

玛中油田玛中4井区白碱滩组油藏整体开发 部署工程环境影响报告书

中国石油新疆油田分公司开发公司部

2025年1月

1 概述

1.1 建设项目特点

新疆油田公司百口泉采油厂位于准噶尔盆地西北缘，成立于 1979 年 6 月 10 日，距克拉玛依市东北 70 公里。管辖百口泉油田、玛湖油田两个油田。

玛中 4 井区位于玛纳斯湖西南部区域，井区西南侧紧邻玛湖 1 井区，构造上位于准噶尔盆地中央坳陷玛湖凹陷玛中平台区，行政隶属塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。玛中 4 井区勘探始于 2016 年，2017 年 6 月首次开展试油作业，在三叠系白碱滩组 3617.5m~3565.0m 井段试油，2.5mm 油嘴自喷日产油 25.10t，从而发现了三叠系白碱滩组油藏；2019 年，对玛中 4 井区进行深入勘探，成果表明在三叠系白碱滩组见良好油气显示；2020 年至今，针对该区三叠系白碱滩组开展地层精细对比划分、构造精细解释、沉积储层特征、有利储层预测、成藏规律等方面的系统研究，结果表明玛中 4 井区具有较好的油气开发潜力。

截止目前，玛中油田玛中 4 井区共有生产井共 17 口，计量站 2 座（1 号计量站、2 号计量站），玛中 4 集中拉油站 1 座；集输管线 15.4km。玛中油田玛中 4 井区有完善的油气集输管网系统，其中 6 口采油井采用单井拉油→转油站→处理站的二级布站集输工艺；11 口采油井采用单井→计量站→拉油站→转油站→处理站的三级布站集输工艺。

为加大玛中油田玛中 4 井区白碱滩组油藏的动用程度，中国石油新疆油田分公司开发公司部在玛中油田玛中 4 井区部署：①部署采油井 14 口（MZD40007、MZD40008、MZD40009、MZHW4006、MZHW4007、MZ40010、MZD40011、MZD40012、MZ40013、MZD40014、MZD40015、MZHW4003、MZHW4004、MZHW4005）；②新建标准化采油井场 14 座；③新建计量站 2 座（3 号计量站、4 号计量站），新建混输站 1 座，扩建 1 号计量站；④新建单井集输管线 16.2km（包括 14 口新钻采油井和 4 口老井进站管线），新建集油支线 4.8km，新建集输干线 35km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。工程建成后，新建产能为 $8.34 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

本工程建设性质为改扩建，属于老区块开发。工程建设对于满足油田开发需要、保障油田的可持续发展，提高油田整体效益具有十分重要的意义。

1.2 环境影响评价过程

本工程属于油气开采项目，位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，所有工程均呈点线状分布在已开发油田范围内，为老区块改扩建项目。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》，项目所在区域属于天山北坡诸小河流域重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法》《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），本工程属于分类管理名录“五石油和天然气开采业 07 陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。根据《关于印发《新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价文件分级审批目录（2023 年本）》的通知》（新环环评发〔2023〕91 号），将涉及水土流失重点预防区和重点治理区、沙化土地封禁保护区两类环境敏感区的（含内部集输管线建设）的老区块陆地石油天然气建设项目下放至地（州、市）生态环境主管部门。根据现场调查及相关资料，本工程涉及天山北坡诸小河流域重点治理区，属于下放审批的范畴，所以本工程审批权限在塔城地区生态环境局。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》，2024 年 11 月 25 日，中国石油新疆油田分公司开发公司部委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本工程的环境影响评价工作（委托书见附件 1）。

天合公司接受委托后，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，最后制订工作方案。2024 年 12 月委托新疆钧仪衡环境技术有限公司对本工程区域大气、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，可以作为本工程建设期、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，第一阶段包括资料收集、工程分析和影响识别等工作，第二阶段包括生态环境现状监测、现状调查与评价、环境影响预测与评价等工作，第三阶段包括提出预防或减缓不利影响的环境保护措施、制定环境监测计划、从生态环境影响的角度给出工程建设项目是否可行的结论等工作。环境影响报告书编制阶段见图 1.2-1（环境影响评价工作程序图）。

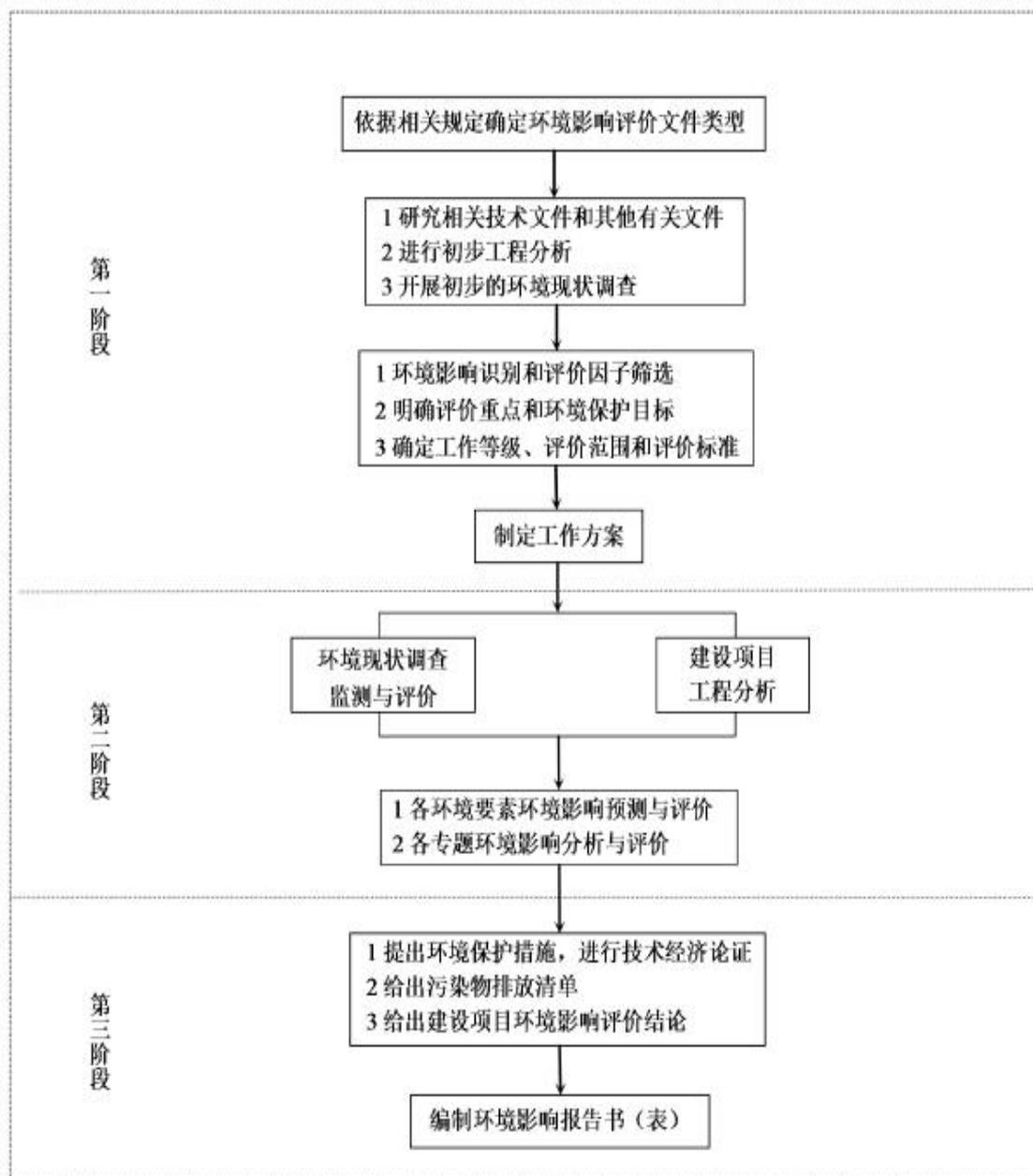


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定结论

本工程属于石油天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，“第一类鼓励类”：“七、石油天然气”中“1. 石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，属鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

(2) 政策、法规符合性分析

本工程属于新疆油田分公司石油天然气开采项目，选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。运营期工艺流程全密闭，废水、固废处置措施得当。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》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《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）等相关政策、法律法规相关要求。

(3) 规划符合性判定结论

本工程属于新疆油田分公司石油天然气开采项目，有助于推进玛中油田玛中 4 井区的油气开发，加大准噶尔盆地油气开发力度。符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》《新疆油田公司“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护十四五规划》相关要求。

本工程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》，属于重点开发区，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。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》。

对照《新疆生态功能区划》，本工程所在区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区（II），准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区（II₂），大拐一小拐农业开发生态功能区（18）。本工程占地较小，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。

(4) 选址合理性分析判定结论

本工程为玛中油田玛中 4 井区滚动开发项目，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》《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，本工程内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内；评价区域内的天山北坡诸小河流域重点治理区，不属于重要生态

敏感区，属于一般区域，符合新疆及塔城地区经济发展规划、环保规划。本工程土地利用类型为盐碱地和沙地。项目区周边范围内无常年地表水体分布，无长期居住人群。

本工程在管线选线、井场、站场占地过程中注意避让项目区植被，尽量减少对植被的生态扰动；本工程运营期废气主要为油井开采过程中排放的无组织挥发的烃类，产生的废气为持续的长期影响，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，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

(5) 三线一单符合性判定结论

本工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县玛中油田玛中 4 井区内，不在拟定的生态红线范围内，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列。

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号）和《关于印发〈塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（塔行发〔2021〕48号）及 2023 年动态更新成果，本工程位于和布克赛尔蒙古自治县一般管控单元 01（环境管控单元编码为 ZH65422630001）。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一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

本工程符合国家和新疆相关法律法规及产业政策，不涉及生态红线，符合新疆经济发展规划、环保规划等，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本工程为石油天然气开采项目，环境影响主要来源于施工期的钻井过程、井场和站场建设、集输管线，以及运营期的采油、井下作业、油气集输等各工艺过程。环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成

的生态影响。根据现状调查，本工程不占用自然保护区、风景名胜区、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。重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；施工过程中产生的扬尘、柴油机燃烧废气、运输车辆尾气、钻井废水、试压废水、生活污水、钻井岩屑、钻井泥浆、施工废料、生活垃圾、废油和含油废弃物等；运营期井场无组织挥发的非甲烷总烃、井下作业废水、采出水、含油污泥、落地油、清管废渣、废润滑油、废防渗膜等对环境产生的影响。

（1）环境空气

本工程施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘、柴油发电机燃烧产生的烟气以及运输车辆尾气对环境空气产生的短期影响；运营期对空气环境的影响主要为油井采油过程中产生的无组织挥发烃类气体排放至大气环境，对其产生的长期影响。

（2）水环境

本工程评价区内无地表水体。施工期钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；本工程生活营地设置防渗生活污水池，生活污水定期拉运至乌尔禾污水处理厂处理；试压废水用作场地降尘用水，不会对水环境产生影响。

本工程运营期在正常情况下，井下作业废水拉运至百口泉注输联合站处理，不外排；油水分离产生的含油污水依托百口泉注输联合站处理达标后回注，不外排，不会对环境产生影响。可能对地下水可能产生的影响主要为井漏、管线泄漏等事故状况下，含油污水渗漏到含水层，对地下水产生污染影响。

（3）声环境

本工程施工期对声环境的影响主要为钻井和地面建设施工机械、车辆运行产生的噪声对周围声环境产生的影响，运营期对声环境的影响主要为井场生产设备运行产生的噪声对周围声环境产生的影响。

（4）土壤环境

施工期钻井、地面工程以及管道建设时对土壤环境的扰动影响。项目建设期和运营期产生的废弃泥浆、落地油、含油污水等污染物在风险事故状况下可能对土壤环境造成污染影响。

(5) 生态环境

本工程井场、站场施工、管道铺设发生的永久和临时占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏。临时占地暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。

(6) 固体废物

本工程施工期产生的固体废物（钻井泥浆、岩屑、弃土、施工废料、生活垃圾、废油、含油废弃物和废纯碱、膨润土、水泥等包装袋）及运营期产生的固体废物（落地油、含油污泥、清管废渣、废润滑油、废防渗膜）对环境的影响。

(7) 环境风险

本工程的施工期环境风险柴油储罐泄露对区域内的大气环境、地下水环境、土壤环境、生态环境具有潜在危害性；运营期主要环境风险是天然气、原油泄漏对区域内的大气环境、地下水环境、土壤环境、生态环境具有潜在危害性。

1.5 环境影响评价主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，“第一类鼓励类”：“七、石油、天然气”中“1. 石油天然气开采”中鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；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》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆油田公司“十四五”发展规划》等要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区，不涉及生态保护红线，项目符合“三线一单”要求；本工程在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。中国石油新疆油田分公司开发公司部按照

《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对项目建设的反馈信息。

评价认为：本工程符合国家产业政策和新疆国民经济和社会发展规划，符合新疆及塔城地区“三线一单”要求，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态恢复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址合理，建设是可行的。

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查和现状监测，了解项目所在区域的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

(2) 通过工程分析，明确本工程各个生产阶段的主要污染源、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、运营期以及退役期对环境的影响程度，并提出应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、运营期和退役期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

(4) 评价本工程与国家产业政策、区域总体发展规划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物排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。

通过上述评价，论证项目对环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本工程的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

通过各要素环境影响预测，科学分析项目建设对区域环境质量的影响。

(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，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.2 编制依据

2.2.1 国家及地方法律、法规、条例、规章

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014年修正）	12届人大第8次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018年修正）	13届人大第7次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017年修正）	12届人大第28次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021年修正）	13届人大第32次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020年修订）	13届人大第17次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016年修正）	12届人大第21次会议	2016-09-01
8	中华人民共和国水土保持法（2010年修订）	11届人大第18次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012年修正）	12届人大第25次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2019年修正）	13届人大第12次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国野生动物保护法（2022年修正）	13届人大第38次会议	2023-05-01
13	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11届人大15次会议	2010-10-01
14	中华人民共和国突发事件应对法	10届人大第29次会议	2007-11-01
15	中华人民共和国防沙治沙法（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-10-26
16	中华人民共和国土壤污染防治法	13届人大第5次会议	2019-01-01
17	中华人民共和国矿产资源法（2024修订）	14届人大第12次会议	2024-11-08
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017年修正）	国务院令 682号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017年修正）	国务院令 687号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013年修正）	国务院令 645号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021年修订）	国务院令 743号	2021-09-01
5	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发（2011）35号	2011-10-17
6	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发（2015）17号	2015-04-02
7	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	2013-9-10
8	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发（2016）31号	2016-05-28
9	地下水管理条例	国务院令第748号	2021-12-01
10	中华人民共和国水土保持法实施条例（2011年修订）	国务院令第120号	2011-01-08

11	中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	新华社北京 11 月 7 日电	2021-11-07
三 部门规章与部门发布的规范性文件			
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第 4 号	2019-01-01
3	国家危险废物名录（2021 年版）	生态环境部令第 15 号	2021-01-01
4	产业结构调整指导目录（2024 本）	中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第 7 号	2024-2-1
5	国家重点保护野生植物名录（2021 年）	国家林业和草原局农业农村部公告 2021 年第 15 号	2021-09-07
6	国家重点保护野生动物名录（2021）	国家林业和草原局农业农村部公告（2021 年第 3 号）	2021-02-05
7	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
8	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	2014-01-01
9	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	2012-07-03
10	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07
11	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
14	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
15	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	环境保护部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
16	排污许可管理条例	国务院令 第 736 号	2021-03-01
17	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评〔2017〕84 号	2017-11-14
18	关于印发《建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕163 号	2015-12-10
19	关于印发《生态保护红线划定指南》的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
22	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
23	工矿用地土壤环境管理办法（试行）	生态环境部 2018 第 3 号	2018-08-01
24	关于发布《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 第 1 号	2020-01-04
25	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年第 74 号	2021-12-22
26	危险废物转移管理办法	生态环境部令第 23 号	2022-01-01
27	危险废物产生单位管理计划制定指南	环境保护部公告〔2016〕第 7 号	2016-01-26
28	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告〔2021〕第 66 号	2021-12-03
29	一般固体废物分类与代码（GB/T39198-2020）	国家市场监督管理总局、国家标准委	2021-05-01
30	关于发布《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 年第 82 号	2021-12-30
31	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
32	企业环境信息依法披露管理办法	部令第 24 号	2022-02-08

33	危险废物经营许可证管理办法（2016 修订）	国务院令 第 666 号	2016-02-16
34	污染地块土壤环境管理办法（试行）	中华人民共和国环境保护部令 第 42 号	2017-07-01
35	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气〔2021〕65 号	2021-08-04
四 地方性法规及通知			
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区重点保护植物名录	新政发〔2023〕63 号	2023-12-29
5	新疆国家重点保护野生动物名录	/	2021-07-28
6	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	2019-01-21
7	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-11-16
8	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
9	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发〔2011〕389 号	2011-07-29
10	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	2014-04-17
11	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	2016-01-29
12	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25 号	2017-03-01
13	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发〔2017〕1 号	2017-01-05
14	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
15	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	12 届人大第 29 次会议	2017-05-27
16	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27
17	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	2018-09-06
18	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
19	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》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
20	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	2020-09-11
21	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	2021-07-26
22	新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案	新政发〔2021〕18 号	2021-02-22
23	《关于印发塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》	塔行发〔2021〕48 号	2021-06-26
24	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》的通知	新环环评发〔2020〕142 号	2020-07-30
25	新疆生态环境保护“十四五”规划	/	2021-12-24
26	自治区强化危险废物监管和利用处置能力改革工作方案	新政办发〔2021〕95 号	2021-10-29

27	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	新党发〔2018〕23号	2018-09-04
28	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	发改委公告2009年第3号	2009-02-19
29	关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告	生态环境部公告2021年第24号	2021-06-11
30	废弃井封井回灌技术指南（试行）	环办土壤函〔2020〕72号	2020-02-20
31	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012年第18号	2012-03-17
32	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	2017年第43号	2017-10-01
33	关于深入打好污染防治攻坚战实施方案	自治区党委自治区人民政府印发	2022-07-26

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ 1259-2022	2022.10.01
11	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
12	生产建设项目水土保持技术标准	GB50433-2018	2019-09-03
13	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012年 第18号	2012-03-17
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
19	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	2017-05-01
20	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	2017年第43号	2017-10-01
21	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T 0317-2018	2018-10-01
22	矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）	HJ 651-2013	2013-07-23
23	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
24	废弃井封井回灌技术指南（试行）	环办土壤函〔2020〕72号	2020-02-20
25	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2021-07-01
26	危险废物鉴别标准通则	GB 5085.7-2019	2021-01-01

27	危险废物识别标志设置技术规范	HJ1276-2022	2023-07-01
28	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-07-01
29	油气回收处理设施技术标准	GB/T50759-2022	2022-12-01

2.2.3 其他

- (1) 委托书，中国石油新疆油田分公司开发公司部，2024.11；
- (2) 《玛中油田玛中 4 井区白碱滩组油藏整体开发部署方案（地面工程）》，中油（新疆）石油工程有限公司，2024.8；
- (3) 《玛中油田玛中 4 井区白碱滩组油藏整体开发采油工程方案》新疆油田公司工程技术研究院，2024.7；
- (4) 《玛中油田玛中 4 井区白碱滩组油藏 2025 年水平井钻井工程方案》新疆油田公司采油工艺研究院，2024.7；
- (5) 《玛中油田玛中 4 井区白碱滩组油藏整体开发部署方案》新疆油田公司百口泉采油厂，2024.7；
- (6) 工程其他相关资料。

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

本工程主要包括钻井工程、地面工程、油气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、站场建设、管线敷设等地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主。

(1) 施工期

施工期建设工程包括钻井、井场、站场、管线、道路建设，环境影响以生态影响为主。

① 钻井

本工程部署新钻 14 口采油井，钻井工程主要包括井场平整等钻前工程、钻井及完井等。

钻前工程：钻井的井位确定后，平整井场，修建井场道路；井场道路建好后，用汽车将钻井设备运至井场安装。井场道路建设的主要环境影响是施工占地造成的地表土壤和植被的破坏，引起水土流失和扬尘。

钻井工程：钻井期间主要的环境影响因素是柴油机运行时产生废气，机械设备运转时产生的噪声，以及钻井产生的岩屑等固体废弃物。

完井：完井后清理井场，随即可开展采油生产或试采。完井后要清运井场废弃物，恢复地貌，做到工完料尽场地清。

②井场、站场建设

新建标准化采油井场 14 座，新建 3 号计量站和 4 号计量站，新建混输站 1 座，构筑物建设的主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工丢弃的固体废物等，将对环境产生一定的影响。

③管线和道路建设

本工程新建各类集输管线 56km，新建油区道路 9.4km。管线和道路建设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流失的影响，以及施工扬尘对大气环境的影响。

(2) 运营期

运营期环境影响因素主要体现在油气开采、集输过程中无组织排放的挥发性有机物，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）、清管废渣、落地油。

(3) 退役期

退役期，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，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

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、运营期和退役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					退役期		
	生态影响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	生态影响
环境因素	钻前工程、 钻井工程 和地面工 程造成的 地表土壤 和植被的 破坏等。	施工机械和 车辆废气、 施工扬尘、 测试放喷、 钻井及储层 改造过程非 甲烷总烃等 废气。	钻井废水、 压裂返排 液；试压废 水、生活污 水等。	钻井泥浆、岩 屑、生活垃 圾、建筑垃 圾、弃土弃 方、废油和含 油废弃物。	钻机、发电 机组、压裂 及测试放喷 噪声。	无组织挥 发烃类、温 室气体排 放。	采出水、井 下作业废 液等	油泥、落地油、 废防渗膜、清 管废渣、废润 滑油	设备噪 声	石油、天然气 等危险物质 泄漏，以及火 灾、爆炸、井 喷等事故引 发的伴生/次 生污染物	构筑物 拆卸扬 尘	地面设施拆 除、井场清 理等环节产 生的废弃管 道和设备、 建筑垃圾、 含油污泥 等。	土地复垦
地表水	○	○	+	+	○	○	+	○	○	+	○	○	○
地下水	○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	+	+
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○
土壤环境	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆声动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
水栖动物													
陆生植被	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
水生植被													
水土流失	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
生态敏感 区													

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.3.2 评价因子

根据本工程环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

环境要素	主要污染源（或影响途径）	现状评价因子	影响评价或预测因子
生态环境	施工期钻前工程、地面工程等施工过程的地面开挖、占地、施工方式、施工时序等对土地利用现状、动植物、重要物种、生态系统完整性、生物多样性的影响途径、范围和程度。	物种：分布范围、种群数量、种群结构、行为； 生境：生境面积、质量、连通性； 生态群落：物种组成、群落结构等； 生态系统：植被覆盖度、生产力、生物量； 生物多样性：物种丰富度、均匀度、优势度等； 生态敏感区：主要保护对象、生态功能； 自然景观：景观多样性和完整性； 自然遗迹：遗迹多样性、完整性等。	施工期：地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等。 运营期：生物多样性、生态系统完整性等
地下水环境	钻井、储层改造、油气处理工程套管破损、防渗措施失效导致的渗漏以及废水回注等对地下水的影响	pH、氨氮、硝酸盐）、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、铬（Cr ⁶⁺ ）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总数、钾、钙、镁、碳酸盐、重碳酸盐、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、挥发性酚类、石油类	施工期钻井：pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等。 和储层改造工程：pH、COD、SS（压裂返排液）。 运营期油气集输工程：石油类等。
声环境	施工钻井噪声、压裂噪声，运营期站场设备噪声、放空噪声等；交通噪声	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）	施工期钻井和储层改造工程：昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ） 运营期油气集输：昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
大气环境	施工机械和车辆施工扬尘、储层改造废气、测试放喷废气；运营期站场等无组织废气；温室气体排放	SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃	施工期钻井和储层改造工程：SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃；钻前工程：TSP 运营期油气集输：非甲烷总烃

			温室气体：二氧化碳、甲烷
土壤环境	钻井工程、地面工程对土壤影响	pH、石油烃、土壤盐分含量和《土壤环境质量建设 用地土壤污染风险管控标准（试行）》 （GB36600-2018）表1中45项基本因子：砷、镉、铬 （六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯 甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯， 顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2- 二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四 氯乙烷，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯， 1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯， 1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二 甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并（a） 蒽，苯并（a）芘，苯并（b）荧蒽，苯并（k）荧蒽， 蒽，二苯并（a,h）蒽，茚并（1,2,3-cd）芘、萘	施工期钻井和储层改工程：pH、石油烃、汞、砷、 六价铬、土壤盐分含量等 运营期油气集输：石油烃等
固体废物	施工钻井固废、生活垃圾、建筑垃圾、工程 弃土等；运营期井下作业、采油、油气集输 等环节产生落地油、含油污泥、含油清管废 渣；退役期地面设施拆除、井场清理等环节 产生的废弃管道和设备、建筑垃圾、含油污 泥等	/	施工期：废弃钻井泥浆、岩屑、弃土弃方、建筑垃 圾、生活垃圾、废油和含油废弃物、废纯碱、膨润 土、水泥等包装袋等。 运营期：井下作业、采油、油气集输等环节产生油 泥、落地油、废防渗膜、清管废渣、废润滑油； 退役期：废弃管道、设备、建筑垃圾和含油污泥等
环境风险	石油、天然气等危险物质泄漏，以及火灾、 爆炸、井喷等安全生产风险事故引发的伴 生/次生污染物对生态环境的影响。	/	原油、伴生气等；二次污染物：CO、CO ₂ （1）对油田钻井期可能发生的井喷事故进行影响 分析 （2）结合当地的气象条件，对油田运营期间井场、 输油管道可能发生的泄漏事故进行预测分析

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境空气

本工程所在地位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，西距白碱滩区约 46.5km，北距离和布克赛尔蒙古自治县中心城区 125.7km，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。

2.4.2 水环境

项目区东北侧为玛纳斯湖，20 世纪 50 年代末至 1999 年，玛纳斯河下游断流，玛纳斯湖也在 1962 年彻底干涸，1999 年以后，玛纳斯河只有在丰水年汛期才有少量水可以流到玛纳斯湖。目前，玛纳斯湖已成为和布克赛尔蒙古自治县盐化工的原料来源之一，是新疆较大的食盐生产基地。

本工程评价范围内无地表水体分布，故不对区域内地表水进行现状调查。

评价区地下水自然地质因素，属较差水质，执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 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。

2.4.3 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、站场。项目区为油田开发区，远离和布克赛尔蒙古自治县城镇规划区，目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为 2 类声环境功能区。

2.4.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），项目区属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区（II），准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区（II₂），大拐一小拐农业开发生态功能区（18）。

本工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县玛中油田玛中 4 井区内，根据现场调查和资料搜集，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（20188-2030 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》，项目所在区域属于天山北坡诸小河流域重点治理区。

2.4.5 土壤环境

根据项目所在区域环境特征，占地范围内土壤质量执行《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值；占地范围外土壤执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）相关标准。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境质量评价因子及标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2000μg/m³ 的标准，H₂S 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 10μg/m³。指标标准取值见表 2.5-1。

表 2.5-1 环境空气质量标准

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	二氧化硫（SO ₂ ）	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单
2	二氧化氮（NO ₂ ）	50	80	200	
3	细颗粒物（粒径小于等于 2.5 微米，PM _{2.5} ）	35	75	/	
4	可吸入颗粒物（粒径小于等于 10 微米，PM ₁₀ ）	70	150	/	
5	一氧化碳（CO）	/	4000	10000	
6	臭氧（O ₃ ）	/	160	200	

7	氮氧化物 (NO _x)	50	100	250	
8	非甲烷总烃 (NMHC)	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
9	硫化氢 (H ₂ S)	/	/	10	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

备注: O₃ 日最大 8 小时平均值为 160μg/m³

(2) 水环境

本工程地处古尔班通古特沙漠北缘, 评价范围内无地表水体。

评价区地下水因自然地质因素影响, 属较差水质, 执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中的 III 类标准, 其中石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准。地下水水质评价标准值见表 2.5-2。

表 2.5-2 地下水质量标准值单位: mg/L

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH (无量纲)	6.5~8.5	10	镉	≤0.005
2	总硬度	≤450	11	六价铬	≤0.05
3	溶解性总固体	≤1000	12	铅	≤0.01
4	挥发酚	≤0.002	13	石油类	≤0.05
5	耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₃ 计)	3	14	硫酸盐	≤250
6	氨氮	≤0.5	15	氯化物	≤250
7	亚硝酸盐氮	≤1	16	氟化物	≤1
8	硝酸盐	≤20	17	汞	≤0.001
9	氰化物	≤0.05	18	砷	≤0.01

注: 石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准

(3) 声环境

声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准, 即昼间 60dB (A), 夜间 50dB (A)。

(4) 土壤环境

项目(井场、站场、管线和道路)占地范围内土壤质量执行《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值; 项目(井场、站场、管线和道路)占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)相关标准。见表 2.5-3、2.5-4。

表 2.5-3 建设用土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	砷	mg/kg	60	25	氯乙烯	mg/kg	0.43
2	镉	mg/kg	65	26	苯	mg/kg	4

3	铬（六价）	mg/kg	5.7	27	氯苯	mg/kg	270
4	铜	mg/kg	18000	28	1,2-二氯苯	mg/kg	560
5	铅	mg/kg	800	29	1,4-二氯苯	mg/kg	20
6	汞	mg/kg	38	30	乙苯	mg/kg	28
7	镍	mg/kg	900	31	苯乙烯	mg/kg	1290
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	32	甲苯	mg/kg	1200
9	氯仿	mg/kg	0.9	33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
10	氯甲烷	mg/kg	37	34	邻二甲苯	mg/kg	640
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	35	硝基苯	mg/kg	76
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	36	苯胺	mg/kg	260
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	37	2-氯酚	mg/kg	2256
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	38	苯并（a）蒽	mg/kg	15
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	39	苯并（a）芘	mg/kg	1.5
16	二氯甲烷	mg/kg	616	40	苯并（b）荧蒽	mg/kg	15
17	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	41	苯并（k）荧蒽	mg/kg	151
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	42	蒎	mg/kg	1293
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	43	二苯并（a、h）蒽	mg/kg	1.5
20	四氯乙烯	mg/kg	53	44	茚并（1、2、3-cd）芘	mg/kg	15
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	45	萘	mg/kg	70
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	46	石油烃	mg/kg	4500
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	47	pH	无量纲	-
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5				

表 2.5-4 农用地土壤污染风险筛选值

序号	项目	监测结果	
		单位	准限值（mg/kg）pH>7.5
1	pH	无量纲	/
2	砷	mg/kg	30
3	镉	mg/kg	0.6
4	铜	mg/kg	100
5	铅	mg/kg	170
6	汞	mg/kg	3.4
7	镍	mg/kg	190
8	铬	mg/kg	250
9	锌	mg/kg	300
10	石油烃（mg/kg）	mg/kg	4500

2.5.2 污染物排放因子及标准

(1) 废气

本工程施工期及运营期无组织排放扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的新污染源无组织排放监控浓度限值。油气开采过程中井场、站场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。具体标准限值要求见表 2.5-5。

表 2.5-5 大气污染物排放标准值

时段	污染物	项目	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
施工期	颗粒物	大气污染物综合排放标准	1.0	(GB16297-1996)
运营期	无组织	NMHC	企业边界污染物控制浓度	GB39728-2020

(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。

项目运营期产生的采出水依托百口泉注输联合站采出水处理系统处理达标后回注油藏；井下作业废水集中收集进入百口泉注输联合站处理，不向外环境排放，回注水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）储层空气渗透率 $\geq 2.0\mu\text{m}^2$ 的标准，标准值见表 2.5-6。工作人员由油田内部调剂，不新增生活污水。

表 2.5-6 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）

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				

(3) 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，噪声限值见表 2.5-7。

表 2.5-7 环境噪声排放标准

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

(4) 固体废物

本工程新钻井井身结构为三开，采用非磺化水基泥浆。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备；分离后的固相暂存于岩屑储罐，委托第三方处置单位进行处理，处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关标准要求后综合利用。检测不合格的岩屑委托有处置能力的第三方单位进行进一步处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用限值后综合利用。

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求；钻井岩屑执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求。

危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》(GB5085.1~7)，危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。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。

生活垃圾执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》（GB16889-2008）。

2.6 评价工作等级和评价范围

2.6.1 环境空气

(1) 评价等级

本工程废气排放源主要为井场无组织排放非甲烷总烃。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，选取非甲烷总烃为候选因子核算，计算出其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：

$$P_i = \frac{\rho_i}{\rho_{0i}} \times 100\%$$

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

ρ_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。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，应选择相应的一级浓度限值；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 2.6-1。

表 2.6-1 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	$P_{\max} < 1\%$

估算模式所用参数见表 2.6-2。

表 2.6-2 估算模型参数表

环境要素	项目	评价因子	
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2		最高环境温度/°C	42.3
3		最低环境温度/°C	-34.5
4		土地利用类型	盐碱地
5		区域湿度条件	干燥气候
6	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	90×90
7	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/°	--

污染物排放参数见表 2.6-3。

表 2.6-3 主要废气污染源源强一览表

污染源名称	面源起点坐标/m		海拔高度(m)	矩形面源		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)
	x	y		长度(m)	宽度(m)					NMHC
MZD4001 1井无组织			267	40	30	35	6	7920	正常排放	0.007
MZHW40 07井无组织			252	40	30	35	6	7920		0.007
MZHW40 04井无组织			269	40	30	35	6	7920		0.007
3号计量 站无组织			256	30	20	0	6	7920		0.025
4号计量 站无组织			268	30	20	0	6	7920		0.025
新建混输 站无组织			273	60	40	0	6	7920		0.029

计算结果见表 2.6-4。

表 2.6-4 估算模式计算结果表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	评价标准 (μg/m ³)	P _{max} (%)	最大浓度出现 距离(m)	D10% (m)
1	MZD40011井无组织	非甲烷总烃	11.217	2000	0.56	25	/
2	MZHW4007井无组织	非甲烷总烃	11.416	2000	0.57	25	/
3	MZHW4004井无组织	非甲烷总烃	11.416	2000	0.57	25	/
4	3号计量站无组织	非甲烷总烃	15.59	2000	0.78	21	/
5	4号计量站	非甲烷总烃	15.59	2000	0.78	21	/
6	新建混输站无组织	非甲烷总烃	7.716	2000	0.39	32	/

表 2.6-4 的计算结果表明，本工程对周边环境的影响主要为油气集输过程中产生一定量的烃类挥发。其中，非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 $15.59\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 0.78%，最大落地浓度出现距离为 21m。占标率 10%的最远距离 $D_{10\%}=0\text{m}$ ，最大占标率 $P_{\text{max}}<1\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）的要求，因此本次环评确定大气影响评价的工作等级为三级。

（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，三级评价项目不需设置大气环境影响评价范围。

2.6.2 地下水

（1）建设项目类别

本工程属于石油天然气开采项目，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 判断，本工程井场、站场建设属于 I 类项目，集输管线建设属于 II 类项目。

（2）地下水环境敏感程度

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程度分级表（表 2.6-5）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目区不位于集中式饮用水水源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 2.6-5 地下水环境敏感程度分级表

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

注：“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。

（3）工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）和《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）要求，本工程项目

涉及不同场地，应分别判定评价等级。拟建工程井场、站场地下水环境影响评价 I 类项目、环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为二级；输油、输水集输管线按照 II 类建设项目开展地下水环境影响评价，环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为三级；本工程新建回注井（含开采井转回注井）的场地，地下水评价等级不低于二级。地下水评价工作等级划分依据见表 2.6-6 和表 2.6-7。

表 2.6-6 新建井场、站场评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

表 2.6-7 新建输油、输水集输管线评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

(4) 评价范围

本工程位于古尔班通古特沙漠北缘，准噶尔盆地最低点玛纳斯湖位于项目区东北方向，评价区地下水流向从东南向西北。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“8.2.2 调查评价范围确定”章节的相关要求，本次评价以查表法确定地下水评价范围，《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“表 3 地下水环境现状调查评价范围参照表”规定二级评价调查面积为 6~20km²，结合项目实际建设内容，本次地下水评价范围为以地下水流向为长轴，为新建混输站中心四周边界上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km，集输管线边界两侧外延 200m。评价范围见图 2.6-1。

2.6.3 地表水

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。水污染影响型建设项目评价等级判定见表 2.6-7。

表 2.6-7 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/(m ³ /d); 水污染物当量数 W/ (无量纲)
一级	直接排放	Q≥20000 或 W≥600000
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	Q<200 且 W<6000
三级 B	间接排放	—

注 1: 依托现有排放口, 且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目, 评价等级参照间接排放, 定为三级 B。

注 2: 建设项目生产工艺中有废水产生, 但作为回水利用, 不排放到外环境的, 按三级 B 评价。

本工程评价范围内无地表水体分布, 运营期产生的油藏采出水经百口泉注输联合站采出水处理系统处理达标后回注; 井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至百口泉注输联合站处理达标后回注, 不外排。本工程与地表水无水力联系, 项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

项目运营阶段正常情况无废水排放, 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。

2.6.4 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169—2018) 评价项目的物质危险性和功能单元重大危险源判定结果以及环境敏感程度等因素, 将环境风险评价工作划分为一、二、三级, 评价工作等级划分见表。见表 2.6-8。

表 2.6-8 环境风险评价等级划分

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。见附录 A。

项目施工期和运营期涉及的主要危险物质为原油、天然气、柴油, 涉及的风险为施工期钻井过程中柴油储罐的泄露, 运行过程中集输管线破损造成的天然气原油的泄漏。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169—2018) 本工程风险评价等级判定如下:

(1) 环境风险潜势划分

建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV⁺ 级。

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 2.6-9 确定环境风险潜势。

表 2.6-9 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害 (P1)	高度危害 (P2)	中度危害 (P3)	轻度危害 (P4)
环境高度敏感区 (E1)	IV+	IV	III	III
环境中度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
环境轻度敏感区 (E3)	III	III	II	I

注：IV+为极高环境风险

(2) P 的分级确定

①危险物质数量与临界量比值 (Q)

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，定量分析危险物质数量与临界量的比值 (Q)，见表 2.6-10。

表 2.6-10 本工程重大危险源辨识一览表

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	石油气	68476-85-7	10
2	油类物质 (矿物油类, 如石油、汽油、柴油等)	/	2500

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值 (Q)：

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

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，本次新建管线主要为单井至站场的集输管线，计量站至新建混输站之间的集油支线，新建混输站至玛 18 转油站之间的集油干线，全线设置阀组 2 座，最大长度为 12km，各站场和各井、站场和站场之间均有控制 (截断) 阀，发生泄漏时，可通过控制 (截断) 阀进行紧急切断。故本工程危险物质最大存在量按照各类管线最大长度计算。

本工程柴油密度为 $0.8\sim 0.9\text{t/m}^3$ ；根据区域油气资源流体性质，地面原油密度 $0.8159\sim 0.8165\text{g/cm}^3$ ，天然气相对密度取 0.754kg/Nm^3 。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p: 气体压强，标况压强 0.101325Mpa ；

V: 气体体积，管道体积；

n: 气体的物质的量，单位 mol；

T: 绝对温度， 293.15K ；

R: 气体常数。

本工程辨识结果详见表 2.6-11。

表 2.6-11 辨识结果表

时段	风险源	序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	该种危险物质 Q 值
钻井期	井场	1	柴油	—	18	2500	0.0072
		Q 值 Σ					
运营期	单井集输 管线	1	原油	—	6.53	2500	0.0026
		2	天然气	74-82-8	0.13	10	0.0130
	集油支线	1	原油	—	28.58	2500	0.0114
		2	天然气	74-82-8	0.82	10	0.0820
	集油干线	1	原油	—	173.10	2500	0.0692
		2	天然气	74-82-8	4.91	10	0.4910
	Q 值 Σ						0.6693

根据上表计算结果，本工程施工期 $Q=0.0072$ ， $Q<1$ ；运营期 $Q=0.6693$ ， $Q<1$ 。判断本工程风险潜势为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。

2.6.5 生态

(1) 评价等级

根据新水水保〔2019〕4号，本工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，属于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），评价区域内不涉及依法划定各类自然保护地和生态保护红线，评价区域内的天山北坡诸小河流域重点治理区，不属于重要生态敏感区，属于一般区域。项目新增永久占地面积 6.43hm²，临时占地面积 66.88hm²，总占地面积为 73.31hm²，占地面积 < 20km²。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的生态评价等级判定条件，判定过程详见表 2.6-10。根据判定可知，本项目属于除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，因此本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 2.6-12 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本工程情况	生态影响评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；	不涉及	/
b	涉及自然公园时，评价等级为二级；	不涉及	/
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及	/
d	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
e	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
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；	本工程占地面积为 0.7331km ² < 20km ²	/
g	除本条 a~f 以外的情况，评价等级为三级；	不涉及	/
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	/	三级

（2）评价范围

油田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于各站场及内部输送管线较近的范围。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），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井场、站场边界向外扩展 50m 范围，管线以线路中心线向两侧外延 300m 带状区域的范围。生态评价范围见图 2.6-1。

2.6.6 声环境

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、生产运营期井场机泵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》（HJ2.4-2021）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》（HJ2.4-2021）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，本次声环境评价范围为井场。站场边界、管线两侧向外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.7 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023) 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。根据“4.6.2.2 土壤酸化、碱化判定”和“4.6.2.3 土壤盐化判定”章节，项目所在区域属于土壤盐化地区，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（1）建设项目类别

本项目部署新建 14 座采油井场，新建 3 号计量站和 4 号计量站，新建混输站 1 座，以及新建各类集输管线 56km，区域整体以采油为主，土壤项目类别按照采油进行考虑。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，本工程井场、站场建设属于 I 类项目，输油、输水集输管线建设属于 II 类项目。

（2）占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）和小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”，本工程永久占地面积约 6.43hm^2 ，占地规模为中型。

（3）建设项目敏感程度

①污染影响型

本工程占地类型为盐碱地和沙地，占地范围内及周边土壤均为盐土、灰漠土，故土壤敏感程度为不敏感。

②生态影响型

表 2.6-13 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 $< 1.5\text{m}$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $> 4\text{g/kg}$ 的区域	$\text{pH} \leq 4.5$	$\text{pH} \geq 9.0$
较敏感	建设项目所在地干燥度 > 2.5 且常年地下水位平均埋深 $\geq 1.5\text{m}$ 的，或 $1.8 < \text{干燥度} \leq 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $< 1.8\text{m}$ 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度 > 2.5 或常年地下水位平均埋深 $< 1.5\text{m}$ 的平原区；或 $2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$ 的区域	$4.5 < \text{pH} \leq 5.5$	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$
不敏感	其他	$5.5 < \text{pH} < 8.5$	

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。

根据本次土壤监测数据，本工程项目区土壤 PH 值为 7.66~7.83，土壤盐分含量为 $19.69\text{g/kg} \sim 85.61\text{g/kg}$ ，生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

（4）评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.6-13 和表 2.3-14。

表 2.6.13 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

环境敏感程度	项目类别	I类项目 (井场、站场)	II类项目 (集输管线)	III类项目
	敏感		一	二
较敏感		二	二	三
不敏感		二	三	/

表 2.6-14 土壤污染类项目评价工作等级划分表

敏感程度	占地规模	I类 (井场、站场)			II类 (集输管线)			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	-	-

本工程土壤项目类别为I类（井场、站场）、II类（集输管线），生态影响型环境敏感程度为敏感；项目占地规模为中型、污染影响型环境敏感程度为不敏感。

综上，本工程井场、站场生态影响型土壤环境影响评价工作等级为一级，输油管线生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级；本工程井场、站场污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级，输油管线污染影响型土壤环境影响评价工作等级为三级。

（5）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，确定土壤评价范围为井场、站场边界向外扩展 5km、管线边界两侧向外延伸 200m 作为调查评价范围。评价范围见图 2.6-1。

2.7 控制污染与环境保护目标

2.7.1 污染控制目标

根据开发建设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，固体废物得到合理利用及无害化处置，主要污染物总量符合国家和地方控制要求。

（3）保证评价区域空气质量、地下水质量基本维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响降低到最低程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

2.7.2 环境保护目标

本工程位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，西距白碱滩区约 46.5km，北距离和布克赛尔蒙古自治县中心城区 125.7km，地处古尔班通古特沙漠北缘，项目区属于天山北坡诸小河流域重点治理区。根据资料收集和现场调查，评价范围内无国家公园、自然保护区、世界文化和自然遗产地、饮用

水水源保护区、永久基本农田、基本草原、自然公园、重要湿地、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、沙化土地封禁保护区等，项目远离人群居住区。

据现场调查，确定本工程评价范围内主要环境保护敏感目标见表 2.7-1。

表 2.7-1 环境保护目标

环境要素	环境保护目标名称	与本工程位置关系	保护要求
空气	/	/	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准，不因本工程建设降低区域环境空气质量
声	/	/	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，不因本工程建设降低区域声环境质量
水环境	评价范围内的潜水含水层	项目区及 周边	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，不因本工程建设降低区域地下水环境质量
土壤	评价范围内土壤	井场、站场 周边 5km， 管线两侧 200m	确保占地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；占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）相关标准
生态环境	天山北坡诸小河流域重点治理区、荒漠植被、野生动物	项目区及 周边	保护项目区生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作；使项目区现有生态环境不因本工程建设受到破坏
环境风险	项目区土壤、地下水	项目区及 周边	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

2.8 评价时段与评价重点

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

经对项目区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及工程排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

- （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）固体废物影响评价；
- （5）环境风险影响评价及风险管理；
- （6）环境保护措施技术经济及可行性论证；

2.9 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 2.9-1。

表 2.9-1 评价内容一览表

序号	项目	采用方法
1	环境影响因素识别方法	矩阵法
1	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
2	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
3	影响评价	类比分析法、数学模式法、预测模式

3.建设项目工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

新疆油田公司百口泉采油厂位于准噶尔盆地西北缘，成立于 1979 年 6 月 10 日，距克拉玛依市东北 70 公里。管辖百口泉油田、玛湖油田两个油田。

玛中 4 井区位于玛纳斯湖西南部区域，井区西南侧紧邻玛湖 1 井区，构造上位于准噶尔盆地中央坳陷玛湖凹陷玛中平台区，行政隶属塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。玛中 4 井区勘探始于 2016 年，2017 年 6 月首次开展试油作业，在三叠系白碱滩组 3617.5m~3565.0m 井段试油，2.5mm 油嘴自喷日产油 25.10t，从而发现了三叠系白碱滩组油藏；2019 年，为探索和落实玛中 4 井区三叠系白碱滩组的含油气性及油藏规模，在三叠系白碱滩组取心，见良好油气显示，2021 年 3 月该组 3640.0m~3631.0m 井段恢复试油，压裂后无油嘴自喷日产油 5.32t；2020 年以来针对该区三叠系白碱滩组开展地层精细对比划分、构造精细解释、沉积储层特征、有利储层预测、成藏规律等方面的系统研究，进行勘探部署，2022 年 5 月在三叠系白碱滩组 3629.5m~3578.0m 井段试油，压裂后 3.5mm 油嘴自喷获日产 83.00t 的高产工业油流，结果表明玛中 4 井区具有较好的油气开发潜力。

截止目前，玛中油田玛中 4 井区共有生产井共 17 口，计量站 2 座（1 号计量站、2 号计量站），玛中 4 集中拉油站 1 座；集输管线 15.4km。玛中油田玛中 4 井区有完善的油气集输管网系统，其中 6 口采油井采用单井拉油→转油站→处理站的二级布站集输工艺；11 口采油井采用单井→计量站→拉油站→转油站→处理站的三级布站集输工艺。玛中油田玛中 4 井区地理位置见图 3.1-1。

3.1.2 现有工程环境影响回顾评价

3.1.2.1 现有工程“三同时”执行情况

玛中 4 井区属于玛中油田已开发区块。油田开发建设过程中，玛中 4 井区按照国家法律法规开展了环境影响评价和竣工环境保护验收工作，玛中油田玛中 4 井区现有工程的环保手续履行情况见表 3.1-1 所示。

表 3.1-1 开发现状环评及验收情况一览表

建设项目名称	环评手续			验收手续			备注
	审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间	
玛湖凹陷玛中 4 井区三叠系白碱滩组油藏评价井工程	塔城地区生态环境局	塔地环字(2021)100号	2021.6.16	2022 年 11 月进行项目第一批自主验收，整体工程正在建设中。			玛中 4 井区
艾湖油田玛中 4 井区白碱滩组油藏开发试验地面工程环境影响报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审(2023)227号	2023.9.26	正在建设			玛中 4 井区 (集中拉油站)
环境风险应急预案	2021 年 7 月对《中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂突发环境污染事件应急预案》进行了修编并取得备案证，备案编号为 650205-2021-005-M。						
排污许可执行情况	新疆油田分公司百口泉采油厂已填写固定污染源排污许可登记表，并取得固定污染源排污许可登记回执（登记编号：91650200715597998M027X），百口泉注输联合站已填写固定污染源排污许可登记表，并取得固定污染源排污许可登记回执（登记编号：排污登记回执为 91650200715597998M027X）。						
环境影响后评价开展情况	新疆百口泉油田环境影响回顾性评价报告书			新环监函（2008）473 号 原新疆维吾尔自治区环境保护局 2008 年 11 月 19 日			
	中石油新疆油田分公司百口泉油田环境影响后评价报告书			原新疆维吾尔自治区环境保护厅 2018 年 6 月 5 日对该环境影响后评价文件进行了公示			
	中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂百口泉油田环境影响后评价报告书			新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环环评函（2023）407 号 2023 年 6 月 16 日			

3.1.2.2 环境影响回顾评价

本次评价结合《艾湖油田玛中 4 井区白碱滩组油藏开发试验地面工程环境影响报告书》及区内已有单井钻井竣工环保验收调查报告中评价结论，结合环评组现场调查情况，本次分环境要素对玛中油田玛中 4 井区现有工程进行回顾性分析评价。

（1）生态环境影响回顾评价

建设单位根据《中华人民共和国土地管理法》和《新疆维吾尔自治区实施土地管理办法》及相关法律法规，结合占地情况，向当地自然资源局办理了征占地手续。钻井工程结束后，井场内钻井设施及生活区进行拆除清理，并进行平整恢复，目前逐步自然恢复。

各井位于沙漠北缘，井场及周边区域植被稀疏，施工时施工单位在占地范围内施工，减少对地表植被的破坏，井场、站场周围和管线及道路两侧采用草方格防沙，施工结束后，及时对现场回填平整，清除残留的废弃物。

（2）水环境影响回顾评价

根据本次调查情况，玛中油田各区块已有钻井工程废水包括钻井废水、压裂返排液及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，钻井废水未使用完拉运至区块内下一口单井使用，不外排；压裂返排液采用专用废液收集罐收集后拉运至百口泉注输联合站处理；生活污水排入生活污水池（采用环保防渗膜防渗）暂存，由罐车定期拉运至当地污水处理厂处理。运营期各种生产废水和生活污水均得到有效的处理，可有效防范对地下水的影响。

根据总体开发方案，油田采用全密闭工艺流程，整个开采过程中具有严格的技术规程和防范措施，故在正常生产情况下，试油、洗井、采油、油气处理和集输等对地下水环境不会产生不利影响。在实施油气开发的过程中区域基本落实了环评中提出的水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

（3）大气环境影响回顾评价

钻井期间的废气主要来源于汽车尾气、测试放喷废气及事故放喷气，汽车使用的是合格油品，放喷池选址均位于距离井口 100m 外，放喷池周围无居民区等敏感区。该井在钻井过程中，未发生井喷，不产生事故放喷气。根据钻井工程环境监理工作总结报告和验收调查报告，施工期制定各项环保制度，合理规划工程占地，并采取洒水降尘等措施，防治扬尘污染。

运营期间，玛中 4 井区没有设置井场燃气加热炉，主要废气污染源为场站无

组织挥发性烃类排放。根据区域环境空气质量报告，各项污染物的监测值均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级浓度限值。

根据区内已有钻井竣工环保验收调查报告表及本次评价开展期间进行的污染源监测数据，已建井、站场厂界非甲烷总烃无组织排放能够达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的控制要求

区域在施工期和运营期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同，施工期为暂时性小范围影响，随施工的结束而消失，运营期为持续的长期影响，但各项废气污染物均可以得到较好扩散，对大气中污染物浓度贡献值较小，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，且油田区地域空旷，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。

（4）声环境影响回顾评价

施工期噪声污染源主要是钻井用钻机、泥浆泵噪声以及机动车辆噪声等。根据钻井工程环境监理工作总结报告和验收调查报告，钻井期间，对高噪音设备设置了隔声垫和消声器，有效的降低了噪声对环境的影响，井场周围 200m 范围内无声环境敏感点。因此施工期声环境影响保护措施有效。

项目运营期噪声污染源主要包括：井口、站场各类机泵等。项目运营期间选用低噪声设备，并对噪声强度较大的设备进行减噪处理，根据本次评价开展期间进行的噪声监测数据可知，井场、站场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准要求。

（5）固体废物环境影响回顾评价

项目开发期产生的固体废物为钻井过程中产生的钻井岩屑、钻井废弃泥浆以及施工人员生活垃圾；运营期产生的固体废物为油泥（砂）和生活垃圾。根据钻井工程环境监理工作总结报告、验收调查报告及现场踏勘的情况，现场踏勘期间，井场未见岩屑遗留，水基岩屑排至岩屑收集罐，已由第三方岩屑处置单位负责处理；油基岩屑堆场排至专用方罐，并交由有相应危废处理资质的单位处置，其处置过程符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求。钻井期间产生的废油、废机油采用钢制铁桶收集，交由克拉玛依顺通环保科技有

限责任公司处置。根据本次现场踏勘及资料收集，钻井的泥浆废弃物已按要求清理干净，井场平整，没有生活垃圾留存。

运营期产生的固体废物为油泥（砂）和生活垃圾。油泥（砂）委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或周边有危废处置资质的单位进行处理。克拉玛依顺通环保科技有限责任公司（危险废物经营许可证编号：6502040039，有效期 2023 年 4 月 17 日—2028 年 4 月 16 日）经营危险废物类别包括 HW08 废矿物油与含矿物油废物和 HW49 其他废物，年处理能力 150 万 t/a。同时具备《道路运输经营许可证》，具有油田污油泥运输资质；该公司符合国家对危险废物的处置、转运要求，亦可接受本工程产生的油泥（砂）。

（6）土壤环境影响回顾评价

根据油气田开发建设的特点分析，区块开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、站场、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，运营期过程中，来自井场、站场产生的污染物对土壤环境产生一定的影响，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土层表面 40cm 以内，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。

根据现场调查及收集相关资料，百口泉采油厂主要采取了以下措施防治土壤污染：

1) “大气沉降”途径阻断措施

各井站场油气集输基本全部实现了密闭集输工艺,选用先进的生产工艺及设备,在正常生产情况下减少无组织废气逸散排放。

2) “地面漫流”途径阻断措施

①采出水在至百口泉注输联合站处理后,直接回注单井。

②重点罐区设置了围堰、地面硬化等措施。

3) “垂直入渗”途径阻断措施

①站场内储罐区、原辅料存储区、加热装置区等区域均采取了防渗措施,油气密闭集输;场地内设备运行正常,场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹,且无异常气味。

②对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运,减少扩散范围,降低土壤污染风险。

③区块产生的油泥(砂)、清管废渣等危险废物均第一时间转运至克拉玛依顺通环保科技有限责任公司接收并进行达标处理。通过采取上述措施,大大降低了危险废物暂存对土壤的污染风险。

根据区块历年的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。

3.1.2.3 现有工程三废排放情况

玛中油田玛中4井区已建工程污染物排放情况汇总见表3.1-4。

表 3.1-4 现有工程污染物排放情况一览表单位: t/a

影响类别	污染物	排放量(t/a)
废气	非甲烷总烃	9.136
	H ₂ S	0.0203
	废水	0
	固体废物	0

3.1.2.4 环境管理回顾评价

(1) 排污许可手续

根据固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版），现有站场属于对污染物产生量、排放量和对环境的影响程度很小的排污单位，实行排污登记管理。百口泉采油厂已填写固定污染源排污许可登记表，并取得固定污染源排污许可登记回执（登记编号：91650200715597998M027X），有效期从2024年08月15日至2029年08月14日，见附件；百口泉注输联合站排污登记许可证号为91650200715597998M035Q，有效期从2023年07月15日至2028年07月14日，见附件。

（2）排污许可制度落实情况

①中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019版）》规定的范围，已对作业区管辖范围内的加热炉、燃气锅炉等固定污染源办理了排污许可证。落实了按证排污责任，按期持证排污、按证排污。

②作业区按照《中华人民共和国环境保护税法实施条例》规定，及时、足额按月缴纳了环境保护税。

③作业区依法定期提交了排污许可证执行报告。

④作业区按照排污许可证要求定期开展了信息公开。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》《排污许可管理办法（试行）》《排污许可证申请与核发技术规范 总则》《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》《中华人民共和国环境保护税法实施条例》，中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂应进一步完善项目环保“三同时”管理制度。

（3）排污口规范化管理

作业区按照《排污口规范化整治技术要求(试行)》《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件对区内的排污口进行了规范化设置。

（4）自行监测

百口泉采油厂制定了自行监测方案，为履行排污单位自行监测的职责，自行监测手段为自动监测和手工监测相结合。

百口泉采油厂固定源废气监测针对处理站、联合站和转油站等站场的燃气加热炉和导热油炉等。无组织排放监测包括联合站、计量站、井场厂界非甲烷烃无组织排放。废水针对处理站采出水和生活污水排放口进行监测。噪声对处理站厂界进行监测。其他周边环境质量监测针对井区环境空气、地下水和土壤进行监测。

(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 HSE 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了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。

3.1.2.5 环境风险回顾评价

玛中油田玛中 4 井区隶属于中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂管理，百口泉采油厂于 2021 年 7 月完成了《中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂突发环境污染事件应急预案》的编制工作，并取得克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局备案（备案编号：650205-2021-005-M），备案文件见附件。玛中油田玛中 4 井区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，截至目前，本工程所在区块暂未发生井喷、管线断裂等大型的突发环境风险事故，也未发生管线的跑冒滴漏这类小型突发环境风险事故，通过定期巡检管线，及时发现，将造成污染的土壤及时收集后送有资质单位接收处置，不会对环境产生较大影响。

3.1.2.6 已建集中拉油站回顾

本工程在已建集中拉油站旁新建混输站（玛中 4 混输站）一座，且利用集中拉油站内已建的生产分离器、事故罐（1000m³）、放空火炬及火炬除液器等。

已建集中拉油站环评包含在《艾湖油田玛中4井区白碱滩组油藏开发试验地面工程环境影响报告书》中，并于2023年9月26日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复（新环审〔2023〕227号），目前整体工程正在建设中。

已建集中拉油站紧邻1号计量站布置，站区划分为辅助用房区、生产分离区和罐区以及装车区，放空火炬区设在站外。站内主要生产设施有生产分离器、缓冲分离撬、1座1000m³拉油罐、定量装车撬和放空火炬等。辅助用房区设仪控室、值班室和撬装配电箱，采用撬装彩钢板房；罐区位于站区中部，设1座1000m³固定顶罐，配套建设围堰；装车区在站区东南侧，放空火炬区设置站场外西南侧。集中拉油站站内主要生产设备见表3.1-5。

