

BK15 井周边	BK13 井周边
BK16 井周边	BK13 井周边道路
项目周边农田	项目周边植被

现场踏勘照片

目 录

1.概述.....	- 1 -
1.1 建设项目特点.....	- 1 -
1.2 环境影响评价的工作过程.....	- 1 -
1.3 分析判定相关情况.....	- 3 -
1.4 关注的主要环境问题和环境影响.....	- 4 -
1.5 环境影响评价的主要结论.....	- 5 -
2.总则.....	- 6 -
2.1 评价目的与原则.....	- 6 -
2.2 编制依据.....	- 7 -
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选.....	- 10 -
2.4 环境功能区划.....	- 13 -
2.5 评价标准.....	- 13 -
2.6 评价等级和评价范围.....	- 18 -
2.7 评价时段与评价重点.....	- 27 -
2.8 污染控制目标与环境保护目标.....	- 27 -
2.9 评价方法.....	- 29 -
3.建设项目工程分析.....	- 31 -
3.1 项目开发现状及环境影响回顾.....	- 31 -
3.2 工程概况.....	- 39 -
3.3 工程分析.....	- 59 -
3.4 清洁生产分析.....	- 77 -
3.5 污染物排放总量控制.....	- 86 -
3.6 与相关法律法规、规划符合性分析.....	- 87 -
3.7 与相关规划符合性分析.....	- 97 -
3.8 选址、选线合理性分析.....	- 102 -
3.9“三线一单”符合性分析.....	- 103 -
4.环境现状调查与评价.....	- 112 -
4.1 自然环境概况.....	- 112 -
4.2 生态环境现状调查与评价.....	- 114 -

4.3 环境空气质量现状调查与评价	136 -
4.4 声环境现状调查与评价	137 -
4.5 水环境现状调查与评价	141 -
4.6 土壤境现状调查与评价	148 -
5.环境影响预测与评价	160 -
5.1 生态环境影响分析	160 -
5.2 大气环境影响分析	169 -
5.3 声环境影响分析与评价	175 -
5.4 水环境影响分析	180 -
5.5 土壤环境影响分析	188 -
5.6 固体废物影响分析	195 -
6.环境保护措施及其可行性论证	201 -
6.2 运营期环境保护措施	211 -
6.3 退役期环境保护措施	223 -
6.4 环境经济损益分析	225 -
7.环境风险评价	229 -
7.1 评价依据	229 -
7.2 环境敏感目标概况	230 -
7.3 环境风险识别	231 -
7.4 环境风险分析	237 -
7.5 环境风险防范措施及应急预案	239 -
7.6 风险评价结论	245 -
8 碳排放影响评价	247 -
8.1 碳排放分析	247 -
8.2 减污降碳措施	254 -
8.3 碳排放评价结论及建议	255 -
9.环境管理与监测计划	256 -
9.1 环境管理体系的建立和运行	256 -
9.2 环境管理机构	262 -
9.3 污染物排放清单	263 -

9.4 环境监测计划	- 264 -
9.5 环保设施竣工验收管理	- 266 -
10.结论与建议	- 270 -
10.1 评价结论	- 270 -
10.2 建议	- 276 -

1.概述

1.1 建设项目特点

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田位于新疆塔里木盆地北部，是中国第一个古生界海相亿吨级大油田，也是塔里木盆地主要石油天然气资源蕴藏区之一，资源量约 30 亿吨。根据《关于〈中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书〉的审查意见》（新环审〔2022〕147 号），中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划期间实施 23 个探矿权，面积约为 7.825 万平方千米；12 个采矿权，面积约为 0.565 万平方千米。规划实施三维地震勘探 1.05 万平方千米，新增探井 275 口、开发井 1216 口，到 2025 年建成年产 1500 万吨油当量油气田。巴什托油气田位于喀什地区巴楚县琼库尔恰克乡，2008 年 9 月正式投入开发，2009 年 3 月巴什托集油站建成投产，日常属西北油田分公司雅克拉采气厂管辖。现有油气水井 10 口，其中生产井 6 口，关停井 1 口，注水井 3 口，日产油 26 吨，日产水 142 方，综合含水 65%，不含硫化氢。

巴什托油气田目前已经历 1998 年《巴楚亚松迪气田和巴什托油气田开发建设工程环境影响报告书》（批复：新环监字〔1998〕198 号，验收：自主验收）、2011 年《新疆塔里木盆地巴楚隆起扩克区块油气勘探开发环境影响报告书》（批复：新环评价函〔2011〕905 号，验收：自主验收）、《新疆巴什托油气田地面建设工程环境影响报告书》（批复：新环评价函〔2011〕1017 号，验收：新环评价函〔2012〕1141 号）、《雅克拉采气厂巴什托区块集输系统隐患治理建设项目环境影响报告书》（批复：喀地环评字〔2023〕292 号）、《巴什托油气田 2024 年产能建设项目》（批复：喀地环评字〔2024〕号）。

本项目设计新钻井 5 口（BK13 井、BK14 井、BK15 井、BK16 井、BK17 井），新建采油井场 5 座，新增 5 台 200KW 的加热炉；新建单井至巴什托集油站集输管线和燃料气管线同沟敷设 10.76km，配套建设电力、给排水及消防、结构、通信、暖通、自控、防腐等工程。

1.2 环境影响评价的工作过程

本项目为石油天然气开采项目，地处新疆维吾尔自治区喀什地区巴楚县境内，所有工程均呈点线状分布在已开发油区范围内，为老区块改扩建项目。根据《关

于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号）文，本项目所在地巴楚县属于塔里木河流域水土流失重点治理区。同时，本项目评价范围内涉及永久基本农田，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）中第7项“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），并根据现场调查及相关资料，“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）”，报新疆维吾尔自治区生态环境厅审批。

2024年12月4日，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本项目的环评评价工作（委托书见附件1）。天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员对项目区现场实地踏勘、开展现状调查、收集资料及其他支撑性文件资料，对本项目进行工程分析，识别环境影响因素，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。

受天合公司委托，新疆齐新环境服务有限公司对本项目评价区域大气、土壤、声环境质量现状进行了监测，在以上基础上，天合公司编制完成了《巴什托油气田 2025 年产能建设项目环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图 1.2-1。

在环评报告编制期间，建设单位于 2024 年 12 月 6 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对本项目进行了第一次网络信息公示，并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，天合公司完成了环境影响报告书征求意见稿，随后西北油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号）要求，于 2025 年 1 月 3 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行了环境影响评价第二次公示（征求意见稿公示），并于公示期间在项目所在地进行了报纸公示及张贴公示。于 2025 年 1 月 22 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站上进行了环境影响评价报批前公示，公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明。载体选择符合《环境影响评价公众参与办法》要求。

根据西北油田分公司反馈情况，公示期间未收到反馈意见。

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

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

1.3.1 产业政策符合性判定结论

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”中“石油天然气开采”、“油气管网建设”，本项目的建设符合国家当前产业政策要求。

1.3.2 政策、法规符合性分析

本项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《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、法规相关要求。

1.3.3 规划符合性判定结论

本项目属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司的油气田开采项目，符合《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》的相关要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目位于西北油田分公司矿权范围内，不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气开发活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，项目区属于塔里木盆地—东疆荒漠生态区、塔里木盆地北部荒漠—绿洲农业生态亚区、叶尔羌河平原荒漠、绿洲农业及荒漠河岸林保护生态功能（58）。本项目占地较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

1.3.4 选址选线合理性分析判定结论

本项目的实施符合《新疆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，本项目所在区没有

位于法律法规明令禁止建设的区域，距离最近的生态保护红线 7.6km，项目远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区。本项目评价范围内分布有公益林和永久基本农田，距离最近的巴楚县地方公益林 50 米，距离最近的永久基本农田 837 米。项目无法避让塔里木河流域水土流失重点治理区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

本项目部署开发井 5 口，新建集输管线和燃料气管线各 10.76km，油气同沟敷设。项目建设过程中尽可能避让植被覆盖度高的区域，减少对植被的生态扰动；建成后所在区域的生态功能不会降低，对生态环境的影响属可接受的范围，工程的选址从环保角度认为可行。

1.3.5 三线一单符合性判定结论

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〈喀什地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（喀署办发〔2021〕56 号）及 2023 年动态更新调整的成果，本项目位于巴楚县一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65313030001），不在划定的生态保护红线内。

本项目原油集输管道采取密闭措施，从源头减少泄漏产生的无组织废气；运营期采出水随采出液经集输管线输送至巴什托集油站处理；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，拉运至巴什托集油站处理达标后回注地下；本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，工程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。本项目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；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、喀什地区“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本项目的环境影响主要发生在施工期钻井、井场建设过程，运营期采油、井下作业等工艺过程。主要包括施工期和运营期污染物排放造成的污染影响和占地、施工造成的生态影响。根据现状调查，本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，主要环境敏感保护目标为塔里木河流域水土流失重点治理

区。

本项目的建设关注的主要环境问题有：

(1) 本项目评价范围内涉及永久基本农田，应关注施工期污水排放、固废处置。对于井场和管道沿线经过的敏感区域，在做好现状调查工作的同时，重点评价井场和管线对该区域的影响程度，确保环境影响在可接受的范围内，并提出预防、减缓和生态恢复措施，将影响降至最低。

(2) 本项目为油气开采项目，环境影响因素主要来源于施工过程中临时和永久占地产生的生态影响、施工期扬尘、施工机械及运输车辆产生的燃油废气、生活污水、施工废料、生活垃圾、废油和含油废弃物等；运营期井场加热炉伴生气燃烧烟气及集输过程无组织排放烃类污染物、井下作业废水、采出水、油泥（砂）、清管废渣、废润滑油、废防渗材料、废压裂液、废酸化液、废洗井液等对环境产生的影响；以及可能发生的环境风险对区域环境产生的影响。

1.5 环境影响评价的主要结论

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，本项目属于《产业结构调整指导目录》（2024 年版）中“石油、天然气勘探及开采”鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策、相关规划、“三线一单”要求，项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境敏感目标的影响属可接受的范围，从环保角度分析，项目是可行的。

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

本项目生产过程中，井下作业、集输等作业的资源（新鲜水）和能源的消耗指标较低，生产工艺成熟、设备先进，污染物排放达到国家规定的排放标准，环境管理体系（HSE 管理体系）健全。

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

综上所述，本项目开发产生的废水、废气、固废及对局部生态环境带来的影响，在落实报告书中提出的各项环境保护措施后，污染物可实现达标排放，对环境的影响是可接受的，从环境保护的角度看，本项目建设是可行的。

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

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

(2) 通过工程分析，明确本项目施工期、运营期和退役期主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

(3) 对油田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出油田开发建设施工期、运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) 评价本项目对国家产业政策、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) 分析本项目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，论证工程在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本项目的设计、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，优化项目建设，服务环境管理。

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，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 年修订）	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 年修订）	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 年修订）	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 年修订）	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	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
8	中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
9	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
10	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
11	中华人民共和国节约能源法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
12	中华人民共和国土地管理法（2018 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2019-08-26
13	中华人民共和国防洪法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
14	中华人民共和国野生动物保护法（2022 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2023-05-01
15	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
16	中华人民共和国防沙治沙法	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
17	中华人民共和国安全生产法（2021 年修正）	13 届人大第 29 次会议	2021-09-01
18	中华人民共和国森林法	13 届人大第 15 次会议	2019-12-28
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 年修订）	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 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
4	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
5	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修订）	国务院令 653 号	2014-07-29
6	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
7	国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知	国发〔2023〕24 号	2013-12-07
8	中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	国务院发	2021-11-02
9	国家林业局财政部关于印发《国家级公益林区划界定办法》和《国家级公益林管理办法》的通知	林资发〔2017〕34 号	2017-04-28
10	自然资源部国家林业局和草原局关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知	自然资函〔2020〕861 号	2020-9-26
11	自然资源部办公厅国家林业局和草原局办公室关于生态保护红线划定中有关空间矛盾冲突处理规则的补充通知	自然资办函〔2021〕458 号	/
12	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
13	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令 698 号	2018-3-19
14	地下水管理条例	国务院令 748 号	2021-12-1
15	中华人民共和国基本农田保护条例	国务院令 257 号	1999-1-1
16	新疆维吾尔自治区基本农田保护办法	自治区人民政府令 第 93 号	2000-8-7

巴什托油气田 2025 年产能建设项目环境影响报告书

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
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）	部令第 16 号	2020-11-30
2	关于印发“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划的通知	环土壤〔2021〕120 号	2021-12-31
3	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第 4 号	2019-01-01
4	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
5	国家危险废物名录（2021 版）	生态环境部令第 15 号	2020-11-25
6	产业结构调整指导目录（2024 年版）	国家发展和改革委员会令第 49 号	2023-12-27
7	排污许可管理办法	生态环境部办公厅	2023-3-23
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
10	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
11	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
12	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石油天然气股份有限公司能评〔2020〕1 号	2020-03-19
13	开发建设项目水土流失防治标准（GB 50434—2018）	住建部 2018 年第 259 号公告	2019-04-01
14	危险废物转移管理办法	部令第 23 号	2022-01-01
15	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
16	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
17	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年第 74 号	2021-12-22
18	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
19	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
20	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
21	关于发布《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 年 第 82 号	2021-12-30
22	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
23	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
24	企业环境信息依法披露管理办法	部令第 24 号	2022-02-08
25	关于加强生态保护红线管理的通知（试行）	自然资发〔2022〕142 号	2022-08-16
26	湿地保护管理规定	林业局令 32 号	2013-05-01
27	《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	2019-01-09
28	自然资源部关于做好占用永久基本农田重大建设项目用地预审的通知》	自然资规〔2018〕3 号	2018-08-03
29	建设项目使用林地审核审批管理办法	林资规〔2021〕5 号	2021-09-13
四	地方法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	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
3	关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4 号	2019-01-21
4	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
5	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
6	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录	新政发〔2023〕63 号	2023-12-29
7	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录	新政发〔2022〕75 号	2022-09-18

巴什托油气田 2025 年产能建设项目环境影响报告书

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
8	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194号	2002-12
9	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96号	2005-07-14
10	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	/	2012-12-27
11	新疆维吾尔自治区危险废物污染防治办法	11届人大第9次会议	2010-05-01
12	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35号	2014-04-17
13	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21号	2016-01-29
14	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〕5号	2017-03-01
15	新疆生态环境保护十四五规划	/	2021-12-24
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	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
18	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
19	《喀什地区“三线一单”生态环境分区管控方案》	喀署办发〔2021〕56号	2023更新
17	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	新环环评发〔2020〕142号	2020-07-30
18	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	2020-09-04
19	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
20	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环办发〔2018〕20号	2018-12-20
21	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	2022-09-26
22	关于在南疆五地州实施建设项目大气主要污染物和重金属削减指标差别化政策的通知	新环办环评〔2024〕20号	2024-03-25
23	关于印发《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》的通知	新环环评发〔2024〕93号	2024-06-13

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	2017-01-01
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 土壤环境（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
10	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
11	石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）	国家发展和改革委员会公告 2009 年第 3 号	2009-02-19
12	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
13	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年 第 18 号	2012-03-07
14	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB65/T3997-2017	2017-05-30
15	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB65/T3999-2017	2017-05-30
16	油气回收处理设施技术标准	GB/T50759-2022	2023-01-01
17	石油天然气工业套管和油管的维护和使用	GB/T 17745-2011	2011-10-01

序号	依据名称	标准号	实施时间
18	石油化工工程防渗技术规范	GB/T 50934	2014-06-01
19	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
20	陆上石油天然气生产环境保护推荐作法	SY/T6628-2005	2005-11-01
21	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
22	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-02-03
23	矿山生态修复技术规范 第 7 部分：油气矿山	TD/T1070.7-2022	2022-11-01
24	生物多样性观测技术导则	HJ710.1~13-2014	2015-01-01
25	污染源源强核算技术指南 准则	HJ884-2018	2018-03-17
26	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
27	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ1248-2022	2022-07-01
28	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
29	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ1259-2022	2022-10-01

2.2.3 相关文件和技术资料

(1) 《巴什托油气田 2025 年产能建设项目》环境影响评价委托书，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司；

(2) 巴什托油气田 2025 年产能建设项目可行性研究报告，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司；

(3) 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

本项目主要包括钻井、井场地面工程、原油开采、集输工程等作业内容，对环境的影响主要表现在施工期和运营期。施工期以钻井、井场地面过程、集输管线等工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以原油开采、集输过程中产生的污染影响为主。环境影响因素识别详见表 2.3-1。

2.3.2 评价因子

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)，评价因子见表 2.3-2。

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	钻井及地 面建设、 管道工程 地表扰 动、植被 破坏等	施工机械 和车辆施 工扬尘、 发电机柴 油燃烧非 甲烷总烃 等废气	钻井废水、 试压废水、 生活污水；	钻井岩屑泥 浆、施工废 料、生活垃 圾、废机油、 工程弃土	施工机械 和车辆噪 声	站场、油气 处理工程 等有组织 和无组织 废气	采出水、井下作 业废液、生活污 水等污（废）水	油泥砂、清管 废渣、井下作 业固废、废防 渗膜、生活垃 圾等	井场设 备和井 下作业 噪声	石油危险物质 泄漏	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 垃圾等	生态恢复
地表水	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
地下水	○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	+	○
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○
土壤环境	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆生动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
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。

表 2.3-2 评价因子一览表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态	物种丰富度、物种分布范围、物种组成、植被覆盖度、生态系统功能、主要保护对象	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。
土壤	pH、石油烃和《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	石油烃
地下水	色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、铅、镉、铁、锰、耗氧量、硫酸盐、氟化物、碘化物、氯化物、甲苯、苯、石油类	石油类
环境空气	非甲烷总烃、TSP、SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃	非甲烷总烃
噪声	昼、夜等效连续 A 声级	昼、夜等效连续 A 声级
固体废物	-	施工期：危险废物（含油废物、废防渗材料），一般工业固废（钻井泥浆、钻井岩屑、施工土方、施工废料、废烧碱包装袋）； 运营期：（油泥（砂））、废防渗材料、清管废渣
环境风险	-	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.环境空气功能区划

本项目所在地位于新疆维吾尔自治区喀什地区巴楚县境内，距巴楚县中心城区约 86km，拟建项目不涉及自然保护区，风景名胜区等等各类保护地。根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）要求，项目所在区域属于二类功能区。

2.4.2 水环境功能区划

（1）地表水

本项目评价范围内无常年地表水体。

巴什托油气田距离最近的河流为叶尔羌河，位于巴什托集油站东南侧约 21.3km 处，根据《中国新疆水环境功能区划》，项目区影响范围内的叶尔羌河按水域划分属于巴楚县至阿瓦提县界段，现状使用功能为饮用、工业、农业用水，现状水质类别为 III 类；规划主导功能为饮用水，规划水质目标为 III 类。

（2）地下水

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

2.4.3 声环境功能区划

根据《新疆塔里木盆地巴楚隆起扩克区块油气勘探开发环境影响报告书》，评价区域是独立于乡村之外的工业集中区，声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为 3 类声环境功能区。

2.4.4 生态环境功能区划

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），项目区属于生态功能区为塔里木盆地—东疆荒漠生态区（II-8），塔里木盆地北部荒漠—绿洲农业生态亚区（II-8-3），喀什三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感与改水防病生态功能区（58）。

2.5 评价标准

2.5.1 环境质量标准

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。

2.5.1.1 环境空气

项目所在地环境空气为二类功能区，大气常规污染物（SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃）执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中确定的浓度限值 2.0mg/m³。其主要评价指标见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值μg/m ³			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
1	TSP	200	300		《环境空气质量标准》（GB3095-2012） 二级标准
2	SO ₂	60	150	500	
3	NO ₂	40	80	200	
4	PM _{2.5}	35	75	/	
5	PM ₁₀	70	150	/	
6	CO	/	4000	10000	
7	O ₃	/	160	200	
8	非甲烷总烃	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准详解》

2.5.1.2 水环境

本项目评价范围内无天然地表水体。

地下水水质评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类水质标准，具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准值 单位：mg/L，pH 等除外

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	20	总大肠菌群（MPN/100mL）	≤3.0
2	色（度）	≤15	21	细菌总数（CFU/mL）	≤100
3	嗅和味	无	22	氰化物	≤0.05
4	肉眼可见物	无	23	亚硝酸盐氮	≤1.0
5	总硬度	≤450	24	硝酸盐（以氮计）	≤20
6	溶解性总固体	≤1000	25	氟化物	≤1.0
7	硫酸盐	≤250	26	碘化物	≤0.08
8	氯化物	≤250	27	汞	≤0.001
9	铁	≤0.3	28	砷	≤0.01
10	锰	≤0.10	29	硒	≤0.01
11	铜	≤1.00	30	镉	≤0.005
12	锌	≤1.00	31	六价铬	≤0.05
13	铝	≤0.20	32	铅	≤0.01
14	挥发酚	≤0.002	33	三氯甲烷	≤0.06
15	阴离子表面活性剂	≤0.3	34	四氯化碳	≤0.002
16	耗氧量	≤3.0	35	苯	≤0.01
17	氨氮	≤0.50	36	甲苯	≤0.7
18	硫化物	≤0.02	37	石油类	≤0.05
19	钠	≤200			

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

2.5.1.3 声环境

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

运营期声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类区标准，即昼间 65dB(A)，夜间 55dB(A)。

2.5.1.4 土壤环境

占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，见表 2.4-3。占地范围外土壤参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准，见表 2.4-4。

表 2.4-3 《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》表 1 筛选值标准

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

23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	46	石油烃	mg/kg	4500
----	------	-------	-----	----	-----	-------	------

表 2.4-4 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表 1 风险筛选值

序号	项目	单位	风险筛选值 (pH>7.5)
1	砷	mg/kg	25
2	镉	mg/kg	0.6
3	铜	mg/kg	100
4	铅	mg/kg	170
5	汞	mg/kg	3.4
6	镍	mg/kg	190
7	铬	mg/kg	250
8	锌	mg/kg	300

2.5.2 污染物排放标准

(1) 废气

本项目施工期及退役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。

运营期井场加热炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值。非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。具体标准限值要求见表 2.4-5。

表 2.4-5 大气污染物排放标准

污染物	浓度限值 (mg/m ³)	标准来源
NO _x	200	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值
SO ₂	50	
颗粒物	20	
非甲烷总烃（无组织）	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 （GB39728-2020）
扬尘（无组织）	1.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）

(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》等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

项目施工期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，不对外排放；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收

罐中，拉运至绿色环保工作站处理无害化处理。项目运营期产生的采出水依托巴什托集油站处理达标后回注油层，不向外环境排放。回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中储层空气渗透率 $>0.05\text{-}\leq 0.5\mu\text{m}^2$ 的标准，标准值详见表 2.4-6。

表 2.4-6 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/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
控制 指标	悬浮固体含量 (mg/L)	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
	悬浮物颗粒直径中值 (μm)	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
	含油量 (mg/L)	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
平均腐蚀率 mm/a						≤ 0.076

(3) 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中噪声排放限值；运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类区标准。噪声限值见表 2.4-7。

表 2.4-7 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）	3 类	65	55

(4) 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）要求；钻井固体废物执行《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。一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》（GB5085.1-2007），危险废物贮存执行《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》、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理，同步执行《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。

2.6 评价等级和评价范围

2.6.1 环境空气

(1) 评价等级

本项目运营期废气排放物主要为井场无组织排放的非甲烷总烃，以及 5 座井场加热炉排放的有组织废气。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取非甲烷总烃（NMHC）为评价因子核算，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 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，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；对该标准中未包含的污染物，使用 2.5.1 章节确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 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	$P_{\max} \geq 10\%$
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

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	--
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		42.6
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-22.5
土地利用类型		沙漠化荒地

区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率 (m)	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

本项目拟在每座新建井场内新增 1 台 200KW 加热炉，共 5 座。本次选取 BK13 井场为代表，进行大气污染物最大落地浓度估算，预测估算结果详见表 2.6-3。

表 2.6-3 估算模式计算结果表

污染源名称	参数名称	单位	SO ₂	NO _x	PM ₁₀	NMHC
BK13 井 (含 200KW 加 热炉)	下风向最大落地浓度	μg/m ³	2.55	23.36	5.31	6.92
	最大浓度出现距离	m	86	86	86	94
	评价标准	μg/m ³	500	250	450	2000
	最大占标率	%	0.51	9.34	1.18	0.35
	D _{10%}	m	/	/	/	/

经计算可知，本项目最大占标率为：9.34%（来自单井加热炉排放的 NO_x），最大占标率 1%≤P_{max}<10%。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境评价工作分级判据判别，确定本次环评大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），并结合本项目特点，最终确定将以各井场为中心，边长 5km 的矩形区域作为大气环境评价范围，具体见图 2.6-1 评价范围图。

2.6.2 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。项目区内无地表水体，在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。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。

2.6.3 地下水

（1）评价等级

本项目属于陆地石油开采项目，项目内容包含钻井、井场建设及油气集输管线建设等。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《环境影响评价

技术导则《陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023):“场站和内部集输管道分别判断行业类别。常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程,按照 I 类建设项目开展地下水环境影响评价;常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采井场、站场(含净化厂)等工程,油类和废水等输送管道,按照 II 类建设项目开展地下水环境影响评价……”。因此,本项目 5 座采油井场为“I 类建设项目”;油气集输管线为“II 类建设项目”。

表 2.6-4 地下水环境影响评价行业分类表 (HJ610-2016)

环评类别	行业类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
				报告书	报告表
F	石油、天然气				
	37、石油开采	全部	/	I 类	
	41、石油、天然气、成品油管线(不含城市天然气管线)	200km 及以上;涉及环境敏感区的	其他	油 II 类,气 III 类	油 II 类,气 IV 类

项目所在区域不涉及集中式饮用水水源地准保护区及其补给径流区,无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区等,亦不属于水源地准保护区以外的补给径流区和特殊地下水资源保护区以外的分布区,且项目场地不涉及农村居民取水井等分散式饮用水水源地。因此,本项目地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

表 2.6-5 地下水环境敏感程度分级

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

表 2.6-6 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

综上,确定本项目采油井场地下水环境影响评价工作等级为“二级”,油气集输管线地下水环境影响评价工作等级为“三级”。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用查表法确定地下水评价范围。各井场地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域，管线边界两侧向外延伸 200m 范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.4 声环境

（1）评价等级

本项目所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 3 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，本项目声环境影响评价工作等级定为二级。

（2）评价范围

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，一般以建设工程边界向外 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”，根据工程特点，本次环评声环境评价范围为井场向外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.5 生态环境

（1）评价等级

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 2.6-7。根据判定可知，因此本项目生态环境影响评价工作等级确定为二级。

表 2.6-7 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本项目情况	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；	评价范围内分布有公益林	二级
f	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	本项目占地规模小于 20km ²	/
g	除本条 a~f 以外的情况，评价等级为三级；	/	/

h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	/	二级
---	---------------------------------	---	----

(2) 评价范围

油气田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状分布，故其对环境的影响仅限于井场范围内。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目虽生态环境影响评价等级为二级，但工程不穿越涉及的敏感区，因此以井场场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围，面积约 3.29km²。生态评价范围见图 2.6-1。

2.6.6 土壤环境

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）以及区域监测数据，土壤 pH 值在 5.5<pH<8.5 范围内，为无酸化或碱化土壤；1<土壤盐含量<4，属于 HJ964-2018 附录 D.1 中轻度、中度盐化地区。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

本项目属于陆地石油开采项目，项目内容包含采油井场及油气集输管线建设。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）：“建设项目按照站场和内部集输管道分别判断行业分类。常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程，按照 I 类建设项目开展土壤环境影响评价；常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采（含天然气净化厂）站场等工程，油类和废水等输送管道，按照 II 类建设项目开展土壤环境影响评价……”。因此，本项目拟建采油井场属于“I 类项目”，输油管线属于 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），“建设项目占地规模分为大型（≥50hm²）、中型（5~50hm²）和小型（≤5hm²）”。

经核算，本工程总占地面积为 16.058hm²，（其中永久占地为 2.7hm²，临时占地为 13.358hm²），占地规模为中型。

(3) 建设项目敏感程度

①污染影响型

本项目井场及管线周边存在耕地敏感目标，土壤环境敏感程度为“敏感”。

②生态影响型

生态影响型敏感程度分级表见表 2.6-8。

表 2.6-8 生态影响型敏感程度分级表

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

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

根据监测数据，项目区 $2g/kg < \text{土壤含盐量} < 4g/kg$ ， $5.5 < \text{土壤 } pH < 8.5$ ，生态影响型土壤敏感程度为“较敏感”。

(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 2.6-9 和表 2.6-10。

表 2.6-9 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

项目类别	I类项目	II类项目	III类项目
敏感	一	二	三
较敏感	二	二	三
不敏感	二	三	/

表 2.6-10 污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

占地规模	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—	—

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“较敏感”；项目占地规模为中型、污染影响型环境敏感程度为“敏感”。

综上，本项目采油井场和油气集输管线生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级；采油井场污染影响型土壤环境影响评价工作等级为一级、油气集输管线污染影

响型土壤环境影响评价工作等级为二级。

根据导则要求，土壤环境污染影响型评价范围为井场占地范围内全部以及占地范围外 1km 范围，土壤环境生态影响型评价范围为井场占地范围内全部以及占地范围外 2km 范围，同时兼顾油气集输管线两侧向外延伸 0.2km 作为调查评价范围。评价范围见图 2.6-1。

表 2.6-11 本项目土壤评价等级及范围

序号	建设内容	生态影响型		污染影响型	
		评价等级	调查评价范围	评价等级	调查评价范围
1	井场	二级	井场占地范围内全部以及占地范围外 2km 范围	一级	井场占地范围内全部以及占地范围外 1km
2	管线	二级	油气集输管线两侧向外延伸 0.2km	二级	油气集输管线两侧向外延伸 0.2km

2.6.7 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本项目涉及的风险物质主要为原油、天然气（甲烷），主要存在于密闭集输管线以及燃料气管线内。

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本项目涉及的危险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） $Q \geq 100$ 。

本项目新建管线单根最大长度为 2.53km，根据区域油气资源流体性质，本项目所在区域原油密度取 0.7972g/cm^3 ，天然气密度取 0.7174kg/m^3 。

本项目 Q 值的确定见下表。

表 2.6-12 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 q_n/t	临界量 Q_n/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	—	16.27	2500	0.0065
		2	天然气	74-82-8	0.65	10	0.065
	燃料气管	1	天然气	74-82-8	0.15	10	0.015

	线						
Q 值Σ							0.0865

根据上表计算结果，本工程施工期 $Q=0.0072$ ， $Q<1$ ；运营期 $Q=0.0865$ ， $Q<1$ 。判断项目风险潜势为I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）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。

综上，各环境要素评价范围汇总详见表 2.6-13。

表 2.6-13 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素		评价等级	评价范围
1	环境空气		二级	以各井场为中心，边长 5km 的矩形区域
2	地下水		井场：二级	项目区下游 2km、上游 1km、两侧 1km、集输管线两侧 200m
			管线：三级	
3	地表水环境		三级 B	——
4	生态环境		二级	场界周围 50m 范围、集输管线等线性工程两侧外延 300m 为评价范围，面积约 3.29km ²
5	声环境		二级	各井场边界外扩 200m
6	土壤环境	生态影响型	井场：二级	井场占地范围内全部以及占地范围外 2km，管线两侧 0.2km
			管线：二级	
		污染影响型	井场：一级	占地范围内全部以及占地范围外 1km，管线两侧 0.2km
			管线：二级	
7	环境风险		简单分析	——

图 2.6-2 评价范围图

2.7 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；
- (3) 土壤及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。

2.8 污染控制目标与环境保护目标

2.8.1 污染控制目标

根据项目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) 项目区属于塔里木河流域重点治理区。因此要控制建设项目在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，固体废物得到妥善处置，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，将项目对生态环境的不利影响降低到最小程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

2.8.2 环境保护目标

根据现场踏勘结果，本项目不涉及各类自然保护地和生态保护红线，确定本项目评价范围内主要环境保护敏感目标见表 2.8-1，评价范围内保护目标分布示意图见图 2.8-1。

表 2.8-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置/ 环保目标特征	环境保护要求
1	生态环境	塔里木河流域 水土流失重点 治理区	评价范围内	不改变生态功能，防止水土流失现象的发生。

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置/ 环保目标特征	环境保护要求
		地方公益林	BK15 井集输管线距离巴楚县地方公益林最近 50 米	避免占用林地茂密区，按有关规定进行征占和补偿；施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。
		永久基本农田	评价范围内，本项目不穿越。种植作物主要为棉花等经济作物	对基本农田采取避让措施保障区域农业生产和生物安全，本项目不得在基本农田新增永久占地。
		野生动物	评价范围内	对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物；强化风险意识，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对野生动物造成影响。
		荒漠植被	评价范围内	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。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	大气环境	评价区大气	评价范围内	满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准，不因本项目建设降低区域环境空气质量
3	声环境	工程区声环境	评价范围内	满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 3 类标准。
4	水环境	区域潜水含水层及可能影响的有供水价值的承压水	评价范围内	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类
5	土壤环境	评价范围内永久基本农田	评价范围内	占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值；占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。
6	环境风险	项目区大气、土壤、地下水、公益林等	评价范围内	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。

图 2.8-1 评价范围内保护目标分布示意图

2.9 评价方法

本项目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 评价方法一览表

序号	项目	采用方法
1	环境影响因素识别方法	矩阵法
2	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
3	工程分析	类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法、排污系数法
4	影响评价	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 项目开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

3.1.1.1 巴什托油气田概况

巴什托油气田位于喀什地区巴楚县琼库尔恰克乡与阿拉格尔乡交界处，塔克拉玛干沙漠西北缘。地理范围：东经***，北纬***。2008 年 9 月正式投入开发，2009 年 3 月巴什托集油站建成投产，主要负责周边单井的集中处理及装车外运，设计年处理液量 7 万吨，设计日处理天然气量为 3.5 万方。集油站生产单元主要包括进站管汇、油气计量、油气水分离、原油储运、天然气外输、原油装车、燃气发电及消防设施等系统。油区有多条公路穿过，交通较为便利。巴什托区块开发现状见图 3.1-1。

3.1.1.2 区块主体工程建设情况

巴什托油气田内现有集油站 1 座，油气水井 10 口，其中生产井 6 口，关停井 1 口，注水井 3 口，附属设施（巴什托公寓、生活污水处理设施、蒸发池、固废池等），并配套油田内部集输管网和道路等。目前日产油 26 吨，日产水 142 方，综合含水 65%。目前累产油 29 万吨、天然气 0.53 亿方。巴什托集油站内设置八井式进站阀组 1 套，加热炉 2 台，计量、生产分离器各 1 台，闪蒸分离器 2 台，500m³原油储罐 2 座，装车泵房 1 座、500m³消防水罐 2 座、消防泵房 1 座、放空火炬 1 个等配套设施。

现有工程环保手续履行情况见表 3.1-1。

表 3.1-1 现有环保手续履行情况一览表

序号	井场、站场	在环评报告	审批文号及时间	验收情况
1	巴什托集油站	《新疆巴什托油气田地面建设工程环境影响报告书》	新环评价函（2011）1017 号（附件 2）	新环评价函（2012）1141 号（附件 3）
2	巴什托集油站采出水处理	《雅克拉采气厂巴什托区块集输系统隐患治理建设项目环境影响报告书》	喀地环评字（2023）292 号（附件 4）	/

图 3.1-1 巴什托区块开发现状图

3.1.1.3 巴什托油气田公辅工程建设情况

(1) 给排水

巴什托油气田设置有巴什托公寓生活，巴什托油气田生产和生活用水由琼库恰克乡供水管网提供。巴什托公寓生活设有地理式一体化生活污水处理设施，因目前未有效运行，处理能力 $5\text{m}^3/\text{d}$ ，生活污水由吸污车定期拉运处理。生产过程中废水主要为采出水和井下作业废液，经集输管线输送至巴什托集油站处理，达标后回注油层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理。

(2) 供热

巴什托公寓生活区供热为一台 400kW 的锅炉，燃料为站内分离出来的天然气。

(3) 供电

巴什托区块集油站用电总负荷约为 115kW ，同时运行的二级负荷为 112kW ，采用双回路供电。巴什托区块供电电源引自油田区块附近地方 10kV 线路（英琼线），同时巴什托集油站内配有 300kW 燃气发电机 1 台，变压器事故时为巴什托区块二级负荷提供低压电源。

(4) 集输管线及运输情况

目前巴什托油气田内分布有巴什托集油站，周边区域井场就近进入巴什托集油站进行油气水分离及处理，分离后的油、气通过已建管道外输。处理达标后的采出水通过管道经区域回注井回注油层。

(5) 内部道路建设情况

目前巴什托油气田周边紧邻 S13 公路，气田内部建设有主干路、支干路和通井道路，其中主干路按三级公路标准，支干路按四级公路标准，沥青混凝土路面；通井道路全部为砂石路面。

(6) 储罐、运输及装载系统建设情况

巴什托集油站设有 500m^3 原油储罐 2 座及装车泵 1 台， 100m^3 注水罐一座，核桃壳过滤器两座，喂水泵 2 台，注水泵两台，采出原油在巴什托集油站处理后，经汽车拉运至鄯善直接销售。

3.1.1.4 环保设施建设情况及运行情况

(1) 废气环保设施

废气主要来自油气生产集输过程无组织挥发的非甲烷总烃。

无组织挥发的非甲烷总烃为在石油开采、运输、处理过程中，由于阀门、管件泄漏及储罐呼吸造成的气体挥发而形成的。防止烃类气体挥发的主要措施如下：针对大罐呼吸加装抽气回收装置；集输流程上尽量采用管道输送，工艺流程上采用密闭流程，并定期对阀门等生产设备进行检维修，保障生产设施的气密性，尽量减少无组织废气的排放量。根据例行监测结果，油田主要站场、典型井场的无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。

（2）污水处理系统

巴什托区块油藏采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，随着开采年限的增加呈逐渐上升状态。巴什托区块采出水经集油站采出水处理系统处理达标后，全部回注地下，不外排。污水处理系统工艺采用“重力沉降除油+压力除油”处理工艺，采出水处理满足《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，净化污水经喂水泵增压，通过注水系统回注。根据例行监测结果，采出水处理系统出水中石油类、悬浮物均可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中高渗地层生产回注水质指标要求，用于油田油层回注用水的处置措施基本有效。

（3）生活污水处理系统

目前巴什托公寓生活一体化污水处理设施未有效运行，生活污水由吸污车定期拉运处理，不外排。

（4）噪声防治措施及设施

油气田开发噪声主要以站场的各类机泵运行时产生的机械噪声，如各场站机泵，井场采油机、井下作业机械等设备、加热炉等。巴什托油气田对产噪设备采取了厂房隔声、消声器、固定基座等降噪方式。根据区块例行监测数据，巴什托区块声环境质量较好。

表 3.1-2 巴什托区块例行监测数据

序号	监测点位		监测日期	昼间			夜间		
				实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况
1	巴什托集油站	站界南侧	2024.3.29	46	65	达标	38	55	达标
		站界西侧		38		达标	32		达标
		站界北侧		38		达标	44		达标

		站界东侧		39		达标	38		达标
2	生活公寓	站界东侧	2024.	53.9	65	达标	41.7	55	达标
		站界南侧		53.5		达标	43.9		达标
		站界西侧		54.5		达标	43.1		达标
		站界北侧		52.8		达标	38.1		达标

(5) 环境风险

巴什托集油站 2 座 500m³ 的消防罐，放空火炬装置 1 套，对站内各压力容器及外输气管线进行泄压放空。

3.1.2 巴什托区块环境影响回顾评价

结合《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司雅克拉采气厂巴什托-亚松迪区块环境影响后评价报告书》中调查结论和本次环评组现场调查情况，本节分环境要素对区块内现有工程进行回顾性分析评价。

3.1.2.1 生态环境影响回顾评价

区块开发建设对生态环境的主要影响为土地的永久/临时征用以及原有植被的破坏。从土壤环境质量现状来看，后评价布设的土壤监测点各项污染因子均满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类用地标准；区块位于沙漠与绿洲交错带，巴什托区块总体上评价区保持原有荒漠景观。

根据后评价结论及现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。井场内临时性占地的地表基本裸露，没有植被恢复。管线和道路临时占地以自然恢复为主，部分报废井已按照油田公司有关封井要求进行封井，进行了地质恢复。

