

玉北 1 号断隆带奥陶系油藏 YB102X 产能建设环境影响报告书

(送审稿)

中国石化西北油田分公司



1.概述

1.1 建设项目特点

玉北区块位于新疆维吾尔自治区和田地区墨玉县以北，是中国石化集团西北油田分公司在塔里木盆地西南部的勘探新区。随着 2010 年 7 月随着玉北 1 井第三次大型酸压获得工业气流，实现了该区奥陶系碳酸盐油气勘探的重大油气突破，随后在玉北 1 号断隆带上部署了 5 口开发评价井，揭开了对玉北区块的快速勘探开发的序幕。玉北 1 井预测石油储量 $5617 \times 10^4 \text{t}$ 。玉北 1 井区位于塔里木盆地西南巴麦隆起的麦盖提斜坡，主要目的层为奥陶系鹰山组和下奥蓬莱坝组，目前玉北地区勘探发现主要集中在玉北 1 号构造带，目前共部署 24 口井，平均自喷期 119d，开井 1 口(YB101X)，日产液 4.5t，日产油 4.4t，气油比 $28 \text{m}^3/\text{t}$ ，尤其是 YB1-2 测试出油证实了该区奥陶系碳酸盐岩具有较好的油气勘探开发潜力。

2023 年 10 月，位于玉北 1 号断裂带的玉北 101X 井通过酸压措施，顺利实现了主漏失点的充分改造，压后效果明显，喜获高产油气流，初期 5 毫米工作制度测试，日产原油 160 方，天然气 $7103 \text{m}^3/\text{d}$ 。经过对玉北复产进行可行性论证，最终决定复产。西北油田分公司提出《玉北 1 号断隆带奥陶系油藏 YB102X 井产能建设》项目（以下简称“本项目”），本项目计划部署 4 口井：部署井场 4 座(YB101X、YB1-2、YB1-4、YB102X)，新建 4 座井场采油设施；采油方式：初期利用地层天然能量自喷开采，油井停喷或需要提液时 YB1-2、YB1-4 采用捞油模式开采，YB101X、YB102X 采用杆泵机抽方式开采；地面工程：改造原 YB101X 井临时拉油流程，在 YB101X 井新建 4 座 40m^3 多功能集油器，2 座 50m^3 落地罐、新增捞油缓冲罐、卸油泵各 1 台，新增氮气补压流程 1 台；新建管线 3.5km；同时配套自动控制、通信、供配电、消防等辅助及公用工程。

本项目油井采用拉油方式生产，4 口采油井产液在 YB101X 拉油流程统一装车后，油水混合倒运至雅克拉集气站，运距 600km。项目建设后，能实现产能提升，具有良好的经济效益。

1.2 环境影响评价的工作过程

本项目为原油开采项目，所有工程均呈点线状分布在玉北区块内，玉北区块为新区块。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）中的“五、石油和天然气开采业—7、陆地石油开采—石油开采新区块开发、页岩油开采、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，需编制环境影响报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》，2024 年 2 月，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”）承担本项目的环评工作（委托书见附件）。

天合公司接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本项目的环评工作。对本项目进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本项目的环评因素，筛选主要的环评因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环评的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。委托新疆广宇众联环境监测有限公司于 2024 年 3 月对本项目区域大气、土壤、地下水及声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环评预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环评措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出环评结论和提出进一步减缓环评影响的措施，并最终完成环评报告书编制。

在环评报告编制期间，建设单位于 2024 年 2 月 22 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站（<http://www.xjhbcy.cn>）进行第一次网络信息公示，并开展区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，评价单位完成了环评报告书征求意见稿，随后中国石化西北油田分公司按照《环评公众参与办法》（部令第 4 号）要求，于 2024 年 3 月 20 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站（<http://www.xjhbcy.cn>）对本项目环评信息进行了第二次公示，在此期间分别于 2024 年 3 月 26 日、2024 年 3 月 27 日在《新疆法制报》对本项目环评信息进行了公示。根据中国石油化工股份有限公司西北油田分公司提供的《玉北 1 号断隆带奥陶系油藏 YB102X 井产能建设公众参与说明书》，公示期间未收到反馈意见。中国石油化工股份有限公司西北油田分公司向新疆

维吾尔自治区生态环境厅报批环境影响报告书前，于 2024 年 4 月 8 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站（<http://www.xjhbcy.cn>）公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明书。在以上工作的基础上，评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了拟建工程环境影响报告书。

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

环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响报告书编制阶段见图 1.2-1（环境影响评价工作程序图）。

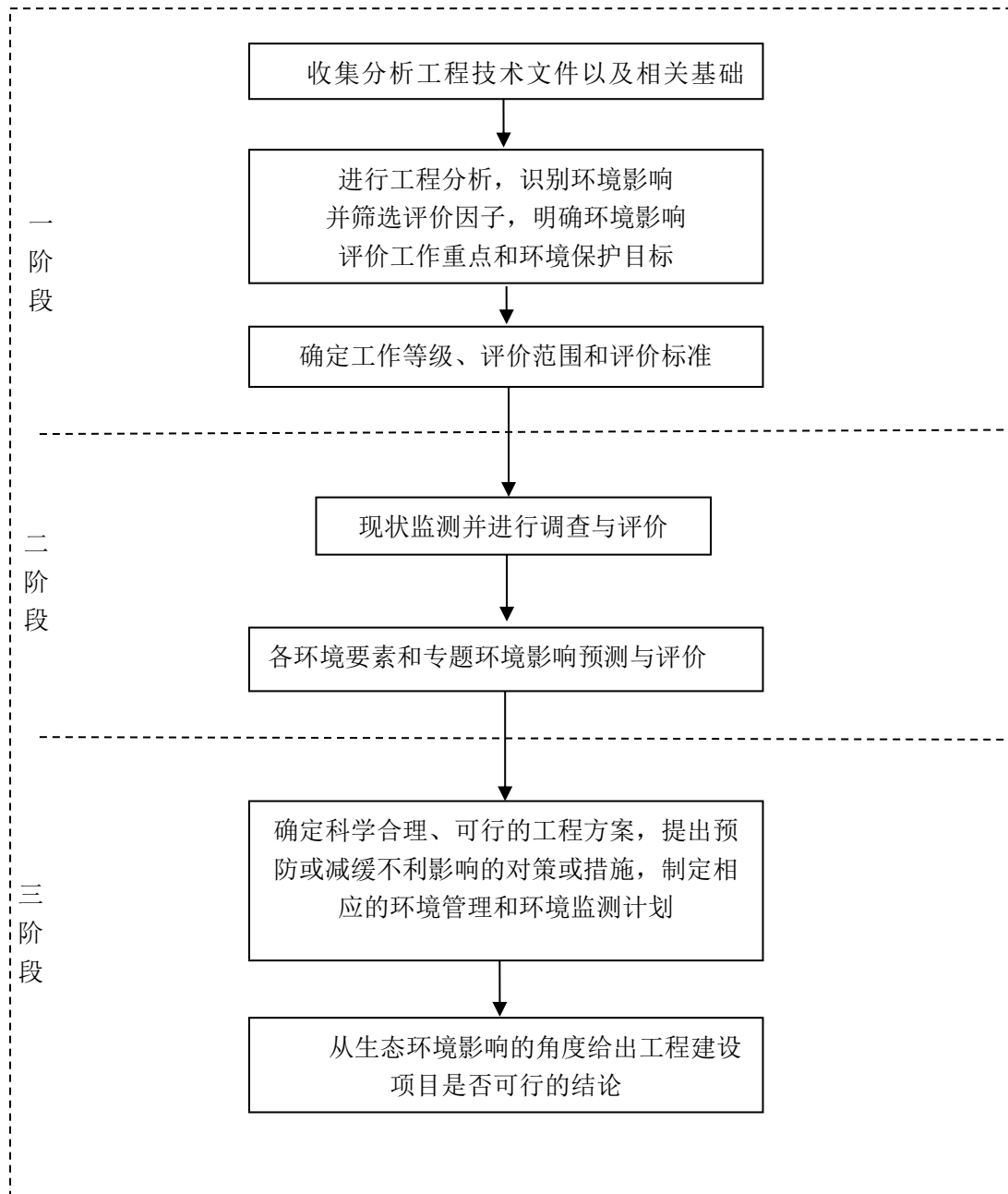


图 1.2.1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定结论

本项目为原油开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《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”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，符合国家产业政策要求。

(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。

(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勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划》（2021-2025）《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。本项目位于新疆维吾尔自治区和田地区墨玉县以北，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不属于主体功能区规划中确定的国家和新疆维吾尔自治区层面的禁止开发区域，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(4) 选址合理性分析判定结论

本项目部署 4 口井，新建集输管线 3.5km。本项目 YB101X 井、YB1-2 井、YB1-4 井均已完钻，YB102X 井目前正在钻井期，各井钻井环评手续齐全（和地环建函〔2022〕107 号、和地环审〔2024〕23 号、和地环建函〔2016〕045 号）。本项目均依托已建钻井工程，选址具有唯一性，新钻井为新区块同地层井，管线采取埋地敷设的方式。经调查，工程所在区域内无水源涵养区、地下水源地、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等环境敏感区；本项目占地范围均分布在墨玉县地方公益林内，但植被分布较为稀疏，钻井期已尽量避绕植被，本项目不涉及砍伐公益林，工程建成后所

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。

(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<和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》（和行发〔2021〕38号）要求，生态保护红线按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线。经核查，本项目不在生态保护红线范围内，所在区域属于墨玉县一般管控单元。

本项目采出水依托雅克拉集气站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，拉运至阿克苏塔河环保有限公司处理废液处理系统处理达标后回注油层；生活污水设移动环保厕所收集处理；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“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

本项目为原油开采项目，环境影响因素主要来源于采油、井下作业、输油、拉油等工艺过程，影响因素包括生态影响、以及污染物排放导致的环境污染。据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区。重点保护目标是评价范围内的墨玉县地方公益林。

本次评价关注的主要环境问题为油田开发施工期废气、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期无组织废气挥发、油田采出水、井下作业废水、含油污泥、落地油、井场永久占地等对周围环境的影响，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行性。

(1) 大气环境

本项目施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘、施工机械及运输车辆产生的燃油废气对环境空气产生的短期影响；运营期对大气环境的影响主要包括：油井采油过程中产生的无组织挥发烃类气体，以及柴油发电机废气排放对周围大气环境的影响。

（2）水环境

本项目评价区内无地表水体。采出水依托依托雅克拉集气站污水处理系统处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用罐回收作业废水，拉运至阿克苏塔河环保有限公司处理废液处理系统处理，生活污水设移动环保厕所收集处理。

（3）声环境

本项目施工期对声环境的影响主要为地面建设施工机械、车辆运行产生的噪声对周围声环境产生的影响；运营期对声环境的影响主要为井场生产设备运行产生的噪声对周围声环境产生的影响。

（4）土壤环境

本项目施工期对土壤环境的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响；运营期正常情况下不会对土壤产生影响，正常工况下，井喷的落地油、井下作业废水、集输管道的采出液泄露，集油器和原油罐车罐体破裂时的石油烃泄漏，垂直渗入可能土壤的环境影响。投产前地面工程建设时对土壤环境的扰动影响。项目建设期和运营期产生的落地油、含油污泥等污染物在风险事故状况下可能对土壤环境造成污染影响。

（5）生态环境

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

（6）固体废物

本项目施工期产生的固体废物（弃土、施工废料、生活垃圾、废油、含油废弃物）及运营期产生的固体废物（含油污泥、清管废渣、废润滑油、废防渗膜、废压裂液、废酸化液、废洗井液、生活垃圾、落地原油等）对环境的影响。

（7）环境风险

本项目的的环境风险是原油泄漏、井喷、井漏事故、管道刺漏对区域内

的大气环境、地下水环境、土壤环境、生态环境具有潜在危害性。

1.5 环境影响评价的主要结论

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。

本工程生产过程中，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工程的建设而改变。本工程建设后，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，本工程开发产生的废水、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，本工程建设是可行的。

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 年修正）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2018-01-01
5	中华人民共和国噪声污染防治法	中华人民共和国主席令第一〇四号	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2019 年修正）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国城乡规划法（2019 年修正）	13 届人大第 10 次会议	2019-04-23
13	中华人民共和国野生动物保护法（2022 年修订）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
14	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
15	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
16	中华人民共和国土壤污染防治法	13 届人大第 5 次会议	2019-01-01
17	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大第 15 次会议	2010-10-01
18	中华人民共和国矿产资源法（2009 年修正）	8 届人大第 21 次会议	2009-08-27
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	国务院令 第 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 第 204 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 第 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 第 743 号	2021-09-01
5	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
6	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
7	排污许可管理条例	国务院令 第 736 号	2021-03-01
8	中华人民共和国水土保持法实施条例（2011 年修订）	国务院令 第 120 号	2011-01-08
9	地下水管理条例	国务院令 748 号	2021-12-01
三	部门规章与部门发布的规范性文件		

玉北 1 号断隆带奥陶系油藏 YB102X 产能建设环境影响报告书

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第 4 号	2019-01-01
3	国家危险废物名录（2021 年版）	生态环境部 国家发展和改革委员会 公安部 交通运输部 国家卫生健康委员会部令第 15 号	2021-01-01
4	产业结构调整指导目录（2024 本）	国家发展和改革委员会令 会令第 7 号	2024-02-01
5	国家重点保护野生植物名录（2021 年）	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年 第 15 号	2021-09-08
6	国家重点保护野生动物名录	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年 第 3 号	2021-02-01
7	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
8	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
9	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03
10	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07
11	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
14	关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告	国环规环评〔2017〕4 号	2017-11-20
15	建设项目环境影响后评价管理办法（试行）	环境保护部令第 37 号	2016-01-01
16	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
17	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石化能评〔2020〕1 号	2020-03-19
18	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	环境保护部公告 2013 年 第 31 号	2013-05-24
19	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评〔2017〕84 号	2017-11-14
20	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环环评〔2016〕150 号	2016-10-26
21	关于印发建设项目竣工环境保护验收现场检查及审查要点的通知	环办〔2015〕113 号	2015-12-30
22	关于印发《建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕163 号	2015-12-10

玉北 1 号断隆带奥陶系油藏 YB102X 产能建设环境影响报告书

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	法（试行）>的通知		
23	石油天然气开采业污染防治技术政策	环境保护部公告 2012 年第 18 号	2012-03-07
24	工矿用地土壤环境管理办法（试行）	生态环境部令第 3 号	2018-08-01
25	关于发布《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 年第 1 号	2021-01-04
26	污染地块土壤环境管理办法（试行）	环境保护部令第 42 号	2017-07-01
27	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气（2021）65 号	2021-08-04
28	关于印发《重点行业挥发性有机物综合治理方案》的通知	环大气（2019）53 号	2019-06-26
29	建设项目危险废物环境影响评价指南	环境保护部公告 2017 年第 43 号	2017-10-01
30	突发环境事件应急管理办法	环境保护部令第 34 号	2015-06-05
31	关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知	环办（2014）30 号	2014-03-25
32	关于规范临时用地管理的通知	自然资规（2021）2 号	2021-11-04
33	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
34	国家级公益林管理办法	林资发（2017）34 号	2017-05-08
35	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
36	空气质量持续改善行动计划	国发（2023）24 号	2023-11-30
37	环境空气细颗粒物污染综合防治技术政策	环境保护部（2013）59 号	2013-9-13
四	地方法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区 13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	自治区 12 届人大第 29 次会议	2017-05-27
6	关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保（2019）4 号	2019-01-21
7	新疆国家重点保护野生植物名录	自治区林业和草原局与农业农村厅 2022 年修订	2022-03-09
8	新疆国家重点保护野生动物名录	自治区林业和草原局与农业农村厅 2021 年修订	2021-07-28

玉北 1 号断隆带奥陶系油藏 YB102X 产能建设环境影响报告书

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
9	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
10	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96号	2005-07-14
11	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发〔2017〕1号	2017-01-01
12	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
13	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133号	2018-09-06
14	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发〔2020〕142号	2020-07-29
15	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162号	2020-09-11
16	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
17	新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国水土保持法>办法	2013年7月31日修订	2013-10-01
18	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2012-10
19	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	2021-02-21
20	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021年版）的通知	新环环评发〔2021〕162号	2021-07-26
21	关于印发《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	和行发〔2021〕38号	2021-07-10
22	新疆维吾尔自治区生态环境保护“十四五”规划	自治区党委、自治区人民政府	2021-12-24
23	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及 2035 年远景目标	自治区 13 届人大第 4 次会议	2021-2-5
24	新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）	新疆维吾尔自治区人民政府	2022-08-28
25	新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法	新林规〔2021〕3号	2021-12-01
26	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

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

玉北 1 号断隆带奥陶系油藏 YB102X 产能建设环境影响报告书

序号	依据名称	标准号	实施时间
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
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	非常规原油开采污染控制技术规范	SY/T7482-2020	2021-02-01
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

2.2.3 相关文件和技术资料

(1) 《玉北 1 号断隆带奥陶系油藏 YB102X 井产能建设》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) 玉北复产生运行方案, 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司;
- (3) 玉北 1 号断隆带奥陶系油藏 YB102X 井产能建设可行性研究报告的批复, 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司;
- (4) 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

本项目主要包括井场配套地面工程、原油开采、集输及拉油工程等作业内容, 对环境的影响主要表现在施工期和运营期。施工期以井场地面、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、集输及拉运过程中产生的污染为主。环境影响因素识别详见表 2.3-1。

2.3.2 评价因子

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

玉北1号断隆带奥陶系油藏 YB102X 产能建设环境影响报告书

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
	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	
环境因素	油气集输地表扰动、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	试压废水、生活污水；	建筑垃圾、生活垃圾、工程弃土	施工机械和车辆噪声	无组织废气（挥发性有机物等）	采出水、井下作业废液、生活污水等污（废）水等	井下作业、采油、石油集输、拉油流程产生落地油、含油污泥、含油清管、生活垃圾废渣等	设备噪声和拉油车辆噪声	石油危险物质泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等事故引发的伴生/次生污染物	构筑物拆卸扬尘	地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃管道和设备、建筑垃圾、含油污泥等	土地复垦
地表水	○	○	+	+	○	○	+	○	○	+	○	○	○
地下水	○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	+	+
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○
土壤环境	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆生动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
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 环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
------	--------	--------

玉北1号断隆带奥陶系油藏 YB102X 产能建设环境影响报告书

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	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
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	水位、pH值、石油类、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氟化物、氯化物、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻	石油类
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、硫化氢	非甲烷总烃、硫化氢、SO ₂ 、NO _x
噪声	昼、夜等效连续A声级	昼、夜等效连续A声级
废水	-	采出水、生活污水、井下作业废水、管道试压废水
固体废物	-	施工期：危险废物（含油废物），一般工业固废（施工土方、施工废料），生活垃圾； 运营期：危险废物（落地油、含油污泥、清管废渣），一般工业固废（废防渗材料），生活垃圾
环境风险	-	原油、伴生气、硫化氢等；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、输油管道及储罐可能发生的泄漏事故进行预测分析

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本项目所在地位于新疆维吾尔自治区和田地区墨玉县境内，地处塔克拉玛干沙漠南缘的沙漠地区，根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）要求，工程所在区域属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

项目所在区域位于沙地，地表无常年地表水体分布，东距喀拉喀什河 7.8km。

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。

2.4.1.3 声环境

项目区为油田开发区，目前暂未进行声环境功能区划分，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为 2 类声环境功能区。

2.4.1.4 生态环境

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-塔克拉玛干沙漠生态亚区-塔克拉玛干沙漠西部流动沙漠景观生态功能区。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气

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，对于其中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，H₂S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。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
----	------	-----------------------	------

玉北 1 号断隆带奥陶系油藏 YB102X 产能建设环境影响报告书

		年平均	日平均	1 小时平均	
1	SO ₂	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012） 二级标准
2	NO ₂	40	80	200	
3	PM _{2.5}	35	75	/	
4	PM ₁₀	70	150	/	
5	CO	/	4000	10000	
6	O ₃	/	160	200	
7	非甲烷总烃	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准详解》
8	硫化氢 H ₂ S	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》 （HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值

2.4.2.2 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

2.4.2.3 声环境

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

2.4.2.4 土壤环境

项目区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	蒎	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

序号	项目	单位	风险筛选值 (pH>7.5)
7	铬	mg/kg	250
8	锌	mg/kg	300

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 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。

原油开采过程中井场边界无组织非甲烷总烃排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求,硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中改扩建项目二级标准。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
颗粒物	1.0	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)
NMHC (厂界外)	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)
NMHC (厂界内)	10	《挥发性有机物无组织排放控制标准》 (GB37822-2019)
H ₂ S	0.06	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准

2.4.3.2 废水

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910号)规定:在相关行业污染无可指标准发布前,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。

项目运营期产生的采出水在雅克拉集气站污水处理系统处理达标后回注油层,井下作业废水依托阿克苏塔河环保有限公司处理达标后回注油层,不向外部环境排放,回注水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》

(SY/T5329-2022)储层空气渗透率 $\geq 2.0\mu\text{m}^2$ 的标准,标准值见表 2.4-6。

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				

2.4.3.3 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)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 2 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)	2 类	60	50

2.4.3.4 固体废物

根据工程产生的各种固体废物的性质和去向,一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)要求。

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。

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)及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20 号)相关要求。

生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》(GB16889-2008)。

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本项目运营期废气排放物主要为井场无组织排放非甲烷总烃和硫化氢。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)和硫化氢(H₂S)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”）及其地面浓度达标准值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

ρ_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 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 5.2 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 2.5-1。

表 2.5-1 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{max} \geq 10\%$
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 2.5-2。

表 2.5-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	--
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		40.8
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-23.7
土地利用类型		沙地
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/ $^{\circ}$	/

表 2.5-3 主要废气污染源源强一览表（以 YB101X 井为主）

污染源名称	面源起点坐标/m		海拔高度(m)	矩形面源		与正北向夹角	面源有效排放高度(m)	年排放小时数(h)	排放工况	污染物排放速率(kg/h)	
	x	y		长度	宽度					NMHC	H ₂ S

				(m)	(m)	/°					
YB101X 井拉油流 程	-25	46	1208	140	120	30	5	7920	正常排 放	0.32	0.00063

估算结果详见表 2.5-4。

表 2.5-4 P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	$D_{10\%}$ (m)
1	YB101X 井拉油流 程	非甲烷 总烃	131.06	2000	6.55	158	0
2	YB101X 井拉油流 程	硫化氢	0.26	10	2.58	158	0

(2) 评价工作等级判定

根据上述计算结果，本项目无组织废气污染物 $1\% < P_{max} = 6.55\% < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018) 中评价工作分级判据，本项目大气环境影响评价工作等级为二级，评价范围为 2.5km 的矩形区域。

2.5.2 地表水环境评价等级和评价范围

(1) 评价等级

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)，项目属于水污染影响型建设项目。项目区内无地表水体，东距喀拉喀什河 7.8km，输油管道沿线无穿越任何地表水体。在油田正常开采程中，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。

(2) 评价范围

项目运营阶段正常情况无废水排放，本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

本项目与地表下位置关系图见图 2.5-1。

图 2.5-1 与地表水位置关系图

2.5.3 地下水环境评价等级和评价范围

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表(表 2.6-4),本项目属石油、天然气开采项目,为 I 类项目。评价范围内不存在集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地,且项目区不位于集中式饮用水水源的补给径流区,区域地下水划分为不敏感,依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中的地下水环境敏感程度分级表及建设项目评价工作等级分级表(表 2.6-5、表 2.6-6),确定本项目地下水评价等级为二级。

表 2.5-5 地下水环境影响评价行业分类表

行业类别 环评类别	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	

表 2.5-6 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、应急水源地,在建和规划的饮用水水源)准保护区;除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区,如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源,在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区;未划定准保护区的集中式饮用水水源,其保护区以外的补给径流区;分散式饮用水水源地;特殊地下水资源(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 2.5-7 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

(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。评价范围见图 2.5-2。

2.5.4 声环境影响评价等级和评价范围

本项目所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本项目声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设工程边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设工程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，本次环评声环境影响评价范围为井场及管线向外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.5-2。

2.5.5 生态环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的生态评价等级判定条件，判定过程详见表 2.5-8。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 2.5-8 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；	墨玉县地方公益林	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；	本项目占地面积为 0.062km ² < 20km ²	/
g	除本条 a~f 以外的情况，评价等级为三级；	/	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	/	二级

高的评价等级		
--------	--	--

(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)，考虑油气田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为井场及管线边界向外扩展 1km 范围。生态评价范围见图 2.5-2。

2.5.6 土壤环境评价等级和评价范围

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 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）本项目不属于会造成土壤盐化、酸化、碱化的生态影响型项目，属于污染影响型建设项目。

1) 建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则—土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A，本项目行业类别属于“采矿业—石油开采”，项目类别属于“I类”项目。

2) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）和小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”，本项目永久占地面积为 1.22hm^2 ，占地规模为**小型**。

3) 建设项目敏感程度

本项目占地类型主要为沙地，项目区位于地方公益林内，土壤环境敏感程度为“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），污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-9。

表 2.5-9 污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分依据一览表

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

本项目属于采矿业的石油开采，属于**I类**项目，项目占地规模为**小型**，

环境敏感程度为**较敏感**，污染影响型土壤环境影响评价工作等级为**二级**。本次工程土壤评价等级为**二级评价**。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），并结合本项目特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为井场边界向外扩展 200m 的矩形区域范围。评价范围见图 2.5-2。

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

本项目涉及的风险物质主要为原油。主要存在于站内设备及管线内，原油主要储存在多功能集油器、原油储罐内。玉北区块天然气产量低，硫化氢含量少，硫化氢不参与评价等级判定。

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为原油。本项目主要风险单元为原油罐区和集输管线，本项目共设置 4 座 40m³ 多功能集油器、2 座 50m³ 落地原油罐，总罐容 340m³，按照原油密度 0.9256g/cm³ 计算，原油罐内原油最大储量为 314.7 吨。本项目集输管线长度 3.5km，平均管径为 DN80，按充满度 80% 计算，集输管线内原油最大储量为 52.1 吨。

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：q₁, q₂, ..., q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, ..., 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≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

本项目 Q 值的确定见下表。

表 2.5-10 本项目风险单元 Q 值一览表

序号	风险源	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
1	原油罐	原油	—	314.7	2500	0.13
2	管线	原油	—	52.1	2500	0.02
Q值Σ						0.15

根据上表计算结果，本项目 $Q=0.15$ ， $Q<1$ ，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。

图 2.5-2 评价范围图

2.6 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

根据开发建设和运营期间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) 项目建设应符合清洁生产的原则，采取成熟可靠的工艺技术，保证拟建项目污染物实现达标排放（符合相应标准要求，废气达标排放，采出水达标回注，固体废物得到合理利用及无害化处置），项目主要污染物总量符合国家和地方控制要求。

(2) 项目建成后，评价区域环境质量不发生较大改变，将工程对生态环境的不利影响降低到最小程度，仍保持相应环境功能区划要求。

2.6.2 环境保护目标

本项目位和田地区墨玉县境内。根据资料收集和现场调查，本项目不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。除油区工作人员外，项目区无人居住。评价范围内主要保护目标为野生动植物、墨玉县地方公益林公益林。

本项目环境保护目标见表 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标和生态保护敏感区	与敏感点最近的工程及距离	敏感点环境质量保护要求
1	大气环境	评价区大气	/	《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
2	声环境	/	/	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，不因本项目建设降低区域声环境质量
3	水环境	地下水	项目区及周边	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，不因本项目建设降低区域地下水环境质量
4	土壤	评价范围内土壤	井场周边 200m	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）

5	生态环境	墨玉县公益林	本次工程在和田地区墨玉县境内涉及占用地方公益林 4.736hm ² ，其中 1.22hm ² 为永久占地，3.516hm ² 为临时占地。	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。
		野生动、植物	评价区内荒漠植被及野生动物	尽量减少因施工对植被的破坏、严禁猎杀野生动物，施工结束后播撒草籽辅助恢复
6	环境风险	区域大气、土壤、地下水、公益林等	项目区及周边	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段。

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

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

2.8 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 2.8-1。

表 2.8-1 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 区块勘探开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块勘探开发现状

截至目前玉北区块已建成钻井 24 口，其中探井 15 口，评价井 9 口；直井 18 口，水平井 4 口，斜井 2 口；其中有 20 口井位于墨玉县，3 口井位于洛浦县，1 口井位于皮山县。目前除 YB102X 目前正在钻井期外，其余 23 口井均已完钻并在完成油气测试后对已钻井封井。因玉北区块目前暂无外输管线，区块试采期采出液采用暂存于原油储罐内，再通过罐车拉运方式。因玉北区块为新勘探开发区域，目前暂无处理站，采出液均拉运至雅克拉集气站或其他处理站处理。钻井期建设单井进场道路平均约 10km，其余均依托路依托现有农村道路、县道及油区巡检道路。玉北区块目前处于勘探期，没有电力线路，钻井期依托柴油发电机供电。

截止目前，项目已建工程均已取得环评批复并通过自主验收。

3.1.2 预探手续情况

根据调查统计，本项目 YB101X、YB1-2、YB1-4、YB102X 四口井在钻井前均开展了环境影响评价，并取得了环评批复，YB101X、YB1-2、YB1-4 完成了竣工环保验收，YB102X 目前正在钻井，YB101X 井正在进行完钻后的测试。玉北区块各井基本参数及环评批复统计表见表 3.1-1。

表 3.1-1 玉北区块探井基本情况及环评批复统计表

井号	所在环评报告	批复文号及批复时间	验收时间
YB101X	西北油田分公司玉北 101 斜井（勘探井）钻井工程	和田地区生态环境局 和地环建函（2022）107 号 2022.09.05	2024 年 1 月完成自主 验收
YB102X	西北油田分公司 YB102X 井（勘探井）钻井工程	和田地区生态环境局 和地环审（2024）23 号 2024.02.22	目前正在钻井 竣工验收已委托，计 划完井后开展竣工验 收
YB1-2、YB1-4	玉北勘探评价井项目	原和田地区环境保护局 和地环建（2016）045 号 2016.05.11	2024 年 3 月完成自主 验收

3.1.3 勘探期环境影响评价回顾

结合《西北油田分公司玉北 101 斜井（勘探井）钻井工程》的环境影响评价及竣工环境保护验收调查报告、《玉北勘探评价井项目竣工环境保护验收调查表》和环评组现场调查情况，根据环境要素对玉北区块现有探井进行回顾性分析评价。

（1）生态环境影响回顾评价

勘探期工程占地均办理了征地手续，作业过程均在划定的施工作业范围进行，无乱开道路现象，占地类型均为沙地，占地面积与环评阶段基本一致，施工结束后及时对临时占地进行了清理平整。按照相关技术要求进行了封井。工程区域大部分区域地表植被稀疏，会造成较小生物量损失，但不会造成区域的生物多样性下降。由于区域的野生动物种类少，项目对野生动物的影响较小。生态恢复充分利用区域气候、地形地貌和植被生长习性，采取自然恢复方式。因此，工程建设对生态环境影响较小。

（2）废气污染物回顾

钻井期主要废气污染源为施工机械、运输车辆燃油产生的废气、测试放喷废气、事故放喷废气，均属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。施工期物资运输及堆存加盖篷布，减少了大气污染物排放。钻井期间柴油发电机产生的尾气，使用国标六燃油，加强检修，使设备处于良好的运行状态，做到柴油机尾气稳定达排放达标。由于区块周围无居民区等敏感区，废气排放量不大，扩散条件良好，因此，未对周边环境造成大的污染影响。

（3）钻井废水回顾

经调查，井场废水进入岩屑池（污水池）暂存，均已就地固化填埋；在完成钻井后，对生活污水池粪便、污水清理干净后，进行覆土填埋处理。YB101X 井钻井期间未进行压裂酸化作业，未产生酸化压裂废水；钻井泥浆（也有称钻井废水），是钻井返排液进入井队泥浆分离系统，分离后的液体回用于钻井液配备，不外排；生活污水经一体化污水处理装置处理，处理后经检验合格后用作于井场道路洒水抑尘。

井场未发现遗留水环境问题。

(4) 噪声回顾调查

玉北区块地处沙漠腹地，周边无噪声敏感目标，钻井噪声主要为钻井机械、泥浆泵噪声等。对环境的影响是暂时的，影响时间短，通过基础减振及设置隔声罩等措施，有效降低了对环境的影响。

(5) 固体废物回顾调查

钻井期使用泥浆为水基聚合物泥浆和水基磺化泥浆，在井口分离产生岩屑，采用泥浆不落地技术对岩屑进行处理，经检测达标后用于油田道路或垫井场。产生的废油用废油罐收集，在施工结束后废油清运至巴州联合环境治理有限公司；生活垃圾集中收集后，清运至库车景胜新能源环保有限公司进行处理。

钻井期产生的固体废物均妥善处置。

YB101X 罐区恢复后	生活区一体化污水处理装置场地恢复后
YB1-7 井场封井	YB1-6 井场封井
YB1-6 井场周边草方格	YB1-4 井场占地平整

3.1.4 存在环保问题及“以新带老”措施

(1) 环境问题

根据评价期间现状调查结果以及现行法律法规文件要求，现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井场道路采用砂石路面，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：

玉北区块位于沙漠内，由于工程所在区域气候干旱，水土条件较差，风力强大，地表土质疏松干燥，管线、井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。

井场道路

YB101X 井场罐区恢复后

(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加强环境管理，逐步推广使用钢模基础，可重复利用，减少井场水泥块等固废的产生量。

②督促施工单位，对临时占地进行恢复，平整场地，减少对区域环境的影响。在本次部署的井场、管线沿线沙化严重的地段，采用草方格固沙工程措施进一步降低沙漠化程度。

③YB102X 井完钻后，尽快完成钻井工程的竣工环保验收。

3.2 工程概况

3.2.1 工程基本情况

3.2.1.1 工程名称和性质

工程名称：玉北 1 号断隆带奥陶系油藏 YB102X 井产能建设

建设性质：新建

3.2.1.2 建设地点

本区块位于塔里木盆地西南巴麦隆起的麦盖提斜坡玉北 1 号断裂带，行政上隶属新疆维吾尔自治区和田地区墨玉县境内，距墨玉县城约 116km。项目区中心地理坐标为：东经***，北纬***。地理位置图见图 3.2-1。

3.2.1.3 建设内容及规模

本次工程包括地面工程、管线工程及其他配套工程。本项目四口井预计三年累产油 3.35 万吨。

(1) 地面工程

新建 4 座井场采油设施；

(2) 管线工程

新建单井集输管线 3.5km，管径 DN80，起点 YB102X 井，终点 YB1-2 井；

(3) 井场改造

改建 YB101X 临时拉油流程，在 YB101X 新建 4 座 40m³ 多功能集油器，2 座 50m³ 落地罐、新增捞油缓冲罐、卸油泵各 1 台，新增氮气补压流程 1 台；

——YB101X、YB102X 井采用机抽生产，采出液经单井集输管道输送至多功能集油器中。

——YB1-2X 井、YB1-4 井采油捞油模式生产，捞出采出液采用 20m³ 油罐车拉至 YB101X 井拉油流程中 2 座 50m³ 落地罐中。

3.2.1.4 工程组成

本项目组成一览表详见表 3.2-1。

3.2.1.4 工程投资

工程预算总投资 1069.83 万元。

3.2.1.5 劳动组织及定员

本项目运行管理由雅克拉采气厂负责，采气厂派驻监督人员 2 名，在岗 1 人，区块捞油采取业务外包方式，本次不再新增人员。

图 3.2-1 地理位置图

玉北 1 号断隆带奥陶系油藏 YB102X 产能建设环境影响报告书

表 3.2-1 工程组成一览表
基本情况

项目	基本情况		备注	
项目名称	玉北 1 号断隆带奥陶系油藏 YB102X 井产能建设			
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	新疆维吾尔自治区和田地区墨玉县境内			
建设性质	新建			
总投资	1069.83 万元，环境保护投资约 75 万元，环境保护投资占总投资的 7.01%			
占地面积	项目总占地面积为 4.736hm ² ，其中永久性占地面积为 1.22hm ² ，临时占地面积 3.516hm ²			
建设内容	主体工程	采油工程	YB101X 井、YB102X 井初期自喷开采，停喷或需要提液时采用有杆泵生产；YB1-2 井、YB1-4 井初期自喷开采，停喷或需要提液时采用捞油生产。	
		地面工程	新建井场：部署井场 4 座(YB101X、YB1-2、YB1-4、YB102X)，新建 4 座井场采油设施。	
			改造原 YB101X 井临时拉油流程，新增捞油缓冲罐、卸油泵各 1 台，氮气补压流程 1 台，新增 2 台 50m ³ 落地罐、4 台 40m ³ 多功能集油器及底部装车撬。	
	集输工程	新建管线 3.5km，管径 DN80，起点 YB102X 井，终点 YB1-2 井，将 YB1-2 井、YB1-4 井初期自喷采出液及 YB102X 采出液输送至 YB101X 拉油流程；		
	公辅工程	道路	不新建道路，利用现有已建道路。	利旧
		供配电	本项目前期在 YB101X、YB102X 各放置 120kw 柴油发电机一台，满足工程用电需求，后期并入当地电网。	
		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	玉北区块原油凝固点低，配套流程不需加热设施。	
		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。	
	消防	井场配备一定数量的移动式消防器材等设施。		