工艺流程：井区来液经计量后进集中拉油站，进站首先进行气液分离，分离出的液相进拉油罐，装车区设定量装车系统，采出液定期拉运至玛18转油站，经其转液管线转输进百联站。分离出的伴生气用于发电，站外西南部设放空火炬，用于事故状态下的应急放空，火炬筒体高12m，出口内径80mm，设计放空规模为1×10⁴Nm³/d。

表 3.1-5 已建集中拉油站主要设备一览表

序号	名称	单位	数量	备注
一	集中拉油站	座	1	
1	进站管汇	座	1	
2	生产分离器 WE1.6×6.4-0.6	座	1	
3	火炬除液器 WE1.2×4.8-0.6	座	1	
4	1000m ³ 拉油罐	座	8	
5	储罐防爆电加热器 380V20kW	个	8	
6	储罐用阻火器 ZHQ-B-100DN100	套	8	
7	平板闸阀 Z43wF-1.6CDN2001.6MPa	套	16	
8	平板闸阀 Z43wF-1.6CDN1501.6MPa	套	24	
9	平板闸阀 Z43wF-1.6CDN1001.6MPa	套	42	
10	钢制闸阀 Z41H-1.6CDN501.6MPa	套	30	
11	钢制球阀 Q41F-1.6CDN1501.6MPa	套	4	
12	安全阀 A42F-1.6CDN1001.6MPa	套	2	
13	管线 D219×6/20	m	360	地面保温 100mm
14	管线 D168×5/20	m	100	地面保温 100mm
15	管线 D114×4/20	m	220	埋地保温 85mm
16	管线 D76×4/20	m	140	埋地保温 85mm
17	成品列车房	座	1	

18	防爆电热带	m	920	
19	移动厕所（两蹲位）	座	1	
20	定量装车撬	座	2	Q=60m ³ /hP=0.4MPa
21	放空火炬	座	1	Q _{max} =1×10 ⁴ Nm ³ , H=12m, DN80

根据现场勘查情况可知，集中拉油站站场已按照要求进行平整、恢复，基本落实了环评及批复提出的污染防治及生态保护措施，未发现明显环境问题。

站场内拉油罐周围设置防火堤，储罐在运行过程中罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙。储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外均密闭；拉油站内1座埋地式排污池，用于存放气液分离装置冲砂排污废水，与清罐底泥一同清理，委托有危废处置资质单位接收处置。拉油站内拉油罐、生产分离器、缓冲分离撬、排污池等区域已根据环评及批复要求采取了相应的防渗措施，防止原油泄露对周边土壤及地下水影响。如果发生原油泄露情况，作业区第一时间停运泄压，将能回收的原油以及受污染的土壤及时清理，委托危险废物处理单位处理。

3.1.3 现有工程的环境问题及“以新带老”整改措施

根据环评组现场调查情况，结合区块环境影响报告中评价结论，油田目前存在以下环境问题：

（1）环境问题

①油区部分道路属于简易便道，无路基，仅在表面覆盖戈壁砾石，路况很差，车辆碾压和行驶扬尘对地表植被影响较大。

②玛中4井区部分单井、管线和道路临时占地处于自然恢复状态，由于工程所在区域气候干旱，水土条件较差，植被恢复情况较差；防沙治沙、水土保持措施存在破损现象。

③部分工程未完成三同时环境管理工作。

（2）“以新带老”措施

针对以上问题，已纳入中国石油新疆油田分公司制定了整改计划，对油田目前存在的问题加以有效解决，且落实到具体的责任部门，在后续滚动开发建设过程中将采取必要的措施进行整改，整改要求如下：

①施工过程中对探临道路定期洒水，减少车辆碾压和行驶扬尘。

②进一步加强玛中 4 井区生态恢复工作。督促施工单位，对井场临时占地进行恢复，平整施工迹地，回填土与周围地表坡向保持一致。针对防沙治沙、水土保持措施，尤其是固沙草方格加强巡查，发现破损缺失，及时修补。及时落实各项目环评、批复提出的生态环境保护措施。减少对区域环境的影响。

③加强玛中 4 井区三同时环境管理工作，尽快集中拉油站的竣工环保验收。

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：玛中油田玛中 4 井区白碱滩组油藏整体开发部署工程

项目性质：滚动开发（改扩建）。

3.2.1.2 建设地点

本工程位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，西距白碱滩区约 46.5km，北距离和布克赛尔蒙古自治县中心城区 125.7km。玛中油田玛中 4 井区白碱滩组油藏位于准噶尔盆地中央坳陷玛湖凹陷中部。玛中 4 井区内公路、通讯设施齐全，交通条件较便利，具备良好的开发地面条件。生产运行管理由中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂负责。本工程地理位置中心坐标为 E ， N （拟建混输站）。

3.2.1.3 建设内容及规模

本工程主要建设内容为：①部署采油井 14 口（MZD40007、MZD40008、MZD40009、MZHW4006、MZHW4007、MZ40010、MZD40011、MZD40012、MZ40013、MZD40014、MZD40015、MZHW4003、MZHW4004、MZHW4005）；②新建标准化采油井场 14 座；③新建计量站 2 座（3 号计量站、4 号计量站），新建混输站 1 座，扩建 1 号计量站；④新建单井集输管线 16.2km（包括 14 口新钻采油井和 4 口老井进站管线），新建集油支线 4.8km，新建集输干线 35km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。工程建成后，

新建产能为 $8.34 \times 10^4 \text{t/a}$ ，原油、采出水处理依托百口泉注输联合站，天然气处理依托富城能源玛18天然气处理站。

3.2.1.4 工程组成

本工程组成包括钻井工程、地面工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、结构、消防、防腐等工程。项目工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1 工程组成一览表

工程类别	工程名称	工程内容及规模	
	产能	新建产能为 $8.34 \times 10^4 \text{t/a}$ 。	
主体工程	钻井工程	新钻14口采油井，其中2口井为直井，7口井为定向井，5口井为水平井，均采用三开井身结构，钻井总进尺64291m。	
	储层改造工程	本工程采用套管压裂工艺配套的电缆传输射孔方式，后期压裂时根据每口井的具体油藏地质特点进行压裂设计。	
	集输工程	本工程新建14口采油井，均采用密闭集输工艺。	
	地面工程	井场	新建标准化采油井场14座。
		站场	新建14井式计量站2座（3号计量站、4号计量站）。
			新建混输站1座，规模为 $23 \times 10^4 \text{t/a}$ 。混输站内设备主要有混输泵2台（一用一备），分离缓冲罐1台，电磁加热器2台，回流罐橇1座等。
管线	在1号计量站内扩建1座12井式多通阀。		
	新建单井集输管线16.2km，采用柔性复合管（II型）；新建集油支线4.8km，采用高压玻璃纤维管（DN150 3.5MPa）；新建集输干线35km，采用高压玻璃纤维管（DN150 3.5MPa），干线上设置3座阀组。		
公辅工程	道路工程	本工程新建道路9.4km，其中新建井场、计量站外道路9km，路基宽4.5m，路面宽3.5m，采用砂石路面；新建混输站外道路400m，路基宽8.5m，路面宽7.0m，道路路面采用水泥混凝土路面，筑路所需材料来自周边料场购买。	
	供电工程	本次在玛中4区块负荷中心处新建35kV变电站1座，电压等级为35/10kV，变电站主变容量为 $2 \times 12.5 \text{MVA}$ 。35kV工作电源引自玛湖1区110kV变35kV侧，导线采用 $1 \times \text{JL/G1A-185/30}$ ，架设长度35km；35kV备用电源待后期35kV玛中4变电站负荷稳定后，考虑计划由达13区35kV。变电站并接一路35kV线路作为该变电站的备用电源。 本工程施工期钻机动动力、办公等用电等采用柴油发电机作为电源。 本工程运营期用电均采用电网供电。	
	供水工程	施工过程中用水由罐车拉运，运营期不消耗新鲜水。	
	通信工程	百联站现有通讯基站满足容量需求，本工程新建井场和站场通讯依托油田现有通讯基站，玛中4井区自动化数据、视频数据通过玛18转油站上传至百联站中控室。	
	消防工程	本次方案新建井场、站场配置相应干粉灭火器等设施。	
	仪表自动化	结合玛中4井区规模、井场地理分布特点及百口泉的生产管理模式，本工程	

		计划采用数据采集与传输架构及监控模式：数据采集层为井场无线仪表及现场控制器（井场RTU）及监控摄像机，负责对现场温度、压力、液位、功图等工艺参数、抽油机运行状态以及油区监控视频进行实时采集、处理及上传，并接受厂级生产调度中心的远程控制；管理监控层为百口泉采油厂厂级生产调度中心，负责对集油区井、站数据的集中采集、监控和远程控制；配套建设相应的数据传输网络。
环保工程	废气	施工期： 废气包括施工扬尘和车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖、使用国家合格燃料等措施。 运营期： 本工程采用密闭集输工艺，天然气通过管道混输至富城能源玛18天然气处理站进行处理。
	废水	施工期： 施工期废水包括钻井废水、管线试压废水及生活污水。钻井废水循环携带出井口，在地面经振动筛分离出来，进入不落地系统，分离后的钻井液循环使用；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于降尘；生活污水排入生活污水池暂存，定期拉运至乌尔禾污水处理厂处理；压裂返排液采用专用罐回收，集中收集进入百口泉注输联合站采出水处理系统进行处理，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）标准中指标后回注油藏。 运营期： 运营期废水包括采出水、井下作业废水、洗井废水。采出水依托百口泉注输联合站采出水处理系统处理。井下作业废水和洗井废水集中收集进入百口泉注输联合站处理。
	固废	施工期： 施工期固废主要包括钻井泥浆、岩屑、废油、含油废物、施工土方、施工废料和生活垃圾。本工程钻井采用泥浆不落地系统，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相暂存于岩屑储罐，委托第三方处置单位进行处理，处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关标准要求后综合利用；废油、含油废物委托有危废处置资质单位进行处置；施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置。 运营期： 运营期产生的固体废物主要为油泥砂、清管废渣、废防渗膜、废润滑油和落地油。油泥砂、清管废渣、废防渗膜、废润滑油、落地油委托有危废处置资质单位进行处置；落地原油由作业单位100%回收。
	噪声	施工期： 选用低噪声设备，安装基础减振垫，场区四周设围挡，合理安排作业时间。 运营期： 选用低噪声设备，切合实际地提高工艺过程自动化水平，合理安排作业时间。
	生态保护	施工期： 严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方充分利用挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘；井场、站场周边以及管线、道路两侧设置草方格防风固沙，草方格设置原则为：井场、站场四周宽度为20m，集输管线上风向一侧7m、下风向一侧5m；道路两侧各20m-25m。 运营期： 管线上方设置标志，定时巡查井场、站场、管线。 退役期： 地面设施拆除、封井和井场清理等工作，恢复原有生态机能。
	环境风险	加强风险管理，完善应急预案；定期对井场、站场、管线进行巡视。 钻井期设置井控装置防止井漏和油水窜层。运营期管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，采油井场、站场设置可燃气体报警仪。
	防渗	井场进行分区防渗。
依托	百口泉注	本工程部署采油井的原油、采出水依托百口泉注输联合站进行处理。百口

工程	输联合站	泉注输联合站于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。该站具有260×10 ⁴ t/a原油处理装置、290×10 ⁴ t/a原油稳定处理系统及8000m ³ /d污水处理系统。百联站原油处理分为玛湖原油处理系统和百口泉老区原油处理系统两套工艺流程，玛中4井区依托玛湖原油处理系统进行处理，玛湖原油处理系统主要采用“一段预脱水+二段热沉降脱水+三段电脱水”脱水工艺及负压闪蒸原油稳定工艺。
	富城能源玛18天然气处理站	本工程部署采油井的伴生气依托富城能源玛18天然气处理站进行处理。富城能源玛18天然气处理站设计处理能力90×10 ⁴ Nm ³ /d，目前处理量约为85×10 ⁴ Nm ³ /d，处理后的产品有干气、液化气和稳定轻烃，干气通过彩一石一克输气管线外输，液化气及稳定轻烃作为化工原料，分别采用罐车、槽车拉运至独山子石化。

3.2.1.5 工程投资

本工程总投资为17816.65万元，其中环保投资1174万元，占总投资6.6%。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本工程新钻14口采油井，单井钻井工程施工人数为35人，单井钻井周期为80天。

本工程地面施工人数为20人，施工周期150天。

本工程运营期不新增劳动定员，均依托现有百口泉采油厂工作人员，井场无人值守。

3.2.2 油气资源特征

3.2.2.1 地层特征

玛中油田玛中4井区地层自上而下依次钻揭白垩系吐谷鲁群(K_{1tg})、侏罗系头屯河组(J_{2t})、西山窑组(J_{2x})、三工河组(J_{1s})、八道湾组(J_{1b})；三叠系白碱滩组(T_{3b})、克拉玛依组(T_{2k})、百口泉组(T_{1b})；二叠系上乌尔禾组(P_{3w})、下乌尔禾组(P_{2w})、夏子街组(P_{2x})、风城组(P_{1f})、佳木河组(P_{1j})。

白碱滩组地层发育稳定，厚度410~430m，平均419m，自下而上划分为T_{3b1}、T_{3b2}、T_{3b3}三个砂层组；主力层T_{3b2}地层厚度176m~184m，平均181m，自下而上细分为T_{3b22}、T_{3b21}两个砂层，其中T_{3b21}为主要含油层系，为本方案研究的层，地层厚度72m~89m，平均83m，岩性主要为细砂岩、粉砂岩。

3.2.2.2 构造特征

玛中4井区白碱滩组油藏 T_{3b2} 顶部构造形态整体为东南倾的单斜，地层倾角 2.1°~3.1°。工区内断裂系统复杂，发育近东西向的大侏罗沟1号断裂和大侏罗沟2号两条走滑断裂，断开层位 P-K，断距 15m~20m；沿着大侏罗沟走滑断裂伴生4条次级断裂，与大侏罗沟断裂斜交，对油气起到二次调整作用，断裂继承性较好。玛中4井区白碱滩组油藏主要断裂要素见表 3.2-2。

表 3.2-2 玛中4井区白碱滩组油藏主要断裂要素表

序号	断层名称	断裂性质	走向	断开层位	延伸长度 (km)	垂直断距 (m)
1	大侏罗沟1号断裂	走滑断裂	W-E	P-K	11.9	15-20
2	大侏罗沟2号断裂		W-E	P-K	11.9	15-20
3	玛中12井断裂	逆断层	NE-SW	P-J	6.5	10-20
4	玛中4井断裂	正断层	NW-SE	P-J	6.8	10-20
5	玛中4井北1号断裂	正断层	NW-SE	P-J	4.9	20-30
6	玛中4井北2号断裂	逆断层	NE-SW	P-J	5.3	10-20
7	玛中406井北断裂	正断层	W-E	P-J	3.9	10-20

3.2.2.3 储层特征

玛中4井区白碱滩组油藏储层岩性主要为细砂岩和粉砂岩；岩石结构以细粒、极细粒砂质结构为主，主要为颗粒支撑，为点~线接触和线接触；粒径主要为 0.125~0.25mm，分选中等-好；磨圆度以次棱角状、次圆~次棱角状为主；胶结类型以压嵌型、孔隙~压嵌型为主；胶结物主要为方解石，胶结程度为致密；杂基主要为高岭石。

根据岩矿特征资料统计，矿物砂质成分主要为凝灰岩、石英、长石等，凝灰岩含量 47.93%，石英含量 20.01%，长石含量 15.15%。填隙物主要为胶结物和杂基，占比 8.60%。分选中等-好，胶结类型为压嵌式、孔隙-压嵌式。

根据该区岩心资料分析，玛中4井区白碱滩组储层孔隙度为 6.61%~16.60%，平均 11.04%；渗透率为 0.02mD~1.04mD，平均 0.12mD；油层孔隙度为 10.10%~16.60%，平均 13.32%；渗透率为 0.06mD~1.04mD，平均 0.20mD，属低孔、致密、特低渗储集层。

3.2.2.4 油藏特征

(1) 温度、压力系统

玛中4井区白碱滩组油藏原始地层压力为62.03MPa~63.15MPa，压力系数为1.77~1.81，饱和压力为7.15MPa~10.37MPa，地层温度88.70°C~92.01°C，为异常高压未饱和油藏。玛中4井区白碱滩组油藏温度、压力参数表见表3.2-3

表 3.2-3 玛中4井区白碱滩组油藏温度、压力参数表

区块	中部深度 (m)	地层压力 (MPa)	压力系数	饱和压力 (MPa)	地饱压差 (MPa)	压力饱和度 (%)	地层温度 (°C)
玛中4	3575	62.66	1.79	7.15	55.51	11.41	90.58
玛中401	3640	63.15	1.77	10.37	52.78	16.42	92.01
玛中403	3490	62.03	1.81	7.15	54.88	11.53	88.70

(2) 流体性质

①原油性质

玛中4井区白碱滩组油藏地面原油密度0.8159~0.8165g/cm³，50°C粘度3.84~4.18MPa·s；地层原油密度0.7454~0.7511g/cm³，地层原油粘度0.91~1.35mPa·s，原油为品质好的轻质油，溶解气油比55~71m³/m³。原油物性见表3.2-4。

表 3.2-4 原油物性表

断块	地面原油性质					地层原油性质			
	密度 (g/cm ³)	50°C粘度 (MPa·s)	凝固点 (°C)	含蜡量 (%)	初馏点 (°C)	密度 (g/cm ³)	粘度 (mPa·s)	体积系数	气油比 (m ³ /m ³)
玛中4	0.8165	3.51	12	6.94	107.50	0.7511	0.91	1.164	55
玛中401	0.8162	4.18	6	5.65	91.12	0.7454	1.35	1.198	71
玛中403	0.8159	3.84	7	6.51	106	/			

②天然气性质

玛中4井区天然气相对密度平均为0.9503g/cm³，甲烷含量55.27%；乙烷含量13.35%；二氧化碳含量0.02%，氮气含量5.94%，不含硫化氢。天然气组分分析具体详见表3.2-5。

表 3.2-5 天然气组分分析表

相对密度 (g/cm ³)	天然气组分 (%)								
	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	氮	二氧化碳
0.9503	55.27	13.35	13.92	5.20	4.32	2.00	0.01	5.94	0.02

③地层水物性

玛中4井区白碱滩组油藏地层水矿化度 18443.97mg/L，氯根含量 9500.6mg/L，水型为 NaHCO₃ 型。地层水物性见表 3.2-6。

表 3.2-6 地层水物性表

区块	层位	主要离子 (mg/L)							总矿化度 (mg/L)	水型	PH 值
		CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	K ⁺ +Na ⁺			
玛中4井区	T _{3b2}	0	4271.4	9500.6	135	3.5	2	4531.47	18443.97	NaHCO ₃	7.0

3.2.3 总体开发方案

3.2.3.1 开发部署

本工程在玛中油田玛中4井区白碱滩组油藏部署采油井 14 口（MZD40007、MZD40008、MZD40009、MZHW4006、MZHW4007、MZ40010、MZD40011、MZD40012、MZ40013、MZD40014、MZD40015、MZHW4003、MZHW4004、MZHW4005）；新建标准化采油井场 14 座；新建计量站 2 座（3 号计量站、4 号计量站），新建混输站 1 座，扩建 1 号计量站；新建单井集输管线 16.2km（包括 14 口新钻采油井和 4 口老井进站管线），新建集油支线 4.8km，新建集输干线 35km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。

本工程部署采油井 14 口，分年度逐步实施，单井设计产能 13.0~27.2t/d，新建产能为 8.34×10⁴t/a。单井采用密闭常温集输工艺。单井气液通过新建集输管线混输至计量站计量后，通过新建集输支线自压输送至新建混输站，再通过新建混输管道输送至玛 18 转油站，与玛 18 井区原油混合后，通过玛 18 转油站转送至百联站进行处理。本工程集输采用三级布站工艺，即井口→计量橇→玛中 4 混输站→玛 18 转油站→百口泉注输联合站的布站工艺。

本工程进站情况（14 口新井及 5 口老井）见表 3.2-7。

表 3.2-7 本工程进站一览表

站号	空头数 (个)	接入井 数 (个)	本次接入新井号	本次接入老 井号	备注
1 号计量站 (已建)	14	4	MZD40007、MZD40008、MZD40009、MZD40011	/	已建 (12 井式)、扩建 (12 井式)
新建 3 号计量站	14	4	MZHW4006、MZHW4007	玛中 406、玛中 426	新建 (14 井式)
新建 4 号	14	10	MZ40010、MZD40012、MZ40013、	玛中 404、	新建 (14 井式)

计量站		MZD40014、MZD40015、MZHW4003、 MZHW4004、MZHW4005	玛中 427
-----	--	--	--------

3.2.3.2 开发指标预测

本工程部署采油井 14 口，新建产能为 $8.34 \times 10^4 \text{t/a}$ ，产量建设方案指标预测见表 3.2-8。

表 3.2-8 玛中 4 井区白碱滩组油藏开发方案指标预测表

年度	油井数 (口)	年产油 (10 ⁴ t)	年产液 (10 ⁴ t)	年产水 (10 ⁴ t)	年产气 (10 ⁴ m ³)	含水率 (%)	采油速度 (%)	采出程度 (%)
2025	8	1.4	2.3	0.9	76	21.1	0.8	2.8
2026	14	5.7	8.4	2.7	315	27.0	0.9	3.7
2027	14	7.5	10.7	3.2	413	27.8	1.0	4.7
2028	14	5.6	7.6	2	310	24.4	0.7	5.4
2029	14	4.4	5.5	1.1	240	20.0	0.5	5.9
2030	14	3.6	4.5	0.9	199	20.0	0.4	6.3
2031	14	2.7	3.4	0.7	148	20.0	0.3	6.6
2032	14	2.0	2.5	0.5	111	20.0	0.2	6.9
2033	14	1.5	1.9	0.4	83	20.0	0.2	7.0
2034	14	1.2	1.5	0.3	65	20.0	0.1	7.2
2035	14	0.9	1.2	0.3	52	20.0	0.1	7.3
2036	14	0.8	1.0	0.2	42	20.0	0.1	7.4
2037	14	0.6	0.8	0.2	35	20.0	0.1	7.4
2038	14	0.5	0.7	0.2	30	20.0	0.1	7.5
2039	14	0.5	0.6	0.1	26	20.0	0.1	7.6

3.2.4 主体工程

主体工程包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、地面工程、采油工程和油气集输等，其中地面工程包括井场、站场和管线。

3.2.4.1 钻前工程

钻前工程主要进行场地平整和进场道路修建等，施工周期约 10d。本工程新钻 14 口采油井，需进行钻前工程建设为后续钻井提供便利条件。

钻前工程主要建设内容包括钻井区域地表植被清理、场地平整、池体修建以及配套的营地建设等，营地一般建设在井场周边 500m 至 1km 处，主要分布在主

干道周边，营地建设主要为地表植被清理、场地平整、撬装房安装、生活污水池开挖等内容，具体建设内容及工程量如表 3.2-9 所示。

表 3.2-9 本工程钻前工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场面积	长×宽(120m×100m)	hm ²	16.8	本项目计划部署 14 口井，其中新建井场 14 座，单个井场规格 100m×120m，永久占地面积为 1200m ² (30m×40m)，临时占地面积为 10800m ² 。
2	钻井平台	--	套	14	新建
3	泥浆不落地装置	—	套	14	新建
4	放喷池	120m ³	座	14	位于井场外，测试放喷过程中放喷出来的污水进行集中存放；“环保防渗膜+水泥压边”防渗
5	岩屑储罐	20m ³	个	3	位于井场内，每个 20m ³ 。
6	放喷管线	2×15m	m	28	井场左右两侧各设置 1 条放喷管线，井喷失控时采用应急放喷池处置
7	生活污水池	90m ³	座	14	位于生活区内，单座生活污水池规格 90m ³ (15m×3m×2m)
	生活区	--	座	14	单座生活区规格 2400m ² (40m×60m)；人员居住，撬装装置

3.2.4.2 钻井工程

(1) 井号、井位坐标情况

本工程部署新钻 14 口井，2 口井为直井，7 口井为定向井，5 口井为水平井，均采用三开井身结构，钻井总进尺 64291m。钻井基本情况见表 3.2-10。

表 3.2-10 各井基本情况统计表

序号	井号	井口坐标		目的层位	进尺(m)	设计产能(t/d)	井型
		X	Y				
1	MZD40007			T _{3b}	4054	16.8	定向井
2	MZD40008				4054	16.8	定向井
3	MZD40009				4054	16.8	定向井
4	MZ40010				4054	16.8	直井
5	MZD40011				4054	16.8	定向井
6	MZD40012				4054	16.8	定向井
7	MZ40013				4054	16.8	直井
8	MZD40014				4054	16.8	定向井
9	MZD40015				4054	16.8	定向井
10	MZHW4003				5743	25.7	水平井
11	MZHW4004				5743	25.7	水平井
12	MZHW4005				5743	25.7	水平井

13	MZHW4006			5288	24.6	水平井
14	MZHW4007			5288	24.6	水平井

(2) 井身结构

本次工程根据油田原有钻井形成的成熟技术，并考虑经济性和采油要求，直井、定向井、水平井均采用常规三开井身结构。

①直井

一开：采用 $\Phi 444.5\text{mm}$ 钻头钻至井深 500m，下入 $\Phi 339.7\text{mm}$ 表层套管，固井水泥浆返至地面封隔上部易垮塌地层及地表水层。

二开：采用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻至井深 3480m，下入 $\Phi 244.4\text{mm}$ 技术套管，采用低密度水泥浆体系双级固井，固井水泥浆返至地面。

三开：采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻至设计完钻井深，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管至完钻井深，采用低密度水泥浆体系常规固井，固井水泥浆返至地面。

②定向井

一开：采用 $\Phi 444.5\text{mm}$ 钻头钻至井深 500m，下入 $\Phi 339.7\text{mm}$ 表层套管，固井水泥浆返至地面封隔上部易垮塌地层及地表水层。

二开：采用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻至井深 3570m，下入 $\Phi 244.4\text{mm}$ 技术套管，采用低密度水泥浆体系双级固井，固井水泥浆返至地面。

三开：采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻至设计完钻井深，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管至完钻井深，采用低密度水泥浆体系常规固井，固井水泥浆返至地面。

③水平井

一开：采用 $\Phi 444.5\text{mm}$ 钻头钻至井深 500m，下入 $\Phi 339.7\text{mm}$ 表层套管，固井水泥浆返至地面封隔上部易垮塌地层及地表水层。

二开：采用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻至井深 3570m，下入 $\Phi 244.4\text{mm}$ 技术套管，采用低密度水泥浆体系双级固井，固井水泥浆返至地面。

三开：采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻至设计完钻井深，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管至完钻井深，采用低密度水泥浆体系常规固井，固井水泥浆返至地面。

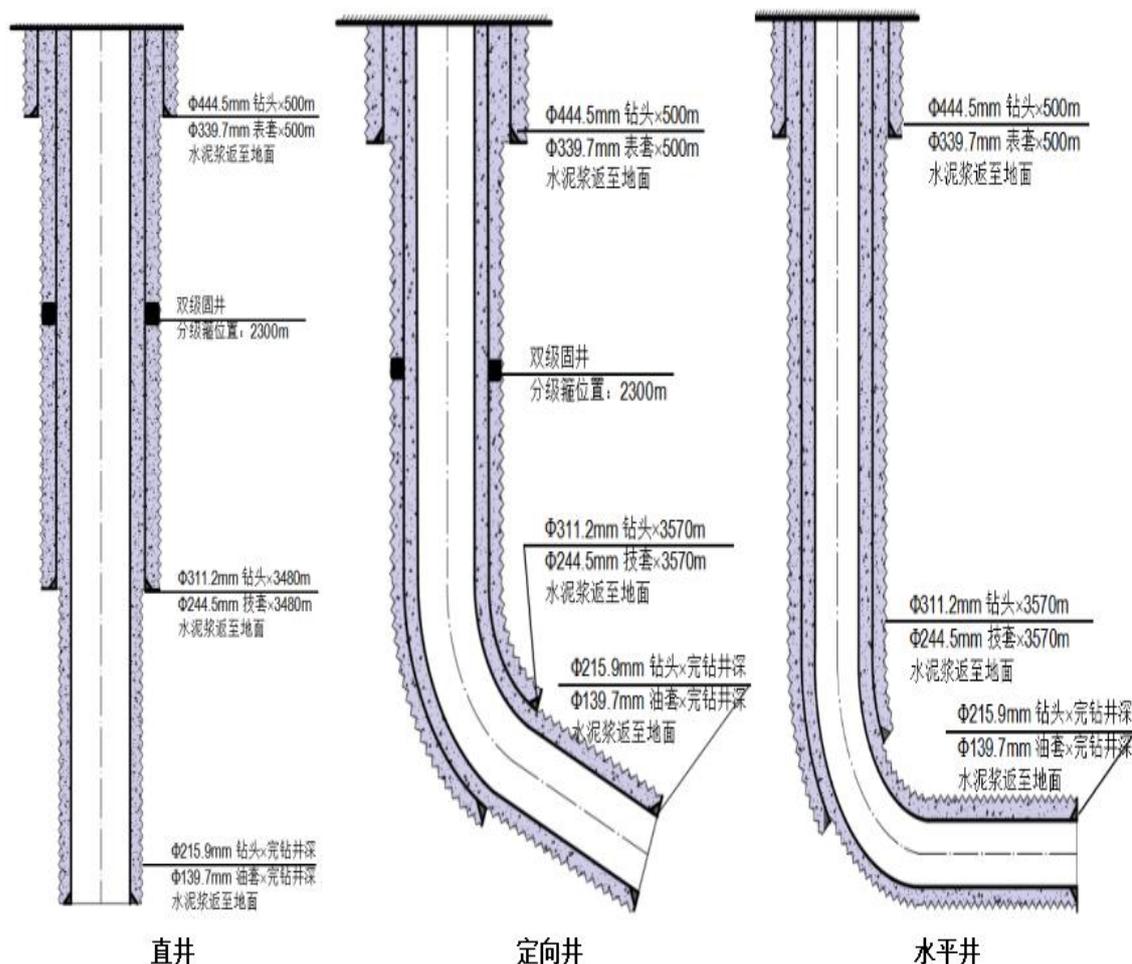


图 3.2-1 本工程井身结构图

(3) 钻井液

①一开钻井液

一开钻井液体系：坂土-CMC 钻井液体系；

配方提示：8%坂土+0.4% Na_2CO_3 +0.4%CMC（中）+重晶石。

主控性能指标：密度：1.10~1.20/ cm^3 ，粘度：60~100s。

②二开钻井液

二开钻井液体系：钾钙基聚合物钻井液体系；

配方提示：4%坂土+0.2% Na_2CO_3 +0.3% NaOH +0.5%~0.7%SP-8+7%KCl
+0.5%~0.7%PMHA-2+0.5%复配铵盐+2%HY-2+0.2%~0.5%CaO+3%阳离子乳化
沥青+2%随钻堵漏剂+重晶石

直井：+0.5%液体润滑剂

定向井：+1%液体润滑剂

水平井：+1%~2%液体润滑剂+0.2%黄原胶。

表 3.2-11 钻井液性能参数表

密度 (g/cm ³)	粘度(s)	API(ml)	含砂 (%)	pH	塑性粘度 (mPa.s)	动切力 (Pa)	静切力 (Pa)
1.15~1.25	40~70	≤5	≤0.3	8~10	15~30	5~12	1-5/2-7

③三开钻井液

三开钻井完井液体系：钾钙基聚合物（直井/定向井）/钾钙基聚胺有机盐（水平井）

配方提示：4%坂土+0.2%Na₂CO₃+0.3%NaOH+0.5%~0.7%SP-8+0.5%~0.7%PMHA-2+7%KCl+0.5%复配铵盐+2%HY-2+2%阳离子乳化沥青+2%~3%天然沥青+0.2%~0.5%CaO+2%随钻堵漏剂+2%超细碳酸钙+1%WC-1+重晶石

直井：+0.5%液体润滑剂

定向井：+2%液体润滑剂

水平井：+2%WRF-9+2%液体润滑剂+1%固体润滑剂+0.2%黄原胶+1%胺基抑制剂+8%有机盐+0.2%黄原胶

表 3.2-12 钻井液性能参数表

井型	密度 (g/cm ³)	粘度 (s)	滤失量 (ml)	含砂 (%)	pH	塑性粘度 (mPa.s)	动切力 (Pa)	静切力 (Pa)
直井/定向井	1.55~1.65	40~80	API≤5 HTHP≤12	0.3	8~10	20~45	5~18	1-7/2-12
水平井	1.60~1.70							

(4) 固井

一开采用Φ339.7mm 表层套管下入深度 500m，采用内管注水泥固井，水泥浆返至地面。

二开采用Φ244.5mm 技术套管下入中完井深，采用低密度水泥浆体系双级固井，分级箍位于八道湾组顶界以上 300m，水泥浆返至地面。

三开采用 $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管下入完钻井深，采用低密度水泥浆体系常规固井，水泥浆返至地面。

(5) 完井方式

本次工程新钻井采用套管注水泥固井完井方式，直井、定向井、水平井均采用 $340\text{mm}\times 245\text{mm}\times 140\text{mm}\times 70\text{MPa}$ 正规套管头，水平井另需配备 105MPa 升压法兰。

(6) 原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电采用电网供电。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。烧碱属于危险化学品，单独存放在危险化学品间内。井场原材料消耗与井身结构有关，最终汇总的原材料消耗情况见表 3.2-13。

表 3.2-13 井场主要材料用量一览表

序号	物料名称		单位	合计
1	水基钻井液		m^3	15096
2	钻井液添加剂		t	7454
3	压裂液		m^3	2450
3	新鲜用水	洗井用水	m^3	420
		生活用水	m^3	3136
		总计	m^3	3556
4	柴油		t	2240

表 3.2-14 直井钻井液材料用量表（单井）

开钻次序	一开	二开	三开	/	理化特性	用途
钻头尺寸 mm	444.5	311.2	215.9	/	/	/
井段 m	0~500	~3480	~4054	/	/	/
井筒容积 m ³	78	267	142	/	/	/
钻井液用量 m ³	185	481	251	917	/	/
材料名称	用量 t			合计 t	/	/
坂土	14.8	19.2	0.6	34.6	坂土是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性。	用于配制泥浆
CMC(中)	0.7	/	/	0.7	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明粘稠液体，具有较好耐盐性。	钻井液增粘和降滤失剂
纯碱	0.7	1.0	/	1.7	纯碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇。	用于调节钻井液pH值
NaOH	/	1.4	/	1.4	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性。	用于调节钻井液pH值
SP-8	/	2.9	0.1	3.0	氧化沥青粉，粉状，可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散，吸附在页岩微缝上阻止水渗入，改善井壁泥饼润滑性，抗盐性好。	钻井液防塌剂
PMHA-2	/	2.9	0.1	3.0	絮凝包被剂高分子聚合物，使分散于液相中的杂质微粒凝集、沉降的高分子化合物。	钻井液絮凝剂
复配铵盐	/	2.4	0.1	2.5	聚丙烯腈复配铵盐。	钻井液降滤失剂
HY-2	/	9.6	0.3	9.9	镶嵌屏蔽剂 HY-2 是一种聚合物，其颗粒由外层高分子凝胶和内层刚性核组成，是一种在泥浆中配伍性好，抗盐膏强，适用地层广，使用方便的具强抑制剂。	防止坍塌作用的高效钻井液添加剂
KCl	/	33.7	1.1	34.8	氯化钾是一种无机化合物，外观如同食盐，无臭、味咸。氯化钾为钻井液加重材料，主要用于提高无固相清洁盐水钻井完井液和修井液的密度，目的是有效保护油气层。	钻井液加重材料
CaO	/	1.7	0.1	1.8	生石灰既氧化钙（CaO），遇水后成熟石灰既氢氧化钙〔Ca(OH) ₂ 〕。熟石灰为白色粉末状固体，在空气中能吸收二氧化碳生成碳酸钙，在水中溶解度很小，且随温度的升高而降低。	用于调节钻井液pH值

					石灰在钻井液中主要提供钙离子，以控制粘土的水化分散，使粘土保持适度的絮凝状态；调节钻井液 pH 值，配置堵漏剂或低钙钻井液。	
阳离子乳化沥青	/	14.4	0.3	14.7	阳离子乳化沥青由多种表面活性剂及阳离子页岩抑制剂及一定范围软化点的沥青经特种工艺加工而成。失水及保护油气层作用。	封堵、桥接、防膨、防塌、降失水及保护油气层作用
天然沥青	/	/	6.3	6.3	天然沥青是石油在自然界长期受地壳挤压并与空气、水接触逐渐变化而形成的，以天然形态存在的石油沥青，其中常混有一定比例的矿物质。天然沥青有降低钻井液的滤失、减少钻头磨损、稳定井壁防止井壁塌陷、封堵和防塌的作用。	降低钻井液的滤失、稳定井壁防止井壁塌陷、封堵和防塌的作用
液体润滑剂	/	2.4	0.1	2.5	仿烃类衍生物复配，棕褐色液体。	钻井液润滑剂
随钻堵漏剂	/	9.6	0.3	9.9	随钻堵漏剂（改性植物纤维）主要由天然原料，经科学配方生产而成。其主要成份为高活性腐植酸盐及其衍生物、纤维素、植物胶、聚戊糖等。外观呈可流动性固体粉末。是一种用于钻井液中降低滤失保护储层的封堵材料，能快速有效的封堵钻进过程中所遇到的复杂地层情况，降低钻井液的损耗，阻止固相和液相进入储层，稳定井壁。	钻井液堵漏剂
超细碳酸钙	/	/	5.0	5.0	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙。	钻井液酸中和剂，调节泥浆 pH 值
WC-1	/	/	2.5	2.5	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点。	钻井液降滤失剂
II级重晶石	20.0	85.0	/	105.0	主要成分 BaSO ₄ ，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm ³ 。	钻井液加重剂
I级重晶石	/	/	145.0	145.0	主要成分 BaSO ₄ ，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm ³ 。	钻井液加重剂
合 计 t				384.3	/	/
可选材料				SP-8: XZ-FJL、Redul、AP220; PMHA-2: HMP、IND10、TC-DBY、AHB、IND30、FA367; 天然沥青: PHT、白沥青、XZ-CMJ、RF-9		

表 3.2-15 定向井钻井液材料用量表（单井）

开钻次序	一开	二开	三开	/	理化特性	用途
钻头尺寸 mm	444.5	311.2	215.9	/	/	/
井段 m	0~500	~3570	~4054	/	/	/
井筒容积 m ³	78	274	151	/	/	/
钻井液用量 m ³	185	545	266	996	/	/
材料名称	用量 t			合计 t	/	/
坂土	14.8	21.8	1.1	37.7	坂土是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性。	用于配制泥浆
CMC(中)	0.7	/	/	0.7	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明粘稠液体，具有较好耐盐性。	钻井液增粘和降滤失剂
纯碱	0.7	1.1	0.1	1.9	纯碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇。	用于调节钻井液pH值
NaOH	/	1.6	0.1	1.7	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性。	用于调节钻井液pH值
SP-8	/	3.3	0.2	3.5	氧化沥青粉，粉状，可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散，吸附在页岩微缝上阻止水渗入，改善井壁泥饼润滑性，抗盐性好。	钻井液防塌剂
PMHA-2	/	3.3	0.2	3.5	絮凝包被剂高分子聚合物，使分散于液相中的杂质微粒凝集、沉降的高分子化合物。	钻井液絮凝剂
复配铵盐	/	2.7	0.1	2.8	聚丙烯腈复配铵盐。	钻井液降滤失剂
HY-2	/	10.9	0.5	11.4	镶嵌屏蔽剂 HY-2 是一种聚合物，其颗粒由外层高分子凝胶和内层刚性核组成，是一种在泥浆中配伍性好，抗盐膏强，适用地层广，使用方便的具强抑制剂。	防止坍塌作用的高效钻井液添加剂
KCl	/	38.2	1.9	40.1	氯化钾是一种无机化合物，外观如同食盐，无臭、味咸。氯化钾为钻井液加重材料，主要用于提高无固相清洁盐水钻井完井液和修井液的密度，目的是有效保护油气层。	钻井液加重材料
CaO	/	1.9	0.1	2.0	生石灰既氧化钙（CaO），遇水后成熟石灰既氢氧化钙〔Ca(OH) ₂ 〕。熟石灰为白色粉末状固体，在空气中能吸收二氧化碳生成碳酸钙，在水中溶解度很小，且随温度的升高而降低。	用于调节钻井液pH值

					石灰在钻井液中主要提供钙离子，以控制粘土的水化分散，使粘土保持适度的絮凝状态；调节钻井液 pH 值，配置堵漏剂或低钙钻井液。	
阳离子乳化沥青	/	16.4	0.5	16.9	阳离子乳化沥青由多种表面活性剂及阳离子页岩抑制剂及一定范围软化点的沥青经特种工艺加工而成。失水及保护油气层作用。	封堵、桥接、防膨、防塌、降失水及保护油气层作用
天然沥青	/	/	6.7	6.7	天然沥青是石油在自然界长期受地壳挤压并与空气、水接触逐渐变化而形成的，以天然形态存在的石油沥青，其中常混有一定比例的矿物质。天然沥青有降低钻井液的滤失、减少钻头磨损、稳定井壁防止井壁塌陷、封堵和防塌的作用。	降低钻井液的滤失、稳定井壁防止井壁塌陷、封堵和防塌的作用
液体润滑剂	/	5.5	2.9	8.4	仿烃类衍生物复配，棕褐色液体。	钻井液润滑剂
随钻堵漏剂	/	10.9	0.5	11.4	随钻堵漏剂（改性植物纤维）主要由天然原料，经科学配方生产而成。其主要成份为高活性腐植酸盐及其衍生物、纤维素、植物胶、聚戊糖等。外观呈可流动性固体粉末。是一种用于钻井液中降低滤失保护储层的封堵材料，能快速有效的封堵钻进过程中所遇到的复杂地层情况，降低钻井液的损耗，阻止固相和液相进入储层，稳定井壁。	钻井液堵漏剂
超细碳酸钙	/	/	5.3	5.3	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙。	钻井液酸中和剂，调节泥浆 pH 值
WC-1	/	/	2.7	2.7	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点。	钻井液降滤失剂
II级重晶石	20.0	97.0		117.0	主要成分 BaSO ₄ ，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm ³ 。	钻井液加重剂
I级重晶石	/	/	155.0	155.0	主要成分 BaSO ₄ ，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm ³ 。	钻井液加重剂
合 计 t				428.7	/	/
可选材料				SP-8: XZ-FJL、Redu1、AP220; PMHA-2: HMP、IND10、TC-DBY、AHB、IND30、FA367; 天然沥青: PHT、白沥青、XZ-CMJ、RF-9; WRF-9: 聚醇		

表 3.2-16 水平井钻井液材料用量表（单井）

开钻次序	一开	二开	三开	/	理化特性	用途
钻头尺寸 mm	444.5	311.2	215.9	/	/	/
井段 m	0~500	~3570	~5743	/	/	/
井筒容积 m ³	78	274	200	/	/	/
钻井液用量 m ³	206	574	478	1258	/	/
材料名称	用量 t			合计 t	/	/
坂土	16.5	23.0	8.8	48.3	坂土是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性。	用于配制泥浆
CMC(中)	0.8	/	/	0.8	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明粘稠液体，具有较好耐盐性。	钻井液增粘和降滤失剂
纯碱	0.8	1.1	0.4	2.3	纯碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇。	用于调节钻井液pH值
NaOH	/	1.7	0.7	2.4	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性。	用于调节钻井液pH值
SP-8	/	3.4	1.3	4.7	氧化沥青粉，粉状，可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散，吸附在页岩微缝上阻止水渗入，改善井壁泥饼润滑性，抗盐性好。	钻井液防塌剂
PMHA-2	/	3.4	1.3	4.7	絮凝包被剂高分子聚合物，使分散于液相中的杂质微粒凝集、沉降的高分子化合物。	钻井液絮凝剂
复配铵盐	/	2.9	1.1	4.0	聚丙烯腈复配铵盐。	钻井液降滤失剂
HY-2	/	11.5	4.4	15.9	镶嵌屏蔽剂 HY-2 是一种聚合物，其颗粒由外层高分子凝胶和内层刚性核组成，是一种在泥浆中配伍性好，抗盐膏强，适用地层广，使用方便的具强抑制剂。	防止坍塌作用的高效钻井液添加剂
KCl	/	40.2	15.4	55.6	氯化钾是一种无机化合物，外观如同食盐，无臭、味咸。氯化钾为钻井液加重材料，主要用于提高无固相清洁盐水钻井完井液和修井液的密度，目的是有效保护油气层。	钻井液加重材料
CaO	/	2.0	0.8	2.8	生石灰既氧化钙（CaO），遇水后成熟石灰既氢氧化钙〔Ca(OH) ₂ 〕。熟石灰为白色粉末状固体，在空气中能吸收二氧化碳生成碳酸钙，在水中溶解度很小，且随温度的升高而降低。	用于调节钻井液pH值

					石灰在钻井液中主要提供钙离子，以控制粘土的水化分散，使粘土保持适度的絮凝状态；调节钻井液 pH 值，配置堵漏剂或低钙钻井液。	
阳离子乳化沥青	/	17.2	4.4	21.6	阳离子乳化沥青由多种表面活性剂及阳离子页岩抑制剂及一定范围软化点的沥青经特种工艺加工而成。失水及保护油气层作用。	封堵、桥接、防膨、防塌、降失水及保护油气层作用
天然沥青	/	/	12.0	12.0	天然沥青是石油在自然界长期受地壳挤压并与空气、水接触逐渐变化而形成的，以天然形态存在的石油沥青，其中常混有一定比例的矿物质。天然沥青有降低钻井液的滤失、减少钻头磨损、稳定井壁防止井壁塌陷、封堵和防塌的作用。	降低钻井液的滤失、稳定井壁防止井壁塌陷、封堵和防塌的作用
液体润滑剂	/	8.6	5.7	14.3	仿烃类衍生物复配，棕褐色液体。	钻井液润滑剂
固体润滑剂	/	/	9.6	9.6	固体润滑剂为防止与保护摩擦表面在作相对运动时免于损坏及减少其摩擦和磨损而在表面上使用的粉末状或薄膜状固体称为固体润滑剂。固体润滑剂承载能力强、防粘滑性好、抗高真空、耐辐射、导电率范围宽、防腐、防尘，因此是一类特殊的润滑剂。	钻井液润滑剂
胺基抑制剂	/	/	4.8	4.8	抑制剂（又称为缓聚剂）是一种用来阻滞或降低化学反应速度的物质，作用与负催化剂相同。它不能停止聚合反应，只是减缓聚合反应。借以抑制或缓和化学反应的物质	抑制井壁失稳、提高钻井液性能
黄原胶	/	/	1.0	1.0	黄原胶又名汉生胶，是由野油菜黄单胞杆菌碳水化合物为主要原料经发酵工程生产的一种作用广泛的微生物胞外多糖。它具有独特的流变性，良好的水溶性、对热及酸碱的稳定性、与多种盐类有很好的相容性，作为增稠剂、悬浮剂、乳化剂、稳定剂。	增粘、降阻、提高钻井速度和保护油气层作用
WRF-9	/	/	9.6	9.6	九氟戊酸乙酯是一种化学物质，在钻井液中的作用主要包括防塌和封堵功能。WRF-9 是一种钻井液用防塌封堵剂，主要用于防止钻井过程中井壁坍塌和堵塞地层孔隙，确保钻井作业的顺利进行	钻井液用防塌封堵剂
有机盐	/	/	38.2	38.2	有机盐指的是有机酸、生物碱适当中和生成的盐。主要元素是钠、钙、镁等。有机盐可以增加钻井液的密度，调节钻井液的流变性能，改善钻井液的物理化学性质，从而提高钻井效率，减少钻井时间。	增加钻井液的密度、润滑性、提高钻井效率
随钻堵漏剂	/	11.5	4.4	15.9	随钻堵漏剂（改性植物纤维）主要由天然原料，经科学配方生产而成。其主要成份为高活	钻井液堵漏剂

					性腐植酸盐及其衍生物、纤维素、植物胶、聚戊糖等。外观呈可流动性固体粉末。是一种用于钻井液中降低滤失保护储层的封堵材料，能快速有效的封堵钻进过程中所遇到的复杂地层情况，降低钻井液的损耗，阻止固相和液相进入储层，稳定井壁。	
超细碳酸钙	/	/	9.6	9.6	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙。	钻井液酸中和剂，调节泥浆 pH 值
WC-1	/	/	4.8	4.8	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点。	钻井液降滤失剂
II级重晶石	20.0	102.0		122.0	主要成分 BaSO ₄ ，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm ³ 。	钻井液加重剂
I级重晶石	/	/	332.0	332.0	主要成分 BaSO ₄ ，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm ³ 。	钻井液加重剂
合 计 t				736.9	/	/
可选材料				SP-8: XZ-FJL、Redul、AP220; PMHA-2: HMP、IND10、TC-DBY、AHB、IND30、FA367; 天然沥青: PHT、白沥青、XZ-CMJ、RF-9; WRF-9: 聚合醇		

(7) 主要生产设备

本工程新建 14 口采油井，2 口井为直井，7 口井为定向井，5 口井为水平井。直井、定向井设计使用 ZJ50J 钻机，水平井设计使用 ZJ70D 钻机，项目施工所需设备设施情况见表 3.2-17、表 3.2-18。

表 3.2-17 直井、定向井施工设备配置一览表

项目组成	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量	备注	
钻前工程	推土机	--	--	辆	1	开挖池体 平整井场	
	挖掘机	--	--	辆	1		
钻井工程	钻机	ZJ50J	3150	kN	1 套	—	
	井架	JJ315/45-K	3150	kN	1 套	净空高度≥6m	
	提升系统	绞车	JC50		kW	1 套	—
		天车	TC1-315	3150	kW	1 套	—
		游车	YC-315	3150	kN	1 套	—
		大钩	DG315	3150	kN	1 套	—
		水龙头	SL450	4500	kN	1 套	—
	顶部驱动装置	DQ50BS	4500	kN	1 套	二开	
	转盘	ZP375	--	--	--	—	
	循环系统配置	钻井泵 1#	F-1600HL	1193	kW	1 台	—
		钻井泵 2#	F-1600HL	1193	kW	1 台	—
		钻井液罐	13000×3000×2500	--	--	1 个	循环罐总容积 350m ³ ，储备罐总容积 240m ³
		搅拌器	NJ-15	15	kW	12 个	叶片直径 600mm
	钻机动力系统	柴油机	CAT3512	810	kW	3 台	—
	发电机组	发电机	G12V190ZLD1-2	500	kW	2 台	—
	钻机控制系统	自动压风机	SPE306X	—	—	—	6.5m ³ /min
		电动压风机	SPE306X	—	—	—	6.5m ³ /min
		气源净化装置	--	--	--	--	--
		刹车系统	--	--	--	--	--
		辅助刹车	--	--	--	--	—
	固控系统	振动筛	HS270-4P-PTS	--	--	3 台	处理量≥200m ³ /h
除砂除泥清洁器		ZQJ-1/250X2-100X14-2	--	--	--	处理量≥200m ³ /h	
离心机		LW600×1000-N	--	--	2 台	处理量≥40m ³ /h	
加重	加重漏斗	--	--	--	1 套	--	

	装置	电动加重泵	--	--	--	--	--
井控系统	二开	环形防喷器	FH35-35	--	--	1套	--
		双闸板防喷器	2FZ35-35	--	--	1套	--
		节流管汇	JG-35	--	--	1套	--
		压井管汇	YG-35	--	--	1套	--
	三开	环形防喷器	FH35-35	--	--	1套	--
		双闸板防喷器	2FZ35-70	--	--	1套	--
		节流管汇	JG-70	--	--	1套	--
		压井管汇	YG-70	--	--	1套	--
	控制装置		FKQ5605	--	--	1套	--
	司钻控制台		--	--	--	1套	--
节流控制箱		--	--	--	1套	--	
风险防护设施	消防房及消防工程		6.5×2.5	--	--	按标准配套	--
	二层台逃生装置		--	--	--	按标准配套	--
	钻台紧急滑道		--	--	--	按标准配套	--
	可燃气体监测仪		--	--	--	2台	--
	便携式H ₂ S监测仪		--	--	--	5台	--
	正压式空气呼吸器		--	--	--	14套	--
	声光报警器		--	--	--	1个	--
	防爆对讲机		--	--	--	5个	--
	风向标		--	--	--	7个	--
仪器仪表	钻井参数仪		八参数仪	--	--	1套	--
	测斜仪		自浮式测斜仪	--	--	1套	--
	防H ₂ S设备		便携式	--	--	≥1套	--
液压大钳		ZQ203/125	--	--	1台	--	

表 3.2-18 水平井施工设备配置一览表

项目组成	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量	备注	
钻前工程	推土机	--	--	辆	1	开挖池体 平整井场	
	挖掘机	--	--	辆	1		
钻井工程	钻机	ZJ-70D	4500	kN	1套	--	
	井架	JJ450/45-K	4500	kN	1套	底座高度≥10.5m	
	提升系统	绞车	JC70D	1470	kW	1套	--
		天车	TC-450	4500	kW	1套	--
		游车	YC-450	4500	kN	1套	--
		大钩	DG450	4500	kN	1套	--
		水龙头	SL450	4500	kN	1套	--
	顶部驱动装置	DQ70BS	4500	kN	1套	二开	
	转盘	ZP375	--	--	--	开口直径952.5mm	
	循环系	钻井泵	F-1600HL	1193	kW	3台	--

	统配置	高压管汇		52	MPa	--	--
		钻井液罐	13000×3000×2500	--	--	1个	循环罐总容积350m ³ ，储备罐总容积240m ³
		搅拌器	NJ-7.5	7.5	kW	12个	--
	钻机动力系统	柴油机	CAT3512(B)	1022	kW	4台	--
	发电机组	发电机	MAGNETEC689SR4	800	kW	4台	--
	钻机控制系统	自动压风机	2V-6.5/12	--	--	--	6.5m ³ /min
		电动压风机	2V-6.5/12	--	--	--	6.5m ³ /min
		MCC房	--	--	--	--	--
		刹车系统	--	--	--	--	--
		辅助刹车	--	--	--	--	--
	固控系统	振动筛	--	2.2	kW	3台	处理量≥200m ³ /h
		除砂器	--	--	--	1台	--
		除泥器	--	--	--	1台	--
		离心机	LW450/1200、LW600/945	--	--	2台	处理量≥80m ³ /h
	加重装置	加重漏斗	--	--	--	1套	--
电动加重泵		--	--	--	--	--	
井控系统	二开	环形防喷器	FH35-35	--	--	1套	--
		双闸板防喷器	2FZ35-35	--	--	1套	--
		节流管汇	JG-35	--	--	1套	--
		压井管汇	YG-35	--	--	1套	--
	三开	旋转防喷器	Xk35-10.5/21	--	--	1套	--
		环形防喷器	FH35-35	--	--	1套	--
		双闸板防喷器	2FZ35-70	--	--	1套	--
		节流管汇	JG-70	--	--	1套	--
		压井管汇	YG-70	--	--	1套	--
	控制装置	FKQ5605	--	--	1套	--	
	司钻控制台	--	--	--	1套	--	
	节流控制箱	--	--	--	1套	--	
	风险防护设施	消防房及消防工程	6.5×2.5	--	--	按标准配套	--
二层台逃生装置		--	--	--	按标准配套	--	
钻台紧急滑道		--	--	--	按标准配套	--	
可燃气体监测仪		--	--	--	2台	--	
便携式H ₂ S监测仪		--	--	--	5台	--	
正压式空气呼吸器		--	--	--	14套	--	

	声光报警器	--	--	--	1 个	--
	防爆对讲机	--	--	--	5 个	--
	风向标	--	--	--	7 个	--
仪器仪表	钻井参数仪	多参数仪	--	--	1 套	--
	测斜仪	自浮式测斜仪	--	--	1 套	--
	防 H ₂ S 设备	便携式	--	--	≥1 套	--
	液压大钳	ZQ203/125	--	--	1 台	--

(8) 井场平面布置

本工程新钻 14 口采油井，单井钻井总占地面积 12000m²（100m×120m），永久占地面积 1200m²（30m×40m），临时占地面积 10800m²，临时生活区 2400 m²（40m×60m）。根据标准化井场布置要求，在前场主要布置钻杆、套管等堆存区和值班房、消防房等设施，在右侧布置泥浆罐、泥浆泵、水罐、录井房、砂样房、工程房，在左场布置远控房、大班房、材料房、危险废物暂存间、柴油罐、油品房配电房，在后场布置发电机房等设施。钻屑不落地设施布置在井场内循环罐右侧，与循环罐之间采用排水沟连接。钻井井场布置示意图详见图 3.2-2。

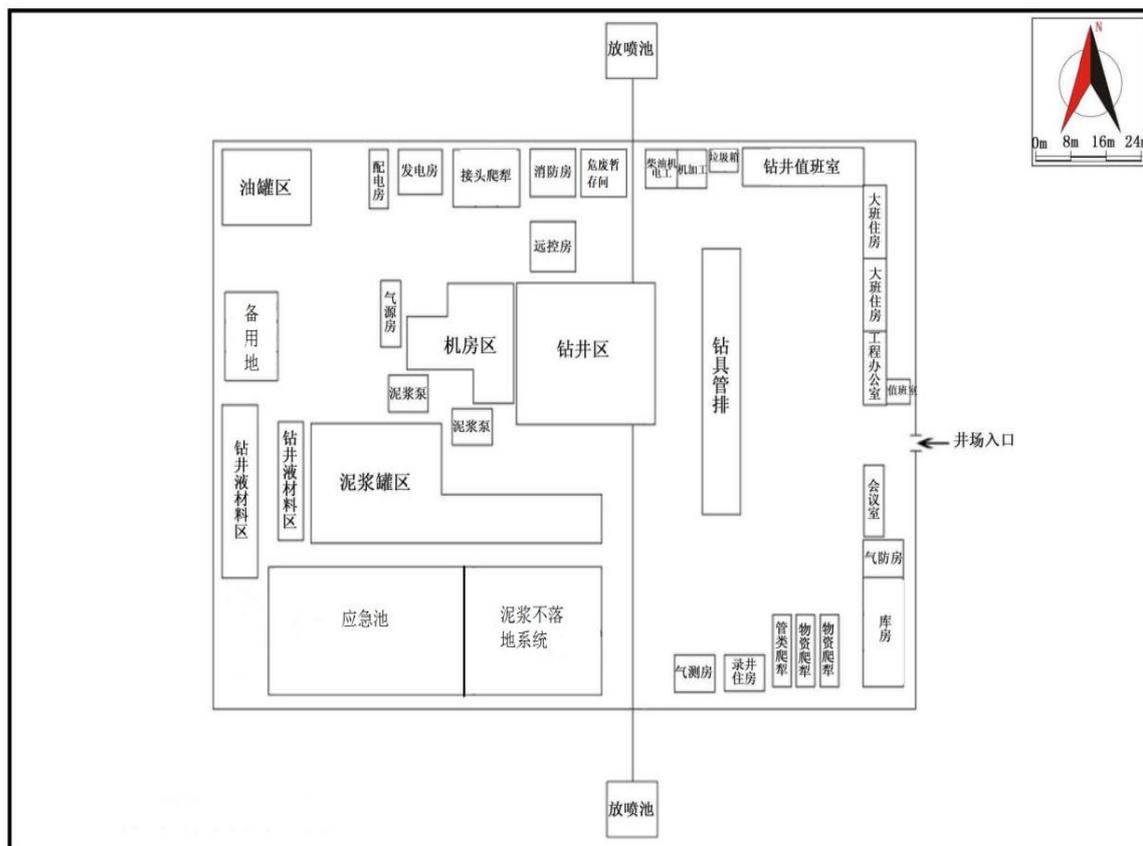


图 3.2-2 井场平面布局示意图

3.2.4.3 储层改造工程

(1) 射孔工艺

根据玛中油田玛中 4 井区储层特征,本工程采用套管压裂工艺配套的电缆传输射孔方式。

射孔工艺参数:本工程新钻井射孔采用电缆泵送桥塞射孔联作,配套电缆防喷器,89 型射孔枪,射孔密度为 16 孔/m,相位角为 60° ,布孔方式为螺旋布孔,射孔液为清水/压裂液。

