

玛北油田玛7井区百口泉组、夏72井区克下组、玛101井区百口泉组、夏子街油田玛49井区风城组油藏8口井开发地面工程

环境影响报告书

(报批稿)

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

二零二四年五月

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	- 3 -
1.4 关注的主要环境问题	- 4 -
1.5 环境影响评价的主要结论	- 4 -
2 总则	- 6 -
2.1 评价目的和原则	- 6 -
2.2 编制依据	- 7 -
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	- 13 -
2.4 环境功能区划与评价标准	- 16 -
2.5 评价等级及评价范围	- 21 -
2.6 评价时段和评价重点	- 31 -
2.7 评价方法	- 31 -
2.8 污染控制目标与环境保护目标	- 31 -
2.9 相关规划符合性分析	- 33 -
2.10 相关政策、法规符合性分析	- 38 -
2.11 选址合理性分析	- 44 -
2.12 “三线一单”符合性分析	- 44 -
3 现有工程开发现状及环境影响回顾	- 50 -
3.1 区块开发现状	- 50 -

3.2	相关环保手续履行情况	- 52 -
3.3	地面工程现状	- 54 -
3.4	环境影响回顾	- 58 -
4	建设项目工程分析	- 69 -
4.1	建设项目概况	- 69 -
4.2	油田概况	- 71 -
4.3	开发部署	- 74 -
4.4	主体工程	- 75 -
4.5	配套辅助工程	- 77 -
4.6	依托工程	- 82 -
4.7	工程分析	- 86 -
4.7	总量控制	- 102 -
4.8	清洁生产水平分析	- 103 -
5	环境现状调查与评价	- 110 -
5.1	自然环境概况	- 110 -
5.2	环境敏感区调查	- 114 -
5.3	生态环境现状调查与评价	- 116 -
5.4	环境空气质量现状调查与评价	- 123 -
5.5	水环境现状调查与评价	- 125 -
5.6	声环境现状调查与评价	- 128 -
5.7	土壤环境现状调查与评价	- 129 -
6	环境影响预测与评价	- 132 -

6.1 生态环境影响分析	- 132 -
6.2 大气环境影响分析	- 143 -
6.3 地表水环境影响分析	- 148 -
6.4 地下水环境影响分析	- 148 -
6.5 声环境影响分析	- 159 -
6.6 固体废物环境影响分析	- 162 -
6.7 土壤环境影响分析	- 164 -
6.8 环境风险评价	- 170 -
7 环境保护措施及其可行性论证	- 182 -
7.1 施工期环境保护措施	- 182 -
7.2 运营期环境保护措施	- 190 -
7.3 服务期满后环境保护措施	- 197 -
8 温室气体排放影响评价	- 200 -
8.1 温室气体排放量核算	- 200 -
8.2 温室气体控制措施	- 203 -
8.3 温室气体管理措施	- 203 -
8.4 温室气体评价结论与建议	- 204 -
9 环境影响经济损益分析	- 205 -
8.1 社会效益和经济效益	- 205 -
8.2 环境经济损益分析	- 205 -
8.3 环境经济损益分析结论	- 208 -
9 环境管理与监测计划	- 209 -

9.1 环境管理机构及环境管理制度	- 209 -
9.2 环境管理	- 210 -
9.3 环境监测计划	- 214 -
9.4 污染物排放清单	- 216 -
9.5 排污口管理	- 216 -
9.6 环境影响后评价	- 217 -
9.7 信息公开	- 217 -
10 结论	- 221 -
10.1 建设项目概况	- 221 -
10.2 环境现状评价结论	- 221 -
10.3 环境影响评价结论	- 222 -
10.4 总量控制指标	- 225 -
10.5 产业政策符合性	- 225 -
10.6 公众意见采纳	- 225 -
10.7 总结论	- 225 -
10.8 建议	- 226 -

1 概述

1.1 建设项目特点

玛7井区行政隶属塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，构造位置位于准噶尔盆地中央坳陷玛湖凹陷玛北斜坡区。夏72井区东部区域隶属于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，区域构造位于准噶尔盆地中央坳陷玛湖凹陷北斜坡区。玛49井区行政隶属于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，构造位置位于准噶尔盆地西部隆起乌夏断裂带，紧邻中央坳陷玛湖凹陷。玛101井区行政隶属于新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县，构造位置位于准噶尔盆地西北缘玛湖凹陷中央隆起带。玛7井区、夏72井区、玛49井区周边已建玛131转油站1座，地面已建成原油集输、转输等地面系统设施，地面建设依托条件较好。玛101井区周边已建玛2转油站1座，地面已建成原油集输、转输等地面系统设施，地面建设依托条件较好。本项目拟在上述区块投产产能评价一体化试油井8口，开展产能评价，录取油藏相关资料，为储量计算提供依据，同步落实主力层上覆层系开发潜力，为后续扩大部署方案的编制打下基础，为后期储量探明及有效开发建产提供依据。

本项目主要建设内容为：部署8口采油井（均为评价井转产能井），新建产能 $2.99 \times 10^4 \text{t/a}$ ，新建单井出油管线756m，新建集输管线20.171km，新建计量站1座，更换集油支线400m，配套供配电、自动控制、通信、消防、防腐等工程。

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。本项目仅涉及井场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，项目区位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，本次部署8口油井，均为评价井转产能井，根据新疆维吾尔自治区生态环境厅要求对油田开发区域情况划分一张图，按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版），老区块石油开采编制环境影响报告表，石油开采新区块开发编制环境影响报告书，经核实，本次部署的8口油井中7口采油井不在油田开发区域划分的“一张图”范围内，属于油田开采新区块开发。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II₂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2024年3月委托核工业二〇三研究所开展《玛北油田玛7井区百口泉组、夏72井区克下组、玛101井区百口泉组、夏子街油田玛49井区风城组油藏8口井开发地面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,委托新疆西域质信检验检测有限公司对本项目区域环境空气、土壤、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。

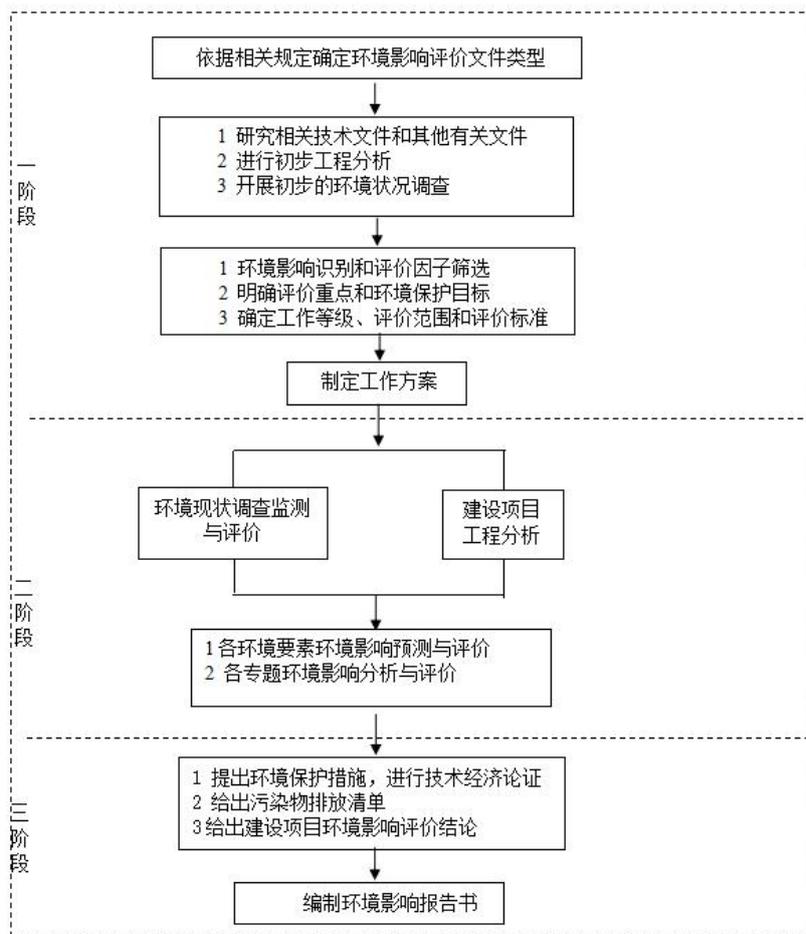


图1.2-2 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》，“常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”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《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025）》《新疆油田公司“十四五”发展规划》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）、《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，可以满足塔城地区生态环境准入清单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) 《中华人民共和国森林法》（2019年修订，2020年7月1日起试行）；

(15) 《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）；

(16) 《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）；

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

(18) 《中华人民共和国城乡规划法》（2019年4月23日修正并施行）；

(19) 《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)；

(20) 《中华人民共和国安全生产法》(2021年修正, 2021年9月1日起施行)；

(21) 《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) 《国家重点保护野生植物名录》(国家林业和草原局农业农村部公告2021年第15号)；

(6) 《国家重点保护野生动物名录》(国家林业和草原局农业农村部公告2021年第3号)；

(7) 《危险化学品安全管理条例》(2013年12月7日修正并施行)；

(8) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》(2011年修订, 2011年1月8日起施行)；

(9) 《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)；

(10) 《工矿用地土壤环境管理办法(试行)》(生态环境部令第3号, 2018年8月1日起施行)；

(11) 《生态保护红线生态环境监督办法(试行)》(国环规生态〔2022〕2号)

(12) 《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)；

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

(14) 《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)；

(15) 《“十四五”噪声污染防治行动计划》(环大气〔2023〕1号)；

(16) 《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)；

(17) 《关于印发地下水污染防治实施方案的通知》(环土壤〔2019〕25号)；

(18) 《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)；

(19)《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)；

(20)《关于印发<环评与排污许可监管行动计划(2021-2023年)><生态环境部2021年度环评与排污许可监管工作方案>的通知》(环办环评函〔2020〕463号)；

(21)《“十四五”环境影响评价与排污许可工作实施方案》(环环评〔2022〕26号)；

(22)《水土保持“十四五”实施方案》(水利部办公厅,2021年12月30日)；

(23)《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)；

(24)《产业结构调整指导目录(2024年本)》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第7号,2024年2月1日起施行)；

(25)《环境影响评价工作参与办法》(生态环境部令第4号,2019年1月1日起施行)；

(26)《国家危险废物名录(2021年版)》(生态环境部部令第15号,2021年1月1日起施行)；

(27)《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)；

(28)《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)；

(29)《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)；

(30)《关于印发<建设项目环境影响评价政府信息公开指南(试行)>的通知》(环办〔2013〕103号)；

(31)《关于印发<企业环境信息依法披露格式准则>的通知》(环办综合〔2021〕32号)

(32)《国家沙漠公园管理办法》(林沙规〔2022〕4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年修正,2018年9月21日起施

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环境防治办法》(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) 《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)；

(8) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018年-2030年)》(新政函〔2018〕146号)；

(9) 《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保〔2019〕4号)；

(10) 《关于印发<支持和配合中石油在新疆开发建设的具体意见>的通知》(新政办法〔2019〕46号)；

(11) 《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)；

(12) 《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)；

(13) 《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)；

(14) 《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)；

(15) 《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)；

(16) 《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)；

(17) 《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》；

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

(19) 《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)；

(20) 《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)；

(21) 《关于加强全区土壤污染重点监管单位土壤生态环境管理工作的通知》(新环土壤发〔2020〕224号)；

(22) 《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)；

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

(24) 《关于印发塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》(塔行发〔2021〕48号)；

(25) 《关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区符合划分成果的通知》(新水水保〔2019〕4号)；

(26) 《关于印发新疆国家重点保护野生植物名录》的通知(新林护字〔2022〕8号)；

(27) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(2024年发布)；

(28) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录(修订)》(新政法〔2022〕75号)；

(29) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》；

(30) 《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划》(2021-2025年)；

(31) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》；

(32) 《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)》。

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》（HJ2.4-2021）；
- (5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态环境》（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》（HJ349-2023）；
- (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》（SH3024-2017）；
- (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) 《危险废物鉴别标准 通则》（GB5085.7-2019）；
- (22) 《危险废物鉴别技术规范》（HJ298-2019）；
- (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》（生态环境部公告2021年第74号）；
- (25) 《关于加强危险废物鉴别工作的通知》（环办固体函〔2021〕419号）；
- (26) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）；
- (27) 《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）；

- (28) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》(SY/T6628-2005)；
- (29) 《废弃井及长停井处置指南》(SYT6646-2017)；
- (30) 《废弃井封井回填技术指南(试行)》。

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, 2024.3;
- (2) 《玛北油田玛7井区百口泉组、夏72井区克下组、玛101井区百口泉组、夏子街油田玛49井区风城组油藏8口井开发地面工程》；
- (3) 《百口泉采油厂管道隐患治理工程方案设计》。

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

本项目共部署8口采油井(均为评价井转产能井), 新建单井出油管线756m, 新建集输管线20.171km, 新建计量站1座, 更换集油支线400m。原油处理依托百口泉注输联合站, 伴生气处理依托克拉玛依市富城天然气有限责任公司在玛131井区及玛2井区内建设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、计量站及管线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、计量站、集输管线建设, 以生态影响为主。

①管线建设

本项目新建管线20.927km, 更换管线400m。管线建设工程将破坏管道沿线的植被, 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、计量站建设

本项目共部署采油井8口(均为评价井转产能井, 主要为井口工艺安装), 计量站1座。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					运营期					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2.3-3。

表2.3-2 生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为等	施工期：直接影响为主，主要为工程施工导致个体直接死亡；施工人员活动、机械噪声、振动、灯光等对野生动物行为产生干扰	短期、可逆	弱影响，野生动植物栖息繁衍（或生长繁殖）受到暂时性干扰，物种种类、种群数量、种群结构变化不大
		运行期：工程运行期随着临时占地植被的恢复、占地范围内的物种将恢复	短期、可逆	无影响，物种种类、种群数量、种群结构变化不大
生境	生境面积、质	施工期：直接影响为主，主要为工	短期、可逆	弱影响，生境受到暂时性

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
	量、连通性等	工程临时、永久占地导致生境直接破坏或丧失		破坏，
		运行期：工程运行期随着临时占用的恢复，区域动植物生境将予以恢复	短期、可逆	无影响，生境逐渐恢复至施工前
生物群落	物种组成、群落结构等	施工期：直接影响为主，主要为工程施工导致个体直接死亡	短期、可逆	无影响，生物多样性、生态系统结构、功能以及生态系统稳定性维持现状；
		运行期：工程运行期随着临时占地的恢复，区域生物群落将逐渐衍化为施工前	短期、可逆	无影响，生物多样性、生态系统结构、功能以及生态系统稳定性维持现状
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能等	施工期：直接影响为主，主要为工程临时、永久占地对植被覆盖度、生产力、生物量和生态系统功能的影响等	短期、可逆	无影响，生物多样性、生态系统结构、功能以及生态系统稳定性维持现状
		运行期：工程运行期随着临时占用的恢复，生物多样性将逐步恢复至施工前	短期、可逆	无影响，生物多样性、生态系统结构、功能以及生态系统稳定性维持现状
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度等	施工期：直接影响为主，主要为工程临时、永久占地对植物的影响，工程施工导致个体直接死亡；施工活动噪声、振动、灯光等对野生动物行为产生干扰，导致生物多样性变化	短期、可逆	无影响，生物多样性、生态系统结构、功能以及生态系统稳定性维持现状
		运行期：工程运行期随着临时占用的恢复，生物多样性将逐步恢复至施工前	短期、可逆	无影响，生物多样性、生态系统结构、功能以及生态系统稳定性维持现状
生态敏感区	主要保护对象、生态功能等	施工期：直接影响为主，主要为工程临时、永久占地对植被覆盖度、生产力、生物量和生态系统功能的影响等。	短期、可逆	无影响，工程所在区域无生态敏感区
		运行期：工程不涉及生态敏感区	短期、可逆影响	无影响，工程所在区域无生态敏感区
自然景观	景观多样性、完整性等	施工期：直接影响为主，主要为工程临时、永久占地对植被覆盖度、生产力、生物量和生态系统功能的影响等	短期、可逆	弱影响，自然景观基本未受到破坏；在干扰消失后可以修复或自然恢复
		运行期：随着施工结束，将逐步恢复原有的自然景观	短期、可逆	无影响，自然景观基本未受到破坏
自然遗迹	遗迹多样性、完整性等	施工期：工程不涉及自然遗迹区	短期、可逆	无影响，工程所在区域无自然遗迹
		运行期：工程不涉及自然遗迹区	短期、可逆	无影响，工程所在区域无自然遗迹

表2.3-3 环境影响评价因子筛选结果汇总表

环境要素	项目	评价因子
环境空气	现状评价	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、硫化氢
	影响分析	非甲烷总烃
地下水	现状评价	pH、氨氮、总硬度、耗氧量、硝酸盐、亚硝酸盐、硫酸盐、氰化物、

环境要素	项目	评价因子
		氟化物、氯化物、挥发性酚、石油类、六价铬、铅、汞、砷、镉、 K ⁺ +Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺
	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	物种分布、生境、种群、生物群落、生态系统、国家重点保护野生 动植物、自然景观等
	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	施工期：生活垃圾、施工废料、施工土方、管道清管废渣； 运营期：含油污泥、落地油、废机油、废防渗膜、废压裂液
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

本工程位于塔城地区和布克赛尔蒙族自治县，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。

评价区地下水受自然地质因素影响，属较差水质，不适宜直接饮用，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，其中石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值。

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）的声环境功能区划分类，划

定为2类声环境功能区。

2.4.1.4 生态环境

本工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，工程不涉及自然保护区和饮用水水源保护区等敏感区。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》（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），工程所在区域属于自治区级水土流失重点治理区Ⅱ₂天山北坡诸小河流域重点治理区。

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SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃六项指标执行《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/m³；硫化氢参考执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值。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（μg/m ³ ）			标准来源
		年平均	24小时平均	1小时平均	
1	SO ₂	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012） 二级标准
2	NO ₂	40	80	200	
3	CO	/	4mg/m ³	10mg/m ³	
4	O ₃	/	160	200	
5	PM ₁₀	70	150	/	
6	PM _{2.5}	35	75	/	
7	非甲烷总烃	/	/	2000	《大气污染物综合排放标准详解》
8	硫化氢	/	/	10	《环境影响评价技术导则大气环境》 （HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度 限值

2.4.2.2 地下水

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。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
1	pH	无量纲	6.5≤pH≤8.5
2	氨氮	mg/L	≤0.50
3	总硬度	mg/L	≤450
4	耗氧量	mg/L	≤3.0
5	氯化物	mg/L	≤250
6	硝酸盐	mg/L	≤20.0
7	硫酸盐	mg/L	≤250
8	亚硝酸盐氮	mg/L	≤1.00
9	氟化物	mg/L	≤1.0
10	挥发酚	mg/L	≤0.002
11	六价铬	mg/L	≤0.05
12	石油类	mg/L	≤0.3
13	铅	mg/L	≤0.01
14	汞	mg/L	≤0.001
15	砷	mg/L	≤0.01
16	镉	mg/L	≤0.005
17	钾	mg/L	/
18	钠	mg/L	/
19	钙	mg/L	/
20	镁	mg/L	/

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 ^①
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

序号	污染物项目	CAS 编号	第二类用地
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
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 ₁₀ -C ₄₀)	-	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 ³)	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指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)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指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中V级水质标准要求。

表 2.4-6 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)

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

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》（GB18597-2023）、《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）的要求，危险废物转移按照《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）进行监督和管理；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《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/T7301-2016）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）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）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：Pi—第i个污染物的最大地面浓度占标率，%；

Ci—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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

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

注：Coi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/ $^{\circ}\text{C}$		43
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-36
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/ $^{\circ}$	/

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(kg/h)	源强参数	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		
				小时平均	24小时平均	年平均
单井井场	NMHC	5.19×10^{-3}	面源： 长×宽×高 (m) 12×8×5	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 mg/m ³	出现距离/m	占标率/%	评价等级
单井井场	NMHC	0.0282	10	1.41	二级

本项目非甲烷总烃 P_{\max} 值为 1.41%， C_{\max} 为 0.0282mg/m³，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 $D_{10\%}=0m < 2.5km$ ，以项目区为中心，边长为5km的矩形形成的包络线范围。

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	I类项目	II类项目	III类项目
环境敏感程度			
敏感	一	一	二

较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

本项目共部署8口采油井（均为评价井转产能井），新建管线20.927km，新建计量站1座，更换集油支线400m。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		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	8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	20.927km	新建	II类		不敏感	三级
	400m	改建	II类		不敏感	三级

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）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；

α ——变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取2；

K——渗透系数，m/d，（项目区渗透系数为0.861m/d）；

I——水力坡度，无量纲，（项目区水力坡度为4.18‰）；

T——质点迁移天数，取值不小于5000d；

n_e ——有效孔隙度，无量纲，（取0.06）。

由上式计算得L=36.56m。本次地下水评价范围为井场边界上游取40m，两侧分别取40m，下游取100m，面积约为0.0112km²。集输管线所在场地地下水评价范围为管线两侧向外延伸200m范围。

2.5.4 生态环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县内，根据（新水水保〔2019〕4号），项目所在区域属于自治区级水土流失重点治理区Ⅱ₂天山北坡诸小河流域重点治理区。

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

判定依据	判定内容	项目情况	判定结果
a)	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；	项目占地范围内不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、	不涉及该条