巴什托区块管廊带恢复情况	井场临时占地恢复情况

3.1.2.2 水环境影响回顾评价

施工期主要废水来源于钻井过程中产生的钻井废水及少量生活污水。巴什托油气田钻井工程均于 2015 年前施工完毕，现已正式投入运行，通过现场调查，施工期生活污水、钻井废水未对水体及周边环境造成明显影响。

油田开发过程中废水主要为采出水、生活污水、井下作业废水等。

目前巴什托集油站在用 100m³ 注水罐一座，核桃壳过滤器两座，喂水泵 2 台，注水泵两台，将生产水处理后回注，设计处理规模 700m³/d，实际处理规模

700m³/d。

3.1.2.3 大气环境影响回顾评价

油田开发建设项目总体开发过程中,施工期对大气的影晌为短时、间断性的,伴随着施工期结束而消失。运营期的大气污染源主要为加热炉、放空火炬等产生的废气和油气集输处理过程中烃类的无组织挥发。

巴什托油气田现有的各井场原油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,在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、生活公寓锅炉燃用集油站处理后的天然气,设备运行正常,排放废气中各项污染物浓度较低,各污染源所产生的污染到达其他污染源附近时基本已完全扩散,区域内的现有开发活动对大气环境质量没有造成较大影响,其影响属于可接受范围。巴什托集油站及生活区燃气加热炉满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中燃气锅炉标准限值。油田主要站场、典型井场的非甲烷总烃、的无组织挥发监测浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求。

3.1.2.4 声环境影响回顾评价

油田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响,但钻井过程为临时性的,噪声源为不固定源,对局部环境的影响是暂时的,随着钻井作业的结束而结束。

巴什托油气田内油气开发活动产生的噪声主要来自井口和集油处理站的加热炉、各类机泵等。根据巴什托集油站噪声例行监测结果显示,各监测点监测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3类标准限值,详见表 3.1-3。

表 3.1-3 声环境现状监测统计结果一览表

序号	监测点位		监测日期	昼间			夜间		
				实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况
1	巴什托集油站	站界南侧	2024.3.14	46.2	65	达标	37.8	55	达标
		站界西侧	2024.3.14	38.4		达标	32.4		达标
		站界北侧	2024.3.14	38.1		达标	44.4		达标
		站界东侧	2024.3.14	38.7		达标	37.8		达标

3.1.2.5 固体废物环境影响回顾评价

巴什托油气田钻井期产生的固体废物主要是钻井废弃泥浆、钻井岩屑和生活

垃圾，其中废弃钻井液和岩屑等排入具有防渗措施的岩屑池内，待固化后，清运至集油站西侧固废池处置，根据现场调查井场基本平整。生活垃圾中收集后送至巴楚县生活垃圾填埋场处置，现场无遗留。

巴什托油气田运营期产生的固体废物主要为含油污泥和生活垃圾，其中含油污泥转运至绿色环保站进行无害化处置；生活垃圾中收集后送至巴楚县生活垃圾填埋场处置。

3.1.2.6 与排污许可衔接情况

从评价调查及收集资料可以看出，雅克拉采气厂基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。雅克拉采气厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监〔1996〕470 号）、《〈环境保护图形标志〉实施细则》（环监〔1996〕463 号）、《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），雅克拉采气厂进一步建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度。巴什托集油站已申领了排污许可证（登记编号：91650000742248144Q095Y）。

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

3.1.2.7 环境管理回顾

西北油田分公司已建立较为完善的环境管理制度，对各二级生产单位清洁生产审核、排污许可执行、例行监测等均实现全覆盖，并保证企业环境信息全公开。

建设单位已根据《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）等要求，对建设项目实际产生的环境污染问题进行了合理的跟踪监测和检验，并对项目建设的污染防治和相关的风险防范对策进行评价。

雅克拉采气厂已于 2023 年 8 月 30 日在喀什地区生态环境局巴楚县分局进行了备案（备案号：653130-2023-025-L）。

3.1.3 区块污染源达标情况

根据区域例行监测数据，区域内各污染源均可达标排放，本次选取代表性的集气站、无组织废气、噪声进行分析。

巴什托油气田后评价范围工程污染物排放情况见表 3.1-4。

表 3.1-4 代表性井场及站场污染物排放情况汇总一览表

项目	位置	污染源	污染物	排放速率/ 浓度	主要处理措施 及去向	标准	达标 情况
废气	巴什托 集油站	站场 无组 织废 气	非甲烷 总烃	0.37~ 0.49mg/m ³	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)企业边界 污染物控制要求	达标
废水	采出水	采出 水	石油类	4.63~ 8.56mg/L	经雅克拉集气 处理站处理达 标后回注油层	《碎屑岩油藏注水水质指 标技术要求及分析方法》 (SY/T5329-2022)	达标
			悬浮物	30~184mg/L			超标
噪声	巴什托 集油站	噪声	昼间	38~46	基础减振	《工业企业厂界环境噪声 排放标准》(GB12348-2008) 中 3 类昼间、夜间标准要求	达标
			夜间	32~44			
	生活公 寓	噪声	昼间	53~54			
			夜间	38~44			
固废	生活公 寓	生活 垃圾	--	--	送至生活垃圾 填埋场填埋处 理	--	不外排
	井场	岩屑	--	--	井场设不落地 系统，处理达 标后用于铺路 等	--	不外排
	井场、处 理站	落地 油	--	--	委托巴州联合 环境治理有限 公司进行无害 化处理	--	妥善处 置

3.1.4 现有区块污染物排放量

根据后评价数据，巴什托油气田污染物排放情况见表 3.1-5。

表 3.1-5 巴什托油气田现有污染物排放量情况一览表

序号	影响类别	污染物	产生量(t/a)	排放量(t/a)	备注
1	废气	SO ₂	0.23	0.23	-
		NO _x	2.722	2.722	-
		颗粒物	0.636	0.636	-
		非甲烷总烃	1.519	1.519	-
2	废水	生产废水	10.23×10 ⁴	0	-
		生活污水	0.11×10 ⁴	0	-
3	固体废物	含油污泥	545.765	0	-
		生活垃圾	7	0	-

3.1.5 存在环保问题及“以新带老”措施

(1) 环境问题

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，巴什托气田现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范。在现场勘查过程中也发现目前存在的一些问题，主要为：

①巴什托气田所在区域气候干旱，水土条件较差，地表土质疏松干燥，管线、站场建设等开发活动对地表植被和土壤造成扰动，在区域环境造成碾压破坏时，较难恢复至原有地貌。根据现场调查，部分生产井井场临时占地处于自然恢复状态，在风力作用下极易起尘。

②井区部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。

(2) “以新带老”措施

针对以上问题，已纳入西北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对道路及道路周边区域进行洒水降尘，有助于周边临时占地的植被恢复，对于沙化较严重井场周围，需采用草方格固沙工程措施进一步降低沙漠化程度。

②加强环境管理，拟建项目建设中应严格规定施工车辆、施工机械及施工人员的活动范围，不得乱碾乱轧，随意开设便道。

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

(1) 项目名称：巴什托油气田 2025 年产能建设项目

(2) 建设性质：滚动开发（改扩建）

(3) 建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

3.2.1.2 建设地点

巴什托油气田 2025 年产能建设项目位于喀什地区巴楚县西南部琼库尔恰克乡与阿拉格乡交界处巴什托油气田内，巴什托油气田位于塔克拉玛干大沙漠西北缘，北距南疆铁路约 47km，距乌喀公路约 60km，南距巴楚-麦盖堤公路约 40km。本次新建项目区中心地理坐标为：东经***，北纬***。地理位置见图 3.2-1。

表 3.2-1 本项目地理位置详情表

序号	钻井名称	坐标	单井至巴什托集油站管线长度
1	BK13	***	2.53km
2	BK14	***	1.9km
3	BK15	***	2.03km
4	BK16	***	1.9km
5	BK17	***	2.4km

图 3.2-1 本项目地理位置图

3.2.1.3 建设规模

本项目计划在巴什托油气田部署 5 口钻井，新建采油井场 5 座，新增 200KW 的加热炉 5 台，新建单井至巴什托集油站集输管线和燃料气管线各 10.76km，油气同沟敷设；配套建设给排水、供配电、自控、通信、防腐、道路等公辅工程。本项目总投资 8500 万元，建成后新增原油产能 $3.3 \times 10^4 \text{t/a}$ 。所有工程均呈点线状分布在已开发油区范围内，油气外输及处理均依托已建设施。

3.2.1.4 工程组成

本项目包括主体工程、公辅工程、环保工程、依托工程等，工程组成详见表 3.2-2。

表 3.2-2 工程组成一览表

项目	基本情况		
项目名称	巴什托油气田 2025 年产能建设项目		
建设单位	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司		
建设地点	新疆维吾尔自治区喀什地区巴楚县境内		
建设性质	改扩建		
总投资	8500 万元，环境保护投资约 170 万元，环境保护投资占总投资的 2%		
占地面积	项目总占地面积为 16.058hm ² ，其中永久性占地面积为 2.7hm ² ，临时占地面积 13.358hm ² 。		
建设内容	主体工程	钻井工程	新钻开发井 5 口，BK13 直井，总进尺约 5100m；BK14、BK15、BK16、BK17 水平井，平均进尺约 5443m。
		地面工程	新建井场 5 座，井场永久占地规模 60m×75m。每个井场含 1 套采油（气）树、配电箱等设备和设施。
		集输工程	新建单井至巴什托集油站集输管线和燃料气管线各 10.76km，油气同沟敷设。
		燃气加热炉	新增 5 座 200KW 井口燃气加热炉，用于井口集输加热
	公辅工程	道路	依托区域已建油田道路，新建通井道路 1km，采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m。
		供配电	电源利用现有 10kV 架空线路供电，就近引接，线路采用单杆单回路。
		供水	各井场用水量小，用水由水罐车拉运至施工场地。
		加热方式	井口采用 200KW 燃气加热炉加热
		通信	井场配套安装压力变送器、温度变送器、RTU、可燃气体报警器等相关仪表。
	环保工程	防腐	接头采用氟树脂翻边接头。氟树脂翻边接头和钢塑转换接头的金属部分应采用优质 20 碳素结构钢材质；管接头过流位置需采用氟树脂塑料翻边防腐方式。
消防		井场配备一定数量的移动式消防器材等设施。	
	废气	施工期：施工扬尘采取进出车辆减速慢行、物料苫盖等措施；试油放喷阶段采取疏散周边作业人员，控制放喷时间的措施；运营期：燃气加热炉采用低氮燃烧器，同时使用净化后的	

			天然气作燃料，烟气通过 8m 排气筒排放，采出液采取密闭集输工艺以减少有机物无组织挥发； 退役期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施。
		废水	施工期：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，不对外排放；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，拉运至绿色环保工作站处理无害化处理；施工期不设置施工营地，施工人员居住在巴什托公寓，现场无生活污水产生。运营期：采出水随采出液经集输管线输送至巴什托集油站处理，达标后回注油层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站，处理后的井下作业废液均不外排。 退役期：无废水产生。
		噪声	施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间。
		固废	施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；岩屑随泥浆一同进入不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，处理达标后用于铺垫油区内的井场、道路等；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置；施工现场不设置施工营地，施工人员居住在巴什托公寓，现场无生活垃圾产生； 运营期：油泥砂、清管废渣、废防渗材料委托巴州联合环境治理有限公司处置； 退役期：废弃管线、废弃建筑残渣收集后委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。
		环境风险	施工期：每个井场各设置 2 座放喷池。 运营期：管线上方设置标识，定期巡检，对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪。纳入雅克拉采气厂环境风险应急预案。
		巴什托集油站	本项目采出水依托巴什托集油站处置，巴什托集油站主要负责周边单井来液集中处理及装车外运。站场总占地 10.84 亩，设有 1 套 8 井式进站阀组，设计处理液量 $7 \times 10^4 \text{t/a}$ ，处理气量 $3.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。
	依托工程	西北油田分公司油田工程服务中心（塔河油田绿色环保站）	本项目井下作业废水依托“塔河油田绿色环保站”处理，塔河油田绿色环保站包含原塔河油田一号固废液处理站和塔河油田污油泥处理站。塔河油田污油泥处理站紧邻塔河油田一号固废液处理站。塔河油田污油泥处理站主要处理废液油泥、落地油泥、集输系统污油泥、污水处理系统油泥等，采用化学热洗作为主导工艺，辅助焚烧处理技术，工艺流程主要包括：预液化单元、油泥分离单元、固液分离单元、油水分离单元、供热单元。
		巴州联合环境治理有限	本项目危险废物依托巴州联合环境治理有限公司实施巴州危废（固废）处置中心项目处理。危险废物经营规模：

	公司	15.5×10 ⁴ t/a（焚烧系统 2×10 ⁴ t/a，物化系统 3.5×10 ⁴ t/a，固化及安全填埋系统 4×10 ⁴ t/a，油泥处置系统 5×10 ⁴ t/a，废桶回收系统 1×10 ⁴ t/a）。
--	----	--

3.2.1.5 项目投资

项目总投资 8500 万元。

3.2.1.6 劳动组织及定员

巴什托集油站属于雅克拉采气厂采处四队管理，本项目新建井布置后，原有的组织机构不变。本项目运营期不新增劳动定员，依托巴什托油气田原配置工作人员。

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 油气水物性

巴什托油气田位于塔里木盆地西南坳陷区麦盖堤斜坡西北部巴什托～先巴扎构造带西部的巴什托构造上。含油层系包括石炭系小海子组、石炭系巴楚组和泥盆系塔塔埃尔塔格组。巴什托地区普遍缺失中生代沉积，钻井揭示的地层从上到下依次为第四系、上第三系、二叠系下统、石炭系，缺失下第三系和中生界地层，上第三系超覆不整合于下二叠统之上。

3.2.2.1 原油物性

根据 BK2、BK8 井原油化验分析资料统计：巴什托泥盆系克孜尔塔格组油藏原油凝固点小于 -34℃；地面原油密度介于 0.7892～0.8137g/cm³，平均值为 0.7972 g/cm³；原油运动粘度介于 2.3～3.99mm²/s，平均值为 2.53 mm²/s；原油含硫量介于 0.06～0.08%，平均 0.07%；原油含蜡量介于 1.95～6.81%，平均值为 4.87%。巴什托泥盆系克孜尔塔格组油藏原油属于低凝固点、低粘度、高含蜡、低含硫的轻质原油。

3.2.2.2 伴生气物性

本区域伴生气不含硫，天然气组分分析结果见表 3.2-3。

表 3.2-3 天然气组分表

组份	体积分数/%	
	含空气	无空气
甲烷	58.94	59.78
乙烷	10.84	11.00
丙烷	8.69	8.81
异丁烷	1.90	1.93
正丁烷	4.65	4.72
异戊烷	1.28	1.30

正戊烷	1.85	1.88
2、3-二甲基丁烷	0.27	0.28
2-甲基戊烷	0.04	0.04
3-甲基戊烷	0.12	0.12
正己烷	0.41	0.41
氧	0.30	0.00
氮	8.04	7.03
二氧化碳	2.66	2.70
氦气	0.00	0.00
氢气	0.00	0.00
(在 101.325kPa、293.15K 下)高热值 MJ/m ³		51.52
(在 101.325kPa、293.15K 下)低热值 MJ/m ³		46.99
空气	1.40	
相对密度		0.926
备注	样量 1 袋，外输阀组取样	

3.2.2.3 地层水物性

巴什托泥盆系克孜尔塔格组共有 2 口井进行过地层水全分析，氯根含量 33744.2mg/L，水型为氯化钙型，总矿化度为 5.6336×10^4 mg/L，密度 1.043g/cm^3 ，为高矿化度氯水，PH 值 6.6，整体上呈弱酸性，见表 3.2-4。

表 3.2-4 巴楚组轻质油藏地层水分析统计表

井号	密度 (g/cm ³)	PH	总矿 化度	离子含量 ρ (Bz+-) / (mg/L)						
				CL ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	I ⁻	Br ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺
BK2	1.048	6.9	63617	38013.5	1500	769.1	5	0	12894.78	484.83
BK7	1.037	6.2	49054	29474.9	13.01	576.8	6	20	6171.22	92.77
平均	1.043	6.6	56335.5	33744.2	756.5	672.9	5.5	10	9533	288.8

3.2.2.4 地层流体性质

巴什托泥盆系克孜尔塔格组油藏未取得地层流体高压物性资料，该区块石炭系巴楚组油藏与泥盆系克孜尔塔格组油藏为同一油源，原油、地层水性质相近(表 3.2-5)，因此，借鉴巴什托石炭系巴楚组油藏原油地层流体性质做为泥盆系克孜尔塔格组油藏地层流体性质。

表 3.2-5 巴什托泥盆系克孜尔塔格组与石炭系巴楚组油藏地面流体性质参数对比表

油藏	地面原油性质		地层水性质	
	运动粘度 (mm ² /s)	密度 (g/cm ³)	密度 (g/cm ³)	矿化度 (10 ⁴ mg/L)
巴楚组油藏	2.3	0.807	1.05	5.457
克孜尔塔格组油藏	2.53	0.7972	1.043	5.6336

借鉴巴什托石炭系巴楚组油藏 M4 井高压物性分析资料析，地层条件下，巴什托泥盆系克孜尔塔格组油藏原油密度为 0.6951g/cm^3 ，原油粘度为 $0.365\text{mpa}\cdot\text{s}$ ，溶解气油比 $10\text{m}^3/\text{t}$ ，体积系数 1.4，饱和压力 18.80MPa ，地饱压差为 60.68MPa ，

为未饱和轻质油藏。

表 3.2-6 巴什托泥盆系克孜尔塔格组油藏流体高压物性参数

地层压力 MPa	地层温 度℃	体积 系数	饱和压力 MPa	原始溶解 气油比 m ³ /t	粘度 mPa·s	原油密度 g/cm ³	压缩系数 10 ⁻³ /MPa
79.48	135.54	1.4	18.80	10	0.365	0.6951	1.3933

3.2.3 总体开发方案

3.2.3.1 总平面布置

根据本项目的地理位置、油井分布、原油物性及产能规模，并结合现状地面设施能力和原油总体流向，就近充分利用巴什托集油站的原油脱水、污水处理等地面设施能力。油气集输系统采用一级布站方式，单井井流物从井口经过集输管线输送至巴什托集油站处理。

本项目计划新钻井 5 口（BK13、BK14、BK15、BK16、BK17），新建 5 座采油井场、新增 200KW 加热炉 5 座；新建单井至巴什托集油站集输管线和燃料气管线各 10.76km，油气同沟敷设；配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。本项目平面布置图见图 3.2-2。

图 3.2-2 本项目平面布置图

3.2.3.2 开发指标预测

本项目开发指标预测见表 3.2-7。

表 3.2-7 本项目主要开发指标设计表

项目	平均进尺 (m)	最高年产油 (10 ⁴ t/a)	最高年产液 (10 ⁴ t/a)	最高年伴生气 (10 ⁶ m ³ /a)
新钻 5 口井	5374.4	3.3	4.712	5.854

3.2.4 主体工程

本项目主体工程包括：钻前工程、钻采工程、集输工程、地面工程。

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，单井钻前工程施工周期约 10d。钻前工程主要建设内容包括修建进场道路、钻井区域地表植被清理、场地平整等。

本项目进场道路就近引接。井场平整时首先根据井场平面布置图对井场进行初步平整，然后采用挖掘机进行放喷池等池体开挖作业，并利用放喷池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，进行设备基础及池体防渗工程的建设。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。具体建设内容及主要工程量详见表 3.2-8。

表 3.2-8 本项目钻前工程主要工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场面积	(120×110)m	hm ²	6.6	本项目计划部署 5 口井，新建井场 5 座，单个井场规格 110m×120m，永久占地面积为 4500m ² （60m×75m），临时占地面积为 8700m ² 。临时占地内将修建主、副两座放喷池，占地均为 100m ² 。
2	钻井平台	-	套	5	新建
3	主放喷池	100m ³	座	5	测试放喷过程中放喷出来的污水进行集中存放；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
	副放喷池	100m ³	座	5	测试放喷中放喷出来的污水进行集中存放；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
4	撬装式污水处理站	处理规模 20m ³ /d	座	5	包括 1 套微生物处理系统，1 座调节反应池、1 套生物降解反应器、1 套曝气系统、1 套杀菌装置、1 套脱色装置
5	进场道路	-	m	1000	采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m。

3.2.4.2 钻采工程

(1) 钻井工程

本项目新钻井 5 口，均采用三开井身结构，采用简易工具分段完井；4 口水平井平均单井进尺约 5443m。目的层为泥盆系东河塘组，采用裸眼完井方式完井。钻井采用 ZJ70 钻机，总进尺为 26872m。

工程钻井作业采用电钻机，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性将岩屑带至地面，整个过程重复进行，使井不断加深，直至目的层井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。若工程施工期为冬季，为防止泥浆罐内泥浆结冰冻结，需对泥浆罐进行保温，工程施工期泥浆罐保温采用电伴热，钻井期间供电从附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。项目钻井过程中需使用水基泥浆和磺化泥浆，泥浆切换过程中无需对泥浆罐清洗。

钻井期间井场大小 120×110m，其中永久占地面积为 4500m²（60m×75m），临时占地面积为 8700m²。临时占地内将修建主、副两座放喷池（2×100m³）；撬装设施主要为钻井废弃物不落地处理系统、钻井液材料区、危废暂存间、机房、值班房、录井房等；设置钻井平台 1 套。钻井期井场平面布置见图 3.2-3。

图 3.2-3 钻井期井场平面布置示意图

(2) 井身结构

本项目 4 口水平井（BK13、BK14、BK15、BK16）和 1 口直井（BK17）均采用三开井身结构，具体各井身结构详见表 3.2-9~3.2-10 和图 3.2-4。

表 3.2-9 三开直井井身结构表

开钻顺序	钻头直径 mm	井深 m	钻井液体系	钻井液类别	主要成分
一开	444.5	2000	膨润土-聚合物	水基非磺化	膨润土+烧碱+聚合物
二开	311.2	4801	聚合物 聚磺防塌		水基磺化
三开	215.9	5100	聚磺		

表 3.2-10 三开水平井井身结构表

开钻顺序	钻头直径 mm	井深 m	钻井液体系	钻井液类别	主要成分
一开	444.5	2000	膨润土-聚合物	水基非磺化	膨润土+烧碱+聚合物
二开	311.2	4784	聚合物 聚磺防塌		水基磺化
三开	215.9	5443	聚磺		

图 3.2-4 井身结构示意图

(3) 钻井液

本项目钻井液为井场现场配置，本项目钻井液体系见表 3.2-11。

表 3.2-11 钻井液体系表

开钻顺序	井深 (m)	钻井液体系	钻井液类别	主要成分
一开	2000	膨润土-聚合物	水基非磺化	膨润土+烧碱+聚合物
二开	~4000	聚合物		
	~4960	聚磺防塌	水基磺化	膨润土+烧碱+聚合物+氯化钾+加重剂；

三开	~井底	聚磺	膨润土+烧碱+磺甲基酚醛树脂+褐煤树脂+防塌剂+氯化钾+润滑剂+加重剂
----	-----	----	-------------------------------------

(4) 固井设计

根据腐蚀环境，考虑套管头不长期直接接触流体，结合现场实际情况，选择 EE 级套管头。

(5) 采油方式

根据目前生产现状，初步选择采油方式：初期自喷开采，油井停喷后对于供液能力差的井采取有杆抽油泵采油，对于地层能量充足且高含水的井采取电潜泵采油工艺。

(5) 钻后工程

钻后工程包括完井和井场平整恢复，主要工程内容见表 3.2-12。

表 3.2-12 钻后工程主要内容

项目组成	工程内容
完井	钻井工程达到设计要求后完钻，完钻后进行钻井设备的拆卸、搬运。
污染治理	清理钻井现场，将垃圾、废油、废料清理干净。按照固体废物“减量化、资源化、无害化”处置原则落实各类固体废物收集、综合利用和处置措施。
井场平整恢复	井场平整、恢复，做到工完、料净、场地清。

钻后工程所用机械与设备见表 3.2-13。

表 3.2-13 钻后工程所用机械与设备一览表

序号	机械与设备名称	单位	数量
1	推土机	辆	2
2	运输车辆	辆	10

(6) 完井方式

巴什托气田泥盆系东河塘组为特低孔、特低渗储层，岩性致密坚固，其平面内及纵向上的非均性强，因此本次的完井方式选择裸眼完井。

(7) 油气测试工程

油气测试就是利用专用的设备和方法对初步确定的可能含油（气）层位进行直接的测试，并取得目的层的产能、压力、温度、油气水性质以及地质资料。

油气测试工程主要工程内容见表表 3.2-14。

表 3.2-14 油气测试工程主要内容

项目组成	工程内容
油气测试	主要测试目的层油气产能情况。测试结果表明该井有工业开采的价值，则安装采油树，进行后续的油气开采，其余设备将拆除搬迁；若该井不产石油或所产气量无工业开采价值，则封井。

本项目所用油气测试设备见表 3.2-15。

表 3.2-15 油气测试期主要设备一览表

序号	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
1	井架	JJ6029-W	部	1	
2	通井机	60t	部	1	
3	液压钳	600 型或 300 型	台	1	足够长配套管线
4	方罐	20m ³	个	4	
5	吊卡	Φ73.0mm	只	2	75t
6	吊环	75t	付	1	
7	通管规	Φ59.0	个	2	
8	提升短节	Φ73.0mm	套	1	
9	定位短节	Φ33.0mm	m	10	0.30m、0.50m、1.00m、1.50m、2.00m
10	值班房		座	1	
11	水泥车	700 型/400 型	台	1	
12	中压分离器	6.4MPa	套	1	根据现场另定

(8) 原辅材料

工程原辅材料消耗主要为钻井工程中钻井液调配、钻井等工艺消耗的水、水泥、防塌润滑剂以及降失水剂等，消耗的能源主要柴油。柴油由罐车运输进场暂存于柴油储罐内，其他材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。原辅材料消耗情况详见表 3.2-16。

表 3.2-16 原辅材料消耗情况一览表

序号	材料名称	规格型号	单位	数量	备注
1	柴油	—	t	200	柴油发电机燃料
2	水	—	m ³	11150	配制钻井液
3	水泥+硅粉	—	t	1767.5	固井
4	基础材料	膨润土	t	112.5	配置泥浆
5	基础材料	Na ₂ CO ₃	t	7.5	调节钻井液 pH 值
6	包被抑制剂	KPAM	t	3.75	具有包被、防塌性能
7	降失水剂	LS-2	t	45	聚乙烯、聚丙烯塑料调节泥浆的流动性、抗压强度
8	增粘剂	CMC-HV	t	1.25	羧甲基纤维素钠，具有增粘、絮凝、改变流型、降滤失等作用
9	防塌润滑剂	FRH	t	200	极化性沥青+皂化沥青+固体润滑剂，防塌
10	活性剂	SP-80	m ³	20	罐装、乳化剂，改善钻井液
11	油气保护剂	—	t	22.5	由多种酸溶性物质，阳离子粘土防膨聚合物及在砂层表面成膜封墙材料复合而成，抗高温抗盐的

序号	材料名称	规格型号	单位	数量	备注
					无渗透钻井液处理剂
12	胶凝酸	—	m ³	400	调节泥浆的流动性，抗压强度
13	氯化钙	—	t	250	稳定不同深度的各种泥层
14	水	—	t	495	配制固井水泥浆

3.2.4.3 储层改造工程

(1) 射孔工艺

考虑电缆传输射孔需要多次下入射孔枪，作业周期长、风险大；管柱传输射孔是主要射孔方式，射孔作业实施情况良好，工艺技术成熟，本项目新钻井采用管柱传输射孔工艺。

射孔参数推荐：枪型：127 型，弹型：欧文弹或 127 聚能弹，孔密：16 孔/米，校深方式：采用 GR+CCL 校深。

(2) 储层改造工艺

结合巴什托油气田已实施的钻井作业储层改造工艺，本项目各钻井采用酸化压裂工艺。

(3) 压裂方案

选用 3 1/2" 油管进行施工，采用“一体化压裂液+胶凝酸+滑溜水”作为酸化压裂施工液，其中单座井场压裂液用量为 300m³，胶凝酸用量为 280m³，滑溜水用量为 150m³，单座井场总液量为 730m³。压裂返排液产生量为 438m³，返排率 60%。由于涉及商业机密，本次酸化压裂液未给出具体配比，井场酸化压裂施工程序如表 3.2-17。

表 3.2-17 井场酸化施工泵注程序

阶段	序号	工序	液量	排量	累计液量	预计泵压	备注
			m ³	m ³ /min	m ³	MPa	
试解堵	1	正挤滑溜水	30	0-2.0	30	≥42	将压井液挤入地层
	2	正挤胶凝酸	50	3.0-4.0	80	≥48	控制排量注酸
	3	正挤滑溜水	40	≥2.0	120	≥44	将酸液顶入地层，顶替结束后停泵观察 30min
①若停泵压降小，解堵不明显则执行第 4-7 步； ②若停泵压降大，解堵明显沟通则结束施工。							

小型酸压	4	正挤一体化压裂液	200	4.0-5.0	320	≥ 72	控制排量泵注,若出现较大压降则停止泵注压裂液并切换酸液
	5	正挤胶凝酸	220	≥ 5.5	540	≥ 68	刻蚀深部裂缝通道
顶替	6	正挤滑溜水	60	≥ 4.0	600		将酸液顶入地层
测压降	7	停泵测压降 30min					

表 3.2-18 钻井改造液体系配方

液体类型	配方
压裂液	纳米乳液稠化剂、破乳剂、破胶剂、清水
胶凝酸	31%盐酸、胶凝剂、缓蚀剂、铁离子稳定剂、破乳剂、清水
滑溜水	纳米乳液稠化剂、清水

(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 3.3-19。

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	参数	备注
地面动力机械设备			
2000 型主压车	8 辆	-	向井内注入高压的压裂液
供液车	1 辆	-	压裂液和返排液罐均位于车上
管汇车	1 辆	-	由高压三通、四通、单流阀、控制阀等部件组成
仪表车	1 辆	-	计量仪表
压裂液在线混配车	1 辆	-	在线混配压裂液
井下工具			
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

3.2.4.4 地面工程

根据开发方案，本项目共部署 5 口井，油气集输系统采用一级布站方式，单井井流物从井口经过集输管线输送至巴什托集油站处理。。

(1) 井场

本项目共部署 5 口井，新建井场 5 座，井场永久占地面积为 4500m²，井场内安装采油树（采气树）、加热炉、集输管线等地面生产设施。新建单井井口选用 200kW 燃气加热炉加热，共 5 台。油气通过节流装置节流后经加热炉加热，最后通过集输管线输送至巴什托集油站处理。

图 3.2-5 井场运营期平面布置示意图

(2) 集输工程建设

本项目新建五条单井至巴什托集油站集输管线和燃料气管线各 10.76km，材质为 20#钢管，油气同沟敷设，平均进站压力 1.3MPa，平均井口温度 24℃，含水按 25.4%计算。

本项目地面工程汇总见表 3.2-20。

表 3.2-20 地面工程主要工程内容表

序号	设备名称		单位	数量	备注
1	井口装置	采油树	座	1	/
		节流阀	套	1	/
		200kW 加热炉	台	5	新建井场各新增 1 台
2	单井集输管线		km	2.53	BK13 集输管线、燃料气管线
			km	1.9	BK14 集输管线、燃料气管线
			km	2.03	BK15 集输管线、燃料气管线
			km	1.9	BK16 集输管线、燃料气管线
			km	2.4	BK17 集输管线、燃料气管线

管线走向示意图见图 3.2-6。

图 3.2-6 管线走向示意图

3.2.5 配套工程

配套工程包括给排水工程、供配电、自控、通信、道路、防腐、供热等。

3.2.5.1 给排水

巴什托集油站内已建有两座消防水罐和给排水设施，活用水水源为 15km 外的琼库恰克乡供水管网提供自来水。本项目运营期生产、生活用水量很小，均依托巴什托集油站。

本项目运营期采出水、井下作业废水依托巴什托集油站处理，不外排。

3.2.5.2 供配电

新建 5 口油井，电源利用现有 10kV 架空线路供电，从巴什托集油站引接，线路采用单杆单回路。每口单井用电负荷 50kW，在井场附近设 1 座 80kVA 双杆柱上式变压器，变配电采用线路变压器组接线方式，导线采用 LGJ-50；低压配电线路均采用电缆线路。每口油井设 1 面配电柜，电机启动方式为直接启动。

3.2.5.3 自控

井口设置 RTU，采集的生产数据传至巴什托集油站。

3.2.5.4 通信

井场配套安装压力变送器、温度变送器、RTU、可燃气体报警器等仪表，信号通过井口 RTU 进行采集处理。

3.2.5.5 道路工程

本项目道路工程主要为单井新建井场道路，与已建道路相衔接。

新建 5 口新井井场入场道路约 1km。路面宽 4.5m，采用砂石路面，做法为（从下至上）：路基压实+30cm 厚天然戈壁砂砾面层。

3.2.5.6 供热工程

拟建项目钻井期生活区供暖方式采取电采暖。

运营期采用井口加热集输工艺，加热对象为采出液，通过燃气真空加热炉加热后外输。加热炉使用的燃料气来源于处理后的返输天然气。

本项目新增 5 台井场加热炉年消耗燃料气量为 93.7 万 m³。

3.2.5.7 防腐保温

单井集输管线采用无溶剂环氧重防腐环氧涂料+聚氨脂泡沫黄夹克保温，每根管线两端须加防水帽，补口为保温后采用聚乙烯热收缩套。

3.2.6 依托工程

3.2.6.1 巴什托集油站

(1) 基本情况

巴什托集油站于 2009 年 3 月建成投产，布置在巴什托临时拉油站南侧位置，站场总占地 84m×86m=7224m²（10.84 亩）。设计处理液量 7×10⁴t/a，处理气量 3.5×10⁴m³/d。。

巴什托集油站主要负责周边单井的集中处理及装车外运，集油站生产单元主要包括进站管汇、油气计量、油气水分离、原油储运、天然气外输、原油装车、燃气发电、采出水处理及消防设施等系统。集油站设备表详见表 3.2-21。

表 3.2-21 巴什托集油站设备一览表

序号	设备名称	规格尺寸	单位	数量	备注
1	喂水泵	Q=36m ³ /h; H=36m	台	2	2011 年建
2	注水泵	Q=30m ³ /h; P=20MPa	台	2	2011 年建
3	注水罐	V=100m ³ ; 玻璃钢	座	1	2011 年建
4	自吸泵	/	台	2	2011 年建
5	采出水池	/	座	1	2009 年建
6	压力沉降罐	V=12m ³ , $\phi=1.8\text{m}$, H=5.0m	座	1	2024 年
7	一次除油罐	V=100m ³ 玻璃钢	座	1	2024 年
8	提升泵	Q=20m ³ /h; H=30m	台	2	2024 年
9	撬装加药装置	药剂罐(V=1m ³)+计量泵(Q=0~50L/h; H=1.0MPa)	座	1	撬撬
10	注水分配阀组	三井式			2024 年
11	采出水提升泵	Q=5m ³ /h; H=40m			2024 年

流程描述：单井井流物从井口经过单井管线输送进站进入阀组，然后通过生产汇管，经加热炉加热至 50°C 后进入生产分离器进行初分离，分离出来的原油通过调节阀调压至 1.0MPa，进入二级闪蒸分离器进行分离，分离出来的原油通过调节阀调压至 0.5MPa，继续进入三级闪蒸分离器进行分离，分离后的原油进入储罐储存，采用装车泵装车后拉到大涝坝站管输到雅末销售。

生产分离器分离出来的天然气经加热炉加热至 50°C 后调压至 0.5MPa，汇同二级闪蒸分离器分离出来调压至 0.5MPa 的天然气、三级闪蒸分离器分离出来的天然气；进入除液分离器进行分离，分离出的天然气通过配气阀组供站内及生活区作为燃料用气，多余天然气进入放空火炬。巴什托集油站工艺流程见图 3.2-7，平面布置图见图 3.2-8

图 3.2-7 巴什托集油站工艺流程简图

图 3.2-8 巴什托集油站平面布置图

生产废水处理工艺流程：分离器分离出来的含油污水通过油站一次沉降罐来水排放至新建 100m³一次除油罐中，均衡水质和去除大部分水中含油，再通过新建提升泵提升至压力沉降罐，在压力沉降罐内去除大部分含油及悬浮物，使出水水质达到含油量≤50mg/L，悬浮物含量≤45mg/L，粒径中值≤45mg/L，处理合格后采出水进入已建注水罐，经注水泵增压输至各单井注水。

处理工艺流程图见图 3.2-9。

图 3.2-9 巴什托集油站含油污水处理流程图

巴什托集油站工程及配套工程环评在《新疆巴什托油气田地面建设工程环境影响报告书》，2011 年 10 月 27 日原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环评价函〔2011〕1017 号，见附件 3）；2012 年 11 月 16 日，通过原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收批复（新环评价函〔2012〕1141 号，见附件 4），生产废水处理改造工程环评在《雅克拉采气厂巴什托区块集输系统隐患治理建设项目环境影响报告书》，2023 年 10 月 12 日喀什地区生态环境局批复（喀地环评字〔2023〕292 号，见附件 5）；2024 年 5 月 4 日巴什托集油站申领固定污染源排污许可证（见附件 6）。

（2）依托可行性分析

本项目采出水处置依托巴什托集油站生产废水处理系统处理，依托可行性分析见下表。

表 3.2-22 巴什托集油站依托可行性分析

废水	设计规模	实际处理量	富余量	本项目新增处理规模	可行性分析结论
采出水	400m ³ /d	328m ³ /d	72m ³ /d	53.55t/d	依托可行

3.2.6.2 西北油田分公司油田工程服务中心（塔河油田绿色环保站）

（1）基本情况

西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站简称“塔河油田绿色环保站”（原为塔河油田一号固废液处理站）。2019 年初，西北油田分公司成立了西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站，该站包含了原塔河油田一号固废液处理站和塔河油田污油泥处理站，仅进行了整合和更名，未进行规模、地点、工艺等变化。塔河油田一号固废液处理站扩建工程于 2014 年 6 月 23 日取得环评批复（阿地环函字〔2014〕236 号），由于该工程建设规模发生变化，于 2015 年 9 月重新审批，批复文号：阿地环函字〔2015〕397 号（见附件 8），并于 2015 年 12 月 17 日取得竣工环保验收批复：阿地环函字〔2015〕501 号，（见附件 9）。2015 年 7 月 13 日取得了《关于塔河油田污油泥处理站扩建工程环境影响报告书的批复》（新环函〔2015〕811 号，附件 10），并于 2016 年 12 月 27 日取得《关于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田污油泥处理站扩建工程竣工环境保护验收合格的函》（新环函〔2016〕2005 号，附件 11）。处理场占地 235451m²，建筑面积 68884.0m²，绿地面积 47080m²。

按处理对象，绿色环保站内主要有污油泥处理、废液处理、生活垃圾处理等 3 个系统。油污泥处理系统，其中受浸土（含油量<5%）入场计量后，依托中石化西南石油工程有限公司巴州分公司、阿克苏塔河环保工程有限公司处理；含油污泥（含油量>5%），自行在绿色环保工作站内处理降低含油后，进一步委托站内塔河环保公司或西南环保公司采取热解析处理处置；废液在站内自行处理。

塔河油田绿色环保站已于 2019 年 12 月 27 日取得阿克苏地区生态环境局发放的排污许可证（证书编号：91652923778950680R001V）。

图 3.2-10 塔河油田绿色环保站排污许可证

绿色环保站位于库车市境内，东北侧有 G3012、S13 等交通干线，交通便利。

①含油污泥处理系统

绿色环保站内油污泥处理系统（主要处理对象为含油量>5%油泥），首期工程始建于 2011 年，处理规模为 50m³/d，采用热化学清洗油泥分离技术；西北油田分公司于 2012 年、2015 年对含油污泥处置设施进行了扩建，原阿克苏环保局、自治区环保厅分别以阿地环函字〔2012〕297 号、新环函〔2015〕811 号文件批复扩建工程，2016 年扩建后，以新环函〔2016〕2005 号批复通过验收。

目前，绿色环保站运行的含油污泥处置装置有 4 套（5 项分离装置），主要处理流体油污泥（含油量>5%），每套处理能力为 50m³/d，处理设施年运行有效天数约 300 天，日处理量约为 200m³，年处理含油污泥的量为 6 万 m³。现状实际年处理含油污泥量 3.9 万 m³/a，富余 2.1 万 m³/a。本项目产生含油污泥量约 13.25t/a，清管废渣 12kg/a，可以依托其处理。