①当施工排量 $12\text{m}^3/\text{min}$ 时,如射孔孔眼有效直径达到 10mm,则为保证所有孔眼同时吸液,设计孔眼摩阻 5MPa 以上,有效孔眼数应控制在 36 个以内。为进一步提高单段各簇改造的均衡性,可以采用限流压裂工艺,进一步减少单段/单簇射孔数。

②孔数过少可能导致施工困难,结合玛湖地区施工经验,单段 3 簇推荐每簇 8~12 孔,附加 5~12MPa 孔眼摩阻。

1) 第一段:采用连续油管射孔,89 型射孔枪、等孔径射孔弹,首段 2 簇,每簇 16 孔,孔密 16 孔/m,相位角 60° ,射孔液采用清水。

2) 其余段:采用电缆传输射孔,89 型射孔枪、等孔径射孔弹,每簇 8~12 孔,相位角 60° ,孔密 16 孔/m,单段 3 簇,射孔液采用压裂用滑溜水。

(2) 储层改造工艺

储层增产措施工艺类型分为三大类:即酸化、酸压和加砂压裂。本工程新建油井目的层前期完井工艺均满足储层改造需求,结合玛中油田玛中 4 井区已实施的钻井作业储层改造工艺,本工程各钻井采用加砂压裂工艺,不涉及酸化。

(3) 压裂方案

结合前期工艺实施情况,主体工艺采用可溶桥塞+分簇射孔分段改造工艺,首段采用连续油管传输射孔;第二段及以后采用电缆泵送桥塞和射孔联作,进而采用大排量压裂施工对地层进行压裂改造。本区储层岩性为砂岩,参考光纤试验结果和前期井实施效果,立足均衡改造,推荐主体段内 3 簇。设计单簇排量 5m^3 ,段内 2 簇,施工排量 $10\sim 12\text{m}^3/\text{min}$,段内 3 簇,施工排量 $15\text{m}^3/\text{min}$;平均砂比为 10%~15%左右。

压裂施工参数：采用逆混合泵注工艺，高黏滑溜水启缝+低黏滑溜水段塞式加砂+低中高黏滑溜水连续携砂，高黏滑溜水启缝保证裂缝高效起裂，段塞式加砂控底，变黏滑溜水连续携砂保证安全加砂。高黏启缝阶段以3~4个井筒容积的高黏造缝；前置液段塞式加砂阶段，使用低黏滑溜水，泵注1~3个段塞；连续加砂阶段，合理调整变黏滑溜水用量，保证加砂安全，最高砂浓度390kg/m³以内，低黏比例70%左右。

压裂液：本区油藏温度为88.7~92.0℃，结合前期井的实施情况，推荐采用免配变黏压裂液体系，推荐低/中/高黏比例7:1.5:1.5，压裂液中加入2%的KCl溶液或防膨性能达到要求的其它防膨液，压裂液需满足性能稳定、低摩阻、低伤害、低成本、安全环保和可回收利用的要求。

支撑剂：①II区采油井支撑剂采用承压等级不小于28MPa的30/50目石英砂：40/70目石英砂=7：3；②III区采油井支撑剂采用承压等级不小于52MPa的30/50目陶粒：40/70目陶粒=7：3，前置段塞推荐采用压等级不小于28MPa的40/70目石英砂。

(4) 压裂设备配置

压裂施工设备分为地面动力机械设备和井下工具，具体设备设施情况见表3.2-19。

表 3.2-19 单座井场压裂施工所用机械一览表

设备或部件名称	数量	备注
运输车辆	2 辆	运输压裂液
压裂泵车	1 组	每组泵注排量满足 15m ³ /min，压裂水马力需求 30000HHP，向井内注入高压的压裂液
混砂车	2 辆	将压裂液和支撑剂按一定比例混合后供给压裂车，供液能力 15m ³ /min 以上。
仪表车	2 辆	计量仪表
管汇车	2 辆	由高压三通、四通、单流阀、控制阀等部件组成，井口及高压管汇满足 15m ³ /min 注入需求
喷砂器	2 套	向地层喷砂液，同时形成节流压差
封隔器	2 套	分隔井的压裂层段
水力锚	2 套	固定井下管柱
配套电缆防喷装置	2 套	防喷装置
电缆射孔装置	1 台	射孔装备

3.2.4.4 采油工程

本工程部署 14 口采油井，其中直井、定向井采用 KY70/78-65 采油井口，套管头承压 70MPa，水平井采用 KY105/78-65 型井口、套管头承压 105MPa，均采用采用 14 型节能抽油机，配套选用功率为 37kW 的电机。采油井采用前期自喷+后期机械抽油方式生产。

结合玛中油田现有区块现场应用的举升方式和实际应用效果，初步确定前期采用自喷采油，后期地层能量不足时采用抽油机采油，并配套相应的防砂清蜡措施。自喷期采用机械清蜡，抽油期采用刮蜡抽油杆清蜡，同时配合热洗、化学或其他工艺清蜡。

3.2.4.5 集输工程

本工程采油单井采用密闭常温集输工艺。单井气液通过新建集输管线混输至计量站计量后，通过新建集输支线自压输送至新建混输站，再通过新建混输管道输送至玛 18 转油站，与玛 18 井区原油混合后，通过玛 18 转油站转送至百联站进行处理。本工程集输采用三级布站工艺，即井口→计量橇→玛中 4 混输站→玛 18 转油站→百口泉注输联合站的布站工艺。

本工程新建单井集输管线 16.2km（包括 14 口新钻采油井和 4 口老井进站管线），新建集油支线 4.8km，新建集输干线 35km（设置 3 座阀组）。本工程管线工程主要设备设施一览表见 3.2-20。本工程总体布局见图 3.2-3~3.2-5。

表 3.2-20 管线工程工作量一览表

工程内容	起点	终点	规格	单位	数量	管道材质
单井集输 管线	MZD40007	1号计量站 (已建)	DN65, 2.5MPa	km	1.1	柔性复合管 (II型)
	MZD40008		DN65, 2.5MPa	km	1	
	MZD40009		DN65, 2.5MPa	km	1.1	
	MZD40011		DN65, 2.5MPa	km	0.9	
	MZHW4006	新建3号计 量站	DN65, 2.5MPa	km	0.6	
	MZHW4007		DN65, 2.5MPa	km	0.6	
	玛中406(老井)		DN65, 2.5MPa	km	0.1	
	玛中426(老井)		DN65, 2.5MPa	km	1.3	
	MZ40010	新建4号计 量站	DN65, 2.5MPa	km	0.1	
	MZD40012		DN65, 2.5MPa	km	0.1	
	MZ40013		DN65, 2.5MPa	km	1.1	
	MZD40014		DN65, 2.5MPa	km	1.1	
	MZD40015		DN65, 2.5MPa	km	1.1	
	MZHW4003		DN65, 2.5MPa	km	1.1	
	MZHW4004		DN65, 2.5MPa	km	1.1	
	MZHW4005		DN65, 2.5MPa	km	1.2	
	玛中404(老井)		DN65, 2.5MPa	km	2.4	
	玛中427(老井)		DN65, 2.5MPa	km	0.2	
集油支线	1号计量站(已建)	新建混输站	DN150, 3.5MPa	km	0.9	高压玻璃纤维 管
	新建3号计量站		DN150, 3.5MPa	km	2	
	新建4号计量站		DN150, 3.5MPa	km	1.9	
集油干线	新建混输站	玛18转油 站	DN150, 3.5MPa	km	35	高压玻璃纤维 管

3.2.4.6 站（井）场工程

（1）井场

本工程新建标准化采油井场 14 座，新建水平井井口 5 座（KY105/78-65），新建直井、定向井井口 9 座（KY70/78-65），均采用标准化采油井口（通集 20144），配置 14 型节能抽油机（37kW）。采油树设置保温盒保温，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。各井场装置均无人职守，定期巡检。

（2）计量站

①新建 2 座计量站（3 号、4 号计量站）

本次在玛中 4 井区新建 2 座计量站（3 号、4 号计量站）。

3 号、4 号计量站采用一体化选井计量装置，站内包含 1 座 14 井式自动选井一体化计量装置，自动选井计量一体化装置为一体化橇装设备，由计量橇和 14 井式多通阀选井装置组成，计量橇内配套提供远程测控终端 PLC 控制器，完成计量橇、多通阀的数据采集及监控功能，并具备自动控制及运行状态数据通讯功能。橇内自带 1 套可燃气体报警控制系统（包含可燃气体报警控制器 1 套、可燃气体探测器 1 台），完成对计量橇可燃气体检测、报警、联锁、上传等功能。另外，在计量间内配置 1 套静态分析型含水分析仪用于油井采出液含水分析，相关含水分析数据通过 RS48 接口接入计量橇 PLC。

3 号、4 号计量站工艺流程描述：单井来气液先进入计量站，计量站由多通阀及计量分离器组成，多通阀采用自动选井方式将需计量的单井来液进计量装置分别对液、气进行计量，计量后的原油和天然气与未计量的原油混合后经集油支线去混输站。

②扩建 1 号计量站

1) 现有工程基本情况

1 号计量站建于 2023 年，位于玛中 4 井区拉油站附近。计量站设 12 井式一体化自动选井计量装置，目前有 10 口井进站（MZD40001、MZ40002、MZD40003、MZ40004、MZD40005、MZD40006、玛中 4、玛中 401、玛中 402、玛中 404）。1 号计量站包含在艾湖油田玛中 4 井区白碱滩组油藏开发试验地面工程中，《艾湖油田玛中 4 井区白碱滩组油藏开发试验地面工程环

境影响报告书》于2023年9月26日获得原自治区环境保护厅批复（新环审〔2023〕227号），目前整体工程正在建设中。

2) 扩建工程

目前1号计量站有10口井进站，空头数为2个，本工程部署14口采油井，计划4口井（MZD40007、MZD40008、MZD40009、MZD40011）就近接入1号计量站，故本次在1号计量站扩建1座12井式多通阀。1号计量站扩建后进站空头数为14个，可以满足进站要求。

(3) 混输站

本次在玛中4井区新建混输站（玛中4混输站）一座，负责玛中4井区油气集输任务。新建混输站位于已建集中拉油站旁边，且利用集中拉油站内已建的生产分离器、事故罐（1000m³）、放空火炬及火炬除液器等。

本次在新建混输站内建设混输泵2台（一用一备），回流罐橇1座，电磁加热器2台（200kW）等设备。工艺流程为：油区计量站来气液（QL=630t/d，Qg=20000Nm³/d，含水率40%，温度20~30℃）自压进入新建的玛中4混输站，进已建生产分离器以避免段塞流对混输泵影响，生产分离器出液进电磁加热器升温到35~50℃，进混输泵升压后外输，气液通过新建的混输管线输往玛18转油站再转往百联站进行统一处理。混输泵后端设置回流罐，保证泵入口持液率稳定。混输站设置事故流程，事故状态下分离缓冲罐分离的气相进已建放空火炬放烧，液相进已建1000m³事故罐储存，通过已建原油定量装车橇装车外运。玛中4混输站工作量见表3.2-21，玛中4混输站工艺流程见图3.2-5。

表 3.2-21 玛中4混输站工作量统计表

序号	名称	单位	数量	备注
1	混输泵(Q=200m ³ /h, ΔP=1.8MPa, N=160kW)	台	2	1用1备(配变频电机)
2	电磁加热器(200kW)	台	2	
3	回流罐橇(0.8×2.4-2.5)	座	1	
4	管线(D219×6/20)	m	200	
5	管线(D168×5/20)	m	100	
6	平板闸阀(Z43wF-2.5、DN200、2.5MPa)	套	10	
7	平板闸阀(Z43wF-1.6C、DN200、1.6MPa)	套	16	

序号	名称	单位	数量	备注
8	平板闸阀（Z43wF-1.6C、DN150、1.6MPa）	套	10	
9	平板闸阀（Z43wF-1.6C、DN50、1.6MPa）	套	10	
10	安全阀（A42F-2.5、DN100、2.5MPa）	套	2	
11	防爆电热带（35W/m220V）	m	300	

A

图 3.2-5 玛中4混输站工艺流程图

3.2.5 辅助工程

辅助工程包括给排水、供配电、自控、通信、道路、防腐等。

3.2.5.1 给排水工程

施工期用水由罐车拉运，运营期不消耗新鲜水。

施工期废水主要为生活污水、钻井废水、管线试压废水、压裂返排液。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；工程结束由钻井队回收。管道试压采用洁净水，试压结束后用于洒水抑尘；生活污水排入防渗生活污水池，定期拉运至乌尔禾区污水处理厂处理；储层改造过程中产生的压裂返排液采取不落地直接排入专用废液收集罐中，拉运至百口泉注输联合站处理，处理达标后回注。

本工程运营期油井的采出水经集输管线输送至百口泉注输联合站处理；井下作业废水和洗井废水采用专用废水回收罐收集后运至百口泉注输联合站处理。

3.2.5.2 供配电工程

施工期钻机动力、办公等用电等采用柴油发电机作为电源；本工程运营期用电均采用玛中4井区新建变电站供电。

(1) 变电站

本次拟在玛中4区块负荷中心处新建35kV变电站1座及配套线路，电压等级为35/10kV，变电站主变容量为2×12.5MVA。35kV工作电源引自玛湖1区110kV变35kV侧，导线采用1×JL/G1A-185/30，架设长度35km；35kV备用电源待后期35kV玛中4变电站负荷稳定后，考虑计划由达13区35kV。变电站并接一路35kV线路作为该变电站的备用电源。变电站建成后玛中4井区可以实施电代油。变电站工作量见表3.2-22，

表 3.2-22 变电站工作量统计表

序号	名称	单位	数量	备注
一	110kV 线路 1×JL/G1A-300/40	km	35	
二	35kV 预装式变电站	座	1	
1	主变			
1)	变压器 (SZ20-12500/3535±3×2.5%/6.3kV)	台	1	
2)	户外检修箱 (XL-51)	只	2	
2	35kV 预装式配电室	座	1	
1)	35kV 电源进线柜 KYN61-40.5(Z)	面	1	
2)	35kV 出线柜 KYN61-40.5(Z)	面	1	
3)	35kV 电压互感器柜 KYN61-40.5(Z)	面	1	
4)	动力配电箱 XRL	只	2	
5)	含动力、照明、暖通、撬体及基础	套	1	
3	10kV 预装式配电室	座	1	
1)	10kV 电源进线柜 KYN28A-12Z	面	1	
2)	10kV 出线柜 KYN28A-12Z	面	5	
3)	10kV 无功补偿出线柜 KYN28A-12Z	面	1	
4)	10kVPT 柜	面	1	
5)	10kV 站用变出线柜 KYN28A-12Z	面	1	
6)	SCB18-10/0.4kV100kVA 干式电力变压器	台	1	
7)	10kV 封闭式母线桥	座	2	
8)	动力配电箱 XRL	只	2	
9)	含动力、照明、暖通、撬体及基础	套	1	

4	预装式 10kV 无功补偿室	座	1	
1)	10kV 动态无功补偿装置 SVG-3500kvar	套	1	
2)	动力配电箱 XRL	只	2	
3)	含动力、照明、暖通、撬体及基础	套	1	
5	预装式二次设备室及控制室			
1)	交直流一体化电源装置 65Ah	套	1	
2)	主变控保柜 PK-10/1-800 面	面	1	
3)	公用柜 PK-10/1-800	面	1	
4)	远动柜 PK-10/1-800	面	1	
5)	微机五防系统	套	1	
6)	工业级后台主机	套	2	
7)	GPS 卫星同步对时装置	套	1	
8)	视频机柜	面	1	
9)	网络机柜 PK-10/1-800	面	1	
10)	调度数据网柜	面	1	
11)	动力配电箱 XRL	只	2	
12)	含动力、照明、暖通、撬体及基础	套	1	
13)	35kV 进线门型架	座	1	
14)	35kV 隔离开关 GW4-40.5/1250-31.5	套	1	
15)	35kV 避雷器 YH5WZ-51/134	套	1	
16)	10kV 避雷器 HY5WS2-17/45	套	2	

(1) 井场

本工程新建采油井场采用单变压器带单井的供电方式。根据抽油机布置情况，新建 80kVA 杆架式变电站 1 座，共 14 座，电缆采用聚乙烯铜芯电缆直埋地敷设至采油井用电点。杆架式变电站 0.4kV 侧设无功补偿装置，新建 70kvar 无功补偿装置 1 套，补偿后功率因数均达 0.9。变电器高压侧设跌落式熔断器及避雷器组保护。新建架空线使用 JL/G1A-150/30 导线，新建 10kV 架空线引自本次新建 35kV 变电站 10kV 配电室。

(2) 计量站

新建计量站采用单变压器带多井的配电方式，单座计量站设 30kVA 杆架式变压器 1 台，共 2 座，变电器高压侧设跌落式熔断器及避雷器组保护。在杆架式

变电站 0.4kV 侧设无功补偿装置进行低压侧动态补偿，补偿后功率因数达 0.9 以上。新建架空线使用 JL/G1A-150/30 导线，新建 10kV 架空线引自本次新建 35kV 变电站 10kV 配电室。

(3) 混输站

新建混输站旁设 10/0.4kV 预装式变电站 1 座，变电站内设 1 间高压配电室、2 间变压器室、1 间低压配电室。高压配电室内设 6 面 10kV 环网断路器柜（2 进 2 计量 2 出，进出柜含保护装置），变压器室内各设 1 台 1000kVA 变压器，低压配电室设 GGD 型 0.4kV 低压配电柜 12 面（进线柜 2 面、1 面联络柜、9 面低压出线柜），预留 2 面出线柜位。预装式变电站为站内用电负荷配电。新建架空线使用 JL/G1A-150/30 导线，新建 10kV 架空线引自本次新建 35kV 变电站 10kV 配电室。

3.2.5.3 仪表自动化

本次采用先进、适宜的计算机测控技术对井、站生产过程进行集中监测和管理，完成主要工艺参数的数据采集，满足生产过程监控和管理的需要。

依据中国石油新疆油田分公司油气生产物联网建设标准，玛中 4 物联网系统实现集油区各类井场、站场生产单元全面感知、自动操作、预测趋势及优化决策的全面深化应用，实现以物联网系统为核心的生产管理新模式，优化管理层级，提高油田综合效益。采油井口、计量站实现“无人值守、故障巡检，集中监控”管理模式，混输站实现“有人值守、定期巡检、集中监控”管理模式。

3.2.5.4 通信工程

百联站现有通讯基站满足容量需求，本工程新建井场和站场通讯依托油田现有通讯基站，玛中 4 井区自动化数据、视频数据通过玛 18 转油站上传至百联站中控室。

3.2.5.5 道路工程

随着玛中油田玛中 4 井区的不断开发，油田内道路不断增多，并与油田周围道路形成更紧密的路网，内部道路配套完善，主要巡线道路为三级沥青路面，其余单井巡线道路为简易砂石路面。本工程新建道路 9.4km，其中新建井场、计量站外道路 9km，路基宽 4.5m，路面宽 3.5m，采用砂石路面；新建混输站外道路

400m，路基宽 8.5m，路面宽 7.0m，道路路面采用水泥混凝土路面，筑路所需材料来自周边料场购买。

3.2.5.6 防腐与保温工程

本工程油区选用非金属管材，接头为钢质接头。非金属管道具有良好的耐蚀性，无需采用涂层等防腐措施。非金属管道钢塑转换接头采用外防腐层防腐。

(1) 建（构）筑物基础防腐、防水

基础埋地部分（包括垫层顶面）刷环氧沥青或聚氨酯沥青涂层，厚度 $\geq 500\mu\text{m}$ 。基础梁埋地外表面刷环氧沥青或聚氨酯沥青贴玻璃布，厚度 $\geq 1.0\text{mm}$ 。符合现行国家标准《工业建筑防腐蚀设计标准》（GB/T50046-2018）的规定。

(2) 埋地保温玻璃钢管：保温层采用聚氨酯泡沫塑料，厚度为 30mm，保温管轴向偏心量 $\pm 3\text{mm}$ （DN150）、 $\pm 4\text{mm}$ （DN200）；防护层采用聚乙烯专用料，厚度 $\geq 3\text{mm}$ （DN150）、 $\geq 4.9\text{mm}$ （DN200）。采用“管中管”施工工艺。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。

(3) 埋地保温玻璃钢管端面：采用弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 0.20\text{mm}$ 。

(4) 埋地管道钢接头外壁：采用弹性聚氨酯防腐漆底漆-面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 0.6\text{mm}$ 。

(5) 地面保温管道外壁防腐层：采用无溶剂环氧涂料，涂敷二道，防腐层总干膜厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ 。

(6) 管道表面采用喷砂除锈，最低应达到 Sa2.5 级，锚纹深度宜为 40~80 μm 。钢接头外壁采用机械除锈，除锈等级不低于 St3 级。达不到除锈要求的，严禁涂装涂料。

3.2.6 依托工程

本工程采出液转输依托玛 18 转油站；原油、采出水依托百口泉注输联合站进行处理，天然气依托富城能源玛 18 天然气处理站进行处理。运营期产生的井下作业废水、洗井废水依托百口泉注输联合站；油泥砂、清管废渣等直接委托克拉玛依顺通环保科技有限公司或其他有危废处置资质单位接收处置。依托设施的环保手续履行情况见表 3.2-23。

表 3.2-23 依托工程环保手续履行情况一览表

序号	类别	站场名称	项目名称	环评批复文号	验收情况
	原油、采出水	百口泉注输联合站	新疆百口泉油田环境影响回顾性评价报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护局；新环监函（2008）473号；2008年11月19日	/
			中国石油新疆油田分公司百口泉注输联合站改造工程	原克拉玛依市环保局；克环保函（2018）83号；2018年5月9日	2019年11月15日完成自主验收
			百口泉采油厂注输联合站轻烃储存与装车系统新建工程	克拉玛依市生态环境局；克环保函（2021）4号；2021年1月18日	2022年4月26日通过了自主竣工环境保护验收
			百联站扩建工程	克拉玛依市生态环境局；克环函（2021）114号；2021年8月9日	正在组织验收
			百口泉注输联合站采出水处理系统改扩建一期工程建设项目	克拉玛依市生态环境局；克环保函（2022）89号；2022年6月27日	正在建设
			百口泉油田百21井区三叠系油藏主力老区开发调整工程	克拉玛依市生态环境局；克环保函（2024）24号；2024年3月1日	正在建设
			中国石油新疆油田分公司百口泉油田环境影响后评价报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅，2018年6月5日	/
3	伴生气	富城能源玛18天然气处理站	玛18天然气中冷装置建设项目环境影响报告表	和布克赛尔蒙古自治县环境保护局；和环评含字（2018）29号；2018年8月6日	2020年9月12日完成自主验收。
4	采出液、伴生气	玛18转油站	玛湖凹陷玛18-艾湖1井区块百口泉组油藏开发建设工程	原自治区环保厅；新环函（2015）620号；2015年5月27日	项目分期建设，已于2022年3月10日完成第四批自主验收
			玛18转油站改扩建工程环境影响报告表	原和布克赛尔蒙古自治县环境保护局；和环评函字（2018）16号；2018年6月	2019年12月7日完成自主验收。
			玛湖油田至百联站传输复线工程建设项目环境影响报告表	得原新疆维吾尔自治区生态环境厅；新环审（2020）59号；2020年4月9日	2020年12月8日完成自主验收。
5	生活垃圾	乌尔禾区生活垃圾填埋场	克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾处理系统工程	原克拉玛依市环保局，克环保函（2016）376，2016年7月26日	2016年7月26日完成自主验收。

6	生活污水	乌尔禾区生活污水处理厂	乌尔禾城乡污水处理厂建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅；新环评审函〔2010〕116号；2010年11月10日	原克拉玛依市环保局，克环保函〔2014〕437号，2014年10月29日
---	------	-------------	----------------	--	--------------------------------------

3.2.6.1 百口泉注输联合站

(1) 基本情况

百口泉注输联合站北距 G217 国道约 1.6km，该站于 1979 年建成投产，1997 年进行了整体改造，站区占地面积 24 万 m²，是一座集油气处理、注水、采出水处理等部分组成的联合站。百口泉注输联合站主要承担玛北油田、艾湖油田和百口泉油田采出液的处理任务，设计原油脱水能力 290×10⁴t/a，原油稳定能力 290×10⁴t/a，污水系统处理规模提升至 8000m³/d。

(2) 环保手续

2008 年 11 月取得原新疆维吾尔自治区环保局《关于中国石油新疆油田分公司百口泉油田开发建设工程环境影响回顾性评价报告书的批复》（新环监函〔2008〕473 号）；2018 年百口泉注输联合站进行升级改造，2018 年 5 月 9 日取得原克拉玛依市环保局《关于中国石油新疆油田分公司百口泉注输联合站改造工程的批复》（克环保函〔2018〕83 号），2019 年 11 月通过了自主竣工环境保护验收；2021 年百口泉注输联合新建轻烃储存与装车系统，2021 年 1 月 18 日取得了克拉玛市生态环境局对《百口泉采油厂注输联合站轻烃储存与装车系统新建工程》进行了批复（克环保函〔2021〕4 号），2022 年 4 月通过了自主竣工环境保护验收；2021 年扩建百口泉注输联合，2021 年 8 月 9 日取得了克拉玛市生态环境局对《百联站扩建工程》进行了批复（克环函〔2021〕114 号），目前正在组织验收；2022 年百口泉注输联合站采出水处理系统改扩建，2022 年 6 月 17 日取得了克拉玛市生态环境局对《百口泉注输联合站采出水处理系统改扩建一期工程项目》进行了批复（克环保函〔2022〕89 号），目前整体工程正在建设；2024 年百口泉注输联合站扩建，2024 年 3 月 1 日取得了克拉玛市生态环境局对《百口泉油田百 21 井区三叠系油藏主力老区开发调整工程》进行了批复（克环保函〔2024〕24 号），目前整体工程正在建设。

(3) 原油处理工艺及规模

原油处理系统原油脱水能力 $290 \times 10^4 \text{t/a}$ ，原油稳定能力 $290 \times 10^4 \text{t/a}$ 。百联站原油处理分为玛湖原油处理系统和百口泉老区原油处理系统两套工艺流程，玛中 4 井区依托玛湖原油处理系统进行处理，玛湖原油处理系统采用“一段预脱水+二段热沉降脱水+三段电脱水”脱水工艺及负压闪蒸原油稳定工艺，设计原油脱水能力 $240 \times 10^4 \text{t/a}$ （含水 40%），原油稳定能力 $240 \times 10^4 \text{t/a}$ 。目前原油脱水处理油量 4600t/d （ $168 \times 10^4 \text{t/a}$ ），原油稳定处理量约 5000t/d （ $182.5 \times 10^4 \text{t/a}$ ）。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，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 $D323.9 \times 7/L245$ 螺旋焊缝钢管，设计输量 $80 \sim 300 \times 10^4 \text{t/a}$ ，设计压力 1.6MPa 。百联合站玛湖原油原油处理系统工艺流程见图 3.2-6，百联站玛湖原油稳定工艺流程见图 3.2-7。

图 3.2-6 百联合站玛湖原油处理系统工艺流程示意图

图 3.2-7 百联站玛湖原油稳定工艺流程示意图

(3) 含油污水处理工艺

百口泉注输联合站目前已建 2 套污水系统设计总规模 11000m³/d(8000m³/d、3000m³/d)，8000m³/d 污水处理流程为常压混凝沉降，即“重力除油→混凝沉降→过滤”三段式处理流程，处理后的采出净化水达标注水；3000m³/d 污水处理系统采用“重力除油+生物接触氧化+过滤”工艺；在建常规采出水处理系统 1 套，采用生物工艺处理常规采出水，设计能力 8000m³/d，非常规采出水预处理系统 1 套，设计能力 7000m³/d。站内原油处理系统排出的含油污水进入 2 座 2000m³ 调储罐进行重力沉降；出水经反应提升泵打入 2 座 250m³ 反应罐内，同时在反应提升泵进水总线上投加水质净化剂，在反应罐内中心反应筒上腔投加离子调整剂、中腔投加净化凝聚剂，药剂在罐内中心反应筒混合反应后，进入外环沉降区进行沉降分离，含有污泥排入污泥沉降池。经反应罐处理净化后的出水靠重力，进入 2 座 1000m³ 混凝沉降罐进行二次沉降。沉降后的水经 2 座 200m³ 过滤缓冲罐，再经外输泵提升后，各计量注水站。出口水质指标可达到《碎屑岩油藏注水水质技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 相关要求。工艺流程图见图 3.2-8、3.2-9。

图 3.2-8 百联站已建 8000m³/d 采出水处理工艺流程示意图

图 3.2-9 百联站已建 3000m³/d 采出水处理工艺流程示意图

(4) 依托可行性分析

①原油依托可行性分析

本工程原油处理依托百口泉注输联合站玛湖原油处理系统处理，设计处理能力 240×10⁴t/a，目前实际处理量 4600t/d (168×10⁴t/a)，富余量为 72×10⁴t/a。本工程最高年产油 7.5×10⁴t，依托可行。

②采出水依托可行性分析

本工程采出水依托百口泉注输联合站含油污水处理系统处理，设计处理规模 11000m³/d，目前处理量约 8715m³/d，富余量为 2285m³/d，设计出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 中指标要求。本工程采出水量最大约 97t/d (3.2×10⁴t/a)，依托可行。

表 3.2-24 本工程原油、采出水处理、注水水源依托百口泉注输联合站可行性分析

产能	设计规模	实际建设规模	实际处理量	富余量	本工程新增处理量	可行性
原油	240×10 ⁴ t/a	240×10 ⁴ t/a	168×10 ⁴ t/a	72×10 ⁴ t/a	7.5×10 ⁴ t/a	依托可行
采出水	11000m ³ /d	11000m ³ /d	8715m ³ /d	2285m ³ /d	97t/d	依托可行

3.2.6.2 富城能源玛 18 天然气处理站

富城能源玛 18 天然气处理站位于新疆塔城地区和布克赛尔蒙古自治县玛 18 转油站附近。中心地理坐标 E85°45'53.31"，N45°48'52.90"。富城能源玛 18 天然气处理站主要对玛 18 转油站伴生气进行回收处理，减少伴生气放空，处理规模为 90×10⁴Nm³/d。2018 年 8 月取得和布克赛尔蒙古自治县环境保护局《关于玛 18 天然气中冷装置建设项目环境影响报告表的批复》（和环评函字〔2018〕29 号），后期因加装脱硫和制氮装置，克拉玛依市富城天然气有限责任公司委托 2019 年 12 月核工业二〇三研究所补充编制《玛 18 天然气中冷装置（改建）建设项目环境影响报告表》；2020 年 4 月取得伊犁哈萨克自治州塔城地区生态环境局《关于玛 18 天然气中冷装置（改建）建设项目环境影响报告表的批复》（塔地环字〔2020〕65 号），2020 年 9 月通过了自主竣工环境保护验收。

（1）天然气处理工艺

玛 18 转油站伴生气（20℃，0.2MPag）来气先进入脱硫装置脱硫，经过往复压缩机前两级增压至 1.4~1.5MPag，50℃，随后通过冷箱预冷至 25℃进入两相分离器进行气、液分离。初步脱水后的天然气通过分子筛脱水装置彻底脱除水分，然后进入脱汞塔，随后进入冷箱冷却至-77℃后进入低温分离器进行气液分离，气相去重吸收塔与脱乙烷塔塔顶的返回的冷凝气进行重吸收，重吸收后的气体通过脱乙烷塔塔顶换热器及冷箱复热至 35℃后进入压缩机三级增压至 4.0MPag 后进入外输管网。低温分离器以及重吸收塔底部分出的烃液进入脱乙烷塔进行精馏。脱乙烷塔塔顶的气体通过塔顶换热器降温至-86℃去重吸收塔塔顶。脱乙烷塔塔底的液体进入到液化气塔进行轻烃稳定，液化气塔塔顶得到的液化石油气去液化石油气储罐，塔底得到稳定轻烃去轻烃储罐。天然气处理工艺流程见下图 3.2-10。

图 3.2-10 天然气处理工艺流程简图

(2) 依托可行性分析

本工程伴生气依托富城能源玛 18 天然气处理站处理。富城能源玛 18 天然气处理站设计天然气处理规模为 $90 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余量为 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，本工程最高日产气 $1.25 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ($413 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$)，依托可行。

3.2.6.3 玛 18 转油站

(1) 基本情况

玛 18 转油站建设于 2017 年 12 月，主要负责将玛 18 井区、风南 4 井区、玛 131 井区、玛 2 井区含水油转输至百联站进行处理。玛 18 转油站是 2018 年由原玛 18 拉油站改建而成，原设计转液能力为 $80 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ，2019 扩建设计处理能力 $250 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ 。工艺流程为：玛 18 来液--三相分离器--相变加热炉--分离缓冲罐--转油泵--百联站。主要负责玛三作业区的油气分离，其中伴生气去富城能源玛 18 天然气处理站，油水外输至百口泉联合站。玛 18 转油站目前日转输量为约 $5500 \text{m}^3/\text{d}$ ($200 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$)，转输压力为 2.7MPa。

玛 18 转油站已建两条玛 18-百联站转液管线，均采用 DN250 PN6.0MPa 非金属管，长度 26km。其中旧管线设计输送能力 $260 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ，主要输送玛 18 转油站来液，目前日输液量约 $5500 \text{m}^3/\text{d}$ ($200 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$)；新管线于 2020 年 8 月建成投产，搭接到玛 2 至玛 18 管线，主要输送玛 2 和玛 131 井区来液，设计输送能力约 $260 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ，目前日输液量约为 $4080 \text{m}^3/\text{d}$ ($148.9 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$)。

(2) 环保手续

2014年11月，中国石油大学（华东）编制了《玛湖凹陷玛18-艾湖1井区块百口泉油藏开发建设工程环境影响报告书》，2015年5月27日取得原新疆维吾尔自治区环保厅批复（新环函〔2015〕620号）。该项目于2015年开工建设，滚动开发至2022年，共进行了4次竣工环保验收工作，分别为：①2018年4月，南京国环科技股份有限公司编制《玛湖凹陷玛18-艾湖1井区块百口泉组油藏开发建设工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》，2018年5月31日通过竣工环境保护验收；②2019年11月，新疆天熙环保科技有限公司编制《玛湖凹陷玛18-艾湖1井区块百口泉组油藏开发建设工程（第二批）竣工环境保护验收调查报告》，2020年1月13日通过竣工环境保护验收；③2020年11月，新疆天熙环保科技有限公司编制《玛湖凹陷玛18-艾湖1井区块百口泉组油藏开发建设工程（第三批）竣工环境保护验收调查报告》，2020年12月29日通过竣工环境保护验收；④2021年6月，新疆天熙环保科技有限公司编制《玛湖凹陷玛18-艾湖1井区块百口泉组油藏开发建设工程（第四批）竣工环境保护验收调查报告》，2022年3月10日通过竣工环境保护验收。玛18转油站包含在该项目第一次竣工环保验收工作中，2018年5月验收时玛18转油站转液规模为 $70 \times 104\text{t/a}$ ，建设了玛18转油站至百联站27km转液线。

2018年2月，中国石油大学（华东）编制了《玛18转油站改扩建工程环境影响报告表》，2018年6月取得原和布克赛尔蒙古自治县环境保护局批复（和环评函字〔2018〕16号），2018年8月开工建设，2019年9月完工调试运行，2019年11月新疆天熙环保科技有限公司编制了该项目竣工环保验收建成报告，2019年12月7日新疆油田开发公司对该项目进行自主验收。扩建后转液规模达到 $250 \times 104\text{t/a}$ 。

2020年，南京国环科技股份有限公司编制了《玛湖油田至百联站传输复线工程建设项目环境影响报告表》，2020年4月9日取得原新疆维吾尔自治区生态环境厅批复（新环审〔2020〕59号）。该项目新建了玛18转油站至百口泉注输联合站转液复线25.4km，该项目于2020年6月开工建设，2020年11月完工

后运行，2020年12月，核工业二〇三研究所编制了该项目竣工环保验收调查表，2020年12月8日新疆油田分公司百口泉采油厂对该项目进行自主验收。

(3) 工艺流程

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

图 3.2-11 玛 18 转油站工艺流程图

(3) 依托可行性分析

本工程采出液均依托玛18转油站转输至百联站，玛18转油站设计转液规模 $250 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际转液量为 $200 \times 10^4 \text{t/a}$ ，富余能力约 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本工程新增转液量 $10.7 \times 10^4 \text{t/a}$ ，玛18转油站及其转液线富余转液量可满足本工程需求，依托可行。

3.2.6.4 克拉玛依顺通环保科技有限责任公司

(1) 基本情况

本项目施工期和运营期产生的含油废物，属于危险废物（HW08），委托顺通环保有限责任公司进行处理。克拉玛依顺通环保科技有限公司（危险废物经营许可证编号：6502040039，有效期2023年4月17日—2028年4月16日）经营危险废物类别包括HW08废矿物油与含矿物油废物和HW49其他废物。

克拉玛依顺通环保有限责任公司，位于克拉玛依乌尔禾风城油田作业区重 32 井区以西（E85°46'15.95"，N46°09'57.12"），具备 188 万吨/年 HW08 类危险废弃物处置能力，厂内生产设施包括：1 套 52 万吨/年化学水洗-助剂萃装置处置含油污泥；1 套 112 万吨热解装置处置干化油泥 98 万吨/年、废矿物油 7 万吨/年、废防渗膜 7 万吨/年；1 套 24 万吨/年含油废液处理装置。2018 年 3 月 28 日新疆维吾尔自治区生态环境厅批复克拉玛依顺通环保有限责任公司危废处置利用项目环评文件（新环函〔2018〕375 号），2020 年 7 月通过企业自主环保验收。

（2）处理工艺

化学水洗-助剂萃装置和热解装置处置油泥（砂）。

（3）依托可行性分析

根据调查，顺通环保有限责任公司年处理污油泥能力 150 万吨（52 万吨/年化学水洗-助剂萃装置+热解装置处置干化油泥 98 万吨/年），实际处理量为 30 万 t，现剩余量 120 万 t，本工程运营期产生的油泥砂为 756.94t（0.076 万 t），富余量 120 万吨大于 0.076 万 t，因此本工程运营期产生的油泥砂依托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司是可行的。

3.2.6.5 乌尔禾区生活污水处理厂

（1）基本情况

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

（2）工艺及规模

乌尔禾区生活污水处理厂占地 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。

（3）依托可行性分析

目前，乌尔禾区生活污水处理厂实际处理规模为 6000m³/d，目前剩余能力

约为 2000m³/d。本工程施工期钻井队的生活污水最大产生量为 31.4m³/d（施工期生活污水总量 2700.8m³）。因此本工程施工期钻井队生活污水依托乌尔禾区生活污水处理厂处理，是可行的。

3.2.6.5 乌尔禾区生活垃圾填埋场

（1）基本情况

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

（2）工艺及规模

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

（3）依托可行性分析

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

本工程施工期钻井队的生活垃圾产生量为 21.1t，统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋是可行的。

3.3 工程分析

油田开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括勘探、钻井、测井、井下作业、采油、集输、油气处理和供水、供电、道路、通讯等配套工程。

3.3.1 主要生产工艺过程

3.3.1.1 施工期

（1）钻井

本工程新钻采油井 14 口，采用常规钻井工艺。正常情况下，单井钻井周期为 80 天，且为 24h 连续作业。本工程直井、定向井设计井深 4054m，采用 ZJ50J 钻机，水平井设计井深 5288m/5743m，采用 ZJ70D 钻机。

工艺包括钻前准备、钻井、固井（下套管、注水泥）、测井、录井和完井等过程。

1) 钻前工程

①井场建设

根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后采用挖掘机进行应急池、放喷池等池体开挖作业，并利用应急池、放喷池等的挖方进行填方作业，对场地进行平整。场地平整作业结束后，进行设备基础、池体防渗层的建设。本工程井场设置临时堆土场区，覆盖防尘网或者防尘布，配合定期洒水等措施，防止风蚀起尘；临时堆土场区四周布设不低于堆放物高度的围挡物挡土，避免造成水土流失。

②设备搬运及安装

进场道路及井场修建完成后，由运输车辆将各类设备逐步运至井场，并按井场平面布置所示位置进行安装，通过检查满足钻井要求时开始进行钻井工程。

钻前工程施工过程及产污环节见图 3.3-1。

图 3.3-1 钻前工程施工过程及产污环节示意图

2) 钻井工程

正常钻井作业时动力主要由柴油机和发电机提供，通过钻机、转盘，带动钻杆切削油藏，同时由泥浆泵经钻杆将泥浆注入井筒冲刷井底，将切削下的岩屑不断带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换洗井液和检修设备。

在钻井时，泥浆自井口径钻杆、钻头至井底，携带井底的岩屑上返地面，经泥浆固相控制系统除去岩屑后循环使用（参见图 3.3-2）。

图 3.3-2 钻井液循环示意图

在钻井过程中，根据钻头磨损情况、地层情况、井深设计及控制要求等需更换钻具而进行起下钻操作。钻杆、钻铤等钻具粘附少量的钻井液和钻屑，这部分固体废物排往井场泥浆罐内。钻井工程施工过程及产污环节见图 3.3-2。

图 3.3-2 钻前工程、钻井工程及储层改造工程工艺流程及污染物排放示意图

3) 固井

采用多层套管，水泥返高地面方式进行固井。在完成最后一个井段的钻井和固井后，实施完井作业，如果因未钻获油藏等原因而需弃井时，则封堵井眼，切除地面以下1m内的套管头。

4) 测井

在钻井过程中需利用电测、声波幅度测进或使用测井仪等方法，测定井斜和固井质量，判断油气层位置等，以便及时采取相应措施，保证钻井质量，即为测井作业。

测井就是在钻井过程中及钻井完成以后，利用测量地层电阻、自然电位、声波、声幅及放射性等方式确定含油藏位，检查固井质量并确定射孔层位等。

5) 录井

录井主要是用岩矿分析、地球物理、地球化学等方法，观察、采集、收集、记录、分析随钻过程中的固体、液体、气体等井筒返出物信息，以此建立录井地质剖面、发现油气显示、评价油气层，并为石油天然气开采工程（钻井工程、其它工程）提供钻井信息服务的过程。

录井技术多种多样，根据其资料应用可以分为地质录井和工程录井，根据其依据的科学理论基础，可以将录井方法分为：基于地质学原理的录井方法、基于物理学原理的录井方法、基于地球化学原理的录井方法

6) 完井

完井后清理井场，随即可开展采油生产或试采。完井后要清运井场废弃物，恢复地貌，做到工完料尽场地清。

(2) 储层改造工程

储层改造工程主要包括射孔、压裂以及后续测试放喷等。

1) 射孔

本工程射孔采用电缆泵送桥塞射孔工艺，射孔队到达井场后，按设计要求进行枪串联接，安装起爆装置。随后在井口采油树上安装封井器、防落器。电缆经过天地滑轮后，再穿过防喷盒与磁定位器加重杆安全接头和射孔枪连接，打开防落器、井口闸门。将射孔枪匀速下入进口车内下出油管喇叭口至

目的层附近标准套管接箍处，根据用跟踪定位原理计算出的跟踪距上提或下放对准目的层位，点火射孔枪，射孔后匀速起出电缆枪。

2) 压裂

玛中油田玛中4井区压裂作业时，使用的胍胶由施工单位配置完成，压裂液、滑溜水由施工单位在现场自行配制。胍胶以及压裂液和滑溜水配置所需的原料通过车辆运输至井场，通过压裂液在线混配车将压裂液、滑溜水按一定比例混合后，通过管汇车输送至压裂车进行加压，向地层注入高于地层破裂压力的压裂液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝。停泵后，压裂返排液自喷返排至地面专用废液收集罐中，拉运至百口泉注输联合站处理。

3) 测试放喷

测试放喷是对初步确定的油气水层进行直接测试，取得目的层产能、压力、温度和流体性质等资料的工艺过程，为储量计算和油气合理开发提供可靠数据。测试放喷采取防喷、导流等有效措施。

测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，计量罐、储液罐(油罐)、油气水进出口管线等设备。油气经井口装置节流、降压，进入油气计量分离器，分离后的液相(包括油和水)通过管线输送至凝析油储罐，再由油罐车拉走；天然气通过管线输送至放喷池，放空时通过电点火装置点燃放空天然气。依据具体情况设定放喷时间，一般为1~2d。

储层改造工程主要废气为压裂废气、放喷天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。废水主要为生活污水及压裂返排液，生活污水暂存在生活污水池，定期拉运至乌尔禾区污水处理厂处理。压裂返排液采用专用废液收集罐收集，拉运至百口泉注输联合站处理。噪声为压裂车噪声及测试放喷高压气流噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为生活垃圾，定期送至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。

(3) 井场、站场建设

新建井场、站场施工期内容主要为设备安装及管线连接。新增设备为成品外购，用施工车辆运至指定井场位置即可。首先需对占地进行场地平整，设置施工

车辆临时停放场地，将各类设备拉运至场地，进行安装调试。施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

该过程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾及设备废弃包装等，施工废料收集后统一送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行处置；生活垃圾乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置。

图 3.3-3 井场和站场建设流程及产污环节示意图

(4) 管线敷设

管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。管道工程施工阶段工艺流程见图 3.3-4。

图 3.3-4 管道工程施工阶段工艺流程图

①施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间根据不同管线沿设计的管线走向设置一定宽度的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

②管沟开挖及下管

开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩塌堆积物。施工前应按照设计图纸要求及各个区域的地质情况向施工人员作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的交底工作。管沟开挖可采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，有地下障碍物时，障碍物两侧 5m 范围内，应采用人工开挖。对于重要设施，开挖前应征得其管理方的同意，并应在其监督下开挖管沟。施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。

③管道连接与试压

1) 玻璃钢管道支撑与固定

玻璃钢管道之间宜采用螺纹连接。玻璃钢管宜采用沟上连接。连接前，玻璃钢管应按照内螺纹端朝向介质源的方向依次排在管沟不堆土的一侧。卸下螺纹保护器后应检查内、外螺纹。当螺纹有损坏时，应修复或更换玻璃钢管（管件）。当螺纹表面有油渍或异物时，应用清洗剂清洗干净，且应等清洗剂完全挥发之后进行下一步操作。

玻璃钢管道支撑与固定：管道上有弯头、三通和异径接头处，均设置止推座。公称直径 \leq DN100 时，止推座的厚度不应小于 200mm；公称直径 $>$ DN100 时，止推座的厚度不应小于 500mm。止推座应将管件全部包住。

2) 柔性复合管连接要求及连接方式

a.柔性复合管之间的连接形式有螺纹、扣压和法兰连接，现场常采用扣压接头活螺纹连接；

b.当柔性复合管与钢管连接时，应采用钢转换接头，接头材质一般采用普通优质碳钢或不锈钢，普通碳钢接头需进行防腐处理；

c.柔性复合管连接时，严禁使用明火进行加热；

d.为防止管道接口应力集中、受力松动，影响接口强度，柔性复合管宜采用沟下连接的方式；

e.管道连接时应检查全部连接材料是否符合设计要求，对于穿越部分有接口的柔性复合管，应在穿管前对穿越段进行强度和严密性试验，并办理隐蔽工程交接手续；

f.钢转换接头连接方法应符合下列规定：柔性复合管与钢转换接头连接时，应待钢转换接头焊接冷却后，再按照要求连接柔性复合管接头，以避免因高温烫坏密封垫造成渗漏；

g.采用法兰连接时，应在自然状态下找正，清除法兰端面的污物，平整放入密封圈（垫）；上紧螺栓时，应对角上紧，且用力均匀，反复将每个螺栓拧紧，使法兰密封面与密封圈（垫）完全紧密贴合。

连接完成后的对管道采用压缩空气进行吹扫，保持管道内清洁。管线经过连接、防腐补口，进行注水试压。集输管线强度试验及严密性试验均以中性洁净水为试验介质。

④井场、站场配套设备安装及连头

将配套设备拉运至井场、站场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与采油树阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施；采出液通过单井集输管线输送至各对应计量站，然后再通过新建和已建集输管线输送至联合站处理。

⑤收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原土进行回填，管顶距自然地坪不小于 1.8m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层自然沉降富裕量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，

机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程碑、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

3.3.1.2 运营期

(1) 采油工程

采油就是借助油藏的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使油气从地下储油藏中产出的工艺过程。一般来说依靠气藏自身压力进行采油的方法称为自喷开采法，而需要用抽油泵等方法进行采油的则叫机械开采法。本工程新建采油井前期为自喷生产，后期采用抽油泵生产。井场工艺流程见图 3.3-5。

图 3.3-5 井场工艺流程图

(2) 集输工程

本工程采油单井采用密闭常温集输工艺。单井气液通过新建集输管线混输至计量站，再经集输干线输至百口泉注输联合站进行处理。本工程布站方式选采用单井→计量站→百口泉注输联合站的布站工艺。本工程布站工艺流程图见图 3.3-6。

图 3.3-6 本工程布站工艺流程

(3) 井下作业

井下作业是进行油气生产的重要手段之一。一般在采油井投产前及投产以后进行，主要包括射孔、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。在钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油藏部

位，用射孔弹或射孔液将井管射成蜂窝状孔，使原油流入井管并用抽油泵采出。压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油藏进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

3.3.1.3 退役期

随着开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

首先采用清水清洗注水通道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入油藏并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞的区域，使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域，但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能，且在凝固的过程中存在膨胀性，使该区域的堵塞物被挤压得更结实且能与固化堵剂胶合在一起，完成井筒的封固，使得地层的水在此井筒中无法形成窜流，达到了封井的目的。

3.3.2 影响因素及污染源构成

本工程油田建设可分为施工期、生产运营期和退役期三个阶段。

施工建设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，例如对生态环境的破坏。生产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。退役期后，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。

环境影响因素主要来源于钻井、储层改造、井场和站场建设、管线敷设、采油、井下作业、油气储运等各工艺过程，影响结果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。项目建设污染源构成见表 3.3-1。

表 3.3-1 项目建设污染源构成

开发作业过程	主要污染物	污染源性质
钻井、地面工程 (井场和站场建设、管道敷设)	钻井废水	临时性污染源, 随作业结束而消除
	柴油机烟气	临时性污染源, 随作业结束而消除
	废弃钻井泥浆、钻井岩屑, 施工废料等	临时性污染源, 作业结束后不再产生, 但仍存在于环境中
	噪声	临时性污染源, 随作业结束而消除
	占地	生态影响
储层改造	储层改造废气和测试放喷废气	临时性污染源, 随作业结束而消除
	压裂返排液	间断性污染源
	噪声	间断性污染源
井下作业	落地油	间断性污染源
	修井废水、洗井废水、压裂液	间断性污染源
	噪声	间断性污染源
采油和油气集输	采油废水	持续性影响环境的污染源
	烃类气体	持续性影响环境的污染源
	废油泥砂、落地油	持续性影响环境的污染源
	噪声	持续性影响环境的污染源
	占地	生态影响

3.3.3 施工期生态影响及污染源分析

施工期污染主要来自钻井、井场、站场、管线作业带等施工场地平整清理、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, 管道试压废水, 各类施工机械和运输车辆噪声, 平整场地和管沟开挖破坏地表等。

3.3.3.1 施工期生态影响因素

生态影响主要体现在井场、站场、管线建设阶段, 如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。管沟开挖产生的弃土及时回填至管沟上方, 基本可做到土石方挖填平衡。

占用土地包括临时占地和永久占地, 将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线施工便道的临时占地, 施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采油井场的永久占地。

地面工程施工作业包括井场场地平整、站场建设、管线敷设等, 施工作业直接破坏了地面植被, 造成了土壤扰动, 容易导致水土流失。

本工程占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要为井场、站场占地，临时占地主要为管线占地。根据估算，本工程总占地面积为 73.31hm²，其中永久性占地面积为 6.43hm²，临时占地面积 66.88hm²，工程占地类型主要为盐碱地和沙地，详见表 3.3-2。

表 3.3-2 占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)			说明	占地类型
		永久	临时	总占地		
1	井场	1.68	15.12	16.8	部署井场 14 座，单个井场规格 100m×120m，永久占地面积为 1200m ² （30m×40m），临时占地面积为 10800m ² ，临时占地已扣除永久占地范围。	盐碱地和沙地
2	管线	0	44.8	44.8	新建各类管线长 56km，作业带宽度 8.0m。	
3	计量站	0.12	0	0.12	新建计量站 2 座，单座占地 600m ² 。	
4	混输站	0.24	0	0.24	新建注水增压站 1 座，占地 2400m ² 。	
5	道路	4.39	3.6	7.99	新建道路 9.4km，其中新建井场、计量站外道路 9km，路基宽 4.5m；新建混输站外道路 400m，路基宽 8.5m。	
6	生活营地	0	3.36	3.36	新建临时施工营地 14 座，单座占地面积 2400m ² （40m×60m）。	
合计		6.43	66.88	73.31	/	

3.3.3.2 施工期污染源分析

施工期主要污染来自钻井工程产生的燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井岩屑及钻井废水、钻井噪声，平整场地和堆放设备破坏地表等。

(1) 废气

1) 钻井废气

本项目钻井期间采用柴油发电机作为电源。每个井队配备钻井柴油机 2 台，发电柴油机 2 台，柴油消耗量平均 2t/d。本工程新钻 14 口采油井，单井钻井周期为 80 天，整个钻井周期合计 1120d，平均每天消耗柴油 2t，则整个钻井期间共耗柴油 2240t。

根据《非道路移动污染源排放清单编制技术指南》，柴油机污染物排放系数为每消耗 1kg 柴油产生 CO: 10.722g，NO₂: 32.792g，烃类: 3.385g；根据《车用柴油》（GB19147-2016）表 3 要求，车用柴油（VI）中硫的含量≤10mg/kg。在此按柴油中硫含量为 10mg/kg 估算，燃烧 1t 柴油产生的 SO₂ 为 0.02kg。

因此，本工程钻井期间共向大气中排放 CO: 24.02t, 烃类: 7.6t, NO₂: 73.5t, SO₂: 0.045t。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

本环评要求钻井期间定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油，使用检测合格的设备等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，减轻对大气环境的影响。

2) 扬尘

① 车辆行驶产生的扬尘

据有关调查显示，施工工地的扬尘以运输车辆行驶时产生的量最多，约占扬尘总量的 60%。

表 3.3-3 为一辆载重 5t 的卡车，通过一段长度为 500m 的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁度情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。

表 3.3-3 不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量单位: kg/辆·km

车速	P					
	0.1(kg/m ²)	0.2(kg/m ²)	0.3(kg/m ²)	0.4(kg/m ²)	0.5(kg/m ²)	1.0(kg/m ²)
5km/h	0.0283	0.0476	0.0646	0.0801	0.0947	0.1593
10km/h	0.0566	0.0953	0.1291	0.1602	0.1894	0.3186
15km/h	0.0850	0.1429	0.1937	0.2352	0.2841	0.4778
20km/h	0.1133	0.1905	0.2583	0.3204	0.3788	0.6371

② 裸露场地产生的扬尘

施工期扬尘的另一个主要来源是露天堆场和裸露场地的风力扬尘。由于施工的需要，一些建材需露天堆放，一些施工点表层土壤需开挖、堆放，在气候干燥又有风的情况下，较易产生扬尘。起尘风速与物料或土壤粒径、含水率等因素有关，减少露天堆放、减少裸露地面面积、缩短地表裸露时间和保证物料或土壤一定的含水率是减少风力起尘的有效手段。

3) 施工机械及运输车辆尾气

本工程的作业机械废气主要为施工机械（装载机、载重车、挖掘机等燃油机械）和运输车辆的燃油废气，所排放的污染物主要有 CO、NO₂、THC，为无组织排放源。由于施工机械多为大型机械，单车排放系数较大，但施工机械数量少

且较分散，主要对作业点周围和运输路线两侧局部范围内产生一定影响，排放量不大，其污染程度也相对较轻，且随着施工活动结束而消失。

4) 测试放喷废气

钻井至目的层后，对油气应进行油气测试。测试放喷前安装井口放喷专用管线、计量设备、油气两相分离设备、原油罐等。测试放喷期间，产出液经两相分离器分离后，原油进入原油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，充分燃烧后排放。测试放喷时间依据具体情况确定。

测试放喷废气为天然气燃烧废气，主要污染物包括烟尘、SO₂、NO_x等。一般情况下，测试放喷时间较短，污染物排放为短暂性排放。

5) 储层改造废气

储层改造过程压裂液为外购已配置好的压裂液，废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及压裂返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为非甲烷总烃等，采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低废气排放。

(2) 废水

本工程施工期产生的废水主要包括钻井废水、压裂返排液、管道试压废水和施工人员生活污水。

① 钻井废水

钻井废水主要来源于钻台、钻具、地面、设备的冲洗，还有少量下钻时泥浆流失物和泥浆循环系统的渗透物。其产生量与钻井深度和钻井周期有关。根据类比调查，钻井废水中主要污染物浓度见表 3.3-4。

表 3.3-4 钻井废水水质表

污染物	SS	COD	石油类	挥发酚	硫化物
浓度 (mg/L)	2000~2500	3000~4000	60~70	0.1~0.2	0.2~0.3

本工程部署新钻采油井 14 口，直井、定向井设计井深 4054m，水平井设计井深 5288m/5743m，总进尺 64291m。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产污系数表，14 口采油井均为普通油井 (≥3.5km 进尺)，产污系数 29.73t/100m 进行估算，本工程钻井总进尺为 64291m，则钻井废水产生量为 19113.7m³。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外

排；工程结束由钻井队回收。

②管道试压废水

本工程新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本工程各类管线总长度为 56km ，试压废水为 140m^3 ，主要污染物为 SS。试压废水可用作场地降尘用水。