玉北 1 号断隆带奥陶系油藏 YB102X 产能建设环境影响报告书

环 保 工 程	废气	<p>施工期: 废气包括施工扬尘、焊接烟尘、机械、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆减速慢行、物料苫盖等措施；</p> <p>运营期: 柴油发电机燃料燃烧废气；储罐储存过程产生的无组织挥发性有机物；油罐车装油、卸油及运输过程产生的无组织挥发性有机物等；</p> <p>退役期: 废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施。</p>	
	废水	<p>施工期: 施工期废水主要为试压废水及生活污水。生活污水设移动环保厕所收集处理。管道试压废水采用洁净试压结束后，可用作场地洒水降尘。</p> <p>运营期: 运营期废水包括采出水、井下作业废水及生活污水，采出水处理依托雅克拉集气站污水处理系统处理，达标后回注地层，井下作业废水自带回收罐回收后送至阿克苏塔河环保有限公司处理，达标后回注地层。运营期现场工作人员很少，生活污水设移动环保厕所收集处理。</p> <p>退役期: 无废水产生</p>	
	噪声	<p>施工期: 选用低噪施工设备，合理安排作业时间；</p> <p>运营期: 选用低噪声设备、基础减振；</p> <p>退役期: 选用低噪施工设备，合理安排作业时间。</p>	
	固废	<p>施工期: 施工期固废主要包括施工土方、施工废料和生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分依托阿克苏塔河环保有限公司工业固废填埋场处理；生活垃圾集中收集后定期运至墨玉县生活垃圾卫生填埋场处置；</p> <p>运营期: 运营期产生的固体废物主要为含油污泥、清管废渣、废防渗膜、废润滑油、废压裂液、废酸化液、废洗井液、落地原油和生活垃圾等。含油污泥、清管废渣、废润滑油委托有危废处置资质单位处置；废防渗膜委托依托阿克苏塔河环保有限公司工业固废填埋场处理；生活垃圾依托墨玉县生活垃圾卫生填埋场处理；落地原油由作业单位 100%回收；废压裂液、废酸化液、废洗井液采用专用罐回收，集中收集后，由阿克苏塔河环保有限公司处理系统，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层。</p> <p>退役期: 废弃管线、废弃建筑残渣收集后送阿克苏塔河环保有限公司处理妥善处置；</p>	
	生态保护	<p>施工期: 严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方充分利用挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘等，井场周边设置草方格防风固沙。</p> <p>洒水降尘；井场周边以及管线两侧设置草方格防风固沙。</p> <p>运营期: 定时巡查井场。</p>	

玉北 1 号断隆带奥陶系油藏 YB102X 产能建设环境影响报告书

	环境风险	退役期: 洒水降尘, 地面设施拆除、水泥条清理, 恢复原有自然状况。	
		施工期: 采用“环保防渗膜+水 泥压边”。 运营期: 井场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪。纳入雅克拉采气厂环境风险应急预案。定期对井场进行巡视。	
	阿克苏塔河环保有限公司 (原塔河绿色环保站)	本项目井下作业废水依托阿克苏塔河环保有限公司处置, 阿克苏塔河环保工程有限公司于 2005 年 8 月批准注册, 2009 年 12 月取得新疆维吾尔自治区环境保护厅核发的危险废物经营许可证。公司生产经营范围: 油区生态污染治理, 土壤修复服务: 污水处理及其再生利用, 化工物料及矿物油污染的受浸突然、含油污泥、油田废液(含压裂返排液)、废泥浆(水基、油基)、钻井泥浆不落地、废化剂、一般固废的回收、储存、处置及资源化利用。废液油泥、落地油泥、集输系统污油泥、污水处理系统油泥, 设计年处理规模 $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$, 目前实际处理量约为 $2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。	
	雅克拉集气站	本项目采出水依托雅克拉集气站, 雅克拉集气站污水处理站 2008 年建成投产, 负责雅克拉、单井的污水处理与外输。含油污水进入 200m^3 接收罐, 接着进入 200m^3 沉降罐进行物理化学沉降, 通过提升泵进入 100m^3 缓冲罐, 再通过核桃过滤器进行过滤, 过滤后进入 200m^3 的注水罐通过污水泵输送至塔河四号联合站注水井, 回注地层不外排。	
	墨玉县生活垃圾卫生填埋场	墨玉县生活垃圾卫生填埋场位于墨玉县城距城区以西南 23 公里的波期坦库勒乡的戈壁滩, 项目总投资 2552.71 万元, 建设用地面积占地面积 7.5 万平方米, 近期处理生活垃圾 100t/d , 远期处理生活垃圾 145t/d , 垃圾填埋场地下 3 米, 地上最高 6 米, 平原地形, 垃圾填埋厂有效库容 54 万平方米, 填埋场使用年限约为 11 年。	

3.2.2 油（气）藏特征及流体性质

3.2.2.1 原油物性

玉北井区原油相对密度介于 0.9238~0.9271g/cm³，平均 0.9256g/cm³；运动粘度 0.84mm²/s；含硫量 0.78%；含水量介于 1.47%~24.99%，平均 12.24%；凝固点<-16℃。

综上所述，玉北井区原油属低密度、低粘度、低含硫、低凝固点的中-重质原油。YB101X 物性见表 3.2-2。

表 3.2-2 YB101X 井原油常规分析数据

井号	YB101X				
性质	密度 (ρ_{20}) (g/cm ³)	粘度 ($\nu_{30}^{\circ\text{C}}$) (mm ² /s)	凝点 (°C)	含硫 (%)	含蜡 (%)
	0.9256	0.84	-16	0.78	1.6

原油常规分析数据以 YB101X 为例

3.2.2.2 伴生气物性

奥陶系天然气为凝析气，油气比 30:1，天然气氮气含量 8.12%，CO₂ 含量为 52.19%，硫化氢含量 103mg/m³，现场火炬火焰波动明显、不稳定，不适合作为燃气使用。YB101X 井天然气组分特征见表 3.2-2。

表 3.2-3 YB101X 井天然气组分特征表

井号	YB101X					
性质	甲烷 (%)	乙烷 (%)	丙烷 (%)	N ₂ (%)	CO ₂ (%)	相对密度
	25.88	5.19	4.36	8.12	52.19	1.2125

天然气组分特征表以 YB101X 为例

3.2.2.3 地层水物性

本项目共有 2 口井进行过地层水全分析，氯根含量 82444.12mg/L，水型为氯化钙型，总矿化度为 1.34057×10⁴mg/L，密度 1.097g/cm³，为氯化钙水型，PH 值 6.15，整体上呈弱酸性，见表 3.2-4。

表 3.2-4 地层水全分析数据

井号	密度 (g/cm ³)	PH 值	Cl ⁻ 含量 (mg/L)	总矿化度 (mg/L)	水型
YB1-2	1.099	6.3	82334.04	134266.62	苏林氯化钙型
YB1-4	1.095	6.0	82554.19	133847.15	苏林氯化钙型
平均	1.097	6.15	82444.12	134056.89	苏林氯化钙型

3.2.3 主要经济指标

根据建设单位提供资料本项目单井设计产油平均 8.47t/d，产水 3.37t/d，预计年产水 0.44×10⁸m³，年产油 1.12×10⁴t。拟建工程主要技术经济指标见表 3.2-5。

表 3.2-5 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	指标名称		单位	数量	备注	
1	设计 指标	多功能 集油器	规格	m ³	40	Φ2400×9359×16 2 座
2			装量系数	-	0.85	
3			设计压力	MPa	1.6	
4			运行压力	MPa	0.5	
5	开发 指标	井场	座	4	YB1-2、YB1-4、YB101X、YB102X	
7		产水	t/d	13.46	4 口井合计	
8		产油	t/d	33.94	4 口井合计	
9		新建集输管线	km	3.5	DN80 4.0MPa; 起点 YB102X 井, 终点 YB1-2 井	
10		柴油	t/a	13.2	2 台 120kW 柴油发电机	
11	综合 指标	永久占地	hm ²	1.22		
12		临时占地	hm ²	3.516	管线长 3.5km, 作业带宽度 6.0m	
13		年工作日	天	330		
14		职工人数	人	2		
15		总投资	万元	1069.83		
16		环保投资	万元	75		

3.2.4 总体开发方案

3.2.4.1 总平面布置

本项目计划部署井场 4 座，新建 4 座井场采油设施（YB1-2、YB1-4 井钻井环评批复为和地环建〔2016〕045 号，目前已完钻，已完成自主验收；YB101X 井钻井环评批复为和地环建函〔2022〕107 号，目前已完钻，已完成自主验收；YB102X 井钻井环评批复为和地环审〔2024〕23 号，目前正在钻井）；新建集输管线 3.5km；改造 YB101X 井原有临时拉油流程，新增 4 台 40m³ 多功能集油器，2 座 50m³ 落地罐，1 台捞油缓冲罐、1 台卸油泵，同时配备氮气补压流程 1 台；配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。本项目总布置见图 3.2-2。

图 3.2.-2 平面布局图

本项目井位坐标见表 3.2-6。

表 3.2-6 井位坐标一览表

序号	井位名称	经度	纬度	备注
1	YB1-2 井	***	***	
2	YB1-4 井	***	***	
3	YB101X 井	***	***	
4	YB102X 井	***	***	

3.2.4.2 开发指标预测

按照 YB1-2、YB1-4 井捞油生产，YB101X、YB102 井机抽生产，预计三年累产油 3.35 万吨，产水 1.33 万吨。产能预测表见表 3.2-7

表 3.2-7 本项目产能预测表

井场	2024 年		2024 年		2024 年		全周期	
	累产油 (吨)	累产水 (吨)	累产油 (吨)	累产水 (吨)	累产油 (吨)	累产水 (吨)	累产油 (吨)	累产水 (吨)
YB101X	5788	305	4130	904	2433	3679	12351	4888
YB102X	4591	242	7218	448	1798	708	13607	1398
YB1-2	2094	1688	1246	1242	724	722	4064	3652
YB1-4	1551	1419	1271	1271	701	701	3523	3391
合计	14024	3654	13865	3865	5656	5810	33545	13329

3.2.5 主体工程

主体工程包括采油工程、集输工程和地面工程，其中地面工程包括井场建设及改造 YB101X 井临时拉油流程。

3.2.5.1 采油工程

目前 YB1-2、YB1-4、YB101X 井已完成钻井工作，YB102X 井目前正在钻井期，4 口井的钻井工程均已获得环评批复（详见表 3.1-1 及附件）。钻井基本参数表见表 3.2-8。

表 3.2-8 钻井基本参数

井号	钻井性质	井型	井深结构	设计井深	完井方式	备注
YB101X	评价井	水平井	四开	5788m（斜）/5170m（垂）	酸压完井	
YB102X	勘探井	斜井	四开	5207.5m（垂）/6016.18（斜）		未完钻
YB1-2	评价井	斜井	四开	5450.00（垂）	酸压完井	
YB1-4	评价井	直井	四开	5138m	酸压完井	

——YB101X、YB102X 井初期自喷生产，自喷结束后转机抽生产，选用Φ38 杆式泵，泵挂深度 2800 米，配套 14 型游梁式抽油机，最大载荷 118KN，功率 37KW。

——YB1-2X 井、YB1-4 井初期自喷生产，自喷结束后采油捞油模式生产。

3.2.5.2 管线工程

本项目新建集输管线 3.5km，起点为 YB102X 井，终点为 YB1-2 井管线，规格为 DN80，材质为低压柔性复合管，4.0MPa，埋地敷设，采用不加热集输工艺。

管线工程主要设备设施一览表见 3.3-9。管线走向示意图见图 3.2-3。

表 3.2-9 管线工程工作量一览表

设备名称	规格	单位	数量	管道材质	备注
集输管线	DN80、4.0MPa	km	3.5	低压柔性复合管	埋地 30mm 厚闭孔发泡交联聚乙烯保温（带转换接头 2 个）

图 3.2-3 管线走向示意图

新建管线起点为 YB102X 井，终点为 YB1-2 井管线，将 YB1-2 井、YB1-4 井初期自喷采出液及 YB102X 井采出液输送至 YB101X 拉油流程。

3.2.5.3 地面工程

本项目地面工程包括部署井场 4 座，新建 4 座井场采油设施，改造原 YB101X 井场临时拉油流程。

(1) YB1-2、YB1-4 井

YB1-2、YB1-4 井场采用捞油作业，不新增撬装设备，地面依托钻井期地面。井场平面布置见图 3.2-4。

图 3.2-4 YB1-2、YB1-4、YB102X 井场平面布置图

捞油作业时，在井口周边进行，作业范围已有井口为中心 40m×40m 的矩形区域，在作业范围地面敷设防渗膜。捞油作业主要设备材料清单见表 3.2-10。

表 3.2-10 捞油作业主要设备清单

序号	设备名称	型号	数量	备注
1	抽汲车	通化 THT414CH60TXJ	1 台	
2	江铃皮卡车	江铃 JX1021DSP	1 辆	值班车
3	轻型普通货车	江铃 JX1040TSGA23	1 辆	拉料
4	20m ³ 车载罐	20 m ³	1 个	捞油倒运用
5	手压泵		2 套	泵压达 12-16Mpa
5	液压防喷盒	HBV-30	2 套	密封圈 4 套
6	钢丝绳封井剪切装置		1 个	手动液压式
7	加重杆	5m×50 mm×90 kg	1 根	
8	钢丝绳	3000m×13mm	1 盘	耐拉强度 10 吨
9	抽子	HSGD/68	1 套	
10	抽汲胶皮	新式胶皮	100 个	胶皮外径 73mm
11	防喷管	2 ⁷ / ₈ "EUE×6m	1 根	
12	刀刮布		4 卷	铺垫井场
13	警示牌		2 个	
14	警戒带		1 盒	
15	风向标		2 个	

捞油完毕设备归还雅克拉采气厂。

(2) YB101X 井、YB102X 井

YB101X 井、YB102X 井采用杆式泵进行机抽生产，井场主要设备有 1 座采油树、配套 14 型抽油机、120KW 柴油发电机 1 台、配电柜等，井场地面依托钻井期地面。井场平面布置见图 3.2-5。

图 3.2-5 YB102X 井场平面布置图

(3) 改造拉油流程

本项目改造原 YB101X 井临时拉油流程，目前 YB101X 井场有钻井期临时简易拉油流程一套，包含临时租赁 40m³ 多功能集油器两座，密闭装车鹤管一套，临时放空一套。本项目计划新建 4 座 40m³ 多功能集油器、2 台落地罐 50m³，新增 1 台捞油缓冲罐、1 台卸油泵，配备氮气补压流程 1 台，玉北区块原油凝固点低，配套流程不需加热设施。采出液由原油罐车运至雅克拉集气站处理站集中处理。井场平面布置见图 3.2-6。

图 3.2-6 YB101X 井场平面布置图
YB101X 井场设备列表见表 3.2-10。

表 3.2-10 YB101X 井拉油流程设备列表

现有设备			新建设备		
设备名称	数量	型号	设备名称	数量	型号
多功能储集罐	2 座	DN2400 40m ³ (租赁)	多功能储集罐 DN2400 40m ³	4 座	拆除原有 2 座 租赁多功能 储集罐
密闭装车鹤管	1 套		落地罐	2 座	50m ³
柴油发电机	2 台	80KW	捞油缓冲罐	1 座	
放空系统	1 套		卸油泵	1 台	
罗茨泵	2 台		氮气补压流程	1 套	
捞油卸车撬	1 个		柴油发电机	1 台	120KW
底部装车撬	1 个		抽油机	1 套	

3.2.6 辅助工程

3.2.6.1 道路工程

各单井道路从就近道路引接，前期钻井路已与已建道路连接，本次不新增道路，均依托钻井期道路。

3.2.6.2 给排水

本项目运营期生产、生活用水量很小，可采用水罐车就近拉运至井场。

本项目运营期采出水依托雅克拉集气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阿克苏塔河环保有限公司处理废液处理系统处理，不外排。

3.2.6.3 供配电

本项目计划前期在 YB101X 井、YB102X 井各放置一台 120kw 柴油发电机，保障工程用电需求，发电机使用轻质柴油作为燃料；YB101X 井拉油流程，依托井场原有 80kw 柴油发电机；后期并入当地电网。

3.2.6.4 自控

YB101X 井口设置 RTU，采集的生产数据传至雅克拉采气厂调控中心。

3.2.5.5 通信

YB101X、YB102X 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。

3.2.5.6 暖通

YB101X 井场生活区采用电暖器供暖，本项目管道采用不加热集输工艺。YB1-2、YB1-4、YB102X 井场施工期和运营期无需供热。

3.2.7 依托工程

本项目依托阿克苏塔河环保有限公司、雅克拉集气站及墨玉县生活垃圾卫生填埋场。

3.2.7.1 阿克苏塔河环保有限公司（原塔河油田绿色环保站）

（1）基本情况

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位于库车市与轮台县交界处，行政区划隶属阿克苏地区库车市，距轮台县约 51km，距轮南镇 23.5km，东侧 15km 为沙漠公路，东南侧 3.75km 为塔河油田采油一厂基地。塔河油田绿色环保站于 2014 年 6 月取得固废液处理站项目环评批复(阿地环函字〔2014〕236 号)，并于 2015 年 12 月完成竣工环境保护验收(阿地环函字〔2015〕501 号)。2015 年 7 月取得污油泥处理站扩建项目环评批复(新环函〔2015〕811 号)，并于 2016 年 12 月完成竣工环境保护验收(新环函〔2016〕2005 号)。处理场占地 235451m²，建筑面积 68884.0m²，绿地面积 47080m²。

（2）含油污泥处理系统

塔河油田绿色环保站内含油污泥处理系统主要处理废液油泥、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，辅助烧处理技术，主体工艺流程主要包括: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。污油泥处理站紧邻塔河油田一号固体废物液废处理场，平面布置图 3.2-4。目前，塔河油田绿色环保站运行的含油污泥处置装置有 4 套，

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, 现状年处理含油污泥的量为 3.9 万 m³, 富余处理能力 2 万 m³, 本项目落地油产量为 0.236t/a, 含油污泥处理系统满足本项目落地油处理需求, 依托处理设施可行。

图 3.2-4 塔河油田污油泥处理站平面布置图

图 3.2-5 塔河油田污油泥处理站工艺流程图

(3) 固废液处理系统

塔河油田一号固废液处理站主要处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液及生活垃圾、含油废物等。塔河油田一号固废液处理站现有 2 座 10000m³ 工业垃圾池、库容 73100m³ 的生活垃圾池、6 座总容积为 10×10⁴m³ 固体垃圾池、3 座总容积为 36000m³ 污油泥接收池、1 座 5000m³ 脱硫剂暂存池、1 座 5000m³ 药渣暂存池、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 套处理能力 1430m³/d 的一体化设备配套处理设施(包括缓冲沉降池、二次调节池、加药调节池)、一体化气浮处理设备及相应的公用设施。

目前, 塔河油田绿色环保站废液处理规模为 65m³/h, 现状处理量为 9.2m³/h, 富余处理能力 55.8m³/h, 本项目井下作业废水产生量为 52.42m³/a (折合 0.16m³/h), 因此塔河油田绿色环保站处理废液装置处理能力可满足本项目需求。

(4) 依托可行性分析

表 3.2-11 阿克苏塔河环保有限公司依托可行性分析一览表

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
井下作业废水	65m ³ /h	9.2m ³ /h	55.8m ³ /h	0.16t/d	依托可行
含油污泥处理系统(m ³ /a)	6×10 ⁴	3.9×10 ⁴	2.1×10 ⁴	0.236t/a	依托可行
工业垃圾填埋场	20000m ³	12000m ³	8000m ³	0.014t/a	依托可行

3.2.7.2 雅克拉集气站

(1) 基本情况

雅克拉集气站为“雅克拉-大涝坝气田开发建设工程”的附属工程，于 2005 年 6 月 14 日取得新疆维吾尔自治区环保厅批复（新环自函〔2005〕275 号）。2007 年 1 月 29 日通过原阿克苏地区环境保护局竣工环境保护验收意见（阿地环函字〔2007〕20 号）。截至目前，雅克拉气田累计产凝析油 333.2 万吨，原油采出程度 46.64%，累计采气 151.9 亿方，天然气采出程度 48.21%。雅克拉气田地层压力保持较好，气田采用衰竭式开采，设计稳产 10 年，目前已稳产 15 年，现有进站高压井 22 口，低压井 4 口，区块日产气 220~240 万方。雅克拉集气处理站于 2005 年投产，设计天然气处理量为 260×10⁴m³/d，凝析油设计处理量为 515t/d，液化气产量 130t/d，轻烃产量 61t/d，目前日处理气 220~240×10⁴m³/d。

流程描述：油气井流物进入处理站装置区的计量和生产分离系统进行气液分离，气相与天然气增压后的低压不凝气作为天然气凝液回收装置的原料天然气，首先进入分子筛入口分离器，除去液态和固体杂质后，分离器的气相进入分子筛脱水系统，采用两塔分子筛脱水工艺脱除天然气中含有的饱和水，防止在低温系统中生成水合物。

图 3.2-6 雅克拉集气处理站平面布置图

图 3.2-7 雅克拉集气处理站主工艺流程图

脱水后的天然气经过脱汞除去单质汞（新疆鸿发环保科技有限公司回收，合同见附件），然后经过粉尘过滤器除去粉尘，再经过冷箱预冷后，进入低温分离器，将部分重烃液体从气相中分离出来。离开低温分离器的气相进入膨胀/压缩机组的膨胀端，经过膨胀降温后的物流作为重接触塔塔顶进料，重接触塔塔底凝液作为脱乙烷塔塔顶进料。离开低温分离器的液相经过液位调节阀后进入冷箱，经冷箱复热后作脱乙烷塔中部进料。

重接触塔塔顶塔顶气相经过冷箱回收冷量后，进入膨胀/压缩机组的同轴压缩机，增压后大部分作为干气进入外输管线。脱乙烷塔底液相作液化气塔中部进料，液化气塔顶产品为液化气，送入到液化气储罐；塔底产品为轻油，经液化气塔进料换热器降温后进入轻油储罐。

计量分离系统凝析油进入三相分离器，完成油、气、水的分离。凝析油再经过凝析油稳定塔进料换热器升温后，进入凝析油稳定塔；三相分离器的气相与凝析油稳定塔回流罐的不凝气汇合，然后进入压缩机入口分离器，分离掉夹带的液体杂质后，离开分离器的气相经过压缩、空气冷却后进入压缩机出口分离器，进一步分离掉液体杂质。离开压缩机出口分离器的气相与计量生产分离系统的原料天然气汇合，然后一并进入天然气处理系统，以回收凝析油稳定过程产生闪蒸气。

（2）污水处理站流程

雅克拉污水处理站 2008 年建成投产，负责雅克拉、单井的污水处理与外输。最大处理能力 640m³/d，该站目前日处理采气污水 592m³/d。污水处理采用“采用

压力混凝沉降”工艺，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)后管输至四号联合站回注。污水处理站流程示意图见图 3.2-8。

图 3.2-8 污水处理工艺流程图

图 3.2-9 雅克拉集气站污水处理系统现场设施照片

(3) 依托可行性分析

本项目采出水处置依托雅克拉集气站污水站处理可行性分析见下表。

表 3.2-12 本项目井下作业废水、含油污泥处理依托雅克拉集气站可行性分析

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	640m ³ /d	592m ³ /d	48m ³ /d	0.507t/d	依托可行

3.2.7.3 墨玉县生活垃圾卫生填埋场

墨玉县生活垃圾卫生填埋场位于墨玉县城距城区以西南 23 公里的博斯坦库勒乡的戈壁滩，项目总投资 2552.71 万元，建设用地面积占地面积 7.5 万平方米，近期处理生活垃圾 100t/d，远期处理生活垃圾 145t/d，垃圾填埋场地下 3 米，地上最高 6 米，平原地形，垃圾填埋厂有效库容 54 万平方米，填埋场使用年限约为 11 年，2015 年垃圾场填埋场严格按照设计标准进行施工，主要包括：卫生填埋场，辅助工程，生产管理区等，其中主体工程包括：道路、场地平整、坝体工程、防渗设施、渗沥液集排系统、沼气导出系统、最终覆盖系统、绿化等；辅助工程主要包括：供水设施、供电系统、供热系统等；生产管理区主要包括：车

库、计量间、值班室等，垃圾场封场后，将及时对场区进行覆盖，场地达到无害化处理标准，实现土地资源的再利用。

墨玉县生活垃圾卫生填埋场近期处理生活垃圾 100t/d，远期处理生活垃圾 145t/d。本项目产生活垃圾共计 3.125t，依托可行。

表 3.2-13 墨玉县生活垃圾卫生填埋场处理能力一览表 单位：t/d

墨玉县生活垃圾卫生填埋场	设计规模	实际日处理量	富余能力	本项目新增处理量
生活垃圾	145	100	45	3.125

由上表可知，墨玉县生活垃圾卫生填埋场处理能力可满足本项目处理需求。

3.3 工程分析

油田开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括勘探、钻井、测井、井下作业、采油、原油集输和油气处理等。本项目 YB101X 井、YB1-2 井、YB1-4 井、YB102X 井钻井工程已单独编制环评报告表（批复文号：和地环建函〔2022〕107 号、和地环建函〔2016〕045 号、和地环审〔2024〕23 号），因此本次环评评价内容不包括钻井工程，主要包括地面工程、采油、油气集输和临时拉油流程改造等。

3.3.1 主要生产工艺过程

3.3.1.1 施工期工艺流程

(1) 井场建设

井场建设首先对井场进行初步平整，对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石对井场进行铺垫，再将各撬装化活动房拉运至井场，完钻后进行井场设备安装、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。

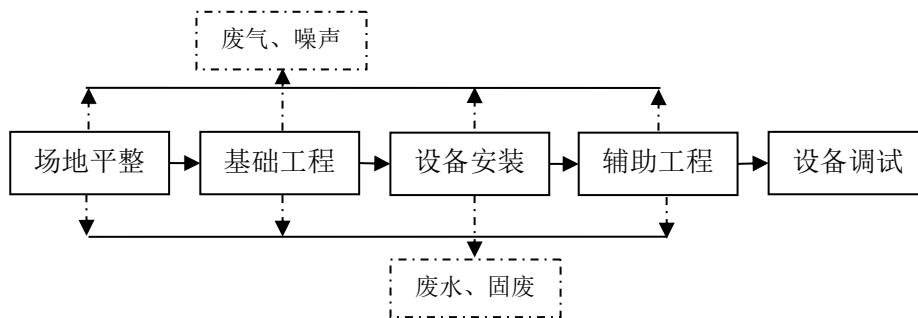


图 3.3-1 井场地面施工工艺流程图

(2) 管线敷设

管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。管道工程施工阶段工艺流程见图 3.3-2。

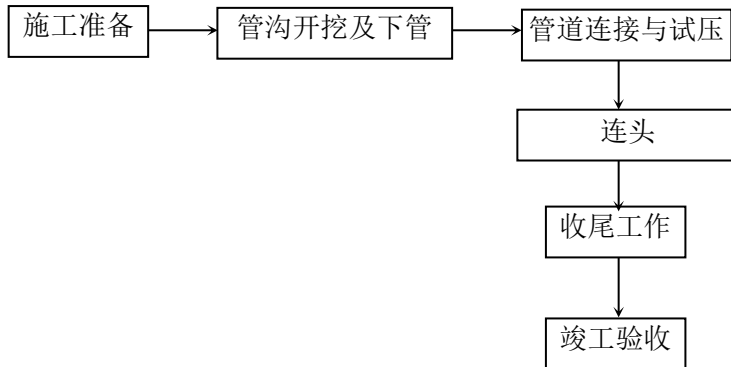


图 3.3-2 管道工程施工阶段工艺流程图

3.3.1.2 运营期工艺流程

(1) 采油工艺

本项目 4 口井生产方式采用机抽、捞油两种。针对目前各种人工举升采油方式的适应性，同时考虑玉北井区块的具体特点(YB1-2、YB1-4 油井供液差，间歇出油)，结合现场举升工艺使用情况，从扬程、产液排量的适应性，能量的利用及投入的成本，最终确定 YB1-2 井、YB1-4 井采用捞油方式进行开采，YB101X 井、YB102X 采用机抽方式进行开采。

——YB1-2 井、YB1-4 井经捞油车捞出的采出液拉运至 YB101X 井拉油流程 2 座落地罐。

——YB102X 井机抽出的采出液经新建集输管线输送至 YB101X 井拉油流程 4 座多功能集油器。

油水混合液经 YB101X 井汇集后统一拉运至雅克拉集气站处理。

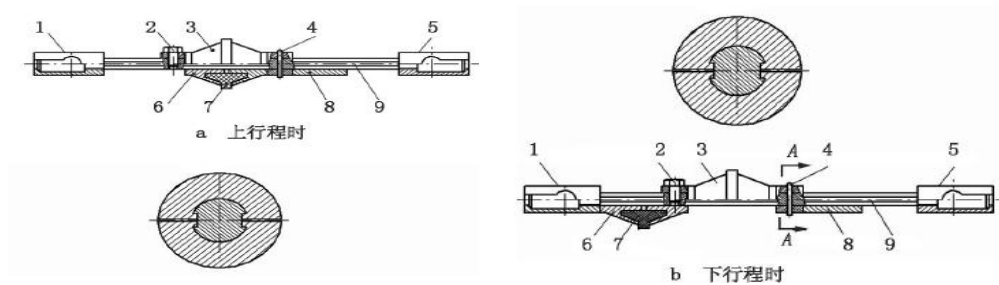
项目采油总体工艺流程见图 3.3-3。

图 3.3-3 总体工艺流程图

1) 捞油

捞油即提捞采油技术的简称，是人工举升采油的一种方式。捞油广泛应用于即低产、低效的油井采油，是油田用于中后期提高原油产量的有效方法之一。

捞油原理：用钢丝绳将捞油抽子从套管内下入井管内，钢丝绳、捞油抽子和配重在自身重力作用下下行，抽子下行时与套管壁形成摩擦，活动滑块会自动上移至抽子上接头的下端，使抽子活动滑块与固定滑块之间错位，形成环形空间，便于原油更多进入抽子上部。当下行到预定深度后，即可上提抽子，活动滑块在液柱的重力作用下下移至泄压滑块上端，使活动滑块和固定滑块合拢，与套管形成一个密封体，将原油提出井口。



1—上接头；2—固定螺栓；3—固定滑块；4—泄压螺栓；5—下接头；6—活动滑块；7—密封胶皮；8—泄压滑块；9—中心杆
图 3.3-4 滑块式捞油抽子结构示意图

图 3.3-5 捞油作业现场布置图

本项目配备 1 辆抽汲车、1 辆 20m³ 油罐车进行现场捞油作业。捞油作业平均每天往返 1 班次(捞油 2 口井)。

本工序主要废气污染源为井场捞油过程中产生无组织废气；噪声污染源主要为捞油车运行过程中产生的噪声，采取基础减振措施。

2) 机抽

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则叫机械采油法。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。

根据区块奥陶系油藏目前生产情况看，为充分利用地层能量，YB101X 井、YB102X 采用自喷采油和自压油气混输，实现节能降耗，油井停喷或需要提液时采用有杆泵生产。

图 3.3-6 杆泵式抽油示意图

(2) 原油集输

工程采用井口不加热集输工艺。YB102X 井气液通过新建集输管线输至 YB101X 多功能集油器，与其他井油水混合液汇合，依托 YB101X 拉油流程，将油水混合液拉雅克拉集气站处理。YB102X 单井集输管线示意图见图 3.3-7。

图 3.3-7 YB102X 单井集输工艺流程图

(3) 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，主要包括射孔、酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。在钻井、测井后要射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹或射孔液将井管射成蜂窝状孔，使原油流入井管并用抽油泵采出。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。

(4) YB101X 拉油流程

玉北区块为新勘探区块，周围没有可依托处理站，故采用拉油方式生产。YB101X 来液经进入多功能集油器，通过密闭装车鹤管输送至拉油车，拉运至雅克拉集气站处理。

玉北区块产液破乳脱水困难，现场不具备破乳脱水的条件，故油水混运至雅克拉集气站处理站处理。

YB101X 拉油流程图见图 3.3-7。

图 3.3-7 YB101X 拉油流程工艺流程图

3.3.1.3 退役期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函〔2020〕72号)及《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015)要求进行施工作业，首先对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，首先采用清水清洗注水通道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井，避免发生油水串层。

3.3.2 环境影响因素分析

本项目油田建设可分为施工期、运营期和退役期三个阶段。

施工建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。退役期后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残

余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

本项目包括地面工程建设、采油、油气集输等施工作业内容，基本属于开发建设期和运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于采油、井下作业、原油储运等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。项目建设污染源构成见表 3.3-1。

表 3.3-1 项目建设污染源构成

开发阶段	污染因素	污染物或影响方式
施工期	废气	车辆、机械废气
	废水	生活污水
	噪声	车辆、机械废气
	固废	施工临时占地产生的废土废渣、施工废料
运营期（开采）	废气	井场无组织废气（重点关注硫化氢、挥发性有机物）
	废水	采出水、井下作业废液
	噪声	设备噪声
	固废	落地油、沾油废物（废防渗膜、废润滑油、废油桶）
退役期（封井、井场清理）	废弃设备的清洗废水，废弃设备、建筑垃圾、清罐底泥等固体废物的产生及排放情况	

环境影响因素主要来源于井场建设、采油、井下作业、原油储运等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。

3.3.3 施工期生态影响及污染源分析

施工期主要污染来自井场施工场地平整清理、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等，施工人员产生的生活污水，各类施工机械和运输车辆噪声及施工人员生活垃圾等，平整场地破坏地表等。

3.3.3.1 生态影响因素

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

占用土地包括临时占地和永久占地，永久占地主要为采油井场的永久占地，临时占地为管线施工临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。

根据估算，项目总占地面积为 4.736hm²，其中永久性占地面积为 1.22hm²，临时占地面积 3.516hm²，工程占地类型主要为沙地，详见表 3.3-2。

表 3.3-2 占地面积统计表

序号	建设项目	面积(hm ²)			备注
		永久	临时	总占地	
1	YB101X 井	0.45	1.416	0.45	永久占地 75*60, 临时占地区 120*140
2	YB102X 井	0.45		0.45	井口区 75*60
3	YB1-2、YB1-4	0.32		0.32	井口区 40*40 区域
4	管道		2.1	2.1	管线长 3.5km, 作业带宽度 6.0m, 埋地敷
	合计	1.22	3.516	4.736	

3.3.3.2 施工期污染源分析

(1) 废气

本项目施工期废气主要包括施工扬尘, 施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。

1) 施工扬尘

井场、管线作业带等施工场地平整清理、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘。主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘, 施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系, 如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。

2) 施工机械及运输车辆尾气

本项目的作业机械废气主要为施工机械(装载机、载重车、挖掘机等燃油机械)和运输车辆的燃油废气, 其主要污染物为 TSP、NO₂、SO₂、CO 和烃类等, 为无组织排放源。由于施工机械多为大型机械, 单车排放系数较大, 但施工机械数量少且较分散, 主要对作业点周围和运输路线两侧局部范围内产生一定影响, 排放量不大, 其污染程度也相对较轻, 且随着施工活动结束而消失。从影响范围和程度来看, 施工机械及运输车辆为对周围大气环境的影响是有限的。

(2) 废水

施工期产生的废水主要是施工人员产生的少量生活污水和管道试压废水。

1) 生活污水

本项目井场施工人员预计 10 人, 有效施工天数按 30d 计, 生活用水量按 50L/人·d 计算, 排水量按用水量的 80% 计算, 则本项目施工期间生活污水产生量约为 12m³。本项目不设施工营地, 生活污水设移动环保厕所收集处理。

2) 管道试压废水

本项目新建管道试压采用洁净水, 管道试压废水中主要污染物为 SS。试压结束后, 产生的试压废水按照每千米 2.5m³ 计算, 本项目管线总长度为 3.5km,

试压废水约为 8.75m³，可用作场地降尘用水。

(3) 施工噪声

本项目施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工场地噪声主要是施工机械设备噪声、物料装卸碰撞噪声、施工人员的活动噪声和物料运输车辆产生的噪声。施工期主要噪声源及其源强详见表 3.3-3。

表 3.3-3 施工期主要噪声源及源强 单位：dB(A)

序号	噪声源名称	源强
1	推土机	90
2	挖掘机	92
3	柴油发电机	100
4	运输车辆	78

(4) 固体废物

本项目施工建设过程中产生的固体废弃物主要包括施工废料、弃土，以及施工人员产生的生活垃圾。

1) 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本项目施工废料产生量约为 0.7t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至附近有资质工业固废填埋场处置。

2) 生活垃圾

施工期间施工人员生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，本项目有效施工期约 30d，施工人员共计 20 人，则生活垃圾总产生量为 0.3t。

3) 施工弃土、弃渣

本项目部署井场 4 座(YB101X、YB1-2、YB1-4、YB102X)，新建 4 座井场采油设施，4 口井直接利用现有井场井口，不涉及挖方施工过程；项目改造原 YB101X 井临时拉油流程，平整临时占地面积为 14160m²，场平高度约为 1m，开挖量为 5.16 万 m³；新建集输管线 3.5km，挖方全部用于回填，场地平整，无废弃土方量。

表 3.3-4 土石方平衡表 单位：万 m³

序号	分区或分段	开挖	回填	调入		调出		外借		弃方	
				数量	来源	数量	去向	数量	来源	数量	去向
1	YB101X 井场平整	1.416	1.416	0	0	0	0	0	/	0	/
2	单井集输管线	2.52	2.52	0	0	0	0	0	/	0	/

