

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项目

环境影响报告书

(报批稿)

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

编制单位：陕西德环和润环保科技有限公司

二〇二六年一月

1 概述

1.1 项目建设背景

吉南油田位于新疆北部，吉木萨尔县境内，萨探1区块位于吉木萨尔南部吉南凹陷，该凹陷处于博格达山北翼，为叠合盆地，主要发育二叠系芦草沟组烃源岩。萨探1区块行政隶属于昌吉州吉木萨尔县，北距吉木萨尔县城约10km，东距奇台县城约27km。

萨探1区块勘探工作始于20世纪50年代，2020年9月在萨探1块岩性圈闭钻一口风险探井萨探1井并获工业流油，从而发现了萨探1块井井子沟组油藏。2021年5月萨探1井在井井子沟组获得突破，发现吉南油田提交预测储量10388万吨。2022-2023年，应用280平方千米三维地震，北斜坡申报控制储量5562万吨。

2021年-2024年，萨探区块风险探井获突破后，坚持评价建产一体化思路，完钻预探、评价井共34口。2024年实施了《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环境影响报告书》，于2024年9月18日取得批复（新环审[2024]200号），部署78口井（新井65口，利用探评井13口），并对吉康脱水站进行扩建，新建产能19.3万吨，目前，先导试验正在建设中。截至2025年底，萨探区块共有84口井，提交含油面积28.83平方千米，探明地质储量5761万吨。

本次开展产建建设，在萨探1区块萨6块、萨探1块、萨102块采用注水开发，矩形反九点注采井网，边部不规则井网，总井数107口，利用老井33口，探井转生产井20口，新钻井54口（35口采油井、19口注水井），新建产能19.65万吨（包含探井转生产井产能），利用老井产能7.93万吨，总产能27.58万吨。新建4座采油平台，扩建1座采油平台，利用现有9座采油平台，对吉康脱水站进行改扩建。新建合格油外输管线42km，内部集输管线19.95km，注水管线15.9km，配套道路、供电、供热等工程。项目总投资131172万元，分2年实施，2026年实施萨6块，2027年实施萨探1块、萨102块。

1.2 建设项目特点

（1）与一般建设项目不同，本项目作为油田开发项目，具有分布区域广、污染源分散的特点。从局部看，单个分散的点工程对环境的影响并不显著，但从整体看，数量较多的单体工程所构成的面源对环境的影响则比较显著。

（2）本项目建设内容多，工艺过程相对复杂。项目建设内容既包括新建采油平台、管线、道路等工程，也包括现有站场的改扩建，涉及内容较多；工艺流程方面，项目涉

及钻前工程、钻井及井下作业、采油、油气集输与处理、污水处理、注水等多个工艺环节，工艺流程复杂。

(3) 项目生态影响与污染影响并存。生态环境影响主要集中在施工期，体现在施工期占地、压占植被、破坏土壤、加剧水土流失等方面；污染影响主要体现在施工期及运行期废水、废气、噪声、固体废物等对各环境要素的不利影响。

1.3 评价工作过程

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》的有关规定，本项目应进行环境影响评价。

本项目位于昌吉州吉木萨尔县，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）》，本项目属于“五、石油和天然气开采业 07 陆地石油开采 0711”中石油开采新区开发、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。

2025年9月18日，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委托陕西德环和润环保科技有限公司承担“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项目”环境影响评价工作。接受委托后，我公司随即组织有关技术人员进行了现场实地踏勘，收集和研究了与项目有关的技术资料，并结合项目特点及区域概况委托开展了评价区环境现状调查与监测，通过全面深入类比调查与综合分析，依据国家相关环保法律法规、环境影响评价技术导则的要求，编制完成了《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项目环境影响报告书》。

本次环境影响评价的工作过程及程序见图 1.3-1。

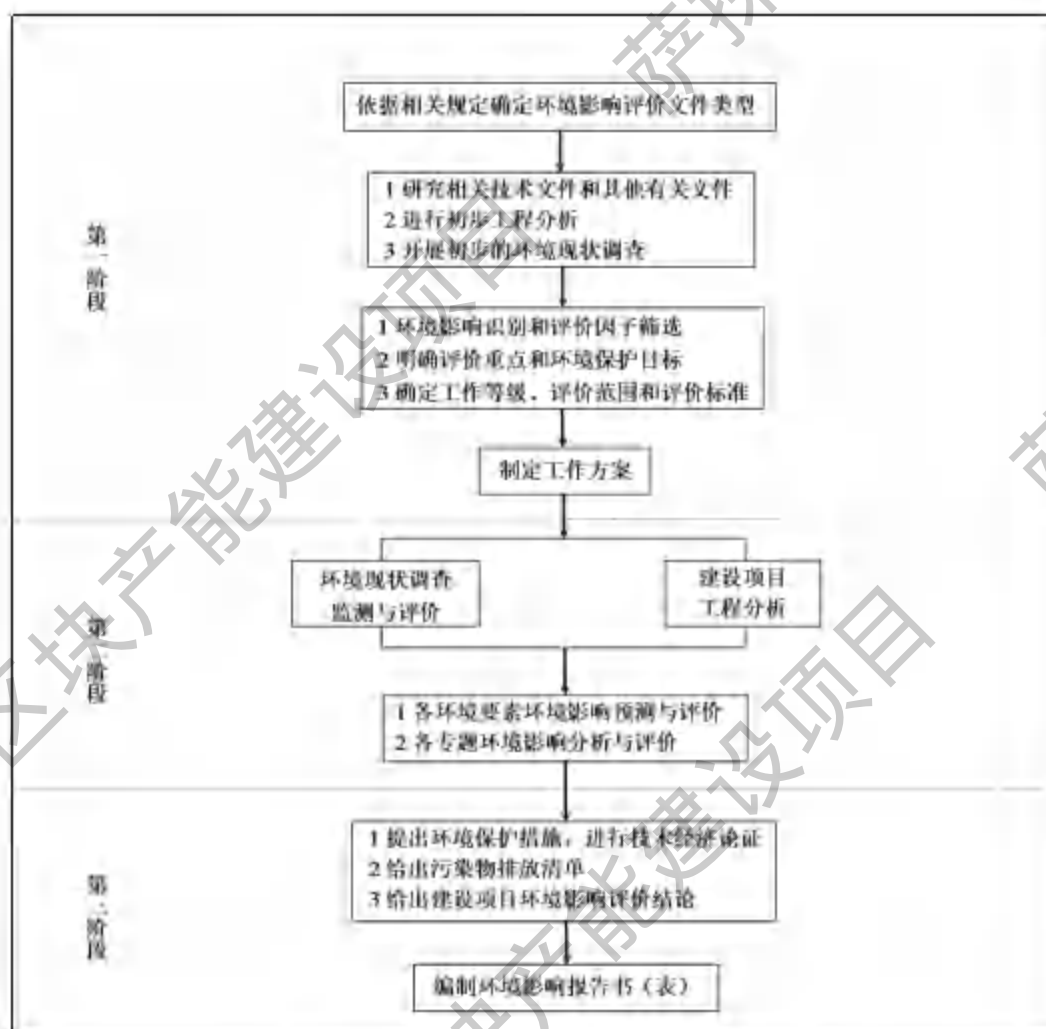


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

本项目建设内容属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类中“七、石油、天然气—1. 石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采；2. 油气管网建设：原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设、技术装备开发与应用”，符合国家产业政策。

1.4.2 相关规划符合性

本项目为常规石油开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》的相关要求。

项目工程布局所在区域涉及吉木萨尔县优先保护单元（新疆吉木萨尔北庭国家湿地自然公园一般控制区优先管控单元ZH65232710002），吉木萨尔县重点管控单元（吉木

萨尔县限采区ZH65232720005、吉木萨尔县城镇集中建设区ZH65232720001吉木萨尔北庭工业园区ZH65232720002），奇台县重点管控单元（奇台县限采区ZH65232520007），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。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

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。

1.6 环境影响报告的主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中鼓励类项目，符合相关规划要求。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。从生态环境保护要求的角度，项目建设可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 法律法规与条例

表 11-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一 环境保护相关法律			
1	《中华人民共和国环境保护法》(2014年修订)	12届人大第8次会议	2015-01-01
2	《中华人民共和国环境影响评价法》(2018年修订)	13届人大第7次会议	2018-11-29
3	《中华人民共和国大气污染防治法》(2018年修正)	13届人大第6次会议	2018-10-26
4	《中华人民共和国水污染防治法》(2017年修订)	12届人大第28次会议	2017-06-27
5	《中华人民共和国噪声污染防治法》	13届人大第31次会议	2022-06-05
6	《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2020年修订)	13届人大第17次会议	2020-09-01
7	《中华人民共和国水法》(2016年修订)	12届人大第21次会议	2016-07-02
8	《中华人民共和国水土保持法》(2010年修订)	11届人大第13次会议	2011-03-01
9	《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012年修订)	11届人大第24次会议	2012-07-01
10	《中华人民共和国节约能源法》(2016年修订)	12届人大第31次会议	2016-07-02
11	《中华人民共和国土地管理法》(2018年修订)	13届人大第12次会议	2019-08-26
12	《中华人民共和国城乡规划法》(2015年修订)	12届人大第14次会议	2015-04-24
13	《中华人民共和国防洪法》(2016年修订)	12届人大第21次会议	2016-07-02
14	《中华人民共和国草原法》(2021年修正)	13届人大第28次会议	2021-04-29
15	《中华人民共和国野生动物保护法》(2018年修订)	13届人大第6次会议	2018-10-26
16	《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
17	《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
18	《中华人民共和国防沙治沙法》	13届人大第6次会议	2018-10-26
19	《中华人民共和国土壤污染防治法》	13届人大第5次会议	2019-01-01
20	《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》(2014年修订)	国务院令653号	2014-07-29
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	《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》	国发〔2015〕17号	2015-04-02
8	《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》	国发〔2013〕37号	2013-09-10
9	《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》	国发〔2016〕61号	2016-05-28
10	《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
11	《地下水管理条例》	国务院第45次常务会议	2021-12-1
12	《空气质量持续改善行动计划》	国发〔2023〕12号	2023-12-7
13	《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〕14号	2015-01-06
4	《国家危险废物名录》(2021版)	生态环境部令第36号	2021-01-01
5	《产业结构调整指导目录》(2024年本)	国家发展和改革委员会	2024-02-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
		令第六次会议	
6	《危险废物排除管理清单（2021年版）》	生态环境部公告2021年第56号	2021-12-03
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	2021-11-30
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	2013-07-22
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	《固体废物分类与代码目录》	生态环境部2024年第4号	2024-07-19
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〕14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〕2号	2019-03-26
16	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕919号	2019-12-13
17	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石油天然气股份有限公司能评〔2020〕1号	2020-03-19
18	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范DZ/T0317-2018	自然资源部	2018-10-01
19	《开发建设项目水土流失防治标准》（GB50434-2018）	住建部2018年第259号公告	2019-04-01
20	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	2013-08-06
21	开发建设项目水土保持技术规范	中华人民共和国建设部	2004-07-01
22	石油天然气开采业污染防治技术政策	公告2012年第18号	2012-03-17
23	国家重点保护野生动物名录	国家林业和草原局农业农村部公告2021年第3号	2021-02-05
24	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13号	2021-08-17
25	中华人民共和国野生植物保护条例	国务院令第204号及修订	2017-10-07
26	《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
27	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	2016-3-6
28	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	2015-5-6
29	关于印发生态保护红线划定指南的通知	环办生态〔2017〕43号	2017-07-27
30	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
31	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2号	2021-11-04
32	固体废物污染环境防治信息发布指南	环办固体函〔2024〕37号	2024-01-24
33	排污许可管理办法	中华人民共和国生态环境部令第32号	2024-06-01
33	固体废物污染环境防治信息发布指南	环办固体函〔2024〕37号	2024-01-24
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疆维吾尔自治区水利厅	新水水保〔2019〕4号	2019-01-11
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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
4	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018年修订）	13届人大第5次会议	2018-09-21
5	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5次会议	2018-09-21
6	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（修订）	新疆维吾尔自治区林业和草原局与农业农村厅	2012-03-08
7	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局	2011-08-05
8	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96号	2005-07-14
9	关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知	新环防发〔2017〕330号	2017-07-21
10	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发〔2017〕349号	2017-07-29
11	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35号	2014-04-17
12	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2015〕22号	2015-01-28
13	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕25号	2017-03-01
14	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（2024年）	新环发〔2024〕93号	2024-06
15	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	2021-11-24
16	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
17	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕10号	2018-03-17
18	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
19	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20号	2018-12-20
20	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〕22号	2018-09-04
21	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
22	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》的通知	新环环评发〔2020〕142号	2020-7-30
23	《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	2021-02-25
24	《中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》		2021-07-02
25	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）	新环环评发〔2024〕93号	2024-06-09
26	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〕22号	2018-09-04
27	新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法(试行)	新疆维吾尔自治区林业和草原局	2012-3-23
28	《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
29	《关于印发《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知》	新政发〔2021〕18号	2021-02-23
30	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	2021-07-26
31	昌吉州国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要		2021-7
32	《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		2023-01-11

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	的公告》		
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	2021.1
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	2021.5
3	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	新政函〔2005〕96号	2005.11.21
4	《新疆生态功能区划》	新政函〔2003〕194号	2002.12
5	《新疆水环境功能区划》		

2.1.2 评价技术导则及规范

表2.1-2 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	HJ19-2021	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	HJ149-2023	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/T16459.1-6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）		2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工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	DB65/T3998-2017	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	DB65/T3999-2017	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/T301-2016	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	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ1259-2022	2022-10-1
23	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ 819-2017	2017-6-1
24	排污许可证申请与核发技术规范 总则	HJ924-2018	2018-3-8
25	排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）	HJ1250-2021	2021-4-1
26	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ1245-2022	2022-04-27
27	钻井工程及井场布置技术要求	SY/T5466-2004	2004-11-1
28	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准	GB39728-2020	2021-1-1
	工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南	HJ 1209-2021	2021-11-13

2.1.3 项目文件

(1)《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项目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9月；

(2)《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项目开发方案》，中

国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司，2025年8月；

- (3) 工程涉及的探井项目、站场项目环评批复及竣工环保验收意见；
- (4) 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项目环境现状监测；
- (5) 建设单位提供与建设项目有关的其它技术资料。

2.2 评价目的及原则

2.2.1 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、区域总体发展规划、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，论证项目在环境方面的可行性，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。

2.2.2 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。

2.3 环境影响因素识别与评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

根据油田开发项目性质及其污染物排放特点,并结合项目所在区域环境特征分析,采用矩阵法对项目环境影响要素的程度和性质进行识别。根据识别结果,工程在施工期、运行期及退役期主要对周围环境空气、地表水、地下水、声环境、土壤环境和生态环境等产生影响,具体如下。

(1) 施工期

施工期主要为钻井作业、储层改造和地面油气集输工程建设等,如钻井施工、修路、平整场地、管沟开挖、管线敷设、站场建设等活动,主要环境影响体现在施工扬尘、施工噪声、钻井废水、压裂返排液、钻井岩屑、落地油等对周围环境空气、声环境、地表水环境、土壤环境的影响以及施工期占用土地、形成地表扰动、破坏地表植被、加剧水土流失等对生态环境的影响。

(2) 运行期

运行期正常工况条件下,污染物排放主要集中在各站场,如站场热电联产机组废气、油气集输过程无组织烃类气体、油田采出水、站场噪声以及落地油、含油污泥、废滤料等对周围环境空气、声环境、水环境、土壤环境等的影响。与施工期相比,运行期对环境的污染影响稍轻,但持续时间较长。

(3) 退役期

油田开发进入退役期,产量明显下降,生产设施陆续关闭,对各环境因素的影响范围和程度上均有所降低。退役期环境影响主要表现为生产设施、管线拆除等施工活动,施工将造成一定程度的水土流失。

本项目施工期、运行期及退役期环境影响因素程度识别及筛选见表 2.3.1-1。

表 2.3.1-1

本项目各阶段环境影响因素程度识别及筛选矩阵

要素 工程阶段			自然环境							生态环境						
			环境空气	地表水	地下水	声环境	固体废物	土壤环境	环境风险	物种	生物群落	生境	生态系统	生物多样性	生态敏感区	自然景观
施工期	钻前工程	场地清理、平整	-1	/		-1	/	-1	/	-1	-1	-2	-2			-1
	钻井工程	钻井施工	-2	/	-2	-2	-2	-1	-1	/						
	储层改造	射孔、压裂返排	-2	-1	-1	-1		-1	-1	/						

工程	油气集输工程	管沟开挖、管线敷设	-2	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
		场站建设	-1			-1	-1							
		交通运输	-1	-1		-1								
	运行期	油气集输工程	站场运行	-2		-1	-1	-1	-1	-1				
退役期	工程车辆	管线集输			-1	-1	-1	-1						
		井场	-1		-1	-1	-1	-1	-1	-1				
		集输管线	-1		-1				-1	-1	-1			
		站场	-1		-1	-1			-1	-1				

环境影响性质分不利影响和有利影响、长期影响和短期影响、可逆影响与不可逆影响、局部影响与广泛影响，本项目环境影响性质的识别结果见表 2.3.1-2。

表 2.3.1-2 项目建设对环境影晌性质的识别

影响性质		不利影响						有利影响			
		短期	长期	可逆	不可逆	局部	广泛	短期	长期	广泛	局部
自然 环境	环境空气	√		√		√					
	地表水	√				√					
	地下水	√			√						
	声环境	√		√							
	水土流失	√									
生态	物种	√		√		√					
	生物群落	√		√		√					
	生境	√		√		√					
	生态系统	√		√		√					
	生物多样性	√		√		√					
	生态敏感区	√									
	自然景观	√		√		√					

据表 2.3.1-2，本项目对环境要素的不利影响主要表现在地下水、水土流失、环境空气、声环境等方面，这些影响大部分是短期局部可逆影响，长期影响（运行期）也是相对短期而言，项目服役期满影响基本可以消除。

项目各阶段环境影响因子不同，根据工程分析和开发工艺，施工期、运行期和退役期环境影响因子见表 2.3.1-3。

表 2.3.1-3 环境影响因子识别

开发阶段			主要环境影响因子				
			废气	废水	噪声	固废	生态
施工期	钻前工程	道路建设	扬尘		设备噪声		地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性
		设备运输	扬尘、车辆尾气		交通噪声		
		场地平整	扬尘		机械		地表扰动面积及类型、

		土方开挖			噪声		植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性
		设备安装与拆卸			设备噪声		
	钻井工程	钻井及井下作业	工程设备废气	钻井废水、生活污水、压裂返排液	设备噪声	钻井岩屑、废防渗布、废机油、废油桶等	
		井喷(事故状况)	烃类气体			钻井液	
	油气集输工程	场站建设	扬尘、车辆尾气等	生活污水	设备噪声	建筑垃圾、生活垃圾	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性
		管线敷设	扬尘、焊接烟尘	试压废水	机械噪声	建筑垃圾	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性
运行期	油气集输工程	站场	无组织废气、热电联产机组废气	采出水	设备噪声	含油污泥、废滤料、废机油	
		管线破裂(事故)	烃类气体			落地油、油泥	
退役期	油气集输工程	井站场	烃类气体、扬尘		机械噪声	建筑垃圾	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生态系统完整性
		管线	扬尘		机械噪声	建筑垃圾、废弃管线	

2.3.2 评价因子筛选

根据项目特点、环境影响特征，并结合评价区环境功能要求、环境保护目标、评价标准及环境制约因素，筛选出本项目环境影响评价因子见表 2.3.2-1。

表 2.3.2-1 环境影响评价因子筛选表

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	SO ₂ 、NO ₂ 、颗粒物、非甲烷总烃、H ₂ S
地表水		废水不外排，对气田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、氰化物、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、硫化物、钡 包气带污染现状：pH值、挥发酚、石油类、六价铬、氯化物、硫化物	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、	石油烃C ₁₀ ~C ₄₁

	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 ₁₀ -C ₂₅ 、石油类、石油烃C ₁₀ -C ₂₅ 、pH、含盐量	
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 ₂ ； 地下水：石油类

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

(1) 环境空气

本项目所在地位于吉木萨尔县，依据《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)及2018年修改单中的规定，项目所在区域环境空气质量功能区划属二类区。

(2) 地表水环境

集输管网穿越头工干渠和润贡拜沟干渠，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。

(3) 地下水

评价区地下水主要用于生活饮用水水源及工、农业用水。因此，根据《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)规定，评价区地下水环境功能为Ⅲ类。

(4) 声环境

评价区位于准噶尔盆地，属于城市未建成区，根据《声环境质量标准》(GB 3096-2008)相关规定，项目所在区域声环境质量属2类声功能区。

(5) 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，具体图2.3.1-1。



②水土流失区划

A.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”。见表 2.4.1-1。

表 2.4.1-1 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

B.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”。见表 2.4.1-2。

表 2.4.1-2 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	天山北坡诸小河流域重点治理区

2.4.2 评价标准

2.4.2.1 环境质量标准

(1) 环境空气质量标准

基本因子执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准；特征因子非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值， H_2S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D，标准值见表 2.4.2-1。

表 2.4.2-1 环境空气质量标准

标准名称及级（类）别	项目	标准值		
		单位	限值	
《环境空气质量标准》（GB3095-2012） 二级标准	SO ₂	μg/m ³	年平均	60
			24 小时平均	150
			1 小时平均	500
	NO ₂		年平均	40
			24 小时平均	80
			1 小时平均	200
	PM ₁₀		年平均	70
			24 小时平均	150
	PM _{2.5}		年平均	35
			24 小时平均	75
TSP	24 小时平均	300		
O ₃	日最大 8 小时平均	160		
CO	mg/m ³	24 小时平均	4	
《大气污染物综合排放标准详解》	非甲烷总烃	mg/m ³	1 小时平均浓度	2.0
《环境影响评价技术导则 大气环境》 附录 D	H ₂ S	μg/m ³	1 小时平均	10

(2) 地表水环境质量标准

本项目所在区域地表水执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准, 标准值见表 2.4.2-2。

表 2.4.2-2 地表水环境质量标准

标准名称及级(类)别	污染因子	单位	标准限值
《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III 类标准	pH 值	无量纲	6~9
	化学需氧量	mg/L	≤20
	BOD ₅		≤4.0
	氨氮		≤1.0
	挥发酚		≤0.005
	硫化物		≤0.2
	石油类		≤0.05
	总磷		≤0.2
	阴离子表面活性剂		≤0.2
	汞		≤0.0001
	砷		≤0.05
	六价铬		≤0.05
	镉		≤0.005
	铅		≤0.05
	镍		≤0.05

(3) 地下水环境质量标准

评价区地下水水质执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准, 特征因子石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准限值, 见表 2.4.2-3。

表 2.4.2-3

地下水质量标准

标准名称及级(类)别	污染因子	标准值	
		单位	限值
《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类标准	pH 值	无量纲	6.5~8.5
	总硬度		≤450
	溶解性总固体		≤1000
	耗氧量 (COD _{Mn})		≤3.0
	硫酸盐		≤250
	氯化物		≤250
	钠		≤200
	氨氮		≤0.50
	硝酸盐		≤20.0
	亚硝酸盐		≤1.00
	挥发酚		≤0.002
	氟化物	mg/L	≤1.0
	氰化物		≤0.05
	铁		≤0.3
	锰		≤0.10
	铅		≤0.01
	汞		≤0.001
	砷		≤0.01
	镉		≤0.005
	铬(六价)		≤0.05
《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类标准	硫化物		≤0.02
	钡		≤0.7
	总大肠菌群数	MPN/100mL	≤3.0
	菌落总数	CFU/mL	≤100
《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类标准	石油类	mg/L	≤0.05

(4) 声环境质量标准

执行《声环境质量噪声标准》(GB3096-2008)中2类区标准,见表2.4.2-4。

表 2.4.2-4

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

项目建设用地执行《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”筛选值和管控值,其他土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)“其他”土壤污染风险筛选值,具体见表2.4.2-5。

表 2.4.2-5

土壤环境质量标准

单位: mg/kg (pH 除外)

标准名称及级(类)别	评价因子		筛选值	管制值
《土壤环境质量 建设	重金属和无机物	砷	60	140

用地土壤污染风险管控标准（试行）》 （GB36600-2018）		镉	65	172	
		铬（六价）	5.7	78	
挥发性有机物		铜	18000	36000	
		铅	800	2500	
		汞	38	82	
		镍	900	2000	
		四氯化碳	2.8	36	
		氯仿	0.9	10	
		氯甲烷	37	120	
		1,1-二氯乙烷	9	100	
		1,2-二氯乙烷	5	21	
		1,1-二氯乙烯	66	200	
		顺-1,2-二氯乙烯	596	2000	
		反-1,2-二氯乙烯	54	163	
		二氯甲烷	616	2000	
		1,2-二氯丙烷	5	47	
		1,1,1,2-四氯乙烷	10	100	
		1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	50	
		四氯乙烯	53	183	
		1,1,1-三氯乙烷	840	840	
		1,1,2-三氯乙烷	2.8	15	
		三氯乙烯	2.8	20	
		1,2,3-三氯丙烷	0.5	5	
		氯乙烯	0.43	4.3	
		苯	4	40	
		氯苯	270	1000	
		1,2-二氯苯	560	560	
		1,4-二氯苯	20	200	
		乙苯	28	280	
		苯乙烯	1290	1290	
		甲苯	1200	1200	
		间二甲苯-对二甲苯	570	570	
		邻二甲苯	640	640	
	半挥发性有机物		硝基苯	76	760
			苯胺	260	663
			2-氯酚	2256	4500
		苯并[a]蒽	15	151	
		苯并[a]芘	1.5	15	
		苯并[b]荧蒽	15	151	
		苯并[k]荧蒽	151	1500	
		蒽	1293	12900	
		二苯并[a,h]蒽	1.5	15	
		茚并[1,2,3-cd]芘	15	151	
		萘	70	700	
石油烃类		石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）		4500	9000
《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》 （GB15618-2018）	镉	pH>7.5	其他	0.6	4.0
	汞		其他	3.4	6.0
	砷		其他	25	100
	铅		其他	170	1000

	铬		其他	250	1300
	铜		其他	100	
	镍			190	
	锌			300	

2.4.2.3 污染物排放标准

(1) 废气

本项目运行期吉康脱水站燃气热电联产机组废气执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2中二级标准限值。吉康脱水站内非甲烷总烃无组织排放监控点浓度执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)限值,厂界及油气集输过程非甲烷总烃无组织排放浓度执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求,H₂S执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1中二级标准限值。污染物排放标准详见表2.4.2-6。

表2.4.2-6

大气污染物排放标准

单位:mg/m³

类别	标准名称及级(类)别	污染因子	标准值	
运行期	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)厂区内无组织排放限值	非甲烷总烃	1h 平均浓度	10
	《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
	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1中二级标准	硫化氢	厂界无组织排放浓度限值	0.06
	《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
燃气热电联产机组		SO ₂		240
		NO _x		550

注:根据生态环境部《关于GB16297-1996的适用范围的回复》:“——建议目前固定式柴油发电机污染物排放浓度按照《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中的最高允许排放浓度指标进行控制,对排气筒高度和排放速率暂不作要求。”本项目热电联产机组为大功率燃气热电联产机组,因此污染物排放浓度参照《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中标准限值执行,排气筒高度及排放速率不执行该标准要求。

(2) 废水

①采出水:本项目采出液管输至吉康脱水站,经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)的相应标准后回注井区含油层或废弃油藏,或满足《压裂酸化返排液处理技术规范》(Q/SY02012-2016)中标准要求,用于压裂液复配。根据设计方案,储层压裂后平均渗透率18.2毫达西,约0.018μm²,执行Ⅱ类标准,见表2.4.2-7。

②生活污水:施工期生活污水排入防渗性移动厕所,定期拉运至吉木萨尔县生活污水处理厂,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。见表 2.4.2-8。

表 2.4.2-7 碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法

标准名称	储层空气渗透率 μm^2	<0.01	[0.01, 0.05]	[0.05, 0.5]	[0.5, 2.0]	≥ 2.0
《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》 SY/T5329-2022	水质标准分级	I	II	III	IV	V
	悬浮物固体含量 mg/L	≤ 3.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 50.0
	悬浮物颗粒直径	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5
	中值 μm					
	含油量 mg/L	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
	平均腐蚀率 mm/a	≤ 0.076				

表 2.4.2-8 生活污水污染物排放标准

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

施工期场界噪声执行《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025) 相应标准, 运行期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准, 标准值见表 2.4.2-9。

表 2.4.2-9

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

一般工业固废参照《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《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》、《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023) 中有关规定;《建设项目危险废物环境影响评价指南》(2017 年 10 月 1 日实施) 相关要求;《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);《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)。

2.5 评价工作等级及评价范围

2.5.1 生态环境

(1) 评价工作等级

依据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023), 本项目生态环境评价工作等级判

定依据见表 2.5.1-1。

表 2.5.1-1

生态影响评价工作等级划分表

评价工作等级判据	影响区域生态敏感性	评价等级
	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	一级
	涉及自然公园	二级
	涉及生态保护红线	不低于二级
	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	不低于二级
	根据 HJ 610、HJ 964 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	不低于二级
	当工程占地规模大于 20 km ² （包括永久和临时占用陆域和水域），改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	不低于二级
本项目情况	①项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境及自然公园； ②项目集输管线穿越穿越吉木萨尔北庭国家湿地公园； ③项目属于水污染影响型建设项目，评价等级为三级 B； ④项目工程实施不影响地下水水位，土壤影响范围内无天然林、公益林等生态保护目标分布，集输管线地下穿越吉木萨尔北庭国家湿地公园（天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线），在湿地公园内无永久、临时占地 ⑤项目地面工程在总占地面积约 0.62km ² （包括永久占地和临时占地），小于 20km ² 。据此判定本项目生态评价等级应不低于二级。	
判定结果	二级	

据此，判定本项目生态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 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ549-2023）中规定，生态环境影响评价范围为：井场、站场等工程以场界周围 50m 范围、线性工程两侧外延 300m 为评价范围。

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 为评价范围，并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，线性工程以隧道、顶管、定向钻等穿越生态敏感区，且无永久、临时占地时，可从线路中心线向两侧外延 300m 为评价范围。

本项目评价范围为：各井场、站场边界外扩 50m；集输管道线性工程穿越生态红线穿越段两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 为评价范围，其他区域集输管线两侧外延 300m 范围，见图 2.5.1-1。

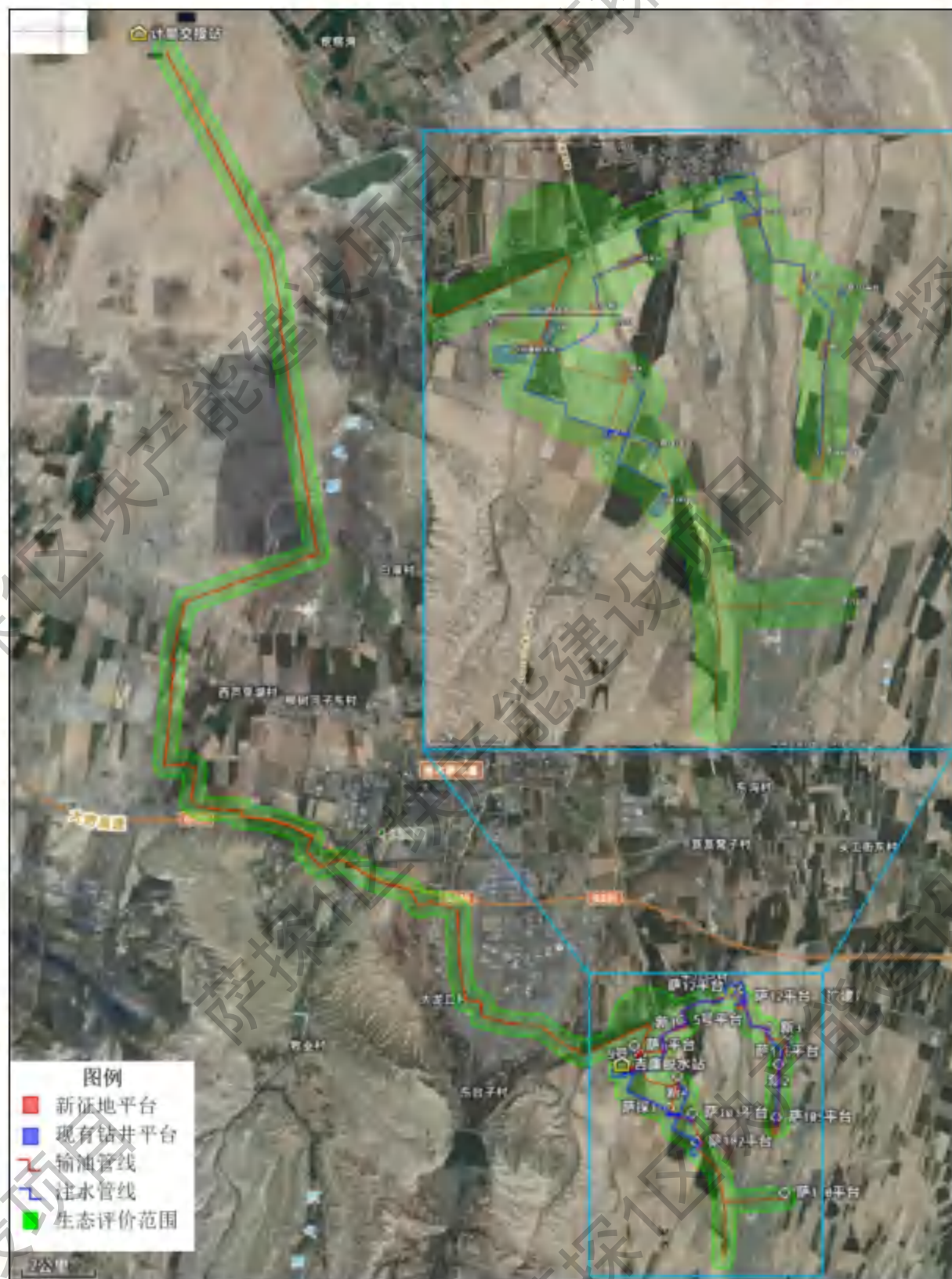


图 2.5.1-1 项目生态环境评价范围示意图

2.5.2 环境空气

本项目运行期废气污染源主要为微燃机热电联产机组产生废气及天然气集输过程挥发、泄漏等无组织排放的废气，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、非甲烷总烃。

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 要求，采用估算模型 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。估算模型所需参数见表 2.5.2-1，计算结果见表 2.5.2-2，判定依据和判定结果见表 2.5.2-3。

根据表 2.5.2-3 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。

表 2.5.2-1 估算模型所需参数表

城市/农村选项	参数	取值
	城市/农村	农村
	人口数 (城市选项时)	
	最高环境温度 $^{\circ}\text{C}$	43
	最低环境温度 $^{\circ}\text{C}$	-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 $^{\circ}$	

表 2.5.2-2 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 $(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	占标率 (%)
有组织 排放	吉康脱水站微燃机热 电联产机组	SO_2	101	3.310	0.66
		NO_x		15.392	7.70
		颗粒物		2.367	0.53
无组织 排放	典型钻井平台	非甲烷总烃	405	10.579	0.53
	吉康脱水站	非甲烷总烃	279	87.337	4.37

表 2.5.2-3 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	$P_{\max} \geq 10\%$	$P_{\max} = 7.7$	二级
二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$		
三级	$P_{\max} < 1\%$		

(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，见下图。



图 2.5.1-2 项目大气环境评价范围示意图

2.5.3 地表水环境

(1) 评价工作等级

本工程采出水由、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。

2.5.4 地下水环境

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) 评价工作等级

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 2.5.4-1。

表 2.5.4-1 建设项目的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地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（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	上述地区之外的其它地区

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。

根据收集的资料和现场勘查，项目区域附近村庄饮用水有地表水水源供应，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，项目区不是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，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（见表 2.5.4-2），本项目属于Ⅰ类建设项目，地下水环境敏感特征为不敏感，由此判定本项目地下水评价等级为二级。

表 2.5.4-2 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	一级	一级	二级
较敏感	一级	二级	三级
不敏感	二级	三级	三级

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ619-2016）中地下水调查范围的确定的方法，本项目地下水环境影响评价工作等级为二级，地下水流向为由南向北，可用公式法确定本次的地下水评价范围。

$$L = \alpha \cdot K \cdot I \cdot T \cdot m$$

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。地下水评价范围见图 2.5.4-1。



图 2.5.4-1 项目地下水评价范围图

2.5.5 声环境

(1) 评价工作等级

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 2.5.5-1。

表 2.5.5-1 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站场周边，建设前后评价范围内敏感目标噪声级增量 $<3\text{dB}(\text{A})$ ，通过采取选址避让措施，受影响的人口变化不大。本项目所在区域属于2类声环境功能区，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

各站场厂界外200m范围，集输管线及道路两侧200m范围，见图2.5.5-1。

图2.5.5-1 项目声环境影响评价范围图

2.5.6 土壤环境

(1) 影响类型

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8.01~8.37，含盐量为0.1~1.4g/kg，依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）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盐化级别为轻度盐化。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 T 349-2023），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。因此，本项目土壤环境影响评价类型为污染影响型和生态影响型。

(2) 评价工作等级

依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录A土壤环境影响评价项目类别表及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）7.4节规定，本项目涉及的行业类别中“常规石油开采井场、站场工程”土壤环境影响评价项目类别为Ⅰ类，“油类和废水输送管道”为Ⅱ类。

① 土壤污染影响型评价工作等级

根据项目占地统计，本项目各拟建站场、井场工程等永久占地均小于5km²，管线不涉及永久占地，因此占地规模均属于小型，项目可能产生污染影响的范围内存在牧草地、耕地，因此敏感程度属于“敏感”（判定依据见表2.5.6-1）。

表2.5.6-1 污染影响型敏感程度分级表

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

表2.5.6-2 污染影响型评价工作等级划分表

占地规模 评价工作等级	I类	II类	III类
----------------	----	-----	------

敏感程度	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

依据污染影响型评价工作等级划分表（见表 2.5.6-2），并结合项目占地规模和环境敏感程度判定结果，确定本项目土壤环境评价污染影响型工作等级为：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。

②土壤生态影响型评价工作等级

项目位于昌吉州吉木萨尔县，根据土壤现状监测结果，项目所在区域土壤 pH 值为 8.01~8.37，其酸、碱敏感程度属于“不敏感”，含盐量为 0.1~1.4g/kg，属于轻度盐化土壤，盐化敏感程度属于“较敏感”，根据表 2.5.6-4 判断土壤生态敏感程度为“较敏感”，结合本项目的生态敏感程度及表 2.5.6-5 确定本项目的土壤生态影响型评价工作等级：井场及站场生态影响型土壤环境影响评价等级为二级，集输管网生态影响型土壤环境影响评价等级为二级价。

表 2.5.6-4 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 m 的地势平坦区域；或土壤含盐量 >4 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 >1.5 且常年地下水位平均埋深 ≥ 1.5 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 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 m 的平原区；或 $1\text{ g/kg}<\text{土壤含盐量}\leq 4\text{ g/kg}$ 的区域	$4.5<\text{pH}\leq 5.5$	$8.5\leq\text{pH}<9.0$
不敏感	其他		$5.5<\text{pH}<8.5$

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

表 2.5.6-5 生态影响型评价工作等级划分表

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

(2) 调查评价范围

① 土壤污染影响型评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤环境调查评价范围为：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。

② 土壤生态影响型评价范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤生态影响调查评价范围为：占地范围内和占地范围外 2km 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 0.2km 范围内，见图 2.5.6-1。

图 2.5.6-1 项目土壤环境评价范围图

2.5.7 环境风险

(1) 评价等级

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），建设项目环境风险等级划定依据见表 2.5.7-1。本项目集输管线 $Q < 1$ ；站场 $Q = 3.672$ （详见 7.2.2 节），根据进一步判定，本项目危险物质及工艺系统危险性（P）分级为 P4，环境敏感程度（E）分别为：大气环境 E3、地表水环境 E3、地下水环境 E2。则环境风险潜势等级为：大气环境风险潜势 I、地表水环境风险潜势 I、地下水环境风险潜势 II。项目各要素环境风险评价判定情况详见表 2.5.7-2。

表 2.5.7-1 评价工作等级划分依据

环境风险潜势	IV、IV	III	II	I
评价工作等级	—	二	三	简单分析

表 2.5.7-2 项目主要风险源评价工作等级划分

序号	环境要素	环境空气	地表水	地下水
1	环境风险工作评价等级	简单分析	简单分析	三级评价
2	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

本项目大气、地表水环境风险评价工作等级为简单分析，不需要设置评价范围。地下水环境风险，参考《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）评价要求，同本项目地下水评价范围。

2.5.8 小结

综上所述，本项目各环境要素评价工作等级及评价范围见表 2.5.8-1。

表 2.5.8-1 各环境要素评价等级及评价范围

环境要素	工作等级	评价范围
生态环境	二级	井场、站场边界外扩 50m 范围，集输管道线性工程穿越生态红线穿越段两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 为评价范围，其他区域集输管线两侧外延 300m 范围。
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
地表水	三级 B	

地下水	二级		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。
声环境	二级		各站场厂界外 200m 范围; 管线及道路两侧 200m 范围
土壤环境	污染影响	二级	各站场、井场取厂界外扩 1km 范围, 回注水输送管线取管线两侧向外延伸 200m 范围
	生态影响	二级	各站场、井场取厂界外扩 2km 范围, 回注水输送管线取管线两侧向外延伸 200m 范围
环境风险	环境空气	简单分析	
	地表水	简单分析	
	地下水	三级	与地下水评价范围一致

2.6 评价时段与评价重点

2.6.1 评价时段及评价内容

项目评价时段包括施工期、运行期和退役期三个阶段。施工期主要是钻井作业和地面工程建设（包括场站建设、管线铺设及道路建设）；运行期主要是天然气开采、集输和处理，采出水处理和回注；退役期主要是设备的拆除等。施工期和运行期是对环境造成影响的主要时期，本次评价重点关注施工期和运行期，兼顾退役期。

2.6.2 评价重点

根据评价区环境特征和项目污染物排放特点，本次评价重点包括以下几个方面：

- (1) 工程概况及工程分析
- (2) 生态环境影响评价
- (3) 地下水环境影响评价
- (4) 环境风险评价
- (5) 环境保护措施论证及可行性分析

2.7 环境保护目标

根据现场调查、遥感影像判断和现场调查，本项目占地范围内无自然保护区、国家公园、水源保护区等。集输管线穿越生态红线，工程沿线涉及村庄。本项目环境保护目标见表 2.7-1 和图 2.7-1~图 2.7-3。

图 2.7-1 项目评价范围及保护目标示意图

表 2.7.2-1

项目环境保护目标一览表

环境要素	保护对象		坐标	保护对象	与工程相对位置关系	保护要求
环境空气	站场	十八户村	89.26527676,43.94570850	34 户 85 人	萨 12 平台北侧 550m	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)二级标准
		泉子街村	89.24942785,43.94135112	11 户 28 人	5 号平台北侧 520m	
		马家村	89.22635867,43.93954119	23 户 58 人	吉康脱水站北侧 1219m	
		下八户村	89.22468687,43.93049327	8 户 24 人	吉康脱水站西北偏西侧 620m	
	井场	十八户村	89.26527676,43.94570850	120 户 300 人	萨 12 平台北侧 550m	
		苏家庄村	89.26953652,43.90184470	12 户 30 人	萨 102 平台东南侧 310m	
		八户村	89.24273685,43.95759453	20 户 50 人	5 号平台北侧 2230m	
		东湾镇	89.31654250,43.90091877	10 户 25 人	萨 109 平台东南侧 2250m	
		墙户十六队	89.29160175,43.92073055	40 户 112 人	新 2 平台南侧 430m	
	管线	下八户村	89.22468687,43.93049327	8 户 24 人	吉康脱水站至计量交接站管线南侧 50m	
		东台子村	89.19757506,43.93825181	3 户 9 人	吉康脱水站至计量交接站管线南侧 40m	
		苏家庄村	89.26953652,43.90184470	12 户 30 人	萨 110 平台至 T 接口东侧 100m	
		大有镇	89.17026647,43.96815872	12 户 33 人	吉康脱水站至计量交接站管线北侧 20m	
声环境	管线	下八户村	89.22468687,43.93049327	8 户 24 人	吉康脱水站至计量交接站管线南侧 50m	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类标准
		东台子村	89.19757506,43.93825181	3 户 9 人	吉康脱水站至计量交接站管线南侧 40m	
		苏家庄村	89.26953652,43.90184470	12 户 30 人	萨 110 平台至 T 接口东侧 100m	
		大有镇	89.17026647,43.96815872	12 户 33 人	吉康脱水站至计量交接站管线北侧 20m	
生态环境	吉木萨尔北庭国家湿地公园 (生态保护红线)		89.24378742,43.93709505		吉康脱水站至计量交接站管线顶管穿越	国家湿地公园功能不发生改变
	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周边	按照《基本农田保护条例》,施工结束后尽快进行土地复耕和复肥工作,确保施工前后基本农田保护区产量不降低

地下水	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) 中Ⅲ类标准
地表水	头工干渠(天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线)	89.24378742,43.93709505	GB3838-2002 Ⅲ类	吉康脱水站至计量交接站管线顶管穿越	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2008) 中Ⅲ类水体标准
	二工干渠	89.21509851,43.93263186		吉康脱水站至计量交接站管线大开挖穿越	
	红畦干渠	89.17036999,43.96665300		萨 12 平台至 5 号平台管线大开挖穿越	
	贡拜沟干渠	89.26286865,43.94282425		萨 116 平台至 3 号平台管线大开挖穿越	
	吾塘沟	89.28533483,43.93249238	/		/
土壤环境	站场、井场周边 2km 及管线两侧 200m 范围内的耕地、居民区等敏感目标		/	建设用地满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》 (GB36600-2018) 第二类用地标准值；农用地满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》(GB15618-2018)	

3 工程概况

3.1 区块油气资源概况

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萨探区块位于新疆北部，探矿权区块 1 个，总面积 3390.1635km²，萨探区块位于吉南凹陷，处于博格达山北翼，勘探面积 570km²，为叠合盆地，主要发育二叠系芦草沟组烃源岩。

萨探 1 区块 2024 年提交含油面积 28.83 平方千米，探明地质储量 5761 万吨，共有 7 个断块构成。本次涉及萨 6 块、萨探 1 块、萨 102 块，三个块合计探明地质储量 3765 万吨，其中萨 6 块探明地质储量 1021 万吨、萨探 1 块探明地质储量 1256 万吨、萨 102 块探明地质储量 1488 万吨。

图 3.1-1 萨探区块 2021 年以来上交三级储量分布图

3.1.1 区域地层特征

根据已钻探井揭示和精细地层划分对比，吉南凹陷钻遇的地层有：新生界第四系（Q）、第三系（E）；中生界侏罗系上统齐古组（J_{3q}），中统头屯河组（J_{2t}）、西山窑组（J_{2x}），下统三工河组（J_{1s}）、八道湾组（J_{1b}），三叠系中上统小泉沟群（T_{2-3xq}），三叠系下统烧房沟组（T_{1s}）、韭菜园组（T_{1j}）；古生界二叠系上统梧桐沟组（P_{3wt}），中统红雁池组（P_{2h}）、芦草沟组（P_{2l}）、井井子沟组（P_{2jj}），石炭系（C）。详见图 3.1-2。

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。

图 3.1-2 准噶尔盆地东部地层发育序列与储盖及油气成藏组合剖面图

侏罗系上统齐古组（J_{3q}）：。

中统头屯河组（J_{2t}）：。

西山窑组（J_{2x}）：。

下统三工河组（J_{1s}）：。

八道湾组（J_{1b}）：。

三叠系上中统小泉沟群（T_{2-3xq}）：。

下统烧房沟组（T_{1s}）：。

韭菜园组 (T_{ij}) :

二叠系上统梧桐沟组 (P_{3wt}) : 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, 主体以扇三角洲前缘沉积为主, 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 197 米~293 米, 砂层厚度 1 米~14 米。

二叠系中统红雁池组 (P_{2h}) : 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 250 米~418 米左右, 砂层厚度在 4 米~13 米。

二叠系中统芦草沟组 (P_{2l}) : 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 240 米~318 米, 云质砂岩厚度为 4 米~8 米。

二叠系中统井井子沟组 (P_{2jj}) : 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, 是一套主要勘探评价层系, 为准东油气勘探的重点领域。整体地层厚度 450 米~600 米左右, 单砂层厚度 10 米~30 米左右。

石炭系 (C_{1b}) : 岩性以火山岩及火山碎屑岩为主, 主要有棕褐色玄武岩、深灰色安山岩及蚀变玄武岩及灰色凝灰岩, 在吉木萨尔凹陷其底部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 50 米~200 米, 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。

3.1.2 构造特征

3.1.2.1 区域构造特征

阜康断裂带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, 是由多条断裂组成的复杂构造带, 由一系列的南倾逆冲断裂沿博格达山北缘呈北凸弧形展布。晚古生代阜康断裂带东段呈“四凸三凹”的构造格局, 即: 北三台凸起、三台凸起、吉

南凸起、古西凸起、阜康凹陷、吉本萨尔凹陷和吉南凹陷。吉南凹陷是夹持于博格达山前和吉南凸起之间的一个凹陷，早二叠世，博格达山前的吉南凹陷芦草沟组湖盆面积大，烃源岩厚度大、平面展布稳定；喜山期上盘改造强烈，下盘的吉南凹陷改造弱，构造平缓稳定。吉南凹陷构造简单，呈东高西低的单斜形态，断裂不发育，芦草沟组埋藏深度在 3000 米左右，原生地层保存条件好，有利于页岩油成藏。

萨探区块通过多轮次多手段构造精细解释，构造格局越发清晰，三组断裂形成从北向南四个区：北部斜坡区、中部凹槽区、中部鼻隆区及南部推覆区。

(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) 中部鼻隆区：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。

3.1.2.2 断裂特征

研究区主要发育 3 组断裂：

北西—南东走向逆冲断裂以近东西向和北西西向为主，该断裂体系为基底逆断裂，形成于晚海西运动期，活动至燕山期，纵向自基底石炭系断至二叠系，部分切至侏罗系，平面上主要沿北东向展布，伴生形成一系列近南北向展布的小断裂。北西向断裂控制形成北部斜坡带、中部对冲凹槽带、南部掩伏鼻隆带的发育，同时发挥着井井子沟组早期成藏的油气纵向疏导通道作用。伴生形成的近南北向断裂主要断至石炭系，部分切至二叠系井井子沟组，控制着早期断块的发育。

北东—南西走向走滑断裂将北部斜坡区分割为多个断块，形成于印支期，后期活动迹象不明显，纵向自 P_{III} 断至 P_{WT} ，部分切至三叠系，平面上主要沿着北东向展布，发育于北部斜坡区，将北斜坡分割为多个断块，控制着局部低凸、凹槽的边界，同时也具有油气纵向疏导通道的作用。