③生活污水

本工程单井钻井施工人员 35 人、生活用水量 $80\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计算，排水量按用水量的 80% 计算，按照单井钻井周期 80 天计算，14 口井合计 1120 天，则钻井期内生活污水量约为 2508.8m^3 ；地面工程施工人员 20 人、生活用水量 $80\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计算，按照周期 150 天计算，排水量按用水量的 80% 计算，则地面工程生活污水量约为 192m^3 。

本工程施工期生活污水总量为 2700.8m^3 ，生活污水主要污染物为 COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、SS 等，其主要指标浓度 COD 为 $350\text{mg}/\text{L}$ ， $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 $60\text{mg}/\text{L}$ 、SS 为 $240\text{mg}/\text{L}$ 。生活营地设置防渗生活污水池，定期拉运至乌尔禾区污水处理厂处理，粪便排入环保厕所内。

④压裂返排液

当钻至目的层后，若钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂液注入地层孔隙、裂缝中，通过压裂液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。在储层改造过程中排出的压裂返排液中主要含有胍胶、石油类及其他各种添加剂。本工程直井/定向井压裂返排液产生量按 $50\text{m}^3/\text{井}$ 计算，水平井压裂返排液产生量按 $400\text{m}^3/\text{井}$ 计算，则 14 口新钻井（2 口井为直井，7 口井为定向井和 5 口井为水平井）共产生约 2450m^3 压裂返排液。废水中主要污染指标为 pH、COD、SS 等。

压裂返排液采用专用废液收集罐收集后及时拉运至百口泉注输联合站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油藏，不对外排放。

(3) 固体废物

本工程施工期固体废物主要是钻井泥浆、岩屑、施工废料、施工机械废油和生活垃圾等。

① 钻井泥浆

钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随井深改变而变。钻井废弃泥浆的产生量按下式进行计算：

$$V = \frac{1}{8} \pi D^2 h + 18 \left(\frac{h-1000}{500} \right) + 116$$

式中：V——废弃钻井泥浆排放量，m³；

D——井的直径，mm；

h——井深，m。

本工程新钻14口采油井，其中2口井为直井，7口井为定向井，5口井为水平井，钻井总进尺64291m。直井钻井泥浆产生量计算见表3.3-5，定向井钻井泥浆产生量计算见表3.3-6，水平井钻井泥浆产生量计算见表3.3-7和表3.3-8。

表 3.3-5 直井钻井泥浆产生量

开钻次序	井段 m	钻头直 mm	泥浆量 m ³	钻井液体系
一开	0~500	444.5	136.8	坂土-CMC 钻井液体系
二开	500~3480	311.2	300.6	钾钙基聚合物钻井液体系
三开	3480~4054	215.9	111.2	钾钙基聚合物
单口井合计			548.6	/
2口井合计			1097.2	/

表 3.3-6 定向井钻井泥浆产生量

开钻次序	井段 m	钻头直 mm	泥浆量 m ³	钻井液体系
一开	0~500	444.5	136.8	坂土-CMC 钻井液体系
二开	500~3570	311.2	307.3	钾钙基聚合物钻井液体系
三开	3570~4054	215.9	106.3	钾钙基聚合物
单口井合计			550.4	/
7口井合计			3852.8	/

表 3.3-7 水平井钻井泥浆产生量

开钻次序	井段 m	钻头直 mm	泥浆量 m ³	钻井液体系
一开	0~500	444.5	136.8	坂土-CMC 钻井液体系
二开	500~3570	311.2	307.3	钾钙基聚合物钻井液体系
三开	3570~5288	215.9	173.3	钾钙基聚合物
单口井合计			617.4	/

2口井合计	1234.8	/
-------	--------	---

表 3.3-8 水平井钻井泥浆产生量

开钻次序	井段 m	钻头直 mm	泥浆量 m ³	钻井液体系
一开	0~500	444.5	136.8	坂土-CMC 钻井液体系
二开	500~3570	311.2	307.3	钾钙基聚合物钻井液体系
三开	3570~5743	215.9	198.0	钾钙基聚合物
单口井合计			642.1	/
3口井合计			1926.3	/

根据上述公式计算得知：本工程共产生钻井泥浆 8111.1m³。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，并经泥浆携带至地面，进入不落地系统中，可进入废液池中的单井岩屑可用下式计算：

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

式中：W——产生的岩屑量，m³；

D——井眼平均井径，mm；

h——裸眼长度，m；

d——岩屑膨胀系数，水基钻井液取 d=4。

根据井身结构计算项目水基岩屑的产生量，详见表 3.3-9~表 3.3.12。

表 3.3-9 直井钻井岩屑估算表

井段	D 井眼直径 (m)	h 深度 (m)	W 岩屑量 (m ³)
0~500	444.5	500	310.4
500~3480	311.2	2980	906.7
3480~4054	215.9	574	84.1
单口井合计			1301.2
2口井合计			2602.4

表 3.3-10 定向井钻井岩屑估算表

井段	D 井眼直径 (m)	h 深度 (m)	W 岩屑量 (m ³)
0~500	444.5	500	310.4
500~3570	311.2	3070	934.0
3570~4054	215.9	484	70.9
单口井合计			1315.3
7口井合计			9207.1

表 3.3-11 水平井钻井岩屑估算表

井段	D 井眼直径 (m)	h 深度 (m)	W 岩屑量 (m ³)
0~500	444.5	500	310.4
500~3570	311.2	3070	934.0
3570~5288	215.9	1718	251.6

单口井合计	1496
2口井合计	2992

表 3.3-12 水平井钻井岩屑估算表

井段	D 井眼直径 (m)	h 深度 (m)	W 岩屑量 (m ³)
0~500	444.5	500	310.4
500~3570	311.2	3070	934.0
3570~5743	215.9	2173	318.2
单口井合计			1562.6
3口井合计			4687.8

据此可计算得出本工程钻井过程产生岩屑共计 19489.3m³。本工程钻井采用泥浆不落地系统。新钻井井身结构均为三开，采用非磺化水基泥浆。本工程钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备；分离后的固相暂存于岩屑储罐，委托第三方处置单位进行处理，处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关标准要求后综合利用。检测不合格的岩屑委托有处置能力的第三方单位进行进一步处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用限值后综合利用。

③施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程新建管线 56km，本工程施工废料产生量约为 11.2t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置。

④生活垃圾

钻井期常驻井场人员 35 人，生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，单井钻井周期 80d，钻井周期总计 1120d，则本工程钻井期共产生生活垃圾 19.6t；地面工程常驻井场人员 20 人，生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，地面工程按照合计 150 天算，则本工程地面工程产生生活垃圾 1.5t。本工程施工期共产生生活垃圾 21.1t，生活垃圾集中收集后运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置。

⑤施工弃土、弃渣

本工程新建井场 14 座，新建计量站 2 座，新建混输站 1 座，新建管线 56km，新建道路 9.4km。项目区井场、站场永久占地为 2.04hm²，场平高度约为 1m，开

挖量为 2.04 万 m³，全部用于回填，场地平整。

新建集输管线 56km，其中新建单井集输管线 16.2km，开挖宽度 2m、开挖深度 1.8m；新建集油支线 4.8km，新建集输干线 35km，开挖宽度 2m、开挖深度 1.9m，挖方量约 21 万 m³。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上。

新建油田道路 9.4km，其中新建井场、计量站外道路 9km，开挖深度 0.3m，开挖宽度 4.5m；新建混输站外道路 400m，开挖深度 0.3m，开挖宽度 8.5m；挖方量 1.32 万 m³；回填高度 0.5m，填方量 3.51 万 m³。填方的主要施工材料主要为水泥稳定砂砾和天然砂砾，就近料场购买；挖方全部用于回填，场地平整。

本工程井场、站场设置临时堆土场区，覆盖防尘网或者防尘布，配合定期洒水等措施，防止风蚀起尘；临时堆土场区四周布设不低于堆放物高度的围挡物挡土，避免造成水土流失。

预计本工程挖方量约为 24.36 万 m³，填方总量为 26.55 万 m³，无废弃土方量，借方总量为 2.19 万 m³，就近购买。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，井场施工过程产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整水土保持措施。本工程土石方平衡表见下表 3.3-13。

表 3.3-13 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

序号	分区或分段	开挖	回填	调入		调出		外借		弃方	
				数量	来源	数量	去向	数量	来源	数量	去向
①	表土剥离	2.04	0	0	/	2.04	②	0	/	0	/
②	场地平整	0	2.04	2.04	①	0	/	0	/	0	/
③	管线	21	21	0	/	0	/	0	/	0	/
④	道路	1.32	3.51	0	/	0	/	2.19	外购	0	/
合计		24.36	26.55	2.04	①	2.04	②	2.19	外购	/	/

⑥机械设备废油和含油废弃物

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，类比调查一个钻井施工期产生量不足 0.1t，本工程部署新钻 14 口采油井，整个施工期废机油的产生量共计 1.4t，委托克拉玛依顺通环保科技有限公司或其他有危废处置资质单位接收处置。

按照《国家危险废物名录》，废油划分为废矿物油与含矿物油废物类，其危

险废物编号为 HW08。考虑到转运期间的的时间间隔，井场地内应设置危险废物临时贮存间，危险废物临时贮存间须严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关要求建设，在此基础上，可确保工程产生的危险废物在过程控制阶段对环境的影响最小。

⑤废纯碱、膨润土、水泥等包装袋

本工程钻井过程中，会产生废烧碱、膨润土、水泥等包装袋。钻井过程中，单井膨润土、纯碱、水泥等包装袋产生量约为 0.02t，本工程新钻 14 口采油井，因此，项目施工期废膨润土、废烧碱、水泥等包装袋产生量约为 0.28t，属于一般工业固体废物，参照执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求，由钻井施工单位集中收集后统一回收处置。

(4) 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、钻机、吊机、泥浆泵、压裂车、测试放喷噪声等，产噪声级在 90~110dB(A)之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

(5) 施工期污染物排放情况汇总

本工程施工期污染物排放情况汇总见表 3.3-14。

表 3.3-14 本工程施工期污染物排放情况汇总表

项目	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	钻井机械	CO	24.02t	24.02t	使用合格燃料，加强施工管理
		NO _x	73.5t	73.5t	
		烃类	7.6t	7.6t	
		SO ₂	0.045t	0.045t	
	施工场地	TSP、SO ₂ 、NO _x 等	少量	少量	洒水降尘，使用合格燃料
储层改造 废气	非甲烷总烃 等	少量	少量	压裂液和压裂返排液使用密闭罐存放，有效降低废气排放。	
废水	钻井废水	悬浮物、石油类、COD 等	19113.7m ³	0	采用不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。
	管道试压 废水	SS	140m ³	0	试压期间循环使用，试压结束后，试压废水可用作场地降尘用水
	生活污水	COD、氨氮等	2700.8m ³	0	依托乌尔禾污水处理厂处理
	压裂返排	pH、COD、	2450m ³	0	采用专用废液收集罐收集后及时拉运至百口

	液	SS			泉注输联合站处理	
固体废物	泥浆	/	8111.1m ³	0	本工程钻井采用泥浆不落地系统。新钻井井身结构均为三开，采用为非磺化水基泥浆。本工程钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备；分离后的固相暂存于岩屑储罐，委托第三方处置单位进行处理，处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后综合利用。检测不合格的岩屑委托有处置能力的第三方单位进行进一步处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用限值后综合利用。	
	岩屑（一般固废）	/	19489.3m ³	0		
	施工废料	/	11.2t	0		首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置
	废油、含油废弃物	/	1.4t	0		委托克拉玛依顺通环保科技有限公司或其他有危废处置资质单位接收处置
	生活垃圾	/	21.1t	0		集中收集后运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置。
	包装袋	/	0.28t	0		由钻井施工单位集中收集后统一回收处置。
噪声	施工机械、运输车辆	/	78~100dB(A)		加强施工管理	

3.3.4 运营期污染源分析

3.3.4.1 废水污染源

本工程运营期废水主要为采出水、井下作业废水。

(1) 采出水

根据开发方案，本工程前期采出水量较小，根据方案预测中本工程最大采出水量核算为 97t/d（ 3.2×10^4 t/a），采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等，其浓度分别为 44mg/L，4500mg/L，70mg/L，0.15mg/L。由此可计算出：本工程 SS、COD、石油类、挥发酚的年产生量分别为 1.4t、144t、3.7t、0.005t。

本工程采出水依托百口泉注输联合站采出水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油藏，不外排。

(2) 生活污水

运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。

(3) 井下作业废水

井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。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（见表 3.3-15），计算井下作业废水的产生量。

表.3.3-15 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

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

本工程部署 14 口采油井，玛中 4 井区为低渗透油藏，根据上表计算井下作业废水产生量为 27.13t/井次，化学需氧量产生量为 34679g/井次，石油类产生量为 6122g/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 13.6t、化学需氧量 17339.5g、石油类 3061g，则本工程井下作业工程产生的井下作业废水量为 190.4t/a，其中污染物化学需氧量、石油类为 0.24t/a、0.04t/a。井下作业时带专用回收罐回收作业废水，拉运至百口泉注输联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油藏，不外排。

3.3.4.2 废气污染源

本工程运营期间，对大气环境影响主要为油气集输过程中产生一定量的烃类挥发。

(1) 无组织排放非甲烷总烃

本工程进入生产运营期间，采用密闭集输工艺，本工程对大气环境影响主要为油气集输过程中产生的无组织烃类挥发，产生点主要集中在井口、站场、管线设备接口、阀门处。

在油气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、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本工程而言，VOCs主要为非甲烷总烃。

本工程 14 口采油井均采用密闭集输工艺，运营过程中从阀门、法兰等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》

（HJ853-2017）中设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物的计算公式对源强进行核算，单座井场的源强核算过程如下：

挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算：

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

式中： $E_{\text{设备}}$ ——设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量，kg/a；

t_i ——密封点 i 的年运行时间，h/a；

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

$WF_{\text{VOCs},i}$ ——流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，根据设计文件取值；

$WF_{\text{TOC},i}$ ——流经密封点 i 的物料中总有机碳平均质量分数，根据设计文件取值；

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

表 3.3-16 设备与管线组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC},i}$ / (kg/h 排放源)
石油炼制工业	阀门	0.064
	泵	0.074
	法兰	0.085
	压缩机、搅拌器、液压设备	0.073
	其他	0.073

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，本次评价按保守估计的原则，将 TOC 全部视为可挥发性有机物 VOCs，则本工程采出液中 $WF_{VOCs, i}$ 和 $WF_{TOC, i}$ 比值取 1；根据设计单位提供的数据，井场、站场涉及的阀门、法兰数量如表 3.3-17 所示。

无组织废气源强一览表见表 3.3-17。

表 3.3-17 本工程无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称		设备数量 (个)	单个设备排放速率 eTOC(kg/h)	年运行时间 (h)	排放量	
						kg/h	t/a
1	单座采油井场	阀	10	0.064	7920	0.002	0.015
2		法兰	20	0.085	7920	0.005	0.04
合计				-	-	0.007	0.055
14 口井合计				-	-	-	0.77
序号	设备名称		设备数量 (个)	单个设备排放速率 eTOC(kg/h)	年运行时间 (h)	排放量	
						kg/h	t/a
1	计量站	阀	35	0.064	7920	0.007	0.053
2		法兰	70	0.085	7920	0.018	0.141
合计				0.149	-	0.025	0.194
2 座站合计				-	-	-	0.388
序号	设备名称		设备数量 (个)	单个设备排放速率 eTOC(kg/h)	年运行时间 (h)	排放量	
						kg/h	t/a
1	混输站	阀	45	0.064	7920	0.009	0.071
2		法兰	80	0.085	7920	0.02	0.162
合计				-	-	0.029	0.233

经过核算，单座井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.007kg/h，按年有效工作时间 7920h 计算，单座井场非甲烷总烃年排放量为 0.055t/a，本工程部署 14 口采油井非甲烷总烃年排放量为 0.77t/a；单座计量站无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.025kg/h，单座计量站非甲烷总烃年排放量为 0.194t/a，本工程新建 2 座计量站非甲烷总烃年排放量为 0.388t/a；单座混输站无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.029kg/h，单座计量站非甲烷总烃年排放量为 0.233t/a，因此本工程无组织排放废气中非甲烷总烃排放量为 1.391t/a。

(2) 无组织排放 H₂S

玛中油田玛中 4 井区天然气相对密度平均 0.9503g/cm³，甲烷含量 55.27%；

乙烷含量 13.35%；二氧化碳含量 0.02%，氮气含量 5.94%，不含硫化氢。故本次评价不对无组织排放H₂S核算。

3.3.4.3 固体废物污染源

(1) 油泥（砂）

油泥砂主要为处理厂的采出水处理系统或沉降油罐产生的沉淀物，部分为原油，部分为泥土等杂质，属于危险废物（HW08）（071-001-08）。本工程运营期原油、采出水依托百口泉注输联合站进行处理，故百口泉注输联合站油气处理及采出水处理系统装置均会增加产生一定量的油泥砂。

油泥（砂）产生量与油井的出砂情况有关，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021年）中 07 石油和天然气开采业行业系数手册（续 35）中产污系数核算含油污泥产生量详见表 3.3-18。

表 3.3-18 石油和天然气开采行业专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
非稠油	非稠油	检修清罐、管线刺漏、晒水池隔油池清淤等	所有规模	含油污泥	吨-万吨产品	90.76	无害化处理/处置/利用	0

根据本工程开发指标预测，本工程投产后新建产能为 8.34×10⁴t/a，计算含油污泥最大产生量为 756.94t/a。本工程产生的油泥（砂）委托克拉玛依顺通环保科技有限公司或其他有危废处置资质单位接收处置。

(2) 清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每 2 年清管 1 次。根据类别调查，一般清管废渣产生量为 1.15kg/km，本工程新建管线总长为 56km，每次废渣产生量约 32kg（0.064t/a）。清管废渣的主要成分为 SS 和氧化铁等，还含有少量管道中的油，属于危险废物 HW08（废物代码：071-001-08），严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托克拉玛依顺通环保科技有限公司或其他有危废处置资质单位接收处置。

(3) 落地原油

落地原油主要产生于采油树的阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、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 0.1t/a 计算，本工程运行后落地油总产生量约 1.4t/a，属于危险废物 HW08（废物代码：071-001-08）。根据中国石油新疆油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本工程井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。

（4）废防渗膜

项目运营期井下作业时，油井作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 1-2 年。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程 14 口井作业 1 次共产生废弃防渗布约 7t，井下作业频次为 2 年/次，则工程产生废弃防渗材料最大量约 3.5t/a。

作业过程中产生的含油废防渗膜属于危险废物，为 HW08 类危险废物（废物代码 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物）。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置，拉运过程处置单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

（5）废润滑油

本工程废润滑油主要是井下作业和采油过程中机械设备维修中产生的，每口井每次产生废润滑油约 0.05t，本工程共部署 14 口井，每次产生废润滑油约 0.7t，其危险废物类别为 HW08 类危险废物（废物代码 900-214-08 车辆、轮船及其它机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油），委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。

（6）生活垃圾

运营期工作人员由百口泉采油厂内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

本工程运营期危险废物产排污统计表详见表 3.3-19。

表 3.3-19 运营期固体废物产生、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	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
1	油泥(砂)	HW08	071-001-08	756.94t/a	处理站储罐底泥	固态	油类物质、泥砂	油类物质	间歇	T, I	密闭桶装收集后,委托克拉玛依顺通环保科技有限公司或其他有危废处置资质单位接收处置。
2	清管废渣	HW08	071-001-08	0.064t/a	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	间歇	T, I	
3	废防渗膜	HW08	900-249-08	3.5t/a	井下作业及设备维修	固体	油类物质	石油类	间歇	T, I	
4	废润滑油	HW08	900-214-08	0.7t	井下作业和采油过程中机械维修	固态	油类物质	油类物质	/	T, I	
5	落地原油	HW08	071-001-08	1.4t/a	油气开采和集输产生的油泥和油脚	固体、半固体	油类物质	油类物质	间歇	T, I	

3.3.4.4 噪声源

运营期间的噪声源主要包括井场设备的运转噪声、井下作业噪声、拉油罐车和巡检车辆的交通噪声等,噪声级为 60~120dB(A),见表 3.3-20。

表 3.3-20 噪声源设备

噪声源名称		声功率级 (dB (A))	噪声特性	排放规律	备注	运行时段	声源控制措施	
正常工况	单井井场	机泵	75~80	机械	连续	单台噪声	昼间至夜间	选用低噪设备
	交通噪声	罐车、巡检车辆	60~90	机械	间歇	/	昼间	/

非正常工况	单井井场	井下作业(压裂、修井等)	80~120	机械	间歇	单台声源	昼间至夜间	/
-------	------	--------------	--------	----	----	------	-------	---

3.3.4.5 运营期污染物排放情况汇总

本工程运营期三废排放状况见表 3.3-21。

表 3.3-21 运营期污染物排放表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	油气集输	无组织排放	NMHC	1.391t/a	1.391t/a	大气
废水	采出水		SS、COD、石油类等	3.2×10 ⁴ t/a	0	采出水进入百口泉注输联合站的采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油藏。
	井下作业废水		井下作业废水	190.4t/a	0	采用专用罐回收作业废水,拉运至百口泉注输联合站处理。
			COD	0.24t/a	0	
		石油类	0.04t/a	0		
固体废物	井场	油泥	石油类	756.94t/a	0	委托克拉玛依顺通环保科技有限公司或其他有危废处置资质单位接收处置。
	管线	清管废渣	石油类、SS和氧化铁等	0.064t/a	0	
	井下作业	废防渗膜	石油类	3.5t/a	0	
		废润滑油	石油类	0.7t/次	0	
	井场、管线及井下作业	落地原油	石油类	1.4t/a	0	
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	60~120dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备,采取减振、隔声、消声等降噪措施。

3.3.5 退役期环境影响因素

退役期,对完成采油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,仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生,噪声主要源自井场设备拆卸等。

井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料,可回收利用。

通过采取以上措施,可使退役期环境影响降到最低。

3.3.6 污染物排放“三本帐”

本项目位于玛中油田玛中4井区，引用玛中4井区现有工程的污染物产生及排放量，再结合本项目污染物排放，对污染物排放“三本帐”核算。本工程建成后运营期污染物排放变化情况见表3.3-22。

表 3.3-22 运营期污染物排放“三本帐”表

序号	影响类别	污染物	现有工程排放量 (t/a)	本工程排放量 (t/a)	总体工程		
					排放量 (t/a)	以新带老削减量 (t/a)	排放增减量
		非甲烷总烃	9.136	1.391	10.527	-	+1.391
		H ₂ S	0.0203	0	0.0203	-	0
2	废水	生产废水	0	0	0	-	0
3	固体废物	含油污泥	0	0	0	-	0
		清管废渣	0	0	0	-	0

3.4 清洁生产水平分析

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

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

本工程为油田开发建设项目，生产过程主要包括采油、油气集输和井下作业及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对污染防治措施先进性及集输工艺先进性进行清洁生产分析。

3.4.1 清洁生产水平技术指标对比分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。

根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）对本工程的清洁生产水平进行评价。

（1）评价指标体系

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

——定量评价指标

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

——定性评价指标

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

（2）评价依据

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

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

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

——定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”或“否”两种选择来评定。

（3）权重分值

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

(4) 评价指标

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

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

钻井、井下作业、采油和集输作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.4-1~3.4-3。

(5) 评价指标考核评分计算

1) 定量评价考核总分值计算

① 单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

式中： S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数。

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 S_i 值就会越大，计算

结果就会偏离实际，对其他评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 $S_i > k/m$ 时（其中 k 为该类一级指标的权重值， m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取 S_i 值为 k/m 。

②定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

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

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。

2) 定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

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

式中： P_2 —定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

(3) 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数

P_1 —定量评价考核总分值；

P_2 —定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.4-4。

表 3.4-4 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

由表 3.4-1~3.4-3 计算可得：

——钻井作业：定量指标 100 分，定性指标 95 分，综合评价 98 分。

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

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

表 3.4-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1)资源和能源消耗指标	30	占地面积	m ²	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	符合	15
(2)生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95%	>95%	5
(3)资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深:2000m 以下;2000m~3000m; 3000m 以上	10	≥40%; ≥50%; ≥60%	95%	10
		柴油机效率	%	10	≥80	>80	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
(4)污染物产生指标	35	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区: ≤30; 乙类区: ≤35	29.73	10
		废弃钻井液	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	<10	10
		柴油机烟气	-	5	符合排放标准要求	符合	5
		石油类	mg/L	5	≤10	<10	5
		COD	mg/L	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	<150	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	评分	
(1)原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液		10	10	
		柴油消耗	具有节油措施		5	0	
(2)生产工艺及设备要求	30	钻井设备	国内领先		5	5	
		压力平衡技术	具备欠平衡技术		5	5	
		钻井液收集设施	配有收集设施,且使钻井液不落地		5	5	
		固井设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备		5	5	
		井控措施	具备		5	5	
		有无防噪措施	有		5	5	
(3)管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证			10	10	
		开展清洁生产审核,并通过验收			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	5	
(4)贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井液处置措施满足法规要求			10	10	
		污染物排放总量控制与减排措施情况			5	5	
		满足其他法律法规要求			5	5	

表 3.4-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	符合	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	符合	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m ³ /井次	10	≤3.0	27.13	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	≤50	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	≤150	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本工程评分	
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	5	
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	10	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		10	10	
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证			15	15	
		开展清洁生产审核			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	5	
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求			20	20	

表 3.4-3 采油（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160 天然气：≤50	<65	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	0	0	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10	
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5	
		COD	%	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5	
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10	
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10	
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10	
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	评分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	5	
		采油	采油过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	20		防治落地原油产生措施	20	20
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证				10	10	
		开展清洁生产审核				20	20	
		制定节能减排工作计划				5	5	
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况				5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5	
		污染物排放总量控制与减排措施情况				5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5	

3.4.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本工程清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

本工程采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。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，减少了施工废物、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。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 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。

3.5.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：SO₂、NO_x、VOCs。

废水污染物：COD、NH₃-N。

（1）废气污染物

本工程油气集输和处理采用密闭集输工艺，主要废气污染物为集输过程中无组织烃类气体的挥发。

（2）废水污染物：

正常运营期间，采出水经集输管线输送至百口泉注输联合站采出水处理系统处理，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)中的有关标准后回注油藏；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至百口泉注输联合站处理，达标后回注，无废水外排，因此不对废水污染物进行总量控制。

由上可知，本工程总量控制因子：VOCs。

3.5.3 总量控制建议指标

(1) 施工期

由于施工期的地面工程集中于较短时间内，地面工程期间排放的污染物将随地面工程的结束而消亡，故不考虑对施工期间产生的污染物进行总量控制。

(2) 运营期

根据《关于印发<挥发性有机物排污收费试点办法>的通知（财税〔2015〕71号）》，VOCs是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。具有挥发性的有机化合物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。对于本工程而言，其排放的VOCs基本可以等同为非甲烷总烃，VOCs（以非甲烷总烃计）的总量考核指标1.391t/a，均为无组织挥发。

油气开采过程中井场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求4.0mg/m³。

本次评价提出的为建议值，供生态环境主管部门对本工程实施环境管理以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

3.6 相关法规、政策符合性分析

3.6.1 与国家产业政策符合性分析

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，根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》，“第一类鼓励类”：“七、石油天然气”中“1.石油天然气开采”属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。本工程的实

施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

3.6.2 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

项目运营期采取的各项环保措施与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中要求的相符性分析详见表 3.6-1。

表 3.6-1 项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关规定	项目采取的相关措施	符合性分析
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	项目区域内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区。项目区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。	符合
2	煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，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。	符合
3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。 散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	本报告提出，井场施工结束后，均应对施工场地进行清理平整，植被自然恢复；由于项目所在区域的蒸发量大于降水量，不需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。	符合
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。	本报告提出运营期要定期对井场、站场各设备设施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合
5	石油、天然气开发单位钻井和井下作业	本工程使用无毒、低毒钻井液，钻	符合

	应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并作无害化处置，防止污染环境。 对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。 对钻井作业产生的油污、废矿物油应当回收处理。	井液循环使用。	
6	石油、天然气开发单位应当采取保护措施，防止油井套管破损、油井泄漏，污染地下水体。	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合
7	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。 煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物质，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体。	本工程运营期产生的含油污泥、废机油、清管废渣等危险废物委托有危废处置资质的单位进行处置。运输过程中应执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求中有关运输的规定，运输过程中运输车辆应加盖篷布，加强危废废物的全过程管理。	符合
8	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。	项目产生的伴生气全部回收利用。	符合
9	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被： （一）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石；（二）震裂、压占等造成土地破坏的；（三）占用土地作为临时道路的；（四）油井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	项目管线施工时土方全部回填，临时占地均进行场地平整清理，植被自然恢复。井场、站场采取了地面硬化的措施，退役期场站内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，平整后依靠自然恢复。	符合
10	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生。	项目投产后，由百口泉采油厂管理，区块开发突发环境应急预案纳入管辖作业区应急管理体系中。	符合

由表 3.6-1 可知，项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关规定。

3.6.3 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）中要求的相符性分析详见表 3.6-2。

表 3.6-2 本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》	项目采取的相关措施	符合性分析
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。	项目提出施工期结束后，恢复井场周边及管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则。	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。	本工程开发方案设计考虑了油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进。	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。	项目井场、站场、管线、道路永久占地和临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度。	符合
对伴生有二氧化碳气体的油气藏，二氧化碳气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定二氧化碳气体处置方案的油气藏不得开发。	本工程伴生气中二氧化碳体积比为 0.02。根据调查，在石油天然气开发的标准中没有二氧化碳工业综合利用的标准限值，无法达到工业综合利用要求的二氧化碳需要进行处理，本工程伴生气中二氧化碳满足《天然气》GB 17820-2018 中的一类和二类气的外售标准（分别是 3 摩尔分数%、4 摩尔分数%）。	符合
对伴生有 H ₂ S 气体的油气藏，H ₂ S 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 H ₂ S 气体处置方案的油气藏不得开发。	本工程伴生气中不含 H ₂ S。	符合

3.6.4 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中要求的相符性分析详见表 3.6-3。

表 3.6-3 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关规定	项目采取的相关措施	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理处置率达到100%。	采用清洁生产工艺及技术。本工程采出水由百口泉注输联合站采出水处理系统处理达标后回注,不外排;含油污泥等危废委托克拉玛依顺通环保科技有限公司进行无害化处置。	符合
2	在勘探开发过程中,应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收,落地原油回收率应达到100%。	井下作业时带罐作业,落地原油回收率应达到100%。	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,压裂等废液经收集后采用专用罐拉运至百口泉注输联合站进行处理。	符合
4	在开发过程中,适宜注水开采的油田,应将采出水处理满足标准后回注;对于稠油注汽开采,鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	采出水经百口泉注输联合站处理满足标准后回注。	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。	采用密闭流程。本工程建设内容不涉及3000m ³ 及以上储罐建设。	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。	伴生气由富城能源玛18天然气处理站处理后外输。	符合
7	(一)油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)加强油田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油田建设过程应开展工程环境监理。(三)在开发过程中,企业应加强油井套管的检测和维护,防止油气泄漏污染地下水。(四)油田企业应建立环境保护人员培训制度,环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。(五)油田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别,制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作,采取环境风险防范和应急措施,防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	项目投产后,由百口泉采油厂管理,区块开发突发环境应急预案纳入管辖作业区应急管理体系中。	符合

由表 3.6-3 可知,项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

3.6.5 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。

第四十四条：矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。

本工程施工土方全部用于回填管沟及场地平整；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置。项目施工过程中采取“下垫上盖”措施，施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

3.6.6 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》

（环办环评函〔2019〕910号）符合性分析

本工程与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）符合性分析见表3.6-4

表 3.6-4 与“环办环评函〔2019〕910号”符合性

序号	（2019）910号要求	项目情况	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管线和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本工程以区块为单位开展环评，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合

2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。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。	本工程评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本工程周边5km范围内无地表水；废水经依托工程处理达标后回注油藏，不外排，不涉及水污染物总量控制指标。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2012）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	本工程废水经依托工程处理达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求，回注到油藏，不外排。回注层与工程所在区域内潜水含水层及承压水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响。本次评价包含了钻井液体系相关信息。	符合
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）要求评价。	本工程钻井采用泥浆不落地系统。新钻井井身结构为三开，采用为非磺化水基泥浆。本工程钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备；分离后的固相暂存于岩屑储罐，委托第三方处置单位进行处理，处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关标准要求后综合利用。检测不合格的岩屑委托有处置能力的第三方单位进行进一步处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用限值后综合利用。本工程产生的含油污泥等危险废物均委托处置。	符合
6	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫油田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场H ₂ S的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少SO ₂ 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	根据本区块天然气物性可知，伴生气中不含硫化氢。本工程天然气依托富城能源玛18天然气处理站进行处理，原油依托百口泉注输联合站进行处理；单井集输采用密闭集输工艺。本次评价提出切实可行的环境风险防范措施。	符合

7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本工程施工周期较短，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。	符合
8	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	本工程不涉及生态保护红线区。	符合
9	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019年1月1日）等相关规定，开展了本工程信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	符合

3.6.7 与《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知〉》（新环环评发〔2020〕142号）符合性分析

本工程与《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知〉》（新环环评发〔2020〕142号）符合性分析见表3.6-5。

表3.6-5 与“新环环评发〔2020〕142号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	请各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价。	新疆油田分公司已编制新疆油田分公司十四五发展规划和规划评价，《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》已取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审〔2022〕252号）。	符合
2	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评）。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本工程以区块为单位开展环评，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合

3.6.8 与《中华人民共和国水土保持法》相符性分析

本工程与《中华人民共和国水土保持法》（2011年3月）符合性分析见下表 3.6-6。

表 3.6-6 本工程与《中华人民共和国水土保持法》的符合性分析

法规内容	本工程情况	符合性分析
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），本工程位于和布克赛尔蒙古自治县属于水土流失重点治理区 II ₂ 天山北坡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
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。	工程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
第三十九条：国家鼓励和支持在山区、丘陵区、风沙区以及容易发生水土流失的其他区域，采取下列有利于水土保持的措施：（一）免耕、等高耕作、轮耕轮作、草田轮作、间作套种等；（二）封禁抚育、轮封轮牧、舍饲圈养；（三）发展沼气、节柴灶，利用太阳能、风能和水能，以煤、电、气代替薪柴等；（四）从生态脆弱地区向外移民；（五）其他有利于水土保持的措施。	项目选址、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；根据水土保持方案，针对井场、站场、管线和道路均采用防沙治沙措施。	符合

3.6.9 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性分析

本工程与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性分析见表 3.6-7。

表 3.6-7 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	产生 VOCs 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式，并保持负压运行。	本工程属于油气开采项目，集输环节均为密闭流程，可有效减少 VOCs 排放。	符合
2	重点排查汽油（包括含醇汽油、航空汽油）、航空煤油、原油、石脑油及苯、甲苯、二甲苯等装卸的物料类型、装载量、油气回收量，装载方式、密封型式、压紧方式及治理设施建设情况、工艺类型和运行情况，建立装卸排查清单；检查检测罐车人孔盖、油气回收耦合阀，底部装载有机废气回收快速接头、顶部浸没式装载密封罩、油气回收管线法兰等密封点泄漏情况，及治理设施排放浓度、排放速率和去除效率。	本工程属于油气开采项目，集输环节均为密闭流程，可有效减少 VOCs 排放；本工程选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、站场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测。本次评价提出切实可行的废气污染防治措施。	符合
3	企业应按照标准要求，根据储存挥发性有机液体的真实蒸气压、储罐容积等进行储罐和浮盘边缘密封方式选型。充分考虑罐体变形或浮盘损坏、储罐附件破损等异常排放情况，鼓励对废气收集引气装置、处理装置设置冗余负荷；储罐排气回收处理后无法稳定达标排放的，应进一步优化治理设施或实施深度治理；鼓励企业对内浮顶罐排气进行收集处理。储罐罐体应保持完好，不应有孔洞、缝隙（除内浮顶罐边缘通气孔外）；除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，储罐附件的开口（孔）应保持密闭。	本工程新钻井运行后采用密闭集输工艺，不涉及储罐等。	符合

3.6.10 与《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》

（新环固体函〔2022〕675号）符合性分析

本工程与《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》（新环固体函〔2022〕675号）符合性分析见表 3.6-8。

表 3.6-8 与《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》（新环固体函〔2022〕675号）符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	历史遗留废弃磺化泥浆可由具备相应能力的危险废物集中处置设施，或专业废弃磺化泥浆集中处置设施进行规范化处置；历史遗留磺化泥浆采取填埋方式进行处置的，需开展危险废物鉴别，根据鉴别结论按照《危险废物填埋污染控制标准》（GB18598-2019）或《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）要求开展填埋处置；综合利用历史遗留废弃磺化泥浆的，应满足《固体废物再生利用污染防治技术导则》（HJ1091-2020）等相关要求。	本工程不涉及历史遗留废弃磺化泥浆。	符合
2	历史遗留废弃磺化泥浆经鉴别属于危险废物的，应严格按照危险废物全过程管理。新产生的废弃磺化泥浆按照项目现有环评文件和批复要求进行管理，无相关要求的参照第一条执行。国家有新规定新要求时按照新规定新要求执行。	本工程不涉及历史遗留废弃磺化泥浆；本工程钻井过程中不产生的磺化泥浆。	符合

3.6.11 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

本工程与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析见表 3.6-9。

表 3.6-9 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性

《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）相关要求		本工程情况	符合性
临时用地选址和使用期限	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。	本工程占地类型为盐碱地和沙地。工程施工前应办理征地手续，根据工程建设实际用地面积办理征地手续，并在施工结束后对占用的临时用地全部进行恢复。	符合
	临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。	本工程占地类型为盐碱地和沙地，不占用基本农田。	符合
	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。临时用地使用期限，从批准之日起算。	根据中国石油新疆油田分公司之前办理的临时用地手续，临时用地使用期限为两年。	符合
规范临时用地审批	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套建设建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用	本工程在施工前先办理临时用地手续，待临时用地期限到期前，办理建设用地审批手续。对	符合

	的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。	于未转入生产的，应当完成土地复垦。	
落实临时用地恢复责任	临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。	中国石油新疆油田分公司不得对批准的临时用地进行转让、出租、抵押。	符合
	严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	本工程不占用农用地，施工结束后对临时用地内的建筑物进行拆除，恢复；后期对未投入产生的进行恢复复垦。	

3.6.12 与《关于加强生态红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142号）符合性分析

本工程与《关于加强生态红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142号）符合性分析见表 3.6-10。

表 3.6-10 项目与生态保护红线护的相关要求符合性分析

文件	生态保护红线相关要求	符合性分析
《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142号）	<p>（一）规范管控 对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线是国土空间规划中的重要管控边界，生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许以下对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、风景名胜區、饮用水水源保护区等区域，依照法律法规执行。</p> <p>7.地质调查与矿产资源勘查开采。包括：基础地质调查和战略性矿产资源远景调查等公益性工作；铀矿勘查开采活动，可办理矿业权登记；已依法设立的油气探矿权继续勘查活动，可办理探矿权延续、变更（不含扩大勘查区块范围）、保留、注销，当发现可供开采油气资源并探明储量时，可将开采拟占用的地表或海域范围依照国家相关规定调出生态保护红线；已依法设立的油气采矿权不扩大用地用海范围，继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立的矿泉水和地热采矿权，在不超出已经核定的生</p>	本工程为石油开采项目，位于玛中油田玛中 4 井区内，在新疆油田分公司矿权范围内；本工程不涉及生态保护红线区，符合相关要求。

	产规模、不新增生产设施的前提下继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立和新立铬、铜、镍、锂、钴、铅、钾盐、（中）重稀土矿等战略性矿产探矿权开展勘查活动，可办理探矿权登记，因国家战略需要开展开采活动的，可办理采矿权登记。上述勘查开采活动，应落实减缓生态环境影响措施，严格执行绿色勘查、开采及矿山环境生态修复相关要求。	
	<p>（二）办理要求</p> <p>上述项目（不含新增填海造地和新增用岛）按规定由自然资源部进行用地用海预审后，报国务院批准。占用生态保护红线的国家重大项目，应严格落实生态环境分区管控要求，依法开展环境影响评价。生态保护红线内允许有限人为活动和国家重大项目占用生态保护红线涉及临时用地的，按照自然资源部关于规范临时用地管理的有关要求，参照临时占用永久基本农田规定办理，严格落实恢复责任。</p>	本工程不涉及生态保护红线区，符合相关要求。

3.7 相关规划符合性分析

3.7.1 与《全国矿产资源规划》符合性分析

《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，努力减缓老油田产量递减。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的原油开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。

3.7.2 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》符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出，坚持把发展经济着力点放在实体经济上，深化工业供给侧结构性改革，推动工业强基增效和转型升级，全面提升新型工业化发展水平。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。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。

本工程位于**准噶尔盆地油气基地**,符合《自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》的要求。

3.7.3 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》符合性分析

《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》以《全国主体功能区规划》为依据,结合新疆实际编制的第一个国土空间开发规划,是战略性、基础性、约束性的规划。该规划将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区,按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域是指有一定经济基础,资源环境承载能力较强,发展潜力较大,集聚人口和经济条件较好,从而应该重点进行工业化城镇化开发的城市化地区,主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区,共涉及 59 个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全,不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡 23 个县市,重点生态功能区涉及 53 个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域,以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区,国家和自治区层面禁止开发区域共 107 处。

本工程属于油气开采项目,属于百口泉采油厂管辖,行政区隶属塔城地区和布克赛尔自治县管辖。项目区位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的重点开发区,功能定位是:我国面向中亚、西亚地区对外开放的陆路交通枢纽和重要门户,全国重要的能源基地,我国进口资源的国际大通道,西北地区重要的国际商贸中心、物流中心和对外合作加工基地,石油天然气化工、煤电、煤化工、机电工业及纺织工业基地。本工程为油气开采项目,符合要求。

3.7.4 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《新疆生态环境保护“十四五”规划》中要求的相符性分析详见表 3.7-1。

表 3.7-1 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

序号	规划要求	本工程	符合性
1	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	本工程无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施。	符合
2	有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动新疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念，强化修复过程二次污染防控。	本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；本工程运营后采取源头控制、过程防控措施；土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。	符合
3	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移电子联单。	本工程产生的危险废物严格落实《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）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）中相关管理要求。	符合
4	实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。	本工程位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔自治县，为油气开发项目，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“三线一单”生态环境分区管控要求。	符合

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

3.7.5.1 水土保持分区

本工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，西距白碱滩区约46.5km，北距离和布克赛尔蒙古自治县中心城区125.7km。位于古尔班通古特沙漠北缘，水土流失类型为风力侵蚀。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》，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。

（1）全国、自治区水土保持区划中和布克赛尔蒙古自治县划分情况

根据《全国水土保持规划（2015-2030年）》（国函〔2015〕160号），全国水土保持区划采用三级分区体系，一级区为总体格局区，二级区为区域协调区，三级区为基本功能区。全国水土保持区划共划分为8个一级区、40个二级区、115个三级区。

新疆在全国水土保持区划中位于北方风沙区(新甘蒙高原盆地区)一级分区，包含北疆山地盆地区和南疆山地盆地区两个二级分区，准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区、天山北坡人居环境农田防护区、伊犁河谷减灾蓄水区、吐哈盆地生态维护防沙区、塔里木盆地北部农田防护水源涵养区、塔里木盆地南部农田防护防沙区、塔里木盆地西部农田防护减灾区七个三级区。

和布克赛尔蒙古自治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。分区情况见表3.7-2。

表 3.7-2 和布克赛尔蒙古自治县在国家计水土保持分区情况

一级区	二级区	三级区	涉及范围
Ⅱ北方风沙区	Ⅱ-3 北疆山地盆地区	Ⅱ-3-1hw 准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区	乌苏市、沙湾县、和布克赛尔蒙古自治县、塔城市、额敏县、托里县、裕民县

(2) 和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划中的分区情况

依托国家三级区划和省级区划，按照县地形地貌、土壤侵蚀、水土保持基础功能等，根据辖区地貌形态和水土流失程度及治理方向的相似性，本次规划采用地貌类型为主导因素，按照“地理位置+优势地貌类型+主导基础功能”三因素命名法，依据区内相似性和区间差异性原则。和布克赛尔蒙古自治县水土保持分区表详见表 3.7-3。

表 3.7-3 和布克赛尔蒙古自治县水土保持分区表

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

3.7.5.2 水土流失治理分区

水土流失重点预防区的定量指标主要包括地形坡度、集中连片面积、林草覆盖率、轻度以下水土流失面积占总土地面积的比例。定性因素主要考虑水土保持功能的重要性，水土流失潜在危险危害程度，是否处于江河源头区、饮用水源保护区、自然保护区、风景名胜区、重要湿地、水功能区中的自然保护区和重要源头水保护区。

水土流失重点治理区的定量指标包括水土流失面积占总土地面积的比例，中度以上水土流失面积占水土流失面积的比例。定性因素主要考虑水土流失危害程度、水土流失治理的紧迫性、民生要求的迫切性。

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

表 3.7-4 自治区级水土流失重点预防区和重点治理区划分表

II 重点治理区		
II ₃ 天山北坡诸小河流域重点治理区	塔城地区	乌苏市、沙湾县、和布克赛尔蒙古自治县、塔城市、额敏县、托里县、裕民县

3.7.5.3 本工程与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》的可行性分析

（1）3-1 盐湖风力侵蚀预防保护区现状情况

该区域位于县域境内西南部，与克拉玛依市接壤，准噶尔盆地西缘沿玛纳斯湖-艾里克湖一带。该区域属于限制开发区，应以生态保育为导向，在国家主体功能区划中天山北坡经济带建设中专门提到，加强克拉玛依-玛纳斯湖-艾里克湖沙漠西部防护区生态防护体系建设要求。在科学研究，有序规划调度和基础上，借鉴干旱区内陆河流生态治理的经验，构建一条阻隔古尔班通古特沙漠入侵的绿色生态隔离带。同时该区域的哈尔扎克荒漠梭梭林保护区位于玛纳斯湖水体收缩后的古湖盆沉积区上，具有典型的“荒漠森林”自然原态景观，该区靠近克拉玛依地区，是北疆地区沙尘暴的重要策源之一，作为古尔班通古特沙漠植被的建群种，林地的保护对生态环境的保护起着举足轻重的作用，同时该区域的生态演化趋势也具有着极高的科学研究价值，应尽力避免梭梭林的大面积退化死亡现象。

（2）管理要求

禁止毁荒建林、在绿洲-荒漠过渡带以及在水源保障区域造人工林。禁止樵采、挖药、猎捕和车辆乱压等随意破坏地表的的活动。严格控制灌溉面积，保障生态用水。规范矿产资源开发、交通运输及水利工程建设活动，不得扰动或破坏工程区外地表形态，不得阻隔野生动物迁徙。

实施生态修复，推进周边防沙治沙工程，封育保护荒漠林，加大天然植被保护，恢复自然植被，遏制沙漠化趋势，保障绿洲生态安全。该区交通条件优越，具有发展沙区特色经济林的优越的自然地理条件，适合发展肉蓉、葡萄、沙棘等经济树种，把察和特农业综合开发区与生态环境建设有机结合起来，以增加沙区林草种植为主，优先建设哈尔扎克梭梭林自然保护区工程，建设防风固沙林，防风治沙遏制荒漠化扩大。

以防风固沙林建设和生物多样性保护为重点，在稳定和现有生态公益林地的同时，加大抚育力度，通过封育等人工措施提高林地覆盖率。优化森林生态系统结构，增强森林防风固沙、保持水土的功能，构建和布克赛尔蒙古自治县重要生态屏障，最大限度地减少沙尘暴、浮尘等自然灾害危害。

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采用北方风沙区建设类项目一级标准，并适当提高防治目标值。工程主体设计中应进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。本工程按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施。

3.7.6 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

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，新疆油田分公司委托南京国环科技股份有限公司编制了《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，详见附件）。

本工程位于玛中油田玛中 4 井区，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，见下表 3.7-5。

表 3.7-5 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

内容	规划内容及规划环评审查意见	符合性分析
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，属于西北缘区块规划新增区块。
	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）。	本工程位于玛中油田玛中 4 井区，属于新疆油田重点开发的稀油区块，《新疆油田公司“十四五”发展规划》的油气开发的目标。
规划环评结论	新疆油田公司“十四五”发展规划的发展思路清晰，发展目标明确，油气开发总体部署和规划方案结合新疆油田的发现和勘探开发规划进行合理布局，并对老油气田进行全面优化升级，与国家国民经济与社会发展“十四五”规划纲要等相符，与新疆自治区国民经济与社会发展“十四五”规划及行业规划等相符、符合相关环境保护规划及污染防治行动计划中的相关要求。在落实本评价提出规划优化调整建议、环境管理及污染防治减缓措施的前提下，规划实施过程对区域大气环境、水环境、声环境、土壤环境、生态环境等产生的不利影响可以得到有效减缓或控制，环境风险可以接受。从环境保护角度分析，新疆油田公司“十四五”发展规划总体可行。	本工程环评对建设期间，运营期废气、废水、噪声、固废等污染物提出了防治措施，建设单位在施工和运营期间应严格落实环评提出的各项污染防治措施。工程需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，对生态环境造成的影响降到最低。

内容	规划内容及规划环评审查意见	符合性分析
规划环评审查意见	<p>(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。</p>	<p>根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号）和《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（塔行发〔2021〕48号）及2023年动态更新成果，本工程位于和布克赛尔蒙古自治县一般管控单元01（环境管控单元编码为ZH65422630001），不涉及生态红线。</p>
	<p>(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。</p>	<p>项目区域和管道沿线内均不涉及依法划定的自然保护区、饮用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，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。</p>
	<p>(三)严格生态环境保护，强化各类污染防治。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、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和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推荐指标及分析方法》（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。</p>	<p>本工程环评对建设期间，运营期废气、废水、噪声、固废等污染物提出了防治措施，建设单位在施工和运营期间应严格落实环评提出的各项污染防治措施。</p>
	<p>(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。</p>	<p>项目区井场、站场和管道沿线内均不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区和生态红线，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。</p>
	<p>(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。</p>	<p>环评对区内现有环境问题进行了梳理，并提出“以新带老”整改措施。</p>

内容	规划内容及规划环评审查意见	符合性分析
	<p>(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和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。</p>	<p>本工程环评要求开展运营期环境监测计划, 对区域地下水、土壤、大气环境(非甲烷总烃)等的监测, 对环境污染隐患做到早发现、及时处理, 制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施, 强化环境风险防范和应急处理能力, 严防污染事故发生, 不定期开展环境突发事件应急演练。</p>

3.7.7 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》

本工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内, 不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区, 距离生态保护红线较远。本工程符合国土空间规划的油田开发建设工程; 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, 不消耗燃料, 不消耗燃料。本工程占地类型为盐碱地和沙地, 土地资源消耗符合要求。因此, 本工程符合《新疆维吾尔自治区环境保护条例》的要求。

3.8 选址、选线合理性分析

工程井场、站场和管道沿线内不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区。

(1) 本工程位于玛中油田玛中4井区内, 部署采油井14口, 新建标准化采油井场14座; 新建计量站2座(3号计量站、4号计量站), 新建混输站1座, 扩建1号计量站; 新建单井集输管线16.2km(包括14口新钻采油井和4口老井进站管线), 新建集油支线4.8km, 新建集输干线35km, 以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。本工程占地为盐碱地和沙地。工程区主要为荒漠带, 区域自然植被主要有梭梭、白梭梭、猪毛菜和盐生草, 植被盖度约10%。

(2) 本工程地势平坦, 钻前工程的场地平整对工程区土壤扰动较少。本工程评价范围内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区、固定集中人群等敏感区, 不涉及拟划定的生态保护红线。

(3) 本工程选址选线符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》等相关要求。

(4) 本工程井场选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》(SYT5466-2013), 满足防洪、防喷、防爆、防火、防毒和防冻的各项安全要求。

(5) 本工程新建集输管线采用两点之间取直的布线方式接入最近的站场, 减少占地面积的同时, 减少了管线开挖长度, 减少对地表土壤、植被的扰动范围。施工期严格控制管线占地面积及施工范围, 在管线开挖过程中, 采取分层开挖、分层堆放、分层回填, 减少对地表土壤、植被的生态扰动。

本工程的各类集输管道设计严格遵守国家或行业标准《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)、《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)《油气输送管道跨越工程设计规范》(GB50459-2009); 线路总体走向力求顺直, 线路总体走向确定以后, 局部线路走向应根据井场、站场的位置作相应调整; 井场、站场靠近和利用现有油田公路, 方便施工及运行管理; 线路在无人区穿越, 不涉及征地和拆迁; 线路尽量避开不良工程地质区, 保证管道运行安全可靠, 从工艺、运行管理、征地分析, 本工程集输管道选线合理。

(6) 本工程区占地均在规划的油田内, 属于天山北坡诸小河流域重点治理区, 项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土保持措施和防沙治沙措施, 根据工程水土流失影响预测分析和土地沙化趋势分析, 工程对周边产生的环境影响在可接受范围内, 各类集输管道选线合理。

(7) 本工程实施过程中, 废水、固废均可得到适当处置, 不会对外环境造成不利影响。

根据“地下决定地上, 地下顾及地上”的原则, 本工程在井位的选址和布局上采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案。同时, 在施工时严格限制施工作业宽度, 尽量利用现有道路, 减少新建道路, 减少对盐碱地和沙地的占用。管线尽量同沟敷设, 且尽量沿道路敷设, 总体布局合理。对临时占地采取生态恢复及补偿措施, 把对生态环境的影响降至最小。

综上所述，本项目所有占地均不涉及生态敏感区，井场、战场、管线及道路选址均远离生态保护红线，占地类型主要为盐碱地和沙地，也不占用林地、耕地，无环境限制因素，选址选线基本是合理的。

3.9“三线一单”符合性分析

“三线一单”，是指生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单，是推进生态环境保护精细化管理、强化国土空间环境管控、推进绿色发展高质量发展的一项重要工作。

(1) 生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、海岸生态稳定等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

本工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内的玛中油田玛中 4 井区，西南距离准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区 2.8km，位置关系见图 3.9-1。

(2) 环境质量底线

本次评价现状调查结果显示，项目区评价区域内环境空气质量良好，满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准；项目所在区域地下水水质天然背景值较高，氯化物、硫酸盐、溶解性总固体、总硬度均有不同程度超标，其余监测点各监测因子均能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的要求；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准；项目区声环境质量良好，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准；根据监测结果可知，项目区土壤环境质量满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1第二类用地筛选值，石油烃类执行表2第二类用地筛选值；占地范围外土壤执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中相关标准。

工程运营期产生的废气和噪声污染物均能达标排放，采取相应措施后经预测能够满足相关标准要求；污水采取了严格的治理和处置措施，全部综合利用，不外排；

固废按照相关环保要求妥善处置，不会对项目区环境质量底线产生冲击，因此，本工程的建设符合环境质量底线要求。

（3）资源利用上线

本工程开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源，油气集输采用常温密闭集输工艺，不消耗燃料；能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本工程占地类型为盐碱地和沙地，土地资源消耗符合要求。总之，本工程开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本工程的建设符合国家的相关政策。

本工程与新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案见符合性分析见表 3.9-1

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）和《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（塔行发〔2021〕48 号）及 2023 年动态更新成果，本工程所在区域属于和布克赛尔蒙古自治县一般管控单元 01（环境管控单元编码为 ZH65422630001），管控要求符合性分析见表 3.9-2；本工程与新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案见符合性分析见表 3.9-1；与《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析见表 3.9-2；与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》符合性分析见表 3.9-3；本工程与生态保护红线位置关系图见图 3.9-1。

由表 3.9-1、3.9-2、3.9-3 分析可知，本工程在实施过程中较好地落实了相关法律法规提出的要求和措施，不在划定的生态保护红线内。本工程符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》《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》和《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》的相关要求。

综上所述，本工程建设符合“三线一单”要求。

表 3.9-1 本工程与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析

名称	文件要求	符合性分析	结论
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号）、《关于印发〈塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（塔行发〔2021〕48号）及2023年动态更新成果、本工程井场、站场及管线均属于ZH65422630001和布克赛尔蒙古自治县一般管控单元01。不在划定的生态保护红线内，不在自然保护区核心区；评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、基本草原以及文物保护单位等环境敏感目标。综上，本工程符合生态保护红线要求。与生态保护红线位置关系图见图3.9-1。	符合
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	本工程为油气开采项目。施工期污水不排入地表水体，不会突破水环境质量底线；施工期产生的施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置；施工过程中产生的噪声采取有效的污染防治措施，能够达标排放，不会突破声环境质量底线。所在区域属于大气环境质量达标区域，油气采取密闭集输工艺，本工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。符合环境质量底线要求。	符合
资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。	本工程占地类型主要为盐碱地和沙地，项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，土地资源消耗符合要求。项目运营期原油、采出水依托百口泉注输联合站处理，天然气均依托富城能源玛18天然气处理站处理，耗水环节为井下作业，用水量较少，施工废水、生活污水等进行综合利用，节约了水资源；油气集输采用常温密闭集输工艺，不消耗燃料，能源利用均在区域负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。各项资源量在区域的承受范围内，不逾越资源利用上线，符合资源利用上线要求。	符合

名称	文件要求	符合性分析	结论
生态环境准入清单	自治区共划定1323个环境管控单元,分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类,实施分类管控。其中一般管控单元159个,主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求,推动区域环境质量持续改善。	本工程位于一般管控单元,属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》中鼓励类,符合国家相关产业政策。 各类污染物均满足国家及地方排放标准要求,落实生态环境保护基本要求,严守生态环境质量底线,不会降低区域生态功能。 本工程属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》中鼓励类,符合国家相关产业政策。	符合

表 3.9-2 本工程与塔城地区和布克赛尔蒙古自治县生态环境准入清单符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特点	符合性
ZH65422 630001	和布克赛尔蒙古自治县环境管控单元 01	一般管控单元	/	
控维度	管控要求		本工程	符合
空间布局约束	1.建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定,根据区域用地和消纳水平,合理确定养殖规模。 2.永久基本农田经依法划定后,任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实难以避让外,其他任何建设不得占用		本工程符合国家、自治区主体功能区规划、自治区生态功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求,符合区域或产业规划环评要求。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》中的重点开发区。本工程属于石油天然气开采行业,属于百口泉采油厂管辖,项目所在区域不在生态红线内,所占土地利用类型为盐碱地和沙地,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	

