井场安装探照灯,以备井喷时钻台照明。</p> <p>(3) 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。</p> <p>(4) 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。</p> <p>(5) 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。</p> <p>(6) 加强修井作业人员的安全教育,强化修井作业人员的安全意识;加强修井作业人员的技能培训,强化应急演练工作的开展。例如佩戴正压呼吸器,消防器材的使用,井控知识的学习,安装防喷器、开关防喷器、安装防喷总成的练习,井喷现场有害气体浓度的测试。</p> <p>(7) 井下作业时在油井周围预设土堤以防止井喷发生时原油任意流淌,并采取措施回收原油。</p> <p>(8) 根据评价要求的地下水监测计划,对监测点位进行水质的监测,建立台账,根据水质变化情况分析是否受到污染,如果受到污染,应立即启动应急处置方案。</p> <p>——集输事故风险防范措施</p> <p>(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集输管线敷设前,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。</p> <p>(2) 按规定进行设备维修、保养,及时更换易损及老化部件,防止油气泄漏事故的发生。</p> <p>(3) 加强自动控制系统的管理和控制,严格控制压力平衡。</p> <p>(4) 完善各站场的环境保护工程,及时清除、处理各种污染物,保持安全设施的完好,杜绝火灾的发生。</p> <p>(5) 在集输系统运行期间,严格控制输送油气的性质,定期清管,排除管内的积水和污物,以减轻管道内腐蚀;定期对管线进行超声波检查,对壁厚低于规定要求的管段应及时更换,消除爆管的隐患;定期对集输管线上的安全保护设施,如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查,使管道在超压时能够得到安全处理,在管道破裂时能够及时截断上下游管段,以减少事故时油气的释放量,使危害影响范围减小到最低程度。</p> <p>(6) 定期对管线进行巡视,加强管线和警戒标志的管理工作。</p> <p>(7) 严禁在管线两侧各 50m 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。</p> <p>(8) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理,定期进行环境监测。</p> <p>——罐车运输风险防范措施</p> <p>(1) 认真执行罐车巡检、回检以及维护、修理管理办法,保持罐车完整性。</p> <p>(2) 配备具有危险货物运输资质和经验的驾驶员和押运员,严格执行特车公司反“违章指挥、违章操作、违反劳动纪律的行为”管理规定,并使用 GPS 监控车辆动态。</p> <p>(3) 车辆安全状况和安全性能合格;车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置,并配备符合规定的导静电橡胶拖地带装置,罐内应预留容积不得少于罐体总容量 5%的膨胀余量。</p> <p>(4) 在行驶过程中减速慢行;行车途中勤检查,随车按相关规定配备消防器材;运输</p>				

	<p>过程中如发生事故时，应立即报告，并应看护好车辆，共同配合采取一切可能的警示、救援措施。</p> <p>（5）危险品运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有原油泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。</p> <p>——其他风险防范措施</p> <p>除采取上述分项防范措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。</p> <p>（1）加强职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落实到实处，严格遵守，杜绝违章作业。</p> <p>（2）对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断，并严格遵守开、停工规程。</p> <p>（3）经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。</p> <p>（4）对事故易发部位、易泄漏地点，除本岗工人及时检查外，应设安全员巡检。对本项目具有较大危险因素的重点部位（如：井控装置、集油管线等）进行必要的定期巡检。</p> <p>（5）施工、设备、材料应按规章进行认真的检查、验收。设计、工艺、管理三部门通力合作，严防不合格设备、材料蒙混过关。</p> <p>（6）对各种典型的事故要注意研究，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。</p>
<p>填表说明（列出项目相关信息及评价说明）</p>	<p style="text-align: center;">/</p>

## 7 环境保护措施及其可行性论证

### 7.1 施工期环境保护措施

#### 7.1.1 施工期生态环境保护措施

生态环境保护措施的重点在于避免、消减和补偿施工活动对生态环境的影响和破坏，以及施工结束后对生态环境的恢复。

项目生态保护重点为防止因工程建设造成的水土流失和风蚀沙化。项目实施区的生态恢复措施主要依靠植被自然恢复的方式进行，生态补偿措施主要为采取水土工程措施、开展水土保持监测，进行水土保持补偿。

##### 7.1.1.1 井场施工生态保护措施

本次部署的32口采油井均为评价井转产能井，且除玛26井、玛115\_H井外其余30口井均已安装井场设备，因此本次井场建设工程量较小，仅为相关井场设备安装及更换，根据现场调查，各评价井井场建设区域已平整，地表植被已被清除、压实，并用砾石铺垫。本次井场设备安装及更换时应严格在现有井场范围内，不得随意扩大施工区域，确保井场周边植被不因本次施工而遭到破坏。

##### 7.1.1.2 管线施工生态保护措施

根据地面工程方案，本项目建设管线总长度为58.624km，其中单井出油管线54.644km，集输支线3.98km。管线施工生态保护措施如下：

(1) 合理规划管线布局，尽量避让植被较多的区域。严格控制施工作业带宽度，集输支线建设施工作业带宽度严格控制在10m范围内；单井管线建设施工作业带宽度严格控制在8m范围内。

(2) 管线施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

(3) 管沟开挖，需做到土壤的分层开挖、分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤结构的破坏，以利于植被的自然恢复和生长。管线的敷设应严格按照设计进行，确保埋设深度和管线防腐保温质量。

(4) 管线施工前应做好统筹规划，严把施工质量，做到一次到位，避免返工和补修等再次开挖。

(5) 管道施工结束后，要立即对施工现场进行回填和平整，形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填→平整→覆土→压实，做到“挖填平衡”。

### 7.1.1.3 道路施工生态保护措施

本次建设玛26井巡检道路1.5km，道路为砂石路，永久占地面积为1.2hm<sup>2</sup>。

(1) 巡检道路按油田四级标准建设，道路施工时严格控制施工作业带（开挖）面积，并尽量沿道路纵向平行布设，以减少地表破坏，减少土方的暴露面积。

(2) 严禁破坏道路两侧植被，严禁在道路两侧取弃土。

(3) 划定施工作业范围和路线，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围。

(4) 施工期清理的表层土壤单独堆放，后期用于临时占地的生态恢复。

(5) 施工结束后，临时用地一律平整土地，清除用地范围内的一切固体废弃物。

### 7.1.1.4 植被的生态保护措施

(1) 优化选线选址，管线在设计及建设过程中，应尽量避免植被较丰富的区域，减小对植被的破坏，尤其是保护植物梭梭。

(2) 对施工过程中的各类临时性占地合理规划，严格控制占地面积及施工作业带宽度，施工临时占地避开梭梭。

(3) 根据生态环境现状调查可知，项目区植被稀疏，项目占地范围内有极少量的梭梭分布，其覆盖度小于5%，项目建设不会对梭梭种群数量产生大的影响。本项目占地范围内如有自治区一级保护植物梭梭分布，实在无法避让的，根据《中华人民共和国野生植物保护条例》中相关规定，项目建设单位取得林草部门的许可后，应缴纳相应的补偿费用由林草部门采取拯救措施对其进行迁地保护。