合计	3.936	3.936	0	0	0	0	0	0	/
----	-------	-------	---	---	---	---	---	---	---

4) 机械设备废油和含油废弃物

废机油(HW08 900-249-08)，根据现有废机油产生情况，本项目施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，类比调查施工期产生量不足 0.05t/a，废机油采用桶装密闭收集，定期由施工队联系有危险废物处置资质的单位回收处理。

3.3.3.3 施工期污染物排放情况汇总

表 3.3-5 本项目施工期污染物排放情况汇总见

项目	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
废气	施工扬尘	粉尘	少量	洒水降尘
	施工机械、车辆尾气	TSP、NO ₂ 、SO ₂ 、CO 和烃类	少量	机械、车辆定期检修，状况良好，使用合格燃料，不超负荷运行
废水	生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	12m ³	生活污水设移动环保厕所收集处理
	管道试压废水	SS	1.75m ³	可用作场地降尘用水
固体废物	施工土方	/	3.936 万 m ³	全部用于回填管沟及场地平整
	施工废料	/	0.7t	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至附近有资质工业固废填埋场处置
	废油、含油废弃物	/	0.05t	集中收集后拉运至有危废处置资质单位进行处置
	生活垃圾	/	0.3t	集中收集后拉运至墨玉县生活垃圾卫生填埋场处理
噪声	施工机械、运输车辆	/	78~95dB(A)	选用低噪设备、基础减震，加强施工管理

3.3.4 运营期污染源分析

3.3.4.1 废气污染源

本项目无组织挥发性废气主要为三部分：一部分为井场采油过程中的阀门、法兰等部件产生的少量无组织挥发性有机物；一部分为罐车储存过程中产生的少量无组织挥发性有机物；一部分为油罐车装油、卸油过程产生的无组织挥发性有机物。

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

t_i ——密封点*i*的年运行时间，h/a；

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.3-6 设备与管线组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC},i}$ /(kg/h 排放源)
石油化学工业	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 $WF_{\text{VOCs},i}$ 和 $WF_{\text{TOC},i}$ 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 3.3-7 所示。

表 3.3-7 本项目设备与管件泄漏无组织废气核算一览表

序号	井场	设备名称	密封点 (个)	$e_{\text{TOC},i}$ (kg/h)	$WF_{\text{VOCs},i}/WF_{\text{TOC},i}$	排放速率 (kg/h)	年运行时间(h)	年排放量 (t/a)	
1	YB1-2 井	有机液体阀门	5	0.036	1	0.00054	2h/d*330	0.0004	
		法兰或连接件	9	0.044		0.001188		0.0008	
	YB1-4 井	有机液体阀门	5	0.036		0.00054		0.0004	
		法兰或连接件	9	0.044		0.001188		0.0008	
	YB101X	有机液体阀门	8	0.036		0.000864		24h*330	0.0068

	法兰或连接件	11	0.044		0.001452		0.0115
YB102X	有机液体阀门	8	0.036	1	0.000864	24h*330	0.0068
	法兰或连接件	11	0.044		0.001452		0.0115
合计							0.0390

经过核算，本项目部署 4 口井，YB1-2 井、YB1-4 井每天作业时间为 2h，井场无组织非甲烷总烃排放速率为 0.0035kg/h；YB101X、YB102X 井按年有效工作时间 7920h 计算，井场无组织非甲烷总烃排放速率为 0.0046kg/h，4 座井场非甲烷总烃年排放总量为 0.039t/a。

(2) 储罐储存过程无组织挥发性有机物

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021 年版），工业源挥发性有机物通用源项中，固定顶罐油品储存过程挥发性有机物产污量计算采用如下公式：

$$D = \sum(k_1 \times Q_i + n \times k_2)$$

式中：

D——挥发性有机物年产生量，千克/年；

k_1 ——工作损失排放系数，千克/吨-周转量；

k_2 ——静置损失排放系数，千克/年；

n——相同物料、储罐类型、储罐容积、储存温度下的储罐个数；

Q_i ——物料的年周转量，吨/年；

根据建设单位提供的资料，多功能储集罐是在普通落地原油罐的基础上，改进设计的适用于边远区块油井油气集输的改进型号，可以实现多井进一罐的高效油气集输，不仅减少了油罐设备建设数量，还可以降低油气损耗，提升整体油气储存效率。多功能储集罐中包括加热装置、计量装置、输油装置、内部封闭流程等，在油气储存和输油过程中，可实时监控罐体内压力变化，在超压状态下，泄压阀自动开启，泄压至井场的放空系统，不仅降低了风险，还可以减少挥发性有机物排放。因此对多功能储集罐可不进行储存过程无组织挥发性有机物核算。

本项目原油集输主要依托 YB101X 井拉油流程，拉油流程改建后共有多功能储集罐 4 座，每座 40m³；落地原油罐 2 座，每座 50m³。其中多功能储集罐主要为 YB101X、YB102X 井储油。落地原油罐主要为 YB1-2、YB1-4 井储油，高峰期年储油量共计 3645t/a。储存温度为常温。

根据公式计算得出储罐储存过程中挥发性有机物产生量见表 3.3-8。

表 3.3-8 储罐储存过程中挥发性有机物计算结果

储罐类型	数量/n	容积	平均年周转量/Q	工作损失排放系数/k1	静置损失排放系数/k2	挥发性有机物产生量
落地原油罐	2 座	50m ³	3645t/a	0.16 千克/吨-周 转量	57.147 千克/年	0.70
合计						0.70

(3) 原油装载过程无组织挥发性有机物

根据《污染源核算技术指南 石油炼制工业》，挥发性有机液体装载过程挥发性有机物产生量计算公式如下：

$$D_{\text{产生量}} = (L_L \times Q) / 1000$$

$$L_L = 1.2 \times 10^{-4} \times (S \times P_T \times M_{\text{vap}}) / (273.15 + T)$$

$D_{\text{产生量}}$ ——核算时段内挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量，t/a；

L_L ——挥发性有机液体装载过程的排放系数，kg/m³；

Q ——核算时段内物料装载量，m³/a；

S ——饱和系数，无量纲，一般取 0.6；

P_T ——温度 T 时装载物料的真实蒸汽压，Pa；

M_{vap} ——油气分子量，g/mol；

T ——物料装载温度，℃。

本项目多功能储集罐输油过程采用密闭流程，装载过程中产生的挥发性有机物排入放空系统燃烧，不再核算装载过程的挥发性有机物。

YB101X 拉油流程共有 50m³ 落地原油罐 2 座，均为固定顶罐，储存温度 25~35℃，原油总周转量为 3645t/a。原油密度为 0.9256t/m³，油气分子量为 50g/mol，真实蒸汽压 40.15kPa。经过计算，本项目 2 座原油储罐装载的挥发性有机物产生量约为 1.85t/a。

(4) 柴油发电机废气

本项目 YB101X、YB102X 使用柴油发电机作为电源，每台柴油消耗量平均 0.99t/d，年工作时间为 330d，本项目两台柴油发电机每年共消耗柴油 326.94t。

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

因此,本工程运营期共向大气中排放 CO: 3.51t/a, 烃类: 1.11t/a, NO₂: 10.72t/a, SO₂: 0.007t/a。

(5) 硫化氢

根据玉北区块所取得的原油样分析结果,玉北区块硫化氢含量较低, H₂S 含量平均为 0.78%, 根据前文计算的非甲烷总烃排放量可知, 本项目无组织废气中硫化氢年排放量为 0.02t/a。

(6) 井场废气污染源汇总

经核算,本项目新建 4 座井场无组织废气排放总量为: 挥发性有机物 2.58t/a、H₂S 0.02t/a、CO: 4.48t、烃类: 7.62t、NO₂: 20.53t、SO₂: 0.007t。

3.3.4.2 废水污染源

(1) 采出水

采出水污染物源强分析参照《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) 中石油与天然气开采行业系数表。

表 3.3-9 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称
非稠油	非低渗透油田 < 80%	二次采油+三次采油	所有规模	废水	t/产品	A/(1-A)	回收回注
				化学需氧量	g/产品	1354 A/(1-A)	
				氨氮	g/产品	10.83 A/(1-A)	
				总氮	g/产品	59.1 A/(1-A)	
				挥发酚	g/产品	1.6 A/(1-A)	
				石油类	g/产品	12.97 A/(1-A)	

含水率 1.47%, A 取 0.0147.

表 3.3-10 采出水废水量及污染物产生量一览表

污染物指标	产污系数	污染物产生量 (t/a)
工业废水量	0.015t/产品	168.000
化学需氧量	20.201g/产品	0.226
氨氮	0.162g/产品	0.002
总氮	0.882g/产品	0.010
挥发酚	0.024g/产品	0.0003
石油类	0.194g/产品	0.002

本项目年产油 1.12×10⁴t, 采出水量为 167.34t/a (0.507t/d), 污水中主要污染物为 COD、SS、石油类等, 采出水依托雅克拉集气站污水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准后回注油层, 不外排。

(2) 生活污水

运营期区块捞油采取业务外包方式,雅克拉采气厂在 YB101X 派驻监督人员 2 名,在岗 1 人,生活用水量按 50L/人·d 计算,排水量按用水量的 80%计算,则本项目运营期间生活污水产生量约为 14.6m³,生活污水设移动环保厕所收集处理。

(3) 井下作业废水

井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册(见表 3.3-11)。

表 3.3-11 拟建项目洗井液(水)产污系数

原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	产污系数	单位	末端治理技术	去除效率
洗井液	修井	所有规模	废洗井液	25.29	吨/井	无害化处理/处置/利用	/
	低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	27.13	吨/井	物理+化学+回注	/
			化学需氧量	34679	克/井	物理+化学+回注	100%
			石油类	6122	克/井	物理+化学+回注	100%

根据上表计算井下作业废水洗井液产生量为 52.42 吨/井,按井下作业每 2 年 1 次计算,则单井每年产生井下作业废水 26.21t/a、化学需氧量 0.017t/a、石油类 0.003t/a。本项目 2 口井机抽作业,共产生井下作业废水 52.42t/a、化学需氧量 0.034t/a、石油类 0.006t/a。

井下作业废水自带回收罐回收作业废水,拉运至阿克苏塔河环保有限公司处理废液处理系统,处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的有关标准后回注油层,不外排。

3.3.4.3 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、捞油车、油罐车和巡检车辆的交通噪声等,噪声源强在 60~120dB(A)之间。捞油车、油罐车均属于移动噪声源,其位置不固定,且连续运行时间短,随着运行结束影响即消失。详见表 3.3-12。

表 3.3-12 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	抽汲车、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	单井	井下作业(压)	80~120	机械	间歇	单台声	昼间至	/

工况	井场	裂、修井等)				源	夜间	
----	----	--------	--	--	--	---	----	--

3.3.4.4 固体废物

本项目运营期 YB1-2、YB1-4 采取捞油生产方式，产生的固体废物主要为捞油生产过程因原油散落地面形成的落地原油（油土混合物）。YB101X、YB102X 井采取机抽生产方式产生的固体废物主要为落地油、含油污泥、废润滑油、废防渗膜。

(1) 危险废物

1) 落地原油

YB101X、YB102X 井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收，回收后落地油统一拉运至阿克苏塔河环保有限公司处理。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，共产生落地油量为 0.2t/a。

捞油生产过程中由于非正常原因导致原油散落地面形成的油土混合物。按照每天作业井落地原油产生量约 0.1kg 计算，本项目运行后 YB1-2、YB1-4 井落地油总产生量约 0.033t/a。

对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄露等），难以估算其产生量，根据《危险废物豁免管理清单》，按《西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案》进行运输、利用、处置，可不按危险废物管理。

2) 清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每 2 年清管 1 次。根据类别调查，一般清管废渣产生量为 1.15kg/km，本项目新建单井集输管线 3.5km，每次废渣量约 0.004t（4kg）。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：251-001-08），严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，交由有危废处置资质单位进行处置。

3) 废润滑油

本项目废润滑油主要是井下作业和采油过程中机械设备维修中产生的，每口井每次产生废润滑油约 0.05t，本项目共部署 4 口井，每次产生废润滑油约 0.2t，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，交由有危废处置资质单位进行处置。

4) 含油污泥

根据《排放源统计调查产排污 核算方法和系数手册》（2021 年）中 07 石油和天然气开采业行业系数手册（续 35）中产污系数核算含油污泥产生量详见表 3.3-13。

表 3.3-13 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，4 口井投产后平均年产油 1.12×10^4 t，计算含油污泥最大产生量为 101.651t/a。含油污泥属于危险废物，依托有危废处置资质单位进行处置。

（2）一般工业固废

1) 废防渗膜

项目运营期井下作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 1-2 年。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本项目 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，则工程产生废弃防渗材料最大量约 1t/a。废防渗膜为一般工业固废，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，交由阿克苏塔河环保有限公司工业固废填埋场处理。

2) 井下作业固废

井下作业固废的产生是临时性的，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。参考《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表中井下作业各类固废产排污系数（见表 3.2-14），计算井下作业固废的产生量。

表 3.2-14 石油和天然气开采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	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排放量
井下作业	压裂液	非低渗透油井加砂压裂	所有规模	废压裂液（压裂返排液）	立方米/井	119.94	无害化处理/处置/利用	0
	酸化液	非低渗透油井酸化压裂	所有规模	废酸化液（酸化返排液）	立方米/井	26.56	无害化处理/处置/利用	0

玉北 1 号断隆带奥陶系油藏 YB102X 产能建设环境影响报告书

	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29	无害化处理/处置/利用	0
--	-----	----	------	------	-----	-------	-------------	---

根据表 3.2-14 计算，本项目部署 2 口机抽油井，因此井下作业过程废压裂液产生量为 119.94m³/井次，废酸化液产生量为 26.56m³/井次，废洗井液产生量为 25.29t/井次，井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至阿克苏塔河环保有限公司进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层。

(3) 生活垃圾

本项目运营期由采气厂派驻监督人员 2 名，采用两班倒工作制度，值班人员生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，则生活垃圾总产生量为 0.183t，在生活区设置移动环保厕所。

2.583.3.4.5 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 3.3-15。

表 3.3-15 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	2.58t/a	2.58t/a	大气	
			H ₂ S	0.02t/a	0.02t/a		
			CO	3.51t/a	3.51t		
			烃类	1.11t/a	1.11t		
			NO ₂	10.72t/a	10.72t		
			SO ₂	0.007t/a	0.007t		
废水	采出水		SS、COD、石油类等	167.34t/a	0	采出水进入依托依托雅克拉集气站污水处理系统处理的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）标准后回注地层	
	生活污水		COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	14.6m ³	0	生活污水设移动环保厕所收集处理。	
	井下作业废水	井下作业废水			52.42	0	采用专用罐回收作业废水，拉运至阿克苏塔河环保有限公司处理废液处理系统处理
			COD		0.034t/a	0	
固体废物	井场	含油污泥	石油类	101.651t/a	0	依托有危废处置资质单位处置	
		废防渗膜	石油类	0.25t/a	0	依托阿克苏塔河环保有限公司工业固废填埋场处理	
		生活垃圾	污染土壤环境	0.183t/a	0	依托墨玉县生活垃圾卫生填埋场处理	
	管线	清管废渣	石油类、SS 和氧化铁等	0.004t/a	0	依托有危废处置资质单位处置	
	井下作业	废润滑油		石油类	0.2t/次	0	采用带罐作业，集中收集进入阿克苏塔河环保有限公司废
		废压裂液	pH		119.94m ³ /次	0	

		废酸化液	盐类	26.56m ³ /次	0	液处理系统进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中指标后回注油层。
		废洗井液	-	25.29t/次	0	
	井场、管线及井下作业	落地原油	石油类	0.233t/a	0	落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至雅克拉集气站处理
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	60~120dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施
	抽汲车、机泵	机械噪声	-	75~80dB(A)	厂界达标	
	罐车、巡检车辆	交通噪声	-	60~90dB(A)	厂界达标	

3.3.5 退役期污染源及其防治措施

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，采取合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固废污染源主要为废弃管线、废弃建筑残渣等，均属于一般工业固体废物，废弃建筑残渣等收集后送阿克苏塔河环保有限公司处理妥善处置。

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

本工程的产品为原油。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) 集输采用单井集输+罐车拉运流程。

在集输方案的设计上进行了优化，充分考虑和利用油藏的自然能量，确定合理的采油方式。在集输流程上，采用单井集输+罐车拉运，可有效降低油气的损耗，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。

(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，减少占用林地面积，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，处理达标后回注地层。

3.4.5 节能及其它清洁生产措施分析

(1) 采用抗腐蚀管道和设备，减少管网的维修，延长管道使用寿命。

(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

本工程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。

本工程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，本工程无论是在生产工艺、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。特别是本工

程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 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	76.04	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	76.04	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
乙类区≤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洁生产审核	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		
		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 3.4-3 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	/	10	
		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	0
			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	0	
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立HSE管理体系并通过认证				10	10	
		开展清洁生产审核, 并通过验收				20	20	
		制定节能减排工作计划				5	5	
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	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：

P₂—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③ 综合评价指数考核评分计算

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；

P₁—定量评价指标考核总分值；

P₂—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 3.3-4。

表 3.3-4 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	P≥90
清洁生产企业	75≤P<90

由上表计算得出：

——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 80 分，定性指标 80 分，综合评价指数 80 分。清洁生产企业等级为：清洁生产企业。

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；本工程在采油、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。

清洁生产改进措施：1、尽快实现油气开采密闭集输 2、对油井伴生气采取回收利用措施。

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：SO₂、NO_x 和 VOC_s。

废水污染物：COD、NH₃-N。

本项目运营期采取拉油方式，扩建 YB101X 井站内多功能集油器，储存和拉运过程中产生 VOC_s 等污染物。

运营期产生的采出水依托依托雅克拉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）中的有关标准后回注油层，井下作业废水依托阿克苏塔河环保有限公司处理废液处理系统处理，无废水外排，因此不对废水污染物进行总量控制。

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），对和田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 VOC_s 进行排放量核算，不再提出削减替代要求。

无组织 VOC_s(即非甲烷总烃)：2.58t/a。

综上所述，本项目总量控制指标为：无组织 VOCs 2.58t/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《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中第八条规定：禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发；

第十条规定煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。

第二十八条 煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。

本项目和田地区墨玉县境内，项目评价范围内没有水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目按照“三同时”，要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。本报告提出运营期要定期对管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。综上所述，项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

3.6.2.2 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 3.6-2。

表 3.6-2 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	符合性分析
因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地。	项目提出施工期结束后，恢复井场周边及管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。	本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。	本项目采出水依托雅克拉污水站处理，达标后回注地层	符合

3.6.2.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

表 3.7-1 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	相符性分析
1) 油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系； 2) 加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理； 3) 在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水； 4) 建立环境保护人员培训制度； 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雅克拉集气站污水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。

3.6.2.4 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定：各级人民政府应

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

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

本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。

3.6.2.5 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 3.7-2。

表 3.7-2 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

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，规划环评资料和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

玉北 1 号断隆带奥陶系油藏 YB102X 产能建设环境影响报告书

<p>3</p>	<p>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。</p> <p>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。</p>	<p>本项目所在区域为新区块。本项目为探转采工程和新建集输管线项目，不属于单井形式。符合 910 号文要求。</p> <p>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。</p>	<p>符合</p>
----------	---	--	-----------

玉北1号断隆带奥陶系油藏 YB102X 产能建设环境影响报告书

4	<p>涉及向地表水体排放污染物的陆地原油开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉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。</p> <p>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>本项目废水经依托工程处理达标后回注油层，不外排，不涉及水污染物总量控制指标。</p> <p>本项目废水经依托工程处理达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求，回注到油层；</p>	符合
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有危废处置资质单位转运处置，全部回收无害化处置，无外排。</p>	符合

7	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 H ₂ S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少 SO ₂ 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	本项目属于原油开采项目，不涉及天然气开采，油水混运至雅克拉集气站处理站进行处理，项目区油藏为低含硫油藏。	符合
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

3.6.2.6 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 3.7-3。

表 3.7-3 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	符合情况
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	本项目开发方案设计考虑了玉北区块资源赋存状况、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

的技术工艺及装备		
集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	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

3.6.2.7 与《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》符合性分析

根据《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年修正本）和《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）的要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理。本项目环评针对土地沙化现状、分析了项目实施对周边沙化土地的影响、提出了土地沙化防治措施，具体见第六章防沙治沙措施。

3.6.2.8 与《国家级公益林管理办法》(林资发〔2017〕34 号)符合性分析

根据《国家级公益林管理办法》(林资发〔2017〕34 号)第九条严格控制勘查、开采矿藏和工程建设使用国家级公益林地。确需使用的，严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续。涉及林木采伐的，按相关规定依法办理林木采伐手续。第十二条一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。本项目环评针对公益林现状、分析了项目实施对公益林的影响、提出了公益林保护措施，具体见第六章公益林生态减缓措施。

拟建项目在划定的墨玉县地方公益林内，不涉及国家公益林。拟建项目严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》(国家林业局令第 35 号)有关规定办理使用林地手续。

3.6.2.9 与《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》(新林规〔2021〕3 号)符合性分析

根据《国家级公益林管理办法》(新林规〔2021〕3 号)第十三条任何单位和个人不得随意改变国家级公益林性质和用途，确需改变的，须按程序上报批准。第十五条工程建设需要占用征收国家级公益林地的，应当依法办理占用征收林地审核审批手续。占用征收国家级公益林地的单位，必须按国家和自治区相关规定缴纳相关费用。森林植被恢复费用于国家级公益林森林植被恢复，确保国家级公益林面积不减少。

拟建项目在划定的墨玉县地方公益林内，选址均依托已建钻井，不涉及砍伐公益林，不涉及国家公益林。拟建项目严格按照《建设项目使用林地审核审批管

理办法》(国家林业局令第 35 号)有关规定办理使用林地手续。

3.6.2.10 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 3.7-5。

表 3.7-5 《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	相符性
1	<p>二、源头和过程控制</p> <p>(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>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、阀门等定期的检查、检修。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>	符合
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

3.7 与相关规划符合性分析

3.7.1 与《全国矿产资源规划》符合性分析

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出,“强化东部老油区挖潜,加大中西部油气开发力度,加快海域石油增储上产,力争石油年产量保持在 2 亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点,加强精细勘探开发,积极发展先进采油技术,增储挖潜,努力减缓老油田产量递减。西部以塔里木、鄂尔多斯、准噶尔等盆地为重点,探明优质资源储量,实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域,加快海洋石油勘探开发,保持老油田持续稳产,加快新区产能建设,大力提升海域石油产量。”本项目属于塔里木盆地的原油开采项目,符合《全国矿产资源规划》要求。

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

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出，坚持把发展经济着力点放在实体经济上，深化工业供给侧结构性改革，推动工业强基增效和转型升级，全面提升新型工业化发展水平。建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、**塔里木**三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，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。

3.7.3 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》符合性分析

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

本项目属于原油开采项目，行政区隶属和田地区墨玉县管辖，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》。

3.7.4 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 3.7-3。

表 3.7-3 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。推动新疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念，强化修复过程二次污染防控。	本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和田地区墨玉县，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，符合和田地区“三线一单”生态环境分区管控要求。	符合

3.7.5 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》及其规划环评的符合性分析

表 3.6-1 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》及其环境影响报告书符合性分析

内容	规划内容及规划环评审查意见	本项目	符合性

玉北1号断隆带奥陶系油藏 YB102X 产能建设环境影响报告书

内容	规划内容及规划环评审查意见	本项目	符合性
规划内容	环塔里木能源矿产勘查开发区。重点加强塘古坳陷、柯坪断隆带、库车凹陷、西南坳陷等新区新层系石油、天然气勘查,为提供 5-8 个油气远景区,圈定 10-15 处油气区块,支撑塔河、塔中、和田、拜城一库车等大型油气田建设。	本项目位于和田地区墨玉县,为规划支撑开发区域。	符合
	重点勘查开采矿种:石油、天然气、页岩气、煤层气、煤、地热等能源矿产,铁、铬、锰、铜、镍、钴、铅锌、金、锂、铍、钒、钛等金属矿产,以及钾盐、萤石、硅质原料等非金属矿产。	本项目主要开采石油天然气,属于重点勘查开采矿种。	符合
规划环评结论	空间管制:《规划》明确划定重点开采区、限制开采区,明确勘查、开发禁止进入生态环境保护红线区。对其中既有矿权采取逐步有序的退出机制。	本项目区位于墨玉县,属于石油天然气开发项目,不涉及生态环境保护红线。	符合
	优化调整建议主要为:落实生态环境保护政策落实与规划方案的调整优化应从三个大的方面全盘考虑。一是进一步优化矿产资源勘查开发布局,二是加强矿产资源开发利用与保护更加合理,三是更加有效实施矿产资源规划分区管理。宏观层面的建议:调整矿山规模结构,进一步优化调整矿山布局,改革矿产资源管理机制。微观层面的建议:合法合规、绿色建矿,加强科技创新,提高生产效率,减少污染排放,加强清洁生产,发展循环经济,加强矿山环境恢复治理。对于临近生态保护红线的规划探矿权采矿权界线进行勘界落实,确保设置的探矿权、采矿权不进入保护区内。		
规划环评结论	自然保护区要依据国家有关法律和《新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例》以及自然保护区规划进行管理。逐步调整自然保护区内产业结构,通过人口转移、建立示范等形式,发展生态旅游等适宜产业,保护好自然保护区内的资源。禁止在风景名胜区进行与风景名胜资源无关得生产建设活动,旅游、基础设施建设必须符合风景名胜区规划。森林公园内除必要的保护和附属设施外,禁止其他任何生产建设活动,禁止毁林开荒和毁林采石、采砂、采土以及其他毁林行为,不得随意占用、征用和转让林地。地质公园内除必要的保护和附属设施外,禁止其他任何生产活动。湿地公园以保护湿地生态系统完整性、维护湿地生态过程和生态服务功能并再次基础上充分发挥湿地的多种功能效益、开展湿地合理利用为宗旨,可供公众游览休闲或进行科学、文化和教育活动。禁止任何单位和个人在基本农田保护区内进行开发建设。环评要求规划所有项目不能在饮用水源地一级和二级保护区内实施。	本项目建设内容均不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区及其他需要特别保护的环境敏感区和生态红线。	符合
规划环评结论	生态影响防护、恢复应遵循“避让—最小化—减量化—修复—重建”这一顺序,严格控制矿产资源开发对环境造成的损害。制定生态环境影响“避让”措施目的是在规划选址选线或规划方案编制阶段就采取环境保护措施,尽可能的避免方案实施对敏感目标的影响。生态环境影响最小化原则是指通过限制和约束行为的规模、强度或范围来尽可能地使开发活	本项目严格按照绿色矿山的开发要求,采取严格的生态保护和修复措施,对生态环境造成的影响	符合

内容	规划内容及规划环评审查意见	本项目	符合性
	动对环境的影响达到最小化。通过行政措施、经济手段、技术设备等强制措施降低环境影响。对于已经受到影响的区域进行修复或补救。 对于无法恢复的环境、通过重建的方式来代替原有的环境	降到最低。	
规划环评审查意见	下层位矿产资源规划在依法开展环评时应落实矿产资源开发生态环境保护要求，结合规划重点任务，落实生态环境分区管控要求。《规划》中所包含的重大建设项目开展环境影响评价时，应符合规划环评结论和审查意见，重点评价项目建设对区域生态、水环境、土壤环境等影响和环境风险，深入论证生态环境保护措施的可行性，规划协调性分析等内容可适当简化。	本项目位于墨玉县一般管控单元（ZH65322230001）。工程的建设符合该管控单元的要求，采取的生态、水环境、土壤环境和环境风险保护措施具有可行性。	符合

3.7.6 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 3.7-6。

表 3.7-6 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》	（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坏。	符合

玉北1号断隆带奥陶系油藏 YB102X 产能建设环境影响报告书

<p>(新环审〔2022〕147号)</p>	<p>(二)合理确定开发方案,优化开发布局。根据区域主体功能定位,结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求,依据生态环境影响评价结果,进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序。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开植被茂盛区,减缓了对生态环境的影响。</p>	<p>符合</p>
	<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;采用密闭集输,可减少废气污染物的排放,实现污染物达标排放;能源利用均在区域负荷范围内,消耗未超出区域负荷上限。工程运营期油气处理和采出水处理依托依托依托雅克拉集气站污水处理系统处理;井下作业废水依托阿克苏塔河环保有限公司处理,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)后回注油层,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>	<p>符合</p>
	<p>(四)加强生态环境系统治理,维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主,统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理,守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围,加大生态治理力度,结合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>	<p>符合</p>
	<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、土壤环境、生态等监测体系,开展长期跟踪监测。根据监测结果,及时优化开发方案,并采取有效的生态环境保护措施。</p>	<p>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</p>	<p>符合</p>

		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

3.7.7 与《和田地区生态环境保护“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《和田地区生态环境保护“十四五”规划》中要求的相符性分析详见表 3.7-4。

表 3.7-3 与《和田地区生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

序号	规划要求	本项目	符合性
1	根据《和田地区区域空间生态环境评价暨“三线一单”文本》，将和田地区的 4 个国家级湿地公园（新疆策勒达玛沟国家湿地公园、新疆拉里昆国家湿地公园、新疆尼雅国家湿地公园、新疆于田克里雅河国家湿地公园）设为大气环境优先保护区；和田地区大气环境重点管控区划分为高排放区（和田地区有 8 个工业园区）	本项目不涉及	符合
2	严格产业准入。严格执行国家绿色产业指导目录标准，严格落实《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案》，制订更严格的产业准入门槛，实施环境准入负面清单管理，严控“两高”项目盲目上马。各县市、各部门依法依规把好土地审批供应关、环保关、产业政策关和项目审批关。	项目属于油气开发项目，不属于《市场准入负面清单》中禁止准入类项目	符合
3	实施防风固沙绿化工程。以加强防护林建设、草原保护和防风固沙作为点，建设防沙带生态安全屏障，推广保护性耕作、林间覆盖等方式，抵制季节性裸地农田扬尘。深入实施公益林保护与管理，开展退化林修复工程，实施新一轮退耕还林工程。实施塔里木盆地周边防沙治沙工程，建设沙化土地封禁保护区，实施沙化土地封禁。	本项目无法避免的占用墨玉县地方公益林，已提出公益林保护措施和要求，在落实各项生态保护措施和要求，可将项目建设对公益林的影响降到最低	符合

玉北 1 号断隆带奥陶系油藏 YB102X 产能建设环境影响报告书

4	<p>加强对开发迹地的生态修复，实施矿区生态建设与修复工程，保障水源涵养与水土保持功能。严格实施矿产资源开发环境影响评价，建设绿色矿山。加大矿山植被恢复和地质环境综合治理，加强尾矿库风险隐患排查治理。强化历史遗留矿山生态修复，清理整顿已有矿产资源开发活动，组织实施重大生态修复和环境治理工程，采取工程、生物措施，推进工矿废弃地修复和再利用，并选择典型区域进行试点示范。</p>	<p>本项目已提出生态保护和修复措施，确保对生态环境影响降到最小</p>	符合
5	<p>积极推进和田地区土壤污染防治行动计划，构建地区土壤环境质量监测网络，实现监测点位所有县市全覆盖，强化涉重金属污染防治，加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控，开展问题尾矿库治理；完善生活垃圾收运及处理处置体系，逐步实现城市（县城）生活垃圾无害化处置设施全覆盖，和田市实现餐厨垃圾分类收运处理；推进生活垃圾资源化利用，积极发展垃圾焚烧发电、生物堆肥和卫生填埋的综合处置，开展非正规垃圾填埋场治理，促进垃圾回收利用；加强医疗废物、工业固废及社会源危险废物的收集、处置和利用，提高危险废物管控能力。</p>	<p>项目采取严格的防渗，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；生活垃圾收集后运至墨玉县生活垃圾卫生填埋场处理</p>	符合
6	<p>完善环境风险应急响应体系。建立政府主导、部门协调、分级负责、属地为主、全社会参与的环境应急管理机制。制定完善环境突发事件应急预案，基本建成分级环境风险应急监测体系。强化环应急救援能力建设，开展环境应急演练，提高环境风险应对能力。</p>	<p>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。</p>	符合
7	<p>加强对危险废物全过程监管。加强危险废物重点产生单位的日常监管。加强危险废物转移运输环节的监管。开展电子废物环境管理工作，运用自治区固体废物环境管理信息系统，实现危险废物申报登记和经营许可证网上审批，逐步推行危险废物转移网上审批和信息化管理。严格执行危险废物转移联单制度和危险废物道路运输经营许可证及从业人员资格证制度。推进危险废物道路运输联合执法和协查机制，严厉查处危险废物运输过程中的违法违规行，防止危险废物在转移过程中丢弃、遗撒或倾倒。加强石油天然气勘探开发业危险废物监管。</p>	<p>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。</p>	符合

3.8 选址、选线合理性分析

本项目为新区块开发，项目组成包括井场地面工程、原油集输工程、拉油工程以及其他配套的供配电、自控、通信、道路等工程。项目位于新疆维吾尔自治区和田地区墨玉县境内，根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》及《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案》，工程区位于墨玉县一般管控单元。根据生态保护红线划定结果，本项目井场、井场道路、

管线均没有占用和穿越生态保护红线。

3.8.1 井场选址分析

新建井场均依托已建钻井工程，选址具有唯一性，本项目井场占地类型为沙地，占地范围均分布在墨玉县地方公益林内，公益林主要树种为怪柳，公益林林地类型为荒漠灌木林，主要作用为防风固沙。占地范围虽为墨玉县地方公益林，但植被分布较为稀疏，钻井期已尽量避绕植被，本项目井场建设不涉及砍伐公益林，不会对公益林产生影响，故已是最优选择。

建设单位施工前应根据相关要求，办理占地手续后方可开工建设，施工过程中尽量避开植物茂密区域。占用地方公益林应按《国家级公益林管理办法》第十八条、第十九条的规定实行占补平衡。施工期间应按照《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》对占地范围外的国家级公益林进行管护。

3.8.2 管线选线合理性分析

本项目新建集输管线 3.5km，管线选线已尽量减少管线开挖长度，严格控制管线占地面积；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；项目所在区域分布的公益林类型为灌木林地，植被分布较为稀疏，在管线选线过程中已避绕植被，不涉及砍伐公益林，减少了对植被的生态扰动。

根据现场调查和资料搜集，本项目无水源涵养区、水源保护区、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内，符合和田地区经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。本项目井场占地土地类型为沙地，本项目在墨玉县地方公益林划定范围内，但植被分布较为稀疏，选线已避绕植被，不涉及公益林砍伐，建设单位施工前根据《国家级公益林管理办法》《建设项目使用林地审核审批管理办法》《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》的相关要求，办理占地手续后方开工建设。

本项目选址符合本项目建设符合《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》及“三线一单”等政策、法规中的相关要求，工程选址合理。

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。

本项目和田地区墨玉县玉北区块，东距离和田河防风固沙生态保护红线区 6km，位置关系见图 3.9-1。根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号），本项目属于符合国土空间规划的油气田开发建设工程；工程运营期车辆产生的噪声和尾气满足相应标准限值要求，污水采取了严格的治理和处置措施，污染物能达标排放，采取相应措施后经预测能够满足相关标准要求，符合环境质量底线的要求，不会对环境质量底线产生冲击；工程运营期水、电等能源、资源利用均在区域供水、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；项目对照《产业结构调整指导目录》（2024 年版），为鼓励类，项目建设符合国家产业政策，对照国家发改委和商务厅发布了《市场准入负面清单（2022 年版）》，属于许可准入类。本项目与新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案见符合性分析见表 3.9-1。

综上所述，本项目符合“新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案”要求。

现根据《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（和行发〔2021〕38 号），本项目所在区域属于墨玉县一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65322230001），管控要求符合性分析见表 3.9-2；本项目与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》符合性分析见表 3.9-3；本项目与生态保护红线位置关系图见图 3.9-1。

由表 3.9-2 和 3.9-3 分析可知，本项目在实施过程中较好地落实了相关法律法规提出的要求和措施，不在划定的生态保护红线内。本项目符合《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》、《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案》的相关要求。综上，本项目建设符合“三线一单”要求。

图 3.9-1 本项目与生态红线的位置关系

3.9.2 环境质量底线

本次评价现状调查结果显示，工程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）2类区标准；根据监测结果可知，项目区土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。

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生产废水进行综合利用，节约了水资源。油气集输常温集输，不消化燃料；能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本项目用地性质主要是未利用地（沙地），土地资源消耗符合要求。

各项资源量在区域的可承受范围内，不逾越资源利用上线。总之，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。

综上所述，本项目建设符合“三线一单”要求。

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

名称	文件要求	符合性分析	结论
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号）、《关于印发〈和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（和行发〔2021〕38号）本项目井场及管线均属于 ZH65322230001 墨玉县一般管控单元。不在划定的生态保护红线内，不在自然保护地核心保护区；评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、基本草原以及文物保护单位等环境敏感目标。综上，本项目符合生态保护红线要求。与生态保护红线位置关系图见图 3.9-1。	符合
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	本项目属于石油天然气开采项目。施工期污水不外排，不会突破水环境质量底线；施工期产生的施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至阿克苏塔河环保有限公司处理；施工过程中产生的噪声采取有效的污染防治措施，能够达标排放，不会突破声环境质量底线。所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。符合环境质量底线要求。	符合