		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。符合本单元管控要求。	
污染物排放管控	<p>1.排污企业一般管控要求：满足总量控制、排污许可、排放标准等相关管理制度要求。</p> <p>2.农业面源和生活污染源一般管控要求：因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。</p>	<p>本工程属于石油天然气开采行业，属于百口泉采油厂管辖，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。本项目不涉及总量控制，项目运营期无废水产生。符合本单元管控要求。</p>	符合
环境风险防控	<p>1.额敏河、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流以及其他重要环境敏感目标的河流，按照“一河一策一图”环境应急响应方案实施应急演练，视情加强闸坝、应急池、物资库等工程建设。</p> <p>2.塔城地区行政公署和各县市人民政府有关部门应当制定水污染事故、饮用水安全突发事件、城乡供水突发事件等相关应急预案，并定期进行演练，加强应急物资储备，依法做好突发事件的应急准备、应急处置和事后恢复等工作。饮用水水源发生水污染事故，或者发生其他可能影响饮用水安全的突发性事件的，饮用水供水单位应当及时采取应急处理措施，向塔城地区行政公署、所在地县（市、区）人民政府报告，并向社会公开。有关人民政府应当采取启用备用水源等措施，保障供水安全。</p> <p>3.实施农用地土壤镉等重金属污染源头防治行动。依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。严格落实粮食收购和销售出库质量安全检验制度和追溯制度。</p> <p>4.健全地区医疗废弃物分类收集转运体系，实施现有医疗废物集中处置设施扩能提质改造，加快推进县（市）级医疗废物集中收集和处置设施体系建设以及城市医疗废物集中处置设施应急备用能力建设，推动医疗废物集中处置设施收集范围覆盖城、乡，实现城市、乡（镇）、农村地区医疗废物安全收集处置全覆盖。针对不具备集中处置条件的医疗卫生机构，应配套自建符合要求的医疗废物处置设施。鼓励发展移动式医疗废物处置设施，为偏远乡（镇）、牧业村（队）提供就地处置服务。根据自治区统一部署，建立兵地医疗废物协同应急处置机制，保障突发疫情、处置设施检修等期间</p>	<p>本项目选址范围内不涉及饮用水水源地，本工程属于石油天然气开采行业，属于百口泉采油厂管辖，新疆油田百口泉采油厂编制了各项突发事件专项应急预案以及制定了突发环境事件应急预案和急布预克案赛，尔己蒙在古塔自城治地县区分生局，备案编号654226-2024-005-L），本项目建成后按要求对原突发环境事件应急预案进行修订并备案。符合本单元管控要求。</p>	符合

	医疗废物应急处置能力。坚持医疗废物收集处置调度制度，持续强化医疗废物收集转运处置环境监管，确保医疗废物得到及时有效收集，转运和处置。完善地区医疗废物集中处置应急预案，满足突发情况下医疗废物应急处置需要。		
资源利用效率	1.至 2025 年塔城地区超采区地下水水位年均下降速率控制在 0.67m/a 左右，至 2030 年超采区全部实现地下水采补平衡，地下水水位下降速率控制在 0.2m/a，至 2035 年，塔城地区超采区全域保持地下水采补平衡或补大于采，地下水水位逐渐恢复，水位恢复速率在 0.1m/a 以上。 2.结合高标准农田建设，加大田间节水设施建设力度，提高农业用水效率。塔城地区 2025 年、2030 年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为 0.64、0.68，塔城地区 2025 年、2030 年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为 0.66、0.69。	本项目不涉及地下水开采。	符合

表 3.9-3 与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》符合性分析一览表

名称	管控要求	本工程	符合性
北疆北部片区总体管控要求	加强对阿尔泰山西北部喀纳斯自然景观及南泰加林生态功能区内湖泊、湿地、森林和野生动植物保护，维护阿尔泰山、准噶尔西部山地等水源涵养功能和生物多样性功能。加大区域建设与管理力度，实现生态环境保护、矿产资源开发、旅游与畜牧业协调发展。	本工程不位于阿尔泰山西北部喀纳斯自然景观及南泰加林生态功能区	符合
	巩固塔额盆地绿洲农业生态功能区基本农田土壤环境质量。积极推进地下水超采治理，逐步压减超采量，实现地下水采补平衡。	本工程已提出持续改善、生态修复的要求，施工过程中严格控制施工占地，井场、站场建设和管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，对施工作业带进行生态恢复，尽可能减少对区域生态环境的影响。	符合
	强化额尔齐斯河、额敏河等跨界河流突发水环境污染事故的环境风险防控；严格管控河流两岸汇水区分布的排污口、尾矿库以及沿河公路段危险品运输、上游山区段矿产资源开发等活动，建立风险防控体系。加强废弃矿区土壤重金属污染风险管控及修复治理。	本工程位于塔城地区布克赛尔蒙古自治县，不涉及额尔齐斯河、额敏河等跨界河流；运营期耗水环节仅为井下作业用水，用水量较少，施工废水、生活污水等进行综合利用，不外排。运营期加强环境风险防控，基本不会对额尔齐斯河、额敏河等跨界河流水环境产生影响。	符合

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

塔城地区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，南北宽 207km，G217 国道、S318 省道、奎北铁路穿越县境，具备良好的地缘、资源优势，有着巨大的发展潜能。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，距离首府乌鲁木齐市直线距离 460km，G217 国道的柏油公路快捷方便地通着县城与自治区首府；距克拉玛依机场 200km；距国家一类口岸吉木乃口岸 150km，奎北铁路在县境内规划站点 8 个。

本工程位于玛中油田玛中 4 井区，行政隶属于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。本工程西距白碱滩区约 46.5km，北距离和布克赛尔蒙古自治县中心城区 125.7km，本工程地理位置中心坐标为 E ， N 。本工程地理位置见图 4.1-1。

4.1.2 地形地貌

玛中油田玛中 4 井区为盐碱地，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 340~500m。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 15~30m，沙梁宽度一般 20~100m 不等。项目区所在区域内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，没有固定集中的人群活动区。

4.1.3 地质构造

和布克赛尔县从北往南分布有高山、谷地、丘陵、平原、沙漠等多种地貌，县境在地质构造上属准噶尔凹陷-北天山褶皱系的一部分。百口泉采油厂位于准噶尔盆地腹地。准噶尔盆地在地质构造上是一个古老的陆台，其边缘界线与古代褶皱山脉和断裂线的方向一致，基本是一个被海西、加里东褶皱山系所围绕的盆地。海西运动以后、天山、阿尔泰地槽体系几乎全部褶皱隆起成山变为陆地，盆地在此时初步形成，并成为单独的一个构造单元。后来盆地发生了隆起，海水退出，气候变得干燥，仅在盆地南缘山前拗陷带保存了三叠纪的湖区，继续进行着沉积作用，其它地区则为剧烈的侵蚀和剥蚀区，大量的砾岩、砂岩与泥岩堆积在山前凹地中。

玛中 4 井区白碱滩组油藏 T₃b₂ 顶部构造形态整体为东南倾的单斜，地层倾角 2.1°~3.1°。工区内断裂系统复杂，发育近东西向的大侏罗沟 1 号断裂和大侏罗沟 2 号两条走滑断裂，断开层位 P-K，断距 15m~20m；沿着大侏罗沟走滑断裂伴生 4 条次级断裂，与大侏罗沟断裂斜交，对油气起到二次调整作用，断裂继承性较好。

4.1.4 水文及水文地质

4.1.4.1 地表水

和布克赛尔蒙古自治的主要河流有和布克河、纳木郭勒河（白杨河）、木哈塔依河和达拉布特河、玛纳斯河等；湖泊有玛纳斯湖、艾里克湖。

①和布克河

和布克河：发源于萨吾尔山西段，流经和布克谷地时又汇集了谷地中的泉水和溪流，至加林塔拉切过谢米斯台山进入和什托罗盖镇地后大量渗漏，直至夏子街以南桃安台布克一带消失，长约 134km，平均流量 1.19m³/s，4—5 月为洪水期，流量 13.72—50m/s，年径流量为 0.415×10⁸m³，八月至翌年 3 月上旬为枯水期。

②纳木郭勒河（白杨河）

纳木郭勒河（白杨河）：白杨河是县境较大的一条河。发源于谢米斯台山西段，全长约 200km。出谢米斯台山进入白杨河谷地时形成较大的洪积扇。切过哈拉阿拉特山，经乌尔禾注入艾里克湖。有 14 条小支流汇入纳木郭勒河，河流集

水面积 1532 平方公里，在县境流域面积 528 平方公里。平均流量 $3.56\text{m}^3/\text{s}$ ，年径流量 $0.7\text{—}2.187\times 10^8\text{m}^3$ 。4—6 月山上积雪融化，为洪水期，最大洪水流量 $38.84\text{m}^3/\text{s}$ 。7 月至翌年 3 月为枯水期。

③木哈塔依河和达拉布特河

木哈塔依河和达拉布特河：均发源于扎依尔山。3—4 月为洪水期，5 月至翌年 3 月为枯水期。年径流量前者为 $0.33\times 10^8\text{m}^3$ ，后者为 $0.12\times 10^8\text{m}^3$ 。主要靠基岩裂隙水补给，其次为降水。流出山口后几乎全部补给百口泉一带洪积扇的潜水和下部承压水。

④玛纳斯河

玛纳斯河：发源于北天山，流出山口后折向西径流注入玛纳斯湖。洪水出现在仲夏时期，年径流量约 $10\times 10^8\text{m}^3$ 。当流过洪积扇时，河水大量渗漏补给地下水。因蓄、引灌溉，下游早已断流。

评价范围内无地表水体，项目区西侧为玛纳斯湖。

玛纳斯湖是玛纳斯河尾闾，玛纳斯河发源于北天山中段依连哈比尔尕山五代肯尼河的 43 号冰川，全长 420km。20 世纪 50 年代以来，由于玛纳斯河流域大规模开垦，河水引入灌区，仅在丰水年份会有洪水入湖。湖泊在干涸与被水充满之间反复发生。在每次充水期之前，湖区绝大部分已结晶成盐，充水后，湖水很快变咸。20 世纪 50 年代末至 1999 年，玛纳斯河下游断流，玛纳斯湖也在 1962 年彻底干涸。1999 年以后，玛纳斯河只有在丰水年汛期才有少量水可以流到玛纳斯湖。目前，玛纳斯湖已成为和布克赛尔蒙古自治县盐化工的原料来源之一，是新疆较大的食盐生产基地。

4.1.4.2 水文地质

(1) 区域地下水的补给、径流、排泄条件

准噶尔盆地的地下水补给源为盆地边缘发育的多条河流，南部有呼图壁河、塔西河、玛纳斯河；北部有乌伦古河、和布克河和白杨河。这些河流均由盆地外围水资源形成的山区河流经盆地边缘汇流至盆地中心。实际上，由于各流域灌区的大量引水灌溉，加上沿程河道渗漏和蒸发，盆地中心现已无地表水流，基本上是以地下径流的方式汇集至盆地最低点——玛纳斯湖。由于盆地中部干旱少雨，蒸发强烈，降水对区域地下水的补给意义不大，盆地边缘河流沿程地下水的漏失

成为盆地中部地下水的主要补给源。油田开发及运营中地下水的开采是该区地下水重要的排泄方式，地下水补给丰富或开采量不大时，地下水在该区形成的汇流仍可能以径流方式向深层（盆地中心）排泄。

（2）地下水赋存类型

根据水化学性质及含水层时代划分为：第四系孔隙潜水、第三系孔隙潜水和第三系孔隙承压水。

第四系孔隙潜水：主要分布于哈拉迪尔克山以北，含水层主要由中更新统冲砂砾石组成，厚度 15m~40m，换算单井涌水量（管径 DN377，降深 5m），单井出水量 500m³~1000m³/d，渗透系数 5m/d~10m/d。根据水井抽水实验资料，水埋深 2.8m，降深 1.05m，涌水量 131.230m³/d，换算单井涌水量 606.380m³/d，渗透系数 6.680m/d。

第三系孔隙潜水：主要分布在哈姆图斯隐伏断裂以北的山前倾斜平面一带，上部为透水不含水的第四季松散砂砾石，下部为第三系潜水。含水层岩性为弱胶结的含砾岩石，水位埋深由北部的大于 50m 向南部逐渐变浅至小于 25m，换算单井涌水量 500m³/d~10000m³/d，渗透系数 1m/d~5m/d，根据水井抽水实验资料，水位埋深 57.01m，降深 6.08m，涌水量 87.090m³/d，换算单井涌水量 426.060m³/d，渗透系数 0.94m/d。

第三系孔隙承压水：主要分布于哈姆图斯隐伏断裂以南，含水层岩性为含砾砂岩石，砂砾岩石为多层结构含水，局部为自流，换算单井涌水量 500m³/d~1000m³/d，渗透系数为 1m/d~5m/d。

（3）水化学类型

区域石炭系到三叠系水化学剖面为正向型。这是由于陆西二叠系、三叠系地层不整合接触，深部高矿化度地层水沿不整合面向上部运移，受浅层地层水以及大气淡水影响，矿化度降低，形成正向水化学剖面。三叠纪到侏罗纪，整个石西地区水化学剖面皆为反向型侏罗系主要发育 NaHCO₃ 水型，反映了侏罗系是地层水的强烈交替地带，燕山运动使三叠系与侏罗系之间形成不整合面，长期遭受雨水冲刷淋滤，形成一个地层水的自由运动面，在上覆地层沉积后，低矿化度的 NaHCO₃ 型水向上渗入，致使矿化度自下而上，呈逐步升高的趋势。所以，燕山

运动不仅为流体运移提供了动力，而且，其产生的大量张性断层成为深部高矿化度地层水向上运移的通道，使矿化度逐步增大。

4.1.5 气候、气象

油田开发区域位于准噶尔盆地西部的古尔班通古特沙漠北缘，属于大陆北温带干旱、半干旱性气候，具有典型的荒漠大陆性气候特征，即冬季寒冷，夏季炎热，干旱少雨，日照充足，春秋季节气温变化快，日较差和年较差可达 $-35^{\circ}\text{C}\sim 35^{\circ}\text{C}$ ，蒸发量大，风沙日多。区域内气候具有以下几个明显特征：

(1) 降水稀少

年积温 $3000\sim 3500^{\circ}\text{C}$ ，年平均降水量 $70\sim 150\text{mm}$ ，年蒸发量在 2000mm 以上，年日照时数 2800h 左右，降水的分布具有边缘高并向腹地逐渐减少的趋势。在季节分配上与其它沙漠地区相比较为均匀，各月都有一定数量的降水，尤其是冬季有较稳定的积雪，稳定积雪日数 $100\sim 160$ 天，最大积雪深度多在 20cm 以上。冬春两季降水量合计约占全年的 $30\sim 45\%$ ，这一特征使得该区域冬春干旱不明显，为春季短命、类短命植物提供了生存条件。

(2) 温度变化大、冬季漫长而寒冷

区域年平均气温为 6.4°C ，月平均气温在 0°C 以下的时段达5个月之久(11月~3月)。1月平均气温在 $-10\sim -20^{\circ}\text{C}$ 之间，7月平均最高气温(7月~8月)在 $28\sim 33^{\circ}\text{C}$ 左右。进入冬季，该地区稳定积雪日数 $100\sim 160$ 天，最大积雪深度多在 20cm 以上。沙漠腹地冻土深度可达 2m 以上。

(3) 风大、风频、起沙风向集中

影响本区域的全年主导风向为N和NE，频率为 $10\sim 15\%$ ，在强劲北风和东北风侵蚀下形成纵向沙丘，沙丘走向为NE—SW，每年9月至次年3月多为东北风，风力最高可达10级。大风天气以春季居多。各项常规气象数据详见表4.1-1。

表 4.1-1 作业区常规气象数据统计一览表

	名称	单位	数值
气温	最冷月平均	$^{\circ}\text{C}$	-20.8
	最热月平均	$^{\circ}\text{C}$	27.7
	极端最高	$^{\circ}\text{C}$	42.3

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

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 区域生态系统及主要环境问题

4.2.1.1 工程所在区域生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），本工程所在区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区（II），准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区（II₃），古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区（23）。工程所在区域油田勘探开发工作已开展多年工程区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.2-1。本工程与新疆生态功能区划位置关系见图 4.2-1。

表 4.2-1 项目区域生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	II准噶尔盆地温性干旱荒漠与绿洲生态功能区
	生态亚区	III3准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区
	生态功能区	23古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区
隶属行政区	和布克赛尔县、沙湾县、玛纳斯县、呼图壁县、昌吉市、米泉市、阜康市、吉木萨尔县、奇台县、木垒县	
主要生态服务功能	沙漠化控制、生物多样性维护	
主要生态环境问题	人为干扰范围扩大、工程建设引起沙漠植被破坏、鼠害严重、植被退化、沙漠化构成对南缘绿洲的威胁	
生态敏感因子敏感程度	生物多样性及其生境高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤侵蚀高度敏感、土壤盐渍化轻度敏感	
保护目标	保护沙漠植被、防止沙丘活化	
保护措施	对沙漠边缘流动沙丘、活化沙丘进行封沙育林、退耕还林（草），禁止樵采和放牧，禁止开荒	
发展方向	维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘、遏制蔓延	

由表可知，玛中4井区属于“准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区，古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区”，主要生态服务功能分别为“沙漠化控制、生物多样性维护”。本工程新建井场、站场占地面积小，管线占地为临时占地，施工具有临时性、短暂性特点，周围无水源补给区，通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，在项目建设的过程中大力保护地表植被，减少水土流失，工程结束后及时对占地进行恢复，不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响，符合区域生态服务功能定位。

4.2.1.2 生态单元划分

本项目主要新建采油井场14座、计量站2座、混输站1座，扩建计量站1座；新建单井集输管线16.2km，新建集油支线4.8km，新建集输干线35km。根据工程的生态环境特征和工程特点，将其生态单元划分如下，见表4.2-2。

表 4.2-2 生态单元划分

评价单元	土壤类型	植被类型	土地利用类型
14座采油井场、2座计量站、集输管线	盐土	梭梭、盐节木	盐碱地
混输站	灰漠土	梭梭	沙地

4.2.1.3 生态环境特点

该区生态环境最显著的基本特征是干旱，年降水量小于 100mm，蒸发量高达 2300mm，呈现一派固定半固定沙漠自然景观。其次是沙漠地貌形态较为单一，主要由灌草丛固定、半固定复合型沙垄和面积的新月型沙丘链构成。沙垄和沙丘形体较大，排列密集，一般高 5~20m，长达数千米，多呈南北向和北西向展布。丘间洼地和平沙地较为发育，一般植被也较密集。沙漠区由于降水少，无地表径流，地下水位埋藏深，其多分布在沙漠下的第四系松散层和第三系及白垩系砂岩、砾岩中，为潜水和承压水，水量较小，水质较差，一般为矿化度 1~3g/L 的微咸水，地下水埋深 10~50m。据计算分析，古尔班通古特沙漠区的地下水主要由天山北麓山前平原地下水侧向补给形成，其资源量为 $0.56 \times 10^4 \text{km}^2$ ，因地下水埋藏较深，对地表自然生态实际意义不大。在沙漠周边的沙生植被覆盖度一般为 10%~20%，其水分主要来自冬季积雪融水和沙漠凝结水。植物群落主要由梭梭和白梭梭等建群种组成，防风固沙作用极强，故该沙漠为固定、半固定状态。

4.2.1.4 区域存在的主要生态环境问题

沙漠区生态脆弱，由于过度放牧、建设项目开发、沙漠南边缘的樵采等对植被的破坏，使部分半固定沙漠活化流动，对农业绿洲的侵袭已构成危害。准噶尔盆地沙漠区的沙生植物密度较大，防风固沙作用明显，是该沙漠成为固定、半固定状态的基本保证。因而对古尔班通古特沙漠植被的保护，就是对天山北麓山前平原绿洲经济带生存和可持续发展的保护。在绝对保护沙漠现状生态的同时，对沙漠南缘应适度开发地下水，建设人工草地和防风固沙林带，加大封沙育林，退牧还草(林)力度，禁止樵采和放牧，禁止开荒，使农业绿洲的生态环境更加优化。

4.2.2 土地利用现状调查

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解译，即以高分辨率遥感影像为基础，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，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。同时选择有代表性的地物类型，建立遥感影像野外标志数据库，收集能反映区域土地利用特征的野外照片、录像资料，在实地踏勘和调查时进行野外核查。评价范围土地利用类型见表 4.2-2，土地利用类型面积统计表见表 4.2-3。

拟建工程区域内土地利用结构比较单一，评价区及占地范围内土地利用现状类型为盐碱地和沙地。工程区内为荒漠生态系统，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。

表 4.2-3 土地利用类型面积统计表（单位 hm^2 ）

土地利用类型	永久用地	临时占地	合计	备注
盐碱地	0.9895	12.248	13.2375	井场、站场、管线
沙地	2.776	46.976	49.752	井场、站场、管线
合计	6.43	66.88	73.31	—

4.2.3 植被环境现状调查及评价

4.2.3.1 区域植被区系

依据《新疆植被及其利用》中植物地理区划的划分标准，拟建工程所在的植被区划属新疆荒漠区。具体内容见表 4.2-4。

表 4.2-4 评价区植被地理区划

植被区	植被亚区	植被省	植被亚省	植被州
(二)新疆荒漠区(亚非荒漠区的一部分)	A. 北疆荒漠亚区(与哈萨克斯坦荒漠同属一亚区)	III. 准噶尔荒漠省	b. 准噶尔荒漠亚省	15. 古尔班通古特州

评价区域内占优势的植被为梭梭，常见的其他植物种类主要为耐旱的小半乔木组、盐柴类半灌木组等，评价区植被类型及分布见图 4.2-3。

4.2.3.2 评价区植被类型

评价区所在区域生态条件较差，地域特征决定了该区域内植被组成简单、类型单一、分布稀疏、种类贫乏。以超旱生、耐盐碱的亚洲中部荒漠成分占优势。所分布的植物中，藜科植物种类较多，主要是梭梭、盐节木等。

从植物的水平地带分布来说，工程区植被主要是由超旱生的小半乔木、半灌木荒漠植被所形成。由于干旱无水，地表干燥，植被稀疏，植被覆盖率均较低。

根据现场实地考察,评价区内及外围同类型区域有植被生长处的覆盖度大都在10%左右,盖度低,也有部分区域为裸地。说明评价区土壤贫瘠,植被分布及生长状况极差。

(1) 主要植物种类及分布

根据现场和以往研究资料,古尔班通古特沙漠区域分布高等植物约135种,评价区分布植物约20种,主要集中在藜科、蓼科、十字花科、怪柳科、蒺藜科、禾本科、菊科和苋科。区域主要植被名录见下表。

表 4.2-5 评价区主要高等植物及分布一览表

序号	中文名	学名	分布		保护级别
			沙丘	丘间	
一、禾本科 <i>Gramineae</i>					
1	羽状三芒草	<i>Aristida pennata</i>	++		
2	东方早麦草	<i>Eremopyrum orientale</i>	++		
二、蓼科 <i>Polygonaceae</i>					
3	白皮沙拐枣	<i>Calligonum rubicundum</i>	++		
三、藜科 <i>Chenopodiaceae</i>					
4	盐节木	<i>Halocnemum strobilaceum</i>	++		
5	猪毛菜	<i>Salsola collina</i>	+	+	
6	盐爪爪	<i>Kalidium cuspidatum</i>	+	-	
7	角果藜	<i>Ceratocarpus arenarius</i>	++	+	
8	梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	+	++	
9	盐生假木贼	<i>Anabasis salsa</i>	++		
10	短叶假木贼	<i>Anabasis brevifolia</i>	++		
11	小蓬	<i>Nanophyton erinaceum</i>	++		
13	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>	+		
四、十字花科 <i>Cruciferae</i>					
13	荒漠庭芥	<i>Alyssum desertorum</i>	++		
14	四齿芥	<i>Tetracme quadricornis</i>	++	++	
五、蒺藜科 <i>Zygophyllaceae R.Br.</i>					
15	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>		+	
六、菊科 <i>Compositae</i>					
16	苦艾蒿	<i>Artemisia santolina</i>	+	-	
17	地白蒿	<i>Areemisia terrae-ablae</i>	+	-	
18	沙地千里光	<i>Senecio subdentatus</i>	++		
七、怪柳科 <i>Tamaricaceae</i>					
19	琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>		+	
八、苋科 <i>Amaranthaceae</i>					
20	梭梭	<i>Haloxylon ammodendron (C. A. Mey.) Bunge</i>	++	+	

注: ++多见, +少见, -偶见

(2) 保护植物

本项目区域内没有《国家重点保护野生植物名录》(2021)及《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(新政发〔2023〕63号)中的保护植被。

(3) 植被分布特征

项目区有少量梭梭、盐节木等植被分布，评价区植被群系主要为梭梭-盐节木群系，覆盖度约10%，梭梭株高1-2m，冠幅宽约0.5-1m。

4.2.4 野生动物现状调查

(1) 野生动物区划

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准，拟建项目开发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

评价区域地处准噶尔盆地的古尔班通古特沙漠腹地，气候极端干燥，按气候区划为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单一。

(3) 野生动物种类及分布

根据现场实地调查及区域相关野生动物资料分析，工程区域以荒漠动物为主。工程所在地区内分布的主要野生脊椎动物约24种，以鸟类和小型哺乳动物为主。各种野生脊椎动物分布状况见表4.2-6。

表 4.2-6 评价区主要及脊椎动物名录及其种类和分布

中 名	学 名	分 布			保护级别
		多见种	少见种	偶见种	
爬行类（含两栖类）					
1	变色沙蜥	<i>Phrynocephalus Versicolor</i>		+	
2	东疆沙蜥	<i>P.grumgrizimaloi</i>	++		
3	快步麻蜥	<i>Eryx tataricus</i>	++	+	
4	黄脊游蛇	<i>Coluber spinalis</i>		+	
鸟类					
5	毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>		+	
6	黑腹沙鸡	<i>Pterocles orientalis</i>		+	
7	斑鸠	<i>Streptopelia decaocta</i>		+	
8	乌鸦	<i>Corvus Spp.</i>		+	
9	短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>		+	
10	小沙百灵	<i>C.rufescens</i>		+	
11	凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>		+	
12	沙即鸟	<i>Oenanthe isabellina</i>		+	
13	红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>		+	

中名	学名	分布			保护级别
		多见种	少见种	偶见种	
14	黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>			-
15	云雀	<i>Alauda arvensis</i>			-
16	红隼	<i>Falco tinnunculus</i>		+	
哺乳类					
17	草兔	<i>Lepus capensis</i>		+	
18	小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>		+	
19	沙狐	<i>Vulpes corsac</i>			国家二级
20	鹅喉羚	<i>Gozella subgutturosa</i>			
21	西伯利亚五趾跳鼠	<i>A.sibirica</i>		+	
22	毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	++		
23	大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	++		
24	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	++		

注：++多见，+少见，一偶见

由于准噶尔盆地严酷的气候条件，夏季酷热，冬季严寒而且极为干旱，所以野生动物种类分布较少，没有区域特有种类。该区域大型哺乳动物种类相对较少，由于饮水、食物及人类活动影响的原因，准噶尔盆地荒漠中各种大型资源动物数量不多。因此，作业区不是有蹄类动物的主要分布区，只是偶然在此活动，有些动物只在冬季降雪后才深入沙漠的腹地。

同时，由于作业区周边油田较多，人为活动频繁，项目现状调查和走访中，未发现大型野生动物和受保护野生动物。

4.2.5 生态系统调查

本工程所在区域属暖温带大陆性干旱气候，该区域气候干燥，降水稀少。夏季炎热；冬季干冷；春季升温快而不稳，多风沙浮尘天气；秋季降温迅速。年温差和日温较差大，光照充足，热量丰富，蒸发强烈。

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，根据《全国生态状况调查评估技术规范生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类方法，对生态环境评价范围内生态系统进行分类。评价范围内生态系统类型主要以荒漠生态系统为主。

工程生态环境评价范围内主要为荒漠-草地镶嵌体，区域主要分布以盐碱地为主。从生态环境脆弱性分析，区域生态环境的结构和功能属于中度脆弱区，

生态脆弱性体现在生态系统抗干扰能力差和自然恢复能力极弱。

4.2.6 生态系统稳定性与完整性评价

评价区西部是扎依尔山，西北和东北为哈拉阿拉特山，东南和南部为低山丘陵向东南方向倾斜的山地延伸带，即由山前冲积平原、湖泊、沼泽地组成的盆地部分，海拔高度在 200-300m 之间。整个评价区处在准噶尔盆地西北缘的斜坡带，地势是西北高，东南低。

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

评价区内土壤类型主要为灰棕漠土。自然植被主要是小半乔木组、盐柴类半灌木组植被。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型以荒漠生态系统为主。

根据现状调查结果，评价区主要生态环境类型为砾石质荒漠，属于荒漠生态系统，异质性程度低，结构单一，其稳定性差，抗外界干扰能力弱。因而在工程开发过程中的保护重点为工程区及外部道路沿线的地表保护层砾幕以及地表稀疏的超旱生植被及野生动物。

4.2.7 水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》和《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）》对水土保持区划的划分，本项目属于 3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区，风力侵蚀为轻度。具体内容见下表和图 4.2-7。

表 4.2-7 和布克赛尔蒙古自治县水土保持区划表

一级区名称及代码	二级区名称及代码	三级区名称及代码	四级区名称及代码	区域	面积 km ²	周长 km	比例 %
北方风沙区（新甘蒙高原盆地区 II）	北疆山盆地区（II-3）	准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区（II-3-1）	北部山地、草原水源涵养区	1-1 中低山冻融侵蚀预防保护区	3373.71	845.47	11.72
				1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区	5087.40	670.64	17.67
				1-3 北部丘陵风力、水力混合侵蚀治理区	6612.10	607.96	22.97

			中部谷地丘陵平原荒漠-绿洲产业发展区	2-1 绿洲区人工生态建设风力侵蚀治理区	897.03	213.37	3.12
				2-2 白杨河流域风力、水力侵蚀治理区	882.90	181.73	3.07
			荒漠平原风力侵蚀预防保护区	3-1 盐湖风力侵蚀预防保护区	4569.40	323.92	15.87
				3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区	3862.47	462.88	13.42
				3-3 荒漠平原风力侵蚀预防保护区	3499.00	386.70	12.16
			合计				28784.00

3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区：本区位于县域境内东南部古尔班通古特沙漠，包括夏孜盖乡，该区域属于限制开发区。其适宜发展方向是维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，遏制蔓延。以恢复、保护植被为重点，在准噶尔盆地北缘荒漠区实施生态修复工程，将荒漠林管护及生态体系建设结合起来，结合土地荒漠化治理，采取防风固沙林营造、飞播造林和封育等措施，增加节水型沙区碳汇植被。鼓励在适宜条件下结合荒漠植被建设进行大芸种植，鼓励个人和集体发展防风林、经济林建设，遏制土地沙漠化的扩展。加强土地开发监管，严禁随意开荒。

图 4.2-4 本项目与地方水土流失图的位置关系图

4.2.8 土地沙化现状

项目位于古尔班通古特沙漠腹地，具体位置见图 4.3-8。古尔班通古特沙漠面积 48695km²，沙漠中的沙化土地面积 4666222.99hm²，其中沙质土地 4532361.18hm²（其中流动沙地 38997.61hm²，半固定沙地 1215775.51hm²，固定沙地 3223187.31hm²，沙化耕地 54400.75hm²）。该沙漠地貌特征是高山与盆地相间，沙漠四周为高山环抱，地形十分闭塞。盆地具有同心圆的环带状形式的地质结构和地貌特征，由外向内可有规律的划分为山地—丘陵—山前洪积、冲积砾质戈壁-下陷盆地砂质荒漠的地貌基质带。由山地产生的河流向盆地中心汇集成向心水系，地下水主要是山麓侧向渗透补给和平原降雨与积雪入渗补给。该区属温带大陆性气候，气候干旱，降雨少，生态环境比较脆弱。该沙漠北部主要是南

北走向的树枝状沙垅，南部为蜂窝状复合沙垄，新月型沙丘及丛草沙丘，东部分布着复合型沙垄，格状沙丘和线状沙垄等。沙丘高度一般在 50 米以下，有的可高达 100 米。沙漠年降水量 100—120 毫米(沙漠中年蒸发量 1400—2000 毫米)，四季均匀，植被发育较好，春雨型短命植物较多，在固定沙丘上植被覆盖度可达 40—50%，在半固定沙丘上也有 15%，主要生长梭梭、柽柳和一些草本植物。

玛中 4 井区所在地属于固定、半固定沙地，建设过程中不占用防沙治沙设施。

图 4.2-5 项目在古尔班通古特沙漠的具体位置示意图

4.2.9 小结

本工程位于古尔班通古特沙漠腹地，评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。评价区域内以自然状态为主，呈典型的沙漠景观格局，人为干扰较小。根据《新疆生态功能区划》，工程区属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区。评价区域地表主要以固定、半固定沙地为主，项目区自然植被主要有梭梭、盐节木等；土壤为盐土、灰漠土，土地利用类型为盐碱地和沙地。生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、结构简单、环境异质性较低。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

本工程地处塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ.2.2-2018)对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定的数据，作为基本污染物环境空气质量现状数据。塔城地区 2023 年 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度分别为 5μg/m³、23μg/m³、30μg/m³、14μg/m³；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 2.1mg/m³，O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位

数为 $110\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值。现状评价结果见表 4.3-1。

表 4.3-1 塔城地区环境空气质量现状评价一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$		
SO ₂	年平均	5	60	8	达标
NO ₂	年平均	23	40	58	达标
CO	第 95 百分位数日平均	2100	4000	53	达标
O ₃	第 90 百分位数日平均	110	160	69	达标
PM _{2.5}	年平均	14	35	40	达标
PM ₁₀	年平均	30	70	43	达标

注：监测数值中 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为浓度均值，CO 为 24 小时平均浓度第 95 百分位数，O₃ 为日最大 8 小时平均浓度第 90 百分位数；二级标准值中 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为年均值，CO 为 24 小时平均值，O₃ 为日最大 8 小时平均值。

由上表可知：2023 年工程所在地塔城地区 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 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。

4.3.2 特征因子补充监测

（1）监测点位及监测项目

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次委托新疆钧仪衡环境技术有限公司对本工程所在区域环境空气质量现状进行实地监测。

在兼顾开采区所在区域的地形特点及当地常年主导风向和均布性原则，本次在拟建 MZHW4007 井场和已建拉油站厂界四周各布设 1 个大气监测点。监测点位基本信息见表 4.3-2 和图 4.3-1。

表 4.3-2 补充监测点位基本信息一览表

位置	监测因子	监测频次
拟建 MZHW4007 井场	非甲烷总烃、H ₂ S	硫化氢连续监测 7 天、每天采样 4 次；非甲烷总烃每天采样 4 个小时，每小时 4 次，取小时平均值，连续监测 7 天。
已建拉油站厂界四周		

（2）监测时间及频率

监测时间为 2024 年 12 月。其中，硫化氢采用 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样 45 分钟。非甲烷总烃为每天采样 4 次，每次取 1 小时等时间间隔 4 个样品的平均值。

(3) 监测及分析方法

各监测项目的采样方法按国家环保总局颁布的《环境空气监测技术规范》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）引用标准的有关规定执行。具体见表 4.3-3。

表 4.3-3 大气污染物采样分析方法及依据

序号	监测项目	分析方法及依据	检出限 (mg/m ³)
1	H ₂ S	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法 亚甲蓝分光光度法》(GB 11742-1989)	0.005
2	NMHC	《环境空气总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定直接进样—气相色谱法》(HJ 604-2017)	0.07

(4) 评价标准

非甲烷总烃 1 小时评价浓度参考执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 详解中的浓度限值 2000μg/m³，H₂S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值 (10μg/m³) 的浓度限值要求。

(5) 评价方法

采用最大浓度占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

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

式中：P_i—第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i—采用估算模型计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度，μg/m³；

C_{oi}—第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

(6) 评价结果

监测及评价结果见表 4.2-4。

表 4.2-4 其他污染物环境质量现状评价表

监测点位	污染物	评价标准 (μg/m ³)	监测浓度范围 (μg/m ³)	最大浓度占标率 (%)	达标情况	
拟建MZH4007井场	非甲烷总烃	2000	700~1590	79.5	达标	
	硫化氢	10	ND	/	达标	
已建拉油站站场	西	非甲烷总烃	2000	600~1420	71	达标
		硫化氢	10	ND	/	达标
	北	非甲烷总烃	2000	700~1460	73	达标
		硫化氢	10	ND	/	达标
	东	非甲烷总烃	2000	610~1740	87	达标
		硫化氢	10	ND	/	达标

南	非甲烷总烃	2000	620~1780	89	达标
	硫化氢	10	ND	/	达标

由监测结果可知，监测期间评价区特征污染物非甲烷总烃小时平均值在 600~1780 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 之间，最大占标率为 89%，能满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值 2000 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 要求；H₂S 小时平均值均未检出，能满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）的浓度限值要求。

4.4 声环境现状

4.4.1 监测点布设

本次布设 5 个噪声监测点位，拟建 MZ40010 井 1 个监测点、已建拉油站厂界外四周 4 个监测点，共 5 个监测点位。监测工作由新疆钧仪衡环境技术有限公司完成。监测点位基本信息见表 4.4-1，监测点位见图 4.3-1。

表 4.4-1 监测点位基本信息

监测点名称	地理坐标	监测因子	监测时段
1#拟建 MZ40010 井场		Leq (dB(A))	监测 2 天，每天昼夜各 1 次
2#已建拉油站站场			

4.4.2 监测时间

声环境质量现状监测时间为 2024 年 12 月 25 日-2024 年 12 月 26 日，连续监测 2 天，分昼间和夜间两个时段进行。

4.4.3 监测方法

本次噪声测量按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的要求进行测量。噪声测量值为 A 声级，采用等效连续 A 声级 Leq 作为评价量。

4.4.4 评价标准

评价区声环境现状执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

4.4.5 评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

4.4.6 监测结果

监测及评价结果统计见表 4.4-2。

表 4.4-2 声环境现状监测统计结果一览表

监测点名称		监测时间	测量结果 (dB(A))				评价结果
			昼间		夜间		
			实测值	标准值	实测值	标准值	
拟建 MZ40010 井场	-	2024 年 12 月 25 日	40	60	38	50	达标
	-	2024 年 12 月 26 日	39		37		达标
已建拉油站站场	西	2024 年 12 月 25 日	39	60	37	50	达标
	北		40		38		达标
	东		38		36		达标
	南		40		37		达标
	西	2024 年 12 月 26 日	40		39		达标
	北		41		39		达标
	东		37		36		达标
	南		38		38		达标

4.4.7 评价结果

从表 4.4-2 可以看出，昼间噪声值在 37~41dB (A) 之间，夜间噪声值在 36~39dB (A) 之间，声环境现状满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准要求。

4.5 水环境现状调查与评价

4.5.1 地表水环境现状调查

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，本工程产生的含油污水、井下作业废水不外排，且本工程周边 5km 范围内无天然地表水体。项目地表水环境影响评价等级为三级 B，无需开展地表水环境影响评价。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，污、废水处理设施的依托可行性。

4.5.2 地下水环境现状调查

工程区地处准噶尔盆地古尔班通古特沙漠北缘，地下水类型主要为松散岩类孔隙水，以潜水为主，潜水位埋深大于 10m，含水层岩性为第四系细砂。根据现

场调查，工程区周边人工开采水井分布数量很少，本次评价从实际出发，在工程区布地下水监测点，进行地下水采样，水质分析。

4.5.2.1 调查方法

本次地下水环境现状调查采用引用数据方式进行。

4.5.2.2 监测点位布设

本次地下水环境质量现状调查引用新疆钧仪衡环境技术有限公司对地下水环境质量现状监测报告数据。监测点位信息详见表 4.5-1。

表 4.5-1 地下水环境监测点位信息

监测点位置	坐标	采样时间	与工程位置关系	监测对象	备注
W1 (玛探水 1 井)		2023 年 5 月 13 日	位于项目区西侧 30km。	潜水 含水层	新疆钧仪衡环境技术有限公司
W2 (金龙井区监测井)			位于项目区西南 侧 28km。		
W3 (玛水 18 井)			位于项目区北侧 15km。		
W4 (玛水 13 井)			位于项目区北侧 13km。		
W5 (玛水 15 井)			位于项目区东北 侧 17km。		

4.5.2.3 监测时间及频率

监测时间为 2023 年 5 月 13 日，均监测 1 天，每个点位采样 1 次。

4.5.2.4 监测项目及分析方法

(1) 监测项目

基本水质因子：pH 值、耗氧量、氯化物、氟化物、氨氮、硫酸盐、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氰化物、六价铬、汞、砷、铅、镉、溶解性总固体、总硬度、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 SO_4^{2-} 、 Cl^- 、 Ca^{2+} 、 Na^+ 、 K^+ 、 Mg^{2+} 。

特征因子：挥发性酚类、石油类。

(2) 分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.5-2。

表 4.5-2 地下水环境监测因子和检测因子分析及检出限值一览表

序号	项目	分析方法	检出限	单位
1	pH 值	生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标 GB/T 5750.4-2006 (5.1 玻璃电极法)	/	无量纲
2	总硬度	水质钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法 GB7477-1987	0.05	mmol/L
3	溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标 GB/T5750.4-2006	/	mg/L
4	氯化物	水质 氯化物的测定硝酸银滴定法 GB 11896-1989	0.007	mg/L
5	挥发酚	水质挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ503-2009	0.0003	mg/L
6	耗氧量	生活饮用水标准检验方法有机物综合指标 GB/T5750.7-2006	0.05	mg/L
7	氨氮	水质氨氮的测定纳氏试剂分光光度法 HJ535-2009	0.025	mg/L
8	氰化物	生活饮用水标准检验方法无机非金属指标 GB/T 5750.5-2006	0.002	mg/L
9	亚硝酸盐氮	水质亚硝酸盐氮的测定分光光度法 GB7493-1987	0.003	mg/L
10	硝酸盐(以氮计)	水质硝酸盐氮的测定紫外分光光度法(试行) HJ/T346-2007	0.08	mg/L
11	氟化物	水质 氟化物的测定离子选择电极法 GB 7484-1987	0.05	mg/L
12	汞	水质汞、砷、硒、铍和锑的测定原子荧光法 HJ694—2014	0.00004	mg/L
13	砷	水质汞、砷、硒、铍和锑的测定原子荧光法 HJ694—2014	0.0003	mg/L
14	镉	水质铜、锌、铅、镉的测定 GB7475-1987	0.001	mg/L
15	六价铬	水质六价铬的测定二苯碳酰二肼分光光度法 GB7467-1987	0.004	mg/L
16	铅	水质铜、锌、铅、镉的测定 GB7475-1987	0.01	mg/L
17	钠	水质可溶性阳离子 (Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺) 的测定离子色谱法 HJ 812-2016	0.02	mg/L
18	钾		0.02	mg/L
19	钙		0.03	mg/L
20	镁		0.02	mg/L
21	碳酸根	地下水水质分析方法第 49 部分: 碳酸根、重碳酸根和氢氧 根离子的测定 滴定法 DZ/T 0064.49-2021	/	mmol/L
22	碳酸氢根		/	mmol/L
23	石油类	水质石油类的测定紫外分光光度法 HJ970-2018	0.01	mg/L
24	硫酸盐	水质 硫酸盐的测定铬酸钡分光光度法(试行) HJ/T342-2007	1	mg/L

4.5.2.5 评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准(GB 5749-2022)水质参考指标及限值；其他因子执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准。

4.5.2.6 评价方法

采用标准指数法对监测结果进行评价。标准指数 >1 ，表明该水质因子已超标，标准指数越大，超标越严重。标准指数计算公式如下：

1) 对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式为：

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

2) 对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式为：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH \leq 7 \text{ 时}$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH > 7 \text{ 时}$$

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L；

P_{pH} ——pH 的标准指数，无量纲；

pH——pH 监测值；

pH_{sd} ——标准中 pH 的下限值；

pH_{su} ——标准中 pH 的上限值。

4.5.2.7 监测及评价结果

评价区地下水水质监测及评价结果详见表 4.5-3。

由表 4.5-3 分析可知，由上表可知，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准，其余监测因子除氯化物、硫酸盐、溶解性总固体、总硬度外均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准类标准。氯化物、硫酸盐、溶解性总固体、总硬度超标与区域水文地质条件有关，反应的是干旱区浅层地下水的共性，属于天然背景值超标。

表 4.5-3 地下水水质监测及评价结果

序号	监测因子	标准限值 (III类)	W1: 玛探水 1 井			W2: 金龙井区监测井			W3: 玛水 18 井			W4: 玛水 13 井			W5: 玛水 15 井		
			监测结果	标准指数	达标情况												
1	pH 值	6.5~8.5	7.70	0.47	达标	7.27	0.18	达标	7.48	0.32	达标	7.47	0.31	达标	7.36	0.24	达标
2	耗氧量	≤3.0	2.37	0.79	达标	2.26	0.75	达标	1.42	0.47	达标	1.34	0.45	达标	1.83	0.61	达标
3	氯化物	≤250	21483	85.93	超标	9384	37.54	超标	7437	29.75	超标	9284	37.14	超标	6788	27.15	超标
4	氟化物	≤1.0	0.26	0.26	达标	0.25	0.25	达标	0.87	0.87	达标	0.95	0.95	达标	0.93	0.93	达标
5	氨氮	≤0.50	0.288	0.58	达标	0.064	0.13	达标	0.074	0.15	达标	0.059	0.12	达标	0.051	0.10	达标
6	硫酸盐	≤250	2400	9.60	超标	2300	9.20	超标	1718	6.87	超标	1764	7.06	超标	1673	6.69	超标
7	硝酸盐氮	≤20.0	0.11	0.006	达标	0.10	0.005	达标	0.13	0.007	达标	0.11	0.006	达标	0.10	0.005	达标
8	亚硝酸盐氮	≤1.00	0.006	0.006	达标	0.004	0.04	达标	0.004	0.004	达标	0.005	0.005	达标	0.005	0.005	达标
9	挥发酚	≤0.002	0.0008	0.4	达标	0.0009	0.45	达标	0.0013	0.65	达标	0.0015	0.75	达标	0.0015	0.75	达标
10	氰化物	≤0.05	ND	/	达标												
11	石油类	≤0.05	0.02	0.4	达标	0.01	0.2	达标	0.02	0.4	达标	0.02	0.4	达标	0.02	0.4	达标
12	六价铬	≤0.05	ND	/	达标												
13	汞	≤0.001	ND	/	达标												
14	砷	≤0.01	ND	/	达标												
15	铅	≤0.01	ND	/	达标												
16	镉	≤0.005	0.002	0.4	达标	ND	/	达标									
17	溶解性总固体	≤1000	3.192×10⁴	31.92	超标	1.865×10⁴	18.65	超标	1.441×10⁴	14.41	超标	1.731×10⁴	17.31	超标	1.269×10⁴	12.69	超标
18	总硬度	≤450	6.43×10³	14.29	超标	3.45×10³	7.67	超标	2.85×10³	6.33	超标	3.74×10³	8.31	超标	2.88×10³	6.40	超标
19	CO32-	/	0.00	/	/	0.00	/	/	4.07	/	/	0.00	/	/	4.07	/	/

20	HCO ₃ ⁻	/	17.4	/	/	147	/	/	32.2	/	/	31.0	/	/	27.9	/	/
21	SO ₄ ²⁻	/	1.94×10 ³	/	/	1.72×10 ³	/	/	1.20×10 ³	/	/	1.26×10 ³	/	/	1.13×10 ³	/	/
22	Cl ⁻	/	1.69×10 ⁴	/	/	9.31×10 ³	/	/	6.92×10 ³	/	/	9.14×10 ³	/	/	6.32×10 ³	/	/
23	Ca ²⁺	/	2.02×10 ³	/	/	844	/	/	1.12×10 ³	/	/	1.39×10 ³	/	/	1.06×10 ³	/	/
24	Na ⁺	/	1.01×10 ⁴	/	/	6.18×10 ³	/	/	4.50×10 ³	/	/	5.48×10 ³	/	/	4.05×10 ³	/	/
25	K ⁺	/	22.4	/	/	18.9	/	/	11.9	/	/	11.5	/	/	13.1	/	/
26	Mg ²⁺	/	189	/	/	246	/	/	4.30	/	/	0.40	/	/	0.70	/	/

4.6 土壤环境现状调查与评价

4.6.1 土壤类型及分布调查

本工程所在区域土壤类型主要为盐土、灰漠土。本工程土壤类型见图4.6-1。

(1) 盐土

盐土含水溶性盐类较多的低产土壤。表面有盐霜或盐结皮；pH值一般不超过8.5。盐土中常见的水溶性盐类有钠、钾、钙、镁的氯化物、硫酸盐、碳酸盐和碳酸氢盐等。根据成土过程及土壤形态特点，可分为草甸盐土、滨海

盐土、沼泽盐土、洪积盐土、残余盐土、碱化盐土6个亚类。

水溶性盐类在土壤表层或土体内逐渐积聚的过程，即盐化过程是导致盐土形成的主要原因。气候干旱和地下水位高是盐化发生的必要条件。在干旱、半干旱地区，溶有各种盐类的地下水因蒸发作用而沿土壤毛细孔隙上升至地表，其中的液态水分子汽化，水中的各种盐类则残留于土壤表面及土体，久而久之，土壤即因水溶性盐类日益增多而盐化成为盐土。这种完全因自然因素引起的土壤盐化过程称原生盐化过程，形成的盐土称原生盐土。盐土须经过改良，消除对植物的危害，才能利用。

(2) 灰漠土

灰漠土是石膏-盐层土中稍微湿润的类型。分布在准噶尔盆地古尔班通古特沙漠的南北两边山前倾斜平原、古老冲积平原和剥蚀高原地区。

灰漠土是在温带荒漠气候条件下形成的，生物气候条件均较典型荒漠优越。既有漠土成土过程的特点，又有草原土壤形成过程的雏形，如腐殖质积累过程略有表现，碳酸钙弱度淋溶。地表常有多角形裂隙或龟裂纹；腐殖质层不明显，表层有厚1—2厘米结皮层，浅灰—棕灰色，海绵状孔隙；结皮层下为片状—鳞片状结构层，厚4—8厘米，浅灰棕或浅棕色；向下为褐棕或浅红棕色紧实层，厚10—30厘米，质地粘重，块状—弱团块状结构；在剖面中下部为白色结晶状石膏和脉纹状盐分聚积层，再下过渡到母质层。通体强石灰反应。表层有机质含量约1%，胡敏酸与富里酸之比为0.5—1.0；碳酸钙弱度淋溶，其含量可达10—30%；深位残余积盐，总盐量>1.0%；呈碱性至强碱性反应，pH值大于8，碱化比较普

遍；粘粒硅铝铁率为 2.9—3.1，粘土矿物以伊利石为主。可分龟裂灰漠土、灰漠土、钙积灰漠土三亚类。在有水源灌溉条件下，灰漠土为漠境地区较好的宜农土壤资源，但在利用上应注意深耕，增施有机肥，防止盐渍化、土壤侵蚀和风沙危害。

4.6.2 土壤理化特性调查

4.6.2.1 土壤理化特性

工程为污染影响型项目，根据工程分析情况，针对工程占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为拟建混输站站场表层样（0.0-0.2m）。分析结果如表 4.6-1 所示。

表 4.6-1 土壤理化特性调查表

采样点位		拟建混输站站场
采样深度/层次		(0-20cm)
现场记录	颜色	黄色
	土壤结构	粒状
	土壤质地	砂土
	砂砾含量	80%
	其他异物	无
实验室测定	pH 值（无量纲）	7.66
	阳离子交换量 cmol+/kg	8.45
	氧化还原电位（MV）	472
	饱和导水率 cm/s	3.6×10^{-3}
	土壤容重 g/cm ³	1.70
	孔隙度%	23.7
	含水率%	无

4.6.2.2 土壤酸化、碱化判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》附录 D 中表 D2 判定工程建设地土壤酸化、碱化强度。土壤酸化、碱化分级标准见表 4.6-2。

表 4.6-2 土壤酸化、碱化分级标准

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
pH < 3.5	极重度酸化
3.5 ≤ pH < 4.0	重度酸化
4.0 ≤ pH < 4.5	中度酸化
4.5 ≤ pH < 5.5	轻度酸化
5.5 ≤ pH < 8.5	无酸化或碱化

8.5≤pH<9.0	轻度碱化
9.0≤pH<9.5	中度碱化
9.5≤pH<10.0	重度碱化
pH≥10	极重度碱化

注：土壤酸化、碱化强度指受人为影响后呈现的 pH 值，可根据区域自然背景状况适度调整

本工程项目区土壤 PH 值为 7.66~7.83，根据表 4.6-2，本工程占地范围内土壤属于无酸化或碱化。

4.6.2.3 土壤盐化判定

(1) 土壤盐化分级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》附录 D 中表 D1 判定工程建设地土壤盐化强度。土壤盐化分级标准见表 4.6-3。

表 4.6-3 土壤盐化分级标准

分级	土壤含盐量 (SSC) / (g/kg)	
	滨海、半湿润和半干旱地区	干旱、半荒漠和荒漠地区
未盐化	SSC<1	SSC<2
轻度盐化	1≤SSC<2	2≤SSC<3
中度盐化	2≤SSC<4	3≤SSC<5
重度盐化	4≤SSC<6	5≤SSC<10
极重度盐化	SSC≥6	SSC≥10

注：根据区域自然背景状况适当调整

本工程建设地属于荒漠地区，占地范围内土壤中含盐量为 19.69g/kg~85.61g/kg，初步判定本工程所在地土壤属于极重度盐化。

(2) 土壤盐化综合判定

采用《环境影响评价技术导则 土壤环境》附录 F “土壤盐化综合评分预测方法”进一步判定工程所在地土壤盐化强度。

土壤盐化综合评分法：根据“土壤盐化影响因素赋值表”选取各项影响因素的分值与权重，采用公示计算土壤盐化综合评分值 (Sa)，对照“土壤盐化预测表”得出土壤盐化综合评分预测结果。

①公式

$$Sa = \sum_{i=1}^n Wx_i \times Ix_i$$

式中： n ——影响因素指标数目；

Ix_i ——影响因素 i 指标评分；

Wx_i ——影响因素 i 指标权重。

②土壤盐化影响因素赋值表

土壤盐化影响因素及分级标准见表 4.6-4。

表 4.6-4 土壤盐化分级标准

影响因素	分值				权重
	0分	2分	4分	6分	
地下水位埋深 (GWD) /m	GWD \geq 2.5	1.5 \leq GWD $<$ 2.5	1.0 \leq GWD $<$ 1.5	GWD $<$ 1.0	0.35
干燥度 (蒸降比值) (EPR)	EPR $<$ 1.2	1.2 \leq EPR $<$ 2.5	2.5 \leq EPR $<$ 6	EPR \geq 6	0.25
土壤本底含盐量 (SSC)/(g/kg)	SSC $<$ 1	1 \leq SSC $<$ 2	2 \leq SSC $<$ 4	SSC \geq 4	0.15
地下水溶解性总 (TDS)/(g/L)	TDS $<$ 1	1 \leq TDS $<$ 2	2 \leq TDS $<$ 5	TDS \geq 5	0.15
土壤质地	黏土	砂土	壤土	壤土、粉土、砂粉土	0.10

③土壤盐渍化预测表

土壤盐化预测表见表 4.6-5。

表 4.6-5 土壤盐化预测表

土壤盐化综合评分值 (Sa)	Sa $<$ 1	1 \leq Sa $<$ 2	2 \leq Sa $<$ 3	3 \leq Sa $<$ 4.5	Sa \geq 4.5
土壤盐化综合评分预测结果	未盐化	轻度盐化	中度盐化	重度盐化	极重度盐化

④预测结果

表 4.6-6 预测结果一览表

影响因素	本工程	分值	权重
地下水位埋深 (GWD) /m	$>$ 2.5	0分	0.35
干燥度 (蒸降比值) (EPR)	26.9	6分	0.25
土壤本底含盐量 (SSC) / (g/kg)	85.61	6分	0.15
地下水溶解性总 (TDS) / (g/L)	31.92	6分	0.15
土壤质地	砂土	2分	0.10

将各影响因素分值和权重代入公式计算，可得 $Sa=3.5$ ，对照表 4.3-4，可知本工程所在地土壤盐化程度为重度盐化，与地形、气候、地质条件、水动力与水文地质条件等特殊的自然因素有关。

4.6.3 土壤环境质量现状监测

本工程属于采矿业的油气开采活动，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）规定，为I类建设项目。据前文“2.6.7 土壤环境”等级判定结果：本工程生态影响型评价等级评价工作等级划分为一级；污染影响型评价工作等级划分为二级。

4.6.3.1 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)和《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)，工程所在区域属于中度盐化土壤，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）布点要求，本次在项目占地范围内布设3个柱状样点（T6、T7、T8点），5个表层样点（T1、T1、T3、T4、T5点），在占地范围外，评价范围内布设6个表层样点（T9、T10、T11、T12、T13、T14点），对项目区土壤环境质量现状进行监测。土壤监测采样日期为2024年12月25日、2023年12月14日，监测单位均为新疆钧仪衡环境技术有限公司。土壤环境监测点位布设情况见表4.6-7。

表 4.6-7 土壤环境监测点位情况

监测项目	监测点位		监测频率	监测要求	监测因子	
土壤	占地范围内	1个监测点	监测1次	表层样0-0.2m取样	①基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的45项基本因子； ②特征因子：石油烃pH值和土壤盐分含量	
		4个监测点		表层样0-0.2m取样	pH+土壤盐分含量+特征因子石油烃	
		3个监测点		柱状样：0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m分别取样	pH+土壤盐分含量+特征因子石油烃	

占地范围外		6 个监测点	表层样 0-0.2m 取样	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、石油烃
				pH+土壤盐分含量+特征因子石油烃
				pH+土壤盐分含量+特征因子石油烃
				pH+土壤盐分含量+特征因子石油烃
				pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍和石油烃
				pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍和石油烃

4.6.3.2 监测时间

土壤监测采样日期为 2024 年 12 月 25 日、2023 年 12 月 14 日，监测单位均为新疆钧仪衡环境技术有限公司。

4.6.3.3 监测因子

土壤监测因子如下：

(1) 基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并〔a〕蒽，苯并〔a〕芘，苯并〔b〕荧蒽，苯并〔k〕荧蒽，蒽，二苯并〔a,h〕蒽，茚并〔1,2,3-cd〕芘、萘。

《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)，监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃共 10 项。

(2) 特征因子：石油烃。

4.6.3.4 监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》(HJ25.1-2019)、《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》(HJ25.2-2019)要求进行。分析方法参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中有关要求进行。

检测分析及检出限见表 4.6-8。

表 4.6-8 土壤监测因子检测方法及检出限一览表

序号	监测项目	分析及依据	检出限
1	铜	《土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子吸收分光光度法》(HJ491-2019)	1mg/kg
2	镍		3mg/kg
10	铬		4mg/kg
	锌		1mg/kg
3	铅	《土壤质量铅、镉的测定石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T17141-1997)	0.1mg/kg
4	镉		0.01mg/kg
5	汞	土壤和沉积物汞、砷、硒、铋、锑的测定微波消解/原子荧光法(HJ680-2013)	0.002mg/kg
6	砷		0.01mg/kg
	六价铬	土壤和沉积物六价铬的测定碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法(HJ1082-2019)	0.5mg/kg
7	pH	土壤 pH 值的测定电位法(HJ962-2018)	/
8	石油烃(C10~C40)	《土壤和沉积物石油烃(C10-C40)的测定气相色谱法》(HJ1021-2019)	6mg/kg
9	水溶性盐总量	《土壤检测第 16 部分: 土壤水溶性盐总量的测定》(NY/T1121.16-2006)	/
11	氯甲烷	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ605-2011)	1.0μg/kg
12	氯乙烯		1.0μg/kg
13	1,1-二氯乙烯		1.0μg/kg
14	二氯甲烷		1.5μg/kg
15	反式-1,2-二氯乙烯		1.4μg/kg
16	1,1-二氯乙烷		1.2μg/kg
17	顺式-1,2-二氯乙烯		1.3μg/kg
18	氯仿		1.1μg/kg
19	1,1,1-三氯乙烷		1.3μg/kg
20	1,2-二氯乙烷		1.3μg/kg
21	四氯化碳		1.3μg/kg
22	苯		1.9μg/kg
23	1,2-二氯丙烷		1.1μg/kg
24	甲苯		1.3μg/kg
25	1,1,2-三氯乙烷		1.2μg/kg
26	四氯乙烯		1.4μg/kg
27	三氯乙烯		1.2μg/kg
28	氯苯		1.2μg/kg
29	1,1,1,2-		1.2μg/kg