(4) 在施工过程中，加强对施工人员和职工的教育，强化保护植物的观念，禁止施工人员乱砍乱伐，随意碾压项目区内固沙植被，尤其是梭梭。

(5) 一切作业尽量利用原有道路，沿已有车辙行驶，若无原有道路，则要严格执行先修道路，后设点开钻的原则。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。不得随意开设便道。施工车辆和机械应尽量利用现有主干公路。

(6) 强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险

概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对区域植被的生命及生存环境的威胁。

#### 7.1.1.5 野生动物的生态保护措施

(1) 严格规定施工人员的活动范围，使之限于在施工作业带范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。本次实施区域位于油田范围内，油区内油井及各类生产设施较多，油田开发活动使得野生动物极少出入油区区域，据现场调查，目前项目区几乎没有大型野生动物，小型动物也较少，如麻雀等一般鸟类及鼠类。

(2) 对施工人员开展保护野生动物宣传教育工作，强化保护野生动物的观念，禁止施工人员随意惊吓、捕猎、宰杀野生动物。

#### 7.1.1.6 水土保持措施

本工程部分井区位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，属于自治区级水土流失重点治理区Ⅱ<sub>2</sub>天山北坡诸小河流域重点治理区，气候干燥，风力强大，地表土质疏松干燥，区域大部分土壤表层为砂砾石砾幕所覆盖，植被分布稀疏，属于典型荒漠生态系统。根据现场调查，在植被遭到破坏的区域，在自然条件下很难得到恢复。由于收到区域土壤、水分等条件的限制，本工程进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现，因此，本次水土保持主要以工程措施为主。本次井场施工仅进行设备安装及更换，因此水土保持工程措施以道路和管线为主。

##### (1) 工程防治措施

###### ——道路防治区

道路施工时，在梭梭分布地段，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的行驶范围，所有车辆采用“一”字型作业方法，走统一车辙，避免加行开辟新路，以减少风沙活动。

###### ——管线防治区

①管沟挖、填方作业应做到互补平衡，于道路及地面建设产生的弃方不得随处堆放，应合理利用，如建设管堤等。

②管沟回填应按层回填，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。

③管线经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护城堡坎的方式来防止水土流失。

##### (2) 水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

①项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，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。

②严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

③建设项目主管部门应该积极主动加强水土保持管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

④对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

⑤加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

#### 7.1.1.7 防沙治沙措施

本工程有3条单井管线占用土壤类型为荒漠风沙土，为避免建设区土壤沙化，按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年11月14日修订）、《国家林业局关于做好沙区开发减少项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》中有关规定，项目实施过程中还应采取以下防沙治沙措施：

（1）设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏固沙植被。

（2）土地临时使用过程中发现土地沙化的，应当及时报告当地人民政府。

（3）施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动，最大限度减少对固沙植被生存环境的践踏破坏。对施工迹地及时清理、平整、减少沙物质来源。

（4）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从而进一步影响其上部生长的植被。

(5) 严禁大风天气下施工，特别时路基修筑、管沟开挖、管沟回填作业等，避免在大风天气作业，造成风蚀影响。

(6) 井、站场在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，尽快整理施工现场，平整并压实，避免水土流失影响。

(7) 严禁破坏占地范围外的植被，尤其是梭梭、白刺等优良固沙植物。对因项目占地而造成的植被损失，应当按照正式征地文件，按规定进行经济补偿。

#### 7.1.1.8 其他生态保护措施

(1) 严格遵守油田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线及临时占地路线，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动，最大限度减少对植物生存环境的踩踏破坏和对野生动物栖息地的侵扰。

(2) 根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)及《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)相关要求，项目应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理和恢复矿山的地质环境，恢复损毁土地。施工结束后应对占地范围土地进行平整、回填后进行自然生态恢复，并与周边地表景观相协调。

(3) 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年-5年时间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内同类型土地植被覆盖率。

(4) 施工过程中要做到随挖、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。

(5) 强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对区域动植物的生命及生存环境的威胁。

(6) 如果发生事故造成污染物外泄而污染土壤环境，应立即清除受污染的土壤，并拉运至危废处置单位。

#### 7.1.2 施工期大气环境保护措施

(1) 定期检修机械设备，使其稳定运转，最大限度减轻机械燃油及车辆尾气所产生的污染。环评要求建设单位按照要求选用符合《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》(GB 20891-2014)、《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》(HJ 1014-2020)要求的挖掘机、装载机、推土机等。对施工过程中

中的非道路移动机械用柴油机废气排放必须执行并满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB 20891-2014）修改单中的有关规定及排放限值要求。

（2）合理规划布局，选择最短的运输路线，利用油区现有的公路，并加强对道路洒水抑尘，运输车辆低速行驶。

（3）施工中尽量缩小影响范围，提高工程施工效率，减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响，作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，防止沙尘飞扬，必要时利用彩钢板围挡，削弱粉尘扩散。

（4）材料集中堆放，采取下垫上盖的措施，以减少扬尘量。

（5）运输车辆保持工况良好，不应超载运输，采取遮盖、密闭措施。

（5）遇有4级以上大风天气，停止土方施工，并做好遮盖工作，最大限度地减少扬尘。

本项目位于荒漠区域，周边5km范围内无人居住，施工扬尘不会对区域大气环境造成影响，施工期采取措施可行。

### 7.1.3 施工期水环境保护措施

#### （1）废水处置

管道试压水循环使用，管道试压结束后用于场地四周洒水抑尘。

施工人员生活污水依托生活基地内既有设施，最终交由乌尔禾区生活污水处理厂处理。

#### （2）地下水保护措施

根据各评价井钻井工程环境影响评价报告，油井在钻井过程中采用下套管注水泥方式进行了固井，在保证固井质量的前提下，可有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水。钻井过程中使用水基泥浆，保证固井质量，可有效减轻对地下水环境的影响。

