

目 录

1.概述	1
1.1 工程特点	1
1.2 环境影响评价过程	2
1.3 分析判定相关情况	4
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	6
1.5 环境影响评价主要结论	6
2.总则	7
2.1 评价目的与原则	7
2.2 编制依据	9
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	14
2.4 环境功能区划	17
2.5 评价因子和评价标准	18
2.6 评价工作等级和评价范围	24
2.7 评价时段与评价重点	31
2.8 控制污染与环境保护目标	31
2.9 评价方法	33
3.工程概况与工程分析	35
3.1 琼坎儿孜油砂矿矿区概况	35
3.2 工程概况	40
3.3 工程分析	55
3.4 清洁生产水平分析	97
3.5 污染物排放总量控制	103
3.6 相关法律、政策符合性分析	103
3.7 “三线一单”符合性分析	113
3.8 选址、选线合理性分析	114
4.环境现状调查与评价	117
4.1 自然环境概况	117
4.2 环境质量现状调查与评价	127
4.3 生态环境现状调查与评价	143
5 环境影响预测与评价	151
5.1 施工期环境影响分析与预测评价	151
5.2 运营期环境影响预测与评价	162
5.3 退役期环境影响分析	197
6 环境保护措施及其可行性论证	199
6.1 施工期环境保护措施	199
6.2 运营期环境保护措施	208

6.3 退役期环境保护措施	222
6.4 环境影响经济效益分析	223
7. 环境风险评价	227
7.1 评价依据	227
7.2 风险潜势初判及评价等级	228
7.3 环境风险识别	229
7.4 环境风险影响分析	234
7.5 环境风险防范措施	237
7.6 风险事故应急预案	240
7.7 风险评价结论	244
8. 碳排放影响评价	245
8.1 碳排放分析	245
8.2 减污降碳措施	250
8.3 碳排放评价结论及建议	251
9. 环境管理与监测计划	252
9.1 环境管理	252
9.2 施工期环境管理	257
9.3 环境监测计划	259
9.4 污染物排放清单	262
9.5 环境保护竣工验收计划	264
10. 环境影响评价结论与建议	267
10.1 项目概况	267
10.2 产业政策符合性分析	267
10.3 规划及“三线一单”符合性	267
10.4 环境质量现状	268
10.5 环境影响评价	268
10.6 环境保护措施	270
10.7 环境管理与监测计划	272
10.8 清洁生产水平	273
10.9 总量控制	273
10.10 环境影响经济损益分析	273
10.11 公众意见采纳情况	273
10.12 总体结论	274
10.13 要求及建议	274

1.概述

1.1 工程特点

油砂资源在全球油气资源总量中占有较高比重,随着世界经济发展对能源需求不断增长,对于油砂矿资源的研究和开发,世界各地均在加速进行,同时伴随开发技术进步,油砂矿资源占全球烃类能源的比重也在不断增大。我国也有较丰富的油砂资源,根据自然资源部新一轮油砂资源评价结果,我国陆地 24 个盆地埋深 500m 以内浅油砂油地质资源量为 $59.7\times 10^8\text{t}$,可开采资源量为 $22.58\times 10^8\text{t}$,其中 0~100m 埋深油砂地质资源量为 $18.56\times 10^8\text{t}$,100~500m 埋深油砂地质资源量为 $41.14\times 10^8\text{t}$ 。主要分布于西部和东部的盆地,准噶尔、塔里木、羌塘、柴达木、松辽、四川和鄂尔多斯 7 个盆地油砂油地质资源量为 $52.92\times 10^8\text{t}$,占全国总资源量的 88.6%。

油砂油属易流动、高品质、附加值高的非常规能源,可提炼汽油、煤油、柴油、沥青等系列产品,具有较高的开采价值和利用性能,市场需求大,因此油砂油开发项目具有稳定的社会需求和较高的生产价值。

鄯善县位于天山东部南麓的吐鲁番盆地东侧,是以工业为主的资源型大县,是自治区石油化工、石材、有色金属、黑色金属的生产基地,境内的鄯善油田是中国第一个大型侏罗系油田。

琼坎儿孜油砂矿矿区位于吐哈盆地台北凹陷南部,行政隶属新疆吐鲁番市鄯善县管辖,矿区西距鄯善县城约 30km,北距七克台镇约 8km。矿区中心点地理坐标:东经 $90^{\circ}31'02''$,北纬 $42^{\circ}56'5.15''$ 。矿区以北距 312 国道 6km,距鄯善火车站 20km,矿区以南距鄯善县三级柏油公路约 1km,交通极为方便。

琼坎儿孜油砂矿采矿权所有人为青河县恒大矿业勘察有限责任公司(以下简称“建设单位”),为青河县民营企业,申请划定矿区面积 25.77km^2 。2012—2015 年,青河县恒大矿业勘察有限责任公司委托新疆煤田地质局一六一煤田勘探队完成了精细勘探及开发试验工作。新疆煤田地质局编制的《新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿勘探补充报告》通过了新疆维吾尔自治区矿产资源储量评审中心的评审(新国土资储评〔2016〕009 号)。2016 年 3 月到 7 月,青河县恒大矿业勘察

有限责任公司委托吉林大学编制了包括西山窑组和三间房组在内的矿区精细勘查补充报告，并于 2017 年 2 月取得新疆维吾尔自治区国土资源厅出具的矿产资源储量评审备案证明（新国土资储备字〔2017〕004 号）及评审意见书（新国土资储评〔2017〕004 号）。2019 年 5 月，吉林大学编制了《新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿矿产资源开发利用方案》，新疆维吾尔自治区地质学会出具了《新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿矿产资源开发利用方案》专家意见的认定（新自然资开审发〔2017〕016 号）。2019 年，建设单位委托河北德源环保科技有限公司编写了《新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿项目环境影响报告书》，并于 2019 年 9 月取得了《关于新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿项目环境影响报告书的批复》（新环审〔2019〕206 号）。2021 年矿权人在开发前期对中科-03 井采用油田常规方式试采，结果证明：常规开采方式更适合该区块油藏开发和综合利用。2021 年 9 月矿权人委托吉林大学对《青河县恒大矿业勘察有限责任公司新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿矿产资源开发利用方案》（新自然资开审发〔2021〕049 号）进行了部分内容修改并重新上报地质学会，更改了油砂矿开采方式，由蒸汽吞吐开发改为常规注水开发，并取得了关于对《新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿矿产资源开发利用方案》专家意见的认定。

项目超过 5 年未施工，为更有效的资源开发及提高投资回报，增加开采压裂工艺提升产能，建设单位由原来蒸汽吞吐开发变更为选用注水方式补充底层能量，游梁式有杆泵采油方法进行原油开采，并增加了开发井的规模，故本项目为重大变动。本项目为新建项目，总投资 164986 万元，其中 30%为自有资金投入，70%为项目融资，项目环保投资共 2336 万元，占总投资的 1.42%。矿山服务年限为 30 年，矿山建设规模为 $15.02 \times 10^4 \text{t/年}$ ，产品为轻质油砂油。油砂矿开采整体部署开发井 252 口，利用原有老井 8 口，注水井 48 口，新建 7 座计量站、1 座综合处理站及办公生活区，配套建设给排水、供电、供暖、环保等相关附属设施。

1.2 环境影响评价过程

根据《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日）、《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）的有关要求，本项目属于分类

管理名录“五 石油和天然气开采业 07 7 陆地石油开采 0711”中的“石油开采新区块开发”，应编制环境影响报告书。

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。项目组在认真研究可研等资料后，于 2024 年 9 月即进行了现场踏勘和资料收集。在现场调查的基础上，结合有关资料和当地环境特征，按国家、新疆维吾尔自治区环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，委托新疆齐新环境服务有限公司于 2024 年 11 月，对本工程区域环境空气、声环境、土壤环境质量现状等进行了监测；根据监测结果，结合项目组所收集到的相关文件、资料，利用软件预测等手段，对工程施工和运营过程中各环境要素所产生的环境影响进行分析、预测和评价，并提出污染防治、生态保护及风险防控措施，论证环保设施的可行性等。

环评报告编制期间，建设单位于 2024 年 9 月 2 日在生态环境厅（<https://gongshi.qsyhbgi.com/h5public-detail?id=412952>）进行第一次网络信息公示；环境影响报告书征求意见稿完成后，建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号）要求，于 2024 年 11 月 28 日在生态环境厅（<https://gongshi.qsyhbgi.com/h5public-detail?id=427059>）进行了第二次公示，在此期间在《新疆法治报》进行两次报纸公示，张贴了公告；于 2024 年 12 月 19 日在生态环境公示网进行了拟报批前公示。根据建设单位提供的《青河县恒大矿业勘察有限责任公司琼坎儿孜 15.02 万吨/年油砂油开采项目公众参与说明》，公示期间未收到反馈意见。在以上工作的基础上，新疆绿境天宸环保科技有限公司按照《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，于 2024 年 12 月，编制完成了《青河县恒大矿业勘察有限责任公司琼坎儿孜 15.02 万吨/年油砂油开采项目环境影响报告书》。

环境影响评价的工作程序见图 1.2-1。

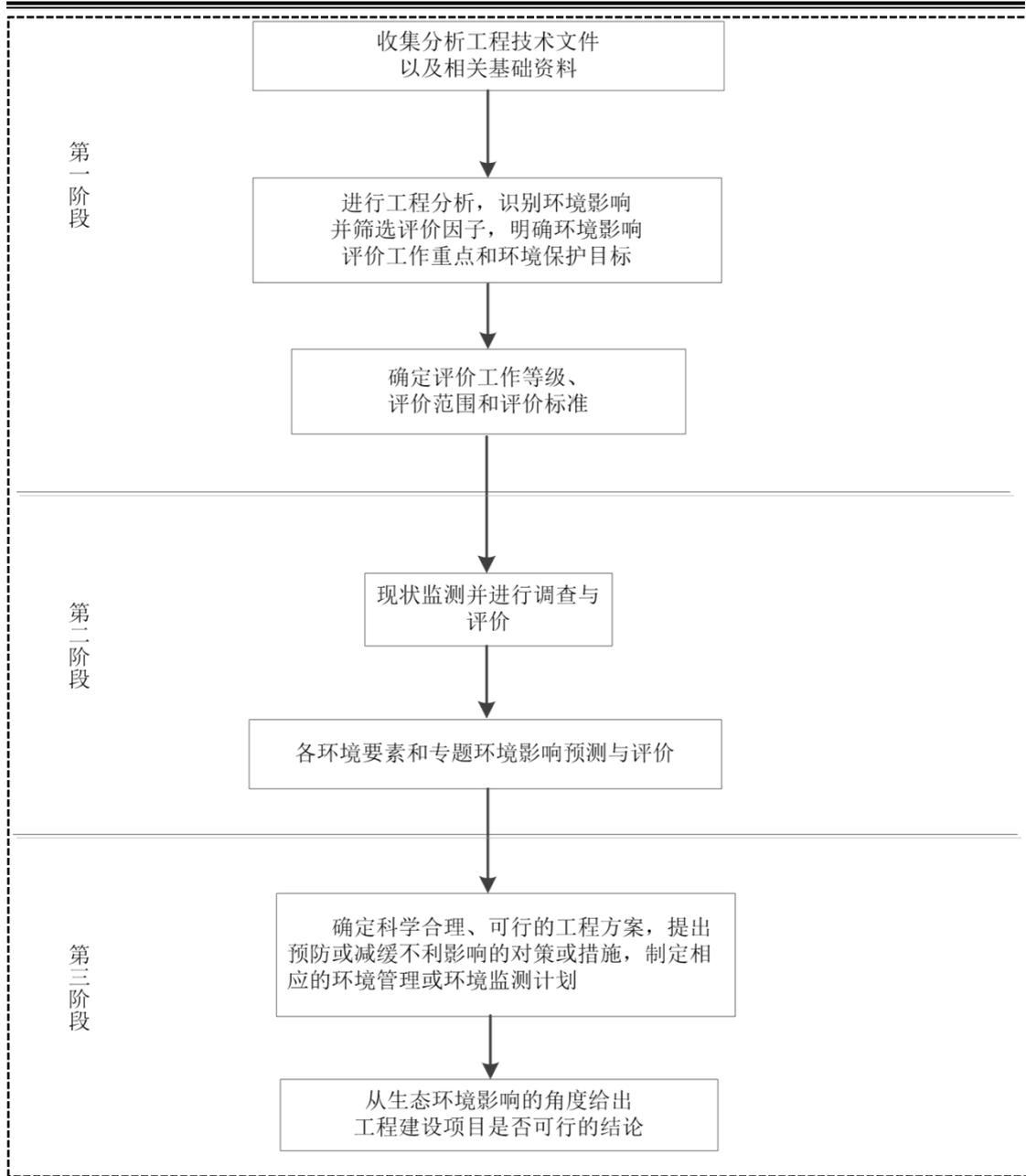


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定结论

本项目为新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中的“鼓励类”的第七条“石油天然气”第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，为鼓励类项目，符合国家产业政策要求。

(2) 政策、法规符合性分析

本工程符合《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）《能源发展“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025）》《新疆维吾尔自治区鄯善县矿产资源总体规划（2021-2025年）》等相关政策、法律法规相关要求。

(3) “三线一单”符合性判定结论

本工程各项工程的建设均不在生态保护红线范围内；采油作业废水经综合处理站采出液处理系统处理后全部回注于油藏，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运送至采出水处理系统处理、软化水处理系统处理达标后回用于回注，废水均不向外环境排放；运营期采取密闭集输工艺；同时本报告已提出防风固沙、水土保持、生态修复等要求，工程实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，保持区域环境空气质量继续向好。本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、吐鲁番市“三线一单”生态环境分区管控方案要求，详见“3.7‘三线一单’符合性分析相关章节”。

本工程符合国家和新疆相关法律法规及产业政策，符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

(4) 选址合理性分析判定结论

根据现场调查和资料收集，项目区不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区，无重大环境制约因素。

本项目对环境的影响主要为钻井场柴油机产生的废气、汽车尾气、无组织挥发的非甲烷总烃、生产废水和生活废水、噪声、生活垃圾、以及钻井过程中产生的废弃泥浆、岩屑等固体废物，上述涉及的环境问题可通过采取一定的措施予以解决，对环境的影响可控制在可接受的范围内，工程选址从环境角度看是合理的。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为油砂矿开发建设项目，环境影响主要来源于钻井工程、原油集输、井下作业、管道和道路施工等各工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本项目拟开发矿区不在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境敏感目标为矿区东南部的坎尔其水库至七克台集水中心。

本项目应重点关注施工期各项污染物产生以及污染防治措施、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施，施工过程可能发生的风险对区域环境产生的影响；运营期井场及站场各项污染物产生的影响、污染防治措施等。

1.5 环境影响评价主要结论

本项目为油砂矿资源开发项目，属于鼓励类项目，符合国家产业政策。各项污染物能够做到达标排放，污染物排放总量符合目标总量控制要求，符合清洁生产原则，公众认同性较好。各类污染物对环境的影响均符合环境质量标准，在采取生态减缓与恢复措施后其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受。本工程符合国家产业政策和新疆经济发展规划，符合自治区及吐鲁番市“三线一单”要求，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址合理，建设是可行的。

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

(1) 通过现场调查、资料收集及环境监测，了解项目所在地自然环境、社会经济环境、环境质量现状以及存在的主要环境问题；

(2) 通过工程分析，明确建设项目的的环境影响，筛选对环境造成影响的因子，尤其关注建设项目产生的主要污染因子。并通过类比调查、物料衡算，核算污染源源强，预测项目建设对环境影响的程度与范围；

(3) 通过对该建设项目的工程内容和工艺路线进行分析，明确污染源和可能产生的污染因素，明确污染物的排放源强。

(4) 通过工程分析，搞清本项目的“三废”排放特征及源强，采用合理的预测模式，预测或分析工程对周围环境的影响程度和范围。

(5) 根据油砂矿开发对区域生态环境破坏较大的特点，调查、分析区域生态环境质量的现状，预测油田开发活动对区内生态环境的影响程度和范围，为生态恢复措施提供科学依据。

(6) 通过对工程的开发和生产运行过程中可能发生的风险事故进行分析、预测，并提出切实可行防范措施，使发生风险事故的几率降到最低限度。

(7) 分析项目拟采取的污染防治措施的可行性，提出环境保护建议，核算项目的污染物排放总量，进行环境经济损益分析，论证油田开发的经济、社会与环境效益的统一性。

(8) 针对本项目可能对区域环境的影响程度，提出切实可行的污染防治措施和生态恢复措施，使其对环境和生态的影响降至可接受程度。对拟建项目的环境可行性做出明确结论，为项目的决策、污染控制和环境管理提供科学依据。

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。坚持以我国环保法律法规为依据，认真贯彻环保“三同时”制度的原则。

(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。在调查过程中力求客观、公正、科学、求实。在调查方法上，采取实地踏勘、现场调研、现场监测、资料查阅相结合的方法。在环保设施的调查上，遵循重在实际效果的原则，对项目运行进行全面分析，并根据实际调查情况对环保配套措施的有效性进行评价。

(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 法律法规

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》	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》	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》	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》	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》	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	《中华人民共和国土壤污染防治法》	13 届人大第 5 次会议	2019-01-01
8	《中华人民共和国水法》	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
9	《中华人民共和国水土保持法》	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
10	《中华人民共和国清洁生产促进法》	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
11	《中华人民共和国循环经济促进法》	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
12	《中华人民共和国土地管理法》	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
17	《中华人民共和国突发事件应对法》	14 届人大第 10 次会议	2024-06-28
19	《中华人民共和国野生动物保护法》	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
20	《中华人民共和国防沙治沙法》	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
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》	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》	国务院令 第 687 号	2017-10-07
3	《地质灾害防治条例》	国务院令 第 394 号	2004-03-01
4	《中华人民共和国道路交通安全法实施条例》	国务院令 第 687 号	2017-10-07
5	《地下水管理条例》	国务院令 第 748 号	2021-12-01
6	《土地复垦条例》	国务院令 第 592 号	2011-02-22
7	《危险化学品安全管理条例》	国务院令 第 645 号	2013-12-07
8	《中华人民共和国土地管理法实施条例》	国务院令 第 743 号	2021-09-01
9	《全国生态环境保护纲要》	国发〔2000〕38 号	2000-11-26
10	《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
11	《国务院关于加强节能工作的决定》	国发〔2006〕28 号	2006-08-06
12	《国务院关于加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》	中共中央、国务院发布	2018-06-16

青河县恒大矿业勘察有限责任公司琼坎儿孜 15.02 万吨/年油砂油开采项目环境影响

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
13	中共中央办公厅、国务院办公厅印发《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》	/	2017-02-07
14	《国务院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》	/	2018-6-16
15	《土地复垦条例实施办法》	国土资源部第 56 号	2019-07-16
16	《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
17	《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
18	《排污许可管理条例》	国令第 736 号	2021-03-01
19	《控制污染物排放许可制实施方案》	国办发〔2016〕81 号	2016-11-21
20	《国家突发环境事件应急预案》	国办函〔2014〕119 号	2014-12-29
21	《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》	国发〔2021〕33号	2021.01.24
三	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》	生态环境部令第 16 号	2021-01-01
2	《产业结构调整指导目录（2024 年本）》	国家发展和改革委员会第 7 号令	2024-02-01
3	《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
4	《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
5	《关于核定建设项目主要污染物排放总量控制指标有关问题的通知》	环发〔2003〕25 号	2003-03-25
6	《环境影响评价公众参与办法》	生态环境部令第 4 号	2019-01-01
7	《国家危险废物名录（2021 年版）》	生态环境部令第 15 号	2021-01-01
8	《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
9	《国家重点保护野生动物名录》	2021 年第 3 号	2021-02-01
10	《国家重点保护野生植物名录》	2021 年第 15 号	2021-09-07
11	《建设项目环境影响评价分类管理名录》	生态环境部令第 16 号	2021-01-01
12	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
13	《危险废物污染防治技术政策》	环发〔2001〕199 号	2001-12-17
14	《关于加强资源开发生态环境保护监管工作的意见》	环发〔2004〕24 号	2004-02-12

青河县恒大矿业勘察有限责任公司琼坎儿孜 15.02 万吨/年油砂油开采项目环境影响报告书

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
15	《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
16	《建设项目危险废物环境影响评价指南》	环境保护部办公厅	2017-09-01
17	《危险废物转移管理办法》	部令第23号	2022-01-01
18	《“十四五”噪声污染防治行动计划》	环大气〔2023〕1号	2023-01-03
19	《关于进一步加强环境保护信息公开工作的通知》	环办〔2012〕134号	2012-10-30
20	《关于进一步加强危险废物规范化环境管理有关工作的通知》	环办固体〔2023〕17号	2023-11-06
21	《土地复垦条例实施办法》	国土资源部第56号	2019-07-16
22	《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》	环发〔2015〕162号	2015-12-10
23	《关于加强资源开发生态环境保护监管工作的意见》	环发〔2004〕24号	2004-2-12
24	《突发环境事件应急管理办法》	环保部令第34号	2015-4-16
25	《危险废物转移联单管理办法》	国家环境保护总局令第5号	1999-10-1
26	《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
27	《关于进一步加强工业节水工作的意见》	工信部节〔2010〕218号	2010-05-04
28	《矿山生态环境保护与污染防治技术政策》	环发〔2005〕109号	2005-09-07
29	《关于加快建设绿色矿山的实施意见》	国土资规〔2017〕4号	2017-03-22
四	地方法规及通知		
1	《新疆维吾尔自治区环境保护条例》	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》	自治区13届人大第6次会议	2018-09-21
3	《新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例》	自治区13届人大第6次会议	2018-09-21
4	《中国新疆水环境功能区划》	新政函〔2002〕194号	2002-11-1
5	《新疆生态功能区划》	新政函〔2005〕96号	2005-07-14
6	《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》	自治区林业和草原局、 自治区农业农村厅	2024-01-08
7	《新疆国家重点保护野生植物名录》	自治区林业和草原局、 自治区农业农村厅	2022-03-09
8	《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》	新政发〔2022〕75号	2022-09-21
9	《新疆国家重点保护野生动物名录》	自治区林业和草原局、 自治区农业农村厅	2021-07-28
10	《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	新环环评发〔2024〕93号	2024-06-11
11	《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

青河县恒大矿业勘察有限责任公司琼坎儿孜 15.02 万吨/年油砂油开采项目环境影响

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
12	《新疆维吾尔自治区突发环境事件应急预案编制导则（试行）》	新环发（2014）234 号	2014-6-12
13	《国家发改委关于支持新疆产业健康发展的若干意见》	发改产业（2012）1177 号	2012-5-6
14	《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》	新水水保（2019）4 号	2019-1-21
15	《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）》	新发改规划（2017）891 号	2017-06
16	《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）》	自治区发展和改革委员会	2017-12
17	《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》	/	2016-10-24
18	《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会第四次会议	2021-06-04
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	2021-02-23
20	关于印发《吐鲁番市“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	吐政办（2021）24 号	2021-06-30
21	《新疆生态环境保护“十四五”规划》	/	2022-01-14
22	《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》	/	2022-08-28
23	《新疆维吾尔自治区鄯善县矿产资源总体规划（2021-2025 年）》	/	2023-3
24	《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案》	新政发（2014）35 号	2014-04-17
25	《新疆维吾尔自治区水污染防治行动计划工作方案》	新政发（2016）21 号	2016-09-06
26	《新疆维吾尔自治区土壤污染防治行动计划工作方案》	新政发（2017）25 号	2017-03-07
27	《新疆维吾尔自治区地质环境保护条例》	自治区第 13 届人民代表大会常务委员会第 20 次会议	2020-11-25
28	《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发（2018）23 号	2018-06-16
29	《关于进一步做好矿产资源开发环境影响评价工作的通知》	新环自发（2006）7 号	2006-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
30	《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方案》	新环环评发〔2021〕162号	2021-07-26
31	《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》	新疆维吾尔自治区人民政府令第163号	2010-5-1
32	《关于进一步加强和规范油气田勘探开采行业废弃物污染防治工作的通知》	新环发〔2016〕360号	2016-11-15

2.2.2 技术规范

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号/文号
1	《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》	HJ2.1-2016
2	《环境影响评价技术导则 大气环境》	HJ2.2-2018
3	《环境影响评价技术导则 地表水环境》	HJ2.3-2018
4	《环境影响评价技术导则 声环境》	HJ2.4-2021
5	《环境影响评价技术导则 地下水环境》	HJ610-2016
6	《环境影响评价技术导则 生态影响》	HJ19-2022
7	《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》	HJ964-2018
8	《建设项目环境风险评价技术导则》	HJ169-2018
9	《大气污染防治工程技术导则》	HJ2000-2010
10	《水污染治理工程技术导则》	HJ2015-2012
11	《固体废物处理处置工程技术导则》	HJ2035-2013
12	《污染源源强核算技术指南 准则》	HJ884-2018
13	《环境噪声与振动控制工程技术导则》	HJ2034-2013
14	《生态环境状况评价技术规范》	HJ192-2015
15	《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》	HJ1259-2022
16	《生产建设项目水土保持技术标准》	GB50433-2018
17	《生产建设项目水土流失防治标准》	GB/T50434-2018
18	《水土保持综合治理技术规范》	GB16453.1~16453.6-2011
19	《采油废水治理工程技术规范》	HJ2041-2014
20	《地下水环境监测技术规范》	HJ164-2020
21	《石油天然气工程设计防火规范》	GB50183-2004
22	《危险化学品重大危险源辨识》	GB18218-2018
23	《环境空气质量标准》	GB3095-2012
24	《地下水质量标准》	GB/T14848-2017
25	《声环境质量标准》	GB3096-2008
26	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》	GB36600-2018

序号	依据名称	标准号/文号
	(试行)》	
27	《城镇污水处理厂污染物排放标准》	GB18918-2002
28	《污水综合排放标准》	GB8978-1996
29	《城市污水再生利用 城市杂用水水质》	GB/T18920-2020
30	《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》	HJ 349-2023
31	《建筑施工场界环境噪声排放标准》	GB12523-2011
32	《工业企业厂界环境噪声排放标准》	GB12348-2008
33	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》	GB18599-2020
34	《危险废物贮存污染控制标准》	GB18597-2023
35	《危险废物填埋污染控制标准》	GB 18598-2019
36	《油田注水工程设计规范》	GB 50391-2014
37	油田注水工程施工技术规范	SY/T 4122-2020
38	《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
39	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》	DB65/T3997-2017
40	《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》	DB65/T3998-2017
41	《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》	DB65/T3999-2017

2.2.3 项目相关资料

序号	依据名称	时间
1	关于《新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿补充勘探报告》矿产资源储量评审备案证明，新国土资储备字〔2017〕004号	2017-02
2	新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿探矿权证	2019-03
3	《新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿项目环境影响报告书》	2019-09
4	《关于新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿项目环境影响报告书的批复》，新环审〔2019〕206号	2019-09
5	关于对《青河县恒大矿业勘察有限责任公司新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿矿产资源开发利用方案》专家意见的认定，新自然资开审发〔2021〕049号	2021-07
3	《环境影响报告书编制委托书》，青河县恒大矿业勘察有限责任公司	2024-09
4	关于对《新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿矿产资源开发利用方案》专家意见的认定，新自然资三合一审发〔2024〕104号	2024-11

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

根据本项目的性质、工程特点、阶段（施工期、运营期、退役期）和所在区域的环境特征，识别本项目建设实施对评价区域自然环境可能产生的环境影响因素，为筛选评价因子提供依据。本项目施工期和运营期环境影响因素一览表见表 2.3-1。

表 2.3-1 主要环境影响因素识别表

影响类型 影响因素		环境要素									环境风险
		环境空气	地表水	地下水	声环境	生态					
						植被	土壤土地利用	水土流失	自然景观	野生生物	
施工期	土建工程 土地平整	-2D			-1D	-2D	-2D	-2D	-2D	-1D	
	废气排放	-1D				-1D					-1D
	废水排放			-1D							-1D
	噪声排放				-1D					-1D	
	固体废物	-1D		-1D		-1D	-2D	-1D	-2D		-1D
运营期	废气排放	-1C				-1D					-1C
	废水排放			-1C							-1C
	噪声排放				-1C					-1C	
	固体废物	-1C		-1C		-1D	-2C	-1C	-2C		-1C
退役期	扬尘排放	-1C				-1C					-1C
	设备噪声				-1C					-1C	-1C
	生态恢复					+2C	+2C		+1C	+1C	

备注：
 1、表中“+”表示有利影响，“-”表示不利影响；
 2、表中数字表示影响的相对程度，“1”表示影响较小，“2”表示影响中等，“3”表示影响较大；
 3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

2.3.2 主要污染因子筛选

根据项目建设和运行的特点，在对建设项目区域实际踏勘的基础上，结合本地区环境功能及各环境因子的重要性和可能受影响的程度，将最终对环境影响较大的污染因子作为主要污染因子，见表 2.4-2、2.4-3。

表 2.3-2 评价因子一览表

类别		评价因子
环境空气	现状评价	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、H ₂ S

青河县恒大矿业勘察有限责任公司琼坎儿孜 15.02 万吨/年油砂油开采项目环境影响

类别		评价因子
	影响分析	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃、H ₂ S
地下水环境	现状评价	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH值、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、铜、锌、挥发性酚类、氨氮、总大肠菌群、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、汞、砷、镉、铬（六价）、铅、镍、石油类
	影响分析	pH、SS、COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、石油类
地表水环境	/	/
声环境	现状评价	等效连续A声级
	影响分析	等效连续A声级
固体废物	现状评价	/
	影响分析	泥浆及岩屑、修井落地油、含油污泥和生活垃圾
土壤环境	现状评价	pH、含盐量、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、锌、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、二氯乙烷、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
	影响分析	pH、含盐量、石油烃
环境风险	现状评价	/
	影响分析	危险物质泄漏,以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放、危废贮存库废油泄漏等

表 2.3-3 生态影响评价因子一览表

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为	开采、占地、排土；直接生态影响	长期、可逆	弱
生境	生境面积、质量、连通性	开采、占地、生产运营；直接生态影响	长期、可逆	中等
生物群落	物种组成、群落结构	开采、排土；直接生态影响	长期、可逆	弱
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能	开采、排土、占地；直接生态影响	长期、可逆	弱
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势	开采、排土、占地；	长期、可逆	弱

	度	间接生态影响		
自然景观	景观多样性、完整性	占地；直接生态影响	长期、可逆	中等

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境空气功能区划

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及 2018 年修改单，项目所在区域不在自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域内，为环境空气功能二类区。

2.4.2 水环境功能区划

本项目矿区东南部有一座坎尔其水库至七克台集水中心水厂，距离本项目采油区的最近距离约为 420m。坎尔其水库至七克台集水中心向七克台镇工业区供给工业用水及生活饮用水，该水厂水源为坎儿其水库。坎儿其水库位于鄯善县坎儿其河出山口处，距鄯善县城 50km，功能区类型为饮用水水源保护区，现状水质为 II 类水体，是一座具有供水、灌溉、滞洪、生态等综合效益的中型水利枢纽工程。坎尔其水库通过 38.262km 的输水管道将水输送至坎尔其水库至七克台集水中心。

由于坎尔其水库至七克台集水中心距坎儿其水库 38km，依照《饮用水水源保护区划分技术规范》（HJ338-2018），该集水中心并不属于规范划定的一级保护区、二级保护区、准保护区。本次评价认为，该集水中心虽不属于饮用水水源保护区，但应作为水源保护目标予以保护。

本项目评价区域地下水主要是生活用水以及工、农业用水，以人体健康为基准，地下水环境为 III 类功能区。

2.4.3 声环境功能区划

项目区执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区要求。

2.4.4 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域属 III 天山山地温性草原、森林生态区，III4 天山南坡吐鲁番—哈密盆地戈壁荒漠、绿洲农业生态亚区，吐鲁番盆地绿洲特色农业与旅游生态功能区。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境质量评价因子及标准

(1) 大气环境

本项目所在地环境空气属二类功能区，PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃、TSP 七项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及 2018 修改单中的二级标准，具体标准值见表 2.5-1。

表 2.5-1 环境空气质量标准（单位：μg/m³）

序号	污染物	浓度限值		标准来源
1	SO ₂	年平均	60	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准
		24 小时平均	150	
		1 小时平均	500	
2	NO ₂	年平均	40	
		24 小时平均	80	
		1 小时平均	200	
3	PM ₁₀	年平均	70	
		24 小时平均	150	
4	PM _{2.5}	年平均	35	
		24 小时平均	75	
5	CO	24 小时平均	4000	
		1 小时平均	10000	
6	O ₃	日最大 8 小时平均	160	
		1 小时平均	200	
7	NMHC	1 小时平均	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	H ₂ S	1 小时平均	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) 水环境

本项目及周边无地表水体。

评价区范围内的地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准。

标准值见表 2.5-2。

表 2.5-2 地下水质量标准 单位：mg/L

序号	项目名称	标准限值	标准来源
1	pH (无量纲)	6.5~8.5	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 中 III 类标准
2	总硬度	≤450	
3	溶解性总固体	≤1000	
4	硫酸盐	≤250	
5	氯化物	≤250	
6	铁	≤0.3	
7	锰	≤0.10	
8	铜	≤1.0	
9	锌	≤1.0	
10	挥发酚	≤0.002	
11	耗氧量	≤3.0	
12	氨氮	≤0.5	
13	总大肠菌群 (CFU/100mL)	≤3.0	
14	硝酸盐氮	≤20	
15	亚硝酸盐	≤1.00	
16	氰化物	≤0.05	
17	氟化物	≤1.0	
18	砷	≤0.01	
19	汞	≤0.001	
20	镉	≤0.005	
21	六价铬	≤0.05	
22	铅	≤0.01	
23	镍	≤0.02	
24	细菌总数 (CFU/mL)	≤100	
25	石油类	≤0.05	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) 中的 III 类标准

(3) 噪声

本项目声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准, 评价标准限值见表 2.5-3。

表 2.5-3 声环境质量标准 单位：dB (A)

类别	昼间	夜间
2类	60	50

(4) 土壤环境

区域土壤环境质量执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的第二类用地筛选值标准。具体标准值见表 2.5-4。

表 2.5-4 土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准

序号	污染物项目	标准值	执行标准
重金属和无机物			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》 (GB36600-2018)
1	砷	60	
2	镉	65	
3	六价铬	5.7	
4	铜	18000	
5	铅	800	
6	汞	38	
7	镍	900	
挥发性有机物			
8	四氯化碳	2.8	
9	氯仿	0.9	
10	氯甲烷	37	
11	1, 1-二氯乙烷	9	
12	1, 2-二氯乙烷	5	
13	1, 1-二氯乙烯	66	
14	顺-1, 2-二氯乙烯	596	
15	反-1, 2-二氯乙烯	54	
16	二氯甲烷	616	
17	1, 2-二氯丙烷	5	
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	10	
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8	
20	四氯乙烯	53	
21	1, 1, 1-三氯乙烷	840	
22	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8	

序号	污染物项目	标准值	执行标准
23	三氯乙烯	2.8	
24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5	
25	氯乙烯	0.43	
26	苯	4	
27	氯苯	270	
28	1, 2-二氯苯	560	
29	1, 4-二氯苯	20	
30	乙苯	28	
31	苯乙烯	1290	
32	甲苯	1200	
33	间二甲苯+对二甲苯	570	
34	邻二甲苯	640	
半挥发性有机物			
35	硝基苯	76	
36	苯胺	260	
37	2-氯酚	2256	
38	苯并(a)蒽	15	
39	苯并(a)芘	1.5	
40	苯并(b)荧蒽	15	
41	苯并(k)荧蒽	151	
42	蒽	1293	
43	二苯并(a, h)蒽	1.5	
44	茚并(1, 2, 3-cd)芘	15	
45	萘	70	
46	石油烃	4500	

2.5.2 污染物排放因子及标准

(1) 废气排放标准

本项目施工期及运营期产生的氮氧化物、二氧化硫执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2中的无组织污染物排放浓度限值；非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)以及《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2无组织排放监控浓度限值；硫化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1中的

浓度限值有关标准限值见表 2.5-5。

表 2.5-5 大气污染物综合排放标准限值 单位：mg/m³

污染物	无组织排放浓度限值	标准来源
NO _x	0.12	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996） 表 2 中的无组织污染物排放浓度限值
SO ₂	0.40	
非甲烷 总烃	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求
H ₂ S	0.10	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93） 表 1 中的浓度限值

本项目设食堂 1 个，内设 3 个基准灶头，属中型饮食单位，油烟排放执行《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18483-2001）中型标准要求，详见表 2.5-6。

表 2.5-6 饮食业油烟排放标准（试行）

规模	小型	中型	大型
最高允许排放浓度（mg/m ³ ）	2.0		
净化设施最低去除率（%）	60	75	85

（2）废水排放标准

本项目施工期废水为钻井废水、管道试压废水和施工人员的生活污水，钻井废水采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”收集处理达标后回用于泥浆配制，废水不外排。管道试压废水采用罐车运送至采出液处理系统处理达标后用于回注；在施工生活区设防渗旱厕，施工结束后，将临时化粪池和防渗旱厕拆除、土地恢复平整。

由于本项目滚动开发，前 3 年边建设边投产，且项目施工期管道试压废水需运至采出液处理系统处理，因此，按照“三同时”制度，本次评价要求采出液处理系统须在管道试压之前完工。

本项目运营期生产废水包括采油废水、井下作业废水。井下作业废水收集后，由采出液处理系统处理；采油废水经采出液处理系统、软化水处理系统处理，达到油田注水水质指标执行中华人民共和国石油天然气行业标准，即《碎屑岩油藏注水水质及推荐指标》（SY/T5329-2012）中的相关标准（该标准非环境标准，仅为行业工艺标准）后回注。水质指标详见表 2.5-7。

表 2.5-7 碎屑岩油藏注水水质指标

注入层平均空气渗透率, μm^2		≤ 0.01	$> 0.01 \sim \leq 0.05$	$> 0.05 \sim \leq 0.5$	$> 0.5 \sim \leq 1.5$	> 1.5
控制 指标	悬浮固体含量, mg/L	≤ 1.0	≤ 2.0	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 30.0
	悬物颗粒直径中值, μm	≤ 1.0	≤ 1.5	≤ 3.0	≤ 4.0	≤ 5.0
	含油量 mg/L	≤ 5.0	≤ 6.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 50.0
	平腐蚀率, mm/年	≤ 0.076				
	SRB, 个/mL	≤ 10	≤ 10	≤ 25	≤ 25	≤ 25
	IB, 个/mL	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$
	TGB, 个/mL	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$
注 1: $1 < n < 10$; 注 2: 清水水质指标中去掉含油量						
辅助 指标			清水	污水或油层采出水		
	溶解氧含量, mg/L		≤ 0.50	≤ 0.10		
	硫化氢含量, m/L		0	≤ 2.0		
	侵蚀性二氧化碳含量, mg/L		$-1.0 \leq \rho\text{CO}_2 \leq 1.0$			
注 1: 侵蚀性二氧化碳含量等于零时此水稳定; 大于零时此水可溶解碳酸钙并对注水设施有腐蚀作用; 小于零时有碳酸盐沉淀出现。						
注 2: 水中含亚铁时, 由于铁细菌作用可将二价铁转化为三价铁而生成氢氧化铁沉淀, 当水中含硫化物 (S^{2-}) 时, 可生成 FeS 沉淀, 使水中悬浮物增加。						

生活污水收集进入生活污水处理站处理, 出水水质达《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002) 一级 A 标准并同时满足《城市污水再生利用 城市杂用水水质》(GB/T18920-2020) 中的绿化标准后, 灌溉期用于站场内植被绿化, 非灌溉期贮存于站内 2000m^3 防渗储水池内, 待来年绿化灌溉。出水水质指标详见表 2.5-8。

表 2.5-8 《城镇污水处理厂污染物排放标准》单位 mg/L (pH 除外)

序号	出水水质	单位	限值	标准来源
1	pH	/	6.0~9.0	《城镇污水处理厂 污染物排放标准》 (GB18918-2002) 一级 A 标准
2	BOD ₅	mg/L	≤ 10	
3	COD	mg/L	≤ 50	
4	氨氮	mg/L	≤ 5	
5	SS	mg/L	≤ 10	
6	动植物油	mg/L	≤ 1	

(3) 噪声排放标准

项目建筑施工期厂界噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 的有关规定。具体见表 2.5-9。

表 2.5-9 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位：dB (A)

实施阶段	噪声排放限值 dB (A)	
	昼间	夜间
建筑施工	70	55

运营期噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，见表 2.5-10。

表 2.5-10 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB (A)

声环境功能区类别	噪声排放限值 dB (A)	
	昼间	夜间
2 类	60	50

(4) 固体废物排放标准

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，生活垃圾执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》（GB16889-2024），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），钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017），危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18579-2023），危险废物处理执行《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》（新环发〔2016〕360 号）、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3998-2017）。

2.6 评价工作等级和评价范围

2.6.1 环境空气

(1) 评价等级

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境影响评价工作等级划分原则的规定，计算污染物的最大地面浓度占标率 P_i （第 i 个污染物），及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i —第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i —采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓

度， mg/m^3 ；

C_{oi} —第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。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；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气环境影响评价工作等级判据见表 2.6-1。

表 2.6-1 大气环境影响评价工作等级

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

本评价根据非甲烷总烃排放源强，利用导则推荐的估算模式 AERSCREEN 进行预测，计算 P_{\max} (P_i 值中最大者) 和 $D_{10\%}$ (占标率为 10%时所对应的最远距离)。

表 2.6-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数 (城市选项时)	/
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		48 $^{\circ}\text{C}$
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-22 $^{\circ}\text{C}$
土地利用类型		沙漠化荒地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率/m	90

表 2.6-3 估算模式主要计算参数一览表

无组织排放源强							
名称	面源各中心点坐标		面源海拔高度	面源有效排放高度	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/(kg/h)
	X	Y					
油罐区	1989	2394	460	10	8160	正常	0.135
集输过程	4463	2577	428	1	8160	正常	1.20

表 2.6-4 估算模式计算结果表

污染源	污染物名称	最大落地浓度 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	距离 (m)	P_{max} (%)	$D_{10\%}$
油罐区	非甲烷总烃	1.416	376	0.04	0
集输过程	非甲烷总烃	10.128	4689	0.27	0

根据大气污染源强情况，项目排放非甲烷总烃最大地面浓度占标率 $P_{\text{max}}=0.27\%$ ，非甲烷总烃的最大占标率 $P_{\text{max}}<1\%$ 。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本次评价确定本项目大气环境影响评价工作等级为三级。

（2）评价范围

本项目大气环境影响评价等级为三级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，不需设置大气环境影响评价范围。

2.6.2 地下水

（1）评价等级

本项目属于《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 地下水环境影响评价行业分类表“F 石油、天然气”中“37、石油开采”类，由此确定本项目采矿区域地下水环境影响评价项目类别为 I 类。根据调查，项目周边无集中式饮用水水源地及其保护区、准保护区，也无除集中式饮用水源以外的国家或地方政府设定的地下水环境相关的其他保护区，周边也无分散式饮用水水源地，无其他特殊地下水资源保护区以外的分布区等其他环境敏感区。因此，本项目地下水环境敏感程度为不敏感。具体见表 2.6-5。

表 2.6-5 地下水环境敏感程度分级

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源地（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的水源地）准保护区；除集中式饮用水水源地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	集中式饮用水水源地（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的水源地）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；分散饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其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。

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
注：“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的 环境敏感区。	

表 2.6-6 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

本项目地下水环境影响评价项目类别为I类，所在区域地下水环境敏感程度为不敏感。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中查表法可知，本项目地下水环境评价等级为二级，评价范围见图 2.6-1。

（2）评价范围

根据区域水文地质资料，地下水流总体流向为北北西—南南东。矿区地形西北高东南低，地下水位与地形基本一致。

该项目地下水评价等级为二级，根据自定义法，地下水二级评价的评价范围为 6-20km²，必要时可适当扩大范围。本项目占地面积为 25.77km²，地下水评价范围确定以项目区为中心，向地下水上游延伸 1km、下游延伸 2km，向地下水流侧向各延伸 1km，范围为东西长 10.5km、南北长 8.5km、面积约为 74.27km² 的区域。

2.6.3 声环境

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）的规定，项目区属于 2 类功能区，开发建设的噪声影响仅在建设施工期较大，进入生产期后，整个开发建设区噪声源数量相对较少，主要集中在井场机泵和井下作业噪声、综合处理站。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的有关要求，除矿区范围内的办公生活区、坎尔其水库-七克台集水中心外，本项目矿区周边 200m 内无其他声环境敏感目标，声环境影响评价范围确定为矿区边界外 200m 范围。

2.6.4 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及历史监测数据，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（1）项目类别

本项目属于《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A 土壤环境影响评价项目类别表（表 2.6-7）中的“采矿业”中“金属矿、石油、页岩油开采”类，确定土壤环境影响评价项目类别为I类。

表 2.6-7 土壤环境影响评价项目类别

行业类别	项目类别		
	I类	II类	III类
采矿业	金属矿、石油、页岩油开采	化学矿采选；石棉矿采选；煤矿采选、天然气开采、页岩气开采、砂岩气开采、煤气层开采（含净化、液化）	其他

（2）占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，“建设项目占地规模分为大型($\geq 50\text{hm}^2$)、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 139.98 hm^2 ，占地规模为大型。

（3）环境敏感程度

①污染影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中土壤环境污染影响型敏感程度分级规定，判定本项目的土壤环境敏感程度为不敏感，具体见表 2.6-8。依据污染影响型评价工作等级划分表（见表 2.5-9），并结合项目占地规模和环境敏感程度判定，本项目土壤环境评价工作等级确定为一级。

表 2.6-8 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

表 2.6-9 污染影响型评价工作等级划分表

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

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

②生态影响型

根据本项目土壤检测报告，区域土壤 pH 为 8.1，属于 $5.5 < \text{pH} < 8.5$ ；根据土壤盐化、酸化、碱化的实际情况判定，区域土壤划分为不敏感，依据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）中的土壤环境敏感程度分级表、建设项目评价工作等级分级表（表 2.6-10、表 2.6-11），确定本工程土壤评价等级为二级。

表 2.6-10 生态影响型敏感程度分级表

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

表 2.6-11 生态影响型评价工作等级划分表

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

(4) 评价范围

①土壤污染影响型评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项

目土壤污染影响型调查评价范围为：项目区占地范围内及占地范围外 1km 范围内。

②土壤生态影响型评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目土壤环境生态影响型调查评价范围为：项目区占地范围内及占地范围外 2km 范围。土壤评价范围见图 2.6-12。

表2.6-12 现状调查范围

评价工作等级	影响类型	调查范围①	
		占地范围内②	占地范围外
一级	生态影响型	全部	5km 范围内
	污染影响型		1km 范围内
二级	生态影响型		2km 范围内
	污染影响型		0.2km 范围内
三级	生态影响型		1km 范围内
	污染影响型		0.05km 范围内

①涉及大气沉降途径影响的，可根据主导风向向下风向的最大落地浓度点适当调整。

②矿山类项目指开采区与各场地的占地；改、扩建的指现有工程与拟建工程的占地。

2.6.4 生态环境

(1) 评价等级

依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）生态敏感性和影响程度，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级，经判定本项目生态环境影响评价等级为二级，判定依据及结果见表 2.6-13。

表 2.6-13 生态环境影响评价工程等级划分

评价等级判定依据	评价等级	判定结果
a)涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产地，重要生境时，等级为一级	一级	不涉及
b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	二级	不涉及
c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级		不涉及
d)根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态环境影响评价等级不低于二级		不属于水文要素影响型项目
e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响		工程实施不影响地下水水

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		位，土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标分布
f) 当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用），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 25.77km ² > 20km ²
g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	三级	评价等级确认为二级
h) 当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	/	二级

(2) 评价范围

生态环境评价范围为以矿区为中心、距矿区边界 1km 的范围为生态环境影响评价范围。生态评价范围见图 2.6-1。

2.6.5 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，本项目突发环境事件风险物质主要为油类物质，涉及的危险单元主要包括集油干线、集油支线、一次沉降罐、二次沉降罐、净化储油罐。

根据“章节 7.1”，确定本项目风险潜势为 I，环境风险评价为简单分析，不设置评价范围。

2.7 评价时段与评价重点

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。经对项目区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及工程排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

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

2.8 控制污染与环境保护目标

2.8.1 污染控制目标

根据工程排污特点和周围环境情况,确定本评价污染控制及保护环境的目标为:工程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,并使固体废物得到合理利用或无害化处置),使工程主要污染物排放总量符合国家和地方总量控制的要求。工程建成后,当地环境质量不发生较大改变,仍保持相应环境功能区划要求。

2.8.2 环境保护目标

(1) 大气环境

保护评价区环境空气,保证不因本项目而降低区域环境空气质量现状级别——《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及2018年修改单二级标准。环境空气保护目标为一类区的自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域,二类区中的居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域。经调查,本项目均不涉及。

(2) 声环境

控制厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准,确保本项目建成后区域声环境满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的2类区要求。

(3) 水环境

地下水环境保护目标为潜水含水层和可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层,集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地,以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。根据调查,评价区域不涉及水源地、饮用水井及名录中的地下水敏感区,本评价将评价范围内的区域潜水含水层作为地下水环境保护目标。

(4) 环境风险保护目标

降低环境风险发生概率,保证环境风险发生时能够得到及时控制,保护矿区办公生活区人员安全。

(5) 土壤环境

土壤环境敏感目标为可能受人为活动影响的、与土壤环境相关的敏感区或对象。保证不因本项目而降低区域土壤环境质量现状级别《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中的第二类筛选值标准。

(6) 生态环境

生态保护目标主要为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。保护项目区生态环境，保护项目区地表植被、动物、土壤环境，保护生态系统结构和功能的完整性、稳定性，防止水土流失，加强绿化，保护厂址生态环境，将影响降低到最小。

综上，本项目主要环境保护目标见表 2.8-1，主要敏感点分布图见图 2.8-1

表 2.8-1 主要环境敏感目标一览表

环境要素	环境敏感目标	相对位置	保护目标
大气环境	坎尔其水库-七克台集水中心办公、生活区	矿区内	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准
地下水环境	区域地下水	评价区域	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类
声环境	坎尔其水库-七克台集水中心办公、生活区	矿区内	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类
	厂界外 200m 范围内		
土壤环境	项目区内及周边土壤环境	矿区内	《土壤环境质量 建设用地土壤风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的第二类用地筛选值
生态环境	扰动范围的土壤、植被		植被恢复、避免惊扰野生动物、控制水土流失
环境风险	矿区生活区	项目区	降低环境风险发生概率，保证环境风险发生时能够得到及时控制，保护办公生活区人员

2.9 评价方法

本项目环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、产污系数法、排污系数法、数学模式法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.9-1。

表 2.9-1 评价方法一览表

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

3.工程概况与工程分析

3.1 琼坎儿孜油砂矿矿区概况

3.1.1 矿区储量

根据综合研究结果，按国际上通用的 SPE 储量规范进行油田区块储量估算。根据油田目前的资料程度，浅层七克台组计算 P1 和 P2 储量，其余计算 P2 和 P3 储量，暂无 P1 储量。P1 储量含油边界以综合测井解释油层井外推一个开发井距圈定，P3 储量以 P2 圈定的边界按整个圈闭形态圈定。按石油行业规范，估算累积可探明（P1+P2+P3）石油地质储量 6167.31 万吨，探明石油可采（P1+P2+P3）储量 1480.15 万吨，可新增产能规模 15 万吨。煤层气含气面积按 10 平方公里测算，可采储量 $106.89 \times 10^8 \text{m}^3$ ，可建成年产 $10 \times 10^6 \text{m}^3$ 产能规模。

琼坎儿孜区块储量估算结果见表 3.1-1 和表 3.1-2。

表 3.1-1 琼坎儿孜区块煤层气储量估算结果表

类型	含气面积 (km^2)	厚度 (m)	含气量 (m^3/t)	煤层密度 (t/m^3)	地质储量 (10^8m^3)	可采储量 (10^8m^3)
裂缝型	10	11.6	22.5	1.609	41.99	31.50
基质型	10	25	28.7	1.401	100.52	75.39
合计					142.52	106.89

表 3.1-2 琼坎儿孜区块储量估算结果表

层位	储量 级别	面积 (km^2)	有效 厚度 (m)	孔隙 度 (%)	饱和 度(%)	原油密度 (g/cm^3)	体积 系数	地质储 量(10^4t)	采收 率	可采储 量(10^4t)
J ₂ q ₁	P1	4.05	14.1	0.220	0.543	0.880	1.02	588.54	0.24	143.02
	P2	14.03	9.9	0.220	0.543	0.880	1.02	1427.18	0.24	346.81
J ₂ q ₂	P1	4.05	11.2	0.180	0.520	0.880	1.02	366.30	0.24	89.01
	P2	14.03	7.8	0.180	0.520	0.880	1.02	888.24	0.24	215.84
J ₂ s	P2	2.23	25.0	0.160	0.500	0.850	1.05	361.05	0.24	87.73
	P3	15.92	17.5	0.160	0.500	0.850	1.05	1804.27	0.24	438.44
J ₂ x	P2	2.24	10.5	0.130	0.500	0.850	1.05	123.76	0.24	30.07
	P3	15.72	7.4	0.130	0.500	0.850	1.05	607.97	0.24	147.74
合计	P1							954.84		229.16
	P2							2800.23		672.06
	P3							2412.24		578.94
	P1+P2 +P3							6167.31		1480.15

3.1.2 矿山现状

3.1.2.1 矿山勘探简况

琼坎儿孜油砂矿勘探从二十世纪五十年代至今主要经历了三个阶段：

第一阶段：多级次区域资源勘探评价阶段。

1950~1970 年代该区进行了大量地质调查工作，该区完成了 1: 20 万、1: 5 万及 1: 1 万的区域地质调查。玉门石油勘探管理局钻浅井 18 口，进尺 11205.01m。

1990~2003 年，吐哈油田公司先后两轮次开展三维地震勘探，施工面积 330km²，基本了解本区的构造格架为一残留背斜的北翼，七克台断层的下盘具有较清晰的反射特征。

2003~2006 年，国土资源部组织油气资源评价。采用容积法计算油砂资源量，估算七克台油砂资源量在埋深 500m 范围内为 186×10⁴t。

第二阶段：以煤矿资源为目标的勘探评价工作

2009~2011 年，新疆煤田地质局以煤为找矿目标进行地质普查工作，实测剖面 5 条，1: 50000 综合地质填图 25.77km²，施工钻孔 11 个，进尺 4341m，测井 4201m。勘探工作认识到矿区内煤矿为局部可采，但该区油砂矿较为富集，具有开发潜力，进一步对油砂露头区的地层、构造、储层及油砂分布特征等进行了描述，为琼坎儿孜油砂矿开展正式勘探提供了依据。

第三阶段：以油砂矿为目标的勘探及开发前期试验工作

2012 年以来，各级地方政府对新疆油砂矿综合利用非常重视，公司于 2012 年 3 月申请变更矿种，勘查矿种为煤、油页岩及油砂矿，决定对琼坎儿孜油砂矿进行精细勘探和开发试验。

2016 年 3 月到 7 月，青河县恒大矿业勘察有限责任公司委托吉林大学对琼坎儿孜油砂矿完成了包括西山窑组和三间房组在内的矿区精细勘查补充报告。补充勘探中完成工程测量点测量 45 个；施工钻探 2 个（台探 6、台探 7），进尺 780m，测井 725m；收集、解释三维地震资料约 51.69km²（覆盖了矿区全区 25.77km² 面积）；测井解释 11 口钻孔（Q48-1、Q48-2、Q52-1、Q54-1、Q54-2、

Q56-1、Q56-2、Q60-1、Q64-1、台探 6、台探 7），共计 4327.94m；简易水文观测 2 口井、抽水试验 1 口井 40 小时；含油饱和度、孔隙度、渗透率油砂样品测试 31 件。编写完成《新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿补充勘探报告》，最终测算全区油砂油地质储量为 $3091.89 \times 10^4 \text{t}$ ，其中探明油砂油地质储量为 $974.61 \times 10^4 \text{t}$ ，控制油砂油地质储量 $847.55 \times 10^4 \text{t}$ ，预测油砂油地质储量 $1269.73 \times 10^4 \text{t}$ 。报告全面分析研究了矿区的地震、钻孔、测井、测试、样品化验以及试油成果，对油砂矿的区域地质、矿床地质、开采技术条件、资源储量做了精细分析评价，为琼坎儿孜油砂矿开发方案设计和正式投入开发奠定了坚实基础。

3.1.2.2 勘探开发现状

2012-2015 年针对油砂矿作为找矿目标，青河县恒大矿业勘察有限责任公司委吉林大学钻探了 8 口直井（Q1-1 井、Q2-1 井、台探 1 井（生产编号 Q3-1）、Q3-2、Q5-1、Q6-1、Q6-2、Q16-1），总进尺 3069m，取心 1230.01m；测井 3069m。具体施工时间见表 3.1-3。钻探结束后，除台探 1 井进行试油外，其余井均水泥塞固井，并对井口地貌进行了恢复处理。

