

吐哈吉南油田萨 3 块二叠系井井子
沟组油藏开发先导试验方案

环境影响报告书

建设单位：中国石油天然气股份有限公司

吐哈油田分公司准东采油管理区

评价单位：陕西德环和润环保科技有限公司

2026 年 8 月

目 录

0 概述	1
0.1 项目建设背景	1
0.2 建设项目的特点	2
0.2 环境影响评价技术路线	3
0.3 分析判定相关情况	4
0.4 关注的主要环境问题	5
0.5 环境影响报告的主要结论	5
1 总则	6
1.1 编制依据	6
1.2 评价目的、原则及方法	9
1.3 环境影响因素识别和评价因子	1 1
1.4 环境功能区划和评价标准	1 2
1.5 评价工作等级与评价范围	2 2
1.6 评价内容和评价重点	3 3
1.7 环境保护目标	3 4
2 建设项目概况及工程分析	3 6
2.1 区块油气资源概况	3 6
2.2 区块开发现状及环境影响回顾	4 7
2.3 建设项目概况	5 6
2.4 主要工程内容	6 9
2.5 工程分析	1 0 6
2.6 清洁生产分析	1 5 4
2.7 污染物排放总量控制	1 6 7
2.8 相关法规、政策相符性分析	1 6 8
2.9 相关规划符合性	1 8 1
2.10“三线一单”生态环境分区管控方案的相符性分析	1 8 8
2.11 温室气体排放分析	2 0 0
2.12 选址选线合理性分析	2 0 5
3 环境现状调查与评价	2 1 0
3.1 自然环境概况	2 1 0
3.2 环境空气现状调查与评价	2 1 5
3.3 水环境现状调查与评价	2 2 1
3.4 声环境现状调查与评价	2 2 6

3.5 土壤环境现状调查与评价	2 2 8
3.6 生态环境现状调查与评价	2 4 5
4 环境影响预测与评价	2 7 6
4.1 大气环境影响分析与评价	2 7 6
4.2 地表水环境影响分析	2 8 2
4.3 地下水环境影响分析与评价	2 8 4
4.4 声环境影响分析与评价	3 0 2
4.5 固体废物影响分析	3 0 7
4.6 土壤环境影响分析	3 1 5
4.7 生态环境影响分析	3 2 4
4.8 水土流失影响分析	3 4 5
5 环境风险评价与分析	3 4 8
5.1 环境风险评价目的	3 4 8
5.2 风险潜势初判	3 4 8
5.3 环境风险识别及分析	3 5 1
5.4 源项分析	3 5 7
5.5 环境风险影响分析	3 5 9
5.6 环境风险防范措施	3 6 2
5.7 突发环境事件应急预案	3 6 9
5.8 环境风险评价小结	3 7 2
6 环境保护措施及其可行性论证	3 7 3
6.1 大气污染防治措施	3 7 3
6.2 地表水环境保护措施	3 7 8
6.3 地下水环境保护措施	3 8 1
6.4 噪声污染防治措施	3 8 5
6.5 固废污染防治措施	3 8 7
6.6 土壤污染防治措施	3 9 3
6.7 生态环境保护措施	3 9 5
6.8 生态恢复方案	4 0 0
6.9 水土保持方案	4 0 3
6.10 防沙治沙方案	4 0 6
6.11 温室气体管控	4 0 8
7 环境影响经济损益分析	4 1 0
7.1 社会效益分析	4 1 0

7.2 环境经济损益分析	4	1	1
7.3 环境经济损益分析结论	4	1	3
8 环境管理与监测计划	4	1	5
8.1 环境管理	4	1	5
8.2 企业自主验收	4	2	3
8.3 环境信息公开	4	2	8
8.4 环境监测计划	4	2	8
8.5 温室气体排放监测计划	4	3	0
9 环境影响评价结论与建议	4	3	4
9.1 结论	4	3	4
9.2 要求与建议	4	4	1

0 概述

0.1 项目建设背景

油藏开发先导试验是指在油藏未进入大规模开发之前,先开辟一小块地质条件有代表性的试验区,按开发设计的基本思想进行先期开发,先行一步以观察其开发过程和效果、问题,用以指导开发方案设计和大面积开发。

吉南油田萨探 1 块位于准噶尔盆地阜康断裂带东段吉南凹陷。2021 年,风险探井萨探 1 井在二叠系 P₂jj 组试油获工业油流突破,发现二叠系砂岩油藏。区块随即开展探评开发一体化工作。

萨探 1 区块“十四五”期间已探明储量 $5761 \times 10^4 \text{t}$,具备建成 $40 \times 10^4 \text{t/a}$ 原油产能资源基础;规划“十五五”及后新增探明储量 $1 \times 10^8 \text{t}$,维持区块长期稳产 $40 \times 10^4 \text{t/a}$,2045 年累计产油可达 $1132 \times 10^4 \text{t}$ 。从产能结构分工来看,萨探 1 区块分为北斜坡区和中部隆起带两大构造单元,萨 3 块隶属于萨探 1 块中部隆起带,行政隶属于新疆吉木萨尔县。萨探 1 块整体产能由两大区域协同支撑:北斜坡区依托直井水驱开发实现 $30 \times 10^4 \text{t/a}$ 稳产;中部隆起带通过水平井技术攻关,规划 2030 年实现年产油 $10 \times 10^4 \text{t}$,共同保障区块 $40 \times 10^4 \text{t/a}$ 长期稳产目标。

北斜坡区以一、二类优质储量为主体,直井开发效益好,为区块主力建产区。目前,萨探 1 块北斜坡先导试验项目环评、区块整体产能环评已完成审批,北斜坡区域环评手续齐全。

萨 3 块以三类边际储量为主体,常规直井开发效益差、难以经济建产。区块探明储量 $795 \times 10^4 \text{t}$,向东物源方向、向西凹陷中心油层均稳定发育,近两年探评井试油获成功,资源潜力较大,预估控制储量 $5816 \times 10^4 \text{t}$,是区块后续产量接替的关键区域。

前期试验表明,水平井可有效提升萨 3 块产能,为攻克三类储量效益开发技术,需开展水平井先导试验,支撑区块整体产能规划。结合 2026 年区块勘探开发总体部署,区块采用“直井控面评价+先导试验”思路部署勘探开发工作,重点开展中部隆起带勘探开发一体化评价,落实储量规模与效益建产技术。

本次评价仅针对萨 3 块水平井先导试验开展环境影响评价,项目部署井位 10 口(新钻 7 口、利旧探评井 3 口),新建产能 $3.81 \times 10^4 \text{t/a}$,配套建设单井管线

0.7km、集输干线 5.52km，同步配套建设电气、自控、通信、消防、结构、防腐、暖通等地面辅助工程。

0.2 建设项目的特点

本项目为吉南油田萨3块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验项目，结合油藏地质条件、区域生态管控及大气防控要求，项目整体突出技术先导、集约用地、绿色低碳、依托老区、源头防控五大特点，具体如下：

（1）技术先导性强，攻关致密油效益开发模式

本项目针对萨3块二叠系致密油藏物性差、动用难度大的特点，采用“水平井+细切割体积压裂”核心开发工艺，部署井位10口（新钻7口、利旧探评井3口），新建产能 $3.81 \times 10^4 \text{t/a}$ 。通过先导试验落实单井产能、优化钻完井工艺、验证井网适配性，攻关致密油高效动用技术体系，为区块后续规模化、效益化开发提供技术支撑和工程依据。

（2）集约节约用地，生态扰动影响最小化

项目全面落实节约用地要求，新钻7口水平井集中布置于2个丛式井平台（萨303平台3口、萨15平台4口），大幅减少井场数量、征地面积及道路规模，从源头降低植被破坏和地表扰动。

区块内3口现有探评井利旧转为生产井，该部分勘探阶段环评手续齐全，不新增井场、不新增征地、不新建道路，全部复用现有地面设施，进一步提升土地及设施利用率，生态扰动范围零新增。

（3）绿色低碳开发，实现废气源头零排放

紧扣“双碳”战略及乌昌石区域大气污染防治要求，项目全面推行电气化减碳工艺：①取消传统燃气/燃煤加热炉，采用 CO_2 空气源热泵+电伴热系统替代，彻底消除烟气、 SO_2 、 NO_x 、颗粒物燃烧源排放；②前置开展 CO_2 压裂CCUS试验，利用液态二氧化碳储层增能提产，同步探索地质封存路径，实现资源开发与碳减排协同。

（4）依托现有设施，简化地面集输布局

遵循“简化流程、依托老区、共建共享”原则，不新建联合站、脱水站，所有采出液依托现有吉康脱水站集中处理：萨303平台采用密闭管线输送工艺，萨15平台采用密闭拉油工艺，规避重复建设，缩短工艺流程，有效降低区域环境风险。

（5）全流程源头管控，筑牢水土污染防线

钻井期全面实施钻井液不落地工艺，油基、水基钻井液及岩屑分类收集、合规处置，严防土壤、地下水污染；运营期采用全密闭集输工艺，储罐配套呼吸阀及气相平衡系统，无组织挥发可控；全站采出水经吉康脱水站处理达标后全部回注二叠系油层，实现采出水零外排。

0.2 环境影响评价技术路线

本项目为石油天然气开发，且项目区块属于“自治区级水土流失重点治理区”。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）中“五、石油和天然气开采业 07、陆地石油开采 0711—石油开采新区块开发、页岩油开采、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东采油管理区（以下简称“准东采油管理区”）于2025年11月委托陕西德环和润环保科技有限公司开展《吐哈吉南油田萨3块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验方案环境影响报告书》的编制工作。

本单位接受环评委托后，在建设单位的大力协助下，进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、自治区环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展该项目的环境影响评价工作。对本项目进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本项目的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

受评价单位委托，新疆广宇众联环境监测有限公司于2025年11月对拟建项目评价区域声环境、土壤环境、地下水环境及环境空气质量现状进行了监测。在以上工作基础上，评价单位编制完成了本项目环境影响报告书。

具体评价工程程序图如下：

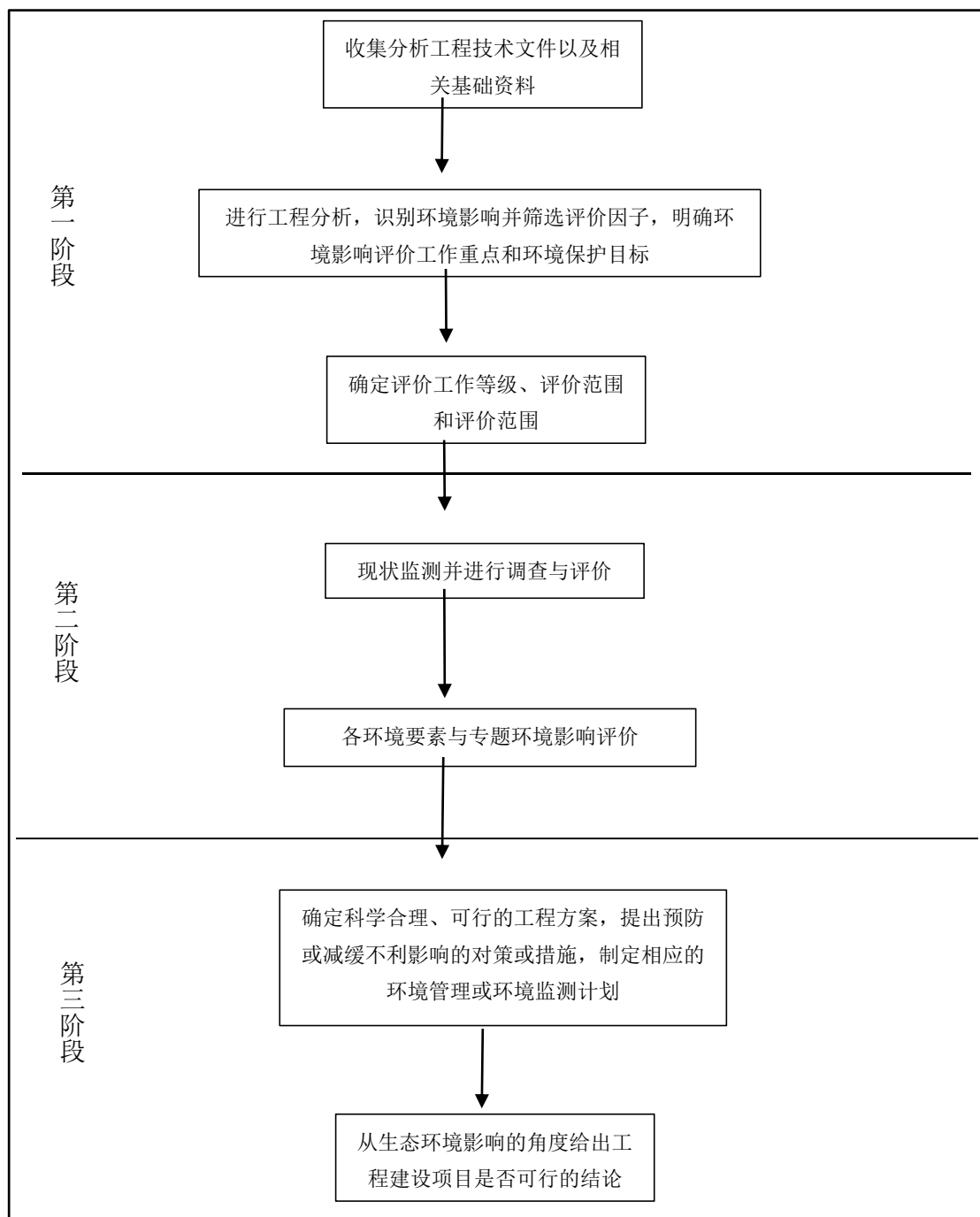


图 0.2-1 建设项目环境影响评价工作程序图

0.3 分析判定相关情况

本项目为石油天然气开采项目，石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2024 年本），本项目属于第一类鼓励类中的“石油、天然气”中的“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”。致密油（气）开发属于国家重点鼓励发

展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

本项目为石油天然气开采项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》的相关要求。

项目所在区域涉及吉木萨尔县优先保护单元（吉木萨尔县一般生态空间 ZH65232710012）、重点管控单元（吉木萨尔县限采区 ZH65232720005）以及一般管控单元（ZH65232730001），项目的建设符合《关于发布昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果的公告》具体生态环境准入清单要求。

本项目符合国家相关法律法规及产业政策，符合地方主体功能区规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

0.4 关注的主要环境问题

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、废水、噪声、固体废物的达标排放情况以及提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的环境保护及风险防范措施的可行性进行分析。根据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区。

关注的主要环境问题有：施工期废气、废水、钻井泥浆、岩屑以及施工临时占地造成的生态影响；运营期油气集输过程中的环境影响及环境风险和油气处理过程中产生的无组织挥发烃类、采出水、井下作业废水、落地原油及含油污泥等环境影响，永久占地生态影响等。

0.5 环境影响报告的主要结论

综上所述，项目的建设符合相关国家产业政策及规划。项目采用的各项污染防治措施切实可行，项目建成后，在落实各项污染防治措施及确保达标排放的前提下，区域环境质量基本保持现状，对区域环境影响较小；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的，环境风险水平可以接受；清洁生产水平较高，项目社会效益较好。从环境保护角度考虑，项目建设是可行的。

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 法律法规与条例

表 1.1-1 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	中华人民共和国生态环境法典	14 届人大第 4 次会议	2026-8-15
2	中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
3	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
4	中华人民共和国节约能源法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
5	中华人民共和国土地管理法（2020 年）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
6	中华人民共和国城乡规划法（2019 年修订）	13 届人大第 10 次会议	2019-04-23
7	中华人民共和国防洪法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国草原法（2021 年修正）	13 届人大第 28 次会议	2021-04-29
9	中华人民共和国野生动物保护法（2022 年修订）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
10	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
11	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
12	中华人民共和国防沙治沙法	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
13	中华人民共和国森林法（2019 年修订）	13 届人大第 15 次会议	2020-7-1
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 743 号	2021-09-01
5	中华人民共和国自然保护区条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-7
6	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
7	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	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
8	地下水管理条例	国务院第 149 次常务会议	2021-12-1
9	空气质量持续改善行动计划	国发〔2023〕24 号	2023-12-7
10	扩大内需战略规划纲要（2022—2035 年）	中共中央、国务院	2022-12-15
三	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	部令第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第 4 号	2019-01-01
3	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
4	国家危险废物名录（2025 版）	生态环境部令第 36 号	2025-01-01
5	产业结构调整指导目录（2024 年本）	国家发展和改革委员会令第六	2024-02-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
		次会议	
6	危险废物排除管理清单（2026 年版）	生态环境部公告 2026 年第 2 号	2026-1-9
7	危险废物转移管理办法	生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号（2022）	2021-10-30
8	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	公告 2021 年第 74 号	2021.12.22
9	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
10	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150 号	2011-12-29
11	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
12	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
13	《关于加强自然保护区管理有关问题的通知》	（环办〔2004〕101 号）	
14	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
15	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
16	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石油天然气股份有限公司能评〔2020〕1 号	2020-03-19
17	关于印发《生态保护红线划定指南》的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
18	生产建设项目水土流失防治标准（GB/T 50434-2018）	住建部 2018 年第 259 号公告	2019-04-01
19	国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见	林沙发〔2013〕136 号	2013-08-26
20	开发建设项目水土保持技术规范	中华人民共和国建设部	2019-04-01
21	中华人民共和国自然保护区条例	国务院	2017-10-07
22	关于加强自然保护区管理有关问题的通知	（环办〔2004〕101 号）	2004-11-12
23	国家重点保护野生植物名录	国家林业和草原局 农业农村部 2021 年第 15 号	2021-08-7
24	中华人民共和国野生植物保护条例	国务院令第 204 号	1997-1-1
25	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评〔2017〕84 号	2017-11-15
26	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例	国务院林业部	2016-2-6
27	关于进一步加强涉及自然保护区开发建设活动监督管理的通知	环发〔2015〕57 号	2015-5-8
28	国家林业和草原局关于印发《建设项目使用林地审核审批管理规范》的通知	林资规〔2021〕5 号	2021-09-13
29	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
30	关于进一步规范蒸发塘环境管理的通知	环办水体函[2024]249 号	2024-07-01
31	固体废物综合治理行动计划	国发〔2025〕14 号	2025-12-7
32	固体废物分类与代码目录	公告 2024 年第 4 号	2024-1-19
四 地方法规及通知			
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4 号	2019-01-21
3	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
5	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（修订）	新疆维吾尔自治区林业和草原局与农业农村厅	2022-03-08
6	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）	新疆维吾尔自治区林业和草原	2021-08-06

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
		局	
7	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
8	关于下发新疆加强危险废弃物和医疗废物监管工作实施方案的通知	新环防发〔2011〕330 号	2011-07-01
9	关于做好危险废弃物安全处置工作的通知	新环防发〔2011〕389 号	2011-07-29
10	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（2024 本）	新环环评发〔2024〕93 号	2017-01-01
11	新疆生态环境保护“十四五”规划	自治区党委、自治区人民政府	2021-12-24
12	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
13	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27
14	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133 号	2018-09-06
15	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
16	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
17	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162 号	2020-09-11
18	新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果	新环环评发〔2024〕157 号	2024-11-18
19	关于发布昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果的公告	/	2025-01-11
20	关于印发强化危险废物监管和利用处置能力改革实施方案的通知	国务院办公厅〔2021〕47 号	2021-05-25
21	中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	/	2021-11-2
22	关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）和 17 个新增国家重点生态功能区县市产业准入负面清单（试行）的通知	新发改规划〔2017〕891 号	2017-06-28
23	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》的通知	新环环评发〔2021〕162 号	2021-7-26
24	昌吉州国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要	/	2026-5-13
25	新疆维吾尔自治区建设项目使田林地审核审批管理办法（试行）	新疆维吾尔自治区林业和草原局	2022-3-23
26	关于加强历史遗留废弃磷化泥浆规范化环境管理的通知	新环固体函〔2022〕675 号	2022
27	自治区生态环境厅关于工业固体废物环境管理有关要求的公告	（公告〔2023〕53）	2023-11-16
五 相关规划			
1	新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025）	新疆维吾尔自治区自然资源厅	2022.1
2	新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划	新疆维吾尔自治区发展和改革委员会	2022.7

1.1.2 相关导则及技术规范

表 1.1-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01

8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	生产建设项目水土保持技术标准	GB50433-2018	2019-04-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	清洁生产评价指标体系 石油天然气开采业（II）	国家发改委公告 2016 年第 8 号	2016-04-01
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2023	2024-05-26
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年 第 18 号	2012-03-17
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术 要求	SY/T7301-2016	2017-05-01
20	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	/	2017-10-01
21	矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）	HJ651-2013	2013-07-23
22	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T 0317-2018	2018-9-30
23	废弃井封井回填技术指南（试行）	环办土壤函[2020]72 号	2020.2.20
24	固体废物再生利用污染防治技术导则	HJ1091 -2020	2020-1-14
25	石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）	HJ 1461—2026	2026-7-1

1.1.3 其他相关文件

（1）《吐哈吉南油田萨 3 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验方案环境影响评价委托书》，中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东采油管理区，2025 年 11 月；

（2）《吐哈吉南油田萨 3 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验方案》，中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司勘察设计院，2025 年 10 月。

1.2 评价目的、原则及方法

1.2.1 评价目的

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

（2）通过工程分析，明确本项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期以及服役期满后对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资

源的破坏程度。

(3) 评述拟采取的环境保护措施的可性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

(4) 评价该项目与国家产业政策、区域总体规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

通过上述评价，论证项目对环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为环境保护主管部门提供决策依据。

1.2.2 评价原则

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，充分利用符合时效的数据资料及成果，补充必要的现状监测，结合工程设计和预测数据，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

1.2.3 评价方法

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)的要求，本次评价主要采用现场调查与监测法、模型法等方法开展环评工作。主要评价环节和要素的评价方法见表 1.2-1。

表 1.2-1 环境影响评价方法一览表

评价环节及环境要素		评价方法
工程分析		类比分析法、资料分析法
环境现状调查分析与评价	地表水、地下水环境	监测法
	大气环境现状	
	声环境现状	

评价环节及环境要素		评价方法
	土壤环境现状	资料收集法、现场调查法
	生态环境现状	
环境影响识别		矩阵法
环境影响评价	大气、地下水、声环境影响预测	数学模式法
	地表水、生态、固废、土壤环境影响预测	类比分析法、资料分析法
风险评价		数学模式法

1.3 环境影响因素识别和评价因子

1.3.1 环境影响因素识别

本项目主要包括钻井工程、油气开采、集输等作业内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场、管线建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主。

（1）施工期

施工期建设工程包括集输管线、井场建设，以生态影响为主。

①管线敷设

本项目管线建设将破坏管道沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土保持的影响，以及施工扬尘。

②井场建设

新建井场主要环境影响是占地和对生态环境的扰动。此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工产生的弃土弃渣、钻井岩屑、废钻井泥浆、落地油、含油废物和生活垃圾等固体废物，施工人员生活污水、钻井废水、管道试压废水、施工作业废液等，也会对环境产生一定的影响。

（2）运行期

运行期环境影响因素主要体现在油气开采、集输过程中无组织排放的挥发性有机物，废水主要为采出水、井下作业废水等，固体废物主要为落地原油、含油废物。

为贯彻落实中央和生态环境部“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《中国石油天然气企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，计算本

项目实施后温室气体排放量及温室气体排放强度，提出项目碳减排建议，并分析项目减污降碳措施可行性及碳排放水平。

(3) 退役期

退役期，对完成油气开采的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

表 1.3-1 环境影响因素识别一览表

影响因素 环境要素	施工期						运营期					退役期		
	占地	废气 柴油机 废气、 车辆废 气、扬 尘	废水 生活 污水、 生产 废水	固废 岩 屑、 弃 土、 建筑 垃圾	噪声 施 工 车 辆、 设备	生态 占 地、 开 挖	废气 无组 织挥 发烃 类	废水 生活 污 水、 生产 废水	固废 过 滤 废 渣、 废 矿 物 油	噪声 设 备 运 转、 风 机	风险 管 线 等 破 裂、 原 油 泄 漏	施工扬 尘、汽 车尾 气	噪声 施 工 车 辆及 机 械	固废 拆 卸 后 的 建 筑 垃 圾、 废 弃 管 线
环境空气	○	+	○	+	○	+	++	○	+	○	+	+	○	○
地下水环境	○	○	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○	○	○
地表水环境	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	+	○	○	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	○	++	+	○	+	○
土壤环境	++	+	+	+	○	+	+	+	+	○	++	+	○	+
植被	+	+	+	+	○	+	+	○	+	○	++	+	○	+
物种、生境	+	+	○	+	+	+	+	○	+	○	+	+	○	+
景观	++	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	○	○	○
水土流失	+	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

由表 1.3-1 可知，施工期主要表现在对自然环境要素中的大气、声环境、土壤环境、生态系统等产生一定程度的负面影响；营运期对环境的是长期的，最主要的是对自然环境中的环境空气、声环境、地下水、土壤、生态等产生不同程度的长期负面影响。退役期对环境的影响体现在对环境空气和声环境的短期负面影响，对物种、生物群落、生态系统的恢复具有利好影响。

1.3.2 评价因子

油田开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和油气开发工艺特征，对油气开发过程中的施工期、运行期和退役期环境影响因子识别见表 1.3-2。

表 1.3-2 建设项目环境影响评价因子一览表

环境要素	环境现状评价因子	环境影响评价因子
环境空气	基本污染因子：SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、O ₃ 、CO；特征因子：非甲烷总烃、H ₂ S、TSP	NO _x 、颗粒物、非甲烷总烃、

地表水	/	废水不外排，对采出水等处置利用途径及处理设施的可依托性分析评价
地下水	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、挥发性酚类、氟化物、氰化物、耗氧量、溶解性总固体、铁、锰、铅、砷、汞、镉、铬（六价）、总大肠菌群、菌落总数、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、石油类、氯化物、硫化物、钡	石油类
声环境	等效连续A声级Leq	等效连续 A 声级 Leq
土壤环境	建设用基本因子：①重金属和无机物：镉、汞、砷、铅、铬、六价铬、铜、镍、锌；②挥发性有机物：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；③半挥发性有机物：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[1,2,2-cd]芘、萘；农用地基本因子：pH 值、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌；特征因子：石油烃 $C_6\sim C_9$ 、石油类、石油烃 $C_{10}\sim C_{40}$ 、pH、含盐量	石油烃 $C_{10}\sim C_{40}$
生态环境	土地利用现状、植被类型、植被覆盖度、土壤侵蚀、动植物资源，物种的分布范围、种群结构、生境等，生态系统的类型、生产力、生物量、生态系统功能等，生物多样性物种丰富度、均匀度、优势度等	土地利用、生态系统、水土流失、土壤、动植物、生态系统、生物多样性等
环境风险	/	大气：非甲烷总烃、CO； 地下水：石油类

1.4 环境功能区划和评价标准

1.4.1 环境功能区划

1.4.1.1 环境空气

本项目油田所在地位于吉木萨尔县，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2026）的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

1.4.1.2 水环境

（1）地表水：本项目所在区域最近水体为头工干渠，主要用于农田灌溉，干渠水质均以《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类水质控制。

（2）地下水：按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的规定，该区域地下水属Ⅲ类功能区划。

1.4.1.3 声环境

本项目区块位于准噶尔盆地，位于城市未建成区，参照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的有关要求，划分为 2 类声环境功能区。

1.4.1.4 生态环境

（1）生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ5 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区-28.阜康、木垒绿洲农业、荒漠草地生态功能区。具体见图 1.4.1-1。

（2）水土流失区划

①根据《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》，项目区属于“天山北坡国家级水土流失重点预防区”。

表 1.4.1-1 项目区域在国家级水土流失区划中情况

涉及水土流失区划的行政区域	大类	区名称
吉木萨尔县	国家级水土流失重点预防区	天山北坡国家级水土流失重点预防区

②根据《新疆维吾尔自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），项目区属于“自治区级水土流失重点治理区”。

表 1.4.1-2 项目区域在自治区级水土流失区划中情况

片区	涉及水土流失区划的行政区域	大类	区名称
东部	吉木萨尔县	自治区级水土流失重点治理区	Ⅱ ₂ 天山北坡诸小河流域重点治理区

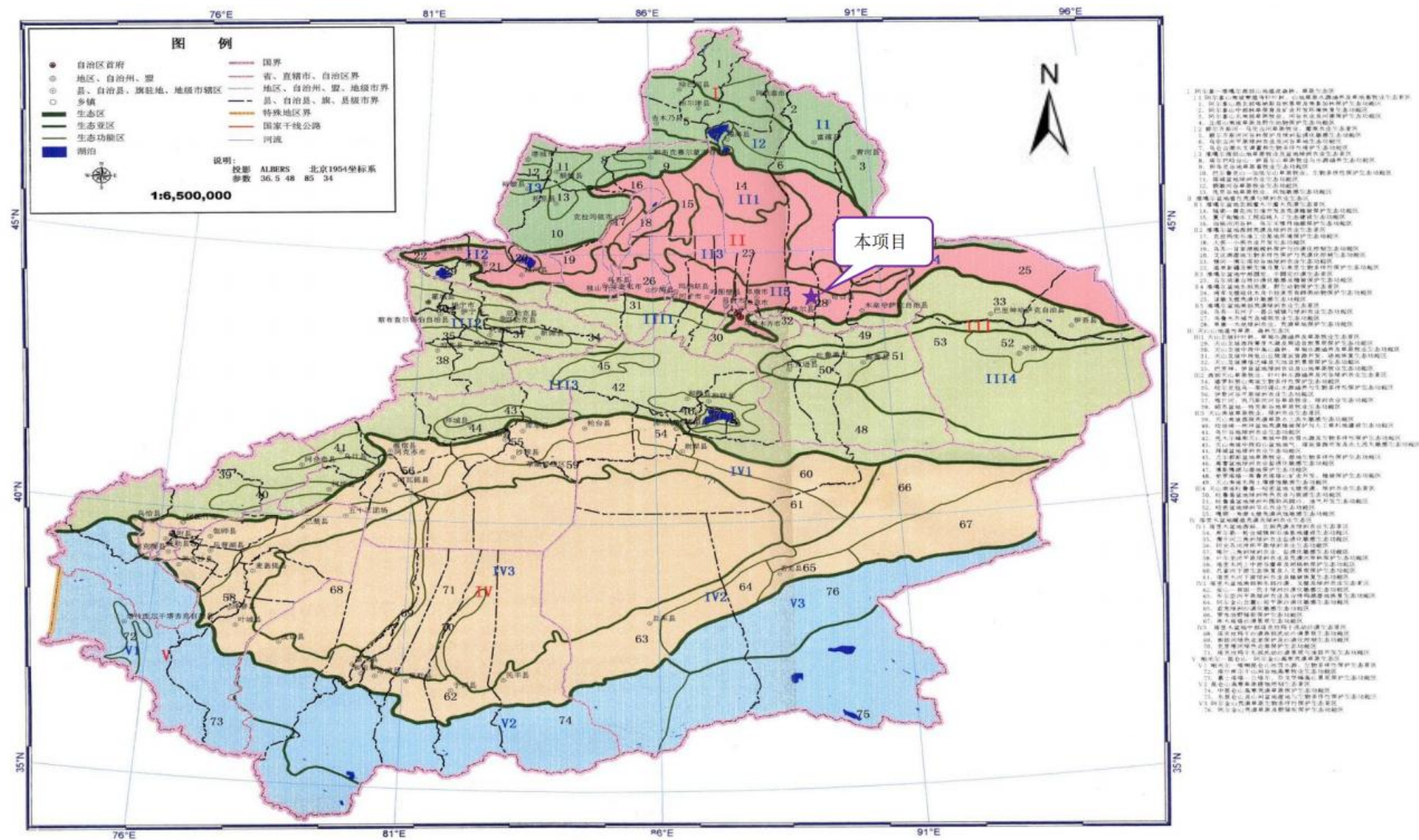


图 1.4.1-1 项目与生态功能区划位置关系

1.4.2 评价标准

1.4.2.1 环境质量标准

(1) 环境空气质量标准

本项目油田区域属于大气环境二类功能区。

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 六项基础指标及 TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准浓度限值；非甲烷总烃参照《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值 2.0mg/m³ 执行；H₂S 参照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。

具体标准限值见表 1.4.2-1。

表 1.4.2-1 环境空气质量评价标准

类别	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
基本 污 染 物	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2026) 过渡阶 段二级标准
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	PM ₁₀	年平均	60		
		24 小时平均	120		
	PM _{2.5}	年平均	30		
		24 小时平均	60		
	O ₃	日最大 8 小时平均	160		
		1 小时平均	200		
	NO ₂	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
CO	24 小时平均	4	mg/m ³		
	1 小时平均	10			
特征 污 染 物	TSP	年平均	200	μg/m ³	《大气污染物综合排放标 准详解》
		24 小时平均	300		
	非甲烷总烃	1 小时平均	2	mg/m ³	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2- 2018) 附录 D 其他污染物 空气质量浓度参考限值
	H ₂ S	1 小时平均	10	μg/m ³	

(2) 地表水环境质量标准

本项目地表水执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，具体标准值见表 1.4.2-2。

表1.4.2-2 地表水环境质量标准（单位：mg/L，pH 无量纲）

序号	项目	标准值	标准来源
1	水温	/	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类标准
2	pH (无量纲)	6~9	
3	溶解氧	5	
4	高锰酸盐指数	6	
5	五日生化需氧量	4	
6	氨氮	1.0	
7	化学需氧量	20	
8	挥发酚	0.005	
9	氰化物	0.2	
10	砷	0.05	
11	汞	0.0001	
12	六价铬	0.05	
13	总磷	0.2	
14	石油类	0.05	

(3) 地下水环境质量标准

地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准, 石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准, 具体标准值见表 1.4.2-3。

表 1.4.2-3 地下水质量标准 (单位: mg/L)

序号	项目	标准值	序号	项目	标准值
1	pH	6.5-8.5	17	砷	≤0.01
2	色度	≤15	18	硒	≤0.01
3	浊度	≤3	19	汞	≤0.001
4	总硬度	≤450	20	六价铬	≤0.05
5	溶解性总固体	≤1000	21	铅	≤0.01
6	耗氧量	≤3.0	22	镉	≤0.005
7	氨氮	≤0.50	23	铁	≤0.3
8	阴离子表面活性剂	≤0.3	24	锰	≤0.10
9	硫化物	≤0.02	25	铜	≤1.00
10	硝酸盐	≤20.0	26	锌	≤1.00
11	亚硝酸盐	≤1.00	27	铝	≤0.20
12	挥发酚	≤0.002	28	钠	≤200
13	氰化物	≤0.05	29	石油类	≤0.05
14	氟化物	≤1.0	30	氯化物	≤250
15	碘化物	≤0.08	31	硫酸盐	≤250

16	总大肠杆菌	≤3.0			
----	-------	------	--	--	--

(4) 声环境质量标准

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准，见表1.4.2-4。

表 1.4.2-4 声环境质量标准

单位：dB(A)

标准名称及类别	项目	标准值	
		昼间	夜间
《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准	等效 A 声级	60	50

(5) 土壤环境质量标准

项目所在地周边有耕地，占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，占地范围外耕地区土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中其他风险筛选值标准，具体标准值见表1.4.2-5。

表 1.4.2-5 土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	建设用地（第二类用地）	农用地（其他）
基本项目（重金属和无机物）		基本项目（重金属）	
1	铬（六价）	5.7	/
2	镉	65	0.3
3	铜	18000	100
4	铅	800	120
5	砷	60	30
6	汞	38	2.4
7	镍	900	100
8	铬	/	200
9	锌	/	250
基本项目（挥发性有机物）			
10	四氯化碳	2.8	/
11	氯仿	0.9	/
12	氯甲烷	37	/
13	1,1-二氯乙烷	9	/
14	1,2-二氯乙烷	5	/
15	1,1-二氯乙烯	66	/

序号	污染物项目	建设用地（第二类用地）	农用地（其他）
16	顺-1,2-二氯乙烯	596	/
17	反-1,2-二氯乙烯	54	/
18	二氯甲烷	616	/
19	1,2-二氯丙烷	5	/
20	1,1,1,2-四氯乙烷	10	/
21	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	/
22	四氯乙烯	53	/
23	1,1,1-三氯乙烷	840	/
24	1,1,2-三氯乙烷	2.8	/
25	三氯乙烯	2.8	/
26	1,2,3-三氯丙烷	0.5	/
27	氯乙烯	0.43	/
28	苯	4	/
29	氯苯	270	/
30	1,2-二氯苯	560	/
31	1,4-二氯苯	20	/
32	乙苯	28	/
33	苯乙烯	1290	/
34	甲苯	1200	/
35	间二甲苯+对二甲苯	570	/
36	邻二甲苯	640	/
基本项目（半挥发性有机物）			
37	硝基苯	76	/
38	苯胺	260	/
39	2-氯酚	2256	/
40	苯并[a] 蒽	15	/
41	苯并[a] 芘	1.5	/
42	苯并[b] 荧蒽	15	/
43	苯并[k] 荧蒽	151	/

序号	污染物项目	建设用地（第二类用地）	农用地（其他）
44	蒽	1293	/
45	二苯并[a,h] 蒽	1.5	/
46	茚并[1,2,3-cd] 芘	15	/
47	苯	70	/
其他项目			
48	石油烃	4500	4500

1.4.2 污染物排放标准

（1）废气排放标准

本项目运营期井场采出液管输加热采用电加热。运行期燃气发电机组废气执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表2中二级标准限值，采油及集输过程中无组织排放的非甲烷总烃参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。拉油站边界无组织排放的非甲烷总烃浓度执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）；拉油站站场内罐区边界 VOCs 无组织排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表 A.1 厂区内无组织排放限值（标准采用非甲烷总烃（NMHC）作为 VOCs 排放控制项目）；具体标准值见表 1.4-7。

表 1.4.2-6 大气污染物排放标准（单位： mg/m^3 ）

类别	标准名称及级（类）别	污染因子	标准值	
运行期	站场无组织废气	《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	非甲烷总烃	企业边界非甲烷总烃浓度 4.0
	燃气发电机组	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2二级排放标准	颗粒物	/ 120
			NOx	/ 550

（2）废水排放标准

项目运营期废水主要包括井下作业废水、采出水和生活污水。

采出水：根据设计，萨3块储层空气渗透率平均值为 1.2mD （即 $1.184\mu\text{m}^2$ ），项目采出液管输至吉康原油脱水站，三相分离后的采出水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）的IV类标准后回注回注二叠系油层，不向外环境排放，标准值见表 1.4.2-7。

表 1.4.2-7 碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法

储层空气渗透 (μm^2)	<0.01	[0.01,0.05)	[0.05,0.5)	[0.5,2)	≥ 2
水质标准分级	I	II	III	IV	V
固体悬浮物含量 (mg/L)	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 30.0
悬浮物颗粒直径中值 (μm)	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 30.0	≤ 50.0
含油量 (mg/L)	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.00
平均腐蚀率 (mm/a)	≤ 0.076				

生活污水：施工期生活污水排入自建化粪池内，定期拉运至吉木萨尔县污水处理厂，污水排放标准执行污水处理厂接管标准，即《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中表4三级标准；运营期不新增劳动定员，无生活污水产生。具体标准限值见表1.4.2-8。

表 1.4.2-8 污水处理厂接管及尾水排放标准（单位：mg/L，pH 除外）

评价标准	pH	COD	NH ₃ -N	SS	TP	动植物油
《污水综合排放标准》 （GB8978—1996）三级	6~9	500	25	400	1.0	100

（3）噪声排放标准

施工期场界噪声执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025），运营期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准，标准限值见表1.4.2-9。

表 1.4.2-9 噪声排放标准

单位：dB(A)

类别	标准名称及级（类）别	污染因子	标准值		
施工期	《建筑施工噪声排放标准》 （GB12523-2025）	噪声 dB(A)	施工场界	昼间	≤ 70
				夜间	≤ 55
运行期	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准	噪声 dB(A)	厂界	昼间	≤ 60
				夜间	≤ 50

（4）固体废物

一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中“防渗漏、防雨淋、防扬尘”等环境保护要求；

危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》、《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017.10.1实施）、《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/7301-2016）、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）等相关要求。

1.5 评价工作等级与评价范围

1.5.1 环境空气评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本项目废气排放源主要为油田非甲烷总烃的无组织排放。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 对项目主要大气污染源进行环境空气评价工作等级判定。估算模型所需参数及判定依据和判定结果见下表。

表 1.5.1-1 估算模型所需参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		43
最低环境温度/℃		-40.0
土地利用类型		草地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑海岸线 熏烟	考虑海岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

1.5.1-2 主要大气污染物最大地面浓度占标率

污染源		污染物	下风向距离/m	最大落地浓度(μg/m3)	占标率(%)
有组织 排放	发电机组	NOx	17	2.729	1.36
		颗粒物		0.83	0.18
无组织 排放	伴生气放空火炬	NMHC	10	30.39	0.76
		NOx		0.55	0.27
		TSP		0.09	0.01
	萨 303 平台设备与管线组件的密封点泄漏	NMHC	76	38.86	0.97
	萨 15 平台设备与管线组件的密封点泄漏	NMHC	52	197.9	4.95
	萨 15 平台储罐呼吸废气及装车废气	NMHC	102	236.1	5.90
	单井场设备与管线组件的密封点泄漏	NMHC	31	158.47	3.96
	单井场储罐呼吸废气及装车废气	NMHC	33	228.99	5.72

表 1.5.1-3 环境空气影响评价工作等级判定表

评价工作等级	评价工作分级判据	本项目
--------	----------	-----

		$P_{\max}$	判定结果
一级	$P_{\max} \geq 10\%$	$P_{\max} = 5.90$	二级
二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$		
三级	$P_{\max} < 1\%$		

根据判定结果,本项目废气污染物最大地面环境空气质量浓度占标率 $P_{\max}$ 均小于 10%。因此,判定本项目环境空气评价工作等级为二级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018),本项目环境空气评价等级为二级,大气评价范围以项目区块内各井场/采油平台中心区域,外扩 2.5km 的矩形区域的包络线,大气评价范围见图 1.5-1。

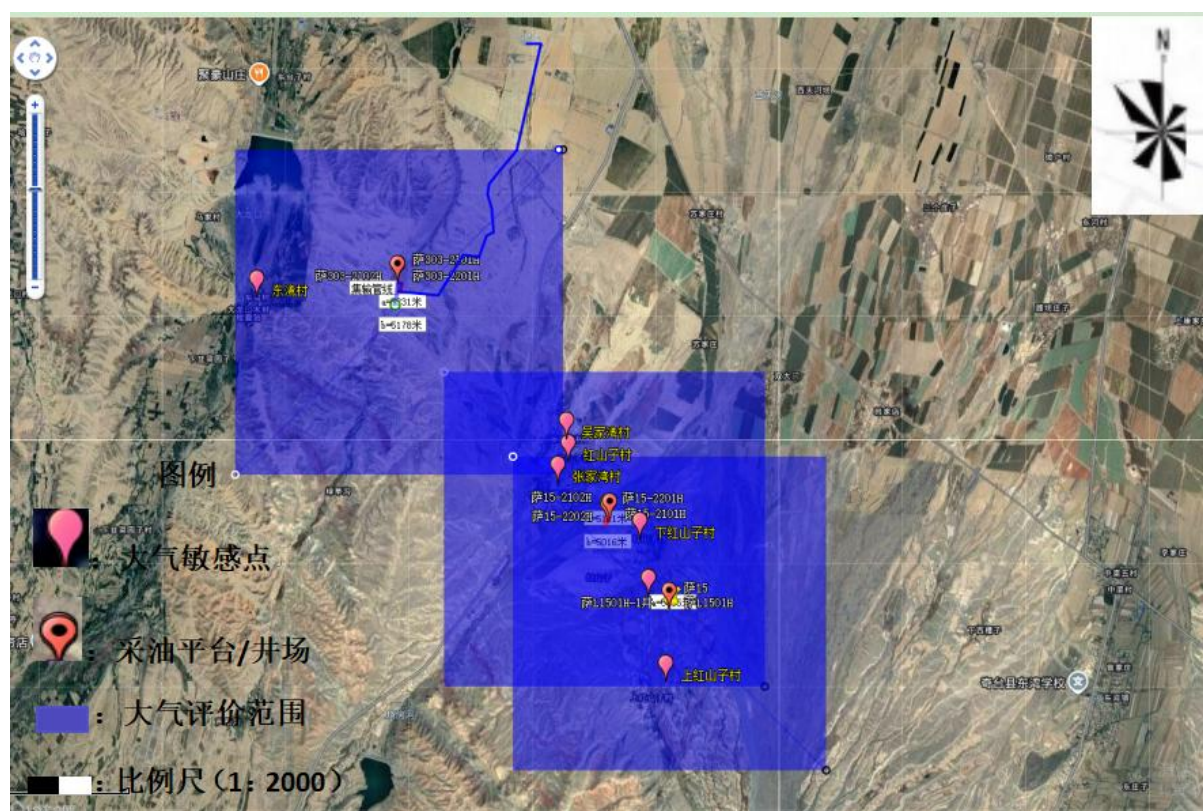


图 1.5.1-1 大气评价范围及平台井场敏感点图

1.5.2 水环境

1.5.2.1 地表水评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本工程采出水、油田井下作业废水(修井废水和洗井废水)由吉康脱水站污水处理站处理达标后回注油层,不排入地表水体;采油平台无人值守,无生活污水产生。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)中“建设项目生产工艺中有废水

产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价。”因此，判定本工程地表水评价工作等级为三级 B。

（2）评价范围

因本项目无废水排放，故不设地表水评价范围，重点分析依托采出水处理设施的环境可行性。

1.5.2.2 地下水评价等级和评价范围

根据本项目工程内容，结合《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ394-2023）及《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 A“地下水环境影响评价行业分类表”，本项目涉及的行业类别为“常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程”及“油类和废水等输送管道”，其中“常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程”按照 I 类建设项目开展地下水环境影响评价，“油类和废水等输送管道”地下水环境影响评价项目类别为 II 类。

（1）评价等级

①地下水环境敏感性

建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 1.5.2-1。

表 1.5.2-1 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其他地区。
注：“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

根据上表及现场调查，项目区附近村庄饮用水由二工镇供水地表水水源地（水源东大龙口水库）供应，本项目距东大龙口水库一级保护区最近距离为 2.2km，二级保护区 0.86km，且位于其下游或侧翼。经核实，项目区无集中式饮用水水源准保护区，无分散式饮用水水源地，项目区不属于二工镇供水地表水水源地（水源东大龙口水库）的补给径流区，无特殊地下水资源保护区，根据表 1.5.2-2 可知，地下水环境敏感特征为不敏

感。

②地下水评价等级判定

按照地下水评价等级判定标准，本项目井场工程属于I类项目，地下水环境敏感特征为不敏感，判定地下水评价等级为二级；集输管线建设属于II类项目，地下水环境敏感特征为不敏感，判定地下水评价等级为三级。

表 1.5.2-2 地下水环境影响评价工作等级分级表

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

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中地下水调查范围确定的方法，结合项目区水文地质条件（地下水流向总体自南向北）及井位分布特征，本环评采用公式法确定本次的地下水评价范围。

$$L=\alpha \cdot K \cdot I \cdot T / n_e$$

式中：

L——下游迁移距离，m；

α ——变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K——渗透系数，m/d，本次渗透系数按 1m/d 计；

I——水力坡度，量纲为 1，本次取 0.001；

T——质点迁移天数，取值不小于 5000d；

n_e ——有效孔隙度，量纲为 1，本次取 0.05。

由公式法计算得出评价范围为：各井场下游 200m，两侧 100m，上游 200m；集输管线地下水评价范围为管线两侧向外延伸 200m。地下水评价范围图见图 1.5.2-1。

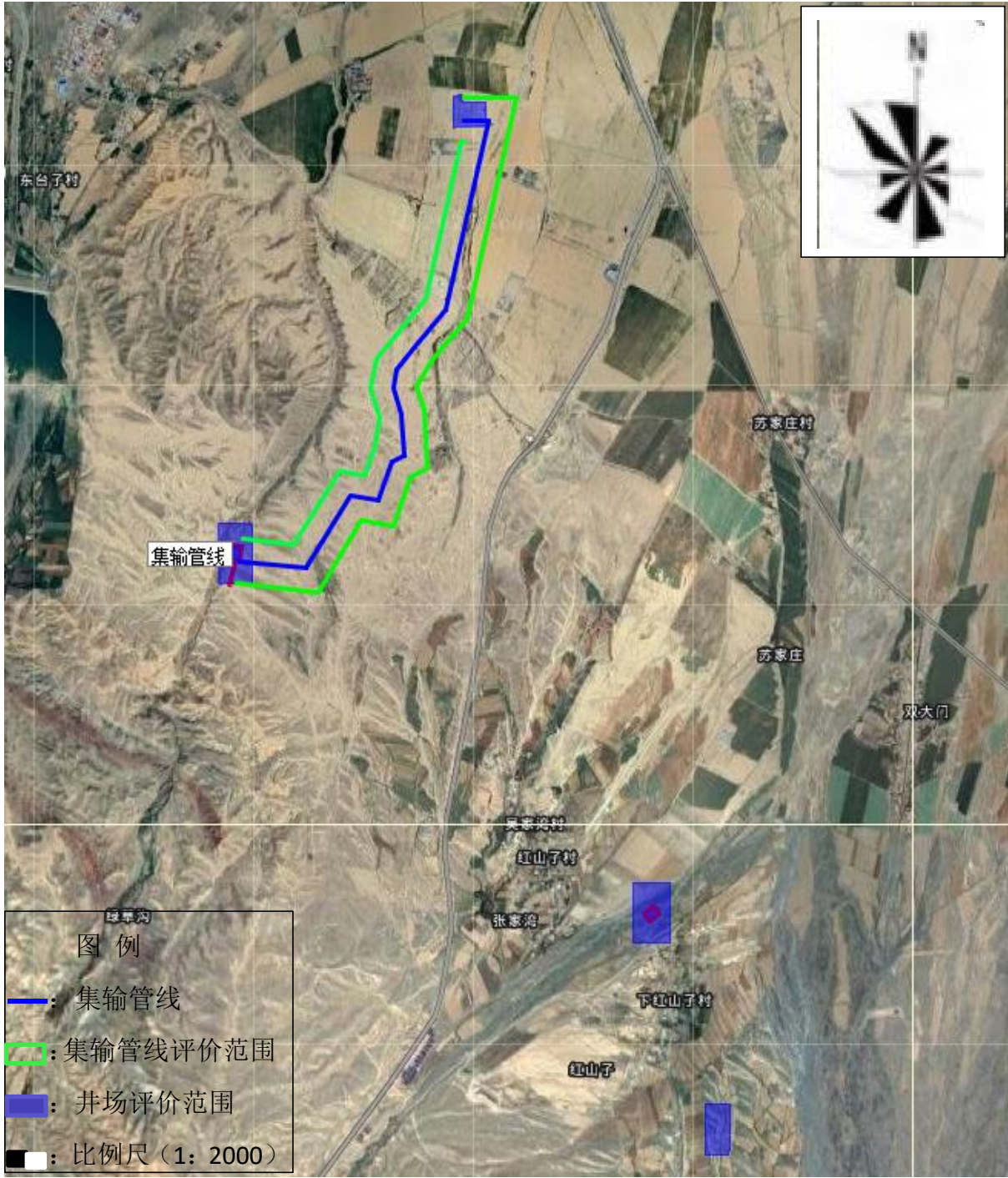


图 1.5.2-1 地下水评价范围图

1.5.3 声环境

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中评价工作分级规定，并结合项目污染特点及周边环境特征，确定本项目声环境评价工作等级为二级。具体判定详见表 1.5.3-1。

表 1.5.3-1 声环境等级判定分级依据分析表

判别依据	声环境功能	项目建设前后噪声级的变化程度	受噪声影响范围内的人口
一级评价	0类	增高量 $>5\text{dB(A)}$	显著增多
二级评价	1类、2类	$3\text{dB(A)} \leq \text{增高量} \leq 5\text{dB(A)}$	增加较多
三级评价	3类、4类	增高量 $<3\text{dB(A)}$	变化不大
本项目	2类	$<3\text{dB(A)}$	变化不大
评价工作等级	本项目所在区域属于2类声环境功能区，项目运行期噪声影响范围仅限于井场周边，建设前后评价范围内敏感目标噪声级增量 $<3\text{dB(A)}$ ，通过采取选址避让措施，受影响的人口变化不大。根据导则5.1.5，满足两个等级划分原则，按较高等级评价，因此评价等级定为二级。		

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外200m作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划类别及敏感目标等实际情况适当缩小”。根据项目特征，本次噪声评价以各井场边界外200m，集输管线两侧200m范围作为噪声评价范围。

1.5.4 土壤环境

(1) 影响类型及影响途径

根据本项目土壤环境现状监测结果，项目所在区域土壤pH值为8.03~8.32，含盐量为0.1~4.8g/kg，依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录D中土壤盐化、酸化、碱化分级标准，判定本项目工程所在区域土壤属于中度盐化，未酸化、碱化。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2023），土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作。项目对土壤环境可能产生的影响主要为原油泄漏入渗造成的土壤污染和石油开采过程中事故状态下废水漫流等。故将本次项目土壤环境影响类型划分为污染影响型及生态影响型。

表 1.5.4-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
施工期			√					
运营期			√		√			
退役期								

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

(2) 评价等级

①污染影响型评价等级

本项目属于污染影响型项目，按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 A 土壤环境影响评价项目类别，项目属于“采矿业”中“金属矿、石油、页岩油开采”项目，属于I类项目。

本工程各拟建站场、井场工程等永久占地均小于 5hm²，属于小型（≤5hm²），项目评价范围内有耕地，敏感程度为“敏感”，因此按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中表 4 污染影响型评价工作等级划分表，建设项目按照站场和集输管道分别判断行业分类。常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程，按照 I 类建设项目开展土壤环境影响评价，油类和废水等输送管道，按照 II 类建设项目开展土壤环境影响评价。本项目井场土壤环境污染影响型影响评价等级为一级，集输管道土壤环境污染影响型评价等级为二级。

表 1.5.4-2 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、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 1.5.4-3 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级	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生态影响型分级

本项目属于陆地石油开采，井场及站场土壤环境影响评价项目类别I类项目，集输管网按照II类建设项目开展土壤环境影响评价，建设项目所在地盐分含量>4g/kg，因此，敏感程度为敏感，因此判定本项目井场及站场生态影响型土壤环境影响评价等级为一级，集输管网生态影响型土壤环境影响评价等级为二级。

表 1.5.4-4 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 1.5.4-5 生态影响型评价工作等级划分表

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

注：“一”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

(3) 现场调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)，本项目为污染影响型及生态影响型项目，井场评价工作均为一级，集输管网评价工作等级为二级。

污染影响型调查范围：占地范围内和占地范围外 1km 范围内，（各井场/采油平台占地范围外 1km）；集输管网边界两侧向外延伸 0.2km 范围内。

生态影响型调查范围：占地范围内和占地范围外 5km 范围内，（各井场/采油平台占地范围外 5km）；集输管网边界两侧向外延伸 2km 范围内。

表 1.5.4-6 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，可根据主导风向下风向的最大落地浓度点适当调整。

②矿山类项目只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。

1.5.5 环境风险

(1) 评价等级

本项目可能发生风险事故的单元为井场、集输管线，项目危险物质与临界量的比值Q小于1，环境风险潜势为I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）评价工作等级划分，评价工作等级判定为简单分析。详见下表。

表 1.5.5-1 评价工作等级划分

环境风险潜势	IV ⁺ 、IV	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a
^a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。				

表 1.5.5-2 项目各环境要素风险评价工作等级划分表

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境
环境风险工作评价等级	简单分析	简单分析	简单分析
工作内容	定性分析说明大气环境影响后果	定性分析说明地表水环境影响后果	采用解析法进行地下水影响分析与评价

(2) 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的规定，项目开展简单分析，不设环境风险评价范围。

1.5.6 生态环境

(1) 评价等级

本工程总占地面积 21.244hm²，其中永久占地面积 9.796hm²，临时占地面积 11.448hm²，即总占地面积 0.21244km²<20km²。根据调查，项目占地类型为采矿用地、水浇地、其他草地和天然牧草地。。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的生态评价等级判定条件，判定过程详见表 1.5.6-1。根据判定可知，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 1.5.6-1 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本工程情况	生态影响评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；	不涉及	/
b	涉及自然公园时，评价等级为二级；	不涉及	/

c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及	/
d	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	地表水为三级 B	/
e	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
f	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；新建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	本工程总占地面积为 0.21244km ² <20km ²	/
g	除本条 a~f 以外的情况，评价等级为三级；	/	/
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	/	三级

本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中规定，生态环境影响评价范围为：井场等工程以场界周围 50m 范围、线性工程穿越生态敏感区时，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 为参考评价范围，实际确定时应结合生态敏感区主要保护对象的分布、生态学特征、项目的穿越方式、周边地形地貌等适当调整，主要保护对象为野生动物及其栖息地时，应进一步扩大评价范围，涉及迁徙、洄游物种的，其评价范围应涵盖工程影响的迁徙洄游通道范围；穿越非生态敏感区时，以线路中心线向两侧外延 300 m 为参考评价范围。

确定评价范围为：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）中规定，生态环境影响评价范围为：井场/平台以场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围。生态评价范围见图 1.5.6-1。

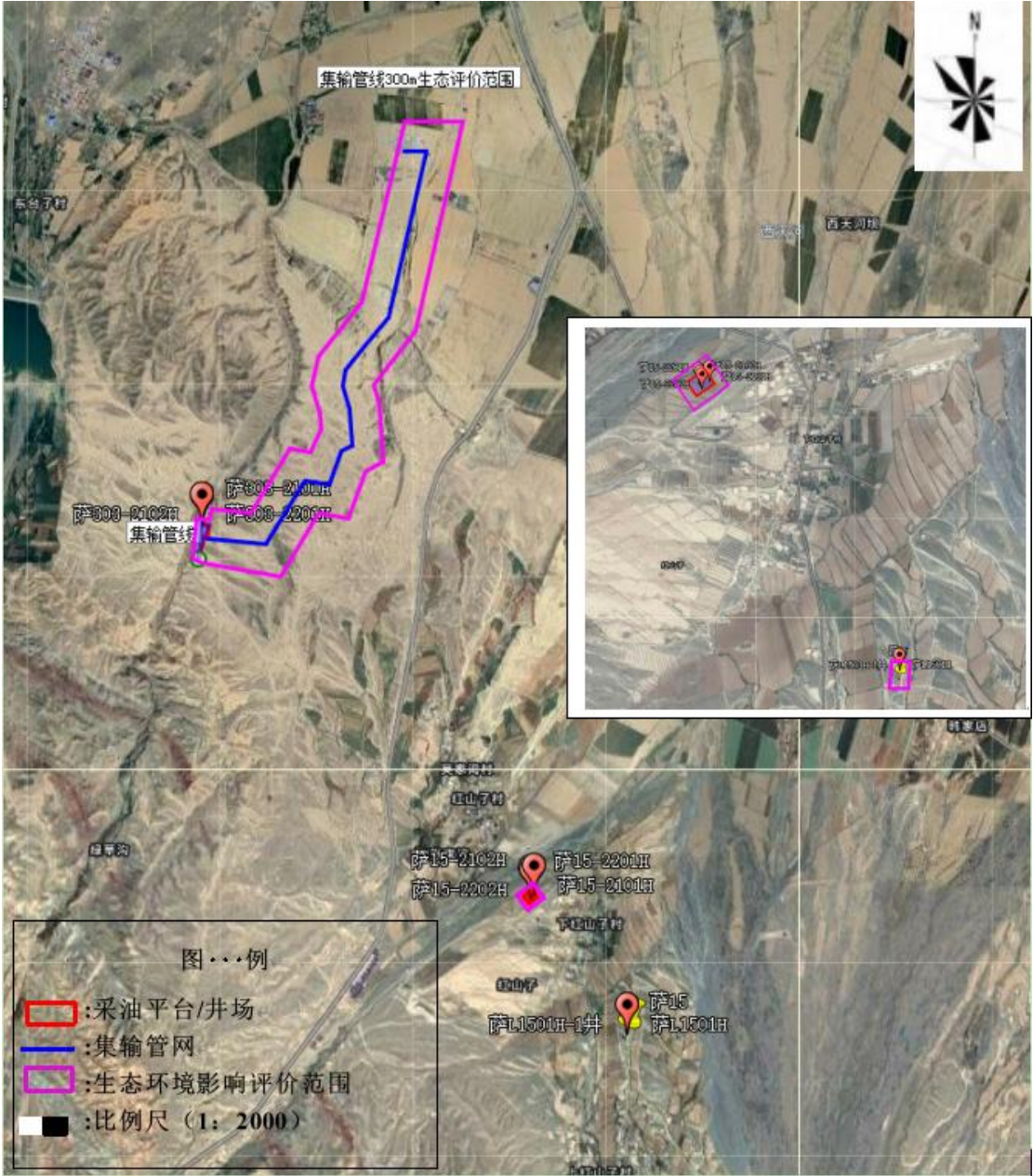


图 1.5.6-1 生态评价范围图

1.5.7 评价范围一览表

本项目各评价专题的环境影响评价范围汇总情况见表 1.5.7-1。

表 1.5.7-1 环境评价范围一览表

序号	项目	评价等级	评价范围
1	环境空气	二级	以项目区块内各井场/采油平台中心区域，边长为 5km 的矩形区域的包络线，见图 1.5.1-1；
2	地表水	三级 B	——
3	地下水	采油平台二级；集输管网三级	分为两个区域，以萨 303 平台和萨 15 平台为中心，根据地下水流向为自南向北，选取下游 200m，两侧 100m，上游 200m 为评价范围，总调查评价面积约 800m ² 。萨 303 平台至吉康脱水站集输管线，以管线中心线为基准，向两侧各延伸 200m 作为带状调查评价范围。见图 1.5.2-1；
4	噪声	二级	以井场边界向外 200m；
5	生态	三级	以井场边界外扩 50m 范围内，管线两端两侧外延 300m 的区域，见图 1.5.6-1；
6	生态影响型土壤	一级	各井场占地范围内和占地范围外 5km 范围内；
		二级	集输管网边界两侧向外延伸 2km 范围内；
7	污染影响型土壤	一级	各井场占地范围内和占地范围外 1km 范围内；
		二级	集输管网边界两侧向外延伸 0.2km 范围内；
6	环境风险	简单分析	不设环境风险评价范围。

1.6 评价内容和评价重点

1.6.1 评价工作内容

本次评价的主要内容包括工程分析、环境概况调查、环境质量现状与影响分析，环境影响预测与评价、环境保护措施及可行性分析、总量控制、环境风险评价、环境经济损益分析，环境管理与监控计划，结论及建议。

1.6.2 评价重点

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

- (1) 建设项目工程分析；
- (2) 生态环境影响评价；
- (3) 大气、地下水环境影响评价；

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

1.6.3 评价时段

根据本项目实施的不同阶段和环境影响特点，评价时段包括施工期、运营期和退役期三个时段，以施工期和运营期两个时段为评价重点。

1.6.4 评价对象

根据工程内容和环境现状调查，本次评价的对象包括本项目开发建设所涉及的井场、集输管线。

1.7 环境保护目标

现场踏勘结果表明，项目区评价范围无自然保护区、森林公园、风景名胜区、水源保护区、地质公园等环境敏感区。在井区评价范围内有村庄，考虑到本项目位于准葛尔盆地南部荒漠绿洲农业生态系统，生态系统脆弱，地下水和自然荒漠生态系统是重点保护目标。

(1) 大气环境

评价区内环境空气保护目标为评价范围内的村庄。

在钻井和采油过程中，采取各种工程措施，将各种大气污染物排放控制在最低程度，确保区域内大气环境质量符合《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准。

(2) 水环境

根据现场调查可知，评价区域内地表水体为大龙口水库以及头工干渠。

项目采出液依托吉康原油脱水站处理，尾水达标后全部回注，不外排，确保地表水体水质不受影响。

在钻井和采油过程中控制开采量，保护区域地下水资源和水质，确保项目区水环境质量不因本项目的建设而产生不利影响，保证地下水质量维持现有水平。

(3) 声环境

评价区内无声环境保护目标。

(4) 生态环境

项目区不涉及穿越、占用生态保护红线区。根据现场调查可知，项目永久和临时占地范围内占地类型为采矿用地、水浇地、其他草地和天然牧草地，项目评价范围内零星存在红柳、梭梭等植物分布，但项目不占用、不穿越，施工活动严格控制在征地红线范围内，不破坏周边梭梭林植被及其生境。评价区内无需要保护的野生动物。

为防止评价区生态破坏和土壤污染，建设项目的开发及运行将采取生态保护措施，保护油田区内的野生动、植物及其生境不受破坏。最大限度地减少地表土壤扰动和植被破坏，抑制荒漠化的发展。

表 1.7-1 环境敏感目标一览表

环境要素	环境敏感目标		中心坐标		与井区相对位置 (方位, 距离)	规模	保护要求
			经度	纬度			
空气环境	平台	红山子村	*	*	萨 15 平台南侧 426m	约 30 人	《环境空气质量标准》 (GB3095-2026) 过渡阶段二级标准
		下红山子村	*	*	萨 15 平台西北侧 750m	约 50 人	
		吴家湾村	*	*	萨 15 平台西北侧 1300m	约 30 人	
		东湾村	*	*	萨 303 平台西侧 2200m	约 80 人	
		张家湾村	*	*	萨 15 平台西北侧 998m	约 20 人	
	井场	上红山子村	*	*	萨 L1501 井场南侧 843m	约 128 人	
		上红山子村	*	*	萨 15 井场南侧 812m	约 128 人	
地下水环境	区域地下水水质不受项目建设影响				评价区域内	—	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类标准
土壤	基本农田、一般农田	评价区域内，占地范围外5km范围，管线边界两侧0.2km区域			集输管线西侧最近距离15m、萨15采油平台紧邻	—	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表1筛选值
生态环境	水土流失重点治理区	/			评价区域及占地区域内	—	保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，使项目区现有生态环境不因本项目的建设受到破坏
	一般农田、基本农田（工程不占用）	/	/	/	采油平台及集输管线最近距离 15m	—	本工程不占用基本农田，施工区不设置在农田区域内
	野生动植物	/	/	/	评价区域内及占地区域内	—	禁止破坏野生动植物的生境及捕杀野生动物

2 建设项目概况及工程分析

2.1 区块油气资源概况

2.1.1 区域地层特征

该区大地构造位置位于天山中段博格达山北麓，地层区划属北疆—兴安地层大区，北疆地层区，吉木萨尔地层小区。准东地区吉南凹陷及南缘区域上出露地层主要为上石炭统、二叠系、三叠系、侏罗系和部分古近系、新近系及第四系松散堆积物，二叠系、三叠系和侏罗系出露最多。凹陷区芦草沟组地层向吉南凸起剥蚀减薄至缺失，向南二叠系地层发育齐全，凹陷区及掩覆带芦草沟组地层逐渐加厚。

阜康断裂带上盘二叠系出露区自东向西主要有东大龙口沟、小龙口村沟（台7井南）、石长沟、西大龙口、二工河、大黄山（黄山河）、西沟、白杨沟、四工河、三工河、水磨沟和乌鲁木齐井井子沟、妖魔山等。空间上大体可以分东西两段，西段呈北东—南西向分布，东段呈北西—南东向分布（图2.1-1）。

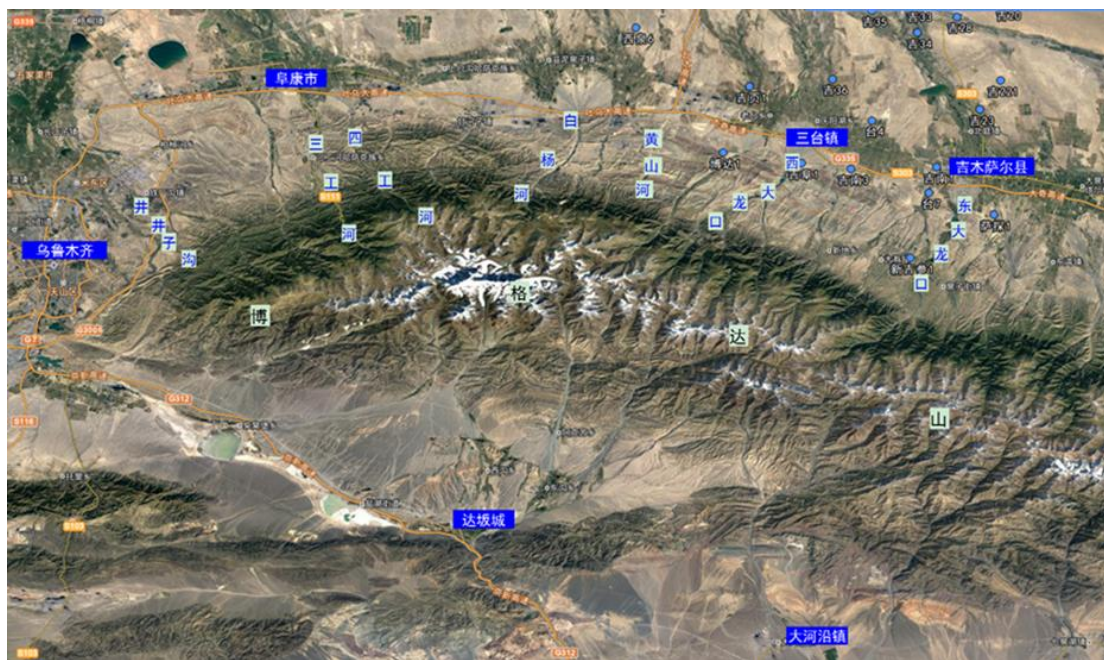


图 2.1-1 准东南缘主要露头位置分布图

已钻井揭示和精细地层划分对比，吉南凹陷钻遇的地层有（图2.1-2）：

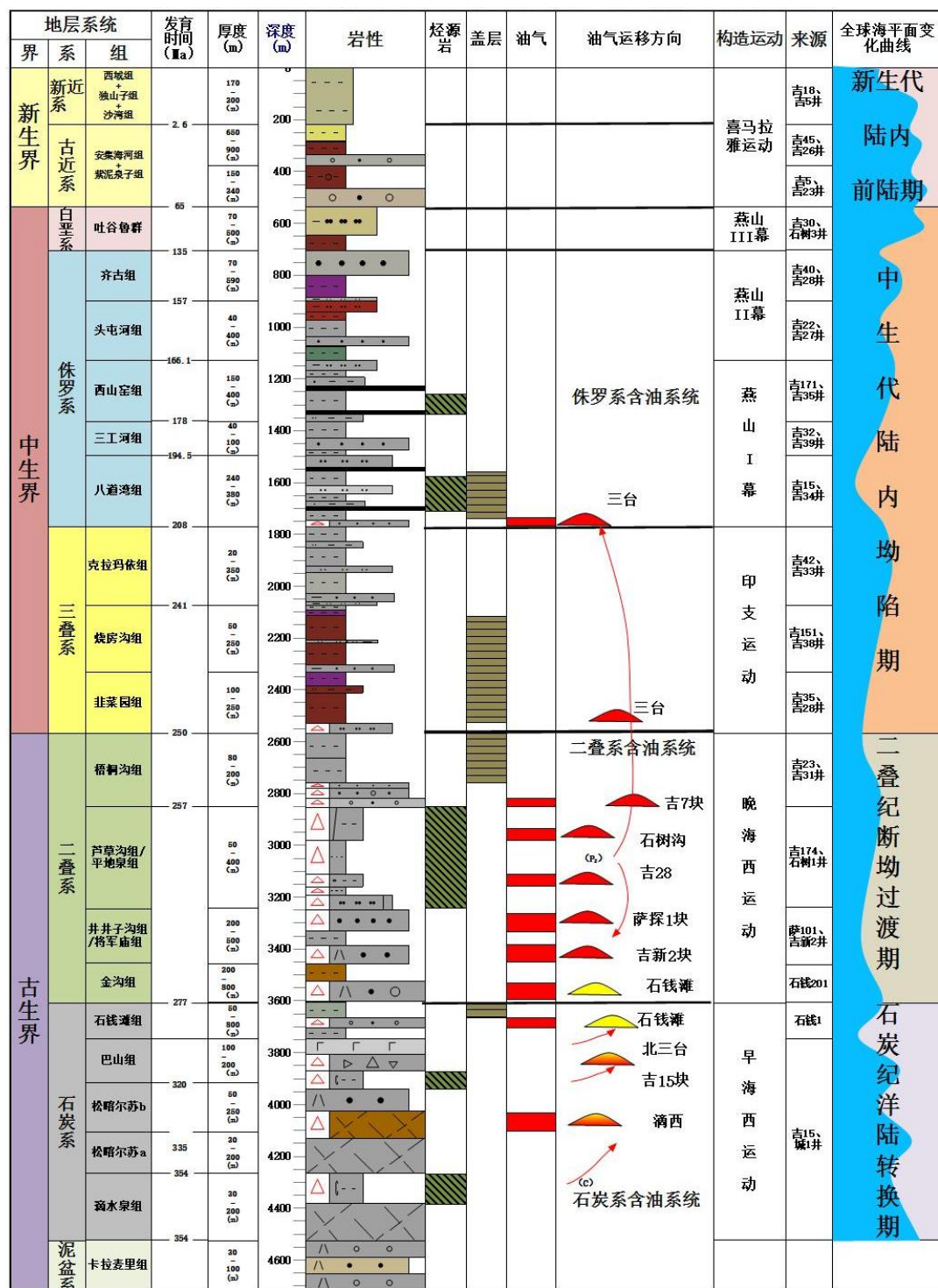


图 2.1-2 准噶尔盆地东部地层发育特征简图

新生界第四系 (Q)、第三系 (E)；

中生界侏罗系上统齐古组 (J3q)，中统头屯河组 (J2t)、西山窑组 (J2x)，下统三工河组 (J1s)、八道湾组 (J1b)，三叠系中上统小泉沟群 (T2-3xq)，三叠系下统烧房沟组 (T1s)、韭菜园组 (T1j)；

古生界二叠系上统梧桐沟组（P3wt），中统红雁池组（P2h）、芦草沟组（P2l）、井井子沟组（P2jj），石炭系（C）。

各套地层间大都以不整合接触，申报区块内大部分井未钻遇石炭系。

研究区经历了海西、印支、燕山、喜马拉雅等多期构造运动，部分地区在挤压作用下形成褶皱、隆升，遭受剥蚀，剥蚀界面特征清楚，角度不整合关系明显，这些特殊的岩性标志层、不整合面是保证层位标定及统层准确的重要参考标志。具体分层依据如下：

第四系（Q）：黄色、土黄色未成岩粘土，灰色、杂色砂砾石层。与下伏地层不整合接触。

第三系（E）：其与下伏地层为角度不整合接触，反射能量强，连续性好，呈上弱下强的双轨特征，地质分层的底界位于下强反射波的底部，是区域最好的反射层之一。

侏罗系上统齐古组（J3q）：浅黄色泥岩、浅棕色泥岩、黄色泥岩。

中统头屯河组（J2t）：灰色粉砂岩、灰色泥质粉砂岩、棕红色泥岩。

西山窑组（J2x）：上部砂砾岩、细砂岩，中下部发育煤层，下部泥岩与砂岩互层。

下统三工河组（J1s）：灰色泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩互层。

八道湾组（J1b）：发育底部扇三角洲平原和前缘河道沉积、中部湖相灰色泥岩、上部湖沼相煤系地层，其中底部河道砂岩和中部泥岩及薄层泥岩形成良好的储盖组合，油气显示和出油层重点在下部，局部表现在湖沼相底部发育一套储盖组合，为后期该层系扩展的有利方向。地层厚度在 129m~352m，砂层厚度 4m~14m 不等，岩性多为细砂岩，局部见到砂砾岩，随古地貌占位不同有所差异。煤系地层和底部砂岩为该套地层的标志层，可以全区追踪对比。

三叠系上中统小泉沟群（T2-3xq）：干旱气候条件下物源供应相对匮乏局部发育扇三角洲沉积，整体为褐色泥岩或灰绿色泥岩夹薄层砂岩，地层在三台凸起和吉南 2 号鼻隆区发育，向东萨探 1 井主体凹陷欠发育。地层厚度在 70m~120m，砂层厚度 5m~12m，虽有储盖组合，只是零星显示，整体成藏条件差，无油流井。

下统烧房沟组（T1s）：干旱气候条件下发育的泛滥平原沉积，主体为褐色泥岩和褐红色泥岩夹薄层粉砂岩，局部见到油气显示，局部成藏条件有利，可以作为后期兼探的层系。整体地层厚度在 80m~365m 米，砂层厚度在 4m~24m。

韭菜园组（T1j）：半干旱一半湿润气候条件下发育的扇三角洲沉积，由吉南凹陷向吉南 2 号鼻隆到三台凸起水体逐渐加深，由扇三角洲平原沉积演变为扇三角洲前缘沉

积，整体为底部河道砂体和上部褐色或灰色泥岩组合，中下部发育的两套砂岩和泥岩形成优势储盖组合，配合油源断裂，油气显示普遍，是区域勘探的有利层系，多口井见到良好的油气显示和油流。整体地层厚度 105m~170m，砂岩厚度 3m~15m。

二叠系上统梧桐沟组（P3wt）：半湿润气候条件下发育的扇三角洲沉积，由吉南凹陷向吉南2号鼻隆到三台凸起水体逐渐加深，主体以扇三角洲沉积为主，整体为中下部河道砂体和上部灰色泥岩组合，共发育两套砂泥储盖组合，油气显示普遍，多口井见到良好的油气显示和油流，构造控藏特点明显。整体地层厚度 197m~293m，砂层厚度 3m~14m。

二叠系中统红雁池组（P2h）：湿润气候向干旱气候条件转换阶段发育的湖相泥岩沉积、火山岩沉积、扇三角洲沉积，吉南凹陷萨探1块岩性组合为下部灰色泥岩、中部玄武岩、上部灰色或褐色泥岩夹薄层砂岩沉积。其中火山岩可以作为标准层，更好地识别该套地层，整体显示微弱，在底部湖相泥岩见到类似芦草沟组页岩油显示。地层厚度 250m~418m 左右，砂层厚度在 4m~13m。

二叠系中统芦草沟组（P2l）：湿润气候条件下发育的半深湖-深湖相沉积，以灰色或灰黑色泥岩夹云质砂岩沉积为主，该层系发育一套高效源岩，为全区主力源岩，主要发育源储一体的页岩油藏。地层厚度 240m~318m，云质砂岩厚度为 4m~8m。

二叠系中统井井子沟组（P2jj）：湿润气候条件下早期发育湖相沉积，后期发育扇三角洲前缘沉积，灰色泥岩和褐色泥岩为主夹薄层砂岩组合，上部扇三角洲前缘河道砂体和泥岩形成良好储盖组合，显示丰富，准东地区多口井见到工业油流，吉南凹陷萨探1井获高产工业油流，产量稳定，发育 2~3 套有利储盖组合。该套层系地震追踪全区稳定发育，自下而上分为 P2jj1、P2jj2、P2jj3 三段。

石炭系（C3b）：岩性以火山岩及火山碎屑岩为主，主要有棕褐色玄武岩、深灰色安山岩、蚀变玄武岩及灰色凝灰岩，在吉木萨尔凹陷发育一套较稳定的碳质泥岩。电阻率为中、高阻，自然电位曲线平滑，幅差不明显。钻井一般揭示 50m~200m，中强振幅，顶面具有典型的风化壳反射特征，在吉南地区由于地震资料普遍较差，很难确定其准确的反射层位。

2.1.2 区域构造特征

（1）构造格局

萨3块所在的吉南凹陷位于准噶尔盆地博格达山山前，为盆地南缘冲断带的二级构

造，受多期逆冲断裂影响，平面上被北西走向断裂分为四个构造单元，分别为南部推覆区、中部隆起区、中部凹槽区及北部斜坡区。

① 南部推覆区：为喜山期随着天山隆起抬升形成的逆掩推覆带。② 中部隆起区：为南北向应力挤压形成的东南高、西北低的正向鼻状隆起。③ 中部凹槽区：为被两条北西—南东走向的背向逆冲断层夹持的负向凹槽。④ 北部斜坡区：为东北高、西南低的斜坡。

萨3块位于中部隆起区，被北西向断层夹持，区块整体呈东高西低的特征。与北斜坡相比，萨3块地层变薄，内部发育多条断层，断距一般在8-27m。

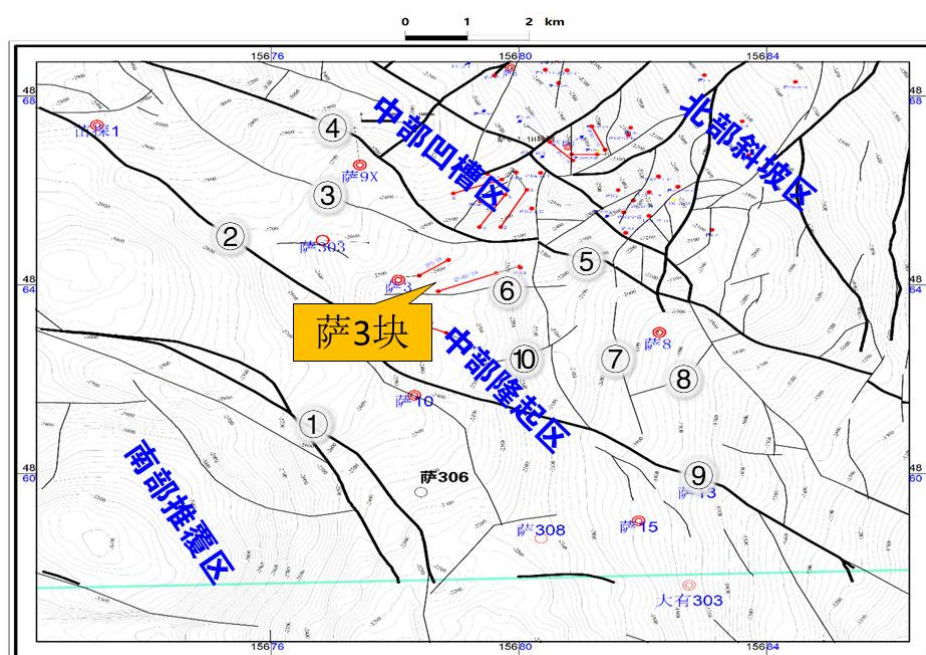


图 2.1-3 萨3块井井子沟组地层顶面构造图

(2) 断裂特征

阜康断裂带是由多条断裂组成的复杂构造带，自南向北依次为阜康断裂、妖魔山断裂、三工河断裂。从准噶尔盆地成盆至今，该区域经历了海西运动期前陆盆地、印支运动期泛盆、燕山运动期振荡，喜马拉雅运动期类前陆四个演化阶段。其中燕山运动期发生3幕强烈运动，是主要改造期；喜马拉雅运动南北向强大挤压应力使阜康断裂带上盘发生冲断推覆，下盘发育冲断型类前陆盆地的吉南凹陷。

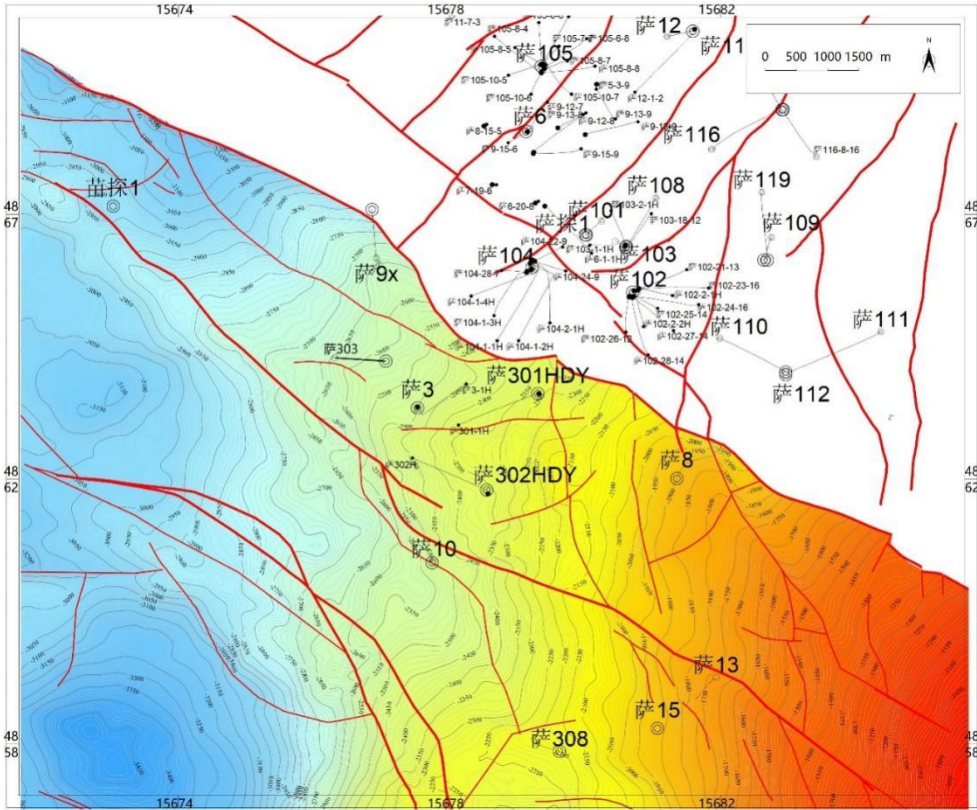


图 2.1-4 萨3块 JJ₃²⁻¹油层顶界构造图

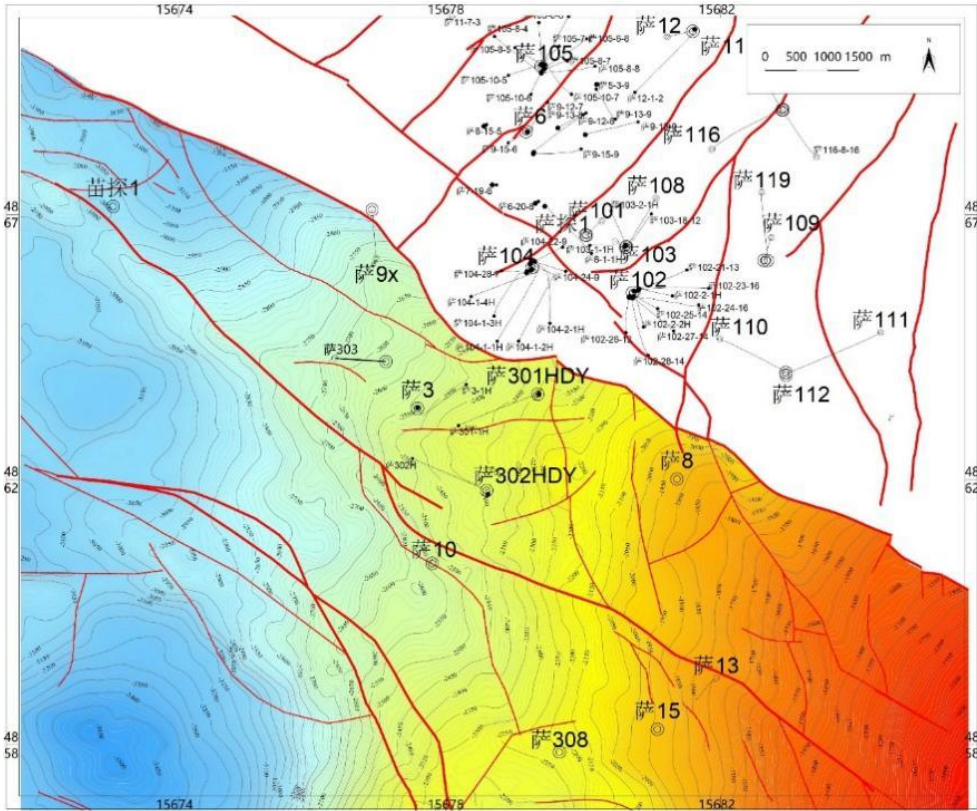


图 2.1-5 萨3块 JJ₃²⁻²油层顶界构造图

2.1.3 储层特征

(1) 岩石学特征 萨3块井井子沟组储层整体岩性以中粗砂岩和细砂岩为主。岩石类型主要为长石岩屑砂岩，含少量混合砂岩。碎屑颗粒磨圆度以次棱角状、次棱角状-次圆状为主，整体成分成熟度和结构成熟度较低。

(2) 成岩作用 储层经历的成岩作用以压实、溶蚀和胶结作用为主。

压实作用：以机械压实为主，压实强度中等-强，颗粒间以点-线接触为主。

溶蚀作用：溶蚀作用强烈，主要表现为长石颗粒和火山岩岩屑颗粒的溶蚀，少量沸石胶结物溶蚀发育，对储集性能有改善作用。

胶结作用：胶结物种类复杂，强度中等偏强；常见粘土矿物、沸石类、碳酸盐胶结物、自生石英等，导致孔隙度大量损失。

(3) 储集空间类型 通过薄片观察，储层储集空间类型以次生孔隙为主，微孔和原生粒间孔次之。

(4) 孔隙结构特征 分层系来看，JJ32-1、JJ32-2小层有效储层平均孔喉半径分别为 $0.4\mu\text{m}$ 、 $0.6\mu\text{m}$ （萨探平均孔喉半径 $0.54\mu\text{m}$ ）。高压压汞曲线形态表明大孔喉体系较少，以中、小孔喉体系为主，进汞饱和度普遍高于80%，平均86.1%，孔喉连通性整体较差。

(5) 润湿性特征 根据润湿性实验和相渗曲线分析，储层表现为偏水润湿特点。这一特征虽然有利于水驱采油，但也需注意水敏损害风险。

(6) 粘土矿物特征 储层粘土矿物含量约为9%，成分多样。其中伊/蒙混层占比最高，为41%；绿泥石次之，占比28%；高岭石、伊利石、绿/蒙混层均有发育。较高的伊/蒙混层含量预示着储层存在潜在的水敏性风险。

(7) 测井解释图版 该区建立了岩性识别图版及电性、物性、含油性关系图版。岩性控制物性（细砂岩物性最好），物性控制含油性（物性越好、含油性越好），同时岩性也控制脆性和应力特性。萨3块断块油层解释标准为：孔隙度下限 $\Phi \geq 8.0\%$ ，渗透率下限 $K \geq 0.02\text{mD}$ ，原始含油饱和度 $So_i \geq 40\%$ ，深电阻率 $RD \geq 38\Omega \cdot \text{m}$ ，声波时差 $AC \geq 203\mu\text{s/m}$ ，密度 $DEN \leq 2.53\text{g/cm}^3$ 。

(8) 储层分布特征 针对萨探致密砂岩储层，开展了“岩性+物性”双参数储层甜点预测，有效储层预测符合率提高到82.5%。

平面分布：萨3块JJ31和JJ32砂组各小层砂体厚度主体在15-45m，JJ32-1和JJ32-2小层砂体分布范围最广且厚度大，展布方向为萨303-萨15近北西-南东向。

物性分布：主河道方向砂体厚，孔隙度较好（10%-12.5%）；JJ32 砂组物性（孔隙度、渗透率）及含油饱和度整体优于 JJ31 砂组。其中 JJ32-2 小层物性最好，平均渗透率 1.2mD，平均含油饱和度 48%。

（9）储层非均质性 基于渗透率评价，萨3块储层层内非均质性较强，层间非均质性相对较弱。其中 JJ32-1 小层变异系数为 1.175，突进系数 5.884；JJ32-2 小层变异系数为 1.385，突进系数 6.322。较强的层内非均质性对注水开发和压裂改造提出了挑战。

（10）储层敏感性 根据流动实验结果，萨探区块储层敏感性特征总结如下：

水敏：中等偏强（损害率 52.8%-76.5%）；

速敏：中等偏弱（损害率 27.4%-74.1%）；

盐敏：中等偏强（损害率 24%-76.5%）；

酸敏：弱酸敏（损害率 7.3%-65.2%）。这表明在开发过程中需重点防范入井流体造成的水敏损害，并合理控制生产压差以防速敏伤害。

2.1.4 油藏特征

（1）温压系统 萨3块井井子沟组油藏属于正常温度、正常压力系统。

地层温度：目的层地温梯度为 2.44℃/100m，地层温度随埋深增加而升高。

地层压力：根据区块测试资料数据拟合，地层压力系数为 1.038，属于常压系统。该压力系统虽属于正常范围，但在钻完井及压裂施工过程中仍需做好井控工作，防止储层伤害。

（2）流体性质 本区原油具有“密度中等、粘度较高”的特点，与北斜坡相比，原油流动性相对较差。

原油物性：地面原油密度（20℃）为 0.898g/cm³；地面原油粘度（50℃）较高，达到 83.8mPa·s。较高的原油粘度是制约本区开发效果的关键因素之一，需在开发过程中采取相应的降粘措施（如前置 CO₂压裂）以改善流体流动性。

天然气性质：伴生气相对密度在 0.916~1.030 之间，主要成分为甲烷，甲烷含量为 50.47%~59.27%，分析资料显示未见硫化氢（H₂S），属不含硫天然气。

地层水性质：地层水水型为 NaHCO₃型（碳酸氢钠型），水质较好。平均总矿化度为 3405mg/L，属低矿化度地层水，与地层岩石及原油配伍性较好，结垢倾向性较低。

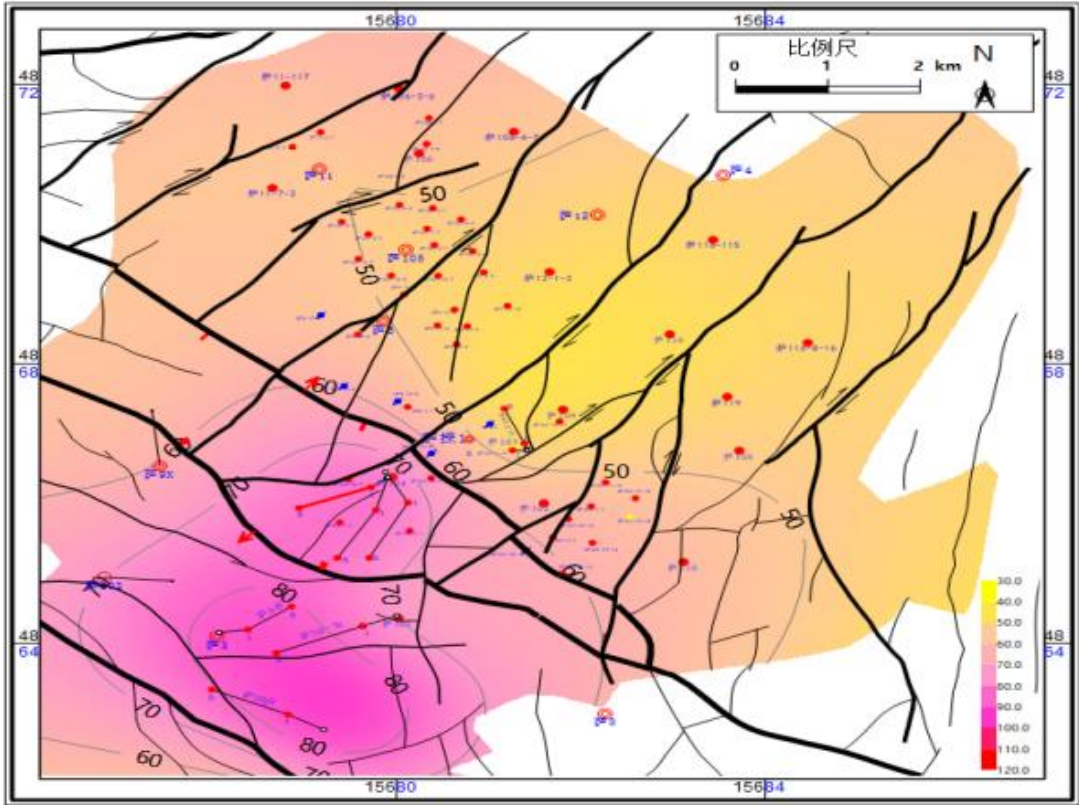


图 2.1-6 萨探区块二叠系井井沟组原油粘度分布图

(3) 油藏类型及驱动方式

油藏类型： 萨 3 块井井子沟组油藏受构造和岩性双重控制，储层致密，属于典型的 构造-岩性致密砂岩油藏。油藏无统一油水界面，油水分布受物性及微构造控制，主要发育在 JJ32-1 和 JJ32-2 小层，油层连续性较好。

驱动方式： 原始驱动方式为弹性溶解气驱。

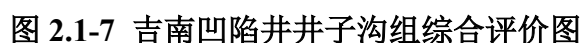
渗流特征： 油水相对渗透率实验表明，油水两相渗流区窄，随含水饱和度增大，油相渗透率急剧下降；油水共渗点低，共渗区间较短。总体上，储层岩石表现为 偏亲水的润湿特征。由于储层致密且原油粘度大，天然能量补给有限，必须通过水平井大规模体积压裂及补充能量（如前置 CO₂增能）才能实现有效开发。

2.1.5 油藏储量

萨 3 块已探明含油面积 5.32km²，石油地质储量 795.4 万吨，上下砂组储量相当；中部隆起带目前预估的含油面积 37km²，控制石油地质储量 5816 万吨。

表 2.1.5-1 萨 3 块井井子沟组探明储量数据表

井块	砂层组	含油面积 (km ²)	地质储量	
			原油 (10 ⁴ t)	溶解气 (10 ⁸ m ³)
萨 3	JJ ₃ ²⁻¹	5.32	384.17	0.61



(1) 试验目标 本次先导试验的主要目标是针对萨 3 块井井子沟组致密砂岩油藏, 形成合理开发技术对策。通过现场试验, 重点攻关“水平井大液量体积压裂”与“前置 CO₂ 增能”技术, 探索提高单井产量的有效途径; 验证 JJ32-1、JJ32-2 两套层系立体开发的经济性, 为萨探中部隆起带的高效开发提供经验支撑, 并支撑提交探明储量。

开发层系：本次试验目标层位为二叠系中统井井子沟组，重点动用 JJ32-1 和 JJ32-2 两套主力层系。

水平井开发：增加储层泄油面积，提高单井产能。

立体开发：针对多层发育特征，采用空间交错布井模式，实现纵向层系间的均衡动

用。

(3) 井网部署方案 本次先导试验主要部署在萨3块的两个核心井块，共计设计建设7口水平井。

萨303平台：部署水平井3口。重点开展合理井距验证，探索该井块断裂系统控制下的产能特征。

萨15平台：部署水平井4口。该区砂体连续性较好，重点开展井组前置CO₂试验，验证增能排采效果。

井网参数：设计井距保持在500m-600m（需根据方案具体数值微调），水平段长度设计在1200m-1600m左右，通过“拉链式”压裂实现缝网全覆盖。

(4) 产能规模及生产对策

建设规模：本方案实施后，预计新建原油产能 $3.81 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

初期生产：压裂结束后控制返排，利用地层余压进行自喷采油，实时监测返排液成分及压力变化。

中后期举升：自喷结束后，及时转入机械采油阶段，设计采用抽油机举升方式。

能量补充：试验阶段主要依靠弹性溶解气驱及前置CO₂带来的补能效果，后续根据压力下降情况评估是否转入人工注水或长效注气。

(5) 动态监测设计 为评价试验效果，方案设计了全方位的监测措施：

工程监测：开展微地震监测，实时掌握裂缝展布形态。

流体监测：定期进行油气水取样化验、产液剖面测试。

压力监测：通过永久式电子压力计或系统试井，获取油藏压力衰减规律，为开发调整提供依据。

2.1.7 流体物性

(1) 原油性质

井井子沟地面原油具有中质、低粘、高蜡、中凝特点。原油相对密度 d_4^{20} :0.898g/cm³，原油粘度 μ^0 :83.8mPa·s（50℃），原油凝固点：22.7℃，原油初馏点：100.87℃，含蜡量：26.56%，原油比热:1883.7J/kg℃。

(2) 地层水性质

从已有地层水分析数据表上看，地层水为NaHCO₃型，平均总矿化度3405mg/L。

(2) 天然气性质

天然气：统计2口井天然气分析组分，井井子沟油藏天然气相对密度0.916-1.030，甲烷含量50.47-59.27%，未见硫化氢。

表 2.1.7-1 吉南油田萨探区块二叠系井井子沟组天然气分析数据表

井号	取样深度 m	取样时间	天然气相对密度	天 然 气 组 分 (%)										氮	二氧化碳	硫化氢
				甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷以上					
萨105-10-6井	3440.40 ~ 3464.80	2024.03.20	0.916	59.270	2.480	2.560	0.430	0.710	0.130	0.150	0.160	32.580	0.010			
萨探1井	3307.60 ~ 3312.60	2021.08.13	1.030	50.470	9.240	7.550	0.960	1.660	0.270	0.350	0.370	29.080	0.050			

2.2 区块开发现状及环境影响回顾

2.2.1 区块开发历程

吉南油田位于准噶尔盆地阜康断裂带东段吉南凹陷，主力勘探层系为二叠系井井子沟组（P₂jj）。萨3块隶属主力区块萨探1块中部隆起带（新疆吉木萨尔县），为区块三类边际储量核心区及中长期产量接替阵地。区块依托勘探开发一体化模式，围绕边际储量水平井效益开发，分四个阶段推进建设：

（1）勘探突破与靶区锁定（2021年）

2021年萨探1井在P₂jj组获工业油流，发现二叠系砂岩主力油藏，落实预测储量1.0388亿t。区块启动探评建一体化模式，完成构造单元划分，锁定中部隆起带萨3块为潜力接替靶区，奠定资源与地质认识基础。

（2）资源落实与差异化开发规划（2022—2023年）

萨探1块“十四五”探明储量5761×10⁴t，具备40×10⁴t/a稳产基础，规划远期新增探明储量1×10⁸t，2045年累计产油可达1132×10⁴t/a。区块形成分区开发格局：

北斜坡区：一、二类优质储量，控制储量5562×10⁴t，依托直井水驱稳产30×10⁴t/a，环评手续齐全，为主力建产区；

中部隆起带（萨3块）：以三类边际储量为主，探明储量795×10⁴t，预估控制储量5816×10⁴t，常规直井无经济效益；规划通过水平井攻关，2030年实现年产10×10⁴t，协同保障区块稳产目标。

本阶段明确萨3块开发痛点，确定水平井为核心攻关技术。

（3）技术验证与先导试验立项（2024年）

2024 年 9 月萨探 1 块完成探明储量报备，开发转入规模建产阶段。试采证实水平井可有效提升萨 3 块产能、破解边际储量开发难题。结合 2026 年开发部署，确立“直井控面评价+水平井先导试验”思路，将萨 3 块水平井试验列为核心攻关项目，旨在形成可复制的三类储量开发技术。

（4）先导试验方案落地定型（2025 年）

2025 年 10 月，吐哈油田分公司编制完成萨 3 块油藏水平井开发先导试验方案。方案明确技术路线、井网参数及实施要求，推动区块从储量落实转向开发验证、参数优化与规模化论证，攻关边际储量水平井效益开发关键技术，为区块长期稳产与资源高效动用提供技术支撑。

表 2.2-1 吉南油田井井子沟勘探评价进展统计表

时间	井号	液（m ³ /d）	油（t/d）	含水（%）	意义
2021 年 5 月	萨探 1	23.8	21.0	0.0	发现萨探区块
2021 年 11 月	萨 101	22.2	11.7	40.0	落实 P ₂ jj 含油井段 178m
2022 年 2 月	萨 3	8.3	4.9	32.5	落实南部鼻隆带
2022 年 4 月	萨 104	23.0	13.8	40.0	落实低部位凹槽萨 104 断块
2022 年 7 月	萨 102-2-1H	31.4	22.1	0.2	落实萨 102 东断块
2022 年 8 月	萨 6	60.6	2.7	95.0	落实萨 6 断块
2022 年 8 月	萨 105	59.2	49.5	5.0	落实萨 105 块
2023 年 7 月	萨 106	29.1	20.5	0.2	落实萨 106 块
2023 年 6 月	萨 109	24.8	10.1	54.0	落实萨 109 断块
2023 年 9 月	萨 10	39.84	5.98	85.0	落实萨 10 断块
2023 年 10 月	萨 11	64.8	61.6	3.2	落实萨 106 块低部位

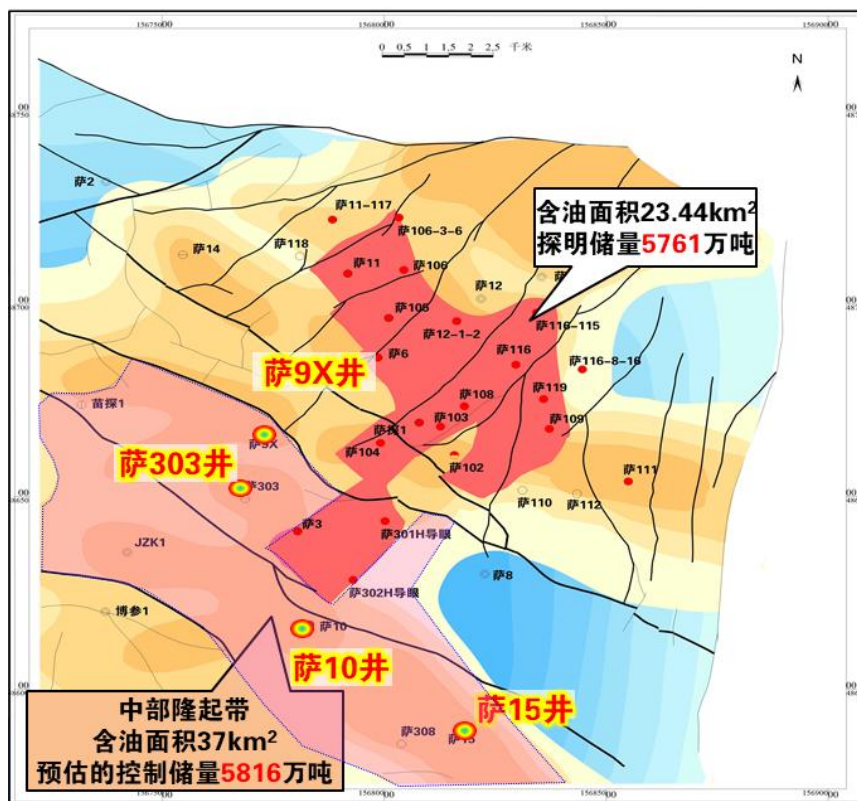


图 2.2-1 吉南凹陷井井子沟组综合评价图

2.2.2 区域开发现状

（1）区块开发历程与建设性质认定

吐哈油田分公司于 2023 年取得萨探 1 区块采矿权，区块整体由纯勘探钻探阶段全面转入生产开发阶段，区块内已实施了“吉康油田萨探 1 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验工程”。该工程为新疆维吾尔自治区生态环境厅批复（新环审〔2024〕200 号）的地面开发项目，标志着萨探 1 区块已整体转入生产开发阶段，萨 3 块作为该采矿权范围内的开发单元，属于现有生产区块的一部分。萨 3 块主要为针对区块内三类边际储量开展的**扩边开发与产能扩容建设**，项目**建设性质为扩建**，属于现有生产区块的接续扩建工程。

(2) 现有工程回顾

① “吉康油田萨探 1 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验工程”概况

该先导试验工程是萨探 1 区块由勘探转入开发的标志性项目，环评报告书已于 2024 年取得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复（新环审〔2024〕200 号）。工程主要内容包括：共部署 78 口井（利用老井 13 口，新建采油井 65 口），新建产能 $19.3 \times 10^4 \text{t}$ ，新建采油平台 14 座，在吉康脱水站内配套建设原油处理、污水处理及注

水设施，新建集输管线 17.58km、单井集油管线 10.22km、注水干线 3.28km，配套建设供配电、道路等公辅工程。该工程环评批复标志着区块已正式进入产能建设阶段。

②萨3块现有井及生产现状

截至目前，萨3块已探明石油储量 $795 \times 10^4 \text{t}$ ，区块内累计完钻探评井、生产试验井 11 口，包含报废井 1 口、试采探评井 8 口、转正式生产井 2 口。其中，2 口探评井虽在萨探1块先导试验方案中获批转为采油井，但目前尚未完成竣工环保验收及正式投产备案，现阶段仅处于试采阶段，依托试采工况实现区块日均产油 27.9t，折算年试采规模约 $1.02 \times 10^4 \text{t}$ ，无正式批复稳产产能

③现有地面集输与处理现状

区块现阶段未建设集中集输管网及联合站，全部油井采用行业通用的“单井+储油罐”独立集油工艺，属于临时生产集输模式。各井采出的含水原油经井口简易分离后，储存于井场密闭储油罐内，依托油罐自带装车系统，定期罐车外运至吉康脱水站进行集中脱水、净化处理，无现场油水外排、就地处置情况，生产流程合规可控。

（3）本次工程与现有工程的相互关系

①工程依托关系

本次萨3块水平井先导试验工程，为萨探1采矿权区块内边际储量扩边开发、井网加密的开发项目。萨3块前期仅开展了勘探评价与试油工作，无批复的工业产能及成套生产配套设施。本次工程仅局部复用萨303试验区既有井场平台及进场道路，作为本次水平井钻井及采油平台的建设场地基础，减少新增永久占地。采出液经新建密闭集输管网或罐车拉运至吉康脱水站进行集中脱水、净化处理。吉康脱水站是萨探1区块开发先导试验工程的核心地面配套工程，于2023年11月建成投运，2024年完成扩建。供电、通信、道路等公辅工程部分依托既有矿区基础设施，并根据本次工程需要新建配套分支线路及进场道路。

②开发定位与协同关系

萨3块探明石油储量 $795 \times 10^4 \text{t}$ 以三类边际储量为主，常规直井开发产能低、效益差。本次工程针对性开展水平井高效开发技术攻关，设置萨303、萨15两大独立试验单元，实施差异化先导开发。工程通过新建水平井、优化区块井网，攻克三类边际储量开发技术难题，与萨探1区块内现有稳产产能形成“老区稳产、新区增效、技

术接替升级”的协同开发模式，是区块中长期产能接替、低效资源高效动用的重要扩建工程。

（4）项目实施后全区块产能变化

现状区块仅依托试采工况实现日均产油 27.9t，折算年试采规模约 1.02×10^4 t，无正式批复稳产产能。本次扩建工程实施后，通过水平井技术攻关与规模化应用，优化区块开发结构、补齐三类边际储量开发短板，预计 2030 年萨 3 块可形成年产油 10×10^4 t 的正式稳产产能。区块整体产能规模与开发效益大幅提升，有效支撑萨探 1 块 40×10^4 t/a 整体稳产目标，远期可保障区块千万吨级累计产油规模，实现低效边际储量的规模化、高效化动用。

区块现有井勘探、建设及环保手续具体情况详见表 2.2.2-1。

表 2.2.2-1 先导试验区块前期勘探情况一览表

序号	井号		坐标		实际钻试情况	本次老井利用情况	环保手续情况		
			经度	纬度			项目名称	环评批复	验收情况
1	萨 3 平台	萨 3-2H	*	*	只打了表层，报废	/	吉康油田萨探 1 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验工程	新环审〔2024〕200 号，新疆维吾尔自治区生态环境厅，2024 年 9 月 18 日	正在组织分批自主验收
2		萨 3-1H	*	*	已建成试油，已转生产井	/			
3		萨 3	*	*	已建成并试油	/			
4	萨 301 平台	萨 301H	*	*	已建成并试油	/	萨 6 井、萨 301H 井钻试工程	昌州环评〔2022〕69 号，昌吉回族自治州生态环境局，2021 年 4 月 19 日	正在组织分批自主验收
5		萨 301-1H	*	*	已建成并试油，已转生产井	/	吉康油田萨探 1 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验工程	新环审〔2024〕200 号，新疆维吾尔自治区生态环境厅，2024 年 9 月 18 日	正在组织分批自主验收
6	萨 302 平台	萨 302H	*	*	已建成并试油	/	萨 8 井组、萨 302 井组 10 口井钻试工程	昌州环评〔2022〕109 号，昌吉回族自治州生态环境局，2022 年 7 月 4 日	正在组织分批自主验收
7	萨 303 平台	萨 303	*	*	已建成并试油	/	萨 303 平台 3 口井钻试工程	师环审〔2025〕30 号，地六师生态环境局，2025 年 4 月 16 日	正在组织分批自主验收
8	306 平台	萨 306-1（改名萨 308）	*	*	已建成并试油	/	萨 305 平台、306 平台 6 口井钻试工程	昌州环评【2025】54 号，昌吉回族自治州生态环境局，2025 年 3 月 26 日	正在组织分批自主验收
9	单井	萨 15	*	*	已建成并试油	转采油井	萨 15 井钻试工程	昌州环评【2025】98 号，昌吉回族自治州生态环境	正在组织分批自主

								局，2025 年 5 月 7 日	验收
10	单井	萨 L1501H 井	*	*	已建成并试油	转采油井	萨 L1501H 井、萨 L1501H-1 井钻试工程	昌州环评【2025】7 号，昌吉回族自治州生态环境局，2026 年 3 月 10 日	正在组织分批自主验收
11	单井	萨 L1501H-1 井	*	*	已建成并试油	转采油井			

2.2.3 区块钻井工程环境影响回顾

截至目前，萨3块现有11口探评井已完钻（除1口报废井外），均处于试采或关井压力恢复阶段，尚未正式投入规模化生产。根据现场踏勘及调查结果，核实如下：

试采期开采方式：采用人工举升（抽油机机械采油），开采工艺为储存改造、体积压裂。试采产液经井口计量后均采用罐车拉运方式输送至吉康脱水站。本次评价仅针对施工及试采期间的环境影响进行回顾。

（1）大气环境影响回顾

①施工期

萨3块已完钻井在钻井施工期间，大气污染物主要来源于钻机动力（柴油机/发电机）燃油废气、运输车辆尾气以及施工作业产生的扬尘。

废气治理：施工期间，钻井队优选了低能耗、低排放的动力设备，并使用了符合国家标准的柴油；运输车辆定期维护，减少了尾气排放。

扬尘控制：对井场裸露地面及堆土进行了洒水抑尘或防尘网覆盖，有效控制扬尘。

现状评价：随着钻井作业的结束，上述大气污染源已消除，现场调查未发现周边植被及农作物受到明显烟尘污染迹象，大气环境影响已恢复至背景水平。

②试采期

试油期产生的伴生气的量很少，不具备回收利用条件，经排气管线排至点火装置点燃，充分燃烧后排放；

（2）水环境影响回顾

①施工期

钻井期间产生的废水主要包括钻井废水及施工人员生活污水。

钻井废水：钻井过程全面采用了“泥浆不落地”工艺。钻井废水经由不落地系统进行固液分离处理，分离出的液相全部回收用于配制新钻井液或循环利用，未发生外排现象。

井场防渗：已完钻井的井场泥浆罐区、柴油罐区、危废暂存区等重点防渗区均铺设了HDPE防渗膜，并进行了混凝土硬化处理；井筒采用了表层套管+技术套管+油层套管的多级结构并全井段注水泥固井，有效阻隔了井筒流体与地下潜水层的联系。

生活污水：施工期设置了防渗环保厕所和临时化粪池，生活污水定期拉运至吉木萨尔县污水处理厂处置，未对周边水环境造成污染。

②试采期

试采期产生的废水主要有采气分离废水以及值班人员生活污水；采气分离废水在平台废水池暂存，定期由罐车转运至吉康脱水站处理；值班人员生活污水经防渗环保厕所和临时化粪池处理后，定期拉运至吉木萨尔县污水处理厂处置。