②废液处理系统

塔河油田绿色环保工作站作业废液处理系统承担着西北油田分公司勘探开发作业生产过程中产生的废水、酸压废液、部分磺化泥浆滤出液等的处理，其中作业酸压废液占 80%。

主工艺流程为：接收、隔油、调节、加药、沉降、过滤，废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）回注至 TK512 井。

根据中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划，塔河油田绿色环保站处理站废液处理系统现有 1 座 9000m³ 废液接收池（包括 2 个接液池、1 个沉降池和 1 个隔油池）、1 套井下作业废水处理设施（包括缓冲沉降池、二次调节池、加药调节池等），废液处理系统主要工艺流程为：接收、隔油、调节、加药、沉降、过滤，废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）后回注油层。塔河油田绿色环保站废液处理系统设计废液处置能力处理能力为 1430m³/d（52.19 万 m³/a），现状废液处置量约为 580m³/d（21.14 万 m³/a），本项目井下作业工程产生的井下作业废水最大 0.32m³/d（114.06t/a），可依托其处理。

(2) 依托可行性

本项目产生的井下作业废水依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理，塔河油田绿色环保站依托可行性一览表如表 3.2-23 所示。

表 3.2-23 塔河油田绿色环保站依托可行性一览表

固废类别	塔河油田绿色环保站			依托可行性
	名称	现状富余量	本项目产生量	
井下作业废水	废液处理系统	850m ³ /d	0.0743t/d	可行

综上所述，本项目井下作业废水依托塔河油田绿色环保站能够处理，依托可行。

3.2.6.3 巴州联合环境治理有限公司

(1) 基本情况

巴州联合环境治理有限公司实施巴州危废（固废）处置中心项目，位于新疆巴音郭楞蒙古自治州库尔勒市上库综合产业园区石油石化产业园西侧，地理中心坐标为***，***。巴州危废（固废）处置中心项目于 2021 年开始运行，设计处置规模 17.5 万吨/年，一般工业固体废物处理规模 60 万吨/年，设计处置 34 种危险废物和第 I 类 II 类一般工业固体废物。

危险废物处置采用“焚烧+物化处理+水泥基固化+安全填埋”工艺；含油污泥采用“化学热洗+热脱附”工艺；废旧包装铁桶（胶桶）采用“分类+整形清洗”处理工艺，废旧轮胎仅进行抽丝破碎处理，灰渣制砖采用免烧生产工艺。

经营许可证编号：6528010110，有效期 2021 年 4 月 12 日-2026 年 4 月 11 日。危险废物经营规模：15.5×10⁴t/a（焚烧系统 2×10⁴t/a，物化系统 3.5×10⁴t/a，固化及安全填埋系统 4×10⁴t/a，油泥处置系统 5×10⁴t/a，废桶回收系统 1×10⁴t/a）。危险废物经营方式：收集、贮存、利用、处置。

图 3.2-11 巴州联合环境治理有限公司经营许可证

(2) 依托可行性

本项目产生的废防渗膜、含油泥砂、清管废渣依托巴州联合环境治理有限公司处理，巴州联合环境治理有限公司依托可行性一览表如表 3.2-24 所示。

表 3.2-24 巴州联合环境治理有限公司依托可行性一览表

废物类别	处置能力	本项目产生量	依托可行性
含油泥砂	5×10 ⁴ t/a	13.25t/a	可行
废防渗膜	1×10 ⁴ t/a	1.25t/a	可行
清管废渣	5×10 ⁴ t/a	0.012t/a	可行

综上可知，本项目产生的废防渗膜、含油泥砂、清管废渣巴州联合环境治理有限公司能够处理，依托可行。

3.3 工程分析

3.3.1 要生产工艺过程及污染因素分析

油气田开发建设过程中对环境的影响主要分为钻井过程、地面工程以及气田生产期的采气和油气集输处理过程、处理后采出水回注过程。油气田开发工艺流程及排污节点见图 3.3-1。

图 3.3-1 油田开发过程及污染物排放节点

3.3.2 施工期工艺过程及排污节点分析

3.3.2.1 钻井工程

本项目包含新钻井 5 口（BK13、BK14、BK15、BK16、BK17），4 口水平井，1 口直井，总进尺 26872m，选用 ZJ70 及以上钻机，钻井作业主要分为钻前工程（进场道路、井场平整、井场建设）、钻井工程（设备搬运及安装、钻井、录井、测井等）和测试放喷三部分，其施工流程及排污节点见图 3.3-2。

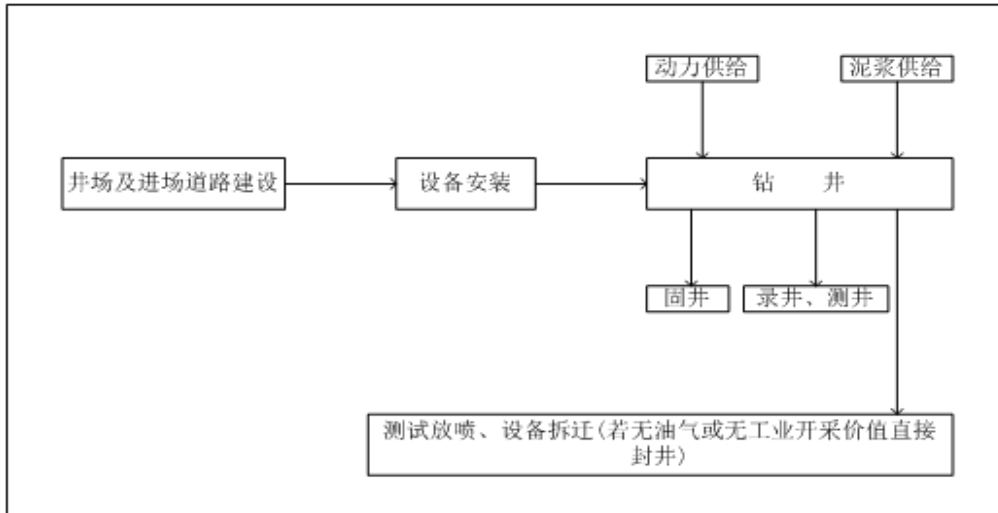


图 3.3-2 钻（完）井工艺流程图

（1）钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设进场道路和井场建设。

①道路建设

本项目需铺设进场砂石道路 1km，根据选定路线由推土机推平、压实，井场砂石路路面宽度为 4.5m。

②井场建设

根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对应急池、放喷池进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石及合格还原土对井场进行铺垫。

（2）钻井及完井工程工艺流程简述

钻前工程满足钻井作业要求时，各类作业车辆将各类设备逐步运至井场进行安装，通过检查满足钻井要求时开始进行钻井作业。

（3）钻井工艺简介

工程采用常规钻井工艺，使用的钻机为电钻机，正常钻井作业时动力优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面，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。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，可防止复杂情况，以保证安全继续钻进下一段井筒或保证顺利开采生产层中的油气资源。

(4) 测试放喷

当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸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，使含油气层的油气资源通过裂隙采出。

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，凝析油回收罐等。如有油气资源，则产出液经两相分离器分离后，凝析油进入凝析油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d。

3.3.2.2 地面工程

本项目地面工程主要为新建 5 座井场，占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将排水井场分离撬、循环压缩机，注水泵等设备拉运至井场及站场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

3.3.2.3 管道工程

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。

(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。机车施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约 8m（穿越）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) 管线组装

当钢制管道水平走向或高程发生变化时，在地形地物条件允许的情况下优先采用弹性敷设，若条件所限不能采取弹性敷设时，采用热煨弯管。

(3) 管道下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管道进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底贴紧，不允许有悬空现象。

(4) 管道连接与试压

管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，进行注水试压。集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后可用作场地降尘用水。

(5) 站场配套设备安装及连头

将配套设备和站场新增设备拉运至站场，并完成安装工作。管线施工完成后在站场将管线与配套阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施；采出的油气混合物通过新建集输管线输送至阀室，管线与站内阀组连接。

(6) 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，然后采用原土进行大回填，管顶距自然地坪不小于 1.5m 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、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

施工阶段工艺流程见图 3.3-3。

图 3.3-3 施工阶段工艺流程图

3.3.3 运营期工艺过程及排污节点分析

3.3.3.1 采油工程

采油就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠油层自身压力进行采油的方法称为自喷采油法，而需要用抽油泵等方法进行采油的称为机械采油法。在原油开采中为了保持油层的压力，达到稳产的目的，往往需要向油层注入一定的介质，用以驱替原油。根据注入介质的不同，常见有水驱采油和蒸汽驱采油。

本项目 5 口井初期为自喷开采，油井停喷后采用有杆抽油泵采油，有杆泵主要优点是设备可靠、简单。本项目使用 14 型抽油机，采用“长冲程、低冲次”的“小泵深抽”方式生产，有杆泵杆柱结构见图 3.3-4，选择 N80 钢级以上的 27/8" 外加厚油管，泵挂深度在 1700-3000m，平均 2500m 左右。

图 3.3-4 有杆泵生产管柱示意图

3.3.3.2 井下作业

井下作业是进行采油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，一般包括酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，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。

3.3.3.3 油气集输

由于该区原油物性属于中质原油，粘度低，密度小，凝固点低原油物性较好，地面原油密度 0.7892~0.8137g/cm³，30°C 粘度 2.3~3.99mPa.s，结合已投产油井的实际运行情况，本项目 5 口井全部采用单井井口燃气加热炉加热集输工艺，油气集输采用一级布站方式。单井井流物从井口经过单井管线输送进巴什托集油站处理。

本项目新建单井集输管线和燃料气管线各 10.76km，油气混输至巴什托集油站。

3.3.4 施工期生态影响及污染源分析

3.3.4.1 生态影响因素

生态影响主要体现在钻井、井场建设、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。

本项目充分依托现有道路，管线工程分段施工，施工材料即用即拉，不设施工便道、材料堆场及施工营地等临时工程。

根据估算，本项目占地面积为 3.614hm²，其中永久占地面积为 1.28hm²，临时占地面积 2.334hm²，详见表 3.3-1。工程占地类型主要为沙地、盐碱地及其他草地。

表 3.3-1 占地面积统计表

序号	工程内容	面积 (hm ²)			说明
		永久	临时	总占地	
1	新建井场	2.25	4.35	6.6	本项目计划部署 5 口井，新建井场 5 座，单个井场规格 120×110m，永久占地面积为 4500m ² （60m×75m），临时占地面积为 8700m ² 。临时占地内将修建钻井平台以及主、副两座放喷池等，占地类型为沙地、其他草地。
2	集输管线	0	8.608	8.608	油气管线同沟敷设，新管线共 21.52km，作业带范围 6-8m。占地类型为沙地、盐碱地、其他草地。
3	进场道路	0.45	0.4	0.85	新建通井道路 1km，采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m，临时占地为道路两侧各 2m 范围，占地类型为其他草地、沙地。
合计		2.7	13.358	16.058	/

3.3.4.2 施工期环境影响因素

(1) 废气

本项目施工期废气主要包括钻井井场、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。

①扬尘

I 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 3.3-2 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 3.3-2 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

P 车速	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

II 土石方工程及裸露场地产生的扬尘

管沟开挖、回填等土石方作业过程中，由于扰动了地表，破坏了原来的土壤结构，同时土方起落高差等因素，均会导致扬尘的产生；另一方面，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，露天堆场和裸露场地在气候干燥又有风的情况下，较易产生风力扬尘。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。

② 施工机械及运输车辆尾气

施工机械的废气和运输车辆尾气，因施工区废气扩散条件良好，施工过程中产生的废气，仅短时对区域环境空气有影响。

③ 焊接烟尘

管线焊接过程中会有焊烟产生，项目管线均为分段焊接，焊接工程较为分散、施工地点多处于空旷地带，加之两段管道直接焊接工程量较小，施工期短暂，区域大气环境扩散条件好，产生的焊接烟尘对环境空气质量影响不大。

(2) 废水

施工期产生的废水主要为钻井废水、管道试压废水以及施工人员产生的生活污水。

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。

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。废水中的 pH 值高，多在 8.5~9.0 之间；悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 之间，COD 多在 3000~4000mg/L 之间，石油类多在 60~70mg/L 之间。

根据《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，普通油井（ $\geq 3.5\text{km}$ 进尺）产污系数 $29.73\text{t}/100\text{m}$ 进行估算。本项目新钻 5 口井，总进尺 26872m ，钻井废水产生量为 7989.05m^3 。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。

②酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行射孔和酸压完井。在射孔和酸压过程中由于井筒压力小于地层压力，所以酸化压裂废水基本由管道排出。单井排放的酸化压裂废水为 $60\sim 100\text{m}^3$ ，平均 90m^3 。本项目新钻 5 口单井，产生的酸化压裂废水约为 450m^3 。

酸化压裂结束后，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，拉运至绿色环保工作站处理无害化处理。

③生活污水

本项目施工现场不设施工营地，施工人员居住在巴什托公寓，现场无生活污水产生。

④管道试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本项目管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，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，试压结束后用于场地洒水降尘。产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，约为 53.8m^3 ，主要污染物为 SS。

（3）固体废物

①钻井泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用或钻井完井后弃置泥浆池内的泥浆，钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，其产生量可按以下经验公式计算：

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

式中：V——排到地面上的泥浆量（ m^3 ）；

D——井眼的平均直径，取 0.28m ；

h——井深。

本项目钻井过程中新井一开和二开上部（ 4500m 以上）采用非磺化水基泥浆，二开下部及三开（ 4500m 以下）均采用磺化水基泥浆；侧钻井均采用磺化水基泥

浆。由以上经验公式计算可得，本项目产生的废弃泥浆量约 1846.45m³，其中非磺化水基泥浆约 523.06m³，磺化水基泥浆约 1323.39m³。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石井钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中 50%的岩屑混进泥浆，剩余岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面井振动筛分离出来，送入井场内泥浆池中。钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

$$W = \frac{1}{4} \times \pi \times D^2 \times h \times 2.2$$

式中：W——钻井岩屑产生量（膨胀系数取 2.2），m³；

D——井眼的平均直径；

h——井深 m。

利用上述公式计算出本项目产生的废弃泥浆量约 6978.43m³，其中非磺化水基泥浆约 2675.6m³，磺化水基泥浆约 4302.83m³。本项目钻井期内产生的岩屑量为 2926.22m³，其中膨润土泥浆钻井岩屑 2032.19m³，磺化泥浆钻井岩屑 894.03m³。详见表 3.3-3。

表 3.3-3 本项目钻井泥浆及岩屑产生量估算表

井型	钻井液类型	井深 (m)	废弃泥浆产生量(m ³)	废弃钻井岩屑产生量(m ³)
直井 (1 口)	非磺化水基	4000 以上	535.12	1016.95
	磺化水基	4000 以下	235.03	157.31
水平井 (4 口)	非磺化水基	4000 以上	2140.48	1015.24
	磺化水基	4000 以下	4067.8	736.72
合计			6978.43	2926.22

根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，其中一开、二开上部为非磺化泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相进行达标检测，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）要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；二开下部、三开为磺化泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于现场钻井液配制，固相经过磺化泥浆处理系统处理后，采用标准采样方法选取代表性点位检测达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后用于铺垫油区内的井场、道路；四开为油基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，液相回用于

钻井液配制,油基泥浆废弃物使用药剂搅拌固化工艺进行减量化收集或现场使用随钻设备进行减量化收集,废油基泥浆罐拉至持有危险废物经营许可证处置单位进行处理。

磺化泥浆返排液进入井队的固控系统,采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离出的岩屑,进入第三方随钻不落地处理技术进行就地无害化处理。固相(岩屑)进入搅拌罐加水稀释,同时加入水滑石、氧化剂(双氧水、氯酸盐或高氯酸盐)进行化学氧化;再进入混凝罐,投加絮凝剂(聚合硫酸铁或聚合氯化铝等)、混凝剂(聚丙烯酰胺),形成絮凝、混凝颗粒;再进入板框压滤机进行固液分离,分离出的水循环用于岩屑稀释和加药用水,多余滤液水集中统一转运至塔河油田绿色环保工作站,经处理达标后回注油层,板框压滤机泥饼暂存于井场的临时储存区。

③生活垃圾

本项目施工现场不设施工营地,施工人员居住在巴什托公寓,现场无生活垃圾产生。

④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 0.2t/km,本项目新建各类管线长度约 21.52km,产生的施工废料约为 4.304t,施工废料应首先考虑回收利用,不可回收利用部分由施工单位负责拉运处置。

⑤土石方平衡

本项目部署 5 口井,新建 21.52km 管线。施工挖填方主要表现在管线工程中管沟开挖及回填。管沟深度 2.0m,断面形式采用梯形,坑底宽度为 1.5m,坑顶宽度约为 2.5m。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上,并实施压实平整水土保持措施。本项目挖方量 4.704 万 m³,填方量 4.894 万 m³,借方量 0.19 万 m³,无弃方。土石方平衡表见表 3.3-4。

表 3.3-4 土方挖填方平衡表 单位:万 m³

工程分区	挖方	填方	借方		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	0.4	0.5	0.1	区域井场还原土	0	-
管道工程	4.304	4.304	0	-	0	-

道路工程	0	0.09	0.09	周边砂石料场	0	-
合计	4.704	4.894	0.19	-	0	-

(4) 施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括钻井、土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、道路修建、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声，以及钻井工程钻机、泥浆泵和发电机运转过程产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、集气站、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 3.3-5。

表 3.3-5 主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB(A)

序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]	序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]
1	装载机	88/5	5	吊装机	84/5
2	挖掘机	90/5	6	钻机	95/5
3	运输车辆	90/5	7	泥浆泵	95/5
4	柴油发电机	100/5	8	振动筛	90/5

(5) 施工期污染物排放汇总表

施工期污染物排放汇总见表 3.3-6。

表 3.3-6 施工期污染物排放汇总

项目	工程	污染源	主要污染物及排放量		排放去向
废气	钻井及地面建设	扬尘机械、车辆尾气、焊接烟尘	/	/	大气
废水	井场	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	3316.4m ³	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。
		酸化压裂废水	COD、挥发酚、硫化物	450m ³	酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至拉运至绿色环保工作站处理无害化处理。
		生活污水	COD、NH ₃ -N、SS	1296m ³	本项目施工现场不设施工营地，施工人员居住在巴什托公寓，现场无生活污水产生。
		管道试压水	SS	53.8m ³	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，试压结束后用于场地洒水降尘。

固体废物	井场	钻井岩屑	岩屑	2926.22m ³	钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，油基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，液相回用于钻井液配制，固相桶装拉至持有危险废物经营许可证处置单位进行处理。
		钻井废弃泥浆	钻井废弃泥浆	6978.43m ³	
		生活垃圾	/	/	
		施工废料	/	4.304t	
噪声	井场	钻机	/	95	声环境
		泥浆泵	/	95	
		柴油发电机	/	100	

3.3.5 运营期污染源分析

3.3.5.1 废气污染源

本项目大气污染物的主要来源是井场、集输过程中无组织废气排放、加热炉产生的有组织废气和温室气体排放源。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。

(1) 有组织废气

有组织废气来源为井场加热炉等排放烟气，其燃料气采用干气（处理后的返输天然气），烟囱高度为 8m。燃气加热炉耗气量计算公式如下：

$$A = \frac{3600pt}{\varepsilon Q_L}$$

式中：A 为燃气量，m³；

P 为真空加热炉功率，0.2MW；

ε为真空加热炉热转化效率，真空加热炉取 0.9；

Q_L为燃气的低位热值，MJ/m³，根据燃气分析结果，取 33.812MJ/m³；

t 为真空加热炉运行时间；

h, 满负荷运行 330d (7920h) ;

根据现有锅炉运行情况, 锅炉在夏季运行较少, 有效运行时间一般小于 330d, 本次评价考虑最不利情况, 按满负荷计算。

则本项目各类加热炉燃气量情况见表 3.3-7。

表 3.3-7 加热炉耗气量及设置台数一览表

序号	项目	加热炉台数	年工作小时(h)	单台锅炉燃气量(万 m ³ /a)	总燃气量(万 m ³ /a)
1	200kw 加热炉	1	7920	18.74	93.7

根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2019) 附录 F 中产排污系数表(燃气工业锅炉)计算污染物产生量; 燃料为处理后的返输干气, 含硫量根据《天然气》(GB17820-2018)中的表 1 天然气质量要求, S 取二类气最大值 100; 实际运行中烟尘产生量较少, 颗粒物排放以《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中新建燃气锅炉标准中颗粒物的标准浓度限值进行核算。

表 3.3-8 工业锅炉(热力生产和供应行业)产排污系数表-燃气工业锅炉

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
蒸汽/热水/其它	天然气	燃烧室锅炉	所有规模	工业废气量	标立方米/万立方米-原料	107753	直排	107753
				二氧化硫	千克/万立方米-原料	0.02S ^①	直排	0.02S ^①
				氮氧化物	千克/万立方米-原料	18.71(无低氮燃烧)	直排	18.71
9.36(低氮燃烧)	直排	9.36						

注: ①产排污系数表中二氧化硫的产排污系数是以含硫量(S)的形式表示的, 其中含硫量(S)是指燃气收到基硫分含量, 单位为毫克/立方米。S 取 100。

井场加热炉烟气量见表 3.3-9。

表 3.3-9 本项目烟气量一览表

用气单元	加热炉台数	单台烟气量(万 m ³ /a)	总烟气量(万 m ³ /a)
200kw 加热炉	5	201.93	1009.65

目前中国石化天然气股份有限公司西北石油分公司井场加热炉均采用低氮燃烧器和脱硝技术, 故本项目氮氧化物产污系数按照 9.36 进行计算。

加热炉污染物产生排放情况见下表 3.3-10。

表 3.3-10 燃气锅炉污染物排放情况

污染源	耗气量	烟气量	污染物排放情况					
	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	SO ₂		NO _x		颗粒物	
			t/a	mg/m ³	t/a	mg/m ³	t/a	mg/m ³
单个 200kw 井场加热炉	18.74	201.93	0.019	9.28	0.175	86.87	0.04	19.95
本项目 5 台 200KW 加热炉	93.7	1009.65	0.095	9.37	0.875	86.73	0.2	19.86

根据上表可知，本项目燃气锅炉 SO₂、NO_x、颗粒物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉标准限值（SO₂：50mg/m³，颗粒物：20mg/m³，NO_x：200mg/m³）。

（2）井场设备动静密封点无组织排放的有机废气

本项目运营过程中从阀门、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）要求对本项目无组织废气进行核算。

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_{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_{TOC, i}——密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

WF_{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_{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 3.3-11 设备与管线组件 eTOC, i 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 eTOC, i/(kg/h 排放源)
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036

	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

根据油水物性参数，拟建项目流经各管件、阀门中的物质 WFVOCs_i 和 WF_{TOC}_i 比值取 1，根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.3-12 所示。

表 3.3-12 本项目单个井场无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	年排放量 (t)
采出液流经的密封点				
1	有机液体阀门	30	0.036	0.0284
2	法兰或连接件	25	0.044	0.0289
燃料气流经的密封点				
3	气体阀门	12	0.024	0.0002
4	法兰或连接件	6	0.044	0.0001
合计				0.0576

经过核算，单座井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放量为 0.0576t/a，则本项目部署 5 口井（BK13、BK14、BK15、BK16、BK17），按年有效工作时间 7920h 计算，5 座井场无组织非甲烷总烃年排放量为 0.288t/a。

(2) 硫化氢

由巴什托油气田同底层油井 BK7 井油气水物性分析结果可知，本区域原油含硫化氢 40PPM<50ppm，根据《石油天然气钻井井控技术规范》(GBT 31033-2014) 含硫油气井是指地层天然气中硫化氢含量大于 75mg/m³ (50ppm) 的井，故本区域井为不含硫油井，故不考虑硫化氢。

表 3.3-13 BK7 井油气水分析表

井号	地层	含水 (%)	水型	PH	CO ₂ (%)	O ₂ (%)	Cl-(mg/l)	硫化氢 (ppm)	总矿化度 (mg/l)	含蜡 (%)	粘度
BK7	石炭系巴楚组	81	硫酸钠	7	2.22	0.26	41340	40	71935	1.2	2.8

3.3.5.2 废水污染源

(1) 采出水

根据开发方案，本项目最大采出水量核算为 53.55t/d (4.241×10⁵t/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,

69.53mg/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 0.778t、0.08t、1.23t、0.0025t。

采出水随油气混合物输送至巴什托集油站污水处理设施处理出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注油层，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

井下作业运营期依据单井产能情况，当产量下降，判断井孔地层堵塞，则需要修井作业。主要通过酸化、压裂、洗井等工序，产生大量的酸化液、压裂液和洗井液。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册（见表 3.3-14）。

表 3.3-14 拟建项目洗井液（水）产污系数

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

本项目油藏储层为特低孔、特低渗储层，根据表 3.3-10 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，单井每年产生井下作业废水 13.565t、化学需氧量 17339.5g、石油类 3061g，则本项目井下作业工程产生的井下作业废水量为 67.825t/a，其中污染物化学需氧量 0.087t/a、石油类 0.015t/a。井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站，处理后的井下作业废液均不外排。

3.3.5.3 噪声污染源

运营期间的噪声源主要包括井场设备的运转噪声、井下作业噪声和巡检车辆的交通噪声等，噪声级为 60~120dB(A)，见表 3.3-15。

表 3.3-15 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	/

3.3.5.4 固体废物

本项目运营期产生的固体废物主要为油泥（砂）、清管废渣、废防渗膜、井下作业固废。

(1) 油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，属危险废物（HW08）。正常生产的情况下，各井不产生油泥，主要为设备检修、维护时产生少量油泥。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 07 石油和天然气开采业行业系数手册（续 35）中产污系数核算含油污泥产生量详见表 3.3-16。

表 3.3-16 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

根据本项目开发指标预测，5 口井投产后平均年产油 0.146×10^4 t，计算含油污泥最大产生量为 13.25t/a。含油污泥属于危险废物（071-001-08），交由绿色环保工作站无害化处理。

(2) 清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每 2-4 年清管 1 次。根据类比调查，一般清管废渣产生量为 1.15kg/km，本项目新建单井集输管线合计 21.52km，每次废渣量约 0.012t。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：900-249-08），间歇产生，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，交由巴州联合环境治理有限公司处置。

(3) 废防渗膜

项目运营期油井作业时，作业场地下方铺设高密度聚乙烯（HDPE）防渗膜，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，则本项目 1 口井作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，井下作业频次为 2 年/次，则本项目 5 口井产生废弃防渗材料最大量约 1.25t/a。根据环境保护部令第 15 号《国家危险废物名录》（2021 年 1 月 1 日）及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告 2021 年 第 74 号），沾油废物类别为 HW08 废矿物油和含矿物油废物中非特定行业 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，交由巴州联合环境治理有限公司处置。

(4) 生活垃圾

运营期工作人员由油田内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

3.3.5.5 运营期污染物排放情况汇总

本项目运营期污染物排放情况见表 3.3-17。

表 3.3-17 运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	无组织排放		NMHC	0.288t/a	0.288t/a	大气
	加热炉废气		SO ₂	0.095t/a	0.095t/a	经不低于 8m 高的排气筒排放
			NO _x	0.875t/a	0.875t/a	
			颗粒物	0.2t/a	0.2t/a	
废水	采出水		SS、COD、石油类等	7070t/a	0	采出水依托巴什托集气站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层
	井下作业废水		井下作业废水	67.825t/a	0	井下作业废液水采用专用废水回收罐收集后运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站，处理后的井下作业废液均不外排。
			COD	0.087t/a	0	
		石油类	0.015t/a	0		
固废	井场	油泥砂	石油类	13.25t/a	0	委托巴州联合环境治理有限公司进行无害化处理
	管线	清管废渣	石油类、SS 和氧化铁等	0.012t/a	0	
	井场	废防渗膜	石油类	1.25t/a	0	

噪声	井场设备	机械噪声	-	75~80dB(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
	井下作业	机械噪声	-	80~120dB(A)	厂界达标	
	罐车、巡检车辆	交通噪声	-	60~90dB(A)	厂界达标	降低车速

3.3.5 退役期污染源

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和运输车辆等。

埋地管道原位弃置,井场拆除的井架、集输设施、井构筑物、储罐等为钢制材料,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“三本账”

本项目运营期主要工艺为采油和油气集输,集输管线埋地敷设,运营期间无废水、固废等污染物产生,仅少量无组织非甲烷总烃产生。

结合《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司雅克拉采气厂巴什托-亚松迪区块环境影响后评价报告书》中对巴什托油气田后评价范围工程污染物排放总量核算情况,本项目建成后污染物排放变化情况见表。

表 3.3-18 主要污染物排放变化情况表

序号	类别	污染物	现有工程排放量(t/a)	本项目产生量(t/a)	“以新带老”消减量	本项目实施后排放量	增减量
1	废气	SO ₂	0.23	0.095	0	0.325	+0.095
		NO _x	2.722	0.875	0	3.597	+0.875
		颗粒物	0.636	0.2	0	0.836	+0.2
		非甲烷总烃	1.519	0.288	0	1.807	+0.288
2	废水	生产废水	102300	67.825	0	102367.825	+67.825
		生活污水	1100	0	0	1100	/
3	固废	含油污泥	545.765	13.25	0	559.015	+13.25
		生活垃圾	7	0	0	7	/

3.4 清洁生产分析

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

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

本项目为油气田开发建设项目，生产过程主要包括采油、油气集输和伴生气回收、井下作业及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对清洁生产情况进行简单分析。

拟建项目的清洁生产分析主要从产品的清洁性、清洁生产工艺和设备、清洁生产措施、清洁生产管理制度等方面进行分析。

3.4.1 产品的清洁性分析

本项目的产品为原油。石油与煤相比，是一种洁净能源，热值高，燃烧产生的有害物质少。代替燃煤可明显减少二氧化硫、氮氧化物、二氧化碳等污染物质的排放，可有效减少酸雨形成和温室效应。原油与煤燃烧的污染物产生量对比见表 3.4-1。

表 3.4-1 天然气与原油、煤燃烧的排污量对比

大气污染物	单位热值条件下，燃烧原油排放污染物与燃烧天然气排放污染物的比值	单位热值条件下，燃烧煤排放污染物与燃烧天然气排放污染物的比值
灰分	14	148
SO ₂	400	700
NO ₂	5	10
CO ₂	1.33	1.37

注：①资料引至《四川石油经济》2000 年第一期中“天然气利用之环境效益初探”；②表中数字为燃烧原油或者煤产生的污染物与天然气燃烧产生的污染物的比值。

从各类燃料燃烧后排污量对比可见，天然气和原油产生的灰分、SO₂、NO₂和 CO₂等污染物均远低于煤炭，因此，石油、天然气的清洁性远高于煤炭。在一次能源消费煤炭占 70%的中国，发展石油、天然气洁净能源对改善一次能源消费结构和大气污染物减排具有重要意义。

3.4.2 运行期清洁生产工艺

- (1) 在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发，临时站场均为密闭生产工艺，设置密闭装车系统。
- (2) 生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。
- (3) 采油井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

(4) 在井下作业过程中，对产生的原油和废液拟采用循环作业罐（车）收集，收集的废油进入原油处理流程；井下作业过程中铺膜防止原油落地，对作业过程中散落的落地油收集，委托有含油污泥处置资质的单位进行处理。

3.4.3 原油集输及处理清洁生产工艺

(1) 采用自动系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

(2) 系统采用混输工艺，简化流程，方便操作。

(3) 集输系统采用密闭输送，降低了油气损耗，减少烃类物质的挥发量，从而节约了能源，降低了对大气环境的污染影响。

合理的利用油气井流体的压力能，适当提高集输系统压力，扩大了集输半径，降低了集输能耗。集输油气保温输送，降低了油气输送温度，减少了热耗。

(4) 优化布局，减少建设用地

对井场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。利用钻井期道路和井场设施，减少占用土地面积，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。

3.4.4 井下作业清洁生产工艺

(1) 在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。

(2) 原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出；另外，对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

(3) 在井下作业过程中，对产生的废液拟采用循环作业罐（车）收集，处理达标后回注油层。

3.4.5 节能及其它清洁生产措施分析

(1) 对主要工艺设备及油气气管线做内防腐设计，外防腐采用防腐涂料与阴极保护联合使用的方法，提高防腐效果，延长管线使用寿命。

(2) 选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本。

(3) 地面工程各类机泵采用变频控制，降低设备能耗。

(4) 集油区采用自动化管理，提高了管理水平。

3.4.6 建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入油田安全环保部门负责，采用 HSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 HSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制订了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

本项目主要采取的环境管理措施如下：

(1) 落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

(2) 井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；在采油过程中加强管理，对集输管线及井口设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

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

3.4.7 清洁生产技术指标对比分析

根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，对本项目清洁生产指标进行定量和定性的评价。井下、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 3.4-2~3.4-4。

表 3.4-2 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							
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	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	hm ²	15	符合行业标准要求	3.614	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	≤30	5
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	100%	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深 2000m 以下	10	≥40%		
			井深 2000-3000m		≥50%		

巴什托油气田 2025 年产能建设项目环境影响报告书

			井深 3000 以上		≥60%	95%	10
		柴油机效率	%	10	≥80%	90%	10
		污油回收率	%	10	≥90%	100%	10
(4) 污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区: ≤30; 乙类区: ≤35	≤15	10
		废弃钻井液产生量	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	≤15	5
		石油类	mg/L	5	≤10	≤10	5
		COD	mg/L	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	≤150	5
		柴油机烟气排放浓度	-	5	符合排放标准要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目		
(1) 资源和能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	10		
		柴油消耗	具有节油措施	5	5		
(2) 生产技术特征指标	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		
		固控设备	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		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	20	废弃钻井泥浆处置措施满足		10	10		

境保护法规符合性	法规要求		
	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 3.4-3 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							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	得分
(1)资源与能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	27.13	0
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
(2)生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3)资源综合利用指标	20	落地原油回收率	%	10	100	100	10
		生产过程排出物利用率	%	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	/	5
					乙类区≤50	0	
		COD	mg/L	5	甲类区≤100	/	5
					乙类区≤150	0	
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区≤50	/	5
己类区≤70	0						
一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	-	0	5		
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值			
(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)环境管理体系建设及清	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	15		
		开展清洁生产审核		20	20		

清洁生产审核		制订节能减排工作计划	5	5
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其它法律法规要求	20	20

表 3.4-4 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标								
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	得分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65	≤65	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	/	0	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	0	0	
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥80	100	10	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5	
		COD	%	5	乙类区：≤150	0	5	
		落地原油回收率	%	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	100	0	
定性指标								
一级指标	权重值	二级指标				指标分值	得分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	5	
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施	15	15
		采油方式		采油方式经过综合评价确定		10	10	
		集输流程		全密闭流程并具有油气回收装置		10	10	
(2) 环境管理体系建	35	建立 HSE 管理体系并通过认证				10	10	
		开展清洁生产审核，并通过验收				20	20	

		制定节能减排工作计划	5	5
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	15	建设项目环保“三同时”制度执行情况	5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	5

(3) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P1—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i—第 i 项评价指标的权重值。

若某项一级指标中实际参与定量评价考核的二级指标项目数少于该一级指标所含全部二级指标项目数（由于该企业没有与某二级指标相关的生产设施所造成的缺项）时，在计算中应将这类一级指标所属各二级指标的权重值均予以相应修正，修正后各相应二级指标的权重值以 K_i' 表示：

$$K_i' = K_i \cdot A_j$$

式中：

A_j—第 j 项一级指标中，各二级指标权重值的修正系数。A_j=A₁/A₂。A₁ 为第 j 项一级指标的权重值；A₂ 为实际参与考核的属于该一级指标的各二级指标权重值之和。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

$$P2 = \sum_{i=1}^n F_i$$

式中：

P_2 —定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③ 综合评价指数考核评分计算

为了综合考核油气勘探开发企业清洁生产的总体水平，在对该企业进行定量和定性评价考核评分的基础上，将这两类指标的考核得分按不同权重（以定量评价指标为主，以定性评价指标为辅）予以综合，得出该企业的清洁生产综合评价指数。

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数；

P_1 —定量评价指标考核总分值；

P_2 —定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.4-5。

表 3.4-5 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	$75 \leq P < 90$

由上表计算得出：

——钻井作业：定量指标 85 分，定性指标 100 分，综合评价指数 91 分。清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

——井下作业：定量指标 80 分，定性指标 100 分，综合评价指数 88 分。清洁生产企业等级为：清洁生产企业。

——采油和集输：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价指数 94 分。清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

3.4.8 清洁生产水平结论及改进措施

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产企业。

本项目采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。在采油、井下作业阶段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）；经过综合评价确定采油方式，使用油气开发

效率高的工艺技术与设备；本项目在采油、井下作业等生产工艺方面，均采用了目前国内较成熟的技术，能源消耗低。在废物回收利用指标中，落地原油回收率为 100%。采用源削减技术，减少了废物、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”总量控制水平，考虑本项目的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：VOCs。

废水污染物：COD、NH₃-N。

（1）废气污染物

本项目排放的主要废气污染物为加热节流橇燃烧伴生气产生的 SO₂、NO_x 和油气集输过程无组织挥发的 VOCs。

（2）废水污染物：

生产过程中产生的采出水和井下作业废水经处理达标后回注，不外排，因此不对废水污染物进行总量控制。

由上可知，本项目总量控制因子：VOCs。

3.5.3 总量控制建议指标

（1）施工期

由于施工期作业集中于较短时间内，施工期排放的污染物将随施工活动的结束而消亡，故不考虑对施工期产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

根据工程分析可知，本项目油气开发过程无组织挥发的 VOCs 量为 0.288t/a。

根据工程特点，本次评价提出的总量控制建议指标为：

根据《关于在南疆五地州实施建设项目大气主要污染物和重金属削减指标差别化政策的通知》（新环办环评〔2024〕20号），对喀什地区不再要求大气主要污染物削减替代，本环评仅对无组织排放的 VOCs 进行排放量核算，不再提出削减替代要求。

综上所述，本项目总量控制指标为：无组织 VOCs 0.288t/a。

3.6 与相关法律法规、规划符合性分析

3.6.1 与国家产业政策协调性分析

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年版），“第一类鼓励类”中“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采；”属于“鼓励类”项目，本项目建设符合国家产业政策。本项目的实施，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 与相关政策、法规符合性分析

3.6.2.1 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

本项目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 3.6-1。

表 3.6-1 本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

《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
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，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。	本项目开发方案设计考虑了油气资源赋存状况、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、管线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
油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式。	本项目采出水依托巴什托集油站处理，达标后回注油层	符合

3.6.2.2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

表 3.6-2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	符合性
1) 油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系； 2) 加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理； 3) 在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维修，防止油气泄漏污染地下水； 4) 建立环境保护人员培训制度； 5) 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	本项目投产后将归中国石油化工股份有限公司(简称中石化)西北油田分公司雅克拉采气厂运营,将其纳入雅克拉采气厂已有的 HSE 管理体系、突发环境污染事件应急预案及污染源日常监控计划。	符合
在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	采出水集中收集后由巴什托集油站处理达标后回注油层。	符合

由上表可知，本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

3.6.2.3 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筑施工、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。

本项目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。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。

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

《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（新环环评发〔2020〕142号）转发了（环办环评函〔2019〕910号）的内容。本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）符合性分析见表 3.6-3。

表 3.6-3 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性

巴什托油气田 2025 年产能建设项目环境影响报告书

序号	要求	项目情况	符合性	
1	编制油气开发相关专项规划，应该依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划生态决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料 and 成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。	中石化西北油田分公司已编制完成《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环评》。目前，该规划环评已在自治区生态环境厅备案。	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；对勘探期钻井工程进行回顾评价并针对存在环境问题提出了有效防治措施。	符合	
3	原油开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	未确定产能建设规模的陆地原油开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。在本通知印发前已经取得环评批复、不在海洋生态环境敏感区内、未纳入原油开采区块产能建设项目环评且排污量未超出原环评批复排放总量的海洋油气开发工程调整井项目，实施环境影响登记表备案管理。	本项目为巴什托油气田滚动开发项目，不属于单井形式。符合 910 号文要求。 本项目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
4	涉及向地表水体排放污染物的陆地原油开	本项目不涉及水污染物总量控制指	符合	