表 3.1-3 8 口井钻探时间、周期一览表

钻孔编号	开孔时间	一开结束时间	表层固井、测井	终孔时间	孔深 (m)	完井时间	钻井周期 (天)	完井周期
Q1-1	2012.9.15	2012.9.17	2012.9.18	2012.9.21	318	2012.9.24	6	9
Q2-1	2012.10.5	2012.10.7	2012.10.8	2012.10.11	324	2012.10.14	6	9
Q3-1	2013.10.5	2013.10.7	2013.10.8	2013.10.14	762	2013.10.17	9	12
Q3-2	2013.10.14	2013.10.16	2013.10.17	2013.10.20	312	2013.11.23	6	9
Q5-1	2013.10.18	2013.10.20	2013.10.21	2013.10.25	341	2013.10.28	7	10
Q6-1	2014.11.4	2014.11.6	2014.11.7	2014.11.11	306	2014.11.14	7	10
Q6-2	2014.11.16	2014.11.18	2014.11.19	2014.11.23	352	2014.11.26	7	10
Q16-1	2015.5.16	2015.5.18	2015.5.19	2015.5.22	354	2015.5.25	6	9

根据台探 1 井测试结果：台探 1 井共开展了 4 次蒸汽吞吐试油，共 28 天。共注蒸汽 556t，累产液量 122t，采油砂油 57t，累产废水 65t。采出的 55t 油砂油送往距矿区约 15km 的新疆美汇特石化产品有限公司加工，65t 采油废水由罐车运至吐哈油田分公司代为处理；钻井过程产生的钻井废水回用于泥浆配制，钻井

泥浆、岩屑等固体废物均交由吐哈油田分公司代为处置。吐哈油田公司每年通过向符合吐哈油田市场准入资格的供应商招标，将钻井过程产生的各项固体废物委托具有处置资质的单位无害化处置。台探 1 井试油结束后井口封井处理，并对井口周围地貌进行了恢复处理。

目前琼坎儿孜油砂矿的 8 口探井（直井），计划转开发井使用。前期钻井过程中考虑到后期开发使用，均采用 244.5mm 套管完井。为更有效的资源开发及提高投资回报，增加开采压裂工艺提升产能，青河县恒大矿业勘察有限责任公司计划更改油砂矿开采方式，由蒸汽吞吐开发改为常规注水开发。

3.1.3 现状存在的环保问题

青河县恒大矿业勘察有限责任公司于2007年4月30日设立矿权，探矿权证号 6500000614142，勘查许可证范围共24个拐点，勘查矿种为煤，矿区原面积25.77 平方千米；2012年3月19日申请变更矿种，勘查矿种为煤、油页岩及油砂矿，探矿权许可证号：C6500002019111110149250，有效期为2021年11月22日至2026年 11月22日，勘查区内不存在土地纠纷。矿区共24个拐点，面积25.77km²，于此次 申请采矿区范围一致。

2012-2015 年针对油砂矿作为找矿目标，青河县恒大矿业勘察有限责任公司 委吉林大学钻探了 8 口直井（Q1-1 井、Q2-1 井、台探 1 井（生产编号 Q3-1）、 Q3-2、Q5-1、Q6-1、Q6-2、Q16-1），总进尺 3069m，取心 1230.01m；测井 3069m。 具体施工时间见表 3.1-4。钻探结束后，除台探 1 井进行试油外，其余井均水泥 塞固井，并对井口地貌进行了恢复处理。

表 3.1-4 8 口井钻探时间、周期一览表

钻孔编 号	开孔时间	一开结束 时间	表层固井、 测井	终孔时间	孔深(m)	完井时间	钻井周期 (天)	完井周 期
Q1-1	2012.9.15	2012.9.17	2012.9.18	2012.9.21	318	2012.9.24	6	9
Q2-1	2012.10.5	2012.10.7	2012.10.8	2012.10.11	324	2012.10.1 4	6	9
Q3-1	2013.10.5	2013.10.7	2013.10.8	2013.10.14	762	2013.10.1 7	9	12
Q3-2	2013.10.1	2013.10.1	2013.10.17	2013.10.20	312	2013.11.2	6	9

	4	6				3		
Q5-1	2013.10.1 8	2013.10.2 0	2013.10.21	2013.10.25	341	2013.10.2 8	7	10
Q6-1	2014.11.4	2014.11.6	2014.11.7	2014.11.11	306	2014.11.1 4	7	10
Q6-2	2014.11.1 6	2014.11.1 8	2014.11.19	2014.11.23	352	2014.11.2 6	7	10
Q16-1	2015.5.16	2015.5.18	2015.5.19	2015.5.22	354	2015.5.25	6	9

根据台探 1 井测试结果：台探 1 井共开展了 4 次蒸汽吞吐试油，共 28 天。共注蒸汽 556t，累产液量 122t，采油砂油 57t，累产废水 65t。采出的 55t 油砂油送往距矿区约 15km 的新疆美汇特石化产品有限公司加工，65t 采油废水由罐车运至吐哈油田分公司代为处理；钻井过程产生的钻井废水回用于泥浆配制，钻井泥浆、岩屑等固体废物均交由吐哈油田分公司代为处置。吐哈油田公司每年通过向符合吐哈油田市场准入资格的供应商招标，将钻井过程产生的各项固体废物委托具有处置资质的单位无害化处置。台探 1 井试油结束后井口封井处理，并对井口周围地貌进行了恢复处理。

目前琼坎儿孜油砂矿的 8 口探井（直井），计划转开发井使用。前期钻井过程中考虑到后期开发使用，均采用 244.5mm 套管完井，固井质量满足蒸汽吞吐要求。

综上，勘探期井场均已封井，临时占地恢复状态良好，未对周边生态环境产生不利影响，无现存环境问题。

矿区及周边环境现状见图 3.1-1。

3.1.4 工程变更情况

3.1.4.1 原有项目环保手续执行情况

表 3.1-5 原有项目环保手续执行情况

序号	项目名称	批复单位	批复文号	备注
1	《关于新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿项目环境影响报告书的批复》	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2019〕206 号	2019 年 9 月

3.1.4.2 项目变更情况说明

本项目建设单位、建设地点和建设规模均未发生变化，建设单位为青河县恒

大矿业勘察有限责任公司，建设地点在新疆吐鲁番市鄯善县境内，建设规模为 15.02 万吨/年。

由于项目 5 年未开工，项目初步设计中设计井口数量、开采工艺、采暖方式、集输管线、总投资等较《新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿项目环境影响报告书》的设计内容均有所变化，变更前后对比见表 3.1-6。

表 3.1-6 工程变更情况对比一览表

变更部分	原环评工程内容	变更后工程内容
井口数量	新建水平井 84 口	新建开发井 105 口、注水井 48 口
开采工艺	选用直井蒸汽吞吐、就地开采方式	选用以常规注水开发为主、就地开采方式
采暖方式	采用电注汽锅炉余热	利用电锅炉，设置供暖设施
集输管线	直井单井注采合一管线 55.2km、水平井单井注采合一管线 42km、集油干线 9.8km、集油支干线 2km、注汽干线 9.8km、注汽支干线 2km	集油干线 9km、集油支线 29km、注水干线 6km、注水支线 1km、单井集油管线 42km
总投资	总投资合计为 133618 万元，100%为自有资金。	总投资合计为 164986 万元，30%自有资金投入，70%项目融资。

3.2 工程概况

项目名称：青河县恒大矿业勘察有限责任公司琼坎儿孜 15.02 万吨/年油砂油开采项目

建设单位：青河县恒大矿业勘察有限责任公司

建设性质：新建（重大变动）

矿区范围：矿区面积 25.77km²

建设地点：琼坎儿孜油砂矿矿区位于新疆吐鲁番市鄯善县境内，行政隶属新疆吐鲁番市鄯善县七克台镇，矿区西距鄯善县城约 30km，北距七克台镇约 8km。矿区范围依据《新疆维吾尔自治区自然资源厅划定矿区范围批复》，地理位置处于东经 90°27'55"~90°34'10"，北纬 42°55'00"~42°58'00"，中心点地理坐标：东经 90°31'02"，北纬 42°56'5.15"。矿区以北距 312 国道仅 6km，距鄯善火车站 20km，矿区以南距鄯善县三级柏油公路约 1km，交通极为方便。

3.2.1 项目总投资

本项目工程总投资合计为 164986 万元，其中工程建设投资 132835 万元，流动 18615 万元。项目建设期建设投资 30%为自有资金，70%为项目融资资金。

本项目环保投资 2336 万元，占总投资的 1.42%。

3.2.2 建设规模及产品方案

琼坎儿孜油砂矿开发项目采用常规注水开发方案。整体部署开发井252口，利用原有老井8口，注水井48口，矿山服务年限为50年，矿山设计建设规模为 15.02×10⁴t/年，30年平均生产规模18.33×10⁴t/年，本矿山最终产品为轻质油砂油。

琼坎儿孜油砂矿原油常规分析报告见表3.2-1。

表 3.2-1 琼坎儿孜油砂矿原油常规分析报告

项目名称		检测结果	备注
含水量		0.16	/
盐含量		181	以 NaCl 计
密度		0.8308	温度：20℃
粘度		4.388	检测温度 30℃
凝点		4	/
初馏点		41	/
汽油量		29.9	初馏点 204℃
蜡含量		20.3	/
原油组成	饱和烃	/	/
	芳香烃	/	/
	非烃	/	/
	沥青质	3.31%	/
	总收率	/	/

根据企业对原有8口直井勘探实验结果表明，本项目油砂油产品不含硫（检测结果为0），不含硫化氢（检测结果为0）等伴生气体。

3.2.3 矿山服务年限、建设周期及建设时序

3.2.3.1 矿山服务年限

琼坎儿孜油砂矿动用地质储量3091×10⁴t，预计可采储量553.29×10⁴t，根据油藏开发规律，产量逐年递减，预测前15年最高年产量可达21×10⁴t/年，15年末期约12.5×10⁴t/年，年均产量15.02×10⁴t/年，累计产油量225.31×10⁴t。根据递减规律持续计算，50年末期，累计产油量524×10⁴t，接近油藏理论采收率18%，琼坎儿

孜油砂矿评估生产期30年。

3.2.3.2 项目建设周期及建设时序

根据开发利用方案，本目前前3年边建设边投产，第4年进入稳定生产期。48口注水井累积注水 $1745 \times 10^4 \text{t}$ 。生产井总计260口，平均年产油 $18.33 \times 10^4 \text{t}$ ，累积产油砂油 $549.92 \times 10^4 \text{t}$ 。

3.2.4 工作制度及劳动定员

(1) 开采工作制度

琼坎儿孜油砂矿的开发采用连续工作制，年有效工作天数300天，每天工作24小时。矿区员工工作制度为3班倒，每班8小时工作制。

(2) 劳动定员

根据各岗位及项目规模，测算总劳动定员150人，矿长及管理人员7人，专业技术人员7人，分析化验员3人，采油工63人，资料信息人员20人，维护人员44人以及安全4人、后勤2人，详见表3.2-2。

表 3.2-2 矿山劳动定员情况一览表

岗位	昼夜出勤人员（人）			替休人员	合计
	I	II	III		
采油工	16	16	16	15	63
资料信息员	5	5	5	5	20
运行维护	11	11	11	11	44
专业技术人员	7				7
分析化验员	3				3
管理人员	4				4
矿长及副矿长	3				3
安全员	1	1	1	1	4
后勤	2				2
合计	50	31	31	38	150

3.2.5 矿区范围

本项目为新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿，探矿权属青河县恒大矿业勘察有限责任公司，探矿权许可证号：C6500002019111110149250，有效期为五年（2021年11月22日至2026年11月22日），勘查区内不存在土地纠纷。

根据在自治区自然资源厅取得的采矿许可证，青河县恒大矿业勘察有限责任公司申请划定的矿区面积为25.77km²，矿区范围由24个拐点圈定，开采标高+490~-360m。矿区范围平面拐点坐标见表3.2-3，矿区范围示意图见图3.2-1。

表 3.2-3 采矿权区拐点坐标一览表

拐点号	经纬度坐标	
	东经	北纬
1	42°56'31"	90°27'59"
2	42°56'31"	90°28'59"
3	42°56'46"	90°28'59"
4	42°56'46"	90°30'14"
5	42°57'01"	90°30'14"
6	42°57'01"	90°31'14"
7	42°57'16"	90°31'14"
8	42°57'16"	90°31'59"
9	42°57'31"	90°31'59"
10	42°57'31"	90°33'14"
11	42°57'46"	90°33'14"
12	42°57'46"	90°33'59"
13	42°58'01"	90°33'59"
14	42°58'01"	90°34'14"
15	42°56'01"	90°34'14"
16	42°56'01"	90°32'44"
17	42°55'46"	90°32'44"
18	42°55'46"	90°31'44"
19	42°55'31"	90°31'44"
20	42°55'31"	90°30'44"
21	42°55'16"	90°30'44"
22	42°55'16"	90°29'29"
23	42°55'01"	90°29'29"
24	42°55'01"	90°27'59"

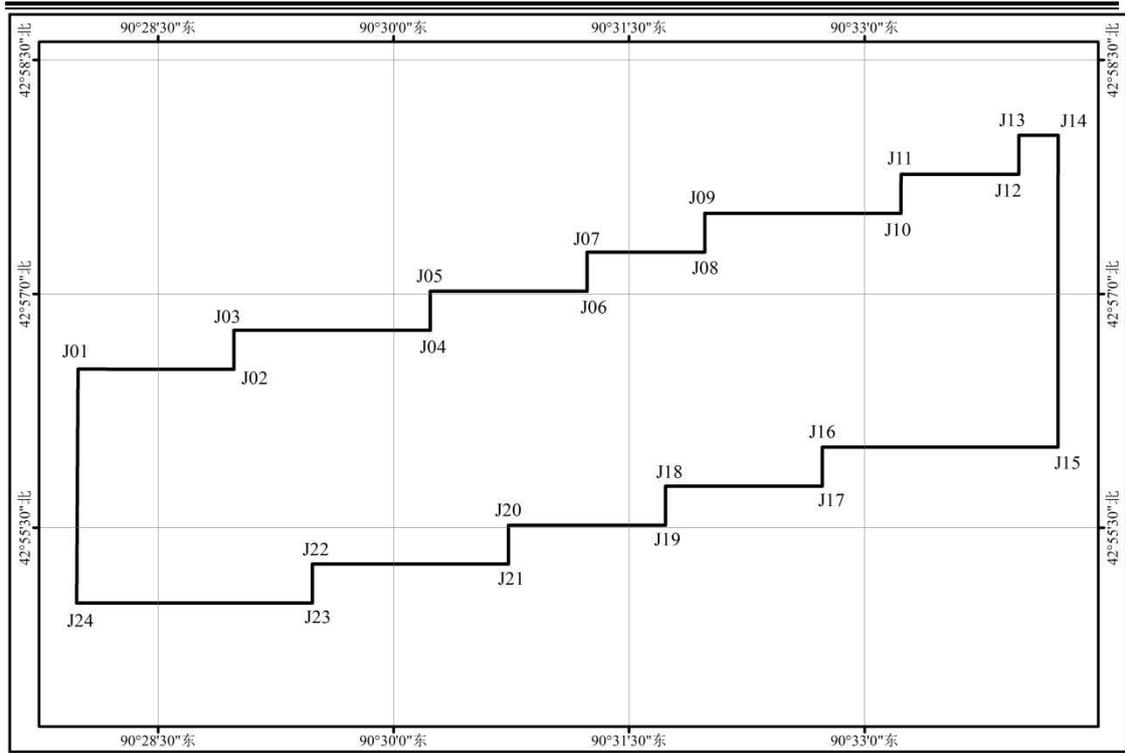


图3.2-1 矿区范围示意图

3.2.6 项目组成

本项目为油砂矿开采项目，目前矿山各设施均未建设。拟建矿建设场地均位于矿区范围以内，占用土地类型为戈壁和裸岩石砾地，土地权属为国有。本项目主要建设内容包括钻井工程、采油工程、地面建设工程；公用设施工程：供电工程、信息数据采集工程、矿区路网工程；行政福利工程：办公区、矿山生活区（宿舍食堂、浴室等）。

本项目由主体工程、辅助工程、公用工程、环保工程及办公生活设施组成，具体内容分别见表3.2-4。

表 3.2-4 本项目工程组成及建设内容表

序号	项目名称		建设内容
1	主体 工程	钻井工程	新建水平井钻井 252 口、利用直井 8 口，新疆注水井 48 口
		采油工程	新建集油管线，集油干线 9km、集油支线 29km、注水干线 6km、注水支线 1km、单井集油管线 42km

青河县恒大矿业勘察有限责任公司琼坎儿孜 15.02 万吨/年油砂油开采项目环境影响报告书

序号	项目名称		建设内容
	地面建设工程	综合处理站	新建综合处理站 1 座，转输量 2000~3000m ³ /d。站内包括原油脱水、原油稳定、油库、采出液处理系统，原油处理能力 25×10 ⁴ t/a。设气液分离器 2 台，干燥装置一套，管壳式换热器 1 台，400m ³ 油罐 2 座，脱水器 2 台，油外输泵房 1 座，工控机 1 套
		其他	新建注水井场 48 座、采油井场 252 座、计量配汽站 7 座
2	辅助工程	井场道路	新建井场道路路网 46km，砂石路面
		生活办公区	新建办公室 300m ² 、宿舍 1500m ² 、会议室 200m ² 、车库 100m ² 、库房 200m ² 、餐厅 150m ² 、卫生间 50m ² ，砖混结构
3	公用工程	供电系统	新建一座 10kV 变电所，其两回电源分别引自 110kV 七克台变电所不同母线段，导线规格均为 LGJ-240，距离均为 8km
		给水系统	水源为坎儿其水库至七克台集水中心（水厂），新建加压泵房：建筑面积 61.8m ² ；新建清水池：钢筋方形水池，池容 V=400m ³ ；新建供水泵房：建筑面积 81.3m ²
		排水系统	采出液处理系统一套，处理规模 2000m ³ /d，用于处理生产废水；综合处理站内设生活污水处理站，处理规模 20m ³ /d，污水处理站设有 1 座 V=70m ³ 装配式中水贮存箱及 2 台中水供水泵（Q=36m ³ /h、H=20m、N=4.0KW）
		供暖系统	采用电锅炉供暖
		消防系统	采用固定式冷却给水系统（包含稳压泵 2 台，电动消防泵 1 台，柴油消防泵 1 台）和烟雾自动灭火装置
4	环保工程	废气防治措施	油气回收装置
		污水处理设施	生产废水：新建 2000m ³ 采出液处理系统和软化水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质及推荐指标》（SY/T5329-2012）标准后，用于回注
			生活污水：设生活污水处理站，处理规模 20m ³ /d，处理后水质可满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准后，冬储夏灌，非灌溉期储存在 2000m ³ 防渗储水池
地下水防控措施	井场地面属于一般污染防治区，防渗层的防渗系数不能低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10 ⁻⁷ cm/s 的黏土层的防渗性能；集油及注水管线属于重点污染防治区；站场参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的有关要求，分为非污染防治区、一般污染防治区和重点污染防治区		

序号	项目名称		建设内容
	固体废物		废弃钻井非磺化泥浆和岩屑一同由“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后，用于铺垫井场和井间道路
			综合处理站设危废贮存池，含油污泥暂存于危废贮存池。混凝土浇注+铺设 HDPE 防渗膜。按《危险废物贮存污染控制标准》要求，防渗层为至少 2mm 厚高密度聚乙烯，渗透系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s，用于暂存油泥等危险废物
			废润滑油暂存于 20m ² 的危废贮存库内，定期委托有资质单位处置；
			废离子交换树脂：暂存于 20m ² 的危废贮存库内，定期委托有资质单位处置；
			废防渗膜：暂存于 20m ² 的危废贮存库内，定期委托有资质单位处置
			办公生活区设垃圾船，生活垃圾集中收集、定期清运
		生态恢复	永久占地：139.98hm ² ，施工结束后及时对临时占地恢复治理 临时占地：117.72hm ² ，永久占地区做好绿化等植物资源补偿措施
5	储运工程	储油设施	综合处理站内新建 250m ³ 一次沉降罐 1 座、250m ³ 二次沉降罐 1 座、400m ³ 油罐 2 座（1 用 1 备），均采用内浮顶罐
		固体废物处置	在试运行过程中对磺化泥浆及时检测，并报请固化管理部门确定是否属危险废物，若为危险废物，则就近委托具有相应危险废物处置资质和处置能力的单位处置，若为一般工业固体废物，则就近委托具有相应固体废物处置能力的单位处置；含油污泥定期清运，就近委托具有相应危险废物处置资质和处置能力的单位处置。

3.2.7 公用工程

3.2.7.1 供电工程

①电源确定

琼坎儿孜油砂矿每年最大用电需求约 3.6MW，矿区东北方向 8km 处建有 110kV 七克台变电所，该变电所最大供电能力 46.8MW。根据琼坎儿孜油砂矿实际情况在综合处理站建一座 10kV 变电所，其两回电源分别引自 110kV 七克台变电所不同母线段，导线规格均为 LGJ-240，距离均为 8km。正常运行时，两回线路同时工作，线路电压降 4.24%。

②变电所

变电所所址的选择综合考虑了滑坡、水、便于线路进出、负荷中心以及风向影响等各方面的因素,结合油砂矿用电负荷分布状况,变电所设在综合处理站内。

10kV 变电所为室外布置,所内设 10kV 高压配电室、变压器室、低压配电常值阻室。10kV 变电所 10kV 侧、0.4kV 侧均为单母线分段接线。根据 10kV 变电所主接线方案,变电所室内设 2 台 SCB3-315/10/10/0.4kV/315VA 变压器,负担工业场地及生活区全部低压负荷。两台变压器同时工作,分列运行,负荷率为 57%,保证率为 87%。

变电所所内 10kV 侧采用 KYN28A-12 型开关柜,内设 VS1 型真空断路器;0.4kV 采用 GGD 型开关柜;0.4kV 侧设无功补偿装置,补偿容量 $2\times 90\text{kvar}$ 。

变电所采用分散式微机综合保护装置,将微机保护监控装置直接装在高重配电柜内,把监控、保护分散到就地完成,简化二次接线,提高系统的可靠性,尽可能的避免因接触不良面引发的故障。微机综合保护装置系统具有变电所设备所需的各种保护功能,保护配置方便、保护动作迅速、准确。10kV 侧保护为电流地断及过电流保护,高压出线均设有零序电流互感器,可通过继电保护装置实现选择性单相接地保护。

变电所采用直流 DC220V 操作,装设 1 套 100A·h 型直流成套装置。

③供配电

办公楼、宿舍楼、食堂、污水处理站等设施电源均引自变电所 0.4kV 侧,采用 XLK-1 动力配电箱成 XL-21、XF-31 型动力配电箱配电。

3.2.7.2 采暖工程

矿山地处鄯善县七克台镇,冬季寒冷。利用电锅炉,设置供暖设施,可以解决人员采暖、洗浴等供暖需求。

3.2.7.3 给排水工程

(1) 供水

①用水量

经核算,本项目运营期新鲜水平均用量约 $18.9150\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$,其中生产用水平均需补充新鲜水量约 $18.33\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$,生活用水量约 $5850\text{m}^3/\text{a}$ 。

②供水水源

本项目矿区供水水源主要来自矿区东南部的坎尔其水库至七克台集水中心。坎尔其水库至七克台集水中心于 2013 年 11 月完成竣工验收，主要包括坎尔其水库至七克台集水中心 38.262km 的输水管道、十级稳压减压室、84 座阀门井、2×2000m³ 蓄水池、10000m³ 事故水池及集水中心水厂，年供水能力 800×10⁴m³，水源地为坎尔其水库。坎儿其水库位于鄯善县坎儿其河出山口处，距鄯善县城 50km，是一座具有供水、灌溉、滞洪、生态等综合效益的中型水利枢纽工程。

③供水方案

由坎儿其水库至七克台集水中心引出一条 De315 密闭给水管道输送至矿区生活区，在矿区生活区设一座 50m³ 清水池，经泵房加压后输水，以满足生产、生活用水。生产、生活供水管道系统合并，供水管网设计成环状，主要管道规格 DN≥300mm，采用 De315 聚氯乙烯(PVC)塑料复合管。供水泵房设置 2 条 DN200 出水管，在不同位置与地面环状供水管网相连。

(2) 排水

①排水量

a、生产废水

本项目废水包括生产废水和生活污水，生产废水包括采油废水和井下作业废水。井下作业废水的产生为临时性的，约 20790m³/a。由罐车运至综合处理站采出液处理系统，和采出液分离废水一并处理。根据开采量预测，本项目年平均采油废水量 39.85×10⁴m³。

本项目生产废水量估算情况见表 3.2-6。

表 3.2-6 生产废水量估算表

序号	排水项目	排水量 (m ³ /a)	备注
1	采油废水	39.85×10 ⁴ (年平均)	经处理达标后回注
2	井下作业废水	20790	
	合计	419290 (年平均)	

b、生活污水

本项目生活污水由洗涤和餐饮废水为主，粪便污水所占比例不大。经计算，

本项目生活污水排放量约 16.73m³/d, 合计 5019m³/a。生活污水量估算详见表 3.2-7。

表 3.2-7 生活污水量估算表

序号	排水项目	排水量 (m ³ /d)	备注
1	日常生活排水	5.1	用水量的 85%
2	食堂排水	7.65	用水量的 85%
3	淋浴间排水	2.7	用水量的 90%
4	宿舍排水	1.28	用水量的 85%
	合计	16.73	5019m ³ /a

②排水方案

a、施工期

本项目施工期废水为钻井废水、管道试压废水和施工人员的生活污水。施工期产生的钻井废水采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”收集处理达标后回用于泥浆配制，废水不外排；管道试压废水采用罐车运送至采出水处理系统处理达标后回注，不外排。在施工生活区设防渗旱厕，施工结束后及时清掏，并将临时化粪池和旱厕拆除、土地恢复平整。

b、运营期

本项目废水主要有生产废水和生活污水，这两类废水中污染物成分及浓度各不相同，各自对环境的影响程度不同，所以对它们采取的处理措施也不相同。

生产废水包括采油废水和井下作业废水。井下作业废水收集后，由采出液处理系统处理；采油废水经采出液处理系统、软化水处理系统处理，达到油田注水水质指标执行中华人民共和国石油天然气行业标准，即《碎屑岩油藏注水水质及推荐指标》(SY/T5329-2012)中的相关标准（该标准非环境标准，仅为行业工艺标准）后回注。

生活污水：生活污水经排水管道收集汇流至生活污水处理站处理，处理规模为 20m³/d，拟采用“生物处理+物化处理”水处理工艺，处理后水质可满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)一级 A 标准，并同时满足《城市污水再生利用城市杂用水水质》(GB/T 18920-2020)中的绿化标准后，灌溉期用于站场内的植被绿化，非灌溉期贮存于站内 300m³ 防渗储水池内，待来年绿化灌溉。

(3) 水平衡分析

根据直井注水开采方案，本项目生产废水量为，其中采油废水约 $39.85 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，井下作业废水约 $20790 \text{m}^3/\text{a}$ 。这部分污水经采出液处理系统处理达标再经过软化水处理系统处理后回用，回收重复使用率按石油天然气行业通用标准计算约 80%，则回用水量即达标尾水量约为 $41.929 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

根据直井注水开采方案，本项目年采油作业平均注水量为 $58.18 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，此外，井下作业用水量约 $20790 \text{m}^3/\text{a}$ ，生活用新鲜水量 $5850 \text{m}^3/\text{a}$ 。经核算，本项目运营期新鲜水平均用量约 $18.9150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，其中采油作业平均需补充新鲜水量约 $16.25 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，井下作业需补充新鲜水量约 $20790 \text{m}^3/\text{a}$ ，生活用水需补充新鲜水量约 $5850 \text{m}^3/\text{a}$ 。本项目运营期水平衡情况见图 3.2-2。

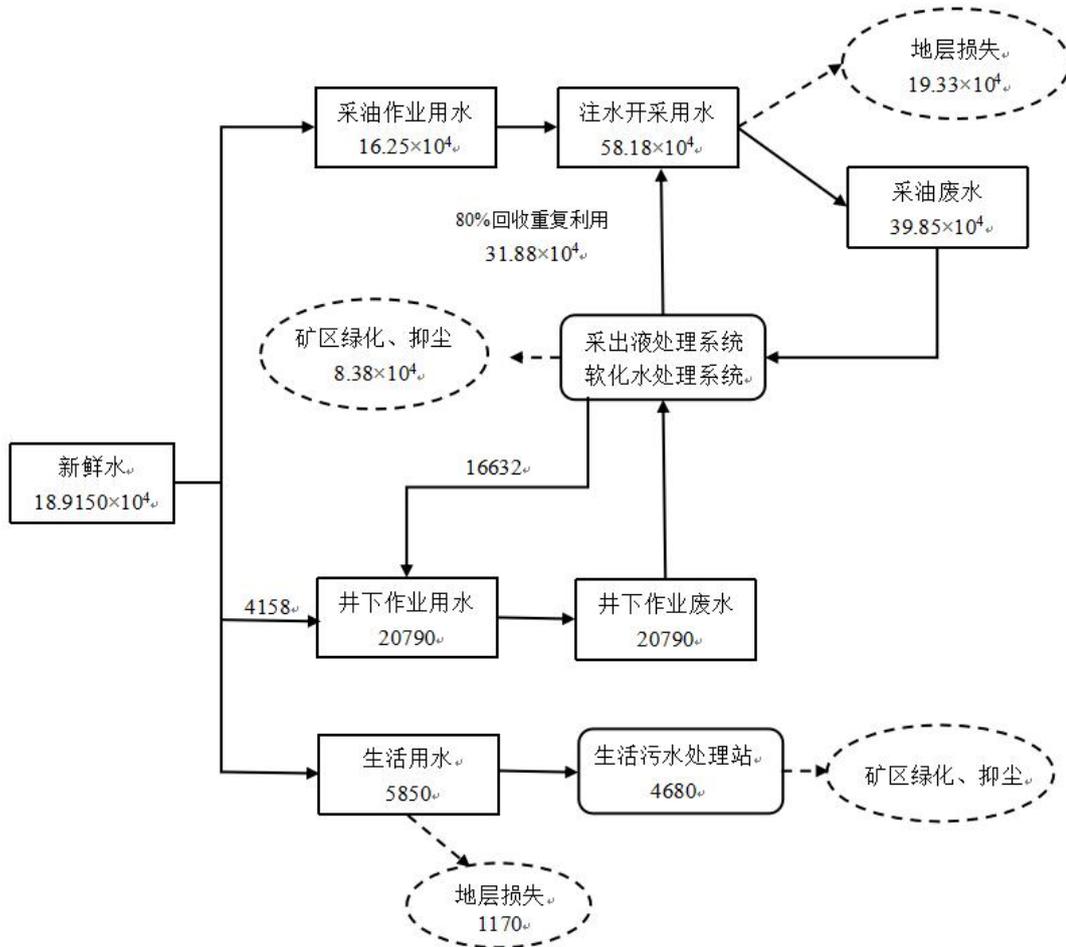


图 3.2-2 运营期水平衡图 单位: m^3/a

3.2.7.4 矿山机修

为维持琼坎儿孜油砂矿的正常生产，需对矿区的生产设备及辅助设备、运输设备进行维护、修理，并应存储部分油料、材料和机械备件，以满足矿区生产的需要。矿区设备均为标准化产品，机械加工件很少。在矿区工业场地建机修间，相关设备的日常维修、保养由技术人员和操作工进行，机械设备的大、中修委托专业检修机构或协作单位承担。

3.2.8 矿区总平面布置

新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿矿区主要组成部分包括：采油区、办公生活区和矿山运输道路。

根据本项目建设内容及规模，采油区主要组成包括252口注水开发直井井场和8口直井井场，14式计量站7座，综合处理站1座，配套集油、注水管道设计，占地面积约183hm²。办公生活区包括办公室、宿舍、会议室、车库、餐厅及库房等，总建筑面积2500m²，占地面积4000m²。矿区总平面布置见图3.2-3。

①采油区：由井场、计量配汽站、综合处理站、集油、注水、供水管道组成，联合站所辖油区呈横条型分布，以联合站为中心分布，布站方式采用一级布站和二级布站相结合方式，即：联合站周边油井油气产物从单井井口单管集输至联合站计量间，经计量后的多井油气混合液输送到哈一联三相分离器；远离联合站的油井油气产物从单井井口单管常温集输至计量站计量，后设置电磁加热器（当出现析蜡现象时加热），计量加热后原油接入集油干线输送至联合站，计量站工艺图见图3.2-4。

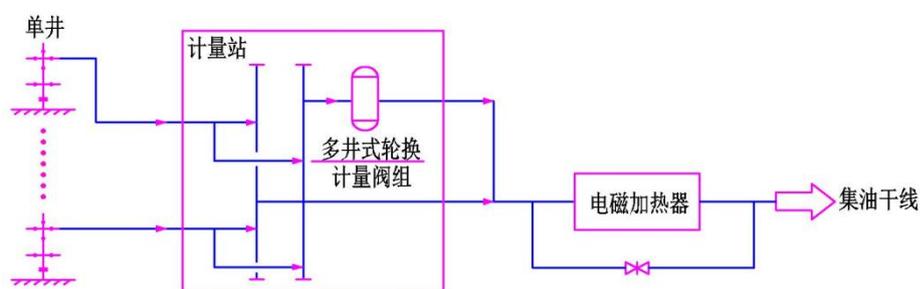


图3.2-4 计量站工艺图

矿区工布置钻井井场260座，注水井场48座，井场大小70m×80m，水平井井场布置示意图见图3.2-5。

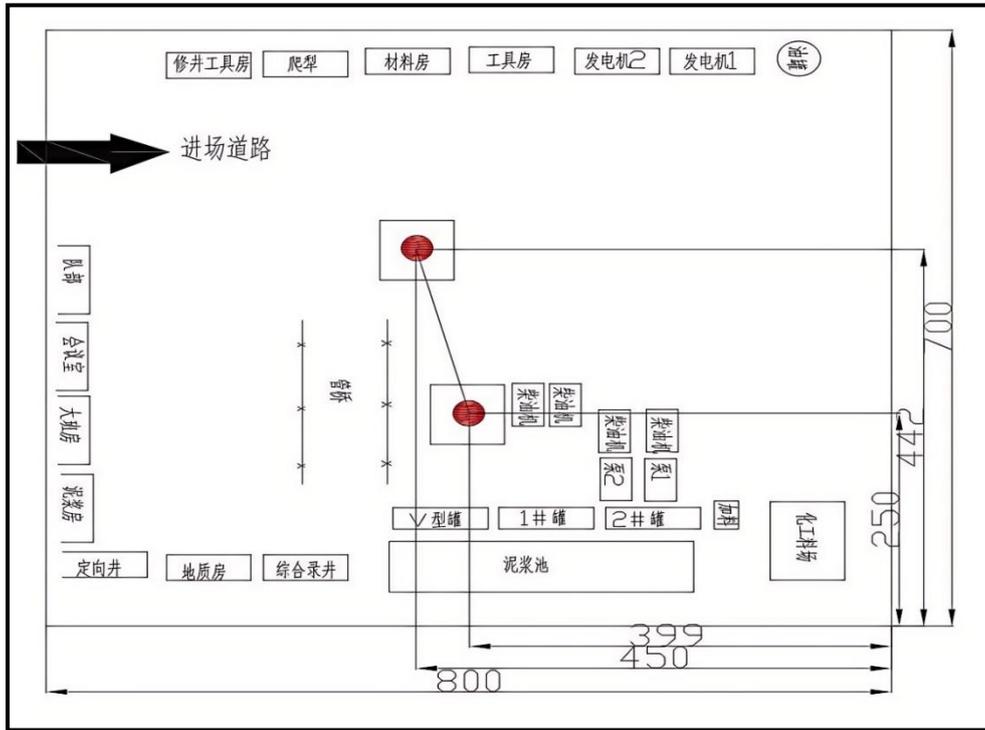


图 3.2-5 水平井井场布置示意图

每座水平井场内布置有泥浆池、泵组、罐组等，井场外围均布置有会议室、大班房、泥浆房、地质房、修井工具房、材料房等，均设有进场道路，使矿区内交通便捷，有效提高作业效率。

综合处理站建设工作场所和值班区，站内包括原油脱水、原油稳定、油库，采出液处理系统，以及公用工程包括供电、供排水、供热、通讯、采暖、通风、道路、土建等。

综合处理站平面布置示意图见图 3.2-6。

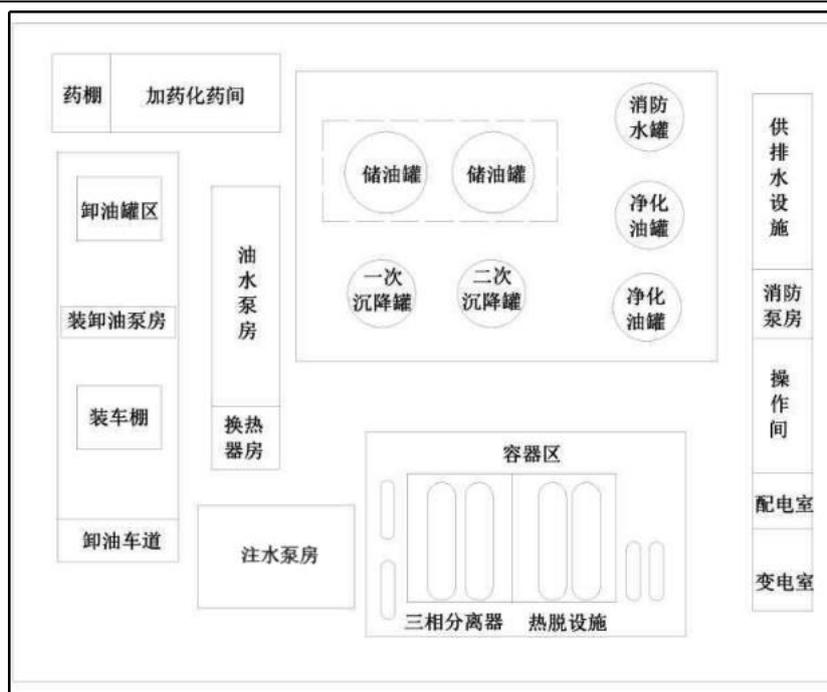


图3.2-6 综合处理站平面布置示意图

②办公生活区

为满足矿区集油区员工的日常巡检、工作及生活需求，新建办公生活区，包括办公室、宿舍、会议室、车库、餐厅及库房等，总建筑面积2500m²，占地面积4000m²。考虑集中布置、方便管理的原则，将前线生活值班室建在综合处理站附近。办公生活区位于矿区中心南部，距矿区东西两侧远近相当，便于整个矿区的办公、管理。办公生活区临近矿区以南的鄯善县三级柏油公路，交通极为便利。办公生活区建设设施及面积明细见表3.2-8。

表 3.2-8 办公生活区建设设施及面积明细表

建筑类型	办公室 (m ²)	宿舍 (m ²)	会议室 (m ²)	车库 (m ²)	库房 (m ²)	餐厅 (m ²)	卫生间 (m ²)
建筑面积	300	1500	200	100	200	150	50
建筑结构	砖混						

③矿区道路

为满足油田日常生产及施工管理，需修建井场道路路网，新建油田生产道路全长46km。路基、路面设计按沙面路即可满足生产需要。

3.2.10 工程占地及土石方分析

(1) 工程占地

本项目永久占地面积为139.98hm²，临时占地面积为117.72hm²。项目占地情况见表3.2-9。

表 3.2-9 琼坎儿孜油砂矿项目占地情况一览表

序号	矿山布局		建设状况	占地类型	用地面积 (hm ²)		
					永久占地	临时占地	合计
1	采油区	井场	拟建	裸岩石砾地	51.52	14.72	66.24
		站场	拟建	戈壁	52.25	8.33	60.58
		管线	拟建	裸岩石砾地、戈壁	0	56.18	56.18
	合计		拟建	/	103.77	79.23	183
2	办公生活区		拟建	戈壁	12.81	0	12.81
3	运输道路	主干道路	拟建	裸岩石砾地、戈壁	15	20	35
		单井道路	拟建	裸岩石砾地、戈壁	8.4	16.8	25.2
	合计		拟建	/	23.4	36.8	60.2
4	表土堆放场		拟建	裸岩石砾地	0	1.69	1.69
总计			拟建	/	139.98	117.72	257.7

(2) 土石方分析

本工程施工过程中管线铺设开挖土方，挖方量约为挖方量约为20.85×10⁴t/a，管沟铺设后，回填量约为19.15×10⁴t/a，弃土产生量约为1.7×10⁴t/a，弃土用于井场、道路和站场施工场地，项目施工不足土方全部外购，不设取土场。土石方情况见表3.2-10。

表 3.2-10 土石方情况一览表

来源	挖方 (10 ⁴ t)	借方 (10 ⁴ t)	填方 (10 ⁴ t)	弃方 (10 ⁴ t)		备注
				数量	去向	
管线	20.85	0	19.15	1.70	铺垫井场	管沟深度按 2m 计
井场	0	6.32	6.32	0	/	井场填筑
道路	0	0.90	0.90	0	/	井场填筑
站场	10.5	0	10.5	0	/	
合计	31.35	7.22	36.87	1.70	/	

3.3 工程分析

3.3.1 开采方式、范围

3.3.1.1 开采工艺

对于埋藏较深（>100m）的油砂，因需要剥离的盖层过大、成本过高而无法应用露天开采技术，这些埋藏较深的油砂约占油砂储量的 85%以上，需要就地开采技术。就地开采方式可以按是否需给井筒流体人工补充能量分为：自喷和人工举升。自喷是油层能量充足，利用油层本身能量就能将油举升到地面的方式；若油层能量较低，必须人工给井筒流体增加能量才能将原油从井底举升到地面上来的方式，叫人工举升。

琼坎儿孜油砂矿采用注水方式补充底层能量，游梁式有杆泵的采油的方式，游梁式有杆泵采油方法以其结构简单、适应性强和寿命长等特点，成为目前最主要的机械采油方法之一。我国各油田的生产井中 80%以上使用这种采油方式，其产油量占总产油量的 75%，能耗占油田总能耗的 1/3 左右，在我国石油开采中占有重要的地位。由于材料和高新科学技术的发展，游梁式有杆泵采油技术的应用更为广泛。

系统组成：图 3.3-1 为游梁式有杆泵采油井的系统组成，它是以抽油机、抽油杆和抽油泵“三抽”设备为主的有杆抽油系统。其工作过程是：由动力机经传动皮带将高速的旋转运动传递给减速箱，经三轴二级减速后，再由曲柄连杆机构将旋转运动变为游梁的上、下摆动，挂在驴头上的悬绳器通过抽油杆带动抽油泵柱塞做上、下往复运动，从而将原油抽汲至地面。

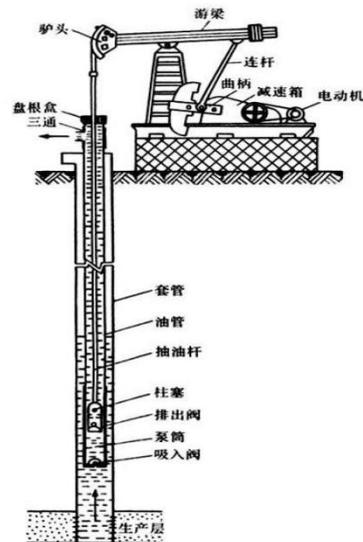


图 3.3-1 有杆泵采油井的系统组成

泵的工作原理：泵的活塞上下运动一次称为一个冲程，可分为上冲程和下冲程。此外，冲程还是描述抽油泵的工作参数，即指悬点（或活塞）在上、下死点间的位移，称为光杆冲程（或活塞冲程）。每分钟内完成上、下冲程的次数称为冲次。

上冲程：抽油杆柱带着柱塞向上运动，柱塞上的游动阀受管内液柱压力而关闭，泵内压力降低，固定阀在环形空间液柱压力(沉没压力)与泵内压力之差的作用下被打开，泵内吸入液体、井口排出液体。如图 3.3-2 (a) 所示。

泵吸入的条件：泵内压力(吸入压力) 低于沉没压力。

下冲程：柱塞下行，固定阀在重力作用下关闭。泵内压力增加，当泵内压力大于柱塞以上液柱压力时，游动阀被顶开，柱塞下部的液体通过游动阀进入柱塞上部，使泵排出液体。如图 3.3-2 (b) 所示。

泵排出的条件：泵内压力(排出压力) 高于柱塞以上的液柱压力

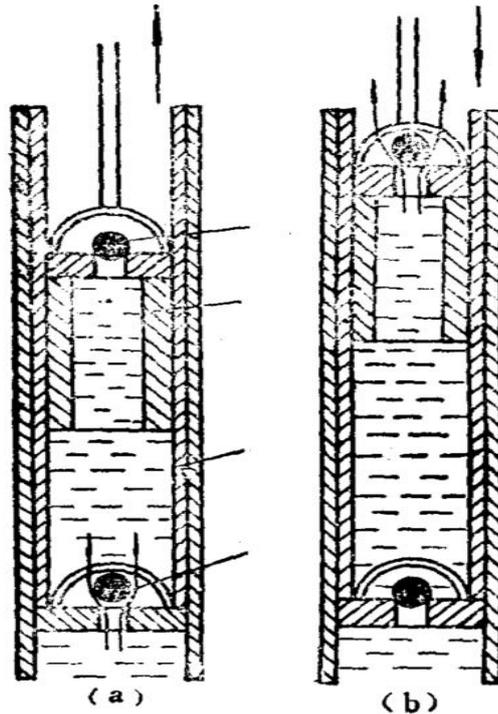


图 3.3-2 泵的工作原理 (a-上冲程; b-下冲程)

3.3.1.2 开发范围

琼坎儿孜油砂矿 10 个砂组总地质储量合计为 $3091.89 \times 10^4 \text{t}$ ，储量丰度 $289 \times 10^4 \text{t}/\text{km}^2$ ，具有较高的储量丰度基础，预计可实现确定矿区范围内储量全部动用。

3.3.1.3 开采顺序

根据油藏开发规律，一般采取整体部署，分步实施的原则。本次油砂矿开采全区部署开发方案，将先动用探明区，再动用控制区，最后动用预测区，计划施工期三年，在施工期内将全面完成开发工程建设。

3.3.2 开发方案

3.3.2.1 油田开发原则

- (1) 坚持勘探、评价、开发一体化工作，深浅并进；
- (2) 根据资源先后落实程度，分批建产，持续滚动开发。

3.3.2.2 开发层系划分

(1) 划分原则

- ① 储层性质、流体性质、压力系统、驱动类型类似且油层跨度小的层状油层

可划分为一套开发层系；

②每套开发层系应具有一定的有效厚度、单井控制储量和单井产能；

③每套开发层系间必须有良好的隔层，能保证注水开发过程中不发生层间窜扰；

④每套开发层系砂体、油层横向可对比性强，平面分布具有一定的规律性。

(2) 划分结果

根据目前资源落实程度，开发层系采用合采分注的方式。

3.3.2.3 注水系统设计

(1) 注水目的

①补充地层能量，地层能量较低，采用同期注水，提前补充地层能量；

②注水开发，提高油藏采收率。

(2) 注水原则

根据琼坎儿孜油砂矿油藏地质特征和开发特征，确定如下注水开发原则：

①不规则井网注水，尽量提高水驱控制程度；

②优先选择低产低效井或停产井转注；

③井区地层能量低，无法使用天然能量开发，采用同期注水的方式，提早补充地层能量，但为防止注入水快速突破，初期采取温和注水；

④整体部署，分区实施，成熟区可以提前注水，半成熟区可以采取超前注水的方式补充地层能量。

(3) 注水井网的选择

琼坎儿孜油砂矿纵向上油层较为单一，但油层深度跨度大、地层倾角大，选择不规则井网注水，尽量使区块内油井双向或多向受效，较好地补充地层能量，提高区块采收率。

(4) 地层破裂压力的确定

破裂压力主要采用压力监测值和公式法确定。主要根据以下几种公式计算确定（表 3.3-1）。

1) P·A 迪基法： $P_{\text{破}}=0.023H\times 3/4$

2) B·B 威廉斯法： $P_{\text{破}}=P_{\text{梯}}\times H$

式中： $P_{\text{梯}}$ —破裂压力梯度，MPa/m；

P 破—岩石破裂压力, MPa;

H—油层埋深, m;

琼坎儿孜油砂矿油层深度跨度大, 地层破裂压力不同, 按照油藏最高深度计算, 根据破裂压力就高不就低的原则, J_{2q} 破裂压力取值分别为 5.96MPa。

表 3.3-1 各油藏参数类比表

序号	计算方法	公 式	压力值,
			MPa
1	P.A (迪基法)	$P_{\text{破}}=0.023H \times 3/4$	J _{2q} 6.9
2	B.B (威廉斯法)	$P_{\text{梯}}=(A+(G_0-A) \times G_p) \times 0.0223$, $P_{\text{破}}=P_{\text{梯}} \times H$	7.96

(5) 单井最大注水量

琼坎儿孜油砂矿油藏目前无注水井试井资料, 借用同类型油田开发经验值, 平均米吸水指数为 1m³/d.MPa.m, 计算 J_{2q}¹ 油藏的单井最大注水量分别为 36.0m³/d、36.5m³/d (表 3.3-2)

$$q_{w\max}=J_w \times h \times \Delta P_{\max}$$

式中: $q_{w\max}$ ——最大注入量, m³/d;

J_w ——视米吸水指数, m³/(d.MPa.m);

ΔP_{\max} ——最大注水压差, MPa

表 3.3-2 单井最大注水量计算结果表

层位	油藏最大深度 (m)	视米吸水指数 (m ³ /d.MPa.m)	最大井口注入压力 (MPa)	启动压力 (MPa)	单井最大 (m ³ /d)
J _{2q}	798	2	7.96	2.01	103.5

(6) 注采比的确定

琼坎儿孜油砂矿油藏目前无试注资料, 借鉴同类型油藏经验, 决定采用同期注水, 局部采用超前注水的方式, 早期温和注水, 注采比为 1, 中期注采比 1.1, 后期注采比 1.2, 具体注水量参数根据实钻井获得的参数具体确定。

3.3.2.4 开发井部署方案

(1) 井网选择

根据地层高倾角、储层分布稳定的特征, 采用行列井网方式开发, 对油藏进

行线性切割;水线回合线短,配合油层高倾角特征,重力分异效果明显,注水见效快。剩余油分布集中,后期配合面积注水调整,提高采收率。设计三口油井为一个小井组,整体呈线性分布,项目总设计 84 个采油直井组,共计 252 口采油井,16 个注水直井组,共计 48 口注水井。

(2) 井距优化

开发井井距的大小根据油藏经济合理井网密度确定。井网密度越大产量越大,开发效益上升;同时,井网密度越大需要钻井越多,投资成本越大。油藏的采收率和井网密度相关,随井网密度的增加采收率增加,但在井网密度增大的过程中,增加井网密度所增加的采收率会越来越小。当增加的采收率的经济价值等于增加井所花费的钻井及采油管理成本时,再增加井网密度经济不合理,此时的井网密度为经济合理井网密度。经济合理井网密度计算方法如下:

$$ER=(0.698+0.16625\lg(Ko/\mu_o))\cdot e^{(-0.792/n)}\cdot(K/\mu_o)-0.253$$

式中: ER: 采收率, f

Ko: 有效渗透率, μm^2

μ_o : 地下原油粘度, mPa·s

n: 井网密度, well/km²

$$N_p = \frac{t \cdot \left\{ M + C \left[\frac{(1+i)^t - 1}{i(1+i)^t} \right] \right\}}{L \cdot \left[\frac{(1+i)^t - 1}{i(1+i)^t} \right]}$$

$$\frac{N_p}{V} = \left(0.698 + 0.16625 \lg \frac{K}{\mu_o} \right) \times \left[e^{\frac{0.792}{n+1} \left(\frac{K}{\mu_o} \right)} - e^{\frac{0.792}{n} \left(\frac{K}{\mu_o} \right) - 0.253} \right]$$

式中:

V——单位面积储量 104t/km² ;

Np——单井经济极限可采储量 t;

M——单井基本建设总投资;

C——单井年经营费 元;

L——油价;

t——投资回收期，年；

i——贴现率，分数。

测算开发井井距 150m 时开发效益最佳。

(3) 注采参数优化

合理的注水压力是在小于油藏破裂压力范围内。注水压力高于油层破裂时，会压裂油藏储层，注入水窜向油层之外的其它层，会导致油藏开发失败。利用地层破裂压力公式计算：

$$P_{fb}=0.0223\times\delta\times H+(1.03-\delta)\times PR$$

式中：

P_{fb} —破裂压力，MPa；

H—油藏埋藏深度，m；

PR —地层压力，MPa；

δ —破裂压力系数，小数。

其中，H、PR 及 δ 分别取值为，360m、4.0MPa 及 0.45，计算油层破裂压力为 5.96MPa，所以琼坎儿孜油藏注水压力必须小于 5.96MPa。

(4) 敏感性分析

①渗透率影响

根据开发井井型、原油粘度 30mPa·s、含油饱和度 50%的基础模型模拟结果，对比琼坎儿孜油砂矿不同渗透率下开发效果。模拟结果表明，储层渗透率越小，采油速度越慢、到达峰值所需时间越长。

②原油粘度影响

琼坎儿孜油砂矿部署区 30°C条件下地层原油粘度 30mPa·s。模拟结果表明，粘度对于开发效果有一定影响，地下粘度越高，产量越低。琼坎儿孜油砂矿原油粘度低，具有很好的流动性，因此粘度影响较小。

③含油饱和度影响

为分析含油饱和度对开发的影响，模拟对比了含油饱和度分别为 40%、45%、50%和 55%的开发效果。结果表明，油饱和度越低，平台期产量、油气比越低。琼坎儿孜油砂矿不同砂组平均含油饱和度大于 55%，有利于注水开发。

(5) 开发井单井指标预测及产能论证

①产能论证

通过综合研究确定，琼坎儿孜油砂矿油层连续、物性变化不大、地层均一性强，厚度展布较为稳定，储层物性差异小、含油饱和度变化不大，油层非均质性相对较弱。

根据华泰 1 井试油试采结果：试采共历时 122 天，合计采油 118 天，共采原油 715.3t，平均日采原油 5.86t。试采过程共采用 4 种工作制度，根据试采结果分析，分别采用泵压 5、7、10、12Mpa，其中 7Mpa 工作制度能够保持稳定的产量和套压，日平均产油量 5.8t/d，见图 3.3-3 华泰 1 井采油曲线图。

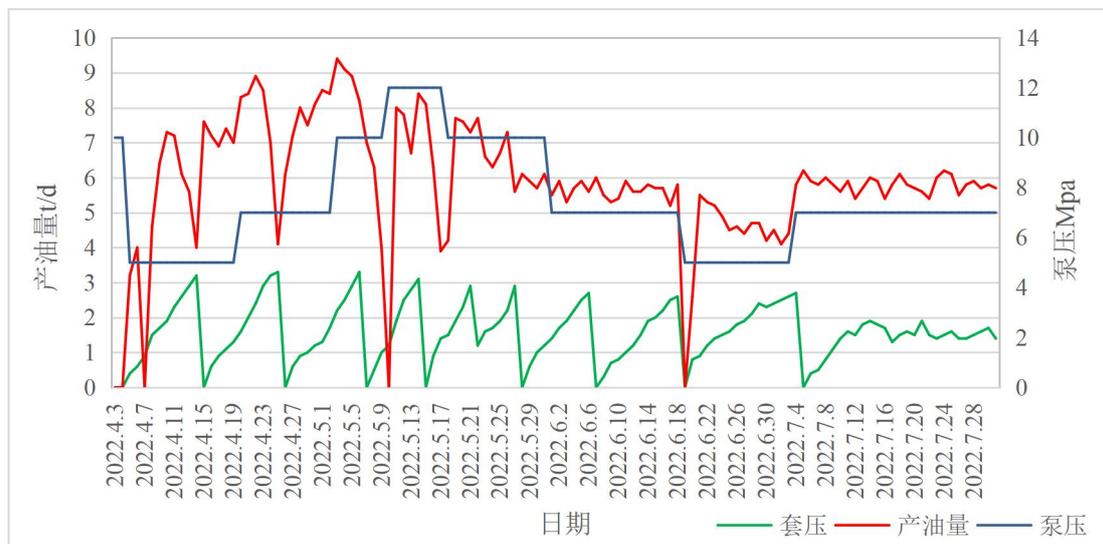


图 3.3-3 华泰 1 采油曲线图

华泰 1 井为水平井，油层钻遇率 $\leq 40\%$ ，结合中科 3 井，台探 1 井采油数据综合分析，通过计算预测开发井产量 1.5~2t/天，通过油层注水，提高油层压力，预计单井产油量提高至 5t/d。