	四氯乙烷	《土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法》 (HJ834-2017)	
30	乙苯		1.2μg/kg
31	间、对-二甲苯		1.2μg/kg
32	邻-二甲苯		1.2μg/kg
33	苯乙烯		1.1μg/kg
34	1,1,2,2-四氯乙烷		1.2μg/kg
35	1,2,3-三氯丙烷		1.2μg/kg
36	1,4-二氯苯		1.5μg/kg
37	1,2-二氯苯		1.5μg/kg
38	苯胺		0.05mg/kg
39	2-氯酚		0.06mg/kg
40	硝基苯		0.09mg/kg
41	萘		0.09mg/kg
42	苯并(a)蒽		0.1mg/kg
43	蒽		0.1mg/kg
44	苯并(b)荧蒽		0.2mg/kg
45	苯并(k)荧蒽		0.1mg/kg
46	苯并(a)芘		0.1mg/kg
47	茚并(1,2,3-c,d)芘		0.1mg/kg
48	二苯并(a,h)蒽	0.1mg/kg	

4.6.3.5 评价标准

执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）相关标准要求。

4.6.2.6 评价方法

采用标准指数法：

$$P_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中：C_i——i 污染物的监测值；

S_i——i 污染物的评价标准值；

P_i——i 污染物的污染指数

4.6.2.7 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见表 4.6-9~4.6-16。

表 4.6-9 拟建混输站表层样监测结果统计表（建设用地土壤）

序号	污染物项目	监测结果		标准限值 (mg/kg)	是否
		单位	1#拟建混输站 Pi		

			(0~20cm)			达标
1	砷	mg/kg	4.69	0.078	60	达标
2	镉	mg/kg	0.17	0.003	65	达标
3	铬(六价)	mg/kg	ND	/	5.7	达标
4	铜	mg/kg	14	0.001	18000	达标
5	铅	mg/kg	2.1	0.003	800	达标
6	汞	mg/kg	0.145	0.004	38	达标
7	镍	mg/kg	13	0.014	900	达标
8	四氯化碳	mg/kg	ND	/	2.8	达标
9	氯仿	mg/kg	1.5×10^{-3}	/	0.9	达标
10	氯甲烷	mg/kg	4.8×10^{-3}	/	37	达标
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	ND	/	9	达标
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	ND	/	5	达标
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	ND	/	66	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	ND	/	596	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	ND	/	54	达标
16	二氯甲烷	mg/kg	ND	/	616	达标
17	1,2-二氯丙烷	mg/kg	ND	/	5	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	ND	/	10	达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	ND	/	6.8	达标
20	四氯乙烯	mg/kg	2.1×10^{-3}	/	53	达标
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	ND	/	840	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	ND	/	2.8	达标
23	三氯乙烯	mg/kg	ND	/	2.8	达标
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	ND	/	0.5	达标
25	氯乙烯	mg/kg	ND	/	0.43	达标
26	苯	mg/kg	ND	/	4	达标
27	氯苯	mg/kg	ND	/	270	达标
28	1,2-二氯苯	mg/kg	ND	/	560	达标
29	1,4-二氯苯	mg/kg	ND	/	20	达标
30	乙苯	mg/kg	ND	/	28	达标
31	苯乙烯	mg/kg	ND	/	1290	达标
32	甲苯	mg/kg	ND	/	1200	达标
33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	ND	/	570	达标
34	邻二甲苯	mg/kg	ND	/	640	达标
35	硝基苯	mg/kg	ND	/	76	达标
36	苯胺	mg/kg	ND	/	260	达标
37	2-氯酚	mg/kg	ND	/	2256	达标
38	苯并(a)蒽	mg/kg	ND	/	15	达标
39	苯并(a)芘	mg/kg	ND	/	1.5	达标
40	苯并(b)荧蒽	mg/kg	ND	/	15	达标
41	苯并(k)荧蒽	mg/kg	ND	/	151	达标
42	蒽	mg/kg	ND	/	1293	达标
43	二苯并(a, h)蒽	mg/kg	ND	/	1.5	达标

44	茚并(1、2、3-cd)芘	mg/kg	ND	/	15	达标
45	萘	mg/kg	ND	/	70	达标
46	石油烃(C10~C40)	mg/kg	36	0.008	4500	达标
47	pH值	无量纲	7.66	/	/	/
48	水溶性盐总量	mg/kg	65163.5	/	/	/

表 4.6-10 土壤监测及评价结果 单位: mg/kg

占地范围内		pH 值	全盐量 (mg/kg)	监测层 位	石油烃标 准限值	石油烃监 测结果 (mg/kg)	标准 指数	评价 结果
柱状样监测点位								
6#拟建 MZD40007 井场	T1-1-1	7.61	61639	0~0.5m	4500	64	0.014	达标
	T2-1-1	7.74	19687.9	0.5~1.5m		67	0.015	达标
	T3-1-1	7.78	71820.7	1.5~3.0m		77	0.017	达标
7#拟建 MZD40012 井场	T4-1-1	7.63	37889.4	0~0.5m		97	0.022	达标
	T5-1-1	7.99	57905.2	0.5~1.5m		387	0.086	达标
	T6-1-1	7.73	40659.9	1.5~3.0m		292	0.065	达标
8#拟建 MZ40013 井场	T7-1-1	7.8	34825.5	0~0.5m		242	0.054	达标
	T8-1-1	7.59	74668.1	0.5~1.5m		66	0.015	达标
	T9-1-1	7.74	72437.4	1.5~3.0m		338	0.075	达标
占地范围内		pH 值	全盐量 (mg/kg)	监测层 位	石油烃标 准限值	监测结果 (mg/kg)	标准 指数	评价 结果
表层样监测点位								
2#拟建 MZHW4007 井场		7.76	74535.7	0~20cm	4500	120	0.027	达标
3#拟建 MZHW4004 井场		7.65	31101.4	0~20cm		26	0.006	达标
4#拟建 MZ40010 井场		7.53	85609.4	0~20cm		39	0.009	达标
5#拟建 MZ40013 井场		7.57	60049.9	0~20cm		48	0.011	达标
10#拟建 MZHW4007 井场 200m 外		7.81	46596.8	0~20cm		4500	176	0.039
11#MZD40009 井场 200m 外		7.83	38963.0	0~20cm	178		0.040	达标
12#拟建混输站 200m 外		7.70	63234.1	0~20cm	101		0.022	达标
13#S5		7.76	/	0~20cm	13		0.003	达标
14#S6		7.70	/	0~20cm	12		0.003	达标

表 4.6-11 土壤监测结果一览表 (农用地) (单位: mg/kg)

序	项目	监测结果	标准限值
---	----	------	------

号		单位	9#拟建 MZHW4004 井场 200m 外	Sij	是否达标	(mg/kg) PH>7.5
1	pH 值	无量纲	7.78	/	/	/
2	砷	mg/kg	5.72	0.229	达标	25
3	镉	mg/kg	0.20	0.333	达标	0.6
4	铬	mg/kg	6	0.024	达标	250
5	铜	mg/kg	22	0.220	达标	100
6	铅	mg/kg	1.0	0.006	达标	170
7	汞	mg/kg	0.101	0.030	达标	3.4
8	镍	mg/kg	16	0.084	达标	190
9	锌	mg/kg	12	0.040	达标	300
10	石油烃	mg/kg	80	0.018	达标	4500
	水溶性盐总量	mg/kg	82306.8	/	/	/

由监测结果可知：占地范围内土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，土壤中各项因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值标准。占地范围外土壤环境质量可满足《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 PH>7.5 其他农用地对应的风险筛选值标准；石油烃含量均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类标准限值。

5 环境影响分析

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

从本工程特点和所处区域的环境特征出发分析项目建设过程中和项目建成运营中对生态环境影响的特点。

(1) 建设项目对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在项目开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场、站场等）和线状（如管线等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在干旱荒漠背景下，项目开发建设对区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。

油田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.1-1。

表 5.1-1 油田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		勘探期	开发期（地面工程）	运营期
影响分析	影响程度	重	重	轻
	影响特征	可逆	部分可逆	可逆
	影响时间	短期	中、短期	短期
	影响范围	大、不固定	大、固定	小、固定

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本工程占地面积为 73.31hm²，其中永久性占地面积为 6.43hm²，临时占地面积 66.88hm²。占地类型为盐碱地和沙地。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土地利用类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系

的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

当工程转入正常运营期后，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。

5.1.2.2 项目实施对周边沙化土地的影响

本工程井场建设的场地平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填，无弃方。项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

项目施工期主要包括场站工程、管道工程和道路工程，工程建设过程中包括场地平整、管沟开挖等。在场站场地平整、道路及管沟开挖施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。道路及管沟开挖导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

5.1.2.3 对植被的影响分析

本工程施工期建设是造成植被破坏的主要原因，此外，施工人员活动也会对项目植被造成一定的影响。本工程对植被的影响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。井场施工过程中有部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，工程结束后土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了较大的变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。本工程永久占地面积为 6.43hm²，在油田开发初期植被破坏后不易恢复。本工程占地现状为盐碱地和沙地，所在区域地表植被稀疏，主要为梭梭、盐节木等。

(1) 扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植被生长产生影响的因素之一，扬尘产生的颗粒物在植物地上器官（叶、茎、花和果实）沉降将对植物产生直接影响。沉降物在植物表面的扬尘以干粉尘、泥膜等形式累积，植物表面上的沉降物覆盖层阻塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化干缩，植物的干物质生产受到影响。一般情况下，大范围内很低浓度的颗粒物慢性沉降不至于对自然生态系统产生不利影响，只有当颗粒物的沉降速率很高时才会造成生态问题。但对植物的伤害程度还取决于周围的环境及地形。

结合工程区域具体情况分析：该区域多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，加之工程施工阶段污染源分散，因此在正常情况下扬尘浓度低，工期短，对植被影响不大。

（2）施工废物对植被的影响

井场施工过程中产生的建筑垃圾，不及时清理，会压覆生长的植被；在管道工程中，管道防腐是不可缺少的一个重要工序，是防止事故发生的主要保护措施；在施工现场对管线进行防腐处理，不可避免地要有一些防腐材料散落在环境中，对土壤和植被产生一定的影响。其附着在植物体上会阻碍植物叶片呼吸及光合作用；施工废弃物、塑料袋、矿泉水瓶等生活垃圾的胡乱丢弃会造成白色污染而影响土壤，在大风季节塑料袋被吹挂在植物体上，这样不仅影响景观，亦影响植物的生长。但这种影响是有可能杜绝的，在施工中只要加强环保宣传，就会使这种影响降到最小程度甚至没有。

（3）施工期人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响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。从干旱荒漠生态系统的脆弱性角度考虑，原始环境中人类活动的介入，荒漠区单位面积上人口活动密度的增大，将导致荒漠区开发范围(施工范围)内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖度减少，初级生产力水平下降，使该区域的局部地带荒漠化的可能性增大，形成次生性沙漠化土地。其造成荒漠化的可能有以下几种途径。

①由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，从而增加产生沙化的可能性；其多集中在临时性占地外围 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，这一影响也逐渐消除。

②施工作业中大型机械大面积碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态型，造成施工区外缘区域沙漠化。其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

(4) 生物量损失

本工程总占地面积 73.31hm²，其中永久占地 6.43hm²，临时占地 66.88hm²，占地类型主要为盐碱地和沙地。工程占地施工会对区域植物产生一定的影响，本项目位于荒漠区，属于强烈发展的荒漠化，在施工结束的 2a~3a 中，将影响占地范围内的植被初级生产力，其生物损失量根据《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ/T349-2007）中荒漠化量化指标 1.4t/(hm²·a) 计算，永久植被损失量约为 5.3t/a；临时植被损失量约为 82.9t/a，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将逐渐减少，且不会对区域植被群落、覆盖度造成影响。

5.1.2.4 对野生动物的影响分析

评价范围内为沙漠区，自然条件十分恶劣，野生动物不易生存，动物极为罕见，主要野生动物以各种昆虫居多，其次是蜥蜴、鼠类和一些雀类，没有国家和自治区级保护动物分布。

项目各工程呈点块状（如井场、站场等）和线状（如管线等）分布在评价区内，施工可能会影响或缩小野生动物的栖息空间和生存环境；施工干扰会使野生动物受到惊吓，也将被迫离开施工区周围的栖息地或活动区域。施工结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

5.1.2.5 井场建设对生态环境的影响

本工程部署 14 口井，通过邻近区域已完钻井井场周围土壤环境质量类比调查，结果表明，距井场不同距离处土壤中石油类浓度明显高于井场外土壤石油类浓度，说明油田开采对土壤存在石油类污染；而井场外 10m 至 200m 处土壤石油类浓度值较接近，且与区域土壤环境质量对照点石油类浓度也接近，因此油田开采对土壤的污染主要集中在井场内部。从井场内土壤不同剖面深度的石油类浓度分布来看，10cm 深度的石油类浓度最高，是表层土壤石油类浓度的 2 倍，是对照点土壤中石油类浓度的 4 倍，说明油田开采产生的落地油等污染物会向下渗透

对深层土壤造成影响；20cm 浓度的土壤中石油类浓度与表层土壤石油类浓度相近，说明井场石油类污染主要集中在表层至 20cm 深度处。

5.1.2.6 管线建设对生态环境的影响

本工程新建单井集输管线 16.2km，新建集油支线 4.8km，新建集输干线 35km，，从管线途经区域两侧各 200m 评价范围的现状调查结果来看，沿线主要为沙地和盐碱地。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

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。由于管道埋设复原后，绝大部分植被还可以恢复，因此生物量的损失整体看是较小的，并可恢复。

5.1.3 水土流失的影响分析

根据新水水保〔2019〕4 号，工程所在区域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。

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严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的石油勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下几个方面。

（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

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随

沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

(3) 对油区公路、管线、井场的危害

评价区内春夏两季为多风季节，尤其是春季大风频繁，沙尘暴天气较多，而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，风沙活动可以风蚀公路。在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋季节的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。此外管线穿越冲沟处，水工防护设施设计不当或没有采取水工防护，可能在洪水季节由于水流的冲刷而剥蚀暴露出管线。

5.1.4 土地沙化影响分析

5.1.4.1 土地沙化现状

项目区块地处准噶尔盆地腹地，气候干燥，风力强大，区域大部分土壤表层为荒漠风沙土，植被主要为梭梭、盐节木等。该区是极强度的风力侵蚀区，地表多为固定、半固定沙地，植被覆盖度在10%左右，区内全年大风日数在20天以上，盛行风向为东北风。沙漠以风为外营力，不断东北侵，对农区造成威胁，造成土壤沙化。

5.1.4.2 项目实施对周边沙化土地的影响

本工程地面工程的场地平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填，无弃方。项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

项目施工期井场建设、管线敷设工程建设可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。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，加重土地沙漠化。

5.1.4.3 防沙治沙方案

(1) 防沙治沙依据及原则

根据《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年10月26日）、《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136号）、《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）、《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）等法规要求，建设单位应按照以下原则做好沙漠化防治工作：

①必须坚持维护荒漠生态平衡与提高经济效益相结合的治水、治碱（盐碱）、治沙相结合的原则；

②在现有的经济、技术条件下，要以预防为主，以保护、恢复和扩大林草植被、沙生植被为中心，建立防、治、用相结合的治沙系统工程，防止因沙丘活化、就地起沙而引起的流沙发展。

③有计划地恢复绿洲外围与沙漠地区的荒漠植被，重点治理已遭沙丘入侵、风沙危害严重的地段，按照全面规划与因害设防、生物治沙与工程治沙、封沙固沙与输导沙相结合的原则，进行全面规划，因地制宜综合整治，充分、合理、有效的利用、保护沙漠化危害严重的耕地和基本农田，实现经济效益、社会效益与环境效益的协调统一。

④建设单位应切实做好防沙治沙工作，落实环评中提出的防沙治沙措施，并按照规定开展建设项目环境影响后评价工作。

(2) 防沙治沙工作方案及预期目标

①预期目标

通过实施防沙治沙工作方案，保证在工程建设后，能够维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善。

②防沙治沙措施

1) 管线敷设过程

a.施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；

b.管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘；

c.管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运

机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。

d.设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。

2) 施工机械及运输车辆

施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

(3) 实施计划和完成期限

工程措施、植被措施及其他措施，要求在项目建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

(4) 方案实施保障措施

①组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本工程防沙治沙措施落实方为施工队，属于主要责任人，应在各施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

②技术保障措施

1) 邀请相关部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

2) 项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性，管线试压废水尽可能综合利用。

③生态、经济效益预测

本工程防沙治沙措施实施后，预计区域植被覆盖度能维持现状，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善。

5.1.5 运营期生态环境影响分析

本工程运营期对生态环境的影响主要表现在对野生动物、植被等的影响，生态系统完整性影响以及生态景观影响。

(1) 对土地利用的影响

对于永久占地,由于改变了原有土地和利用性质,沙地等区域被构筑物代替。地面基础设施建设完成后,井场、站场及各类集输管道处于正常运营状况,不再进一步对环境产生明显的干扰和影响。

(3) 对野生动物的影响分析

运营期车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小,人为活动相对施工也有所减少,通过加强管理禁止油田职工对野生动物的猎杀,本工程运营期的噪声和人为活动对野生动物的影响也相对减小。

运营期道路行车主要是油田巡线的自备车辆,车流量很小,夜间无车行驶,一般情况下,野生动物会自行规避或适应,不会对野生动物产生明显影响。

(3) 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束,工程基本不会对植被产生影响,临时占地的植被开始自然恢复,一般在 2~3 年内开始发生向原生植被群落演替,并逐渐得到恢复。但事故状态如管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的,在荒漠地带植被损失量很小。

5.1.6 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。

5.1.7 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

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、稳定性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、站场、管线和道路等建设中,新设施的增加及永久性构筑物的作用,不但不会使区域内异质化程度降低,反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大,抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。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。

项目区域生态系统完整性等级见表 5.1-1。

表 5.1-1 区域生态系统完整性等级表

标准		生态系统完整性					项目区域
		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	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	好
	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	好
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	适度
	地下水位/水质	小于 1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	差
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	适度
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	适度
	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	适度
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						

根据评价区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。

从表 5.1-1 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；但是由于项目占地面积有限，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。

5.1.10 小结

本工程所在区域的野生动物种类少，工程位于油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，工程区内对人类活动敏感的野生动物较少，调查期间未见到大中型野生动物，项目对野生动植物影响不大。工程所在区域不

涉及天然林，占区域基本无植被，施工结束后，对井场、站场、管线、道路周边实行草方格进行防风固沙，工程对区域生态的影响主要为施工期的扬尘及相关施工活动，其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。工程区属于天山北坡诸小河流域重点治理区，但占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

本工程生态环境影响评价自查表见表 5.1-2。

表 5.1-2 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围、种群梳理、种群结构、行为等） 生境 <input type="checkbox"/> （生境面积、质量、连通性） 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构等） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖力、生产力、生物量、生态系统功能等） 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> （物种丰富度、均匀度、优势度等） 生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> （主要保护对象、生态功能等） 自然景观 <input type="checkbox"/> （景观多样性、完整性） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （遗迹多样性、完整性等） 其他 <input checked="" type="checkbox"/> （）
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积：（0.650）km ² ；水域面积：（）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input checked="" type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input checked="" type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input checked="" type="checkbox"/> ；定性和定量 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态保护对策	对策措施	避让 <input checked="" type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>

策措施	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ; 长期跟踪 <input type="checkbox"/> ; 常规 <input checked="" type="checkbox"/> ; 无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input type="checkbox"/> ; 环境影响后评价 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可行 <input type="checkbox"/>

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响包括施工扬尘、施工车辆尾气、焊接废气、钻井工程废气和储层改造废气。

5.2.1.1 施工扬尘的影响分析

在油气田钻井工程和地面工程施工过程中,不可避免地要占用土地、进行土方施工、物料运输、场地建设、管沟开挖和管线铺设,该过程中将产生一定的施工扬尘。主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘,施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系,如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械化程度以及气象条件等诸多因素有关,难以进行量化,类比调查结果表明,施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素持续时间短,对环境的影响较小。施工期只要严格按施工规范文明施工,采取有效的防尘措施,可将施工期污染影响减到最小,施工期结束后,所有施工影响即可消除。

5.2.1.2 施工车辆尾气的影响分析

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆,会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气,其污染物主要有 CO、NO₂、THC,为无组织排放源。由于施工机械多为大型机械,单车排放系数较大,但施工机械数量少且较分散,主要对作业点周围和运输路线两侧局部范围内产生一定影响,排放量不大,其污染程度也相对较轻,且随着施工活动结束而消失。

5.2.1.3 柴油机及发电机组废气的影响分析

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

5.2.1.4 钻井工程的影响分析

钻井结束时需进行油气测试，会产生测试放喷废气。本项目测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃。据此，测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。

测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空，会产生一定量的废气。由于测试放喷时间较短，项目周围地形开阔，附近没有居民区等敏感目标，因此产生的废气对大气环境影响较小。

5.2.1.5 储层改造废气的影响分析

储层改造过程压裂液为外购已配置好的压裂液，废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及压裂返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为非甲烷总烃等，采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低废气排放。

5.2.2 运营期大气环境影响预测与评价

5.2.2.1 无组织排放烃类大气影响估算

(1) 污染源参数

生产运营期的大气污染源主要是采油井油气集输过程和阀组间的烃类挥发的影响。以 MZD40011 井、MZH4007 井、MZH4004 井、3 号计量站、4 号计量站、新建混输站为代表，进行大气污染物最大落地浓度估算。

(2) 预测模式

本项目大气环境影响评价等级为三级，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“三级评价项目不进行进一步预测与评价”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

(3) 预测因子和预测源强

在石油开采、集输过程中有挥发性有机物无组织排放，故将非甲烷总烃作为预测因子。

根据工程分析，单井非甲烷总烃排放量 0.068t/a（0.009kg/h），阀组间非甲烷总烃排放量为 0.236t/a（0.26kg/h）。本项目主要污染源调查参数见表 5.2-1。

表 5.2-1 本项目运营期无组织排放污染源参数调查清单

污染源名称	面源起点坐标/m		海拔高度(m)	矩形面源		与正北向夹角/ $^{\circ}$	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)
	x	y		长度(m)	宽度(m)					NMHC
MZD40011井无组织			267	40	30	35	6	7920	正常排放	0.007
MZHW4007井无组织			252	40	30	35	6	7920		0.007
MZHW4004井无组织			269	40	30	35	6	7920		0.007
3号计量站无组织			256	30	20	0	6	7920		0.025
4号计量站无组织			268	30	20	0	6	7920		0.025
新建混输站无组织			273	60	40	0	6	7920		0.029

(4) 估算模型参数

本项目估算模型参数见表 5.2-2。

表 5.2-2 估算模型参数表

环境要素	项目	评价因子	
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2		最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$	42.3
3		最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$	-34.5
4		土地利用类型	盐碱地
5		区域湿度条件	干燥气候
6	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	90×90
7	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/ $^{\circ}$	--

(5) 预计评价结果

本项目油气集输无组织排放非甲烷总烃估算结果见表 5.2-3。

表 5.2-3 估算模式计算结果表

序号	污染源名称	评价因子	C _i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	D10% (m)
1	MZD40011 井无组织	非甲烷总烃	11.217	2000	0.56	25	/
2	MZHW4007 井无组织	非甲烷总烃	11.416	2000	0.57	25	/
3	MZHW4004 井无组织	非甲烷总烃	11.416	2000	0.57	25	/
4	3 号计量站无组织	非甲烷总烃	15.59	2000	0.78	21	/
5	4 号计量站无组织	非甲烷总烃	15.59	2000	0.78	21	/
6	新建混输站无组织	非甲烷总烃	7.716	2000	0.39	32	/

由上表可知，本项目无组织排放的非甲烷总烃下风向最大落地浓度 $15.59\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 25m，对周围环境空气的贡献值较小，占标率为 0.78%。非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准要求，井区内非甲烷总烃可以实现达标排放。另外，由于项目区域扩散条件良好，因此，油田开发后对大气环境质量影响很小。

(6) 大气污染物核算

大气污染物排放量核算表见表 5.2-4。

表 5.2-4 大气污染物无组织排放量核算表

污染源	污染物项目	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		核算年排放量 (t/a)
			标准名称	浓度限值 (mg/m^3)	
井场计量站、混输站	非甲烷总烃	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 $4\text{mg}/\text{m}^3$	1.391

5.2.2.2 非正常排放大气影响估算

(1) 污染源强

本项目油气集输过程中，若井口压力过高，此时利用防喷器迅速封闭井口，打开放喷管线阀门泄压，采出液通过放喷管线直接进入放喷池，事故放喷一般时间较短。本次评价将 MZD40011 井口压力异常情况作为非正常排放考虑，本项目放喷非正常工况下污染物源强情况见表 5.2-5。

表 5.2-5 非正常工况下污染物排放一览表

序号	面源名称	面源起点坐标		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	评价因子	排放速率/(kg/h)
		X	Y									
1	放喷池	0	0	943	5	5	0	2	0.17	非正常	非甲烷总烃	0.1

(2) 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5.2-6。

表 5.2-6 非正常排放 P_{max} 及 D_{10%}预测及计算结果一览表 单位：μg/m³

序号	污染源名称	评价因子	C _{max} (μg/m ³)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离	D _{10%} (m)
1	放喷口	非甲烷总烃	369.3100	18.4655	46	200.0

由表 5.2-6 计算结果表明，非正常工况条件下，非甲烷总烃最大落地浓度为 369.31μg/m³，占标率为 18.4655%。由以上分析可知，本项目非正常排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.2.2.3 大气环境保护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)“8.8.5 大气环境保护距离确定”相关要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境保护距离，本工程大气环境影响评价等级为三级，不再计算大气环境保护距离。

5.2.3 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。

5.2.4 大气环境影响评价自查表

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-7。

表 5.2-7 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级 与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>			三级 <input checked="" type="checkbox"/>	
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input type="checkbox"/>	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>			<500t/a <input type="checkbox"/>	
	评价因子	基本污染物 () 其他污染物 (非甲烷总烃)					包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>	
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D <input type="checkbox"/>		其他标准 <input checked="" type="checkbox"/>	
	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>			一类区和二类区 <input type="checkbox"/>	
现状评价	评价基准年	(2023) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>			现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>					不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>	
	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input checked="" type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>	
大气环境 影响预测 与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模 型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>	
	预测因子	预测因子 (非甲烷总烃)					包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>	
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>					C 本项目最大占标率>100% <input type="checkbox"/>	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C 本项目最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>			C 本项目最大占标率>10% <input type="checkbox"/>	
		二类区		C 本项目最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>			C 本项目最大占标率>30% <input type="checkbox"/>	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h		c 非正常占标率≤100% <input type="checkbox"/>			c 非正常占标率>100% <input type="checkbox"/>	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>					C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>	
区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% <input type="checkbox"/>					k>-20% <input type="checkbox"/>		
环境监测 计划	污染源监测	监测因子: (非甲烷总烃)			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>	
	环境质量监测	监测因子: (非甲烷总烃)			监测点位数 (1)		无监测 <input type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>						
	大气环境防护距离	距 () 厂界最远 (0) m						
	污染源年排放量	SO ₂ : (0) t/a		NO _x : (0) t/a		颗粒物: (0) t/a		VOCs: (1.391) t/a

注：“□”为勾选项，填“√”；“()”为内容填写项

5.2.5 小结

本工程主要建设内容为钻井、井场建设、集输管线铺设、站场建设，运营过程中产生的无组织非甲烷总烃，对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

5.3 声环境影响分析

5.3.1 施工期声环境影响分析

5.3.1.1 噪声源分析

施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、柴油机、泥浆泵等发出的噪声，泥浆泵、钻机和柴油发电机的声压级一般在 80~110dB(A)，地面工程建设过程中推土机、挖掘机等机械噪声，声压级一般在 80~100dB(A)。

5.3.1.2 预测模式

在环境噪声预测中各噪声源作为点声源处理，本评价采用“无指向性点声源几何发散衰减”预测模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

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

式中： $L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB(A)；

$L_p(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级，dB(A)；

r ——预测点距声源的距离，m；

r_0 ——参考位置距声源的距离，m。

利用上述公式，预测计算本项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.3-1。

表 5.3-1 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值 (dB (A))										施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	700m	900m	1200m	
1	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	土石方

2	装载机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	—	—	—	道路施工 管线施工
3	压路机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	
4	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	物料运输
5	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	—	—	—	设备安装
6	钻机	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	钻井
7	振动筛	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	47.1	44.9	42.4	
8	泥浆泵	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	

通过各种施工机械噪声预测结果可以看出,各种施工机械噪声预测结果可以看出,在不采取减振降噪措施的情况下,土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求;设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求;钻井期间昼间距施工机械 100m、夜间 500m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。

5.3.1.2 预测结果分析

(1) 钻井影响分析

工程区 200m 内无居民,钻井工程噪声不影响当地居民正常生活,施工期钻井的这些噪声源均为暂时性的,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范围。

(2) 地面工程影响分析

本项目地面工程在建设施工过程中,由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械,其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响,但随着施工的结束这种影响也随之消失。

(3) 井下作业噪声环境影响分析

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,在施工时,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。

5.3.2 运营期声环境影响分析

运营期本项目管线均埋设在地下，埋深 1.5m，油气集输不会对周围声环境产生影响。本项目井场产噪设备主要为采油树，混输站产噪设备主要为混输泵。

5.3.2.1 预测模式

(1) 根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级：

$$L_p(r) = L_w + D_c - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

D_c —指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

$$L_p(r) = L_p(r_0) + D_c - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级，dB；

D_c —指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

(2) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

$$L_A(r) = 10 \lg \left\{ \sum_{i=1}^8 10^{0.1[L_{pi}(r) - \Delta L_i]} \right\}$$

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB (A);

$L_{pi}(r)$ —预测点 (r) 处, 第 i 倍频带声压级, dB;

ΔL_i —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值, dB;

(3) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

$$L_A(r) = L_A(r_0) - A_{div}$$

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB (A);

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级, dB (A);

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

(4) 工业企业噪声计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ; 第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_j , 则本项目声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为:

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \left(\sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1L_{Ai}} + \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1L_{Aj}} \right) \right]$$

式中: L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值, dB;

T —用于计算等效声级的时间, s;

N —室外声源个数;

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间, s;

M —等效室外声源个数;

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间, s。

(5) 噪声预测值计算

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

式中： L_{eq} —预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb} —预测点的背景噪声值，dB。

(6) 噪声预测点位

本评价预测噪声源对场界四周噪声贡献值。

5.3.2.2 噪声源参数的确定

本项目各井场噪声源类似，井场面积及平面布置基本相同，混输站及采油井场噪声源主要为各类机泵，噪声源噪声参数见表 5.3-2。

表 5.3-2 井场噪声源参数一览表

序号	声源名称		空间相对位置/m			声源源强（声功率级） (dB (A))	声源控制措施	运行时段	备注
			X	Y	Z				
1	井场	采油树	20	30	1	85	基础减振	昼夜	
2	混输站	混输泵	38	30	1	90	独立基础，加减震垫，采用软连接	昼夜	

5.3.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.3-3。噪声预测等声级线图见图 5.3-1-5.3-2。

表 5.3-3 噪声预测结果一览表 单位：dB (A)

预测点	测点位置	贡献值	现状监测值		预测值		标准值		结论	
			昼	夜	昼	夜	昼	夜	昼	夜
井场噪声	东	46	*	*	*	*	60	50	达标	
	南	48	*	*	*	*			达标	
	西	44	*	*	*	*			达标	
	北	48	*	*	*	*			达标	
混输站	东	32	*	*	*	*			达标	
	南	38	*	*	*	*			达标	
	西	41	*	*	*	*			达标	
	北	36	*	*	*	*			达标	

图 5.3-2 井场噪声预测等声级线图

由表 5.3-3 可知，井场噪声源对场界的噪声预测值为**~**dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标

标准要求。井场及混输站厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.3.3 退役期声环境影响分析

油气井进入退役期时，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。

5.3.4 声环境影响评价自查表

本项目声环境影响评价自查表见表 5.3-4。

表 5.3-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>	
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		国外标准 <input type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>		中期 <input type="checkbox"/>	
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input type="checkbox"/>					
	现状评价	达标百分比		100			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 <input type="checkbox"/>		已有资料 <input checked="" type="checkbox"/>		研究成果 <input type="checkbox"/>	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>				其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>	
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	

评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

5.3.5 声环境影响评价小结

综上所述，本项目开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，采油井场、混输站等噪声贡献值、预测值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准要求。

5.4 地表水环境影响分析与评价

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中表 1 水污染影响型建设项目评价等级判定，判定本工程地表水环境评价等级为三级 B。重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

5.4.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性分析

5.4.1.1 施工期废水

（1）施工期钻井废水

本工程钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排，对水环境的影响很小。

本工程钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水；钻井废水由泥浆不落地系统收集，一般情况下不会对地下水环境产生影响。

（3）施工人员生活污水

本工程施工营地设置防渗生活污水池，生活污水定期拉运至乌尔禾污水处理厂处理，粪便排入环保厕所内，施工区不外排生活废水。

（4）管道试压废水

本工程新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS。管线试压废水为 140m³，主要污染物为 SS。试压废水可用作场地降尘用水或区域绿化用水或区域绿化用水。

(5) 压裂返排液

在储层改造过程中排出的压裂返排液中主要含有胍胶、石油类及其他各种添加剂。本工程共产生约 2450m³ 压裂返排液。废水中主要污染指标为 pH、COD、SS 等。

压裂返排液采用专用废液收集罐收集后及时拉运至百口泉注输联合站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油藏，不对外排放。

5.4.2.1 运营期废水

本工程运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。

①采出水

油藏采出废水进入百口泉注输联合站采出水处理系统处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油藏，不外排。

②井下作业废水

井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至百口泉注输联合站进行处理达标回注。

③集输管道对地下水影响分析

本工程集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。

综上，正常情况下，本工程采出水经处理达标后回注油藏，综合回注井地质和结构资料，回注层与工程所在区域内潜水含水层及承压水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵；集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。即正常情况下，本工程的实施对地下水的影响较小。

5.4.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

(1) 采出水

项目建成投运后，单井气液混输至百口泉注输联合站进行处理。

本工程新建采油井的采出水依托百口泉注输联合站含油采出水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油藏，不外排。百口泉注输联合站采出水处理系统设计处理能力11000m³/d，现状处理量为8715m³/d，现状剩余处理能力2285m³/d，可满足本工程处理需求。污水处理工艺采用“重力除油→混凝沉降→过滤”三段式工艺和“重力除油+生物接触氧化+过滤”工艺，处理后的废水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）规定的回注标准后回注，不外排。

（2）井下作业废水

本工程井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送百口泉注输联合站处理。处理站污水处理工艺采用“重力除油→混凝沉降→过滤”三段式工艺和“重力除油+生物接触氧化+过滤”工艺，设计处理能力11000m³/d，现状处理量为8715m³/d，现状剩余处理能力2285m³/d，本工程产生的井下作业废水量较小190.4t/a，依托可行。

5.5 地下水环境影响分析与评价

5.5.1 水文地质条件

5.5.1.1 地质条件概况

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

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

5.5.1.2 区域水文地质条件概况

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

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

在玛中油田的西北侧、北侧，属于白杨河与和布克尔河流域。白杨河从西侧汇流到艾里克湖、和布克尔河从北侧汇入玛纳斯湖，在玛纳斯湖的西侧与北侧形成了白杨河冲洪积扇、和布克尔河冲洪积扇。近一个世纪来，在农业开发与其他人类活动影响下，白杨河及和布克尔河地表径流不能到达玛纳斯湖，玛纳斯湖面的日渐萎缩使玛纳斯湖到石南地区成为宽阔的荒漠及沙漠地区。区域水文地质图见图5.5-1。

5.5.1.3 地下水类型、含水层及富水特征

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

根据地下水赋存条件、水力性质及水利特征，评价区内地下水主要为碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水，具有双层或多层结构。其中浅层承压水含水层顶板埋深小于 50m，含水层为第三系粉砂岩、细砂岩；深部承压水含水层的顶板埋深一般大于 100m，含水层岩性为砂岩、砾质砂岩夹薄层砂质泥岩。根据区内已施工的供水井资料，富水性弱。地下水矿化度较高，一般在 10g/L 左右。具体见图 5.5-2 评价区水文地质图。

5.5.1.4 地下水的补给、径流、排泄

受区域水文地质条件控制，评价区地下水主要接受侧向径流、大气降水垂向渗漏补给。该区浅层地下水的总体径流方向由东南向西北方向潜流，汇集于此的深部承压水径流速度缓慢，几乎处于滞缓状态。由于气候干燥，浅层的地下水由水平运动转化为垂直运动，大量的消耗、蒸发排泄，及侧向径流排泄。

5.5.1.5 地下水化学特征

由于越靠近盆地的腹地，气候干燥，地下水补给总体上来源匮乏，蒸发浓缩作用强烈，加之径流速度也缓慢，导致其矿化度逐渐升高、地下水水质逐渐变差，地下水多为半咸水及咸水。区内地下水水化学特征水平方向上变化很小，但在垂向上，无论是矿化度还是水化学类型均存在一定的变化。在垂向上，地下水化学类型由浅部的 Cl-Na 型过渡到 Cl·SO₄-Na 型；浅层承压水矿化度向深层承压水的矿化度逐渐减，地下水矿化度从大于 10000mg/L 变化到 5000~10000mg/L 左右。

图 5.5-2 评价区水文地质图

5.5.2 施工期地下水环境影响分析

根据前文 5.4.1 节，施工期废水不外排。

另外，项目钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；本项目井身的表层套管的下入深度 500m，固井水泥浆返至地面封隔上部地层，二开套管的下入深度至井底部，均采用水泥浆进行固井，水泥浆返至地面，可满足本项目的地下水保护需要，可有效的保护地下水环境不受污染。本项目使用水基钻井液，钻井过程中，严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。由于本项目油藏目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的废水不与当地水体发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域水环境产生影响。

施工期间钻井井场内的柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐等均铺设 HDPE 防渗膜，可对土壤及包气带起到良好的防护。

综上，本工程施工期间无废水外排，施工过程中产生的废水和固体废物均得到妥善处理。故施工期对地下水环境的影响很小。在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

5.5.3 运营期地下水环境影响分析

5.5.3.1 正常状况下水环境影响分析

(1) 废水对地下水影响分析

本工程施工期废水不外排。施工过程中产生的废水和固体废物均得到妥善处理。故施工期对地下水环境的影响很小。在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

运营期废水污染源主要为采出水、井下作业废水，污染物主要为石油类。根据前文 5.4.2.1 节，本工程运营期产生的采出水、井下作业废水均得到妥善处置，不外排，正常情况下不会对地下水产生影响。

(2) 落地油对地下水影响分析

本项目在修井及采油等过程中都可能产生落地油。根据中国石油新疆油田分公司作业要求，井下作业必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。中国石油新疆油田分公司要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的的影响很小。

(3) 集输管道对地下水影响分析

本工程集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。

(4) 回注水对地下水影响分析

① 注水层位及回注层地质构造

油藏地质学中将适宜油气聚集成藏的场所称为“圈闭”。圈闭是油气藏形成的基础，没有适宜于油气富集聚集的圈闭，就不可能形成油气藏。油藏圈闭的形成必须具备以下 3 个基本要素：

- 1) 具备适于油气储集的储集层；
- 2) 具备遮盖着储集层，阻止油气向上逸散的盖层；
- 3) 具备从各方面阻止油气继续运移，促使油气聚集的遮挡条件，这种遮挡条件可以是盖层本身的弯曲变形，也可以是如断层、岩性变化等阻隔油气横向运移的遮挡条件。

采用注水开发目的是为补充油藏能量、提高驱油效率、稳定油井采收率。无论是清水注水还是采出水注水，注入层位均为开发油藏。根据油藏开发预测指标，本项目注水层为侏罗系白碱滩组 J₂t，即油藏层，回注井井深为 3050~3460m，均为直井，回注层渗透率 6.06mD~45.5mD，玛中 4 井区白碱滩组 J₂t 油藏开发 15 年年注水量为 $3.14 \times 10^4 \sim 8.71 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，第 2 年注水量达到最大值，平均日注水量 $242 \text{m}^3/\text{d}$ ，注水规模按 $290 \text{m}^3/\text{d}$ 设计，新增水井注水系统设计压力为 25Mpa，本次油区新增注水井采用单干管多井配注工艺，在配水橇内采用恒流配水装置进行

单井配水计量调节。根据油藏开发方案，回注层地层的破裂压力为 61.0Mpa，本次注水压力为 25Mpa，低于回注层破裂压力。根据地层资料，回注层上覆清水河组约 338~420m，其砂岩、泥岩互层，全区稳定分布，可作为回注层直接封盖层，确保了回注污水不破坏上部的第四系，下伏西山窑组岩性为灰色粉砂岩、细砂岩、褐灰色粉砂质泥岩为主，厚度 72~194m，可对回注污水实现有效封堵。

根据中国地质调查局已出版的《准噶尔盆地地下水资源及其环境问题调查评价》，由于地层岩性和埋藏深度等条件的制约，白垩系—侏罗系岩层被新近系碎屑岩覆盖，地层埋藏深，无现代大气降水和地表水补给的可能，加上受油气、煤炭等沉积环境的影响，水量不大，水质差，无开采价值。所以，回注层中不存在具有开采意义的地下水资源。

②注水水质

本工程采出水经百口泉注输联合站采出水处理系统处理，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）中储层空气渗透率 $\geq 2.0\mu\text{m}^2$ 的标准（表 2.5-5）后回注油藏（侏罗系白碱滩组）。

③注水井井身结构

各回注井采用二开井身结构，根据注水井井身结构示意图可知，注水井均通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染；井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；仅井体底部的钢质封闭管壁设置射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，设置控制加压装置，防止对近地表的地下潜水与地表水的污染。因此，回注地层的采出水，在正常状况下无法跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层。回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，可对回注水实现有效封堵，故可认为不会对地下水水质产生影响。

综上，按照油气藏形成和赋存的地质构造条件，油藏与含水层之间不存在水力联系。因而，从注水层位及回注层地质构造分析，在正常的油田开发过程中，回注到含油藏的采出水不会对回注层之外的地下水含水层水质产生影响，有效保护地下水层，满足《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)的相关要求。

5.5.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

运营期非正常工况下，废水污染源主要为油水窜层、集输管线的采出液和井下作业废水的泄露，污染物主要为石油类。

包括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、输气管线运行过程中，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油品泄漏；油水窜层、井喷、集输管道采出液的泄露等。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。

油田开发对地下水污染的途径主要分两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

(1) 穿透污染影响分析（窜层）

污染物沿着裂隙或孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染。以该种方式污染地下水的主要是采气过程中套外返水。一但出现套外返水事故，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水串层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

油气窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致油气窜层使地下水受污染。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油井或注水井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油藏几乎没有多少压力，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。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对工程区下游第四系含水层水质的影响，针对污污染物进入到第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

当发生窜层时，污染物进入到含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，工程区内的污染物通过孔隙、裂隙径流至下游第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄露点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本次主要关注对项目区下游第四系含水层的影响，故本报告采用解析法对下游第四系含水层的影响进行预测。

③预测因子

油井套管发生泄漏，采出液中污染物主要有石油类等污染物。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数较大的因子作为预测因子。根据采出液污染物特征，本次选取石油类作为预测特征因子。

④预测模型

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用，对污染物与液体介质(地下水)、固体介质(包气带介质和地下水含水介质)等的化学反应(如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应)等可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

1) 对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、弥散作用是污染物运移的主要因素。

2) 污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大(或潜在)影响范围，符合保守性评价原则。

3) 对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确的模拟还需要大量的实验支持。

4) 在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

本项目地下水环境影响评价等级为二级，按照导则要求需要采用解析法进行预测。本次评价将以地下水评价范围作为地下水环境影响预测范围，在此范围内水文地质参数基本不变或变化很小，且评价范围内水文地质条件简单，适合采用解析法进行计算。综合考虑以上因素，结合项目区水文地质条件及资料掌握程度，最终确定采用数学模型法中的地下水溶质运移解析法进行预测评价。

根据项目特点，本次预测的对象为潜水含水层。根据前文分析，含水层是一个地下水流连续、渗透能力各向异性明显的含水统一体。根据评价区水文地质情况和地下水评价预测模型的适用条件；将水文地质条件概化为：含水层之间无水力联系，调查评价范围内各含水层厚度均一，含水层水平均匀展布。

污染物在含水层中的迁移，特别是泄露点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。本次按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

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

以上式中： x —距注入点的距离，m；

t —时间，d；

$C(x, t)$ — t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C_0 —注入的示踪剂浓度，g/l；

u ——水流速度，m/d；

n ——有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

$\operatorname{erfc}(\quad)$ —余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为细砂、粉细砂。本次评价水文地质参数主要通过勘察资料及经验值确定。模型中所需参数及来源见表 5.5-1。

表 5.5-1 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.016m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$, 根据导则推荐的经验值, 评价区内渗透系数取 10m/d; 根据准噶尔盆地沙漠区流场图, 区内地下水水力坡度约 0.5‰。
2	D_L	纵向弥散系数	$0.16m^2/d$	$DL=\alpha Lu$, αL 为纵向弥散度。由于水动力弥散尺度效应, 难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度, 结合项目区水文地质条件、生态环境部发布的《地下水污染模拟预测评估工作指南》附录 C 中经验数值及《地下水溶质运移理论及模型》(中国地质大学出版社), 本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	32%	依据《水文地质手册》(第二版)中表 2-3-2 及区内已有勘察资料, 细砂孔隙度为 0.4, 而根据以往生产中经验, 有效孔隙度一般比孔隙度小 10%~20%, 因此本次取有效孔隙度 $n=0.4 \times 0.8=0.32$ 。
4	t	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度	
5	C_0	污染物浓度	参照美国石油协会石油烃标准化工作组 TPHCWG (1997) 中关于石油类污染物的溶解度等相关文献, 取 18 mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值, 作为本次预测的源强。石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中 III 类, 将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。	

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型, 便可以求出不同时段, 在预测情景下, 泄露了不同天数 (100 天、1000 天、3650 天) 时, 污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-2、表 5.2-3, 图 5.5-3。

表 5.5-2 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

100d		1000d		3650d	
距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)
0	18.000	0	18.000	0	18.000
5	8.540	10	14.900	20	17.100
10	2.220	20	10.300	40	14.600

15	0.295	30	5.740	60	10.600
18	0.063	40	2.480	80	6.120
19	0.035	50	0.816	100	2.720
20	0.019	60	0.203	120	0.906
25	0.001	69	0.046	140	0.222
30	0.0000	77	0.010	158	0.048
35	0.000	90	0.001	174	0.010
40	0.000	100	0.000	200	0.000

表 5.5-3 预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境 敏感点
石油类	100d	18	20	无
	1000d	69	77	无
	3650d	158	174	无

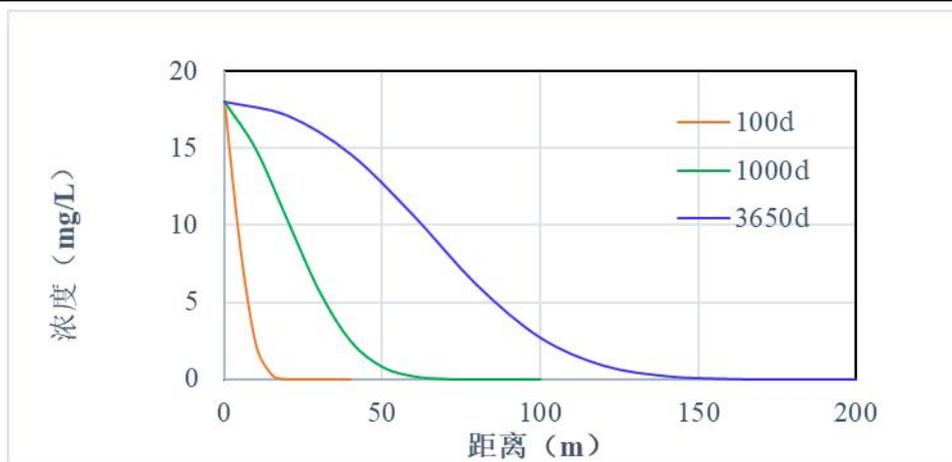


图 5.5-3 发生长期泄露后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，在预测期间，随着距离的增加，污染物的浓度呈减小的趋势；随着泄漏时间的增加，污染因子的影响范围随着时间的推移逐步扩大。石油类污染物浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 18m、69m、158m，影响距离分别为 20m、77m、174m，影响范围内均为沙漠，无居民饮用水井等敏感点，但非正常工况时下渗废水对该地区地下水存在潜在影响。因此，为预防污染的发生和污染源的形，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，确保固井质量符合要求，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，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

(2) 渗透污染影响分析（地表泄露事故）

地面及包气带污染物沿着松散的孔隙下渗至含水层致使地下水污染的方式称渗透污染。本项目可能产生的渗透污染主要是井喷、集输管线泄露、落地油渗漏等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

当区域地层压力增大，就可能引发井喷事故。管线与法兰连接处、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。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。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。

①预测情景

通常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、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。由于管线、油罐泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

本次考虑最不利情况，管线泄露的污染物通过包气带土壤入渗到地下水含水层中，针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

根据区域水文地质条件，地下水类型主要为第四系潜水含水层。当泄漏量很大时，石油类污染物可能通过包气带进入到潜水中，影响潜水水质。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况并截断，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测模型

污染物在浅层含水层中的迁移,可将预测情形概化为一维短时泄露点源的水动力弥散问题。在模型计算中,对污染物的吸附、挥发、生物化学反应均不予以考虑,对模型中的各项参数均予保守性估计。

$$c = \frac{c_0}{2} \left[\operatorname{erfc} \left(\frac{x - ut}{2\sqrt{D_L t}} \right) - \operatorname{erfc} \left(\frac{x - u(t - t_0)}{2\sqrt{D_L t(-t_0)}} \right) \right]$$

以上式中: x —距注入点的距离, m ;

t —时间, d ;

$C(x, t)$ — t 时刻 x 处的示踪剂浓度, g/l ;

C_0 —注入的示踪剂浓度, g/l ;

u —水流速度, m/d ;

n —有效孔隙度, 无量纲;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ;

$\operatorname{erfc}(\)$ —余误差函数。

④预测参数及因子

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。石油类因子是油田开采污染检测项的特征污染物。因此,本次影响预测以石油类进行预测。具体见表 5.5-3。

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型,便可以求出不同时段,石油类在预测情景下,不同天数(100天、1000天、3650天)时,污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.5-4、表 5.5-5,图 5.5-4。

表 5.5-4 石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果(短时泄露)

100d		1000d		3650d	
距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)
0	0.010	0	0.002	0	0.000
5	0.035	10	0.005	20	0.001
10	0.024	20	0.007	40	0.002

100d		1000d		3650d	
距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)
14	0.009	30	0.007	60	0.003
20	0.001	40	0.005	80	0.003
25	0.000	50	0.002	100	0.002
30	0.000	60	0.001	120	0.001
35	0.000	70	0.000	140	0.000
40	0.000	80	0.000	160	0.000
45	0.000	90	0.000	180	0.000
50	0.000	100	0.000	200	0.000

表 5.5-5 预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内居民饮用水井
石油类	100d	0	14	无
	1000d	0	0	无
	3650d	0	0	无

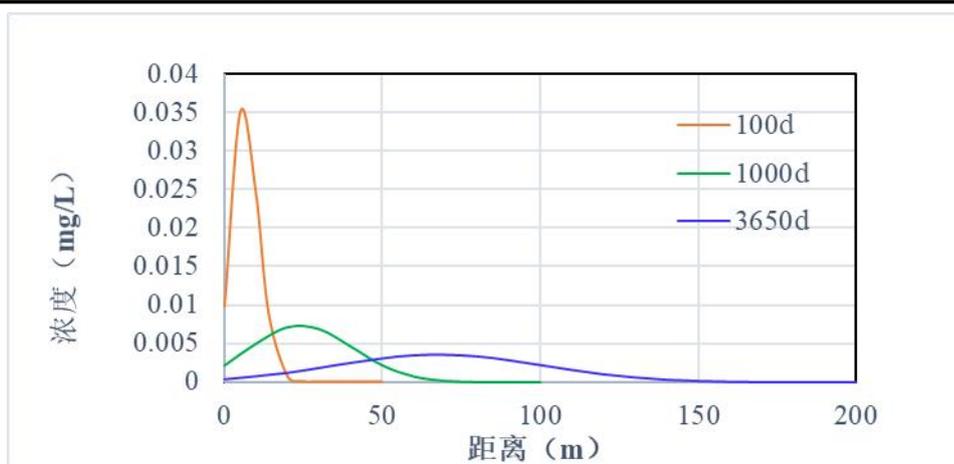


图 5.5-4 发生泄露后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果,在本次设定的预测情形下:当泄露发生后,在预测期间,随着距离的增加,石油类在含水层中在水动力弥散作用下,沿地下水流向运移,污染物的浓度呈先增大后减小的趋势;随着泄漏后的时间的增加,影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。石油类浓度在预测100d、1000d、3650d时地下水最大影响距离约14m、0m、0m,故在处理及时的短时泄露预测情境下对该地区地下水影响较小。

在非正常状况下，由于项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，因此，泄露对地下水环境产生的影响非常有限，但仍存在潜在影响，故井场、站场、集输管道等必须采取必要的防渗、防渗措施，在非正常状况下，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，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

综上，本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.5.4 退役期水环境影响分析

当油井开发接近尾声时，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。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等。

在按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》等相关要求做好封井工作，防止串层，并按照相关部门要求做好场地清理，对固废废物进行妥善处置，对水环境的影响很小。

5.5.5 地下水环境评价结论

本工程钻井期钻井废水采用不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。管道试压废水经沉淀后用于降尘，不会对当地水环境产生大的不利影响。运营期的采出水依托百口泉注输联合站处理，井下作业废水依托百口泉注输联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)相关指标后，回注油藏。在正常情况下，本工程产生的废水不外排，工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷

及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本工程对地下水环境的影响较小。

本次地下水评价，设置了项目非正常工况情景，结合评价区水文地质条件，进行了预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。建设单位对地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，落实相关保护措施的情况下，该项目对水环境的影响是可以接受的。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

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

(1) 人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场建设、管道敷设建设过程中，车辆行驶、机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

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）在地表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。本工程评价区域内土壤类型主要是风沙土，植被覆盖度较低，油气开发工程占地开辟了土地利用的途径，井场、站场和管道的施工场地、临时施工营地等产生的这种影响非常轻微。

(2) 钻井作业对土壤环境的影响

本工程开发建设期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如钻井井场、站场等占地，以及堆积、挖掘、碾压、践踏等均改变原有的土壤结构。油田开发期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难

以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

①钻井作业对土壤环境的影响

本工程部署新钻 14 口采油井，钻井作业均采用“泥浆不落地系统”对废弃泥浆和岩屑进行收集处置，对土壤的环境影响轻微。

②固体废物对土壤的影响

本次钻井施工作业采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井过程中的钻井液采用不落地技术处理，分离出的液相继续回用于钻井，无废水及废弃钻井液外排；钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后的岩屑必须满足《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/T7300-2016）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，方可用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；但为防止土壤污染，不得用于填充自然坑洼。

（3）站场、井场建设

本工程开发建设期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如井场、站场等占地，以及堆积、挖掘、碾压、践踏等均改变原有的土壤结构。油田施工期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

（4）管线施工对土壤环境的影响

本工程管线施工作业带宽 8m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

（5）水土流失及沙化影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、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。施工期间，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，这种影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本工程地面建设的内容主要包括井场的建设、管线的敷设等，但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

综上所述，施工期对项目区土壤环境影响不大。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 土壤环境等级划分

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境影响分为生态影响型和污染影响型，本工程为石油开采项目，本工程井场、站场建设属于I类项目，输油、输水管线建设属于II类项目。

本项目土壤项目类别为I类、II类，生态影响型环境敏感程度为敏感；项目占地规模为中型、污染影响型环境敏感程度为不敏感。

综上，生态影响型土壤环境影响评价工作等级为一级，污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。

5.6.2.2 土壤污染途径

本工程为油气开采项目，拟建工程土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。运营期本工程采用密闭集输系统进行油气集输，正常情况下不会对土壤

环境造成污染。非正常情况下含油污水泄漏可能会对土壤环境造成污染。结合项目特点，本节主要分析非正常状况下泄漏对土壤环境的污染影响，以及对土壤理化性质的影响和累积影响。

油田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在场站永久占地内，各种污染物尤其是石油烃污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

事故时排放的含油污水量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，油田生产中一定要严防采出液泄漏事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对含油污水进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

5.6.2.3 正常状况下对土壤环境的影响分析

本工程污染土壤的途径主要为采出液输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。

运营期正常工况下，本工程采出水和井下作业废水均得到妥善处置；各种运行期固废得到妥善处置；生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，不会对土壤环境产生影响。

5.6.2.4 非正常状况下对土壤环境的影响预测分析

拟建工程所处区域土壤属于无酸化或碱化，属于重度盐化的区域，拟建工程土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

5.6.2.4.1 生态影响

考虑事故状态下，井口与单井集输管道连接处破裂后，采出液或回注水进入表层土壤中，单井集输管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭井场，并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从集输干线中泄漏的采出水量为 3.5m^3 。采出水中矿化度为 18443.97mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为： $3.5 \times 18443.97 = 64553.9\text{g}$ 。

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

1) 单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b-表层土壤容重，kg/m³；

A-预测评价范围，m²；

D-表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b-单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 20m×20m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 1.7×10³kg/m³，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为 19.69g/kg~85.61g/kg。预测年份为 0.027a(10 天)。

根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.015g/kg，叠加现状值后的预测值为 19.705~85.625g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，泄漏点周边区域土壤中盐分含量变化很小。土壤盐化程度不变。在发生泄漏后，新疆油田公司应按要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，将泄漏事故对土壤环境的影响减至最低

5.6.2.4.2 污染影响

本次土壤环境影响主要考虑非正常工况下，集输管道的采出液泄露，垂直入渗对土壤的环境影响。

经查阅相关资料，目前项目区用地性质为盐碱地和沙地，土壤类型为盐土、灰漠土。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不同环节与不同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。运营期本工程土壤影响类型与途径见表 5.6-1，影响因子见表 5.6-2。

表 5.6-1 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	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	--	--	--	--	--	--	--	--
运营期	--	--	√	--	--	--	--	--
退役期后	--	--	--	--	--	--	--	--