判定依据	判定内容	项目情况	判定结果
		重要生境。	
b)	涉及自然公园时，评价等级为二级；	项目占地范围内不涉及自然公园，玛105_H井单井管线距和布克赛尔江格尔国家沙漠公园最近约150m，管线评价范围涉及和布克赛尔江格尔国家沙漠公园。在沙漠公园中无永久、临时占地	二级下调一级，评价等级为三级
c)	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	项目占地范围内不涉及生态保护红线	不涉及该条
d)	根据HJ2.3判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	本项目不属于水文要素影响型建设项目，地表水评价等级为三级B	不涉及该条
e)	根据HJ610、HJ964判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	本项目管线埋深在当地潜水水位以上，不会引起地下水水位变化，土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标分布	不涉及该条
f)	当工程占地规模大于20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	项目永久占地面积0.01695km ² ，临时占地面积0.22708km ² ，总占地0.24403km ² ，<20km ²	不涉及该条
g)	除本条a)、b)、c)、d)、e)、f)以外的情况，评价等级为三级；	项目属于a)、b)、c)、d)、e)、f)以外情况	/
h)	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。	仅符合g条情况	项目生态等级为三级
6.1.3	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。	本项目区域生物多样性一般，无重要意义	不涉及该条
6.1.4	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。	本项目不涉及水生生态影响	不涉及该条
6.1.5	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级。	本项目不属于矿山开采项目	不涉及该条
6.1.6	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。	本项目在生态敏感区范围内无永久、临时占地	下调一级
6.1.8	符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析。	本项目不涉及原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目	不涉及该条
	综合	/	三级

根据表 2.5-8，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《环境影响评价技术导则 陆上石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）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，故其对环境的影响仅限于井场及内部集输管线较近的范围，即井场、计量站、管线施工占地以及施工临时占地范围。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、计量站厂界向外扩展50m范围，集输管线两侧各300m带状区域的范围。

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。

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 ⁺	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a

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

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 20.927km。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。井场和计量站、集油支线均有控制（截断）阀，发生泄露时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断，本项目新建集输管线管径主要为 $\Phi 60$ 、 $\Phi 76$ 、 $\Phi 114$ 、DN65、DN100以及DN150，故本项目Q值计算按照最大管径集输管线进行计算。具体计算结果详见表2.5-10。

表 2.5-10 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	57.68	0.023	3.798km, DN150, 原油密度 0.8594g/cm ³ 、伴生气相对密度 0.62
	伴生气	10	2.28	0.028	

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2.5-10中的计算结果，本项目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

本项目为陆地石油开采项目，根据土壤现状监测情况项目所在区域土壤 pH 值在 7.38~8.92 之间，属于轻度碱化，土壤含盐量在 2.4~3.9g/kg 之间，属于轻度或中度盐化区域。依据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）及《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）：“土壤盐化、酸

化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作。”本项目土壤环境评价等级判别情况如下：

——污染影响型

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 1.695hm^2 ，占地规模为小型。占地类型主要为天然牧草地（低覆盖度）、裸土地、采矿用地、公路用地、农村道路、其他草地，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2.5-11。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2.5-12。

表 2.5-11 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 2.5-12 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。

本项目为陆地石油开采项目，根据HJ349，采油井场为I类建设项目，输油管道为II类建设项目。本项目土壤评价等级判定结果见表2.5-13。

表 2.5-12 各场地土壤评价等级判定表（污染影响型）

名称		建设性质	导则分类	污染影响型敏感程度分级情况	敏感程度分类	评价等级判定
井场工程	8口采油井	新建	I类	夏725_H井、夏208_X井、夏205_X、玛728_H井、玛729_H、玛705_H井及其管线周边分布有天然牧草地	敏感	一级
管线工程	20.927km	新建	II类	管线周边无耕地、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	敏感	二级
	400m	改建	II类		不敏感	三级

根据表2.5-12，按污染影响型判定本项目土壤评价工作等级划分为一级。

——生态影响型

生态影响型判定依据见表2.5-13。

表 2.5-13 生态影响型敏感程度分级表

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

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

根据土壤现状监测结果项目所在区域 pH 值在 7.38~8.92，含盐量在 2.4~3.9g/kg 之间，依据表 2.5-13 中判定依据，项目区土壤敏感程度为较敏感。

根据土壤环境影响评价项目类别与敏感程度划分评价工作等级，详见表 2.5-14。

表 2.5-14 生态影响型评价工作等级划分表

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

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

本项目为陆地石油开采项目，根据 HJ349，采油井场为 I 类建设项目，输油管道为 II 类建设项目。本项目土壤评价等级判定结果见表 2.5-15。

表 2.5-15 各场地土壤评价等级判定表（生态影响型）

名称（简称）		建设性质	导则分类	生态影响型敏感程度分级情况	敏感程度分类	评价等级判定
井场工程	8 口采油井	新建	I 类	pH 值在 7.38~8.92 之间，含盐量在 2.4~3.9g/kg 之间	较敏感	二级
管线工程	20.927km	新建	II 类		较敏感	二级
	400m	改建	II 类		较敏感	二级

根据表 2.5-15，按生态影响型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，本项目评价范围见表 2.5-16。

表 2.5-16 本项目土壤评价范围

影响类型	评价工作等级	评价范围	
		井场	管线
污染影响型	一级	井场及其边界向外扩展 1km 范围	管线两侧向外延伸 200m 范围
生态影响型	二级	井场及其边界向外扩展 2km 范围	管线两侧向外延伸 200m 范围

综上，本项目土壤评价范围为井场及其边界向外扩展 2km 范围，管线两侧向外延伸 200m 范围。

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) 生态环境影响评价及水土保持；
- (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Ⅱ₂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

本工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内。根据现场调查，本项目占地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，工程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Ⅱ₂天山北坡诸小河流域重点治理区。

本次建设的玛105_H井及其单井管线在和布克赛尔江格尔国家沙漠公园附近，玛105_H井井口距离和布克赛尔江格尔国家沙漠公园最近约262.3m，其管线距离和布克赛尔江格尔国家沙漠公园最近约240.5m。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。

表 2.8-1 环境保护目标一览表

环境要素	名称	坐标	保护对象	保护内容	环境功能分区	相对项目方位及距离
大气环境	无	/	/	不因项目建设而影响、降低区域大气环境功能等级	二类区	/
声环境	无	/	/	不对区域声环境造成影响	2类	/
地表水环境	无	/	/	使用功能不降低	Ⅲ类	/
地下水环境	项目区地下水	区域地下水水质不因本项目的建设而恶化		Ⅲ类	项目区及周边	
土壤环	评价范围内	不因项目建设而对评价范围内土壤造成污染，占地范			井场周边 2km，	

境	土壤	围内达到 GB36600-2018 筛选值第二类标准限值；占地范围外达到 GB15618-2018 的污染风险筛选值	管线两侧 200m
生态环境	荒漠植被	不改变生态功能	/
	野生动物	禁止破坏野生动物的生境及捕杀野生动物	项目区及周边
	和布克赛尔江格尔国家沙漠公园	避让沙漠公园	玛 105_H 井西南方向约 262.3m，玛 105_H 井单井管线西南方向约 240.5m
	Ⅱ ₂ 天山北坡诸小河流域重点治理区	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	井场及周边
环境风险	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	项目区土壤、地下水

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塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，属于新疆重点开发区域中的自治区级点状开发城镇。

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。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《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》中规划的空间布局中，按照“深化北疆东疆，加快南疆勘查”的总体思路，将矿产资源勘察开发区域布局划分为环准噶尔、环塔里木、阿尔泰、东准噶尔、西准噶尔、东天山、西天山、西南天山、西昆仑、东昆仑-阿尔金十个勘查开发区。其中，环准噶尔能源资源勘查开发区，行政区主要包括阿勒泰地区南部、昌吉回族自治州、塔城地区东部山前及沙漠腹地。区内重点加强准噶尔南缘、准东冲断等地区石油、天然气勘查，提供3-5个油气远景区，圈定8-10个油气区块；加快玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘等大型油气田建设，促进增储上产，支撑克拉玛依、吉木萨尔油气能源资源基地建设。开展准噶尔南缘页岩气、油砂、油页岩等非常规能源勘查，加强非常规能源开发利用，提供勘查开发基地3~4处。

本项目属于油气开发项目，位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县内，位于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2020-2025年）》中的环准噶尔能源资源勘查开发区，符合规划的相关要求。

2.9.6 与《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划环境影响报告书》及其审查已建提出的重点任务为：大气提升油气勘探开发力度，保持油气产量稳步提升。新疆维吾尔自治区作为全国油气资源供应基地之一，深入贯彻落实习近平总书记关于大力提升油气勘探开发力度的重要批示指示精神，坚持规模、效益、科学勘探。加快落实油气勘探开发“七年行动计划”。“十四五”期间，新疆维吾尔自治区油气当量达到7500万吨。重点加强含油气盆地的地质勘查，加强老油区的新领域深度挖潜。在确保自治区内油气生产基地稳定产能的基础上，加大投资力度提高油气产能建设。

本项目的建设属于加强油区的新领域深度挖潜，符合《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划环境影响报告书》及其审查中提出的重点任务。

2.9.7 与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评、审查意见的符合性分析

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）相关要求，编制了《新疆油田公司“十四五”发展规划》。

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）。

本项目位于规划区中的西北缘，与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评提出的要求的符合性分析见表2.9-1。

表 2.9-1 本工程与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评、审查意见符合性分析

项目	规划内容及规划环评审查意见	本项目情况	符合性
规划内容	规划基准年为2020年，规划期为2021年-2025年。《规划》将新疆油田开发区域主要分为四大片区：西北缘区块、腹部区块、东部区块、南缘区块，规划面积10956.40km ² 。	本工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，属于西北缘区块已开发区块。	符合
	新疆油田公司“十四五”发展规划实施五大重点工程，玛湖500万吨上产工程、吉木萨尔页岩油建产工程、稀油老区稳产工程、稠油350万吨工程和天然气加快发展工程，其中老油田区块稀油新建产能413.8万吨（含措施产能100万吨）。	本工程位于玛北油田玛7井区、夏72井区、玛101井区，夏子街油田玛49井区，属于新疆油田重点开发的稀油区块，符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》的油气开发的目标。	符合
规划环评审查意见	（一）严守生态保护红线，加强空间管控。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	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）、《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（塔行发〔2021〕48号），本项目位于和布克赛尔蒙古自治县一般管控单元04（ZH65422630004），不涉及生态红线。	符合
	（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，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对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。	项目井场区域，单井管线沿线内不涉及自然保护区、饮用水水源保护区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区和生态红线。本项目严格按照绿色矿山的开发要求，采取严格的生态保护和修复措施。	符合
	（三）严格生态环境保护，强化各类污染物防治。对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化利用路径、无害化的处理要求，按照国家和	本项目部署8口井均为评价井转产能井，不涉及钻井期。对于地面工程建设及运营期废气、废水、噪声、固	符合

项目	规划内容及规划环评审查意见	本项目情况	符合性
	地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。	废等污染物提出了防治措施，建设单位在施工及运营过程中应严格落实环评提出的各项污染防治措施。	
	（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。	自然保护区、饮用水水源保护区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区和生态红线。本项目严格按照绿色矿山的开发要求，采取严格的生态保护和修复措施。项目所在区域为水土流失重点治理区，环评中提出了相应的水土保持措施。	符合
	（五）加强规划区现有环境问题治理，严格落实《报告书》提出的现有环境问题的整改要求。按照标准规范要求恢复现有废弃场地生态环境，及时恢复公益林区域历史遗留临时占地。继续加强各类管线的环保隐患治理工程，以进一步降低管线刺漏等风险事故的发生频率。细化完善环境管理制度，积极通过开展清洁生产审核等方式提高油气开发清洁生产水平。	环评对区块内现有环境问题进行了梳理。	符合
	（六）加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护 and 应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。	建设单位运营期将开展环境监测计划，制定突发环境事件应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范措施和应急处理能力，严防污染事故发生，开展应急演练。	符合

2.9.8 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Ⅱ₂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。

2.10 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7号文《产业结构调整指导目录（2024年本）》，本项目属于“第一类 鼓励类”“七、石油、天然气”“1、石油天然气开采”，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；第二十八条规定：煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定排放标准后排放。

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、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域，本工程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。本项目建设的玛105_H井井场距离和布克赛尔江格尔国家沙漠公园最近约262.3m，井场管线距离和布克赛尔江格尔国家沙漠公园最近约240.5m，本项目地面工程建设不占用和布克赛尔江格尔国家沙漠公园，单井管线不穿跨越和布克赛尔江格尔国家沙漠公园。

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。本项目采用密闭集输工艺。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,运营期井下作业过程中采用符合国家标准燃油	符合
	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、跨越环境敏感区,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	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	符合

序号	要求	本项目	符合性
	有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理	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。	
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》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），本工程位于和布克赛尔蒙古自治县II ₂ 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	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
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		符合

2.10.6 与《国家沙漠公园管理办法》符合性分析

根据《国家沙漠公园管理办法》第十六条 除国家另有规定外，在国家沙漠公园范围内禁止下列行为：

(1) 开展房地产、高尔夫球场、大型楼堂馆所、工业开发、农业开发等建设项目。

(2) 直接排放或者堆放未经处理或者超标准的生活污水、废水、废渣、废物及其他污染物。

(3) 其它他破坏或者有损荒漠生态系统功能的的活动。

本项目建设的玛105_H井井场距离和布克赛尔江格尔国家沙漠公园最近约262.3m，井场管线距离和布克赛尔江格尔国家沙漠公园最近约240.5m，本项目地面工程建设不占用和布克赛尔江格尔国家沙漠公园，单井管线不穿跨越和布克赛尔江格尔国家沙漠公园。因此本项目的建设符合《国家沙漠公园管理办法》的相关要求。

2.10.7 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 ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统	本项目部署的8口井均采用密闭集输工艺。	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	油井产生的伴生气交由富城能源公司建设的玛131天然气处理站及玛2天然气处理站处理后外输。	符合
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、	项目投产后，由百口泉采油厂管理，区块开发突发环境	符合

序号	要求	本项目	符合性
	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	应急预案纳入管辖百口泉采油厂应急管理体系中。	

2.10.8 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。本项目部署的8口井均均采用密闭集输工艺，符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》要求。

2.10.9 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
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	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8口（均为评价井转产能井），新建计量站1座，新建管线20.927km，更换集油支线400m，配套建设供配电、通信、消防、仪表自动化、防腐等辅助工程。根据现场调查和资料搜集，项目占地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。

本项目建设的玛105_H井井场距离和布克赛尔江格尔国家沙漠公园最近约262.3m，井场管线距离和布克赛尔江格尔国家沙漠公园最近约240.5m，本项目地面工程建设不占用和布克赛尔江格尔国家沙漠公园，单井管线不穿跨越和布克赛尔江格尔国家沙漠公园。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

本项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县夏72井区、玛49井区、玛7井区、玛101井区、玛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），《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（塔行发〔2021〕48号），本项目位于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2.12-1。本次项目建设区域不在生态划定范围内。

（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。本工程占地类型主要为天然牧草地（低覆盖度）、裸土地、采矿用地、公路用地、农村道路、其他草地，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	
	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、城乡规划、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。	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。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天然牧草地（低覆盖度）、裸土地、采矿用地、公路用地、农村道路、其他草地，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。占地类型主要为天然牧草地（低覆盖度）、裸土地、采矿用地、公路用地、农村道路、其他草地，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、	本项目为石油开采项目，不属于“高污染、高环	符合		

管控要求		本项目相符性分析	符合性	
	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。	境风险产品”工业项目。		
	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，不属于畜禽养殖业，不适用该条规定	符合	
污染物 排放管 控	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，积极推进控制污染物排放许可制。	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
		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。	本项目不新建加热炉（锅炉），主要废气污染物为油气集输过程中无组织挥发的非甲烷总烃，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	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	符合

管控要求		本项目相符性分析	符合性	
	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。	案，已在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。		
	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油田开发区域，不属于城市建成区，并且不建设锅炉。	符合	
	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现有可能造成土壤污染的相关行业企业应当按照有关规定采取措施，防止对耕地造成污染。推行秸秆还田、化肥农药减量化、增施有机肥、少耕免耕与轮作、农膜减量与回收利用等措施，切实保护优先保护类耕地土壤环境质量。	本项目占地类型主要为天然牧草地（低覆盖度）、裸土地、采矿用地、公路用地、农村道路、其他草地，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。	本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	塔城地区总体管控要求	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 ³ 、311702万m ³2025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 ³ 、54402万m ³	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，	项目建设和运行过程中不采用地下水。	符合

管控要求		本项目相符性分析	符合性
	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。		
	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

本次部署的8口井中夏205_X井位于“新疆油田一张图”中的玛131井区，玛105_H井位于玛101井区，其余6口井所在的夏72井区、玛7井区、玛49井区位于玛131井区周边。本次更换的集油支线位于玛2井区。故本报告针对玛131井区及玛2井区区块开发现状进行介绍及环境影响回顾。

(1) 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井区目前共有生产井167口（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%，综合含水率为67.1%。

(2) 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）。玛2井区目前共有采油井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%，综合含水率为61.2%。

（3）玛7井区

玛7井区行政隶属新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县，构造位置位于准噶尔盆地中央坳陷玛湖凹陷玛北斜坡区。玛7井区位于克拉玛依市乌尔禾区东偏南约35km，西面与玛北油田玛131-风南4井区相邻。该区地面海拔平均320m，地表为戈壁，温差悬殊，夏季干热，最高气温可达42℃以上，冬季寒冷，最低气温可达-40℃以下，降雨量少，日照时间长，蒸发量大，属温带大陆性气候。少见植被，通讯、电力设施齐全，交通便利，具备较好的地面开发条件。

2021年开展了《玛北斜坡玛7井区三叠系百口泉组油藏2021年评价井工程环境影响报告表》及《玛北斜坡玛7井区三叠系百口泉组油藏2021年第二轮评价井工程环境影响报告表》，分别于2021年8月27日、2021年11月25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〕171号及塔地环字〔2021〕240号，第一批部署6口评价井，其中包括玛704_H、玛705_H井，第二批部署23口评价井，其中包括玛728_H、玛729_H井。经试油后，玛704_H、玛705_H井、玛728_H井、玛729_H井具备转产能井条件。本次将其转为产能井，建设相关地面工程。

（4）夏72井区

夏72井区西部区域行政隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区，东部区域隶属于和布克赛尔蒙古自治县，距乌尔禾约22km，南面与玛北油田玛2井区相邻，区域构造位于准噶尔盆地中央坳陷玛湖凹陷北斜坡区。该区已探明开发的玛131区块夏72井断块百口泉组油藏，距玛北油田玛131转油站约12.80km。开发区地表条件为戈壁、沙丘，区内地势较平坦。

2022年开展了《玛北油田夏72井区二叠系乌尔禾组油藏评价井工程环境影响报告表》，于2022年9月6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〔2022〕294号，部署1口评价井，即夏725_H井。经试油后，夏725_H井具备转产能井条件。本次将其转为产能井，建设相关地面工程。

（5）玛49井区

玛49井区行政隶属于新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县，构造位置位于准噶尔盆地西部隆起乌夏断裂带，紧邻中央坳陷玛湖凹陷。玛49井区距克拉玛依市乌尔禾区东约28.87km。地表为戈壁，地面较平坦，平均地面海拔约400m。

2021年开展了《玛北斜坡区夏72井区二叠系风城组油藏评价井工程环境影响报告表》，于2021年9月14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〕193号，部署10口评价井，其中包括夏205_X井、夏208_X井。经试油后，夏205_X井、夏208_X井具备转产能井条件。本次将其转为产能井，建设相关地面工程。

（6）玛101井区

玛101井区行政隶属于新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县，构造位置位于准噶尔盆地西北缘玛湖凹陷中央隆起带。玛101井区距艾里克湖东北约3.5km，其北部为玛北油田玛2井区块，西南为艾湖油田玛18井区块。

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月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5口评价井，其中包括玛105_H井。经试油后，玛105_H井具备转产能井条件。本次将其转为产能井，建设相关地面工程。

3.2 相关环保手续履行情况

夏205_X井所在的玛131井区以及本次集油支线更换所在的玛2井区按国家和法律法规开展了区块环境影响评价和环保竣工验收工作。其余井所在的夏72井区、玛7井区、玛49井区仅开展过评价井勘探环境影响评价工作。

（1）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；2022年11月16日进行了第三批自主竣工环保验收；2022年12月10日进行了第四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），2023年3月7日进行了自主竣工环境保护验收。

（2）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境保护厅批复（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。

综上所述，本项目工程涉及相关区块内环保手续履行情况见表3.2-1。

表3.2-1 本项目各区块环保手续履行情况表

区块	项目名称	环评情况	验收情况
玛131井区	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	原新疆维吾尔自治区环保厅，新环函〔2015〕619号，2015.5.18	2020.1.15第一批自主验收；2021.1.7第二批自主验收；2022.11.16第三批自护验收；2022.12.10第四批自主验收
	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	原新疆维吾尔自治区环境保护厅，新环函〔2018〕1183号，	2019.11.20进行了自主竣工环护验收

区块	项目名称	环评情况	验收情况
		2018.8.15	
	2020年玛131转油站扩建及地面配套工程环境影响报告表	克拉玛依市生态环境局, 克环函(2020)176号, 2020.11.11	2023.3.7自主验收
玛2井区	玛北油田玛2井区建设工程环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环保厅, 新环监函(2013)17号, 2013.1.11	2018.12.24自主验收
	玛北油田玛2井区下乌尔禾组、百口泉组油藏2018年开发建设工程环境影响报告书	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	新疆维吾尔自治区生态环境厅, 新环函(2019)233号, 2019.2.27	2021.2.1第一批自主验收

3.3 地面工程现状

3.3.1 油气集输现状

3.3.1.1 油区现状

玛7、玛49、夏72井区位于玛131井区周边。玛131井区集输工艺采用“井口→计量站→转油站→处理站”的三级布站方式,油区采用单井密闭集输工艺,边远单井采用拉油生产方式,原油处理和采出水处理依托百联站。玛131井区目前共有生产井167口,总产液量约2800t/d,综合含水率58%。已建计量站18座。夏72、玛7井区建成至玛131转油站集输干线1条。