#### （3）井喷地下水保护措施

安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

### 7.1.4 施工期固体废物防治措施

本项目为地面工程建设项目，施工期固体废物主要为施工人员生活垃圾及施工废料。

(1) 井场垃圾分类储存，加盖以防止风吹配扫，严禁现场抛洒、焚烧、掩埋。

(2) 井场工业垃圾应定点存放，集中回收。井场生活垃圾在生活基地内集中分类存放，施工结束后由施工单位清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处理。

(3) 本项目土石方量较小，管线及道路施工剩余土方回填管堤或用于施工作业带平整；施工废料等建筑垃圾首先考虑回收利用，不可回收利用的建筑垃圾集中收集后建筑垃圾由施工单位清运。

### 7.1.5 施工期噪声防治措施

(1) 优先选用低噪声设备，定期对高噪声施工设备进行维护。

(2) 对高噪声设备做好基础减震，减少噪声传播。

(3) 做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作，对现场施工人员发放噪声个人防护用品。

(4) 运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

项目实施区域位于荒漠区域，5km范围内无人居住，无声环境敏感受体，在采取以上措施后，施工期噪声对环境的影响较小，可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，随着施工结束，影响消失，噪声控制措施可行。

### 7.1.6 施工期土壤环境保护措施

(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) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

(4) 项目区地处风蚀区，施工期需严格落实各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

## 7.2 运营期环境保护措施

### 7.2.1 运营期生态环境保护措施

运营期的生态保护应注重维护，并适当加强生态修复。

(1) 井下作业铺膜带罐作业，及时回收落地油，将落地油的污染限制在井场范围内；

(2) 压裂反派液排入井场废液罐中拉运至百联站处理，不得随地排放，避免对土壤和地下水造成影响；

(3) 应加强各种防护工程的维护、保养与管理，并对不足部分不断加强和完善；

(4) 定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线；

(5) 定时巡查井场的阀门、设备，防止“跑、冒、滴、漏”的发生；

(6) 加强对道路和输油管线沿线生态环境的检查，及时发现隐患，提前采取防治措施；

(7) 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，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。

(8) 本项目事故条件下将对生态环境造成较大的影响，因此须对事故风险严加防范和控制。发生油气泄漏等突发性事件，应当采取紧急措施，防止污染面积扩大；落地油污等应当尽快予以清除，并对受污染的土壤进行处理。

### 7.2.2 运营期大气环境保护措施

(1) 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(2) 定期对集输管线和单井井场各设备进行巡检，以便及时发现问题，防止原油、伴生气泄漏进入环境中污染大气。

(3) 加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

(4) 应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，并尽快完成修复。

(5) 项目生产过程中，需严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中VOCs排放、泄漏、收集处理等控制措

施。在油气集输过程中，为减少集输过程中烃类的损失，采用密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放可以满足《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。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行检查，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（6）本项目拉油点油罐为固定顶罐，单罐容积60m<sup>3</sup>，原油储存真实蒸汽压<27.6kPa，按照《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）的规定，无需采取油气回收措施。固定顶罐罐体应保持完好，不应有孔洞及缝隙，除计量、检查、维护等正常活动外，罐上开孔应密闭，并定期检查呼吸阀定压是否符合设定要求。

### 7.2.3 运营期水环境保护措施

#### 7.2.3.1 运营期废水处置措施

井下作业废水经罐车拉运至百联站，采出水管输至百联站，井下作业废水及采出水均经百联站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油藏。

为防止回注过程中污染表层地下水，要确保回注井套管无破损，固井质量合格，在回注的过程中，要加强对注水压力的监控，发现井口压力突然下降应立即停止回注，检查回注井井壁套管是否破损。

#### 7.2.3.2 运营期废水防治措施

（1）修井作业时，要严格加强污染措施，铺膜带罐作业，起油管线要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水全部回收至废液罐回收处理，严禁流入井场。

（2）源头控制：①本次在单井井场、拉油井场井口及井场储油罐均设置了远程终端RTU，可对井口及储油罐的压力、功图、电参、状态等参数进行采集，并将现场数据通过有线（光纤）+无线（网桥）方式上传至百口泉采油厂SCADA系统进行集中监测管理，可有效避免油气泄漏；②运行过程中加强油气集输、计量和处理设施运行管理，定期对设备、阀门及抽油机进行检查，防止原油“跑、冒、滴、漏”污染环境；③定期对管线进行超声波检查，消除隐患。

(3) 分区防渗：为防止地下水污染的被动控制措施即为地面防渗工程，即污染区参照抗渗标准要求采取防渗措施，以阻止泄漏到地面的污染物进入地下水中。根据项目实际情况，对厂区进行分区地下水污染防治，分为一般防渗区和简单防渗区。将井场划分为一般防渗区，一般防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的粘土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区。

#### (4) 跟踪监测措施

本工程应建立完善的监测制度，结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）及《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）中要求，本工程需在地下水流向上游至少设置 1 个对照点，在地下水流向下游及污染物运移路径的下游至少设置 3 个监测井，在监测水质的同时监测地下水水位（监测井位的设置可依托原有水井）。监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向百口泉采油厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，工程区环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

②工程区环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

③建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

④按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

(5) 项目钻井过程中采用套管注水泥固井，隔绝了运营期开采过程与地下水含水层的水力联系，可有效保护含水层。修井作业时，要严格加强防污染措施，油污、污水等全部回收至污水收集罐回收，严禁流入井场。

(6) 定期对生产井的固井质量进行检查，对于固井质量不合格的井，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修正措施，保证固井质量合格，防止发生井漏和油水窜层等事故。

## 7.2.4 运营期固体废物防治措施

(1) 井下作业铺膜带罐作业，防止油污污染区域生态环境。

(2) 油田生产过程中产生的落地油100%回收，最终以含油污泥的形式运至百联站含油污泥贮存场贮存，最终由危废处置单位回收处理。

(3) 压裂返排液经专用废液罐收集后拉运至百联站压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复配，部分用于调剖，复配压裂液水质执行《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中的表1标准。

(4) 加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄露的部位进行巡回检查，减少或杜绝气井跑、冒、滴、漏，以及油品泄漏事件的发生。

(5) 含油污泥运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求中有关运输的规定，含油污泥处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输含油污泥，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。产生单位向处置单位转移含油污泥时，交接数量必须与环保局批准的转移量相符。