②单井指标预测

开发井井间距 150m 井网，在油藏中部深度 300m 左右，压力和温度分别为 4.15MPa、22℃条件下，按油层厚度 15.0m，孔隙度 20.0%，渗透率 17mD，含油饱和度 45.0%，30℃原油粘度 4.0mPa.s 的油层条件，在上述优化设计的操作参数基础上，预测了部署区开发井单井开发指标（表 3.3-3）。根据预测结果，单井年注水量平均 1.23×10^4 t，注水生产 30 年，累积注水 36.92×10^4 t，累积产油 2.23×10^4 t，初期日产油 2.57t/d，注水提高油层压力后单井日产油提高至 4.97t/d，期末递减

至 1.24t/d 左右。

(5) 开发井部署方案

①部署原则

根据油砂矿区储层展布全面部署，充分降低钻井风险，采用直井工艺、合层开发，实现储量有效控制。井距 150m 平均指标部署井位。

考虑直井开发（见表 3.3-3），部署直井平面协调设计。

表 3.3-3 单井预测指标表

年度	水井数量 (口)	年注水 (10 ⁴ t)	年产油 (10 ⁴ t)	年产液 (10 ⁴ t)	日注水	日产油
					(t)	(t)
2024	16	0.49	0.08	0.08	13.50	2.57
2025	32	0.70	0.12	0.12	19.47	3.86
2026	48	0.80	0.14	0.15	22.25	4.61
2027	48	0.93	0.15	0.17	25.78	4.97
2028	48	0.96	0.14	0.18	26.58	4.69
2029	48	1.01	0.13	0.19	28.10	4.26
2030	48	1.16	0.12	0.22	32.15	3.93
2031	48	1.31	0.11	0.25	36.26	3.68
2032	48	1.36	0.10	0.26	37.71	3.45
2033	48	1.40	0.10	0.26	38.87	3.19
2034	48	1.39	0.09	0.26	38.59	2.94
2035	48	1.36	0.08	0.26	37.84	2.72
2036	48	1.35	0.08	0.25	37.63	2.53
2037	48	1.32	0.07	0.25	36.73	2.35
2038	48	1.30	0.07	0.24	36.05	2.19
2039	48	1.28	0.06	0.24	35.61	2.04
2040	48	1.27	0.06	0.24	35.41	1.91
2041	48	1.23	0.05	0.23	34.08	1.78
2042	48	1.20	0.05	0.23	33.34	1.68
2043	48	1.19	0.05	0.22	32.99	1.61
2044	48	1.18	0.05	0.22	32.72	1.54
2045	48	1.24	0.04	0.23	34.33	1.49
2046	48	1.30	0.04	0.24	36.13	1.44
2047	48	1.33	0.04	0.25	36.90	1.40
2048	48	1.35	0.04	0.25	37.43	1.35
2049	48	1.36	0.04	0.26	37.75	1.29

2050	48	1.42	0.04	0.27	39.43	1.28
2051	48	1.49	0.04	0.28	41.39	1.26
2052	48	1.57	0.04	0.30	43.71	1.24
2053	48	1.69	0.04	0.32	46.90	1.24

②部署结果

根据对琼坎儿孜油砂矿综合地质研究结果及开发井筛选的基本条件，计算单井储量控制及泄油面积，部署开发直井组 84 个，合计钻井 252 口，注水井 48 口，预计钻井总进尺 $9.54 \times 10^4 \text{m}$ ，各井深见表 3.3-4，井位见图 3.3-4。

表 3.3-4 设计钻井井深一览表

井组号	设计井深 (m)	井组号	设计井深 (m)	井组号	设计井深 (m)
Q-1-P1	1500	Q-5-P5	900	Q-10-P3	1500
Q-1-P2	900	Q-5-P6	600	Q-10-P4	900
Q-1-P3	600	Q-6-P1	1500	Q-10-P5	600
Q-1-P4	1500	Q-6-P2	900	Q-11-P1	900
Q-1-P5	900	Q-6-P3	900	Q-11-P2	600
Q-1-P6	600	Q-6-P4	900	Q-11-P3	1500
Q-2-P1	1500	Q-6-P5	600	Q-11-P4	900
Q-2-P2	900	Q-6-P6	1500	Q-11-P5	1500
Q-2-P3	600	Q-6-P7	900	Q-11-P6	900
Q-2-P4	1500	Q-6-P8	600	Q-11-P7	600
Q-2-P5	900	Q-7-P1	900	Q-12-P1	600
Q-2-P6	600	Q-7-P2	1500	Q-12-P2	1500
Q-3-P1	1500	Q-7-P3	900	Q-12-P3	900
Q-3-P2	900	Q-7-P4	600	Q-12-P4	900
Q-3-P3	600	Q-7-P5	1500	Q-12-P5	600
Q-3-P4	1500	Q-7-P6	900	Q-13-P1	900
Q-3-P5	900	Q-7-P7	600	Q-13-P2	600
Q-3-P6	600	Q-8-P1	1500	Q-13-P3	900
Q-4-P1	1500	Q-8-P2	900	Q-13-P4	600
Q-4-P2	900	Q-8-P3	600	Q-14-P1	900
Q-4-P3	600	Q-8-P4	1500	Q-14-P2	600
Q-4-P4	1500	Q-8-P5	900	Q-14-P3	900
Q-4-P5	900	Q-8-P6	600	Q-14-P4	600

Q-4-P6	600	Q-9-P1	1500	Q-15-P1	900
Q-5-P1	1500	Q-9-P2	900	Q-15-P2	600
Q-5-P2	900	Q-9-P3	600	Q-16-P1	900
Q-5-P3	600	Q-10-P1	1500	Q-16-P2	900
Q-5-P4	1500	Q-10-P2	900	Q-16-P3	600
Q-ZH01	1500	Q-ZH07	900	Q-ZH13	900
Q-ZH02	900	Q-ZH08	900	Q-ZH14	900
Q-ZH03	1500	Q-ZH09	900	Q-ZH15	900
Q-ZH04	900	Q-ZH10	900	Q-ZH16	900
Q-ZH05	900	Q-ZH11	900		
Q-ZH06	600	Q-ZH12	600		

(6) 开发井设计方案指标

开发井合计生产指标详见表 4.5，48 口注水井平均年注水 $58.18 \times 10^4 \text{t}$ ，84 个直井组共计 252 口采油井平均年产油 $18.08 \times 10^4 \text{t}$ ；预计生产 30 年，累积注水量 $1745 \times 10^4 \text{t}$ ，累积产油量 $542.29 \times 10^4 \text{t}$ 。

表 3.3-5 琼坎儿孜油砂开发井预测指标表

年度	采油井数	水井井数	年产油 (10 ⁴ t)	累计产油量 (10 ⁴ t)	年产液 (10 ⁴ t)	年注水 (10 ⁴ t)
2024	90	16	6.94	6.94	7.15	7.77
2025	180	32	20.87	27.81	21.85	22.43
2026	252	48	34.83	62.64	37.90	38.45
2027	252	48	37.59	100.23	44.01	44.56
2028	252	48	35.45	135.68	45.37	45.92
2029	252	48	32.22	167.90	47.95	48.55
2030	252	48	29.68	197.58	54.89	55.56
2031	252	48	27.8	225.38	61.92	62.66
2032	252	48	26.07	251.45	64.40	65.17
2033	252	48	24.11	275.56	66.40	67.17
2034	252	48	22.25	297.81	65.91	66.68
2035	252	48	20.53	318.34	64.60	65.39
2036	252	48	19.09	337.43	64.21	65.02
2037	252	48	17.75	355.18	62.66	63.47
2038	252	48	16.53	371.71	61.47	62.29
2039	252	48	15.44	387.15	60.71	61.54
2040	252	48	14.45	401.60	60.35	61.19
2041	252	48	13.46	415.06	58.07	58.89

2042	252	48	12.73	427.79	56.81	57.61
2043	252	48	12.16	439.95	56.21	57.00
2044	252	48	11.63	451.58	55.78	56.55
2045	252	48	11.28	462.86	58.53	59.31
2046	252	48	10.88	473.74	61.65	62.44
2047	252	48	10.6	484.34	62.99	63.76
2048	252	48	10.23	494.57	63.94	64.69
2049	252	48	9.77	504.34	64.45	65.24
2050	252	48	9.64	513.98	67.36	68.13
2051	252	48	9.51	523.49	70.70	71.52
2052	252	48	9.41	532.90	74.75	75.54
2053	252	48	9.39	542.29	80.19	81.04

3.3.2.5 老井开发部署方案

(1) 部署原则

综合分析区内可利用的转采探井，共计 8 口老井。

(2) 部署结果

根据琼坎儿孜油砂矿综合地质研究结果及常规直井开发的基本条件，部署探井转采常规直井 8 口。

(3) 常规直井开发方案部署指标

琼坎儿孜油砂矿 8 口直井合计生产指标详见表 3.3-6。8 口老井评估生产 30 年，年产油平均 2543t，累积产油 7.63×10^4 t。

表 3.3-6 琼坎儿孜油砂矿 8 口直井井预测指标表

年度	井数	年产油(10 ⁴ t)	年产液(10 ⁴ t)	日产油 (t)	日产液 (t)
2024	8	0.6	0.62	20	20.62
2025	8	0.55	0.58	18.33	19.2
2026	8	0.51	0.55	17	18.5
2027	8	0.47	0.55	15.67	18.34
2028	8	0.43	0.55	14.33	18.35
2029	8	0.4	0.6	13.33	19.84
2030	8	0.36	0.67	12	22.19
2031	8	0.33	0.74	11	24.51
2032	8	0.31	0.77	10.33	25.53

2033	8	0.28	0.77	9.33	25.7
2034	8	0.26	0.77	8.67	25.67
2035	8	0.25	0.79	8.33	26.22
2036	8	0.24	0.81	8	26.91
2037	8	0.23	0.81	7.67	27.07
2038	8	0.22	0.82	7.33	27.27
2039	8	0.21	0.83	7	27.53
2040	8	0.2	0.84	6.67	27.85
2041	8	0.19	0.82	6.33	27.32
2042	8	0.18	0.8	6	26.77
2043	8	0.17	0.79	5.67	26.19
2044	8	0.16	0.77	5.33	25.58
2045	8	0.15	0.78	5	25.95
2046	8	0.14	0.79	4.67	26.44
2047	8	0.13	0.77	4.33	25.75
2048	8	0.12	0.75	4	25
2049	8	0.12	0.79	4	26.39
2050	8	0.11	0.77	3.67	25.63
2051	8	0.11	0.82	3.67	27.26
2052	8	0.1	0.79	3.33	26.48
2053	8	0.1	0.85	3.33	28.46

3.3.2.6 整体开发部署方案

(1) 整体方案部署结果

根据对琼坎儿孜油砂矿综合地质研究结果及开发筛选的基本条件，在开发区总体部署开发井油井 260 口，开发井 252，利用老井 8 口，预计钻井总进尺 $9.54 \times 10^4 \text{m}$ ，动用地质储量 $3091 \times 10^4 \text{t}$ 。

(2) 整体方案部署总指标

琼坎儿孜油砂矿评估生产期 30 年，前 3 年边建设边投产，第四年进入稳定生产期。48 口注水井累积注水 $1745 \times 10^4 \text{t}$ 。生产井总计 260 口，平均年产油 $18.33 \times 10^4 \text{t}$ ，累积产油砂油 $549.92 \times 10^4 \text{t}$ ，见表 3.3-7。

表 3.3-7 琼坎儿孜油砂矿开发指标预测表

年度	采油井数	水井井数	年产油 (10 ⁴ t)	累计产油量 (10 ⁴ t)	年产液 (10 ⁴ t)	年注水 (10 ⁴ t)	含水率	日产油 (t)
2024	98	16	7.54	7.54	7.77	7.77	3	251.33

青河县恒大矿业勘察有限责任公司琼坎儿孜 15.02 万吨/年油砂油开采项目环境影响

2025	188	32	21.42	28.96	22.43	22.43	4.5	714.00
2026	260	48	35.34	64.3	38.45	38.45	8.1	1178.00
2027	260	48	38.06	102.36	44.56	44.56	14.58	1268.67
2028	260	48	35.88	138.24	45.92	45.92	21.87	1196.00
2029	260	48	32.62	170.86	48.55	48.55	32.81	1087.33
2030	260	48	30.04	200.9	55.56	55.56	45.93	1001.33
2031	260	48	28.13	229.03	62.66	62.66	55.11	937.67
2032	260	48	26.38	255.41	65.17	65.17	59.52	879.33
2033	260	48	24.39	279.8	67.17	67.17	63.69	813.00
2034	260	48	22.51	302.31	66.68	66.68	66.24	750.33
2035	260	48	20.78	323.09	65.39	65.39	68.22	692.67
2036	260	48	19.33	342.42	65.02	65.02	70.27	644.33
2037	260	48	17.98	360.4	63.47	63.47	71.67	599.33
2038	260	48	16.75	377.15	62.29	62.29	73.11	558.33
2039	260	48	15.65	392.8	61.54	61.54	74.57	521.67
2040	260	48	14.65	407.45	61.19	61.19	76.06	488.33
2041	260	48	13.65	421.1	58.89	58.89	76.82	455.00
2042	260	48	12.91	434.01	57.61	57.61	77.59	430.33
2043	260	48	12.33	446.34	57.00	57.00	78.37	411.00
2044	260	48	11.79	458.13	56.55	56.55	79.15	393.00
2045	260	48	11.43	469.56	59.31	59.31	80.73	381.00
2046	260	48	11.02	480.58	62.44	62.44	82.35	367.33
2047	260	48	10.73	491.31	63.76	63.76	83.17	357.67
2048	260	48	10.35	501.66	64.69	64.69	84	345.00
2049	260	48	9.89	511.55	65.24	65.24	84.84	329.67
2050	260	48	9.75	521.3	68.13	68.13	85.69	325.00
2051	260	48	9.62	530.92	71.52	71.52	86.55	320.67
2052	260	48	9.51	540.43	75.54	75.54	87.41	317.00
2053	260	48	9.49	549.92	81.04	81.04	88.29	316.33

3.3.3 工程总量

3.3.3.1 钻井工程总量

本项目部署实施建设开发井 252 口，利用老井 8 口，注水井 48 口，预计钻井总进尺 $9.54 \times 10^4 \text{m}$ ，年均建产能 $18.33 \times 10^4 \text{t}$ 。

表 3.3-8 开发井钻井工程总量

序号	项目	单位	数量
1	井场道路	口	
2	钻前工程	口	300
3	钻井	米	95400
4	固井	米	110400
6	录井	米	79420
7	测井	口	300
8	射孔	口	300
9	钻后治理	口	300
10	现场签证等	口	300
11	套管	米	110400
12	其他甲供料	口	300

3.3.3.2 采油工程总量

本项目部署实施钻井 252 口，利用老井 8 口，48 口注水井。主要采油工程总量如下表 3.3-9。

表 3.3-9 开发井钻井工程总量

序号	项目	单位	数量
1	开发新钻井采油工程		
1.1	开发井采油树	套	300
1.2	油管	m	65400
1.3	抽油机 (CYJ6-2.5-18HPF)	套	252
1.4	抽油泵	套	252
1.5	抽油杆 (CYG19(3/4")D 级)	m	58680
1.6	抽油杆 ($\phi 38\text{mm}$ 加重杆)	m	3720
1.7	抽油杆短节、转换接头	套	252
1.8	举升工具配件	套	252
1.9	移动式井下测试系统	套	3
1.10	压裂	口	252
2	老井采油工程		
2.1	抽油机 (CYJ5-1.8-13HY)	套	8
2.2	油管	m	3200
2.3	抽油杆 (CYG19(3/4")D 级)	m	26240
2.4	抽油杆 ($\phi 38\text{mm}$ 加重杆)	m	9600
2.5	抽油杆短节、转换接头	套/井	8

2.6	抽油泵 (φ56/38mm 反潜泵)	套/井	8
2.7	丝堵、进油筛管等	套/井	8
2.8	YD-89 射孔弹电缆传输 (12.6m)	井次	8
2.9	井下测试系统	套	8

3.3.4 集输、处理工艺

3.3.4.1 开发集输方案

(1) 单井集输工艺

由于琼坎儿孜油砂油品的析蜡点较高，达到 35℃，为避免管道输送过程中因温降过大原油析蜡造成管道蜡堵，部分温度较低的单井在井场内设置电磁加热器。

① 加热单井流程

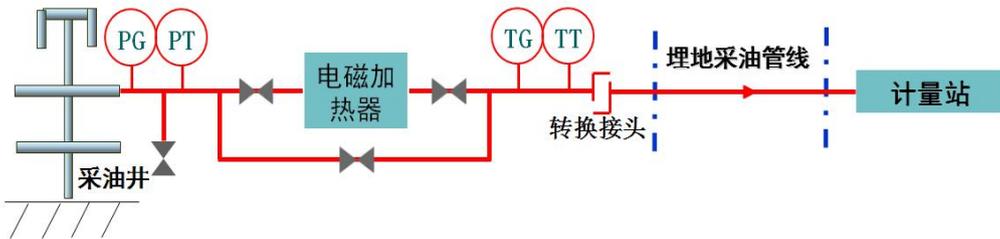


图 3.3-4 井场部分一次节流加热流程

② 不加热单井流程

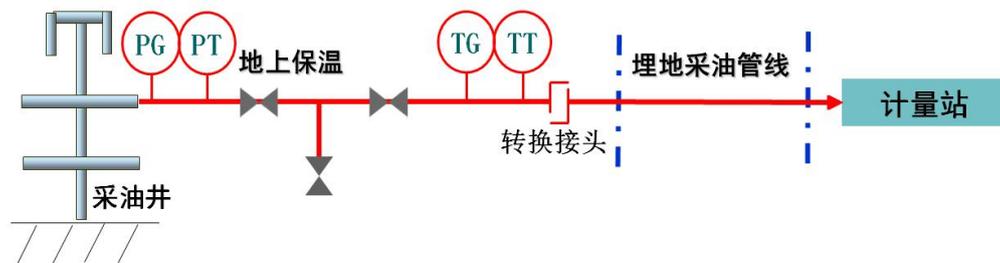


图 3.3-5 井场部分一次节流不加热流程

(2) 采油井口

开发井不进行井下温、压监测，根据开发情况实际调整部分井进行静压温度监测，井口推荐采用 KY65-21 型井口，预计生产过程中最高压力不超过 9MPa，该井口压力级别能够满足应用要求。

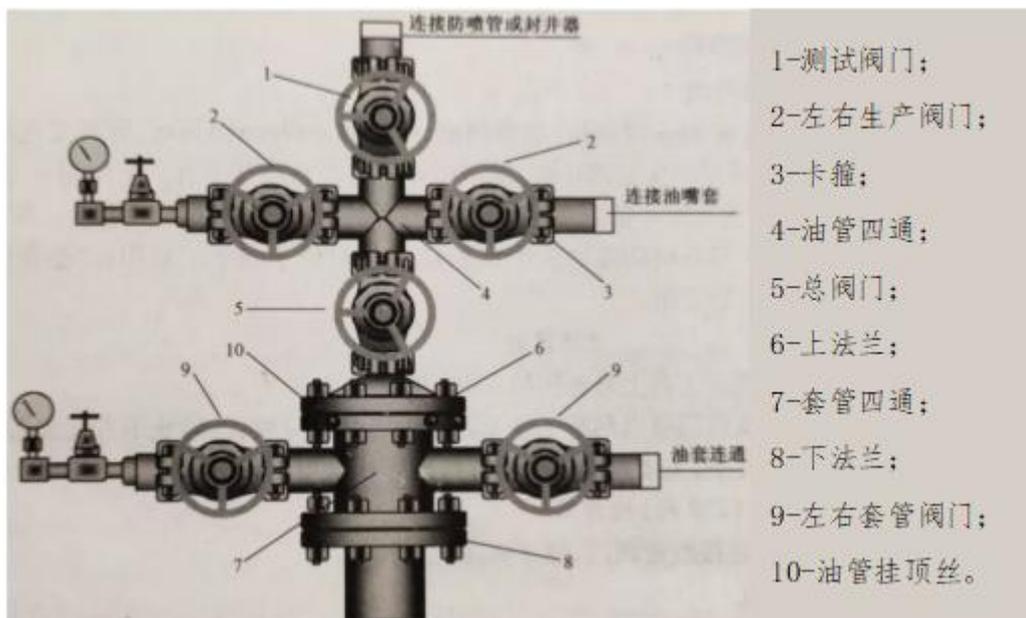


图 3.3-6 井口结构示意图

(3) 计量站

每 8-14 座井口产出液就近接入计量站进行计量，后设置电磁加热器（当出现析蜡现象时加热），计量加热后原油接入集油干线。

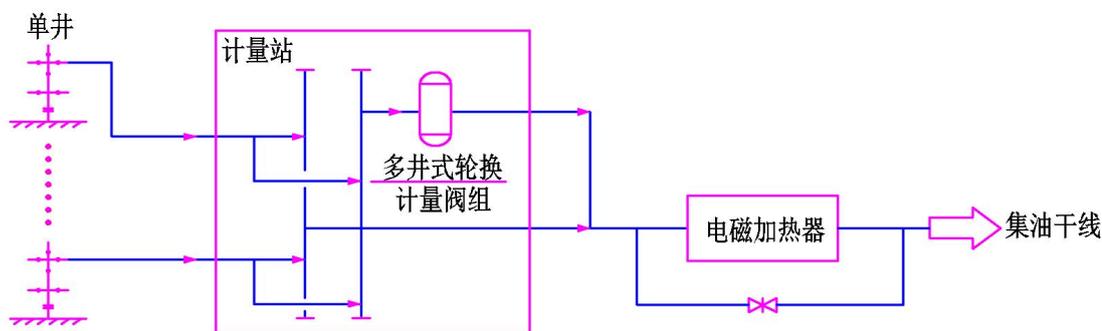


图 3.3-7 计量站工艺图

每座计量站由 1 座 14 井式多通阀橇、电磁加热器和 1 台称重式油井计量装置组成，最多可管辖 14 口油井。单井产油量采用间隙式连续自动计量。

各单井来液进计量站后，不需计量的单井来液进多通阀集油汇管输送至集油干线；需计量的单井来液经多通阀选井进入计量装置内进行称重计量，计量后的单井来液汇入多通阀集油汇管。

计量站单井来液自动选井计量可在综合处理站对电动多通阀进行远程有线选井控制来实现，同时有现场手动操作功能。

(4) 综合处理站

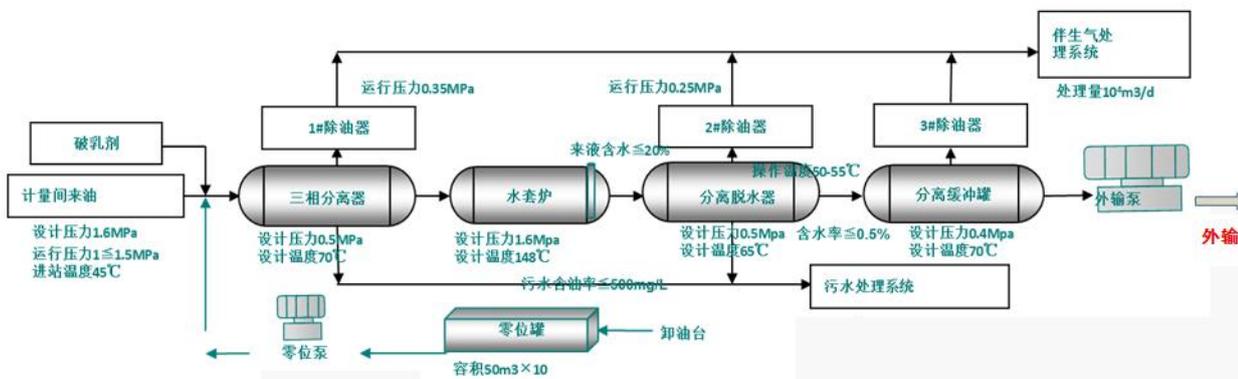
综合处理站是一座多功能大型沙漠油气集中处理站，主要由原油处理及外输、污水处理及注水、自动化、消防、变配电等五大系统组成，设计原油处理规模 40×10^4 吨/年，预留可扩展原油处理规模 5×10^4 吨/年，含油污水处理规模 $1500 \text{m}^3/\text{d}$ ，注水规模 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ 。

联合站所辖油区呈横条型分布，以联合站为中心分布，布站方式采用一级布站和二级布站相结合方式，即：联合站周边油井油气产物从单井井口单管集输至联合站计量间，经计量后的多井油气混合液输送到哈一联三相分离器；远离联合站的油井油气产物从单井井口单管常温集输至计量站，经计量后的多井油气混合液通过东西集油干线输送至联合站。

A. 原油处理系统

工艺流程：联合站原油处理系统工艺采用两段密闭分离沉降的热化学脱水处理工艺。其中一段采用油、气、水三相分离沉降，二段采用热化学沉降脱水工艺，二级压力确定为：三相分离器工作压力 0.38MPa ，热化学原油脱水器工作压力 0.20MPa 。

单井来油进站后经过计量与站外计量间来油混合注入破乳剂后进入三相分离器，进行油、气、水分离（一段脱水），脱除的污水去相变加热炉加热，含水油进入浮头式换热器管程与原油脱水器来高温净化油进行换热后进入相变加热炉加热至 45°C ，加热后的原油去原油脱水器（二段脱水）进行沉降分离，脱水后高温原油与三相分离器来液换热降温至 40°C ，然后进分离缓冲罐进行油气分离，净化油经外输泵输至装车区，通过罐车拉运。原油处理系统工艺流程框图如



下所示：图 3.3-8 原油处理系统工艺流程框图

B. 污水处理及注水系统

污水处理主流程：污水处理系统采用一级压力除油、两级双滤料过滤的污水处理工艺。由三相分离器、原油脱水器分离出来的生产污水首先进入污水加热炉进行加热（可不加热），然后经计量、加药后进入 600m³（2 座）来水接收罐缓冲沉降，然后经升压泵升压，进入污水除油器除去污水中的原油，出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物，过滤合格的污水进入 600m³（2 座）净化水罐。

反冲洗、回收流程：反冲洗泵从滤后水罐吸水，对滤罐进行反冲洗，反冲洗排水进入回收水罐 600m³（1 座），重新处理，保证污水全部回收。

污油回收流程：压力除油器及接收水罐回收的污油，压力除油器利用余压、接收水罐利用收油泵回收至装置区的二次闪蒸罐。

注水流程：注水系统采用“集中注水、多井配水”工艺，设计规模 1500m³/d，泵站设计压力 15MPa，注水系统采用 5 台注水泵（离心式注水泵），5 台注水泵并联，将处理合格的污水分配给东西注水干线，各个计量站内配水间再通过高压分水器将水分配给注水单井，通过流程切换可以单井注水或洗井。

（5）集油、单井注采管道

A. 采油管线

本工程单井组产油量 2~15t/d，介质含水，具有一定腐蚀性。

a. 管线材质的选择

目前油田油气集输常用的管道材质有金属管道和非金属管道两种，钢管主要是无缝钢管，非金属管道主要为柔性复合管和玻璃钢管等，现对这两种材质进行比选。

表 3.3-10 钢管和柔性复合管的优缺点

名称	优点	缺点
钢管	1、在油田应用时间长，施工和管理技术成熟，施工质量可靠。 2、管道抗冲击性以及抗渗漏能力强，适应各种复杂环境。 3、管件可现场制作，管道维抢修简单、方便、迅速。	1、易腐蚀，使用年限较短。 2、内壁粗糙，容易结垢，造成管道摩阻大，水力损失大，生产运行费用较高。管道防腐费用高。 3、重量大，运输和吊装困难。

名称	优点	缺点
柔性复合管	1、耐腐蚀性好，使用年限长。 2、内壁光滑，摩阻小，水力条件好，管道水力损失小，节省运行费用。 3、重量轻，便于运输和吊装。 4、小管径单根较长，可盘装，且价格低。 5、在塔中地形起伏大的沙漠地区，施工方便。	1、在油田应用时间较短。 2、不适宜在人员和车辆来往较多的地区。 3、管道维修困难，须提前购买或者预留相应管件，难以及时维修。 4、大管径柔性复合管单根长度短，失去连续性优势。 5、抗压强度和韧性较低，不耐外部冲击。

钢管管材强度较高，但耐腐蚀性弱。非金属管道是近年推广使用较快的新型管材，具有耐腐蚀性强，水力特性好，运输安装方便等特点。

柔性复合管目前生产、应用技术比较成熟，性价比较高，近些年应用柔性复合管工程较多，施工方便，经验丰富。油田含水原油中地层水高矿化度、高 Cl⁻含量加速了钢管线的腐蚀速度，目前针对此种现象优化了集输管线选材，即输送温度 ≤60℃ 的集输管线选用柔性复合管、玻璃钢管；输送温度 >60℃ 的集输管线选用钢管加内防腐层。本工程新建单井集油管道设计温度 60℃，因此管材选用柔性复合管（转换接头采用 316 材质并做防腐处理），执行标准为《石油天然气工业用非金属复合管 第 2 部分：柔性复合高压输送管》（SY/T6662.2-2012）。

b.管径选择

单井集油管道管径的大小主要取决于井口回压的大小。井口回压的大小与单井产量、集油温度、原油性质、管道距离、进站压力等因素有关。本工程单井产量不大且单井与计量站距离都较近，管道产生压降小，推荐单井集输管线管径选用 DN65。

B.注水干线

本工程注水干线输液量 2000m³/d，介质具有一定腐蚀性。

a.管线材质的选择

目前油田注水管线常用的管道材质有金属管道和非金属管道两种，钢管主要是无缝钢管，非金属管道主要为玻璃钢管等，玻璃钢管相比钢制管道摩阻小，能有效减小管道压降，基于采油管道的材质比选推荐注水管线选用玻璃钢管材质。

b.管径选择

推荐注水干线管线管径选用 DN150。

(6) 集油干线

本工程集油干线输液量 450t/d，介质含水，具有一定腐蚀性。

A. 管线材质的选择

目前油田油气集输常用的管道材质有金属管道和非金属管道两种，钢管主要是无缝钢管，非金属管道主要为柔性复合管和玻璃钢管等，集油干线管径较大，不适用于本工程，玻璃钢管相比钢制管道摩阻小，能有效减小管道压降，基于采油管道的材质比选推荐集油管线选用玻璃钢管材质。

B. 管径选择

集油干线管径的大小主要取决于介质流速和井口回压的大小。本工程集油干线输液量 450t/d，推荐集油干线管线管径选用 DN200。

3.3.4.2 集输系统平面站址

根据井口部署，开发区块东西方向宽，南北方向窄，呈狭长状分布，推荐采用二级布站方式，在开发区块中心地带建设联合站 1 座，建设集油干线和注水干线，沿干线布置 7 座计量站，注水阀组与计量站合建。采油井就近接入计量站，在站内进行轮换计量后进入集油干线，输往联合站；开发区块总体长度不大，基于经济性和便于管理考虑，注水增压设备集中布置，与联合站合建，高压水通过东西注水干线输至计量注水站，通过计量注水站内的分水器将注水干线来高压水接入各注水井。

3.3.5 工艺流程及产污环节分析

3.3.6.1 施工期

(1) 钻井

钻井工艺包括：钻前准备、钻井、钻井辅助作业、固井、钻井完成。其中钻井辅助作业包括测井、录井。

①前准备工作

- a、钻前整理场地，并保证全套钻井设备达到相关的安装标准。
- b、在钻机安装的过程中，注意保护原井口设备。
- c、要求天车、转盘、井口三点成一条铅垂线，误差小于 10mm；确保在施工过程中不偏磨井口套管及井控设备。
- d、设备运转正常，安全装置灵活好用。各种仪器仪表准确灵敏好用。
- e、钻具在入井前必须用 $\phi 48\text{mm}$ 通径规通径，以保证陀螺仪器下入。
- f、对所有的下井钻具进行外观检查和超声波探伤，准确丈量钻具，钻具记录上注明内外径、扣型，特殊工具要画草图。
- g、钻前道路以能通重型车为标准修建，打基础一般为预制件。

②钻井

钻井主要是利用钻头高效率地破碎岩石，钻头上面连接钻柱，钻柱把地面动力传给钻头；洗井主要是利用钻井液将钻进过程中产生的岩屑洗出至地面；接单根是指随着井不断加深钻杆也要随之加长，每次接入一根钻杆称之为接单根。起下钻主要为了更换磨损的钻头；固井主要是为了保护井眼和各地层之间不至有事故情况出现，将套管下入井中，并在井眼与套管之间灌注钻井液，封闭住地层。固井可有效保护地下水含水层不受破坏。

- a、该区块油藏埋藏浅、压力低，为防止钻井过程中的油层伤害，要求钻开油层时采用平衡钻井技术。
- b、井距较小，为了保证井网的均匀性，要求严格控制定向井井身轨迹，靶区半径小于 5m。
- c、采用低温早强固井技术，扶正居中、紊流替净等成熟固井技术。

d、为防止破坏下部水层，要求定深完钻。

③井下作业

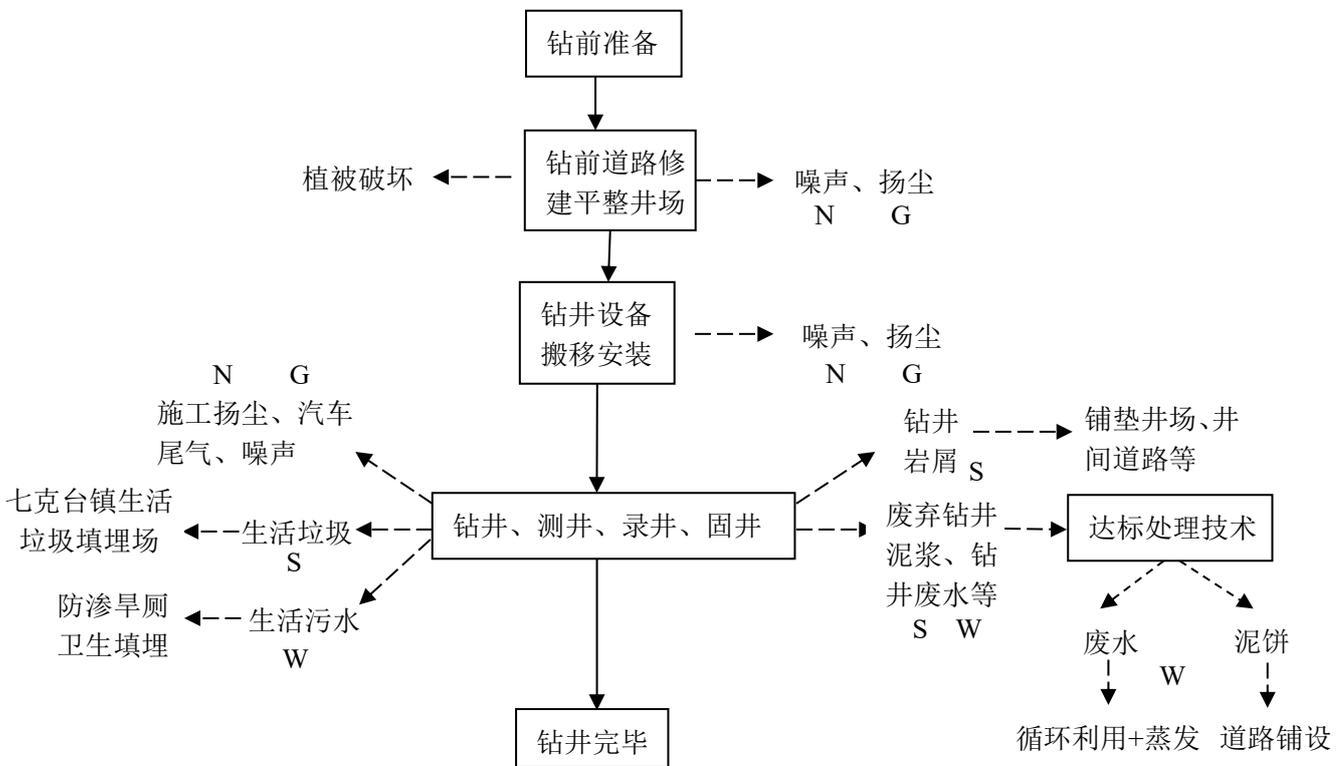
在钻进工程完成后，生产井投产之前需进行射孔完井。

a、射孔前洗井及压井液要与油层配伍，保证不伤害油层。

b、油井单层厚度小于 1.5m 和隔层厚度小于 0.5m 不避射，单层厚度大于等于 1.5m 时油层顶底各避射 0.2m。

c、油层段上下各避射一层，防地层水窜。

钻井期工艺流程及产污环节见图 3.3-9。



废气 G、废水 W、噪声 N、固废 S

图 3.3-9 钻井期工艺流程及产污环节图

本项目施工期钻井废水和泥浆、岩屑采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理，该技术可随钻即时处理废弃钻井泥浆（钻屑），能够达到“不落地”要求。该项技术是变“末端治理”为“全过程控制”，将废弃泥浆经过稀释—絮凝—分离成岩屑、泥饼和水三部分，对泥浆中的固体物通过水洗、絮凝分离和化学反应处理，使岩屑和泥饼达到排放标准，泥浆中的有害物质成分和氯离子被吸入水中

后，再用真空吸附或挤压方式脱水制成泥饼，同时将离心分离出来的废水经气浮沉淀、过滤系统、反渗透系统进行浓缩处理，处理后达标废水可回用于钻井循环利用。该处理技术随钻处理的钻井废水及固废泥饼浸出液均可达到国家相应标准要求，废水、废浆均可循环回用，固态物质泥饼量较处理前大大减少，不需修建岩屑池及泥浆池，有效减小了钻井废物的环境污染隐患，其处理工艺的环境、经济、技术可行，达到了废弃钻井泥浆资源化、减量化的目的，实现了井场清洁化生产。

(2) 地面建设

地面建设内容包括原油集输、道路、井场、综合处理站等系统工程。在集输管线挖沟敷设、道路施工以及进场建设等过程都会对地表植被造成破坏，此外还会产生扬尘、噪声、生活污水、生活垃圾等污染物。

① 管线施工

管线施工一般程序为：测量定线，施工作业带清理，清除障碍物，平整工作带，钢管防腐绝缘，防腐钢管运输，布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏，管沟开挖、下沟，分段试压，站间连接，通球扫线，阴极保护，工程验收。

管线施工过程及产污环节见图 3.3-10。

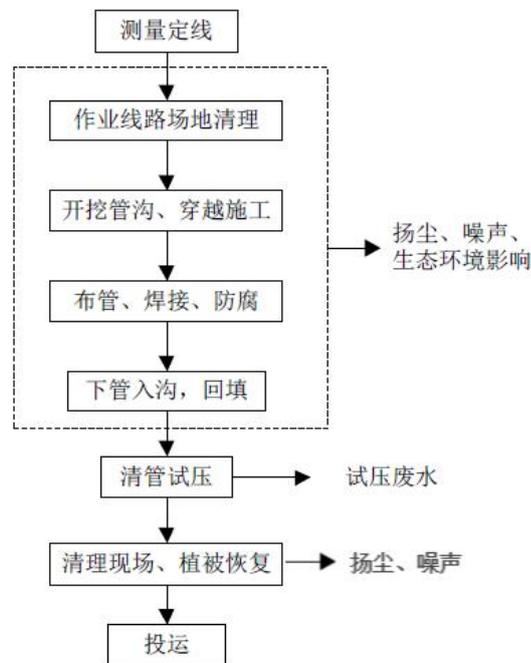


图 3.3-10 管线施工过程及产污环节图

a、施工作业带清理

管道施工初期，首先要对施工作业带进行清理和平整，进行布管、开挖管沟及焊接等施工作业。

在场地清理过程中，施工带范围内的土壤、植被和农作物都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工带宽度的范围内。本项目管线作业带 6m 宽计，边坡坡度按 1:1 计。

b、管沟敷设

管道采用沟埋方式敷设。开挖后，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤，然后下到管沟内。

c、清管、试压、干燥

管道在下沟回填后应清管和试压。采用清管球（器）进行清管，清管次数不应少于两次，以开口端不再排出杂物为合格。清管后用清水进行试压，严密性试验合格后进行使用。

d、管沟回填

开挖管沟时将表层土和下层土分别堆放。管沟回填土应高出地面 0.3m，在可植被覆盖地回填时，需先回填下层土，后回填表层土。管道出土端及弯头两侧分层回填夯实；管沟回填后立即恢复地貌。

②道路施工

本项目道路工程包括进站路和通井路，均为砂石路面。道路施工过程及产污节点见图 3.3-11。

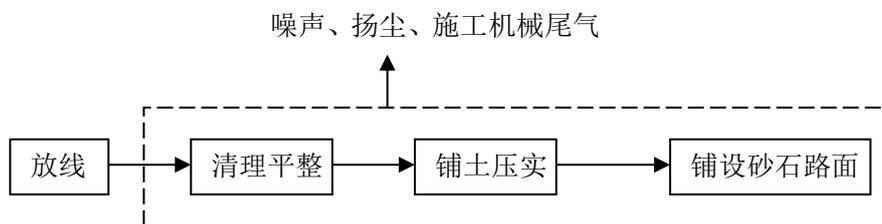


图 3.3-11 道路施工过程及产污节点图

3.3.6.2 运营期

(1) 原油开采

本项目采用单井注水的方式就行油砂油开采，生产过程包括三个阶段：注水

阶段、原油集输和洗井、井下作业。

a、注水阶段

注水时要求注入压力高于油藏压力。泵型的选择要根据油田具体情况和技术经济综合效益考虑。处理过的水经注水泵站加压，再经配水间分到各个注水井，注入水的流量在配水间进行计量。为防止设备和管线腐蚀，除在水中加入缓蚀剂外，还常在输水管线中加上水泥砂浆内衬或其他涂料的涂层，注水井中的油管也常增加涂料内涂层。

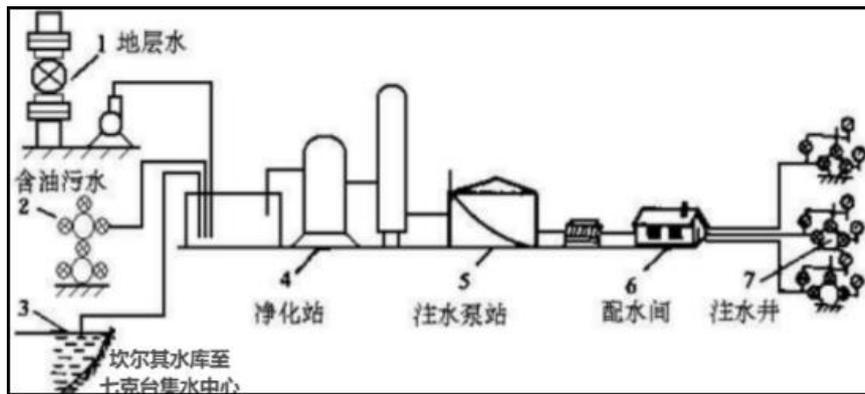


图3.3-12 注水开采工艺

b、原油集输

原油集输就是把油井生产的油气收集、输送和处理成合格原油的过程。这一过程从油井井口开始，将油井生产出来的原油在综合处理站进行脱水处理，使之成为合格的原油后再外售。

c、井下作业

井下作业主要包括维护性作业和措施性作业。

维护性作业主要以井下故障维修和产能恢复为目的，从而恢复采油井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的过程。

措施性作业主要包括改造、修井、洗井等，其主要作业环节基本相同，污染物主要为起管柱过程散落的少量落地油、刮削作业过程产生的含油污泥、烃类气体挥发，以及洗井环节产生的洗井废水。

3.3.6.3 退役期

退役期包含封井、地面设施拆除和占地恢复等工序。

闭井后，一般地下设施保留不动，但需对生产井进行封井（用水泥把整个油井进行封堵）；地面部分如采油井架、水泥台、电线杆等拆除，井间支路废弃等。对废弃的井场、道路采取生态恢复措施，使油区内人工景观的密度大大下降，而自然景观的连通性得以恢复，生态环境质量逐渐提高。

本项目运营期开采过程及产污环节见图 3.3-13。

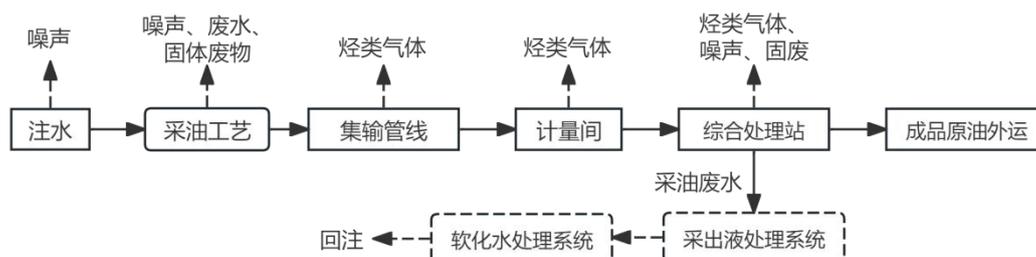


图 3.3-13 油砂矿运营期开采过程及产污环节

3.3.7 施工期污染源及源强核算

3.3.7.1 大气污染

本项目施工期产生的大气污染物主要有井场扬尘、钻井工程施工活动中大功率柴油机和发电机燃料燃烧废气、管线敷设以及运输车辆的尾气等，废气中主要污染物为非甲烷总烃、NO_x、SO₂、TSP、CO 等。

(1) 扬尘

项目施工扬尘主要是场地平整、井场设备安装，管道施工管沟的开挖回填，站场建设土地平整、设备安装的过程中，由于设备的运输，少量临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、沙石等材料的装卸、运输、拌合，钻井所需重晶石粉、水泥等物料的堆放等过程，均会导致部分尘埃散逸到周围环境空气中，增加环境空气中的颗粒物浓度。考虑到扬尘与风速、湿度和土壤颗粒大小等有关，不易确定，故不对其定量分析。

(2) 柴油机烟气

每个井队配备钻井柴油机 2 台，发电柴油机 2 台，柴油消耗量平均 2t/d。每口井钻井周期为 15d，共耗柴油 30t。施工期新建钻井 300 口，整个钻井期共耗柴油 9000t。根据《非道路移动源大气污染物排放清单编制技术指南（试行）》：

①非道路移动机械（柴油发电机组）大气污染物排放量计算公式为：

$$E = (Y \times EF) \times 10^{-6}$$

式中，E—非道路移动机械的 CO、HC、NO_x、PM_{2.5} 和 PM₁₀ 排放量，t；

Y—燃油消耗量，kg；

EY—排放系数，g/kg 燃料。

②二氧化硫排放量根据非移动源燃油中的硫含量计算，计算公式为：

$$E = 2 \times Y \times S \times 10^{-6}$$

式中，E—非道路移动机械的 SO₂ 排放量，t；

Y—燃油消耗量，kg；

S—燃油硫含量，g/kg 燃料。

③适用排放系数：

柴油机污染物排放系数和柴油机组燃烧废气中各污染物产生情况见表 3.3-11。

表 3.3-11 柴油机污染物排放量

污染物	排污系数 kg/t	柴油用量 (t)	排放量 (t)
CO	10.72	9000	96.48
NO _x	32.79		295.11
HC	3.39		30.51
SO ₂	0.02		0.18
PM ₁₀	2.09		18.81
PM _{2.5}	2.09		18.81

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

(3) 车辆尾气

油田开发各类工程及运输车辆较排放的尾气会对大气环境造成一定污染。经调查，每辆车日耗油量为 11.52kg/d(14.4L/d)，根据每千升油类所产生的空气污染物系数分别为非甲烷总烃：0.12kg、NO_x：2.8kg、TSP：0.25kg、CO：0.63kg，计算出平均每辆车日排放烃类物质 0.0017kg/d，NO_x 为 0.04kg/d，TSP 为 0.0036kg/d、CO 为 0.0091kg/d。由于车辆数量和每辆车行驶的公里数不易确定，固不对其进行定量评价。

表 3.3-12 施工期大气污染物排放情况表

污染源	污染物	污染源特征	排放量 (t/施工期)	排放去向
柴油机烟气	CO	无组织	96.48	环境空气
	NO _x		295.11	
	HC		30.51	
	SO ₂		0.18	
	PM ₁₀		18.81	
	PM _{2.5}		18.81	

3.3.7.2 废水污染

本项目施工期排放的废水主要为钻井废水、管道试压废水和施工人员的生活污水。

(1) 钻井废水

钻井废水是油田开发初期在油（水）井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、冲洗钻井设备、检修等排放的废水及废弃泥浆含水的统称，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有石油类、COD 等。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产污系数表，普通气井（<2km 进尺）产污系数 54.94t/100m 进行估算。本项目钻井深度 9.54×10^4 m，则钻井废水产生量为 52412.76m³。钻井废水采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”收集处理达标后回用于井场，用于泥浆配制，不外排。

完钻生产井在射孔前，需要用清水洗去井下残余泥浆，此时排放少量完井废水。井场产生的少量完井废水与废弃泥浆一并由“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理。

(2) 管道试压废水

本项目管道试压介质为洁净水，废水中除含有少量铁锈及灰尘外，无其它污染物。本项目集油支干线总长度 38km，采用分段试压，分段试压用水最大量约为 34m³。本项目开采为滚动开发，内部集油和供水支线为分段建设，分段试压，由于每段支线长度较短，因此单次试压用水量较小。管道试压废水排入罐车内，拉运至综合处理站采出液处理系统处理达标后回注。

由于本项目滚动开发，前 3 年边建设边投产，且项目施工期管道试压废水需

运至采出液处理系统处理，因此，按照“三同时”制度，本次评价要求采出液处理系统须在管道试压之前完工。

(3) 生活污水

本项目井场分 3 年建设，施工期较长，总施工时间约 600 天。一般每个钻井队 30 人，按每人每天排放废水 0.05m³/d 计，则整个施工期的生活污水产生量为 900m³，废水中主要污染物为 COD、BOD₅、氨氮、SS 等，浓度分别为 COD：350mg/L，BOD₅：170mg/L、氨氮：25mg/L、SS：200mg/L，拟排入移动防渗旱厕，钻井结束后均及时填埋，不会对环境造成污染。

本项目施工期废水排放情况见表 3.3-13。

表 3.3-13 施工期废水排放情况表

污染源	废水产生量 (m ³)	废水排放量 (m ³)	污染物浓度 (mg/L)		污染物产生量 (t)	去向
			SS	石油类		
钻井废水	52412.76	0	SS	6	0.314	采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”收集处理达标后回用于泥浆配制，不外排
			石油类	0.33	0.017	
管道试压废水	34	0	COD	300	0.010	经罐车收集后运至综合处理站采出液处理系统处理
			SS	200	0.007	
生活污水	900	0	COD	300	0.270	排放至移动旱厕，定期清掏
			BOD	170	0.153	
			氨氮	25	0.023	
			SS	250	0.225	
合计	53346.76	0	/	/	/	/

3.3.7.2 固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要有废弃钻井泥浆、废岩屑、施工弃土、生活垃圾等。

(1) 废弃钻井泥浆与岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中 50%的岩屑混进泥浆中，剩余的岩屑经泥浆循环携带出井口，在地面经振动筛分离出来。其量与

井身结构以及回收率等有关。

根据对周边石油开发区块情况的调查，泥浆循环利用率在 60%以上。

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

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

式中：V——废弃钻井泥浆排放量，m³；

D——井的直径，m，取 0.38m；

h——井深，m，取平均 320m。

钻井岩屑的产生量可按下式进行计算：

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

式中：W——废弃钻井岩屑排放量，m³；

D——井的直径，m，取 0.38m；

h——井深，m，取 320m。

利用上述公式计算出本项目钻井废弃泥浆和岩屑产生量见表 3.3-14。

表 3.3-14 钻井期间钻井废弃泥浆和岩屑产生量

污染物	单井产生量		总产生量	
	体积 m ³	质量 t	体积 m ³	质量 t
废弃钻井泥浆	109.66	138.66	32898	41598
钻井岩屑	36.27	45.34	10881	13602
合计	131.51	164.4	39453	49320
备注：固化废弃泥浆密度约为 1.25t/m ³				

本项目钻井期一开和二开上部为非磺化水基钻井液体系，二开下部以下为磺化水基钻井液体系。根据《关于进一步加强和规范油气田勘探开采行业废弃物污染防治工作的通知》（新环发〔2016〕360号）的要求，须对钻井泥浆进行妥善处置，针对不同泥浆类型（磺化、非磺化）其处理要求不同。

非磺化泥浆和岩屑一同由“钻井废弃物不落地达标处理技术”进行无害化处理，处理后泥浆泥饼达到《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《油气田钻井固体废物综合利用污染控制

要求》(DB65/T 3997-2017)标准后作为可利用资源,用于铺垫井场和井间道路。

磺化泥浆应按照《危险废物鉴别标准 通则》(GB 5085.7-2019),在项目试运行过程中及时检测,并报请固化管理部门确定是否属危险废物,若为危险废物,则就近委托具有相应危险废物处置资质和处置能力的单位处置,若为一般工业固体废物,则就近委托具有相应固体废物处置能力的单位处置。

(2) 施工弃土

项目管线工程和电力线路施工期间将动用一定量的土方。管道沟槽回填时按生、熟土顺序堆放,用于后期植被恢复。回填后管沟上方留有自然沉降余量(高出地面 0.3m),剩余土方在施工结束后,用于井场、道路和站场施工场地,实施压实平整水土保持措施,不再单独设置取、弃土场,无弃土外运。

(3) 生活垃圾

钻井期间按每人每天产生 0.5kg 生活垃圾进行估算,钻井阶段整个油田开发工程共产生生活垃圾 9t,运往七克台镇生活垃圾填埋场填埋处置。

本项目施工期固体废物排放情况见表 3.3-15。

表 3.3-15 施工期固体废物排放情况

污染物	产生量 (t/施工期)	处置量 (t/施工期)	排放量 (t/施工期)	备注
废弃钻井 泥浆	41598	41598	0	非磺化泥浆和岩屑由“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后,用于铺垫井场和井间道路;在试运行过程中对磺化泥浆及时检测,并报请固化管理部门确定是否属危险废物,若为危险废物,则就近委托具有相应危险废物处置资质和处置能力的单位处置,若为一般工业固体废物,则就近委托具有相应固体废物处置能力的单位处置。
钻井岩屑	13602	13602	0	
生活垃圾	9	9	0	运往七克台镇生活垃圾填埋场填埋处置
合计	39462	49329	0	

(4) 噪声

施工期噪声主要为钻井井场噪声和地面工程施工噪声。钻井井场噪声主要由柴油发电机组、钻机、泥浆泵、振动筛等产生，声源强度在 87~105dB(A)；地面工程施工噪声主要由挖掘机、推土机、电焊机、吊管机、压路机等产生，声源强度在 80~95dB(A)。

本项目施工期噪声污染源详见表 3.3-16。

表 3.3-16 施工机械设备噪声

机械设备名称	声源特点	噪声级 dB (A)	位置
柴油机发电机组	连续稳态声源	102	钻井井场
钻机	连续稳态声源	92	
泥浆泵	连续稳态声源	87	
液压挖掘机	流动不稳态源	90	地面工程施工场地
推土机	流动不稳态源	88	
轮式装载机	流动不稳态源	95	
重型运输车	流动不稳态源	90	
压路机	流动不稳态源	90	
电焊机	连续稳态声源	87	
吊管机	流动不稳态源	80	
冲击式钻机	连续稳态声源	85	

3.3.8 运营期污染源及源强核算

3.3.8.1 废气

本项目主要工程为井场部署及集输管线工程，项目运营期产生的大气污染物主要为集输管线和综合处理站罐区挥发的非甲烷总烃、食堂油烟废气和运输车辆尾气等。

(1) 管线集输和综合处理站罐区挥发的非甲烷总烃

本项目运营期油砂油因挥发泄漏损失，有非甲烷总烃无组织逸散排放，主要来自集输管线和综合处理站罐区。

A、管线集输过程中挥发的非甲烷总烃

本项目运营过程中、站场无组织废气主要从阀门、接口等节点逸散。根据《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017），采用设备动静密封点核算方法对挥发性有机物排放量进行核算，计算公式如下：

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

式中, E 设备——设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量, kg/a;

t_i ——密封点 i 年运行时间, h/a。

$e_{\text{TOC},i}$ ——密封点 i 的总有机碳(TOC) 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;

$WF_{\text{TOC},i}$ ——流经密封点 i 的物料中总有机碳(TOC)平均质量分数;

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

各类型设备与管线组件密封点的排放系数 (EF) 参考《附表 3 工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》中的精炼石油产品制造的设备动静密封点排污系数。根据设计单位提供数据, 各动静密封点数量。设备动静密封点排污系数一览表详见表 3.3-17, 项目井场、计量站无组织废气非甲烷总烃排放情况详见表 3.3-18。

表 3.3-17 设备动静密封点排污系数一览表

序号	设备类型	排放速率 kg/h/排放源
1	连接件	0.028
2	开口阀或开口管线	0.03
3	阀门	0.064
4	压缩机、搅拌器、泄压设备	0.073
5	泵	0.074
6	法兰	0.085
7	其他	0.073

表 3.3-18 项目无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	设备类型	数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h/a)	年排放量 (t/a)
单座采油井场						
1	阀门	6	0.064	0.0012	8760	0.010
2	法兰	13	0.085	0.0033	8760	0.029
单座计量站						