玛101井区紧邻玛2井区。玛2井区采用井口→计量站→转油站→处理站三级布站加热密闭集输以及井口(单井计量)→转油站→处理站二级布站加热密闭集输相结合方式。油井产气液经计量后集输进玛2转油站,在转油站采用气液分输工艺,分离出的采出液加热、增压输送至百联站玛湖原油处理系统进行处理,分离出的伴生气就地交由天然气处理站。玛2井区内已建有转油站1座,天然气处理站1座,35kV橇装变电站1座;计量站6座;集输干线三条,规格为DN200~DN250玻璃钢管。目前采油井在生产前期产液量大、含水率高,均未启用井口电加热器。

3.3.1.1 转油站现状

(1) 玛131转油站

玛131井区目前已建转油站1座，设计转液规模 $150\times 10^4\text{t/a}$ ，站内设置3列处理装置，单列处理规模 $50\times 10^4\text{t/a}$ ，目前转液量 $100\times 10^4\text{t/a}$ 。转油站目前进站压力 $0.4\sim 0.5\text{MPa}$ ，油区来液进行气液分离后，液进相变加热炉加热，然后经转液泵外输；分出的天然气进天然气处理站。

已建玛131-玛2-玛18转液管线，其中玛131-玛2搭接点转输管道规格DN200 PN60，非金属管道长度12.2km，玛2搭接点-玛18转油站管道规格DN250 PN60，非金属管道长度24.4km。目前输液量 $2800\text{m}^3/\text{d}$ ，转油站出口压力 2.6MPa ，已建集输管线现状见图3.3-1。

(2) 玛2转油站

玛2转油站原设计规模为 $100\times 10^4\text{t/a}$ 。于2019年11月投产，主要负责将玛2集油区来液转输至玛18转油站。

2021年，玛2转油站扩建，在处理原玛2集油区来液基础上，增加玛131转油站来液转输部分，将玛131转油站来液转输至百联站处理。扩建后玛2转油站转油规模为 $300\times 10^4\text{t/a}$ ，伴生气分离能力为 $2.5\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ 。

玛131井区来液进入站内2500kW相变加热炉加热升温后，进入分离缓冲橇缓冲后通过转输泵增压转输至百联站。

站内三相分离器橇、分离缓冲橇均具备油水分离功能，可将分离出的采出水输至事故罐内暂存后供压裂用水使用。

目前玛2转油站总转液量为 $150\times 10^4\text{t/a}$ ，其中玛2油区来液量为 $50\times 10^4\text{t/a}$ ，玛131转油站来液量为 $100\times 10^4\text{t/a}$ 。

3.3.2 原油处理现状

玛131井区、玛2井区原油处理依托百口泉注输联合站，原油处理能力为 $260\times 10^4\text{t/a}$ （其中：玛湖井区原油脱水系统 $210\times 10^4\text{t/a}$ ，百口泉老区原油脱水系统 $50\times 10^4\text{t/a}$ ），目前实际处理量玛湖井区原油约 $157\times 10^4\text{t/a}$ 。

3.3.3 原油外输现状

玛131转油站至百联站沿线已建有多条转输干线，将沿线玛131转油站、玛2转油站、玛18转油站和艾湖2转油站来液输送至百联站处理。管线走向见图3.3-2，已建转输管道参数见表3.3-1。

表 3.3-1 已建转输管道参数表

管道名称	管道规格	管道材质	设计输量 10 ⁴ t/a	实际输量 10 ⁴ t/a	设计压力 MPa	管道长度 km
玛131转油站-玛2转油站	DN200	玻璃钢管	150	102.2	5.2	12.2
玛2转油站-玛18转油站	DN250	玻璃钢管	200	162.42	5.2	24.4
玛2转油站-玛18转油站复线	DN250	玻璃钢管	200		6	24.4
玛18井区-百联站转输管道	DN250	玻璃钢管	260	374.41	6.0	27
	DN250	玻璃钢管	260		6.3	25.4
艾湖-百联站转输管道	DN250	玻璃钢管	260	113	6.3	13.8

百联站处理后的原油经百联站-百克站输油管道输至百-克站，经百-克首站外输至701泵站。百联站-百克站输油管道设计输量 $320 \times 10^4 \text{t/a}$ ；百-克首站设计输送能力 $300 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

1) 百联站-百克站外输系统

百联站设置外输泵3台（ $Q=230 \text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=80 \text{m}$ 、 $N=75 \text{kW}$ 的离心泵，2用1备），百联站至百克站输油管道4.1km，采用D323.9×7/L245螺旋焊缝钢管，设计输量 $80 \sim 320 \times 10^4 \text{t/a}$ ，设计压力1.6MPa，目前输量 $205 \times 10^4 \text{t/a}$ 左右。

2) 百克站外输系统

百-克首站目前建有离心泵3台并联使用，2用1备。其中1台离心泵参数为 $Q=200 \text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=400 \text{m}$ ，2台离心泵参数为 $Q=260 \text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=400 \text{m}$ 。百-克首站至701站输油管道45.8km，采用D377×7/SM41B，设计输量 $325 \times 10^4 \text{t/a}$ ，设计压力3.6MPa。

3.3.4 天然气处理及外输

1、玛131天然气处理站

目前玛131天然气处理站共有12套天然气橇装处理装置，合计处理能力达到 $138 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量 $120 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

玛131天然气处理站外输气通过“玛131转油站至风城3#配气站”管线进入管网。玛131转油站至3#配气站管线，该管线全长22km，管径为D273.1×6.4mm，设计压力6.3MPa，设计最大输量 $150 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，目前外输量为 $135 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。已建“玛131至夏百线1号计量站”输气管线，全长18km，管径为D168.3×6.3mm，设计压力6.3MPa，设计输量 $25 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，目前输量 $20 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，主要用于外输部分玛18天然气至夏百线。

2、玛2天然气处理站

玛2天然气处理站邻近玛2转油站，隶属富城能源公司管辖。天然气处理能力为 $3\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ ，实际处理量 $1.4\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ 。

玛2天然气外输至玛18夏子街输气管线中间阀池，建设有1.118km外输天然气管道，管径为DN100，设计压力6.3MPa，设计输气量为 $4\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ ，目前输量 $1.4\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ 。

3.3.5 供配电现状

夏208_X、夏725_H、夏205_X井场附近为玛井一线，负荷为1.1MW。导线采用JL/GIA-120/20钢芯铝绞线，架空线路电杆主要采用12m电杆。

玛704_H、玛705_H、玛728_H、玛729_H井场附近为玛井二线。负荷为0.5MW。导线采用JL/GIA-120/20钢芯铝绞线，架空线路电杆主要采用12m电杆。

玛105_H井场附件为玛北二线，负荷为0.7MW。导线采用JL/GIA-185钢芯铝绞线，架空线路电杆主要采用12m电杆。

3.3.6 物联网现状

3.3.6.1 自动化现状

玛北油田所属百口泉采油厂已在市区办公楼建立厂级生产调度中心，部署SCADA及视频监控客户端，实现对整个区块、油区生产的集中监控调度，以及集输处理站场的运行监视（只监不控）。集油区实现无人值守，远程监控，故障巡检的生产管理模式。玛北油田依托区块前线基地（玛18公寓）设置油区生产管理中心，部署SCADA及视频监控平台服务器，用于油区生产及视频数据的采集、存储、管理及应用，备用监控客户端用于通信中断或应急事件发生时现场生产监控及管理调度。玛131转油站中控室已建1套站控PLC系统作为生产过程控制系统，完成站内工艺生产参数的数据采集与过程监控；已建1套站场安防及工业电视监控系统实现玛131转油站站场级监控，从而近期达到“有人值守，集中监控，定期巡检”的自控水平，远期达到“无人值守，远程监控，故障巡检”的自控水平。

玛2井区1号、2号、5号、6号计量站已建无线微波AP基站，各AP基站的AP数量为3套，覆盖角度 360° ，实现了周边油区无线信号覆盖。玛2井区采油井场采用ZigBee Pro协议的无线仪表/无线数据采集模块+多井集联RTU的数据采集模式，RTU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厂级生产调度中心SCADA系

统进行集中监控。

3.3.6.2 通信现状

玛131转油站~玛18转油站~百联站~百口泉通信机房已建有1条24芯光缆。集油区内采用GPON方式组网，光缆采用12芯ADSS电力光缆沿井区电力线架空的敷设方式。

玛2井区自动化数据及视频数据采用有线+无线的方式传输至玛2转油站。玛2转油站至现场计量站（1号计量站、2号计量站、5号计量站、6号计量站）通过有线方式传输数据，采用GPON技术组网，现场单井数据通过无线WLAN方式接入计量站无线WLAN主站收敛，然后通过计量站内的工业级ONU上传至玛2转油站。玛2井区光缆采用ADSS电力光缆，与井区10kV电力线路同杆架设。

3.4 环境影响回顾

根据3.1章节中区块开发现状介绍，本次部署的8口井中夏205_X井位于“新疆油田一张图”中的玛131井区，玛105_H井位于玛101井区，其余6口井所在的夏72井区、玛7井区、玛49井区位于玛131井区周边。项目涉及的原油支线更换，其在现有工程建设过程中落实了环评批复的有关要求，管线正常运行情况下密闭集输，不会产生废气、废水、噪声和固废等。因此本次环境影响回顾主要针对：（1）夏205_X井所在的玛131井区现有工程环境影响进行回顾（3.4.1章节）；（2）评价井勘探期环境影响回顾（3.4.2章节）；（3）更换管线现有环保措施调查情况回顾（3.4.3章节）。

3.4.1 现有工程环境影响回顾

3.4.1.1 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，玛131井区密闭率为79.6%。本次设计的8口转产能的评价井均采用密闭集输工艺，可有效控制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转油站内相变加热炉，转油站内采暖撬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SO₂、NO_x、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。

3.4.1.2 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指标技术要求及分析方法》

（SY/T5329-2022）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《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，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/T14848-2017）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。

3.4.1.3 噪声环境影响回顾

区块噪声主要为井场、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。

3.4.1.4 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。

3.4.1.5 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。

3.4.1.6 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。

3.4.1.7 环境风险回顾

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。

3.4.1.8 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	无组织挥发	烃类 (t/a)	6.39	6.39	环境空气

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
气	相变加热炉、水浴炉、导热油炉	SO ₂	0.95	0.95	采用天然气，新建锅炉采用低氮燃烧器
		NO _x	44.55	44.55	
		烟尘	6.91	6.91	
废水	井下作业废水 (m ³ /a)	COD、石油类等	2319	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 ⁴ m ³ /a)	COD、氨氮、总氮、挥发酚、石油类	96	0	
固体废物	压裂返排液 (10 ⁴ t/a)		1.31	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，部分回注油藏
	油泥 (砂) (t/a)		119.46	0	克拉玛依双信环保科技有限公司进行回收处理
	废防渗膜 (t/a)		42.76	0	
	废机油 (t/a)		8.55	0	进百联站原油处理系统处理
	落地油 (t/a)		17.10	0	作业单位 100%回收

3.4.2 评价井勘探期环境影响回顾

本项目共部署 8 口采油井，均为评价井转产能井，各评价井情况见表 3.4-2。各评价井环保手续情况叙述如下：

(1) 拟部署井基本情况

①玛 704_H 井、玛 705_H 井

2021 年 8 月开展了《玛北斜坡玛 7 井区三叠系百口泉组油藏 2021 年评价井工程》，于 2021 年 8 月 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〕171 号。玛 704_H 井于 2022 年 3 月 19 日开钻，2022 年 7 月 7 日完钻，完钻井深 5268m；玛 705_H 井于 2022 年 6 月 26 日开钻，2022 年 11 月 13 日完钻，完钻井深 5200m。正在进行验收工作。

②玛 728_H 井、玛 729_H 井

2021 年 10 月开展了《玛北斜坡玛 7 井区三叠系百口泉组油藏 2021 年第二轮评价井工程》，于 2021 年 11 月 25 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〕240 号。玛 728_H 井于 2022 年 8 月 16 日开钻，2022 年 11 月 19 日完钻，完钻井深 4414m；玛 729_H 井 2022 年 8 月 24 日开钻，2022 年 11 月 19 日完钻，完钻井深 5104.0m。正在进行验收工作。

③夏 205_X 井、夏 208_X 井

2021 年 9 月开展了《玛北斜坡区夏 72 井区二叠系风城组油藏评价井工程》，于 2021 年 9 月 14 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) 193号。夏205_X井于2021年9月3日开钻，2022年4月24日完钻，完钻井深5405.0m；夏208_X井于2021年9月29日开钻，2022年4月24日完钻，完钻井深5720m。2022年11月11日对夏205_X井进行自主验收。夏208_X井2023年11月27日自主验收。

④夏725_H井

2022年8月开展了《玛北油田夏72井区二叠系乌尔禾组油藏评价井工程》，于2022年9月6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(2022) 294号。该井于2022年9月10日开钻，2022年11月7日完钻，完钻井深3650m。正在进行验收工作。

⑤玛105_H井

2021年8月开展了《玛101井区块三叠系百口泉组油藏评价井工程》，于2021年8月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。该井于2022年10月21日开钻，2023年1月28日完钻，完钻井深5321m。正在进行验收工作。

(2) 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，本次部署的8口井中夏205_X井、夏208_X井以进行钻井工程竣工环保验收工作，其余6口井正在进行钻井工程验收工作。钻井期环境影响回顾如下：

①生态环境影响回顾

钻井期对生态环境的影响主要为施工占地影响及施工对植被的影响。本次部署的8口井已完成钻井期建设工作，根据现场踏勘情况，钻井井场严格按照环评批复进行了占地和平面布置，未发生违规占地行为。

表 3.4-2 评价井基本情况表

序号	井号	坐标	经纬度	开钻时间	完钻时间	完钻井深 m	井型	完钻层位	工程名称	环评情况	验收情况	所属井区
1	夏 725_H								玛北油田夏72井区二叠系乌尔禾组油藏评价井工程	塔地环字(2022)294号-2022.9.6	正在进行验收	夏72井区
2	夏 208_X								玛北斜坡区夏72井区二叠系风城组油藏评价井工程	塔地环字(2021)193号-2021.9.14	2023.11.27 自主验收	玛49井区
3	夏 205_X							2022.11.11 自主验收				
4	玛 705_H								玛北斜坡玛7井区三叠系百口泉组油藏2021年评价井工程	塔地环字(2021)171号-2021.8.27	正在进行验收	玛7井区
5	玛 704_H											
6	玛 729_H											
7	玛 728_H								玛北斜坡玛7井区三叠系百口泉组油藏2021年第二轮评价井工程	塔地环字(2021)240号-2021.11.25	正在进行验收	
8	玛 105_H								玛101井区块三叠系百口泉组油藏评价井工程	塔地环字(2021)170号-2021.8.27	正在进行验收	玛101井区

根据已完钻井场现场勘察照片，临时占地进行了迹地平整和清理，植被正在恢复中。

②大气环境影响回顾

钻井工程施工过程中废气主要来自机械设备燃烧废气及施工扬尘。根据调查，钻井施工单位在钻井施工过程中选用优质合格柴油，并定期对钻机、柴油发电机等设备进行维护来降低机械燃烧废气影响，施工过程中利用现有油田道路，并使作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，降低扬尘影响。随着钻井期的解释，废气影响也随之消失。

③水环境影响回顾

钻井过程中废水主要为钻井废水、试油废水及施工人员生活废水。钻井井场设置防渗生活污水池，生活污水排入其中，最终拉运至乌尔禾污水处理厂处理；钻井过程中使用水基钻井液，并采用“钻井泥浆不落地技术”，泥浆配比水同钻井泥浆一同进入泥浆不落地系统，循环使用，钻井结束后，液相用于其他井场钻井液配置，固相检测合格后综合利用；试油废水使用专用罐车拉运至转油站，经处理后用于油藏注水。

④声环境影响回顾

钻井施工过程，主要是钻井用钻机、柴油发电机和泥浆泵噪声、井下作业噪声、机动车辆噪声等，对环境的影响是暂时的，影响时间短，随着钻井期的结束，声环境影响也随之消失。

⑤固体废物环境影响回顾

钻井期固体废物主要为生活垃圾以及钻井岩屑。钻井结束后生活垃圾由钻井队集中收集后拉运至生活垃圾填埋场填埋处理。

钻井采用泥浆不落地装置进行处理，钻井泥浆循环使用，无法利用的剩余钻井泥浆由专业泥浆技术服务单位进行回收利用。岩屑经检测合格后综合利用。固相处理符合《关于进一步加强和规范油气田勘探开采行业废弃物污染防治工作的通知》新环发〔2016〕360号文及《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）《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）中的相关要求。夏205_X井、夏208_X井井场钻井岩屑检测报告详见附件5。

综上所述，根据现场踏勘及相关竣工环保验收报告，本次部署的8口井井场已平整，井场未见遗留。目前临时占地范围内无植被恢复生长。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。应尽快完成其余6口井（玛704_H、玛705_H、玛728_H、玛729_H、玛725_H、玛105_H）钻井工程的竣工环境保护验收工作。

3.4.3 更换管线现有环保措施调查情况回顾

更换管线现有地下水环境、土壤环境保护措施调查情况如下：

2号站集油支线敷设前，对管材和焊接质量进行了检查，避免了因质量缺陷造成泄漏事故的发生，管线埋深在冻土层以下，管线在投入使用前，对管线采取了防腐措施，并在施工结束后检查管线密闭性。在管线投入使用后，有专人定期对管线进行日常巡检检查、维护；日常运行管理过程中，定期对管道进行渗漏检测。本项目在对原有管线拆除前，对管线内残留的原油要回收处理。

通过采取上述措施，可以从源头上减少因管线腐蚀或老化发生泄漏事故后原油对土壤、地下水的影响。根据现场调查和监测结果，现有工程未发生土壤或地下水污染事故，现有工程采取的土壤及地下水环境保护措施是可行的。

3.4.4 环境管理现状

3.4.4.1 环境管理制度建立现状

百口泉油田开发建设过程中依托新疆油田公司在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系（HSE管理体系），在本单位成立了HSE委员会，制定了《百口泉采油厂健康安全环境(HSE)考核办法》《百口泉采油厂健康安全环境（HSE）风险防控管理规定》《百口泉采油厂健康安全环境（HSE）事故隐患处罚办法(试行)》《（有内控）百口泉采油厂安全环保事故隐患管理规定》《百口泉采油厂安全生产与环境保护管理职责规定》《百口泉采油厂承包商健康安全环境（HSE）监督管理规定》《百口泉采油厂环境保护管理办法》及《百口泉采油厂危险化学品及重大危险源管理办法（试行）》等规定办法。基本建立了源头预防、施工管理、事后考核的环境管理制度体系。

3.4.4.2 排污口规范化管理

百口泉油田对废气排放口设置了标志牌，危险废物贮存点设施了危险废物标识

牌。

3.4.4.3 排污许可

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。

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。

3.4.4.4 自行监测

百口泉采油厂每年制定《新疆油田公司百口泉油田自行监测方案》，主要包括废气、地下水、土壤。固定源废气监测针对站场的工艺锅炉和加热炉。无组织排放监测包括联合站厂界非甲烷总烃无组织监测。并且对作业区重点区域土壤地下水环境情况进行监测。

3.4.4.5 档案管理

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。

3.4.5 存在的问题及“以新带老”措施

根据现有工程相关环境影响回顾，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。

现有工程存在的问题及改进措施如下：

(1) 项目涉及的管线治理，为原油管线，管线存在使用年限过长，管线内腐蚀严重，管材材质老化等问题，存在较大的安全隐患，本项目对存在的隐患进行治理。

表 3.4-3 现有工程管线存在问题及治理措施

序号	原管线所属区块	原管线名称	存在问题	治理措施	治理后与现有管线关系
1	玛湖采油作业区-玛2井区	2号站集油支线	管线寿命小于3年，管线内腐蚀严重、管材材质老化以及管壁减薄	全线更换，更换长度为400m，管材仍采用玻璃纤维管，管径为DN150	管线走向基本沿原管线走向，仍然为埋地敷设

(2) 本次部署的8口井中，有6口井未完成钻井期竣工环保验收工作，应尽快完成玛704_H、玛705_H、玛728_H、玛729_H、玛725_H、玛105_H井钻井工程的竣工环境保护验收工作。

(3) 区域临时占地植被恢复较为缓慢，植被的生长主要依赖自然条件，植被恢复需要较长时间。本项目在施工结束后需对施工迹地进行平整，回填土与周围地表坡向尽量保持一致，对临时占地进行人工辅助恢复。

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：玛北油田玛7井区百口泉组、夏72井区克下组、玛101井区百口泉组、夏子街油田玛49井区风城组油藏8口井开发地面工程。

(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玛101井区、夏72井区、玛49井区、玛7井区、玛2井区。夏72井区、玛7井区、玛49井区位于玛131井区周边。本次更换的集油支线位于玛2井区。

4.1.3 建设内容及规模

本工程主要建设内容为：部署8口采油井（均为评价井转产能井），新建产能 $2.99 \times 10^4 \text{t/a}$ ，新建单井出油管线756m，新建集输管线20.171km，新建计量站1座，更换集油支线400m，配套供配电、自动控制、通信、消防、防腐等工程。