玉北 1 号断隆带奥陶系油藏 YB102X 产能建设环境影响报告书

资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。	本项目和田地区墨玉县占地类型主要为沙地，项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，土地资源消耗符合要求。项目运营期油气处理和采出水雅克拉集气站污水处理系统处理，耗水环节仅为井下作业用水，用水量较少，施工废水等进行综合利用，节约了水资源；油气集输采用常温集输；能源利用均在区域负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。各项资源量在区域的可承受范围内，不逾越资源利用上线，符合资源利用上线要求。	符合
环境准入负面清单	自治区共划定1323个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。其中一般管控单元159个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。	本项目位于墨玉县一般管控单元，属于《产业结构调整指导目录》（2024年版）中鼓励类，符合国家相关产业政策。各类污染物均满足国家及地方排放标准要求，落实生态环境保护基本要求，严守生态环境质量底线，不会降低区域生态功能	符合

表 3.9-2 本项目与和田地区生态环境准入清单符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65322230001	墨玉县一般管控单元	一般管控单元		
控维度	管控要求			符合性
空间布局约束	1.严格执行自治区总体准入要求中“A1 空间布局约束”和南疆三地州片区总体管控要求中“B1 空间布局约束”管控要求。 2.严禁在水源涵养区、饮用水源保护区、风景名胜区等生态敏感区域进行矿产资源勘探和开发。在非水源涵养区、饮用水源保护区等生空间内，在确保区域生态环境风险可控，对生态功能不造成破坏情形，可以当开展国家重大项目的战略性能源资源勘查和开采项目。 3.禁止对粮食产地和蔬菜基地的污水灌溉，禁止在污染严重的土地种植养殖，防止农产品受到污染。 4.和田市及其其余七个县的县城严禁新建 35 蒸吨以下燃煤锅炉。			本项目属于石油天然气开采项目，项目占地为沙地，未占用水源涵养区、饮用水源保护区、风景名胜区等生态敏感区域，不涉及燃煤锅炉，污染物排放均按相关标准要求执行，符合本单元管控要求。

	<p>5.加强对旅游资源开发的生态环境监管，限制生态敏感区域旅游开发活动</p> <p>6.严格控制地下水资源开采总量，禁止建设污水渗井和渗坑。加强地下水保护，严禁超采滥采；严控地下水超采。超采区内禁止农业新增取用地下水。</p> <p>7.加强绿洲边缘地区生态防护林建设；严格控制污染，保护玉龙喀什河、喀拉喀什河等河流生态环境。和田河沿岸禁止天然胡杨砍伐和乱挖甘草，以保护和田、墨玉、洛浦三县绿洲</p> <p>8.自治区级工业园区禁止新建每小时 65 蒸吨以下燃煤锅炉。</p> <p>9.逐步淘汰玉龙喀什河、拉喀什河、克里雅河、皮山河流域内的不符合产业政策或环保不达标重污染企业，促进流域内重污染企业产业转型升级。</p> <p>10.新建大气污染排放及水污染排放的工业污染类项目必须进入相应的工业园区或者工业集聚区，实施“以大带小”、“以新带老”，坚持涉重污染 物排放量“等量置换”或“减量置换”，主要污染物排放总量得到有效控制。</p> <p>11.建立污泥从产生、运输、储存、处置全过程监管体系，污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理后处置，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地，非法污泥堆放点一律予以取缔。</p> <p>12.水质不能稳定达标的区域原则上不允许建设新增相应不达标污染物指标排放量的工业项目。</p> <p>13.对在水源涵养区和生物多样性维护与特殊保护区内的矿山逐步撤出或到期关闭。严保护冰川，禁止任何开发建设，严禁在水源涵养区、水源保护区等生态敏感区域进行矿产资源勘探和开发，加强旅游资源开发的生态保护，开展旅游景区环境污染治理。工业开发建设、矿产资源开采和旅游开发应保护戈壁砾幕层，沙区尽量避免对荒漠自然表层的破坏，防止沙丘活化。</p> <p>14.禁止侵占自然湿地等水源涵养空间，已侵占的要限期予以恢复。</p> <p>15.鼓励发展节水高效现代农业、低耗水高新技术产业以及生态保型旅游业，严格控制缺水地区、水污染严重地区和敏感区域高耗水、高污染行业发展，新建、改建、扩建重点行业建设项目实行主要污染物排放减量置换。优先发展特色林果业、有机绿色农牧业、农副产品加工业、民族特色加工业、外贸物流等绿色、低能耗、低排放产业，适度发展沙漠生态产业和特色旅游业，禁止无序开荒，限制发展破坏荒漠稳定的产业和项目。</p> <p>16.和田河、玉龙喀什河、喀拉喀什河河道和古河床范围内严禁非法采挖玉石。</p>	
--	---	--

	<p>17.不得对天然林进行商业性采伐。</p>	
<p>污染物排放 管控</p>	<p>1.严格执行自治区总体准入要求中“A2 污染物排放管控”和南疆三地州片区总体管控要求中“B2 污染物排放管控”管控要求。</p> <p>2.自治区已于 2016 年开始在试点区域和重点行业（以下简称试点范围）开展排污权有偿使用和交易试点工作,并在全区建立健全排污权管理体系,推行排污权总量预算管理。属于试点范围内的建设项目,均采用排污权交易方式,通过购买有偿取得总量指标。不属于试点范围的建设项目,其主要污染物排放总量指标,从所在地州市排污权总量指标中无偿划拨取得。主要来源于政府预留储备排污权和已建成投运的现有企事业单位在“十三五”期间进一步采取减排措施后形成的富余排污权指标。在“十三五”初期可以来源于 2016 年减排项目预计减排量。集中供热或企业内以新带老等建设项目的总量指标,可从拟替代关停的现有企业或设施可形成的预计减排量中预支,替代削减方案须在建设项目建成投产前落实到位。农业源通过减排形成的减排量不得用于工业类建设项目。建设项目所在地主要污染物总量指标不足以分配时,建设单位可以按照自治区排污权有偿使用和交易工作相关规定,申请以排污权交易方式购买自治区或其他排污权交易试点区域储备排污权,取得总量指标。火电、钢铁、水泥、造纸等行业建设项目主要污染物排放总量指标按照《自治区重点行业主要污染物排污许可量核定技术方法(暂行)》采用绩效方法核定。其他无绩效值行业依照国家或地方污染物排放标准及单位产品基准排水量(行业最高允许排水量)、烟气量等予以核定。不属于试点范围,且由环保部负责环评文件审批的建设项目,按环保部《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》执行。</p> <p>3.加快城镇生活污水处理设施建设和提标改造,加大配套管网建设力度,所有城市、县城以及重点独立建制镇均建成生活污水处理设施,污水处理率达到 80%以上,达到相应排放标准或再生利用标准。</p> <p>4.实施加油站、油库等油气回收综合治理工程,减少挥发性有机物排放。推进毒废气排放工业企的工艺技术改进,开展重点行业有毒废气监测,减少含汞、铅、二噁英等有毒有害废气的排放。</p> <p>5.加强源头水等重要水体保护,治理沿河矿山排放,加强水环境监管</p> <p>6.制定造纸、丝织业、纺织业和食品加工等行业专项治理方案,实施清洁化改造,新建、改建、扩建上述行业建设项目实行主要污染物排放等量或减量置换。</p> <p>7 对超标、超总量排污和使用、排放有毒有害物质的企业实施强制性清洁生产审核,扩大自愿性清洁</p>	<p>本项目新增无组织排放 VOCs: 2.58t/a。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),对和田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。</p>

玉北 1 号断隆带奥陶系油藏 YB102X 产能建设环境影响报告书

	<p>生</p> <p>产审核范围，强化对重点行业强制性清洁生产审核及 评估验收对重点排污企业排污口安装自动监控装置，与和田地区污染源监控中心联网，实行实时监控、动态管理加大河道管理力度，依法严厉查处沿河道乱倒生活垃圾、乱排生活污水和工业企业偷排漏排等违法行为</p> <p>10 严格执行建设项目环评审批与域环境质、污染减排绩效挂钩制度，实行“以新带老”、“增产减污”和“区域削减替代”的总量平衡政策和替代削减标准</p> <p>11 严格控制污染物新增排放量，对超过重点污染物排放总量控制指标的地区，暂停审批新增重点水污染物排放总量的项目</p> <p>12. 环境容量较小、生态环境脆弱，环境风险高的地区，应执行水污染物特别排放限值</p> <p>13.加强对有色金属矿采选与有色金属冶炼及压延加工业、皮革、毛皮、羽毛(绒)及其制品业、化学原料及化学制品制造业、电镀、铅蓄电制造行业等五大类涉及重金属排放行业的管理，原则上和田地区区内新增以上五大类行业涉及排放铅（Pb）、汞（Hg）、镉（Cd）、铬（Cr）和类金属砷（As）五类重金属污染物的企业仅限布局于洛浦县的和田循环经济工业园区内</p>	
<p>环境风险防控</p>	<p>1.严格执行自治区总体准入要求中“A3 环境风险防控”和南疆三地州片区总体管控要求中“3 环境风向防控”管控要求。</p> <p>2.落实企业防范环境风险主体责任，建立企业突发环境事件报告和应急处理制度。</p> <p>3.所有污染源排污状况得到监控。</p> <p>4.对使用和排放重金属、持久性有机污染物、危险废物和危险化学品的工业企业，实行分类管理和全过程监控。</p> <p>5.建立政府主导、部门协调、分级责、属地为主、全社会参与的环境应急管理机制。制定完善环境突发事件应急预案，建立健全环境风险应急监测体系。强化环境应急救援能力建设，开展环境应急演练，提高环境风险应对能力。</p>	<p>项目投产后，由西北油田分公司雅克拉采气厂管理，区块开发突发环境应急预案将纳入管辖作业区应急管理体系中。符合本单元管控要求。</p>

玉北1号断隆带奥陶系油藏 YB102X 产能建设环境影响报告书

	<p>6.定期评估玉龙喀什河、喀拉喀什河、克里雅河、策勒河、尼雅河、皮山河周边工业企业、工业集聚区环境和健康风险，落实防控措施。</p> <p>7.严格控制持久性有机污染物排放，实施持久性有机污染物统计报表制度，对污染物废弃物进行严格理。</p> <p>8.加强养殖投入品管理，依法规范、限制使用抗生素类、激素类药物或其它化学物质等化学药品，开展专项整治。严格控制环境激素类化学品污染。</p> <p>9.对玉龙喀什河、喀拉喀什河、克里雅河、策勒河、尼雅河、皮山河周边矿山开采企业及尾矿库进行风险排查，及时清理病库、危库及不符合产业政策和环保要求的矿山开采企业，避免水污染环境风险事故。</p> <p>10. 矿山企业严格按照开发利用方案和地质环境保护与土地复垦方案要求进行矿产资源开发和地质环境恢复治理工作，按照“边生产、边恢复”要求进行开发，按照“谁破坏、谁治理”原则，及时督促矿山企业完成治理恢复任务。</p>	
<p>资源利用效率</p>	<p>1.资源、能源利用量（率）应满足清洁生产先进及以上水平和行业准入和规范条件的要求。</p> <p>2.单位工业增加值综合能耗（标煤）$\leq 0.5t$ 标煤/万元、单位工业增加值新鲜水耗$\leq 9m^3$ /万元、单位增加值废水产生量$\leq 8t$/万元、单位工业增加值 COD 排放量$\leq 1kg$/万元、单位工业增加值 SO₂ 排放量$\leq 1kg$/万元。</p>	<p>本项目用水量很少，消耗一定数量柴油，符合本单元管控要求。</p>

表 3.9-3 本项目与墨玉县环境管控单元准入清单符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65322230001	墨玉县一般管控单元	一般管控单元		
控维度	管控要求			符合性
<p>空间布局约束</p>	<p>1. 在居民住宅区等人口密集区域和机关、医院、学校、幼儿园、养老院等其他需要特殊保护的区域及其周边，不得新建、改建和扩建易产生恶臭气体的生产项目，或者从事其他产生恶臭气体的生产经营活动。已建成的，应当逐步搬迁或者升级改造。</p>			<p>本项目属于油气资源勘探项目，不涉及采矿，不占用永久基本农田保护区，东距喀拉喀什河</p>

玉北 1 号断隆带奥陶系油藏 YB102X 产能建设环境影响报告书

	<p>2. 不得在喀拉喀什河沿岸 1 公里范围内、城镇建成区布局养殖区。</p> <p>3. 禁止水力发电项目。</p> <p>4. 不得对天然林进行商业性采伐。</p> <p>6. 金矿采选项目：新建金矿采选项目开采矿石量最低生产规模达到 4 万吨/年。新建项目清洁生产水平达到国内要求。对废弃矿坑进行生态修复。</p> <p>7. 土砂石开采：禁止用于粘土砖生产的土砂石开采。不得新建年开采量高于 15 万立方米以上土砂石开采的项目。</p> <p>8. 禁止在生态脆弱区的草原上从事采矿活动。现有采矿区、弃土场等已造成草场植被破坏的，限期进行修复。</p> <p>9. 不得在沙尘源区、沙尘暴频发区布局，仅限布局在不破坏草原等生态环境的区域。</p> <p>10. 禁止在喀拉喀什河、铁路、公路（高速公路、国道、省道）两侧可视范围内进行开采土砂石。</p> <p>11. 任何单位和个人不得改变或者占用永久基本农田保护区。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。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>12. 禁止发展非节水农业，现有非节水农业应在“十四五”期间完成节水改造。禁止施用高毒农药。</p> <p>13. 禁止对粮食产地和蔬菜基地的污水灌溉，禁止在污染严重的土地种植养殖，防止农产品受到污染。</p>	<p>7.8km，符合本单元管控要求。</p>
<p>污染物排放 管控</p>	<p>1. 执行总体准入要求中废气、废水主要污染物排放总量的要求。</p> <p>2. 农业源通过减排形成的减排量不得用于工业类建设项目。</p> <p>3. 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。</p> <p>4. 城镇生活污水和工业企业废水处理后达标后不得直排进入地表水体，处理后出水有条件的优先工业回用，无工业利用途径的经灭菌消毒后通过管道或防渗渠道进行林木灌溉。</p> <p>5. 禁养区外新建、扩建和改建规模化畜禽养殖场（小区），要配套建设废弃物处理设施、禽粪便污水基本实现资源化利用，病死畜禽实现无害化处理。现有未配套上述设施的规模化畜禽养殖场（小区），应限期完成改造。</p>	<p>本项目新增无组织排放 VOCs：2.58t/a。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），对和田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</p>

玉北 1 号断隆带奥陶系油藏 YB102X 产能建设环境影响报告书

	<p>6. 采矿区、排土场、矸石场等实行边开采、边恢复，并按矿山环境保护及土地复垦方案进行恢复。</p> <p>7. 矿产资源勘查以及采选过程中排土场、矿区专用道路、矿山工业场地、沉陷区、矸石场、矿山污染场地等的生态环境保护与治理恢复工作须满足《矿山生态环境保护与治理恢复技术规范（试行）》（HJ651-2013）要求。</p>	<p>削减替代要求。</p>
<p>环境风险防控</p>	<p>1. 建立健全环境风险防控体系，制定环境风险应急预案，建设突发事件应急物资储备库，成立应急组织机构。</p> <p>2. 禁止建设排放重金属、“三致物”（指对人体具有致癌、致畸、致突变的物质）、剧毒物质（剧毒化学品和其他国家认定的剧毒物质）、持久性有机污染物的项目。</p> <p>3. 对使用危险化学品和产生危险废物的工业企业，实行分类管理和全过程监控。</p> <p>4. 制定环境风险应急预案，成立应急组织机构，配备必要的应急设施和应急物资，定期开展环境风险应急演练。</p> <p>5. 废水处理设施、固体废物储存场所等配备完善的防扬散、防流失、防渗漏措施，严防对水体、土壤造成污染。配套生产设施及尾矿库防渗措施，严防尾矿对地下水、土壤造成污染。</p> <p>6. 建立土壤环境监测档案，定期监测其土壤和地下水环境质量状况。</p>	<p>项目投产后，由西北油田分公司雅克拉采气厂管理，区块开发突发环境应急预案纳入管辖作业区应急管理体系中。符合本单元管控要求。</p>
<p>资源利用效率</p>	<p>1. 矿山开采回采率、选矿回收率和综合利用率等三项指标应符合自然资源部发布的相关矿种矿产资源合理开发利用“三率”最低指标要求（试行）。</p> <p>2. 现有选矿企业废水循环利用率应达到 80%及以上，新建及改造选矿企业废水循环利用率应达到 85%及以上。</p> <p>3. 清洁生产水平不得低于清洁生产国内先进水平。</p> <p>4. 矿山开采回采率、选矿回收率和综合利用率等三项指标应符合自然资源部发布的相关矿种矿产资源合理开发利用“三率”最低指标要求（试行）。</p> <p>5. 新建项目清洁生产水平达到国内先进水平。</p>	<p>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。使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了废物、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。</p>

图 3.9-1 和田地区环境管控单元分布图

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

项目区行政隶属于新疆维吾尔自治区和田地区墨玉县，墨玉县位于塔里木盆地南部，和田地区西北部，昆仑山北麓，喀拉喀什河西侧，塔克拉玛干大沙漠南缘。东连和田县、和田市，西邻皮山县，北入塔克拉玛干腹地与阿克苏地区阿瓦提县、喀什地区巴楚县接壤。东西宽 45~112.5km，南北长 319.5km。土地面积 25624.02km²，约占新疆总面积的 1.6%，占和田地区总面积的 10.34%。地理坐标为北纬 36° 36' ~39° 38'，东经 79° 08' ~80° 51'，海拔 1120~3663 米。东连和田县、和田市，西邻皮山县，北入塔克拉玛干腹地与阿克苏地区的阿瓦提县、喀什地区的巴楚县接壤。东西宽 45~112.5 公里，南北长 319.5 公里。土地面积 25624.02 平方公里，约占新疆总面积的 1.6%，占和田地区总面积的 10.34%。本项目地理位置中心坐标为 E*****，N*****。地理位置图见 4.1-1。

图 4.1-1 地理位置图

4.1.2 地质构造

本项目位于玉北区块，地处塔里木盆地西南缘，构造位置位于麦盖提斜坡玉北 1 号断隆带北部。所在区块发育地层有新生界第四系、新近系、古近系，古生界二叠系、石炭系、奥陶系。根据钻探结果显示，本项目奥陶系储层与含油气层段在奥陶系一间房组和鹰山组分布，玉北 1 号构造带整体表现为继承性的多期复合挤压构造样式，整体具有东西分段、南北分块特征 NW 向调节断裂控制东西分段，多条逆冲断片控制南北分块，油气主要富集在北部高部位、高断片上，一间房组顶面埋深 6300m~7500m（海拔-5320~-6520m），构造幅差约 1200m，受断裂改造作用影响，局部沿断裂发育小型背斜或小断鼻。

图 4.1-2 玉北 1 号断隆带构造位置图

4.1.3 地形地貌

墨玉县总面积 2.56 万 km²，其中山地占 8.5%，平原绿洲占 5.9%，沙漠占 85.6%。全县东西宽 45~112.5km，南北长 319.5km，地势南高北低，海拔在 1120~3600m 之间，根据地貌成因及其发育形态，墨玉县地貌划分为以下几种类型。

I: 侵蚀、剥蚀褶皱山地

I1: 侵蚀构造高中山位于前山主干断裂以南，海拔高程 3600~2500m。水文网发育，沟谷多垂直山体呈梳状或树枝状。喀拉喀什河发育有不完整的四级阶地，最高级阶地面高出河床 200 余米。现代河床宽 150m 左右，河岸陡直，植被稀少，呈现荒凉的岩漠自然景观。

I2: 前山剥蚀构造低山、丘陵南界为主干断裂，北界以山前倾斜平原后缘

为限，地层褶皱隆起遭受强烈剥蚀，形成小型山间洼地剥蚀堆积地形，地势南高北低，起伏不平。无常年性地表水系，地下水露头罕见，植物生长稀少，呈现为荒山秃岭极度干旱的荒漠自然景观。

II：山前堆积倾斜平原

II1：剥蚀、堆积山麓洪积台地

受新构造抬升作用的影响，沿低山丘陵北麓呈东西向弧形展开，海拔高程 1700~1500m。风化剥蚀作用较强，表面起伏不平，向北倾斜，冲沟深 15~20m，发育有不连续的二级阶地，为侵蚀堆积阶地。

II2：山前冲洪积砾质倾斜平原主要分布在皮牙曼背斜北部，由洪积扇彼此连接、叠置而成。表面开阔，微向北倾，海拔高程 1500~1350m，平均坡降 1.5‰。此区干旱荒凉，除暴雨后冲沟见有瞬息洪流外，无常年性地表水系。

II3：冲积平原

主要分布在喀拉喀什河出山口后的总分水闸至下游的英也尔乡、喀尔赛乡一带，地势南高北低，由西南向北东微倾，地面坡降 2‰~5‰，海拔高度自总分水闸 1400m 到英也尔乡 1310m，地形总体开阔平坦。喀拉喀什河主河道宽阔，一般宽 200~300m，最宽达 500m。河道曲折，局部呈蛇曲状延伸，河漫滩和河心滩发育，上游主要以粗砂、砾石组成，下游主要以上部薄层粉砂及下部粗砂、砾石组成，是墨玉县主要的农灌区。冲积平原尾部与沙漠相毗邻，地形开阔平坦，海拔高程 1310~1280m。地形低洼地带，成为盐碱地或沼泽地。由于风沙作用，沙丘零星分布，多为锥状或新月型沙丘，其规模不大。

III：塔克拉玛干南缘沙漠

位于塔克拉玛干大沙漠南缘，海拔高程 1300~1250m。区内气候异常干燥，西北风、东北风盛行。植物稀少，沙丘大多处于新月型沙丘链和锥状沙丘、复合型砂垅等形态。风蚀后底层见有冲积粉细砂层。

项目区地处墨玉县南部的塔克拉玛干南缘沙漠区。

4.1.4 水文及水文地质

4.1.4.1 水文

墨玉县境内主要河流为喀拉喀什河，又名墨玉河，是典型的高山融雪补给型河流。该河发源于昆仑山主脉和喀喇昆仑山脉，河源附近的团结峰海拔 6644m，

从源头至和田河汇合口约长 808km。上游有喀木吉热河、奥依河、吐日苏河、克里阳河、达瓦沟、曼哈河、庞纳孜河、托满河等较多支流汇入，乌鲁瓦提站以上河长 598km，集水面积 19983km²。乌鲁瓦提站到墨玉县大桥 82km，沿河为和田和墨玉两县的农业区。墨玉县大桥至汇合口河长 128km，下游沙漠区水流侧蚀严重。由近岸向远岸砂丘逐渐发育，两岸 500~2000m 范围内植被发育，狭长绿色生长带内主要生长芦苇、甘草、胡杨树、红柳等植物。喀拉喀什河在山区呈一巨大的“S”形，蜿蜒流出山口后基本由南向北径流而下，进入山前冲洪积平原的戈壁砾石带后，河道变宽，流速变缓，导致了河水的大量渗漏，为平原区地下水提供了极其丰富的补给源。喀拉喀什河是以冰雪融水补给为主，降雨补给为辅的河流。河川径流与气温的变化具有较密切的关系，由于雪线海拔较高，汛期开始较晚。年内变化较大，连续最大四个月 6~9 月占到年水量的 80%~90%，水量最大月是 7 月，占年径流量的 30%~35%。水量最小月份出现在 1 月、2 月，月径流量仅占年径流量的 3%~4%。年内分配大致为：春季（3~5 月）年径流量占全年径流量的 6%~8%，夏季（6~8 月）占 72%~80%，秋季（9~11 月）占 11%~14%，冬季（12~2 月）占 3%~4%。喀河源头分布着大量的现代冰川，由于冰川起着很好的的年际调节作用，因此年际间径流量变化不大。

本项目区周围无地表水体，东距喀拉喀什河 7.8km。

4.1.4.2 水文地质

评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区，根据地下水的赋存条件、岩性结构及水力特征，地下水类型为第四系松散岩类孔隙潜水，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。具体见后文 5.5 节内容。

4.1.5 气候、气象

墨玉县地处欧亚大陆腹地，南部山区属温带或寒带气候，绿洲平原属暖温带干旱荒漠气候，北部沙漠属典型的大陆荒漠气候。独特的地理位置造就了该地区干旱少雨、光照充足、蒸发量大、无霜期长、昼夜温差大、春夏季浮尘活动频繁的特点。由于地形差异，自南而北可分为三大气候区。

(1) 南部山区

包括海拔在 1400m 的前山河谷地带，年平均气温在 9.4℃左右，冬暖夏凉，年较差小，无霜期短，热量不足，降水较多，是县境牧业区之一。

(2) 中部平原区

喀拉喀什河西岸海拔低于 1400m 以下的山前冲洪积扇平原，此区年光照时间在 2654h，日照率为 60%，年大于 10°C 的积温在 4000-4400°C，年降水量在 36mm，年平均风速小于 2m/s。水资源较为丰富，有利农作物和经济作物的生长。但夏季炎热，常出现干热风，影响作物产量。个别年份冬季气温低，寒冷期较长，冬季积雪较少。

(3) 北部荒漠区

墨玉县北部，海拔低于 1300m 的荒漠地区。热量资源极为丰富，年大于 10°C 的积温在 4400°C 以上，是全县光热最丰富、日较差最大的地区。但由于水分条件的不足。使光热资源的利用受到限制。

本项目位于北部荒漠区，海拔低于 1300m，属典型的荒漠干旱气候。四季分明，夏季炎热，干燥少雨，春季升温快，秋季降温快，降水量稀少，光照充足，无霜期长，昼夜温差大。年平均气温 11.3°C，1 月平均气温 -6.5°C，7 月平均气温 24.8°C，极端最低气温 -18.7°C，年平均降水量为 36~37mm，蒸发量 2239mm，无霜期 177 天，年日照时数为 2655 小时。根据中国季节性冻土标准冻深线图知本项目沿线标准冻深为 60cm，根据沿线探访和从气象部门获取资料，项目沿线最大冻深为 72cm。

4.1.6 土壤

根据《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类及现场踏勘结项目主要分布在沙漠腹地，评价区土壤类型较为简单，主要为风沙土。

风沙土是风沙地区风成沙性母质上发育的土壤，它是在风的搬运、堆积下形成的，无明显发生层的初育土，主要分布于干旱少雨和昼夜温差大的地区。风沙土质地粗，结构松散，物理性粘粒很少，生物作用微弱，有机质累计很少有效肥力极低，开发利用的难度很大。风沙土的成土过程很微弱，由于风蚀和沙积作用，成土过程经常被中断，成土作用时间短，很不稳定，通常在剖面中看不见成熟土壤的发生层次，一般仅有不明显的结皮和稍紧实的表土层。风沙土的形成过程大致分以下 3 个阶段：流动风沙土阶段：植物极少，存在土壤微生物活动，含有一定植物营养元素，但由于风沙流动，植物难以定居，处于成土过程的初级阶段。半固定风沙土阶段：随着植被继续滋生，覆盖度增大，流沙逐渐成为半固定状态，

地表开始形成薄结皮，地面表层变紧实，并被腐殖质染色，土壤剖面稍有分异，成土特征明显。固定风沙土阶段：半固定风沙土上的植物进一步生长发育，在沙丘上生长各种沙生和旱生植物，形成一定的植被覆盖度；地表结皮增厚，表层沙面变得更紧实，植物的枯枝落叶堆积物和根系成为土壤粗有机质，使表层分异明显，土壤剖面可见锥形发育的 A-C 层。风沙土的土壤颗粒十分均匀，有机质含量低，平均在 4.0~7.2g/kg 左右，重矿物含量低，但种类较多。荒漠地区的风沙土，还往往含有一定的盐分。

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

工程区全部为流动沙丘所覆盖，部分大的沙丘间的洼地，有零星多枝怪柳群系及胡杨生长。群落组成贫乏单一，结构简单。但本工程所在区域位于墨玉县地方公益林范围，因此根据《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二级。本工程部署4口井地面工程，新建单井集输管线 3.5km，改建 YB101X 拉油流程。结合工程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 1000m 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

本工程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

根据《新疆生态功能区划》,工程所在区域属于生态功能区为塔里木盆地一

东疆荒漠生态区-塔克拉玛干沙漠生态亚区-塔克拉玛干沙漠西部流动沙漠景观生态功能区，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	II-8 塔里木盆地—东疆荒漠生态区
	生态亚区	II-8-4 塔克拉玛干沙漠生态亚区
	生态功能区	塔克拉玛干沙漠西部流动沙漠景观生态功能区
主要生态服务功能		沙漠景观、风沙源地
主要生态环境问题		极端干旱、风沙肆虐、威胁下风向皮山、墨玉绿洲安全
生态敏感因子敏感程度		生物多样性和生境不敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感。
主要保护目标		保护麻扎塔格山前稀疏胡杨林、保护沙漠古城遗址
主要保护措施		限制人类活动范围、减少沙漠边缘人类干扰、保护文物古迹
适宜发展方向		减少人为干扰，保持沙漠自然景观，加强古迹保护

由表可知，项目所在区的主要生态服务功能分别为“沙漠景观、风沙源地”。本工程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。

图 4.2-1 新疆生态功能区划图

4.2.2.2 生态系统调查

和田系典型的内陆干旱区，气候干燥，绿洲外部环境十分恶劣，生态系统非常脆弱，受沙漠气候的影响，形成春旱、风沙、土地盐碱化三大自然灾害，每年造成风沙弥漫，春季风沙季节多以强劲的西北风和东北风为主，整个区域处于被沙漠半包围的状态。根据实地调查和遥感影像判读解译，工程沿线评价范围生态系统类型为典型的荒漠生态系统，评价区生态系统分布见图 4.2-2。

荒漠地区为极端大陆性气候，年降水量大都在 250mm 以下，降水变率很大，蒸发量大于降水量许多倍。温度变化剧烈，尤以日夜温差最大。并多有风沙与尘暴出现。土壤中营养物质比较贫乏。群落的植物种类贫乏、结构简单、覆盖度低，有些地面完全裸露。由于食物资源比较单调和贫乏，动物的种类不多，数量也少。

工程区内的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、结构简单、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。

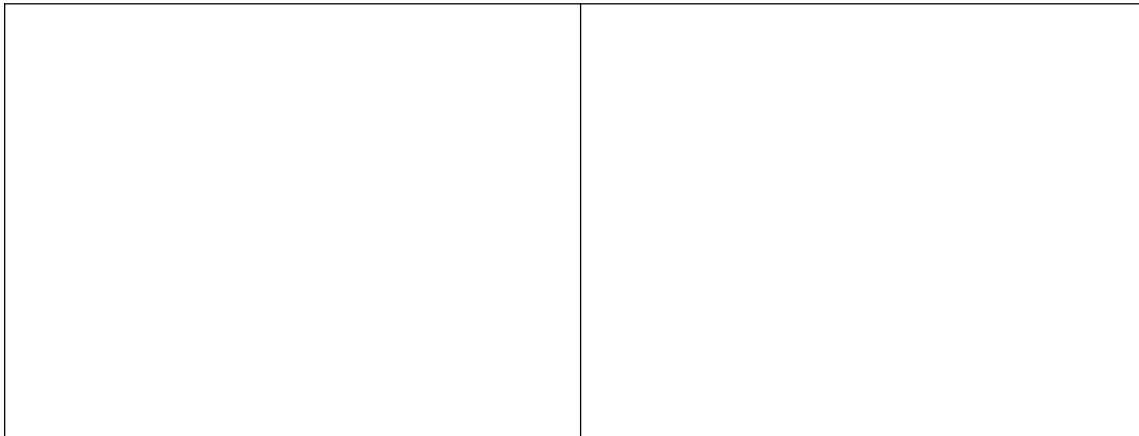


图 4.2-2 评价区生态系统分布图

4.2.2.3 土地利用现状调查

根据墨玉县土地调查结果，全县土地总面积 3465 万亩，宜农土地面积为 694.5 万亩，占总面积的 20.03%，其中：可耕地总面积 97.16 万亩，现有耕地面积 54.5 万亩，园地 6.9 万亩，林地 467 万亩，天然草场 128 万亩，水面积 35.2 万亩，其它 2.9 万亩。山地 294.5 万亩，占全县国土面积的 8.5%，平原绿洲万亩，占全县国土面积的 5.9%，沙漠 2966.04 万亩，占全县国土面积的 85.6%。

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，并参照《土地利用现状分类》(GB/T21010-2017)，以确定评价范围内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。工程区土地利用现状见图 4.2-3。本工程所在区域土地利用类型以沙地为主，占评价区总面积的 98.2%，灌木林地占评价区总面积的 1.8%，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。

图 4.2-3 工程区土地利用现状图

4.2.2.4 植被现状调查与评价

(1) 区域自然植被区域类型

项目区植被类型在中国植被区划中属于干旱荒漠带，暖温带荒漠区域，暖温带西部极端干旱灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地裸露荒漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。该区域气候极端干旱，植被多为耐旱型，主要是荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木。项目区植被区划图见图 4.2-4。

根据《国家重点保护野生植物名录》、《新疆国家重点保护野生植物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（第一批），项目区域国家重点保护野生植物为胡杨，为国家 II 级保护植物。项目区主要植被群系为多枝怪柳群系，自然植被以怪柳灌丛为主，伴生有稀疏胡杨，没有人工植被分布。植被覆盖度 5-10%；主要植物名录见表 4.2-2。项目区的植被类型及分布见图 4.2-4，项目区域高等植被有 8 种，分属 3 科。

图 4.2-4 植被区划图

图 4.2-4 植被类型及分布图

表 4.2-2 项目区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
柽柳科	多枝柽柳	<i>Tamarixranosissima</i>
	刚毛柽柳	<i>T.hispida</i>
	短穗柽柳	<i>T.axa</i>
	多花柽柳	<i>T.hahcmakeri</i>
	长穗柽柳	<i>T.clongata</i>
杨柳科	胡杨	<i>Populus euphratica</i>
豆科	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>

(2) 植被群落样方分析

A. 布设原则

为了获取评价区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。

评价人员于 2024 年 2 月 15 日-16 日对评价区进行了现场踏勘,根据《环境影响评价技术导则-生态影响》(HJ19—2022)要求,选取的典型生境为荒漠和灌丛。

B. 样方调查内容

样方调查选择纵贯评价区的调查线路,使调查结果能充分代表评价区内的植被现状。布设天然植被调查样方的方法和纪录内容如下所述:

灌木植物样方调查:设置 5m×5m 的灌木植被样方 3 个,均在公益林内,记录该样方的 GPS 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

本次评价主要样方情况见表 4.2-3 至表 4.2-5。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。

表 4.2-3 样方 1 统计表

群落名称	多枝柽柳	样方号	01
样方照片		物种照片	

位置		***	样方面积	5×5m	时间	2月16日	
经度		***	纬度	***	海拔高度(m)	1211	
坡向		-	坡位	-	坡度	-	
土壤类型		风沙土	地貌	沙漠	珍稀植物	-	
建群植物		多枝桤柳	样方总盖度	5%	样方外植物	-	
灌木层	名称	学名		株(丛)数	平均高度(cm)	平均冠幅(cm)	盖度(%)
建群种	多枝桤柳	<i>Tamarixranosissima</i>		3	15	30	3
伴生种	胡杨	<i>Populus euphratica</i>		1	25	20	2

表 4.2-4 样方 2 统计表

群落名称	多枝桤柳			样方号	01		
样方照片			物种照片				
位置			***	样方面积	5×5m	时间	2月16日
***			***	纬度	***	海拔高度(m)	1211
坡向			-	坡位	-	坡度	-
土壤类型			风沙土	地貌	沙漠	珍稀植物	-
建群植物			多枝桤柳	样方总盖度	5%	样方外植物	-
灌木层	名称	学名		株(丛)数	平均高度(cm)	平均冠幅(cm)	盖度(%)
建群种	多枝桤柳	<i>Tamarixranosissima</i>		3	15	30	4
伴生种	胡杨	<i>Populus euphratica</i>		1	25	20	1

表 4.2-5 样方 3 统计表

群落名称	多枝桤柳			样方号	01
样方照片			物种照片		

位置		***	样方面积	5×5m	时间	2月16日	
经度		***	纬度	***	海拔高度(m)	1206	
坡向		-	坡位	-	坡度	-	
土壤类型		风沙土	地貌	沙漠	珍稀植物	-	
建群植物		多枝桤柳	样方总盖度	10%	样方外植物	-	
灌木层	名称	学名		株(丛)数	平均高度(cm)	平均冠幅(cm)	盖度(%)
建群种	多枝桤柳	<i>Tamarixranosissima</i>		4	15	30	5
伴生种	胡杨	<i>Populus euphratica</i>		2	25	20	3
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>		1	0.8	10	2

4.2.2.5 野生动物现状调查

(1) 评价区野生动物现状

按中国动物地理区划，路线沿线区域动物区系属于蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地小区。通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，本项目区栖息分布着各种野生脊椎动物 21 种，其中爬行类 5 种，鸟类 8 种，哺乳类 7 种。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.2-6。

图 4.2-5 动物区划图

表 4.2-6 评价区主要脊椎动物种类和分布

序号	中文名	学名	保护级别
一、	两栖类		
1	塔里木蟾蜍	<i>Bufo peszewi</i>	

序号	中文名	学名	保护级别
二、	爬行类		
2	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi Anderson</i>	
3	密点麻蜥	<i>Erenias multiocellate yarkandensis</i>	
4	叶城沙蜥	<i>Phrynocephalus axillaris Blanford</i>	
5	沙蟒	<i>Eryx miliaris</i>	
6	棋斑游蛇	<i>Natrix tessellate</i>	
三、	兽类		
7	赤狐	<i>Vulpes vulpes</i>	国家II级保护
8	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	国家II级保护
9	大耳猬	<i>Hemiechinus auritus</i>	
10	长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso sclater</i>	
11	小家鼠	<i>Mus musculus linnaeus</i>	
12	普通蝙蝠	<i>Vespertilio murinus</i>	
13	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus psllas</i>	
四、	鸟类	鸟类	
14	杜鹃	<i>Cuculidae</i>	
15	戴胜	<i>Upupa epops</i>	
16	巨嘴沙雀	<i>Rhodopechys obsolete</i>	
17	红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	
18	毛腿沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>	
19	秃鼻乌鸦	<i>Corvus frugilegus</i>	
20	红腹锦鸡	<i>Chrysolophus pictus</i>	
21	野鸭	<i>mallard</i>	