1	阀门	22	0.064	0.0042	8760	0.037
2	法兰	21	0.085	0.0054	8760	0.047

经核算，本项目单座采油井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.0045kg/h，排放量为 0.039t/a，260 座采油井场非甲烷总烃排放速率为 1.17kg/h，排放量为 10.14t/a；本项目单座计量站无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.0096kg/h，排放量为 0.084t/a，7 座计量站非甲烷总烃排放速率为 0.0672kg/h，排放量为 0.588t/a，本项目共计无组织排放废气中非甲烷总烃排放量为 10.224t/a。

B、罐区挥发的非甲烷总烃

综合处理站内新建 250m³ 一次沉降罐 1 座、250m³ 二次沉降罐 1 座、400 m³ 油罐 2 座（1 用 1 备），储罐均采用内浮顶罐，在油罐顶部设有呼吸孔，当收发油品或环境温度变化时，就会引起储罐的大呼吸或小呼吸蒸发损耗。前者是与罐中液面变化有关的损耗，后者是与温度变化引起的蒸发空间的热胀冷缩有关的损耗。本次评价采用《石油库节能设计导则》（SH/T3002-2000）附录 A 推荐的公式。

a、大呼吸挥发损耗计算公式

内浮顶罐：

$$L_w = \frac{4Q_1 C \rho_Y}{D} \left(1 + \frac{N_c F_c}{D}\right)$$

式中 L_w——内浮顶罐年大呼吸损耗量（kg/a）；

Q₁——油罐年周转量（103m³/a）；

D——油罐直径（m）；

ρ_Y——油品的密度（kg/m³）；

C——油罐壁的粘附系数（m³/1000m²）；

N_c——支柱个数；

F_c——支柱有效直径；

b、小呼吸蒸发损耗计算公式

内浮顶罐：L_s=K8（K_eD+F_e+F_dK_dD²）P*mYK_c

$$F_m = \sum_j (N_{mj} K_{mj})$$

$$P^* = \frac{P_y / P_a}{[1 + (1 - P_y / P_a)^{0.5}]^2}$$

式中 L_s ——内浮顶罐年小呼吸损耗量 (kg/a)；

F_d ——顶板接缝长度系数，系指顶板接缝长度与顶板面积的比值；

F_e ——密封损耗系数

K_d ——顶板接缝损耗系数，焊接顶板， $K_d=0$ ；非焊接顶板， $K_d=3.66$ ；

K_c ——油品系数，原有 $K_c=0.4$ ，汽油 $K_c=1$ ；

K_e ——边圈密封损耗系数；

K_8 ——单位换算系数， $K_8=0.45$ ；

D ——油罐直径；

F_m ——浮盘附件总损耗系数；

N_{mj} ——某种附件个数；

K_{mj} ——某种附件的损耗系数

储罐无组织排放计算参数及计算结果见表 3.3-19。

表 3.3-19 罐区非甲烷总烃产生量计算参数及计算结果

储罐名称	数量	储罐容积 (m ³)	最大年周转量 Q (10 ⁴ t)	损耗 (t/a)	
				大呼吸	小呼吸
一次沉降罐	1	250	21	0.03	0.20
二次沉降罐	1	250	21	0.03	0.20
净化油罐	2	400	21	0.10	0.54
合计	/	/	/	0.16	0.94
总计	/	/	/	1.1	

备注：油品密度：0.95t/m³，储罐形式均为内浮顶罐。

由表 3.3-19 可知，本项目罐区非甲烷总烃产生量合计为 1.1t/a。拟在罐区配套建设油气回收装置，回收效率可达 90%以上，可有效减少罐区非甲烷总烃的无组织排放。经计算，本项目采取油气回收措施后，罐区非甲烷总烃的排放量约 0.11t/a。

本项目集输过程中及罐区非甲烷总烃无组织排放情况见表 3.3-20。

表 3.3-20 本项目非甲烷总烃无组织排放情况

项目	非甲烷总烃产生量 (t/a)	非甲烷总烃削减量 (t/a)	非甲烷总烃排放量 (t/a)
集输管线	10.224	0	10.224
罐区	1.1	0.99	0.11
合计	11.324	0.99	10.334

(2) 食堂油烟废气

本项目办公生活区内设食堂，就餐人数按照 150 人计，每人每天食用油耗量按 15g 计，则食用油消耗量 2.25kg/d，油烟挥发量按 2%计，则油烟产生量为 0.045kg/d(15.3kg/a)，油烟机的排风量为 3000m³/h，则油烟产生浓度为 7.5mg/m³，经高效油烟净化器（除油效率≥75%，设 3 个灶头）处理后，排放量为 0.014kg/d（3.83kg/a），油烟排放浓度为 1.88mg/m³，能够满足《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18438-2001）中的最高允许排放浓度限值要求。

(3) 车辆尾气

本项目运营期矿区内有运输车辆活动，但由于车辆数量与每辆车行驶里程不易确定，因此本次评价不对其定量分析。

3.3.8.2 废水

本项目运营期产生的废水包括采油废水、井下作业废水和生活污水。

①采油废水

采油废水主要来自生产期的采油作业。它包括油层本身所含的边水、底水及驱采油时注入的大量水，废水中含有石油类及少量表面活性剂。本项目年平均采油废水量 39.85×10⁴m³，年最大采油废水量 71.55×10⁴m³，计划在综合处理站新建采出液处理系统 1 套，设计规模为 2000m³/d，可以满足本项目污水处理要求。

②井下作业废水

井下作业废水包含洗井废水和修井废水。

a、洗井废水

洗井作业主要指油井长时间运行后，抽油杆易于结蜡，需热水清洗。洗井废水中主要含有石油类、表面活性剂和酸碱等化学药剂。类比稠油开采，本项目洗井周期一般为 100 天，即每个生产周期后根据抽油杆结蜡情况进行洗井，洗井次

数为 1 次/年。洗井强度为 30m³/h, 洗井时间为 2h, 则每口井每次洗井废水约 60m³。本项目运营期部署开发井 252 口, 注水井 48 口, 利用老井 8 口, 经计算洗井废水量约 1.848×10⁴m³/a。洗井废水采用罐车运至综合处理站采出液处理系统处理后回用。

b、修井废水

修井废水指油田生产期修井作业后反排时产生的废水。修井为不定期流动进行, 类比稠油开采, 一般 1 年一次, 每次修井每口井产生废水 5~10m³, 平均 7.5m³。本项目运营期部署开发井 252 口, 注水井 48 口, 故正常生产时修井共可产生井下作业废水 2310m³/a。修井废水采用罐车运至综合处理站采出液处理系统处理后再回用。

③生活污水

据估计本项目运营期生活污水由淋浴、洗涤、冲厕、餐饮等污水组成, 运营期施工人员 150 人, 生活用水按 111L/人计, 生活污水量约 16.7m³/d, 合计 5010m³/a。综合处理站内设生活污水处理站, 处理规模 20m³/d。生活污水经排水管道收集至生活污水处理站, 拟采用“生物处理+物化处理”水处理工艺处理后, 出水水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002) 一级 A 标准后, 灌溉期用于矿区绿化, 非灌溉期贮存于站内 2000m³ 防渗储水池内, 待来年绿化灌溉。

本项目运营期废水产生量详见表 3.3-21。

表 3.3-21 本项目运营期废水产生量汇总

废水源	废水产生量 (m ³ /a)	污染物产生浓度 (mg/L)				污染物产生量 (t/a)			
		COD	石油类	SS	氨氮	COD	石油类	SS	氨氮
采油废水	39.85×10 ⁴	800	200	150	/	318.80	79.70	59.78	/
洗井废水	18480	2760	80	2000	/	51.00	1.48	36.96	/
修井废水	2310	2760	80	2000	/	6.38	0.18	4.62	/
生活污水	5010	300	/	150	20	1.50	0.00	0.75	0.10
合计	424300	6620	360	4300	20	377.68	81.36	102.11	0.10

3.3.8.3 固体废物

本项目运营期产生的固体废物主要为修井落地油、综合处理站采出液处理系

统和储罐产生的油泥和生活垃圾等。

(1) 修井落地油

在采油井投产一段时间后，由于腐蚀结垢，机具损坏等原因，往往要进行修井，修井时要将油管全部拔出，以更换损坏的油管和机具。目前油田修井与以往修井不同，不再在井场铺垫防渗布，取而代之的是在井口布置修井平台，底部设置防渗铁质方箱，将修井和洗井的含油废水直接存在方箱中，定期抽至罐车运往综合处理站采出液处理系统进行处理，通过采取这种修井方式，正常情况下修井时不再有原油的散落。

(2) 油泥（砂）

本项目运行期开采原油首先经除砂间内旋流除砂装置除取较大颗粒泥砂，根据类比调查及试采阶段实测数据，开采原油中含砂量约在 0.01%左右，本项目运行期最大年产量为 $18.08 \times 10^4 \text{t/a}$ ，由此计算油泥量为 18.1t/a。此类油泥属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08。

运行期综合处理站采出液处理系统或沉降罐产生的沉淀物，其主要成分为残存的污油及罐体腐蚀生成的氧化铁碎屑等，另有部分为泥土等杂质。污泥脱水后含水率 $\leq 70\%$ ，含油量占干污泥的 10%-20%（本项目取 15%）。根据类比调查，稠油开采油泥的产生量为 1.5t/（万 t 原油），由此计算本项目运营期采出液处理系统或沉降罐产生的含油污泥量为 27.12t/a，属危险废物 HW08（废物代码：900-210-08）。

综上，本项目运营期含油泥（砂）年最大产生量为 45.22t/a，含油污泥暂存于综合处理站油泥暂存池定期清运，就近委托具有相应危险废物处置资质和处置能力的单位处置。

(3) 废润滑油

本项目油砂矿运营期为维持正常生产，需不定期对矿区的生产设备及辅助设备、运输设备进行维护、修理，在此过程中机修间会产生废润滑油，估算本项目废润滑油产生量为 0.1t/a。废润滑油属于危险废物 HW08 废矿物油和含矿物油废物（危废代码：900-214-08），集中收集后，定期由有危险废物处置资质的单位

进行处理。

(4) 废防渗膜

本项目钻井施工区域铺垫防渗膜，防止施工过程中产生的废油污染土壤，防渗膜可重复利用，若使用过程中防渗膜破损无法再次利用，则沾满油泥的废弃防渗膜作为危险废物，委托有危险废物资质单位处置。

废弃防渗膜根据《国家危险废物名录》（2025 年版）“HW08 废矿物油与含矿物油废物类”，属于使用过程中沾染矿物油的废弃包装物，危废代码为 900-249-08。

(5) 废离子交换树脂

本项目软化水处理系统钠离子交换器的离子交换树脂需定期更换，每3年更换一次，废离子交换树脂产生量约0.6t/3a，平均0.2t/a。废离子交换树脂属于危险废物，危废类别为HW13（危废代码为900-015-13），必须暂存于危废贮存库内，定期委托有资质单位处置。

(6) 生活垃圾

本项目运营期新增定员 150 人，每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，站场生活垃圾产生量为 22.5t/a，统一收集送垃圾处理场进行处理。

本项目运营期固体废物排放情况见表 3.3-21。

表 3.3-21 本项目运营期固体废物排放情况

污染物名称	主要成分	危险废物类别	危险废物代码	产生量 (t/a)	排放去向
油泥(砂)	泥沙、原油等	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-210-08、071-001-08	45.22	就近委托具有相应危险废物处置资质和处置能力的单位处置
废润滑油	废润滑油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-214-08	0.1	定期由有危险废物处置资质的单位进行处理
废防渗膜	石油类	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	/	定期由有危险废物处置资质的单位进行处理
废离子交换树脂	废离子交换树脂	HW13有机树脂类废物	900-015-13	0.2	暂存于危废贮存库内，定期委托有资质单位处置
生活垃圾	生活垃圾	/	/	22.5	运往七克台镇生活垃圾

					填埋场填埋处置
合计	82.72				

3.3.8.4 噪声

本项目运营期产生的噪声主要为站内设备运行产生的噪声和井场抽机噪声等。主要噪声源为输油泵、水泵、机泵、抽油机等。通过将声源较大的设备置于室内，场界外能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求。主要声源强度表见表 3.3-22。

表 3.3-22 本项目主要声源强度表

序号	噪声源	发声源	声源强度	治理措施
1	综合处理站	输油泵	80~85	选用低噪音设备，各种机泵置于厂房内，并采取减振降噪措施
2		水泵	85~90	
3	井场	抽油机	65~80	选用低噪音设备、设备定期维护
4		井下作业	65~80	
5		机泵	85~90	

3.3.9 退役期污染源及源强核算

本项目退役期并非所有采油井都同时关闭，而是一个陆续和渐进的过程。在退役期需将那些产能低或者无续采价值的采油井陆续关闭，直到将所有井关闭，项目运行结束。

3.3.9.1 大气污染

退役期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中，将有少量的施工机械废气产生，主要污染物为 SO₂、NO_x、C_mH_n 等。由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较小。

3.3.9.2 废水污染

退役期管线清理过程中会产生清管废水，主要污染物是悬浮物、石油类，清管废水收集后由罐车拉运至综合处理站处理，处理合格后用于回注油藏，不外排。

3.3.9.3 固体废物

①地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。不能回收的外运至指定填埋场填埋处理；

②地面设施拆除、井场清理等工作过程中被油品污染的土壤或油渣等危险固废，集中收集后交有资质单位转运及处置。

3.3.9.4 噪声

项目进入退役期时，噪声主要源自井场设备拆卸和车辆运输，影响范围在声源周围 200m 范围内。

3.3.10 污染物排放汇总

本项目施工期和运营期污染物排放汇总见表3.3-23。

表 3.3-23 本项目施工期和运营期污染物排放情况汇总

时期	类别	名称	产生量	消减量	排放量	排放情况
施工期	废气	CO (t)	96.48	0	96.48	无组织排放
		HC (t)	30.51	0	30.51	
		NOx (t)	295.11	0	295.11	
	废水	钻井废水 (m ³)	52412.76	52412.76	0	采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”收集处理达标后回用于泥浆配制，不外排
		管道试压废水 (m ³)	34	34	0	在综合处理站采出液处理系统处理后全部回用
		生活污水 (m ³)	900	900	0	排入移动防渗旱厕，定期清掏
	固体废物	废弃钻井泥浆 (t/a)	41598	41598	0	非磺化泥浆由“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后，用于铺垫井场和井间道路；在试运行过程中对磺化泥浆及时检测，并报请固化管理部门确定是否属危险废物，若为危险废物，则就近委托具有相应危险废物处置资质和处置能力的单位处置，若为一般工业固体废物，则就近委托具有相应固体废物处置能力的单位处置。
		钻井岩屑 (t/a)	13602	13602	0	
		生活垃圾 (t/a)	9	9	0	
	噪	钻井井场噪声	87~102dB (A)			满足建筑施工厂界噪声限值

时期	类别	名称	产生量	消减量	排放量	排放情况	
	声	地面工程施工噪声	80~95dB (A)			昼间<70dB (A) 夜间<55dB (A)	
运营期	废气	非甲烷总烃 (t/a)	罐区挥发	1.1	0.99	0.11	采取油气回收措施后, 无组织排放
			集输管线	10.224	0	10.224	无组织排放
		食堂油烟废气 (kg/a)		15.3	11.47	3.83	满足《饮食业油烟排放标准(试行)》(GB18438-2001)中的最高允许排放浓度限值
	废水	采油废水 (m ³ /a)		39.85×10 ⁴	39.85×10 ⁴	0	在综合处理站采出液处理系统处理后全部回用
		洗井废水 (m ³ /a)		18480	18480	0	
		修井废水 (m ³ /a)		2310	2310	0	
		生活污水 (m ³ /a)		5010	5010	0	矿区绿化, 冬储夏灌
	固体废物	油泥(砂) (t/a)		45.22	45.22	0	就近委托具有相应危险废物处置资质和处置能力的单位处置
		废润滑油 (t/a)		0.1	0.1	0	定期委托有危险废物处置资质的单位进行处理
		废离子交换树脂 (t/a)		0.2	0.2	0	暂存于危废贮存库内, 定期委托有资质单位处置
		废防渗膜		/	/	/	暂存于危废贮存库内, 定期委托有资质单位处置
		生活垃圾 (t/a)		25.5	25.5	0	运往七克台镇生活垃圾填埋场填埋处置
	噪声	综合处理站噪声	80~90dB (A)			厂界噪声限值 昼间<60dB (A) 夜间<50dB (A)	

3.4 清洁生产水平分析

本节对本项目钻井过程、运营期、油气集输及处理过程、管理等方面进行清洁生产分析。

3.4.1 清洁生产技术和措施分析

(1) 钻井过程的清洁生产工艺

- 1) 采取小井眼钻井工艺技术, 减少固体废物的排放。
- 2) 在钻井、防砂等钻采工艺中, 采取防渗漏措施(下入表层套管), 防止

钻井化学药剂对地下水的污染。

3) 钻井过程中, 采用钻井泥浆循环系统、泥浆泵冷却水循环系统、废油品回收专用罐、钻井废水循环回收罐等环保设施, 最大限度减少污染物排放量。

4) 作业井场采用泥浆循环系统、废油品回收专用罐等环保设施, 泥浆循环利用率(重复利用)达到 90%以上, 最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。

5) 采用低固相优质钻井液, 尽量减少泥浆浸泡油层时间, 保护储层。

6) 设置井控装置(防喷器等), 并采取了防止井喷和井漏的技术措施, 以及防止井喷事故对环境造成污染影响。

7) 钻井废水、废钻井泥浆等采用钻井废弃物不落地达标处理技术, 以避免对土壤和地下水环境造成污染影响。

8) 在勘探开发过程中, 应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收, 落地原油回收率应达到 100%。

(2) 油气集输及处理清洁生产工艺

1) 采用功能较强的 PLC 系统对主要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, 实现集输生产过程少放空, 减少天然气燃烧对环境的污染。

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

3) 油气集输采用密闭集输流程

在集输流程上, 油气从井口送至综合处理站, 采用密闭流程, 降低了油气的损耗, 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

对井场及站场按工艺流程进行优化组合, 布置紧凑。将油、水、电等沿地表自然走向敷设, 最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。

(3) 运营期井下作业清洁生产工艺

1) 在井场加强采油井井口的密闭, 减少井口烃类的无组织挥发。

2) 在井下作业过程中, 酸化液和压裂液宜集中配制, 酸化残液、压裂残液

和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。

3) 在井下作业过程中，对产生的井下作业废水采用循环作业罐（车）收集，运至综合处理站处理达标后回注油藏，不外排；油泥（砂）交由有资质的单位进行无害化处置；井下作业过程中铺膜防止油品落地，对作业过程中散落的落地油，及时收集清运，拉运至危废贮存池进行处理。

（4）建立有效的环境管理制度

本项目采用 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。为减少和避免环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制定了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

本项目主要采取的环境管理措施如下：

1) 落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

2) 在钻井生产过程中，防止泥浆、污水外溢，发生外溢时及时清理，并恢复原貌。泥浆药品按照标准化管理规定妥善存放，如在装卸过程中发生散落要及时清理回收。

3) 井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；在采气过程中加强管理，对管线及井口设施定期检查，维修，减少或避免生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

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

3.4.2 清洁水平分析

（1）评价指标体系

《石油和天然气开采行业 清洁生产评价指标体系》（试行）中规定的清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所

组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如常用纤维原料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、碱回收率、固体废物综合利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.8-1~表 3.8-3。

（2）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：

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

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。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：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

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6 P_1 + 0.4 P_2$$

式中： P ——清洁生产综合评价指数；

P_1 ——定量评价指标考核总分值；

P_2 ——定性评价指标考核总分值。

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

表 3.4-1 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

清洁生产的主体是企业自身，是提高企业形象、提高市场竞争力的有效手段，是推动企业技术进步，实现资源综合利用，达到“节能、降耗、减污、增效”目标的有力措施。通过实施环境保护目标责任制、建立HSE管理体系、推行清洁生产，全面实现环境保护“增产减污”的发展目标。

3.4.3 清洁生产建议

本项目较好地考虑了清洁生产的要求，但为更好地、持续地进行清洁生产，针对钻井液循环率低的情况，提出以下建议。

(1) 采用闭合泥浆循环系统。对钻井液性能进行四级净化，避免钻井液的频繁稀释及反复加药，这样可以使钻井液体积减小，耗药量降低，从而使完井后的废钻井液处理量降低。

(2) 搞好固井，防止固井工程事故，而增加钻井废液的排放量。

(3) 提高钻井泥浆固相控制效率。钻井液密度是一项重要的性能指标，其必须控制在一定范围内。随着钻井液的重复使用，泥浆中的固相含量一般会逐渐升高，升至一定限度后必须加药加水重新调制，因此，提高钻井液固控系统的处

理效率，控制钻井液中固相含量的升高，对减少钻井液的产生和排放量起着重要作用。

(4) 搞好钻井设计，合理选择井身结构、井眼尺寸及钻井技术。

3.4.4 持续清洁生产

清洁生产是一个相对的概念，推行清洁生产是一个不间断的过程。作为业主应成立相应的组织机构（或由环保、安全等部门牵头，其他部门参加），依据有关环保法规和节能、节水规定，在工程的开发建设和生产运营中，制定相应的预防污染计划和措施，并根据企业的经营发展情况，有组织、有计划地安排和协调，有序地实行清洁生产；广泛收集新的工艺信息，国内外先进技术信息，清洁生产技术信息，不断地开发研究和应用新的清洁生产技术；同时还要不断地对员工进行培训，以提高他们对清洁生产的认识和自觉推行清洁生产的意识，把清洁生产持续地推向各个生产岗位。

由于清洁生产是一个相对动态过程，因此，保持清洁生产的 P（计划）、D（实施）、C（检查）、A（改进）—持续改进是极其重要的。为了使清洁生产不间断地开展下去，必须做到以下几点：

- (1) 建立和完善清洁生产组织；
- (2) 建立和完善清洁生产管理制度；
- (3) 制定持续清洁生产计划。

企业要在生产运营中，制定相应的预防污染计划，有序地推行清洁生产，定期对清洁生产情况作出评价。

①全面评价企业生产全过程及其各个过程单元或环节的运行管理现状，掌握运营过程的原材料、能源与产品、废物（污染物）的输入输出状况；

②分析识别影响资源能源有效利用，造成废物产生，以及制约企业生产效率的原因或“瓶颈”问题；

③产生并确定企业从产品、原材料、技术工艺、生产运行管理，以及废物循环利用等多途径进行综合污染预防的机会、方案与实施计划；

④不断提高企业管理者与广大职工清洁生产的意识与参与程度，促进清洁生

产在企业的持续改进。

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

根据国家环境保护总量控制要求，结合本项目污染特征，确定本项目总量控制及考核因子如下：

- (1) 废气污染物：非甲烷总烃；
- (2) 废水污染物：COD、NH₃-N。

3.5.3 总量控制建议指标

项目运营期大气污染物主要为非甲烷总烃；生产废水达标后回注于油藏，不外排；生活污水处理达标后冬储夏罐。根据工程分析，本项目运营期废气污染物主要为非甲烷总烃，为无组织排放，无组织排放量估算量为 10.334t/a，本次环评建议本项目不核定污染物总量控制指标

3.6 相关法律、政策符合性分析

3.6.1 产业政策符合性分析

3.6.1.1 产业政策符合性分析

本项目为油砂矿开采项目，根据 2024 年 2 月 1 日国家发展和改革委员会第 7 号令《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于“鼓励类-七、1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，属于鼓励类项目，符合国家产业政策要求。

3.6.1.2 与《矿山生态环境保护与污染防治技术政策》的符合性分析

根据原国家环保总局《矿山生态环境保护与污染防治技术政策》(环发(2005)109号)要求:“禁止的矿产资源开发活动:禁止在依法划定的自然保护区(核心区、缓冲区)、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、重要湖泊周边、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等区域内采矿;禁止在铁路、国道、省道两侧的直观可视范围内进行露天开采;禁止在地质灾害危险区开采矿产资源;禁止新建对生态环境产生不可恢复利用的、产生破坏性影响的矿产资源开发项目。”本项目建设均不涉及以上区域,不属于《矿山生态环境保护与污染防治技术政策》中的禁止类项目。

“限制的矿产资源开发活动:限制在生态功能保护区和自然保护区(过渡区)内开采矿产资源;生态功能保护区内的开采活动必须符合当地的环境功能区规划,并按规定进行控制性开采,开采活动不得影响本功能区内的主导生态功能;限制在地质灾害易发区、水土流失严重区域等生态脆弱区内开采矿产资源。”本项目不在生态功能保护区和自然保护区(过渡区),不属于地质灾害易发区和水土流失严重区域,不属于《矿山生态环境保护与污染防治技术政策》中的限制类项目。

3.6.1.3 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)的符合性分析

本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)相符性分析详见表 3.6-1。

表 3.6-1 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符性分析一览表

序号	规范内容		本工程	是否相符
1	总则	矿山企业应遵守国家法律法规和相关产业政策,依法办矿	本工程符合国家产业政策,依法办理相关勘探开采手续。	符合
2	基本要求	矿区功能分区布局合理,生产、运输和储存等管理规范有序	功能分区清晰、合理,各分区均按照 HSE 要求规范管理。	符合
3	矿容矿貌	矿区按生产区、管理区、生活区等功能区,应运行有序,管理规范	各分区运行有序,按照 HSE 要求规范管理。	符合

		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。 在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标识牌	项目区各项供水、供电、依托环保基础设施较为完善；生产区均设置有各类操作提示牌、说明牌、警示牌等。	符合
4	资源开发方式	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求	根据矿区油藏地质情况，选用适宜的开采工艺及装备，符合清洁生产要求。	符合
		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	边开采，边治理，施工期临时用地及时平整、恢复。	符合
5	绿色开发	应遵循油气资源赋存状况，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	根据油气藏勘探情况及地质特征，合理制定区块开发方案，选用先进的开采工艺和技术，未使用淘汰的技术工艺及装备。	符合
		合理确定场址、站址、管网、路网建设占地规模	根据油藏分布及环境情况合理布置开发井及集输管线的分布，合理确定占地规模，不扰动占地范围外土地。	符合
		实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配套完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	本项目采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井废水收集处理达标后回用于泥浆配制，废水不外排；岩屑经处理后拉运至指定地点处理。	符合
		对伴生有硫化氢气体的油气藏，硫化氢气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效的处置方案	本项目油砂油产品不含硫、硫化氢等伴生气体。	符合
6	矿区生态环境保护	认真落实矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求；应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作	施工期、运营期、退役期落实各项环境保护和生态恢复措施；制定了运营期环境监测方案，建设单位积极配合各级生态环境主管部门监督	符合

			管理。	
7	资源综合利用	按照减量化、再利用、资源化的原则，综合开发利用油气藏伴生资源，综合利用固体废弃物，废水等，发展循环经济	采出水、井下作业废水均处理达标后回注油藏，不外排；含油污泥交由有资质的单位无害化处置。	符合
8	节能减排	“三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求	各类污染物排放符合环境保护标准。	符合
		生产主要环境选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备	选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备。	符合
		废液、废气、固体废物分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到100%	本项目采用密闭集输工艺，采出水、井下作业废水均处理达标后回注油藏，不外排；含油污泥交由有资质的单位无害化处置，处置率100%。	符合
		油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收	落地油 100%回收。	符合
		油气开采过程中产生的含油污泥，采取技术措施进行原油回收处理和利用	落地油 100%回收。	符合

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

《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》对陆地石油天然气开发行业的选址及污染防治进行了要求，本项目与环境准入条件的符合性分析见表 3.6-2。

表 3.6-2 本项目与环境准入条件符合性分析表

项目	准入条件要求	本项目情况	符合性
选址	石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本项目选址符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评的要求，本项目以区块为单位开展环境影响评价工作。	符合相关要求
	涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目油砂油开采区域不涉及自然保护地。	符合相关要求
污染防治与环境影响	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	本项目施工期尽量减少施工占地，严格控制施工作业面积，缩短施工时间，落实各项生态环境保护措施；本项目不在环境敏感区。	符合相关要求
	陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少	本项目采取密闭集输工艺；经预测，井场、综合处理站边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求；本项目不涉及锅炉；本项目天然气中不含硫。	符合相关要求

项目	准入条件要求	本项目情况	符合性
	<p>废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。</p>		
	<p>陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排，工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。</p>	<p>本项目钻井废水采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”收集处理达标后回用于泥浆配制，废水不外排。试压废水采用罐车运送至采出水处理系统处理达标后回用于回注；钻井液随钻井队用于后续钻井使用。</p>	符合相关要求
	<p>涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。</p>	<p>采油废水经采出液处理系统处理，达到油田注水水质指标执行中华人民共和国石油天然气行业标准，即《碎屑岩油藏注水水质及推荐指标》（SY/T5329-2012）相关要求后，回注于油藏。</p>	符合相关要求
	<p>废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废</p>	<p>废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介</p>	符合相关要求

项目	准入条件要求	本项目情况	符合性
	物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	
	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	符合相关要求
	对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	

本项目各项指标符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》中的相关要求。

3.6.1.5 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》的符合性分析

根据《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》：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。

本项目矿区位于吐哈盆地台北凹陷南部，项目建成后将年产油砂油 15.02×10⁴t。项目的开发建设与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年

规划和 2035 年远景目标纲要》相符。

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

依据矿产资源分布特点及勘查开发利用现状，按照“深化北疆东疆，加快南疆勘查开发”的总体思路，划分环准噶尔、环塔里木、阿尔泰、东准噶尔、西准噶尔、东天山、西天山、西南天山、西昆仑、东昆仑—阿尔金等“两环八带”十个勘查开发区。本项目位于东天山能源矿产、黑色及有色金属勘查开发区，以油气、煤、铜、镍、铁、金、硅质原料等矿产资源勘查开发为主。

项目建设加大吐哈盆地的油气、非常规能源勘查，总体来说符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021~2025 年）》。

3.6.1.7 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中提出：主体功能区与能源和矿产资源开发的关系。一些能源和矿产资源富集的区域往往同时是生态脆弱或生态重要的区域，被划分为限制进行大规模高强度工业化城镇化开发的重点生态功能区或农产品主产区，并不是限制能源和矿产资源的开发，这类区域中的能源和矿产资源，仍然可以依法开发，资源开采的地点仍然可以定义为能源或矿产资源的重点开发基地，但应该按照该区域的主体功能定位实行“点上开发、面上保护”。

形成资源点状开发，生态面上保护的空间结构。针对阿尔泰山、塔里木盆地、准噶尔盆地等地的矿产资源富集区域的开发，要在科学规划的基础上，以点状开发方式有序进行，其开发强度控制在规划目标之内，尽可能减少对生态环境的扰动和破坏，同时加强对矿产开发区迹地的生态修复。

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。限制开发区域分为两类：一类是农产品主产区，即耕地较多、农业发展条件较好，尽管也适宜工业化城镇化开发，但从保障国家农产品安全以及国家永续发展的需要出发，必须把增强农业综合生产能力作为发展的首要任务，从而应该限制大规模高强度工业化城镇化开发的地区；一类是重点生态功能区，即生态系统脆弱或生态功能重要，资源环境承载能力较低，不具备大规模高强度工业化城镇化开发的条

件，必须把增强生态产品生产能力作为首要任务，从而应该限制进行大规模高强度工业化城镇化开发的地区。

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。国家层面的禁止开发区域包括国家级自然保护区、世界文化自然遗产、国家级风景名胜区、国家森林公园、国家地质公园。省级层面的禁止开发区域，包括省级及以下各级各类自然文化资源保护区域、重要水源地、重要湿地以及其他省级人民政府根据需要确定的禁止开发区域。

本项目为油砂矿开发项目，项目区行政区划隶属吐鲁番市鄯善县管辖，本项目所属区域不属于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》划分的重点开发区，也不属于禁止与限制开发区，视为一般开发区，项目建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

3.6.1.8 与《新疆维吾尔自治区鄯善县矿产资源总体规划（2021-2025 年）》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区鄯善县矿产资源规划（2021-2025 年）》中提出：“2021-2025 年规划目标：全面落实细化自治区、吐鲁番市在鄯善县安排的基础地质调查和矿产资源调查评价工作，保障国家油气、煤等战略性矿产资源安全，服务自治区“优、急、稀、特”类矿产资源的勘查利用。“十四五”期间持续推进煤层气、页岩气、油页岩等非常规油气资源勘探开发利用，促进煤炭产业化发展，以具有远景的矿产地为重点，以铁、金、铜、铅锌为主攻矿种，合理部署金属矿产勘查；加大石灰岩、饰面用石材、玄武岩、菱镁矿、硅质原料等非金属矿产勘查力度，实现找矿新突破。”重点勘查开采矿种：煤、煤层气、页岩气、油页岩、油砂、铁、铜、镍、金、菱镁矿、饰面石材、石灰岩、石英岩、玄武岩、硅质原料等国家、自治区紧缺矿产和市场需求度高的矿产。限制开采矿种：砖瓦用粘土等矿产，严格控制钨、稀土等特定保护性开采矿产。禁止开采矿种：可耕地砖瓦用粘土、灰分大于 40%或含硫大于 3%的煤矿产。

本项目为油砂矿开发项目，属于规划提出的重点勘查开采矿种，符合《新疆维吾尔自治区鄯善县矿产资源规划（2016-2020 年）》的相关要求。

3.6.1.9 与《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2021 修正版）的符合性分析

《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（修订）第二十三条规定“对水源涵养区、地下水源、饮用水源、各类自然保护区、自然生态良好区域、风景名胜区和人群密集区等生态敏感区域实行严格的环境保护措施，禁止进行任何资源勘探和开发”。

本项目属于矿产开发项目，矿区不在水源涵养区、地下水源、饮用水源、各类自然保护区、自然生态良好区、风景名胜区及人口密集区等敏感区域，符合《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（修订）中的相关要求。

3.6.1.10 与《新疆生态功能区划》的符合性分析

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于Ⅲ天山山地温性草原、森林生态区—Ⅲ-4 天山南坡吐鲁番—哈密盆地戈壁荒漠、绿洲农业生态亚区—50. 吐鲁番盆地绿洲特色农业与旅游生态功能区。本项目在新疆生态环境功能区划图中的位置详见图 3.6-1，其生态功能见表 3.6-3。

表 3.6-3 项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属行政区	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区							
Ⅲ天山山地温性草原、森林生态区	Ⅲ ₄ 天山南坡吐鲁番-哈密盆地戈壁荒漠、绿洲农业生态功能	50.吐鲁番盆地绿洲特色农业与旅游生态功能区	鄯善县	特色农产品生产、人居环境、旅游	水资源短缺、地下水超采、风沙灾害严重、干热风多	生物多样性敏感，土壤侵蚀极度敏感，土地沙漠化轻度敏感，土壤盐渍化不敏感、高度敏感	充分利用光热资源，发展以葡萄、长绒棉等为主的特色农业，合理有序发展旅游业。保护文物古迹、保护坎儿井、保护农田、	特色农产品生产、人居环境、旅游	水资源短缺、地下水超采、风沙灾害严重、干热风多

	区						保护荒漠 植被和砾 幕		
--	---	--	--	--	--	--	-------------------	--	--

相符性分析：本项目将采取严格的生态保护及恢复措施对项目区域的生态环境进行保护及恢复，本次环评针对砾幕、荒漠植被等方面提出了相应的保护措施。总体来看，相对整个功能区划范围而言，本项目的实施占地相对较小，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，项目建设与《新疆生态环境功能区划》对本项目建设区域的生态功能定位不冲突。

3.6.1.11 与《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）》和《新增 240 个国家重点生态功能区的县（市、区、旗）》相符性分析

本项目矿区位于新疆吐鲁番市鄯善县境内，不属于《新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）》规定的 28 个重点生态功能区县，也不在《新增 240 个国家重点生态功能区的县（市、区、旗）》列入的新增 240 个国家重点生态功能区范围内。

3.7 “三线一单”符合性分析

根据《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）：“为适应以改善环境质量为核心的环境管理要求，切实加强环境影响评价管理，落实：“生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单”约束”。

（1）与生态保护红线相符性分析

本项目矿区位于新疆吐鲁番市鄯善县境内，距鄯善县城 30km，距鄯善县七克台镇 5km，中心地理坐标：东经 90°31'02"，北纬 42°56'5.15"。根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162 号）、《吐鲁番市“三线一单”生态环境分区管控方案》（吐政办〔2021〕24 号），项目区属于一般管控单元，环境管控单元编码为 ZH65313130001，本项目不在重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持区，也不在拟划定的生态红线内，生态保护红线图见图 3.7-1，环境管控单元图见 3.7-2。

(2) 与环境质量底线相符性分析

环境质量底线就是只能改善不能恶化。大气环境质量底线就是在符合大气环境区域功能区划和大气环境管理的基础上,确保大气污染物排放不对区域功能区划造成影响,污染物排放总量低于大气环境容量。本项目实施后,大气污染物排放源全部实现达标排放,预测落地浓度较小,项目的建设不会对区域环境质量造成大的影响。

本项目施工期产生的钻井废水、管道试压废水、生活污水及项目运营期产生的采油废水、井下作业废水、生活污水经过妥善处理,不外排,不会影响区域水环境质量。

项目施工期产生的废弃钻井泥浆要求妥善处理,施工期弃土压实平整,施工人员生活垃圾集中收集清运至周边城镇的垃圾填埋场处理;项目运营期产生的油泥(砂)属危险废物,就近委托具有相应危险废物处置资质和处置能力的单位处置。项目施工期及运营期产生的各项固体废物均妥善处理,对外环境基本无影响。

上述措施能确保拟建项目污染物对环境质量的影晌降到最小,不突破所在区域环境质量底线。

(3) 资源利用上线相符性

本项目为油砂矿开发项目,属于非常规资源勘探开发类项目,不属于对资源的过度开发,符合资源利用的政策导向。本项目采用先进的设备,工艺设计中采用节能工艺,对区域资源的使用影响不大。

综上所述,本项目不会突破当地资源利用上线。

3.8 选址、选线合理性分析

根据现场调查和资料搜集,项目区域和管道沿线内均不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区。

3.8.1 工程选址原则

该采区范围不属于禁止开采区或限制开采区。本工程对敏感区域及敏感目标进行避让,工程选址做到以下内容:

①新建井场选址尽量临近现有井场，便于统一管理，减少巡井人员，同时最大限度减少工程占地面积；

②新建井场应尽量选择在地表无植被或植被较少处；在植被较多的路段，不得就近取土，尽可能少破坏植被；

③线路应尽量直接、连续、均衡，并与地形、地物相适应，与周围环境相协调，不刻意追求高等级线型井场路；

④本项目植被覆盖度约为 5%左右，井场、站场、道路、集输管线及外输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。不占用、不破坏国家及新疆地方重点保护植物；

⑥本项目区远离人群居住区，不在铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧 200m 范围以内；

⑦本项目土地利用占地类型为裸岩石砾地、戈壁和少量低覆盖度草地，不占用生态保护红线、基本农田、公益林等环境敏感区；

⑧本项目总占地面积为 257.7hm²，其中永久占地 139.98hm²，临时占地 117.72hm²。施工结束后对临时占地进行平整恢复，妥善处置施工期产生的废水、固废等，减少对土壤的扰动。

⑨本项目不在自然保护区、饮用水水源保护区等特殊敏感区域，符合区域经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

⑩本项目所在区域地势平坦，地震烈度为VII度，地质稳定性较好。

3.8.2 管线、道路合理性分析

①拟建管线沿途所经区域生态系统以荒漠生态系统为主，项目所在区域分布的植被类型主要为梭梭、骆驼刺、沙拐枣等荒漠植被，项目井场、管线敷设不占用国家和自治区保护植物；

②本项目管线在设计选线时走向力求顺直、平缓，并尽量减少与天然、人工障碍物交叉，选择有利地形，确保管线长期、安全、可靠运行，同时集输管线开挖临时作业宽度控制在 15m 内，严格控制土壤扰动面积；

③本项目管线建设距离油气田道路均较近，项目区野生动物极少出入油气田区域，本项目的建设不会对动物生境产生明显影响；

④项目区年降蒸发量 2500mm，属于降雨少，蒸发量大，项目管线开挖在两

侧修筑地边埂，施工结束尽快进行回填，发生洪水的概率极低，且项目管线开挖不涉及重型机械，因此管线施工对地质稳定性不会造成影响。

⑤本项目要求严格控制临时占地范围，施工期施工现场设立围栏，施工期严格控制和运营期均采取避让、保护等措施，项目选址符合吐鲁番市“三线一单”的相关要求。本次产能建设不占用保护文物、风景名胜区、自然保护区、森林公园以及生态红线等环境敏感区。符合区域经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

⑥本工程道路在选线过程中，充分利用前期勘探已成形的现有道路，在施工过程中严格控制道路施工作业带范围，减少新建道路占地对土壤植被的破坏，本工程道路施工过程中注意对荒漠植被进行避让。

本项目在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避让周围环境敏感点。工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，本项目建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

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

鄯善县，隶属新疆维吾尔自治区吐鲁番市，位于天山东部南麓的吐鲁番盆地东侧，北与木垒县、奇台县为邻，东经七克台镇连接哈密市七角井乡，西部吐峪沟苏巴什村与吐鲁番市胜金乡接壤，南部经南湖戈壁至觉罗塔格与若羌县、尉犁县为界。境域总面积 39800 平方千米，区位优势、交通便利。境内的鄯善油田是中国第一个大型侏罗系油田。

琼坎儿孜油砂矿矿区位于吐哈盆地台北凹陷南部，行政隶属新疆吐鲁番市鄯善县，矿区西距鄯善县城约 30km，北距七克台镇约 5km。矿区中心点地理坐标：东经 90°31'02"，北纬 42°56'5.15"。矿区距 312 国道仅 6km，距鄯善火车站 20km，矿区与鄯善县城有专用三级柏油公路相通，与 G30（312）国道、与鄯善火车站有砂石公路相连，交通极为方便。矿区地理位置图详见图 4.1-1。

4.1.2 地形地貌

鄯善县地形地貌特点鲜明，三面环山，一面临近世界海平面最低点的艾丁湖，全境地势东北高，西南低，形成坡度缓平的倾斜面。北部因为搭界于天山，山高坡陡，南部为大漠戈壁和丘陵带，相对平缓。全境地势高山区最高峰为 4110.7 米，最低处在吐鲁番市艾丁湖东部，低于海平面 153 米。地势地形构造为：火焰山占总面积的 7.30%，南戈壁和觉罗塔格山占总面积的 64.4%，沙山沙漠占 10.7%，火焰山以北至天山的戈壁带总面积的 9.4%，平原绿洲只占 2.3%，另有 5.7%是盐碱地。

本项目矿区内除西北部仅发育有零星地表植被外，受区域自然地理条件的影响，井田地表呈现以风蚀、吹扬搬运、堆积为主导的外动力地质作用下的石漠、羽状展布沙垄、风蚀裸岩地等，地表基本无植被生长，地质构造中等，降水稀少，自然环境极差。海拔高度在 410m 左右。

4.1.3 地质特征

4.1.3.1 区域地层

(1) 区域地层概述

吐哈盆地侏罗系地层代表了一个原型盆地的完整发育过程，构成一个盆地充填层序（一级层序）。区域内地层自下向上发育有中生界的三叠系、侏罗系，新生界的古近系、新近系、第四系地层。

① 新生界

新生界第四系全新统、上更新统、中更新统均有出露。第四系全新统有风积层、盐碱沼泽沉积层、冲积洪积层。其中风积层由黄色细粉砂组成；盐碱沼泽沉积层由盐碱砂质粘土及粘土组成；冲积洪积层由黄土、浅黄色砂质粘土组成。第四系上更新统主要岩性为卵石层、砂砾石及砂质粘土组成，厚度大于 208m。第四系中更新统由砾石、砂粒、砂质粘土构成。

古近系、新近系（E、N）为干旱气候下的河流、湖泊相碎屑沉积。岩性以浅红色泥岩、姜黄色砂砾岩为主。上部为河流相土黄色砂质泥岩、棕褐色砾岩；下部为河湖相的红色砂质泥岩、砂岩、粉砂岩夹石膏，与下伏侏罗系地层呈不整合接触。

② 中生界

区域内发育侏罗系上、中统地层，上统喀拉扎组（J_{3k}）、齐古组（J_{3q}）；中统七克台组（J_{2q}）、三间房组（J_{2s}）及西山窑组（J_{2x}）。西山窑组和三间房组在侏罗纪湖盆演化中期（短暂收缩阶段）形成，跨时约 13Ma，主要是以河流—三角洲相为主的砂泥岩沉积，砂岩特别发育，是吐哈盆地油气储集的主要层段。侏罗系中统七克台组和上统齐古组，代表了侏罗纪湖盆演化中晚期（扩张阶段）广泛的湖侵时的沉积，整个层序跨时约 17Ma。

矿区内西山窑组（J_{2x}）为深灰色、灰黑色泥岩、碳质泥岩、泥岩及煤层，局部地区与下伏地层呈不整合接触。三间房组（J_{2s}）地层特征与西山窑组基本一致，顶底为紫色、深灰色泥岩，中部为大套的灰色砂岩、含砾砂岩、粉砂岩夹深灰色、褐色泥岩。七克台组（J_{2q}）为一套下粗上细的湖相沉积。主要岩性上部是灰绿色泥岩夹棕红色泥岩和薄层粉、细砂岩、泥灰岩及油页岩，中部为灰色、灰黑色泥岩及砂质泥岩，局部夹粉、细砂岩和煤线，下部以灰白

色、灰色粉、细砂岩平煤线和碳质泥岩薄互层。齐古组（J_{3q}）主要是以泥岩和粉砂质泥岩为主的红色碎屑沉积为区域性盖层。喀拉扎组（J_{3k}）主要为紫红色砂岩、红色泥岩互层。

三叠系地层（T）在本区发育马坎组（T_{3mk}），分布在区域的中西部，与上覆侏罗系整合接触；为一套下粗上细的砂泥岩沉积，整体为一套正旋回，下部发育砂岩夹暗色泥岩，上部为大套深灰色、灰黑色泥岩。

（2）地层划分与对比

地层划分与对比是油砂层（组）划分的基础，为了确保油砂组划分和砂层细分界限全区统一，利用岩电特征明显和分布范围较广的标志层，以标准剖面出发，向四周外推对比，确定研究区砂组划分标志层。

矿区的油砂层赋存于侏罗系中统七克台组（J_{2q}）、三间房组（J_{2s}）和西山窑组（J_{2x}）地层中。其中，七克台组圈出 8 个油砂层，三间房组圈出 3 个油砂层，西山窑组圈出 8 个油砂层。据各油砂层之间的岩性组合、对比标志、沉积相、隔层等特点，将划分七克台组分为 3 个油砂层组；三间房组分为 3 个油砂层组，西山窑组分为 4 个油砂层组。

4.1.3.2 矿区构造

琼坎儿孜油砂矿属于吐哈盆地，油砂矿的形成受益地的构造、沉积演化控制。

（1）区域构造背景

琼坎儿孜油砂矿位于吐哈盆地台北凹陷七克台构造，为台孜残留背斜的北翼，现今表现为单斜。原台孜背斜受七克台断裂控制，上盘形成逆牵引背斜构造，后期构造顶部被剥蚀、夷平，仅残留陡峭的北翼，地层倾角 50°~70°，平均 60°左右。

（2）构造演化

吐哈盆地自早二叠世形成以来，经历了多次构造运动，其中对沉积盖层发育影响较大的有 4~5 次运动，各期构造运动的性质、规模均有差异，对盆地的构造演化影响也不一样。

吐哈盆地晚二叠世早期经过短暂的前陆盆地发育阶段，至晚二叠世晚期到三叠纪，转为拗陷型湖盆发育阶段。

自西山窑组沉积末期开始，博格达隆起带再次隆升，控制了盆地的沉积与构造演化。伴随着博格达的抬升，南北挤压加强，北物源开始发育，沉积开始变红变粗，河流、三角洲砂体大量发育，形成了煤成烃赖以聚集的三间房组、七克台组储集层段。中侏罗世末的早期燕山运动导致沉积层改造变形，形成断裂与局部构造，奠定了众多储油构造的雏形，晚侏罗世北部坳陷进一步缩小，气候转向干旱，沉积了一套以泥岩为主的红色碎屑岩建造，是侏罗系油藏的区域性盖层。

琼坎儿孜油砂矿位于吐哈盆地台北凹陷丘东洼陷南部七克台构造带残留背斜的北翼，南高北低，表现为一个倾向北的单斜构造。矿区内断层发育 3 条主要断层，断层经过处在地表表现为负地形，或为冲沟。综合分析认为断层发育程度弱，断层对油砂矿影响较小。

4.1.3.3 矿区地质条件

(1) 水文地质

1) 地表水特征

区内无较大长年性地表径流，仅在工区西南边界处有细微径流以西洼地长有较稀疏的芦苇、梭梭草、骆驼刺等。坎儿其河引水渠在矿区东部 4 公里处通过，坎儿其河引水渠由坎尔其河引至鄯善火车站镇、七克台乡消失在南湖戈壁滩一带（矿区东部 4 公里处）。在坎儿其流域内有一座中型水库，设计库容 1180 万方，设计灌溉面积 2.45 万亩，下游有 28.3 公里设计流量 $3.0\text{m}^3/\text{s}$ 的引水干渠，目前最大允许过流量 $2.5\text{m}^3/\text{s}$ ，流域多年平均引水量 0.1 亿 m^3 ，多年平均配水量 0.089 亿 m^3 ，水利用率 89%。主要担负着下游鄯善县铁路沿线用水和火车站镇用水、石油供水以及七克台镇东半部 2 万亩耕地的灌溉任务。该流域的年径流量仅有 0.289 亿 m^3 ，潜力不是很大。

2) 地下水特征

a、区域水文地质概况

矿区区域上属 II 1 水文地质单元，即吐鲁番坳陷潜水及深层承压水区；其北缘紧邻盆地，北部博格达山、巴里坤山山岳冰川为区域地下水的主要补给源。

b、区域主要含水层

①三叠系、侏罗系砂岩及砂砾岩裂隙孔隙含水层

该盆地三叠系和侏罗系、广泛分布，由砂砾岩、砂岩、泥岩及煤层组成蓄水构造。地下水主要来自高山雪水，属区域地下水补给。区域广泛分布，含水层厚度 30~150m。含水主体为中、粗砂岩，局部裂隙发育的粉、细砂岩及煤层，据区域水文地质资料，富水性极弱，水质多为中等矿化 $\text{SO}_4^{2-}\cdot\text{Cl}\cdot\text{HCO}_3^-$ - Na^+ 型水。

②古近系泥岩、泥质粉砂岩隔水层

区域广泛分布，岩性为黄红色、灰红色的泥岩、灰白色泥质粉砂岩，裂隙、孔隙都不发育，分布十分广泛，隔水性能十分好，为良好隔水层。

③第四系全新统砂砾石层孔隙潜水区

主要位于现代河谷及沟谷，尤以常年流水河发育，含水主体以砂砾石为主，局部为卵砾石、角砾，多赋存孔隙水，自南向北厚度增大，但局部地段不具此规律。厚度 0~40m 不等。在近山区砾石带潜水埋深大于 100m，其水化学特征一般与地表水近似，矿化度多小于 1g/L，属淡水，弱碱性， $\text{HCO}_3\text{SO}_4\text{Na}$ 型水。

(2) 工程地质

依据钻孔揭露段岩石、岩体工程力学性质及含油性，划分工程地质岩段为第四系松散岩段、齐古组等泥岩相段、七克台组细粒相岩段、三间房组细粒相岩段、西山窑组细粒相岩段。

区内构造为残留背斜的北翼，现今表现为北倾单斜构造，构造简单，地层倾向北约 $330^\circ \sim 30^\circ$ 之间，倾角多在 $50^\circ \sim 60^\circ$ 之间。矿区内存在三条断层等地质构造，其中 F2、F3 断层位于矿区南部，对矿体影响较小。F1 断层将东区和西区地层错断约 600m（以矿区油砂为标志层），向北延伸出矿区，向南隐伏于西山窑组地层中。此断层对东西两侧油砂的影响主要表现在油砂层的错位、层数与厚度变化，对各岩层的完整性影响不大。因此各岩层的完整性较好，未来采矿中各岩性层对矿段的影响不大，对区域的稳定性影响同样不大。

矿区风化破碎带一般分布在岩体的表层，风化作用使基岩表层一定深度范围内的岩体呈散体~碎裂、细粒结构，裂隙相对发育，岩芯破碎，岩体质量低劣。据钻孔资料统计，矿区岩体强~中等风化带厚度为 1~10m；风化带对整个矿区岩石的物理特性影响不大。

矿区油砂矿地形地貌条件简单，地层岩性单一，地质构造简单，岩溶不发育，

岩体结构以整块或厚层状结构为主，岩石强度高，稳定性好，不易发生矿山工程地质问题，属中等型工程地质条件。

(3) 环境地质

琼坎儿孜油砂矿地下水极为贫乏，白垩系、侏罗系地层基本无地下水。含油砂层碎屑岩层基本上无有害组分。矿区气候条件较差，附近无污染源，无热害，属无放射性危害区。矿区地质灾害不发育，为崩塌、滑坡、泥石流不易发区，未来采矿会产生局部地表变形，但可加强防护治理，对地质环境破坏不大。矿区无重大污染源、油田废水及有害元素，经预防及处理，对地质环境无重大污染。综合以上环境地质条件，矿区地质环境类型属第二类，质量中等。

4.1.3.4 矿床地质

矿区的油砂层赋存于侏罗系中统七克台组（J_{2q}）、三间房组（J_{2s}）和西山窑组（J_{2x}）地层中。其中，七克台组圈出 8 个油砂层，三间房组圈出 3 个油砂层，西山窑组圈出 8 个油砂层。据各油砂层之间的岩性组合、对比标志、沉积相、隔层等特点，将划分七克台组分为 3 个油砂层组；三间房组分为 3 个油砂层组，西山窑组分为 4 个油砂层组。

(1) 油砂层特征

①油砂矿深度范围与分布

矿区油砂矿主要赋存在侏罗系中统七克台组（J_{2q}）、三间房组（J_{2s}）和西山窑组（J_{2x}）地层中，总体由南向北埋深逐渐加深，为一向北倾斜的单斜构造。吐哈油田在台北凹陷的勘探表明，油气成藏是在浮力作用下沿断裂进行垂向和侧向运移聚集的（肖冬生等，2013），而且琼坎儿孜油砂矿受构造控制，地层倾角大，具有底水矿藏的成藏动力条件。矿区内在 Q48-1 至台 5 井的剖面中，可见台 5 井油砂矿的底水界面为海拔-360m。在台 5 井油砂层底部见水，底水深度为海拔-360m（埋深 798 m），呈现油水界面特征，反映油砂矿受油水界面控制。琼坎儿孜油砂矿矿深范围海拔高度+490m，油砂底部边界海拔-360m。

②油砂矿分布

琼坎儿孜油砂矿划分为三组段，七克台组、三间房组和西山窑组，通过大量钻孔、探槽、露头等资料分析，地层砂组分布较为稳定，连续性好。

七克台组油砂出露地表，油砂分布面积 3.32km²。七克台组油砂矿在平面上以 F1 断层为界分为东西两个块段。F1 断层以东油砂矿分布在 8 号 4 号勘探线之间，向东延伸到矿区东部边界，南部以露头为界，北部以-360m 等高线为界，面积 1.67km²。矿体倾角 50°~65°，纵向上可分为三个砂组，浅部层数有增加趋势，向深部合并，但厚度较为稳定。

三间房组油砂整体分布在七克台组南部，分布面积 3.40km²。三间房组油砂矿平面上以 F1 断层为界分为东西两个块段。F1 断层以东油砂矿，分布在 4 号-8 号勘探线之间，东部以断层为边界，北部以-360m 等高线为界，南部矿体向地表尖灭，面积 1.47km²。F1 断层以西油砂矿，分布在 1 号-0 号勘探线之间，向东延伸至 F1 断层，西部延伸至矿区边界线，北部以-360m 等高线为界，南部矿体向地表尖灭，面积 1.93km²。矿体倾角 55°~65°，纵向上可分为三个砂组，浅部与深部矿层厚度基本一致。

西山窑组油砂呈条带状分布于三间房组南部，与其有重合区域，分布面积达到 5.15 km²。西山窑组油砂矿平面上以 F1 断层为界分为东西两块。F1 断层以东油砂矿分布在 4 号-8 号勘探线之间，东部以断层为边界，北部以-360m 等高线为界，南部矿体向地表尖灭，面积 1.32km²。F1 断层以西油砂矿，分布在 1 号-0 号勘探线之间，向东延伸至 F1 断层，西部延伸至矿区边界线，北部以-360m 等高线为界，南部矿体向地表尖灭，面积 3.83km²。矿体倾角 55°~65°，纵向上可分为三个砂组，浅部与深部矿层厚度基本一致。