(6) 含油污泥产生和处置单位应建立健全含油污泥管理制度，制定管理计划，健全资料台账。

(7) 禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物污染的，均按照危险废物进行管理和处置。

(8) 事故状态下原油落地侵染土壤交由有相应处置资质的单位进行接收、运输及无害化处理。

(9) 危险废物的贮存、运输和转移过程中污染防治措施

### ①收集及贮存

危险废物含油污泥的收集、贮存应符合《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY17300-2016）、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）及《危险废物贮存污染控制标准》

（GB18597-2001）及其修改单相关规定要求。不得将危险废物堆放在露天场地。本项目运营期产生的油泥（砂）经收集后暂存于百联站含油污泥贮存场所内，定期交资质单位处理。危险废物贮存设施应配备通讯设备、照明设施和消防设施，应按危险废物的种类和特性进行分区贮存，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物

污染环境防治法》。

## ②运输和转移

a.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《危险废物转移联单管理办法》要求中有关运输的规定，应按规定的行驶路线运输。

b.危险废物转移应当办理危险废物转移手续。在进行危险废物转移时，应当对所交接的危险废物如实进行转移联单的填报登记，并按程序和期限向生态环境主管部门报告。

c.危险废物的转移运输应当使用危险货物运输车辆，应当使用具有防遗撒、防散落以及合理安全保障措施的厢式货车或高栏货车进行运输。使用高栏货车时，装载的货物不得超过栏板高度并采取围板、防雨等防掉落措施。

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 运营期噪声防治措施

(1) 选用低噪声设备。

(2) 定期对设备进行保养，避免设备转动部件无润滑条件下运转。

(3) 实行工人巡检制，减少操作工人该岗位停留时间，同时提供一定劳动保护。

项目地处油田荒漠区域，油区周边200m范围内无声环境敏感目标，在采取上述措施后运营期噪声影响可以接受。

## 7.2.6 运营期土壤环境保护措施

结合本项目特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

### 7.2.6.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期派人检查井口区、配汽管汇站、混输泵站、注汽站，是否有采出液、废水泄露的现象发生。

(2) 本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。管线工程按照一定比例应设置截断阀，加强巡视巡查。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生井下作业废水渗漏、集输管道和站场的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托危险废物处置单位接收处置。对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

1) 按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

2) 回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，委托危废处置单位接收处置。

3) 挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

①坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的10m~30m处，根据漏油量的大小挖2~3m深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

### 7.2.6.2 过程控制措施

根据本项目特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

本项目的分区防渗措施具体措施详见7.2.3.2章节地下水污染防治措施。

### 7.2.6.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)土壤二级评价的跟踪监测要求,制定跟踪监测计划,发生事故泄露时对井口区、井场储油罐、可能影响区域跟踪监测,在占地范围内和占地范围外分别设1个表层样,在占地范围内设1个柱状样,每五年监测1次。

综上所述,正常情况下,本项目的各项工程不会污染土壤环境,非正常情况下,采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下,可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

## 7.3 服务期满后环境保护措施

服役期满后,如果封井和井场处置等措施得当,环境影响将很小;反之若出现封井不严,可能导致地下残余油水外溢等事故发生,产生局部环境污染。

### 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

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,保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行,防止发生油水窜层,污染地下水资源。

### 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) 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，废弃建筑残渣外运至建筑垃圾填满场填埋处理，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。

### 7.3.5 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，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，站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水泥平台或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）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：

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。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。

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）中生态恢复要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

②遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

③土地利用需符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。

#### （2）井场生态恢复治理

##### ①井场生态恢复治理范围

本项目实施产能井32口，所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

##### ②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

#### （3）管线生态恢复

##### ①管线生态恢复治理范围

本项目需新建集输管线共计58.624km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

##### ②生态环境恢复治理措施

集输支线管道施工作业带宽度控制在10m范围内，单井管道施工作业带宽度控制在8m范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

#### （4）道路生态恢复

拟建工程道路工程开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存，必要时应设置挡土墙等相应保护措施。工程结束后，取弃土应及时回填、平整、压实，并利用堆存的表土对临时占地进行植被和景观恢复，与原有地貌和景观协调。

#### （5）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复或补偿，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

## 8 环境影响经济损益分析

本项目为陆上石油开采项目，该类项目的开发建设必将带来极大的经济效益，同时提高油田开发的社会效益，但是任何一种开发或生产活动和行为，都不可避免的会对环境（资源）产生一定的影响，特别是与石油开采相关的建设项目，在忽视环境保护的情况下，所造成的环境污染和生态破坏是相当严重的，环境遭受的经济损失则是巨大的。为了减少不利环境影响造成的经济损失，该项目在开发建设和污染防治方面采取了一定的措施，投入了一定的资金来减少项目减少对环境的影响。

### 8.1 社会效益和经济效益

#### 8.1.1 经济效益分析

本次地面工程总投资1686.02万元，环保投资538.82万元，占总投资的31.96%。经过建设项目投资估算分析，在经济上可行。

#### 8.1.2 社会效益分析

项目的建设，可以把埋藏在地下的原油、伴生气通过管道输送至下游处理，支持社会发展和国家建设，减少国家原油进口、节约外汇。同时，该项目建设，能够增加一定的就业机会，解决部分剩余劳动力；开发的大量投资也能够拉动相关产业的发展，具有良好的社会效益。

### 8.2 环境经济损益分析

#### 8.2.1 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- （1）工程占地造成的环境损失；
- （2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- （3）其他环境损失。

本项目永久占地主要为井场、站场建设和道路占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目占地补偿费，预计约300.76万元。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成

不利影响。

本项目对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本工程建设期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

### 8.2.2 环保投资估算

总投资1686.02万元，环保投资538.82万元，占总投资的31.96%。具体见表8.2-1。

表8.2-1 环保投资一览表

项目名称	主要内容	投资（万元）	备注
固废处理措施	工业与生活垃圾清运	16	类比估算，0.5万元/口
	危险废物清运	12.1	类比估算
废气	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），洒水抑尘	5	/
	施工机械使用合格油品，加强施工机械维护	3	/
噪声	高噪声设备设置隔声罩，基础减震等	3	/
风险措施	灭火器	0.46	/
生态措施	工程临时、永久占地经济补偿	300.76	/
	场地平整	10	/
	水土保持	118.5	/
环境管理	环境影响评价及验收	40	/
	水土保持评级及验收	30	/
合计		538.82	/