（3）固体废物环境影响回顾

①施工期

钻井工程产生的固体废物主要为钻井岩屑（水基/油基）、废弃泥浆及生活垃圾。

水基岩屑及泥浆：已钻井的一开（表层）、三开（目的层）主要采用水基钻井液体系。产生的水基岩屑及废弃泥浆经不落地设备脱水处理后，岩屑检测合格后用于铺垫井场或道路，实现了资源化利用。

油基岩屑及泥浆：针对二开（直罗组-八道湾组）易塌地层，已钻井普遍采用了油基钻井液体系。产生的油基岩屑属于危险废物（HW08），施工期间均分类收集于专用岩屑箱或防渗堆场中，并全部委托有资质单位（如新疆中建环能北庭环保科技有限公司）进行了安全转移和无害化处置，建有完善的危废转移联单。

生活垃圾：经集中收集后，定期清运至当地环卫部门指定的垃圾填埋场处置。

现状评价：现场踏勘未发现井场周围有随意倾倒的岩屑或垃圾，固体废物环境管理符合环保要求。

②试采期

试采期产生的固体废物主要为试采站值班人员产生的生活垃圾，站内设有生活垃圾桶，生活垃圾收集后定期交由地方环卫部门统一处置。

（4）生态及土壤环境影响回顾

占地合规性：已钻井均办理了临时用地手续，严格控制了施工作业带宽度，未发生超范围违规占地现象。

土壤保护：施工前对井场进行了表土剥离和单独堆存。钻井期间，在井架底座、储罐区等易滴漏区域铺设了防渗布，防止了油污落地。

生态恢复：对于完钻后暂不利用的临时用地，已进行了场地平整和地貌恢复。现场调查显示，老井场周边植被生长状况良好，未造成长期的土壤盐碱化或重金属污染。

（5）环境风险回顾

在已钻井施工过程中，严格执行了井控管理规定。

井控措施：安装了各级防喷器及液气分离器，配备了备用压井液。针对萨3块井井子沟组裂缝发育、易发生井漏的特点，储备了随钻堵漏材料。

事故情况：回顾期内，萨3块各井在钻井及试油过程中未发生井喷失控、有毒有害气体泄漏或大规模溢流等突发环境事件，环境风险处于可控状态。

3口探评井转为正式生产井后，纳入本项目开发先导试验方案统一管理，环保管理标准由试采阶段过渡性管理提升为正式生产阶段规范化管理。

2.2.4 现存主要问题及整改措施建议

根据现场调查结果可知：区块内现有已完钻井场及其他附属设施严格按照环评批复进行了占地和平面布置，未发生违规占地行为。但目前临时占地内部分植被尚未恢复。

现有井场已进行平整，由砾石铺垫，井场及周边均没有污油出现。已完钻井的水基岩屑已按照环评要求清理处置，现场踏勘时岩屑已全部清运完毕，井场未见遗留。

具体存在的问题如下：（1）井场未设置防喷罐。（2）井场废油桶直接堆放于井场内，未做防渗及拉运处理。

整改措施：（1）在勘探井场设置防喷罐，对事故产生的井喷原油及时收集。（2）对井场内废油桶及时收集，可临时收集至危险废物贮存库，委托有资质单位进行处置。



图 2.2-1 勘探期现场照片

2.3 建设项目概况

2.3.1 工程基本情况

2.3.1.1 项目名称和性质

项目名称：吐哈吉南油田萨3块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验方案；

建设单位：中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东采油管理区；

项目性质：扩建；

占地面积：本工程总占地面积 21.244hm²，其中永久占地面积 9.796hm²，临时占地面积 11.448hm²；

建设周期：计划 2026 年 9 月初开工建设，2027 年 2 月底中建成投产，建设工期约 6 个月；

总投资：项目总投资 23898.24 万元，其中环保投资 681.1 万元，占总投资的 2.85%。

2.3.1.2 建设地点

本项目*，属于吐哈吉南油田萨探区块南部的萨3块。项目区北距吉木萨尔县城约 15km，西距乌鲁木齐市约 140km，距鄯善石油基地约 290km，距哈密石油基地约 492km。区域对外交通条件较好，项目区周边有京新高速及乡村道路分布，可满足工程建设及生产运行期间的交通运输要求。

从构造位置看，吉南油田位于准噶尔盆地天山山前冲断带阜康断裂带东段的吉南凹陷。吉南凹陷整体夹持于博格达山前与吉南凸起之间，构造形态总体较为简单，表现为东高西低的单斜构造格局。萨3块位于吉南凹陷东部，处于萨探区块断裂系统中部隆起带，受区域断裂构造控制明显。

项目区位于天山北坡山前地带，地表以低山残丘、山前倾斜平原及低缓起伏沙丘为主，地形总体较为起伏，地势呈南高北低。区域属典型大陆性气候，总体表现为干燥少雨、蒸发强烈、昼夜温差较大、春秋多风沙天气。项目地理位置见图 2.3-1。

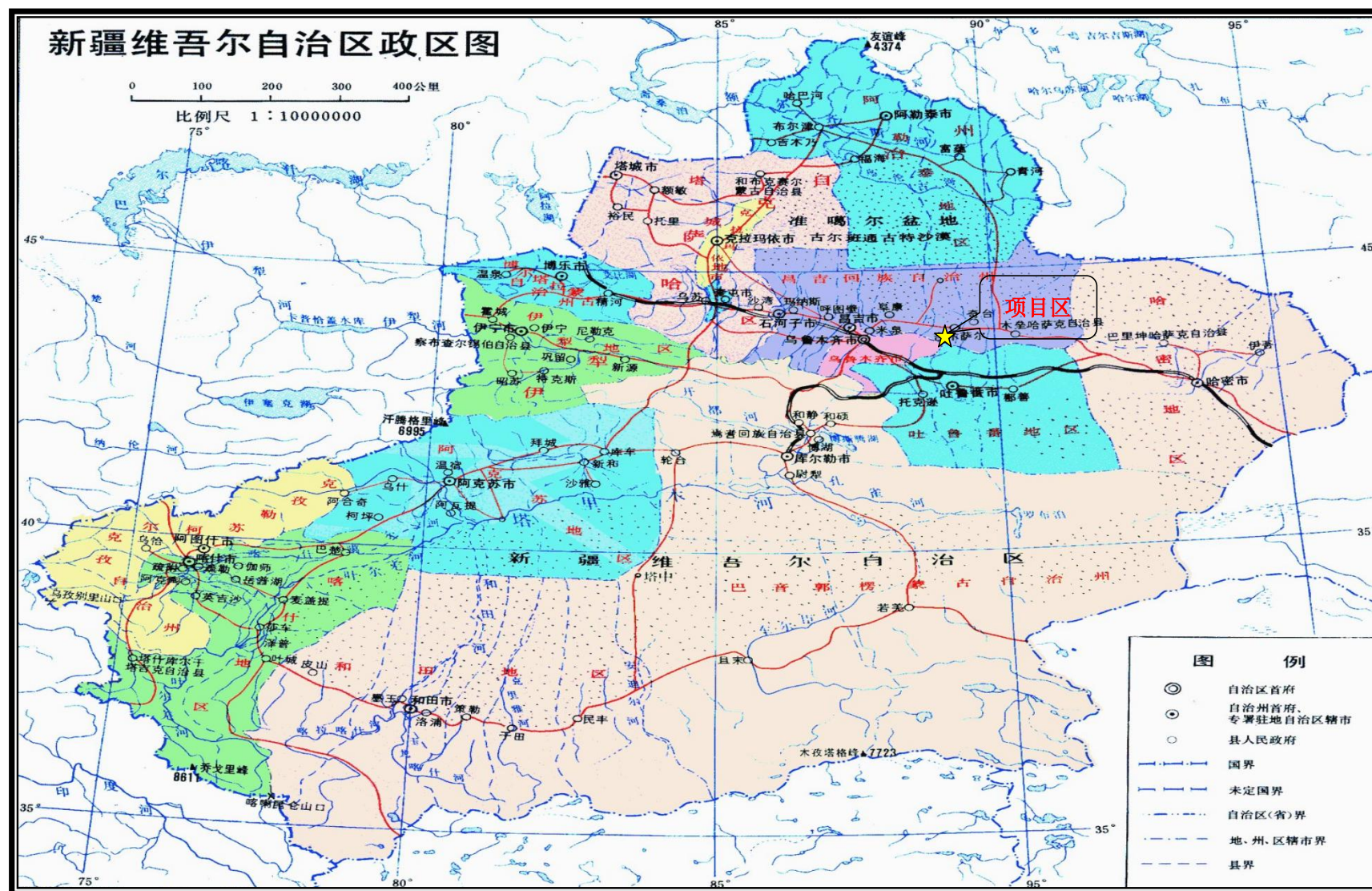


图 2.3-1 项目地理位置图

2.3.2 开发设计方案

2.3.2.1 方案部署

本次开发先导试验以萨 3 块二叠系井井子沟组致密砂岩油藏为对象,以提高单井产量、验证开发技术适应性和实现效益开发为目标,结合储层发育特征、已钻井认识及数值模拟结果,对试验层系、井网部署、井型井距及增产方式进行了优化设计。

在层系选择上,优选 JJ32-1 和 JJ32-2 小层作为本次先导试验的目标层位,采用立体交错井网进行部署,以减小井间干扰、提高储量动用程度。在井型选择上,采用水平井开发方式,其中萨 303 平台水平段长度为 1200m,萨 15 平台水平段长度为 1600m。井距设计方面,萨 303 平台同层井距为 500m,交错井距为 250m;萨 15 平台同层井距为 600~700m,交错井距为 300~350m。萨 3 块开发先导试验部署井位见表 2.3-1,井网部署见图 2.3-2。

开发方式采用衰竭式开发。其中,萨 15 平台 4 口水平井在压裂改造过程中实施前置 CO₂压裂增能措施,以提高储层改造效果和单井产能。

本次产建内容:新钻 7 口水平采油井,探评井转生产井 3 口,新建原油产能 3.81×10⁴t/a。其中:

萨 303 平台部署水平井 3 口,分别为萨 303-2101H、萨 303-2201H、萨 303-2102H,依托萨 303 平台建设;

萨 15 平台部署水平井 4 口,分别为萨 15-2101H、萨 15-2201H、萨 15-2102H、萨 15-2202H,新建萨 15 平台。

探评井转生产井:包括萨 15 井(定向井)、萨 L1501H 井(水平井)、萨 L1501H-1 井(水平井),待竣工环保验收完成,方可转生产井。

表 2.3-1 萨 3 块开发先导试验部署井位表

井组	井号	层位	同层井距 (米)	水平段长 (米)	前置 CO ₂ 压 裂	单井地质储量 (万吨)	单井日产 量(吨)	单井产能 (万吨)
萨 303	萨 303-2101H	JJ32-1	500	1200		29	15.0	0.45
	萨 303-2201H	JJ32-2	500	1200		25	15.0	0.45
	萨 303-2102H	JJ32-1	500	1200		31	15.0	0.45
萨 15	萨 15-2101H	JJ32-1	600	1600	√	40	16.0	0.48
	萨 15-2201H	JJ32-2	600	1600	√	35	16.0	0.48
	萨 15-2102H	JJ32-1	650	1600	√	45	16.0	0.48
	萨 15-2202H	JJ32-2	700	1600	√	45	17.0	0.51
单井	萨 15 井	JJ32-2	/	/		18	1.0	0.03
	萨 L1501H 井	JJ32-2	/	/	/		8.0	0.24

萨 L1501H-1 井	JJ32-2	/	/	/	8.0	0.24
合计				268	/	3.81

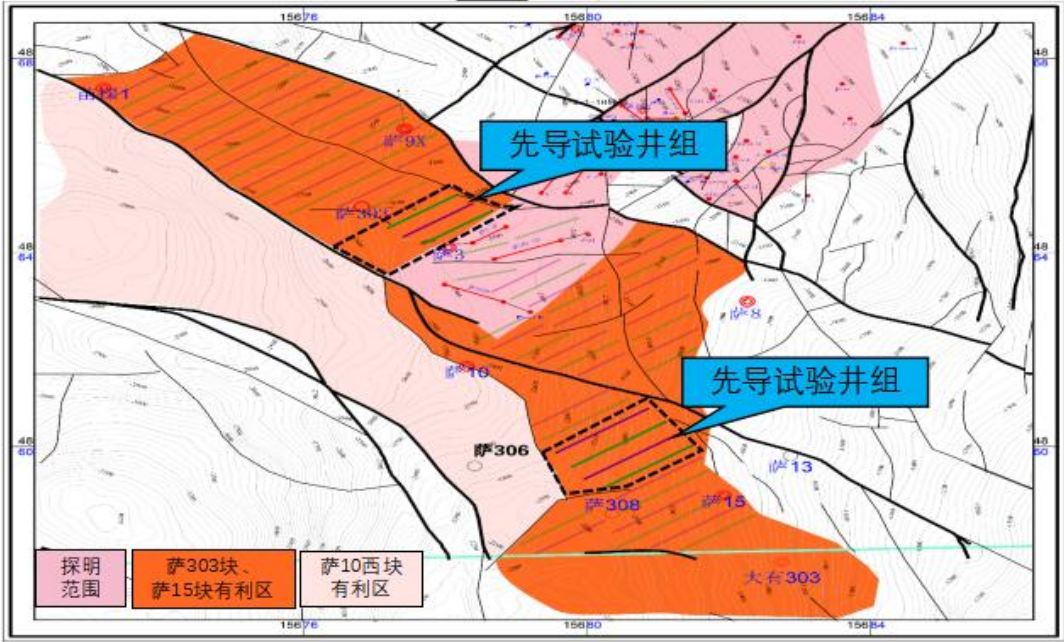


图 2.3-2 萨 3 块开发先导试验井网部署图

2.3.2.2 开发指标预测

根据数值模拟预测结果，萨 3 块开发先导试验方案共部署 10 口井，其中，新钻 7 口水平井，3 口探评井转生产井，开发期为 20 年，即 2026—2045 年。预测结果表明：项目在 2027 年达到产量高峰，最高年产油量为 $3.81 \times 10^4 \text{t}$ ，最高年产液量为 $13.13 \times 10^4 \text{m}^3$ ；开发期内最高采油速度为 1.42%。预测至 2045 年，累计产油量为 $20.26 \times 10^4 \text{t}$ ，采出程度为 7.6%，平均单井累计产油量约为 $2.89 \times 10^4 \text{t}$ 。

总体来看，本项目开发初期产量上升较快，2027 年达到峰值后逐步进入递减阶段；随着开发时间延长，年产油量和年产液量总体呈下降趋势，含水率由开发初期的 75.0% 逐步下降并稳定在 65.0% 左右。项目逐年开发指标见表 2.3-2。

表 2.3-2 萨 3 块开发先导试验指标测算表

时间	地质储量(万吨)	年产液量(万方)	年产气(万方)	年产油量(万吨)	累计油量(万吨)	采油速度(%)	采出程度(%)	含水率(%)	递减率(%)
2026	268	2.35	5.81	0.57	0.57	0.21	0.2	75.0	
2027	268	13.13	38.86	3.81	4.38	1.42	1.6	70.0	
2028	268	7.92	27.23	2.67	7.05	0.99	2.6	65.0	30.0
2029	268	6.10	20.91	2.05	9.10	0.77	3.4	65.0	23.0
2030	268	4.90	16.83	1.65	10.75	0.62	4.0	65.0	18.0
2031	268	4.25	13.97	1.37	12.12	0.51	4.5	65.0	15.0
2032	268	3.66	11.73	1.15	13.26	0.43	4.9	65.0	14.0

2033	268	3.22	10.10	0.99	14.25	0.37	5.3	65.0	12.0
2034	268	2.83	8.98	0.88	15.13	0.33	5.6	65.0	12.0
2035	268	2.52	7.96	0.78	15.91	0.29	5.9	65.0	11.0
2036	268	2.24	7.14	0.70	16.60	0.26	6.2	65.0	11.0
2037	268	2.00	6.32	0.62	17.22	0.23	6.4	65.0	11.0
2038	268	1.78	5.61	0.55	17.77	0.21	6.6	65.0	11.0
2039	268	1.58	5.00	0.49	18.26	0.18	6.8	65.0	11.0
2040	268	1.41	4.49	0.44	18.70	0.16	7.0	65.0	11.0
2041	268	1.25	3.98	0.39	19.09	0.14	7.1	65.0	11.0
2042	268	1.11	3.57	0.35	19.43	0.13	7.2	65.0	11.1
2043	268	0.99	3.16	0.31	19.74	0.11	7.4	65.0	10.9
2044	268	0.88	2.75	0.27	20.02	0.10	7.5	65.0	11.1
2045	268	0.79	2.45	0.24	20.26	0.09	7.6	65.0	10.8

2.3.3 建设内容

2.3.3.1 主要建设内容

本项目针对吉南油田萨 3 块二叠系井井子沟组油藏开展先导试验开发,属于区块产能扩建,根据开发方案,区块共部署 10 口井,其中,新钻 7 口水平采油井,探评井转生产井 3 口,新建原油产能 $3.81 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

工程内容涵盖钻井工程、储层改造工程、采油工程、集输工程、公用工程、依托工程及环保工程等。主要新建萨 15 拉油站,利用现有萨 303 平台,同时配套建设单井管线 0.7km,原油集输管道 5.52km。工程项目组成见表 2.3-3。

表 2.3-3 本项目主要工程组成一览表

类别	名称	工程量	建设内容	备注
主体工程	钻前工程		井场平整、设备基础、生活施工营地建设及进场道路建设等。	新建
	钻井工程		新钻水平井 7 口。其中:萨 303 平台 3 口(萨 303-2101H、2201H、2102H),萨 15 平台 4 口(萨 15-2101H、萨 15-2201H、萨 15-2102H、萨 15-2202H),均采用非标小三开井身结构,采用水基+油基+水基三段制钻井液体系。探评井转生产井 3 口(萨 15 井、萨 L1501H 井、萨 L1501H-1 井)。	新建
	储层改造		对新钻 7 口井实施水平井细切割体积压裂;其中萨 15 平台 4 口实施前置 CO_2 增能压裂试验。	新建
	采油工程		标准化设计采油井口,配套 10 套采油井井口装置,采用 14 型抽油机举升(功率 37kW)	抽油机利旧
		萨 303 平台	部署 3 口采油井,新建 8 井式多通阀选井计量橇 1 座(消气器+流量计),250kW 二氧化碳空气源热泵 1 台(含 200m ² 螺旋板式换热器)。	平台依托,其余新建
		萨 15	部署 4 口采油井,新建 8 井式多通阀选井计量橇 1 座(消气器+流量	新建

		平台	计)，橇装两相分离器 1 具，30kW 天然气发电机 1 台，60m³油罐 8 具（1 新 7 利旧，含 2 具装车泵），放空管 1 座，简易拉油站（规模：252m³/d）1 座。运营期不设置生活区。	
		单井站	萨 15 井、萨 L1501H 井、萨 L1501H-1 井为单井站，设置 2 套原油储罐，配套橇装节能型防爆电磁加热器，标准化设计采油井口，配套 3 套采油井井口装置，采用 14 型抽油机举升（功率 37kW）	新建
	集输工程	单井管线	在萨 303 平台、萨 15 平台内新建单井管线总计 0.7km，采用 DN65 柔性复合管，埋地敷设。萨 15 平台各井产出流体经站内新建单井管线汇集至新建萨 15 拉油站储罐储存，经罐车拉运至吉康脱水站。	新建
原油集输管道		新建萨 303 平台至吉康脱水站集输管线 5.52km，采用 RF-Q-II-125-6.4MPa 柔性复合高压输送管，埋地敷设，设计压力 2.5MPa。配套建设发球装置，萨 303 平台原油通过该管线密闭管输直达吉康脱水站。	新建	
探评转产井		3 口独立探评转产单井（萨 15 井、萨 L1501H 井、萨 L1501H-1 井）采取单井罐车直拉方式运送原油至吉康脱水站统一处置。	依托	
公用工程	供配电	供电线路	新建 35kV 吉康变电站至萨 303 平台 10kV 架空线路 3.4km（同杆双回）；T 接萨 15 平台支线 5.3km（单杆单回）。	新建
		变电设施	萨 303 平台采用 400kVA 户外变压器+户外配电箱供电；萨 15 平台采用 800kVA 户外变压器+户外配电箱供电。	新建
	供水	钻井及压裂用水依托吉康脱水站处理后的达标回注水或罐车拉运清水；生活用水依托当地设施。	依托	
	供热	井口及短途管线采用电伴热；集输加热采用 CO ₂ 空气源热泵。	新建	
	消防	平台阀组工艺装置区、机柜间、油罐区配置手提式/推车式干粉灭火器、灭火器箱等。	新建	
	道路	依托地方已建公路及勘探井便道。	依托	
	自控通信	萨 303 平台敷设 12 芯室外单模光缆至吉康脱水站，长度约 5.52km；萨 15 平台安装公网模块；各平台安装高清摄像机、RTU 等。	新建	
依托工程	吉康原油脱水站	原油处理、污水处理、伴生气处理	吉康原油脱水站设计原油处理能力 30×10 ⁴ t/a、液量 3648m³/d、伴生气 1.25×10 ⁴ m³/d，目前各项处理能力均有富余。本项目新增原油 3.81×10 ⁴ t/a、液量 438m³/d、伴生气 0.13×10 ⁴ m³/d，依托后全站总负荷（原油 27.24×10 ⁴ t/a、液量 2238m³/d、伴生气 0.83×10 ⁴ m³/d）均在设计处理能力范围内，满足处理需求。同时，针对本项目来液高含 CO ₂ 的特性，吉康站已实施适应性扩建（新建不锈钢材质进站阀组及三相分离器），并配套有 2000m³/d 的一体化污水处理装置，可满足本项目产液处理及采出水回注要求，工艺适应性良好，依托可行。	依托
	新疆中建环能北庭环保科技有限公司	危险废物处置	新疆中建环能北庭环保科技有限公司工程主要建设内容是进厂废物取样、分析鉴别系统、预处理系统、暂存系统等，利用新疆中建西部建设水泥制造有限公司现有 3000t/d 熟料新型干法水泥生产线，建设水泥窑协同处置 10 万 t/a 危险废物项目，其中液态危险废物 2 万 t/a，半固态危险废物 5 万 t/a，固态危险废物 3 万 t/a。通过高温焚烧及水泥熟料矿物化高温烧结过程，实现水泥窑协同处置危险废物高温解毒和重金属固化的作用，达到危险废物减量化、资源化和无害化。本项目钻井期油基泥浆/岩屑、废防渗布、落地油泥；运营期含油污泥、废机油等危险废物委托其处置。	依托
	吉木萨尔县生活垃圾填埋	生活垃圾处置	吉木萨尔县生活垃圾填埋场位于吉木萨尔县新地乡，距吉木萨尔县城西南约 9.5km，北距乌奇南路约 2km 处。整个卫生填埋场占地面积约 21.94×10 ⁴ m ² 。近期工程设计规模：生活垃圾清运处理量 100t/d，总库容 63×10 ⁴ m ³ ，服务年限 11 年。远期工程设计规模：生活垃圾清运处理量 130t/d，总库容 94.5×10 ⁴ m ³ ，服务年限 12 年。主要由填埋场、	依托

环保工程	埋场		生产管理区、道路、垃圾收集系统等组成。填埋场主要处置城镇生活垃圾，不作为工业固体废物和危险废弃物处置场所。本项目施工期生活垃圾定期拉运至此处理。	
	吉木萨尔县污水处理厂	生活污水处置	施工期生活污水依托吉木萨尔县污水处理厂。	依托
	废气	施工期	施工扬尘：洒水抑尘、物料覆盖。 机械废气：使用合格燃料，定期维护。	新建
		运营期	萨303平台：采用密闭集输工艺，减少无组织烃类挥发。 萨15拉油站及单井：储罐呼吸废气及装车废气，通过加强设备密封管理控制，天然气发电机燃烧废气经15m高排气筒（DA001）排放。	新建
	废水	施工期	钻井废水：采用临时罐体收集，经“钻井泥浆不落地系统”处理后回用于钻井液配备。钻井结束后剩余无法利用部分由第三方通过罐车拉运并处置。	新建/依托
			压裂返排液：自带回收罐回收，依托吉康原油脱水站污水处理系统处理后用于压裂液复配。	依托
			施工生活污水：设置临时生活污水收集防渗池，施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理。	新建/依托
			管道试压废水：采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域绿化和洒水抑尘。	/
		运营期	井下作业废水和采出水依托吉康脱水站污水处理系统处理后回注油层，不外排。	依托
	噪声	施工期	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。	新建
		运营期	①尽量选用低噪声设备；②采取减噪措施；③尽量将发声源集中统一布置；④切合实际地提高工艺过程自动化水平；⑤定时保养设备。	新建
	固废	施工期	泥浆：井场设置不落地处理系统，由振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备组成，钻井岩屑、泥浆采用钻井不落地技术收集，处理并实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，一开、三开产生的水基钻井泥浆在岩屑罐储存，委托第三方单位处置，二开产生的油基泥浆作为危险废物委托有资质单位进行清运处置。	新建
			一般固体废物：钻井岩屑，一开三开产生的岩屑外委处置综合利用；危险废物：二开产生的油基岩屑贮存于岩屑罐内，委托有危险废物处置资质单位进行处置。	新建
			施工土方：施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施。	/
			建筑垃圾：采取回收和综合利用等方法，充分利用资源；对不能再利用的建筑垃圾，可委托当地建筑渣土管理部门统一装运到环卫部门指定地点进行填埋。	/
			落地油泥、废含油防渗布、机械设备废油与废油桶：暂存于井场设置的危废暂存间（地面防渗性能按重点防渗区执行，严格采用2mm厚HDPE防渗膜（满足等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ ）），委托有危险废物处置资质单位拉运并进行无害化处置。	新建
			施工生活垃圾依托吉木萨尔县生活垃圾填埋场填埋处理。	依托
		运营期	含油污泥：定期委托有危险废物处置资质单位进行无害化处置。	依托
			落地油：井下作业时带罐作业，落地油100%回收，依托吉康脱水站原油处理系统进行处理。	依托

		其他危险废物（废弃防渗膜、废机油）：暂存在吉康脱水站内危险废物贮存点（10m ² ）内，委托有危险废物处置资质单位进行无害化处置。	依托
	环境风险	①严格实施钻井作业规程；在钻台、泥浆池等场所设置通风系统和烃类气体探测器，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；②加强钻时观测，及时组织压井作业；③井场内工艺管线设置压力传感器和高、低压报警装置及紧急关断装置，建立定期管线巡线制度；管道设置在线泄漏检测系统，及时进行泄漏报警及泄漏点定位；④按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其它消防器材；⑤井下作业配备回收罐。井场放喷池采取防渗措施；设置事故罐或事故池；⑥钻井配备压力控制和报警系统及压力实时监测；各平台安装高清摄像机、RTU，安装有害气体监控报警设施 发生事故时，立即启动应急预案，采取有效措施减轻事故生态环境的影响，应急救援设备和仪器依托吐哈分公司。	新建
	生态恢复	①严格控制占地范围；②开挖时分层开挖、分层回填；③施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实；④永久占地地面硬化；⑤对临时占地进行平整，实施砾石覆盖等措施。	新建

2.3.3.2 总体布局

本次萨3块先导试验区涉及2座单井井场，2座采油平台，其中303平台利用现有，新建萨15平台。平台坐标详见表2.3-4。

2.3-4 部署钻井平台坐标一览表

序号	钻井平台	钻井井号	坐标		备注
			经度	纬度	
1	萨303平台	萨303-2101H	*	*	利用现有平台
		萨303-2201H	*	*	
		萨303-2102H	*	*	
2	萨15平台	萨15-2101H	*	*	新建平台
		萨15-2201H	*	*	
		萨15-2102H	*	*	
		萨15-2202H	*	*	
3	萨15井场	萨15井	*	*	利用现有井场
4	萨L1501H井场	萨L1501H井	*	*	
		萨L1501H-1井	*	*	

地面工程总体布局以油气集输系统为主线，统筹考虑采油、集输、供配电、自控、通信及依托工程等配套设施，整体形成“萨303平台管输、萨15拉油站集中拉运、零散单井场车载拉运、吉康原油脱水站集中处理”的分区、差异化集输布局方案。

（1）萨303平台依托萨303平台建设，部署3口水平井，产液经单井管线汇集后，进入8井式多通阀选井计量装置进行计量，并经二氧化碳空气源热泵加热后，通过新建DN125柔性复合高压集输管线密闭输送至吉康原油脱水站集中处理。萨303平台至吉康原油脱水站集输管线长度约5.52km，平台内单井管线长度约300m。

(2) 新建萨15平台，部署4口水平井，产液经单井管线汇集后，进入8井式多通阀选井计量装置进行计量，经两相分离器初步分离后，液相进入储罐暂存，最终采用罐车拉运方式输送至吉康原油脱水站集中处理，两相分离产生的伴生气全部用于平台天然气发电机综合利用，平台同步配套伴生气放空管线、放空立管，在发电机组检修、设备故障停机、系统压力异常等工况下，无法消纳的伴生气可通过放空设施安全排空。萨15平台内单井管线长度约400m，站内设置60m³油罐8具，其中，新购1具，7具利旧，利旧油罐主要来源于关停井场闲置设备和其他平台调拨设备，罐体结构完整存在局部锈蚀和罐内底泥残留，经检测评估不属于淘汰设备，现有罐体周边未见油污渗漏，将在清罐检修、除锈防腐后重新投用并配套防渗围堰和泄漏监测设施，满足环保合规要求；部分储罐配套装车设施，以满足拉运工艺要求。

(3) 现有的3口探评转产井，2个井场各布设2座60m³密闭原油储罐，储罐一用一备。井产油气混合液经井口简易分离后密闭存入单井储罐；储罐配套密闭装车泵、密封装车鹤管，原油通过密闭管路输送至拉油罐车，外运至吉康原油脱水站集中处理，装车全过程密闭操作。各单井井场均配套防渗围堰、油气平衡回收管线及独立伴生气放空立管，井口、储罐产生的伴生气无配套发电利用设施，全部通过放空设施直接放空；油气平衡管线收集的罐顶挥发油气同步接入放空系统统一排放。

(4) 吉康原油脱水站作为本项目依托处理站场，负责接收和处理萨303平台管输来液及萨15平台及单井拉运来液。项目充分依托吉康原油脱水站现有处理能力及已实施的适应性改造工程，不新增原油集中处理主体设施。项目采出液进入站内处理后，原油、采出水及伴生气分别进入相应处理系统，其中采出水经处理达到回注要求后回注二叠系油层。

(4) 供配电及通信工程按照平台分别布设。萨303平台和萨15平台均由油田供电系统接入，分别新建配套供电线路及平台配电设施，为平台生产装置、自控系统及辅助设备供电。通信工程方面，萨303平台敷设光缆接入吉康原油脱水站，萨15平台敷设光缆接入已建生产通信网络，以满足生产调度、数据传输和视频监控需求。

2.3.3.3 井场及采油平台

(1) 萨303平台

萨303平台主要承担3口水平井的采出液汇集、计量和加热外输功能。平台内单井产液经井口装置后，通过单井管线接入8井式多通阀选井计量橇进行计量，计量后的产

液经二氧化碳空气源热泵加热后，通过新建外输管线密闭输送至吉康原油脱水站集中处理。

萨303平台工艺流程为：井口产液-多通阀选井计量-空气源热泵加热-管道外输至吉康原油脱水站。

（2）萨15平台

萨15平台主要承担4口水平井采出液的汇集、计量、气液初步分离、储存及装车外运功能。平台内单井产液经井口装置后，通过单井管线接入8井式多通阀选井计量橇进行计量，计量后的产液进入两相分离器进行气液分离，液相进入储油罐暂存，最终采用罐车拉运方式输送至吉康原油脱水站集中处理。分离产生的伴生气优先用于平台天然气发电机综合利用。

萨15平台工艺流程为：井口产液-多通阀选井计量-两相分离-储罐暂存-罐车拉运至吉康原油脱水站。

（3）单井井场

萨15井独立单井建站，产出油气水井口分离后原油储于1座伴热储罐，密闭罐车外运；萨L1501H、萨L1501H-1同井场布置，两口井井口分离介质汇管汇合，共用1套60m³储油罐及加热设施，原油统一密闭装车拉运至吉康原油脱水站集中处理，采出水、伴生气配套分质收集处置。

经现场勘查及资料核实，已建平台及井场与高压线、民宅、学校医院的距离均满足《石油天然气钻井井控技术要求》（GB/T 31033-2025）中的相关间距规定（高压线≥75m、民宅≥100m、学校医院≥500m）；其次，要求平台及井场内储油罐区、发电房及加热设施距井口≥30m、生活区≥100m，井控装置远程控制台距井口≥25m且设在井架大门侧前方，距井口30m内电气设备满足防爆要求；设置放喷管线两条、夹角90°~180°、出口距井口≥75m（含硫油气井≥100m）。

2.3.3.4 油气集输系统

本工程油气集输系统包括萨303平台至吉康原油脱水站集输管线及两平台站内单井管线。根据地面工程方案，集输管线和单井管线均采用柔性复合管道，其生产制造执行《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/T 6662.2—2020）。该类管材具有耐腐蚀、耐压性能较好、内壁光滑、流动阻力较小、适应地形起伏能力较强、施工周期较短等特点，适用于本项目所在荒漠戈壁油田区域地面集输要求。

（1）管线建设内容

本项目共新建集输管线1条、站内单井管线7条。

集输管线：新建萨303平台至吉康原油脱水站集输管线1条，管径为DN125，设计压力2.5MPa，长度约5.52km。该管线采用柔性复合高压输送管，埋地敷设，并采取保温措施，以满足平台来液密闭输送要求。

单井管线：两平台站内单井管线均采用DN65柔性复合管，设计压力2.5MPa，总长度约0.7km。其中，萨303平台单井管线约300m，萨15平台单井管线约400m。单井管线均采用埋地敷设方式，并根据工艺要求采取相应保温措施。

（2）管道敷设与路由

本项目新建管线均采用埋地起伏敷设方式，管线敷设结合平台位置、站场位置及地形条件进行路由优化。根据地面工程方案，管线管顶埋深约为2.0m，埋设深度深于当地冻土影响深度，有利于保障管线运行安全，减少外界环境对管道的不利影响。

其中，萨303平台至吉康原油脱水站集输管线主要承担平台产液外输任务；两平台站内单井管线主要承担井口产液向平台计量装置的输送任务。各类管线均采用柔性复合管埋地敷设，可较好适应项目区地形起伏条件，并有利于降低地面工程扰动。

2.3.3.5 工程投资

本项目总投资为23898.24万元，其中环保投资681.1万元，约占总投资的2.85%。环保投资主要用于施工期和运营期废气、废水、噪声、固体废物污染防治措施，环境风险防范措施，以及生态保护与恢复等环保工程建设。

2.3.3.6 劳动组织及定员

本项目运营管理采用作业区管理模式，生产运行及辅助岗位按照油田现有管理体系统一调配。岗位定员在参照中国石油天然气总公司《油田地面建设工程设计定员标准》的基础上，结合本项目生产装置自动化水平较高、平台分散布设、工艺流程相对简化等特点确定。

本项目实行轮班工作制，采用四班两倒运行方式。根据建设单位提供资料，项目运营期现场巡检及日常管理人员计划为2人。本项目不新增劳动定员，运营期人员均依托吐哈油田分公司现有人员进行管理，主要负责采油平台及配套设施的日常巡检、运行管理和维护工作。

2.3.3.7 能源使用情况

本项目能源消耗以电能为主，主要用于平台机泵、计量装置、自控设施及其他辅助生产设备运行；萨15平台设置天然气发电机，分离产生的伴生气全部用于平台发电，不足部分由电网提供。根据设计资料，本项目综合能耗为 $1377.36 \times 10^6 \text{MJ/a}$ ，折合标准煤 470.73t/a ，单位能耗为 0.0124kgce/t 。能源使用情况见表 2.3-4。

表 2.3-4 主要能源消耗表

能耗部位	能源类别	能耗
机泵、计量装置、自控设施及其他辅助生产设备	电能	$382.6 \times 10^4 \text{kW}$
综合能耗 (10^6MJ/a)		1377.36
折合标煤 (t/a)		470.73
单位能耗 (kgce/t)		0.0124
水基钻井液 ($\text{m}^3/\text{口井}$)		30.5 (一开, 循环量 300m^3 , 三开循环量 310m^3)
油基钻井液 ($\text{m}^3/\text{口井}$)		20.5 (二开, 循环量 410m^3)

2.3.3.8 主要技术经济指标

根据开发方案、地面工程方案及项目设计资料，本项目主要技术经济指标包括设计动用资源储量、井数、管道工程量、占地面积、工作制度、能耗及投资等内容。主要技术经济指标见表 2.3-5。

表 2.3-5 主要技术经济指标表

类别	数量	类别	数量
设计动用资源储量	268 万 t	临时占地面积	11.448hm^2
采油井数	新钻 7 口、探评转产井 3 口	永久占地面	9.796hm^2
集输管道长度	5.52km	工作制度	年工作时间 300d
预计站场运行年限	20 年	总投资	23898.24 万元
年电能消耗量	$382.6 \times 10^4 \text{kWh}$	环保投资	681.1 万元
新建原油产能		$3.81 \times 10^4 \text{t/a}$	

2.3.3.9 原辅材料消耗表

本项目钻井工程原辅材料主要包括钻井液配制材料、固井材料及辅助施工材料等。根据钻井工程方案，项目钻井采用非标小三开井身结构，钻井液体系采用“水基+油基+水基”三段制，即一开采用水基钻井液体系，二开采用油基钻井液体系，三开采用水基钻井液体系。不同开次原辅材料消耗与井身结构、井段长度及钻井液体系密切相关。

钻井施工期间用电以电网供电为主，柴油发电机作为备用电源。各类原辅材料采用袋装或桶装方式由汽车运输进场，分类堆存于井场原辅材料存放区内，并按照不同材料性质采取相应的防雨、防渗和防散失措施。平均单井原辅材料消耗情况见表 2.3-6。

表 2.3-6 平均单井主要原辅材料消耗表

序号	材料名称及代号	单井合计 (t)
1	膨润土粉	40
2	纯碱 Na_2CO_3	1.2
3	钻井液用高粘羧甲基纤维素 CMC-HV	4
4	烧碱 NaOH	6
5	钻井液用水解聚丙烯腈铵盐	3.1
6	钻井液用聚合物降滤失剂-钻井液用降滤失剂聚丙烯酰胺钾盐 SP-8	9
7	钻井液用包被抑制剂羧基烷基烷烯共聚物 IND10	8
8	氯化钾 工业用 $\text{K}_2\text{O} \geq 62\%$	50
9	工业盐 NaCl	50
10	钻井液用封堵防塌剂 FT-401	24
11	超细碳酸钙 CaCO_3	60
12	XZ 系列堵漏剂 XZ-DL5	14
13	轻柴油 0# 优等品	300
14	氯化钙工业用无水 一级 $\geq 94\%$	22
15	有机土 TYODF-601	9
16	氧化钙 粉状 优等品 $\geq 85\%$	14
17	钻井液用乳化剂 脂肪酸衍生物 XZ-OZR	8
18	钻井液用乳化剂 脂肪酸衍生物 XZ-OFR	8
19	钻井液用表面活性剂 油基钻井液用润湿剂 酰胺基聚醚 XZ-ORS	4
20	钻井液用封堵防塌剂 FT-401	8
21	超细碳酸钙 325 目 CaCO_3	18
22	钻井液用封堵剂 碳酸钙 CS-3	18
23	钻井液用封堵剂 碳酸钙 CS-5	18
24	钻井液用堵漏剂 惰性材料混合物 XZ-DL5	12
25	钻井液用堵漏剂 惰性材料混合物 XZ-DL8	6
26	钻井液用封堵剂 可变型聚合物乳胶 ZK-601	7
27	重晶石粉	660

2.3.10 伴生气平衡及使用情况

根据企业提供的资料，萨 15 平台新建 1 台输出功率 30kW 燃气发电机组，区块伴生气低位热值（LHV） $15\text{MJ}/\text{Nm}^3$ ，小型内燃式燃气发电机组综合热效率按 26%计，经计算，发电机组满负荷运行时所需燃气量为 $27.7\text{Nm}^3/\text{h}$ ；

依据萨 15 平台单井产能数据核算伴生气产出规模：平台 4 口井原油总产能为 1.95 万 t/a，区域综合气油比 $10.2\text{m}^3/\text{t}$ ，计算可得平台伴生气的产量为 19.89 万 Nm^3 ，按年运行时间 7200h，则伴生气量为 $27.63\text{Nm}^3/\text{h}$ ；

负荷匹配关系：对比机组小时耗气量 $27.7\text{Nm}^3/\text{h}$ ，平台伴生气可供给机组运行负荷为 99.76%，供气规模可完全满足 30kW 燃气发电机组正常发电需求，萨 15 平台 4 口井产出伴生气可全部回收供给燃气发电机组资源化利用，无持续性富余伴生气，无需长期放空；仅在发电机组检修、设备故障等非正常工况下，富余伴生气通过放空管线临时放空。

站场用电配套方案：萨 15 平台站内生产、自控、照明、装车等全部用电需求，均由本项目同步新建配电变压器统一供电，不依赖燃气发电机组全额供给站内负荷，机组仅消耗自产伴生气发电，不存在燃气缺口需外购天然气补充的情况。

非正常工况余气放空设施及输送方式：平台配套完整伴生气密闭集输管线，两相分离器产出伴生气通过低压密闭集气管线统一输送至燃气发电机组进气端；同时设置独立放空管线、放空立管作为安全泄压设施，仅在非正常工况下产生少量伴生气通过放空管线直接排空，放空管线独立设置，与伴生气进气管线通过三通、切断阀连通，可实现正常生产关断、故障工况自动泄压放空。

2.4 主要工程内容

本项目主体工程主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、采油工程、油气集输工程及配套公用、环保工程等内容。其中，钻前工程主要为新钻井施工创造场地和施工条件，内容包括井场平整、钻机基础建设、进井道路依托与维护以及临时施工设施建设等。

2.4.1 钻前工程

钻前工程主要包括井场平整、钻机基础建设、进井道路依托及局部整修、生活营地和施工临时设施建设等内容，为后续钻井及储层改造施工提供基础条件。

（1）井场平整与基础建设

本项目共涉及 2 座井场平台，分别为萨 303 平台和萨 15 平台，共部署 7 口新钻水平井。钻前阶段需结合井位部署情况，对平台范围内场地进行平整，并建设相应钻机基础及配套施工基础设施。

其中，萨 303 平台部署 3 口新钻水平井，钻前阶段需完成平台场地平整及 3 座钻机基础建设；萨 15 平台部署 4 口新钻水平井，钻前阶段需完成平台场地平整及 4 座钻机基础建设。场地平整过程中主要包括场地清理、地表整平、局部压实及基础施工等作业

内容。

（2）道路依托与维护

项目区对外交通条件较好，周边已有京新高速及乡村道路通过。钻前施工进场主要依托吉木萨尔县境内既有公路及区块内已建勘探井便道，原则上不新建永久进场道路。根据钻机搬迁、材料运输及施工通行需要，仅对局部既有便道或进井道路进行必要的整修、铺垫和通行保障，以满足施工车辆及设备进场要求。

（3）临时设施建设

钻前阶段需在井场周边配套设置临时生活营地及施工辅助设施，主要用于施工人员临时住宿、设备材料堆放及现场施工管理。生活营地一般采用可移动式板房或其他临时装配式设施建设，施工辅助设施主要包括材料临时堆场、机具存放区等。各类临时设施均随施工活动设置，施工结束后及时拆除，并对临时占地范围进行清理、平整和恢复。

2.4.2 钻井工程

2.4.2.1 平台井组部署

本项目结合萨3块先导试验开发目标及井网部署方案，采用丛式井组集中布井方式，通过平台集中部署水平井，减少新增井场数量和地表扰动，提高土地集约利用水平，并便于后续试油、投产及生产管理。

（1）井场及钻机部署

萨3块先导试验区共设置2座平台，分别为萨303平台和萨15平台，共部署7口新钻水平井。

井距布置方面，萨303平台部署井组同层井距为500m；萨15平台部署井组同层井距为600~700m。平台井组部署兼顾了储层发育特征、井间干扰控制及后续开发管理要求，可满足先导试验阶段开发需求。

（2）井眼轨迹与目标层位

本项目新钻井均采用水平井井型。目标开发层系为二叠系井井子沟组JJ32-1和JJ32-2小层，井眼轨迹按照水平井工艺要求进行设计，以增大储层接触长度，提高泄油面积和单井产能。

根据井组部署方案，萨303平台井组水平段长度为1200m，萨15平台井组水平段长度为1600m，总体水平段长度范围为1200~1600m。其中，萨303平台部署井组主要针对JJ32-1和JJ32-2小层实施水平井开发；萨15平台部署井组同样以JJ32-1和JJ32-2

小层为主要目标层位，并结合前置 CO₂ 增能压裂试验进一步提高储层改造效果和单井产能。

2.4.2.2 井身结构

(1) 设计原则

萨3块地质条件较为复杂，纵向压力系统矛盾突出，存在明显的“上塌下漏”钻井技术难题。上部非目的层梧桐沟组至芦草沟组坍塌压力较高，泥岩水敏性强，长时间受钻井液浸泡后易发生井壁失稳、垮塌掉块；下部目的层井井子沟组裂缝较发育，地层承压能力较低，钻进过程中易发生井漏。为适应区块地层特征，降低钻井风险，提高机械钻速，缩短建井周期，本项目钻井工程采用以“非标小三开井身结构”为核心的井身结构设计方案。

(2) 井身结构设计

根据钻井工程方案，萨探区块孔隙压力总体属于正常压力系统，压力系数约为 1.10~1.22，无异常高压层发育；但非目的层三叠系至二叠系芦草沟组坍塌压力较高，压力系数约为 1.24~1.69，岩性以大段易水化泥岩为主，钻进过程中易发生井壁失稳；目的层井井子沟组裂缝相对发育，漏失压力较低，约为 1.15~1.20，易发生井漏。由于同一裸眼段存在两套不同压力系统，为兼顾井壁稳定和防漏要求，经多轮攻关优化后，本项目水平井推荐采用 $\Phi 375\text{mm} + \Phi 251\text{mm} + \Phi 168\text{mm}$ 非标小三开井身结构。

其中，二开技术套管原则上下至进入芦草沟组（P_{2l}）垂深 110~130m 位置，以提高复杂地层封隔效果；三开井段采用 $\Phi 139.7\text{mm} + \Phi 127\text{mm}$ 复合油层套管固井完井，以满足后续完井及开发要求。

具体井身结构如下：首先采用 $\Phi 660\text{mm}$ 钻头钻导眼至 30m，下入 $\Phi 508\text{mm}$ 导管并固井，水泥返至地面；随后采用 $\Phi 375\text{mm}$ 钻头进行一开，钻至井深 700m，下入 $\Phi 273\text{mm}$ 表层套管，封固砾石层及易塌软地层，水泥返至地面；再采用 $\Phi 251\text{mm}$ 钻头进行二开，原则上钻至进入芦草沟组垂深 110~130m 位置，下入 $\Phi 193.7\text{mm}$ 技术套管，水泥返至地面；最后采用 $\Phi 168\text{mm}$ 钻头进行三开，按设计井眼轨迹钻至完钻井深，下入 $\Phi 139.7\text{mm} + \Phi 127\text{mm}$ 复合油层套管并固井完井，水泥返至井口。

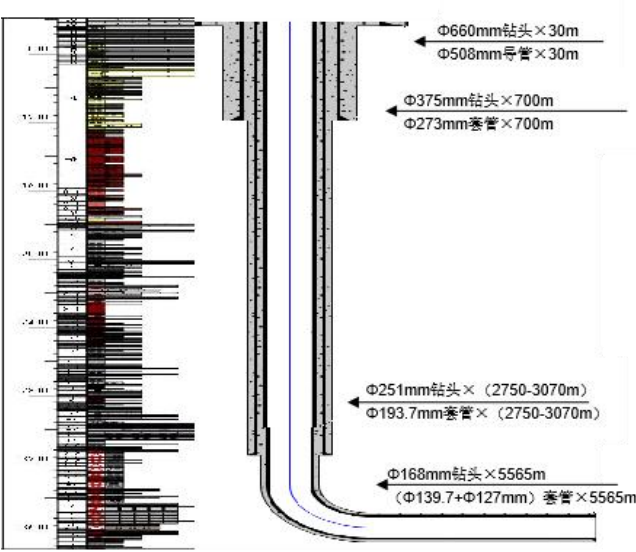


图 2.4-1 水平井井身结构示意图

2.4.2.3 钻井液设计

针对萨3块纵向地层压力系统复杂，存在非目的层（梧桐沟组至芦草沟组）坍塌压力高、泥岩易水化垮塌，而目的层（井井子沟组）裂缝发育、地层承压能力低、易发生井漏的地质难点，本项目建立以“水基+油基+水基”三段制为核心的钻井液技术系列。

（1）一开钻井液

膨润土钻井液配方：(10-15)%膨润土+(0.2-0.3)%Na₂CO₃+(0.2-0.3)%CMC+重晶石粉。

该体系主要用于封隔地表疏松层及浅层水层，具有良好的造壁性和携砂能力，且成分简单无毒，能够有效保护浅层地下水环境。

表 2.4-1 一开膨润土钻井液性能设计表

开钻 次序	井段 m	密度 g/cm ³	API 失水 mL	泥饼 mm	垢含 g/L	固相 %	含砂 %	HTHP 失水 mL	泥饼 粘滞 系数	粘度 s	塑粘 mPa.s	动切 Pa	初切 Pa	终切 Pa	pH
导眼/ 一开	0- 700	1.15- 1.35	/	/	/	/	/	/	/	50-120	/	/	/	/	7-10

（2）二开钻井液体系

油基钻井液配方：白油/柴油:30%CaCl₂水溶液(80:20)+(2-3)%TYODF-601/LH-OC+(2-3)%TYODF-301/XZ-OZR+(2-3)%TYODF-401/XZ-OFR+(0.5-1)%CaO+(1-2)%TYODF-501/XZ-ORS+(0.5-1)%XZ-OJL+(2-4)%FT-401/LH-LQ+(2-5)%ZS-3/ZS-5+(2-4)%ZK601+(1-3)%YL-XD+(1-3)%XZ-DL8+(3-5)%超细碳酸钙+重晶石粉。

二开井段穿越侏罗系八道湾组至二叠系芦草沟组，泥岩段长且水敏性强，极易发生吸水膨胀、剥落掉块等井壁失稳问题。

利用油基泥浆的强抑制性、封堵性和润滑性，可有效抑制泥岩水化膨胀，维持井壁稳定，预防卡钻事故，大幅提高机械钻速。

表 2.4-2 二开油基钻井液性能设计表

开钻 次序	井段 m	密度 g/cm ³	FL _{HTHP} ml	泥饼 mm	油水比 %	固相 %	含砂 %	ES V	漏斗 粘度 s	塑性 粘度 mPa.s	动切 Pa	初切 Pa	终切 Pa	碱度
二开	700- 3070	1.35- 1.75	≤12	≤2	≥80/20	≤32	≤0.3	≥500	50-120	25-60	5-15	1-5	5-15	1-3

(3) 三开钻井液体系

水基钻井液配方：清水+(3-5)%膨润土+(0.3-0.5)%NaOH+(3-5)%NaCl+(1-3)%LH-LQ+(1-1.5)%CMC/SP-8/NH₄HPAN+(0.5-0.8)%IND10/PMHA-2/YL-HP-1+(1-2)%ZS-3+(2-3)%ZS-5+(1-3)%801+(2-4)%RF-9/PHT/YN-YL/KR-n+重晶石粉。

针对目的层井井子沟组裂缝发育、地层承压能力低、易漏失的特点，采用高性能水基钻井液。该体系通过添加封堵剂（如纳米碳酸钙、改性沥青等）、抑制剂等，在保证防塌防漏的同时，减少对储层的伤害，且在发生漏失风险时对地层环境影响较小。

表 2.4-3 三开水基钻井液性能设计表

开钻 次序	井段 m	密度 g/cm ³	FL _{API} mL	泥饼 mm	坂含 g/L	固相 %	含砂 %	FL _{HTHP} / 泥饼 mL/mm	泥饼粘 滞系数	粘度 s	塑粘 mPa.s	动切 Pa	初切	终切	pH
三开	3070- 4965	1.15- 1.30	≤4	≤0.5	≤80	≤15	≤0.2	≤12/≤2	≤0.08	50-100	25-35	8-15	2-8	5-15	8-10

(4) 钻井液循环与管理

循环利用：各开次钻井液均采用循环使用模式。井场配备完善的固控设备（振动筛、除砂器、除泥器、离心机等）及泥浆不落地处理系统。一开及三开水基泥浆在同平台井间循环利用；二开油基泥浆完钻后回收运至下一口井重复利用。

废弃物处置：钻井过程中产生的废弃水基泥浆及岩屑进行不落地处理，经检测合格后综合利用；产生的油基岩屑属于危险废物，进行密闭收集并委托有资质单位（新疆中建环能北庭环保科技有限公司）处置，严禁落地。

2.4.2.4 钻具组合、钻头及钻进参数

(1) 钻头选型设计

结合岩石可钻性剖面及钻头使用情况，设计优化以五/四刀翼为主 PDC 钻头序列，重点针对红雁池玄武岩难钻地层，设计 13mm 复合片抗研磨 PDC 钻头，解决钻头吃入困难问题，提高攻击性。

表 2.4-4 钻头选型设计

井眼尺寸 (mm)	井段 (m)	进尺 (m)	钻头型号	技术特征
375	0-700(Q)	700	GA515GNHJT517GK	掌背加强型牙轮钻头穿砾石能力强
251	700-3070(Q-P ₂ l)	2370	SD9431/ES1954TGU	四刀翼 19/13mm 复合片
168	3070-4965(P ₂ l-P ₂ jj)	1895	SD3554TH/SD6443TH	五刀翼 13mm/4 刀翼 16mm 复合片

(2) 钻具组合

萨3块地层岩性复杂，岩性变化较大，分井段优化钻具组合，突出直井段强稳斜与定向段高造斜，二开配套定向型PDC、大功率螺杆、强化钻井参数，复杂易塌井段简化钻具组合，三开配套减摩降扭工具+旋导工具+近钻头地质导向仪器，提高水平段延伸能力及储层钻遇率。

一开 钟摆钻具组合

Φ375mmPDC+Φ244mm1.25°螺杆+Φ228mm 无磁钻铤×1 根+308mm 随钻井壁修复器+Φ203mm 钻铤×9 根+Φ127mm 钻杆

二开 “0-1-2”强稳斜钻具组合

Φ251mmPDC+Φ197mm1.25°螺杆+Φ247mm 扶正器+Φ178mm 钻铤×2 根+Φ247mm 扶正器+Φ178mm 钻铤×10 根+Φ127mm 钻杆

三开直井段 “0-1”稳斜纠斜钻具组合

Φ168mmPDC+Φ127mm 单弯螺杆（1.25）°+Φ161mm 扶正器+单流阀+Φ120mm 无磁钻铤+Φ101.6mm 加重钻杆×30 根+Φ101.6mm 钻杆

三开造斜段 旋转导向钻具组合：

Φ168mmPDC 钻头+旋转导向+单流阀+LWD+Φ101.6mm 无磁承压钻杆×1 根+Φ101.6mm 加重钻杆×48 根+Φ101.6mm 斜坡钻杆

三开造斜段 螺杆钻具组合：

Φ168mmPDC 钻头 +Φ135mm 螺杆（1.5°，153mm~155mm 扶正器）+Φ158mm~Φ161mm 扶正器+单流阀+LWD+Φ101.6mm 无磁承压钻杆+Φ101.6mm 加重钻杆×3 根+Φ101.6mm 斜坡钻杆×15 根+Φ120mm 水力振荡器+Φ101.6mm 加重钻杆×42 根+Φ101.6mm 斜坡钻杆

三开水平段 旋转导向钻具组合：

Φ168mmPDC 钻头+旋转导向+单流阀+LWD+Φ101.6mm 无磁承压钻杆×1 根

+Φ101.6mm 加重钻杆×6 根+Φ101.6mm 斜坡钻杆×2100m+Φ101.6mm 加重钻杆×48 根
+Φ101.6mm 斜坡钻杆

三开水平段 螺杆钻具组合:

Φ168mmPDC 钻头 +Φ135mm 螺杆 (1.25° , 153mm~155mm 扶正器)
+Φ158mm~Φ161mm 扶正器+单流阀+LWD+Φ101.6mm 无磁承压钻杆+Φ101.6mm 加重
钻杆 3 根+Φ101.6mm 斜坡钻杆×2100m+Φ120mm 水力振荡器+Φ101.6mm 加重钻杆×42
根+Φ101.6mm 斜坡钻杆

2.4.2.5 固井设计

(1) 套管串设计

①表层套管串结构

外管: Φ273mm 引鞋+Φ273mm 套管 1 根+Φ273mm 浮箍+Φ273mm 套管串+连入
内管: 插头 (带扶正块)+钻杆+方钻杆

②技术套管串结构

Φ193.7mm 浮鞋 (BC) +Φ193.7mm 套管 1 根 (BC) +Φ193.7mm 浮箍 (BC) +
Φ193.7mm 套管串 (BC)

③生产套管串结构

Φ127mm 浮鞋+Φ127mm 套管 1 根+Φ127mm 浮箍+Φ127mm 套管 1 根+Φ127mm
浮箍+Φ127mm 套管串+Φ127mm×Φ139.7mm 转换接头+Φ139.7mm 套管串

(2) 套管强度校核

方案先导试验新钻 7 口水平井。依据《固井技术规定》，结合开发方式、井完整性
要求，表层套管、技术套管、生产套管水泥均返至地面。

技术套管采用 P110 钢级，BC 扣套管；结合采油泵挂深度，在保证固井质量的前提
下，Φ139.7mm 油层套管下至技套脚以上 200m(2870m)，2870m-井底下入Φ127mm 生产
套管，均采用 P110 钢级长圆扣套管。

表 2.4-5 水平井套管强度校核

开次	井段 m	尺寸 mm	扣型 钢级	长度 m	壁厚 mm	线重 kg/m	段重 t	累重 t	外挤 强度 MPa	外挤 系数	内压 强度 MPa	内压 系数	抗拉 强度 kN	抗拉 系数	外挤载 荷 MPa	内压载 荷 MPa	拉力载 荷 kN
一开	0-700	273	J55 SC	700	8.89	60.27	42.19	42.19	10.9	1.18	21.60	1.79	1867	4.51	9.27	12.06	413.87
二开	0-3070	193.7	P110 BC	3070	9.53	44.2	135.69	135.69	36.9	1.28	65.3	1.62	4181	3.14	26.35	41.08	1331.16
三	0-	139.7	P110	2870	10.54	34.23	98.24	154.37	100.28	2.76	93.66	3.78	2853.82	2.47	35.19	25.63	1155.59

开	2870		LC														
	2870-4965	127	P110 LC	2095	9.19	26.79	56.13	56.13	92.90	2.04	96.14	3.62	2200.37	8.96	44.15	27.06	230.26

说明：1、设计采用等安全系数法；2、技术套管钻井液密度按 1.75g/cm^3 ，油层套管钻井液密度按 1.30g/cm^3 考虑；3、抗内压安全系数按井口试压 20MPa 计算；4、技术套管掏空率按 50% 计算，油层套管掏空率按 100% 计算。

（3）水泥浆体系的设计

①表层套管

采用常规水泥浆体系固井，水泥返至地面。

常规水泥浆体系：天山 G 中（MSR）水泥+44%水。

②技术套管

选用抗盐+抗盐低密水泥浆返至地面，优选驱油前置液（水+1%悬浮剂+40%高效油污冲洗剂）。

抗盐低密水泥浆体系：G 级（MSR）水+4.5%ST900L+20%JD-30B+8%WG+0.5%USZ+1%ST400S+1%KR400+1%KR300+0.35%TW302+0.1%DS500+70%水。

抗盐水泥浆体系：G 级（MSR）水泥+2%G33S+3.5%WG+1.0%USZ+1.5%KR300+0.2%TW302+0.1%XP-1+54%水。

③生产套管

技套套管脚以上 200m 至井底选用抗盐水泥浆，其余井段选用抗盐低密水泥浆返至地面。

抗盐低密水泥浆体系：G 级（MSR）+2%G33S+0.3%USZ+6%WG+20%。

JD-30B+0.8%KR400+0.2%TW302+0.1%XP-1+72%水。

抗盐水泥浆体系：G 级（MSR）+2%G33S+3.5%WG+1.0%USZ+1.5%KR300+0.2%TW302+0.1%XP-1+54%水。

2.4.2.6 井控设计

萨3块地层压力系统复杂，存在窄密度窗口和“上塌下漏”的风险，井控工作坚持“立足一次井控，搞好二次井控，杜绝三次井控”的原则，严格执行《中国石油天然气集团公司井控管理规定》及吐哈油田分公司相关实施细则。

根据单井井控风险级别，明确加重材料数量及加重钻井液密度、数量。

（1）一级井控风险井现场配备 2 倍以上井筒容积的钻井液罐，二级及以下井控风

险井现场配备 1.5 倍以上井筒容积的钻井液罐，与泥浆泵连通。

(2) 一级井控风险井，二开前储备高于设计最高钻井液密度 0.30g/cm^3 的加重钻井液 80m^3 ，重晶石粉 80t 。

(3) 二级井控风险井，打开油气层 200m 前储备高于设计最高钻井液密度 0.30g/cm^3 的加重钻井液 40m^3 ，重晶石粉 50t 。

(4) 三级井控风险井，打开油气层 200m 前储备重晶石粉 50t 。

(5) 四级井控风险井，在确保井控设施试压合格，使用正常的情况下，暂不储备加重钻井液和加重材料。

(6) 现场必须储备 80m^3 以上清水。

(7) 离物资储备点大于 200km 的井，增加重晶石粉 40t 。

(8) 井场加重钻井液储备罐应直接连接泥浆泵上水管线，并具备良好搅拌功能，保证泥浆不沉淀。

2.4.2.7 钻机选型

结合完钻井深、钻具组合、下套管负荷、处理复杂事故时余量等因素，综合考虑钻井时效及处理复杂事故能力，推荐采用 ZJ50 型及以上钻机，优化配置顶驱设备。 $\Phi 193.7\text{mm}$ 技术套管重 1391.6kN ， $\Phi 139.7\text{mm}+\Phi 127\text{mm}$ 生产套管重 1672.01kN 。

ZJ50 钻机最大钩载 3150kN ，管柱载荷应不超过最大钩载的 80% ，即 2520kN 。

表 2.4-6 ZJ50 钻机参数表

序号	名 称		型 号	规格	数量	备 注
一	钻 机		ZJ50	3150kN	1 套	
二	井 架		JJ-315	3150kN	1 套	净空高度： $\geq 6.1\text{m}$
三	提升系统	绞 车	JC-50	1100kW	1 套	
		天 车	TC-315	3150kN	1 套	
		游动滑车	YC-315	3150kN	1 套	
		大 钩	YG-315	3150kN	1 套	
		水龙头	SL-450	52MPa	1 套	
四	顶部驱动装置		/			
五	转盘		ZP-375	5850kN	1 套	
五	循环系统	钻井泵 1#	F-1600HL	1193kW	1 台	
		钻井泵 2#	F-1600HL	1193kW	1 台	
		钻井泵 3#	/			
		钻井液罐	总容积 $\geq 250\text{m}^3$			含储备罐
六	动力系统	柴油机	12V190	1000kW	3 台	

序号	名 称		型 号	规格	数量	备 注
七	发电机组	发电机	柴油发电机	400kW	1 台	
八	钻机控制系统	自动压风机	2V6.5/12	55kW	1 套	
		电动压风机	LS12-50HH	55kW	1 套	
		刹车系统	液压盘刹+电磁刹车		1 套	
九	固控系统	振动筛	ZS594	140m³/h	3 台	
		除砂器	WS703	55kW	1 台	
		除泥器	ZJ703	55kW	1 台	
		中速离心机	LW553	75kW	1 台	1600r/min
		高速离心机	LW453	55kW	1 台	3000r/min
十	加重装置	加重漏斗	SB8	75kW	1 台	
		电动加重泵	JQB6	75kW	1 台	
备注：以上规格型号为设备最低要求，施工方可以采用性能不低于表中的其他设备进行施工；建议采用电动钻机，具体是否采用电动钻机以实际调配为准。						

2.4.2.8 钻井周期预测

通过精细地层压力剖面刻画，攻关配套“长寿命抗研磨 PDC+旋导钻具+抗摩减扭工具+高性能水基钻井液”技术组合，力争实现三个一趟钻目标。结合前期水平井及定向井实钻情况，对不同水平段长水平井分别进行了完井周期优化及预测。

表 2.4-7 水平井完井周期预测结果

开钻 次数	钻头 尺寸 (mm)	井段 (m)	施工项目	前期实钻	萨 303	萨 15
				平均水平段 807m	水平段 1200m	水平段 1600m
导眼	Φ660	0-30	导眼钻进、下导管、固井、候凝	7.28	0.5	0.5
一开	Φ375	0-700	表层钻进		2.5	2.5
			下套管固井、候凝、装井口、试压	9.17	4.5	4.5
二开	Φ251	700-3070	钻进	30.52	8	8
			通井、电测、下套管、固井、候凝、中完	12.17	7.5	7.5
三开	Φ168	3070-完钻井深	直井段+造斜段+水平段钻进	38.97	21	22
			通井、电测、下套管、固井、候凝、完井	14.24	8	8
合计				112.35	52d	53

2.4.3 储层改造工程

储层伤害是油气田开发过程中，储层敏感性矿物遇酸、碱、盐、淡水或在机械力作用下发生物理、化学变化或外来固体颗粒堵塞孔隙喉道导致储层渗透率下降，从而降低

油井产能的现象。采油工程方案应充分考虑储层潜在伤害因素，开展敏感性评价，制定合理有效的储层保护措施。

2.4.3.1 射孔作业过程中储层保护措施及要求

油井射孔作业过程中的储层伤害因素主要包括：射孔瞬间在孔眼附近形成压实带导致储层渗透率下降；射孔液与储层岩石或流体不配伍引起粘土膨胀、微粒运移及水锁效应等伤害；射孔液中的固相物质进入储层堵塞孔喉造成伤害。

针对上述伤害因素，射孔作业过程中的储层保护要求如下：

(1) 优化射孔工艺参数：根据萨3块致密砂岩储层特征，优选穿透深度大、孔径适中的优质射孔弹及匹配的射孔枪，采用负压射孔或平衡射孔技术，尽量减少孔眼周围压实带的厚度，提高完善程度。

(2) 优选射孔液体系：射孔液推荐采用2%的活性水溶液（或与地层水配伍性良好的低伤害流体），严格控制射孔液中的固相含量和滤失量，防止固相颗粒堵塞油气通道以及滤液进入地层引起的水敏或水锁伤害。

2.4.3.2 修井作业过程中储层保护措施及要求

修井等井下作业过程中的储层伤害因素主要包括：压井液化学性质与储层不配伍引起粘土膨胀、微粒运移及水锁等伤害；修井液、压井液等作业液中的固相颗粒进入储层堵塞孔喉造成伤害。

针对以上伤害因素，修井作业过程中的储层保护要求如下：

(1) 优选压井液体系：采用对储层伤害小的压井液，推荐使用2%的活性水压井液或与地层流体配伍性良好的无固相清洁盐水，严格控制压井液的固相含量和滤失量。

(2) 优化作业工艺：对于转抽、检泵等常规作业，在设备和井况允许的情况下，优先实施不压井作业工艺，从源头上避免外来流体进入井筒，从而避免或降低作业过程中对储层的伤害。

(3) 控制作业时间：精心组织施工，尽量缩短作业周期，减少压井液在井底的浸泡时间，降低流体侵入深度。

2.4.3.3 压裂改造作业过程中的储层保护措施及要求

压裂改造过程中的储层伤害因素主要有：

(1) 压裂液滤液进入油层孔隙、喉道，引起物理化学变化，易产生严重的水锁伤害。

(2) 压裂液与储层不配伍易引起粘土矿物的水化膨胀和分散运移, 使孔隙喉道堵塞造成水敏和速敏伤害。

(3) 支撑剂选择不当或闭合压力过高, 会引起支撑剂破碎、嵌入等, 造成裂缝导流能力下降, 降低压裂效果。

针对以上伤害因素, 压裂改造过程中的储层保护要求如下:

(1) 优选压裂液体系: 选择对储层伤害小、残渣含量少、与储层配伍性好的低伤害压裂液体系(如在线变粘压裂液或滑溜水), 严格控制压裂液滤失。

(2) 优化支撑剂组合: 根据萨3块高闭合应力特征, 优选强度适宜的支撑剂, 并提高大粒径支撑剂占比, 以在主裂缝中形成高导流能力的宽缝, 防止支撑剂破碎和嵌入。

(3) 实施前置 CO₂ 增能: 在压裂前注入液态二氧化碳, 利用其增能助排作用, 提高高压后返排率, 减少压裂液在地层中的滞留时间, 降低水锁伤害风险。

(4) 优化施工参数: 合理设计施工排量和液量, 确保裂缝形态和几何尺寸满足设计要求, 实现储层的充分改造。

2.4.3.4 完井工艺设计

(1) 完井方式选择

常用的完井方式主要有套管射孔完井、裸眼完井、割缝衬管完井等。萨3块井井子沟组油藏为致密砂岩油藏, 储层物性差, 且井壁稳定性存在一定风险。为满足后续大规模分段体积压裂改造、分层开采及长期稳产的需求, 本项目部署的7口水平井均设计采用套管射孔完井方式。该方式能够有效支撑井壁, 利用水泥环封隔油气水层, 便于实施针对性的储层改造措施。

(2) 完井工艺要求

①固井质量要求: 为保证采油井长期安全生产及压裂效果, 要求油层段固井质量优质; 水泥环与套管、地层的第一、第二界面胶结良好; 生产井不漏油、不漏水、不漏气, 射孔后无层间窜扰; 水泥环抗挤压强度及密封完整性需满足大规模体积压裂的高压工况要求。

②套管试压要求: 根据《套管柱试压规范》(SY/T 5467) 及设计压力等级确定试压标准。油层套管(或尾管)需采用清水进行试压, 稳压时间及压降幅值需符合规定, 确保井筒密封性合格后方可进行射孔及压裂作业。

2.4.3.5 举升工艺

综合考虑油藏供液能力、井身结构及后期管理维护便利性，本项目7口新钻水平井全部采用有杆泵抽油机作为人工举升方式。

(1) 地面设备 选用14型抽油机，配套电机功率为37kW。该机型具备冲程长、载荷大、可靠性高的特点，能够适应深井及高粘原油的举升需求。

(2) 增能措施 针对原油粘度大、流动性差的问题，在正式投产前实施前置二氧化碳增能措施。利用二氧化碳在原油中的溶解降粘、溶胀及混相作用，改善原油流动性，同时补充地层能量，提高单井产量和返排率。

2.4.3.6 压裂工艺设计

(1) 设计思路

针对萨3块井井子沟组致密砂岩油藏孔隙度低、渗透率低、原油黏度较高、两向水平应力差较大等特征，为有效动用储量、提高单井产量和改造体积，本项目压裂改造总体采用“水平井细切割体积压裂”技术路线；其中，萨15平台4口井结合原油黏度较高及地层能量补充需求，配套实施“前置CO₂增能”压裂试验，以进一步改善改造效果和单井产能。

(2) 压裂工艺技术

本项目新钻7口水平井均实施细切割体积压裂。针对储层两向应力差较大、常规压裂条件下复杂缝网形成难度较高的问题，压裂工艺采用“分段分簇细切割+极限限流+复合暂堵转向”的技术组合，通过提高射孔簇密度、优化分段分簇参数及应用暂堵转向措施，促进裂缝均匀起裂和扩展，扩大储层改造体积，提高裂缝控制储量。

其中，萨15平台4口井在压裂施工前实施前置CO₂增能措施。通过在压裂前注入液态二氧化碳，利用CO₂与原油接触后产生的溶解降黏、溶胀及补充地层能量等作用，改善原油流动性，提高压裂后返排效果和单井产能。

(3) 施工参数设计

本项目压裂施工总体采用大液量、大砂量设计思路。结合同类型油藏压裂改造经验及区块前期试验认识，单井平均入液强度约为28m³/m，平均加砂强度约为4.2t/m。具体压裂规模根据井筒条件、水平段长度、储层发育特征及“一井一策”原则进行差异化优化设计。

(4) 压裂材料选择

压裂液体系以低伤害压裂液为主，可根据井段改造要求选用滑溜水体系或在线变黏

压裂液体系，在满足造缝和携砂要求的同时，尽量降低对储层的伤害。支撑剂采用多粒径组合优化方式，可选用 70/140 目、40/70 目、30/50 目石英砂等进行组合配置，并适当提高较大粒径支撑剂占比，以增强主裂缝导流能力，满足高黏原油条件下的渗流需求。

表 2.4-8 压裂液配方（干粉）

序号	液体名称	液体配方
1	低粘滑溜水	0.08%-0.15%稠化剂+0.2%助排剂
2	高粘携砂液	0.15%-0.3%稠化剂+0.2%助排剂
备注		所有添加剂浓度根据现场实际情况进行调整

表 2.4-9 7 口水平井压裂方案参数设计表

平台	层位	井号	水平段长 (m)	簇间距 (m)	单段簇数	单段厚度 (m)	段数	单段孔数	前置 CO ₂ (t)	入井液量 (m ³)	加砂量 (m ³)	排量 (m ³ /min)	工艺	加砂强度 (t/m)	用液强度 (m ³ /m)
萨 303	JJ ₃ ²⁻¹	萨 303-2101H	1200	8	5	53	19	25	/	26824	2699	14-16	/	4.1	27
	JJ ₃ ²⁻¹	萨 303-2102	1200	6	6	52	19	24	/	26937	2710	14-16	暂堵	4.2	28
	JJ ₃ ²⁻²	萨 303-2201H	1200	8	5	53	19	25	/	26824	2699	14-16	/	4.1	27
萨 15	JJ ₃ ²⁻¹	萨 15-2101H	1600	8	5	53	25	25	2100	36561	3678	14-16	/	4.2	28
	JJ ₃ ²⁻¹	萨 15-2102H	1600	6	6	53	25	24	2100	37020	3724	14-16	暂堵	4.3	28
	JJ ₃ ²⁻²	萨 15-2201H	1600	8	5	53	25	25	2100	36561	3678	14-16	/	4.2	28
	JJ ₃ ²⁻²	萨 15-2202H	1600	6	6	53	25	24	2100	37027	3725	14-16	暂堵	4.3	28
平均	/	/	1429	/	/	53	22	/	/	32536	3273	/	/	4.2	28
汇总	/	/	/	/	/	/	157	/	4200	260291	26187	/	/	/	/

2.4.3.7 配套工艺设计

(1) 清防蜡工艺 萨 3 块原油含蜡量高达 26.56%，析蜡点高，井筒结蜡风险较大。为保障油井正常生产，设计建立以“化学防蜡为主、热洗清蜡为辅”的清防蜡体系。

化学防蜡：通过井口定期投加清防蜡剂，抑制石蜡结晶析出和在管壁的沉积。

热洗清蜡：井口装置预留热洗接口，根据油井结蜡规律，定期利用热洗车或地面热洗流程进行热洗作业，清除井筒结蜡。

(2) 井筒防偏磨与防腐工艺

防偏磨：针对水平井造斜段及狗腿度较大井段易发生管杆偏磨的问题，优化抽油杆柱组合设计。在重点井段合理加装抽油杆扶正器（如尼龙扶正器、滚轮扶正器等），减少管杆直接接触磨损；配套使用抗磨油管或旋转井口装置，延长检泵周期。

防腐：针对实施前置 CO₂ 增能压裂可能带来的井筒腐蚀风险，采取“缓蚀剂+防腐材质”的防护措施。在注气及返排生产阶段定期投加缓蚀剂；对于腐蚀风险较高的井段，优选防腐性能更好的管材（如 13Cr 油管）或防腐涂层管柱。

2.4.3.8 钻井井场平面布置

（1）布置原则

本项目钻井井场平面布置遵循“满足工艺要求、布局紧凑合理、保障安全生产、便于环保管理”的原则，在满足钻井施工、井控安全、固控处理、物料堆放及后续压裂、试油和采油设施衔接要求的前提下，尽量减少井场占地和地表扰动。井场内各类设备设施布置充分考虑工艺流程衔接、施工组织和安全间距要求，相关防火间距和安全布置执行现行石油天然气行业有关规范和标准。

（2）功能分区

结合本项目丛式平台钻井特点，钻井井场主要划分为以下功能区域：

钻井作业区：主要布置井架、钻台、井口装置、动力设备等核心钻井设施，是井场作业的中心区域。

泥浆循环及固控区：主要布置泥浆泵、泥浆罐、振动筛、除砂器、除泥器、离心机等泥浆循环及固控设备，用于钻井液循环使用及固液分离处理。

环保处理区：紧邻泥浆循环及固控区布置，主要设置泥浆不落地处理系统、岩屑收集罐及废液收集设施，便于钻井过程中泥浆、岩屑和废液的及时收集、分类储存和规范处置，减少污染物落地风险。

辅助生产区：主要包括值班房、配电设施、材料临时堆场、消防器材及应急物资存放点等，用于保障钻井施工的正常组织和现场管理。

临时生活及管理区：根据施工需要设置临时生活营地和现场管理用房，并与钻井作业区保持必要安全距离。相关设施原则上采用临时性、可移动式布置，施工结束后及时拆除并恢复场地。

（3）工厂化作业布局

本项目萨 303 平台和萨 15 平台均采用丛式井组集中部署方式，井场平面布置充分

考虑“工厂化钻井”施工需求。平台内设备布置兼顾多口井连续钻井、钻机井位转换及后续压裂、试油、采油设施接续建设要求，可满足钻井设备在井位之间快速转移或连续作业需要，提高平台井施工效率，减少重复搬迁造成的时间损失和地表扰动。

同时，井场布置中预留了储层改造施工空间和后续采油地面设施建设条件，便于钻井、压裂、试油和投产阶段顺序衔接，有利于实现平台井集约化、连续化施工。

2.4.4 井场工程

本工程新建萨15采油平台，利用现有303采油平台，利用现有2座井场，区块共部署开发井10口，其中新钻井7口，探评转产井3口，区块分两套差异化集输工艺：萨303平台采用密闭管道集输工艺，流程为单井采出液经单井集油支线汇入数控多通阀选井计量装置计量后，通过新建原油集输管线密闭输送至吉康原油脱水站集中处理；萨15平台及2座单井站采用站内储集+罐车拉运工艺，流程为井口产出流体经多通阀选井计量、两相分离后进入密闭原油储罐暂存，再通过密闭装车由罐车拉运至吉康原油脱水站统一处置，采油平台井场部署及集输去向见表2.4-10。

表 2.4-10 采油平台部署及集输去向一览表

序号	钻井平台	平台性质	油井（口）	布设内容	集输方式	集输去向
1	萨 303 平台	现有	3	新建 8 井式多通阀选井计量橇 1 座（消气器+流量计），250kW 二氧化碳空气源热泵 1 台（含 200m² 螺旋板式换热器）	管输	吉康脱水站
2	萨 15 平台	新建	4	新建 8 井式多通阀选井计量橇 1 座（消气器+流量计），橇装两相分离器 1 具，30kW 天然气发电机 1 台，60m³ 油罐 8 具（1 新 7 利旧，含 2 具装车泵），放空管 1 座	罐车拉运	
3	萨 15 井场	现有	1	设置原油储罐，配套橇装节能型防爆电磁加热器		
4	萨 L1501H 井场	现有	2			

2.4.5 油气集输工程

2.4.5.1 生产现状

根据开发方案及地面工程设计资料，萨3块位于吉南油田萨探区块南部，区块内目前已完钻投产井11口，其中直井6口、水平井5口，现有井产液主要采用罐车拉运方式输送至吉康原油脱水站集中处理。自2021年风险探井萨探1井获突破后，区块南部进一步部署钻探并发现萨3块，现有开发实践已为本次先导试验提供了基础资料和工程依托条件。吉康原油脱水站为萨探区块已建主要油气处理站场，承担区块原油集输、处

理、储存及外运，以及采出水处理和伴生气利用等功能。站内原油处理规模为 30×10⁴t/a，现有采出水处理及回注系统能够满足区块已建井处理需求，同时为本项目提供依托条件。

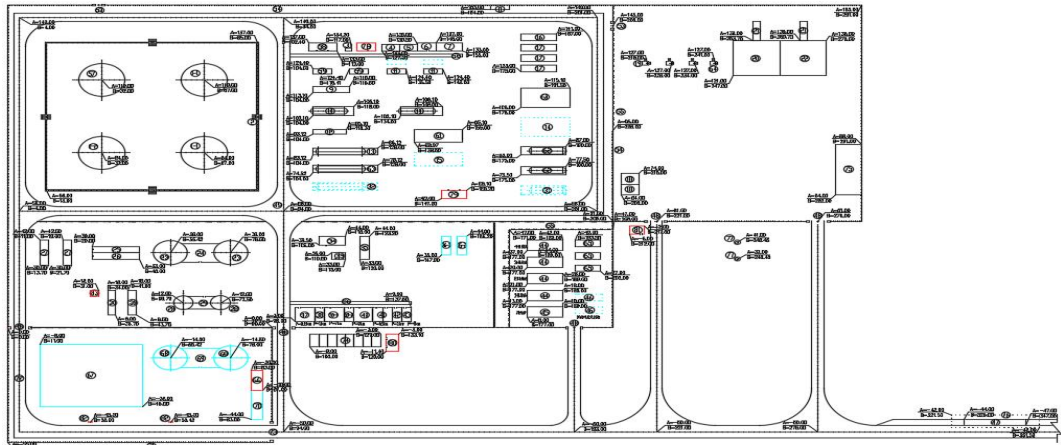


图 2.4-2 已建吉康脱水站现状图

(1) 原油处理系统

1) 已建流程

吉康脱水站目前处理流程为“化学沉降+电化学脱水”两级脱水工艺。站外汽车拉运、管输来液（30~40℃）经加药后，首先进入橇装电加热器升温至 50~60℃进入三相分离器进行一段热化学沉降脱水，然后经橇装电加热器升温至 70~80℃进入高效电脱水装置进行二段脱水，处理后合格原油（含水≤0.5%）经过螺旋板换热器降温至 60℃后进入储油罐，通过装车栈桥外运；三相分离器 and 高效电脱水装置脱出的污水经过水处理系统处理后，就地回注；同时，脱出气相供燃气加热炉。原油处理流程见图 2.4-3。

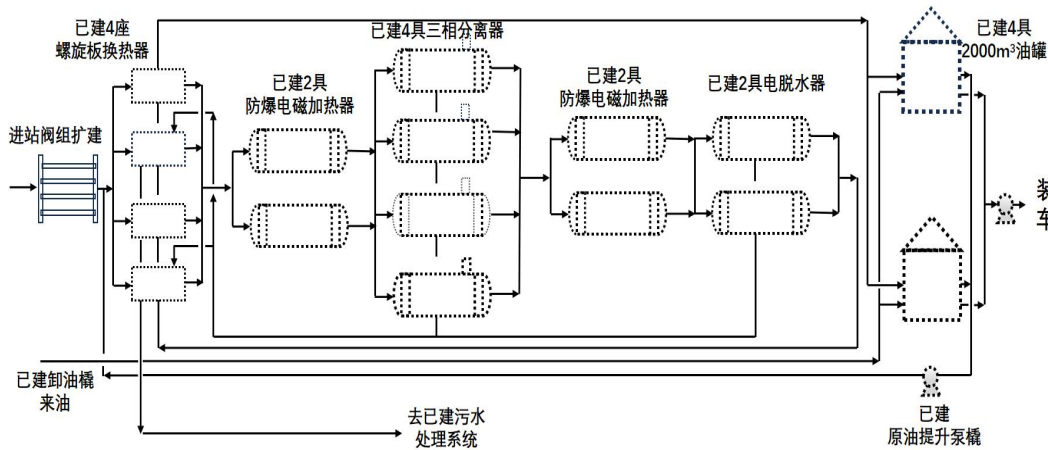


图 2.4-3 吉康原油脱水站工艺原理流程图

2) 扩建流程

吉康脱水站目前根据《吉南油田萨探1块二叠系井井子沟组油藏萨105、萨11断块开发试验方案》对站内原油处理流程进行扩建，站外高含 CO_2 来液通过站内新建进站阀组（不锈钢材质），进入新建三相分离器橇（不锈钢材质）进行“油、气、水三相分离”，分离出的油相通过原油增压泵橇增压后与站外不含 CO_2 来液汇合后进入换热器升温至 35°C ，再进入一级电磁加热器升温至 60°C 进入三相分离器进行一段热化学沉降脱水，然后经二级电磁加热器升温至 80°C 进入高效电脱水装置进行二段脱水，处理后合格原油（含水 $\leq 0.5\%$ ）经过换热器降温至 70°C 左右后进入储油罐，通过装车栈桥汽车外运至北三台油库。原油处理流程见图2.4-4。

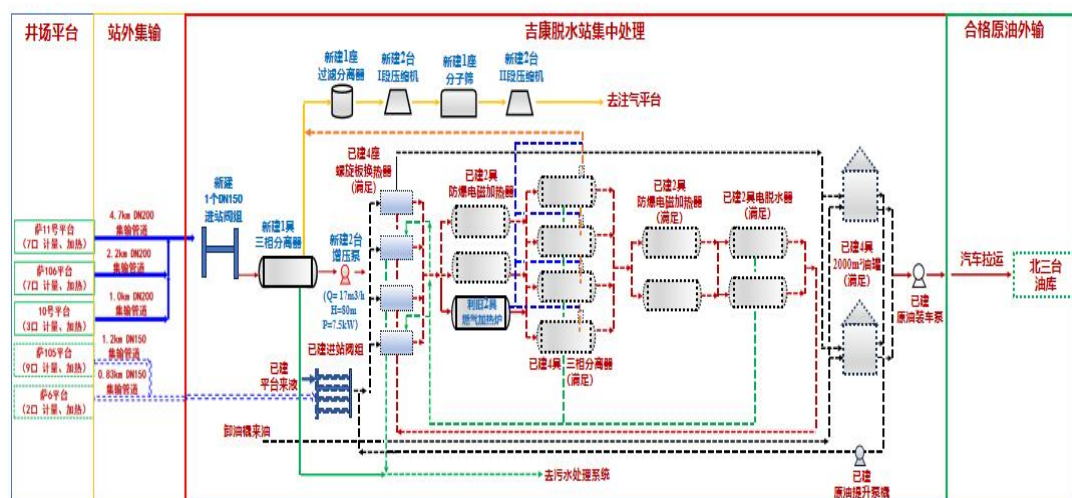


图 2.4-4 在建原油处理流程图

（2）伴生气处理流程

目前站内伴生气处理共有两个阶段，前期阶段为注气设备建成前，萨探1区块所产伴生气（天然气）供站内利旧燃气加热炉使用；后期为注气设备建成后，萨探区块所产伴生气（天然气和 CO_2 ）均采用循环回收注入至单井；萨探其他断块所产伴生气（天然气）全部供利旧的两台 2300kW 燃气加热炉使用，维检修时天然气进入新建注气系统（临时措施）。伴生气处理流程见图2.4-5。

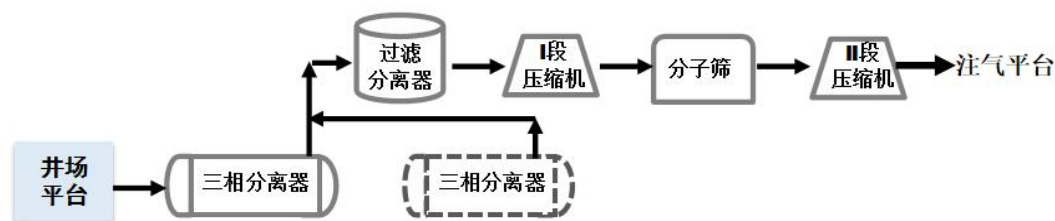


图 2.4-5 伴生气处理流程图

（3）采出水处理流程

油田采出水成分比较复杂，悬浮物、油分含量在水中存在形式也不相同。同时，因各种处理工艺都有其局限性和适用性，根据进水水质特性和处理后水质要求，采用不同工艺进行组合，使出水水质达到回注水要求，目前站内采出水处理主工艺流程：缓冲调节、除油+两级氮气气浮+核桃壳过滤+多介质过滤。采出水处理流程见图 2.4-6。

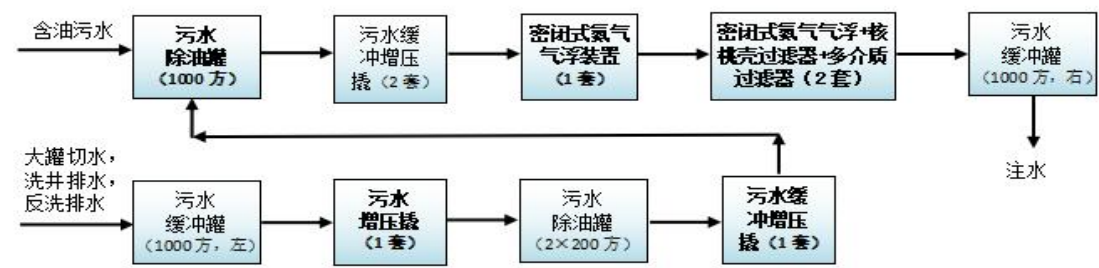


图 2.4-6 采出水处理流程图

表 2.4-10 吉康脱水站主要设备设施一览表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
(一)	集输部分			
1	2000m³钢制油罐	具	4	已建
2	橇装高效三相分离器φ3.0×10.8m 1.5MPa	套	4	已建
3	橇装常压原油电加热器 2000kW	套	1	已建
4	橇装常压原油电加热器 500kW	套	1	已建
5	橇装常压原油电加热器 1200kW	套	1	已建
6	橇装常压原油电加热器 300kW	套	1	已建
7	高效电脱水装置 (1000m³/d)	项	2	已建
8	橇装原油装车泵装置 (油泵 3 台: 90m³/h; H=49m)	座	1	已建
9	橇装原油装车泵装置 (油泵 3 台: 100m³/h; H=50m)	座	1	已建
10	橇装原油提升泵装置 (油泵 2 台: Q=50m³/h; H=70m; P=22k)	座	1	已建
11	橇装卧式分液罐 φ1.2×4.7m PN1.0MPa	具	1	已建
12	橇装加药装置 (加破乳剂)	座	1	已建
13	橇装装车栈桥 (1 车位)	套	4	已建
14	橇装密闭卸油装置 (卸油泵 2 台, Q=102m³/h; H=36m; P=18.5kW)	套	2	已建
15	燃气加热炉 2300kW	套	2	已建
23	燃气分液罐橇φ0.8×2.4m	座	1	已建
24	100 吨地磅	座	1	已建
25	橇装大罐抽气装置 (处理量: 300m³/d; 10KW;)	套	1	已建
26	螺旋板换热器 (换热面积: 100m²/台)	台	4	已建
27	火炬筒 DN100×17m	座	1	已建

28	火炬自动点火装置	套	1	已建
(二)	水处理、注水部分			
1	消防注水清水罐 1000m ³ 玻璃钢	座	2	已建
2	200m ³ 污水除油罐 (玻璃钢储罐)	座	2	已建
3	200m ³ 污水除油罐阀组间工艺安装	项	1	已建
4	60m ³ 污水缓冲增压橇 (包括 1 具 60m ³ 卧式缓冲罐, 2 台提升泵 Q=6.3m ³ /h; H=50m; P=4KW, 液位连锁变频控制)	具	2	已建
5	橇装 60m ³ 净化污水罐 (提升泵 1 台 Q=6.3m ³ /h; H=50m; P=4kW, 带变频)	具	2	已建
6	橇装 60m ³ 低位污水罐 (提升泵 1 台 Q=50m ³ /h; H=32m; P=7.5kW, 带变频)	具	3	已建
7	橇装 60m ³ 低位污油罐 (提升泵 1 台 Q=50m ³ /h; H=32m; P=7.5kW, 带变频)	具	1	已建
8	污水处理装置 (第三方提供服务)	套	1	已建
9	清水过滤橇, 含喂水泵 3 台 (Q=14m ³ /h, H=58m, N=5.5kW); 纤维球过滤器 2 台 (D1400, Q=30m ³ /h, 反冲洗泵 2 台)	座	1	已建
10	橇装加药装置 (加药泵 2 台: Q=0~200L/h; P=1.0MPa; 功率 1.5KW, 自带安全阀及止回阀, 附带加药间和药库)	套	1	已建
11	橇装注水泵 Q=11.8m ³ /h, P=42MPa, N=185kW, 变频控制	台	5	已建
12	提升泵 Q=50m ³ /h; H=50m; P=15KW, 液位连锁变频控制	台	4	已建
13	1000m ³ 净化污水缓冲罐 玻璃钢	座	2	已建
14	污水装车泵橇 每套含离心泵 2 台 (100m ³ /h; 50m; 22kW) 含电磁流量计及阀门	套	2	已建
15	污水外输泵橇 (包括 3 台外输泵 Q=44.5m ³ /h; H=100m; P=30KW, 液位连锁变频控制)	座	1	已建

2.4.5.2 站外集输工程

(1) 集输工程

本项目萨3块先导试验区共新建7口采油井, 均为水平井, 3口探评转产井, 原油产能 $3.81 \times 10^4 \text{t/a}$ 。根据平台布置和集输条件不同, 项目采用“萨303平台管输、萨15平台及单井拉运、吉康原油脱水站集中处理”的集输模式。其中, 萨303平台来液经计量、加热后通过管道输送至吉康原油脱水站; 萨15平台来液经计量、气液分离及储罐暂存后, 采用罐车拉运至吉康原油脱水站处理; 单井产油气混合液经井口简易分离后密闭存入单井储罐; 储罐配套密闭装车泵、密封装车鹤管, 原油通过密闭管路输送至拉油罐车, 外运至吉康原油脱水站集中处理。

根据开发方案提供的流体物性数据, 萨3块原油具有中质、低粘、高蜡、中凝特点, 具体物性见表2.4-11。

表 2.4-11 萨3块原油物性数据表

项目	单位	数值	备注
----	----	----	----

原油相对密度 (d20)	g/cm ³	0.898	
原油粘度 (50℃)	mPa·s	83.8	低粘度
凝固点	℃	22.7	
含蜡量	%	26.56	高含蜡
初馏点	℃	100.87	
气液比	m ³ /m ³	3	2027 年预测数据
含水率	%	70.0	2027 年预测数据

(2) 井场平台流程

本项目共建设 2 座采油平台，分别为萨 303 平台和萨 15 平台。两平台均设置多通阀选井计量装置，但因集输方式不同，平台工艺流程存在差异。

萨 303 平台采用“单井计量+加热+密闭外输”工艺。平台内 3 口单井产液经单井管线汇集后，进入 8 井式多通阀选井计量装置进行计量，计量后经 250kW 二氧化碳空气源热泵及配套换热设施加热，再通过新建外输管线输送至吉康原油脱水站集中处理。平台内除单井管线外，还设置短距离汇管、地上连接管及配套阀门、电伴热等设施，以满足平台计量、加热及外输工艺要求。

萨 15 平台采用“单井计量+分离+储存+拉运”工艺。平台内 4 口单井产液经单井管线汇集后，进入 8 井式多通阀选井计量装置进行计量，随后进入两相分离器进行气液分离。分离后的液相进入储油罐暂存，最终通过罐车拉运至吉康原油脱水站处理；分离产生的伴生气优先用于平台天然气发电机综合利用，必要时通过放空管进行安全放空。平台内同样设置短距离工艺连接管、地上保温钢管、阀门、电伴热和装车设施等，以满足平台分离、储存和拉运要求。

表 2.4-12 井场平台主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
(一)	站外平台			
(1)	萨 303 平台			
1)	工艺			
1	14 型抽油机 37kW (自带控制柜)	台	3	利旧
2	标准化设计采油井口安装	座	3	
3	单井管道 RF-Y-II-DN65-6.4MPa 柔性复合管 (复合硅酸管壳 40mm+胶带)	m	300	埋地
4	集输管道 RF-Y-II-DN100-6.4MPa 柔性复合管 (复合硅酸管壳 50mm+胶带)	m	180	埋地
5	20 无缝钢管 D76×4 (地面低支架敷设、复合硅酸管壳 40mm+电伴热保温)	m	12	
6	20 无缝钢管 D133×5 (地面低支架敷设、复合硅酸管壳 50mm+电伴热保温)	m	20	

7	8 井式多通阀选井计量橇	座	1	
8	250kW 二氧化碳空气源热泵 (含 200m ² 螺旋板式换热器)	台	1	
9	闸阀 Z41H-25 DN125 PN2.5MPa	个	3	
10	防爆自控温电热带 42w/m ~220V (带附件)	m	100	
11	工艺安装	项	1	
2)	消防			
1	手提式干粉灭火器 MF/ABC8	具	16	
2	灭火器箱 (内设 2 具 MF/ABC8 干粉灭火器)	具	8	
(2)	萨 15 平台			
1)	工艺			
1	14 型抽油机 37kW (自带控制柜)	台	4	利旧
2	标准化设计采油井口安装	座	4	
3	单井管道 RF-Y-II-DN65-6.4MPa 柔性复合管 (复合硅酸管壳 40mm+胶带)	m	400	埋地
4	集输管道 RF-Y-II-DN125-6.4MPa 柔性复合管 (复合硅酸管壳 50mm+胶带)	m	180	埋地
5	20 无缝钢管 D76×4 (地面低支架敷设、复合硅酸管壳 40mm+电伴热保温)	m	16	
6	20 无缝钢管 D133×5 (地面低支架敷设、复合硅酸管壳 50mm+电伴热保温)	m	400	
7	20 无缝钢管 D108×4 (地面低支架敷设、复合硅酸管壳 50mm+电伴热保温)	m	150	
8	8 井式多通阀选井计量橇	座	1	
9	60m ³ 油罐	具	1	新建
10	60m ³ 油罐	具	5	利旧
11	60m ³ 油罐 (每具含原油装车泵 2 台: Q=80m ³ /h; H=60m; P=37kW)	具	2	利旧
12	橇装两相分离器	具	1	
13	天然气发电机 (输出 30kW)	台	1	
14	放空管 DN100	具	1	
15	闸阀 Z41H-25 DN125 PN2.5MPa	个	30	
16	防爆自控温电热带 42w/m ~220V (带附件)	m	1132	
17	工艺安装	项	1	
2)	消防			
1	手提式干粉灭火器 MF/ABC8	具	28	
2	灭火器箱 (内设 2 具 MF/ABC8 干粉灭火器)	具	14	
3	推车式干粉灭火器 MFT/ABC50	具	4	
(二)	集油管道			
1)	工艺			
1	柔性复合高压输送管 RF-Q-II-125-6.4MPa(50mm 厚复合硅酸盐管壳并保温层, 外做聚乙烯防腐胶带)	km	5.52	
2	收发球装置	套	1	
3	闸阀 Z41H-25 DN150 PN2.5MPa	个	1	

4	闸阀 Z41H-25 DN125 PN2.5MPa	个	1	
5	闸阀 Z41H-25 DN100 PN2.5MPa	个	1	
6	穿路、水渠套管 D426×9 (3PE 普通级防腐)	m	200	

(3) 集油汇管

为适应项目区地形起伏和油田地面集输要求,本工程平台内单井管线及站外集输管道均采用柔性复合高压输送管。本项目共新建站外集输管道1条,即萨303平台至吉康原油脱水站外输管线,长度约5.52km;同时新建站内单井管线7条,其中萨303平台单井管线0.30km,萨15平台单井管线0.40km,合计约0.70km。两平台内部另设置与计量、加热、分离、储罐和装车等设施配套的短距离工艺连接管线。

①管道路由

本工程管道总长度约6.22km,管道设计参数如下:

表 2.4-13 集输管道设计参数

序号	类型	管道名称	起点	终点	设计压力	管径	设计温度	长度
					(MPa)	(DN)	(°C)	(km)
1	集输	萨303平台外输管线	萨303平台	吉康脱水站	2.5	DN125	柔性复合管	5.52
2	单井	萨303平台单井管线	井口	计量/汇管	2.5	DN65	柔性复合管	0.30
3	单井	萨15平台单井管线	井口	计量/汇管	2.5	DN65	柔性复合管	0.40
合计								6.22

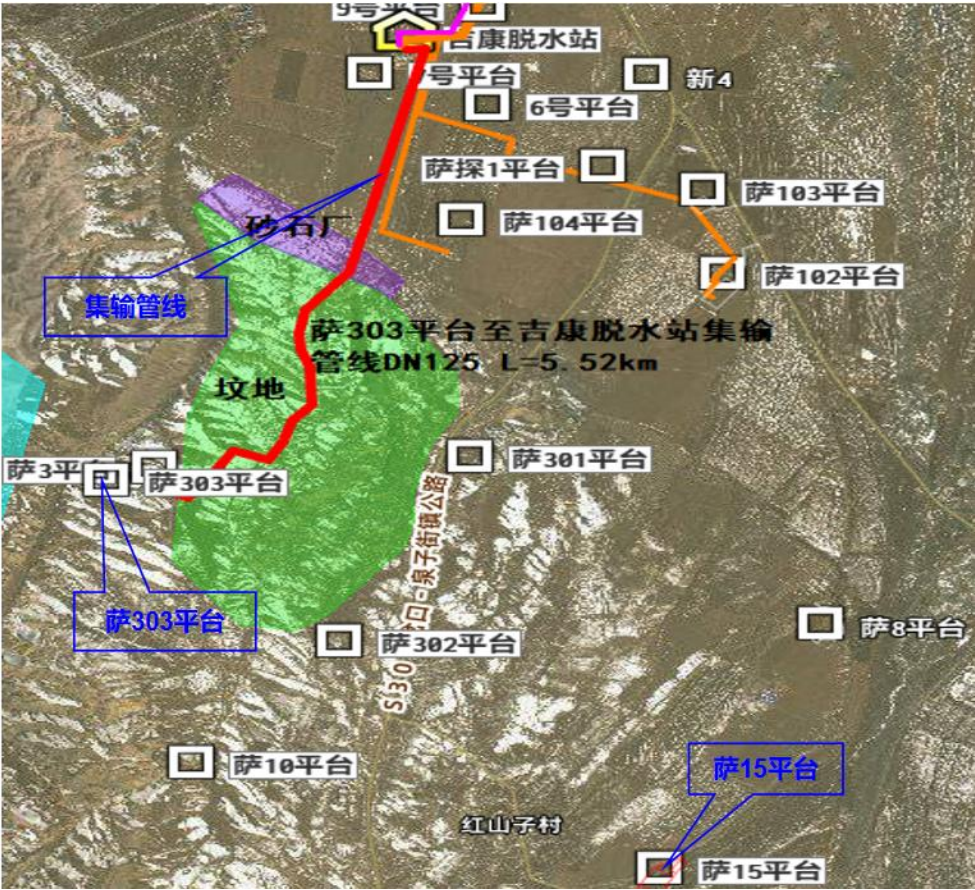


图 2.4-7 萨 303 平台原油集输管线图

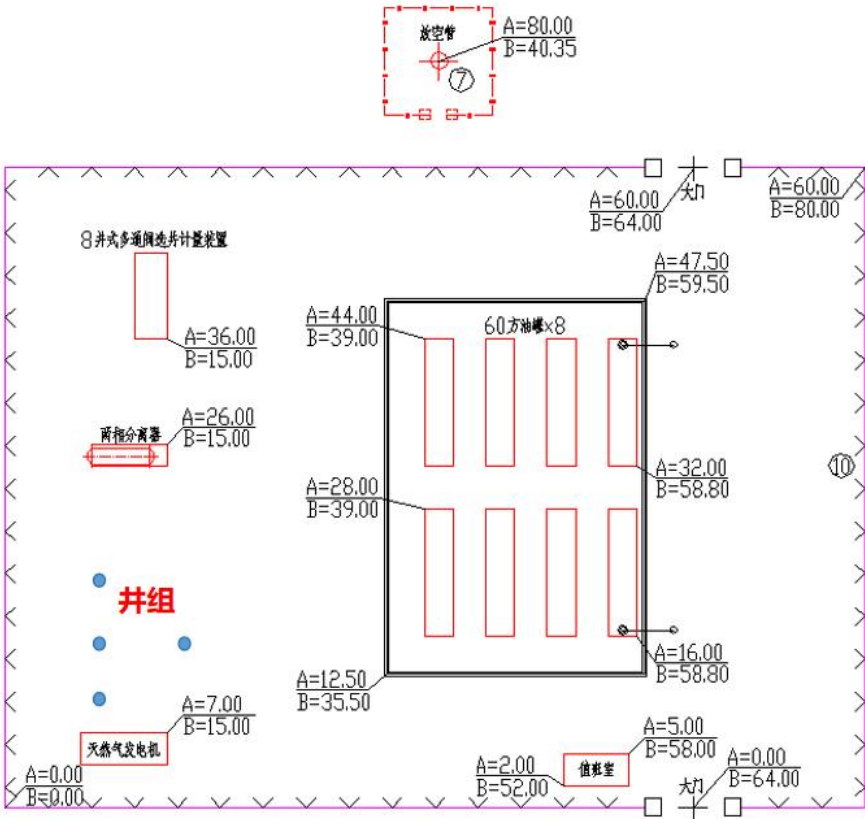


图 2.4-8 萨 15 平台拉油站平面布置图

②敷设方式

本项目新建站外集输管道和站内单井管线均采用埋地敷设方式，结合地形条件采取弹性起伏敷设。根据地面工程方案，管线管顶埋深约为 2.0m，埋深大于当地最大冻土深度，有利于保障管道运行安全和稳定。管道并根据工艺要求采取相应保温及外保护措施，以满足含蜡原油输送要求。

2.4.6 配套工程

2.4.6.1 道路工程

本项目位于吉木萨尔县境内，区域交通较为便利，外部依托 G216 国道、S303 省道及京新高速等干线公路。油田内部主要依托已建成的勘探井便道和乡村道路进行钻机搬迁、物资运输及日常巡检，原则上不新建永久性高等级公路。

（1）进井道路

针对萨 303 平台和萨 15 平台的新钻井施工，主要利用现有的勘探开发简易道路。对于部分路况较差或无法直接通达井场的路段，修建临时进井路或进行路面铺垫维护。进井路路面一般采用砂石路面，路基填料优先利用经环保处理达标的钻井岩屑及场地平整产生的土方。

（2）巡检道路

运营期依托已有的油田道路网络及伴行集输管线、供电线路的简易巡检道进行日常巡回检查。萨 3 块地表多为戈壁荒漠或农田，巡检车辆沿固定车辙行驶，严格控制行车范围，减少对地表植被和土壤的碾压破坏。

（3）道路建设要求

选线原则：尽量利用已有便道，避开植被生长良好区域和农田。

施工要求：严格控制道路占地宽度，严禁随意扩宽或开辟新路；施工结束后对临时占用的道路进行清理和平整恢复。

2.4.6.2 供排水工程

（1）供水

生产用水：本项目钻井用水及压裂用水主要采用罐车拉运方式解决。压裂用水优先依托吉康原油脱水站污水处理系统处理达标后的回注水，实现水资源的循环利用，不足部分由罐车从吉木萨尔县市政供水点拉运。

生活用水：井场及施工营地生活用水采用罐车从吉木萨尔县城或周边乡镇供水点拉

运至现场储水罐。

（2）排水

本项目实施“清污分流、污污分流”制，各类废水均得到有效处置，不直接排入地表水体。

采出水：萨303平台采出液经集输管道输送至吉康脱水站，萨15平台采出液经分离后由罐车拉运至吉康脱水站。采出水在吉康脱水站内经一体化污水处理装置（处理规模2000m³/d）处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准后，用于油田注水或配制压裂液，实现零排放。

钻井废水：钻井过程中产生的废水进入泥浆不落地系统处理，分离出的液相循环使用或用于配制钻井液，钻井结束后剩余废水由罐车拉运至吉康脱水站处理。

压裂返排液：压裂返排液通过井场设置的返排液回收罐收集，严禁落地，收集后由罐车拉运至吉康脱水站污水处理系统处理。

生活污水：施工期生活污水排入现场设置的防渗收集池，定期由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂集中处理。

管道试压水：管道试压采用清洁水，试压结束后沉淀处理，用于施工现场洒水抑尘或区域生态绿化。

2.4.6.3 供配电

（1）供电现状

吉康区域现已建成35kV吉康变电站1座，可为本项目提供外部电源条件。根据地面工程设计资料，现有供电系统能够满足萨3块先导试验区新增平台设施和配套设备的用电需求。

（2）供电方案

本项目萨303平台和萨15平台均采用10kV架空线路供电，电源均引自35/10kV吉康变电站。根据初步设计方案，两平台供电线路分别由吉康变电站现有10kV线路“T”接引出，并分别向各平台供电。

其中，萨303平台由35/10kV吉康变电站10kV脱水站I线6#转角杆处“T”接，向平台新建1条10kV架空线路，线路采用单杆单回架设；萨15平台由35/10kV吉康变电站10kV新2线33#转角杆处“T”接，向平台新建1条10kV架空线路，线路同样采用单杆单回架设。两平台供电线路均采用JKLGYJ-10kV-240/30导线。

平台配电设施方面，萨303平台采用400kVA户外变压器+户外配电箱方式供电，主要为平台抽油机、选井计量装置、空气源热泵及配套自控设施供电；萨15平台采用800kVA户外变压器+户外配电箱方式供电，主要为平台抽油机、选井计量装置、两相分离器、储罐配套设施、装车设施及辅助生产设备供电。

（3）新能源利用

本项目供电以现有油田电网供电为主，结合区域已建电力基础设施统筹解决平台新增用电需求。项目本次不单独新建光伏发电设施，后续如区块整体开发需要，再结合区域电力系统和新能源规划统一考虑。

2.4.6.4 防腐工程

（1）管道防腐

集输及单井管线：本项目萨303平台至吉康脱水站集输管线及站内单井管线主体推荐采用柔性复合高压输送管。该管材由高分子聚合物内衬层、增强层及保护层构成，具有优良的耐腐蚀性能，不需要进行专门的防腐处理。

穿越套管：集输管线穿越道路及水渠时使用的钢制保护套管（D426×9），采用3PE普通级防腐（三层聚乙烯防腐层）进行外防腐。

站内钢制工艺管道：井场内部分地面敷设的钢制工艺管线（如20#无缝钢管），采用涂层防腐。通常做法为：管道除锈达标后，涂刷防锈底漆及面漆（如环氧富锌底漆+环氧云铁中间漆+丙烯酸聚氨酯面漆），并结合保温层进行防护。

（2）设备及结构防腐

钢结构设施：井场内的钢支架、设备底座、栅栏围墙等钢构件，考虑到当地风沙大的气候环境，采用加强防腐措施。防腐结构为：环氧富锌底漆+环氧云铁中间漆+丙烯酸聚氨酯面漆。

混凝土结构：根据岩土工程勘察结果，场地土对混凝土结构具有弱腐蚀性。基础施工时采用抗硫酸盐水泥或采取相应的防腐阻锈措施，确保基础耐久性。

2.4.6.5 仪表自控

本项目按照“标准化设计、模块化建设、数字化管理”的建设模式，配套建设自动化仪表及控制系统。系统采用三级控制方式，即调控中心控制级、站场控制级和就地控制级。

（1）单井数据采集与控制

监测内容：7口新钻采油井井口均配置智能控制柜及RTU系统。实时采集油压、套压、电机电参量（电流、电压、功率等）及示功图数据。

控制功能：具备抽油机远程启停控制功能，实现井口参数自动上传及故障智能诊断。

供电方式：压力变送器由RTU供电（24VDC），无线传感器由内置高能锂电池供电。

（2）平台数据采集与监控

工艺设备监控：

萨303平台：设置通讯箱和多串口服务器，采集8井式多通阀选井计量橇及250kW二氧化碳空气源热泵的运行数据（PLC信号），通过RJ45接口接入通信网络。

萨15平台：采集8井式多通阀选井计量橇、两相分离器、8具储油罐的运行参数（液位、压力、温度等）。

气体检测：在萨15平台油气区域（如储罐区、分离器区）设置多组分气体探测器（检测可燃气体及硫化氢），具备就地声光报警功能。值班室设置壁挂式气体报警控制器，实现浓度监测与超限报警。

视频监控：各平台场区内安装红外网络高清智能球型摄像机（配套6m监控杆及室外防水音柱），实现生产现场全天候视频监控。视频图像存储时间不小于90天。

（3）数据传输系统

萨303平台：通过新建室外单模光缆接入已建网络，将视频及生产数据远传至吉康脱水站及油气生产智能管控平台。

萨15平台：通过安装公网模块，利用无线公网（4G/5G）将数据传输至油气生产智能管控平台。

2.4.7 依托工程

本项目为吉南油田萨3块开发先导试验项目，地面建设立足于“少建新站、依托老站”的原则，充分利用区域内已建的生产设施和公用辅助设施。主要依托工程包括吉康原油脱水站、危险废物处置单位、当地生活垃圾填埋场及区域公用配套设施等。

2.4.7.1 吉康脱水站

（1）基本情况

吉康原油脱水站位于萨探1区块内，现为区块已建主要油气处理站场，主要承担原油集输、脱水处理、储存外运、采出水处理回注及伴生气回收利用等功能。

根据现有工程资料，吉康原油脱水站现有设计原油处理能力 $30 \times 10^4 \text{t/a}$ ，液量处理能力 $3648 \text{m}^3/\text{d}$ ，伴生气处理能力 $1.25 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。原油处理系统采用“热化学沉降脱水+电脱水”工艺，来液经加药、加热和三相分离后，再进入高效电脱水装置进行二段脱水，处理达标后的原油进入储罐储存，并通过装车设施外运。站内采出水处理系统采用“缓冲调节+除油+两级氮气气浮+核桃壳过滤+多介质过滤”组合工艺，配套建设有 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ 一体化污水处理装置，处理后水质满足回注要求。伴生气处理方面，分离出的伴生气优先供站内燃气加热设施利用，富余气回收利用。

同时，针对区块来液高含 CO_2 的特点，吉康原油脱水站已实施适应性改造，新建不锈钢材质进站阀组和三相分离器橇等设施，可提高高含 CO_2 来液的接收和处理适应性。

（2）依托合规可行性分析

本项目萨303平台采出液通过新建管道输送至吉康原油脱水站，萨15平台及单井采出液通过罐车拉运至吉康原油脱水站处理。根据地面工程设计资料，对吉康原油脱水站依托能力分析如下：

原油处理能力方面，吉康原油脱水站设计原油处理规模为 $30 \times 10^4 \text{t/a}$ ，现状处理量约为 $23.43 \times 10^4 \text{t/a}$ ，剩余处理能力约 $6.57 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本项目预测最大年产油量为 $3.81 \times 10^4 \text{t/a}$ ，依托后全站原油处理总负荷约为 $27.24 \times 10^4 \text{t/a}$ ，未超过设计处理能力，具备依托条件。