伴生断层或调节断层，对局部构造有分割作用。

该区发育逆断层、走滑断层和伴生走滑断层。其中逆断层断开层位为 C~I，断层断距在 10 米-200 米，断层走向为 NW，倾向为 SW，倾角在 70 度-90 度，延伸长度 6 千米-17 千米。走滑断层断开层位为 P~T，断层断距在 10 米-50 米，断层走向为 NE，倾向为 W，倾角在 85 度-90 度，延伸长度 2 千米-5 千米。伴生走滑断层断开层位为 P~T，断层断距在 5 米-60 米，断层走向为 SN 和 NE，倾向为 W，倾角在 80 度-90 度，延伸长度 0.5 千米-2.5 千米。

南北向地震剖面上，南部推覆区、中部鼻隆区、中部凹槽区和北部斜坡区划分清晰，海西期断裂断至侏罗系八道湾组，南部喜山期逆掩推覆断裂规模大，平面推覆距离可达10千米，北斜坡地层倾角11度-17度。

东西向地震剖面上，印支断裂是在海西期断裂基础之上形成的走滑断裂，断面倾角较陡，近似直立，北东—南西走向走滑断裂将北部斜坡区分割为多个断块，断距10米-50米。

静态和动态断层封堵性研究表明，北西—南东走向逆冲断裂、北东—南西走向走滑断裂、伴生断层封堵性均较好，断块内部小断层封堵性较差。静态法研究表明断层具有较好封堵性。控制断块形成的主要断层断层泥比率（SGR）30.0%-33.3%，均大于经验值27%，同时相邻断块油水界面不统一，油柱高度也不同，证实断层封堵性较好。动态研究表明断层具有较好封堵性。

3.1.2.3 沉积特征

萨探区位于吉南凹陷东部，吉南凹陷经历了四个盆地演化阶段，依次为湖盆发育、填平补齐、抬升侵蚀及隆升造山阶段。

海西期湖盆发育阶段：北部吉南凸起快速抬升坡度大，西面三台凸起、东面古西凸起抬升幅度小，三个凸起夹持形成湖盆。

稳定期填平补齐阶段：三个凸起活动弱，博格达山未隆升，地貌高低关系不变，随着填平补齐地形落差变小。

表 3.1.2.3-1 构造带活动期次简表

构造阶段	东北部 吉南凸起	东部 古西凸起	西北部 三台凸起	南部 阜康断裂带
现今博格达山隆升阶段	活动弱	活动弱	活动弱	快速隆升造山
中生代沉积后东部侵蚀阶段	抬升	强烈抬升引起东部地层剥蚀	抬升	未隆起
上二叠沉积后填平补齐阶段	活动弱	活动弱	活动弱	未隆起
中二叠沉积后湖盆发育阶段	较强活动北部坡度较大	较强活动至工区范围坡度平缓	抬升作用弱	未隆起为湖泊区

喜山期博格达山隆升阶段：西南博格达山快速隆升，发育山前冲断带，形成现今地貌格局。燕山末期东部剥蚀阶段：古西凸起强烈活动，引起东北部快速抬升，并引起东部地层大范围剥蚀，形成角度不整合。

区域构造演化研究表明，早—中二叠系世，吉南凹陷北侧（吉南凸起）为陡岸，东

侧为平缓斜坡（古西凸起），形成以古西凸起、吉南凸起为沉积母源区两大沉积体系。沉积演化特征表明二叠系井井子沟组沉积主要受第一幕构造运动影响，井井子沟组沉积前，古西凸起稳定隆起，控制吉南、吉木萨尔凹陷东部沉积，为周缘凹陷提供物源，吉南凸起仅发育于东北部小范围，基本不控制萨探区块沉积。

井井子沟组沉积时古地貌，发育3个古沟槽和2个坡折带，古沟槽和坡折带控制有利相带，形成东南部古西凸起物源为主、吉南凸起物源为辅的双物源沉积。东南物源体系为缓坡长距离搬运的牵引流沉积，是区内主要沉积模式。

图 3.1-3 萨探区块井井子沟组沉积期地貌形态图

3.1.3 储层特征

区块整体岩性以中细砂岩和细砂岩为主，岩石类型主要为长石岩屑砂岩，含少量混合砂岩，磨圆以次棱角状、次棱角状-次圆状为主。岩石类型三角图版反映储层成分成熟度较低。统计萨探区块井井子沟组储集空间类型， II_1^1 、 II_2^2 砂组和 II_3^3 砂组及内部各小层储层以次生孔为主，微孔次之，少量原生粒间孔。铸体薄片显示孔隙面孔率平均4.3%-6.9%，其中粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔占比较大（88%以上），孔隙间以小喉道连接。

根据岩心分析，主力油层 II_1^1 砂组和 II_2^2 砂组的物性明显好于 II_3^3 砂组。 II_1^1 砂组和 II_2^2 砂组测井平均渗透率1.11毫达西，属于超低-特低渗透储层。储层压裂改造后，渗透率大幅提高，二流量试井分析结果显示，压裂后试井解释渗透率平均达到18.2毫达西，与储层原始渗透率1.11毫达西相比大幅度提高，动用能力有大幅改善，KH值也有大幅改善。

3.1.4 油藏特征

3.1.4.1 控藏要素及油藏类型

吉南凹陷井井子沟组油藏以上覆二叠系芦草沟组湖相泥岩为烃源岩，以井井子沟组扇三角洲前缘水下分流河道砂体为储层，构成了“上生下储式”成藏组合，纵向上断裂疏导，横向上储源对接，形成了早期大型岩性油藏。

图 3.1-4 过萨3-萨104-萨101-萨4井 P_{1ij} 油藏模式图

3.1.4.2 油水关系

油藏整体北翼受岩性尖灭控制；北斜坡萨6、萨105、萨11断块低部位受构造控制，

存在边水，萨11块地层倾角 11° - 15° ，萨105块地层倾角 12° - 15° ，萨6块地层倾角 11° - 14° ，萨探1块地层倾角 12° - 17° ，萨102块地层倾角 12° - 14° 。东翼受平原相致密层遮挡，向西油层厚度在萨11块变薄，向东在萨102块油层较厚。

3.1.5 流体性质

3.1.5.1 原油性质

萨探区块5口井实际PVT分析在地层温度的 30°C ，地层原油密度0.88克/立方厘米，地层原油粘度为13.63毫帕·秒，平均饱和压力6.7兆帕，气油比和饱和压力萨探1块与萨102块更低。原油粘温反应敏感，粘温曲线敏感点在 22°C 左右。

表 3.1.5-1 萨探区块井井子沟组油藏地层原油性质统计表

序号	井号	取样时间	饱和压力 (MPa)	体积系数	气油比 (m^3/t)	地层原油密度 (g/cm^3)	脱气原油密度 (g/cm^3)	地层原油粘度 ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)
1	萨探1井	2021/6/1	3.22	1.05	10.2	0.837	0.869	12.14
2	萨105井	2023/2/6	12.19	1.085	29.1	0.835	0.8792	12.16
3	萨102-1-2H井	2023/2/9	2.8	1.06	7.98	0.837	0.8796	15.83
4	萨11井	2023/11/30	6.88	1.056	13.4	0.8509	0.8852	16.25
5	萨9-15-9井	2024/4/28	8.43	1.0712	16.3	0.8307	0.8736	11.75
平均值			6.70	1.06	15.40	0.84	0.88	13.63

地面原油具有中质、低粘、高蜡、中凝特点，呈现区块差异性，北斜坡比南部原油密度、粘度小，北斜坡原油密度0.884克/立方厘米，原油粘度56.1毫帕·秒。

表 3.1.5-2 吉南油田萨探区块二叠系井井子沟组地面原油性质数据表

区块	密度 g/cm^3	粘度 ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	含蜡 %	沥青质 %	凝固点 ($^{\circ}\text{C}$)	初馏点 ($^{\circ}\text{C}$)	馏分%		
	20°C	50°C					100°C	200°C	300°C
萨探	0.884	56.1	23.3	1.31	22.7	100.87	1.09	6.17	14.13

3.1.5.2 天然气物性

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 3.1.5-3 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 (%)										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	氮	二氧化碳	
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	52.580	0.010	无
萨探1井	3307.60~3312.60	2021.08.13	1.030	50.470	9.240	7.550	0.980	1.660	0.270	0.350	0.370	29.080	0.050	无

3.1.5.3 地层水性质

结合区块油水层测井曲线特征，该区块地层水矿化度在3110ppm~7681ppm之间，

呈现由东至西逐渐变咸的趋势，水型为 NaHCO_3 型。各断块存在差异，平均总矿化度为 4308 毫克/升。

3.2 区块开发现状及环境影响回顾

3.2.1 勘探开发历程

3.2.1.1 勘探评价

2021 年萨探 1 井在井井子沟组获得突破，发现吉南油田提交预测储量 10388 万吨。2021 年实施三维地震 280 平方千米，完钻预探、评价井共 34 口，其中预探井 13 口，进尺 4.74 万米；评价井 21 口，进尺 7.66 万米。目前提交探明储量 5760.53 万吨。

图 3.2.1-1 萨探 1 区块井井子沟组油藏叠合含油面积图

3.2.1.2 先导试验工程

2024 年实施了《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环境影响报告书》，于 2024 年 9 月 18 日取得批复（新环审[2024]200 号），动用含油面积 3.35km^2 ，石油地质储量 986 万吨，方案整体部署 14 座采油平台共 78 口井（新井 65 口，利用探评井 13 口），并对吉康脱水站进行扩建，新建产能 19.3 万吨，目前，先导试验正在建设中。

3.2.2 区块开发现状

2021 年-2024 年，萨探区块风险探井获突破后，坚持评价建产一体化思路。萨探 1 区块内均为勘探、先导试验工程，无产能建设工程。前期试油均采用“单井—油罐”的集油流程，含水原油通过油罐自带装车系统装车外运至准东页岩油联合站，进行原油处理、储存、外运。2024 年 1 月吉康脱水站竣工环保验收后，勘原油脱水、储存、外输或外运工作逐步由吉康脱水站承担。

截至 2025 年底，萨探区块共有 84 口井，提交含油面积 28.83 平方千米，探明地质储量 5761 万吨。本次开发方案建产区块萨 6 块、萨探 1 块和萨 102 块合计储量 3765 万吨。本项目利用老井及探井情况见表 3.2.2-1。

表 3.2.2-1 萨探1区块前期勘探及先导试验情况一览表

序号	井号		坐标	现状建设情况	本次老井利用情况	环保手续情况		
						项目名称	环评批复	验收情况
1	萨102平台	萨102-2-1H		已钻试完成	转油井	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
2		萨102-3-2H		已钻试完成	转油井			
3		萨102-25-14		已钻试完成	转油井			
4		萨102-21-13		已钻试完成	转油井			
5		萨102-23-16		已钻试完成	转油井			
6		萨102-27-14		已钻试完成	转油井			
7		萨102-26-12		已钻试完成	转注水井			
8		萨102-24-16		已钻试完成	转注水井			
9		萨102-22-11		已钻试完成	转注水井			
10	萨103平台	萨103井		已钻试完成	转注水井	萨103井组、萨105井组钻试工程	昌州环评（2021）180号，昌吉回族自治州生态环境局，2021年12月28日	正在组织分批自主验收
11		萨103井		已钻试完成	转油井	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
12		萨103-2-1H		已钻试完成	转油井			
13		萨103-18-12		已钻试完成	转油井			
14		萨103-22-9		已钻试完成	转油井			
15		萨105-1-2H		已钻试完成	转油井			
16	萨6平台	萨6		已钻试完成	转注水井	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
17		萨9-12-7		已钻试完成	转采油井	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
18		萨6-1-1H		已钻试完成	转采油井			
		萨105-10-7		已钻试完成	转采油井			
		萨105-8-8		已钻试完成	转采油井			
20	9号平台	萨9-15-9		已钻试完成	转采油井			
21		萨9-12-8		已钻试完成	转采油井			
22		萨9-13-9		已钻试完成	转采油井			
23		萨9-13-5		已钻试完成	转采油井			

24	萨探1平台	萨探1井		已钻试完成	转采油井	萨探1井、吉南1井钻试工程	昌州环评(2020)80号,昌吉回族自治州生态环境局,2020年5月14日	正在组织分批自主验收
25		萨101井		已钻试完成	转注水井	吉阜101H、吉页6和萨101井钻试工程	昌州环评(2021)103号,昌吉回族自治州生态环境局,2021年9月10日	正在组织分批自主验收
26		萨104-22-9		已钻试完成	转注水井			
27	萨109平台	萨109		已钻试完成	转采油井	萨109、萨110平台钻试工程	昌州环评(2023)39号,昌吉回族自治州生态环境局,2023年4月13日	正在组织验收
28		萨119		已钻试完成	转采油井			
29	萨112平台	萨112-1-2		已钻试完成	转采油井			
30	萨116平台	萨116		已钻试完成	转采油井			
31		萨116-115		已钻试完成	转采油井			
32	5号平台	萨5-11-10		已钻试完成	转采油井			
33		萨5-9-9		已钻试完成	转注水井			
合计				33				
1	1号	萨105-11-7		已钻试完成	转采油井	萨探区块4平台萨105-11-7井等20口钻试工程项目	昌州环评(2025)242号	建设中
		萨6-13-6		已钻试完成	转采油井			
		萨6-12-9		已钻试完成	转采油井			
		萨6-16-9		已钻试完成	转采油井			
		萨6-11-11		已钻试完成	转采油井			
2	2号	萨101-9-16		已钻试完成	转采油井	萨探区块4平台萨105-11-7井等20口钻试工程项目	昌州环评(2025)242号	建设中
		萨101-11-16		已钻试完成	转采油井			
		萨102-9-18		已钻试完成	转采油井			
		萨102-7-19		已钻试完成	转采油井			
		萨102-11-17		已钻试完成	转采油井			
3	3号	萨101-9-13		已钻试完成	转采油井	萨探区块4平台萨105-11-7井等20口钻试工程项目	昌州环评(2025)242号	建设中
		萨101-7-13		已钻试完成	转采油井			
		萨101-6-15		已钻试完成	转采油井			
		萨101-5-15		已钻试完成	转采油井			
		萨101-3-13		已钻试完成	转采油井			
4	4号	萨6-16-11		已钻试完成	转采油井	萨探区块4平台萨105-11-7井等20口钻试	昌州环评(2025)242号	建设中
		萨6-11-12		已钻试完成	转采油井			

		萨 6-13-12		已钻试完成	转采油井	工程 项目		
		萨 6-15-12		已钻试完成	转采油井			
		萨 6-12-12		已钻试完成	转采油井			
	合计				20			

3.2.3 区块勘探期环境影响回顾

根据现场踏勘情况及调查结果，对吐哈准东采油管理区分别从生态环境影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.2.3.1 大气环境影响回顾

根据现场调查，萨探1块先导实验工程2024年9月取得环评批复，部分钻井已开始试油、产油，部分油井还未开始钻井。

萨探1块内部集输管网基本已覆盖已开采油井，各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期井场加热采用电加热。

3.2.3.2 水环境影响回顾

废水包括先导实验工程油井开采钻井废水及勘探井施工废水，施工期钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地系统固液分离后，废水全部回用，不外排；管道试压废水试压结束后用于洒水抑尘；施工期生活污水排入化粪池，定期拉运至吉木萨尔县污水处理厂处理。

已完钻井的井场油罐、发电机、材料堆场、岩屑临时堆放区等关键部位均采用防渗膜防渗，采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对含水层进行了固封处理，可有效保护地下水层，项目对水环境影响不大。

根据现状地下水监测数据可知，项目区地下水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，故勘探井的建设对周边地下水影响较小。

3.2.3.3 固体废物环境影响回顾

石油勘探开采过程中产生的固体废物主要为钻井岩屑、废弃钻井泥浆及生活垃圾。

①钻井岩屑、泥浆：已完钻井工程一开、三开均采用水基钻井液钻井，二开采用油基钻井液；采用“泥浆不落地”工艺，采用水基钻井液钻井产生的废弃水基钻井泥浆及岩屑经泥浆不落地设备处理后，液相回用于钻井液配备，固相、固液混合物委托第三方单位处置；油基钻井液钻井产生的废弃油基钻井泥浆及岩屑属于危险废物（HW08 废矿物油与含矿物油废物），经泥浆不落地设备处理后，废弃岩屑及钻井泥浆收集于岩屑罐及泥浆罐内，委托第三方拉运处置。

②落地油

本项目产生少量落地原油和含油污泥，落地油要求 100%回收，产生的少量落地原油及含油污泥用专用罐收集，交由新疆中建环能北庭环保科技有限公司处置。

③废防渗材料

施工结束拆除的未破损且未沾油防渗材料能利用的已回收利用，不能利用的委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司进行处置。

④机械设备废油

钻井期间使用的机械设备产生少量的废油，已委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司进行处置。

⑤施工生活垃圾

井场营地生活垃圾集中收集至垃圾箱中，拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。井区现状无固体废物产生或遗留。

3.2.3.4 噪声环境影响回顾

油田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域造成影响。但随着距离的增大，钻井施工噪声有一定程度的衰减，钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。开发期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。油田内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、站场的各类机泵。根据本次现状监测数据，吐哈油田井场、站场等厂界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准值。因此已完钻井区及站场，对声环境影响较小。

3.2.3.5 生态环境影响回顾

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响，其次污染物排放也将对天然植被产生一定的不利影响。吐哈油田萨探 1 区块现在已占用了一定面积的土地，使永久占地范围内的荒漠植被受到一定程度的破坏。整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。

油田进入正式生产运营期后，不会再对区域内的自然植被产生新的和破坏的影响，除了永久性建筑设施、面积较小的井场以及道路的路基和路面占地外，其他临时性占地区域将被自然植物逐步覆盖，随着时间的推移，被破坏的植被将逐渐恢复到原有自然景观。

本次评价就井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。井场施

工期临时占地均为油田开发规划用地，区域土壤类型有棕钙土、灰漠土、绿洲土等，所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。

3.2.3.6 土壤环境影响回顾

根据项目区建设的特点分析，萨探1区块勘探期间建设对土壤环境的影响主要是井场占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

此外，来自井场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如井喷致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。

以本次评价土壤环境质量监测结果为依据，萨探1区块大区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因油田的勘探而明显增加。

3.2.3.7 环境风险

已钻井场在钻井期施工过程中，在预防措施上切实做好了防止井喷的各项措施，严格执行各类管理制度。主要措施是安装井控装置（防喷器、简易封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，采用清水循环压井等技术，以最大限度地防止井喷事故的发生。

经调查，钻井期未有环境风险事故发生。

3.2.4 吉康脱水站环境影响回顾

(1) 基本情况

吉康脱水站位于吉康油田萨探1块，行政隶属于新疆昌吉州吉木萨尔县，主要承担萨探1区块原油脱水、储存、外输或外运工作。

(2) 环保手续

吉康脱水站于2022年6月29日取得《吉康油田原油脱水站建设工程环境影响报告表》批复（昌州环评〔2022〕104号），于2024年1月22日进行了竣工环境保护自主验收。

(3) 工艺流程

①原油处理

吉康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，已验收原油处

理规模 $30.7 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，目前实际处理原油约 $7.93 \times 10^4 \text{ t/a}$ 。

《吉康油田萨探1区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》对吉康脱水站原油处理规模进行扩建，扩建规模 $19.3 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，扩建后总处理规模 $50 \times 10^4 \text{ t/a}$ 。

原油处理工艺流程见图 3.2.3-1。

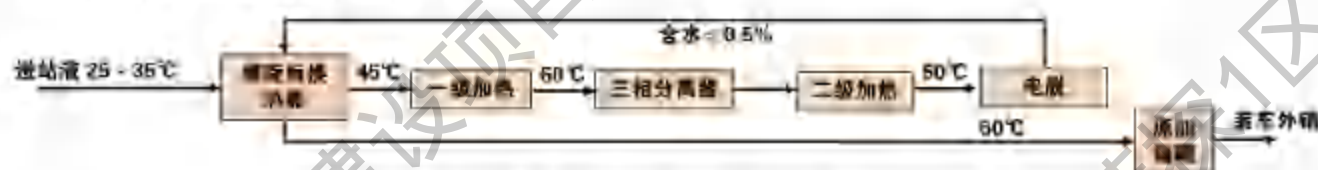


图3.2.3-1 吉康脱水站原油处理流程图

②采出水处理

吉康脱水站采出水处理采用“两级气浮+两级过滤”处理工艺，采出液处理规模为 $2000 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

《吉康油田萨探1区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》对吉康脱水站新建采出水处理规模 $2000 \text{ m}^3/\text{d}$ ，采用“混合气浮+两级过滤工艺+污泥减量化”处理工艺，目前正在建设中。

(4) 环境影响回顾

根据《吉康油田原油脱水站建设工程竣工环境保护验收调查表》验收意见结论可知，项目建设环保手续完备技术资料齐全，落实了环评及批复提出的生态保护和污染防治措施，符合建设项目竣工环境保护验收条件。

①废气

运营期无组织废气采取密闭卸油工艺，各类原油储罐罐顶安装储罐油气回收系统，采取“大罐抽气技术”，定期对设备、管线、阀门等进行检查检修。验收监测期间，厂界非甲烷总烃无组织浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）标准要求；站场内非甲烷总烃无组织浓度均满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）标准要求。

本次评价收集了吉康脱水站厂界无组织废气例行监测报告，监测结果见表 3.2.4.1-1。

表2.1.3-2 厂界无组织非甲烷总烃监测结果一览表 单位： mg/m^3

站场名称	监测日期	监测点位	监测结果		标准限值	达标情况
			上风向	下风向		
吉康脱水站	2025.7.22	非甲烷总烃	<0.07	0.40~0.47	4.0	达标

由上表可知，厂界无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）排放控制要求。

②废水

运营期采出水经采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）II类标准后回注油藏。

本次评价收集了涉及各场站采出水处理例行监测数据，具体见下表。

表 2.1.3-3 采出水监测结果统计

名称	规模	处理工艺	污染物	监测结果	标准	是否达标	监测日期
吉康脱水站	2000m ³ /d	气浮+过滤	pH	7.96			2025.5
			含油类	2.58	10	达标	
			悬浮物颗粒粒径中值	1.42	5	达标	
			悬浮物	12.4	15	达标	

③噪声

项目运营期噪声源主要为脱水站内各类机泵噪声，采取隔声、减振措施。本次评价收集了吉康脱水站厂界噪声例行监测报告，监测结果见表 3.2.4.1-3。

表 2.1.3-3 厂界噪声监测结果一览表 单位：mg/m³

站场名称	监测日期	监测点位	监测结果		标准限值	达标情况
			昼间	夜间		
吉康脱水站	2025.7.22	南 1	39	45	昼间 60 夜间 50	达标
		南 2	42	40		
		西 1	40	41		
		西 2	39	39		
		北 1	42	40		
		北 2	40	39		
		东 1	39	40		
		东 2	40	36		

由上表可知，吉康脱水站厂界噪声监测点昼间、夜间监测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准要求。

④固体废物

运营期产生的危险废物为含油污泥，委托有危险废物处置资质的单位转移、处置。生活垃圾定期清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理。

⑤生态环境

站场施工严格控制在征地范围内，施工结束后临时用地清理平整。

⑥环境风险

吐哈油田分公司单位编制了《中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东勘探开发项目经理部突发环境事件应急预案》并于 2023 年 5 月 12 日在昌吉州生态环境局吉木萨尔县分局备案，备案证编号 652327-2023-011-L。运营单位定期进行突发环境

事件应急演练，每年制定应急演练计划。调试运行期间，未发生油气泄漏等环境污染事件。

3.3 现有工程存在的环保问题及整改措施

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。现有井场已进行平整，井场及周边均没有污油出现。已完钻井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。吉康脱水站采出水处理装置已建成试运行，应尽快履行竣工环保验收手续。

3.4 建设项目工程概况

3.4.1 项目基本情况

项目名称：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项目

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

建设地点：新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县

建设性质：新建

建设规模：产能 27.58 万吨（新建产能 19.65 万吨，老井产能 7.93 万吨）

行业类别：B0711 陆地石油开采

工程投资：项目总投资 131172 万元，环保投资 2454.5 万元。

3.4.2 开发区域地理位置

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萨探区块位于新疆北部，探矿权区块 1 个，总面积 3390.1635km^2 ，构造单元属于吉南凹陷，处于博格达山北翼，勘探面积 570km^2 ，为叠合盆地。本项目开发范围属于吉康油田萨探 1 区块，开发面积为 16.43km^2 ，本项目开发范围见图 3.4.2-1。

本次产建工程内容均分布在昌吉州吉木萨尔县，地表为低山残丘、山前平原和低缓起伏的沙丘，北距离吉木萨尔县约 10km，东距奇台县城约 27km，西距离乌鲁木齐约 140km。萨探 1 块距鄯善石油基地约 290km，距哈密石油基地 492km，区块内交通较为便利，通讯网络覆盖情况良好。项目地理位置见图 3.4.2-2。

图 3.4.2-1 项目开发范围示意图

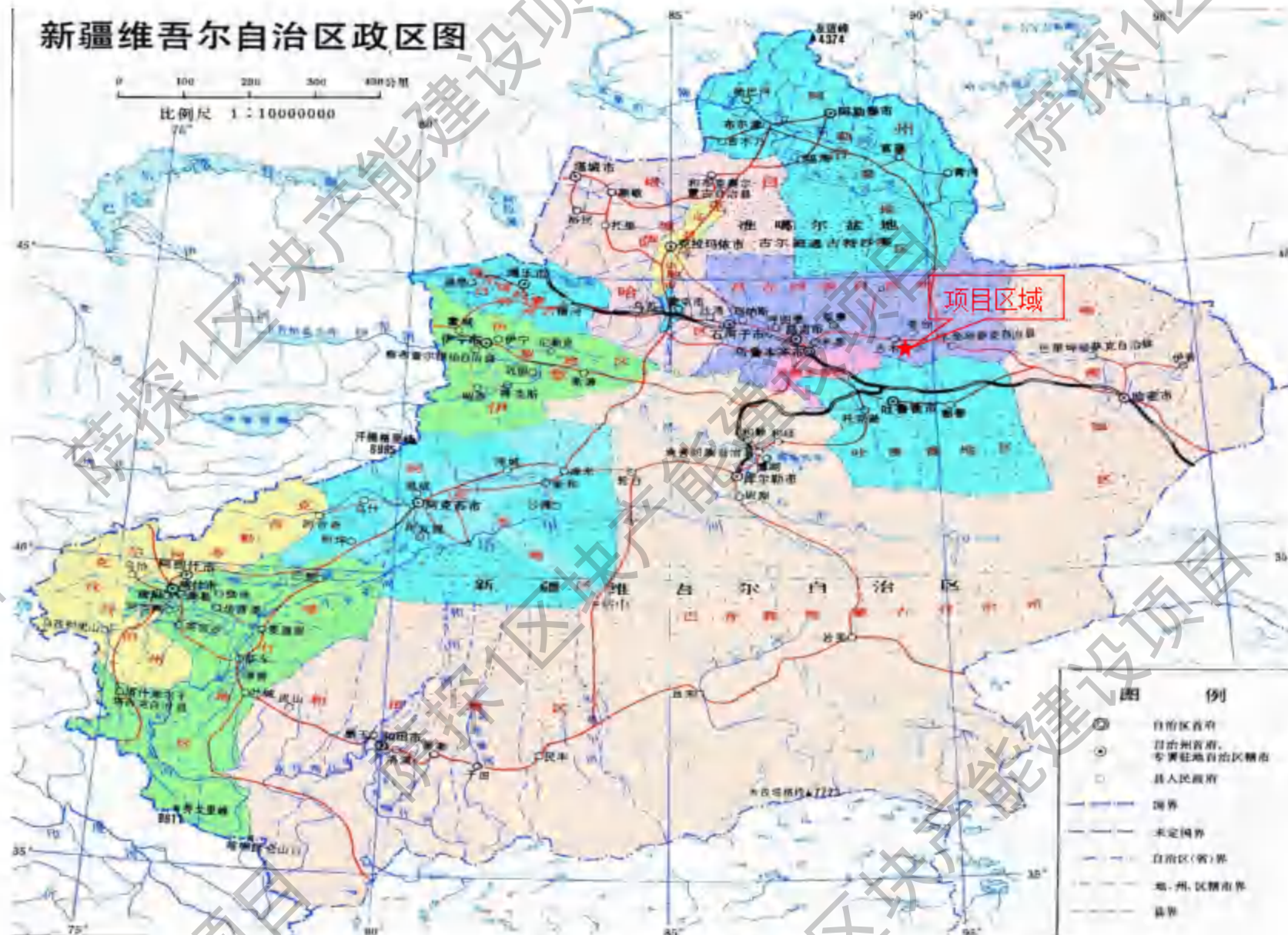


图 3.4.2-2 项目地理位置图

3.4.3 产能部署

本次开发在萨探1块动用含油面积16.43km²，石油地质储量3238万吨，总体部署107口井，利用老井33口（25口采油井，注水井8口），新钻井54口（36口采油井，注水井18口），探井转生产井20口。新建产能19.65万吨，老井产能7.93万吨，总产能27.58万吨。产能部署情况表见表3.4.3-1。

表3.4.3-1 建设工程产能部署情况表

区块	所属断块	井数(口)			产能(10 ⁴ t)	实施年度
		定向井	探井转生产井	注水井		
萨探1区块	新钻井=探井转生产井					
	萨6块	20	5	3	9.75	2026
	萨探1块	8	10	3	6.27	2027
	萨102块	5	3	3	3.63	
	小计	33	20	18	19.65	
	老井口					
	萨6块	10		2	3.86	利用现有
	萨探1块	7		3	2.01	
	萨102块	5		3	2.07	
	小计	22		8	7.93	
合计		107			27.58	

3.4.4 项目组成

本项目建设内容包括钻井、站场及集输管线等主体工程建设，以及道路、供电、供热、给排水等配套工程等。主要包括新建4座采油平台，扩建1座采油平台，利用现有9座采油平台，对吉康脱水站进行改扩建。新建合格油外输管线42km，内部集输管线19.95km，注水管线15.9km等，项目组成及主要建设内容见表3.4.4-1。

表3.4.4-1 建设工程项目组成及主要建设内容表

类别	工程	主要建设内容
主体工程	钻前工程	主要为场地平整、基础建设等，包括井位测定、道路铺设、场地清理、基础施工、井架安装、钻机搬迁与安装、土方工程施工、全套水、电、讯路的铺设，开钻钻具、用料以及开钻井口准备等。
	钻井工程	新钻井54口，其中采油井36口，注水井18口，探井转生产井20口 利用老井33口，其中采油井25口，注水井8口
	储层改造工程	对新建的54口井采用射孔、压裂等进行储层改造
	采油工程	标准化设计采油井口，配套55套采油井井口装置
	站场工程	改扩建站场 井场
	油气集输工程	合格油外输管线 内部集输管线 注水管线
		吉康脱水站：新建1套燃气热电联产机组，新建3套1000m ³ 高效电脱水装置，新建2具2000m ³ 钢制油罐，新建两相分离器3台，新建1座500m ³ 应急排污池，新建注水泵11台，污水源热泵1套，增压泵4台，压缩机2台
		采油平台14座，其中新建平台4座、扩建1座，利用现有平台9座
		新建吉康脱水站至计量交接站集输管线42km，管道规格D159×6，采用1245N无缝钢管，预制保温，设计压力6.4MPa。
		管线总长度19.95km，管道规格DN50、DN65、DN150、DN200，采用柔性复合管，设计压力2.5MPa。
		管线总长度15.9km，管线规格DN125、DN100、DN80、DN60，采用Q345C 3PE外防腐管道，设计压力35MPa。

		穿越工程	本项目管线共有穿越点15处，不涉及跨越工程。其中穿越头贡干渠、大奇高速公路，哈阜线采用采用顶管的施工方式；穿越其他干渠、土路、砂石路等，采用大开挖的方式。
公用工程		道路工程	新建井组道路4km，路基宽6m。
		供电通信工程	35kV变电站扩建在35kV吉康变内扩建1台35-10kV主变（1000kVA），配套建设35kV桥装配电室1座、10kV桥1座、10kV电容器柜（300kvar，动态补偿）1座，并配套扩建电缆沟及场区围墙、道路；新建1回110m35kV架空线路作为已建35kV吉康变二回电源线路，使用JLGJA-110-90导线。本项目新建井场设井场电控一体化装置为井场用电设备供电。
		自控仪表工程	新建井场：设RTU，实现抽油井油压、套压、示功图、电参量等参数采集和抽油机远程启停。 扩建站场：对现有已建站控系统扩容。
		供热工程	冬季施工阶段，井场备用1台2555的生物质蒸汽锅炉，对开口、泥浆罐、水罐、钻井平台通过管线进行保温。
		给排水工程	①给水：清水水源来自吉木萨尔县当地水务公司市政供水管网； ②排水：采出水吉康脱水站内一体化污水处理装置处理达标后回注油藏。
		三桩、标识带	在管道中心线的水平转折点上设转角桩；从起点一开始至管道末点；沿线每隔0.5km连续设置里程桩；在管道起点、终点、以及穿越道路、光缆或其它可能有动土作业的场所设标志桩（或警示牌）。
临时工程		施工便道	项目新建井组道路，施工便道依托井组道路。
		施工营地	钻井工程施工过程施工营地位于钻井平台占地范围内。管线施工不设施工营地，施工人员食宿依托沿线站点及村庄。
环保工程	大气污染防治	施工期	施工扬尘：材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输用苫布遮盖； 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。
		运行期	油气集输：项目采油井至脱水站采用密闭混合集输工艺； 吉康脱水站：原油储运，装车采用底部液下装载，储罐设气相平衡系统，废气汇入现有大罐抽气装置回收，回收率≥95%，处理后无组织排放；燃气热电联产机组利用站内分离伴生气，产生废气经15m排气筒排放。
		退役期	地面设施拆除、封井、场地清理等施工过程中采取洒水抑尘等措施。
	水污染控制	施工期	钻井废水：钻井废水采用临时罐体收集，经“泥浆不落地系统”处理后回用于钻井液配备，完井后的剩余钻井废水委托第三方拉运处置。 压裂返排液：自带回收罐回收，依托吉康脱水站污水处理系统处理后回注。 施工生产废水：施工场地设临时沉淀池，施工废水经沉淀后回用及洒水降尘，不外排。生活污水：设置移动式厕所，施工结束后由吸污车清运。 管道试压废水：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。
		运行期	井下作业废水和采出水依托吉康脱水站内一体化污水处理装置处理达标后回注油藏。
		退役期	
	噪声防治	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。
		运行期	优先选用低噪声设备，采取基础减振等措施。
	固废控制措施	施工期	水基钻井泥浆、钻井岩屑：经不落地系统处理实现固液分离，分离后的液相随钻井队用于后续钻井使用，其余固相、固液混合物委托第三方拉运处置； 油基钻井泥浆、钻井岩屑：属危险废物，委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司处理处置。 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，可委托当地建筑垃圾管理部门统一装运到管理部门指定地点进

			行填埋 落地油泥、废含油防渗布：暂存于吉康脱水站内危废贮存间内暂存，定期委托有资质的单位拉运并进行无害化处置
		运行期	含油污泥：委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司或后期招标其他有资质单位处理处置 落地油：井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至吉康脱水站卸油缓冲罐内，进入站内原油处理系统进行处理 废弃防渗膜、废润滑油、清管废渣：暂存于吉康脱水站内危废贮存间，定期委托有资质的单位拉运并进行无害化处置
		退役期	废弃设备管线、建筑垃圾、污油泥等分类收集，设备管线经清洗后可回收利用，废弃建筑垃圾外运至指定的建筑垃圾处置场所，危废交有资质单位安全处置。
	风险措施		结合本项目工程内容，修订完善企业现有环境风险应急预案。
			井口安装防喷器和井控装置等安全措施。
			站场设置紧急截断阀、风向标、灭火器、可燃气体检测和报警系统。
			管线设压力监控设施，专人定期巡线。
依托工程	生态保护及水土保持		①施工期严格控制施工作业带宽度，减少临时占地，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对临时占地进行平整，实施砾石覆盖等措施。⑤退役期拆除井场设备、站场设备，封堵封闭井口，对井场和道路等占地进行生态恢复。
	集输工程		依托吉康脱水站，吉康脱水站原油处理能力 $30.7 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，在建原油处理能力 $19.3 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，现状处理规模 $7.93 \times 10^4 \text{ t/a}$ （本次利用），本次产建新增原油处理量 $19.65 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，原油处理能力可依托。
	采出水、压裂返排液		依托吉康脱水站，采出水处理规模为 $2000 \text{ m}^3/\text{d}$ ，在建采出水处理规模为 $2000 \text{ m}^3/\text{d}$ ，本次产建初期采出水约 $1400 \text{ m}^3/\text{d}$ ，末期采出水 $1835 \text{ m}^3/\text{d}$ ，采出水处理能力依托可行。 吉康脱水站已建注水系统能力 $750 \text{ m}^3/\text{d}$ ，先导试验工程注水需求 $700 \text{ m}^3/\text{d}$ ，本项目最大注水需求 $1977 \text{ m}^3/\text{d}$ ，本次在吉康脱水站扩建 $2000 \text{ m}^3/\text{d}$ 注水能力，注水能力依托可行。
	危险废物		项目产生危险废物暂存于吉康脱水站内危废贮存间，定期委托有资质的单位拉运并进行无害化处置

3.4.5 项目工程总体布局

本次产建工程部署涉及 14 座采油平台，其中 4 座新建平台，1 座扩建平台，9 座现有平台，平台坐标详见表 3.4.5-1。采油井工程开发部署情况见表 3.4.5-2。本项目工程总体布局见图 3.4.5-1。

表 3.4.5-1 部署钻井平台坐标一览表

序号	钻井平台	坐标		备注
		经度	纬度	
1	新 1 平台			新建
2	新 2 平台			
3	新 3 平台			
4	新 4 平台			
5	萨探 1 平台			利用现有
6	萨 102 平台			
7	萨 103 平台			
8	萨 109 平台			

9	萨 116			
10	萨 12			扩建
11	萨 12			利用现有
12	5 号平台			
13	萨 6 平台			
14	9 号平台			

图 3.4.5-1 项目工程总体布局图

表 3.4.5-2 萨探1 区块二叠系井井子沟组油藏工程开发部署表

序号	区块	所属断块	平台	总井数 (口)	新钻井(口)		探井转 生产井	老井利用(口)		新钻井井号	探井转生产井井号	利用现有老井
					油井	注水井		油井	注水井			
1	萨探1 区块	萨6 断块	新1平台	8	1	2	5			油井: 萨 6-12-11 注水井: 萨 6-13-7、萨 6-15-7	油井: 萨 105-11-7、 萨 6-13-6、萨 6-12-9、 萨 6-16-9、萨 6-11-11	
23			萨12	10	7	2		1		油井: 萨 101-6-13、萨 101-5-14、萨 6-6-12、萨 6-6-11、萨 101-5-13、萨 101-4-13、萨 101-3-13 注水井: 萨 101-6-14、萨 101-4-14		油井: 萨 12-1-2
4			5号平台	18	12	4		1	1	油井: 萨 6-9-8、萨 6-11-9、萨 6-9-10、萨 6-9-12、 萨 6-7-8、萨 6-7-9、萨 6-10-8、萨 6-10-10、萨 6-10-12 萨 6-8-9、萨 6-8-10、萨 6-8-11 注水井: 萨 6-9-11、萨 6-7-12、萨 6-10-9、萨 6-10-11		油井: 萨 5-11-10 注水井: 萨 5-9-9
5			萨6平台	5				4	1			油井: 萨 9-12-7、萨 6-1-1H、萨 105-10-7、 萨 105-8-8 注水井: 萨 6
6			9号平台	4				4				油井: 萨 9-15-9、萨 9-13-9、萨 9-13-8、 萨 9-12-8
7		萨探1 断块	新3平台	10	3	2	5			油井: 萨 101-7-14、萨 101-4-15、萨 101-5-16 注水井: 萨 101-9-14、萨 101-4-16	油井: 萨 101-9-13、 萨 101-7-13、萨 101-6-15、萨 101-5-15、萨 101-3-15	
8			新4平台	13	5	3	5			油井: 萨 6-16-12、萨 101-12-13、萨 101-11-13、 萨 101-12-16、萨 101-11-14 注水井: 萨 6-13-11、萨 6-15-11、萨 101-12-14、	油井: 萨 6-16-11、萨 6-11-12、萨 6-13-12、 萨 6-15-12、萨 6-12-12	
9			萨探1 平台	3				1	2			油井: 萨探 1 注水井: 萨 101、萨 104-22-9
10			萨116	2				2				油井: 萨 116、萨 116-115

11		萨103平台	5				4	1		油井：萨103-18-12、萨108、萨103-2-1H、萨103-1-1H 注水井：萨103
12		新2平台	11	3	3	5			油井：萨102-7-17、萨102-6-17、萨102-6-18、 注水井：萨102-7-18、萨102-7-20、萨101-6-16	油井：萨101-9-16、萨101-11-16、萨102-9-18、萨102-7-19、萨102-11-17
13		萨109平台	9	5	2		2		油井：萨102-9-21、萨102-11-19、萨102-12-17、萨102-12-20、萨102-12-21 注水井：萨102-11-20、萨102-12-18、	油井：萨109、萨119
14	萨102断块	萨102平台	9				6	3		油井：萨102-2-2H、萨102-25-14、萨102-21-13、萨102-2-1H、萨102-23-16、萨102-27-14 注水井：萨102-26-12、萨102-24-16、萨102-28-14
合计			107	36	18	20	25	8	/	/

3.5 项目工程设计方案

项目主体工程包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程和地面油气集输工程，其中地面油气集输工程主要包括井场工程、集气站工程和集输管网工程等。

3.5.1 钻前工程

钻前工程主要包括：井场平整、修建进场道路、泥浆循环系统机及设备的基础准备、钻井设备的搬运及安装、井口设备准备以及施工活动房布置等。钻井队生活区与井场分开布置，通过搭建移动板房保障施工人员临时生活设施，待施工结束后拉至下一座井场使用。

3.5.2 钻井工程

3.5.2.1 布井方案

根据设计，本次产建新钻54口定向井。包括采油井36口，回注井18口。钻井过程中各井井深因实际情况而有所不同，新钻定向井平均单井井深3150m。工程钻井部署表见表3.5.2-1。

表 3.5.2-1 工程钻井部署表

区块	井型		所属断块				钻井平台								探井 转生 产井
	定向 井	总 数	萨 106 块	萨探 1 块	萨 102 块	总 数	新 1	萨 12	5 号	新 3	新 4	新 2	萨 109	总 数	
萨探1 区块	54	54	28	13	13	54	3	9	16	5	8	6	7	54	20

3.5.2.2 井身结构及套管程序

项目井身结构均为定向井。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 $\Phi 273\text{mm}$ 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 $\Phi 193.7\text{mm}$ 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，下入 $\Phi 127\text{mm}$ 尾管悬挂固井完井，悬挂尾管与上一层套管重合200-300m，水泥返至喇叭口。定向井井深结构见图3.5.2-1，定向井套管程序见表3.5.2-2。

序号	名称	型号	规格	数量	备注
		钻井液罐	总容积≥200m ³		含储备罐
七	动力系统	柴油机	12V190	900kW	3台
八	发电机组	发电机	柴油发电机	400kW	1台
九	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
十	固控系统	振动筛	ZS594	140m ³ /h	2台
		除砂器	WS703	55kW	1台
		除泥器	ZI703	55kW	1台
		中速离心机			
		高速离心机	LW453	55kW	1台 3000r/min
十一	加重装置	加重漏斗	SB8	55kW	1台
		电动加重泵	IQB6	55kW	1台

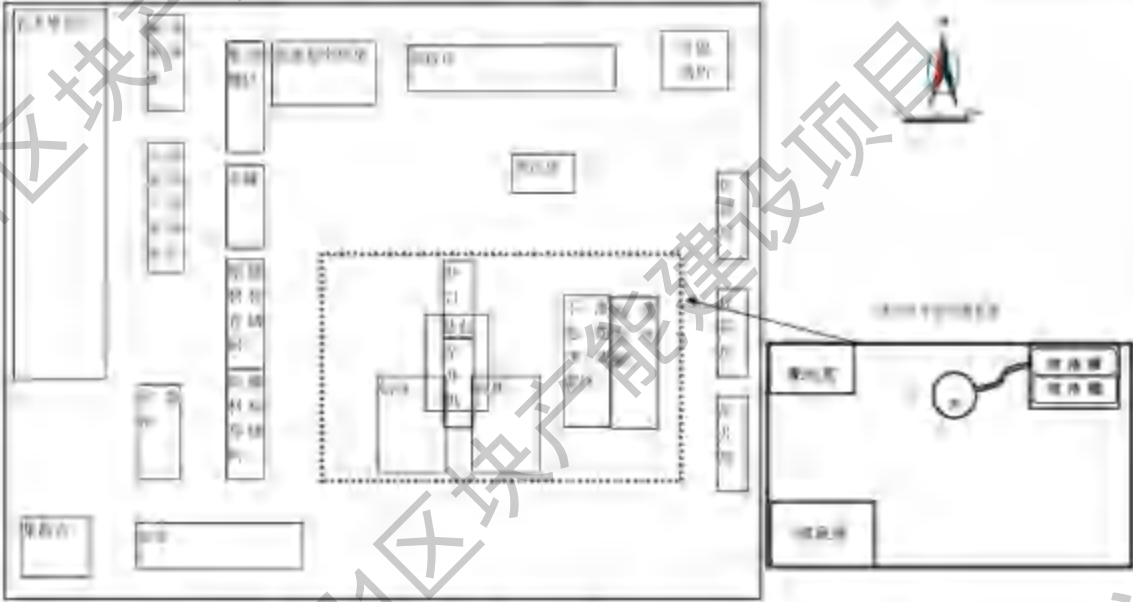


图 3.5.2-2 钻井平台施工作业场地平面布置图

3.5.2.4 钻井液体系

借鉴萨探区块前期多轮次钻井液试验应用情况，明确了各开次钻井液体系及性能维护要求，并补充韭菜园组~芦草沟组大段泥岩易塌地层防塌防卡技术措施，形成了钻井液技术参数模板。

项目钻井液体系成分组成见表 3.5.2-4。

表 3.5.2-4 钻井拟用钻井液体系组成

开钻次序	井段 m	密度 g/cm ³	钻井液类型	主要成分
一开	0-700	1.15-1.35	膨润土-聚合物钻井液（水基）	清水+(8-12)%膨润土 +(0.2-0.3)%Na ₂ CO ₃ +(0.2-0.3)%CMC-LV+(0.3-0.5)%ZNP-1+(0.3-0.5)%NaOH+重晶石粉
二开	700-2685	1.35-1.75	油基钻井液	白油柴油:30%CaCl ₂ 水溶液 (80:20)+(2-3)%TYODF-301/XZ-OZR-(2-3)%TYODF-401/XZ-OFR-(1-2)%TYODF-501/XZ-ORS-(2-3)

开展“干粉一体化变粘压裂液体系”替代试验,目前萨探区块已开展1井次(萨11-43井)现场应用,取得了较好效果。“干粉一体化变粘压裂液体系”与在线变粘压裂液相比,成本降低8.3%,后期持续推广现场应用规模。

(2) 支撑剂

区块闭合应力为35-50MPa,支撑剂承压为25-40MPa,优选石英砂作为支撑剂。为提高微裂缝、基质储层的导流能力,增加小粒径石英砂比例,采用70/140目-40/70目+30/50目组合粒径石英砂,比例4:4:2。

(3) 分段分簇优化

根据储层物性及含油性精细划分压裂层段,区块储层平均有效厚度49.1-56.0m,分1-2段压裂,优化簇间距8-12m,每段2-3簇,孔密8孔/米(单段总孔数不超过50孔),射孔应用39枪、102深穿弹,采用非均匀排布射孔方式,保证各簇裂缝均匀开启。

(4) 裂缝半长优化

根据储层特性,利用油藏数值模拟方法模拟优化合理裂缝半长,优化结果表明,累积产量随裂缝半长的增加而增加,同时考虑井网、井距、方位角、主应力方向及防止邻井窜通等因素,优化裂缝半长为120-160m,从而充分改造储层,提高缝间剩余油动用。

①甜点射孔:优选目的层甜点段,对中上部进行射孔压裂。

②排量优化:后期坚持变排量施工原则,前置液阶段排量 $10\text{m}^3/\text{min}$,低粘液阶段排量 $12\text{m}^3/\text{min}$,高粘液阶段排量 $14\text{m}^3/\text{min}$ 。

③压裂液粘度优化:逆混合阶段高粘液体变为中粘液体,造缝阶段形成宽短缝。

④支撑剂优化:提高小粒径石英砂比例,70/140目石英砂占比40%。

(5) 压裂规模设计

结合地质认识及储层分类进行整体压裂,为充分改造储层,坚持“一井一策”差异化设计压裂规模。强化优质储层改造参数,油井增大压裂规模,进行充分改造,同时防止井间窜通。

根据储层类型,I类储层采用充分改造防止窜通思路,单段入井液量1300-1500 m^3 ,砂量140-160 m^3 ;II类储层适当改造,单段入井液量1100-1300 m^3 ,砂量120-140 m^3 ;裂缝半长120-160m。

3.5.4 井场工程

本工程新征4座采油平台,扩建1座采油平台,利用现有9座平台,新钻井54口,其中采油井36口,采用“单井采出液→计量装置→吉康脱水站”集输工艺。各平台单

井采出液经单井集油支线，通过各平台数控多通阀选井计量装置计量后，通过集输管线输送进入吉康脱水站进行处理。采油平台井场部署及集输去向见表 3.5.4-5。

表 3.5.4-5 采油平台部署及集输去向一览表

序号	钻井平台	平台性质	井数		集输去向
			油井	水井	
1	新 1 平台	新建	6	2	吉康脱水站
2	萨 12	扩建-利旧	8	2	
3	5 号平台	扩建	13	1	
4	萨 6 平台	利旧	3	1	
5	9 号平台	利旧	4	0	
6	新 3 平台	新建	8	2	
7	新 4 平台	新建	9	4	
8	萨探 1 平台	扩建	1	2	
9	萨 116	扩建	2	0	
10	萨 108 平台	扩建	5	1	
11	新 2 平台	新建	8	3	
12	萨 102 平台	扩建	6	3	
13	萨 109 平台	扩建	7	2	

采油平台内仅布设井口装置及计量装置，采油平台按照两排井部署，地面井口距离 8m，井口排距 30m。典型采油平台平面布置见图 3.5.4-4。



图3.5.4-4 典型采油平台平面布置图示意图

3.5.5 站场工程

吉康脱水站于2024年投运，主要承担萨探1区块原油脱水、储存、外输工作，目前原油处理能力为 $30.7 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，在建原油处理能力 $19.3 \times 10^4 \text{ t/a}$ 。采用“热化学沉降+电化学脱水”两级脱水工艺。

本项目新建产能19.65万吨，利用老井产能7.93万吨，总产能27.58万吨，根据设计方案系统校核，需对吉康脱水站原油加热、脱水装置、油品存储等进行改扩建。

本次改扩建内容包括新建1台微燃机热电联产机组，新建3套 1000 m^3 高效电脱水装置，新建2具 2000 m^3 钢制油罐，新建两相分离器3台，新建1座 500 m^3 应急排污池，新建注水泵11台，污水源热泵1套，增压泵4台，压缩机2台。详见表3.5.5-1。改扩建后站场总平面布置见图3.5.5-1。