	<p>采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）等排放标准要求。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，不得回注与原油开采无关的废水，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。</p>	<p>标。 废水经依托工程处理达标后回用于注水开发，不外排，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，回注到油层；</p>	
5	<p>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。</p>	<p>本项目评价了项目建设、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。</p>	符合
6	<p>原油开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。原油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。</p>	<p>本项目产生的含油污泥等危险废物均依托绿色环保工作站转运处置，全部回收无害化处置，无外排。</p>	符合
7	<p>涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 H₂S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少 SO₂ 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</p>	<p>本项目属于原油开采项目，不涉及天然气开采，油水混运至巴什托集油站进行处理，项目区伴生气不含硫。</p>	符合

	准要求。		
8	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。	本项目对施工周期较短，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。本次评价对施工期噪声提出相应措施，施工对周边生态环境影响较小。	符合
9	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。	本项目不占用生态保护红线区，拟建管线工程均在生态保护红线范围外。	符合
10	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，主动公开原油开采项目环境信息，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，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见	符合

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

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）分析见表 3.6-4。

表 3.6-4 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）符合性分析

意见要求	本项目情况	符合性
因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地。	本环评提出了行之有效的生态恢复措施和水土保持措施。	符合
应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本项目开发方案设计考虑了巴什托油气田资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的开采技术和工艺均属于成熟、先进的技术装备	符合
集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	本项目井场和集输管线均经过严格论证后确定。报告提出管线不得超出既定作业范围，施工结束后对施工迹地进行清理平整。	符合

3.6.2.6 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

本项目与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析见表 3.6-5。

表 3.6-5 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		本项目情况	符合性
临时用地选址要求和使 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。	本项目占地类型为占地类型为低盖度草地，不占用耕地和基本农田。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。	本项目不占用基本农田。	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。	本项目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设施建设用地，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。	项目开工前，建设单位需向巴楚县自然资源局办理临时占地手续。	符合
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。 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。	本项目不占用农用地，施工结束后对临时用地进行恢复。	符合

3.6.2.7 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》的符合性分析

本项目与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》分析，见表 3.6-6。

表 3.6-6 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》符合性分析

序号	规范条件中要求	项目情况	符合性
1	二、源头和过程控制 （六）在石油炼制与石油化工行业，鼓励采用先进的清洁生产技术，提高原油的转化和利用	本项目为石油开采项目，运营期采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门	符合

	<p>效率。对于设备与管线组件、工艺排气、废气燃烧塔(火炬)、废水处理等过程产生的含 VOCs 废气污染防治技术措施包括：</p> <p>1.对泵、压缩机、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件，制定泄漏检测与修复(LDAR)计划，定期检测、及时修复，防止或减少跑、冒、滴、漏现象；</p> <p>2.对生产装置排放的含 VOCs 工艺排气宜优先回收利用，不能（或不能完全）回收利用的经处理后达标排放；应急情况下的泄放气可导入燃烧塔（火炬），经过充分燃烧后排放；</p>	<p>等定期的检查、检修。</p> <p>本项目多功能集油气设置压力调节阀，应急情况下将泄放气导入火炬。</p>	
2	<p>五、运行与监测</p> <p>（二十五）鼓励企业自行开展 VOCs 监测，并及时主动向当地环保行政主管部门报送监测结果。</p> <p>（二十六）企业应建立健全 VOCs 治理设施的运行维护规程和台帐等日常管理制度，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。</p>	<p>雅克拉采气厂定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。</p>	符合

3.6.2.8 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》符合性分析

本项目与《关于建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》符合性分析见表 3.6-7。

表 3.6-7 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》符合性

要求	项目情况	符合性
对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本次环评分析了项目区域水土流失及土地沙化现状，影响分析，并提出了有效可行的防沙治沙措施。	符合

3.6.2.9 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析见表 3.6-8。

表 3.6-8 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性

文件要求	本项目	符合性
石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本项目位于巴什托区块，于为塔河油田，外围油田符合《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》	符合

<p>在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。</p>	<p>本项目位于巴什托区块内，选址符合要求</p>	<p>符合</p>
<p>涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家 and 自治区有关油气安全保障政策要求执行。</p>	<p>本项目不涉及自然保护地</p>	
<p>施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、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，有效降低生态环境影响。</p>	<p>本项目施工占地小，管道作业带严格控制在 8m 范围内，不涉及敏感区</p>	<p>符合</p>
<p>陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。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。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。</p>	<p>本项目密闭集输措施，有效控制无组织挥发，本区块不涉及高含硫天然气开采</p>	<p>符合</p>
<p>油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80% 以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。</p>	<p>本项目伴生气用于巴什托公寓供热，多余伴生气燃烧放空。</p>	<p>符合</p>
<p>陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90% 以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95% 以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100% 返排入罐。</p>	<p>本项目采出水依托巴什托集油站处理后回注，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站，处理后的井下作业废液均不外排。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</p>	<p>符合</p>

	液配制，不外排。	
涉及废水回注的，应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，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	本项目回注水满足《碎屑岩油藏注水水质水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）标准。	符合
废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等。废机油等危险废物均委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	符合
噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	巴什托集油站厂界达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	符合
对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物均得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317）等相关要求。	西北油田分公司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，无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物均得到妥善处置。	符合

3.6.2.10 与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》自然资规〔2021〕2号符合性分析

本项目与《自然资源部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《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》符合性

文件要求	本项目	符合性
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。	拟建项目新增临时和永久用地拟按要求办理用地手续，不涉及耕地占用	符合
临时用地使用期限一般不超过两年。	拟建项目新增临时用地拟按	符合

	要求办理用地手续，建设时长预计 2 个月，能保证在使用期限内完成施工	
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。	拟建项目用地严格按批准用途使用，不涉及转让、出租、抵押	符合

3.6.2.11 与《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》符合性分析

《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》要求：石油勘探开发单位的新建、扩建、改建、区域开发和引进项目等，必须执行环境影响报告的审批制度，执行防治污染的设施与主体工程同时设计，同时施工，同时投产使用的制度；对含油污水经处理达到注水标准的，可以实行回注，减少废水的排放量，保护地面水和地下水不受污染；石油勘探开发单位排放的废气、烟尘、粉尘，应当符合国家和自治区有关规定；天然气、油田伴生气及炼化系统中排放的可燃性气体应当回收利用；不具备回收条件而向大气排放的可燃气体，必须经过充分燃烧或者采取其他防治污染的措施；石油勘探开发单位在钻井和井下作业过程中，应当定点存放泥浆、岩屑或者其他废弃物，并及时做好回收利用和处理。

本项目在实施之前进行了环境影响评价并落实了“三同时”制度；项目废水全部回收，采出水随油气混合物输送至巴什托集油站污水处理设施处理出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注油层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站，处理后的井下作业废液均不外排；项目实施过程中废气污染物均可达标排放，采油过程中分离出来的天然气作为巴什托公寓生活区供热燃料，不能利用部分经充分燃烧后放空；岩屑随泥浆一同进入不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，处理达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。项目建设符合《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》的要求。

3.7 与相关规划符合性分析

3.7.1 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气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

本项目位于塔里木盆地油气基地，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》的要求。

3.7.2 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。

本项目属于原油开采项目，行政区隶属喀什地区巴楚县管辖，不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位，本项目建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

3.7.3 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

本项目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	本项目	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	本项目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。推动全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。	本项目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；本项目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联单。	本项目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。	本项目位于新疆维吾尔自治区喀什地区巴楚县，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，符合喀什地区“三线一单”生态环境分区管控要求。	符合

3.7.4 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》，规划空

间布局：围绕丝绸之路经济带核心区建设及“一圈一带一群”区域发展战略，推进乌鲁木齐、伊宁、喀什三大经济区区域一体化协同发展，服务于新旧动能转换重大工程建设，强化矿产资源对经济社会发展的基础支撑作用，保障矿产资源有效供给。根据成矿地质条件、资源分布特点，立足“两环八带十六基地”勘查开发空间格局，统筹全区矿产资源调查、勘查开发与保护，优化勘查开发区域布局，支撑“三基地一通道”建设，本项目位于三大经济区中喀什地区巴楚县。

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》指出，将石油、天然气列为重点勘查开采矿种，本项目属于石油开发项目，符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2020-2025 年）》及规划环评的相关要求。

3.7.5 与《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”发展规划》符合性分析

本项目与《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”发展规划》及《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》相符性分析详见表 3.7-2。

表 3.7-2 与《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”发展规划》及《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》符合性分析

文件名称	规划要求	本项目	符合性
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”发展规划》	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划期间实施 23 个探矿权，面积约为 7.825 万平方千米。12 个采矿权，面积约为 0.565 万平方千米。规划实施三维地震勘探 10500 平方千米，新增探井 275 口、开发井 1216 口（1032 口采油井、184 口采气井）。规划期限为 2021-2025 年，评价以 2020 年为基准年，到 2025 年建成年产 1500 万吨油当量油气田。	本项目符合西北油田分公司“十四五”发展规划要求。	符合
《关于〈中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书〉的审查意见》（新环审〔2022〕	（一）严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。	本项目不涉及生态保护红线，符合“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等。报告中对区内的水土流失等影响作为重点评价内容，并提出了合理、有效的保护措施，确保环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破	符合

147 号)		坏。	
	<p>(二)合理确定开发方案,优化开布局。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,进一步优化石油天然气开采规模、开布局和建设时序。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验,及时进行优化调整。</p>	<p>本项目选址已尽量避免植被茂盛区,减缓了对生态环境的影响。</p>	符合
	<p>(三)严格生态环境保护,强化各类污染防治。根据原油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。原油开采、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。原油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>本项目用水量较少,施工废水等进行综合利用,节约了水资源;能源利用均在区域负荷范围内,消耗未超出区域负荷上限。工程运营期采出水处理依托依托依托巴什托集油站污水处理系统处理;井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站,处理后的井下作业废液均不外排。本项目提出了切实可行的地下水污染防治和监控措施;项目建设和运营期间产生的固废首先考虑综合利用,不能利用的均进行合规处置。</p>	符合
	<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,结合原油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>本项目严格控制占地面积,项目建设过程中开展防沙治沙工作,并在施工结束后因地制宜开展生态恢复及治理,保障区域生态功能不退化。</p>	符合
	<p>(五)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、</p>	<p>西北油田分公司雅克拉采气厂定期开展后评价工作,现已初步建立了环境空气、水环境、土壤环境等监</p>	符合

	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。	测体系，后续需进一步加强生态监测，根据监测结果，及时优化开发方案和环保措施。	
	(六) 落实环境影响跟踪评价计划。在规划实施过程中，适时开展环境影响跟踪评价；规划范围、规划年限、规模、结构和布局等方面发生重大调整或规划修编，应重新编制环境影响报告书。	西北油田分公司雅克拉采气厂已制定了环境影响跟踪评价计划，在规划实施过程中，适时开展环境影响跟踪评价。	符合
	(七) 建立畅通的公众参与平台，及时解决公众提出的环境问题，满足公众合理的环保诉求；定期发布环境信息，并主动接受社会监督。	企业按照环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开了原油开采项目环境信息。	符合

3.7.6 与《喀什地区生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

2022 年 05 月 31 日，喀什地区行政公署办公室印发了《喀什地区生态环境保护“十四五”规划》（喀署办发〔2022〕23 号）。根据下表分析，本项目建设符合《喀什地区生态环境保护“十四五”规划》相关要求。

表 3.7-3 《喀什地区生态环境保护“十四五”规划》符合性分析表

规划要求	本项目	符合性
加强大气面源和噪声污染治理。强化施工、道路、堆场、裸露地面等扬尘管控，提升城市保洁和机械化清扫率。加大餐饮油烟污染、恶臭异味治理力度。强化秸秆综合利用。加强大型规模养殖场氨排放控制。实施噪声污染防治行动，加快解决群众关心的突出噪声问题。	本项目施工对场地散状物料遮盖、洒水降尘，能够有效降低施工扬尘；本周边无声环境敏感点，不存在扰民。	符合
推进扬尘精细化管控。全面推行绿色施工，城市建成区建筑工地扬尘防控标准化管理全覆盖；加强城市道路清扫保洁和洒水抑尘，渣土车实施硬覆盖；推进低尘机械化作业水平，控制道路扬尘污染；强化非道路移动源综合治理；充分运用新型、高效的防尘、降尘、除尘技术，加强矿山粉尘治理。	本项目施工对场地散状物料遮盖、洒水降尘，能够有效降低施工扬尘	符合

3.7.7 与“碳达峰、碳中和”符合性分析

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，计算拟建工程实施后温室气体排放量及温室气体排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及温室气体排放水平。符合“碳达峰、碳中和”的相关要求。

3.8 选址、选线合理性分析

本项目组成包括：新钻井 5 口并新建采油井场 5 座，新增 5 台 200KW 的加热炉；新建单井至巴什托集油站集输管线和燃料气管线同沟敷设 10.76km，配套建设电力、给排水及消防、结构、通信、暖通、自控、防腐等工程。根据现场调查和资料搜集，工程区内不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜區、森林公园等自然保护地，不涉及生态保护红线。本项目评价范围内涉及永久基本农田和地方公益林，新钻井和新建管线均不占用永久基本农田；原设计 BK15 井至巴什托集油站集输管线占用地方公益林，经过优化设计后最终管线避绕了公益林，仅评价范围内涉及。

3.8.1 井场选址分析

本项目井场占地类型为沙地和其他草地，各井场选址均位于植被比较稀疏区域，野生动物较少的地区。采油井口处为空地，与高压线及其他永久性设施的距离大于 75m，周边 200m 内无铁路、高速公路、学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所，选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）的相关要求。

由于资源开发工程具有特定地域的特殊性，本项目无法避让塔里木河流域水土流失重点治理区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据项目影响预测分析，在切实落实报告书提出的环境保护措施和风险防范措施，并按规定办理征地手续的前提下，项目井场选址合理，无重大环境制约因素。

3.8.2 管线选线合理性分析

拟建项目新建管线主要是单井集输管线和燃料气管线，拟建管线沿途所经区域生态系统为草地生态系统和荒漠生态系统，项目所在区域分布的植被类型主要为多枝怪柳和芦苇，管线敷设不占用国家和自治区重点保护野生植物分布区域。

本项目新建集输管线临时占用沙地、盐碱地和其他草地，管线选线均位于植被比较稀疏区域，野生动物较少的区域。管线选线尽可能顺直，减少管线开挖长度，严格控制管线占地面积。工程区内不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜區、森林公园等自然保护地，不涉及生态保护红线。因此，项目管线选线合理。

3.8.3 线路比选

本项目原设计 BK15 井至巴什托集油站集输管线占用地方公益林长度 180m，为了最大程度减少对公益林的影响，在与建设单位充分沟通后，对原设计方案中的 BK15 井新建集输管线走向进行优化设计。本项目线路比选有两个方案，具体比选见表 3.8-1。

表 3.8-1 新建 BK15 井集输管线选线合理性分析表

线路名称		BK15 井至巴什托集油站集输管线	
		方案一（原设计管线）	方案二（比选管线）
长度（km）		2.03	2.04
生态	总用地面积（hm ² ）	1.624	1.632
	占公益林长度（km）	0.18	/
	占公益林面积（hm ² ）	0.144（地方公益林）	/
	景观影响	较大	较小
	自然生态环境	较大	较小
环境噪声、空气		相当	相当
水环境		无	无
综合环境比选		/	推荐

本项目推荐线路（方案二）不占用地方公益林，相比原设计线路（方案一）占用国家二级公益林的面积减少了 0.144hm²。经上述对比，方案二从整体而言，在采取严格控制施工作业带等相应的措施后，不占用地方公益林，距离地方公益林最近距离为 50m，较方案一对区域生态环境影响程度较小，故本项目采取方案二作为集输管线的最终走向。本项目线路比选见图 3.8-1。

图 3.8-1 本项目线路比选图

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。

3.9.1 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。

根据喀什地区行政公署办公室发布了《喀什地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（喀署办发〔2021〕56号）及2023年更新调整成果，通过对本项目工程与喀什地区生态保护红线进行叠图分析，本项目不穿越生态保护红线，距离最近喀什噶尔河-叶尔羌河流域防风固沙生态保护红线区7.6km。本项目与生态保护红线的位置关系图见图3.9-1。

3.9.2 环境质量底线

本次评价现状调查结果显示，项目所在区域的环境空气为不达标区，超标因子主要为PM_{2.5}、PM₁₀，超标原因为当地气候条件干燥、自然扬尘导致；项目所在区域地下水水质天然背景值较高，溶解性总固体、总硬度、硫酸盐、氯化物、铁、锰均有不同程度超标，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；项目区声环境质量良好，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）3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。

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，本项目的建设符合环境质量底线要求。

3.9.3 资源利用上线

本项目开发过程中的耗水环节仅为不定期井下作业用水，用水量较少，施工

废水、生活污水等进行综合利用，节约了水资源；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。各项资源量在区域的可承受范围内，不逾越资源利用上线。因此，本项目开发符合资源利用上线要求。

3.9.4 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 年版），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，本项目的建设符合国家的相关政策。

根据《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕89 号）和《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796 号）文规定，本项目不属于通知中禁止准入类和限制准入类。

本项目位于巴楚县一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65313030001），通表 3.9-1 与该管控单元的管控要求对应分析可知，本项目建设符合巴楚县一般管控单元的管控要求。本项目所在区域综合环境管控单元如图 3.9-2 所示。

图 3.9-1 本项目与生态红线的位置关系

图 3.9-2 综合环境管控单元图

表 3.9-1 生态环境分区管控方案符合性分析

管控要求		本项目	符合性
空间 布局 约束	A1.3-1 列入《产业结构调整指导目录》淘汰类的现状企业，制定调整计划；针对环保治理措施不符合现行环保要求、资源能源消耗高、或持续发生环保投诉的现有企业，制定整治计划；在调整过渡期内，应严格控制其生产规模，禁止新增产生环境污染的产能和产品。	不涉及	符合
	A1.3-3 淘汰区域内生产工艺落后、生产效率低下、严重污染环境的企业，加大环保、能耗、安全执法处罚力度，建立以节能环保标准促进“两高”行业过剩产能退出的机制。	不涉及	符合
	A1.3-6 克孜河、吐曼河流域规划区域内应制定产业结构调整与升级方案，提出区域工业点源关、停、并、转、迁名单。	不涉及	符合
	A1.3-7 全面排查装备水平低、环保设施差的小型工业企业，开展对水环境影响较大的“低、小、散”落后企业、加工点、作坊的专项整治，并按照水污染防治法律法规要求，全部取缔不符合国家产业政策的小型造纸、制革等严重污染水环境的生产项目。	不涉及	符合
	A1.4-1 一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、城乡总体规划、土地利用规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	本项目符合相关规划要求	符合
	A1.4-2 所有新、改（扩）建项目，必须依据《建设项目环境影响评价分类管理名录》要求进行环境影响评价；未通过环境影响评价审批的，一律不准开工建设；违规建设的，要依法进行处罚。	本项目按要求进行环境影响评价	符合
	A1.4-3 加强产业政策在产业转移过程中的引导和约束作用，严禁在生态环境敏感区域建设“两高”行业项目，加强各类产业发展规划的环境影响评价。	不涉及	符合
	A1.4-4 按照流域断面水质考核目标和主体功能区规划要求，明确区域环境准入条件，对断面对应的流域控制单元实施差别化环境准入政策，严禁审批淘汰类和禁止类项目，严格审批限制类项目，坚决控制高污染项目及存在污染环境隐患的项目准入。	不涉及	符合
	A1.4-6 防治畜禽养殖污染，进一步优化畜禽养殖空间布局，科学划定畜禽养殖禁养区、限养区。严格按照农业部、原环境保护部《畜禽养殖禁养区划定技术指南》的要求，修订完善畜禽养殖禁养区的划定方案。已完成畜禽养殖禁养区划定工作的县市，要按照《工作方案》规定时限加快完成禁养	不涉及	符合

管控要求		本项目	符合性
	区内规模养殖场的关闭搬迁工作。		
	A1.4-7 严格按照“禁采区关停、限采区收缩、可采区集聚”的方式，坚持节约资源、保护环境及集约化、规模化发展模式，优化矿山结构、推进资源整合，严格控制矿山企业数量，对手续不齐全的矿山，限期整改，补办手续。对布局不合理的矿山企业逐步清退。加强矿山监管，落实矿山生态修复，建设绿色矿山。	不涉及	符合
2.执行喀什地区一般环境管控单元分类管控要求中“A7.1”的相关要求	<p>A7.1-1 禁止在法律法规规定的禁采区内新建矿山；禁止土法采、选、冶严重污染环境的矿产资源。</p> <p>A7.1-2 涉及永久基本农田的区域，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。</p> <p>A7.1-3 畜禽养殖严格按照畜禽养殖区域划定方案执行，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。</p> <p>A7.1-4 限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制“高污染、高环境风险产品”工业项目。</p>	不涉及	符合
污染物排放管控	<p>1.执行喀什地区总体管控要求中“A2.3-3、A2.3-4、A2.3-5、A2.3-6、A2.3-7、A2.3-8”的相关要求。</p> <p>A2.3-3 加快县市污水处理厂及配套管网建设，提升污水收集处理能力。加强城镇污水处理设施建设与改造，所有县级以上城市以及重点独立建制镇均应建成污水处理设施，现有城镇污水处理设施，要因地制宜进行改造；强化城中村、老旧城区和城乡结合部污水截流、收集，完善城市排水体制，不具备雨污分流改造条件的，可采取增加截留倍数、调蓄等措施防止污水外溢。加强污水处理设施运行管理，确保城镇污水处理厂达标排放，建立和完善污水处理设施第三方运营机制。</p> <p>A2.3-4 大力发展生态畜牧业，促进畜牧业转型升级。切实加强畜禽养殖场废弃物综合利用、生态消纳，加强处置设施的运行监管。</p> <p>A2.3-5 加大农村面源污染防治力度。加强化肥农药减量化和土壤污染治理，强化白色污染治理，推进农作物秸秆和畜禽养殖废弃物资源化利用。提高农村生活垃圾无害化处理水平。</p> <p>A2.3-6 以保障农产品安全和人居环境健康为出发点，以农用地和建设用为重点，加大污染场地环境风险防控和管理工作力度，深入抓好污染场地试点示范，持续推进污染场地治理修复。</p> <p>A2.3-7 加强矿山开采扬尘综合整治和植被恢复。制定清理整治方案，依法取缔城市周边无证采矿、采石和采砂企业。督促企业依法履行矿山地质环境治理恢复义务。继续推进城镇周边矿业权灭失的砂石、粘土矿治理恢复。</p>	不涉及	符合
	A2.3-8 强化不达标河湖污染治理；严控废弃农膜污染，开展油井勘探区、矿产资源开采区土壤污染	目前，雅克拉	符合

管控要求		本项目	符合性
	修复。	采气厂已完成污油泥清运	
	2. 执行喀什地区一般环境管控单元分类管控要求中“A7.2”的相关要求。	本项目外排废气量极少，且具有间歇性，对局部地区的环境影响较轻	符合
	3. 严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。	不涉及	符合
	4. 加强城镇污水厂处理出水、污泥和生活垃圾填埋渗滤液的重金属污染物监测，要清查重金属超标排放源头，依法采取行政处罚、限产、停产等措施，禁止重金属超标的工业废水排入城镇污水处理设施。禁止秸秆焚烧，大力推广秸秆还田等技术综合利用，推进农村废弃物的综合利用。	不涉及	符合
环境 风险 防控	1. 执行喀什地区总体管控要求中“A3.1”的相关要求。	A3.1-1 禁止在化工园区外新建、扩建危险化学品生产项目。严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出。 A3.1-2 加快城市及周边绿化和防风防沙林建设，扩大城市建成区绿地规模，继续推进道路绿化、居住区绿化、立体空间绿化。城市周边禁止开荒，降低风起扬尘。加大城市周边绿化建设力度，使区域生态和人居环境明显改善。 A3.1-3 科学制定并严格实施城市规划，规范各类产业园区和城市新城、新区设立和布局，严禁随意调整和修改城市规划和产业园区规划，形成有利于大气污染物扩散的城市和区域空间格局。	不涉及 符合
	2. 执行喀什地区一般环境管控单元分类管控要求中“A7.3”的相关要求。	减少人类活动对自然生态系统的干扰和破坏，控制生活污染，维持水环境现状，确保水质稳中趋好；加强农田土壤、灌溉水的监测及评价，对周边或区域环境风险源进行评估。	不涉及 符合
资源 利用	1. 执行喀什地区总体管控要求中	A4.1: 严格执行“南疆三地州片区管控要求”的相关管控要求，具体如下： A4.1-1 控制叶尔羌河流域绿洲农业用水量，提高水土资源利用效率，大力推行节水改造，维护流域	本项目不占用耕地 符合

管控要求		本项目	符合性
“A4.1、A4.2”的相关要求。	<p>下游基本生态用水。</p> <p>喀什地区总管控要求中“资源开发利用效率”水资源的相关管控要求，具体如下： A4.1-2 实施最严格水资源管理，健全取用水总量控制指标体系制定并落实地区用水总量控制方案，合理分配农业、工业、生态和生活用水量，严格实施取水许可制度。加强工业水循环利用，促进再生水利用，加强城镇节水，大力发展农业节水。</p> <p>A4.2：喀什地区总管控要求中“资源开发利用效率”土地资源的相关管控要求，具体如下： A4.2-1 耕地保护和集约节约利用，切实加强耕地保护工作，实现地区耕地总量不减少，质量有提高。 A4.2-2 节约集约利用建设用地，提高建设用地利用水平。</p>		
2.执行喀什地区一般环境管控单元分类管控要求中“A7.4”的相关要求。	<p>调整优化能源结构，构建清洁低碳高效能源体系，提高能源利用效率，加快清洁能源替代利用。</p>	<p>本项目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。</p>	符合

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

名称	管控要求	本项目	符合性
南疆三州片区	<p>加强绿洲边缘生态保护与修复，统筹推进山水林田湖草沙治理，禁止樵采喀什三角洲荒漠、绿洲区荒漠植被，禁止砍伐玉龙喀什河、喀拉喀什河、叶尔羌河、和田河等河流沿岸天然林，保护绿洲和绿色走廊</p>	<p>本项目属于油气开采项目，施工过程中不涉及砍伐天然林，施工过程严格控制施工占地，尽可能减少对区域生态环境的影响。</p>	符合
	<p>控制东昆仑山—阿尔金山山前绿洲、叶尔羌河流域绿洲、和田河流域绿洲、喀什-阿图什绿洲的农业用水量，提高水土资源利用效率，大力推行节水改造，维护叶尔羌河、和田河等河流下游基本生态用水。</p>	<p>本项目周边无地表水体，不会对河流水质产生影响。</p>	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

巴什托油气田地处新疆维吾尔自治区喀什地区巴楚县琼库尔恰克乡与阿拉格尔乡交界处，塔克拉玛干沙漠西北缘。距离西北油田分公司主力油气田塔河油田 70 多公里，距离巴楚县城约 95km，北距南疆铁路约 60km、距乌喀公路（G314 线）约 65km，南距巴楚~麦盖提（S215 线）公路约 20km。

本项目建设内容位于喀什地区巴楚县境内，中心地理坐标为：东经***，北纬***。地理位置图见图 3.2-1。

4.1.2 地质构造

巴楚县境内所见地层除新生界第四纪的冲积洪积沙砾、淤泥及现代风成堆积砂外，其他均为古生代地层。寒武纪奥陶系地层分布于瓦孜塔格山及马扎塔格山区域，总厚度约 350m。泥盆纪石灰系地层出露较广，县境所见山丘均由本系石灰岩组成，总厚度约 500m。新生界第四系在县内广泛发育，以冲积洪积淤积为主，一般厚自零至数十米。

工程区位于塔克拉玛干大沙漠西北缘，唯哈尔隆起的西北翼，其主要构造皆受大构造单元的控制。构造位于塔里木盆地西南拗陷区麦盖提斜坡西北部巴什托-先巴扎构造带西北部的巴什托构造。翼部为下古生界地层组成，轴部为火成岩侵入体。从沉积物岩性比较单一且厚度较小的特点来看，这一地区一直比较稳定。海西造山运动的影响，只形成区域性的断裂和基性、超基性岩浆活动，在古生代以后的整个时期，塔里木地块一致处于缓慢下沉过程，所以整个地块形成一个陆盆地，堆积了广厚的第四纪松散地质。

4.1.3 地形地貌

巴楚县位于叶尔羌河下游冲积平原，整个地势由西南向东北微倾斜，坡降平缓。主要地貌类型为沙漠、山地及洪积冲积平原四大类。

巴什托油气田项目区地貌类型主要为叶尔羌河冲积细土平原和沙漠，其中油田地面集输工程区为沙漠，油田主干路所在区域为叶尔羌河冲积细土平原。

4.1.4 水文及水文地质

(1) 地表水

工程区域周边主要河流为叶尔羌河，自阿瓦提镇南塔勒克村附近进入巴楚县，由西南向北东贯穿全境，在夏河林区以东出境，全流程 250 余 km，是巴楚县唯一的水源。叶尔羌河年引水量 8~10 亿 m³，有大型平原水库 1 座、中型平原水库 4 座，总库容 73700 万 m³，有效库容 55000 万 m³。

巴什托区块工程区位于叶尔羌河下游，距叶尔羌河北侧约 20.6km。叶尔羌河按水域划分属于巴楚县至阿瓦提县界段，现状使用功能为饮用、工业、农业用水，现状水质类别为 III 类。

流经项目区的水体为巴什托区块东侧农渠和琼库尔恰克干渠，均为叶尔羌河的人工引水渠。根据现场调查，以上两渠为农灌渠，现状使用功能为农业用水，为 V 类水体。

(2) 地下水

叶尔羌河由于水量大，流程长，是地下水的主要补给来源，水质较好，年径流量的 30% 在戈壁砾石带渗入地下，形成地下水和地下径流。该地区水型为 CaCl₂ 型、SO₄·Cl（或 SO₄）—Na·Mg（或 Mg·Na）型，地层水密度 1.05g/cm³，pH 值在 5.75，呈弱酸性。

① 地下水赋存条件与分布规律

叶尔羌河冲积平原分布于巴楚镇、阿娜库勒乡到琼库恰克乡一线的东南，含水层岩性主要以中细砂、细砂及粉细砂组成，局部地段有中粗砂分布。该区地下水类型以潜水为主，而由于局部透镜状的隔水层存在，使之形成局部微承压水，隔水层岩性一般为 3~5m 的亚砂土、亚粘土，隔水能力差，且呈透镜体状分布。

② 地下水的补给、径流、排泄特征

叶尔羌河冲积平原地下水的补给主要表现为侧向径流补给及地表水体入渗补给，工程区降水量小，对地下水的补给作用微小。叶尔羌河冲积平原区地形平坦，含水层岩性颗粒细小，水力坡度小于 5‰，地下水径流较缓慢，地下水流向基本与叶尔羌河流向一致，呈南西北东向。地下水的排泄以地面蒸发蒸腾、人工开采和侧向径流为主，还包括向渠系及河道的排泄。

③ 地下水水化学特征

叶尔羌河一带矿化度较低，一般在 2~4g/L，向西北方向则迅速增高至 5g/L

以上。根据资料，符合生活饮用水标准的地下潜水分布在英吾斯坦乡、阿拉格乡、阿克萨克马热勒乡和夏马勒乡，淡水分布厚度 40~90m，距离河道越远则厚度越小。

4.1.5 气候、气象

项目区属温带大陆性干燥气候，其特点是：光照充足、无霜期长、四季分明、夏长冬短、干旱少雨、风沙天较多。

具体气象指数见表 4.1-1。

表 4.1-1 主要气象参数

气象要素	数据	气象要素	数据
年平均气温	12.1℃	最大冻土深度	0.61m
极端最高气温	42.6℃	无霜期	195~230d
极端最低气温	-22.5℃	雷暴日数	20.8d
年平均蒸发量	2296.8mm	浮尘日数	99.6d
年均降雨量	18.4mm	主导风向	西北风
年平均日照	2723h	年平均风速	2.3m/s
日平均日照	7.5h	最大瞬时风速	32m/s

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

(1) 调查范围

本项目位于新疆维吾尔自治区喀什地区巴楚县境内，工程区工程占用的土地利用类型主要为沙地、盐碱地及其他草地，地表植被主要以多枝柽柳群系及芦苇群系为主。群落组成贫乏单一，结构简单。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态环境评价工作等级为三级。本项目新钻 5 口井及地面工程，新建单井集输管线和燃料气管线各 10.76km。结合项目所在区域生态环境特征，工程生态环境评价范围为单井站边界向外扩展 50m、管线两侧外扩 300m 范围。

(2) 调查内容

A.调查评价范围内的植物区系、植被类型，植物群落结构及演替规律，群落中的关键种、建群种、优势种；动物区系、物种组成及分布特征；生态系统的类型、面积及空间分布；重要物种的分布、生态学特征、种群现状，迁徙物种的主要迁徙路线、迁徙时间，重要生境的分布及现状。

B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。

C.调查区域存在的主要生态问题。

(3) 调查方法

本项目单井站周边生态特征调查采用资料收集、现场踏勘结合遥感解译的方法。在资料收集、分析和现场踏勘调查的基础上，利用遥感（RS）、北斗定位系统（BDS）、地理信息系统（GIS）等技术手段，进行数据采集，对资料、信息和数据进行汇总、整理、分析，并完成生态制图。

A.基础资料收集

收集区域非生物因子特征（气候、土壤、地形地貌、水文地质等）、动植物类型及分布、植被类型及分布、生态功能区划、土地利用等资料，包括统计年鉴以及林业、环保、农业、自然资源等部门提供的相关资料，以及各生态敏感区的规划报告，还参考了《新疆植物志》《新疆脊椎动物简志》《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

B、现场勘查

现场勘查遵循整体与重点相结合的调查原则，在综合考虑主导生态因子结构与功能的完整性的同时，突出重点区域和关键时段的调查，并通过对影响区域的实际踏勘，核实收集资料及遥感解译的准确性，以获取实际资料和数据。

生态敏感区逐一调查核实其类型、等级、分布、保护对象、功能区划、保护要求等。生态环境现状调查依据工程沿线生态系统类型，典型生态系统选取代表性样地进行调查。植被调查采用样方调查，明确典型植被类型中主要植物类型组成及盖度。

①调查点位选取及植被调查现场校译

在卫星定位技术和样地样方现状调查的支持下，利用该区域遥感卫星影像数据及相关资料，粗略判断工程区周围土地利用、植被、敏感目标状况，从中找出分辨困难的点位；对现场以点带面进行现场考察，进一步明确评价区内土地利用类型、植被类型、土壤类型和敏感目标保护等生态环境质量现状，从而建立卫星数据解译的判译标志。根据室内判读的植被与土地利用类型图，现场核实判读的正误率，适当做出点位调整，并对每个取样点作详细记录。

②植被调查

本次调查主要按照《全国生态状况调查评估技术规范--草地生态系统野外观测（HJ1168-2021）》的要求，在对评价区陆生生物资源历年资料检索分析的基

基础上，根据调查方案确定路线走向及考察时间，进行现场调查。

收集整理工程区域及邻近地区的现有生物多样性资料，在综合分析现有资料的基础上，生物量和生物多样性调查依据已有资料推断，采用卫星遥感影像辅证并实测一定数量的具有代表性的样方调查验证的方法。

③动物调查

搜集参照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物》（HJ 710.3-2014）、《生物多样性观测技术导则 鸟类》（HJ 710.4-2014）、《生物多样性观测技术导则 爬行动物》（HJ 710.5-2014）、《生物多样性观测技术导则 两栖动物》（HJ 710.6-2014）等确定的技术方法，本次陆生动物调查主要通过资料收集调查、野外踪迹进行调查，结合访问调查及现场调查确定种类及数量。基于动物的生物学和生态学特性，调查范围涵盖评价区域内的主要陆生动物种类，并适当扩展，确保涵盖评价区域内主要陆生动物种类。

收集整理工程涉及区域现有生物多样性资料，包括统计年鉴以及生态环境、水利、林草、住建、自然资源、农业农村等部门提供的相关资料。同时，在重点施工区域以及特殊区域实行重点调查。

从上述调查得到的种类之中，对相关重点保护物种进行进一步调查与核实，确定其种类。对有疑问动物、重点保护动物尽量采集凭证标本并拍摄照片，最终对评价区的动物资源现状得出综合结论。

C、生态制图

采用“3S”技术进行地面类型的数字化判读，完成数字化的植被类型图和土地利用类型图，进行生态质量的定性和定量评价。本次遥感数据采用 2022 年 07 月 20 日 Landsat8 OLI 卫星遥感影像，轨道号为 146-034。

从遥感信息获取的地面覆盖类型，在地面调查和历史植被基础上进行综合判读，采用监督分类的方法最终赋予生态学的含义。植被类型不同，色彩和色调发生相应变化，因此可区分出植被亚型以上的植被类型。此外，植被类型的确定需结合不同植被类型分布的生态学特征，不单纯依靠色彩进行划分，对监督分类产生的植被初图，结合地面的 GPS 样点和等高线、坡度、坡向等信息，对植被图进行目视解译校正，得到符合精度要求的植被图。在植被图的基础上，进一步合并有关地面类型，得到土地利用类型图。

D、生物量的测定与估算

重点测定评价范围内分布广泛的植被类型的生物量，植被采用收获法进行生物量的测定。其余类型参考国内外有关生物生物量的相关资料，并根据当地实际情况作适当调查，估算出评价范围植被类型的生物量。

4.2.2 区域生态环境现状

4.2.2.1 生态功能区划及评价单元

(1) 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域属于项目区属于塔里木盆地—东疆荒漠生态区、塔里木盆地北部荒漠—绿洲农业生态亚区、叶尔羌河平原荒漠、喀什三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（57）和绿洲农业及荒漠河岸林保护生态功能（58）。主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-1，新疆生态功能区划图见图 4.2-1。

表 4.2-1 生态功能区划

生态 功能 分区 单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）	
	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1）	
	生态功能区	喀什三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（57）	叶尔羌河平原绿洲农业及荒漠河岸林保护生态功能区（58）
主要生态服务功能		农畜产品生产、荒漠化控制、旅游	农畜产品生产、荒漠化控制、油气资源开发、塔里木河水源补给
主要生态环境问题		土壤盐渍化、三角洲下部天然水质差、城市污水处理滞后、浮尘天气多、土壤质量下降	土壤盐渍化、风沙危害、荒漠植被及胡杨林破坏、乱挖甘草、平原水库蒸发渗漏损失严重、油气开发污染环境、土壤环境质量下降
生态敏感因子敏感程度		生物多样性及其生境中度敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化高度敏感	生物多样性及其生境中度敏感，土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护人群身体健康、保护水资源、保护农田、保护荒漠植被、保护文物古迹与民俗风情	保护荒漠植被、保护荒漠河岸林、保护农田土壤环境质量
主要保护措施		改善人畜饮用水质、防治地方病、引洪放淤扩大植被覆盖、建设城镇污水处理系统、加强农田投入品的使用管理	适度开发地下水、增加向塔河输水量、退耕还林还草、废除部分平原水库、节水灌溉、加强农田投入品的使用管理
适宜发展方向		以农牧业为基础，建设棉花及特色林果业基地，发展民俗风情旅游	建成粮食、经济作物、林果业基地，发展农区畜牧业

由表可知，项目所在区的主要生态服务功能分别为农牧产品生产、荒漠化控制、油气资源、塔里木河水源补给。本项目新建井场占地面积小、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。

(2) 评价单元生态环境概况

本项目新钻 5 口井，新建井场 5 座；配套新建单井集输管线和燃料气管线各 5 条，同沟敷设长度 10.76km，根据项目区的遥感影像、地形地貌、地表土壤、植被特征，项目各评价单元生态要素特点见表 4.2-2。

表 4.2-2 项目生态单元划分

评价单元	地貌类型	土壤类型	植被类型	土地利用类型
BK13 井 BK15 井 BK16 井	沙漠区	风沙土	多枝桧柳，植被盖度 5%	沙地
BK14 井 BK17 井	冲积平原区	盐土	多枝桧柳、芦苇，植被盖度 5-10%	其他草地

4.2.2.2 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草地生态系统、灌丛生态系统和荒漠生态系统为主。

工程生态环境评价范围内主要为荒漠-草地镶嵌体，区域主要分布的是其他草地和沙地。草地生态系统由多年生耐旱、耐低温、以禾草占优势的植物群落的总称，是以多年生草本植物为主要生产者的陆地生态系统。草地生态系统具有防风、固沙、保土、调节气候、净化空气、涵养水源等生态功能。工程区域草地生态系统主要由稀疏草地构成，主要植被以芦苇为主。