(2) 区块样线调查

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，样线调查要求：样线 1 调查长度 822m，样线 2 调查长度 806m，样线 3 调查长度 660m，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。野生动物调查样线见表 4.2-7 及图 4.2-7。

表 4.2-7 动物调查样线一览表

编号	坐标	海拔 (m)	长度 (m)	野生动物观测情况
1-1	***	1011	822	跳鼠
1-2	***	1211	806	未见
1-3	***	1206	660	老鼠洞

4.2.3 环境敏感区调查及评价

4.2.3.1 生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、海岸生态稳定等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。本工程东距离生态保护红线(和田河防风固沙生态保护红线区)最近为 6km，不在生态保护红线内。本项目与生态红线位置关系图见图 3.9-1。

4.2.3.2 地方公益林

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。

(1) 墨玉县地方公益林

根据《新疆维吾尔自治区墨玉县重点公益林区划界定成果报告》，墨玉县林地面积为 253.531 万亩，其中公益林面积为 220.725 万亩，占林地面积 87.06%。其中国有 208.878 万亩，占公益林面积 94.63%；其它 11.847 万亩，占公益林面积 5.36%。

从公益林林种结构分析，墨玉县公益林中，防风固沙林 169.799 万亩，占公益林面积 76.93%；护岸林 39.078 万亩，占公益林面积 17.70%；其它 11.847 万亩，占公益林面积 5.37%。从地类结构看，其中有林地 43.058 亩，占公益林面积 19.51%；疏林地 39.593 亩，占公益林面积 17.94%；灌木林地 9.627 亩，占公益林面积 4.36%；灌丛地 2.161 亩，占公益林面积 0.98%；宜林地 126.286 亩，占公益林面积 57.21%。从重点公益林林种结果分析，共有二个林种，其中防风固沙林为墨玉县绿洲农业的天然屏障，保护着墨玉县工农业生产和社会经济的发展。护岸林对维护和田河流域生态环境起着积极作用。

(2) 本项目与墨玉县地方公益林的位置关系

项目区在墨玉县地方公益林内，但本次工程不占用公益林，公益林主要是荒漠灌丛，林地类型为荒漠灌木林，优势种为多枝怪柳，伴生有胡杨林，主要作用为防风固沙。本次井场为已有井场，目前井场范围无植被分布，单井管线所在区域植被稀疏，管线路由可完全避开有植被的区域。项目与墨玉县公益林位置关系见图 4.2-6。

图 4.2-6 项目与墨玉县公益林位置关系

4.2.4 土地沙化现状

2020 年 4 月，新疆维吾尔自治区已经开展第六次沙化土地调查，目前尚未颁布调查结果。根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》（2015 年 3 月），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 361154km²，占全疆沙漠的 81.97%，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、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。

塔克拉玛干沙漠中的沙化土地面积 34944602.58hm²，其中：沙质土地面积为 34560399.13hm²。在沙质土地中，流动沙地 26341108.65hm²，半固定沙地 5898376.53hm²，固定沙地 2192994.05hm²，沙化耕地 122550.34hm²，非生物工程治沙地 5369.56hm²。

项目区域地处塔克拉玛干沙漠南缘，区内气候极端干燥，植被稀疏，地貌形态多表现为高大起伏的流动沙丘、沙地。

4.2.5 水土流失现状

项目沿线所经地为地貌类型为沙漠，地表为半固定及流动沙丘，项目区土壤侵蚀的主要类型为强烈风力侵蚀，土壤允许流失量为 $5000-8000t/km^2 \cdot a$ 。水土流失强度等级划分见表 4.2-8。

表 4.2-8 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

通过实地调查，主要考虑地面坡度和地表植被覆盖度两个因素，进行区域土壤侵蚀分类分级。依据侵蚀模数的大小对土壤侵蚀强度进行分级，分别为微度侵蚀、轻度侵蚀、中度侵蚀、强烈侵蚀四个等级。评价范围属于强烈侵蚀。

4.2.6 生态环境现状小结

本项目区位于塔克拉玛干沙漠南缘，评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。根据《新疆生态功能区划》评价区域属于塔里木盆地—东疆荒漠生态区-塔克拉玛干沙漠生态亚区-塔克拉玛干沙漠西部流动沙漠景观生态功能区。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，主要以怪柳为主，伴生有胡杨；周围野生动物极少。项目区位于墨玉县地方公益林，公益林为防风固沙林，但本次工程不占用公益林，本次井场为已有井场，目前井场范围无植被分布，单井管线所在区域植被稀疏，管线路由可完全避开有植被的区域。

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

本项目地处和田地区墨玉县，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数据，墨玉县 2022 年环境空气

中六项基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析（浓度单位为 μg/m³），区域环境空气质量现状评价表详见表 4.3-1。

表 4.3-1 区域空气质量现状评价结果一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		μg/m ³	μg/m ³		
SO ₂	年平均	10	60	10	达标
NO ₂	年平均	18	40	72.5	达标
CO	第 95 百分位数日平均	2800	4000	42.5	达标
O ₃	第 90 百分位数日平均	125	160	77.5	达标
PM _{2.5}	年平均	43	35	100	超标
PM ₁₀	年平均	125	70	1.24	超标

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

由上表可知：2022 年项目所在地和田地区墨玉县 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；PM_{2.5}、PM₁₀ 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，项目区为不达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

和田地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限制，短期内不会有明显改善。

4.3.2 特征因子补充监测

按照《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次委托新疆中测测试有限责任公司对本项目所在区域环境空气质量现状进行实地监测。

(1) 监测点位

本项目 YB101X 井场下风向 1km 布设 1 个大气监测点。监测点位基本信息见表 4.3-2 和图 4.3-1。

表 4.3-2 补充监测点位基本信息一览表

位置	监测因子	监测频次
YB101X 井下风向	非甲烷总烃、H ₂ S	非甲烷总烃连续监测 7 天、每天采样 4 次，每小时等间隔采样 4 次；取小时平均值；硫化氢连续监测 7 天，每天采样 4 次。

(2) 监测时间及频率

监测时间为 2024 年 2 月。其中，硫化氢采用 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样 45 分钟。非甲烷总烃为每天采样 4 次，每次取 1 小时等时间间隔 4 个样品的平均值。

(3) 监测及分析方法

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

表 4.3-3 大气污染物采样分析及依据

序号	监测项目	分析方法	依据	检出限 (mg/m ³)
1	H ₂ S	亚甲蓝分光光度法	GB/T11742-1989	0.005
2	NMHC	气相色谱法	HJ604-2017	0.07

(4) 评价标准

非甲烷总烃 1 小时评价浓度参考执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中的浓度限值 2.0mg/m³，H₂S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（10μg/m³）的浓度限值要求。

(5) 评价方法

采用最大浓度占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

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

式中：P_i—第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

C_{oi}—第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

(6) 评价结果

监测及评价结果见表 4.2-4。

监测点位	污染物	评价标准 (mg/m ³)	监测浓度范围 (mg/m ³)	最大浓度占标率 (%)	达标情况
YB101X 井场下风向	非甲烷总烃	2	0.25-0.28	14	达标
	硫化氢	0.01	ND	/	达标

表 4.2-4 其他污染物环境质量现状评价表

由监测结果可知，监测期间评价区特征污染物非甲烷总烃小时平均值在 0.25-0.28mg/m³之间，最大占标率为 14%，能满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值 2mg/m³要求；H₂S 小时平均值均未检出，能满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（0.01mg/m³）的浓度限值要求。

4.4 声环境现状调查与评价

4.4.1 监测点布设

本次共布设 4 个噪声监测点位，监测工作由新疆广宇众联环境监测有限公司完成。监测点位基本信息见表 4.4-1，监测点位见图 4.3-1。

表 4.4-1 监测点位基本信息

监测点名称	地理坐标	监测因子	监测时段
1#YB101X 井场外 200m	***	Leq(dB(A))	监测 2 天，每天昼夜各 1 次
2#YB101X 井	***		
3#YB1-2 井	***		
4#YB1-4 井	***		

4.4.2 监测时间

声环境质量现状监测时间为 2024 年 2 月 25 日-2024 年 2 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 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

4.4.5 评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

4.4.6 监测结果

监测及评价结果统计见表 4.4-2。

表 4.4-2 声环境现状监测统计结果一览表

监测点名称		监测时间	测量结果 (dB (A))				评价结果
			昼间		夜间		
			实测值	标准值	实测值	标准值	
YB101X 井	东厂界	2024年2月25日	48	60	45	50	达标
		2024年2月26日	47		44		达标
	南厂界	2024年2月25日	46		44		达标
		2024年2月26日	47		43		达标
	西厂界	2024年2月25日	47		45		达标
		2024年2月26日	46		43		达标
	北厂界	2024年2月25日	48		46		达标
		2024年2月26日	48		44		达标
YB1-2 井	东厂界	2024年2月25日	43	60	42	50	达标
		2024年2月26日	42		41		达标
	南厂界	2024年2月25日	42		41		达标
		2024年2月26日	41		40		达标
	西厂界	2024年2月25日	42		40		达标
		2024年2月26日	43		41		达标
	北厂界	2024年2月25日	41		41		达标
		2024年2月26日	41		40		达标
YB1-4 井	东厂界	2024年2月25日	42	60	40	50	达标
		2024年2月26日	41		41		达标
	南厂界	2024年2月25日	41		39		达标
		2024年2月26日	40		40		达标
	西厂界	2024年2月25日	40		39		达标
		2024年2月26日	40		39		达标
	北厂界	2024年2月25日	40		40		达标
		2024年2月26日	41		39		达标
YB101X 井 200 m 外	2024年2月25日	43	60	40	50	达标	
	2024年2月26日	44		41		达标	

4.4.7 评价结论

从表 4.4-2 可以看出，昼间噪声值在 40~48dB (A) 之间，夜间噪声值在 39~46dB (A) 之间，声环境现状满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准要求。

4.5 水环境现状调查与评价

4.5.1 地表水环境现状调查

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的采出水、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

本次评价地下水环境现状调查调查方法采用现场调查监测法，我公司委托新疆广宇众联环境监测有限公司进行了现场取样及室内检测、分析。

4.5.2.2 监测点位布设

地下水监测点点位及因子见表 4.5-1、监测点具体位置见图 4.5-1 所示。

表 4.5-1 本工程地下水监测点情况统计表

序号	监测点名称	坐标	流场位置关系	与项目位置关系	监测层位
1	1#地下水监测点	***	地下水流场的上游	井场西南侧 10km	潜水
2	2#地下水监测点	***	项目区附近	YB101X 井场附近	
3	3#地下水监测点	***	地下水流场的侧向	集输管线附近	
4	4#地下水监测点	***	地下水流场的侧向	井场东侧 13.2km	
5	5#地下水监测点	***	地下水流场的下游	井场东北侧 6km	

4.5.2.3 监测时间及频率

采样时间为 2024 年 2 月 27 日，检测分析时间为 2024 年 2 月 27 日-2024 年 3 月 8 日，每个点位采样 1 次。

4.5.2.4 监测项目及分析方法

(1) 监测项目

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

SO₄²⁻;

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

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	《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)	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)		0.08 mg/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-吡唑啉酮 分光光度法	T6 新世纪 紫外可见分光光度计	0.002 mg/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	0.05 mg/L
11	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》(HJ 694-2014)	AFS-8520 原子荧光光度计	4×10 ⁻⁵ mg/L
12	砷			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	GGX-830 原子吸收分光光度计	5×10 ⁻⁴ mg/L

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
		5750.6-2023)		
		12.1 无火焰原子吸收分光光度法		
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	0.004 mg/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	0.018 mg/L
17	氯离子 (氯化物)			0.007 mg/L
18	钾离子			0.02 mg/L
19	钠离子			0.02 mg/L
20	钙离子			0.03 mg/L
21	镁离子			0.02 mg/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测定 滴定法》(DZ/T 0064.49-2021)	25 mL 滴定管	1 mg/L
23	碳酸氢根			
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 原子吸收分光光度计	0.03 mg/L
25	锰			0.01 mg/L
26	钡	《水质 钡的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(HJ 602-2011)		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	0.003 mg/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	0.01 mg/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	10 MPN/L
30	细菌总数*			——

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：

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

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

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

检测项目	标准值		潜水含水层				
			1#地下水监测点	2#地下水监测点	3#地下水监测点	4#地下水监测点	5#地下水监测点
pH 值	6.5~8.5	监测值	7.9	8	7.7	7.9	8.1
		标准指数	0.60	0.67	0.47	0.60	0.73
总硬度	≤450	监测值	1320	1610	2120	1410	292
		标准指数	2.93	3.58	4.71	3.13	0.65
溶解性总固体	≤1000	监测值	3810	5500	7530	3840	704
		标准指数	3.81	5.5	7.53	3.84	0.704
硫酸盐	≤250	监测值	1090	1590	2140	903	157
		标准指数	4.36	6.36	8.56	3.612	0.628
氯化物	≤250	监测值	1260	1870	2810	1510	192
		标准指数	5.04	7.48	11.24	6.04	0.768
铁	≤0.3	监测值	ND	ND	0.05	0.08	ND
		标准指数	-	-	0.17	0.27	-

锰	≤0.1	监测值	0.06	0.04	0.01	0.03	ND
		标准指数	0.6	0.4	0.1	0.3	-
挥发性酚类	≤0.002	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	-	-	-	-	-
氨氮	≤0.5	监测值	0.274	0.304	0.281	0.382	0.349
		标准指数	0.548	0.608	0.562	0.764	0.698
硫化物	≤0.02	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	-	-	-	-	-
总大肠菌群	≤3.0 MPN/100mL	监测值	ND	2	ND	2	1
		标准指数	-	0.67	-	0.67	0.33
菌落总数	≤100 CFU/mL	监测值	36	32	42	38	46
		标准指数	0.36	0.32	0.42	0.38	0.46
亚硝酸盐氮	≤1.0	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	-	-	-	-	-
硝酸盐氮	≤20	监测值	ND	ND	0.09	0.25	0.14
		标准指数	-	-	0.0045	0.0125	0.007
氰化物	≤0.05	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	-	-	-	-	-
氟化物	≤1.0	监测值	1.28	0.62	1.32	0.74	1.09
		标准指数	1.28	0.62	1.32	0.74	1.09
汞	≤0.001	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	-	-	-	-	-
砷	≤0.01	监测值	0.001	0.001	ND	0.0081	0.0052
		标准指数	0.1	0.1	-	0.81	0.52
镉	≤0.005	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	-	-	-	-	-
六价铬	≤0.05	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	-	-	-	-	-
铅	≤0.01	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	-	-	-	-	-
钡	≤0.7	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	-	-	-	-	-
石油类	≤0.05	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	-	-	-	-	-

由表 4.5-3 分析可知，监测期间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、氟化物外，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。超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响，区域潜水蒸发量大、补给量小，且区内地下水径流非常缓慢，各类离子容易富集，日积月累浓度逐渐升高。由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中各类因子浓度有所差异。

(2) 地下水离子监测结果与评价

根据八大离子（CO₃²⁻、Ca²⁺、Mg²⁺、HCO₃⁻、SO₄²⁻、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⁺、Mg²⁺为主，水化学类型主要以 Cl-Na 和 HCO₃·SO₄·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

项目		1#地下水监测点	2#地下水监测点	3#地下水监测点	4#地下水监测点	5#地下水监测点
监测值 (mg/L)	K ⁺	52.1	50.6	87.8	32.4	12.4
	Na ⁺	896	1370	2030	933	148
	Ca ²⁺	216	215	240	184	61.4
	Mg ²⁺	204	272	392	242	32.7
	CO ₃ ²⁻	ND	ND	ND	ND	ND
	HCO ₃ ⁻	294	312	271	252	258
	Cl ⁻	1260	1870	2810	1510	192
	SO ₄ ²⁻	1090	1590	2140	903	157
毫克当量百分比(%)	K ⁺	1.97	1.38	1.67	1.18	2.54
	Na ⁺	57.41	63.39	65.51	57.55	51.45
	Ca ²⁺	15.88	11.42	8.89	13.03	24.50
	Mg ²⁺	24.73	23.81	23.94	28.25	21.51
	CO ₃ ²⁻	0	0	0	0	0
	HCO ₃ ⁻	7.64	5.62	3.46	6.30	32.74
	Cl ⁻	56.37	57.99	61.80	65.01	41.94
	SO ₄ ²⁻	35.99	36.39	34.74	28.69	25.31
相对误差	-3.67	-1.62	-2.46	-3.65	1.60	

水化学类型	Cl-Na	Cl -Na	Cl -Na	Cl-Na·Mg	HCO ₃ ·SO ₄ ·Cl-Na
-------	-------	--------	--------	----------	--

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、土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，本项目涉及的土壤类型有风沙土和盐土。项目区土壤类型见图 4.6-1。

项目区主要土壤类型为流动风沙土。风沙土的形成过程与流动沙性母质上自然植被的出现、繁衍和演变紧密相关。其主要分布在评价区域的南部。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，养分含量极低，有机质含量小于 1g/kg。颗粒组成以 0.05~0.25mm 的细砂粒为主，干沙层自然含水量 0.6~1.1g/kg，湿沙层 14~15g/kg。成土过程微弱，风蚀作用严重，土壤剖面的层次分化不明显。植被以零星分布柽柳灌丛为主。

盐土的形成过程由草甸盐土和盐化土壤进一步积盐，盐生植被取代草甸植被，生草过程进一步削弱而来。其地下水位约 2-3m，地面起伏不平，并被 5~15cm 的盐结皮或盐结壳所覆盖，盐类组成以氯化物为主，生物累积少，有机质含量及其它养分含量均较低。植被以稀疏的盐生灌丛为主。

图 4.6-1 项目区土壤类型图

4.6.2 土壤理化特性调查

本项目为污染影响型项目，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、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为本项目附近土壤表层样（0-0.2m）。分析结果如表 4.6-1 所示。

表4.6-1 土壤理化特性调查表

采样点位		单位	YB101X 井场
坐标		-	N:*** E:***
层次			表层
现场记录	颜色	-	浅黄色
	结构	-	疏粒状
	质地	-	砂土
	砂砾含量	%	0
	其他异物	-	无
实验室测定	pH 值	无量纲	8.12
	阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	0.8L
	氧化还原电位	mV	376
	饱和导水率	mm/min	3.52
	土壤容重	g/cm ³	1.3
	孔隙度	%	51
	含水率	%	0.1

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），本项目属于I类建设项目，本项目类别按照污染影响型项目考虑。根据项目位置和《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）布点要求，本评价在占地范围内设置 1 个表层样（S1）和 3 个柱状样（S2、S3、S4），占地范围外设置 2 个表层样（S5、S6）；土壤类型为风沙土和盐土。土壤监测布点符合《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中污染影响型项目布点要求。

根据项目区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地区和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托新疆广宇众联环境监测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 2 月 25 日。

（1）建设用地（占地范围内）

监测布点：在YB101X井（S1）布设1个表层样。在YB101X井（S2）、YB1-2井（S3）和YB1-4井（S4）布设3个柱状样。

检测项目：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。

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）第二类用地风险筛选值标准。

评价方法：对污染物的评价，采用标准指数法。具体监测及评价结果见表4.6-2和表4.6-3。

表 4.6-2 占地范围内表层样土壤环境质量评价

监测点位				S1：YB101X 井场内		
监测层位				0~0.5m		
序号	检测项目	单位	筛选值 (第二类用地)	监测数据	Pi	达标情况
1	砷	无量纲	60	7.66	0.13	/
2	镉	mg/kg	65	0.10	0.00	达标
3	六价铬	mg/kg	5.7	0.5L	/	达标
4	铜	mg/kg	18000	14	0.00	达标
5	铅	mg/kg	800	18.2	0.02	达标
6	汞	mg/kg	38	0.237	0.01	达标
7	镍	mg/kg	900	26	0.03	达标
8	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	4500	6L	/	达标
	石油烃（C ₆ -C ₉ ）	mg/kg	4500	0.04L	/	达标
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	1.3×10 ⁻³ L	/	达标
10	氯仿	mg/kg	0.9	1.1×10 ⁻³ L	/	达标
11	氯甲烷	mg/kg	37	1.0×10 ⁻³ L	/	达标
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	1.2×10 ⁻³ L	/	达标
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	1.3×10 ⁻³ L	/	达标
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	1.0×10 ⁻³ L	/	达标
15	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	1.3×10 ⁻³ L	/	达标
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	1.4×10 ⁻³ L	/	达标
17	二氯甲烷	mg/kg	616	1.5×10 ⁻³ L	/	达标
18	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	1.1×10 ⁻³ L	/	达标
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	1.2×10 ⁻³ L	/	达标
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	1.2×10 ⁻³ L	/	达标
21	四氯乙烯	mg/kg	53	1.4×10 ⁻³ L	/	达标
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	1.3×10 ⁻³ L	/	达标
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	1.2×10 ⁻³ L	/	达标

24	三氯乙烯	mg/kg	2.8	1.2×10 ⁻³ L	/	达标
25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	1.2×10 ⁻³ L	/	达标
26	氯乙烯	mg/kg	0.43	1.0×10 ⁻³ L	/	达标
27	苯	mg/kg	4	1.9×10 ⁻³ L	/	达标
28	氯苯	mg/kg	270	1.2×10 ⁻³ L	/	达标
29	1,2-二氯苯	mg/kg	560	1.5×10 ⁻³ L	/	达标
30	1,4-二氯苯	mg/kg	20	1.5×10 ⁻³ L	/	达标
31	乙苯	mg/kg	28	1.2×10 ⁻³ L	/	达标
32	苯乙烯	mg/kg	1290	1.1×10 ⁻³ L	/	达标
33	甲苯	mg/kg	1200	1.3×10 ⁻³ L	/	达标
34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570	1.2×10 ⁻³ L	/	达标
35	邻二甲苯	mg/kg	640	1.2×10 ⁻³ L	/	达标
36	硝基苯	mg/kg	76	0.09L	/	达标
37	苯胺	mg/kg	260	0.09L	/	达标
38	2-氯酚	mg/kg	2256	0.06L	/	达标
39	苯并(a)蒽	mg/kg	15	0.1L	/	达标
40	苯并(a)芘	mg/kg	1.5	0.1L	/	达标
41	苯并(b)荧蒽	mg/kg	15	0.2L	/	达标
42	苯并(k)荧蒽	mg/kg	151	0.1L	/	达标
43	蒽	mg/kg	1293	0.1L	/	达标
44	二苯并(a,h)蒽	mg/kg	1.5	0.1L	/	达标
45	茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg	15	0.1L	/	达标
46	萘	mg/kg	70	0.09L	/	达标

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
S2: YB101X 井	T7-1-1	0~0.5m	C ₁₀ -C ₄₀	4500	6L	/	达标
			C ₆ -C ₉	4500	0.04L	/	达标
			全盐量	/	0.4	/	/
	T8-1-1	0.5~1.5m	C ₁₀ -C ₄₀	4500	6L	/	达标
			C ₆ -C ₉	4500	0.04L	/	达标
			全盐量	/	0.3	/	/
	T9-1-1	1.5~3.0m	C ₁₀ -C ₄₀	4500	6L	/	达标
			C ₆ -C ₉	4500	0.04L	/	达标
			全盐量	/	0.4	/	/
S3: YB1-2 井	T1-1-1	0~0.5m	C ₁₀ -C ₄₀	4500	6L	/	达标
			C ₆ -C ₉	4500	0.04L	/	达标
			全盐量	/	0.6	/	-
	T2-1-1	0.5~1.5m	C ₁₀ -C ₄₀	4500	6L	/	达标
			C ₆ -C ₉	4500	0.04L	/	达标
			全盐量	/	0.4	/	/
	T3-1-1	1.5~3.0m	C ₁₀ -C ₄₀	4500	6L	/	达标
			C ₆ -C ₉	4500	0.04L	/	达标
			全盐量	/	0.3	/	/
S4: YB1-4 井	T4-1-1	0~0.5m	C ₁₀ -C ₄₀	4500	6L	/	达标
			C ₆ -C ₉	4500	0.04L	/	达标
			全盐量	/	0.3	/	/

	T5-1-1	0.5~1.5m	C ₁₀ -C ₄₀	4500	6L	/	达标
			C ₆ -C ₉	4500	0.04L	/	达标
			全盐量	/	0.4	/	/
	T6-1-1	1.5~3.0m	C ₁₀ -C ₄₀	4500	6L	/	达标
			C ₆ -C ₉	4500	0.04L	/	达标
			全盐量	/	0.3	/	/

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) 农用地（占地范围外）

监测布点：YB101X 井场外 50 m（S5）和 YB1-2 井场外 50 m（S6）各布设 1 个监测点。

检测项目：pH、镉、镍、铜、汞、砷、铅、铬、锌、石油烃和全盐量共计 11 项因子。

监测单位：新疆广宇众联环境监测有限公司，监测时间 2024 年 2 月 25 日。

评价标准：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；石油烃参考《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。

评价方法：对污染物的评价，采用标准指数法。

土壤环境质量评价结果见表 4.6-4。

表4.6-4 占地范围外表层土壤环境质量评价 单位：mg/kg

序号	监测项目	标准值	单位	S5: YB101X 井场外 50 m (0~0.2m)		S6: YB1-2 井场外 50 m (0~0.2m)	
				监测值	Pi	监测值	Pi
1	pH 值	-	无量纲	8.32	0.88	8.29	0.86
2	水溶性盐总量	-	g/kg	0.7	-	0.5	-
3	镉	-	mg/kg	0.18	0.30	0.13	0.22
4	镍	0.6	mg/kg	20	0.11	28	0.15
5	铜	190	mg/kg	12	0.12	14	0.14
6	汞	100	mg/kg	0.394	0.12	0.234	0.07
7	砷	3.4	mg/kg	8.12	0.32	7.21	0.29

8	铅	25	mg/kg	16.6	0.10	19.2	0.11
9	铬	170	mg/kg	32	0.13	27	0.11
10	锌	250	mg/kg	50	0.17	49	0.16
11	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500	mg/kg	6L	/	6L	/
12	全盐量	/	g/kg	0.7	/	0.5	/

由监测结果可知：土壤 pH 值在 $5.5 \leq \text{pH} < 8.5$ 范围内，属于无酸化或碱化土壤，土壤中重金属元素含量相对较低，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 $\text{pH} > 7.5$ 所列标准；土壤石油烃含量未检出，满足《土壤环境质量 建设用地区域土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）标准；评价范围内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 建设用地区域土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值标准。

图 4.3-1 监测点位图

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

从工程特点和所处区域的环境特征出发分析工程施工期、运营期、退役期中对生态环境影响的特点。

(1) 油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在工程开发范围内各具体环境影响组份呈面状（如单井管线等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在干旱荒漠背景下，项目开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

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

表 5.1-1 油田开发建设对生态环境的影响

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

5.1.2 施工期生态环境影响分析

5.1.2.1 占地影响分析

工程对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响。本项目新建 4 座井场，在原钻井工程井场基础上进行建设，减少地面扰动；根据估算，项目占地统计分析见 3.3.2.1 节。

本项目总占地面积 4.736hm²，其中永久占地面积 1.22hm²，临时占地面积为 3.516hm²，油田所在区域为沙漠区，地表植被稀疏，植被的防风固沙作用相对较弱。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地

利用类型和植被类型将发生彻底的改变,永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代;临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生,也不可避免地对原有地表造成破坏,使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解,在扰动结束后,临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布,对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响,同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

项目各工程呈点块状(如井场等)和线状(如单井管线等)分布在评价区范围内,占地面积小,对局部沙地格局影响较小。单井管线等线状工程分布,将局部流动沙地、半固定沙地进行分割、破碎,但是采用草方格进行防护,起到一定的防风固沙作用。因此工程建设不会对荒漠生态系统完整性造成较大影响。

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

5.1.2.2 对植被的影响分析

工程区大部分为流动沙丘所覆盖,基本无植被。部分高大沙丘间地分布有柽柳灌丛,植被盖度低于5%。工程选址选线占地范围内无植被分布。

(1) 扬尘对植被的影响

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

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

(2) 施工期人为活动对植被的影响

本次工程井场为已有井场,目前井场范围无植被分布,单井管线所在区域植被稀疏,管线路由可完全避开有植被的区域。因此本工程对植被的影响主要为施工人员和作业机械对植物的践踏、碾压和灌木植物的砍伐等。从干旱荒漠生态系

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

①由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，从而增加产生沙化的可能性；其多集中在临时性占地外围 50m 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。

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

（3）石油类污染对植被的影响

在油田开发过程中石油类对植被的污染途径主要有两种：一是落地油先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接的受到影响；二是钻井及生产过程中不慎将原油溅落在植物体上，影响其生理功能，使植物生长发育受阻，严重时导致植物的死亡。

根据对以往油田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中 0~20cm 土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在 50m 左右，50m 以外植物体内石油类含量接近背景值，植被生长良好。该区植物极为稀少，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

（4）事故排放对植被的影响

油田开发建设项目中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为原油泄漏，其产生的污染物排放均会对影响范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年会重新发芽生长。

5.1.2.3 对野生动物的影响

工程区位于沙漠腹地，自然条件十分恶劣，野生动物不易生存，动物极为罕见，主要野生动物以各种昆虫居多，其次是蜥蜴和一些雀类，没有国家和自治区级保护动物分布。

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

5.1.2.4 项目实施对周边沙化土地的影响

本工程井场平整作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于铺垫井场，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，造成土地荒漠化；此外，由于工程地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

施工期主要包括地面工程，包括地面平整、设备安装调试等。施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。此外，在施工过程中，各种车辆(尤其是重型卡车)在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

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

5.1.2.5 水土流失影响分析

(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) 对油区公路、管线、井场的危害

工程对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在土方施工活动，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；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。

项目区位于沙漠区，区域以地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以强度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因项目的建设而产生的水土流失。

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，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土等遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

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

5.1.3 运营期生态环境影响分析

本工程运营期对生态环境的影响主要表现在对野生动物、植被等的影响，生态系统完整性影响以及生态景观影响。油田开发后，在油田开发区域内的防风固沙措施可改善了区域小环境。

(1) 对野生动物的影响分析

运营期车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，人为活动相对施工也有所减少，通过加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀，本工程运营期的噪声和人为活动对野生动物的影响也相对减小。

运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。

(2) 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，受扰动的植被开始自然恢复，一般在2~3年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

(3) 特殊生态敏感区和重要生态敏感区影响分析

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

(4) 生态系统完整性影响评价

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。

工程新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

综上所述，区域生态完整性受本工程影响较小，工程区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.1.4 退役期生态环境影响分析

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将

陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

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

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

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

5.1.5 小结

本项目总占地面积 4.736hm²，其中永久占地面积 1.22hm²，临时占地面积为 3.516hm²，油田所在区域为沙漠区，地表植被稀疏，植被的防风固沙作用相对较弱，由于工程区地表基本无植被，由工程建设造成的生物量损失较小，对植被影响较小。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。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

5.1.6 生态环境影响评价自查表

本工程生态环境影响评价自查表见表 5.1-1。

表 5.1-1 生态环境影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （种群结构）

		生境 <input type="checkbox"/> (生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> (物种组成、群落结构等) 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> (植被覆盖力、生物量、生态系统功能) 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> (物种组成) 生态敏感区 <input type="checkbox"/> (主要保护对象、生态功能等) 自然景观 <input type="checkbox"/> (自然遗迹 <input type="checkbox"/> (其他 <input checked="" type="checkbox"/> (天然林)
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: (0.059) 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 checked="" type="checkbox"/> ; 夏季 <input 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 type="checkbox"/> ; 生物入侵 <input type="checkbox"/> ; 污染危害 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ; 重要物种 <input type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input 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 type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input checked="" type="checkbox"/> ; 减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ; 科研 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ; 长期跟踪 <input type="checkbox"/> ; 常规 <input type="checkbox"/> ; 无 <input checked="" type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ; 环境影响后评价 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可行 <input type="checkbox"/>
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。		

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 污染源分析

施工期废气主要包括井场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘, 施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。

5.2.1.2 施工期大气环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要为管线敷设和地面工程建设过程中可能产生扬尘, 如细小的建筑材料的飞扬, 或土壤被扰动后导致的尘土飞扬; 机械设备和车辆在运行过程中主要污染物为 NO_x、CO、SO₂、THC 等, 施工机械和运输车辆运行时间一般都较短, 对环境的影响是暂时的、不连续的、可接受的。

(1) 运输车辆扬尘的影响分析

施工期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。

在油田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。随油田开发进入产液期，区块道路面硬化，这部分扬尘影响大大减轻。

(2) 地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①地基、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，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。

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

(3) 施工机械及运输车辆尾气影响分析

施工机械及运输车辆所排放的废气主要污染物为 NO_x 、 CO 、 SO_2 、 THC 等。在空间上和时间上具有较集中的特点，在局部的范围内污染物的浓度较高。本项目所在区域扩散条件良好，施工机械及运输车辆产生的尾气很快被空气稀释，且大气污染物随钻井工程的结束而消失，井场进入采油阶段，区域空气环境质量将会有所改善。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 区域地面污染气象特征分析

本项目位和田地区墨玉县境内。本次收集了墨玉县常年的地面观测数据进行统计分析。

根据墨玉气象站（51827）资料，气象站位于新疆维吾尔自治区，地理坐标为东经 79.6561 度，北纬 37.2558 度，海拔高度 1348.9 米。气象站始建于 1959 年，1959 年正式进行气象观测。墨玉气象站距项目 123km，是距项目最近的国家气象站，拥有长期的气象观测资料，以下资料根据 1999-2018 年气象数据统计分析，统计见表 5.2-1。风玫瑰图见图 5.2-1。

表 5.2-1 墨玉气象站近 20 年的主要气候资料统计结果表

统计项目	统计值	极值出现时间	极值
多年平均气温（℃）	12.2		
累年极端最高气温（℃）	38.4	2013 年 7 月 29 日	40.3
累年极端最低气温（℃）	-16.7	2008 年 1 月 31 日	-22.5
多年平均气压（hPa）	866.6		
多年平均水汽压（hPa）	8.2		
多年平均相对湿度（%）	52.2		
多年平均降雨量（mm）	54.2	2010 年 5 月 28 日	23.8
多年平均沙暴日数（d）	6.8		
多年平均雷暴日数（d）	3.4		
多年平均冰雹日数（d）	0.1		
多年平均大风日数（d）	0.8		
多年实测极大风速（m/s）、相应风向	18.4	2015 年 6 月 10 日	21.3 WSW
多年平均风速（m/s）	1.0		
多年主导风向、风向频率（%）C	34.7%		
多年静风频率（风速≤0.2m/s）（%）	34.7		

图 5.2-1 项目所在地近 20 年统计风玫瑰图

(1) 风速

根据墨玉县气象站数据，年平均风速为 2.63m/s，春夏季风速最大，其中以 7 月份风速最大（3.67m/s），以 1 月份风速最小（1.64m/s），区域各月平均风速统计见表 5.2-2。平均风速的全年各月变化曲线见图 5.2-2。

表 5.2-2 评价区域各月平均风速统计表

位置	月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
墨玉县	风速	1.64	1.78	2.31	2.39	2.86	3.31	3.67	3.53	3.06	2.75	2.17	2.06

图 5.2-2 评价区全年各月风速变化曲线

(2) 风向、风频

大气污染物的传输与扩散受地面风向风速的影响，风向决定了污染物被输送的方向以及被污染区域的方位，而风速的大小则影响大气污染物的扩散稀释速度。一般在风向频率较大的方位其下风向的轴线区域污染物浓度较大。