表3.5.5-1 吉康脱水站改扩建基本情况一览表

序号	名称或规格	数量	备注
1	微燃机热电联产机组	1套	额定发电量384kW, 供热1530kW, 耗气量460Nm ³ /h
2	高效电脱水装置	3具	单台容积68m ³ , 停留时间1.5h, 处理能力1000m ³ /d; 设计压力1.5MPa
3	两相分离器	2台	Φ3.0×10.8m, 停留时间1.2h, 设计压力1.5MPa
4	2000m ³ 钢制油罐	2具	/
5	污水源热泵	1套	制热量1350kW, 单机额定电气功率320kW, COP=4.1
6	注水泵	11台	单台Q=21.6m ³ /h, P=35MPa, N=280kW
7	增压泵	4台	/
8	压缩机	2台	/
9	应急排污池	1座	500m ³

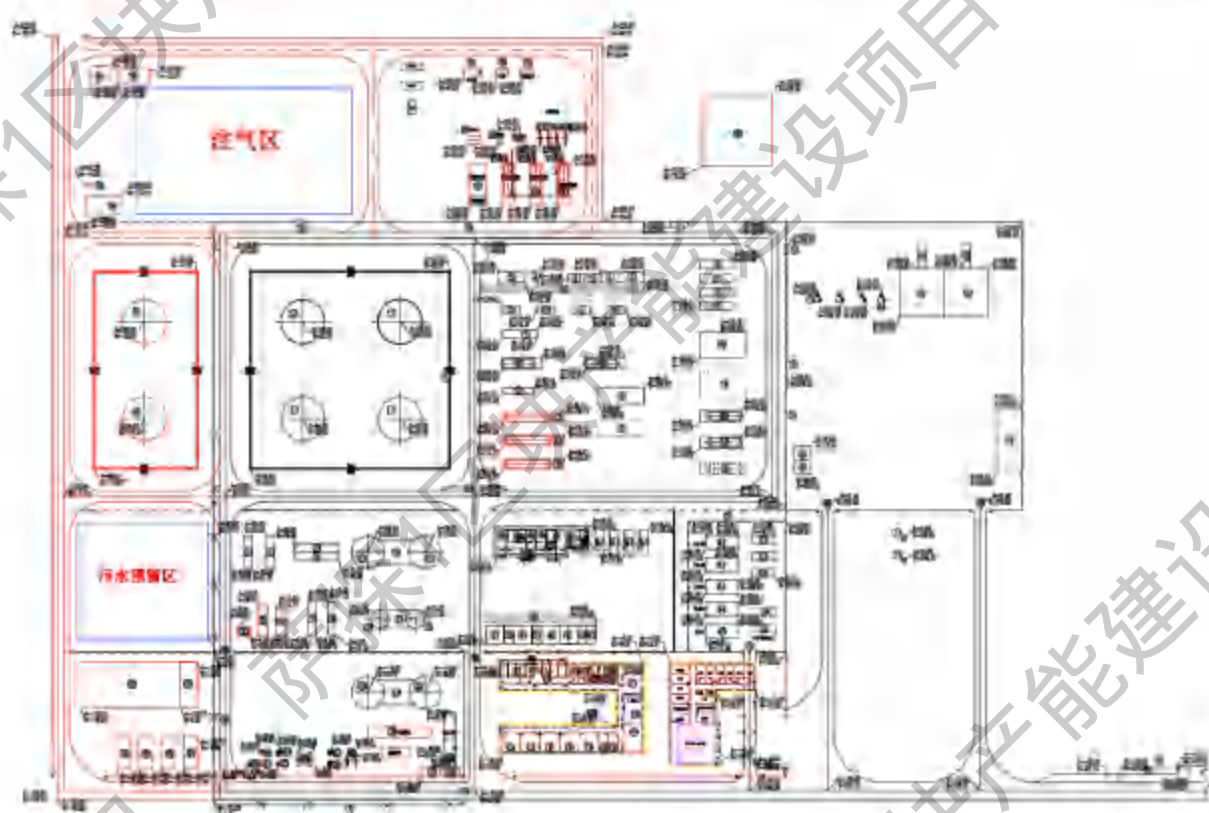


图3.5.5-1 吉康脱水站改扩建工程平面布置图

3.5.6 集输管线

3.5.6.1 管线部署

(1) 输油管线

本次产建工程共新建内部集输管线 19.95km, 采用柔性复合管, 设计压力 2.5MPa; 合格油外输管线 42km, 采用 L245N 无缝钢管, 预制保温, 设计压力 6.4MPa。管径及长度见表 3.5.6-1。集输管线示意图详见图 3.4.5-1。

表 3.5.6-1 新建输油管线工程量表

序号	管线起点	管线终点	管线规格	长度 km	压力 MPa	高程差
内部输油管线						
1	萨 109 平台	新 2 号平台	DN200	1.6	1.2	32
2	新 2 号平台	萨 116 平台	DN200	0.92	1.19	19
3	萨 116 平台	新 3 号平台	DN200	0.45	1.17	1
4	新 3 号平台	萨 12 平台	DN200	1.7	1.15	23
5	萨 12 平台	5 号平台	DN200	2.0	1.01	-8
6	5 号平台	新 1 号平台	DN200	1.4	0.73	-18
7	新 1 号平台	萨 6 平台	DN200	1.0	0.57	1
8	萨 6 平台	9 号平台	DN200	0.3	0.46	-7
9	9 号平台	吉康脱水站	DN200	0.65	0.41	-11
10	萨 8 平台	T 接点	DN65	2.3	0.92	53
11	萨 110 平台	T 接点	DN50	1.85	1.1	1
12	T 接点	萨 102 平台	DN65	1.3	0.81	21
13	萨 102 平台	萨 103 平台	DN150	1.05	0.62	19
14	萨 103 平台	萨探 1 平台	DN150	0.61	0.59	6
15	萨探 1 平台	新 4 号平台	DN150	0.82	0.56	13
16	新 4 号平台	吉康脱水站	DN150	2.0	0.51	10
合计				19.95		
合格油外输油管线						
1	吉康脱水站	交接计量站	D159	42	1.16	
合计				42		

(2) 注水管线

本项目拟新建 15.9km 注水管线，采用 Q345C 3PE 外防腐管道，设计压力 35MPa。管线规格及长度见下表。

表 3.5.6-2 本项目新建注水管线工程量表

序号	管线起点	管线终点	管线规格	设计长度(km)	备注
1	吉康脱水站	新 1 号平台	D219×26	1.6	部分路段与集输管道同沟敷设
2	新 1 号平台	5 号平台	D159×20	1.7	
3	5 号平台	萨 12 平台	D133×17	2.4	
4	萨 12 平台	新 3 号平台	D133×17	2.0	
5	新 3 号平台	新 2 号平台	D89×12	1.3	
6	新 2 号平台	萨 109 平台	D89×12	1.8	
7	吉康脱水站	6 号平台	D133×17	1.1	
8	6 号平台	萨探 1 平台	D133×17	1.2	
9	萨探 1 平台	萨 102 平台	D89×12	1.4	
10	萨探 1 平台	萨 103 平台	D60×8	0.7	
11	萨探 1 平台	新 4 号平台	D89×12	0.7	
合计				15.9	

3.5.6.2 管道敷设

根据设计说明，本项目管线全部采用埋地敷设，管顶覆土厚度在冻土层以下不小于 1.5m。管道开挖以机械开挖为主，特殊地段采取人工开挖，涉及穿越等级公路、头贡干渠采用顶管加套管穿越方式作业，土路、砂石路、季节性干沟、其他干渠等穿越采用大

开挖加套管方式穿越。施工作业带宽度为 6m。管道完成对接后,需对管线进行试压检测,本项目管线均采用清水试压。

3.5.6.3 穿跨越工程

本项目管线穿跨越对象包括干渠、季节性干沟、道路等。

根据设计方案,本项目穿越头贡干渠采用顶管穿越方式,穿越大奇高速公路、哈阜线采用顶管穿越方式,穿越其他干渠、砂石道路、季节性冲沟,采用大开挖穿越方式。项目新建管线主要穿越工程见表 3.5.6-3。

本项目新建管线主要穿越对象、数量、施工方式等情况统计见表 3.5.6-3。

表 3.5.6-3 本项目新建管线主要穿越工程

序号	管线名称	穿越对象	穿越方式	次数 总长度
1	萨 116 平台至新 3 号平台	季节性干沟	大开挖	1 处 25m
2	萨 12 平台至 5 号平台	贡拜沟干渠	大开挖	1 处 10m
		土路、砂石路	大开挖	3 处 24m
3	5 号平台至新 1 号平台	沥青路	大开挖	1 处 10m
4	新 1 号平台至萨 6 平台	水泥路	大开挖	1 处 10m
5	9 号平台至吉康脱水站	水泥路	大开挖	1 处 10m
6	萨 110 平台至 I 接点	沥青路	大开挖	1 处 30m
		土路、砂石路	大开挖	2 处 16m
7	萨 102 平台至萨 103 平台	土路、砂石路	大开挖	2 处 16m
8	萨 103 平台至萨探 1 平台	水泥路	大开挖	1 处 10m
9	萨探 1 平台至新 4 号平台	砂石路	大开挖	1 处 8m
10	新 4 号平台至吉康脱水站	水泥路	大开挖	1 处 10m
		土路、砂石路	大开挖	1 处 8m
11	吉康脱水站至交接计量站	砂石路	大开挖	3 处 24m
		头贡干渠	顶管	1 处 10m
		二工干渠	大开挖	1 处 10m
		红畦干渠	大开挖	1 处 10m
		小龙口干渠	大开挖	1 处 10m
		大奇高速	顶管	1 处 60m
		哈阜线	顶管	1 处 35m
		沥青路	大开挖	10 处 100m

注:同沟敷设管线未重复列出

3.5.7 注水工程

根据设计方案,本项目共新建注水井 19 口,利用现有注水井 8 口,单井配注量 30~80m³/d,注水规模 2000m³/d。注水水源优先采用本区域内处理达标的采出水,采出水量不足的情况下,采用清水水源补充。注水系统采用集中增压、高压管网供水至平台的方式。在吉康脱水站扩建 35MPa 注水系统,站外建高压注水管网,将高压水输送至注水井。注水系统流程示意图 3.5.7-1。

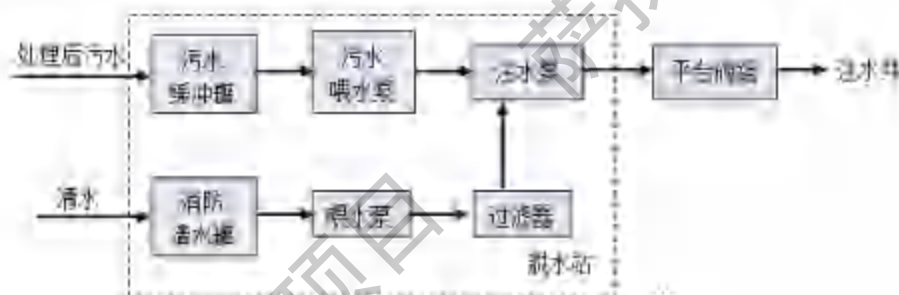


图 3.5.7-1 注水系统流程示意图

3.6 公辅工程

3.6.1 供热工程

新1、新2、新3、新4、萨103、萨109、萨116、萨12、5号、9号平台原油加采用 CO_2 热源泵及电磁加热器，萨探1、萨102、萨6平台原油加采用电磁加热器。

施工作业过程如发生钻井复杂，导致钻井周期变长，需要冬季施工，冬季施工阶段需对井口、泥浆罐、水罐、钻井平台通过管线进行保温，各平台备用1台 2.5t/h 的生物质蒸汽锅炉，以生物质成型颗粒为燃料，燃烧废气经水幕除尘器处理后，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2燃煤锅炉限制要求，经 30m 排气筒排放。

3.6.2 供排水系统

(1) 给水工程

项目生产用水由吉木萨尔县当地水务公司市政供水管网供给。为节约清水资源，提高水资源利用率，注水水源优先采用处理后的采出水，不足部分采用清水水源补充。油田已建 $\text{DN}150$ 玻璃钢供水管道1条，引接自市政 $\text{DN}800$ 供水管道，最大供水量 $30\text{m}^3/\text{h}$ ，供水压力 $0.5\sim 1.0\text{MPa}$ ，可满足本项目消防、注水及其他生产用水需求。

(2) 排水工程

本项目正常生产过程无生产废水外排，油田采出水处理达标后回注油层。根据开发预测数据，产建初期采出水约 $1400\text{m}^3/\text{d}$ ，末期采出水 $1835\text{m}^3/\text{d}$ ，采出水经吉康脱水站采出水处理装置处理后回注，不外排。

备用生物质锅炉水循环使用不外排，软化水制备产生的浓水属于清净下水，用于道路洒水。

3.6.3 道路工程

依托地方已建公路及勘探井便道，同时新建井场道路 0.962km 。

3.6.4 供电系统

项目钻井期采用电网供电,同时设置备用发电机,发电机燃用柴油或其他清洁能源。

萨探1区块电源引自吉康脱水站吉康变,在35kV吉康变内扩建1台35/10kV主变(10000kVA),配套建设35kV撬装配电室1座、10kV撬1座、10kV电容器撬(2500kvar,动态补偿)1座,并配套扩建电缆沟及场区围墙、道路。新建1回11km35kV架空线路作为已建35kV吉康变二回电源线路,使用JL/G1A-185/30导线。本项目新建井场设井场电控一体化装置为井场用电设备供电。

吉康脱水站新建微燃机热电联产机组1套,额定发电量394kW,供热1597kW,耗气量500Nm³/h。

3.7 依托工程

本工程井场采出液经管输至吉康原油脱水站,由站内原油脱水系统分离后,合格原油经新建合格油外输管线管输至计量交接站。分离采出水经站内污水处理系统处理达标后,优先用于复配压裂液,剩余部分回注地层;根据设计文件,区块原油伴生气量小,不具备回收价值,前期站场分离伴生气作为在建燃气加热炉燃料,用于采出液脱水加热;后期伴生气量增加,用于新建1台微燃机热电联产机组燃料;含油污泥等危险废物暂存于吉康脱水站内危废贮存间,定期委托有资质单位转运处理置。

3.7.1 吉康脱水站

(1) 依托工程概况及其环保手续办理情况

吉康脱水站于2024年投运,主要承担萨探1区块原油脱水、储存、外输工作,采用“热化学沉降+电化学脱水”两级脱水工艺,见前文3.2.3.3。已验收原油处理规模30.7×10⁴t/a,目前实际处理原油约7.93×10⁴t/a。

吉康脱水站于2022年6月29日取得《吉康油田原油脱水站建设工程环境影响报告表》批复(昌州环评[2022]104号),于2024年1月22日进行了竣工环境保护自主验收。

《吉康油田萨探1区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》对吉康脱水站进行改扩建,其中原油扩建规模19.3×10⁴t/a,扩建后总处理规模50×10⁴t/a。采出水处理规模扩建2000m³/d,扩建后总处理规模4000m³/d,目前扩建工程正在建设中。

(2) 依托可行性

①原油处理

本项目建成后,萨探1区块新增产能19.65万吨,老井产能7.93万吨,总产能27.58万吨,吉康脱水站原油处理规模50×10⁴t/a。本项目可依托。

②采出水处理系统

吉康脱水站现状采出水处理能力 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，在建采出水处理装置设计处理规模 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“两级气浮+两级过滤”工艺，废水处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中标准后回注。

本项目建成后初期采出水约 $1400\text{m}^3/\text{d}$ ，末期采出水 $1835\text{m}^3/\text{d}$ ，在建采出水处理装置建成后，可满足区块采出水处理需求。本次评价要求项目建成并完成竣工环保验收后，本项目方可依托。依托可行性分析见表3.7.1-1。

表3.7.1-1 依托工程情况

名称	已建成能力	在建规模	现状负荷	新增规模	依托可行性
原油处理系统	$30.7\times 10^4\text{t/a}$	$19.3\times 10^4\text{t/a}$	$7.93\times 10^4\text{t/a}$	$19.65\times 10^4\text{t/a}$	可行
采出水处理系统	$2000\text{m}^3/\text{d}$	$2000\text{m}^3/\text{d}$	$750\text{m}^3/\text{d}$	$1400\sim 1835\text{m}^3/\text{d}$	可行

3.7.2 新疆中建环能北庭环保科技有限公司

(1) 依托工程概况及其环保手续办理情况

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/a 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 1万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。

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3.7.2-1、3.7.2-2。

表3.7.2-1 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	环保“三同时”执行情况	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	利用新疆中建西部建设水泥制造有限公司现有 3000t/a 熟料新型干法水泥	目前正常运行	2021.5	2021.12	有环境影响评价和竣工环保	2022年3月19日由新疆维吾尔自治区生态环境厅

造有限公司水泥窑协同处置危险废物项目	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				验收手续(见附件)	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071-002-08,072-001-08)	正在建设	2023.5	正在建设	有环境影响评价	
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1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8th,建成后年利用处置含油污泥、油基岩屑以及油泥渣13334t;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8th,建成后年利用处置油基岩屑66656t。	正在建设	2024.6	2025.5	有环境影响评价	2024年8月2日-8月3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

表3.7.2-2 新疆中建环能北庭环保科技有限公司建设项目环保手续一览表

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备案
	审批单位	批准文号	批准时间			
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:1652327MA76Y3J2VLD01V	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-XI
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	2024.3.18	目前正在建设		

(2) 依托可行性

本项目钻井期油基岩屑、泥浆产量为8215.7t,含油固废16.8t,压裂返排液2730m³;运营期含油污泥产生量为16200m³,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采用水泥窑协同处置危险废物,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。

水泥窑协同处置10万t/a危险废物项目,目前处理量3万t/a,剩余处理能力7万t/a,本项目可依托。

3.8 施工组织

(1) 施工工艺

项目施工过程包括采油平台施工、站场施工、管线和道路施工:采油平台施工包括场地平整、钻井、井下作业等;站场施工包括场地平整,设备基础处理,设备安装等;管线施工包括作业线路清理、管沟开挖、布管焊接、管道入沟、清管试压、覆土回填、植被恢复等;道路施工包括作业线路清理、基底处理、分层填筑、摊铺整平、碾压等。

(2) 施工计划

项目预计2026年4月开工建设,建设工期12个月。

(3) 施工营地

站场改造及管线施工不设置施工营地,采油平台施工营地位于采油平台占地范围内。

(4) 堆管场

为保证施工能正常运行,做到不间断施工,运管和布管同时进行,管材到现场后开始布管,本工程不设置堆管场,依托管线附近站场、采油平台做堆管场。

(5) 施工便道

本项目新建平台施工中车辆运输主要依托现有道路,局部地段新建进场道路,用于井场的施工材料运输;项目管线基本沿油区道路及新建井场进场道路敷设,局部地段线路管线两侧无平行的道路,管线敷设时采用人工搬运,本工程不单独设置施工便道。

3.9 工程占地及土石方平衡

3.9.1 工程占地

本次产建工程部署涉及14座采油平台,其中4座新建平台,1座扩建平台,9座现有平台。工程占地包括永久占地和临时占地。其中,永久占地包括新征钻井平台及道路工程等永久征地,主要占地类型为水浇地、旱地、牧草地等;临时占地包括钻井平台、管线、道路施工等临时用地,主要占地类型为水浇地、旱地等。

(1) 站场及钻井平台占地

本次对吉康脱水站进行改扩建,在现有站场西侧新征占地 2.5278hm^2 ,无临时占地。地根据建设单位提供土地勘测定界图,钻井平台新征永久占地 13.4119hm^2 ,临时占地 2.4655hm^2 。详见表 3.4.10-1。

表 3.4.10-1 本项目新建各类型井场平面设计一览表

类别		井场占地面积 (hm^2)	
		永久占地	临时占地
钻井平台	新 1 平台	2.9033	0.885
	新 2 平台	2.8601	0.5148
	新 3 平台	1.2390	0.3056
	新 4 平台	3.3840	0.5912
	萨 12	3.6355	0.2689
小计		13.4119	2.4655
站场扩建	吉康脱水站	2.5278	
合计		15.9397	2.4655

(2) 管线占地

本工程管线包括输油管线、注水管线,部分管线同沟敷设。管线占地均为临时占地,施工完毕后应立即恢复地貌。

根据设计资料,项目管线临时作业带宽度为 6m,据此估算管道施工总占地面积 42.99hm^2 ,各管线占地情况见表 3.5.10-2。

表 3.5.10-2 管线施工占地情况一览表

序号	管线名称	管线长度(km)	作业带宽度(m)	占地面积 (hm^2)	备注
1	合格油外输关系	42	6	25.2	
2	内部输油管线	19.93	6	17.79	6.2km 同沟敷设,开挖长度按 29.65 计算
2	注水管线	15.9	6		
合计				42.99	

(3) 道路占地

本项目新征钻井平台距离现状道路较近,新建进场道路 4km,路基宽 6m,临时占地宽度按 2m 计,则道路永久占地 2.4hm^2 ,临时占地 0.8hm^2 。

综上,工程总占地面积 64.5952hm^2 ,其中永久占地 18.3397hm^2 ,临时占地 46.2555hm^2 ,具体占地情况详见表 3.5.10-3。

表 3.5.10-3 工程占地情况一览表

单位名称	永久占地 (hm^2)	临时占地 (hm^2)	小计
钻井平台	13.4119	2.4655	15.8774
吉康脱水站扩建	2.5278		2.5278
管线	0	42.99	42.99
井组道路	2.4	0.8	3.2
合计	18.3397	46.2555	64.5952

3.9.2 土石方平衡

工程建设土方开挖主要产生在新建井场场地平整,道路、管线施工等。根据设计建

设内容,项目填方全部来自工程建设过程挖方,挖方将全部用于道路填方及边坡防护治理,不外排。本项目挖方量 5.25 万 m^3 ,填方量 5.25 万 m^3 ,土石方平衡,无弃方,无需设弃土场。

土石方量平衡见表 3.5.11-5。

表 3.5.11-5

工程土石方平衡表

单位: m^3

类别	挖方	填方	借方	余方	备注
站场改扩建	1.2	1.2	0	0	用于场地填方
集输管线	3.85	3.85	0	0	管线工程沟槽开挖土方在道路两旁堆积,管线铺设后全部回填,无弃方
道路工程	0.2	0.2	0	0	
合计	5.25	5.25	0	0	

3.10 劳动定员和工作制度

本项目规划场站均为无人值守设计,不新增定员;投产后定期巡检及巡井巡线均依托现有工作人员,不新增劳动定员。本项目生产系统年工作 330d, 7920h。

3.11 投资估算

根据设计方案,本项目总投资为 131172 万元,其中环保投资 2554.1 万元,占总投资的 1.95%。

3.12 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.8-1。

表 3.8-1

项目主要技术经济指标

序号	指标名称		单位	数量	
1	总产能	新建产能规模	$10^4 t/a$	27.58	19.65
		老井产能	$10^4 t/a$		7.93
2	设计动用资源储量		$10^4 t$	3238	
3	采油井数	新钻井数	口	36	
		探井转生产井	口	20	
		利用老井	口	25	
4	回注井数	新钻井数	口	18	
		利用老井	口	8	
5	改扩建站场		座	1	
6	管道长度		km	77.85	
7	用电量		$10^4 kwh$	801	
8	工程临时占地面积		hm^2	46.2555	
9	工程永久占地面积		hm^2	18.3397	
10	工作制度		h/a	7920	
11	总投资		万元	131172	
12	环境保护投资		万元	2554.1	

4 工程分析

4.1 原辅材料、能源消耗

4.1.1 原辅材料消耗

本项目钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电通过附近电网引入，柴油发电机作为备用。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。井场原材料消耗与井身结构有关，钻井主要原辅材料用量见表 4.1.1-1。

表 4.1.1-1

单井钻井主要原辅材料消耗

单位: t

序号	材料名称	主要成分	定向井
1	膨润土	亲水性矿物	40
2	烧碱	NaOH	6
	纯碱	Na ₂ CO ₃	12
3	钻井液用高粘羧甲基纤维素	CMC-HV	4
	钻井液用聚合物降滤失剂	聚丙烯酰胺钾盐 SP-8	9
	钻井液用包被抑制剂	剂羧羟基烷烯共聚物 IND10	8
4	氯化钾	工业用 K ₂ O≥62%	50
	工业盐	NaCl	50
	钻井液用封堵防塌剂	FT-401	24
	超细钙	CaCO ₃	60
	堵漏剂	XZ-DL5	14
	轻柴油	0#	350
	氯化钙工业用无水	一级 ≥94%	22
5	有机土	TYODF-601	9
6	氧化钙	粉状 优等品 ≥85%	14
7	钻井液用乳化剂	脂肪酸衍生物 XZ-OZR XZ-OFR	16
8	钻井液用表面活性剂	酰胺基聚醚	4
9	油基钻井液用润湿剂	XZ-ORS	4
10	钻井液用封堵剂	碳酸钙 CS-5 CS-3	18
11	钻井液用堵漏剂	惰性材料混合物 XZ-DL5 XZ-DL8	12
12	钻井液用封堵剂	可变型聚合物乳胶 ZK-601	6
13	重晶石粉		660

4.1.2 能源消耗

本项目生产所需能源、耗能工质主要为新鲜水、电力等。根据设计方案，具体动力及能源消耗见表 4.1.2-1。

表 4.1.2-1

动力及能源消耗一览表

序号	阶段	项目	单位	用量	备注
1	施工期	新鲜水	t/口	450	施工场地内循环使用
2		电	10 ⁴ kWh/口	96	钻井周期 32d, 平均耗电量 1250 kW·h/h
3	运营期	电	10 ⁴ kWh/a	801	
4		新鲜水	10 ⁴ t/a	25.62	洗井修井及回注

4.1.3 水平衡

根据设计方案, 开采初期采出液平均含水率约 63.5%~69.7%, 开采末期采出液平均含水率将达到 80.5~89.3%。原油采出液分离出的采出水经采出水系统处理达标后全部回注油层。本次评价开采初期含水率按 65%计, 开采末期含水率按 85%计。项目开采初期水平衡见表 4.1.3-2, 开采末期水平衡见表 4.1.3-3, 水平衡图见图 4.1.3-2。

表 4.1.3-2

项目实施初期水量平衡表

单位: m^3/a

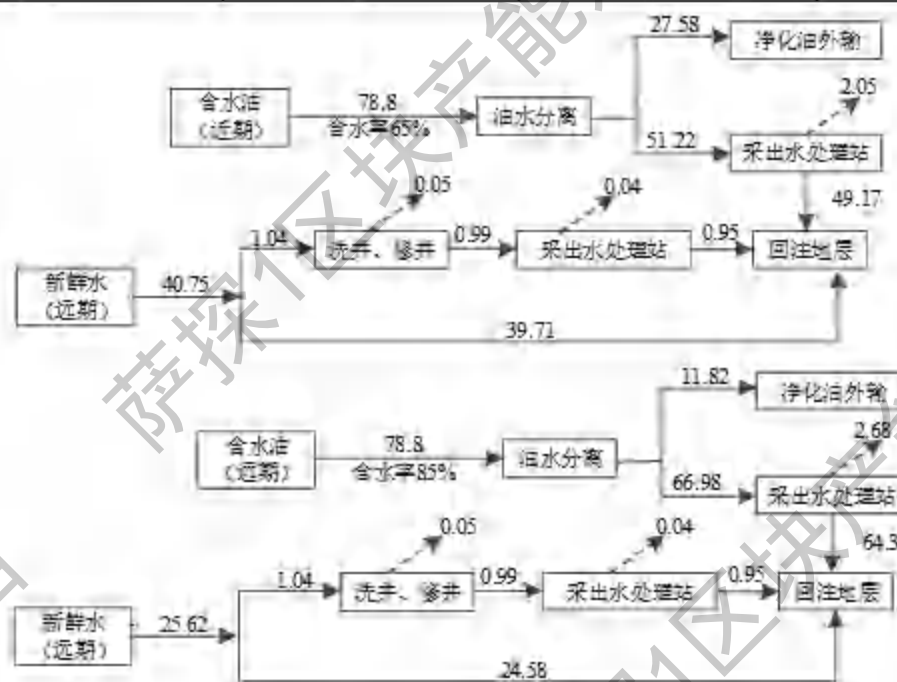
用水工序	来源	投入		产出		去向
		新鲜水	采出水	损耗	利用	
油田注水	采出水		51.22	2.05	49.17	经采出水系统处理达标回注油层
	新鲜水	40.75		0.09	40.66	用于压裂液复配
合计		91.97		91.97		

表 4.1.3-3

项目实施终期水量平衡表

单位: m^3/d

用水工序	来源	投入		产出		去向
		新鲜水	采出水	损耗	利用	
油田注水	采出水		66.98	2.68	64.3	经采出水系统处理达标回注油层
	新鲜水	25.62		0.09	25.53	通过新建注水井注入油层
合计		92.6		92.6		

图 4.1.3-1 项目水平衡图 单位: 万 m^3/a

4.2 污染影响因素分析

油田开发是一项从地下到地面, 包含多种工艺的系统工程, 主要工艺过程有地质勘探与钻井、储层改造及井下作业、采油、油气集输与处理、储运以及配套的供水、道路

建设、供电、通讯等辅助工程。油田开发可分为勘探期、施工期、运行期和退役期四个时期。

施工期包括钻前、钻井、储层改造、采油平台建设、站场建设及改造、管线敷设、道路建设等内容。运行期主要包括采油、油气集输，以及不定期进行的洗井、修井等井下作业。退役期主要是油井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能。

4.2.1 施工期工艺过程及产污环节

施工期包括钻前、钻井、储层改造、采油平台建设、管线敷设、道路建设等内容。施工期钻前、钻井、储层改造、井场建设、管线敷设及道路建设由建设单位委托第三方施工队伍实施。施工期工艺流程及产污环节见图 4.2.1-1。

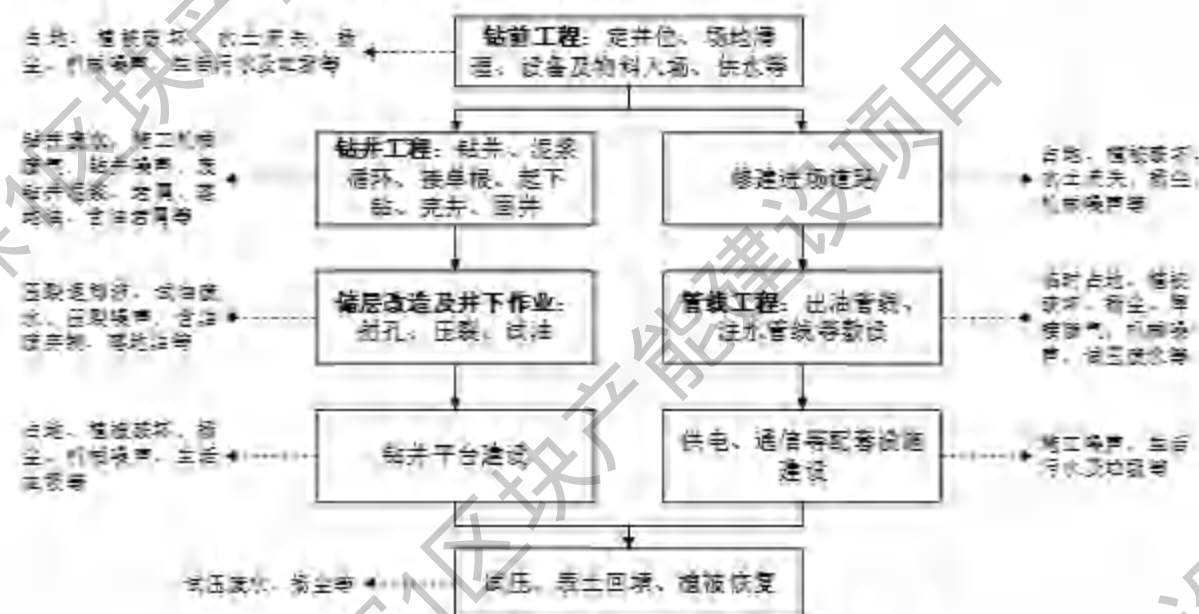


图 4.2.1-1 项目建设施工流程及产污环节图

4.2.1.1 钻前工程

钻前准备：包括平整井场、构筑钻井设备地基、布置钻井设备等。根据井场平面布置，首先对井场进行初步平整，利用挖掘机对事故应急池、放喷池由挖掘机进行开挖，挖方用于井场平整，同时对各撬装化装置基础进行硬化。

本工序主要污染包括：施工车辆尾气，施工扬尘；设备噪声等。

4.2.1.2 钻井工程

钻井一般包括钻井、录井、固井和完井等工程内容。钻井工艺按其顺序分以下过程：

(1) 钻井过程

① 钻进：用足够的压力把钻头压到井底岩石上，使钻头牙齿伸入岩石中并旋转以破碎井底岩石的过程。

② 泥浆循环：在钻柱转动的同时，泥浆泵不断地工作，流经钻柱内孔和钻头喷嘴的钻井液冲击井底，随时将井底岩屑清洗、携带到地面。

③ 接单根：随着岩石的破碎，钻柱逐渐下落，直到方钻杆完全落入转盘内，这时一个钻杆长度不能再向深钻，必须增加钻柱长度，即为接单根。

④ 起下钻：如果钻头被磨损，应将井内钻柱全部起出，换新钻头再钻。

(2) 录井

录井是指在钻井过程中，记录和分析钻遇的地层信息，包括岩屑描述、钻时记录、气测数据等，以了解地下地质情况，其核心流程包括以下3个阶段：①岩屑采集与分析，通过钻井液循环系统携带岩屑至地面，经振动筛分离后，对岩屑进行清洗、烘干及显微镜观察，识别地层岩性及含油性；②气测录井：实时检测钻井液中烃类气体含量（如甲烷、乙烷），结合色谱分析判断油气层位置及活跃程度；③工程参数监测，记录钻压、转速、扭矩等参数，辅助判断井下异常（如井漏、井涌）。

(3) 固井

固井是在井眼内下入套管柱，在套管柱与井壁环形空间注入水泥浆进行封固，封隔疏松、易塌、易漏等地层，封隔油、气、水层，防止互相串通，形成油气通道；安装井口，以利于钻井和生产。固井工艺要求如下：

① 表层套管固井水泥反至井口，且套管内留有10~20m的水泥塞；

② 控制好井眼轨迹，降低套管下入摩阻，防止下入过程中因摩阻大造成套管箍螺纹密封失效；

③ 至少每根套管加1个刚性扶正器，提高套管居中度及水泥浆的顶替效率；

④ 优化水泥浆性能，提高水泥石的柔韧性，防止蹩层；

⑤ 固井48小时后试压，试压压力15MPa（注水井试压20MPa），稳压30min压降不大于0.5MPa。

(4) 完井

完井方法应能有效封隔油气水层，减少油气流入井的阻力，防止油气层井壁坍塌，保证长期稳定高产。完井方法为套管完井。

本工序主要污染包括：钻井废水、钻井岩屑；施工机械废气、施工扬尘；设备噪声等。

4.2.1.3 井下作业

井下作业是油田开发的重要工艺过程之一，一般在油井投产前和投产后进行，施工

期的井下作业内容主要包括射孔、压裂、试油等工艺。

(1) 射孔

射孔是指利用专用设备，在岩体内产生孔道，建立地层到井筒内的连通孔道，促使地层流体进入井筒内的工艺过程。射孔过程中将射孔枪下入套管中的油层部位，用射孔弹将套管射成蜂窝状孔，使原油流入套管并用抽油泵抽出。

根据钻采工程设计方案，本项目油井均进行射孔作业，采用油管传输射孔或电缆射孔方式。

(2) 压裂

压裂是指利用水力作用，使油层形成裂缝的一种方法，又称油层水力压裂。油层压裂工艺过程是利用压裂车，将高黏液体以大大超过地层吸收能力的排量注入井中，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝，继续将带有支撑剂（石英砂或陶粒）的携砂液注入裂缝中。提高油气层的渗透能力，利于原油从地层渗入井筒，从而达到增产的目的。

(3) 试油

试油是在油井完成后，利用专用的设备和方法，对井下油、气、水层进行直接测试并取得有关地下油、气、水层产能、压力、温度和油、气、水样物性资料的工艺过程，为储量计算和油气合理开发提供可靠数据。

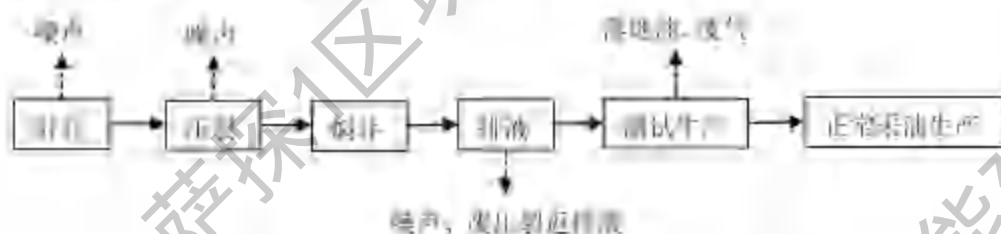


图 4.2.1-2 储层改造工艺流程及产污环节图

本工序主要污染包括：

- ① 射孔、压裂及试油作业产生的落地油、废防渗布、钻机更换的废润滑油及其包装桶等；
- ② 压裂作业产生的废压裂液、噪声；
- ③ 施工机械和运输车辆噪声以及车辆尾气。

4.2.1.4 地面工程

本项目地面工程建设内容主要包括新建采油平台、吉康脱水站改扩建等场站工程建设，以及原油集输管线、注水管线等各类管线工程及井场道路工程等其他辅助工程建设。

(1) 平台施工

本项目共新建采油平台 4 座，扩建采油平台 1 座，平台施工作业场地平面布置见图 4.2.1-3。

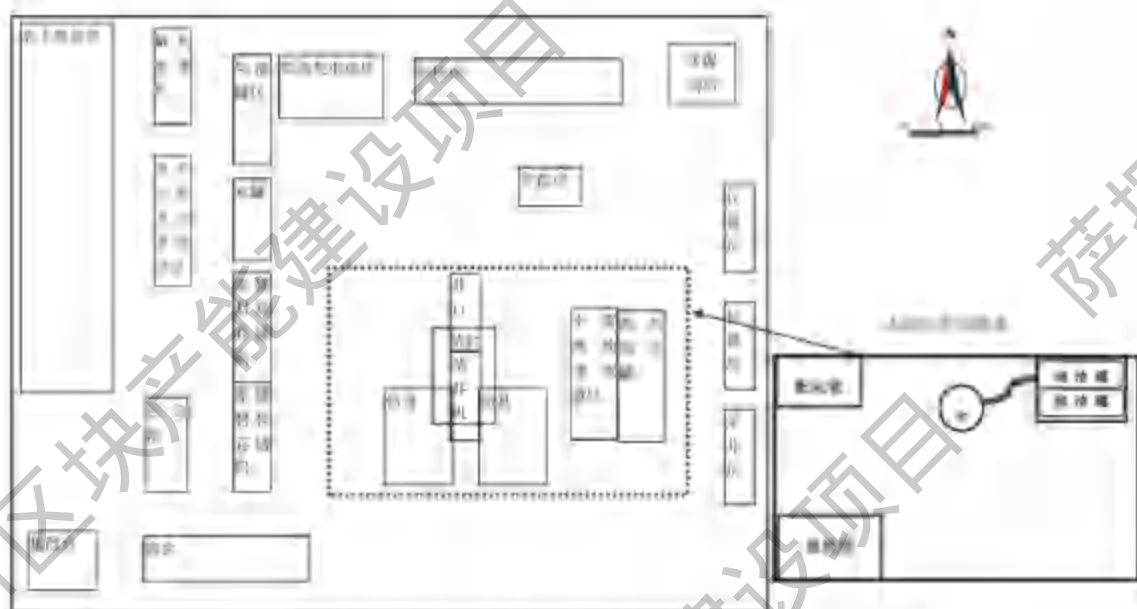


图 4.2.1-3 钻井平台施工作业场地平面布置图

(2) 站场改造施工

本项目对吉康脱水站进行改扩建。施工过程包括场地平整、基础建设、设备安装等。

(3) 管线施工

本项目管线施工首先进行作业带清理，在完成管沟开挖、河流、冲沟、穿越工程穿越等基础工程后，按照施工规范，将运至各施工现场的钢管进行焊接、接口防腐工艺，然后下至管沟内，再对管道进行试压，覆土回填，清理作业现场，恢复植被。根据设计方案，项目各类管线施工作业带宽度均为 6m。管线施工作业场地平面布置示意图 4.2.1-4。

根据管道稳定性要求，结合沿线土被、地形地质条件等状况，确定管顶管线埋深应在冻土层以下不小于 1.5m。管沟断面采用梯形，管沟沟底宽度一般为管道结构外径加上 1m。

开挖时，表层土和下层土分开堆放，管沟回填按顺序分层填放。回填后管沟上方留有自然沉降余量（高出地面 0.3m）。管线转弯处和出土端设置固定墩，以保持管道的轴向稳定性。在管线沿途设置线路标志桩。

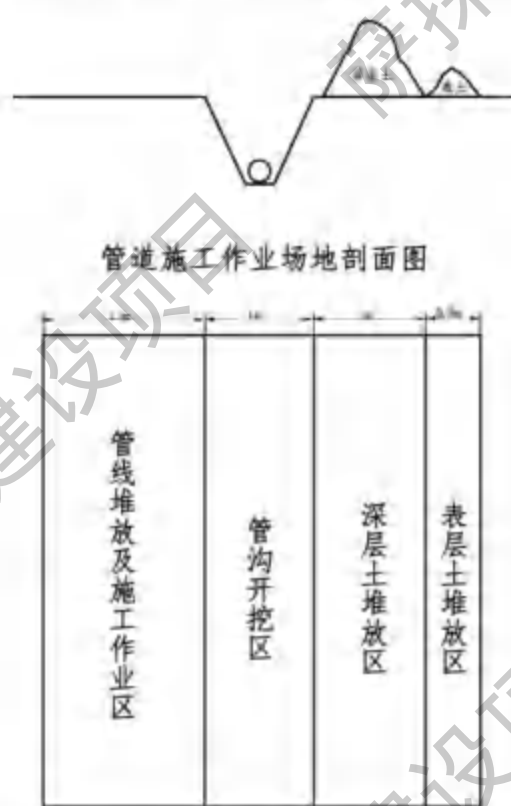


图 4.2.1-4 管道施工作业场地平面布置图

其中，管线施工过程中穿跨越工程施工方式如下：

① 顶管穿越

本项目穿越头贡干渠、大奇高速公路、哈阜线采用顶管穿越方式，并采用钢筋混凝土套管进行保护。管道顶管穿越施工方式断面示意图见图 4.2.1-5。

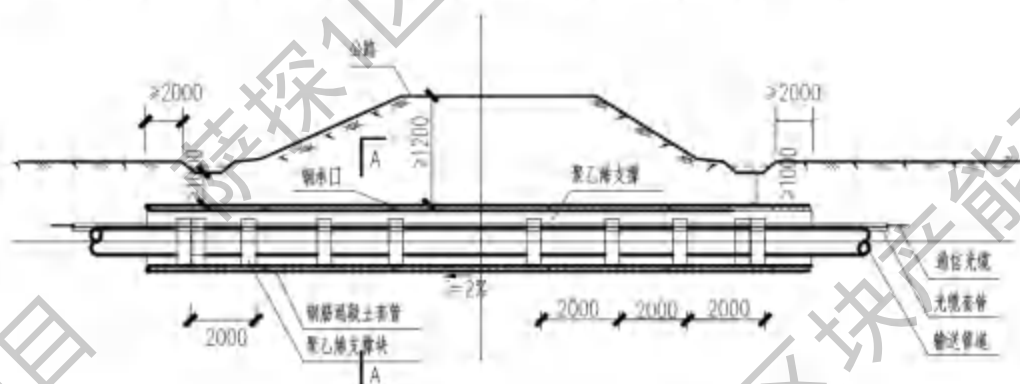


图 4.2.1-5 穿越道路顶管施工工艺示意图

② 大开挖穿越

本项目管线穿越其他干渠、砂石道路、季节性冲沟，采用大开挖穿越方式。大开挖穿越即通过施工机械在沟道内开挖一定深度的管沟，将管道敷设在管沟内回填，并辅以一定稳管措施的管道穿越方式。管道大开挖穿越施工方式断面示意图见图 4.2.1-6。

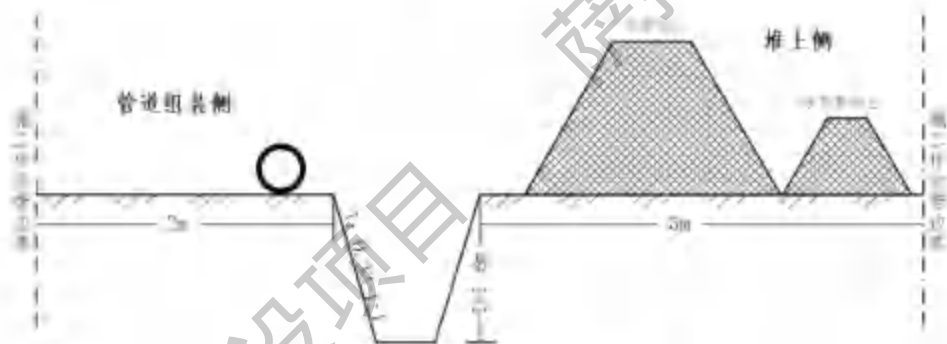


图 4.2.1-6 管道开挖施工工艺示意图

(4) 道路施工

本项目新建道路主要井组道路，建设标准为简易道路路面结构简单，工程量相对较小，填方路基采用逐层填筑，分层压实的方法施工，取用挖方土方，本项目无借方。路基工程施工组织设计要考虑降水影响，路基取土、填筑、碾压应尽量避免降水期或采取有效措施减少不良影响。土石方工程应尽早完成，使路基有充分的沉降稳定时间。

井、站场及管线施工工艺流程及产污环节见图 4.2.1-7，道路工程施工及产污环节见图 4.2.1-8，地面工程建设污染影响主要为基础开挖、材料运输和土方回填等产生的施工扬尘、建筑垃圾等。

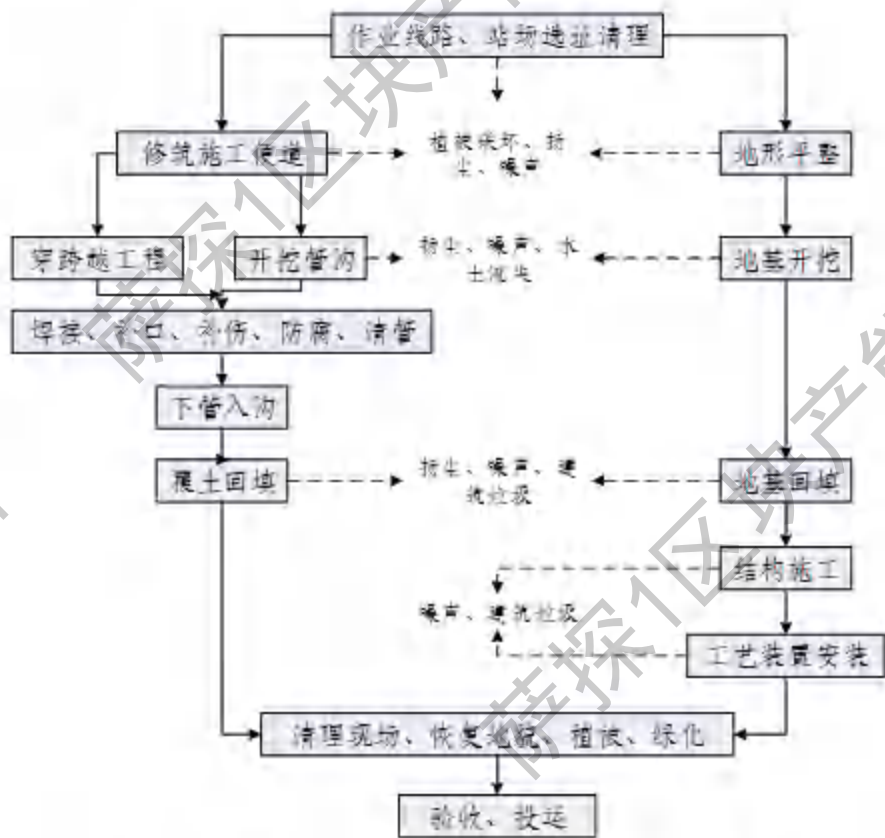


图 4.2.1-7 井、站场及管线工程施工流程及产污环节图



图 4.2.1-8 道路工程施工流程及产污环节图

4.2.2 运行期工艺过程及产污环节

运行期主要工艺过程包括采油、油气集输和处理、注水以及洗井、修井等井下措施作业。运营期工艺流程及产污环节见 4.2.2-1。

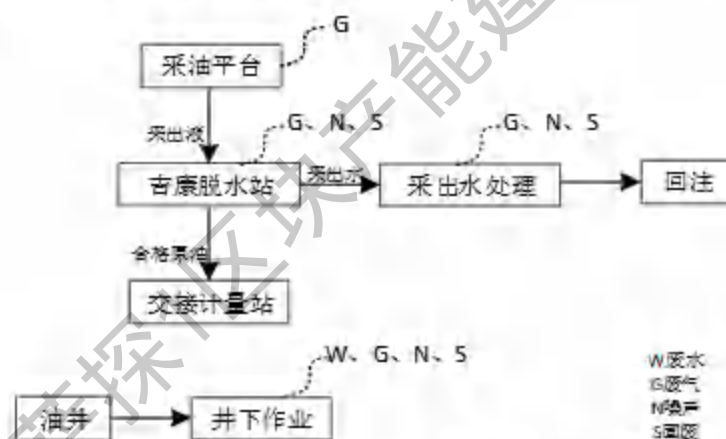


图 4.2.2-1 运营期工艺流程图

4.2.2.1 采油作业

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

根据油气藏目前生产情况、油藏原油性质和配产情况，选择采油方式为：初期自喷开采，当油层压力下降，油井停喷或需要提液时根据部署井不同掺稀比采用有杆泵或电

泵、注水采油等。

4.2.2.2 原油集输及处理

采出液通过节流装置节流后再经电加热，最后通过集输管线输送至吉康脱水站，经脱水后的合格原油，采用罐车拉运至油库，后期产量达到起输量则通过新建集输管线输至交接计量站，产生的采出水经吉康脱水站污水处理系统处理达标后管输回注。

4.2.2.3 井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般在采油井投产前及投产以后进行，一般包括压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

4.2.2.4 注水

注水是指利用注水井将清水或处理后的油田采出水注入油层，以补充和保持油层压力，提高油藏开采速度和采收率的措施。

根据上述工艺分析，运行期主要产污环节为：

- (1) 油井井口挥发的烃类气体；
- (2) 油气集输过程产生的无组织挥发烃类气体、油田采出水、含油污泥等固体废物及机泵噪声等；
- (3) 采出水处理站运行过程中产生的无组织挥发烃类气体、含油污泥及机泵噪声等；
- (4) 井下作业过程中可能会产生作业废液、落地油以及含油污泥等。