液量处理能力方面，吉康原油脱水站设计液量处理能力为 $3648 \text{m}^3/\text{d}$ ，现状日处理液量约为 $1800 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目预测最大产液量约为 $438 \text{m}^3/\text{d}$ 。项目接入后全站总液量约为 $2238 \text{m}^3/\text{d}$ ，仍低于设计处理能力，液量处理依托可行。

污水处理能力方面，站内配套建设有 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ 一体化污水处理装置，采用“预除油+GEM三相涡流气浮+石英砂/核桃壳/超滤膜三级过滤”工艺。本项目新增采出水及井下作业废水规模小于污水处理系统设计能力，出水水质可达《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准，满足回注要求，因此污水处理系统具备依托条件。

伴生气处理能力方面，吉康原油脱水站伴生气处理能力为 $1.25 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，现状处理量约为 $0.70 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新增伴生气量约为 $0.13 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。项目接入后全站伴生气总负荷约为 $0.83 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，未超过现有处理能力，伴生气处理依托可行。

工艺适应性方面，考虑到本项目来液具有一定高含 CO_2 特征，吉康原油脱水站已实施相应适应性改造，新增不锈钢进站阀组及三相分离器橇等设施，可满足本项目来液的

安全接收和处理要求，工艺适应性较好。

固体废物处置方面，项目运营期产生的含油污泥及废机油、废防渗膜等危险废物，依托吉康脱水站的危废管理计划和管理制度，委托有资质的单位进行无害化处置，并严格执行危险废物转移联单制度。落地原油实行 100%回收，拉运至吉康脱水站处理系统进行原油回收。现有的危废贮存库完全可以容纳本项目产生的危废，故依托可行。

综上，吉康原油脱水站在原油处理、液量处理、污水处理、伴生气处理及高含 CO_2 来液适应性等方面均能够满足本项目依托需求，本项目依托吉康原油脱水站具有可行性。

表 2.4-14 吉康脱水站依托能力平衡分析表

序号	项目	已建处理能力	目前处理量	方案处理量	是否满足
1	原油处理能力 (10^4t/a)	30	23.43	3.81	是
2	液量处理能力 (m^3/d)	3648	1800	438	是
3	伴生气产量 ($10^4\text{m}^3/\text{d}$)	1.25	0.7	0.13	是

(3) 环境管理情况

①环境保护管理制度的建立和执行情况检查

吐哈油田公司印发了《中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司环境保护管理法》（吐哈油字〔2016〕93 号），工程建设和运行期间，对污染物的产生、转移和排放实行有效监管，杜绝环境污染和生态破坏。为加强环境保护管理，准东采油管理区制定了项目环境保护规章制度作为环境管理规范，并有专职环保专工负责。明确了环保职责，保证环保工作正常有序地开展，为环保设施的正常稳定运行提供保证。并定期进行自行监测。

②危险废物管理计划实施情况

公司已按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的规定制定了《危险废物管理计划》。

③环境保护档案管理情况检查

该公司的主要环保档案资料包括环评报告表、环评批复、突发环境应急预案及备案手续、危废处置协议以及危废转运联单等，所有档案均由环保专工收存。

④应急预案备案情况

根据《国家突发环境事件应急预案》和《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的要求，针对可能发生的突发事件，运营单位编制了《中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东采油管理区突发环境事件应急预案》并于 2026

年 4 月 9 日备案，备案号：（吉）预案备字【2026】第 2 号。准东采油管理区定期进行突发环境事件应急演练，每年制定应急演练计划。

⑤环保手续情况

《吉康油田原油脱水站建设工程环境影响报告表》已于 2022 年 6 月 29 日取得昌吉回族自治州生态环境局批复意见（昌州环评〔2022〕104 号），新建原油脱水站 1 座，主要功能为原油脱水、储存、外运，污水接收缓冲、外运。原油脱水采用“化学沉降+电化学脱水”的两级脱水工艺。于 2024 年 1 月 22 日进行了竣工环境保护自主验收。

2024 年 9 月 18 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅《吉康油田萨探 1 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验工程环境影响报告书》（新环审〔2024〕200 号）批复，扩建吉康脱水站（新建设计日处理规模 2000 立方米的一体化污水处理撬装装置，新建日注水能力 700 立方米的注水站）。依托工程相关环保手续见表 2.4-16。

表 2.4-16 依托工程环保手续履行情况一览表

项目	建设内容	项目名称	环评批复
吉康原油脱水站	原油脱水采用“化学沉降+电化学脱水”的两级脱水工艺。	吉康油田原油脱水站建设工程环境影响报告表	昌州环评〔2022〕104 号
	扩建后总处理规模 50×104t/a，新建日处理规模 2000 立方米的一体化污水处理撬装装置，日注水能力 700 立方米的注水站。	吉康油田萨探 1 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验工程环境影响报告书	新环审〔2024〕200 号

2.4.7.2 新疆中建环能北庭环保科技有限公司

（1）危险废物处置概况

新疆中建环能北庭环保科技有限公司位于新疆昌吉回族自治州吉木萨尔县北三台循环经济工业园区东盛路 6 号。

中建环能科技股份有限公司和新疆中建西部建设水泥制造有限公司（原吉木萨尔县天宇华鑫水泥开发有限公司，2017 年 1 月更名）共同出资，建设《中建合资公司利用新疆中建西部建设水泥制造有限公司水泥窑协同处置危险废物项目》，项目采用集中经营模式，即在水泥生产企业厂区内对危险废物进行预处理和协同处置的经营模式。

目前新疆中建环能北庭环保科技有限公司工程主要建设内容是进厂废物取样、分析鉴别系统、预处理系统、暂存系统等，利用新疆中建西部建设水泥制造有限公司现有 3000t/d 熟料新型干法水泥生产线，建设水泥窑协同处置 10 万 t/a 危险废物项目，其中液态危险废物 2 万 t/a，半固态危险废物 5 万 t/a，固态危险废物 3 万 t/a。通过高温焚烧及水泥熟料矿物化高温烧结过程，实现水泥窑协同处置危险废物高温解毒和重金属固化的作用，达到危险废物减量化、资源化和无害化。

经营许可证编号：6523270119

公司名称：新疆中建环能北庭环保科技有限公司

公司住所：新疆昌吉州吉木萨尔县北三台循环经济工业园区东盛路6号

公司名称：新疆中建西部建设水泥制造有限公司

公司住所：新疆昌吉州吉木萨尔县北三台循环经济工业园区东盛路6号

法定代表人：李应超

经营设施地址：新疆昌吉州吉木萨尔县北三台循环经济工业园区东盛路6号（中心坐标为*）

危险废物经营方式：收集、贮存、利用、处置

经营危险废物类别：《国家危险废物名录（2025年版）》中的35大类412种危险废物（HW02 医药废物；HW03 废药物、药品；HW04 农药废物；HW05 木材防腐剂废物；HW06 废有机溶剂与含有机溶剂废物；HW07 热处理含氰废物；HW08 废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、398-001-08、291-001-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-203-08、900-204-08、900-205-08、900-209-08、900-210-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-249-08）；HW09 油/水、烃/水混合物或乳化液（900-005-09、900-006-09、900-007-09）；HW11 精（蒸）馏残渣；HW12 染料、涂料废物；HW13 有机树脂类废物；HW16 感光材料废物；HW17 表面处理废物；HW18 焚烧处置残渣；HW19 含金属羰基化合物废物（900-020-19）；HW21 含铬废物；HW22 含铜废物；HW23 含锌废物；HW24 含砷废物；HW31 含铅废物；HW32 无机氟化物废物；HW33 无机氰化物废物；HW34 废酸；HW35 废碱；HW37 有机磷化合物废物；HW38 有机氰化物废物；HW39 含酚废物；HW40 含醚废物；HW45 含有机卤化物废物；HW46 含镍废物；HW47 含钡废物；HW48 有色金属采选和冶炼废物；HW49 其他废物；HW50 废催化剂

危险废物经营规模：10万吨/年

有效期限：2022年3月19日—2027年3月18日。

（2）新疆中建环能北庭环保科技有限公司危险废物单独处置概况

新疆中建环能北庭环保科技有限公司含油废物资源化处置项目（首次申领）

公司名称：新疆中建环能北庭环保科技有限公司

公司住所：新疆昌吉回族自治州吉木萨尔县北三台循环经济工业园区东盛路6号

经营设施地址：新疆昌吉回族自治州吉木萨尔县北三台循环经济工业园区东盛路6号（地理坐标为N4*）

危险废物经营方式：收集、贮存、利用

经营危险废物类别：HW08 废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、900-210-08、900-221-08）

危险废物经营规模：20 万吨/年

（3）环保手续履行情况

新疆中建环能北庭环保科技有限公司原有工程建设情况及环保手续履行情况见表2.4-15、2.4-16。

表 2.4-15 新疆中建环能北庭环保科技有限公司建设项目概况汇总一览表

建设项目名称	实际建设内容	运行状态	开工建设时间	建成时间	危险废物经营许可证
中建合资公司利用新疆中建西部建设水泥制造有限公司水泥窑协同处置危险废物项目	利用新疆中建西部建设水泥制造有限公司现有 3000t/d 熟料新型干法水泥生产线协同处置 10 万 t/a 工业废物，处置工业废物为35 大类 412 中危险废物	目前正常运行	2021.5	2021.12	2022 年 3 月 19 日由新疆维吾尔自治区生态环境厅审核颁发了危险废物经营许可证（证号：6523270119）
新疆中建环能北庭环保科技有限公司贮存设施改扩建项目	建设一座危废贮存池，占地面积 4950m ² ，地下深 3m，高出地面 0.5m，库容 14850m ³ ，顶部设置彩钢棚，主要贮存含油率低于 5%油基岩屑和废弃钻井泥浆危废代码 071-002-08，72-001-08）	正在建设	2023.5	2024.8	
新疆中建环能北庭环保科技有限公司含油废物资源化处置项目	一期建设 2 套热相分离处理装置，主要利用处置含油污泥、油基岩屑以及油泥渣，单套处置规模为 8t/h，建成后年利用处置含油污泥、油基岩屑以及油泥渣 133344t；二期建设 1 套热相分离处理装置，主要处置油基岩屑，处置规模为 8t/h，建成后年利用处置油基岩屑 66656t；	正在建设	2024.6	2025.05	2024 年 8 月 2 日—8 月 8 日由新疆维吾尔自治区生态环境厅审核公示了危险废物经营许可证（证号：6523270119）

表 2.4-16 新疆中建环能北庭环保科技有限公司建设项目环保手续履行情况一览表

名称	环境影响评价			竣工环境保护验收	排污许可	突发环境事件应急预案
	审批单位	批准文	批准时			

		号	间			备案
新疆中建环能北庭环保科技有限公司含油废物资源化处置项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审(2024)109号	2024.5.17	目前正在建设。	证书编号: 91652327MA78YRKN1J001V	2021年12月13日取得昌吉州生态环境局吉木萨尔县分局突发环境应急预案备案文件, 备案编号: 652327-2021-001-M
中建合资公司利用新疆中建西部建设水泥制造有限公司水泥窑协同处置危险废物项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审(2020)237号	2020.12.12	2023年8月9日通过“中建合资公司利用新疆中建西部建设水泥制造有限公司水泥窑协同处置危险废物项目”自主竣工环境保护验收。		
新疆中建环能北庭环保科技有限公司贮存设施改扩建项目	昌吉回族自治州生态环境局	昌州环评[2024]40号	2024.2.18	目前正在建设		

(4) 依托可行性

本项目钻井期油基岩屑 2051.18m³、废弃油基泥浆产量为 245t, 落地油泥 1.96t, 废含油防渗布 6.65t, 压裂返排砂 7853.4m³, 危化品废包装袋、沾染油污的棉纱/手套、废弃管件/密封件等 2t; 运营期含油污泥产生量为 345.8t/a, 废机油 0.2t/a, 废弃防渗膜 0.1t/a, 均由新疆中建环能北庭环保科技有限公司拉运处置。

新疆中建环能北庭环保科技有限公司油泥、油基岩屑资源化处置项目处理能力20万 t/a, 目前年回收原油20820.84t; 水泥窑协同处置危险废物10万t/a, 目前处理量3万t/a, 剩余处理能力7万t/a, 可满足本项目依托。

窑尾废气依托水泥窑“SNCR 脱硝+布袋除尘器+增湿塔”处理, 通过 100m 高排气筒排放, 废气中颗粒物、SO₂、NO_x、NH₃ 的最大排放浓度均满足《水泥工业大气污染物排放标准》(GB4915-2013) 表 1 大气污染物排放限值要求。HCl、氟化物、重金属、二噁英类的最大排放浓度均满足《水泥窑协同处置固体废物污染控制标准》(GB30485-2013) 表 1 最高允许排放浓度要求。

综上所述, 本项目含油废物等危险废物可依托新疆中建环能北庭环保科技有限公司。

2.4.7.3 吉木萨尔县生活垃圾填埋场

(1) 基本情况及环保手续

吉木萨尔县生活垃圾填埋场位于吉木萨尔县新地乡, 距吉木萨尔县城西南约9.5km, 北距乌奇南路约2km处, 中心地理坐标为: 东经8°。整个卫生填埋场占地面积约 21.94×10⁴m², 其中近期为7.0×10⁴m², 远期约10.5×10⁴m², 管理站区0.64×10⁴m², 绿化面积3.8×10⁴m²。近期工程设计规模: 生活垃圾清运处理量100t/d, 总库容63×10⁴m³, 服务

年限11年。远期工程设计规模：生活垃圾清运处理量130t/d，总库容 $94.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，服务年限12年。主要由填埋场、生产管理区、道路、垃圾收集系统等组成。填埋场主要处置城镇生活垃圾，不作为工业固体废物和危险废弃物处置场所。

该垃圾填埋场已于2010年8月取得原新疆维吾尔自治区环保厅《关于吉木萨尔县生活垃圾处理工程环境影响报告书的批复》（新环函评价〔2010〕452号），2015年9月29日昌吉回族自治州环境保护局（现昌吉回族自治州生态环境局）以昌州环函81〔2015〕358号文对吉木萨尔县生活垃圾处理工程作出竣工环境保护意见，同意通过竣工环境保护验收。

（2）处理工艺

垃圾填埋场总投资2352.81万元。主要采用卫生填埋工艺，推进式填埋法，工艺过程主要包括机械卸料、铺平、压实、覆土、喷水降尘、灭虫等。渗滤液经场底收集系统排至渗滤液收集池，经处理后回喷垃圾堆体；填埋气经导气石笼收集后导出。填埋场底部和边坡采取严格防渗的设计方案。

（3）依托可行性

本项目至垃圾填埋场运距约50km，目前该垃圾填埋场日处理量约40t左右，本项目施工期产生生活垃圾量为21t（0.35t/d），运营期不新增劳动定员故不新增生活垃圾，依托可行。

2.4.7.4 生活污水依托吉木萨尔县污水处理厂的可行性分析

本项目生活污水经收集后定期清运至吉木萨尔县污水处理厂处理。

吉木萨尔县污水处理厂工程位于吉木萨尔县城东北15km处（张家庄子村北500m）。设计规模为处理污水量3万 m^3/d 处理设施，实际建设规模为处理污水量1万 m^3/d 。污水处理工艺采用“强化脱氮改良A₂/O+絮凝沉淀滤布滤池工艺”，污泥处理工艺采用带式压榨脱水一体机浓缩脱水，消毒工艺采用紫外线消毒。工程于2015年6月动工开建，2017年10月初建成，2017年10月16日进入试运行。污水处理厂污水处理能力1万 m^3/d ，目前实际处理量在0.6万~0.7万 m^3/d 。尾水输入北部荒漠地带做生态林用水。吉木萨尔县污水处理厂由新疆绿格洁瑞环境检测技术有限公司进行验收，验收监测期间，尾水排放浓度符合《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中的一级A标准的要求。本项目施工期生活污水为2016 m^3 （33.6 m^3/d ），吉木萨尔县污水处理厂剩余处理能力0.3万~0.4万 m^3/d ，可满足本项目生活污水处理要求，依托可行。

2.4.8 运输工程

本项目运输方式主要包括管道输送和公路运输两种，运输对象主要包括采出液、生产及施工原辅材料、钻井废弃物、井下作业废液、生活污水及生活垃圾等。根据不同物料性质、产生环节及处理去向，分别采用密闭管输、罐车运输、专用车辆运输或社会车辆运输等方式组织运输。

（1）采出液运输

本项目采出液运输根据平台工艺流程不同，分别采用管道输送和罐车拉运两种方式。

萨303平台采用密闭管输方式。平台内单井产液经计量、加热后，通过新建DN125集输管道输送至吉康原油脱水站集中处理，外输管道长度约5.52km。

萨15平台采用罐车拉运方式。平台内单井产液经计量、气液分离后进入储油罐暂存，定期由罐车拉运至吉康原油脱水站集中处理。

（2）井下作业废液及落地原油运输

运营期井下作业过程中产生的废液和落地原油均采用专门收集后外运处理的方式，不在井场长期堆存。

井下作业废水主要包括洗井、修井等作业过程中产生的废液。作业时严格执行带罐作业，废液全部进入回收罐收集，由罐车拉运至吉康原油脱水站污水处理系统处理，处理后回注二叠系油层，不外排。

落地原油主要为井下作业及设备检修过程中少量散落原油。落地原油经及时回收后，由罐车拉运至吉康原油脱水站，进入原油处理系统回收处理。

（3）原材料及辅助物料运输

钻井及采油生产所需设备、管材、泥浆材料、燃油及其他辅助物资，主要依托社会运力通过公路运输方式运至项目现场。生产用水和生活用水均采用罐车拉运方式供给，其中生产用水主要用于钻井及压裂施工，生活用水主要用于施工期井场及营地人员日常生活。

（4）固体废物及生活污水运输

本项目各类固体废物和生活污水按照分类收集、分类运输原则，分别采用相应方式外运处置。

钻井岩屑及废泥浆方面，一开和三开产生的水基岩屑及废泥浆经不落地处理后外运综合利用或规范处置；二开产生的油基岩屑及相关危险废物采用专用密闭车辆外运，委

托具有相应危险废物处置资质和处置能力的单位进行无害化处置。

运营期危险废物主要包括含油污泥、废机油及其他含油废物等，分类收集后暂存于符合要求的贮存设施内，定期由具有相应资质的单位采用专用车辆外运处置。

生活垃圾由施工单位集中收集后，定期清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

施工期生活污水经现场防渗收集池收集后，由吸污车定期清运至吉木萨尔县污水处理厂集中处理。

2.5 工程分析

2.5.1 钻井主要生产工艺过程及产污节点分析

2.5.1.1 钻前工程

(1) 工艺过程

钻前工程主要包括井场平整、基础施工、设备进场安装及临时配套设施建设等内容，为后续钻井施工创造作业条件。

本项目钻前工程涉及萨 303 平台和萨 15 平台两座平台，共服务于 7 口新钻水平井。根据井位部署和井场布置要求，首先利用推土机、挖掘机、装载机等机械对井场范围内场地进行清理和平整，清除地表障碍物，并对局部地形进行整平压实。场地平整后，开展钻机基础、配套设备基础及临时设施基础施工。其中，本项目共建设 7 座钻机基础，包括萨 303 平台 3 座、萨 15 平台 4 座。基础施工主要包括基坑开挖、基础垫层施工、混凝土浇筑及养护等工序，开挖土方优先在井场范围内进行回填和平整，尽量实现场内土方平衡。

在基础施工完成后，进行钻机及其配套设备的搬迁、安装和调试，并同步建设临时生活营地、材料堆场、储水设施、废液回收设施及泥浆不落地系统等临时配套工程。钻前工程结束后，井场具备钻井施工条件。

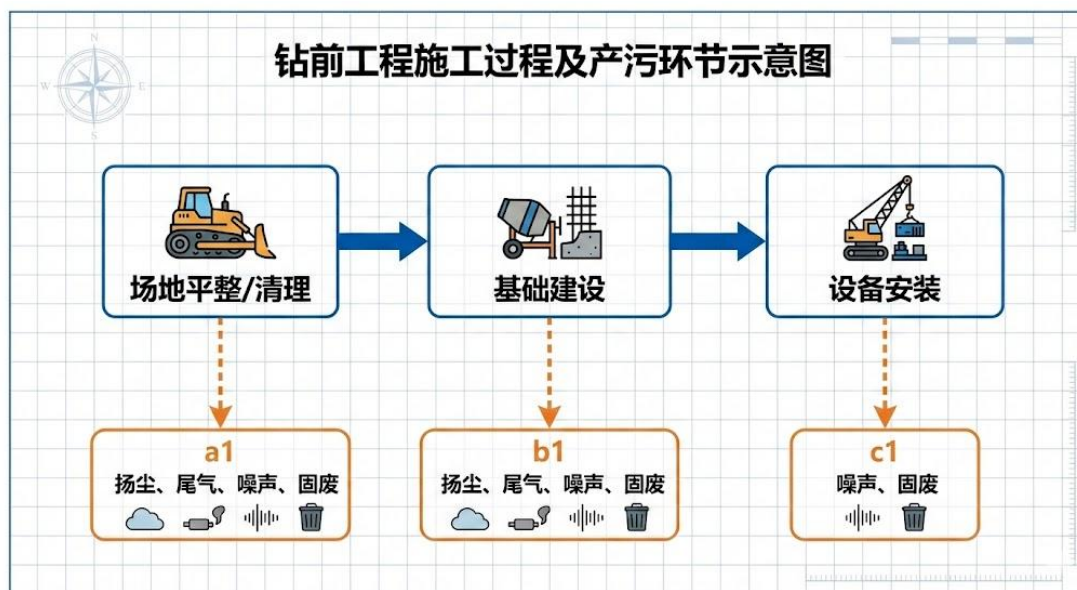


图 2.5-1 钻前工程施工过程及产污环节示意图

(2) 产污节点分析

钻前工程产污环节主要集中于场地平整、土方开挖、基础施工、设备运输安装及施工人员活动等过程，主要环境影响如下：

① 废气

主要为井场平整、土方开挖、车辆运输及材料装卸过程中产生的施工扬尘，以及推土机、挖掘机、装载机、运输车辆等燃油机械运行产生的尾气，主要污染物包括颗粒物、CO、NO_x 和烃类等。

② 废水

钻前阶段废水主要为施工人员产生的生活污水。生活污水主要污染因子为 COD、BOD₅、SS 和氨氮等。钻前工程本身一般不产生工艺废水。

③ 噪声

主要来源于推土机、挖掘机、装载机、运输车辆及基础施工设备等施工机械运行噪声，噪声影响具有阶段性和间歇性特点。

④ 固体废物

主要包括场地平整和基础施工过程中产生的少量建筑垃圾、材料包装物，以及施工人员产生的生活垃圾。其中，场地平整和基础开挖产生的土石方优先用于场内回填和平整，不作为外排废物处置。

⑤ 生态影响

井场平整、基础开挖及临时设施建设将对井场及其周边地表造成一定扰动，主要表现为地表植被破坏、土壤扰动、地表压占及局部水土流失风险增加。临时占地范围内施工活动结束后需及时进行清理、平整和恢复。

2.5.1.2 钻井工程

钻井工程是本项目建设实施阶段的核心工艺环节，主要包括钻井作业、固井与完井、泥浆不落地处理及钻井废弃物收集处置等内容。根据钻井工程方案，本项目新钻井均采用非标小三开井身结构，钻井液体系采用“水基+油基+水基”三段制，以适应区块“上塌下漏”的复杂地层条件。

(1) 钻井作业

本项目为水平井钻井工程，采用旋转导向钻井工艺。其核心在于井眼从垂直段经定向造斜段钻至近水平状目的层（井斜角 $\geq 86^\circ$ ），利用旋转导向系统（RSS）在钻柱旋转状态下实时导向，以克服传统滑动导向摩阻大的局限。钻井液由泥浆泵通过高压管汇、立管、水龙带和钻杆注入井筒，经钻头水眼喷出后清洗井底，并携带岩屑沿井筒环空返至地面，泥浆循环及固控系统处理，分离出的液相回用于钻井液循环系统，固相则进入相应收集设施暂存和处置。水平井技术难点在于长水平段的摩阻扭矩控制、井眼清洁、井壁稳定及储层钻遇率保障，需配套旋转导向工具、近钻头地质导向仪器和减摩降扭工具，并对钻井液携岩、润滑和封堵性能提出更高要求。项目一开直井段控制井斜，二开定向段及三开水平段转入水平井模式，利用旋转导向系统配合随钻测量/测井（MWD/LWD）与地质导向技术动态调整轨迹，确保钻头沿靶道在储层内高效延伸，提高储层钻遇率。

萨3块地层岩性复杂，岩性变化较大，分井段优化钻具组合，突出直井段强稳斜与定向段高造斜，二开配套定向型PDC、大功率螺杆、强化钻井参数，复杂易塌井段简化钻具组合，三开配套减摩降扭工具+旋导工具+近钻头地质导向仪器，提高水平段延伸能力及储层钻遇率。

根据区块地层特征，本项目采用“水基+油基+水基”三段制钻井液体系。其中，一开井段（约0~700m）和三开井段（水平段）采用水基钻井液；二开井段（约700~3070m）穿越易塌地层，采用油基钻井液，以提高井壁稳定性并降低复杂情况发生概率。

钻井主要设备包括钻机系统（井架、天车、绞车、顶驱等）、泥浆泵组、泥浆循环罐、固控设备（振动筛、除砂器、除泥器、离心机等）、配套动力设备及现场临时辅助

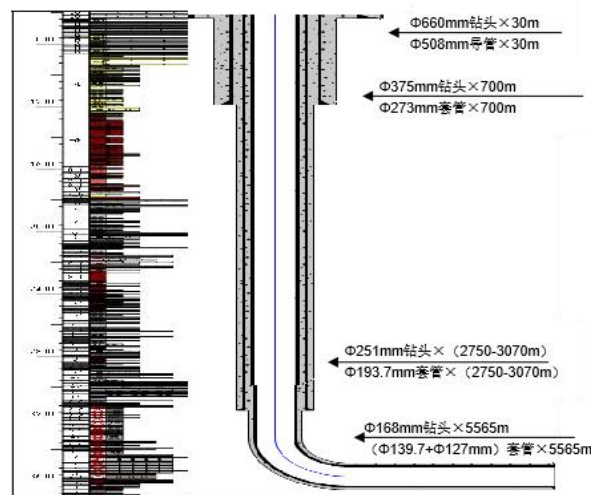
设施等。项目钻井施工以电网供电为主，柴油发电机作为备用电源。

（2）固井与完井

钻至设计井深后，按井身结构要求分阶段下入套管，并在套管与井壁环空之间注入水泥浆进行固井。固井的主要目的在于封隔疏松地层、隔离油气水层、保护浅层地下水环境并加固井壁。

本项目平台井整体推荐 $\Phi 375\text{mm}+\Phi 251\text{mm}+\Phi 168\text{mm}$ 非标小三开井身结构，二开技术套管下至进入 P₂l 组垂深 110-130m，三开采用 $\Phi 139.7\text{mm}+\Phi 127\text{mm}$ 复合油层套管固井完井。

用 $\Phi 660\text{mm}$ 钻头打导眼 30m，下入 $\Phi 508\text{mm}$ 的导管固井，水泥返至地面； $\Phi 375\text{mm}$ 钻头一开，钻至井深 700m，下入 $\Phi 273\text{mm}$ 表层套管，完全封固砾石层及易塌软地层，水泥返至地面；用 $\Phi 251\text{mm}$ 钻头二开，原则上进入芦苇沟地层垂深 110-130m，下入 $\Phi 193.7\text{mm}$ 技术套管，水泥返至地面；用 $\Phi 168\text{mm}$ 钻头三开，按设计轨迹钻至完钻井深，采用 $\Phi 139.7\text{mm}+\Phi 127\text{mm}$ 复合油层套管固井完井，水泥返至井口。可有效封隔浅层含水层，降低钻井施工对地下水环境的不利影响；技术套管和油层套管按设计要求实施固井，以满足后续完井和开发需要。



水平井井身结构示意图

完井阶段主要包括通井、试压、射孔等工序。本项目新钻井为水平井，完井后采用射孔完井方式，为后续储层改造创造条件。由于本项目开发方式为水平井体积压裂开发，完井作业结束后即转入储层改造阶段。

（3）泥浆不落地工艺流程

本项目钻井期间严格实施“泥浆不落地”工艺，不设置传统露天泥浆池，采用移动式

泥浆罐、废液罐和岩屑收集罐对返出钻井液和岩屑进行全过程收集和处理。

钻井液返出地面后，首先进入振动筛进行一级固液分离，筛分出的较大颗粒岩屑进入岩屑收集系统；随后液相依次进入除砂器、除泥器和离心机进一步分离处理，分离后的液相返回泥浆循环系统继续使用。对含液率较高的岩屑，可结合岩屑甩干机等设备进行减量化处理，以降低后续处置量。

不同钻井液体系产生的钻井废弃物分类收集、分类处置；水基钻井液体系（一开、三开）：分离出的水基岩屑单独收集，经检测符合相关要求后，优先进行综合利用（用于井场铺垫和道路铺设）或规范处置；液相优先循环回用于钻井液配制和钻井施工。

项目采用的丛式水平井钻井方式与常规垂直钻井相比，在环境影响层面具有显著优势：垂直钻井模式下单井井场仅能开采单点储量，需多点分散布井，导致井场数量多、占地分散，对区域梭梭林等地表植被造成较强的切割与破碎化影响；而本项目通过单平台部署多口水平井，大幅压缩井场数量和占地面积，从源头降低了对荒漠生态系统的扰动强度。在地下水保护方面，本项目采用非标小三开三层套管结构，且各层固井水泥均返至地面，形成了远比常规垂直井更为严密的多层封隔体系，可有效封隔浅层含水层，显著降低钻井液与地下水接触的风险。此外，水平井单井控制范围远大于垂直井，同等储量动用规模下所需钻井总数更少，相应减少了钻井液消耗、岩屑产生及设备运行排放等污染源强，并通过对复杂易塌井段采用油基钻井液强化井壁稳定性，有效降低了井喷、泥浆外泄等突发环境事故概率，整体环境风险优于垂直钻井方案。

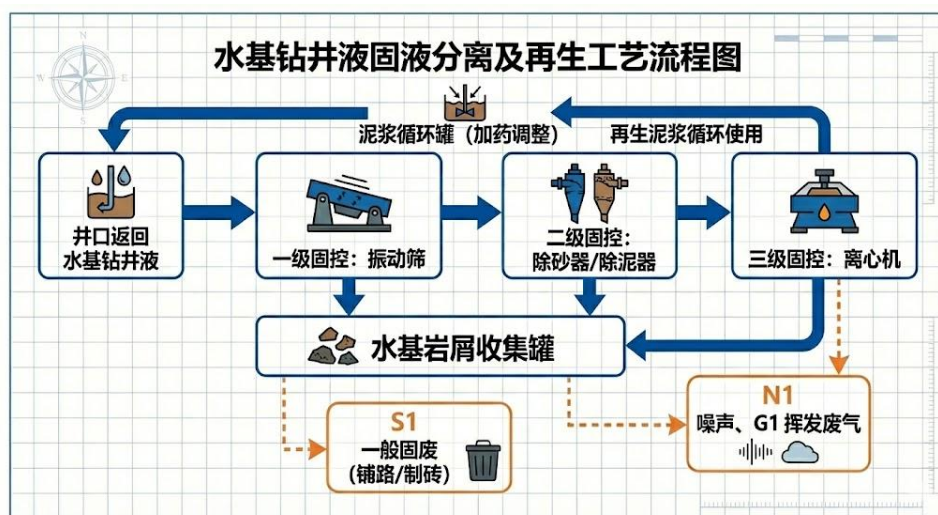


图 2.5-2 水基钻井液固液分离及再生工艺流程图

油基钻井液体系（二开）：分离出的油基岩屑按危险废物管理，采用密闭方式收集贮存，委托具有相应危险废物处置资质和处置能力的单位进行无害化处置；油基钻井液

液相优先回收利用，可用于后续井次重复使用。

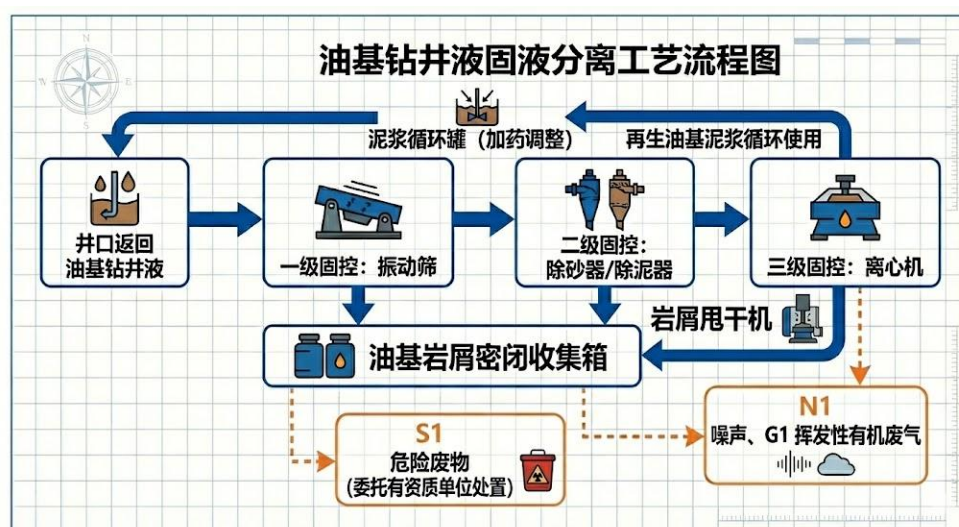


图 2.5-3 油基钻井液固液分离工艺流程图

（4）产污节点分析

钻井工程污染物主要产生于钻井作业、固井完井、泥浆循环及废弃物处理、施工人员生活活动等环节，具体产污节点如下：

① 废气

主要来源于钻井施工机械、运输车辆运行产生的燃油废气，以及油基钻井液使用和贮存过程中挥发的少量有机废气。项目以电网供电为主，备用柴油发电机仅在异常情况下启用。

② 废水

主要包括钻井过程中产生的钻井废水、设备和场地清洗废水，以及施工人员产生的生活污水。其中，钻井废水和清洗废水进入泥浆不落地系统或配套收集设施处理后优先回用；钻井结束后剩余无法利用部分由第三方通过罐车拉运并处置。生活污水收集后清运至污水处理厂处理。

③ 噪声

主要来源于钻机、泥浆泵、固控设备、动力设备及运输车辆运行产生的机械噪声。

④ 固体废物

主要包括水基岩屑、油基岩屑、少量无法回用的废弃钻井液、废防渗材料、废机油、材料包装物及施工人员生活垃圾等。其中油基岩屑和含油废物按危险废物管理。

⑤ 生态影响

钻井施工及设备运行活动将持续占用井场及临时作业区域，造成地表扰动、植被压

占和土壤压实等生态影响；若废液、泥浆和岩屑管理不到位，还可能对井场周边土壤环境造成不利影响。

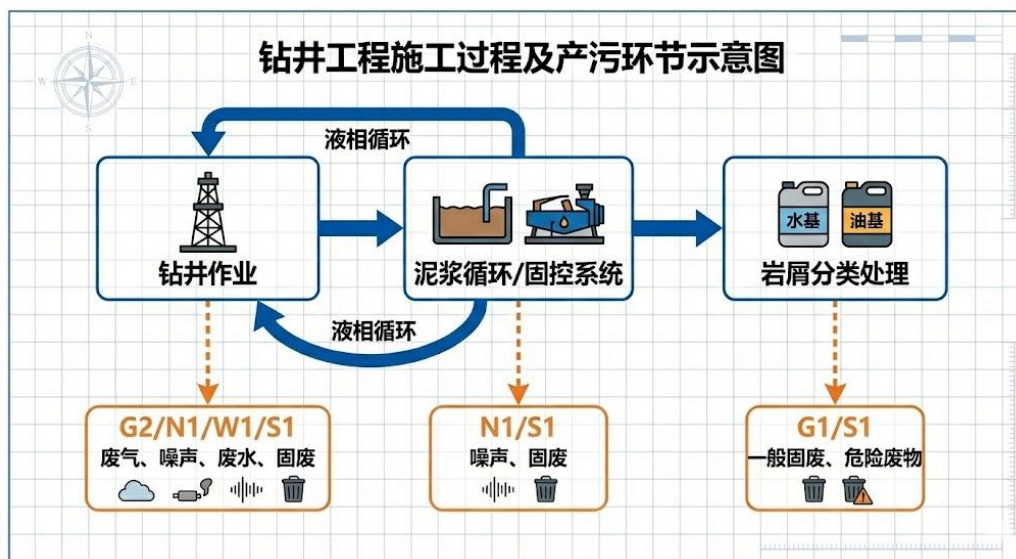


图 2.5-4 钻井过程及产污环节示意图

2.5.1.3 储层改造工程

(1) 工艺过程

本项目针对萨3块井井子沟组致密砂岩油藏储层致密、渗透率低、原油黏度较高等特点，为提高储量动用程度和单井产能，拟对新建7口水平井全部实施储层改造。储层改造总体采用“射孔+细切割体积压裂”工艺，其中萨15平台4口井在主压裂前实施前置CO₂增能措施。

储层改造施工主要包括射孔、前置增能、压裂施工及返排求产等环节。

①射孔作业

采取交错布缝及螺旋式射孔方式，相位角60°，优选甜点射孔位置；采用“极限限流”射孔工艺提升孔眼摩阻，确保射孔簇有效开启并均匀扩展。根据均值模型模拟及同类致密油项目经验，每段射孔5~6簇、每簇4~5孔（每段24~25孔），簇间距6~8m，以保证各簇孔眼均匀开启，形成密集缝网，充分改造储层。同时，在施工中注入暂堵转向材料，临时封堵已压开的裂缝，迫使后续压裂液转向，开启新裂缝，进一步增强缝网复杂度。

②前置CO₂增能压裂

针对萨15平台4口井原油粘度高（83.8mPa·s，50℃）的问题，在主压裂施工前注入液态CO₂，利用CO₂与原油接触后的溶解降黏、溶胀及补充地层能量等作用，改善原

油流动性，提高压裂后返排效果和单井产能。

CO₂来源：本项目所需液态 CO₂来源于周边工业废气捕集或邻近油田 CCUS 项目供给，经提纯液化后质量满足《工业液体二氧化碳》（GB/T 6052-2011）标准要求，CO₂纯度≥99.5%，水分含量≤0.05%，由专业保温槽车运送至井场。井场设置临时 CO₂储罐保障连续供气。

CO₂注入量：根据储层物性及压裂设计方案，单井 CO₂注入量为 2100t，萨 15 平台 4 口井合计注入量为 8400t。

注入工艺：在主压裂施工前，通过 CO₂泵注设备将液态 CO₂经井筒注入目标储层。注入排量控制在 1.0~2.0m³/min，注入压力控制在储层破裂压力以下（≤35MPa），单井泵注时间约 16~32 小时，需合理安排施工时序。

返排率分析：根据同类型稠油区块 CO₂增能压裂试验数据，CO₂返排率一般为 35%~55%，返排周期为 7~30 天。按此计算，单井返排至地面的 CO₂量约为 735~1155 吨，剩余 945~1365t/井（合计 3780~5460t）将滞留于储层中。

封存效率分析：滞留于储层中的 CO₂通过溶解封存、矿化封存和构造封存三种机制实现地质封存，综合封存效率约为 40%~60%。以本项目单井注入 2100t 计，单井永久封存量约为 840~1260t，4 口井合计永久封存量约为 3360~5040t，具有良好的碳封存效益。

③细切割压裂施工

前置 CO₂注入完成后，停泵 30~60 分钟，使 CO₂与储层原油充分反应。随后按设计进行主压裂施工。

针对萨 3 块井井子沟组致密砂岩油藏储层物性致密、水平应力差大、天然裂缝不发育等先天地质条件，采用“水平井细切割”压裂思路，以形成密集缝网，达到充分改造储层目的。压裂施工采用大排量、大规模注入方式，通过压裂机组将压裂液和支撑剂泵入井筒，经射孔孔眼进入储层，在高于储层破裂压力的注入条件下形成裂缝并向前延伸扩展。

泵注：采用逆混合泵注工艺，先前置一定量高粘液体使射孔簇均衡起裂；后采用低粘滑溜水造复杂裂缝，沟通远端天然裂缝；最后采用高粘液体携砂，形成长缝+复杂缝网。

加砂：采用阶梯式连续加砂工艺，即前置少量液体造缝后，连续加砂至顶替阶段，

砂比从 3% 阶梯式提升，实现“早加砂、连续加”提高有效支撑的目的。

支撑剂优选：支撑剂是保证压后裂缝导流能力的关键。按照“不追求高导流、追求长期导流”的思想，主缝填充较大粒径支撑剂保证较高导流能力，支缝填充中等粒径支撑剂，微缝填充更小粒径支撑剂以降低压裂难度和砂堵风险。针对萨3区块闭合应力 35~50MPa、支撑剂承压 25~40MPa 的特征，优选 70/140 目+40/70 目+30/50 目组合粒径石英砂作为支撑剂，支撑剂粒径组合比例为 3:4:3（70/140 目:40/70 目:30/50 目）。

④返排求产

压裂施工结束后，关井闷井 2~4 小时，使 CO₂ 进一步扩散、溶解于原油中，充分发挥降黏、溶胀增能效果。随后组织放喷排液和返排求产。返排液进入专用回收罐收集，不得落地，并按本项目废水处理方案外运依托处理。

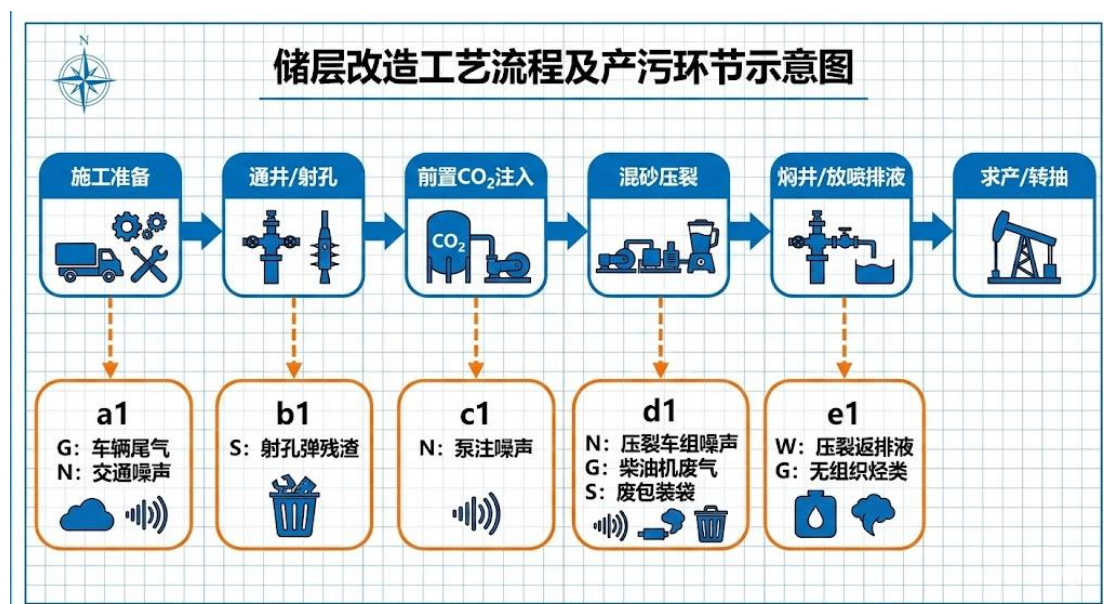


图 2.5-5 压裂作业工艺流程及产污环节图

(2) 产污节点分析

① 废气

主要为压裂施工期间泵车、混砂车、吊车及运输车辆等燃油设备运行产生的机械废气，主要污染物包括 NO_x、CO 和烃类等；返排求产阶段，返排液中可能夹带少量伴生气及挥发性有机物，形成一定无组织废气排放。

② 废水

主要为压裂返排液。返排液中含有压裂液残余成分、悬浮物及少量油类物质，全部采用返排液回收罐收集，不落地，经罐车外运至吉康原油脱水站依托处理。

③ 噪声

主要来源于压裂泵车、混砂车、液罐车及其他辅助设备运行噪声。压裂施工期间设备集中运行，噪声具有强度高、持续时间短、阶段性明显等特点。

④ 固体废物

主要包括压裂材料包装物、施工人员生活垃圾、设备维护产生的废机油，以及可能产生的沾染油污的废弃抹布、手套等。压裂施工及返排过程中产生的固体残余物应根据其性质分类收集，涉及含油或沾染危险特性的废物按危险废物管理。

2.5.1.4 集输工程

本项目集输工程主要包括井场平台地面设施建设和站外集输管线及站内单井管线敷设两部分。施工内容涉及平台内场地整理、基础施工、设备安装、工艺配管、管沟开挖、管道敷设、穿越施工、试压及回填恢复等工序。

(1) 井场平台建设

本项目新建2座采油平台，分别为萨303平台和萨15平台。平台施工内容主要包括场地整理、设备基础施工、平台工艺设施安装及平台内工艺管线敷设等。

其中，平台基础施工主要包括基坑开挖、钢筋绑扎、模板支设、混凝土浇筑及养护等工序，基础类型主要包括抽油机基础、计量橇基础、热泵基础、储罐基础及其他附属设备基础。设备安装阶段主要包括抽油机、选井计量装置、二氧化碳空气源热泵、两相分离器、储油罐及相关辅助设施的吊装、就位和连接。平台工艺配管主要完成井口、计量装置、加热设备、分离设备、储罐及外输接口之间的管线连接。

(2) 管线敷设

本项目新建站外集输管线及站内单井管线总长度约6.22km，其中站外集输管线主要为萨303平台至吉康原油脱水站外输管线，站内单井管线主要为萨303平台和萨15平台井口至平台计量/汇管设施之间的连接管线。管材以柔性复合高压输送管为主，穿越道路等特殊地段采用钢制套管保护。

管线施工主要包括以下工序：

① 施工准备

进行测量放线、作业带清理及施工便道组织等准备工作。施工过程中严格控制作业带宽度，尽量减少临时占地和对地表的扰动。

② 管沟开挖

以机械开挖为主、人工辅助修整。开挖过程中表层土与下层土分层堆放，为后续分

层回填和地表恢复创造条件。

③ 管道敷设与连接

柔性复合管采用盘卷运输，现场展开敷设，并通过法兰或专用接头等方式连接；相关地上短距离钢管段根据工艺要求进行安装。管道敷设过程中按设计要求采取相应保温及外保护措施。

④ 穿越施工

管线穿越道路及其他特殊地段时，采用加设套管等保护措施，减少对既有道路和周边环境的影响。

⑤ 试压与回填

管道敷设完成后进行强度和严密性试压，试压介质采用清洁水。试压合格后实施管沟分层回填、压实和平整，并对施工扰动区域进行恢复。

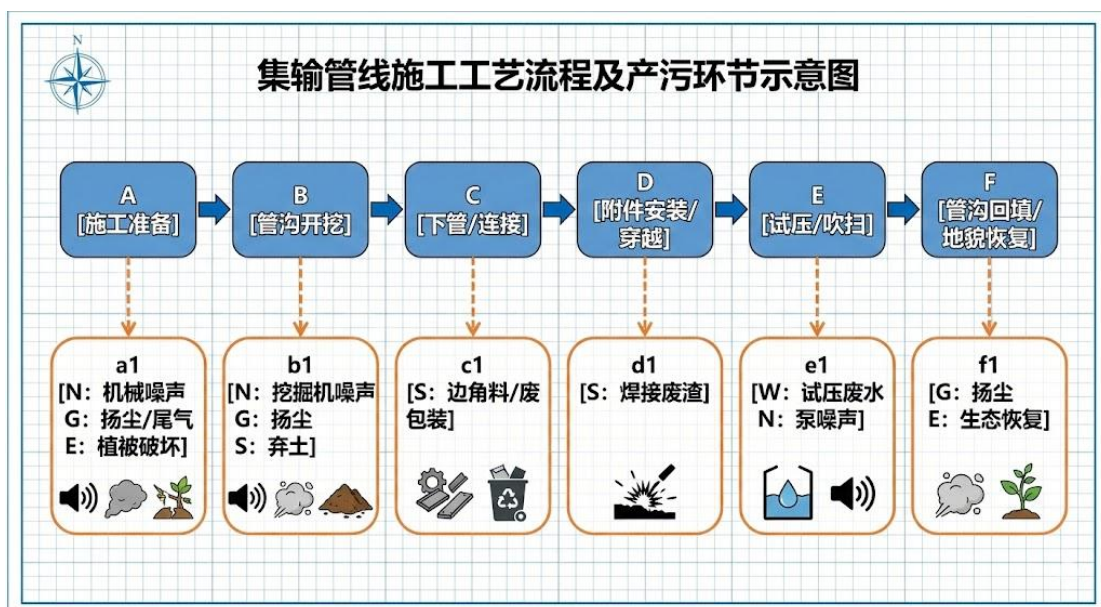


图 2.5-6 集输管线施工工艺流程及产污环节示意图

(3) 产污节点分析

集输工程污染物主要产生于基础施工、设备安装、管沟开挖、管线敷设、穿越施工、试压和回填恢复等环节，具体如下：

① 废气

主要包括平台和管线施工过程中场地整理、管沟开挖、土方堆放、装卸及回填作业产生的施工扬尘，以及挖掘机、吊车、运输车辆等机械设备运行产生的燃油尾气。道路穿越和钢制管段安装过程中，焊接作业还会产生少量焊接烟尘。

② 废水

集输工程施工期废水主要为管道试压废水及少量施工人员生活污水。试压介质为清洁水，可优先循环使用；试压结束后经沉淀处理后用于施工现场洒水抑尘等，不外排。施工人员生活污水依托现场收集设施清运处理。

③ 噪声

主要来源于挖掘机、装载机、吊车、电焊机、运输车辆等施工机械设备运行噪声，具有间歇性、流动性和阶段性特点。

④ 固体废物

主要包括废弃包装材料、柔性管截头、焊渣、废焊条、废保温材料及施工人员生活垃圾等。管沟开挖产生的土方优先用于回填和地表平整，原则上不单独设置永久弃土场。

⑤ 生态影响

平台基础施工和管线敷设将对施工范围内地表造成临时扰动，主要表现为地表压占、植被破坏、土壤扰动及局部水土流失风险增加。管线施工结束后需及时进行分层回填、场地平整和地表恢复，减轻对沿线生态环境的不利影响。

2.5.2 运营期工艺流程及产污节点分析

本项目运营期主要包括采油、计量、加热、分离、集输、拉运及依托处理等工艺过程。根据两平台所处位置、地面工艺条件及依托方式不同，萨303平台采用“计量—加热—密闭管输”流程，萨15平台采用“计量—分离—储存—罐车拉运”流程，平台来液最终均依托吉康原油脱水站进行集中处理。

2.5.2.1 萨303平台工艺流程（管输）

萨303平台部署3口水平井。井口采出液经单井管线输送至多通阀选井计量装置，实现单井轮换计量；计量后的油气水混合液汇合后进入二氧化碳空气源热泵加热，经加热后的采出液通过新建DN125集输管道输送至吉康原油脱水站集中处理。

萨303平台工艺流程可概括为：井口采出液-单井管线-多通阀选井计量-热泵加热-管道外输-吉康原油脱水站。

萨303平台采用以管道外输为主的密闭集输方式，装卸和储存环节较少，可有效降低无组织烃类挥发风险，但在阀门、法兰、连接件等部位仍可能存在少量无组织逸散。

2.5.2.2 萨15平台工艺流程（拉运）

由于萨15平台距离吉康脱水站较远，故本次采出液采用罐车拉运方式，井口采出液经单井管线输送至多通阀选井计量装置计量后，进入两相分离器进行气液分离。分离

后的液相进入储油罐暂存，随后通过装车设施装入罐车，定期拉运至吉康原油脱水站处理；分离产生的少量伴生气通过密闭管线送至平台 30kW 天然气发电机组综合利用。

萨 15 平台工艺流程可概括为：井口采出液-单井管线-多通阀选井计量-两相分离-储罐暂存-装车外运-吉康原油脱水站。

与萨 303 平台相比，萨 15 平台增加了分离、储存和装车环节，因此运营期储罐呼吸损耗、装车损耗及相关无组织排放是该平台环境管理的重点。

2.5.2.3 吉康脱水站处理流程（依托）

萨 303 平台管输来液和萨 15 平台拉运来液均进入吉康原油脱水站统一处理。站内来液首先经进站系统进入分离和脱水处理设施，原油处理采用“分离脱水+加热处理+电脱水”工艺，处理后的合格原油进入储罐后外运；脱出污水进入站内污水处理系统，经缓冲调节、除油、气浮及过滤等处理后达到回注要求，回注二叠系油层，不外排；伴生气则进入站内配套利用系统进行综合利用。

吉康原油脱水站承担本项目来液的原油处理、采出水处理及伴生气处理任务，是本项目运营期重要依托设施。

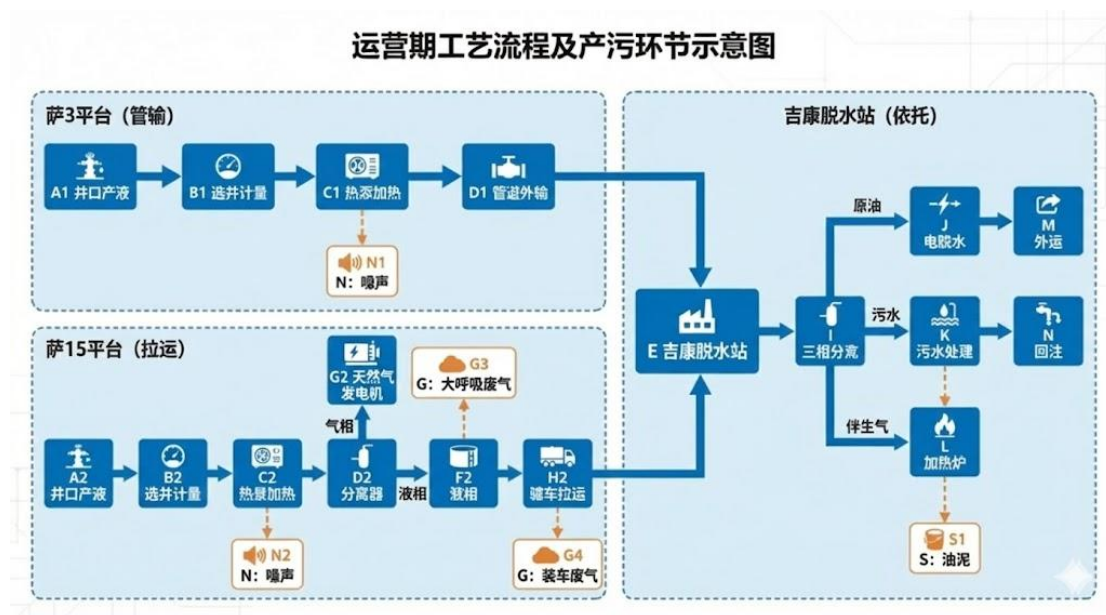


图 2.5-7 运营期工艺流程及产污环节示意图

2.5.2.4 产污节点简述

运营期污染物主要产生于平台采油、计量、加热、分离、储存、装车拉运及依托处理等环节，具体如下：

① 废气（G）

萨 15 平台主要废气来源为储罐呼吸废气、装车过程油气损耗及天然气发电机燃烧

废气；

萨303平台采用密闭集输工艺，废气主要为阀门、法兰、连接件等部位可能产生的少量无组织逸散；

吉康原油脱水站依托处理过程中还涉及原油处理和储存环节的相关无组织排放。

② 废水（W）

运营期废水主要包括采出水和井下作业废水。平台采出液最终进入吉康原油脱水站处理，采出水经站内污水处理系统处理达到回注要求后回注二叠系油层，不外排；井下作业废水采用带罐作业方式收集后外运依托处理。

③ 噪声（N）

主要来源于抽油机、空气源热泵、两相分离器配套设备、装车泵、天然气发电机及运输车辆运行噪声。

④ 固体废物（S）

运营期固体废物主要包括设备维护过程产生的废机油、平台和站场清罐或检维修过程产生的含油污泥，以及其他沾染油污的废弃物等。其中涉及危险特性的废物按危险废物管理，委托具有相应资质的单位处置。

2.5.3 退役期工艺流程及产污节点分析

本项目服务期满后，若油气井产量下降至无继续开发价值，或项目达到设计服务年限并停止运行，将进入退役期。退役期工程活动主要包括井筒封堵、地面设施拆除、废弃物清理处置及场地恢复等内容。由于退役活动发生于项目生命周期后期，具体实施方案应结合届时生产状况、相关技术规范及生态环境管理要求另行制定。本次评价对退役期环境影响进行原则性分析。

（1）工艺流程

①前期准备

对退役井、平台设施、集输管线及相关附属设施进行现状调查和风险排查，制定退役实施方案，明确井筒封堵、设备拆除、废弃物清理及场地恢复要求。

②油气井封堵

对退役井实施井筒清洗、注水泥塞封堵及井口封井处理。根据井筒状况及相关技术规范，在油气层段、漏失层段及其他重点井段进行封堵，防止油气、水层窜通及污染物迁移。井口按规范切割封堵后进行回填处理。

③地面设施拆除

对抽油机、计量装置、热泵、两相分离器、储罐、平台工艺管线及相关附属设施进行拆除；对集输管线进行清洗、吹扫后视实际情况拆除或按规定封存；对井场内基础、围挡及临时建构物等进行拆除清理。

④场地清理与恢复

对拆除过程中产生的建筑垃圾、废旧设备、含油废物及可能受污染土壤进行分类清理和规范处置；对井场、平台及管线作业带进行平整恢复，结合原地类和周边生态状况实施生态恢复。

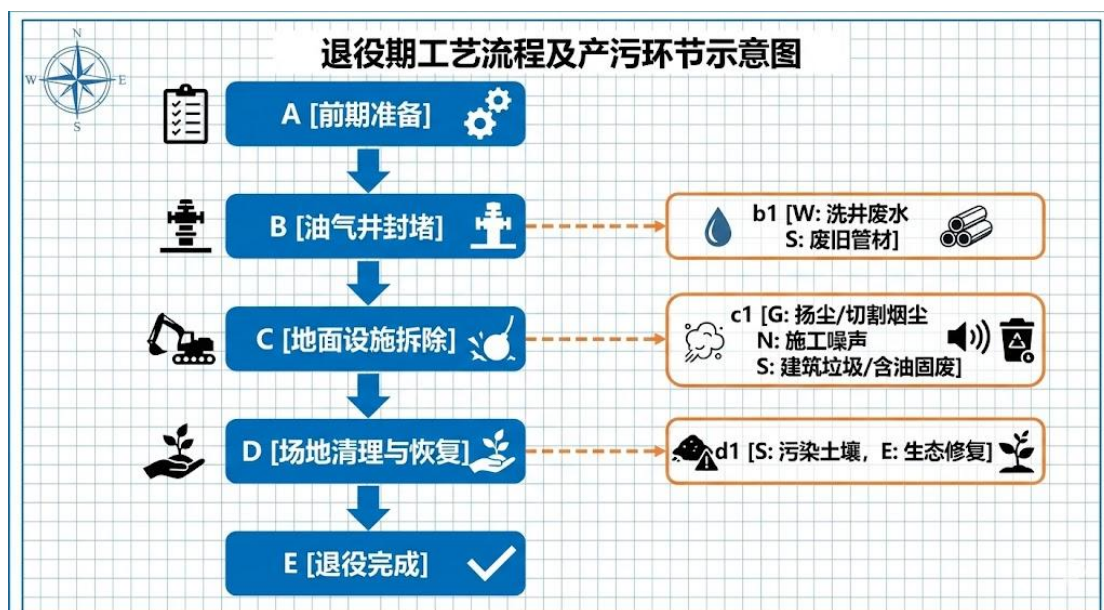


图 2.5-8 退役期工艺流程及产污环节示意图

（2）产污节点分析

退役期污染物主要产生于井筒清洗封堵、设施拆除、设备和管线清洗、废弃物清运及场地恢复等环节，具体如下：

① 废气（G）

主要包括地面设施拆除、场地平整、建筑垃圾清运及土方回填过程产生的施工扬尘，切割拆除设备和管线时产生的少量切割烟尘，以及施工机械和运输车辆排放的燃油废气。

② 废水（W）

主要包括井筒清洗产生的洗井废水、设备和管线清洗产生的含油清洗废水等。此类废水应分类收集，不得外排，并按届时油田废水处理要求依托处理或委托规范处置。

③ 噪声（N）

主要来源于切割机、吊车、挖掘机、运输车辆等设备运行产生的施工噪声，具有短

期性、间歇性特点。

④ 固体废物（S）

主要包括废旧设备、废旧金属、混凝土碎块等一般固体废物，以及设备和储罐清理产生的含油污泥、油渣、沾染油污的废弃物和可能受污染土壤等。一般固体废物应优先回收利用或规范处置；涉及危险特性的废物应按危险废物管理要求分类收集、暂存和处置。

⑤ 生态影响（E）

退役期拆除作业短期内仍会对地表产生一定扰动，但随着地面设施拆除、场地清理和后续恢复措施落实，项目区工业活动痕迹将逐步减弱，整体生态影响趋于减轻，退役后具有一定的生态恢复正效应。

2.5.4 施工期污染源与污染物分析

项目施工期污染物主要来源于钻前施工、钻井、储层改造、平台及管线施工等活动，主要包括施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气、钻井废水、压裂返排液、施工生活污水、管道试压废水、施工噪声、钻井岩屑、废弃钻井液、建筑垃圾、废土石方和生活垃圾等。同时，井场平整、管沟开挖、设备堆放及施工作业带占压等活动还将对地表植被和土壤造成一定扰动。

2.5.4.1 废气污染源

施工期废气污染源主要包括施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气及少量焊接烟尘。其中，施工扬尘和施工机械、运输车辆尾气为施工期主要废气污染源。

（1）施工扬尘

施工扬尘主要产生于萨303平台、萨15平台及生活区场地平整、设备基础开挖、集输管线管沟开挖、土方堆放与回填、材料装卸及施工车辆在未铺装便道上的行驶过程，主要污染因子为总悬浮颗粒物（TSP）。

项目区气候干燥、多风，施工扬尘受气象条件和施工作业强度影响明显。类比同类油田地面工程，在未采取抑尘措施情况下，施工作业面下风向50m处TSP浓度可达1.5~3.5mg/m³。通过采取定期洒水、分段施工、及时回填、物料覆盖、限制大风天气土石方作业及施工车辆减速通行等措施后，可抑制70%以上扬尘，场界外TSP浓度可控制在1.0mg/m³以下。

（2）施工机械及运输车辆尾气

施工过程中，各类工程机械及运输车辆运行将排放一定量尾气，主要污染物为 CO、烃类物质、NO₂和 SO₂。根据同类油田工程施工类比调查，平均每辆车日耗油量约为 11.52kg/d，平均每辆车日排放 CO 0.157kg/d、烃类物质 0.269kg/d、NO₂ 0.723kg/d、SO₂ 0.008kg/d。本项目施工期主要涉及萨 303 平台、萨 15 平台两个井场，每个井场各类工程机械及运输车辆平均约为 8 车（次）/日，据此计算，每个井场日排放 CO 约 1.26kg/d、烃类物质约 2.15kg/d、NO₂约 5.78kg/d、SO₂约 0.064kg/d。本次施工期按半年（180d）计，则每个井场施工期机械及运输车辆尾气排放总量分别约为 CO0.227t、烃类物质 0.387t、NO₂1.040t、SO₂ 0.012t。按两个井场合并计，施工期机械及运输车辆尾气排放总量约为 CO0.454t、烃类物质 0.774t、NO₂2.080t、SO₂0.024t。该类废气属于移动源、分散源和间歇性排放源，排放点位分散，持续时间有限，施工结束后即停止排放。

（3）焊接烟尘

本项目集输管线主材采用柔性复合管，主要采用机械连接，仅在钢制套管（约 200m）及站内部分钢制工艺管线施工中涉及少量焊接作业。焊接过程中产生少量焊接烟尘，排放量较小，持续时间短，随焊随散，对周边环境影响有限。

（4）钻井柴油机废气

根据油田现有工程钻井经验数据统计，钻井过程柴油消耗量平均为 30kg/100m，本项目总进尺数 34278.71m，故钻井期柴油消耗量为 10.28t。根据《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（中国第四阶段）》（GB20891-2014），NO_x 排放系数为 7.5kg/t，烃类排放系数为 2kg/t，烟尘排放系数为 1kg/t。按照《普通柴油》（GB252-2013）从 2015 年 1 月 1 日起采用柴油中硫的含量不大于 0.035%。在此，按柴油中硫含量为 0.035%估算，即 SO₂排放系数为 0.7kg/t，则估算本项目施工期柴油机废气排放量约 4.06 万 m³，整个钻井作业期间共排放 NO_x 约 0.077t、SO₂约 0.007t、颗粒物约 0.01t、烃类约 0.021t。施工期燃油污染物排放量核算情况见下表。

表2.5-1 施工期燃油污染物排放量核算表

污染源	耗油量（t）	污染物	产污系数（kg/t 柴油）	施工期污染物总排放量（t）	排放方式
柴油机	10.28	废气量	0.3949×10 ⁴ m ³ /t 柴油	4.06 万 m ³	无组织排放
		烃类	2	0.021	
		NO _x	7.5	0.077	
		烟尘	1	0.01	
		SO ₂	0.7	0.007	

2.5.4.2 废水污染源

施工期废水主要包括钻井废水、压裂返排液、管道试压废水和施工人员生活污水。各类废水均分类收集、分质处理，不直接排入地表水体。

(1) 钻井废水

钻井废水主要来源于钻井作业期间钻台、钻具、泥浆泵等设备冲洗水，以及泥浆不落地系统固液分离后产生的无法回用液相废液。该类废水具有间歇产生、污染物浓度较高、pH 偏高等特点。

排放量核算：根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”，钻井液按固体废物分析，具体产排情况见下表。

表 2.5-1 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	污染物指标	单位	排污系数	末端治理技术
钻井作业	钻井液	普通油井	≥3.5 千米进尺	固体废物	废弃钻井液	吨/百米	29.73	无害化处理/处置/利用
			2.5 千~3.5 千米进尺			吨/百米	19.5	
			≤2.5 千米进尺			吨/百米	18.81	

根据类比调查，钻井液中主要污染物浓度见表 2.5-2。

表 2.5-2 钻井废水水质表

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

根据开发方案，本项目共新钻井 7 口，均为水平井。根据井身结构设计，萨 303 平台单井设计井深约 4965.53m，萨 15 平台单井设计井深约 4845.53m，新钻井总进尺约 34278.71m。参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》，钻井作业废液产生系数取 29.73t/百米进尺，则经测算，本项目废弃钻井液理论产生量约为 1.02×10^4 t。

本项目钻井期间严格执行“泥浆不落地”工艺，钻井废液经现场不落地系统进行絮凝、离心分离处理。分离后的液相优先回用于配制新钻井液或循环利用，预计回用比例约为 95%，回用量约为 0.97×10^4 t；钻井结束后剩余无法回用部分由第三方通过罐车外运处理。剩余约 5%的高浓度浓缩废液约为 509.55t，其性质已接近半固态，纳入废弃泥浆管理。其中水基废浆委托具有相应环保处理能力的第三方单位进行集中处置，经检测达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）相关限值后，方可进行综合利用，油基废浆按危险废物管理，委托有资质单位处置，严禁随意排放。

(2) 压裂返排液

本项目7口水平井完井后均需实施压裂改造。压裂液注入地层后，部分液体将携带地层流体返排至地面，形成压裂返排液。

根据采油工程方案，项目压裂液总注入量约为260921m³。结合吉南凹陷二叠系致密油藏返排率一般为5%~15%的实际情况，为保证环保设施配置满足极端工况要求，本次评价按20%返排率进行保守估算，则施工期压裂返排液产生总量约为52184m³。

压裂返排液成分较为复杂，主要含有压裂液残余化学剂、悬浮物及少量原油等污染物，主要污染物浓度大致为：COD 800~1500mg/L、石油类 100~500mg/L、氯化物 5000~15000mg/L、悬浮物 200~500mg/L。

施工现场设置足量返排液回收罐，严格执行“带罐作业、100%回收、不落地”要求，返排液全部经罐车拉运至吉康原油脱水站污水处理系统依托处理，不外排。

（3）管道试压废水

管道试压废水主要来源于新建集输管线及单井管线强度和严密性试验结束后排出的介质水。根据管线长度、管径及试压损耗情况估算，本项目管道试压废水产生量约为70m³。

该类废水水质相对较清洁，主要污染物为悬浮物（SS），浓度约为100~200mg/L。试压废水经沉淀处理后，优先用于施工现场洒水抑尘，不外排。

（4）施工生活污水

施工生活污水主要来源于钻井队、试油队及地面建设施工人员日常生活活动。根据施工高峰期估算，现场人员约为30~50人/队，按单井施工周期约60天、生活用水指标按120L/人·d、产污系数按0.8计，则施工期生活污水产生量约为：

$$50 \text{ 人} \times 7 \text{ 井} \times 120 \text{ L/人} \cdot \text{d} \times 60 \text{ 天} \times 0.8 \times 10^{-3} = 2016 \text{ m}^3$$

施工生活污水主要污染物为COD、BOD₅、SS和氨氮，其中COD约250~400mg/L、BOD₅约150~250mg/L、氨氮约25~40mg/L。

施工营地设置防渗化粪池，生活污水经收集后定期由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理。

2.5.4.3 噪声污染源

施工期的噪声源主要是钻井过程发电机、钻机和各类泵的噪声以及地面工程建设过程中推土机、挖掘机等施工机械噪声。

施工期主要噪声源详见表2.5-3。

表 2.5-3 施工期主要噪声源情况

序号	设备名称		数量	噪声强度 (dB(A))	降噪措施	降噪效果
1	钻井	钻机	1 台/队	90-110	减振、合理 布局、设备 良好运转	降低 10 ~ 20dB(A)
		柴油机	3 台/队	95-100		
		柴油发电机	1 台/队	100-105		
		泥浆泵	2 台/队	80-90		
		压裂车组	15 台/队	100-110		
2	地面工程 建设	运输车辆	2 辆	80-95		
		推土机	1 台	90-100		
		挖掘机	2 台	80-95		
		电焊机	1 台	90-100		

2.5.4.4 固体废物

(1) 钻井岩屑

钻井岩屑是钻井过程中钻头破碎地层岩石形成的碎屑，随钻井液循环返排至地面，经井场泥浆不落地系统中的振动筛、除砂器、除泥器和离心机等固控设备分离后产生。根据本项目钻井液体系和井身结构设计，钻井岩屑分为水基岩屑和油基岩屑两类。

其中，水基钻井岩屑主要产生于一开井段和三开井段钻进过程，使用水基钻井液；油基钻井岩屑主要产生于二开井段钻进过程，使用油基钻井液。根据《国家危险废物名录》（2025 年版）及《固体废物鉴别标准 通则》等相关要求，水基钻井岩屑按一般固体废物管理，油基钻井岩屑因附着矿物油，按危险废物管理，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 071-001-08。

钻井岩屑产生量采用理论体积法结合岩屑膨胀系数进行估算，计算公式如下：

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

式中：W—钻井岩屑排放量，m³；

D—井的直径，m；

h—井深，m；

d——岩屑膨胀系数，水基钻井液取 d=2.2，油基钻井液取 2.5。

表 2.5-4 三级井身结构设计表

井眼尺寸 (mm)	井段 (m)	进尺 (m)	钻井液密度 (g/cm ³)	钻头型号	技术特征
660	0-30 (Q)	30	1.15	GA515GN HJT517GK	掌背加强型牙轮钻头 穿砾石能力强

井眼尺寸 (mm)	井段 (m)	进尺 (m)	钻井液密度 (g/cm ³)	钻头型号	技术特征
375	0-700 (Q-E)	700	1.15-1.35	GA515GN HJT517GK	掌背加强型牙轮钻头 穿砾石能力强
251	700-3070 (Q-P ₂ l)	2370	1.35-1.75	SD9431/ ES1954TGU	四刀翼 19/ 13mm 复合片
168	3070-井深 (P ₂ l-P ₂ jj)	/	1.20-1.30	SD3554TH SD6443TH	五刀翼 13mm/4 刀翼 16mm 复合片

表 2.5-5 钻井岩屑估算表

类型	结构	D 井眼直径 (mm)	h 深度 (m)	W 单井岩屑量 (m ³)	总岩屑量 (m ³)
萨 303 平台 3 口井	导眼	660	30	22.57	67.71
	一开	375	700	162.72	488.15
	二开	251	3070	293.03	879.08
	三开	168	4965.53	126.51	379.54
萨 303 平台小计		/	/	604.82	1814.47
萨 15 平台 4 口井	导眼	660	30	22.57	90.27
	一开	375	700	162.72	650.86
	二开	251	3070	293.03	1172.10
	三开	168	4845.53	120.66	482.66
萨 15 平台小计		/	/	598.97	2395.90
合计					4210.37

①水基岩屑：水基岩屑产生量约为 2159.19m³，主要为一开和三开井段产生的岩屑。该部分岩屑进入钻井废弃物不落地系统处理，实现固液分离后，由具有相应处理能力的单位及时转运处理。经处理并检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997—2017）相关限值要求的，可进行综合利用；不具备综合利用条件的，应进行规范处置。

②油基岩屑：油基岩屑产生量约为 2051.18m³，主要为二开井段使用油基钻井液过程中产生。油基岩屑经振动筛初步分离后进入密闭收集设施暂存，按危险废物管理，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。建设单位现阶段拟委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司进行处置。其转运和处置过程应严格执行危险废物转移联单、贮存、运输和处置等有关法规要求，严禁随意倾倒或排放。

（2）废弃钻井泥浆

废弃钻井泥浆主要来源于钻井作业结束后的剩余泥浆，以及钻井过程中“泥浆不落

地”系统处理后无法回用的浓缩废液和沉渣。根据本项目钻井工程方案，一开井段和三开井段采用水基钻井液体系，二开井段采用油基钻井液体系，因此废弃钻井泥浆相应分为水基废弃泥浆和油基废弃泥浆两类。其中，水基废弃泥浆按一般固体废物管理，油基废弃泥浆因含有矿物油成分，按危险废物管理。

本项目共部署7口水平井，设计总进尺约为34278.71m。参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》，钻井作业废液产生系数取29.73t/百米进尺，则理论产生钻井废液总量约为10191.06t。结合本项目“泥浆不落地”工艺处理情况，按95%回用、5%作为废弃泥浆处置计，则废弃钻井泥浆产生总量约为509.55t。

根据不同井段钻井液体系，按井段进尺比例对废弃钻井泥浆进行分类估算：

① 水基废弃泥浆

一开和三开井段采用水基钻井液体系，合计进尺约为17688m，约占总进尺的52%。据此估算，水基废弃泥浆产生量约为265t。该部分废弃泥浆委托具有相应环保处理能力的第三方单位进行集中处理，处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997—2017）相关限值要求的，方可综合利用；不具备综合利用条件的，应进行规范处置。

② 油基废弃泥浆

二开井段采用油基钻井液体系，进尺约为16590m，约占总进尺的48%。据此估算，油基废弃泥浆产生量约为245t。该部分废弃泥浆按危险废物管理，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，严禁随意排放、倾倒或处置。

（3）压裂返排砂

压裂返排砂主要产生于储层改造（压裂）阶段。为支撑地层裂缝，压裂施工过程中需向井底高压注入大量支撑剂，主要包括石英砂或陶粒。压裂结束后，在排液求产过程中，部分支撑剂会随压裂返排液一并返至地面，经地面流程中的除砂器或沉砂罐分离后形成压裂返排砂。

压裂返排砂表面可能附着地层原油、压裂液残余化学助剂及地层水，成分较为复杂。根据《国家危险废物名录（2025年版）》和《危险废物鉴别标准 通则》（GB 5085.7—2019）相关要求，其固废属性应结合实际成分和危险特性鉴别结果进行判定；在压裂作业前应完成压裂返排砂的危险特性鉴别工作，在未完成鉴别或鉴别结果出具前，其暂存和管理严格按危险废物要求执行。若经鉴别具有危险特性，则应按危险废物进行管理。

委托有资质单位处置；经鉴别不具有危险特性的，可按一般工业固体废物管理，但仍应满足相应贮存和处置要求。

本工程共新钻采油井7口，压裂施工支撑剂总用量约为 26187m^3 。根据建设单位提供资料，压裂返排砂产生量一般按支撑剂用量的20%~30%估算，本次评价按最大返排比例30%进行保守估算，则压裂返排砂产生量约为 7856.1m^3 。

压裂返排砂全部通过返排液回收系统收集，不得落地。清罐后的压裂返排砂应根据鉴别结果分类处置：经鉴别不属于危险废物的，按一般工业固体废物规范处置；经鉴别属于危险废物的，应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。建设单位现阶段拟委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司进行处置，转运和处理过程应严格执行危险废物贮存、转移和处置的有关管理要求。

(4) 施工土方

施工土方主要来源于萨303平台和萨15平台井场平整、集输管线及单井管线管沟开挖，以及局部施工道路整修和铺垫等过程。

本项目施工土方量主要包括管沟开挖土方和井场平整土方两部分。

管沟开挖土方方面，本项目新建集输管线及单井管线总长度约为6.22km。根据管线设计参数，管沟埋深约为2.0m，沟槽断面按梯形估算，坑底宽度约为1.5m，坑顶宽度约为2.5m。按梯形沟槽断面计算，管沟开挖土方量约为 $2.49\times 10^4\text{m}^3$ 。

井场平整土方方面，永久占地面积约为 65300m^2 ，临时占地面积约为 114480m^2 。结合项目区地形条件，按平均平整厚度0.3m进行估算，则井场及相关临时占地区域平整土方量约为 $5.39\times 10^4\text{m}^3$ 。

综上，本项目施工期土方开挖总量约为 $7.88\times 10^4\text{m}^3$ 。

本项目土方工程严格遵循“移挖作填、就地平衡”原则，不设置永久取土场和弃土场。管沟开挖土方在管线敷设完成后全部用于管沟回填；考虑土体松散系数及回填压实后的局部沉降，少量余土用于管线作业带整平，不产生永久弃方。井场平整过程中的挖方优先用于场内低洼区域回填、场地整平及井场周边必要的防护设施建设，实现场内土方平衡。

考虑项目区位于荒漠戈壁地区，地表植被较为稀疏，但在具备条件的地段，施工前仍应尽量对表层土壤进行剥离并单独堆存，采取遮盖等防护措施，待施工结束后用于井场周边及临时占地区域生态恢复。本工程土石方平衡表见下表2.5-6。

表 2.5-6 土方挖填方平衡表

单位：万 m^3

分区或分段	开挖	回填	调入		调出		外借		弃方	
			数量	来源	数量	去向	数量	来源	数量	去向
管线	2.49	2.49	0	/	0	/	0	/	0	/
区域土方平整	5.39	5.39	0	/	0	/	0	/	0	/
合计	7.88	7.88	0	/	0	/	0	/	0	/

(5) 建筑垃圾

建筑垃圾主要产生于地面工程建设阶段，主要包括平台基础施工、设备安装及管线施工过程中产生的各类废弃建材和施工废料。

其中，管线施工过程中主要产生柔性复合管敷设形成的管材截头（边角料）、废弃接头、防腐保温材料废料，以及穿越段钢套管和局部钢制工艺管段焊接过程中产生的少量焊渣、废焊条等；土建施工过程中主要产生萨303平台和萨15平台设备基础施工形成的废弃混凝土、碎砖石、模板拆卸废木材，以及水泥、砂石料等建材包装废弃物。

根据工程量估算，集输管线及单井管线总长度约为6.22km，按材料损耗率1‰计，柔性复合管及钢管边角料产生量约为0.5t；两个平台基础施工规模较小，类比同类油田地面建设工程，废弃混凝土和碎砖石产生量约为2.0t；废包装袋、废木材及焊渣等其他建筑垃圾产生量约为0.5t。综上，本项目施工期建筑垃圾产生总量约为3.0t。

建筑垃圾按一般固体废物进行管理。其中，废金属、废木材、废包装材料及柔性管截头等可回收部分，应分类收集后优先回收利用；废弃混凝土块、碎砖石等惰性建筑垃圾应集中收集，运至当地主管部门指定地点规范处置。施工过程中严禁将建筑垃圾随意倾倒入戈壁地表、沟谷或掩埋于管沟内，以避免对周边环境造成不利影响。

(6) 落地油泥

落地油泥主要产生于钻井施工过程中井口作业、设备检修、管线连接及物料转运等环节因跑、冒、滴、漏形成的少量含油土壤或含油泥浆混合物，属于施工期非正常工况下产生的危险废物。

根据建设单位提供资料，钻井期落地油泥产生量按0.28t/井核算。本项目共新钻采油井7口，则施工期落地油泥产生总量约为1.96t。

根据建设单位提供的危险废物管理口径，落地油泥按“废矿物油与含矿物油废物”进行管理，纳入HW08类危险废物管理范畴。施工过程中应严格落实危险废物分类收集、

规范暂存和合规处置要求。

为减少落地油泥产生量，评价要求施工单位在井口、钻台、泥浆罐区及其他重点作业区域铺设防渗材料，发生跑、冒、滴、漏后及时清理。产生的落地油泥应做到即产即收，采用密闭容器或吨袋分类收集，暂存于井场设置的危废暂存间，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。建设单位现阶段拟委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司进行处置。处置全过程应严格执行危险废物收集、暂存、转运和处置有关管理要求，避免在井场内长期堆存。

(7) 废含油防渗布

废含油防渗布主要产生于钻井及试油施工过程中。为防止原油、含油泥浆或其他含油废液滴漏污染土壤，施工期在井口、钻台、泥浆循环罐区、动力机组下方及其他重点作业区域铺设防渗膜（防渗布）。防渗材料在正常情况下可重复使用，但在施工过程中如发生破损、老化或被油污严重沾染，无法继续使用时，则形成废含油防渗布。

根据《国家危险废物名录（2025年版）》，沾染矿物油的废弃包装物、容器和过滤吸附介质等属于危险废物管理范畴。本项目废含油防渗布按 HW08 废矿物油与含矿物油废物进行管理，废物代码为 900-249-08。

依据建设单位提供资料，单井废含油防渗布产生量约为 0.95t/井。本项目共新钻采油井 7 口，则施工期废含油防渗布产生总量约为 6.65t。

施工结束后，废含油防渗布应由施工单位及时分类收集、打包密封，暂存于井场设置的危废暂存间，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。建设单位现阶段拟委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司进行处置。评价要求废含油防渗布在收集、暂存和运输过程中采取防渗、防散失措施，严禁在井场内长期露天堆存、随意丢弃或与一般固体废物混合处置。

(8) 机械设备废油与废油桶

机械设备废油与废油桶主要产生于钻井施工期间各类机械设备运行过程中的维护、保养和检修环节。钻井施工过程中，钻机、泥浆泵、发电设备及其他辅助机械在运行一定时间后需进行例行维护和换油，由此会产生少量废润滑油、废机油等废矿物油，同时伴随产生废油桶等沾染油污的废弃包装容器。

根据类比调查，一个钻井期机械设备产生的废油量约为 0.5t/井。本项目共新钻采油井 7 口，则施工期机械设备废油产生总量约为 3.5t。参考同类项目废油桶产生情况，按 0.2t/井估算，则本项目施工期废油桶产生量约为 1.4t。

机械设备废油属于危险废物，按“废矿物油与含矿物油废物”进行管理；废油桶因沾染矿物油，亦按危险废物管理。施工期间产生的废油与废油桶应分类收集后暂存于井场设置的危废暂存间，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。评价要求废油和废油桶在收集、暂存和转运过程中采取防渗、防泄漏、防散失措施，严禁随意倾倒、填埋或与一般固体废物混合处置。

（9）钻井队生活垃圾

钻井队生活垃圾主要来源于项目施工期驻场的钻井队、试油队、录井队及地面建设施工人员日常生活活动，主要成分包括废纸、塑料包装、餐厨垃圾、饮料瓶及其他一般生活废弃物。

根据同类工程施工组织情况，本项目采用大型钻机施工，单支钻井队在钻井及试油高峰期现场施工及后勤保障人员约为 30~50 人/队。本项目萨 303 平台和萨 15 平台共部署 7 口深水平井，单井钻井及完井（含试油）周期按 60 天估算。生活垃圾产生系数按 1.0kg/人·d 计，则在按高峰期人数上限估算条件下，施工期生活垃圾产生总量约为：

$$50 \text{ 人} \times 7 \text{ 口井} \times 60 \text{ 天} \times 1.0 \text{ kg/人} \cdot \text{d} = 21000 \text{ kg}$$

即施工期生活垃圾产生总量约为 21t。

施工营地应设置带盖生活垃圾收集设施，对生活垃圾进行集中收集，并定期清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理。评价要求施工单位严格落实生活垃圾日产日清制度，严禁随意丢弃、露天堆放或在井场内就地填埋。

根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）的规定，判断其是否属于固体废物，给出判定依据及结果，根据《国家危险废物名录》（2025 年版），判定是否属于危险废物，见表 2.5-7，施工期项目固废的名称、类别、属性和数量等情况见表 2.5-8。

表 2.5-7 固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量 (施工期)	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	钻井岩屑	钻井	固态	岩石碎屑、钙、镁等矿物、柴油	4210.37m³	√	/	《固体废物鉴别标准 通则》 (GB34330-2017)
2	废弃钻井泥浆	钻井	半固态	水、粘土、聚合物	509.55t	√	/	
3	压裂返排砂	管线施工	固态	原油、石英砂	7856.1m³	√	/	
4	施工弃土	站场施工	固态	土	0	√	/	
5	建筑垃圾	管线施工	固态	废管材、混凝土等	3.0t	√	/	
6	落地油泥	钻井	固态	石油类	1.96t	√	/	
7	废含油防渗布	钻井	固态	石油类	6.65t	√	/	
8	机械设备废油与废油桶	施工	固态	石油类	4.9t	√	/	
9	生活垃圾	施工生活	固态	食品废物、纸、包装材料等	21t	√	/	

表 2.5-8 项目施工期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量 (施工期)	拟采取的处理处置方式
1	油基钻井岩屑	危险废物	钻井	半固态	岩石碎屑、钙、镁等矿物、水、白油/柴油	危险废物鉴别标准	毒性 T 易燃性 I	HW08	071-002-08	2051.18m³	二开产生的油基泥浆和岩屑在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固体委托具有危废处置资质单位新疆中建环能北庭环保科技有限公司处置。

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量 (施工期)	拟采取的处理处置方式
	水基钻井岩屑	一般工业固废	钻井	半固态	岩石碎屑、钙、镁等矿物、水	/	/	/	/	2159.19m ³	采用钻井不落地技术收集，一开、三开产生水基泥浆，进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备；分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑罐内，委托具有相应环保处理能力的第三方单位进行集中处置，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）相关限值后方可综合利用。
2	废弃水基泥浆	一般工业固体废物	钻井	固态	粘土、水、聚合物	/	/	/	/	265t	委托具有相应环保处理能力的第三方单位进行集中处置，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）相关限值后方可综合利用。
	废弃油基泥浆		钻井	固态	白油/柴油、水	危险废物鉴别标准	毒性 T 易燃性 I	HW08	071-002-08	245t	委托具有危废处置资质单位新疆中建环能北庭环保科技有限公司处置。
3	压裂返排砂	危险废物有	钻井	固态	原油、石英砂	危险废物鉴别标准	/	/	/	7856.1m ³	全部通过返排液回收罐收集，清罐后的压裂返排砂其固废属性应结合实际成分和危险特性鉴别结果进行判定；在压裂作业前应完成压裂返排砂的危险特性鉴别工作，在未完成鉴别或鉴别结果出具前，其暂存和管理严格按危险废物要求执行。若经鉴别具有危险特性，则应按危险废物进行管理。委托有资质单位处置；经鉴别不具有危险特性的，可按一般工业固体废物管理，但仍应满足相应贮存和处置要求。
2	施工弃土	一般	管线施工	固态	土	/	/	/	/	0	施工结束后回填管堤之上，实施压实平

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量（施工期）	拟采取的处理处置方式
		工业固体废物									整水土保持措施
3	建筑垃圾		站场施工	固态	废管材、混凝土等	/	/	/	/	/	采取回收和综合利用等方法，充分利用资源；对不能再利用的建筑垃圾，可委托当地建筑渣土管理部门统一装运到环卫和城管部门指定地点进行填埋。严禁随意丢弃、堆放，造成景观污染
5	落地油泥	危险废物	钻井	固态	石油类	危险废物鉴别标准	毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	1.96t	暂存于井场设置的危废暂存间，委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司拉运并进行无害化处置
6	废含油防渗布		钻井	固态	石油类		毒性 T 易燃性 I	HW08	900-249-08	6.65t	
7	机械设备废油与废油桶		井场施工	固态	石油类		毒性 T 易燃性 I	HW08	900-249-08	4.9t	
8	生活垃圾	生活垃圾	施工生活	固态	食品废物、纸、包装材料等	/	/	/	/	21.0t	集中收集，统一拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行填埋处理

2.5.4.5 生态影响

施工期生态影响主要来自井场平台建设、集输管线及单井管线敷设、场地平整、管沟开挖、施工便道整修及设备车辆碾压等活动，主要表现为土地占用、地表植被破坏、土壤扰动及局部水土流失风险增加。

本工程共部署采油井 10 口，新建集输管线及单井管线（埋地）总长度约 6.22km。项目施工期总占地面积约为 21.244hm²，其中永久占地面积约为 9.796hm²，临时占地面积约为 11.448hm²。占地区域土地利用类型主要包括采矿用地、水浇地、其他草地和天然牧草地。工程区地表植被类型以温带丛生矮半灌木荒漠草原（骆驼蓬群系）和一年一熟粮食作物为主。项目永久和临时占地范围内，除农田及周边新疆杨防护林外，天然植被主要优势种为骆驼蓬，局部零星分布有白皮锦鸡儿。

从占地方式看，永久占地主要为井场平台、道路及配套设施占地，将导致占地范围内原有地表形态和植被长期改变，生态影响具有持续性；临时占地主要为生活区、施工临时占地及集输管线作业带占地，施工结束后可通过场地平整和生态恢复措施逐步减轻影响，生态影响主要表现为阶段性和可恢复性。

其中，井场平台和道路建设会造成局部地表压占、植被清除和土壤压实；埋地管线施工将对沿线地表形成带状扰动，主要影响其他草地、天然牧草地及部分水浇地地段；对农田及周边防护林地地段，施工活动还可能对耕作层和防护植被造成一定干扰。因此，施工过程中应严格控制占地范围，尽量减少新增扰动面积，并对临时占地区域及时实施平整和恢复措施。本项目占地情况详见表 2.5-9。

表 2.5-9 本项目占地情况一览表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)			说明
		永久	临时	总占地	
1	萨 303 平台	2.0274	/	3.8123	采矿用地、其他草地、灌木林地
2	萨 303 平台生活区	/	0.48		
3	萨 303 平台道路	1.3049	/		
4	萨 15 平台及道路	2.7464	0	3.6277	一般农田、其他草地
5	萨 15 平台生活区	/	0.48		
6	萨 15 平台道路	0.4013	/		
7	萨 L1501H 井场	1.276	/	1.276	其他草地、农村道路
8	萨 15 井场	1.99	/	1.99	

9	施工临时占地	/	1.158	1.158	其他草地
10	集输管道（埋地）	/	9.33	9.33	其他草地、水浇地、天然牧草地
11	电力设施	0.05	/	0.05	其他草地、水浇地、天然牧草地
合计		9.796	11.448	21.244	/

2.5.3.6 施工期污染物排放情况汇总

综上所述，本项目施工期各种污染物汇总见表 2.5-10。

表 2.5-10 施工期污染物产生情况汇总

项目	工程	污染源	污染物	产生量 (完钻后)	主要处理措施及排放去向
废气	井场、管线施工场地	施工机械及运输车辆尾气	CO	0.454t	属间歇性低架排放，通过大气扩散稀释。 使用合格燃料，加强施工管理
			NO ₂	2.080t	
			SO ₂	0.024t	
			THC	0.774t	
		焊接烟尘	/	/	无组织逸散
		施工扬尘	/	/	洒水抑尘
	钻井	柴油机废气	烃类	0.021t	无组织逸散
			NO _x	0.077t	
			烟尘	0.01t	
			SO ₂	0.007t	
废水	井场、管线施工场地	生活污水	废水量	2016m ³	设置临时生活污水收集防渗池，施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理
		管道试压废水	废水量	70m ³	回用于施工现场洒水降尘
	井场	废钻井液（分离的液相）	/	10191t	钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，进入钻井废弃物不落地系统，在钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备。
		废压裂返排液	石油类	52184m ³	收集入罐，统一收集运至吉康原油脱水站处理
固体废物	井场	钻井岩屑	/	4210.37 m ³	采用泥浆不落地技术收集，一开、三开产生非磺化水基泥浆，三开产生油基泥浆，进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，一开、三开分离后的固相临时贮存在岩屑罐，后外委第三方单位综合利用；
		钻井泥浆	/	4551.39m ³	二开含油岩屑委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司处理。

项目	工程	污染源	污染物	产生量 (完钻后)	主要处理措施及排放去向
		压裂返排砂	油、石英砂	7856.1m ³	全部通过返排液回收罐收集，清罐后的压裂返排砂其固废属性应结合实际成分和危险特性鉴别结果进行判定；在压裂作业前应完成压裂返排砂的危险特性鉴别工作，在未完成鉴别或鉴别结果出具前，其暂存和管理严格按危险废物要求执行。若经鉴别具有危险特性，则应按危险废物进行管理。委托有资质单位处置；经鉴别不具有危险特性的，可按一般工业固体废物管理，但仍应满足相应贮存和处置要求
		落地油泥	石油类	1.96t	暂存于井场设置的危废暂存间，由新疆中建环能北庭环保科技有限公司拉运进行无害化处置
		废含油防渗布	石油类	6.65t	
		机械设备废油与废油桶	石油类	4.9t	
	管线施工	施工土方	/	0	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施
	井场施工	建筑垃圾	/	/	采取回收和综合利用等方法，充分利用资源；对不能再利用的建筑垃圾，可委托当地建筑渣土管理部门统一装运到环卫和城管部门指定地点进行填埋。严禁随意丢弃、堆放，造成景观污染
		生活垃圾	/	21.0t	集中收集，统一拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行填埋处理
噪声	井场、管线施工	施工机械	/	80~110	采用低噪声设备，合理安排施工时间，加强施工管理

2.5.5 运营期污染源分析及污染物排放

2.5.5.1 废气污染物

本项目运营期废气主要来源于：萨15平台及单井井场原油储罐呼吸废气及装车废气、萨15平台配套的30kW天然气发电机组燃烧伴生气产生的燃气尾气、集输管线及井场装置区设备组件无组织排放的烃类气体。

(1) 井场及管线无组织挥发性有机物（VOCs）

本项目无组织挥发性有机物主要来源于油气集输过程中的阀门、法兰、泵、压缩机、泄压阀等设备与管线组件的密封点泄漏。萨303平台采用密闭集输工艺，经管道输送至吉康脱水站；萨15平台采用拉油工艺。根据工程建设内容，本项目共涉及3口采油井（萨303平台）、4口采油井（萨15平台）、3口评价井转生产井及配套集输设施。参考《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）及同类油田工程经验，

采用设备与管线组件密封点泄漏系数法进行估算。

设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物计算公式：

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

式中： $E_{\text{设备}}$ ：—核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg/a；

T_i ：—密封点*i*的运行时间，h/a，本次取7200h/a；

$E_{\text{TOC},i}$ ：—密封点*i*的总有机碳（TOC）的排放速率，kg/h

n —挥发物流经的设备与管线组件密封点数；

$WF_{\text{VOCs},i}$ —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。

本工程为原油开采项目， $WF_{\text{VOCs},i}/WF_{\text{TOC},i}$ 取1。

$e_{\text{TOC},i}$ —密封点*i*的总有机碳（TOC）排放速率（泄漏浓度大于10000umol/mol），kg/h；取值详见表2.5-11；

表 2.5-11 密封点 TOC 泄漏排放速率 E_{TOC} 取值

序号	设备类型	排放系数/(kg/h/源)
1	连接件	0.028
2	阀门	0.064
3	法兰	0.085

根据上述公式计算油气集输处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表2.5-12。

表 2.5-12 油气集输及处理过程中无组织挥发有机废气排放情况

设备类型	排放系数/(kg/h/源)	设备数量（个/套）	污染物排放量（t/a）
萨303平台	阀门	3	0.004
	法兰	60	0.110
	连接件	70	0.042
萨303平台合计			0.156
萨15平台	阀门	30	0.041
	法兰	240	0.441
	连接件	280	0.169
萨15平台合计			0.651
3口评价井转生产井	阀门	20	0.028
	法兰	60	0.11
	连接件	60	0.036
3口评价井转生产井合计			0.174
总计			0.981

（2）原油储罐呼吸废气

本项目萨303平台产液经加热后通过集输管线密闭输送至吉康脱水站，平台内不设原油储罐，因此无原油储罐呼吸废气产生。萨1平台采用拉油工艺，根据本项目试验方

案，萨15平台内设置8具60m³储油罐（1具新建，7具利旧）用于储存含水原油。3口评价井转生产井井场内各设置2具60m³储油罐，储罐在运行过程中，受气温变化、日照及进出料作业影响，会产生挥发性有机物（以非甲烷总烃计），主要包括“小呼吸”损耗和“大呼吸”损耗：

小呼吸损耗（静止储存损耗）：指储罐在静止储存状态下，因环境气温昼夜交替变化及太阳辐射热影响，罐内气体空间温度和油气浓度发生变化，引起气体体积膨胀和收缩，导致部分高浓度油气通过呼吸阀排出而造成的损耗。

大呼吸损耗（工作损耗）：指储罐在进料过程中，液面上升挤压罐内气体空间，导致部分油气被强制排出而造成的损耗（主要为进油损耗，卸油过程吸入空气不产生排放）

固定顶罐的总损耗是静置损耗与工作损耗的总和。公式中符号解释见《石化行业VOCs污染源排查工作指南》。

$$L_T = L_S + L_W$$

$$L_S = 365 V_V W_V K_E K_S$$

$$V_V = \left(\frac{\pi}{4} D^2 \right) H_{VO}$$

$$L_W = \frac{5.614}{RT_{LA}} M_V P_{VA} Q K_N K_P K_B$$

L_T ：总损失，lb/a；

L_S ：静置储藏损失，lb/a；

L_W ：工作损失，lb/a。

V_V ：气相空间容积，ft³；

W_V ：储藏气相密度，lb/ft³；

K_E ：气相空间膨胀因子，无量纲量；

K_S ：排放蒸汽饱和因子，无量纲量。

V_V ：气相空间容积，ft³；

D ：罐径，ft；

H_{VO} ：气相空间高度，ft。

L_W ：工作损失，lb/a；

M_V ：气相分子量，lb/lb-mol；

P_{VA} ：真实蒸气压，psia；

Q ：年周转量，bbl/a；

K_P : 工作损耗产品因子, 无量纲量; 对于原油 $K_P=0.75$;

K_N : 工作排放周转(饱和)因子, 无量纲量; 周转数 $=Q/V$;

K_B : 呼吸阀工作校正因子。

表 2.5-13 单个储油罐设计参数表

设计温度	介质	设备类型	储罐直径(m)	罐壁高度(m)	介质密度(kg/m ³)	公称容积(m ³)	最大有效容积(m ³)	单罐年周转量(m ³)	单罐年周转次数(次/a)	真实蒸汽压(kPa)	呼吸阀压力(psig)	呼吸阀压力(psig)
≥55℃	含水原油	固定顶罐	5.2	3.2	898	60	51	2437.5	47.8	26.5	0.05	-0.04

经核算, 储罐的年静止储存损耗 L_S 约为 0.16t/a, 年工作损耗 L_W 约为 0.197t/a。单罐总年损耗排放量 L_T 约为 0.356t/a, 故萨 15 平台 8 具储罐年损耗排放量 L_T 约为 2.848t/a, 单井井场 2 具储罐年损耗排放量 L_T 约为 0.712t/a。

(3) 原油装车废气

本项目萨 303 平台产液经集输管道密闭输送至吉康脱水站, 平台内不进行原油装车作业, 无装车废气产生。

萨 15 平台 7 口井产液采用罐车拉运方式外输。平台内设置有 1 座橇装装车栈桥和 2 台原油装车泵。在原油装车过程中, 随着液面在罐车内上升, 车内残存的部分油气(主要成分为非甲烷总烃)被挤出排入大气, 形成装车废气。

根据油藏工程试验方案, 萨平台预测新建原油产能约 2.46×10^4 t/a。参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018)中“挥发性有机液体装载”的核算公式, 核算过程如下:

$$D_{\text{产生量}} = \frac{L_L \times Q}{1000}$$

式中: $D_{\text{产生量}}$ —挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量, t;

L_L —挥发性有机液体装载过程的排放系数, kg/m³;

Q —物料装载量, m³/a。地面原油密度 0.9t/m³, 原油年周转量 2.46×10^4 t/0.9t/m³/a。

排放系数 L_L 计算公式如下:

$$L_L = 1.20 \times 10^{-4} \times \frac{S \times P_T \times M_{vap}}{273.15 + T} = 0.2018 \text{ kg/m}^3$$

式中: S —饱和系数, 无量纲, 采用普通罐车, S 取 0.6;

P_T —温度 T 时装载物料的真实蒸汽压, Pa;

Q —核算时段内物料装载量, m^3/a 。

M_{vap} —油气分子量, g/mol, 68g/mol;

T —物料装载温度, $^{\circ}C$

项目原油装卸采用全密闭装卸工艺,装卸过程的挥发性有机物通过气相平衡系统重新进入油罐车内,形成全密闭卸油工艺,理论上挥发的油气可 100%进入罐车内,本次保守考虑 0.5%的装卸损失,回收效率按 99.5%计算,具体参数及计算结果如下:

表 2.5-14 装卸车挥发性有机物排放参数一览表

物料名称	装载量 (m^3/a)	装载温度 ($^{\circ}C$)	真实蒸汽压 (kPa)	油气分子量 (g/mol)	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)
合格原油	2.46×10^4	25	12.29	68	5.52	0.028

表 2.5-15 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放 编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家污染物排放标准		年排放量
					标准名称	浓度限值 (mg/m^3)	
1	M1	萨 303 平台	NMHC	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等;定期对井场设备、阀门等检查	GB39728-2020 中企业边界污染物控制要求	4	0.156t/a
2	M2	萨 15 平台	NMHC	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等;定期对井场设备、阀门等检查			3.521t/a
2	M3	单井井场	NMHC	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等;定期对井场设备、阀门等检查			0.892t/a

(4) 发电机燃烧废气

萨 15 平台新建 1 台 30kW 天然气发电机组,以平台分离出的伴生气为燃料,根据工程设计,萨 15 平台年产伴生气量为 19.89 万 Nm^3 ,全部用于发电。

①废气量

根据《环境统计手册》(方品贤、江欣、奚元福,四川科学技术出版社、1985)中给出的污染物废气量计算方法,烟气量的计算如下:

$$V_0 = 0.251 \times QL / 1000 + 0.278$$

$$V_y = 1.04 \times QL / 4187 + 0.77 + 1.0161 (a-1) V_0$$

式中: V_0 —理论空气量, Nm^3 ;

V_y —烟气排放量, Nm^3/m^3 —燃料气;

QL —燃料低位发热值,根据建设单位提供的原料气监测报告为 15000KJ/ Nm^3 ;

a-空气过剩系数，本次取 1.8。

经过计算，烟气排放量为 $7.78\text{Nm}^3/\text{m}^3$ -燃料气，总烟气量为 $1547898\text{m}^3/\text{a}$ 。

②污染物产生量

根据伴生气组分，未见硫化氢，故发电机组燃烧产生的污染物主要为烟尘、 SO_2 和 NO_x ，采用低氮燃烧器技术，通过 15m 排气筒排放。低氮燃烧技术通过预混燃烧原理降低燃烧温度，减少热力型 NO_x 的生成量，已在燃气发电行业广泛应用；由于本项目发电机组属于小型燃气内燃机设备，现阶段缺乏针对同类型油田伴生气发电机组的专门产排污系数；因此，本次评价参照《环境保护实用数据手册》（胡明操主编、机械工业出版社、1990）及《实用环境保护数据大全》，颗粒物产污系数为 $2.4\text{kg}/10^4\text{m}^3$ -天然气， NO_x 产污系数为 $9.36\text{kg}/10^4\text{m}^3$ -天然气， SO_2 产污系数为 $0.02\text{kg}/\text{万 m}^3$ -天然气。根据提供区块天然气分析数据，燃料气中不含硫化氢，本次按含硫量 0.1%计。根据上述产污系数估算燃气发电机组燃烧废气产排情况，见下表。

表 2.5-16 燃气发电机污染物产生排放情况

站 点	污 染 源	污 染 物	天然气 用量 (m^3/a)	烟气量 (m^3/a)	产污系 数 $\text{kg}/10^4\text{m}^3$ - 天然气	产生 量 (t/a)	排放浓度 (mg/m^3)	排放速 率 (kg/h)	排放量 (t/a)
萨 15 平 台	燃 气 发 电 机 组	颗粒物	19.89 万	1547898	2.4	0.048	30.84	0.007	0.048
		NO_x			9.36	0.186	120.27	0.026	0.186
		SO_2			0.2	0.004	0.003	0.001	0.004

根据上表，各污染物的排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中二级标准限值。

（5）伴生气放空废气

根据企业提供数据，三口单井伴生气的产生量为 5.2 万 Nm^3 ，经分液罐气液分离后进入火炬系统燃烧放空，年放空时间 7200h。根据气质组分分析报告，伴生气甲烷体积占比 50.47%~59.27%（均值 55%），硫化氢未检出（<检出限），相对密度 0.916~1.030，低位热值约 $15\text{MJ}/\text{Nm}^3$ 。伴生气中甲烷含量偏低、惰性气体含量较高，属低热值贫气。

本次评价采用排污系数法核算火炬燃烧烟气源强，同时参照已批复同类项目经验选取排放系数。核算结果如下：

表 2.5-17 烟气源强一览表

污 染 物	排放量(kg/a)	排放速率(kg/h)	排放浓度 (mg/Nm^3)	选取系数	备注
NO_x	10.4	0.00144	10.0	$2.0\text{kg}/10^4 \text{Nm}^3$	热力型 NO_x

颗粒物	1.56	0.000217	1.5	0.3kg/10 ⁴ Nm ³	碳黑不完全燃烧
SO ₂	0	0	0	—	未检出 H ₂ S
NMHC	520	0.0722	0.5	2%未燃尽	VOCs 排放
CO	5.2	0.00072	5.0	1.0kg/10 ⁴ Nm ³	不完全燃烧

2.5.5.2 废水污染物

本项目运营期废水主要包括井下作业废水、采出水；油田井场不设生活区，只进行日常巡检，吉康脱水站不新增劳动定员，故无新增生活污水产生。

(1) 井下作业废水

油井在正常生产过程中，为防治井筒结蜡、保证油流通道畅通，需定期进行热洗清蜡作业。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”，井下作业洗井废水产排情况详见下表。

表 2.5-16 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	末端治理技术去除效率
井下作业	洗井液（水）	低渗透油井洗井作业	所有规模	废水	工业废水量	吨/井	27.13	物理+化学+回注	100
					化学需氧量	克/井次	34679		
					石油类	克/井次	6122		

本项目均为低渗透油井，根据新建 7 口采油井，作业区井下作业每 2 年 1 次，则井下作业废水中各污染物产生情况详见表 2.5-17。

表 2.5-17 井下作业废水产生及排放情况一览表

序号	污染物指标	产生量（t/次）	排放量	主要处理措施及排放去向
1	洗井液废水量	189.91	0	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至吉康原油脱水站污水处理系统处理达标后，上清液回注，底泥暂存在吉康站，交由新疆中建环能北庭环保科技有限公司处理进行无害化处置
1.1	COD	0.243	0	
1.2	石油类	0.042	0	

(2) 采出水

产生环节及源强分析 本项目油井产出液（油气水混合物），经集输管线或罐车输送至吉康脱水站。在吉康脱水站内，经“三相分离器+电脱水器”等工艺进行油水分离后，分离出的含油污水即为采出水。采出水经吉康原油脱水站内污水处理系统处理后，水质符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）IV类标准后，回注二叠系油层。

产生量： 根据《地面工程》方案开发指标预测结果，2027 年为本项目产液高峰年，因此采出水源强按 2027 年高峰工况进行分析。

预测产液量：438m³/d（约 13.13×10⁴m³/a）。

预测产油量：127t/d（折合体积约 141.4m³/d，密度取 0.898t/m³）。

采出水量：经核算，2027 年本项目最大采出水产生量约为 296.6m³/d（约 8.90×10⁴m³/a）。

水质特征：根据油藏工程试验方案中地层水分析资料，萨3块井井子沟组油藏地层水水型为 NaHCO₃型，平均总矿化度为 3405mg/L，属低矿化度地层水。采出水中的主要污染物为石油类、悬浮物（SS）、化学需氧量（COD）、氨氮、挥发酚、硫化物以及少量伴生的化学药剂（如破乳剂）。具体水质特征见下表。

表 2.5-18 采出水处理前后水质表

采出水水质		污染物						
		pH	SS	COD	氨氮	石油类	挥发酚	硫化物
处理前	污染物浓度 (mg/L)	7~8	860	1200	80	200	2.1	1.6
处理后	污染物浓度 (mg/L)	7~8	25	150	25	10	0.5	1.0

2.5.5.3 噪声污染源

本项目运营期的噪声污染主要来源于原油开采及输送过程中各类机械设备运转产生的机械噪声和空气动力性噪声。根据地面工程设计方案，本项目不新建联合站，产液依托吉康脱水站处理，因此新增噪声源主要集中在萨303平台和萨15平台、单井井场。

（1）主要噪声源识别

萨303平台采用管输工艺，主要噪声源为抽油机、CO₂空气源热泵以及多通阀计量装置的流体流动噪声，其中 CO₂空气源热泵运行时风机和压缩机会产生持续性噪声。萨15平台采用拉运工艺，主要噪声源为抽油机、原油装车泵以及天然气发电机，其中装车泵在进行原油装卸作业时会产生间歇性高噪声，电加热棒因噪声极低可忽略不计。各单井井场的主要噪声源为抽油机及原油装车泵。集输管线：主要为流体在管道内流动及经过阀门节流时产生的摩擦声，源强较低。

（2）噪声源强分析

根据《地面工程》设备选型及同类油田设备运行经验，本项目主要高噪声设备的声压级一般在 75~90dB(A)之间。各平台主要噪声源强及运行特性见下表。

表 2.5-19 运营期噪声排放情况（单位：dB(A)）

序号	所在区域	噪声源名称	设备型号/参数*	数量(台/套)	噪声级 dB(A)	噪声性质	运行规律	治理措施
----	------	-------	----------	---------	-----------	------	------	------

1	萨303平台	抽油机	14型 (37kW)	3	75~85	机械噪声	连续	选用低噪电机、定期润滑维护
2		CO ₂ 空气源热泵	250kW	1	70~80	空气动力性/机械	连续/间歇	基础减振、风机隔声
3		计量阀组	5井式	1	60~70	流体动力性	连续	管道保温隔声
4	萨15平台	抽油机	14型 (37kW)	4	75~85	机械噪声	连续	选用低噪电机、定期润滑维护
5		原油装车泵	Q=80m ³ /h (37kW)	2(1用1备)	80~90	机械/流体	间歇	设于泵房/橇体内、基础减振
6		罐车装卸作业	/	/	75~85	机械噪声	间歇	车辆熄火作业、减速慢行
7		天然气发电机	30kW	1	80~90	空气动力性/机械	连续	基础减振、自带隔声罩、排气消声器
8	单井井场	抽油机	14型 (37kW)	3	75~85	机械噪声	连续	选用低噪电机、定期润滑维护
9		原油装车泵	Q=80m ³ /h (37kW)	4(2用2备)	80~90	机械/流体	间歇	设于泵房/橇体内、基础减振
10		罐车装卸作业	/	/	75~85	机械噪声	间歇	车辆熄火作业、减速慢行
11		伴生气放空火炬	/	1	80~90	空气动力性	间歇	采用消声器

2.5.5.4 固体废物

本工程运营期固体废物及含油废物主要包括含油污泥、落地原油（回收油）、废机油和废弃防渗膜。其中，含油污泥、废机油和废弃防渗膜属于危险废物；落地原油经收集后优先回收进入原油处理系统，不作为最终废弃物外排。

（1）含油污泥

1）产生环节与来源

本项目运营期含油污泥主要来源于两类环节：一是井下作业及采油过程中的落地油泥、油泥砂等含油混合物；二是储油罐长期运行后清洗产生的罐底油泥。井下作业过程中，在检泵、修井、洗井等起下管柱作业及井口盘根更换、取样等操作环节，可能会产生少量含油泥砂或沾染油污土壤；储油罐运行一定周期后底部会沉积泥砂、胶质和沥青质等杂质，清洗时形成罐底油泥。

2）危险废物属性

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 071-001-08。结合《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，运营期形成的含油污泥、油泥砂应按危险废物进行规范管理。

3) 产生量估算

参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中石油与天然气开采行业非稠油开采含油废物产污系数 90.76t/万 t 产品，本项目高峰年产油量为 $3.81 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则运营期含油废物产生量约为 345.80t/a。

4) 污染防治与处置措施

井下作业过程中严格执行“铺设防渗膜、带罐作业”要求，减少落地油泥产生；清罐或检维修产生的含油污泥应采用专用密闭容器收集，不得在井场长期露天堆存。对于液态可回收部分，优先运至吉康原油脱水站进入原油处理系统回收利用；对于半固态或固态含油污泥，应按危险废物管理，暂存于吉康脱水站危废暂存间，委托具有相应危险废物经营资质和处置能力的单位进行无害化处置，并严格执行危险废物转移联单制度。

(2) 落地原油

1) 产生环节与来源

落地原油主要来源于井下作业、日常生产维护及设备异常泄漏等环节。例如修井、检泵过程中管杆表面附着原油滴落，井口阀门、盘根盒等部位因磨损产生的少量渗漏，以及取样、加药等操作中的滴漏。

2) 产生量估算

类比同类油田开发水平，按单井落地原油回收量约 0.1t/a 计，则本项目 10 口井运营期落地原油回收量约为 1t/a。

3) 污染防治与处置措施

项目采取“源头预防、过程控制、资源化利用”的管理原则：加强井口密封件维护，减少跑、冒、滴、漏；井下作业严格执行铺设防渗膜和带罐作业；井口宜设置集油槽或收集设施。可直接回收的落地原油由专用容器或回收罐收集后，及时运至吉康原油脱水站，进入卸油罐或污油回收系统后回掺原油处理流程，实现资源化利用。

(3) 废机油

1) 产生环节与来源

废机油主要来源于运营期机械设备维护保养过程，包括14型抽油机、二氧化碳空气源热泵、装车泵及其他配套机械设备在长期运行后更换下来的废润滑油。

2) 危险废物属性

根据《国家危险废物名录（2025年版）》，车辆、轮船及其它机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油属于HW08废矿物油与含矿物油废物，废物代码为900-214-08。