(2) 流体性质

琼坎儿孜油砂油砂油密度 0.82g/cm³ 至 0.88g/cm³；30℃条件下，油砂油黏度为 4.388mPa·s；凝固点 4℃，初馏点 41℃，析蜡点 35℃；汽油量 29.9%，蜡含量 20.3%，水含量 0.16%，盐含量 181mg/L，重质油和胶质沥青质含量 3.31%。油砂矿为轻质油砂油，低黏度、低密度、高含蜡，属于优质高含蜡油砂油。

含油砂组七克台组 11 件含油饱和度测试样品，统计结果表明油砂中含油饱和度范围在 40%~55%，平均 47%，三间房组 13 块样品进行含油饱和度测试，统计结果表明油砂中含油饱和度范围在 50%~80%，平均 67%。西山窑组 18 块

样品进行了含油饱和度测试,统计结果表明油砂中含油饱和度范围在 44%~76%,平均 65%。

4.1.4 气候与气象

鄯善县地处荒漠区,冬夏两季时间漫长,春秋两季时间短。气温年变化大,日变化剧烈。当地日照时间长,光照充足,年平均日照时数 3000h。

本项目区域属典型的极端干旱大陆性气候,夏季酷热,冬季干冷,气候干燥,降水稀少,蒸发强烈,昼夜温差大,多风,气候分区为温带极干旱区。年平均气温 12℃,1 月最冷,7 月最热,年温差一般可达 36~40℃。3 月上旬入春解冻,5 月中旬进入夏季,9 月中旬气温下降转入秋季,11 月中旬结冰进入冬季。一日之内,一般在拂晓时气温最低,午后 15~17 时气温最高。日温差一般在 10℃以上,极端最大日温差在 25℃以上。夏季酷热干燥,最热的 7 月平均气温 29.2℃,最高气温达 48℃。冬季寒冷,最冷的 1 月平均气温-10℃,最低达-22℃。区内风季长,据鄯善县气象站(1961~2008 年)资料,每年的冬春之交和夏秋初为风季,全年近三分之一天为风期,常年主导风向为 NE 向,最大风速 26m/s,平均风速 3.7m/s。

鄯善县平均年降水量 34.8mm,最大日降雨量 3.3mm,年蒸发量 2500mm,是降水量的 72 倍,无霜期 190 天,降水天数不足 25 天,夏季降水量占全年的 50%,冬季降水仅占 5%。降雪结冻时间在每年十一月中下旬开始,由于冬季刮风,积雪不易保存,勘探区内冬季仅南部丘陵区阴坡偶见有薄层积雪,翌年的二月中旬开始解冻。

4.1.5 生态环境

4.1.5.1 植被

油田区处于干旱荒漠区,主要植被类型为稀疏荒漠植被,植被覆盖度一般在 5%以下,大部分区域为裸地。评价区域内植被生长一般比较矮小,多属耐干旱、抗风沙、抗盐碱的藜科类荒漠植被。常见的植物种类有梭梭、琵琶柴、怪柳、沙拐枣、骆驼刺等。

项目区植被类型图详见图 4.1-1。

4.1.5.2 动物资源

本项目油田区处于干旱荒漠区，区域内无大型野生动物，仅有小型野生动物，主要包括一些耐旱的荒漠动物如密点麻蜥、快步麻蜥、凤头百灵、角百灵、大沙鼠、子午沙鼠等。

4.1.5.3 土地利用类型

本项目区域土地类型包括裸岩石砾地、戈壁和低覆盖度草地。根据实地调查，本项目矿区属于干旱荒漠区，区内植被发育较少，植被覆盖率在5%以下，矿区占用土地土壤类型为石膏灰棕漠土，详见项目区土地利用类型图4.1-2、土壤类型图4.1-3。

4.1.6 水环境

1) 地表水特征

区内无较大长年性地表径流，仅在工区西南边界处有细微径流以西洼地长有较稀疏的芦苇、梭梭草、骆驼刺等。坎儿其河引水渠在矿区东部 4 公里处通过，坎儿其河引水渠由坎尔其河引至鄯善火车站镇、七克台乡消失在南湖戈壁滩一带（矿区东部 4 公里处）。在坎儿其流域内有一座中型水库，设计库容 1180 万方，设计灌溉面积 2.45 万亩，下游有 28.3 公里设计流量 $3.0\text{m}^3/\text{s}$ 的引水干渠，目前最大允许过流量 $2.5\text{m}^3/\text{s}$ ，流域多年平均引水量 0.1 亿 m^3 ，多年平均配水量 0.089 亿 m^3 ，水利用率 89%。主要担负着下游鄯善县铁路沿线用水和火车站镇用水、石油供水以及七克台镇东半部 2 万亩耕地的灌溉任务。该流域的年径流量仅有 0.289 亿 m^3 ，潜力不是很大。

山区阵雨较大时可形成暂时性洪流下泄，至工区大部分已入渗补给第四系潜水，小部分沿沟流至低洼地下渗、蒸发、消耗。

2) 地下水特征

根据地下水的赋存条件、含水层岩性结构、水理性质、水力特征等，项目区地下水类型分为松散岩类孔隙水。

地下水主要接受河水入渗、暴雨洪流入渗、渠系水入渗和山区地下水的侧向径流补给，以侧向地下径流的形式向盆地中部排泄。区域潜水含水层水量贫乏，单井涌水量小于 $100\text{m}^3/\text{d}$ 。矿区内含水层均以弱含水层为主，地下水补给不充分，

径流条件太差。根据矿区水化验成果：油砂 1 井水样为 $\text{SO}_4\text{-Cl-Na}$ 型水，矿化度为 9473mg/L。水质极差，只能做为一般降尘、降温生产用水，不能做为生活及锅炉用水。

矿区地处吐哈盆地中部，气候干燥，大气降水的直接渗入补给微乎其微，微量的直接渗入多耗于降水之后的强烈蒸发；地下水的补给途径其一为大气降水，补给量甚微；其二为区域北部山岳冰川融水沿层缓慢运移补给地下水。地下水运移方向，第四系潜水自北向南运移，基岩裂隙水自西向东运移，但因琼坎儿孜区域上覆第四系地层剥蚀缺失，造成该区域内地下水严重匮乏。总体上地下水补、排条件差，地下水以蒸发形式排泄。

吐哈盆地宏观上以艾丁湖为汇流与排泄中心，形成统一的区域径流场，具有完整、独立的地下水补给、排泄系统。地下水总体运动方向由北向南，由东向西。在中部隆起带，由于断裂构造的影响，地下水运动受阻溢出地表成泉，一部分形成地表排泄，一部分至构造缺口以潜流形式向南径流，总体上盆地西部排泄于艾丁湖，盆地东部排泄于沙尔湖。

综上所述，矿区位于 III2 水文地质单元东部，其西北缘为博格达山，东北缘为巴里坤山，北部西起博格达山，东至巴里坤山，被分布的山岳冰川所环绕，南为沙尔湖隆起贫水阻水区所横亘。东侧五堡向斜深层弱承压水区，对其补给性相对较弱，西侧布尔碱弱承压水区不具补给意义。

4.1.7 矿产资源

矿产资源丰富，已探明石油、天然气、煤炭、黄金、花岗岩、铁矿、铅锌等矿产资源 40 余种，是世界最大的硝酸盐基地，是吐哈油田主产区，具有巨大的开发潜力。鄯善县是以工业为主的资源型大县，是自治区石油化工、石材、有色金属、黑色金属的生产基地。鄯善县矿产资源富集，已探明储量的主要矿产 12 种，石油、天然气、煤炭、花岗岩、钠硝石、铁、铜、铅锌、黄金、菱镁等矿产储量大、品位高，极具开发价值和潜力。其中石油储量 15.75 亿吨，天然气资源量 3650 亿立方米，煤炭资源储量 407.67 亿吨，钠硝石资源量 2.3 亿吨；铁矿远景资源量 3 亿吨；铜金属远景资源量 62.17 万吨；铅锌金属资源量 519 万吨；金

金属资源量 47555 千克；菱镁矿预测资源量在 6000 万吨以上。

鄯善县花岗岩、大理石资源十分丰富，品质优良。花岗岩储量 40 亿立方米以上，大理石储量约 20 亿立方米，拥有世界罕见的红色系列大型整体矿山“鄯善红”和灰色系列整体矿山“雪莲花”，同时拥有“楼兰金”、“灰麻”、“白麻”、“亚心黄”、“楼兰红钻”、“楼兰棕钻”、“楼兰啡钻”等多个品种，其中“鄯善红”被评为中国名特优石材品种。

鄯善县域内石油储量达 $15.75 \times 10^8 \text{t}$ ，已探明石油地质储量 $2.98 \times 10^8 \text{t}$ ，可采石油储量 $7892 \times 10^4 \text{t}$ ，预测天然气资源量为 $3650 \times 10^8 \text{m}^3$ ，已探明天然气地质储量 $970 \times 10^8 \text{m}^3$ ，可采天然气储量 $547 \times 10^8 \text{m}^3$ 。1991 年 2 月，吐哈石油会战指挥部在鄯善成立，鄯善油田是中国第一个大型侏罗系油田，属中丰度、低渗透、中产量油田。

4.2 环境质量现状调查与评价

4.2.1 大气环境现状调查与评价

4.2.1.1 环境空气质量现状调查及达标判定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，本次评价选取吐鲁番市 2023 年的环境质量数据，作为本项目环境空气现状评价基本污染物 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 CO 和 O_3 的数据来源。

（1）评价方法

基本污染物 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 CO 、 O_3 按照《环境空气质量评价技术规范（试行）》（HJ663-2013）中各评价项目的年评价指标进行判定。年评价指标中的年均浓度和相应百分位数 24h 平均或 8h 平均质量浓度满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级浓度限值要求的即为达标。对于超标的污染物，计算其超标倍数和超标率。

其他污染物采用占标率法：

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

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 ——实测值；

C_{oi} ——项目评价标准。

(2) 空气质量达标区判定

区域空气质量达标情况见表 4.2-1。

表4.2-1 区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$	标准值 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$	占标率%	达标情况
PM _{2.5}	年平均	37	35	105.71	不达标
PM ₁₀	年平均	102	70	145.71	不达标
SO ₂	年平均	6	60	10	达标
NO ₂	年平均	18	40	45	达标
CO	24h 平均第 95 百分位数	1000	4000	25	达标
O ₃	8h 平均第 90 百分位数	130	160	81.25	达标

根据环境空气监测数据表明，区域环境空气中 SO₂ 年平均浓度、NO₂ 年平均浓度、CO₂₄ 小时平均浓度和 O₃ 日最大 8 小时浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准要求，PM₁₀、PM_{2.5} 年平均浓度超标，属于环境空气质量不达标区。超标主要是与当地气候条件和地理位置有关，评价区大气由于受到当地干旱气候的影响，空气中 PM₁₀ 的本底值偏高，尤其在沙尘暴和浮尘天气，会出现严重超标，同时冬季供暖燃煤锅炉的启用及部分工业企业小型燃煤锅炉的使用，导致污染物排放量增加，且冬季气象条件差，不利于污染物的扩散。

4.2.1.2 其他污染物环境质量现状调查与评价

其他污染物主要为特征污染物非甲烷总烃和硫化氢，本次评价采用新疆齐新环境服务有限公司于 2024 年 11 月 16 日-11 月 22 日对矿区的监测数据。

(1) 监测点布设

根据项目特点、结合评价区域环境空气保护目标和区域环境情况，本次评价共设 1 个环境空气质量监测点，监测布点图见图 4.2-1。

表4.2-2 区域空气质量现状监测点位布置情况

编号	监测点名称	监测点坐标	监测因子	监测时段	相对厂址方位	相对厂界距离
1#	矿区下风向	E90°27'54.02" N42°54'54.88"	非甲烷总 烃、硫化氢	2024.11.16-11.22	NE	500m

(2) 监测时间与监测单位

连续监测 7 天日均值，由新疆齐新环境服务有限公司完成检测分析。

(3) 监测结果

监测结果及评价结果见表 4.2-3。

表4.2-3 项目区其他污染物监测结果及评价结果

监测点位	监测点坐标	污染物	平均时间	评价标准 ug/m ³	监测浓度范围 ug/m ³	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
1#	E78°55'10.22", N39°31'49.41"	非甲烷总烃	1 小时	2	0.54-0.73	36.5%	0	达标
		H ₂ S		10	<0.005	/	0	达标

监测结果显示，非甲烷总烃监测浓度均低于《大气污染物综合排放标准详解》的浓度限值 2mg/m³，H₂S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中参考限值。

4.2.2 水环境现状调查与评价

本项目区及周边无地表水体，矿区东侧 4km 处有一条干沟，仅在降雨天气有小股地表径流，不作为地表水体。本项目施工期和运营期的生产废水和生活污水通过妥善处理，不外排，与地表水无水力联系。因此，本次评价不对地表水环境进行评价。

水环境现状调查以地下水现状调查为主。

4.2.2.1 监测点位布设

根据区域水文地质资料，地下水流向为北北西—南南东，本次地下水监测点位布设在项目区上游、下游及两侧，共五口水井监测点进行监测，监测点位与本项目区位于同一地下水文地质单元，可反映出区域地下水环境质量地下水监测点位详见图 4.2-1，监测点位详见下表 4.2-4。

表4.2-4 地下水水质监测点位情况表

序号	监测点位	坐标	井位深度 (m)	水位深度 (m)	井结构	功能	采样时间
1	1#监测井	E90°21'39.11"	82.8	43	单井	监测/观测	2024.11.16

序号	监测点位	坐标	井位深度 (m)	水位深度 (m)	井结构	功能	采样时间
		N42°53'32.94"					
2	2#监测井	90°24'47.60" N42°53'34.80"	68	25	单井	监测/观测	
3	3#监测井	E90°28'58.50" N42°55'9.30"	63	11	单井	监测/观测	
4	4#监测井	E90°33'17.43" N42°57'31.45"	120	32	单井	监测/观测	
5	5#监测井	E90°28'27.94" N42°55'46.48"	91	33	单井	监测/观测	

4.2.2.2 监测时间与频率

新疆新环监测检测研究院（有限公司）于 2024 年 11 月 16 日进行了检测。

4.2.2.3 监测项目与分析方法

监测项目主要包括 pH 值、溶解性总固体、总大肠菌群、总硬度、亚硝酸盐、硝酸盐（氮）、氨氮、阴离子表面活性剂、六价铬、砷、铅、镉、汞、氯化物、挥发酚、石油类、细菌总数、铁、铜、锰、锌、含氧量（CODMn）、氰化物、氟化物、硫酸盐等 25 个项目。监测分析方法见表 4.2-5。

表 4.2-5 水质监测分析方法

监测项目	分析方法	最低检出限 mg/L	方法来源
pH 值	玻璃电极法	/	GB6920-1986
溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标	≤500	GB/T 5750.4-2006
总大肠菌群	生活饮用水标准检验方法 微生物指标	≤3.0	GB/T 5750.12-2006
总硬度	钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法	≤300	GB 7477-1987
亚硝酸盐	分光光度法	≤0.10	GB 7493-1987
硝酸盐（氮）	离子色谱法	≤5.0	HJ84-2016
氨氮	纳氏试剂分光光度法	0.05	GB7479-87
阴离子表面活性剂	亚甲蓝分光光度法	≤0.1	GB7494-1987

六价铬	二苯碳酰二肼分光光度法	≤0.01	GB7467-1987
砷	原子荧光法	≤0.001	HJ694-2014
铅	原子吸收分光光度法	≤0.005	GB7475-1987
镉	原子吸收分光光度法	≤0.001	GB7475-1987
汞	原子荧光法	≤0.0001	HJ694-2014
氯化物	离子色谱法	≤150	HJ84-2016
挥发酚	4-氨基安替比林萃取光度法	0.002	GB7490-87
石油类	红外分光光度法	0.01	GB/T16488-1996
细菌总数	平皿计数法 HJ	≤100	1000-2018
铁	火焰原子吸收分光光度法	≤0.2	GB 11911-1989
铜	原子吸收分光光度法	≤0.05	GB7475-1987
锰	火焰原子吸收分光光度法	≤0.05	GB 11911-1989
锌	原子吸收分光光度法	≤0.5	GB7475-1987
含氧量(COD _{Mn})	高锰酸盐指数的测定	≤2.0	GB 11892-1989
氰化物	容量法和分光光度法	≤0.01	HJ 484-2009
氟化物	离子选择电极法	≤1.0	GB 7484-1987
硫酸盐	离子色谱法	≤150	HJ84-2016

4.2.2.4 评价标准

地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中III类标准,其标准值见表 2.5-2。

4.2.2.5 评价方法

采用单项评价标准指数法进行评价。单项水质评价因子 i 在第 j 取样点的标准指数为:

$$S_{i,j} = \frac{C_{ij}}{C_{sj}}$$

式中: $S_{i,j}$ —单项水质参数 i 在第 j 点的标准指数;

$C_{i,j}$ —水质评价因子 i 在第 j 取样点的浓度, mg/L;

C_{si} —i 因子的评价标准, mg/L。

pH 的标准指数为:

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

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

式中：pH_j—j 取样点水样 pH 值；

pH_{sd}—评价标准规定的下限值；

pH_{su}—评价标准规定的上限值。

当 S_{ij}>1 时，表明该水质参数超过了规定的水质标准，S_{ij}<1 时，说明该水质可以达到规定的水质标准。

4.2.2.6 监测结果

监测结果见表 4.2-6

表 4.2-6 地下水质量监测数据

序号	监测项目	单位	监测结果					标准值 (mg/L)
			1#	2#	3#	4#	5#	
1	pH	无量纲	7.2	7.3	7.3	7.5	7.3	6.5~8.5
2	耗氧量 (高锰酸盐指数)	mg/L	1.56	1.25	1.20	1.31	1.19	3.0
3	总硬度	mg/L	1.70×10 ³	1.03×10 ³	791	1.15×10 ³	1.11×10 ³	450
4	溶解性总固体	mg/L	2.45×10 ³	3.44×10 ³	3.77×10 ³	2.98×10 ³	3.32×10 ³	1000
5	氨氮	mg/L	<0.025	<0.025	<0.025	<0.025	<0.025	0.5
6	挥发酚	mg/L	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	0.002
7	硝酸盐氮	mg/L	9.5	17.9	16.8	17.2	18.5	20
8	亚硝酸盐氮	mg/L	0.084	0.089	0.003	0.100	0.008	1.0
9	硫酸盐	mg/L	397	605	761	516	624	250
10	氟化物	mg/L	0.28	0.33	0.36	0.43	0.31	1.0
11	氯化物	mg/L	1.03×10 ³	1.16×10 ³	1.33×10 ³	1.06×10 ³	1.20×10 ³	250
12	氰化物	mg/L	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	0.05
13	硫化物	mg/L	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	0.02
14	Cr ⁶⁺	mg/L	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	0.05
15	细菌总数	mg/L	60	50	70	60	80	100
16	总大肠菌群	MPN/100mL	<2	<2	<2	<2	<2	≤3.0MPN/100mL

青河县恒大矿业勘察有限责任公司琼坎儿孜 15.02 万吨/年油砂油开采项目环境影响

17	汞	mg/L	$<0.04 \times 10^{-3}$	0.001				
18	砷	mg/L	$<0.3 \times 10^{-3}$	0.01				
19	铅	mg/L	$<2.5 \times 10^{-3}$	0.01				
20	镉	mg/L	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	0.005
21	铁	mg/L	0.0183	0.0880	0.0791	0.0866	0.248	0.3
22	锰	mg/L	0.0144	0.0532	0.0615	0.0372	0.0424	0.10
23	铜	mg/L	<0.009	<0.009	<0.009	<0.009	<0.009	1.00
24	锌	mg/L	0.026	0.038	0.040	0.030	0.044	1.00
25	镍	mg/L	<0.006	<0.006	<0.006	<0.006	<0.006	0.02
26	钠	mg/L	326	920	1.16×10^3	666	918	200
27	石油类	mg/L	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	0.05

4.2.2.7 评价结果

监测结果表明：各监测因子中，除溶解性总固体、总硬度、钠、氯化物、硫酸盐超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB-T 14848-2017）III类标准，说明评价区域地下水环境质量一般。溶解性总固体、总硬度、钠、氯化物、硫酸盐超标原因可能与当地的地质构造有关。

4.2.3 声环境质量现状评价

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），本次评价共设 4 个噪声监测点，噪声监测工作由新疆齐新环境服务有限公司承担。于 2024 年 11 月 16 日-17 日对区域内噪声进行监测。

4.2.3.1 监测点布置

厂界布设 4 个（标记为 1~4#）监测点，各监测点位置见监测点位图 4.2-1。

4.2.3.2 监测时间与频率

监测时间为 2024 年 11 月 16 日-17 日，于昼间和夜间分别对矿区边界进行了噪声等效 A 声级监测，各监测点昼、夜间各监测一次。

4.2.3.3 监测仪器和方法

本次噪声测试使用 AWA5688 型多功能声级计，测量时传声器加风罩，并使仪器的传声器高出地面 1.2~1.5m。

监测方法按《声环境质量标准》（GB3096-2008）中有关规定测量其连续等效 A 声级。

4.2.3.4 评价标准

厂界噪声评价采用《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，即：昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ ，夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$ 。

4.2.3.5 评价方法

评价方法采用标准值比对法。

4.2.3.6 评价结果及分析

厂址边界噪声现状评价结果见表 4.2-7。

表 4.2-7 厂界噪声现状监测及评价结果表 单位：dB (A)

监测时间	监测位置	昼间		夜间		是否达标
		监测值	标准值	监测值	标准值	
2024年11月 16日-17日	矿区东侧	43	60	40	50	是
	矿区南侧	44	60	41	50	是
	矿区西侧	46	60	40	50	是
	矿区北侧	48	60	39	50	是

由各监测点昼夜间监测值与标准值进行比对后可以看出，各监测点噪声均符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准，说明项目所在区域声环境质量良好。

4.2.4 土壤环境质量现状评价

4.2.4.1 土壤环境现状调查

(1) 监测点位及时间

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）可知本项目为生态影响型一级评价。本项目占地范围内布设 5 个柱状样点、7 个表层样点，占地范围外布设 6 个表层样点，共布设 18 个监测点。具体监测点位见图 4.1-1，点位具体位置布设见表 4.2-8。

本次土壤环境质量现状监测工作由新疆齐新环境服务有限公司，采样时间为 2024 年 11 月 16 日。

表 4.2-8 土壤监测点位一览表

序号	监测点编号	采样区域	测点坐标	采样方式
1	T1	矿区范围内	N:42°56'23.77" E:90°29'35.39"	柱状样
2	T2	矿区范围内	N:42°56'20.10" E:90°29'53.46"	柱状样
3	T3	矿区范围内	N:42°55'55.64" E:90°31'17.35"	柱状样
4	T4	矿区范围内	N:42°55'51.97" E:90°30'17.37"	柱状样
5	T5	矿区范围内	N:42°56'26.09" E:90°33'20.78"	柱状样
6	T6	矿区范围内	N:42°56'36.18" E:90°29'48.46"	表层样
7	T7	矿区范围内	N:42°57'33.25" E:90°33'52.22"	表层样
8	T8	矿区范围内	N:42°57'0.87" E:90°32'54.91"	表层样
9	T9	矿区范围内	N:42°56'5.38" E:90°28'39.87"	表层样
10	T10	矿区范围内	N:42°56'21.49" E:90°30'59.51"	表层样

序号	监测点编号	采样区域	测点坐标	采样方式
11	T11	矿区范围内	N:42°56'40.35" E:90°31'49.35"	表层样
12	T12	矿区范围内	N:42°55'20.78" E:90°28'43.56"	表层样
13	T13	矿区范围外	N:42°57'44.81" E:90°31'55.50"	表层样
14	T14	矿区范围外	N:42°56'29.28" E:90°27'43.87"	表层样
15	T15	矿区范围外	N:42°56'33.23" E:90°34'48.64"	表层样
16	T16	矿区范围外	N:42°55'2.04" E:90°29'45.07"	表层样
17	T17	矿区范围外	N:42°55'32.78" E:90°32'47.21"	表层样
18	T18	矿区范围外	N:42°57'0.55" E:90°30'9.07"	表层样

(2) 监测因子

pH 值、含盐量、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（ah）蒽、茚并（123-cd）芘、萘、铬、锌、石油烃。

(3) 评价标准

本次土壤环境质量评价采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值。

(4) 分析方法

表 4.2-9 土壤环境质量检测分析方法

序号	分析项目	依据	检出限
1	汞	土壤质量总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法第 1 部分：土壤中总汞的测定 GB/T22105.1-2008	0.002mg/kg
2	铬（六价）	土壤和沉积物六价铬的测定碱溶液提取/原子吸收分光光度法	0.04mg/kg
3	镍	土壤质量镍的测定火焰原子吸收分光光度法 GB/T17139-1997	0.30mg/kg
4	铅	土壤质量铅、镉的测定石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T17141-1997	2.00mg/kg

青河县恒大矿业勘察有限责任公司琼坎儿孜 15.02 万吨/年油砂油开采项目环境影响

5	砷	土壤质量总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法第 2 部分：土壤中总砷的测定 GB/T22105.2-2008	0.01mg/kg
6	铜	土壤质量铜、锌的测定火焰原子吸收分光光度法 GB/T17138-1997	0.60mg/kg
7	镉	土壤质量铅、镉的测定石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T17141-1997	0.03mg/kg
8	四氯化碳	土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ605-2011	0.0013mg/kg
9	氯仿		0.0011mg/kg
10	氯甲烷		0.0010mg/kg
11	1, 1-二氯乙烷		0.0013mg/kg
12	1, 2-二氯乙烷		0.0013mg/kg
13	1, 1-二氯乙烯		0.0010mg/kg
14	顺-1, 2-二氯乙烯		0.0013mg/kg
15	反-1, 2-二氯乙烯		0.0014mg/kg
16	二氯甲烷		0.0015mg/kg
17	1, 2-二氯丙烷		0.0011mg/kg
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷		0.0012mg/kg
19	1, 1, 2, 2, -四氯乙烷		0.0012mg/kg
20	四氯乙烯		0.0014mg/kg
21	1, 1, 1-三氯乙烷		0.0013mg/kg
22	1, 1, 2-三氯乙烷		0.0012mg/kg
23	三氯乙烯		0.0012mg/kg
24	1, 2, 3-三氯丙烷		0.0012mg/kg
25	氯乙烯		0.0010mg/kg
26	苯		0.0019mg/kg
27	氯苯		0.0012mg/kg
28	1, 2-二氯苯		0.0015mg/kg
29	1, 4-二氯苯		0.0015mg/kg
30	乙苯		0.0012mg/kg
31	苯乙烯		0.0011mg/kg
32	甲苯		0.0013mg/kg
33	间二甲苯+对二甲苯		0.0012mg/kg
34	邻二甲苯		0.0012mg/kg
35	硝基苯	土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法 HJ834-2017	0.0004mg/kg
36	苯胺		0.0010mg/kg

37	2-氯酚		0.0400mg/kg
38	苯并（a）蒽		0.0001mg/kg
39	苯并（a）芘		0.0002mg/kg
40	苯并（b）荧蒽		0.0002mg/kg
41	苯并（k）荧蒽		0.0001mg/kg
42	蒽		0.0001mg/kg
43	二苯并（a, h）蒽		0.0001mg/kg
44	茚并（1, 2, 3-cd）芘		0.0001mg/kg
45	萘		0.0004mg/kg

（5）评价方法

本次土壤环境质量现状评价采用单因子标准指数法，计算公式：

$$P_i=C_i/S_i$$

式中：P_i——单因子标准指数；

C_i——污染物实测浓度值（mg/kg，μg/kg）；

S_i——评价标准值（mg/kg）。

（6）监测结果及评价

监测结果及评价结果见表 4.2-11~4.2-13。

表 4.2-11 土壤检测结果表 (单位: mg/kg)

污染物 项目	检测值															筛选 值	是否低 于筛选 值
	T1			T2			T3			T4			T5				
	(0-0.5 m)	(0.5-1. 5m)	(1.5-3 m)														
pH	7.66	7.82	7.74	7.59	7.58	7.63	7.89	7.91	7.81	7.89	7.91	7.81	7.54	7.59	7.63	/	是
砷	2.52	2.46	2.4	4.94	4.87	4.95	7.57	7.41	7.29	6.7	6.84	6.91	5.16	5.22	5.16	60	是
镉	0.6	0.6	0.59	0.14	0.14	0.14	0.2	0.21	0.21	0.17	0.17	0.17	0.19	0.19	0.18	65	是
六价铬	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	5.7	是
铜	32	32	32	34	34	35	20	20	21	19	19	19	25	25	25	18000	是
铅	10.7	11.1	11	11	11.4	11.6	8.6	8.9	8.7	7.9	7.9	6.1	7.8	7.6	7.7	800	是
汞	0.181	0.173	0.178	0.192	0.187	0.189	0.111	0.112	0.111	0.092	0.089	0.092	0.16	0.163	0.164	38	是
镍	28	26	25	21	21	21	20	19	19	13	13	13	32	32	32	900	是
锌	41	41	40	42	41	42	42	43	41	44	43	44	39	39	39	300	是
石油烃	68	57	52	61	53	45	57	50	43	52	46	41	68	55	48	4500	是

表 4.2-12 土壤检测结果表 (续)

样品编码		项目区内						项目区外						筛选值	是否 低于 筛选 值
检测 项目	单位	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T13	T14	T15	T16	T17	T18		
pH	无量纲	7.8	7.74	7.75	7.62	7.53	7.83	7.89	7.91	7.9	7.55	7.47	7.67	/	是
砷	mg/kg	4.42	6.78	3.15	2.54	4.33	4.18	3.81	3.94	3.94	5.12	7.47	3.04	25	是
镉	mg/kg	0.2	0.17	0.24	0.21	0.14	0.17	0.17	0.15	0.2	0.2	0.46	0.19	0.6	是
铬	mg/kg	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	250	是
铜	mg/kg	17	35	27	30	24	20	28	26	20	24	18	24	100	是
铅	mg/kg	5.8	11.5	10.4	11.4	12.8	12.6	10.3	6.5	8.3	8.9	11.4	9.9	170	是
汞	mg/kg	0.246	0.107	0.134	0.206	0.086	0.121	0.124	0.09	0.263	0.23	0.119	0.12	3.4	是
镍	mg/kg	10	20	20	17	20	16	21	22	14	18	16	18	190	是
锌	mg/kg	40	44	40	41	38	46	36	40	42	43	39	41	300	是
石油烃	mg/kg	60	56	62	58	61	52	42	62	50	55	51	62	4500	是

表 4.2-13 土壤检测结果表 (续)

序号	污染物项目	监测点位	筛选值	是否低于筛选值
		T12		
重金属和无机物				
1	砷	8.96	60	是
2	镉	0.17	65	是
3	铬(六价)	<0.5	5.7	是
4	铜	24	18000	是
5	铅	13.6	800	是
6	汞	0.119	38	是
7	镍	20	900	是
8	锌	40	300	是
挥发性有机物				
9	四氯化碳	<2.1×10 ⁻³	2.8	是
10	氯仿	<1.5×10 ⁻³	0.9	是
11	氯甲烷	<3×10 ⁻³	37	是
12	1,1-二氯乙烷	<1.6×10 ⁻³	9	是
13	1,2-二氯乙烷	<1.3×10 ⁻³	5	是
14	1,1-二氯乙烯	<0.8×10 ⁻³	66	是
15	顺-1,2-二氯乙烯	<0.9×10 ⁻³	596	是
16	反-1,2-二氯乙烯	<0.9×10 ⁻³	54	是
17	二氯甲烷	<2.6×10 ⁻³	616	是
18	1,2-二氯丙烷	<1.9×10 ⁻³	5	是
19	1,1,1,2-四氯乙烷	<1.0×10 ⁻³	10	是
20	1,1,2,2-四氯乙烷	<1.0×10 ⁻³	6.8	是
21	四氯乙烯	<0.8×10 ⁻³	53	是
22	1,1,1-三氯乙烷	<1.1×10 ⁻³	840	是
23	1,1,2-三氯乙烷	<1.4×10 ⁻³	2.8	是
24	三氯乙烯	<0.9×10 ⁻³	2.8	是

25	1,2,3-三氯丙烷	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.5	是
26	氯乙烯	$<1.5 \times 10^{-3}$	0.43	是
27	苯	$<1.6 \times 10^{-3}$	4	是
28	氯苯	<1.1	270	是
29	1,2-二氯苯	$<1.0 \times 10^{-3}$	560	是
30	1,4-二氯苯	$<1.2 \times 10^{-3}$	20	是
31	乙苯	$<1.2 \times 10^{-3}$	28	是
32	苯乙烯	$<1.6 \times 10^{-3}$	1290	是
33	甲苯	$<2.0 \times 10^{-3}$	1200	是
34	间二甲苯+对二甲苯	$<3.6 \times 10^{-3}$	570	是
35	邻二甲苯	$<1.3 \times 10^{-3}$	640	是
半挥发性有机物				
36	硝基苯	<0.09	76	是
37	苯胺	<0.08	260	是
38	2-氯酚	<0.06	2256	是
39	苯并[a]蒽	<0.1	15	是
40	苯并[a]芘	<0.1	1.5	是
41	苯并[b]荧蒽	<0.2	15	是
42	苯并[k]荧蒽	<0.1	151	是
43	蒽	<0.1	1293	是
44	二苯并[a,h]蒽	<0.1	1.5	是
45	茚并[1,2,3-cd]芘	<0.1	15	是
46	萘	<0.09	70	是
其他项目				
47	pH 值	7.58	/	/
48	石油烃	49	4500	是
49	含盐量	8.1×10^3	/	/

由表 4.2-11~13 监测结果表明，各土壤监测项目均满足《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，说明评价区域土壤环境较好。

4.3 生态环境现状调查与评价

4.3.1 生态系统类型

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于Ⅲ天山山地温性草原、森林生态区—Ⅲ-4 天山南坡吐鲁番—哈密盆地戈壁荒漠、绿洲农业生态亚区—50. 吐鲁番盆地绿洲特色农业与旅游生态功能区。该生态功能区得主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.3-1，生态功能区划图见图 4.3-1。

表 4.3-1 项目区生态功能区划

生态功能区	生态区	天山山地温性草原、森林生态区
	生态亚区	天山南坡吐鲁番—哈密盆地戈壁荒漠、绿洲农业生态亚区
	生态功能区	吐鲁番盆地绿洲特色农业与旅游生态功能区
主要生态服务功能		特色农产品生产、人居环境、旅游
主要生态环境问题		水资源短缺、地下水超采、风沙灾害严重、干热风多
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性和生境不敏感，土壤侵蚀极度敏感，土地沙漠化轻度敏感，土壤盐渍化不敏感、高度敏感
主要保护目标		充分利用光热资源，发展以葡萄、长绒棉等为主的特色农业，合理有序发展旅游业。保护文物古迹、保护坎儿井、保护农田、保护荒漠植被和砾幕
主要保护措施		特色农产品生产、人居环境、旅游
适宜发展方向		水资源短缺、地下水超采、风沙灾害严重、干热风多

由表可知，工程所在区域属于吐鲁番盆地绿洲特色农业与旅游生态功能区，主要生态服务功能分别为“特色农产品生产、人居环境、旅游”。本工程属于石油开采类项目，符合区域生态服务功能；同时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荒漠植被及其生境，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、动植物产生明显不利影响，符合区域生态服务功能定位。

4.3.2 区域土地利用现状

新疆的土地资源类型可分为耕地、园林地、草地、城镇用地及工矿用地、交通用地、水域等，未利用土地占绝大部分，达到全区土地总面积的 63.85%，这些未利用土地包括沙漠、戈壁、裸岩、裸土等。

本项目区域土地类型包括裸岩石砾地、戈壁和低覆盖度草地。根据实地调查，本项目矿区属干旱荒漠区，区内植被发育较少，植被覆盖率在 5% 以下，项目区土地利用现状见图 4.3-2。

4.3.3 土壤类型及分布

按照《中国土壤》和《新疆土壤》等著述的土壤分类系统，依据《新疆维吾尔自治区土壤类型图》和野外实地调查，矿区内土壤主要为石膏灰棕漠土。项目区土壤类型图见图 4.3-3。

石膏灰棕漠土属于漠土类，是一种典型的干旱区土壤。多为砂质或砂壤质，结构松散。主要呈灰棕色，表面常有石膏结晶。土壤层较薄，通常分为表层、心土层和底土层。土壤 pH 值偏碱性，通常在 8.0 以上。有机质含量极低，通常在 0.5% 以下。土壤盐分含量较高，尤其是石膏含量丰富，常形成石膏层。

项目区土壤理化特性见表 4.3-2。

表4.3-2 土壤理化特性调查表

点号		T1	时间	2024.11.16
经度		90°29'35.39"	纬度	42°56'23.77"
采样深度		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m
现场记录	颜色	干、黄棕	潮、浅棕	
	结构	碎屑	片状	片状
	质地	砂土	砂土	砂土
	砂砾含量	10	30	40
	其他异物	无	无	无
实验测定	氧化还原点位 (mv)	321	313	305
	土壤容重 (g/cm ³)	1.41	1.41	1.42
	阳离子交换量 (cmol ⁺ /kg)	1.4	1.5	1.2
	饱和导水率 K ₁₀ (mm/min)	0.664	0.656	0.660
	孔隙度 (%)	47.7	47.0	47.0
土壤剖面照片				

在评价区分布的天然植被中，无国家和自治区重点保护的植物，无《中国生物多样性红色名录》中列为极危、濒危和易危的物种及其他重要物种。根据项目区土地类型及植物组成和盖度，统计样方内植被种类、盖度、高度等。典型样方调查见样方表 4.3-4。样方的布置照片见图 4.3-5。

表 4.3-4 矿区群落典型样方调查表

群落样方编号 1					
调查日期	2024.9.24	调查地点	矿区	样方面积	1m×1m
坐标	N 42°57'8", E 90°33'25"		群落类型	梭梭群落	
海拔高度	503m	土壤类型	石膏灰棕漠土	地形/地貌	低山
植被类型	稀疏植被	植物种类数	1	植被总盖度	5%
序号	植物名称	丛(株)数	高度(cm)		多度
1	梭梭	2	10-30		SOL
群落样方编号 2					
调查日期	2024.9.24	调查地点	矿区	样方面积	1m×1m
坐标	N 42°56'27", E 90°32'50"		群落类型	琵琶柴群落	
海拔高度	456m	土壤类型	石膏灰棕漠土	地形/地貌	低山
植被类型	稀疏植被	植物种类数	1	植被总盖度	5%
序号	植物名称	丛(株)数	高度(cm)		多度
1	琵琶柴	2	30-50		SP
群落样方编号 3					
调查日期	2024.9.24	调查地点	矿区	样方面积	1m×1m
坐标	N 42°57'9", E 90°33'25"		群落类型	骆驼刺群落	
海拔高度	496m	土壤类型	石膏灰棕漠土	地形/地貌	低山
植被类型	稀疏植被	植物种类数	1	植被总盖度	5%
序号	植物名称	丛(株)数	高度(cm)		多度
1	骆驼刺	2	10-30		SOL
群落样方编号 4					
调查日期	2024.9.24	调查地点	矿区	样方面积	1m×1m
坐标	N 42°57'9", E 90°33'25"		群落类型	琵琶柴群落	
海拔高度	463m	土壤类型	石膏灰棕漠土	地形/地貌	低山
植被类型	稀疏植被	植物种类数	1	植被总盖度	5%
序号	植物名称	丛(株)数	高度(cm)		多度
1	琵琶柴	1	10-30		SP
群落样方编号 5					
调查日期	2024.9.24	调查地点	矿区	样方面积	1m×1m

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析与预测评价

5.1.1 施工期大气环境影响分析

施工活动对大气环境的影响主要为管线敷设、道路建设、运输车辆产生的扬尘、柴油机烟气、及少量汽车尾气等。

(1) 扬尘对环境空气的影响

该项目建设施工过程中的大气污染主要来自于项目区内基础设施建设产生的扬尘。在整个施工期产生扬尘的作业有场地平整、开挖、部分道路修建、建材运输、管线敷设、装卸等过程，如遇干旱无雨季节，加上大风，施工扬尘将更严重。

据有关调查显示，在施工过程中，车辆行驶产生的扬尘约占扬尘总量的60%，在完全干燥情况下，道路扬尘可按下列经验公式计算：

$$Q = 0.123 \left(\frac{V}{5} \right) \left(\frac{W}{6.8} \right)^{0.85} \left(\frac{P}{0.5} \right)^{0.75}$$

式中：Q——汽车行驶的扬尘，kg/km·辆；

V——汽车速度，km/h；

W——汽车载重量，t；

P——道路表面粉尘量，kg/m²。

表5.1-1为一辆载重5吨的卡车，通过一段长度为500m的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。

表 5.1-1 不同车速和地面清洁程度时的汽车扬尘（单位：kg/辆·km）

清洁 P 车速	0.1 (kg/m ²)	0.2 (kg/m ²)	0.3 (kg/m ²)	0.4 (kg/m ²)	0.5 (kg/m ²)	1.0 (kg/m ²)
5 (km/h)	0.0283	0.0476	0.0646	0.0801	0.0947	0.1593
10 (km/h)	0.0566	0.0953	0.1291	0.1602	0.1894	0.3186
15 (km/h)	0.0850	0.1429	0.1937	0.2403	0.2841	0.4778
20 (km/h)	0.1133	0.1905	0.2583	0.3204	0.3788	0.6371

施工材料运输车辆进出产生的扬尘量较小，只要控制车速，做到减速慢行，间断的运输车辆道路扬尘对周边环境敏感点环境空气影响总体小。

表5.1-2为施工场地洒水抑尘的试验结果，结果表明采取每天适量洒水4~5次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可使扬尘减少70%左右，可将TSP污染距离缩小到20~50m范围。

表 5.1-2 施工场地洒水抑尘试验结果

距离 (m)		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度 (mg/m ³)	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

因此，限速行驶及保持路面清洁，同时适当洒水是减少汽车扬尘的有效手段。

施工扬尘的另一种情况是露天堆放、裸露场地及施工作业产生的风力扬尘，由于施工需要，一些建材需露天堆放，一些施工点表层土壤需人工开挖、堆放，在气候干燥又有风的情况下，会产生扬尘，其扬尘量可按堆场起尘的经验公式计算：

$$Q=2.1 (V_1-V_0)^3 e^{-1.023W}$$

式中：Q——起尘量，kg/t·a；

V₁₀——距地面 10m 出风速，m/s；

V₀——起尘风速，m/s；

W——尘粒含水率，%。

尘粒在空气中的传播扩散情况与风速与粒径的含水量有关，也与尘粒本身的沉降速度有关不同粒径粉尘的沉降速度见表 5.1-3。由表可知，粉尘的沉降速度随粒径的增大而迅速增大。当粒径为 250um 时，沉降速度为 1.005m/s，因此当尘粒大于 250um 时，主要影响范围在扬尘点下风向近距离范围内，而真正对外环境产生影响的是一些微小尘粒。

表 5.1-3 不同粒径尘粒的沉降速度

粉尘粒径 (μm)	10	20	30	40	50	60	70
沉降速度 (m/s)	0.003	0.012	0.027	0.048	0.075	0.108	0.147
粉尘粒径 (μm)	80	90	100	150	200	250	350
沉降速度 (m/s)	0.158	0.170	0.182	0.239	0.804	1.005	1.829

粉尘粒径 (μm)	450	550	650	750	850	950	1050
沉降速度 (m/s)	2.211	2.614	3.016	3.418	3.820	4.222	4.624

根据现场施工季节的气候情况不同，其影响范围和方向也有所不同。因此，施工期间应特别注意施工扬尘中细小颗粒污染的防治问题，须制定必要的防治措施，在施工区域设置挡风墙，以减少施工扬尘对周围环境的影响。

施工场地粉尘的污染程度与风速、粉尘粒径、粉尘含湿量和汽车行驶速度等因素有关，其中风速及汽车行驶速度两因素对粉尘的污染影响最大。行驶速度增大，粉尘污染范围相应扩大。因此，尽可能降低车速，可有效降低道路扬尘。

根据相关资料，在正常风情况下，建设场地产生的粉尘在施工地近地面浓度为 $1.5\sim 30\text{mg}/\text{m}^3$ ，其影响范围在下风向 30m 内，TSP 影响浓度最大为 $5.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，其余区域预测浓度值较低，在施工期内对施工区及运输路线的环境空气质量形成一定影响。

(2) 柴油机烟气对环境空气的影响

钻井时钻机使用柴油发电机带动，柴油机燃烧柴油时排放的废气中的主要污染物是烃类及 NO_x 等。类比其他相似井场，整个施工期各项污染物均满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单中“非道路移动机械用柴油机排气污染物限值”（第三阶段）标准要求。由于钻井作业柴油发电机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之评价区范围内地域辽阔扩散条件较好，钻井作业柴油发电机烟气排放及总烃挥发对周围环境影响较小。

(3) 车辆尾气对环境空气的影响

油田开发各类工程及运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。平均每辆车日排放烃类物质 $0.0017\text{kg}/\text{d}$ ， NO_x 为 $0.04\text{kg}/\text{d}$ ，TSP 为 $0.0036\text{kg}/\text{d}$ 、CO 为 $0.0091\text{kg}/\text{d}$ 。由于车辆排放的尾气为流动的线源，影响范围较大，但其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对环境的空气的影响不是很大。

施工期对大气环境产生影响的各种因素，在项目建成完工后便可消除，不会对其所在区域造成长期的不利影响，也不会对本区域造成不可逆转的影响。

5.1.3 施工期水环境影响分析

(1) 钻井废水

本项目钻井废水和井场产生的少量完井废水一同由“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理，达标后回用于泥浆配制，废水不外排。

(2) 管道试压废水

本项目管道试压介质为洁净水，废水中除含有少量铁锈及灰尘外，无其它污染物。本项目开采为滚动开发，内部集油和供水支线为分段建设，分段试压，由于每段支线长度较短，因此单次试压用水量较小。管道试压废水排入罐车内，拉运至综合处理站采出液处理系统，处理后回用。

(3) 生活污水

由于施工现场分散，施工期生活污水中主要污染物浓度又较低，无有毒有害物质，因此均拟排放于井场的移动防渗旱厕内，钻井结束后均及时填埋，不会对环境造成污染。

综上，本项目施工废水均得到合理处理，对周围环境影响较小。

5.1.4 施工期声环境影响分析

(1) 施工期噪声源分析

施工期噪声主要为钻井井场噪声和地面工程施工噪声。钻井井场噪声主要由柴油发电机组、钻机、泥浆泵、振动筛等产生，声源强度在 87~105dB(A)；地面工程施工噪声主要由挖掘机、推土机、电焊机、吊管机、压路机等产生，声源强度在 80~95dB(A)。噪声源强见表 3.3-22。

(2) 噪声预测

① 距离衰减公式

$$L_{PA} = L_{PB} - 20 \lg \frac{r_a}{r_b} - A_e$$

式中： L_{PA} ——预测点距声源 A 处的声压级，dB(A)；

L_{PB} ——声源 B 处的声压级，dB(A)；

r_a ——预测点距声源 A 处的距离，m；

r_b ——测点距声源 B 处的距离，m；

A_e ——环境衰减值，dB(A)。

A_e 取值受地面吸收、空气温度、物体阻挡的屏蔽等环境因素影响。本次预测时， A_e 取 0。

②多声源理论叠加公式

$$L_p = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^n 10^{0.1L_i} \right)$$

式中： L_p -n 个声源叠加后的总声源级，dB(A)；

L_i ——第 i 个声源对某点的声压级，dB(A)；

n——声源个数。

对于多台施工机械对某个预测点的影响，应进行声级叠加。

(3) 预测结果

本项目施工机械噪声预测见表 5.1-4。

表 5.1-4 施工机械设备噪声预测

机械设备名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	50m	100m	150m	200m	250m
柴油机发电机组	81	63	56	51	48	45
钻机	71	53	46	41	38	35
泥浆泵	66	48	41	36	33	30
振动筛	67	51	44	39	36	33
液压挖掘机	67	51	44	39	36	33
推土机	67	49	42	37	34	31
轮式装载机	74	56	49	44	41	39
重型运输机	67	51	44	39	36	33
压路车	67	51	44	39	36	33
电焊机	66	48	41	36	33	30
吊管机	59	41	34	29	26	23
冲击式钻机	64	46	39	34	31	28

由上表可以看出，主要施工机械在 50m 以外能够达到建筑施工噪声昼间噪声不超过 70dB (A) 的要求，而在夜间不超标 55dB(A) 的距离要远到 100m。根据现场调查评价范围内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，矿区东南部的集水中心距井场最近距离约 400m，工程施工期应合理安排施工作业时间，并通过对噪声设备采取降噪措施等降低噪声影响，保证施工噪声满足《建

筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）的要求，避免发生噪声扰民事件。施工期噪声的影响主要是对钻井队的施工人员的影响，因此必须做好劳动防护措施。

针对本项目的施工特点，为将施工期的噪声影响减小到尽可能低的程度，建议采取以下措施：

（1）施工期间应严格遵守《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）规定要求，合理安排施工时间，优化施工方案，在夜间尽可能不用或少用高噪声设备；同时物料进施工区安排尽量在白天。

（2）应尽可能避免地面大量高噪声设备同时施工，减少夜间施工量。

（3）合理布局施工场地，避免在同一地点安装大量动力机械设备，以避免局部声级过高。

（4）降低设备声级：应尽量采用低噪声施工设备，如以液压机械代替燃油机械，振捣棒采用低频振捣棒等；固定机械设备与挖土、运土机械，如挖掘机、推土机等，可通过排气管消音器和隔离发动机振动部件的方法降低噪声；对动力机械设备和运输车辆进行定期的维修和养护。

5.1.5 施工期固体废物对环境的影响分析

施工过程中产生的固废主要为钻井废弃泥浆和岩屑、施工弃土、废润滑油、生活垃圾等；

（1）钻井废弃泥浆和岩屑

本项目钻井过程产生的非磺化泥浆和岩屑一同由“钻井废弃物不落地达标处理技术”进行无害化处理，处理后泥浆泥饼应达到《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《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）标准后作为可利用资源，用于铺垫井场和井间道路。

本项目钻井期产生的磺化泥浆应按照《危险废物鉴别标准 通则》，在项目试运行过程中及时检测，并报请固化管理部门确定是否属危险废物，若为危险废物，则就近委托具有相应危险废物处置资质和处置能力的单位处置，若为一般工

业固体废物，则就近委托具有相应固体废物处置能力的单位处置。

综上，钻井过程产生的泥浆及岩屑经妥善处置及资源利用后，对外环境影响较小。

(2) 施工弃土

本项目弃土在管线施工结束后，用于井场、道路和站场施工场地，实施压实平整水土保持措施，不产生集中弃土。

(3) 废润滑油、废弃防渗膜

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，如废润滑油、废弃防渗膜等，委托具有危险废物运输及处理资质的单位进行处置。

(4) 生活垃圾

施工人员生活垃圾产生量较少，可在施工现场内设置集中的垃圾投放点，将垃圾集中清运至周边城镇的垃圾填埋场处理，避免二次污染，基本不会对环境产生明显影响。

5.1.6 施工期土壤环境影响分析

本项目施工期的工程内容主要是基础施工及钻井工程，包括地面的开挖和回填以及对深层土壤的破坏，对土壤环境的影响最直接，项目施工对土壤环境的影响主要有：

①破坏土壤结构

土壤结构是在当地自然条件下土壤经过长期的发育过程形成的较为稳定的结构系统，在施工开挖过程中会破坏原有土壤结构。土壤中的分层特征和团粒结构是经过长期发展形成的，遭到破坏后，恢复需要较长的时间。

②改变土壤质地

土壤质地因所处地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化，即使同一土壤剖面，表层与底层的土壤质地也有明显的不同。由于土壤在形成过程中层次分明，表层为耕作层，中层一般为淋溶淀积层，底层是母质层。土壤类型不同，各层次的理化性质和厚度会存在较大的差别。管道的开沟和回填混合了原有较为稳定的层次，不同层次被打乱混在一起，影响土壤发育，影响植物的生长。

③影响土壤紧实度

基础施工及管道回填后一般在短时期难以恢复其原有的紧实度。表层过于疏松时，因灌溉和降水容易造成水份下渗，使土层明显下陷形成凹沟。过于紧实时又会影响植物根系下扎。施工期间的车辆和重型机械的碾压也会造成管道两侧表层过于紧实，对植物生长产生不良影响。

④项目建设临时占地对土壤环境的影响

项目临时占用地主要是挖方的堆积、建设用材料的堆放、临时施工道路用地、施工机械场地等。临时占用的土地，一部分是可以复垦利用的，但因施工中的机械碾压、施工人员践踏、振动以及施工废渣和废液掺合等原因，对土壤的理化性质、肥力水平都有一定影响。

⑤施工废弃物对土壤环境的影响

项目施工除了开挖与回填影响土壤性质外，施工废弃物对土壤环境的影响也是值得注意的。项目施工产生的泥浆若落入土地，有可能把固体废弃物残留于土壤之中。这些固体废物一般都比较难于分解，影响环境景观和作物生长，若埋于土壤中则会对作物根系的生长和发育造成影响。

⑥项目建设对土壤养分现状的影响

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分状况分布而言，表土层有机质、全氮、速效磷和速效钾等含量高，紧密度与孔隙状况适中强。施工势必扰动原有土体构型，使土壤养分分布状况受到影响，严重者会造成土壤性质的恶化，并影响其表层生长的植被，甚至难于恢复。

5.1.7 施工期生态环境影响分析

(1) 工程建设对土地利用现状的影响

本项目部署实施钻井 252 口，利用老井 8 口，注水井 48 口，建设 14 式计量站 7 座，综合处理站 1 座，配套集油、供水管道及办公生活区，总用地面积为 257.7hm²，占地主要为裸地，地表植被覆盖度较低，开发区域布局无环境限制性因素，布局合理。在项目施工过程中，施工便道以及施工场地均临时占用土地，

占地面积合计 117.72hm²，全部为临时占地，占地类型均为裸地。施工期过程中造成土地利用的暂时改变，占地范围内零星的植被会受到破坏；但是，临时占地土地利用改变是短期的、可逆的，随着工程结束，逐渐恢复原有土地利用类型和面积，不会对土地资源产生长期影响。

(2) 植物资源影响评价

①项目占地造成的植被破坏

项目建设将在一定程度上破坏评价区内植被群落数量、分布，造成生物量减少，但不造成毁灭性破坏。且项目区大多数为裸地，因此项目的实施不会使整个评价区植物群落的种类组成发生明显变化，也不会造成某一物种在评价区范围内的消失。

在油田开发过程土地被扰动，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有一部分地表土地被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。其余土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了较大的变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被已不复存在。本项目占地类型均为低山残丘和戈壁，永久占地面积为 139.98hm²。在油田开发初期的 3~5 年中，荒漠植被破坏后不易恢复，因而使得 139.98hm² 土地基本没有植物初级生产能力，生物损失量约为 12.77t/a，折合 5 绵羊单位。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。

②施工活动对植被的影响

根据工程分析，本工程施工期间的污染主要来自于扬尘，各种机械、车辆排放的废气，以及施工过程中排放的生产和生活污水，还有生产和生活垃圾等固体废物。

a) 扬尘、废气对植被的影响

工程开发建设中的扬尘、废气是对植被生长产生影响的因素之一，而以扬尘产生的影响为主，扬尘产生的颗粒物在植物地表以上器官（叶、茎、花和果实）的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，造成植物表面气孔阻塞，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，植物干物质生产受到影响。

一般情况下,大范围内较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,扬尘过程对植物的伤害程度取决于空气中颗粒物浓度、沉降速率以及所处的环境和地形。该项目所在区域扩散条件较好,有利于大气颗粒物的冲刷沉降。由于工程建设过程施工点分散,因此在正常情况下扬尘浓度低,持续时间短,对植被的影响不大。

b) 施工废水对植被的影响

本项目施工期间施工废水主要为钻井废水、管道试压废水及生活污水,由于施工场地较为分散,且生活污水集中收集在移动的防渗旱厕内,因此基本不会对植被产生不良影响。

c) 施工废物对植被的影响

在工程施工中,不可避免地要有一些建筑材料和器械散落在环境中,对土壤和植被产生一定的影响。施工废物和塑料袋、矿泉水瓶等生活垃圾胡乱丢弃会造成白色污染而影响土壤,在大风季节塑料袋被吹挂在植物体上,不仅影响景观,亦会影响植物生长。只要加强施工过程管理和对施工人员的环保宣传与教育,这种影响是可以杜绝的,从而使这种影响降到最低。

d) 施工人员活动对植被的影响

这里所说的人为活动指的是除正常施工作业对植物的消除、践踏和碾压不可避免的对植被造成破坏以外,施工人员还可能随意践踏、折损周边植被,脆弱的生态系统由于人类活动的明显增加而遭到扰动和破坏,导致项目区施工范围及边缘区域地表土壤和自然植被的扰动和破坏,初级生产力水平下降,水土流失量增加,原生生态系统平衡受到破坏。因此,应该在施工过程中尽可能缩小扰动范围,保护原生土壤环境和植被,避免造成不必要的生态破坏和扰动,引发局部地带荒漠化。

③事故排放对植被的影响

项目开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为原油和含油污水泄漏,其产生的污染物排放均会对评价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,植物死亡率就越高,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，第二年植被将会重新生长。