### 8.2.2 环保措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。

#### (1) 废气

原油集输及处理采用密闭管道集输，本次在单井井场、拉油井场井口及井场储油罐均设置了远程终端RTU，可对井口及储油罐的压力、功图、电参、状态等参数

进行采集，并将现场数据通过有线（光纤）+无线（网桥）方式上传至百口泉采油厂 SCADA 系统进行集中监测管理，可有效避免油气泄漏，选用质量可靠的设备、阀门、法兰、管线等，定期对井场、计量站的设备、阀门、法兰、管线等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

#### （2）废水

采出水、井下作业废水依托百联站污水处理系统处理达标后回注油藏。压裂返排液经专用废液罐收集后拉运至百联站压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复配，部分用于调剖。废水均回用于生产中，节约了使用新鲜用水的资金。由工程分析可知，本项目运营期生产废水产生量约 $3160.24\text{m}^3/\text{a}$ ，全部处理后回用，相当于节省了同样数量的清水，不但节省了水资源，保护了环境，还可以产生可观的经济效益。按水资源费 $2\text{元}/\text{m}^3$ 进行计算，产生的经济效益为 $6320.48\text{元}/\text{a}$ 。

#### （3）固体废弃物

项目产生的油泥（砂）及含油污泥依托相应危险废物资质单位进行处置，减少了对环境的影响。

#### （4）噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

#### （5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地；施工结束后清理井场废弃物，平整场地。井场、阀组站、道路采用砂砾石垫层防护，防止土壤沙化。

本工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。

本工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

### 8.3 环境经济损益分析结论

本项目的环保投资共计 $538.82\text{万元}$ ，占总投资的 $31.96\%$ ，经上述论证，项目环保投资能够满足所在区域环境保护的要求。

经分析，项目具有良好的经济效益和社会效益。项目占地和排污等将带来一定

的环境损失。因而在油田开发过程中，后期需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等。实施相应环保措施后，可使各类污染物得到妥善处理，环境风险降到最低，使拟建项目的开发建设能够满足社会效益、经济效益、环境效益相互促进的原则。

## 9 环境管理与监测计划

按照《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），油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。项目正式开工后，油气开采企业应当每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，接受生态环境主管部门依法监督。

### 9.1 环境管理机构及环境管理制度

#### 9.1.1 环境管理机构

百口泉采油厂设置厂长办公室、计划经营科科、生产技术科、生产运行科、质量安全环保科、百 21 采油作业区、检 188 采油作业区、玛湖第一采油作业区、玛湖第二采油作业区，注输联合站等，其中厂长和各单位、部门的行政正职是本单位、部门环境保护工作的第一责任人，全面负责本单位、部门的环境保护工作，负责领导环境保护工作；主管环境保护工作的行政副职是第二责任人，对本单位环境保护工作负直接领导责任；其它行政副职按照“谁主管，谁负责”的原则，对分管工作的环保负领导责任，在计划、布置、检查、总结、评比生产工作的同时，同时计划、布置、检查、总结、评比环保工作，将环保工作纳入生产管理之中，及时协调解决环境保护方面存在的问题。

百口泉采油厂质量安全环保科是负责本厂环境保护管理机构，主要职责：

- a.贯彻实施国家和上级领导机关关于环境保护的法律、法规、标准和规定；
- b.组织制修定本厂环境保护规章制度，并监督执行；
- c.组织制定本厂环境保护规划和计划，并组织实施；
- d.制定本厂污染物排放总量控制指标，并负责组织考核；
- e.对新、改、扩建项目进行环境管理，参与开展环境影响评价及申报工作；
- f.组织推广国内外先进的环境保护技术和经验；
- g.宣传环保方面的方针政策、法律、法规等，对环保技术人员进行技术培训；

h.负责配合调查、处理重大或特大环境污染与生态破坏事故。

### 9.1.2 环境管理制度

新疆油田公司在环境保护工作部署中，已明确规定要认真贯彻执行环境保护法律、法规和各项方针政策，紧紧围绕油田公司改革和发展的总目标，以宣传为先导、以管理为中心、以科技为依托，全面建立和实施HSE管理体系。在健康、安全和环境管理方面做了大量工作，已逐步形成完整的HSE管理体系。

百口泉采油厂开发建设过程中，依托新疆油田公司和百口泉采油厂在环境管理上了建立健康、安全与环境管理体系（HSE管理体系），减少施工期和运行期对周围环境的影响并落实各项环保和安全措施。

本单位成立了HSE委员会，主要职责如下：

- ①贯彻执行国家和上级领导机关有关环境保护的方针、政策、法律、法规、标准和规定；
- ②审定本厂环境保护计划及污染治理资金预算和使用情况；
- ③审定本厂环境保护奖惩方案,奖励环境保护先进集体和先进个人；
- ④听取环境保护工作情况汇报，解决环保工作中存在的重要问题。

## 9.2 环境管理

### 9.2.1 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政职能机构，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审查该项目的环境影响评价报告书，指导克拉玛依市生态环境局、克拉玛依市生态环境局乌尔禾分局、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对该项目在建设期和运营期的日常环境管理工作。

克拉玛依市生态环境局、克拉玛依市生态环境局乌尔禾分局、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，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

## 9.2.2 施工期环境管理

建设单位在本项目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9.2-1。

表9.2-1 施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	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。站场建设施工前，也要严格规定临时占地范围。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。项目管线在设计及建设过程中，应尽量避免避开植被较丰富的区域，减小对植被的破坏，尤其是保护植物梭梭。本项目占地范围内如有自治区一级保护植物梭梭分布，实在无法避让的，根据《中华人民共和国野生植物保护条例》中相关规定，项目建设单位取得林草部门的许可后，应缴纳相应的补偿费用由林草部门采取拯救措施对其进行迁地保护。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，对于拟永久使用的道路及各站场等，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	所在行政区环境保护行政主管部门
2	水土流失	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			
3	防沙治沙	设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏固沙植被。井、站场在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，尽快整理施工现场。			
4	水环境	各类管线试压废水用于施工洒水抑尘			
5	大气环境	逸散性材料运输、装卸和堆放过程中采取加盖苫布等抑尘措施，严禁散落和尘土飞扬。施工期各机械设备应使用高品质的油品，加强设备的维护，减少大气污染物的排放量			
6	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			
7	声环境	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			
8	固体废物	建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场			

### 9.2.3 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历年，提高管理人员的技术水平与业务额能力，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及其处理结果，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，本项目在运营期管理的主要内容见表9.2-2。