3) 产生量估算

按设备数量及维护频次估算，抽油机废机油产生量约20kg/台·a，其他泵类和热泵设备合计约50kg/a，则本项目运营期废机油产生量约为0.2t/a。

4) 污染防治与处置措施

废机油应使用专用废油收集桶密闭收集，粘贴规范的危险废物识别标志，暂存于吉康脱水站危废暂存间，定期委托具有相应危险废物经营资质和处置能力的单位进行处置，严禁随意倾倒、混入生活垃圾或露天堆放。

（4）废弃防渗膜

1) 产生环节与来源

废弃防渗膜主要产生于井下作业、设备检修及储罐清洗等可能发生油品滴漏的作业环节。为落实“油不落地”要求，在井口、作业区和检修区铺设防渗膜或防渗布，作业结束后对沾染原油或化学药剂、无法继续使用的防渗材料进行更换，由此形成废弃防渗膜。

2) 危险废物属性

根据《国家危险废物名录（2025年版）》，其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物属于HW08废矿物油与含矿物油废物，废物代码为900-249-08。

3) 产生量估算

类比同类油田现场管理经验，按单井年度维护作业产生量估算，本项目运营期废弃防渗膜产生量约为0.1t/a。

4) 污染防治与处置措施

作业结束后应及时回收防渗膜，严禁随意丢弃、填埋或焚烧。收集后的废弃防渗膜应打包封装，暂存于吉康脱水站危废暂存间，定期委托具有相应危险废物经营资质和处置能力的单位进行处置，并严格履行危险废物转移联单手续。

结合工艺流程及生产运营过程中的副产物产生情况，根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）的规定，判断其是否属于固体废物，给出判定依据及结果，根据《国家危险废物名录》（2025年版），判定是否属于危险废物，见表2.5-20，运营期项目固废的名称、类别、属性及处理处置方式按《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》执行，详见表2.5-21。

表 2.5-20 固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量 (t/a)	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	含油污泥	检泵、修井、洗井、储罐清洗油泥	半固态	油/水和烃/水混合物	345.8	√	/	《国家危险废物名录》 (2025 年版)、《危险废物 环境管理指南 陆上石油天 然气开采》
2	落地油	集输管线穿孔或设备故障损等	液态	原油	1.0	√	/	
3	废机油	机械设备检修	液态	石油类	0.2	√	/	
4	废弃防渗膜	采油井场作业场地	固态	石油类	0.1	√	/	

表 2.5-21 项目运营期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性 鉴别方法	危险 特性	废物 类别	废物代码	估算产生量 (t/a)	拟采取的处理处置方式
1	含油污泥	危险废物	检泵、修井、洗井、 储罐清洗油泥	半固 态	油/水和烃/水 混合物	危险废物 鉴别标准	毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	345.8	定期委托新疆中建环能北庭环保 科技有限公司进行无害化处置。
2	落地油		集输管线穿孔或设备 故障损等	液态	原油		毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	1.0	作业单位 100%回收，回收后的 落地原油运至吉康脱水站原油处 理系统进行处理
3	废机油		机械设备检修	液态	石油类		毒性 T 易燃性 I	HW08	900-214-08	0.2	定期委托新疆中建环能北庭环保 科技有限公司进行无害化处置
4	废弃防渗膜		采油井场作业场地	固态	石油类		毒性 T 易燃性 I	HW49	900-041-49	0.1	定期委托新疆中建环能北庭环保 科技有限公司进行无害化处置

2.5.5.5 运营期污染物排放情况汇总

综上所述，本项目运营期污染物产排情况汇总见表 2.5-22。

表 2.5-22 运营期产排污情况汇总（单位：t/a）

项目	工程	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	油气集输	无组织废气	非甲烷总烃 (t/a)	4.569	4.569	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场设备、阀门等检查
	发电机燃烧	有组织废气	NO _x (t/a)	0.186	0.186	低氮燃烧+15m 排气筒排放
			颗粒物 (t/a)	0.048	0.048	
			SO ₂ (t/a)	0.004	0.004	
	伴生气放空废气	无组织废气	NO _x	0.01	0.01	火炬系统燃烧放空
			颗粒物	0.0016	0.0016	
			NMHC	0.52	0.52	
			CO	0.0052	0.0052	
废水	井场	采出水	废水量 (万 t/a)	8.90	0	经吉康原油脱水站站新建污水处理系统处理达标后回注井场。
			SS	76.54	0	
			COD	106.80	0	
			氨氮	7.12	0	
			石油类	17.80	0	
			挥发酚	0.19	0	
			硫化物	0.14	0	
	井下作业	井下洗井废水	废水量 (t/次)	189.91	0	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，由吉康原油脱水站污水处理系统处理达标后，上清液回注含油层，底泥暂存在站内，交由有资质的单位进行无害化处置
			COD (t/次)	0.243	0	
			石油类 (t/次)	0.042	0	
固体废物	检泵、修井、洗井、储罐清洗油泥	含油污泥 (t/a)		345.8	0	定期委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司进行无害化处置
	集输管线穿孔或设备故障损等	落地油 (t/a)		1.0	0	作业单位 100%回收，回收后的落地原油运至吉康脱水站原油处理系统进行处理
	机械设备检修	废机油 (t/a)		0.2	0	定期委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司进行无害化处置
	采油井场作业场地	废弃防渗膜 (t/a)		0.1	0	定期委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司进行无害化处置

2.5.6 事故状态环境影响因素分析

本项目在钻井、井下作业、原油集输、储存及拉运过程中，存在发生突发环境风险事故的可能。结合本项目工程特点，事故状态下可能产生环境影响的主要情形包括井喷事故、井漏事故、集输管线泄漏事故以及萨 15 平台储油罐或装车环节泄漏事故等。

（1）井喷事故

井喷事故主要发生于钻井施工或井下作业过程中，是油气开发过程中风险等级较高的突发事件之一。其主要成因包括地层压力预测偏差、泥浆密度控制不当、起下钻抽吸作用、井控措施失效、防喷器故障以及现场操作失误等。当井控失效时，地下油、气、水等流体可能失去控制并从井口喷出。

井喷事故一旦发生，将对周边环境造成明显影响。首先，喷出的天然气和挥发性油气会进入大气环境，造成烃类污染；若伴随火灾爆炸，还会进一步产生烟尘、CO、NO_x 等燃烧污染物，对周边大气环境造成较大不利影响。其次，喷出的原油、钻井液、压井液及地层水会污染井场地面及周边土壤，导致石油类污染物进入土壤表层，造成植被受损和地表生态破坏。若喷出物未及时控制和清理，含油污染物还可能沿地表径流扩散，或通过下渗影响浅层土壤及地下水环境。

（2）井漏事故

井漏事故一般发生于钻井施工或井下作业过程中，主要是由于钻遇裂缝、破碎带等漏失地层，或套管完整性不足、固井质量不良等原因，导致钻井液、完井液、修井液等漏入地层。

井漏事故对环境的主要影响集中在地下环境方面。若漏失层位与地下水含水层之间存在连通条件，或者套管破损部位位于含水层段，则漏失液体中的钻井液添加剂、悬浮物和有机污染物可能进入地下含水层，对地下水水质造成影响。与此同时，井漏还可能诱发井壁失稳、井控复杂等次生问题，间接增加后续井喷、地面污染和废液外排风险。

（3）集输管线泄漏事故

本项目萨 303 平台至吉康原油脱水站新建集输管线约 5.52km，输送介质为含水原油。集输管线运行过程中，可能因内外腐蚀、接口失效、材料缺陷、施工质量问题、第三方破坏或地基沉降等原因发生泄漏事故。

管线泄漏后，含水原油首先会进入管沟及周边土壤，造成土壤石油类污染，改变土壤理化性质，破坏土壤结构和地表植被；若泄漏未能及时发现并处置，油品中的轻质组分挥发会对周边大气环境造成一定影响，重质组分则可能沿土壤孔隙向下迁移，对地下

水环境形成潜在威胁。若泄漏原油遇火源，还可能引发火灾事故，并产生次生大气污染影响。

（4）储油罐及装车环节泄漏事故

萨15平台采用拉油工艺，平台内设有8具60m³储油罐及配套装车设施。储罐和装车系统运行过程中，可能因罐体腐蚀、阀门或法兰连接失效、装车管线破损、装车操作失误或罐车连接不严等原因发生原油泄漏事故。

储油罐或装车环节发生泄漏后，泄漏原油会直接污染平台地面及周边土壤，若防渗和收集措施不到位，可能造成地表油污扩散；同时，原油中的轻质组分挥发进入大气，会形成非甲烷总烃等污染物排放，对局部空气环境产生不利影响。若泄漏原油进入雨水冲刷路径或发生大面积扩散，还可能对周边生态环境造成进一步影响。储罐区和装车区一旦遇明火，还存在引发火灾并造成次生污染的风险。

（5）伴生气利用装置异常事故

萨15平台设置30kW天然气发电机组，用于利用平台分离出的少量伴生气。若天然气发电机组、伴生气管线或放空系统发生泄漏、燃烧异常或设备故障，可能导致少量天然气逸散，局部存在火灾或爆炸风险。事故状态下，天然气逸散会对周边空气环境造成一定影响，若发生燃烧不完全，则可能产生CO、NO_x等废气污染物。

（6）事故状态环境影响特征分析

总体来看，本项目事故状态环境影响具有以下特点：

一是突发性和短时性明显，多与井控失效、设备故障或操作失误有关；二是影响介质多样，可同时涉及大气、土壤、地下水和生态环境；三是油类污染是主要环境风险因子，原油、含油污泥、钻井液及井下作业液等一旦失控泄漏，将对井场和周边环境造成直接影响；四是萨303平台与萨15平台风险特征不同，其中萨303平台以井场作业和集输管线风险为主，萨15平台则还叠加储油罐、装车和伴生气利用装置风险。

因此，在后续环境风险防范和应急管理中，应重点针对井控措施、井场防渗、管线完整性管理、储罐区围堰及装车区泄漏收集等环节落实风险防控措施，降低事故状态下环境影响程度。

2.5.7 退役期

当本项目油藏开发期满或单井均达到废弃产量标准时，油田将进入退役期。退役期的主要工作内容包括油井封堵、地面设施拆除（如抽油机、加热设备、储罐等）、集输

管线清理与处置、井场及站场清理以及生态环境恢复等。退役期间，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关要求，进行拆除地面设施、清理井场等工作。

2.5.7.1 退役期环境空气保护措施

（1）退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，要求退役期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

（2）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（3）退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

2.5.7.2 退役期水污染防治措施

退役期产生的废弃管道和设备的清洗废水，管输至吉康原油脱水站进行处理回注。要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性避免发生油水窜层。

2.5.7.3 退役期噪声防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛

2.5.7.4 退役期固体废物处置措施

（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。建筑垃圾收集后送吉木萨尔县工业固废填埋场妥善处置；废弃管线维持现状避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

（2）对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

（4）油罐底泥委托有资质单位进行无害化处置。

（5）可利用设备进行利用，不可利用设备进行回收处置。

2.5.7.5 退役期生态恢复措施

油田单井进行开采后期，石油储量逐渐下降，最终进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。本项目生态修复应满足《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。采取的生态恢复措施如下：

（1）施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，严禁人为破坏作业带以外区域植被，各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

（2）闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。

（3）经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏电，井场无油污、无垃圾。

（4）对退役期土地重新变为耕地，需进行土壤调查，其土壤环境质量满足《土壤环境质量 农地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中其他风险筛选值标准后方可进行种植农作物。

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

2.6 清洁生产分析

清洁生产是指将综合预防的环境保护策略持续应用于生产过程和产品中，以期减少对人类和环境的风险。本节对本项目钻井工程、采油工程、集输工程及环境管理等方面进行清洁生产分析。

2.6.1 清洁生产技术和措施分析

2.6.1.1 钻井过程的清洁生产工艺

本工程钻井设计充分考虑了环境保护和资源节约，采取了多项清洁生产技术和措施：

（1）优化井身结构与钻井液体系：

针对萨3块上部地层易塌、漏失等复杂情况，采用“表层浅下+系统瘦身+精准技套下深”的非标小三开井身结构（ $\Phi 375\text{mm}$ 一开+ $\Phi 251\text{mm}$ 二开+ $\Phi 168\text{mm}$ 三开），简化了井身结构，降低了钻井废弃物的产生量。

二开段（700m-3070m）采用油基钻井液，有效解决了泥岩水化垮塌问题，减少了井下复杂情况，提高了钻井效率。同时，计划开展二开水基代油基钻井液试验，探索使用高性能水基钻井液替代油基钻井液，以从源头减少危险废物的产生。

三开段（3070m-完钻井深）采用高性能水基钻井液，减少了对储层的伤害，同时降低了废弃钻井液的处理难度和环境风险。

（2）钻井废弃物不落地与资源化利用：

钻井过程中产生的钻井岩屑和废弃钻井液全部采用“泥浆不落地”处理技术。井场配备振动筛、除砂器、除泥器、离心机等固控设备，实现固液分离。

分离后的液相（钻井液）循环回用于钻井液配制，循环利用率达到95%以上，最大限度减少了废弃钻井液的产生和新鲜水的消耗。

一开、三开产生的水基岩屑和废弃水基钻井泥浆，经不落地处理后，分离出的固相由第三方单位进行集中处置，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）相关限值后综合利用；二开产生的油基岩屑和废弃油基泥浆属于危险废物，经密闭收集后委托有资质单位（如新疆中建环能北庭环保科技有限公司）进行无害化处置。

（3）井控与防渗措施：

严格执行井控设计，配备防喷器、液气分离器等井控设备，并储备加重材料，有效防止井喷事故发生，避免原油和钻井液泄漏污染环境。

在钻井过程中，对易漏地层提前采取防漏堵漏措施，减少钻井液漏失对地下水和土壤的污染。

井场关键区域（如泥浆罐区、储油罐区、危废暂存区等）铺设防渗膜，防止污染物渗漏污染土壤和地下水。

2.6.1.2 采油与修井作业清洁生产工艺

（1）高效举升工艺：

综合考虑萨3块油藏埋深大、液量中等及地处环境敏感区等因素，主体采用抽油机有杆泵举升方式。该方式工艺成熟稳定，相比无杆泵具有更好的经济性和适应性，且有利于加深泵挂发挥油井产能。

同时，在部分井开展螺杆泵试验，验证其在节能降耗方面的潜力。

（2）压裂改造清洁生产：

采用“水平井细切割体积压裂”工艺，通过优化分段分簇、射孔方式和施工排量，提高裂缝复杂程度和储层改造体积，从而提高单井产量，减少单位产油量的资源消耗和污染物排放。

压裂液采用在线变粘压裂液体系或低伤害压裂液，减少对储层的伤害，并降低压裂返排液的处理难度。

开展前置二氧化碳压裂试验，利用二氧化碳的降粘、增能作用，提高原油流动性，增加地层能量，从而提高采收率，并实现二氧化碳的埋存，减少温室气体排放。

压裂返排液全部回收，依托吉康脱水站污水处理系统处理达标后回注或回用于配制压裂液，实现水资源的循环利用。

（3）井下作业污染防治：

井下作业（如修井、洗井等）必须带罐作业，作业废液（洗井液等）全部回收，严禁排放。回收的废液运至处理站进行处理回注。

作业过程中铺设防渗膜，防止原油和作业液落地污染土壤。产生的落地原油作业单位100%回收，回收后运至吉康脱水站原油处理系统进行处理。

采用密闭清蜡、热洗工艺，减少烃类气体的无组织挥发。

2.6.1.3 原油集输及处理清洁生产工艺

（1）差异化密闭集输工艺

萨303平台（管输流程）：采用“单井-选井计量-加热-外输”的密闭集输工艺。平台产液经多通阀选井计量及加热后，通过新建的DN125柔性复合高压集输管线（长约5.52km）密闭输送至吉康脱水站进行处理。该流程实现了原油从井口到处理站的全程密闭输送，最大程度减少了原油挥发损耗和烃类气体的无组织排放。

萨15平台（拉运流程）：采用“单井-选井计量-加热-分离-储存-罐车拉运”的流程。平台产液经加热后进入新建的橇装两相分离器进行气液分离，含水原油进入储罐（新建1座60m³、利旧7座60m³）储存，最终通过罐车拉运至吉康脱水站处理。针对储罐产生的呼吸气，通过安装呼吸阀进行控制。两相分离器分离出的伴生气作为平台30kW天然气发电机组燃料就地利用，减少直接排放。

（2）高效节能加热技术（CO₂空气源热泵）

萨303平台原油加热均摒弃了传统的燃气水套炉或直接电加热器，转而采用高效节能的二氧化碳（CO₂）空气源热泵。

该技术利用空气中的低品位热能，通过热泵系统提升为高品位热能用于原油加热，能效比（COP）显著高于传统加热方式，大幅降低了集输过程的电力消耗和碳排放。

同时，井口及短途管线采用电伴热保温，实现了供热系统的清洁化和电气化，避免

了化石燃料燃烧产生的废气排放。

（3）耐腐蚀非金属管材应用

新建的集输管线（萨303平台至吉康脱水站）及单井管线全部采用柔性复合管（DN125及DN65）。

相比传统钢管，柔性复合管具有优异的耐腐蚀性能，杜绝了因内腐蚀穿孔导致的原油泄漏风险，延长了管线使用寿命，同时其内壁光滑、摩阻小，有助于降低输送能耗。

（4）数字化与智能化管理

新建及改扩建井场配套建设数据采集与监控系统，安装单井RTU（远程终端单元）及视频监控设施。

通过对油井产量、温度、压力及设备运行状态的实时远程监控，实现了生产过程的精细化管理，减少了人工巡检频次和车辆使用，间接降低了交通能耗和尾气排放。萨15平台特别配置了气体检测报警系统，确保生产安全并及时发现潜在泄漏。

（5）依托集中处理，减少分散污染源

本项目不新建原油脱水及污水处理设施。萨3块和萨15块的产液最终均进入吉康脱水站进行集中脱水处理，采出水依托该站现有污水处理系统处理达标后回注。这种集中处理模式避免了在生态敏感区建设高污染风险的处理设施，实现了污染物的集中控制和治理。

2.6.1.4 节能及其他清洁生产措施

（1）能源利用：

优先利用已有供电设施，萨3块供电依托35kV吉康变电站，新建10kV线路，减少重复建设。

选用高效节能的机电设备（如抽油机、机泵等），淘汰高能耗落后设备。

依托吉康脱水站已建的光伏发电站（如有余量）或其他新能源设施，提高清洁能源利用比例。

（2）水资源节约：

钻井、压裂及注水等生产用水优先使用处理达标后的采出水，减少新鲜水取用量。生活污水经收集处理后拉运至污水处理厂或达标排放，不随意倾倒。

（3）固体废物减量化与资源化：

通过优化钻井工艺和泥浆体系，从源头减少钻井废弃物的产生。

含油污泥、油基岩屑等危险废物全部委托有资质单位进行无害化处置或资源化利用，严禁随意堆放和倾倒。

（4）环境管理：

依托吐哈油田分公司现有的 HSE 管理体系，建立健全环境管理制度和岗位责任制。加强员工环保培训，提高全员清洁生产意识。

定期开展环境监测和清洁生产审核，持续改进清洁生产水平。

综上所述，本项目在钻井、采油、集输及辅助工程中均采取了先进、适用的清洁生产技术措施，体现了“节能、降耗、减污、增效”的清洁生产理念，符合国家和行业关于清洁生产的要求。

2.6.2 清洁生产水平分析

（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 2.6-1～表 2.6-3。

（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： P_1 ——定量评价考核总分值；

n ——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i ——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i ——第 i 项评价指标的权重值。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中： P_2 ——定性评价二级指标考核总分值；

F_i ——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n ——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

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。

表 2.6-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	hm²	15	符合行业标准要求	21.244	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	20	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	95	3
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000～3000m； 3000m 以上	10	≥40%;≥50%;≥60%	本工程井深 3500m 以上：钻井液循环率 95%以上	10
		柴油机效率	%	10	≥80	85	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
(4) 污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30； 乙类区：≤35	29.73	10
		废弃钻井液产生量	m³/100m 标准进尺	10	≤10	1.48	10
		柴油机烟气排放浓度	——	5	符合排放标准要求	符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值	5
		石油类排放浓度	mg/L	5	≤10	项目废水不外排	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	项目废水不外排	5
定性指标					本工程		
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程指标		得分

(1) 资源与能源消耗指标	15	钻井液消毒	可生物降解或无毒钻井液	10	一开：采用坂土钻井液； 三开：GRD 聚合物钻井液体系，钻井液密度控制在1.30g/cm ³ 以内。	10
		柴油消耗	具有节油措施	5	具有节油措施	5
(2) 生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	国内领先	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备欠平衡技术	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	井下作业时带罐作业	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备了振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5
		井控措施	具备	5	具备	5
		有无防噪措施	有	5	有	5
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	吐哈油田分公司建立有 HSE 管理体系	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	所属油田作业区未完成清洁生产审核	0
		制定节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
(4) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	废弃钻井泥浆采用钻井不落地技术收集，一开、三开产生非磺化水基泥浆；二开产生油基泥浆，分别进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备；二开产生的油基泥浆及含油岩屑委托有资质单位处理；	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	污染物排放满足总量控制和减排要求	5
		满足其他法律法规要求		5	满足	5

表 2.6-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	1.8	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10

吐哈吉南油田萨 3 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验方案环境影响报告书

		新鲜水消耗	m³/井次	10	≤5.0	>65	0
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液排放量	m³/井次	10	≤3.0	0	10
		石油类排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	项目废水不外排	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	项目废水不外排	5
		含油污泥排放量	m³/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0.2	5
		一般固体废物（生活垃圾）	m³/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标					本工程		
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本工程指标	得分
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	具备	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	具备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	废水、使用液、原油等可能落地处	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	井下作业时带罐作业	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		10	井下作业时带罐作业，落地原油运至吉康原油处理系统进行处理	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证			15	吐哈油田分公司建立了 HSE 管理体系并通过认证	15

		开展清洁生产审核	20	所属油田作业区未完成清洁生产审核	0
		制订节能减排工作计划	5	制定有节能减排工作计划	5
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求	20	满足其他法律法规要求	20

表 2.6-3 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本工程	
						本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160	12.36	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	——	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	86.61	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	<10	5
		COD	mg/L	5	乙类区：≤150	<150	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	13.39	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5
定性指标							
一级指标	指标 分值	二级指标	指标分值	本工程			
				本工程指标		得分	

(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量	井筒设施完好	5	井筒设施完好	5
		采油方式	采油方式经过综合评价确定	10	经过综合评价确定	10
		集输流程	全密闭流程	10	萨303平台至吉康原油脱水站为管道密闭混合输送，萨15平台及单井采用罐车密闭拉运	3
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	吐哈油田分公司建立了 HSE 管理体系并通过认证	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	所属油田作业区未开展清洁生产审核	0
		制定节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	按要求执行	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	按要求执行	5
		老污染源限期治理项目完成情况		5	已完成	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	污染物排放满足总量控制和减排要求	5

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 2.6-4。

表 2.6-4 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 2.6-1～表 2.6-3 计算得出：本工程钻井作业定量指标得分 98 分，定性指标得分 80 分，综合评价指数得分 90.8 分；井下作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 80 分，综合评价指数得分 86 分；采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 73 分，综合评价指数得分 83.2 分；综合评价指数平均得分 86.67 分，属于清洁生产企业。

2.6.3 清洁生产建议

虽然本项目在钻采工艺及污染控制等方面已采取了较为先进的清洁生产措施，总体清洁生产水平达到了清洁生产企业，但为了进一步贯彻“节能、降耗、减污、增效”的目标，持续提升项目的环境绩效，结合萨 3 块开发先导试验的实际特点，提出以下清洁生产建议：

（1）加快推进环保型钻井液体系试验与应用

针对目前二开井段使用油基钻井液产生危险废物（油基岩屑）的问题，建议加快实施方案中计划的“二开水基代油基钻井液技术与试验”。

在试验取得成功的基础上，应尽快在后续开发井中推广应用高性能水基钻井液体系，从源头上减少油基岩屑等危险废物的产生量，降低环境风险和处置成本。

（2）深化二氧化碳（CO₂）利用与封存技术研究

鉴于本项目开展了前置 CO₂ 增能压裂试验，建议建立完善的 CO₂ 注入、采出及封存监测体系，跟踪评估 CO₂ 在地层中的存留率及对采出流体性质的影响。

探索 CO₂ 捕集、利用与封存（CCUS）全产业链技术在吉南油田的应用潜力，进一步提高温室气体的减排力度，实现低碳开发。

（3）优化集输系统运行与多能互补

针对萨 303 平台采用的二氧化碳空气源热泵加热系统，建议在冬季极端低温天气下重点监测其运行能效（COP）和稳定性，并根据实际运行数据优化控制策略，确保加热效果与能耗的最佳平衡。

充分利用井场和站场的闲置土地空间，评估建设分布式光伏发电设施的可行性，推行“光电+热泵”的供能模式，进一步提高清洁能源利用占比，减少对网电的依赖。

（4）加强压裂返排液与采出水的精细化管理

持续优化压裂返排液处理工艺，确保返排液处理后水质指标满足配制压裂液的要求，最大限度提高压裂返排液的回用率，减少外排处理量。

加强对萨15平台（拉运方式）罐车运输过程的全程监控，严防运输途中的跑、冒、滴、漏风险。

（5）推行清洁生产审核与全过程管理

建议建设单位在项目投产后，严格按照《清洁生产审核办法》的要求，定期开展清洁生产审核工作。通过审核发现生产过程中的高耗能、高排污环节，制定并实施持续改进方案。

加强对施工期和运营期承包商的环保监管，将清洁生产要求纳入合同条款，确保各项清洁生产技术和措施落实到位。

2.6.4 持续清洁生产

清洁生产是一个持续改进的过程，不仅仅体现在建设项目的设计和施工阶段，更重要的是在运营期通过科学的管理和不断的改进，持续提高资源利用效率，减少污染物排放。本项目将从清洁生产审核、管理体系完善、技术升级和全员参与等方面开展持续清洁生产工作。

（1）建立健全清洁生产管理体系

依托HSE体系：本项目将纳入吐哈油田分公司现有的HSE（健康、安全与环境）管理体系中进行统一管理。各生产平台（萨3、萨15）需建立清洁生产岗位责任制，将能耗、水耗及“三废”排放指标分解落实到班组和个人，并纳入绩效考核。

制度化管理：制定并执行设备维护保养制度、环保设施运行管理制度等，确保空气源热泵、密闭集输系统、多通阀等关键设备处于最佳运行状态，杜绝因设备故障导致的跑、冒、滴、漏和能源浪费。

（2）依法开展清洁生产审核

根据《中华人民共和国清洁生产促进法》和《清洁生产审核办法》的相关规定，建设单位应结合生产实际，定期开展自愿性或强制性清洁生产审核。

通过审核，全面分析生产过程中能源消耗和污染物产生的环节，查找物料流失、能

耗偏高的原因，从源头削减、过程控制和末端治理三个层面提出切实可行的无/低费方案和中/高费方案，持续提升项目的清洁生产水平。

（3）持续推进技术进步与工艺优化

跟踪先进技术：密切关注国内外致密油开发领域的清洁生产新技术，特别是针对本项目目前的难点（如二开油基岩屑处理），持续推进“水基代油基”钻井液体系的现场试验与应用，力争实现源头减量。

深化 CCUS 应用：结合本项目的前置 CO₂压裂试验，持续探索二氧化碳捕集、驱油与封存一体化技术，提高温室气体资源化利用水平。

数字化赋能：利用本项目配套建设的 SCADA 系统和数字化平台，对生产数据进行大数据分析，优化抽油机冲次、热泵运行温度等参数，实现智能化的节能降耗。

（4）加强清洁生产培训与宣传

全员培训：定期组织管理人员和操作人员参加清洁生产知识培训，学习国家有关法律法规、行业标准及公司的清洁生产管理制度，提高全员的环保意识和节能意识。

技能提升：加强对关键岗位员工的操作技能培训，使其熟练掌握新设备（如 CO₂空气源热泵）的操作规程和维护保养技能，避免因操作不当造成的非正常排放和能源浪费。

（5）建立长效激励机制

设立清洁生产专项奖励基金，鼓励员工针对生产一线的节能减排难点提出合理化建议。

对在节能降耗、污染减排方面做出突出贡献的集体和个人给予表彰和奖励，激发全员参与持续清洁生产的积极性和创造性。

2.7 污染物排放总量控制

2.7.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

2.7.2 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
 - ①总量控制指标：NO_x、挥发性有机物、二氧化硫、颗粒物；
 - ②建议考核指标：NO_x、二氧化硫、颗粒物；
- (2) 废水污染物：循环利用不外排；
- (3) 固体废物：固废排放总量；

2.7.3 总量控制建议指标

- (1) 施工期

由于施工期的钻井作业集中于较短时间内，钻井期间排放的污染物将随钻井工程的结束而消亡，故不考虑对施工期间产生的污染物进行总量控制。
- (2) 运营期

根据工程分析，本项目运营期废气污染物主要为非甲烷总烃、氮氧化物、二氧化硫、颗粒物，评价建议总量控制指标见表 2.7-1，总量控制指标应以当地环保部门下达的指标为准。

表 2.7-1 总量控制指标（建议）

类别	污染物种类	运行期（t/a）
大气污染物	NO _x	0.19
	颗粒物	0.05
	二氧化硫	0.004

2.8 相关法规、政策相符性分析

2.8.1 与国家产业政策协调性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2024 年本），“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类项目，本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

2.8.2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关要求相符性如下：

表 2.8-1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

	要求	本项目	相符性
总则	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回	项目为新建项目，采用了清洁生产工艺和技术。项目采出水由吉康脱水站污水处理	符合

	用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	系统处理后回注含油层；工业废水回用率大于90%；落地油100%回收。本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措施和应急预案。	
清洁生产	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目钻井期间使用的油气田化学剂均为无毒，环境友好的化学剂，无含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂。	符合
	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。	井下作业过程中配备了泄油器、刮油器等设备井下作业时带罐，落地油100%回收。	符合
	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目钻井期间一开、三开使用无害化水基钻井液，钻井液体系为环保型水基泥浆，未添加磺化物，为环境友好的钻井液；二开采用油基钻井液，均采用“钻井泥浆不落地技术”，钻井液循环使用，钻井废水全部回用。	符合
	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%。	本项目井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至吉康脱水站污水处理系统处理达标后，上清液回注含油层，底泥暂存在脱水站，交由新疆中建环能北庭环保科技有限公司进行无害化处置。	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。	项目萨303平台采用密闭管输工艺，萨15平台采用密闭储罐拉运工艺，严格控制烃类气体的挥发量。	符合
生态保护	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	本项目萨303平台伴生气随原油管输至吉康脱水站进行回收处理；萨15平台处于先导试验阶段，产量与产气量波动较大，且站外管输条件暂不具备（短期内无法接入吉康站气相回收系统），确实不具备伴生气稳定外输回收条件。为提高伴生气回收利用水平，萨15平台两相分离器分离出的伴生气全部通过密闭管线输送至平台30kW天然气发电机组作为燃料就地发电利用。随着试验成果明确及地面系统完善，后续将优先实施萨15平台接入吉康脱水站油气回收装置（或完善站外集气管网），进一步提升伴生气综合利用水平，实现持续达标与清洁生产提升。	符合
污染治理	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用。	①本项目钻井期间采用泥浆不落地技术，分离后的液相回用于钻井液配备；②本项目井下作业废水由作业单位自带回收罐回收作业废水，运至吉康脱水站污水处理系统处理达标后，上清液回注含油层。	符合

	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本项目落地油100%进行回收，回收后的落地原油运至吉康原油处理系统进行处理；	符合
运行管理与风险防范	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	吐哈油田分公司目前已建立了完善的健康、安全与环境管理体系（QHSE管理体系），本项目将纳入该体系管理。	符合
	加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。	环评要求项目开展工程环境监理，并拟定了施工期环境监理计划。	符合

综上所述，本项目基本符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关要求。

2.8.3 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》中关于工业污染治理的要求与符合性分析见表2.8-2。

表 2.8-2 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析

序号	《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》工业污染治理	符合性
1	第二十七条禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	本项目为石油天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录》中的鼓励类项目，采用了先进的清洁生产工艺（如空气源热泵加热、密闭集输等），污染物排放满足国家及地方标准，不属于高污染、高能耗、高环境风险项目。
2	第二十八条自治区人民政府工业和信息化、发展和改革、生态环境等部门制定产业结构调整目录时，应当将严重污染大气的工艺、设备、产品列入淘汰目录。 州、市（地）、县（市、区）人民政府（行政公署）应当组织制定现有高污染工业项目标准改造或者关停计划，并组织实施。 禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	本项目为石油天然气开采项目，属于鼓励类项目，不在淘汰类工业项目名录中，符合此条例要求。
3	第二十九条县级以上人民政府应当鼓励产业集聚发展，按照主体功能区划合理规划工业园区的布局，引导工业企业入驻工业园区。	本项目为石油天然气开采项目，受资源赋存条件限制，选址位于油气资源所在地，不具备入驻工业园区的条件，但符合吉木萨尔县相关矿产资源开发规划。

4	第三十条下列产生含挥发性有机物废气的生产和服务活动，应当按照国家规定在密闭空间或者设备中进行，并安装、使用污染防治设施；无法密闭的，应当采取措施减少废气排放： （一）石油、化工等含挥发性有机物原料的生产； （二）燃油、溶剂的储存、运输和销售； （三）涂料、油墨、胶粘剂、农药等以挥发性有机物为原料的生产； （四）涂装、印刷、粘合、工业清洗等含挥发性有机物的产品使用； （五）其他产生挥发性有机物的生产和服务活动。 石油、化工等排放挥发性有机物的企业事业单位和其他生产经营者在维修、检修时，应当按照技术规范，对生产装置系统的停运、倒空、清洗等环节实施挥发性有机物排放控制。	本项目萨 303 平台采用密闭管输工艺，萨 15 平台采用密闭储罐拉运工艺。原油采出及集输过程均在密闭设备及管道中进行；萨 303 平台伴生气密闭输送至吉康脱水站处理，萨 15 平台伴生气经分离后燃烧处理，有效控制了挥发性有机物排放。检修期间将严格按照规程操作，控制 VOCs 排放。
5	第三十一条新建储油库、储气库、加油加气站以及新登记油罐车、气罐车，应当按照国家有关规定安装油气回收装置并正常使用；已建储油库、储气库、加油加气站以及在用油罐车、气罐车，不符合国家有关规定的，应当限期完成回收治理。	本项目萨 303 平台不设储罐，采出液经井口计量后采用密闭管线直接管输至吉康脱水站处理；萨 15 平台设有临时储罐，储罐产生的呼吸废气通过呼吸阀等设施进行控制；平台两相分离器分离出的伴生气通过密闭管线全部输送至 30kW 天然气发电机组就地发电利用。
6	第三十二条向大气排放恶臭气体的排污单位、垃圾处置场、污水处理厂，应当设置合理的防护距离，安装净化装置或者采取其他措施，防止恶臭气体排放。 在居民住宅区等人口密集区域和机关、医院、学校、幼儿园、养老院等其他需要特殊保护的区域及其周边，不得新建、改建和扩建石化、焦化、制药、油漆、塑料、橡胶、造纸、饲料等易产生恶臭气体的生产项目，或者从事其他产生恶臭气体的生产经营活动。已建成的，应当逐步搬迁或者升级改造。	本项目为石油天然气开采，经分析原油及伴生气基本不含硫，且生产过程密闭，基本不排放恶臭气体。井场选址与周边居民点保持了合理的防护距离。

项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

2.8.4 与《中华人民共和国水土保持法》符合性分析

本项目与《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月）符合性分析见下表 2.8-3。

表 2.8-3 本项目与《中华人民共和国水土保持法》的符合性分析

法规内容	本项目情况	符合性分析
------	-------	-------

第二十四条 生产建设项目选址、选线应当避让水土流失重点预防区和重点治理区；无法避让的，应当提高防治标准，优化施工工艺，减少地表扰动和植被损坏范围，有效控制可能造成的水土流失。	根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030年）》，本项目所在地吉木萨尔县属于“自治区级水土流失重点治理区”；本项目采用丛式井组开发（萨3、萨15平台）以减少占地面积和地表扰动；环评提出按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施。	符合
在风力侵蚀地区，地方各级人民政府及其有关部门应当组织单位和个人，因地制宜地采取轮封轮牧、植树种草、设置人工沙障和网格林带等措施，建立防风固沙防护体系。	本项目位于准噶尔盆地边缘，属风力侵蚀区。根据水土保持方案，针对井场、道路及管线施工带采取了砾石覆盖、洒水抑尘及施工后地貌恢复等防沙治沙措施。	符合
第三十九条 国家鼓励和支持在山区、丘陵区、风沙区以及容易发生水土流失的其他区域，采取下列有利于水土保持的措施：（一）免耕等高耕作、轮耕轮作、草田轮作、间作套种等；（二）封禁抚育、轮封轮牧、舍饲圈养；（三）发展沼气、节柴灶，利用太阳能、风能和水能，以煤、电、气代替薪柴等；（四）从生态脆弱地区向外移民；（五）其他有利于水土保持的措施。	本项目在建设过程中，针对井场和临时占地采取了防沙治沙及生态恢复措施，有利于控制区域水土流失。	符合

2.8.5 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

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）相符性分析如下：

表 2.8-4 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符性分析

序号	规范内容		本工程	相符性
1	基本要求	矿山企业应遵守国家法律法规，依法办矿；贯彻创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念；绿色矿山建设贯穿规划、设计、建设和运营全过程。	本项目严格遵守国家相关法律法规，前期手续齐全；项目设计融入了 CO ₂ 埋存（CCUS 技术探索）、空气源热泵加热等绿色低碳理念；依托吐哈油田分公司现有绿色矿山管理体系进行建设和运营。	符合
2	矿区环境	矿区功能分区布局合理，应绿化和美化矿区，整体环境整洁美观；地面道路、供水、供电、卫生、环保等配套设施完善，标识清晰；生产、运输和储存管理规范有序。	井场布局紧凑合理，功能分区明确；针对戈壁荒漠环境，井场及道路采取了砾石压盖（人工戈壁）防尘及必要的固沙措施；设置了规范的标识标牌；防渗膜、事故池等环保设施与主体工程同步建设。	符合

序号	规范内容		本工程	相符性
3	资源开发方式	采用先进的开采技术和设备，提高资源回收率；推广丛式井、水平井等节地技术；减少对生态环境的扰动，实施土地复垦。	采用水平井+细切割体积压裂开发技术，提高单井产量和采收率；采用丛式井组布井（萨303平台3口井、萨15平台4口井），大幅节约临时和永久用地；严格控制施工作业带宽度，施工结束后及时恢复地貌。	符合
4	资源综合利用	伴生气应回收利用，不具备回收利用条件的，应充分燃烧；采出水回用率高；固体废物处置符合环保要求。	伴生气利用：萨303平台伴生气随原油密闭管输至吉康脱水站回收；萨15平台因采用拉运工艺且处于先导试验阶段，暂不具备接入站外集气管网实现稳定外输回收条件；平台产液经两相分离器气液分离后，分离出的伴生气通过密闭管线输送至30kW天然气发电机组就地发电利用，实现回收利用。水资源：采出水处理后全部回注，回用率100%；钻井废水经处理后回用。固废：油基岩屑及含油污泥等危废全部交有资质单位处置，水基岩屑资源化利用。	符合
5	节能减排	推广应用节能新技术、新工艺、新设备；控制温室气体排放；主要污染物排放达到国家标准。	节能低碳：集输加热采用高效二氧化碳空气源热泵替代传统加热炉，显著降低能耗；开展前置CO ₂ 压裂试验，探索碳封存路径。减排：萨303平台采用密闭管输，萨15平台采用密闭拉运，减少VOCs排放；钻井采用“泥浆不落地”工艺。	符合
6	科技创新与数字化矿山	建立科技研发体系，投入研发资金；推进数字化矿山建设，实现生产过程的自动化、智能化。	科技创新：开展致密油水平井优快钻井、二开水基代油基钻井液及前置CO ₂ 压裂等技术攻关试验。数字化：建设SCADA系统、单井RTU及视频监控设施，实现生产数据自动采集、远程监控和智能预警，提升生产管理效率。	符合
7	企业管理与企业形象	建立健全企业管理制度，通过相关认证；构建企业文化，履行社会责任，实现企地和谐。	依托吐哈油田分公司成熟的QHSE管理体系（已通过相关认证）；建立了完善的环保管理制度和岗位责任制；项目建设注重生态保护，与当地社区保持良好关系，树立良好的企业形象。	符合

综上，本项目可满足《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）的要求。

2.8.6 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》相符性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中要求的相符性如下：

表 2.8-5 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	本项目采出液（油/气/水）从井口至吉康脱水站全过程采用密闭流程，采出水在站内污水处理系统处理后回注二叠系油层；各类排水/排放接口按密闭集输要求设置隔离措施，减少无组织逸散。	相符
2	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m ³ 。	本项目无组织 NMHC 主要来自站内储罐区/污水系统等环节；采取密闭集输+站内油气回收装置+储罐呼吸阀控制及装卸油过程密闭管理等措施控制无组织排放，并按标准开展场界监测，确保边界 NMHC 达标。	相符

2.8.7 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》相符性分析

本项目与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）中要求的相符性分析如下：

表 2.8-6 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	按照《中华人民共和国防沙治沙法》要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理	本报告在生态影响评价章节对项目区风蚀/沙化风险、施工扰动影响与恢复措施进行专门分析；并结合工程特点提出施工期避开大风作业、土方全量回填、施工迹地平整压实等措施，降低风蚀与扬尘、沙化风险。	相符
2	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本项目生态评价按 HJ19 最新版本要求开展，重点围绕临时/永久占地、线性工程廊道效应等进行影响识别与评价；针对临时占地、施工扰动涉及沙化土地的情况，按导则要求纳入防沙治沙影响分析，并提出与工程管理相匹配、可操作的生态保护与恢复措施。	相符
3	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏。	根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》和《新疆维吾尔自治区水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），本项目所在的吉木萨尔县项目区属于“自治区级水土流失重点治理区”，未涉及沙化土地封禁保护区。	相符

2.8.8 与《国务院办公厅关于坚决制止耕地“非农化”行为的通知》（国办发明电〔2020〕24 号）的符合性分析

本项目与《国务院办公厅关于坚决制止耕地“非农化”行为的通知》（国办发明电

〔2020〕24号）符合性分析见表2.8-7。

**表 2.8-7 与《国务院办公厅关于坚决制止耕地“非农化”行为的通知》
（国办发明电〔2020〕24号）符合性分析**

行动工作方案要求	本项目情况	符合情况
严禁违规占用耕地绿化造林。要严格执行土地管理法、基本农田保护条例等法律法规，禁止占用永久基本农田种植苗木、草皮等用于绿化装饰以及其他破坏耕作层的植物。违规占用耕地及永久基本农田造林的，不予核实造林面积，不享受财政资金补助政策。平原地区要根据资源禀赋，合理制定绿化造林等生态建设目标。退耕还林还草要严格控制在国家批准的规模和范围内，涉及地块全部实现上图入库管理。正在违规占用耕地绿化造林的要立即停止。	本项目为石油天然气开采项目，不涉及占用耕地进行绿化造林活动。	符合
严禁超标准建设绿色通道。要严格控制铁路、公路两侧用地范围以外绿化带用地审批，道路沿线是耕地的，两侧用地范围以外绿化带宽度不得超过5米，其中县乡道路不得超过3米。铁路、国道省道（含高速公路）、县乡道路两侧用地范围以外违规占用耕地超标准建设绿化带的要立即停止。不得违规在河渠两侧、水库周边占用耕地及永久基本农田超标准建设绿色通道。今后新增的绿色通道，要依法依规建设，确需占用永久基本农田的，应履行永久基本农田占用报批手续。交通、水利工程建设 用地范围内的绿化用地要严格按照有关规定办理建设用地审批手续，其中涉及占用耕地的必须做到占补平衡。禁止以城乡绿化建设等名义违法违规占用耕地	项目不涉及占用耕地建设绿色通道	符合
严禁占用永久基本农田扩大自然保护地。新建的自然保护地应当边界清楚，不准占用永久基本农田。目前已划入自然保护地核心保护区内的永久基本农田要纳入生态退耕、有序退出。自然保护地一般控制区内的永久基本农田要根据对生态功能造成的影响确定是否退出，造成明显影响的纳入生态退耕、有序退出，不造成明显影响的可采取依法依规相应调整一般控制区范围等措施妥善处理。自然保护地以外的永久基本农田和集中连片耕地，不得划入生态保护红线，允许生态保护红线内零星的原住民在不扩大现有耕地规模前提下，保留生活必需的少量种植。	本项目为陆地石油天然气项目，不涉及占用耕地或永久基本农田用于扩大自然保护地或挖湖造景等行为。	符合
严禁违规占用耕地从事非农建设。加强农村地区建设用地审批和乡村建设规划许可管理，坚持农地农用。不得违反规划搞非农建设、乱占耕地建房等。巩固“大棚房”问题清理整治成果，强化农业设施用地监管。加强耕地利用情况监测，对乱占耕地从事非农建设及时预警，构建早发现、早制止、严查处的常态化监管机制	本项目占地范围内不涉及永久基本农田等耕地保护“红线”管控对象；工程永久占地面积为97960m ² 、临时占地面积为114480m ² ，占地类型包含水浇地等耕地及其他草地等类型。建设单位正在严格按照有关规定办	符合

	理建设用地审批手续，并按照正式征地文件对所占用耕地进行经济补偿，不属于违规占用。	
严禁违法违规批地用地。批地用地必须符合国土空间规划，凡不符合国土空间规划以及不符合土地管理法律法规和国家产业政策的建设项目，不予批准用地。各地区不得通过擅自调整县乡国土空间规划规避占用永久基本农田审批。各项建设用地必须按照法定权限和程序报批，按照批准的用途、位置、标准使用，严禁未批先用、批少占多、批甲占乙。严格临时用地管理，不得超过规定时限长期使用。对各类未经批准或不符合规定的建设项目、临时用地等占用耕地及永久基本农田的，依法依规严肃处理，责令限期恢复原种植条件	本项目建设符合国家产业政策及当地矿产资源规划。项目用地将严格按照法定程序办理临时用地及建设用地审批手续，严格控制临时用地期限，期满后及时复垦，符合相关要求。	符合

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

本项目与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》“二、临时用地选址要求和期限建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持‘用多少、批多少、占多少、恢复多少’，尽量不占或者少占耕地”；“临时用地使用期限一般不超过两年”；“临时用地使用期限，从批准之日起算”等要求相符。

本项目临时用地主要为井场（平台）施工活动用地及集输管线施工作业带等，工程永久性占地面积为 97960m²、临时占地面积为 114480m²，占地类型包含采矿用地、水浇地、其他草地和天然牧草地；施工结束后将及时开展清理、平整、覆土回填及复垦恢复，临时用地时间较短，符合临时用地选址及使用期限的要求。

“三、规范临时用地审批：油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还”。

本项目为油田开发先导试验项目，建设单位将依法依规办理临时用地审批手续，严格按批准范围和期限使用；对确需转入生产使用的用地，按规定完善建设用地审批手续；不转入生产使用的，项目封井/退役后完成土地复垦并按期归还，符合临时用地审批管理要求。

“四、落实临时用地恢复责任：严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地”。

本项目对临时占用的水浇地等耕地，将在施工结束及封井/退役后拆除临时设施，开展表土回覆、地形整治和复垦恢复，确保耕地面积不减少、质量不降低；对其他草地等用地同步恢复其土地利用功能与植被覆盖，满足临时用地到期复垦恢复责任要求。

综合以上分析，本项目符合《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）中的相关要求。

2.8.10 与《扩大内需战略规划纲要（2022—2035 年）》符合性分析

根据《扩大内需战略规划纲要（2022—2035 年）》中：（三十二）强化能源资源安全保障增强国内生产供应能力。推动国内油气增储上产，加强陆海油气开发。推动页岩气稳产增产，提升页岩油开发规模。引导和鼓励社会资本进入油气勘探开采领域。稳妥推进煤制油气，规划建设煤制油气战略基地。深入实施找矿突破战略行动，开展战略性矿产资源现状调查和潜力评价，积极开展现有矿山深部及外围找矿，延长矿山服务年限。持续推进矿山智能化、绿色化建设。

本项目为吐哈吉南油田萨 3 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验方案，属于陆上石油天然气开采活动；依据开发方案，新建产 3.81 万吨，配套集输系统、电气、仪控、消防、通信，等工程建设，有利于提升区块产能、服务油气增储上产目标，符合此规划纲要的要求。

2.8.11 与《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）符合性分析

根据《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）要求符合性分析见表 2.8-8。

表 2.8-8 《空气质量持续改善行动计划》符合性分析

序号	《空气质量持续改善行动计划》	符合性
1	坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马。新改扩建项目严格落实国家产业规划、产业政策、生态环境分区管控方案、规划环评、项目环评、节能审查、产能置换、重点污染物总量控制、污染物排放区域削减、碳排放达峰目标等相关要求，原则上采用清洁运输方式。涉及产能置换的项目，被置换产能及其配套设施关停后，新建项目方可投产。 严禁新增钢铁产能。推行钢铁、焦化、烧结一体化布局，大幅减少独立焦化、烧结、球团和热轧企业及工序，淘汰落后煤炭洗选产能；有序引导高炉—转炉长流程炼钢转型为电炉短流	产业政策：本项目属于石油天然气开采，为国家能源安全保障项目，符合《产业结构调整指导目录》鼓励类范畴，不属于“两高一低”项目。 运输方式：萨 303 平台采用管道输送方式，减少了车辆运输带来的扬尘和尾气排放；萨 15 平台因先导试验暂采用拉运，但承诺使用合规车辆。

	程炼钢。到 2025 年，短流程炼钢产量占比达 15%。京津冀及周边地区继续实施“以钢定焦”，炼焦产能与长流程炼钢产能比控制在 0.4 左右。	
2	加快退出重点行业落后产能。修订《产业结构调整指导目录》，研究将污染物或温室气体排放明显高出行业平均水平、能效和清洁生产水平低的工艺和装备纳入淘汰类和限制类名单。重点区域进一步提高落后产能能耗、环保、质量、安全、技术等要求，逐步退出限制类涉气行业工艺和装备；逐步淘汰步进式烧结机和球团竖炉以及半封闭式硅锰合金、镍铁、高碳铬铁、高碳锰铁电炉。引导重点区域钢铁、焦化、电解铝等产业有序调整优化	本项目为陆地石油开采项目，属于鼓励类项目，不在淘汰类工业项目名录中，符合此条例要求。
3	大力发展新能源和清洁能源。到 2025 年，非化石能源消费比重达 20%左右，电能占终端能源消费比重达 30%左右。持续增加天然气生产供应，新增天然气优先保障居民生活和清洁取暖需求。	清洁供热：本项目摒弃了传统的燃煤或燃气加热炉，萨 303 平台集输加热采用高效节能的二氧化碳空气源热泵（电力驱动），井口及管道采用电伴热，实现了供热系统的电气化和零排放。 能源利用：生产用电依托吉康 35kV 变电站及新建供电线路，不仅消除了燃烧废气，还显著提高了能源利用效率。
4	推进矿山生态环境综合整治。新建矿山原则上要同步建设铁路专用线或采用其他清洁运输方式。到 2025 年，京津冀及周边地区原则上不再新建露天矿山（省级矿产资源规划确定的重点开采区或经安全论证不宜采用地下开采方式的除外）。对限期整改仍不达标的矿山，根据安全生产、水土保持、生态环境等要求依法关闭。	管输替代：萨 303 平台新建至吉康脱水站的集输管线，实现了原油的管道密闭输送，从源头上减少了重型罐车的公路运输量。 车辆管理：对于必须使用的施工车辆和萨 15 平台拉运车辆，要求必须达到国家排放标准，并鼓励优先使用新能源或清洁能源车辆。
5	强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染治理设施。	密闭工艺：萨 303 平台采用全密闭管输工艺；萨 15 平台采用密闭拉运工艺，储罐安装呼吸阀控制呼吸排放，平台两相分离器分离出的伴生气通过密闭管线全部输送至 30kW 天然气发电机组就地利用。 LDAR 检测：项目投产后将纳入吐哈油田 LDAR（泄漏检测与修复）管理体系，定期对密封点进行检测修复。 油气回收：原油最终输送至吉康脱水站，该站已配套建设油气回收装置。

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

根据《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》中陆地石油天然气开发行业要求符合性分析见表 2.8-9。

表 2.8-9 《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析

序号	《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
选址与空间布局	1	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。	本项目为吉南油田萨 3 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验项目，属于吉南油田整体开发规划的一部分，已列入油田公司年度开发计划，本次以萨 3 块试验区为单位开展环境影响评价。
	2	在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	本项目为石油天然气开采项目，符合国家产业政策，满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求。
	3	涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家 and 自治区有关油气安全保障政策要求执行。	经核查，本项目萨 303 平台及萨 15 平台选址均位于荒漠戈壁区域，不涉及自然保护区、风景名胜區等自然保护地。
污染防治与环境影响	1	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。	本项目采用丛式井组开发（萨 303 平台 3 口井、萨 15 平台 4 口井），大幅减少了施工占地；施工期采取限制和收缩作业带、铺设砾石（人工戈壁）防尘固沙等措施，完工后及时恢复地貌。
	2	陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（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、	VOCs 管控：萨 303 平台采用全密闭管输；萨 15 平台采用密闭储罐拉运（设呼吸阀）。项目投产后纳入 LDAR 管理体系。 清洁能源：本项目摒弃了传统燃气/燃煤加热炉，萨 303 平台集输加热采用二氧化碳空气源热泵（电力驱动），实现了供热环节的清洁化和零排放。

	净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水,应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺,减少二氧化硫排放。	
3	油气开发产生的伴生气应优先回收利用,减少温室气体排放,减少温室气体排放,开发区块伴生气整体回收利用率应达到80%以上;边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的,应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存(CCUS)技术用于油气开采,提高采收率、减少温室气体排放。	伴生气:萨303平台伴生气随原油采用密闭管线管输至吉康脱水站进行回收处理;萨15平台为先导试验拉运开发,短期内无法接入吉康站气相回收系统实现外输回收,但平台已配置30kW天然气发电机组,分离出的伴生气经密闭管线全部输送至发电机组就地发电利用,实现回收利用、减少排放。 CCUS:本项目开展前置二氧化碳碳压裂试验,利用CO ₂ 增能并实现部分封存,响应了CCUS技术应用要求。
4	陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用,无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放,工业废水回用率应达到90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液,配备完善的固控设备,钻井液循环率应达到95%以上,压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。	废水回用:采出水经管输或拉运至吉康脱水站,处理达标后全部回注,回用率100%。 钻井液:二开油基钻井液(正开展水基替代试验)、三开水基钻井液均采用“泥浆不落地”工艺,循环利用率>95%。 作业废水:压裂及洗井废水采用“带罐作业”,100%回收处理,不落地。
5	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、油注汽开采,鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	回注水质:采出水在吉康脱水站处理后,水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2012)标准要求后回注。 地下水防治:井筒采用多层套管固井,井场铺设防渗膜,设置地下水监控井,严防污染地下水。
7	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)要求	本项目选用低噪声设备(如螺杆泵、空气源热泵等),并采取基础减振等措施,厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准要求。
8	对拟退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设	报告书已制定详细的退役期生

	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规范（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。	态恢复方案，承诺在服务期满后，严格按照 HJ651 及 SY/T6646 等规范要求，对井筒进行封堵，拆除地面设施，并进行场地平整和生态恢复。
--	---	---

2.9 相关规划符合性

2.9.1 与全国矿产资源规划相符性分析

（1）规划相关要求

《全国矿产资源规划》及《“十五五”矿产资源规划》明确提出：要把保障国家能源资源安全作为首要任务，实施新一轮找矿突破战略行动。坚持“稳油增气”战略，加强石油勘探开发，稳定东部、发展西部、拓展海域，重点建设新疆、鄂尔多斯等大型油气基地。推进致密油、油砂等非常规油气资源勘查开发。鼓励科技创新，推广应用水平井、体积压裂等先进适用技术，提高低品位、难采储量的动用率。

（2）符合性分析

产业布局符合：本项目位于新疆吉木萨尔县吉南油田萨3块，属于国家重点建设的新疆大型油气基地范畴。项目的实施有利于进一步挖掘西部含油气盆地潜力，符合“发展西部”的战略布局。

资源类型符合：本项目开发对象为二叠系井井子沟组致密油藏，属于国家鼓励开发的非常规油气资源。通过先导试验探索致密油高效开发技术，符合规划中关于“推进致密油等非常规资源开发”的要求。

技术与目标符合：本项目采用水平井+细切割体积压裂等先进工艺，旨在攻关优快钻完井技术，探索效益开发模式。项目预计新建原油产能 3.81 万吨/年，将有效增加原油产量，为吉南油田后续规模开发提供技术支撑，直接服务于“保障国家能源安全”的总体目标。

（3）结论 综上所述，本项目属于国家鼓励的能源开发项目，其建设地点、开发对象及技术路线均符合《全国矿产资源规划》的总体要求。

2.9.2 与《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》相符性分析

（1）文件要求

文件提出：第五十二章保障国家经济安全中第二节、强化能源资源供应保障：“坚

持立足国内、补齐短板、多元保障、强化储备，加强能源产供储销体系建设。坚持油气核心需求自主保障，实施中长期油气增储上产战略行动，确保原油年产量稳定在2亿吨左右、天然气产量稳步增长，加强煤制油气产能和技术储备。”

（2）相符性分析

本项目属于陆地石油开采建设项目，是落实国家油气增储上产战略的具体实践。项目建成后，将有效释放区块资源潜力，提升区域内原油生产能力，为保障国内原油产量稳定在2亿吨左右的目标提供有力支撑。

2.9.3 与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》相符性分析

（1）文件要求

纲要在第二篇 加快建设全国能源资源的战略保障基地构建特色优势现代化产业体系、第四章发展壮大油气生产加工产业集群：加快油气资源勘查开发和增储上产，加大深地和煤层气、页岩油(气)等非常规油气资源勘查开发力度，提高油气采收率。提升油气勘探力度。以塔里木、准噶尔大型盆地为重点，兼顾吐哈、三塘湖、焉耆、伊犁等中小盆地，以深层超深层、非常规为主攻方向，大力实施油气增储工程。

提高油气开发水平。深挖老区开采潜力，加快新区产能建设，持续推进塔里木盆地富满、博孜一大北、顺北和准噶尔盆地南缘、玛湖等大型油气田开发。

（2）相符性分析

本项目为陆地石油开采建设项目，位于新疆昌吉回族自治州吉木萨尔县境内，地处准噶尔盆地南缘，属于《纲要》明确的重点油气开发区，项目建设符合《纲要》中加快新区产能建设、持续推进准噶尔盆地南缘大型油气田开发的战略要求。。

2.9.4 与《昌吉回族自治州国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》相符性分析

（1）文件要求

纲要在第五篇推动准东能级跃升，建设全国能源资源战略保障基地的重要支点中第四章培育壮大油气生产加工产业集群中明确提出：加快油气资源勘探开发和增储上产，提升全产业链发展水平。提升油气勘探力度。以准噶尔盆地南缘为重点区域，集中突破深层、超深层及非常规油气资源，大力实施油气增储上产工程。加大油气勘探开发力度，强化区块有序出让与高效接续，优先推动探采合一申报，加快探矿权转采矿权。提高油气资源开发水平。全面推进准东、漠北、永进等油田产能建设。持续加大天然气勘探开发，推动新疆油田、吐哈油田扩能增产。

(2) 相符性分析

本项目为陆地石油开采建设项目，位于新疆昌吉回族自治州吉木萨尔县境内，地处准噶尔盆地南缘，属于吐哈油田分公司准东采油管理区，是《纲要》中明确列为重点推进产能建设的油田区域之一。

本项目设计新建原油产能 3.81×10^4 t/a，是落实准东油田产能建设部署的具体举措。项目的实施将有效释放区块资源潜力，提升区域原油生产能力，直接服务于《纲要》提出的“全面推进准东油田产能建设”和“大力实施油气增储上产工程”的战略目标。

2.9.5 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符性分析

(1) 文件要求 根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》：主体功能区按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。

(2) 划分情况 对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的划分，本项目所在的吉木萨尔县二工镇及泉子街镇属于限制开发区域（国家级农产品主产区），为天山北坡主产区。这些农产品主产区县市的城区或城关镇及其境内的重要工业园区是国家级重点开发区域，但这些县市以享受国家农产品主产区的政策为主。

其功能定位是：保障农牧产品供给安全的重要区域，农牧民安居乐业的美好家园，社会主义新农村建设的示范区。

其开发管制原则：要求位于农产品主产区的点状能源和矿产资源基地建设，必须进行生态环境影响评估，并尽可能减少对生态空间与农业空间的占用，同步修复生态环境。其中，在水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱、地震和地质灾害频发的地区，要严格控制能源和矿产资源开发。

(3) 相符性分析

符合开发管制原则：本项目为石油开采项目，属于《规划》中允许建设的“点状能源和矿产资源基地”。项目已按要求开展环境影响评价，符合农产品主产区的开发管制原则。

避让禁止开发区域：经核查，本项目不在主体功能区划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域内（如自然保护区核心区等），选址合法合规。

最小化占用措施：针对农产品主产区的保护要求，本项目采取了严格的节地措施。

全区采用丛式井组开发模式（萨303平台3口井、萨15平台4口井），大幅减少了井场数量和征地面积，尽可能减少了对农业空间和生态空间的占用。

生态保护与恢复：

避让红线：项目选址及管线路由已进行多方案比选，不涉及生态保护红线，未占用天然林、水库水域等重要生态敏感区。

生态修复：施工结束后，将对临时占地进行覆土回填和植被恢复；生产过程中采用“泥浆不落地”、密闭集输等措施，保护区域土壤和水环境，维护农产品主产区的生态安全。

综上所述，本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》对于项目区块（农产品主产区）的开发管制原则，采取了避让、节地和生态恢复措施，与区域生态功能的保护是协调的。

2.9.6 与《新疆生态环境功能区划》相符性分析

根据《新疆生态环境功能区划》，本项目所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ₅准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区-28.阜康、木垒绿洲农业、荒漠草地生态功能区。其生态功能见表2.9-1。

表 2.9-1 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							
Ⅱ准噶 尔盆地 温性荒 漠与绿 洲农业 生态区	Ⅱ ₅ 准噶 尔盆地 南部荒 漠绿洲 农业生 态亚区	28.阜 康、木 垒绿洲 农业、 荒漠草 地生态 功能区	阜康 市、吉 木萨尔 县、奇 台县、 木垒县	农牧业产 品生态人 居环境、 荒漠化控 制	地下水超 采、荒漠 植被退 化、 沙漠化威 胁局部土 壤盐渍 化、河流 萎缩、滥 开荒地	生物多样性 及其生境中 度敏感，土 壤侵蚀轻度 敏感，土地 沙漠化中度 敏感，土壤 盐渍化轻度 敏感	保护基 本农 田、保 护荒漠 植被保 护土壤 环境质 量	节水灌溉、 草场休牧、 对坡耕地和 沙化土地实 施退耕还林 （草），在 水源无保 障、植被稀 少、生态脆 弱地带禁止 开荒、加强 农田投入品 的使用管理	农牧结 合，发 展优 质、高 效特色 农业和 畜牧业

相符性分析：本项目将采取严格的生态保护及恢复措施对农田的生态环境进行保护及恢复，本次环评针对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。

2.9.7 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》相符性分析

本项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相关要求相符性如下：

表 2.9-2 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》相符性分析

序号	规划相关要求	本项目	相符性
1	第三章坚持创新引领，推动绿色低碳发展第二节持续优化产业结构：推进产业转型升级。支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展。	本项目为新建先导试验项目，选用了“水平井+细切割体积压裂”等先进开发工艺；推进数字化矿山建设；摒弃了传统加热炉，集输加热全部选用二氧化碳空气源热泵（清洁能源）；采出水回用率 100%；实施“泥浆不落地”，落地油及油泥 100%回收，做到了节能降耗，提质增效。	相符
2	第五章加强协同控制，改善大气环境第三节持续推进涉气污染源治理：加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控。	集输工艺：萨 303 平台采用全密闭管输工艺；萨 15 平台采用密闭储罐拉运（储罐设呼吸阀）； 设备管控：井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量；采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵，严格控制油气泄漏； 监测修复：项目投产后纳入 LDAR 管理体系，对各井场内的设备、阀门等进行定期检查、检测与修复。	相符
3	第十章强化风险防控，严守生态环境底线第一节加强危险废物医疗废物收集处理：引导推进有害废物处理处置能力建设，引导推进含油污泥处置、废矿物油回收利用能力过剩问题化解和布局优化。深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理。	本项目全过程实施“泥浆不落地”工艺；运营期产生的含油污泥、油基岩屑等危险废物分类收集后，全部委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司进行无害化处置，不产生历史遗留问题。	相符

综上，本项目符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相关要求。

2.9.8 与《关于规范临时用地管理的通知》相符性分析

（1）文件要求 临时用地：矿产资源勘查、工程地质勘查、水文地质勘查等，在勘查期间临时生活用房、临时工棚、勘查作业及其辅助工程、施工便道、运输便道等使用的土地，包括油气资源勘查中钻井井场、配套管线、电力设施、进场道路等钻井及配套设施使用的土地。

临时用地选址要求和使用期限： 建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目，应科学组织

施工，节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。城镇开发边界内临时建设用地规划许可、临时建设工程规划许可的期限应当与临时用地期限相衔接。临时用地使用期限，从批准之日起算。

（2）相符性分析 本项目临时用地主要为油气资源勘查开发中的钻井井场（萨3、萨15平台）及临时进场道路，属于文件中规定的“油气资源勘查中钻井井场...等钻井及配套设施使用的土地”。

用地性质与选址：本项目临时占地类型涉及水浇地（一般耕地）和草地，不占用永久基本农田。项目在选址时已优化布井方案，采用丛式井组技术，尽量减少了对耕地的占用。

审批与期限：建设单位正在严格按照规定办理临时用地审批手续。本项目单井作业周期较短，承诺临时用地使用期限严格控制在2年以内。

复垦与转换：对于占用的耕地，施工前实施表土剥离保护；在2年使用期满后，若转为生产井，将按规定办理永久建设用地手续；若废弃或结束使用，将利用剥离表土及时回填复垦，恢复原种植条件。

综上所述，本项目严格落实了临时用地选址、期限管控及复垦责任，符合《关于规范临时用地管理的通知》的相关要求。

2.9.9 与新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划相符性分析

2.9.9.1 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》相符性分析

（1）《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》提出：

①规划布局为：划定16个能源资源基地、58个国家规划矿区、5个战略性矿产资源保护区、44个重点勘查区、75个重点开采区。

②规划空间布局：按照“深化北疆东疆，加快南疆勘查”的总体思路，将矿产资源勘

查开发区域布局划分为环准噶尔、环塔里木、阿尔泰、东准噶尔、西准噶尔、东天山、西天山、西南天山、西昆仑、东昆仑—阿尔金十个勘查开发区。环准噶尔能源资源勘查开发区：行政区主要包括阿勒泰地区南部、昌吉州、塔城地区东部山前及沙漠腹地。区内重点加强准噶尔南缘、准东冲断带等地区石油、天然气勘查，提供3~5个油气远景区，圈定8~10个油气区块；加快玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘等大型油气田建设，促进增储上产，支撑克拉玛依、吉木萨尔油气能源资源基地建设。开展准噶尔南缘页岩气、油砂、油页岩等非常规能源勘查，加强非常规能源开发利用，提供勘查开发基地3-4处。

③重点勘查开采矿种：石油、天然气、页岩气、煤层气、煤、地热等能源矿产，铁、锰、铜、镍、钴、铅锌、锂、铍、金等金属矿产，以及钾盐、萤石、硅质原料等非金属矿产。

（2）相符性分析

本项目所在区域属于规划布局的58个国家规划矿区中的油气类规划矿区范围内；石油属于规划中的重点勘查开采矿种；综上，项目的建设符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025年）》。

2.9.9.2“《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》及其审查意见”的相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划》（2021—2025年）环境影响报告书，按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等4类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区。本项目开发区域位于准噶尔盆地，不属于禁止开采区和限采区，符合规划环评及其审查意见的要求。

2.9.10 与《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）相符性分析

本项目与《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中要求的相符性分析见表2.9-3。

表 2.9-3 与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
----	----	-----	-----

1	重大建设项目在用地预审和审查中要严格把关，切实落实最严格的节约集约用地制度，尽量不占或少占永久基本农田；重大建设项目在用地预审时不占永久基本农田、用地审批时占用的，按有关要求报自然资源部用地预审。	本工程不占用基本农田。	相符
2	现行重大建设项目占用永久基本农田用地预审通过后，选址发生局部调整、占用永久基本农田规模和区位发生变化的，由省级自然资源主管部门论证审核后完善补划方案，在用地审查报批时详细说明调整和补划情况。非线性重大建设项目占用永久基本农田用地预审通过后，所占规模和区位原则上不予调整。	本工程不占用基本农田，施工期严格控制施工作业宽度。	相符
3	临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。	本工程不占用基本农田，施工期严格控制施工作业宽度。	相符
4	石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井。在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。	本工程不占用基本农田。	相符

2.9.11 与《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划环境影响报告书》相符性分析

表 2.9-4 项目与《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》及规划环评相符性分析

序号	相关政策	相关要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》	（一）大力提升油气勘探开发力度，保持油气产量稳步提升。（2）加强油气产能：建设提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜一大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。	本项目属于陆上石油天然气开采活动；依据开发方案，新建产 3.81 万吨，并配套集输系统、电气、仪控、消防、通信等工程建设，有利于提升区块产能、服务油气增储上产目标。	符合
2	《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划环境影响评价报告书》	选址与政策符合性分析。 具体项目的立项文件，明确勘查开发项目建设地点及划界，涉及自然保护区、风景名胜区等生态敏感区的应有相关主管部门审批意见。	项目位于吉木萨尔县境内，具有明确的界限范围，不涉及自然保护区、风景名胜区等生态敏感区。	符合
		工程概况及工程分析 （1）明确勘查开发的时序、建设方案施工组织、开采工艺，论证环保合理性，提出环保优化意见。 （2）工程分析中应关注配套系统设置，明确临时占地等合理性分析。 （3）注意识别工程建设的特殊环境影响问	本项目属于陆上石油天然气开采活动；评价已明确工程总体布局、选址合理性，已识别工程与各环境要素的环境影响。	符合

	题。		
	环境概况和现状调查 (1) 根据勘查开发的具体内容, 结合各环境要素, 识别评价工程等级与评价范围, 合理界定各环境要素的范围, 环境现状调查中要重视生态环境调查。 (2) 存在自然保护区、风景名胜区等生态敏感区的项目, 要结合生态环境影响评估专题报告, 核实工程所影响到的植物、动物(特别是珍惜、重点保护物种)现状分析评价内容。涉及其他生态保护红线区域的, 核实工程所在区域的生态环境现状, 明确工程的不可避免性和选址选线唯一性。	本项目已结合工程内容及各环境要素, 识别评价工程等级与评价范围, 合理界定各环境要素的范围, 已对动植物进行环境现状分析与评价, 不涉及自然保护区、风景名胜区等生态敏感区。	符合
	环境影响评价 (1) 勘查开发项目涉及自然保护区、风景名胜区等生态敏感区的, 应根据《自然保护区管理条例》、《风景名胜区条例》、《国家级森林公园管理办法》等法律法规要求分析影响内容。 (2) 注重工程建设内容与重点保护目标之间的关系。	本项目不涉及自然保护区、风景名胜区等生态敏感区, 已明确工程与重点保护目标间的关系。	符合
	环境保护措施等 (1) 按照相关法律、法规及环境管理要求, 落实各项工程环保措施, 涉及生态敏感区及生态保护红线的区域要有明确的生态恢复和补偿措施。 (2) 关注水环境及饮用水水源保护工程。 (3) 提出工程环境风险防范措施及应急预案。 (4) 注意环境保护措施与投资估算内容, 特别是生态恢复和补偿的内容要完善。	本项目已按相关法律法规要求提出各项环保措施;	符合

2.9.12 新疆石油天然气增储上产规划方案(2024—2030年)的相符性分析

根据《新疆石油天然气增储上产规划方案(2024—2030年)》: 3、勘探潜力: “截至2023年剩余石油、天然气资源量分别为103亿吨、6.5万亿立方米(含煤层气3.1万亿立方米)。其中, 剩余石油资源主要分布于玛湖、沙湾、阜康、吉木萨尔等富烃凹陷”。

4、“十四五”后两年及“十五五”规划: 集中勘探玛湖凹陷、吉木萨尔凹陷、南缘中下组合等现实领域, 积极拓展沙湾凹陷、阜康凹陷等战略接替领域, 甩开勘探南缘斜坡带呼北地区、西部坳陷南部等超前准备领域。安排部署玛湖多层系3.7亿吨、沙湾凹陷1.1亿吨、吉木萨尔凹陷页岩油1.4亿吨、南缘中下组合1400亿立方米4个重点增储项目。规划新增石油探明地质储量9.7亿吨, 天然气探明地质储量2872亿立方米, 部署探井1488口, 二维地震7770千米, 三维地震1.69万平方千米, 勘探投资533亿元。

本项目为吐哈吉南油田萨3块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验项目，属于陆上石油天然气开采工程，项目选址位于吉木萨尔县境内，地处规划重点开发的吉木萨尔凹陷页岩油重点增储区域范围内。项目实施后新建原油产能3.81万吨，契合规划中吉木萨尔凹陷页岩油资源开发、增储上产的核心任务，符合规划要求。

2.9.13 与《昌吉回族自治州国土空间总体规划（2021-2035年）》相符性分析

（1）文件要求

根据《昌吉回族自治州国土空间总体规划（2021-2035年）》中第二节加强能源供应设施建设：优化能源结构。加快建设新疆“三基地一通道”（国家大型油气生产加工和储备基地、大型煤炭煤电煤化工基地、大型风电基地和国家能源资源陆上大通道）建设布局，降低煤炭等传统能源消费比重，提高新能源消纳能力。完善油气设施空间布局和管控措施。积极响应国家能源资源陆上大通道建设，完善重大油气管道布局，形成覆盖全州各县（市）的油气网络，完成“气化昌吉”目标。提升油气储备能力，推进储气设施集约化、规模化建设，源头上消除安全隐患。打造能源供给综合廊道，加强油气设施管控。

（2）相符性分析

本项目为属于陆上石油开采活动项目新建产3.81万吨，有利于提升区块产能、服务油气增储上产目标；项目原油处理依托现有吉康脱水站，无需新增用地，有效实现土地资源集约利用；同时配套完善油气集输管网，严格落实油气设施空间布局与管控要求，合理避让生态保护红线，从源头消除安全隐患，推动区域清洁能源供应能力提升，符合此规划纲要的要求。

2.9.14 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性分析

（1）文件要求

根据《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气〔2021〕65号），对在用泵、备用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等密封点加强巡检；产生VOCs的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式，并保持负压运行；阀门腐蚀、损坏后应及时更换，鼓励选用泄漏率小于0.5%的阀门。

（2）相符性分析

本项目在VOCs管控方面严格落实文件要求：一是强化密封点巡检，对泵、阀门、开口管线等关键密封点建立巡检台账，实行定期检查维护，及时发现并修复跑冒滴漏；

二是推行密闭集输工艺，采出液全过程采用密闭管道输送至吉康脱水站，有效减少 VOCs 无组织排放；三是严格设备选型与维护，选用泄漏率小于 0.5% 的高性能阀门，并对管道、阀门实行定期检查制度，对腐蚀、损坏部件及时更换，确保设备密封性能持续达标。综上，本项目 VOCs 管控措施符合通知相关要求。

2.10“三线一单”生态环境分区管控方案的相符性分析

2.10.1 与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157 号）相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157 号），自治区共划定 1777 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。

（1）优先保护单元 925 个：主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。

（2）重点管控单元 713 个：主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

（3）一般管控单元 1399 个：主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

本项目所在区域属于吉木萨尔县重点管控单元，具体位置关系详见图 2.10-2，吉木萨尔县重点发展文化旅游、油气加工、页岩油气综合利用等产业。

本项目为陆地石油开采项目，符合重点管控单元的发展方向。

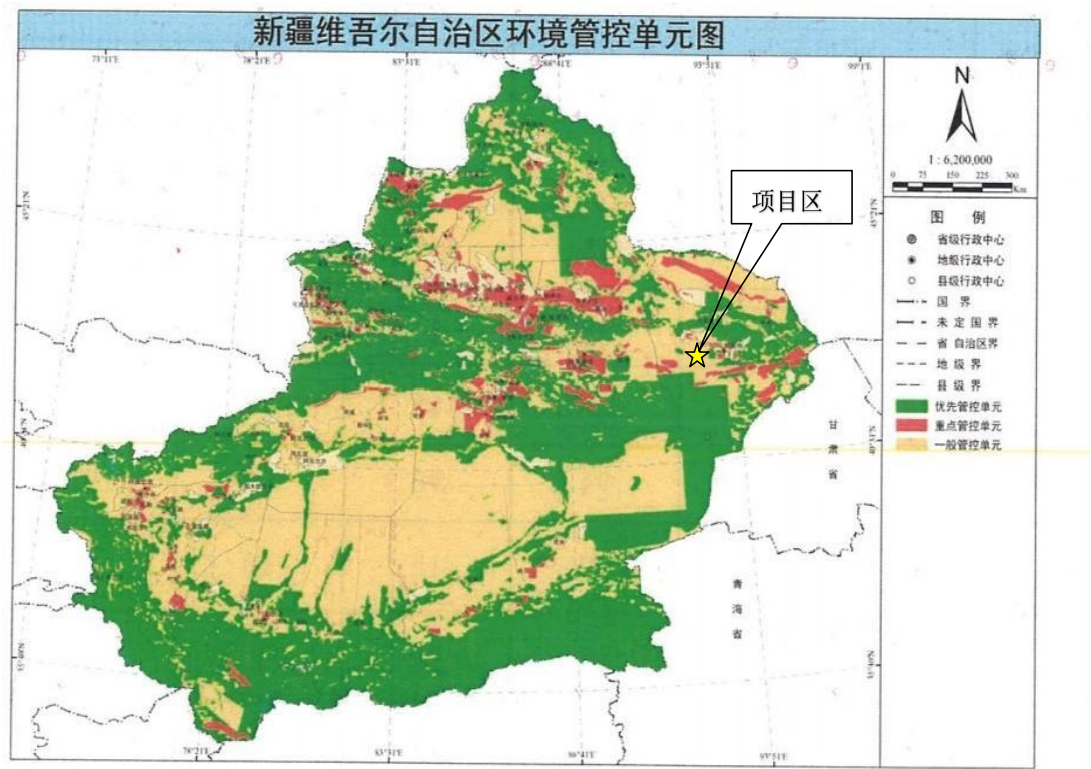


图 2.10-1 新疆维吾尔自治区环境管控单元图

2.10.2 与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021 年版）相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021 年版），全区划分为七大片区，包括北疆北部（塔城地区、阿勒泰地区）、伊犁河谷、克奎乌—博州、乌昌石、吐哈、天山南坡（巴州、阿克苏地区）和南疆三地州片区。

本项目所在区域为吉木萨尔县，属于乌昌石片区。本项目与其片区管控要求的相符性分析见表 2.10-1。

表 2.10-1 乌昌石片区管控要求相符性分析

序号	管控要求	本项目	相符性
1	除国家规划项目外，乌鲁木齐市、昌吉市及周边敏感区域不再布局建设煤化工、电解铝、燃煤纯发电机组、金属硅、碳化硅、聚氯乙烯（电石法）、焦炭（含半焦）等新增产能项目	本项目为石油天然气开采（致密油先导试验）项目，属于国家能源保障领域，不属于管控要求中明令禁止建设的煤化工、电解铝等“两高”行业。	相符

序号	管控要求	本项目	相符性
2	坚持属地负责与区域大气污染联防联控相结合，以明显降低细颗粒物浓度为重点，协同推进“乌-昌-石”同防同治区域大气环境治理；所有新建、改建、扩建工业项目执行最严格的大气污染排放标准，强化氮氧化物深度治理，确保区域环境空气质量持续改善	本项目选用了先进的工艺设备，集输加热系统全部采用二氧化碳空气源热泵（电力驱动），摒弃了传统燃煤或燃气加热炉，从源头上消除了氮氧化物、二氧化硫及颗粒物的排放，满足区域“最严格大气污染排放标准”要求，不仅未增加区域燃烧废气负荷，还有助于空气质量改善。	相符
3	强化挥发性有机物污染防治措施	本项目严格按照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）要求，萨303平台采用全密闭管输工艺，萨15平台采用密闭储罐拉运（设呼吸阀），并配套LDAR（泄漏检测与修复）管理制度，严格控制烃类气体挥发。	相符
4	强化油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治	本项目为新建项目，钻井全过程实施“泥浆不落地”工艺，井场采取分区防渗措施（铺设HDPE膜）；本环评已开展土壤环境影响评价，并制定了严格的运营期土壤环境质量跟踪监测计划。	
5	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应向社会公布，接受社会监督	建设单位已制定生态保护与恢复治理方案。项目采用丛式井组节约用地；承诺落实施工期、运营期及退役期的各项生态恢复措施，相关方案按要求向社会公布，接受各级生态环境主管部门及社会监督。	



图 2.10-2 项目区与自治区七大片区“三线一单”生态环境分区位置关系图

2.10.3 与《关于发布昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果的公告》（2025年1月10日）相符性分析

根据《关于发布昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果的公告》（2025年1月10日），自治州共划定191个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。

经查询“新疆维吾尔自治区“三线一单”信息应用平台”，项目所在区域涉及吉木萨尔县优先保护单元（吉木萨尔县一般生态空间 ZH65232710012）、重点管控单元（吉木萨尔县限采区 ZH65232720005）以及一般管控单元（ZH65232730001），在昌吉州生态环境分区相对位置见图 2.10-3。具体生态环境准入清单要求见表 2.10-2。

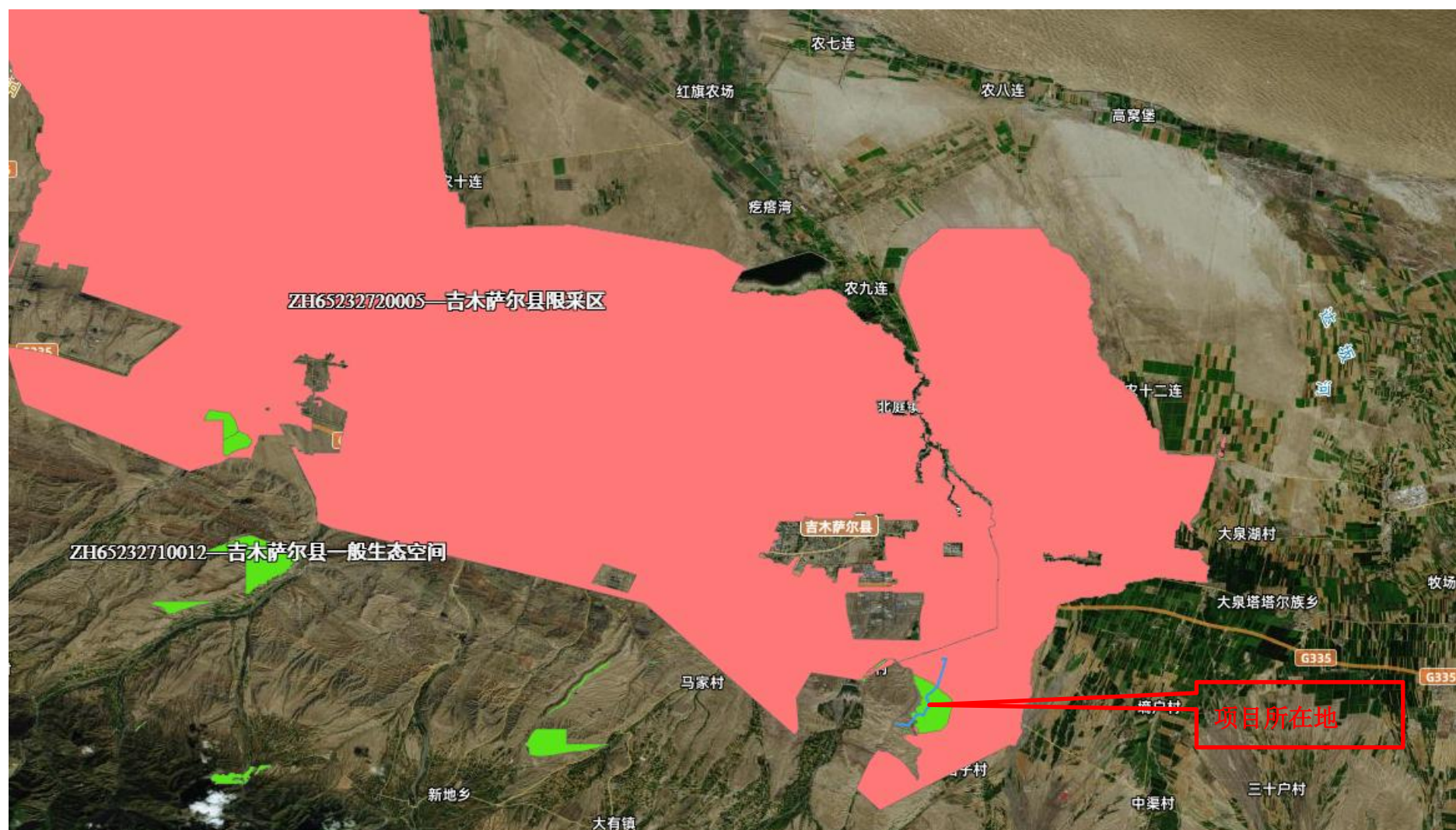


图 2.10-3 本项目与昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区分管控的相对位置图

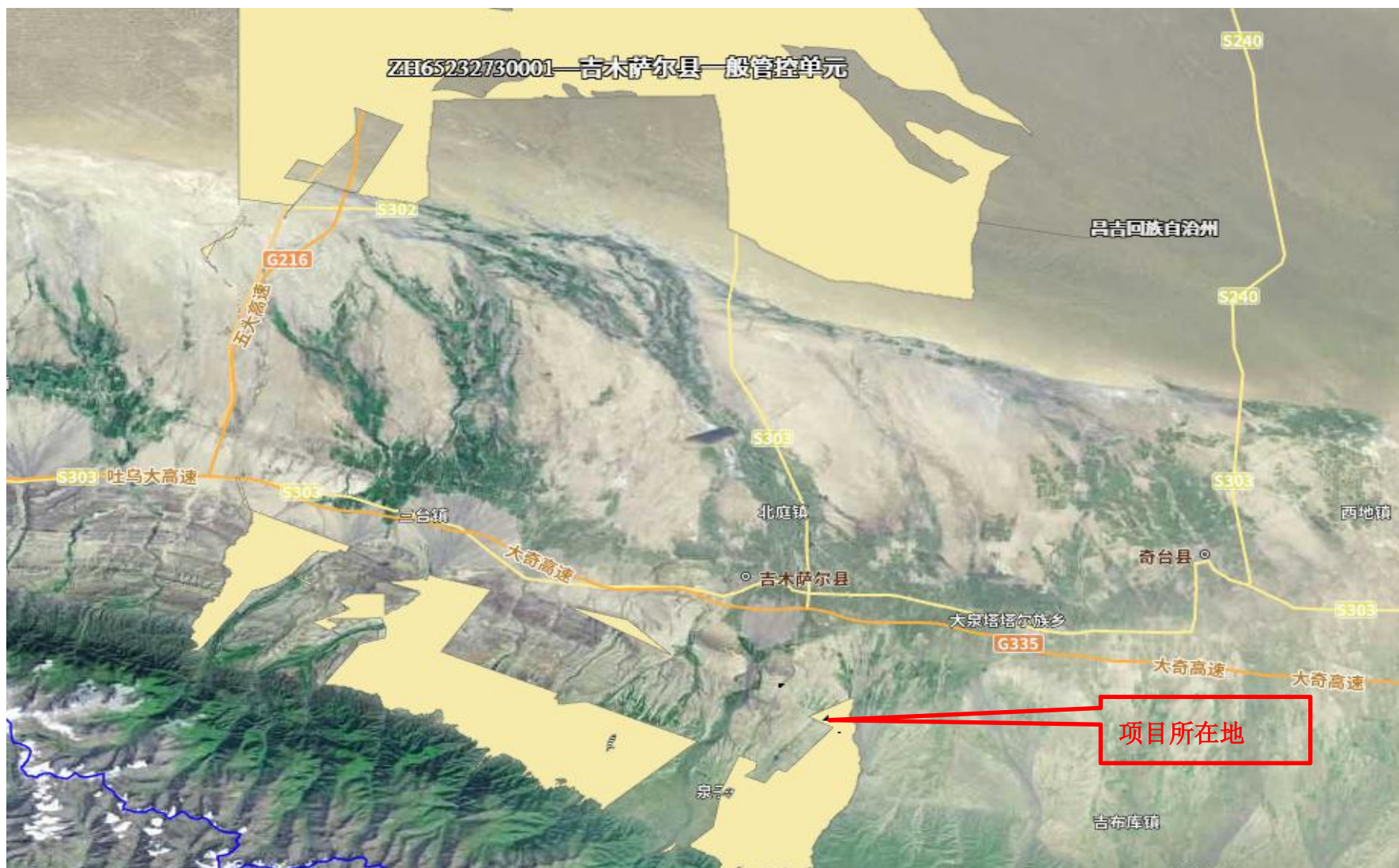


图 2.10-4 本项目与昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控的相对位置图

2.10-2 吉木萨尔县环境管控单元生态环境准入清单

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		相符性分析
ZH652327 30001	/	一般管控单元	空间布局约束	建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带，严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模，加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。	【符合】1.本项目为油气资源开采，选址受地质油藏分布限制，属于国家鼓励类产业。2. 本项目已尽量优化井场布置，减少永久占地面积。在建设前将依法办理用地手续，严格执行耕地占补平衡政策，本项目不占用基本农田。
			污染物排放管控	1.加强农业面源污染治理，科学合理使用化肥农药，逐步削减农业面源污染物排放量。2、到 2025 年，主要污染物排放总量持续下降，单位地区生产总值二氧化碳排放完成国家下达指标。3、城镇生活污水处理率达到 97%以上、城镇生活垃圾无害化处理率保持在 98%以上农村生活污水治理率达到 30%左右，土壤污染风险得到有效管控，固体废物和新污染物治理能力明显增强。4、施工地全面落实“六个百分之百”(施工工地周边围挡、物料堆放覆盖、出入车辆冲洗、施工现场地面硬化、拆迁工地湿法作业、渣土车辆密闭运输)	【符合】1.施工期：严格执行“六个百分百”，施工现场设置围挡、物料苫盖、车辆冲洗、地面硬化等措施，控制扬尘。2.土壤保护：钻井过程严格执行“泥浆不落地”工艺，钻井岩屑及泥浆不直接接触土壤；井场重点区域铺设 HDPE 防渗膜，防止污染物渗漏。3.生活垃圾：施工及运营期生活垃圾定期清运至吉木萨尔县垃圾填埋场，不随意丢弃。
			环境风险防控	1.加强生态公益林保护与建设，防止水土流失。禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的尾矿、矿渣等。加强农田土壤、灌溉水的监测及评价，对周边或区域环境风险源进行评估。2、统筹农村河湖管控与生态治理保护深入开展河湖监督检查，强化河长湖长履职尽责，严厉打击河道乱占、乱采、乱堆、乱建等违法违规行为。建立健全促进水质改善的长效运行维护机制。	【符合】1.水污染防治：项目采出水全部输送/拉运至吉康脱水站处理达标后回注油层，严禁外排至农田或地表水体。2. 固废管理：含油污泥及落地油泥作为危废委托有资质单位处置，严禁排放至农用地。3. 风险监控：定期开展土壤和地下水监测。
			资源利用效率	1.实行水资源消耗总量和强度双控，推进农业节水，提高农业用水效率。优化能源结构，加强能源清洁利用。2、实施节水行动，强化农业节水增效、工业节水减排、城镇节水降损。推进污水资源化利用，到 2025 年全区城镇生活污水再生利用率力争达到 60%。3、壮大清洁能源产业，加快非化石能源发展，实施绿电替代，优	【符合】1.清洁能源替代：萨 303 平台采用空气源热泵供热，替代传统燃气/燃煤加热炉，属于典型的绿电替代和清洁能源利用。2. 资源利用：萨 15 平台利用伴生气发电，减少天然气放空燃烧，

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		相符性分析
				化用能结构，到 2025 年非化石能源消费比重提高到 18%左右。推进大型清洁能源基地建设，积极开发分布式太阳能发电和分散式风电。积极推动储能产业进步，推进抽水蓄能电站建设，加快新型储能技术和模式示范推广应用。持续完善 750 千伏骨干电网及农村电网建设，积极发展可再生能源微电网、局域网，提高可再生能源的推广和消纳能力。4、严格保护优先保护类农用地，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降。加强耕地污染源源头控制，推进耕地周边涉镉等重金属行业企业排查整治。鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。动态调整耕地土壤环境质量类别。	提高资源利用率。3.节水：生产废水回注利用，减少当地新鲜水资源消耗。
ZH652327 20005	吉木萨尔县限采区	重点管控单元	空间布局约束	严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水、高污染行业发展。	【符合】本项目属于石油开采业，不属于高耗水、高污染的落后产能项目。通过采用密闭集输工艺和采出水回用技术，大幅降低了淡水消耗，符合区域产业布局要求。
			污染物排放管控	推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	【符合】1.分区防渗：井场采取严格的分区防渗措施（重点区渗透系数 $\leq 10^{-7}\text{cm/s}$ ），阻断污染物进入地下水的途径。2.闭环管理：钻井废液、压裂返排液、采出水均实现密闭收集和处理，不排放至地表水体，实现了地表与地下水的协同防护。
			环境风险防控	强化重点区域地下水环境风险管控。对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	【符合】1.本环评报告中已包含地下水环境现状调查与评估内容。2.针对萨 15 平台（拉油模式）重点构建了“源头防渗+物理拦截”防线，防止事故状态下污染物漫流污染地下水。

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		相符性分析
			资源利用效率	1.县级以上人民政府水行政主管部门应当合理配置地表水、地下水，从严控制地下水取水总量。 2、严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。	【符合】本项目生产用水优先依托吉康原油脱水站污水处理系统处理达标后的回注水，不开采地下水，不足部分由罐车从吉木萨尔县市政供水点拉运。采出水处理后全部回注，有效节约了水资源，符合水资源管控红线要求。
ZH65232710012	吉木萨尔县一般生态空间	优先保护单元	空间布局约束	1、执行《中华人民共和国水土保持法》(主席令第三十九号)《中国生物多样性保护战略与行动计划(2011-2030)年》、《中华人民共和国水污染防治法》(主席令第70号2017修订)、《饮用水水源保护区污染防治管理规定》(环管字〔1989〕201号2010修订)等相关要求。	【符合】1.避让敏感区：经核查，本项目选址不在当地饮用水水源保护区、自然保护区及生态保护红线范围内。2.水土保持：项目将编制水土保持方案，管线施工采用分层回填，严格落实水土保持措施。3.生物多样性：评价区无国家级珍稀野生动植物分布，项目建设对生物多样性影响较小。
			污染物排放管控	/	/
			环境风险防控	/	/
			资源利用效率	/	/

2.11 温室气体排放分析

2.11.1 排放影响因素分析

本项目温室气体排放主要涉及二氧化碳（CO₂）和甲烷（CH₄）。根据项目全生命周期评价，温室气体排放源主要分为施工期和运营期两个阶段。

（1）施工期 施工期温室气体排放主要来源于钻井钻机、施工作业机械（如挖掘机、吊车等）及运输车辆消耗柴油、汽油产生的燃料燃烧排放。主要温室气体种类为CO₂。由于施工期较短，该部分排放具有临时性。

（2）运营期 运营期是温室气体排放的主要阶段。结合本项目工艺设计，排放影响因素主要包括以下几个方面：

①燃料燃烧排放

通常指加热炉、锅炉等燃烧天然气或原油产生的排放。本项目集输加热系统采用二氧化碳空气源热泵（电力驱动），井口及管线采用电伴热，取消了常规的燃气/燃煤加热炉。因此，本项目运营期无固定源燃料燃烧产生的温室气体排放，仅有少量的巡检车辆、拉运车辆产生的移动源燃料燃烧排放。

②固定燃烧设备排放

主要是伴生气及检修废气的燃烧处理。萨303平台伴生气经密闭混输至吉康脱水站回收，正常工况下无燃烧排放。萨15平台受先导试验及拉运条件限制，短期内无法接入吉康站气相回收系统实现外输回收，但平台已配置30kW天然气发电机组，伴生气经两相分离后通过密闭管线全部输送至发电机组作为燃料就地利用。天然气（主要成分甲烷）在发电机组燃烧过程中主要产生CO₂；同时受燃烧效率影响（通常可按98%计），仍可能存在少量未燃烧CH₄随尾气排放。3口探评转产井产生的伴生气（5.2万t/a）全部燃烧放空；

③工艺过程逸散排放（无组织排放）

主要来源于油气生产、集输过程中，井口装置、阀门、法兰、泵、压缩机密封点等发生的天然气泄漏（主要成分为CH₄）。本项目涉及萨3和萨15两个平台、单井及配套集输管线。尽管采取了密闭集输工艺，但设备组件的密封点仍不可避免存在微量的CH₄逸散排放。

④净购入电力产生的间接排放

项目主要耗电设备包括抽油机、空气源热泵、注水泵、外输泵等。

由于采用了电气化加热工艺（空气源热泵），项目电能消耗量较传统工艺有所增加。这部分电力消耗折算为间接温室气体排放，是本项目温室气体排放的重要组成部分。

⑤CCUS 过程影响（正向减排因素）

本项目情况：本项目萨15平台4口井计划开展前置二氧化碳压裂试验，将液态CO₂注入地层进行增能压裂。部分CO₂将永久封存于地下，这属于温室气体的埋存减排，是本项目区别于常规开发的显著特点。

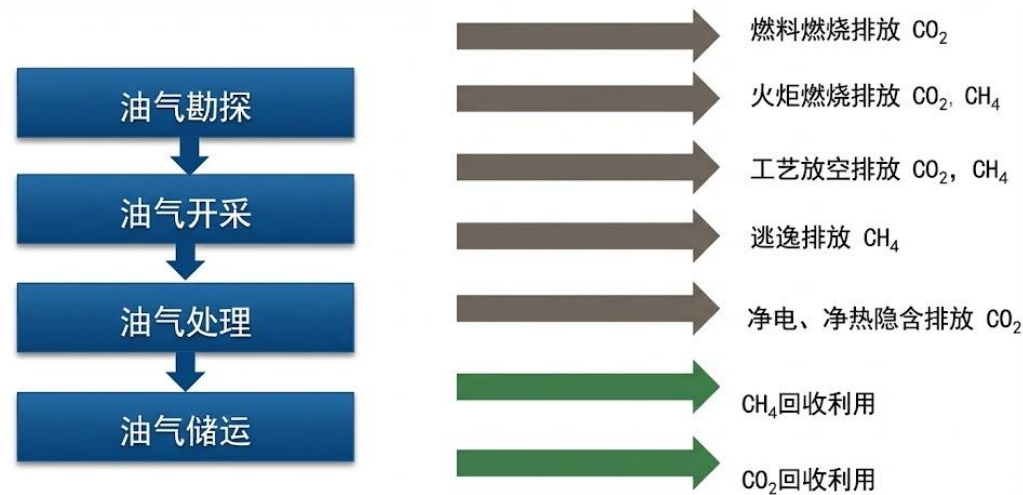


图 2.11-1 石油天然气生产业务温室气体排放源及气体种类示意图

本项目主要碳排放源信息见表 2.11-1。

表 2.11-1 主要排放源识别信息表

阶段	排放类别	排放源	主要温室气体	备注
施工期	燃料燃烧	钻机动力、施工机械、运输车辆	CO ₂	临时排放
运营期	燃料燃烧	巡检车辆、原油拉运车辆	CO ₂	移动源，排放量较小
	伴生气燃烧	萨15平台发电机	CO ₂ 、CH ₄	主要排放源之一
	伴生气放空	2个单井井场火炬燃烧	CO ₂ 、CH ₄	主要排放源之一
	逸散排放	井口、阀门、法兰、密封件等	CH ₄	少量无组织排放
	间接排放	抽油机、空气源热泵、各类机泵耗电	CO ₂	主要排放源之一（因电气化加热，占比增加）
	碳封存	前置CO ₂ 压裂	CO ₂	负排放（减排项）
	排放类别	排放源	主要温室气体	备注

2.11.2 温室气体排放核算

（1）核算方法

中国石油天然气生产企业的二氧化碳排放总量等于核算边界内化石燃料燃烧 CO₂ 排放量，加上火炬燃烧排放量，加上各个业务环节的工艺放空排放和逃逸排放之和（其

中非 CO₂ 气体应按全球增温潜势，即 GWP 值，折算成 CO₂ 当量），减去企业的 CH₄ 和 CO₂ 回收利用量，再加上企业净购入电力和净购入热力的隐含 CO₂ 排放量，计算公式如下：

$$E_{GHG \text{ 石油天然气}} = E_{CO_2 \text{ 燃烧}} + E_{GHG \text{ 火炬}} + \sum_s (E_{GHG \text{ 工艺}} + E_{GHG \text{ 逃逸}}) - RH_{CH_4 \text{ 回收}} \\ \times GWP_{CH_4} - RH_{CO_2 \text{ 回收}} + E_{CO_2 \text{ 净电}} + E_{CO_2 \text{ 热电}}$$

上述公式中：

$E_{GHG \text{ 石油天然气}}$ ：为报告主体石油天然气生产温室气体排放总量，单位为吨 CO₂ 当量 (CO₂)；

$E_{CO_2 \text{ 燃烧}}$ ：为报告主体化石燃料燃烧 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{\text{火炬燃烧}}$ ：为报告主体为企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂；

$E_{GHG \text{ 工艺}}$ ：企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂ 当量；

$E_{GHG \text{ 逃逸}}$ ：企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂ 当量；

s：为企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$RH_{CH_4 \text{ 回收}}$ ：企业的 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

$RH_{CO_2 \text{ 回收}}$ ：企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂；

GWP_{CH_4} ：CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势 (GWP) 值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH₄ 相当于 21t CO₂ 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21；

$E_{CO_2 \text{ 净电}}$ ：为净购入电力隐含的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2 \text{ 净热}}$ ：为净购入热力隐含的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂。

(2) CH₄ 逃逸排放

1) 计算公式

油气开采工艺放空 CH₄ 排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的工艺放空排放因子进行计算：

$$E_{CH_4 \text{ 开采放空}} = \sum_j (Num_j \times EF_j)$$

式中 $E_{CH_4 \text{ 开采放空}}$ ：油气开采环节产生的工艺放空 CH₄ 排放量，单位为吨 CH₄；

J：油气开采系统中的装置类型，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；

Num_j ：第 j 个装置的数量，单位为个；

EF_j : 第j个装置的工艺放空 CH_4 排放因子, 单位为吨 $CH_4/(\text{年}\cdot\text{个})$ 。

2) 排放因子数据

本次评价 CH_4 逃逸排放因子数据均参考《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)》附录二表 2.2, 具体见表 2.11-2。

表 2.11-2 油气系统不同设施 CH_4 排放因子缺省值

油气系统	设施/设备 CH_4 排放因子	
石油系统	设施逃逸	工艺放空
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)
原油输送管道	753.29 (吨/亿吨)	/

3) 计算结果

表 2.11-3 油气系统不同设施 CH_4 排放量计算

油气系统	设施/设备 CH_4 排放量	
石油系统	设施逃逸	工艺放空
井口装置 (10个, 生产15年)	34.5t	0
单井储油装置 (12个, 生产15年)	68.4t	39.6t
接转站 (0个, 生产15年)	0	0
原油输送管道 (1.35万t/a, 生产15年)	1.53t	0
合计	104.43t	39.6t
总计	144.03t	

(3) 企业净购入电力隐含 CO_2 排放

本项目无需采暖, 只计算购入电力隐含 CO_2 排放。

1) 计算公式

企业净购入的电力隐含的 CO_2 排放量计算公式如下:

$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中:

$E_{CO_2\text{-净电}}$: 为企业净购入的电力隐含的 CO_2 排放, 单位为吨 CO_2 ;

$AD_{\text{电力}}$: 为企业净购入的电力消费量, 单位为 MWh;

$EF_{\text{电力}}$: 为电力供应的 CO_2 排放因子, 单位为吨 CO_2/MWh 。

2) 活动水平数据

根据建设单位提供资料和工程分析核算活动水平数据, 购入的电力产生的 CO_2 排放活动水平数据见表 2.11-4。

表 2.11-4 购入的电力 CO_2 排放活动水平数据一览表

项目	类别	名称	单位	活动数据
全厂	电力	净购入电力	MWh	57390

3) 排放因子数据

本次评价电力排放因子按照企业生产场地所属区域电网的平均供电 CO₂ 排放因子 0.5703tCO₂/MWh。

4) 计算结果

根据购入电力产生的 CO₂ 排放计算公式，全厂实施后，购入电力产生的 CO₂ 排放量核算结果见表 2.11-5。

表 2.11-5 购入电力产生的 CO₂ 排放量核算结果一览表

项目	类别	名称	单位	CO ₂ 排放量
全厂	电力	电力消耗量	吨CO ₂	32729.52

(4) 火炬燃烧 CO₂ 及其 CH₄ 逸散量估算

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》，火炬燃烧排放的计算公式为：

$$E_{\text{火炬燃烧}} = \sum_i \left(Q_i \times \text{NCV}_i \times \text{EF}_i \times \text{OF}_i \times \frac{44}{12} \right)$$

由于伴生气主要成分为甲烷（CH₄，体积占比 55%），可采用物料平衡法进行快速估算，公式为：

$$E_{\text{CO}_2} = Q_{\text{伴生气}} \times \varphi_{\text{CH}_4} \times \rho_{\text{CH}_4} \times \frac{44}{16} \times \text{燃烧效率}$$

式中，E_{CO₂}：火炬燃烧 CO₂ 年排放量，单位为吨 CO₂/年；

Q 伴生气：伴生气年产生量，单位为万 Nm³/年，本项目取 5.2 万 Nm³/年；

φ_{CH₄} φ_{CH₄} 为伴生气中甲烷体积分数，单位为%，本项目取 55%；

ρ_{CH₄} ρ_{CH₄} 为标准状况下甲烷密度，取 0.717kg/Nm³（即 0.000717 吨/Nm³）；

η：火炬燃烧效率（碳氧化率），火炬系统通常取 98%，即剩余 2% 的甲烷未燃烧直接逸散。

计算可得 15 年内 CO₂ 排放量 829.5t，CH₄ 排放量 6.15t。

2.11.3 温室气体排放量汇总

全厂实施后，CO₂ 排放总量为 33559.02t，CH₄ 排放总量为 150.18t，见表 2.11-6。

表 2.11-6 CO₂ 排放总量核算汇总一览表

类别	CO ₂ (t)	CH ₄ (t)
燃料燃烧排放	0	0
火炬燃烧排放	829.5	6.15
工艺放空排放	0	39.6t
CH ₄ 逃逸排放	0	104.43t
CH ₄ 回收利用量	0	0
CO ₂ 回收利用量	0	0
企业净购入电力和净购入热力隐含CO ₂ 排放	32729.52	0
总排放量	33559.02	150.18

2.11.4 碳排放量汇总

根据上述计算，本项目全厂实施后（评价期 15 年），CH₄ 排放总量为 150.18 吨。

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）》，100 年时间尺度内 1 吨 CH₄ 相当于 21 吨 CO₂ 的增温能力，CH₄ 折合 CO₂ 当量为 3153.78 吨（150.18×21）；叠加 CO₂ 排放量 33559.02 吨，因此本项目温室气体排放总量为 36712.8 吨 CO₂ 当量。

2.12 选址选线合理性分析

2.12.1 规划符合性分析

（1）与主体功能区规划符合性：本项目位于吉木萨尔县，属于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的限制开发区域（国家级农产品主产区）。项目属于点状能源开发工程，不属于禁止开发项目。建设单位通过采取丛式井组（萨 303 平台 3 口井、萨 15 平台 4 口井）+探井转产开发模式，大幅减少了对地表的占用；同时，项目选址严格避开了生态保护红线和永久基本农田。在落实生态恢复和占补平衡措施的前提下，项目建设符合主体功能区规划中关于“点状开发、面上保护”的管控要求。

（2）与“三线一单”符合性：经核查，本项目选址选线不在生态保护红线范围内；资源利用和污染物排放符合环境质量底线要求；项目属于国家鼓励的非常规油气资源开发，符合生态环境准入清单要求。

2.12.2 井场选址合理性分析

本项目共部署 2 个平台（萨 303 平台、萨 15 平台），新建 7 口水平井。井场选址综合考虑了地质油藏、地面环境、施工条件等因素，合理性分析如下：

（1）地质及开发需求

井场选址遵循“井位服从地质”的原则，部署在构造有利且油层富集区，有利于萨 3 块二叠系井井子沟组油藏的有效动用和先导试验数据的获取。

（2）环境敏感区避让

避让生态红线：萨303及萨15平台选址均位于非生态红线区域，避开了自然保护区、风景名胜区、饮用水水源地等环境敏感区。

避让基本农田：选址过程中对土地利用现状进行了详细勘察，本项目占地主要为一般农田（水浇地）和其他草地，严格避让了永久基本农田。

（3）集约节约用地

项目采用“大井丛、多层系”的集约化布井模式，将7口井集中在2个平台上建设。相比单井单场模式，减少了井场征地数量和进场道路长度，有效降低了对地表植被的破坏和土壤的扰动。

（4）社会环境影响

井场周边主要为农田和戈壁，居民点稀疏。选址时已充分考虑与周边居民点的安全防护距离，运营期产生的噪声、环境风险等在可控范围内，对周边居民影响较小。

2.12.3 管线选线合理性分析

本项目新建萨303平台至吉康脱水站的集输管线。选线合理性分析如下：

（1）走向合理性：管线路由遵循“平坦、安全、依托”的原则。管线主要沿现有的田间道路或荒漠草地便道敷设，依托现有道路作为巡检通道，减少了新建伴行道路的工程量。

（2）环境相容性：管线选线避开了不良地质地段和生态敏感区。施工期采取分层开挖、分层回填的措施，管沟回填后及时进行地貌恢复，不会改变沿线的土地利用性质。

2.12.4 地面工艺布局合理性分析

（1）依托设施合理：本项目不新建联合站或脱水站，采出液全部依托吉康脱水站进行处理。吉康脱水站具备相应的处理能力和环保设施，实现了区域设施的共建共享，避免了重复建设。

（2）清洁生产工艺

加热方式：集输加热均采用二氧化碳空气源热泵，井口及管线采用电伴热。该选址配套的电气化设施摒弃了传统的燃气/燃煤加热炉，消除了燃烧废气排放，符合吉木萨尔县（乌昌石区域）大气污染防治的高标准要求。

集输工艺：萨303采用密闭管输，萨15及单井采用密闭储罐拉运，有效控制了VOCs逸散。

2.12.5 罐车拉运合理性分析

结合区块地形条件、井场分布、项目建设性质及现场建设制约因素，本次对萨15平台及3口单井采用车载拉油工艺，不建设管道集输系统。主要原因如下：一是萨15平台及单井地理位置相对孤立，与萨探区块其余生产平台间距较远，管网敷设线路长、建设投资高、经济性较差；二是本区块整体为开发先导试验工程，生产规模、开发方案仍处于试验优化阶段，远期井网及产能布局存在不确定性，暂不具备敷设固定集输管网的建设条件；三是项目所处区域用地审批严格、征地协调难度较大，管网敷设临时及永久征地落地难度高。综合距离条件、试验开发属性及征地落地限制等多重因素，萨15平台及单井采用成熟、灵活的单井车载拉运模式，可满足现阶段先导试验开发生产需求，符合项目阶段性建设特点与现场实际条件，故拉运合理可行。

车载拉运仅为现阶段先导试验期间的过渡工艺。待试验区开发效果验证良好、全面进入产能建设阶段时，本区块将配套建设完善的油气集输管网系统，届时萨15平台及单井采出液将纳入管网统一密闭输送至吉康原油脱水站集中处理，实现从车载拉运向管道集输的全面升级，以进一步提升集输效率、降低环境风险、减少道路运输安全隐患。

原油罐车拉运线路选择原则：①避让敏感区域：运输线路应尽量避免河道、水源保护区、人口密集区、基本农田集中区及生态敏感区域。线路走向优先选择现有公路和油田道路，减少对荒漠植被和土壤的扰动。（2）固定路线制度：拉油车辆须沿指定固定路线行驶，不得随意变更或开辟新便道。利用GPS全程监控车辆动态，确保车辆不偏离规定线路。（3）敏感路段预警：穿越农田段、临近灌木林及潜在饮用水源井的运输路段设置警示标志，提醒驾驶员减速慢行。本次拉油路线沿现有道路运行，最大可能避让农田、灌木林、饮用水源等敏感目标。但受地理位置和区域路网条件限制，拉油车辆进出平台必须穿越农牧交错区的农田和牧草地才能接入主干道路，无法完全绕避。

具体比选方案及拉油路线图如下：

	蚀情况，故障排查复杂，如堵塞点定位需专业设备）； 6.征地协调难度较大；	（尤其野外道路）；
集 输 投资	706.4万元	488.4万元
费 用 现值	15年费用现值1526.68万	15年费用现值1744.12万
结论：本工程从节省工程投资和适应性及费用现值等方面比选，推荐采用方案一。		

2.12.6 结论

综上所述，本项目选址选线符合国家产业政策和地方规划要求，严格避让了生态保护红线和永久基本农田；通过采用丛式井组、依托现有设施、电气化加热等措施，最大限度减少了资源占用和污染物排放。从环境保护角度分析，本项目选址选线合理。

（1）项目总体布局合理性分析

拟建工程位于萨探矿权范围内，不涉及新申矿权范围。工程占地范围内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标。井位严格按照勘探期测线设计方案进行布设，集输管线尽量沿道路敷设总体布局合理。本次评价要求油田开发要严格按照开发方案划定区域进行，认真落实环评提出的环境保护措施，项目与周围居民及其他建构筑的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

（2）井场布置的合理性分析

根据现场调查钻井井场均布置远离居民点等环境敏感目标，与最近居民点红山子村距离 260m；经调查，项目评价区内无野生动物、饮用水水源，无动物迁徙通道；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《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），本项目属于吉木萨尔县水土流失重点治理区；井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能综上所述，井场布置合理。

（3）管线选线可行性分析

根据现场调查和资料搜集，项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。根据拟建管线沿线的占地类型、土壤扰动、植被覆盖度、保护植被分布、野生动物生境分布、地质稳定性、汇水和洪水影响、穿跨越工程量、环境敏感目标分布情况等方面，进行了选线方案优化，选择了最优路线。

3 环境现状调查与评价

3.1 自然环境概况

3.1.1 地理位置

吉南油田构造上位于准噶尔盆地天山山前冲断带阜康断裂带东段的吉南凹陷。该区地表为山地和林地、农田、公益林和居民区等，地形较崎岖陡峭，地面海拔 750m~1000m。气候为中温带大陆干旱气候，冬季长而严寒，夏季短而炎热，春秋季节不明显，干旱少雨，冻土深度平均 1500mm。