墨玉县年均风频的月变化、季变化及年平均风频见表 5.2-3，风向频率玫瑰见图 5.2-3。

表 5.2-3 年均风频的月变化、季变化及年均风频表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
一月	4.97	3.09	4.70	6.72	7.80	3.36	2.42	0.81	4.03	3.23	4.30	5.11	11.56	9.14	8.47	4.30	15.99
二月	3.87	4.61	4.17	4.91	6.70	4.61	5.06	2.98	4.91	4.17	3.87	4.46	10.42	8.63	9.08	5.06	12.50
三月	4.70	2.42	5.51	8.06	8.06	4.03	2.96	3.76	5.51	4.84	3.90	4.30	7.66	12.10	8.74	4.70	8.74
四月	6.11	3.61	3.61	4.72	5.28	4.72	4.72	3.33	4.58	3.75	4.44	3.61	6.81	13.61	10.14	5.97	10.97
五月	7.39	4.30	4.70	5.91	13.44	5.51	4.57	3.09	3.90	2.96	3.23	2.69	2.96	6.45	4.17	4.97	19.76
六月	8.75	4.03	3.75	6.94	11.11	6.39	3.19	2.08	3.75	2.78	1.39	5.28	5.69	7.78	3.75	3.89	19.44
七月	6.18	4.30	6.18	6.18	8.87	3.09	2.96	2.02	2.69	2.55	4.57	4.30	9.27	11.69	5.11	3.76	16.26
八月	7.26	3.63	4.97	6.45	7.12	4.17	2.28	1.88	3.76	2.28	2.15	2.42	5.65	11.42	5.65	7.80	21.10
九月	6.11	4.31	5.00	5.00	6.39	3.33	1.39	1.11	3.33	4.86	1.94	4.58	5.14	7.36	4.72	6.53	29.58
十月	4.97	4.57	3.09	8.20	10.35	3.49	2.02	2.69	5.78	2.28	0.94	1.34	5.11	4.44	3.76	3.36	31.72
十一月	3.33	4.86	4.59	5.42	9.86	4.58	3.33	6.53	16.81	4.03	1.39	1.25	9.72	3.47	2.78	2.50	15.14
十二月	5.78	3.09	4.62	5.91	8.74	3.36	2.55	4.70	15.86	3.90	3.76	2.96	13.71	8.06	5.38	2.96	6.18
全年	5.80	3.89	4.98	6.22	8.66	4.21	3.11	2.91	6.24	3.46	2.99	3.52	7.80	8.69	5.96	4.65	17.31
春季	6.07	3.44	4.76	6.25	8.97	4.76	4.08	3.40	4.66	3.85	3.85	3.53	5.80	10.69	7.65	5.21	13.18
夏季	7.38	3.99	3.98	6.52	9.01	4.53	2.81	1.99	3.40	2.54	2.72	3.99	6.88	10.33	4.85	5.16	18.93
秋季	4.81	4.58	4.7	6.72	7.80	3.36	2.42	0.81	4.03	3.23	4.30	5.11	11.56	9.14	8.47	4.30	15.99
冬季	4.91	3.56	4.17	4.91	6.70	4.61	5.06	2.98	4.91	4.17	3.87	4.46	10.42	8.63	9.08	5.06	12.50

图 5.2-3 四季及全年风玫瑰图

由表 5.2-3 和图 5.2-3 可以看出,全年 NW~WNW~W 频率之和为 29.46%, 小于 30%。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)“某区域的主导风向应有明显的优势,其主导风向角风频之和应 $\geq 30\%$,否则可称该区域没有主导风向或主导风向不明显”,该区域全年主导风向不明显。

5.2.2.2 大气环境影响预测与评价

(1) 预测因子及标准

根据工程污染源、工程区域环境的特点,结合环境影响因素分析结果,确定本次评价的大气环境影响预测因子为无组织排放的 NMHC、H₂S。

(2) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》,以 2.0mg/m³ 作为环境质量标准限值;H₂S 参照《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中的浓度限值(10 μ g/m³)。

(3) 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的相关规定,本次环境影响预测采用 AERSCREEN 估算模式。估算模式 AERSCREEN 是一个单

源高斯烟羽模式，可计算点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，以及下洗和岸边熏烟等特殊条件下最大地面落地浓度。估算模式中嵌入了多种预测的气象组合条件，包括一些最不利的气象条件，在某个地区有可能发生，也有可能没有此种不利气象条件。所以经估算模式计算出的是某一污染源对环境空气重量的最大影响程度和影响范围的保守计算结果。

(4) 污染源参数

运营期间本项目产生的大气污染物主要为油气集输过程中产生一定量的烃类及硫化氢挥发。根据工程分析，本项目油气集输依托 YB101X 井拉油流程，主要污染物集中在 YB101X 井场，因此以该井场污染源进行大气预测。

污染物排放参数见表 5.2-4。估算模型参数见表 5.2-5。

表 5.2-4 运营期大气污染物排放参数一览表

污染源名称	面源起点坐标/m		海拔高度(m)	矩形面源		与正北向夹角/ $^{\circ}$	面源有效排放高度(m)	年排放小时数(h)	排放工况	污染物排放速率(kg/h)	
	x	y		长度(m)	宽度(m)					NMHC	H ₂ S
YB101X 井无组织	-25	46	1208	140	120	30	8	7920	正常排放	0.32	0.00063

注：以 YB101X 井场中心为原点 (0, 0)。

表 5.2-5 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
最高环境温度/ $^{\circ}$ C		41.2
最低环境温度/ $^{\circ}$ C		-24.2
土地利用类型		沙漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/ $^{\circ}$	/

(5) 无组织废气环境影响预测结果

预测结果见表 5.2-6。

表 5.2-6 污染物扩散预测结果

距源中心下风向距离	YB101X 井拉油流程
-----------	--------------

(m)	NMHC		H ₂ S	
	下风向预测浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	下风向预测浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
50	91.89	4.59	0.18	1.81
75	116.03	5.80	0.23	2.28
100	124.68	6.23	0.25	2.46
125	129.06	6.45	0.25	2.54
150	130.89	6.54	0.26	2.58
158	131.06	6.55	0.26	2.58
175	130.77	6.54	0.26	2.57
200	129.24	6.46	0.25	2.55
225	126.65	6.33	0.25	2.49
250	123.42	6.17	0.24	2.43
275	119.82	5.99	0.24	2.36
300	115.99	5.80	0.23	2.28
325	112.09	5.60	0.22	2.21
350	108.21	5.41	0.21	2.13
375	104.39	5.22	0.21	2.06
400	100.63	5.03	0.20	1.98
425	97.26	4.86	0.19	1.92
450	94.13	4.71	0.19	1.85
475	91.15	4.56	0.18	1.79
500	88.31	4.42	0.17	1.74
525	85.57	4.28	0.17	1.69
550	82.93	4.15	0.16	1.63
575	80.54	4.03	0.16	1.59
600	78.70	3.94	0.15	1.55
625	76.92	3.85	0.15	1.51
650	75.20	3.76	0.15	1.48
675	73.50	3.68	0.14	1.45
700	71.86	3.59	0.14	1.42
725	70.27	3.51	0.14	1.38
750	68.77	3.44	0.14	1.35
775	67.34	3.37	0.13	1.33
800	65.95	3.30	0.13	1.3
825	64.68	3.23	0.13	1.27
850	63.43	3.17	0.12	1.25
875	62.24	3.11	0.12	1.23
900	61.12	3.06	0.12	1.2
925	60.02	3.00	0.12	1.18
950	58.99	2.95	0.12	1.16
975	57.98	2.90	0.11	1.14
1000	57.00	2.85	0.11	1.12

1500	41.74	2.09	0.08	0.82
2000	32.18	1.61	0.06	0.63
2500	25.81	1.29	0.05	0.51
最大地面浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	131.06		0.26	
最大地面浓度占标率 (%)	6.55		2.58	
最大地面浓度距源距离 (m)	158			

图 5.2-4 非甲烷总烃落地浓度-距离曲线

图 5.2-5 硫化氢落地浓度-距离曲线

根据以上预测结果可知：

①预测范围内，项目生产过程中无组织排放的污染物非甲烷总烃、硫化氢最大落地浓度占标率均小于 10%，其中非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 $131.06\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 6.55%；硫化氢最大地面浓度点预测浓度 $0.26\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 2.58%，最大落地浓度出现距离为 158m。

②无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向 158m 范围内，项目区周边 5.0km 范围内无敏感点，因此对大气环境敏感目标影响不大。

③预测结果表明，本项目正常工况下排放的非甲烷总烃、硫化氢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 大气环境影响小结

烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本项目 YB1-2 井、YB1-4 井采用捞油方式进行开采，YB101X 井、YB102X 井采用机抽方式进行开采。玉北区块为新区块试采，周围没有可依托处理站，故采用拉油方式生产。新建 4 口生产井的来液进入 YB101X 井拉油流程储存后，通过密闭装车鹤管输送至拉油车，拉运至雅克拉集气站处理站处理。YB101X 井场设 4 台多功能集油器、2 台落地原油罐进行油气储存，为满足安全生产需要，在 YB101X 井场建设火炬放散管一台。生产过程中应注意油气储存、装载过程的密闭操作，罐体超压时及时将超压泄放气排入放空系统燃烧处理。

根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃、硫化氢满足标准限值要求。根据预测结果可知，无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向 158m 范围内，项目区周边 5.0km 范围内无敏感点，因此对大气环境敏感目标影响不大，说明站（井）场正常运营期间无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢对周围环境空气影响较小。

5.2.2.4 大气污染物排放量核算

本项目无组织排放量核算情况详见表 5.2-6。

表 5.2-6 大气污染物无组织排放量核算结果

污染源	污染物项目	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		核算年排放量 (t/a)	
			标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	非甲烷总烃	硫化氢
拉油流程	非甲烷总烃、硫化氢	注意油气储存、装载过程的密闭操作，罐体超压时及时将超压泄放气排入放空系统燃烧处理	非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中企业边界污染物控制要求，硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)	井场边界无组织挥发产生的非甲烷总烃 1h 平均浓度限值 4mg/m ³ ；厂界硫化氢 1h 平均浓度限值 0.06mg/m ³	2.58	0.02

5.2.2.5 大气环境影响评价自查表

表 5.2-7 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input 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 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃) 其他污染物 (NMHC、H ₂ S)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录 D <input 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	(2021) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>			
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>				不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			
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、本项目污染源 <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、硫化氢)					包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率 ≤100% <input checked="" type="checkbox"/>					C _{本项目} 最大占标率 >100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤10% <input type="checkbox"/>				C _{本项目} 最大占标率 >10% <input type="checkbox"/>		
		二类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤30% <input checked="" type="checkbox"/>				C _{本项目} 最大占标率 >30% <input type="checkbox"/>		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h		c _{非正常} 占标率 ≤100% <input type="checkbox"/>			c _{非正常} 占标率 >100% <input type="checkbox"/>		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 <input type="checkbox"/>					C _{叠加} 不达标 <input type="checkbox"/>		
区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% <input checked="" type="checkbox"/>					k > -20% <input type="checkbox"/>			
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (非甲烷总烃、硫化氢)			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>		
	环境质量监测	监测因子: ()			监测点位数 ()		无监测 <input type="checkbox"/>		
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>							
	大气环境防护距离	距厂界最远 () m							
	污染源年排放量	SO ₂ : () t/a	NO _x : () t/a	颗粒物: () t/a		VOCs: (2.58) t/a H ₂ S: (0.02) t/a			

5.2.3 服务期满大气环境影响分析

油井退役后各种相关辅助工作均停止，采油造成的环境空气污染源将消失，油井停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内活动人群较少，主要为井场清理的油田工作人员。

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

本项目施工期噪声主要包括井场机械设备产生的噪声和物料运输车辆产生的交通噪声。

5.3.1.1 噪声源强

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。

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油气田开发工程中石油开采项目实际情况，本项目各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.3-1。

表 5.3-1 施工机械产噪一览表

序号	设备名称	噪声值/距离 (dB (A) /m)
1	挖掘机	90/5
2	推土机	88/5
3	混凝土搅拌机	90/5
4	混凝土翻斗车	88/5
5	柴油发电机	100/5

5.3.1.2 噪声贡献值

本次评价采用点源衰减模式，预测计算声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减。预测公式如下：

$$L_r = L_{r_0} - 20 \lg (r/r_0) \text{ 式中:}$$

L_r --距声源 r 处的 A 声压级，dB (A) ；

L_{r_0} --距声源 r_0 处的 A 声压级，dB (A) ；

r --预测点与声源的距离，m；

r_0 --监测设备噪声时的距离，m。利用上述公式，预测计算拟建工程主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.3-2。

表 5.3-2 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	设备名称	不同距离处的噪声贡献值 (dB (A))								
		10m	20m	40m	80m	100m	200m	400m	800m	1000m

1	挖掘机	80	74	68	62	60	54	48	42	40
2	推土机	78	72	66	60	58	52	46	40	38
3	混凝土搅拌机	83	77	71	65	63	57	51	45	43
4	混凝土翻斗车	78	72	66	60	58	52	46	40	38
5	柴油发电机	88	82	76	70	68	62	56	50	48
6	运输车辆	78	66	60	54	48	46	40	34	26

5.3.1.3 影响分析

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，井场和管线施工期间昼间距施工设备 100m，夜间 800m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）场界噪声限值要求。运输车辆施工期间昼间距离 80m，夜间 100m 以上才能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准限值。

根据现场调查，本项目周边 2km 内无居民，本项目施工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。

5.3.2 运营期声环境影响分析

本项目运营期噪声主要为井场机泵等设备噪声，以及压裂、修井等井下作业噪声。拟建项目管线均埋设在地下，埋深大于 1.5m，油气集输不会对周围声环境产生影响。因为井下作业为阶段性作业，故本次噪声预测仅考虑井场机泵噪声。

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_{atm} —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) 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)。

(3) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周厂界噪声贡献值, 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

本项目各井场噪声源类似, 井场面积及平面布置基本相同, YB101X 井场噪

声源噪声参数见表 5.3-3。

表 5.3-3 井场噪声源参数一览表

序号	声源名称	最大噪声源强 (dB (A))	降噪措施	降噪效果 (dB (A))	备注
1	采油树	75-80	基础减振	10	7920h/a
2	柴油发电机	75-95	基础减振	10	
3	捞油车	60-90	基础减振	10	间歇
4	油罐车	60-90	消声器	10	间歇
5	泵类	60-90	基础减振	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，本项目各噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.3-4。

表 5.3-4 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
			昼间	夜间	
YB101X	东场界	44.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	41.5	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	41.7	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	44.0	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
井场泵类	东场界	42.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	46.6	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	41.8	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	43.6	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

根据预测结果可知，YB101X 井场的昼间、夜间厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类区排放限值要求，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响，且项目周边无噪声敏感目标，不会造成噪声污染。

5.3.2.4 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，但是由于油井多分布在空旷地带，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。

5.3.3 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 声环境影响评价小结

综上所述，本项目施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工期噪声影响是短暂的，随施工结束即消失。

本项目运营期产生的噪声主要是井场设备产生的噪声和井下作业噪声。井场设备噪声源强较低，影响范围有限，类比同类井场，正常生产时，单井井场厂界噪声值较低，能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中的 2 类区标准要求；井下作业将产生高强度噪声，厂界噪声会出现短期超标现象，但井下作业具有阶段性特征，井下作业结束其噪声影响即消失。井场周边范围内无居民区，不会出现噪声扰民现象。

5.3.5 声环境影响自查表

本项目声环境影响自查表见表 5.3-5。

表 5.3-5 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 checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input checked="" type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>		中期 <input type="checkbox"/>	
	现状调查方法	现场实测法 <input 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	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>				其他 <input type="checkbox"/>	

响预测与评价	预测范围	200 m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200 m <input type="checkbox"/>		小于 200 m ()	
	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 checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/>		不可行 <input type="checkbox"/>			

注：“”为勾选项，可 ；“()”为内容填写项。

本项目运营期产生的噪声主要包括井口装置等设备产生的噪声。井场设备噪声源强较低，影响范围有限，类比同类井场，正常生产时，单井井场厂界噪声值较低，能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准要求；井下作业将产生高强度噪声，厂界噪声会出现短期超标现象，但井下作业具有阶段性特征，井下作业结束其噪声影响即消失。井场周边范围内无居民区，不会出现噪声扰民现象。

5.4 地表水环境影响分析与评价

按照《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)中表 1 水污染影响型建设项目评价等级判定，判定本项目地表水环境评价等级为三级 B。重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

5.4.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性分析

5.4.1.1 施工期废水

本项目施工期产生的废水主要有生活污水和管道试压废水。

(1) 施工人员生活污水

根据调查，目前 YB101X 井场建设有生活区，可满足施工人员生活使用，本项目不再新设置施工营地，生活污水设移动环保厕所收集处理。

(2) 管道试压废水

本项目新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS。管线试压废水为 8.75m³，主要污染物为 SS。试压废水可用作场地降尘用水或区域绿化用水或区域绿化用水。

5.4.1.2 运营期废水

本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水和生活污水。

(1) 采出水

本项目最大采出水量核算为 167.337t/a，采出水中主要污染物为 COD、氨氮、石油类、挥发酚等，其年产生量分别为 0.226t、0.0018t、0.0022t、0.00026t。采出水依托雅克拉集气站污水处理系统进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层。

雅克拉集气站的废液处理规模为 640m³/d，富余量为 48m³/d，本项目投产后新增最大采出水量为 0.507t/d，本项目采出水处理依托可行。

(2) 井下作业废水

本项目井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至阿克苏塔河环保有限公司处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。

(3) 生活污水

运营期现场工作人员很少，生活污水设移动环保厕所收集处理。

5.4.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

5.4.2.1 阿克苏塔河环保有限公司（原塔河油田绿色环保站）

目前，塔河油田绿色环保站废液处理规模为 65m³/h，现状处理量为 9.2m³/h，富余处理能力 55.8m³/h，本项目井下作业废水产生量为 52.42m³/a（折合 0.16m³/h），因此塔河油田绿色环保站处理废液装置处理能力可满足本项目需求。处理后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排，依托处理设施可行。

5.4.2.2 雅克拉集气站

雅克拉污水处理站 2008 年建成投产，负责雅克拉、单井的污水处理与外输。最大处理能力 640m³/d，该站目前日处理采气污水 592m³/d。污水处理采用“采用压力混凝沉降”工艺，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)后管输至四号联合站回注。本项目采出水规模为 0.507t/d, 因此雅克拉集气站采出水处理能力可满足本项目需求。

综上, 本项目废水不外排, 水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.5 地下水环境影响分析与评价

5.5.1 区域水文地质条件

5.5.1.1 地下水的形成条件

地下水的形成、富集、运移受多种因素控制。墨玉县境内河流主要为喀拉喀什河。喀拉喀什河发源于昆仑山北麓海拔 5000m 以上的现代冰川区, 丰富的冰雪融水及大气降水保证了河水及地下水有较充沛的补给源。

墨玉县海拔 2200m 以上的中高山区, 气候相对湿润, 降水量平均 80mm/a~250mm/a, 基岩裸露, 风化强烈, 节理裂隙发育, 为大气降水直接渗入地下提供了条件。但是, 中高山区降水受地形切割强烈, 地形坡度大和植被稀少等因素影响, 使得降雨很快形成洪流迅速被水文网排泄, 汇入喀拉喀什河。

海拔 1500m~2000m 的低中山区, 大气降水减少, 降水量小于 80mm/a, 其山体主要为第三系含泥质岩建造, 不利于降水入渗补给地下水, 为不含水或隔水岩体。

喀拉喀什河出山口处, 以水量最大值向北进入山前倾斜冲洪积砾质平原区, 由于前山带的第三系褶皱构造起着隔水屏障的作用, 使得昆仑山岩体与山前冲洪积层之间的地下水交替极其微弱。昆仑山岩体中的裂隙水及裂隙孔隙水无法直接径流到山前冲洪积层的孔隙中, 只能通过切穿第三系隔水屏障的喀拉喀什河谷地以潜流形式进入山前冲洪积平原的松散沉积层孔隙中。其砾质平原区良好的渗透性和迳流条件, 使散流其上的河水大量渗漏补给, 构成了山前倾斜平原和冲积平原地下水的天然径流补给源。该区潜水含水层以砂卵砾石为主, 透水性好, 水力坡度大, 地下水径流强烈, 水循环快, 水质好, 矿化度低, 地下水水化学类型与河水基本一致, 为 $\text{Cl} \cdot \text{HCO}_3 - \text{Ca} \cdot \text{Na}$ 型水。地下水类型为单一结构的孔隙潜水, 但含水层埋藏较深, 潜水位埋深一般大于 30m。

冲积细土平原区, 随着地形坡度的变缓, 地层颗粒的变细, 地下水径流由强烈向缓慢转变, 水力坡度变小, 水位埋深变浅。在地形低洼地段, 沟谷区地下水溢出地表形成沼泽或泉水, 构成了像喀尔赛沟、雅瓦沟溢出排泄区。县城以北地

层颗粒细，且较均匀。潜水位埋深5~10m，地下水主要以垂向上的循环为主，并有一定的水平径流。

沙漠平原区，以地面蒸发和植物蒸腾排泄地下水为主，地下水水平径流较微弱，地表水系进入沙漠区又渗入地下，从而使河水消失在沙漠中。

综上所述，区域从山区到平原至沙漠构成了一个完整的水文地质系统，保持着地下水的循环均衡状态，地表水在出山口后，转化为地下水，进入冲洪积平原的沼泽洼地中又溢出地表转变为地表水，进入沙漠后又下渗转化为沙漠地下水，反映了本区地表水与地下水密切的联系及相互转化特点。

5.5.1.2 地下水的赋存分布规律

根据地貌岩相带、含水层结构和补给来源的不同，可分为洪积平原松散层孔隙潜水、冲积平原松散层孔隙潜水、沙漠平原松散层孔隙潜水三个水文地质单元。

洪积平原孔隙潜水：主要分布在皮牙曼背斜北部，由多个洪积扇连接、迭置成强倾斜戈壁平原。山前隐伏断裂形成山前坳陷，堆积了厚度较大的松散层，形成了巨厚的潜水含水层，此区近山带和西南侧因补给不足，地下水埋深大，含水层富水性较差；而中下部渠系和田间入渗水量明显增加，使含水层富水性增强。

冲积平原孔隙潜水：由喀拉喀什河冲积层组成的冲积平原区，水文地质条件比较简单，据现有钻探、物探资料未发现区域性的隔水层，为单一的巨厚孔隙潜水层。含水层结构由山前单一卵砾石含水层逐渐过渡为夹砂层透镜体的砂砾石含水层，大致延伸到扎瓦乡~加罕巴格乡一带，呈扇形分布。再向北芒来乡~墨玉镇一带则过渡为含砾中粗砂、中细砂夹粉砂透镜体的含水层。地下水埋深总的趋势是河间地块潜水埋深大，河谷地带和墨玉县北部潜水埋深小。形成了东部喀拉喀什河、西部东风水库~雅瓦一库、二库一带地下水埋深向中部由浅变深的变化规律。其特点是潜水埋深小于1m区多分布于喀拉喀什河河漫滩、喀尔赛沟、东风水库、雅瓦一库、二库，其余为沼泽洼地呈零星分布。英也尔乡、芒来乡、奎牙乡、墨玉镇一带潜水埋深1m~3m或3m~5m，使墨玉县地下水埋深形成了一个环带状分区。

沙漠平原孔隙潜水：该区地下水主要赋存于下伏冲洪积层孔隙之中，表层覆盖砂多处于透水不含水的疏干状态。由于地下水径流缓慢，蒸发强烈，地下水矿化度较高，补给量微弱，富水性不强，相对富水地段为古河道及其两侧地带。

5.5.1.3 含水层结构及富水性

区内第四纪松散沉积物分布广、厚度大，为地下水的赋存创造了优越的水文地质条件，岩性结构的变化直接决定了不同地段的富水程度。地下水富水程度的划分是以管径为 37.7mm，降深 10m 时的单井涌水量和单位涌水量确定的：

极强富水区（I）：单井涌水量大于 5000m³/d，单位涌水量 7~12l/s.m，主要分布在墨玉县的东南部，其北界是英也尔乡，西界是奎牙乡交通村~扎瓦乡，地下水埋深以 3m~5m 或 5m~10m 为主，矿化度多小于 1g/L。扎瓦乡~托胡拉~墨玉镇一线以南含水层多以卵砾石为主，但泥质含量较高、密实，以北含水层多以含砾粗砂向中粗砂过渡，泥质含量极小，这是造成南北含水层颗粒变化较大，而单井涌水量变化不大的原因之一。其次极强富水区分布在喀尔赛乡牛场~塔孜买里，这与喀尔赛沟沉积有关。

强富水区（II）：单井涌水量 3000m³/d~5000m³/d，单位涌水量 3l/s.m~7l/s.m，主要分布在雅瓦、乌尔其、玉北开发区。地下水埋深多在 2m~6m，矿化度 1g/L~3g/L。含水层以细砂为主，颗粒均匀，成份单一。

富水区(III)：单井涌水量 1000m³/d~3000m³/d，单位涌水量 1l/s.m~3l/s.m，主要分布在卡斯库勒一带，含水层以细砂、粉细砂为主，地下水埋深 1.5m~3.5m，矿化度 1g/L~3g/L。

5.5.1.4 地下水补给、径流、排泄条件

（1）地下水的补给条件

喀拉喀什河是工作区地下水主要的补给来源之一，该河流量年际变化稳定，从而为地下水的补给创造了有利条件。同时，南部沉积物为卵砾石，颗粒粗大，具有良好的储水空间和径流条件，构成了极强富水区和强径流带，形成了由南向北的水平径流，使河道入渗源源不断地补给着地下水。

冲洪积扇区（I）：喀拉喀什河流域地下水的补给来源主要是地表水系渗漏和暂时性洪流渗入补给。由于受山前阻水隐伏断裂的影响，形成地下水位抬升，产生壅水现象，埋藏深度骤然减浅，甚至溢出地表，形成泉溪。越过断层后地下水埋深突然加大，形成地下水“跌水”，以侧向径流的形式补给下游平原灌区。

冲积细土平原区（II）：当河水进入广阔的山前平原后，突破了主河道的束缚，呈放射状由墨玉县总分水闸通过干渠引向下游纵横交错的人工渠系之中，增大了地表水与地面的接触面积，增多了地表水的渗漏量，加快了地表水转化为地下水的速度。而松散、孔隙发育，渗透性良好的卵砾石和粉砂土层，为地表水渗

漏提供了良好通道。田灌入渗的垂直入渗补给形式补给该区，同时上游冲洪积扇区（I）的地下水以侧向入渗的形式补给冲积细土平原区（II），两者构成了该区地下水的主要补给来源。

墨玉县灌区地处塔克拉玛干沙漠的南缘，降水稀少，气候干燥，地面蒸发强烈，造成大气降水对地下水的补给极微弱，其补给量可以忽略。

（2）地下水径流条件

地下水的径流条件主要受地形及含水介质的控制。含水介质西南部为中细砂，北部为细砂，东南部为含砾中细砂。含水介质的变化趋势与地下水径流条件的变化是相一致的。含水层颗粒由南向北逐渐变细，由西向东逐渐变粗，径流强度由南向北、由东向西逐渐减弱，形成了地下水主流向由南向北及北东方向径流，水力坡度 2%~5%，同时局部受到了垂向上渠系水及田间灌溉水入渗补给及沼泽强烈蒸发与人工排泄的影响，形成了较为复杂的地下水流场。

冲洪积扇区（I）：该区地下水径流条件与地貌岩相带紧密相关，同时受新构造运动影响，山前拗陷中心向北偏移，致使绿洲带向南推移，甚至到达山前。前山河谷潜水径流出山口后，脱离了河谷的约束，由于山前隐伏断裂影响使水力坡度突然加大，形成山前地下水“跌水”散流潜入冲洪积扇中，地下水水力坡度在 2%~5%，成为地下水的补给，强径流带。大体呈放射状扇形面状流动。随着地形坡度逐渐变缓，岩石颗粒逐渐由卵砾石向砂砾石过渡，水力坡度相应变小，径流强度逐渐减弱，渗透系数南部为 50m/d~70m/d，北部为 10m/d~20m/d，具有冲洪积扇地下水径流强度由轴部向两侧变小的共同特性。

冲积细土平原区（II）：地下水流向仍然呈扇形展布，旁河地带墨玉县大桥到英也尔乡一带的沿河地段，地下水流向与河床走向的夹角逐渐增加，说明由南向北随着地下水埋深的逐渐变浅，地下水向河道排泄的量在逐渐增加，西部地下水水流向为北偏东，该区地下水水力坡度 2%~3%，含水层南部以中粗砂、砂砾石为主，北部以中细砂、粉细砂为主，致使地下水径流条件逐渐变差，流动速度减慢，渗透系数由 20m/d 向 7m/d 过渡。北部沙漠区由于含水层多为粉细砂，影响地下水径流的条件较为单一，地下水径流条件变差，径流基本处于滞缓状态，渗透系数 5m/d 左右。地下水水力坡度在 1.2%~1.5%。

（3）地下水排泄条件

冲洪积扇区（I）：该区地下水水力坡度以比地形坡度较快的速度变缓，地下水埋藏深度逐渐变浅，在扇区前缘的皮山～墨玉的喀和公路一线，地下水溢出成泉或沼泽略呈弧形断续展布。

冲积细土平原区（II）：地下水进入平原区，因地形平坦，是墨玉县的重要农灌区，植物生长茂盛，地下水埋深 1m～3m 或 3m～5m，为地下水垂直消耗提供了良好的条件，使绿洲平原区地下水排泄方式以蒸发、植物蒸腾消耗为主。傍河地带受喀拉喀什河河道切割，由等水位线图分析，河道排泄地下水。西侧受北部隐伏深大断裂影响，与和田坳陷相比相对抬升，因此，地形受一定的侵蚀切割，形成卡尔赛等若干泉溪，直接排泄地下水，据和田地区水利部门资料，泉水排泄量约 1.444 亿 m³/a，占总排泄量 25.80%。同时，以侧向潜流补给北部沙漠区地下水也是该区的一种排泄方式。

总之，墨玉县地处欧亚大陆腹地，具典型的暖温带内陆性干旱气候，蒸发作用十分强烈，平均达：1978.7mm/a。灌区北部、西部地下水埋深多小于 5m，农作物、植被生长较为密集，致使潜水蒸发蒸腾成为地下水排泄的主要方式之一，而喀拉喀什河、喀尔赛沟、沼泽洼地等形成了另一种排泄方式，其次为农田灌溉、生活饮用水的地下水开采。

图 5.5-1 区域地下水循环条件示意图



图 5.5-2 区域地下水补径排条件示意图

5.5.1.5 地下水动态特征

地下潜水动态特征反映了含水系统的补排条件，补排条件决定其动态变化特征。不同的地貌部位有着不同的动态变化特征。南部属于喀拉喀什河冲洪积平原的上部，补给条件好，丰、枯水季节基本与河水动态同步，水位年变幅大，最大水位年变幅为 4.28m，丰水期为 8 月下旬，枯水期为 3 月底，最小水位变幅为 1.5m。干渠两侧常年性渠水的渗漏补给，水位变幅仅 0.6m。潜水的动态特征表现为南强北弱，墨玉县灌区南部水位变幅 1.5m~4.28m，中部水位变幅 1m~1.76m，北部水位变幅一般小于 1m，丰枯水期的变化由南到北有微弱的滞后现象。

5.5.1.5 地下水化学特征

根据搜集资料，喀拉喀什河喀河渠首以上河段属于中等矿化度适度硬水。但随着流程增加，水体中各种水化学成分逐渐增加，到了墨玉大桥段水质已变为较高矿化度、硬水。

5.5.2 评价区水文地质条件

5.5.2.1 地质条件

评价区位于塔克拉玛干沙漠，沉积着巨厚的粉细砂、细砂、亚粘土，其中细颗粒的松散砂层占绝对优势，粘土夹层薄而少，区内第四系的沉积厚度在 150-350m 之间，为地下水的赋存提供了一定的储存空间。

5.5.2.2 含水层的空间分布

根据地下水的赋存条件、水理性质和水力特征，评价区内潜水含水层的岩性主要为第四系全新统冲积的细砂，其次为粉砂，细砂层占到了含水层厚度的 90% 以上。区内细砂和粉砂层均呈东西向水平分布，但粉砂层单层厚度较小，水平方

向分布不连续，多呈薄层或透镜体状存在。潜水含水层的埋藏深度均不大，小于 10m，第四系潜水含水层的岩性、结构、厚度在空间分布上基本保持连续性、稳定性，变化不大。

5.5.2.3 地下水的埋藏条件

评价区内潜水的水位埋藏深度随沙漠地形变化，由于地形复杂，因而地下水埋深变化也很复杂，无明显规律，垄间洼地处潜水水位埋深一般在 1~5m，垄岗状沙丘上地下水水位埋深达到 30m。水质较差，矿化度 0.7~7.5g/L。

根据地下水勘察资料，统一换算成 10 寸口径、降深 5m 时的涌水量，含水层的富水性划分为水量中等（ $100\text{ m}^3/\text{d} \sim 500\text{ m}^3/\text{d}$ ）和水量贫乏（ $<100\text{ m}^3/\text{d}$ ）的潜水含水层。其中水量中等区分布在区内玉、喀两河河谷平原和河间地带，水量贫乏区广泛分布于项目区所在的沙漠区。评价区水文地质图见图 5.5-3。

图 5.5-3 评价区水文地质图

5.5.2.4 地下水的补给、径流、排泄

评价区内地下水补径排条件总体上受风积沙丘、沙垄构成的地形地貌及评价区东部的喀拉喀什河影响。

(1) 补给

项目区位于塔克拉玛干沙漠腹部，喀拉喀什河以西、麻扎塔格山以南。

评价区气候异常干燥，降雨量极低，而蒸发强烈，评价区内的降水基本上不能直接对浅埋带地下水形成入渗补给作用，区内降水入渗补给对地下水资源的补给一般无实际意义，降水补给量可忽略不计。

评价区地下水的补给来源主要是南部沙漠平原区地下水的侧向流入补给，补给条件较差。另外，评价区以东的喀拉喀什河有穿过，河水散布面积达，流速缓慢，造成河水大量渗漏，为评价区也提供了较丰富的补给源。

(2) 径流

项目区域内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。

评价区地下水流向总体是自西南向东北方向径流。区内地势平坦，含水层岩性主要为细砂、粉砂，透水性相对较差，地下水径流速度比较缓慢，除局部地段外，地下水的径流方向与沙垄的延伸方向大体一致。据附近区域勘查资料显示，地下水的水力坡度 1.2%~1.5%，渗透系数一般小于 10m/d。

(3) 排泄

区内地下水的排泄方式主要是侧向流出，其次是蒸发蒸腾。

地下水的侧向流出排泄：这是沙漠区地下水的主要排泄方式，区内地下水各含水组岩性均为大厚度粉细砂或粉砂层，径流条件较差。评价区内地下水以向东北方向的侧向径流排泄为主。

蒸发蒸腾排泄：评价区地处塔克拉玛干沙漠，气候异常干燥，蒸发强烈。区内沙丘遍布，在沙垄及其周边沙丘分布区，地下水埋藏相对较深，垂直蒸发对地下水基本上不起作用。垄间洼地分布面积较多，垄间洼地内岩性颗粒较沙垄上细，多为粉砂或粉土，地下水通过包气带细颗粒地层的毛细管可上升到地表表面及其附近。垄间洼地内地下水位埋藏深度较浅，一般在 <5m，在沙漠区极干旱的气候条件和强烈的蒸发作用控制下，使地下水沿毛细管不断上升而消耗，因此，垄

间洼地内潜水会通过蒸发产生排泄。潜水的垂直蒸发也是垄间洼地内（地下潜水位埋深小于 5m 的地段）地下水的重要排泄方式之一。

区内生长有红柳等植物，植被会通过蒸腾作用产生排泄。

5.5.2.5 地下水动态特征

利用收集到与评价区水文地质条件动态资料进行类比，区内地下水动态类型主要以迳流蒸发型为主。水位动态影响因素主要为自然因素，高水位期出现在气温较低的 2-5 月份，低水位期出现在气温较高的 6-9 月份，地下水位的动态变化较小，在一个枯水季节里地下水位的平均变化幅度 $<1\text{m}$ ，地下水的补给具有滞后性。区内地下水主要补给来源是南部沙漠平原区地下水的侧向迳流补给，补给源距离远，迳流途径长，迳流缓慢；地下水主要靠侧向迳流、蒸发和植物蒸腾作用进行排泄。因此，地下水动态主要受迳流和蒸发作用的影响，但影响不是很大。

5.5.2.6 地下水水化学特征

项目位于塔克拉玛干沙漠平原区，含水层主要是第四系潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂。由前述可知，潜水的补给、迳流条件均较差。区内气候异常干旱，潜水的埋深普遍小于 10m，因此潜水的蒸发作用比较强烈。上述含水层特征及补、迳、排条件，决定了项目区域潜水的水化学作用，以蒸发浓缩作用为主。潜水缺乏补给来源，迳流滞缓，水化学作用以蒸发浓缩作用为主，评价区潜水的水化学类型主要有 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}\text{-Na}\cdot\text{Mg}$ 型、 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}\text{-Na}$ 型。矿化度为 0.5~40g/L 不等，水质均较差，为半咸水~咸水。

5.5.2.7 评价区地下水开发利用现状与规划

地下水的补给来源主要为大气降水，因塔克拉玛干沙漠气候异常干燥，因而降水入渗补给微乎其微，可忽略不计，因此项目区属于地下水资源贫乏地区。价区内地下水水质较差，具有埋藏浅、分布厚度小、分布不稳定、易变、易受外界影响的特点，其开采开发不易形成规模，有布井距离大、成井深度小、维护困难等特点。根据调查，本工程区处在人烟稀少的沙漠地带，没有定居的牧民，也没有进行农业开发，区内地下水没有开采利用及规划。

5.5.3 施工期地下水环境影响分析

根据前文 5.4.1 节，施工期废水不外排。施工过程中产生的废水和固体废物均得到妥善处理。故施工期对地下水环境的影响很小。在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

本工程管道全线采用埋地敷设方式，管线埋深一般为管顶覆土深度 1.2m，管道敷设工作主要在浅层地表进行，一般不会直接穿越地下含水层，且施工时间短，影响范围小，只在管线附近几米的范围，对地下水影响极微，管线施工结束就可恢复正常，对地下水影响很小。

在严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423—2007）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况下，可大大减少对地下水环境的影响。落实施工期各项环保措施的情况下，本项目施工期废水对地下水环境的影响较小。

5.5.4 运营期地下水环境影响分析

5.5.2.1 正常状况下地下水环境影响分析

（1）废水

运营期，废水污染源主要为采出水和井下作业废水，污染物主要为石油类。根据前文 5.4.1 节，本工程运营期产生的采出水、井下作业废水均得到妥善处理，不外排，正常情况下不会对地下水产生影响。