表 5.6-2 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	备注
管线	/	垂直入渗	石油类	事故工况

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为管线垂直下渗造成的土壤污染。故将本工程土壤环境影响类型划分为污染影响型和生态影响型，主要影响方式为垂直下渗。

(1) 溢油污染过程分析

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。见图 5.6-1。

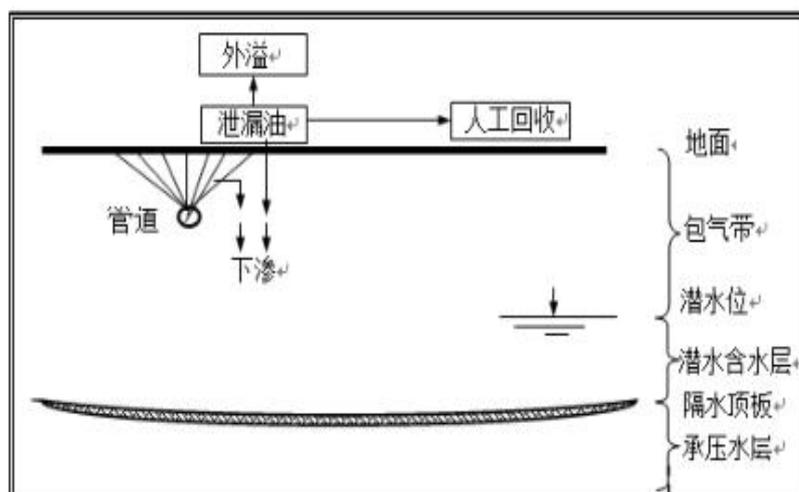


图 5.6-1 溢油污染过程示意图

——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。油流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（密度、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。对一般的粘土或细砂土层而言，溢油的影响主要集中在地面以下 2m 以内。同时，在污染集中的地表层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去除。

——溢油在潜水含水层中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）垂直入渗途径

本工程污染土壤的途径主要为采出液输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。

本工程正常生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄露等事故情况，可及时发现，及时处理。

①预测方法

采用类比分析法进行预测。

②预测情景设定

类比数据来自同类型集输管道在非正常工况下，输油管线事故泄漏情况，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、30min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度。

③污染物预测评价因子

污染物预测评价因子为石油类。

④预测结果

类比同类型输油管线事故泄漏情况，非正常情况下，表层土壤中石油烃类含量可达 5000mg/kg。考虑持续注入非饱和带土层中 10min、30min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见表 5.6-3。

表 5.6-3 非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

污染物种类	计算值	污染物运移的超标扩散深度			
		10min	30min	1h	2h
石油类	影响深度 (m)	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度
	包气带底部石油类浓度 (mg/L)	515.1569	769.3116	875.3160	942.9776

从上表中看出，原油发生泄漏 2h 的情况下，随着时间的增加，包气带底部石油类浓度越来越大。

从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在地表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

运营期须定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运营期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本工程对土壤环境影响可接受。

5.6.2.5 小结

综上，本工程采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生井喷及管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油类物质覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土

壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

5.6.3 土壤环境影响自查表

本工程土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-4。

表 5.6-4 土壤环境影响评价自查表

工作内容		玛中油田玛中4井区白碱滩组油藏整体开发部署工程环境影响报告书			备注
影响识别	影响类型	污染影响 <input type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>			
	土地利用类型	建设用地 <input type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>			土地利用类型图
	占地规模	(73.31) hm ²			
	敏感目标信息	敏感目标(无)、方位(/)、距离(/)			
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他(生态影响) <input checked="" type="checkbox"/>			
	全部污染物	盐分、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			
	特征因子	盐分、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/> ；			井场、站场
		I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/> ；			集输管线
敏感程度	敏感 <input type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；			污染影响型	
	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/> ；			生态影响型	
评价工作等级	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>			污染影响型	
	一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>			生态影响型	
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/> ；			
	理化特性	/			同附录 C
	现状监测点位	层位	井场		深度
			占地范围内	占地范围外	
		表层样点数	5	6	0-0.2m
	柱状样点数	3	-	0-3m	
现状监测因子	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地的45项基本因子、pH、石油烃+土壤盐分含量；《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中基本项目8项+pH+石油烃+土壤盐分含量				
评价因子	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ；GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表 D.2 <input type="checkbox"/> ；其他()				
现状评价	现状评价结论	占地范围内各项监测因子满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表1第二类用地筛选值标准要求。 占地范围外土壤满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中“表.1农用地土壤污染风险筛选值(基本项目)”的pH 7.5所列标准；土壤中石油烃含量较低，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)第二类用地风险筛选值要求。			

影响预测	预测因子	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量						
	预测方法	附录 E <input checked="" type="checkbox"/> ; 附录 F <input type="checkbox"/> ; 其他 (类比)						
	预测分析内容	影响范围 (事故状态下, 井场产生的采出液、井下作业废水进入土壤的 0-3m 土层) 影响程度 (较小)						污染影响型
		影响范围 (集输管线泄漏点) 影响程度 (较小)						生态影响型
预测结论	达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>							
治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 ()						
	跟踪监测	层位	混输站占地范围内	占地范围外	深度	监测指标	监测频次	
		生态影响	表层	1	1	0-0.2m	pH、含盐量	每3年1次
		污染影响	表层	1	1	0-0.2m	石油烃	每5年1次
柱状	1		-	0-3m				
信息公开指标	-							
评价结论	在工程做好分区防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本工程对土壤环境影响可接受							
注 1: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。 注 2: 需要分别开展土壤环境影响评价等级工作的, 分别填写自查表。								

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响

本工程在开发期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、施工废料、施工人员产生的生活垃圾、废油和含油废弃物、废纯碱、膨润土、水泥等包装袋、施工废弃土石方。

本工程新钻井井身结构为三开, 钻井期间均采用为非磺化水基泥浆。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理, 在井场进行固液分离, 分离后的液相回用于钻井液配备; 分离后的固相暂存于岩屑储罐, 委托第三方处置单位进行处理, 处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017) 中相关标准要求后综合利用。检测不合格的岩屑委托有处置能力的第三方单位进行进一步处置, 直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017) 中的综合利用限值后综合利用。

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等, 产生量约为 11.2t。首先考虑回收利用, 不可回收利用部分拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置。

施工期间施工人员生活垃圾总产生量为 21.1t，集中收集后运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置。

钻井过程中，会产生废纯碱、膨润土、水泥等包装袋。本工程新钻 14 口井，因此，项目施工期废纯碱、膨润土、水泥等包装袋产生量约为 0.28t，属于一般工业固体废物，参照执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求，由钻井施工单位集中收集后统一回收处置。

本工程施工期共产生机械设备废油和含油废弃物约 1.4t，废油划分为废矿物油与含矿物油废物类，其危险废物编号为 HW08，采用专用罐集中收集后暂存于撬装式危废暂存间，作业施工结束后，委托克拉玛依顺通环保科技有限公司或其他有危废处置资质单位接收处置。考虑到转运期间的的时间间隔，钻井场地应设置撬装式危险废物临时贮存间，危险废物临时贮存间须严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关要求建设。危险废物转运过程中由专用运输车辆进行运输、转移，按照危险废物收集贮存运输技术规范（HJ2025-2012），并严格按照《危险废物转移管理办法》，对危险废物实行全过程管理。具体措施详见固体废物污染防治措施章节。

本工程开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

5.7.2 运营期固体废物影响

本工程运营期产生的固体废物主要为油泥（砂）、落地原油、清管废渣、废防渗膜、废润滑油。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》（部令第 15 号）和《危险废物鉴别标准通则》（GB5085.7-2019），油泥（砂）和清管废渣、废防渗膜、废润滑油、落地油均属于危险废物。

5.7.2.1 油泥（砂）

根据产排污系数计算，本工程油泥（砂）最大产生量为 756.94t/a。委托克拉玛依顺通环保科技有限公司或其他有危废处置资质单位接收处置。

对照《国家危险废物名录（2021 年版）》，油泥（砂）危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油

脚。含油污泥由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号），实施危险废物转移管理制度。本工程产生的油泥（砂）桶装收集后委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置，基本不会对环境产生不利影响。

5.7.2.2 清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每 2 年清管 1 次。根据类别调查，本工程清管废渣产生量最为 0.064t/a。清管废渣的主要成分为石油类、SS 和氧化铁等，属于危险废物 HW08（071-001-08）。清管时在收球装置的四周铺设土工布，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置，基本不会对环境产生不利影响。

5.7.2.3 废防渗膜

本工程井下作业完成后，进行场地清理时产生的废弃防渗材料最大量约 3.5t/a，为 HW08 类危险废物（废物代码 900-249-08）。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

5.7.2.4 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。根据工程分析，本工程运行后落地油总产生量约 1.4t/a。根据中国石油新疆油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本工程井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司进行处理。

5.7.2.5 废润滑油

运营期废润滑油主要是井下作业和采油过程中机械设备维修中产生的。经类比估算设备维修每次产生废润滑油约 0.7t，其危险废物类别为 HW08 中 900-214-08 车辆、轮船及其他机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自

动变速器油、齿轮油等废润滑油，委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。

5.7.2.6 生活垃圾

运营期工作人员由百口泉采油厂内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

5.7.2.7 危险废物环境影响分析

(1) 危险废物收集

本工程产生的危险废物按照《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）中相关管理要求，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

根据《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022)，收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。

(2) 危险废物暂存

拟建工程运营期产生的危险废物桶装收集后暂存在井场暂存间内，施工结束后委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置。危险废物暂存间应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）建造。具体要求为：

①暂存间地面与裙脚要用坚固、防渗的材料建造，建筑材料必须与危险废物不相容，防渗系数要求 $\leq 10^{-10}$ cm/s。

②暂存间要有足够地面承载能力，并能确保雨水不会流至贮存设施内，贮存设施应封闭，以防风、防雨、防晒、防渗、防腐、防漏以及其他环境污染防治措施。

③暂存间内要有安全照明设施和安全防护设施。

④暂存间内危废堆放处必须有耐腐蚀的硬化地面，且表面无裂隙。

⑤不相容的危险废物必须分开存放，并设有隔离间隔断。

⑥对贮存设施及危险废物进行定期检查。

⑦贮存设施应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式和污染物迁移途径，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不应露天堆放危险废物。

⑧贮存库内不同贮存分区之间应采取隔离措施。隔离措施可根据危险废物特性采用过道、隔板或隔墙等方式。

(3) 危险废物运输过程影响分析

拟建工程产生的危险废物应按照《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)中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

拟建工程运营期产生的危险废物桶装收集后暂存在井场暂存间内，施工结束后委托克拉玛依顺通环保科技有限公司或其他有危废处置资质单位接收处置。运输过程中严格遵守相关规定，产生的危险废物运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(4) 危险废物委托处置环境影响分析

拟建工程产生的危险废物应按照《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)中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

拟建工程落地油、废防渗材料、油泥(砂)、清管废渣等危废可委托克拉玛依顺通环保科技有限公司或其他有危废处置资质单位接收处置。

(5) 运输过程的污染防治措施

运输过程严格按照《危险废物转移管理办法》(生态环境部部令第 23 号)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)执行。危险废物转移过程应采取防扬散、防流失、防渗漏措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒；制定危险废物突发环境事件的防范措施和应急预案，发生危险废物突发环境事件时，采

取有效措施消除或者减轻对环境的污染危害；制定危险废物管理计划，结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物管理台账记录，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息，并填写、运行危险废物转移联单。

拟建工程所产生的危险废物道路运输委托持有危险废物经营许可证的单位，按照其许可证的经营范围组织实施，并在当地生态环境部门批准后进行危险废物的转移。危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》(交通部令(2005年)第9号)、JT617以及JT618执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照GB18597附录A设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按GB13392设置车辆标志；运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。综上，拟建工程危险废物运输过程的污染防治措施可行。

综上，本工程产生的危险废物收集、转移、运输过程中按照《危险废物收集贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》要求进行运输，并由有资质的单位进行处置，对环境的影响很小。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

固废污染源主要为废弃管线、废弃建筑残渣等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送克拉玛依市建筑垃圾填埋场妥善处理。

5.7.4 小结

本次油田建设在开发期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、施工废料、弃土及施工人员产生的生活垃圾。本工程钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备；分离后的固相暂存于岩屑储罐，委托第三方处置单位进行处理，处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中相关标准要求后综合利用。检测不合格的岩屑委托有处置能力的第三方单位进行进一步处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的综合利用限值后综合利用。

施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置；施工人员生活垃圾集中收集后运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置。

本工程运营期产生的固体废物包括油泥（砂）、落地原油、清管废渣、废防渗膜、废润滑油。落地油、油泥（砂）、清管废渣、废润滑油和废防渗膜均委托克拉玛依顺通环保科技有限公司处置；落地油 100%回收。

本工程对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，不会对环境产生较大影响。

6 环境保护措施及可行性论证

本工程实施过程中，会对评价区内的水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对项目在施工期、运营期和退役期拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 设计期环境保护措施

6.1.1 井场、站场选址

结合本工程站场经地区的地形地貌、交通、人文、社会经济状况及工程地质条件，在满足建设单位的要求的同时，采用合理的工程技术，并将工程费用和运行费用控制在合理的范围之内。井场选址主要依据以下原则：

(1) 井场设计严格遵守国家或行业标准《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2015)、《建筑设计防火规范》(2018 版) GB 50016-2014、《油田油气集输设计规范》(GB 50350-2015)、《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T 6276-2014)。

(2) 尽量靠近和利用现有油区公路，方便施工及运行管理，利于将来管线的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

(3) 井场、站场在无人区穿越，不涉及拆迁。

(4) 井场应尽量避免不良工程地质区，保证运行安全可靠。

6.1.2 管道路由选择

结合本工程管道所经地区的地形地貌、交通及工程地质条件，在满足建设单位的要求的同时，采用合理的工程技术，并将工程费用和运行费用控制在合理的范围之内。线路走向的选择中主要依据以下原则：

(1) 线路设计严格遵守国家或行业标准《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)、《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)、《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)、《油气输送管道跨越工程设计标准》(GB/T50459-2017)。

(2) 线路总体走向力求顺直，线路总体走向确定以后，局部线路走向应根据井场和站场的位置作相应调整。

(3) 尽量靠近和利用现有油区公路，方便施工及运行管理，利于将来管线的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

(4) 线路在无人区穿越，不涉及拆迁。

(5) 线路应尽量避免不良工程地质区，保证管道运行安全可靠。

6.2 施工期环境保护措施

本工程施工期对环境的影响主要来自井场、站场施工和管线敷设等方面。开发建设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，例如对生态环境的破坏。

6.2.1 生态环境影响减缓措施

6.2.1.1 井场、站场工程生态环境保护措施

(1) 对井场、站场永久性占地（井场）和临时性占地合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域，严格按照有关规定办理建设用地审批手续；对井场永久性占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失，见图 6.2-1。

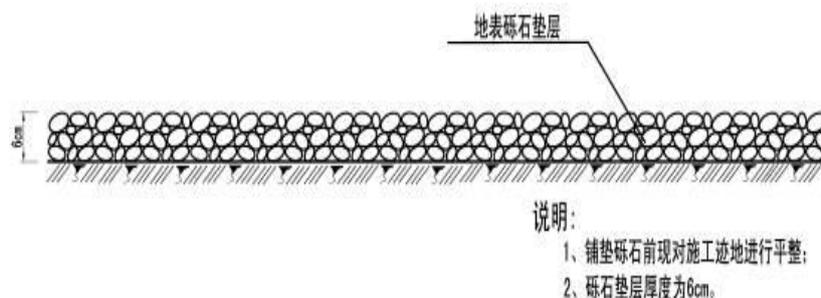


图 6.2-1 井场砾石压盖措施典型设计图

(2) 对工程占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场，防护工程平面图见 6.2-2。

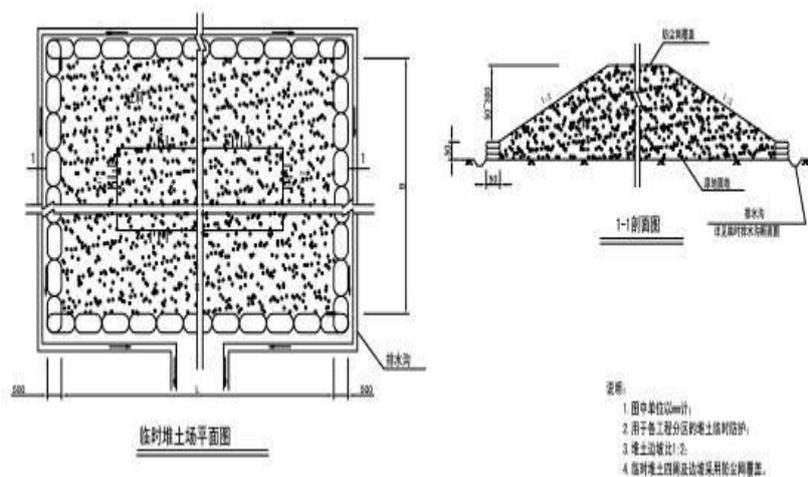


图 6.2-2 临时堆土场防护工程平面布置图

(3) 加强工程区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

(4) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(5) 本工程井场设置临时堆土场区，覆盖防尘网或者防尘布，配合定期洒水等措施，防止风蚀起尘；临时堆土场区四周布设不低于堆放物高度的围挡物挡土，避免造成水土流失。

(6) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

(7) 井场区域主要占地类型为沙地和盐碱地，施工过程中须严格控制井场占地面积，使单井临时占地面积不大于 $100 \times 120 \text{m}^2$ ，运营期占地不大于 $30 \times 40 \text{m}^2$ ，计量站和混输站单座站场永久占地面积分别不大于 600m^2 和 2400m^2 ，减少扰动面积，减少对荒漠植被影响。

6.2.1.2 管线工程生态保护措施

(1) 本工程占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。

(2) 合理调整管线及道路走向，管线施工作业宽度应控制在 8m 以内，注意避让地表植被。

(3) 合理规划工程占地，严格控制工程占地面积，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

(4) 管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(5) 管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

(6) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(7) 施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

(8) 加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

(9) 结合实际完善水土保持方案并严格落实。施工期严格按规范作业，减少对土壤和植被的扰动和破坏，避免水土流失。

(10) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

(11) 工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

(12) 在沙地区域，管线及道路施工结束后，在施工扰动区域采取草方格进行防沙治沙。

6.2.1.3 对评价区植被的生态保护措施

(1) 生态避让

①合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

②井场建设选址尽量少占植被茂盛的地块，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生植物。

③管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

(2) 生态防护

①管线施工范围应严格限制在 8m 范围内。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

②在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

③注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

④充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。

⑤施工中应严格按照环境管理要求，井场建设、池体开挖等土方作业应避开大风天气；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。

⑥尽量减少对动植物的伤害和生境占用。工程建设区域如发现重点保护野生植物、特有植物、古树名木等，需进行就地或迁地保护，并加强观测，具备移栽条件、长势较好的尽量全部移栽。

(3) 生态恢复

①工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任。建设单位制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督

②在施工区域局部有植被分布，须先将原表层土集中分层堆放，待施工完毕后，在临时占地区域对地表土层进行恢复，达到植被生长所需生境；

③施工占地区域土层上部的保护层稳态发生变化，加之区域风力、水力作用较大，土质极易流失，应在临时占地区域进行平整压实，以避免区域生态环境恶化；

④项目用地扰动区域须保护区域生态系统，并根据扰动区域土质情况因地制宜进行修复，减小项目实施对区域生态环境功能的不利影响。

⑤项目施工结束后应因地制宜，在临时占地及影响区域适当对区域植被进行一定程度的恢复，重建与当地生态系统相协调的植被群落，恢复生物多样性。

6.2.1.4 对野生动物的生态保护措施

(1) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

(2) 工程建设区域如发现重点保护野生动物的，须及时保护其生境不被破坏，并重新提出相应优化工程施工方案及运行方式，实施物种救护，划定生境保护区域，开展生境保护和修复，构建活动廊道或建设食源地等。

(3) 工程建设过程中应防止施工噪声、灯光等对动物造成不利影响，高噪声及强光区域应做降噪遮光等防护措施。

6.2.1.5 自然景观保护措施

本工程位于油田开发区，以荒漠生态景观为主。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。油田开发建设后，其原始的荒漠背景变成了以荒漠、油田道路、采油树、抽油机共同存在的自然与人工相互共存的景观格局。

从整体上看，荒漠拼块虽然出现破碎化的倾向，但总体上连通程度仍然维持了较好的状态，仍是区域的景观模地。但如果任凭油田建筑和道路的景观发展，不进行生态治理和保护，也将会使生态环境的演变发生逆转，破坏原有生态环境的稳定性。因此，在项目建设的过程中，必须采取相应的景观保护措施，以保证减缓和避免生态环境恶化的趋势。

(1) 对现有的自然资源，包括植被，直至现有的地形、地貌等都要尽可能的加以保护。

(2) 在管线的选线、敷设过程中，合理的规划布局，根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，减缓对原始自然景观的破坏。

(3) 严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，并实施防风固沙工程和绿化措施，使油田开发与周围景观环境协调发展。

(4) 油田退役后必须完全恢复地貌，彻底封闭油井，及时清除井场残留的固体废物。

6.2.1.6 严格实施防沙治沙措施

由于本工程位于沙漠内，根据《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年修正本）和《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）的要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理。本工程环评针对土地沙化现状、分析了项目实施对周边沙化土地的影响，本工程在建设过程中执行以下防沙治沙措施：

(1) 严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。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道路开拓路线，运输车辆及勘探车辆在规定路线范围内行驶，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。

(2) 本工程总占地面积为 73.31hm²，其中永久占地 6.43hm²、临时占地 66.88hm²。项目井场永久占地范围采用戈壁土+砾石压实铺垫；管线临时占地应在满足施工要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

(3) 优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，避免在大风天气作业，以免造成土壤风蚀影响。

(4) 管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(5) 粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，减少施工扬尘产生量和起沙量。

(6) 施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。

(7) 本工程针对位于沙漠中的部分工程，采取防沙治沙措施。草方格设置原则为：井场四周宽度为 20m，单井集输管线上风向一侧 7m、下风向一侧 5m。施工部署如下：

1) 技术准备

①确保管道回填完成，埋深及外防腐层检测完成。

②熟悉及审查设计图纸及有关资料；

③编制施工方案，明确提出施工的范围和质量标准，并制定合理施工工期，施工方案编写完毕，并经各方审核、批准、且对施工人员进行交底。

2) 施工要求

①整平边坡，清除坡面松土、石屑、植物残根等。

②根据施工图纸，测量放出坡脚线，平台控制点等。并在坡面上挂线或石灰打线放出 1m×1m 的正方形方格网，方格网与坡脚线成 45 度(或 135 度)的角。

③利用大型拖拉机配合倒运芦苇材料。

④植草制备：选用芦苇在扎制前要碾压，目标是将管状的植草压劈,改变为柔性材料。扎制前将材料切成 40-50cm 长的段，整齐堆放。

铺放植草：沿草方格网线平铺植草，扎制材料要垂直“线”排放，并置中间位置于线上。先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。

③植草沙障防护必须符合相关技术标准、规范以及图纸要求，监理抽查合格后，再进行下一道工序的施工。

3) 施工措施

①沙丘及粗沙平地固沙方式

对于沙丘地及粗沙平地的固沙方法通常采用的方式为以管线为中心，在该地区主风向的上风向草方格固沙宽度不小于 40m，在风沙地区主导风向下风向草方格固沙 20m，同时在管道主风向上方 $\geq 10\text{m}$ 左右，地势较高的沙丘顶部，设置阻沙栅栏，以防止管线伴行路及管线被风移沙丘埋没。如下图 6.2-3 草方格通用设置图和 6.2-4 移动沙丘固沙平面示意图。

②草方格固沙

草方格材料可就地选用芦苇，将之充分压碾使之变柔，且不散碎，用切割机将之分解成长 40-50cm 左右的小段。规划好草方格的位置后，先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。为确保草方格能固住流沙，及不被风吹走，草方格的埋设能按设计规定进行施工，施工时采用平头铁锹将插入沙中，插入深度应在 25-30cm 之间，地表留 15-20cm 之间，草方格成形后将其根部压实，并在方格内填沙，使麦秆、谷秆向外倾斜形成圆滑过度的凹面。用脚将芦苇根部沙子踩紧，并用铁锹将方格中心沙子向外扒一下，使之形成弧形洼地。

草方格通用设置图见图 6.2-3，移动沙丘固沙平面示意图见图 6.2-4。

本工程防沙治沙措施主要采用草方格固沙方式，该方法具有普遍性、通用性、高效性，是比较有效的防沙治沙措施。

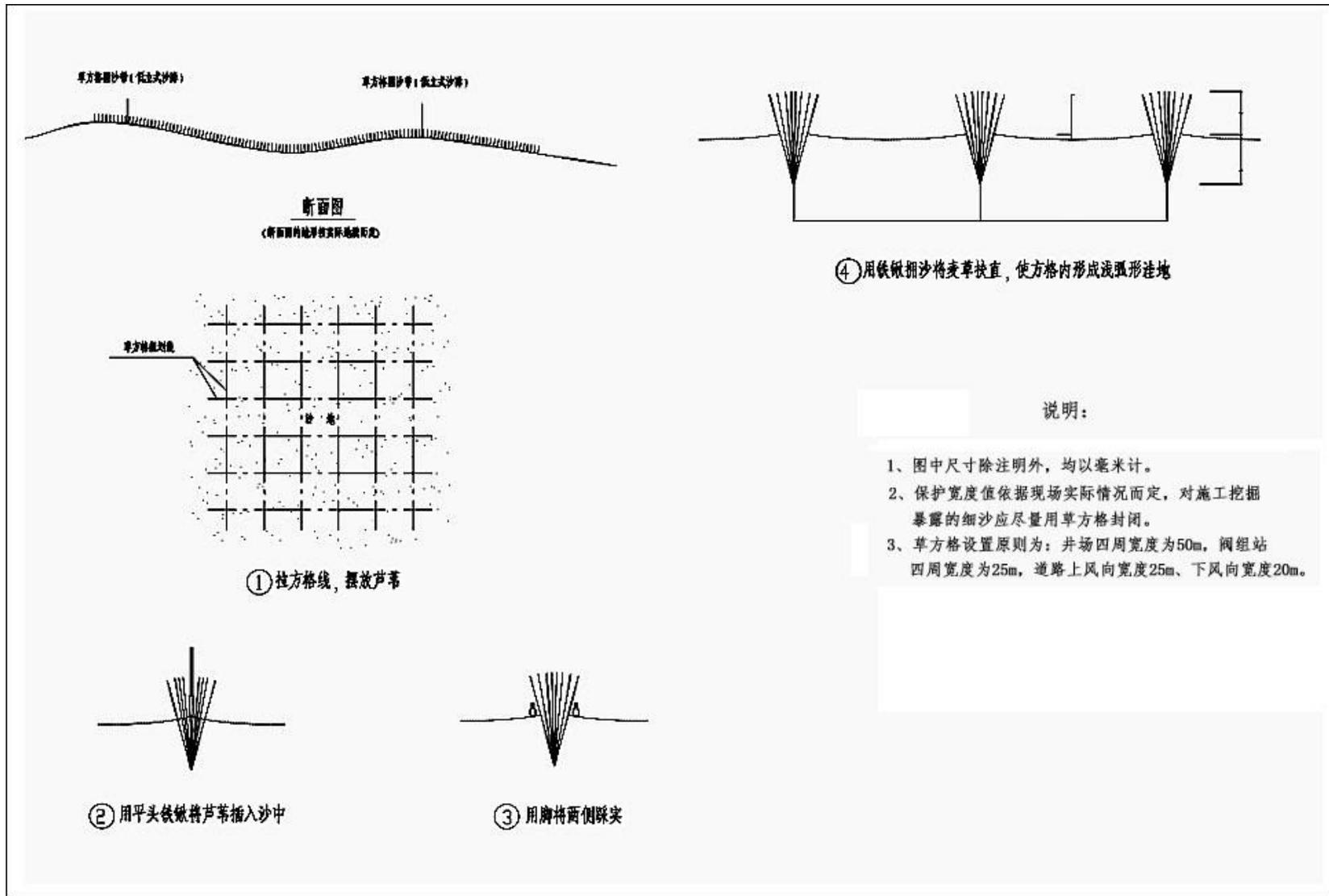


图 6.2-3 固沙草方格设置通用图

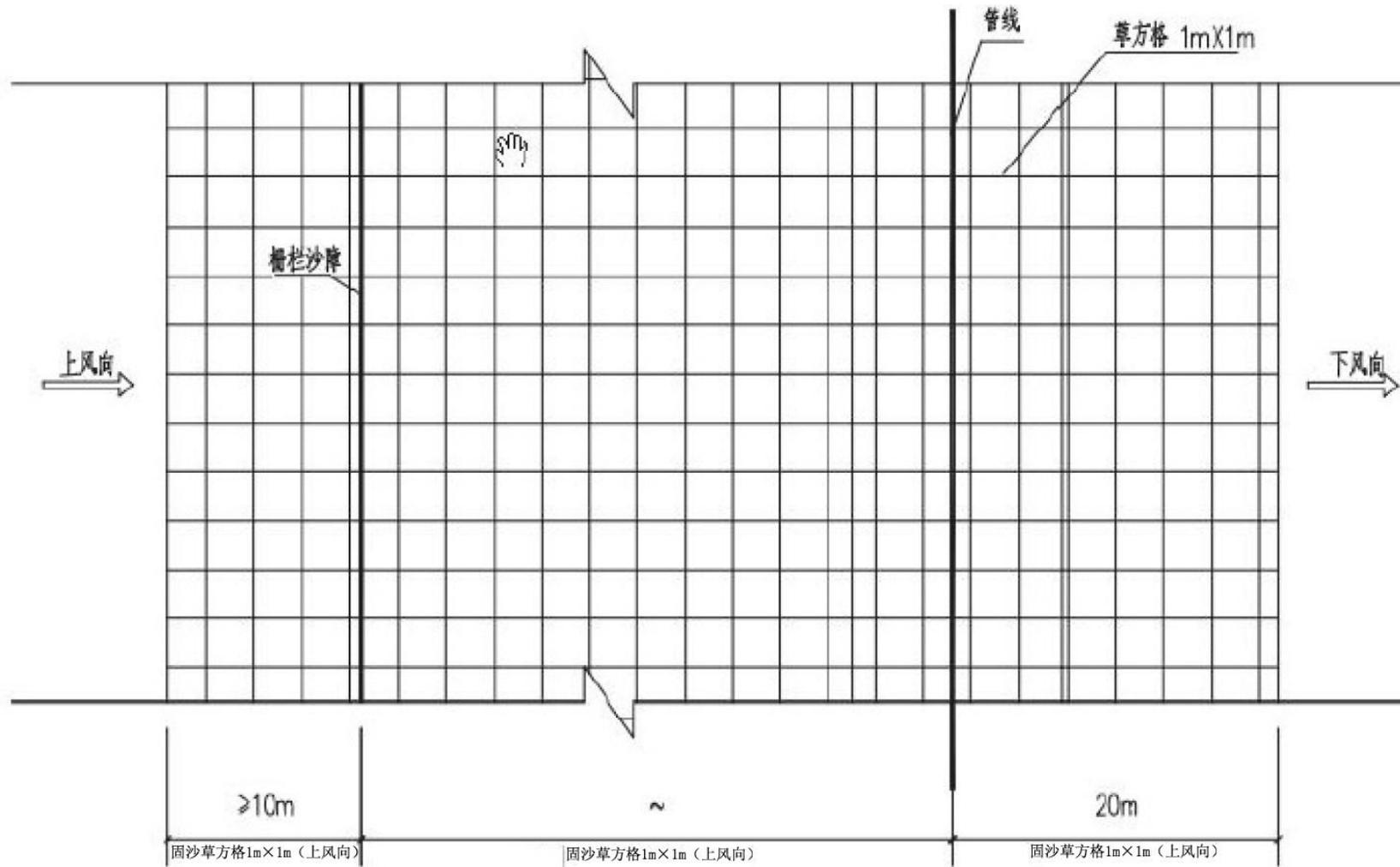


图 6.2-4 移动沙丘固沙平面示意图

6.2.1.7 水土流失防治措施

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,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风沙土所覆盖,项目区为裸地,属于典型沙质荒漠生态系统。由于满深区块干旱少雨,水资源极度匮乏,植被生长主要靠地下水维持,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,在顺北地区进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现,因此,本次水土流失防治主要以工程措施为主。

根据水土保持防治分区,在现场调查基础上,针对本工程施工建设活动引发水土流失的特点和造成危害程度,采取有效的防治措施,合理安排施工进度,按照与主体工程相衔接的原则,对不同区域新增水土流失部位进行对位治理,通过分析评价主体工程已经实施的措施、存在问题等,优化并补充完善工程防治措施、临时防护措施,形成一个综合防治措施体系。详见图 6.2-5。



图 6.2-5 本工程的水土保持措施图

(1) 工程防治措施

①井场、站场工程区

井场、站场工程区施工活动主要表现在由于场地平整及堆垫,扰动原地貌,增加了施工区的水土流失强度。主体设计已有砾石压盖措施;方案补充场地平整、彩条旗拦挡和洒水降尘等措施。

②管道工程区

管道工程区主要是管沟开挖及管道施工对地面的破坏，主体设计未采取防护措施，方案补充场地平整、彩条旗拦挡、防尘网苫盖和洒水降尘措施。

(2) 水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

①项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避免植被茂盛地段，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施工时，在有植被分布地段，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，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。在施工过程中，不得随意碾压项目区内其他固沙植被。井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。尽量避免沙丘，减缓对沙丘活化的影响。

③施工中严格按照规定的施工占地要求，划定适宜的堆料场。避免在大风、雨天施工。施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作。井场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。

④严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

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。

⑥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。

⑦对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

6.2.1.8 其他生态保护措施要求

(1) 在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便自然植被后期自然恢复。

(2) 加强施工期环境监理，委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期。监理的重点内容是：施工过程中表土分层堆放，施工结束后的草方格布置情况，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。生态监理要求应落实在管线和站场工程项目承包招标书中。

综上所述，本工程在施工期采取的生态环境影响减缓措施可行。

6.2.1.9 生态保护工程的技术和经济可行性

本工程永久占地为盐碱地和沙地，征用的土地需按照塔城地区和布克赛尔自治县自然资源部门的相关规定，支付一定的占地补偿费，具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。

本工程开发期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法、防沙治沙等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少地表破坏，减缓水土流失，抑制荒漠化发展起到了一定的积极作用。

——对油田的永久性占地（井场等）合理规划，严格控制占地面积。

——按设计标准规定，严格控制施工作业带（开挖）面积，包括井场用地面积不得超过钻机作业标准规定，油田内管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿道路纵向平行布设。以减少地表破坏，减少土方的暴露面积。

——施工作业尽量利用原有公路，沿已有车辙行驶，若无原有公路，严格执行先修路，后开钻的原则进行。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。不随意开设便道。

——施工机械在不得在道路、井场以外的行驶和作业，保持地表不被扰动。

——施工作业结束后，应考虑防风固沙。

——在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护作业区生态环境的意识。

管道施工通常只有几个月，施工结束后受损植被可逐渐恢复，采取一些人工恢复措施后，受损生物量基本可以全部恢复。评价范围内，野生植物和野生动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物和野生动物影响较小。在采取以上措施后，类比本区域已开发工程所采取的环保措施可知，项目的生态保护措施是可行的。

6.2.2 大气污染防治措施（以下标蓝的只改了标题序号！！）

施工期废气主要包括井场、管线作业带等施工场地平整清理、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等。提出以下大气污染防治措施：

（1）场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

（2）避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

（3）施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

（4）合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（5）合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

（6）管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

（7）加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

（8）加强对施工机械、车辆的维修保养。保证车辆不超负荷运行，从而从源头减少车辆废气对环境的影响。使用高质量柴油机、柴油发电机和符合国家标准的柴油。

(9) 采用防喷器组（环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器）等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

(10) 钻井中发现地层有可燃或有害气体，应立即采取有效措施防止井涌井喷，并把可能产生的气体引入燃烧装置烧掉。

(11) 井场应采用密闭下料系统，防止粉尘污染井场环境。

(12) 钻井过程中，加强钻具的管理，严格执行钻具检查和倒换使用制度，及时发现钻具事故隐患，避免发生因钻具不合格导致井喷事故。

以上的大气污染防治措施可使本工程建设对环境空气影响减少，是可行和有效的。

6.2.3 噪声防治措施

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

(1) 钻井期做好泥浆泵、发电机和柴油机等高噪声设备的基础减振和设置隔声罩减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用，避免形成污染影响；在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的油田工作人员发放噪声个人防护器材，消除噪声污染影响。

(2) 施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

(3) 加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

(4) 运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

综上所述，项目区 200m 范围内没有声环境敏感点，采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.2.4 废水污染防治措施

(1) 废水处置措施

施工期产生的废水主要为钻井废水、压裂返排液、管道试压废水和施工人员生活污水。

本工程钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排，对水环境的影响很小。压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液，压裂返排液采用专用废液收集罐收集后及时拉运至百口泉注输联合站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油藏，不对外排放。

管道施工期间产生的废水主要为试压废水，主要污染物有 SS。管道试压采用清洁水，试压作业分段进行，每段试压水排出后进入下一段管线循环使用，可减少水资源消耗。试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘，对项目区周边水环境没有不良影响。

施工期设置生活营地，施工人员生活污水排入防渗污水收集池，定期拉运至乌尔禾污水处理厂处置，施工结束后对防渗生活污水池进行平整恢复。

（2）其他施工期水环境保护措施：

①施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。

②严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。

③为防止对地下水污染，针对井场施工期间工程特点，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，将钻井期井场进行分区防渗，其中钻井工程基础区域、放喷池、应急池、油罐区、危险废物临时贮存间等划分为重点污染防治区，泥浆罐区、泥浆泵区为一般防渗区，采取相应的防渗措施，其余区域划分为简单防渗区，可有效避免发生渗漏事故。分区防渗方案见表 6.2-1。

表 6.2-1 分区防渗方案

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井工程基础区域、放喷池、应急池、柴油罐区、危险废物临时贮存间、泥	重点防渗	设置围堰；不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-10}

(4) 项目区处于风蚀区，需要严格采取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。

综上，本工程施工期采取的土壤污染防治措施可行。

6.2.6 固体废物污染防治措施

本次油田建设在施工期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、施工废料、施工人员产生的生活垃圾、废油和含油废弃物。施工单位不准将各种固体废物随意丢弃和随意排放。

6.2.6.1 固体废物处置方式

(1) 钻井岩屑

本工程钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备；分离后的固相暂存于岩屑储罐，委托第三方处置单位进行处理，处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关标准要求后综合利用。检测不合格的岩屑委托有处置能力的第三方单位进行进一步处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用限值后综合利用。

(2) 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置。施工单位对固废要进行收集并固定地点集中暂存，争取日产日清。同时要做好固废暂存点的防护工作，避免风吹、流失。

(3) 生活垃圾

施工人员生活垃圾集中收集后运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置。生活垃圾应定点存放，由施工单位定时和统一集中处置。

(4) 机械设备废油和含油废弃物

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、

含油废弃物等，委托克拉玛依顺通环保科技有限公司或其他有危废处置资质单位接收处置。

(5) 施工期产生的废纯碱、膨润土、水泥等包装袋属于一般工业固体废物，参照执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求，由钻井施工单位集中收集后统一回收处置。

(6) 优选钻井液材料，尽可能采用无毒、低毒材料，禁止使用国家明文规定有毒有害成分的钻井液材料。

(7) 加强油料的管理，避免外泄，含油废弃物单独堆放，减少含油废弃物的产生量。

6.2.6.2 危险废物管理要求

(1) 危险废物临时贮存间的运行与管理

井场危险废物临时贮存间应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求的相关要求进行设计建设，做好“六防”：防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不应露天堆放危险废物。

另外还应做好以下方面：

①防止雨水径流进入贮存、处置场内。

②按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276-2022）中规定设置警示标志。

③建立档案制度，详细记录入场的固体废物的种类和数量等信息，长期保存，供随时查阅。

④应加强危险废物的联单跟踪监测评估，防止产生二次污染。

⑤危险废物储存间设置防渗层，防渗系数要求 $\leq 10^{-10}$ cm/s。

⑥危废暂存间需设置通风排气系统，建设应执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）的相关要求。

(2) 危险固废转移控制措施

本工程施工期产生的危险废物送至危险废物临时贮存间内进行暂存，暂存后交由有危废处置资质单位转运处置，转运过程中危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》，对危险废物实行全过程管理。

参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）中附表 A.7 详细记录危险废物转移情况。同时，根据国务院令 344 号《危险化学品安全管理条例》《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》的有关规定，在危险废物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求：

①危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》填写、运行危险废物电子转移电子联单，实施危险废物转移全过程控制。

②废弃物处置单位的运输人员必须掌握危险化学品运输的安全知识，化学品的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施了解所运载的危险。运输车辆必须具有车辆危险货物运输许可证。驾驶人员必须由取得驾驶执照的熟练人员担任。

③处置单位在运输危险废物时必须配备押运人员，并随时处于押运人员的监管之下，不得超装、超载，严格按照所在城市规定的行车时间和行车路线行驶，不得进入危险化学品运输车辆禁止通行的区域。

④危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押运人员必须立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

⑤一旦发生废弃物泄漏事故，公司和废弃物处置单位都应积极协助有关部门采取必要的安全措施，减少事故损失，防止事故蔓延、扩大；针对事故对人体、动植物、土壤、水源、空气造成的现实危害和可能产生的危害，应迅速采取封闭、隔离、洗消等措施，并对事故造成的危害进行监测、处置，直至符合国家环境保护标准。

综上，本工程施工期采取的固体废物污染防治措施可行。

6.3 运营期环境保护措施

生产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。

6.3.1 生态环境保护措施

(1) 监督和管理措施

①针对本工程的建设，中国石油新疆油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本工程环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

(2) 运营期生态恢复措施

工程实施后，运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，同时需处理施工期遗留问题。

①加强管理，确保各项环保措施落实。对主干道路采取沥青或水泥硬化，对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

⑤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，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

⑥定时巡查井场、管线等，及时清理落地油，降低土壤污染。

⑦及时做好井场清理平整工作，填平、覆土、压实。

⑧井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，井场周围及管道两侧砾石覆盖等生态恢复措施。

通过采取以上措施，本工程井场永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。

6.3.2 废气污染防治措施

本工程运营期的废气排放源主要为集输过程中无组织废气排放和温室气体排放源。无组织排放的污染物主要为站场、井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类和硫化氢；温室气体的污染物主要为井场、站场开采过程中产生的甲烷逃逸。针对以上污染源，油田采取以下大气污染治理措施：

(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、土壤、地下水等。

(3) 在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，井场、阀组站非甲烷总烃无组织排放达到《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和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中厂区内非甲烷总烃排放限值要求。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废气污染物的排放量。

(4) 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。

(5) 在油气集输过程中，为减轻烃类的排放，油田开发及阀组站内均采用密闭集输流程，一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井。

(6) 对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患。

(7) 设备维检修操作、发生超压泄放时等事故工况下的安全放空。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.3.3 噪声污染防治措施

(1) 对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养等不同的控制手段。

(2) 提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

(3) 定时保养设备，避免设备转动部件在无润滑条件下运转。

综上所述，本工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.3.4 废水污染防治措施

6.3.4.1 采出水、井下作业废水和洗井废水

本工程井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理，故运营期不新增生活污水。本工程运营期的主要废水是采出水、井下作业废水和洗井废水。

本工程采出水经百口泉注输联合站采出水处理系统处理，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）中有关标准后回注油藏，不外排。

井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至百口泉注输联合站处理，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）中的有关标准后回注油藏，不外排。

洗井废水采用专用罐回收，拉运至百口泉注输联合站污水处理系统处理后水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油藏，不外排。

为防止污水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，在污水回注的过程中，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，检查回注井壁套管是否破损。

另外，本工程井下作业废水、洗井废水等废水拉运应建立管理台账，台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、到站时间、离站时间、进出场站登记记录等，必须定点装卸车，按照规定路线限速行驶，加强拉运过程环境管理，禁止沿途倾倒、泄放废水。

在采取以上措施，本项目运营期废水均经处理后，不外排。废水污染防治措施合理可行。

6.3.4.2 井场、站场防渗措施

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的相关规定，本工程拟对井场、站场进行分区地下水污染防治，分为一般防渗区和简单防渗区。将井口装置区划分为一般防渗区，一般防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚、渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区。

6.3.4.3 管道的防护措施

（1）集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

（2）在集输管线的敷设线路上应设置标识，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

（3）加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控。

（4）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；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，定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提

高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

6.3.4.4 生产废水回注措施及可行性分析

本工程采出水经百口泉注输联合站采出水处理系统处理，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）中储层空气渗透率 $\geq 2.0\mu\text{m}^2$ 的标准（表 2.5-5）后回注油藏（侏罗系白碱滩组）。

（1）从回注目的方面分析，油田采出水处理后回注油藏是以驱油为目的，用于补充地层能量，属于工艺用水，实现水资源循环再利用。

（2）从水质指标方面分析，依托采出水处理系统采用的处理工艺能够实现处理后水质稳定达标。

（3）从回注过程方面分析，采出水随原油采出后，通过地面油水分离、规范处置，再通过多层防护的井筒回注到油藏，全过程密闭运行，整个过程防控措施安全可靠。

（4）从回注井成井工艺方面分析，玛中油田采出水回注井套管全部采取内、外防腐工艺，井筒安全质量得到有效提升；所有采出水回注井均采用全井段水泥一次上返封固工艺，确保表层套管、油藏套管及地层岩石之间封固良好。回注井运行过程中，持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。初次启用回注井运行前，应进行井筒完整性测试。本次部署回注井注水量约 $24.5\text{m}^3/\text{d} < 300\text{m}^3/\text{d}$ ，故本工程部署回注井应至少每 2 年进行 1 次井筒完整性检测，确保井筒质量满足《固井质量评价方法》（SY/T 6592-2016）等标准要求，固井质量完好，不窜层。

（5）从项目所在油区地质构造方面分析，油藏地质学中将适宜油气聚集成藏的场所称为“圈闭”。圈闭是油气藏形成的基础，没有适宜于油气富集聚集的圈闭，就不可能形成油气藏。采用注水开发目的是为补充油藏能量、提高驱油效率、稳定油井采收率。无论是清水注水还是采出水注水，注入层位均为开发油藏。油藏与其他含水层之间不存在水力联系。此外，油田开发区域目前的注水运行压力远小于储层破裂压力，该工艺下不存在岩石破裂回注水泄漏风险。

综合以上，本工程回注目的层为现役油气藏，属于地质构造封闭地层，回注过程中对回注井采取了切实可行的地下水污染防治和监控措施，不回注与油气开采无关的废水，回注的开采废水经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，同步采取了切实可行措施防治污染，回注井井位合理、过程控制有效、风险防控具系统性，满足《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），废水回注方案可行。

本工程运营期采取的废水污染防治措施可行。

6.3.5 土壤环境保护措施

结合本工程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。

6.3.5.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

（1）定期派人检查井口区，是否有采出液泄露的现象发生。

（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。

（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, 委托具有相应危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置, 因而, 石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为:

1) 按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时, 按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修, 做好安全防范工作, 把损失控制在最小范围内。

2) 回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制, 会流向低洼地带, 应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤, 汇集在低洼坑中的地表油, 用车及时进行收集, 将严重污染的土壤集中处理, 交由有资质单位进行处置。

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。

6.3.5.2 过程控制措施

根据本工程特点, 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。

6.3.5.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)土壤二级评价的跟踪监测要求, 制定跟踪监测计划, 发生事故泄露时对井场可能影响区域跟踪监测, 在占地范围内设置 1 个表层样和 1 个柱状样, 占地范围外设置 1 个表层样, 每 5 年监测 1 次。

综上所述，正常情况下，本工程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。

6.3.6 固体废物污染防治措施

本工程运营期主要产生的固体废物主要有油泥（砂）、清管废渣、废润滑油、落地原油、废防渗膜。

6.3.6.1 运营期固体废物污染防治采取如下治理措施

（1）运营期产生的含油污泥、清管废渣、废润滑油、废防渗膜等危废委托克拉玛依顺通环保科技有限公司或其他有危废处置资质单位接收处置。

（2）井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。

（3）加强巡检频率，尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。

（4）百口泉采油厂已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照即定计划进行危废管理。

（5）及时清理回收因管线破损产生的油污，定期委托具有含油污泥处置资质的单位处置。

（6）加强管线的日常巡检工作，在原有基础上增加巡检频次和密度，巡检的内容包括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。

（7）加强员工危险废物知识培训，增强员工的危险废物安全管理及处置意识；加强原油落地。

（8）事故应急培训，能够在第一时间对原油落地做出反应和处理。

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。

6.3.6.2 危废废物具体管理要求

危险废物贮存场所及容器标注危险废物贮存分区标志、危险废物贮存设施标志、危险废物警示标识和环境保护识别标志，相应标志应符合《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276-2022）中相应要求。建设单位制定危险废物管理计划，并定期上报。建设单位制定危险废物管理台账，参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）中附表 A.4 详细记录危险废物贮存情况。

本工程危险废物的收集和暂存责任主体是中国石油新疆油田分公司，危废运输和处置的责任主体是有资质的运输单位和处置单位，本工程委托克拉玛依顺通环保科技有限公司进行危废的运输和处置。

（一）危险废物暂存

危险废物暂存间应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）建造，具体要求为：

（1）危废暂存间建设要求

①暂存间地面与裙脚要用坚固、防渗的材料建造，建筑材料必须与危险废物不相容，防渗系数要求 $\leq 10^{-10}$ cm/s。

②暂存间要有足够地面承载能力，并能确保雨水不会流至贮存设施内，贮存设施应封闭，以防风、防雨、防晒、防渗、防腐、防漏以及其他环境污染防治措施。

③暂存间内要有安全照明设施和安全防护设施。

④暂存间内危废堆放处必须有耐腐蚀的硬化地面，且表面无裂隙。

⑤不相容的危险废物必须分开存放，并设有隔离间隔断。

⑥对贮存设施及危险废物进行定期检查。

⑦贮存设施应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式和污染物迁移途径，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不应露天堆放危险废物。

⑧贮存库内不同贮存分区之间应采取隔离措施。隔离措施可根据危险废物特性采用过道、隔板或隔墙等方式。

⑨贮存设施或贮存分区内地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险废物

的隔板和墙体等应采用坚固的材料建造，表面无裂缝。

⑩在贮存库内或通过贮存分区方式贮存液态危险废物的，应具有液体泄漏堵截设施，堵截设施最小容积不应低于对应贮存区域最大液态废物容器容积或液态废物总储量 1/10（二者取较大者）；用于贮存可能产生渗滤液的危险废物的贮存库或贮存分区应设计渗滤液收集设施，收集设施容积应满足渗滤液的收集要求。

⑪贮存设施地面与裙脚应采取表面防渗措施；表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存的危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至少 1m 厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7}cm/s ），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10}cm/s ），或其他防渗性能等效的材料。

⑫同一贮存设施宜采用相同的防渗、防腐工艺（包括防渗、防腐结构或材料），防渗、防腐材料应覆盖所有可能与废物及其渗滤液、渗漏液等接触的构筑物表面；采用不同防渗、防腐工艺应分别建设贮存分区。

⑬贮存设施应采取技术和管理措施防止无关人员进入。

（2）危险废物暂存环境管理要求

①危险废物存入贮存设施前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入。

②应定期检查危险废物的贮存状况，及时清理贮存设施地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好。

③作业设备及车辆等结束作业离开贮存设施时，应对其残留的危险废物进行清理，清理的废物或清洗废水应收集处理。

④贮存设施运营期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

⑤百口泉采油厂应建立贮存设施环境管理制度、管理人员岗位职责制度、设施运行操作制度、人员岗位培训制度等。

⑥百口泉采油厂应依据国家土壤和地下水污染防治的有关规定，结合贮存设

施特点建立土壤和地下水污染隐患排查制度，并定期开展隐患排查；发现隐患应及时采取措施消除隐患，并建立档案。

⑦百口泉采油厂应建立贮存设施全部档案，包括设计、施工、验收、运行、监测和环境应急等，应按国家有关档案管理的法律法规进行整理和归档。

(3) 危险废物暂存环境监测和环境应急要求

①危废贮存设施的环境监测应纳入主体设施的环境监测计划。百口泉采油厂应对贮存设施污染物排放状况开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果。

②百口泉采油厂应按照国家有关规定编制突发环境事件应急预案，定期开展必要的培训和环境应急演练，并做好培训、演练记录。根据调查百口泉采油厂已编制有《百口泉采油厂突发环境事件应急预案》(备案编号：650205-2021-005-M)，建议百口泉采油厂及时对应急预案进行更新修订。

③百口泉采油厂应配备满足其突发环境事件应急要求的应急人员、装备和物资，并应设置应急照明系统。

(二) 危险废物的转运要求

危险废物应按照国家有关规定向当地环境保护行政主管部门申报登记，接受当地环境保护行政主管部门监督管理。参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ 1259-2022)中附表 A.7 详细记录危险废物转移情况。同时，根据国务院令第 344 号《危险化学品安全管理条例》《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》的有关规定，在危险废物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求：

①危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》填写、运行危险废物电子转移电子联单，实施危险废物转移全过程控制。

②废弃物处置单位的运输人员必须掌握危险化学品运输的安全知识，化学品的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施了解所运载的危险。运输车辆必须具有车辆危险货物运输许可证。驾驶人员必须由取得驾驶执照的熟练人员担任。

③处置单位在运输危险废物时必须配备押运人员，并随时处于押运人员的监

管之下，不得超装、超载，严格按照所在城市规定的行车时间和行车路线行驶，不得进入危险化学品运输车辆禁止通行的区域。

④危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押运人员必须立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

⑤一旦发生废弃物泄漏事故，公司和废弃物处置单位都应积极协助有关部门采取必要的安全措施，减少事故损失，防止事故蔓延、扩大；针对事故对人体、动植物、土壤、水源、空气造成的现实危害和可能产生的危害，应迅速采取封闭、隔离、洗消等措施，并对事故造成的危害进行监测、处置，直至符合国家环境保护标准。

（三）运输主要管理规定

——根据《危险废物收集贮存运输技术规范（HJ2025-2012）》的要求，危险废物处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输危险废物，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危险废物时，交接数量必须与生态环境局批准的转移量相符。

（四）利用及处置的管理规定

排污单位委托他人运输、利用、处置危险废物的，应落实《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等法律法规要求，对受托方的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，在合同中约定污染防治要求；转移危险废物的，应当按照国家有关规定填写、运行危险废物转移电子联单等。本工程产生的危险废物应与具有危险废物处置资质的单位签订处置协议。

综上所述，本工程运营期采取的固体废物污染防治措施可行。

6.3.7 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，拟建项目在正常工况下，对当地地下水环境影响小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护拟建项目区的地下水环境，除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水，还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合拟建项目特点和当地自然环境特征，提出地下水环境保护管理的原则和措施。

6.3.7.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、站场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

①采出水依托百口泉注输联合站采出水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注于现役油藏，不外排。

②定期对井站的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

④油气井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

⑤修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

⑥回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。初次启用回注井运行前，应进行井筒完整性测试。本次部署回注井注水量约 $24.5\text{m}^3/\text{d} < 300\text{m}^3/\text{d}$ ，故本工程部署回注井应至少每 2 年进行 1 次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

6.3.7.2 分区防治措施

对井场、站场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本工程不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中污染控制难易程度分级参照表（表 6.3-1）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6.3-2）、地下水污染防渗分区参照表（表 6.3-3），提出防渗技术要求。

表 6.3-1 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄露后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄露后，可及时发现和处理

表 6.3-2 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土防污性能
----	-----------

强	岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度 $0.5m \leq Mb < 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定； 岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6}cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4}cm/s$ ，且分布连续、稳定；
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

表 6.3-3 地下水污染防渗分区参照表

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
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性 有机污染物	等效粘土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其它类型	等效粘土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ，或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性 有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其它类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表 6 及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类及 COD 等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”。故运营期将工程区域整体划分为一般防渗区。具体划分方案如下：

表 6.3-4 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域		防渗要求
一般防渗区	运营期	井场永久占地、站场设施永久占地	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}cm/s$ 的黏土层的防渗性能，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。

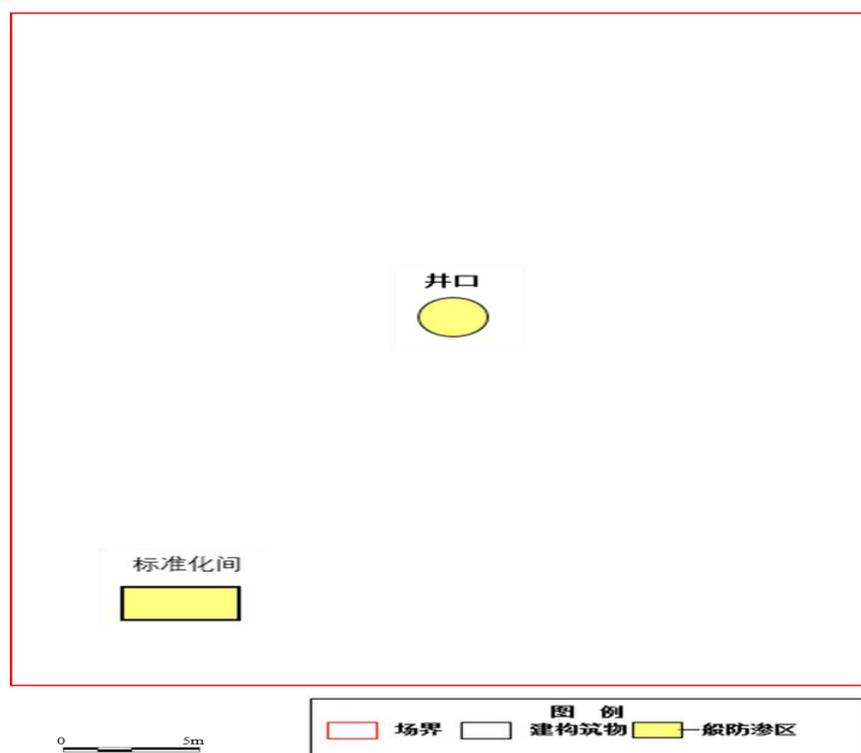


图 6.3-1 井场防渗分区图

6.3.7.3 管道刺漏防范措施

(1) 各新建井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井、站场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

(2) 在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(3) 利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

(4) 一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过设定值时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

6.3.7.4 地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《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）、《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，本工程地下水监测计划见表 6.3-5。

表 6.3-5 地下水监测点布控一览表

孔号	区位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
G1	项目区周边	孔隙潜水/单管单层	地下水环境影响跟踪监测井	每年采样 1 次。	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类等。
G2	地下水上游			发生事故时加	
G3	地下水下游			大取样频率。	

另外，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）相关要求，应对本项目拟建回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测。

上述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，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

另外，井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

为保证地下水监测工作巧效有序运行，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管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司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) 建设单位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) 按突发事故的性质、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。

②技术措施

1) 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年 1 次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.3.7.5 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到采油厂应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