萨3块位于吉南油田萨探区块南部，属于新疆吉木萨尔县境内，地表为低山残丘、山前倾斜平原和低缓起伏的沙丘，油田范围年温差大，年气温 40℃至-40℃，交通便利。北距吉木萨尔县城约 15 km，西距乌鲁木齐市约 140 km；区块内交通条件较好、通信网络覆盖良好。

本项目地理位置图见图 3.1-1。

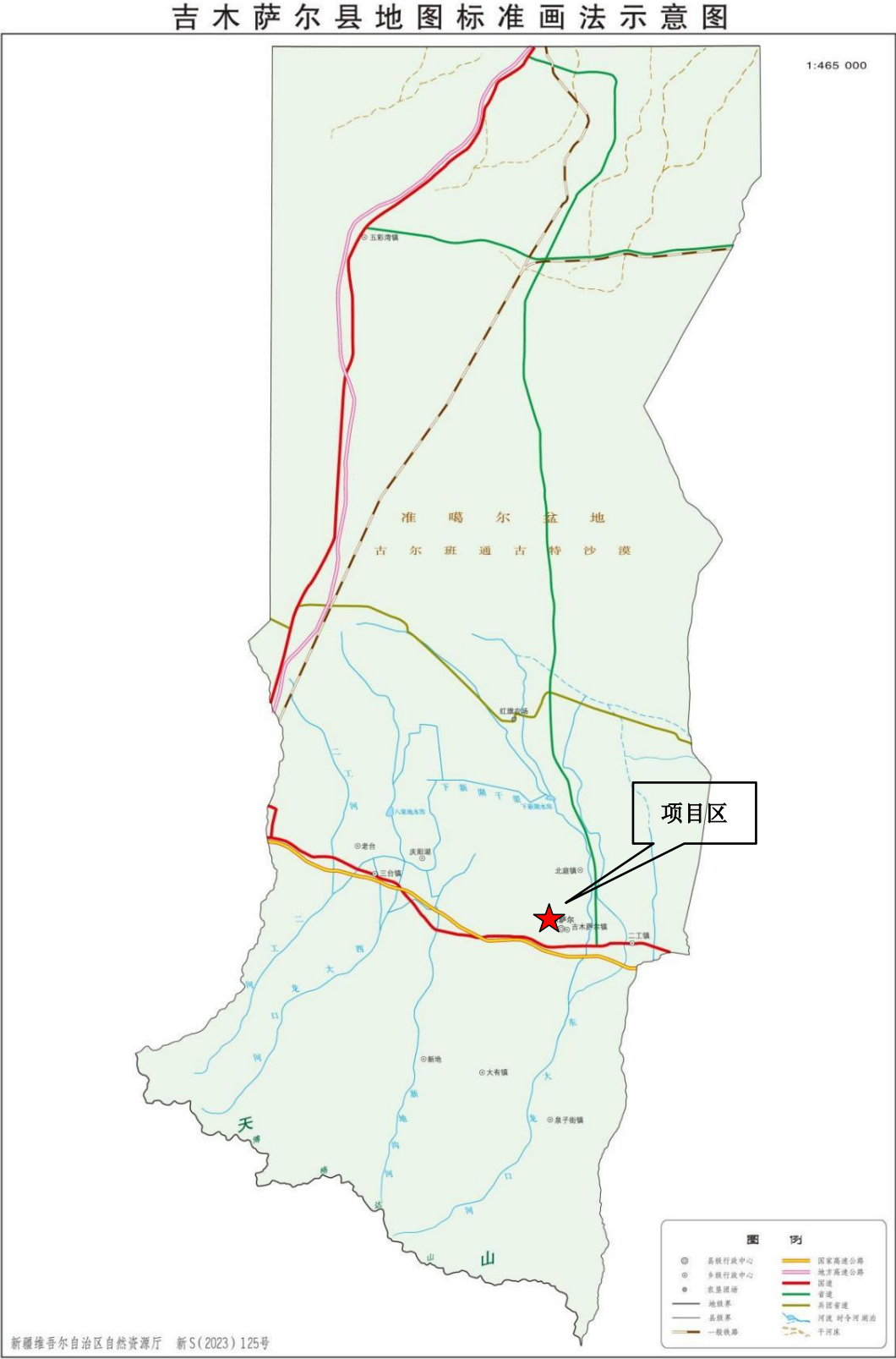


图 3.1-1 地理位置图

3.1.2 地形地貌

吉木萨尔县地势南高北低。地貌南部为高山雪岭，北部为卡拉麦里山岭的低山残丘，两山之间是山前倾斜平原和低缓起伏的沙丘，最高点是二工河源头的雪峰，海拔 500m。南部山区面积为 436km²，以云杉为主的针叶林，四季常青。中部平原面积为 2828km²，占县城面积的 22%，是吉木萨尔县主要农作物种植区。北部属古尔班通古牧沙漠，面积达 6719.9km²，占全县面积的 53%，区域内气候干旱，植物群落较为单一，主要是由骆驼蓬、木碱蓬、琵琶柴、假木贼和猪毛菜等组成的小半灌木荒漠植被。大部分区域植被稀疏、覆盖度为 5%~15%。

3.1.3 地质概况

项目区所在区域属于准噶尔拗陷区，从石炭系到第四系均有出露，泥盆系、石炭系主要分布在卡拉麦里山的低山丘陵区，主要岩性为火山岩、碎屑岩等。二叠系、三叠系在项目区内有出露，白垩系仅在北部卡拉麦里低山丘陵西侧及南部的沟谷中有零星出露，其它地段未见该层出露。第四系广布于山前及平原地带。

3.1.4 气候、气象

吉木萨尔区块位于新疆维吾尔自治区东北部，准噶尔盆地东南缘，属大陆季风气候，春秋两季多风沙，最大风力可达 12 级以上。区块内温差较大，夏季酷热，最高气温 40℃，冬季寒冷，最低气温 -40℃；气候干燥，平均年降水量小于 203mm。

吉木萨尔气象站近 20 年气象资料统计气象参数如下：

年平均气温：7.8℃；

年平均气压 平均年降水量：93.4KPa，199.0mm；

年平均蒸发量：1885.2mm；

年平均风速：1.48m/s；

全年主导风向：WNW；

最大冻土深度：141.0cm。

3.1.5 水文及水文地质

(1) 地表水

吉木萨尔县境内主要有河流 10 条及一个后堡子泉水系，河流由西而东依次是二工河、西大龙口河、大东沟河、新地沟河、渭户沟河、东大龙口河、牛圈子沟、吾塘沟、

小东沟、白杨河。河流均发源于天山北坡，流域独立。

河流流向由南向北与山脉走向大体垂直，源头高程一般在 3000m 以上，出山口高程在 1100m 以下，河流长一般不超过 50km，各河最终汇入平原绿洲为人类所利用。河流源头多接冰川，以山区降水量为主要补给源，河流径流具有明显的季节性变化。吉木萨尔县河流特征见下表。

表3.1-1 吉木萨尔县河流特征一览表

河名	站名	集水面积 (km ²)	所属县 (市)	径流量 (亿m ³)	备注
西大龙口河	西大龙口	371.0	吉木萨尔县	0.6662	
大东沟	渠首	57.0	吉木萨尔县	0.0843	
新地沟	渠首	80.0	吉木萨尔县	0.2483	
渭户沟	渠首	62.0	吉木萨尔县	0.2426	
东大龙口河	东大龙口	163.0	吉木萨尔县	0.6413	
牛圈子沟	渠首	29.0	吉木萨尔县	0.0270	
吾塘沟	渠首	33.0	吉木萨尔县	0.2390	
小东沟	渠首	33.0	吉木萨尔县	0.0156	
二工河	渠首	/	吉木萨尔县	0.1584	
白杨河	五圣宫	162.0	吉木萨尔县	0.6706	奇台、吉木萨尔县界

本项目位于准噶尔盆地东部，与大龙口水库最近距离 2.2km，本项目管道试压用水水源来自吉木萨尔县市政供水点，井下作业用水水源来自吉康脱水站暂存池储水池，不利用大龙口水库的水源。

(2) 地下水

吉木萨尔县东大龙口河流域，从南部山区—中部平原—北部沙漠，构成一个完整的流域体系。

1) 南部山区

南部山区主要由全新世至上新世的砂、页岩、泥岩、灰色变质碎屑岩及火成岩组成，岩相变化大，厚度从几十米到几千米不等；由于强烈的构造运动，使山区基岩裂隙发育，大气降水入渗后，以裂隙水形式大量出露补给河流和平原区的地下水。

在低山带分布有较厚的第三系地层，由于第三系一般比较松软，易遭受暴雨的冲刷，从而增大了河流的含沙量。

2) 中部平原

在山前拗陷区，由于受山前深大断裂的影响，拗陷带内沉积了较厚的第四系松散沉积物，给地下水的赋存创造了巨大的空间，也是河水散失的主要去向。拗陷带内第四系

沉积物厚度，一般为400~600m。按水文地质分带，由南向北依次为山前冲洪积扇-扇缘潜水溢出带-细土平原，含水层颗粒也依次由卵砾石-砂砾石-中粗砂-中细砂-粉细砂-亚砂土、亚粘土，平原区地下水主要以潜水和承压水形式广泛分布。

本工程区域位于中部平原区。

①地下水赋存条件及分布规律

该项目分析范围内地层岩性为第四系更新世-全新世的冲洪积相砾石、砂砾石、砂层和冲洪积-湖相和沼泽相粘质砂土、黏性土层。区内第四纪松散堆积物厚度超400m，为地下水的赋存、运移提供了良好空间，由于第四纪成因类型的多样性，使得含水层的岩性、粒度和组成结构复杂化。

——单一结构潜水含水层

主要分布在河流出山口至老台-三台-吉木萨尔县城一线，该带第四纪堆积物巨厚，含水层岩性以卵砾石、砂砾石为主，并由南向北颗粒逐渐变细，潜水位埋深由南向北逐渐变浅。南部潜水位埋深>150m，乌奇公路沿线潜水位埋深在90m左右，单井涌水量2000-3000m³/d，饱水带厚度>100m，属地下水强富水带。

——多层结构潜水-承压含水层

主要分布在老台-三台-吉木萨尔县城一线以北的广大平原区。上部为潜水含水层，岩性为砂砾石、中粗砂、中细砂，并由南向北颗粒逐渐变细，富水性逐渐变弱，南部富水带单井涌水量500-1000m³/d；北部贫水带单井涌水量100-500m³/d。潜水含水层底板埋深50~100m，渗透系数2~5m/d。下部为承压含水层，岩性主要为砂砾石、砾石、中细砂，单井涌水量1000-3000m³/d，渗透系数5~13m/d。在300m以内分布有三个承压含水层组：第一承压含水层组顶板埋深50~100m，第二承压含水层组顶板埋深70~140m，第三承压含水层组顶板埋深110~220m。

项目区含水层类型为多层结构潜水-承压含水层，含水层岩性为砂砾石、中粗砂、中细砂，属地下水强富水带。

②地下水的补给、径流及排泄条件

——地下水的补给

分析范围内地下水的补给来源主要有南部山区冰雪融水、降水一部分形成地表径流，一部分沿基岩裂隙、断裂破碎带及冰水沉积物孔隙垂直入渗，以潜流形式补给山前平原潜水和深层承压水。河流在出山口后，有相当一部分水渗漏于山前砾石带，补给平原区潜水和深层承压水。平原灌区渠系入渗，库（塘）入渗，雨、洪入渗等直接补给平原区

潜水。

——地下水的径流

项目区冲洪积松散层厚度大、粒径粗、坡度大、孔隙大、径流条件好，潜水埋藏深、开采难度大。大部分地下水通过径流区流入下游细土平原区。山前戈壁砾石带是该带地下水补给来源十分充沛，其含水层具有渗透性良好的砂卵石孔隙，地下水径流条件优越。

——地下水的排泄

项目区域内地下水的排泄途径主要有人为开采，在细土平原水位浅埋地区，潜水可通过蒸发垂直排泄，沿径流方向以潜流方式排出区外，入北部沙漠。

③项目区地下水水位埋深及与管线开挖深度的关系

项目区地下水水位埋深：根据区域水文地质资料及相邻场地勘探数据，项目区位于乌奇公路以北的山前倾斜平原区，属多层结构潜水—承压含水层分布区。该区域潜水位埋深总体由南向北逐渐变浅，乌奇公路沿线潜水位埋深约 90m。项目区（位于中部平原区，乌奇公路以北）潜水位埋深估算为 10~50m，区域地下水埋藏较深。

管线开挖深度与地下水位的相对关系：本项目管线工程为埋地敷设，管顶覆土厚度一般约 1.2~1.5m，管沟开挖深度约 1.5~2.0m。项目区潜水位埋深为 10~50m，远大于管线开挖深度（约 2m）。因此，管线施工开挖深度远高于区域潜水位，管线施工不会揭露地下水，亦不会对区域地下水径流条件产生阻隔影响。

3.1.6 地震

根据《中国地震烈度区划图》（50 年超越概率 10%），项目区域地震烈度为 VI 度。

3.2 环境空气现状调查与评价

3.2.1 项目所在区域环境质量达标情况

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），“依据评价所需环境空气质量现状、气象资料等数据可获得性、数据质量、代表性等因素，选择近 3 年中数据相对完整的 1 个日历年作为评价基准年”。对于项目所在区判定，导则中指出“优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告书中的数据或结论”。

根据昌吉回族自治州人民政府 2025 年 12 月大气污染防治进展情况，昌吉州 2025 年基本污染物中六项基本污染物的现状浓度均符合《环境空气质量标准》（GB3095-

2026) 过渡阶段浓度限值二级标准, 判定项目所在区域为环境空气质量达标区。

表 3.2-1 基本污染物环境质量现状

污染物	评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	7	60	11.67%	达标
NO ₂	年平均质量浓度	18	40	45.00%	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	51	60	85.00%	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	27	30	90.00%	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	0.7(mg/m ³)	4(mg/m ³)	17.50%	达标
O ₃	最大 8 小时平均第 90 百分位数	85	160	53.13%	达标

3.2.2 特征因子补充监测

本次大气环境质量补充监测特征因子, 监测单位为新疆广宇众联环境监测有限公司。

3.2.2.1 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的要求, 在项目所在地及主导风向下风向 5km 范围内各设置 2 个监测点进行补充监测, 详见表 3.2-2 和图 3.2-1 所示。

表 3.2-2 项目大气现状监测点相对位置

标号	监测点位名称	监测点位坐标	相对位置关系	监测因子
G1	萨 303 平台	*	拟建钻井平台	非甲烷总 烃、H ₂ S、 TSP
G2	红山子村	*	区域下风向居民点	

3.2.2.2 监测因子

补充监测因子均为其他污染物, 为非甲烷总烃、H₂S 及 TSP。监测时同步记录监测期间气象条件(风向、风速、气温、气压、稳定度等常规气象参数值)。

3.2.2.3 监测时间及频次

监测频次按照《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ 2.2-2018)要求执行, 各监测因子均连续监测 7 天, TSP 监测日均值, 非甲烷总烃、硫化氢监测小时值。小时值每天采样 4 次, 具体为 02、08、14、20 时, 每小时持续采样时间不小于 45 分钟。

3.2.2.4 监测及分析方法

监测分析方法均按《环境空气质量标准》（GB3095-2026）及国家环保总局颁发的《环境监测技术规范》（大气部分）、《空气和废气监测分析方法》的有关要求进行。具体见表 3.2-3。

表 3.2-3 监测方法

检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》（HJ 604-2017）	ZR-3520 型真空箱气袋采样器 GC9790 II 气相色谱仪	0.07 mg/m ³ （以碳计）
硫化氢	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法 亚甲蓝分光光度法》（GB 11742-89）	崂应 2050 型 环境空气综合采样器 N2 可见分光光度计	0.005 mg/m ³
TSP	《环境空气 总悬浮颗粒物的测定 重量法》（HJ 1263-2022）	崂应 2050 型环境空气综合采样器 崂应 2037 型空气氟化物/重金属采样器 Quintix125D-1CN/SQP 电子天平	7 μg/m ³

3.2.2.5 现状质量监测结果及评价

（1）评价方法

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）要求，采用最大占标率法对评价区域环境空气质量现状进行评价，计算公式如下：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

式中：P_i ——第 i 个污染物的最大浓度占标率，%；

C_i ——第 i 个污染物的实测最大浓度值，mg/m³；

C_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准限值，mg/m³。

（2）评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 2000μg/m³ 作为环境质量标准限值；H₂S 参照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值（10μg/m³）；TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准。

（3）评价结果

监测时间段大气环境现状监测结果见表 3.2-4。

表 3.2-4 项目其他污染物监测结果汇总

监测时间 (小时均值)	监测点位	非甲烷总烃 (mg/m ³)	硫化氢 (mg/m ³)	TSP (μg/m ³)
2025.11.21	萨 303 平台 G1	0.24~0.28	ND0.01	85
2025.11.22		0.21~0.24	ND0.01	78

2025.11.23		0.22~0.26	ND0.01	70
2025.11.24		0.22~0.28	ND0.01	65
2025.11.25		0.21~0.27	ND0.01	61
2025.11.26		0.24~0.30	ND0.01	85
2025.11.27		0.21~0.28	ND0.01	69
2025.11.21	红山子村 G2	0.25~0.28	ND0.01	82
2025.11.22		0.22~0.27	ND0.01	75
2025.11.23		0.22~0.28	ND0.01	66
2025.11.24		0.24~0.28	ND0.01	81
2025.11.25		0.27~0.29	ND0.01	72
2025.11.26		0.23~0.30	ND0.01	86
2025.11.27		0.22~0.28	ND0.01	70

由表 3.2-4 监测结果可知，评价区域内各监测点非甲烷总烃最大值为 $0.3\text{mg}/\text{m}^3$ ，最大占标率为 15%； H_2S 小时浓度均 $<5\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；TSP 日均值浓度最大为 $85\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率为 28.3%。监测期间评价区非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值， H_2S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值，TSP 日均值浓度未超过《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准。

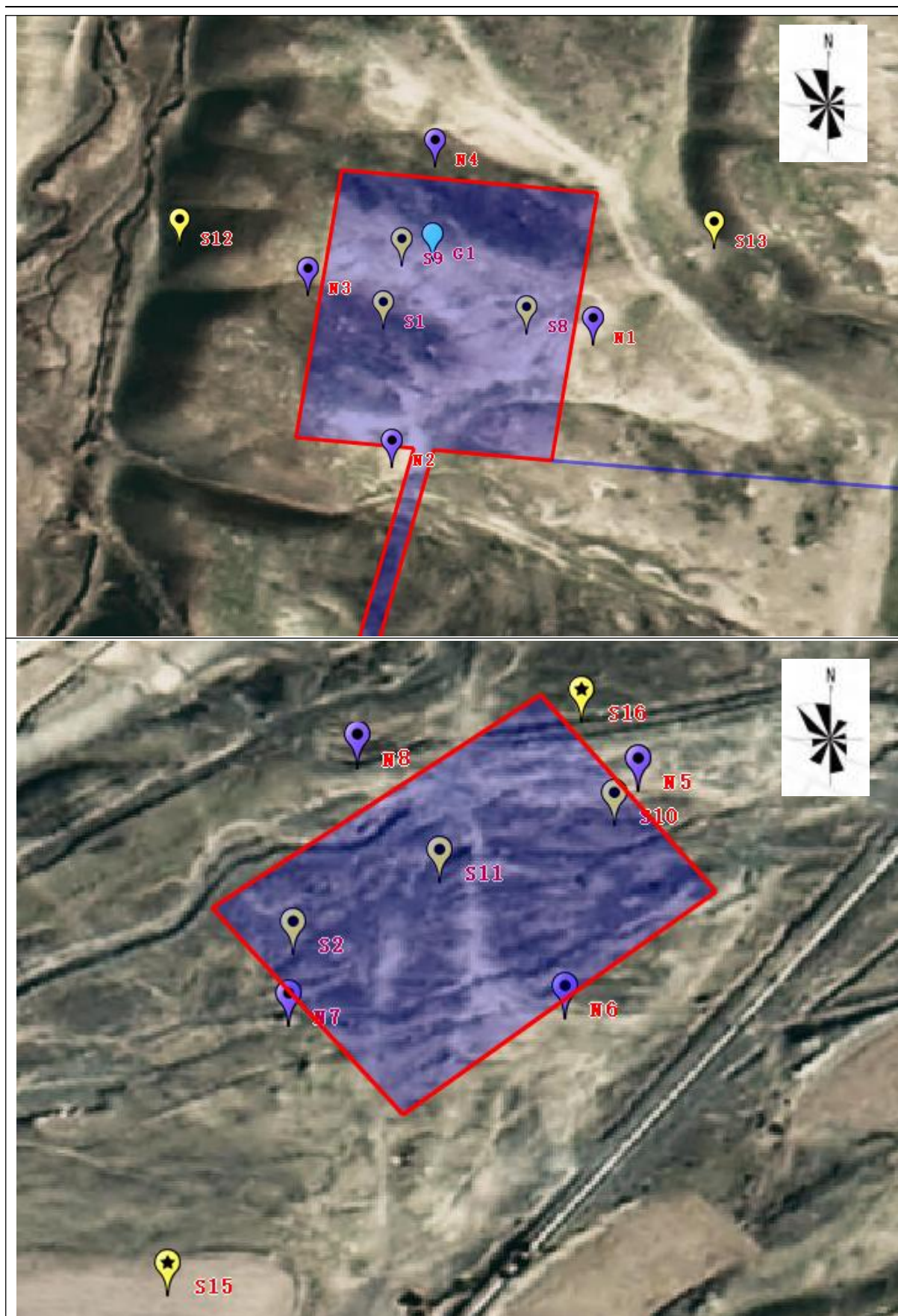
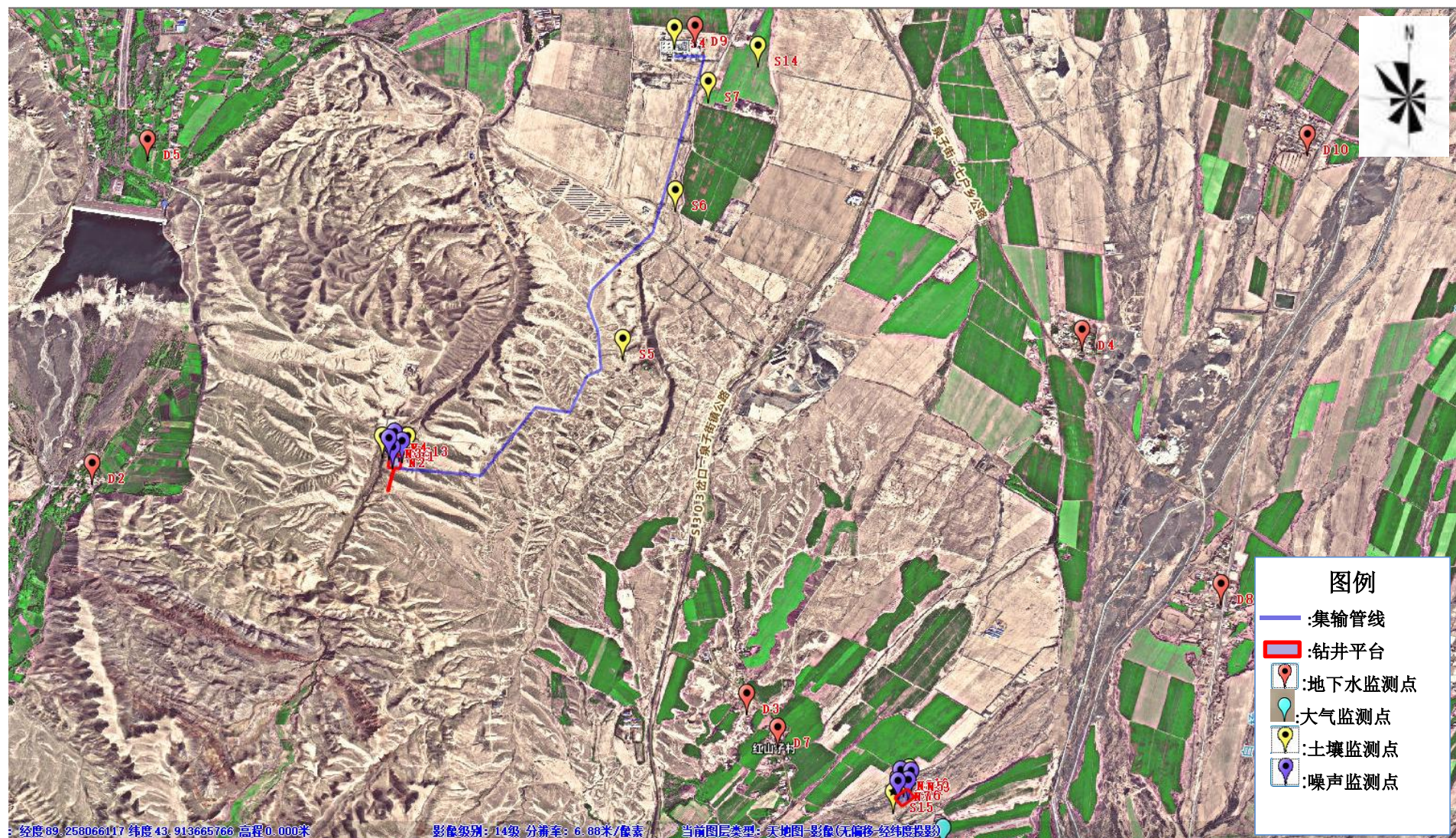


图 3.2-1 项目区现状监测布点图（局部）



3.3 水环境现状调查与评价

本项目无外排水，因此本次环评仅对评价区域地下水质量进行现状监测与评价。

3.3.1 地下水现状调查与评价

3.3.1.1 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中二级评价的布点要求（潜水含水层监测点不少于 5 个，可能受建设项目影响且具有开发利用价值的含水层 2~4 个），本次评价在项目评价范围内共布设 10 个地下水监测点位，其中水质监测点位 5 个，本次实测 3 个潜水含水层水质点，并引用同期《吐哈吉南油田萨探 1 区块二叠系井井子沟组油藏产能建设地下水检测报告》中 2 个水质点数据；水位监测点位 10 个（本次实测 6 个，引用同期报告 4 个；监测点布设结合区域地下水流向总体由南向北的水文地质条件及现有井分布情况，在项目区上游、侧向及下游均有控制性布点，且评价范围内无集中式及分散式饮用水水源地等地下水环境敏感区，敏感程度为不敏感，监测点位数量及位置均满足 HJ 610-2016 中二级评价的布点要求，具体点位信息见表 3.3-1 和图 3.2-1 所示。

本次实测及引用数据监测时间均为 2025 年 11 月 30 日，由新疆广宇众联环境监测有限公司统一完成采样及分析。引用数据监测时间距本次评价基准年未超过 3 年，采样及分析方法满足导则要求。萨探 1 区块与萨 3 区块同属吉南凹陷二叠系井井子沟组油藏，两区块相邻，区域水文地质条件一致，所引用的 2 个水质点和 4 个水位点均位于本项目评价范围内，其中水质点分别布设于项目区侧向和下游方向，与本次实测点位共同构成沿区域地下水流向（由南向北）的完整控制断面，引用数据能够有效代表本项目区地下水环境质量现状。

表 3.3-1 地下水环境监测布点及监测因子情况表

编号	采样位置	坐标	与项目区位置相对关系	监测点类型
D1	红山子村	N:43°51'00.416" E:89°15'35.446"	项目区上游，萨 15 平台南侧 1100m 红山子村水井	水质、水位
D2	东湾村	N:43°52'14.614" E:89°10'02.404"	项目区侧向，萨 303 平台西侧 2200m	
D3	五家湾村	N:43°52'22.615" E:89°14'31.029"	项目区侧向，萨 15 平台西北侧 1300m	
D4	苏家庄村（引用）	N:43°54'10.077" E:89°16'45.649"	项目区侧向，萨 303 平台东侧 5000m	
D5	东台子村（引	N:43°56'39.094"	项目区下游，萨 303 平台西北侧	

	用)	E:89°12'08.496"	3900m	
D6	大龙村	N:43°56'39.163" E:89°12'08.496"	项目区下游, 萨 303 平台西北侧 4800m	水位
D7	下红山子村	N:43°51'57.758" E:89°15'06.407"	项目区侧向, 萨 15 平台西北侧 900m	
D8	双大门村	N:43°52'30.652" E:89°15'47.525"	项目区侧向, 萨 15 平台东北侧 2900m	
D9	吉康脱水站井 (引用)	N:43°55'39.870" E:89°14'13.698"	项目区下向, 萨 303 平台东北侧 4200m	
D10	摘户十六队 (引用)	N:43°54'56.112" E:89°17'39.651"	项目区侧游, 萨 303 平台北侧 7000m	

3.3.1.2 监测项目

- ① 阴阳离子: K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 。
- ② 基本因子: pH 值、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、挥发酚、氰化物、氟化物、硫化物、铁、锰、铅、镉、钡、砷、汞、六价铬。
- ③ 特征因子: 石油类。
- ④ 水位。

3.3.1.3 监测时间及频次

监测时间为 2025 年 11 月 30 日, 水质均进行 1 期监测, 每期监测 1 天, 每天采样 1 次。

3.3.1.4 采样及分析方法

监测采样技术方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020) 以及《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 规范规定的方法进行。

表 3.3-2 地下水环境监测因子及分析方法一览表

序号	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
1	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》 (HJ 1147-2020)	PHBJ-260 便携式 pH 计	——
2	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	50 mL 滴定管	1.0 mg/L
3	溶解性总固体		BSA124S 电子天平	——
4	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》(GB 11911-89)	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.03 mg/L
5	锰			0.01 mg/L
6	铅	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 14.1 无火焰原子吸收分光光度法		2.5×10^{-3} mg/L
7	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》(HJ 503-2009)	T6 新世纪 紫外可见分光光度计	0.0003 mg/L

序号	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
8	高锰酸盐指数 (以 O ₂ 计)	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分:有机物综合指标》(GB/T 5750.7-2023) 4.2 碱性高锰酸钾滴定法	25 mL 滴定管	0.05 mg/L
9	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	P4 型	0.025 mg/L
10	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	紫外可见分光光度计	0.003 mg/L
11	亚硝酸盐 (氮)	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB 7493-87)	P4 型	0.003 mg/L
12	硝酸盐(氮)	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ/T 346-2007)	紫外可见分光光度计	0.08 mg/L
13	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分:无机非金属指标》(GB/T 5750.5-2023) 7.1 异烟酸-吡啶啉酮分光光度法	T6 新世纪 紫外可见分光光度计	0.002 mg/L
14	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》(GB 7484-87)	PHSJ-4F 实验室 pH 计	0.05 mg/L
15	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》(HJ 694-2014)	AFS-8520 原子荧光光度计	4×10 ⁻⁵ mg/L
16	砷			3×10 ⁻⁴ mg/L
17	镉	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 12.1 无火焰原子吸收分光光度法	GGX-830 原子吸收分光光度计	5×10 ⁻⁴ mg/L
18	钡	《水质 钡的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(HJ 602-2011)		2.5×10 ⁻³ mg/L
19	铬(六价)	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 13.1 二苯碳酰二肼分光光度法	P4 型 紫外可见分光光度计	0.004 mg/L
20	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ 970-2018)	T6 新世纪 紫外可见分光光度计	0.01 mg/L
21	硫酸根 (硫酸盐)	《水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法》 (HJ 84-2016)	CIC-D100 离子色谱仪	0.018 mg/L
22	氯离子 (氯化物)			0.007 mg/L
23	钾离子	《水质 可溶性阳离子(Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺)的测定 离子色谱法》 (HJ 812-2016)		0.02 mg/L
24	钠离子(钠)			0.02 mg/L
25	钙离子			0.03 mg/L
26	镁离子			0.02 mg/L
27	碳酸根	《地下水水质分析方法 第 49 部分:碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》(DZ/T 0064.49-2021)	25 mL 滴定管	1 mg/L
28	碳酸氢根			1 mg/L

3.3.1.5 现状质量监测结果及评价

(1) 评价标准

采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准限值对地下水水质进行评价。

（2）评价方法

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），地下水水质现状评价采用标准指数法进行评价。标准指数>1，表明该水质因子已超过了规定的水质标准，指数值越大，超标越严重。标准指数计算分为以下两种情况：

1）对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算方法如下：

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

式中： P_i —第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i —第 i 个水质因子的监测浓度值（mg/L）；

S_{si} —第 i 个水质因子的标准浓度值（mg/L）。

2）对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算方法如下：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} (pH \leq 7.0)$$

$$P_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} (pH_j > 7.0)$$

式中： P_{pH} —pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd} —地下水水质标准中规定的 pH 值下限；

pH_{su} —地下水水质标准中规定的 pH 值上限。

（3）监测结果及评价

评价区域地下水水质监测统计结果见表 3.3-3，水位监测结果统计表见表 3.3-4。

表 3.3-3 地下水水质监测点监测及评价结果（单位：mg/L，pH 值无量纲）

检测项目	单位	红山子村	东湾村	五家湾村	苏家庄村 (引用)	东台子村 (引用)
		DXS1-1-1	DXS2-1-1	DXS3-1-1	DXS3-1-1	DXS10-1-1
pH 值	无量纲	7.2	7.1	7.2	7.6	7.4
总硬度	mg/L	348	364	342	203	63.3
溶解性总固体	mg/L	503	523	536	298	113

检测项目	单位	红山子村	东湾村	五家湾村	苏家庄村 (引用)	东台子村 (引用)
		DXS1-1-1	DXS2-1-1	DXS3-1-1	DXS3-1-1	DXS10-1-1
铁	mg/L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L
锰	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
铅	mg/L	2.5×10^{-3} L	2.5×10^{-3} L	2.5×10^{-3} L	2.5×10^{-3} L	2.5×10^{-3} L
挥发酚	mg/L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
高锰酸盐指数 (以 O ₂ 计)	mg/L	0.70	0.67	2.81	1.34	0.51
氨氮	mg/L	0.056	0.086	0.391	0.139	0.236
硫化物	mg/L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
亚硝酸盐 (氮)	mg/L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
硝酸盐(氮)	mg/L	0.56	0.58	0.55	5.12	0.65
氰化物	mg/L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L
氟化物	mg/L	0.22	0.22	0.25	0.12	0.20
汞	mg/L	4×10^{-5} L	4×10^{-5} L	4×10^{-5} L	4×10^{-5} L	4×10^{-5} L
砷	mg/L	3×10^{-4} L	3×10^{-4} L	3×10^{-4} L	3×10^{-4} L	3×10^{-4} L
镉	mg/L	5×10^{-4} L	5×10^{-4} L	5×10^{-4} L	5×10^{-4} L	5×10^{-4} L
铬(六价)	mg/L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
钡	mg/L	2.5×10^{-3} L	2.5×10^{-3} L	2.5×10^{-3} L	2.5×10^{-3} L	2.5×10^{-3} L
石油类	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
硫酸根 (硫酸盐)	mg/L	146	145	135	70.9	39.1
氯离子 (氯化物)	mg/L	35.0	34.8	43.7	23.3	9.55
钾离子	mg/L	1.44	1.23	1.36	2.57	0.46
钠离子(钠)	mg/L	65.2	67.2	78.0	24.7	16.2
钙离子	mg/L	106	105	103	57.7	18.4
镁离子	mg/L	21.2	20.5	21.1	14.6	3.87

检测项目	单位	红山子村	东湾村	五家湾村	苏家庄村 (引用)	东台子村 (引用)
		DXS1-1-1	DXS2-1-1	DXS3-1-1	DXS3-1-1	DXS10-1-1
碳酸根	mg/L	1L	1L	1L	1L	1L
碳酸氢根	mg/L	331	342	357	193	59

表3.3-4 地下水水位监测结果 单位: m

序号	采样点位	样品编号	水位	井深	水位标高
			m	m	m
1	红山子村	DXS1-1-1	173.19	220	894.81
2	东湾村	DXS2-1-1	39.75	160	1049.25
3	五家湾村	DXS3-1-1	73.24	200	985.76
4	大龙村	DXS4-1-1	68.23	200	780.77
5	下红山子村	DXS5-1-1	57.49	180	1001.51
6	双大门村	DXS6-1-1	201.84	260	821.16
7	苏家庄(引用)	DXS8-1-1	167.87	300	767.13
8	东台子村(引用)	DXS10-1-1	68.23	200	781.77
9	吉康脱水站井 (引用)	DXS5-1-1	161.51	180	714.49
10	墙户十六队(引用)	DXS7-1-1	110.18	300	788.82

地下水监测结果表明:项目区周边监测因子均可满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类限值,石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准值,项目区地下水环境质量较好。

3.3.2 地表水现状调查与评价

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)中,对地表水三级B评价项目,可不进行地表水现场调查及现场监测。

3.4 声环境现状调查与评价

3.4.1 现状监测

(1) 监测布点

结合评价范围、环境功能区划分布,在本项目萨303平台以及萨15平台井区边界共设8个监测点进行实测,监测点位见表3.4-1,监测点位图见图3.2-1。

所有监测点设在场地边界外 1m。

表 3.4-1 噪声监测点布置一览表

标号	监测点位	监测点位坐标	监测因子
N1	萨 303 平台厂界东	*	LAeq
N2	萨 303 平台厂界南		LAeq
N3	萨 303 平台厂界西		LAeq
N4	萨 303 平台厂界北		LAeq
N5	萨 15 平台厂界东	*	LAeq
N6	萨 15 平台厂界南		LAeq
N7	萨 15 平台厂界西		LAeq
N8	萨 15 平台厂界北		LAeq

(2) 监测日期、频率

2025 年 11 月 23 日-25 日进行了现场监测，监测两天，昼间、夜间各监测 1 次。

(3) 监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）中有关规定执行。

3.4.2 现状质量监测结果及评价

其监测结果见表 3.4-2。

表 3.4-2 声环境质量现状监测及评价结果（单位：dB(A)）

测点序号	测量时段	等效 A 声级 dB(A)		评价标准	超标率
		第一天	第二天		
N1	昼间	38	37	60	0
	夜间	37	36	50	0
N2	昼间	39	38	60	0
	夜间	38	37	50	0
N3	昼间	37	38	60	0
	夜间	37	37	50	0
N4	昼间	37	37	60	0
	夜间	36	36	50	0
N5	昼间	38	39	60	0

测点序号	测量时段	等效 A 声级 dB(A)		评价标准	超标率
		第一天	第二天		
	夜间	36	38	50	0
N6	昼间	40	40	60	0
	夜间	38	39	50	0
N7	昼间	39	39	60	0
	夜间	37	37	50	0
N8	昼间	38	38	60	0
	夜间	37	37	50	0

由监测结果可以看出,评价区域各监测点在监测期间昼夜噪声值均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准要求,无超标现象,说明项目区域声环境质量较好。

3.5 土壤环境现状调查与评价

本项目属于污染影响型项目及生态影响型项目,按照《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中附录 A 土壤环境影响评价项目类别,项目属于“采矿业”中“金属矿、石油、页岩油开采”项目,属于I类项目。

本项目为石油天然气开采项目,周边存在耕地,土壤盐分含量大于 4g/kg,故土壤环境污染影响型及生态影响型评价等级均为一级;按照导则要求,污染影响型一级评价需在占地范围内设置 5 个柱状样点、2 个表层样点,占地范围外设置 4 个表层样点,生态影响型一级评价需在占地范围内设置 5 个表层样点、占地范围外设置 6 个表层样点。根据评价区土壤类型分布,本项目涉及萨 303 平台区域和萨 15 平台区域两种土壤类型(棕钙土和潮土),本次在萨 303 平台和萨 15 平台各设置 1 个表层样点用于测定土壤理化性质,且已在占地范围内、外表层样点布设中确保两种土壤类型各至少有 1 个表层样点,满足 HJ964-2018 中“每种土壤类型至少设置 1 个表层样监测点”的要求。

(1) 监测点位及监测因子

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)的要求布设监测点。现状监测点位图见图 3.2-1。

(2) 监测时间及频次

2025 年 11 月 27 日在各监测点采样一次。

(3) 采样要求

①表层样：在 0~0.2m 处取样。

②柱状样：在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 处分别采样。

(4) 监测分析方法

①占地范围内建设用地：按 GB36600-2018 表 3 土壤污染物分析方法执行。

②占地范围外调查范围内农用地：参照 GB15618-2018 表 1 土壤污染物分析方法执行。

表 3.5-1 土壤环境质量现状监测方法一览表（单位：dB(A)）

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/ 最低检出浓度
1	土壤	pH 值	《土壤 pH 值的测定 电位法》 (HJ 962-2018)	PHSJ-4F 实验室 pH 计	——
2		砷	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、 铋、锑的测定 微波消解/原子 荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-8520 原子荧光光度计	0.01 mg/kg
3		镉	《土壤质量 铅、镉的测定 石 墨炉原子吸收分光光度法》 (GB/T 17141-1997)	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.01 mg/kg
4		铬(六价)	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光 光度法》(HJ 1082-2019)		0.5 mg/kg
5		铜	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、 镍、铬的测定 火焰原子吸收分 光光度法》(HJ 491-2019)		1 mg/kg
6		铅	《土壤质量 铅、镉的测定 石 墨炉原子吸收分光光度法》 (GB/T 17141-1997)		0.1 mg/kg
7		汞	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、 铋、锑的测定 微波消解/原子 荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-8520 原子荧光光度计	0.002 mg/kg
8		镍	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、 镍、铬的测定 火焰原子吸收分 光光度法》(HJ 491-2019)	GGX-830 原子吸收分光光度计	3 mg/kg
9	挥发性有 机物	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》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用 仪	1.3×10^{-3} mg/kg
10		氯仿			1.1×10^{-3} mg/kg
11		氯甲烷			1.0×10^{-3} mg/kg
12		1,1-二氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
13		1,2-二氯乙烷			1.3×10^{-3} mg/kg
14		1,1-二氯乙烯			1.0×10^{-3} mg/kg

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/ 最低检出浓度
15		顺-1,2-二氯乙烯			1.3×10^{-3} mg/kg
16		反-1,2-二氯乙烯			1.4×10^{-3} mg/kg
17	土壤	二氯甲烷	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011）	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.5×10^{-3} mg/kg
18		1,2-二氯丙烷			1.1×10^{-3} mg/kg
19		1,1,1,2-四氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
20		1,1,2,2-四氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
21		四氯乙烯			1.4×10^{-3} mg/kg
22		1,1,1-三氯乙烷			1.3×10^{-3} mg/kg
23		1,1,2-三氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
24		三氯乙烯			1.2×10^{-3} mg/kg
25		1,2,3-三氯丙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
26		氯乙烯			1.0×10^{-3} mg/kg
27		苯			1.9×10^{-3} mg/kg
28		氯苯			1.2×10^{-3} mg/kg
29		1,2-二氯苯			1.5×10^{-3} mg/kg
30		1,4-二氯苯			1.5×10^{-3} mg/kg
31		乙苯			1.2×10^{-3} mg/kg
32		苯乙烯			1.1×10^{-3} mg/kg
33		甲苯			1.3×10^{-3} mg/kg
34		间-二甲苯+对-二甲苯			1.2×10^{-3} mg/kg
35		邻-二甲苯			1.2×10^{-3} mg/kg
36		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》（HJ 834-2017）	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.09 mg/kg
37		苯胺			0.09 mg/kg
38		2-氯酚			0.06 mg/kg
39		苯并[a]蒽			0.1 mg/kg
40		苯并[a]芘			0.1 mg/kg
41		苯并[b]荧蒽			0.2 mg/kg
42		苯并[k]荧蒽			0.1 mg/kg
43		蒽			0.1 mg/kg
44		二苯并[a,h]蒽			0.1 mg/kg
45		茚并[1,2,3-cd]芘			0.1 mg/kg
46		萘			0.09 mg/kg

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/ 最低检出浓度
47	土壤	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	《土壤和沉积物 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) 的测定 气相色谱法》 (HJ 1021-2019)	8860 气相色谱仪	6 mg/kg
48		石油烃 (C ₆ -C ₉)	《土壤和沉积物 石油烃(C ₆ -C ₉) 的测定 吹扫捕集/气相色谱 法》 (HJ 1020-2019)		0.04 mg/kg
49		全盐量	《森林土壤水溶性盐分分析》 (LY/T 1251-1999) 3.1 质量法	BSA124S 电子天平	0.1 g/kg
50		石油类	《土壤 石油类测定 红外分光 光度法》 (HJ 1051-2019)	JLBG-121U 红外分光测油仪	4 mg/kg

(5) 监测结果及评价

本项目共检测 16 个点位，本次实测 13 个点位，同时引用同期项目《吐哈吉南油田萨探 1 区块二叠系井井子沟组油藏产能建设土壤检测报告》中 3 个监测点位，位于本项目评价范围内，涵盖项目区占地范围内及周边区域。本次实测及引用数据监测时间均为 2025 年 11 月 30 日，由新疆广宇众联环境监测有限公司统一完成采样及分析。引用数据监测时间距本次评价基准年未超过 3 年，采样及分析方法满足导则要求；同时萨探 1 区块与萨 3 区块同属吉南凹陷二叠系井井子沟组油藏，两区块相邻，区域土壤类型及土地利用类型一致，引用数据能够有效代表本项目区土壤环境质量现状。土壤环境质量现状监测统计结果见表 3.5-2、表 3.5-3、表 3.5-4、表 3.5-5。

表 3.5-1 土壤现状监测点位

类别	采样点位	深度	经纬度坐标	检测项目	样品状态	采样 频次
土壤	S1 萨 303 平台占地 范围内	0.2 m	*	pH 值、砷、镉、铬 (六价)、铜、铅、 汞、镍、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、全盐 量、挥发性有机物、 半挥发性有机物、石 油烃 (C ₆ -C ₉)、石 油类	棕色壤土、固 态、干	检测 1 天， 检测 1 次
	S2 萨 15 平台占地 范围内	0.2 m	*		栗色砂壤土、 固态、干	
	S3 吉康脱水站站外 空地 (引用)	0.2 m	*	pH 值、砷、镉、 铬、铜、铅、汞、 镍、锌、铬 (六 价)、全盐量、石油 烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、石 油烃 (C ₆ -C ₉)、石 油类	黄棕色轻壤 土、固态、潮	

	S4 吉康脱水站（引用）	0.5 m	* * *	pH 值、全盐量、石油烃（C10-C40）、石油烃（C6-C9）、石油类、砷、汞、铬（六价）	黄棕色轻壤土、固态、干	
		1.5 m			棕色轻壤土、固态、潮	
		3.0 m				
	S5 集输管线沿线 1	0.2 m	*		浅棕色轻壤土、固态、干	
	S6 集输管线沿线 2	0.2 m	*			
	S7 集输管线沿线 3	0.2 m	*			
	S8 萨 303 平台拟建计量橇附件	0.5 m	* * *		棕色壤土、固态、干	
		1.5 m			棕色壤土、固态、潮	
		3.0 m				
	S9 萨 303 平台拟建井口装置区	0.5 m	* * *		棕色壤土、固态、干	
		1.5 m			棕色壤土、固态、潮	
		3.0 m				
	S10 萨 15 平台拟建油罐区	0.5 m	* * *		栗色砂壤土、固态、干	
		1.5 m			栗色砂壤土、固态、潮	
		3.0 m				
S11 萨 15 平台拟建井口装置区	0.5 m	* * *	栗色砂壤土、固态、干			
	1.5 m		栗色砂壤土、固态、潮			
	3.0 m					
S12 拟建萨 303 平台占地范围外 1km 范围内 1	0.2 m	*	棕色壤土、固态、干			
S13 拟建萨 303 平台占地范围外 1km 范围内 2	0.2 m	*				
S14 集输管线沿线占地范围外 0.2km 范围内（引用）	0.2 m	*	pH 值、全盐量、石油烃（C10-C40）、石油烃（C6-C9）、石油类、砷、汞、铬（六价）	黄棕色砂壤土、固态、干	检测 1 天，检测 1 次	
S15 拟建萨 15 平台占地范围外 1km 范围内 1	0.2 m	*		栗色砂壤土、固态、干		
S16 拟建萨 15 平台占地范围外 1km 范围内 1	0.2 m			栗色砂壤土、固态、干		
备注	挥发性有机物：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 半挥发性有机物：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、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘					

表 3.5-3 项目基本因子监测结果统计表 单位：mg/kg pH 无量纲

采样点位	深度	样品编号	检测项目		单位	检测结果	标准限值	
萨 303 平台 占地范围内	0.2 m	T1-1-1	pH 值		无量纲	8.26	/	
			砷		mg/kg	5.32	60	
			镉		mg/kg	0.18	65	
			铬（六价）		mg/kg	0.5L	5.7	
			铜		mg/kg	17	18000	
			铅		mg/kg	15.5	800	
			汞		mg/kg	0.146	38	
			镍		mg/kg	48	900	
			挥发性有机物	四氯化碳		mg/kg	1.3×10 ⁻³ L	2.8
				氯仿		mg/kg	1.1×10 ⁻³ L	0.9
				氯甲烷		mg/kg	1.0×10 ⁻³ L	37
				1,1-二氯乙烷		mg/kg	1.2×10 ⁻³ L	9
				1,2-二氯乙烷		mg/kg	1.3×10 ⁻³ L	5
				1,1-二氯乙烯		mg/kg	1.0×10 ⁻³ L	66
				顺-1,2-二氯乙烯		mg/kg	1.3×10 ⁻³ L	596
				反-1,2-二氯乙烯		mg/kg	1.4×10 ⁻³ L	54
				二氯甲烷		mg/kg	1.5×10 ⁻³ L	616
				1,2-二氯丙烷		mg/kg	1.1×10 ⁻³ L	5
				1,1,1,2-四氯乙烷		mg/kg	1.2×10 ⁻³ L	10
				1,1,2,2-四氯乙烷		mg/kg	1.2×10 ⁻³ L	6.8
四氯乙烯		mg/kg	1.4×10 ⁻³ L	53				
1,1,1-三氯乙烷		mg/kg	1.3×10 ⁻³ L	840				
萨 303 平台 占地范围内	0.2 m	T1-1-1	挥发性有机物	1,1,2-三氯乙烷		mg/kg	1.2×10 ⁻³ L	2.8
				三氯乙烯		mg/kg	1.2×10 ⁻³ L	2.8
				1,2,3-三氯丙烷		mg/kg	1.2×10 ⁻³ L	0.5
				氯乙烯		mg/kg	1.0×10 ⁻³ L	0.43
				苯		mg/kg	1.9×10 ⁻³ L	4
				氯苯		mg/kg	1.2×10 ⁻³ L	270
				1,2-二氯苯		mg/kg	1.5×10 ⁻³ L	560
				1,4-二氯苯		mg/kg	1.5×10 ⁻³ L	20

采样点位	深度	样品编号	检测项目		单位	检测结果	标准限值
				乙苯	mg/kg	$1.2 \times 10^{-3}L$	28
				苯乙烯	mg/kg	$1.1 \times 10^{-3}L$	1290
				甲苯	mg/kg	$1.3 \times 10^{-3}L$	1200
				间-二甲苯+对-二甲苯	mg/kg	$1.2 \times 10^{-3}L$	570
				邻-二甲苯	mg/kg	$1.2 \times 10^{-3}L$	640
			半挥发性有机物	硝基苯	mg/kg	0.09L	76
				苯胺	mg/kg	0.09L	260
				2-氯酚	mg/kg	0.06L	2256
				苯并[a]蒽	mg/kg	0.1L	15
				苯并[a]芘	mg/kg	0.1L	1.5
				苯并[b]荧蒽	mg/kg	0.2L	15
				苯并[k]荧蒽	mg/kg	0.1L	151
				蒽	mg/kg	0.1L	1293
				二苯并[a,h]蒽	mg/kg	0.1L	1.5
				茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	0.1L	15
				萘	mg/kg	0.09L	70
			全盐量		g/kg	4.0	
			石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)		mg/kg	6L	
			石油烃 (C ₆ -C ₉)		mg/kg	0.04L	
			石油类		mg/kg	4L	
萨 15 平台占地范围内	0.2 m	T2-1-1	pH 值		无量纲	8.18	/
			砷		mg/kg	5.11	60
			镉		mg/kg	0.19	65
			铬 (六价)		mg/kg	0.5L	5.7
			铜		mg/kg	36	18000
			铅		mg/kg	19.4	800
			汞		mg/kg	0.194	38

采样点位	深度	样品编号	检测项目		单位	检测结果	标准限值
			镍		mg/kg	38	900
			挥发性有机物	四氯化碳	mg/kg	1.3×10 ⁻³ L	2.8
				氯仿	mg/kg	1.1×10 ⁻³ L	0.9
				氯甲烷	mg/kg	1.0×10 ⁻³ L	37
				1,1-二氯乙烷	mg/kg	1.2×10 ⁻³ L	9
				1,2-二氯乙烷	mg/kg	1.3×10 ⁻³ L	5
				1,1-二氯乙烯	mg/kg	1.0×10 ⁻³ L	66
				顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	1.3×10 ⁻³ L	596
				反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	1.4×10 ⁻³ L	54
				二氯甲烷	mg/kg	1.5×10 ⁻³ L	616
				1,2-二氯丙烷	mg/kg	1.1×10 ⁻³ L	5
				1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	1.2×10 ⁻³ L	10
				1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	1.2×10 ⁻³ L	6.8
				四氯乙烯	mg/kg	1.4×10 ⁻³ L	53
				1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	1.3×10 ⁻³ L	840
				1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	1.2×10 ⁻³ L	2.8
				三氯乙烯	mg/kg	1.2×10 ⁻³ L	2.8
				1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	1.2×10 ⁻³ L	0.5
				氯乙烯	mg/kg	1.0×10 ⁻³ L	0.43
				苯	mg/kg	1.9×10 ⁻³ L	4
				氯苯	mg/kg	1.2×10 ⁻³ L	270
				1,2-二氯苯	mg/kg	1.5×10 ⁻³ L	560
				1,4-二氯苯	mg/kg	1.5×10 ⁻³ L	20
萨 15 平台占地范围内	0.2 m	T2-1-1	挥发性有机物	乙苯	mg/kg	1.2×10 ⁻³ L	28
				苯乙烯	mg/kg	1.1×10 ⁻³ L	1290
				甲苯	mg/kg	1.3×10 ⁻³ L	1200
				间-二甲苯+对-二甲苯	mg/kg	1.2×10 ⁻³ L	570
				邻-二甲苯	mg/kg	1.2×10 ⁻³ L	640

采样点位	深度	样品编号	检测项目		单位	检测结果	标准限值
			半挥发性有机物	硝基苯	mg/kg	0.09L	76
				苯胺	mg/kg	0.09L	260
				2-氯酚	mg/kg	0.06L	2256
				苯并[a]蒽	mg/kg	0.1L	15
				苯并[a]芘	mg/kg	0.1L	1.5
				苯并[b]荧蒽	mg/kg	0.2L	15
				苯并[k]荧蒽	mg/kg	0.1L	151
				蒽	mg/kg	0.1L	1293
				二苯并[a,h]蒽	mg/kg	0.1L	1.5
				茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	0.1L	15
				萘	mg/kg	0.09L	70
			全盐量		g/kg	0.2	
			石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）		mg/kg	6L	
			石油烃（C ₆ -C ₉ ）		mg/kg	0.04L	
			石油类		mg/kg	4L	
吉康脱水站 站外空地 （引用）	0.2m	T3-1-1	pH 值		无量纲	8.19	/
			镉		mg/kg	0.21	0.6
			汞		mg/kg	0.111	3.4
			砷		mg/kg	8.40	25
			铅		mg/kg	22.8	170
			铬		mg/kg	45	250
			铬（六价）		mg/kg	0.5L	/
			铜		mg/kg	21	100
			镍		mg/kg	45	190
			锌		mg/kg	45	300
			全盐量		g/kg	0.2	
			石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）		mg/kg	6L	

采样点位	深度	样品编号	检测项目	单位	检测结果	标准限值
			石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	
吉康脱水站	0.5 m	T4-1-1	pH 值	无量纲	8.24	/
			汞	mg/kg	0.170	3.4
			砷	mg/kg	10.6	25
			铬 (六价)	mg/kg	0.5L	/
			全盐量	g/kg	0.1	
			石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	6L	
			石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	
	1.5 m	T5-1-1	pH 值	无量纲	8.04	/
			汞	mg/kg	0.169	3.4
			砷	mg/kg	10.4	25
			铬 (六价)	mg/kg	0.5L	/
			全盐量	g/kg	0.2	
			石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	6L	
			石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	
	3 m	T6-1-1	pH 值	无量纲	8.27	/
			汞	mg/kg	0.176	3.4
			砷	mg/kg	7.62	25
			铬 (六价)	mg/kg	0.5L	/
			全盐量	g/kg	0.1	
			石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	6L	
			石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	
集输管线沿	0.2 m	T3-1-1	pH 值	无量纲	8.19	/

采样点位	深度	样品编号	检测项目	单位	检测结果	标准限值
线1			砷	mg/kg	6.33	3.4
			汞	mg/kg	0.249	25
			铬（六价）	mg/kg	0.5L	/
			全盐量	g/kg	2.8	
			石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	6L	
			石油烃（C ₆ -C ₉ ）	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	
集输管线沿线2	0.2 m	T4-1-1	pH 值	无量纲	8.24	/
			砷	mg/kg	5.76	3.4
			汞	mg/kg	0.135	25
			铬（六价）	mg/kg	0.5L	/
			全盐量	g/kg	0.5	
			石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	6L	
			石油烃（C ₆ -C ₉ ）	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	
集输管线沿线3	0.2 m	T5-1-1	pH 值	无量纲	8.04	/
			砷	mg/kg	3.65	3.4
			汞	mg/kg	0.086	25
			铬（六价）	mg/kg	0.5L	/
			全盐量	g/kg	3.6	
			石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	6L	
			石油烃（C ₆ -C ₉ ）	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	
萨303平台 拟建计量橇 附近	0.5 m	T6-1-1	pH 值	无量纲	8.25	/
			砷	mg/kg	3.20	3.4
			汞	mg/kg	0.212	25
			铬（六价）	mg/kg	0.5L	/
			全盐量	g/kg	4.1	

采样点位	深度	样品编号	检测项目	单位	检测结果	标准限值
			石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	6L	
			石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	
	1.5 m	T7-1-1	pH 值	无量纲	8.32	/
			砷	mg/kg	4.49	3.4
			汞	mg/kg	0.138	25
			铬 (六价)	mg/kg	0.5L	/
			全盐量	g/kg	4.8	
			石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	6L	
			石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	
	3.0 m	T8-1-1	pH 值	无量纲	8.30	/
			砷	mg/kg	5.10	3.4
			汞	mg/kg	0.135	25
			铬 (六价)	mg/kg	0.5L	/
			全盐量	g/kg	4.5	
			石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	6L	
			石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	
萨 303 平台 拟建井口装 置区	0.5 m	T9-1-1	pH 值	无量纲	8.26	/
			砷	mg/kg	7.25	3.4
			汞	mg/kg	0.156	25
			铬 (六价)	mg/kg	0.5L	/
			全盐量	g/kg	4.3	
			石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	6L	
			石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	
	1.5 m	T10-1-1	pH 值	无量纲	8.15	/
			砷	mg/kg	2.13	3.4

采样点位	深度	样品编号	检测项目	单位	检测结果	标准限值
萨15平台拟 建油罐区			汞	mg/kg	0.108	25
			铬（六价）	mg/kg	0.5L	/
			全盐量	g/kg	4.2	
			石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	6L	
			石油烃（C ₆ -C ₉ ）	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	
	3.0 m	T11-1-1	pH 值	无量纲	8.28	/
			砷	mg/kg	3.48	3.4
			汞	mg/kg	0.185	25
			铬（六价）	mg/kg	0.5L	/
			全盐量	g/kg	4.1	
			石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	6L	
			石油烃（C ₆ -C ₉ ）	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	
	0.5 m	T12-1-1	pH 值	无量纲	8.03	/
			砷	mg/kg	5.24	3.4
			汞	mg/kg	0.228	25
			铬（六价）	mg/kg	0.5L	/
			全盐量	g/kg	4.1	
			石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	6L	
			石油烃（C ₆ -C ₉ ）	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	
		T13-1-1	pH 值	无量纲	8.11	/
			砷	mg/kg	6.60	3.4
			汞	mg/kg	0.105	25
			铬（六价）	mg/kg	0.5L	/
			全盐量	g/kg	4.1	
			石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	6L	
			石油烃（C ₆ -C ₉ ）	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	

采样点位	深度	样品编号	检测项目	单位	检测结果	标准限值
			石油类	mg/kg	4L	
	3.0 m	T14-1-1	pH 值	无量纲	8.05	/
			砷	mg/kg	6.27	3.4
			汞	mg/kg	0.161	25
			铬（六价）	mg/kg	0.5L	/
			全盐量	g/kg	4.1	
			石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	6L	
			石油烃（C ₆ -C ₉ ）	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	
萨15平台拟 建井口装置 区	0.5 m	T15-1-1	pH 值	无量纲	8.31	/
			砷	mg/kg	4.94	3.4
			汞	mg/kg	0.159	25
			铬（六价）	mg/kg	0.5L	/
			全盐量	g/kg	4.2	
			石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	6L	
			石油烃（C ₆ -C ₉ ）	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	
	1.5 m	T16-1-1	pH 值	无量纲	8.26	/
			砷	mg/kg	5.31	3.4
			汞	mg/kg	0.200	25
			铬（六价）	mg/kg	0.5L	/
			全盐量	g/kg	4.1	
			石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	6L	
			石油烃（C ₆ -C ₉ ）	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	
	3.0 m	T17-1-1	pH 值	无量纲	8.19	/
			砷	mg/kg	4.35	3.4
			汞	mg/kg	0.140	25
			铬（六价）	mg/kg	0.5L	/

采样点位	深度	样品编号	检测项目	单位	检测结果	标准限值
			全盐量	g/kg	4.2	
			石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	6L	
			石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	
拟建萨 303 平台占地范围外 1km 范围内 1	0.2 m	T18-1-1	pH 值	无量纲	8.19	/
			砷	mg/kg	5.29	3.4
			汞	mg/kg	0.074	25
			铬 (六价)	mg/kg	0.5L	/
			全盐量	g/kg	2.8	
			石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	6L	
			石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	
拟建萨 303 平台占地范围外 1km 范围内	0.2 m	T19-1-1	pH 值	无量纲	8.17	/
			砷	mg/kg	4.97	3.4
			汞	mg/kg	0.111	25
			铬 (六价)	mg/kg	0.5L	/
			全盐量	g/kg	2.8	
			石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	6L	
			石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	
集输管线沿线占地范围外 0.2km 范围内 (引用)	0.2 m	T19-1-1	pH 值	无量纲	8.29	/
			汞	mg/kg	0.141	3.4
			砷	mg/kg	6.16	25
			铬 (六价)	mg/kg	0.5L	/
			全盐量	g/kg	0.3	
			石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	6L	
			石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	
拟建萨 15 平	0.2 m	T20-1-1	pH 值	无量纲	8.30	/

采样点位	深度	样品编号	检测项目	单位	检测结果	标准限值
台占地范围 外 1km 范围 内 1			砷	mg/kg	5.10	3.4
			汞	mg/kg	0.202	25
			铬（六价）	mg/kg	0.5L	/
			全盐量	g/kg	0.1	
			石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	6L	
			石油烃（C ₆ -C ₉ ）	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	
拟建萨 15 平 台占地范围 外 1km 范围 内 2	0.2 m	T21-1-1	pH 值	无量纲	8.15	/
			砷	mg/kg	4.99	3.4
			汞	mg/kg	0.092	25
			铬（六价）	mg/kg	0.5L	/
			全盐量	g/kg	0.1	
			石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	6L	
			石油烃（C ₆ -C ₉ ）	mg/kg	0.04L	
			石油类	mg/kg	4L	

表 3.5-4 土体理化性质调查结果一览表

采样点位	层次	经纬度坐标	调查项目	单位	调查结果
萨 303 平台占地范围 内	0.2 m	N:43°53'31.382" E:89°12'50.779"	颜色	——	棕色
			结构	——	疏粒状
			质地	——	壤土
			砂砾含量	%	6
			其他异物	——	无
			pH 值	无量纲	8.26
			阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	4.3
			氧化还原电位	mV	423
			饱和导水率	mm/min	4.16
			容重	g/cm ³	1.2
			孔隙度	%	55
			含水率	%	8.1
萨 15 平台占地范围 内	0.2 m	N:43°51'44.352" E:89°15'26.129"	颜色	——	栗色
			结构	——	疏粒状

采样点位	层次	经纬度坐标	调查项目	单位	调查结果
			质地	——	砂壤土
			砂砾含量	%	8
			其他异物	——	无
			pH 值	无量纲	8.18
			阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	4.2
			氧化还原电位	mV	456
			饱和导水率	mm/min	3.12
			容重	g/cm ³	1.2
			孔隙度	%	55
			含水率	%	3.3

表 3.5-5 土体构型表

点位	土壤剖面照片	土壤景观照片	层次
萨303平台占地范围内			表层 0.2m
萨15平台占地范围内			表层 0.2m

由监测结果可知：项目区内监测点位的所有监测因子的污染指数均小于 1，项目范围内各土壤监测点监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准；项目区占地范围外，评价范围内各土壤监测点监测因子均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（试行）（HJ964-2018）附录 D 可知，本项目区域盐分含量在 0.1-4.8g/kg 之间，属于中度盐化区，pH 值在 8.03-8.32 之间，属无酸化或碱化区域。

3.6 生态环境现状调查与评价

3.6.1 生态系统调查与评价

3.6.1.1 生态功能定位

（1）在《全国生态功能区划》中的定位

根据《全国生态功能区划（2015 年修编）》，全国共划出生态功能区 242 个，其中包括生态功能 3 大类（即生态调节功能区、产品提供功能区和人居保障功能区）和生态功能 9 大类型（即水源涵养、生物多样性保护、土壤保持、防风固沙、洪水调蓄、农产品提供、林产品提供、大都市群、重点城镇群）。

根据分析，项目区属于生态调节大类、生物多样性保护类型、准噶尔盆地东部生物多样性保护与防风固沙功能区（I-02-42）。

表 3.6-1 项目区域在全国生态功能区划中具体情况

生态功能大类	生态功能类型	生态功能区	主要生态问题	生态保护主要措施
I 生态调节功能区	I-02 生物多样性保护功能区	I-02-42 准噶尔盆地东部生物多样性保护与防风固沙功能区（全国重要生态功能区）	该区以荒漠植被为主，生态环境非常脆弱，一旦遭到人为破坏就很难恢复。这里有我国最大的整装煤田，煤炭的开发造成大片宝贵的植被被破坏，同时未经处理的工业垃圾和生活垃圾直接堆砌在荒漠里，导致环境污染	①加强自然保护区的建设，加大保护力度；②改善灌溉基础设施，发展节水农业，控制种植高耗水作物，提高水资源利用效益；③加强煤炭、油、气资源开发利用管理，实现资源开发与荒漠生态保护的双赢

（2）在《新疆生态功能区划》中的定位

根据《新疆生态功能区划》，新疆生态功能区划采用生态区、生态亚区、生态功能区三级分区系统。根据地貌特点、温湿状况和典型生态系统类型，将全疆划分为 5 个生

态区，18个生态亚区，同时根据生态服务功能重要性与生态环境敏感性，在生态亚区内再续分生态功能区，全疆共划分出76个生态功能区。

根据分析，项目所在区域属于“Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ₅准噶尔盆地南部灌木半灌木荒漠绿洲农业生态亚区—28阜康-木垒绿洲农业荒漠草地保护生态功能区”。具体的生态功能见表3.6-2。

表3.6-2 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							
Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区	Ⅱ ₅ 准噶尔盆地南部灌木半灌木荒漠绿洲农业生态亚区	28阜康-木垒绿洲农业荒漠草地保护生态功能区	吉木萨尔县	农牧业产品生产、人居环境、荒漠化控制	地下水超采、荒漠植被退化、沙漠化威胁、局部土壤盐渍化、河流萎缩、滥开荒地	生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀轻度敏感，土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感	保护基本农田、保护荒漠植被、保护土壤环境质量	节水灌溉、草场休牧、对前山坡耕地和北部沙化土地实施退耕还林（草），在水源无保障、植被稀少、生态脆弱地带禁止开荒、加强农田投入品的使用管理	农牧结合，发展优质、高效特色农业

（3）在《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》《新疆维吾尔自治区水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号）中的定位

①根据《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》，项目区属于“国家级水土流失重点预防区”。

②根据《新疆维吾尔自治区水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目区属于“自治区级水土流失重点治理区”。项目应进一步加强水土保持工作，加大对水土保持事业的投入，加快防治步伐，严格按照开发项目必须编制水土保持方案的规定，搞好建设项目水土保持方案实施工作，控制人为活动造成新的水土流失。

3.6.1.2 生态系统及其服务功能调查与评价

（1）生态系统类型

本项目所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ₅准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区-28.阜康、木垒绿洲农业、荒漠草地生态功能区。

本项目所在区域生态系统类型主要为森林、灌丛、草地、湿地、农田、城镇等6个类型。

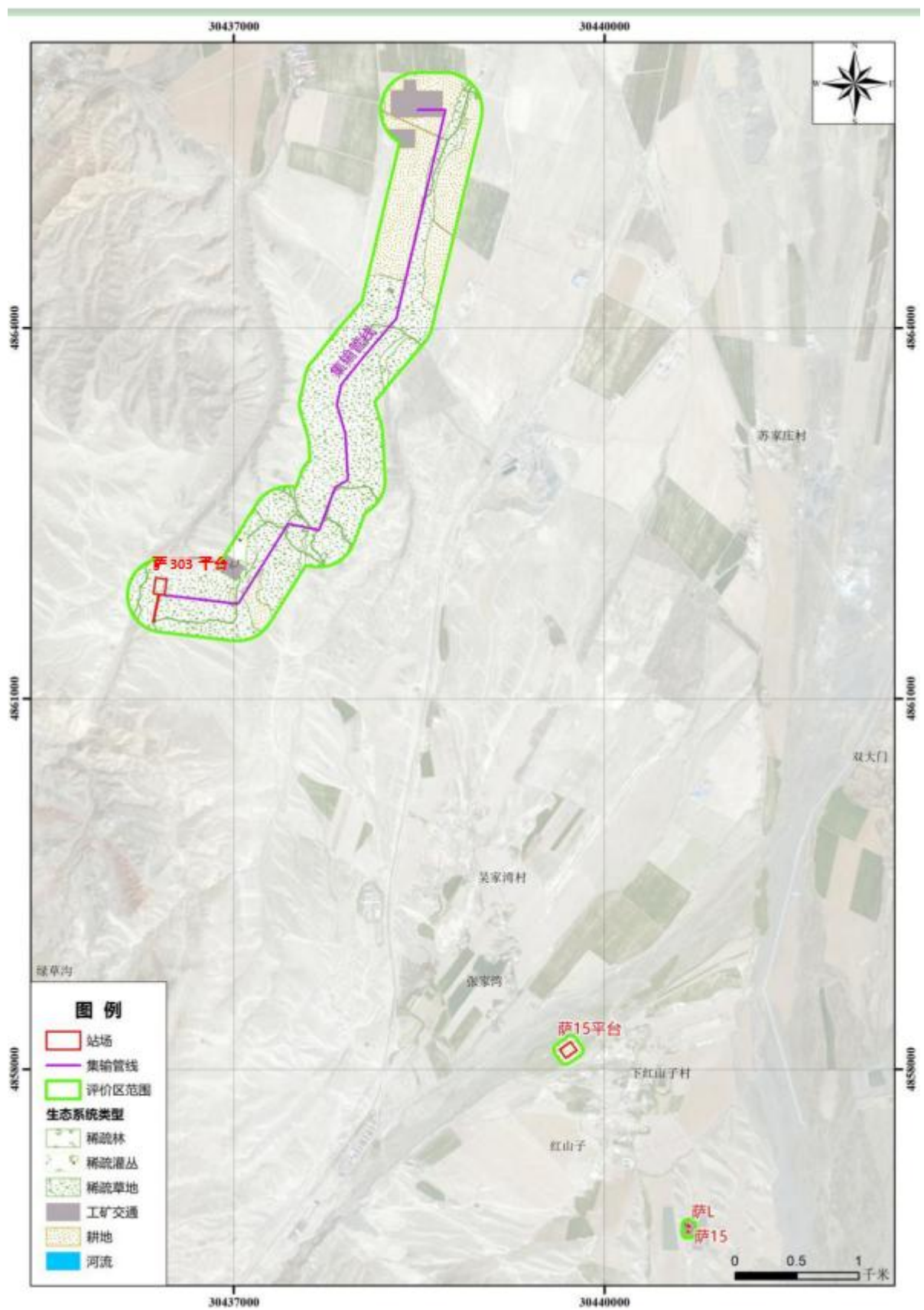
各类生态系统现状及分布见下表、附图。由下表可知，评价区以草地生态系统及农田生态系统为主，评价区城镇生态系统、森林生态系统、湿地生态系统及灌丛生态系统所占面积相对较小。

参考《全国生态状况调查评估技术规范-生态系统遥感解译与野外核查》（HJ166-2021），根据对评价区内土地利用现状等的分析，结合动植物分布的调查，对评价区生态环境进行生态系统划分，可分为森林、灌丛、草地、湿地、农田、城镇等6类生态系统。评价区各生态系统面积见下表，生态系统类型图见附图3.6-1。

表 3.6-3 评价区生态系统类型表

序号	生态系统类型		评价区范围	
			面积(hm ²)	比例
1	1 森林生态系统	13 稀疏林	4.0065	1.11%
2	2 灌丛生态系统	23 稀疏灌丛	2.7400	0.76%
3	3 草地生态系统	34 稀疏草地	241.9774	67.26%
4	4 湿地生态系统	43 河流	0.3365	0.09%
5	5 农田生态系统	51 耕地	89.5363	24.89%
6	6 城镇生态系统	63 工矿交通	21.1680	5.88%
合计			359.7647	100.00%

由上表、图可知，评价区主要以稀疏草地生态系统为主，面积达241.9774hm²，占评价区总比例的67.26%，除此之外，还有森林、灌丛、湿地、农田、城镇等生态系统类型。



(2) 生态系统服务功能重要性

①评价方法与依据 根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ 19-2022)及《生态保护红线划定指南》的相关要求,结合评价区所在的“准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区”的生态环境特征,对评价区生态系统服务功能进行定性与半定量评价。评价主要选取防风固沙、土壤保持、水源涵养、生物多样性维护及农产品提供等主要服务功能指标进行分级评估。

②各类生态系统主要服务功能分析 根据评价区生态系统类型划分结果,各类生态系统主要服务功能如下:

草地生态系统(稀疏草地): 面积占比 67.26%,是评价区分布最广的生态系统。由于该区域植被覆盖度总体偏低(主要为稀疏草地及耐盐碱植被),其生物量有限,但在干旱荒漠区,其主要生态服务功能表现为防风固沙和土壤保持,能够有效减少地表风蚀,遏制荒漠化进程。

农田生态系统(耕地): 面积占比 24.89%,主要分布在具备灌溉条件的区域。该系统受人为干预强烈,主要功能为农产品提供(粮食及经济作物),同时在绿洲外围起到一定的生态屏障作用。

森林及灌丛生态系统(稀疏林、稀疏灌丛): 面积合计占比约 1.87%。虽然面积较小,但作为荒漠中的木本植物群落,其防风固沙及生物多样性维护功能优于草地生态系统,是维持区域生态稳定性的重要组成部分。

湿地生态系统(河流): 面积极小(0.09%),主要为季节性或输水渠道水域,主要功能为水资源调蓄。

③生态系统服务功能重要性分级: 依据《全国生态功能区划》及本项目所在区域的生态敏感性特征,评价区生态系统服务功能重要性评价结果如下:

防风固沙功能: 评价区地处准噶尔盆地南部边缘,气候干旱,风沙活动较频繁。广阔的草地(稀疏草地)、灌丛及森林生态系统是固定地表沙土、减少扬尘的关键,因此该区域防风固沙功能评价为“重要”。

农产品提供功能: 评价区内有近四分之一的面积为耕地,属于阜康、木垒绿洲农业区的一部分,是当地重要的农业生产基地,因此农产品提供功能评价为“重要”。

水源涵养功能: 评价区多年平均蒸发量远大于降水量,地表水系不发达,且无重要饮用水水源地,水源涵养功能评价为“一般重要”。

生物多样性维护功能: 评价区生态系统结构相对简单,物种丰富度一般,主要以

耐旱、耐盐碱的常见物种为主，未发现国家级重点保护野生动植物集中分布区，生物多样性维护功能评价为“一般重要”。

④评价结论 综合各项生态服务功能评价结果，评价区生态系统服务功能总体表现为“重要”。主要体现在防风固沙和农产品提供两方面。评价区内的草地和灌丛植被对于维持荒漠-绿洲生态交错带的稳定性具有重要意义。

（3）生态系统生产力与生物量

①生产力

植被是生态环境中最重要、最敏感的自然要素，对生态系统变化及稳定起决定性作用。植被净生产力是指绿色植物在单位面积、单位时间内所累积的有机物数量，单位为 $\text{gC}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ ，表示每年每平方米所生产的有机物质干重，是由光合作用所产生的有机质总量中扣除自养呼吸后的剩余部分，它直接反映植物群落在自然环境条件下的生产能力，也是生态现状质量评价的重要参数。

本次评价依据遥感解译确定的植被类型及覆盖度，结合现场调查及《新疆植被及其利用》等国内关于同类自然生态系统生产力的研究成果进行分析。调查显示，评价区主要的自然植被群系为 骆驼蓬群系（温带丛生矮半灌木荒漠草原），其次为少量的白皮锦鸡儿群系（灌木荒漠）和新疆杨林。人工植被主要为一年一熟的粮食作物（小麦、玉米等）。

由于评价区大部分区域（约 67%）植被覆盖度较低（ $<30\%$ ），自然植被的净初级生产力总体处于较低水平；而农业植被区由于人工灌溉施肥，生产力相对较高。项目地位于天山北麓东端，准噶尔盆地东南缘。评价区森林生态系统主要为人工种植的防护林，包括杨树林等，由于区域水分条件限制，防护林的净生产力约为 $350\text{gC}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ 。根据区域资料记载，农田生态系统的净生产力约为 $800\text{gC}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ ，根据种植的作物而波动，草地生态系统与灌丛生态系统的净生产力分别为 150、 $200\text{gC}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ 。评价区内净生产力为 1098.76t/a 。评价区各植被类型净生产力估算情况见表 3.6-4。

表 3.6-4 评价区植被自然生产力情况

序号	植被类型	代表植物	面积 (hm^2)	占评价区 比例 (%)	净初级生 产力（估 算值 $\text{gC}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$)	评价区净 生产力 t/a
1	温带丛生矮半灌木荒漠草原	骆驼蓬、伴生猪毛菜等	241.9774	67.26%	150	362.9661
2	灌木荒漠	白皮锦鸡儿	2.7400	0.76%	200	5.48

3	温带落叶阔叶林	新疆杨	4.0065	1.11%	350	14.02275
4	栽培植被	小麦、玉米、棉花	89.5363	24.89%	800	716.2904
5	其他（建设用地及水体）	/	21.5045	5.97	/	/
合计	/	/	359.7647	100.00%		1098.76

②生物量

生物量是指某一时刻单位面积内实存生活的有机物质（干重）总量。本次评价采用样方调查与遥感反演相结合的方法，利用生物量估算模型对评价范围内不同植被类型的生物量进行测算。

根据解译结果，评价区内骆驼蓬群系分布最广，但由于其属于荒漠草原类，且评价区内近40%的区域覆盖度小于10%，单株生物量较小，因此该群系的单位面积生物量较低。新疆杨林虽然面积较小（仅占1.26%），但作为乔木林，其单位面积生物量远高于荒漠灌草植被，是区域碳储量的重要组成部分。农田区域生物量随季节变化明显，生长季生物量较高。根据相关文献资料记载，评价区内森林生态系统的生物量约为80t/hm²，农田生态系统的生物量约为7.99t/hm²，草地生态系统的生物量约为4t/hm²，灌丛生态系统的生物量约为8t/hm²，评价区内总生物量为2025.74t。评价区主要植被类型的生物量估算结果见表3.6-5。

表 3.6-5 评价区生物量一览表

序号	植被/群落类型	面积（hm ² ）	平均生物量密度（估算值 t/hm ² ）	区域总生物量 （t）
1	骆驼蓬群系	241.9774	4	967.9096
2	白皮锦鸡儿群系	2.7400	8	21.92
3	新疆杨林	4.0065	80.0	320.52
4	栽培作物	89.5363	7.99	715.40
5	建设用地及水体	21.5045	/	/
合计		359.7647	/	2025.74

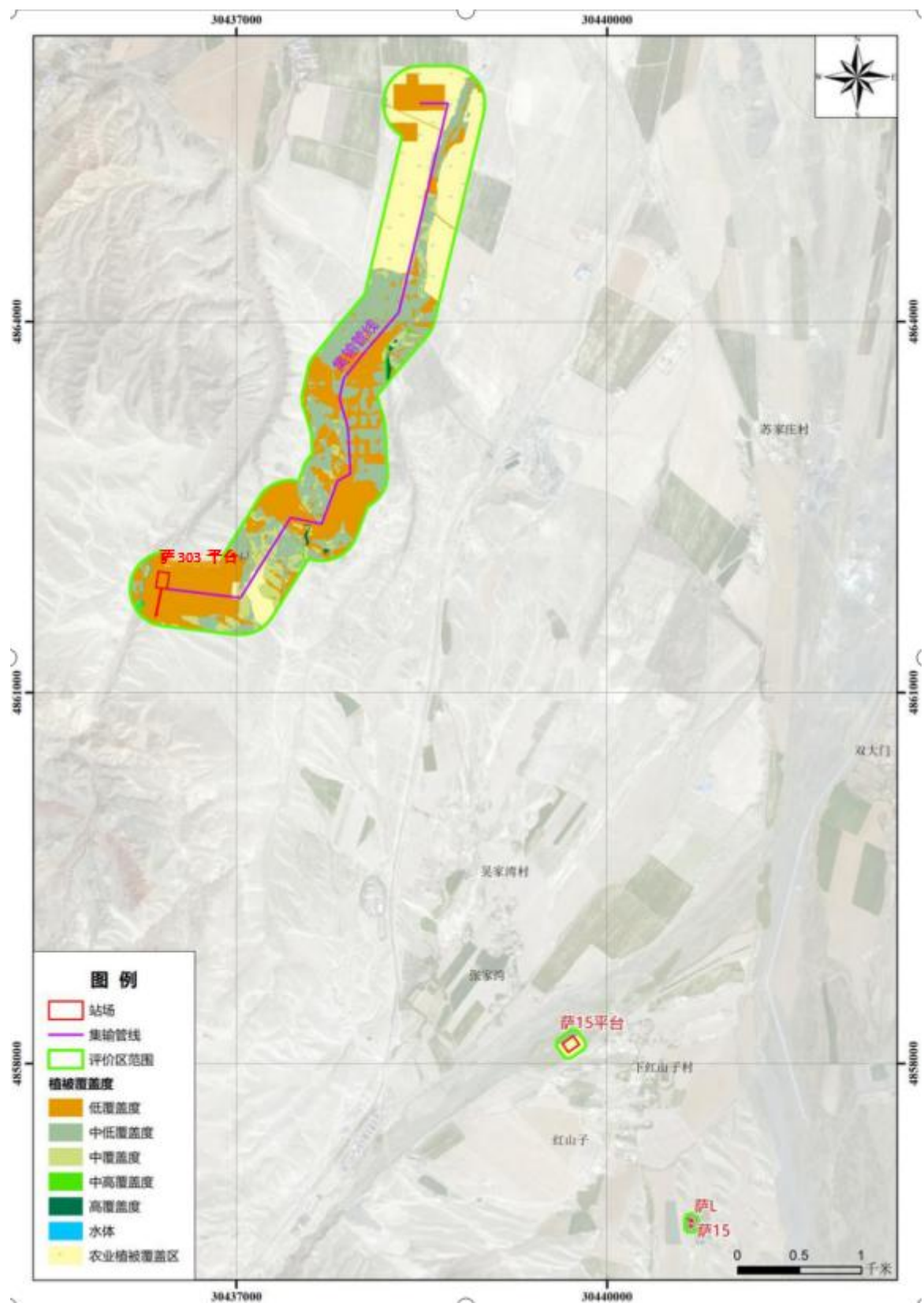


图 3.6-2 项目区植被覆盖度分布图

3.6.2 植被与植物资源现状调查与评价

3.6.2.1 区域自然植被概况

经遥感解译数据与现场踏勘相结合的调查显示,本工程所在区域的植被分布受水分条件及土壤盐碱度影响显著,呈现出明显的“荒漠-绿洲”二元结构特征。

(1) 人工植被 评价区内的农田生态系统为典型的人工绿洲农业生态系统,面积约占 24.89%。主要农作物以小麦、玉米及耐寒经济作物(如红花、油菜等)为主,主要分布在评价区水源条件较好的区域,田间伴生有常见的农田杂草。此外,在农田周边及道路两侧分布有少量人工防护林,主要树种为新疆杨,约占总面积的 1.11%。

(2) 天然植被 评价区内除农田外,天然植被主要由耐旱、耐盐碱的荒漠及荒漠草原植物组成。

草地生态系统:是本区分布最广的植被类型,主要为温带丛生矮半灌木荒漠草原。根据解译结果,其优势建群种为骆驼蓬,该群系面积约占评价区总面积的 67.26%。

荒漠灌丛:在局部区域分布有灌木荒漠,主要建群种为白皮锦鸡儿,面积约占 0.76%,群落结构简单,覆盖度较低。

(3) 植物物种组成:调查区域内植物种类相对贫乏,以强旱生的灌木、半灌木及草本植物最为普遍。常见的植物科属主要包括藜科、蒺藜科、禾本科、豆科及菊科等。经统计,评价区内常见植物约 11 科、25 属、30 余种。具体常见植物物种名录见表 3.6-6。

表 3.6-6 评价区常见植物物种名录

中 文 名	学 名	分布
一、禾本科	<i>Gramineae</i>	
早熟禾	<i>Poa spp.</i>	++
东方旱麦草	<i>Eremopyrum orientale</i>	+
羽状三芒草	<i>Aristida pennata</i>	+
针茅	<i>Stipa spp.</i>	++
白羊草	<i>Bothriochloa ischaemum</i>	+
二、豆科	<i>Fabaceae</i>	
骆驼刺	<i>Alhagi sparsifolia</i>	+
白皮锦鸡儿	<i>Caragana leucophloea</i>	+
三、藜科	<i>Chenopodiaceae</i>	
盐节木	<i>Halocnemum strobilaceum</i>	++
盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>	-
猪毛菜	<i>Salsola collina</i>	+
散枝梯翅蓬	<i>Salsola brachiata</i>	+
刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>	-
梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	+

中 文 名	学 名	分布
黑翅地肤	<i>Kochia melanoptera</i>	+
盐爪爪	<i>Kalidium cuspidatum</i>	-
犁苞滨藜	<i>Atriplex patens dimorphostegri</i>	+
雾演藜	<i>Bassia dasyphylla</i>	+
角果碱蓬	<i>Suaeda corniculata</i>	-
囊果碱蓬	<i>Suaeda physophora</i>	+
倒披针叶虫实	<i>Corispermum lehmannianum</i>	-
尖翅地肤	<i>Kochia odontoptera</i>	+
驼绒藜	<i>Ceratoides ewersmanniana</i>	++
盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>	++
蛛丝蓬	<i>Halogeton arachnoideus</i>	+
叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	++
盐生假木贼	<i>Anabasis salsa</i>	++
短叶假木贼	<i>Anabasis brevifolia</i>	++
小蓬	<i>Nanophyton erinaceum</i>	++
四、十字花科	<i>Cruciferae</i>	
螺喙芥	<i>Spirorrhynchus sabulosus</i>	+
荒漠庭芥	<i>Alyssum desertorum</i>	++
五、蒺藜科	<i>Zygophyllaceae</i>	
西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>	+
骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>	++
六、大戟科	<i>Euphorbiaceae</i>	
沙生大戟	<i>Euphorbia turazaninovii</i>	+
七、菊科	<i>Compositae</i>	
苦艾蒿	<i>Artemisia santolina</i>	+
地白蒿	<i>Artemisia terrae-ablae</i>	+
沙地千里光	<i>Senecio subdentatus</i>	++
伊犁绢蒿	<i>Seriphidium tmnsiliense</i>	++
新疆绢蒿	<i>Seriphidium kaschgaricmn</i>	++
八、莎草科	<i>Cyperaceae</i>	
囊果苔草	<i>Carex physodes</i>	+
九、柽柳科	<i>Tamaricaceae</i>	
琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>	++
多枝柽柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	++
多花柽柳	<i>Tamarix hohanackeri</i>	+
十、蓼科	<i>Polygonaceae</i>	
沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>	+
十一、菊科		
乳苣	<i>Lactuca tatarica</i> (L.) C. A. Mey.	+
十二、杨柳科	<i>Salicaceae</i>	
新疆杨	<i>Populus alba var. pyramidalis</i>	+

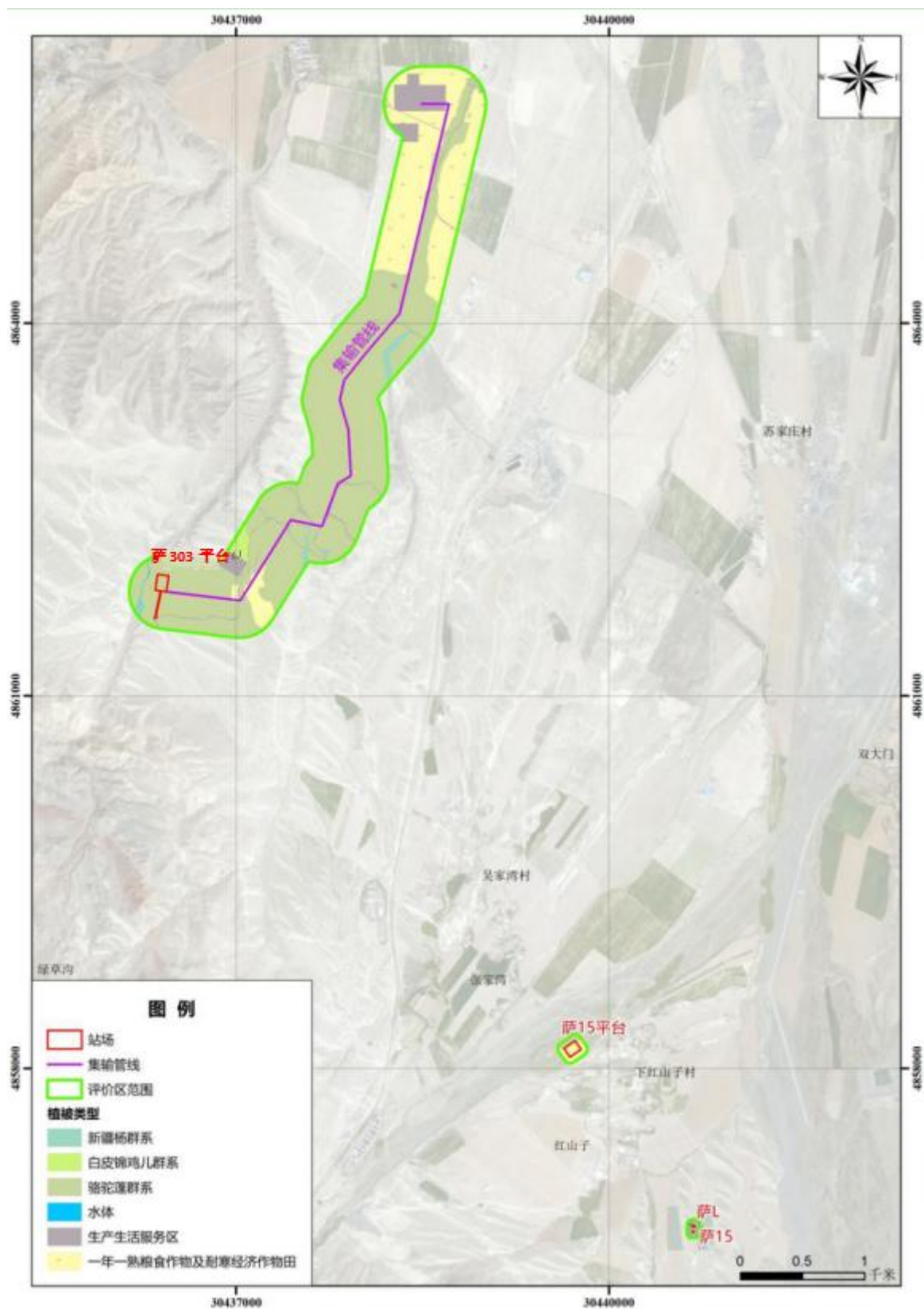


图 3.6-3 项目区植被类型图

3.6.2.2 植物多样性调查

(1) 布设原则

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），样方调查需根据植物群落类型（宜以群系及以下分类单位为调查单元）设置调查样地，调查时间宜选择植物生长旺盛季节。

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

（2）植被样方调查

本次自然植被实地调查中主要采用样地法和样方法。选择重点工程建设地点和有代表性植被类型作为调查样地，在样地中统计植物种类、群落结构等数据，详细记录样方中的植物种类、株数、盖度、高度、建群种等信息，并记录生境特征，布设天然植被调查样方的方法和记录内容如下所述：

草本植物样方调查：布设 1m×1m 样方 3 处，记录该样方的 GPS 坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等。

林木植物样方调查：设置 10m×10m 的林木植被样方 1 个，记录该样方的 GPS 坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。摄群落照片。本次评价共调查样方 5 个。

表 3.6-7 样方 1 统计表

样方编号	01	植被类型	白皮锦鸡儿群系		样方大小	5m*5m		
调查地点	吉木萨尔县		具体位置描述		萨303平台附近			
纬度	43°53'25.916"	地貌	（）山地 （◆）荒漠 （）平原 （）丘陵 （）高原					
经度	89°12'51.160"	坡位	（）谷地 （）下部 （）中部 （）上部 （）梁顶					
海拔（m）	1017	植被起源	（）原生 （◆）次生 （）人工					
坡向	/	干扰程度	（）无干扰 （）轻微 （◆）中度 （）强烈					
坡度（°）	/	土壤类型	棕钙土	周围植被	骆驼蓬群系			
垂直结构	层高（m）	盖度（%）	优势种					
乔木层	/	/	/					
灌木层	1.5	60	白皮锦鸡儿					
草本层	0.3	10	骆驼蓬					
丰富度（种）	5	样方总盖度（%）	70					
调查人	任超杰、张海东							
记录人	任超杰	调查日期	2025.10.16					
附：物种记录表								
序号	植物名称			多度	盖度（%）	平均高度（m）	最大高度（m）	备注

1	白皮锦鸡儿 <i>Caragana leucophloea</i>	4	60	1.5	1.5	灌
2	骆驼蓬 <i>Peganum harmala</i>	6	10	0.5	0.5	草
3	盐生草 <i>Halogeton glomeratus</i>	3	3	0.3	0.3	草
4	蛛丝蓬 <i>Halogeton arachnoideus</i>	2	2	0.3	0.3	草
5	白羊草 <i>Bothriochloa ischaemum</i>	2	1	0.3	0.3	草

表 3.6-8 样方 2 统计表

样方编号	02	植被类型	骆驼蓬群系		样方大小	1m*1m	
调查地点	吉木萨尔县		具体位置描述		萨303平台附近		
纬度	43°53'30.315"	地貌	() 山地 (◆) 荒漠 () 平原 () 丘陵 () 高原				
经度	89°12'52.159"	坡位	() 谷地 () 下部 () 中部 () 上部 () 梁顶				
海拔 (m)	1017	植被起源	() 原生 (◆) 次生 () 人工				
坡向	/	干扰程度	() 无干扰 (◆) 轻微 () 中度 () 强烈				
坡度 (°)	/	土壤类型	棕钙土	周围植被	骆驼蓬群系		
垂直结构	层高 (m)	盖度 (%)	优势种				
乔木层	/	/	/				
灌木层	/	/	/				
草本层	0.4	75	骆驼蓬				
丰富度 (种)	1	样方总盖度 (%)	75				
调查人	任超杰、张海东						
记录人	任超杰	调查日期	2025.10.16				
附：物种记录表							
序号	植物名称		多度	盖度 (%)	平均高度 (m)	最大高度 (m)	备注
1	骆驼蓬 <i>Peganum harmala</i>		6	75	0.4	0.4	草

表 3.6-9 样方 3 统计表

样方编号	03	植被类型	骆驼蓬群系		样方大小	1m*1m
调查地点	吉木萨尔县		具体位置描述		萨15平台附近	
纬度	43°51'44.689"	地貌	（）山地 （）荒漠 （◆）平原 （）丘陵 （）高原			
经度	89°15'25.352"	坡位	（）谷地 （）下部 （）中部 （）上部 （）梁顶			
海拔（m）	1050	植被起源	（）原生 （◆）次生 （）人工			
坡向	/	干扰程度	（）无干扰 （◆）轻微 （）中度 （）强烈			
坡度（°）	/	土壤类型	棕钙土	周围植被	小麦农田	
垂直结构	层高（m）	盖度（%）	优势种			
乔木层	/	/	/			
灌木层	/	/	/			
草本层	0.4	75	骆驼蓬			
丰富度（种）	1	样方总盖度（%）	75			
调查人	任超杰、张海东					

记录人	任超杰	调查日期	2025.10.16					
附：物种记录表								
序号	植物名称			多度	盖度 (%)	平均高度 (m)	最大高度 (m)	备注
1	骆驼蓬 <i>Peganum harmala</i>			6	75	0.4	0.4	草

表 3.6-10 样方 4 统计表

样方编号	04	植被类型		新疆杨群系		样方大小	20m*20m	
调查地点	吉木萨尔县			具体位置描述		集输管线沿线		
纬度	43°54'46.486"		地貌	() 山地 () 荒漠 (◆) 平原 () 丘陵 () 高原				
经度	89°14'13.182"		坡位	() 谷地 () 下部 () 中部 () 上部 () 梁顶				
海拔 (m)	950	植被起源		() 原生 () 次生 (◆) 人工				
坡向	/	干扰程度		() 无干扰 (◆) 轻微 () 中度 () 强烈				
坡度 (°)	/	土壤类型		棕钙土	周围植被	骆驼蓬群系		
垂直结构	层高 (m)	盖度 (%)	优势种					
乔木层	5	35	新疆杨					
灌木层	/	/	/					
草本层	0.5	30	骆驼蓬					
丰富度 (种)	4	样方总盖度 (%)	65					
调查人	任超杰、张海东							
记录人	任超杰	调查日期	2025.10.17					
附：物种记录表								
序号	植物名称			多度	盖度 (%)	平均高度 (m)	最大高度 (m)	备注
1	新疆杨 <i>Populus alba</i> var. <i>pyramidalis</i>			30	35	5	6	乔
2	骆驼蓬 <i>Peganum harmala</i>			33	18	0.5	0.5	草
3	驼绒藜 <i>Krascheninnikovia ceratoides</i>			12	10	0.5	0.5	草
4	盐生草 <i>Halogeton glomeratus</i>			30	15	0.4	0.4	草

表 3.6-11 样方 5 统计表

样方编号	05	植被类型		白皮锦鸡儿群系		样方大小	5m*5m
调查地点	吉木萨尔县			具体位置描述		集输管线沿线	
纬度	43°53'59.025"		地貌	（ ）山地 （◆）荒漠 （ ）平原 （ ）丘陵 （ ）高原			
经度	89°14'01.116"		坡位	（ ）谷地 （ ）下部 （ ）中部 （ ）上部 （ ）梁顶			

海拔（m）	1010	植被起源	（）原生（◆）次生（）人工				
坡向	/	干扰程度	（）无干扰（◆）轻微（）中度（）强烈				
坡度（°）	/	土壤类型	棕钙土	周围植被	骆驼蓬群系		
垂直结构	层高（m）	盖度（%）	优势种				
乔木层	/	/	/				
灌木层	1	35	白皮锦鸡儿				
草本层	0.5	10	骆驼蓬				
丰富度（种）	2	样方总盖度（%）	45				
调查人	任超杰、张海东						
记录人	任超杰	调查日期	2025.10.17				
附：物种记录表							
序号	植物名称		多度	盖度（%）	平均高度（m）	最大高度（m）	备注
1	白皮锦鸡儿 <i>Caragana leucophloea</i>		4	35	1	1	灌
2	骆驼蓬 <i>Peganum harmala</i>		3	10	0.5	0.5	草

3.6.3 野生动物现状调查与评价

（1）区域野生动物现状

按中国动物地理区划分级标准，评价区域动物区系古北界、中亚亚界、蒙新区、准噶尔亚区、准噶尔盆地省。

通过访问调查和现场踏勘，结合区域科学考察报告等资料，目前区域野生动物（兽类、鸟类、爬行类和两栖类）约有 30 余种，以耐旱荒漠种为主，主要有子午沙鼠、五趾跳鼠、快步麻蜥、百灵等。

由于准噶尔盆地严酷的气候条件，不仅酷热，而且极为干旱，植被盖度不高，所以野生动物种类并不丰富。近年来，准噶尔盆地荒漠中各种大型动物资源数量显著减少，且多集中在卡拉麦里山有蹄类自然保护区。

评价区及周边区域常见动物种类见表 3.6-12。

表 3.6-12 评价区及周边区域常见动物种类表

中名		学名	分布	
			荒漠草原	农田
爬行类（含两栖类）				
1	变色沙蜥	<i>Phrynocephalus Versicolor</i>	++	
2	东疆沙蜥	<i>P.grumgrizimaloi</i>	+	
3	快步麻蜥	<i>Eryx tataricus</i>	+	+
4	东方沙蜥	<i>Eryx tataricus</i>	+	

5	黄脊游蛇	<i>Coluber spinalis</i>	+	-
6	塔里木蟾蜍（原绿蟾蜍）	<i>Bufo pewzowi</i>	+	++
鸟类				
7	长耳鸮	<i>Asio otus</i>	+	+
8	雀鹰	<i>Accipiter nisus</i>	++	+
9	草原鹞	<i>Circus macrourus</i>	+	+
10	棕尾鵟	<i>Buteo rufinus</i>	+	+
11	毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>	+	-
12	黑腹沙鸡	<i>Pterocles orientalis</i>	+	-
13	家燕	<i>Hirundo rustica</i>	+	++
14	麻雀	<i>Passer domesticus</i>	++	++
15	斑鸠	<i>Streptopelia decaocta</i>		++
16	乌鸦	<i>Corvus Spp.</i>	+	++
17	戴胜	<i>Upupa epops</i>	+	++
18	短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>	+	
19	小沙百灵	<i>C. rufescens</i>	++	+
20	凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	+	++
21	云雀	<i>Alauda arvensis</i>	++	+
22	沙即鸟	<i>Oenanthe isabellina</i>	+	-
23	红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	+	++
24	黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>	+	
哺乳类				
25	大耳猬	<i>Hemiechinus auritus</i>	-	+
26	草兔	<i>Lepus capensis</i>	+	-
27	小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>	-	-
28	西伯利亚五趾跳鼠	<i>A. sibirica</i>	+	++
29	小家鼠	<i>Mus musculus</i>	+	+
30	毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	+	
31	大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	+	++
32	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	+	-

注：“+”常见种；“-”偶见种。

（2）项目区及其评价范围内野生动物现状

由于准噶尔盆地严酷的气候条件，野生动物分布种类少，没有区域特有种。经现场调查，项目区人员活动密集，野生动物活动极少，常见动物主要为耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主。根据《国家重点保护野生动物名录》和《新疆国家重点保护野生动物名录》，评价区内尚未发现国家和自治区已颁布的保护动物物种。

野生动物调查主要为样线调查，在工程区域内沿现有道路或植被分布情况设置调查样线，共设置3条样线，平均长度1.5km。样线表详见表3.6-12~3.6-14。

表 3.6-12 评价区动物样线调查表

调查时间：2025.10.16	调查人员：任超杰、张海东
-----------------	--------------

调查地名称：吉木萨尔县		地点：萨303平台附近		样线编号：01		
样线长度：2.0km 起止点坐标：N:*						
生境类型：荒漠、戈壁			海拔区间：1016m-1024m			
天气：晴		行进速度：2km/h		人为干扰强度：弱		
样线记录						
物种名		拉丁名		实体数量	痕迹类型及数量	备注
快步麻蜥		Eremias velox		8	无	
荒漠沙蜥		Phrynocephalus przewalskii		12	无	
其他描述：植被以骆驼蓬群系为主						

表 3.6-13 评价区动物样线调查表

调查时间：2025.10.16		调查人员：任超杰、张海东		
调查地名称：吉木萨尔县		地点：萨15平台附近	样线编号：02	
样线长度：1.9km 起止点坐标：N*				
生境类型：戈壁、农田		海拔区间：1030m-1050m		
天气：晴		行进速度：2km/h	人为干扰强度：弱	
样线记录				
物种名	拉丁名	实体数量	痕迹类型及数量	备注
快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	3	无	
荒漠沙蜥	<i>Phrynocephalus przewalskii</i>	2	无	
其他描述：植被以白皮锦鸡儿群系为主				

表 3.6-14 评价区动物样线调查表

调查时间：2025.10.17		调查人员：任超杰、张海东		
调查地名称：吉木萨尔县		地点：集输管线沿线	样线编号：03	
样线长度：1.6km 起止点坐标：N*				
生境类型：戈壁、农田		海拔区间：942m-1012m		
天气：晴		行进速度：2km/h		人为干扰强度：弱
样线记录				
物种名	拉丁名	实体数量	痕迹类型及数量	备注
快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	6	无	
荒漠沙蜥	<i>Phrynocephalus przewalskii</i>	8	无	
啮齿目	Rodentia	0	1	尸体，已严重腐烂
其他描述：植被以骆驼蓬群系为主				



快步麻蜥 (*Eremias velox*)



荒漠沙蜥 (*Phrynocephalus przewalskii*)



啮齿目 (Rodentia)

本次单条样线调查长度为 1.6~2.0km, 通过步行观测的方式进行调查, 在调查样线内记录该空间范围内出现的陆生野生动物。

在调查过程中, 未发现哺乳类野生动物出没, 可见爬行类野生动物的粪便、足印、洞穴等, 调查结果表明, 项目区域内由于受到人为活动的干扰, 大型野生动物比较少见, 主要为爬行类和鸟类。

经现场调查, 项目区野生动物活动极少, 常见动物主要为耐旱型荒漠动物, 以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主。

3.6.4 土壤类型及分布

3.6.4.1 土壤类型统计

项目区块地处吉木萨尔县境内, 位于天山北麓东段, 地貌类型多样。受地形、气候及水文地质条件影响, 评价区内的土壤类型主要为棕钙土、栗钙土和潮土。

根据遥感解译结果统计, 评价区总面积为 359.7647hm²。其中, 分布最广的是棕钙土, 面积为 221.8855hm², 占评价区总面积的 61.68%, 主要分布在荒漠草原区域; 其次为栗

钙土，面积为 129.4858hm²，占比 35.99%，多分布于地势较高的区域；潮土面积较小，仅占 2.33%，主要分布在局部低洼或受地下水影响的区域。

评价区内土壤类型分布见图 3.6-4，土壤类型统计见表 3.6-15。

表 3.6-15 评价区土壤类型统计表

序号	土壤类型	面积 (hm ²)	占比 (%)
1	棕钙土	221.8855	61.68%
2	潮土	8.3935	2.33%
3	栗钙土	129.4858	35.99%
合计	/	359.7647	100.00%

3.6.4.2 主要土壤类型特征

根据成土过程及土壤形态特点，评价区各主要土壤类型特征描述如下：

(1) 棕钙土 棕钙土是本评价区分布面积最大的土壤类型。

成土环境：发育于温带荒漠草原植被下的土壤。地表多砂砾石，自然植被组成趋于旱化，生物量低。

剖面特征：剖面上部呈褐棕色，土壤腐殖质积累作用弱，有机质含量低；下部为粉末层状或斑块状灰白色钙积层，钙积作用强且位置较高。

理化性质：呈碱性至强碱性反应，阳离子交换量较低，吸收性复合体为盐基所饱和，其中钠离子所占比例较高；质地较粗，多属砂砾质、砂质和砂壤质、轻壤质，土体中钙质有较明显移动。

(2) 栗钙土

成土环境：栗钙土是温带半干旱大陆气候和干草原植被下，经历腐殖质积累过程和钙积过程形成的土壤。其典型植被为早生、多年生禾本科植物（如针茅、羊草等）及少量早生灌木。

剖面特征：具有明显的栗色腐殖质层和碳酸钙淀积层。腐殖质层厚度适中，颜色较棕钙土深。

理化性质：土壤结构性较好，具有一定的自然肥力，是该区域重要的牧业或旱作农业用地资源。

(3) 潮土

成土环境：潮土（又称冲积土）主要发育于河流冲积平原或地下水位较高的低洼地带，受地下水活动和耕作施肥双重影响。

剖面特征：具有明显的沉积层理，剖面中常可见锈纹、锈斑等氧化还原特征。

理化性质：土层深厚，质地层次性明显，保水保肥性能相对较好，是评价区内农业种植（如玉米、小麦等）的主要载体土壤之一。

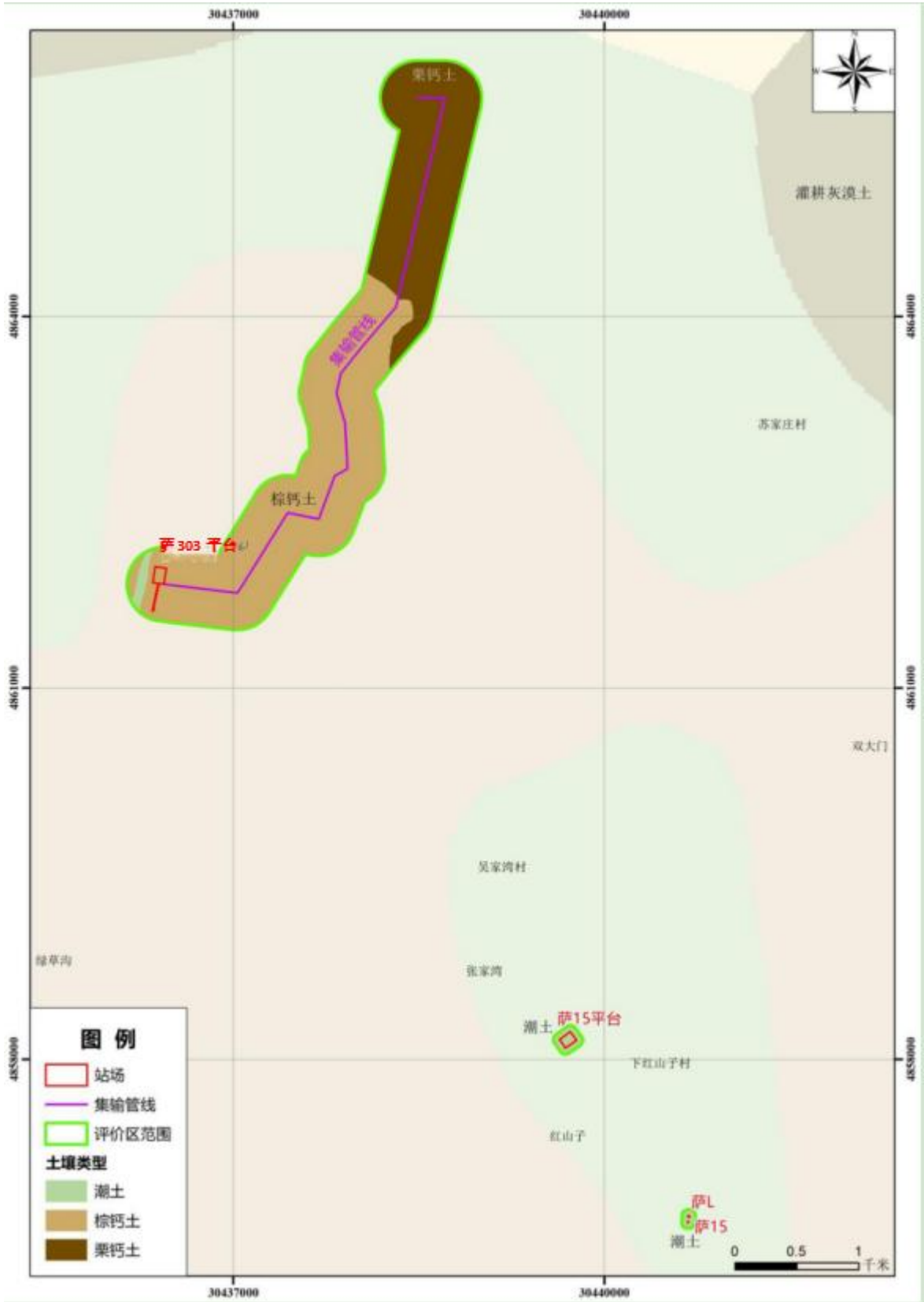


图 3.6-4 项目区土壤类型图

3.6.5 土地利用现状

(1) 调查方法与分类标准 本次土地利用现状调查以“2023 年土地利用变更调查数据”为基础，结合高分辨率遥感影像，采用“3S”技术与现场地面人工核查相结合的方式

进行。

土地利用分类依据《国土空间调查、规划、用途管制用地用海分类指南》（自然资源部（2023）234 号）执行。通过遥感影像解译与图形叠加分析，确定评价范围内的土地利用类型及其分布，并统计各类用地面积。

(2) 土地利用结构分析统计结果显示，评价区总面积为 359.7647hm²。区域土地利用呈现以草地和耕地为主的格局。

草地（04）：是评价区面积最大的用地类型，总面积约为 239.871hm²，占评价区总面积的 66.67%。其中，其他草地（0404）面积为 178.5587hm²（占比 49.63%），主要为覆盖度较低的荒漠草地；天然牧草地（0401）面积为 61.3123hm²（占比 17.04%）。

耕地（01）：面积为 89.5363hm²，占评价区总面积的 24.89%，主要种植小麦、玉米及耐寒经济作物。

工矿仓储用地（06）：主要为采矿用地（0602），面积 15.9952hm²，占比 4.45%，反映了该区域既有的油气开发活动。

其他：林地（灌木林地、其他林地）占比约 1.87%，交通运输用地（农村道路）占比 1.40%，以及少量的水域和设施农用地。

(3) 项目占地评价：结合项目布设及现场勘查，本项目萨 3 块新建井场及管线主要分布在其他草地（0404）和耕地（01）范围内。评价区各类土地利用面积统计见表 3.6-16。

表 3.6-16 评价区土地利用现状统计表

序号	一级类编码及名称	二级类编码及名称	面积(hm ²)	比例(%)
1	01 耕地	/	89.5363	24.89%
2	03 林地	0305 灌木林地	2.7400	0.76%
3		0307 其他林地	4.0065	1.11%
4	04 草地	0401 天然牧草地	61.3123	17.04%
5		0404 其他草地	178.5587	49.63%
6	06 工矿仓储用地	0602 采矿用地	15.9952	4.45%
7	10 交通运输用地	1006 农村道路	5.0211	1.40%
8	11 水域及水利设施用地	1101 河流水面	0.3365	0.09%
9	12 其他土地	1202 设施农用地	0.1518	0.04%
10		1206 裸土地	2.1065	0.59%