表9.2-2 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。	百口泉采油厂	运营期	克拉玛依市生态环境局、克拉玛依市生态环境局乌尔禾分局、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
2	管道保护	对管道设施定期巡查，及时维修保养。			
3	水环境	井下作业废水、采出水依托百联站污水处理系统处理后用于回注油藏；压裂返排液拉运至百联站压裂返排液处理系统处理后部分用于压裂液的复配，部分用于调剖。			
4	大气环境	加强多对井场设备的巡检，减少油气的跑冒滴漏；对大气进行定期监测。			
5	固体废物	事故状态产生的落地油委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理。			
6	声环境	定期对设备机械检修和维护，使其处于运行良好的状态；对井场厂界噪声进行定期监测			
7	风险防范	制定事故应急预案，对安全运行的重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理			
8	景观保护	对项目区域内的环境保护和生态恢复措施的执行和落实情况进行监督			
9	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			

### 9.2.4 退役期环境管理

本项目在退役期的环境管理内容见表 9.2-3。

表9.2-3 退役期的环境保护

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	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、恢复地貌	百口泉采油厂	退役期	克拉玛依市生态环境局、克拉玛依市生态环境局乌尔禾分局、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
2	声环境	退役期采用低噪声设备，操作周期为短期，伴随退役期的结束而终止			
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	设备排出的废水采用罐车拉运，不排入周围环境，避免对周围环境造成的影响			
5	固体废物	固体废物分类收集，及时清运			

### 9.2.5 环保设施竣工验收管理

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

建设单位自主验收的环保设施验收情况见表 9.2-4。

表9.2-4 本项目“三同时”验收一览表

项目	污染源	产生位置	污染因子	治理要求	验收标准
废气		井场	非甲烷总烃	油气输送采用密闭管道输送、采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵、定期的检查、检修	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728—2020）》中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m <sup>3</sup> ）
废水	采出水 井下作业废水	井场 井场		依托百联站污水处理系统处理后回注油藏	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329），查阅与采出水深度处理单位签订的委托处理合同
噪声	井口装置、井下作业	井场		选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准
固废	油泥（砂） 落地油 废润滑油 废防渗膜 压裂返	油气处理、井场		依托相应危险废物资质单位处置	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求。查阅与危废处置单位签订的委托处理合同及生产过程中相应转运清单、台账等。
		井场		拉运至百联站压裂返排	复配压裂液水质执行《压裂酸化返排液处

	排液		液处理系统处理后部分用于压裂液的复配,部分用于调剖	理技术规范》(Q/SY02012-2016)中的表 1 标准
土壤		油区、井场、管线	井场占地范围内,井场占地范围外 200m 内	确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地土壤筛选值要求
生态恢复	项目占地	井场、管线	严格控制占地范围,对临时占地进行平整恢复	《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》(HJ612-2011)。生态保护措施落实情况,井场、站场及管线沿线植被恢复情况
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;是否有相应管理台账、记录等资料			

### 9.3 环境监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ 819-2017)、《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)、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南(试行)》(HJ 1209-2021)本项目环境监测计划见表 9.3-1。

表9.3-1 环境监测计划

监测类型	监测对象		监测频率	监测点	监测因子	执行标准	监测时间	监测单位
污染源	废气	无组织	1次/季度	井场厂界	NMHC	GB39728-2020	竣工验收后开始	委托监测或建设单位自行监测
	噪声		项目区周边 2km 范围内无噪声敏感建筑的场站,可不开展厂界环境噪声监测		GB12348-2008 中 2 类			
	土壤		表层土壤 1 次/年;深层土壤 1 次/3 年	井场、集输管线处	初测监测: GB36600-2018 中表 1 基本项目+石油烃; 后续监测: 超标项及关注污染物	GB36600-2018 中第二类用地筛选值		
环境质量现状	地下水		1 次/半年	项目区上游、项目区、项目区下游边界	初次监测: GB/T14848 表 1 常规指标(微生物指标、放射性指标除外); 后续监测: 石油类、石油烃(C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )、石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )、砷、六价铬。	GB/T14848-2017 中 III 类		
	土壤		1 次/年	井场、集输管线处	初测监测: GB36600-2018 中表 1 基本项目+石油烃; 后续监测: 超标项及关注污染物	GB36600-2018 中第二类用地筛选值		
应急监测	事故发生后,应更具事故造成污染的实际情况决定是否开展应急监测,同时制定应急监测方案							

## 9.4 污染物排放清单

针对本项目污染物排放，结合《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）中有关环境管理与环境监测计划的要求，提出污染物排放情况。

本项目污染物排放清单见表9.4-1。

表9.4-1 污染物排放清单一览表

类别	污染源	污染物名称	污染物排放情况		治理措施及效果	验收标准	
			排放量t/a	浓度 mg/m <sup>3</sup>		标准名称	浓度 mg/m <sup>3</sup>
废气	井场	非甲烷总烃	1.687	/	采用密闭管输方式，加强日常管理	《陆上石油天然气开采业大气污染物排放标准》（GB39278-2020）	4
废水	井下作业废水	SS、COD、石油类、氨氮	868.16t/次	/	依托百联站污水处理系统处理	回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）	
	采出水		169501.1	/			
固体废物	压裂返排液		8886.18t/次	/	依托百联站压裂返排液处理装置处理	复配压裂液水质执行《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中的表1标准	
	油泥砂		341.53	/	委托危废处置单位回收处理	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求	
	落地油		3.2	/	作业单位 100% 回收，委托危废处置单位回收处理		
	废润滑油		1.6t/次	/	委托危废处置单位回收处理		
	废防渗膜		16t/次	/			
噪声	井场	抽油机	60-70 dB（A）		选用低噪声设备、采取隔声减震措施	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348 2008）中2类标准要求	
		井下作业	80-120 dB（A）				
	运输车辆		60-90 dB（A）				控制车速
土壤	井场、管线		/		定期对生产设施进行检查，预防渗漏现象发生，采取分区防渗	确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求	