事故排放通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对原油的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

（3）野生动物资源影响分析

对大多数野生动物来说，最大的威胁来自其生境被分割、缩小、破坏和退化。由于油田的开发必将对野生动物的生存与繁衍产生不利影响，使其栖息地的地貌群落分布和数量发生变化，从而导致野生动物的栖息地遭到破坏，因此野生动物的正常生活会受到干扰，可能会使评价区内周边野生动物迁离原栖息地，尤其是对栖息在评价区附近的小型野生动物，如鸟类、爬行类及小型哺乳动物产生一定影响。

各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和分布，钻探和地面施工建设占地将使原有野生动物的分布、栖息活动范围受到压缩。人为活动的干扰使得开发区域上空活动的鸟类相对于人类未干扰区减少，而使得局部地段二、三级营养结构中的爬行类（啮齿类）和昆虫类数量有所增加或活动频度增大。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用，使原分布区内的种类向外扩散；而钻井结束后，随着人类活动和占地减少，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。

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目占地和施工机械噪声的影响，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。由于原有该区域野生动物出没极少，故该项目对动物区域性生境不产生明显影响。

（4）管线施工对生态环境的影响

管线沿线主要植被类型为藜科类荒漠植被，在管线施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。挖掘区植被全部被破坏，其管线及两侧

的植被则受到不同程度的破坏和影响。

管线铺设作业本身要占用土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

以管沟为中心两侧 2.5m 的范围内，植被将遭到严重破坏，原有植被成分基本消失，植物的根系也受到彻底破坏；在管沟两侧 2.5-5m 的范围内，由于挖掘施工中各种机械车辆和人员活动的碾压、践踏以及挖土的堆放，造成植被的破坏较为严重；管沟两侧 5-7m 的范围内，由于机械、车辆和人员活动较少，对植被的破坏程度相对较轻。

5.2 运营期环境影响预测与评价

5.2.1 大气环境影响分析与评价

本项目运营期的大气污染源主要是油气集输过程、处理工程中的烃类挥发对大气环境的影响及综合处理站、办公生活区、食堂油烟等对大气环境的影响。

5.2.1.1 无组织非甲烷总烃

本项目大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

表5.2-1 本项目大气污染物无组织排放量核算一览表

序号	产污环节	污染物	主要防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值/ (mg/m ³)	
1	罐区挥发	非甲烷总烃	油气回收	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	4.0	0.11
2	集输管线	非甲烷总烃	油气回收			10.224
无组织排放总计		非甲烷总烃	非甲烷总烃			10.334

1) 管线集输过程及罐区非甲烷总烃排放对大气环境的影响

本项目运营期油砂油因挥发泄漏损失，有非甲烷总烃无组织逸散排放，主要来自集输管线和综合处理站罐区。

①管线集输过程产生的非甲烷总烃

管线集输过程产生的非甲烷总烃无组织排放量约 10.224t/a。采用估算模式对管线集输过程产生的非甲烷总烃总烃进行预测评价，预测结果见表 5.2-2。

表 5.2-2 管线集输过程非甲烷总烃估算模型计算结果统计表

污染源	污染物名称	最大落地浓度 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	距离 (m)	P_{max} (%)	$D_{10\%}$
集输过程	非甲烷总烃	10.128	4689	0.27	0
油罐区	非甲烷总烃	1.416	376	0.04	0

通过预测可知，管线集输过程产生的非甲烷总烃最大浓度为 $10.128\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 0.27%，最大浓度落地点距离为 4689m。最大落地浓度远小于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中的非甲烷总烃无组织排放浓度限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，因此，因此，本项目管线集输过程产生的非甲烷总烃无组织排放对周围环境空气质量影响很小，不会改变区域现有环境空气质量。

②罐区非甲烷总烃

本项目综合处理站内新建 250m^3 一次沉降罐 1 座、 250m^3 二次沉降罐 1 座、 400m^3 油罐 2 座（1 用 1 备），储罐均采用内浮顶罐，在油罐顶部设有呼吸孔，当收发油品或环境温度变化时，就会引起储罐的大呼吸或小呼吸蒸发损耗。经计算，罐区非甲烷总烃产生量合计为 1.1t/a。拟在罐区配套建设油气回收装置，回收效率可达 90%以上，可有效减少罐区非甲烷总烃的无组织排放。经计算，本项目采取油气回收措施后，罐区非甲烷总烃的排放量约 0.11t/a。

采用估算模式对罐区非甲烷总烃进行预测评价，预测结果见表 5.2-2。

通过预测可知，油罐区非甲烷总烃最大浓度为 $1.416\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 0.04%，最大浓度落地点距离为 376m。最大落地浓度远小于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中的非甲烷总烃无组织排放浓度限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，因此，本项目油罐区无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气质量影响很小，不会改变区域现有环境空气质量。

5.2.1.2 食堂油烟

本项目办公生活区内设食堂，就餐人数按照 150 人计，炉灶能源采用电能，

油烟产生量为 0.045kg/d (15.3kg/a)，油烟机的排风量为 3000m³/h，则油烟产生浓度为 7.5mg/m³，经高效油烟净化器处理后，排放量为 0.014kg/d (3.83kg/a)，油烟排放浓度为 1.88mg/m³，能够满足《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18438-2001）中的最高允许排放浓度限值要求。因此，运营期产生的食堂油烟废气对周围环境空气质量影响很小，基本不会改变区域现有环境空气质量。

5.2.1.3 大气环境保护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），大气环境保护距离是指为保护人群健康，减少正常排放条件下大气污染物对居住区的环境影响，在项目厂界外设置的环境防护距离，而通过模式计算出的大气环境保护距离是以污染源中心点为起点的控制距离，并结合厂区平面布置图，确定控制距离范围，超出厂界以外的范围，即为项目大气环境保护区域。

本项目主要无组织排放的污染物是非甲烷总烃，采用大气导则推荐模式中的大气环境保护距离模式计算得出无超标点，即项目正常运行条件下，无组织排放源强占环境质量标准的最大占标率均较小，未出现超标点，无组织排放对周围环境的影响较不明显，无需设置大气防护距离。

5.2.1.4 运营期大气环境影响分析结论

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，本项目采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃满足标准限值要求。

5.2.1.5 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-3。

表5.2-3 建设项目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□	二级√	三级□
	评价范围	边长=50km□	边长5~50km□	边长=5 km√
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a□	500~2000t/a□	< 500t/a√
	评价因子	基本污染物（SO ₂ 、NO ₂ 、PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、CO、O ₃ ） 其他污染物（非甲烷总烃、H ₂ S）		包括二次PM _{2.5} □ 不包括二次PM _{2.5} √

青河县恒大矿业勘察有限责任公司琼坎儿孜 15.02 万吨/年油砂油开采项目环境影响报告书

工作内容		自查项目							
评价标准	评价标准	国家标准√		地方标准□	附录D□	其他标准 □			
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区√		一类区和二类区□			
	评价基准年	(2022) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□		主管部门发布的数据√		现状补充监测√			
	现状评价	达标区□				不达标区√			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源√ 本项目非正常排放源√ 现有污染源□		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□		区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD □	ADMS □	AUSTAL 2000 □	EDMS/AED T □	CALPU FF □	网格模型 □	其他 <input checked="" type="checkbox"/>	
	预测范围	边长≥50km□		边长 5~50km □			边长 = 5 km <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子 (TSP)				包括二次 PM _{2.5} □ 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% □			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C本项目最大占标率≤10%□			C本项目最大标率>10% □			
		二类区	C本项目最大占标率≤30%□			C本项目最大标率>30% □			
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长 (0.5) h		C非正常占标率≤100%□		C非正常占标率>100%□			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C叠加达标 □				C叠加不达标 □			
区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% □				k>-20% □				
环境监测计划	污染源监测	监测因子:(非甲烷总烃和H ₂ S)			有组织废气监测□ 无组织废气监测√		无监测 □		
	环境质量监测	监测因子:(/)			监测点位数 (/)		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/>				不可以接受□			
	大气环境防护距离	距 () 厂界最远 () m							

工作内容		自查项目			
	污染源年排放量	SO ₂ : 10.4t/a	NO _x : 261.1t/a	颗粒物: 175.355t/a	VOCs: (/) t/a
注: “□” 为勾选项, 填“√”; “()” 为内容填写项					

5.2.2 水环境影响分析与评价

5.2.2.1 对地表水环境的影响分析

(1) 正常状况

在运营期内, 项目产生的井下作业废水收集后, 由采出液处理系统处理; 采油废水经采出液处理系统、软化水处理系统处理, 达到《碎屑岩油藏注水水质及推荐指标》(SY/T5329-2012) 中的相关标准后回注于油藏。生活污水经生活污水处理站处理后满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002) 一级 A 标准, 灌溉期用于站场内植被绿化, 非灌溉期贮存于站内 2000m³ 防渗储水池内, 待来年绿化灌溉。正常情况下本项目产生的废水不会对地表水产生不利影响。

(2) 事故状况

对于本工程来说, 可能对地表水环境产生影响事故为油品泄漏。对地表水的影响一般有两种途径: 一种是泄漏的油品直接进入地表水体。另一种是油品或含油污水泄漏于地表, 由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤带入水体。项目运行过程中, 如发生油品泄漏事故, 应立即对泄漏点采取措施。井下作业带罐作业, 落地油 100% 回收, 通过采取各种措施, 可最大限度防止泄漏事故的发生, 使事故后的影响降至最低程度。

5.2.2.2 地下水环境概况

1、区域水文地质概况

吐哈盆地四面环山, 盆地与周边山系堪称截然不同的水文地质体系。区域地形北高南低, 区域地下水位与地形一致, 具明显北高南低特征。盆地北部博格达山、哈尔里克山、巴里坤山分布山岳冰川, 仅哈尔里克山, 巴里坤山有冰川 226 条, 面积 180.9km², 其水资源量逾 65×10⁸m³, 地下水主要赋存构造及风化裂隙中, 其冰雪融水及大气降水是吐哈盆地地下水的主要补给源。

盆地南部觉罗塔格无固体冰川资源, 极度干旱区气象水文要素决定其是贫水

缘为巴里坤山，北部西起博格达山，东至巴里坤山，被分布的山岳冰川所环绕，南为沙尔湖隆起贫水阻水区所横亘。东侧五堡向斜深层弱承压水区，对其补给性相对较弱，西侧布尔碱弱承压水区不具补给意义。

2、区域主要含水层

(1) 三叠系、侏罗系砂岩及砂砾岩裂隙孔隙含水层

该盆地三叠系和侏罗系、广泛分布，由砂砾岩、砂岩、泥岩及煤层组成蓄水构造。地下水主要来自高山雪水，属区域地下水补给。区域广泛分布，含水层厚度 30~150m。含水主体为中、粗砂岩，局部裂隙发育的粉、细砂岩及煤层，据区域水文地质资料，富水性极弱，水质多为中等矿化 $\text{SO}_4^{2-}\cdot\text{Cl}^-\cdot\text{HCO}_3^-\cdot\text{Na}^+$ 型水。

(2) 古近系泥岩、泥质粉砂岩隔水层

区域广泛分布，岩性为黄红色、灰红色的泥岩、灰白色泥质粉砂岩，裂隙、孔隙都不发育，分布十分广泛，隔水性能十分好，为良好隔水层。

(3) 第四系全新统砂砾石层孔隙潜水区

主要位于现代河谷及沟谷，尤以常年流水河发育，含水主体以砂砾石为主，局部为卵砾石、角砾，多赋存孔隙水，自南向北厚度增大，但局部地段不具此规律。厚度 0~40m 不等。在近山区砾石带潜水埋深大于 100m，其水化学特征一般与地表水近似，矿化度多小于 1g/L，属淡水，弱碱性， $\text{HCO}_3\text{SO}_4\text{Na}$ 型水。

3、勘查区水文地质

(1) 勘查区水文地质概况

勘查区位于吐鲁番坳陷带中部，属内陆性干旱气候，夏季炎热，降雨稀少且多为阵雨，收集 2007 年-2015 年之间数年的降雨量数据，平均年降水量 34.8mm，最大日降雨量 3.3mm，降雨日期为 2011 年年 6 月 12 日。勘查区及周边地区全年降水日数不足 25 天，年蒸发量 2500mm，潮湿系数 $\text{KB}\approx 0.010 < 0.12$ ，属于微湿度带。

勘查区为山前洪积—冲积斜坡平原，地形平坦，北高南低，地势开阔。海拔高度 406~385m，相对高差一般在 10m 左右，最大 21m。

区内无较大常年性地表径流，该细微径流以西洼地长有较稀疏的芦苇、梭梭草、骆驼刺等。山区阵雨较大时可形成暂时性洪流下泄，至工区大部分已入渗补

给第四系潜水，小部分沿沟流至低洼地下渗、蒸发、消耗。地下水流总体流向为北北西—南南东。勘查区地形北西高东南低，地下水位与地形基本一致。偶尔有降水入渗但尚难湿润数十米厚的干涸岩层（包气带），即使有短暂洪流亦极易排泄。因地下水补给源相对匮乏，渗透性能较差，主要消耗为基岩裂隙水的储存量，地下水受控于地形地貌、地质构造、区域自然地理条件，含水层含水性微弱，均属于弱富水性量级。

（2）含（隔）水层

1）含（隔）水层(组)划分依据

区内地层由松散岩类和沉积碎屑岩类组成，其中主要为侏罗系和白垩系碎屑岩类组成。区内的含（隔）水层组划分的依据主要以岩性特征及富水性作为标准。

勘查区内第四系松散岩类不含水或透水不含水，侏罗系碎屑岩的各类岩石，其单层厚度在其延展的各方向上变化较大，可由几厘米变化至数十米，尤其以砂岩最明显，沿走向、倾向变化极大，视为含水岩层不连续，在区内多表现为部分地区或局部透镜体分布。因此，含（隔）水层（组）的划分只能以较大的、较稳定的岩性段来划分。

对同一沉积时段的砂岩体，视为同一含水层。

依据钻井编录资料、测井解释、探槽编录、简易水文观测及油砂沉积结构特征、水文地质体与油砂的空间形态划分含（隔）水层（组），总体上粗粒相具含水空间，而细粒相多具阻水作用，据此划分了一个透水不含水层，一个油砂层，一个含水层及两个隔水层，见表 5.2-4。

表 5.2-4 含（隔）水层（段）划分一览表

地层时代	含（隔）水层编号	含（隔）水层（段）名称
Q ₄ ^{al+pl}	H ₁	第四系砂砾石层孔隙含水层
Q ₃ ^{col}	T ₁	第四系松散岩类孔隙透水不含水层
J _{3k} +J _{3q} +J _{2q}	G ₁	喀拉扎组、齐古组和七克台组上段相对隔水层
J _{2q} ¹	Y ₁	七克台组下段油砂层
J _{2s}	G ₂	三间房组相对隔水层

2）含（隔）水层的划分

①第四系砂砾石层孔隙含水层（H₁）

主要分布于勘查区现代河床及冲沟中，由冲洪积的砂、砂砾、漂石等组成，

孔隙大，透水性好，勘查区西部的现代河谷中，多形成孔隙潜水。

②第四系松散岩类孔隙透水不含水层 (T₁)

主要分布于勘查区外围的现代沟谷中，平均厚度 8.26m，岩性以分选性较差的河流相堆积砾石为主，无胶结，具孔隙，总体结构松散，为透水不含水层。

③喀拉扎组、齐古组和七克台组上段相对隔水层 (G₁)

位于勘查区北部，以河湖相或湖相紫红色灰白色粉砂岩、红色灰绿色泥岩为主，与下伏地层整合接触。厚度约 900m 砂岩为泥质、钙质胶结，裂隙不发育，本次钻井揭露此层段，呈厚层状，厚度平均厚 900m，简易水文未见异常，故视为相对隔水层。

④七克台组油砂层 (Y₁)

位于油砂露头区及北部，岩性以湖相的灰黄色、黄绿色、薄层状粉砂岩、细砂岩、中粗砂岩为主，厚度约 120m，与下伏地层为整合接触。

⑤三间房组相对隔水层 (G₂)

位于油砂露头区南部，岩性以湖相灰黄色、红绿色、薄层状粉砂岩、细砂岩为主，厚度约 160m，与下伏中侏罗统西山窑组为整合接触。本次钻井揭露此层段，简易水文未见异常，为相对隔水层。

(3) 抽水试验

1) 完成工作情况

根据设计要求，勘探阶段开采地质条件工作完成情况见表 5.2-5。

表 5.2-5 水文地质条件完成工作一览表

工作内容	单位	完成工作量	备注
抽水试验	孔/落程	1/1	/

2) 钻孔抽水试验

勘探阶段水文地质工作抽水试验孔台探 6 井为地质-水文地质结合孔。进行了抽水试验，抽水层位为七克台组，深度范围 205.00~231.00m，为油层水，抽水质量合格，具体内容详见表 5.2-6。

表 5.2-6 抽水试验质量评价一览表

钻孔	静止	水位降	涌水量	单位涌水量	延续时间 t	Q、S 曲线	质量
----	----	-----	-----	-------	--------	--------	----

编号	水位 (m)	深 S (m)	Q (l/h)	q (l/h·m)	(h: min)	是否正常	等级
台探 6	40.00	48.00	0.061	0.0013	6: 00	正常	合格

3) 抽水试验结论

通过本次水文孔施工并进行抽水试验,单井涌水量 0.061L/h,此涌水量极小,由此判定勘查区地下水水位埋深较深。勘查区范围内资源量估算最低标高-360 米(底水)以上地层中不存在含水层。因此,勘查区露采地段涌水量估算仅考虑大气降水。

(4) 地下水与地表水及各含水层间的水力联系

各含水层均因在地表有所裸露且所处地貌位置不同,水力联系程度也有所不同。

1) 地下水与地表水间的水力联系

区内无地表径流,属气候干燥微湿度带的极度缺水区,蒸发量是降水量的 98 倍,地下水补给受限,天然状态下勘查区地下水与地表水不具水力联系。

2) 含水层间的水力联系

勘查区油砂分布层位以上只有第四系砂砾石层孔隙含水层(H1)。

(5) 地下水的化学特征

地下水类型如下:

1) $\text{HCO}_3^- \cdot \text{SO}_4^{2-} \cdot \text{Cl}^- \cdot \text{Na}^+$ 型

分布于第四系地层(H1)含水层中,主要通过风化裂隙,构造裂隙接触融雪水及大气降水的补给,其次为顺层微弱补给,pH 值为 7.7~7.8,矿化度 0.35~0.54g/L,水质较好,为淡水。

2) $\text{Cl}^- \cdot \text{SO}_4^{2-} \cdot \text{HCO}_3^- \cdot \text{Na}^+$ 型

分布于第四系含水层中,补给为通过风化裂隙,构造裂隙及大气降水的入渗,pH 值 7.1~7.7,矿化度 2.64~3.58 g/L,为咸水。

3) $\text{SO}_4^{2-} \cdot \text{Cl}^- \cdot \text{HCO}_3^- \cdot \text{Na}^+$ 型

分布于第四系含水层中,补给为通过风化裂隙,构造裂隙及大气降水的入渗,含水介质主要为砂岩,pH 值 8.0,矿化度 1.18~1.20 g/L,为微咸水。

以上情况说明,目的层及其以上地层,由于岩石裂隙不甚发育,且多为泥质

充填，地层渗透性差，补给、径流条件不佳，地下水运移缓慢，矿化度较高。

(6) 地下水的补、径、排特征

勘查区地处吐哈盆地中部，气候干燥，大气降水的直接渗入补给微乎其微，微量的直接渗入多耗于降水之后的强烈蒸发；地下水的补给途径其一为大气降水，补给量甚微；其二为区域北部山岳冰川融水沿层缓慢运移补给地下水。地下水运移方向，第四系潜水自北向南运移，基岩裂隙水自西向东运移。总体上地下水补、径、排条件差，基岩裂隙水主要在沟谷处接受第四系潜水和季节性地表水的侧向补给。地下水以蒸发形式排泄。地下水运移速度缓慢，矿化度高。

5.2.2.3 地下水环境影响分析与预测评价

1、正常情况下地下水环境影响分析

(1) 采油废水

本项目年平均采油废水量 $39.85 \times 10^4 \text{m}^3$ ，年最大采油废水量 $71.55 \times 10^4 \text{m}^3$ ，采油废水通过综合处理站采出液处理系统、软化水处理系统处理后满足《碎屑岩油藏注水水质及推荐指标》(SY/T5329-2012) 后回注于油藏，不外排。正常情况下，采油废水不会对地下水产生影响。

(2) 井下作业废水

在采油井投产一段时间后，由于腐蚀结垢，机具损坏等原因，往往要进行修井，修井时要将油管全部拔出，以更换损坏的油管和机具。目前油田修井与以往修井不同，不再在井场铺垫防渗布，取而代之的是在井口布置修井平台，底部设置防渗铁质方箱，将修井和洗井的含油废水直接存在方箱中，定期抽至罐车运往综合处理站采出液处理系统进行处理，通过采取这种修井方式，正常情况下修井时不再有原油的散落。因此，井下作业废水正常情况下不会对地下水产生影响。

(3) 生活污水

生活污水经生活污水处理站处理后满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002) 一级 A 标准，并同时满足《城市污水再生利用城市杂用水水质》(GBT18920-2002) 中的绿化标准后，用于站场内的植被绿化，不会影响地下水环境。

2、非正常情况下地下水环境影响分析

油砂矿开发生产过程中仍存在着一些潜在的事故隐患,具有污染环境的潜在因素,如包括原油泄漏及含油污水泄漏等,可能对地下水环境产生不利影响。

本项目对地下水的污染主要有生产井泄漏(套外返水)、集输管线泄漏、站场储罐泄漏等,对地下水污染的主要因子为石油类,氨氮、COD 等污染物不是本项目的主要污染因子,故在对地下水进行分析预测时,主要预测因子为石油类。

(1) 事故因素分析

①因管道及设备腐蚀穿孔引起的原油泄漏或注入液事故多发生在油田投产若干年后,事故发生时会有大量原油或注入液溢出,对环境造成污染。但发生管线泄漏时因管道的压力变化较易发现,及时采取必要的处理措施后,使造成的污染可控制在局部地区,不会造成大面积的区域性污染。人为破坏等因素也可造成管道破裂,使大量原油或注入液漏出,造成环境污染。若原油或注入液直接进入地层包气带,则因渗透作用会对浅层地下水产生影响。

②站场原油储罐在非正常工况下发生泄漏,且当罐区防渗层部分破坏的情况下,污染物可能进入地下水系统形成污染。但发生储罐泄漏时,因储罐位于地上,发生泄漏较易发现,及时采取必要的处理措施后,使造成的污染可控制在局部地区,不会造成大面积的区域性污染。

(2) 集输管线泄漏对地下水环境影响预测与评价

①预测时段

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016),地下水环境影响预测时段应选取可能产生地下水污染的关键时段,至少包括污染发生后 100d、1000d,服务年限或能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。结合本项目分期开发的特点,本次对污染发生后 100d、1000d 进行预测。重点预测对地下水保护目标及矿区边界地下水的影响。

②预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

③预测参数

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)水文地质参数经验值表数据及相关地勘资料,区域地下水纵向弥散系数 $0.5\text{m}^2/\text{d}$, 横向弥散系

数 $0.01\text{m}^2/\text{d}$ ，有效孔隙度为 0.3，化学反应常数为 0。

④污染物运移途径分析

管道破裂事故发生后，石油类对地下水的污染过程较为复杂。当管道发生滑漏时原油通过土壤渗漏进入地下水，或通过被原油污染的补给水源途径污染地下水：由于管道输油压力较大，而顶层覆土层压力较小，一但发生事故，原油会向上喷出地表。如果无人工立即回收，则其一部分轻组分会挥发，另一部分下渗到包气带土体。油类污染物首先进入包气带，在包气带中污染物的运移以垂向为主，所发生的过程主要包拒对流、弥散、吸附/解吸、生物降解、挥发等。当污染物穿透了包气带后就会到达地下水位面处由于油类物质比水轻，通常会聚集在地下水位面以上的毛细带中，并随着地下水的流向在毛细带中开始水平方向的扩展在这个过程中，污染物会不断地向下溶解到地下水中。一旦污染物进入到饱和地下水中，就会较快地在地下水体中迁移，从而威胁地下水的环境质量。

⑤预测源强

拟建油井集油管道发生泄漏，根据多年统计数据，泄漏源强以单井产液量的 5%计，由于集油管道设有实时监控系統，因此该泄漏可在 1h 内发现，并采取关闭阀组等措施进行控制，泄漏时间取 1h，故其泄漏的原油量为 20.8kg。

事故状态下污染物源强计算表见表 5.2-7。

表 5.2-7 主要危险作业场所危险有害因素表

工程项目	预测因子	单井产油量 (t/d)	渗漏损失率渗漏量 (%)	时间 (h)	原油量(kg)	污染物排泄模式
原油集输	石油类	10.0	5	1.0	20.8	瞬时

⑥预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，本项目地下水评价等级按照二级，含水层的基本参数变化很小，因此可采用解析法进行预测，预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于集油管道泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

污染特征因子在包气带中的运移模型选择一维半无限长多孔介质柱体，一端

为定浓度边界预测模型：

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

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；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc () —余误差函数。

瞬时注入示踪剂-平面瞬时点源：

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

式中：x,y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—瞬时注入的质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

⑦地下水影响预测

a、预测时间为 100d 时

设定预测时间为 100d，固定时间 100d 不同距离浓度预测解析解计算，预测结果见表 5.2-8。由表 5.2-8 可知，油水管道破损泄漏预测时间 100d 时，石油类浓度随着距离衰减，石油类污染在水流方向在 40m 处可以满足相应标准，石油类≤0.05mg/L（参照《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2022））。

b、预测时间为 1000d 时

设定预测时间为 1000d，固定时间 1000d 不同距离浓度预测解析解计算，预测结果见表 5.2-9。由表 5.2-9，油水管道破损泄漏预测时间 1000d 时，石油类浓度随着距离衰减，石油类污染在水流方向在 100m 处可以满足相应标准，石油类 $\leq 0.05\text{mg/L}$ （参照《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2022））。

表 5.2-8 管道破损泄漏 100d 不同距离浓度预测表

$\begin{matrix} y \\ x \end{matrix}$	-30m	-25m	-20m	-15m	-10m	-5m	0	5m	10m	15m	20m	25m	30m	35m	40m	45m
0	0.0345	0.1750	0.6920	2.1300	5.1200	9.5600	13.900	15.800	13.900	9.5600	5.1200	2.1300	0.6920	0.1750	0.0345	0.0053
5m	0.0001	0.0003	0.0013	0.0041	0.0099	0.0184	0.0268	0.0304	0.0268	0.0184	0.0099	0.0041	0.0013	0.0003	0.0001	0.0000
10m	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
15m	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20m	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 5.2-9 管道破损泄漏 1000d 不同距离浓度预测表

$\begin{matrix} y \\ x \end{matrix}$	-100m	-90m	-70m	-50m	-30m	-10m	0	10m	20m	30m	40m	50m	70m	90m	100m
0	0.0000	0.0001	0.0012	0.0106	0.0642	0.2600	0.4510	0.7080	1.0000	1.2900	0.7080	0.2910	0.2230	0.0980	0.0470
5m	0.0000	0.0000	0.0006	0.0057	0.0344	0.1390	0.2420	0.3790	0.5380	0.6900	0.3790	0.2420	0.1200	0.0490	0.0320
10m	0.0000	0.0000	0.0001	0.0009	0.0053	0.0214	0.0371	0.0581	0.0825	0.1060	0.0581	0.0371	0.0260	0.0181	0.0071
15m	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0002	0.0009	0.0016	0.0026	0.0036	0.0047	0.0026	0.0016	0.0007	0.0001	0.0000
20m	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

(3) 储罐泄漏对地下水环境影响预测与评价

①预测时段

根据《环境影响评价技术导则 地下水》(HJ610-2016)，地下水环境影响预测时段应选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染发生后 100d、1000d，服务年限或能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。结合本项目特点，污染发生后 100d、1000d 或能反映特征因子迁移规律的其它重点时间节点。重点预测对地下水保护目标及油田边界地下水的影响。

②预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

③预测参数

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)水文地质参数经验值表数据及相关地勘资料，区域地下水纵向弥散系数 $0.5\text{m}^2/\text{d}$ ，横向弥散系数 $0.01\text{m}^2/\text{d}$ ，有效孔隙度为 0.3，化学反应常数为 0。

④预测源强

假设 250m^3 沉降罐出油管线连接处发生断裂，溢出原油覆盖整个防火堤内（其液池面积为 $10 \times 10 - 3.14 \times (7/2)^2 = 61.5\text{m}^2$ ）。储罐泄漏采用下式计算其泄漏速率：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中： Q_L ——液体泄漏速度，千克/秒；

C_d ——液体泄漏系数，取 0.62；

A ——裂口面积，平方米；

P ——容器内介质压力，帕；

P_0 ——环境压力，取 1.01325×10^5 帕；

ρ ——液态密度，取 950 千克/立方米；

g ——重力加速度；

h ——裂口之上液位高度，取 9 米。

泄漏状况由事故类比调查和项目事故防范设计措施以及厂方的应急处理能力设定，通常发生储罐泄漏事故后通过报警、堵漏等措施，30 分钟后即可控制泄漏，并在 1h 内将泄漏物处理完毕。沉降罐泄漏源强见表 5.2-7。

表 5.2-7 本项目储罐泄漏源强一览表

储罐尺寸 mm	Φ13m×H12.5m
储存条件	常温/常压
接管口径	接管口径 Φ100
泄漏口径	100%断裂
泄漏时间 min	30
泄漏源强 kg/s	61.4

非正常工况条件下，考虑围堰内防渗系统破坏率为 10%，按照按达西公式计算含油污水的渗漏量，公式如下：

$$Q = K \frac{H + D}{D} A$$

式中：

Q—为渗入到地下水的污水量（m³/d）；

K—为包气带的渗透系数（m/d），取 16.39m/d；

H—为围堰内水深（m），取 0.09m；

D—为地下水埋深（m），取 40m；

A—为围堰泄漏面积（m²），按 10%的破损面积，本次取 6.15m²

根据上述公式计算得到，围堰池底破损原油渗漏量（Q）为 101.02m³/d，围堰内泄漏原油可在 1h 内将泄漏物处理完毕，则原油实际渗漏量为 0.53m³，故其泄漏的原油量为 505kg。

⑤预测模型

由于本项目污染物的排放对地下水流场没有明显的影响，项目区内含水层的基本参数（渗透系数、有效孔隙度）不会发生变化。预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳态流动二维弥散点源模型进行预测。由于集油管道泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

污染特征因子在包气带中的运移模型选择一维半无限长多孔介质柱体，一端

为定浓度边界预测模型：

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

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；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc () —余误差函数。

瞬时注入示踪剂-平面瞬时点源

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

式中：x,y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—瞬时注入的质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

⑥地下水影响预测

a、预测时间为 100d 时

设定预测时间为 100d，固定时间 100d 不同距离浓度预测解析解计算，预测结果见表 5.2-10。

储油罐破损泄漏预测时间 100d 时，石油类浓度随着距离衰减，石油类污染在水流方向在 60m 处可以满足相应标准，石油类 $\leq 0.05\text{mg/L}$ （参照《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2022））。

b、预测时间为 1000d 时

设定预测时间为 1000d，固定时间 1000d 不同距离浓度预测解析解计算，预测结果见表 5.2-11。

储油罐破损泄漏预测时间 1000d 时，石油类浓度随着距离衰减，石油类污染在水流方向在 200m 处可以满足相应标准，石油类 $\leq 0.05\text{mg/L}$ （参照《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2022））。

c、预测时间为 3000d 时

设定预测时间为 3000d，固定时间 3000d 不同距离浓度预测解析解计算，预测结果见表 5.2-12。

储油罐破损泄漏预测时间 3000d 时，石油类浓度随着距离衰减，石油类污染在水流方向在 400m 处可以满足相应标准，石油类 $\leq 0.05\text{mg/L}$ （参照《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2022））。

表 5.2-10 储油罐破损泄漏 100d 不同距离浓度预测表 单位 mg/L

$\begin{matrix} y \\ x \end{matrix}$	-50m	-40m	-30m	-20m	-10m	0	10m	20m	30m	40m	50m	60m
0	0.0005	0.0759	4.1400	83.200	615.00	1670.0	1670.0	615.00	83.200	4.1400	0.0759	0.0005
5m	0.0000	0.0001	0.0080	0.1610	1.1900	3.2300	3.2300	1.1900	0.1610	0.0080	0.0001	0.0000
10m	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
15m	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 5.2-11 储油罐破损泄漏 1000d 不同距离浓度预测表 单位 mg/L

$\begin{matrix} y \\ x \end{matrix}$	-100m	-90m	-70m	-50m	-30m	-10m	0	10m	20m	30m	40m	50m	100m	150m	200m
0	0.0025	0.0105	0.1410	1.2800	7.7200	31.300	54.300	85.100	121.00	155.00	180.00	189.00	54.300	1.2800	0.0025
5m	0.0013	0.0056	0.0757	0.6830	4.1300	16.800	29.100	45.600	64.700	83.000	96.500	101.00	29.100	0.6830	0.0013
10m	0.0002	0.0009	0.0116	0.1050	0.6430	2.5700	4.4600	6.9900	9.9200	12.700	14.800	15.600	4.4600	0.1050	0.0002
15m	0.0000	0.0000	0.0005	0.0046	0.0279	0.1130	0.1960	0.3070	0.4360	0.5590	0.6500	0.6830	0.1960	0.0046	0.0000
20m	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	0.0004	0.0014	0.0025	0.0039	0.0055	0.0070	0.0082	0.0086	0.0025	0.0001	0.0000

表 5.2-12 储油罐破损泄漏 3000d 不同距离浓度预测表 单位 mg/L

$\begin{matrix} y \\ x \end{matrix}$	-30m	-20m	-10m	0	10m	20m	30m	50m	100m	150m	200m	250m	300m	400m
0	0.2850	0.5110	0.8860	1.4900	2.4100	3.7800	5.7300	11.900	41.600	63.100	41.600	11.900	1.4900	0.0019
5m	0.2320	0.4150	0.7190	1.2100	1.9600	3.0700	4.6500	9.6800	33.800	51.300	33.800	9.6800	1.2100	0.0015
10m	0.1240	0.2220	0.3850	0.6450	1.0500	1.6400	2.4900	5.1800	18.100	27.400	18.100	5.1800	0.6450	0.0008
15m	0.0437	0.0784	0.1360	0.2280	0.3690	0.5790	0.8790	1.8300	6.3800	9.6800	6.3800	1.8300	0.2280	0.0003
20m	0.0102	0.0182	0.0316	0.0530	0.0859	0.1350	0.2040	0.4250	1.4900	2.2500	1.4900	0.4250	0.0530	0.0001

(4) 结论

根据输油管线破损泄漏、储罐泄露泄漏两种事故情况对地下水的预测可以看出：

油水管道破损泄漏属瞬时泄漏，1000d 后石油类污染物沿着潜水地下水流向迁移距离最长为 100m。本项目评价范围内无地下水环境敏感保护目标，管线距离七克台集水中心约 4.5km。因此本项目若发生油水管道破损对附近地下水环境无明显影响。

储油罐破损泄漏属瞬时泄漏，3000d 后石油类污染物沿着潜水地下水流向迁移距离最长为 400m。本项目评价范围内无敏感保护目标，储油罐距离七克台集水中心约 4.5km，因此本项目若发生储油罐破损事故对附近地下水环境无明显影响。

5.2.3 声环境影响预测与评价

5.2.3.1 噪声影响预测及分析

1、噪声源强

本项目运行期产生的噪声主要为站内设备运行产生的噪声和井场抽机噪声、注汽锅炉噪声等。主要噪声源为输油泵、水泵、抽油机、锅炉水泵等。主要声源强度见表 5.2-13。

表 5.2-13 本项目运行期主要声源强度表

序号	噪声源	发声源	声源强度	治理措施	排放强度 dB (A)
1	综合处理 站	输油泵	80~85	选用低噪音设备，各种机泵置于 厂房内，并采取减振降噪措施	65~70
2		水泵	85~90		70~75
3	井场	抽油机	65~80	选用低噪音设备、设备定期维护	65~80
4		机泵	65~80		60~70

2、预测模式

(1) 预测模式

采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中工业噪声预测模式。

①单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

如已知声源的倍频带声功率级，预测点位置的倍频带声压级 $L_p(r)$ 可按公式计算：

$$L_p(r) = L_w + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}) \quad (1)$$

式中：

L_w —倍频带声功率级，dB；

D_C —指向性校正，dB，对辐射到自由空间的全向点声源，为 0；倍频带衰减，dB；

A_{div} —几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr} —地面效应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。

如已知靠近声源处某点的倍频带声压级 $L_p(r_0)$ 时，相同方向预测点位置的倍频带声压级 $L_p(r)$ 可按公式（2）计算：

$$L_p(r) = L_p(r_0) + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}) \quad (2)$$

预测点的 A 声级 $L_A(r)$ ，可利用 8 个倍频带的声压级公式（3）计算：

$$L_A(r) = 10 \lg \left\{ \sum_{i=1}^8 10^{0.1[L_{pi}(r) - \Delta L_i]} \right\} \quad (3)$$

式中：

$L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_{pi}(r)$ —预测点（ r ）处，第 i 倍频带声压级，dB；

ΔL_i —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值，dB。

在只考虑几何发散衰减时，可按公式(4)做近似计算：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - A_{div} \quad (4)$$

式中：

$L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级 dB(A)。

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB。

②室内声源等效室外声源声功率级计算方法

设靠近开口处（或窗户）室内，室外某倍频带的声压级分别为 L_{P1} 和 L_{P2} 。若声源所在室内声场为近似扩散声场，则室外倍频声压级可按下公式近似求出：

$$L_{p2} = L_{p1} - (TL + 6) \quad (5)$$

式中： L_{p1} —靠近开口处（或窗户）室内某倍频带的声压级或 A 声级，dB；
 L_{p2} —靠近开口处（或窗户）室外某倍频带的声压级或 A 声级，dB；
 TL—隔墙或窗户倍频带的隔声量，dB。

③噪声贡献值计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_j ；则拟建工程声源对预测点产生的贡献值为（ L_{eqg} ）：

$$L_{eag} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \left(\sum_i t_i 10^{0.1L_{Ai}} + \sum_j t_j 10^{0.1L_{Aj}} \right) \right] \quad (6)$$

式中：

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间，s；

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

T—用于计算等效声级的时间，s；

N—室外声源个数；

M—等效室外声源个数。

3、采用标准

厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准（昼间 ≤ 60 dB(A)，夜间 ≤ 50 dB(A)）。

4、预测结果与评价

本项目运行期井场噪声主要包括抽油机、输油泵、水泵产生的噪声等，噪声源强在 75~90dB(A)。井场设备噪声影响预测见表 5.2-14。

表 5.2-14 井场设备对噪声环境影响预测结果

机械设备名称	距声源不同距离处的噪声值					
	10m	50m	100m	150m	200m	250m
抽油机	64	46	39	34	31	28

输油泵	64	46	39	34	31	28
水泵	59	41	34	29	26	23

本项目采用注水开采，由预测结果可知，抽油机、输油泵运行期间产生的噪声在昼间 50m 以内有影响，在夜间 50m 以内有一定影响，但距 50m 外环境噪声基本可以满足标准要求。本项目矿区周围无居民区等声环境敏感目标，因此井场设备产生的噪声对项目区及周边声环境产生的影响甚微。

项目区厂界噪声预测结果见表 5.2-15。

表 5.2-15 各厂界受声点噪声预测结果

预测点位		贡献值	标准值	达标情况
东厂界	昼间	44.5	60	达标
	夜间	44.5	50	达标
南厂界	昼间	35.9	60	达标
	夜间	35.9	50	达标
西厂界	昼间	34.2	60	达标
	夜间	34.2	50	达标
北厂界	昼间	33.9	60	达标
	夜间	33.9	50	达标

由以上预测可知，项目投产后，噪声预测值可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。因此，本项目运营期对项目区及周边声环境基本无影响。

5.2.3.2 声环境影响评价自查表

本项目声环境影响评价自查表见表 5.2-16。

表 5.2-16 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 type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>	远期 <input type="checkbox"/>	
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input checked="" 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 type="checkbox"/> 研究成果 <input checked="" type="checkbox"/>		
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/> _____		
	预测范围	200 m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200 m <input type="checkbox"/> 小于 200 m <input type="checkbox"/>		
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>		
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input checked="" type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子:(等效 A 声级)	监测点位数(4)	无监测 <input type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>		
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√，“()”为内容填写项。				

5.2.4 固体废物对环境的影响评价

(1) 落地油

本项目对完钻井安装了井下卸油器，在油井修井前实施压井技术（即对油井修井前向其注入高压水，冲刷油管 and 套管），目前油田修井与以往修井不同，不再在井场铺垫防渗布，取而代之的是在井口布置铁质方箱，将修井和洗井的含油废水直接存在方箱中，清理清洁箱式修井作业平台产生的含油附着物定期运往含油污泥暂存池进行处理，通过采取这种修井方式，大大减少了修井时原油的散落。

(2) 油泥（砂）

油泥（砂）是污水处理装置和沉降油罐产生的沉淀物，部分为原油，部分为泥土等杂质。本项目运营期含油泥（砂）年最大产生量为 45.22t/a，属于《国家危险废物名录》所列的废矿物油类，其危险废物编号为 HW08（废物代码 900-201-08、071-001-08）。油泥暂存于油泥暂存池定期清运，就近委托具有相应危险废物处置资质和处置能力的单位处置。

(3) 废润滑油

井下作业和机械设备维修中产生少量废润滑油，属于危险废物 HW08（废物代码：900-214-08），必须暂存于 20m² 的危废贮存库内，定期委托有资质单位

处置，对周围环境基本无影响。

(4) 废弃防渗膜

进行井下作业时，作业场地下方铺设防渗膜，产生的落地油直接落在防渗膜上，目前油田使用的防渗膜均可重复利用，对于不可利用的废防渗膜应暂存于危险废物贮存库中，定期委托具有危险废物运输及处理资质的单位处理。

(5) 生活垃圾

本项目运行期站场人员生活垃圾集中清运至七克台镇生活垃圾填埋场填埋处置，避免二次污染，不会对环境产生明显影响。

通过采取以上措施，本项目所产生的各类固体废物均能得到妥善的处置，不会对周围环境产生影响。

5.2.5 运营期土壤环境影响分析

5.2.5.1 环境影响识别

1、项目类型

按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）规定，根据建设项目对土壤环境可能产生的影响，将土壤环境影响类型划分为生态影响型与污染影响型。本项目为油砂矿开发项目，属于污染影响型项目。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）的相关要求，本项目属于II类项目。

2、正常情况下对土壤环境的影响

本项目污染土壤的途径主要为液体物料、废水输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响危害土壤环境。

本项目生产过程中液体物料配置过程中均为密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

综上，本项目从源头控制液体物料、废水泄漏，同时采取可视可控措施，若发生泄漏可及时发现，对收集泄漏物的管沟、应急池等采取各项防渗措施，通过采取以上措施，液体物料、废水、废液等进入土壤的量很少，不会对周围土壤环境产生明显影响。

3、事故状态下土壤环境影响分析

(1) 井喷对土壤环境的影响分析

井喷是油气田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成污染。井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。《采气废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》中表明：岳战林对从新疆吐哈油田采集的风沙土、棕漠土、龟裂土、林灌草甸土、盐土均进行了土柱实验，结果证明风沙土、棕漠土渗透性较好，龟裂土、林灌草甸土渗透性很弱，盐土的渗透性非常小；风沙土颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，向风沙土内输入石油类物质 100d 后，石油类集中分布在 0~20cm 表层土壤内，0~5cm 土壤截留了约 90%以上的输入原油，由此可以推断其他颗粒较细、质地比较粘重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm。

根据《采气废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林，2009）中的实验结果，土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层土壤，只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

(2) 集输管线泄漏对土壤环境的影响分析

若本项目集输管道发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

当管线穿孔原油泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的原油量少不易被发现；等查漏发现后，可能已造成大面积土壤环境的污染。泄漏的大量原油进入土壤环境中，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。类比调查结果表明：输油管道泄漏事故发生后，非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，影响植被的生长和恢复。在泄漏事故发

生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚）

4、土壤环境影响评价自查表

表 5.2-17 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 () ; 生态影响型 () ; 两种兼有 (√)				/
	土地利用类型	建设用地 (√) ; 农用地 () ; 未利用地 (√)				土地利用类型图
	占地规模	(139.98) hm ²				/
	敏感目标信息	敏感目标 (/) 、方位 (/) 、距离 (/)				/
	影响途径	大气沉降 () ; 地面漫流 () ; 垂直入渗 () ; 地下水位 (√) ; 其他 ()				/
	全部污染物	镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、pH、石油烃				/
	特征因子	石油烃				/
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类√; II 类 () ; III 类 () ; IV 类 ()				/
	敏感程度	敏感 () ; 较敏感 () ; 不敏感 (√)				/
评价工作等级		一级 (√) ; 二级 () ; 三级 ()				/
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"/>				气象资料 土地利用 历史情况 其他资料
	理化特性	pH 等				同附录 C
	现状监测点位		占地范围 内	占地范围 外	深度	点位布置 图
		表层样点数	7	6	0~0.2m	
柱状样点数		5	/	/		
现状监测因子	pH、含盐量、基本 45 项、石油烃				/	
现状评价	评价因子	pH、含盐量、基本 45 项、石油烃				/
	评价标准	GB 15618□; GB 36600√; 表 D.1√; 表 D.2□; 其他 ()				/
	现状评价结论	占地范围内土壤各监测点监测结果均能达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值要求；占地范围外土壤各监测点监测结果均能达到《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）农用地土壤污染风险筛选值。				/

工作内容		完成情况			备注
影响预测	预测因子	/			/
	预测方法	附录 E□；附录 F <input checked="" type="checkbox"/> ；其他□			/
	预测分析内容	影响范围 (/) 影响程度 (可接受)			/
	预测结论	达标结论：a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) □；c) □ 不达标结论：a) □；b) □			/
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ；源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ；过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 ()			/
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	/
		1	pH、石油烃、含盐量等	3 年/次	
信息公开指标	/				
评价结论		整体土壤环境影响尚在可控制范围内			/

5.2.6 生态环境影响分析

5.2.6.1 对植被的影响

本项目建设永久占地 139.98hm²。永久占地主要是井场、站场、道路、办公生活区占地等，永久占地内的植被完全被清除。

(1) 正常工况下植被影响分析

运营期正常工况情况下，工程对植被的影响不大。井场、道路等永久占地范围内的植被清除，不可恢复。临时占地在施工结束后的 3-5 年内，植被的生产能力会逐渐恢复至施工前的水平。

(2) 事故状态下污染物排放对植被的影响

埋于地下的输油管线发生破裂，原油在地下 1.2m 的土层中扩散，致使土壤环境污染，进而影响其附近生长的植物。但其影响仅局限于管道破裂处半径 5m 左右的深根系植物。经现代化监测系统及时发现事故并处理，可使得此类影响的程度和范围更小。油品散逸到地面，挥发进入空气中，会对大气环境造成影响，当大气中的浓度达到爆炸极限时，遇明火会发生爆炸，或者引起火灾，其影响范围内的植被地上部分会全部被烧毁。

5.2.6.2 对野生动物的影响

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

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

5.2.6.3 对区域景观的影响

如果以绿地（含林地、水面）作为同一整体分析，从绿地数量、空间分布的均匀程度及连通程度上来看，本项目区域内以自然植被为主形成节点，零星分布项目区域内。廊道普遍发育，但多缺乏绿色覆盖，本项目区内植被覆盖率低于 5%，可见，本区域内作为最适宜动植物物种生存和迁移、能够控制区域环境质量的绿地面积不仅不够大，而且分布不均匀，连通程度也很低，因此，很难发挥绿地作为物种持久生存的种群源、次种群源和生物通道的功能。

目前本项目区内，景观的控制性组份是戈壁植被，由于面积偏小，物种较少，尚达不到作为种群源及物种流动的生物廊道的要求。此外，作为开放系统的景观，需要不断地与周边环境进行物质能量和物种的交换，才能不断增强景观系统的阻抗和恢复能力。本项目区域内的各种节点，还没有达到自我调节和控制周围环境质量的能力，对外界干扰的抗性差，系统极其脆弱，因此，从该方面来说，本项目区景观的稳定性较低。

5.2.6.4 对风景名胜区的影晌

本项目南侧 4km 为鄯善县库木塔格沙漠风景名胜区，根据《鄯善县库木塔格风景名胜区总体规划说明书》中描述，鄯善县库木塔格沙漠风景名胜区的总面积约为 1880 平方公里。其范围为：北至鄯善县城边缘的绿洲带；南、东、西至沙漠边界。核心景区的范围为：北至县城柳中路，南至尤热克塔格，西至树北沟村滴水岩，东至东巴扎回族民族乡沙河水源地，面积约为：225 平方公里。外围保护区范围为：东巴扎回族民族乡、树北沟村和兰干村三个具

有民族特色的村落及其周边地带；沙漠西侧和北侧的戈壁地带等，面积约为 160 平方公里。与本项目位置见图 5.3-1。“库木塔格”（维吾尔语“沙山”之意）沙漠地处北纬 42°35′~42°53′，东经 89°53′~90°35′，东西长 62 公里、南北最宽处 40 公里，库木塔格沙漠风景名胜区的总面积约为 1950 平方公里，其中沙漠面积为 1880 平方公里，其范围以沙漠边缘界限和沙山公园北界为准，外围保护地带是县城老城区以南，东侧以包括东巴扎乡在内的村庄北界为准，西侧以沙漠边缘为界。区域内海拔一般高约 500 米，最高点尤热克塔格海拔 681 米，静卧在世界海拔最低的盆地——吐鲁番盆地里。整个景观由沙漠、植物、动物及水体组成。

（1）沙漠

沙漠为库木塔格最为主要的景观，沙漠地面物质以细沙为主，0.1~0.16 毫米直径的沙粒占 95%。沙子的矿物质成分以石英石和长石为主，占 70%~80%；重矿物占 1~4%，以绿帘石、普通角闪石和磁铁矿为主。由于沙漠以细沙为主，受风力影响形成了沙漠类型较多、较为复杂的风沙地貌。其主要沙漠特征类型有：纵向沙垄、复合型沙垄；、新月形沙丘链、金字塔形沙山、新月形沙丘、蜂窝状沙地等。沙丘类型多样，世界上沙丘类型共 13 种，库木塔格沙漠中较明显的就有 5 种；沙漠的自然景观与辟展绿洲丰富的人文景观一起展示了独特的干旱地区的风貌。

（2）水体

沙山旁边的沙河由于多个泉眼的水量汇集而成，由东向西流经沙山北部边缘流量 1~2 立方米/秒，汇入沙山公园西部的池塘中。在沙河的众多泉眼中以沙泉最负盛名。

（3）植物

库木塔格沙漠几乎没有植物生长，只有在局部地区地下水埋深较浅处，零星稀疏的生长着红柳、芦苇、骆驼刺等植物。

（4）动物

库木塔格沙漠风景名胜旅游区动物资源比较匮乏，在库木塔格沙漠深处是世界上野骆驼种群生存的主要区域，目前数量稀少，极其珍稀，经过努力，

已经被列入野骆驼自然保护区，具有独一无二的吸引力，在沙山公园的绿洲零星有野兔、沙鸡等一些小型动物出没。

由于本项目将建设注水井场和直井井场、计量配汽站、综合处理站、配套集油、注水、供水管道及办公生活区等，这将在一定程度上破坏区域内的景观协调性，但由于项目区距离库木塔格沙漠风景名胜区北侧 4km，且二者之间有三级柏油公路隔开。本次评价要求，本项目施工期及运营期产生的各项污染物不得排放或污染库木塔格沙漠。因此，本项目的建设不会对库木塔格沙漠风景名胜区的景观及生态环境产生影响。

5.2.6.5 水土流失影响分析

本项目建设过程中，由于施工人员践踏、机械作业等，将对地表植被及土壤结构造成破坏，形成一定面积的裸地，遇到降雨天气将会造成水土流失，开挖的土石方将占用一定的土地，对占地范围产生扰动、植被破坏，开挖土石方堆存易发生水土流失。

从本项目建设性质来看，项目及其配套设施建设将扰动原地貌，改变地形地貌，破坏植被，工程建设对拟建项目占地范围内的土地产生扰动，影响范围也有限，在采取相应的水土保持措施后对项目区周边水土流失的影响不大。

5.2.6.6 对区域土壤影响分析

矿山建设项目在其建设过程中将不可避免地会占用和破坏一定面积的土地。这些活动将直接破坏地表土层和植被，造成对土壤的破坏，从而造成对原有生态系统的破坏，引起水土流失。

本项目占地类型为裸岩石砾地、戈壁和少量低覆盖度草地，土壤类型为石膏灰棕漠土。施工期将使占地范围内的植被全部遭到破坏，土地利用类型改变，同时场地开拓及平整工作将对土壤结构产生影响。原生植被在遭到破坏后的第一个生长期将全部消失，一次性减少了植被的面积，导致蓄水保土功能降低或丧失。

1、土壤理化形状的影响分析

项目建设破坏大面积的表层土，地表扰动之后，使得地表土壤结构变化，原有地表土层遭到扰动和破坏，上下土层混合，土壤肥力降低，致使地表极易发生风力刨蚀，表土层被搬运，土壤环境破坏。

2、土壤侵蚀因素分析

根据开采项目的建设特点，土壤侵蚀因素主要包括以下几点：

(1) 植被受到扰动和破坏

在表土剥离、场地平整、矿区道路、临时堆放占地等过程中，破坏了地表原有的极少的草本植被，形成了片状、条带状的裸露面，植被对土壤的覆盖保护作用和根系固土作用丧失殆尽。

(2) 土体表层松散性加大

油砂油开采过程破坏一定面积的地表土壤，大量的松散表土发生运移和重新堆积，植被被损坏，使得地表土壤结构变化，上下土层混合，土壤水分大量散失，土体的机械组成混杂不一，丧失了原地表土壤的抗蚀力。形成新的矿山土壤类型，地表无植被覆盖，土壤肥力降低，极易发生土壤侵蚀。

3、土壤侵蚀影响评价

根据评价区气候特征、地形条件以及项目的建设特点，开采项目新增土壤侵蚀特征主要表现为：①不同功能区土壤侵蚀强度存在着显著的差异；②呈片状集中分布或线型带状分布；③水土流失强度高，但时间短，范围小，易人为控制。

项目运营过程中随着土地复垦、生态恢复项目的实施，土壤侵蚀过程将得到有效控制，随着生态环境的改善，最终会使原来的土壤侵蚀得到根本遏制。

总之，矿区的开发建设活动不可避免地将破坏原有自然植被和土地资源，导致水土流失危害程度显著增强，矿区生态环境恶化。但是矿区生产期间和服务期满后都将不断的进行生态建设、水土保持和土地复垦生态建设工作后，土壤侵蚀将会大为减少，水土流失得到控制。

5.2.6.7 生态影响评价自查表

生态影响评价自查表见下表。

表 5.2-18 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input 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 checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>

	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> (盐生假木贼等) 生境 <input checked="" type="checkbox"/> (裸岩石砾地、戈壁和低覆盖度草地) 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> (盐生假木贼等) 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> (荒漠戈壁) 生物多样性 <input type="checkbox"/> () 生态敏感区 <input type="checkbox"/> () 自然景观 <input checked="" type="checkbox"/> (荒漠戈壁景观) 自然遗迹 <input type="checkbox"/> () 其他 <input type="checkbox"/> ()
	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: (25.77) 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 checked="" type="checkbox"/> ; 调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ; 专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input checked="" type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ; 沙漠化 <input checked="" type="checkbox"/> ; 石漠化 <input type="checkbox"/> ; 盐渍化 <input type="checkbox"/> ; 生物入侵 <input type="checkbox"/> ; 污染危害 <input checked="" 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 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 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 checked="" type="checkbox"/> ; 长期跟踪 <input type="checkbox"/> ; 常规 <input type="checkbox"/> ; 无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ; 环境影响后评价 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可行 <input type="checkbox"/>
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 可v, “()”为内容填写项。		

5.3 退役期环境影响分析

5.3.1 退役期大气环境影响分析

在退役期间由于原油的产量下降, 井场、综合处理站的烃类气体挥发量将明显下降, 排入环境空气中的废气也将逐渐减少, 并随着油井的全部关闭影响将逐渐消失, 这些将有利于油区内环境空气质量的恢复; 各类项目车辆和运输车辆为流动的线源, 污染物扩散较快, 将随着各井的拆除而移动, 对环境的影响是暂时的。在油田内各油井完全关闭后, 该地区的空气环境将可恢复到未开发前的状态。