合计	/	/	359.7647	100.00%
----	---	---	----------	---------

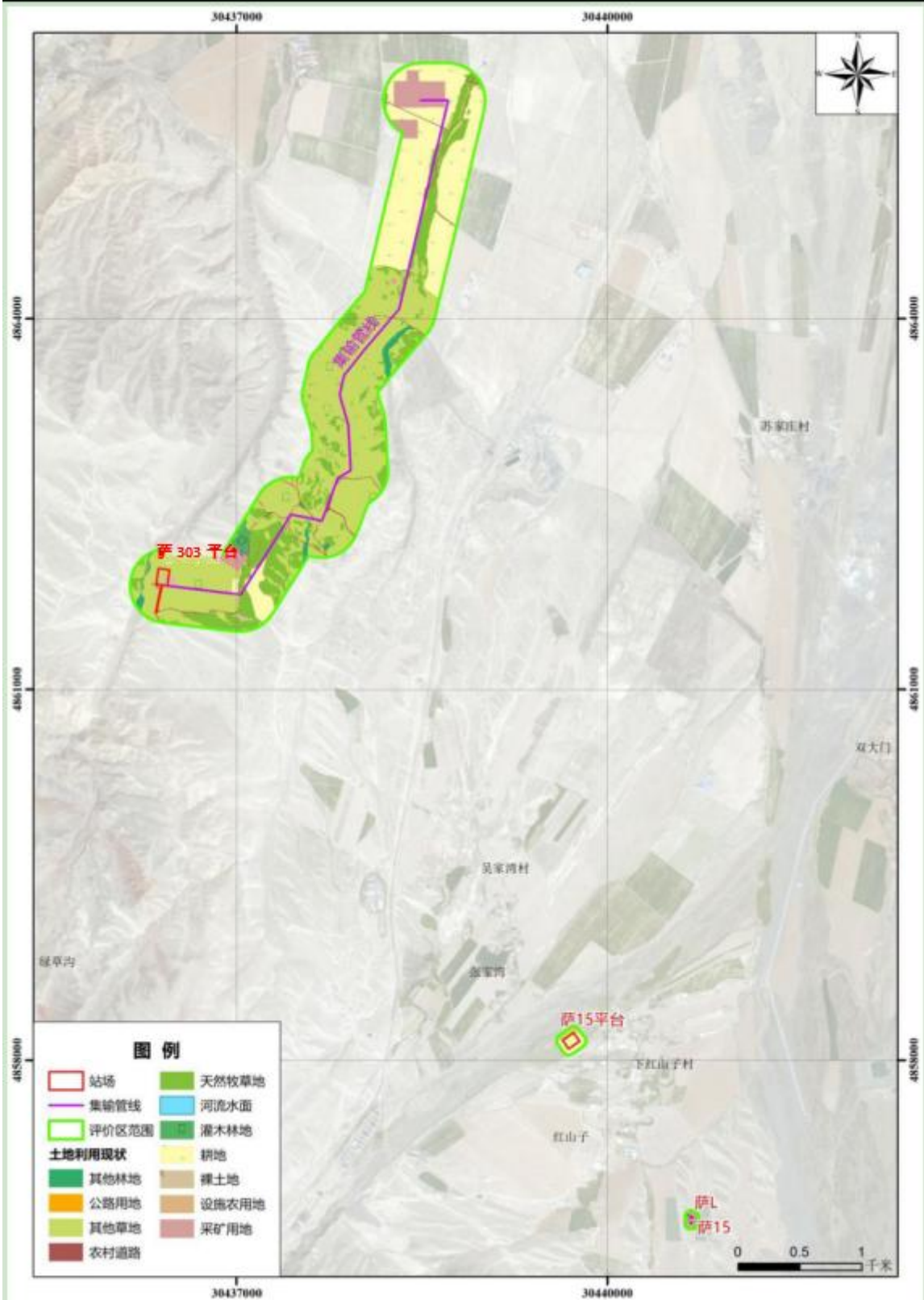


图 3.6-5 项目区土地利用类型图

3.6.6 区域主要生态环境问题

(1) 生态环境脆弱

根据《新疆维吾尔自治区水土保持区划（2018—2030年）》，项目所在地属于天山北坡国家级水土流失重点预防区。此外，根据《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目所在地属于Ⅱ₂天山北坡诸小河流域重点治理区。本项目区地表多为沙土，植被以荒漠植被为主，覆盖度低，野生动物种类分布较少，以耐旱荒漠种为主，总体生态承载力较差，环境比较脆弱。

(2) 生态环境资源敏感脆弱

项目区域位于我国西北内陆干旱区，生态环境的总态势表现为先天不足、后天失调，局部改善、整体呈恶化的趋势，特别是位于绿洲外围的荒漠过渡带生态环境持续恶化，对生态环境造成了严重的威胁。

3.6.7 水土流失现状调查与评价

根据《新疆维吾尔自治区水土保持区划（2018—2030年）》，项目所在地属于天山北坡国家级水土流失重点预防区。此外，根据《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目所在地属于Ⅱ₂天山北坡诸小河流域重点治理区。

(1) 土壤侵蚀程度

根据水利部《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）中风力侵蚀分级参考指标和《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）中风蚀强度分级指标（见表3.6-17），对项目区风力侵蚀强度进行评价。

表3.6-17 土壤风蚀分级指标

侵蚀强度	床面形态（地表形态）	植被覆盖度（%） （非流沙面积）	风蚀厚度 （mm/a）	侵蚀模数 [t/（km ² ·a）]
微度侵蚀	固定沙丘，沙地和滩地	>70	<2	<200
轻度侵蚀	固定沙丘，半固定沙丘，沙地	70-50	2-10	200-2500
中度侵蚀	半固定沙丘，沙地	50-30	10-25	2500-5000
强烈侵蚀	半固定沙丘，流动沙丘，沙地	30-10	25-50	5000-8000
极强度侵蚀	流动沙丘，沙地	<10	20-100	8000-15000
剧烈侵蚀	大片流动沙丘	<10	>100	>15000

本项目位于准噶尔盆地南缘的吉木萨尔县。土壤侵蚀强度见图3.6-6。根据《新疆

维吾尔自治区 2022 年度水土流失动态监测年报》，2022 年吉木萨尔县轻度以上风力侵蚀和水力侵蚀总面积 5294.1km²，占全县土地总面积的 64.80%。其中水力侵蚀面积为 503.79km²，占土壤侵蚀总面积的 9.52%；风力侵蚀面积为 4790.31km²，占土壤侵蚀总面积的 90.48%。

表3.6-18 2022年吉木萨尔县土壤侵蚀分类分级面积统计表 （单位：km²）

侵蚀类型	轻度侵蚀	中度侵蚀	强烈侵蚀	极强烈侵蚀	剧烈侵蚀	合计
水力侵蚀	322.87	139.84	32.78	7.86	0.44	503.79
风力侵蚀	1884.8	672.71	1978.57	254.23	0	4790.31
合计						5294.1

根据《新疆维吾尔自治区 2022 年度水土流失动态监测年报》，区域以降雨引起水蚀的情况在评价区较小，区域以风力侵蚀为主，水土流失类型为轻度至强烈风力侵蚀。

结合本项目遥感解译结果（依据 SL190 标准，综合高程、坡度及植被覆盖情况判定），评价区土壤侵蚀强度具体分布如下：

极强烈度侵蚀区：面积约 53.6409hm²，占比 14.91%。该区域环境条件最为恶劣，地表严重裸露，受风蚀影响极重。

强烈度侵蚀区：面积约 256.7281hm²，占比 71.36%。该区域为评价区内分布最广的侵蚀类型，主要分布在植被稀疏的荒漠戈壁地带。

中度侵蚀区：面积约 35.3289hm²，占比 9.82%。

轻度侵蚀区：面积约 14.0668hm²，占比 3.91%。主要分布在地形相对平缓、植被或农作物覆盖度较高的区域。

评价区地处干旱荒漠地带，降水稀少，主要侵蚀类型为风力侵蚀及水力侵蚀。从侵蚀强度分布来看，评价区内 86.27%的面积处于强烈至极强烈侵蚀状态，区域生态环境脆弱，土壤抗侵蚀能力较差。因此，项目施工期间需严格落实表土保护及防尘固沙措施，避免加剧局部土壤风蚀。区域土壤侵蚀度详见图 3.6-6。

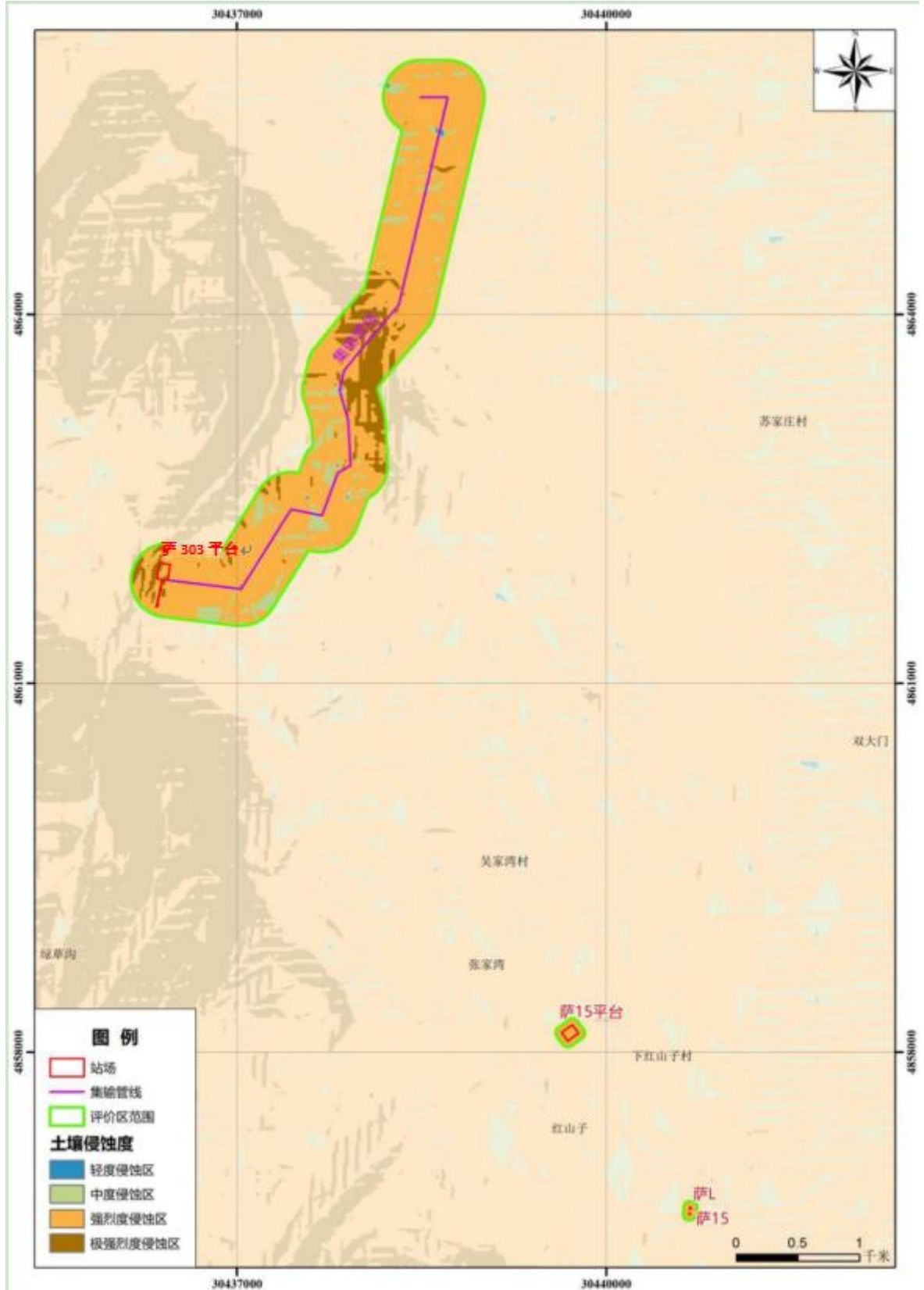


图 3.6-6 项目区土壤侵蚀度图

(2) 土地沙化程度

根据《新疆第六次沙化监测报告（2021 年 12 月）》中沙化土地现状可知：新疆国

土总面积为 16648.97 万 hm^2 ，本次沙化监测区面积为 15689.13 万 hm^2 ，沙化监测区分布在 14 个地州市，88 个县市（区）、10 个自治区直辖市共 98 个行政区域。监测结果显示：沙化土地面积 7468.21 万公顷，占监测区总面积 47.60%，具有明显沙化趋势的土地面积 437.96 万 hm^2 ，占监测区总面积 2.79%，非沙化土地面积 7782.95 万 hm^2 ，占监测区总面积 49.61%。

表3.6-19 行政区沙化土地分布状况表

单位：万 hm^2

统计单位	沙化测区总面积	沙化土地面积	占沙化监测区面积比例（%）	占沙化土地面积比例（%）
新疆维吾尔自治区	15689.13	7468.21	47.60	100.00
乌鲁木齐市	137.84	36.91	26.77	0.49
克拉玛依市	73.37	41.11	56.03	0.55
吐鲁番市	698.20	491.08	70.34	6.58
哈密市	1372.64	929.55	67.72	12.45
昌吉回族自治州	592.67	276.89	46.72	3.71
博尔塔拉蒙古自治州	241.23	57.62	23.89	0.77
巴音郭楞蒙古自治州	4713.94	2492.12	52.87	33.37
阿克苏地区	1255.39	615.56	49.03	8.24
克孜勒苏柯尔克孜自治州	708.18	62.82	8.87	0.84
喀什地区	1104.21	384.99	34.87	5.15
和田地区	2475.20	1308.88	52.88	17.53
伊犁哈萨克自治州	98.60	6.53	6.62	0.09
塔城地区	909.22	295.00	32.45	3.95
阿勒泰地区	1168.53	445.39	38.12	5.96
自治区直辖县级市	139.91	23.76	16.98	0.32

从表 3.6-14 中可以看出，沙化土地面积占比较大的地州市主要有巴音郭楞蒙古自治州、和田地区、哈密市、阿克苏地区和吐鲁番市，这五个地州市沙化土地总面积 5837.19 万 hm^2 ，占全区沙化土地总面积 78.17%，其中巴音郭楞蒙古自治州为 2492.12 万 hm^2 ，占新疆沙化土地面积 33.37%；和田地区为 1308.88 万 hm^2 ，占新疆沙化土地 17.53%；哈密市为 929.55 万 hm^2 ，占新疆沙化土地面积 12.45%，阿克苏地区 615.56 万 hm^2 ，占新疆沙化土地面积 8.24%，吐鲁番市 491.08 万 hm^2 ，占新疆沙化土地面积 6.58%。其他九个地州市及自治区直辖县级市行政区沙化土地总面积 1631.02 万 hm^2 ，占新疆沙化土地面积的 21.83%。

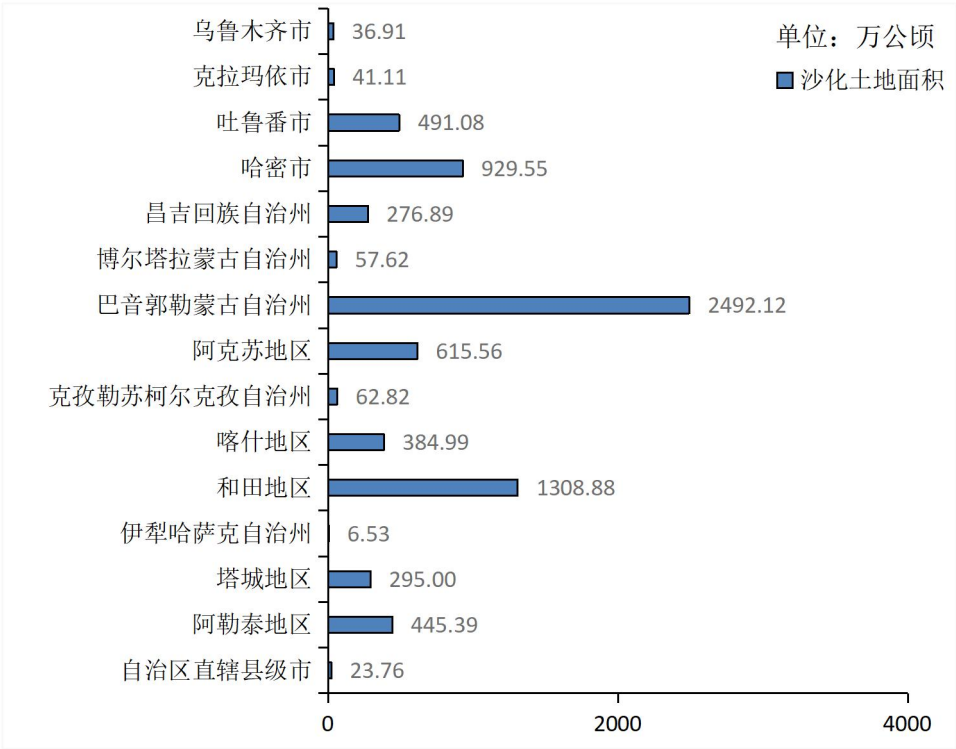


图 3.6-7 行政区沙化土地分布状况

新疆沙漠的自然地理单元分布与特征

我区沙漠系指新疆干旱地区地表为大片沙丘覆盖的沙质荒漠。北部的阿尔泰山，平均海拔高约 3000m；中部的天山，平均海拔高约 4000m；此外，还有北塔山和准噶尔西部山地。北疆的沙漠所处的准噶尔盆地为向西开口的半封闭盆地，北疆分布着古尔班通古特沙漠主体沙漠及分片的福海及乌伦古河沙漠、乌苏沙漠、布尔津—哈巴河—吉木乃沙漠和霍城沙漠。

——古尔班通古特沙漠

古尔班通古特沙漠面积 57473km²，占全疆沙漠的 13.04%；是我国第二大沙漠，也是我国最大的固定、半固定沙漠。主要由五片沙漠组成，奇台以东为霍景涅里辛沙漠，中部为德佐索腾艾里松沙漠，分布在三个泉干谷以南，西部是索布古尔布格莱沙漠，北部是阔布什和阿克库姆沙漠。

沙漠中的沙化土地面积 521.58 万 hm²，其中：流动沙地 11.53 万 hm²，半固定沙地 107.34 万 hm²，固定沙地 396.65 万 hm²，沙化耕地 6.06 万 hm²。详见表 3.6-20。

表3.6-20 北疆沙漠分布及沙化土地面积状况表

名称	片区沙漠	分布地区	总面积（平方千米）	沙化土地面积（万公顷）					
				计	流动沙地	半固定沙地	固定沙地	沙化耕地	非生物治沙工程用地

合计			57473	521.58	11.53	107.34	396.65	6.06	
古尔班通古特沙漠	古尔班通古特主体沙漠	米东-昌吉州-和丰—克拉玛依市	48695	449.44	3.57	96.92	344.54	4.41	
	福海及乌伦古河沙漠	福海县、富蕴县	928	2.90		0.10	2.12	0.68	
	乌苏沙漠	艾比湖东部，东南部	2494	21.94	0.02	1.73	20.19		
	布尔津—哈巴河—吉木乃沙漠	额尔齐斯河两岸（含支流）	5020	44.66	7.94	8.59	27.32	0.81	
	霍城沙漠	伊犁霍城	336	2.64			2.48	0.16	

(1) 古尔班通古特主体沙漠

古尔班通古特沙漠面积 48695km²，占全疆沙漠的 11.05%；沙漠中的沙化土地面积 449.44 万 hm²，其中：流动沙地 3.57 万 hm²，半固定沙地 96.92 万 hm²，固定沙地 344.54 万 hm²，沙化耕地 4.41 万 hm²。

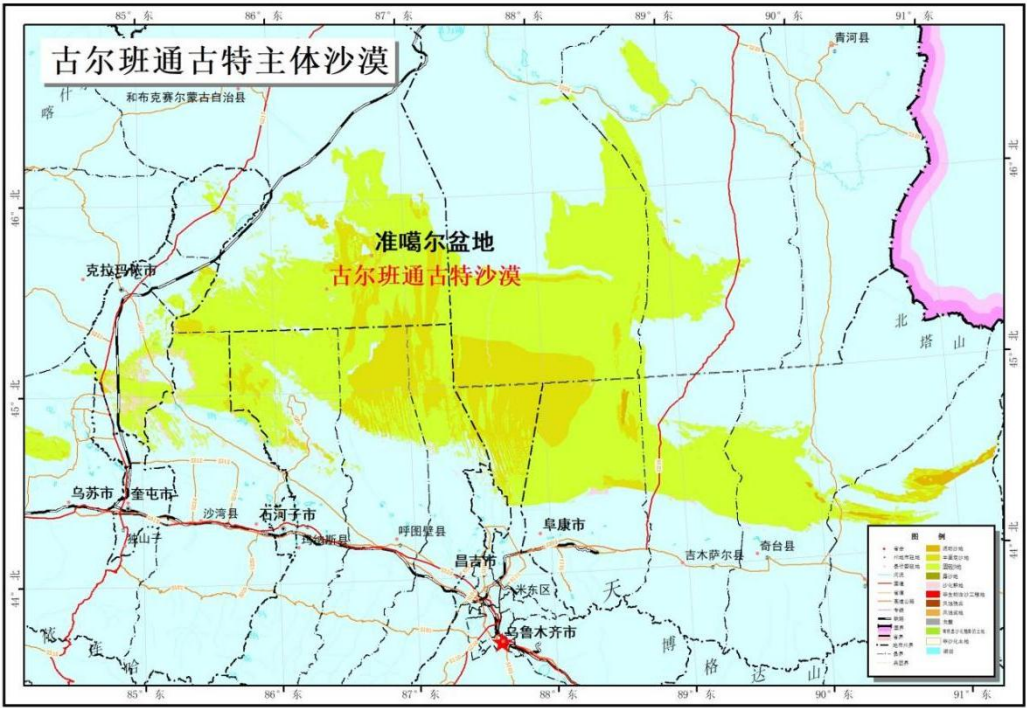


图 3.6-8 古尔班通古特沙漠现状图

该沙漠地貌特征是高山与盆地相间，沙漠四周为高山环抱，地形十分闭塞。盆地具有同心圆的环带状形式的地质结构和地貌特征，由外向内可有规律地划分为山地—丘陵—山前洪积、冲积砾质戈壁—下陷盆地砂质荒漠的地貌基质带。由山地产生的河流向盆地中心汇集成向心水系，地下水主要是山麓侧向渗透补给和平原降雨与积雪入渗补给。

该区属温带大陆性气候，气候干旱，降雨少，生态环境比较脆弱。该沙漠北部主要是南北走向的树枝状沙垅，南部为蜂窝状复合沙垄，新月型沙丘及丛草沙丘，东部分布着复合型沙垄，格状沙丘和线状沙垄等。沙丘高度一般在 50m 以下，有的可高达 100m。沙漠年降水量 100~120mm（沙漠中年蒸发量 1400~2000mm），四季均匀，植被发育较好，春雨型短命植物较多，在固定沙丘上植被覆盖度可达 40%~50%，在半固定沙丘上也有 15%，主要生长梭梭、柽柳和一些草本植物。

本项目位于昌吉州吉木萨尔县境内，地处准噶尔盆地南缘的绿洲-荒漠过渡带。

3.6.8 评价区生态环境现状综合评价

（1）区域生态系统特征 项目所在区域位于准噶尔盆地南缘与天山北麓的过渡地带，属于典型的干旱半干旱大陆性气候区。区域生态环境基本特征为：气候干燥、降水稀少、蒸发量大；地貌以冲积平原和荒漠为主，整体呈现“南林北沙、中部绿洲”的分布格局。区域内天然植被覆盖度低，生态系统结构简单，抗干扰能力弱，生态环境较为脆弱，主要的生态限制性因子为水资源。

（2）生态功能区划 根据《新疆生态功能区划》，项目评价区属于“Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区 — Ⅱ₅准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区 — 28.阜康、木垒绿洲农业、荒漠草地生态功能区”。该区域的主要生态服务功能为防风固沙、土壤保持及农产品提供。

（3）生态要素现状

土地利用： 评价区土地利用呈现明显的“荒漠-绿洲”二元结构。土地利用类型以草地（主要为其他草地）和 耕地为主，其中草地约占 67.6%，耕地约占 24.1%，其余为少量的采矿用地、林地及交通用地。

土壤环境： 评价区土壤类型以 棕钙土（约占 61.5%）和 栗钙土（约占 35.9%）为主，局部低洼及农田区分布有少量 潮土。土壤发育程度较低，且具有一定的潜在盐渍化风险。

植被现状：

荒漠生态系统： 天然植被稀疏，群落结构简单，优势建群种为 骆驼蓬（*Peganum harmala*）群系，伴生有白皮锦鸡儿、猪毛菜等耐旱、耐盐碱植物。

农田生态系统： 位于人工绿洲区，主要农作物为小麦、玉米及耐寒经济作物（如红花、油菜等），伴生有常见的田间杂草。

(4) 生物多样性 项目区地处温带，在动物地理区划上属 古北界—中亚亚界—蒙新区—准噶尔亚区—准噶尔盆地省。受严酷的气候条件和稀疏的植被盖度限制，区域内野生动物种类及数量较少。常见野生动物主要为耐旱型的荒漠动物，以啮齿类（如跳鼠、沙鼠）、爬行类（如沙蜥）及鸟类（如百灵、麻雀）为主，未发现国家级重点保护野生动植物集中分布。

(5) 综合评价结论 综上所述，评价区生态环境现状总体表现为 生态系统结构较为单一，环境承载力相对较低。目前，区域内主要的人为干扰源为农业耕作和既有的油气开发活动。虽然油田前期的勘探、钻井及道路修筑等活动对地表造成了一定扰动，但由于采取了相应的管控措施，区域生态功能基本维持稳定。本项目作为开发先导试验，后续在建设和运营过程中，需严格落实“少占地、重恢复”的原则，加强对荒漠植被和表层土壤的保护，防止因人为扰动导致局部土地沙化或水土流失加剧。

4 环境影响预测与评价

4.1 大气环境影响分析与评价

4.1.1 施工期大气环境影响分析

根据工程分析，本项目施工期废气污染源主要包括：地面工程建设及管线敷设产生的施工扬尘、钻井及压裂动力系统排放的燃油废气、施工机械及运输车辆尾气以及柴油储罐呼吸废气。各污染源环境影响分析如下：

4.1.1.1 施工扬尘环境影响分析

产生及排放特征：施工扬尘主要来源于井场平整、基础开挖、管线管沟挖掘及土方回填等作业过程；此外，运输车辆在非硬化道路上行驶也会产生动力二次扬尘。扬尘的产生量与施工强度、土壤含水率及风速密切相关，具有短期性、局部性和间歇性的特点。

影响分析：本项目位于吉木萨尔县，气候干燥多风，在自然风作用下，扬尘主要影响施工作业点下风向局部范围（通常为100m~150m）。

敏感目标分析：经调查，本项目井场及管线周边200m范围内无居民区、学校、医院等环境敏感目标。

评价结论：通过采取定期洒水抑尘、土方集中堆放并遮盖、限制施工车辆车速等措施，可有效降低扬尘排放。鉴于项目周边开阔且无敏感点，施工扬尘对区域大气环境影响较小，且随施工期结束而消除。

4.1.1.2 燃油动力及机械尾气环境影响分析

动力系统废气：主要来自钻机柴油发电机组以及储层改造（压裂）期间的大型压裂车组。特别是压裂作业期间，由于高压大排量施工需求，压裂车组功率大、负荷高，短时间内柴油消耗集中，燃油废气（NO_x、CO、颗粒物等）排放强度相对较大。

机械及车辆尾气：来自挖掘机、推土机、吊车等施工机械及各类运输车辆。该类废气排放位置不固定，属于移动排放源。

影响分析：根据源强核算，虽然压裂期间污染物排放量相对较大，但由于施工现场位于空旷的戈壁地带，大气扩散条件良好（年平均风速较大），有利于污染物的稀释和扩散。

评价结论：类比同区域油田开发项目监测数据，施工期燃油废气在场界外能迅速扩

散，污染物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）限值要求。且该影响仅存在于施工作业期间，作业结束后影响即告终止。

4.1.1.3 柴油储罐呼吸废气环境影响分析

产生及排放特征：施工期钻井及压裂作业需消耗大量柴油，井场设有临时柴油储罐。由于气温变化及油品收发作业，储罐会产生少量的“大呼吸”和“小呼吸”损耗，主要污染物为非甲烷总烃（挥发性有机物）。

影响分析：柴油挥发性相对较低，且临时储罐通常设有呼吸阀。根据工程经验，其自然挥发量极小，属微量无组织排放。

评价结论：在戈壁荒漠良好的通风条件下，微量的柴油呼吸废气经大气稀释后，对周边环境空气质量基本无影响。

综上所述，本项目施工期废气主要表现为短期性和间歇性特征。在落实洒水抑尘、车辆及设备维护保养等措施后，各污染物均能达标排放或得到有效控制。鉴于项目选址远离环境敏感区，施工期大气污染物不会改变区域环境空气质量功能级别，影响在可接受范围内。

4.1.2 运营期大气环境影响分析

4.1.2.1 大气环境影响预测

根据工程分析内容，本项目运营期大力推行清洁能源替代，井场及集输管线伴热均采用电加热或空气源热泵工艺，不设燃气/燃煤加热炉。本项目运营期废气污染物主要为：萨15平台配套天然气发电机组燃烧产生的燃气尾气，萨15平台及单井原油储罐呼吸及装车作业废气，集输管线及井场装置区设备组件无组织排放的烃类气体及伴生气放空废气。

本项目核定的大气评价等级为二级，按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目可不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”，因此，本次评价仅采用AERSCREEN模式进行估算预测，不进行进一步预测分析。

4.1.2.1.1 污染源参数

（1）有组织污染物排放源强

根据工程分析，本项目运行期正常工况下的有组织废气主要为燃气发电机组废气，污染源情况见表4.1.2-1。

表 4.1.2-1 发电机组废气污染源排放源强统计一览表

点源名称	排气	排气	烟气	烟气	年排	排放	排放因子源强	
------	----	----	----	----	----	----	--------	--

	筒高度	筒内径	流速	出口温度	放小时数	工况	NO _x	颗粒物	SO ₂
单位	m	m	m/s	°C	h	/	kg/h		
萨15平台发电机组	15	0.1	10.6 2	100	7200	连续	0.023	0.007	0.003

(2) 无组织污染物排放源强

本项目油气集输过程中的无组织排放主要来自装置区设备动静密封点所形成的挥发和泄漏废气、原油储罐呼吸及装车作业废气。无组织废气污染源强参数见下表。

表 4.1.2-2 矩形面源参数表

编号	名称	面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	污染物	排放速率(kg/h)
A1	萨303平台设备与管线组件的密封点泄漏	1017	130	90	0	1.2	7200	正常	非甲烷总烃	0.022
A2	萨15平台设备与管线组件的密封点泄漏	1050	103	80	0	1.2	7200	正常	非甲烷总烃	0.090
A3	萨15平台储罐呼吸废气及装车废气	1050	175	130	0	3.5	8760	正常	非甲烷总烃	0.328
A4	单井场设备与管线组件的密封点泄漏	1050	60	32	0	1.2	7200	正常	非甲烷总烃	0.024
A5	单井场储罐呼吸废气及装车废气	1050	50	40	0	3.5	8760	正常	非甲烷总烃	0.082
A6	单井场伴生气放空废气	1050	0.2	0.2	0	6	7200	正常	非甲烷总烃	0.0722
								正常	NO _x	0.00144
								正常	颗粒物	0.000217

4.1.2.1.2 预测模式

(1) 模型选用

采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中推荐的估算模型AERSCREEN进行估算。

(2) 估算模型参数

估算模型参数选择见表 4.1.2-3。

表 4.1.2-3 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		43
最低环境温度/°C		-40
土地利用类型		草地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地型	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	是 ☒ 否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

4.1.2.1.3 预测结果

表 4.1.2-4 点源废气污染物最大落地浓度预测结果表

污染源	污染物	下风向距离/m	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
发电机组	NO ₂	17	2.729	1.36
	颗粒物		0.83	0.18
伴生气放空火炬	NMHC	10	30.39	0.76
	NO _x		0.55	0.27
	TSP		0.09	0.01

表 4.1.2-5 面源估算模型计算结果表

污染源		预测结果		
		下风向最大落地浓度/ $(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	最大浓度占标率/%	下风向最大质量浓度出现距离/m
萨 303 平台设备与管线组件的密封点泄漏	NMHC	38.86	0.97	76
萨 15 平台设备与管线组件的密封点泄漏	NMHC	197.9	4.95	52
萨 15 平台储罐呼吸废气及装车废气	NMHC	236.1	5.90	102
单井场设备与管线组件的密封点泄漏	NMHC	158.47	3.96	31
单井场储罐呼吸废气及装车废气	NMHC	228.99	5.72	33

由上表预测结果可知，本项目投产运行后，发电机组烟气排放对周边大气环境影响程度较小，其主要污染物 NO₂ 和颗粒物下风向最大落地浓度均未出现超标，且各污染物浓度占标率均小于 10%。其中，以 NO₂ 对周围环境空气影响最大，其最大落地浓度

为 $2.729\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 1.36%，位于污染源下风向 17m 处。项目区地形开阔，污染物扩散条件较好，项目投产运行后内容机组烟气不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目建设对区域大气环境的影响程度可以接受。

本项目无组织排放的非甲烷总烃为萨 15 平台储罐呼吸废气及装车废气，下风向最大落地浓度为 $236.1\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率为 5.9%；最大浓度出现的距离为下风向 102m。

4.1.2.1.4 评价等级判定结果

根据大气污染源强情况，项目排放废气最大地面浓度占标率 $1\% < P_{\text{max}} = 5.90\% < 10\%$ ，结合《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 B 推荐的估算模型 AERSCREEN 估算分析，判定本项目大气环境评价等级为二级。

4.1.2.2 小结

由估算结果可知：本项目无组织非甲烷总烃最大落地浓度为 $236.1\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 5.90%，非甲烷总烃到达区块边界浓度和最大落地浓度均小于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）的场界标准限值（NMHC 无组织排放浓度限值 $4\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

距离萨 15 平台最近的红山子村约 426m，根据预测结果，萨 15 平台 102m 处非甲烷总烃落地浓度为 $236.1\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 5.90%；产生的非甲烷总烃对周边村庄、影响不大，对周边环境影响较小。

综上所述，项目所排放的大气污染预测浓度能满足相关环境质量标准要求；可满足相关无组织排放浓度排放限值要求，可达标排放。

4.1.2.4 大气污染物核算

大气污染物排放量核算表见表 4.1.2-6。

表 4.1.2-6 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m³)	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)
一般排放口					
1	DA001 (发电机组)	颗粒物	30.84	0.007	0.048
		NO _x	120.27	0.026	0.186
		SO ₂	0.003	0.001	0.004
有组织排放总计					
有组织排放总计		颗粒物			0.048
		NO _x			0.186
		SO ₂			0.004

表 4.1.2-7 大气污染物无组织排放量核算表

产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家污染物排放标准		年排放量
			标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
采油平台及单井	NMHC	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场设备、阀门等检查	GB39728-2020 中企业边界污染物控制要求	4	5.089t/a
	NOx	充分、高效燃烧	《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）	500	0.01t/a
	颗粒物			120	0.0016t/a

项目大气环境影响自查表见下表。

表 4.1.2-8 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=5km☑
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 、CO、O ₃ 、PM _{2.5} 、PM ₁₀ ） 其他污染物（NMHC、颗粒物、NO _x ）		包括二次 PM _{2.5} □ 不包括二次 PM _{2.5} ☑	
评价标准	评价标准	国家标准☑	地方标准□	附录☑	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	（2025）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□
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（NMHC、颗粒物、NO _x ）	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：（非甲烷总烃）	监测点位数（1）		无监测□
评价结论	环境影响	可以接受☑			

工作内容		自查项目		
				t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（ ）”为内容填写项				

4.1.4 退役期大气环境影响分析

随着区块油气开发进入尾声，油田开发进入退役期，油田开发地面设施需要拆除，会使用机械设备和工程车辆。退役期主要大气污染物包含车辆尾气和建筑物拆除产生的少量扬尘，由于地面工程施工时间短，对周围环境的影响很小。

4.2 地表水环境影响分析

4.2.1 施工期废水影响分析

施工期废水主要为：钻井废水、施工生产废水、废压裂液、管道试压废水及施工人员日常生活污水。

（1）钻井废水

来源与去向：本项目新钻井7口（萨303平台3口、萨15平台4口），钻井过程中会产生废弃钻井液。项目严格执行“泥浆不落地”工艺，钻井废水进入井场配备的泥浆不落地处理系统，经絮凝、离心分离处理后，液相（清液）优先回用于现场配制新钻井液或循环利用，实现钻井期间废水不外排。钻井结束后剩余无法利用部分由第三方通过罐车拉运并处置。

影响分析：采取上述“循环利用+集中处理”措施后，钻井废水全部得到有效收集和处置，不向地表水体排放，不会对周边水环境造成污染。

（2）井下作业废水（废压裂返排液）

来源与去向：本项目采用大规模体积压裂工艺，试油及压裂作业过程中会产生大量的压裂返排液，成分主要为水、残余压裂液添加剂及少量原油。作业现场实施严格的“带罐作业”，井口返排液通过硬管线密闭接入专用的返排液回收罐，严禁落地。回收的返排液由罐车拉运至吉康原油脱水站进行集中处理，处理后水质满足回注要求，全部回注油层。

影响分析：通过全密闭流程管控，杜绝了压裂返排液的跑、冒、滴、漏，实现了“污水不落地、废液不外排”，对地表水环境无影响。

（3）管道试压废水

来源与去向：集输管线（萨303平台至吉康脱水站）施工完毕后需进行清管试压，

试压介质为中性洁净水。试压废水主要污染物为泥沙（SS），不含其他有毒有害物质。试压结束后，废水经沉淀池沉淀去除悬浮物后，上清液用于施工场地的洒水降尘或区域绿化，不外排。

影响分析：试压废水产生量小且主要为物理性杂质，经简单沉淀处理后回用，不会对环境产生不利影响。

（4）生活污水

来源与去向：施工期施工人员相对集中，会产生少量的生活污水，主要污染物为COD、BOD₅、SS和氨氮。施工营地设置防渗环保厕所和临时生活污水收集防渗池。生活污水经收集后，定期由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂进行达标处理，严禁在戈壁滩随意倾倒。

影响分析：由于施工期较短，生活污水产生量少，经收集拉运依托社会化设施处置后，不会对周围地表水环境产生不利影响。

综上所述，本项目施工期通过采取“泥浆不落地”、压裂液密闭回收、废水循环利用及生活污水拉运处置等一系列措施，可实现施工期废水的“零排放”。鉴于项目区位于荒漠戈壁，地表水系不发育，且无常年性地表径流，在严格落实上述环保措施的前提下，本项目施工期废水对地表水环境影响很小。随着施工期的结束，上述影响也将随之消失。

4.2.2 运营期废水影响分析

根据工程分析，本项目运营期废水主要包括井下作业废水和采出水。由于油田井场不设生活区，只进行日常巡检，且依托的吉康脱水站不新增劳动定员，故运营期无新增生活污水产生。

（1）采出水影响分析

①产生与去向

萨303平台：采用气液密闭混输工艺，井口产出液经加热后，通过集输管线输送至吉康脱水站进行油气水三相分离。萨303平台现场不产生采出水。

萨15平台及单井：采用单井拉油工艺，产出液在储罐内进行初步沉降。储罐定期排放的罐底水，以及原油拉运过程中产生的少量含油污水，均通过罐车拉运至吉康脱水站进行集中处理。

②依托处理可行性及影响分析

处理依托：吉康脱水站建有完善的污水处理系统，处理工艺成熟，出水水质满足《碎

屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）标准要求。根据油藏工程方案，本项目采出水产生量在吉康脱水站处理系统的剩余处理能力范围内，完全可以依托其处理。

最终处置：本项目产生的采出水在吉康脱水站处理达标后，全部经注水系统回注二叠系油层，用于补充地层能量。

结论：采出水通过“密闭管输/罐车拉运+集中处理+回注”的方式处置，不外排，不会对区域地表水环境造成污染。

（2）井下作业废水影响分析

①产生情况 运营期油井在进行检泵、冲砂、洗井及修井等作业时，会产生少量的井下作业废水，主要污染物为石油类、悬浮物（SS）和矿化度。

②防治措施

源头控制：井下作业前，在作业区域地面铺设防渗布，防止废水渗漏。

过程管理：严格执行“带罐作业”制度，作业废水通过硬管线直接导出至专用罐车或移动式回收罐收集，严禁落地。

处置去向：收集的作业废水由罐车拉运至吉康脱水站污水处理系统，经处理达标后回注。

③影响分析 采取全过程密闭收集措施后，井下作业废水全部得到妥善处置，不排放进入地表水体，对地表水环境无影响。

综上所述，本项目运营期遵循“清污分流、污污分治、循环利用”的原则。采出水及井下作业废水均依托吉康脱水站处理后回注，无新增生活污水。项目运营期无废水外排环境，不会对评价区地表水环境质量产生不利影响。

4.3 地下水环境影响分析与评价

4.3.1 评价区域水文地质特征

（1）含水层结构

评价区域属于准噶尔盆地东南部细土平原区，受地貌、地层岩性与构造控制，准噶尔盆地含水层结构由山区向平原呈有规律分布。山区以裂隙含水层为主，盆地南部以孔隙含水层为主，盆地北部以上部为孔隙含水层、下部为孔隙—裂隙含水层的混合结构为主。受沉积规律和基底构造的控制，盆地南部以单一结构的孔隙含水层和双层或多层结

构的孔隙含水层为主，单一结构的含水层主要分布在环准噶尔盆地南缘的天山山前地带；双层或多层结构的孔隙含水层主要分布于古尔班通古特沙漠南缘以南至天山北麓潜水溢出带以北的大部分地区。

评价区内从南向北分布多层结构的潜水—承压水含水层，纵向上，上部为潜水含水层，埋深 $<80\text{m}$ ，经调查了解，丰水期潜水埋深为 2m 左右；下部为承压含水层，埋深 $80\sim 300\text{m}$ 之间。

上部潜水含水层，颗粒由山前向下游由粗变细，岩性由山前溢出带的砂砾石向下游渐变为砂，至汇流中心为亚砂土，厚度由上游向下游逐渐变薄，含水底板标高则由东向西逐渐变低，富水性逐渐变弱，地下水径流速度迟缓，水性强区单位涌水量为 $6.2\text{L/s}\cdot\text{m}$ ，富水性中等区分布于天山北麓细土平原区的大部分地段，单位涌水量为 $1.6\sim 2.4\text{L/s}\cdot\text{m}$ ，近沙漠一带为富水性极弱区，单位涌水量为 $0.17\text{L/s}\cdot\text{m}$ 。潜水含水层底板埋深 $50\sim 100\text{m}$ ，渗透系数 $5\sim 50\text{m/d}$ 。

下部承压含水层，由上游向下游，含水层厚度和单层厚度逐渐变薄，弱透水层增厚，含水层颗粒变细；含水层顶底板标高总体呈现东部和南部高、西部和北部低的趋势；弱透水层岩性主要以亚粘土、粘土为主，部分地段为亚砂土。根据埋藏深度将承压含水层划分为3层：第一层埋藏深度 $<100\text{m}$ ，第二层埋藏深度 $100\sim 200\text{m}$ 之间；第三层埋藏深度 $200\sim 300\text{m}$ 之间。

项目区为单一结构的松散岩类孔隙潜水，水量丰富，潜水含水层底板埋深 $50\sim 100\text{m}$ ，地下水埋深 $10\sim 50\text{m}$ ，渗透系数 $5\sim 50\text{m/d}$ 。

（2）渗透系数的变化

评价区内上部潜水含水层渗透性普遍较弱，渗透系数一般 $<1\text{m/d}$ ，下伏承压含水层渗透性由溢出带向下游减弱，溢出带以北，渗透系数一般 $<10\text{m/d}$ ，至沙漠前缘，渗透性变弱，渗透系数 $<2\text{m/d}$ ，部分地段为 0.08m/d 。

（3）给水度与弹性释水系数

给水度与承压水弹性释水系数变化与含水层岩性和结构变化规律相对应，盆地南部大于北部，环盆地山前地带大于盆地细土平原和沙漠地带，河床带大于河床两侧地带，冲洪积扇轴部向两侧逐渐减小。该区内给水度一般 <0.12 ，弹性释水系数为 0.008 。

（4）地下水的补径排特征

评价区地下水的补给、径流、排泄条件以山区分水岭到平原、沙漠构成了一个完整的水文地质单元，地下水由南向北流向，按区域地下水的运动规律，基岩山区为补给区，

倾斜平原为径流区，红土平原及沙漠为排泄区，各区的地下水因地处不同的气象、水文、地质、地貌、构造条件，再加上人类开采活动的影响，各有其不同的特征。

区内地表水源主要发源于高、中山区的河流，低山区的洪沟及泉水、南部天山山脉中蕴藏着丰富的冰雪资源，充沛的降水和冰雪消融，其中区内发源于高山区的河流有 4 条，以冰雪消融为主要补给来源，由西向东排列分别是新地沟河、东大龙口河、吾塘沟河和白杨河。上覆潜水含水层为细颗粒或弱含水层，地下水径流条件差，以垂向交替运动为主；下伏承压水属于滞流型，溢出带附近主要以水平径流为主，在细土平原中部及以北区域为垂向交替运动。

（5）地下水动态

①地下水水质动态

根据吉木萨尔县 2019 年地下水动态监测年报资料表明：地下水矿化度多年变幅均呈上升趋势，上升幅度 69.6mg/L，上升幅度最大的区域位于吉木萨尔县北侧。目前项目所在区域地下水矿化度水质良好。

②地下水水位动态

根据吉木萨尔县多年浅层地下水水位监测结果表明，项目区地下水水位多年变化呈下降趋势，平均下降速率 0.12m/a，目前地下水水位年平均下降值 $<0.15\text{m}$ 。

（6）地下水补径排条件

项目区位于博格达山丘陵地带，海拔高程 780~1100m，地下水的补给主要来源上二叠统地下水的远距离径流补给和大气降水和冰川融水的下渗补给，主要补给区域为南部的中高山区，其中暴雨形成的洪水及冰雪融水，特别是春季融雪水，可通过地表岩石风化裂隙、构造裂隙、岩石孔隙或其它途径顺地层渗入到地下补给地下水。

地下水在接受补给后，除少部分沿较大的裂隙向深部补给外，大部分在表层的第四系松散堆积物中和基岩风化带中随地势由高向低径流，项目区地势呈南高北低，地下水流向为由南向北。

区域水文地质图详见图 4.3-1。

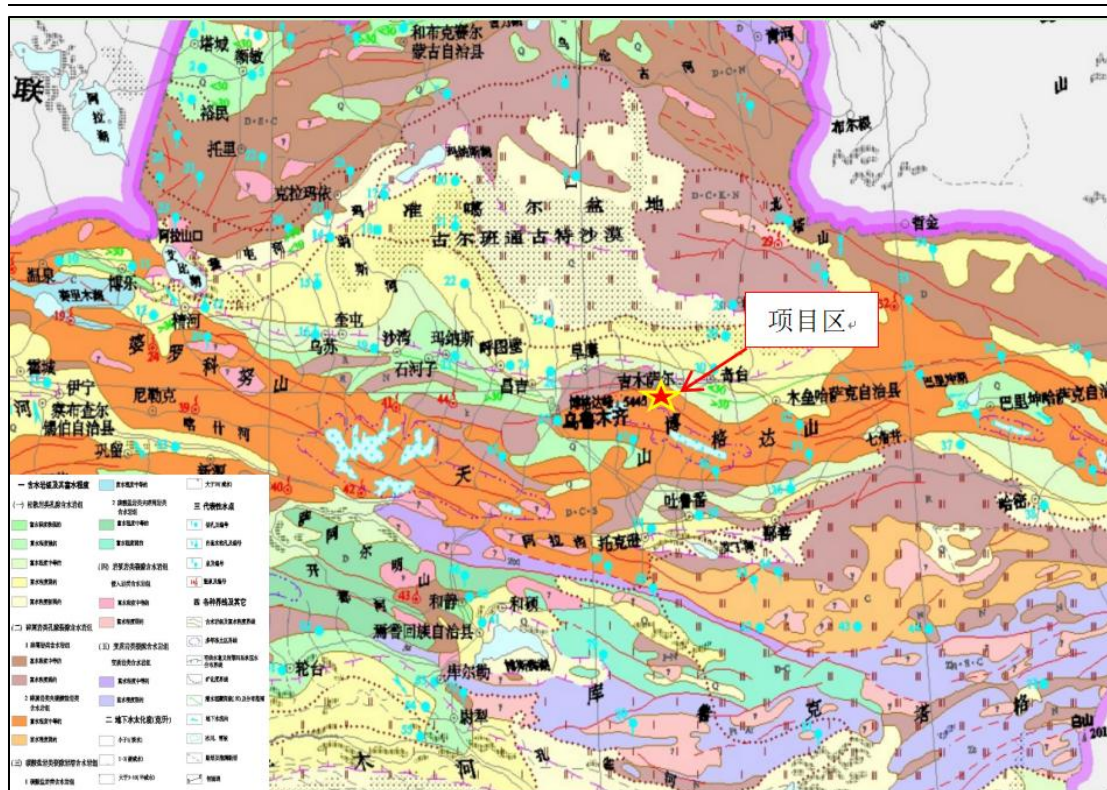


图 4.3-1 项目区域水文地质图

4.3.2 区域地下水污染源调查

根据现状监测结果,项目区各监测因子可满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类限值,石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准值。项目区地下水环境质量较好。

4.3.3 施工期地下水环境影响分析

本工程施工期对水环境的影响主要为钻井及管线施工、生活污水等对地下水的影响。

4.3.3.1 钻井对地下水的影响

钻井作业对地下水环境的潜在影响主要来源于钻井液(泥浆)的渗漏、钻井废弃物的处置不当以及井身结构设计或固井质量缺陷导致的层间串通。针对上述途径,本项目采取了严格的工程控制措施。

(1) 井身结构与地下水封隔

根据钻井工程设计,本项目萨3块采用导眼、一开、二开、三开的井身结构,通过下入多层套管并注水泥固井,构建了坚实的地下水保护屏障。

表层套管封隔:一开钻井采用 375mm 钻头钻至井深 700m,下入 273mm 表层套管。该深度已完全穿过第四系松散堆积物及浅层地下水含水层(区域浅层地下水埋深通常在

10~50m)，表层套管采用常规水泥浆体系固井，水泥返至地面。这一措施有效封闭了浅层淡水含水层，彻底隔绝了井筒与浅层地下水的联系，防止了后续钻进过程中钻井液或油气对浅层地下水的污染。

技术与产层封隔：二开、三开分别下入技术套管和油层套管（或复合尾管），均按设计要求进行注水泥固井，水泥返高均达到设计要求（技术套管水泥返至地面，油层套管水泥返至井口或喇叭口），有效防止了不同地层层位间的流体（咸水、油气）发生纵向串通污染。

（2）钻井液循环与防渗

泥浆体系：本项目一开采用水基膨润土钻井液，无毒无害；二开拟采用油基钻井液，三开采用水基钻井液。

防渗措施：钻井过程中，钻井液在钢制循环罐和管汇中密闭循环。井场采取严格的分区防渗措施，对泥浆循环罐区、钻机基础、材料存放区等重点区域铺设 HDPE 防渗膜，防止钻井液跑、冒、滴、漏渗入地下污染土壤和潜水层。

泥浆不落地：本项目全面推行“泥浆不落地”工艺，钻井过程中产生的废弃泥浆和岩屑随钻随治，经固液分离后，液相回收利用，固相（岩屑）集中收集外运处置，不在井场设置永久性泥浆池，从源头上消除了泥浆池渗漏污染地下水的风险。

（3）事故工况下的潜在影响与防范

在极端事故工况下（如井漏、井喷），钻井液可能通过地层裂缝进入周边地层。

井漏风险：项目区目的层（井井子沟组）裂缝发育，存在漏失风险。但该层位埋深大（>3000m），远离浅层地下水。对于浅层钻进，通过表层套管的快速封固，可有效避免浅层漏失。

井喷风险：项目配备了完善的井控装置（防喷器），一旦发生溢流或井喷征兆，迅速关井，防止流体失控喷出污染地表及地下水。

（4）结论

综上所述，本项目通过科学合理的井身结构设计（表层套管深达 700m 并全井段固井），配合“泥浆不落地”工艺和严格的井场防渗措施，在正常施工情况下，钻井作业能够有效隔离井筒与含水层，不会对区域地下水环境产生不利影响。

4.3.3.2 生活污水对地下水的影响

施工期生活污水若处置不当（如随意倾倒、土坑渗坑排放），其中的 COD、氨氮及

病原微生物可能随地表径流或直接下渗进入浅层地下水，造成地下水水质污染。针对这一风险，本项目采取了严格的防渗与收集措施。

(1) 污染源控制 施工期施工人员主要集中在钻井队和建设施工队，生活污水产生量较少且具有阶段性。施工营地不设置永久性排水设施，而是配备防渗环保厕所（或移动式生态厕所）及化粪池。

(2) 处置措施与管理 本项目严格执行“零排放”管理要求，严禁在戈壁滩挖掘渗坑、渗井排放生活污水。防渗收集池内的生活污水及粪便污水，定期由吸污车抽吸并拉运至吉木萨尔县污水处理厂进行集中处理。

(3) 结论 鉴于施工期较短，生活污水产生量小，且通过采取严格的防渗收集和拉运处置措施，杜绝了污水下渗进入含水层的可能性。因此，本项目施工期生活污水不会对区域地下水环境造成污染影响。

4.3.3.3 管线施工对地下水的影响

本项目集输管线（萨303平台至吉康脱水站）施工期对地下水环境的影响主要体现在管沟开挖、管道试压以及施工机械运行三个方面。

(1) 管沟开挖对地下水的影响

开挖深度分析：根据地面工程设计，集输管线一般采用埋地敷设，管沟开挖深度2.0m。

水位关系：项目所在的吉木萨尔地区位于准噶尔盆地东部戈壁带，区域浅层地下水（潜水）水位埋深普遍大于10m（部分区域甚至深达几十米），远低于管沟开挖深度。

结论：管线施工仅扰动地表浅层土壤，不会揭露地下含水层，不会对地下水补给、径流和排泄条件产生破坏，亦不会直接污染地下水。

(2) 试压废水对地下水的影响

风险分析：管线焊接完成后需进行清管试压，若试压废水未经处理随意排放，可能携带管道内的泥沙及少量焊接残渣下渗污染地下水。

控制措施：本项目试压介质为清洁水。试压废水严格执行“分段试压、循环利用”原则。最终排放的废水经临时沉淀池沉淀去除悬浮物后，上清液用于管带作业区的洒水降尘或生态恢复用水，不进行渗坑、渗井排放。

结论：在采取防渗沉淀和合理回用措施后，试压废水不会进入地下含水层。

(3) 施工机械跑冒滴漏的影响

风险分析：施工期间，挖掘机、吊管机等大型机械可能发生少量的燃油或液压油泄漏（跑、冒、滴、漏）。

控制措施：施工单位加强设备维护，严禁带病作业。若发生油品泄漏，立即清理受污染的土壤（作为危废处置），防止油污随雨水淋滤下渗。由于项目区降雨稀少且蒸发量大，少量的地表油污下渗进入深层地下水的的天性极小。

（4）结论 综上所述，由于管线埋深远高于地下水水位，且施工期废水和油污均得到了有效管控，管线施工过程对区域地下水环境影响极其微弱。

4.3.4 运营期正常状况下对地下水环境影响分析

4.3.4.1 井下作业废水对地下水的影响

运营期井下作业废水主要来源于压裂返排、检泵、修井及洗井等作业过程，废水成分复杂，含有高矿化度水、石油类、悬浮物及压裂液添加剂等，若管控不当直接排放或发生渗漏，将对土壤及浅层地下水造成严重污染。

在正常状况下，本项目采取以下措施确保对地下水环境无影响：

（1）作业区防渗隔离（源头阻断）

地面铺设：在进行压裂、修井等井下作业前，施工单位必须在井口周围、作业罐区及管线连接处等可能发生滴漏的区域，铺设防渗布或防渗膜。

防渗标准：防渗层渗透系数要求 10^{-10}cm/s ，有效隔离作业废液与地表土壤的直接接触，防止少量溅落的废液渗入地下。

（2）全密闭“带罐作业”（过程控制）

工艺流程：本项目严格执行“带罐作业”环保工艺。井下作业产生的返排液和洗井水，通过井口连接的高压硬管线或耐压软管，直接密闭输送至现场配备的专用回收罐中。

严禁落地：作业全过程严禁在井场挖掘土坑、渗坑暂存废水，严禁废液落地漫流。在正常工况下，废水始终处于“管—罐”密闭系统中，无裸露排放环节。

（3）集中处置与回注（末端治理）

拉运处置：回收罐内的作业废水由专用罐车及时拉运至吉康脱水站污水处理系统。

达标回注：废水在吉康站经“除油+沉降+过滤”处理达标后，全部经注水管网回注至油层（井井子沟组），用于补充地层能量。回注层位通常在 2000m~3000m 以下，与浅层地下水（潜水）之间有厚层的泥岩隔水层阻隔，正常回注状况下不会污染浅层地下水。

结论：在正常运营状况下，通过实施严格的“地面铺设防渗布+密闭带罐作业+集中

拉运回注”措施，彻底切断了井下作业废水渗入地下的途径。因此，运营期井下作业废水不会对区域地下水环境产生不良影响。

4.3.4.2 落地油对地下水的影响

运营期正常工况下，落地油主要来源于：萨15平台原油装车过程中的滴漏、设备检修拆卸时的残油滴落、取样操作时的少量溢出以及井口装置密封失效导致的微量泄漏。若落地油未被及时清理或防渗措施破损，石油类物质可能随雨水淋滤或自重下渗，污染包气带土壤，进而威胁地下水水质。

针对上述风险，本项目采取“分区防控、及时清理”的策略，确保落地油不进入地下水环境。

（1）源头防控与防渗措施 根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）及《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）要求，本项目对井场及站场实施严格的分区防渗：

重点防渗区：针对平台储罐区、装卸车鹤管区、井口区及阀组区等易发生落地油的区域，进行重点防渗处理。

接油设施：在取样口、法兰连接处、装车接口下方设置固定的接油盘或移动式接油盒，收集操作过程中可能产生的“跑、冒、滴、漏”残油，防止原油直接滴落至地面。

（2）过程管理与应急清理

及时清理：建立严格的巡回检查制度，一旦发现地面有油污滴落，立即使用棉纱、吸油毡进行清理。

污染土处置：对于因意外溅落导致少量受污染的土壤（含油污泥），立即进行挖掘收集，作为危险废物暂存于危废暂存间，定期交由有资质单位处置，严禁就地掩埋，从源头上消除了污染源。

（3）地质阻隔与迁移分析

入渗阻滞：原油粘度较大，在土壤介质中的垂直迁移速度远低于水。即便在极端情况下有少量原油突破防渗层进入土壤，干燥的砂质土壤对石油类物质具有较强的吸附截留作用，大部分石油烃会被土壤颗粒吸附在表层。

埋深保护：项目区地下水水位埋深普遍在10m以上（深者可达几十米），且存在巨厚的包气带。在正常工况下，微量的落地油在到达地下水位之前，已被防渗层阻隔、人工清理移除或被土壤吸附降解，很难穿透厚层的包气带进入含水层。

(4) 结论 综上所述,本项目在运营期通过实施严格的分区防渗工程,配合完善的接油设施和“落地油即产即清”的管理制度,能够有效阻断落地油下渗通道。在正常生产状况下,落地油不会对区域地下水环境造成污染影响。

4.3.4.3 开采前后对地下水流场的影响

(1) 水动力系统的独立性分析

纵向空间分隔:本项目拟开发的二叠系井井子沟组油藏属于深层承压水/油系统,埋藏深度在3000m以上;而评价区域内的浅层地下水(第四系松散岩类孔隙潜水)埋深较浅(10~50m)。两者在垂直空间上相距近3000m。

地质结构阻隔:在浅层含水层与深部目的层之间,广泛发育有白垩系、侏罗系及三叠系等多套巨厚层的泥岩、粉砂质泥岩。这些致密岩层构成了良好的区域性隔水层,其垂直渗透率极低,在天然状态下严格阻断了深部油藏与浅层地下水之间的水力联系。

压力系统差异:深部油藏具有独立的高压封闭系统,与浅层潜水的自由表面压力系统互不连通。

(2) 开采对深部流场的影响

在开采过程中,随着油井产液和注水井注水,井井子沟组油藏内部的流体压力分布会发生改变,形成以井点为中心的漏斗状(产出)或锥状(注入)压力分布,从而改变油藏层位内的局部流体流向。

这种流场改变仅局限于深部二叠系油藏层位内部,由于巨厚隔水层的存在,深部压力的波动无法传递至地表浅层,不会引起浅层地下水水位的升降。

(3) 开采对浅层流场的影响

水位与流向:鉴于深浅层水动力系统的完全隔离,本项目深层石油开采不会导致浅层地下水发生垂直越流补给深层。因此,浅层地下水的天然流向、水力坡度及地下水水位均不会因下部油层的开采而发生改变。

地面沉降分析:虽然采出会导致地层压力下降,但本项目开发层位埋深极大,上覆地层岩性坚硬(如巨厚砂砾岩),岩石骨架支撑能力强。因此,开采活动不会引起明显的地面沉降或地裂缝,从而也不会改变地表及浅层地下水的汇水与径流路径。

(4) 结论 综上所述,本项目开采活动发生于深部封闭的地质单元内,与浅层地下水系统相互独立。开采前后,评价区域内浅层地下水的流场(补给、径流、排泄条件)保持稳定,不会受到本项目开发活动的影响。

4.3.5 事故工况下对地下水的影响分析

4.3.5.1 井漏事故的泥浆对地下水的影响

井漏是钻井过程中常见的复杂情况，若发生在含水层段或导致深部流体串层，可能对地下水环境造成威胁。本项目通过严密的井身结构设计和分层固井措施，构建了多重保护屏障，确保在发生井漏等异常工况下浅层地下水安全。

（1）浅层（一开）井漏影响分析

工况描述：一开钻井主要穿过第四系松散层及浅层地下水含水层。

泥浆性质：根据钻井工程方案，一开钻进严格使用清水或水基膨润土钻井液，不含油类及有毒有害化学添加剂，具有无毒、无害特性。

影响评价：若在一开阶段发生井漏，漏失物质主要为水和天然粘土，仅可能引起局部地下水物理浑浊，不会造成化学性污染。

（2）深层（二开、三开）井漏影响分析 二开及三开阶段钻遇地层主要为深部地层（白垩系、侏罗系、三叠系及二叠系），可能使用油基钻井液（二开）或高性能水基钻井液，且目的层井井子沟组裂缝发育，存在井漏风险。若二开或三开阶段深部地层发生井漏，可能存在的环境风险途径包括：①漏失的钻井液（含油基组分或化学添加剂）直接进入深部地层，污染深部地下水；②深部地层流体（油气水）沿漏失通道上窜，通过井筒或固井缺陷窜入浅层含水层（串层污染）。针对此风险，本项目采取了多层套管+全过程固井的物理隔离措施：

第一道屏障（表层套管固井）：一开钻完后，下入表层套管（深约 700m），完全封隔第四系浅层地下水，并进行全井段注水泥固井，水泥返至地面。这在物理上彻底切断了井筒与浅层地下水的直接联系。

第二道屏障（二开/技术套管固井）：二开钻穿复杂层段后，下入技术套管，并实施注水泥固井。技术套管的固井水泥返高通常要求返至地面（或至少进入表层套管内一定深度），从而在表层套管之内形成了“双层套管+双层水泥环”的加强防护体系，进一步杜绝了深部钻井液或流体沿环空向上窜入浅层含水层的可能性。

第三道屏障（三开/油层套管固井）：完钻后下入油层套管并固井，水泥返高严格执行设计要求，有效封隔油气水层，防止层间串通。

（3）影响评价结论 当二开或三开阶段深部地层发生井漏时：

纵向阻隔：由于表层套管和技术套管均已完成固井，且深浅地层之间存在巨厚泥岩

隔水层，漏失的钻井液只能横向进入深部地层的裂缝或孔隙，无法垂直向上越流突破多层固井屏障进入浅层地下水。

应急处置：一旦发现井漏，立即启动堵漏程序，泵入惰性堵漏材料封闭漏失通道，控制波及范围。

综上所述，依靠一开水基泥浆的清洁性以及二、三开“多层套管+层层固井”的完整性隔离，本项目钻井期间的井漏事故不会对浅层地下水环境造成污染影响。

4.3.5.2 井喷事故对地下水的污染影响

井喷是指地层流体（油、气、水）无控制地涌入井筒并喷出地面的现象，是石油钻井工程中风险等级最高的事故。井喷发生时，高压油气流体可能通过地下窜层或地表漫流两种途径污染地下水。

（1）地下窜层污染风险分析

风险情景：在井喷失控状态下，深部高压油气流体若突破套管或水泥环的封隔，可能沿井筒外壁的环形空间向上窜流，如果表层套管固井质量不合格，流体可能直接窜入浅层地下水含水层。主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

地质阻隔：本项目目的层（井井子沟组）埋深超过 3000m，与浅层第四系地下水（埋深 10~50m）之间存在巨厚层的泥岩、砂质泥岩隔水层。这些致密岩层在天然状态下能够有效阻挡深部流体的垂直运移。

工程屏障：

表层套管：本项目一开下入表层套管深达 700m，完全穿透并封固了浅层含水层，且固井水泥返至地面。

技术/油层套管：二开及三开均按设计要求进行固井，并在重点层段保证水泥返高。

分析：坚固的井身结构形成了多层物理屏障。即使发生井喷，高压流体主要通过井筒内部向上喷出，极难击穿多层套管和水泥环侧向窜入浅层含水层。因此，井喷导致地下水窜层污染的可能性极小。

（2）地表喷出漫流污染风险分析

风险情景：井喷发生后，大量的原油、天然气及地层水喷出井口，若未被点燃或收集，原油将散落在井场及周边地表。液态污染物（原油、凝析油）在重力作用下渗入土壤，若渗漏量超过土壤吸附能力且事故处理不及时，可能穿过包气带污染浅层地下水。

影响削减因素：

挥发作用：喷出的流体中伴生气占比较大，大部分轻组分会迅速挥发进入大气，减少了进入土壤的液态污染物总量。

包气带防污：项目区地下水水位埋深普遍大于 10m，包气带较厚且主要为砂砾石层，对石油类物质具有一定的吸附和过滤作用，能延缓污染物的下渗速度。

点火程序：根据井控要求，当井喷失控且含有大量有毒有害气体（如 H_2S ）或危及周边安全时，将实施紧急点火。点火后，喷出的油气在空中燃烧分解，转化为 CO_2 和水，虽然造成了大气污染，但极大减少了落地原油量，从而切断了地下水污染源。

（3）应急防范与处置

井控装备：钻井现场均安装有液压防喷器组（BOP），压力等级符合地层压力设计要求。一旦监测到溢流或井涌，立即关闭防喷器，控制井口，防止井喷发生。

应急收集：井场四周设有防渗围堰和集液沟。若发生少量喷出，污染物被限制在井场范围内，不会向外环境扩散。

污染清理：事故结束后，立即对井场及周边受污染的表层土壤进行铲除、收集，并作为危险废物交由有资质单位处置，防止残留污染物随雨水淋滤长期污染地下水。

（4）结论 综上所述，本项目通过严格的井身结构设计（表层套管封隔）和完善的井控措施（防喷器、紧急点火），在井喷事故状态下，能够有效阻断深部流体向浅层地下水的窜流通道。对于地表喷出的污染物，通过应急收集和受污土壤的快速清理，可避免其穿透深厚包气带进入含水层。因此，井喷事故对区域地下水环境的影响风险可控。

4.3.5.3 原油泄漏对地下水的影响

一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并沿土层疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。通常原油泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。

考虑最不利情况，假设泄漏的原油在未被及时清理的情况下，经过包气带吸附截留后，剩余部分全部进入浅层地下水（潜水含水层）。

（1）评价标准与源强设定

评价标准：由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律。根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等）及相关文献，常温下石油类溶解度约为 10mg/L，

设定为地下水源强浓度。由于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准中未列出石油类限值，本次评价参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。

土壤截留率：根据项目区地质条件（包气带主要为砂砾石及砂土），参考《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》，干燥土壤对高粘度原油具有较强吸附能力。本次评价保守取表层土壤及包气带对污染物的截留率为 90%，即仅有 10%的原油进入地下水。

（2）泄漏事故情景及源强计算

本次评价选取三种典型泄漏情景：集输管线断裂、萨 15 平台储罐泄漏、油井套管破损。

①集输管线输送全管径泄漏 本项目对集输管线进行实时监控。一旦发生漏油事故，系统报警，供油及加压泵立即关闭，各截断阀确保在 2min 内响应并关闭。考虑到管道断裂处油品继续泄漏直至压力平衡，本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 5min（含反应时间）计。采用美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）计算：

$$V_{rel} = 0.1781 \times V_{pipe} \times f_{rel} \times f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中：

V_{rel} —集输管线油品泄漏量，bbl（1 桶=0.14 吨）；

V_{pipe} —管段体积， f_t^3 （ $1f_t^3=0.0283m^3$ ），按最大计算，r 取 0.0625m，长度取 5.52km；

f_{rel} —最大泄漏量，取 0.2；

f_{GOR} —压力衰减系数，取 0.2；

$V_{pre-shut}$ —截断阀关闭前泄漏量，bbl。

其中管道截断阀关闭前泄漏量计算公式如下：

$$V_{pre-shut} = \frac{Q \times t}{1440}$$

式中：

Q—管道流量（标准桶/天），流速 0.8m/s；

t—关闭阀门时间（分钟），取 5min。

计算结果：经计算，集输管线全管径泄漏最大原油泄漏量约为 2.62t。按 10%进入含水层计算，进入地下水的原油量为 0.262t（262kg）。

②萨15平台储油罐泄漏 萨15平台设有原油储罐。假设储罐底部发生穿孔泄漏，利用伯努利方程计算：

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

式中： Q_L —液体泄漏速率，kg/s；

P —容器内介质压力，kPa，取1600kPa；

P_0 —环境压力，kPa，取101.325kPa；

C_d —液体泄漏系数，此值常用0.6~0.64，取0.62；

A —裂口面积， m^2 ，取0.00785 m^2 ；

g —重力加速度；

h —裂口之上液位高度，m，取1.8m；

ρ —泄漏液体密度， kg/m^3 ，在此取898 kg/m^3 ；

计算结果：计算得原油泄漏速率约为0.27kg/s。假设发现泄漏并处置完毕耗时30min（1800s），则单罐泄漏总量为0.48t。按10%进入含水层计算，进入地下水的原油量为0.048t（48kg）。

③油井套管破损泄漏 假设井下油井套管破损发生泄漏。本项目单井最大设计产能按19t/d计，泄漏量按单井产量的10%估算。由于井下泄漏不易被发现，通常在作业检测时才能控制，假设持续泄漏1天。计算结果：泄漏原油量为1.9t。按100%进入深部地层或10%通过窜层进入浅层水（保守估算）考虑，设定进入地下水原油量为1.9t（1900kg）。

（3）预测因子与评价标准

选取油田开发项目特征污染物石油类，油类参照《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2022）中相关限值或《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准中石油类限值0.05mg/L进行超标判定，检出限参照0.01mg/L作为影响判定标准。

（4）预测模型

拟建项目对地下水环境的影响预测分析采用《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016）推荐的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录中推荐的瞬时注入示踪剂点源模型，污染浓度分布模型如下：

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

式中：x,y—计算点处位置坐标（m）；

t—预测时间（d）；

C(x,y,t)—t时刻 x,y 处的污染物浓度（mg/L）；

M—含水层厚度（m）；

m_M —瞬时注入的质量（kg）；

U—水流速度（m/d）；

n_e —有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

D_T —横向弥散系数， m^2/d ；

（5）参数选取

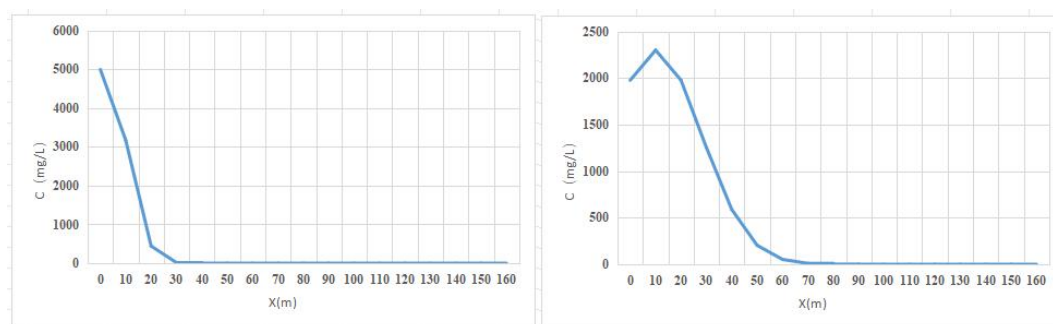
模型中所需参数选取见表 4.3-1。

表 4.3-1 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值	备注
1	U	水流速度	0.02m/d	-
2	n_e	有效孔隙度	0.12	查阅《水文地质手册》取经验值
3	m_M	瞬时注入的质量	262kg、48kg、1900kg	计算值
4	t	时间	100d、500d、1000d	-
5	D_L	纵向弥散系数	0.33m ² /d	根据弥散系数图获取
6	D_T	横向y方向的弥散系数	0.05m ² /d	根据弥散系数图获取
7	M	含水层厚度	50	-

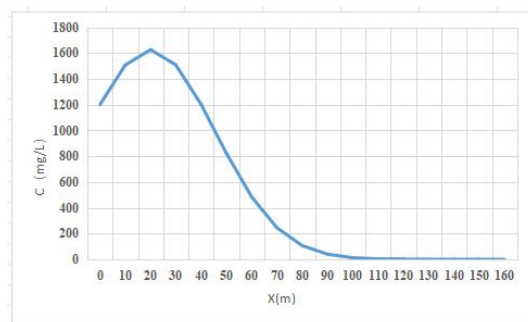
（3）预测结果

当集输管线全管径泄漏、储油罐、油井井壁破损发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见图 4.3-1~4.3-3。



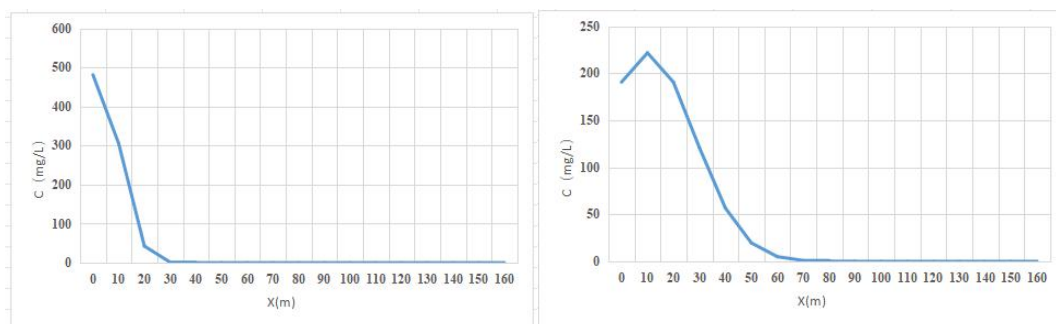
泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系

泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系

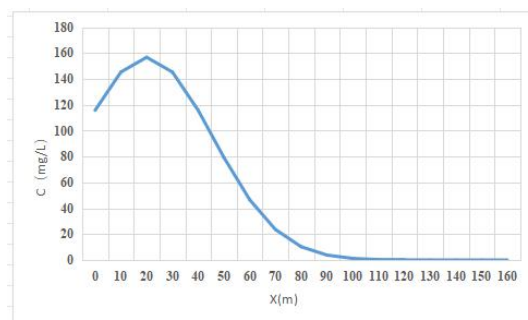


泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

图 4.3-1 集输管线发生全管径泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

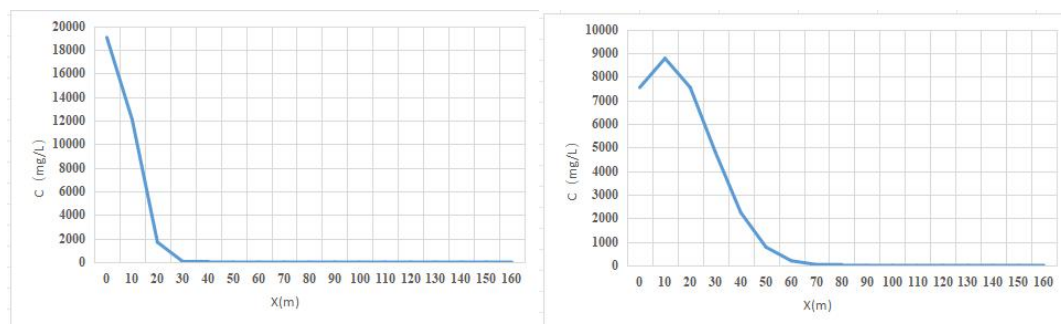


泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系 泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系

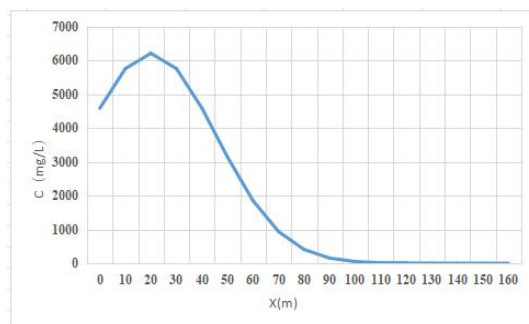


泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

图 4.3-2 储罐泄漏时石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系 泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

图 4.3-3 油井套管破损泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，集输管线发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物超标最远距离分别为 35m、74m、105m；储罐发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物超标最远距离分别为 34m、72m、103m；套管破损泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物超标最远距离分别为 36m、76m、110m。

（5）结论与对策

影响范围有限：预测结果表明，即使在最不利的泄漏情景下，泄漏发生 3 年后（1000 天），石油类污染物的最大迁移距离仅为 110m 左右，污染范围相对局限，不会造成大范围的区域性地下水污染。

未到达敏感目标：预测范围内（125m）无集中式饮用水水源及分散式取水口等地下水环境敏感目标，最近敏感点距离大于预测超标距离。

地质防护条件：评价区浅层地下水（潜水）与深层承压水之间存在连续的相对隔水层。上述预测针对的是浅层潜水，受隔水顶板保护，泄漏事故基本不会对深层承压水含水层产生影响。

土壤截留与清理：研究表明石油类污染物在土壤中的垂直迁移能力较弱，主要滞留表层 20cm~50cm 范围内。本项目区域地下水埋深较大，提供了良好的缓冲空间。

风险管控：项目已设置 SCADA 监控系统，并制定了详细的应急预案。一旦发生泄漏，通过及时切断阀门、修复破损点，并立即挖掘清理受污染的表层土壤（作为危废处置），可从源头上切断污染源。在萨 15 平台及管线沿线地下水下游方向设置长期观测井，按照《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）要求开展地下水跟踪监测（监测频次不低于每季度 1 次），及时发现并控制污染扩散。严格执行分区防渗设计，储罐区、井场、管线等重点区域防渗层渗透系数 $\leq 1 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，

定期进行防渗层完整性检测。

浓度变化规律：污染物峰值浓度随距离增加而降低，泄漏点下游近处浓度先升后降，呈单峰形态，建议在泄漏后 100~200 天加密监测下游地下水水质。

综上所述，在严格落实防渗措施和应急预案的前提下，本项目发生原油泄漏事故后，通过及时发现和处理，快速处置和土壤清理，可有效控制污染源，不会对区域地下水环境造成重大不利影响，地下水环境影响可接受。

4.3.6 退役期地下水环境影响分析

退役期（封井及废弃期）的环境影响主要来自油水井的封堵、地面设施的拆除以及管线的清理过程。若处置不当，残留的油气或废液可能通过井筒窜流或地表渗漏污染地下水。针对这一阶段，本项目将采取严格的退役治理措施。

（1）油水井封堵对地下水的影响分析

潜在风险：油井服务期满后，若封井措施不到位，井筒可能成为沟通深部咸水/油气层与浅层淡水含水层的垂直通道，导致层间串通污染。

管控措施：本项目严格执行《油气井聚能射孔器材销毁作业安全技术规程》及石油行业封井标准。在退役期，对萨 303 平台及萨 15 平台的所有油井（共 7 口）进行永久性弃置处理。

注水泥塞：在油层顶部、套管破损处及浅层地下水含水层底部等关键位置打入优质水泥塞，确保水泥塞具有足够的强度和厚度。

井口封闭：切断井口装置，并在井口处浇筑混凝土盖板进行永久封闭，彻底隔绝井筒与外界及浅层地下水的联系。

影响评价：通过实施规范的封井作业，在井筒内形成多级严密的水泥屏障，能够有效阻断地下流体的纵向运移，防止深部卤水或残余油气上窜污染浅层地下水。

（2）地面设施及管线拆除对地下水的影响分析

潜在风险：集输管线（萨 3/萨 15 至吉康站）及储罐（萨 15 平台）在拆除前，若内部残留的原油和污水未清理干净，在切割拆卸过程中可能泄漏至土壤，进而入渗污染地下水。

管控措施：

管线吹扫：在管线拆除前，必须利用压缩空气或惰性气体对管道进行全线吹扫和化学清洗，将管内残留的原油和积液彻底排空并收集处理，确保管道“无油”拆除。

容器清洗：对萨 15 平台的储罐、分离器及萨 303 平台的装置进行排污和蒸汽清洗，清洗废液拉运至吉康脱水站处理，严禁就地排放。

防渗层拆除：在设备拆除完成后，对井场及站场的防渗地坪进行破碎清理。若发现防渗层下土壤有油污痕迹，立即进行挖掘铲除，作为危废处置，防止污染向深部土壤和地下水扩散。

影响评价：在采取“先清洗、后拆除”及“污染土壤清除”措施后，地面设施拆除过程不会对地下水环境产生遗留污染。

(3) 生态恢复对地下水的正面效应 退役后，随着井场及管线占地的地貌恢复和植被重建，区域自然生态系统将逐步恢复。地表植被的恢复有利于涵养水源，减少地表径流对土壤的冲刷，从长远看有利于区域地下水环境的保护。

(4) 结论 综上所述，本项目在退役期通过严格执行封井工艺、彻底清理残留物料并进行场地环境修复，能够消除潜在的污染源和渗漏通道。随着生产活动的终止和环保措施的落实，项目对地下水环境的影响将彻底消除。

4.4 声环境影响分析与评价

4.4.1 施工期声环境影响分析

(1) 噪声源强及预测模式

本项目施工期噪声主要来源于钻井作业和地面工程建设。

钻井作业：主要包括柴油机、泥浆泵、钻机、固控设备及发电机等，属于高噪声设备，其声压级一般在 85~110dB(A) 之间。

地面建设：主要包括推土机、挖掘机、电焊机及吊车等机械噪声，声压级一般在 80~100dB(A) 之间。

在环境噪声预测中，将各施工噪声源视为点声源，采用“无指向性点声源几何发散衰减”模式进行预测。计算公式如下：

$$L_p(r) = L_p(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的倍频带声压级；

r —预测点距离声源的距离 (m)；

r_0 —参考位置距离声源的距离 (m)；

(2) 预测结果

根据类比同类钻井井场噪声源强，不同距离处的噪声衰减预测结果见表 4.4-1。

表 4.4-1 距钻井井场场界不同距离处的噪声预测值

距场界距离 方位	1m	10m	20m	30m	50m	100m	150m	200m
东	81	61	55	51	47	41	37	35
西	81	61	55	51	47	41	37	35
南	88	68	62	59	54	48	45	42
北	76	56	50	46	42	36	32	30

(3) 影响分析与评价

①达标距离分析 根据预测结果可知，钻井施工噪声随距离增加衰减明显。

昼间：在距离井场场界 10m 处，最大噪声值（南侧）降至 68dB(A)，满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中昼间 70dB(A) 的限值要求。

夜间：在距离井场场界 50m 处，最大噪声值（南侧）降至 54dB(A)，满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中夜间 55dB(A) 的限值要求。

②敏感目标影响分析 经现场勘查，本项目萨 303 平台及萨 15 平台在评价范围（200m）内无居民区、学校、医院、自然保护区及文物古迹等声环境敏感目标。虽然施工噪声在场界外一定范围内（昼间 30m、夜间 100m）可能超出《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准，但由于项目区周围环境空旷，无受影响人群，且施工期噪声属于短期、暂时性影响，施工结束后即可消除。因此，施工噪声不会对周边声环境产生实质性扰民影响。

③对施工人员的影响及措施 施工期噪声的主要受影响对象为现场作业人员。钻台及机房区域噪声级较高，长期暴露可能对听力造成损害。评价建议：

加强设备维护，确保消声减振设施有效运行；

为高噪声区域作业人员配备工业护耳器（耳塞或耳罩）；

合理安排作业班次，减少高噪环境下的连续作业时间。

结论：在采取相应的劳动防护措施后，本项目施工期噪声对周围环境及敏感点无不利影响。

4.4.2 运营期声环境影响分析

根据《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2021），本次评价选用导则中的

噪声预测模式——Noisesystem。

(1) 预测源强

场站内噪声源主要为各类机泵，机泵噪声源强在 85dB(A)~90dB(A) 之间，设备选用低噪设备，并采取基础减振等措施。

单井采油机泵噪声源强在 80dB (A) 左右，设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施，衰减量按 15dB (A) 计。项目工程主要噪声源强见表 4.4-2。

表 4.4-2 运营期噪声排放情况 (单位: dB(A))

所在区域	噪声源名称	数量(台)	单台源强	空间相对位置(m)			治理措施	治理后源强	运行规律
				x	y	z			
萨 303 平台	抽油机	3	80~85	26	60	1	选用低噪电机、润滑维护	70	连续
	CO ₂ 空气源热泵	1	75~80	26	23	1	基础减振、风机隔声	65	连续/间歇
	计量阀组	1	60~70	26	40	1	管道保温隔声	50	连续
萨 15 平台	天然气发电机	1	90~95	35	18	0.5	基础减振、自带隔声罩、排气消声	80	间歇
	抽油机	4	80~85	35	103	1	选用低噪电机、润滑维护、基础减振	70	连续
	原油装车泵	1	85~90	130	45	0.5	设于泵房/橇体、基础减振	75	间歇
	罐车装卸作业	/	75~85	148	65	1	车辆熄火作业、减速慢行	65	间歇
单井	抽油机	2	80~85	25	35	1	选用低噪电机、润滑维护、基础减振	75	连续
	原油装车泵	2	85~90	13	45	0.5	设于泵房/橇体、基础减振	75	间歇
	伴生气放空火炬	1	80~90	10	32	0.5	基础减振，消声器	70	间歇

注：以各站场厂区平面布置西南角为坐标原点，预测以声源强度最大值进行计算。

(2) 预测评价标准

项目所在区域声环境功能区属于 2 类区。拟建项目东、西、南、北厂界噪声均执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准，即昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)。

(3) 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021) 的技术要求，本次评价采取导则上推荐模式。

本预测计算采用《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)中推荐的工业噪声预测模式, 计算公式如下:

①噪声户外传播声级衰减模式

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

式中: $L_p(r)$ —距声源 r 处的倍频带声压级, dB(A);

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处倍频带声压级, dB(A);

A_{div} —声波几何发散引起的衰减量, dB(A);

A_{bar} —屏障引起的衰减量, dB(A);

A_{atm} —空气吸收引起的衰减量, dB(A);

A_{gr} —地面效应引起的衰减量, dB(A);

A_{misc} —其他多方面原因引起的衰减量, dB(A)。

②预测点总等效连续 A 声级计算模式:

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \sum_i t_i 10^{0.1 L_{Ai}} \right]$$

式中: L_{eqg} —n 个声源在预测点的连续 A 声级合成, dB(A);

L_{Ai} —噪声源达到预测点的连续 A 声级, dB(A);

n—噪声源个数。

(4) 预测结果

根据以上公式, 预测项目建成后井场厂界四周噪声贡献值见表 4.4-3。

表 4.4-3 厂界噪声贡献值预测结果 单位: dB(A)

预测点	测点位置	贡献值	现状监测值		预测值		超标值		标准值	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
萨 303 平台	东	34.8	37.5	36.5	39.4	38.7	——	——	60	50
	南	38.7	38.5	37.5	41.6	41.2	——	——		
	西	45.6	37.5	37.0	46.2	46.2	——	——		
	北	41.1	37.0	36.0	42.5	42.3	——	——		
萨 15 平台	东	48.1	38.5	37.0	48.6	48.4	——	——		
	南	47.8	40	38.5	48.5	48.3	——	——		
	西	47.1	39	37	47.7	47.5	——	——		
	北	46.0	38	37	46.6	46.5	——	——		
单井井场	东	36.5	/	/	36.5	36.5	——	——		
	南	39.2	/	/	39.2	39.2	——	——		
	西	42.1	/	/	42.1	42.1	——	——		
	北	44.6	/	/	44.6	44.6	——	——		

由预测结果可知，井场厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准限值要求，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

4.4.3 退役期声环境影响分析

（1）噪声源分析 本项目服务期满后，将进行退役作业。主要工作内容包括：油水井封堵、地面设施（如抽油机、空气源热泵、发电机、多通阀组及集输管线等）拆除、以及井场土地平整与生态恢复。

退役期施工噪声主要来源于各类拆除机械和运输车辆，可分为以下两类：

施工机械噪声：主要由吊车（用于吊装抽油机等重型设备）、挖掘机及推土机（用于管线开挖及土地平整）、切割机（用于金属结构拆解）等产生。此类噪声属于高噪声点声源，声级一般在 80~95dB(A) 之间。

交通运输噪声：主要由运送废旧设备及建筑垃圾的载重卡车产生，属于流动声源。

与建设期相比，退役期作业量相对较小，且噪声具有暂时性和不连续性的特点，随施工作业结束而消失。

（2）声环境影响评价 本项目萨 303 平台和萨 15 平台所在的评价区域主要为荒漠戈壁，地势开阔平坦。

距离衰减分析：退役期机械噪声在旷野中主要经几何发散衰减。根据施工噪声经验数据，在距声源约 50m~100m 处，噪声级即可衰减至《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）限值（昼间≤70dB(A)）以下。

敏感目标分析：根据现场调查，本项目 200m 声环境评价范围内无固定居民区、学校等声环境敏感目标。距离最近的居民点红山子村位于萨 15 平台南侧 260 米。由于距离较远，退役期产生的短期施工噪声经长距离自然衰减后，到达红山子村时声级极低，淹没在环境本底噪声中。

（3）分析结论 综上所述，本项目退役期噪声影响是短暂的。鉴于项目选址远离人口密集区，在采取昼间作业（禁止夜间高噪声施工）、车辆减速慢行及文明施工等常规管理措施后，退役期施工作业不会对周边声环境质量及敏感目标造成不利影响。

4.4.3 声环境影响评价小结

项目区施工期的这些噪声均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影

响,待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

项目运营期噪声污染源主要为原油开采及输送过程中各类机械设备运转产生的机械噪声和空气动力性噪声。经预测,运营期噪声源对背景噪声的贡献较小,厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准限值要求,且本项目位于周边 200m 范围内无固定居民居住,故在运营期间本项目不会产生扰民现象,运营期噪声影响属于可接受范围内。

表 4.4-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级□		二级☑		三级□	
	评价范围	200m☑		大于 200m□		小于 200m□	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级☑		最大 A 声级□		计权等效连续感觉噪声级□	
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准□		国外标准□	
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□	2 类区☑	3 类区□	4a 类区□	4b 类区□
	评价年度	初期□		近期☑		中期□	
	现状调查方法	现场实测法☑		现场实测加模型计算法□		收集资料□	
	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☑		已有资料□		研究成果□	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型☑		其他□			
	预测范围	200m☑		大于 200m□		小于 200m□	
	预测因子	等效连续 A 声级☑		最大 A 声级□		计权等效连续感觉噪声级□	
	厂界噪声贡献值	达标☑		不达标□			
	声环境保护目标处噪声值	达标☑		不达标□			
环境监测计划	排放检测	厂界监测☑		固定位置监测□		自动监测□ 手动监测□ 无监测□	
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子: (昼间、夜间 A 声级)		监测点位数: (2)		无监测□	
评价结论	环境影响	可行☑		不可行□			

注:“□”为勾选项,可√;“()”为内容填写项。

4.5 固体废物影响分析

4.5.1 施工期固体废物影响分析

本项目施工期产生的固体废物主要包括钻井废弃物（岩屑、泥浆）、压裂返排砂、落地油泥、废含油防渗布、其他危险废物、施工土方、建筑垃圾以及施工人员生活垃圾。各类固体废物在采取分类收集、妥善暂存及无害化处置措施后，可有效控制其对环境的影响。

（1）钻井岩屑及废弃泥浆环境影响分析

水基钻井废弃物：本项目一开及三开井段使用水基钻井液，产生水基岩屑约 2159.19m³，水基废弃泥浆约 265t。根据《固体废物鉴别标准 通则》，此类废弃物属于一般工业固体废物（第 I 类）。处置措施评价：项目采用“泥浆不落地”工艺进行减量化、资源化、无害化处理，经振动筛、离心机等固控设备分离后，固相部分（岩屑）及无法回用的废液由具备相应环保资质的单位及时清运处理，符合《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ 349-2023）的要求。在落实及时清运、不落地堆存的措施下，不会对井场土壤及地下水造成污染。

油基钻井废弃物：本项目二开井段使用油基钻井液，产生油基岩屑约 2051.18 m³，油基废弃泥浆约 245t。此类废弃物含有矿物油，属于《国家危险废物名录》（2025 年版）中的 HW08 类危险废物。处置措施评价：建设单位拟采用密封储罐或岩屑箱进行收集，严禁露天堆放。收集后委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司进行无害化处置。该处置单位具备相应的危险废物经营资质，处理能力满足本项目需求。通过全密闭收集和规范化转移，可避免油基废弃物挥发污染大气或渗漏污染土壤，措施可行。

（2）压裂返排砂环境影响分析

本项目压裂作业预计产生返排砂约 7853.4m³。由于返排砂表面吸附有原油及压裂液化学助剂，判定为 HW08 类危险废物。处置措施评价：压裂返排砂随返排液进入地面返排液回收罐，经沉降分离后，清出的砂直接装入专用密闭容器或防渗吨袋中，不落地、不敞口，最终委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司处置。该措施避免了返排砂中挥发性有机物（VOCs）的逸散和含油渗滤液的产生，对环境的影响较小。

（3）其他危险废物环境影响分析

施工期产生的其他危险废物主要包括：

落地油泥（1.96t）：产生于钻井、修井作业中的跑冒滴漏；

废含油防渗布（6.65t）：产生于施工结束后的场地清理；

废包装及废棉纱手套（2.0t）：产生于化学品使用及设备维修。

处置措施评价：上述废物均属于危险废物（HW08 或 HW49）。评价要求施工单位在井场设置标准的危险废物暂存间（箱），严格执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求，采取防风、防雨、防晒、防渗漏措施。所有危废分类收集后，定期委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司统一拉运处置，并严格执行危险废物转移联单制度。在严格落实“即产即清”和规范暂存的前提下，不会对周边环境产生二次污染。

（4）施工土方及建筑垃圾环境影响分析

施工土方：本项目管沟开挖及井场平整共涉及土方量约 $7.88 \times 10^4 \text{m}^3$ 。评价要求严格遵循“移挖作填、就地平衡”原则，管沟土方全部回填，井场挖方用于填平低洼及修筑围堰，无永久性弃方产生。表层土壤（30cm）单独剥离堆存，用于后期生态恢复，符合生态保护要求。

建筑垃圾：产生量约 3.0t。废金属、废管材等可回收物资外售废品收购站；废混凝土等惰性垃圾运至市政指定填埋场或铺垫路基。严禁在戈壁滩随意倾倒，对环境的影响轻微。

（5）生活垃圾环境影响分析

施工期生活垃圾产生量约 21.0t。处置措施评价：施工现场设置带盖垃圾桶，实行袋装化收集，定期清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场卫生填埋。严禁随地丢弃或就地焚烧，可有效防止细菌滋生和异味扩散，对环境无明显影响。

（6）固体废物环境管理与合规性分析

依托处置单位可行性：本项目危险废物（油基岩屑、油基泥浆、压裂返排砂、落地油泥等）均委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司处置。经核查，该单位具备相应的危险废物经营许可证，核准经营范围包含 HW08 类废物，且具备相应的处理能力，依托可行。

运输过程管理：危险废物运输必须委托具备危险货物运输资质的车辆进行，严格执行电子转移联单制度，防止运输途中流失、扬散。

暂存设施要求：井场设置的危废暂存设施应满足防渗要求，并设置明显的危险废物警示标志。

4.5.2 运营期固体废物影响分析

本项目运营期产生的固体废物主要为含油污泥、落地原油、废机油以及废弃防渗膜。

上述固体废物均属于危险废物。建设单位拟采取“源头减量、过程控制、资源化利用、无害化处置”的综合防治措施。

（1）含油污泥环境影响分析

产生情况：本项目运营期含油污泥主要来源于井下作业（修井、检泵）产生的落地油土以及油品储罐清洗产生的罐底油泥。根据产排污系数核算，预计含油污泥产生量约为 345.80t/a。

属性判定：根据《国家危险废物名录》（2025 年版），含油污泥属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物（代码 071-001-08），具有毒性和易燃性。

处置措施及可行性分析：建设单位采取“分类分质”处理原则：

液态/半流态油泥：收集后通过密闭罐车拉运至吉康脱水站，进入站内污油回收系统回掺处理，实现资源回收。该措施利用了依托站场的现有处理设施，技术成熟可行。

固态油泥/油砂：对于吉康站无法处理的沉积底泥及严重污染土壤，委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司进行无害化处置。该单位持有危险废物经营许可证，具备相应的处置资质和能力。通过上述措施，含油污泥最终去向明确，既实现了部分资源化，又确保了最终残渣的无害化，不会对井场及周边土壤环境造成长期污染。

（2）落地原油环境影响分析

产生情况：来源于非正常工况下的跑冒滴漏及作业过程中的少量滴落。预计产生量约为 1.0t/a。

属性判定：属于 HW08 危险废物（代码 071-001-08）。但其主要成分为石油烃，具有较高的回收价值。

处置措施及可行性分析：本项目推行“清洁生产”模式：

源头控制：选用高质量井口密封装置，安装集油槽。

过程收集：作业时严格执行“铺设防渗膜、带罐作业”，确保原油不直接接触土壤。

资源化利用：收集后的落地原油视为资源，及时拉运至吉康脱水站卸入卸油罐，回掺至生产系统脱水后作为商品原油外输。该措施实现了落地原油的 100%回收利用，符合循环经济理念，有效避免了原油渗漏对地下水和土壤的污染风险。

（3）废机油环境影响分析

产生情况：主要来源于抽油机、空气源热泵、装车泵等机械设备的润滑油更换。预计产生量约为 0.2t/a。

属性判定：属于 HW08 危险废物（代码 900-214-08），若随意倾倒将严重污染土壤及水体。

处置措施及可行性分析：评价要求设置专用的废油收集桶，进行分类密闭收集，并张贴危废标签。定期委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司等有资质单位进行处置。废机油产生量较小，在严格落实收集和转运管理制度的前提下，环境风险可控。

（4）废弃防渗膜环境影响分析

产生情况：来源于井下作业及检修环节铺设的 HDPE 防渗布，因沾染原油和化学药剂而废弃。预计产生量约为 0.1t/a。

属性判定：属于 HW49 其他废物（代码 900-041-49）。

处置措施及可行性分析：作业结束后，废弃防渗膜由施工队伍即时收集、打包，严禁在井场填埋或焚烧。收集后运至吉康脱水站危废暂存间暂存，定期委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司等有资质单位进行处置。措施符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）相关要求。

（5）环境管理要求与结论

为确保运营期固体废物特别是危险废物得到有效管控，评价提出以下管理要求：

严格执行联单制度：所有危险废物的转移必须严格执行《危险废物转移管理办法》，填写电子转移联单，确保危废去向可追溯。

规范贮存设施：依托的吉康脱水站及各平台临时收集点，其危废贮存设施必须满足防渗、防风、防雨、防晒要求。

应急管理：建立危险废物泄漏应急预案，配备必要的吸油毡、沙土等应急物资。

本项目运营期产生的固体废物均已落实了可靠的去向。含油污泥和落地原油优先依托吉康脱水站进行资源化回收；无法回收的危废（固态油泥、废机油、废防渗膜）全部委托有资质单位进行无害化处置。在严格落实上述措施及环境管理制度后，本项目运营期固体废物对周边环境影响较小，环保措施可行。

4.5.3 危废管理要求

根据《国家危险废物名录》（2025 年版）及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告 2021 年第 74 号），本项目运营期产生的含油污泥、落地原油、废机油、废防渗膜等均属于危险废物。建设单位需严格按照法律法规要求，委托有相应危险废物经营资质的单位进行安全处置或采取资源化利用措施。

本工程危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 4.5-1。

表 4.5-1 运行期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
含油污泥	HW08	071-001-08	储罐清洗、严重污染土壤	固态/半固态	油类物质、泥沙	矿物油	1 年/次	T, I	密闭容器收集，运至吉康站暂存，委托有资质单位（新疆中建环能）处置。
落地原油	HW08	071-001-08	井下作业滴漏、设备跑冒滴漏	固态/液态	原油、土壤	矿物油	间歇	T, I	铺设防渗膜收集，运至吉康脱水站卸油罐回掺，100%回收利用。
废机油	HW08	900-214-08	设备维护保养	液态	废润滑油	矿物油	间歇	T, I	专用废油桶密闭收集，委托有资质单位（新疆中建环能）处置。
废防渗膜	HW49	900-041-49	井下作业、检修铺垫	固态	HDPE 膜、油污	矿物油	间歇	T, I	打包封装，运至吉康站暂存，委托有资质单位（新疆中建环能）处置。

（1）危险废物收集及贮存

本工程运营期危险废物的产生周期不固定，且产生地点分散。本工程在各井场设置临时的专用收集容器（桶/箱），不新增永久性危险废物暂存库。

收集要求：危险废物产生后，立即分类装入符合标准的专用密闭容器中，容器上粘贴规范的危险废物标签。

贮存要求：收集后的危险废物应及时（通常随作业车辆）运至吉康脱水站内已建成的标准化危险废物暂存间进行集中贮存。

管理要求：危险废物的收集和暂存严格按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）进行，建立危险废物管理台账，如实记录产生量、流向、贮存、处置等信息，并将记录作为重要环保档案妥善保存。

（2）危险废物的运输

① 内部运输（井场→吉康脱水站） 本工程运营期产生的危险废物（如含油污泥、废防渗膜等）需采用专用车辆或容器，就近运至依托的吉康脱水站暂存。内部转运作业应填写内部转运记录表，转运结束后对路线进行检查，确保无滴漏、遗撒。正常情况下，通过密闭容器运输发生泄漏的可能性极小。

② 外部运输（吉康脱水站→处置单位） 本工程运营期产生的需委外处置的危险废物（含油污泥、废机油等），最终交由新疆中建环能北庭环保科技有限公司等有相应资

质的单位进行运输和处置。运输环节必须严格执行《危险废物转移管理办法》，建设单位（移出人）、承运单位及处置单位（接受人）应通过国家或自治区的固废管理信息系统填写危险废物转移电子联单。承运车辆必须具备危险货物运输资质，并配备GPS定位系统，记录运输轨迹，防范非法倾倒或交通事故引发的环境风险。

（3）危险废物的处置

本工程运营单位应严格落实主体责任，对委托处置单位（新疆中建环能北庭环保科技有限公司等）的主体资格、技术能力和经营范围进行核实，依法签订书面委托处置合同。

资源化利用：对于落地原油及液态含油污泥，优先运至吉康脱水站回掺至原油处理系统。

无害化处置：对于无法利用的固态危废，在合同中明确污染防治要求及责任。合同期内，建设单位应定期跟踪了解接收单位的贮存和处置情况，确保危废得到合规、安全的处理。

小结：本工程运营期产生的各类危险废物去向明确，处置措施得当。在严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）、《危险废物转移管理办法》及上述管理要求的前提下，可有效控制环境风险，不会对外环境产生明显不利影响。

4.5.4 退役期固体废物影响分析

（1）固体废物产生情况

本项目服务期满后，将实施退役和闭井作业。此阶段产生的固体废物主要包括：
一般工业固体废物：

建筑废渣：来源于井场地面硬化层破除、设备基础拆除产生的废混凝土块、砖石等。

废旧金属：来源于拆除的抽油机、储罐、地面管汇及阀组等。

危险废物：

清罐/清管废物：来源于原油储罐拆除前的清洗作业产生的罐底油泥（HW08），以及集输管线吹扫产生的含油废渣。

落地油土：拆除过程中可能因残留原油滴漏而产生的少量污染土壤。

（2）影响分析与处置措施评价

①一般工业固体废物影响分析

建筑垃圾：拆除作业产生的废混凝土、砖石等建筑垃圾，评价要求进行集中清理和收集。根据工程设计，这部分惰性废物将送往吉木萨尔县工业固废填埋场进行妥善处置。该措施符合当地固体废物管理规定，避免了随意倾倒对戈壁环境的破坏。

废旧设备：对于拆除的抽油机、泵类、阀组等金属设备，优先进行检测与维修，可利用设备在油田内部调剂使用；不可利用的废旧金属物资需进行分类回收，外售给物资回收部门进行资源化利用，实现了资源的循环使用。

②废弃管线“就地封存”环境合理性分析 本项目集输管线主要埋地敷设。退役期针对废弃管线采取“维持现状、就地封存”的处置措施。

生态保护角度：若对埋地管线进行全面开挖拆除，将再次大面积扰动地表土壤和植被，加剧区域水土流失和风蚀沙化。采取就地封存措施，可有效避免因二次开挖对区域脆弱生态环境造成的破坏，符合生态优先原则。

环境风险控制：为防止管线内残留原油造成环境污染，评价严格要求在废弃前必须实施管线吹扫与清洗工艺，确保管线内无残留采出液和污染物。清洗合格后，在管线两端焊接盲板进行永久性封堵。在落实上述清洁与封堵措施后，废弃管线对土壤和地下水环境无污染风险。

③危险废物影响分析

油罐底泥：萨15平台等处的原油储罐在拆除前必须进行彻底清洗。清洗产生的罐底油泥属于危险废物（HW08）。评价要求该部分危废必须委托有资质单位（如新疆中建环能北庭环保科技有限公司）进行无害化处置，严禁掩埋或混入建筑垃圾，措施合法合规。

④废弃井封堵及生态恢复

对完成开采任务的废弃油井，严格执行《油气田工程封井技术规范》进行永久性封堵，拆除井口装置，并地下截去一定深度（通常为耕作层以下）的表层套管。

清理井场表面遗留的各类固体废物后，对场地进行平整。对于自然植被区域，采取自然恢复的方式，随着时间的推移，使其逐步恢复至与周边地貌一致的自然生态状态。

⑤运输过程影响分析

退役期各类固体废物的清运车辆，必须采取加盖篷布、密闭运输等措施，严防车辆行驶过程中发生固体废物的遗撒和飘散，避免对沿途环境造成二次污染。

综上所述,本项目退役期固体废物处置措施科学合理。其中,废弃管线采取清洗后就地封存的措施,有效避免了二次生态破坏;危险废物和一般固废均落实了合规的去向。在严格执行上述措施的前提下,退役期固体废物不会对区域环境产生不利影响,并有利于场地的生态恢复。

4.6 土壤环境影响分析

4.6.1 土壤环境影响识别

(1) 土壤环境影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018),拟建工程属于生态影响型及污染影响型项目。影响类型见表 4.6-1。

表 4.6-1 建设项目影响类型表

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

由表 4.6-1 可知,拟建工程影响途径主要为运营期事故状态下原油或废水泄漏入渗及采出水(含盐水)泄漏导致的土壤盐渍化影响。

(2) 影响源及影响因子

本项目土壤环境影响主要考虑非正常工况下,井喷产生的落地油、井下作业及储罐区废水/原油泄漏等垂直入渗对土壤的环境影响。在评价区内,泄漏原油对土壤环境的影响通常是局部的。原油积存于表层会破坏土壤结构,降低土壤通透性,阻碍植物根系呼吸和养分吸收;若发生垂直下渗,其深度取决于土壤质地(戈壁砂砾土质渗透性较强),可能污染深层土壤。

根据工程建设涉及的途径,识别各阶段土壤环境影响源及因子如下:

表 4.6-2 土壤环境影响源及影响因子识别表

阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	污染物种类	污染介质	可能污染区域	备注
施工期	井场	事故状态下,钻井泥浆池渗漏、井喷导致落地油污染土壤	垂直渗入	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下
运	井场	事故状态下,储罐/管线破	垂直入	石油烃	表层土	井场、管	事故

阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	污染物种类	污染介质	可能污染区域	备注
营期		裂、井下作业围堰失效导致原油/采出水泄漏	渗	(C ₁₀ -C ₄₀)	壤、深层土壤	线沿线	情况下
退役期	采油设备	设备/管线拆除过程残留原油滴漏	垂直入渗	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下

表 4.6-3 土壤环境生态影响源及影响因子识别表

阶段	污染源	污染源	特征因子	备注
运营期	井场、管线	漫流/泄漏	盐分含量	事故状况下采出水泄漏导致盐渍化

4.6.2 土壤及土地利用类型调查

(1) 土地利用现状

根据现场调查结果,拟建工程占地范围内涉及的土地利用类型包括采矿用地、水浇地、其他草地和天然牧草地。本次环境影响预测选择萨15平台,其选址周边土地利用类型为水浇地。

(2) 土地利用规划

拟建工程占地范围内暂无其他大型建设规划,项目建设符合当地矿产资源开发规划。

4.6.3 环境敏感目标调查

根据现场勘查,萨15平台周边分布的水浇地(耕地)属于《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)规定的土壤环境敏感目标,一旦发生土壤污染,将影响农作物生长及农产品质量,因此是本项目土壤环境保护的重中之重。

4.6.4 正常情况下对土壤环境的影响

(1) 钻井废弃物影响分析

措施:本项目严格实施“泥浆不落地”工艺。水基岩屑经固液分离后综合利用;油基岩屑(HW08)全密闭收集并委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司处置。

评价:在严格落实上述措施的前提下,可杜绝含油废弃物直接接触水浇地或牧草地土壤,正常钻井作业不会对农田土壤质量造成污染。

(1) 占地对土壤环境的影响及保护措施

本项目管线敷设及井场建设将不可避免地扰动地表土壤。针对涉及的水浇地和天然牧草地,评价提出严格的保护措施:

表土剥离与保护:在萨15平台扩建及占用农田、草地的管线施工前,必须对表层土壤(耕作层,通常为0~30cm)进行单独剥离。剥离的耕作土应堆放在专门的堆土场,

采取防风遮盖措施，严禁与深层生土、废弃土石混杂。

分层回填：管线施工结束后，严格执行“分层回填”原则。先回填深层生土，最后将剥离的表层耕作土覆盖回填，以最大程度保持土壤的肥力和耕作能力。

复垦要求：对于临时占用的水浇地，施工结束后应立即进行深翻、松土和平整，恢复其农业生产功能；对于草地，应撒播当地适生草籽进行生态恢复。

（3）落地油及事故泄漏影响分析

风险：萨15平台周边有水浇地，土壤孔隙度较大，若发生落地油或井下作业废水泄漏，污染物易垂直下渗并向四周扩散，可能造成农田土壤石油烃超标及盐渍化，导致作物减产或死亡。

工程防渗：萨15平台及萨303平台必须进行分区防渗处理，特别是储罐区、井口区、装卸区需满足重点防渗要求，储罐区围堰底部须铺设HDPE防渗膜，渗透系数 $\leq 1 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，确保泄漏物不外流、不下渗。

源头阻隔：井下作业严格铺设防渗膜（土工布），配备围堰及导液槽，确保“油不落地”，井口及管线连接处设置接油盘，定期巡检，发现滴漏立即处理，加强员工培训，规范操作流程，杜绝因人为失误导致落地油产生。

应急清理：一旦发生泄漏，必须立即切断源头，人工铲除受污染的表层土壤（作为危废处置），并置换新鲜客土，严防污染物扩散，必要时施加有机肥或生物菌剂，改良土壤结构和肥力，加速残留石油烃的生物降解，防止土壤盐渍化加剧。

加强周边耕地跟踪监测：泄漏事故后，对周边农田土壤石油烃含量进行加密监测（监测点位布设于泄漏点下风向和下游方向，监测频次不低于每月1次），动态评估污染扩散范围和修复效果，直至土壤环境质量稳定达标。

（4）施工废弃物影响

严禁将建筑垃圾、废防腐材料、生活垃圾等随意堆放在周边的水浇地或草地上。所有固体废物必须实行定点存放、定期清运，确保农田环境整洁。

综上所述，本项目涉及水浇地等敏感目标，对土壤保护要求较高。在严格落实“表土剥离保护”、“泥浆不落地”及“分区防渗”等措施后，可有效减缓工程建设对土壤理化性质的扰动，并防范土壤污染风险，将对农业和生态环境的影响控制在可接受水平。

4.6.5 事故状态对土壤环境的影响

4.6.5.1 井喷对土壤环境的影响分析

井喷是油气田开发过程中极低概率但环境风险极大的意外事故。本项目钻井及试油过程中若发生井喷，高压油气流及钻井液（特别是二开阶段使用的油基泥浆）将被抛洒至井场周边，形成大面积的飘落沉降。

（1）对土壤理化性质的影响 井喷产生的高浓度石油烃和钻井助剂落入土壤后，会通过吸附、凝聚作用覆盖在土壤表层。

物理阻塞：原油的高粘度特性会堵塞土壤孔隙，形成疏水膜，阻断土壤与大气的氣體交换，导致土壤通透性急剧下降。

化学毒害：石油烃进入土壤会引起土壤有机质碳氮比（C/N）严重失调，抑制土壤微生物活性及有机质的矿化分解，破坏土壤肥力。

（2）对不同土地类型的影响差异

荒漠戈壁区域：该区域土质坚硬、紧实度高。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，2009），在紧实的土壤中，原油主要滞留在表层0~20cm 范围内，垂直迁移能力较弱，主要形成沥青状的“油壳”，对深层土壤影响相对有限。

农田区域：由于耕作层土壤疏松、孔隙度大，若发生井喷，油污的垂直入渗深度将明显大于戈壁区域。石油烃一旦渗入耕作层，将直接破坏土壤团粒结构，导致农作物根系窒息、腐烂甚至死亡，造成农田绝收，且受污染农田的修复难度极大、周期极长。

4.6.5.2 集输管线、储罐泄漏对土壤环境的影响分析

本项目萨15平台设有原油储罐，萨303平台至吉康站建有集输管线。若发生管线腐蚀穿孔、储罐溢流或围堰破裂等事故，泄漏的原油及采出水将对土壤造成严重污染。

（1）石油烃污染（有机污染） 泄漏的原油在重力作用下会发生垂直入渗和水平扩散。泄漏时间越长，污染土方量越大。

粘性效应：原油会增加土壤流体的粘滞性，降低土壤渗透系数，使土壤板结。

挥发与残留：轻组分挥发后，重组分（沥青质、胶质）长期残留于土壤中，难以自然降解，成为持久性污染源。对于萨15周边的水浇地，这将导致土壤丧失耕作功能。

（2）盐渍化影响（无机污染） 伴随原油泄漏的往往还有含盐量较高的采出水。高矿化度废水进入土壤后，水分蒸发，盐分滞留于表层，会导致土壤发生次生盐渍化。对于农业用地，土壤含盐量的升高将产生“生理干旱”，直接毒害作物，造成土壤退化。