## 9.5 排污口管理

按照《排污口规范化整治技术要求》，项目排污口规范化管理要求见表9.5-1。

表9.5-1 排污口规范化管理要求表

项目	主要要求内容
基本原则	1、凡向环境排放污染物的一切排污口必须进行规范化管理； 2、将总量控制的污染物排污口及行业特征污染物排放口列为管理重点； 3、排污口设置应便于采样和计量监测，便于日常现场监督、检查； 4、如实向环保行政主管部门申报排污口位置与排放去向等方面情况
技术要求	1、排污口位置必须按照环监（1996）470 号文要求实行规范化管理； 2、具体设置应符合《污染源监测技术规范》中的规定和要求
立标管理	1、污染物排放口必须实行规范化管理，应按照国家《环境保护图形标志》（GB15562.1-1995）与（GB15562.2-95）的相关规定，设置环保图形标志牌； 2、环保图形标志牌位置应距污染物排放口及固废贮存(处置)场较近且醒目，设置高度一般为标志牌上缘距离地面约 2m； 3、重点排污单位污染物排放口以设置立式标志牌为主，一般排污单位污染物排放口可根据实际情况设置立式或平面固定式标志牌； 4、对危险废物贮存点，必须设置警告性环境保护图形标志牌
建档管理	1、使用《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并按要求填写有关内容； 2、严格按照环境管理监控计划及排污口管理要求，工程建成运行后将主要污染物种类、数量、排放浓度与去向，立标及环保设施运行情况记录在案，并及时上报； 3、选派专职环保员对油田环保设施进行监督管理，防止“跑冒滴漏”污染环境并引发重大环境风险事故，要求责任到人，奖罚分明

## 9.6 环境影响后评价

根据《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国令第682号，2017年10月1日起施行）中第十九条：“编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。前款规定的建设项目投入生产或者使用后，应当按照国务院环境保护行政主管部门的规定开展环境影响后评价”。建设单位应按要求开展百口泉采油厂2022年零散气增气工程、单罐井密闭工程的环境影响后评价，旨在评价该区块在实施后的实际环境影响，并汲取环评的经验和教训。确保项目环境影响评价及其建议的减缓措施得到了有效的贯彻实施，同时也可以确定为提高项目的环境经济效益所需的改进措施。

## 9.7 信息公开

根据有关规定，并结合拟建项目实际情况，建设单位的信息公开应包含环评信息公开、环境应急预案信息公开、验收信息公开、自行监测信息公开及企业环境信息披露等内容。

### 9.7.1 环评信息公开

根据《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》（2015年12月10日）有关规定，建设单位既是建设项目环评公众参与和履行环境责任的主体，也是建设项目环评信息公开的主体。建设单位应该公开的信息报告：

1) 建设单位在建设项目环境影响报告书编制过程中，应当向社会公开建设项目的工程基本情况、拟定选址选线、周边主要保护目标的位置和距离、主要环境影响预测情况、拟采取的主要环境保护措施、公众参与的途径方式等。

2) 建设单位在建设项目环境影响报告书编制完成后，向生态环境保护主管部门报批前，应当向社会公开环境影响报告书全本，其中对于编制环境影响报告书的建设项目还应一并公开公众参与情况说明。报批过程中，如对环境影响报告书进一步修改，应及时公开最后版本。

3) 建设项目开工建设前，建设单位应当向社会公开建设项目开工日期、设计单位、施工单位和环境监理单位、工程基本情况、实际选址选线、拟采取的环境保护措施清单和实施计划、由地方政府或相关部门负责配套的环境保护措施清单和实施计划等，并确保上述信息在整个施工期内均处于公开状态。

4) 项目建设过程中，建设单位应当在施工中中期向社会公开建设项目环境保护措施进展情况、施工期的环境保护措施落实情况、施工期环境监测结果等。

5) 建设项目建成后，建设单位应当向社会公开建设项目环评提出的各项环境保护设施和措施执行情况、竣工环境保护验收监测和调查结果。对主要因排放污染物对环境产生影响的建设项目，投入生产或使用后，应当定期向社会特别是周边社区公开主要污染物排放情况。

### 9.7.2 环境应急预案信息公开

根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发[2015]4号）有关规定，建设单位应当主动公开与周边可能受影响的居民、单位、区域环境等密切相关的环境应急预案信息。国家规定需要保密的情形除外。

### 9.7.3 排污许可信息公开

根据《排污许可管理条例》（2021年3月1日）有关规定，排污单位应当及时公开有关排污信息，自觉接受公众监督。另外，实行重点管理的排污单位在提交排污

许可申请材料前，应当将承诺书、基本信息以及拟申请的许可事项向社会公开。公开途径应当选择包括全国排污许可证管理信息平台等便于公众知晓的方式，公开时间不得少于五个工作日。排污单位自行监测、执行报告及生态环境保护主管部门监管执法信息应当在全国排污许可证管理信息平台上记载，并按照本办法规定在全国排污许可证管理信息平台上公开。

#### 9.7.4 验收信息公开

根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（2017年11月20日）有关规定，建设项目配套建设的环境保护设施竣工后，公开竣工日期；对建设项目配套建设的环境保护设施进行调试前，公开调试的起止日期；验收报告编制完成后5个工作日内，公开验收报告，公示的期限不得少于20个工作日。

#### 9.7.5 自行监测信息公开

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ 819-2017）及行业自行监测有关规定，排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业事业单位环境信息公开办法》（2015年1月1日）执行。

#### 9.7.6 企业环境信息批露公开

根据《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令 第24号）有关规定，百口泉采油厂作为重点排污单位及实施强制性清洁生产审核的企业，应按照生态环境部制定的企业环境信息依法披露准则编制年度环境信息依法披露报告和临时环境信息依法披露报告，并上传至企业环境信息依法披露系统。企业年度环境信息依法披露报告应当包括以下内容：

- （一）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；
- （二）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；
- （三）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；
- （四）碳排放信息，包括排放量、排放设施等方面的信息；

（五）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；

（六）生态环境违法信息；

（七）本年度临时环境信息依法披露情况；

（八）法律法规规定的其他环境信息。

实施强制性清洁生产审核的企业披露年度环境信息时，还应当披露以下信息：

（一）实施强制性清洁生产审核的原因；

（二）强制性清洁生产审核的实施情况、评估与验收结果。

## 10 结论

### 10.1 建设项目概况

本项目位于百口泉老区、检188井区、玛131井区、玛2井区、玛18井区、艾湖2井区、玛101井区，行政上隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区及塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。

本项目主要建设内容包括：①部署32口采油井（均为评价井转产能井），并对区域内已投产的31口产能井进行密闭集输改造；②新建阀池3座，60m<sup>3</sup>一体化自吸式储油罐2座；③新建集输管线58.624km（其中乌尔禾区内23.495km，和布克赛尔蒙古自治县内35.129km）；④配套建设供配电、通信、消防、道路、仪表自动化、防腐等辅助工程。项目建成后，新增产能3.736×10<sup>4</sup>t/a，伴生气设计规模33.3×10<sup>6</sup>Nm<sup>3</sup>/a。