工程项目组成见表4.1-1。

表4.1-1 本项目主要工程组成一览表

工程类别	工程名称	工程量		建设内容	
产能		新增产能 $2.99 \times 10^4 \text{t/a}$ 。			
主体工程	采油工程	采油井口装置	8座	采用14型油梁式抽油机，	井口电热带400m
				配套37kW电机	井口安装8座
	集输工程	计量站	1座	15×10m，8井式一体化自动选井计量装置1座， 8井式多通阀橇1座	
		单井计量装置	2座	单井计量装置2座	
		单井出油管线	756m	柔性复合管（Ⅱ）（Φ60、Φ76、Φ114），自带30mm保温层（玛105_H井）	
		集输管线	20.171km	玛105_H井采用DN65柔性复合管，其余集输管线均采用高压玻璃纤维管线管（夏725_H、新建计量站至23#阀池处集输管线管径为DN150，其余井集输管线为DN100）	
		套管	96m	Φ355.6×7.1 Q235B，穿越道路共6处	
更换管线	400m	更换2号站集油支线400m，管材为玻璃纤维管，管径为DN150，埋地敷设。原管线吹扫排油后采用蒸汽清洗并拉			

工程类别	工程名称	工程量	建设内容
			运至百口泉物资回收站。
辅助工程	穿越工程		管线穿越6处油区道路（其中1处为油区沥青公路，其余5处为碎石路）
	供电工程		电源依托就近已建10kV集油区架空线路，新建100kVA变压器8台，新建架空线路全长14.471km。
	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		依据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004），本工新建的井场均为五级站场，不设消防给水设施。依据《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005），各座井场配备一定数量的移动式灭火器，扑灭初期火灾。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，距离项目区约40km，30min内能够到达。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。计量站配备8kg手提干粉灭火器6具。
	通信工程		视频监控系统采用井场监控全覆盖的方式进行全天候监视，井场新建8m金属通信杆1基，杆上安装室外红外高速球机、IP音柱。数据及视频最终接入百口泉采油厂生产调度中心SCADA系统进行集中监控。
	自控		抽油机设备厂家自带一体化物联网电控柜，电控柜内含三相电参模块。井口压力仪表等参数接入RTU数据采集系统（安装于新建通信杆），数据上传至百口泉采油厂已建数据采集与监控系统中监视、管理。
	防腐		柔性复合管保温由厂家自带，保温层现场补口采用30mm厚憎水性复合硅酸盐毡。保温层外壁缠玻璃布及弹性聚氨酯漆做防护层，防护层结构为：一层玻璃布~二道聚氨酯涂料面漆~一层玻璃布~二道聚氨酯涂料面漆，防腐层干膜厚度≥400μm。 埋地保温柔性复合管钢接头：弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆，防腐层干膜厚度≥200μm。 埋地保温玻璃钢管管体外壁：保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料，厚度为30mm，DN50~DN150厚度偏差±3mm（DN200~DN250厚度偏差±4mm）；防护层采用聚乙烯塑料，DN50~DN150厚度≥3.0mm（DN200~DN250厚度≥4.9mm）。采用“管中管法”施工工艺。 埋地保温玻璃钢管钢接头及端面：弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆，防腐层干膜厚度≥200μm。 埋地保温玻璃钢管保温层及防护层补口：保温层材料及结构同管体，外防护层采用聚乙烯补口套。
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。
		营运期	无组织挥发烃类：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：依托克拉玛依市富城天然气有限责任公司在玛131井区、玛2井区内建设的天然气装置处理后外输。
	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，施工人员在百口泉采油厂建设有生活基地，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；原管道清洗水进百口泉注输联合站采出水处理系统处理。
		营运期	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口泉注输联合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指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中V级水质标准分级要求。
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	

工程类别	工程名称	工程量	建设内容
			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；拆除管线送至百口泉物资回收站。
		运营期	运营期产生的；含油污泥、废防渗膜等危险废物经收集后委托克拉玛依双信环保科技有限公司进行回收处理。落地油作业单位100%回收。废机油进入百口泉注输联合站原油处理系统处理。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。
	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

4.1.4 主要指标

本项目主要经济技术指标见表4.1-2。

表4.1-2 本项目主要经济技术指标表

序号	项目	单位	数量
1	动用资源储量	10 ⁴ t/a	2.99
2	设计井数	口	8（评价井转产能井）
3	管道长度	km	20.927（新建）
		m	400（更换）
4	能源消耗	供水	/
		供电	10 ⁴ kWh
		供气	/
4	工程占地	永久占地	m ²
		临时占地	m ²
5	总投资	万元	3232.7
6	环保投资	万元	506.8
7	劳动定员	项目区的生产和维护管理，由百口泉采油厂人员负责管理。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 油田概况

4.2.1 油气田范围

本项目新建产能区位于玛101井区、夏72井区、玛49井区、玛7井区；集输管线隐患治理位于玛2井区，均位于准噶尔盆地西北缘玛湖凹陷玛北油田，面积550.74km²，距克拉玛依市约100km。

4.2.2 勘探开发简况

本次部署的8口采油井中，夏205_X井位于玛131井区内玛49断块，其余7口井位于新区块。故本次勘探开发情况主要介绍玛131井区开发简况及评价井试采情况。

4.2.2.1 玛131井区开发简况

本次部署的夏205_X井位于玛131井区内玛49断块，中国石油新疆油田分公司开发公司于2017年12月编制了玛131井区整体开发方案，部署水平井134口，新建产能 98.76×10^4 t。为了进一步探索高效开发方式，2018年4月在玛131井断块建立了小井距密切割立体开发示范区，井距 T_1b_3 为100m、 $T_1b_2^1$ 为150m，共部署12口井，建产能11.52万吨。示范区监测资料及生产资料反映小井距模式下井间改造充分，资源动用率大幅提高，初期采油速度提高到8.7%，与老井同期相比阶段产量提高13%，并总结形成致密砾岩油藏小井距立体开发模式。

4.2.2.2 评价井试采情况

玛705_H、玛729_H、玛704_H、玛728_H是玛7井区部署实施的产能评价一体化水平井。玛705_H井钻井目标层为 T_1b_2 ，井口距东南侧玛701井3.47m，东北距玛3井2.45m、西北距玛152井1.54km；玛704_H井钻井目标层为 T_1b_2 ，井口距玛002井东北2.38km、玛136井南东2.25km、玛5井北西2.30km；玛728_H井钻井目标层为 T_1b_3 ，井口位于玛701井西偏北2.43km、玛152井南东3.12km、玛704_H井东北2.44km。钻探目的是落实玛7井区三叠系百口泉组油层展布、油藏规模及产能，为探明储量研究和产能建设录取各类资料，评价产能一体化加快玛7井区三叠系百口泉组建产动用进程。

玛705_H井于2022年6月26日开钻，2022年11月13日完钻，完钻井深5200.0m，完钻层位 T_1b_2 ，实钻水平段长1700.0m，钻遇油层1370m，测井解释油层钻遇率81.6%，岩性主要为灰色荧光砂砾岩。钻遇油层段气测全烃： $517 \uparrow 420457$ ppm，整体显示较好。玛704_H井于2022年3月19日开钻，2022年7月7日完钻，完钻井深5268.0m，完钻层位 T_1b_2 ，实钻水平段1608.0m，钻遇油层1359.6m，测井解释油层钻遇率85.9%，岩性主要为灰色荧光砂砾岩。钻遇油层段气测 $2632 \uparrow 543416$ ppm，整体显示较好。玛728_H井于2022年8月16日开钻，2022年11月9日完钻，完钻井深4414.0m，完钻层位 T_1b_3 ，实钻水平段长673.3m，钻遇油层639.1m，测井解释油层钻遇率89.3%，

岩性主要为灰色荧光砂砾岩。钻遇油层段气测 573↑746184ppm，整体显示较好。玛729_H井于2022年8月24日开钻，2022年11月19日完钻，完钻井深5104.0m，完钻层位T1b2，实钻水平段长1341.6m，钻遇油层964.2m，测井解释油层钻遇率91.0%，岩性主要为灰色荧光砂砾岩。钻遇油层段气测 694↑207307ppm，整体显示较好。

夏725_H井是夏72井区的侧钻水平井，井口距夏201井东偏北2.07km，夏203井北偏西1.33km，夏40井北偏东2.36km，目的层为 $T_2k_1^3$ ，钻探的主要目的是落实玛131井区夏72断块三叠系克拉玛依组下亚组 $T_2k_1^3$ 砂层组油藏水平井潜力，落实圈闭储层展布特征及产能，为后续评价研究和开发方案编制录取各类资料。

夏725_H井于2022年9月10日开钻，2022年11月7日完钻，完钻井深3650.0m，完钻层位 $T_2k_1^3$ ，实钻水平段长925.0m，测井解释段长865m，解释油层段长659m，油层钻遇率76.2%，岩性主要为灰色砂砾岩。钻遇油层段气测全烃：497↑144767ppm，整体显示较好。

夏205_X、夏208_X井是玛49井区的评价大斜度井，夏208_X井口距夏201井东偏北3.53km，夏40井北偏东3.87km，夏71井西偏北2.16km，目的层均为 P_{1f_2} 。钻探目的为落实玛49井区二叠系风城组 P_{1f_2} 厚层弱白云化高凝灰质页岩油领域油藏规模及有效动用可行性并录取相关资料，兼探二叠系风城组 P_{1f_1} 探明区外围含油性，扩大 P_{1f_1} 流纹质熔结角砾岩油藏范围。

夏205_X井于2021年9月3日开钻，2022年4月24日完钻，完钻井深5405.0m，完钻层位 P_{1f_1} ，在目的层 P_{1f_2} 录井解释油层13段272m，岩性主要为灰色荧光凝灰岩。油层气测全烃：11625↑764196ppm，整体显示较好。夏208_X井于2022年9月29日开钻，2022年12月18日完钻，完钻井深5720.0m，完钻层位 P_{1f_1} ，在目的层 P_{1f_2} 录井解释油层7段343m，岩性主要为深灰色、黑灰色荧光灰质泥岩、灰质粉砂岩。油层气测全烃：1190↑30843ppm，整体显示较好。

玛105_H井是玛101井区的1口评价水平井，玛105_H井口距玛103井北偏东2.80km，Ma20024井东偏南0.92km，Ma20006井南偏东2.68km，目的层为T1b2。钻探目的是落实玛101井区及玛2井区南部三叠系百口泉组含油气性及油藏规模，为探明储量研究和产能建设录取各类资料。

玛105_H井于2022年10月21日开钻，2023年1月28日完钻，完钻层位T1b2，实钻水平段长1505m，完钻井深5321m，录井解释油层钻遇率98.7%，岩性主要为

灰色荧光砂砾岩。钻遇油层段平均电阻率 $18.0\Omega\cdot m$ ，油层气测全烃： $2106\uparrow 580942\text{ppm}$ ，整体显示较好。

4.2.4 油气水物性

4.2.4.1 原油物性

夏72井区、玛49井区、玛7井区、玛101井区原油物性见表4.2-1。

表4.2-1 原油物性表

井区名称	层位	密度	50℃粘度	含蜡	凝固点
		g/cm^3	$\text{mPa}\cdot\text{s}$	%	℃

4.2.4.2 伴生气物性

夏72井区、玛49井区、玛7井区、玛101井区伴生气物性见表4.2-2。伴生气中不含硫化氢。

表4.2-2 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	其他	

4.2.4.3 采出水物性

夏72井区、玛49井区、玛7井区、玛101井区采出水物性见表4.2-3。

表4.2-3 地层水性质参考表

井区	Cl^- (mg/L)	矿化度mg/L ()	水型

4.3 开发部署

本项目共部署8口采油井（均为评价井转产能井），新增产能 $2.99\times 10^4\text{t/a}$ 。产能部署情况见表4.3-1。

表4.3-1 本项目产能部署情况表

井区	井数 (口)	井号	单井产能 (10^4t/a)	新建产能 (10^4t/a)

玛101井区	1	玛101_H	5	0.17
夏72井区	1	夏725_H	5	0.17
玛49井区	2	夏205_X	25	0.83
		夏208_X	25	0.83
玛7井区	4	玛705_H	8	0.26
		玛704_H	5	0.17
		玛728_H	8	0.26
		玛729_H	9	0.3
合计	8	/	/	2.99

4.4 主体工程

本次部署的8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。

4.4.1 采油工程

4.4.1.1 采油工艺

前期采用自喷采油，后期地层能量不足时采用节能抽油机加有杆泵的举升方式生产。

(1) 举升工艺

抽油泵：选用 $\Phi 57\text{mm}$ 管式泵；

抽油杆：选用 $\Phi 22\text{mm} \times 55\% + \Phi 19\text{mm} \times 45\%$ H级加强杆二级组合；

抽油机：14型节能抽油机，配套电机功率37kW。

(2) 井口装置

推荐选择KY105/78-65。

(3) 清防蜡工艺

油藏原油含蜡量6.28%，常规清蜡工艺可以满足要求。

自喷期采用连续油管清蜡；抽油期的清防蜡工艺采用尼龙刮蜡杆结合周期热洗或化学清防蜡的方式进行。

4.4.1.2 采油井场

新建井口装置8座，采用14型游梁式抽油机，配套37kW电机，配置井口保温盒，压力表置于保温盒内，设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌。

4.4.2 地面集输工程

4.4.2.1 集输工艺

本次部署的8口采油井均采用密闭集输工艺。即：井口→计量站→转油站→集中处理站的三级布站常温集输工艺，主要工艺参数如下：

井口回压控制： $\leq 1.5\text{MPa}$ ；

转油站进站压力： 0.3MPa 。

4.4.2.2 集输方案

本次开发部署8口井位于玛2、玛131井区周边，周边有计量站新井就近接入已建计量站，无计量站新井新建计量站。

本次开发部署的新井玛105_H，新建集输管线接入玛2069井多通阀，管输至玛2转油站。管网布局见图4.4-1。

本次部署开发的新井夏208_X、夏725_H串接，新建单井计量装置，就近接入15-1多通阀；新井夏205_X向西北方向就近接入24号阀池，管输至玛131转油站。管网布局见图4.4-2。

新井玛704_H、玛705_H、玛728_H、玛729_H，由于周边无可依托的计量站，考虑于玛705_H井场新建1座计量站将4口新井接入，设置1组8井式多通阀橇，就近接入23号阀池，管输至玛131转油站。

4.4.2.3 计量装置

根据井位部署情况，本项目新建计量站1座，新建单井计量站装置2座。计量装置工程量见表4.4-1。

表4.4-1 计量装置工程量表

序号	名称	单位	工程量
1	计量站	座	1
1.1	8井式一体化自动选井计量装置	座	1
1.2	8井式多通阀橇	座	1
2	单井计量装置	座	2

4.4.2.4 集输管线

新建单井出油管线756m，新建集输管线20.171km，管线均保温埋地敷设，埋深-1.9m。管线工程建设情况见表4.4-2（a）、表4.4-2（b）。

表 4.4-2（a） 单井出油管线工程建设情况表

井号	距离	管径	单井出油管线长度
夏 208 X	71	$\Phi 114 \times 6$	80

井号	距离	管径	单井出油管线长度
	9	Φ60×5	
夏 725_H	40	Φ114×6	108
	68	Φ60×5	
夏 205_X	12	Φ114×6	110
	98	Φ60×5	
玛 729_H	80	Φ114×6	89
	9	Φ60×5	
玛 728_H	80	Φ114×6	89
	9	Φ60×5	
玛 704_H	60	Φ114×6	69
	9	Φ60×5	
玛 705_H	93	Φ114×6	102
	9	Φ60×5	
玛 105_H	90	Φ60×5	109
	19	Φ76×5	
单井出油管线合计			756

表 4.4-2 (b) 集输管线工程建设情况表

井号	接入位置	管径	管材	长度 m
夏 725_H	15-1#多通阀	DN150	高压玻璃纤维管	2520
夏 205_X	24 号阀池	DN100		471
夏 208_X	15-1#多通阀	DN100		1999
玛 705_H	新建计量站, 就近接入 23#阀池	DN100		151
玛 728_H		DN100		2057
玛 729_H		DN100		3927
玛 704_H		DN100		3684
玛 105_H	接入玛 2069 井多通阀	DN65		柔性复合管(II)型
新建计量站至 23#阀池处的集油管线		DN150	高压玻璃纤维管	3798
集输管线合计				20171

4.4.3 管线更换工程

本次对玛2井区2号站集油支线进行隐患治理, 对其进行更换, 管线更换情况见表4.4-3。

表4.4-3 管线更换工程情况表

序号	管线名称	管材	管径	管道长度 (m)
1	2号站集油支线	玻璃纤维管	DN150	400m

4.5 配套辅助工程

4.5.1 供配电

(1) 采油井

本次新建8口井(均为单井井场)。新建100kVA变压器8台。新建架空线路全长约14.471km, 导线采用JL/GIA-120钢芯铝绞线, 架空线路电杆主要采用12m电杆, 井场新建架空线路图见图4.5-1~4.5-3。

①夏208_H、夏725_H、夏205_X井场由玛井一线供电。经计算，井场均需新建1台100kVA变压器，变压器高压侧电源“T”接自附近10kV线路，并在高压侧设氧化锌避雷器、跌落式熔断器等。

变压器低压侧均需新建XLW-1户外配电箱1台。井场抽油机、自控通信及照明等用电设备由配电箱放射式配出。

②玛704_H、玛705_H、玛728_H、玛729_H井场由玛井二线供电。经计算，井场均需新建1台100kVA变压器，变压器高压侧电源“T”接自附近10kV线路，并在高压侧设氧化锌避雷器、跌落式熔断器等。

变压器低压侧均需新建XLW-1户外配电箱1台。井场抽油机、自控通信及照明等用电设备由配电箱放射式配出。

③玛105_H井场由玛北二线供电。经计算井场需新建1台100kVA变压器，变压器高压侧电源“T”接自附近10kV线路，并在高压侧设氧化锌避雷器、跌落式熔断器等。

变压器低压侧均需新建XLW-1户外配电箱1台。井场抽油机、自控通信及照明等用电设备由配电箱放射式配出。

(2) 接地

1) 接地型式采用TN-S系统。

2) 室外接地装置采用镀锌扁钢—40×4及镀锌角钢∠50×5×2500敷设

供配电工程主要工程量见表4.5-1。

表 4.5-1 供配电部分主要工程量表

序号	项目名称及规格	单位	数量
1	双杆式变压器台	座	8
2	油浸式变压器 S22-M-100/10.5-NX2 (带绝缘护罩)	台	8
3	跌落式熔断器 PRWG1-10 100/7.5A (带绝缘护罩)	组	8
4	避雷器 YH5WS-17/50 (带绝缘护罩)	组	8
5	真空断路器 ZW20-12/630-20kA	组	8
6	户外配电箱 XLW-1	台	8
7	电力电缆 YJV22-0.6/1kV 4×50	m	120
8	电力电缆 YJV22-0.6/1kV 4×35+1×16	m	400
9	电力电缆 YJV22-0.6/1kV 5×16	m	400
10	电力电缆 YJV22-0.6/1kV 4×16	m	400
11	电力电缆 YJV22-0.6/1kV 3×4	m	500
12	热镀锌钢管 DN70	m	40
13	热镀锌钢管 DN50	m	120
14	热镀锌扁钢 -40×4	m	800
15	热镀锌角钢 ∠50×5×2500	根	125

16	钢芯铝绞线 JL/G1A-185 路径长度	km	14.471
17	电杆保护反光防撞桶	套	20
18	电杆拉线反光警示保护管	根	20
19	拉线反光警示管	根	20

4.5.2 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。更换管段管线清洗水经污水罐收集后，由罐车拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理。

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口泉注输联合站污水处理系统处理达标后回注油藏。

4.5.3 消防

根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015），采油井场属于五级站场，站场可不设置消防给水设施，初期火灾，由站场及单体配置的灭火器和消防器材扑救即可满足要求。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。油区内可配置一定数量的移动式灭火器材，共计8kg手提干粉灭火器6具。详见表4.5-2。

表 4.5-2 消防主要工程量

序号	设备名称	数量	消防器材	数量	型号
1	8井式一体化自动选井计量装置	1座	干粉灭火器	6具	MFZ8

4.5.4 物联网方案

4.5.4.1 自控

(1) 抽油机设备厂家自带一体化物联网电控柜，电控柜内含三相电参模块等。新建井口压力仪表等参数接入RTU数据采集系统（安装于新建通信杆），数据上传至百口泉采油厂已建数据采集与监控系统集中监视、管理。

具体测控内容如下：

井口油压检测；

井口回压检测；

井口套压检测；

抽油机载荷与位移检测（功图采集）；

三相电参模块检测（包含抽油机启停控制、抽油机运行状态检测、三相电流、电压模块检测）。

（2）夏208_X、夏725_H设置单井计量点，内设含水分析仪，信号接入单井计量装置自带RTU系统，数据上传至百口泉采油厂已建数据采集与监控系统集中监视、管理。

（3）新建计量站内设1座一体化选井计量装置，采用橇装化设计，随橇配套远传仪表及RTU，具备自动控制及数据通讯（以太网MODBUS TCP协议）功能，数据上传至百口泉采油厂已建数据采集与监控系统集中监视、管理。

采油井场、计量站均为无人值守场所，控制室依托玛131转油站中控室及玛2转油站中控室。集油区井、站生产及视频数据均直接上传至百口泉玛湖SCADA系统及视频监控管理平台集中监视、管理。

自控部分主要工程量见表4.5-3。

表 4.5-3 自控部分工程量表

序号	工程量	单位	数量	备注
1	无线压力变送器（ZigBee 协议）	台	24	/
2	无线一体化功图仪（ZigBee 协议）	台	8	/
3	无线三相电参采集模块（ZigBee 协议）	台	8	/
4	RTU（RTU 数据采集单元、无线传输模块、室外防护机箱及相关安装附件，含编程、调试）	套	8	/
5	生产监控 SCADA 系统监控功能组态（包括 8 座油井）	套	1	/
6	静态分析性含水分析仪	台	2	夏 208-X、夏 725-H
7	计量橇 RTU 扩容（点数 RS485 1 点）	项	3	/
8	铠装计算机屏蔽电缆 DJYPVP22 2×2×1.5	m	60	/
9	防爆挠性管	根	3	/
10	镀锌钢管 DN20	m	9	/