4.2.3 退役期工艺过程及产污环节

闭井期为油井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能的时段。闭井期作业内容主要包括拆除井场采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，拆除部分管线等施工内容。其中，报废井封井程序，须按照《吐哈油田报废井封井实施细则》执行，按所处环境分级后，根据对应封井要求实施。

闭井期产污环节主要是采油设备、部分输油管线等地面设施拆除过程产生的少量落地油及废旧设备、管线等。

4.3 生态影响因素分析

油田开发中生态影响主要来自占地、人为活动导致的景观变化、施工土地扰动及土地利用类型的改变，以及道路、管线等线性工程导致的区域整体景观破碎化程度上升等。

4.3.1 施工期

施工期生态影响因素主要为钻前工程、油气集输工程等施工过程的地面开挖、占地、施工方式、施工时序等对土地利用现状、动植物、生态系统完整性、生物多样性等影响。

(1) 占地对土地利用现状影响

工程占地包括永久占地和临时占地。临时占地包括站场、道路、管线等施工临时占地。永久占地包括站场、道路等。永久占用的土地将永久性的改变土地利用结构和功能，临时占地将在短期改变土地利用的结构和功能，但施工结束后，经过2~3年后可恢复原有使用功能。

(2) 影响动植物

施工期对植物的影响主要有占地面积原有植物的清理、占压及施工人群的干扰。工程不但造成直接破坏区的植被剥离，还将对间接破坏区的植被造成压占，将造成局部区域生物量的减少。对动物的影响主要为栖息地破坏引起的动物逃离及施工噪声干扰。

(3) 破坏、污染土壤

工程对土壤的影响主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响和土壤污染三个方面。工程土方的开挖和回填，将造成土壤结构的改变，进而导致土壤肥力的降低，对当地植被的生长和产量造成一定影响。

(4) 扰动地表，引起新的土壤侵蚀、水土流失

工程施工活动将破坏地表植被，改变地表形态，如不及时进行恢复和重建，土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点加重水土流失。

(5) 生物多样性

工程施工时的土方开挖不可避免的会破坏原有地表植被，对周围的动物产生惊扰，改变土壤微生物的生活环境，从而对整个环境内的生物多样性产生一定影响。

(6) 生态系统完整性

本项目工程占地以牧草地和水浇地为主，因此施工期对农田生态系统和草地生态系统的结构和功能产生一定影响。土地开挖、施工噪声等会导致区域植被覆盖率、生物量有所降低。由于本项目占地分散且主要为临时占地，仅对局部生态系统的结构和功能产生临时性影响。

4.3.2 运行期

项目建成后，临时占地得到有效的填充平整、恢复植被，道路两侧及站场周围设防绿化，以降低土壤侵蚀，减少水土流失。

4.3.3 退役期

退役期主要是井、站场陆续停运、关闭、恢复土地使用功能时段。退役期作业主要包括拆除井场的设备、站场设备，封堵封闭井口，对井场和道路等占地进行生态恢复等。设备拆除时将对地表植被产生破坏和干扰，同时也可能引起新的水土流失。

4.4 污染源分析及源强核算

4.4.1 施工期污染源分析

项目施工期主要污染物为钻井工程施工活动中大功率柴油机和发电机燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井液、施工生产废水、管道试压废水，施工工作人员的生活污水、钻井噪声、钻井岩屑、废弃钻井泥浆、建筑垃圾、废土石方、生活垃圾等，平整场地和堆放设备破坏地表等。

4.4.1.1 废气

(1) 生物质锅炉废气

施工作业过程如发生钻井复杂，导致钻井周期变长，需要冬季施工，冬季施工阶段需对井口、泥浆罐、水罐、钻井平台通过管线进行保温，各井场备用1台2.5t/h的生物质蒸汽锅炉，以生物质成型颗粒为燃料，燃烧废气经水幕除尘器处理后，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2燃煤锅炉限制要求，经30m排气筒排放。

根据钻井施工安排，最多3个钻井平台同时施工，本次评价按3台生物质锅炉同时运行进行核算，每台锅炉每天使用燃料7.5t/d，每天运行20h，按最不利情况下锅炉运行90d计算，共需使用燃料675t，3台锅炉共需使用燃料2025t。

参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中4430工业锅炉（热力供应）行业系数手册，废气量产物系数为6240m³/t-原料，则单台生物质锅炉废气量为2340m³/h，颗粒物产污系数为0.5kg/t-原料，二氧化硫产污系数为175kg/t-原料（根据组分报告本项目取0.022），即0.37kg/t，NO_x产污系数为1.02kg/t-原料，废气治理设施去除效率参照“喷淋塔+冲击水浴”按80%计，生物质锅炉燃烧废气产排情况，见表4.4.1-1。

表 4.4.1-1 单台生物质锅炉污染物产生排放情况

污染源	污染物	单台烟气量 (m ³ /h)	产物系数 (kg/t)	产生量 (t)	拟采取措施	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	排放量 (t/a)
生物质锅炉	颗粒物	2340	0.5	0.34	水幕除尘 30m排气筒	16.03	0.038	0.068
	SO ₂		0.37	0.23		39.29	0.138	0.25
	NO _x		1.02	0.63		163.46	0.382	0.69

锅炉排放浓度可满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表2燃煤锅炉排放限值。

(3) 车辆排放尾气

施工期各类工程及运输车辆较多,排放的尾气会对大气环境造成一定污染。经调查,平均每辆车日耗油量为11.52kg/d,平均每辆车日排放CO 0.157kg/d,烃类物质0.269kg/d, NO_x为0.723kg/d, SO₂为0.008kg/d。

本项目开发施工期每个单井钻井场各类车辆8余驾次/日,预计每天可排放CO 1.26kg/d, 烃类物质2.15kg/d, NO_x为5.78kg/d, SO₂为0.064kg/d。本次施工期按2年计,则施工期施工车辆排放的大气污染物排放情况详见表4.4.1-2。

表4.4.1-2 施工期大气污染物排放统计表

污染源	污染物排放(t)			
	CO	烃类	NO _x	SO ₂
车辆尾气	0.917	1.57	4.22	0.05

(4) 施工扬尘

施工扬尘主要来自井场、站场的土方的开挖、堆放、回填,施工建筑材料的装卸、运输、堆放等以及施工车辆运输产生的扬尘。本项目施工期土方工程量较小,扬尘产生量也较少,在施工场地现场定期洒水抑尘,减少对周围环境影响。

(5) 集输管道焊接烟尘

项目采用无缝钢管,管线连接处、阀池内阀门两端法兰与钢管焊接、长输管道起点和终点连接处等会有少量焊接作业,焊接过程会产生少量焊接烟尘,焊接烟尘中主要含有MnO₂、Fe₂O₃、SiO₂和HF等污染因子。

(6) 罐体刷漆废气

项目设2000m³净化油罐2具,罐体需对表面喷漆防腐,喷漆面积总计约1750m²。根据,油罐刷漆量为0.3kg/m²,则本项目共计使用油漆约0.53t。

项目使用的油漆为环氧树脂类涂料,其VOCs挥发量为24.6%,则刷漆过程VOCs挥发量为0.13t。

4.4.1.2 废水

(1) 钻井废水

钻井废水主要是在钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、废钻井液等,其主要污染物为SS、COD等。这部分废水排入泥浆不落地装置,并实现循环利用。钻井废水主要有以下特征:

①偏碱性:pH值约8.0~11.0;

②悬浮物含量高:在钻井液中含有大量的粘土和钻井液加重剂,且钻井液在循环过

程中还携带了部分钻井岩屑，这些固体颗粒很容易进入钻井废水造成悬浮物含量高；

③有机、无机污染物含量高。由于钻井液中含有各种有机、无机的钻井液添加剂，主要有CMC、PAM，以及降失水剂等，因此在钻井液循环使用的过程中，钻井液添加剂中的有机、无机污染物易进入钻井废水。

根据类比调查，钻井液中主要污染物浓度见表4.4.1-4。

表4.4.1-4 钻井废水水质表

污染物	SS	COD	石油类	挥发酚	硫化物
浓度 (mg/L)	2000~2500	3000~4000	50~70	0.1~0.3	0.2~0.3

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》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4.4.1-5 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	20.73	无害化处理 处置 利用
			1.5~3.5千米进尺			吨/百米	19.5	
			≤1.5千米进尺			吨/百米	15.81	

根据开发方案，本项目新钻井54口，单井平均掘进深度3150m，新钻井总进尺17.01×10⁴m，故钻井作业废水每百米进尺排污系数为19.5t/百米，则钻井液产生量约为1.32×10⁴t。项目严格执行“泥浆不落地”工艺，钻井废液经现场不落地系统进行分离处理，根据设计方案，钻井液回用率按95%计，分离出的液相（清液）约3.15×10⁴t，现场优先回用于配制新钻井液或循环利用，实现废水不外排。无法利用部分委托第三方单位拉运处置。

(2) 压裂返排液

油井试油是在油井钻井完成后，把油、气、水从地层中抽到地面并经过专门测试取得试油资料，包括油、气、水产量数据、压力数据、原油物性数据及温度数据等。压裂是利用地面高压泵组，将前置液注入井中，通过井底高压在地层中产生裂缝，将带有支撑剂的携砂液注入缝中，并在缝中填入支撑剂。停泵后，压裂液粘度在破胶剂的作用下逐渐降低返排至地面，并在地层中形成具有高导流能力的支撑裂缝，有利于原油从地层渗入井筒。压裂结束后，试油废水与压裂液集中返排，井下作业过程产生的废水具有粘度高、COD高等特点，且含有一定的压裂液、支撑剂及石油类等物质，如果返排至地面的试油压裂液不经过处理而外排，将会对周围环境造成污染。

根据设计方案，本项目压裂作业中单井压裂液用量约为1500m³，54口新井采用体积压裂，压裂液总量约8.1×10⁴m³。根据建设单位提供资料，压裂返排液的产生量按照用量

的20%计算,本项目共产生压裂返排液16200m³,产生的废压裂液由罐车送至吉康脱水站处理,处理达标后回注。

(3) 施工生产废水

施工废水主要包括基础施工中泥浆水,车辆和机械设备冲洗水、场地冲洗等。根据类比调查,SS浓度为1000~3000mg/L。施工废水排入临时沉淀池进行预处理,处理后的生产废水可用于砼搅拌,砂浆用水等,以及洒水降尘,不外排。

(4) 管道试压废水

本项目管线工程分段试压以测试管道的强度和严密性。新建DN200输油管线10.02km, DN159输油管线42km, DN150输油管线4.48km, DN65输油管线3.6km, DN50输油管线1.85km。管线总里程61.95km,经估算本项目新建管道试压用水量约为1107m³,损耗按40%,则试压废水量约665m³,分散于各管道施工场地。由于试压阶段管道尚未投用,且试压介质为洁净水,试压废水内主要污染物仅为少量悬浮物,收集沉淀后用于周边施工场地洒水抑尘等。

(5) 生活污水

项目单井钻井周期为32天,钻井工程施工人数为20人,按每人每天生活用水量按50L/人·d计,整个钻井期单井新钻井最大生活用水量为32m³,生活污水产生系数取0.8,生活污水最大产生量为61.44m³,本项目共涉及新钻井54口,则生活污水最大产生量为1381.4m³。

生活污水仅为少量盥洗水,主要污染物为COD: 400~560mg/L、BOD₅: 150~300mg/L、氨氮: 20~50mg/L、SS: 100~200mg/L等,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厂处理。

4.4.1.3 噪声

项目施工期噪声影响具有临时性和流动性的特点,主要噪声源包括钻井作业中的钻机、泥浆泵,井下作业过程压裂车,及地面工程建设过程中的装载机、推土机等施工机械。按声源性质又可分为流动声源和连续稳态声源。施工期主要噪声源及源强见表4.4.1-9,噪声源强一般为70~105dB(A),施工期部分装置采取了隔声、减振等降噪措施,有一定的降噪效果。

表4.4.1-9 施工期主要噪声源情况

工序	声源名称	数量(台)	声源类型 (偶发、频发等)	声源源强 /dB(A)	降噪措施		运行时段
					工艺	降噪效果	

钻前工程	挖掘机	根据实际情况配备	流动声源	89(5m)	减振、合理布局、设备良好运转	降低 10~20dB(A)	施工期
	推土机		流动声源	86(5m)			
	铲土机		流动声源	85(5m)			
钻井工程	钻机	1 台队	频发	90	隔声、消声、减振、合理布局、设备良好运转	降低 10~20dB(A)	施工期
	备用发电机	1 台队	频发	100~105			
	压风机	2 台队	频发	95			
	泥浆泵	2 台队	频发	85			
储层改造工程	压裂泵	1 台队	频发	105		降低 10~20dB(A)	施工期
	压裂车	15 辆队	流动声源	84(10m)			
	射孔专用车	1 辆队	流动声源	84(10m)			
管线、站场、道路工程	挖掘机	根据实际情况配备	流动声源	89(5m)		降低 10~20dB(A)	施工期
	推土机		流动声源	86(5m)			
	铲土机		流动声源	85(5m)			
	打桩机		流动声源	92(10m)			
	钢筋切割机		频发	80(10m)			
	砼搅拌机		频发	75(10m)			
	起重机		频发	78(10m)			
	振动碾		流动声源	70(10m)			
	轮式装载车		频发	84(10m)			

4.4.1.4 固体废物

(1) 钻井泥浆

废弃钻井泥浆是指在钻井过程中无法利用的泥浆，主要产生于钻井和完井过程中，包括因部分性能不合格或因不适于钻井工程和地质要求而被废弃的钻井泥浆，以及完井时井筒内被清水替出的钻井泥浆等。根据钻井工程方案，本项目一开、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，产生的废弃泥浆分为水基废弃泥浆（一般固体废物）和油基废弃泥浆（危险废物，HW08，071-002-08）。

本项目新钻井 54 口，单井平均掘进深度 3150m，新钻井总进尺 17.01×10⁵m，参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册计算，则钻井液产生量约为 3.32×10⁴t。按照“95%回用，剩余 5%作为废弃泥浆处置”的原则，废弃泥浆产生量 1658.48t，其中一开进尺约 700m，三开进尺约 465m，则水基废弃泥浆约 613.37t，二开进尺 1985m，则油基废弃泥浆约 1045.11t。

(2) 钻井岩屑

钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑混入钻井泥浆中，经泥浆循环泵带出井口，经地面“泥浆不落地”设施分离后暂存于收集罐，最终交有处理能力的单位进行处置。岩屑产生量可按下列公式计算：

$$w = \frac{1}{4} \pi D^2 h d$$

式中： W —岩屑产生量，t；

D —钻头直径，m，本项目一开为 0.375m，二开为 0.251m，三开为 0.168m；

h —井深，m，本项目一开 700m，二开 2685m，三开 3150m；

ρ —岩石密度， t/m^3 ，取 2.5。

根据本工程各类井型数量及参数，结合上述计算公式，计算项目钻井岩屑产生量详见表 4.4.1-10。

表 4.4.1-10 施工期钻井岩屑产生情况表

井型	井眼直径	进尺深 (m)	单井岩屑量 (t)	总岩屑量 (t)
定向井 54 口	0.375	700	77.27	4172.77
	0.251	2685	132.79	7170.59
	0.168	3150	69.79	3768.71
合计			279.85	15112.07

本项目新钻井一开采用膨润土-聚合物钻井液，三开采用复合盐钻井液体系。一开、三开产生的岩屑为水基岩屑，属一般工业固体废物，产生量约 7941.48t，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，处理后的合格固相岩屑资源化利用。

二开钻井液为油基钻井液体系，产生的岩屑为油基岩屑属于危险废物，废物类别 HW08（废物代码 071-002-08）。油基岩屑产生量约 7170.59t，油基岩屑在振动筛后经密封储罐集中收集，委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司处置。转运处置过程应严格落实危险废物转运和处理处置的有关法规和标准。

（3）建筑垃圾

吉康脱水站改扩建、场地清理、管线施工过程中产生一定建筑废料等，产生量约 1.2t，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管理部门指定地点。

（4）落地油泥

试油等井下作业过程中会有少量原油散落井场形成落地油，属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW08 类危险废物（废物代码 071-002-08）。根据建设单位实际井下作业过程中的数据统计，估算每口油井作业过程中产生的落地油约 280kg/井。本项目新建采油井 36 口，共产生落地油 10.08t。井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，在井场铺设防渗布，将作业过程中的落地油全部收集到储罐中，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。

（5）含油废弃物

施工期在设备运行、维护、检修和场地清理过程中会产生一些含油废弃物，主要为废防渗布、废机油，废油桶，含油棉纱等，属于危险废物，废物类别 HW08（废物代码 900-249-08）。依据建设方提供资料，项目含油废物产生量约 0.5t/井，本项目新钻井 54 口，则项目废防渗布产生量为 27t，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置。

（6）生活垃圾

项目单井钻井周期为 32 天，钻井工程施工人数为 20 人，按每人每天产生生活垃圾 1.0kg 计算，本项目共涉及新钻井 54 口，则整个钻井施工期间产生的生活垃圾为 34.56t。

本项目施工期固体废物量及处置措施见表 4.4.1-11。

表 4.4.1-11 本项目施工期固废处置情况一览表 单位 t/a

固体废物名称	产生环节	产生量	废物类别	有害成分	处置措施
水基钻井泥浆	钻井、完井环节	613.37	一般工业固废		属一般工业固废，严格执行“泥浆不落地”工艺，委托第三方拉运综合利用
水基钻井岩屑		7941.48	一般工业固废		
油基钻井泥浆		1045.11	危险废物 HW08 071-001-08	废矿物油	属危险废物，委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司处理处置
油基钻井岩屑		7170.59	危险废物 HW08 071-001-08	废矿物油	
建筑垃圾	站场改造、场地清理、管线施工等	1.2	一般工业固废		用于回填施工场地等综合利用，不能利用的运至当地建筑垃圾填埋场处置
落地油	井下作业环节	10.08	危险废物 HW08 071-001-08	废矿物油	专用容器收集后交由有资质单位处置
废含油废弃物	钻井、场地清理及设备维护	27	危险废物 HW08 900-249-08	废矿物油	
生活垃圾	施工生活区	34.56	生活垃圾		环卫部门统一清运

4.4.1.5 生态影响

生态影响主要体现在采油平台、站场改扩建、管线工程的建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。

本工程总占地面积 64.4952hm²，其中永久占地 18.3397hm²，临时占地 46.2555hm²，土地利用类型其他林地、牧草地、其他草地、水浇地等，项目永久和临时占地范围内除农田外，植被类型主要为盐节木。

针对本项目建设内容的占地情况，分别从永久占地和临时占地两方面进行核算，详见表 4.4.1-13。

表 4.4.1-13 本项目占地情况一览表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)			占地类型
		永久	临时	总占地	
1	新 1 平台	2.3033	0.885	3.1883	水浇地
2	新 2 平台	2.8601	0.5148	3.3749	内陆滩涂

3	新3平台	1.2290	0.2056	1.4346	水浇地
4	新4平台	3.3840	0.5912	3.9752	旱地
5	萨12	3.6355	0.2689	3.9044	其他林地、旱地、牧草地
6	吉康脱水站	2.5278		2.5278	水浇地
7	集输管道(埋地)		42.99	42.99	
	道路	2.4	0.8	3.2	水浇地、内陆滩涂、牧草地等
	合计	18.3397	46.2555	64.5952	

4.4.2 运行期污染源分析

4.4.2.1 废气

本项目运行期废气污染源主要为油气集输过程中无组织废气，包括微燃机热电联产机组废气；吉康脱水站原油储罐、油品装卸等烃类气体无组织挥发；油气集输及处理过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物。

(1) 微燃机热电联产机组废气

吉康脱水站新建1套微燃机热电联产机组，额定发电量394kW，供热1597kW，以分离伴生气(干气)为燃料，耗气量 $500\text{Nm}^3/\text{h}$ ，年运行7920h，则年燃气消耗量 $396\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，燃烧产生的污染物主要为 SO_2 、烟尘和 NO_x ，产生废气经15m排气筒排放。参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》4430工业锅炉(热力生产和供应行业)产污系数表-燃气工业锅炉，天然气燃烧废气量为 $107753\text{Nm}^3/10^4\text{m}^3$ -天然气，参照《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》表F3燃气工业锅炉的废气产排污系数， SO_2 产污系数为 $0.025\text{kg}/10^4\text{m}^3$ -燃料；热电联产机组未设低氮燃烧器，因此 NO_x 产污系数为 $18.71\text{kg}/10^4\text{m}^3$ -燃料；颗粒物产污系数为 $2.86\text{kg}/10^4\text{m}^3$ -燃料。根据提供区块天然旗分析数据，燃料气中不含硫化氢，本次按含硫量S为 $200\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 的产污系数为 $4\text{kg}/10^4\text{m}^3$ -燃料。根据上述产污系数估算热电联产机组燃烧废气产排情况，见表4.4.2-1。

表 4.4.2-2 微燃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/h)	烟气量(m^3/h)	产生量(t/a)	排放浓度(mg/m^3)	排放速率(kg/h)	排放量(t/a)
吉康脱水站	热电联产机组	颗粒物	500	2687.65	1.135	26.54	0.143	1.135
		SO_2			1.584	37.32	0.2	1.584
		NO_x			7.409	173.64	0.934	7.409

(2) 油气集输及处理过程中无组织挥发有机废气

①非甲烷总烃

本项目无组织挥发性废气为油气集输过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物。该过程的无组织挥发废气尚无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)5.2中公示(3)进行计算，设备与管线组件密封点中挥发性有机物产生量进行核算。

设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物计算公式:

$$E_{\text{总}} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n \left(e_{\text{TOC}} \times \frac{WF_{\text{VOC}_i}}{WF_{\text{TOC}_i}} \times t_i \right)$$

式中: $E_{\text{总}}$: —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7920h/a;

e_{TOC} : —密封点*i*的总有机碳(TOC)的排放速率, kg/h;

n : —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数;

WF_{VOC_i} : —流经密封点*i*的物料中挥发性有机物平均质量分数;

WF_{TOC} : —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, $WF_{\text{VOC}_i}/WF_{\text{TOC}}$ 取1。

取值详见表4.4.2.1-3。

表4.4.2.1-3 设备与管线组件 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, 本次评价针对涉及新钻井及探井转生产井平台(新1、新2、新3、新4、萨12、萨109、5号平台), 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4.4.2.1-4。利用老井无组织挥发影响已在现状监测中体现, 本次评价不重复计算。

表4.4.2.1-4 油气集输及处理过程中无组织挥发有机废气排放情况

采油平台	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)
新1平台	阀门	0.064	12	0.0166
	法兰	0.085	12	0.0220
	连接件	0.028	36	0.0218
1座6井式采油平台合计				0.0604
萨12平台	阀门	0.064	14	0.0194
	法兰	0.085	14	0.0257
	连接件	0.028	42	0.0254
1座7井式采油平台				0.0705
新4平台	阀门	0.064	18	0.0249
	法兰	0.085	18	0.0330
	连接件	0.028	54	0.0327
1座9井式采油平台合计				0.0906
5号平台	阀门	0.064	26	0.0359
	法兰	0.085	26	0.0477
	连接件	0.028	78	0.0472
1座13井式采油平台合计				0.1309
新2、新3、萨12	阀门	0.064	16	0.0221

平台	法兰	0.085	16	0.0294
	连接件	0.028	48	0.0290
1座8井式采油平台合计				0.0805
3座3井式采油平台合计				0.2415
合计				0.5938

②硫化氢

根据地质方案和采油方案，区块原生天然气中均未发现 H_2S 。但由于压裂后压裂液中富含碳源有机质，促进硫酸盐还原菌的滋生，可能会加速生物成因硫化氢的产生。

因此本项目类比《吉木萨尔凹陷昌吉油田2023年芦草沟组页岩油调整部署18号平台等6个平台产能建设环境影响报告书》，同时结合各油田的经验数据并咨询行业专家，硫化氢量计算公式如下：

$$G_{\text{硫化氢}} = M \times \lambda \times \eta \times \gamma$$

式中： $G_{\text{硫化氢}}$ ——硫化氢损耗量，kg/a；

M ——原油产量，t/a；产能 19.65×10^4 t/a；

λ ——气油比， m^3/t ；项目区气油比按平均 $15.4 m^3/t$ 计算；

η ——油气集输系统损耗率，取5‰；

γ ——伴生气中硫化氢的浓度 mg/m^3 。按最大值取254ppm；

根据计算，本项目硫化氢挥发量为0.004t/a。

(3) 新建储罐无组织挥发废气

吉康脱水站新建2具 $2000 m^3$ 净化油罐，油罐产生的挥发性有机物参照《石化行业VOCs污染源排查工作指南》中关于固定顶罐总损耗的核算方法进行核算。

固定顶罐的总损耗是静置损耗与工作损耗的总和：

$$L_T = L_S + L_W$$

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。

A.静置损失

是指由于罐体气相空间呼吸导致的储存气相损耗。

$$L_S = 365 V_v W_v K_1 K_2$$

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

$$L_S = 365 K_E \left(\frac{\pi}{4} D^2 \right) H_{VO} K_S W_V$$

式中:

V_V : 气相空间容积, ft^3 ;

W_V : 储藏气相密度, lb/ft^3 ;

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, ft^3 ;

D : 罐径, ft ;

H_{VO} : 气相空间高度, ft 。

B.工作损耗

固定顶罐的工作排放计算如下:

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

式中:

L_W : 工作损失, lb/a ;

M_V : 气相分子量, $\text{lb}/\text{lb-mol}$;

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。具体输入参数如下:

具体计算参数见表 4.4.2.1-5。

表 4.4.2.1-5 计算参数

	油品密度	摩尔分子质量 g/g-mol	真实蒸气压	大气压	日平均最高 环境温度($^{\circ}\text{C}$)	日平均最低 环境温度($^{\circ}\text{C}$)
储油罐	$0.85\text{t}/\text{m}^3$	50	40.16kpa	87.8kpa	39	15.1
	水平面太阳能总 辐射($\text{Btu}/\text{ft}^2\cdot\text{day}$)	容积(m^3)	直径(m)	罐壁罐顶颜 色	呼吸阀压力 设定(pa)	呼吸阀真空 设定(pa)
	1547	2000	15.7	灰色	1000	-500
	罐体高度(m)	年平均储存 高度(m)	罐半径(m)	年周转量(t)		
	11.57	9.5	7.85	420720		

估算结果见表 4.4.2.1-6。

表 4.4.2.1-6 储罐无组织烃类气体损耗估算结果

储罐类型	静置损失 (t/a)	工作损耗 (t/a)	合计 (t/a)
2具 2000m ³ 储油罐	31.2	69.36	100.56

故新建储油罐将产生罐顶挥发气 100.56t/a，项目新建储油罐依托现有大罐抽气装置进行油气回收。通过抽气-压缩-分离计量-回收利用的流程来集气，撬块设有水封装置，在 VOCs 收集时保证罐内压力，呼吸阀接入大罐抽气撬块，VOCs 全收集，仅在 VOCs 集输过程出现少量逸散。

本次评价按照 VOCs 全收集，集输过程逸散量按照密闭集输 0.1% 计算，则非甲烷总烃逸散量为 0.2t/a。

4.4.2.2 废水

本项目运营期废水主要包括井下作业废水、采出水。

(1) 井下作业废水

井下作业废水的产生是临时性的。主要是由油井洗井工段产生的。

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 4.4.2.2-1 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	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，本次新增采油井数 55 口，利用老井数 25 口，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 4.4.2.2-2。

表 4.4.2.2-2 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	2170.4	0	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至吉康脱水站污水处理系统处理达标后，上清液回注含油层，底泥定期交由有资质单位进行无害化处置
11	COD	2.77	0	
12	石油类	0.49	0	

(2) 采出水

油藏采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，油田开发初期，采出液中含水率相对油田开发后期较低，但随着开采时间延长，采出液的含水率也会不断加大。

根据开发方案预测，本次产建初期新增采出水约 1400m³/d，末期采出水 1335m³/d，采出液管输至吉康脱水站分离后，经吉康脱水站内采出水处理系统处理，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)标准后,回注地层。根据设计方案,储层改造后平均渗透率18.2毫达西,约 $0.018\mu\text{m}^2$,执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)II标准,参考吉康28脱水站现状采出水处理装置出水水质检测报告(附件9),采出水水质可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)II标准。

表 4.4.2.2-3 采出水监测结果统计

名称	处理工艺	污染物	监测结果	标准	是否达标	监测日期
吉 28 脱水站	混凝沉淀-气浮-过滤	pH	7.96			2023.5
		含油类	2.58	10	达标	
		悬浮物颗粒粒径中值	1.42	5	达标	
		悬浮物固体含量	12.4	15	达标	

4.4.2.3 噪声

运营期间噪声源主要噪声源为井场抽油机噪声以及站场外输泵噪声。项目主要噪声污染源见表4.4.2.2-4。

表 4.4.2.2-4 项目主要噪声源统计表单位:dB(A)

噪声源位置	设备名称	数量	声源强度	声源性质	排放规律
井场	抽油机	3 机平台	66~68	低频声源	连续
		6 机平台	72~74	低频声源	连续
		7 机平台	74~76	低频声源	连续
		8 机平台	76~78	低频声源	连续
		9 机平台	78~80	低频声源	连续
		13 机平台	82~84	低频声源	连续
吉康脱水站	输油泵	4 台	80~85	高频声源	连续
	燃气热电联产机组	1 套	90~95	高频声源	连续
	压滤机	3 台	75~80	高频声源	连续
	压缩机	2 台	80~85	高频声源	间歇
	污水源热泵	1 台	95~100	高频声源	连续
	注水泵	11 台	85~90	高频声源	连续
	增压泵	4 台			

4.4.2.4 固体废物

本工程运营期固体废弃物主要为清罐底泥、落地原油、废滤料、含油废物等。

(1) 含油污泥

含油污泥主要来源于井场及集输管网等检修清罐、清管等,根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中07,石油与天然气开采行业中非稠油开采产生的含油废物为 $90.76\text{t}/\text{万t}$ 产品,本工程最大产油量 $27.58\times 10^4\text{t/a}$,则本项目含油废物产生量为

2503.16t/a。含油污泥属于《国家危险废物名录（2025年版）》中的HW08类危险废物，根据《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中对含油污泥一般处置要求，含油率大于5%的含油污泥（除废弃油基泥浆岩屑）应回收原油，回收的原油品质含水率应小于10%，对不符合此要求的含油污泥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

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地油产生量约0.1t/a计算，本项目运行后共80口油井，落地油总产生量约8t/a。

根据吐哈油田公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时带罐作业，落地油100%回收，回收后的落地原油拉运至吉康脱水站卸油缓冲罐，进入原油处理系统进行处理。

（3）废机油

井站场各项装置运转时会产生废机油，属于HW08类危险废物（废物代码900-214-08），类比同类站场，产生量约2t/a，产生危险废物定期委托有资质单位转运处置。

（4）油泥包装袋及废防渗材料

在运行过程中由于铺设作业、落地油及油泥装袋，将产生废弃的油泥包装袋及含油防渗布（统称含油废弃防渗包装物），类比现有工程，单井产生量为0.03t，项目合计80口油井，则含油废弃防渗包装物产生量为2.4t/a。油泥包装袋及废弃含油防渗布属于危险废物类别中的其他废物（HW08），废物代码为900-249-08，此类危险废物在现有的污油泥暂存点暂存，定期委托有资质单位外运处置。

4.4.3 退役期污染源分析

随着油田开采的不断进行，储量逐渐下降，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的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。

油井停采、站场等退役后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、场地清理、管线封堵、设备清洗等，应按照《吐哈油田报废井封井实施细则》中相关要求进行处理；在此过程中将会产生少量扬尘、清洗废水和固体废物等，因此，在退役期施工操作中应注意采取降尘措施；废弃管道和设备的清洗废水经收集后委托第三方拉运处置；退

役期产生的固体废物分类收集，设备管线经清洗后可回收再利用，废弃建筑垃圾外运至当地相关部门指定的建筑垃圾处置场所处理，危废交有资质单位安全处置。

4.5 污染物排放情况

4.5.1 项目污染物排放情况汇总

本项目施工期、运行期主要污染物排放及生态影响汇总见表 4.5.1-1 和表 4.5.1-2。

表 4.5.1-1 本项目施工期“三废”排放及生态影响汇总表

污染源	主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	生物质锅炉废气	颗粒物	0.34	使用合格燃料，废气经水幕除尘器处理后经 30m 排气筒排放
		SO ₂	0.25	
		NO _x	0.69	
	车辆尾气	CO	0.917t	使用合格燃料，加强机械设备维护保养
		烃类	1.57t	
		NO _x	4.22t	
		SO ₂	0.05t	
	施工扬尘	TSP		无组织排放
	罐体刷漆废气	非甲烷总烃	0.13t	无组织排放
废水	钻井废水	COD、石油类、SS	3.15×10 ⁴ m ³	严格执行“泥浆不落地”工艺，现场优先回用于配制新钻井液或循环利用，剩余无法利用部分送至吉康脱水站处理达标后回注
	压裂返排液	COD、石油类、SS	16200m ³	收集后优先在井间压裂进行回用，剩余无法利用的由罐车送至吉康脱水站处理达标后回注
	管道试压废水	SS	665m ³	收集沉淀后用于周边施工场地洒水抑尘
	生活污水	COD、氨氮、BOD ₅ 、SS	1362.4m ³	施工场地设环保厕所，盥洗水用于施工场地洒水降尘
噪声	施工设备噪声	钻机、压裂车、工程机械等，源强 70~105dB(A)		调整施工时间，避让敏感目标，优选低噪设备
固废	钻井工程	水基钻井泥浆	613.37t	属一般工业固废，严格执行“泥浆不落地”工艺，委托第三方拉运综合利用
		水基钻井岩屑	7940.48t	
		油基钻井泥浆	1045.11t	属危险废物，委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司处理处置
		油基钻井岩屑	7170.59t	
	施工废物	建筑垃圾	1.2t	属一般工业固废，回用或送至指定的建筑垃圾处置场所处置
		含油固废	37.08t	属危险废物，交有资质单位处置
	施工保障	生活垃圾	34.56t	统一收集运输至环卫部门指定地点处置
生态	钻井、道路、管线施工，井、站地面工程建设	工程总占地面积 64.5952hm ² ，其中永久占地 15.3397hm ² ，临时占地 46.2555hm ² 。地表、植被破坏，加剧水土流失		施工完成后，临时占地进行植被恢复

表 4.5.1-2 本项目运行期“三废”排放汇总表

污染源	主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	微燃机电联产机组	颗粒物	1.133t/a	15m 排气筒排放
		SO ₂	1.584t/a	
		NO _x	7.409t/a	
	集输处理过程无组织逸散	非甲烷总烃	0.7938t/a	加强密闭管理,降低无组织排放
		H ₂ S	0.004t/a	
废水	初期采出水	SS、石油类、COD	51.22×10 ⁴ m ³ /a	经吉康脱水站采出水处理达标后回注,不外排
	末期采出水		66.98×10 ⁴ m ³ /a	
噪声	设备噪声	源强 65~95dB(A)		优选低噪设备、基础减振等措施
固废	措施及井下作业	落地油	8t/a	属危险废物,委托有资质单位定期转运处置
	清罐、清管及维修	含油污泥	2503.16t/a	
		废机油	2t/a	
		废防渗材料等	2.4t/a	

4.5.2 项目污染物排放总量核定

按污染物排放总量控制原则,评价建议总量控制指标见表 4.5.2-1,总量控制指标应以当地环保部门下达的指标为准。

表 4.5.2-1 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	非甲烷总烃	0.7938
	H ₂ S	0.004
	颗粒物	1.133
	SO ₂	1.584
	NO _x	7.409

4.6 清洁生产分析

4.6.1 清洁生产技术和措施分析

4.6.1.1 钻井过程的清洁生产工艺

(1) 工程采用国内较先进的钻井工艺,选用分段钻探方式(一开、二开和三开)钻井,钻井泥浆成分不含有毒化学物质。

(2) 作业井场采用钻井液循环系统并采取节水减排措施,使钻井废水的循环利用率达到 95%以上,控制了新水用量,减少了钻井废弃物的产生量。

(3) 在钻井、注水、防砂等钻采工艺中,采取防渗漏措施(下入表层套管),防止钻井化学药剂对地下水的污染。

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

(5) 采用低固相优质钻井液,尽量减少泥浆浸泡油层时间,保护储层。

(6) 设置井控装置(防喷器等),并采取了防止井喷和井漏的技术措施,以及防止

井喷事故对环境造成污染影响。

4.6.1.2 原油集输及处理清洁生产工艺

(1) 采用功能较强的 PLC 系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

(2) 油气集输采用密闭集输流程

在集输方案的设计上进行了优化，充分考虑和利用油藏的自然能量，确定合理的采油方式和油井回压。在集输流程上，油气从井口至计量站，再输送至处理站，采用密闭流程，降低了油气的损耗，减少烃类物质的挥发量，从而节约了能源，降低了对大气环境的污染影响。

(3) 优化布局，减少建设用地

对井场及站场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。在集油区将油、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，避免切割沙漠，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。为减少风季产生的风蚀作用，在集油支线、电力设施底部地面敷设的地表采用芦苇草方格固沙屏障。

4.6.1.3 运营期井下作业清洁生产工艺

(1) 在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发；计量站及管汇撬阀门、油泵等设备采用密闭性能可靠的装置，杜绝跑、冒、滴、漏现象发生。

(2) 原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

(3) 采油井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

(4) 在井下作业过程中，对产生的井下作业废水采用循环作业罐（车）收集，运至吉康脱水站采出水处理系统处理达标后，上清液回注含油层，节约了新鲜水的同时减少外排；底泥定期交由有资质的单位进行无害化处置；井下作业过程中铺膜防止原油落地，对作业过程中散落的落地油，及时收集清运，由新疆中建环能北庭环保科技有限公司进行处理。

4.6.1.4 节能及其它清洁生产措施分析

(1) 采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

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

(3) 采用先进、可靠的自动控制技术，提高生产运行参数的安全性、准确性。集油

区采用自动化管理,实现无人值守,提高了管理水平。

4.6.1.5 建立有效的环境管理制度

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

本项目主要采取的环境管理措施如下:

(1) 落实环保目标责任制,坚持环保指标考核,推行清洁生产。

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

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

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

4.6.2 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4.6.2-1~表4.6.2-3。

(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:

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中: P ——清洁生产综合评价指数;

P_1 ——定量评价指标考核总分值;

P_2 ——定性评价指标考核总分值。

表 4.6.2-1

钻井作业清洁生产指标分析

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	本项目情况	得分
(1)资源与能源消耗指标	30	占地面积	m ²	15	符合行业标准要求	符合行业标准要求	15
		新鲜水消耗	t/100m标准进尺	15	≤25	20~25	10
(2)生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	95	5
(3)资源综合利用指标	30	钻井液循环率	%	10	井深 2000m 以下 ≥40% 井深 2000m-3000m ≥50% 井深 3000m 以上 ≥60%	本工程井深 3150m 以上：钻井液循环率 95%	10
		柴油机效率	%	10	≥80	85%	10
		污水回收率	%	10	≥90	100%	10
(4)污染物产生指标	35	钻井废水	t/100m标准进尺	10	甲类区 ≤30 乙类区 ≤35	29.73	10
		石油类	mg/L	5	≤100	符合排放标准要求	5
		噪声		5	符合排放标准要求	符合排放标准要求	5
		废弃钻井液	m ³ /100m标准进尺	10	≤10	≤10	10
		柴油机烟气		5	符合排放标准要求	符合排放标准要求	5
合计							95
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值		本项目情况	得分
(1)资源与能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10		本项目钻井过程采用无毒无害的钻井液	10
		柴油消耗	具有节油措施	5		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		国内先进	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		配备完善固控系统	5

		井控措施	具备	5	配备井控装置	5
		有无防噪措施	有	5	具有减震等降噪措施	5
(3)管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	建立有 QHSE 管理体系	10
		开展清洁生产审核,并通过验收		20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		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的符合性	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、二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,剩余少量液相拉运至吉康脱水站处理;	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	评价要求进行污染物排放总量控制与减排措施	5
		满足其他法律法规要求		5	满足其他法律法规要求	5
		合计				

表 4.6.2-2

井下作业清洁生产指标分析

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	本项目情况	得分
(1)资源与能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤0	本项目作业液消耗 2.8m ³ /井次	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤0	>0	0
		单位能耗	行业先进水平	10	行业基本水平	符合	8
(2)生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	入罐率 100%	20
(3)资源综合利用指标	20	生产过程排出物利用率	%	20	100	采出水回注率达 100%	18
(4)污染物产生指标	30	作业废液量	m ³ /井次	10	≤0	本项目钻井期压裂液采用可回收压裂液体系,回收的压裂返排液可直接作为前置和顶替液用于压裂,作业废液量为 >3.0m ³ /井次	5

		石油类	mg/L	5	甲类区≤10 乙类区≤50	110~112	2
		COD	mg/L	5	甲类区≤100 乙类区≤150	1000~1040	2
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区≤50 乙类区≤70	>70	2
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	/	100%处置	5
合计							72
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目情况		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	在储油罐、废水罐等罐区设置围堰		5
		防渗范围	废水、使用液等可能落地处	5	废水、使用液等可能落地处进行防渗		5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	20	采用可回收压裂液体系，回收后交由第三方公司集中处理		20
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	企业建立 HSE 管理体系并通过认证		15
		开展清洁生产审核		20	已开展清洁生产审核		20
		制定节能减排工作计划		5	评价要求进行污染物排放总量控制与减排措施		5
(3)贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求		20	满足其他法律法规要求		20
合计							100

表 4.6.2-3

采油作业清洁生产指标分析

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	本项目情况	得分
(1)资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油 ≤ 65	≤ 65	30
(2)资源综合	30	余热余能利用率	%	10	≥ 60	-	0

利用指标		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	≥80	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	10	≤100		5
		COD	mg/L	10	甲类区≤100 乙类区≤150		5
		采出废水回收率	%	10	≥60	100	10
		采出废水有效利用率	%	10	≥80	100	10
合计							80
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目情况		得分
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量	井筒设施完好	5	进行井筒完整性管理，保证井筒设施完好		5
		采油方式	采油方式经过综合评价确定	10	注水采油		10
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	井场至吉康脱水站均为密闭集输送		10
(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	企业建立 HSE 管理体系并通过认证		10
		开展清洁生产审核		20	已开展清洁生产审核		20
		制订节能减排工作计划		5	评价要求进行污染物排放总量控制与减排措施		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	项目建设严格执行了环保“三同时”制度		5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	本次为项目环境影响评价		5
		老污染源限期治理项目完成情况		5	按计划完成		5
		污染源排放总量控制与减排指标完成情况		5	按计划完成		5
合计							100

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况,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见表4.6.2-4。

表 4.6.2-4 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4.6.2-1~表4.6.2-3计算得出:本工程钻井作业定量指标得分95分,定性指标得分100分,综合评价指数得分97分;井下作业定量指标得分72分,定性指标得分100分,综合评价指数得分81.2分;采油作业定量指标得分80分,定性指标得分100分,综合评价指数得分88分;综合评价指数平均得分89.4分, $75 \leq P < 90$, 属于清洁生产企业。

4.6.3 清洁生产改进措施建议

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

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

(2) 回收再利用:本项目一开、二开使用水基钻井液,返排泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆,其中泥浆进入泥浆罐循环使用,膨润土泥浆钻井岩屑排入岩屑池,采用不落地技术处理后,委托第三方拉运处置,目前用于垫路基。钻井液循环率达到95%以上,压裂废液、酸化废液等井下作业废水100%返排入罐。

(3) 搞好固井,防止固井工程事故,而增加钻井废液的排放量。

(4) 提高钻井泥浆固相控制效率。钻井液密度是一项重要的性能指标,其必须控制在一定范围内。随着钻井液的重复使用,泥浆中的固相含量一般会逐渐升高,升至一定限度后必须加药加水重新调制,因此,提高钻井液固控系统的处理效率,控制钻井液中固相含量的升高,对减少钻井液的产生和排放量起着重要作用。

(5) 提高钻井泥浆抑制能力,控制地层造浆。具体措施是采用具有抑制泥页岩水化作用的钻井液,抑制由于地层水向井筒浸渗而形成的表面造浆,从而减少在表层钻进时泥浆量的迅速增加。

(6) 搞好钻井设计,合理选择井身结构、井眼尺寸及钻井技术。采用定向井、丛

式井组可节约井场占地，可以减少钻井过程对地貌的破坏。另外，丛式井在一个井场打多口井，可以提高泥浆和泥浆废水的重复利用率，减少钻井废水的排放量。钻水平井与取得相同产量的钻直井相比，可以减少钻井占地，节约钻井进尺，从而减少钻井液排放。分支井钻井是指在一口主井眼中钻两口或多口水平井。分支井在节约钻井进尺、减少能源消耗、提高钻井泥浆及废水的重复利用率，与水平井所起的作用相似。小井眼技术是指井眼直径小于常规井的钻井工艺。当钻井深度一定时，井眼直径越小，废钻井液的产生量越少。在可能的情况下，采用细孔井工艺会大幅度降低钻井废液产生量。

针对废洗井液产生指标高的情况，提出以下建议：利用井口出水压力将污水注入洗井车内进行净化处理，处理后的清水排入水箱，再用泵车注入井内，如此循环直至合格。

4.6.4 清洁生产改进措施建议

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

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

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

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

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

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

③产生并确定企业从产品、原材料、技术工艺、生产运行管理，以及废物循环利用

等多途径进行综合污染预防的机会、方案与实施计划；

④不断提高企业管理者与广大职工清洁生产意识与参与程度，促进清洁生产在企业持续改进。

4.7 相关法规、政策相符性分析

4.7.1 相关规划相符性分析

4.7.1.1 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《“十四五”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，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，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：项目预计新建原油产能 19.65 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。

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。

4.7.1.2 与《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》相符性分析

(1) 文件要求

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出：“实施能源资源安全战略”按照“供应安全兜底，油气核心需求依靠自保、电力供应稳定可靠。夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产，做好煤制油气战略基地规划布局和管控。扩大油气储备规模，健全政府储备和企业社会责任储备有机结合、

互为补充的油气储备体系。加强战略性矿产资源规划管控，提升储备安全保障能力，实施新一轮找矿突破战略行动。”

(2) 相符性分析

本项目属于陆地石油开采建设项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出的夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产要求。

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

(1) 文件要求

根据《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》：建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

(2) 相符性分析

本项目吐哈吉南油田萨探 1 区块，行政隶属于昌吉州吉木萨尔县，项目建成后将新建产能 19.65×10^4 吨/年。项目的开发与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》相符。

4.7.1.4 与《昌吉州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》相符性分析相符性分析

(1) 文件要求

根据《昌吉州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中“三、推进油气资源开发利用”，加快推动油气田开发。按照“发展下游，支持中游，协调上游”的原则，加快推进阜康、吉木萨尔油田、奇台天然气田开发力度，延伸石油天然气下游产业链，重点发展聚酯类高分子化工新材料深加工和凝析油深加工，形成与油田开发配套服务的产业新业态、新模式，

推动关联深加工产业链规模化发展。

(2) 相符性分析

本项目属于陆地石油开采建设项目，项目建成后将新建原油产能 19.65×10^4 吨/年。

项目的开发与建设与《昌吉州国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》相符。

4.7.1.5 与《扩大内需战略规划纲要（2022—2035年）》相符性分析

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。本项目为吐哈油田吐哈吉南油田萨探1区块二叠系井井子沟组油藏产能建设项目，属于陆上石油天然气开采活动；依据开发方案，新建产19.65万吨，并配套站外集输系统、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。

4.7.2 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，本项目位于吉木萨尔县境内，所在区域属于限制开发区域（国家级农产品主产区），为天山北坡主产区。

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

本项目为石油开采项目，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，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。

项目吉康脱水站至计量交接站管线穿越吉木萨尔北庭国家湿地公园一般管控区（现状干渠），采用顶管穿越方式，穿越点位即“萨105采油平台至吉康脱水站”集输管线穿越位置，该工程已取得吉木萨尔县林业和草原局《关于吉康油田萨探1区块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验产能建设项目占用新疆吉木萨尔县国家湿地公园的复函》。为了实现区域的生态功能，项目对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰；在项目实施过程中需要积极采取生态补偿措施，加强对荒漠生态功能区保护和恢复，高度注意保护荒漠植被，保护野生动物，保护地貌，维护自然生态环境，积极落实本次环评提出的各项生态环境保护措施。

综上，本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》对于项目区块的开发管制原则，与区域生态功能的保护是协调的。

4.7.3 与《新疆生态环境功能区划》相符性分析

(1) 划分情况

对照《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—Ⅱ-3准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区—Ⅱ-3S阜康-木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区。其生态功能见表4.7.3-1。

表4.7.3-1 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-3准噶 尔盆地 南部荒 漠绿洲 农业生 态亚区	Ⅱ-3S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

(2) 相符性分析

本项目将采取严格的生态保护及恢复措施对荒漠及农田生态系统进行保护及恢复，本次环评针对耕地、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。

4.7.4 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 4.7.4-1 项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》相符性分析

相关要求	本项目情况分析
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。	项目为新建项目，选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备，项目使用的能源均为清洁能源。工业废水回用率大于 90%；落地油 100%回收，可做到节能降耗，提质增效。
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。	油气集输过程废气：采用密闭混合输送工艺，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；对各井场内的设备、阀门等进行定期检查、检修。
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、黄釜选矿行业氰化尾渣、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。

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。

4.7.5 与行业相关法规、政策相符性分析

4.7.5.1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

(1) 本项目拟采取的环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关污染防治技术政策对比如下。通过对比，本项目能够符合相关规定要求。

表 4.7.5-1 项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求（摘录）	本项目情况分析
一、总则	
1 到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；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。	①本项目施工期施工废水的综合回用率≥90%，运行期废水处理率达到 100%，施工期和运行期的固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%； ②建设单位已建立完整的环境管理体系，评价提出了严格、可行的污染防治措施，在严格落实的情况下可以避免重大环境污染和生态破坏事故的发生。
2 石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。大	①本项目开发区域总体布局基本合理，评价在施工期和运行期提出了严格、可行的污染防治和生态保护措施，建设单位确保严格执行；