在项目区外还有农田生态系统分布，农田的植被主要是人工栽培的棉花。

从生态环境脆弱性分析，本工程所在区域处于我国西北干旱温带风沙区（脆弱区），从该区整体情况来看，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。

荒漠生态系统	草地生态系统
灌丛生态系统	农田生态系统

4.2.2.3 土地利用现状调查

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，即将遥感影像与工程区进行叠加，并参照《土地利用现状分类》(GB/T21010-2017)，以确定评价范围内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。工程区土地利用现状见图 4.2-2。本项目所在区域土地利用类型为沙地、盐碱地及其他草地，土地现状以自然状态为主，呈典型的干旱荒漠，人为干扰较小。

4.2.2.4 植被现状调查与评价

(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，巴什托油气田在中国植物地理区划中属于新疆荒漠区（亚非荒漠区的一部分），东疆-南疆荒漠亚区（亚中荒漠亚区的一部分），塔里木荒漠省，喀什荒漠亚省，喀什州，喀什荒漠亚省位于西部，包括喀什冲积平原及叶尔羌河谷平原。由于西来气流的影响，气候比较湿润，年降水量 40-80mm，春季占年降水量的 50%，秋季占 30%强，而夏季干旱，属于典型的温带大陆性干旱气候。

(2) 区域植被类型

①区域植被类型

巴什托油气田区块内及其周边的自然植被主要为荒漠灌丛植被，主要分布有 2 个群系，即怪柳群系、芦苇群系。

a.多枝怪柳群系

该群系是向盐化草甸过渡的类型。群落中优势种为怪柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 2-3 米，灌木层下的草本较丰富，主要有花花柴、

疏叶骆驼刺等，植被盖度 10-15%。

b. 芦苇群系

该群系是一类较为典型的盐化草甸，群落结构简单，种类贫乏，往往芦苇占绝对优势出现，伴生很少量的草本，如花柴、罗布麻等，植被盖度 5-10%。所处的土壤为沙壤壤质的土壤，地下水埋深 3-6 米。

②植物名录

根据现场调查及有关资料分析，在评价区域分布着人工植被、荒漠植被。区域内的植物名录见表 4.2-3。项目区植被类型见图 4.2-3。

表 4.2-3 评价区内主要野生高等植物名录

序号	科	种名	拉丁名
1	麻黄科	膜果麻黄	<i>EphedraprzewalskiiStapf</i>
2	杨柳科	胡杨	<i>Populuseuphratica</i>
4		线叶柳	<i>Salixwilhelmsiana</i>
5	藜科	沙拐枣	<i>Calligonumongolicunl</i>
6		盐穗木	<i>Halostachycaspica</i>
7	藜科 Chenopodiaceae	盐节木	<i>Halocnemumshrobilaceump</i>
8		盐生草	<i>Halogetonglomeratus</i>
9		圆叶盐爪爪	<i>Kalidiumschrrenkianum</i>
10		碱蓬	<i>Suaedsalsa</i>
11		刺蓬	<i>Salsolapestifer</i>
12		细叶虫实	<i>Corispormumheptapotamicum</i>
13		星状刺果藜	<i>Bassiadasyphylla</i>
14		假木贼	<i>Anabasisaphylla</i>
15	毛茛科	东方铁线莲	<i>Cleamatisorientalis</i>
16	豆科 Leguminosae	铃铛刺	<i>Halimodendronhalodendron</i>
17		白花苦豆子	<i>Sophoraalopecuroides</i>
18		苦马豆	<i>Sphaorophysasalsula</i>
19		胀果甘草	<i>GlycyrrhizainflataBatal</i>
20		疏叶骆驼刺	<i>Althagisparsifolia</i>

21	蒺藜科 Zygophyllaceae R.Br.	骆驼蓬	<i>Peganumharmala</i>
22		西伯利亚白刺	<i>Nitrariasibirica</i>
23	怪柳科 Tamaricaceae	多枝怪柳	<i>Tamarixramosissima</i>
24		刚毛怪柳	<i>Tamarixhispidata</i>
25		短穗怪柳	<i>TamarixlaxaWilld</i>
26		多花怪柳	<i>TamarixhohenackeriBunge</i>
27		长穗怪柳	<i>TamarixelongataLedeb</i>
28	怪柳科	短穗怪柳	<i>TamarixlaxaWilld</i>
29		多花怪柳	<i>TamarixhohenackeriBunge</i>
30		长穗怪柳	<i>TamarixelongataLedeb</i>
31	夹竹桃科	大叶白麻	<i>Poacynumphendersonii</i>
32		罗布麻	<i>ApocynumvenetumL.</i>
33		茶叶花	<i>Trachomitumlancifolium</i>
34	牛皮科	牛皮消	<i>Cynanchumauriculatum</i>
35	旋花科	打碗花	<i>Calystegiahederacea</i>
36	茄科	黑果枸杞	<i>Lyciumruthenicum</i>
37	列当科	肉苁蓉	<i>Cistanchedeserticola</i>
38	菊科	分枝鸦葱	<i>Scorzoneradivaricata</i>
39		盐生鸦葱	<i>ScorzoneraSalsula</i>
40		新疆绢蒿	<i>Seriphidiumkaschgaricum</i>
41		小薊	<i>Ciriumsetosum</i>
42		花花柴	<i>Kareliniacaspica</i>
43	禾本科	芦苇	<i>Phragmitesaustralis</i>
44		假苇拂子茅	<i>Calamagrostispseudophramites</i>
45		拂子茅	<i>Calamagrostisepigeios</i>
46		小獐茅	<i>Aeluropuspungens</i>
47		赖草	<i>Leymussecalinus</i>

(3) 区域保护植物

根据《国家重点保护野生植物名录》《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新

疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》（新政发〔2023〕63 号文），评价范围内有胀果甘草、黑果枸杞和肉苁蓉重点保护野生植物，拟建工程各类占地不占用重点保护野生植物分布区域，详细情况见表 4.2-4。

表 4.2-4 重点保护野生植物表

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种（是/否）	极小种群野生植物（是/否）	分布区域	资料来源	工程占用情况（是/否）
1	黑果枸杞 (<i>Lycium ruthenicum</i>)	国家Ⅱ级	无危	否	否	常生于盐碱土荒地、沙地或路旁		否
2	肉苁蓉 (<i>Cistanche deserticola</i>)	国家Ⅱ级	濒危	否	否	喜生于轻度盐渍化的松软沙地上		否
3	胀果甘草 (<i>Glycyrrhiza inflata</i>)	国家Ⅱ级	无危	否	否	常生于河岸阶地、水边、农田边或荒地中		否

①黑果枸杞

黑果枸杞，拉丁学名 (*Lycium ruthenicum*)，高 20-50 厘米，分枝斜升或横卧于地面，白色或灰白色，常成之字形曲折，有不规则的纵条纹。黑果枸杞耐干旱，常生于盐碱土荒地、沙地或路旁，可作为水土保持的灌木。评价范围内分布较少。

②肉苁蓉

肉苁蓉，拉丁学名 (*Cistanche deserticola Ma*)，肉苁蓉属列当科濒危种，别名大芸、寸芸、苁蓉等。肉苁蓉是一种寄生在沙漠树木柽柳、梭梭根部的寄生植物，从寄主植物根部中吸取养分及水分。素有“沙漠人参”之美誉，具有极高的药用价值，是中国传统的名贵中药材。喜生于轻度盐渍化的松软沙地上，一般生长在沙地或半固定沙丘、干涸老河床、湖盆低地等，生境条件很差。评价范围内分布极少，此次现状调查中未见。

③胀果甘草

胀果甘草，拉丁名 (*Glycyrrhiza inflata Batal*)，多年生草本，根与根状茎粗壮。茎直立，基部带木质，多分枝。叶长 4-20 厘米，为托叶小三角状披针形。胀果甘草常生于河岸阶地、水边、农田边或荒地中，根和根状茎供药用。甘草生长区域土壤多为沙质土，酸碱度以中性或微碱性为宜。

(4) 植被分布现状调查

A. 布设原则

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），样方调查需根据植物群落类型（宜以群系及以下分类单位为调查单元）设置调查样地。每种群落类型设置的样方数量二级评价不少于 3 个。

为了获取评价范围内植被类型及其生长状况信息（覆盖度、生物量、分布特征等），评价人员采取了遥感影像解译、实地踏勘、样方分析、查阅资料等多种方法。下面着重说明样方调查情况。

B. 样方调查内容

样方调查选择区域有代表性植物群落，使调查结果能充分代表评价范围内的植被现状。布设天然植被调查样方的方法和记录内容如下所述：

灌丛植被样方调查：设置 5m×5m 的灌木植被样方 3 个，记录该样方的坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。

荒漠草地植物样方调查：布设 1m×1m 样方 3 处，记录样方的坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。

C. 样方信息统计

调查过程共做实测和记录样方 6 个，主要样方情况见表 4.2-5~表 4.2-6。根据样内和样外记录，结合以往有关研究等资料进行分析，由此对调查区植被及植物资源状况获得初步认识。

②灌丛植被调查样方，调查地点：分别在评价区域 BK13 和 BK15 井场及管线沿线区域设置灌丛植被调查样方；土壤类型：风沙土；样方大小：5m×5m，总盖度：10%~15%，统计结果见表 4.2-5。

表 4.2-5 灌丛植被群落类型样方统计表

样方概况	BK13、BK15 井场周边及集输管线沿线灌丛植被代表区域				
样方面积	5m×5m	植被群系	多枝怪柳群系	地形地貌	半固定沙丘
海拔高度	949m~950m	土壤类型	风沙土	水文条件	大气降水
地点	种类	高度 (cm)	冠幅 (cm)	数量 (个)	盖度 (%)
样方 1-1					
BK13 井集输管线沿线	多枝怪柳	52-85	180	7	15
样方 1-2					

BK13 井集输管线沿线	多枝桤柳	145-185	220	5	15
样方 1-3					
BK15 井集输管线沿线	多枝桤柳	105-165	135	3	10

②荒漠草地植被样方：分别在评价区域各井场集输管线靠近巴什托集油站侧沿线设置荒漠草地植物调查样方；土壤类型：盐土；样方大小：1m×1m，总盖度：5%~10%，统计结果见表 4.2-6。

表 4.2-6 荒漠草地植物群落类型样方统计表

样方概况	BK13、BK14、BK17 井场-巴什托集油站管线沿线荒漠草地植物代表区域				
样方面积	1m×1m	植被群系	芦苇群系	地形地貌	半固定沙丘
海拔高度	950m~951m	土壤类型	盐土	水文条件	大气降水
地点	种类	高度 (cm)	冠幅 (cm)	数量 (个)	盖度 (%)
样方 2-1					
BK14-巴什托集油站管线	疏叶骆驼刺	12-18	20	6	8
	芦苇	20-65	12	8	
样方 2-2					
BK17-巴什托集油站管线	疏叶骆驼刺	15-21	25	9	5
	芦苇	20-65	12	4	
样方 2-3					
BK13-巴什托集油站管线	芦苇	70-80	135	1	10

图 4.2-1 新疆生态功能区划图

图 4.2-2 土地利用现状图

图 4.2-3 植被类型分布图

4.2.2.5 野生动物现状调查

(1) 野生动物区划

按中国动物地理区划,评价区在野生动物地理区划中属于古北界一中亚亚界一蒙新区一西部荒漠亚区,由于极端干旱的大陆性气候控制下的严酷荒漠自然环境条件,致使评价区所属动物区系的野生动物种类组成贫乏,组成简单。沿线动物群属温带荒漠、半荒漠动物群,其基本特征是:两栖类种类、数量极少;爬行类,尤其是适应荒漠、半荒漠环境的蜥蜴类,种类和数量均较丰富;鸟类种类较少,但一些种类的个体数量型当丰富;兽类以啮齿类种类和数量均繁盛。

(2) 野生动物类型

根据现场调查和资料分析,区域野生动物分布较少,评价区沿线野生动物为伴人种的小型野生动物。其中鸟类主要有:家麻雀、喜鹊、乌鸦等,兽类和哺乳动物主要有小家鼠、蝙蝠等。由于经济开发,人类活动频繁,评价区内未见国家及自治区保护动物活动栖息。通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询,通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询,该地区栖息分布着各种野生两栖类动物 1 种,爬行类 3 种,鸟类 9 种,啮齿类 3 种以及哺乳类 1 种。

(3) 野生动物名录

资料显示的本项目建设区主要动物名录见表 4.2-7。

表 4.2--7 评价区主要脊椎动物种类和分布

中文名	学名	分布及频度	
		农田区	荒漠区
两栖类			
绿蟾蜍	<i>Bufoviridis</i>	+++	
爬行类			
密点麻蜥	<i>Eremiasmultiocellate</i>	-	++
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	-	+
快步麻蜥	<i>Eremiasvelox</i>		++
鸟类			
家燕	<i>Hirundorustica</i>	+++	
红尾伯劳	<i>Laniuscristtus</i>	+	+++
小嘴乌鸦	<i>Corvuscorone</i>	+++	++
喜鹊(新疆亚种)	<i>Picapica</i>	+	
灰斑鸠	<i>Streptopeliadecaocto</i>	+++	
戴胜	<i>Upupaepops</i>	+++	
家麻雀	<i>Passerdomesticus</i>	+++	
树麻雀	<i>Passermontanus</i>	+++	
寒鸦	<i>Corrusmonedula</i>	+++	
啮齿类			
小家鼠	<i>Musmusculus</i>	+++	

子午沙鼠	<i>Merionesmeridianus</i>		+
毛脚跳鼠	<i>Dipussagitta</i>		++
哺乳类			
塔里木兔	<i>Lepusyarkandensis</i>		-

(4) 保护动物

据统计, 该区域共有重要物种 1 种, 为塔里木兔, 为国家二级及自治区 II 级保护动物, 详见表 4.2-8。

表 4.2-8 评价区域重点野生保护动物

序号	物种名称(中文名/拉丁名)	保护级别	濒危级别	特有种(是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)
1	塔里木兔(<i>Lepusyarkandensis</i>)	国家II级	近危	是	分布在新疆南部塔里木盆地, 栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲	现场调查、文献记录、历史调查资料	是, 附近偶尔可见

塔里木兔: 分布在新疆南部塔里木盆地, 为国家二级保护动物。塔里木兔的耳朵特别大, 体形较小, 体长 35~43 厘米, 尾长 5~10 厘米, 体重不到 2 千克。由于长期适应干旱自然环境, 其形态高度特化; 毛色浅淡, 背部沙黄褐色, 尾部无黑毛, 整体毛色与栖息环境非常接近; 听觉器官非常发达, 耳长达 10 厘米, 超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响, 及时发现并逃脱天敌。栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲, 白天活动, 晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以灌木的树皮和细枝为食, 也取食芦苇嫩茎。每年于 5 月和 8 月份繁殖两次, 每窝产仔 2~5 只。在油田开发区域, 因开发建设活动早已开展, 人类活动频繁, 使得对人类活动敏感的野生动物早已离去, 已难见大中型的野生动物, 偶尔可见到塔里木兔的踪迹。

本工程位于油田开发和农作物耕种区域, 因开发建设活动早已开展, 人类活动频繁, 使得对人类活动敏感的野生动物早已离去, 已见不到大中型野生动物, 偶尔可见到塔里木兔的踪迹。

(5) 动物样线调查情况

按照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物 (HJ 710.3-2014)》《生物多样性观测技术导则 鸟类 (HJ 710.4-2014)》《生物多样性观测技术导则 爬行动物 (HJ 710.5-2014)》《生物多样性观测技术导则 两栖动物 (HJ 710.6-2014)》

等确定的技术方法，对评价区域各类野生动物开展了调查。

野生动物调查主要采用样线法，样线法是指观测者在观测样地内沿着选定的一条线路记录一定空间范围内出现的物种相关信息的方法。按照评价区域野生动物生境类型分别设置 3 条样线，每条样线 300-400m 左右，观测时行进速度 1.5-3km/h。针对一些不容易捕捉的哺乳动物及两栖类动物，借助其遗留下的且易于鉴定的活动痕迹，推测动物的种类，估算其种类和数量。本次调查发现了一些野生动物的粪便、毛发等痕迹及多处动物巢穴。本次调查使用 8 倍双筒望远镜，观测到的主要为野生鸟类和爬行类。

本次野生动物调查在评价区域共设置了 6 条样线，样线布设情况及现场野生动物调查情况见表 4.2-9。

表 4.2-9 动物调查样线一览表

生境类型	编号	坐标	海拔(m)	长度(m)	样线沿线影像图	野生动物观测情况
灌丛区	1-1	***	953	374		麻雀、荒漠麻蜥
	1-2	***	953	316		
	1-3	***	952	461		
荒漠区	2-1	***	955	364		南疆沙蜥、沙百灵、子午沙鼠
	2-2	***	954	366		
	2-3	***	955	352		

本次共设置样线 6 条，鸟类共观测到麻雀、沙百灵等，两栖动物荒漠麻蜥、南疆沙蜥、子午沙鼠等 3 种。

4.2.3 环境敏感区调查及评价

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。本项目北距离生态保护红线（喀什噶尔河-叶尔羌河流域防风固沙生态保护红线区）最近为 7.6km，不在生态保护红线内，工程区域南侧有永久基本农田分布。

4.2.3.1 重点公益林现状调查

重点公益林是指生态区位极为重要或生态状况极为脆弱，对国土生态安全、

生物多样性保护和经济社会可持续发展具有重要作用，以提供森林生态和社会服务产品为主要经营目的的重点防护林和特种用途林。包括水源涵养林、水土保持林、防风固沙林和护岸林、自然保护区的森林和国防林等。

根据《中华人民共和国森林法》、《新疆维吾尔自治区平原天然林保护条例》、《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字〔2015〕497号）等有关规定，不得占用国家一级公益林，办理建设项目使用林地手续。

根据《新疆维吾尔自治区巴楚县森林资源二类补充调查报告》巴楚县调查土地总面积 2030610.56 公顷，其中，林地面积 386948.86 公顷。森林面积 203784.56 公顷，占林地面积的 52.66%，森林覆盖率 10.04%。

森林面积中，乔木林面积 148166.93 公顷，国家特别规定灌木林地面积 55617.63 公顷，分别占森林面积的 72.21%和 27.29%。乔木林面积按起源分，天然林面积 96861.51 公顷，人工林面积 51305.42 公顷，分别占乔木林面积的 65.37%和 34.63%。乔木林按林种划分，防护林面积 101392.74 公顷，用材林面积 458.13 公顷，经济林面积 46316.06 公顷，分别占乔木林面积的 68.43%、0.31%和 31.26%。

全县公益林地面积 340091.06 公顷，商品林地面积 46857.80 公顷，分别占林地面积的 87.89%和 12.11%。国家级公益林地 205392.02 公顷，地方公益林地 94544.37 公顷，其他公益林地 40154.67 公顷，分别占公益林地面积的 60.39%、27.80%和 11.81%。

调查结果分析表明，巴楚县森林资源丰富，天然胡杨林面积大，生态效益显著。绿洲内经济林资源面积大，特色林果业已初具规模。“窄林带、小网格”的防护林体系健全，对生态环境的保护效果明显。另一方面，森林资源分布不均，天然林林分质量差，人工林面积比重小，树种结构单一有待进一步改善。

全县共调查 19 个乡镇级单位、307 个村级（林班）单位，区划小班 24378 个，其中林地小班 22462 个，占小班数 92.13%。小班平均面积 90.44 公顷，林地小班平均面积 17.23 公顷，林地最小面积为 0.067 公顷。

林地按森林类别分，公益林地面积 340091.06 公顷，商品林地面积 46857.80 公顷，分别占林地面积的 87.89%和 12.11%。

公益林地按地类分，有林地 101392.74 公顷，疏林地 75748.36 公顷，灌木林地 55609.71 公顷，未成林地 6.72 公顷，无立木林地 97.64 公顷，宜林地 107235.89

公顷,分别占公益林地面积的 29.82%、22.27%、16.35%、0.00%、0.03%和 31.54%。

生态公益林(地)按生态区位分,江河两岸(叶尔羌河)面积 57410.21 公顷,荒漠化和水土流失严重地区面积 282680.85,分别占生态公益林面积的 16.88%和 83.12%。

公益林地按事权等级分,国家级公益林地 205392.02 公顷,地方公益林地 94544.37 公顷,其它公益林地 40154.67 公顷,分别占公益林地面积的 60.39%、27.80%和 11.81%。

项目区公益林分布图见 4.2-4, BK15 井集输管线距离巴楚县地方公益林最近 50 米。

4.2.3.2 永久基本农田

本工程不占用永久基本农田,但 BK14 井土壤环境评价范围内分布有永久基本农田。保护内容主要为水土流失防治、土壤肥力、农田面积等,虽不属于生态敏感区,但其属于环境敏感区之列,在此做简要调查评价。本工程所在区域分布基本农田主要种植作物为棉花。工程不占用基本农田,项目建设不会对项目周边永久基本农田产生影响。本项目与基本农田位置关系见图 4.2-5。

图 4.2-4 公益林分布图

图 4.2-5 基本农田分布图

4.2.4 沙化及水土流失现状调查

4.2.4.1 区域水土流失现状

根据新水水保〔2019〕4号，新疆维吾尔自治区共划分了2个自治区级水土流失重点预防区，4个自治区级水土流失重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域水土流失重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

本项目所在地巴楚县属于塔里木河流域水土流失重点治理区，根据《2022年水土流失动态监测年报》中喀什地区土壤侵蚀情况：喀什地区轻度以上风力侵蚀和水力侵蚀总面积34803.58km²，占全地区土地总面积的31.15%。其中水力侵蚀面积为2705.04km²，占土壤侵蚀总面积的7.77%；风力侵蚀面积为32098.54km²，占土壤侵蚀总面积的92.23%。喀什地区2022年水土流失面积比2021年减少了65.69km²。

项目区所在的巴楚县2022年巴楚县轻度以上风力侵蚀和水力侵蚀总面积11500.88km²，占全县土地总面积的62.20%。其中水力侵蚀面积为143.26km²，占土壤侵蚀总面积的1.25%；风力侵蚀面积为11357.62km²，占土壤侵蚀总面积的98.75%。巴楚县2022年水土流失面积比2021年减少了25.91km²。土壤允许流失量为2500-5000t/km²·a。水土流失强度等级划分见表4.2-7。

表 4.2-7 风力侵蚀强度分级

级别	床面形态（地表形态）	植被覆盖度（%） （非流沙面积）	风蚀厚度 （mm/a）	侵蚀模数 [t/（km ² ·a）]
微度	固定沙丘、沙地和滩地	>70	<2	<200
轻度	固定沙丘、半固定沙丘、沙地	70~50	2~10	200~2500
中度	半固定沙丘、沙地	50~30	10~25	2500~5000
强烈	半固定沙丘、流动沙丘、沙地	30~10	25~50	5000~8000
极强烈	流动沙丘、沙地	<10	50~100	8000~15000
剧烈	大片流动沙丘	<10	>100	>15000

项目区域地势平坦，主要土地利用类型为沙地、盐碱地及其他草。植被覆盖度约5%-15%。一般大风风速可引起风蚀和扬沙作用，主要侵蚀类型为轻度风蚀。

4.2.4.2 土地沙化现状

根据《新疆第六次沙化监测报告》，全疆沙化监测区内沙化土地面积 7468.21 万公顷，占新疆国土面积的 44.85%，占监测区总面积 47.60%；具有明显沙化趋势的土地面积 437.96 万公顷，占新疆国土面积的 2.63%，占监测区总面积 2.79%；其他土地面积 7782.95 万公顷，占新疆国土面积的 46.75%，占监测区总面积 49.61%。

根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目位于塔里木盆地北缘，塔克拉玛干沙漠边缘，工程所在地属于半固定沙地。塔克拉玛干沙漠是世界第二大流动性沙漠，是我国最大的沙漠，沙漠面积 362366 平方千米，占全疆沙漠的 82.25%，占我国沙漠总面积的一半以上。它位于塔里木盆地的中心地带，属暖温带干旱、极干旱气候区。包括塔克拉玛干主体沙漠、焉耆盆地的阿克别勒库姆沙漠、罗布泊以西与塔里木河下游以东的库鲁克沙漠、且末河以南的雅克塔格沙漠以及喀什三角洲上的托克拉克沙漠和布古里沙漠等。

塔克拉玛干沙漠中的流动沙地占我区沙漠流动沙地总面积的 92.54%，是我国流沙分布最广的沙漠。该沙漠处于塔里木盆地中心，沙漠基底构造属塔里木地台区，是由前震旦系变质岩所组成。盆地为高山和高原所夹，除东面罗布泊为风口外，其余三面均为海拔 4000 米以上的高山环绕，盆地边缘山前环状分布着冲积、洪积倾斜平原，沙漠居于盆地中部。盆地汇集了天山南坡和昆仑山-喀喇昆仑山北坡所有水系，但只有部分较大的河流在汛期能流入沙漠。极端干旱的大陆性气候使得沙漠降水稀少，蒸发强烈，夏季酷热，冬季寒冷，春秋季节多风，日温差大，日照时间长。沙漠沙丘高大，形态类型多样。沙丘由外向内逐渐升高，边缘在 25 米以下，内部一般在 50~80 米之间，少数高达 200~300 米。沙丘类型有 10 多种，以复合型纵向沙垄和新月型沙丘链为主，还有鱼鳞状沙丘、穹状沙丘、复合新月型沙丘等，且末至于田一线还分布有金字塔型沙丘。塔里木盆地的主风向，在克里雅河以东为东北风，以西为西北风，沙丘移动方向随风向而变化。沙漠中每年有沙尘暴 30 天以上，浮尘 150 天以上，沙漠边缘地区年降水量 60~80 毫米，腹地降水量更低，降水少而蒸发强烈，植被覆盖率低，生态环境极为脆弱。

塔克拉玛干主体沙漠中的沙化土地面积 3435.59 万公顷，其中：流动沙地 2618.66 万公顷，半固定沙地 549.82 万公顷，固定沙地 247.10 万公顷，沙化耕地 11.83 万公顷，非生物工程治沙地 8.18 万公顷。本项目沙化土地现状类型图见图 4.2-6。

图 4.2-6 本项目沙化土地现状类型图

4.2.5 主要生态问题调查

项目评价区域降水量少，植被覆盖率低，干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对区域的现场考察和资料分析，工程区目前主要的生态问题包括以下方面：

(1) 水土流失问题

项目区气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低，由于森林和草地破坏，加剧了土壤侵蚀，水土流失是评价范围内的主要生态环境问题之一。

(2) 土地荒漠化问题

土地盐渍化和荒漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，人类强度活动破坏了脆弱生态系统的平衡，造成地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化和土壤盐渍化。从而引起地表土壤含盐量增加，沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，项目区荒漠化的形成主要是因风蚀所致。近年来，自治区实施了退耕还林还草、沙化土地封禁保护等措施，土地沙化趋势明显减缓，局部生态环境状况明显改善。

从该区域整体情况来看，生态环境属生态脆弱区。由于本区地处干旱荒漠区大背景下，植被单一，在现有水资源条件下，荒漠环境对人为地表和植被破坏等外界干扰敏感，并易于演变为生物多样性减少、生产能力降低荒漠化区域。

4.2.6 生态环境现状小结

根据现场调查和资料收集，项目区无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等生态敏感目标，评价重点关注项目区内的动植物。项目区域主要以荒漠生态系统为主，根据《新疆生态功能区划》，项目区处于喀什三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区和叶尔羌河平原绿洲农业及荒漠河岸林保护生态功能区，项目区属于典型的荒漠干旱气候，土壤发育较差，类型较为简单，项目区大部分区域为风沙土所覆盖，项目区植被稀疏，多为耐旱型植物，区域内植被以怪柳群系、芦苇群系为主，区域内除受油田开发影响及垦荒活动影响外，其它人为干扰较小，基

本保持原自然荒漠生态环境。

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

本项目位于喀什地区巴楚县，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ.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。

根据生态环境部环境工程评估中心环境空气质量模型技术支持服务系统中达标区判定提供的 2022 年喀什地区环境空气质量数据。

空气质量达标区判定结果见表 4.3-1。

表 4.3-1 喀什地区环境空气质量达标判定结果

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度		60		达标
NO ₂	年平均质量浓度		40		达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数		4000		达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均值的 第 90 百分位数		160		达标
PM ₁₀	年平均质量浓度		70		超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度		35		超标

工程所在地 SO₂、NO₂ 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM₁₀、PM_{2.5} 年平均浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。故喀什地区为环境空气质量不达标区。

4.3.2 特征因子补充监测

（1）监测点位及监测项目

本次环评大气监测点引用自《雅克拉采气厂巴什托区块集输系统隐患治理建设项目环境影响报告书》编制期间开展的环境空气质量监测数据，在巴什托集油站内布设 2 个大气监测点，监测因子根据工程特点选择非甲烷总烃，监测单位为新疆齐新环境服务有限公司。项目区主导风向为西北风。

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 单位： mg/m^3

监测点名称	地理坐标	与本项目位置关系	监测因子	监测频率	监测时段

巴什托集油站	***	BK4 井下风向 2km 处	非甲烷总烃	每天采样 4 个小时，每次采样不少于 45 分钟	2023 年 7 月 20 日-2023 年 7 月 26 日
巴什托集油站下风向 1km 处	***	BK14 井下风向 2.7km 处			

(2) 评价标准

无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》(GB39728-2020) 企业边界污染物控制要求，即浓度限值 4.0mg/m³。

(3) 评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：

P_i——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

C_i——第 i 个污染物监测浓度，μg/m³；

C_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

(4) 评价结果

监测及评价结果见表 4.2-3。

表 4.3-3 特征因子补充监测评价结果监测结果表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准 (mg/m ³)	浓度范围 (mg/m ³)	最大浓度占标率 (%)	超标率 (%)	达标情况
巴什托集油站	非甲烷总烃	1h 平均	4			0	达标
巴什托集油站下风向 1km 处	非甲烷总烃	1h 平均	4			0	达标

从上表可以看出，本项目区域特征污染物非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值。

4.4 声环境现状调查与评价

4.4.1 监测点布设

本次引用《雅克拉采气厂巴什托区块集输系统隐患治理建设项目环境影响报告书》中的巴什托集油站厂界声环境质量现状监测报告数据（共 4 个监测点），在 BK13 井场新布设一个监测点，委托新疆齐新环境服务有限公司于 2024 年 12 月 22 日~12 月 24 日进行现场监测。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

数据来源	监测点名称	地理坐标	监测因子	监测时段
雅克拉采气厂巴什托区块集输系统隐患治理建设项目环境影响报告书	巴什托集油站厂界	***	Leq (dB(A))	连续监测 2 天, 每天昼间、夜间各监测一次
本次监测	BK13 井场	***	Leq (dB(A))	连续监测 2 天, 每天昼间、夜间各监测一次

4.4.2 监测时间

声环境质量现状监测时间为 2023 年 7 月 24 日-2023 年 7 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》(GB 3096-2008) 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》(GB 3096-2008) 中 3 类标准, 即昼间 65dB(A), 夜间 55dB(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

序号	监测点位		监测日期	昼间			夜间		
				实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况
1	巴什托集油站	站界南侧	第一天	65		达标	55		达标
			第二天						达标
		站界西侧	第一天						达标
			第二天						达标
		站界北侧	第一天						达标
			第二天						达标

		站界东侧	第一天		达标		达标
			第二天		达标		达标
2	BK13 井场		第一天		达标		达标
			第二天		达标		达标

4.4.7 评价结论

从表 4.4-2 可以看出，昼间噪声值在 20~50.9dB(A)之间，夜间噪声值在 26~41.1dB(A)之间，站场、井场厂界声环境质量现状监测值均可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类区标准要求。

图 4.3-1 监测点位分布情况图

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，本项目产生的采出水、井下作业废水不外排，且本项目周边 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

4.5.2.1 调查方法

地下水环境现状调查采用搜集资料法和现场监测法。

4.5.2.2 监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次评价监测点位共有 5 个，全部为引用点位。引用新疆天普志诚检测有限公司对巴什托 BK9 井、M4 井、BK4 井的例行监测数据、《雅克拉采气厂巴什托区块集输系统隐患治理建设项目环境影响报告书》中水井 1 的监测数据、《巴什托油气田 2024 年产能建设项目环境影响报告书》中巴什托站下游农用机井的监测数据。监测点位分布情况见图 4.4-1。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中地下水监测点布置要求：“二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2~4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个”。本项目地下水环境影响评价等级为二级，监测点数量为 5，上下游均有布设。区域地下水流向基本与叶尔羌河流向一致，呈南西北东向，根据区域水文地质资料，引用监测井与拟建工程位于同一水文地质单元因此，地下水监测点满足数量和分布要求。本项目引用监测点监测时间为 2023 年~2024 年，在近三年之内，符合监测点引用时间要求。

综上，本项目地下水监测点布设合理，可满足监测要求。各监测点设置情况及基本信息见表 4.5-1，可满足监测要求。

表 4.5-1 地下水监测点设置情况一览表

序号	引用报告	监测点	坐标	与本项目位置关系	监测层位	井深	监测时间	监测单位
1	雅克拉采气厂 2023 年环境监测项目	BK9 井	***	本项目 BK14 井东南侧 2.4km, 下游	潜水	50m	2023 年 11 月	新疆天普志诚检测有限公司
2		M4 井	***	本项目 BK14 井东南侧 1.6km, 下游	潜水	50m		新疆天普志诚检测有限公司
3		BK4 井	***	本项目 BK14 井东北侧 1.7km, 下游	潜水	50m		新疆天普志诚检测有限公司
4	雅克拉采气厂巴什托区块集输系统隐患治理建设项目环境影响报告书	水井 1	***	本项目 BK17 井西南侧 1.6km, 上游	潜水	80m	2023 年 8 月	新疆齐新环境服务有限公司
5	巴什托油气田 2024 年产能建设项目环境影响报告书	巴什托站下游农用机井	***	巴什托集油站东北侧 3.3km, 下游	潜水	-	2024 年 5 月	新疆中测测试有限责任公司

4.5.2.3 监测项目及分析方法

(1) 监测项目

①基本水化学组成因子离子： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} ；

②基本水质因子：pH、氨氮、硝酸盐（氮）、亚硝酸盐（氮）、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、钡、硫化物、溶解性总固体、耗氧量（高锰酸盐指数）、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数。

③特征因子：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

巴什托油气田 2025 年产能建设项目环境影响报告书

序号	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
1	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》(HJ 1147-2020)	PHBJ-260F 便携式 pH 计	—
2	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	50 mL 滴定管	1.0 mg/L
3	溶解性总固体		BSA124S 电子天平	—
4	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》(HJ 503-2009)	P4 型紫外可见分光光度计	0.0003 mg/L
5	高锰酸盐指数(以 O ₂ 计)	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分:有机物综合指标》(GB/T 5750.7-2023)	25 mL 滴定管	0.05 mg/L
6	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	T6 新世纪紫外可见分光光度计	0.025 mg/L
7	亚硝酸盐(氮)	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB 7493-87)	P4 型紫外可见分光光度计	0.003 mg/L
8	硝酸盐(氮)	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ/T 346-2007)	T6 新世纪紫外可见分光光度计	0.08mg/L
9	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分:无机非金属指标》(GB/T 5750.5-2023) 7.1 异烟酸-吡啶啉酮分光光度法		0.002mg/L
10	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》(GB 7484-87)	PHSJ-4F 实验室 pH 计	0.05mg/L
11	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》(HJ 694-2014)	AFS-8520	4×10 ⁻⁵ mg/L
12	砷		原子荧光光度计	3×10 ⁻⁴ mg/L
13	镉	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 12.1 无火焰原子吸收分光光度法	GGX-830 原子吸收分光光度计	5×10 ⁻⁴ mg/L
14	六价铬	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》(GB 7467-87)	T6 新世纪紫外可见分光光度计	0.004mg/L
15	铅	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	GGX-830 原子吸收分光光度计	2.5×10 ⁻³ mg/L
16	硫酸根(硫酸盐)	《水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法》(HJ 84-2016)	CIC-D100 离子色谱仪	0.018mg/L
17	氯离子(氯化物)			0.007mg/L
18	钾离子			0.02mg/L
19	钠离子			0.02mg/L
20	钙离子			0.03mg/L
21	镁离子			0.02mg/L
22	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	25 mL 滴定管	1mg/L
23	碳酸氢根			

序号	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
		测定 滴定法》(DZ/T 0064.49-2021)		
24	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》(GB 11911-89)	GGX-830	0.03mg/L
25	锰			0.01mg/L
26	钡	《水质 钡的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(HJ 602-2011)	原子吸收分光光度计	2.5×10^{-3} mg/L
27	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	P4 型 紫外可见分光光度计	0.003mg/L
28	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ 970-2018)	T6 新世纪 紫外可见分光光度计	0.01mg/L
29	总大肠菌群*	《水质 总大肠菌群、粪大肠菌群、大肠埃希氏菌的测定 酶底物法》(HJ1001-2018)	LI-9052 电热恒温培养箱	10MPN/L
30	细菌总数*	《水质 细菌总数的测定 平皿计数法》(HJ1000-2018)		——

4.5.3 地下水环境质量现状评价

4.5.3.1 评价标准与评价方法

(1) 评价标准

石油类参照《地表水质量标准》(GB3838-2002) III类标准；其他因子执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准。

(2) 评价方法

评价方法采用标准指数法。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。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

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，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

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：

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

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

式中： 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。

4.5.3.2 监测及评价结果

(1) 地下水质量现状监测与评价

本次环评地下水监测及结果见表 4.5-3。

表 4.5-3 地下水现状监测及评价结果 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			BK9 井	M4 井	BK4 井	水井 1	巴什托站下游农用机井
pH 值	6.5~8.5	监测值					
		标准指数					
总硬度	≤450	监测值					
		标准指数					
溶解性总固体	≤1000	监测值					
		标准指数					
硫酸盐	≤250	监测值					
		标准指数					
氯化物	≤250	监测值					
		标准指数					
铁	≤0.3	监测值					
		标准指数					
锰	≤0.1	监测值					
		标准指数					
挥发性酚类	≤0.002	监测值					
		标准指数					
氨氮	≤0.5	监测值					
		标准指数					
硫化物	≤0.02	监测值					
		标准指数					
总大肠菌群	≤3.0 MPN/100mL	监测值					
		标准指数					
菌落总数	≤100 CFU/mL	监测值					
		标准指数					
亚硝酸盐氮	≤1.0	监测值					

		标准指数					
硝酸盐氮	≤20	监测值					
		标准指数					
氰化物	≤0.05	监测值					
		标准指数					
氟化物	≤1.0	监测值					
		标准指数					
汞	≤0.001	监测值					
		标准指数					
砷	≤0.01	监测值					
		标准指数					
镉	≤0.005	监测值					
		标准指数					
六价铬	≤0.05	监测值					
		标准指数					
铅	≤0.01	监测值					
		标准指数					
钡	≤0.7	监测值					
		标准指数					
石油类	≤0.05	监测值					
		标准指数					

由表 4.5-3 分析可知,由监测数据可以看出,监测期间地下水测点中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氨氮、氟化物、镉和铅有不同程度的超标,其余各项满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物等指标超标的主要原因与当地水文地质条件有关;氨氮、镉超标的主要原因可能与区域农业灌溉或生活污染有关。

(2) 地下水离子监测结果与评价

根据八大离子 (CO_3^{2-} 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 HCO_3^- 、 SO_4^{2-} 、 Cl^- 、 K^+ 、 Na^+) 的检测结果,总阳离子(钠、钾、钙、镁)与阴离子(硫酸盐、氯化物、碳酸盐、重碳酸盐)毫克当量浓度相对误差不大于 10%,阴阳离子平衡。采用舒卡列夫分类法,将八大离子的 Meq (毫克当量) 百分数大于 25% 的阴、阳离子进行组合,每种类型以阿拉伯数字为代号,共 49 类。根据地下水离子检测结果,评价区地下水中阴离子以 Na^+ 为主,水化学类型主要以 $\text{SO}_4\text{-Cl--Na}$ 型为主。各监测点八大阴阳