4.5.4.2 通信

（1）视频监控系统采用井场监控全覆盖的方式进行全天候监视，井场新建8m金属通信杆1基，杆上安装室外红外高速球机、IP音柱。RTU箱内设1光4电工业交换机，自控数据及视频图像接入工业交换机。

（2）在新建计量站设置ONU设备及15m监控通信杆（架设5.8G无线网桥基站AP）作为无线网络覆盖汇聚点，玛729-H井、玛728-H井、玛705-H井数据汇聚后通过新建

架空ADSS电力光缆接入油区网络汇聚至玛131转油站。

其余新井数据及视频，通过无线网桥就近上传至汇聚基站，再通过有线光缆上传至玛131转油站（玛105-H井上传至玛2转油站）。

数据及视频最终接入百口泉采油厂生产调度中心 SCADA 系统进行集中监控，并按照统一技术规范推送至生产管理子系统（A11）和油田公司的数据湖。

通信部分主要工程量见表4.5-4。

表 4.5-4 通信部分主要工程量表

序号	工程量	单位	数量	备注
一	新建井场	/	/	/
1	室外红外高速球机（1080P 23 倍变焦 IR180）	台	8	/
2	工业以太网交换机 1 光 4 电	台	8	/
3	8m 监控通信杆及基础	套	8	/
4	5.8G 无线网桥远端站 RT	套	8	/
5	二合一避雷器	台	8	/
6	IP 音柱	个	8	/
7	六类屏蔽双绞线 STP.CAT6	m	120	/
8	电源线 KYJV 3×1.5	m	120	/
9	不锈钢波纹管 Φ32	m	80	/
10	2 光 6 电交换机，网管型	套	1	玛 131 转油站
11	8 路硬盘录像机	套	1	玛 131 转油站
12	监控级硬盘 6TB	块	2	玛 131 转油站
13	监控级硬盘 2TB	块	1	玛 2 转油站
14	玛 131 转油站中控室油区视频监控系统扩容、组态（包括 7 套视频摄像头扩容安装、调试、集成）	套	1	/
15	玛 2 转油站中控室油区视频监控系统扩容、组态（包括 1 套视频摄像头扩容安装、调试、集成）	套	1	/
二	新建计量站	/	/	/
1	5.8G 无线网桥点对多点 AP（配 120°扇形天线）	套	1	/
2	设备防护箱（配 POE 交换机、电源模块等）	套	1	/
3	15m 通信杆及基础	套	1	/
4	非金属电力光缆 ADSS-12B1	km	8	/
5	铠装埋地光缆 GYTA53-12B1	m	50	/
6	工业级 ONU	套	2	/
7	ONU 设备箱	套	1	/
8	工业级分光器	套	1	/
9	光缆终端盒（12 芯，含跳纤、尾纤等）	套	1	/
10	光缆安装金具（含悬垂、耐装等金具、线夹、防震锤等）	套	1	/

4.5.5 供暖

井口设保温盒，配0.25kW电加热器。

4.5.6 防腐保温

柔性复合管保温由厂家自带，保温层现场补口采用30mm厚憎水性复合硅酸盐毡。保温层外壁缠玻璃布及弹性聚氨酯漆做防护层，防护层结构为：一层玻璃布~二道聚氨酯涂料面漆~一层玻璃布~二道聚氨酯涂料面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ 。

埋地保温柔性复合管钢接头：弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 200\mu\text{m}$ 。

埋地保温玻璃钢管管体外壁：保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料，厚度为30mm，DN50~DN150厚度偏差 $\pm 3\text{mm}$ （DN200~DN250 厚度偏差 $\pm 4\text{mm}$ ）；防护层采用聚乙烯塑料，DN50~DN150厚度 $\geq 3.0\text{mm}$ （DN200~DN250厚度 $\geq 4.9\text{mm}$ ）。采用“管中管法”施工工艺。

埋地保温玻璃钢管钢接头及端面：弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 200\mu\text{m}$ 。

埋地保温玻璃钢管保温层及防护层补口：保温层材料及结构同管体，外防护层采用聚乙烯补口套。

4.6 依托工程

本次部署的8口井中，玛705_H井、玛704_H井、玛729_H井、玛728_H井、夏725_H井、夏205_X井、夏208_X井位于玛131井区周边，原油转输可以依托玛131井区已建集输系统，伴生气回收处理依托克拉玛依市富城天然气有限责任公司在玛131井区内建设的天然气处理站；玛105_H井紧邻玛2井区，原油转输依托玛2井区已建集输系统，伴生气回收依托克拉玛依市富城天然气有限责任公司在玛2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、废防渗膜等危险废物委托克拉玛依双信环保科技有限公司处置；设备检修维护产生的废机油进入百口泉注输联合站原油处理系统处理。；压裂返排液依托百联站压裂返排液处理装置。

4.6.1 采出液转输依托情况

玛705_H井、玛704_H井、玛729_H井、玛728_H井、夏725_H井、夏205_X井、夏208_X井采出液输送至玛131转油站；玛105_H井采出液转输至玛2转油站。

最终依托玛131-玛2-玛18转液管线输送至百联站。

4.6.2 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。

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 $8000\text{m}^3/\text{d}$ ，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 $6000\text{m}^3/\text{d}$ ，全部回注到百口泉油田。

(3) 处理规模

①原油处理及原油稳定

改扩建后的百口泉注输联合站的原油处理设计能力为 $260\times 10^4\text{t}/\text{a}$ （其中玛湖井区原油脱水系统 $210\times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，百口泉老区原油脱水系统 $50\times 10^4\text{t}/\text{a}$ ），原油稳定能力 $290\times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，实际经脱水和稳定的原油量为 $230\times 10^4\text{t}/\text{a}$ 。本项目新增原油处理量为 $11.11\times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，百联站富余原油处理及原油稳定系统可以满足本项目处理需求。

②成品油外输

百联站处理后的原油经百联站-百克站输油管道输至百-克站，经百-克首站外输至701泵站。百联站-百克站输油管道设计输量 $320\times 10^4\text{t}/\text{a}$ ；百-克首站设计输送能力 $300\times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，现状实际外输量 $230\times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，富余量 $70\times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，满足本项目运营期 $2.99\times 10^4\text{t}/\text{a}$ 成品油外输需求。

③压裂返排液处理装置

百口泉注输联合站建有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 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目压裂返排液新增量为 $1225.68\text{t}/2\text{a}$ （ $1.679\text{m}^3/\text{d}$ ），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的处理需求。

④污水处理系统

百口泉注输联合站稀油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 $6000\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目工程新增采出水量 $42145\text{t}/\text{a}$ ，井下作业废水新增量为 $217.04\text{t}/2\text{a}$ ，合计 $42226.39\text{t}/\text{a}$ （ $115.757\text{t}/\text{d}$ ），稀油污水处理系统剩余处理能力可以满足本项目运营期采出水、井下作业废水的处理需求。

4.6.3 伴生气处理依托情况

本项目伴生气处理依托克拉玛依市富城天然气有限责任公司在玛131井区及玛2井区内的天然气处理站。

4.6.4 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m³。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。

4.6.5 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有生活基地，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25600m²，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6000m³/d，预留远期6000m³/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4000m³/d，富余处理量为2000m³/d。

本项目施工期产生的生活污水最大量为1.6m³/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。

4.6.6 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25m×14m，含油污泥在存放点暂存后由克拉玛依双信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271.37t/a，落地油的产生量约为0.8t/a，依托该存放点可行。含有污泥、落地油、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，最终由克拉玛依双信环保科技有限公司拉运、处置。

4.6.7 克拉玛依双信环保科技有限公司

本工程产生的危险废物定期交由克拉玛依双信环保科技有限公司进行处理。克拉玛依双信环保科技有限公司是一家专业致力于油气开采加工废弃物资源化利用的公司，公司成立于2020年6月，位于白碱滩区环保产业园。2023年7月获自治区生态环境厅颁发的危险废物经营许可证证书（危废经营许可证编号6502040129），有效期限2023年7月4日-2028年7月3日。核准经营方式为收集、贮存、利用其类别HW08废矿物油与含矿物油废物（071-001-08），处理规模19万吨/年。

本项目运营期产生的危险废物为油泥（砂）、落地油、废防渗膜，产生量为274.17t/a，根据了解，克拉玛依双信环保科技有限公司2024年根据危险废物接收情况预计处理量在10万吨左右，处理量富余，可满足本项目处置需求。

4.7 工程分析

4.7.1 生态影响因素分析

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

4.7.1.1 施工期

(1) 占用土地、压占破坏植被

工程占地包括永久占地和临时占地。临时占地对环境的影响主要来自管道施工作业带清理、开挖管沟、井场建设以及施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。本项目单井出油管线施工作业带宽度为6m，集输管线施工作业带宽度为8m，其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧2~3m内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。井场建设占用牧草地，改变土地利用类型。永久占地的土地将永久性改变土地利用结构和功能，临时占地将在短期改变土地利用的结构和功能，但施工结束后，经过2~3年后可恢复原有使用功能。

(2) 破坏植被

施工期对植被最主要的影响是施工占地对植被的破坏，以及土地开挖、车辆运输带起的扬尘自然沉降在周围植被的叶片上，阻塞气孔，影响植物呼吸作用和光合作用，有害植被生长，还有车辆运行和施工机械的尾气含有NO_x等气体，可破坏敏感植物的叶组织，造成褪色伤斑。不过以上这些不影响主要是短期的，随着施工期结束，这些影响也随之消失。

(3) 破坏、污染土壤

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

(4) 扰动地表、引起水土流失

项目所在区位于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Ⅱ₂天山北坡诸小河流域重点治理区，主要土壤侵蚀类型为风力侵蚀。工程施工活动将破坏地表植被，如不及时对其进行恢复和重建，土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点加重水土流失。

4.7.1.2 运营期

项目运营期对生态环境的影响较小，主要为井下作业过程产生的废物发生泄漏对地表土壤的污染以及事故条件下对植被、土壤等生态环境要素的影响等。评价建

议建设单位应加强日常设施设备的运行管理，尽量避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生，以减少物料及污染物的逸散对周围生态环境的影响。

4.7.1.3 退役期

退役期主要是生产井的陆续停运、关停、恢复土地使用功能时段。退役期作业主要包括拆除井场的采油设备、设施，封堵油层和封闭井口，对占地进行生态恢复等。设备拆除时将对地表植被产生破坏和干扰，同时也可能引起新的水土流失；对废弃的井场应采取生态恢复措施，可使油区内人工景观的密度大大下降，而自然景观的连通性得以恢复，生态环境质量逐渐提高。

4.7.2 污染影响因素分析

4.7.2.1 施工期

本项目施工期仅为相关地面工程建设，主要为井场、管线、计量站、电力线的建设，其环境影响因素主要来源地面工程建设施工过程，以生态影响为主，污染影响主要为管线更换产生的含油废水以及废弃管线。施工期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面工程建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转。

4.7.2.2 运营期

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

4.7.2.3 退役期

退役期的环境影响主要为油田停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，由施工单位运至指定位置进行处理。如果封井和井场处置等措施得当，对环境影响较小；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。

4.7.3 工艺流程

4.7.3.1 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，主要包括管线建设、井场设备安装、架空线路建设。

本次部署的8口采油井均为评价井转产能井，井场地面已平整，仅需进行井场相关设备安装，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管线建设对环境的影响。

——管线敷设

(1) 施工工艺

本项目新建单井出油管线756m，新建集输管线20.171km，玛2井区2号站集油支线隐患治理更换管线400m。管线均采用埋地保温敷设，管底标高-1.9m。管线穿越道路6处。根据工程方案，单井出油管线施工作业带宽度为6m（其中预留4m施工车辆变道距离，挖沟宽度1m，土方堆积宽度1m），集输管线施工作业带宽度为8m（其中预留5m施工车辆变道距离，挖沟宽度1m，土方堆积宽度2m）。

2号站集油支线更换前需对原管道进行处理，其施工工艺如下：首先将原管道内原油推入后续管段，进入百联站原油处理系统处理，然后利用蒸汽对原管道进行清洗，清洗废水吹扫至污水罐车内，拉运至百联站采出水处理系统，清管完成后将原管线拆除拉运至百口泉物资回收站。

(2) 施工时序

——新建管线施工时序

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。本项目单井出油管线施工作业带宽度为6m，集输管线施工作业带宽度为8m。

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施工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。本项目管线管底标高-1.9m。

③管道穿越

管线穿越6处油区道路(其中1处为穿越油区沥青公路,其余5处为碎石路),穿越公路处有预留套管,可直接从套管中穿越,其余5处碎石路穿越采用开挖方式穿越。

④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。

(6) 组装

玻璃钢管道,连接方式采用承插式密封圈连接。柔性复合管采用焊接转换接头连接。

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。

柔性复合管保温由厂家自带,保温层现场补口采用30mm厚憎水性复合硅酸盐毡。保温层外壁缠玻璃布及弹性聚氨酯漆做防护层,防护层结构为:一层玻璃布~二道聚氨酯涂料面漆~一层玻璃布~二道聚氨酯涂料面漆,防腐层干膜厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ 。

埋地保温柔性复合管钢接头:弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆,防腐层干膜厚度 $\geq 200\mu\text{m}$ 。

埋地保温玻璃钢管管体外壁:保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料,厚度为30mm, DN50~DN150 厚度偏差 $\pm 3\text{mm}$ (DN200~DN250 厚度偏差 $\pm 4\text{mm}$);防护层采用聚乙烯塑料, DN50~DN150 厚度 $\geq 3.0\text{mm}$ (DN200~DN250 厚度 $\geq 4.9\text{mm}$)。采用“管中管法”施工工艺。

埋地保温玻璃钢管钢接头及端面:弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆,防腐层干膜厚度 $\geq 200\mu\text{m}$ 。

埋地保温玻璃钢管保温层及防护层补口：保温层材料及结构同管体，外防护层采用聚乙烯补口套。

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，管线管埋深 1.9m。

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吹扫、试压、覆土

工艺管道施工验收完毕后应吹扫，介质采用压缩空气，空气吹扫最小流速不得小于 20m/s，吹扫压力 0.30~0.50MPa。

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、木块等杂物是否清理干净，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。

——更换管线施工工序

①场地清理

本项目施工作业带为 8m，施工期间此范围内影响施工机械通行及施工作业的石块、杂草、植被等须清理干净。

②管沟开挖

管沟开挖采用人工和机械施工相结合的方法，原管线两侧1m范围内采用人工开挖。管沟开挖时，将挖出的土方堆放在与施工便道相反一侧。同时在开挖管沟时，做到分层开挖、分区堆放，表层土靠边界线堆放，下层土靠近管沟堆放。

③原管线清管

采用高温蒸汽对原管线进行清管作业，清管含油废水排至污水罐内，拉运至百联站采出水处理系统处理。

④拆除原管线

清管完成后将原管线拆除并拉运至百口泉物质回收站。

④新管道运输、布管

新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。

⑤组装、防腐、补口、补伤

更换的新管道仍采用玻璃钢管道，连接方式采用承插式密封圈连接。

埋地保温玻璃纤维管管体外壁：保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料，厚度为30mm；防护层采用聚乙烯塑料，DN50~DN150厚度 $\geq 3.0\text{mm}$ 。采用“管中管法”施工工艺。

埋地保温玻璃纤维管接头及端面：弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 200\mu\text{m}$ 。

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。

⑥管道敷设

采用埋地敷设，管线管埋深1.9m。

管道下沟前应将沟内平整清除干净，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。

⑦吹扫、试压、覆土

管道施工验收完毕后应吹扫，介质采用压缩空气，空气吹扫最小流速不得小于

20m/s，吹扫压力 0.30~0.50MPa。

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。

⑧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、计量站建设

本项目部署采油井8口，均为评价井转产能井，其中玛705_H井、夏725_H井、已在试油期安装井场设备，本次仅需对其余6口井安装井场设备及相关配电设备安装。本次建设15×10m计量站1座，位于玛705_H井附近。

井场及计量站设备均为成品外购，用施工车辆运至指定位置安装调试即可。

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、计量站设备安装、配套管线敷设建设。井口及计量站设备堆放至井场及计量站临时占地范围内，管线敷设采用一字法作业，管材堆放至管沟一侧。

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。

4.7.3.2 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。

(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。本项目前期采用自喷采油，后期地层能量不足时采用机械采油方式。

（3）原油集输

本次新部署8口采油井，采油井集输采用三级布站工艺，即：井口采出物通过管线集输至计量站，在计量站内完成计量后集输至玛131转油站或玛2转油站，在转油站进行气液分离，分离出的采出液增压后由管线管输至百联站处理，分离出的伴生气由管线管输至玛131天然气处理站或玛2天然气处理站处理。

4.7.3.3 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。

——封井措施

拟按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、中国石油天然气集团有限公司有关规定进行退役封井处置。

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

（2）封井用水泥的选用和配置，应按《常规修井作业规程第14部分注塞、钻塞》（SY/T5587.14-2013）的规定执行；低渗层储层可采用超细水泥。

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

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

（5）封井后进行试压，符合标准后进行其他作业。

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

（7）建立报废井档案。每年至少巡检1次，并记录巡井资料。

——设备清洗

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

——设备拆除

清洗完成后，将地面设施拆除并清理井场，废弃设备和建筑垃圾，应集中清理收集，其中废弃设备等设施按照资产报废程序由油田分公司物资管理部门统一处理，其余不能回收的外运至市政部门指定地点，由环卫部门处置。地面设施拆除、井场清理等工作过程中产生的落地油等危险废物，直接由有具备危险废物处理资质的单位拉运并进行无害化处理。

——场地清理及修复

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

闭井期污染源主要为施工扬尘、清管废水、车辆噪声及施工固废。

4.7.4 污染源分析

4.7.4.1 施工期污染源分析

1、生态环境

本项目部署采油井8口，新建计量站1座，新建单井出油管线756m，新建集输管线20.171km，更换集油支线400m，新建电力线14.471km。

本项目的占地包括永久占地和临时占地，总占地约24.403hm²，永久占地面积约1.695hm²，临时占地面积约22.708hm²。占地类型主要为天然牧草地（低覆盖度）、裸土地、采矿用地、公路用地、农村道路、其他草地。

2、废气

施工废气主要为施工扬尘，施工车辆尾气，以及防腐废气。

（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， km/h （取20）；

P — 路面状况，以每平方米路面灰尘覆盖率来表示， kg/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 11.52kg （其中：70%为柴油、30%为汽油），日均排放烃类物质约 0.025kg 、 NO_x 为 0.034kg 。初步估算本项目施工期各类运输车辆约10辆，预计每天排放烃类物质总计为 $0.25\text{kg}/\text{d}$ 、 NO_x 为 $0.34\text{kg}/\text{d}$ 。

（3）管道防腐废气

本项目管道防腐层采用聚氨酯防腐漆，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 $0.2\text{kg}/\text{t}$ 原料计算，防腐原料用量按 3.4t 核算，则本项目防腐废气产生量约为 0.00068t 。

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 20.927km ，产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，则本项目管道试压废水量约为 52.32m^3 。管道分段试压，试压水由管线排出由罐收集后，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^3 。生活污

水排放量按用水量的80%计算，即288m³（1.6m³/d）。

（3）清管废水

本项目拟对玛2井区2号站集油支线进行更换，更换管线长度为400m，管径为DN150，更换前需对原有管道进行蒸汽热洗（120℃~180℃）2次，根据管线的规格和长度，项目产生清管废水量约为7m³，清管废水经污水罐收集后，由罐车拉运至百联站，依托百联站采出水处理系统处理达标后回用于生产。

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、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4.7-3。

表 4.7-3 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	轮式装载机	90
4	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、施工土方及拆除的管线。

（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0.15t，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8.98万m³，全部回填，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。

（4）拆除管线

本次需对玛2井区2号站集油支线进行更换，旧管线需要拆除，原管线长度为400m，重量约为7.99kg/m，拆除的管道总重量约为3.2t。经吹扫、蒸汽清洗后的管道属于一般工业固体废物，送至百口泉物资管理站集中管理处置。

4.7.4.2 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。项目伴生气中不含硫化氢，挥发性有机物主要为非甲烷总烃。

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；

α ——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4.7-6；

$WF_{\text{VOCs},i}$ ——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%)；

$WF_{TOC,i}$ ——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4.7-6。

表4.7-6 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)

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。本项目部署采油井8口，则油气集输过程中非甲烷总烃排放量为298.944kg/a（0.0415kg/h）。

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量，具体计算系数见表4.7-7。

表4.7-7 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液(水)	低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	t/井次-产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	g/井次-产品	34679.3	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4.7-7中计算井下作业废水产生量为217.04t、化学需氧量为0.277t、石油类为0.049t。

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指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)

中V级水质标准要求后回注油层，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4.7-8。

表 4.7-8 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

井区	综合含水率%	产污系数	单位	本项目新增产能10 ⁴ t/a	本项产生量t/a
夏 725_H		A/(1-A)	t/t产品		
夏 208_X					
夏 205_X					
玛 705_H					
玛 728_H					
玛 729_H					
玛 704_H					
玛 105_H					

备注：说明：A为含水率

根据表4.7-8，本项目采出水量为42145t/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技术要求分析方法》（SY/T5329-2022）中V级水质标准要求后回注油藏。

4、固体废物

本项目不新增劳动定员，无生活垃圾产生，运营期固废主要为含油污泥、落地原油、废机油、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）、废防渗膜和落地原油集中收集后委托危废处置单位接收处置；废机油进百联站原油处理系统处理。危险废物处理处置情况见表4.7-9。

(1) 含油污泥

含油污泥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2.99×10⁴t/a，故本项目油泥（砂）产生量为271.37t/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（克拉玛依双信环保科技有限

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8口采油井,落地油总产生量约0.8t/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) 废机油