（2）集输管线

本工程集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。

（3）油泥（砂）

本项目在修井及采油等过程中都可能产生落地油。根据西北油田分公司作业要求，井下作业必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。西北油田分公司要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

综上，正常状况下，本项目在运营期，建设方严格按照拟定的环保措施进行的情况下，可对废水进行妥善处理，本工程的实施对地下水的影响较小。

5.5.2.2 非正常状况下地下水环境影响分析

油田工程生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的油田污染事故；集输管线运行过程中，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，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

(1) 情景 1：穿透污染（油水窜层）

污染物沿着裂隙或孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染。以该种方式污染地下水的主要是采气过程中套外返水。一但出现套外返水事故，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水串层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

油水窜层一般是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对第四系含水层厚度判定不定，误为第三系套管隔离失效；对事故废弃井和终采后的弃井封井失当和未进行封井等等，以及其他不可予见的事故产生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

根据区域水文地质条件，本项目潜水位埋藏深度约较浅。工程区的潜水水质均较差，受强烈蒸发蒸腾作用，地下水矿化度较高，地下水为咸水。钻井过程中已采取固井措施，以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离潜水层和承压水层与开采层的交换，有效保护地下水层。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对工程区第四系含水层水质的影响，针对污染物进入到第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

① 预测情景

当发生窜层时，污染物进入到含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，工程区内的污染物通过孔隙、裂隙径流至下游第四系含水

层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄露点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本项目按 I 类项目地下水环境影响评价级别为二级，按照《环境影响评价技术导则—地下水环境》(HJ610-2016)的规定，预测方法可以采用数值法或者解析法，由于评价区水文地质条件较简单、评价区内含水层的基本参数变化很小、污染物的排放对地下水流场没有明显的影响，本报告采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测因子

油井套管发生泄漏，采出液中污染物主要有石油类等污染物。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数较大的因子作为预测因子。根据采出液污染物特征，本次选取石油类作为预测特征因子。

④预测模型

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用，对污染物与液体介质(地下水)、固体介质(包气带介质和地下水含水介质)等的化学反应(如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应)等可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

1) 对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、弥散作用是污染物运移的主要因素。

2) 污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大(或潜在)影响范围，符合保守性评价原则。

3) 对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确的模拟还需要大量的实验支持。

4) 在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

污染物在含水层中的迁移，特别是泄露点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。本次按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)附

录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

以上式中： x —距注入点的距离，m；

t —时间，d；

$C(x, t)$ — t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C_0 —注入的示踪剂浓度，g/l；

u —水流速度，m/d；

n —有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

$\operatorname{erfc}(\)$ —余误差函数。

⑤ 预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为粉细砂。本次评价水文地质参数主要通过区域的勘察资料及导则中推荐的经验值确定。模型中所需参数及来源见表 5.5-1。

表 5.5-1 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.045m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，根据区内水文地质条件，评价区内含水层岩性以粉细砂为主，渗透系数参考导则中附录 B 取 10m/d。区内地下水基本处于停滞状态，水力坡度很小，为 1‰~1.5‰，保守起见，本次预测取水力坡度最大值为 1.5‰。
2	D_L	纵向弥散系数	0.45 m^2/d	$D_L=\alpha L u$ ， αL 为纵向弥散度。由于水动力弥散尺度效应，难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度，结合项目区水文地质条件、生态环境部发布的《地下水污染模拟预测评估工作指南》附录 C 中经验数值及《地下水溶质运移理论及模型》（中国地质大学出版社），本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	33.6%	依据《水文地质手册》（第二版）中表 2-3-2 及区内已有勘察资料，细砂孔隙度为 0.42，而根据以往生产中经验，有效孔隙度一般比孔隙度小 10%~20%，因此本次取有效孔隙度 $n=0.42 \times 0.8=0.336$ 。
4	t	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度	
5	C_0	污染物浓度	参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L，检出限为 0.01mg/L。	

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-2、表 5.2-3，图 5.5-4。

表 5.5-2 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 1）

污 染 物	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)
石 油 类	0	18.000	0	18.000	0	18.000
	10	8.150	20	16.400	50	17.800
	20	1.570	40	12.500	100	16.400
	33	0.043	60	7.240	150	12.000
	37	0.010	80	3.020	200	5.710
	50	0.000	100	0.867	250	1.560
	60	0.000	120	0.168	324	0.048
	70	0.000	133	0.046	352	0.009
	80	0.000	147	0.009	400	0.000
	90	0.000	180	0.000	450	0.000
	100	0.000	200	0.000	500	0.000
	0	18.000	0	18.000	0	18.000

表 5.5-3 预测结果统计表（情景 1）

污染物	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	33	37	无
	1000d	133	147	无
	3650d	324	352	无

图 5.5-4 发生泄露后石油类污染物浓度变化趋势图（情景 1）

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、1000d、3650d 时地下

水超标距离分别为 33m、133m、324m，影响距离分别为 37m、147m、352m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，因此，为预防污染的发生和污染源的形，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

(2) 情景 2：渗透污染（管道泄露）

地面及包气带污染物沿着松散的孔隙下渗至含水层致使地下水污染的方式称渗透污染。本项目可能产生的渗透污染主要是井喷、集输管线泄露、落地油渗漏等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

当区域地层压力增大，就可能引发井喷事故。管线与法兰连接处、管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。

通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

为了评价污染物入渗对评价区内地下水水质的影响，故本次地下水环境影响预测采用解析法，针对石油类污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

根据区域水文地质条件，地下水类型主要为第四系潜水含水层。当泄漏量很大时，石油类污染物可能通过包气带进入到潜水中，影响潜水水质。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况并截断，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测模型

污染物在浅层含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维短时泄露点源的水动力弥散问题。在模型计算中，对污染物的吸附、挥发、生物化学反应均不予以考虑，对模型中的各项参数均予保守性估计。

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t) —t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

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，m²/d；

erfc()—余误差函数。

④预测参数及因子

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。石油类因子是油田开采污染检测项的特征污染物。因此，本次影响预测以石油类进行预测。具体见表 5.5-3。

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.5-4、表 5.5-5，图 5.5-3。

表 5.5-4 石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 2）

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	0.017	0	0.000	0	0.000
5	0.045	30	0.000	80	0.000
10	0.084	60	0.000	160	0.000
15	0.112	90	0.005	240	0.000
20	0.110	120	0.023	320	0.000
25	0.081	150	0.035	400	0.001
29	0.051	180	0.020	480	0.012
35	0.018	195	0.010	560	0.016
38	0.009	210	0.000	640	0.003
45	0.001	250	0.000	720	0.000
50	0.000	300	0.000	800	0.000

表 5.5-5 预测结果统计表（情景 2）

预测因子	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内居民饮用水井
石油类	100d	29	38	无
	1000d	0	195	无
	3650d	0	560	无

图 5.5-3 发生泄露后石油类污染物浓度变化趋势图（情景 2）

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：当泄露发生后，在预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中在水动力弥散作用下，沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增

加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。石油类浓度在预测100d、1000d、3650d时超标距离为29m、0m、0m，最大影响距离约38m、195m、560m，故在处理及时的短时泄露预测情境下对该地区地下水影响较小。

井场、集输管道等必须采取必要的防渗、防渗措施，在非正常状况下，由于项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，因此，泄露对地下水环境产生的影响非常有限，在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，并加强后期污染治理和跟踪监测，尽量避免泄漏污染到周边区域内的地下水。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

综上，本次地下水评价，设置了项目非正常情况情景进行预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响较小。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。

5.5.5 退役期地下水环境影响分析

本项目退役期，无废水外排，在加强环境管理的情况下，一般不对造成周边地下水环境污染。

5.5.6 小结

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，本项目在设计、施工和运行时，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；已钻井在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，采油树管线与法兰连接处油品渗漏，根据环境影响预测结果，

在假定情景预测期限内，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但由于项目区地下水循环条件差，其影响范围不大，对地下水环境产生的影响也非常有限。本工程需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

5.6 固体废物影响分析与评价

5.6.1 施工期固体废物影响

本项目在施工期产生的固体废物主要包括施工废料、施工人员产生的生活垃圾、机械设备废油和含油废弃物和土石方。

本项目施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，产生量约为 1.6t。首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至阿克苏塔河环保有限公司处置。

施工期间施工人员生活垃圾总产生量为 0.3t，集中收集后运至拉运至墨玉县生活垃圾卫生填埋场处置。

本项目施工期共产生机械设备废油和含油废弃物约 0.1t，废油划分为废矿物油与含矿物油废物类，其危险废物编号为 HW08，用专用罐集中收集后交由有危废处置资质单位进行处置。

本项目开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

5.6.2 运营期固体废物影响

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含油污泥、清管废渣、废润滑油、落地原油等。

落地油主要来自突发环境事件和井下作业等。对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄露等），可根据《危险废物豁免管理清单》，按《中石化雅克拉采气厂突发环境事件应急预案》进行运输、利用、处置，不按危险废物管理。本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收，回收后的落地原油拉运至雅克拉集气站处理。

集输管线清管产生的清管废渣和设备检修维护中产生废润滑油均属于《国家危险废物名录》(2021 本)HW08 类危险废物(900-217-08、900-214-08),交由有资质的单位处置。

表 5.5-1 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	危险废物类别	危险废物代码	产生量(t/a)	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险性	污染防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.233	油井作业	半固体	石油类	间歇	T、I	落地油 100%回收,回收后的落地原油拉运至雅克拉集气站处理
2	废润滑油		900-217-08、900-214-08	0.2t/次	设备检修	半固体	石油类	间歇	T、I	委托有危废处置资质单位处置
3	清管废渣		251-001-08	0.002t/a	储存、集输过程	半固体	石油类	间歇	T、I	依托有危废处置资质单位处置

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危废收集的情况下,对环境的影响很小。

(2) 危废运输过程影响分析

拟建工程产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位进行运输,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。

综上,本项目产生的危险废物贮存,收集、转移、输运过程中按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》要求进行运输,并由有资质的单位进行处置,对环境的影响很小。

5.6.2.3 井下作业固废

本项目井下作业过程中产生的废压裂液为 119.94m³/次,废酸化液产生量为 26.56m³/次,废洗井液产生量为 25.29t/次,井下作业固废采用专用回收罐进行回收,拉运至阿克苏塔河环保有限公司进行处理,达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中指标后回注油层。

5.6.2.4 废防渗膜

本项目井下作业完成后，进行场地清理时产生的废弃防渗材料最大量约0.25t/a，为一般固废。作业施工结束后，由施工单位拉运至阿克苏塔河环保有限公司工业固废填埋场处理。

5.6.2.5 生活垃圾

运营期工作人员生活垃圾在垃圾收集箱暂存，定期拉运至墨玉县生活垃圾卫生填埋场处置。

5.6.3 退役期固体废物影响分析

本项目服务期满后，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。不可回收利用的一般工业固体废物拉运附近有资质工业固废填埋场处置，含油固废等危险废物委托有资质的单位妥善处置。

5.6.4 小结

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

5.7 土壤环境影响分析与评价

5.7.1 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，主要是井场建设、管道敷设建设过程中，车辆行驶、机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。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) 管线施工对土壤环境的影响

本项目管线施工作业带宽 8m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致土壤盐碱化。

(3) 水土流失及沙化影响分析

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、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，这种影响在短时间内不会完全恢复。在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目地面建设的内容主要包括井场的建设、管线的敷设等，但井场硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。气田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

综上所述，施工期对项目区土壤环境影响不大。

5.7.2 运营期土壤环境影响分析

5.7.2.1 土壤影响分析

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目不属于会造成土壤酸化、盐化、碱化的生态影响型项目，属于污染影响型项目。本项目土壤影响类型与途径见表 5.7-1，影响因子见表 5.7-2。

表 5.7-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
建设期				
运营期			√	
服务期满后				

表 5.7-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
井喷的落地油、井下作业废水、集输管线	/	垂直入渗	石油类	/

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为管线垂直下渗造成的土壤污染。故将本项目土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直下渗。

5.7.2.1 正常工况下土壤环境影响分析

本项目运营期正常情况下，不会造成土壤环境污染。可能发生的土壤环境影响来源于非正常工况下的采出液输送及处理过程中发生跑冒滴漏，以及原油罐车罐体破裂时的石油烃泄漏，渗入土壤对土壤产生影响。

运营期正常工况下，本项目采出液和井下作业废水均得到妥善处置；生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，原油罐车罐体完好，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，不会对土壤环境产生影响。

5.7.2.2 非正常工况下土壤环境影响分析

本次土壤环境影响主要考虑非正常工况下，井喷的落地油、井下作业废水、集输管道的采出液泄露，原油罐车罐体破裂时的石油烃泄漏，垂直渗入对土壤的环境影响。

经查阅相关资料，目前项目区用地性质为建设用地，土壤类型为风沙土。根据工程建设涉及的垂直入渗途径，给出工程建设在各实施阶段不同环节与不同环境影响防控措施下预测因子的土壤环境影响范围与程度，对工程建设产生的土壤包气带环境影响进行综合评价。

(1) 溢油污染过程分析

原油不溶于水，在环境中被称为不溶性液相污染物（NAPLs）。溢油发生后，由于管道输油压力较大，而顶层覆土层压力较小，混合原油会向上喷出地表。如

果无人工立即回收，则其一部分轻组分将挥发，另一部分下渗到包气带土体，甚至到达潜水含水层。见图 5.7-1。

图 5.7-1 溢油污染过程示意图

——溢油在包气带中的污染过程分析

包气带中，溢出原油在重力作用下以垂向迁移为主。油流在迁移过程中不断被土壤颗粒截留、吸附、粘滞，其影响的深度和范围取决于原油的物理性质（密度、粘度、张力等）、泄漏量、泄漏方式以及包气带土层的空隙渗透特性等。对一般的粘土或细砂土层而言，溢油的影响主要集中在地面以下 2m 以内。同时，在污染集中的地表层还是生物活动剧烈区域，在较适宜的水热条件下，溢油将被很快降解而去除。

——溢油在潜水含水层中的污染过程分析在潜水位较浅，溢油量大的条件下，溢油有可能达到潜水含水层。到达潜水层后，由于原油在水中溶解性差，原油主要集聚在潜水水位线附近，并在水动力作用下向下游迁移并向四周扩散，形成“油饼”。原油继续下渗量很少，基本不会对具有良好隔水顶板的各类承压水产生影响。

(2) 垂直入渗途径

①项目区包气带岩性及厚度

项目区土壤类型为风沙土，项目区浅部地层主要由第四纪全新统（Q）冲、洪积细颗粒沉积物组成，包气带主要以细砂、粉砂和粉细砂为主，根据项目区的地下水调查资料，项目区的潜水埋深大于 10m，即包气带厚度大于 10m。

②预测方法

采用类比分析法进行预测。

③预测情景设定

类比数据来自同类型集输管道在非正常工况下，输油管线事故泄漏情况，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、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。

④污染物预测评价因子

污染物预测评价因子为石油类，考虑原油中石油类浓度为 1000mg/L。

⑤预测结果

类比同类型输油管线事故泄漏情况，非正常情况下，表层土壤中石油烃类含量可达 5000mg/kg。考虑持续注入非饱和带土层中 10min、30min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见表 5.7-3。

表 5.7-3 非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

污染物种类	计算值	污染物运移的超标扩散深度			
		10min	30min	1h	2h
石油类	影响深度（m）	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度
	包气带底部石油类浓度（mg/L）	515.1569	769.3116	875.3160	942.9776

从上表中看出，原油发生泄漏 2h 的情况下，随着时间的增加，包气带底部石油类浓度越来越大。

从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在土壤中的迁移深度较浅。石油在地表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

因此运营期须定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运营期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的

发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

5.7.3 小结

综上，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生井喷及管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油类物质覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，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。

5.7.4 土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.7-3。

表 5.7-3 土壤环境影响评价自查表

工作内容		玉北 1 号断隆带奥陶系油藏 YB102X 井产能建设				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input 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	(4.736) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标(无)、方位(/)、距离(/)				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
	全部污染物	采出液、井下作业废水				
	特征因子	石油烃				
	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"/> ；				
敏感程度	敏感 <input type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；					
评价工作等级		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>				
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/> ；				
	理化特性	/				同附录 C
	现状监测点位	层位	占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	1	2	0-0.2m	
柱状样点数		3	-	0-3m		
现状监测因子	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(Gb36600-2018)第二类用地的 45 项基本因子、石油烃					
现状评价	评价因子	(Gb36600-2018)第二类用地的 45 项基本因子、石油烃				
	评价标准	GB15618 <input type="checkbox"/> ；GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表 D.2 <input type="checkbox"/> ；其他()				
现状评价结论	土壤环境质量较好					

影响预测	预测因子	石油烃					
	预测方法	附录 E√; 附录 F□; 其他 ()					
	预测分析内容	影响范围 (事故状态下, 井场产生的采出液、井下作业废水进入土壤的 0-3m 土层) 影响程度 (较小)					
	预测结论	达标结论: a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>					
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 ()					
	跟踪监测	YB101X		深度	监测指标	监测频次	
		层位	厂界内				厂界外 200m
		表层	1	1	0-0.2m	石油烃	每 5 年 1 次
	柱状	1	-	0-3m			
信息公开指标	-						
评价结论	在工程做好定期监测、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。						
<p>注 1: “□”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。 注 2: 需要分别开展土壤环境影响评价等级工作的, 分别填写自查表。</p>							

6.环境保护措施及其可行性论证

6.1 设计期环境保护措施

6.1.1 井场选址

结合本项目井场经地区的地形地貌、交通、人文、社会经济状况及工程地质条件，在满足建设单位的要求的同时，采用合理的工程技术，并将工程费用和运行费用控制在合理的范围之内。井场选址主要依据以下原则：

(1) 井场设计严格遵守国家或行业标准《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2015)、《建筑设计防火规范》(2018版)GB 50016-2014、《油田油气集输设计规范》(GB 50350-2015)、《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T 6276-2014)。

(2) 本项目井场选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)，满足防喷、防爆、防火、防毒和防冻的各项安全要求。

(3) 尽量靠近和利用现有油区公路，方便施工及运行管理，利于将来管道的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

(4) 井场在尽量避开植被茂盛区。

6.1.2 管道路由选择

结合本项目管道所经地区的地形地貌、交通及工程地质条件，在满足建设单位的要求的同时，采用合理的工程技术，并将工程费用和运行费用控制在合理的范围之内。线路走向的选择中主要依据以下原则：

(1) 线路设计严格遵守国家或行业标准《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)、《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)、《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)、《油气输送管道跨越工程设计规范》(GB/T 50459-2017)。

(2) 线路总体走向力求顺直，线路总体走向确定以后，局部线路走向应根据井场的位置作相应调整。

(3) 尽量靠近和利用现有油区公路，方便施工及运行管理，利于将来管道的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

(4) 线路应尽量避免不良工程地质区，保证管道运行安全可靠。

综上，本项目选址选线合理可行。

6.2 施工期环境保护措施

6.2.1 生态环境防治措施可行性论证

6.2.1.1 井场生态环境保护措施

(1) 优化井场布设，减少占地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。YB1-2井、YB1-4井井场永久性占地控制在40m×40m内，YB101X井、YB102X井井场永久性占地控制在75m×60m内。

(2) 井场选择严格控制占地面积，减少扰动面积。

(3) 加强工程区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

(4) 对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失，见图6.2-1。

图 6.2-1 井场砾石压盖措施典型设计图

(5) 井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场，防护工程平面图见6.2-2。

图 6.2-2 临时堆土场防护工程平面布置图

6.2.1.2 管线工程生态保护措施

(1) 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。

(2) 合理调整管线走向，管线施工作业宽度应控制在 6m 以内。

(3) 合理规划工程占地，严格控制工程占地面积，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

(4) 管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(5) 管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

(6) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(7) 施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，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。

(8) 加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

(9) 结合实际完善水土保持方案并严格落实。施工期严格按规范作业，减少对土壤和植被的扰动和破坏，避免水土流失。

(10) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

(11) 工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.2.1.3 对项目区植被的生态保护措施

(1) 生态避让

①合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

②井场建设选址尽量少占植被茂密的地块，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生植物。

③管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。

(2) 生态防护

①管线施工范围应严格限制在 6m 范围内。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

②在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

③注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

④充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。

⑤施工中应严格按照环境管理要求，井场建设、池体开挖等土方作业应避开大风天气；施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等。

⑥尽量减少对动植物的伤害和生境占用。工程建设区域如发现重点保护野生植物、特有植物、古树名木等，需进行就地或迁地保护，并加强观测，具备移栽条件、长势较好的尽量全部移栽。

(3) 生态恢复

①工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任；

②在施工区域局部有植被分布，须先将原表层土集中分层堆放，待施工完毕后，在临时占地区域对地表土层进行恢复，达到植被生长所需生境；

③施工占地区域土层上部的保护层稳态发生变化，加之区域风力、水力作用较大，土质极易流失，应在临时占地区域进行平整压实，以避免区域生态环境恶化；

④项目用地扰动区域须保护区域生态系统,并根据扰动区域土质情况因地制宜进行修复,减小项目实施对区域生态环境功能的不利影响。

(4) 生态补偿

本项目占用沙地,占地征用及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行,由土地管理部门许可后方可开工建设。工程结束后,建设单位还应承担恢复生态的责任。

6.2.1.4 对野生动物的生态保护措施

(1) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌,并从管理上对施工作业人员加强宣传教育,切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

(2) 工程建设区域如发现重点保护野生动物、特有动物的,须及时保护其生境不被破坏,并重新提出相应优化工程施工方案及运行方式,实施物种救护,划定生境保护区域,开展生境保护和修复,构建活动廊道或建设食源地等。

(3) 工程建设过程中应防止施工噪声、灯光等对动物造成不利影响,高噪声及强光区域应做降噪遮光等防护措施。

6.2.1.5 自然景观保护措施

本项目油田开发区的基质以沙漠生态景观为主。沙漠生态景观稳定性较差,异质化程度低,生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。油田开发建设后,其原始的沙漠背景变成了以沙漠、油田道路、抽油机共同存在的自然与人工相互共存的景观格局。

从整体上看,沙漠拼块虽然出现破碎化的倾向,但总体上连通程度仍然维持了较好的状态,仍是区域的景观模地。但如果任凭油田建筑和道路的景观发展,不进行生态治理和保护,也将会使生态环境的演变发生逆转,破坏原有生态环境的稳定性。因此,在项目的建设过程中,必须采取相应的景观保护措施,以保证减缓和避免生态环境恶化的趋势。

(1) 对现有的自然资源,包括植被、散落生长的胡杨,直至现有的地形、地貌等都要尽可能的加以保护。

(2) 在管线、道路的选线、敷设过程中，合理的规划布局，根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，减缓对原始自然景观的破坏。

(3) 严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，并实施防风固沙工程，使油田开发与周围景观环境协调发展。

(4) 油田退役后必须完全恢复地貌，彻底封闭油井，及时清除井场残留的固体废物。

6.2.1.6 防沙治沙措施

由于塔克拉玛干沙漠内，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。

本项目在建设过程中执行以下防沙治沙措施：

(1) 严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。严格遵守气田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线及临时道路开拓路线，运输车辆及勘探车辆在规定路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。

(2) 优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，避免在大风天气作业，以免造成土壤风蚀影响。

(3) 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。

(4) 粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，减少施工扬尘产生量和起沙量。

(5) 施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。

(6) 在井场四周铺设草方格，施工部署如下：

1) 技术准备

①确保管道回填完成，埋深及外防腐层检测完成。

②熟悉及审查设计图纸及有关资料；

③编制施工方案，明确提出施工的范围和质量标准，并制定合理施工工期，施工方案编写完毕，并经各方审核、批准、且对施工人员进行交底。

2) 施工要求

①整平边坡，清除坡面松土、石屑、植物残根等。

②根据施工图纸，测量放出坡脚线，平台控制点等。并在坡面上挂线或石灰打线放出 $1\text{m} \times 1\text{m}$ 的正方形方格网，方格网与坡脚线成 45° (或 135°) 的角。

③利用大型拖拉机配合倒运芦苇材料。

④植草制备：选用芦苇在扎制前要碾压，目标是将管状的植草压劈,改变为柔性材料。扎制前将材料切成 $40\text{-}50\text{cm}$ 长的段，整齐堆放。

铺放植草：沿草方格网线平铺植草，扎制材料要垂直“线”排放，并置中间位置于线上。先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。

⑤植草沙障防护必须符合相关技术标准、规范以及图纸要求，监理抽查合格后，再进行下一道工序的施工。

(3) 施工措施

①沙丘及粗沙平地固沙方式

对于沙丘地及粗沙平地的固沙方法通常采用的方式为以管线为中心，在该地区主风向的上风向草方格固沙宽度不小于 40m ，在风沙地区主导风向下风向草方格固沙 20m ，同时在管道主风向上方 $\geq 10\text{m}$ 左右，地势较高的沙丘顶部，设置阻沙栅栏，以防止管线伴行路及管线被风移沙丘埋没。如下图 6.2-3 草方格通用设置图和 6.2-4 移动沙丘固沙平面示意图。

②草方格固沙

草方格材料可就地选用芦苇，将之充分压碾使之变柔，且不散碎，用切割机

将之分解成长 40-50cm 左右的小段。规划好草方格的位置后，先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。为确保草方格能固住流沙，及不被风吹走，草方格的埋设能按设计规定进行施工，施工时采用平头铁锹将插入沙中，插入深度应在 25-30cm 之间，地表留 15 -20cm 之间，草方格成形后将其根部压实，并在方格内填沙，使麦秆、谷秆向外倾斜形成圆滑过度的凹面。用脚将芦苇根部沙子踩紧，并用铁锹将方格中心沙子向外扒一下，使之形成弧形洼地。

图 6.2-3 固沙草方格设置通用图

图 6.2-4 移动沙丘固沙平面示意图

6.2.1.7 水土流失防治措施

本项目位和田地区墨玉县，气候干燥，风力强大，地表土质疏松干燥，区域大部分土壤表层为风沙土所覆盖，项目区为裸地，属于典型沙质荒漠生态系统。由于工程区干旱少雨，水资源极度匮乏，植被生长主要靠地下水维持，根据现场调查，在植被遭到破坏的区域，在自然条件下很难得到恢复。由于受到区域土壤、水分等条件的限制，在玉北地区进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现，因此，本次水土流失防治主要以工程措施为主。

(1) 工程防治措施

①井场工程区施工活动主要表现在由于场地平整及堆垫，扰动原地貌，增加了施工区的水土流失强度。主体设计已有砾石压盖措施；方案补充场地平整、彩条旗拦挡和洒水降尘等措施。

②管道工程区主要是管沟开挖及管道施工对地面的破坏，主体设计未采取防护措施，方案补充场地平整、彩条旗拦挡、防尘网苫盖和洒水降尘措施。

③集输管线施工时，在胡杨、柽柳分布地段，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业方法，走统一车辙，避免加行开辟新路，以减少风沙活动。

④施工中严格按照规定的施工占地要求，划定适宜的堆料场，尽量减少地表植被的破坏。避免再大风、雨天施工，特别是路基修筑、管沟开挖、管道回填作业等。

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

⑥做好迹地恢复，施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作，应结合地形修整成一定形状，与周围环境相协调。

⑦井场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。在管道施工结束后，要立即对现场进行回填、平整、形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填-平整-覆土-压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到挖填平衡。

(2) 水土流失分区防治措施

将本项目水土流失防治分区初步划分为2个分区：井场防治区和管线防治

区。

①井场防治区

井场工程区场地平整：针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，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管线防治区

1) 严格控制作业面积。

2) 管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土。对于道路及地面建设产生的弃方不得随处堆放。应合理利用，如建设防洪堤等。

3) 管沟回填应分层开挖、分层堆放、分层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

4) 对管线敷设过程中产生的临时土方，采用防尘布（或网）进行苫盖

(3) 水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

①项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

②严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

③在管线沿线的植被良好地段，对自然生态环境和自然植被采取封禁，绝对禁止人进入打柴和放牧，并设立警示牌，以提醒施工作业人员。

④建设项目主管部门应该积极主动，加强水土保持管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

⑤对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

⑥加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

综上，本项目施工期采取的生态环境影响减缓措施可行。

6.2.1.8 公益林生态减缓措施要求

拟建工程占用的重点公益林类型均为灌木林地，主要植物种类为怪柳。项目需采取的保护措施包括：

(1) 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，办理建设项目使用林地手续。

(2) 拟建工程管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。

(3) 拟建工程在公益林范围内施工时，按照作业带宽度，避让植被密集区，应克服施工困难，尽量避开林木，减少植被损失。

(4) 施工作业带清理应由熟悉施工区域内自然状况、施工技术要求的人员带队进行。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，将施工作业带减小。

(5) 施工过程中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，严禁砍伐公益林作燃料，做好森林火灾的防范工作。

(6) 施工过程中确保施工人员和车辆在规定范围内作业，尽量减少对作业区林地的影响；工程完工后，要对沿线管线占压林地面积进行调查，尽量恢复、优化原有的自然环境。

类比同类项目施工采取的公益林保护措施，拟建工程采取的措施可行。

6.2.1.9 其他生态保护措施要求

(1) 在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便自然植被后期自然恢复。

(2) 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。

(3) 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。

6.2.2 大气污染防治措施

本项目施工期废气主要包括井场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。提出以下大气污染防治措施：

(1) 避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

(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。

综上，本项目施工期采取的大气污染防治措施可行。

6.2.3 废水污染防治措施

本项目施工期产生的废水主要包括管道试压废水。

管道施工期间产生的废水主要为试压废水，主要污染物有 SS。管道试压采用清洁水，试压作业分段进行，每段试压水排出后进入下一段管线循环使用，可

减少水资源消耗。试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘，对项目区周边水环境没有不良影响。

其他施工期水环境保护措施：

①施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。

②严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。

综上，本项目施工期采取的水污染防治措施可行。

6.2.4 固体废物污染防治措施

本次油田建设在施工期产生的固体废物主要包括施工废料、施工人员产生的生活垃圾、施工机械废油和含油废弃物。施工单位不准将各种固体废物随意丢弃和随意排放。

6.2.4.1 固体废物处置方式

（1）施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至阿克苏塔河环保有限公司处置。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）生活垃圾

施工人员生活垃圾集中收集后运至墨玉县生活垃圾卫生填埋场处置。生活垃圾应定点存放，由施工单位定时和统一集中处置。

（3）机械设备废油和含油废弃物

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，集中收集后交由有危废处置资质单位转运处置。

（4）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。

综上，本项目施工期采取的固体废物污染防治措施可行。

6.2.5 噪声防治措施

本项目施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

(1) 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。

(4) 运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

综上，本项目施工期采取的噪声防治措施可行。

6.2.6 土壤污染防治措施

本项目施工期土壤环境的影响主要是人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。为最大限度避免和减轻对周围土壤环境的不利影响，本评价对施工期土壤污染防治措施提出以下要求和建议：

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

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

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

(4) 项目区处于风蚀区，需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。综上，本项目施工期采取的土壤污染防治措施可行。

6.3 运营期环境保护措施

6.3.1 生态环境保护措施

6.3.1.1 监督和管理措施

(1) 针对本项目的建设，西北油田分公司安全环保质量部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本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。

6.3.1.2 运营期生态保护措施

(1) 加强管理，确保各项环保措施落实。对主干道路采取沥青或水泥硬化，对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

(2) 在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

(3) 加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

(4) 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

(5) 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。

(6) 定时巡查井场、管线等，及时清理落地油，降低土壤污染。

通过采取以上措施，本项目井场永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。

6.3.2 废气污染防治措施

项目运营期严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 5.7 节要求。

YB101X 井在井场设原油储罐和多功能集油器，采用底部装车方式运输。易泄漏的井口、管线接口、阀门、油罐等关键危险部位均采用先进设备和材料，严

格控制油品泄漏对大气环境的影响，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少无组织烃类的挥发。多功能集油器自带泄压装置，超压时可将泄放气排入火炬放散管燃烧处理。为了进一步减小本项目运营期无组织排放，油田采取了以下大气污染治理措施：

6.3.2.1 拉油罐挥发性有机物控制措施

(1) 落地原油罐需设计有呼吸阀。按照《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）中固定顶罐的要求，固定顶罐罐体应保持完好，不应有孔洞及缝隙，除计量、检查、维护等正常活动外，罐上开孔应密闭，并定期检查呼吸阀定压是否符合设定要求。

(2) 在每个停工检修期对固定顶罐的完好情况进行检查。发现有不符合上述第二条要求的，应在该停工检修期内完成修复。若延迟修复，应将相关方案报生态环境主管部门确定。编制检查与修复记录并至少保存 3 年。

(3) 多功能储集罐中包括加热装置、计量装置、输油装置、内部封闭流程等，在油气储存和输油过程中，可实时监控罐体内压力变化，在超压状态下，泄压阀自动开启，泄压至井场的放空系统，不仅降低了风险，还可以减少挥发性有机物排放。

6.3.2.2 管道输送挥发性有机物控制措施

本项目新建单井采油管线应带压密闭，应加强对密闭管线及密封点的巡检，确保设备稳定运行，一旦发生泄漏立即切断控制阀，尽快完成修复。

6.3.2.3 原油装车挥发性有机物控制措施

原油装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式，采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200mm。分水点原油装载时须采用气相平衡系统。

6.3.2.4 采用管输+拉油工艺流程控制措施

本项目新建 4 口井油气集输全部依托 YB101X 井拉油流程，油气集输全过程采用原油罐或多功能集油器储存+汽车拉运的方式，容易泄漏的井口、管线接口、阀门、油罐等关键危险部位均采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境的影响，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少无组织烃类的挥发；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、拉油点储油罐、油罐车和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生，确保非甲烷总

烃企业边界浓度低于《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》

(GB39728-2020)中的浓度限值 4.0mg/m³ 的要求。

在采取上述措施后，本项目无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界浓度限值要求。

6.3.3 废水污染防治措施

本项目运营期的主要废水是采出水、井下作业废水和生活污水。

6.3.3.1 采出水和井下作业废水

(1) 处理措施

采出水依托雅克拉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)中的有关标准后回注油层。

井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至阿克苏塔河环保有限公司处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的有关标准后回注油层。

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。

(2) 井下作业废水拉运管控措施

为防止井下作业废水拉运过程中的跑冒滴漏污染土壤和地下水，需做到如下措施：

① 运输车辆管理

建设单位应当按照《道路货物运输及站场管理规定》中有关车辆管理的规定，维护、检测、使用和管理专用车辆，确保专用车辆技术状况良好；严厉禁止报废车、自行改装车参与运营；定期对罐体、车辆进行安全检查，及时排除隐患，确保罐车正常上路，

② 井下作业废水台账管理

本项目的井下作业废水应严格管理，收集后使用密闭罐车定期拉运；严禁跑冒滴漏，随意排放，并建立台账，记录拉运时间，拉运量，拉运路线，交接记录，做好相应的人员管理措施。

6.3.3.2 井场的防渗措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)和《石油化工

工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）的相关规定，本项目拟对厂区进行分区地下水污染防治，分为一般防渗区和简单防渗区。将井口装置区划分为一般防渗区，一般防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚、渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区。

6.3.3.3 管道的防护措施

（1）集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

（2）在集输管线的敷设线路上应设置标识，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

（3）加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控。

（4）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

6.3.3.4 生活污水

运营期现场工作人员很少，生活污水设移动环保厕所收集处理。

综上，本项目运营期采取的废水污染防治措施可行。

6.3.4 噪声污染防治措施

本项目运营期噪声主要是井场设备产生的噪声和井下作业噪声。为最大限度避免和减轻井场设备及井下作业产生的噪声对周围声环境的不利影响，本评价对运营期噪声控制提出以下要求和建议：

（1）对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（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。

6.3.5 固体废物污染防治措施

6.2.5.1 固体废物产生情况及处置方案

本工程运营期产生的固体废物含油污泥、清管废渣、废润滑油、落地原油、废防渗膜、井下作业固废、生活垃圾等。其中含油污泥、清管废渣、废润滑油委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线；井下作业时带罐作业，落地油 100%回收；井下作业固废（废压裂液、废酸化液、废洗井液）采用专用回收罐进行回收，拉运至雅克拉集气站废液处理系统进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层；运营期值班区工作人员新增生活垃圾收集后定期拉运至墨玉县生活垃圾卫生填埋场处置。

6.2.5.2 危险废物收集、转运及处置要求

根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，提出环境管理要求如下：

（1）落实污染防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治责任制度；

（2）落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志 固体废物贮存（处置）场》（GB 15562.2-1995）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志；

（3）落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报和田地区生态环境主管部门备案；

（4）落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理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、处置等有关资料；

（5）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；

（6）落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物电子转移联单。运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定；

（7）落实排污许可制度；

（8）加强危险废物规范化环境管理，按照《危险废物规范化环境管理评估

指标》有关要求，提升危险废物规范化环境管理水平。

6.2.5.3 危险废物处置措施可行性分析

本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收，回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，运至雅克拉集气站处理。废润滑油、管废渣和含油污泥依托有危废处置资质单位处置，危险废物拉运委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

①危险废物收集措施及可行性分析

本项目建成运行后，雅克拉采气厂应按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求对含油废物进行收集。危险废物桶装收集后有危废处置资质单位运输、处置。

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：

- a. 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。
- b. 危险废物类别：按危险废物种类选择。
- c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。
- d. 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。

②危废运输依托可行性分析

本项目产生的危险废物由有资质单位的专用运输车辆进行运输，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。并严格按照《危险废物转移管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。