5.3.2 退役期废水环境影响分析

本项目退役期无生产废水产生，主要为施工人员生活污水，采用移动旱厕对矿区水环境的影响很小。

5.3.3 退役期固体废物环境影响分析

本项目为滚动开发，待油砂矿开采基本完成后，关闭的生产井将逐年增多，各类固体废物的产生量也将逐渐减少，最终，在生产井全部关闭后，将不会再有固体废物的排放。

5.3.4 退役期生态环境影响分析

矿区退役期并非所有生产井都同时关闭，而是将那些产能低或者无续采价值的生产井陆续关闭，直到将所有井关闭，矿区运行结束。闭井后，一般地下设施保留不动，将地面部分如采油井架、水泥台、电线杆等拆除，井间支路废弃等等。对废弃的井场、道路应采取生态恢复措施，使开发区块恢复到原来的自然景观。

由工程分析可知，本项目永久占用土地面积约为 139.98hm²，在恢复时应遵循恢复原土地地貌，恢复其原有土地功能的原则。首先应由建设单位进行土地的平整，再交给当地村镇及相关部门进行复垦及恢复原有地貌。

退役期进行土地植被恢复后，井场、道路均恢复了原来的植被，人工建筑物拆除，使矿区内人工景观的密度大大下降，而自然景观的连通性得以恢复，生态环境质量逐渐提高。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 施工期环境保护措施

本项目各项施工活动不可避免的将会对周围的环境及生态环境造成破坏和产生影响，主要包括粉尘、噪声、固体废物、废水等对周围环境的影响，以及对生态环境的影响。因此建设项目必须采取合理可行的污染防治控制措施，以尽量减轻其污染程度，缩小其影响范围。

6.1.1 施工期大气污染防治措施

(1) 施工期扬尘

在钻前准备过程中，预选井位首先要进行施工场地平整，堆放钻井所需的水泥等物料，管线施工需进行管沟开挖。如在大风天施工，会产生扬尘。应避免在春季大风季节以及夏季暴雨时节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地的暴露时间，遇有大风天气时，应避免进行挖掘、回填等大土方量作业或采取喷水抑尘措施。

(2) 钻井柴油机烟气

施工时各种机械设备应选用尾气达标设备，柴油机和柴油发电机需要的燃油采用标号高、污染物排放量小的清洁柴油，严格控制其烟气的排放量及排放浓度。

(3) 车辆尾气

施工车辆定期进行汽车尾气监测，应选择尾气达标排放车辆。

6.1.2 施工期废水污染防治措施

本项目施工期排放的废水主要为钻井废水、管道试压废水和施工人员的生活污水。

① 钻井废水

本项目钻井废水采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”收集处理达标后回用于泥浆配制，废水不外排。

钻井废弃物不落地达标处理技术的污水处理工艺流程见图 6.1-1。

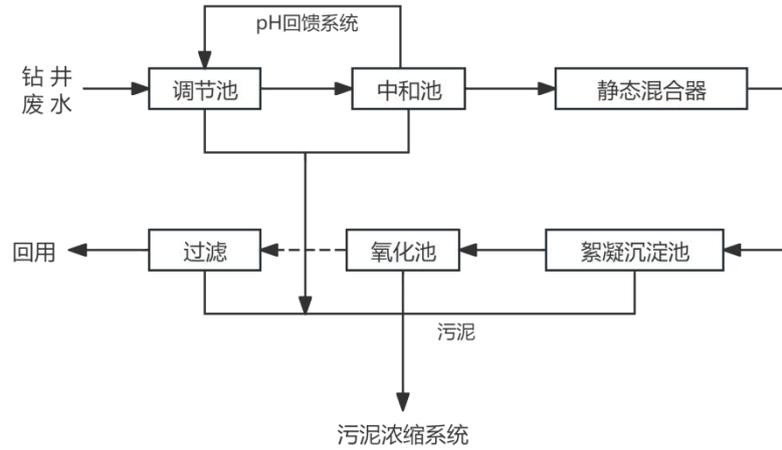


图 6.1-1 钻井废弃物不落地达标处理技术的工艺流程图

设备主要由调节罐、絮凝罐、助凝罐、均质罐、斜管沉淀池、上清液混凝罐、积液池、膜分离试验装置、加药装置、控制装置和配药装置等组成。主要材料：氧化剂、絮凝剂、助凝剂、脱色剂、水质调整剂等。

泥浆不落地处理设备共分为 4 个单元：单元设备上集成了破胶混凝、固液分离、氧化分离、深度过滤等成套工艺技术与装置，自动化程度高。

本项目施工期钻井废水和泥浆、岩屑采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理，该技术可随钻即时处理废弃钻井泥浆（钻屑），能够达到“不落地”要求。该项技术是变“末端治理”为“全过程控制”，将废弃泥浆固液分离成岩屑、泥饼和水三部分，对泥浆中分离出来的废水经调和反应、压滤过滤处理，处理后达标废水可回用于钻井循环利用。

②管道试压废水

本项目管道试压介质为洁净水，废水中除含有少量铁锈及灰尘外，无其它污染物。管道试压废水排入罐车内，拉运至综合处理站采出液处理系统，处理后回用。

③生活污水

施工期设置可移动旱厕，生活污水和粪便均排入移动旱厕内，施工结束后及时填埋，施工人员洗漱废水均散排于施工现场周围。

④施工期对坎儿其水库至七克台集水中心的保护措施

禁止在坎儿其水库至七克台集水中心 200m 范围内设置各种临时施工场地，

避免地表扰动。定期维护和保养车辆，减少建设过程中滴漏的油污。禁止在坎儿其水库至七克台集水中心 200m 范围内维修和清洗车辆。加强管理和宣传，禁止施工人员在坎儿其水库至七克台集水中心 200m 范围内丢弃任何污染物。

6.1.3 施工期噪声污染防治措施

(1) 各井场施工时，钻机柴油机和发电柴油机排气管应安装消声器，并将柴油机组安装在活动板房内。

(2) 采用低噪声机械设备和运输车辆，使用过程中经常检修和养护，保证其正常运行。

(3) 噪声较大的设备应采取一定的吸声、消声、隔声、减振等措施，同时其操作人员应该采取必要的防护措施。

(4) 合理安排施工作业时间，控制高噪声设备的作业时间，由于项目区周边无声环境敏感点，因此仅考虑对项目区施工人员夜间造成影响。

(5) 施工区噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 中有关限值要求尽量采用低噪声机械设备，限制施工噪声的污染。

(6) 加强施工机械的维修保养，避免施工机械故障运转所产生的高噪声。

6.1.4 施工期固体废物污染防治措施

6.1.4.1 废弃钻井泥浆与岩屑

(1) 废弃钻井泥浆与岩屑污染防治措施

本项目钻井期一开和二开上部为非磺化水基钻井液体系，二开下部以下为磺化水基钻井液体系。根据《关于进一步加强和规范油气田勘探开采行业废弃物污染防治工作的通知》(新环发〔2016〕360号)的要求，须对钻井泥浆进行妥善处置，针对不同泥浆类型(磺化、非磺化)其处理要求不同。

非磺化泥浆和岩屑一同由“钻井废弃物不落地达标处理技术”进行无害化处理，处理后泥浆泥饼达到《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《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)标准后作为可利用资源，用于铺垫井场和井间道路。

磺化泥浆应按照《危险废物鉴别标准 通则》，在项目试运行过程中及时检测，并报请固化管理部门确定是否属危险废物，若为危险废物，则就近委托具有

排放。

泥浆不落地处理设备共分为 4 个单元：单元设备上集成了破胶混凝、固液分离、氧化分离、深度过滤等成套工艺技术与装置，自动化程度高。

B、磺化泥浆

本项目钻井期产生的磺化泥浆应按照《危险废物鉴别标准 通则》，在项目试运行过程中及时检测，并报请固化管理部门确定是否属危险废物，若为危险废物，则就近委托具有相应危险废物处置资质和处置能力的单位处置，若为一般工业固体废物，则就近委托具有相应固体废物处置能力的单位处置。

6.1.4.2 施工弃土

施工时由于井下开拓及工业场地建设，平整土地、建设构筑物等过程中会产生一定量的施工弃土。施工所产生的弃土、弃渣，弃土在施工结束后，用于井场、道路和站场施工场地，实施压实平整水土保持措施。并配备相应管理人员，加强现场监管。

6.1.4.3 废润滑油

钻井期间使用的机械设备运行过程维护、保养、维修等工作产生的少量废润滑油，暂存于危险废物贮存库中，定期由钻井公司委托有资质的单位处置。

6.1.4.4 废防渗膜

施工过程中产生的废弃沾油防渗布属于危险废物，暂存于危险废物贮存库中，委托具有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

6.1.4.5 生活垃圾

①根据施工布置，每一个工区设立一个垃圾收集站，统一布署，合理布设，并向广大施工人员作好卫生宣传工作，使他们养成向垃圾收集站投放垃圾的习惯。

②配设垃圾清运员及相应工具，由专人及时进行垃圾的清运工作。做好垃圾收集及处理的规划工作，将清运后的垃圾倒入指定的垃圾处理场中，避免由于垃圾处置不当而造成二次污染。

③施工期生活垃圾集中收集后，运往七克台镇生活垃圾填埋场填埋处置。

6.1.5 施工期生态环境保护措施

根据现状调查及生态功能区划，区域主要保护目标是矿区区域土壤、植

被和生态系统，保护地貌，防止水土流失。整个区内原生植被覆盖度较高，生态环境现状良好，施工期植被恢复应采取人工干预与自然恢复相结合措施，休养生息，逐步恢复生态多样性。

6.1.5.1 井场工程生态保护措施

(1) 对油田区域内的永久性占地（井场、道路、集输管线等）合理规划，严格控制占地面积，减少扰动面积，减少林木砍伐。

(2) 加强井区的野生动物保护，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。

(3) 各井场选址尽量少占植被茂密的区域，严格控制占地面积。施工时，要求施工单位在永久占地范围内施工，减少对植被环境和周围野生动物生活环境的干扰。

6.1.5.2 管线工程生态保护措施

(1) 对项目区域内的临时性占地（集输管线）合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域。

(2) 根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(3) 施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

(4) 对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，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，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。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，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

(5) 在施工过程中，应加强施工人员的管理，禁止施工人员对野外植被滥砍滥伐，破坏沿线地区的生态环境。

(6) 作好野生动物的保护工作，禁止施工人员对野生动物滥捕滥杀。

6.1.5.3 道路工程生态保护措施

(1) 无道路区域不得随意开辟新路

道路和集输管道施工时，注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，按照划定的道路行驶，不得并行开辟新路，以减少风蚀活动的范围。

(2) 管道沿已有道路平行建设

管线敷设施工宽度应控制在设计标准范围内，并尽量沿已有道路纵向平行布设。在满足有关安全规范的基础上，减少占用土地。道路选线过程中应尽量利用原有道路，避让灌丛等敏感区段。

(3) 主干道路施工占地宽度不得超过 8.5m，支线道路施工占地宽度不得超过 5.0m，单井道路施工不得超过 7m。

6.1.5.4 对植物的生态保护措施

(1) 设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏原有植物。

(2) 施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对原有植物生存环境的践踏破坏。

(3) 确保各环保设施正常运行，污水进罐、落地油回收、固体废物填埋，避免各种污染物对土壤环境的影响从而进一步影响其上部生长的植被。

6.1.5.5 其它生态保护措施

(1) 严禁施工人员进行非石油生产的其它活动，如：狩猎、采集动植物、砍柴等。车辆在有野生动物的地区行驶时，禁鸣喇叭。

(2) 施工期避开大风天气作业，避免风蚀引起的水土流失。所有挖方均进行回填，不产生弃土。

6.1.5.6 野生动植物生态保护措施

(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) 管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

(3) 管线施工范围应严格限制在 10m 范围内。施工机械和车辆应严格按

规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

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

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

(6) 站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。

6.1.5.7 自然景观保护措施

本项目所在区域主要以荒漠生态景观为主。荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。项目建设后，其原始的荒漠背景变成了以荒漠、矿区道路、钻井机共同存在的自然与人工相互共存的景观格局。

从整体上看，荒漠拼块虽然出现破碎化的倾向，但总体上连通程度仍然维持了较好的状态，仍是区域的景观模地。但如果任凭项目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、散落生长的植被，直至现有的地形、地貌等都要尽可能的加以保护。

(2) 在管线、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和绿化措施，使项目建设与周围景观环境协调发展。

(4) 退役期必须完全恢复地貌，彻底封闭油井，及时清除井场残留的固体废物。

6.1.5.8 绿色矿山建设

按《冶金行业绿色矿山建设规范》(DZ/T0319-2018)的有关要求进行合理规划及建设，尽量减少占地；项目施工过程中，剥离的表土作为复垦用土；要求加强运输调度管理，要充分利用探矿道路，禁止任意开辟施工道路，禁止车辆在非工作道路上到处碾压；科学合理地进行施工组织设计，尽量少挖方，少填方，最大限度地保持原有地貌；施工作业结束后，因地制宜地做好施工场地的恢复工作，并采取水土保持措施。

6.1.6 土壤保护措施

根据本项目生产过程中可能产生的主要污染物，如不采取合理的防治措施，污染物有可能渗入地下，从而影响矿区及周边的土壤和第四系松散岩类孔隙潜水环境，影响周边企业的生产生活用水，更严重者会危及下游的生活用水的安全。因此必须制定相应的土壤和地下水环境保护措施，进行综合环境管理。针对本项目各单元运行中可能发生的土壤和地下水污染，本项目土壤和地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应等方面进行控制。

6.1.7 施工期管理措施

(1) 应做好施工组织规划工作，要作到少占地；加强施工期间的宣传教育工作，以减少人为因素对植被的破坏。尤其要注意的是，施工车辆、机械应在规划的施工道路上行驶，严禁随意行驶，碾压植被。

(2) 加强对施工人员进行环境保护知识教育。提高施工人员的环境保护意识。

(3) 施工期间严禁破坏工程区内与工程本身无关的植被。

(4) 在签订施工承包合同时，应明确有关环境保护的条款，并在施工监理过程中予以全过程监督。施工期的环境管理措施由施工部门组织实施。

(5) 根据国家环保部发出的西部建设要加强环保管理的通知精神,对于生态环境影响大的建设项目,应推行施工期环境监理制度。因此本项目在施工期应加强环境监理工作,设专人负责施工期环境保护措施实施的监督和管理工作的。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 大气污染防治措施

6.2.1.1 烃类气体挥发

琼坎儿孜油砂矿运营期的废气排放源主要为无组织排放源。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门、场站等处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源,本项目采取以下大气污染治理措施:

①采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等,烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

②在油气集输过程中,为减轻集输过程中烃类的损失,油田开发采用密闭集输流程,非甲烷总烃无组织排放达到《大气污染物综合排放标准》(DB 11/501-2017)中无组织排放监控浓度限值。一旦发生泄漏事故,紧急切断油,实施关井,从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

③对各站场的设备、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。

6.2.1.2 食堂油烟废气

本项目站场食堂油烟废气采用高效油烟净化器(除油效率 $\geq 75\%$,设3个灶头)处理达到《饮食业油烟排放标准(试行)》(GB18438-2001)中的最高允许排放浓度限值要求后排放。

6.2.2 水污染防治措施

(1) 水污染防治措施可达性分析

本项目年平均采油废水量 $39.85 \times 10^4 \text{m}^3$,采油废水的水质根据同类项目类比调查,具体指标为石油类: 20~200mg/L、SS: 10~150mg/L、COD: 100~800mg/L。采油废水由采出液处理系统处理,具体处理工艺流程详见图 6.2-1。

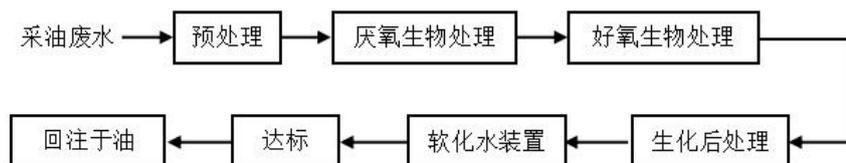


图 6.2-1 采出液处理系统工艺流程

采出液处理系统工艺流程简述：原油脱水处理过程分离出的采油废水由一次沉降罐和二次沉降罐出水经管道收集后，首先进入预处理设施，预处理设施包括隔油、调节、混凝气浮等处理单元。经过预处理后的出水经过厌氧生物处理，去除废水中的部分 COD、SS 和石油类，然后经过好氧生物处理降解废水中的有机物质，再经过生化后处理环节处理，出水进入软化水装置处理，水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求后回注。

采出液处理系统各处理单元污染物去除效率见表 6.2-1。

表 6.2-1 采出液处理系统各单元污染物去除效率

处理单元	处理方法	主要工艺环节	污染物去除效率（%）		
			悬浮物	COD	石油类
预处理	混凝气浮	隔油、调节、混凝气浮	10~80	25~60	10~35
厌氧生物处理	水解酸化	水解酸化	20~45	15~40	30~60
好氧生物处理	活性污泥	生物反应池、沉淀池	60~90	65~90	80~96
生化后处理	混凝	混凝、沉淀、过滤	50~70	15~30	>30

采油废水主要污染物进出水指标详见表 6.2-2。

表 6.2-2 本项目采油废水主要污染物水质指标表

序号	污染物	进水水质（mg/L）	出水水质（mg/L）	去除效率（%）
1	悬浮物	150	≤5.0	99
2	含油量	100	≤2.0	98

由表 6.2-1 和表 6.2-2 可知，本项目运营期采油废水经采出液处理系统处理后，水质满足达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求后，可回注。本项目采油废水由采出液处理系统处理的措施具备可达性。

（2）污水处理规模符合性分析

本项目年平均采油废水量 $39.85 \times 10^4 \text{m}^3$ ，年最大采油废水量 $71.55 \times 10^4 \text{m}^3$ 。本项目采出液处理系统处理规模为 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ ，合计为 $73 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，该系统处理

规模远大于年最大采油废水量，可保证本项目采油废水的处理需求。

总之，本项目采出液处理系统处理规模能够保证本项目的正常运行。

6.2.2.1 生活污水处理系统

综合处理站内设生活污水处理站，处理矿区生活污水。生活污水主要由淋浴、洗涤、冲厕、餐饮等污水组成，以洗涤污水为主，冲厕污水所占比例不大，其污染程度相对较轻。参考我国现有矿山生活污水实测资料，估计主要污染物浓度见表 6.2-3

表 6.2-3 主要污染物浓度

主要污染物	浓度
pH	7~8
悬浮物 (SS)	120mg/L~200mg/L
化学需要量 (COD)	100mg/L~300mg/L
生化需氧量 (BOD ₅)	60mg/L~150mg/L
氨氮 (NH ₃ -N)	150mg/L~20mg/L

本项目生活污水拟采用“生物处理+物化处理”的污水处理工艺，该处理工艺具有占地小、工期短、出水好、运行陈本低等诸多优点，适用于日处理规模较小的废水。生活污水处理工艺流程详见图 6.2-2。

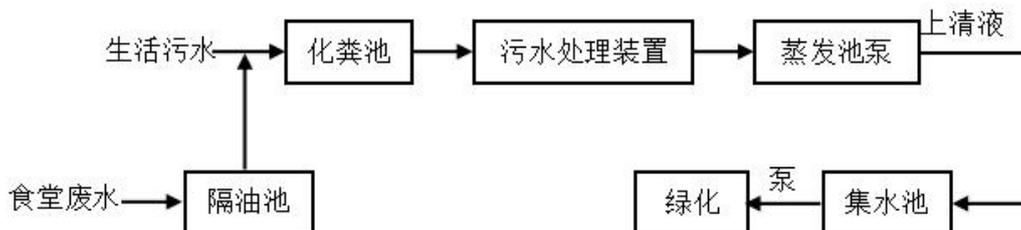


图 6.2-2 生活污水处理工艺流程图

本项目生活污水主要污染物的水质指标见表 6.2-4。

表 6.2-4 本项目生活污水主要污染物水质指标表

序号	污染物	进水水质 (mg/L)	出水水质 (mg/L)	去除效率 (%)
1	pH	7~8	7~8	/
2	COD	300	<48	>84
3	BOD ₅	150	<10	>95
4	SS	150	<5	>95

5	氨氮	20	<5	>83
---	----	----	----	-----

生活污水经处理后，出水满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准，净化污水灌溉期用于矿区植被绿化，非灌溉期贮存于站内 2000m³ 防渗储水池内，待来年绿化灌溉。

6.2.2.2 本项目运营期对坎儿其水库至七克台集水中心的保护措施

本项目运营期，在坎儿其水库至七克台集水中心 200m 范围内须禁止作业和人员活动，禁止排放废水，禁止丢弃垃圾，并设置警示牌，禁止车辆在此范围内通行。

6.2.3 噪声污染防治措施

本项目运营期产生的噪声主要为站内设备运行产生的噪声和井场抽机噪声等。主要噪声源为输油泵、水泵、抽油机等。各种设备距矿区边界都有一定距离，噪声经距离衰减、建筑隔声和空气吸收等作用，对地面声环境的影响较小。经预测，矿区边界噪声可以达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的限值要求。

矿区降噪采取如下措施：

- （1）坚持源头把关的原则，对矿区用的各种机电产品选型时，除满足工艺要求外，还必须考虑其具有良好的声学特征（高效低噪），或设计时建议配套提供降噪设备。
- （2）对噪声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。
- （3）尽量将发声源集中统一布置，采用吸声、隔声、减振等措施。
- （4）机器设备必须定期检修与保养，机器设备在正常状态下运转。
- （5）加强高噪声工序操作人员的劳动保护。对无法采取措施的作业场所，工作时操作人员佩带耳塞、耳罩和头盔等个人防护用品。

6.2.4 固体废物污染防治措施

6.2.4.1 固体废物处置措施

（1）落地油

本项目对完钻井安装了井下卸油器，在油井修井前实施压井技术，在井口布

置铁质方箱，将修井和洗井的含油废水直接存在方箱中，定期抽至罐车运往危废贮存池进行处理。且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油回采率达到 100%。

(2) 油泥（砂）

运营期产生的油泥属于危险废物 HW08（废物代码：900-210-08），油泥（砂）暂存危废贮存池，就近委托具有相应危险废物处置资质和处置能力的单位处置。

本项目在综合处理站设 500m³ 含油污泥暂存池，该暂存池采取防渗措施，并加盖了防雨棚、截洪沟和应急池，暂存池设计满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求，定期有相关危废处置资质的单位进行回收处理。

对于非正常生产情况下的事故泄漏，要在设计施工和生产过程加强 QHSE 管理体系的建设，提高事故防范措施和事故应急措施的能力，提高全体职工的安全意识，使风险事故的发生率降至最低，对事故情况下产生的落地油及时回收处理。

进行油罐清污工作时，应派专人进行监督管理，清出的罐底油泥必须由专用车辆封闭运输，就近委托具有相应危险废物处置资质和处置能力的单位处置，并且保证在每一个环节不会造成危险废物的泄漏，以免造成二次污染。

(3) 废润滑油

运营期产生的废润滑油集中收集后暂存于危险废物贮存库中，定期委托有相关危废处置资质的单位进行拉运处置。

(4) 废弃防渗膜

运营期产生的废弃防渗膜暂存于危险废物贮存库中，委托有资质的单位拉运处置。

(5) 生活垃圾

本项目运行期站场人员生活垃圾集中收集、运往七克台镇生活垃圾填埋场填埋处置。

综上，本项目各项固体废物均得到妥善处置，在满足以上要求的前提下，本项目各项固体废物对项目区及周边环境影响较小。

6.2.4.2 危险废物相关要求

(1) 暂存和管理要求

根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB18957-2023）中有关规定，危险废物在危废贮存库内存放期间，使用完好无损容器盛装；用以存放装置危险废物容器的地方，必须有耐腐蚀的硬化地面，且表面无裂痕。储存容器上必须粘贴该标准中规定的危险废物标签；容器材质与危险废物本身相容(不相互反应)；厂内设置临时安全存放场所，基础做了防渗。

危险废物贮存容器应满足：

①使用符合标准的容器盛装危险废物；应定期对暂时贮存危险废物包装及设施进行检查，发现破损，及时采取措施清理更换；

②装载危险废物的容器及材质要满足相应的强度要求；

③装载危险废物的容器必须完好无损；

④盛装危险废物的容器材质和衬里要与危险废物相容，不相互反应。危险废物贮存区选址、平面布置、设计原则及危险废物的堆放要求等，必须满足（GB18597-2023）的要求。

本次环评要求危废贮存库应满足以下要求：①贮存设施应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式和污染物迁移途径，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不应露天堆放危险废物；②贮存设施或贮存分区内地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险废物的隔板和墙体等应采用坚固的材料建造，表面无裂缝；③贮存设施地面与裙脚应采取表面防渗措施；表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用抗渗混凝土、HDPE膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存的危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至少1m厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7}cm/s ），或至少2mm厚HDPE膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10}cm/s ），或其他防渗性能等效的材料；④用于贮存可能产生渗滤液的危险废物的贮存库或贮存分区应设计渗滤液收集设施，收集设施容积应满足渗滤液的收集要求；⑤贮存设施应采取技术和管理措施防止无关人员进入；⑥应采用电子地磅、电子标签、电子管理台账等技术手段对危险废物贮存过程进行信息化管理，确保数据完整、真实、准确；采用视频监控的应确保监控画面清晰，视频记录保存时间至少为3个月。

危废贮存库必须按《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2-1995）修改单的规定设置警示标志，周围应设置围墙或其它防护栅栏，配备通讯设备、照明设施、安全防护服装及工具，并设有应急防护设施。

（2）运输和转移

对危险废物实行从产生、收集、运输到处理的全过程进行管理，加强废物运输过程中的事故风险防范，按照有关法律法规的要求，对危险废物的全过程管理且报当地生态环境行政主管部门批准。

危险固废送往有资质的危险废物处理单位进行无害化处理前，按《危险废物转移管理办法》的要求，应执行危险废物转移联单制度。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。执行危险废物运输采用专用车辆，执行危险废物运输任务的驾驶员必须具有危险物品的运输资质。在运输过程中严格按照《汽车危险货物运输、装卸作业规程》（JT618-2006）、《汽车危险货物运输规则》（JT3130-88）进行。

本项目运输过程委托有资质单位进行运输，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。

具体要求如下：

①移出人义务

A.对承运人或者接受人的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，并在合同中约定运输、贮存、利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任；

B.制定危险废物管理计划，明确拟转移危险废物的种类、重量（数量）和流向等信息；

C.建立危险废物管理台账，对转移的危险废物进行计量称重，如实记录、妥善保管转移危险废物的种类、重量（数量）和接受人等相关信息；

D.填写、运行危险废物转移联单，在危险废物转移联单中如实填写移出人、承运人、接受人信息，转移危险废物的种类、重量（数量）、危险特性等信息，

以及突发环境事件的防范措施等；

E.及时核实接受人贮存、利用或者处置相关危险废物情况；

F.法律法规规定的其他义务。

移出人应当按照国家有关要求开展危险废物鉴别。禁止将危险废物以副产品等名义提供或者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。

②承运人义务

A.核实危险废物转移联单，没有转移联单的，应当拒绝运输；

B.填写、运行危险废物转移联单，在危险废物转移联单中如实填写承运人名称、运输工具及其营运证件号，以及运输起点和终点等运输相关信息，并与危险废物运单一并随运输工具携带；

C.按照危险废物污染防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件；

D.将运输的危险废物运抵接受人地址，交付给危险废物转移联单上指定的接受人，并将运输情况及时告知移出人；

E.法律法规规定的其他义务。

③接受人义务

A.核实拟接受的危险废物的种类、重量（数量）、包装、识别标志等相关信息；

B.填写、运行危险废物转移联单，在危险废物转移联单中如实填写是否接受的意见，以及利用、处置方式和接受量等信息；

C.按照国家和地方有关规定和标准，对接受的危险废物进行贮存、利用或者处置；

D.将危险废物接受情况、利用或者处置结果及时告知移出人；

E.法律法规规定的其他义务。

④转移联单管理

危险废物产生单位在转移危险废物前，按照国家有关规定报批危险废物转移计划；经批准后，产生单位向移出地生态环境行政主管部门申请领取联单。

危险废物产生单位每转移一车同类危险废物，应当填写一份联单。每车有多类危险废物的，应当按每一类危险废物填写一份联单。

危险废物产生单位应当如实填写联单中产生单位栏目，并加盖公章，经交付危险废物运输单位核实验收签字后，将联单第一联副联自留存档，将联单第二联交移出地生态环境行政主管部门，联单第一联正联及其余各联交付运输单位随危险废物转移运行。

危险废物运输单位应当如实填写联单的运输单位栏目，按照国家有关危险物品运输的规定，将危险废物安全运抵联单载明的接受地点，并将联单第一联、第二联副联、第三联、第四联、第五联随转移的危险废物交付危险废物接受单位。

危险废物接受单位应当按照联单填写的内容对危险废物核实验收，如实填写联单中接受单位栏目并加盖公章。接受单位应当将联单第一联、第二联副联自接受危险废物之日起十日内交付产生单位，联单第一联由产生单位自留存档，联单第二联副联由产生单位在二日内报送移出地生态环境行政主管部门；接受单位将联单第三联交付运输单位存档；将联单第四联自留存档；将联单第五联自接受危险废物之日起二日内报送接受地生态环境行政主管部门。

转移危险废物采用联运方式的，前一运输单位须将联单各联交付后一运输单位随危险废物转移运行，后一运输单位必须按照联单的要求核对联单产生单位栏目事项和前一运输单位填写的运输单位栏目事项，经核对无误后填写联单的运输单位栏目并签字。经后一运输单位签字的联单第三联的复印件由前一运输单位自留存档，经接受单位签字的联单第三联由最后一运输单位自留存档。

装运危险废物的容器应根据危险废物的不同特性而设计，不易破损、变形、老化，能有效地防止渗漏、扩散。装有危险废物的容器必须贴有标签，在标签上详细标明危险废物的名称、重量、成分、特性以及发生泄漏、扩散污染事故时的应急措施和补救方法。

本项目产生的危险废物应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。

6.2.5 土壤及地下水污染防治措施

根据本项目生产过程中可能产生的主要污染物，如不采取合理的防治措施，污染物有可能渗入地下，从而影响矿区及周边的土壤和第四系松散岩类孔隙潜水环境，影响周边企业的生产生活用水，更严重者会危及下游的生活用水的安全。因此必须制定相应的土壤和地下水环境保护措施，进行综合环境管理。针对本项目各单元运行中可能发生的土壤和地下水污染，本项目土壤和地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应等方面进行控制。

6.2.5.1 源头控制措施

主要包括在管道、设备、污水储存处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；管线敷设尽量采用“可视化”原则，即管道尽可能地上敷设，做到污染物“早发现、早处理”，减少由于埋地管道泄漏而造成的地下水污染。

本项目运营期生活垃圾集中收集、集中处置，定期由环卫部门拉运至生活垃圾填埋场填埋处理；油泥暂存于危险废物贮存库，就近委托具有相应危险废物处置资质和处置能力的单位进行处置。

矿区主要土地利用类型为裸岩石砾地、戈壁和少量低覆盖度草地，无永久基本农田，在局部区域土壤质量良好的地段，建设单位应出资种植与项目区相适宜的植物，保证地表植被覆盖率不减少。

6.2.5.2 分区防控措施

井场地面属于一般污染防治区，根据规范要求，一般污染防治区防渗防渗层的防渗系数不能低于 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。定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油水井作业使用清洁箱式修井平台，防止污染物进入潜水层造成污染。分区防渗图见图 6.2-3。

(1) 井场防渗措施

井场地面属于一般污染防治区，根据规范要求，一般污染防治区防渗防渗层的防渗系数不能低于 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。定

期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油水井作业使用清洁箱式修井平台，防止污染物进入潜水层造成污染。

（2）管线防渗措施

集油及注水管线位于均埋于地面下，属于重点污染防治区，根据规范要求，采取以下防渗措施：

①管线均采用钢制防腐管线，管线内、外防腐需满足《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）要求。定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生。

②管道连接方式应采用焊接；

③提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，然后采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响，进一步防止污染地下水。

（3）站场防渗措施

参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的有关要求，根据站场各生产功能可能泄漏至地面的污染物性质和生产单元的构筑方式，将站场区域划分为重点污染防治区、一般污染防治区和非污染防治区，并按要求进行防渗。

1) 污染防治区

①简单污染防治区：没有物料或污染物泄漏，不会对地下水环境造成污染的区域或部位。

②一般污染防治区：裸露于地面的生产功能单元，污染地下水环境的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域或部位。

③重点污染防治区：位于地下或半地下的生产功能单元，污染地下水环境的物料或污染物泄漏后，不易及时发现和处理的区域或部位。

2) 防渗工程技术要求

①防渗工程的设计使用年限宜按 50 年进行设计。

②污染防治区应设置防渗层，防渗层的渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。一般污染防治区的防渗性能应与 1.5m 厚粘土层等效；重点污染防治区的防渗性能

应与 6.0m 厚粘土层等效。

3) 防渗工程设计方案

本项目站场的地下水污染防治措施分区详见表 6.2-5。

表 6.2-5 地下水污染防治措施分区一览表

防治分区	防治部位	防渗要求	防渗设计
重点污染防治区	地下油水管线	重点污染防治区防渗层的防渗性能应不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。	地下油(水)管道防渗宜采用抗渗钢筋混凝土管沟或 HDPE 膜防渗层。土工膜厚度不应小于 1.5mm，抗渗混凝土厚度不小于 250mm。
	污水处理设施、储罐区等		地面防渗层可采用高压聚乙烯 HDPE 膜+抗渗混凝土结构，土工膜厚度不应小于 1.5mm，抗渗混凝土厚度不小于 250mm。
一般污染防治区	泵房，装卸车站台等	一般污染防治区防渗层的防渗性能应不低于 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。	一般污染防治区抗渗混凝土厚度不宜小于 150mm，抗渗等级不低于 P8，强度等级不低于 C25，水灰比不宜大于 0.50。
简单污染防治区	办公生活区等	简单污染防治区，防渗性能应不大于 $1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$ 。	地表粘土做夯实处理，处理深度不小于 150mm。

6.2.5.3 跟踪监测

根据项目特点及评价等级确定，应对土壤和地下水进行跟踪监测，具体设置如下：

(1) 监测点位设置

监测点位同现状监测点，后续可根据项目开采情况进行调整。

(2) 监测指标

①土壤监测因子为《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中的基本项目，同时监测特征因子、pH 值和土壤含盐量。

②地下水监测因子为 pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、硫化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、铜、锌、镍、钠、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数、石油

类，共 27 项。

(3) 监测要求

项目区土壤评价等级为一级，要求企业每年开展一次跟踪监测。地下水评价等级为二级，水位采取连续监测，水质监测 1 年中分丰、枯两期各监测一次。企业取得监测数据要向社会公开，接受公众监督。

6.2.6 生态环境保护措施

6.2.6.1 矿山生态保护措施

矿山生态保护与恢复治理的一般要求见表 6.2-6。

表 6.2-6 矿山保护与恢复治理的一般要求

序号	保护与恢复治理要求	符合情况
1	禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域内采矿。	本工程不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地及其他法律法规规定的禁采区，符合。
2	矿产资源开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求，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。	本工程符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求，建设单位已开展相关预防和保护措施，符合。
3	坚持预防为主、防治结合、过程控制的原则，将矿山生态环境保护与恢复治理贯穿矿产资源开采的全过程。根据矿山生态环境保护与恢复治理的重点任务，合理确定矿山生态保护与恢复治理分区，优化矿区生产与生活空间格局。采用新技术、新方法、新工艺提高矿山生态环境保护 and 恢复治理水平。	建设单位已编制矿产资源开发利用与生态保护修复方案，设置有生态环境保护于恢复治理任务，方案已通过评审，建设单位将按照方案实施，符合。
4	所有矿山建设单位均应对照本标准各项要求，编制实施矿山生态环境保护与恢复治理方案。	建设单位已编制矿产资源开发利用与生态保护修复方案，方案已通过评审，建设单位将按照方案实施，符合。
5	恢复治理后的各类场地应实现：安全稳定，对人类和动植物不造成威胁；对周边环境	建设单位已编制矿产资源开发利用与生态保护修复方案，方案已通过评审，

序号	保护与恢复治理要求	符合情况
	不产生污染；与周边自然环境和景观相协调；恢复土地基本功能，因地制宜实现土地可持续利用；区域整体生态功能得到保护和恢复。	建设单位将按照方案实施，符合。

6.2.6.2 矿山生态保护措施

(1) 限定车辆行驶路线，尽量在原有道路范围内行驶，禁止私开便道碾压破坏非施工区域原始地貌，减少开采和运输等活动对土壤表层的破坏和扰动。一切作业尽量利用原有公路，按原有车辙行驶，若无原有公路，要严格执行先修道路，后施工的原则。不得随意开设便道，杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。

(2) 加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是注意对野生动物和自然植被的保护。严禁在施工场地外砍伐植被，严禁捕杀任何野生动物并在施工现场设置宣传牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

(3) 禁止猎杀野生动物，严禁破坏占地范围外的植被。

(4) 应建立环境监测与灾害应急预警机制，设置专门机构，配备专职管理人员和监测人员。

(5) 对生产废水、噪音等污染源和污染物实行动态监测，并做好环保处置应急预案。

6.2.6.3 防沙治沙措施

根据生态功能区划查询，本项目在天山南坡吐鲁番-哈密盆地戈壁荒漠、绿洲农业生态亚区-51 吐鲁番盆地绿洲外围防风固沙、油气开发生态功能区，在项目施工期、运营期及服务期满等阶段，均应加强防沙治沙措施的实施，防止土地沙化。

1、制定方案的原则与目标

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

制定方案的目标：通过工程建设及后期运营，维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善。

2、工程措施

①严格依法坚持封禁保护，加强管理，严禁不合理利用土地等资源行为，避免沙区植被资源遭到破坏。为了提高矿区植被的覆盖率，选择灌、草相结合，且抗旱能力强的植被进行人工封沙种草。

②由于冬季风力较强，加上干燥的气候条件以及地表覆盖的植被较少，风沙较大。建设单位要重视防沙固沙工作，有效利用周围的环境条件，如在风沙区域增设沙障、固定沙丘，避免沙丘随大风肆意扩散，减少沙土的扩散范围。

③对现有植被加大保护力度。对现有植被资源加强保护，将其作为土壤沙漠化治理工作的重中之重，原生植被具有较强的防风固沙作用，必须加大保护力度。

3、植物措施

施工过程中，对于管线工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏。

4、其他措施

(1) 严格控制工业活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。

(2) 优化施工组织，缩短施工时间，施工作业时应分段作业，开挖的土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，避免在风天气作业，以免造成土壤风蚀影响。

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

(4) 严禁破坏占地范围外的植被。

(5) 严禁在大风天气进行土方作业。粉状材料及临时土方等在堆场应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用篷布遮盖，减少施工扬尘产生量和起沙量。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

6.3 退役期环境保护措施

由于油田单井长期开采，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近

尾声时，各种机械设备将停止使用，井场和集输等设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、生产废水、生活污水、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接转注汽站、井场退役

项目退役时，在各类站场首先尽量回收利用各种设备，同时清理、放空各种污染源，不遗留下明显的环境问题。

所有井场拆除采油设施，实施井筒安全封闭，完好的井管和经过固化的井壁可以保证井筒内的污染物不会影响周边地下水和土壤环境。

②集输管线退役

集输管线在退役后留在原地，使管线所在地的生态环境保持稳定。

③做好退役期的地表恢复工作。

④拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土（拉运并填埋具有原来特性的土质），恢复原有生态机能。

⑤在对原有设备拆卸、转移过程中会产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。

⑥设备排出的固体废物采用车辆拉运至当地环保部门指定地点处理，避免对周围环境造成影响。

通过以上措施的实施，本工程最终停止运行后，生态环境可以得到有效恢复，不会遗留明显的环境问题。

6.4 环境影响经济效益分析

环境影响经济损益分析是针对建设项目的性质和当地的具体情况，确定环境影响因子，从而对项目环境影响范围内的环境影响总体做出经济评价。根据理论发展多年的实践经验，任何项目工程都不可能对所有环境影响因子做出经济评价，因此，环境影响经济损益分析的重点，主要是对工程的主要影响因子做出投资和经济损益的评价，即项目的环境保护措施投资估算和经济效益、环境效益和社会效益以及项目环境影响费用—效益总体分析评价。

6.4.1 分析方法

费用—效益分析是最常用的建设项目环境经济损益分析方法和政策方法。利

用该方法对建设项目进行分析将有利于正确分析项目的可行性。费用是总投资的一部分，而效益包括经济效益、社会效益和环境效益，即：

费用=生产成本+社会代价+环境损害；

效益=经济效益+社会效益+环境效益。

6.4.2 环保投资估算

本项目环保设施包括废水、固体废物、噪声防治、生态恢复等，其工程内容见表 6.4-1：

表 6.4-1 环保投资费用估算表

项目		环保措施概要	投资（万元）
废气处理	施工期	洒水车 4 辆	40
	运营期	油气回收装置	12
		食堂油烟净化器	2
废水处理	施工期	钻井废弃物不落地达标处理技术	60
		废水运输罐车 6 辆	120
		移动防渗旱厕 8 间	2
		吸污车 1 量	5
	运营期	2000m ³ 采出液处理系统及软化水处理系统	1500
		处理规模为 20m ³ /d 生活污水处理站	20
		2000m ³ 防渗储水池 1 座	25
		固井水泥套管（每口井投资 0.8 万元）	240
地下水防控措施	施工期	井场、管线及站场地下水防渗措施	40
	运营期	地下水监测	10
固废处理	施工期	场地平整	20
		垃圾船	1
	运营期	钻井废弃物不落地达标处理技术 （收费单价 220 元/m ³ ）	34
		垃圾船、含油污泥暂存池	10
噪声处理	运营期	降噪及消声器等	50
水土保持及绿化	施工期	恢复植被、绿化	80
	运营期		
其他	矿区、生活区绿化及草地恢复；		60
	竣工环境保护验收		20

	施工期环境监理	20
	运营期自行检测	10
	合计	2331

本项目总投资 164986 万元。其中环保投资为 2336 万元，占总投资的 1.42%。

6.4.3 社会效益分析

本项目社会效益主要体现在以下几个方面：

(1) 本项目建成投产后能促进当地产业结构的合理调整，提高油砂矿的开采量，刺激当地的经济需求，带动当地和周边地区的经济发展，促进电力、运输、建材、商业、服务等相关行业和基础设施的发展建设，加速吐鲁番地区的经济发展，提升加速吐鲁番地区的经济实力。

(2) 本项目需要聘用一批长期固定技术管理人员和生产工人，这就为当地剩余劳动力提供就业机会，促进当地就业，同时建设单位愿积极吸纳优秀大中专院校毕业生就业，一定程度上可缓解当前严峻就业压力，并可增加当地政府财政税收。

综上所述，本项目具有良好社会效益。

6.4.4 环境效益分析

本项目环境效益集中体现在对生产中污染物的排放控制、资源的集中合理利用以及废物再利用，不仅可以减少建设单位在能源方面的投入，更重要的是使原本分散、未经任何处理的污染物得到了综合利用，并且实现达标排放；周边绿地可以美化环境，防风固沙，减少扬尘，改善当地小环境。

本项目在采用设计和环评提出的污染治理措施后，虽仍对区域环境产生一定的负面影响，但只要确保达标排放，其环境影响则可控制在允许范围之内。

6.4.5 经济效益分析

本项目总投资 164986 万元，年产 15.02 万吨油砂油。按近年来平均油价对方案进行经济评价，方案税后内部收益率 36.57%，税后净现值为 106,716.50 万元，高于行业基准值，会取得良好的经济效益。

项目建设资金由自筹资金和银行贷款组成，盈利能力指标详见表 6.3-2。

表 6.4-2 经济评价指标表

序号	项目名称	单位	数值
1	销售收入	万元	1,432,431.62
2	总成本费用	万元	886,225.52
3	年总成本费用	元/吨	1,611.55
4	年总成本费用	美元/桶	34.03
5	操作成本	万元	529,857.44
6	平均单位操作费	元/t	963.52
7	平均单位操作费	美元/桶	20.34
8	利润总额	万元	480,202.73
9	净利润	万元	360,152.05
10	投资净利润率	%	15.05%
11	总投资收益率	%	11.31%
12	内部收益率（税前）	%	50.13%
13	财务净现值（税前）	万元	160,781.91
14	投资回收期（税前）	年	3.67
15	项目投资财务内部收益率（税后）	%	36.57%
16	项目投资财务净现值（税后）	万元	106,716.50

6.4.6 结论

综上所述，本项目具有较好的经济效益和社会效益，同时也对环境产生负面影响较小。但一定要重视建设项目的环境保护工作，落实环境保护治理投资。本次项目投产后，如能落实环评报告建议的环保设施，环境效益可观。由此可知，本项目的建设可实现社会效益、经济效益和环境效益的统一。

7. 环境风险评价

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素、项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起的有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故率、损失和环境影响达到可接受水平。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）的要求，针对建设项目建设和运营期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

7.1 评价依据

7.1.1 环境风险识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》（GB 18218-2018）中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。

本项目涉及的危险物质主要为油类物质、以及火灾爆炸事故次生污染物 SO₂、CO 等，可能存在的风险单元包括钻采井场、集输管线、综合处理站。

（1）井场

在钻井过程中，由于处理不当等原因可能造成井喷事故。喷出的油品覆盖植被、污染土壤，大量烃类气体会污染环境空气。此外，钻井过程中使用的柴油储罐易发生火灾爆炸事故。

（2）集输管线

集输管线发生泄漏事故后，泄漏油品进入土壤，会对土壤、植被造成影响，遇到明火可能引发火灾、爆炸事故。

（4）综合处理站

综合处理站内设备本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要

为设备破裂造成原油泄漏，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油气遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

7.1.2 环境敏感目标调查

据现场调查，本工程环境敏感目标见表 2.8-1。

7.2 风险潜势初判及评价等级

计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q，计算公式如下：

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

式中：q₁、q₂、...q_n----每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁、Q₂、...Q_n----每种危险物质相对应的临界量，t。

计算出 Q 值后，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。

本项目的比值 Q 计算结果见表 7.2-1。

表 7.2-1 建设项目 Q 值确定表

序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q _n /t	临界量 Q _n /t	该种危险物质 Q 值
1	油类物质	/	1754.45	2500	0.70
项目 Q 值 Σ					0.70

本次评价按照井场、站场及输油管道分别划分为危险单元，根据各单元内危险物质的在线量，按照上述辨识依据对 Q 值进行确定。其中集输井场不设储油装置；拟建管线最长区段范围内原油最大量为 672.67t，油罐区原油最大量为 1040t，Q 为 0.69，项目 Q<1。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为I的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析，不设置评价范围。

表 7.2-2 环境风险评价等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。				

7.3 环境风险识别

7.3.1 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 A、《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》（GB50844-85）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，筛选环境风险评价因子。

①有毒有害物质识别

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169—2018）和《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）等判定建设项目原辅料及产品中无有毒有害的重大危险源。

②易燃、易爆物质识别

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169—2018）、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2009）和《关于开展重大危险源监督管理工作的指导意见》（安监管协调字[2004]56 号）判定本项目原辅料及产品易燃、易爆物质为：采出稠油，稠油属于闪点 $\geq 38^{\circ}\text{C}$ 的可燃液体。本次风险评价主要危险物质理化性质见表 7.3-1

表 7.3-1 稠油物化性质表

类别	项目	稠油（重油）
理化性质	外观及性状	红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体
	组分	主要由烷烃、环烷烃和芳香烃组成
	分子量	——
	密度（kg/m ³ ）	950（20 $^{\circ}\text{C}$ ）
	熔点/沸点（ $^{\circ}\text{C}$ ）	无资料/120-200
	闪点	38 $^{\circ}\text{C}$ ~55 $^{\circ}\text{C}$

青河县恒大矿业勘察有限责任公司琼坎儿孜 15.02 万吨/年油砂油开采项目环境影响

	饱和蒸气压 (kPa)	46.4
燃烧爆炸危险性	活泼性	Nr =0
	溶解性	不溶于水, 溶于多数有机溶剂
	危险性类别	第 3.2
	闪点/引燃温度 (°C)	<18/350
	爆炸极限 (vol%)	1.1 ~ 8.7
	燃烧热 (kJ/kg)	稠油: 43995.5
	危险特性	其蒸汽与空气形成爆炸性混合物, 遇明火、高热或极易燃烧爆炸, 与氧化剂能发生强烈反应, 若遇高热, 容器内压增大, 有开裂和爆炸的危险。
	灭火方法	泡沫、干粉、二氧化碳、砂土
	储运注意事项	远离火种、热源。仓温不宜超过 30°C。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速 (不超过 3m/s), 且要有接地装置, 防止静电积聚。
毒理	毒性	LD50: 500-5000mg/kg (哺乳动物吸入)
	健康危害	稠油中的烷烃成分可影响人的神经系统, 引起植物神经系统功能紊乱, 胃肠道发病率增高, 机体抵抗力下降等症状。人的皮肤长期接触稠油, 可造成外皮脱脂、皮肤裂口、刺激疼痛。稠油还可对人的眼睛、口腔粘膜产生刺激作用, 甚至造成粘膜出血、萎缩。
急救措施	皮肤接触	脱去污染的衣着, 用肥皂水及清水彻底冲洗
	眼睛接触	立即提起眼睑, 用流动清水冲洗
	吸入	迅速脱离现场至空气新鲜处, 注意保暖, 呼吸困难时给输氧。呼吸停止时, 立即进行人工呼吸, 就医。
泄露处置	-	疏散泄漏区人员至安全区, 禁止无关人员进入污染区, 切断电源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器, 穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发, 但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收, 然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏, 应利用围堤收容, 然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。

7.3.2 生产系统风险识别

(1) 井场

①井喷

钻井过程中遇到地下油、水层时，油或水窜进井内的钻井液里，加快了钻井液流动和循环的速度。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。根据统计，国内油田钻井作业发生井喷的概率小于 0.2%。多数井喷事故的发生属责任事故，由操作者起钻时不注意或不按规定注钻井液等造成。

本项目主要为稠油开发，稠油粘性大，需要注水开发，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

钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染，采出液漏失于地下水含水层中，采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

(2) 综合处理站

本项目综合处理站新建一次沉降罐一个（规格 250m³）、二次沉降罐一个（规格 250m³）、净化储油罐 2 个（规格 400m³）。常见的泄漏主要有容器损坏和阀门泄漏，其中发生较多的是阀门泄漏，原油储罐泄漏将造成附近土壤、地表水以及地下水受到污染；如在泄漏之后遇明火则可能引发火灾、爆炸事故，对环境造成风险。

(3) 集输线路

油气集输过程的事故主要有油、水管线及设备因腐蚀穿孔和施工质量问题而造成油、水泄漏。事故发生时会有原油、含油污水溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的油气遇到明火还可能产生火灾和爆炸事故。

根据本项目建设特点，本项目风险事故主要来自地面建设项目中的油气集输等工艺过程存在的各种事故风险。本项目的危险有害场所划分见表 7.3-2。

表 7.3-2 主要危险作业场所危险有害因素表

序号	名称	工艺单元	危险介质	主要危险特性
1	管线	集输管线	原油	污染土壤、地表水、地下水
2		注水管线	含油污水	污染土壤、地表水、地下水
3	综合处理站	储油罐	原油	火灾、爆炸、中毒窒息
		沉降罐	原油	火灾、爆炸、中毒窒息
4	井喷	钻井	原油	污染土壤、地表水、地下水

7.3.3 环境风险类型及危害分析

7.3.3.1 环境风险类型

根据工程分析中本工程可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括以下几方面的内容：

①火灾危险性

当原油等危险物质和空气等共存，遇到有导致着火的初始点火能源，如：明火、摩擦、撞击、电火花、静电火花、雷电等可发生火灾事故。

②爆炸危险性

油品爆炸多数是混合气体的爆炸，即油气与空气的混合物，其浓度在爆炸极限范围内的化学爆炸。其次，受压容器等由于超压超温或意外情况，泄压装置同时失效发生的高压物理爆炸。

③挥发及泄漏危险性

本工程正常生产过程中，发生事故主要是由于集输管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、人为破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

④其他危险性

此外，工程危险性特征化包括：静电危害、机械伤害、高处坠落危害、高温低温作业危害、噪声危害等。

7.3.3.2 风险事故发生途径分析

(1) 井喷

井喷就是当钻井钻穿高压油气层时,由于处理措施不当等原因使油气流从井口喷出。井喷时将有大量原油和伴生气喷出,并极易发生火灾,喷出的大量烃类气体污染大气,原油覆盖植被影响其光合作用而死亡,覆盖地表污染土壤,进入地表水会造成水污染。对于本项目而言,本区域地下油藏属于油砂矿,类似于稠油油藏,开发区块属于正常压力和正常地层温度系统,油层原始能量不足,地下油气压力小,要靠注汽驱动,没有自喷井,同时在钻井作业中采取井控措施(在钻进过程中安装防喷器),因此发生井喷的可能性极小。

(2) 油气集输

油气集输过程的事故主要有油、水管线及设备因腐蚀穿孔和施工质量问题而造成油、水泄漏。

事故发生时会有原油、含油污水溢出,对周围环境造成直接污染,泄漏的油气遇到明火还可能产生火灾和爆炸事故。因管线及设备腐蚀穿孔引起的油、水泄漏事故多发生在项目投产若干年后。本项目管线均采用耐腐蚀性强、使用寿命长、介质流动性好的无缝钢管,在运行期间内这种因腐蚀而泄漏的事故发生概率也大大降低。

(3) 原油运输

本项目经处理后的净化原油采用罐车直接拉运外售,原油在拉运和装卸过程中,发生交通事故或泄漏导致原油泄漏的风险。本项目原油拉运车和原油运输全部由购买单位负责。

(4) 套外返水对地下水的环境风险

本项目通过采取不钻穿下部水层、封固上部水层、低温早强水泥固井和振动固井等一系列有效的措施,提高了固井质量,降低了发生套外返水的可能性。但是套外返水事故时污染物进入地下含水层,则可能造成深层地下水的污染,地下水一旦污染则很难恢复。

(5) 原油储罐火灾、爆炸及泄露

本项目新建一次沉降罐一个(规格 250m³)、二次沉降罐一个(规格 250m³)、净化储油罐 2 个(规格 400m³)。常见的泄漏主要有容器损坏和阀门泄漏,其中发生较多的是阀门泄漏,原油储罐泄漏将造成附近土壤、地表水以及地下水受到

污染；如在泄漏之后遇明火则可能引发火灾、爆炸事故，会产生以下伴生/次生污染：①消防污水，发生潜在风险事故时消防废水可能含有大量的石油类物质。②燃烧烟气，火灾爆炸时产生的 SO₂、CO 和烟尘等有毒有害烟气。本项目主要针对综合处理站内原油储罐可能产生的环境风险影响进行预测及评价。

7.4 环境风险影响分析

本次环境风险评价重点从环境的角度对事故后果的影响进行分析。当发生油品泄漏主要会对环境空气、水、生态环境产生不利影响。

7.4.1 风险事故对环境空气的影响分析

(1) 预测因子

根据风险识别结果，确定环境风险影响预测评价因子如下：

原油储罐着火次生的 SO₂、CO。

(2) 预测范围

本次环境风险影响评价范围确定为项目厂区周边 5 公里范围内的区域，评价范围内敏感保护目标分布情况见图 2.8-1。

(3) 预测模式

环境风险预测模式采用《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）推荐的多烟团大气扩散模式，计算不同气象条件下原油储罐火灾事故燃烧烟气 SO₂、CO 在下风向上的地面污染浓度。烟团模式如下：

$$C(x, y, o) = \frac{2Q}{(2\pi)^{3/2} \sigma_x \sigma_y \sigma_z} \exp\left[-\frac{(x-x_o)^2}{2\sigma_x^2}\right] \exp\left[-\frac{(y-y_o)^2}{2\sigma_y^2}\right] \exp\left[-\frac{z_o^2}{2\sigma_z^2}\right]$$

模式中的符号意义、参数取值执行《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定要求。

(4) 预测内容

污染物扩散到达半致死浓度、伤害浓度、车间最高允许浓度的范围，以及到达主要环境敏感点处的浓度。

(5) 事故气象条件

在计算大气污染物扩散对环境的危害程度及范围时，不仅要考虑事故发生概率、大气污染物排放速率、大气污染物毒性指标，还应考虑项目所在地不利气象条件出现的概率及下风向的人口分布。

对扩散起决定作用的气象条件主要包括风速、风向、大气稳定性和气温等。风频最大风向和次风向的下风向出现污染的几率比其他方位下风向侧出现污染的几率要大得多。综合考虑本项目所在地气象条件及出现频率，确定大气风险预测的不利气象条件为：

1) 静风（0.5 米/秒），D、F 类大气稳定度条件下，事故排放的污染物对周边大气环境及关心点方向的浓度分布情况。

2) 风速为 1.5 米/秒时，D、F 类大气稳定度条件下，事故排放的污染物对周边大气环境及关心点方向的浓度分布情况。

(6) 预测结果

各不利气象条件下，原油储罐罐底泄漏，发生火灾次生 SO₂、CO 气体扩散浓度计算结果见表 7.4-1~7.4-2。

表 7.4-1 不同气象条件下防火堤内池火事故 CO 的预测

气象条件	风速 0.5m/s, D 稳定度	风速 0.5m/s, F 稳定度	风速 1.5m/s, D 稳定度	风速 1.5m/s, F 稳定度
最大落地浓度 (mg/m ³)	4297.2	2107.6	8014.7	12330.6
最大落地浓度出现距离 (m)	35.1	88.4	15.4	16.5
半致死浓度 LC50 出现距离(m)	93.6	102.3	153.0	257.3
IDLH 浓度出现距离 (m)	107.1	144.8	200.1	348.5