本项目废机油主要是井下作业和采油过程中机械设备维修中产生的,每口井每次产生废机油油约0.05t,本项目新部署采油井8口,每次产生废机油约0.4t,废机油进入百口泉注输联合站原油处理系统处理。

(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8口井井下作业1次共产生废防渗膜约4.0t,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2t/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。

(5) 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 4.7-9 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(8口井合计)
压裂返排液	153.21m ³ /井	1225.68m ³

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。

表 4.7-10 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	271.37	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	0.8	阀门、法兰、井下作业	固态	间歇	T, I	
3	废防渗膜	HW08	900-249-08	2	修井	固态	间歇	T, I	
4	废机油	HW08	900-214-08	0.4t/次	井下作业、机械维修	半固态	间歇	T, I	进百联站原油处理系统处理

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4.7-11。

表4.7-11 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

4.7.4.3 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。

4.7.5 三本帐

污染物排放三本账详见表 4.7-13。

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VOCs。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），属无组织排放，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 清洁生产技术和措施分析

(1) 原油集输及处理清洁生产工艺

采油井场配套相关物联网数据采集与监控系统，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现技术生产过程少放空，减少伴生气燃烧对环境的污染。

系统采用气液混熟工艺，简化流程，方便操作。全密闭混合输送工艺能够减少投资，避免含油污水分散处理。

(2) 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，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GB20052-2020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	
定性指标								
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项目数),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_1 —定量评价指标考核总分值；

P_2 —定性评价指标考核总分值。

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	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

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玛101井区、玛2井区、夏72井区、玛49井区、玛7井区。行政隶属于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。

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°37'~87°20'，北纬45°20'~47°12'之间，东西长约210km，南北长约207km。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3.06万km²。

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。

玛101井区行政隶属于新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县，构造位置位于准噶尔盆地西北缘玛湖凹陷中央隆起带。玛101井区距艾里克湖东北约3.5km，其北部为玛北油田玛2井区块，西南为艾湖油田玛18井区块。区块周边已建玛2转油站1座，地面已建成原油集输、转输等地面系统设施，地面建设依托条件较好。

玛7井区行政隶属新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县，构造位置位于准噶尔盆地中央坳陷玛湖凹陷玛北斜坡区。玛7井区位于克拉玛依市乌尔禾区东偏南约35km，西面与玛北油田玛131-风南4井区相邻。区块周边已建玛131转油站1座，地面已建成原油集输、转输等地面系统设施，地面建设依托条件较好。

夏72井区西部区域行政隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区，东部区域隶属于和布克赛尔蒙古自治县，距乌尔禾约22km，南面与玛北油田玛2井区相邻，区域构造位于准噶尔盆地中央坳陷玛湖凹陷北斜坡区。区块周边已建玛131转油站1座，地面已建成原油集输、转输等地面系统设施，地面建设依托条件较好。

玛49井区行政隶属于新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县，构造位置位于

准噶尔盆地西部隆起乌夏断裂带，紧邻中央坳陷玛湖凹陷。玛49井区距克拉玛依市乌尔禾区东约28.87km。地表为戈壁，地面较平坦，平均地面海拔约400m。区块周边已建玛131转油站1座，地面已建成原油集输、转输等地面系统设施，地面建设依托条件较好。

5.1.2 地形地貌

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。

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7井区行政隶属新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县，构造位置位于准噶尔盆地中央坳陷玛湖凹陷玛北斜坡区；夏72井区西部区域行政隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区，东部区域隶属于和布克赛尔蒙古自治县，距乌尔禾约22km，南面与玛北油田玛2井区相邻，区域构造位于准噶尔盆地中央坳陷玛湖凹陷北斜坡区；玛49井区行政隶属于新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县，构造位置位于准噶尔盆地西部隆起乌夏断裂带，紧邻中央坳陷玛湖凹陷；玛101井区行政隶属于新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县，构造位置位于准噶尔盆地西北缘玛湖凹陷中央隆起带。

5.1.3 水文

(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 52.4 km^2 ，长度 12.4 km ，最大宽度 4.2 km ，平均宽度为 3.5 km 。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 96.4 mm ，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 $^{\circ}\text{C}$ 。年均蒸发量 3016.4 mm ，年均无霜期 225 天，年均冻土日 123 天，最大冻土深度 180 cm ，平均冻土深度 140 cm 。春季、秋季多大风，七、八级大风年均 68 天，平均风速达 3.5 m/s ，定时最大风速可达 30.3 m/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

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°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 $7.0^{\circ}\text{C}\sim 7.3^{\circ}\text{C}$ ， $\geq 10^{\circ}\text{C}$ 的积温在 $3300^{\circ}\text{C}\sim 3350^{\circ}\text{C}$ 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 5.1-1。

表 5.1-1 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	$^{\circ}\text{C}$	-16.7
	最热月平均	$^{\circ}\text{C}$	27.5
	极端最高	$^{\circ}\text{C}$	43
	极端最低	$^{\circ}\text{C}$	-36
	年 平 均	$^{\circ}\text{C}$	8.1
	$\geq 30^{\circ}\text{C}$ 天数	d/a	79.8
	$\leq 5^{\circ}\text{C}$ 天数	d/a	149
	$\leq 10^{\circ}\text{C}$ 天数	d/a	188.0
	$\leq 5^{\circ}\text{C}$ 起止日期	日/月	28/10-25/3
	$\leq 10^{\circ}\text{C}$ 起止日期	日/月	9/10-16/4
相 对 湿 度	冬 季	%	77.0
	夏 季	%	32
	年 平 均	%	48
项 目 名 称		单 位	数 值

项 目 名 称		单 位	数 值
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
极 大 风 速 及 风 向	风 速 / 标 准 风 压	m/s/kPa	42.2/0.9
	风 向		NW
最大积雪厚度 厚度 / 雪荷		mm/kPa	250/0.3
最大冻土深度 平均值/极大值		cm/cm	163.4/197
雷 暴 日 数		d/a	31.3
冰 雹 日 数		d/a	1.0
沙 暴 日 数		d/a	1.8
年 蒸 发 量		mm	3545.2
大 气 压 力	冬 季	10 ² Pa	980.6
	夏 季	10 ² Pa	958.9
降 水 量	一 日 最 大 值	mm	26.7
	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

5.2 环境敏感区调查

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根据调研，项目所在地和布克赛尔蒙古自治县属于自治区水土流失重点预防区；项目占地范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、文物古迹等特殊敏感目标，本次建设的玛105_H井单井管线评价范围涉及新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园。因此本项目环境保护目标为水土流失重点治理区以及新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园。

5.2.1 II₂ 天山北坡诸小河流域重点治理区

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19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km²，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、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

本工程位于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。

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Ⅱ₂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，中部-南部丘陵区海拔高程在270-1200m地势北高南低，东高西低。地面整体起伏不大。地表覆盖物主要为戈壁砾石-粉土质粒-逐渐变化为松散的粉土。在丘陵区地势东北高西南地，地面坡度较大，该区域是和布克赛尔蒙古自治县34条河流的主要形成区域，地表覆盖物从大小不一的松散卵石-大颗粒砂砾石-砂砾石-粉土质粒-逐渐变化为冲洪积后形成的黏土，植被稀少，部分河道内生长着白桦树、杨树、柳树等乔木，部分区域生长着白梭梭、苜蓿、木贼、早熟禾等低矮的旱生灌木。较广的表层粉土，下部是松散的砂砾石，土壤结构疏松，抗蚀能力弱，在雨水冲刷下易流失。

项目位于和布克赛尔蒙古自治县内，该县水土流失类型以风力侵蚀为主，兼有水力侵蚀。风力侵蚀主要分布在丘陵区、沙漠区、盐湖区和平原荒漠区、绿洲区；水力侵蚀主要分布在丘陵区 and 绿洲区，主要为面蚀、沟蚀；个别地区存在堆土、河道坡面等重力侵蚀。山区主要以冻融侵蚀为主。根据2018年民政部门公布数据，和布克赛尔蒙古自治县土地总面积28784km²。根据《新疆维吾尔自治区2018年度水土流失动态监测年报》数据，和布克赛尔蒙古自治县水土流失总面积为25229.39km²，占全县土地面积的87.65%，其中冻融侵蚀面积1.71km²，占水土流失面积的0.01%；水力侵蚀面积110.02km²，占水土流失面积的0.44%；风力侵蚀面积25117.66km²，占水土流失面积的99.56%；无明显侵蚀面积为1354.61km²，占土地面积的12.35%。影响和布克赛尔蒙古自治县水土流失状况的自然因素有气候、地形、地质、土壤、植被等。项目区水土流失类型以风力侵蚀为主，侵蚀强度主要以轻度为主，主要侵蚀土地利用类型为草地、裸地。

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

5.2.2 新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园

新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园位于准噶尔盆地克拉玛依市乌尔禾区与和布克赛尔县交界处，属于干旱沙区、古尔班通古特沙漠亚区，规划面积150km²，有典型风蚀景观，其隶属的古尔班通古特沙漠为我国第二大沙漠，是我国最大的固定、

半固定沙漠。

5.3 生态环境现状调查与评价

5.3.1 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5.3-1。本项目与新疆生态功能区划图的相对位置详见图5.3-1。

表 5.3-1 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 ₁ 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

5.3.2 主要生态系统类型

生态系统指自然界的一定的空间内，生物与环境构成的统一整体，在这个统一整体中，生物与环境之间相互影响、相互制约，并在一定时期内处于相对稳定的动态平衡状态。

项目区生态系统以荒漠生态系统为主，项目区内的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。

5.3.3 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5.3-3。

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。

5.3.4 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、白梭梭，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。

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5.3-3。

表5.3-3 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>Haloxylonpersicum</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>	+
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>	+

序号	物种名	科名	属名	学名	分布
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) 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；柽柳科2种，包括短穗柽柳和多枝柽柳；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。

建设单位在设计选线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，占地范围内梭梭分布较少，梭梭高度0.5-1.5m。

(4) 草地划分

根据《新疆草地资源及其利用》，草地资源等级评价的原则及标准遵循中国北方《重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》，即以草地草群的品质之优劣确定草地的质况--“等”，以草群地上部分鲜草生产量的多少为指标确定草地的量况--“级”，用此来反映草地资源的经济价值。

按统一规定从目前实际出发，在确定草群品质的优劣时主要以组成草群植物的适口性特点为依据，通过野外的实地观察，向实际从事多年牧业生产的牧民群众访问了解和多年研究工作经验的积累，进行综合评价。按其适口性优劣划分为优、良、中、低、劣五类不同适口性级别的牧草。再以优、良、中、低、劣这五类不同品质牧草在各草群中所占的重量百分比划分出不同“等”草地。各“等”草地划分的具体标准如下：

一等草地：优等牧草占60%以上；

二等草地：良等牧草占60%以上，优等及中等占40%；

三等草地：良等牧草占60%以上，良等及低等占40%；

四等草地：低等牧草占60%以上，中等及劣等占40%；

五等草地：劣等牧草占60%以上。

以草地草群生产量多少衡量草地状况是草地经济价值的另一重要体现。草群生产量的高低，不仅体现了草地生产力的载畜潜力的大小，而且也反映出了组成草地草群中各优、良、中、低、劣牧草的参与量及产量的比例构成。根据中国北方《重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》规定，以年内草地产量最高月份的测定值代表草地草群的自然生产力水平，并规定按单位面积产量高低确定和划分出不同的草地级，划分各级的标准如下：

第1级草地 每公顷产鲜草 12000kg 以上；

第2级草地 每公顷产鲜草 12000~9000kg；

第3级草地 每公顷产鲜草 9000~6000kg；

第4级草地 每公顷产鲜草 6000~4500kg；

第5级草地 每公顷产鲜草 4500~3000kg；

第6级草地 每公顷产鲜草 3000~1500kg；

第7级草地 每公顷产鲜草 1500~750kg；

第8级草地 每公顷产鲜草 750kg 以下。

项目区域属于五等八级草场，平均鲜草量在750kg/hm²，说明草场质量不高，属于低水平，利用价值低。

3、评价区植被覆盖度

植被覆盖度可定义为单位面积上的植被覆盖面积，是评估生态环境的一个重要参数。本次植被覆盖度利用NDVI指数进行估算，NDVI为归一化植被指数，计算公式为： $NDVI = (NIR - R) / (NIR + R)$ ，即近红外波段与红外波段的差值除以两者之和，NDVI值在-1.0~1.0之间。本项目以2023年9月（植被生长季）的Landsat8影像数据作为基础信息源，对数据格式转换、镶嵌、投影转换及评价区提取等处理，并利用植物的反射光谱特征提取植被指数（NDVI）进行转化来反映植被覆盖分布特征。在参照相关研究方法的基础上，结合研究区特有的生态环境特点，利用Arcgis10.2软件将植被覆盖度等级划分为5个等级。

项目生态环境评价范围为油田开发井场厂界向外扩展50m范围，集输管线两侧各300m带状区域的范围。评价范围总面积为3.49785km²。

表 5.3-4 项目评价范围植被覆盖度分布现状

植被覆盖度	低覆盖度 FVC≤0.1	较低覆盖度 0.1<FVC≤0.25	中覆盖度 0.25<FVC≤0.5	较高覆盖度 0.5<FVC≤0.75	高覆盖度 FVC≥0.75
评价范围内面积 (km ²)	0.56452	0.4572	0.94927	0.8424	0.68445
面积所占比例 (%)	16.14	13.07	27.14	24.08	19.57

根据植被盖度遥感影像解译结果图和数据统计结果，区内植被覆盖度分布较为均匀，主要集中在中-较高覆盖之间，以荒漠植被为主，植被盖度较高的区域主要为天然牧草地。

5.3.5 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 5.3-4。

表 5.3-4 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>Syrhaptes 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。

本项目位于油田矿权范围内，由于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，进入该区域的人员将逐年增多，人为干扰和旅游活动会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。

5.3.6 土壤侵蚀现状

根据《土壤侵蚀分类分级技术标准》（SL190-2007），区域土壤侵蚀主要为风力侵蚀，划分为5个土壤侵蚀强度等级，微度风力侵蚀占主导地位。土壤侵蚀面积统计结果见表5.3-5。

表 5.3-5 评价区土壤风力侵蚀强度分类面积统计

级别	剧烈	强烈	中度	轻度	微度
地表形态	流动沙丘、沙地	半固定沙丘、流动沙丘、沙地	平固定沙丘、沙地	固定沙丘、把固定沙丘、沙地	固定沙丘、沙地和滩地
评价范围内面积 (km ²)	0.564525	0.6237	0.782775	0.677025	0.849825
面积所占比例 (%)	16.14%	17.83%	22.38%	19.36%	24.29%

根据统计结果，项目评价范围内以微度、中度侵蚀为主，分别占区域面积的24.29%、22.38%；其次为轻度风力侵蚀为主，占比为19.36%。项目位于准噶尔盆地西北部，属于准噶尔绿洲荒漠草原轻度风蚀水蚀区，围绕库尔班通古特沙漠，呈向东开口的马蹄形绿洲带，主要土壤为灰漠土。

5.3.7 土地沙化现状及发展趋势

根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》（2015.3）本工程属于非沙化土地。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 4666222.99hm²，其中：沙质土地 4532361.18hm²。沙质土地中，流动沙地 38997.61hm²，半固定沙地 1215775.51hm²，固定沙地 3223187.31hm²，沙化耕地 54400.75hm²。

项目所在的玛北油田为浅度的沙漠地貌，即半固定沙丘和沙梁。地表植被稀少，地貌类型单一，地形起伏较大，地面海拔一般为 402.7~440.9m，平均 422.4m。沙丘呈长垄状，以南北走向为主，地势呈北高南低，沙梁高度一般为 150~30m，沙梁宽度一般 20~100m 不等。

本工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，根据《新疆维吾尔第五次沙化土地监测报告》，塔城地区沙化土地面积 9205659.54hm²。本项目占用沙化土地类型为非沙化地，地貌为戈壁，表面有砾幕层。在无植物覆盖的砾石荒漠地区，砾幕层对保护土地资源方面具有重要作用，可以保护下部沙土不被吹蚀，从而减少风沙物质来源和保护土壤资源。本项目与沙化土地分布位置关系示意图见图 5.3-6。

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。

5.3.8 既有工程实际生态影响及采取的生态保护措施

(1) 既有工程实际生态影响

本项目为新建+改扩建项目，既有工程对生态环境的影响主要表现在占地对土壤结构破坏、植被损失、对景观格局的影响以及各种机械产生的噪声和人员活动对野生动物的影响。

既有工程对土壤的影响主要是工程建设时对土壤的扰动、流失，对植被的影响

主要表现为工程建设过程中，占地范围内的植被灭失，以及永久占地范围内植被生产力的减小。对景观生态格局的影响主要表现在油田道路、管线及各类场站的建设，对生态景观的切割，增大了区域景观生态格局的破碎化程度。对野生动物的影响主要为占地范围内植被的灭失和减少对野生动物生境和食源的影响。既有工程已开发区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场和站场附近则很少有活动的迹象，这主要是由于现有工程各类生产井数量多，开发活动使得区域内植被的覆盖度降低，影响力爬行类及鼠类动物生产及栖息的基本环境条件。

(2) 既有工程实际采取的生态保护措施有效性评价

根据现场踏勘可知，既有工程已建井场永久性占地范围内进行了砾石铺垫，站场地面进行了水泥或砾石铺垫等硬化，有效的防止了因既有工程临时占地引起的水土流失和土地沙化。临时占地内野生植被在自然缓慢恢复。既有工程不存在生态环境问题。

5.4 环境空气质量现状调查与评价

5.4.1 区域环境空气质量达标情况

本项目位于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。”

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”中塔城地区2022年达标区判定数据。塔城地区环境空气中六项基本污染物SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃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 5.4-1 塔城地区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 ₂	年平均值	4	60	66.67	达标
NO ₂	年平均值	10	40	25	达标
PM ₁₀	年平均值	32	70	45.71	达标
PM _{2.5}	年平均值	14	35	40	达标
CO	24小时平均第95百分位数	0.6 (mg/m ³)	4 (mg/m ³)	15	达标
O ₃	最大8小时平均第90百分位数	104	160	65	达标

由上表可知：2022年项目所在地塔城地区SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃

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。

5.4.2 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、硫化氢。本次设置3个监测点位，监测点位基本信息见表5.3-2。

表 5.4-2 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	监测时间
1	W1			非甲烷总烃、硫化氢	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	W2					
3	W3					

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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

硫化氢参照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D其他污染物空气质量浓度参考限制 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

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5.4-3。

表 5.4-3 环境空气质量现状评价结果

污染物	监测点位	浓度范围 (mg/m^3)	标准值 (mg/m^3)	最大浓度占标率%	达标情况
非甲烷总烃	W1	1.29-1.35	2.0	0.645-0.675	达标
	W2	1.30-1.36		0.65-0.68	达标
	W3	1.31-1.42		0.655-0.71	达标
硫化氢	W1	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.01	/	达标

污染物	监测点位	浓度范围 (mg/m ³)	标准值 (mg/m ³)	最大浓度占标率%	达标情况
	W2	<1.0×10 ⁻³		/	达标
	W3	<1.0×10 ⁻³		/	达标

由表5.4-3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2mg/m³；硫化氢均未检出，评价区域环境空气质量较好。

5.5 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5个地下水水质监测点，10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5.5-1。

表 5.5-1 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
D1						水质、水位
D2						水质、水位
D3						水质、水位
D4						水质、水位
D5						水质水位
D6						水位
D7						水位
D8						水位
D9						水位
D10						水位

3、监测项目

详见表 5.5-2。

4、评价标准

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《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

5、评价方法

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：

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

式中： CS_i ——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5.5-2。

表 5.5-2 地下水监测结果

序号	项目	单位	III类	D1		D2		D3		D4		D5	
				检测值	比标值	检测值	比标值	检测值	比标值	检测值	比标值	检测值	比标值
1	pH	无量纲	6.5≤pH≤8.5	7.5	0.33	7.2	0.13	7.4	0.27	8.21	0.81	6.8	0.4
2	氨氮	mg/L	≤0.50	0.065	0.13	0.060	0.12	0.058	0.116	0.343	0.69	0.206	0.41
3	总硬度	mg/L	≤450	916	2.04	896	1.2	900	2	8.08	0.02	1350	3
4	耗氧量	mg/L	≤3.0	2.3	0.77	2.1	0.7	2.3	0.77	0.60	0.20		
5	硝酸盐	mg/L	≤20.0	17.4	0.87	17.2	0.86	16.2	0.81	ND	/	3.69	0.18
6	亚硝酸盐氮	mg/L	≤1.00	0.003	0.003	0.003	0.003	ND	/	0.008	0.008	ND	/
7	硫酸盐	mg/L	≤250	7.22	3.09	3.06	826	724	2.9	600	2.40		
8	氰化物	mg/L	≤0.05	0.005	0.1	0.006	0.12	0.005	0.1	ND	/	ND	/
9	氟化物	mg/L	≤1.0	0.54	0.54	0.55	0.55	0.57	0.57	0.41	0.41	2.61	2.61
10	氯化物	mg/L	≤250	1317	5.27	1310	5.24	1325	5.3	261	1.04	4200	16.8
11	挥发酚	mg/L	≤0.002	0.0013	0.65	0.0011	0.55	0.0012	0.6	0.0007	0.35	ND	/
12	石油类	mg/L	≤0.05	0.02	0.04	0.02	0.04	0.02	0.04	0.02	0.04	0.01	0.2
13	六价铬	mg/L	≤0.05	0.035	0.7	0.035	0.68	0.035	0.7	ND	/	ND	/
14	钾	mg/L	/	2.93	/	2.88	/	2.89	/	0.40	/	6.47	/
15	钙	mg/L	/	169	/	166	/	163	/	441	/	506	/
16	钠	mg/L	/	150	/	149	/	146	/	0.10	/	396	/
17	镁	mg/L	/	118	/	119	/	118	/	2.47	/	4.15	/
18	铅	μg/L	≤10	7.32	0.73	7.57	0.76	7.20	0.72	/	/	/	/
19	镉	μg/L	≤5	ND	/	ND	/	ND	/	/	/	/	/
20	汞	μg/L	≤1	0.10	0.1	0.10	0.1	0.09	0.09	0.09	0.09	0.00046	0.46
21	砷	μg/L	≤10	3.6	0.36	2.9	0.29	3.6	0.36	0.3	0.03	0.0006	0.06