	力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	②本项目符合清洁生产要求，多方面发展了“减量化、再利用、再循环”的循环经济，拟采取成熟有效的污染防治和生态保护措施。
3	在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	项目选址选线对环境敏感区采取了避让、减缓、补偿等措施，评价对本项目所在地环境敏感性进行了充分的调查和论证，建设单位承诺严格执行环评文件及当地环境管理部门的要求。
二、清洁生产		
4	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	建设单位对吉南油田的开采进行了总体规划，制定了合理的实施方案，布局采取优化设计，尽量减少占地。
5	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。	本项目钻井期间一开、三开使用无害化水基钻井液；钻井液体系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。
6	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%。	本项目井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，对产生的少量落地油进行收集，作业结束后送至现有危废暂存点暂存，最终委托有资质单位转运处置，落地油回收处置率达到100%。
7	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，压裂返排液返排入罐率应达到100%。	本项目不涉及酸化改造，压裂液集中配制，采用可回收压裂液体系，压裂返排液可直接作为前置和顶替液用于压裂，优先在井场利用，压裂返排液均暂存于废液收集罐，入罐率100%，最终无法利用的交由处理能力单位规范化集中处理，不外排。
8	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。	本项目集输过程采取密闭流程，最大限度地减少了烃类气体的排放。
三、生态保护		
9	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	本项目钻井平台均为丛式井组，减少了新增占地和钻井废弃物的产生。
10	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50%以上，站场放空天然气应充分燃烧。	吉康脱水站分离伴生气用于热电厂机组燃料就地发电利用，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。
四、污染治理		
11	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，未进入生产流程的污油、污水应固液分离，废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式。	①采用泥浆不落地工艺流程，钻井泥浆分离处理液相用于配置泥浆循环利用，剩余无法利用部分最终交由处理能力的单位处理，不外排； ②采出水由吉康脱水站处理达标后回注。
12	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。	采取泥浆不落地措施，钻井泥浆暂存于钻井泥浆岩屑地上收集罐中，固相岩屑暂存于岩屑收集罐内，定期交由处置能力的单位处置。上述收集暂存设施均采取防渗措施。
五、鼓励研发的新技术		
13	废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥资源化利用和无害化处置技术，石油污染物快速降解技术，受污染土壤、地下	本项目产生的钻井废液通过循环利用提高资源利用效率；无法利用的废弃钻井液及压裂返排液分别委托有处理能力的单位采取相应的资源化利用和无害化处

	水的修复技术。	置。
六、运行管理与风险防范		
14	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。	建设单位已建立了完善的环境管理体系。
15	在开发过程中，企业应加强油气井套管检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	建设单位采取了相应措施以加强油气井套管的检测和维护，进一步防止油气泄漏污染地下水。
16	油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	建设单位已建立了完善的环境保护人员培训制度，所有人员均培训合格后上岗。
17	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	建设单位已制定了突发环境事件应急预案，并定期演练。环评中提出了运行期跟踪监测计划，建设单位按要求开展特征污染物的跟踪监测，采取消除事故隐患的措施及应急处理办法，防止突发事故。

4.7.5.2 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相符性分析

《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）中就涉及石油开发的要求见表4.7.5-2。根据对比，本项目拟采取的措施要求符合通知相关要求。

表 4.7.5-2 项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相符性

序号	通知要求（摘录）	本项目情况分析
1	（四）油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目新区块开发项目，以吐哈吉南油田区块进行评价，评价内容包括改扩建站场、钻井平台、管线及道路等配套工程。报告将施工期、运行期地下水、生态、土壤、环境风险等要素环境影响和污染防治措施可行性作为评价重点；对依托工程进行了依托可行性分析。
2	（七）涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目产生的采出水依托吉康脱水站采出水处理站处理达标后回注地层，不外排；钻井废水和压裂返排液等均交由有能力的单位进行处置后综合利用，不外排。

	<p>(八) 涉及废水回注的,应当论证回注的环境可行性,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前,回注的井采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(GB/T 304)等相关标准要求后回注,同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层,一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。</p>	<p>本项目采出水处理达标后全部回注。报告对回注的可行性进行了分析,从源头防控、过程控制、分区防渗等方面提出了地下水污染防治措施,制定了运行期地下水监测计划。本项目利用该油田采出水回注,油层下仅为了满足生产用水需要,且有利于节约地下水资源。项目回注井建设严格按照相关规范进行,回注井投入使用后,建立回注系统操作规程,记录注水量及泵压变化情况,定期对回注井进行检测。</p>
4	<p>(九) 油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物,应当遵循减量化、资源化、无害化原则,按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施,提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物,应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究,重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响,分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求,促进固体废物合理利用和妥善处置。</p>	<p>本项目钻井过程采取泥浆不落地工艺措施进行减量化、资源化处理,含油危险废物与一般固废分类收集处置,符合管理要求。环评报告结合各类固体废物的性质、产生量和产生环节分析了环境影响,明确了处理处置措施,论证了措施的可行性。</p>
	<p>(十) 陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装卸损失、废水液面逸散、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。排场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备,应当优先使用清洁能源,废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。</p>	<p>本项目原油采用管线密闭集输,减少挥发性烃类无组织排放。新建储油罐配备了大罐抽气装置,吉康脱水站新建燃气热电联产机组,燃用伴生气,排放污染物满足《大气污染物综合排放标准》要求。以上内容符合规范和要</p>
6	<p>(十一) 施工期应当尽量减少施工占地,缩短施工时间,选择合理施工方式,落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电,高标准清洁燃油,减少废气排放。选用低噪声设备,避免噪声扰民。施工结束后,应当及时落实环评提出的生态保护措施。</p>	<p>本项目钻井平台卧式布局,减少了工程占地,施工结束后通过实施植被和生态恢复措施,可降低临时占地对生态环境的影响。工程选址选线远离居民集中区,施工过程中采用低噪设备,可有效避免噪声影响。以上内容符合规范和要</p>
	<p>(十二) 陆地油气长输管道项目,原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区,并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险,尽量远离沿线居民。</p>	<p>项目管线选线尽可能避让环境敏感区,环评报告明确了主要管线穿越敏感区、穿越方式及位置等,并提出了相应的风险防范措施。</p>
8	<p>(十三) 油气储存项目,选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测,落实地下水污染防治和跟踪监测要求,采取有</p>	<p>本项目在吉康脱水站新建2具储油罐,选址远离水源保护区、集中居民区等环境敏感区。吉康脱水站设有地下水监控井,项目制定了</p>

	效措施做好环境风险防范与环境应急管理。	运行期地下水跟踪监测计划。
④	(十四)油气企业应当加强风险防控,按规定编制突发环境事件应急预案,报所在地生态环境主管部门备案。	吐哈油田分公司准东东采油管理区已制定较为完善的突发环境事件应急预案,并按规定报生态环境主管部门备案,备案文号652327-2023-0111-L。各生产单位结合各自特点定期开展应急演练。运行期对集输管线和站场定期开展巡线巡查、检测维修。

4.7.5.3 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》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 4.7.5.3 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。	平台布局紧凑合理,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
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。	项目采用丛式井组布井,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。	吉康脱水站分离伴生气用于热电联产机组燃料就地发电利用,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。项目采取泥浆不落地措施,钻井泥浆暂存于钻井泥浆岩屑地上收集罐中,固相岩屑暂存于岩屑收集罐内,定期交有处置能力的单位处置。	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。	平台集输加热采用高效二氧化碳空气源热泵,显著降低能耗;原油集输采用密闭管输,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。	项目建设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，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
---	-----------	---	---	----

4.7.5.4 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 4.7.5-4 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地层，各类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 。	本项目无组织烃类挥发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，并按标准开展厂界监测，确保边界非甲烷总烃达标。	相符

4.7.5.5 与其他相关条例符合性分析

本项目与《关于印发石油天然气开采等四个行业建设项目环境影响评价文件审批要点（试行）的通知》等文件要求的相符性分析见表 4.7.5-5。

表 4.7.5-5 项目与相关法规政策的相符性分析

序号	相关政策	相关要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	关于印发石油天然气开采等四个行业建设项目环境影响评价文件审批要点（试行）的通知	项目应符合生态环境保护相关法律法规和政策，符合“三线一单”要求，并与环境功能区划、生态环境保护规划等规划相协调	本项目与生态环境保护相关法律法规和政策，“三线一单”相关要求相符，与当地环境功能区划、生态环境保护规划相协调	符合
		禁止在居民区和国务院或者省人民政府划定的重要水源涵养区、饮用水水源保护区、国家公园、自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园等自然公园、文物保护单位等区域内进行石油、天然气开发	本项目永久占地范围内无通知中所述环境保护目标	符合
		油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评）。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价	本项目新区块开发项目，以吐哈吉南油田区块进行评价。	符合
		涉及废水回注的油气开采项目，应当论证回注的环境可行性，不得回注与理站处理达标后回注，报告中对	本项目采出水经依托的采出水处理站处理达标后回注，报告中对	符合

		油气开采无关的废水。	回注可行性进行了分析。	
		油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家 and 地方有关固体废物的管理规定进行处置。	项目钻井过程采取泥浆不落地工艺措施进行减量化、资源化处理，含油危险废物与一般固废分类收集处置，符合管理要求。环评报告结合各类固体废物的性质、产生量和产生环节分析了环境影响，明确了处理处置措施，论证了措施的可行性。	符合
		对挥发性有机物无组织排放进行有效管控。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。	本项目采出液采用管线密闭集输，减少了挥发性烃类气体无组织排放。评价要求建设单位在建设及运行过程中严格落实环境风险防范措施。	符合
		油气开采企业应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测	建设单位制定了地下水、土壤等跟踪监测计划	符合
		油气开采企业应对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施	本次评价对项目退役期的生态保护措施提出了要求	符合
		选用低噪声工艺和设备，采取隔声、消声、减振和优化总平面布置等措施有效控制噪声污染	本项目对噪声污染提出了有效的控制措施	符合
		提出合理的环境风险应急预案编制要求和有效的环境风险防范及应急措施	建设单位制定了环境风险应急预案，并按地方政府要求进行了备案	符合
2	钻前工程及井场布置技术要求	开展了信息公开和公众参与，公众参与内容、格式、程序满足《环境影响评价公众参与办法》要求。	建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》要求开展了信息公开及公众参与。	符合
		油、气井井口距高压线及其他永久性设施不小于75m，距民宅不小于100m，距铁路、高速公路不小于200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于500m。在地下矿产采掘区钻井，井筒与采掘坑道、矿井坑道之间的距离不小于100m	钻井平台选址距高压线及其他永久性设施、居民民居距离均>100m，平台选址范围500m内无铁路、高速公路、人口密集型或高危型场所，选址不涉及地下矿产采掘区。	符合
		在山区、丘陵地区、河床、海滩、湖泊、盐田、水库、水产养殖场钻井井场应相应设置防洪、防泥石流、防山体滑坡、防腐蚀、防污染等安全防护设施，在沙漠布置井场应注重防风、防沙	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

4.7.6 与其他相关法规、政策相符性分析

4.7.6.1 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 4.7.6-1。

表 4.7.6-1 《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2021 年）》符合性分析

序号	要求	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探1区块二叠系井井子沟组油藏产能建设项目，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，本次以萨探1区块开展环境影响评价。
	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。	本项目为常规石油开采项目，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、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目各平台选址不涉及自然保护区、风景名胜区等自然保护地。
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大幅减少了施工占地；施工期严格控制施工作业带，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 0.3%；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》（GB19728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。	本项目原油采用管线密闭集输，减少挥发性烃类无组织排放。新建储油罐配套了大罐油气装置，吉康脱水站新建燃气热电联产机组，燃用伴生气，排放污染物满足《大气污染物综合排放标准》要求。
	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。	吉康脱水站新建燃气热电联产机组，燃用分离伴生气，实现回收利用，减少排放。
	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	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%。二开油基钻井液，三开水基钻井液均采用“泥浆不落地”工艺，循环利用率 >97%。

	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。	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/T695）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。	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。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，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。	报告书已制定详细的退役期生态恢复方案，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。

4.7.6.2 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》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4.7.6-2。

表4.7.6-2 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析

序号	条例相关内容	符合性
1	第二十七条禁止在自治区行政区域内引进能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	本项目为陆地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。	本项目为陆地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。

1	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。
2	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；燃油、溶剂的储存、运输和销售；涂料、油墨、胶黏剂、农药等以挥发性有机物为原料的生产；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。	本项目原油采用密闭管输工艺，输送至吉康脱水站处理，分子伴生气用于热电联产机组燃料，新建储油罐配套大罐抽气装置，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。

7.6.3 与湿地相关法律、条例符合性分析

项目与《中华人民共和国湿地保护法》、《国家级自然公园管理办法（试行）》、《新疆维吾尔自治区湿地保护条例》符合性分析见表 4.7-6-3。通过对比分析可知，本项目符合湿地相关法律、条例中相关要求。

表 4.7-6-3

项目与《中华人民共和国湿地保护法》符合性分析表

序号	法律法规	相关要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	《中华人民共和国湿地保护法》	第十九条 国家严格控制占用湿地，建设项目选址、选线应当避让湿地，无法避让的应当尽量减少占用，并采取必要措施减轻对湿地生态功能的不利影响。 第二十八条 禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为：（一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源；（二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土；（三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物；（四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥，投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为；（五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。	项目吉康脱水站至计量交接站管线穿越吉木萨尔北庭国家湿地公园一般管控区（现状干渠），无永久占地，施工作业区不占用湿地公园。	符合
2	《国家级自然公园管理办法（试行）》	第十八条 严格保护国家级自然公园内的森林、草原、湿地、荒漠、海洋、水域、生物等珍贵自然资源，以及自然遗迹、自然景观和文物古迹等人文景观。在国家级自然公园内开展相关活动和设施建设，不得擅自改变其自然状态和历史风貌。禁止擅自在国家级自然公园内从事采矿、房地产、开发区、高尔夫球场、风力光伏电站等不符合管控要求的开发活动。禁止违规侵占国家级自然公园，排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒	管线穿越工程施工采用顶管方式，一次顶穿湿地公园生态保育区干渠，72小时非灌溉期完成，实现“零断流、零开挖、零占地”将对湿地公园的影响降至最低。施工	符合

		固体废物等污染环境的行为。	结束进行原址原貌恢复。	
		第十九条 国家级自然公园范围内除国家重大项目外，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动：（一）自然公园内居民和其他合法权益主体依法依规开展的生产生活及设施建设；（二）符合自然公园保护管理要求的文化、体育活动和必要的配套设施建设；（三）符合生态保护红线管控要求的其他活动和设施建设；（四）法律法规和国家政策允许在自然公园内开展的其他活动。	穿越点位即“萨探105采油平台至吉康脱水站”集输管线穿越位置，该工程已取得吉木萨尔县林业和草原局《关于吉康油田萨探1区块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验产能建设项目占用新疆吉木萨尔县国家湿地公园的复函》。	符合
	《新疆维吾尔自治区湿地保护条例》	第二十三条 任何单位和个人不得擅自在湿地内修建或者扩建与湿地保护无关的建筑物、构筑物以及围坝、道路及其他交通设施；原已批准修建但不再利用的，应当按照林业和草原行政主管部门及有关部门的要求，及时清理并恢复原貌。		符合
		第二十四条 严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。		符合
		第二十五条 在湿地内从事建设活动的，应当符合湿地保护规划，并依法进行环境影响评价。生态环境部门在审批环境影响评价文件时，应当征求同级林业和草原行政主管部门或者有关主管部门的意见。		符合

4.7.6+ 与耕地、基本农田相关条例相符性分析

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〔2020〕24号）、《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》相符性分析见表4.7-5。通过对比分析可知，本项目符合基本农田相关政策要求。

表 4.7-5

项目与基本农田相关政策符合性分析表

序号	法规政策	相关要求（摘录）	本项目情况	符合性
	《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〔2020〕24号）	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	项目不涉及占用耕地建设绿色通道	

	<p>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。</p>		
	<p>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。</p>	<p>本项目为生产建设项目，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。</p>	
	<p>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。</p>	<p>本项目工程永久占地面积为 18.3397hm²、临时占地面积为 46.2555hm²，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理用地审批手续，并按照正式征地文件对所占耕地进行经济补偿，不属于违规占用。</p>	
	<p>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。</p>	<p>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。</p>	

《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）	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。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件，土壤剥离、复垦验收等有关规定。	本项目工程永久占地面积为183307m ² ，临时占地面积为462355m ² ，占地类型包含水浇地等耕地及其他草地等类型。施工结束后将及时开展清理，平整、覆土回填及复垦恢复。	符合
	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。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。	本项目为油田产能建设工程，各单体工程临时施工时间较短，一般不会超过两年，评价要求建设单位应在批准的临时土地使用期限进行建设。	符合
	临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。	评价要求建设单位应当严格按照批准的用途使用临时占用的土地，不得转让、出租、抵押临时用地，项目临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，确因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。	符合
	严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	本项目临时用地完成后，应在临时用地期满后拆除临时建（构）筑物，其中临时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。	符合

4.7.6.5 与水土保持、防沙治沙相关条例符合性分析

本项目与《中华人民共和国水土保持法》（2011年3月）、《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）相符性分析见表4.7.6-6。通过对比分析可知，本项目符合相关法规要求。

表4.7.6-6 项目与《中华人民共和国水土保持法》相符性分析

序号	法规	相关要求(摘录)	本项目情况	符合性
	《中华人民共和国水土保持法》	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、风能和水电，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
	《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〕118号）	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。	符合
		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。	符合
		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	符合

			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。	
--	--	--	--	--

4.7.7 “三线一单”生态环境分区管控方案的相符性分析

4.7.7.1 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 2.10-3,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。

本项目为陆地石油天然气开采项目,符合重点管控单元的发展方向。

4.7.7.2 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),全疆划分为七大片区,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 4.7.7-1。

4.7.7.3 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》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。

项目所在区域涉及吉木萨尔县优先保护单元（新疆吉木萨尔北庭国家湿地自然公园一般控制区优先管控单元 ZH65232710002），吉木萨尔县重点管控单元（吉木萨尔县限采区 ZH65232720003，吉木萨尔县城镇集中建设区 ZH65232720001 吉木萨尔北庭工业园区 ZH65232720002），奇台县重点管控单元（奇台县限采区 ZH65232520007），在昌吉州生态环境分区相对位置见图 4.7.7-1。具体生态环境准入清单要求见表 4.7.7-2。

表 4.7.7-1 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
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），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 39723-2020）要求，采用全密闭管输工艺，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。	

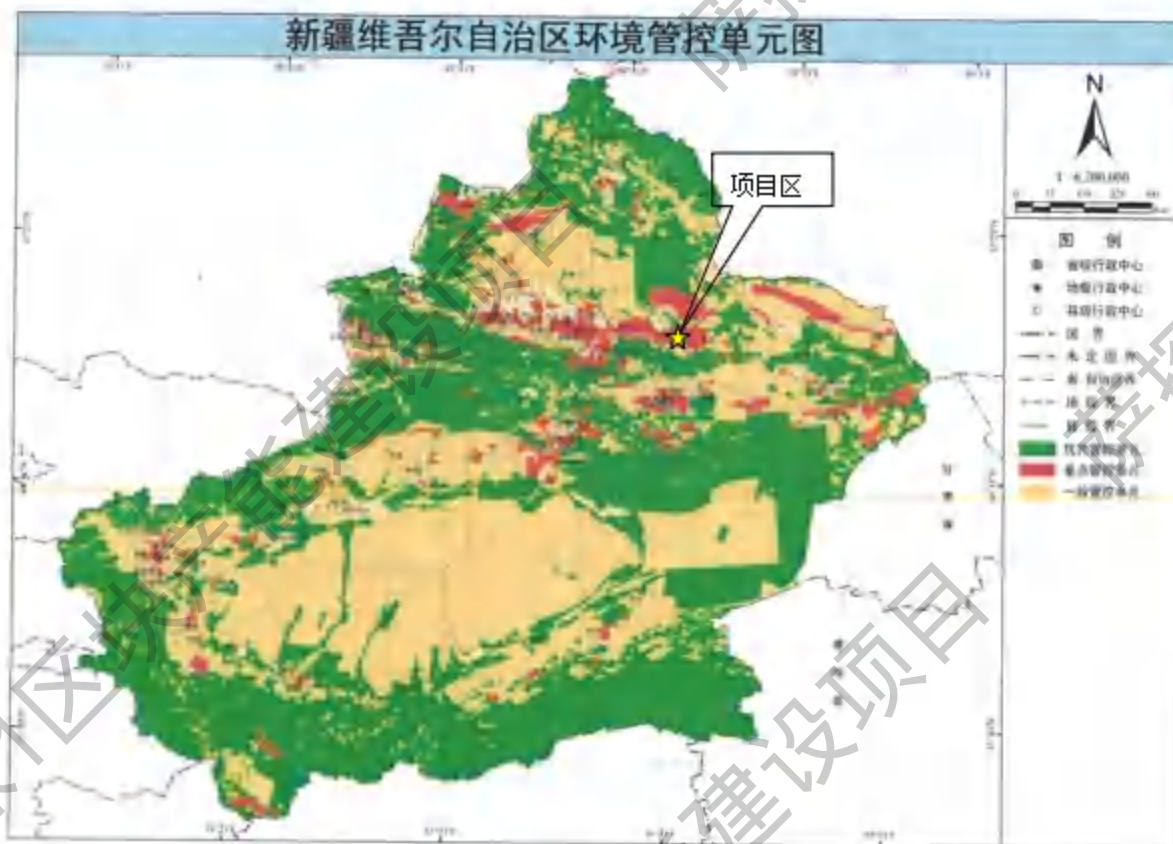


图 4.7.7-1 新疆维吾尔自治区环境管控单元图



图 4.7.7-2 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

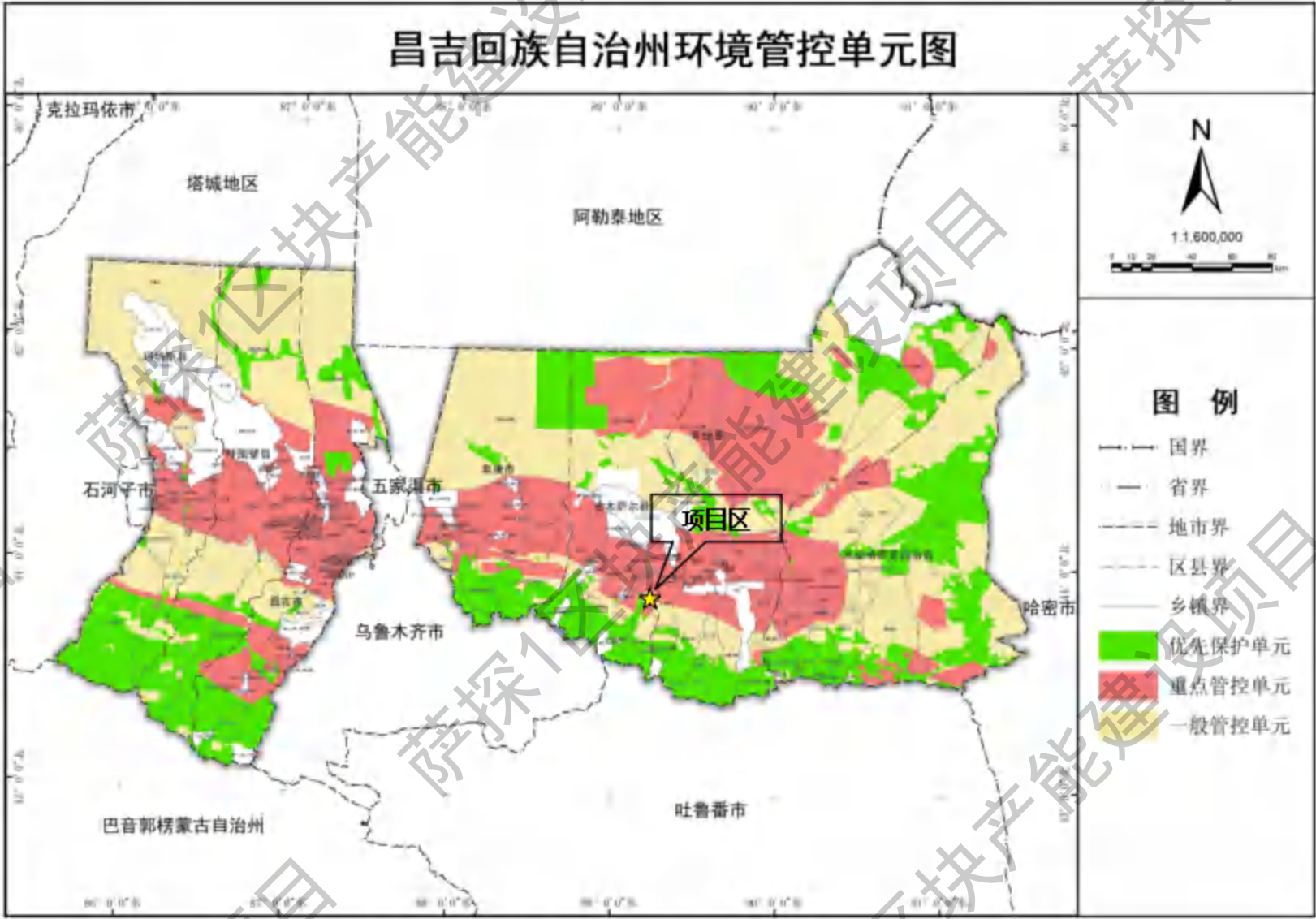


图 4.7.7-3 本项目与昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控的相对位置图

表 4.7.7-1 吉木萨尔县环境管控单元生态环境准入清单（重点管控单元）

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
ZH64-127-0001		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“六个百分之百”，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	【符合】1、清洁能源替代：各平台采用空气源热泵供热，替代传统燃气加热炉，属于典型的绿电替代和清洁能源利用。2、资源利用：站场分离伴生气热电联产机组发电，减少天然气放空燃烧，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。

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
			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。	
ZH551227-20005	吉木萨尔县限采区	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、制糖等企业综合处理和清洁化改造。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、站场采取严格的分区防渗措施,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、工业聚集区、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. 井场、站场采取严格的分区防渗措施,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。
		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	【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,不足部分由市政供水管网供给。采

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
				额管理。推进地下水超采综合治理。	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。
ZH652327 10012	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.本项目吉康脱水站至计量交接站管线穿越新疆吉木萨尔北庭国家湿地公园，穿越点位即“萨105采油平台至吉康脱水站”集输管线穿越位置，该工程已取得吉木萨尔县林业和草原局《关于吉康油田萨探1区块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验产能建设项目占用新疆吉木萨尔县国家湿地公园的复函》。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		【符合】项目严格执行国家及新疆维吾尔自治区相关污染物排放标准，实现达标排放。
			环境风险防控		【符合】制定了突发环境事件应急预案，配备了必要的应急物资。
			资源利用效率		【符合】资源利用效率较高，符合国家节能降耗要求。

4.7.8 选址选线布局合理性分析

4.7.8.1 项目总体布局合理性分析

拟建工程位于萨探1区块探矿权范围内,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。

4.7.8.2 站场选址合理性分析

本项目对吉康脱水站进行改扩建,新征占地 2.5278hm^2 ,占地类型为水浇地。评价要求建设单位施工期严格控制施工作业范围,尽量减少占地面积,同时做好防风抑尘措施,施工期尽量避开雨季,并采取相应的水土保持措施,将有效降低项目工程引起的水土流失;施工结束后,对站场周边进行绿化。在采取上述措施后,站场选址基本可行。

4.7.8.3 井场选址合理性分析

本项目新建4座采油平台,扩建1座采油平台,利用现有9座采油平台。综合考虑地质油藏、地面环境、施工条件及周边居民点等因素,选址远离居民点等环境敏感目标,不涉及生态红线、自然保护区、饮用水源保护区、重要湿地等需要特殊保护的敏感区,不涉及永久基本农田的占用。

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。

根据《钻前工程及井场布置技术要求》(SY T5466-2013)中规定“井口距民宅不小于100m”,《石油天然气钻井井控技术规范》(GB T31033-2014)中规定“油气井井口距高压线及其它永久性设施不小于75m;距民宅不小于100m;距铁路、高速公路不小于200m;距学校、医院和大型油库等人口密集型、高危性场所不小于500m。”根据现场调查,本项目井场拟建井口100m范围内无居民点分布,满足《钻前工程及井场布置技术要求》(SY T5466-2013)、《石油天然气钻井井控技术规范》(GB T31033-2014)的相关规定,同时符合《吐哈油田钻井井控管理实施细则》的相关要求。井场按照井场设计规范进行建设,有效减少了工程占地面积,扩建井场不新增占地。因此,井场布置选址合理。

项目实施过程中，部分井位有可能发生位置和编号调整，针对项目实施过程中可能发生的井场位置调整，评价在选址方面提出以下原则要求：

① 远离居民点等环境保护目标，按照《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）要求，钻井井口距离民宅不应小于 100m，具学校、医院、油库、人口密集及高危险场所等不小于 500m。

② 布置在沟谷区的井场，不得建于河流最高水位以下，要满足防洪要求。

③ 采用丛式井或水平井，控制井场占地范围。

④ 尽量占用荒地，少占耕地。

⑤ 井场选址尽量选择在平坦地区，减少井场上游汇水面积。

⑥ 禁止在水源地保护区及生态环境主管部门划定的禁采区域内建设井场等地面工程设施。

⑦ 井场、井口位置发生调整后，导致环境敏感程度增加或环境防护距离变化且新增敏感点的，应重新进行环境影响评价。

综上所述，井场布局合理。

4.7.3.4 管线选址合理性分析

本项目新建合格油外输管线 4.1km，内部集输管线 19.95km，注水管线 15.9km，管线工程涉及穿越点 36 处，其中吉康脱水站至计量交接站管线穿越吉木萨尔北庭国家湿地公园一般管控区（现状干渠），无永久占地，施工作业区不占用湿地公园。管线穿越工程施工采用顶管方式，一次顶穿湿地公园生态保育区干渠，72 小时非灌溉期完成，实现“零断流、零开挖、零占地”将对湿地公园的影响降至最低。施工结束进行原址原貌恢复。穿越点位即“萨 105 采油平台至吉康脱水站”集输管线穿越位置，该工程已取得吉木萨尔县林业和草原局《关于吉康油田萨探 1 区块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验产能建设项目占用新疆吉木萨尔县国家湿地公园的复函》，评价要求：项目施工前应依法依规办理相关手续，严格控制占地范围、区域，严格按照林业和草原局复函中主要建设内容进行施工，减少对湿地的影响。

其他管线选址时尽量避开了各敏感区及敏感目标，管线占地属于临时占地，临时占地涉及基本农田等区域应办理相关临时用地手续，并在项目建设过程中严格控制作业区范围，在工程完工后将及时进行复垦。在采取上述措施后，管线选线基本可行。

项目实施过程中，部分管线选线有可能调整，根据《输油管道工程设计规范》（GB 50253-2014），管线选线应满足以下要求：

① 线路走向应根据工程建设目的和资源、市场分布,结合沿线城镇、交通、水利、矿产资源和环境敏感区的现状与规划,以及沿途地区的地形、地质、水文、气象、地震等自然条件,通过综合分析和多方案技术经济比较,确定线路总体走向;

② 线路宜避开环境敏感区,当路由受限需要通过环境敏感区时,应征得其主管部门同意并采取保护措施;

③ 线路应避开军事禁区、飞机场、铁路及汽车客运站等区域;

④ 除为管道工程专门修建的隧道、桥梁外,不应在铁路或公路的隧道内及桥梁上敷设输气管道。输气管道从铁路或公路桥下交叉通过时,不应改变桥梁下的水文条件;

⑤ 与公路并行的管道路由宜在公路用地界 3m 以外,与铁路并行的管道路由宜在铁路用地界 3m 以外,如地形受限或其他条件限制的局部地段不满足要求时,应征得道路管理部门的同意;

⑥ 线路宜避开城乡规划区,当受条件限制,需要在城乡规划区通过时,应征得城乡规划主管部门的同意,并采取安全保护措施;

⑦ 线路宜避开高压直流换流站接地极、变电站等强干扰区域;

⑧ 埋地管道与建(构)筑物的间距应满足施工和运行管理需求,且管道中心线与建(构)筑物的最小距离不应小于 5m。

⑨ 线路应避开可能塌方和被洪水冲浸的地段。

4.7.8.5 道路选址合理性分析

根据设计方案部署,本项目改扩建站场进站道路均利用现有道路,本次新建井组道路 0.962km。道路设计应满足《厂矿道路设计规范》等标准或规范要求,选线尽量避让居民点等环境敏感点,以减少施工和运行期噪声影响;道路征地不涉及基本农田,尽量少占用耕地和林地,建设过程中应按照切实保护耕地、节约用地的原则确定用地范围,尽量依托利用井区内现有乡村道路或简易道路,以减少占地。从环境保护角度,项目道路工程选址合理。

4.8 温室气体排放评价

4.8.1 温室气体排放源分析

根据《中国石油天然气生产 企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》,核算与报告的排放源类别和气体种类主要包括燃料燃烧二氧化碳(CO_2)排放、火炬燃烧 CO_2 和甲烷(CH_4)排放、工艺放空 CO_2 和 CH_4 、设备泄露 CH_4 逃逸排放、 CH_4 回收利用量、 CO_2 回收利用量以及净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。具体见图 4.7.1.1。

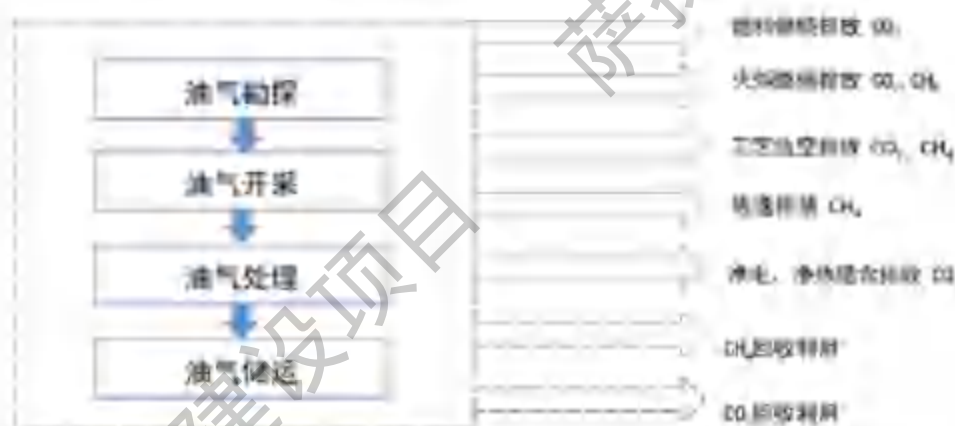


表 4.7.1.1 石油天然气生产业务温室气体排放源及气体种类示意图

本项目主要涉及的核算源包含逃逸排放 CH_4 核算、净电隐含排放 CO_2 核算。

4.8.2 温室气体排放源分析

建设项目温室气体排放总量为燃料燃烧产生的温室气体排放、火炬燃烧温室气体排放、生产过程产生的温室气体排放、净购入电力和热力产生的温室气体排放之和，同时扣除回收且外供的温室气体的量(如果有)，计算方法见公式：

$$E_{\text{总}} = E_{\text{燃烧}} + E_{\text{火炬}} + E_{\text{过程}} + E_{\text{净购入电力和热力}} - E_{\text{外供}}$$

式中：

$E_{\text{总}}$ —温室气体排放总量(tCO_2e)；

$E_{\text{燃烧}}$ —燃料燃烧温室气体排放量(tCO_2e)；

$E_{\text{火炬}}$ —火炬燃烧温室气体排放量(tCO_2e)；

$E_{\text{过程}}$ —工业生产过程温室气体排放量(tCO_2e)；

$E_{\text{净购入电力和热力}}$ —净购入电力和热力消耗温室气体排放总量(tCO_2e)；

$E_{\text{外供}}$ —回收且外供的温室气体的量(tCO_2e)。

1、逃逸排放 CH_4 核算

根据工程分析，可得无组织挥发的烃类气体 0.7938t/a ，其中甲烷的含量为 $92.885\% \sim 94.247\%$ ，计算的甲烷排放量为 0.7481t/a 。

2、净电隐含排放 CO_2 核算

企业净购入的电力消费引起的 CO_2 排放，排放公式如下：

$$\text{ECO}_2_{\text{净电}} = \text{AD}_{\text{净电}} \times \text{EF}_{\text{净电}}$$

式中：

$\text{ECO}_2_{\text{净电}}$ —为企业净购入的电力消费引起的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$AD^{电}$ —为企业净购入的电力消费，单位为 MWh；

$EF^{电}$ —为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2 /MWh；参照《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》中新疆 2023 年省级电力平均 CO_2 排放因子为 $0.6021kgCO_2/kWh$ 。

本项目年用电量约为 $301 \times 10^4 kWh$ ， CO_2 核算量为 $4822.8t/a$ 。

综上，温室气体排放量核算汇总见表 4.7.2-2。

表 4.7.2-2

温室气体排放量汇总表

单位：t/a

排放环节	本次扩建工程	
	CO_2 排放量	CH_4 排放量
逃逸排放		0.7481
净电隐含排放量	4822.8	
合计	4822.8	0.7481

4.5.3 温室气体排放水平评价和减排降污措施建议

1、碳排放水平评价

根据核算，本次产能新增排放 $CO_2 4822.8t/a$ ， $CH_4 0.7481t/a$ 。

2、减排降污措施建议

本项目从改进生产工艺、设备改进、建设新能源等方面采取一系列减污降碳措施，具体如下。

① 原料清洁代替

从钻井液的角度分析，钻井液需要稀释和化学添加剂的加入，如果采用钻井液固相控制技术就可以减少水耗和添加剂的使用。井下角度分析主要是通过两方面来体现，一是在井下装入磁性液体控制机，防止井筒结蜡结垢，从而减少修井的次数，很大程度上的减少了人力和物力的消耗；同时在气井井口安装自动装置，出现异常情况时井口就会自动关闭，降低了污染扩散的可能。天然气的采集和输送也是节能减排的一个重要方面，可开发对太阳能技术和风能技术的使用，减少电能和天然气的消耗。

② 设备改进

设备的改进也是实现节能减排的重要手段，通过对设备进行改进或是采用新型的节能设备可以在很大程度上降低能源的消耗以及减少污染物的产生。其中加热炉、压缩机是产生能源消耗的大型设备，应该定期对设备进行检修维护，减少“跑、冒、滴、漏”。

③ 建设新能源

充分利用井场闲置土地建设分布式光伏电站，减少外购网电。

4.5.4 温室气体排放评价结论及建议

1、碳排放评价结论

根据核算，本次产能新增排放 $\text{CO}_2 4822.8\text{t/a}$ ， $\text{CH}_4 0.7481\text{t/a}$ 。并从原料、节能、设备、新能源建设等方面提出了温室气体减排的前景方向，有利于减少二氧化碳和甲烷排放。

2、碳排放建议

- ① 加强企业能源管理，定期开展能源及温室气体排放管理培训，提升管理水平；
- ② 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、设备和技术，降低能耗；
- ③ 定期巡检设备及管线，避免“跑、冒、滴、漏”引起的无组织散逸。

5 区域概况及环境现状调查

5.1 自然环境现状调查与评价

5.1.1 地形地貌

吉木萨尔县地势南北高、中间低，地貌可分为南部山区、中部平原、北部沙漠三种类型。南部山区为高山雪岭，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。

准噶尔盆地东部海拔为 1000m 左右，中部海拔在 600m 左右，西部艾比湖最低，海拔为 189m。中部是面积近 $5 \times 10^4 \text{km}^2$ 的古尔班通古特沙漠，占盆地面积的 16.3%，是我国第二大沙漠。沙漠区海拔 360~400m，地表形态多表现为蜂窝状固定或半固定沙丘，其次为活动性沙丘和新月形沙丘，沙丘链长度一般有百米至数公里不等，延伸方向随风向而异。准东区地势由东南向西北倾斜，地形平坦宽阔，地质构造条件较好，自然坡度约为 3-8‰。

5.1.2 地质构造

萨探 1 区块位于阜康断裂带下盘吉南凹陷，阜康断裂带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单元，是一个被多期、多级断裂复杂化的断裂带，一系列近东西向南倾的逆断裂沿博格达山北缘呈北凸弧形展布，区域断裂自南向北为阜康断裂、妖魔山断裂、三工河断裂。准噶尔盆地成盆至今，阜康断裂带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，是阜康断裂带的主要改造期。喜马拉雅运动南北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。

晚古生代阜康断裂带东段呈“四凸三凹”的构造格局，即：北三台凸起、三台凸起、吉南凸起、古西凸起、阜康凹陷、吉木萨尔凹陷和吉南凹陷。吉南凹陷是夹持于博格达山前和吉南凸起之间的一个凹陷，早二叠世，博格达山前的吉南凹陷芦草沟组湖盆面积大，烃源岩厚度大、平面展布稳定，喜山期上盘改造强烈，下盘的吉南凹陷改造弱，构造平缓稳定。

5.1.3 气候特征

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。

5.1.4 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表 5.1.4-1。

表 5.1.4-1 吉木萨尔县河流特征一览表

河流	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

5.1.5 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

在山前坳陷区, 由于受山前深大断裂的影响, 坳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。坳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。本项目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、粘性土层。区内第四纪松散堆积物厚度超过 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 $>150\text{m}$, 乌奇公路沿线潜水位埋深在 90m 左右, 单井涌水量 2000-3000 m^3/d , 饱水带厚度 $>100\text{m}$, 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 500-1000 m^3/d ; 北部贫水带单井涌水量 100-500 m^3/d 。潜水含水层底板埋深 50-100m, 渗透系数 2-5 m/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 1000-3000 m^3/d , 渗透系数 5-13 m/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单一结构潜水含水层, 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。

——地下水的排泄

项目区域内地下水的排泄途径主要有有人为开采，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。

5.1.6 生态环境

评价区域生态环境现状见生态章节。

5.2 环境质量现状调查与评价

5.2.1 环境空气质量现状调查与评价

5.2.1.1 基本污染物环境质量现状

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”。

根据吉木萨尔县环境空气质量监测站点（E89.1765°、N43.9979°）2023年环境质量数据，NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}年均值不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，故项目所在区域为不达标区。

环境空气质量达标区判定结果见详见表 5.2.1-1。

表 5.2.1-1 评价区域各县空气质量现状统计表

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	5	60	8.3	达标
NO ₂	年平均质量浓度	44	40	110	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	81	70	115.7	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	50	35	142.8	超标
CO	日平均第 95 百分位浓度	0.9mg/m ³	4mg/m ³	22.5	达标
O ₃	日最大 8 小时平均第 90 百分位浓度	40	160	25	达标

项目所在区域 NO_2 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 年平均浓度有超标现象，超标原因主要与当地风沙有一定关系。

为切实做好吉木萨尔县环境保护工作，进一步改善环境空气质量，吉木萨尔县人民政府先后制定了《吉木萨尔县建筑施工现场扬尘污染治理工作方案》《关于立即开展道路运输抛洒污染、扬尘专项治理工作实施方案》《吉木萨尔县砂石粘土矿扬尘管控方案》等文件。通过加强工业企业粉尘整治、强化移动源污染治理、综合整治城市扬尘、严格落实巡查监管等一系列措施，吉木萨尔县环境空气质量将会得到改善。

5.2.1.2 特征污染物环境质量现状

(1) 监测点布置

本次评价在项目区内设置了3处环境空气质量现状监测点，考虑项目开发范围面积大且工程布局分散，监测点位主要选择具有代表性的钻井平台拟建地及上、下风向较近的居民点。

表 5.2.1-2 环境空气现状监测点位及监测项目

编号	监测点	坐标 (°)	布点原则及代表性	相对位置
1	新 4 平台		拟建钻井平台	区块范围内
2	十八户村		区域上风向居民点	萨 12 平台北侧 550m
3	墙户十六村		区域下风向居民点	新 2 平台南侧 430m

(2) 监测项目及分析方法

本次监测项目的选取按照《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) 中附录 B 表 B.1 建设项目环境影响评价因子并结合工程排污特征确定，监测项目为非甲烷总烃、硫化氢、TSP 等。采样及监测分析方法均按《环境监测技术规范》进行，见表 5.2.1-3。

表 5.2.1-3 空气质量监测分析及评价标准

检测项目	分析方法	最低检出限 (mg/m^3)
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	0.07
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)	0.005
TSP	环境空气 总悬浮颗粒物的测定 重量法 HJ 1263-2021	0.007

(3) 监测时间和监测频率

① 监测时间：2025 年 11 月 13 日~11 月 19 日，监测单位：新疆广宇众联环境监测有限公司；

② 监测频次：监测 7 天；非甲烷总烃、硫化氢均每天监测 4 次，取一次值，TSP

监测日均值。

(4) 评价标准

TSP 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准, 非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中规定的标准限值, 硫化氢参照《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D。

(5) 监测结果与评价

评价区环境空气质量现状监测结果见表 5.2.1-4。

表5.2.1-4 特征因子环境质量现状监测结果表

监测点位	监测项目	标准限值 (mg/m ³)	监测浓度范围 (mg/m ³)	最大浓度占标 率(%)	超标率(%)	最大超标 倍数
新4平台	非甲烷总烃	1h平均	2.0		0	0
	H ₂ S	1h平均	0.01		0	0
	TSP	1h平均	0.3		0	0
十八户村	非甲烷总烃	1h平均	2.0		0	0
	H ₂ S	1h平均	0.01		0	0
	TSP	1h平均	0.3		0	0
摘户十六村	非甲烷总烃	1h平均	2.0		0	0
	H ₂ S	1h平均	0.01		0	0
	TSP	1h平均	0.3		0	0

由监测结果可见, 项目所在地环境空气中非甲烷总烃 1 小时浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中规定的标准限值, 硫化氢 1 小时平均值均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D, TSP 日平均值均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准。

5.2.2 地下水环境现状调查与评价

5.2.2.1 地下水环境现状监测与评价

(1) 监测点布置

按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016) 要求, 地下水环境现状监测点应主要布设在建设项目场地、周围环境敏感点、地下水污染源、以及对于确定边界条件有控制意义的地点。二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个, 可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2~4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个, 建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个。区域地下水流向总体由南向北, 周边无地下水环境敏感点, 结合区域地下水井分布情况, 进行布设。

具体监测点位见表 5.2.3-1 和图 5.2.2-1。

表 5.2.3-1

评价区地下水质量现状监测点位

编号	监测点位置	坐标	监测类型	位置关系
1	十八户村 1#水井		水质水位	萨 12 平台下游灌溉水井
2	墙户十六队		水质水位	萨 109 平台下游灌溉水井
3	苏家庄水井		水质水位	萨 110 平台至 T 接点输油管线沿线灌溉水井
4	红山子村养殖场水井		水质水位	区块上游灌溉睡觉
5	吉康脱水站井		水质水位	吉康脱水站监测井
6	东台子村水井		水质水位	吉康脱水站至交接计量站管线沿线灌溉水井
7	马家村水井		水位	吉康脱水站、萨 6 平台下游灌溉水井
8	墙户十六队		水位	萨 109 平台下游灌溉水井
9	苏家庄水井		水位	萨 110 平台至 T 接点输油管线沿线灌溉水井
10	十八户村 2#水井		水位	萨 12 平台下游灌溉水井

(2) 监测因子及分析方法

本次监测项目的选取按照《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) 中附录 B 表 B.1 建设项目环境影响评价因子并结合工程排污特征确定, 监测项目为:

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、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、挥发性酚类、氟化物、氯化物、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。

③ 特征因子: 石油类、硫化物、钡。

④ 水位

各项监测因子、分析方法依据及限值等详见表 5.2.3-2。

表 5.2.3-2

地下水水质监测因子及分析方法

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 5 部分 金		2.5×10^{-5} 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
		《水和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 14.1 无火焰原子吸收分光光度法		
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
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 紫外可见分光光度计	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)		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 紫外可见分光光度计	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)		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-吡唑啉酮分光光度法	T6 新世纪 紫外可见分光光度计	0.002 mg/L
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^{-3} 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-650 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 692-2011)		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 ₃ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、SO ₃ ²⁻)的测定 离子色谱法》(HJ 34-2016)	CIC-D100 离子色谱仪	0.013 mg/L
22	氯离子 (氯化物)			0.007 mg/L
23	钾离子			0.07 mg/L
24	钠离子(钠)	《水质 可溶性阳离子(Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺)的测定 离子色谱法》(HJ 812-2016)		0.02 mg/L
25	钙离子			0.03 mg/L
26	镁离子			0.07 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) 采样时间及频率

2025年11月19日，监测单位：新疆广宇众联环境监测有限公司，进行一期水质、水位监测。

(4) 监测结果

① 水位监测结果

本次地下水水位监测结果见表 5.2.3-3。

表5.3.3-3 地下水水位监测结果

序号	监测点位	井深 (m)	水位 (m)	水位标高 (m)	功能
1#	十八户村 1#水井	60	36.82	735.18	灌溉
2#	墙户十六队	300	110.18	788.82	
3#	苏家庄水井	300	167.87	767.13	
4#	红山子村养殖场水井	260	201.84	821.16	
5#	吉康脱水站井	180	161.51	714.49	监控井
6#	东台子村水井	200	68.23	781.77	灌溉
7#	马家村水井	300	163.47	686.53	
8#	墙户十六队	300	110.18	788.82	
9#	苏家庄水井	300	183.64	776.36	
10#	十八户村 2#水井	300	88.76	736.24	

②水质监测结果

地下水水质监测结果见表 5.2.3-4。

由监测结果可知，项目所在地地下水各监测点石油类均未检出，满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，各项监测因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准限值。

表 5.2.3-4

地下水水质监测结果表

单位: mg/L, pH 值无量纲

点位 监测项目	十八户村水井		埕户十六队		苏家庄水井		红山子村养殖场水井		吉康脱水站井		东台子村水井		标准
	检测结果	标准指数	检测结果	标准指数	检测结果	标准指数	检测结果	标准指数	检测结果	标准指数	检测结果	标准指数	
pH 值	7.4	/	7.6	/	7.6	/	7.6	/	7.5	/	7.4	/	6.5~8.5
总硬度													≤450
溶解性总固体													≤1000
铁													≤0.3
锰													≤0.1
铅													≤0.01
挥发酚													≤0.002
高锰酸盐指数 (以 O ₂ 计)													≤3.0
氨氮													≤0.5
硫化物													≤0.02
亚硝酸盐(氮)													≤1.0
硝酸盐(氮)													≤20.0
氰化物													≤0.05
氟化物													≤1.0
汞													≤0.001
砷													≤0.01
镉													≤0.005
铬(六价)													≤0.05
钡													≤0.7
石油类													≤0.05
硫酸根(硫酸盐)													≤250
氯离子(氯化物)													≤250
钾离子													/
钠离子(钠)													≤200
钙离子													/

镁离子													/
碳酸根													/
碳酸氢根													/

5.2.2.2 包气带污染现状调查与评价

(1) 监测点布设

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ 610-2016)的要求,“对于一、二级的改、扩建项目,应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查”。本项目为新建项目,地下水评价工作等级为二级,考虑到区块已有先导试验工程,本次评价选取5号平台,在平台装置区附近和站外未开发利用地取样进行对比调查。取样点位置具体见表5.2.3-6和图5.2.2-1。

表5.2.3-6 包气带污染现状监测点位布置

序号	取样点位	坐标 (°)	取样深度	备注
1	5号平台		0-20cm、20-60cm两层,每层各取一个样	实测
2	5号平台外未利用地			

(2) 监测项目

监测项目:pH、氨氮、挥发酚、石油类、砷、六价铬、硝酸盐(氮)、氯化物,共8项。各监测项目分析方法见表5.3.3-7。

表5.3.3-2 监测项目分析方法

分析项目	分析依据及方法	仪器设备型号	检出限
pH值	《水质 pH值的测定 电极法》(HJ 1147-2020)	PHSJ-4F 实验室 pH计	—
石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ 970-2016)	T6 新世纪紫外可见分光光度计	0.01 mg/L
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)		0.0003 mg/L
氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	P4型 紫外可见分光光度计	0.025 mg/L
硝酸盐(氮)	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ/T 346-2007)		0.08 mg/L
氯化物	《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	0.007 mg/L
砷	《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	3×10 ⁻⁴ mg/L
六价铬	《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