（3）防范与后果控制 虽然本项目在井场、储罐区设置了防渗工程和围堰，在管线

沿线设置了巡检制度，但在极端事故状态下（如围堰垮塌），泄漏物一旦突破防线进入外环境，将产生受污染土壤（落地油土）。处置要求：事故发生后，必须立即切断污染源，对受污染的土壤（特别是农田耕作层）进行彻底铲除与清理。清理出的含油土壤属于 HW08 危险废物，严禁就地掩埋，必须运至有资质单位进行焚烧或热洗处理，并对受损区域进行客土回填和生态修复。

4.6.6 环境影响预测

根据本项目工程特性，本次评价重点预测集输管线、储罐发生事故泄漏时，石油烃对土壤的垂直入渗污染（污染影响型），以及高矿化度含油废水漫流导致的土壤盐渍化影响（生态影响型）。

4.6.6.1 污染影响型

（1）事故情形设定

当管线穿孔发生泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的量少不易被发现；在评价区内的泄漏的落地油对土壤环境的影响是局部的，它受发生源的制约，主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散。从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

（2）预测源强

管线输送介质为油水混合物，按最不利情况考虑。虽然项目区块最低含水率为 20%，但为了模拟由于重力分离导致的油相优先富集，预测源强中石油烃污染物浓度按高浓度设定，取值为 1577 mg/L（作为溶解相及乳化相的综合参考浓度）。

（3）预测方法

事故设定为石油烃污染物以点源形式垂直进入土壤环境，采用一维非饱和溶质运移模型预测方法。

①水分运动方程

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(K(h) \frac{\partial h}{\partial z} + K(h) \right)$$

式中： θ —体积含水率；

h —压力势，cm；

t —时间，d；

Z—垂直坐标，cm；

K(h)—导水率，cm/d。

②土壤水力参数 van Genuchten 模型

土壤水力参数 van Genuchten 模型计算公式为：

$$\theta(h) = \begin{cases} \theta_r + \frac{(\theta_s - \theta_r)}{(1 + |\alpha h|^n)^m}, & h < 0 \\ \theta_s, & h \geq 0 \end{cases}$$

$$K(h) = \begin{cases} K_s S_e [1 - (1 - S_e^{1/m})^m]^2, & h < 0 \\ K_s, & h \geq 0 \end{cases}$$

$$S_e = \frac{\theta - \theta_r}{\theta_s - \theta_r}, \quad m = 1 - \frac{1}{n}$$

式中： θ_s —饱和含水率，cm³/cm³；

θ_r —滞留含水率；

α 、 n 、 r —形状系数；

S_e —有效含水率。

③溶质运移方程

溶质运移计算公式为：

$$\frac{\partial \theta_c}{\partial t} + \frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial qc}{\partial z} - A s c$$

式中： c —土壤液相中石油烃的浓度；

s —土壤固相中污染物的浓度；

D —综合弥散系数，代表分子扩散及水动力弥散，反映土壤水中溶质分子扩散和弥散；

q ——体积流动通量密度；

A ——一般取 1；

ρ ——土壤容重，引用区域范围土壤容重（区域土壤容重 2.72g/cm³，折算结果为 376.8mg/kg）。

（4）边界条件

模型计算时上边界采用大气可积水边界条件，下边界采用自由下渗边界。

（5）计算情景

假设半年检修一次，检修时发现渗漏，将预测时间取整设定为 200d。

输出时间（T1、T2、T3、T4、T5、T6）分别为 5d、10d、50d、100d、150d、200d。

（6）预测结果

根据地下水现状调查结果，选择自地表向下 1m 范围内进行模拟预测。

区域土壤主要为棕钙土（萨 303 平台）和潮土（萨 15 平台）。

观测点设置：在预测目标层布置 5 个观测点，0cm、10cm、30cm、60cm、100cm。

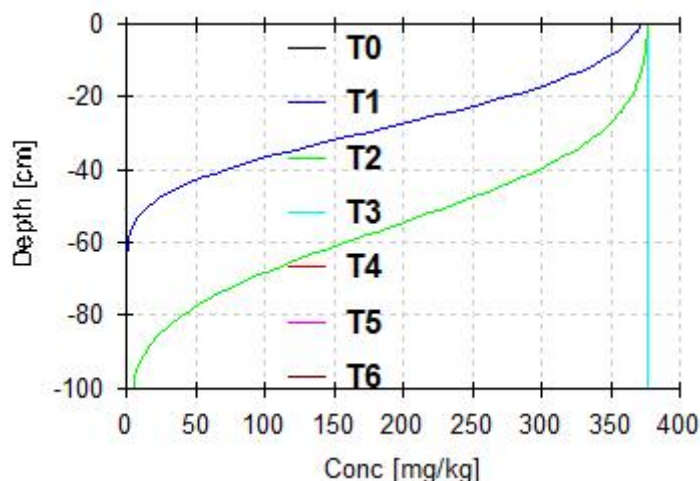


图 4.6-1 持续渗漏 200 天不同深度观测点石油烃浓度图

参考《新疆石油污染土壤修复技术研究》（韩妮，2014）等相关文献，国内外一致认同石油类污染物在土壤中的迁移主要集中在土壤表层（0~30cm），由上表和上图可知，非正常工况下，输油管线持续渗漏 200 天的情况下，不同深度观测点在预测期内未超过第二类用地筛选值，若发现泄漏，及时将表面含油覆土清理干净。

在发生泄漏事件后，泄漏的采出液通过垂直入渗的方式进入管线、设备下方及周边土壤，使受浸染的土壤理化性状发生变化，对影响范围内的土壤造成严重的污染。

根据预测结果可知，非正常工况下，输油管线持续渗漏 200 天的情况下，不同深度观测点在预测期内未超过第二类用地筛选值，项目预测范围内（井场周边 1km 范围，管网边界 200m 范围内）无超标现象。

建设单位应在设计、施工过程中严格做好对罐区、管线等防渗措施，避免原油泄漏对土壤的源头污染，同时做好相应监控措施，一旦发现泄漏事故，尽快采取相应处理措施，避免对区域土壤的进一步污染。

4.6.6.2 生态影响型

（1）事故情形设定

考虑最不利工况：单井集输管道发生破裂，导致高矿化度采出液漫流至周边土壤。

泄漏控制：单井集输管道设置有压力远传报警系统。发生破裂时，中控室可远程关断井口，并在 1h 内排查到泄漏点进行紧急封堵。

源强估算：依据管径及压力，初步估算从发生泄漏到完全封堵（含管内余液排空），泄漏的采出液量约为 5 m³。

盐分输入：采出液中氯根浓度高达 3405mg/L，则估算单次泄漏进入土壤的盐分总量为 17025g。

（2）预测方法与公式 采用 HJ964-2018 附录 E.13 中推荐的单位质量土壤物质增量法进行预测。

①单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D)$$

式中：ΔS——单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

P_b——表层土壤容重，kg/m³，本项目为 1.2g/cm³；

A——预测评价范围，m²；

D——表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整

n——持续年份，a。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

S——单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b——单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

（3）影响分析与评价

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 20m×20m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 1.2g/cm³，根据区域土壤盐分监测结果单位质量土壤中盐分含量的现状值最大值为 4.8g/kg。预测年份为 0.027a（10 天）。

根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.355g/kg，叠

加现状值后的预测值为 5.155g/kg，由于项目区域土壤盐分含量本底值较高，故油田的开发对农用地盐碱化影响较小。

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

4.6.5 土壤环境自查表

本项目土壤环境自查表见表 4.6-4。

表 4.6-4 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 ☐				/
	占地规模	(21.244) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标（农田）、方位（萨 15 平台南侧）、距离（20m）				
	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	石油烃				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价类别	I 类 ☒ ；II类 ☒ ；III类 ☐ ；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 ☒ ；b ☒ ；c ☒ ；d ☒ ；				
	理化特性	——				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	5	6	0~20cm	
		柱状样点数	5	0	在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样	
	现状监测因子	（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子和表 2 中 5 项特征因子：pH 值、含盐量、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40），共 50 项； （GB15618-2018）中 8 项基本因子和 5 项特征因子：pH 值、含盐量、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40），共 13 项。				
现状评价	评价因子	石油烃				
	评价标准	GB15618√；GB36600√；表 D.1 ☐ ；表 D.2 ☐ ；其他（ ）				
	现状评价结论	各监测点各监测项目均满足 GB 15618-2018 和 GB36600-2018 中筛选值				
影响预测	预测因子	石油类、盐分含量				
	预测方法	附录 E ☐ ；附录 F ☐ ；其他 ☐				
	预测分析内容	影响范围（ ） 影响程度（ ）				
	预测结论	达标结论：a ☐ ；b ☐ ；c ☐				

		不达标结论：a□；b□			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障□；源头控制☑；过程防控☑；其他（）			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		1（萨15平台）	石油类	1次/年	
		信息公开指标			
评价结论		采取环评提出的措施，影响可接受			
注1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。					
注2：需要分别开展土壤环境影响评价工作的，分别填写自查表。					

4.7 生态环境影响分析

4.7.1 生态环境影响因素及类型

本项目开发过程涵盖钻井工程、采油工程（含大规模体积压裂）、井下作业、油气集输及配套道路建设。工程占地分为永久性占地和临时性占地。

永久性占地：主要为萨303平台和萨15平台。根据遥感解译，萨303平台评价区用地现状主要为其他草地和采矿用地；萨15平台评价区用地现状主要为其他草地，周边分布有耕地。

临时性占地：主要为萨303平台至吉康脱水站的集输管线作业带（全长5.52km）及临时道路。管线沿线用地类型复杂，由其他草地逐渐过渡为天然牧草地及耕地。

本项目对生态环境的影响主要表现为：占用土地资源、改变土地利用性质、破坏地表植被及扰动土壤结构，从而打破地表原有的生态平衡。

对于萨303平台及其周边（稀疏草地生态系统）：区域处于荒漠戈壁地带，主要影响表现为破坏地表长期形成的砾石结皮和耐旱植被（如骆驼蓬），失去保护的土壤在区域强风作用下易发生风蚀沙化，加剧水土流失。

对于萨15平台及其周边（稀疏草地及农田生态系统）：主要影响表现为对其他草地的永久占用。由于该平台紧邻农田，施工期的扬尘、噪声若管控不当，易对周边农作物的生长及农业生产活动产生干扰。

对于集输管线（跨区域生态系统）：管线施工呈带状分布，从萨3侧的稀疏草地延伸至吉康侧的农田区域。主要影响表现为对沿线天然牧草地和耕地的开挖翻动，若分层回填措施落实不到位，易造成耕作层土壤结构破坏（熟土与生土混合），导致土壤肥力下降及沿线农作物/牧草受损。

4.7.2 生态环境影响特征分析

根据项目工程特点及所处区域的环境特征，本项目对生态环境的影响具有以下显著

特点：

(1)区域性与差异性并存的环境影响特征 本工程生态影响随地理位置变化呈现明显的区域差异性。

萨303平台区域：位于荒漠戈壁背景下的稀疏草地，人烟稀少，生态系统结构简单但极其脆弱，抗干扰能力弱，一旦破坏，自然恢复周期长。

萨15平台及管线末端区域：涉及其他草地、天然牧草地及耕地，人类活动相对频繁。生态影响不仅体现为对自然植被的破坏，还体现为对农业生产功能（耕地）和畜牧业资源（牧草地）的潜在干扰。

(2)点线结合的空间分布特征 在开发范围内，生态影响呈“点状”和“线状”分布，边界清晰。

点状影响：主要集中在萨3和萨15两个井场平台，表现为高强度的地表硬化和长期占用。

线状影响：主要集中在5.52km长的集输管线、供电线路及进井道路沿线。表现为狭长地带的土壤翻动和植被压占，且跨越了“荒漠草地—天然牧草地—农田”的生态交错带，影响类型多样。

(3)阶段性与可恢复性 生态影响主要集中在施工期（钻井、压裂及管线敷设阶段），表现为高强度的机械扰动。随着施工结束，通过采取平整复垦、植被恢复等措施，管线等临时占地的生态功能可逐步恢复；运营期影响较小，主要为潜在的环境风险；退役期通过拆除复垦，可最终消除生态痕迹。

项目开发建设各个时期对生态环境的具体影响因素及对象见表4.7-1。

表4.7-1 项目不同开发阶段对生态环境的影响

开发建设阶段	产污/影响环节	主要影响因素	主要影响对象/后果
施工期	井场建设（萨3/萨15）	土地平整、基础开挖	萨303平台：破坏稀疏草地及戈壁地表结皮，加剧风蚀沙化。 萨15平台：占用其他草地，施工扬尘干扰周边农田生态系统。
	钻井及压裂作业	机械噪声、夜间灯光、人员活动	惊扰周边野生动物及放牧牲畜
	管线敷设	开挖管沟、机械碾压	破坏带状植被：破坏沿线其他草地及天然牧草地。 土壤扰动：在耕地段若混合耕作层土壤，将降低土壤肥力。

	车辆运输	扬尘、碾压	污染叶面影响光合作用；压坏原有道路或草场
	事故状态	井喷、泥浆池渗漏	污染土壤及地下水，毒害植物根系
运营期	井场生产	永久占地	土地利用性质永久改变（转为工矿用地）
	车辆运输及巡检	噪声、扬尘	干扰周边农牧民生产生活及动物栖息
	事故状态	管线/储罐泄漏	落地油及高盐废水污染农田/草地，导致土壤盐渍化及植被死亡
退役期	设施拆除	机械活动、固废堆存	短期扰动地表；若遗留固废将长期破坏生态
	生态恢复	土地平整、复垦	正向影响： 逐步恢复地貌及植被覆盖

4.7.3 施工期生态环境影响分析

4.7.3.1 工程占地影响分析

（1）占地规模与类型现状：本工程总占地面积约 21.244 hm²，其中永久占地面积约 9.796hm²（含井场及进井道路），临时占地面积约 11.448hm²（含管线作业带及施工便道）。根据遥感解译及现场调查，各区域占地现状如下：

萨 303 平台区域（荒漠/稀疏草地）：土地利用现状主要为其他草地及采矿用地。土壤类型以棕钙土为主，地表多为戈壁砾石及荒漠结皮覆盖；植被稀疏，主要为骆驼蓬、白皮锦鸡儿等耐旱灌草。

萨 15 平台区域（草地-农田交错带）：土地利用现状主要为其他草地，但平台周边紧邻农田生态系统（耕地）。

集输管线区域（生态过渡带）：萨 303 平台至吉康脱水站管线全长 5.52km。靠近萨 3 端主要占用其他草地（稀疏草地生态系统）；随着向吉康脱水站延伸，逐步过渡为天然牧草地及耕地（农田生态系统）。

（2）对农田及牧草地生态系统的影响分析 此部分影响主要集中在萨 15 平台周边区域及集输管线末端（靠近吉康站段）：

生物量损失：管线施工及萨 15 平台建设将直接铲除作业带内的天然牧草及部分农作物，造成当季农牧业生物量的净损失。

土壤结构扰动（重点风险）：对于涉及耕地和优质牧草地的管线段，管沟开挖若未严格实施“表土剥离、分层堆放”，极易造成生土（心土）与熟土（耕作层）混合。这将导致土壤团粒结构破坏，有机质含量下降，直接影响复耕后的作物产量及牧草再生能力。

边缘效应干扰：萨 15 平台虽主要占用草地，但长期作为工业斑块存在于农田边缘，其生产活动（如车辆扬尘、噪声）可能对周边农作物的光合作用及农事活动产生潜在干

扰。

(3) 对稀疏草地(荒漠)生态系统的影响分析 此部分影响主要集中在萨303平台及集输管线起始段:

地表结构破坏: 该区域处于荒漠戈壁地带, 生态系统维持主要依靠地表长期形成的“砾石结皮”和耐旱植被根系。施工期的土方开挖和车辆碾压将直接破坏这一稳定的地表结构, 导致下伏细土裸露。

风蚀沙化风险: 失去结皮和骆驼蓬等植被保护的松散土壤, 在准噶尔盆地南缘强风作用下, 极易发生风蚀和扬沙。这不仅造成局部水土流失, 还可能成为下游农田区的沙源。

(4) 综合生态影响评价 总体而言, 本工程占地对区域生态环境的影响具有显著的空间差异性:

不利影响: 永久改变了萨3和萨15平台区域的土地利用性质, 并造成了管线沿线(特别是耕地段)短期的土壤扰动和生物量损失。

可恢复性与可接受性:

临时占地(管线): 具有较强的可恢复性。在严格落实“分层回填”(针对耕地/牧草地)和“地貌恢复”(针对荒漠草地)措施后, 农田生产功能可在1~3年内恢复, 荒漠地貌稳定性也将逐步重建。

永久占地(平台): 虽不可逆, 但选址已尽量避让了基本农田和生态红线区。

结论: 经调查, 评价区域内未发现国家级或自治区级重点保护的野生动植物集中分布区。在落实各项生态保护与恢复措施的前提下, 工程占地对生态环境的影响总体处于可接受范围。

4.7.3.2 对植被的影响分析

(1) 评价区植被现状特征 经遥感解译及现场踏勘, 工程所在区域植被分布呈现显著的生境差异:

萨303平台及管线起始段(荒漠生境): 主要为温带丛生矮半灌木荒漠草原。植被稀疏, 覆盖度低, 优势种为骆驼蓬、白皮锦鸡儿等耐旱植物, 群落结构简单且脆弱。

萨15平台及管线末端(绿洲交错带): 萨15平台占用其他草地, 主要为天然牧草; 管线末端(靠近吉康脱水站)进入农田生态系统, 种植有小麦、玉米等农作物, 生物量较高。

(2) 施工活动对植被的破坏方式 施工期对植被的影响是直接且剧烈的，主要通过清除、掩埋和碾压三种方式破坏地表植被：

永久性清除：井场、进井道路的建设需进行地表剥离和硬化（铺设砾石或混凝土），导致占地范围内（约 7.44hm²）的骆驼蓬灌丛及天然牧草被彻底清除，该区域植被个体及生产力永久丧失。

临时性破坏：集输管线（5.52km）的管沟开挖和作业带平整，将导致作业带内（约 9.33hm²）的植被暂时性被铲除或翻耕；施工机械及运输车辆在便道外的碾压，会损毁沿线的天然牧草和部分农作物，并压实土壤，影响植物根系呼吸。

(3) 生物量损失分析 根据区域植被特征及生物量估算，施工期造成的生物量损失总量约为 20.51t/a。损失构成具有明显的区域特征：

农田及牧草地区域（管线末端）：损失主要表现为当季农作物产量（小麦/玉米）的净损失及优质牧草的移除。此类损失属于经济型损失，通过复耕和补偿可予以弥补。

荒漠草地区域（平台及管线起始段）：损失主要表现为多年生耐旱灌木和半灌木（如白皮锦鸡儿）的移除。由于荒漠植物生长缓慢，此类损失属于生态型损失，自然恢复周期较长。

(4) 施工扬尘对植被的间接影响 土方开挖、裸土堆放及车辆运输产生的扬尘，在干旱少雨的气候条件下，极易沉降并覆盖在周边植物叶片表面。

对荒漠植被：骆驼蓬等植物叶片较小，粉尘覆盖会堵塞气孔，减弱光合作用和蒸腾作用，导致植被生长受阻或枯黄。

对农作物：萨 15 平台周边及管线末端的农作物若受扬尘覆盖，将直接影响作物品质和产量。

(5) 施工结束后的恢复潜力分析 施工期对植被的破坏大部分属于可逆的临时性影响。

对于农田及牧草地（萨 15 周边）：该区域土壤基础较好。在施工严格执行“表土剥离、分层堆放、分层回填”措施的前提下，随着施工结束和土地整治，农作物生产力通常可在 1~2 年内恢复，天然牧草地约需 2~3 年恢复。

对于荒漠草地（萨 3 周边）：由于生境严酷，施工破坏了地表结皮后，土壤保水能力下降。临时占地的植被演替速度较慢，预计需 3~5 年 甚至更长时间才能逐步恢复至以骆驼蓬为主的先锋群落。

施工期对植被的影响主要体现为工程占地范围内的生物量损失(20.51t/a)和地表裸露。虽然施工活动对作业带内的植被造成了毁灭性破坏,但这种破坏局限在特定的“点”和“线”上,未造成区域物种灭绝。随着施工结束及生态恢复措施的落实(特别是对农田段的复垦),施工期对植被的不利影响将逐渐消除。

4.7.3.3 对农田的影响分析

本项目对农田生态系统的影响主要集中在萨15平台周边以及集输管线靠近吉康脱水站的末端管段。根据工程布置及遥感解译,萨15平台主体占用其他草地,但其边界紧邻耕地;集输管线在进入吉康脱水站前将直接穿越部分水浇地。施工期对农田的影响主要表现为:管线开挖造成的土壤分层结构破坏、萨15平台周边的边缘碾压效应以及施工扬尘对临近作物的生理毒害。

(1) 管线穿越及邻近施工的物理影响

管线施工是线状工程,其对农田的物理破坏最为直接,主要包括以下两个方面:

土壤分层结构破坏(生熟土混合风险):集输管线末端穿越农田时,管沟开挖深度2.0m。该区域农田土壤经过长期耕作,形成了肥沃的熟土层(耕作层,0~30cm),其下部为贫瘠的生土层(心土)。若施工过程中未严格采取“表土剥离、分层堆放”措施,极易导致下层生土翻至地表或与熟土混拌。这种“生熟土混杂”将严重稀释耕作层有机质含量,破坏土壤团粒结构,导致复垦后土壤保水保肥能力显著下降,直接影响未来3~5年内的作物产量。

机械碾压与土壤板结(边缘效应):萨15平台虽占用草地,但因紧邻农田,施工机械(挖掘机、运管车)若操作不当偏离作业界限,极易产生“边缘效应”。机械设备的反复行走和碾压会显著增加临近农田的土壤容重,导致深层土壤板结(紧实度增加),由于土壤孔隙度降低,作物根系下扎受阻,透气性变差,可能造成边缘农作物生长矮小甚至枯死。

(2) 施工及运输扬尘对作物的生理影响

在萨15平台进行土方平整、管沟开挖以及原油/材料运输车辆行驶过程中,会产生大量扬尘。由于萨15平台及管线末端紧邻农作物(如小麦、玉米),扬尘将直接沉降在作物叶面上,其生理危害机制如下:

对光合作用的阻滞:叶片表面覆盖的灰尘层会反射和吸收太阳光,减少叶绿体对光能的捕获(遮光效应)。研究表明,叶片覆尘量与光合速率呈负相关,覆尘越厚,光

合作用效率下降越明显，导致作物生物量积累不足，最终影响亩产量。

对气孔及呼吸作用的抑制：微细尘粒会堵塞叶片气孔，增加气孔阻力。这不仅阻断了植物与外界的 CO_2 和 O_2 交换，抑制呼吸作用，还会阻碍蒸腾作用散热，导致叶片表面温度升高，在夏季高温时段易引起“热害”或叶片灼伤。

(3) 减缓措施及管理要求 针对管线穿越农田及萨 15 平台紧邻耕地的特殊情况，评价提出以下强制性管理要求：

严格实施“表土剥离、分层管理”：在穿越耕地的管线施工段，必须严格执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”。施工前，必须将地表 0~30cm 的熟土单独剥离，并堆放在集土袋或防尘网内，严禁与深层生土混堆。管沟回填时，严格遵循“先填生土、平整压实，最后均匀覆盖熟土”的原则，确保耕作层复位。

设置严格的作业边界与围栏：萨 15 平台与农田交界处应设置明显的警示带或临时围栏，严禁施工机械和车辆越界碾压非征地范围内的农田。管线施工作业带宽度应严格控制在 10m 以内，尽量减少对农田的临时占用。

弃土与扬尘管控：严禁将管沟弃土直接压占在邻近的未征用农田上，确需临时占用的，必须铺设彩条布或土工布进行隔离。在临近农田的施工路段（尤其是萨 15 进井路），应增加洒水降尘频次，防止扬尘污染作物。

复垦与经济补偿：管线施工结束后，应立即对板结的土壤进行深翻松土（深松 30cm 以上），并建议施加有机肥以熟化土壤。同时，建设单位应严格按照国家及地方规定，对因管线施工造成的青苗损失及临时用地进行足额经济补偿，确保农户利益不受损。

通过严格落实土壤分层回填、控制作业带宽度及扬尘防治措施，管线施工及平台建设对农田的物理破坏和生理影响将得到有效控制。施工结束后，受损的耕地生产力预计可在 1~2 个耕作周期内逐步恢复。

4.7.3.4 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物的影响主要分为直接影响（永久占地导致生境丧失、管沟开挖导致个体伤亡）和间接影响（施工噪声、强光及人类活动干扰）。由于本项目地跨荒漠生态系统（萨 303 平台及管线起始段）和农牧交错生态系统（萨 15 平台及管线末端），不同区域受影响的动物类群及程度存在显著差异。

(1) 施工期对野生动物的干扰分析 施工期是野生动物受影响最为剧烈的阶段，干扰源主要包括钻井/压裂作业的高强噪声、夜间强光照明以及管线施工的机械震动。

荒漠戈壁区（萨 303 平台及外输管线）：

受影响物种：主要为荒漠型鸟类（如漠地百灵、沙大漠）、小型爬行动物（如沙蜥、麻蜥）及耐旱啮齿类（如跳鼠、沙鼠）。

影响表现：钻井和大规模体积压裂产生的高分贝噪声会形成以井场为中心的“惊扰圈”，迫使听觉敏感的野生动物产生回避行为，向外围区域暂时迁移。夜间钻井的强光可能会干扰夜行性荒漠动物的生物节律和觅食行为。

农牧交错区（萨15平台及管线末端）：受影响物种：该区域处于“其他草地”与“耕地”的交错带，主要分布有伴人型鸟类（如麻雀、乌鸦）、农田小型兽类（如田鼠）及两栖类。

影响表现：该区域动物对人类农事活动已有一定适应性，对噪声的耐受度相对较高。主要影响表现为管线开挖对土壤中穴居动物（如田鼠）的短暂驱赶，以及机械震动导致鸟类暂时飞离觅食地。

（2）对野生动物群落结构及迁徙的影响

线性工程的“阻隔效应”：集输管线（5.52km）的管沟开挖会在施工期形成一道临时的“线状障碍”。在管沟回填前，这道深约2.0m的沟槽会阻断小型非飞行类动物（如蜥蜴、刺猬、鼠类）的自由迁徙和基因交流，若不设置逃生通道，跌落沟底的动物可能因无法爬出而死亡。但由于管线施工周期短、分段作业，这种阻隔效应是短暂且可逆的。

人工设施的“边缘效应”：在萨303平台（荒漠区），井场和生活设施的建立可能会引入人为水源和生活垃圾，从而吸引部分伴人型动物（如家鼠、麻雀、狐狸）进入荒漠腹地，在局部形成不同于原生荒漠的“人工斑块”动物群落，可能对本土荒漠物种产生微弱的竞争压力。

（3）生境丧失与环境容量分析

生境丧失：工程永久占地（约9.796hm²）将导致该范围内的原生生境（戈壁砾石地或天然草地）永久消失，迫使原分布区内的定居型动物向周边生境扩散，造成局部生态位的丧失。

承载力分析：经调查，项目周边无论是广阔的戈壁荒漠还是连片的农牧用地，其生境同质性强、空间广阔。项目永久占地面积相对于周边广袤的生境而言微乎其微（占比极低）。周边的同质生境具有足够的环境容纳量来接纳从工程区迁出的野生动物。因此，局部生境的丧失不会对区域野生动物的种群生存和繁衍造成实质性威胁。

（4）敏感区影响分析（避让说明）：经详细的现场踏勘和与生态保护红线图核实，本项目选址及管线路由已完全避让了生态保护红线、自然保护区、吉木萨尔北庭国家湿

地公园及其他重要野生动物栖息地。项目评价区域内未发现国家级或自治区级重点保护野生动物的集中繁殖地、越冬地或迁徙停歇地。工程建设仅对区域常见野生动物产生一般性影响，不涉及对珍稀濒危物种生境的破坏。

本项目对野生动物的影响主要集中在施工期，且具有局部性和暂时性的特点。通过落实施工期噪声控制、光污染防治（限制夜间非必要照明）、管沟设置动物逃生坡道以及严禁捕猎等管理措施，随着施工结束和生态恢复，周边区域的野生动物将迅速回迁，项目建设不会对区域野生动物多样性及生态系统稳定性产生明显不利影响。

4.7.3.5 生物多样性影响

生物多样性包括生态系统、物种和基因三个层次。拟建工程井场扩建及管线敷设施工周期相对较短，占地面积仅约 21.244hm²，且经核实不涉及自然保护区及珍稀濒危物种栖息地，因此不会对区域基因多样性造成影响。施工期主要影响体现在对局部生态系统结构的切割及物种多样性（植被和动物）的暂时性扰动。

（1）对生态系统多样性的影响 本项目横跨两个特征显著的生态系统：萨 303 平台所在的温带荒漠草原生态系统和萨 15 平台所在的农牧交错生态系统。

景观破碎化：工程建设在广阔的戈壁荒滩或连片的农牧用地中形成了点状（井场）或线状（管线）的“工业斑块”和“廊道”。

影响程度：由于项目总占地面积相对于周边广袤的准噶尔盆地戈壁及吉木萨尔大规模连片种植区而言占比极微（呈微斑块状），且管线施工结束后将恢复地貌，工程建设不会改变区域整体的景观格局和生态系统功能，对生态系统多样性的影响轻微。

（2）对植被物种多样性的影响

生物量损失：根据前序估算，施工期预计造成的植被生物量损失总量约为 20.51t/a。

物种影响差异：萨 15 平台及管线末端（农牧交错区）：损失的主要是天然牧草及部分人工种植的农作物（小麦/玉米）。该区域受人为干预强，物种组成相对单一且常见。施工虽导致局部生物量损失，但未清除特有物种，不会导致物种多样性的降低。

萨 303 平台及管线起始段（荒漠戈壁区）：损失的主要是骆驼蓬、白皮锦鸡儿等耐旱灌木。由于该区域自然环境严酷，群落结构简单，优势种极为明显。施工仅导致局部范围内常见优势种数量的下降，不会导致区域植物物种消失或物种丰富度改变。

（3）对野生动物的影响 项目施工对野生动物的影响主要来源于施工机械的噪声惊扰、夜间灯光干扰以及管沟开挖形成的物理阻隔与“陷阱效应”。

①施工噪声与光污染的惊扰影响

荒漠生境（萨303区域）：该区域开阔空旷，背景噪声低。钻井和压裂期间的高分贝轰鸣声及夜间强光，对听觉和视觉敏感的荒漠型野生动物（如跳鼠、沙鼠、沙蜥等）具有明显的驱赶效应，迫使其暂时迁移至远离施工点（惊扰圈外）的同质生境中。

农牧生境（萨15区域）：该区域紧邻农田及村庄，本就伴随频繁的拖拉机耕作等人为活动。主要分布的是伴人型动物（如麻雀、喜鹊、家鼠）。这些动物对人类活动适应性强，具有较高的惊扰阈值，一般在作业区50m以外即可正常活动。随着施工结束，噪声消失，迁出的野生动物将迅速回归。

②管线敷设的物理阻隔与“陷阱效应”，本项目管线（5.52km）跨越戈壁与农田，不同路段的影响机制不同：

戈壁段（萨303侧）：管沟开挖破坏了地表连续性。对于小型爬行动物（如沙蜥、麻蜥），开放的深沟可能成为“生态陷阱”。若未设置逃生坡道，跌落沟底的个体极易因无法爬出暴晒而亡，导致局部种群数量短期下降。

农田及牧草地段（吉康侧）：地面阻隔：管沟旁的堆土带（生土/熟土分堆）会暂时阻断农田小型兽类（如田鼠、刺猬）的活动路径，造成短暂的生境分割。

地下生境破坏：管线穿越潮土/灌耕土区时，开挖会直接破坏耕作层中土壤动物（如蚯蚓、步甲）的栖息地，导致局部土壤动物密度降低，进而间接影响以此为食的食虫鸟类的食物来源。

根据现场调研及解译结果，吉南油田萨3块区域内无大型珍稀野生动物活动轨迹。井场及管线的施工虽然会对作业带内的小型爬行动物（戈壁区）及土壤动物（农田区）造成直接伤害，并对周边鸟类形成短暂惊扰，但这种影响是局部的、暂时的。随着管线回填及植被恢复措施的落实，受影响的野生动物群落将逐渐恢复至原有水平。工程建设不会导致区域内野生动物种群结构的根本性改变，对生物多样性的整体影响较小。

4.7.3.6 生态系统完整性的影响

生态系统完整性是指生态系统在结构、功能和过程上的整体性和自维持能力。施工期内，由于地表植被的铲除、管沟开挖及土壤物理扰动，将在局部范围内暂时阻断生态系统的物质循环和能量流动。由于本项目地跨荒漠稀疏草地生态系统（萨3区域）和农牧交错生态系统（萨15及管线末端），施工活动对生态系统完整性的干扰机制在不同区域表现出显著差异。

（1）对净初级生产力（NPP）及稳定性的影响

农牧交错生态系统（萨15平台及管线吉康段）：

生产力阻断：施工期间，作业带内天然牧草及农作物被机械铲除，导致该区域的净初级生产力（NPP）在施工期内降至零。这种生物量的“断崖式”移除是剧烈的，直接削弱了该地块当季的能量固定能力。

稳定性风险（土壤扰动）：施工对该系统完整性的最大威胁在于土壤结构的破坏。若管沟开挖过程中发生“生熟土混合”，将直接破坏土壤团粒结构，降低土壤持水保肥能力。这种物理结构的改变会削弱土地抵抗病虫害和干旱的能力（抵抗力稳定性下降），即使施工结束，若土壤受损，短期内也难以支撑原有的高生产力水平。

荒漠稀疏草地生态系统（萨303平台及管线起始段）：

生产力影响（微弱）：萨303平台及管线起始段位于荒漠戈壁，骆驼蓬等耐旱植被覆盖度低，原生生物量极小。施工期造成的生物量损失绝对值很小，对区域生态系统总能量流动的干扰微乎其微。

稳定性风险（地表破碎）：荒漠生态系统的完整性依赖于地表长期演化形成的“戈壁砾幕”（物理防风层）。施工机械的碾压和开挖将直接破碎这一脆弱的物理结构，导致地表由“稳定态”迅速转变为易受风蚀的“活跃态”。这种物理防线的崩溃是施工期对荒漠系统完整性最大的破坏。

（2）景观破碎化与地域连续性影响（廊道切割效应）

本项目集输管线全长约5.52km，作为一条连接荒漠与绿洲的线性工程，在施工期形成了一条贯穿不同生境的“裸露作业带”，对生态系统完整性产生“廊道切割效应”；

物理阻隔作用：在管沟开挖未回填期间，深约2.0m的连续沟槽在地表形成了一道物理屏障。

在萨303侧，它暂时切断了地表小型爬行动物（如沙蜥）在戈壁面上的自由迁移路径。

在吉康侧，它将原本连片的天然牧草地或农田分割为互不相连的两部分，暂时破坏了农业/牧业景观的均质性，阻碍了地表小型兽类的活动交流。

影响的暂时性：这种“切割”完全依赖于施工行为的存在。一旦管线敷设完成并立即进行覆土回填，物理沟槽即刻消失，地表的物理连通性将在施工结束时同步恢复，不会形成永久性的生态隔离。

（3）综合评价

施工期虽然在局部范围内造成了植被生物量的骤减和地表结构的剧烈扰动，导致局部生态系统的异质化程度增加。但从宏观尺度及生态系统功能角度分析：

干扰范围有限：项目施工占地相对于周边广袤的准噶尔盆地荒漠及吉木萨尔县连片的农牧用地而言，仅表现为微小的“临时斑块”（井场）或“细线”（管线），未改变区域景观基质。

功能未阻断：施工期的物理切割是短期的，且随工期推进分段进行，未对区域生态系统的能流、物流及信息流造成永久性阻断。

施工活动对生态系统完整性的影响主要局限于作业带范围内，表现为地表结构的物理破碎和生物量的暂时性移除。只要在施工过程中严格落实“分层开挖、分层回填”（保护农田土壤结构）和“控制作业带宽度”（减少荒漠地表扰动），施工行为不会导致区域生态系统发生根本性逆转或功能丧失。

4.7.4 运营期生态环境影响分析

4.7.4.1 对植被的影响

项目进入运营期后，工程占地范围固定，施工期对植被的直接机械破坏（如挖掘、碾压）基本停止。运营期对植被的影响主要转化为永久占地的排斥效应、车辆运输的扬尘干扰以及事故状态下的潜在毒害。

（1）永久占地导致的植被不可逆损失

影响性质：萨303平台、萨15平台及进井道路等永久性设施将地表硬化或砾石化，导致该区域内的植被无法生长。这种影响是长期且不可逆的。

区域差异分析：

萨15平台（农牧交错区）：该平台占用其他草地，导致天然牧草的永久丧失。由于其紧邻农田生态系统，硬化的井场在连片的农田与草地间形成了一个永久性的“非植被斑块”，虽未直接占用耕地，但改变了局部的地表覆盖特征。

萨303平台（荒漠稀疏草地区）：占用其他草地及采矿用地，导致局部耐旱植被（如骆驼蓬、白皮锦鸡儿）消失。由于该区域原生植被覆盖度低（<10%~30%），这种点状的生物量损失对区域生态系统总生物量的影响甚微。

（2）车辆运输扬尘及废气对植被的生理影响（重点关注萨15平台）运营期对植被最持续的影响来源于交通运输，特别是萨15平台若采用“罐车拉运”模式。

扬尘（覆盖效应）：

产生源：重型运油罐车及巡检车辆在未硬化的进井道路或田间土路行驶时，会卷起大量扬尘。

影响对象：重点影响萨15平台周边的农作物（小麦/玉米）及天然牧草。

生理危害：扬尘沉降在植物叶片表面，会堵塞气孔，阻碍植物的呼吸作用和蒸腾作用；同时遮挡阳光，降低光合作用效率。长期受扬尘覆盖的农作物会出现叶片枯黄、生长迟缓甚至减产现象，形成明显的“边缘效应”（即靠近道路两侧的作物长势差）。

尾气（化学毒害）：

车辆排放的尾气中含有 NO_x 、CO及碳氢化合物。虽然在空旷区域易于扩散，但若长期高频次运输，靠近萨15进井路边的农作物可能会受到轻微的化学胁迫，导致叶片失绿或早衰。

（3）事故状态下泄漏对植被的致死影响 若集输管线（萨3-吉康）腐蚀穿孔或储罐发生泄漏，溢出的原油和高矿化度采出水将对沿线植被造成毁灭性打击。

原油泄漏（物理与化学毒害）：

物理窒息：高粘度的原油覆盖土壤表面和植物根际，切断土壤与大气的交换，导致植物根系窒息缺氧。

直接毒害：石油中的低分子烃类渗入植物组织，破坏细胞膜结构，导致植物迅速枯萎死亡。在荒漠区，被油污染的白皮锦鸡儿等灌木极难恢复；在农田区（管线末端），会导致当季作物绝收。

采出水泄漏（盐渍化毒害）：

本项目采出水氯离子含量高。一旦泄漏进入萨15周边的耕地或萨3周边的荒漠草地，高浓度的盐分会导致植物产生“生理干旱”（根系无法吸水甚至反向失水），导致植被在此后很长时间内因土壤次生盐渍化而无法生存，形成难以修复的“光板地”或“碱斑”。

（4）管线作业带的植被恢复（正向演替） 对于全长5.52km的集输管线临时占地区域，在运营期进入自然或人工恢复阶段，不同区段表现不同：

农田段（靠近吉康站）：经过人工复耕和种植，地表植被将在运营初期（1~2年）迅速恢复为农作物，管线施工的痕迹将随之消失。

天然牧草地段：经过补播或自然恢复，预计2~3年内牧草盖度可恢复至周边水平。

荒漠稀疏草地段（靠近萨3站）：自然演替较慢。在运营期内，主要依靠自然力逐步恢复部分一年生草本（如骆驼蓬），多年生灌木（如白皮锦鸡儿）的恢复则需要更长时间（5年以上），地表生态疤痕将存在较长时期。

结论与措施：运营期对植被的影响主要集中在萨15平台周边农作物的扬尘干扰以及管线穿越农田段的泄漏风险。环评要求采取以下措施：

抑尘：对萨15平台进出道路及临近农田路段定期洒水，限制罐车行驶速度，减少扬尘对周边农作物光合作用的影响。

防漏：加强对5.52km集输管线的巡检，特别是穿越农田和天然牧草地的管段，严防跑冒滴漏，避免盐水和原油泄漏造成永久性土壤盐渍化。

补偿：若因道路扬尘造成周边农田明显减产，或因事故导致作物受损，建设单位应给予农户合理经济补偿。

4.7.4.2 对野生动物的影响

在运营期内，随着施工噪声的消失和地表植被的逐步恢复，野生动物受到的急性惊扰将转变为慢性的栖息地适应和人为活动回避。由于萨303平台（荒漠区）和萨15平台（农牧区）的运营模式不同，其对野生动物的影响表现出显著的差异性。

（1）野生动物的生境适应与种群回迁 随着运营期的到来，部分对环境适应能力强的野生动物将逐渐适应新的“工业-自然”复合生境：

荒漠生境（萨303平台）：井场内的混凝土基础和金属设备在白天吸收太阳辐射，夜间散热，可能会吸引小型爬行动物（如沙蜥、麻蜥）在围栏边缘进行“热调节”（晒太阳取暖）。耐旱啮齿类（如跳鼠）可能会利用井场周边的松土区筑巢。

农牧生境（萨15平台）：该区域本就伴随人类活动，伴人型动物将迅速占据新的生态位。麻雀、喜鹊等鸟类可能利用抽油机或储罐顶部作为停歇点或瞭望台；小型兽类（如家鼠、田鼠）可能在生活区周边活动，寻找食物残渣。

总体趋势：尽管敏感型荒漠动物会继续避开井场区域活动，但就整个评价区而言，区域内动物的种类和种群数量将保持稳定，不会因工程运营而发生明显下降。

（2）交通运输对动物的惊扰与伤害（重点关注萨15平台）

萨15平台（拉油模式）：由于萨15平台产液采用罐车拉运至吉康脱水站，进井道路及乡村道路上的重型罐车往来频繁。

噪声惊扰：车辆行驶噪声及震动会持续干扰道路两侧农田中的雉鸡、野兔等动物，迫使其远离路边栖息。

路杀风险：在夜间或晨昏时段，两栖类（如蟾蜍）或小型哺乳动物穿越道路时，存在被运输车辆碾压致死的风险。

萨303平台（管输模式）：采用密闭管输，仅有少量巡检车辆通行，对荒漠野生动物的交通干扰极小。

（3）集输管线的生境愈合

萨3至吉康脱水站的集输管线（5.52km）为埋地敷设。在运营期，随着管沟回填和地表植被（牧草/农作物）的恢复，施工期形成的物理阻隔完全消失，不再影响爬行动物和小型兽类的自由迁徙和基因交流

（4）潜在的环境风险（“生态陷阱”）

油池陷阱：若发生事故性泄漏形成地面油池，原油独特的反光可能会被飞行中的水鸟或昆虫误认为水源而降落（即“光陷阱”），导致其羽毛粘油、无法飞行甚至中毒死亡。

有毒积水：事故排放的高矿化度采出水若积聚在地势低洼处，可能会诱使干旱区的野生动物饮用，导致盐中毒。

结论与措施：运营期对野生动物的影响总体轻微，主要风险集中在萨15平台的交通伤害和事故泄漏。

管理要求：

限速禁鸣：严格限制萨15拉油罐车在进井道路及农田路段的行驶速度（ $\leq 30\text{km/h}$ ），并在通过农牧区时禁止鸣笛，降低对动物的惊扰和碾压风险。

灯光控制：萨303平台夜间照明应采用定向灯光，避免向围栏外荒漠漫射，减少对夜行性荒漠动物的干扰。

及时清理：一旦发生泄漏，必须立即清理地面油污和积水，防止其成为野生动物的致命陷阱。

在运营期内，部分野生鸟类和兽类（啮齿类动物）将逐渐适应新的环境而在开发区域内重新出现；在采油井场、噪声较小的场站周围，常见有麻雀等活动。就整个区域而言，区域内野生脊椎动物种类和种群数量没有明显变化。

4.7.4.3 突发性事故影响

（1）突发性事故对植被的影响

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。

交通事故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。

（2）突发性事故对野生动物的影响

进入运营期后，随着钻井和管线施工结束，高强度的人员活动和机械噪声消失，野生动物的生存环境将逐渐趋于稳定。运营期对野生动物的影响主要表现为“低强度、长周期”的干扰，主要包括交通运输、设施运行噪声、夜间灯光及潜在的事故风险。

（1）交通运输对野生动物的影响（重点关注萨15平台）

萨15平台：该平台采用“罐车拉运”模式，运营期每天将有高频次的重型运油车辆进出。

路杀风险：农田周边的两栖类（如蟾蜍）、小型爬行类及夜行性的小型兽类（如刺猬、跳鼠）行动相对缓慢或有趋光性。高频次的夜间运输增加了这些动物被车辆碾压致死的风险。

惊扰阻隔：频繁的交通流在进井道路上形成了一道流动的“噪声屏障”，可能暂时阻断田鼠等小型哺乳动物的穿行路径，压缩其觅食范围。

萨303平台：该平台采用密闭管输，仅有少量的巡检车辆通行。车辆对荒漠野生动物（如沙蜥）的惊扰频率极低，路杀风险较小。

（2）设施运行噪声及人类活动的驱避与适应

驱避效应：运营期抽油机、空气源热泵及外输泵的运行会产生持续的、低频的机械噪声。

在萨3荒漠区，听觉灵敏的荒漠型野生动物（如狐狸、兔类）可能会主动避开井场周边的噪声核心区，导致井场围栏外50~100m范围内野生动物活动密度降低。

在萨15农田区，由于周边本就有农业机械活动，这里的伴人型动物（如麻雀、喜鹊）对噪声的耐受度较高，受影响较小。

适应与伴生：随着运营时间的推移，部分野生动物会逐渐适应这种规律性的噪声。井场的生活垃圾若管理不善，可能会吸引伴人型动物（如家鼠、乌鸦、流浪猫/狗）聚集，在荒漠深处形成非自然的小型动物群落，可能对原生的荒漠小型动物产生竞争或捕食压力。

（3）夜间灯光（光污染）的影响

井场及站场的夜间照明在漆黑的荒漠或农田中形成了显著的“人工光源”。

昆虫与鸟类：强光会吸引大量的趋光性昆虫聚集，进而吸引以昆虫为食的蝙蝠、夜鹰等动物在井场上空捕食。这虽然增加了局部生物量，但也增加了这些动物撞击设施或被天敌捕食的风险。

迷航风险：在迁徙季节，异常的强光源可能会干扰候鸟的导航，导致其迷失方向或在区域盘旋消耗能量。但鉴于本项目光源规模较小且分散，该影响相对有限。

（4）管线及围栏的阻隔效应

集输管线：由于采用全线埋地敷设，管线在运营期不占据地表空间，施工留下的痕迹恢复后，不会对野生动物的迁徙和活动造成物理阻隔。

井场围栏：萨3及萨15平台均设置有围栏。围栏会阻隔动物穿越，但由于井场占地面积小（点状分布），动物可以轻易绕行，不会造成实质性的生境破碎化。

（5）事故状态下的毒害风险

若发生原油泄漏或高盐废水漫流：

直接接触：水鸟或两栖类若接触浮油，会导致羽毛/皮肤失去保温和防水功能，引发生理衰竭。

误食中毒：受污染的土壤和积水若被野生动物误食或饮用，有毒物质（多环芳烃等）会在其体内富集，导致慢性中毒或死亡，并通过食物链影响猛禽等高级消费者。

结论与措施：运营期对野生动物的影响主要局限于井场周边及运输道路沿线。评价建议：

限速禁鸣：严格限制萨15平台拉油罐车在夜间的行驶速度（建议 $\leq 30\text{km/h}$ ），并禁止在非必要时鸣笛，以降低路杀风险。

灯光管控：在保证安全的前提下，采用向下聚焦的照明灯具，减少不必要的散逸光，降低对昆虫和鸟类的干扰。

垃圾管理：严格管理生活垃圾，实施密闭收集并定期外运，严禁随意丢弃食物残渣，避免人为引入伴人型动物破坏原生生态平衡。

4.7.5 沙化土地影响分析

按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年修订）及《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）文件要求，本项目位于吉木萨尔县古尔班通古特沙漠南缘的沙化土地范围内。

（1）项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

① 区域背景 本项目位于吉木萨尔县境内，宏观上属于《全国防沙治沙规划（2021—2030年）》划定的“古尔班通古特沙漠及沙漠绿洲生态保护修复区”。古尔班通古特沙漠南缘属于典型的干旱生态脆弱区。项目区域内的土地类型具有显著的过渡性，表现为由北部的戈壁（砾质荒漠）向南部的半固定沙地及绿洲农业区过渡的特征。项目占地类型中的其他草地和天然牧草地，虽然目前未完全沙化，但土壤结构疏松，有机质含量低，抗风蚀能力弱。特别是萨15平台周边的农牧交错区，表层土壤属典型的灰漠土，土层薄，沙粒含量高，在失去植被保护后极易退化为沙化土地。

② 项目区微地貌及生境特征

萨303平台及外输管线起始段（荒漠戈壁区）：属于典型的稀疏草地荒漠生态系统。地表覆盖着一层长期风蚀形成的“砾幕”（戈壁结皮），这层砾石如同天然盔甲，有效抑制了下伏细沙的扬起。区域植被稀疏，优势种为骆驼蓬、白皮锦鸡儿等耐旱灌木。自然生态系统脆弱，地表稳定性主要依赖“砾幕”和稀疏植被根系，一旦被破坏，极易发生风蚀沙化。

萨15平台及管线末端（农牧交错区）：属于绿洲边缘的农牧交错带，现状土地利用类型主要为其他草地及天然牧草地、耕地（管线穿越）。该区域虽目前未沙化，但土层较薄，地表稳定性依赖于草地草皮层或农田耕作层的完整性。若因工程扰动导致草皮破损或土壤结构破坏，存在向沙化土地退化的潜在风险（次生沙化）。

经调查，拟建工程占地范围主要为采矿用地、其他草地、天然牧草地及耕地，不涉及已建设的防沙治沙工程设施（如国家级公益林、防风固沙林带、草方格沙障等）。

（2）项目实施过程中对周边沙化土地的影响

拟建工程总占地面积约21.244hm²，其中永久占地9.796hm²，临时占地11.448hm²。施工期对土地沙化的影响机制存在明显的区域差异：

① 戈壁区（萨303平台及外输管线）——地表砾幕破坏引发的风蚀风险

破坏机制：井场平整、管沟开挖及车辆碾压是破坏戈壁生态的主要因素。施工机械会直接碾碎或翻动地表原本稳定的砾石结皮，同时铲除白皮锦鸡儿等固沙植被，导致下层松散的细土裸露。

后果：该区域处于风口下风向，多大风天气。失去砾幕保护的松散土壤在强风作用下会迅速起沙，形成局部的风蚀坑或流动沙带，不仅造成水土流失，还可能成为下游农田区域的沙尘源。

② 农牧交错区（萨15平台周边及管线）——草皮破损与土壤结构退化风险

破坏机制：萨15平台运营期采用“罐车拉运”模式，高频次的重型车辆行驶及管线施工的机械碾压。对于草地，会导致草皮层剥离和坏死；对于农田，会导致土壤严重板结。

后果：草地退化：车辆碾压导致草皮坏死，形成裸露斑块，极易演变为“斑状沙化点”。

农田粗粒化：若不采取表土保护措施，退化的土壤持水保肥能力下降，在干旱气候下，裸露的农田极易发生“土壤粗粒化”，进而演变为潜在的沙化土地。

（3）可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害及防控建议

①施工期沙尘危害 项目施工期主要涉及土方开挖和物料堆存。由于项目地处内陆干旱区，空气干燥、蒸发量大。

若萨303平台及管线作业带的弃土未采取防尘网苫盖或洒水抑尘措施，遇大风天气极易产生严重的扬尘。

施工车辆若在戈壁上随意开辟便道，会形成“辫状”道路网，大幅扩大地表破坏面积，加剧地表沙化。

②运营期沙化隐患 若管线施工结束后，萨303平台周边的管沟回填带未进行“砾石人工铺压”（恢复地表结皮），该线性带将长期处于不稳定状态，易被风蚀掏空，形成“风蚀沟”。

③综合防控措施 为减轻土地沙化危害，评价提出针对性措施：

戈壁段（萨303区域）：

砾石恢复：砾石筛选与级配控制：在管沟开挖前，将表层砾石层（粒径>10mm占比不低于65%）单独剥离堆放。回填时，必须将收集的砾石按原生粒径级配进行人

工覆盖，确保覆盖度达到 65%以上，以恢复地表粗糙度，有效抑制起沙，模拟原生戈壁地貌，重建物理防风固沙层。

压实处理：砾石铺压后应进行轻度碾压，使其与下层沙土紧密结合，避免虚浮，增强抗风蚀能力。

植被补植：在砾石间隙补播骆驼蓬、白皮锦鸡儿等超旱生乡土草种，利用其根系固结残余细土，加速地表生物结皮的形成。

路径管控：严格控制施工作业带宽度，严禁车辆驶出红线。

农牧交错段（萨 15 及管线末端）：

分层管理与草皮移植：施工前，对占用的天然牧草地，需采用机械切割方式将草皮层（厚度约 15-20cm）整体剥离，移至附近未扰动区域进行假植养护（定期洒水、遮阴）。管沟回填后，将养护的草皮层原位铺设回覆，确保草皮与下层土壤紧密贴合，防止草皮坏死导致的斑状沙化。

土壤改良：施工结束后，对重型车辆碾压形成的板结临时道路及作业带，必须进行机械深翻（深度不低于 40cm），打破压实层，恢复土壤通透性；结合深翻，每亩施入适量有机肥，通过生物固氮加速土壤团粒结构形成，防止土壤粗粒化。

抑尘管理：施工期土方堆场必须覆盖，遇到 5 级以上大风天气强制停止土方作业，减少人为诱发的沙尘暴。

农田段特别管控：管沟开挖时，严格区分表土（耕作层，0-30cm）与生土，分别堆放。回填时先填生土，后覆表土，确保农作物生长不受影响，防止农田生产力退化导致的弃耕沙化。

通过采取上述“砾石人工恢复”、“分层回填/草皮移植”及严格的施工红线管理措施，本项目可有效控制因工程扰动引发的局部土地沙化风险。虽然工程建设对地表造成了一定扰动，但通过及时的生态修复，不会改变区域整体的防沙治沙格局，符合国家及自治区关于沙区开发建设的环保要求。

4.7.6 生态监测计划

本项目为石油天然气开采项目，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）要求，生态监测应重点关注施工期生态保护措施落实情况（如表土/草皮剥离、施工作业带控制）以及运营期生态修复效果（如土壤结构恢复、植被演替状况）。

建议开展施工期环境监理，并实施以下专项生态监测计划：

（1）土壤质量监测

主要针对临时占地土地质量进行监测，监测的主要项目包括地形坡度、有效土层的厚度、土壤有效水分、土壤容重、酸碱度（pH）、有机质含量、有效磷含量、全氮含量、土壤侵蚀模数等；设1个监测点，监测频率为每年一次。

（2）植被监测

施工期临时占地恢复区域的植被监测内容，为植物生长势、高度、覆盖度、产草量等；监测方法为样方随机调查法。在服务年限内，按每50hm²设1个监测点，每年监测1次，监测至退役期后三年。

（3）植物多样性监测

在临时占地恢复区域内设置10m×10m的永久样方1个（灌木林地），在样方边界四角设置界桩，以便于长期监测。每年在5月和7月对样方进行植物调查，记录样方内所有植物的种类、数量、地径（灌木）、株高、冠幅、草本植物盖度、生长状况、覆盖度等，以监测复垦区域的植物多样性的变化情况，监测至退役期后三年。

4.7.7 小结

综合上述分析可知，在落实本评价提出的生态恢复措施的前提下，项目的建设不会对动植物资源及区域土地利用产生明显影响，项目通过采取工程措施、临时措施等水土流失防治措施，可最大程度减轻项目建设对区域生态环境造成的水土流失，使项目区域的水土流失得到有效控制，遭破坏的生态环境可在一定时段内得到一定的自然恢复。

本项目生态环境影响评价自查表详见4.7-1。

表 4.7-1 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；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；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；其他□
	影响方式	工程占用；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他□

	评价因子	物种 （分布范围、种群数量、种群结构、行为） 生境 （生境面积、质量、连通性） 生物群落 （物种组成、群落结构） 生态系统 （植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能） 生物多样性 （物种丰富度、均匀度、优势度） 生态敏感区 （主要保护对象、生态功能） 自然景观 （景观多样性、完整性） 自然遗迹□（ ） 其他□（ ）
评价等级		一级□ 二级□ 三级 ☒ 生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（0.043）km ² ；水域面积：（0）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ；遥感调查 ☒ ；调查样方、样线 ☒ ；调查点位、断面□；专家和公众咨询法 ☒ ；其他□
	调查时间	春季□；夏季□；秋季 ☒ ；冬季□丰水期□；枯水期□；平水期
	所在区域的生态问题	水土流失 ☒ ；沙漠化 ☒ ；石漠化□；盐渍化 ；生物入侵□；污染危害 ；其他□
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☒ ；重要物种□；生态敏感区 ☒ ；其他□
生态影响预测与评价	评价方法	定性 ；定性和定量 ☒
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用□ ；生态系统□ ；生物多样性□ ；重要物种 ；生态敏感区□ ；生物入侵风险□；其他□
生态保护对策措施	对策措施	避让 ☒ ；减缓 ☒ ；生态修复□；生态补偿 ；科研□；其他□
	生态监测计划	全生命周期□；长期跟踪 ☒ ；常规 ；无□
	环境管理	环境监理□ ；环境影响后评价 ☒ ；其他□
评价结论	生态影响	可行 ☒ ；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

4.8 水土流失影响分析

4.8.1 水土流失成因分析

（1）侵蚀类型多样

项目区侵蚀类型分为自然侵蚀和人为侵蚀两个方面。自然侵蚀主要为风力侵蚀，人为侵蚀主要是由于油田开发对原生地貌植被破坏而产生的新增侵蚀。

由于地表状况、土壤抗蚀性能、植被类型和植被覆盖程度以及侵蚀营力作用强度与作用时间长短的差异性，导致土壤侵蚀程度、方式和类型的多样化。

（2）侵蚀过程集中

土壤侵蚀的变化因侵蚀类型不同而异。风力作用以春季和夏季最为强烈，这是因为大风天气多出现在此时，加之此时植被枯萎、土壤裸露、土质结构松散，易受风力侵蚀。

（3）人为造成水土流失突出

由于人为开发建设活动扰动和破坏地表，使项目区新增水土流失量急剧增加，且防治难度大。造成该区域新增水土流失增加的原因主要是油田开采、修路等建设活动，这些活动不但使当地原生的生态环境遭到破坏，还加剧了水土流失，如不及时采取防治措施，对整个区域的生态环境构成危害。

4.8.2 水土流失影响分析

4.8.2.1 开发及运营过程中的车辆扰动

开发及运营期的车辆运输是造成水土流失的重要诱因，且不同区域的侵蚀机制表现出显著差异：

萨303平台（荒漠戈壁区）：钻井及巡检车辆的碾压会直接破坏地表长期风蚀形成的“砾幕”（戈壁结皮）以及骆驼蓬、白皮锦鸡儿等耐旱植被的根系固土层。一旦这层天然保护甲被压碎，下伏的棕钙土细粒物质（粉沙）将直接暴露于地表，在准噶尔盆地强风作用下迅速形成扬沙，加剧局部的风力侵蚀和荒漠化过程。根据古尔班通古特沙漠南缘相关研究，植被盖度和土壤含水量是抑制土壤风蚀的主要因子，也是维持沙面稳定的主导因素。砾幕层和植被根系一旦被破坏，区域土壤风蚀强度将显著增大。

萨15平台（农牧交错区）：运营期采用“罐车拉运”模式，高频次的重型运油车辆在进井道路（多为土路或砂石路）上行驶，会将路面表层土壤碾压磨蚀成极细的粉尘（土壤粉尘化）。这些细小的粉尘在车辆行驶产生的气流及自然风的作用下，极易飞扬，形成严重的“道路扬尘侵蚀”。这不仅导致路面表土流失，大量粉尘还会沉降在周边紧邻的天然牧草和农作物叶面上，影响植被生长。

4.8.2.2 地面构筑物建设

地面构筑物建设（井场平整、基础开挖）是点状的水土流失源，破坏了地表的原有平衡。

破坏地表平衡：施工过程中，萨303平台的戈壁砾石层和稀疏灌草被剥离；萨15平台的草地草皮层及表层腐殖质土被移除。地表由“紧实态”变为“松散态”，抗蚀能力大幅降低。

侵蚀增量特征：

在戈壁区：失去砾幕保护的松散裸露地面，其风蚀模数将成倍增加，根据吉木萨尔县同类项目水土保持批复数据，该区域属北方风沙区，原生地貌土壤侵蚀模数为

1200t/(km²·a)，扰动后新增水土流失量显著。在大风季节易形成风蚀坑。这种破坏在自然状态下恢复极慢，必须依靠人工恢复砾石覆盖。

在农牧区：裸露的松散土体在春季易发生风蚀扬尘；在夏季雨季或遇周边农田漫灌时，易发生水力侵蚀（面蚀），导致肥沃的表土流失。

4.8.2.3 管线建设

本项目集输管线全长约 5.52km，跨越了从荒漠到绿洲的生态过渡带。管线敷设采用明沟开挖，其形成的长距离“松散堆积体”（管沟堆土）是水土流失的最主要来源。

荒漠戈壁段：

侵蚀特征：管沟开挖彻底破坏了作业带内的地表砾幕和骆驼蓬根系。堆放在沟边的生土垄主要由沙砾和粉土组成，结构极不稳定。在常见的强风吹蚀下，堆土中的细颗粒物质会被迅速吹走，造成严重的风力流失。即使回填后，若不进行“砾石人工铺压”，该线性带将长期成为风蚀沙源。

农牧交错段（靠近吉康侧，含牧草地及耕地）：

侵蚀特征：该段管沟堆土主要为松散的潮土或灌耕土。根据吉木萨尔县水土流失动态监测数据显示，该县风力侵蚀面积占水土流失总面积的 90.48%，春季大风期风力侵蚀尤为突出。

风力侵蚀：春季大风期，干燥的堆土极易产生扬尘，造成表土损失。

水力侵蚀：若施工期遭遇雨淋或周边农田灌溉水漫流，松散的堆土极易被冲刷进入管沟塌方或淤积周边农田/草地。

结构破坏风险：若未严格执行“分层回填”，导致耕作层/草皮层与深层生土混合，土壤团粒结构消失，抗蚀性将显著下降，使得该区域在后期恢复过程中更容易发生次生风蚀。

本项目水土流失的重点部位在于 5.52km 集输管线作业带和萨 15 平台拉油运输道路，重点防控时段为施工期及春季大风期。根据同类项目水土保持方案预测数据，管线工程区和土方周转场是水土流失防治和监测的重点区域。未经治理的松散堆土和裸露地面将显著增加区域的水土流失量，必须采取针对性的工程及临时防护措施。

5 环境风险评价与分析

5.1 环境风险评价目的

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收水平。

本项目为石油天然气开采项目，石油原油属于易燃易爆危险物质，在储存、运输过程中可能发生泄漏、火灾爆炸等突发事件。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的要求，需要对本项目建设进行环境风险评价，通过评价认识本项目的风险程度、危险环节和事故后果影响大小，从中提高风险管理的意识，提出本项目环境风险防范措施和应急预案，杜绝环境污染事故的发生。

5.2 风险潜势初判

5.2.1 危险物质及工艺系统危害性（P）的确定

（1）Q 值的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，Q 按下式进行计算：

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

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ —每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ —每种危险物质的临界量，t；

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

Q 值的确定见表 5.2-8。

本项目萨 15 平台共设置 8 具 60m^3 油罐，体积充装系数为 0.85，密度取 0.898g/cm^3 ，则原油最大储存量为 366t；本项目输油集输管线共计 5.52km，管径为 DN125，单井管

线共计 0.7km，管径 DN65，则集输管线最大原油储存量为 62.4t，2 座单井井场各设置 2 具 60m³ 油罐，体积充装系数为 0.85，密度取 0.898g/cm³，则各井场原油最大储存量为 91.5t。

本项目原油最大存在总量为 611.4 吨。根据项目开发方案，萨 3 块原油气油比 10.2m³/t，则伴生气最大存在总量为 3.09 吨。

本项目采出原油含硫量基本为 0，故可忽略硫化氢在管线及储罐内含量，只对原油及天然气最大存在量进行计算。

表 5.2-1 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 qn/t	临界量 qn/t	Q 值
1	原油	8002-05-9*	611.4	2500	0.245
2	伴生气（天然气）	8006-14-2	3.09	10	0.309
项目 Q 值Σ					0.554

注：原油 CAS 号根据《危险化学品目录》（2018）确定。

综上，本项目 Q=0.554<1，环境风险潜势为 I。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）划分依据，环境风险潜势综合等级为 I 级，风险评价等级为简单分析，定性分析说明影响后果。

5.2.2 评价工作等级划分

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。本项目环境风险潜势综合等级为 I，评价工作等级判定为简单分析。

表 5.2-2 评价工作等级划分

环境风险潜势	IV ⁺ 、IV	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a

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

表 5.2-3 项目各环境要素风险评价工作等级划分表

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境
环境风险工作评价等级	简单分析	简单分析	简单分析
工作内容	定性分析说明大气环境影响后果	定性分析说明地表水环境影响后果	采用解析法进行地下水影响分析与评价

5.2.3 环境保护目标识别

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的规定，项目开展简单分析，不设环境风险评价范围。

本项目环境风险评价范围内环境敏感目标详见表5.2-4。

表5.2-4 环境敏感目标一览表

类别						
环境 空气	厂址周边 5km 范围内					
	序号	敏感目标名称	方位	距离/m	属性	人口数/人
	1	红山子村	萨 15 平台南侧	260	居住区	30
	2	下红山子村	萨 15 平台西北侧	750	居住区	50
	3	五家湾村	萨 15 平台西北侧	1300	居住区	30
	4	双大门村	萨 15 平台东北侧	2900	居住区	80
	5	韩家店	萨 15 平台东侧	4200	居住区	68
	6	苏家庄	萨 15 平台东北侧	4600	居住区	52
	7	东湾村	萨 303 平台西侧	2200	居住区	80
	8	东台子村	萨 303 平台西北侧	3800	居住区	120
	9	大龙村	萨 303 平台西北侧	4800	居住区	28
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					30
	厂址周边 5km 范围内人口数小计					538
	大气环境敏感程度E					E3
地表水	1	二工镇供水地表水水源地（水源东大龙口水库）	萨3平台西北侧	2200	地表水饮用水水源地	/

表 5.2-5 风险环境敏感特征表

类别	环境敏感特征					
	厂址周边 3km 范围内					
环境空气	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数/人
	1	/	/	/	/	/
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					30
	厂址周边 5km 范围内人口数小计					538
	大气环境敏感程度 E					E3
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	/	/		/	
	内陆水体排放点下游 10km 范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征		水质目标	与排放点距离/m
	1	/	/		/	/
	地表水环境敏感程度 E					E3

地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	1	/	/	/	/	/
	地下水环境敏感程度 E					E2

5.3 环境风险识别及分析

5.3.1 物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质为原油及天然气，其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.3-1、表 5.3-2。

表 5.3-1 原油的理化特性及毒理特性一览表

理化性质	化学品名称	原油（未经处理的石油）	热值	41870KJ/kg
	主要成分	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物	火焰温度	1100℃
	外观及性状	黑褐色并带有绿色荧光，具有特殊气味的黏稠性油状液体	自然燃点	380-530℃
	沸点	300-325℃	闪点	-6.7~32.2℃
	熔（凝固）点	-60℃	爆炸极限	1.1%~6.4%（v）
	相对密度	（水=1）：0.8332~0.8775g/cm ³ ，平均值为 0.861g/cm ³	溶解性	不溶于水
	稳定性	常温常压稳定		
危险特性	易燃易爆。 【燃烧与爆炸特性】其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。			
毒理学资料	急性毒性：LD₅₀≥4300mg/kg；LC₅₀无资料。 健康危害：刺激眼睛和皮肤，导致皮肤红肿、干燥和皮炎，食入将引发恶心、呕吐和腹泻，影响中枢神经系统，表现为兴奋，继而引发头痛、眼花、困倦及恶心，更严重者将精神崩溃、失去意识、陷入昏迷，甚至由于呼吸系统衰竭导致死亡。吸入高浓度蒸汽将影响中枢神经系统肺损伤，引发恶心、头痛、眼花至昏迷。			

应急处置原则	【急救措施】 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少15分钟，就医。 吸入：迅速撤离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。 食入：催吐，就医。 【灭火方法】 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。灭火剂：二氧化碳、干粉、泡沫。 【泄漏应急处置】 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道等），以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其他惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。
防护措施	工程控制：采用通风装置； 呼吸系统防护：无资料； 眼睛防护：化学安全防护眼镜； 身体防护：橡胶工作服； 手防护：防护手套。
安全措施	【操作安全】密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物质。 【储存安全】储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。 【运输安全】运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防暴晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输。

表 5.3-2 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分	甲烷		
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险特性	危险性类别：第2.1类 易燃气体。 侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。			

	燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其他强氧化剂接触发生剧烈反应。 有害燃烧产物：一氧化碳。 灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄露区直至气体散尽。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。			
接触控制/个体防护	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164℃）；相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5%~15%（V%）	引燃温度	537℃

稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。
毒理学资料	LD50：LC50：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。
生态学资料	其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。

5.3.2 生产系统危险性识别

根据工程建设内容，结合油田开发项目的风险经验分析，本项目可能发生风险事故的单元主要为：井场（含钻井、压裂及采油）、站场（主要是萨15拉油站）及集输储运系统（管线及罐车）。

（1）井场危险性识别

井喷事故风险 井喷为井场常见且危害极大的事故。在钻井过程中，若遇到地下异常高压油、气、水层，且钻井液密度不能平衡地层压力时，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，发生溢流。若此时井控措施不当，不能及时关井或压井失败，会造成油、气、水或其他混合物失控喷出地面，即发生井喷。井喷不仅会导致大量的原油及天然气泄漏，污染土壤、地表水及地下水，遇明火极易引发火灾爆炸，致使人员伤亡和财产损失。

井漏事故风险 钻井施工中，若表层套管下入深度不够、固井水泥返高不足或固井质量不好，可能引发钻井液漏失或深层油气水通过环空上窜，造成浅层地下水污染事故。

压裂作业风险 本项目采用大液量体积压裂工艺，施工压力高、液量大。若高压管汇、井口装置连接处发生刺漏或爆裂，可能导致压裂液泄漏污染井场，甚至引发机械伤害。

（2）站场危险性识别

本项目萨15平台建有简易拉油站，设有8具60m³储油罐及装车设施，存在较大的原油储存风险；萨303平台主要为加热及计量装置，风险相对较低。

储罐及设备泄漏 萨15拉油站的储油罐若因腐蚀穿孔、密封失效或法兰连接不严，会发生原油泄漏。泄漏的原油挥发出的烃类气体若在低洼处积聚，遇明火会引发火灾爆炸。此外，萨303平台配备的加热炉若出现燃料泄漏或燃烧器故障，也存在火灾隐患。

装车作业风险 萨15平台进行原油装车作业时，若发生静电积聚、鹤管连接脱落或操作失误导致“冒罐”溢油，极易引发火灾事故。

事故统计分析 站场是油气集输的核心环节，风险较高。根据国内石油化工系统事故类型及引发原因统计（见表5.3-3），站场可能产生的风险事故类型主要为火灾爆炸事故，占比28.5%，其主要诱因是明火（占66%），其次为电气设备故障和静电。

表 5.3-3 国内石油化工系统事故类型及原因统计

序号	事故类型	比例（%）	引发事故原因	比例（%）
1	火灾爆炸事故	28.5	明火	66
2	人身伤亡事故	20.8	电气及设备	13
3	设备损坏事故	24.0	静电	8
4	跑、冒油事故	15.7	雷电	4
5	其他	11.0	其他	9

（3）贮运系统危险性识别

本项目原油外输采用“管输”和“车拉”两种方式，风险各有侧重。

① **输油管道危险性识别**（针对萨303平台至吉康站管线） 萨303平台至吉康脱水站采用柔性复合高压输送管。虽然管道输送相对安全，但长期埋地运行会受到土壤环境、第三方施工等因素影响。

主要风险：主要为外力破坏（如非法挖掘、重车碾压）、管材接头处密封失效或自然灾害（如洪水冲刷管沟）导致的管线破裂。

后果分析：事故发生时，会有原油溢出地表，直接污染沿线土壤和植被。若泄漏点位于地势低洼处或邻近水体，污染范围将迅速扩大。此外，泄漏的油气遇明火可能产生火灾、爆炸。

② **罐车原油泄漏危险性识别**（针对萨15至吉康站拉运） 萨15平台处理合格的原油需通过罐车拉运至吉康脱水站。

主要风险：因车辆本身的机械故障（刹车失灵、轮胎爆裂）、路况恶劣或驾驶员操

作失误等原因，可能导致翻车或碰撞事故。

后果分析：交通事故将导致罐体破裂，罐内原油大量泄漏，对事故现场周边的土壤、水体造成直接污染。若发生碰撞产生火花，泄漏的原油极易引发火灾爆炸，威胁周边人员及过往车辆安全。

另据中国石化总公司历史数据统计（《石油化工典型事故汇编》1983-1993年），在炼油系统发生的293起事故中，储运系统占74起（25.3%）。这表明尽管技术在进步，但涉及储罐和运输的环节（即本项目的萨15平台及拉油作业）仍是环境风险防范的重点区域。

5.3.3 风险事故类型分析

根据工程分析，本项目涉及的危险物质主要为原油和天然气（伴生气），主要风险场所包括钻采井场、萨15拉油站（含储罐区）及集输管线。结合工艺流程，工程的危险特性分析如下：

（1）火灾危险性 本项目开采的原油和伴生气均属易燃物质。

物料特性：原油闪点较低，伴生气主要成分为甲烷，极易燃烧。

点火源风险：萨303平台设有加热炉，属于明火设备，若燃料气管线泄漏遇炉火可引发火灾；萨15平台设有8具储油罐及装车设施，若发生雷击、静电积聚（如装车流速过快）、电气设备短路或违规动火，均可成为点火源。

事故形态：一旦泄漏的油气与空气混合达到燃烧极限，遇上述点火源，可发生池火灾（原油积聚燃烧）或喷射火（高压天然气燃烧）。

（2）爆炸危险性 本项目的爆炸危险性主要表现为化学爆炸和物理爆炸两种形式：

化学爆炸（蒸气云爆炸）：萨15平台储罐区或萨303平台阀组间若发生原油/天然气泄漏，挥发的烃类气体在通风不良区域（如罐顶、低洼处）积聚，浓度达到爆炸极限（甲烷爆炸极限为5%~15%），遇火源即发生猛烈的化学爆炸。

物理爆炸（容器爆炸）：项目涉及的分离器、加热炉等属于压力容器，集输管线属于压力管道。若安全附件（安全阀、压力表）失效导致超压，或设备因材质缺陷、腐蚀减薄无法承受工作压力，可能发生物理性破裂爆炸。

（3）泄漏及挥发危险性 本项目正常生产处于密闭状态，但在以下特定环节存在泄漏与挥发风险：

储运泄漏（萨15平台）：储油罐底板腐蚀穿孔、进出口软管老化破裂、装车时人

为操作失误导致“冒罐”，均会导致原油泄漏并挥发大量烃类气体。

管输泄漏（萨303平台至吉康管线）：虽然采用柔性复合管，但接头密封处及阀门是薄弱环节。此外，沿线第三方施工破坏、地质沉降拉断管线等外部因素也会造成泄漏。

挥发风险：泄漏的原油在地面漫流过程中，轻组分迅速挥发，不仅污染大气，还容易在局部形成爆炸性混合气体环境。

（4）其他危险性 结合本工程“先导试验”及“大液量压裂”的特点，还存在以下危险性：

高压伤害：压裂施工期间泵压极高，若高压管汇刺漏，高压流体主要造成机械伤害。

高温/低温伤害：加热炉及热媒管道表面温度较高，易造成烫伤；冬季新疆地区气温极低，室外作业存在冻伤风险。

作业伤害：包括设备运行产生的噪声危害、巡检过程中的高处坠落及机械伤害等。

5.3.4 环境影响途径识别

根据项目物质危险性识别、生产系统危险性识别，本项目危险物质在事故情形下对环境的影响途径主要是油罐泄漏导致火灾爆炸事故对周围环境产生影响。

表 5.3-4 项目环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	井场	井场井喷	原油	火灾	大气	周边 3km
2				爆炸	大气	
3	集输管道	集输管道	原油、天然气	泄漏	大气 地下水	
4	萨15平台	油罐	原油	泄漏	大气 地下水	

5.3.5 风险事故情形设定

5.3.5.1 大气风险事故情形设定

- （1）井场原油发生泄漏，集输管线发生泄漏等无组织烃类挥发对周围环境的影响；
- （2）井场原油及集输管线火灾产生次生影响；

5.3.5.2 地下水风险事故情形设定

原油储罐、集输管道及油井套管破裂原油泄漏对地下水的影响。

5.4 源项分析

5.4.1 大气环境影响事故源强

5.4.1.1 油罐泄漏源强计算

本项目萨 15 平台共设置 8 具 60m³ 油罐，选取单具原油储罐阀门、接头处破裂导致原油泄漏作为最大可信事故。

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 F 中液体泄漏公式计算油罐泄漏事故状态的泄漏量。

伯努利方程计算液体泄漏速度 Q_L ：

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

式中： Q_L —液体泄漏速率，kg/s；

P —容器内介质压力，kPa，取 1600kPa；

P_0 —环境压力，kPa，取 101.325kPa；

C_d —液体泄漏系数，此值常用 0.6~0.64，取 0.62；

A —裂口面积，m²，取 0.00785m²；

g —重力加速度；

h —裂口之上液位高度，m，取 1.8m；

ρ —泄漏液体密度，kg/m³，在此取 898kg/m³；

假定油罐底部泄漏孔径大小为 0.01m，裂口之上液位高度为 1.8m。原料泄漏速率为 0.27kg/s，假定发现泄漏后 30min 处理完毕，则单罐泄漏量为 0.48t。按照土壤表面污染物截留率 90%计算，进入含水层原油为 0.048t。

5.4.1.2 原油储罐火灾次生危害源强计算

(1) 二氧化硫产生量

油品火灾伴生/次生二氧化硫产生量计算：

$$G_{\text{二氧化硫}} = 2BS$$

式中： $G_{\text{二氧化硫}}$ —二氧化硫排放速率，kg/h

B —物质燃烧量，kg/h

S —物质中硫的含量，本项目取 0.52%。

(2) 一氧化碳产生量

油品火灾伴生/次生一氧化碳产生量计算：

$$G_{\text{一氧化碳}} = 2330qCQ$$

式中：G_{一氧化碳}—氧化碳排放速率，kg/s；

C—物质中碳的含量，本项目取 85%；

q—化学不完全燃烧值，本项目取 6.0%；

Q—参与燃烧的物质质量，t/s。

经计算，本项目考虑单井站内储罐区发生火灾，假设上述原油泄漏时间为 30min，泄漏原油全部燃烧，则二氧化硫排放速率为 0.28kg/s，一氧化碳排放速率为 0.03kg/s。

5.4.2 地下水环境影响事故源强

在事故情景下，集输管线或萨 15 平台储油罐一旦发生损坏破裂，会有原油泄漏，穿过包气带从而进入地下水。

具体源项计算见第 4.3.4 节。

5.5 环境风险影响分析

本次环境风险评价重点从环境敏感要素的角度，对事故发生后的后果进行分析。根据前文识别，本项目主要风险源为萨 15 平台的原油储罐、装车设施以及萨 303 平台的外输管线。一旦发生泄漏或火灾爆炸事故，将主要对区域环境空气、地下水及生态环境（土壤及植被）产生不利影响。

5.5.1 对环境空气的影响分析

本项目风险事故对环境空气的影响主要分为“油气挥发”和“火灾伴生污染物”两种情形：

（1）油气挥发影响：若萨 15 平台储罐或萨 303 平台管线发生泄漏，原油流出后，其中的轻组分（C1~C5 烃类）会迅速挥发进入大气。由于本项目位于空旷的戈壁区域，风速较大，大气扩散条件较好，挥发的非甲烷总烃等污染物会随着大气湍流迅速稀释扩散。在及时切断泄漏源并采取覆盖泡沫等措施后，对周边环境空气的短期冲击较小。

（2）火灾伴生/次生污染物影响：若泄漏的原油或天然气遇明火发生火灾爆炸（如储罐区火灾），将产生大量的高温烟气，主要污染物为 CO、NO_x、SO₂及烟尘（炭黑）。虽然燃烧废气会在短时间内造成下风向污染物浓度超标，但鉴于本项目周边 3km 范围

内无大型居民区、学校等环境敏感目标，且地域开阔，污染物将随烟羽抬升并快速扩散。

结论：在采取应急关断及消防措施后，事故对环境空气的影响是暂时且局部的，不会造成大范围、长期的空气质量恶化。

5.5.2 对地下水环境的影响分析

原油泄漏若未得到及时处置，油品下渗可能构成地下水污染风险。分析如下：

（1）站内泄漏分析（萨15平台）：萨15平台拉油站及储罐区按重点防渗区设计，地面铺设抗渗混凝土及防渗膜（渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ）。在正常维护和防渗层完好的情况下，即使储罐发生泄漏，原油也会被围堰和防火堤截留，依靠防渗地坪阻隔，污染物无法穿透防渗层进入包气带，不会对地下水造成污染。

（2）站外/管线泄漏分析：若集输管线在野外破裂，或运输罐车发生翻车，原油将直接接触自然土壤。虽然当地地层多为砂砾或风沙土，渗透性相对较强，但根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林等）结论：即使是结构松散、孔隙较大的风沙土，对石油类物质的物理吸附和截留作用依然显著。石油类很难在土壤剖面中随水发生深层迁移，绝大部分将被截留在表层0cm~20cm的土壤中（其中0cm~5cm表层截留率通常在90%以上）。

结论：考虑到本项目区域地下水水位埋深普遍较大（通常大于10m），且原油（特别是本项目的高含蜡原油）在土壤中的垂直迁移能力有限。只要事故发生后能及时发现，迅速挖掘清理受污染的表层土壤并送至有资质单位处理，切断污染源，原油穿透深厚包气带污染地下含水层的概率极低。

5.5.3 对生态环境的影响分析

本项目所处区域植被稀疏。原油泄漏对生态系统的影响主要表现为对土壤理化性质的破坏和对局部植被的致死效应。

（1）对土壤环境的影响

物理阻塞：泄漏的原油覆盖地表，会填充土壤孔隙，导致土壤透气性急剧下降，切断土壤与大气的交换。

理化性质改变：原油渗入会破坏土壤团粒结构，导致土壤板结、盐碱化风险增加；同时，石油烃的积累会抑制土壤微生物活性，导致土壤酶活性降低，长期影响土壤肥力及自我修复能力。

影响范围：在萨15站内，影响主要集中在人工防渗层表面；在管线沿线，受地形

影响，泄漏原油可能顺地势漫流，形成带状或片状污染区，但由于本项目原油凝点较高（含蜡），在冬季或夜间易凝固，一定程度上限制了污染面积的无序扩大。

（2）对植被及农作物的影响

直接伤害：本项目周边主要分布有骆驼刺、红柳等耐旱荒漠植被。泄漏的原油若直接粘附在植物叶片或根茎上，会阻塞气孔，阻断光合作用和呼吸作用，导致植物迅速枯萎死亡。

间接毒害：土壤中高浓度的石油烃会被植物根系吸收，产生毒性效应，破坏植物的生理机能；同时，轻组分挥发产生的有机废气也会对紧邻的植物产生熏蒸伤害。

恢复难度：荒漠生态系统脆弱，植被生长缓慢。一旦遭受原油污染破坏，自然恢复周期较长。因此，事故后的生态恢复重点在于彻底清除污染土壤，并进行客土置换或生物修复。

总结：虽然原油泄漏会对局部土壤和植被造成破坏，但由于项目区环境敏感性相对较低（非基本农田、非自然保护区），在严格落实“及时发现、围堵回收、清理污染土”的应急措施下，环境风险总体可控。

5.5.4 CO₂事故状态泄漏风险分析

本项目采用 CO₂前置增能压裂工艺，在压裂施工过程中大量液态 CO₂经高压注入地层，存在 CO₂泄漏的风险隐患。现从 CO₂危害特性、事故诱因、扩散特征及防控措施等方面进行系统分析。

CO₂危害特性：CO₂为无色、无味、不可燃气体，密度约为空气的 1.5 倍（1.977g/L），液态密度约 0.9295kg/L，具有如下危害特征：高浓度 CO₂替代氧气，可导致头痛、头晕、昏迷、窒息甚至死亡；液态 CO₂泄漏时急剧汽化吸热，接触皮肤可造成严重冻伤，泄漏口温度骤降可使管道材料由韧性转变为脆性，加剧破裂风险；

事故诱因分析：（1）CO₂窜层：CO₂前置压裂施工中，注入的 CO₂可能通过天然裂缝或压裂产生的人工裂缝进入邻近井筒，导致井口气体泄漏。（2）设备腐蚀与密封失效：CO₂在有水存在条件下对金属设备产生腐蚀作用，影响压裂设备和工具的可靠性。井口防喷装置、注脂控制头等关键密封部位受 CO₂腐蚀及低温冻堵影响，可能失效。（3）超压风险：CO₂压裂施工中注入压力高（井口停泵压力可达 39.9MPa 以上），若系统不畅造成超压，或安全阀失灵，可能引发设备破裂。（4）设备故障：同类工程曾发生因金属软管爆裂导致 CO₂泄漏、造成人员伤亡的事故，反映出设备本质安全的重要性。

泄漏扩散与后果分析：CO₂泄漏后沿地面向下风向扩散，易在低洼地段、沟渠等区域积聚，造成局部缺氧环境。参考同区域 CO₂驱油项目经验，在注入端已设置压力、温度、流量、液位、震动、浓度等 2700 多个采集点对泄漏风险进行实时监控。CO₂大规模泄漏对下风向人员和周边环境构成威胁；液态 CO₂接触设备表面可导致冻堵，影响应急操作。

5.6 环境风险防范措施

5.6.1 钻井风险防范措施

(1) 建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节，为防止事故的发生能起到非常积极的作用。现场作业严格按照《健康、安全与环境管理体系第 1 部分：规范》（Q/SY1002.1-2013）；《健康、安全与环境管理体系第 2 部分：实施指南》（Q/SY1002.2-2014）；《健康、安全与环境管理体系第 3 部分：审核指南》（Q/SY1002.3-2015）；《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》（Q/SY 08053-2017）的要求执行。建设单位依托项目管理部门负责指导本项目的环境保护和安全工作，建立事故应急领导小组，设置抢险组、消防组、救护组、警戒组 and 环境保护组，负责整个工程的环境风险管理，建立与地方政府的环境风险应急联动机制。本项目按照一级井控要求落实好环境风险防范、应急措施以及管理措施。

(2) 在井喷事件发生：①井喷发生后，立即启动应急预案，迅速封闭事故现场，发出有毒有害气体报警信号，实施交通管制，禁止无关人员进入，控制事态发展。②井喷失控后严防着火和爆炸，立即停钻机、切断井架及机泵房等处全部照明电源，熄灭一切火源，必要时打开专用探照灯。设置观察点定时取样，监测 H₂S、CH₄、CO₂等有毒有害气体浓度，根据现场风向协同当地政府疏散井口 500m 范围内居民及周边无关人员。③绝大多数井喷可通过防喷器关闭，采取压井措施控制井喷；压井是指利用泥浆液柱压力克服井下地层压力，防止地层流体进入井眼。④在井场四周修筑围堤（土堤），设置应急放喷池和排污池，将井喷喷出物引流至池内暂存，防止喷出物漫流污染外环境。⑤井喷事故结束后，对应急放喷池/排污池内收集的油泥、含油废液等污染物进行清理，连同受污染的土壤一并作为危险废物，交由具备相应危险废物经营许可证的单位进行转运和处置。⑥受污染土壤的清理应彻底，清理深度视污染程度确定，清理后需经监测确认

达标。含油污染物转移车辆须安装具有行驶记录功能的卫星定位装置，转移过程执行危险废物转移联单制度，并保存相关影像资料。

(3) 井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习。

(4) 井场须设置有毒有害气体 CO、CH₃ 监控报警装置。

5.6.2 井下作业风险防范措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

(2) 固井作业时要求选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格。固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主，声幅、变密度测井选择最佳时间测井，测深要达到要求。

(3) 钻井、井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地污染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。

5.6.3 储罐泄漏风险防范措施

①发生储罐或管线泄漏时，立即确定泄漏源位置，关闭泄漏处两端阀门或关停设备，切断进出储罐的物料管线，对泄漏处采用专用堵漏工具、夹具或注入式堵漏胶进行紧急堵漏。

②利用储罐区防火堤（围堰）对泄漏物进行围堤堵截，防止泄漏原油漫流外溢。防火堤有效容积应满足不小于罐组内 1 个最大储罐容积的要求。泄漏物收集后，采用罐车拉运至吉康脱水站等指定处理设施处理。

③泄漏区域严禁火种，禁止车辆来往和手机使用，消防车、救护车现场待命。发生火灾时立即启动固定式水喷淋系统对燃烧罐和邻近罐进行冷却，采用干粉、泡沫灭火器或消防沙扑救。

④储罐区围堤内汇集的地表油及时用罐车清理回收，转移车辆须安装具有行驶记录功能的卫星定位装置，并保存相关影像资料。少量泄漏可采用沙石填埋、泡沫覆盖或吸附材料吸附处理。

⑤受泄漏原油污染的土壤（含清理过程中产生的含油废渣）应全部收集，作为危险废物（HW08 类），交由具备相应危险废物处置资质的单位进行转运和处置。

⑥事故结束后，对受污染区域进行环境监测（土壤、地下水等），评估污染程度和修复效果，确保污染物得到彻底清理。

5.6.4 原油管线泄漏事故防范措施

(1) 所有区段的管道设计均要符合《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)的要求;

(2) 加强《石油天然气管道保护条例》的宣传力度,普及原油、天然气储存及管道输送知识,发现问题及时报告;

(3) 管道均采用保温无缝钢管,使用防腐降阻剂进行防腐;

(4) 按规定进行设备维修、保养,及时更换易损老化部件,防止原油和天然气泄漏事故发生;

(5) 完善站场的环境保护工程,及时清除、处理各种污染物,保持安全设施的完好;管道发生断裂、漏油事故时,按顺序停泵或关井;

(6) 在断裂或泄漏点筑堤,防止泄漏的原油漫流,汇集在堤内的地表油,用罐车及时拉运至吉康脱水站处理,转移车辆安装具有行驶记录功能的卫星定位装置,并保存相关影像资料;

(7) 将受污染的土壤委托具有相应危险废物处置资质单位进行处置。

5.6.5 油气集输事故风险防范措施

(1) 油田石油工艺管道和输油管道所采用的钢管和管道附件的材质选择应根据使用压力、温度和介质的物理性质等因素,经技术经济比较后确定,采用的钢管和钢材应具有良好的韧性和可焊性。

用于管道上的钢管,应符合 GB9711、GB6479、GB8163、SY/T5037、SY5297 的要求。材料生产单位,应按相应标准的规定提供材料质量证明书。

管道选用的阀门应符合 GB4981、GB12234、GB12237、GB12241、GB/T12252 等标准的要求。

管道强度试验和严密性试验应按照设计图纸进行执行,强度试验的介质宜采用水。

(2) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

输油管线敷设前,应加强对管材和焊接质量的检查,严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验,防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

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

(4) 按规定定期对设备进行维修、保养,及时更换易损及老化部件,防止油气泄

漏事故的发生。

其中定期检验分为外部检验和全面检验。外部检验除日常巡检外，一年至少一次，有使用单位专职人员进行。全面检验每五年一次，由中国石油天然气总公司质量主管部门认可的专业检验单位承担。管道停用一年后再启用，应进行全面检验。若管道多次发生事故；防腐层损害较严重；修理、修复和改造后；受自然灾害破坏；投用超过15年，全面检验的周期可以缩短。

(5) 在集输系统运行期间，严格控制输送油气的性质；定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(6) 严禁在管线两侧各5m范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

(8) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(9) 抢修作业施焊前，应对焊点周围可燃气体的浓度进行测定，并制定防护措施。焊接操作期间，宜用防爆的轴流风机对焊接点周围可能出现的泄漏进行强制排风，并跟踪检查和监测。

(9) 加强对项目附近重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

(10) 建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

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

5.6.6 井场事故风险防范措施

(1) 井场平面布局应科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离。

(2) 在井场严格用火管理；场内所有设备、管线应做防雷、防静电接地，必要时可加装消雷器；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

(3) 原油管线应进行防腐，焊接要经过100%探伤，选择刚性不燃的坚固基础，投

用前须严格按照《压力容器安全技术监察规程》进行强度和气密性试验。

(4) 加强井场和管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换。

(5) 根据《建筑设计防火规范》《化工装置设备布置设计技术规定》《石油化工企业设计防火规范》等要求，场内井口区设置 50cm 高围堰，围堰规格为 40.3m×14m，围堰区底部用 HDPE 防渗膜进行防渗，渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s，使储罐漏液时不至于外流。

(6) 场站内的井口等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

(7) 安装火灾设备监测仪表、消防自控设施。

(8) 按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用；定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。

(9) 在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规定设置可燃气体浓度检测报警装置，以便及时发现事故隐患。

(10) 优化站场自动化控制系统和紧急停车联锁系统，采用电脑自动监测和报警机制，根据压力变化对事故风险迅速作出判断，并及时报告并采取合法程序进行事故控制。

5.6.7 罐车运输过程风险防范措施

(1) 罐车必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关锅炉压力容器的规定。

(2) 车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求，须沿指定固定路线行驶，严禁随意变更路线或开辟新便道。车辆安装 GPS 全程监控，确保不偏离规定线路，运输线路应尽量避免河道、基本农田集中区、饮用水源保护区及人口密集区。在穿越农田段、临近灌木林及可能的水源井分布区设警示标志。

(3) 认真执行罐车巡检、回检以及维护、修理管理办法，保持罐车完整性。

(4) 配备具有危险货物运输资质和经验的驾驶员和押运员，严格执行特车公司反“违章指挥、违章操作、违反劳动纪律的行为”管理规定，并使用 GPS 监控车辆动态。

(5) 出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，确保车辆安全状况和安全性能合格。发现故障排除后方可投入运行。杜绝跑、冒、滴、漏，故障未处置好不得承运。要保持驾驶室干净，不得有发火用具，危险品标志灯、标志牌要完好。

(6) 原油装卸参照《汽车运输危险货物规则》(JT617-2004) 配装表中进行, 车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置, 并配装符合 JT230 规定的导静电橡胶拖地带装置。罐体装原油时, 应预留容积不得少于罐体总容量 5% 的膨胀余量。原油及含油污水的石油类容易污染土地和水源。卸货时尤其要注意。

(7) 行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速, 保持与前车安全距离, 严禁违法超车, 不能疲劳驾驶, 行车途中要勤于检查, 当行驶一定时间后要查看车厢底部四周有无泄漏液体, 若有原油泄漏, 应查找泄漏点, 采取相应的应急措施, 防止液体继续泄漏, 将受到污染的土壤要全部回收, 交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。

(8) 检查随车配备的消防器材的数量及有效性。要随车携带不发火的工具、专业堵漏设备、劳动防护用品, 不得穿钉子鞋和化纤服装。运输过程中如发生事故时, 驾驶员和押运员应立即向安全生产管理部门、环境保护部门、质检部门报告, 并应看护好车辆, 共同配合采取一切可能的警示、救援措施。

(9) 发生泄漏时, 驾驶员和押运员立即报告, 设置警示标志并疏散无关人员。在事故现场低洼处挖收集池(尽量防渗), 将泄漏物引流集中至池内, 用防爆泵抽至空罐车转移; 利用沙土筑堤围堵, 限制污染范围扩大。

(10) 罐体圆形小孔可采用木塞堵漏; 焊缝微量泄漏可采用快干水泥堵漏; 罐壁撕裂可用充气袋等专用器具外部包裹堵漏。有条件时进行倒罐处置, 将事故罐残油转移至备用空罐或罐车。

(11) 发生火灾时立即启动应急响应, 配合消防部门灭火和冷却罐体, 灭火结束后再按程序进行堵漏和油品回收。

5.6.8 拉油平台事故风险防范措施

(1) 采油平台平面布局应科学合理: 采油平台平面布置应科学合理, 将火灾危险性相近的设施集中布置, 储罐区、装卸区与周边设施保持规定的防火距离。

(2) 在储罐区严格用火管理; 站内所有设备、管线应做防雷、防静电接地, 必要时可加装消雷器; 变压器等采用避雷器作为防雷保护。

(3) 原油储罐应进行防腐, 焊接要经过 100% 探伤, 选择刚性不燃的坚固基础, 投用前须严格按照《压力容器安全技术监察规程》进行强度和气密性试验。

(4) 加强储罐和管线接口的检查工作, 防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测, 腐蚀

余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换。

(5) 根据《建筑设计防火规范》《化工装置设备布置设计技术规定》《石油化工企业设计防火规范》等要求，站内原油储罐区设置 50cm 高围堰，围堰区底部用 HDPE 防渗膜进行防渗，渗透系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s，使储罐漏液时不至于外流。

(6) 油罐区、装卸区等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

(7) 安装火灾设备监测仪表、消防自控设施。

(8) 按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用；定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。

(9) 在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规定设置可燃气体浓度检测报警装置，以便及时发现事故隐患。

(10) 优化站场自动化控制系统和紧急停车联锁系统，采用电脑自动监测和报警机制，根据压力变化对事故风险迅速作出判断，并及时报告并采取合法程序进行事故控制。

5.6.9 CO₂事故状态泄漏防范措施

(1) 施工过程防范：合理安排同平台邻井施工时序，避免 CO₂注入施工与邻井桥射联作同步交叉施工，从源头避免窜层叠加风险。

(2) 窜层监测与应急响应：桥射联作施工期间加强回脂管线观察，一旦出现微量气体，立即启动应急程序；对电缆防喷装置动态密封性能进行综合评估，配备化学注脂泵或注脂控制头保温设备。

(3) 压力匹配与注入控制：采用基于地层压力匹配的井口装置设计，合理控制注入量和注入速度，确保储层安全稳定。出现窜层征兆时，采用压裂泵车小排量（约 0.6m³/min）向井内替挤水驱，防止气窜扩大；若已冻堵阻流管，采用保温设备或化学试剂（如 4:6 甲醇溶液）注入防喷装置解堵。

(4) 设备本质安全：采用耐 CO₂腐蚀材料和涂层，关键配件耐低温程度应降至-50℃以下；采用集约化、模块化设计，减少焊点和密封点数量。设备投用前严格进行强度和气密性试验。

(5) 监测与自动切断：在高风险区域设置 CO₂浓度监测报警装置（一级报警联锁），

监测到大规模泄漏时自动报警并连锁切断；注入管线设置压力、温度、流量实时监控，异常时自动触发切断阀。

(6) 人员防护与培训：操作人员配备正压式呼吸器、防冻伤防护装备；针对 CO₂ 窜层冻堵、泄漏等场景制定专项应急预案并定期演练

(7) 发现 CO₂ 泄漏或窜层征兆，立即启动应急预案，设置警戒区，疏散下风向人员，佩戴正压式呼吸器进入现场处置；同时，关闭注气阀门或启动紧急切断装置；窜层情况下，根据气侵程度采取差异化处置

气体少量时：立即停止运行，重新提高注脂压力，匀速上提电缆，同时用压裂泵车小排量向井内替挤，防止气窜扩大；

大量冻堵时：采用设备保温或化学试剂注入解堵，配合压裂泵车小排量替挤。

5.6.10 重视和加强管理

除采取上述分项防范措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

(1) 加强各级干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

(2) 对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断，并严格遵守开、停工规程。

(3) 经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

(4) 对事故易发部位、易泄漏地点，除本岗工人及时检查外，应设安全员巡检。

对本工程具有较大危险因素的重点部位（如：井控装置、管线、储罐等）进行必要的定期巡检。

(5) 施工、设备、材料应按规章进行认真的检查、验收。设计、工艺、管理三门通力合作，严防不合格设备、材料蒙混过关。

(6) 提高自动化水平，保证各系统在优化和安全状态下进行操作。

(7) 对各种典型的事故要注意研究，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。

5.7 突发环境事件应急预案

本工程针对环境风险事故已采取多种防范措施，将风险事故的概率降至较低的水平，但概率不会降为零，一旦发生事故仍需采取应急措施，控制和减少事故危害，根据《突发环境事件应急管理办法》（原环境保护部令第 34 号）、《危险废物经营单位编制应急预案指南》（原国家环境保护总局公告 2007 年第 48 号）、《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）、《危险废物经营单位审查和许可指南》（环境保护部公告 2009 年第 65 号）等文件要求，以及项目运行过程中存在的风险事故类型，需制定适用于本工程的事 故应急预案，以便在事故发生后，迅速有效的采取应急措施，在短时间内使事故得到有效控制。

5.7.1 应急预案编制程序

环境风险应急预案编制程序见图 5.7-1。

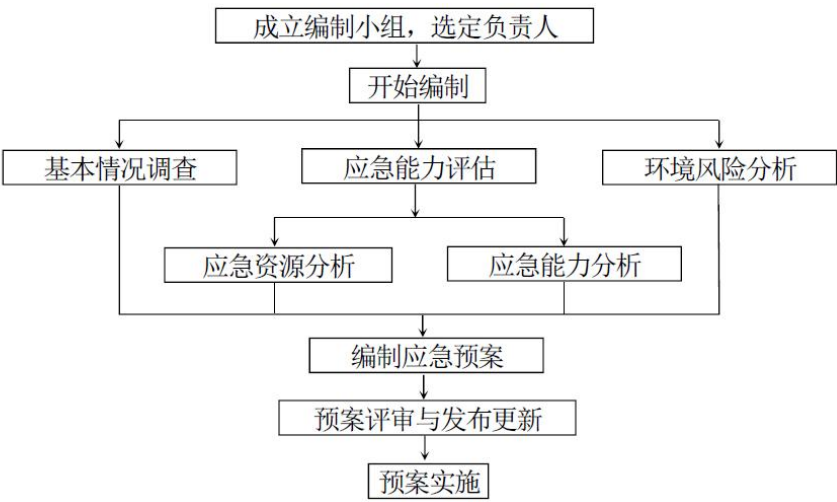


图 5.7-1 环境风险应急预案编制工作程序

5.7.2 应急预案主要内容

本工程应根据环境风险特点，制定相应的应急预案，具体应急预案编写内容及要求见表 5.7-1。

表 5.7-1 环境风险事故应急预案内容

序号	项目	内容及要求
1	应急预案简介	包括应急预案编制目的、适用范围、文本管理及修订
2	单位基本情况及周围环境综述	包括单位基本情况、危险废物及其经营设施基本情况、周边环境状况
3	启动应急预案的情形	明确启动应急预案的条件和标准

序号	项目	内容及要求
4	应急组织机构	以事故应急响应为主线，明确事故报警、响应、结束、善后处置等环节的主管部门与协作部门及其职责；以应急准备及保障机构为支线，明确各应急日常管理部门及其职责；要体现应急联动机制；明确发生事故时应请求支援的外部应急/救援力量名单及其可保障的支持方式和支持能力，装备水平、联系人员及联系方式、抵达时限等，并定期更新。
5	应急响应程序—事故发现及报警（发现紧急状态时）	规定单位内部发现紧急状态时，应当采取的措施及有关报警、求援、报告等程序、方式、时限要求、内容等；明确哪些状态下（如泄漏、火灾或爆炸可能威胁单位/厂区外的环境或人体健康时）应当报告外部应急/救援力量并请求支援；明确哪些状态下（如在事故可能影响到厂外的情况下）应当自行或协助地方政府向周边邻近单位、社区、受影响区域人群发出警报信息以及警报方式
6	应急响应程序-事故控制（紧急状态控制阶段）	明确接到发生事故后，各应急机构应当采取的具体行动措施。包括响应分级、警戒与治安、应急监测、现场应急处置措施和应急响应终止程序。明确应急预案的启动级别及条件；明确事故应急状态下的现场警戒与治安秩序维护的方案，包括单位内部警戒和治安的人员以及同当地公安机关的协作关系；明确事故状态下的监测方案，包括检测泄漏、压力积聚情况，气体发生的情况，阀门、管道或其他装置的破裂情况，以及污染物的排放情况等；明确各事故类型的现场应急处置的工作方案，包括现场危险区、隔离区、安全区的设定方法和每个区域的人员管理规定，切断污染源和处置污染物所采用的技术措施及操作程序，控制污染扩散和消除污染的紧急措施；预防和控制污染事故扩大或恶化的措施，污染事故可能扩大后的应对措施，有关现场应急过程记录的规定等
7	应急响应程序—后续事项（紧急状态控制阶段）	明确事故得到控制后的工作内容。如应急协调人必须组织进行后期污染监测和治理，清理事故现场，进行事故总结和责任认定，报告事故，将事故记录生成记录，补充和完善应急装备，修订和完善应急预案等
8	人员安全及救护	明确紧急状态下，对伤员现场急救、安全转送、人员撤离以及危害区域内人员防护等方案
9	应急装备	列明应急装备、设施和器材清单，清单应当包括种类、名称、数量以及存放位置、规格、性能、用途和用法等信息，以利于在紧急状态下使用。规定应急装备定期检查和维护措施，以保证其有效性
10	应急预防和保障方案	包括预防事故的方案、应急设施设备器材及药剂的配备、保存、更新、养护等方案；应急培训和演习方案
11	事故报告	规定向政府部门或其他部门报告事故的时限、程序、方式和内容等
12	事故的新闻发布	明确事故的新闻发布方案，负责处理公共信息的部门，以确保提供准确信息，避免错误报道
13	应急预案实施和生效时间	明确应急预案实施和生效的时间

序号	项目	内容及要求
14	附件	包括组织机构名单、值班联系通讯表、组织应急响应有关人员联系通讯表、危险废物相关方应急咨询服务通讯表、外部应急救援单位联系通讯表、政府有关部门联系通讯表、单位平面布置图及撤离路线、危险废物相关生产环节流程图、危险废物理化特性及处理措施简表、应急设施配置图、周边区域道路交通示意图和疏散路线、交通管制示意图，周边区域的单位、社区、重要基础设施分布图及有关联系方式，供水、供电单位的联系方式，风险事故评估报告，保障制度等

5.8 环境风险评价小结

本工程发生风险事故的类型主要为原油储罐破裂泄漏、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，尽可能杜绝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。

表 5.8-1 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	吐哈吉南油田萨 3 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验方案			
建设地点	（新疆维吾尔自治区）省（昌吉）州（吉木萨尔）县			
地理坐标	经度	*	纬度	*
主要危险物质及分布	井场及集输管道内原油			
环境影响途径及危害后果 （大气、地表水、地下水等）	原油泄漏导致火灾爆炸事故对大气、地下水的影响			
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，尽可能杜绝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。			
填报说明（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。				

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 施工期大气污染防治措施

根据工程分析，施工期废气主要来源于钻井及压裂动力系统的柴油燃烧废气、地面工程及管线施工扬尘、柴油储罐呼吸废气以及施工机械尾气。针对上述污染源，本评价提出如下防治措施：

(1) 钻井及压裂动力燃油废气防治措施 鉴于本项目处于先导试验阶段，钻井(ZJ50 钻机)及压裂动力系统采用大功率柴油内燃机驱动，且柴油消耗量较大(约 2000t)，是施工期最主要的废气排放源。为减轻其对环境空气的影响，需采取以下措施：

严控燃油质量：施工单位必须严格执行《车用柴油》(GB 19147-2016)及修改单要求，采购和使用硫含量不大于 10mg/kg 的国 VI 标准车用柴油。严禁使用硫含量超标的劣质柴油，从源头控制 SO₂ 及颗粒物的排放。

加强设备维护：加强对 ZJ50 钻机柴油机、2000/2500 型压裂车及其配套发电机的日常检修和保养，确保进气系统畅通、燃油喷射系统雾化良好，使燃料燃烧充分，防止因设备带病运行导致冒黑烟现象，降低 CO 和 THC 的排放。

排气口管理：钻井及压裂动力设备的排气筒高度一般设置在 3~5m，应确保排气口朝向避开由于地形引起的涡流区，利用项目区地域空旷、风速较大的气象条件，促进废气的快速扩散。

(2) 施工扬尘污染防治措施 针对萨 3、萨 15 平台及生活区场地平整、集输管线管沟开挖产生的扬尘，采取以下控制措施：

洒水抑尘：在气候干燥多风时段，对施工作业面及施工便道实施定期洒水。根据类比分析，洒水抑尘可抑制 70%以上的扬尘产生，确保施工作业面下风向场界外 TSP 浓度控制在 1.0 mg/m³ 以下。

分段施工与及时回填：集输管线施工应采取“分段开挖、分段敷设、及时回填”的作业方式，尽量缩短管沟开挖后的裸露时间，减少扬尘产生量。

限速行驶：加强对运输车辆的管理，在进入未铺装的施工便道时，限制行车速度(建议≤30km/h)，减少道路扬尘。

(3) 柴油储罐呼吸废气防治措施 针对施工期柴油临时储罐产生的“小呼吸”和“大呼吸”非甲烷总烃排放（约 0.29t），采取以下措施：

密闭储存：柴油储罐应保持良好的密闭性，检查储罐呼吸阀及接口密封垫片，防止跑冒滴漏。

减少受热：临时储罐外表宜涂刷白色或浅色防腐漆，以反射阳光辐射，降低罐内油品温度，从而减少静置蒸发损耗（小呼吸）。

规范操作：合理安排加油作业，尽量减少发油频次，操作过程中严禁敞口作业。

(4) 施工机械及焊接废气防治措施

施工机械：挖掘机、推土机及运输车辆应选用符合国家排放标准的设备（如非道路移动机械国 III 及以上标准），并使用合格燃料。

焊接烟尘：本项目集输管线主要采用柔性复合管（机械连接），仅在少量钢制套管及站内工艺管线涉及焊接，焊接烟尘产生量极微。施工人员均佩戴防护口罩，焊接烟尘随焊随散，无需采取特殊强制收集措施。

(5) 措施可行性及效果分析 上述措施主要为燃油源头控制、洒水抑尘及设备管理，均为石油天然气开发项目成熟、常规的环保措施，技术上无难点，经济上已包含在工程环保概算中。

效果分析：本项目燃油废气和扬尘属于短期、间歇性排放。在落实使用国 VI 柴油、定期洒水等措施后，施工期废气能够得到有效控制，随施工结束污染源即消失，不会对区域环境空气质量产生持久性影响。

6.1.2 运营期大气污染控制措施

运营期大气污染源主要包括：萨 15 平台原油储罐呼吸废气、原油装车废气、井场及管线组件密封点泄漏的挥发性有机物（VOCs）、天然气发电机燃烧尾气以及潜在的次生硫化氢气体。针对上述污染源，本评价提出如下防治措施：

(1) 无组织挥发性有机物（VOCs）防治措施

针对萨 303 平台、萨 15 平台及集输管线的阀门、法兰、泵及连接件等密封点泄漏产生的 VOCs（总计约 0.807 t/a），采取以下控制措施：

源头控制：在工艺设计和设备选型上，优先选用质量可靠、密封性能好的阀门、法兰及连接件。萨 303 平台采用密闭集输工艺，产液经管道密闭输送至吉康脱水站，从工艺源头减少了油气挥发。

泄漏检测与修复（LDAR）：虽然本项目属于先导试验且规模较小，但仍应建立以“泄漏检测与修复”为核心的管理制度。定期对井场、计量装置及集输管线的密封点进行巡检（建议使用便携式检测仪或红外热成像仪），一旦发现泄漏点（如法兰松动、垫片老化），应立即进行紧固或更换密封件，将泄漏控制在萌芽状态。

加强运维管理：定期对泄压阀、呼吸阀等安全附件进行检查和维护，确保其起闭灵活、密封良好，防止因设备故障导致的非正常排放。

（2）原油储罐呼吸废气防治措施

萨15平台设有8具60m³固定顶储油罐，针对其大小呼吸损耗，采取以下措施：

罐体涂装：储罐外壁应涂刷浅色防腐涂料，利用浅色对阳光的高反射率，降低罐内油品受太阳辐射引起的温升，从而减少因温差变化导致的“小呼吸”损耗。

完好附件：确保储罐配备合格的呼吸阀，并定期校验其定压值，保持良好的气密性，减少非必要的呼吸排放。

密闭集输：萨303平台不设储罐，直接密闭外输，完全避免了该区块的储罐呼吸排放。

（3）原油装车废气防治措施

萨15平台原油采用罐车拉运，针对装车过程产生的废气，依据源强核算中提到的工艺，必须落实以下措施：

气相平衡系统：严格执行全密闭装卸工艺。在装车栈桥设置气相平衡管，将罐车内的油气通过平衡管导回储罐或气相回收系统，实现气相循环，理论上可使挥发的油气绝大部分返回系统内，回收效率按99.5%控制。

底部装车/浸没式装车：严禁喷溅式装油，应采用底部装车或鹤管浸没式装车工艺，减少因油品冲击液面产生的油气挥发。

规范操作：加强装车工人的操作培训，确保鹤管接口连接紧密无泄漏后方可启动装车泵，杜绝违规敞口作业。

综上，采取以上措施后，废气控制措施满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），对环境的影响较小。