备注：“ND”表示未检出。

根据上表可以看出，各地下水监测井中总硬度、硫酸盐、氯化物、氟化物均有不同程度超标，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准中石油类限值。总硬度、硫酸盐、氯化物、氟化物超标原因主要是天然背景值较高。

5.6 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2023年11月13日-14日及2024年3月22日-23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5.6-1。

表 5.6-1 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				达标
	南				达标
	西				达标
	北				达标
	东				达标
	南				达标
	西				达标
	北				达标
	东				达标
	南				达标
	西				达标
	北				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。

5.7 土壤环境现状调查与评价

5.7.1 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。

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。

5.7.2 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）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）规定，占地范围内布设5个柱状样，3个表层样；占地范围外布设4个表层样。

1、监测点位

现状监测：

项目区占地范围内：5个柱状样（T2~T5、T13），3个表层样（T6~T7、T14）；

项目区占地范围外：4个表层样（T9~T12）。

监测点位信息详见表5.7-1。

表 5.7-1 土壤监测点位

点号	位置	坐标	检测项目	备注
T13			pH、含盐量、石油烃及GB36600中的基本项目，共计48项	石膏灰棕漠土
T2				
T3				
T4（牧				

草地)				砷、铅、铬、铜、镍、 锌、石油烃	
T5 (牧草地)					
T6 (牧草地)				pH、含盐量、镉、汞、 砷、铅、铬、铜、镍、 锌、石油烃	
T7 (牧草地)					
T14				pH、含盐量、石油烃及 GB36600 中的基本项目， 共计 48 项	
T9 (牧草地)				pH、含盐量、镉、汞、 砷、铅、铬、铜、镍、 锌、石油烃	
T10 (牧草地)					
T11					
T12					

2、监测项目、时间及频率

监测项目详见表5.7-1。

监测时间为：2023年11月10日及2024年3月26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_i——土壤质量评价指数（无量纲）；

C_i——污染物浓度，mg/kg；

C_{si}——评价标准，mg/kg。

5、现状监测及评价结果

土壤现状监测及评价结果见表5.7-3（a）～5.7-3（b）。

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 生态环境影响特征

本项目在施工期主要为相关地面工程建设，运营期主要为油田开采、井下作业以及油气集输工程。项目在施工期对生态环境影响较大，运营期影响较小。项目开发建设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。

从项目工程特点和所处区域的环境特征出发分析项目区域建设过程中和建成运营中对生态环境影响的特点：

(1) 油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征，局限在不大的范围内，影响区域位于沙漠边缘，人烟稀少。

(2) 在工厂开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场）和线状（如管线）分布，在对各生态要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区域内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3) 影响方式主要集中在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在干旱荒漠背景下，工程开发建设对区域内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。本项目开发建设过程中各个时期对生态环境的影响见表6.1-1。

表6.1-1 项目不同开发阶段对生态环境的影响

开发建设阶段		生态环境影响
施工期	井场建设	地表植被破坏
	管线建设	地表植被破坏
	土方开挖	土壤、地表植被破坏
	设备运输	野生动物
运营期	井场	—
	井下作业	土壤、植被
	油气集输	—
	风险事故	土壤、植被
	巡检	野生动物
退役期	井场	—
	集输管线	—

6.1.2 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。

6.1.2.1 占地影响分析

本项目部署采油井8口（均为评价井转产能井），新建计量站1座，新建单井出油管线756m，新建集输管线20.171km，电力线14.471km，更换集油支线400m。本项目的占地包括永久占地和临时占地，总占地约24.403hm²，永久占地面积约1.695hm²，临时占地面积约22.708hm²。占地类型主要为天然牧草地（低覆盖度）、裸土地、采矿用地、公路用地、农村道路、其他草地。

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。

6.1.2.2 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20.927km，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。本项目单井出油管线施工作业带宽度为6m，集输管线施工作业带宽度为8m，管线施工临时占地约16.91hm²，初略统计生物量损失大约在13.528t。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，其中大部分在2~3年内可得到恢复，要达到较好的恢复程度，需要3~5年时间。

(2) 井场的建设

本项目部署的8口采油井均为评价井转产能井，井场已安装采油树，试油期已安装相关井场设备，因此本次井场建设工程量较小，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。

(3) 电力线建设

本项目将建设14.471km电力线，电力线建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0.72hm²，架空线路沿线土地利用类型主要为天然牧草地、裸土地、采矿用地以及其他草地，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0.576t，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。

6.1.2.3 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，项目管线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24.403hm²，其中永久占地面积为1.695hm²，临时占地面积为22.708hm²，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。

在施工结束的3年~5年中，将影响占地范围内的植被初级生产力，其生物损失量参照《荒漠区新建林及外围荒漠植被生物量分析》和《环境影响评价技术导则 非污染生态影响》（HJ/T19-1997）中荒漠化量化指标计算，项目区生物生产量按照0.8t/(hm²·a)计算，生物损失量为19.52t。工程区的植被损失主要来自临时占地，以天然牧草地为主，草场等级为五等八级，利用价值低，且项目区占地范围内植被覆盖度较低，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) 井场、电力线建设对植被的影响

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。

电力线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管线，仅更换的200m管线为集输支线管道。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）项目建设对植被梭梭的影响

项目区分布有典型的荒漠植物及优良固沙植物主要为梭梭、白梭梭。梭梭及白梭梭在项目区域内为常见种，但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，主要呈不均匀团状分布。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，根据现场勘察梭梭植被主要分布在管线两侧100m范围内，本项目施工临时占用土地不涉及采伐，现场施工过程中需根据实际情况进行避让，

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。

6.1.2.4 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。

6.1.2.5 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、土方堆放、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Ⅱ₂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。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。

(3) 水土流失发展趋势

项目区地表为砾幕层，在无植物覆盖的砾石荒漠地区，砾幕层对在保护土地资源方面具有重要作用，可以保护下部沙土不被吹蚀，从而减少风沙物质来源和保护土壤资源，因此保护好地表的砾幕层，可以有效遏制水土流失。

工程建成后，由于井场、管线沿线土壤结构、自然植被的恢复还需要一定时间，沿线的水土流失还将继续发生。但随着时间的延长、土壤结构的变化、地表植被的恢复以及部分保护措施的建设，水土流失的范围和程度会慢慢减轻。

工程建设对当地水土流失影响分析详见表 6.1-2。

表 6.1-2 水土流失影响因素分析表

序号	工程建设	施工基本情况	自然条件	可能产生的水土流失
1	井场、计量站建设	施工扰动原地貌	大风，开挖后植被覆盖度降低	扰动地表、风起扬尘
2	管线工程	施工占地扰动原地貌		
3	电力线工程	施工占地扰动原地貌		

由水土流失影响因素分析，工程对原地貌、土地及植被的扰动主要是管线建设。

本工程一定程度上加剧了项目建设区的水土流失程度，如不及时进行有效的防护、治理，必然会对当地的水土资源及生态环境带来不利影响，破坏了原有地表结构，削弱了地表抗风蚀能力，同时提供了水土流失物源。项目区自然条件较为恶劣，荒漠植被一旦遭到破坏，靠自然力量很难恢复。

6.1.2.6 对和布克赛尔江格尔国家沙漠公园影响分析

根据《国家沙漠公园管理办法》（林沙发〔2022〕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105_H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240.5m。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（施工作业带的设置尽量选择远离沙漠公园一侧）、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。

6.1.3 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。

运营期影响主要集中在站场内，运营期采出水、井下作业废水等均不外排，落地油、含油污泥、废机油妥善处置；同时加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。因此不会对生态敏感区产生明显影响。

6.1.4 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。

6.1.5 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、管线的建设中，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6.1-3。

表 6.1-3 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

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
	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
	物种多样性						
	同一性/分布						

从表6.1-3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。

6.1.6 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105_H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240.5m。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24.403hm²，永久占地面积约1.695hm²，临时占地面积约22.708hm²。占地类型主要为天然牧草地（低覆盖度）、裸土地、采矿用地、公路用地、农村道路、其他草地。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、管沟开挖、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、管线的建设，项目区大量出入中型车辆，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土地平整、管沟开挖、管沟回填等等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②管材等建筑材料的运输、装卸过程，

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) 管道防腐废气

根据工程分析，本项目防腐施工量较小。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8口采油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。运营过程中定期对井场的设备、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
和布克赛尔蒙古自治县	20年	-36℃	43℃	1.5m/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/℃		43
最低环境温度/℃		-36
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。

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

6、预测结果

预测结果见表6.2-5。

表 6.2-5 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	
	预测质量浓度/mg/m ³	占标率/%
10		
25		
50		
75		
100		
125		
150		
175		
200		
300		
400		
500		
600		
700		
800		
900		
1000		
1100		
1200		
1300		
1400		
1500		
1600		
1700		
1800		
1900		
2000		
2500		
3000		
3500		
4000		
4500		
5000		
下风向最大质量浓度及占标率		
D10%最远距离/m	0	0

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；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。

8、废气污染源核算

本项目运营期大气污染物排放量见表6.2-6。

表 6.2-6 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 ³	
1	油区 001	8 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 ³	0.299

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排放量约为0.299t/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、施工人员生活废水及清管废水。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；清管废水经污水罐收集后，由罐车拉运至百联站，依托百联站采出水处理系统处理达标后回用于生产。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。

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。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。

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

本项目管线敷设埋深为-1.9m，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。

(4) 清管废水对地下水环境影响

本项目拟对2号站集油支线进行更换，其现有管道报废，原油管道清管采用蒸汽热洗（120℃~180℃）2次，管线长度400m，根据管线的规格和长度，项目产生清管废水量为7m³，清管废水经污水罐收集后，由罐车拉运至百联站，依托百联站采出水处理系统处理达标后回用于生产，不外排，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) 水文地质概况

根据项目所在区域已有水井资料，本项目所在区域埋藏有2种类型地下水，自上而下为第四系松散岩类孔隙水和白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水。该区目前无居民点，地下水基本不开采，已有水井均为新疆油田公司所钻水井，主要用于工业生产。评价区域水文地质柱状图见图6.4-1，水文地质剖面图见图6.4-2。

根据评价区域现有探坑水文资料，地下水由东北向西南方向玛纳斯湖流动；白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水由东北向西南方向的玛纳斯湖流动。实测地下水流速为0.006m/d（平均），地下水流速缓慢。地下水潜水等水位线分布情况见图6.4-3。

(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（J₁₊₂）上侏罗统（J₃）和下白垩统（K₁）等地层。

由于断块的升降活动，导致克上组内部在S₁沉积前大面积遭受剥蚀，造成S₂、S₃部分及部分S₄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S₁、S₃、S₄、S₅共4个砂层组，可划分为8个小层S₁、S₃²、S₄¹、S₅¹⁻¹、S₅¹⁻²、S₅²⁻¹、S₅²⁻²，主力层为S₅；下盘发育为S₁、S₂、S₃、S₄、S₅、R₅共6个砂层组，地层发育完整，平均沉积厚度275m。

(3) 地下水类型、含水层及富水特征

①第四系松散岩类孔隙水

在玛湖地区，第四系松散沉积物广泛分布，含水层为一套冲积、湖积沉积的结构，岩性均为砂。据收集资料显示，单井涌水量一般为 $303\text{m}^3/\text{d}\sim 439\text{m}^3/\text{d}$ ，矿化度 $1.87\text{g/L}\sim 5.08\text{g/L}$ ，水化学类型主要为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Mg}$ 型水和 $\text{SO}_4\text{-Mg}$ 型水。

根据现有水井水文地质柱状图可以看出，第四系厚度为 29-54m 不等，包气带岩性以石英长石为主偶见砾石，粒径约为 2cm~5cm，颗粒由北向南方向变细，到玛纳斯湖北岸变为细砂，通过渗水试验得出渗透速度由北向南逐渐变小。

②白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水

通过对白垩系地层岩性、沉积特征的分析研究，说明中生代地层是在潮湿气候的泻湖、湖泊环境条件下形成的。新生代开始，区域地壳上升，白垩纪地层接受风化、剥蚀，湖泊相水便在白垩系碎屑岩层的层状裂隙孔隙中残留下来，即形成了区域地下水。与此同时，山区降水入渗形成的基岩裂隙水和地表水，在漫长的地质历史时期，通过侧向流入和渗漏补给储存在白垩纪的层中，构成地下水的含水层。

单井涌水量一般为 $302\text{m}^3/\text{d}\sim 439\text{m}^3/\text{d}$ ，矿化度 $3\text{g}\sim 6\text{g}$ ，为半咸水，水化学类型主要为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 型水。

根据现有水井的水文地质柱状图可以看出，第四系以下无第三系地层分布，第四系地层之下为白垩系地层，岩性由上至下为砂砾石、粉砂、砂岩、泥岩交替出现。区域内白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水埋深为 99-164m，土壤渗透系数为 $0.729\text{-}0.933\text{m/d}$ ，平均按 0.861m/d 计。白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水平均流速为 0.006m/d ，流速缓慢，埋深均在 99m 以下。

(4) 地下水补给、径流、排泄条件

评价区位于准噶尔西北边缘，地下水在山区以基岩裂隙水和大气降水补给为主，平原区补给来源主要由北部白杨河、大布渡河渗漏以及冲洪积平原地下水侧向径流补给，评价区南部玛纳斯湖一带还接受玛纳斯河冲洪积平原地下水侧向径流补给以及玛纳斯湖的渗漏补给，除上述补给源外，暴雨洪流也为其补给方式之一。评价区内的白垩系地层为一套粗、细粒相间岩层，均以平缓的单斜构造向南东方向倾斜，与河流的流向趋于一致。岩层像河流上游翘起，受切割的岩层易接受河水的渗入补给，并顺岩层倾斜方向逐渐形成承压自流水。评价区内地下水总体径流方向由西北、西南向东南进行径流，在冲洪积平原区地下水径流速度较快，至下游湖泊地带变缓

慢；潜水的径流强度比深部地下承压水的径流强度要大。由于气候干燥，浅层的地下水由水平运动转化为垂直运动，大量的消耗、蒸发排泄，同时乌尔禾一带农业灌溉人工开采也为地下水排泄方式之一。区域水文地质图见图6.4-6。

(5) 地下水运动规律

由于地下水的形成是受地形地貌、地层岩性、埋藏条件以及径流条件等诸多因素的影响或控制。由北部山区、谷底到南部的冲洪积-湖积，地下水化学类型以及矿化度在水平和垂直方向上均存在一定的变化。

(6) 地下水开发利用现状

评价区山区山势低矮，地形切割微弱，降水量不大，裂隙水交替作用缓慢，地下水水质较差，矿化度在3-10g/l，水化学类型为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}\cdot\text{Na}\cdot\text{Ca}$ 型。在白杨河河谷区，气候干燥，地下水主要接受北部的白杨河、大布渡河倾斜平原地下水侧向径流补给，含水层渗透性好，地下水类型主要为 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Mg}\cdot\text{Na}$ 型，地下水水质较好，矿化度小于1g/L；评价区内下伏的白垩系承压水，可能受含油地层的影响，矿化度有所增加，达到1-3g/L，地下水类型过渡到 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Na}$ ，如孔S15。向东南至小艾里克湖一带，地下水矿化度进一步增大，矿化度达3-10g/l在白杨河三角洲，在其扇顶的百口泉一带，地下水水质较好，矿化度矿化度小于1g/L，水化学类型为 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Mg}$ 型。而在扇缘地带，潜水矿化度则增加至1-3g/L，水化学类型为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}\cdot\text{Mg}\cdot\text{Ca}$ 型。在这一地区的第三系、白垩系列些孔隙水是潜伏于松散岩类孔隙水之下，在扇顶部水质较好，如S14矿化度为0.39g/L，属 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Na}\cdot\text{Mg}$ 型，在扇缘地带较差，如艾里克湖的S21孔，矿化度在6g/L左右，水化学类型为 $\text{Cl}\cdot\text{Na}$ 型。在评价区东南艾里克湖一带，地下水水质进一步变差，无论是上覆第四系潜水还是下伏层间承压水，均为高矿化度的 $\text{Cl}\cdot\text{Na}$ 型盐水，矿化度多大于10g/L。

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。

(7) 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157井、2号站集油支线更换处分别布设1个监测点，并在油田生产设施占地范围外设置1个背景点，共布设5个监测点，进行包气带污染现状监测。

表 6.4-2 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#			0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3.0m 处各取 1 组土样进行浸溶试验, 并分析浸溶液成分	

②监测时间、频次及方法

监测时间为2023年11月12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6.4-3。

表 6.4-3 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
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

分析项目	分析方法	方法依据	检出限
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6.4-4。从结果可以看出六价铬、石油类、挥发酚、铅、铜、砷、镉、汞均为检出，各监测点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 6.4-4 包气带监测结果

监测项目	监测点位及结果							单位
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指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）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15-20mg/L，含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ ，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中V级水质标准要求。

项目区域主要埋藏着第四系松散岩类孔隙水及白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水。第四系松散岩类孔隙水含水层厚度在20-65m之间；白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水含水层厚度在241-299m之间。回注井有限选择报废的老井，本油田井深在2000-4900m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，地表干燥，落地原油主要污染表层土壤。由于土壤对石油分子的吸附作用，土壤中石油类污染物大多集中在0~20cm的表层，最大下渗一般不会超过1m。油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水淋滤作用，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1-2天才能得以控制。据类比资料显示，井喷污染范围在半径300m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

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

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。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。所以原油泄漏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

泄漏事故会产生浅部隐蔽性污染源，导致油品泄漏下渗，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8口采油井，均采用密闭集输。因此本次事

故预测单井管线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油井套管破损发生泄漏对地下水产生的影响进行预测。

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，m³/d；

L——管道长度，km；本次选取最大管径 DN150 集输管线 3.798km 进行预测；

α ——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；

β ——调整系数，针对不同压力管道单位渗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——单位渗漏量，L/min·km或L/d·km，不同材质有压管道和无压管道的单位渗漏量分别见F.3.1和F.3.2，渠道或管渠渗漏量见F.3.3。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14.364m³/d，根据百口泉采油厂应急预案，发生事故，一般30min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30min内管线泄漏量为0.299m³，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64.5%，原油平均密度为0.8594g/cm³，则管线原油泄漏量约为0.09t。

(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，本项目取 30.5m；

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 ；

π ——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	数据来源
	污染物		
	泄漏量 (kg)		
u	水流速度		
n_e	有效孔隙度		
D_L	纵向弥散系数		
D_T	横向弥散系数		

(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)
石油类	100	19.6	340	286	18.6	1336.92

	1000	59	2716	2258	54	133.69
	3650	114.9	8575	6911	105.9	36.63

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《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准中石油类限值（0.05mg/L）的影响范围至340m²，超标范围至286m²，最大运移距离为19.6m，下游最大浓度为1336.92mg/L；原油泄漏1000d后，污染物超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准中石油类限值（0.05mg/L）的影响范围至2716m²，超标范围至2258m²，污染晕最大运移距离为59m，下游最大浓度为133.69mg/L；原油泄漏3650d后，污染物超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准中石油类限值（0.05mg/L）的影响范围至114.9m²，超标范围至8575m²，污染晕最大运移距离为114.9m，下游最大浓度为36.63mg/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。

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指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中V级水质标准后回注油藏。
- （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
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。

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	低速行驶、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

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。

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；施工土方以及拆除管线。

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8.98万m³，全部回填，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。

本次需对玛2井区2号站集油支线进行更换，旧管线需要拆除，原管线长度为400m，重量约为7.99kg/m，拆除的管道总重量约为3.2t。经吹扫、蒸汽清洗后的管道属于一般工业固体废物，送至百口泉物资管理站集中管理处置。

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含油污泥及落地油。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

固体废物名称	产生量	废物类别	行业来源	废物代码	排放量	危险特性
--------	-----	------	------	------	-----	------

含油污泥	271.37t/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	0.8t/a			900-214-08	0	T/I
废机油	0.4t/次			900-249-08	0	T/I
废防渗膜	2t/a			/	0	/
废压裂液	1225.68m ³ /次	/				

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。

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。井下作业及修井过程中产生的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350m³，已严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的要求，设置警示标志，暂存场底部防渗层的渗透系数小于1.0×10⁻¹⁰cm/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，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 退役期固体废物影响分析

油井退役后地面设施拆除、经常清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣，对这些废弃管线、残渣将进行集中清理收集后外运。

6.6.4 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，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤的有机质将下降30%-40%，土壤养分将下降30%-50%，其中全氮下降43%左右，磷素下降40%，钾素下降43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土，管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。

(2) 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

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；施工废料集中收集后运送至乌尔禾区建筑垃圾填埋场填埋处理；拆除的管线经吹扫、蒸汽清洗后送至百口泉物资管理站集中管理处置。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。

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，泄漏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。到达潜水层后，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30min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290mm，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，m²/d；

q-渗透速率，m/d；

z-沿z轴的距离，m；

t-时间，d；

θ-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1cm、

20cm、60cm、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	θ_r	θ_s	Alpha(cm^{-1})	N	Ks(cm/d)	I
砂土	0.045	0.43	0.145	2.68	712.8	0.5

⑤预测结果

根据预测结果，N1观测点在0.001d开始检出，N2观测点在1d开始检出，N3观测点在38d开始检出，N4观测点在200d开始检出，N5观测点在1125d开始检出，N6观测点在2342d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。