(3) 采样时间

2025年11月17日,监测单位:新疆广宇众联环境监测有限公司。

(4) 监测结果与评价

现有场地包气带现状监测结果见表5.2.4-3。

表 5.2.4-3

包气带检测结果表

单位: mg/L

监测项目	5号平台		5号平台外未利用地	
	0~20cm	20~60cm	0~20cm	20~60cm
pH 值	8.2	8.1	8.1	8.1
氨氮	0.140	0.150	0.136	0.153
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
砷	3.0×10^{-3}	2.5×10^{-3}	2.7×10^{-3}	1.8×10^{-3}
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
硝酸盐(氮)	0.99	1.77	0.77	1.32
氯化物	9.15	21.7	14.3	16.2

从表 5.2.4-3 可以看出, 先导试验工程 5 号平台包气带监测值与背景值对照可以看出无明显差异, 说明先导试验工程未对包气带土壤环境造成显著影响。

5.2.3 声环境现状监测与评价

(1) 监测点布设

本次声环境现状监测共布设 14 个噪声监测点位, 选取典型站场选址处布设点位, 其中新建工程选址及周边敏感点 3 个, 改扩建工程厂界噪声及周边敏感目标监测点 11 个, 均为实测。详见图 5.2.4-1 和表 5.2.2-1。

表 5.2.4-1

声环境现状监测点位

序号	监测点位		坐标	布点原则
1#	吉康脱水站	东厂界		改扩建站场 厂界噪声
		南厂界		
		西厂界		
		北厂界		
2#	新 2 钻井平台			新建钻井平台背 景噪声
3#	5 号平台	东厂界		现有钻井平台 厂界噪声
		南厂界		
		西厂界		
		北厂界		
4#	墙户十六队			管线敏感点噪声
5#	东台子村			

(2) 监测因子

声环境质量现状监测因子为等效连续 A 声级 L_{Aeq} 。

(3) 监测方法

监测方法按《声环境质量标准》(GB3096-2008)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中的有关规定进行。

(4) 采样时间及监测频次

监测时间为 2025 年 11 月 13~11 月 14 日，监测单位：新疆广宇众联环境监测有限公司；连续监测 2 天，每天昼、夜各监测 1 次，每次监测时间不小于 10min。

(5) 监测结果与评价

本项目声环境质量现状监测结果见表 5.2.5-2，改扩建工程现状监测结果见表 5.2.5-3。

表 5.2.5-3 工程现状监测结果 单位：dB(A)

监测点位	监测时间		监测结果		标准限值		超标分贝	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
吉康脱水站	2025.11.13	东厂界	48	47	60	50		
		南厂界	46	46				
		西厂界	40	39				
		北厂界	38	37				
	2025.11.14	东厂界	45	45	60	50		
		南厂界	44	44				
		西厂界	41	40				
		北厂界	40	40				
5号平台	2025.11.13	东厂界	49	38	60	50		
		南厂界	50	37				
		西厂界	51	41				
		北厂界	54	40				
	2025.11.14	东厂界	47	37	60	50		
		南厂界	52	38				
		西厂界	51	40				
		北厂界	52	41				

表 5.2.5-3 环境敏感点监测结果

监测点位	监测时间		监测结果		标准限值		超标分贝	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
新 2 钻井平台	2025.11.13		58	38	60	50		
	2025.11.14		57	44	60	50		
埕户十六队	2025.11.13		43	40	60	50		
	2025.11.14		43	41	60	50		
东台子村	2025.11.13		39	41	60	50		
	2025.11.14		39	42	60	50		

根据监测结果，区域环境背景噪声值及敏感点声环境监测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求，现有钻井平台厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

5.2.4 土壤环境现状监测与评价

5.2.4.1 土壤理化特性调查

根据土壤类型分布图和现场调查，本项目评价区内土壤类型主要为灰漠土、绿洲土和棕钙土等 3 种类型。本次评价在项目区选择了 3 种土壤类型进行了土壤理化性质调查，具体位置表 5.2.4-1，土壤理化特性及剖面调查情况见表 5.2.4-2~5.2.4-5。

5.2.4.2 土壤环境现状监测

(1) 布点原则

本项目土壤环境影响类型包括污染影响型和生态影响型，评价工作等级分别为一级和二级，项目所在区域土壤类型主要为棕钙土、灰漠土、绿洲土，为充分反映建设项目调查评价范围内的土壤环境现状，本次土壤监测点位设置依据如下：

① 土壤污染影响型一级评价，原则上土壤取样最少在占地范围内设 5 个柱状样，2 个表层样，占地范围外设 4 个表层样；生态影响型二级评价，原则上土壤取样最少在占地范围内设 3 个表层样，占地范围外设 4 个表层样。

② 本项目所在区域的土壤类型主要为棕钙土、灰漠土、绿洲土，每种土壤类型至少设置 1 个表层样监测点，尽量布置在未受人为污染或相对未受污染的区域。

③ 本项目永久占地主要为场站，分别选择有代表性的场站设置柱状样及表层样，可能涉及入渗途径影响的，在主要产污装置区附近设置柱状样监测点。

④ 本项目工程包含原油集输管线、注水管线等管线工程，根据评价范围内土壤环境敏感目标或站场平面布局情况确定监测点布设位置。

⑤ 为判断本项目工程所在区域是否为土壤盐化、酸化和碱化地区，根据建设项目所在地的地形特征，主要在本次工程拟建场地、先导试验工程项目装置区、工程周边土壤环境敏感目标处设置监测点。

综合以上原则，采用均布性与代表性相结合的原则，本次土壤环境现状监测共设置 10 个监测点位，监测点位按土地类型分为建设用地和农用地。监测时限、布点原则和现状监测点数量满足导则要求，监测数据具有有效性、合理性。

(2) 监测点位及监测因子

项目土壤监测点位设置情况及各监测点位监测因子具体见表 5.2.4-6。

土壤污染影响型环境现状监测因子分为基本因子和建设项目的特征因子。基本因子为《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）和《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中规定的基本项目，分别根据调查评价范围内的土地利用类型选取；项目特征因子为石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、砷、汞、六价铬、pH 值、含盐量。

① 建设用地基本因子

共 45 项，包括：

a、重金属和无机物：砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍；

b、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；

c、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[1,2,3-c,d]芘、萘。

② 农用地基本因子

共 8 项，包括：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。

③ 建设项目特征因子

共 8 项，包括：石油类、石油烃（C₆~C₉）、石油烃（C₁₀~C₄₀）、砷、汞、六价铬、pH 值、含盐量。

表 5.2.4-6

土壤现状调查点位

编号	监测点位	采样点类型	土壤类型	采样位置	土地利用类型	坐标	采样深度及监测项目
1#	新 2 号平台拟建地	表层样	棕钙土	拟建钻井平台占地范围内	建设用地		0~0.2m, 监测项目: 建设用地基本因子 45 项、pH 值、含盐量、石油烃 (C6~C9)、石油烃 (C10~C40)、石油类
2#	至计里站输油管线沿线	表层样	灰漠土	拟建管线占地范围外 0.2km 范围内	农用地		0~0.2m, 监测项目: 农用地基本因子 8 项、pH 值、含盐量、石油烃 (C6~C9)、石油烃 (C10~C40)、石油类
3#	吉康脱水站站外空地	表层样	绿洲土	改扩建站场厂界外	农用地		0~0.2m, 监测项目: 农用地基本因子 8 项、pH 值、含盐量、石油烃 (C6~C9)、石油烃 (C10~C40)、石油类
4#	吉康脱水站	柱状样	棕钙土	现有站场污水池附近	建设用地		0~0.5m、0.5m~1.5m、1.5~3m, 监测项目: pH 值、含盐量、石油烃 (C6~C9)、石油烃 (C10~C40)、石油类、砷、汞、六价铬
5#	5 号平台	柱状样	棕钙土	现有钻井平台井口装置区	建设用地		
6#	萨 109 平台	柱状样	棕钙土	现有钻井平台井口装置区	建设用地		
7#	萨 12 平台	柱状样	棕钙土	现有钻井平台井口装置区	建设用地		
8#	萨 103 平台	柱状样	棕钙土	现有钻井平台井口装置区	建设用地		
9#	新 4 号平台拟建地	表层样	棕钙土	拟建钻井平台占地范围内	建设用地		
10#	新 1 号平台拟建地	表层样	棕钙土	拟建钻井平台占地范围内	建设用地		
11#	萨 102 至 103 管线沿线	表层样	棕钙土	拟建管线占地范围外 0.2km 范围内	农用地		0~0.2m, 监测项目: pH 值、含盐量、石油烃 (C6~C9)、石油烃 (C10~C40)、石油类、砷、汞、六价铬
12#	新 2 号平台站外空地	表层样	棕钙土	拟建钻井平台占地范围外	农用地		0~0.2m, 监测项目: pH 值、含盐量、石油烃 (C6~C9)、石油烃 (C10~C40)、石油类、砷、汞、六价铬

(3) 监测时间和监测频率

① 监测时间：2025年11月16日~11月24日。

② 监测频次：每个土样各监测1次。

(4) 采样及分析方法

按照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）、《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），以及《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166-2004）等有关规定和要求执行。各监测项目检测分析方法见表5.2.4-7。

表5.2.4-7 监测项目分析方法

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限
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 1062-2019）		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		锌			1 mg/kg
10		铬			4 mg/kg
11	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
12		氯仿			1.1×10^{-3} mg/kg
13		氯甲烷			1.0×10^{-3} mg/kg
14	土壤 挥发性有机物	1,1-二氯乙烷	《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	1.2×10^{-3} mg/kg
15		1,2-二氯乙烷			1.3×10^{-3} mg/kg
16		1,1-二氯乙烯			1.0×10^{-3} mg/kg
17		顺-1,2-二氯乙烯			1.3×10^{-3} mg/kg
18		反-1,2-二氯乙烯			1.4×10^{-3} mg/kg
19		二氯甲烷			1.5×10^{-3} mg/kg
20		1,2-二氯丙烷			1.1×10^{-3} mg/kg
21		1,1,1,2-四氯乙烷			1.2×10^{-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
22	土壤	1,1,2,2-四氯乙烷	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》 (HJ 834-2017)	3860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
23		四氯乙烯			$1.4 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
24		1,1,1-三氯乙烷			$1.3 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
25		1,1,2-三氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
26		三氯乙烯			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
27		1,2,3-三氯丙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
28		氯乙烯			$1.0 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
29		苯			$1.9 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
30		氯苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
31		1,2-二氯苯			$1.5 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
32		1,4-二氯苯			$1.5 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
33		乙苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
34		苯乙烯			$1.1 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
35		甲苯			$1.3 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
36		间-二甲苯-对-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
37		邻-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
38		硝基苯			0.09 mg/kg
39		苯胺			0.09 mg/kg
40		2-氯酚			0.06 mg/kg
41		苯并[a]蒽			0.1 mg/kg
42		苯并[a]芘			0.1 mg/kg
43		苯并[b]荧蒽			0.2 mg/kg
44		苯并[k]荧蒽			0.1 mg/kg
45		蒽			0.1 mg/kg
46		二苯并[a,b]蒽			0.1 mg/kg
47		茚并[1,2,3-cd]芘			0.1 mg/kg
48		萘			0.09 mg/kg
49	土壤	石油烃 ($\text{C}_{10}\text{-C}_{19}$)	《土壤和沉积物 石油烃 ($\text{C}_{10}\text{-C}_{19}$) 的测定 气相色谱法》 (HJ 1021-2019)	8860 气相色谱仪	6 mg/kg
50		石油烃 ($\text{C}_4\text{-C}_9$)	《土壤和沉积物 石油烃 ($\text{C}_4\text{-C}_9$) 的测定 吹扫捕集 气相色谱法》 (HJ 1020-2019)		0.04 mg/kg
51		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
52	包气带	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》 (HJ 1147-2020)	PHSJ-4F 实验室 pH 计	—
53		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
54		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)		0.0003 mg/L
55		氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	P4 型 紫外可见分光光度计	0.025 mg/L
56		硝酸盐(氮)	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ/T 346-2007)		0.08 mg/L

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限
57		氯化物	《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	0.007 mg/L
58		砷	《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	3×10 ⁻³ mg/L
59		六价铬	《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
备注		浸提方法依据:《固体废物 浸出毒性浸出方法 水平振荡法》(HJ 557-2010)			

(4) 监测结果

本项目土壤监测结果参见表 5.2.4-8~表 5.2.4-10。

表 5.2.5-8 建设用地上壤本底监测结果及评价表—基本因子—特征因子 单位: mg/kg

监测点位		1-新 2 号平台拟建地		采样深度/m		0-0.2	
序号	项目	标准限值	监测结果	序号	项目	标准限值	监测结果
1	砷	60	7.94	26	苯	4	1.9×10 ⁻³ L
2	镉	65	0.18	27	氯苯	170	1.3×10 ⁻³ L
3	六价铬	5.7	0.5L	28	1,2-二氯苯	160	1.5×10 ⁻³ L
4	铜	18000	36	29	1,4-二氯苯	20	1.5×10 ⁻³ L
5	铅	800	21.8	30	乙苯	28	1.2×10 ⁻³ L
6	汞	38	0.091	31	甲苯	1200	1.3×10 ⁻³ L
7	镍	900	38	32	间二甲苯-对二甲苯	570	1.3×10 ⁻³ L
8	四氯化碳	2.8	1.3×10 ⁻³ L	33	苯乙烯	1290	1.1×10 ⁻³ L
9	氯仿	0.9	1.1×10 ⁻³ L	34	邻二甲苯	640	1.2×10 ⁻³ L
10	氯甲烷	57	1.0×10 ⁻³ L	35	硝基苯	76	0.09L
11	1,1-二氯乙烷	9	1.2×10 ⁻³ L	36	苯胺	260	0.09L
12	1,2-二氯乙烷	8	1.3×10 ⁻³ L	37	2-氯酚	2256	0.06L
13	1,1-二氯乙烯	66	1.0×10 ⁻³ L	38	苯并(a)蒽	15	0.1L
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	1.3×10 ⁻³ L	39	苯并(a)芘	1.5	0.1L
15	反-1,2-二氯乙烯	54	1.4×10 ⁻³ L	40	苯并(b)荧蒽	15	0.2L
16	二氯甲烷	616	1.5×10 ⁻³ L	41	苯并(k)荧蒽	151	0.1L
17	1,2-二氯丙烷	5	1.1×10 ⁻³ L	42	蒽	1293	0.1L
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	1.2×10 ⁻³ L	43	二苯并(a,h)蒽	1.5	0.1L
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	1.2×10 ⁻³ L	44	茚并(1,2,3-cd)芘	15	0.1L
20	四氯乙烯	53	1.4×10 ⁻³ L	45	萘	70	0.09L
21	1,1,1,1-三氯乙烷	840	1.3×10 ⁻³ L	46	全盐量 g/kg		0.2
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	1.2×10 ⁻³ L	47	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500	6L
23	三氯乙烯	1.8	1.2×10 ⁻³ L	48	石油烃(C ₉ ~C ₉)		0.04L
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	1.2×10 ⁻³ L	49	石油类		4L
25	氯乙烯	0.43	1.0×10 ⁻³ L	50	pH(无量纲)		5.17

备注: "L"表示检测结果低于方法检出限,即"未检出"。

表 5.2.6-9

建设用地土壤本底监测结果及评价表——特征因子

单位: mg/kg

检测项目	监测点位	4#吉康脱水站			5#5 号平台			6#萨 109 平台			7#萨 12 平台			8#萨 103 平台			9#4 号拟 建	10#1 号拟 建	标准值
	采样深度/m																		
pH 值	检测结果																		/
汞	检测结果																		4500
砷	检测结果																		/
铬(六价)	检测结果																		/
全盐量	检测结果																		38
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	检测结果																		60
石油烃 (C ₆ -C ₉)	检测结果																		5.7
石油类	检测结果																		/

表 5.2.6-10

建设项目占地范围外农用地基本因子+特征因子监测及评价结果表

单位: mg/kg

监测点位及深度 检测项目	2#至计里站输油管线沿线	3#吉康脱水站站外空地	新 2 号平台站外空地	萨 102 至 103 管线沿线	GB15618-2018 pH >7.5 其他用地标准限值	达标情 况
pH 值					/	/
镉					0.6	达标
汞					3.4	达标
砷					25	达标
铅					170	达标
铬					250	达标
铜					100	达标
镍					190	达标
锌					300	达标
六价铬					/	达标
全盐量					/	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)					/	/
石油烃 (C ₆ -C ₉)					/	/
石油类					/	/

5.2.5 生态环境现状调查与评价

5.2.5.1 生态系统调查与评价

一、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（2013年修编）》，全国共划出生态功能区241个，其中包括生态功能1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）。

表5.2.5-1 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
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—Ⅱ准噶尔盆地南部灌木半灌木荒漠绿洲农业生态亚区—Ⅱ8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5.2.5-2。

表5.2.5-2 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	Ⅱ准噶尔盆地南部灌木半灌木荒漠绿洲	Ⅱ8阜康-木垒绿洲农业荒漠草地保护	吉木萨尔县	农牧业产品生产、人居环境	地下水超采、荒漠植被退化、沙漠化威胁、局部土壤侵蚀	生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀轻度	保护基本农田、保护荒漠植被	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	农牧结合，发展优质高效

农业生态区	准农业生态亚区	生态功能区	境、荒漠化、河流萎缩、滥开荒地	部土壤盐渍化、中度盐渍化轻度敏感	敏感，土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感	、保护土壤环境质量	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	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》《新疆维吾尔自治区水土保持区划(2018-2030年)》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根据《新疆维吾尔自治区水土保持区划(2013-2030年)》，项目所在地属于天山北坡国家级水土流失重点预防区。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Ⅱ天山北坡诸小河流域重点治理区。

二、生态系统及服务功能调查与评价

(1) 生态系统类型

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—Ⅱ准噶尔盆地南部灌木半灌木荒漠绿洲农业生态亚区—23阜康-木垒绿洲农业荒漠草地保护生态功能区；项目区域植被类型丰富多样，受地形、气候和土壤条件的影响显著。

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)，本项目所在区域生态系统类型为森林生态系统、灌丛生态系统、草地生态系统、湿地生态系统、城镇生态系统及农田生态系统等。

评价区以草地生态系统为主，主要为稀疏草地，占评价区面积的44.09%，其次为农田生态系统，评价区森林、灌丛、城镇生态系统占地面积相对较小。评价区各生态系统面积见下表，生态系统类型图见图5.2.5-1。

表5.2.5-3 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	29.7388	0.77%
2	2灌丛生态系统	23稀疏灌丛	285.4798	7.43%
3	3草地生态系统	34稀疏草地	1693.2012	44.09%
4	4湿地生态系统	43河流	33.6325	0.88%
5	5农田生态系统	51耕地	1129.4159	29.41%
6		52园地	961.0537	9.40%
7	6城镇生态系统	61居住地	66.2880	1.73%
8		63工矿交通	161.7563	4.21%
9	8其他生态系统	82裸地	79.7210	2.08%
合计			3840.2871	100.00%

(2) 生态系统服务功能重要性

由于项目区所处草地生态系统及农田生态系统，结合所在地生态功能区划，其主要服务功能重要性包括农牧业产品生产、荒漠化控制等。

①农牧业产品生产

项目区农田生态系统分布广泛，主要种植着小麦、玉米、马铃薯等粮食作物，根据《吉木萨尔县2024年国民经济和社会发展统计公报》，粮食单产约532.8公斤/亩，即7.99吨/公顷。

②荒漠化控制

项目区北部临近荒漠生态系统，项目区生态系统在防风固沙、控制土地荒漠化方面起着重要的作用，通过多年治理，吉木萨尔县内的流动沙丘得到固定，沙化土地扩张趋势得到有效遏制，局部地区生态环境明显改善。

③生物多样性保护重要性

项目区草地生态系统中动物种类较多，食物链完整，可见小型啮齿动物和中型哺乳动物，农田生态系统及城镇生态系统中，伴人生活的鸟类较多。项目区动植物种类较丰富，生态系统稳定性较高。

(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gC/(m²·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。在生态评价范围进行自然体系生产力评价中，数据主要来源于历史资料，并采用了国内关于自然生态系统生产力的研究成果进行分析。

项目位于天山北麓东端，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、榆树林等，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 $15138.604\text{t}/\text{a}$ 。评价区生态系统净生产力见下表。

表5.2.5-4 评价区生态系统净生产力

序号	生态系统类型	面积(hm^2)	单位面积净生产力 $\text{gC}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$	评价区净生产力 t/a
1	森林生态系统	29.7388	350	104.0858
2	灌丛生态系统	285.4798	200	570.9596
3	草地生态系统	1693.2012	150	2539.8018
4	农田生态系统	1490.4696	800	11923.7568
合计				15138.604

②生物量

生产力是驱动生物量变化的原因，高生产力通常会导致生物量的快速积累。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 $80\text{t}/\text{hm}^2$ ，农田生态系统的生物量约为 $7.99\text{t}/\text{hm}^2$ ，草地生态系统的生物量约为 $4\text{t}/\text{hm}^2$ ，灌丛生态系统的生物量约为 $8\text{t}/\text{hm}^2$ ，评价区内总生物量为 23344.5993t 。评价区生态系统生物量见下表。

表5.2.5-5 评价区生态系统生物量

序号	生态系统类型	面积(hm^2)	单位面积生物量 t/hm^2	评价区总生物量 t
1	森林生态系统	29.7388	80	2379.104
2	灌丛生态系统	285.4798	8	2283.8384
3	草地生态系统	1693.2012	4	6772.8048
4	农田生态系统	1490.4696	7.99	11908.8521
合计				23344.5993

(4) 生态系统植被覆盖度

植被覆盖度可用于定量分析评价范围内的植被现状。本次评价通过遥感手段，采用归一化植被指数 (NDVI) 方法，对评价区的植被覆盖度进行分析。NDVI 计算公式为如下：

$$\text{NDVI} = (\text{NIR} - \text{R}) / (\text{NIR} + \text{R})$$

其中：NIR 为近红外波段，R 为红波段。

基于 NDVI，采用像元二分模型计算植被覆盖度，公式如下：

$$\text{FVC} = (\text{NDVI} - \text{NDVI}_{\text{L}}) / (\text{NDVI}_{\text{U}} - \text{NDVI}_{\text{L}})$$

式中：FVC—所计算像元的植被覆盖度；

NDVI—所计算像元的 NDVI 值；

NDVI_U—纯植物像元的 NDVI 值；

NDVIs—完全无植被覆盖像元的 NDVI 值。

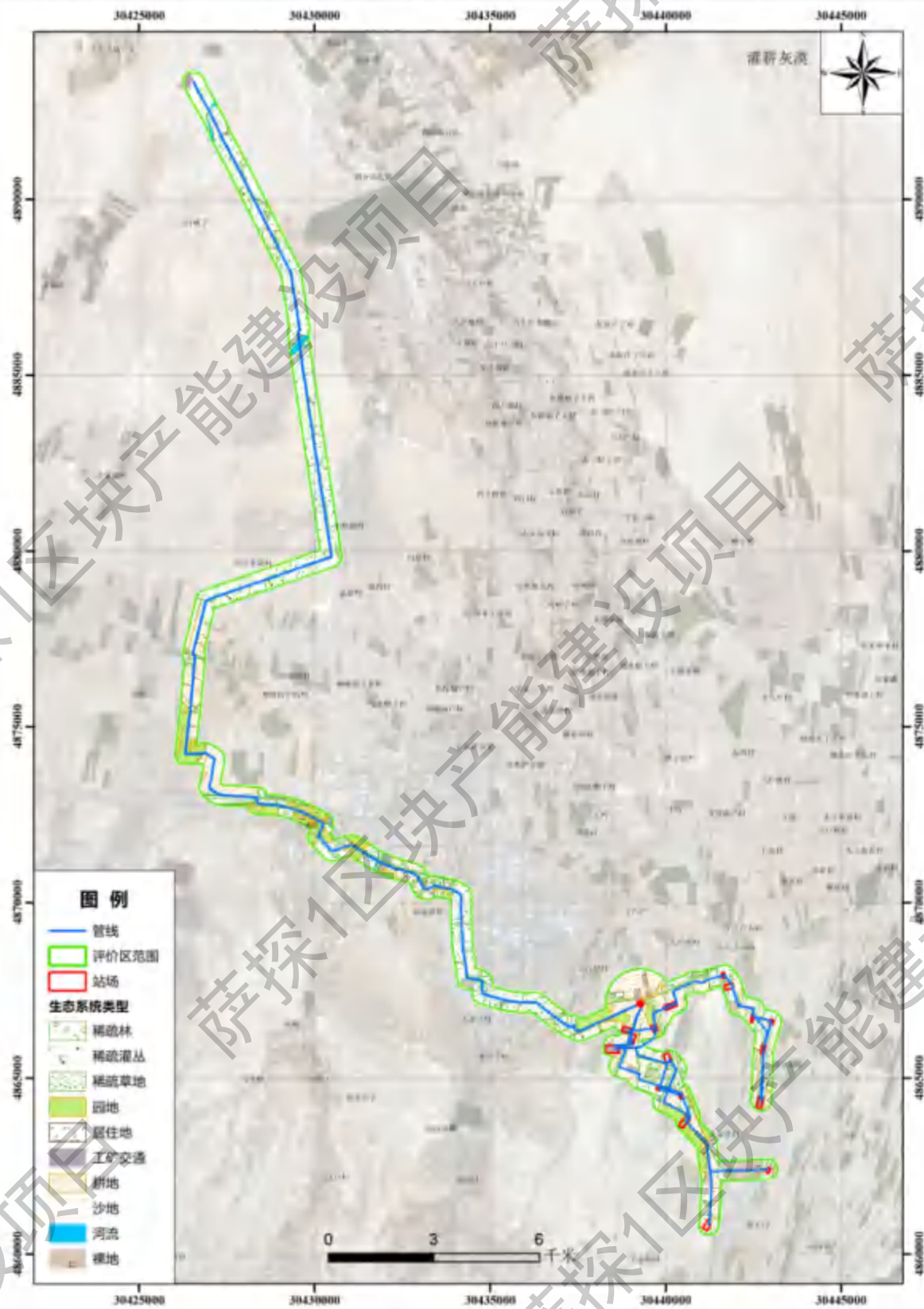
本次计算采用的遥感影像数据为评价区域 2025 年 9 月哨兵二号 (Sentinel-2) L2A 级数据产品, 影像分辨率 10m, 数据经过辐射校正、几何校正、辐射定标和大气校正。采用 ENVI 软件平台计算 FVC, 并用 GIS 软件制作评价范围内植被覆盖度空间分布图。

评价范围内植被覆盖度情况见下表, 植被覆盖度图见图 5.2.5.2。

表5.2.5-6 评价区生态系统生物量

序号	植被覆盖度	评价区范围	
		面积(hm ²)	比例
1	低覆盖度 (<10%)	919.4937	23.94%
2	中低覆盖度 (10%~30%)	1079.8496	28.12%
3	中覆盖度 (30%~50%)	531.3440	13.84%
4	中高覆盖度 (50%~70%)	136.5390	3.56%
5	高覆盖度 (>70%)	33.3682	0.87%
6	农业植被覆盖区	1129.4159	29.41%
7	水体	10.2767	0.27%
合计		3840.2871	100.00%

评价区生态系统以草地生态系统为主, 由于区域水分条件限制, 自然植被覆盖度较低, 植被覆盖度低于 50% 的区域占评价区总面积的 65.9%, 其余面积中 29.41% 为受人工控制的农业植被。



5.2.5-1 评价区生态系统类型图

图5.2.5-2 评价区植被覆盖度图

5.2.5.2 植被与植物资源现状调查与评价

一、区域植被状况

(1) 调查方法

依据《全国生态状况调查评估技术规范—森林生态系统野外观测》(HJ 1167-2021)、《全国生态状况调查评估技术规范—草地生态系统野外观测》(HJ 1168-2021)、《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物》(HJ 710.1-2014)；陆生植被调查在遥感解译基础上，主要采用样线法和样方法相结合的方式进行调查，首先通过样线法调查评价区内主要植物物种，同时初步确定主要的植被类型及其分布特征，然后根据不同的生境、海拔以及植被类型设置调查样方，其中乔木样方面积为 20m×20m，灌木样方面积为 5m×5m，草本样方面积为 1m×1m，可根据植物株高、冠幅适当调整。对每个样方所在地点均以 GPS 准确定位，并记录其环境要素特征。乔木、灌木物种多度确定采用直接点数法，即计数样方内地实际丛数；草本植物多度确定采用点数法和目测法，按德氏多度记录其相对多度，若数量十分稀少，也可统计其绝对多度。在现场调查前，根据该地区有关文献资料，初步了解区域内维管植物种类与组成，并设置适当的样方调查面积。在样方调查过程中，同时进行植物鉴定、标本的采集，观察和记录。对样方内不常见植物、国家重点保护植物和珍稀濒危植物，采集标本凭证或拍摄物种细节照片，后续集中鉴定核实。

(2) 调查时间

根据《环境影响评价技术导则 生态影响 (HJ19-2022)》，陆生植物调查时间宜选择植物生长旺盛季节，本次陆生植物调查时间为 2025 年 9 月 23 日-2025 年 9 月 24 日。

(3) 样方设置

根据《环境影响评价技术导则 生态影响 (HJ19-2022)》，陆生植物调查应根据植物群落类型（宜以群系及以下分类单位为调查单元）设置调查样地，二级评价不少于3个，本次现场调查到一个群系，共设置12个样方，样方设置点位情况见下表。

表 5.2.5-7 评价区植被样方设置点位情况表

样方编号	样方面积	经度	纬度	海拔 (m)	备注
1	5m×5m	89°17'13.3802"	43°55'32.7979"	875	白皮锦鸡儿群系
2	1m×1m	89°17'12.8492"	43°55'33.2082"	875	骆驼蓬群系
3	1m×1m	89°17'03.2318"	43°56'06.3094"	854	骆驼蓬群系
4	1m×1m	89°16'20.1277"	43°56'27.3894"	832	伊朗地肤群系
5	1m×1m	89°16'18.2737"	43°56'41.8667"	829	伊朗地肤群系
6	1m×1m	89°16'27.1572"	43°56'39.2804"	831	伊朗地肤群系
7	20m×20m	89°15'16.7653"	43°55'22.1223"	878	新疆杨群系
8	20m×20m	89°16'04.1760"	43°56'44.4252"	824	新疆杨群系
9	20m×20m	89°16'08.0867"	43°53'00.7513"	981	新疆杨群系

10	1m×1m	89°13'54.9987"	43°55'32.3876"	819	骆驼蓬群系
11	5m×5m	89°04'49.0512"	44°08'46.5166"	616	白皮锦鸡儿群系
12	5m×5m	89°12'33.3673"	43°56'07.1856"	852	白皮锦鸡儿群系

(4) 植被现状

依据《中国植被》中采用的植被分类系统,参考《中国植被分类系统修订方案》(郭柯, 2020), 遵循群落学—生态学的分类原则, 按植物群落的种类组成、群落结构、群落外貌、动态和生态地理分布等对评价区内现状植被进行合理的分类。本报告采用一个主要分类单位, 即植被型组、植被型、植被亚型和群系。

表 5.2.5-8 主要植被类型分类单位

植被型组	最高级别分类单位。主要依据植被外貌特征和综合生态条件进行划分, 反映陆地生物群区主要植被类型和主要非地带性植被类型, 中国植被可划分为森林、灌丛、草本植被(即草地, 含早期分类方案中的草原、草甸、草丛和稀树草原)、荒漠、高山冻原与稀疏植被、沼泽与水生植被(即湿地) 6个自然和半自然的植被型组。
植被型	主要高级分类单位。在同一个植被型组内, 建群种或优势层植物生活型组成相同或相近, 结构相对一致的植物群落联合即为植被型。如森林植被型组可划分为落叶针叶林、落叶针叶与常绿针叶混交林、常绿针叶林、针叶与阔叶混交林等植被型。
植被亚型	系高级主要分类单位植被型之下的辅助分类单位。在同一个植被型内, 主要依据生境特点或生态条件, 同时也参考群落外貌上的明显差异进行划分。如落叶针叶林根据其所在的生境温度划分为寒温性和温性落叶针叶林与暖性落叶针叶林两个亚型。
群系	中级主要分类单位。建群种或主要共建种相同的植物群落联合即为群系。

①植被区划

根据评价区的行政范围, 参照《中国植被》中植被类型分布图, 评价区在中国植被分类系统中属于“温带荒漠区域——西部荒漠亚区域——温带半灌木、小乔木荒漠地带——准噶尔盆地, 小乔木、半灌木荒漠区”。

②主要植被类型

参考《中国植被》与《中国植被分类系统修订方案》(郭柯, 2020), 结合对评价区内现状植被中群落组成的建群种与优势种的外貌, 以及群落的环境生态与地理分布特征等分析, 将评价区自然植被划分为 2 个植被型组, 2 个植被型, 1 个植被亚型, 4 个群系, 详见表 5.2.5-9, 植被类型图见图 5.2.5-3。样方调查表见表 5.2.5-10。

表 5.2.5-9 评价区主要植被类型

植被型组	植被型	植被亚型	群系	样方数	占评价区面积 (hm ²)	占评价区 面积%
自然植被						
一、森 林	(一) 落叶阔 叶林	I 温性落叶 阔叶林	1. 新疆杨群系 Form. <i>Populus alba</i> var. <i>pyramidalis</i>	3	29.7388	0.77%
二、荒	(二) 半灌木	II 温性半	2. 白皮锦鸡儿群系 Form. <i>Caragana leucophloea</i>	9	214.9538	8.20%

漠	与草本荒漠	灌木与草本荒漠	3、骆驼蓬群系Form. <i>Peganum harmala</i>	3	1693.2012	44.09%
			4、伊朗地肤群系Form. <i>Bassia stellaris</i>	3	79.7210	2.08%
人工植被						
三、农 用植被	(三) 粮食作物	/	5、小麦群系Form. <i>Triticum aestivum</i>	/	1490.4696	38.81%
	(四) 纤维作物	/	6、陆地棉群系Form. <i>Gossypium hirsutum</i>	/		

图5.2.5-3 评价区植被类型图

于3条。参照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物》(HJ 710.3-2014)，本项目评价区内生境类型主要为戈壁、旱田等，共设置3条样线，平均长度1.5km。样线表详见表5.2.5-11。

表5.2.5-11 评价区动物样线调查表

调查时间: 2025.9.23		调查人员: 任超杰、张海东		
调查地名称: 吉木萨尔县		地点: 新4平台附近	样线编号: 01	
样线长度: 2.2km 起止点坐标: 89°15'17.1515"E, 43°55'27.0185"N-89°15'18.2330"E, 43°55'09.2414"N				
生境类型: 戈壁、农田		海拔区间: 872m-889m		
天气: 晴		行进速度: 2km/h	人为干扰类型: 毁草开垦	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>	10	无	
荒漠沙蜥	<i>Phrynocephalus przewalskii</i>	11	无	
偶蹄目	Artiodactyla	0	1	前腿与头骨
其他描述: 植被以骆驼蓬群系为主				
调查时间: 2025.9.23		调查人员: 任超杰、张海东		
调查地名称: 吉木萨尔县		地点: 新2平台至萨116平台附近	样线编号: 02	
样线长度: 1.8km 起止点坐标: 89°17'13.6023"E, 43°55'35.6423"N-89°17'13.9970"E, 43°56'00.8995"N				
生境类型: 戈壁、农田		海拔区间: 872m-889m		
天气: 晴		行进速度: 2km/h	人为干扰类型: 毁草开垦	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>	4	无	
荒漠沙蜥	<i>Phrynocephalus przewalskii</i>	3	无	
狐属	<i>Vulpes</i>	0	1	尸体, 已腐烂
其他描述: 植被以白皮锦鸡儿群系为主				
调查时间: 2025.9.23		调查人员: 任超杰、张海东		
调查地名称: 吉木萨尔县		地点: 吉康脱水站-计量交接站输油管线附近	样线编号: 03	
样线长度: 1.5km 起止点坐标: 89°12'49.6858"E, 43°55'59.4532"N-89°12'26.7819"E, 43°56'08.4650"N				
生境类型: 戈壁、农田		海拔区间: 872m-889m		
天气: 晴		行进速度: 2km/h	人为干扰类型: 毁草开垦	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>	5	无	
荒漠沙蜥	<i>Phrynocephalus przewalskii</i>	4	无	
啮齿目	Rodentia	0	尸体	已严重腐烂
其他描述: 植被以骆驼蓬群系为主				

评价区内常见动物如下图所示:



按中国动物地理区划的分级标准,项目所在区域属古北界——中亚亚界——蒙新区——准噶尔亚区——准噶尔盆地省。因该区域地处准噶尔盆地东南缘,气候干燥,野生动物的栖息生境极为单一。本项目区域常见啮齿类、爬行类、鸟类等动物,对照《国家重点保护野生动物名录》(2021)、国家林业和草原局公告《陆生野生动物重要栖息地名录(第一批)》(2023年第23号)及自治区人民政府《关于发布新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录(修订)的通知》(新政发〔2022〕75号),现场调查未发现陆生野生动物重要栖息地,可能分布有国家二级重点保护野生动物赤狐(*Vulpes vulpes*)。通过访问调查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20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,在绿洲中,喜近人类的麻雀、楼燕、家燕、戴胜、杜鹃、斑鸠等很易见到。

5.2.5.4 土壤类型及土壤侵蚀强度

(1) 项目区块土壤类型

本项目区块土壤类型主要是棕钙土、栗钙土及绿洲土。棕钙土分布于区块中部,栗钙土分布于区块西南角,绿洲土分布于区块北部。

棕钙土发育于温带荒漠草原植被下的土壤。地表多砂砾石,剖面上部呈褐棕色,下部为粉末层状或斑块状灰白色钙积层。自然植被组成趋于旱化,生物量低,土壤腐殖质积累作用弱,有机质含量低;钙积作用强,钙积层在剖面中位置较高;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。

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所形成的具有明显栗色腐殖质层和碳酸钙淀积层的钙积土壤。栗钙土的植被是典型的干草原，植被属于典型的旱生、多年生禾本科，混生一定数量的中生型或旱生型植物和少量旱生灌木、半灌木。

绿洲土壤即在绿洲地区经长期耕作、施肥、灌溉等人为措施的影响下形成发育的土壤。

(2) 项目区块土壤侵蚀强度

土壤侵蚀强度分级根据SL190要求，按照高程、坡度以及植被覆盖情况确定土壤侵蚀强度等级。评价范围内土壤侵蚀现状分布见表5.2.5-12，土壤侵蚀强度分布图见图5.2.5-5。调查范围内的土壤侵蚀以风力侵蚀和水力侵蚀为主，土壤侵蚀严重，中度以上侵蚀区面积为3656.1141hm²，占评价区总面积的95.2%。

表5.2.5-12 土壤侵蚀类型及其在区域中所占比例

序号	土壤侵蚀强度	开发区范围	
		面积(hm ²)	比例
1	轻度侵蚀区	184.1730	4.80%
2	中度侵蚀区	840.5167	21.89%
3	强烈度侵蚀区	2774.7423	72.25%
4	极强烈度侵蚀区	40.8551	1.06%
合计		3840.2871	100.00%

图5.2.5-5 土壤侵蚀强度分布图

5.2.5.5 土地利用现状

本次土地利用现状依据《国土空间调查、规划、用途管制用地用海分类指南》（自然资办发〔2023〕234号）要求，在“2023年土地利用变更调查数据”的基础上，通过3S技术和现场调查综合得出结果见表5.2.5-13，土地利用类型图见图5.2.5-6，评价区内土地利用类型以草地为主，占评价区总面积的44.09%，其次为耕地，占评价区总面积的29.41%。

表5.2.5-13 评价范围内各类土地面积

序号	地类名称		2023年 评价区范围	
	一级类	二级类	面积(hm ²)	比例
1	01 耕地		1129.4159	29.41%
2	02 园地	0201 果园	272.0427	7.08%
3		0204 其他园地	89.0110	2.32%
4	03 林地	0301 乔木林地	29.7388	0.77%

5		0305 灌木林地	285.4798	7.43%
6	04 草地	0401 天然牧草地	1216.5626	31.68%
7		0404 其他草地	476.6385	12.41%
8	05 商业服务业设施用地		2.9322	0.08%
9	06 工矿仓储用地	0601 工业用地	19.0634	0.50%
10		0602 采矿用地	51.5648	1.34%
11	07 居住用地	0702 农村宅基地	64.9339	1.69%
12	08 公共管理与公共服务用地		0.3626	0.01%
13	09 特殊用地		0.9439	0.02%
14	10 交通运输用地	1003 公路用地	37.0497	0.96%
15		1006 农村道路	41.9624	1.09%
16	11 水域及水利设施用地	1101 河流水面	4.1585	0.11%
17		1104 坑塘水面	0.7929	0.02%
18		1106 内陆滩涂	29.4740	0.77%
19		1107 沟渠	5.3254	0.14%
20		1109 水工建筑用地	0.7459	0.02%
21	12 其他土地	1202 设施农用地	2.3673	0.06%
22		1206 裸土地	79.7210	2.08%
合计			3840.2871	100.00%

图5.2.5-6 土地利用现状分布图

5.2.5.6 生态敏感区现状

吉木萨尔北庭国家湿地公园位于吉木萨尔县域中南部，发源天山北坡的东大龙口水系，南北贯穿泉子街镇、大有镇、二工镇、北庭镇四个镇部分区域。核心区建设位于北庭镇，南北长40km，南起东大龙口河（天保区以北），北至东西河坝北庭故城遗址（公园）南界，西以东大龙口河乡道为界，东包括沿河岸沼泽湿地，湿地公园总面积1492hm²，其中湿地面积842.5hm²，湿地率56.5%。湿地类型包括河流湿地、沼泽湿地和人工湿地三个湿地类。永久性河流、季节性河流、洪泛平原湿地、草本沼泽、库塘湿地、输水干渠六个湿地型。2014年12月，吉木萨尔县北庭湿地公园获国家林业局审批为湿地公园试点，位于吉木萨尔县东南部，形成于东大龙口河，公园边界南起南部高山区，北至东大龙口河尾间的红旗农场附近，南北贯穿吉木萨尔县南部山区、中部平原区，南北长约40km；东西以东大龙口河两岸为界，最宽处1500m，最窄处为东大龙口水库至平原水库东二畦水库之间的人工渠道——头工干渠，宽约138m；总面积1492hm²，地理坐标介于东经88°30′-89°30′、北纬43°30′-45°00′之间。

湿地公园中湿地面积842.5hm²，湿地率56.5%，湿地类型包括河流湿地、沼泽湿地和人工湿地三个湿地类，永久性河流、季节性河流、泛洪平原湿地、草本沼泽、库塘湿地、输水干渠六个湿地型。主要保护对象为：湿地生态系统平衡、野生动植物资源。公园分为五个功能区：生态保育区、恢复重建区、合理利用区、宣教展示区、管理服务区，并针对每个功能区发挥的主要作用分别设立管理目标并制定相应的技术措施，实行分区管理与统一管理相结合。头工干渠连接上游东大龙口水库和下游生态恢复重建区。2019年12月35日，通过国家林业和草原局2019年试点国家湿地公园验收，正式成为“国家湿地公园”。

本项目与吉木萨尔北庭国家湿地公园（头工干渠）最近工程为萨6平台距离约390m。

本项目吉康脱水站至计量交接站管线穿越新疆吉木萨尔北庭国家湿地公园，穿越点位即“萨105采油平台至吉康脱水站”集输管线穿越位置，该工程已取得吉木萨尔县林业和草原局《关于吉康油田萨探1区块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验产能建设项目占用新疆吉木萨尔县国家湿地公园的复函》。管线以最短路径穿越湿地公园，采用1.5米小口径顶管穿越，一次顶穿湿地公园生态保育区干渠，穿越宽度约5m，湿地公园内无新增占地，项目与新疆吉木萨尔北庭国家湿地公园位置关系见图5.2.5-7。

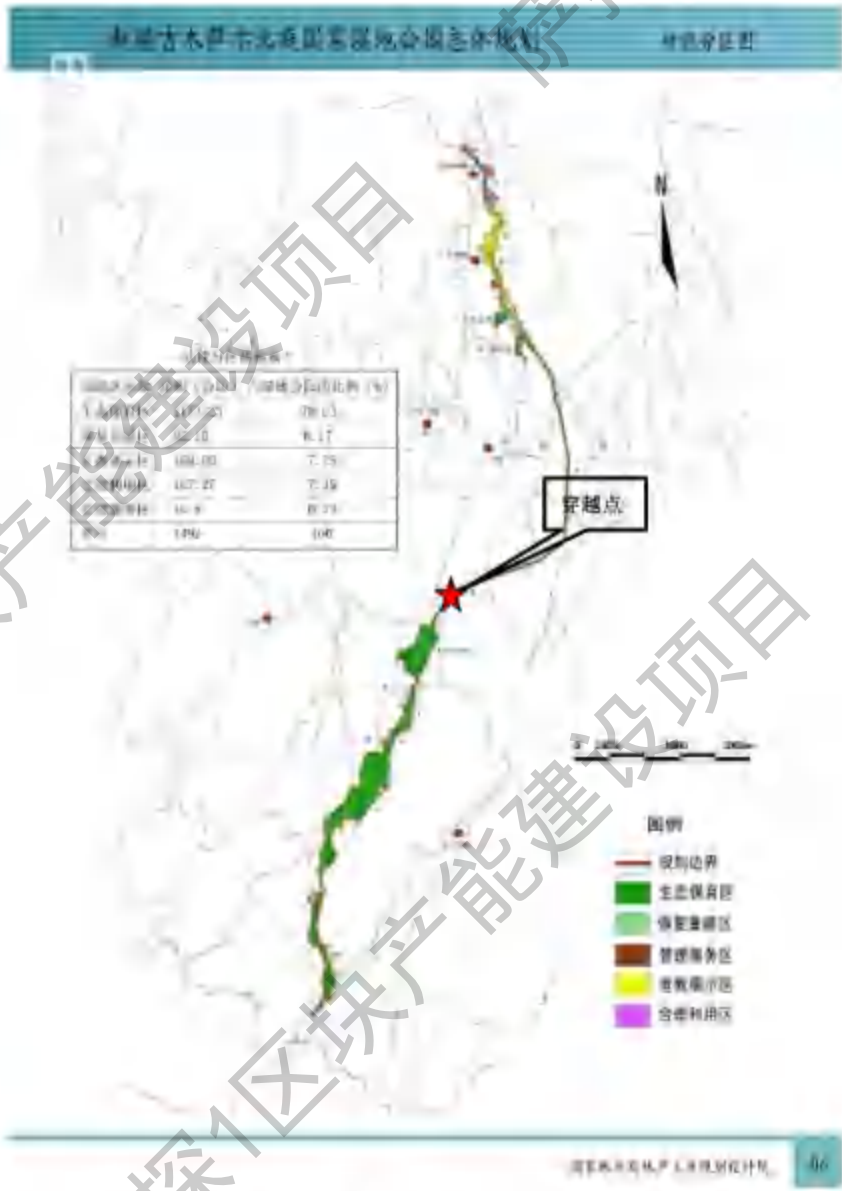


图5.2.5-7 项目在新疆吉木萨尔北庭国家湿地公园穿越点

5.2.5.7 区域主要生态环境问题

一、生态环境脆弱

准东地区大部分为沙漠、戈壁地区，气候条件酷热、干旱，降水量常年低于蒸发量，地表水资源十分稀少，土壤沙化、荒漠化程度严重。根据《新疆维吾尔自治区水土保持区划》，项目所在的吉木萨尔县属于天山北坡国家级水土流失重点预防区。此外，根据《新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区符合划分技术报告（成果）》，项目所在的吉木萨尔县，为Ⅱ2天山北坡诸小河流域重点治理区。区内地表多为砾石、沙土，植被以草场植被为主，覆盖度极低，野生动物种类分布较少，以耐旱荒漠种为主，除部分保护区内植被生长相对良好外，总体生态承载力较差，环境比较脆弱。

根据地区的气象统计资料及环境状况分析，吉木萨尔县常年多风，风力一般4-5级（对应风速为5.5m/s-10.7m/s），经常有7-8级大风，最大可达10级（对应风速为28.4m/s），从风速来看，吉木萨尔县具备了起砂风速的条件。开发区中部的斜坡平原由砂土和碎石混合堆积形成，其砾石含量常少于50%，由于风蚀地表仅余戈壁砾石，且可见较多的风蚀石，地表一经扰动后，极易被风吹起，引起风蚀。严重的风蚀直接后果是地表上的细颗粒物减少，粗粒物质增加，同时伴随土壤有机质和养分的损失。长期的风蚀在荒漠地区形成戈壁、雅丹及风蚀洼地等地貌现象。这种情况使得开发区植被修复面临双重挑战。

二、水土流失严重

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Ⅱ：天山北坡诸小河流域重点治理区。评价区中度以上侵蚀区面积为3504.95hm²，占评价区总面积的86.09%，工程施工导则土壤扰动，极易加剧评价区水土流失强度。

三、土地沙化程度

根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》（2015年3月）。吉木萨尔县沙化土地动态变化情况见表5.2.5-14。

表5.2.5-14 项目附近区域沙化土地动态变化情况（单位：公顷）

统计单位	时间	总面积	沙化土地面积											有明显沙化趋势的土地	其他土地类型			
			合计	流动沙地	半固定沙地			固定沙地			露沙地	沙化耕地	非生物治理沙工程用地			风蚀残丘	风蚀劣地	戈壁
					小计	人工固定沙地	天然半固定沙地	小计	人工固定沙地	天然固定沙地								
吉木萨尔县	第五次	821446.62	395762.88	0.73	23715.44	0	23715.44	215379.97	169	215210.97	0	1275.31	0	0	9633.12	145738.41	13064.09	412619.65
	第四次	822209.88	396498.14	0	73233.03	0	23233.03	214675.7	0	214675.7	0	0	0	0	12009.12	146586.29	7678.47	418033.27
	动态变化	-76326	-135.26	0.73	-482.41	0	-482.41	-704.27	169	-635.27	0	1275.31	0	0	-2370	-827.88	5385.62	-5413.62

5.2.5.3 评价区生态环境现状综合评价

项目所在区域自然条件十分恶劣，资源和环境非常特殊。区域生态环境基本特征为干旱、降水少、戈壁、沙漠面积大；区域植被稀疏，区域生态环境脆弱，破坏后不易恢

复，石油等矿产资源丰富，生产潜力巨大。

根据《新疆生态功能区划》，项目区域属于“II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II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”。

项目区域土地利用结构比较单一，以草地及耕地为主。项目区土壤类型包括棕钙土、栗钙土及绿洲土，参照《中国植被》中植被类型分布图，评价区在中国植被分类系统中属于“温带荒漠区域——西部荒漠亚区域——温带半灌木、小乔木荒漠地带——准噶尔盆地，小乔木、半灌木荒漠区”，项目区植被以温性半灌木与草本荒漠占优势，主要植被类型为白皮锦鸡儿、骆驼蓬、伊朗地肤群系等。