（4）天然气发电机尾气防治措施

萨15平台配套的30kW天然气发电机以自产伴生气（干气）为燃料，伴生气为清洁能源，燃烧产物以CO₂和H₂O为主，SO₂和颗粒物排放量极低。为进一步控制NO_x排

放，本次评价要求发电机配置低氮燃烧器，燃烧废气经 15m 高排气筒排放。针对其燃烧尾气：

清洁燃料：使用经分离处理后的伴生气作为燃料，其主要成分为甲烷，燃烧产物主要为 CO_2 和 H_2O ，相比柴油发电机， SO_2 和颗粒物排放量极低。

充分燃烧：加强发电机组的维护保养，调节空燃比，确保燃气充分燃烧，减少 NO_x 和 CO 的排放。

高空排放：发电机自带排气管，废气经排气管引出后在井场内自然扩散。由于排放量小且井场空旷，对环境的影响极小。

（5）硫化氢防护措施

虽然天然气组分分析未检出 H_2S ，但考虑到压裂液可能诱发次生 H_2S ，应采取预防措施：

监测预警：在井口、分离器及储罐区等关键部位设置固定式或便携式硫化氢检测报警仪。

化学除硫：一旦监测发现 H_2S 浓度异常升高，应立即在井筒或集输系统中投加硫化氢清除剂。

人员防护：进入可能积聚 H_2S 的低洼区域或受限空间作业时，操作人员必须佩戴正压式空气呼吸器。

（6）措施可行性及效果分析

技术及经济可行性：

密闭集输与装车气相平衡：是石油工业成熟的标准工艺，既能回收油气资源产生经济效益，又能大幅减少污染，技术经济双赢。

LDAR 与设备维护：属于日常生产管理范畴，无需额外的大型设备投资，操作简便可行。

清洁能源发电：利用伴生气发电，实现了资源的综合利用，减少了放空燃烧，同时替代了柴油发电，具有显著的环保和经济效益。

环境效益分析：通过实施上述措施，萨 303 平台实现全密闭生产无储罐排放；萨 15 平台通过气相平衡装车和储罐温控，可去除 95% 以上的装储挥发性有机物。经预测，项目运营期非甲烷总烃排放量较小（萨 303 平台 0.156t/a，萨 15 平台 1.926t/a），且主要为无组织排放，在空旷的戈壁环境下可快速扩散，厂界浓度能够满足《陆上石油

天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）及企业边界控制要求，对区域大气环境影响轻微。

综上所述，项目运营期采取的大气污染防治措施针对性强、技术成熟、运行可靠，是可行的。

6.1.3 退役期大气污染控制措施

在先导试验结束或油田开发寿命期满后，项目将进入退役期。退役期的大气污染源主要包括：设备及管线吹扫置换产生的残留气体（VOCs）、储罐清洗废气、地面设施拆除及场地平整产生的扬尘、以及施工机械排放的尾气。针对上述污染源，拟采取以下防治措施：

（1）设备及管线吹扫废气治理措施

管线吹扫：在拆除萨303平台至吉康脱水站的集输管线（DN125 柔性复合管）及站内工艺管线前，必须进行管线扫线处理。应采用氮气、水蒸气或清水对管线内部残留的原油及伴生气进行彻底吹扫和置换。吹扫出的残留气体严禁直接排放至大气，应通过临时管线引入燃烧装置进行焚烧处理，或接入作业区的回收系统。

储罐清洗：萨15平台的8具储油罐在拆除前，必须进行清罐作业。首先排尽罐底余油，利用蒸汽或高压水进行清洗。清洗过程中的挥发性有机物（VOCs）应尽量通过移动式废气处理设施进行收集处理，或在确保安全的前提下采用密闭罐车将废液运至专业处理厂，避免敞口挥发。

（2）拆除扬尘及尾气防治措施

拆除扬尘控制：在拆除萨15拉油站设备基础、井口装置及破除混凝土路面时，应采取湿法作业（喷雾降尘）。对于拆除产生的建筑垃圾和废弃土方，在临时堆放和装运过程中应进行覆盖或洒水，防止大风天气产生扬尘。

生态恢复扬尘控制：在进行井场及管线作业带的土地平整和生态恢复过程中，应避开大风天气作业，并对裸露地表适时洒水，直至植被恢复或地表固化。

机械尾气控制：退役施工机械及运输车辆应符合国家排放标准，并加强维护保养，禁止超标排放。

（3）措施可行性分析 上述措施均为油气田退役作业的标准环保规程。通过管线吹扫置换、储罐清洗以及拆除过程中的洒水抑尘，可以有效防止残留油气的无组织排放和扬尘污染。相关费用将列入油田弃置费用计划中，经济、技术均可行。在落实上述措

施后，退役期作业不会对周边大气环境造成长期不利影响。

6.2 地表水环境保护措施

6.2.1 施工期废水防治措施

本项目施工期产生的废水主要包括钻井废水、压裂返排液、管道试压废水以及施工人员生活污水。为防止废水排放对周边地表水体及土壤环境造成污染，本评价提出如下分类收集与处置措施：

（1）钻井废水防治措施 根据工程分析，本项目 7 口水平井预计产生废弃钻井液（理论量约 $1.02 \times 10^4 \text{t}$ ）。针对钻井废水，严格执行“泥浆不落地”工艺，具体措施如下：

源头减量与循环利用：钻井作业过程中，必须配备随钻泥浆不落地处理系统。钻井废液经现场絮凝、离心分离处理后，分离出的液相（清液，约占总量的 95%）优先回用于配制新钻井液或在井场内循环利用，最大限度减少废水产生量。

回用剩余废水：钻井结束后，剩余无法循环利用的清液，严禁排入外环境。须通过罐车拉运至吉康脱水站污水处理系统，处理达标后回注二叠系油层。

浓缩废液管理：对于分离出的高浓度浓缩废液（约 509.55t），作为固体废物管理。其中水基废浆委托第三方单位拉运综合利用；油基废浆必须委托有资质的危险废物处置单位进行处理，严禁随意倾倒或填埋。

防渗措施：钻井现场应设置防渗等级符合要求的泥浆循环罐和收集池，防止跑、冒、滴、漏污染地下水和土壤。

（2）压裂返排液防治措施 本项目采用大规模体积压裂工艺，预计压裂返排液产生总量约为 52184m^3 （按 20%返排率估算）。针对其含有胍胶、化学助剂及石油类污染物的特点，采取以下措施：

带罐作业，全密闭回收：施工现场必须设置足量、完好的返排液回收罐（池）。压裂返排期间，必须严格执行“带罐作业”，返排液通过管线直接进入回收罐，实施 100% 回收，严禁修建土坑储存或直接落地排放。

集中处理：回收的压裂返排液，统一由罐车拉运至吉康脱水站污水处理系统进行集中处理。处理后的水质需满足回注标准要求，最终回注二叠系油层，实现零排放。

暂存设施：施工现场设置压裂返排液回收罐区，采用专用储存罐收集和贮存，严格执行防渗漏要求，宜设防雨措施，贮存区内贮存量不超过容积的 80%。回收罐区总容积

按单日最大返排量的3倍以上进行配置，确保在返排高峰或转运受阻等极端工况下仍具备充足储存能力。井场罐区地面按《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934）要求进行防渗处理，罐区周边设置围堰，防止泄漏外溢。

转运计划：施工前制定详细的压裂返排液转运方案，明确转运频次、运输路线和去向。返排液采用气田水专用罐车密闭转运，每台罐车安装GPS系统并纳入建设单位监控平台，实时掌握运输轨迹。转运过程严格执行三联单交接制度，建立返排液产生、暂存、转运、接收全流程台账，确保去向可追溯。转运路线应尽量避免避开饮用水源保护区、河流水体等环境敏感区，转运尽量避免暴雨、大雾等恶劣天气。返排液全部经罐车拉运至吉康原油脱水站污水处理系统依托处理，不外排。

应急预案：针对压裂返排液暂存和转运过程可能发生的泄漏、外溢等事故，制定专项环境风险应急预案。预案内容包括应急组织机构、应急物资配备（应急储水袋、防渗膜、沙包等）、事故报告程序、泄漏拦截和回收处置措施、应急监测方案及与地方环保部门的联动机制。罐区配备足够容量的应急储水袋或备用罐，确保在回收罐检修或转运中断时能及时承接返排液，避免外溢事故。罐区液位达到安全容积前应及时安排转运，确保罐体保持规定安全空高。

（3）管道试压废水防治措施 新建集输管线及单井管线试压产生的废水（约70m³），主要污染物为悬浮物（SS），水质相对清洁。

沉淀回用：试压废水经临时沉淀池沉淀处理，去除悬浮物后，优先用于管线施工带及周边的洒水抑尘或生态绿化灌溉，不外排。

（4）施工生活污水防治措施 施工期预计产生生活污水约2016m³。

收集与转运：在钻井队、试油队驻地及地面建设施工营地设置化粪池。施工期间严禁随意泼洒生活污水。

定期清运：生活污水经收集池暂存后，定期委托吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂进行集中处理。

（5）措施可行性分析

技术成熟度：泥浆不落地工艺、压裂液带罐回收及污水拉运处理均为目前国内油田开发中成熟、标准化的环保措施，技术上完全可行。

依托设施可靠性：吉康脱水站污水处理系统具备处理含油污水的能力，吉木萨尔县污水处理厂具备处理生活污水的能力，依托去向明确可靠。

环境效益：通过上述措施，施工期废水均得到了合理的综合利用或妥善处置，未向地表水体排放任何污染物，能够有效保护区域水环境安全。

6.2.2 运营期废水防治措施

运营期废水主要包括油井正常生产分离出的采出水以及定期维护产生的井下作业废水。根据工程分析，项目井场为无人值守，不设生活区，且依托的吉康脱水站不新增定员，因此无新增生活污水。

针对运营期废水，本评价坚持“清污分流、集中处理、回注地层、零排放”的原则，具体防治措施如下：

（1）采出水防治措施 根据开发指标预测，本项目 2027 年高峰期采出水产生量约为 $296.6 \text{ m}^3/\text{d}$ ($8.90 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$)。

收集与输送：萨 303 平台产出液经由新建的集输管线密闭输送至吉康脱水站。萨 15 平台产出液通过罐车拉运至吉康脱水站。

集中处理：所有产出液进入吉康脱水站，经“三相分离器+电脱水器”工艺进行油水分离。分离出的含油污水进入站内现有的污水处理系统，采用“重力沉降+过滤+杀菌”等常规处理工艺。

达标回注：采出水经处理后，水质需满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中IV类水质标准。达标后的污水通过吉康站的回注系统全部回注二叠系油层，用于补充地层能量，严禁排入地表水体，确保回注井固井质量合格，防止回注水窜层污染浅层地下水。

（2）井下作业废水防治措施 针对每 2 年 1 次的低渗透油井热洗清蜡作业产生的洗井废水（总产生量约 $189.91 \text{ t}/\text{次}$ ），采取以下措施：

带罐作业：井下作业必须严格执行“清洗废水不落地”制度。作业单位需自带废水回收罐，作业过程中产生的洗井液直接收入罐中，严禁在井场挖坑排放。

转运处置：回收的洗井废水通过罐车运至吉康原油脱水站污水处理系统。

上清液：经处理达标后，上清液汇入回注水系统，回注含油层。

底泥处置：处理过程中产生的含油底泥，属于危险废物。在吉康站内暂存后，定期交由新疆中建环能北庭环保科技有限公司进行无害化处置，严禁随意倾倒。

（3）措施可行性及依托合理性分析

依托设施可行性：吉康脱水站是区域内成熟的油气处理集散中心，其污水处理系统

工艺成熟，能够稳定处理本项目产生的低矿化度 NaHCO_3 型采出水。本项目新增废水量（高峰期 $296.6 \text{ m}^3/\text{d}$ ）在吉康脱水站的处理余量范围内，不会冲击其现有运行负荷。

技术与环境效益：

采用“回注地层”是陆上油田开发采出水处理的通行做法，既解决了废水排放问题，避免污染地表水系，又补充了地层亏空，实现了水资源的资源化利用。

井下作业废水全回收及底泥委托资质单位处理，切断了土壤和地下水的污染途径。

综上所述，运营期采取的废水防治措施技术成熟、依托设施可靠、去向明确，能够实现废水“零排放”，措施是可行的。

6.3 地下水环境保护措施

6.3.1 地下水污染防治措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ 349-2023）要求，本项目地下水环境保护坚持“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”相结合的原则。重点针对萨15拉油站储罐区、钻井泥浆循环系统及危废暂存区等高风险区域采取防渗措施，阻断污染物进入地下水环境的通道。

（1）源头控制措施

工艺提升：推行清洁生产工艺。萨303平台采用密闭集输工艺，萨15平台采用气相平衡全密闭装车工艺，从源头减少由于跑、冒、滴、漏造成的污染物泄漏。

材料优选：新建集输管线选用耐腐蚀性能优异的柔性复合高压输送管；萨15平台储油罐及钢制工艺管线进行加强级防腐处理，并定期检测壁厚，防止因腐蚀穿孔引发泄漏。

泥浆不落地：钻井期间严格执行“泥浆不落地”工艺，配备可移动式泥浆循环罐及岩屑收集箱，严禁在井场挖掘土坑排放废弃泥浆和钻井废水。

固井质量控制：严格按照设计要求下入表层套管（封固浅层水）和油层套管，并确保固井水泥返高符合设计要求，防止钻井液或地层油气水通过井筒环空发生层间窜流，污染地下含水层。

（2）分区防渗控制措施

根据各生产功能单元可能泄漏污染物的性质、浓度及泄漏后对地下水的影响程度，

将项目区域划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，实施差异化防渗管理。

①重点防渗区

萨 15 平台：8 具 60m³原油储罐区。

井场临时设施：钻井期间的泥浆循环罐区、柴油罐区、岩屑罐区、压裂返排液回收罐区。

防渗要求：防渗层的防渗性能不应低于 6.0 米厚、渗透系数为 $1.0\times10^{-7}\text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。

②一般防渗区

萨 303 及萨 15 平台：井口操作区、多通阀选井计量区、两相分离区以及除上述重点防渗区以外的站内集输工艺管线区。

管线工程：集输管线管沟。

防渗要求：防渗层的防渗性能不应低于 1.5 米厚、渗透系数为 $1.0\times10^{-7}\text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。

③简单防渗区

涉及区域：井场道路、值班房、生活辅助设施区及未涉及污染物泄漏的空地。

防渗要求：进行一般地面硬化处理，防止雨水冲刷和扬尘。

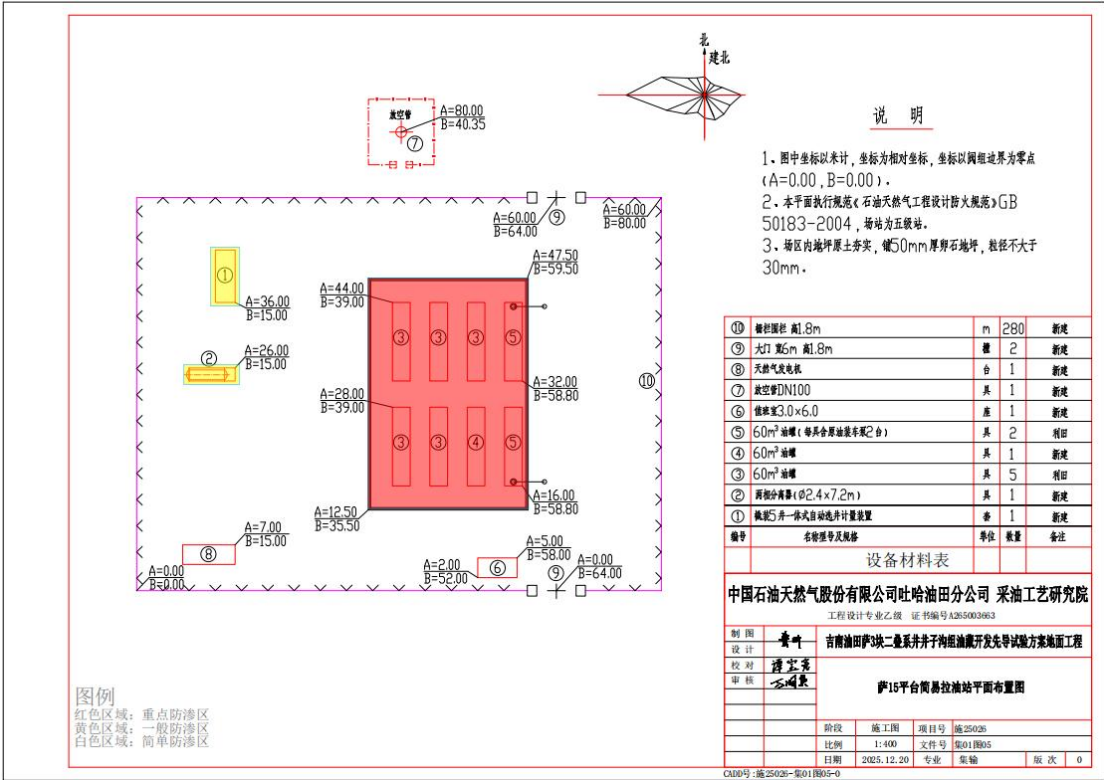


图 6.3-1 萨 15 平台分区防渗图

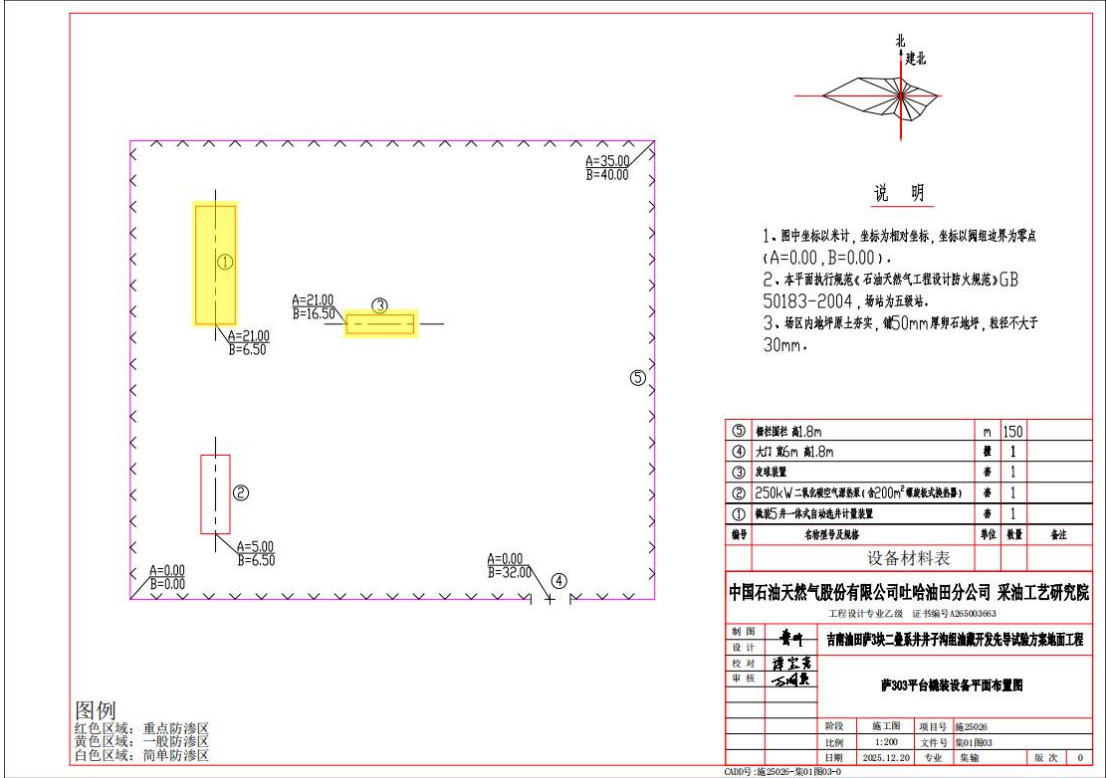


图 6.3-2 萨 303 平台分区防渗图

(3) 施工期专项防治措施

临时防渗：钻井及试油作业前，必须对井场重点区域（泥浆罐、柴油罐、发电机组下方）铺设防渗膜（如土工膜或双层塑料布），并铺设钢板或混凝土预制板，防止油污滴落地面渗入土壤。

带罐作业：压裂施工及试油排液期间，必须使用钢制罐体回收废液，严禁开挖土坑储存压裂返排液和落地原油。

固废管理：完井后，及时清理井场油污、废弃泥浆及生活垃圾。受油污污染的土壤应按照危险废物进行剥离、装袋，交由有资质单位处置，严禁就地掩埋。

(4) 运营期管理与监控措施

定期巡检：建立集输管线和站场设备的定期巡检制度。重点检查萨 15 平台储油罐基础是否存在沉降开裂、萨 303 平台外输管线是否存在腐蚀或人为破坏。

地下水监测：

根据本项目特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，利用区块下游地下

水井为本工程地下水水质监测井，地下水监测计划见表 6.3-2。

表 6.3-2 地下水监测点布控一览表

编号	监测点位	功能	检测频率	监测因子
J1	项目区上游附近地下水井 (红山子村水井)	背景监测井	每半年采样 1 次。发 生事故时加大取样 频率	pH、石油类、挥发 性酚、硫化物、 COD
J2	项目区附近地下水井(五 家湾村水井)	污染扩散井		
J3	项目区下游附近地下水井 (东台子村)	侧向扩散井		

根据井场平面布置、地下水流向及地下水现状监测情况，项目区地下水流向为自南向北，项目区地下水井开展地下水水质跟踪监测，监测频率不少于每半年一次；在项目区上游、下游及侧向各设 1 个地下水跟踪监测点，监测频率为每半年监测一次。在采油平台及周边农田各设 1 个土壤跟踪监测点，监测频率为每年监测一次。当发生泄漏事故时，须加密监测。

(5) 措施可行性分析

上述防渗措施符合国家标准《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)及《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T 50934-2013)的要求。

技术成熟：复合防渗技术(混凝土+HDPE 膜)在油田站场建设中应用广泛，防渗效果可靠。

针对性强：针对萨 15 平台储罐风险较高的特点，将其列为重点防渗区，符合风险管控原则。

经济合理：防渗工程费用已纳入地面工程基建投资预算，不会对项目经济性造成重大影响。

综上所述，项目采取的地下水污染防治措施体系完整、标准合规、技术可行，能够有效防控地下水污染风险。

6.3.2 地下水污染应急措施

一旦发生风险事故，大量物料泄漏至地表，首先污染包气带，因此首先要查明污染物污染的范围及深度，尽可能的将污染物控制在包气带的范围内，根据污染情况酌情对污染区域的土壤进行置换处理，以免扩大对土壤和地下水的污染影响。

一旦污染物进入饱和地下水中，就会较快地在地下水体中迁移，从而威胁地下水的品质。因此，一旦发现渗漏进入地下水饱水带后，应立刻采取如下措施：

(1) 在风险情况下(井喷等)，物料可能大量泄漏至地表，通常物料会控制在一

定区域内，风险发生后，只要尽快对物料进行收集处理，对污染的防渗土层进行清理，则可避免物料大量进入地下水。

(2) 如果发生井喷等风险事故，应在井场地下水流向下游 30m、50m 处设置潜水含水层地下水观测井，并定期进行监测监控油田开采地下水污染情况，掌握地下水污染情况。监测孔便于及时发现地下水污染事故及其影响范围和程度，根据地下水由北东向南西的主导流向，密切监视污染物所到达的范围，为迅速采取地下水应急措施提供信息保障。

(3) 一旦监测到地下水污染，及时查清污染范围和程度，发生事故时，应该迅速组织环保、消防、安全等部门参与的协调领导小组，组织有关技术人员赴现场勘查、开展监测，制定消除污染方案。

6.4 噪声污染防治措施

6.4.1 施工期噪声污染防治措施

根据声环境影响分析，本项目施工期噪声主要来源于钻井作业（柴油机、泥浆泵等）及地面建设机械。虽然评价范围内无居民区等环境敏感目标，且昼夜间场界噪声在一定距离外可满足标准要求，但为保障现场作业人员听力健康及进一步降低对区域声环境的影响，拟采取以下防治措施：

(1) 噪声源头控制措施

设备选型：优先选用低噪声、低振动的先进施工机械。对于产生高强度噪声的钻井柴油机、发电机及泥浆泵等设备，应选用带隔声罩或自带消声器的低噪型号。

安装减振设施：

对泥浆泵、振动筛等高振动设备，底座应安装减振垫或减振基座，采用柔性连接，减少因振动产生的辐射噪声。

加强设备维护：建立严格的设备维护保养制度，定期对施工机械的燃油系统、润滑系统及紧固件进行检查。防止因零部件松动、润滑不良或发动机工况异常（如“带病”运行）导致机械噪声和摩擦噪声异常升高。

(2) 合理布局与传播途径控制

平面布置优化：在井场平面布置时，将高噪声设备（如钻机动力区、泵房、发电机房）集中布置，并尽量远离井场内的生活值班区（如值班房、野营房）。利用泥浆罐、

水罐等大型设备或土堆作为临时声屏障，阻挡噪声向办公及休息区域传播。

利用距离衰减：鉴于项目区地域空旷，在满足工艺流程的前提下，高噪设备应尽可能布置在场地中央或远离场界的位置，利用几何发散衰减降低场界噪声值。

（3）施工现场管理措施

车辆管理：加强运输车辆管理，车辆进入施工现场及非铺装道路时，严格限制车速（ $\leq 30\text{km/h}$ ），并严禁恶意鸣笛。

作业时间管理：虽然钻井作业需 24 小时连续施工，但对于推土机、挖掘机等地面建设作业，应尽量安排在昼间进行；若非工艺必须，夜间（22:00~次日 6:00）应避免进行高噪声土方施工作业。

（4）措施可行性分析 上述措施主要包括选用低噪设备、减振、合理布局等，均属于石油工程建设中成熟、通用的噪声控制手段。

有效性：根据预测分析，在落实上述措施后，昼间场界 10m 处、夜间场界 50m 处即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》限值要求。

综上所述，施工期噪声防治措施是可行的。

6.4.2 运营期噪声防治措施

根据运营期声环境影响预测结果，本项目主要噪声源为萨 303 平台的抽油机、空气源热泵及萨 15 平台的天然气发电机、原油装车泵和外运罐车。为确保厂界噪声长期稳定达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求，需落实以下具体的工程及管理降噪措施：

（1）设备选型与源头控制

低噪设备优选：在设备采购阶段，对抽油机、机泵、发电机及空气源热泵等主要噪声设备进行比选，优先选用加工精度高、动平衡性能好、噪声指标低的低噪声型号。萨 3 及萨 15 平台的抽油机均应选用低噪电机。

工艺优化：通过优化集输工艺管路设计，减少不必要的弯头和变径，降低流体在管道阀门处产生的湍流噪声。

（2）萨 15 平台重点设备隔声减振措施 萨 15 平台由于配置有天然气发电机和装车泵，是噪声控制的重点区域。

发电机组降噪：

排气消声：发电机排气管必须安装与之匹配的高效排气消声器，降低高温高压废气

排放产生的空气动力性噪声。

基础减振：机组底座与基础之间应安装橡胶减振垫或弹簧减振器，阻断振动向地基传播。

原油装车泵降噪：2台原油装车泵体基础采取减振处理，进出口管线采用柔性连接。

车辆及装车噪声控制：拉油罐车进入站场后必须减速慢行（限速5km/h）；在等候及装车作业期间，车辆发动机必须熄火，禁止怠速运行，减少交通噪声。

（3）萨303平台及通用设备降噪措施

抽油机降噪：萨303平台（3台）及萨15平台（4台）的抽油机基础均需进行减振处理。加强抽油机游梁、连杆及减速箱的日常维护和润滑，防止因机械磨损产生异常摩擦噪声。

空气源热泵降噪：萨303平台配套的CO₂空气源热泵，应对风机采取消声隔声措施，机组底部设置减振基座，防止低频振动噪声扰民。

管线阀组降噪：萨303平台的多通阀选井计量阀组及外输汇管，通过管道保温层（兼具隔声作用）包裹，降低液体流动噪声的透射。

（4）厂区布局降噪

在满足工艺流程的前提下，将高噪声设备（如发电机、机泵）尽量布置在远离厂界或远离周边环境敏感点（如红山子村方向）的一侧，利用距离衰减降低噪声影响。

（5）管理措施

建立设备定期巡检维护制度，确保设备处于良好的运行状态，避免因零部件松动、润滑不良导致噪声级升高。

（6）措施可行性分析 上述措施中，基础减振等均为成熟的工业噪声治理技术，在油田开发中应用广泛，降噪效果明显（预计衰减量可达15-25dB(A)）。根据预测，在落实上述措施后，各平台厂界昼夜噪声值均能满足标准要求，措施是经济合理的。

6.5 固废污染防治措施

6.5.1 施工期固废污染防治措施

1、钻井泥浆污染防治措施

本项目施工期产生的钻井液、岩屑及泥浆全部进行不落地处理，使施工期固体废物实现回用及妥善处理，不外排。具体措施如下：

(1) 坚持减量化、资源化和无害化原则，钻井作业现场配备钻井泥浆回收装置，实现钻井泥浆最大化利用；无法循环利用的废弃钻井泥浆采用随钻不落地处理工艺，回收钻井泥浆中的液相，减少钻井岩屑产生量，回收的液相在钻井作业现场循环利用。

(2) 优选钻井液材料，尽可能采用无毒、低毒材料，聚合物钻井液能满足的井段不使用聚磺钻井液，禁止使用国家明文规定有毒有害成分的钻井液材料。

(3) 加强油料管理，避免外泄，含油废物必须与水基岩屑分开收集，不得混放。

(4) 水基岩屑随钻固液分离后收集，其中磺化钻井岩屑单独收集处理，造斜井段和目的层井段等特殊工段及非正常工况下产生的聚合物钻井岩屑单独收集处理；分离后的水基岩屑含水率宜小于 60%。

(5) 岩屑及泥浆进入钻井废弃物不落地系统中处理并实现固液分离，分离固相分类存放在各自收集系统内，定期委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司或其他有资质第三方拉运处置。

2、其它固体废物污染防治措施

(1) 施工土方：本项目新建管线施工产生的土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场。施工车辆在运送弃土应使用不漏水的翻斗车，渣土不得沿途漏散、飞扬，清运车辆进出施工现场不得带泥污染路面，应严格按环卫和公安部门确定的路线行驶。

(2) 焊接废渣：在每个焊接作业点配备铁桶或纸箱，废弃物直接放入容器中，施工结束后集中回收处置。

(3) 施工生活垃圾：施工生活垃圾集中清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行卫生填埋。

3、危险废物污染防治措施

钻井期间会产生少量的落地油泥（事故状态下）和废含油防渗布，属于危险废物，定期委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司拉运并进行无害化处置。

综上，项目固体废物在得到分类收集，合理处置后，对外环境影响较小。为进一步减少施工期固废污染，采取如下措施：

(1) 尽量提高泥浆的重复利用率，减少废弃泥浆产生量；

(2) 加强环境管理，为防止对土壤的污染，经泥浆不落地工艺处理后的固体废物存放点做好防雨、防渗、防外溢等措施；水基岩屑需要在作业现场临时贮存的，贮存场

地的防渗性能满足 GB 18599 的要求，综合考虑降雨量、蒸发量等因素，因地制宜采取防雨、防尘措施；运输过程中采取防遗撒、防扬尘、防泄漏措施。经无害化达标处理的固相在井场存放时间不应超过 10d，及时运至存入点存放。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落；在运输的地点和终点之间，不进行中转、存放及装卸作业。

(3) 本项目井下作业时带罐铺膜作业，避免落地油产生。

(4) 钻井井场设置生活垃圾箱（桶），分类收集，定期运往环卫部门指定的地点处置。

(5) 钻井生产施工中，禁止废水、泥浆、药品及其他废物流失和乱排放，严禁机油、柴油等各种油料落地，擦洗设备和更换的废油品料要集中到废油回收罐，如果发生外溢和散落则必须及时清理。

(6) 在钻台、机房、泥浆罐、柴油机、发电房底部等容易造成环保污染的区域应铺设防渗布等防渗隔层，防止油污、泥浆污染土壤。

(7) 完井后回收各种原料，清理井场上的落地泥浆、污水、油料和各种废弃物。泥浆药品、泥浆材料及废油品必须全部回收，不随意遗弃于井场。完井后做到作业现场整洁、平整、卫生，无油污，无固废，做到“工完、料净、场地清”。

(6) 措施可行性分析

依托单位可靠性：本项目危险废物（油基岩屑、返排砂等）的接收单位——新疆中建环能北庭环保科技有限公司，经核查具备相应的危险废物经营许可证，核准经营类别包含 HW08，且处理能力满足本项目需求，依托处置方案合法、可行。

技术成熟性：“泥浆不落地”工艺及危险废物密闭收集转运是目前油田开发中成熟、有效的环保措施，能够有效杜绝土壤和地下水的二次污染。

综上所述，施工期固废防治措施分类明确、去向合规、技术可行。

6.5.2 运营期固废污染防治措施

正常排放工况下，固体废弃物主要为井下作业的压裂液、洗井液等、落地油、沾油废物、废机油。

6.5.2.1 固体废物污染防治措施

运营期产生的固体废物主要为危险废物，包括含油污泥、落地原油、废机油及废弃防渗膜。针对上述废物，建设单位采取“源头减量、分类收集、资源化利用、无害化处

置”的原则，落实以下具体防治措施：

（1）含油污泥及落地原油防治措施

分类分质处理：

液态/半流态含油污泥：针对修井作业回收的高含水油泥及萨15平台储罐清洗产生的罐底油泥（属HW08），采用密闭罐车收集，拉运至吉康脱水站，进入站内现有的污水回收系统进行回掺处理，分离出的原油回用于生产，实现资源回收。

固态油泥/油砂：对于吉康站污水回收系统无法处理的沉积底泥、含油砂土等固态废物（预计含油污泥总量345.80t/a中无法回收的部分），进行分类收集和暂存，定期委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司进行无害化焚烧或热解处置。

落地原油：推行清洁生产，井口安装集油槽，作业时铺设防渗膜。收集后的落地原油（约1.0t/a）作为资源，及时拉运至吉康脱水站卸油罐，回掺至集输系统作为商品原油外输，实现100%回收。

贮存要求：含油废物的收集、贮存、转移等环节采取防雨、防渗、防泄漏等措施，采用专用密闭容器或防渗吨袋，严禁直接堆放在未防渗的地面上，防止油分渗漏污染土壤。

（2）废机油防治措施

分类收集：设置专用的废油收集桶，对抽油机、热泵及装车泵维护更换下的废机油（HW08，约0.2t/a）进行分类收集。

规范暂存与处置：收集桶应张贴标准的危险废物标签，并置于防渗托盘之上。收集后定期委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司进行无害化处置。

（3）废弃防渗膜防治措施

即产即清：井下作业及检修结束后，对于沾染原油的废弃HDPE防渗膜（HW49，约0.1t/a），施工人员应在现场立即进行收集、折叠打包，严禁在井场随意丢弃、填埋或焚烧。

转运处置：打包后的废防渗膜运至吉康脱水站危废暂存间暂存，定期委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司统一处置。

（4）危险废物环境管理措施

严格执行联单制度：所有危险废物（含油污泥、废机油等）的转移处置，必须严格执行《危险废物转移管理办法》，通过国家固废信息管理系统填写电子转移联单，确保

危废流向清晰、可追溯。

规范贮存设施：依托的吉康脱水站危废暂存间及各平台设置的临时收集点，必须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求，采取“防风、防雨、防晒、防渗”措施，并设置危险废物警示标志。

应急物资配备：各平台及拉运车辆应配备必要的吸油毡、沙土、铁锹等应急物资，以备发生少量泄漏时能够及时清理。

（5）措施可行性分析

去向可靠：本项目采取“油泥回掺吉康站”的措施实现了废物的资源化；对于无法利用的危废，委托的处置单位（新疆中建环能北庭环保科技有限公司）持有有效的危险废物经营许可证，具备相应的废物处置资质和能力，去向合法合规。

技术成熟：含油污泥分类处理及落地原油回收是油田开发中成熟的环保与资源节约措施，既降低了处置成本，又消除了环境风险，措施切实可行。

6.5.2.2 贮存场所污染防治措施及其依托可行性

本项目依托吉康脱水站内已建危废暂贮存点1座，面积为90m²，分为3个独立分区，分别暂存。

危废贮存点已按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的要求进行建设，设置堵截泄漏的裙角，地面与裙角采用坚固、防渗的材料建造，地面采用防腐蚀的硬化地面，设有泄漏液体收集装置；基础采取防渗等措施。并完成竣工环保验收，制定有相关管理制度及管理台账，危废贮存库最大暂存量120t。企业按照危废种类每月或季度处理一次，实际贮存量约50t，故现有的危废贮存库完全可以容纳本项目产生的危废，依托可行。项目对固体废物采取的处置方案符合国家固体废弃物“减量化、资源化、无害化”基本原则，对环境影响较小。

危废贮存点已采取有效的防渗措施，基础底层采用的防渗层为1.2m厚粘土层（渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s），粘土层上铺设2mm厚的高密度聚乙烯层。在危废暂存间地面建设防渗地坪，防渗地坪采用三层结构，从下面起第一层为基础底层防渗材料；第二层为厚度在30~60cm土石混合料加厚度在16~18cm的二灰土结石，第三层为防渗混凝土，厚度在20~25cm，在表面三步五涂环氧树脂。

6.5.2.3 危险废物管理要求

本次环评提出，建设单位在运营过程中应该对本项目的危险废物从收集、贮存、运

输、利用、处置各环节进行全过程的监督，各环节管理严格执行《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）及《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ 1461-2026）的相关要求。具体危险废物环境管理要求如下：

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

（2）落实危险废物识别标志制度，按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

（3）落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

（4）落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

（5）落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

（6）落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

（7）产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度；已经取得排污许可证的，执行排污许可管理制度的规定。

（8）落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行；禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

（9）落实环境影响评价制度及环境保护三同时制度，需要配套建设的危险废物贮存、利用和处置设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

(10) 落实环境应急预案制度，参考《危险废物经营单位编制应急预案指南》有关规定制定意外事故的防范措施和环境应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染环境防治监督管理职责的部门备案。

(11) 建设单位应加强危险废物规范化环境管理，按照《危险废物规范化环境管理评估指标》有关要求，提升危险废物规范化环境管理水平。

(12) 对于列入《国家危险废物名录》附录《危险废物豁免管理清单》中的废弃的含油抹布和劳保用品等危险废物，当满足《危险废物豁免管理清单》中列出的豁免条件时，在所列的豁免环节可不按危险废物管理。

(13) 油气开采固体废物、剩余固相和回收的矿物油收集、贮存、转移、利用、处置过程涉及的国家安全生产、职业健康、交通运输、消防等，应符合国家和地方相关法律法规及标准的规定。

6.6 土壤污染防治措施

根据土壤环境影响分析，本项目土壤污染防治坚持“源头控制、过程阻断、分区防控、复垦修复”的原则。重点针对萨15平台周边的水浇地（耕地）敏感目标，采取严格的保护与治理措施。

6.6.1 源头控制措施

泥浆不落地：钻井期间严格执行“泥浆不落地”工艺，配备固控系统和收集罐，严禁开挖土坑排放废弃泥浆。油基岩屑（HW08）实行全密闭收集与转运，杜绝含油废液滴漏污染土壤。

清洁生产：推行绿色作业模式。井下作业（试油、修井）时，必须在作业区域铺设防渗土工布或防渗膜，并设置围堰及导液槽，确保“油不落地”。萨15平台装车作业采用全密闭鹤管，防止油品喷溅。

管线防腐与巡检：集输管线选用耐腐蚀管材（柔性复合管），并加强日常巡检，及时发现并处置微小泄漏，防止“小漏酿大污”。

6.6.2 施工期表土剥离与保护

针对萨15平台扩建及管线施工涉及的水浇地和天然牧草地，为保护宝贵的耕作层土壤，须落实以下措施：

表土剥离：在施工扰动前，必须对占用范围内的表层土壤（耕作层，厚度 30cm）

进行单独剥离。

分类堆存：剥离出的熟土应堆放在专门的堆土场或作业带边缘，与深层生土、废弃土石严格分开堆放。堆土表面应采取防风遮盖或撒播临时草籽，防止水土流失和扬尘。

分层回填：管沟回填时，严格执行“土层还原”原则。先回填深层生土并压实，最后将剥离的表层耕作土覆盖于最上层，以最大限度保持土壤的肥力结构和耕作能力。

6.6.3 运营期分区防控措施

根据各功能单元污染风险差异，实施分区防渗，切断污染物垂直入渗通道：

重点防控区：萨15平台的储罐区及钻井期间的泥浆循环罐区、柴油罐区、岩屑罐区、压裂返排液回收罐区。采用“抗渗钢筋混凝土+HDPE膜”结构，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。

一般防控区：井口操作区、多通阀选井计量区、两相分离区以及除上述重点防渗区以外的站内集输工艺管线区。采用防渗混凝土硬化或铺设防渗土工布。

简单防控区：道路及生活辅助区，进行一般地面硬化。

6.6.4 事故应急与污染土壤修复措施

针对可能发生的井喷、储罐破裂等极端事故，特别是对周边水浇地造成的污染，采取以下措施：

紧急切断与围堵：事故发生后，立即关井、停泵，切断污染源。利用沙袋、土堤构筑临时围堰，防止原油及采出水向周边农田漫流扩散。

彻底清除与置换：

对于受污染的农田土壤（特别是耕作层），必须进行彻底铲除，清理深度应直至见到清洁土层为止。

清理出的含油土壤属于危险废物（HW08），必须运至有资质单位（如新疆中建环境北庭环保科技有限公司）进行无害化处置，严禁就地掩埋或通过翻耕稀释。

清除污染土后，应从异地调运清洁、肥沃的客土（熟土）进行回填置换，并施加有机肥，尽快恢复其农业生产功能。

盐渍化治理：若发生采出水（含盐水）泄漏，在清除表土后，还应进行大水漫灌淋洗（视当地排水条件），以降低土壤含盐量，防止次生盐渍化。

6.6.5 措施可行性分析

技术可行性：表土剥离、分层回填是《土地复垦条例》规定的标准作业程序；分区防渗及换土修复是油气田土壤保护的成熟技术。

保护有效性：通过严格的表土保护和事故应急换土，能够最大程度减轻工程建设对萨15平台周边敏感农田产能的影响，措施针对性强，切实可行。

6.7 生态环境保护措施

该区域气候极其干旱，生态恢复与补偿措施主要依靠植被自然恢复的方式进行，重点是防止因工程建设引起水土流失而导致土地沙化。

6.7.1 施工期生态环境保护措施

6.7.1.1 井场工程生态保护措施要求

(1) 井场、站场建设前，选址阶段应对施工场地周边进行现场调查，避开植被长势良好、茂密的区域。选择裸地或植被稀疏的区域进行井场和站场的建设。

(2) 对井场的临时性占地合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围。严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低。

①井场（采油井）施工占地 24m×40m；

②施工占地：控制在 80m×120m；

(3) 钻井废弃物 100%回收，减少对周围土壤、植被的影响。

(4) 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。

(5) 井场施工结束后，应及时对现场回填平整，清除残留的废弃物，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生；站场进行平整、覆土、地面硬化处理。

6.7.1.2 管线工程生态保护措施要求

(1) 对油田区域内的临时性占地（管线埋设）合理规划，严格控制临时占地面积，在选线阶段避开植被长势良好、茂密的区域，不占用、不破坏。

(2) 管道施工作业带应严格控制在规定范围以内，不应随意扩大，施工作业带宽度控制在 8m，涉及公益林区域作业带宽度控制在 6m 以内。

(3) 管沟开挖，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。严格

控制工程施工临时占地，根据管径的大小尽可能少占地。

(4) 根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(5) 管线敷设力求线路顺直，缩短线路长度。在满足有关安全规范的基础上，减少扰动土地。

(6) 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，不得形成汇水区域，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，严禁在管沟两侧有积水环境存在。

(7) 施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

6.7.1.3 道路工程生态保护措施要求

(1) 无道路区域作业车辆“一”字型行驶

道路施工时，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，所有车辆沿原有道路行驶，不得并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

(2) 道路选线过程中应尽量利用原有道路，新建井场道路选线尽量沿管线敷设走向铺设，避让植被密集区域。

(3) 严禁在道路两侧取弃土。

6.7.1.4 对植物生态保护措施要求

经调查，项目区域绝大部分地段为其他草地，其他为耕地及采矿用地等。项目占地范围内无自治区保护植物。

对于植物的生态保护要求如下：

(1) 设计选线过程中，避开植被较丰富的区域，避免破坏植物。

(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沙生植被。

(4) 井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应

尽快整理施工现场。

(5) 强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对野生植物生存环境造成威胁。

(6) 加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。

6.7.1.5 对野生动物的生态环保措施要求

经调查，项目评价区没有国家及自治区级保护动物。

对于野生动物的生态保护要求如下：

(1) 设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(2) 为了更好的保护野生动物，建设单位在项目实施过程中要严格规定工作人员的活动范围，使之限于在施工作业带范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

(3) 对施工人员开展保护野生动物宣传教育工作，强化保护野生动物的观念，禁止施工人员随意惊吓、捕猎、宰杀野生动物。

(4) 加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

6.7.1.6 对农田的生态保护措施

1) 控制作业范围，施工机械（主要为挖掘机）需在控制范围内作业，严禁自行扩大施工用地范围。

2) 耕地区施工应避开农作物生长和收获期，减少农业生产的损失。要保护农田林网，使农田生态系统的功能相对稳定。

3) 在耕地中施工时，可将表层 25cm 的土壤集中堆放，施工结束后地表土壤作为生态恢复用土，分层开挖、分层堆放，以保持耕地肥力和作物正常生长。

4) 施工结束后做好耕地的恢复工作。清理施工作业区域内产生的废弃物。应按国务院颁发的《土地复垦条例》、国土资源部颁发的《土地复垦条例实施办法》的规定进行复垦。凡受到施工车辆、机械破坏的地方，都要及时修整，恢复原貌，植被（自然的、人工的）破坏应在施工结束后的当年或来年予以恢复。

5) 大田中的标志桩移至地埂，并应加高，使其目标明显，以防影响农机作业或损坏农机具。

6) 严禁施工车辆在耕地区到处乱碾乱压, 应严格限制在已有的道路和作业区行驶, 防止对周围土壤和作物产生破坏。

7) 废弃的施工原料均运至规定的地点进行存放, 禁止向施工区域附近的耕地内倾倒。

8) 加强对施工人员的教育、监督和管理, 积极倡导文明施工。

6.7.1.6 开展生态环境监理

建议委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线和道路施工期和钻井期。

监理的重点内容是: 分层开挖回填执行情况、砾石覆盖质量、临时占地边界管控、施工迹地恢复验收, 管道施工结束后的植被恢复, 野生动物保护, 以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

生态监理要求应落实在管线、道路、井工程等项目承包招标书中。

6.7.1.7 其他生态保护措施要求

(1) 在工程管理和施工人员进场前进行环境教育及相关培训;

(2) 严禁施工人员进行非石油生产的其他活动, 如: 严禁在施工场地外砍伐植被, 严禁捕杀任何野生动物; 并在施工营地、施工便道及钻井区设置“保护野生动植物”等警示牌, 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) 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。

(4) 施工结束后, 恢复地表原状, 将施工迹地平整压实, 做的工完、料净、场地清, 以利于植被的自然恢复。

6.7.2 运营期生态环境保护措施

本项目严格遵守国家和地方有关野生动植物保护和水土保持等法律法规。主要采取以下生态保护措施, 这些措施对于减少植被破坏, 减缓水土流失, 抵制沙漠化发展起到了一定的积极作用。

6.7.2.1 井场等永久占地工程生态保护措施要求

永久占地地面硬化: 由于油田开发区域内自然条件的限制, 植被的自然恢复极其困难, 因而对于地面工程永久占地要进行地面硬化处理, 以减少风蚀量; 对油田区及油田公路、集输管线上方、电力设施底部地面上面实施砾石覆盖措施, 减少风蚀量。

6.7.2.2 其他生态保护措施要求

(1) 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。

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

(3) 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，降低土壤污染。

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

通过上述处理方法，油田运营期产生的污染物不会对环境造成危害。

6.7.3 退役期生态环境保护措施

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终进入退役期。当油井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的开发工作人员将陆续撤离，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。

退役期生态环境保护措施如下：

(1) 扬沙污染防治措施

油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止产生飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

(2) 固体废物污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、垃圾等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用；废弃建筑垃圾由施工单位运至指定位置进行处理。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

(3) 及时清理作业现场，做到“工完、料净、场地清”，

(4) 确保对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，

污染地下水和土壤。

（4）井场地表恢复

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

（5）加强环保宣传

加强对《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物的法律后果。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.8 生态恢复方案

6.8.1 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

（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开采。禁止在重要道路、航道两侧及重要生态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采。

（2）油藏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。

（3）坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

6.8.2 生态环境分区恢复治理

6.8.2.1 勘探期生态恢复治理

油田勘探、探查活动结束后，对勘探活动造成的地表土壤破坏进行平整，对耕地、地表植被进行恢复，恢复其原有生态功能。

6.8.2.2 井场生态恢复治理

(1) 井场生态恢复治理范围

本项目部署7口井。所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

(2) 生态环境恢复治理措施

①永久占地治理措施

施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

②临时占地治理措施

工程施工结束后，应对井场等施工临时占地内的土地进行平整，实施砾石覆盖等措施。

1) 施工前治理措施

钻井开始前应先对井场占地范围内进行平整，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，单独收集暂存。

施工产生的弃土集中专门堆放。将弃土装入编织袋堆放在外侧，形成拦挡，并做好排水引流。

2) 钻井结束后治理措施

钻井结束后，应对临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定；临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。

工程施工结束后临时占地采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地内植被在未来3~5年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

典型生态保护措施平面示意图 6.8-1 井场砾石压盖措施典型设计图。

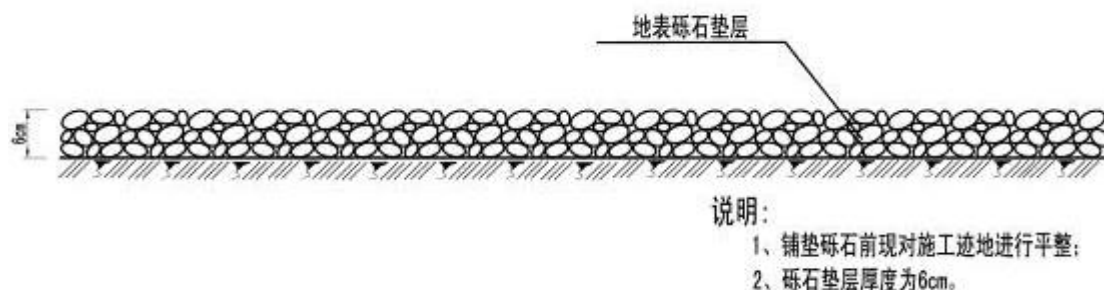


图 6.8-1 井场砾石压盖措施典型设计图

6.8.2.3 管线生态恢复治理

(1) 管线生态恢复治理范围

本项目需新建集输管线 5.52km，共计临时占地 9.33hm²，该范围内需进行生态环境恢复治理。

（2）生态环境恢复治理措施

①工程保护措施

管道施工作业带宽度控制在 15m 范围内，施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

②植被恢复措施

工程施工结束后采用自然恢复的方式进行恢复区域植被，临时占地内植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

6.8.2.4 退役期生态保护恢复与重建措施

油田退役期，根据立地条件和宜林则林、宜草则草、宜农则农的原则，对生态环境进行恢复和重建，评价建议分区采取生态恢复与重建措施。

（1）井场生态恢复与重建措施

①退役期油井退役或报废后，应当在 6 个月内将打开的油气层和井口封闭；井场应拆除采油设备、封好井口、拆除井场围墙，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、覆土、植被恢复。

②在采油设备拆除过程中产生的落地原油，应统一运往指定地点处置，防止污染周围土壤环境。

③保留各类绿化、防洪工程、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变，生态环境质量不低于现状。

④关闭油井应封堵油层、封闭井口，并同步实施井场复垦还田或植树种草工程措施。

（2）站场生态恢复与重建措施

①退役期站场应当在退役后 12 个月内予以拆除，同时挖松固化地面，并对站场土地进行平整、覆土、植被恢复，18 个月内达到土地使用功能。

②与水土保持工程措施相结合，设置截、排水沟等，防止引发大量水土流失。

（3）道路管线生态恢复与重建措施

①对井场道路的永久占地要进行生态恢复，草地要及时恢复原有植被和生态景观，

使油田开发区与区域生态景观和谐一致。

②部分道路可以作为当地交通用地，不必恢复；其余道路应恢复为草地等原土地利用类型。

综上所述，项目退役期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

6.8.2.5 各阶段生态恢复措施汇总

综上，本项目生态恢复措施见表 6.8-1。典型生态措施恢复图 6.8-2。

表 6.8-1 本工程具体生态恢复措施

恢复对象		生态恢复方案		
		硬化面积 (hm ²)	恢复面积 (hm ²)	主要恢复措施
永久 占地	井场占地恢复	9.796	/	平整、清理固体废物无遗留、覆土、进行地面水泥或砂石硬化处理，防止侵蚀，占用的农用地恢复农业生产
临时 占地	井场、施工营地占地恢复 (含岩屑堆存场地)	/	0.408	地表平整、恢复植被、清理固体废物无遗留，占用的灌木林地恢复为灌木林地
	管线占地恢复	/	11.04	分层回填管沟，覆土压实，占用的临时草地、盐碱地恢复植被产

6.8.3 生态环境恢复进度安排

生态环境恢复计划将贯穿油田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、运营期及退役期。

6.9 水土保持方案

井场、管线等施工扰动，将使井场、场站及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧，还可能将加剧地表直接破坏区的水土流失，对区域的水土流失有加剧的趋势。

本环评将从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制订合理可行的水土保持措施，防止砾幕层破坏造成的土壤沙化，尤其是防止在风力作用下形成的风沙流对邻近区域造成危害。项目建设过程中应严格参照水土保持措施执行，防止区域水土流失的加剧。

6.9.1 指导原则

(1) 严格遵循《中华人民共和国水土保持法》《中华人民共和国水土保持法实施

条例》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》等有关规定，贯彻执行“预防为主，全面规划，综合防治，因地制宜，加强管理，注重效益”水土保持方针，尽量减少施工过程中造成的人为水土流失。

(2) 根据“因地制宜，因害设防、重点治理与一般防治兼顾”的原则，采取各项水土保持措施，做到工程措施、植物措施相结合，治理与开发利用相结合，形成项目建设水土保持的综合治理体系，保证项目在施工和运营期间的安全，控制和减少水土流失，使项目沿线生态环境得到保护、恢复和改善。

(3) 坚持“谁开发谁保护，谁造成水土流失谁治理”的原则，合理界定本项目水土流失防治的责任范围。

(4) 各项治理措施要符合有关技术规范要求，采取工程措施与植物措施相结合，永久措施与临时措施相结合的原则，对项目造成的水土流失采取适当的防治措施体系进行治理，治理时坚持“三同时”原则。水土保持工作以控制水土流失、改善生态环境、恢复植被为重点。在不影响水土保持效能的前提下尽量减少资金的投入，要做到经济上合理，技术上可行，实施后有明显的生态和环境效益。

6.9.2 防治目标和范围

根据《新疆维吾尔自治区水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目区属于“自治区级水土流失重点治理区”。

总体防治目标是：预防和治理水土流失防治责任范围内的水土流失，减少和控制新增水土流失危害，维持工程施工、运营安全及项目区生态环境的良性循环。为此，在自然环境调查的基础上，根据工程实际设计合理可行的水土保持工程，达到恢复植被，减少水土流失，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.9.3 水土流失防治责任范围

结合《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）中的有关规定，根据工程特点和总体布局，确定本项目水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。防治责任范围主体属于吉木萨尔县管辖。

项目建设区：指开发建设单位工程建设征用、占用、租用及管辖等的土地范围，是建设项目直接造成的损坏和扰动的区域。其中用地范围包括井场、站场、管线。

直接影响区：项目建设区以外因开发建设活动而造成的水土流失及其直接危害的范围，包括施工过程中可能造成践踏、碾压的周边地带，以及因工程建设改变原地貌汇流路

径，对周边地区带来潜在水土流失危害的区域。

6.9.4 水土保持措施

根据水土流失防治分区，在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上，针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度，将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起，合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程中具有水土保持功能工程，纳入方案的水土保持措施体系当中，使之与方案新增水土保持措施一起，形成一个完整、严密、科学的水土流失防治措施体系。

(1) 井场、场站区

①施工前对井场占地范围进行表土剥离，耕地剥离厚度 0~30m（耕作层），天然牧草地剥离厚度 15~20cm（草皮层），剥离的表土集中堆存并采取苫盖、拦挡等临时防护措施，用于后期生态恢复或耕地复垦。

②井场周边修筑地边埂（土埂或砾石埂），埂高不低于 30cm，顶宽不小于 20cm，起到拦挡径流、固定边界的作用。

③钻井作业结束后，对井场进行全面平整，清除施工废弃物，表层覆盖砾石并压实，覆盖厚度不低于 6cm，覆盖度达到 65%以上，有效防止风蚀。禁止随意剥离工程占地范围以外的砾石。

④植物措施：井场及集输管线选址选线阶段应优先选择植被稀疏区域布点，遵循少占地、少破坏植被的原则，严格控制施工作业范围。工程施工结束后，对砾石覆盖间隙采取自然恢复为主、人工补播为辅的方式恢复植被，优先选用叉毛蓬、骆驼蓬等超旱生乡土物种，不引入外来物种。

⑤表土堆场及物料堆场采用防尘网苫盖，四周设编织袋装土拦挡，定期洒水抑尘。

(2) 管线区

①严格限定施工作业带宽度，采用彩旗或 GPS 标定边界，所有车辆沿统一车辙行驶，严禁随意开辟新路。

②管沟开挖实行分层开挖、分层堆放、分层回填—表层土（0~30cm）与深层生土分开堆放，下管后先填深层生土，后覆表层土（或草皮原位回铺），回填后洒水沉降，防止土壤结构退化。

③管线回填后形成的土埂，若与地表天然排水方向垂直，应分段设置临时排水沟，疏导地表径流，防止水力冲刷造成沟蚀。

④管线作业带使用结束后，对扰动区域进行平整，参照井场标准，荒漠戈壁段覆盖砾石（ $\geq 6\text{cm}$ ），农牧交错段进行深翻松土（ $\geq 40\text{cm}$ ）并补施有机肥

⑤施工结束后对管线作业带扰动区域进行植被恢复，荒漠段在砾石间隙补播叉毛蓬、伊犁绢蒿等乡土草种；农牧交错段将剥离养护的草皮原位回铺，并补播豆科牧草等乡土物种。

（3）植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则，根据项目自身特点和所处地区的气候特点，选择耐寒、耐旱、抗盐碱沙生植物种作为场内恢复绿化和造林的骨干植物种，如当地适生的优势免灌植物为叉毛蓬、伊犁绢蒿等，种子质量应达到《林木种子质量分级》（GB 7908）或《草种子质量分级》（GB 6142）规定的二级以上标准，播种前进行发芽率试验（ $\geq 85\%$ ），确保出苗效果。

（4）编制防洪规划和水土保持规划的要求

建议建设单位必须在项目前期按照《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）的要求，编制符合要求的水土保持方案，以便有效防止水土流失。

6.10 防沙治沙方案

根据《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136号）：沙区开发建设项目是指在沙漠、戈壁、沙地、沙化土地和潜在沙化土地上实施的开发建设项目，主要包括在沙区范围内开发的工业、农业、畜牧业、能源、水利、交通、城市建设、旅游、自然资源等建设项目。按照《中华人民共和国防沙治沙法》的规定，“沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价”。

6.10.1 防治目标

开展沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的主要目的，是对开发建设项目实施后可能造成对沙区植被、生态的影响和土地沙化趋势变化进行综合分析、预测和评估，提出预防或者减轻不良影响的对策和措施，为沙区开发建设项目的立项决策提供生态承载能力等方面的科学依据。

本项目区块开发涉及的区域基本为农田及草地。总体防治目标为：维持生态环境现状，预防遏制新的沙化形成，保护沙区植被。根据工程实际设计合理可行的防沙治沙工

程，达到恢复植被，遏制沙化，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.10.2 防沙治沙措施

在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合措施，加强地表覆盖，减少尘源。

项目地处准噶尔盆地，气候干燥，风力强大，地表土质疏松干燥，区域大部分土壤表层为棕钙土所覆盖，植被分布稀疏，主要为叉毛蓬，属于典型沙质荒漠生态系统。由于区域干旱少雨，水资源极度匮乏，植被生长主要靠地下水维持，根据现场调查，在植被遭到破坏的区域，在自然条件下很难得到恢复。由于受到区域土壤、水分等条件的限制，在项目区域进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现，因此，本次水土流失防治主要以工程措施为主。

①集输管线施工时，特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业方法，走统一车辙，避免强行开辟新路，以减少风沙活动。

②施工中严格按照规定的施工占地要求，划定适宜的堆料场，尽量减少地表植被的破坏。避免在大风、雨天施工，特别是路基修筑、管沟开挖、管道回填作业等。

③为减少风沙危害，线路走向应尽量与沙龙走向一致，尽量绕开植被，并在堍间通过。与道路走向一致的管道建设，恢复后的地面应低于路面，并置于道路背风一侧。

④砾石覆盖与地表重构（工程固沙）：管沟回填及井场平整后，利用开挖收集的原生砾石对扰动区域进行人工铺压，覆盖厚度5~8cm、覆盖度≥65%，轻压密实，重建物理防风固沙层。临时占地使用结束后同样覆盖砾石（≥6cm）。禁止剥离工程占地范围以外的砾石。

⑤表土剥离与分层回填：施工前对耕地（0~30cm）、天然牧草地（15~20cm）进行表土（草皮）剥离，集中堆存养护。管沟回填时严格执行分层回填——先填生土、后覆表土（草皮原位回铺），防止土壤结构退化

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

⑦后期管护与效果监测：施工结束后设立不少于3年的管护期，定期巡查砾石覆盖

完整性及植被生长状况，损毁区域及时修补补播。在萨303、萨15平台各设1处固定监测样方，每季度监测植被盖度、风蚀深度等指标，动态调整管护措施。

6.11 温室气体管控

根据2.11章节计算结果，本项目温室气体排放的构成比例见表6.12-1。可见，本项目CO₂排放量主要来自净购入电力产生的二氧化碳排放，比例为97.8%；其余的来自工艺放空排放以及CH₄逃逸排放排放。

表 6.12-1 主要排放源识别信息表

排放类型	温室气体种类	核查范围和内容相关说明
燃料燃烧排放	CO ₂	不涉及
火炬燃烧排放	CO ₂ 、CH ₄	不涉及
工艺放空排放	CO ₂ 、CH ₄	涉及
CH ₄ 逃逸排放	CH ₄	本项目涉及设备泄漏、储罐泄漏等
CH ₄ 回收利用量	CH ₄	不涉及
CO ₂ 回收利用量	CO ₂	不涉及
企业净购入电力和净购入热力隐含CO ₂ 排放	CO ₂	净购入电力消费引起的CO ₂ 排放

本项目减碳关键在于节能，项目在工艺设计、设备选型、电气系统、节能管理等各方面均采用了一系列节能措施，企业重视生产中各个环节的节能降耗，以取得较为明显的减污降碳效果。拟采取以下的节能措施进行减碳，具体如下：

（1）工艺及设备节能

通过采用各种先进技术，大量降低物料消耗、减少生产中各种污染物的产生和排放。工艺流程紧凑、合理、顺畅，最大限度的缩短中间环节物流运距，节约投资和运行成本。优化设备布置，缩短物料输送距离，使物料流向符合流程，尽量利用位差，减少重力提升。系统正常运转时，最大限度地提高开机利用率，减少设备空转时间，提高生产效率。投入设备自动化保护装置，减少人工成本，同时保证设备的正常运行、减少事故率。

（2）电气节能

选用节能型变压器，将变压器设置在负荷中心，可以减少低压侧线路长度，降低线路损耗。在车间变电所低压侧母线上装设并联电容器，有效降低变压器和线路的损耗。加强运行管理，实现变压器经济运行：在企业负荷变化情况下，要及时投入或切除部分变压器，防止变压器轻载和空载运行。按照《建筑照明设计标准》（GB 50034-2013）及使用要求，合理地设计及考虑各个场所的照度值及照明功率密度值。厂区道路照明电源在保证合理电压降情况下实行多点供电，并统一控制开闭，光源为高压钠灯。尽量采

用天然采光，减少人工照明。

（3）给排水节能

站房位置尽量安排在用水集中点、合理进行管网布局，减少压损。各部门要根据生产及生活的实际情况，合理配置水表等计量装置，减少水资源浪费。要求各单元采用不用或少用水的工艺技术和设备。综合利用新鲜水、废水等水资源，提高供水保障率。根据用户对水质的不同要求采用分级处理分质供水，提高水资源利用率。采用串级供水技术，高质水循环系统的排污水排到低质水循环系统作为补充水。设置在线过滤设备和旁通过滤设备，确保循环水水质，减少排污。选用合格的水泵、阀门、管道、管件以及卫生洁具，做到管路系统不发生渗漏和爆裂。采用管内壁光滑、阻力小的给水管材，给水水嘴采用密封性能好、能限制出流流率并经国家有关质量检测部门检测合格的节水水嘴。

（4）热力节能

为了减少管道及设备的散热损失，选用保温材料品种和确定保温结构。采用自力式流量调节阀，对蒸汽流量进行自动调节和控制，实现管网调度、运行、调节的自动监控。

通过上述措施，本项目通过节能措施可实现二氧化碳的减排，且上述的节能措施从实际运行角度操作性强、经济合理可行。

7 环境影响经济损益分析

工程建设与环境保护是辩证统一的关系。资源开发在促进国民经济发展的同时，不可避免地会对项目所在地的自然环境产生扰动。社会、经济与环境是构成区域可持续发展系统的核心要素，三者既相互依存又相互制约。因此，必须通过科学规划与综合平衡，协调全局与局部、长远与近期的利益关系，实现社会效益、经济效益与环境效益的有机统一。

萨3块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验项目的实施，对于释放吉南油田产能、保障国家能源安全及带动地方经济发展具有显著的积极作用。然而，石油开发涉及的钻井、采油及集输过程，若缺乏有效的管控，将面临潜在的环境污染风险，特别是本项目部分区域邻近农田及生态脆弱区，环境保护压力不容忽视。为此，本项目在通过工程措施获取经济效益的同时，将严格落实“环保优先”原则，在污染防治、生态恢复及环境风险防范方面投入专项资金，力求以合理的环保投入将不利环境影响降至最低，确保项目在经济可接受的范围内实现经济价值的最大化。

7.1 社会效益分析

（1）保障国家能源安全，落实“增储上产”战略 本项目作为吐哈油田萨3块二叠系井井子沟组油藏的开发先导试验方案，是贯彻落实国家“加大国内油气勘探开发力度，保障国家能源安全”战略部署的具体行动。通过本项目的实施，将进一步释放吉南油田产能，有效增加原油供给，对于缓解我国石油供需矛盾、优化能源结构、保障国家能源战略安全具有重要意义。同时，项目的建设有助于通过实战摸清二叠系井井子沟组油藏的地质特征与开发规律，为后续大规模开发提供宝贵的技术参数和管理经验，具有显著的示范效益。

（2）促进吉木萨尔县资源优势转化为经济优势 本项目的实施将直接推动吉木萨尔县及准东地区的资源优势向经济优势转化。随着油田开发的深入，将带动当地钻井、录井、运输、建筑建材、机械维修、餐饮服务等上下游相关产业的发展，形成显著的产业链辐射效应。项目投产后，不仅能为地方财政贡献稳定的税收（包括增值税、资源税、所得税等），还能通过油地共建，有力支撑吉木萨尔县及昌吉州的工业化进程和经济高质量发展。

(3)增加就业机会,维护边疆社会稳定 项目的建设期和运营期需要大量的劳动力,能够为当地居民提供一定数量的就业岗位(如道路维护、安保、后勤服务及辅助用工等),有助于解决部分剩余劳动力的就业问题,提高当地居民收入水平。此外,中国石油天然气股份有限公司积极履行社会责任,通过基础设施建设和产业帮扶,改善当地生产生活条件,对于促进民族团结、维护新疆地区社会长治久安具有积极的促进作用。

(4)推动环保与经济协调发展 本项目在开发过程中坚持“绿色矿山”建设理念,采用先进的开采工艺和环保措施(如泥浆不落地、清洁能源替代等),在获取经济效益的同时,最大程度减少对荒漠及农牧交错带生态环境的影响。这种可持续的开发模式将为新疆地区资源开发与环境保护的协调发展提供良好范例,具有长远的社会生态效益。

7.2 环境经济损益分析

7.2.1 环境损失分析

本项目作为先导试验工程,在通过资源开发获取经济效益的同时,不可避免地会对所在区域的自然环境造成一定程度的损失。环境损失主要包括自然资源的占用与破坏、生态系统服务功能的降低以及潜在的环境污染治理成本。具体分析如下:

(1) 土地资源占用与生物量损失

永久占地损失:本项目井场及道路建设将造成土地资源的永久性改变。特别是萨15平台位于农牧交错带,占地将直接导致原有耕地或草地资源的丧失,造成农作物及天然植被生物量的永久性灭失,需承担相应的青苗补偿费及土地复垦费用。

临时占地损失:管线敷设及施工临时作业带将造成临时性土地占用。在萨15平台周边,这表现为短期内破坏地表植被和耕作层土壤结构,影响当季农作物产量;在萨303平台(荒漠戈壁区),施工碾压将破坏地表原有的“砾幕”结构(砾石结皮),虽然生物量损失极小,但恢复地表抗风蚀能力的自然周期极长,需投入人工修复成本。

(2) 生态系统服务功能损耗

水土保持功能下降:施工期的土方开挖和地表扰动会使土壤疏松,在吉木萨尔地区大风环境下,萨303平台区域易加剧风蚀沙化,萨15平台区域在雨季可能产生由于植被去除导致的水土流失,从而降低了区域土壤保持和防风固沙的生态服务功能。

固碳释氧功能减弱:由于萨15平台及管线施工除去了部分进行光合作用的绿色植物,导致区域内固碳释氧能力有微量下降。尽管本项目占地面积相对于整个评价区较小,

这种损失在宏观上不显著，但属于不可逆的环境代价。

（3）环境质量的暂时性减损

本项目施工期较短，且不涉及居民搬迁。施工过程中产生的扬尘、噪声、废气以及固体废物会对局部环境质量造成暂时性负面影响。随着施工结束及“工完料净场地清”措施的落实，这类影响将随之消失，其造成的环境美学损失和舒适度损失是暂时的且可接受的。

（4）突发事故风险造成的潜在损失

正常工况下，由于采取了“泥浆不落地”、防渗膜铺设等严格措施，污染物对环境的影响甚微。

环境损失的风险主要来自于非正常工况或事故状态。若发生井喷失控或输油管线破裂泄漏：

在萨15平台，可能导致由于原油泄漏污染农田土壤及灌溉水系，不仅造成严重的农业经济赔偿损失，还需支付高昂的受污染土壤修复费用。

在萨303平台，油污可能渗入戈壁透水层，虽对地表植被影响较小，但对地下水环境构成潜在威胁，其治理和恢复成本难以估量。

综上所述，本项目的环境损失主要体现在工程占地导致的生态改变和潜在的事故风险上。但通过严格执行本报告提出的“表土剥离、分层回填”、“人工戈壁恢复”及“强化防渗”等措施，可将环境损失控制在最低水平。相对于项目巨大的经济效益和社会效益，其带来的环境损失在采取有效补偿和恢复措施后是可以接受的。

7.2.2 环保投资分析

本项目总投资 23898.24 万元，其中环保投资 681.1 万元，占总投资的 2.85%。

环保资金主要用于施工期“泥浆不落地”工艺实施、钻井岩屑与废液的合规处置、表土剥离与保护、地貌恢复以及运营期的防渗工程和事故风险防范等。各项环保投资估算详见表 7.2-1。

表 7.2-1 环境保护投资估算

阶段	项目名称	环保措施	投资（万元）
施工期	临时占地	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	18
	道路和管线施工产生的施工扬尘	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布；管线分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整。	4

阶段	项目名称	环保措施	投资(万元)
	钻井废气	采用高效设备, 定期维护, 采用符合国五标准的柴油, 并添加柴油助燃剂等措施	5
	施工生产废水	临时沉淀池, 2座	2
	施工营地生活污水	临时生活污水收集防渗池, 2座	2
	施工噪声	采用低噪声设备, 定期维护, 装设基础减振和设置隔声罩, 合理安排施工时间, 高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	5
	钻井液、钻井固废	不落地处理系统2套, 含离心机、干燥器等; 岩屑及泥浆回收罐若干; 钻井岩屑及废弃泥浆外运及无害化处置费用	512.1
	射孔压裂返排液	回收罐若干, 实施密闭回收, 不落地	10
	施工土方	表土分层堆放, 分类回填, 严禁大量集中弃置	10
	生活垃圾	设置垃圾收集箱, 定期清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场	3
运营期	油气集输、处理、储存无组织挥发非甲烷总烃	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等与站场、管线同步建设	8
	防渗膜铺装	修井及井下作业过程中铺设防渗膜, 防止油污落地	20
	其他废物(沾油废物)	依托吉康脱水站危废贮存库贮存, 定期委托有资质单位处理处置	/
	落地原油	回收罐若干, 带罐作业, 100%回收, 运至吉康原油脱水站原油处理系统进行处理	8
	井场、站场噪声	采用低噪声设备、基础减震、隔声等	7
	地下水	井场设置50cm高围堰, 围堰区底部用HDPE防渗膜进行防渗, 渗透系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s, 防止原油泄漏污染站场/井场地下水	30
退役期	地面构筑物、管线拆除产生的施工扬尘	严格按照国家环保部《防治城市扬尘污染技术规范》的要求采取各项防尘抑尘措施	4
	建筑垃圾	由施工单位运至指定位置进行处理	3
	生态保护及恢复	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来站场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	10
事故风险		井口防喷器, 若干	20
合计			681.1

7.3 环境经济损益分析结论

1. 经济与社会效益显著 本项目作为吐哈吉南油田的先导试验工程, 不仅能直接通过原油开采创造可观的经济价值, 更承担着“增储上产”和技术摸索的战略任务。项目的实施将有效带动吉木萨尔县相关产业链发展, 增加地方税收和就业, 具有显著的经济效益和良好的社会效益。

2. 环保投资合理且必要 项目建设不可避免地会占用萨15平台周边的部分农田/草

地及萨 303 平台的戈壁荒地，对局部生态环境造成一定扰动。为此，本项目规划环保投资 681.1 万元，占总投资 23898.24 万元 的 2.85%。该比例符合当前石油天然气开采行业的环保投入水平。这笔资金重点用于“泥浆不落地”工艺、表土剥离保护、防渗工程及生态恢复等关键环节，资金投向明确，重点突出。

3. 环境效益与长远价值 虽然环保投入增加了项目的一次性建设成本，但通过“源头减量（泥浆不落地）”和“过程控制（严格防渗）”，极大地降低了运营期发生土壤污染和地下水破坏的风险，从而规避了未来潜在的高昂环境修复成本及法律风险。通过上述环保措施的有效实施，项目可实现对萨 15 平台农田生境和萨 303 平台荒漠生境的有效保护，将环境损失控制在可接受范围内。

综上所述，本项目在经济上是盈利的，在技术上是可行的，在环境上是可持续的。环保投资结构合理，能够实现经济效益、社会效益与环境效益的协调统一。

8 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本项目对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运营期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运营期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本项目在施工期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工期和运营期的环境管理、施工环境监理、HSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

8.1 环境管理

8.1.1 环境管理制度

开展企业环境管理的目的是在项目施工阶段和运营阶段履行监督与管理职责，确保项目在各阶段执行并遵守有关环保法规，协助地方环保管理部门做好监督监测工作，了解项目明显与潜在的环境影响，制定针对性的监督管理计划与措施。环境管理包括机构设置及职责、管理制度、管理计划、环保责任制等内容。

中国石油吐哈油田分公司依据《健康安全与环境管理体系第一部分：规范》（Q/SY1002），对照《中国石油天然气集团公司 HSE 管理体系管理手册》及《中国石油天然气股份公司勘探与生产分公司 HSE 管理体系管理手册》的要求，编制并批准了《吐哈油田分公司健康、安全与环境管理体系管理手册》。

作业区所属的中国石油吐哈油田分公司目前已建立了完善的健康、安全与环境管理体系，为减少运营井和退役井对周围环境的影响，落实各项环保和安全措施，起到了积极作用。

8.1.1.1 机构设置

中国石油吐哈油田分公司在环境管理机构设置上实行逐级负责制。

油田公司管理体系最高管理者负责制定环境方针和环境目标,为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障等;日常环境管理工作由安全环保科负责,在环境管理中行使职权,监督体系的建立和实施等;公司安全环保科负责环境标准的贯彻实施,确保所有有关管理体系方面要求和管理文件能正确、完全的执行;各单位安全环保负责人负责解决油田开发过程中出现的各类环境问题以及发生污染事故的处理等。

8.1.1.2 机构职责

主要职责是在本单位组织实施 HSE 管理体系程序文件相关规定,编写相关作业指导书,保障 HSE 管理体系在本单位的有效运行。本项目在施工期与运营期对环境造成一定的影响,特别是施工期对周边的生态环境影响较大。为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响,最大限度地减轻项目建设对沿线地区环境的影响,建设单位除自身实施 HSE 管理外,还应完善环境监理制度。

8.1.1.3 生产区环境管理

(1) 日常环境管理

①搞好环境监测,掌握污染现状

定时定点监测井场环境,以便及时掌握环境状况的第一手资料,促进环境管理的深入和污染治理的落实,消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按“总体规划、达标排放”的原则,在生产过程中,油田采出水全部回注。

废气污染源的控制是重点加强对油气集输过程中无组织排放源的管理,以加强管理作为控制手段,减轻对周围环境产生的污染,达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

②加强环保设备的管理

建立环保设备台账,制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理,建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

③落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外,尚需狠抓制度的落实,制定环保经济责任考核制度,以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配,应明确机构,有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

(2) 环境污染事故的预防与管理

①对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

②强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

③加强风险管理

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

8.1.1.4 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目环评识别的施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：

- (1) 工艺流程分析；
- (2) 污染生态危害和影响分析；
- (3) 泄漏事故危害和风险影响分析；
- (4) 建立预防危害的防范措施；
- (5) 制定环境保护措施；
- (6) 建立准许作业手册和应急预案。

8.1.2 管理体系及体系运行

本项目建成后由吐哈油田分公司统一管理。在本次开发建设项目的实施过程中，将依托吐哈油田分公司在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系(QHSE 管理体系)，减少施工期和运营期对周围环境的影响，落实各项环保和安全措施。

中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司在环境管理机构设置为多级 HSE 管

理网络，实行逐级负责制。

HSE 最高管理者为公司经理，主要负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障；日常环境管理工作由任 HSE 管理者代表的副经理主持，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；公司安全环保处负责监督 HSE 标准、环境标准的贯彻实施，确保所有有关 HSE 方面的要求能正确、完全的执行；各单位安全环保负责人负责解决油田开发过程中出现的环境问题以及发生污染事故的处理等。中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司在生产经营管理方面采用精细化管理，强化执行力，关注细节，注重过程管理，形成了具有现代企业经营的管理模式。

8.1.3 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据中国石油企业 HSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期、运营期及退役提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 8.1-1 本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，钻井现场严格管理，划定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低	施工单位及建设单位	环境监理公司 昌吉州环境监察总队 昌吉州生态环境局 新疆维吾尔自治区生态环境厅
		加强施工人员的管理，严禁施工人员采摘植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地		
		保护荒漠灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		
		主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等		
	污染防治	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置；运送建筑材料的卡车须用帆布遮盖，严禁散落和随风飞扬；施工现场设置围栏等		
		以钻井队为单位，核算清水的用水定额，建立奖惩制度，控制和减少清水用量。杜绝水的跑、冒、滴、漏现象。钻井废水综合利用		
		钻井岩屑、泥浆按规范处置；施工土方回收利用，不能利用的弃渣送弃渣场		
		选用低噪声的设备、加消声设施，保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
运营期	生态保护		继续做好施工迹地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季少量的降水使景观慢慢得以自然恢复； 培训巡线人员相关的水土保护知识，使之在保护沿线植被的同时，随时观察沿线的水土流失状况，以便能及时的采取补救措施。 定期维护集输支线、电力设施底部等设施的地面砾石	建设单位	新疆维吾尔自治区生态环境厅 昌吉州环境监察总队 昌吉州生态环境局
	污染防治	废水	污水处理装置		
		废气	对大气环境进行定期监测		
		固体废物	集中堆放，委外处理		
		噪声	选用低噪声设备、加消声减振设施		
		地下水	对地下水环境进行监控		
	事故风险		事故预防及原油泄漏应急预案		
退役期	生态恢复		做好退役期的地表恢复工作，人工种植地表原有植物，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	建设单位	新疆维吾尔自治区生态环境厅 昌吉州环境监察总队 昌吉州生态环境局
	污染防治	废气	在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，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		
		废水	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响		
		噪声	采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随退役期工作结束而终止		

8.1.3.1 施工期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在施工期间要实施 HSE 管理。施工期 HSE 管理主要工作是施工现场环境监察，主要任务为：

（1）宣传国家和地方有关环境方面的法律、法规；负责制定拟建管道施工作业的环境保护规定，并根据施工中各工段的作业特点分别制定相应的环境保护要求；

（2）落实环评报告书及施工设计中的环保措施，如防止水土流失等；

（3）及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施；

（4）记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料；负责协调与吉木萨尔县环保、水利、土地、交通等部门的关系；负责有关环保文件、技术资料的收集建档；

（5）制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收。

本工程施工期环境管理监督内容见表 8.1-2。

表 8.1-2 施工期环境管理内容

重点地段	重点管理内容	目的
井位钻井	1、弃渣是否按规定堆放在指定弃渣场； 2 对地下水采取的保护措施是否合理。	减少地下水污染
管线	1、是否严格执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”； 2、施工作业场地设置是否合理，施工、运输车辆是否按指定路线行驶； 3、施工人员是否超越施工作业带施工； 4、施工人员是否超越施工活动范围； 5、垃圾、废物是否有指定地点堆放，是否及时清理； 6、施工结束后临时用地是否彻底恢复。 7、施工是否利用现有便道。	减少土壤和植被的破坏，减少水土流失

8.1.3.2 运营期环境管理

(1) 日常环境管理

1) 搞好环境监测，掌握污染现状

①定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

②废水管理应按“总体规划”原则，在生产过程中，油田采出水全部回注，均不外排。

③废气污染源的控制是重点加强对油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

2) 加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

3) 落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

(2) 重大环境污染事故的预防与管理

1) 对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；

对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

2) 制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本工程性质、国内外气田开发事故统计与分析，制定突发事故的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级报告事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

3) 强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

4) 加强风险管理

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

8.1.4 其他环境管理要求

8.1.4.1 排污口规范化管理及排污许可制度衔接要求

根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020年修订）第三十九条规定，“产生工业固体废物的单位应当取得排污许可证”。本项目投产后，应严格落实排污许可制度相关要求，实现固体废物全过程管理与环境管理制度的有效衔接。

建设单位应在取得环评批复后、环境保护设施调试前，按照《排污许可证申请与核发技术规范总则》（HJ 942-2018）及相关行业技术标准要求，向所在地生态环境主管部门申请取得排污许可证（或办理登记管理手续）；未取得排污许可证的，不得排放污染物。

工程实施后，建设单位应建立健全工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治责任制度，建立固体废物管理台账，如实记录产生工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息，实现工业固体废物可追溯、可查询。应当向所在地生态环境主管部门提供工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等有关资料，以及减少工业固体废物产生、促进综合利用的具体措施，并执行排污许可管理制度的相关规定。

另外，本工程需根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《〈环境保护图形标志〉实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 石油炼制企业》（HJ880-2017），建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并公开自行监测信息。

按照排污许可证规定的频次和时间要求，在全国排污许可证管理信息平台上填报、提交排污许可证执行报告（月报/季报/年报）。

8.1.4.2 环境影响后评价要求

严格落实《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》要求。

在本工程通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满5年后，须组织开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施，推动油气田开发建设绿色高质量发展。

8.1.4.3 危险废物全过程环境管理要求

根据《危险废物产生单位管理计划制定指南》及《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022），本项目危险废物（含油污泥、受污染土壤等 HW08 类）管理要求如下：

一、管理计划制定：每年3月31日前通过国家危废信息管理系统向生态环境主管部门备案管理计划，明确危废种类（HW08）、代码、产生量、产生工序及减量化措施，存档5年以上。

二、台账建立：建立危险废物管理台账，如实逐次记录产生、贮存、转移、处置全流程信息（日期、种类、数量、去向等），保存期限不少于5年。

三、贮存管理：危废按特性分类分区贮存于专用设施/容器，设施须符合《危险废物

贮存污染控制标准》（GB 18597），采取防风、防雨、防晒、防渗漏措施并设置标识标志，贮存时间不得超过一年。

四、转移与处置：转移前核实受托方持有有效危废经营许可证（HW08类）及运输单位资质，签订书面合同。执行转移联单制度，转移车辆安装卫星定位装置，保存影像资料。

五、年度回顾：每年对上年危废实际产生量、种类、贮存、处置情况进行总结对比。发生重大变化（新增危废种类、处置单位变更等）时及时办理变更备案。

8.2 企业自主验收

（1）建设项目主体工程竣工后，其配套建设的环境保护设施必须与主体工程同时投入生产或者运行。需要进行试生产或试运行的，其配套建设的环境保护设施必须与主体工程同时投入试生产或试运行。

（2）建设项目主体工程竣工后、正式投产或运行前，企业应自行组织开展建设项目竣工环境保护验收，并编制建设项目竣工环境保护验收调查（监测）报告。

（3）建设项目竣工环境保护企业自行验收范围

①环境影响报告书及其批复文件规定的与建设项目有关的各项环境保护设施，包括为防治污染和保护环境所建成或配备的工程、设备、装置和监测手段，各项生态保护设施。

②环境影响报告书及其批复文件和有关项目设计文件规定应采取的其他各项环境保护措施。

③与建设项目有关的各项环境保护设施、环境保护措施运行效果。

（4）建设项目竣工环境保护企业自行验收工作程序

①在建设项目竣工后、正式投入生产或运行前，企业按照环境影响报告书及其批复文件要求，对与主体工程配套建设的环境保护设施落实情况进行查验。

②按照环境保护主管部门制定的竣工环境保护验收技术规范，企业自行编制或委托具备相应技术能力的机构，对建设项目环境保护设施落实情况进行调查，开展相关环境监测，编制竣工环境保护验收调查（监测）报告。

③验收调查（监测）报告编制完成后，由企业组织对建设项目环境保护设施 and 环境保护措施进行验收，形成书面报告备查，并向社会公开。

④企业自行组织竣工环境保护验收时，应成立验收组，对建设项目环境保护设施及其他环境保护措施进行资料审查、现场踏勘，形成验收意见，验收组成员名单附后。验收意见应经三分之二以上验收组成员同意。

⑤企业应对验收意见中提出的环保问题进行整改。环境保护设施未经验收或者验收不合格的，建设项目主体工程不得投入生产或者使用。

⑥企业应自验收通过之日起30个工作日内，制作竣工环境保护验收意见书，并将验收意见书、验收调查（监测）报告和“三同时”验收登记表上传至建设项目竣工环境保护企业自行验收信息平台，并如实向社会公开。

（5）企业应向社会及时公开建设项目环境保护设施和环境保护措施落实情况、竣工环境保护验收情况，并接受社会监督。

①在施工期间应主动公开下列信息：主要环境保护设施实施情况；施工期环境保护措施落实情况；施工期环境监测情况及监测结果。

②在投入生产或者使用前应主动公开下列信息：各项环境保护设施落实情况；环境保护措施落实情况；环境监测报告；突发环境事件应急预案及备案情况；竣工环境保护验收调查（监测）报告；竣工环境保护企业自行验收意见。

③在运行期间应定期公开下列信息：各项环境保护设施运行情况；主要污染物排放情况；突发环境事件应急演练和应急预案完善情况；环境影响后评价开展情况。

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表8.2-1。

表 8.2-1 拟建项目环境保护“三同时”验收一览表

类别		污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
				治理措施	工程量	
施 工 期	废水	钻井废水	钻井井场	钻井废水采用临时罐体收集，综合利用	每个施工井场配备临时罐体，规格为 5m³×2 个	综合利用，不外排
		管道试压废水	管线	回用于施工现场洒水降尘	/	综合利用，不外排
		生产废水	施工场地	设置临时沉淀池，经沉淀后循环使用，不外排	临时沉淀池，2 座	综合利用，不外排
		废压裂液	钻井井场	收集入罐，统一收集运至吉康脱水站污水处理系统处理	回收罐若干，依托吉康脱水站污水处理系统	零排放
		生活废水	施工营地	设置临时生活污水收集防渗池，施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理	临时生活污水收集防渗池，2 座	不外排
	废气	施工扬尘	钻井井场、管线施工场地	采取覆盖防尘布，分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整	——	——
		钻井废气、车辆废气	钻井井场、管线施工场地	采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施	——	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度要求
	噪声	施工噪声	钻井井场、管线施工场地	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	——	《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）
	固废	钻井岩屑、泥浆	钻井井场	采用钻井不落地技术收集，一开、三开产生非磺化水基泥浆，进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备；分离后的固相外委第三方处置。 二开产生的油基泥浆和岩屑在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出，分离后的液体用于钻井液配备，分离后的固体委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司拉运并进行无害化处置处理。	回收罐若干	钻井固体废物预处理后需满足《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/T301-2016）及《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值，《土壤环境质量 建设用地土壤污染
					不落地处理系统 2 套，撬装式	
每个井场配套 1 座岩屑罐 200m²（底部铺设 HDPE 防渗膜）						

类别		污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
				治理措施	工程量	
						风险管控标准（试行）》 （GB36600-2018）中表 2 第 二类用地筛选值
		落地油 泥、废含 油防渗布	钻井井场	委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井 场内暂存	——	零排放
		施工土方	管线施工	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持 措施	不设集中弃土场	零排放
		焊接废 渣、废防 渗材料等	管线、井场施工	集中回收处置	——	零排放
		建筑垃圾	施工营地	采取回收和综合利用等方法，充分利用资源；对不 能再利用的建筑垃圾，可委托当地建筑渣土管理部 门统一装运到环卫和城管部门指定地点进行填埋	——	零排放
		生活垃圾	钻井井场	集中收集，统一拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场 进行填埋处理	依托吉木萨尔县生活垃圾填埋 场	零排放
	生态 恢复	水土流失	井场、管线	恢复地貌	永久占地：9.796hm ² 临时占地：11.448hm ²	恢复地貌
		植被破坏	临时占地范围	植被恢复		《建设项目竣工环境保护验 收技术规范-石油天然气开 采》（HJ612-2011）
		工程占地	井场、管线	严格控制占地范围		
		土壤	管线	开挖时分层开挖、分层回填；井场泥浆、落地油处 理情况		
运 营 期	废水	采出水	吉康脱水站污水 处理系统	达标后回注含油层。	依托吉康原油脱水站污水处 理系统	《碎屑岩油藏注水水质推荐 指标及分析方法》 （SY/T5329-2022）相关标准
		井下作业 废水	井场	作业单位自带回收罐回收，运至吉康脱水站污水处 理系统处理达标后，上清液回注含油层，底泥暂存 在站内，交由有资质的单位进行无害化处置	回收罐若干，依托吉康脱水站 污水处理系统	
	废气	烃类无组 织挥发	井场集输、储 存、处理过程	密闭管线集输。采用技术质量可靠的设备、仪表控 制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵	若干	《陆上石油天然气开采工业 大气污染物排放标准》

类别		污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
				治理措施	工程量	
						(GB39728-2020)
	噪声	各类机泵	井场	低噪声设备	若干	设备设在密闭房间内
	固废	落地油	井场	回收罐回收，作业单位 100%回收，回收后的落地原油运至吉康原油处理系统进行处理	回收罐若干	井场无落地油痕迹
		废机油	井场检修	定期委托有资质的单位进行无害化处置	依托，暂存在吉康脱水站内危险废物贮存库内	危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求
		沾油废物	采油井场日常巡检、检修过程	定期委托有资质的单位进行无害化处置		
地下水污染防治措施		井场设置 50cm 高围堰，围堰区底部用 HDPE 防渗膜进行防渗，渗透系数≤10 ⁻¹⁰ cm/s				防止原油泄漏污染站场/井场地下水
环境风险		详细的井场井喷、井漏事故应急预案，并配套井场防喷器等风险防范措施；管道断裂、泄漏、火灾等风险事故应急预案				严格落实风险事故防范措施，有效应对和排除各种突发事故的不利影响
环境监测		发挥其施工期和运营期的监控作用				污染源达标排放 环境质量达标
环境管理		成立环保领导小组，安排专职环保管理工作人员 1 人				
		环保设施与措施、环境管理规章制度、施工期环境监理报告、环境风险事故应急预案				

8.3 环境信息公开

参考《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令第24号）的有关规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公开内容应包括：

- （1）基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；
- （2）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；
- （3）防治污染设施的建设和运行情况，有毒有害物质排放、工业固体废物和危险废物产生/贮存/流向/利用/处置、自行监测等信息；
- （4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；
- （5）突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等信息；
- （6）其他应当公开的环境信息。

8.4 环境监测计划

8.4.1 施工期环境监理计划

由建设单位聘请有资质的环境监理单位对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油股份有限公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。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。

8.4.1.1 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。

8.4.1.2 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。

环境监理工作的重点见表 8.4-1。

表 8.4-1 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	(1) 井位布设是否满足环评要求 (2) 各井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； (3) 施工作业是否超越了限定范围； (4) 废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	集油气管沟开挖现场	(1) 集油气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； (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。	环评中环保措施落实到位
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	其他	(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) 施工季节是否合适； (3) 有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	环评中环保措施落实到位

8.4.2 环境监测计划

本工程在施工和运营期间，施工机械和生产设备均投入使用，故在各个阶段需对生产过程产生的三废和生态影响进行严格监管，定期对各个阶段产生的三废和生态影响进行监测，减少对周围环境影响。

本工程在运营期的排污主要集中在井场，其在运营期的监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)及《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)，并参照《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》(HJ820-

2017) 制定自行监测方案并开展监测。自行监测方案按要求向相关生态环境部门备案。

具体环境监测计划见表 8.4-2。

表 8.4-2 运营期污染源监测计划

监测对象		监测频率	监测点位		监测项目	监测单位
环境质量	生态环境	年	项目区块		土壤质量检测	委托监测或建设单位自行监测
		年			植被监测	
		5 月和 7 月			植被多样性监测	
	环境空气	半年	采油平台下风向 10m 处		非甲烷总烃	
	地下水*①	半年	项目区上游、下游及侧向各 1 个监测点		石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬	
	土壤*②	年	至少 1 座井场（已开采）		石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬	
污染源	有组织	年	萨 15 平台发电机燃烧废气排气筒（DA001）		颗粒物	
		月			NO _x	
	无组织废气	季度	井场场界		非甲烷总烃	
		年			颗粒物、NO _x	
		半年	设备与管线组件泄漏检测*③	泵、压缩机、搅拌器（机）、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统	泄漏检测值	
				年	法兰及其他连接件、其他密封设备	泄漏检测值
	昼夜噪声	季度	采油井场四周边界外 1m 处		等效连续 A 声级	
注：①当监测指标出现异常时，应按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。 ②当监测指标出现异常时，应按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。 ③泄漏检测值的检测方法及其他相关要求按 HJ733、GB39728 的规定执行。						

每次监测都应有完整的记录。监测数据应及时整理、统计，按时向管理部门、调度部门报告，做好监测资料的归档工作。

8.5 温室气体排放监测计划

8.5.1 组织管理

(1) 建立制度

为规范企业温室气体管理工作，结合自身生产管理实际情况，建立温室气体管理制度，包括但不限于建立企业温室气体管理工作组织体系；明确各岗位职责及权限范围；

明确战略管理、温室气体排放管理、碳资产管理、信息公开等具体内容；明确各事项审批流程及时限；明确管理制度的时效性。

（2）能力培养

为确保企业碳管理工作人员具备相应能力，企业应开展以下工作：通过教育、培训、技能和经验交流，确保从事碳管理有关工作人员具备相应的能力，并保存相关记录；对与碳管理工作有重大影响的人员进行岗位专业技能培训，并保存培训记录；企业可选择外派培训、内部培训和横向交流等方式开展培训工作。

（3）意识培养

企业应采取措施，使全体人员都意识到：实施企业碳管理工作的重要性；降低碳排放、提高碳排放绩效给企业带来的效益，以及个人工作改进能带来的碳排放绩效；偏离碳管理制度规定运行程序的潜在后果。

8.5.2 排放管理

（1）监测管理

企业应根据自身的生产工艺及核算标准和国家相关部门发布的技术指南的有关要求，确保对其运行中的决定碳排放绩效的关键特性进行定期监视、测量和分析，关键特性至少应包括但不限于：排放源设施、各碳源流数据、具备实测条件的与排放因子相关的数据、碳排放相关数据和生产相关数据获取方式、数据的准确性。温室气体排放监测计划见表 8.5-1。

表 8.5-1 温室气体排放监测计划一览表

火炬燃烧燃料种类	单位	数据的计算方法及获取方式	数据记录频次	数据缺失时的处理方式
消耗量	吨	实测值：报表记录	每月记录、每年	参考内部抄表
C1含量	%	设计值：74		
C2含量	%	设计值：12		
C3含量	%	设计值：6		
碳氧化率	%	缺省值：98		
净购入电力				
净购入电量	MWh	实测值：供电公司每月抄表结算，参考标准：GB17167《用能单位能源计量器具配备和管理通则》	每月记录、每年	参考内部抄表
CH ₄ 逃逸涉及装置	单位	数量	每月记录、每年	数据缺失时的处理方式
井口装置	个·年	设计值：4，15年		参考内部抄表

火炬燃烧燃料种类	单位	数据的计算方法及获取方式	数据记录频次	数据缺失时的处理方式
单井储油装置	个·年	设计值：4，15年		
输送管道输送原油量	亿吨	设计值：0.55		

企业应对监视和测量获取的相关数据进行分析，应开展以下工作：

- 1) 规范碳排放数据的整理和分析；
- 2) 对数据来源进行分类整理；
- 3) 对排放因子及相关参数的监测数据进行分类整理；
- 4) 对数据进行处理并进行统计分析；
- 5) 形成数据分析报告并存档。

(2) 报告管理

企业应基于碳排放核算的结果编写温室气体排放报告，并对其进行校核。核算报告编写应符合主管部门所规定的格式要求，对经过内部质量控制的核算结果进行确认形成最终企业盖章的碳排放报告，并按要求提交给主管部门1份，本企业存档1份。

(3) 信息公开

企业应按照主管部门相关要求和规定，核算并上报企业碳排放情况。鼓励企业选择合适的自发性披露渠道和方式，面向社会发布企业碳排放情况。企业温室气体排放情况见表8.5-2。

表 8.5-2 温室气体排放情况一览表

序号	排放口编号	污染源	排放形式	CH ₄ 排放量 (t/a)	CO ₂ 排放量 (t/a)
1	/	工艺放空排放	无组织	39.6	0
2	/	CH ₄ 逃逸无组织排放	无组织	104.43	0
3	/	企业净购入电力和净购入热力隐含CO ₂ 排放	无组织	0	32729.52
4	/	火炬燃烧排放	无组织	6.15	829.5

8.5.3 碳排放环境影响评价结论

(1) 本项目为石油天然气开采项目，通过采用先进生产线及生产工艺、优化工序、从生产源头落实各项节能减排措施，实现碳减排，这与碳达峰、碳中和的政策相符。

(2) 本项目核算生产系统产生的温室气体排放量，主要为核算边界内所有的工艺放空排放、CH₄逃逸及企业净购入的电力所对应的温室气体排放量之和。其中工艺放空排放量为 39.6tCH₄，CH₄逃逸排放量为 104.43tCH₄；净购入电力的碳排放量为

32729.52tCO₂，火炬燃烧排放 6.15tCH₄，829.5tCO₂；全厂碳排放总量 33559.02tCO₂，150.18tCH₄。同时，建设单位应按生态环境主管部门碳排放管理要求开展制定和完善监测计划工作。

（3）在工艺设计、设备选型、建筑材料、电气系统、节能管理等方面，本项目均采用了一系列从实际运行角度操作性强、经济合理可行的节能措施以实现生产中各个环节的节能降耗。

（4）建议企业从源头、过程、末端等全生命周期加强节能降耗，减排降碳的控制与管理，严格按照本报告提出的措施进行减污降碳，从源头上减少温室气体的排放。

9 环境影响评价结论与建议

9.1 结论

9.1.1 项目建设概况

本项目为吉南油田萨 3 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验方案，项目*，本项目设计新建产能 $3.81 \times 10^4 \text{t}$ ，预计 20 年末采出程度 7.6%，平均单井累产油 $2.89 \times 10^4 \text{t}$ ，内部收益率 6.41%。

本方案主要建设内容包括钻井工程、采油工程及地面工程三部分：

钻井与采油工程：共部署新钻水平井 7 口，分布在 2 座平台。其中萨 303 平台部署 3 口（萨 303-2101H、2201H、2102H），萨 15 平台部署 4 口（萨 15-2101H、2201H、2102H、2202H）；安装标准化采油井口 10 套，利旧 14 型抽油机 10 台作为举升设备，3 口评价井转生产井。

地面工程：依托已建吉康脱水站进行原油处理。

萨 303 平台：新建 8 井式多通阀选井计量橇 1 座，配套 250kW 二氧化碳空气源热泵 1 台用于供热；新建萨 303 平台至吉康脱水站 DN125 柔性复合高压外输管线 5.52km。

萨 15 平台：采用 拉油站模式。新建 8 井式多通阀选井计量橇 1 座、60m³油罐 1 具（利旧 7 具）、天然气发电机 2 台（30kW）及配套放空设施。

配套设施：新建 DN65 柔性复合单井管线共计 0.7km，并配套建设相应的供配电、自控及通信系统。

9.1.2 环境质量现状

9.1.2.1 环境空气质量现状

根据昌吉回族自治州人民政府 2025 年 12 月大气污染防治进展情况，昌吉州 2025 年基本污染物中六项基本污染物的现状浓度均符合《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段浓度限值二级标准，判定项目所在区域为环境空气质量达标区。

根据特征因子补充监测结果，监测期间评价区非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H₂S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值，TSP 日均值浓度未超

过《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准。

9.1.2.2 水环境质量现状

根据地下水监测结果表明，各监测因子均可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类限值，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准值。

9.1.2.3 声环境质量现状

根据监测结果表明：项目评价区域各监测点在监测期间昼夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求，无超标现象，说明区域声环境质量较好。

9.1.2.4 土壤环境质量现状

根据监测结果，项目区内监测点位的所有监测因子的污染指数均小于1，项目范围内各土壤监测点监测因子均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值标准；项目区占地范围外，评价范围内耕地各土壤监测点监测因子均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1筛选值标准。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（试行）（HJ964-2018）附录D可知，本项目区域盐分含量在0.1-4.8g/kg之间，属于中度盐化区以下，pH值在8.03-8.32之间，属无酸化或碱化区域。

9.1.2.5 生态环境质量现状

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II₅准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区—28.阜康、木垒绿洲农业、荒漠草地生态功能区。

项目区域土地利用为采矿用地、水浇地、其他草地和天然牧草地。项目区土壤类型为棕钙土、栗钙土及潮土，项目区植被稀疏，覆盖度低，主要优势植物种为骆驼蓬群系。

项目区地处温带，在动物地理区划上属古北界—中亚亚界—蒙新区—准噶尔亚区—准噶尔盆地省。项目区野生动物活动相对较少，常见动物主要为耐旱型荒漠动物，以伴人种（如麻雀、喜鹊等）、爬行动物（如沙蜥、麻蜥）和啮齿类动物（如大沙鼠、跳鼠）为主，未发现国家重点保护野生动物实体及其栖息地。

油田前期的钻探勘探、井场建设及道路修筑等活动，造成了局部的植被破坏和地表砾幕扰动。现状生态环境主要受人为开发干扰和自然风蚀影响。本项目作为先导试验工

程,虽然会产生新的占地和扰动,但通过严格落实本报告提出的“泥浆不落地”、“表土剥离分层回填”及“人工戈壁恢复”等措施,加强施工期环境监管,并在完工后及时进行生态恢复,其对区域生态环境的影响是可控的,不会改变区域生态系统功能的完整性。

9.1.3 主要环境影响

9.1.3.1 环境空气影响评价结论

(1) 施工期废气: 施工期废气主要来源于井场建设、集输管线敷设等施工作业过程中产生的施工扬尘,以及钻井、压裂等作业期间发电机、柴油机等设备运行产生的燃油废气和施工车辆尾气,污染物主要为颗粒物、NO_x 和少量 SO₂,均以无组织排放形式存在。上述污染源具有排放时间短、间歇性强、随施工结束而消失的特点。通过采取施工场地洒水抑尘、车辆限速、加强施工管理等措施后,施工期废气对周围环境空气质量影响较小。

(2) 运营期废气: 运营期废气主要来源于发电机组燃烧废气有组织排放及集输及储罐储油过程无组织排放: 一是萨 303 平台密闭集输过程中的少量无组织逸散; 二是萨 15 平台、井场储罐呼吸废气(VOCs)及装车作业油气损耗产生的非甲烷总烃(NMHC); 此外,萨 15 平台配套建设 1 台 30kW 天然气发电机组,以平台分离出的伴生气为燃料,机组尾气经低氮燃烧器处理后通过 15m 高排气筒排放,主要污染物为颗粒物、NO_x。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)推荐模型预测结果,本项目运营期非甲烷总烃下风向最大落地浓度为 236.1μg/m³,最大占标率为 5.90%,最大浓度出现距离为下风向 102m; 其到达项目区块边界的浓度及最大落地浓度均小于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)规定的场界无组织排放浓度限值(NMHC4mg/m³)。

经预测分析,项目运营期产生的非甲烷总烃对周边环境空气质量影响较小,不会对周边区域环境空气质量造成明显影响。

综上所述,在落实各项污染防治措施的前提下,本项目施工期和运营期大气污染物预测浓度均可满足相关环境空气质量标准和无组织排放控制要求,污染物排放可实现达标控制,对区域环境空气质量影响较小。

9.1.3.2 水环境影响评价结论

(1) 施工期废水: 施工期废水主要包括钻井废水、压裂返排液/井下作业废水、管道试压废水及施工人员生活污水等。

钻井废水严格执行“泥浆不落地”，废水进入不落地处理系统絮凝+离心分离，清液优先回用于配浆或循环利用；钻井结束后剩余无法利用部分由第三方通过罐车拉运并处置，不外排。

压裂返排液/井下作业废水实行“带罐作业”，井口返排液密闭进入回收罐，回收后由罐车拉运至吉康原油脱水站集中处理，处理后全部回注油层，实现“污水不落地、废液不外排”。

管道试压废水以洁净水为介质，试压结束后经临时沉淀池沉淀去除悬浮物，上清液回用于洒水降尘/绿化等，不外排、不采用渗坑渗井方式处置。

生活污水依托防渗环保厕所及临时生活污水收集防渗池收集，定期由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂集中处理，严禁就地倾倒和下渗排放。

综上，施工期各类废水均可实现有效收集、回用或外运处理回注，不向地表水体排放，对区域地表水与地下水环境影响较小。

(2) 运营期废水：本项目运营期坚持“全流程密闭+采出水处理回注”的“零排放”管理要求。采出液依托吉康脱水站处理，分离采出水经站内污水处理系统处理后水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）II类标准后回注含油层；井下作业（洗井、压裂等）废液严格带罐回收，拉运至吉康脱水站污水处理系统处理后全部回注，严禁直接外排；处理过程产生底泥在站内规范暂存，后续交由有资质单位无害化处置。

同时，井下作业废水（洗井废水等）及管线/设备清洗水均收集后运至吉康脱水站处理，严禁外排。

因此，正常运行条件下，运营期废水经“处理—回注”闭路循环处置，对地表水与地下水环境影响较小。

(3) 事故状态影响：事故状态下对地下水的潜在影响主要来自管道泄漏、井漏、油水窜层等情形，污染物可通过包气带进入含水层并迁移扩散。事故发生后，若及时采取切断源头、围堵收集、污染土壤/含水层应急处置与加密监测等措施，可有效控制污染扩散，地下水环境影响可控。

综上所述，项目在严格落实“泥浆不落地、带罐作业、试压废水沉淀回用、生活污水防渗收集外运处理、采出水达标回注、井下作业废液处理回注”等措施条件下，正常工况下废水均得到有效处理处置，不会对区域地表水环境及地下水环境产生不利影响；

区域水环境影响主要来自非正常工况，通过强化管理与风险防范措施可实现有效预防与控制。

9.1.3.3 声环境影响评价结论

施工期（钻井、压裂及配套施工）噪声主要来源于钻机、压裂车组、发电机/柴油机、施工机械及车辆运输等，具有强度较高但持续时间短、阶段性明显的特点，随施工作业结束而消失。通过合理安排施工时间、优先选用低噪设备、加强设备维护、设置临时围挡/隔声措施、严格控制夜间高噪声作业等措施后，施工期噪声对周边声环境影响可得到有效控制。

运营期井场正常生产时，噪声源主要为井口装置、阀组、少量机泵及附属设备等，声源数量少、连续运行强度低，对区域背景声环境贡献较小。根据现状监测及预测评价结果，项目周边监测点昼间、夜间噪声均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准限值要求；项目评价范围内无固定居住区等噪声敏感目标（或敏感目标噪声预测值满足2类标准要求），项目运营期噪声影响总体可控。

此外，本项目对相关机泵类设备采取选用低噪声设备、基础减振、消声与隔声、加强检修维护等措施，并通过变频控制等方式使设备在不同工况下处于较优运行状态，可进一步降低噪声对周围环境的影响。

综上所述，在严格落实各项噪声防治措施的前提下，本项目施工期噪声影响为短期可逆影响；运营期厂界及周边声环境可满足相应标准要求，对区域声环境影响较小。

9.1.3.4 固体废物环境影响评价结论

（1）施工期：一开、三开水基钻井泥浆与岩屑采用钻井废弃物“不落地”技术收集，进入不落地系统处理实现固液分离，分离后固相（岩屑）暂存于井场岩屑储罐内，委托第三方合规处置；二开油基钻井泥浆、岩屑分离后固相（油基岩屑）暂存于井场岩屑储罐内，委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司处置。施工土方随管线施工结束回填管沟/管堤并压实平整落实水土保持措施，不设集中弃土场；事故状态落地油泥及废含油防渗布按危险废物管理，密闭收集后及时外运，委托有资质单位无害化处置（不在井场长期暂存）；建筑垃圾优先综合利用，不能回用的集中收集后送当地主管部门指定处置场；施工人员生活垃圾集中收集后统一清运至吉木萨尔县生活垃圾处理设施处置。

（2）运营期：运营期固体废物主要为含油污泥、落地原油、废机油、废弃防渗膜。含油污泥密闭收集后及时外运，委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司等有资质单位

处置；废弃防渗膜、废机油等危险废物分类收集后暂存于吉康脱水站危废暂存间，定期委托有资质单位转运处置；单井落地原油由作业单位 100%回收，回收后拉运至吉康原油脱水站卸油缓冲罐进入原油处理系统回收利用。采取以上措施后，运营期固体废物对周围环境影响较小。

综上所述，在严格落实固体废物分类收集、密闭贮存、规范转运及委托有资质单位处置，并执行吐哈油田分公司相关管理要求的条件下，本项目建设期与运营期产生的各类固体废物均可得到有效处置，对周围环境影响可控。

9.1.3.5 生态环境影响评价结论

本项目建设区域内无自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，工程对生态环境的影响主要来自占地影响，工程永久性占地面积为 9.796hm²，临时占地面积 11.448hm²，占地类型主要为采矿用地、水浇地、其他草地和天然牧草地，工程区除农田区域外的地表植被覆盖度低，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

油田开发建设过程中，井场平整、管沟开挖、道路施工等将导致施工迹地植被短期消失并形成裸地，局部可能出现风蚀、水蚀等不利影响；但施工扰动区与周边植被斑块连通性较好，不会形成明显生态隔离。临时占地在施工结束并落实表土保护、回填整平、地貌恢复及水土保持措施后，可逐步向周边植被群落演替恢复。永久占地范围有限，通过优化选址布设、减少重复占地、严格控制施工红线及及时开展生态恢复，可将生态系统结构与功能的影响控制在可接受范围内。

综上所述，在严格落实本报告提出的生态保护与恢复措施的前提下，本项目临时占地和永久占地对区域生态系统稳定性与完整性的影响较小，生态环境影响总体可控、可接受。

9.1.4 环境风险评价结论

本工程环境风险事故类型主要包括：井场井喷引发火灾、爆炸；集输管线泄漏；萨15平台储油罐及装车等环节原油泄漏并伴随烃类挥发，进而可能诱发火灾/爆炸等次生事故。环境影响途径以大气扩散及泄漏油品下渗污染土壤、地下水为主，潜在受影响环境敏感目标主要为周边一定范围（井场情景按周边 3km 考虑）的居民点及周边水浇地等。

经风险分析与评价，本项目危险物质与临界量比值 $Q < 1$ ，环境风险潜势为I，评价

工作等级为简单分析（不单独划定环境风险评价范围）。项目须从“源头预防—过程控制—应急处置”全过程强化管理：严格落实密闭集输、设备/阀门与仪表可靠性控制、井场围堰及 HDPE 防渗等工程措施，重点加强萨 15 平台储罐区等重点防控区分区防渗；同时健全井喷井漏、管道断裂/泄漏、火灾爆炸等突发事件应急预案并配套防喷器等设施，确保事故发生时能够快速切断、围堵与处置，降低事故发生概率并减轻环境损失。

综上，在严格落实本报告提出的各项环境风险防范措施与应急管理要求后，可有效预防和控制原油泄漏、火灾爆炸等事故环境影响，将项目建设与运营期环境风险控制在可接受范围内，从环境风险角度评价该项目风险水平可接受。

9.1.5 污染物总量控制符合要求

本项目总量控制指标为：非甲烷总烃：5.089t/a、NO_x：0.196t/a、颗粒物：0.0496t/a。

9.1.6 符合产业政策并与相关规划相协调

本项目为石油天然气开采项目，石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2024 年本），本项目属于第一类鼓励类中的“石油、天然气”中的“常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”。石油、天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

本项目为萨 3 块先导试验开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《昌吉回族自治州国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》的相关要求。

本项目符合国家相关法律法规及产业政策，符合地方主体功能区规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

9.1.7 公参意见采纳情况

本环评根据《中华人民共和国环境影响评价法》《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）等法律、法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价简本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

9.1.8 总结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，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。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，本报告书认为，该项目建设在环境保护方面可行。

9.2 要求与建议

（1）在项目建设运行中，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。

（2）加强集输管线与井场工艺管线的完整性管理，落实防腐设计、阴极保护（如适用）、定期巡检与检测（腐蚀监测、壁厚测量、压力/流量异常识别等），重点加强管线穿越段、阀组连接处等易腐蚀部位管理，严防腐蚀穿孔引发泄漏。

（3）本项目采出水、井下作业废水及压裂返排液应严格执行“带罐收集—依托吉康脱水站处理—达标回注含油层”的闭路循环处置要求，回注水质应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关标准后方可回注，严禁外排。

（4）建立健全地下水动态监控机制，增设监测点，加大监测频次，掌握地下水水质动态变化情况，为水质保护提供动态信息和科学依据。

（5）落地原油等危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求进行贮存、处置，禁止随意掩埋或倾倒。

（6）项目的环境污染治理措施和生态保护措施必须与主体工程“三同时”：其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行；建设单位应在项目设计、施工建设、投产运行阶段严格按照本环评文件及批复要求，落实项目各项环境保护措施，确保“三废”稳定达标排放。

（7）针对可能发生的重大环境风险事故，建设单位必须制定详细的环境风险防范措施和应急预案，并定期进行预案演练。