表 7.4-2 不同气象条件下防火堤内池火事故 SO₂ 的预测

气象条件	风速 0.5m/s, D 稳定度	风速 0.5m/s, F 稳定度	风速 1.5m/s, D 稳定度	风速 1.5m/s, F 稳定度
最大落地浓度 (mg/m ³)	86.5	42.4	161.4	248.3
最大落地浓度出现距离 (m)	35.1	88.4	15.4	16.5
半致死浓度 LC50 出现距离(m)	-	-	-	-
IDLH 浓度出现距离 (m)	-	-	-	-

由预测结果可知：

堤内池火事故产生的 CO 在各类气象条件下，以事故源为圆心：F 类稳定度、

风速为 1.5m/s 的气象条件下 CO 风险事故落地浓度最大，为 12330.6mg/m³，出现在距事故源 16.5m 处，半致死浓度（LC50）出现距离为 275.3m，IDLH 浓度出现距离为 348.5m。

堤内池火事故产生的 SO₂ 在各类气象条件下，以事故源为圆心：F 类稳定度、风速为 1.5m/s 的气象条件下 SO₂ 风险事故落地浓度最大，为 128.2mg/m³，出现在距事故源 16.5m 处，未出现半致死浓度（LC50）和 IDLH 浓度。

在 CO 和 SO₂ 半致死浓度（LC50）和 IDLH 浓度出现范围内，均无集中固定居民区分布。

7.4.2 风险事故对地表水环境的影响分析

本项目生产废水全部处理后回注于油藏，不外排，对环境基本没有影响。本项目在正常生产期间，在采取清洁生产方式回收全部落地油后，不再向土壤环境排放落地油；另外在遭遇特大暴雨期间，会采取暂停生产，并清理井场，清空管线内原油等风险应急措施，进一步降低了本项目的风险事故概率，降低了对地表水体的影响程度。

原油泄漏对地表水环境的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是原油或含油污水泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤一起带入水体造成污染。本工程评价范围内无地表水体，原油泄漏对地表水体影响较小。

7.4.3 风险事故对地下水的影响预测

（1）管道泄漏

油水管道破损泄漏属瞬时泄漏，1000d 后石油类污染物沿着潜水地下水流向迁移距离最长为 108m。本项目若发生油水管道破损对地下水环境影响甚微。

（2）套外返水

油井套管破损属短时泄漏，1000d 后石油类污染物沿着承压水地下水流向迁移距离最长为 348m。评价范围内无敏感保护目标，油井套管破损对敏感目标影响较小。

7.4.4 风险事故对生态环境影响分析

(1) 对土壤环境的影响

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的。泄漏的原油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。但原油对土壤的污染仅限于有原油覆盖或洒落的地区，而且主要对表层 0~20cm 土层构成污染。一般来说，土壤对石油有自净作用，自净率可达 50%左右，但其浓度超过临界土壤容量时，则对植被造成危害性影响。

(2) 对植物的影响

原油泄漏后，当土壤石油类浓度超过临界土壤容量时，对植物的影响也较显著。泄漏原油粘附于植物叶片表面将阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；土壤污染造成的土壤理化性状变化往往也会影响植物生长，严重时可导致植物死亡；含油污水中油浓度不高时（几十毫克/升），对植物的影响不显著，但浓度较高时（几百毫克/升以上）可影响植物生长，因此，就土壤—植物生态系统而言，原油泄漏事故造成的影响一般比较显著。

本项目各区块内现状为裸地，本项目原油泄漏对植被影响极小。

7.5 环境风险防范措施

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都必须采取必要的预防措施，避免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强化环境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。

7.5.1 设计生产中采取的预防措施

(1) 固井：容易破坏地下水水层的封闭性，使油层污染地下水，为了防止地下水窜水层，保证地下水的封闭性，每口井的套管均下深至水层以下，并上返至地面，可以解决应固井质量不稳定可能带来的油层串槽污染水层问题。表层套管全部选用高强度套管，穿透流沙层至泥岩层，保证了油层中的流体与水层和其它地层隔绝，防止污染第四系水层，有效的保证了地下水层的封闭性，确保油气水不上串，不污染地表水层。

(2) 原油或含油污水泄漏：应进行腐蚀监测并定期检漏，一旦发现问题及

时处理；应提高固井质量并对油田区内的地下水定期监测以检查是否受其污染；对施工人员进行专业培训，提高施工质量，杜绝因人员操作失误而造成的事故发生，特别是对于管线衔接处的焊接质量应该格外注意，杜绝假焊、开焊等现象。

当出现原油集输管线因各种原因而泄漏时，必须采取必要的处理措施：

①当出现集输管线原油泄漏时，应立即关闭阀门，降低管内压力并减少原油漏失量；

②及时处理泄漏事故，减少处理时间；

③尽快清理泄漏后产生的油土，特别要避免油土在雨季放置时间过长。

(3) 在油气集输和回注水管线经过的人群居住区以及生产活动频繁区，设置警示标志，防止人群活动对管线的无意破坏。

(4) 套外返水：套外返水事故可能会影响地下水水质，因此要采取严格的措施，加强施工管理，将表层套管下到水层以下，水泥套管上返至井口，坚决杜绝套外返水事故发生。

(5) 烃类气体泄漏：为减少烃类气体的漏失，本项目采用密闭集输流程，强化环境管理，加强油气集输管道的设备管理，合理使用、定期检查、计划检修，发现事故苗头及时处理、扼制，保证密闭式集输流程正常、稳定运行。另外要提高烃类气体综合利用水平以减少烃类气体排放。

(6) 人为破坏：在有油气集输管线经过的人群居住区及生产活动频繁地区设立管线标志，防止人类活动对管线的无意破坏；加强管线的巡护和管理，定期检查；对附近村民经常进行防盗教育。

(7) 站场（接转站、综合处理站）风险防范措施：

①安全组织措施

总厂安全工作实行各级负责制，贯彻“纵向到底，责任到人，横向到边，职责到位”的原则，各级行政负责人和各职能部门在各自工作范围和安全管理责任区域内，按照“谁主管，谁负责”的原则，对安全生产负责，并向各自上级负责。

②建立健全的安全环境管理制度

a.制定和强化健康/安全/环境管理制度，并严格予以执行。

b.严格执行我国有关劳动安全、环保与卫生的规范和标准，在设计、施工和

运行过程中必须针对可能存在的不安全、不卫生因素采取相应的安全防卫措施，消除事故隐患，一旦发生事故应采取有效措施，降低因事故引起的损失和对环境的污染。

7.5.2 风险事故预防和处理措施

(1) 合理安排施工期：建议钻井施工时间尽量安排在冬季或汛期前，在此期间遭遇暴雨和洪水的几率极小，在施工结束后，及时清理钻井井场、平整井场。

(2) 组织专门的原油泄漏应急处理队伍，在事故发生后，能够立即出动进行处置。在汛期密切注意水位变化情况，一旦发现低洼处井场被淹没的现象，应全面停止区块内的采油生产，并对各个井场进行检查和清理，最大限度的降低洪水发生时对附近地表水的影响。

(3) 一旦发现套返井和套变井等突发性事故，要及时解决，停井并处理事故，通报可能受到危害的地区和单位，以便使可能受到危害的地区有一定时间采取应急防护措施，避免造成更大的危害。

(4) 集输管线泄漏：对输油管线，应采用适宜油品特性的内防腐材料，外防腐应保证施工质量，不能裸露管线，焊口完工后更要做好防护保温层。在特殊地域内要按不同状况做好技术施工处理，加强防护，预防输油管线破裂造成原油泄漏。管道泄漏后应及时将含油土回收并处理，尽量减少油类对土壤的污染；减少含油土停留时间，以免在大雨条件下对附近水体的污染。①加强事故风险防范措施。出现原油泄漏事故后，除立即关闭管道进行堵漏外，应及时清运泄漏处的油土。一方面缩短污染附近土壤的时间；另一方面减少了油土在地面的停留时间，从而也减少了原油随雨水下渗而污染地下水的机会。同时及时清运油土，减少其在事故地点的停滞时间，也可避免在大雨、大水条件下，原油随地表径流进入附近水域污染水体事故的发生。可见，在原油泄漏事故后，立即清运油土是减轻事故污染的最重要措施之一。另外加强管线的防腐保温措施和日常巡护工作也可有效地防止管线发生泄漏事故。

②加强管道防腐保温措施。加强管线的防腐保温措施，既可以防止发生原油泄漏事故，又可以减少原油输送能量消耗，减少加热炉燃料消耗。本项目拟建管线不仅外层均采取了一系列合理有效的防腐、保温、防水、防静电措施，并且

对各穿越点根据其各自特点均采取了特殊的防护措施。道路穿越点处输油管线外应套有 $\phi 1000$ 的钢筋混凝土管，输油管线外套有 $\phi 529 \times 7$ 的螺旋钢管（其外层有防腐绝缘层）。

③加强对管道的日常巡护工作，发现问题及时处理。加强对沿线居民的安全教育，防止管线盗油的发生也就等于避免原油泄漏对土壤的污染。

(5) 开发运行过程中应加强对可能发生的风险事故进行监控，及时发现可能出现的事故，并采取有效的防治措施的情况下，一旦发生套外返水等事故时，除立即对油井或注水井止水封井外，还应停止受污染水源井的使用，采取有效的防治措施，使其污染过程转化为不连续的排放，可减轻污染程度，重要的是“源强”减少，遏制排放污染，加强科学管理，则有可能完全避免。设立临时地下水监测点，在水质满足饮用标准后再供水。

本项目为了避免发生风险事故应及时采取了相应的工程措施和管理措施，如表层套管全部选用高强度套管，穿透流沙层至泥岩层，保证油层中流体与水层和其他地层隔绝，防止对水层污染，有效保证地下水层的封闭性；固井时水泥套管应上返至地表井口，并保证固井质量，防止套外返水。通过上述措施的防控，可降低风险工况下对地下水的影响。

(6) 分离废水运输罐车在运输途中，要严格按照规定路线行驶，严禁超速。加强对驾驶员的安全教育和运输车辆的安全检查，使从业人员具有高度责任感，使车辆处于完好的技术状态。

车辆一般应安排在交通量较少时段通行，在气候不好的条件下应禁止其上路，从而加强对运输车辆进行有效管理。事故发生后应采取应急措施，对泄漏废水作出尽快处理，严格控制废水的扩散，降低对环境及人员的危害。

7.6 风险事故应急预案

依据《国家突发环境事件应急预案》的相关要求，针对本工程提出《突发环境事件应急预案》的原则和总体要求，事故分类、应急预案分级、事故应急救援措施及应急培训与演练等方面提出原则性的要求，作为建设单位在本项目正式投产前制定《突发环境事件应急预案》的管理、技术依据。

7.6.1 应急预案体系

建议建设单位分层次制定《突发环境事件应急预案》，共分为 4 个层次：①总体应急预案。《突发环境事件应急预案》是应急预案体系的总纲，是项目部为加强日常应急管理和应对突发环境事件而制定的规范性文件。为专项应急预案和基层单位应急预案制定提供指导原则和总体框架。

②专项应急预案。主要应对某一类型或几种类型突发环境事件，重点解决特定突发环境事件的应急处置，是总体应急预案的支持性文件。

③基层站队应急预案。基层站队针对本单位突发环境事件类别制定的现场应急处置程序。

④岗位应急处置措施。针对岗位运行或操作过程中可能出现的异常情况及生产安全事故，规定的由岗位员工在第一时间内所采取的应急处置措施。

根据实际需要和形势变化，当发生重大、特大级环境污染事故时须先向地方政府及生态环境部门报告，同时向同级政府报告，政府根据实际情况启动相应地方应急预案。

7.6.2 分级响应

(1) 一般、较大事故响应程序

①领导小组接到事故报警后，立即下达命令启动应急响应，组织处理，并报相应环保应急部门及同级政府。

②进行现场确认，查找污染源，对事故类型、发生时间、地点、主要污染物、影响范围、程度等基本情况初步调查分析，形成初步意见并及时向上级反馈。安全生产科负责人立即组织人员做好分析检测工作，提供科学依据。其他相关部门与事故发生单位共同做好污染源治理工作，及时切断污染源。

③领导小组根据事态发展情况及时向上级主管部门汇报，并及时召开碰头会，根据实际情况，调整救援方案。布置设立警戒和做好人员疏散工作。

④在污染事故现场处置妥当后，向上级部门进行速报。

(2) 重大、特大环境污染事故响应

①立即向省市环保部门报告，同时向同级政府报告，省、市、地方政府政府根据具体情况启动县（镇）级突发环境事件应急预案；同时区市环保中心根据污

染情况调动各应急相关部门、污控处以及自治区环境监测中心等相关部门，同时项目部应急小组立即启动内部应急预案。

②对现场进行调查取证，设法查找污染源，有针对性地开展应急救援工作，并将相关技术数据和处理方法等形成初步处理意见报领导小组及上级主管部门。

③配合上级应急有关人员及专家，及时召开碰头会，并在确保人员安全的前提下紧急处理，防止污染进一步加剧。配合现场警戒疏散组做好人员疏散、现场隔离，伤员救护工作。如果事故难以控制应通过领导小组立即向政府及有关部门报告。

④污染事故基本控制稳定以后，领导小组应根据有关专家意见迅速开展处置工作。

7.6.3 井喷突发事件的处置

一旦钻井现场发现溢流、井涌、井喷等情况应采取如下程序：

(1) 井场作业人员一旦发现溢流、井涌、井喷的险情，应立即报告当班司钻，司钻按照井控条例，立即发出井喷报警信号，各岗位听到报警信号后迅速赶赴指定集合点，听从司钻的统一指挥，按照井控实施细则要求迅速控制井口，同时场地工立即报告钻井工程师和应急领导小组。

(2) 听到报警信号后，应急小组迅速赶赴现场，落实关井情况，研究处理措施，营区其它人员迅速到集合地点待命。应急小组组长将情况通报各方监督和公司应急小组。井场人员按照井控实施细则进行压井作业，溢流关井后，将配制的压井液直接泵入井内，在一个循环周内将溢流排除。

(3) 一旦井喷失控，应急小组要立即组织全体员工撤离，疏散到安全区。立即通知可能受到威胁的单位和人员撤离危险区，同时向地方部门通报情况。按以下程序进行井喷失控的处理：

①井喷失控后，立即切断井场电源，停掉所有柴油机、停炉，严禁一切火源。

②立即报告上级钻井井控应急小组，油田分公司主管部门和地方政府有关部门，以及相关的救助部门。

③测定井口周围及附近天然气、CO₂等有毒有害气体的浓度，划分安全范围。

根据险情发展势态，对危险区域进行控制，通知可能受到危害的人员撤离。

④通知当地消防部门迅速赶到现场实施救助，用消防水枪向油气喷流和井口周围大量喷水，同时钻井队尽快由四通向井口连续注水，防止着火和保护井口。

⑤在确保抢险人员安全的前提下，将易燃易爆物品拖离危险区，清除井口周围和抢险通道上的障碍物，并尽可能抢救其它物资和设备。

⑥若发生天然气井喷失控着火，现场施工人员迅速撤离到安全地方。

⑦制定抢险处理方案，组织实施抢险作业。

(4) 井喷险情解除后，应急小组应上级部门汇报，并编写出险情报告。

7.6.4 安全防护

(1) 应急人员的安全防护

现场处置人员应根据不同类型环境事件的特点，配备相应的专业防护装备，采取安全防护措施，严格执行应急人员出入事发现场程序。

(2) 受灾群众的安全防护

现场应急救援指挥部负责组织群众的安全防护工作，主要工作内容是：①根据突发环境事件的性质、特点，告知群众应采取的安全防护措施；②根据事发时当地的气象、地理环境、人员密集度等，确定群众疏散的方式。

7.6.5 应急终止

(1) 应急终止的条件

事件现场得到控制，事件条件已经消除；污染源的泄漏或释放已降至规定限值以内；事件所造成的危害已经被彻底消除，无继发可能；事件现场的各种专业应急处置行动已无继续的必要；采取了必要的防护措施以保护公众免受再次危害，并使事件可能引起的中长期影响趋于合理且尽量低的水平。

(2) 应急终止的程序

现场救援指挥部确认终止时机，经应急指挥领导小组批准；现场救援指挥部向所属各专业应急救援队伍下达应急终止命令。

(3) 应急终止后的行动

部门及突发环境事件单位查找事件原因，防止类似问题的重复出现。

对应急事故进行记录、建立档案。并根据实践经验，组织有关类别环境事件

专业部门对应急预案进行评估，并及时修订环境应急预案。

参加应急行动的部门负责组织、指导环境应急队伍维护、保养应急仪器设备，使之始终保持良好的技术状态。

7.7 风险评价结论

本工程发生风险事故的类型主要为集输管线和储罐破裂泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能避免各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

本工程环境风险自查表见表 7.7-1。

表 7.7-1 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	青河县恒大矿业勘察有限责任公司琼坎儿孜 15.02 万吨/年油砂油开采项目		
建设地点	新疆维吾尔自治区吐鲁番市鄯善县琼坎儿孜油砂矿矿区		
地理坐标	经度	90°31'02"	纬度 42°56'5.15"
主要危险物质及分布	油类物质		
环境影响途径及危害后果 (大气、地表水、地下水等)	危险物质泄漏，以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放、危废贮存库废油泄漏等		
风险防范措施要求	项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能避免各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。		
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）： 在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。			

8.碳排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算本项目实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

8.1 碳排放分析

8.1.1 碳排放影响因素分析

8.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

（1）燃料燃烧 CO₂ 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO₂ 排放。

拟建工程不涉及燃料燃烧 CO₂ 排放。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO₂ 排放外，还可能产生少量的 CH₄ 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO₂ 和 CH₄ 排放。

拟建工程不涉及火炬燃烧装置，不再核算该部分 CH₄ 或 CO₂ 气体排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放大气中的 CH₄ 或 CO₂ 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业

务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目不涉及工艺部分放空排放，不再核算该部分 CH₄ 或 CO₂ 气体排放量。

(4) CH₄ 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH₄ 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目井场、站场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

(5) CH₄ 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH₄ 从而免于排放到大气中的那部分 CH₄。CH₄ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本项目未实施甲烷回收利用。

(6) CO₂ 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO₂ 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO₂。CO₂ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO₂ 地质埋存或驱油的减排问题。

本项目实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO₂，因此该部分回收利用量均为 0。

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

本项目实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

8.1.1.2 二氧化碳产排节点

本项目生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 8.1-1 所示。

表 8.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	CH ₄ 逃逸排放	井场、站场法兰、阀门等	CH ₄	无组织

		处逸散的废气		
2	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	--

8.1.2 碳排放量核算

8.1.2.1 碳排放核算边界

本项目碳排放核算边界及核算内容见表 8.1-2 所示。

表 8.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	青河县恒大矿业勘察有限责任公司琼坎儿孜 15.02 万吨/年油砂油开采项目	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) CH ₄ 逃逸排放 (2) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

8.1.2.2 碳排放量核算过程

本项目涉及 CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(1) CH₄ 逃逸排放

本工程运营期 CH₄ 逃逸排放主要来自原油开采过程中井口装置、综合处理站逃逸排放的 CH₄。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH₄ 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4\text{开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中： $E_{CH_4\text{开采逃逸}}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j ——不同的设施类型；

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

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；

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

$EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $CH_4/（年 \cdot 个）$ 。

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，参考附录二表 2.2 根据相应的装置类型选用缺省值。

表 8.1-3 油气系统不同设施 CH_4 排放因子

石油系统	设施/设备 CH_4 排放因子	
	设施逃逸	工艺排放
a).常规原油开采		
井口装置	0.23 (吨/年·个)	-
单井储油装置	0.38 (吨/年·个)	0.22 (吨/年·个)
接转站	0.18 (吨/年·个)	0.11 (吨/年·个)
联合站	1.40 (吨/年·个)	0.45 (吨/年·个)
b).原油储运		
原油输送管道	753.29 (吨/年·个)	-

本项目共涉及 260 口采油井场、1 个综合处理站（联合站）。

开采逃逸的 CH_4 为：

$$E_{CH_4-开采逃逸} = 260 \times 0.23tCH_4 + 1 \times 1.4tCH_4$$

$$= 61.2tCH_4$$

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 61.2t，折算成 CO_2 排放量为 1285.2t。

(3) 净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2-净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

$E_{CO_2-净电}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{电力}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{电力}$ 为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh 。

b. 净购入热力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中：

$E_{CO_2-净热}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{热力}$ 为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{热力}$ 为热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/GJ 。

②计算结果

本项目生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 29376MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO_2/MWh 。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量为 19596.73t。

(4) 碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，化工企业的 CO_2 排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2-燃烧} + E_{GHG-火炬} + \sum_s (E_{GHG-工艺} + E_{GHG-逃逸}) - R_{CH_4-回收} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2-回收} + E_{CO_2-净电} + E_{CO_2-净热}$$

式中：

E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-燃烧}$ -核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

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

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

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

S -企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH_4-回收}$ -企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} - CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{CO_2-回收}$ -企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2 。

$E_{CO_2-净电}$ -报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-净热}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式，则本项目实施后 CO_2 排放总量见表 8.1-4

所示。

表 8.1-4 CO₂ 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量 (吨 CO ₂)	占比 (%)
本项目	燃料燃烧 CO ₂ 排放	0	0
	火炬燃烧排放	0	0
	工艺放空排放	0	0
	CH ₄ 逃逸排放	1285.2	0.0628
	CH ₄ 回收利用量	0	0
	CO ₂ 回收利用量	0	0
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	19596.73	0.9372
	合计	20478.66	100

由上表 8.1-4 分析可知，本项目 CO₂ 总排放量为 20478.66t。

8.2 减污降碳措施

本项目从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

8.2.1 工艺技术减污降碳措施

本项目井场定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

8.2.2 电气设施减污降碳措施

本项目在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO₂ 排放量。具体措施主要有：

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

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

(3) 选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

(4) 各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

8.2.3 减污降碳管理措施

本次环评建议建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

8.3 碳排放评价结论及建议

8.3.1 碳排放评价结论

本项目实施后，CO₂总排放量为 20478.66t。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品 CO₂排放强度相对较低。

8.3.2 碳排放建议

(1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

(2) 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

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

9.环境管理与监测计划

9.1 环境管理

环境管理是现代建设单位管理制度的重要内容之一。通过实行全面、系统的环境管理使建设单位的各环境因素得到有效控制,更重要的是通过落实环境计划和环境政策对建设单位的环境状况进行调控,以达到改善环境绩效的目的。

建设单位环境管理涉及的范围包括:建设单位发展规划的制定、基础设施建设、环境目标制定等各项环境管理、环境监督活动等。环境管理包括以下具体内容:

9.1.1 环境管理依据

环境管理是运用计划、组织、协调、控制、监督等手段,为达到预期环境目标而进行的一项综合性活动。根据《中华人民共和国环境保护法》规定,国务院生态环境保护行政主管部门对全国环境保护工作实施统一监督管理。

《中华人民共和国环境保护法》第四章对我国长期以来实行的行之有效的环境管理制度进行了总结,并作出了规定。本次环境管理内容及制度均依据《中华人民共和国环境保护法》的规定严格指定和执行。

9.1.2 环境管理的目的及任务

1、环境管理的目的

环境管理是环境保护工作的重要内容之一,是现代建设单位管理的重要组成部分,与建设单位内部生产管理、劳动管理、财务管理、安全管理同等重要。

随着国家环境管理力度的加强,环保法律、法规的完善及全民环境意识的增强,对建设单位环境保护工作要求也不断提高,这就要建设单位要加强自身环境管理机构建设,健全环境管理制度,制定环境管理职责,并将其列入建设单位议事日程,对建设单位内部生产、经营过程中发生或可能发生的环境问题进行深入细致的研究,制定合理污染防治方案以达到既发展生产,增加经济效益,又保护环境的目的。

2、环境管理的任务

对于项目来说，环境管理的基本任务是：控制污染物排放量，避免污染物对环境质量的损害。

为了控制污染物的排放，就需要加强计划、生产、技术、质量、设备、劳动、财务等方面的管理，把环境管理渗透到整个建设单位管理中，将环境管理融合在一起，以减少从生产过程中各环节排出的污染物。

项目需把环境管理作为工业建设单位管理的重要组成部分，建立环境污染管理系统、制度、环境规划、协调发展生产保护环境的关系，使生产管理系统、制度、环境污染规划协调生产与保护环境的关系，使生产目标与环境目标统一起来，经济效益与环境效益统一起来。

9.1.3 环境管理机构

(1) 建立环保领导小组

以总经理、主管生产与环保副总经理任正、副组长，各部门负责为成员环保领导小组，具体工作由环保科归口管理；主要工作职责是贯彻执行国家和地方环保法律法规，审定和决策油砂矿污染治理方案，落实环保岗位职责，及时解决矿山环境保护中出现的重大问题。

(2) 成立清洁生产领导小组

由公司主管生产或技术副总经理任组长，环保科长任副组长，各部门负责人为组员；其主要职责是负责全矿各生产系统开展和实施清洁生产审计。

(3) 设环保科

配备 1 名科长和 2~3 名科员，专职负责全矿环境管理工作。

环保科主要职责如下：

- ①贯彻执行国家、地方环境保护有关法律、法规和行业环境保护技术政策；
- ②组织制定环境保护管理规章制度并监督执行；
- ③制定并组织实施环境保护规划和计划；
- ④领导和组织本矿山的环境监测；
- ⑤检查矿山环境保护设施的运行；
- ⑥推广应用环境保护先进技术和经验；
- ⑦组织开展矿山环境保护专业技术培训，提高人员素质水平；

⑧组织开展本企业的环境保护科研和学术交流。

在生产车间或工段设置环保兼职人员，要求与环境污染和生态破坏的生产岗位必须明确环境管理任务和责任，并将其列入岗位职责，与其岗位效益挂钩，定期检查、考核，使企业环境管理制度落到实处。

9.1.4 环境管理内容

建设单位应制定矿山开发建设各阶段的环境管理工作计划及具体工作内容，评价建议见表 9.1-1。

表 9.1-1 环境管理工作计划表（建议）

阶段	环境管理主要任务内容
项目建设前期	1、参与项目建设前期各阶段环境保护和环保工程设计工作； 2、制定企业环境保护工作计划； 3、可研阶段，委托有资质单位开展项目环境影响评价、水土保持、土地复垦和地质环境保护与治理方案等工作； 4、设计阶段，委托设计单位按照《建设项目环境保护设计规范》编制初步设计及其环保篇章，具体落实环境影响报告书及其审批意见确定的各项环保工程措施和投资概算。
施工期	1、试生产前，建设单位开展自主验收工作； 2、配合生态环境部或自治区生态环境厅对本项目环境保护设施及其他环保措施的落实情况进行现场核查； 3、试生产期间，检查与主体工程配套建设的环保设施同时投入试运行情况； 4、建设单位开展自主验收工作，编制环保竣工监测和调查报告，并做好环保验收前的各项工作； 5、总结试生产经验，针对存在及出现的问题进行整改，提出补救措施方案； 6、申报排污许可证。
运营期	1、贯彻执行国家和地方环境保护法律法规和标准； 2、严格执行环境管理规章制度，确保环保设施正常稳定运行； 3、按照环境管理监测计划开展环境与污染源监测，发现问题及时处理； 4、开展矿山清洁生产审核，优选采掘清洁生产工艺； 5、结合本矿生产计划和当地生态保护规划要求，制定矿区生态恢复综合整治规划，规划内容包括资源开发利用、生态环境保护、地质灾害防治、水土保持、土地恢复等；制定采矿-恢复一体化技术规程，并组织实施； 6、加强国家和地方环保法律法规和政策宣传，提高员工环保责任意识，提升企业环境管理水平。

退役期	1、依照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）有关规定，应制定采矿场关闭或封场计划，并报当地县级以上环保部门核准，并采取污染防治措施； 2、制定矿山退役期土地恢复与生态恢复计划； 3、制定关闭或封场后环境管理和监测计划。
环境管理工作重点	1、强化矿山环境管理，重点应加强污染源及环境风险管理； 2、制定矿山污废水资源化利用方案，要求污废水全部回用，不外排； 3、制定矿区生态恢复综合整治规划实施细则，并组织实施。

9.1.5 环境管理制度

建立健全必要的环境管理规章制度，并把它作为企业领导和全体职工必须严格遵守的一种规范和准则，“有规可循，执规必严”是环境管理计划得以顺利实施的重要保证。各项规章制度要体现环境管理的任务、内容和准则，使环境管理的特点和要求渗透到企业的各项管理工作之中。

最基本的环境管理制度有如下几个方面：

- （1）环境保护管理条例；
- （2）环境质量管理规程；
- （3）环境管理的经济责任制；
- （4）环境保护业务管理制度；
- （5）环境管理岗位责任制；
- （6）环境技术管理规程；
- （7）环境保护考核制度；
- （8）污染防治、控制措施及达标排放实施办法；
- （9）环境污染事故管理规定；
- （10）清洁生产审计制度。

9.1.6 排污口规范化

排污口是企业污染物进入环境、污染环境的通道，强化排污口的管理是实施污染物总量控制的基础工作之一，也是区域环境管理逐步实现污染物排放科学化、定量化的重要手段。具体管理原则如下：

- （1）向环境排放的污染物的排放口必须规范化；
- （2）排污口应便于采样与计量监测，便于日常现场监督检查；

(3) 如实向生态环境主管部门申报排污口数量、位置及所排放的主要污染物种类、数量、浓度、排放去向等情况；

(4) 废气排气装置应设置便于采样、监测的采样孔和采样平台，设置应符合《污染源监测技术规范》；

(5) 固体废物堆存场地要有防扬散、防流失措施。

环境保护图形标志及排污口警告设置图形具体设置图形见表 9.1-2~9.1-3。

表 9.1-2 环境保护图形标志设置图形表

排放口	废水排口	废气排口	固废堆场	噪声源
图形符号				
背景颜色	绿色			
图形颜色	白色			

表 9.1-3 排污口警告设置图形表

排放口	废水排放口	废气排放口	危险废物警告	噪声排放源源
图形符号				

9.1.7 环境信息披露

建设单位是环境信息依法披露的责任主体。建设单位应严格执行《企业环境信息依法披露管理办法》的有关规定。

建立健全环境信息依法披露管理制度，规范工作规程，明确工作职责，建立准确的环境信息管理台账，妥善保存相关原始记录，科学统计归集相关环境信息。依法、及时、真实、准确、完整地披露环境信息，披露的环境信息应当简明清晰、通俗易懂，不得有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏。

企业应当按照准则编制年度环境信息依法披露报告和临时环境信息依法披露报告，并上传至企业环境信息依法披露系统，应当于每年 3 月 15 日前披露上

一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息。

9.2 施工期环境管理

9.2.1 环境管理

建设单位或者施工承包方进行工程施工前,应将施工期的环境污染控制列入施工工程内容,并在工程开工前和施工过程中制定相应的环保防治措施和工程计划。按规定,本项目施工时应向当地生态环境主管部门申报;设专人负责管理,培训工作人员,以正确的工作方法,控制施工中产生的不利环境影响;必要时,还需在监测和检查工程施工的环境影响和实施缓解措施方面进行培训,以确保项目施工各项环保控制措施的落实。工程建设单位有责任配合当地生态环境主管机构,对施工过程的环境影响进行环境监测,以保证施工期的环保措施得以完善和持续执行,使项目建设施工范围的环境质量得到充分有效保证。

应采取以下措施:

(1) 在本次新建工程实施前,要制定详尽的环保措施方案。施工过程中要设置环保人员,加强现场监督、管理与考核,以便及时发现问题及时解决。

(1) 开展施工期的环境监理,落实矿山建设过程的污染防治措施,确保与主体工程配套建设的环保设施和生态保护措施同时建设。建议当地环保部门加强施工期的环境监督与管理。

(2) 对矿山基建产生的表土、底土和岩石等应分类堆放、分类管理并充分利用,对表土和底土应进行保护性堆存,优先用作废弃地复垦时的土壤重构用土。

(3) 加强施工人员及施工机械的管理,增强环保意识,注意保护自然环境。

(4) 工程建设中,要做好施工区域及其周围的绿化工作。

(5) 工程建设前,应做好施工人员的环保教育工作,禁止破坏周边植被及猎杀野生动物。

(6) 严格控制矿山开发建设用地,施工结束后临时占地、临时便道等必须及时并全部恢复。

9.2.2 环境监理

由建设单位聘请有资质的环境监理机构对施工单位进行监督检查,特别是加强施工现场的环境监理检查工作,目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境

保护要求和施工合同中的环保规定,确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员,对各作业段进行环境监理工作。

9.2.2.1 环境监理人员要求

(1) 环境监理人员必须具备环保专业知识,精通国家环境法律法规和政策,了解当地环保部门的要求和环境标准。

(2) 必须接受过 HSE 专门培训,有较长的从事环保工作经历。

(3) 具有一定的油气田开发和输油管道建设的现场施工经验。

9.2.2.2 环境监理人员主要职责

(1) 监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

(2) 及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状,并根据发现的问题提出合理化建议。

(3) 协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

(4) 对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查,评价其责任,并提出改进意见。

项目施工期环境监理内容详见表 9.2-1。

表 9.2-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建各井场、计量站和综合处理站	(1) 井位布设是否满足环评要求 (2) 各井场、计量站、综合处理站的环保设施,施工是否严格按设计方案执行,施工质量是否能达到要求; (3) 施工作业是否超越了限定范围; (4) 废水、废气、固体废物等污染排放是否达标;	环评中环保措施落实到位
2	油气集输线路	(1) 油气集输线路是否满足环评要求 (2) 是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度; (3) 施工作业是否超越了作业带宽度; (4) 挖土方放置是否符合要求,回填后多余的土方处置是否合理; (5) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业;	环评中环保措施落实到位

序号	场地	监督内容	监理要求
		(6) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种。	
3	保护动物和保护植物	(1) 是否有滥捕和滥挖保护动物和植物行为 (2) 是否严格施工作业带宽度，减少占地	环评中环保措施落实到位
4	其它	(1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； (2) 绿化面积是否达到要求； (3) 有无猎杀动物和破坏植物的行为。	环评中环保措施落实到位

9.3 环境监测计划

环境监测制度是为环境管理服务的一项重要制度，通过环境监测，及时了解企业的环境状况，不断完善、改进防治措施，清洁生产，不断适应环境保护的发展要求，是实现企业环境管理定量化、规范化的重要技术支持。建立一套完善而行之有效的环境监测制度是企业环境保护工作的重要组成部分。

9.3.1 监测机构

考虑到矿区的实际条件矿区可不设监测机构，有关的环境监测工作可委托第三方监测单位承担，确保监测计划的顺利实施。

9.3.2 监测内容

9.3.2.1 施工期监测内容

为了及时了解和掌握拟建项目施工期主要污染物的排放情况，建设单位应委托有资质的环境监测部门对其污染源和施工场界周边的环境质量进行监测，监测要求见表 9.3-1。

表 9.3-1 施工期环境监测要求

监测类别	监测项目	监测点位置	监测点数	监测频次	技术要求
场界噪声	Leq(A)	施工场界四周	4	施工期 1 次/季	满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)

青河县恒大矿业勘察有限责任公司琼坎儿孜 15.02 万吨/年油砂油开采项目环境影响

环境空气	TSP、非甲烷总烃、H ₂ S	施工场地上、下风向	2	施工期 1 次/季	TSP 和非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（16297-1996）、H ₂ S 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
生态环境	施工现场清理	施工场地	/	施工结束后一次	施工清理后，施工现场的弃土石方等废弃物的处置和生态环境恢复情况
	临时占地恢复	施工临时占地地区施工营地	/	施工结束后一次	临时占地植被种类、植被覆盖度、生物多样性、生态恢复情况

9.3.2.2 运营期监测内容

运营期监测内容见表 9.3-2。

表 9.2-2 运营期环境监测计划表

序号	监测内容		监测点位	监测因子	监测频率	执行标准
1	生态环境	植被	进场道路两侧等布设 3~5 个调查点	植被类型、植物的种类、组成、高度、覆盖度、产量	1 次/年	/
		生物多样性	进场道路沿线	物种数	1 次/年	
2	大气环境		项目区下风向	非甲烷总烃	1 次/年	《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

3	地下水	项目区的上游、下游和项目区各布设1个监测点,需记录打井点位、坐标、井深、井结构、监测层位等相关信息	水位、pH 值、石油类、挥发性酚、总硬度、氨氮、氟化物、氯化物、硝酸盐氮、六价铬、硫酸盐、铅、砷、汞、镉、铜、锌、镍、铁、钛、溶解性总固体、氰化物、亚硝酸盐氮、总大肠菌群、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-}	每年 2 次(丰水期和枯水期各 1 次)	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准
4	土壤环境	根据土壤环境监测技术规范(HJ/T166-2004)在项目单井管线、储罐、综合处理站及周边布点采样分析	pH、石油烃、含盐量、砷、镉、铜、铅、汞、镍、六价铬、锌等	表层土壤每年一次,深层土壤 3 年一次	《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB36600-2018)中第二类用地筛选值
5	声环境	项目区四周各布设一个监测点	等效连续 A 声级	1 次/年	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准

6	生态恢复监管内容	生态监管主要是针对矿山区域, 定期调查和统计拟建项目运行期破坏的植被面积、种类和生物量; 检查矿区周围、道路两侧绿化工作计划完成进度, 以及水土流失的控制情况, 并根据实际情况随时修正矿山生态恢复计划, 保证各项计划落实到位。	植被覆盖度、土壤侵蚀类型、侵蚀量、野生动物种类、出现频率、种群数量等	/	/
---	----------	---	------------------------------------	---	---

9.4 污染物排放清单

本项目施工期产生的污染物包括扬尘、车辆尾气、钻井废水、生活污水、钻井噪声、废气钻井泥浆、岩屑、弃土弃渣、生活垃圾等。

本项目运营期产生的污染物包括非甲烷总烃、油烟废气、采油废水、洗井废水、修井废水、生活污水、机械噪声、落地油、油泥(砂)、废润滑油、废防渗膜、生活垃圾等。

项目应严格落实各项环境保护措施, 减少污染物的排放量, 严格执行“三同时”制度, 确保各环境保护措施能够和生产工艺“同时设计、同时施工、同时投产使用”。在此基础上, 通过本项目工程分析, 确定本项目主要污染物的排放清单情况汇总如表 9.4-1 和表 9.4-2。

表 9.4-1 本项目施工期主要污染物排放清单

类别	污染源	产生量	环保措施	排放量
环境空气	扬尘	/	洒水降尘	/
	柴油机烟气	HC: 30.51t CO: 96.48t	达标排放	HC: 30.51t CO: 96.48t

		NOx: 295.11t		NOx: 295.11t
废水	钻井废水	52412.76m ³	经钻井废弃物不落地达标处理技术处理后，达标后回用于泥浆配制，废水不外排。	不外排
	管道试压废水	34m ³	在综合处理站采出液处理系统处理后全部回用	不外排
	生活污水	900m ³	移动防渗旱厕 8 间，吸污车 1 量，施工期结束后填埋处理	900m ³
固体废物	钻井废弃泥浆和岩屑	废弃钻井泥浆：41596t 钻井岩屑：13602t	钻井废弃泥浆和岩屑经“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后，用于项目区道路铺设	/
	生活垃圾	9t	集中收集到垃圾船，定期运往七克台镇生活垃圾填埋场填埋处置	100%处理

表 9.4-2 本项目运营期主要污染物排放清单

类别	项目名称	产生量	环保措施	排放量
环境空气	集输管线非甲烷总烃	10.324t/a	无组织排放	10.224t/a
	罐区非甲烷总烃	1.1t/a	油气回收装置	0.11t/a
	食堂油烟	15.3kg/a	食堂油烟净化器	3.83kg/a
废水	采油废水	39.85×10 ⁴ m ³ /a	综合处理站采出液处理系统处理达标后回用	不外排
	井下作业废水	20790m ³ /a	综合处理站采出液处理系统处理达标后回用	不外排
	生活污水	16.8m ³ /d	20m ³ /d 生活污水处理站 1 座、2000m ³ 防渗储水池 1 座	不外排
固体废物	落地油	/	/	100%处理
	油泥（砂）	45.22t/a	暂存含油污泥暂存池，委托有相应危险废物处置资质的单位回收处置	100%处理
	废润滑油	0.1t/a	暂存于危废贮存库内，定期委托有资质的单位处置	100%处理
	废防渗膜	/	暂存于危废贮存库内，定期委托有资质的单位处置	100%处理
	废离子交换树脂	0.2t/a	暂存于 20m ² 的危废贮存库内，定期委托有资质单位处置	100%处理

	生活垃圾	25.5t/a	集中清运至七克台镇生活垃圾填埋场填埋处置	100%处理
--	------	---------	----------------------	--------

9.5 环境保护竣工验收计划

为便于环保主管部门对工程项目进行竣工验收,现按照国家和自治区的有关规定,提出如下环境保护“三同时”验收一览表。

表 9.5-1 环境保护“三同时”验收一览表

工段	类别	项目名称	环保设施	数量(套)	治理因子	效果及要求
运营期	废气	罐区挥发烃类	配套建设油气回收装置;增加设备密封性	4	废气	满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中的非甲烷总烃无组织排放浓度限值 and 《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 排放限值
		食堂油烟	油烟收集后通过高效油烟净化系统处理,通过排气筒排放	1	废气	满足《饮食业油烟排放标准(试行)》(GB18438-2001)中的最高允许排放浓度限值要求
	废水	采油废水	通过集输管线输送至综合处理站采出液处理系统处理	1	废水	达到《稠油注汽系统设计规范》(SY/T0027-2007)标准中注汽锅炉给水水质要求后,回用于电锅炉注汽
		井下作业废水	排入罐车内运至综合处理站采出液处理系统处理	/	废水	
		生活污水	20m ³ /d 生活污水处理站 1 座、2000m ³ 储水池 1 座	1	SS、COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、动植物油	达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)一级 A 标准后,冬储夏灌
	噪声	输油泵	选用低噪音设备,各种机泵置于厂房内,并采取减振降噪措施	/	噪声	厂界噪声符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准
		注水泵		/		
抽油机		选用低噪音设备、设备定期维护	/			

青河县恒大矿业勘察有限责任公司琼坎儿孜 15.02 万吨/年油砂油开采项目环境影响报告书

工 段	类 别	项 目 名 称	环 保 设 施	数 量 (套)	治 理 因 子	效 果 及 要 求
	固 废	落地油回 收	设防渗铁质方箱,拉运 至综合处理站采出液 处理系统处理	/	修井落地 油	回收率达 100%
		油泥(砂) 处理	暂存于含油污泥暂存 池,委托具有相应危险 废物处置资质和处置 能力的单位处置	/	废油泥	处理后不对环境产生二次污染
		废润滑油	暂存于危废贮存库内, 定期委托有资质单位 处置	/	废润滑油	处理后不对环境产生二次污染
		废防渗膜	暂存于危废贮存库内, 定期委托有资质单位 处置	/	废防渗膜	处理后不对环境产生二次污染
		废离子交 换树脂	暂存于危废贮存库内, 定期委托有资质单位 处置	/	有机化学 物质、重 金属等	处理后不对环境产生二次污染
		生活垃圾	运往附近的生活垃圾 填埋场填埋处置	/	生活垃圾	生活垃圾集中收集,定期运往七 克台镇生活垃圾填埋场填埋处 置
	生 态	绿化工程	依据《矿山生态环境 保护与恢复治理技术 规范(试行)》 (HJ651-2013)及《矿 产资源开发利用与生 态保护修复方案》要 求进行本项目的生态 恢复建设	/		可复垦率 100%
退 役 期	生 态 恢 复	土地恢复	拆除不用的建筑,恢复 土地原有功能	/		景观和植被恢复
		接转注水 站、井场	回收利用各种设备,同 时清理、放空各种污染 源,所有井场拆除采油 设施,实施井筒安全封 闭	/		井筒内的污染物不影响周边地下水和土壤 环境
		集输管线	留在原地	/		使管线所在地的生态环境保持稳定

青河县恒大矿业勘察有限责任公司琼坎儿孜 15.02 万吨/年油砂油开采项目环境影响

工 段	类 别	项 目 名 称	环 保 设 施	数 量 (套)	治 理 因 子	效 果 及 要 求
		场站设备	拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土(拉运并填埋具有原来特性的土质)	/		恢复原有生态机能
		设备排出的固体废物	车辆拉运至当地环保部门指定地点处理	/		避免对周围环境造成影响
		生活垃圾	垃圾堆放在生活区垃圾池，定期运往七克台镇生活垃圾填埋场填埋处置	/		实现卫生填埋

10.环境影响评价结论与建议

10.1 项目概况

项目名称：青河县恒大矿业勘察有限责任公司琼坎儿孜15.02万吨/年油砂油开采项目

建设单位：青河县恒大矿业勘察有限责任公司

项目性质：新建项目

项目投资：164986万元人民币，其中环保投资为2336万元，占总投资的1.42%。

矿区范围：矿区面积25.77km²

建设地点：本项目矿区位于新疆吐鲁番市鄯善县境内，行政隶属新疆吐鲁番市鄯善县七克台镇，距七克台镇8km，距鄯善县城30km。矿区范围依据《新疆维吾尔自治区自然资源厅划定矿区范围批复》，地理位置处于东经90°27'55"~90°34'10"，北纬42°55'00"~42°58'00"，中心点地理坐标：东经90°31'02"，北纬42°56'5.15"。矿区距312国道仅6km，距鄯善火车站20km，矿区与鄯善县城有专用三级柏油公路相通，与G30（312）国道、与鄯善火车站有砂石公路相连，交通极为方便。

建设规模：本项目建设规模为年产15.02×10⁴t油砂油，矿山服务年限为50年，开采标高为+490~-360m。产品方案为油砂油。本项目建设内容包括整体部署开发井252口，利用原有老井8口，注水井48口，新建7座计量站、1座综合处理站及办公生活区，配套建设水、电、暖、环保等相关附属设施。

10.2 产业政策符合性分析

本项目为油砂矿开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》，本项目属于“鼓励类-七、1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，属于鼓励类项目，符合国家产业政策要求。

10.3 规划及“三线一单”符合性

项目选址与空间布局符合性及污染防治与环境影响符合性，满足《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》的有关要求。符合《新疆维

吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》及《吐鲁番市“三线一单”生态环境分区管控方案》中的相关要求。符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021~2025 年）》中相关要求。

10.4 环境质量现状

10.4.1 环境空气质量现状

评价区域 NO₂、SO₂、CO、O₃ 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准限值；PM₁₀、PM_{2.5} 超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准限值，属于不达标区域。

根据补充监测的结果，评价区域环境空气中非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m³ 标准限制；H₂S 浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的标准。

10.4.2 水环境现状

地下水环境质量现状：各监测因子中，除溶解性总固体、总硬度、钠、氯化物、硫酸盐超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB-T 14848-2017）III类标准，说明评价区域地下水环境质量一般。溶解性总固体、总硬度、硝酸盐（氮）、氯化物、硫酸盐超标原因可能与当地的地质构造有关。

10.4.3 声环境现状

项目所在区域声环境质量现状均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准限值，评价区域内的声环境质量较好。

10.4.4 土壤环境现状

项目所在区域土壤环境质量现状均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）标准中的筛选值，总体来说，评价区土壤现状质量较好。

10.5 环境影响评价

10.5.1 大气环境影响评价

施工期废气包括井场和管线施工扬尘、钻井时柴油机排放的烟气以及各种车辆排气等，废气中主要污染物为非甲烷总烃、NO_x、SO₂、TSP、CO 等，对周边环境影响较小；运行期废气主要为各井场、集输管线和综合处理站罐区挥发的烃类气体、食堂油烟废气及运输车辆尾气等。油气集输及储运系统挥发的烃类气体根据预测结果，厂界可满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值 4.0mg/m³ 的规定要求，对区域空气环境影响较小；退役期井场、综合处理站的烃类气体挥发量将明显下降，排入环境空气中的废气也将逐渐减少，并随着油井的全部关闭影响将逐渐消失。

10.5.2 水环境影响评价

施工期废水包括钻井废水、管道试压废水和施工人员的生活污水，运行期废水包括井下作业废水（修井和洗井废水）、采油废水和生活污水。本项目钻井废水不含石油类，且采取有效措施，提高固井质量后，钻井废水不会对地下水产生明显影响。运行期井下作业废水和采油废水排入综合处理站采出液处理系统处理后回注，不外排；生活污水经处理后用于站场内绿化。正常情况下对区域地下水环境影响较小。

10.5.3 声环境影响评价

项目投产后，本项目产生的预测贡献值可以达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。项目区周围 200m 内无环境敏感点，施工期和退役期噪声影响均会随工程结束而消失。运营期产生噪声、振动源强较低，对周围环境的影响十分有限，主要是对矿区职工的影响，在采取本环评提出的噪声防治措施后，噪声的影响将进一步减轻，影响不大。

10.5.4 固体废物影响评价

施工期固体废物主要有钻井泥浆、废岩屑和生活垃圾等，非磺化泥浆泥浆、废岩屑由“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后，用于铺垫井场和井间道路；生活垃圾定期清运至七克台镇生活垃圾填埋场填埋处置。施工期固体废物均做到妥善处置，对环境的影响较小。运营期固体废物主要为油泥（砂）、废润滑油、废防渗膜等，属于危险废物，统一委托有相应危险废物处置资质的单位回收处置。

综上，本项目针对施工期和运营期产生的各类固体废物，均采取有效的污染防治措施，因此本项目建设对周边环境的影响较小。

10.5.5 生态环境影响评价

项目实施与运行对区域自然体系中生态环境自身的异质化程度影响不大，不会对评价区域自然体系的稳定性造成影响。

本项目对生态环境的影响主要表现为占地对土地使用功能的影响，对区域景观的影响，对其上生长的天然植被的影响，对生物量的影响，对野生动物生存空间的影响，对水土流失、防沙治沙的影响等。本项目矿山工程的建设及运营过程中，永久及非永久占地、固废排放、噪声、人为活动等对生态环境的影响不大。在采取相应的生态保护与恢复措施后，拟建工程建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

10.5.6 环境分析评价

本工程发生风险事故的类型主要为管线、储罐破裂泄漏、火灾及爆炸等。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能避免各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。在落实本报告书中提出的环境保护措施的前提下，因地制宜地进行环境优化，本项目的环境风险在采取上述措施并加强管理及风险防范措施得当的情况下，项目风险是可以接受的。

10.6 环境保护措施

10.6.1 生态环境

施工期优化井场、道路和管线选址选线，严格控制占地面积；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；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；

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；采取必要的防沙治沙措施，对区域进行人工抚育植被，防止土地沙漠化。施工结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。运营期，对于永久占地地面采取砾石覆盖措施，减少风蚀量；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；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油；开展生态环境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期，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施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

10.6.2 大气污染防治措施

工程集输采用密闭流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对各井场、站场设备、阀门等进行检查、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，防止油气泄露进入大气环境。

10.6.3 噪声防治措施

要求合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备噪声对外环境和人员的影响。

10.6.4 废水防治措施

井下作业废水带罐作业，采出水和井下作业废水经污水经采出液处理系统处理后，水质满足达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求后回注。

10.6.5 固体废物防治措施

施工期固体废物主要为施工过程中废弃泥浆、钻井岩屑、废润滑油、废防冲膜、生活垃圾等。施工人员产生活垃圾统一收集至七克台镇生活垃圾填埋场处置。多余土方回填管道上方或场地平整和临时施工场地恢复。处理后的岩屑必须满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7300-2016）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的

后,用于铺设通井路、铺垫井场。废润滑油和废防渗膜暂存于危险废物贮存库中,定期委托有危险废物处置资质的单位回收处理。运营期落地油、废防渗膜等危险废物均委托有资质的单位统一交由有资质的单位处置。严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及修改单,《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》中的相关要求收集、贮存、运输。

10.6.6 土壤污染防治措施

加强管线内的压力检修维护,保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门,减少泄漏量;加强日常巡检监管工作,出现泄漏情况能及时发现;加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理,避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划,发生事故泄露时对可能影响区域进行跟踪监测。

10.6.7 风险防治措施

集输工程中应做好风险防范工作,防止对周围环境、工作人员人身安全造成的危害。本工程的环境风险防范措施及制定的预案切实可行、有效。在落实风险防范措施、应急预案后,其发生事故的概率较低,其环境危害也是较小的,环境风险水平是可接受的,工程建设可行。

本项目在对废气、废水、噪声和固体废物等各类污染源采取一定具体有效的治理措施后,不会对周围环境产生明显影响。

10.7 环境管理与监测计划

按照《建设项目环境保护管理设计规定》规定,矿山在开发建设同时,应结合建设单位生产与当地环境实际,建立健全矿山环境管理机构和各项规章制度,规范建设单位的环境行为,推行清洁生产、循环经济,实现节能减排。

项目施工期、运营期污染源和环境监测可委托当地有资质的环境监测站或第三方监测公司承担。同时,建设单位应建立健全污染源监控和环境监测技术档案,主动接受当地生态环境行政主管部门的工作指导、监督和检查。

环境监测应按国家和地方环保要求,采用国家规定标准监测方法进行;应按照规定,定期向有关生态环境主管部门上报监测结果。

10.8 清洁生产水平

本项目清洁生产水平基本符合清洁生产要求。建议建设单位积极开展清洁生产审核工作，环评要求建设单位积极开展清洁生产审核工作，采用国内先进的处理量大，能耗低、效率高的设备，按照清洁生产二级标准执行环境管理工作，不断完善清洁生产工艺水平。

10.9 总量控制

项目大气污染物主要为非甲烷总烃；生产废水循环利用，不外排；生活污水经排水管道收集汇流至生活污水处理站，处理达标后夏季用于矿区绿化，冬季贮存于防渗储水池待来年绿化灌溉；本项目运营期管线集输过程排放的非甲烷总烃无组织排放量约10.224t/a，罐区非甲烷总烃无组织排放量约0.11t/a。因此，本项目总量控制指标建议为非甲烷总烃：10.334t/a。

10.10 环境影响经济损益分析

本工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本工程环境保护投资约 2336 万元，环境保护投资总投资的 1.42%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

10.11 公众意见采纳情况

青河县恒大矿业勘察有限责任公司按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）的要求进行了本项目环境影响报告书的公众参与调查，于 2024 年 9 月 2 日在生态环境厅（<https://gongshi.qsyhbgi.com/h5public-detail?id=412952>）进行了第一次信息公示。2024 年 11 月 26 日在生态环境厅（<https://gongshi.qsyhbgi.com/h5public-detail?id=427059>）进行第二次信息公示，公示期为 10 个工作日，并在公示期间以登报和张贴公告的方式同步公开。2024 年 12 月 19 日在生态环境公示网进行了拟报批前公示。

本项目在公示期间未收到公众通过网络、电话及书信等方式提出的意见。

10.12 总体结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，符合新疆维吾尔自治区、吐鲁番市、鄯善县相关规划，项目所在区域环境质量较好，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。项目在生产运营期间以及退役期，在采取本环评及开发利用方案中提出的各种措施后，可做到污染物达标排放的要求。项目主要的影响是对区域生态环境的影响，只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

所以，本项目从环保的角度分析，是基本可行的。

10.13 要求及建议

(1) 在项目建设运行中，建设单位应积极采用先进的新工艺、新技术，减少污染物的产生量、排放量，确保污染物稳定达标，并定期加强对环保设备运行管理及维护。

(2) 采取有效的噪声防治设施，确保厂界噪声达标。

(3) 严格按照要求做好粉尘的治理工作，确保无组织排放污染物在厂界达标。严格落实固体废物的收集、处置措施，避免对周围环境造成污染。

(4) 严格按照本报告中论述的治理措施进行实施，工程竣工后经验收合格后方可正式生产。

(5) 采取有效的噪声防治设施，确保厂界噪声达标。

(6) 定期进行环境保护教育，提高全矿职工的环保意识，制定严格的、可行的环境保护指标作为考核依据。全矿应设置专职人员负责矿区环保工作，保证各项环保措施得到落实。

(7) 严格按照本报告中论述的治理措施进行实施，工程竣工后经验收合格后方可正式生产。

(8) 积极开展清洁生产审核工作，采用国内先进的处理量大，能耗低、效率高的设备，按照清洁生产二级标准执行环境管理工作，不断完善清洁生产工艺水平。

(9) 开展工程环境监理工作。在项目施工招标文件、施工合同和工程监理招标文件中明确环保条款和责任，并将环境监理情况纳入环保验收内容。

(10) 确保矿界范围内植被不因本项目矿区的开发利用而遭到人为破坏。

(11) 闭矿时留有足够的资金，用于项目退役后的设施、建筑拆除及进行生态恢复。