离子平衡计算及水化学类型具体见表 4.5-4。

表 4.5-4 地下水检测分析因子分析结果一览表

监测项目		水质因子检测结果 (mg/L, pH 无量纲)
监测值 (mg/L)	K ⁺	
	Na ⁺	
	Ca ²⁺	
	Mg ²⁺	
	CO ₃ ²⁻	
	HCO ₃ ⁻	
	Cl ⁻	
	SO ₄ ²⁻	
毫克当量百分比 (%)	K ⁺	
	Na ⁺	
	Ca ²⁺	
	Mg ²⁺	
	CO ₃ ²⁻	
	HCO ₃ ⁻	
	Cl ⁻	
	SO ₄ ²⁻	
相对误差		
水化学类型		

4.5.2.3 包气带污染现状调查

(1) 监测布点

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，对于一、二级的改扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样。

根据现场调查，本项目可能造成地下水污染的主要工程为区块内已建井场和已建场站，因此本次调查选取已建巴什托集油站占地内及同种类型占地外 200m 处进行包气带分层取样调查；监测布点见表 4.5-5。

表 4.5-5 包气带现状监测点位置

调查点位	采样深度	备注
巴什托集油站占地范围内	0-0.5m, 1.5-3m	污染控制点
巴什托集油站占地范围外	0~20cm	清洁对照点

(2) 监测因子、时间与频次

监测因子：石油类。

监测时间：2024 年 5 月，监测一天，采样一次。

(3) 监测分析方法

监测项目分析方法具体见表 4.5-6。

表 4.5-6 包气带监测项目分析方法一览表

序号	分析项目	监测方法	方法来源及标准号	检出限
1	石油烃	《土壤和沉积物石油烃(C10-C40)的测定 气相色谱法》	HJ 1021-2019	6mg/kg

(4) 监测结果

包气带监测结果见表 4.5-7。

表 4.5-7 包气带现状监测结果一览表 单位: mg/L, pH 无量纲

监测点位		监测项目	监测值 (mg/kg)		标准限值 (mg/kg)	达标情况
			0-0.5m	1.5-3m		
巴什托集油站 占地范围内	占地范围内 (柱状样)	石油烃			4500	达标
监测点位			0.2m			
巴什托集油站 占地范围外	占地范围内 (表层样)					

从表 4.5-7 调查结果可知, 评价区域内已建站场永久占地内外的油田特征污染物石油类均未检出, 因此, 评价区域内已建工程的包气带未受到油田开发的污染影响。

4.6 土壤境现状调查与评价

4.6.1 土壤类型调查

根据遥感影像图、新疆维吾尔自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果, 评价区土壤类型主要有风沙土、盐土、潮土。项目区土壤类型主要是风沙土和盐土, 土壤类型分布见图 4.6-1。

(1) 风沙土

风沙土是项目区的主要土壤类型之一, 本项目拟建站场和集输管线有由各站场至巴什托集油站前段区域内均有分布。风沙土是在风成沙性母质上发育而成, 质地较粗, 物理性粘粒很少。因风蚀和风积作用的交替进行, 加之植被稀疏, 生物作用微弱, 有机物质累积很少, 成土过程十分微弱, 剖面层次分化不明显。地表植被以多枝柽柳为主, 植被盖度约 5%。

(2) 盐土

盐土是指含有大量可溶性盐类的土壤, 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。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管孔隙上升至地表，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。本项目盐土主要分布在集输管线中段至巴什托集油站处。

图 4.6-1 项目区土壤类型图

4.6.2 土壤理化特性调查

4.6.2.1 土壤理化性质

本项目影响类型兼有污染影响及生态影响，根据项目工程分析情况，针对项目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、氧化还原点位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为项目拟建工程附近土壤表层样（0-0.5m）和深层样（0.5-1.5m）。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		单位	BK13 井场		
坐标		-	***		
层次					
现场记录	颜色	-			
	结构	-			
	质地	-			
	砂砾含量	%			
	其他异物	-			
	阳离子交换量	cmol+/kg			
	氧化还原电位	mV			
	饱和导水率	mm/min			
	土壤容重	g/cm ³			
	孔隙度	%			

4.6.2.2 土壤盐化、酸化、碱化分析

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D 土壤盐化、酸化、碱化分级标准，判定评价区土壤酸化、碱化和盐化情况，见表 4.6-2。

表 4.6-2 土壤盐化、酸化、碱化分析表

检测点位	土壤盐化			土壤酸化、碱化		
	土壤含盐量 / (g/kg)	土壤盐化分级标准	土壤盐化分析结果	pH 值	分级标准	酸化、碱化分析结果
BK11H 井场 0~0.5m						
BK11 井管线 0~0.5m						
BK12 井管线 0~0.2m						
BK13 井场 0~0.5m						
BK11H 井管线外 50 m						

站场外农田 采样点						
--------------	--	--	--	--	--	--

注：SSC 指土壤含盐量

根据土壤盐化、酸化、碱化分析表，项目区土壤包含未盐化区、轻度盐化区，无酸化或碱化。

4.6.3 土壤环境质量现状监测与评价

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），项目所在区域属于土壤盐化地区，拟建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。

（1）监测布点

根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求，本次评价监测点位共有 12 个，引用点位 10 个点位，实测 2 个点位。本评价在占地范围内设置 5 个柱状样和 3 个表层样，占地范围外设置 4 个表层样。

根据项目区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托新疆齐新环境服务有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，监测时间为 2024 年 12 月。土壤监测布点符合 HJ964-2018、HJ349-2023 中污染影响型和生态影响型项目布点要求。引用监测点监测时间均在近三年之内，符合监测点引用时间要求。监测点位图见图 4.3-1，监测点位基本信息见表 4.6-2。

表 4.6-2 监测点位基本信息

序号	监测范围	监测点位	地理坐标	与本项目位置关系	监测时间	监测单位	备注
1	占地范围内 柱状样	BK11H 井管线	***		2024.5	新疆中测测试有限责任公司	引用
2		BK11H 井场	***		2023.7	新疆齐新环境服务有限公司	引用
3		BK12 井管线	***				引用
4		BK8 井场	***				引用
5		BK13 井场	***		2024.12		本次监测
6	占地范围内 表层样	BK2 井场	***		/	/	引用
7		BK11H 井场	***		2024.5	新疆中测测试有限责任公司	引用
8		巴什托集油站	***		2023.7	新疆齐新环境服务有限公司	引用
9	占地范围外 表层样	BK8 井管线泄漏点 1	***		2023.7	新疆齐新环境服务有限公司	引用
10		BK8 井管线泄漏点 2	***		2023.7		引用
11		BK11 井管线外 50m	***		2024.5	新疆中测测试有限责任公司	引用
12		站场外农田采样点	***		2024.12	新疆齐新环境服务有限公司	本次监测

(2) 监测项目

①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、萘和石油烃等共计 46 项因子。其余监测点测土壤盐分含量和特征因子石油烃。

②《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）：pH 值、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。

③特征因子：石油烃，土壤盐分含量。

(4) 评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准，占地范围外农用地土壤基本项目执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准。

(5) 监测及评价结果

①占地范围内：占地范围内具体监测及评价结果见表 4.6-3 和表 4.6-4。

表 4.6-3 占地范围内柱状样土壤环境质量评价 单位：mg/kg（全盐量：g/kg）

监测点位	监测层位	项目	标准值	监测结果	标准指数	评价结果
BK11H 井场	0~0.5m	C ₁₀ -C ₄₀	4500			达标
		C ₆ -C ₉	-			达标
		全盐量	-			-
	0.5~1.5m	C ₁₀ -C ₄₀	4500			达标
		C ₆ -C ₉	-			达标
		全盐量	-			-
	1.5~3.0m	C ₁₀ -C ₄₀	4500			达标
		C ₆ -C ₉	-			达标
		全盐量	-			-
BK11 井管线	0~0.5m	C ₁₀ -C ₄₀	4500			达标
		C ₆ -C ₉	-			达标

	0.5~1.5m	全盐量	-			-
		C ₁₀ -C ₄₀	4500			达标
		C ₆ -C ₉	-			达标
	1.5~3.0m	全盐量	-			-
		C ₁₀ -C ₄₀	4500			达标
		C ₆ -C ₉	-			达标
BK12 井管线	0~0.2m	全盐量	-			-
		C ₁₀ -C ₄₀	4500			达标
		C ₆ -C ₉	-			达标
BK8 井场	0~0.5m	石油烃	4500			达标
	0.5~1.5m	石油烃	4500			达标
	1.5~3.0m	石油烃	4500			达标
BK13 井场	0~0.5m	pH	-			-
		全盐量	-			-
		C ₁₀ -C ₄₀	4500			达标
	0.5~1.5m	pH	-			-
		全盐量	-			-
		C ₁₀ -C ₄₀	4500			达标
	1.5~3.0m	pH	-			-
		全盐量	-			-
		C ₁₀ -C ₄₀	4500			达标

从评价结果可以看出，项目区内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。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。重金属元素含量相对较低，井场内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

②占地范围外：占地范围外土壤环境质量评价结果见表 4.6-5-4.6-6。

由监测结果可知：项目区占地范围外各监测点位监测值均小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表.1 中 pH>7.5 及 6.5<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。

表 4.6-4 占地范围内表层样土壤环境质量评价

监测点位				BK11H 井场内			巴什托集油站内			BK2 井场内		
监测层位				0~0.2m			0~0.2m			0~0.2m		
序号	检测项目	单位	标准限值 (mg/kg)	监测 数据	Pi	达标 情况	监测数据	Pi	达标 情况	监测数据	Pi	达标 情况
1	砷	无量纲	60			-			达标			达标
2	镉	mg/kg	65			达标			达标			达标
3	六价铬	mg/kg	5.7			达标			达标			达标
4	铜	mg/kg	18000			达标			达标			达标
5	铅	mg/kg	800			达标			达标			达标
6	汞	mg/kg	38			达标			达标			达标
7	镍	mg/kg	900			达标			达标			达标
8	四氯化碳	mg/kg	2.8			达标			达标			达标
9	氯仿	mg/kg	0.9			达标			达标			达标
10	氯甲烷	mg/kg	37			达标			达标			达标
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9			达标			达标			达标
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5			达标			达标			达标
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66			达标			达标			达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596			达标			达标			达标
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54			达标			达标			达标
16	二氯甲烷	mg/kg	616			达标			达标			达标

17	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5			达标			达标			达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10			达标			达标			达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8			达标			达标			达标
20	四氯乙烯	mg/kg	53			达标			达标			达标
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840			达标			达标			达标
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8			达标			达标			达标
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8			达标			达标			达标
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5			达标			达标			达标
25	氯乙烯	mg/kg	0.43			达标			达标			达标
26	苯	mg/kg	4			达标			达标			达标
27	氯苯	mg/kg	270			达标			达标			达标
28	1,2-二氯苯	mg/kg	560			达标			达标			达标
29	1,4-二氯苯	mg/kg	20			达标			达标			达标
30	乙苯	mg/kg	28			达标			达标			达标
31	苯乙烯	mg/kg	1290			达标			达标			达标
32	甲苯	mg/kg	1200			达标			达标			达标

33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570			达标			达标			达标
34	邻二甲苯	mg/kg	640			达标			达标			达标
35	硝基苯	mg/kg	76			达标			达标			达标
36	苯胺	mg/kg	260			达标			达标			达标
37	2-氯酚	mg/kg	2256			达标			达标			达标
38	苯并(a)蒽	mg/kg	15			达标			达标			达标
39	苯并(a)芘	mg/kg	1.5			达标			达标			达标
40	苯并(b)荧蒽	mg/kg	15			达标			达标			达标
41	苯并(k)荧蒽	mg/kg	151			达标			达标			达标
42	蒽	mg/kg	1293			达标			达标			达标
43	二苯并(a,h)蒽	mg/kg	1.5			达标			达标			达标
44	茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg	15			达标			达标			达标
45	萘	mg/kg	70			达标			达标			达标

表 4.6-5 占地范围外表层样土壤环境质量评价 (8 项重金属) 单位: mg/kg

序号	监测项目	标准值 (mg/kg) pH>7.5	标准值 (mg/kg) 6.5<pH≤7.5	单位	BK11H 井管线 外 50 m		BK8 井管线泄漏 点		BK8 井管线泄漏点 2		站场外农田采 样点		达标结果
					监测	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	

					值								
1	pH 值	-	-	无量纲									-
2	镉	0.3	0.6	mg/kg									达标
3	镍	190	100	mg/kg									达标
4	铜	100	100	mg/kg									达标
5	汞	3.4	2.4	mg/kg									达标
6	砷	240	140	mg/kg									达标
7	铅	170	120	mg/kg									达标
8	铬	250	200	mg/kg									达标
9	锌	300	250	mg/kg									达标

表 4.6-6 占地范围外表层样土壤环境质量评价（特征因子） 单位：mg/kg（全盐量：g/kg）

监测点位	监测层位	项目	标准值	监测结果	标准指数	评价结果
BK11H 井管线外 50 m (0~0.2m)	0~0.2m	C ₁₀ -C ₄₀	4500			达标
		C ₆ -C ₉	-			达标
		全盐量	-			-
站场外农田采样点	0~0.2m	C ₁₀ -C ₄₀	4500			达标
		全盐量	-			-
BK8 井管线泄漏点 1	0~0.2m	石油烃	4500			达标
BK8 井管线泄漏点 2	0~0.2m	石油烃	4500			达标

5.环境影响预测与评价

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有以下特点：

(1) 油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在工程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（如供水、集输管线和连接各站场的道路等）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，工程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

(1) 占地情况

针对本次工程内容的占地情况，分别从永久占地和临时占地两方面进行核算，见表 3.3-1。经核算，本工程占地面积为 3.614hm²，其中永久占地面积为 1.28hm²，临时占地面积 2.334hm²。

(2) 占地影响分析

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。

临时占地在施工期将会对环境产生影响，工程结束后对临时占地进行生态恢复，可以将其对环境的影响降至最低。《新疆维吾尔自治区实施<土地管理法>办法》中对征用不同类型用地的土地补偿、安置补偿和青苗补偿等都做了明确规定。对于永久性占地，建设单位在征地补偿中应严格执行相关管理规定，并做好被征地者的补偿工作，减轻对被征地者造成的经济损失；对于临时征地，建设单位也应按照当地有关临时征地补偿的有关规定，与被征地者协商妥善解决。

本工程永久占地和临时占地分别为 1.28hm² 和 2.334hm²，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。

5.1.2.2 对植被的影响分析

本项目对植被的影响主要来自井场建设和管线建设，根据工程分析项目对植被环境影响最大的是管道施工对地表植被的扰动和破坏。

在管线施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。挖掘区植被全部被破坏，其管线两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。

本项目新建五条单井至巴什托集油站集输管线和燃料气管线各10.76km，同沟敷设，一般地段施工作业带宽度8m。为保证管道的安全运行，原则上在管道两侧5m范围内不得种植深根系植物，随着时间的推移，管沟上方覆土的生产能力会逐渐恢复至施工前的水平。

(1) 施工作业期污染物对植被的影响

根据工程分析资料，施工作业期间的污染主要来自于扬尘及施工期废弃物。虽然在整个作业期间都有生活废水的产生，但因其量较少，作业期短，因而基本没有不良影响；从另一个角度分析，生活废水的排放对于荒漠植被的生长不但没有破坏性影响，反而有促进其生长发育的作用。因而在此只从扬尘、施工废弃物对植被的影响进行分析。

——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。

——施工废弃物对植被的影响

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。

(2) 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、碾压和对乔、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。

——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，在春季积雪融化时形成小范围水土流失及水源涵养作用失调现象，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。

——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。

(3) 植物的生物量损失

本项目永久性占地面积为永久占地 1.28hm²、临时占地 2.334hm²，工程永久占地类型主要为沙地及盐碱地，临时占地主要类型为沙地、盐碱地及其他草地等。其中临时占地占其他草地部分面积为 0.788hm²。

生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

式中，Y——永久性生物量损失，t；S_i——占地面积，hm²；W_i——单位面积生物量，t/hm²。

针对其他草地生物量损失，根据现场踏勘成果，参考《中国草地资源的等级评价》每公顷鲜草量按照第 7 级草地标准计算，即 750kg/hm²，则本项目占地范围内其他草地生物损失量为 0.59t/a。这些损失主要为临时的，在管线建成 3-5 年，自然植被生产力水平均可恢复至施工前的水平，因此只要加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，项目工程建设对植被的影响是可以接受的。

5.1.2.3 对野生动物的影响分析

(1) 施工期对野生动物的影响

施工期间的各种人为活动，施工机械、骑车的喧闹，对野生动物有一定的惊吓，破坏了其正常生境。

在施工建设期，野生动物出于物种保护本能，尽可能远离施工现场，施工沿线出现野生动物分布稀疏带，从而造成其他区域分布密度的增加。施工期间的喧闹，对野生动物的迁徙有一定的影响，这种影响主要是针对在地面活动的哺乳动物，对鸟类而言，影响很小。施工结束后，影响便可随之消失。

(2) 运营期对野生动物的影响

正常生产期间对野生动物的影响不大。工程区域的野生动物组成以鸟类为主，本区域人类开发活动频繁，许多鸟类可能受到人类或机械的干扰而飞离工程区，同样一些体形较大的兽类也会远离工程区。但是由于本区的动物属于伴人种，数量多，适应能力强，很快能在邻近区域建立新的栖息地，所以对其种群生存不会造成影响。

根据油田管理制度，只要加强管理可以杜绝油田职工对野生动物的猎杀，所以，正常生产期间对野生动物影响不大。

5.1.2.4 对水土流失的影响分析

(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，据调查，随沙化增强，盐分含量降低。

（3）管道建设的影响

本项目对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

①管沟开挖过程及回填土方的堆放等活动，破坏了原有地貌及地表结皮，使原来相对稳定的表土层收到不同程度的扰动和破坏，在降雨作用下，加剧水土流失，还可能加剧区域风灾天气，增加空气中粉尘含量；

②管道临时占地导致施工区域地表植被减少、造成植物的生物量损失，使土壤结构疏松，并产生一定面积的裸露地面。对原地貌的扰动降低了项目临时占地范围内的土壤抗侵蚀能力，扩大侵蚀面积，诱发土壤侵蚀危害，加剧了水土流失。

本项目所在地巴楚县属于塔里木河流域水土流失重点治理区，区域以地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因工程的建设而产生的水土流失。

5.1.2.5 对土地沙化的影响分析

施工过程中将不同程度扰动原地貌，造成地表植被破坏和损失，改变土地结构，使土壤侵蚀降低，为风力侵蚀提供丰富的沙源，加剧局部土地荒漠化发展。随着工程建成、地表整理、弃渣清除、迹地恢复后，影响会逐步减轻。

工程施工作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填及场地平整，无弃方。工程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，由于工程所在区域地势平坦，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，风蚀作用强烈，若工程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。

工程施工期地面设施建设可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，将降低风沙土分布区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使风沙土随风运移，导致区域发生沙化。同时，各种车辆（尤其是重型卡车）在工程区无道路区域行驶将使经过的原始土壤变紧实，重复多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了工程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。

5.1.3 对景观生态结构的影响分析

项目建设区域景观因项目的建设所受到的影响主要体现在钻井、站场施工、管线开挖等工程行为对原地形地貌的破坏与改变；此外项目建设中施工营地及临时占地也将会对油田区域原有自然及人文景观造成一定的破坏及改变。

而项目建设中上述这些景观影响，依其对现有地形地貌的破坏与改变程度，引入的构筑物与周围环境的协调性，及项目建设后对受破坏的环境的恢复程度等，形成油田区域及居民视觉上敏感性及舒适度的差异，从而决定了景观的优劣。

本工程位于山前平原地貌区时，由于本项目油田建设区域油田设施较密集，其对原有地形地貌的改变越大，敏感度及与周围环境的不协调性也随之增加，会对临近油田设施的居民造成相当的视觉压迫感。

在钻井期间井场与周围景观环境在色彩、形态、质感等方面差别较大，对视觉冲击较大。

项目建设中的临时用地主要包括临时井场、施工营地、运输便道等，施工场所附近设置废液池、砂石堆置场、混凝土搅拌场、水泥、钢筋，器材设备等库房及施工机具等停车场，这些场所规模体量庞大，造成空间视域改变。临时施工用地均位于井场站场周围，如未能在施工结束后及时平整，将与周围的景观环境形成鲜明的反差，从而对项目区域自然荒漠景观产生一定的不利影响。

5.1.4 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本土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。

根据工程区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性划分为 5 个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态的特征。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。工程区域生态系统完整性等级见表 5.1-2。

表 5.1-2 工程所在区域生态系统完整性等级表

标准		生态系统完整性					工程区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物种	指示种	没有或者几乎没有指示植物死亡	一些草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构 生物量和密度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/水质	小于 1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	差
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	很高
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 物种多样性	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
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	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

标准		生态系统完整性					工程区域
		高	好	适度	差	恶化	
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	适度
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所取代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有影响	轻微影响	重大影响	剧烈影响	过度影响	差
	斑块连接性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	差
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
	同一性/分布						

结果显示，工程区生态完整性受本工程影响较小，工程开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势，但是由于工程占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。拟建工程实施后，由于植被破坏，导致生态系统净初级生产力水平下降，使得区域原本恢复稳定性较弱的生态系统更加向不稳定的方向发展，异质化程度也随之降低，造成区域各生态系统的恢复稳定性和阻抗稳定性整体下降。同时，由于管线敷设形成的管廊切割效应，导致了地域连续性发生了一定的变化，整个生态系统完整性会受到小范围的影响，但不会造成整个生态系统发生变化。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。

5.1.5 小结

本工程建设区域没有生态敏感区，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，工程永久占地面积为1.28hm²，临时占地面积2.334hm²，占地基本为

沙地、其他草地和盐碱地，油田开发的大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

由于本区域的野生动物种类少，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，项目对野生动物的影响较小。

因此总体上看本项目建设对生态环境影响较小。

表 5.1-3 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 checked="" 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 checked="" type="checkbox"/> （生境面积、质量、连通性） 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构等） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖度、生物量、生态系统功能） 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> （物种丰富度、优势度等） 生态敏感区 <input type="checkbox"/> （ 自然景观 <input checked="" type="checkbox"/> （景观多样性、完整性） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （ 其他 <input checked="" type="checkbox"/> （水土流失、土壤盐渍化等）
	评价等级	一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积：(3.29)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 type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ；秋季 <input 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 checked="" type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态现状调查与评价	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"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input type="checkbox"/> ；生态补偿 <input type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input checked="" type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input 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

5.2.1.1 钻井工程废气的的影响分析

本项目钻井期间用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。柴油发电机燃料燃烧废气中主要污染物为颗粒物、NO_x、SO₂、烃类等，柴油发电机的使用情况具有不确定性，其污染物的排放具有排放时间短等特点，对环境的影响是暂时的、不连续的、可接受的。

5.2.1.2 施工机械和运输车辆废气的的影响分析

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

5.2.1.3 焊接废气的的影响分析

本项目管线施工分段进行，焊条使用国家合格产品，且为间歇不连续排放，施工场地位于开阔通风状况良好的户外，焊接烟尘易于扩散，焊接烟尘随着施工期的结束而消失，对周围大气环境影响较小。

5.2.1.4 施工过程中扬尘的影响

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

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本项目的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 无组织排放烃类大气影响估算

(1) 污染源参数

根据调查，本项目开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可

有效减少烃类的挥发量。项目所在区域伴生气不含硫，运营期产生的无组织大气污染物主要为油气开采和集输过程中的烃类无组织挥发。

以 BK13 井为代表，进行大气污染物最大落地浓度估算。根据工程分析，运营期本项目各用地类型内代表性井场产生的无组织排放污染物参数见表 5.2-1。

表 5.2-1 运营期单井井场面源参数表

序号	面源名称	面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	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)
1	BK13 井	1151	75	60	6	7920	正常	NMHC	0.0073

(2) 预测结果

本项目各井场无组织排放源强相同，本次预测选取 BK13 井场作为代表性井场进行分析，见表 5.2-2。

表 5.2-2 无组织排放废气（BK13 井场）估算模式预测污染物扩散结果

序号	NMHC		
	离源距离 (m)	落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
1	10	4.0417	0.2
2	25	4.915401	0.25
3	50	6.2734	0.31
4	75	6.8138	0.34
5	94	6.916901	0.35
6	100	6.905301	0.35
7	200	5.473001	0.27
8	300	4.6215	0.23
9	400	3.8884	0.19
10	500	3.3411	0.17
11	1000	1.8968	0.09
12	1500	1.3991	0.07
13	2000	1.1205	0.06
14	2500	0.93363	0.05
P_{\max} (%)	0.35		
D_{\max} (m)	94		

根据表 5.2-2 预测结果可知：代表性井场无组织废气污染源排放的非甲烷总烃最大落地浓度 $6.92\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 0.35%；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。

5.2.2.2 有组织排放废气大气影响估算

(1) 污染源参数

本项目拟建 5 座井场，每座新建井场各新增 1 台 200KW 加热炉。选取 BK13

井场为代表，进行大气污染物最大落地浓度估算。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定，采用附录 A 推荐模型中估算模型，选取烟尘、NO_x，SO₂ 利用导则推荐模式分别计算加热炉最大地面浓度占标率。污染物排放参数见表 5.2-3，估算模型参数见表 5.2-4。

表 5.2-3 运营期大气污染物排放参数一览表

污染源名称	排气筒参数				年排放小时数	污染物名称	排放速率 (kg/h)
	流量 (m ³ /h)	高度 (m)	内径 (m)	烟气温度 (°C)			
BK13	254.96	8	0.3	120	7920	SO ₂	0.0024
						NO _x	0.022
						烟尘	0.005

表 5.2-4 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数 (城市人口数)	--
最高环境温度/°C		42.6
最低环境温度/°C		-22.5
土地利用类型		沙漠化荒地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率 (m)	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(2) 预测结果

本项目代表性井场估算结果见表 5.2-5。

表 5.2-5 有组织排放废气 (BK13 井 200KW 加热炉) 估算模式预测污染物扩散结果

序号	SO ₂			NO _x			PM ₁₀		
	离源距离	落地浓度	占标率	离源距离	落地浓度	占标率	离源距离	落地浓度	占标率
1	10	2.3903	0.48	10	21.91108	8.76	10	4.979793	1.11
2	25	1.5756	0.32	25	14.443	5.78	25	3.2825	0.73
3	50	2.1188	0.42	50	19.42233	7.77	50	4.414166	0.98
4	75	2.499	0.5	75	22.9075	9.16	75	5.206251	1.16
5	86	2.5486	0.51	86	23.36217	9.34	86	5.309584	1.18
6	100	2.476	0.5	100	22.69666	9.08	100	5.158333	1.15
7	200	1.5947	0.32	200	14.61808	5.85	200	3.322292	0.74
8	300	1.2578	0.25	300	11.52983	4.61	300	2.620417	0.58
9	400	1.0365	0.21	400	9.501249	3.8	400	2.159375	0.48
10	500	0.92317	0.18	500	8.462391	3.38	500	1.923271	0.43

11	1000	0.5869	0.12	1000	5.379917	2.15	1000	1.222708	0.27
12	1500	0.42887	0.09	1500	3.931308	1.57	1500	0.893479	0.2
13	2000	0.34194	0.07	2000	3.13445	1.25	2000	0.712375	0.16
14	2500	0.31737	0.06	2500	2.909225	1.16	2500	0.661188	0.15
Pmax(%)	0.51			9.34			1.18		
Dmax(m)	86			86			86		

注：离源距离单位为 m；落地浓度单位为 mg/m³；占标率单位为 %。

由表 5.2-5 可知，BK13 井场有组织废气污染源氮氧化物最大落地浓度 23.36μg/m³，占标率 9.34%。二氧化硫最大落地浓度 2.55μg/m³，占标率 0.51%。烟尘最大落地浓度 5.31μg/m³，占标率 1.18%，最大落地浓度点位于下风向 86m。

估算结果表明，本项目代表性井场正常工况下排放的 SO₂、NO_x、颗粒物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值。

5.2.2.3 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 BK13 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 5.2-6。

表 5.2-6 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	60	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 5.2-7。

表 5.2-7 非正常排放 Pmax 及 D10%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	Cmax (μg/m ³)	Pmax (%)	最大浓度出现距离	D10% (m)
1	放喷口	非甲烷总烃	369.3100	18.4655	46	200.0

由表 5.2-7 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 18.47%。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。

5.2.2.4 大气污染物核算

本项目运营期大气污染物排放量见表 5.2-8。

表 5.2-8 本项目大气污染物排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
有组织排放						
1	加热炉	SO ₂	采用清洁燃料	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014)	50	0.095
		NO _x			200	0.875
		烟尘			20	0.2
无组织排放						
2	井场	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)	4.0	0.288

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(气)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

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-9。

表 5.2-9 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>	边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>	500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物 (NMHC)		包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不含二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>	
评价标准	评价标准	国家标准 <input type="checkbox"/>	地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D <input checked="" type="checkbox"/>	其他标准 <input type="checkbox"/>
现状评价	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"/>
	评价基准年	(2022) 年			
	环境空气质	长期例行监测	主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补

巴什托油气田 2025 年产能建设项目环境影响报告书

	量现状调查数据来源	数据 <input type="checkbox"/>		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"/>					
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/> 区域污染源 <input type="checkbox"/>					
大气环境影响预测与评价	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 PM2.5 <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM2.5 <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 _{本项目} 占标率≤100% <input checked="" 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：（SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、NMHC）			有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>		
	环境质量监测	监测因子（ ）			监测点位数（ ）		无监测 <input type="checkbox"/>		
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>							
	大气环境保护距离	距厂界最远（ ）m							
	污染源年排放量	SO ₂ : (0.095) t/a	NO _x : (0.875) t/a	颗粒物: (0.2) t/a	VOCs: (0.288) t/a				

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

5.3.1.1 钻井过程声环境影响分析

(1) 噪声源分析

勘探施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、发电机、泥浆泵等发出的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表 A.2 和类比油气田开发工程，声压级一般在 90~105dB(A)。

(2) 敏感点分析

根据现场调查评价范围内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，工程区周围 200m 范围内没有医院、学校、机关、科研单位、住宅等声环境敏感点。

(3) 声影响分析

工程区周围无居民区，施工噪声不会产生噪声扰民现象，施工期影响对象主要是施工人员，影响范围小、持续时间短，噪声影响随着施工活动结束而消失。

5.3.1.2 地面工程声环境影响分析

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。

表 5.3-1 为地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果。

表 5.3-1 施工主要机械噪声值及衰减情况表

序号	主要噪声源	噪声源强 dB(A)	距离 (m)						施工阶段
			10	20	40	80	100	200	
1	推土机	85	73	67	61	55	53	47	土石方道路施工 管线施工
2	挖掘机	85	73	67	61	55	53	47	
3	电焊机	85	73	67	61	55	53	47	
4	混凝土搅拌机	90	78	72	66	60	58	52	
5	震动筛	85	73	67	61	55	53	47	钻井
6	钻机	90	78	72	66	60	58	52	
7	泥浆泵	90	78	72	66	60	58	52	
8	吊装机	85	73	67	61	55	53	47	物料运输
9	运输车辆	78	66	60	54	48	46	40	设备安装

通过类比分析可知，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 150m 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（昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)）；设备安装施工期间昼间距施工机械 20m、夜间 80m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）（昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)）场界噪声限值要求；钻井期间昼间距施工机械 40m、夜间 150m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）（昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)）场界噪声限值要求。

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。

5.3.1.3 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

运营期拟建工程管线均埋设在地下，埋深大于 1.5m，油气集输不会对周围声环境产生影响；拟建工程产噪设备主要为采油树。

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：

$$L_p(r) = L_w + D_c - A$$

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

式中： $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级，dB；

L_w —倍频带声功率级，dB；

D_c —指向性校正，dB；

A —倍频带衰减，dB；

A_{div} —几何发散引起的倍频带衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的倍频带衰减, dB;

A_{am} —大气吸收引起的倍频带衰减, dB;

A_{bar} —声屏障引起的倍频带衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的倍频带衰减, dB。

(2) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

$$L_A(r) = 10 \lg \left\{ \sum_{i=1}^8 10^{0.1[L_{pi}(r) - \Delta Li]} \right\}$$

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;

ΔLi —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);

$L_A(r_0)$ —参考点 (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

① 计算拟建工程各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值

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 , 则拟建工程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。

②噪声预测值计算

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

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

L_{eqb} ——预测点的背景值，dB(A)。

(5) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对场界四周噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.3.2.2 噪声源参数的确定

拟建工程各井场噪声源类似，井场面积及平面布置基本相同，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

分类	声源名称	数量 (台/套)	噪声源强 [dB(A)]	降噪措施	降噪效果 [dB(A)]
井场	采油树	1	90	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振、消声	10

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，拟建工程各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.3-3。

表 5.3-3 井场噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
井场	东场界	41.6	昼间	65	达标
			夜间	55	达标
	南场界	42.5	昼间	65	达标
			夜间	55	达标
	西场界	41.4	昼间	65	达标
			夜间	55	达标
	北场界	42	昼间	65	达标
			夜间	55	达标

由表 5.3-3 可知，井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为 41.4~42.5dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类区昼间、夜间标准要求。

综上，拟建工程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	200 m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200 m <input type="checkbox"/>		小于 200 m <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 type="checkbox"/>	3 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input checked="" type="checkbox"/>		近期 <input type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>		远期 <input type="checkbox"/>
	现状调查方法	现场实测法 <input type="checkbox"/>		现场实测加模型计算法 <input checked="" 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	200 m <input type="checkbox"/>		大于 200 m <input type="checkbox"/>		小于 200 m <input checked="" 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 checked="" 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 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 $\sqrt{\quad}$ ；“()”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。运营期井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂

界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类区标准要求。

5.4 水环境影响分析

5.4.1 评价区水文地质条件

（1）评价区地下水的埋藏、分布特征

评价区内地下水埋藏较浅，根据区域内地下水监测井钻探揭露，地下水的埋深 3.31m~4.11m，含水层厚度为 36.40m~37.99m。总体看水位南西高北东低。因本次仅评价潜水，故本次揭露含水层为第四系松散堆积层孔隙潜水，水量弱，单井涌水量 $<100\text{m}^3/\text{d}$ 。

（2）评价区水文地质条件

本评价区地下水主要接受叶尔羌河流入渗补给，受季节性影响；灌溉入渗补给，降水入渗等补给。

地下水径流大体由南西向北东径流，径流条件受地层等影响，评价区评价区地下水含水层地层为细砂。通过抽水试验成果可知，评价区南侧和东侧靠近农田村镇区段含水层渗透系数小，地下水径流条件较差；项目区北侧和西侧含水层渗透系数较大，因处在沙漠区，故该区段地下水蒸发量较大，地下水径流条件较差。

地下水排泄主要为人工开采、蒸发排泄、其次为通过协海尔吾斯塘（老民生渠）排泄。

（3）地下水化学类型

根据《新疆塔里木盆地巴什托普油田开发利用方案项目环境影响报告书》中对区域内 15 组水样的水质分析测试，评价区地下水矿化度均大于 1.0g/L，矿化度范围 2.32g/L~33.80g/L，总硬度 0.296g/L~4.688g/L，整体偏高。

评价区地下水阴离子以 Cl^- ， SO_4^{2-} 为主，阳离子以 Na^+ ， Mg^{2+} 为主，水化学类型主要以 $\text{SO}_4\text{-Cl-Na}\cdot\text{Mg}$ 型和 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 型。评价区范围内潜水经过处理之后可用于灌溉，整体不能作为生活及农业用水。

（4）评价区地下水开发利用现状

巴什托油气田地下水潜水单井涌水量 $<100\text{m}^3/\text{d}$ ，属平原地区松散岩类孔隙水，弱富水性，地层渗透系数较小，地下水评价区范围内除了石油开采期间随石油采出的深层地下水以外，在评价区东部和南部有大量农用机井，主要用于农业灌溉。

(5) 包气带污染现状调查

根据本次评价中土壤环境的调查结论，各监测点表层土壤样品中重金属、挥发性及半挥发性有机物检测数值波动较小，均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地筛选值；石油烃(C₁₀~C₄₀)检测结果均可满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地筛选值，包气带土壤质量状况良好。

评价区水文地质图见图 5.4-1

图 5.4-1 评价区水文地质图

5.4.2 施工期水环境影响分析

根据工程分析，施工期产生的废水主要为钻井废水、酸化压裂废水、管道试压废水以及施工人员产生的生活污水。

(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。

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。废水中的 pH 值高，多在 8.5~9.0 之间；悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 之间，COD 多在 3000~4000mg/L 之间，石油类多在 60~70mg/L 之间。

本项目新钻 5 口井，总进尺 26872m，钻井废水产生量为 7989.05m³。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。

(2) 酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行射孔和酸压完井。在射孔和酸压过程中由于井筒压力小于地层压力，所以酸化压裂废水基本由管道排出。本项目新钻 5 口井，产生的酸化压裂废水约为 450m³。酸化压裂结束后，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，拉运至绿色环保工作站处理无害化处理。

(3) 生活污水

本项目施工现场不设施工营地，施工人员居住在巴什托公寓，现场无生活污水产生，不会对区内水环境产生影响。

(4) 管道试压废水

本项目管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，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，试压结束后用于场地洒水降尘。产生的试压废水按照每千米 2.5m³ 计算，本项目管线总长约为 21.52km，产生试压废水约为 53.8m³，主要污染物为 SS。

5.4.3 运营期水环境影响分析

5.4.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

(1) 采出水

采出水随油气混合物输送至巴什托集油站污水处理设施处理出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注油层，不外排。

另外，根据调查巴什托集油站采出水处理站的实际回注情况，回注于油藏层石炭系，回注层均为地下干层或油层，回注油层深度在 4500m 以下。而工程区所在区域第四系含水层主要赋存孔隙潜水，第四系含水层底板埋藏深度在 500m 以内。故回注层深度远远深于区内主要淡水含水层，与区内淡水含水层不在一个层位，回注油层与区域地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层的深度。回注井在钻井过程中对潜水及具有开采利用价值的承压水所在的第四系地层进行了水泥固井，水泥返至地面，基本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，固井质量合格的情况下，可有效保护地下水层。

故正常运行时不会对地下水环境造成影响。

（2）集输管道对地下水影响分析

本项目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。

（3）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。

综上，正常情况下，本项目采出水经处理达标后回注油层，综合回注井地质和结构资料，回注层与项目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，本项目的实施对地下水的影响较小。

5.4.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

单井集输管线生产过程中，管道中存在着易燃、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。主要表现单井输油管线运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对区域地下水体均可能产生污染的风

险。

本项目对地下水产生污染的途径主要为渗透污染。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。管线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，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。

通常单井集输管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

本项目非正常状况下，管线与法兰连接处破损泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下泄漏情景运用解析模型进行预测，以评价对下水环境的影响。

(1) 预测情景

根据区域水文地质条件，项目范围内地下水为第四系潜水含水层。当泄漏量很大时，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，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

项目区的地下水主要是从西南向东北方向流动，因此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。

$$c = \frac{c_0}{2} \left[\operatorname{erfc} \left(\frac{x - ut}{2\sqrt{D_L t}} \right) - \operatorname{erfc} \left(\frac{x - u(t - t_0)}{2\sqrt{D_L t(-t_0)}} \right) \right]$$

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；

C₀—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 ；

$erfc(\)$ —余误差函数。

④预测参数

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。本次预测源强选取最长段的 BK13 井集输管线进行计算，由于石油类因子是采出水污染检测项的常规项目。因此，本次影响预测以石油类进行预测。模型中所需参数及来源见表 5.4-1。

表 5.4-1 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	0.0296 m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，根据区内水文地质勘察报告，评价区内渗透系数最小值 0.21m/d，最大值 15.6m/d，平均值 7.4m/d，渗透系数取平均值 7.4m/d；地下水的水力坡度为 0.2‰~0.4‰，取最大值 0.4‰。
2	DL	纵向弥散系数	0.296 m^2/d	$DL=\alpha Lu$ ， aL 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，参考前人的研究成果《空隙介质水动力弥散尺度效应的分形特征及弥散度初步估计》（李国敏、陈崇希）中孔隙介质数值模型的 $lg\alpha L—lgL$ ，结合项目区水文地质条件，弥散度应介于 1~10 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	10%	根据区内水文地质勘察报告，孔隙度取参考值 0.1。
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	原油中石油类浓度较大，但由于石油类在水中的溶解度一般为 18mg/L，因此原油水中的石油类多以悬浮态存在，悬浮态石油类不能有效参与地下水污染物运移，因此本次取石油类在水中最大溶解度做为原油的初始浓度，即 18mg/L。由于《地下水质量标准（GB/T14848-2017）》III类标准中没有对石油类进行说明，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。	