综上，本项目采取的固体废物污染防治措施可行。

6.2.5.4 生活垃圾

运营期值班区工作人员新增生活垃圾收集后定期拉运至墨玉县生活垃圾卫生填埋场处置。

6.3.6 土壤环境保护措施

本工程运营期土壤环境的影响主要是非正常工况下的采出液输送及处理过

程中发生跑冒滴漏，以及原油罐车罐体破裂时的石油烃泄漏，渗入土壤对土壤产生影响。为最大限度避免和减轻对周围土壤环境的不利影响，结合本工程特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，本评价对运营期土壤污染防治措施提出以下要求和建议。

6.3.6.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期派人检查井口区、单井站、原油储罐、密闭装车撬等，是否有原油泄露的现象发生。

(2) 本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道、拉油流程定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

6.3.6.2 过程控制措施

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。参照执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口及捞油作业区划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

6.3.6.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对 YB101X 的井

口区可能影响区域跟踪监测，在占地范围内和占地范围外分别设1个表层样，在占地范围内设1个柱状样，每5年监测1次。

综上所述，正常情况下，本工程的各项内容不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

综上，本工程运营期采取的土壤环境保护措施可行。

6.3.7 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，本工程在正常工况下，对当地地下水环境影响小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护本工程区的地下水环境，除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水，还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合本工程特点和当地自然环境特征，提出地下水环境保护管理的原则和措施。

6.3.7.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，以尽量减少由于埋地管道、油罐、装车、运输等泄漏而可能造成的地下水污染。

(1) 选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，废水不外排，从源头上减少污染物排放；

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

(3) 修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内

油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的油污、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

(4) 对集输管道、阀门、油罐等装置进行严格检查，定期检修，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。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。

(5) 严格按照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》(GB/T 17745-2011)、西北油田分公司相关管理要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。做好井控、固井及完井等工作，按要求做好套管的维护工作，同时加强勘探、开发过程中对井身结构的定期检查，确保表层套管固井质量合格。定期对开发井固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故。

6.3.7.2 分区防治措施

对井场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，分区防控措施应满足以下要求：

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

油气开采行业未颁布防渗技术规范，不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》

(HJ 610-2016) 中污染控制难易程度分级参照表(表6.3-1)、天然包气带防污性能分级参照表(表6.3-2)、地下水污染防渗分区参照表(表6.3-3)，提出防渗技术要求。

表 6.3-1 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄露后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄露后，可及时发现和处理

表 6.3-2 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土防污性能
强	岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6} cm/s$ ，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度 $0.5m \leq Mb < 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6} cm/s$ ，且分布连续、稳定； 岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6} cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4} cm/s$ ，且分布连续、稳定；
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

表 6.3-3 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效粘土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其它类型	等效粘土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ，或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其它类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表 6 及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类及 COD、无机盐等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”。故运营期将工程划分为一般防渗区和简单防渗区，具体划分方案如下：

表 6.3-4 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求
一般防渗区	井口装置区、拉油站、装卸区、罐区	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 的黏土层的防渗性能，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录。
简单防渗区	配电间、值班室	一般硬化即可

6.3.7.3 管道、储罐刺漏防范措施

(1) 各新建井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与雅克拉采气厂调控中心通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

(2) 在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道、储罐的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(3) 定期对管线、储罐进行检查，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、储罐安全有影响的行为，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。

(4) 一旦管道、储罐发生泄漏事故，井场及拉油站内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过设定值时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

6.3.7.4 地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)中要求，二级评价的建设项目一般需在建设项目场地、上、下游各设置 1 个跟踪监测点，监测井位的设置可依托已有水井，根据区域水文地质条件，监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 6.3-2。

表 6.3-2 地下水监测点布控一览表

孔号	区位	监测层位	井深	功能	监测频率	主要监测项目
G1	项目区周边	孔隙潜水/ 单管单层	20m	地下水环境 影响跟踪 监测井	每年采样 1 次。发生事 故时加大取 样频率。	pH 值、挥发酚、 耗氧量、氨氮、 硫化物、氯化物、 石油类、总硬度、 溶解性总固体、 钡、汞、砷、六 价铬等。
G2	地下水上游					
G3	地下水下游					

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向雅克拉采气厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应

急措施。

另外，井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

为保证地下水监测工作巧效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

(1) 管理措施

- ①油田公司环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；
- ②建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；
- ③建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；
- ④按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

(2) 技术措施

- ①定期对法兰、阀门、管道、储罐等进行检查。
- ②在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解井场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年二次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.3.7.5 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

在制定井场安全管理体制的基础上，制订地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到雅克拉采气厂应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

- ①应急预案的日常协调和指挥机构；
- ②各部门在应急预案中的职责和分工；
- ③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；
- ④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

(2) 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.4 服役期满后环境保护措施

服役期满后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

6.4.1 服务期满大气环境保护措施

(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) 服务期满封井施工过程中，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。

6.4.2 服务期满水环境保护措施

《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应封堵，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。

6.4.3 服务期满噪声污染防治措施

- (1) 选用低噪声机械和车辆。
- (2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。
- (3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.4.4 服务期满固废及土壤污染防治措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.4.5 服务期满生态环境保护措施

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

(1) 严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关要求，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由建设单位进行回收处置。

(2) 对完成采油的废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下1m内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

(3) 保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

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

(5) 通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在服务期满施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动

物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

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

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

6.4.6 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）中生态恢复要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

②遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

③土地利用需符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。

(2) 井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目新建采油井场1座，所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

(3) 管线生态恢复

① 管线生态恢复治理范围

本项目需新建集输管线共计 3.5km，作业带宽 6m，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

② 生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 6m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

(4) 植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场植被恢复。

6.5.环境影响经济损益分析

6.5.1 社会效益和经济效益

6.5.1.1 社会效益

本项目的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

(1) 大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源塔里木盆地蕴藏了丰富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

(2) 为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。总之，本项目在实施促进新疆的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

6.5.1.2 经济效益

项目总投资 1069.83 万元，经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

6.5.2 环境经济损益分析

6.5.2.1 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- (1) 工程占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 其他环境损失。

本项目永久占地主要为井场占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本项目对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目建设期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结合而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

6.5.2.2 项目环保投资估算

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 75 万元，环境保护投资占总投资的 7.01%。具体环保投资估算见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资估算

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)
生态恢复		施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度	施工结束后场地平整	2
		工程施工占地，应按照国家 and 地方有关工程征地及补偿要求，主管部门办理相关手续，并进行补偿和恢复	公益林功能不降	2

玉北1号断隆带奥陶系油藏 YB102X 产能建设环境影响报告书

		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	
		井场周围铺设草方格	防沙治沙	1	
废气	施工扬尘	临时抑尘覆盖物(草包、帆布等)、洒水(防尘、洒水等)	/	2	
	无组织排放	密闭集输,装置做好日常维护,做好密闭措施。	厂界非甲烷总烃 ≤4.0mg/m ³	2	
噪声	设备噪声	井场 选择低噪声设备、加强设备维护,基础减振	场界: 昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	2	
	井场				
固体废物	施工废料	优先回收利用,不可回收利用的废弃施工材料清运至阿克苏塔河环保有限公司处置	妥善处理	0.5	
	含油污泥、清管废渣、废润滑油	交由有危废处置资质单位转运处置	妥善处理	3	
	清管废渣	桶装收集后交由有危废处置资质单位转运处置	妥善处理	0.5	
	井下作业固废(废压裂液、废酸化液、废洗井液)	井下作业固废采用专用回收罐进行回收,拉运至阿克苏塔河环保有限公司处理,达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中指标后回注油层。	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)	2.7	
	生活垃圾	依托墨玉县生活垃圾卫生填埋场处理	妥善处理	0.3	
环境风险管理	环境风险防范措施	消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪等防范设施	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	3	
	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	6	
废水处理	施工废水	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,试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘	施工废水循环利用	1	
	采出水	依托雅克拉集气站污水处理系统,处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中指标后回注油藏,不外排	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)	5	
	井下作业废水	井下作业废水自带回收罐回收作业废水,拉运至阿克苏塔河环保有限公司处理,处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的有关标准后回注油层	废水不外排	3	
地下水、土壤	简单防渗区	井场永久占地	实施地面硬化	地面硬化	3
	管道防腐		管线采用聚乙烯树脂防腐	防腐性能良好	纳入工程投资

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	30
	环保培训, 演练	4
环保投资合计		75

6.5.2.3 环保措施效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求, 严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”, 从实际出发采取多种相应的治理措施。如将采出水通过雅克拉集气站的污水处理系统处理, 处理达标后回注油层, 节约了使用新鲜水的资金。

(1) 废气

油气集输及处理采用全密闭流程, 井口密封并设紧急截断阀, 有效减少烃类气体的挥发量, 减少对大气的污染。

(2) 废水

采出水依托雅克拉集气站废液处理系统处理, 处理达标后回注地层。井下作业废水自带回收罐回收作业废水, 拉运至阿克苏塔河环保有限公司处理, 处理达标后回注油层。由工程分析可知, 本项目每年最多可产生含油废水约 2673m³/a, 全部处理后回用, 相当于节省了同样数量的清水, 不但节省了水资源, 保护了环境, 还可以产生可观的经济效益。按水资源费 2 元/m³ 进行计算, 产生的经济效益为 5346 元/a。

(3) 固体废弃物

项目产生的含油污泥委托有危废处置资质单位转运处置; 清管废渣、废润滑油和废防渗膜依托巴州联合站环境治理有限公司或其他有危废处置资质单位转运处置, 减少了对环境的影响。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施, 减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间, 采取严格控制地表扰动范围, 严格控制乙方单位在施工作业中的占地; 施工结束后清理井场废弃物, 平整场地。井场采用草方格防护, 防止土壤沙化。

本项目各项环保措施通过充分有效的实施, 可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。

本项目选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术, 使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源, 减少各

种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

6.5.3 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于项目在建设过程中都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 75 万元，环境保护投资占总投资的 7.01%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

7.环境风险评价

7.1 评价依据

本项目涉及的风险物质主要为原油和 H₂S。主要存在于站内设备及管线内，原油主要储存在多功能集油器、原油储罐内。玉北区块天然气产量低，硫化氢含量少，评价中硫化氢不参与评价等级判定。

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为原油。本项目主要风险单元为原油罐区和集输管线，本项目共设置 4 座 40m³ 多功能集油器、2 座 50m³ 落地原油罐，总罐容 340m³，按照原油密度 0.9256g/cm³ 计算，原油罐内原油最大储量为 314.7 吨。本项目集输管线长度 3.5km，平均管径为 DN80，按充满度 80% 计算，集输管线内原油最大储量为 52.1 吨。

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：q₁, q₂, ..., q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, ..., 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≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

本项目 Q 值的确定见下表。

表 5.7-1 本项目风险单元 Q 值一览表

序号	风险源	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
1	原油罐	原油	—	314.7	2500	0.13
2	管线	原油	—	52.1	2500	0.02
Q值Σ						0.15

根据上表计算结果，本项目 Q=0.15，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。

7.2 环境敏感目标概况

项目区地处塔克拉玛干沙漠南缘，现场踏勘结果表明，区域大部分被风沙土所覆盖，东距和田河防风固沙生态保护红线区约 6km，项目周围 5km 范围内没有人文景观、名胜古迹、自然保护区、常住居民和地表水和其他保护区，项目区位于墨玉县地方公益林内。

7.3 环境风险识别

7.3.1 危险物质风险识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）、《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ/T230-2010）中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。对于中度危害以上的危险性物质应予以识别，按照物质危险性，结合受影响的环境因素，筛选本项目环境风险评价因子主要为原油和硫化氢。

(1) 原油

表 5.7-2 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℃-200℃之间，挥发性好， 【主要用途】是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 【健康危害】 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
安全措施	【操作安全】 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 【储存安全】 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。

	<p>【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输</p>
<p>应急 处 置 原 则</p>	<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) 硫化氢

硫化氢为无色、有臭鸡蛋气味的有毒气体，是强烈的神经性毒物，经人体粘膜吸收比皮肤吸收造成的中毒更为迅速。根据硫化氢的毒理学特性可知，硫化氢并不是所有浓度都是瞬间致人死亡，其每个浓度致死时间是不同的。

硫化氢的危险、有害特性详见表 5.7-3。

表 5.7-3 硫化氢对人的生理影响及危害

在空气中的浓度			暴露于硫化氢的典型特性
% (V)	ppm	mg/m ³	
0.000013	0.13	0.18	通常，在大气中含量为 0.0215mg/m ³ (0.13ppm) 时，有明显和令人讨厌的气味，在大气中含量为 6.9mg/m ³ (4.6ppm) 时就相当显而易见。随着浓度的增加，嗅觉就会疲劳，气体不再能通过气味来辨别
0.001	10	15	有令人讨厌的气味。眼睛可能受刺激。美国政府工业卫生专家协会推荐的阈值（8h 加权平均值）。我国规定几乎所有工作人员长期暴露都不会产生不利影响的 最大硫化氢浓度
0.0015	15	21.61	美国政府工业卫生专家联合会推荐的 15min 短期暴露范围平均值

0.002	20	30	在暴露 1h 或更长长时间后，眼睛有烧灼感，呼吸道受到刺激，美国职业安全与健康局的可接受上限值。工作人员在露天安全工作 8h 可接受的硫化氢最高浓度
0.005	50	72.07	暴露 15min 或 15min 以上的时间后嗅觉就会丧失，如果时间超过 1h，可能导致头痛、头晕和（或）摇晃。超过 75mg/m ³ （50ppm）将会出现肺水肿，也会对人员的眼睛产生严重刺激或伤害
0.01	100	150	3min~15min 就会出现咳嗽、眼睛受刺激和失去嗅觉。5min~20min 过后，呼吸就会变缓、眼睛就会疼痛并昏昏欲睡，在 1h 后就会刺激喉道。延长暴露时间将逐渐加重这些症状。我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度。
0.03	300	432.4	明显的结膜炎和呼吸道刺激。注：考虑此浓度定为立即危害生命或健康（IDLH），参见（美国）国家职业安全与健康学会 DHHS No 85-114 《化学危险袖珍指南》
0.05	500	720.49	短期暴露后就会不省人事，如不迅速处理就会停止呼吸。头晕、失去理智和平衡感。患者需要迅速进行人工呼吸和（或）心肺复苏技术
0.07	700	1008.55	意识快速丧失，如果不迅速营救，呼吸就会停止并导致死亡。必须立即采取人工呼吸和（或）心肺复苏技术
0.10+	1000+	1440.98+	立即丧失知觉，结果将会产生永久性的脑伤害或脑死亡。必须迅速进行营救，应用人工呼吸和（或）心肺复苏

7.3.2 井下作业危险性识别

(1) 井喷事故风险

井喷为井场常见事故。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。西北油田分公司雅克拉采气厂已有多年开发经验，勘探期对区域的油气藏情况已基本掌握，井喷的可能性很小，但也不并非绝对不可能，从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

(2) 井漏事故风险

固井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等。

7.3.3 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。发生的事事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

7.3.4 原油储运过程风险识别

本项目运营期原油储运依托 YB101X 井场拉油流程，井场共有 6 座 40m³ 多功能集油器、2 座 50m³ 落地原油罐，在原油的储存和运输过程中均可能发生油类泄漏、火灾、爆炸等事故，并导致伴生/次生污染物排放。

原油泄漏后可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，会产生 CO、SO₂、NO_x 等污染物污染大气环境。

7.4 环境风险分析

7.4.1 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

7.4.2 井漏事故影响分析

本项目井漏事故主要为运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

本项目采用多层套管，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。

7.4.3 对大气环境的影响分析

原油、天然气发生泄漏事故后，进入环境中，释放出的 H_2S 、NMHC 会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，无敏感点分布，大气扩散条件较好，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。

7.4.4 对地下水的环境影响分析

输油管道敷设在地表以下，运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才可能影响到地下水。输油管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加大检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

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

7.4.5 对土壤环境的影响分析

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的原油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，

造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送雅克拉集气站处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

综上所述，本项目施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

7.4.6 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。本项目区域内植被量很小，且发生事故后，及时采取相应的措施，基本不会对周围植被产生明显影响。

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。雅克拉采气厂于2021年12月21日编制完成并发布了《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》，并分别在阿克苏地区沙雅县、阿克苏地区库车市、喀什地区巴楚县及巴州轮台县进行了备案，和田地区墨玉县为新区块，正在进行备案准备工作。

7.5.1 井下作业事故风险预防措施

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

(2) 井场设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(3) 井场严格按防火规范进行平面布置，井场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

(4) 在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

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

(6) 每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

7.5.2 管道和储罐事故风险预防措施

(1) 严格按照施工、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、储罐质量和焊接质量的检查，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) 完善各井场的环境保护工程，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) 定期检查罐体状况，防止因腐蚀等原因造成罐体开裂、穿孔。

(9) 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。

(10) 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。

(11) 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。

7.5.3 硫化氢泄漏的监控与预防措施

(1) 硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》（SY/T6137-2017）要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪（第1级预警阈值应设置为 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (或 10ppm)，第2级报警阈值应设置为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 20ppm)，进入上述区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

③当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (或 10ppm)时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实施应急程序。

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 20ppm)时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ (或 100ppm)时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

(2) 预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H_2S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方可持证上岗。

①为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

②应特别注意低洼的工作区域，比如井口方井，由于较重的硫化氢或二氧化硫在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

③当人员在达到硫化氢危险临界浓度（ $150\text{mg}/\text{m}^3$ （ 100ppm ））的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应具备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

(3) 泄漏事故风险防范措施

①操作时宜按要求配备基本人员，采用必要的设备进行安全施工。现场应配置呼吸保护设备且基本人员能迅速而方便的取用。采用适当的硫化氢检测设备实时监测空气状况。

②严格执行“禁止吸烟”的规定。

7.5.4 罐车运输采出液风险预防措施

本项目采出液采用汽车拉运的方式，车辆运输过程中须采取以下措施：

(1) 罐车必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。

(2) 车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；

(3) 认真执行罐车巡检、回检以及维护、修理管理办法，保持罐车完整性；

(4) 配备具有危险货物运输资质和经验的驾驶员和押运员，严格执行特车公司反“违章指挥、违章操作、违反劳动纪律的行为”管理规定，并使用GPS监控车辆动态；

(5) 车辆安全状况和安全性能合格；车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合规定的导静电橡胶拖地带装置，罐内应预留容积不得少于罐体总容量5%的膨胀余量；

(6) 行车途中勤检查，随车按相关规定配备消防器材；运输过程中如发生事故时，应立即报告，并应看护好车辆，共同配合采取一切可能的警示、救援措施

7.5.5 窜层污染事故的防范措施

(1) 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双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

(2) 利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对油田开发区各地下水层监测井采样分析，一个季度采样一次，分析项目为COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

(3) 及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

7.5.6 管线安全运行措施

为了尽量避免管线破裂事故的发生，减轻管线破裂、泄漏事故对环境的影响，应采取以下安全环保措施：

(1) 管线敷设过程中应严格按设计要求进行，确保埋设深度、防腐和保温质量，防止腐蚀管道。管线敷设线路上方设置永久性标志，提醒人们在管线两侧活动，保护管线的安全。

(2) 为了减轻管线的内外腐蚀，每年定期用超声波检测仪，测量 1-2 次管线内外防腐情况，若管壁厚度减薄，应及时更换管段。

(3) 为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行。

(4) 机械失效及施工缺陷是导致事故的重要原因之一。根据我国的经验，管道焊接是最关键的工艺，焊工工应接受专门培训，持证上岗。

(5) 加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。

(6) 加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

(7) 集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。① 管道敷设做好安全防范及防腐措施。新建管线跨越道路、沟渠等应根据《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》要求进行；② 每年定期用超声波检测仪，测量 1~2 次管线腐蚀情况，发现如管壁厚度减小，应及时更换管段，以减小管线的盐碱腐蚀造成事故的概率。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

7.5.7 危险废物运输风险防范措施

本项目危险废物交由第三方有危险废物运输和处置资质的单位进行运输和处置。

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转移危险废物时,必须按照规定填危险废物转移联单,并向危险废物移出地和接受地的县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告。

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运输时,发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害,及时通报给附近的单位和居民,并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告,接受调查处理。

7.5.8 危险废物管理要求

(1) 危险废物临时贮存间的运行与管理

井场危险废物临时贮存间应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求的相关要求进行设计建设,做好“四防”:防渗、防风、防雨、防晒措施。

另外还应做好以下方面:

①防止雨水径流进入贮存、处置场内。

②按照《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ 1276-2022)中规定设置警示标志。

③建立档案制度,详细记录入场的固体废物的种类和数量等信息,长期保存,供随时查阅。

④应加强危险废物的联单跟踪监测评估,防止产生二次污染。

⑤危险废物储存间设置防渗层,防渗层的防渗系数要求 $\leq 10^{-10}$ cm/s。

⑥危废暂存间需设置通风排气系统,建设应执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)的相关要求。

(2) 危险固废转移控制措施

本项目施工期产生的危险废物送至危险废物临时贮存间内进行暂存，暂存后交由有危废处置资质单位转运处置，转运过程中危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》，对危险废物实行全过程管理。

7.5.9 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，使制度落到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

(3) 经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

(4) 本项目实施后，将本项目相关工程纳入雅克拉采气厂环境风险应急预案中。

7.5.10 环境风险应急预案

本项目由西北油田分公司雅克拉采气厂负责管理运营，雅克拉采气厂自成立以来，已经稳定生产多年，目前雅克拉采气厂已经有1套成熟的风险应急预案。

《西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案》包括突发环境事件应急预案、风险评估报告和应急资源调查报告。应急预案内容包含组织指挥体系及职责、预防与预警、应急处置、后期处置和监督管理等。雅克拉采气厂的应急预案已取得新和县、巴楚县、库车县及轮台县环境保护局的备案，玉东区块位于墨玉县境内，属于新区快开发，目前应急预案备案工作正在编写筹备中。

本项目生产过程中存在的事故类型主要为：油气管道和储罐泄漏、火灾爆炸、井喷。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。

西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案应急处置措施如下：

7.5.10.1 井场泄漏处置

(1) 伴有甲烷、二氧化氮等有害气体逸散时

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。

7.5.10.2 井场泄漏处置

(1) 井场设备、储罐泄漏

①若井场设备、储罐出现泄漏，确定泄漏源的位置；

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引致应急池或应急罐；

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；

⑥如果少量泄漏，采取用沙石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

⑧事件发生后，应急监测小组对厂区、周围敏感目标大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

(2) 伴有甲烷、二氧化氮等有毒有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、二氧化氮报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协同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。

(3) 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。

7.5.10.3 管道泄漏处置

(1) 输油管道破裂泄漏时

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

④组织输油管道泄漏的围控、处置；

⑤原油管道泄漏原油回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

(2) 输气管道破裂泄漏时

①应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；

②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；

③监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众；

④条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业；

⑤放空的天然气应通过放空火炬点燃烧掉，当火炬高度小于 1m 时应立即关闭放空阀门。

(3) 油气管道泄漏引发火灾、爆炸时

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

⑥采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体监测；

⑧迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；

⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；

⑩火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

7.5.10.4 井喷失控

(1) 伴有甲烷、二氧化氮等有毒有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、二氧化氮报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

④条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

(2) 引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

(3) 遇险人员应急撤离条件

①井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全或引起重大火灾无法控制时；

②空气中甲烷、二氧化氮分别达到浓度 25%~30%、3%以上，且无法有效控制时；

③由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

7.5.11 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，与当地政府建立了应急联动机制，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

本项目所涉及的危险物质包括原油和硫化氢，可能发生的风险事故包括井场事故、管线和多功能集油器泄漏事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本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。

本项目环境风险简单分析内容表见表 5.8-4。

表 5.8-4 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	玉北1号断隆带奥陶系油藏 YB102X 井产能建设			
建设地点	新疆维吾尔自治区和田地区墨玉县境内			
地理坐标	经度	***E	纬度	***N
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油、硫化氢；分布：井场、集输管线、多功能集油器			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	<p>本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类物质泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。</p> <p>运营期管线发生破损造成原油泄漏，以及井喷均会污染土壤和大气，泄漏的油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。</p>			
风险防范措施要求	<p>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制定环境风险应急预案，定期演练。⑤施工期储罐底部铺设防渗膜。</p>			
<p>结论：工程可能涉及的危险物质包括：原油、硫化氢。项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、原油储存及装载事故风险。环境风险最大可信事故为原油储存及装载事故风险。采取各项风险措施后，本项目环境风险程度属于可接受程度范围内，西北油田分公司雅克拉采气厂已制定了风险应急预案，将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，在可接受范围之内。</p>				

8.环境管理与监测计划

8.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大的影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

8.1.1 管理机构及职责

8.1.1.1 环境管理机构

工程日常环境管理工作纳入西北油田分公司雅克拉采气厂现有 QHSE 管理体系。

雅克拉采气厂建立了三级环境保护管理机构，形成了环境管理网络。各厂环境保护管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，基层单位环境保护管理领导小组及其办公室为二级管理职能机构，班组为三级管理职能机构。

雅克拉采气厂设置有 QHSE(质量、健康、安全和环境)管理科，负责采油厂工业现场“三标”、QHSE 管理体系执行、环境保护、工业动火、防暑降温、交通安全、工伤、特种设备、防雷防静电、井控管理、劳动保护等工作的管理，为采油厂有效的开展环保工作提供了依据。

8.1.1.2 环境管理职责

- (1) 西北油田分公司雅克拉采气厂 QHSE 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 QHSE 方针、目标和管理实施细则。
 - 每季召开一次 QHSE 例会，全面掌握 QHSE 管理工作动态，研究、部署、布置、总结、表彰本单位的 QHSE 工作，讨论、处理本单位 QHSE 工作中存在的重大问题。
 - 组织本单位 QHSE 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) 下辖管理区 QHSE 管理委员会职责

——负责运营期间 QHSE 管理措施的制定、实施和检查。

——对运营期间出现的问题加以分析，监督生产现场对 QHSE 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 QHSE 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。

——及时向上级主管部门汇报 QHSE 管理现状，提出合理化建议，为环境审查和改进提供依据。

(3) QHSE 兼职管理人员和全体人员

——QHSE 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 QHSE 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。

8.1.2 环境管理任务

8.1.2.1 施工期的环境管理任务

(1) 建立和实施施工作业队伍的 QHSE 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，以确保施工作业队生态环境造成的破坏降到最低限度。

(4) 工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

8.1.2.2 运营期的环境管理

(1) 日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

——定时定点做好环境监测，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管

理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

——落实管理制度

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

本项目运营期的 HSE 管理体系纳入西北油田分公司雅克拉采气厂 HSE 系统统一管理，应根据项目实施情况，及时完成应急预案的修编和排污许可的变更工作。

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

(2) 重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

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

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

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

——加强风险管理

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

——加强监测

应加强对区域地下水的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能

力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

8.1.3 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出拟建工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 8.1-1 环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构	
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，减少扰动面积，严格限定施工范围	施工单位及建设单位	建设单位 QHSE 管理科 及当地生态环境主管部门
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁对野生动植物的破坏等		
		植被	保护荒漠灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		
	水土保持	水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，作好防护措施等	施工单位及建设单位	建设单位 QHSE 管理科 及当地生态环境主管部门
		重点区段	施工作业时尽量避开灌木茂密区域，加强施工人员的管理，严禁砍伐公益林作燃料		
	污染防治	施工扬尘	避免在大风季节施工，施工现场洒水降尘，挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施等	施工单位及建设单位	建设单位 QHSE 管理科 及当地生态环境主管部门
固体废物		施工废料回收利用，不能利用的送工业固废填埋场			
噪声		选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等			
运营期	正常工况	废气	落地原油罐需设计有呼吸阀，并定期检查呼吸阀压力；对管线及密封点定期巡检；	建设单位	建设单位 QHSE 管理科 及当地生态环境主管部门
		废水	采出水、井下作业废水处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层，生活污水依托环保厕所		
		噪声	选用低噪声设备，基础减振设施		
		固体废物	含油污泥、清管废渣、废润滑油委托有危废处置资质单位处置；废防渗膜委托依托阿克苏塔河环保有限公司工业固废填埋场处理；生活垃圾依托墨玉县生活垃圾卫生填埋场处理；落地原油由作业单位 100%回收；废压裂液、废酸化液、废洗井液采用专用罐回收，集中收集后，由阿克苏塔河环保有限公司处理系统，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》		

	事故风险	事故预防及原油泄漏应急预案	当地生态环境 主管部门
--	------	---------------	----------------

8.1.4 环境监理

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》，拟建工程施工期对周边环境造成一定影响，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。现场应重点对管线工程等内容进行环境监理，确保施工期废气、废水达标排放，固废妥善处置，减少对区域土壤、地下水和生态的影响。

8.2 环境监测

8.2.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级环保部门和地方环保部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

8.2.2 监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。拟建工程的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担，也可由西北油田分公司的质量检测中心承担。

8.2.3 监测计划

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)、《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)、《环境影响评价技术导则生态影响》(HJ19-2022)、《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建工程的监测计划和工作方案。拟建工程投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见

表 8.2-1。

表 8.2-1 环境监测计划

监测项目	监测位置	检测项目	监测频率
地下水水	1号监测井	PH、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、耗氧量、挥发酚、氯化物、溶解性总固体、砷、六价铬等	每年进行2次
	2号监测井		
生态	地方公益林	公益林恢复情况	建设前、后各1次
	场站及管线占地外延300m范围内	生态恢复情况	一次/1年
土壤	监测点位尽可能布设在原油储罐周围低洼处	石油烃石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬等	一次/5年

9. 结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 项目概况

本项目位于新疆维吾尔自治区和田地区墨玉县境内，距离墨玉县城约 116km，地塔里木盆地西南边缘，塔克拉玛干大沙漠南缘，是中国石化西北油田分公司麦盖提 1、2、3 区块勘探开发区域。构造位置位于玉北 1 构造带，麦盖提斜坡北邻柯坪断隆，邻喀什凹陷，南接叶城凹陷和田凹陷，东北邻巴楚断隆，向东与塘古孜巴斯过渡，总面积 $4.5 \times 10^4 \text{km}^2$ ，是塔里木盆地西南凹陷内一个次级构造单元和西南倾的区域性斜坡。本项目地理位置中心坐标为 E***，N4***。

本项目部署井场 4 座(YB101X、YB1-2、YB1-4、YB102X)，新建 4 座井场采油设施，新建集输管线 3.5km，改建原 YB101X 临时拉油流程，在 YB101X 新建 4 座 40m^3 多功能集油器，2 座 50m^3 落地罐、新增捞油缓冲罐、卸油泵各 1 台，新增氮气补压流程 1 台，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。新建产能预计原油最大产能 1.12 万 t/a。

项目总投资 1069.83 万元，环境保护投资约 75 万元，占总投资的 7.01%。

9.1.2 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。

本项目和田地区墨玉县境内，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）、《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案方案》（和行发〔2021〕38 号），本项目位于墨玉县一般管控单元 01（环境管控单元编码为 ZH65322230001）。项目区环境质量可以达到功能区要求，可以满足和田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。

9.1.3 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新区块开发项目，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“塔里木盆地—东疆荒漠生态区-塔克拉玛干沙漠生态亚区-塔克拉玛干沙漠西部流动沙漠景观生态功能区。”。

本项目占地较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

9.1.4 环境质量现状

9.1.4.1 生态环境质量现状

根据《新疆生态功能区划》，项目区属于生态功能区为塔里木盆地—东疆荒漠生态区-塔克拉玛干沙漠生态亚区-塔克拉玛干沙漠西部流动沙漠景观生态功能区，主要生态服务功能分别为“沙漠景观、风沙源地”。根据现场调查及资料收集，项目建设范围无自然保护区、世界自然和文化遗产地等生态敏感区，不涉及生态保护红线，项目区位于墨玉县地方公益林内。项目区地处墨玉县南部的塔克拉玛干南缘沙漠区，土地利用类型主要为沙地，以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单。植被主要是盐柴类灌木、半灌木，灌木主要为多枝柽柳。总体来看评价区域景观单一，植被盖度低，野生动物较少。

9.1.4.2 环境空气质量现状

根据 2022 年和田地区墨玉县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 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ ，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。

9.1.4.3 声环境质量现状

现状监测表明,各监测点声级值昼间、夜间均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类标准要求。总体看,评价区内的声环境质量较好。

9.1.4.4 水环境质量现状

(1) 地表水

项目区无地表水体距最近河流,东距喀拉喀什河7.8km。

(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^+ 、 Mg^{2+} 为主,水化学类型主要以 Cl-Na 和 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4 \cdot \text{Cl-Na}$ 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、氟化物外,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。超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响,区域潜水蒸发量大、补给量小,且区内地下水径流非常缓慢,各类离子容易富集,日积月累浓度逐渐升高。由于各监测点潜水埋深不同,对应的蒸发强度不同,造成地下水中各类因子浓度有所差异。

9.1.4.5 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 $\text{pH}>7.5$ 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。

9.1.5 环境影响分析

9.1.5.1 生态环境影响分析

本项目建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标,项目区在墨玉县地方公益林内。

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,但本区域为沙漠区,

地表植被稀疏，植被的防风固沙作用相对较弱，由于工程区地表基本无植被，由工程建设造成的生物量损失较小，对植被影响较小。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。

9.1.5.2 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，随着工程结束，其影响也相应消失

运营期工程对大气环境的影响主要来自井场采油及装车过程中排放的无组织烃类和硫化氢。由源强计算可知，井场采油及装车过程中无组织非甲烷总烃排放量为 2.58t/a，硫化氢挥发量为 0.02t/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和硫化氢的贡献浓度较低，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，硫化氢浓度可达到《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录 D 中硫化氢空气质量浓度限值（ $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）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。

9.1.5.3 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。

9.1.5.4 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，本项目在设计、施工和运行时，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；已钻井在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，采油树管线与法兰连接处油品渗漏，根据环境影响预测结果，在假定情景预测期限内，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但由于项目区地下水循环条件差，其影响范围不大，对地下水环境产生的影响也非常有限。本工程需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

9.1.5.5 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，无弃方。施工废料产生量约为 0.014t，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至阿克苏塔河环保有限公司处置；施工人员生活垃圾总产生量为 0.3t，集中收集后运至墨玉县生活垃圾卫生填埋场处置；废机油采用桶装密闭收集，定期由施工队联系有危险废物处置资质的单位回收处理。

本项目运营期产生的固体废物包括含油污泥和油泥，清管废渣、废润滑油废防渗膜、井下作业固废及生活垃圾。含油污泥、清管废渣、废润滑油产生量分别为 101.651t/a、0.00092t/a、0.2t/a，均属于危险废物，危险废物类别均为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，交由有危废处置资质单位处置，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；废防渗膜最大产生量为 1t/a，废防渗膜为一般固废，依托阿克苏塔河环保有限公司工业固废填埋场处理；落地原油产生量约 0.033t/a，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至阿克苏塔河环保有限公司处理。井下作业固废采用专用回收罐进行回收，

拉运至阿克苏塔河环保有限公司废液处理系统进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层；生活垃圾产生量约为 0.183t，集中收集后定期运至墨玉县生活垃圾卫生填埋场处置。

本项目在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

9.1.5.6 土壤影响分析

正常状况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，无土壤污染途径，不会对周围土壤产生影响。非正常状况下，井喷、管线阀门连接处发生泄漏、储罐老化发生泄漏等，引起采出液渗入土壤中，对土壤造成污染，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。

9.1.5.7 环境风险分析

可能发生的风险事故包括井喷、原油储罐泄露和工艺装置泄漏事故。油气或者原油发生泄漏时，会对大气、土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、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。本工程所在区域地域空旷，无环境敏感点分布，大气扩散条件较好，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。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷），可能发生的风险事故包括井喷、原油储罐泄露和工艺装置泄漏事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本项目的环境风险控制

在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

9.1.6 环境保护措施

本项目的**主要环境保护措施**如下：

大气污染防治措施：本项目集输采用密闭流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对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。

噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

废水防治措施：井下作业废水带罐作业，运至阿克苏塔河环保有限公司处理。采出水依托雅克拉集气站污水处理系统处理达标后，回注油层；生活污水依托环保厕所。

地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

固体废物防治措施：本项目运营期产生的油泥(砂)、废防渗膜、废润滑油和清管废渣桶装收集后有危废处置资质单位接收处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线；井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收，运至雅克拉集气站处理。运营期值班区工作人员新增生活垃圾收集后定期拉运至墨玉县生活垃圾卫生填埋场处置。集输管线清管产生的清管废渣和设备检修维护中产生废润滑油均属于危险废物，交由有资质的单位处置。

土壤污染防治措施：定期派人检查井口区、原油储罐、密闭装车撬等，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；对管道、拉油流程定期检修，将事故发生的概率降至最低；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；将井口及捞油作业区划分为简单防渗区，防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程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。

风险防治措施：本项目集输工程中主要风险是管线破坏引起的天然气、原油

泄漏，做好风险防范工作，防止对周围环境、工作人员人身安全造成的危害。本项目的风险防范措施及制定的预案切实可行、有效。在落实风险防范措施、应急预案后，其发生事故的概率较低，其环境危害也是较小的，环境风险水平是可接受的，项目建设可行。

9.1.7 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 75 万元，环境保护投资占总投资的 7.01%。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。

9.1.8 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。

9.1.9 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。

9.2 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。对各井站阀门、储罐、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，并尽快完成新区块的备案工作，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) 在施工完毕办理交接手续时，接收方应对废水处理和固体处置作为重要的验收指标，未达到环保要求时不得进行交接，直至满足要求时方可进行交接。

(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。

(5) 建设单位应按照林业部门管理要求办理公益林相关手续并积极采取恢复措施。

(6) 尽快完善玉北区块油气集输、油气处理、供水供电等基础设施建设。

(7) 完善油气回收措施。