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”。由于准噶尔盆地严酷的气候条件，不仅酷热，而且极为干旱，植被盖度极低，所以野生动物种类分布较少。常见动物主要为耐旱型荒漠动物，以爬行动物和啮齿类动物为主，项目区可能分布有国家重点保护二级野生动物赤狐。

油田前期钻探工作中的勘探、井场占地、修筑道路、人员活动、污染物排放等以及开发行为产生的植被破坏、地表扰动、污染等有可能加快区域环境的恶化，如能很好的控制开发行为并做好后期管理和生态恢复，其对环境的影响可以控制。

5.3 区域环境敏感区调查

5.3.1 生态保护红线

新疆生态保护红线根据生态服务功能和生态环境敏感脆弱性划分为水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、土地沙化防控、水土流失防控 6 个生态保护红线类型，包括 17 个不同类型和地域的生态保护红线区。红线分布于阿尔泰山、天山、帕米尔—昆仑山—阿尔金山、环准噶尔盆地、环塔里木盆地、额尔齐斯河流域、伊犁河流域、塔里木河流域、和田河—玉龙喀什河流域等区域，新疆生态服务功能极重要区、生态环境极敏感脆弱区和各类自然保护地是生态保护红线的重要组成部分。

吉木萨尔北庭国家湿地公园已纳入生态保护红线范围，红线名称为天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线。天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线属于水源涵养类生态保护红线。全疆共有 6 个水源涵养生态保护红线区，分别为阿尔泰山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区、准噶尔盆地西部山地水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区、天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区、东天山水源涵养与

生物多样性维护生态保护红线区、帕米尔-昆仑山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区、天山南脉水源涵养生态保护红线区，其中3个为水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区。主要保护对象有西伯利亚冷杉、西伯利亚云杉、西伯利亚红松、西伯利亚落叶松、昆仑方枝柏、盐桦等珍稀野生植物，新疆北鲵、紫貂、雪豹、驼鹿、貂熊、棕熊、猞猁、雪兔、白肩雕、四爪陆龟等珍稀野生动物。

本项目萨6平台距离吉木萨尔北庭国家湿地公园约390km，吉康脱水站至计量交接站外输管线顶管穿越湿地公园（头工干渠），采用顶管穿越，穿越宽度约5m，不占用生态红线用地范围。项目与生态红线位置关系见图5.3.2-1。

图 5.3.2-1 项目与生态红线位置关系图

5.3.2 二工镇供水地表水水源地

二工镇供水水源地位于东大龙口河上的东大龙口水库放水涵洞，取水水源为水库水，取水口处海拔950m，东大龙口水库是东大龙口河上的龙头水库，该水库位于县城南10km，东大龙口河流域面积163km²，多年平均径流量6370万m³。水库以灌溉为主，兼顾县城防洪、供水等，为一综合利用的山区拦河性中型水利枢纽工程。

根据《吉木萨尔县集中饮用水水源地环境保护规划》，二工镇供水水源地属于中型水库型水源地（水库库容在0.1亿m³~1亿m³之间），参照《饮用水水源保护区划分技术规范》（HJ/T338—2007）规定并根据该水源地的实际，水库正常水位线以下的全部水域，正常水位线以上100m范围的陆域范围围成的多边形区域属于一级保护区范围，但不超过流域分水岭范围；并且陆域沿岸纵深范围不小于饮用水水源卫生防护规定的范围。

参照规范，二工镇供水水源地将水库周边山脊线以内（一级保护区以外）及入库河流上溯3000m的汇水区域，下游区为取水口以下300m范围，水平距离为2000m区域（但不超过相应的流域分水岭范围）围成的多边形区域划为二级保护区。该水源地供水范围为县城和县城南部的工业区，该水源地供水安全对于吉木萨尔县极为重要，鉴于该水源地的的重要性，为保证水源地水质安全，规划将水源地取水口以上集水区（除一、二级保护区和其他水源地保护区以外）全部划为准保护区。

一级保护区面积0.066km²，二级保护区面积为0.283km²，准保护区面积为1.054km²。

本项目吉康脱水站距离二工镇供水地表水水源地一级及二级保护区约3.5km，项目与二工镇供水地表水水源地位置关系见图5.3.3-1。

图 5.3.3-1 项目区在国家湿地公园相对位置图

6 环境影响预测与评价

6.1 大气环境影响分析与评价

6.1.1 施工期大气环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要为：

(1) 在管线敷设、道路工程、场站工程等在施工过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬等。

(2) 冬季施工期使用生物质锅炉产生废气，其主要污染物为 NO_x 、 SO_2 、颗粒物等。

(3) 各种施工燃油机械及运输车辆的尾气。

6.1.1.1 施工扬尘环境影响分析

本项目在井场、场站地面建设及管道敷设过程中会产生扬尘。扬尘主要产生于钻井设备的运输、临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、砂石等材料的装卸、运输、拌合等过程。湿度、施工机械和运输车辆行驶速度、近地面风速是影响道路扬尘污染强度的最主要因素，此外风速和风向还直接影响道路扬尘的污染范围。

根据类似项目施工期环境空气实测数据，施工场地扬尘影响范围基本在下风向 100~150m 范围内，中心处浓度为 $5\sim 10\text{mg}\cdot\text{m}^{-3}$ ；管线施工过程中主要对沿线两侧 100m 范围内住户造成一定影响，其影响范围限制在线路两侧，是小范围短期影响；施工期运输道路下风向 TSP 轴线净增浓度主要对道路两侧各 50m 范围影响较大，将形成扬尘污染带（最高允许浓度是 $1.0\text{mg}\cdot\text{m}^{-3}$ ），在 200m 处基本恢复到背景值。由于施工扬尘粒径较大，飘移距离短，采取洒水抑尘等控制措施后，施工扬尘影响范围有限，对区域环境空气质量影响小。

6.1.1.2 生物质锅炉产生烟气排放环境影响分析

本项目各井场施工期备用一台 2.5th 生物质锅炉，根据现场施工情况，如有需要将启用锅炉，产生的废气经水幕除尘处理后经 30m 排气筒排放。根据废气污染源计算结果，单台生物质锅炉污染物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 燃煤锅炉排放限值。项目所在地地形开阔，污染物稀释较快，生物质锅炉废气对井场周边的居民区的影响很小。

6.1.1.3 车辆尾气排放影响分析

工程施工期间设备材料及钻井机械运输需要较多车辆，且多为柴油载重汽车，尾气

排放量相对较大，将增加施工区域和运输道路沿线的废气污染物排放。由于项目所在区域地形开阔，风速较大，利于扩散，且车辆运输间隔较大，钻井和地面工程建设时长较短。因此，车辆排放的尾气对项目所在区域环境空气产生的影响很小。

6.1.2 运营期大气环境影响分析

本项目运行期废气污染源主要为微燃机热电联产机组产生废气及天然气集输过程挥发、泄漏等无组织排放的废气，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、颗粒物、非甲烷总烃等。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，判定本项目环境空气评价工作等级为二级，采用估算模型 AERSCREEN 进行环境空气影响预测分析及评价。

6.1.2.1 估算模型参数及预测因子

(1) 估算模型所需参数

AERSCREEN 估算模型计算所需参数见表 6.1.2-1。

表 6.1.2-1 AERSCREEN 估算模型参数表

参数	取值
城市/农村选项	农村
人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$	43
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$	-40
土地利用类型	草地
区域湿度条件	干燥
是否考虑地形	考虑地形 <input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
地形数据分辨率/m	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟 <input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
岸线距离/km	/
岸线方向/ $^{\circ}$	/

(2) 预测因子： SO_2 、 NO_x 、颗粒物和 非甲烷总烃。

6.1.2.2 微燃机热电联产机组烟气影响分析

(1) 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微燃机热电联产机组废气，污染源情况见表 6.1.2-2。

表 6.1.2-2 站场热电联产机组废气污染源排放源强统计一览表

点源名称	排气筒高度	排气筒内径	烟气流速	烟气出口温度	年排放小时数	排放工况	排放因子源强		
							SO_2	NO_x	PM_{10}
单位	m	m	m/s	$^{\circ}\text{C}$	h		kg/h		
吉康脱水站微燃机热电联产机组	15	0.3	21.17	100	7920	连续	0.2	0.934	0.143

注： NO_x 排放源强按 NO_2 的 0.9 倍计。

(2) 估算结果及分析评价

采用 AERSCREEN 估算模型计算热电联产机组烟气污染物下风向落地浓度，估算结果最大值统计见表 6.1.2-3。

表 6.1.2-3 站场热电联产机组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 (%)
热电联产机组	SO_2	175	9.310	0.66
	NO_2		15.392	7.70
	颗粒物		2.367	0.53

根据表 6.1.2-3 估算模式预测结果可知，本项目投产运行后，微燃机热电联产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 SO_2 、 NO_2 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 NO_2 对周围环境空气影响最大，其最大落地浓度为 $15.392\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 7.70%，位于污染源下风向 101m 处。项目区地形开阔，污染物扩散条件较好，项目投产运行后微燃机热电联产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。

6.1.2.3 无组织排放影响分析

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。根据工程分析，本次评价选取新建储油罐及布局井数最多的 5 号平台作为预测对象，分析项目无组织排放对环境空气的影响。

(1) 污染物排放源强

根据工程分析，预测无组织面源排放参数见表 6.1.2-4。

表 6.1.2-4 项目新建站场及典型井组拉油点非甲烷总烃排放参数

污染源名称	面源长度 m	面源宽度 m	与正北方 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) 非甲烷总烃
吉康脱水站	414	210	0	5	7920	连续	0.025
5 号平台	360	110	160	2	7920		0.016

(2) 预测结果及影响分析

项目新建站场及典型井组拉油点下风向最大落地浓度预测结果见表 6.1.2-5。

表 6.1.2-5 各无组织面源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 %
无组织 废气	吉康脱水站	405	10.579	0.53
	5 号平台	279	87.337	4.37

根据预测结果，本项目投产运行后，各污染装置区下风向非甲烷总烃未出现超标，且各污染物浓度占标率均小于 10%。其中，以 5 号平台无组织排放的非甲烷总烃贡献浓度最大，其最大落地浓度为 $87.337\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 4.37%，位于污染源下风向 279m 处。

根据现场调查,项目选址所处区域地形开阔,扩散条件较好,其无组织排放的烃类气体不会使区域环境空气质量发生显著改变。

6.1.2.4 项目主要大气污染物排放量核算

根据工程分析,本项目主要大气污染物排放量核算见表 6.1.2-6~6.1.2-8。

表 6.1.2-6 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/m^3)	核算排放速率(kg/h)	核算年排放量(t/a)
一般排放口					
1	DA001 (微燃机热电联产机组)	颗粒物	26.54	0.143	1.133
		SO_2	37.12	0.2	1.584
		NO_x	173.64	0.934	7.409
有组织排放总计					
有组织排放总计		颗粒物			1.133
		SO_2			1.584
		NO_x			7.409

表 6.1.2-7 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口 编号	产污环节	污染物	主要污染防 治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1		原油集输	非甲烷 总烃	密闭集输	《陆上石油天然气开采工业 大气污染物排放标准》 (GB39728-2020) 油气集中 处理站边界污染物控制要求	4.0	0.7938
2			H ₂ S	密闭集输	《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93) 表 1 中二级 标准	0.06	0.004
无组织排放总计							
无组织排放总计			非甲烷总体				0.7938
			H ₂ S				0.004

表 6.1.2-8 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量(t/a)
1	颗粒物	1.133
2	SO_2	1.584
3	NO_x	7.409
4	非甲烷总烃	0.7938
5	H_2S	0.004

6.1.2.5 大气防护距离

根据估算模型预测结果,本项目各废气污染源排放的主要污染物在评价范围内未出现超标点,因此不需要设置大气环境防护距离。

项目大气环境影响自查表见表 6.1.2-9。

表 6.1.2-9 大气环境影响评价自查表

工作内容	自查项目
------	------

评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>	边长 5~50km <input type="checkbox"/>	边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>
评价因子	SO ₂ -NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>	500~2000t/a <input type="checkbox"/>	≤500t/a <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、PM _{2.5} 、PM ₁₀) 其他污染物 (NMHC、H ₂ S)		包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>	地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 <input checked="" type="checkbox"/> 其他标准 <input type="checkbox"/>
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>	二类区 <input checked="" type="checkbox"/>	一类区和二类区 <input type="checkbox"/>
	评价基准年	(2024) 年		
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>	主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>	现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>		不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/> 区域污染源 <input type="checkbox"/>
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (NMHC、H ₂ S、SO ₂ 、NO _x 、颗粒物)	有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子: (非甲烷总烃)	监测点位数 (2)	无监测 <input type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>		
	大气环境防护距离			
	污染源年排放量	SO ₂ : (1584) t/a	NO _x : (7409) t/a	颗粒物: (1.133) t/a

注: “=”为勾选项, 填“√”、“0”为内容填写项

6.2 地表水环境影响分析

6.2.1 施工期废水环境影响分析

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

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, 其余固相、固液混合物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, 不会对周边环境产生明显影响。

(2) 施工生产废水

施工中混凝土的养护、场地冲洗等过程会产生一定的生产废水，项目配套建有临时沉淀池，施工生产废水排入沉淀池处理后循环使用或用于场地洒水抑尘，不会对周边环境产生明显影响。

(3) 压裂返排液

本项目油井投产前需进行压裂作业以提高产量，进行压裂作业过程中将产生废压裂液，本项目产生压裂返排液总量为 16200m^3 ，产生的废压裂液由罐车送至吉康脱水站处理，处理达标后用于复配压裂液，不外排。

(4) 管道试压废水

采用中性洁净水，管道试压分段进行，外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，不外排，不会对周边环境产生明显影响。

(5) 生活污水

生活污水主要是施工期间施工人员日常生活产生的一定量的生活污水，主要污染物为COD、SS、氨氮，生活污水水质简单，产生量少。本项目共涉及新钻井54口，则生活污水最大产生量为 1382.4m^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厂处理。

综上，施工期的废水对环境的影响较小，并且随着施工期的结束而消失。

6.2.2 运营期废水影响分析

新建采油平台采用无人值守，巡检人员按区块统一调配，项目整体不新增劳动定员，因此不新增生活污水。运行期废水主要来自站场原油处理过程分离出的采出水、井下作业废水。

(1) 油田采出水

正常生产情况下，本项目油田采出水经依托采出水处理系统处理达标后回注油层，不外排，不会对地表水环境产生影响。

(2) 井下作业废水

修井、洗井等措施作业产生的作业废水全部通过罐车拉运至吉康脱水站采出水处理系统处理，处理达标后回注油层，不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

综上所述，采取上述环保措施后，项目运行期产生的废水经处理后全部回注油层，不外排，对地表水环境影响小，不会改变区内地表水环境功能现状。

6.3 地下水环境影响分析与评价

6.3.1 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 $<30\text{m}$ ，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 $80\text{--}300\text{m}$ 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，富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 $1.6\text{--}2.4\text{L/s}\cdot\text{m}$ ，近沙漠一带为富水性极弱区，单位涌水量为 $0.1\text{L/s}\cdot\text{m}$ 。潜水含水层底板埋深 $50\text{--}100\text{m}$ ，渗透系数 $5\text{--}50\text{m/d}$ 。

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 $100\text{--}200\text{m}$ 之间；第三层埋藏深度 $200\text{--}300\text{m}$ 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 $50\text{--}100\text{m}$ ，地下水埋深 $5\text{--}10\text{m}$ ，渗透系数 $5\text{--}50\text{m/d}$ 。

(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) 地下水的补径排条件

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于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 6.3.1-1。

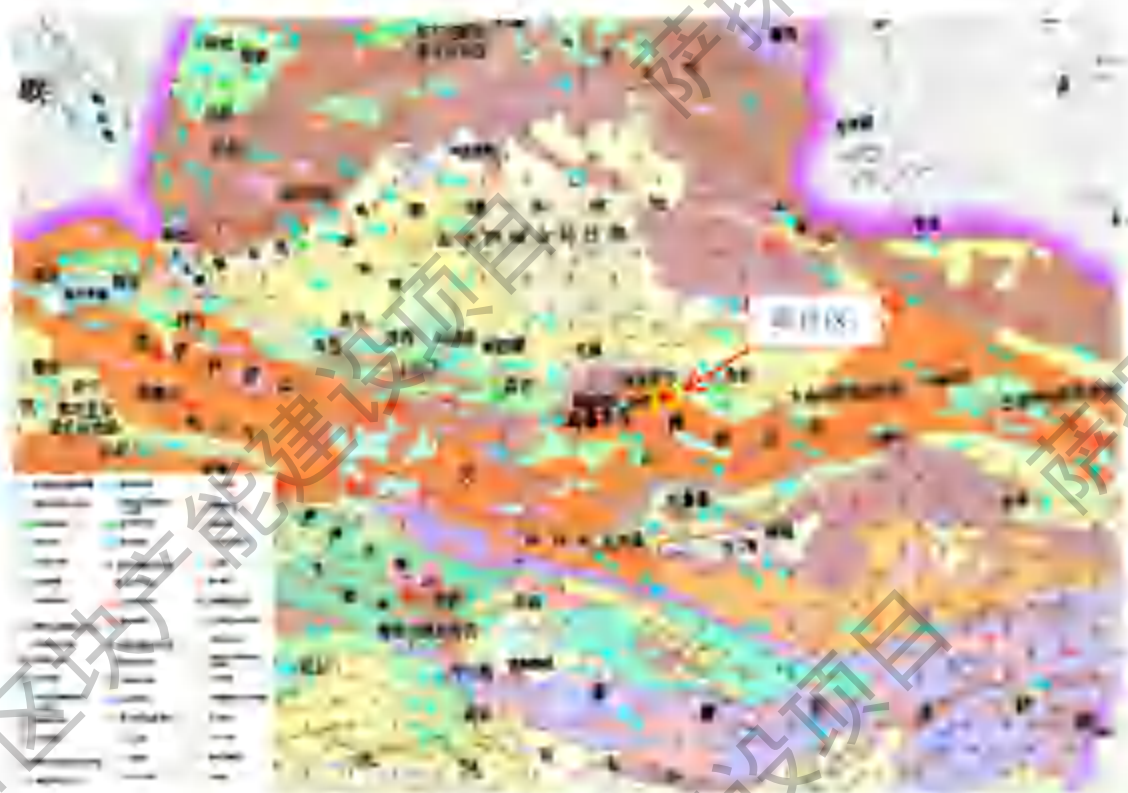


图 6.3.1-1 项目区域水文地质图

6.3.2 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等对地下水的影响。

6.3.2.1 钻井对地下水的影响

本项目一开、三开采用水基钻井液体系，二开采用油基钻井液体系。钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，一开采用常规水泥浆体系固井，水泥返至地面；二开采用低密度水泥浆体系固井，水泥返至地面，三开采用抗盐水泥浆体系固井，水泥返至 2435m。套管可封隔疏松地层和水层，表层套管的下土深度为 700m，技术套管下土深度约为 2685m，生产套管下土深度约 3150m，可有效保护地下水环境不受污染，且钻井目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度。本项目钻井泥浆采用专用罐体收集，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，钻井阶段结束后进入泥浆不落地系统处理，不外排，无废弃钻井泥浆产生。

因此，正常情况下钻井过程中不会对所在区域地下水产生影响。

6.3.2.2 管线施工对地下水的影响

本工程的管道敷设埋深应在冻土层以下不小于 1.5m，若在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影

响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，所以管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设对地下水造成影响很小。

6.3.2.1 生活污水对地下水的影响

生活污水中的主要污染物为 COD、BOD₅、SS、氨氮等，整个施工期间施工生活污水最大产生量为 1382.4m³。项目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，施工结束后，不会对环境造成污染。

6.3.3 运营期正常状况下地下水环境影响分析

6.3.3.1 井下作业废水对地下水的影响

井下作业废水严禁直接外排，由作业单位自设专用废液收集罐回收，井下作业废水先运至吉康脱水站污水处理系统处理，处理达标的上清液回注含油层，底泥定期交由有资质单位进行转运处置，不会对地下水产生不利影响。

6.3.3.2 油田采出水处理后回注对地下水的影响

根据开发方案，本项目采出液进入吉康脱水站处理，分离出的采出水由吉康脱水站内一体化污水处理撬装装置处理达标后回注油藏。萨探1块初期新增采出水 1400m³/d，末期采出水 1835m³/d，采出水经处理后达到回注标准用于油田注水，不排入外环境。根据建设单位提供的开发设计方案，回注层系与本次拟开发含油层位于同一层系，回注深度可达到 3500m~3800m，回注油层与地下水处于不同层系，远远超出含水层的深度，且在钻井过程中已对潜水所在的地层进行了水泥浆固井，固井深度远远超过了承压水埋深，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，因此，正常情况下，采出水回注对地下水环境基本无影响。

6.3.3.3 落地油对地下水的影响

本项目钻井过程中产生的落地原油及时回收，并根据油田环境保护的要求，对落地油必须进行 100% 的回收。本项目地处干旱少雨的荒漠地带，地表干燥，落地原油主要污染表层土壤。由于土壤对石油分子的吸附作用，土壤中石油类污染物大多集中在 0~20cm 的表层，最大下渗一般不会超过 1m。油田区域的气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用，因此，落地原油没有进入地下水层的途径，不存在污染地下水的可能。

综上所述，正常生产状况下，项目施工期和运营期中落地原油不会对地下水环境产生影响，但考虑到长期积累情况下，可能存在影响，应加强收集措施及管理要求，确保落地原油 100% 回收。

6.3.3 开采、回注前后对地下水流场的影响

本项目油井在施工过程中采用三层套管序列井身结构，采用下套管注水泥固井完井方式进行水泥固井。根据地下水资料可知，本项目区域浅层地下水深度在 $S-10m$ ，一开钻井采用水泥固井，钻至 $700m$ ，二开下管深度约 $2685m$ ，对潜含水层以及承压含水层所在的地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层；三开完井井深 $3150m$ 左右，因此，项目开采前后不会对项目区域地下水流场产生影响。

本项目注水井井口装置结构完整、密封良好，压力级别高于注入压力，材质满足防腐要求，注入井井底压力不会在隔离层产生断裂面，注水井开注前应进行试注，要求注入水与注入层岩性及地层水配伍性好，不会形成二次沉淀堵塞地层，同时本项目开采油藏及注水层位在地下 $3150m$ 左右，远超出项目区地下水含水层深度，注入水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022），可以回注油藏。因此，项目开采、回注前后不会对项目区域地下水流场产生影响。

6.3.4 事故状态下对地下水的影响分析

6.3.4.1 井漏事故对地下水的影响

井漏事故对地下水的污染是钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca 、 Na 等离子，且 pH 、盐分较多，特别是二开油基钻井液，易造成地下含水层水质污染。

就钻井液漏失而言，其径流型污染的范围不大，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使具有多种添加剂的钻井液在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入潜水含水层污染地下水，其风险性是存在的。此外，钻井时一般使用水基膨润土为主，并加有碱类添加剂，在高压循环中除形成一定厚度的黏土泥皮护住井壁以外，也使大量的含碱类钻井液进入含水层，虽然没有毒性，但对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。

因此，推广使用清洁无害的泥浆，严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

本项目油井在钻井过程中一开采用 $\Phi 375mm$ 钻头钻至井深 $700m$ ，下入 $\Phi 273mm$ 表层套管，完全封固砾石层及易塌软地层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件，水泥

返至地面；二开采用 $\Phi 251\text{mm}$ 钻头，原则上进入芦草沟地层垂深 110-130m，下入 $\Phi 193.7\text{mm}$ 技术套管，水泥返至地面；三开采用 $\Phi 168\text{mm}$ 钻头钻至完钻井深，下入 $\Phi 127\text{mm}$ 尾管悬挂固井完井，悬挂尾管与上一层套管重合 200-300m，水泥返至喇叭口。根据地下水资料可知，本项目区域地下水深度在 5-10m，钻井采用水泥固井，对潜水所在地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。因此不存在污染地下水的可能，不会对地下水产生影响。

6.3.4.2 油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后原油窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：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。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响；废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，原油物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不太可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

6.3.4.3 井喷事故对地下水的污染影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要一到两天才能得以控制。

据类比资料显示，井喷污染范围在半径约 300m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体有一定的影响，若及时采取有效措施治理污染，井喷对地下水的影响极小。

6.3.4.4 原油泄漏对地下水的影响

本项目运营过程中的主要污染途径是集输管线泄漏。集输管线泄漏会使原油下渗至地下含水层造成污染。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，并选择疏松位置运移。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。因此泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。原油水泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入到潜水后，石油类将随着地下水运移和衰减。考虑最不利情况，结合项目特征及风险物质特征、装置情况以及项目区水文地质条件，本次评价对泄漏的原油全部经过包气带并进入含水层中进行简单预测分析。渗漏污染物通过饱水包气带全部进入浅层地下水。

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，天津市环境保护开发中心），在常温下，石油类溶解度为 10mg/L ，设为石油类在地下水的源强浓度。由于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准中没有对石油类进行说明，参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L 。

（1）泄漏源强

①管线输送全管径泄漏

本项目自动控制系统采用 PLC 系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，并对沿线站场及监控阀室实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。

经和本工程设计单位充分沟通，并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，供油及加压泵站立即关闭，管内压力减小，各截断阀可以确保在 2min 内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 5min 考虑。

管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{\text{rel}} = 0.1781 \times V_{\text{pipe}} \times I_{\text{rel}} \times I_{\text{top}} + V_{\text{residual}}$$

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， ft^3 （ $1\text{ft}^3=0.0283\text{m}^3$ ），按最大体积的管线（吉康脱水站-交接计量站合格油外输管线）计算， r 取 0.05m ，长度取 42km ；

f_{re} —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 ($V_{pre-shut}$) 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

根据上述公式计算可知：吉康脱水站-交接计量站合格油外输管线全管径泄漏最大原油泄漏量为 9.47t，按照表层土壤对污染物截留率 90%计算，进入含水层原油为 0.947t。

②当储油罐发生泄漏，根据伯努利方程进行泄漏量计算泄漏量，计算公式如下

$$Q_L = C_d A \sqrt{\frac{2(P_1 - P_0 + \rho g h)}{\rho}}$$

式中： Q_L ——液体泄漏速率，kg/s；

P_1 ——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；

g ——重力加速度；

h ——裂口之上液位高度，m，在此取 1.8m；

ρ ——泄漏液体密度，kg/m³，在此取 890kg/m³。

假定储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。按照土壤表层对污染物截留率 90%计算，进入含水层原油为 0.048t。

③油井套管破损泄漏

假设油井套管破损发生泄漏，本项目单油井最大设计产能为 13t/d，根据中国石油吐哈油田分公司多年统计数据，泄漏源强以单井产油量的 10%计，由于油井泄漏不能实时控制，因此，该泄漏是不易被发现的，只能在井下作业时对油井套管检测等措施进行控制，泄漏的原油量为 1300kg/d。

(2) 预测因子

选取油田开发项目特征污染物石油类。

(3) 预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，本项目地下水评价等级为二级，含水层的基本参数变化很小，因此可采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于管线泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算

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

式中：x、y—计算点处的位置坐标；

t—时间(d)；

C(x, y, t)—t时刻点x, y处的示踪剂浓度(g/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—孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数(m²/d)；

D_T—横向y方向的弥散系数(m²/d)；

π—圆周率。

(4) 参数选取

参考类似岩性经验值以及HYDRUS程序中所附的美国农业部使用的包气带基本岩性参数进行取值，水力坡度I=0.001；水流速度U=KI/n_e=0.02m/d，有效孔隙度n_e=0.05，纵向弥散系数经验值取0.5m²/d。

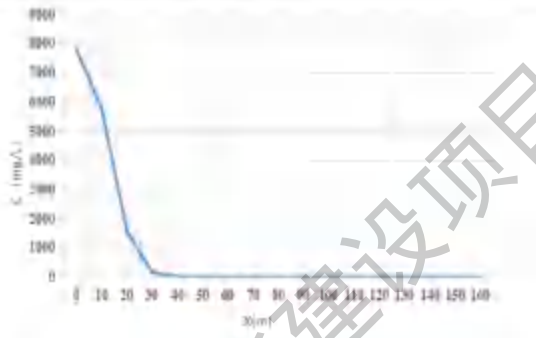
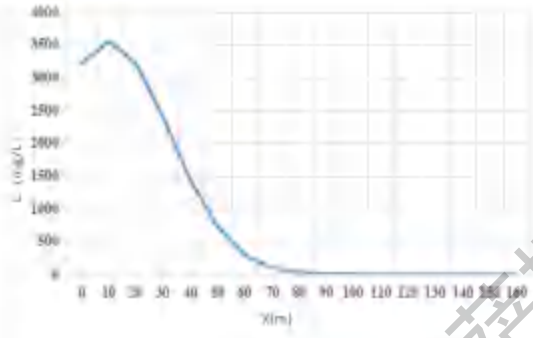
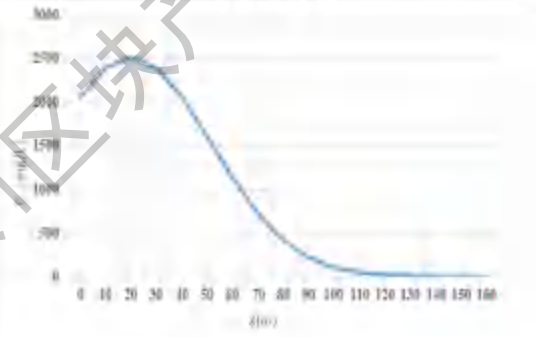
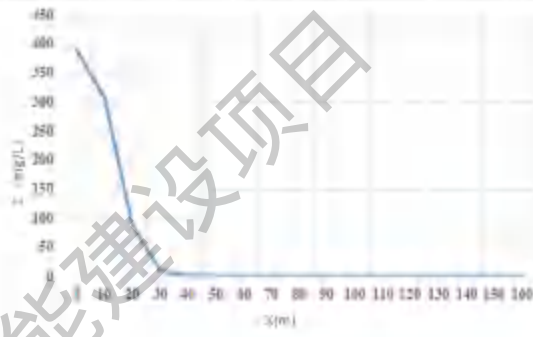
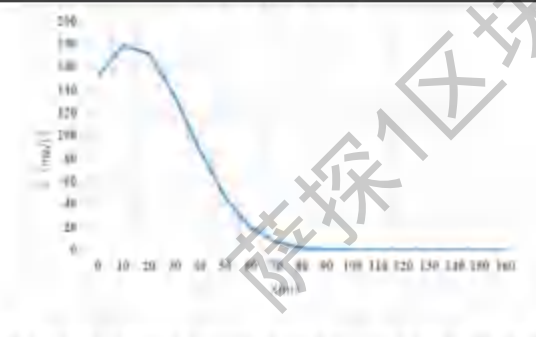
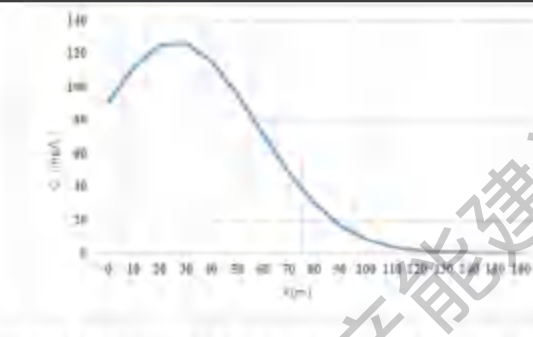
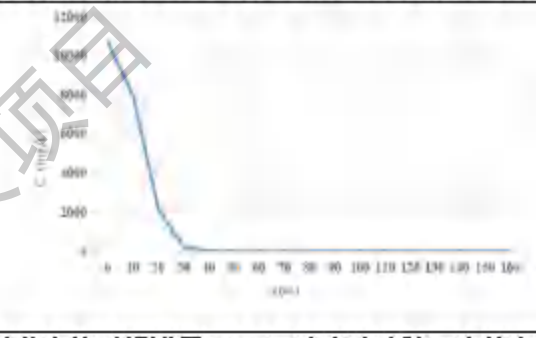
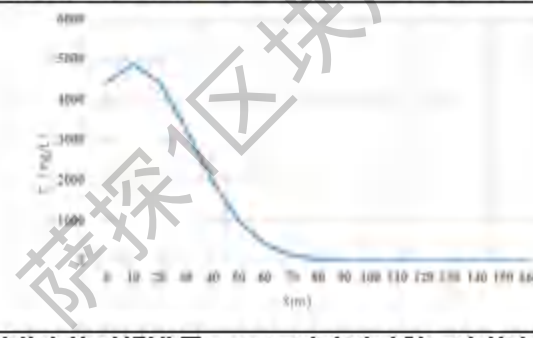
模型中所需参数选取见表6.3.4-1。

表 6.3.4-1 模型所需参数一览表

序号	参数	数值
1	水流速度 U	0.02m/d
2	有效孔隙度 n _e	0.12
3	瞬时注入的质量 m _M	947kg、48kg、1300kg
4	时间 t	100d、500d、1000d
5	纵向弥散系数 D _L	0.5m ² /d
6	横向弥散系数 D _T	0.05m ² /d

7	含水层厚度 M	50m
---	---------	-----

(5) 预测结果

	
集输管线发生全管径泄漏100d 石油类浓度随距离的变化关系	集输管线发生全管径泄漏500d 石油类浓度随距离的变化关系
	
集输管线发生全管径泄漏1000d 石油类浓度随距离的变化关系	储油罐泄漏100d 石油类浓度随距离的变化关系
	
储油罐泄漏500d 石油类浓度随距离的变化关系	储油罐泄漏1000d 石油类浓度随距离的变化关系
	
油井套管破损泄漏100d 石油类浓度随距离的变化关系	油井套管破损泄漏500d 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 38m、82m、119m;储油罐发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物超标最远距离分别为 36m、81m、125m;套管破损泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物超标最远距离分别为 40m、83m、121m。

根据预测结果和区内水文地质条件,评价区所在区域的地下水在潜水和第一层承压水之间有连续的相对隔水层。当发生泄漏事故后,在采取及时堵漏等风险应急措施的情况下,泄漏的原油虽然可能会对潜水含水层产生一定的影响,但受承压水隔水顶板的保护作用,基本不会对承压水含水层产生影响。

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),土壤中原油基本上不随土壤水上下移动,毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层,只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm。本项目区域浅层地下水深度在 5-10m,泄漏的原油进入地下水的可能性很小,并定期对设备进行检修,将事故发生的概率降至最低,发生泄漏后做到及时发现、及时处理,彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此,发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

6.3.5 退役期地下水环境影响分析

退役期各采油井均使用水泥灌注进行封井,将井筒与地下水含水层彻底隔离,有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染,退役期对地下水环境没有不良影响。

6.3.6 地下水环境影响评价结论

在假定情景预测期限内,污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响,但超标范围未出场界,并且在企业做好源头控制措施、完善分区防渗措施、管道刺漏防范措施的前提下,本项目对地下水环境影响可以接受。以上假定非正常情况下管线连接和阀门处泄漏情形,均可由总控室发现压力异常,从而切断阀门,由巡线职工及时

赶往泄漏发生地点,组织相关人员进行清污,可以从源头上可以得到控制。

本项目严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后,结合地下水污染监控及应急措施,场界内石油类能满足相应标准要求;非正常状况下,根据预测结果和区内水文地质条件,评价区所在区域的地下水在潜水和第一层承压水之间有连续的相对隔水层。当发生泄漏事故后,在采取及时堵漏等风险应急措施的情况下,泄漏的原油虽然可能会对潜水含水层产生一定的影响,但受承压水隔水顶板的保护作用,基本不会对承压水含水层产生影响。

6.4 土壤环境影响分析与评价

6.4.1 施工期土壤环境影响分析

(1) 人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中,不可避免地要对土壤进行人为扰动,主要是管沟开挖和填埋土层,翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下,土壤形成了层状结构,表层是可以生长适宜的植被。土壤层次被翻动后,表层土被破坏,改变土壤质地。管道开挖和回填过程中,会对其土壤原有层次产生扰动和破坏,影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位,土壤层次变动最为明显。

根据国内外有关资料,管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放,分层覆土的措施下,土壤的有机质将下降 30%~40%,土壤养分将下降 30%~50%,其中全氮下降 43%左右,磷素下降 40%,钾素下降 43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土,管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。

(2) 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

施工期车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高,地表水入渗减少,土壤团粒结构遭到破坏,土壤养分流失,不利于植物生长。各种车辆(尤其是重型卡车)在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实,严重的经过多次碾压后植物很难再生长,甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

(3) 水土流失影响

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布,所造成的水土流失因管线所经过的区

域不同而不同。建设期间，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在管线的敷设过程中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

6.4.2 营运期土壤环境影响分析

6.4.2.1 钻井对地下水的影响

本项目污染土壤的途径主要为原油、采出水等输送过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响危害土壤环境。

本项目生产过程中原油、采出水等输送均为密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

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

6.4.2.2 事故状态下污染影响型土壤环境影响分析

(1) 井喷对土壤环境的影响分析

井喷是油田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。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），土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于20cm表层土壤，只有极少量的落地油最多可下渗到20cm，对地表20cm以下深度的土壤影响不大。

(2) 集输管线泄漏对土壤环境的影响分析

若本项目集输管道破损发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

根据实际情况分析，本次评价选择项目集输管线泄漏的石油类进行的土壤影响垂直入渗影响。

1) 事故情形设定

由于本项目输油管线埋于地下，发生破损后较难发现，会通过垂直下渗形式进入土壤，从而使局部土壤环境质量逐步受到污染影响。因此，设定以下污染物泄漏情景：输油管线发生破损后长时间未被发现，采出液连续进入土壤环境中。

2) 预测因子

污染物预测评价因子为石油类，按集输管线中采出液中石油烃的浓度进行设定，管线输送为油水混合物，项目区块最低含水率为 20%。

3) 预测方法

管线穿孔泄漏后，采出液首先在包气带中发生垂直和侧向迁移。经资料调研可知，污染物在包气带层中的运移和分布都受到多种因素的控制，如污染物本身的物理化学性质、土壤性质、土壤含水率等。且迁移转化过程十分复杂，存在包括吸附、沉淀、生物吸收、化学与生物降解等作用，本次预测评价本着风险最大化原则，在模拟污染物扩散时不考虑吸附、化学反应等降解作用，仅考虑典型污染物在对流、弥散作用下的扩散过程及规律。

一般认为，水在包气带中的运移符合活塞流模式，由于评价区土壤层包气带地层岩性单一，污染物的弥散、吸附和降解作用所产生的侧向迁移距离远远小于垂向迁移距离。因此，忽略侧向运移，重点预测污染物在包气带中垂向向下迁移情况，可概化为一维垂向数值模型。本次评价选用《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 E 中 E.2 推荐的预测方法。

① 水流运动方程

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(K(h) \frac{\partial h}{\partial z} + K(h) \right)$$

式中：

θ —土壤体积含水率；

h —压力水头，cm；

t —时间变量, d ; z 为垂直坐标, cm ;

$K(h)$ —导水率, cm/d ;

Z —空间变量 (cm), 地表为原点, 向上为正。

②土壤水力参数 vanGenuchten 模型

土壤水力参数 vanGenuchten 模型计算公式为:

$$\theta(h) = \begin{cases} \theta_r + \frac{(\theta_s - \theta_r)}{(1 + |\alpha h|)^m}, & h < 0 \\ \theta_s, & h \geq 0 \end{cases}$$

$$K(h) = \begin{cases} K_s S_e [1 - (1 - S_e^{1/m})^m]^2, & h < 0 \\ K_s, & h \geq 0 \end{cases}$$

$$S_e = \frac{\theta - \theta_r}{\theta_s - \theta_r}, \quad m = 1 - \frac{1}{n}$$

式中:

θ_s —土壤饱和含水率;

θ_r —土壤滞留含水率;

α —土壤水力特征经验参数;

n —土壤孔隙大小分配指数;

K_s —饱和水力传导系数;

l —土壤孔隙连通性参数, 通常取 0.5。

S_e —有效饱和度。

③土壤溶质运移模型

a. 一维非饱和溶质垂向运移控制方程:

$$\frac{\partial \theta_c}{\partial t} + \frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial qc}{\partial z} - Asc$$

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 —弥散系数, m^2/d ;

q —渗流速率, m/d ;

z —沿 z 轴的距离, m ;

t —时间变量, d ;

θ —土壤含水率, %。

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 $2.72\text{g}/\text{cm}^3$, 折算结果为 $376.8\text{mg}/\text{kg}$)。

b. 初始条件

$$c(z,t)=0 \quad t=0, \quad L \leq z < 0$$

c. 边界条件

模型计算时上边界采用第一类 Dirichlet 边界条件, 其中 E.6 适用于连续点源情景, E.7 适用于非连续点源情景, 下边界采用自由排水边界。

4) 软件选用及简介

本次土壤数值模拟选用 HYDRUS-1D 软件。HYDRUS 软件由美国国家盐土改良中心 (US Salinity laboratory)、美国农业部、农业研究会联合开发, 于 1991 年研制成功的 HYDRUS 模型是一套用于模拟变饱和和多孔介质中水分、能量、溶质运移的数值模型。经改进与完善, 目前已得到广泛认可与应用, 能够较好地模拟水分、溶质与能量在土壤中的分布, 时空变化, 运移规律, 分析人们普遍关注的农田灌溉、田间施肥、环境污染等实际问题。

5) 模型构建

包气带污染物运移模型为: 集输管线出现泄漏对特征污染物石油类在包气带中的运移进行模拟。

本次设定模型运行时间为 50d, 本次共设置了 5 个输出时间点, 分别为 10d、20d、30d、40d、50d。

根据地下水现状调查结果, 选择自地表向下 3m 范围内进行模拟预测。

观测点设置: 在预测目标层布置 3 个观测点, 分别为 -150cm、-220cm、-300cm。

6) 泄漏源强及参数选取

①参数选取

本项目所在地土壤质地大多为壤土, 根据 HYDRUS-1D 软件参数库中取值, 土壤水力参数见表 6.4.2-1。

表 6.4.2-1 土壤水力参数表

土壤层次 (cm)	土壤质地	θ_s	θ_r	α	n	$Ks/(\text{cm}/\text{d})$	I
-----------	------	------------	------------	----------	-----	---------------------------	-----

0~300	壤土	0.43	0.078	0.036	1.56	24.96	0.5
-------	----	------	-------	-------	------	-------	-----

②泄漏源强

集输管线由于开裂或腐蚀磨损等原因,造成采出液少量泄漏。参考《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 E 及附录 F.1.1 液体泄漏,设定本项目集输管线破裂泄漏孔径为 10mm,液体泄漏速率按照 F.1 公式进行计算,泄漏点隐蔽、泄漏量较少,短期内不易发现。

表 6.4.2-2 泄漏源强一览表

预测情景	污染物	浓度 (mg/L)	泄漏采出液量 (t/d)	单位时间渗透通量 (cm/d)
集输管线泄漏	石油类	1000	20.55	75.312

7) 边界条件

对于边界条件概化方法,综述如下:

①水流模型

上边界选择定流量边界,下边界选择自由排水边界。

②溶质运移模型

模型上边界概化为污染物变量边界,下边界为自由排泄边界。

8) 预测结果

本次模型中未考虑污染物自身降解、滞留等作用。石油类在观测点的浓度随时间变化见图 6.4.2-1。

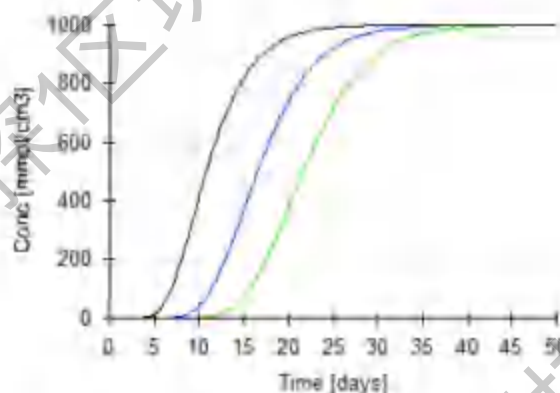


图 6.4.2-1 石油类在观测点的浓度随时间变化图

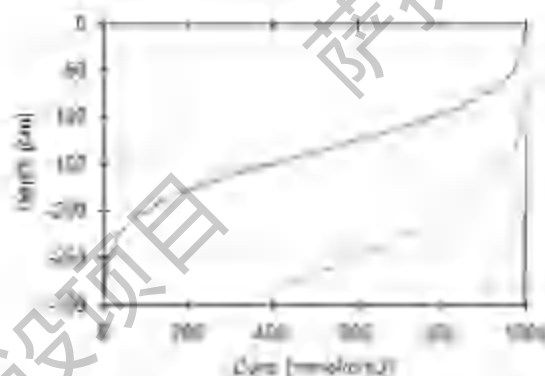


图 6.42-1 不同时刻石油类浓度剖面深度变化曲线图

发生泄漏后，最先污染表层土壤，时间越久，污染物向土壤下方运移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响严重。

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 50 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。

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，确保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。

6.4.2.3 事故状态下生态影响型土壤环境影响分析

本次以最不利的输油管线泄漏对土壤环境进行预测分析，单井集输管道或套管破裂后，采出液进入表层土壤中，单井集输管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂 1 天后排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从输油管道中泄漏的采出液量为 20.55m³。采出液中的氯根约为 5153.9mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 67745.93g。

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E.13 中预测方法，预测公式如下

①单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) \cdot (p \times A \times D)$$

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 ——表层土壤容重, kg/m^3 , 本项目为 $2.72\text{g}/\text{cm}^3=2.72\times 10^3\text{kg}/\text{m}^3$;

A ——预测评价范围, m^2 ;

D ——表层土壤深度, 一般取 0.2m , 可根据实际情况适当调整。

n ——持续年份, a。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=S_0+\Delta S$$

式中:

S ——单位质量土壤中某种物质的预测值, g/kg ;

S_0 ——单位质量土壤中某种物质的现状值, g/kg 。

项目所处区域气候干燥, 年降雨量较小, 项目考虑最不利情况, L_s 和 R_s 取值均为 0, 预测评价范围为以泄漏点为中心 $20\text{m}\times 20\text{m}$ 范围, 表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1420\text{kg}/\text{m}^3$, 根据区域土壤盐分监测结果, 单位质量土壤中盐分含量的现状值为 $2\text{g}/\text{kg}$ 。预测年份为 0.137a (50 天)。

根据上述计算结果, 在 50 天内, 单位质量土壤中盐分含量的增量为 $0.082\text{g}/\text{kg}$, 叠加现状值后的预测值为 $2.082\text{g}/\text{kg}$ 。

从预测结果可知, 发生泄漏后, 导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高, 增量极小。且在发生泄漏后, 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。

6.4.3 退役期土壤环境影响分析

退役期井场经过清理后, 永久性占地范围内的水泥平台被清理, 人员撤离, 区域内没有了人为的扰动, 对土壤环境无不良影响。

6.5 声环境影响分析

6.5.1 施工期声环境影响分析

施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、泥浆泵、挖掘机等设备运行产生的噪声, 泥浆泵、钻机、压裂设备等的声压级一般在 $80\sim 110\text{dB}(\text{A})$, 地面工程建设过程中推土机、挖掘机等机械噪声, 声压级一般在 $80\sim 100\text{dB}(\text{A})$ 。

在环境噪声预测中各噪声源作为点声源处理, 选用“无指向性点声源几何发散衰减”预测模式, 具体计算公式如下:

$$L_{p(r)} = L_{p(r_0)} - 20 \lg(r/r_0)$$

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）；

预测结果见表6.5.1-1。

表6.5.1-1 距钻井井场场界不同距离处的噪声预测值

方位 距场界距离	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

由预测结果可以看出：

（1）钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。昼间距离井场10m处，夜间50m处噪声值可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中昼间70dB(A)，夜间55dB(A)的要求。

（2）昼间施工噪声在30m外，夜间施工噪声在100m外满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。根据现场调查各钻井平台周边200m范围内声环境敏感点，施工期间产生的噪声对周围环境的影响是可以接受的。且施工噪声对局部环境的影响是暂时的，随着施工结束影响即消除。

6.5.2 运营期声环境环境影响分析

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

本项目噪声源主要为抽油机、热电联产机组、泵等设备，噪声源强在70dB(A)~95dB(A)之间，设备选用低噪设备，并采取基础减振等措施。丛井式抽油机噪声源强在70dB(A)左右，吉康脱水站机组及泵等设备源强在75~90dB(A)。本次以井数设备数最多的5号平台和吉康脱水站作为预测对象，主要噪声源调查情况见表6.5.2-1、表6.5.2-2。

表6.5.2-1 运营期室内噪声源调查情况 (单位: dB(A))

噪声源名称		单台设备 噪声源强	数量	声源控制措施	措施削减 量	空间相对位置 /m			距室内边界距离				距厂界距离				持续 时间
						X	Y	Z	东	南	西	北	东	南	西	北	
吉康脱水站	增压泵	75	4	选用低噪声设备、基础减振、 厂房隔声	20	172	225	1	1	7.5	1	7.5	123	225	172	132	连续
	注水泵	75	11		20	31	54	1	24	10	24	10	320	64	55	236	连续

表6.5.2-2 运营期室外噪声源调查情况 (单位: dB(A))

噪声源名称		单台设备噪 声源强	数量	声源控制措施	措施削 减量	空间相对位置/m			距厂界距离				持续 时间
						X	Y	Z	东	南	西	北	
5号平台	丛井式抽油机	70	13	选用低噪声设备、基础减振	5	56	81	1	239	81	56	276	连续
吉康脱水站	燃气热电联产机组	80	1	选用低噪声设备、基础减振	5	260	65	1	35	65	260	292	连续
	污水热源泵	95	1	选用低噪声设备、基础减振	5	95	52	1	259	52	95	243	连续
	两相分离器	75	3	选用低噪声设备、基础减振	5	202	221	1	93	221	202	136	连续
	压缩机	80	2	选用低噪声设备、基础减振	5	165	253	1	130	253	165	104	连续
	高效电脱水装置	80	3	选用低噪声设备、基础减振、	5	174	120	1	121	120	174	237	连续

(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, 本次评价采取导则内的推荐模式。

本此预测计算采用《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

$$L_p(r) = L_p(r_0) - (A_{div} + A_{bar} + A_{am} + A_{gr} + A_{misc})$$

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_{am} —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:

$$L_{eq} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n t_i 10^{L_{Ai}/10} \right]$$

式中: L_{eq} — 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5号平台井场及吉康脱水站厂界四周噪声贡献值见表6.5.2-3。

表6.5.2-3 厂界噪声贡献值预测结果 单位: dB(A)

预测点名称	预测点位置	贡献值	评价标准	评价结果
5号平台	东侧	37.2	昼间60 夜间50	达标
	南侧	44.8		
	西侧	42.6		

	北侧	45.9		
吉康脱水站	东侧	45.7	昼间60 夜间50	达标
	南侧	49.2		
	西侧	49.1		
	北侧	46.4		

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,且周边无环境敏感点,因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

6.6 固体废物影响分析

6.6.1 施工期固体废物影响分析

(1) 钻井泥浆、岩屑

采用泥浆不落地技术收集,经泥浆不落地装置固液分离后,液相循环使用,用于钻井液的配制,固相委托有资质单位进行清运处置。

(2) 落地油泥及废含油防渗布

项目在钻井作业事故状态下,由于非正常原因导致原油散落地面形成的油土混合物。

依据建设方提供资料,项目钻井期产生落地油泥量为10.08t,在井口周边铺设防渗膜,产生的落地油泥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,不在井场内暂存。