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 5.4-2，5.4-3，图 5.4-2。

表 5.4-2 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	0.0129	0	0.0021	0	0.0002
10	0.0399	10	0.0042	10	0.0003
20	0.0091	20	0.0068	20	0.0005
30	0.0003	30	0.0088	30	0.0007
40	0.0000	40	0.0094	40	0.0011
50	0.0000	50	0.0083	50	0.0015
60	0.0000	60	0.0061	60	0.0021
70	0.0000	70	0.0037	70	0.0027
80	0.0000	80	0.0019	80	0.0033
90	0.0000	90	0.0008	90	0.0039
100	0.0000	100	0.0003	100	0.0043
110	0.0000	110	0.0001	110	0.0046
120	0.0000	120	0.0000	120	0.0047
130	0.0000	130	0.0000	130	0.0045
140	0.0000	140	0.0000	140	0.0041
150	0.0000	150	0.0000	150	0.0036
160	0.0000	160	0.0000	160	0.0030
170	0.0000	170	0.0000	170	0.0024
180	0.0000	180	0.0000	180	0.0018
190	0.0000	190	0.0000	190	0.0013
200	0.0000	200	0.0000	200	0.0009

表 5.4-3 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	无	19	无
	1000d	无	无	无
	3650d	无	无	无

图 5.4-2 发生短时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，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d 时地下水影响距离为 19m，1000d 和 3650d 地下水的预测结果均低于检出限，同时影响范围内无居民饮用水井等敏感点，说明本项目在发现泄漏状况时下渗的油品短时间内会对该地区地下水产生影响。故管道必须采取必要的防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

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，因而，石油类污染物进入地下潜水的的可能性较小。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。

5.4.4 退役期地下水环境影响分析

退役期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，退役期拆除设备时所用的时间较少，施工人员产生的生活污水量较少，产生的生活污水依托巴什托公寓生活设施处理，不外排，对环境的影响较小。退役期井场拆除采油设备，在作业区铺设防渗材料，施工结束后及时清理场地，对地下水环境影响很小。

5.4.5 小结

施工期产生的废水主要是钻井废水、酸化压裂废水、生活污水及管线试压废水。钻井废水经固液分离后，循环利用不外排。酸化压裂结束后，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，拉运至绿色环保工作站处理无害化处理。本项目施工现场不设施工营地，施工人员居住在巴什托公寓，现场无生活污水产生。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水，不外排。

本项目运营期的采出水随油气混合物输送至巴什托集油站污水处理设施处理出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注油层，不外排。井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站，处理后的井下作业废液均不外排。

本项目管线运营期不产生废水，正常情况下，本项目集输管线是全封闭系统，管线采取严格的防腐防渗措施，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，不会对区域地下水环境产生污染影响。非正常状况下，管线与阀门连接处破损，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，落实相关保护措施后，该项目对水环境的影响是可以接受的。

5.5 土壤环境影响分析

5.5.1 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

油气田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是钻井、管道敷设和道路建设过程中，车辆行驶和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，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

（2）钻井作业对土壤环境的影响

本项目施工期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如钻井井场等占地，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。

①钻井作业对土壤环境的影响

本项目部署井 5 口，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，待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用，无废水及废弃钻井液外排；钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。

（3）地面工程施工对土壤环境的影响

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、管道敷设和道路建设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

本项目管道工程施工带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。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

(4) 水土流失影响分析

油气田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈点线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目建设内容主要为钻井工程、站场建设、道路等工程的建设等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其他硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

5.5.2 运营期土壤环境影响分析

5.5.2.1 土壤影响分析

(1) 项目类型

本项目部署 5 座采油井场，新建集输管线和燃料气管线各 10.76km，区域整体以采油为主，土壤项目类别按照采油进行考虑。根据导则附表 A.1，本项目井场建设属于 I 类项目，单井集输管线建设属于 II 类项目。

(2) 土壤影响分析

本工程土壤环境影响类型与影响途径表见表 5.6-1。

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	其他	盐化	碱化	酸化	其他
施工期	-	-	√	-	-	-	-	√
运营期	-	√	√	-	√	-	-	-
退役期	-	-	-	-	-	-	-	-

(3) 影响源及影响因子

① 污染影响型

本项目输送介质为采出液，管线连接处破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.6-2。

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
井场管线连接处	密闭集输	垂直入渗	石油类	事故工况

②生态影响型

考虑最不利情况，单井集输管道破裂导致其中高含盐液体进入表层土壤中，造成土壤中盐分含量有一定程度的升高。本次评价选择盐分含量作为代表性因子进行预测，见表 5.6-3。

表 5.6-3 生态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
单井集输管道	密闭集输	漫流	盐分含量	事故工况

5.5.2.2 土壤环境影响评价

1) 正常状况下对土壤环境的影响分析

本项目污染土壤的途径主要为油气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。本项目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，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

2) 非正常状况下对土壤环境的影响分析

①项目污废水产生情况

项目运营期最有可能对土壤环境造成影响的情况为原油泄漏，本次土壤预测考虑为石油类。

②土壤污染途径

污染物从污染源进入土壤所经过的路径称为土壤污染途径，土壤污染途径是多种多样的。根据工程分析，本项目可能对土壤造成污染的途径主要有：管线发生泄漏对土壤造成的影响。

③主要评价因子

本次预测评价因子为石油类。

④类比分析

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、20min、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，见表 5.6-4。

表 5.6-4 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，污染物很快将非饱和带贯穿，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，石油在土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。

(2) 生态影响型

考虑事故状态下，单井集输管道破裂后，采出液进入表层土壤中，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，预计从单井集输管道中泄漏的采出液量为 5m³。采出液中的氯根在 178950mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=5×178950×58.5÷35.5=1474447g。

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：

ΔS —单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s —预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s —预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s —预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b —表层土壤容重， kg/m^3 ；

A—预测评价范围， m^2 ；

D—表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n—持续年份，a。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=S_b+\Delta S$$

式中：

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 $20\text{m}\times 20\text{m}$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.4\times 10^3\text{kg/m}^3$ ，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 60.4g/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 0.4g/kg ，叠加现状值后的预测值为 60.8g/kg 。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

运营期须定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运行期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

综上，本项目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，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，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。

5.5.3 退役期土壤环境影响分析

油气井进入退役期时，废弃建筑残渣外运至当地建筑垃圾填埋场，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。自然植被区域自然恢复。

5.5.4 土壤环境影响分析小结

本项目施工期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。运营期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，泄漏原油渗入土壤中，对土壤造成污染。因此项目区在未来的建设中必须要做好集输管线的防渗检漏措施。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，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。

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-5。

表 5.6-5 土壤环境影响评价自查表

	工作内容	完成情况			备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <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	(16.058) hm ²			永久占地 2.7hm ² ，临时占 13.358hm ²
	敏感目标信息	敏感目标（评价范围内永久基本农田）、方位（工程周边）、距离（/）			
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input checked="" type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他（）			
	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
		I类 <input type="checkbox"/> ；II类 <input checked="" type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>			集输管线
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>			污染影响型
敏感 <input type="checkbox"/> ；较敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>			生态影响型		
评价工作等级	一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>			污染影响型	
	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" 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	颜色、结构、质地、砂砾含量、其他异物、pH值、土壤容重、孔隙度、饱和导水率、阳离子交换量、氧化还原电位			同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度
表层样点数		3	4	20cm	

		柱状样点数	5	/	0~0.5m, 5~1.5m, 1.5~3m	
	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）第二类用地风险筛选值要求 46 项、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）基本项目 8 项+pH+石油烃+土壤盐分含量				
现状评价	评价因子	pH、石油烃、含盐量				
	评价标准	GB15618☑; GB36600☑; 表 D.1□; 表 D.2□; 其他)				
	现状评价结论	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、井场内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求、土壤中除镍和砷外，各项监测因子满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃（C10-C40）、盐分含量				
	预测方法	附录 E☑; 附录 F□; 其他（）				
	预测分析内容	影响范围（井场周围）：影响程度（较小）				污染影响型
		影响范围（单井集输管线泄漏点） 影响程度（盐碱化程度加剧）				生态影响型
预测结论	达标结论：a) □; b) □; c) ☑ 不达标结论：a) □; b) □					
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障□; 源头控制☑; 过程防控☑; 其他（）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		代表性井场
		3	石油烃	1 次/3 年		
信息公开指标	石油烃、盐分含量、pH					
评价结论	通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本项目建设可行					

5.6 固体废物影响分析

5.6.1 施工期固体废物影响

本项目施工期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、钻井岩屑、生活垃圾、施工废料、废机油以及土石方。

(1) 钻井泥浆和钻井岩屑

根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《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 2 第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。若一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。油基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，液相回用于钻井液配制，油基泥浆废弃物使用药剂搅拌固化工艺进行减量化收集或现场使用随钻设备进行减量化收集，废油基泥浆罐委托巴州联合环境治理有限公司清运处置。本项目产生的废弃泥浆量约 6978.43m³，其中非磺化水基泥浆约 2675.6m³，磺化水基泥浆约 4302.83m³。本项目钻井期内产生的岩屑量为 2926.22m³，其中膨润土泥浆钻井岩屑 2032.19m³，磺化泥浆钻井岩屑 894.03m³。

表 5.6-1 本项目钻井泥浆及岩屑产生量估算表

井型	钻井液类型	井深（m）	废弃泥浆产生量（m ³ ）	废弃钻井岩屑产生量（m ³ ）
直井（1口）	非磺化水基	4000 以上	535.12	1016.95
	磺化水基	4000 以下	235.03	157.31
水平井（4口）	非磺化水基	4000 以上	2140.48	1015.24
	磺化水基	4000 以下	4067.8	736.72
合计			6978.43	2926.22

（2）生活垃圾

本项目施工现场不设施工营地，施工人员居住在巴什托公寓，现场无生活垃圾产生。

（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 0.2t/km，本项目新建各类管线长度约 21.52km，产生的施工废料约为 4.304t，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由施工单位负责拉运处置。

（5）废机油

根据《国家危险废物名录》（2025 年版），清管废渣废物类别为 HW08 废

矿物油与含矿物油废物，属于非特定行业（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。钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用桶装密闭收集，定期由钻井队联系持有危险废物经营许可证的单位清运处置。类比同类钻井工程，本项目废机油量产生量为 0.5t。

（5）土石方

本项目部署 5 口井，新建采油井场 5 座，新建各类管线共计 21.52km。本项目挖方量 4.704 万 m³，填方量 4.894 万 m³，借方量 0.19 万 m³，无弃方。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。新建井场工程区需进行压盖，借方主要来源于区域已完钻井场经“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后还原土，还原土满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《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 2 第二类用地风险筛选值后，进行综合利用。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，对环境所造成的影响可以接受。

表 5.6-2 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

工程分区	挖方	填方	借方		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	0.4	0.5	0.1	区域井场还原土	0	-
管道工程	4.304	4.304	0	-	0	-
道路工程	0	0.09	0.09	周边砂石料场	0	-
合计	4.704	4.894	0.19	-	0	-

本项目施工期固体废物处置措施得当，在加强管理的前提下，不会对外环境产生明显不利影响。

5.6.2 运营期固体废物影响

本项目运营期产生的固体废物主要为油泥（砂）、清管废渣、废防渗膜、生活垃圾。

5.6.2.1 危险废物产生种类及数量

本项目运营期产生的危险废物主要有油泥（砂）、清管废渣和废防渗膜。

（1）油泥（砂）

根据《国家危险废物名录》（2025 年版），油泥（砂）废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，属于石油开采（废物代码：071-001-08），石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 07 石油和天然气开采业行业系数手册(续 35)中产污系数核算含油污泥产生量,5 口井投产后平均年产油 $3.3 \times 10^4 \text{t}$ ，计算含油污泥最大产生量为 299.5t/a，委托巴州联合环境治理有限公司清运处置。

（2）清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每 2-4 年清管 1 次。根据类比调查，一般清管废渣产生量为 1.15kg/km，本项目新建各类管线 21.52km，废渣量约 0.012t/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，间歇产生，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，委托巴州联合环境治理有限公司进行无害化处理。

（3）废防渗膜

本项目运营期油井作业时，作业场地下方铺设高密度聚乙烯（HDPE）防渗膜，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，则本项目 1 口井作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，井下作业频次为 2 年/次，则本项目 5 口井产生废防渗膜最大量约 1.25t/a。根据《国家危险废物名录》（2025 年版）及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告 2021 年第 74 号），废防渗膜废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，属于非特定行业（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，由施工单位将废防渗膜集中收集，委托巴州联合环境治理有限公司清运处置。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，本项目危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表 5.6-3。

表 5.6-3 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	污染防治措施
1	油泥（砂）	HW08	071-001-08	299.5	阀门、法兰等设施原油渗漏	固态	油类物质、	油类物质	间歇	集中收集，委托

					及井下作业原油溅溢		泥砂			巴州联合环境治理有限公司清运处置。
2	清管废渣	HW08	900-249-08	0.012	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	间歇	
3	废防渗膜	HW08	900-249-08	1.25	井场	固体	石油类	石油类	间歇	

5.6.2.2 危险废物环境影响分析

①危废收集过程影响分析

本项目产生的危废按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求进行收集、运输，并按要求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。危险废物在按照规范要求进行收集的情况下，对环境的影响很小。

②危废运输过程影响分析

本项目产生的危险废物巴州联合环境治理有限公司清运处置，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，本项目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、处置，对环境的影响很小。

5.6.2.3 生活垃圾

运营期工作人员由油田内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

5.6.3 退役期固体废物影响分析

本项目退役期，井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

5.6.4 小结

本项目施工期，钻井泥浆和岩屑根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离

后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《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 2 第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。废机油采用桶装密闭收集，定期由钻井队联系持有危险废物经营许可证的单位清运处置。施工现场不设施工营地，施工人员居住在巴什托公寓，现场无生活垃圾产生。土石方全部回用，无弃方。

本项目运营期产生的固体废物包括油泥（砂）、清管废渣、废防渗材料委托巴州联合环境治理有限公司清运处置。运营期工作人员由油田内部调剂解决，不新增生活垃圾。

本项目对施工期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

6.环境保护措施及其可行性论证

6.1.1 生态环境影响减缓措施

6.1.1.1 井场施工的生态保护措施

(1) 井场区域主要占地类型为沙地、其他草地等，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 $120 \times 140 \text{m}^2$ ，运营期占地不大于 $80 \times 80 \text{m}^2$ ，减少扰动面积，减少对荒漠植被影响。

(2) 钻井过程中严格执行钻井生产环境保护管理规定，岩屑、废弃泥浆处置应符合《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范》(DB65/T3999-2017) 要求。采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017) 中综合利用污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等。

(3) 施工中大量建筑材料的调运及人员的流动，会增加作业区内的拥挤度，施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。本环评要求，井场在施工过程中，减少对荒漠植被的碾压破坏，要严格控制扰动面积，施工过程中严格按照施工场地界线范围内施工，并安排专人监察。

(4) 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 6.1-1。

图 6.1-1 临时堆土场防护工程平面布置图

(5) 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。

图 6.1-2 井场砾石压盖措施典型设计图

6.1.1.2 管线施工的生态保护措施

(1) 管线选线尽量避让植被较多的区域，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。严格控制管线临时占地面积，管线施工临时占地一般区域作业带宽度不得超过 8m。

(2) 在植被茂密的区域施工时，可采取人工开挖管沟，尽量减少对周围植被的破坏。

(3) 本项目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。

(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。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。

(5) 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。

(6) 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，使占地造成的影响逐步自然恢复。

(7) 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、植被的扰动范围。

6.1.1.2 对野生动植物的生态保护措施

(1) 合理选择管线走向，应避免植被茂盛的区段，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) 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。

(3) 管线施工范围作业带宽度不得超过 8m。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。

(4) 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。

(5) 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。

(6) 项目区有国家二级保护动物塔里木兔分布，首先要禁止施工人员对塔里木兔的捕猎，夏季是塔里木兔的繁殖期，如施工中遇到正在繁殖的塔里木兔应立即停工，初生的幼仔哺乳期仅有 3~5 天，以后便能离开雌兽，独立生活，应确保塔里木兔离开后方可恢复施工。

(7) 工程施工占地，按照国家和地方有关工程征地及补偿要求，涉及占用草地应到主管部门办理相关手续，并进行补偿和恢复。

6.1.1.3 水土流失防治措施

本项目区块开发建设工程施工期主要的水土流失影响以风蚀为主，运营期以水蚀为主。管线施工作业带区域为水土流失的防治责任范围。

(1) 防护措施

①对于工程建设，必须做好水土流失的预防工作，认真贯彻“谁造成水土流失，谁投资治理，谁造成新的危害，谁负责赔偿”和“治理与生产建设相结合”的原则。

②加强水土保持法制宣传和水土保持执法管理，将其纳入依法办事的轨道上来，并对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，宣传保护生态环境和防治荒漠化的重要性。

③工程建设主管部门，应严格要求施工单位，对技术文件中的有关环境保护条款认真执行，全面落实，确保各类环保措施在工程施工中得到体现，保证同时设计，同时施工，同时验收的“三同时”落到实处。

(2) 管理措施

①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范围和线路，不得离开运输道路随意行驶。在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。限行彩条旗典型设计图见图 6.1-2。

图 6.1-2 限行彩条旗典型设计图

②根据工程需要严格限定占地面积，不得任意从场外取土，填埋周边时也应优先取用废弃土方，尽量减少场外取土量及取土范围。

③严禁施工材料乱堆乱放，在施工占地范围内划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大。

(3) 工程防治措施

①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，防治水土流失。

②地面建设挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积。

③对管线边缘土坎的边侧进行平整压实处理。

④施工作业结束后，对可进行植被恢复的区域进行人工辅助植被恢复。

(4) 各措施实施进度及管理

水土保持防治措施可按工程预定总进度进行。

实施情况在工程环境保护设施竣工验收时进行检查，在运营期环境监测时，对实施效果进行监测，并及时上报主管部门。

6.1.1.4 防沙治沙措施

本项目 BK13、BK15、BK16 井及各井场集输管线均位于沙地，按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）有关规定以及《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）文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被。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。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被。合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，减少植被破坏。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。主要措施如下：

(1) 防沙治沙采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）；

②《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）；

③《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）。

④《国家林业局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）

(2) 制定方案的原则与目标

制定方案的原则：①科学性、前瞻性与可行性相结合；②定性目标与定量指标相结合；③注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；④节约用水和合理用水相结合；⑤坚持因地制宜的原则。

制定方案的目标：通过工程建设，土地沙化扩展趋势得到遏制。

（3）工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）

在风沙地井场及管线采取设置草方格+阻沙栅栏防风固沙措施，减少水土流失，防止土地沙漠化。草方格设置原则为：井场和站场四周宽度为 20m，管线中心线外各 10m，道路两侧 30m，电杆周围 10m。草方格采用芦苇制作，方格尺寸 1.0m×1.0m，插入土体 15cm，外露 20cm。阻沙栅栏主要设置在流动沙丘道路两侧，迎风侧方格沙障宽 120m，下风侧宽 80m，高度 1m 阻沙栅栏，迎风侧和下风侧各设 1 道阻沙栅栏，阻沙栅栏间和到草方格的间距均为 10m。草方格固沙典型设计见图 6.2-3 及 6.2-4。

（4）植物措施

施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被。

（5）其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

针对井场施工过程，提出如下措施：井场平整后，采取砾石压盖。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。③土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。④在施工过程中，不得随意碾压区域内固沙植被。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：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。

（6）各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

工程措施、植被措施及其他措施，在项目建设完成投入运行之前完成。

6.1.1.5 荒漠段生态保护措施要求

（1）项目井位选址时尽量减少草地占用，避开植被茂盛的区域，减少对草地占用和对植被的破坏，井场、道路和管线占地避让胡杨林。

(2) 采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，缩减施工作业带宽度。加强施工人员的管理，确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐沿线植被作燃料，做好火灾的防范工作。

(3) 施工期进场道路严格按照道路宽度施工，并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。

(4) 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。

(5) 工程结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

(6) 加强施工期环境监理，监理的重点内容：管道施工临时占地施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

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。

6.1.2 施工期大气污染防治措施

6.1.2.1 钻井过程大气污染防治措施

(1) 钻井期间优先使区域电网供电，将柴油机作为备用。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、添加柴油助燃剂等措施，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，使其污染物达标排放。

(2) 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。

(3) 钻井期间，无组织挥发气体安全与防护工作必须严格按照相关标准、规范与规定执行。

(4) 井场内严禁燃烧可能产生浓重烟雾或刺鼻臭味的材料。

(5) 井场应采用密闭下料系统，防止粉尘污染井场环境。

(6) 钻井过程中，加强深井钻具的管理，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。

6.1.2.2 地面施工大气污染防治措施

(1) 避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率。

(2) 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）。

(3) 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。

(4) 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。

(5) 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。

(6) 加强对施工机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

(7) 加强施工工地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

6.1.2.3 焊接烟气、机械设备和车辆废气污染防治措施

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条。

6.1.2.4 储层改造废气污染防治措施

使用酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。同时控制酸化压裂作业时间，减少酸化液和废酸化返排液在井场的存留时间。

以上的大气污染防治措施可使本项目建设对环境空气影响减少，是可行和有效的。

6.1.3 施工期噪声防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

(1) 施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低。

(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。

综上所述，采取的噪声防治措施是可行的。

6.1.4 施工期废水污染防治措施

(1) 钻井废水

① 钻井过程采用无毒无害的水基钻井液。

② 钻井废水在井场固液分离，去向分两部分，溢流上清液排入井场泥浆罐中用于配制泥浆，循环使用，不外排。

③ 钻井液循环使用过程中应严格操作程序，提高泥浆循环利用率，减少钻井液的“跑、冒、滴、漏”，减少废钻井液产生量。

(2) 废酸化压裂液

压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液。压裂液配置应防止洒漏，剩余压裂液应回收利用，不得随意排放；压裂车出口与井口采用高压密闭连接，施工中做到密闭作业，密闭施工。

压裂返排液应优先在井场内进行循环利用，井下作业结束后，无法利用的废压裂返排液安排罐车运至现有塔河油田绿色环保站处理。

(3) 试压废水

本项目管道试压以测试管道的强度和密闭性，试压介质为清洁水，管道试压用水重复利用。管道试压过程会产生一定量的试压废水，清管试压废水主要污染物为悬浮物。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，由于项目管道较为分散，局部废水产生较少，水质相对简单，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。通过分批次合理安排试压废水进就近的作业废水处理站处理时序，可实现试压废水有效处理。因此，本项目管道试压废水可得到妥善处置，不外排，污染防治措施可行。

(4) 地下水污染防治措施

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)《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)，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，泥饼暂存池、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 6.1-1。

表 6.1-1 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、危险废物暂存间、泥浆随钻不落地处理系统	重点防渗	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$
泥饼暂存池、泥浆泵区	一般防渗	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$
井场其他区域	简单防渗	地面硬化处置

图 6.1-1 钻井期井场分区防渗图

(5) 其他保护措施

①施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境，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；施工时所产生的废油等物严禁倾倒或抛入水体，不得在塔里木河附近清洗施工器具、机械等。加强施工机械维护，防止施工机械漏油。

②施工场地应设置临时沉砂池，混凝土搅拌机冲洗废水经沉淀后回用到施工作业中，不外排。禁止沿途倾倒、排放废水。含有害物质的建筑材料如沥青、水泥等，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入水体。

③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。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。

④油气井的设计、建造应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.1.5 施工期土壤污染防治措施

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

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少

碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

(4) 土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府；在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被。

(5) 施工期间严格执行生态保护措施，杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

(6) 工程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进行平整。

采取上述措施后可有效减缓土壤环境影响，措施可行。

6.1.6 施工期固体废物污染防治措施

(1) 钻井废弃物处理

根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行无害化处理，处理后进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率 $<0.45\%$)后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。

西北油田分公司加强监管，每个井场随钻不落地处理工艺末端排放口都要进行监测，3次/井次(转磺前1次、转磺后2次)。监测项目为：含油率、含水率、pH值、COD。同时油田服务管理中心建立随钻泥饼综合利用台账，钻井泥浆经处理后其泥饼达到相应指标要求后，用于铺垫井场和井场道路。

从近年西北油田分公司随钻不落地处理工艺末端排放口监测报告可知，钻井泥浆经处理后其泥饼浸出液均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017)、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)标准中相应指标要求。

综上所述，钻井泥浆和钻井岩屑影响集中在井场内，基本对外环境没有造成污染。

(2) 控制钻井废弃物产生量的措施

保护环境的首要工作是控制污染源，因此，要从源头上控制钻井废弃物的产生量。

①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。

②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。

③采用固液分离装置进行固液分离，并分类存放在各自收集系统内。

(3) 其他防治措施

①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，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由施工单位负责拉运处置。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。

②本项目施工现场不设施工营地，施工人员居住在巴什托公寓，现场无生活垃圾产生。

③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，废机油采用桶装密闭收集，定期由钻井队联系持有危险废物经营许可证的单位清运处置。

综上，本项目采取的固废污染防治措施可行。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 运营期生态环境保护措施

(1) 监督和管理措施

①针对本项目的建设，雅克拉采气厂负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签定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) 运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。

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在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本项目事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

(3) 生态修复方案

①根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中“第十一条 煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。”和“第二十九条 煤炭、石油、天然气开发单位应当在开发范围内因地制宜植树种草，在风沙侵蚀区域应当采取设置人工沙障或者网格林带等措施，保护和改善生态环境。

②油田运营期开展生态修复目标为油田污染得到安全处置，生态环境质量明显改善；植被破坏区域覆盖率稳步增长，站场和生活区绿化率逐步提高，环境风险发生率得到有效控制，杜绝跑冒滴漏危害；油田区生态功能基本稳定；油田区主要运输道路硬化达到 100%，生物多样性呈上升趋势；公众生态环保意识得到提高；油田区生态环境监测范围达到 100%，建立生态安全应急系统。

项目井场和管线临时占用的草地等植被生长较好的区域，管线施工完毕后可进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主，根据实地调查，管线施工完毕后的 3-5 年内 90%的区域自然植被可恢复至施工前状态，对于难以恢复的区域应人工辅助恢复，人工恢复植被种类以本土柽柳等灌木植被为主。

综上，本项目采取的生态环境保护措施可行。

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

6.2.2 运营期废气污染防治措施

本项目运营期的废气排放源主要为加热炉排放的锅炉烟气和无组织排放源以及温室气体。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门、场站等处产生的无组织挥发烃类；温室气体的污染物主要为井场开采过程中产生的甲烷等逃逸。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

(1) 加热炉烟气中烟尘、NO_x、SO₂ 排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，烟气最终通过 8m 高排气筒排放。

(2) 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。

(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，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。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烃类及油的排放量。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，防止油气泄漏进入大气环境。

(4) 在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对典型井场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。

(5) 本项目新增加热炉需按照《固定污染源排污许可分类管理名录》及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2019）等相关要求，进行排污许可文件的申请，并进行例行监测等。

(6) 进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能，大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源，从而减少温室气体排放。

(7) 温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对密闭管线及密封点的

巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快内完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

采取上述措施后可有效减缓环境空气环境影响，措施可行。

6.2.3 运营期噪声污染防治措施

(1) 对噪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。

综上所述，采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.2.4 运营期废水污染防治措施

6.2.4.1 生产废水

本项目运营期的主要废水是采出水和井下作业废水。

采出水随油气混合物输送至巴什托集油站污水处理设施处理出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注油层，不外排。

井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集后运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站，处理后的井下作业废液均不外排。

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。

6.2.4.2 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。

(5) 严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB 50423-2013) 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。

6.2.4.3 井场的防渗措施

为有效避免井场在运营过程中地下水受到污染, 因此本项目按照《石油化工工程防渗技术规范 (GB/T50934-2013)》中的要求进行分区防渗:

1、分区原则

非污染防治区主要指没有污染物泄漏的区域或部位, 不会对地下水环境造成污染。如石油化工企业的管理区、集中控制室等辅助区域, 装置区以外的系统管廊区 (除集中阀门区外) 等。

一般污染防治区主要指地面、明沟、雨水监控池、事故水池等区域或部位。架空设备、管道发生泄漏后, 首先落在地面上, 很容易发现和处理且处理时间较短; 明沟、雨水监控池、事故水池中的水在沟或池中停留时间较短, 且容易得到及时处理。因此, 在这些区域或部位只需采取一般防渗措施。

重点污染防治区主要指地下管道、地下容器、储罐及设备、(半)地下污水池、油品储罐的环墙式罐基础等区域或部位。这些设备和设施发生物料和污染物泄漏很难发现和处理, 如处理不及时会对地下水造成污染, 因此, 在这些区域或部位需采取重点防渗措施。

2、防渗要求

非污染防治区一般不采取防渗措施, 因此, 污染防治区为了防治污染物漫流到废污染防治区, 需采取有效措施, 如设置一定高度的围堰, 边沟等。

一般污染防治区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;

重点污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能；

地面防渗层可采用黏土、抗渗混凝土、高密度聚乙烯（HDPE）膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料；

当建设场地具有符合要求的黏土时，地面防渗宜采用黏土防渗层，防渗层顶面采用混凝土地面或设置厚度不小于 200mm 的砂石层。

混凝土防渗层可采用抗渗钢纤维混凝土、抗渗合成纤维混凝土、抗渗钢筋混凝土和抗渗素混凝土。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中规定，本项目地下水污染防渗区分区判定情况见表 6.2-1。

本项目污染物类型主要为石油类，属于“持久性有机污染物”，项目所在区域岩性为含砾细砂，防污性能属弱。发生污染主要为拉油储罐采出液的泄露，容易发现。

表 6.2-1 井场地下水污染防渗区分区判定情况表

防渗分区	天然包气带 防污性能	污染控制 难易程度	污染物类型	防渗技术要求	本项目防渗 分区
重点防渗 区	强	难	重金属,持久性有 机污染物	等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$; 或参照 GB18598 执行	无
	中-强	难			
	弱	易			
一般防渗 区	弱	易-难	其他类型	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$; 或参照 GB16889 执行	井场
	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	其他类型	一般地面硬化	其余区域

(1) 井场防渗措施

在井场占地范围内，根据上表判定情况，将工程划分为一般防渗区和简单防渗区，具体划分方案如下：

表 6.2-2 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	井口装置区	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，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录。
简单防渗区	配电间、值班室	一般硬化即可

(2) 管线刺漏防渗措施

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。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。液体管线为明线铺设，要求井场值班人员定期巡查管线的跑冒滴漏情况。

一旦管道发生泄漏事故，井场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，立即关闭阀门。

6.2.5 运营期土壤环境保护措施

(1) 源头控制

定期检修维护井场压力、流量传感器；定期派人检查井场、井口区，防止采出液泄露；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，管线工程按照一定比例设置截断阀；通过加强管线内的压力、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。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

(2) 过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

(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，本项目应 5 年监测 1 次，根据工程特点及土壤环境敏感目标情况，监测点位应尽可能布设在管线易腐蚀段（管道低洼段和爬坡段），在占地范围内和占地范围外分别设 1 个表层样，在占地范围内设

1 个柱状样，监测因子为石油烃。当发生事故泄露时应加强监测点位和监测频次。

综上所述，采取的土壤环境保护措施是可行的。

6.2.6 运营期固体废物污染防治措施

6.2.6.1 运营期固体废物污染防治措施

本项目运营期产生危险废物包括：油泥（砂）、清管废渣、废防渗膜，委托巴州联合环境治理有限公司进行处置。

本项目运营期产生的危险废物按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）《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，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。一般工业固体废物按照《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》中相关管理要求落实。

具体管理要求如下：

（1）加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时应带罐操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油回收率达到 100%。

（2）危险废物的管理主要要求如下：

① 含油污泥、清管废渣等危险固废，储存、处置要严格执行国家和地方环保部门的环保规定。

② 主要管理职责

A.含油污泥产生单位为含油污泥管理责任主体，负责日常管理工作。

B.含油污泥产生单位应建立交接制度，填写交接单，标明含油污泥产生原因、回收数量和地点，负责与含油污泥处置单位签订合同，明确双方安全环保权利、义务和责任。

③ 监督管理

A.危险废物产生和处置单位应制定危险废物管理计划和管理台账，并通过国家危险废物信息管理系统（含省级自建系统）向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

B.执行危险废物转移联单制度，填写危险废物的收集记录、转运记录表，明确转移危险废物的种类、重量（数量）和流向等信息，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。

C.含油污泥满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3998-2017），明确泥土去向，满足生态环境主管部门要求，不准随意抛弃、堆放。

D.含油污泥产生和处置单位制定相关应急预案，报喀什地区生态环境局巴楚县分局和公司安全环保处备案。

E.危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位于每月底将转移数量报送喀什地区生态环境局及公司安全环保处备案。

F.公司安全环保处会同相关部门不定期检查危险废物收集、贮存、运送、处置过程，结果纳入 HSE 管理考核内容。

G.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。

H.禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物污染的，均按照危险废物进行管理和处置；废弃物经固液分离后产生的废水应严格执行废水的相关标准进行处理和管理。

④ 贮存、运输、处置主要管理规定

A.确定接受委托的利用处置单位。委托他人利用、处置的，应当按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》第三十七条要求，选择有资格、有能力的利用处置单位。

B.危险废物贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄露等基本要求，按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》危险废物标志牌式样设置明显标志。

C.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。

D.固体废物（危险废物）贮存场所必须按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中的相关要求分区和防渗。

E.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。

F.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主管部门批准的转移量相符。

G.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翔实。具体要求如下：

危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.2-4 所示；

材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.2-5 所示。

装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间；

图 6.2-3 危险废物类别标识示意图

图 6.2-4 危险废物相关信息标签

6.2.6.2 固体废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

本项目产生的危险废物运输过程由巴州联合环境治理有限公司进行运输，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。

(2) 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。

本项目油泥（砂）、清管废渣、废防渗膜全部委托巴州联合环境治理有限公司进行处置，巴州联合环境治理有限公司处理资质及处置类别涵盖了本项目 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前巴州联合环境治理有限公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 5 万 t/a，目前尚有较大处理余量。因此，本项目危险废物委托巴州联合环境治理有限公司接收处置可行。

6.3 退役期环境保护措施

6.3.1 退役期大气环境保护措施

- (1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。
- (2) 在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。
- (3) 退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

6.3.2 退役期水环境保护措施

对完成采油（气）的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.3.3 退役期噪声污染防治措施

- (1) 选用低噪声机械和车辆。
 - (2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。
 - (3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。
- 综上所述，采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

- (1) 井场处置环保要求
 - 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，废弃建筑残渣外运委托周边有资质工业固废填埋场合规处置，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。
- (2) 管线处置环保要求
 - ①退役期井场集输管线维持现状，避免因开挖管道对区域生态环境造成二次破坏。管道内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管道内无残留采出液，管道两端使用盲板封堵。
 - ②工程施工结束后，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土

地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行植被恢复。

综上所述，采取的固废及土壤污染防治措施是可行的。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

(1) 生态保护措施

按照《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）和《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017），油井退役或报废后，应当在 6 个月内将打开的油气层和井口封闭，以防止对地下水的影响。

闭井期的井场、管线等相关构筑物处置措施应按照《废弃井封井处置规范》（Q/SH 0653-2015）要求进行处置，并采取以下生态保护措施：

①井场处置措施

拆除相关设备、围墙，疏松已夯实和硬化的地面，清理场地及各种污染物，对拆除地面设施产生的垃圾及时外运，送至指定的垃圾填埋场处理，对于危险废物委托油危险废物处理资质单位进行无害化处理，根据井场所在区域未受油田开发干扰地貌情况全面进行地貌恢复，使废弃井场所在地貌与区域相协调。

废弃设备堆放区设置临时拦挡和截排水设施，减少水土流失量。

控制机械噪声、车辆运输噪声，避免对动物生存环境的惊扰。

保留各类绿化工程、生态保护措施，使开发区域生态环境功能不变；

②废弃管线处置措施

对于废弃地下集油管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应采取进行清管处理，清管废水排至巴什托集油站进行处理，不外排，管线两端使用盲板封堵。

(2) 生态恢复措施

根据项目占用土地类型和土地面积，对井场占地进行生态恢复。生态恢复的具体要求：根据立地条件和因地制宜原则，在生态恢复过程中，应考虑其原有土地功能，对生态环境进行恢复和重建。

①土壤环境调查与监测

井场退役后，建设单位在对设施进行拆除后，应对设施所在区域土壤环境进行调查和监测，重点监测土壤中的石油烃（C₁₀-C₄₀）含量，判断其环境质量现状和污染情况，如果土壤中总石油烃（C₁₀-C₄₀）含量高于所在区域土壤背景值，应

对所在区域土壤进行专门恢复措施。

②植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。经治理后应做到不漏油、不漏气、不漏电，无油污、无垃圾。各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行植被恢复。

本报告中闭井期封井作业、生态保护措施和生态恢复措施均按照相关要求和指南进行整理，待将来工程实施时，由建设单位按照工程实际发生情况进行相应调整。

6.4 环境经济损益分析

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拟建地区环境的变化。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。

项目总投资 8500 万元，项目税后主要财务指标达到石油行业基准收益要求，由此可见，本项目可取得较好的经济效益。

6.4.1 环保投资分析

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，经估算该项目环境保护投资约 170 万元，环境保护投资占总投资的 2%。具体环保投资估算见表 6.4-1。

表 6.4-1 环保投资估算

类别		污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)
废气	施工期	施工扬尘	临时抑尘覆盖物（草包、帆布等）、洒水（防尘、洒水等）、车辆减速慢行	/	5
	运营期	无组织排放	密闭集输，装置做好日常维护，做好密闭措施。	无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》	5

				(GB39728-2020) 企业边界污染物控制要求 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	
噪声	施工期	施工噪声	合理安排施工现场, 采用低噪音、低振动的设备, 合理安排施工时间, 加强施工机械保养维护	减少施工噪声对周围声环境的影响	2
	运营期	井场设备噪声	采用低噪声设备, 加装基础减振, 合理布置高噪声机械设备		2
固体废物	施工期	钻井泥浆、岩屑	采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离, 分离后的液体回用于钻井液配备, 分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017) 中综合利用污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等	妥善处理	45
		施工废料	施工废料应首先考虑回收利用, 不可回收利用部分由施工单位负责拉运处置。	妥善处理	3
	运营期	废防渗材料	委托有危险废物处置资质的单位回收处理	妥善处理	3
		清管废渣			4
		油泥砂			4
生态恢复	施工期	占地	施工迹地平整清理、永久占地硬化	/	11
	运营期	临时占地	完工后迹地清理并平整压实、临时占地地貌恢复、草地恢复	施工结束后场地平整	5
			防沙治沙和水土保持措施	防止水土流失	纳入水土保持方案投资中
			占地恢复原有自然状况	/	8
废水处理	施工期	钻井废水	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。	施工污水不外排	7
		酸化压裂废水	酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内, 拉运至拉运至绿色环保工作站处理无害化处理。	妥善处理	10
		管道试压水	管道试压采用清洁水, 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	施工废水循环利用	3

			部用于施工场地洒水抑尘		
	运营期	采出水	依托巴什托集气站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层	妥善处理	8
		井下作业废水	井下作业废液水采用专用废水回收罐收集后运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站,处理后的井下作业废液均不外排。	妥善处理	9
地下水、土壤	管道防腐		管线接头采用氟树脂翻边接头。氟树脂翻边接头和钢塑转换接头的金属部分应采用优质 20 碳素结构钢材质;管接头过流位置需采用氟树脂塑料翻边防腐方式。	防腐性能良好	2
	施工期	分区防渗	重点防渗区:危废间,等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$; 或参考 GB18598; 一般防渗区:井场钻井区域、橡胶件房、材料房、爬犁、固井水泥罐区、修理房、泥浆泵区、泥浆罐区、泥浆备用罐、加重装置、泥浆料台、岩屑池、应急池等,防渗层防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1 \times 10^{-7}cm/s$ 黏土层;其他区域简单防渗,一般地面硬化	防渗性能良好	8
	运营期	井口防渗	井场井口等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$; 或参考《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013);其他区域简单防渗,一般地面硬化	防渗性能良好	4
环境风险	环境风险防范措施	地上管道涂刷相应识别色、消防器材、警戒标语标牌、井场设置可燃气体检测报警仪、消防器材	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置		8
	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		5
环境管理	环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测				5
	环保培训,演练				4
环保投资合计					170