①应急预案的日常协调和指挥机构；

②各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

(2) 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.4 退役期环境保护措施

退役期后，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。

6.4.1 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。

(1) 严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关要求，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由建设单位进行回收处置。

(2) 对完成采油的废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

(3) 保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

(4) 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。

(5) 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。

(6) 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。

6.4.2 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，本工程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/T317-2018）中生态恢复要求，本工程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。合理确定井场场址、管网等建设占地规模。

(2) 井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本工程新建井场的临时占地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戈壁土+砾石覆盖，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

本工程新建管线总长 30.83km，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

管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

(4) 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，项目区植被生境较优的区域可进行人工播撒草籽方式等措施进行辅助植被恢复，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，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行场地植被恢复；风沙土分布区等植被生境较差的区域，采取草方格等措施进行辅助植被恢复。

6.4.3 退役期大气环境保护措施

油田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，将会引起扬尘。在闭井施工操作中应注意采取洒水降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散。

6.4.4 退役期噪声污染防治措施

- (1) 选用低噪声机械和车辆。
- (2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。
- (3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.4.5 退役期水环境保护措施

对废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》要求，应对矿井进行环境风险等级评估后，按照风险等级采取不同的保护措施。

(1) 矿井环境风险等级评估

矿井作为潜在污染源和污染通道，可参考下表 6.4-1 开展环境风险等级评估。

表 6.4-1 废弃矿井环境风险等级评估

井筒状况 环境状况	井筒无明显破损	井筒破损
未污染，距离敏感受体大于地下水 1000 天流程或 1km	无风险	中风险
未污染，距离敏感受体小于等于地下水 1000 天流程或 1km	低风险	高风险
矿井造成地下水污染	-	高风险

项目区 1km 范围内无密集人群、水源井，属于无敏感受体，如井筒无明显破损，环境风险等级为“无风险”；如井筒发生破损，环境风险等级为“中风险”。

(2) 废弃矿井分级处理要求

① 低风险废弃矿井可采用井盖封堵或密闭填充

井盖封堵应按井筒边缘外扩 1.0m 作为封闭井筒井盖范围，井筒井壁拆除深度不得小于 1.2 m。采用钢筋混凝土结构，浇筑混凝土厚度不得小于 1 m，将井筒封闭。盖板上如需回填土，应待混凝土养护达到设计强度后再回填，回填土应分层夯实，压实系数不小于 0.94。井盖应设置导气孔，导气孔高出地表 0.5m，露出地面部分应设成倒 U 型。

密闭填充应设置两道密闭墙，密闭墙之间用黄泥、粘土或混凝土等材料填充。内密闭墙自井口以下垂深大于 20m 处砌筑混凝土墙，强度满足承重要求，外密闭墙在井口处砌筑厚度不小于 1m 的混凝土墙。两道密闭墙之间应埋设导气管，

导气管前端伸出内密闭墙 0.5m，末端高出地表 0.5m，露出地面部分应设成倒 U 型。

②中风险废弃矿井应针对渗漏点采用分段回填。

分段回填方式指针对井筒渗漏点进行回填后再进行井盖封堵，分段回填应根据井筒地质剖面，按照“下托上固”的思路，在井壁合适位置构筑钢筋混凝土栓塞，在栓塞之上针对渗漏点进行止水封堵，止水后压实封闭。

6.4.6 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环保部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，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。

6.4.7 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，本工程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/T317-2018）中生态恢复要求，本工程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

本工程新建井场的临时占地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戈壁土+砾石覆盖，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

本工程新建管线总长 30.83km，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

管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

（4）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，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，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

6.5 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

6.5.1 环保投资估算

工程占地主要是由站场、井场、集输管网等地面工程构成，占地类型为盐碱地和沙地等，项目区占地覆盖度较低。在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，防沙治沙和水土保持措施纳入水土保持方案投资中。经估算本工程环保投资 1174 万元，占总投资的 6.6%。估算见表 6.5-1。

表 6.5-1 主要环保投资估算

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	治理效果	投资(万元)
施工期	生态环境	工程占地、生态保护	施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度、设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传	施工结束后场地平整，临时占地植被和土壤恢复	20
	水土流失	水土保持措施	管沟分层开挖分层回填；按照施工作业带进行作业；施工迹地恢复	减少水土流失	纳入水土保持方案投资中
	土地沙化	防沙治沙措施	永久占地铺设砾石；临时占地平整，清运现场遗留的污染物；按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿等	防止土地沙化	20
	废气	施工产生的施工扬尘	临时抑尘覆盖物（草包、帆布等）、洒水（防尘、洒水等）	/	14
		施工机械尾气、储层改造废气、测试放喷废气	使用达标油品，加强设备维护	/	14
	固废	钻井废弃物	泥浆不落地装置	满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》	514

				(DB65/T3997-2017)	
		施工废料	废弃施工材料清运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置。	妥善处理	14
	废水	钻井废水、施工废水	钻井废水循环利用不外排；管道试压采用清洁水，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘	施工废水循环利用	14
	地下水、土壤	防渗	钻井工程基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台、废水池、钻井柴油罐区、油水罐区、放喷池、危废暂存间等重点防渗；施工作业区地面一般防渗。	防止地下水、土壤污染	20
环境风险管理	环境风险防范措施	钻井期危废暂存间		风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	14
		井口防喷器			305
		施工期井场设置撬装式危废暂存间；消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪等防范措施。			14
运营期	废气	无组织挥发烃类、温室气体	密闭集输，装置做好日常维护，做好密闭措施。	厂界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	20
	噪声	井场、站场噪声	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振。	场界： 昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ 夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$	20
	固废	危险废物	委托有资质的单位处置	妥善处理	20
	废水	采出水	依托百口泉注输联合站的采出水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油藏，不外排	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	14
		井下作业废水、洗井废水	井下作业废水、洗井废水采用专用罐拉运至百口泉注输联合站处理。	废水不外排	14
	地下水、土壤	井场、站场、管线防渗	防井场永久占地、站场设施永久占地进行一般防渗。	防止地下水、土壤污染	20
	环境风险管理	应急预案	根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	20
退役期	固废	14座井场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下1m内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场	项目各井场及相关地面设施	14
	生态恢复	临时占地	完工后迹地清理并平整压实，临时占地内植被和土壤的恢复	场地平整，临时占地植被和土壤恢复	14
环境管理		环境监理、环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测、生态监测等			50
		环保培训，演练			5
合计					1174

6.5.2 环境效益

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。

6.5.2.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

本工程井口密封，采用密闭集输工艺，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

(2) 废水

本工程运营期废水包括采出水、井下作业废水，采出废水进入百口泉注输联合站采出水处理系统处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油藏，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，拉运至百口泉注输联合站进行处理。

(3) 固体废弃物

本工程运营期固体废物主要为油泥（砂）、清管废渣、废防渗膜、落地油等危废，委托克拉玛依顺通环保科技有限公司或其他有危废处置资质单位接收处置。

(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。

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。拟建工程选用先进、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。

6.5.2.2 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。

本工程永久占地主要为井场建设占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本工程对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本工程建设期短，不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程，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。

6.5.2.3 环保措施的经济效益

本工程通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

6.5.3 社会效益分析

本项目的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

(1) 大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源准噶尔盆地蕴藏了丰富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济

收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

(2) 为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。总之，本工程在实施促进新疆的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

6.5.4 经济效益

工程总投资 17816.65 万元，经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

6.5.5 小结

本工程经分析具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于钻井、地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 1174 万元，环境保护投资占总投资的 6.6%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

7 环境风险评价

7.1 评价依据

(1) 风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B 以及本工程特点，本工程施工期涉及的危险物质主要为井场的柴油，存在井场的柴油储罐内；运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气（以甲烷为主），主要存在于密闭集输管线内。

本次新建管线主要为单井至站场的集输管线，计量站至新建混输站之间的集油支线，新建混输站至玛 18 转油站之间的集油干线，全线设置阀组 2 座，最大长度为 12km，各站场和各井、站场和站场之间均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本工程危险物质最大存在量按照各类管线最大长度计算。

本工程柴油密度为 $0.8\sim 0.9\text{t/m}^3$ ；根据区域油气资源流体性质，地面原油密度 $0.8159\sim 0.8165\text{g/cm}^3$ ，天然气相对密度取 0.754kg/Nm^3 。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa ；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度， 293.15K ；

R：气体常数。

本工程涉及的风险物质的存储量及位置见表 7.1-1。

表 7.1-1 本工程危险物质分布情况一览表

风险单元	危险物质类型	存储装置参数	最大存在量 (t)
井场	柴油	1 个立式柴油储罐 (20m^3)	18
单井集输管线	原油	DN65, 2.5Mpa, 2.4km	6.53
	天然气		0.13
集油支线	原油	DN150, 3.5Mpa, 2 km	28.58

	天然气		0.82
集油干线	原油	DN150, 3.5Mpa, 12km	173.10
	天然气		4.91

(2) 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中 HJ169-2018 附录 C 的判定方法,当存在多种危险物质时,按照下式计算物质总量与其临界量比值(Q):

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

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)

$Q \geq 100$ 。

本工程危险物质辨识结果详见表 7.1-2。

表 7.1-2 本项目风险单元 Q 值一览表

时段	风险源	序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	该种危险物质 Q 值	
钻井期	井场	1	柴油	—	18	2500	0.0072	
		Q 值 Σ						0.0072
运营期	单井集输 管线	1	原油	—	6.53	2500	0.0026	
		2	天然气	74-82-8	0.13	10	0.0130	
	集油支线	1	原油	—	28.58	2500	0.0114	
		2	天然气	74-82-8	0.82	10	0.0820	
	集油干线	1	原油	—	173.10	2500	0.0692	
		2	天然气	74-82-8	4.91	10	0.4910	
	Q 值 Σ							0.6693

根据上表计算结果,本工程施工期 $Q=0.0072$, $Q < 1$;运营期 $Q=0.6693$, $Q < 1$ 。判断本工程风险潜势为 I。

(3) 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)相关要求,风险潜势为 I 的建设项目可开展简单评价,不定评价等级。因此,本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析,不设置评价范围。

表 7.1-3 环境风险评价等级划分

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。见附录 A。				

7.2 环境敏感目标概况

本工程位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，西距白碱滩区约 46.5km，北距离和布克赛尔蒙古自治县中心城区 125.7km。根据资料收集和现场调查，评价范围内无国家公园、自然保护区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区、永久基本农田、基本草原、自然公园、重要湿地、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、沙化土地封禁保护区等，项目远离人群居住区。据现场调查，本工程评价范围内主要环境保护敏感目标见表 2.7-1。

7.3 环境风险识别

7.3.1 物质危险性识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）、《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ/T230-2010）中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。对于中度危害以上的危险性物质应予以识别，按照物质危险性，结合受影响的环境因素，筛选本工程环境风险评价因子主要为原油、天然气、柴油。

①原油

玛中 4 井区白碱滩组油藏地面原油密度 0.8159~0.8165g/cm³，50℃粘度 3.84~4.18MPa·s；地层原油密度 0.7454~0.7511g/cm³，地层原油粘度 0.91~1.35mPa·s，原油为品质好的轻质油，溶解气油比 55~71m³/m³。原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.3-1。

表 7.3-1 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	原油是指从原油田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C5 至 C11+ 烃类的混合物，并含有少量的大于 C8 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃ 之间，挥发性好。 (主要用途) 是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	(燃烧和爆炸危险性) 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 (健康危害) 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
安全措施	(操作安全) 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)，戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 (储存安全) 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。 (运输安全) 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输
应急处置原则	(急救措施) 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。 食入：催吐，就医 (灭火方法) 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。 (泄漏应急处置) 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等)，以避免发生

爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。

②天然气

根据区域油气资源资料，本工程天然气中不含硫化氢。天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.3-2。

表 7.3-2 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Naturalgasdehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险特性	<p>危险性类别：第 2.1 类易燃气体。</p> <p>侵入途径：吸入。</p> <p>健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。</p> <p>环境危害：对环境有害。</p> <p>燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。</p>			
急救措施	<p>皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</p>			
消防措施	<p>危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。</p> <p>有害燃烧产物：一氧化碳。</p> <p>灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</p>			
泄漏应急处理	<p>消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性</p>			

	空间扩散。隔离泄露区直至气体散尽。			
操作处置与储存	<p>操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</p> <p>储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</p>			
接触控制/个体防护	<p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。</p>			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164℃）； 相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5~15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LD50：LC50：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。			
生态学资料	其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	<p>废弃物性质：危险废物。</p> <p>废弃处置方法：建议用焚烧法处置。</p> <p>废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。</p>			
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧			

	化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。
--	--

③柴油

本工程施工期采用柴油作为发电和提供动力的燃料。本工程单井井场内配备各1个立式柴油储罐（20m³），日常储量18t。柴油为能源燃料，其毒性主要有麻醉和刺激作用，柴油的理化性质及危险特性见表7.3-3。

表 7.3-3 柴油的理化性质及危害特性

标识	中文名：柴油	英文名：dieseloil;dieselfuel
理化性质	外观与现状：稍有粘性的浅黄至棕色液体	
	主要成分：烷烃、芳烃、烯烃等	
	熔点（℃）：<—35~20	沸点（℃）：280~370
	相对密度（水=1）：0.8~0.9	禁忌物：强化剂、卤素
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
	电阻率（欧·米）：1012	
危险特性	危险性类别：丙A类易燃液体	燃烧性：易燃
	自然温度（℃）：257	闪电（℃）：易燃
	爆炸下限（%）：1.5	爆炸上限（%）：4.5
	燃烧热（KJ/kg）43732	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	危险特性：遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器压力增大，有开裂和爆炸的危险。	
	灭火的方法：喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处	
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮肤吸收。	
	健康危害：皮肤接触柴油可能引起接触性皮炎。油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎。能引起胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	

柴油的环境风险：泄露遇明火、高温可燃烧爆炸，属于一般毒性物质、属易燃物质。

7.3.2 生产系统危险因素识别

（1）井场

①井喷

钻井过程中遇到地下油、水层时，油或水窜进井内的钻井液里，加快了钻井液流动和循环的速度。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及

时控制溢流，会造成油、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。据统计，国内油田钻井作业发生井喷的概率小于 0.2%。多数井喷事故的发生属责任事故，由操作者起钻时不注意或不按规定注钻井液等造成。

②井漏

钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染，采出液漏失于地下水含水层中，采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

(2) 站场

本工程新建 2 座计量站，新建 1 座混输站（玛中 4 混输站），扩建 1 号计量站，可能发生风险主要为站内设备穿孔、破裂，导致油气泄漏进而可能引发的火灾、爆炸事故，导致环境污染。

(3) 集输系统

油井采出液通过单井管线输送至现有集输干线，最终输至依托百口泉注输联合站进行处理。集输管线采用埋地敷设方式。原油集输过程中常见的事故有集输管线因腐蚀穿孔而造成原油泄漏；冬季运行时管线因保温性能差等原因发生冻堵、管线破裂；人为破坏导致管道泄漏。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

7.3.3 环境风险类型识别

通过分析本工程可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油气管线泄漏、站场设备破损发生油气泄露以及油气泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等，井喷、集输管线、站场设备破损发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。井漏会对地下水造成影响。具体危害和环境影响可见表 7.3-6。

表 7.3-6 危险物质向环境转移的途径识别

影响时段	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	影响环境的途径
施工期	井喷	钻井过程	原油、天然气	①井喷时，油气泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境，遇明火易引发爆炸； ②原油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长，还有可能污染地下水； ③油气中的天然气扩散至环境空气中，可能引发天然气中毒事件。	大气、土壤、地下水
	井漏	钻井过程	钻井液等	钻井液等沿裂缝漏失进入地下水层，污染地下水水质	地下水
	储罐泄漏	钻井过程	柴油	柴油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长，还有可能污染地下水	大气、土壤、地下水
	火灾爆炸	钻井过程	伴生气及次生污染物 CO 等	井喷产生的有害气体遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被	大气
运营期	泄露	集输管线	原油、天然气	集输管线发生泄露，油气中天然气扩散至环境空气中，可能引发员工天然气中毒事件，油类物质会污染土壤甚至地下水；	大气、土壤、地下水
	火灾爆炸		伴生气及次生污染物 CO 等	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气
	泄露	站场	原油、天然气	站内设备发生破损，导致原油、天然气泄露，油气中天然气扩散至环境空气中，原油通过垂直入渗或地面漫流的方式进入环境，对土壤环境、地下水环境造成污染。	大气、土壤、地下水
	火灾爆炸		伴生气及次生污染物 CO 等	设备破损导致油气发生泄露，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气

7.4 环境风险分析

7.4.1 井喷事故影响分析

在钻井和井下作业时都有可能发生井喷，井喷时的油气流可高达数十米，喷出气体可达几万到几十万立方米，原油可达数百至上千吨，极易发生火灾，造成灾难性的后果。井喷时最容易受到污染的是大气环境、土壤以及生态环境。

(1) 对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量气体，可使短时间内使局部大气环境中的轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 4-5km，地面总烃的最大浓度可达到 1300mg/Nm³，短时间内严重破坏了局部地区空气质量，因此一旦发生井喷，作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案，并组织附近人员进行疏散。由于井喷具有突发性、意外性和短暂性的特点，井喷会造成短期局部大气环境中污染物超标，但不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。本项目区人烟稀少，区域地势平坦，扩散条件较好，所以井喷对人员的伤害有限。

(2) 对土壤、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，造成大面积的土壤污染，井喷时大量泄漏的原油覆盖在地表层可使土壤透气性下降，抑制土壤中酶的活性，土壤理化性质发生变化。原油泄漏区形成局部土壤污染，根据前面土壤专题的分析，原油影响深度一般为 0~20cm，同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

(3) 对植被的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内大约为井口周边 100~200m 范围，土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度主要集中在井场附近，本工程所在区域大部分为裸地，周边植被覆盖度低，井喷事故不会对植被造成很大影响。

7.4.2 井漏事故影响分析

井漏事故主要为钻井过程中钻井液漏失和运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是钻井液或者采出液漏失于地下水含水层中，由于钻井液中含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分都很多，采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

本工程采用多层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成多层套管、水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

7.4.3 对大气环境的影响分析

(1) 站场设备发生破损对大气环境的影响

本工程新建 2 座计量站，新建 1 座混输站（玛中 4 混输站），扩建 1 号计量站，站内设备穿孔、破裂后，若得不到及时处理，所泄漏的油气会挥发轻烃组分，使局部大气环境中的轻烃含量增加，若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量不完全燃烧烟气。本工程站内不设存储设施，站内设备在线量低，引起火灾或爆炸产生的 CO 浓度较低，且持续时间较短；类比同类风险事故，泄露后的火灾爆炸事故造成的伴生/次生污染物不会对周边环境空气质量造成明显影响。

(2) 集输管线对大气环境影响分析

本项目集输管线内为采出液，主要为原油以及天然气，在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油气从裂口流出后，泄漏的原油会挥发非甲烷总烃对周边大气环境造成污染，采出液中天然气扩散至环境空气中，甲烷的密度比空气的密度小得多，稀释扩散很快，随着距泄漏点距离的增加，甲烷浓度下降非常快，一个泄漏点泄漏的甲烷对环境、人和动物的影响是局部影响。本项目的油气发生泄露遇明火燃烧，会发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。

本项目一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。集输管线发生泄漏对大气环境的影响可控。

7.4.4 对地下水的环境影响分析

(1) 站场设备发生泄漏对地下水环境风险影响分析

站场设备发生泄漏，泄露的油品通过土壤渗透影响浅层地下水，在地下水位埋深较浅的区域可能通过土壤渗透到地下水环境。在油田开发过程中，应加强管道管理，做好站内的防渗措施，防止泄漏事故发生。

(2) 集输管线对地下水的环境影响分析

本项目运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才有可能影响到地下水。本项目环境风险最大可信事故为集输管线泄漏事故。集输管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄露的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：油田环境非敏感区风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用仍然是非常显著的。污水中的石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90% 以上的输入原油。由此可以推断，油田环境非敏感区其他颗粒较细、质地比较粘重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm；对于颗粒较粗、结构较松散、空隙比较多的棕漠

土，在消除土体裂隙和根孔影响的实验条件下，石油类下渗迁移的深度也不超过 30cm。

本项目评价区土壤类型主要为盐土、灰漠土，因此区域土壤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 20cm 表层土壤中。因此，即使发生集输管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水环境产生大的影响。

7.4.5 对土壤环境的影响分析

(1) 站场设备发生泄漏对土壤的环境影响分析

站场设备发生泄漏，原油进入土壤可使土壤使土壤肥力下降从而抑制植物的生长，并有可能危害人体健康。

(2) 集输管线对土壤环境影响分析

集输管线、掺稀管线泄漏的原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，使土壤肥力下降从而抑制植物的生长，并有可能危害人体健康。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送联合站处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

综上所述，本项目施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

7.5 环境风险管理措施与对策建议

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

百口泉采油厂于 2021 年 7 月完成了《中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂突发环境污染事件应急预案》的编制工作，并取得克拉玛依市生态环境局备案（备案编号：650205-2021-005-M），定期按照应急预案内容进行应急演练，应

急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。待本工程实施后，需将本工程相关内容更新至突发环境事件应急预案中。

7.5.1 钻井、井下作业事故风险预防措施

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

(2) 井场设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(3) 井场严格按防火规范进行平面布置，井场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

(4) 在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

(5) 井下作业之前，在井场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。

(6) 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 5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

7.5.2 井喷事故的风险防范措施

本工程主要为轻质油开发，必须要高度重视安全生产，要积极采取预防井喷发生的措施，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。日常工作中严格遵守钻井的安全规定，在井口安装有效的井控装置，杜绝井喷的发生；随时观察、定期记录，及时发现溢流、井漏，并根据多年井喷事故井控装置失灵经验总结，井控作业中的一些错误做法，应尽量避免，杜绝井喷的发生；井场设置明显的禁止烟火标志；井场设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，安装探照灯，以备井喷时钻台照明；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；制订应急操作规程，在规程中说明发生井喷事故时应采取的操作步骤。

7.5.3 窜层污染事故的防范措施

采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

7.5.4 井场、站场风险防范措施

(1) 平面布局科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最少，并布置在油气生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

(2) 井场、站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、站场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地；井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

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

(3) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材，并定期进行检查，保持完好可用。

(4) 储罐等设置在井场、站场主导风向下风向，并与井口距离不得小于 50m。

(5) 在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规定设置可燃气体浓度监测报警装置，以便及时发现事故隐患。

(6) 对计量装置、分离气等设备区，应采取防渗措施，当发生泄漏的情况时，及时处理，对泄漏的原油收集后判断能否利用，对不能利用的原油委托有资质单位进行处理。

7.5.5 管线事故风险预防措施

(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) 在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

(3) 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。

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(5) 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。

(6) 在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

(8) 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。

(9) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

(10) 建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性制定、调整和优化腐蚀控制措施。

7.5.6 油品储罐泄露事故防范措施

严格按《危险化学品安全管理条例》的要求，加强对危险化学品的管理；制定危险化学品安全操作规程，要求操作人员严格按操作规程作业；对从事危险化学品作业人员定期进行安全培训教育；经常性对危险化学品作业场所进行安全检查。

设立专用存放区，使其符合储存危险化学品的相关条件（如防晒、防潮、通风、防雷、防静电等）；建立健全安全规程及值勤制度，设置通讯、报警装置，确保其处于完好状态；对储存危险化学品的容器，需经有关检验部门检验合格，并设置明显的标识及警示牌；对使用危险化学品的名称、数量进行严格登记；凡储存、使用危险化学品的岗位，都应配置合格的防毒、消防器材，并确保其处于完好状态；所有进入存放、使用危险化学品区域的人员，都必须严格遵守《危险化学品管理制度》。

7.5.7 土壤风险防范措施

如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液、油罐原油渗漏，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，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

（1）按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

（2）回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

（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。

按照《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2021）及突发环境事件应急预案开展应急监测。

7.5.8 植被风险防范措施

本工程井场、站场和集输管线位于古尔班通古特沙漠腹地，如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液、油罐原油渗漏，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、地下以及粘附于植物体石油类物质，委托具有相应HW08危废处理资质单位对污染土壤和植被进行转运处置。

施工期严格控制施工范围，加强宣传植被保护教育，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生。最大程度地保护工程所在区域生态环境。

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；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。

运营期加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。管道及公路沿线可设置一些警示牌，提高公众保护植被的意识。

7.5.9 危险废物运输事故风险防范措施

（1）危险废物须按照《危险废物收集 贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求，由专业人员进行押运。

（2）建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜，运输过程全控制，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

(3) 对于污水、废液等的转运均要制定管理计划，如实记录有关信息，健全资料台账，转移车辆安装定位系统，并保存相关影像资料。

(4) 出车前须对罐车的罐体、压力表、阀门等安全技术状况进行检查，发现故障排除后方可投入运行。

(5) 加强各类储罐的日常管理及安全检查，要严格按章操作，废水、废液装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏等安全事故。

(6) 运输时提高拉运人员技术素质、加强责任心，严禁废水随意倾倒，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，防止发生运输车辆事故。

(7) 行车途中应勤检查，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，受到污染的土壤要全部回收，委托具有相应危险废物处置资质单位进行处置。

7.5.10 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，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) 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。

(2) 加强干部、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，使制度落到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

(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) 本项目实施后，将本项目相关工程纳入各采油厂环境风险应急预案中。

7.5.11 现有环境风险防范措施的有效性分析及环境风险应急预案

百口泉采油厂于 2021 年 7 月完成了《中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂突发环境污染事件应急预案》的编制工作，并取得克拉玛依市生态环境局备案（备案编号：650205-2021-005-M），定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂现有突发环境

事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。待本工程实施后，需将本工程相关内容更新至突发环境事件应急预案中。

本工程生产过程中存在的事故类型主要为：油气管道泄漏、火灾爆炸、井喷。玛中油田玛中4井区现有应急预案基本可以满足风险应急的需求。

本工程应急预案应急处置措施如下：

1) 井场泄漏处置

(1) 伴有甲烷、二氧化氮、天然气等有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、二氧化氮报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

(2) 引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

2) 管道泄漏处置

(1) 油气管道破裂泄漏时

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；

②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

④组织油气管道泄漏的围控、处置；

⑤油气管道泄漏原油回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

⑦应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；

⑧监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场

及周边无关人员和公众

⑨条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业；

⑩放空的天然气应通过放空火炬点燃烧掉，当火炬高度小于 1m 时应立即关闭放空阀门。

(3) 油气管道泄漏引发火灾、爆炸时

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

⑥采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体监测；

⑧迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；

⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；

⑩火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

4) 井喷失控

(1) 伴有甲烷、二氧化氮等有毒有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、二氧化氮报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

④条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

(2) 引发火灾、爆炸时

- ①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；
- ②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；
- ③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；
- ④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

(3) 遇险人员应急撤离条件

①井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全或引起重大火灾无法控制时；

②空气中甲烷、二氧化氮分别达到浓度 25%~30%、3%以上，且无法有效控制时；

③由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

7.6 风险评价结论

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B 以及本工程特点，本工程施工期涉及的危险物质主要为井场的柴油，存在井场的柴油储罐内；运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气（以甲烷为主），主要存在于密闭集输管线内。本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油气管线泄漏、站场设备破损发生油气泄露以及油气泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等，井喷、集输管线、站场设备破损发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。井漏会对地下水造成影响。本项目在钻井和井下作业时应落实各项井场制度，降低井喷、井漏发生概率，本项目区所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、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。因此，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；因此本工程做好事故风险防范措施，可以将事故发生概率减少到最低，百口泉采油厂已针对各类环境风险制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取措施后，本工程

环境风险程度属于可以防控的。

本项目环境风险简单分析内容表见表 7.6-1。

表 7.6-1 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	玛中油田玛中 4 井区白碱滩组油藏整体开发部署工程		
建设地点	新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县		
地理坐标	经度		纬度
主要危险物质及分布	本工程施工期涉及的危险物质主要为井场的柴油，存在井场的柴油储罐内；运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气（以甲烷为主），主要存在于密闭集输管线内。		
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油气管线泄漏、站场设备破损发生油气泄露以及油气泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等，井喷、集输管线、站场设备破损发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。井漏会对地下水造成影响。		
风险防范措施要求	生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生； 制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准； 定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测； 制定环境风险应急预案，定期演练。 设置可燃气体检测报警仪等防范设施。详见 7.5 节		
<p>结论：根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B 以及本工程特点，本工程施工期涉及的危险物质主要为井场的柴油，存在井场的柴油储罐内；运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气（以甲烷为主），主要存在于密闭集输管线内。本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油气管线泄漏、站场设备破损发生油气泄露以及油气泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等，井喷、集输管线、站场设备破损发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。井漏会对地下水造成影响。本项目在钻井和井下作业时应落实各项井场制度，降低井喷、井漏发生概率，本项目区所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、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。因此，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；因此本工程做好事故风险防范措施，可以将事故发生概率减少到最低，百口泉采油厂已针对各类环境风险制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取措施后，本工程环境风险程度属于可以防控的。</p>			

8.碳排放影响评价

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）》核算方法，计算本项目实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

8.1 碳排放分析

8.1.1 碳排放影响因素分析

8.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

（1）燃料燃烧 CO₂ 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO₂ 排放。

本项目新增井场以及站场的采用电加热，无需核算该部分产生的 CO₂ 排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO₂ 排放外，还可能产生少量的 CH₄ 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO₂ 和 CH₄ 排放。

本项目井场测试放喷过程中产生的天然气通过井场临时火炬点燃，需核算该部分产生的 CO₂ 和 CH₄ 排放量。

(3) 工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目不涉及工艺部分放空排放，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

(4) CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目井场、站场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

(5) CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4 。 CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本项目未实施甲烷回收利用。

(6) CO_2 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2 。 CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质埋存或驱油的减排问题。

本项目实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO_2 ，因此该部分回收利用量均为 0。

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

本项目实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

8.1.1.2 二氧化碳产排节点

本项目生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 8.1-1 所示。

表 8.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	火炬燃烧排放	各井场测试放喷期间火炬燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
2	CH ₄ 逃逸排放	井场、站场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
3	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	--

8.1.2 碳排放量核算

8.1.2.1 碳排放核算边界

本项目碳排放核算边界及核算内容见表 8.1-2 所示。

表 8.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	玛中油田玛中4井区白碱滩组油藏整体开发部署工程	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 火炬燃烧排放 (2) CH ₄ 逃逸排放 (3) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

8.1.2.2 碳排放量核算过程

本项目涉及火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(1) 火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本项目主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH₄ 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO₂ 及 CH₄ 排放。

① 计算公式

a. 火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中：

$E_{GHG-火炬}$ -火炬燃烧产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-事故火炬}$ -由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CH_4-正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{CH_4-事故火炬}$ -事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$GWPC_{CH_4-CH_4}$ 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。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 $GWPC_{CH_4}$ 等于 21。

b.正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2-正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4-正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中：

i-火炬系统序号；

Q 正常火炬-正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm^3 ；

CC 非 CO_2 -火炬气中除 CO_2 -外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF-第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO_2} --火炬气中 CO_2 -的体积浓度，取值范围为 0~1；

V_{CH_4} -为火炬气中 CH_4 的体积浓度；

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

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

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

式中：

J-事故次数；

GF 事故, j-报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度, 单位为万 Nm³/小时;

T 事故, j-报告期内第 j 次事故的持续时间, 单位为小时;

CC (非 CO₂) j-第 j 次事故火炬气中除 CO₂ 外其他含碳化合物的总含碳量, 单位为吨碳/万 Nm³;

OF-火炬燃烧的碳氧化率, 如无实测数据可采用缺省值 0.98;

V(CO₂)j-第 j 次事故火炬气中 CO₂ 的体积浓度;

VCH₄-事故火炬气中 CH₄ 的体积浓度;

②计算结果

本项目核算火炬气温室气体排放主要为井场试采过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表 8.1-3 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流速 (万 Nm ³ /h)	持续时间 (h)	火炬气中除 CO ₂ 外其他含碳化合物的总含碳量 (吨碳/万 Nm ³)	火炬燃烧的碳氧化率	火炬气中 CO ₂ 的体积浓度	火炬气中 CH ₄ 的体积浓度
1	14 座井场	正常工况	0.18	48	9.21	0.98	0.0002 (按玛中油田玛中 4 井区白碱滩组油藏中参数给出)	0.5527 (按玛中油田玛中 4 井区白碱滩组油藏中参数给出)

根据表中参数, 结合公式计算可知, 火炬燃烧排放温室气体量为 16.1 吨 CO₂。

(2) CH₄ 逃逸排放

本工程运营期 CH₄ 逃逸排放主要来自原油开采过程中井口装置和计量站、混输站逃逸排放的 CH₄。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南 (试行)》(发改办气候〔2014〕2920 号)中“油气开采业务 CH₄ 逃逸排放”计算公式进行计算:

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

式中: ECH₄_开采逃逸——原油开采或天然气开采中所有设施类型 (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 CH₄ 逃逸排放, 单位为吨 CH₄;

j——不同的设施类型；

Numoil,j——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；井场为 14 个，站场为 3 个；

EFoil,j——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；井口装置为 0.23，接转站为 0.18；

Numgas,j——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

EFgas,j——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；井口装置为 2.5。

本项目设 14 口采油井厂，新建计量站 2 座，新建混输站 1 座。

开采逃逸的 CH₄ 为：

$$E_{CH_4-开采逃逸} = 14 \times 0.23tCH_4 + 3 \times 0.18tCH_4 = 3.76tCH_4$$

GWPC_{CH₄}-CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH₄ 相当于 21 吨 CO₂ 的增温能力，因此 GWPC_{CH₄} 等于 21。根据上述公式计算可得本项目开采逃逸的 CH₄ 为 3.76t，折算成 CO₂ 排放量为 78.96t。

(3) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

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

式中：

ECO₂-净电为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

AD 电力为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

EF 电力为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

b. 净购入热力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中：

ECO₂-净热为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

AD 热力为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

EF 热力为热力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/GJ。

②计算结果

本项目生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 9997MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO₂/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量为 6669t。

(4) 碳排放核算结果汇总

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）》，化工企业的 CO₂ 排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{燃烧}} + E_{GHG\text{火炬}} + \sum_s (E_{GHG\text{工艺}} + E_{GHG\text{逃逸}}) - R_{CH_4\text{回收}} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{回收}} + E_{CO_2\text{净电}} + E_{CO_2\text{净热}}$$

式中：

EGHG-温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

ECO₂燃烧-核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

EGHG-火炬-企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂ 当量；

EGHG-工艺-企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂ 当量；

EGHG-逃逸-企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂ 当量；

S-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；

RCH₄-回收-企业的 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWPCH₄-CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21；

RCO₂-回收-企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂。

ECO₂-净电-报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

ECO₂净热为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂。

按照上述 CO₂ 排放总量计算公式，则本项目实施后 CO₂ 排放总量见表 8-1-4 所示。

表 8.1-4 CO₂ 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量 (吨 CO ₂)	占比 (%)
本项目	燃料燃烧 CO ₂ 排放	0	0
	火炬燃烧排放	16.1	0.0024
	工艺放空排放	0	0
	CH ₄ 逃逸排放	78.96	0.0117
	CH ₄ 回收利用量	0	0
	CO ₂ 回收利用量	0	0
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	6669	0.9859
	合计	6764.06	100

由上表 8.1-5 分析可知，本项目 CO₂ 总排放量为 6764.06t。

8.2 减污降碳措施

本项目从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

8.2.1 工艺技术减污降碳措施

本项目井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

8.2.2 电气设施减污降碳措施

本项目在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO₂ 排放量。具体措施主要有：

(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) 选用高功率因数电气设备。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，补偿后功率因数达 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数补偿，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 1 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 1 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。

8.2.3 减污降碳管理措施

采油厂建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，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进行详细的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

8.3 碳排放评价结论及建议

8.3.1 碳排放评价结论

本项目实施后，CO₂总排放量为 6764.06t。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品 CO₂排放强度相对较低。

8.3.2 碳排放建议

(1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

(2) 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

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

9 环境管理、监测与 HSE 管理体系

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

9.1 环境管理机构

9.1.1 决策机构

本工程的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油新疆油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，工程的环保管理机构百口泉采油厂设安全环保质量部，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油新疆油田分公司开发公司部负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调地面工程的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

9.1.2 实施与管理机构

新疆油田公司安全环保质量处负责全公司环境保护的监督管理，负责制定相关环境保护规划、制度，下发环境保护相关文件，执行上级集团及公司环境保护重大决策，落实政府环境保护管理部门相关要求。中石油集团下发 HSE 考核体系及指标，对公司及各二级单位进行 HSE 考核。

目前，新疆油田公司项目管理流程为：项目建设立项从二级单位发起，依次报地面建设处、投资发展处，上报总部审批后实施；安全环保项目由安全环保处审查后，报投资发展部，上报总部审批；项目经总部批准后，下发投资发展处，依次下发地面建设处建设，竣工后，由采油厂负责运行。

地面工程项目由地面建设处外委设计院设计、勘探研究院负责油藏、地质等方面的研究、设计，工程技术研究院负责钻井方案的设计。相关设计包含环境保护工程的设计。

项目建设由开发公司组织实施，负责组织开展环评，项目竣工后，由开发公司负责组织环境保护验收。

验收合格后，由石西作业区负责运行，同时负责运行过程的环境保护管理。

新疆油田公司对油田“三废”的防治，以属地管理为主，各采油厂产生的生产废水、生活污水均由采油厂自行处置，固废（含油污泥、废弃泥浆）及公共设施“三废”的处理处置交由第三次处置，主要以合同形式约定相关环保责任，公司对第三方处置单位下达环境保护考核指标，油田服务中心负责落实、分解管辖区内的相关考核指标。

各作业区为新疆油田分公司下属二级单位，均设 QHSE 管理科，负责落实集团及分公司环境保护管理要求及规定，本项目建成运营后由新疆油田公司石西作业区负责生产运行管理。

9.1.3 监督机构

塔城地区生态环境局，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审批该项目的环评执行标准，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和布克赛尔蒙古自治县分局对该项目在建设期与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是具体负责环境管理的职能机构，监督辖区内油田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

9.2 开发期环境管理及监测

9.2.1 承包方的环境管理

本工程开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 8.2-1。

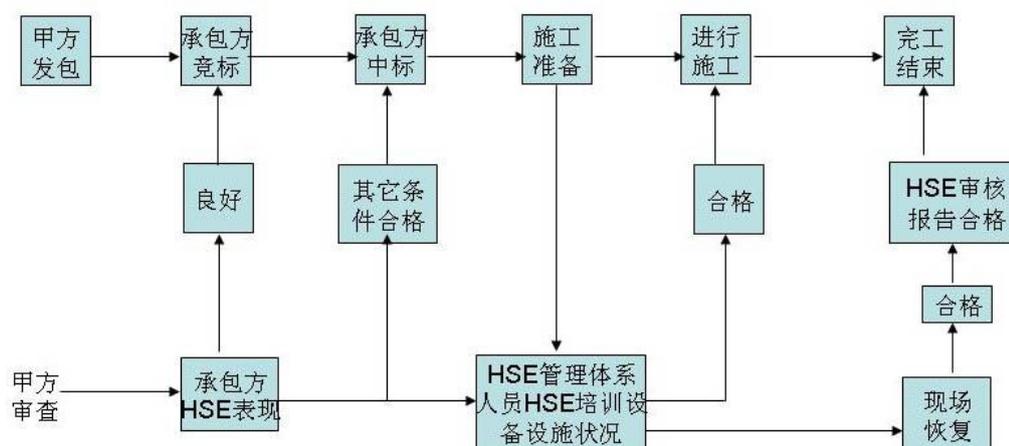


图 9.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

(1) 分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

(2) 对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方生态环境管理部门，批准后方可开工。

(3) 对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

(4) 根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

9.2.2 地面工程建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对井场、站场、管道沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

9.2.3 施工期环境监理

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本工程充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油新疆油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本工程的建设符合有关环保法律法规的要求。

(1) 环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地生态环境管理部门的要求和环境标准。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

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

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

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

(3) 环境监理范围

①管道工程

本工程管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：单井管线作业带宽度 8m。

②井场、站场

井场、站场环境监理的范围即为工程扰动的范围。

(4) 环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，运输车辆的声环境控制措施，施工土方量等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、恢复方案进行监理。

②试运营期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

环境监理工作计划及重点见表 9.2-1。

表 9.2-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	井场	①井位、站场布置是否满足环评要求； ②井场、站场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； ③施工作业是否超越了限定范围； ④废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位

2	管沟开挖现场	①集输线路是否满足环评要求； ②施工作业是否超越了作业带宽度； ③挖土方放置是否符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； ④施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑤施工完成后是否进行了清理。	
3	道路建设现场	①施工作业是否超越了限定范围； ②临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施； ③施工人员是否按操作规程及相关规定作业。	各项环保措施落实到位
4	其它	①施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复、防沙治沙、水土保持措施； ②施工季节是否合适； ③有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

9.3 运营期环境管理及监测

9.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 9.3-1。

表 9.3-1 项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	建设单位	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	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和正常运行； ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放 ③检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染 ④检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放	建设单位	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
3	环境监测管理	①组织废气污染源无组织排放厂界监测，防止废气影响 ②组织地下水环境监测，防止水环境污染 ③组织厂界环境噪声监测，防止厂界超标	建设单位	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
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	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

(1) 日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

定时定点做好环境监测，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

在生产过程中，采出水进入联合站采出水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油藏。

废气污染源的控制是重点加强油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

——加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

——落实管理制度

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

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

(2) 重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

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

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故

发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

由于本工程在运行过程中，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。

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境（非甲烷总烃）等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

为了监控油田作业开发对地下水（主要为潜层地下水）的影响情况，应设置地下水监控井，并定期检测。结合玛中油田玛中 4 井区群整体方案，在项目区上游地区处设 1 眼地下水背景（或对照）监控井，重点污染防治区附近设置 1 眼地下水污染监控井，项目区下游布设 1 眼地下水污染监控井，监测点充分依托玛中油田玛中 4 井区已有监测井。地下水污染监控井的建设和管理应符合《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的规定。

9.3.2 运营期环境监测计划

根据本项目生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《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）、《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）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本项目的监测计划。环境监测计划见表 9.3-2。检查管道沿线生态恢复及水土保持措施落实情况。

表 9.3-2 运营期环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	地下水	在项目区上游地区处设 1 眼地下水背景(或对照)监控井,重点污染防治区附近设置 1 眼地下水污染监控井,区块下游布设 1 眼地下水污染监控井,监测点充分依托玛中油田玛中 4 井区已有监测井。	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类、砷、六价铬等	每半年采样 1 次。
2	噪声	井场、站场厂界	厂界噪声监测	每年一次
3	土壤	混输站占地范围内、占地范围外 200m, 分别设 1 个表层样, 在占地范围内设 1 个表层样	石油类、石油烃、砷、六价铬等	每年 1 次
4	生态环境	项目区及管线周围	检查井场、站场和管道沿线生态恢复情况	3-5 年一次

9.3.3 污染物排放清单

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 9.3-3。

本工程符合环境准入要求。建设单位应根据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84号）要求，在发生实际排污行为之前，按照国家环境保护相关法律法规以及排污许可证申请与核发技术规范要求申请排污许可证，不得无证排污或不按证排污。

表 9.3-3 运营期污染物排放汇总

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m ³)	环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	排放浓度 (mg/m ³)			
废气	采油井场、站场	无组织废气	管道密闭输送, 加强阀门、机泵的检修与维护, 从源头减少泄露产生的无组织废气。	—	非甲烷总烃	7920	/	1.391	非甲烷总烃≤4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求
		温室气体	降低抽油机井工作能耗, 加强油气技术管道密闭性能, 开发清洁能源替代现有能源等, 从而减少温室气体排放。	—	CO ₂	7920	/	6764.06	/	/
类别	污染源	污染因子	处理措施			处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制指标 (t/a)	执行标准 (mg/L)	环境监测要求
废水	采出水、井下作业废水	SS、COD、石油类、挥发酚	采出水随采出液输送至百口泉注输联合站处理; 井下作业废水采用专用罐回收, 拉运至百口泉注输联合站处理。			—	不外排	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
类别	噪声源		污染因子	治理措施	处理效果	执行标准		环境监测要求		
噪声	井下作业 (修井、洗井等)		L _{eq}	选用低噪声设备, 采取减振、隔声、消声等降噪措施	厂界达标	厂界昼间≤60dB(A); 夜间≤50dB(A)		《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准		
	井口装置、计量站、混输站		L _{eq}							
序号	污染源名称		固废类别	处理措施						
固废	油泥 (砂)、清管废渣、废防渗膜、废润滑油		HW08	收集后委托克拉玛依顺通环保科技有限公司或其他有危废处置资质单位接收处置。						
	落地油		/	井下作业时带罐作业, 落地油 100%回收。						
环境风险防范措施			严格按照风险预案中相关规定执行							

9.3.4“三同时”验收

(1) 环境工程设计

①必须按照环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

(2) 环境设施验收建议

①验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

②验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，中国石油新疆油田分公司应当按照生态环境主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。中国石油新疆油田分公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

中国石油新疆油田分公司对项目进行自主验收，中国石油新疆油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，中国石油新疆油田分公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，中国石油新疆油田分公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

③建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“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，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 9.3-4。

表 9.3-4 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	验收标准
施工期						
生态	1	生态恢复	严格控制作业带宽度 管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土	--	临时占地恢复到之前状态	《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)
	2	水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗等水土保持宣传牌	--	防止水土流失	
	3	防沙治沙	永久占地铺设砾石；施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围	--	防止土地沙化	
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	--	--	--
	2	钻井机械、运输车辆产生的燃油废气	使用合格燃料，加强施工管理	--	--	--
	3	测试放喷废气	测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃	--	--	--
	4	储层改造废气	压裂液、废压裂返排液使用密闭罐存放	---	---	---
废水	1	试压废水	循环利用	--	不外排	--
	2	钻井废水	采用不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备	--	不外排	
	3	生活污水	排入生活污水池暂存，定期拉运至乌尔禾污水处理厂处理	--	不外排	
噪声	1	吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间。	--	--	--
固废	1	施工土方	全部用于管沟和井场回填。	--	--	--
	2	施工废料	部分回收利用，剩余收集后运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置。	--	--	--

	3	泥浆	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理,在井场进行固液分离,分离后的液相回用于钻井液配备;分离后的固相暂存于岩屑储罐,委托第三方处置单位进行处理,处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中相关标准要求后综合利用。检测不合格的岩屑委托有处置能力的第三方单位进行进一步处置,直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的综合利用限值后综合利用。	--	--	--
	4	岩屑	集中收集后拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置。	--	--	--
	5	生活垃圾	委托有相应危废处置资质单位接收处置	--	--	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)
	6	机械设备废油和含油废弃物、废纯碱、膨润土、水泥等包装袋	运营期			
类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	验收标准
废气	1	井场无组织废气	密闭管道、阀门的检修和维护。	—	场界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	《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;
废水	1	采出水	采出水进入百口泉注输联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油藏,不外排。	--	不外排	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
	2	井下作业废水	采用专用废水回收罐收集,运至百口泉注输联合站处理。	--	不外排	
噪声	1	井场、站场	基础减震	—	场界达标: 昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ 夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区排放限值
固废	1	油泥(砂)、清管废渣、废防渗膜、废润滑油、落地油	委托克拉玛依顺通环保科技有限公司接收处置。	--	--	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)
防	1	简单防井场、站场永	实施地面硬化		地面硬化	-

渗	渗区	久占地				
	2	管道防腐、保温	管道自身属材质防腐, 无需对管道增加内外防腐涂层。油区单井保温层均采用30mm橡塑海绵, 集输管道保温层均采用30mm硬质聚氨酯泡沫塑料, 防护层采用聚乙烯补口套。		防腐、保温性能良好	-
风险防范措施		井场、站场	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌。	--	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	—
环境管理与监测	1	排污口规范化	按照《排污口规范化整治技术要求(试行)》《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置。	--	--	保证实施
	2	井场、站场	按照监测计划, 委托有监测资质的单位开展监测。	--	--	污染源达标排放
	3	环境影响后评价	根据《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》《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》等文件组织开展环境影响后评价。	--	--	保证实施
退役期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	--	--	--
噪声	1	车辆	合理安排作业时间。	--	--	--
固废	1	废弃管线、废弃建筑垃圾	收集后拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置。	--	妥善处置不外排	--
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理, 恢复原有自然状况。	--	恢复原貌	《废弃井封井回填技术指南(试行)》

9.5 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)》《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。石油天然气开发建设项目可按照开发区整体开展环境影响后评价工作。

因此, 项目正式投产或运营后, 可纳入玛中油田玛中4井区开发区整体开展环境影响后评价工作。

10. 结论与建议

10.1 项目概况

本工程位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，西距白碱滩区约 46.5km，北距离和布克赛尔蒙古自治县中心城区 125.7km。玛中油田玛中 4 井区白碱滩组油藏位于准噶尔盆地中央拗陷玛湖凹陷中部。玛中 4 井区内公路、通讯设施齐全，交通条件较便利，具备良好的开发地面条件。生产运行管理由中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂负责。本工程地理位置中心坐标为 E ， N （拟建混输站）。

本工程主要建设内容为：①部署采油井 14 口（MZD40007、MZD40008、MZD40009、MZHW4006、MZHW4007、MZ40010、MZD40011、MZD40012、MZ40013、MZD40014、MZD40015、MZHW4003、MZHW4004、MZHW4005）；②新建标准化采油井场 14 座；③新建计量站 2 座（3 号计量站、4 号计量站），新建混输站 1 座，扩建 1 号计量站；④新建单井集输管线 16.2km（包括 14 口新钻采油井和 4 口老井进站管线），新建集油支线 4.8km，新建集输干线 35km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。工程建成后，新建产能为 $8.34 \times 10^4 \text{t/a}$ ，原油、采出水处理依托百口泉注输联合站，天然气处理依托富城能源玛 18 天然气处理站。

本工程总投资为 17816.65 万元，其中环保投资 1174 万元，占总投资 6.6%。

10.2 产业政策及规划符合性

（1）产业政策符合分析

本工程属于油气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，“1. 石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”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。

（2）政策、法规符合性分析

本工程属于新疆油田分公司石油天然气开采项目，选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线

等生态保护区。运营期工艺流程全密闭，废水、固废处置措施得当。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》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《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）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性分析

本工程属于新疆油田分公司石油天然气开采项目，有助于推进玛中油田玛中 4 井区的油气开发，加大准噶尔盆地油气开发力度。符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》《新疆油田公司“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护十四五规划》相关要求。

（4）“三线一单”符合性判定

本工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县玛中油田玛中 4 井区内，不在拟定的生态红线范围内；项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列。

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号）和《关于印发〈塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（塔行发〔2021〕48号）及 2023 年动态更新成果，本工程位于和布克赛尔蒙古自治县一般管控单元 01（环境管控单元编码为 ZH65422630001）。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一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

10.3 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

玛中油田玛中 4 井区地处准噶尔盆地北缘，评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。根据《新疆生态功能区划》，评价区属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区（II），准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区（II₂），大拐一小拐农业开发生态功能区（18）。项目区气

候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，土壤类型为盐土、灰漠土；植被为典型的荒漠植被，主要为梭梭、盐节木等，植被覆盖度较低，野生动物极少。

（2）环境空气质量现状

根据中国空气质量在线监测分析平台的《2023年逐月及全年塔城地区环境空气质量报告》中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：2023年工程所在地塔城地区SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃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。

特征因子补充监测结果表明，评价范围内监测点非甲烷总烃1小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中参考限值，H₂S1小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的浓度限值。

（3）水环境质量现状

本工程周边5km范围内无天然地表水体。项目区地下水环境质量现状监测结果表明：区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准；潜水监测点中除氯化物、硫酸盐、溶解性总固体、总硬度，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求，超标与其地质条件和地下水的赋存条件有关，并非受人类活动所致。

（4）声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。

（5）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，评价区范围内土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，土壤中各项因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值标准；项目区占地范围外土壤环境质量可满足《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pH>7.5其他农用地对应的风险筛选值标准；石油烃含量均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类标准限值。

10.4 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 9.1-1。

表 9.4-1 污染物产排情况一览表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	油气集输	无组织排放	NMHC	1.391t/a	1.391t/a	大气
废水	采出水		SS、COD、石油类等	3.2×10 ⁴ t/a	0	采出水进入百口泉注输联合站的采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油藏。
	井下作业废水		井下作业废水	190.4t/a	0	采用专用罐回收作业废水，拉运至百口泉注输联合站处理。
			COD	0.24t/a	0	
		石油类	0.04t/a	0		
固体废物	井场	油泥	石油类	756.94t/a	0	委托克拉玛依顺通环保科技有限公司或其他有危废处置资质单位接收处置。
	管线	清管废渣	石油类、SS 和氧化铁等	0.064t/a	0	
	井下作业	废防渗膜	石油类	3.5t/a	0	
		废润滑油	石油类	0.7t/次	0	
井场、管线及井下作业	落地原油	石油类	1.4t/a	0	落地油 100%回收，回收后的落地原油委托克拉玛依顺通环保科技有限公司或其他有危废处置资质单位接收处置。	
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	60~120dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施。

10.5 环境影响预测与分析

(1) 生态环境影响分析

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。项目位于和布克赛尔蒙古自治县境内，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和防沙治沙防治措施。

项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本工程永久性占地面积为 6.43hm²，临时占地面积 66.88hm²，总占地面积为 73.31hm²，占地类型为盐碱

地和沙地，区域自然植被主要有梭梭、盐节木等，项目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。

由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，工程对野生动物的影响较小。

项目区属于天山北坡诸小河流域重点治理区，但占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

（2）大气环境影响分析

根据工程分析，本工程施工期废气主要包括井场、站场、管线作业带等施工场地平整清理、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等。施工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。

生产运营期的大气污染源主要是生产过程中油气集输、处理过程中大气污染物主要是无组织泄漏烃类气体。本工程油气开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少无组织废气的排放量。根据预测结果，根据预测结果可知，无组织废气污染源污染物的贡献浓度较低，占标率较小，不会对大气环境产生明显影响。

综上所述，项目在施工期和运营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，但各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。

（3）声环境影响分析

本工程开发过程中的噪声源主要分为施工期噪声和生产运营期噪声两部分。施工期由于钻井、运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，施工期噪声源均为暂时性的，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范围。

生产运营期即油田的生产过程的噪声主要以井场、站场的各类机泵等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。本油田开发建设区域声环境质量现状较好，油田开发建设中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

（4）水环境影响分析

本工程施工期产生的废水主要包括钻井废水、管道试压废水以及施工人员生活污水。本工程钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排，对水环境的影响很小。试压废水用作场地降尘用水。生活污水排入生活污水池，定期拉运至库尔禾污水处理厂处理。

运营期的采出水依托百口泉注输联合站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后，回注油藏，不外排。井下作业废水采用专用废液收集罐收集，拉运至百口泉注输联合站处理达标后回注油藏。

在非正常情况下，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但由于项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水。正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响，因此，事故情况对地下水环境产生的影响也非常有限。本工程需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

（5）固体废物影响分析

本工程在开发期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、施工废料、清管废渣、施工人员产生的生活垃圾、废油和含油废弃物、施工废弃土石方。

本工程钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备；分离后的固相暂存于岩屑储罐，委托第三方处置单位进行处理，处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关标准要求后综合利用。检测不合格的岩屑委托有处置能力的第三方单位进行进一步处置，直至满

足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用限值后综合利用。施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置。施工期间施工人员生活垃圾集中收集后运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置。本工程施工期产生的机械设备废油和含油废弃物收集后委托具有危险废物处置资质的单位接收处置。本工程开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

运营期产生的含油污泥、清管废渣、废防渗膜、落地油等危废桶装收集后委托克拉玛依顺通环保科技有限公司接收处置。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》，对危险废物实行全过程管理。危废废物临时贮存场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的有关规范进行设计和管理。井下作业时带罐作业，落地油100%回收。

固体废物在处置和运行管理中严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中的相关要求，则本工程在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

（6）土壤影响分析

正常状况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，正常状况下无土壤污染途径，不会对周围土壤产生影响。非正常状况下，管线阀门连接处发生泄漏，泄漏采出液渗入土壤中，对土壤造成污染。

（7）环境风险分析

本工程所涉及的危险物质包括原油和天然气，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄漏事故。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，在严格落实本工程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，本工程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,可将本工程的环境风险控制在可接受的范围之内。但是,即使该建设工程发生风险事故的可能性很小,建设单位也不能因此而忽视安全生产,而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求,防止发生风险事故。

10.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下:

(1) 生态保护措施:优化站场布设,管道和道路选线,减少占地,严格按照有关规定办理建设用地审批手续。严格界定施工活动范围,尽可能缩小施工作业带宽度,管线施工临时占地作业带宽度不得超过8m,减少对地表的碾压。施工期充分利用现有油田道路,尽可能减少道路临时占地,降低对地表和植被的破坏,施工机械在不得在道路以外行驶和作业,保持地表不被扰动,不得随意取弃土。场施工在开挖地表、平整土地时,临时堆土必须进行拦挡,施工完毕,应尽快整理施工现场。对站场地表进行砾石压盖。加强野生动物保护,对施工人员进行宣传教育,禁止捕杀野生动物。在道路边、油田区,设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌,并从管理上对作业人员加强宣传教育,切实提高保护生态环境的意识。及时清理施工现场,做到“工完、料净、场地清”。在井场、站场、管线两侧设置草方格防风固沙。

(2) 大气污染防治措施:本工程集输采用密闭流程,采用技术质量可靠的设备、阀门等;定期对井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修,以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对集输管线进行巡检,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。

(3) 噪声防治措施:合理布局噪声源,采用基础减振、隔声等措施,并加强日常维护,减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

(4) 废水防治措施:井下作业废水带罐作业,运至百口泉注输联合站处理;采出水依托百口泉注输联合站采出水处理系统处理达标后,回注油藏。

地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

(5) 固体废物防治措施：本工程运营期产生的油泥（砂）、废防渗膜、废润滑油和清管废渣桶装收集后委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司接收处置。

(6) 土壤污染防治措施：加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；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。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

(7) 风险防治措施：本工程集输工程中主要风险是管线破坏引起的天然气、原油泄漏，做好风险防范工作，防止对周围环境、工作人员人身安全造成的危害。本工程的环境风险防范措施及制定的预案切实可行、有效。在落实风险防范措施、应急预案后，其发生事故的较低，其环境危害也是较小的，环境风险水平是可接受的，项目建设可行。

10.7 公众意见采纳情况

本工程公众参与由建设单位新疆油田分公司负责实施，首次环境影响评价公众参与相关信息通过新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站（网址为 <http://www.xjhbcy.cn/articles/show/14389>）公开，时间为 2024 年 11 月 26 日。

10.8 环境影响经济损益分析

本工程具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、站场设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本工程环境保护投资约 1174 万元，环境保护投资占总投资的 6.6%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

10.9 环境管理与监测计划

新疆油田分公司开环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10 结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类“七、石油天然气”“1. 石油天然气开采”项目，项目建设符合国家产业政策；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》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采也污染防治技术政策等》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目符合“三线一单”要求；中国石油新疆油田分公司开发公司部按照《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。

评价认为：本工程符合国家产业政策和新疆经济发展规划，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址选线合理，建设是可行的。