通过模型预测，得到非正常状况泄漏后土壤水污染物浓度迁移情况，将其转换为土壤单位质量的污染物质量浓度进行评价，第10d、100d、500d、1000d和3650d的土壤中污染物石油类浓度运移情况计算结果如图6.7-5所示。

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				
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，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。

6.8 环境风险评价

根据2.5.6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玛101井区、夏72井区、玛49井区、玛7井区、玛2井区，行政区隶属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，根据调研，项目所在地和布克赛尔蒙古自治县属于自治区水土流失重点预防区；项目占地范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、文物古迹等特殊敏感目标，本次建

设的玛105_H井单井管线评价范围涉及新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园。因此本项目生态环境保护目标为水土流失重点治理区以及新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园。

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℃ 沸点：300~325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限 1.1~6.4%(v) 自然燃点 380~530℃	属于高闪点液体
2	天然气	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	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℃	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。

(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。

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，分析工程的危险特性，主要包括以下几方面的内容：

(1) 火灾危险性

当原油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。

(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中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

根据类比调查结果可知，原油泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层20cm以上深度内积聚）。

（2）对植被的影响

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11.9m，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，原油落地侵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。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。

(5) 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。

6.8.5.2 井喷防范措施

防止井喷的主要措施是安装防喷器和井控装置，同时采用随时调整泥浆密度，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。

(1) 井下作业之前，在经常周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

(2) 起下钻时，当发现井内液体流出，而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流体流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突然发生井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板。如果不下过钻铤，则可用万能防喷器关井。当钻头从井眼中起出后发现井内液体流出时，要立即关闭全封闭闸板。

(3) 每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

6.8.5.3 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) 对于突发性管道断裂事故，应立即启动应急预案，采取减少管道原油、伴生气外泄和防止干线凝管的应急措施，防止事故扩大和次生灾害。

6.8.5.4 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对计量站内阀门两端法兰、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。

6.8.5.5 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，应尽量避免防止泄漏石油移动。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》并在生态环保部门备案（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主要为井场、

集输管线。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。

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8口采油井均为评价井转产能井，且在试油期时已安装井场设备，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，本项目新建管线总长度为20.927km，更换管线长度为400m。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，本项目单井出油管线施工作业带宽度为6m，集输管线施工作业带宽度为8m。

(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 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,尤其是固沙植物梭梭。

(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%,梭梭主要分布在单井管线两侧临时占地100m范围内,项目建设不会对梭梭种群数量产生大的影响。梭梭是典型的荒漠植物及优良固沙植物,施工过程中应对其进行避让,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) 项目施工前对临时占用区域进行表土剥离,用于后期进行表土回覆,为植被恢复提供土壤条件。

(7) 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。

7.1.1.4 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。

7.1.1.5 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Ⅱ₂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。由于受到区域土壤、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

①管线施工时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。

②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。

③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。

④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。

⑤为减少风沙危害，线路走向应尽量与地形走向一致，尽量绕开植被，并在垄间通过。与道路纵向一致的管道建设，恢复后的地面应低于路面，并置于道路背风一侧。

⑥施工结束后，做好施工基地的恢复工作，应结合地形修整成一定形状，与周围环境相协调，井场区域及道路两侧采用砂砾石铺垫，防止风蚀现象发生。

(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展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。

7.1.1.6 防沙治沙措施

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）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。

(8) 根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》(2015.3), 本项目属于非沙化土地, 本项目属于非沙化区, 在施工过程中, 加强对占地区域砾幕层的保护, 砾幕层恢复采用先收集——临时存放——施工结束后再覆盖——洒水的方式。禁止人为破坏项目区以外的植被。不得随意碾压项目区内其它植被。井场、站场位置应根据场地周边植被分布情况, 在满足设计要求的前提下进行适当的调整, 以减少占地。

7.1.1.7 和布克赛尔江格尔国家沙漠公园保护措施

本项目玛105_H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240.5m。项目建设活动不会进入沙漠公园内, 符合沙漠公园相关文件要求。项目需采取的保护措施为:

①严格按照《国家沙漠公园管理办法》(林沙发〔2022〕104号)文件规定执行。除国家另有规定外, 在国家沙漠公园范围内禁止下列行为: (一)开展房地产、高尔夫球场、大型楼堂馆所、工业开发、农业开发等建设项目; (二)直接排放或者堆放未经处理或者超标准的生活污水、废水、废渣、废物及其他污染物; (三)其他破坏或者有损荒漠生态系统功能的活动。

②项目施工场地邻近沙漠公园段, 采取彩条旗限行, 防止施工人员误入沙漠公园造成破坏。

③靠近沙漠公园地带土方堆存过程中使用防尘网苫盖, 并定期进行洒水抑尘。

④管线路由靠近沙漠公园管段采用小型机械, 必要时需人工开挖的方式减少施工作业带宽度。

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。

清管废水经污水罐收集后，由罐车拉运至百联站，依托百联站采出水处理系统处理达标后回用于生产。

(2) 生活污水及清管废水依托措施可行性分析

根据工程分析，施工期生活污水量约为288m³，生活污水交由乌尔禾区生活污水处理厂处理。该污水处理厂于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；2018年实施了污水处理厂体表改造工程，污水厂占地25600m²，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6000m³/d，预留远期6000m³/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4000m³/d，富余处理量为2000m³/d。本项目施工期生活污水产生量较小，乌尔禾生活污水处理厂富裕处理量可满足本项目施工期处理需求。

根据工程分析，清管废水产生量约为7m³，清管废水拉运至百口泉注输联合站采出水处理系统处理。注输联合站稀油污水处理系统1998年建成投产，2012年对其进行改造，污水系统设计规模8000m³/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。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。处理后的采出净化水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中V级水质标准要求后回注生产。目前实际处理量为6000m³/d，富裕处理量为2000m³/d，本项目施工期清管废水产生量较小，可满足处理需求。

(3) 施工期废水污染防治措施要求

①施工期期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理

暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境；

②评价要求旧管道清管废水不得就地排放，采用罐车收集后拉运至百联站污水处理系统处理后用于油田回注；

③加强施工机械维护，严禁在施工现场清洗施工器具、机械等，防止施工机械漏油，若有漏油现象应及时收集，并用专门容器盛装后统一处理。

（4）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。

（5）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、施工废料及拆除的管线。

（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。

（4）原管线内的原油进系统，吹扫过程中防止原油滴漏。

（5）经热洗、吹扫等处理后拆除的旧管线属于一般工业固废，送至百口泉物资管理站集中管理处置。

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) 压裂返排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与完善;

(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；落地污油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。

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指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中V级水质标准后回注油藏。

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《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中规定，本项目地下水污染防渗区分区判定情况见表7.2-1。

本工程污染物类型主要为石油类，属于“持久性有机污染物”，工程所在区域岩性为含砾细砂，防污性能属弱。发生污染主要为管线采出液的泄漏，容易发现。

表7.2-1 井场地下水污染防渗区分区判定情况表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求	本工程防渗分区
重点防渗区	强	难	重金属，持久性有机污染物	等效黏土防渗层Mb≥6.0m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s； 或参照GB18598执行	/
	中-强	难			
	弱	易			
一般防渗区	强	易-难	其他类型	等效黏土防渗层Mb≥1.5m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s； 或参照GB16889执行	采油井场
	中-强	难			
	中	易	重金属，持久性有机污染物		
	弱	易			
简单防渗区	中-强	易	其他类型	一般地面硬化	其他区域

井场应达到一般防渗区（等效黏土防渗层Mb≥1.5m，K≤1×10⁻⁷cm/s；或参照GB16889执行）。井下作业防渗措施为铺设防渗膜。一般防渗区为井口区域，约96m²，简单防渗区为除井口外的井场区域约1100m²。

(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。

(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)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》(SYI7300-2016)、《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》

(GB18597-2023)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》(H2025-2012)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) 定期派人检查井站场，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，应尽量减少防止泄漏石油移动。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，发生事故泄露时对经常及其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8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20.927km，跟换集油支线400m，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

单井出油管线施工作业带宽度控制在6m范围内，集输管线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植被恢复。

8 温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），分析项目温室气体排放源和气体种类，并提出针对性的控制措施与管理要求，减少温室气体排放。

8.1 温室气体排放量核算

8.1.1 项目温室气体排放类别和气体种类

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，中国石油天然气生产企业核算排放源类别和气体种类包括7类：①燃料燃烧 CO₂ 排放；②火炬燃烧排放 CO₂ 和 CH₄；③工业放空排放 CO₂ 和 CH₄；④CH₄ 逃逸排放；⑤CH₄ 回收利用量；⑥CO₂ 回收利用量；⑦净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

根据本项目主要建设内容，项目施工期主要为地面工程建设，施工设备用电依托区内现有电力设施，项目所在区域电力设施较为完善，柴油发电机仅作为备用，项目施工期较短，且施工期为暂时的，因此本次不对施工期进行核算。项目运营期主要为油气开采、输送及处理，运营期不涉及燃料燃烧，对照《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，运营期涉及的温室气体排放类别和气体种类为油气集输过程中 CH₄ 逃逸排放和净购入电力隐含的 CO₂ 排放。

8.1.2 核算方法和源强

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，温室气体（GHG）排放总量等于化石燃料燃烧 CO₂ 排放量，加上火炬燃烧排放量，加上各个业务环节的工艺防控排放和逃逸排放之和（其中非 CO₂ 气体应按全球增温趋势，即 GWP 值，折算成 CO₂ 当量），减去企业的 CH₄ 和 CO₂ 回收利用量，再加上企业净购入电力和净购入热力的隐含 CO₂ 排放量，公式如下：

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

式中：

E_{GHG} 为企业温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{CO_2_{\text{燃烧}}}$ 为企业由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{GHG_{\text{火炬}}}$ 为企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG_{\text{工艺}}}$ 为企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG_{\text{逃逸}}}$ 为企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

s 为企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH_4_{\text{回收}}}$ 为企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} 为 CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势（GWP）值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21；

$R_{CO_2_{\text{回收}}}$ 为企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2_{\text{净电}}}$ 为企业净购入电力隐含的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2_{\text{净热}}}$ 为企业净购入热力隐含的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 。

根据本项目情况，项目主要涉及 CH_4 逃逸排放和净购入电力隐含的 CO_2 排放，具体核算方法如下：

（1） CH_4 逃逸排放

① 油气开采业务 CH_4 逃逸排放

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

式中：

$E_{CH_4_{\text{开采逃逸}}}$ 为原油开采或他天然气开采中所有设备类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

j 为不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ 为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个，项目取 8 个；

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

吨 CH₄/（年·个），项目井口装置取值为 0.23；

Num_{gas, j} 为天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个，项目取 0；

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

经计算，E_{CH₄_开采逃逸} = 1.84 吨 CH₄，折 38.64 吨 CO₂，即本项目石油开采 CH₄ 逃逸排放 CO₂ 为 38.64 吨。

② 油气储运业务 CH₄ 逃逸排放

$$E_{CH_4_油输逃逸} = Q_{oil} \times EF_{CH_4_油输逃逸}$$

式中：

E_{CH₄_油输逃逸} 为原油输送过程中产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

Q_{oil} 为原油输送量，单位为亿吨，本项目取 2.99×10⁻⁴ 亿吨；

EF_{CH₄_油输逃逸} 为原油输送 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/亿吨原油，原油输送管道取值 753.29。

经计算 E_{CH₄_油输逃逸} = 0.225 吨 CH₄，折 4.725 吨 CO₂，即原油输送 CH₄ 逃逸排放 CO₂ 为 4.725 吨。

（2）净购入电力隐含的排放

$$E_{CO_2_净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

E_{CO₂_净电} 为企业净购入的电力消费引起的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

AD_{电力} 为企业净购入的电力消费，单位为 MWh，项目取 252.5；

EF_{电力} 为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh，电力排放因子按照 2024 年 4 月 12 日生态环境部、国家统计局发布了《2021 年电力二氧化碳排放因子》（公告 2024 年第 12 号）中表 3 新疆电力平均排放因子：0.6577kgCO₂/kWh，即 0.6577tCO₂/MWh。

经计算，E_{CO₂_净电} = 166 吨 CO₂。

综上，本项目温室气体（GHG）排放总量为：

E_{GHG} = E_{CH₄_开采逃逸} + E_{CH₄_油输逃逸} + E_{CO₂_净电} = 38.64 + 4.725 + 166 = 209.365 吨，即本项目温

室气体（GHG）排放总量为209.365吨。

8.2 温室气体控制措施

8.2.1 工艺技术控制措施

本项目井场采用无人值守井场，井场配套相关物联网数据采集与监控系统设计。抽油机设备厂家自带一体化物联网电控柜，电控柜内含三相电参模块等。新建井口压力仪表等参数接入RTU数据采集系统，数据上传至百口泉采油厂已建数据采集与监控系统集中监视、管理，实现全自动过程。运行过程中定期组织人员进行LDAR检测，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。

8.2.2 节能降耗控制措施

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因素电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因素达0.95以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因素补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）选用节能型干式变压器，能效等级为I级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（4）各种电力设备均选用能效等级为I级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

（5）负载变化较大的泵类采用变频器调速控制，进一步降低能耗。

8.2.3 油气输送措施

项目开采采用密闭集输管道输送，减少井场储油罐及罐车拉运过程中产生的温室气体排放。

8.3 温室气体管理措施

建设单位应建立碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能

源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节详细的规定，尽可能从管理上做到各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

8.4 温室气体评价结论与建议

8.4.1 温室气体排放结论

项目实施后，在工艺技术、节能降耗、运输、管理等方面均采取了较完善的温室气体控制措施，有利于减少温室气体排放。

8.4.2 温室气体排放建议

(1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期进行 LDAR 检测，并定期开展能源与碳排放管理培训，提升管理水平；

(2) 积极开展源头控制，优化选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消耗量；

(3) 积极开展碳捕获，利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

9 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。

9.1 社会效益和经济效益

9.1.1 经济效益分析

本次地面工程总投资3232.70万元，环保投资506.8万元，占总投资的15.68%。经过建设项目投资估算分析，在经济上可行。

9.1.2 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。

9.2 环境经济损益分析

9.2.1 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。

本项目在建设过程中，由于需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指

由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性及地表植被初级生产力下降等造成的环境经济损失。

本项目将扰动、影响荒漠生态景观，虽然该区域生态有效利用率低，但有着重要的生态学意义，对防风固沙有着重要的作用。根据《新疆维吾尔自治区生态损失研究》估算，新疆幻魔林生态功能的经济价值平均为 50×10^4 元/ km^2 ~ 60×10^4 元/ km^2 ，根据项目永久占地面积 0.01695km^2 ，计算得出生态经济损失预计1.107万元。结合本项目区域植被分布情况，其植被生态经济损失还将小于该预计值。

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。

9.2.2 环保投资估算

总投资3232.7万元，环保投资506.8万元，占总投资的15.68%。具体见表9.2-1。

表9.2-1 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		
	危险废物清运		
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		
	施工机械使用合格油品，加强施工机械维护		
噪声	高噪声设备设置隔声罩，基础减震等		
风险措施	灭火器		
生态措施	工程临时、永久占地经济补偿		
	场地平整		
	水土保持		
环境管理	环境影响评价及验收		
	水土保持评级及验收		
合计			

9.2.2 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，采油井场配套相关物联网数据采集与监控系统设计。抽油机设备厂家自带一体化物联网电控柜，电控柜内含三相电参模块等。新建井口压力仪表等参数接入RTU数据采集系统，数据上传至百口泉采油厂已建数据采集与监控系统集中监视、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。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42253.52m³/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元/m³进行计算，产生的经济效益为84507.04元/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。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，部分用于回注油藏。

(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。

9.3 环境经济损益分析结论

本项目的环保投资共计506.8万元，占总投资的15.68%，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。

10 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。

10.1 环境管理机构及环境管理制度

10.1.1 环境管理机构

百口泉采油厂设置厂长办公室、计划经营科、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。

10.1.2 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建立了健康、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。

10.2 环境管理

10.2.1 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。

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。

10.2.2 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10.2-1。

表10.2-1 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，应尽量避免植被较丰富的区域，减小对植被的破坏，尤其是固沙植物梭梭。梭梭是典型的荒漠植物及优良固沙植物，施工过程中应对其进行避让，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			

10.2.3 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。

(5) 加强风险管理。由于本项目在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

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10.2-2。

表10.2-2 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	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。			
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	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，部分用于回注油藏。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			

10.2.4 退役期环境管理

本项目在退役期的环境管理内容见表 10.2-3。

表10.2-3 退役期的环境保护

序	影响因素	环保措施	实施	实施	监督单位
---	------	------	----	----	------

号			单位	时间	
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	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			

10.2.5 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 10.2-4。

表10.2-4 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 ³ ）
废水	采出水	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指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中V级标准限值
	井下作业废水	井场			
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
地下水		井场		井场防渗：井口	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB16889 执行
固废	油泥（砂）	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》（GB18597-2023）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。
	落地油				
	废防渗膜			进入百联站原油处理系统处理	/
	废机油				
	压裂返排液	井场		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	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

项目	污染源	产生位置	污染因子	治理要求	验收标准
				用于回注油藏	
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、管线沿线植被恢复情况
	防沙治沙	井场、管线		保护地表砾幕层	预防土地沙化，治理沙化土地，维护生态安全
环境风险	根据本项目情况，补充更新百口泉采油厂环境风险事故应急源				
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				

10.3 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）》（HJ1209-2021）本项目环境监测计划见表 10.3-1。

表10.3-1 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	
	设备与管线组件密封点	无组织	1次/半年	泵、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备	泄漏检测值			/
			1次/年	法兰及其他连接件、其他密封设备	泄漏检测值			/
	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	地下	1次/半年	项目区上	初次监测：GB/T14848 表 1	GB/T14848-2017			

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
质量现状	水		游、项目区、项目区下游边界	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 ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬。	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		
生态环境		1次/年	井场及管线周围	生态恢复情况			
		1次/年	井场周边（风蚀监测小区）	水土流失量变化情况			
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						

10.4 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10.4-1。

表10.4-1 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 ³		标准名称	浓度mg/m ³
废气	井场	非甲烷总烃	0.299	/	采用密闭管输方式，加强日常运行管理	《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	217.04t/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指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	
	采出水		42145	/			
固体废物	压裂返排液		1225.68t/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	
	含油污泥		271.37	/	委托危废处置单位回收处理	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）	
	落地油		0.8	/	作业单位100%回收，委托危废处置单位回收处理		
	废防渗膜		2t/次	/	委托危废处置单位回收处理		
	废机油		0.4t/次	/	进入百联站原油处理系统处理	/	
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）				
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	

10.5 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10.5-1。

表10.5-1 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。

10.6 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》（生态环境部令第37号）、《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）、《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）、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162号）要求，项目正式投产或运营后，每3~5年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油开采建设项目可按照开发区整体开展环境影响后评价工作。建设单位是开展环境影响后评价工作的责任主体，应当在建设项目正式投产或运营后3~5年，依据标准规范和相关要求组织开展环境影响后评价工作，编制环境影响后评价文件，报生态环境部门备案，并对环境影响后评价结论负责；落实补救方案、改进措施；接受生态环境部门的监督检查；依法公开环境影响后评价文件，接受社会监督。

因此，项目正式投产或运营后，可纳入中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂整体开展环境影响后评价工作。

10.7 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

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。

10.7.1 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。

10.7.2 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。

10.7.3 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。

10.7.4 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。

10.7.5 自行监测信息公开

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）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。

10.7.6 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。

11 结论

11.1 建设项目概况

本项目建设地点位于玛101井区、夏72井区、玛49井区、玛7井区、玛2井区。行政上隶属于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。

本项目主要建设内容为：部署8口采油井（均为评价井转产能井），新建产能 $2.99 \times 10^4 \text{t/a}$ ，新建单井出油管线756m，新建集输管线20.171km，新建计量站1座，更换集油支线400m，配套供配电、自动控制、通信、消防、防腐等工程。

本次地面工程总投资3232.70万元，环保投资506.8万元，占总投资的15.68%。

11.2 环境现状评价结论

11.2.1 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、白梭梭，无保护动物。

11.2.2 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^3 。硫化氢符合《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D其他污染物空气质量浓度参考限制 $10 \mu\text{g/m}^3$ ，评价区域环境空气质量较好。

11.2.3 水环境现状

各地下水监测井中总硬度、硫酸盐、氟化物、氯化物均有不同程度超标，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准中石油类限值。总硬度、硫酸盐、氟

化物、氯化物超标原因主要是天然背景值较高。

11.2.4 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。

11.2.5 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。

11.3 环境影响评价结论

11.3.1 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24.403hm²，永久占地面积1.695hm²，临时占地面积22.708hm²，占地类型主要为天然牧草地（低覆盖度）、裸土地、采矿用地、公路用地、农村道路、其他草地。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。

11.3.2 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、管线施工焊接烟气及防腐废气。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0.299t/a。

根据预测结果可知，单井井场无组织挥发的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。

11.3.3 水环境影响分析

项目施工期废水主要为管道试压废水、施工人员生活废水及清管废水。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；清管废水经污水罐收集后，由罐车拉运至百联站，依托百联站采出水处理系统处理达标后回用于生产。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指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中V级水质标准后用于回注油藏。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。

11.3.4 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。

11.3.5 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、施工土方以及拆除管线。

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；拆除管线清运至百口泉物资管理站集中管理处置。

运营期固废主要为废压裂液、含油污泥、落地原油、废机油及废防渗膜。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。含油污泥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。设备检修维护产生的废机油进入百口泉注输联合站原油处理系统处理。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。

11.3.6 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。

11.3.7 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。

11.4 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），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。

11.5 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（2024年本）》中国家鼓励发展的产业，工程建设符合国家的相关政策。

11.6 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。

11.7 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。

11.8 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) 运营期对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。