6.4.2 环境效益、社会效益分析

6.4.2.1 环境效益分析

施工期环境效益分析，油田开发建设对环境造成的直接影响主要表现在：

- (1) 项目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。

项目占地主要为钻井工程、井场建设和集输管道占地、井场道路占地等。

本项目建设对项目区域直接影响是生态影响，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。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，将对项目区生态环境和地下水环境产生影响。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。

6.4.2.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力，促进当地经济发展和生态环境保护。

7.环境风险评价

7.1 评价依据

(1) 风险调查

根据本工程所在区域油气资源概况，本工程伴生气不含硫。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以及燃料气管线内。本次新建管线主要为单井至站场的集输管线，站场和各井均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本项目危险物质最大存在量按照单井至站场各类管线的单根最大长度 2.53km 计算。

本工程柴油密度为 0.8~0.9 t/m³；根据区域油气资源流体性质，地面原油密度 0.7892~0.8137g/cm³，天然气相对密度取 0.926kg/Nm³。

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	2.53km, DN100 20#钢+耐高温涂层, 4.0MPa	16.27
	天然气		0.65
燃料气管线	天然气	2.53km, 20#无缝钢管 Φ48×4, 4.0MPa	0.15

(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：q1, q2, …, qn--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1, Q2, …, Qn--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≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）

Q≥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					
运营期	单井集输 管线	1	原油	—	16.27	2500	0.0065
		2	天然气	74-82-8	0.65	10	0.065
	燃料气管 线	1	天然气	74-82-8	0.15	10	0.015
		Q 值Σ					

根据上表计算结果，本工程施工期 Q=0.0072，Q<1；运营期 Q=0.0865，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	—	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

根据资料收集和现场调查，本工程不占用国家公园、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》（GBZ230-2010）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，筛选本项目环境风险评价因子主要为原油、天然气、柴油。

（1）原油

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	原油是指从凝析气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°C-200°C 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质。 【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°C。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】

	<p>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</p>
应急 处置 原则	<p>【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</p> <p>【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。</p> <p>【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。</p>

(2) 天然气

根据区域油气资源资料，本工程天然气中不含硫，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	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险性	危险性类别：第 2.1 类 易燃气体。 侵入途径：吸入。 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。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救	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			

措施	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。 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。			
消防措施	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、二氧化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。 有害燃烧产物：一氧化碳。 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。			
泄漏应急处理	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。作业时使用的所有设备应接地。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、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄露区直至气体散尽。			
操作处置与储存	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。 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。			
接触控制/个体防护	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 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）。 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。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 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。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	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	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 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。
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) 井喷事故风险

井喷为井场常见事故。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。

(2) 井漏事故风险

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。

(3) 输油管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

(4) 柴油储罐危险性识别

柴油为易燃介质，因此在储存过程中危险因素较多，储罐区主要危险有火灾爆炸、物理爆炸等。柴油储罐一旦发生火灾、爆炸事故，危害特别大，造成火灾爆炸的原因可能有：

1) 检修时储罐内的介质未完全置换或清理不干净。

2) 储罐用于监测温度、压力、液位等安全附件或相应控制系统发生故障，造成控制失灵，引发安全事故。特别是液位报警系统失灵时，引发泄漏。

3) 使用过程中，罐体的腐蚀造成罐体厚度减薄、罐强度下降，介质泄漏后不能及时发现。液态烃储罐焊缝或管线法兰、阀门泄漏，液态烃在常温常压下会立即气化成气体，与空气形成爆炸性气体，遇明火发生爆炸，燃起大火。

4) 罐体材质、制造、安装存在缺陷导致罐破裂或撕裂后泄漏。

5) 操作失误导致罐压力升高，超压引起罐体爆裂。

6) 防火堤如发生坍塌、存在孔洞和裂缝，都会对安全构成威胁，事故状态下，不能有效的收集泄漏的易燃易爆物料，造成事故的扩大。

7) 储罐支撑立柱严重下沉，尤其是不均匀下沉，将直接危及罐体的稳定，造成罐体焊缝开裂，导致储存的易燃、易爆物料泄漏，遇点火源有发生火灾、爆炸的危险。罐体腐蚀减薄甚至穿孔等因素都是安全生产的重大隐患。

8) 防雷接地需要经常检查的设施主要是引下线和接地装置，如发生断裂松脱，影响雷电通路，或土壤电阻增大，影响雷电流散，则可能在雷雨季节，遭受雷击，引起着火爆炸事故。

9) 储罐还可能存在检修清罐作业时的人员中毒与窒息，罐上介质大量泄漏时的冻伤，罐上维修、调试以及日常巡检的高处坠落危害。

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，本工程可能发生的风险主要包括井喷、井漏、油气管线泄漏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 7.3-4。

表 7.3-4 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、柴油储罐泄漏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	泄露	集输	原油、天	集输管线发生泄露，油气中天然气扩散至	大气、土

期		管线	然气	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；	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

井喷失控后，原油从井口喷出，形成垂直喷射，初始喷射由于井筒内有泥浆液柱，因此，喷出的原油中携带有大量的泥浆和岩屑，当井筒内的泥浆喷完后，喷出的全部为原油，喷出的原油落于地面，形成一定范围的落地油，同时，原油中的轻组分挥发进入大气环境。井喷发生后，若遇火就发生火灾事故。井喷时原油的喷射量，取决于井的产油速率，而释放时间，则取决于对井喷事故的处理效率，抢换新的井口装置，井喷持续时间一般为 2 天。

(1) 井喷对大气环境风险分析

经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m，一般需要 1~2 天能得以控制。井喷事故状态下，局部大气中的烃类在短时间内剧增，使局部地区大气污染物在一定时间段内超标。建设单位通过积极开展公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生火灾爆炸事故，及时疏散周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失，可最大程度降低对周边的影响。本项目环境风险评价范围内没有集中居住区，井喷发生的情况下，对周边环境人群影响不大。

(2) 井喷对地表水环境风险分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，本项目周边无地表水，不会与河流水体之间发生联系，因此在井喷事故下造成油品泄漏不会对地表水体造成影响。

(3) 井喷对土壤、地下水环境风险分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，项目所在区域地下水埋深大于 1m，同时及时将原油喷散物集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。因此在事故下井喷对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

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 柴油储罐泄漏事故影响分析

本项目柴油储罐主要为钻井期柴油发电机使用，罐容一般为 20m³，经核算不属于重点风险源。

本项目钻井施工区域内环境空旷，不存在人群聚居区等环境风险敏感目标，柴油储罐发生火灾、爆炸事故对环境的影响不大。但储罐泄漏后会污染周边土壤，应及时对泄露出的柴油进行清理，同时对受污染土壤一并进行处理。环评报告提出对泄露出的柴油尽可能回收，不能回收的，与受污染土壤一并委托危废处置单位处理。经及时处理后，柴油储罐泄漏及发生火灾、爆炸事故对外环境的影响可以接受。

7.4.4 管线泄漏影响分析

(1) 大气环境风险分析

在管道或设备压力下，站内管线等设备发生破裂泄漏时，油品从裂口流出后

遇明火燃烧，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。本项目站内管线等设备采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，以便在油气管道泄漏时能够及时发现，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，发生火灾爆炸概率较低，拟建项目所处地点开阔，油气散逸后对周围环境及人员影响较小，对大气环境产生的环境风险可防可控。本项目环境风险评价范围内没有集中居住区，管线泄漏事故发生的情况下，对周边环境对人群影响不大。

（2）地表水环境风险分析

本项目在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在井场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

（3）地下水环境风险分析

非正常状态下站内管线等设备破裂泄漏，油品中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对加热炉及站内管线等设备进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。因此在事故下造成油水泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可防可控。

7.5 环境风险防范措施及应急预案

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。西北油田分公司雅克拉采气厂于 2023 年 8 月修订完成并发布了《西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案》，并在喀什地区生态环境局巴楚县分局进行了备案，备案编号：653130-2023-025-L，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。本评价建议将本次区块建设

内容突发环境事件应急预案纳入中石化西北油田分公司雅克拉采气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。

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

本项目主要为原油开发，伴生天然气，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 集输事故风险预防及应急措施

(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，加强管线和警戒标志的管理工作。

(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，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

7.5.6 柴油储罐泄漏风险防范措施

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》。

7.5.6 危险废物运输风险防范措施

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有液体泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

- ①运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。
- ②对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护,保证其正常运行和使用。
- ③不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物。
- ④转移危险废物的,应当通过国家危险废物信息管理系统(以下简称信息系统)填写、运行危险废物电子转移联单,并依照国家有关规定公开危险废物转移相关污染防治信息。
- ⑤禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运;
- ⑥运输危险废物的设施和设备在转作他用时,必须经过消除污染的处理,方可使用。
- ⑦运输危险废物的人员,应当接受专业培训;经考核合格后,方可从事运输危险废物的工作。
- ⑧运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。
- ⑨发生危险废物突发环境事件时,应当立即采取有效措施消除或者减轻对环境的污染危害,并按相关规定向事故发生地有关部门报告,接受调查处理。

7.5.7 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)加强各级干部、职工风险意识和环境意识教育,增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程,使制度落实到实处,严格遵守,杜绝违章作业。

(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。

7.5.8 环境风险应急预案

西北油田分公司雅克拉采气厂于 2023 年 8 月修订完成并发布了《西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案》,并在喀什地区生态环境局巴楚县分局进行了备案,备案编号:653130-2023-025-L,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。本评价建议将本次区块建设内容突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司雅克拉采气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。

本项目生产过程中存在的事故类型主要为：井场以及油气管道泄漏。雅克拉采气厂现有应急预案基本可以满足风险应急的需求。

本项目应急预案应急处置措施如下：

1) 井场泄漏处置

(1) 伴有甲烷、硫化氢等有害气体逸散时

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) 管道泄漏时采取的风险防范及应急处置

①当发生管线泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；

②确保围油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水、地下水、土壤等环境产生污染。

③将被泄漏原油污染的土壤清理后委托有资质的单位处理；

④当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员；

⑤建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

⑥若泄漏量极大，无法控制时，除紧急抢险处理人员外，其他无关人员应紧急疏散、逃离；并组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

⑦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；

⑤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若发生火灾，应先灭火，在火灾扑救过程中，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；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。

7.5.9 现有环境风险防范措施的有效性分析

雅克拉采气厂目前采用的环境风险防范措施较为齐全，制定有突发环境事件应急预案及其配套文件并在主管部门进行了备案，配备有应急物资，定期开展应急演练，因此，在严格执行应急预案和应急处置的基础上，现有环境风险防范措施是有效的。

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），主要存在于集输管线和燃料气管线内。可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油气管线泄漏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，雅克拉采气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。

本项目风险简单分析表见表 7.6-1。

表 7.6-1 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	巴什托油气田 2025 年产能建设项目			
建设地点	喀什地区巴楚县			
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），主要存在于集输管线和燃料气管线内。			
环境影响途径及危害后果(大气、地表水、地下水等)	可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油气管线泄漏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	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；③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；④井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地浸染土壤产生的含油污泥交由有危险废物经营许可证单位接收处置。按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。⑤本项目环境风险应急预案依托西北油田分公司雅克拉采气厂编制有《中石化西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案》（备案编号：653130-2023-025-L），定期演练。详见 5.7.5 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），主要存在于集输管线和燃料气管线内。可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油气管线泄漏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，雅克拉采气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，计算拟建工程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。

拟建工程井场真空加热炉使用天然气作为燃料，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。

拟建工程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 CH₄ 或 CO₂ 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。

拟建工程主要为井场建设内容，不涉及计转站或联合站，不再核算该部分 CH₄ 或 CO₂ 气体排放量。

(4) CH₄ 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 CH₄ 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。

拟建工程井场法兰、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) CH₄ 回收利用率

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 CH₄ 从而免于排放到大气中的那部分 CH₄。CH₄ 回收利用率可从企业总排放量中予以扣除。

拟建工程未实施甲烷回收利用，因此该部分回收利用率均为 0。

(6) CO₂ 回收利用率

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO₂ 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 CO₂。CO₂ 回收利用率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 CO₂ 地质埋存或驱油的减排问题。

拟建工程实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO₂，因此该部分回收利用率均为 0。

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 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。

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

8.1.1.2 二氧化碳产排节点

拟建工程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	燃料燃烧 CO ₂ 排放	井场真空加热炉使用天然气作为燃料燃烧	CO ₂	有组织
2	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

3	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
4	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

拟建工程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	巴什托油气田 2025 年产能建设项目	包括油气勘探、油气开采、油气集输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) 燃料燃烧 CO ₂ 排放 (2) 火炬燃烧排放 (3) CH ₄ 逃逸排放 (4) 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

拟建工程涉及燃料燃烧 CO₂ 排放、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) 燃料燃烧 CO₂ 排放

企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到。计算公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}}$ 为企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

i 为化石燃料的种类；

j 为燃烧设施序号；

$AD_{i,j}$ 为燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万 Nm³）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

$CC_{i,j}$ 为设施 j 内燃烧的化石燃料 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万 Nm³ 为单位；

$OF_{i,j}$ 为燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 0~1。天然气取值为 0.99。

本项目燃料燃烧碳排放主要计算新钻 5 口井，共涉及新增 5 台 200kW 真空加热炉，加热炉年运行时间为 7920h，根据核算年天然气消耗量为 93.7 万 m³。查阅《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）》表 2.1 可知，天然气单位热值含碳量为 15.3×10⁻³ 吨碳/GJ，天然气低位发热量为 389.31GJ/万 Nm³，根据换算得出天然气中含碳量为 5.96 吨碳/万 Nm³。

根据上述公式核算，燃料燃烧 CO₂ 排放量为 2027 吨。

（2）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 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2_正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2_事故火炬}$ -由于事故火炬产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{CH_4_正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄；

$E_{CH_4_事故火炬}$ -事故火炬产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH_4} -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 GWP_{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：

$$E_{CO_2_正常火炬} = \sum_i [Q_{正常火炬} \times (CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7)]_i$$

$$E_{CH_4_正常火炬} = \sum_i [Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17]_i$$

式中：

i-火炬系统序号；

$Q_{\text{正常火炬}}$ -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 ；

$CC_{\text{非CO}_2}$ -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；

$$E_{\text{CO}_2\text{-事故火炬}} = \sum_j GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times \left(CC_{(\text{非CO}_2)_j} \times \text{OF} \times \frac{44}{12} + V_{(\text{CO}_2)_j} \times 19.7 \right)$$

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{\text{CH}_4\text{-事故火炬}} = \sum_j \left[GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times V_{\text{CH}_4} \times (1 - \text{OF}) \times 7.17 \right]_j$$

式中：

J-事故次数；

$GF_{\text{事故},j}$ -报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 $\text{Nm}^3/\text{小时}$ ；

$T_{\text{事故},j}$ -报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(\text{非CO}_2)_j}$ -第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF-火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V_{(\text{CO}_2)_j}$ -第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度；

V_{CH_4} -事故火炬气中 CH_4 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	火炬气流速度 (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	5 座井场	正常工况	0.18	48	5.11	0.98	0.0296	0.7396

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 0.14 吨 CO₂。

(2) CH₄ 逃逸排放

本项目运营期无燃料燃烧和工艺放空装置,主要排放的温室气体为原油开采过程中井口装置和计转站逃逸排放的 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: $E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型(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;

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

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子,单位为吨 CH₄/ (年·个);井口装置为 0.23;

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

$EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子,单位为吨 CH₄/ (年·个);井口装置为 2.5。

本项目开采逃逸的 CH₄ 为:

$$\begin{aligned} E_{CH_4\text{-开采逃逸}} &= Num_{oil, \text{油井井口}} \times EF_{oil, \text{油井井口}} + Num_{oil, \text{油井加热炉}} \times EF_{oil, \text{油井加热炉}} \\ &\quad + Num_{oil, \text{接转站}} \times EF_{oil, \text{接转站}} \\ &= 2 \times 0.23 \text{tCH}_4 + 2 \times 0.23 \text{tCH}_4 + 2 \times 0.18 \text{tCH}_4 \\ &= 1.28 \text{tCH}_4 \end{aligned}$$

根据表中参数,结合公式计算可知,甲烷逃逸排放 1.92t,折算成 CO₂ 排放量为 26.88t。

(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

$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

$E_{CO_2-净电}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

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 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh 。

b.净购入热力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中：

$E_{CO_2-净热}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

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 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/GJ 。

②计算结果

拟建工程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 160MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO_2/MWh 。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量为 106.74t。

（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 CO_2 排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2-燃烧} + E_{GHG-火炬} + \sum_S (E_{GHG-工艺} + E_{GHG-逃逸})_S - R_{CH_4-回收} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2-回收} + E_{CO_2-净电} + E_{CO_2-净热}$$

式中：

E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-燃烧}$ -核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

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

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

$E_{GHG-逃逸}$ -企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 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；

R_{CH_4} -回收-企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} - CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。取值 21；

R_{CO_2} -回收-企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2 。

E_{CO_2} -净电-报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

E_{CO_2} -净热为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式，则拟建工程实施后 CO_2 排放总量见表 8-1-4 所示。

表 8.1-4 CO_2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量 (吨 CO_2)	占比 (%)
巴什托油气田 2025 年产能建设 项目	燃料燃烧 CO_2 排放	2027	93.81
	火炬燃烧排放	0.14	0.01
	工艺放空排放	0	/
	CH_4 逃逸排放	26.88	1.24
	CH_4 回收利用量	0	/
	CO_2 回收利用量	0	/
	净购入电力、热力隐含的 CO_2 排放	106.74	4.94
	合计	2160.76	100.00

由上表分析可知，拟建工程 CO_2 总排放量为 2160.76t。

8.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、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

拟建工程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

拟建工程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 CO_2 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

雅克拉采气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 133.76t。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.环境管理与监测计划

9.1 环境管理体系的建立和运行

本项目钻井由各钻井公司投标招揽，油气生产及集输由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司生产运行管理部门主管，专门形成一套班子进行管理。所以，项目 HSE 管理体系从钻井及油气生产两个方面进行说明。

9.1.1 承包方的环境管理

本项目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 9.1-1。

图 9.1-1 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。

9.1.2 钻井 HSE 管理体系

9.1.2.1 组织机构与职责

(1) 组织机构

①钻井承包开发商设立 HSE 管理委员会，由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 HSE 管理委员会（设在质量安全环保处）领导、主任委员由钻井承包商经理担任，委员由健康、安全与环境部门负责人组成。

②钻井队设立 HSE 管理小组，组长由平台经理担任，成员由健康、安全与环境管理员、营地服务管理员、井队医师和班组兼职监督员组成。

③其他施工队伍也应设立 HSE 管理小组。

组织机构如图 9.1-2 所示。

图 9.1-2 钻井 HSE 管理机构

(2) 职责

①HSE 管理委员会

——宣传贯彻国家和当地政府有关安全、健康、环保方面的法律法规和上级与作业者的方针、规定。

——制定本单位 HSE 管理的方针、规定和实施方案。

——监督检查下级单位 HSE 管理的执行情况。

——组织对员工进行健康、安全与环境教育和培训。

——组织对员工定期体检，并建立健康档案。

——定期组织召开 HSE 管理会议，审议工作报告，评估工作完成情况，表彰和奖励有功人员，审查事故处理事宜。对员工定期体检，并建立档案。

②HSE 管理小组

——贯彻执行管理委员会和作业者有关 HSE 管理的方针、规定和实施方案。

——定期召开会议，研究确定本队 HSE 的执行计划和措施。

——监督落实 HSE 计划和措施的执行情况。

——组织整改影响健康、安全与环境的隐患，批评、纠正违章行为。

——对员工进行 HSE 教育培训。

——负责事故调查、分析和统计上报工作。

③HSE 兼职监督员和全体人员

——HSE 兼职监督员和全体人员应清楚地认识 HSE 的重要性。

——执行 HSE 管理规程。

——严格执行岗位安全生产标准、规定和操作规程。

——精心维护保养本岗位的生产设备、工具及防护装置，保证性能良好、有效、安全可靠。

——积极参加队、班组开展的安全活动和培训教育，努力提高生产技能和安全防护能力。积极向领导提出搞好 HSE 工作的措施建议。

——有权拒绝一切违章指挥命令。发现 HSE 问题应积极排除，无法解决的，要立即报告领导予以处理。

9.1.2.2 教育培训

钻井队进入工区前，应进行有关 HSE 方面的综合性培训教育，其内容包括：

- (1) 国家、地方和本部门有关 HSE 方面的政策、法令和法规。
- (2) 作业者的 HSE 方针、规定和要求。
- (3) HSE 管理委员会的规定和实施方案。
- (4) HSE 管理小组实施计划。
- (5) 人员急救、自救和人身保护。
- (6) 设备、工具和仪器操作使用。
- (7) 水、电、信设备、设施安全使用规定。
- (8) 油料、化学药品及其它有害物质安全处理方法。
- (9) 井控知识。
- (10) 应急程序及演练。
- (11) HSE 预防措施及记录和汇报程序。
- (12) 其他需要培训的内容。

9.1.2.3 HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

- (1) 所有文件都必须报 HSE 管理委员会审批。
- (2) 经批准的文件及时下发给各有关单位，要求他们按照文件执行。
- (3) 所有文件都要有专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找。
- (4) 根据当地政府和上级主管单位的要求及时修改有关文件，确保现存文

件的适宜性。

(5) 凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本；

(6) 文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以执行；

(7) 所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管；

(8) 所有批准的与 HSE 有关的事务，都应做详细地记录，具体如下：

①现场考察报告；

②政府有关部门颁布的与环境有关的可适用的法律法规、标准、准则和条款，以及上级主管部门的有关规定；

③HSE 方针；

④环境危害及有关影响；

⑤会议、培训、检查记录；

⑥发现问题的纠正和预防措施；

⑦事故报告；

⑧环境审核结果。

9.1.2.4 检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，对现行的 HSE 管理体系要进行不定期的检查和定期的环境审核、评审。审核程序包括：

(1) 健康、安全与环境程序审核。

(2) 设备及设施技术检查、整改后的复查（包括第三方对关键设备、设施或部件的检查）。

(3) 开工前健康、安全与环境全面检查和审核。

(4) 项目执行中 HSE 情况检查和考核。

(5) 项目完工后 HSE 执行情况检查和评估。

(6) 持续改进

通过审核和评审，把安全专业检查、安全考核与审计工作结合起来，通过审计，不断纠正不符合项，做到持续改进。

9.1.3 管网、道路建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上,加强对管道、道路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;

——管道开挖作业执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施;

——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。

9.1.4 油田生产 HSE 管理计划

9.1.4.1 组织机构和职责

(1) 组织机构

本项目建设项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制,受中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 HSE 管理委员会(设在质量安全环保处)的直接领导,下设中国石油化工股份有限公司西北油田分公司承保开发公司 HSE 管理委员会、雅克拉采气厂 HSE 管理委员会,各设专职 HSE 管理员一名。

(2) 职责

①中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 HSE 管理委员会

——贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令。

——作为最高管理部门负责组织制定 HSE 方针、目标和管理实施细则。

——每季召开一次 HSE 例会,全面掌握 HSE 管理工作动态,研究、部署、布置、总结、表彰本单位的 HSE 工作,讨论、处理本单位 HSE 工作中存在的重大问题。

——组织本单位 HSE 工作大检查,每季度至少一次。

——负责对方案和体系进行定期审核,并根据审核结果对方案进行修正和改进。

——组织开展本单位清洁文明生产活动。

——组织开展本单位环境宣传、教育工作。

——直接领导开发公司管理委员会。

②开发公司 HSE 管理职责

——负责组织职工完成 HSE 工作任务。

——适时召开会议，研究、分析 HSE 工作动态，及时制止（处罚）、纠正“违规”行为和现象，整改不合格因素，无法解决的问题及时向 HSE 管理委员会汇报。

——如发生环境污染与破坏事故，必须及时采取有效措施进行抢救，及时向上级部门汇报，配合有关组织对事故的调查处理。

——组织整改影响健康、安全与环境的隐患，批评、纠正违章行为。

——开展清洁文明生产活动，组织推广和实施先进的污染治理技术。

③雅克拉采气厂 HSE 管理委员会职责

——负责运行期间 HSE 管理措施的制定、实施和检查。

——对运行期间出现的问题加以分析，监督生产现场对 HSE 管理措施的落实情况。

——协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境保护方面的法律法规，地方政府关于自然保护区方面的法律、条例，环境保护方面的法律法规及中国石油化工股份有限公司西北油田分公司的 HSE 方针。

——配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。

④HSE 兼职管理人员和全体人员

——HSE 兼职管理人员和全体人员应清楚意识到环境保护的重要性。

——严格执行 HSE 管理规程和标准。

——了解工程建设对环境的影响和可能发生的事故。

——严格按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

9.1.4.2 教育培训

职工上岗以前，应进行有关 HSE 方面的综合性培训教育，其内容包括：

(1) 学习国家、地方和本部门有关 HSE 方面的政策、法令和法规。

(2) 了解西北石油分公司环境保护的目标和指标。

(3) HSE 管理委员会的规定和实施方案。

(4) HSE 管理小组实施计划。

(5) 各种规章制度和操作规程。

(6) 有关设施的使用、维护方法，处理和处置废水、废气和固体废物的方法。

(7) 事故的预防和应急程序。

9.1.4.3 HSE 管理体系文件的控制

油气生产过程中的 HSE 管理体系文件的控制与钻井队伍 HSE 管理体系文件的控制相同。

9.1.4.4 检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，对现行的 HSE 管理体系要进行不定期的检查和定期的环境审核、评审。

9.1.4.5 持续改进

通过审核和评审，把安全专业检查、安全考核与审计工作结合起来，通过审计，不断纠正不符合项，做到持续改进。

9.2 环境管理机构

9.2.1 环境管理机构设置

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司下设质量安全环保处，负责西北油田分公司的环保工作，各二级单位下设安全环保科，各生产单位设专职环保员，负责本单位的环保工作。

9.2.2 环境管理主要任务

9.2.2.1 施工期的环境管理任务

- (1) 建立和实施施工作业队伍的 HSE 管理体系。
- (2) 工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。
- (3) 实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业对生态环境造成的破坏降到最低限度。
- (4) 工程建设结束后，会同当地生态环境主管部门共同参与检查验收。

9.2.2.2 运营期的环境管理任务

- (1) 本项目运行期的 HSE 管理体系纳入中石化西北油田分公司 HSE 系统统一管理。
- (2) 协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律法规。

(3) 负责原油集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

(4) 编制突发环境事件应急预案。

(5) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

(6) 强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

(7) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况及其处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.2.3 环境管理手段

采用行政、经济、技术、教育等环境管理手段进行本项目的环境管理工作。

(1) 行政手段：制定环境保护目标责任制，将环境保护列入岗位责任制及生产调度当中，不定期检查环境保护状况，以行政手段督促、检查、奖惩，促使生产岗位按要求完成环保任务。

(2) 技术手段：从项目设计、施工到运营全过程采取先进的工艺、设备，同环境保护措施密切结合，积极推广应用新技术，解决环境问题，实现清洁生产。

(3) 经济手段：制定并严格按照《环境保护奖惩办法》开展工作，促进环保工作的定量考核，切实将防治污染和保护环境落实到油田生产管理建设的各个环节，做到奖优罚劣，将环境保护与经济效益结合起来。

(4) 教育手段：气藏开发、生产过程中造成的环境污染部分与人为因素有关，所以要加强教育，通过环境保护宣传和教育增强全体职工的环保意识，做到自觉保护环境。

9.3 污染物排放清单

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表 9.3-1。

表 9.3-1 污染物排放清单

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	油气集输	无组织排放废气	烃类	0.288	0.288	大气
		加热炉废气	SO ₂	0.095	0.095	大气，8m 排放筒
			NO _x	0.875	0.875	

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
			颗粒物	0.2	0.2	
生产 废水	采出水		废水量	4.241×10 ⁵	0	采出水进入联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层,不外排
	井下作业废水		井下作业 废水	67.825	0	拉运至塔河油田绿色环保站,处理后回注油层
			COD	0.08	0	
			石油类	1.23	0	
固体 废物	井场作业	产生油泥	-	13.25	0	采用专用罐运至塔河油田绿色环保站妥善处置
	井场作业	废防渗膜	-	1.25	0	
	管线清管	清管废渣	-	0.012	0	
噪声	采油树	机械噪声	-	85-95dB(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

9.4 环境监测计划

9.4.1 施工期环境监理计划

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,建议本项目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,或将环境监测纳入工程监理中。

由建设单位聘请环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石化西北油田分公司环保法律法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查,特别是加强施工现场的环境监理检查工作,目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定,确保本项目的建设符合有关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

本项目管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：一般区域管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，严禁自行扩大施工用地范围。

(4) 环境监理内容

① 施工期环境监理主要内容

针对施工期钻井废水、生活污水的环境保护处理措施，钻井柴油机燃料燃烧烟气、汽车尾气、施工扬沙的大气环境影响控制措施，钻井柴油机、钻机、机泵及运输车辆的声环境控制措施，废弃泥浆及岩屑、施工土方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、场站、公路等施工期的生态保护措施及恢复方案进行监理。

② 试运行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 9.4-1。

表 9.4-1 现场环境管理与监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建井场	①井位站场布设是否满足环评要求； ②各井场的环保设施，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 是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操	

序号	场地	监督内容	监理要求
		作制度； ③ 施工作业是否超越了作业带宽度； ④ 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； ⑤ 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑥ 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复原有面貌。	
3	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和水土保持措施； 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

9.4.2 运营期环境监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）相关规定需定期对污染源和环境质量进行监测，环境监测计划见表 9.4-2。

表 9.4-2 运营期环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目
废气	井场厂界	1 次/年	竣工环保验收后开始	VOCs、SO ₂ 、NO _x 、颗粒物
噪声	井场厂界	1 次/季度		连续等效 A 声级（dB）
土壤	井场内土壤	3 年 1 次		石油烃
	集输管线穿越的代表性区域			
地下水	井场上游、井场内、井场下游，共 3 个监测点	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率		石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、砷、六价铬等。当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测
生态	井场周边及管线沿线	每半年一次	植物群落及分布、生境质量、生态恢复情况	

9.5 环保设施竣工验收管理

9.5.1 环境工程设计

(1) 必须按照本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，施工期实行环境监理。

(3) 项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”；如需进行试生产，其配

套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

9.5.2 环境设施验收建议

(1) 验收范围

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

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

(2) 验收条件

根据国务院《关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（自 2017 年 10 月 1 日起施行），编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，建设单位应当按照国务院环境保护行政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。建设单位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。除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位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

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收。

本项目“三同时”验收一览表见 9.5-1。

表 9.5-1 “三同时”竣工环保验收方案一览表（建议）

要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
大气	运营期	井场加热炉	井场新建燃气加热炉排气筒高度不低于 8m，设置规范采样平台及监测孔。	5 台	满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求。
		井场	NMHC	5 座	无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。
水	施工期	井场	采用西北油田分公司“钻井	/	废水循环利用，不外排。

要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
			废弃物不落地达标处理技术”，酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理，试压废水循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。		
	运营期	/	采出水依托联合站处理装置处理，井下作业废水拉运至塔河油田绿色环保站，处理后回注油层。	/	满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关标准后，回注油层
固体废物	施工期	井场	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行无害化处理，处理后进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率<0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等；生活垃圾、施工废料等依托库车城乡建设投资（集团）有限公司处置。	泥浆不落地系统、危废转运电子联单、生活垃圾处置合同	钻井废弃物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）综合利用，井场无固废遗留
	运营期	/	落地油、清管废渣、废防渗材料依托塔河油田绿色环保站处置	危废转运电子联单	井场无固废遗留
噪声	运营期	井场	厂界噪声	配备防噪设施	满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3类区标准
环境风险	运营期	井场管线	详细的井喷等事故应急预案；管道断裂、泄漏、水体污染风险事故的应急预案。	/	有效应对和排除各种突发事件的不利影响

巴什托油气田 2025 年产能建设项目环境影响报告书

要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
生态	施工期	井场管线	在风沙地井场及管线采取设置草方格+阻沙栅栏防风固沙措施	-	植被恢复，恢复程度不低于开发前
		保护动植物	严禁滥捕和滥挖保护动物和植物行为		保护生境和生物多样性
环境监测与管理	施工期和运营期	井场管线道路	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，环境保护目标处的环境质量达标

10. 结论与建议

10.1 评价结论

10.1.1 项目概况

本项目位于新疆维吾尔自治区喀什地区巴楚县琼库尔恰克乡，塔克拉玛干大沙漠西北缘，是中国石化西北油田分公司巴什托油气田勘探开发区域。构造位于塔里木盆地西南坳陷区麦盖提斜坡西北部巴什托-先巴扎构造带西北部的巴什托构造，地貌类型包括叶尔羌河冲积细土平原和沙漠，地理范围：东经***，北纬***。

本项目新钻 5 口井（BK13、BK14、BK15、BK16、BK17），新建 5 座井场及采油设施，新建单井集输管线和燃料气管线各 10.76km，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。预计新增产油 3.3 万 t/a。

项目总投资 8500 万元，环境保护投资约 170 万元，占总投资的 2%。

10.1.2 产业政策符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录》（2024 年版）中国家鼓励发展的产业，工程建设符合国家的相关政策。

本项目位于喀什地区巴楚县境内，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《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）、《喀什地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（喀署办发〔2021〕56 号），本项目位于巴楚县一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65313030001）。项目区环境质量可以达到功能区要求，可以满足喀什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。

10.1.3 规划符合性

本项目属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司滚动开发项目，项目的开发有助于推进西北油田分公司的油气开发，加大塔里木盆地油气开发力度，项目符合《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》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》

《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相关要求。

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

对照《新疆生态功能区划》，项目区属于“叶尔羌河平原荒漠、绿洲农业及荒漠河岸林保护生态功能”。

本项目占地较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

10.1.4 环境质量现状

10.1.4.1 生态环境质量现状

根据《新疆生态功能区划》，项目区处于叶尔羌河平原绿洲农业及荒漠河岸林保护生态功能区，项目区属于典型的荒漠干旱气候，土壤发育较差，类型较为简单，项目区大部分区域为风沙土所覆盖，项目区植被稀疏，多为耐旱型植物，区域内植被以柽柳群系、芦苇群系为主，区域内除受油田开发影响及垦荒活动影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境。

10.1.4.2 环境空气质量现状

根据 2022 年喀什地区环境空气质量监测结果，项目所在区域为环境空气质量不达标区，不达标因子为 PM₁₀、PM_{2.5}，其超标原因与当地气候干燥、风沙较大、易产生扬尘有密切关系。

10.1.4.3 声环境质量现状

现状监测表明，各监测点声级值昼间、夜间均均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准要求。总体看，评价区内的声环境质量较好。

10.1.4.4 水环境质量现状

（1）地表水

本项目周边 5km 范围内无天然地表水体，距最近河流叶尔羌河 20km。

（2）地下水

根据地下水离子检测结果，评价区地下水中阴离子以 Na⁺、Mg²⁺为主，水化学类型主要以 Cl-Na 和 HCO₃·SO₄·Cl-Na 型为主。

监测期间本项目所在区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸

盐、氯化物、氨氮、氟化物、镉和铅外，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。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物等指标超标的主要原因与当地水文地质条件有关；氨氮、镉超标的主要原因可能与区域农业灌溉或生活污染有关。

10.1.4.5 土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，本项目占地范围内各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于 1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值标准；项目区占地范围外各监测点小于《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，区域土壤环境质量良好。

10.1.5 环境影响分析

10.1.5.1 生态环境影响分析

本项目建设区域无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标。

本项目对生态环境的影响，施工期主要体现在施工建设对地面的扰动，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。运营期主要体现在动物及植被等方面，本项目占地面积较小，对草地资源产生的影响很小。由于本区域的野生动物种类少，工程对野生动物的影响较小。采取环评提出的水土流失及防沙治沙措施后，对环境的影响可以接受。

10.1.5.2 大气环境影响分析

根据工程分析，本项目施工期废气主要包括施工过程井场地基开挖、管沟开挖、土地平整、路基、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，钻井工程产生的废气，管线连接过程产生的焊接废气等，随着工程结束，其影响也相应消失。

运营期开采、集输采用密闭流程，工程对大气环境的影响主要来自油气开采、输送过程中无组织排放的非甲烷总烃。由源强计算可知，井场采油及输送过程中无组织非甲烷总烃排放量为 0.288t/a。

根据大气预测结果可知，本项目井场无组织排放的非甲烷总烃的贡献浓度较低，占标率较小，非甲烷总烃浓度可达到《大气污染物综合排放标准详解》中非

甲烷总烃空气质量浓度限值（ $2\text{mg}/\text{m}^3$ ）要求。项目正常情况下无组织排放的大气污染物对评价区域大气环境质量不会产生明显影响。

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，运营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。

10.1.5.3 声环境影响分析

本项目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。

10.1.5.4 水环境影响分析

正常状况下，本项目各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置，本项目在施工和运营期时，严把质量验收关，严格杜绝因管道材质、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，本项目对地下水环境的影响较小；钻井期间均采取了固井措施，有效防止了采出液漏失污染地下水。即正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施。

非正常状况下，单井集输管线发现泄漏状况时，下渗的油品短时间内会对该地区地下水产生一定影响。但由于项目区地下水循环条件差，其影响范围不大，对地下水环境产生的影响也非常有限。本项目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，本项目对区域地下水环境影响可接受。

10.1.5.5 固体废物影响分析

本次油田建设在施工期产生的固体废物主要包括钻井固废、施工废料、施工

人员产生的生活垃圾、施工机械产生的废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料及土石方等。钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等；废机油、废防渗材料、废烧碱包装袋均委托持有相应危险废物处置资质的单位回收处理；施工人员居住在巴什托公寓，现场无生活垃圾产生；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至附近工业固废填埋场处置；

本项目运营期产生的固体废物包括油泥砂、井下作业废液、落地油、清管废渣和废防渗材料。油泥砂、清管废渣、沾油废防渗膜产生量分别为 13.25t/a、0.012t/a、1.25t/a，均属于危险废物，委托巴州联合环境治理有限公司进行无害化处理，对周边环境影响较小。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；运营期无生活垃圾产生。

本项目在开发建设过程和运营期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。

10.1.5.6 土壤影响分析

本项目施工期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。运营期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，泄漏原油渗入土壤中，对土壤造成污染。因此项目区在未来的建设中必须要做好集输管线的防渗检漏措施。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，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。

10.1.5.7 环境风险分析

本项目所涉及的危险物质包括天然气、原油，主要风险单元为井场和密闭集输单元，可能发生的风险事故包括井场和管线泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，

本项目环境风险程度属于可以防控的。

10.1.6 环境保护措施

本项目的�主要环境保护措施见表 10.1-1

表 10.1-1 主要环境保护措施汇总表

类别	防治措施
生态	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；在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏；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；施工结束后及时开展生态修复工作。
大气	采用密闭流程，采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等；井场设置可燃气体探测器；加强非甲烷总烃无组织排放例行监测；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，防止油气泄漏进入大气环境。
噪声	合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，对噪声源强度较大的设备进行减噪处理，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
废水防治措施	井下作业废液水采用专用废水回收罐收集后运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站，处理后的井下作业废液均不外排。采出水随油气混合物输送至巴什托集油站污水处理设施处理出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注油层，不外排。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。
固体废物	本项目运营期产生的油泥（砂）、清管废渣和废防渗材料属于危险废物，收集后委托巴州联合环境治理有限公司进行无害化处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。
土壤	定期派人检查井场、井口区等，是否有原油泄露的现象发生；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管线；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发发现；车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构；严格执行地下水章节分区防控措施要求，防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限；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。
风险防治	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。

10.1.7 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本项目的相关建议。

10.1.8 环境影响经济损益分析

本项目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。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本项目环境保护投资约 170 万元，环境保护投

资占总投资的 2%。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。

10.1.9 环境管理与监测计划

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司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。本项目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。

10.1.10 总结论

本项目属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护 and 恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本项目建设在环境保护方面可行。

10.2 建议

(1) 认真落实废水、固体废物等处置措施，确保废水、固体废物得到妥善处置，以保护环境不受影响。对各井场阀门、集输管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生，对于泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。

(2) 严格执行各项操作规程，并根据当地情况完善突发事件的应急预案，降低事故发生概率和在发生事故时能将危害控制在最低限度。

(3) 加强设备维护、维修工作，确保各类环保设施正常运行。

(4) 严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》有关规定，落实防沙治沙措施，控制土地沙漠化的扩展，对于自然恢复条件不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理，最大限度减少对荒漠植物和野生动物生存环境的践踏破坏。