本次地面工程总投资1686.02万元，环保投资538.82万元，占总投资的31.96%。

### 10.2 环境现状评价结论

#### 10.2.1 生态环境现状

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区，白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区。根据自治区划分的新疆生态红线范围，拟建项目不在生态红线划定范围内。

项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，主要为灰棕漠土。区域植被覆盖度在5%-10%之间，区域内保护植被为梭梭，无保护动物。

#### 10.2.2 大气环境现状

项目所在区域为环境空气质量达标区。特征因子补充监测结果表明，项目区非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃环境质量标准 2mg/m<sup>3</sup>。

#### 10.2.3 水环境现状

地下水监测结果表明，个别监测井中总硬度、氯化物、硫酸盐超标，超标原因主要是天然背景值较高。其余监测因子均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）

III类标准要求。8个地下水监测井中石油类均满足《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2022）中石油类限值。

#### 10.2.4 声环境现状

根据监测结果，区域内背景噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准限值要求，拟建项目建设地点声环境质量良好。

#### 10.2.5 土壤环境现状

从评价结果可以看出，项目占地范围内土壤中污染物的含量低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，占地范围外土壤中污染物的含量低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1中风险筛选值，区域土壤环境良好。

### 10.3 环境影响评价结论

#### 10.3.1 生态环境影响分析

本项目建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标。项目对生态环境的影响主要来自占地影响，总占地52.50hm<sup>2</sup>，永久占地面积1.83hm<sup>2</sup>，临时占地面积50.67hm<sup>2</sup>，占地类型为裸地、采矿用地、盐碱地、其他草地、灌木林地。地表植被稀疏，工程区地表植被为本区域广布的荒漠植被，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。

#### 10.3.2 大气环境影响分析

根据工程分析，本项目施工期废气排放主要是施工扬尘，施工机械、施工车辆尾气、管线施工防腐废气及焊接废气。建设期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

项目运营期废气主要为原油集输过程中无组织烃类挥发。根据工程分析，油气集输过程无组织烃类排放量为1.687t/a。

根据预测结果可知，单井井场及拉油井场无组织挥发的NMHC浓度可达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

综上所述，项目在施工期和运行期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同，施工期是暂时性小范围影响，随施工的结束而消失，运行时期为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目的建设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。

### 10.3.3 水环境影响分析

项目施工期废水主要为管道试压废水及施工人员生活废水。管道试压水循环利用，试压结束后用于场地四周洒水抑尘；施工人员生活废水依托生活基地内既有设施，最终由乌尔禾区生活污水处理厂处理。施工期各类废水均得到了合理处置，不会对项目区地下水产生影响。

运营期废水主要为井下作业废水及采出水。井下作业废水通过罐车拉运至百联站，采出水管输至百联站，井下作业废水及采出水均依托百联站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）后用于回注油藏。正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，由于泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄露以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，且石油烃容易被土壤中有机质吸附，对地下水环境产生的影响也非常有限，对地下水的影响属可接受范围。

### 10.3.4 声环境影响分析

施工期噪声源主要地面工程建设施工中使用的机械、设备和运输车辆噪声，对环境的影响是短暂的，随着施工结束而结束，同时项目区周边无居民等敏感点，因此不存在扰民现象。

运营期噪声源主要为井场设备运行噪声、井下作业噪声及巡检车辆行驶噪声，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。由预测结果可知，本项目井场厂界噪声值均满足《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。

### 10.3.5 固体废物影响分析

施工期固体废物主要为施工人员生活垃圾、施工废料、施工土方以及管道清管

废渣。施工人员生活垃圾由施工单位清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处理；施工挖方全部回填，做到“挖填平衡”；施工废料由施工单位统一回收利用，无法利用的送至相关管理部门指定地点填埋处理；管道清管废渣集中收集后拉运至乌尔禾区建筑垃圾填埋场填埋处理。

运营期固废主要为废压裂液、油泥砂、落地原油、废润滑油及废防渗膜。压裂返排液经罐车拉运至百联站压裂返排液处理装置处理达标后部分用于压裂液的复配，部分用于调剂，复配压裂液水质执行《压裂酸化返排液处理技术规范》

（Q/SY02012-2016）中的表1标准。油泥砂经建设单位集中收集后运送至危废贮存场所后定期由危废处置单位回收处理。落地油100%回收。最终以含油污泥的形式交由危废处置单位回收处理。废润滑油及废防渗膜集中收集后暂存至危废贮存场所后定期由危废处置单位回收处理。

本项目施工期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生影响。

### 10.3.6 土壤环境影响分析

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少施工对土壤的扰动，建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。

运营期巡检车辆按油区已有道路行驶，井下作业采取铺膜带罐作业模式，加强井场、站场及管线巡检，避免“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤交由具有相应危废处置资质的单位回收处理，可降低对土壤环境质量的影响程度。

### 10.3.7 环境风险影响分析

本项目所涉及的危险物质包括伴生气（天然气）、原油，可能发生的风险事故包括井场事故、原油泄漏事故及站场事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目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；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。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。

在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本项目的环境风险控制在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

#### 10.4 总量控制指标

总量控制因子为化学需氧量、氨氮、二氧化硫、氮氧化物和VOCs。本项目不设置加热炉，产生的废气为井场、计量站无组织挥发的VOCs（以非甲烷总烃计），为无组织排放，不纳入总量控制指标内。废水由百联站污水处理系统处置，处理后水质达标后回注油藏，不外排。故本项目不对二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮以及VOCs进行总量控制。

#### 10.5 产业政策符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录》（2019本）中国家鼓励发展的产业，工程建设符合国家的相关政策。

#### 10.6 公众意见采纳

建设单位按国家有关规定进行建设项目环境影响信息公示，公示的方式有新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会、当地公开发布的报纸上发布、现场张贴等。拟建项目两次信息公示期间均未收到公众对项目的反馈意见。

#### 10.7 总结论

本项目属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本项目建设在环境保护方面可行。

## 10.8 建议

(1) 严格执行环保“三同时”制度，确保各类环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入运行。

(2) 加强设备维护、维修工作，确保各类环保设施正常运行。

(3) 在各场站储罐、阀门等设备以及原油集输管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生，对于泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。