事故状态下产生的落地油只涉及钻井期,且时间较短,合理处置后,对外环境影响较小。

(3) 施工土石方

施工土方在管线施工及站场施工结束后全部用于回填管沟及站场场地平整,并实施压实平整水土保持措施。本项目不设置集中弃土场。

(4) 焊接废渣、防腐、保温废料

项目在管道焊接作业中会产生少量废焊条、焊渣、防腐及保温废料等,在每个作业点配备铁桶或纸箱,焊接废物及防腐、保温废料废弃物分别放入不同容器中,施工结束后集中回收处置。

(5) 建筑垃圾

主要包括土建工程垃圾、安装工程的金属废料等,采取有效措施及时收集、清理。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,可送当地建筑

垃圾处理场处理。严禁随意丢弃、堆放，造成景观污染。

(6) 施工生活垃圾

项目建设施工期施工人员的生活垃圾利用垃圾箱（桶）收集，清运至当地生活垃圾填埋场进行卫生填埋。

综上，只要加强管理，并严格按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

6.6.2 运营期固体废物影响分析

(1) 落地原油

油田在钻井、试油、修井、采油及运输等过程中将会产生落地油。

根据现场调查，建设单位在落地油处理中采取了有效措施，井下作业必须带罐（车）操作，作业单位将落地油100%进行回收，回收后的落地原油拉运至吉康脱水站卸油缓冲罐，进入其原油处理系统进行处理。

管线、储罐泄漏等事故状态下产生的落地油，原油落地后上层能收集的原油回收送至吉康脱水站原油处理系统处理，无法收集的原油和受污染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》（2025版）HW08废矿物油和含矿物油废物，交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置，不会对区域环境造成不利影响。

(2) 含油污泥

井场及集输管网等检修清罐、管线刺漏等产生的含油污泥，根据《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中对含油污泥一般处置要求，含油率大于5%的含油污泥应回收原油，回收的原油品质含水率应小于10%，对不符合此要求的定期委托有资质单位处理处置。

(3) 其他含油危险废物

项目在设备生产、检修和废气处理过程中会产生一定量的沾油废物和废机油，均属于危险废物，暂存在吉康脱水站内危废贮存间，交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

6.6.3 危废管理要求

根据《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》，油泥（砂）、落地原油、清管废渣、废防渗材料等均属于危险废物，需委托有相

应资质的单位进行处置。

本工程危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表6.6.3-1。

表6.6.3-1 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	产生周期	危废特性	污染防治措施
含油污泥	HW08	071-001-08	阀门、法兰等设施原油渗漏及井下作业原油溅溢	固态	油类物质、泥砂	油类物质	1次	T, I	密闭桶装收集后,委托有相应资质单位接收处置。
落地原油	HW08	071-001-08	油气开采	固态	油类物质	油类物质	间歇	T, I	由吉康脱水站回收
沾油废物	HW08	900-249-08	修井	固态	油类物质	油类物质	2年1次	T, I	委托有相应资质单位接收处置
废防渗膜	HW08	900-249-08	场地作业	固态	油类物质	油类物质	间歇	T, I	

(1) 危险废物收集及贮存

本工程运行期危险废物的产生周期不固定,且产生地点较分散,因此本工程运行期危险废物的收集由各站安排专人分别进行。本工程不新增危险废物暂存点,危险废物产生后利用专用容器收集,运至吉康脱水站已建危险废物暂存点贮存。危险废物的收集按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ1025-2011)中的相关要求进行,按照要求填写危险废物的收集记录表,并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。

(2) 危险废物的运输

①内部运输

本工程运行期产生的固体废物采用专用容器收集后就近运至吉康脱水站已建危险废物暂存点贮存。危险废物内部转运作业应采用专用的工具,并填写内部转运记录表,转运结束后对路线进行检查和清理,确保无危险废物遗落在内部运输路线上。正常情况下危险废物产生散落、泄漏的可能性较小,不会对周围环境产生明显不利影响。万一发生散落或泄漏,应及时对散落物进行收集、清理,减轻污染影响。

②外部运输

本工程运行期产生的危险废物最终交由有相应资质的单位进行运输、处置。本工程运营单位、危险废物承运单位以及危险废物处置单位应按要求填写危险废物转移电子联单,承运单位应按照危险废物污染防治和危险货物运输相关规定运输危险废物,记录运输轨迹,防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

(3) 危险废物的处置

本工程运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实,依法签订书面合同,

并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任，合同期内及时了解接收人贮存、利用或者处置相关危险废物情况，确保本工程运行期产生的危险废物得到妥善处置，避免对外环境产生不利影响。

本工程运行期产生的危险废物均可得到妥善处置，在严格落实《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物转移管理办法》等的要求的前提下，不会对外环境产生明显不利影响。

6.6.4 退役期固体废物影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣，对这些废弃管线、残渣将进行集中清理收集后外运。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，拉运暂存在吉康脱水站内，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。运输过程注意采取防散落等措施，以减轻环境影响。

6.7 生态环境影响分析

6.7.1 生态环境影响因素及类型

本项目开发过程包括钻井工程、油田开采工程、井下作业、油气集输及相应的配套设施建设。除井场、站场、道路为永久性占地外，其它均为临时性占地。该建设工程在施工期对生态环境影响较大，运行期一般影响较小。其对生态环境的影响主要表现为占用土地、改变土地利用性质、破坏植被，即打破了地表的原有平衡状态。若恢复治理措施不当，失去地表植被保护的土壤，在强风力的作用下可能发生风力侵蚀，造成表层土壤的丧失。

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

(1) 本工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征，局限在不太的范围内，影响区域土地利用类型多为草地，人烟稀少。

(2) 在开发范围内各具体环境影响呈点块状（如井场、站场等）和线状（如集输管线和井场道路等）分布，影响范围明确。

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

项目开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表6.7.1-1。

表6.7.1-1 项目不同开发阶段对生态环境的影响

开发建设阶段		生态环境影响
施工期	井场及站场建设	地表植被破坏、野生动物生境破坏、景观破坏
	设备运输	野生动物惊扰
	土方开挖	地表植被破坏、野生动物生境破坏
	管道敷设	地表植被破坏
	井喷事故	土壤、植被
运营期	井场	—
	管道事故	土壤、植被
	汽车运输及巡检	野生动物
退役期	井场	—
	站场	—
	集输管线	—

6.7.1.1 生态环境影响类型

(1) 占地对地表土壤、植被影响

钻井、运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。施工期间工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。钻井施工、管线铺设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

油田工程施工完成后，高强度的临时性占地和影响将消除，如井区安全防护距离以外（永久占地以外）可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。而井场、场站、道路等地面建设属永久性占地，将会在原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

(2) 污染物排放对生态环境的影响

油田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节的工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形较为复杂。主要污染源集中在钻井工程、油田开采工程、井下作业工程、油气集输和处理工程，其污染源分布广、排放源强小，污染因子简单，具有影响的全方位性、综合性的特点，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

(3) 系统重建

油田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能再造一个兼原有生态环境与油田生态环境并存的、稳定的人工生态系统（绿化工程），较之原有生态环境更为适合

人们的生产和生活活动，同时有利于当地及周边地区的发展，有利于人类生存环境的改善。

6.7.1.2 生态环境影响因素

生态环境影响因素识别实际上是对主体（开发建设项目）的识别，包括主要工程和辅助工程。对于本项目来讲，主要从油田开发工程（钻井、地面设施建设、配套设施和道路建设等）、油田内部油气集输管道工程等诸多方面分析生态环境影响因素。

（1）钻井

本项目共部署井数107口，54口为新钻井，33口为老井，探井转生产井20口，新建井场的平整会产生土方；钻井过程中废物的排放、钻井机械的运输等施工活动均可对地表原生结构造成破坏，对生态环境带来不利影响。在井场选址过程中，应尽量选择动土作业量小的地段，场地平整所产生的土方随地势进行处置，尽可能填入低洼地带；井场材料整齐堆放，严格管理，不得随地洒落，完井后全部回收外运；施工机械划定运行线路，不得随意开行便道，以减少对地表原生结构的破坏。各种措施的采用，可有效减轻钻井过程对生态环境的影响。

（2）管线

本项目新建吉康脱水站至计量交接站集输管线42km，采用顶管、大开挖等方式，管道敷设过程中的地沟挖掘、下管及填埋过程中，对生态环境的影响主要是对土地的占用、对原生地表及管沟开挖范围内土层结构的破坏。施工期结束后，这种影响将随即消失，受影响的地表将在一定时期内逐步恢复到原生状态。

（3）地面构筑物的修建

本工程扩建吉康脱水站，地面构筑物修建过程中土方的产生及堆放、占地为主要的生态影响因素。设计中已经充分考虑了这些影响，站场的选址尽可能选在地势平坦，且地表植被较少的地段，最大限度减少土方量，将对植被的影响限制到最小。

（4）道路

本工程新建井场道路4km，道路修建过程中会破坏地表植被，缩减动物生境，对快步麻蜥等小型爬行动物的生境产生切割作用，同时，车辆碾压与噪声干扰，均会对野生动物生活繁殖产生不利影响。

生态环境影响因素见表6.7.1-2。

表6.7.1-2 生态环境影响因素

工程活动	主要影响
------	------

钻井工程	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、钻前施工过程中对井场周围植被和土壤产生不利影响。
开挖管沟	1、工程扰动使土壤结构、组成及理化特性发生变化。 2、开挖过程对周边植被造成破坏。 3、土方处置不当加剧风蚀。
道路建设	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、施工过程中对道路两侧植被和土壤产生不利影响。
地面构筑物建设	1、永久占地改变土地的使用功能，使未利用土地得以利用。 2、施工过程中对四周植被和土壤产生不利影响。

6.7.1.3 生态环境影响程度

工程建设对生态环境影响程度主要指所造成的影响是否可逆和可恢复。

(1) 永久性占地区域

井场、构筑物、站场等永久性占地对生态环境（地表土壤及植被）的影响是不可逆的，改变了土地原有的利用方式及土地利用价值。项目区土地利用现状以草地、耕地为主，项目建成后，将使土地利用类型由草地、耕地转变为工矿交通用地。

(2) 临时性占地区域

管道铺设及施工场地临时占地区域的生态环境影响为临时性影响，在管道敷设完成后对其上部占地区域进行平整、恢复原貌，其生态影响可逐步得以恢复。

施工完成后，当施工地的土壤质地及地形条件适于植被生长，在土壤保水能力较强、有水分保证的地段（如冲沟两侧、低洼地段），被破坏的土壤表层结构和植被可以很快得到自然恢复。但在自然环境水分条件较差的区域，生态环境自然恢复的速度十分缓慢。

6.7.2 施工期生态环境影响分析

6.7.2.1 工程占地影响分析

本工程本工程总占地面积 64.5952hm^2 ，其中永久占地 18.3397hm^2 ，临时占地 46.2555hm^2 ，土地类型为棕钙土、栗钙土及绿洲土等，项目永久和临时占地范围内植被类型主要为骆驼蓬群系。

由于项目施工和建设改变了土地利用现状，其排放污染物也可间接影响周围区域现有的生态系统。但由于本工程占地所在区域内没有敏感的、受国家重点保护的植物，因此，本工程间接影响的区域一般不会造成当地植物物种的明显变化，自然组分受干扰较小。

6.7.2.2 对植被的影响分析

本项目钻井工程、集输管道及道路工程是造成植被破坏的主要原因。项目位于草地生态系统，土地类型主要为草地，管道穿越部分耕地，项目占地范围内均未见国家级、

自治区级保护植物。

(1) 工程占地对植被的影响主要表现在植物生物量的减少，施工期井场工程、道路工程平整以及管线开挖均会清理地表植被，使植物生物量降低。

项目区生态系统类型主要为草地生态系统，植被以沙生草本植物为主，单位面积上生物量较低，为 $4\text{t}/\text{hm}^2$ 。生物损失量按下式计算：

$$Y=S_i \times W_i$$

式中，Y——生物量损失；

S_i ——占地面积， hm^2 ；

W_i ——单位面积生物量， t/hm^2 。

本项目总占地面积为 64.5952hm^2 ，草地生态系统占评价区总面积的44.9%，估算本项目占用草地面积 29.01hm^2 ，占地清理地表植物而使生物量减少111.64t。

在油田开发过程中土地被扰动，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有部分地表土地被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。其余土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及土壤结构却发生了变化。土壤保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。本项目在开发初期的3~5年中，荒漠植被破坏后不易恢复，使该区域初级生产力短暂降低，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。本次环评要求施工结束后立即对占地进行植被恢复；运输车辆沿道路行驶，禁止乱压乱碾；通过加强环保宣传教育，普及野生动物保护相关法律法规，以及严格的环境保护管理措施，可以有效的避免施工及人员活动对植物的破坏。只要加强施工管理，项目实施不会对项目区的生态环境造成太大影响。

(2) 管线敷设对植被的影响

集输管线的敷设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管道敷设过程中管沟部分的植被被彻底清除，而施工带地面上的植被破坏则因施工方式的不同而异。项目油田内部的集输管线管径较小，管线施工完成后，将开挖的表层土壤回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。

(3) 人类活动对植被的影响

项目开发建设过程中大量人员、机械进入草地，使草地环境中人类活动频率大幅度增加。对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压，使原生植被生境发生较大变化。草地单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区植被盖度降低，荒漠化加剧。评价区内植被盖度约30%~50%，项目在开发建设过程中，尽量避让植

被相对较多的区域，在采取避让、管理等措施后，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

6.7.2.3 对农田的影响分析

本项目属于“Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ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”。评价区内耕地占比28.61%，农作物种类丰富，为重要的农产品提供区。

本项目拟建部分管线穿越耕地，管线开挖将对农田产量产生一定影响，本项目总占地面积为64.5952hm²，估算本项目占用耕地面积17.41hm²，根据《吉木萨尔县2024年国民经济和社会发展统计公报》，粮食单产约532.8公斤/亩，即7.99吨/公顷，项目施工期约1年，施工期将导致农作物减产136.11t。待施工结束后，管沟覆土恢复，农田产量也将恢复到施工前水平。此外，管线影响范围内未受到直接占地影响的农作物，将受到扬尘、人员践踏等间接影响。

项目施工期扬尘污染物主要通过气孔进入细胞，布满植物叶片的整个叶面，堵塞气孔，妨碍光合作用、呼吸作用和蒸腾作用，从而危害植物，微尘中的一些有毒物质可通过溶解渗透，进入植物体内，产生毒害作用。

①对光合作用的影响：叶片表面上覆盖的灰尘越多、时间越长，其受到灰尘的影响也越严重，光合作物受影响的程度也越明显。根据相关实验结果，植物叶片覆尘后光合速率均受到不同程度的影响，表现为下降的趋势。

②对气孔开放的影响：有研究说明，蒙尘后叶片的气孔导度比未蒙尘叶片的明显下降，有的甚至下降了50%。

③对色素含量代谢的影响：植物中的色素含量对周围环境特别是大气污染的变化具有很强的敏感性，因此常常被用来指示大气污染物对植物生理状态的影响和改变。众多研究表明，扬尘污染能够降低叶片的叶绿素含量。

④对呼吸作用的影响：细小的灰尘颗粒覆盖在叶片上，堵塞了气孔，使叶片表面的温度升高，细胞内CO₂浓度升高O₂浓度降低，同时叶片的机械组织也受到不同程度的损伤，导致叶片呼吸作用减弱，呼吸速率下降。

⑤对蒸腾作用的影响：当叶片被灰尘覆盖后，影响了叶片与外环境的水分交换，植物的蒸腾作用下降。

⑥对叶片温度的影响：灰尘能够提高叶表温度主要是因为：一是灰尘吸收太阳的近红外光，导致叶片被灰尘覆盖后表面的温度上升。二是气孔堵塞使叶片不能与外界进行

气体交换，从而引起温度升高。三是由于灰尘的覆盖，叶片对水分的利用效率降低，细胞内水分的含量比较多，热量不能释放出去，以致叶表温度升高。

环评要求施工单位物料运输和施工范围严格控制在征地范围内，工程在管线施工过程中不得将弃土堆至农田区。正常情况下，项目结束后，不会造成农业大面积减产。

6.7.2.4 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物的生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目的占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源的减少。

井场构筑物建设、管道敷设及道路修建过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，荒漠型鸟类和大型哺乳类动物将远离施工现场，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦等，一般在离作业区30m以外活动，无噪声干扰时常见于人类生活区附近。因此，随着钻井、开发各个过程的变化，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。地面建设工程后期，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，仅少量巡检人员在油田开发区域及管道区域定期活动，区域内的人为活动明显减少，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于场站和施工场地等人员活动较多的区域。

本项目评价区内可能分布有国家二级保护动物赤狐，赤狐为食肉性动物，迁移能力强，饮食以机会主义为主，食物来源随季节和地区而变，主要以当地最常见的啮齿动物为主，包括鸟类、爬行动物（蜥蜴、蛇和小龟）、昆虫以及少量的植物（包括果实和种子），项目施工会使赤狐的觅食范围缩减，但影响期较短，待施工结束后，影响逐渐消失。

6.7.2.5 生物多样性影响

生物多样性不仅是生态系统健康的基础，也是人类生存和发展的重要保障，包括生态系统、物种和基因三个层次。生态系统多样性指生态系统的多样化程度，包括生态系统的类型、结构、组成、功能和生态过程的多样性等。物种多样性指物种水平的多样化程度，包括物种丰富度和物种多度。基因多样性(或遗传多样性)指一个物种的基因组成中遗传特征的多样性，包括种内不同种群之间或同一种群内不同个体的遗传变异性。

拟建工程井场及管线作业施工周期短，不会对基因多样性造成影响，对生态系统类型、结构、组成及功能影响较小，对物种多样性有一定程度的影响，施工占地、人员活动会导致部分植物、动物个体死亡，使物种多度有所降低。不过，本项目影响范围内未发现国家级、自治区级重点保护野生动植物，根据现场调查，均为区域内常见物种，工程建设不会导致区域物种丧失，对物种多样性的影响有限。

6.7.2.6 生态系统完整性的影响

拟建工程实施后，由于植被破坏，导致生态系统净初级生产力水平下降，使得区域原本稳定性较弱的生态系统更加向不稳定的方向发展，异质化程度也随之降低，造成区域各生态系统的恢复稳定性和阻抗稳定性整体下降。同时，由于道路、管线敷设形成的管廊切割效应，导致了地域连续性发生了一定的变化，整个生态系统完整性会受到小范围的影响，但不会造成整个生态系统发生变化。

6.7.3 运营期生态环境影响分析

6.7.3.1 对野生动物的影响

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工程区域内重新出现；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。

运营期，赤狐可在井场附近觅食、休憩，本工程对赤狐无不利影响。

6.7.3.2 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

发生事故时常导致原油及天然气的泄出和渗漏，从而可能影响工程区域内的野生脊椎动物的生存环境。事故类型的不同，对野生动物的影响范围和程度也有所不同。当

发生井喷事故时，井场周围范围以内的各种小型脊椎动物会因躲避不及造成死亡，局部区域可能影响到的只是一些啮齿类动物、爬行动物和小型鸟类，对大中型动物不会造成影响。如果发生火灾事故，由于生态环境及空气环境的变化，短时间内会使事故周围动物的分布数量下降。

6.7.4 沙化土地影响分析

按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年10月26日修订）有关规定以及《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

（1）项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

根据《全国防沙治沙规划（2021—2030年）》，将我国沙化土地划分为3大类型区、23个防治区域，本项目位于吉木萨尔县境内，属于古尔班通古特沙漠及沙漠绿洲生态保护修复区。沙漠内部主要为沙垄有蜂窝状和梁窝状沙丘分布，属于固定、半固定形态。区域沙化土地面积423.65万 hm^2 ，占国土面积的31.11%，其中流动沙地532万 hm^2 ，半固定沙地99.86万 hm^2 ，固定沙地145.32万 hm^2 ，戈壁169.45万 hm^2 ，其他沙化土地3.70万 hm^2 。沙化土地中，流动沙地、半固定沙地、戈壁等植被盖度低于30%的沙化土地面积274.62万 hm^2 ，占沙化地总面积的64.82%。

本项目区域位于古尔班通古特沙漠的准噶尔盆地的边缘，属于绿洲农业区。

（1）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64.5932 hm^2 ，占地类型主要是草地，生态系统脆弱，存在土地沙化的潜在危害。拟建工程占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

（3）可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

项目施工期主要为井场、站场施工及管沟开挖，在施工期土地开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶

将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

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

6.7.5 对生态敏感区的影响

本项目输油管线以顶管方式穿越新疆吉木萨尔北庭国家湿地公园干渠，穿越长度约3.4m，为地下穿越，埋深2m，在国家湿地公园内无新增占地，不会影响干渠行洪、输水功能，正常状况下，对新疆吉木萨尔北庭国家湿地公园无影响。事故状态下，输油管线发生泄漏，合格油通过土壤渗透进入干渠，可能污染水质，同时使干渠周边植被死亡。本次环评要求，在新疆吉木萨尔北庭国家湿地公园穿越段的输油管线采取更严格的防渗漏措施，同时加大该区域巡护监测频次，降低事故发生的概率。

综上所述，采取相应的防渗漏措施后，本项目对新疆吉木萨尔北庭国家湿地公园影响较小。

6.7.6 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、管理措施以及水土流失防治等措施，可最大程度减轻项目建设对区域生态环境造成的不利影响，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自然恢复。

本项目生态环境影响评价自查表详见表6.7.6-1。

表6.7.6-1 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） 生境□（生境面积） 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） 生物多样性□（） 生态敏感区□（） 自然景观□（） 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：（183896）km ² ；水域面积：（）km ²
生态现状调查 调查方法	资料收集□；遥感调查□；调查样方、样线□；调查点位、断面□；

与评价		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；“□”、“（）”为内容填写项。

6.8 水土流失影响分析

6.8.1 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，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。

6.8.2 水土流失环境影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖管沟、伴行公路路基填筑、土方排放、穿越工程临时占地、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。油田开发过程中加剧水土流失的不良影响主要表现在以下几个方面。

6.8.2.1 开发过程

开发车辆对地表的大面积碾压,使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏,使荒漠化的过程加剧。

6.8.2.2 地面构筑物建设

在地面构筑物建设中,最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散,增加风蚀量。对于本项目油田的开发建设来讲,地面构筑物建设的内容主要包括井场、油气集输管线及配套工程等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏,下层的粉细物质暴露在地层表面,在风力的作用下,风蚀量会明显加大,这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移,风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。

6.8.2.3 管线建设

油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式,管沟开挖土方在管道一侧临时堆放,施工期内,管沟边堆起一道临时土垄,在大风状态下易发生风力侵蚀,既使在堆土回填后风蚀量会有所减少,但地表仍为疏松地带,需要一个较长的恢复阶段。

6.8.3 小结

项目区域水土流失类型主要为风力侵蚀。在地面工程建设过程中,地面被扰动后失去地表保护层,下层的细小物质成为风蚀的主要对象。随着细土物质不断被吹蚀,以后每年可吹物质减少,风蚀量将逐年降低,直到地表重新形成新的保护层后才能消失。

建设单位在采取一系列的水土保持措施后,对防止荒漠化促进生态环境的恢复起到了良好的作用,可将水土流失的程度降低到最小限度。

7 环境风险分析与评价

7.1 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。

本项目为油田开采项目，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。

遵照《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发[2012]77号）和《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）的精神，以《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）为指导，通过对本项目环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

7.2 风险潜势初判

7.2.1 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7.2.1-1。

本项目对吉康脱水站进行改扩建，新建2具2000m³钢制油罐，本项目建成后吉康脱

水站共计有6具2000m³钢制油罐，罐体充装率按90%计，则油罐最大原油储存量为9108t；集输管线本次选取最长管线，即吉康脱水站至计量交接站管线，管线总长42km，内径DN159，则管线最大原油存在量为708.49t。本项目采出原油含硫量基本为0，故可忽略硫化氢、天然气在管线及储罐内含量，只对原油最大存在量进行计算。

表 2.1-1 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	708.49	2500	0.283
2	柴油	8002-05-9	9180	2500	3.672
项目Q值 Σ					3.955

注：①原油密度按照 0.85t/m³；②罐体充装率按照 90%计算。③原油 CAS 号根据《危险化学品目录》（2018）确定。

综上，本项目Q值属于1≤Q<10。

(2) M值的确定

分析项目所属行业及生产工艺特点，按照下表C.1评估生产工艺情况。具有多套工艺单元的项目，对每套生产工艺分别评分并求和。将M划分为(1)M≥20；(2)10<M≤20；(3)5<M≤10；(4)M=5分别以M1、M2、M3和M4表示。

表 2.1-2 建设项目 M 值确定表

行业	评估依据	分值	得分
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺(氯碱)、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解(裂化)工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10套	0
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5套	0
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 ^a 、危险物质贮存罐区	5套(罐区)	0
管道、港口、码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口、码头等	10	0
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采(含净化)，气库(不含加气站的气库)，油库(不含加气站的油库)，油气管线(不含城镇燃气管线)	10	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5	0
总计分值			10
^a 高温指工艺温度≥300℃，高压指压力容器的设计压力(P)大于等于10.0MPa； ^b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价			

综上，本项目得分为10分，M值属于M。

(3) P值的确定

根据危险物质数量与临界量比值(Q)和行业及生产工艺(M)，按照表C.2确定危险物质及工艺系统危险性等级(P)，分别以P1、P2、P3、P4表示。

表 2.1-3 建设项目 P 值确定表

Q	M			
	M1	M2	M3	M4

$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)划分依据,项目P值为P4。

(4) E值的确定

①大气环境敏感程度

依据环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性,共分为三种类型,E1为环境高度敏感区,E2为环境中度敏感区,E3为环境低度敏感区,分级原则见下表7.2-4。

表 7.2-4 大气环境敏感程度分级

分级	大气环境敏感性
E1	周边5km范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于5万人,或其他需要特殊保护区域,或周边500m范围内人口总数大于1000人;油气、化学品输送管线管段周边200m范围内,每千米管段人口数大于200人
E2	周边5km范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于1万人,小于5万人;或周边500m范围内人口总数大于500人,小于1000人;油气、化学品输送管线管段周边200m范围内,每千米管段人口数大于100人,小于200人
E3	周边5km范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于1万人;或周边500m范围内人口总数小于500人;油气、化学品输送管线管段周边200m范围内,每千米管段人口数小于100人

本项目位于吉木萨尔县,项目各采油平台周边5km范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于1万人;周边500m范围内人口总数小于500人;输油管线周边200m范围内,每千米管段人口数小于100人。因此,本项目大气环境敏感程度为E3。

②地表水环境敏感程度

依据事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点接纳地表水体功能敏感性,与下游环境敏感目标情况,共分为三种类型,E1为环境高度敏感区,E2为环境中度敏感区,E3为环境低度敏感区,分级原则见表7.2-5、表7.2-6、表7.2-7。

表 7.2-5 地表水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

表 7.2-6 地表水功能敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征
敏感F1	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅰ类及以上,或海水水质分类第一类; 或以发生事故时,危险物质泄漏到水体的排放点算起,排放进入接纳河流最大流速时,24h流经范围内涉跨国界的
较敏感F2	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅱ类,或海水水质分类第二类; 或以发生事故时,危险物质泄漏到水体的排放点算起,排放进入接纳河流最大流速时,24h

	流经范围内涉跨省界的
低敏感E2	上述地区之外的其他地区

表 7.2-7 环境敏感目标分级

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游，顺水流向 10km 范围内，近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）、农村及分散式饮用水水源保护区、自然保护区、重要湿地、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、世界文化和自然遗产地、红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统、珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区、海洋特别保护区、海上自然保护区、盐场保护区、海水浴场、海洋自然历史遗迹、风景名胜、或其他特殊重要保护区域。
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游，顺水流向 10km 范围内，近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的水产养殖区、天然渔场、森林公园、地质公园、海滨风景游览区、具有重要经济价值的海洋生物生存区域。
S3	排放点下游，顺水流向 10km 范围，近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 I 和类型 II 包括的敏感保护目标。

本项目位于吉木萨尔县，项目运营过程中采出水经处理达标后回注油藏，不外排，且各采油平台周边不涉及地表水体等敏感目标，因此本项目地表水功能敏感性分区为 F3 低敏感，环境敏感目标分级为 S3，地表水环境敏感程度分级为 E3。

③地下水环境敏感程度

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 7.2-8。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见表 7.2-9 和表 7.2-10。当同一建设项目涉及两个 G 分区或 D 分级及以上时，取相对高值。

表 7.2-8 地下水环境敏感程度分级

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	E1	G2	G1
D1	E1	E1	E1
D2	E1	E2	E2
D3	E2	E2	E3

表 7.2-9 地下水功能敏感性分区

敏感性	地下水环境敏感特征
敏感 G1	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 G2	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（如热水、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 G3	上述地区之外的其他地区。

A “环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。

表 7.2-10 地下水功能敏感性分区

分级	包气带岩石的渗透性能
D1	$Mb \geq 1.0m$ ， $SS1.0 \times 10^{-4} \sim 1.0$ ，且分布连续、稳定。

D2	$0.5\text{m} \leq Mb < 1.0\text{m}$, $K \leq 1.0 \times 10^{-4}\text{cm/s}$, 且分布连续、稳定 $Mb \geq 1.0\text{m}$, $1.0 \times 10^{-4}\text{cm/s} < K \leq 1.0 \times 10^{-3}\text{cm/s}$, 且分布连续、稳定
D1	岩土层不满足上述“D2”和“D3”条件

Mb : 岩土层单层厚度; K : 渗透系数

本项目位于吉木萨尔县, 项目各采油平台周边不涉及集中式饮用水水源准保护区等地下水资源保护区及地下水环境敏感区, 因此本项目地下水功能敏感性分区为G3; 区域地下水功能敏感性分级为D1, 则本项目地下水环境敏感程度分级为E1。

(5) 环境风险潜势

建设项目环境风险潜势划分为I、II、III、IV/IV级。根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度, 结合事故情形下环境影响途径, 对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析, 按照下表7.2-11确定环境风险潜势。

表 7.2-11 地下水功能敏感性分区

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

注: IV⁺为极高环境风险

本项目危险物质及工艺系统危险性(P)分级为P4, 环境敏感程度(E)分别为: 大气环境E3、地表水环境E3、地下水环境E1。则环境风险潜势等级为: 大气环境风险潜势I、地表水环境风险潜势I、地下水环境风险潜势II。

7.2.2 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 7.2-12 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	—	二	三	简单分析

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 7.2-13 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	三级评价
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

7.2.3 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。

经调查, 项目所在区域为绿洲农业区, 干旱少雨, 项目区周围 3km 范围内无重要

生物群落、无地表水体。

表 7.2-14 风险环境敏感特征表

类别	环境敏感特征					
	厂址周边 5km 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	十八户村	萨12平台北侧	550	居民区	34户/85人
		泉子街村	5号平台北侧	520		11户/28人
		马家村	吉康脱水站北侧	1219		23户/58人
		下八户村	吉康脱水站西北偏西侧	620		8户/24人
		苏家庄村	萨102平台东南侧	810		13户/30人
		墙户十六队	新2平台南侧	430		40户/113人
		东台子村	吉康脱水站至计量交接站管线南侧	40		3户/9人
		大有镇	萨110平台至T接口东侧	100		12户/30人
	厂址周边500m范围内人口数小计					39
厂址周边3km范围内人口数小计					4289	
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

7.3 环境风险识别及分析

7.3.1 施工期大气环境影响分析

本项目涉及的主要风险物质为原油，其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 7.3-1。

表 7.3-1 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	自然燃点	380-530℃

		味的粘稠性油状液体		
	沸点	300-325℃	闪点	-6.7~32.2℃
	熔(凝固)点	<0℃	爆炸极限	1.1-6.4% (v)
	相对密度	(水=1) : 0.8332~0.8775g/cm ³ , 平均值0.861g/cm ³	溶解性	不溶于水
	稳定性	常温常压稳定		
危险性	<p>易燃易爆。</p> <p>【燃烧与爆炸特性】三聚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。</p>			
毒理学资料	<p>急性毒性: LD50≥4400mg/kg; LC50无资料。</p> <p>健康危害:刺激眼睛和皮肤,导致皮肤红肿、干燥和皮炎,吸入将引发恶心、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。</p>			
应急处置原则	<p>【急救措施】</p> <p>皮肤接触:脱去污染的衣着,用大量流动清水彻底冲洗。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>食入:催吐,就医。</p> <p>【灭火方法】</p> <p>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。</p> <p>【泄漏应急处置】</p> <p>切断火源:在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等),以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收,然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下,就地焚烧。如大量泄漏,利用围堤收容,然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。</p>			
防护措施	<p>工程控制:采用通风装置;</p> <p>呼吸系统防护:无资料;</p> <p>眼睛防护:化学安全防护眼镜;</p> <p>身体防护:橡胶工作服;</p> <p>手防护:防护手套。</p>			
安全措施	<p>【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。</p> <p>【储存安全】储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放,切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p> <p>【运输安全】运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链,槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋,防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配</p>			

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。

7.3.2 生产系统危险性识别

根据工程内容，结合油田项目的风险经验分析，项目可能发生风险事故的单元为井场、输油管道。

(1) 井场危险性识别

井喷事故风险：井喷为井场常见事故。钻井过程中遇到地下油、气、水层时，油、气或水窜进井内的钻井液里，加快了即将流动和循环的速度。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、气、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。

井漏事故风险：钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如钻井液漏失、油气上窜造成地下水污染等。

表 7.3-2 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

(2) 贮运系统危险性识别

① 输油管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，事故发生时会有大量的原油溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的原油遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

② 井场危险性识别

单井井场主要发生的风险事故为井漏和井喷。井漏主要由于生产井固井质量不好，导

致井筒内物质进入地层，从而发生窜层污染事故。井喷主要是钻井、井下作业中发生的故事。对本项目而言，在钻井和井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，采出液和伴生气一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

③压裂液泄漏事故识别

井下作业时，压裂液配置完成后由罐车拉运至井场，罐体可能因腐蚀过薄甚至穿孔、焊缝开裂、密封损坏、附件失灵等原因造成压裂液泄漏。

④危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

施工期井喷、井漏、柴油储罐泄漏造成油气泄漏，污染大气环境和土壤环境，泄漏的油品可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；运营期管线、站场设备发生破损造成原油和伴生气发生泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

7.3.3 风险事故类型分析

根据工程分析中本工程可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括以下几方面的内容：

（1）火灾危险性

当原油、天然气等危险物质和空气等共存，遇到有导致着火的初始点火能源，如：明火、摩擦、撞击、电火花、静电火花、雷电等可发生火灾事故。

（2）爆炸危险性

油品爆炸多数是混合气体的爆炸，即油气与空气的混合物，其浓度在爆炸极限范围内的化学爆炸。其次，受压容器等由于超压超温或意外情况，泄压装置同时失效发生的高压物理爆炸。

（3）挥发及泄漏危险性

本工程正常生产过程中，原油是在密闭条件下输送，不具备发生火灾爆炸的条件，发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、人为破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

（4）其他危险性

此外，工程危险性特征化包括：静电危害、机械伤害、高处坠落危害、高温低温作业

危害、噪声危害等。

7.3.4 环境影响途经识别

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7.3-3 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	

7.3.5 风险事故情形设定

7.3.5.1 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；

7.3.5.2 地下水风险事故情形设定

集输管道原油泄漏对地下水的影响。

7.4 源项分析

7.4.1 大气环境影响事故源强

本项目采用管线运输原油，选取原油管线阀门、接头处破裂导致原油泄漏作为最大可信事故，由于管线内原油含量较小，对周边影响不大。

7.4.2 地下水环境影响事故源强

在事故情景下，集输管线一旦发生损坏破裂，会有原油泄漏，穿过包气带从而进入地下水。

7.4.3 事故状态对土壤环境的影响

7.4.3.1 井喷对土壤环境的影响分析

井喷是油田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成污染。

井喷持续时间越长,对土壤造成的污染越严重。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),土壤中原油基本上不随土壤水上下移动,毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于20cm表层土壤,只有极少量的落地油最多可下渗到20cm,对地表20cm以下深度的土壤影响不大。

7.4.3.2 集输管线、套管破损泄漏对土壤环境的影响分析

若本项目集输管道及套管破损发生泄漏,泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长,污染面积越大,对土壤的污染越严重。

7.5 环境风险影响分析

本次环境风险评价重点从环境的角度对事故后果的影响进行分析。当发生储罐泄漏主要会对环境空气、水、生态环境产生不利影响。

7.5.1 施工期环境风险分析

(1) 井漏事故影响分析

井漏事故一般发生在钻井过程中套管破碎或井下作业修井过程中,通常是由于套管破损或者固井质量不好,导致钻井液或修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度,因漏失层位各不相同,变化很大,一旦发生井漏,使大量钻井液或修井液漏失,除造成经济损失外,还可能对地下含水层和油层造成一定的污染和危害。本次拟部署采油井钻井表层套管下入深度为500m,超出本区域地下水含水层深度,在钻井过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井,对含水层进行了固封处理,发生井漏的可能性较小,不会对地下水环境产生明显影响。

(2) 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生,大量的油气喷出井口,散落于井场周围,据类比资料显示,井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物,井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区人烟稀少,所以井喷对人员的伤害有限,对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层,然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层1m以内,一般很难渗入到2m以下。同时项目所在区域气候干旱少雨,不存在大量降水的淋滤作用。因此,井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。事故性释放的伴生气可能立即着火,形成喷射燃烧对周围产热辐危害;也可能在扩散过程中着火或爆炸,产生的次污染物环境,或者经扩散稀释低

于爆炸极限下限，未着火，仅污染周边环境空气。

（3）柴油储罐泄漏环境影响分析

钻井期井场设有柴油储罐，如储罐破损或遇外力则可能发生柴油泄漏事故，泄漏的油品可能对土壤、地下水和环境空气造成影响，若遇明火还会导致火灾和爆炸事故。柴油储罐泄漏事故的影响范围集中在井场，且储罐底部已采取防渗措施，即使发生事故也难以对土壤和地下水造成污染影响。

（4）对大气环境保护目标影响分析

井喷及柴油储罐发生泄漏事故，泄漏的油气可能对评价范围内的大气环境保护目标（居民区）产生一定的影响；钻井时按照防喷器，柴油储罐定期巡检，若发生泄漏，可及时发现，及时清理泄漏物；根据油田相关工程可知，钻井期井喷及柴油储罐发生泄漏的事故较低，发生事故后及时进行处理，不会对大气环境保护目标产生明显影响。

7.5.2 运营期环境风险分析

（1）对环境空气的影响分析

输油管道或套管破损泄漏后，原油进入环境空气，其中的轻组分烃类可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生、次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区周围无环境敏感目标，且地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

（2）对地下水环境的影响分析

原油泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，定期对原油储罐及集输管线上的设置安全保护设施，如截断阀进行检查，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，送至主体装置区进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散，孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在0cm~10cm或0cm~20cm表层土壤中，其中表层0cm~5cm土壤截留了90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对当地地下水体环

境产生大的影响。

(3) 对生态环境的影响分析

原油泄漏对生态系统的影响主要表现为对土壤和植被的破坏。

1) 对土壤的影响分析

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降，土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

根据类比调查结果可知，原油泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小，粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层20cm以上深度内积聚）。

2) 对植被及农作物的影响

油品泄漏对植被及农作物的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体，阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化，间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

7.5.3 管线穿越生态红线环境风险分析

本项目吉康脱水站至计量交接站管线穿越吉木萨尔北庭国家湿地公园一般管控区（现状干渠），无永久占地，施工作业区不占用湿地公园。管线穿越工程施工采用顶管方式，一次顶穿湿地公园生态保育区干渠，72小时非灌溉期完成，实现“零断流、零开挖、零占地”，将对湿地公园的影响降至最低。施工结束进行原址原貌恢复。

项目工程施工临时占用土地面积较小，对区域所在的土地利用和植被的临时影响相对较小；选择枯水期施工，做好工程防护及施工结束后的恢复措施，对生态红线范围内的防洪调蓄功能影响很小。

运营期存在集输管线泄漏事故情形，可能对区域土壤产生影响，具体预测分析见6.4.2.2章节内容，根据预测结果，管线泄露环境风险事故的后果可控，对环境的影响较小。

7.6 环境风险防范措施

7.6.1 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/SY08053-2017)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) 在井喷事件发生时，通过放喷管线将井喷液体排放至应急放喷池内，待事故结束后，对应急放喷池内物体进行清理，污染的土壤由有相应处理资质单位转运、处理。

(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、CH₄监控报警装置。

7.6.2 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。

7.6.3 原油泄漏事故防范措施

(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。

7.6.4 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有良好的韧性和可焊性。

用于管道上的钢管，应符合 GB9711、GB6479、GB3163、SYT5037、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波检查,对壁厚低于规定要求的管段应及时更换,消除爆管的隐患;定期对集输管线上的安全保护设施,如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查,使管道在超压时能够得到安全处理,在管道破裂时能够及时截断上下游管段,以减少事故时油气的释放量,使危害影响范围减小到最低程度。

(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,加强管线和警戒标志的管理工作。

(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和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。

7.6.5 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 $\leq 10^{-10}$ 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) 安装火灾设备检测仪表、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连锁系统，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做出判断，并及时报告并采取合法程序进行事故控制。

7.6.7 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，使制度落实到实处，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、管理三部门通力合作，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。

7.7 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风险应急预案，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。

7.7.1 应急预案编制程序

环境风险应急预案编制程序见图7.7-1。



图7.7-1 环境风险应急预案编制工作程序

7.7.2 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7.7-1 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
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特能力，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临近单位、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)	明确事故发生后，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、压力集聚情况，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各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(紧急状态控制后阶段)	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，以便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
14	附件	包括组织机构名单、值班联系通讯录、组织应急响应有关人员联系通讯录、危险废物相关方应急咨询服务通讯录、外部应急救援单位联系通讯录、政府有关部门联系通讯录、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

7.8 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7.8-1 建设项目环境风险自查表

工作内容		完成情况				
风险调查	危险物质	名称	原油(管线)		原油(储罐)	
		存在总量t	708.49		9180	
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 39 人		3 km 范围内人口数 4289 人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数(最大)		96 人	
		地表水	地表水功能敏感性	F1 =	F2 =	F3 <input checked="" type="checkbox"/>
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>	S2 <input type="checkbox"/>	S3 <input checked="" type="checkbox"/>
		地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>	G2 <input type="checkbox"/>	G3 <input checked="" type="checkbox"/>
			包气带防污性能	D1 <input checked="" type="checkbox"/>	D2 =	D3 =
物质及工艺系统危险性	Q 值	Q<1 <input type="checkbox"/>	1≤Q<10 <input checked="" type="checkbox"/>	10≤Q<100 <input type="checkbox"/>	Q>100 <input type="checkbox"/>	
	M 值	M1 <input type="checkbox"/>	M2 <input type="checkbox"/>	M3 <input checked="" type="checkbox"/>	M4 <input type="checkbox"/>	
	P 值	P1 <input type="checkbox"/>	P2 <input type="checkbox"/>	P3 <input type="checkbox"/>	P4 <input checked="" type="checkbox"/>	
环境敏感程度	大气	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>	E3 <input checked="" type="checkbox"/>		
	地表水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>	E3 <input checked="" type="checkbox"/>		
	地下水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input checked="" type="checkbox"/>	E3 <input type="checkbox"/>		
环境风险潜势	IV+ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input type="checkbox"/>	II <input checked="" type="checkbox"/>	I <input checked="" type="checkbox"/>	
评价等级	一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>					
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input type="checkbox"/>		易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>		
	环境风险类型	泄漏 <input type="checkbox"/>		火灾、爆炸引发伴生、次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>		
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>		地表水 <input type="checkbox"/>	地下水 <input checked="" type="checkbox"/>	
事故情形分析	源强设定方法	计算法 <input type="checkbox"/>	经验估算法 <input type="checkbox"/>	其他估算法 <input type="checkbox"/>		
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>	AFTOX <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>	
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 _____ m			
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 _____ m			
	地表水	最近环境敏感目标 到达时间 _____ h				
	地下水	下游厂区边界到达时间 _____ d				
最近环境敏感目标 到达时间 _____ d						
重点风险防范措施	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。					

8 环境保护措施及其可行性论证

8.1 大气污染防治措施

8.1.1 施工期大气污染防治措施

(1) 钻井过程大气污染防治措施

钻井期间定期对柴油发电机等设备进行维护,并且采用符合国五标准的柴油,并添加柴油助燃剂等措施,在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放,使污染物达标排放,减轻对大气环境的影响。

(2) 地面施工大气污染防治措施

地面施工过程中对于扬尘,针对不同的产生原因,应采取相应的防治措施。

①在井场建设初期,为防止因交通运输量的增加产生扬尘污染,首先应合理规划、选择最短运输路线,尽量依托油田现有公路网络;其次是对使用频率较高,且未做硬化处理的道路进行洒水处理,以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动;运输车辆进入施工区域,应以中、低速行驶(速度 $<40\text{km/h}$)。

②井场设备的放置进行合理优化,尽可能少占土地,对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用,避免破坏植被和造成戈壁砾石移动;作业场地保持一定湿度,进出车辆严格限速,装卸器材文明作业,防止沙尘飞扬。

③集输管线尽可能沿公路走向,这样可避免施工运输对土地的扰动;在保证施工、安全的前提下,管道敷设埋深应在冻土层以下不小于 1.5m ,避免因施工破坏土地可能带来的水土流失,对开挖土壤及时回填,减少风蚀概率;土方应放置在背风一侧,尽量平摊,从管沟挖土往地面送土时,施工人员应该低抛;如有风时,为防止沙土受风移动,应人为在上风向设置风障。

④水泥、石灰等建材采用罐装或袋装运输,尽量不采用散装运输。防止建筑材料的抛撒产生运输扬尘。

⑤对砂石堆场应定时洒水,使其保持一定的湿度(含水率),减少二次起尘量;材料堆放应有篷布遮盖和防风防雨措施。

⑥风速过大时,应停止施工作业。

⑦如使用生物质锅炉,需严格采取水幕除尘器等减排措施,处理后废气经 30m 排气筒排放。

8.1.2 运营期大气污染控制措施

本项目运营期的废气排放源主要为微燃机排放的有组织烟气、厂界无组织废气以及温室气体等。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类和硫化氢；温室气体的污染物主要为井场开采过程中产生的甲烷等逃逸。针对以上污染源，采取了以下大气污染治理措施：

(1) 微燃机烟气中烟尘、 NO_x 、 SO_2 排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996) 表 2 中二级标准限值要求，烟气最终通过 15m 高排气筒排放。

(2) 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(3) 在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，NMHC 无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 无组织排放监控限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

(4) 在日常生产过程中，加强 NMHC、 H_2S 无组织排放例行监测，对典型井场厂界 NMHC、 H_2S 每季度监测一次，确保 NMHC 满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 无组织排放监控限值要求， H_2S 无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中新建项目二级标准。

(5) 本项目新增微燃机需按照《固定污染源排污许可分类管理名录》及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2019) 等相关要求，进行排污许可文件的申请，并进行例行监测等。

(6) 进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能，大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源，从而减少温室气体排放。

(7) 温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气集输管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

(8) VOCs 协同管控：运营期石油开采使用密闭集输工艺，井场采用空气源热泵供热，站场分离伴生气用于热产联产机组燃料，提高了 VOCs 利用率，减少 VOCs 排放。

同时,相关单位建立碳排放监测预警机制,对碳排放增长较快的行业领域进行形势预警,并采取相应管理措施。将碳排放管控要求纳入碳达峰碳中和综合评价考核指标体系,完善建设单位节能降碳管理制度,发挥市场机制调控作用,推动建设单位落实节能降碳管理要求。通过上述措施,旨在减少 VOCs 排放,改善空气质量,推动经济与环境的协调发展。

综上,本项目采取的废气污染防治措施可行。

3.1.3 退役期大气污染控制措施

油田停采后将进行一系列清理工作,包括地面设施拆除、水泥灌注封井、井场清理等,在这期间,会产生车辆废气及施工扬尘。在闭井施工操作中应注意采取洒水降尘措施,文明施工,防止水泥等的洒落与飘散。针对以上污染源,采取了以下大气污染治理措施:

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在闭井施工操作中应做到文明施工,防止水泥等的洒落与飘散;尽量避开大风天气进行作业。

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

8.2 地表水环境保护措施

8.2.1 施工期废水防治措施

8.2.1.1 钻井废水防治措施

对钻井废水的污染防治,应从源头减量和处置两方面加以考虑。

(1) 节水减少排放量

由于钻井过程中因设备清洗、冷却等需消耗大量清水,如不采取有效节水措施,在浪费水资源的同时,也造成钻井废水大量的产生,给废水存储设施造成容量的负担,并带来后续处理负荷的增加。因此,必须在源头上节水降污,使钻井废水予以减量。

本项目在工程和技术管理上可采取以下节水减排措施:

①以钻井队为单位,积累资料,分析研究在各种气候、各类施工作业条件下的合理用水量,以此为定额,在保证正常作业的情况下,控制清水用量。

②合理用水,实行用水管理。

③做好供水阀门和管线的安装、试运行工作,杜绝水的跑、冒、滴、漏。

(2) 废水处置

本项目在钻井过程产生的废水主要包括钻井废水和钻台、钻具冲洗水。

钻井过程产生钻井泥浆废水经现场不落地系统收集，分离出的液相现场优先回用于配制新钻井液，根据设计方案，泥浆回用率约95%，其余无法利用部分的固相及半固相委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司或其他第三方单位拉运处置。

8.2.1.2 施工生产废水

施工生产废水中主要污染物为泥砂、石油类等。在施工期间内，施工单位必须对施工场所的生产废水应加以管理、控制。本项目设置临时沉淀池，施工生产废水经沉淀池处理后部分回用，部分喷洒在裸露的表土上。喷洒一方面起到降尘作用，另一方面对场地的压实和沉降起到有利作用，避免施工废水排放造成水环境污染。

8.2.1.3 管道试压废水

管道试压使用清水主要污染物为SS，成分比较简单，试压结束后，用于洒水抑尘，不会对项目区地下水产生明显影响。

8.2.1.4 施工期生活污水防治措施

施工生活污水中主要污染物为COD、NH₃-N类等，设置防渗性移动厕所，施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水厂处理。

综上，随着上述措施的采取及实施，施工期的废水对环境的影响是可以最大限度的消除的，并且随着施工期的结束而消失。

8.2.2 运营期废水防治措施

本项目运营期废水主要包括井下作业废水（洗井水）、采出水及生活污水。

8.2.2.1 井下作业废水

(1) 井下作业废水的产生是临时性的，主要是废洗井液及废压裂液。井下作业过程中，严格按照吐哈油田分公司环境保护规定的要求，带罐作业，井下作业废水严禁直接外排，作业单位自带回收罐回收作业废水，井下作业废水拉运至吉康脱水站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后，全部回注含油层，底泥暂存在站内，下一步交有资质单位进行无害化处置。

(2) 井下作业过程中所使用的各种化学药剂严格控制落地，落地残液要彻底清理干净，不得向环境排放。

(3) 井下作业施工单位应配备具有足够容量的油水罐，保证施工中产生的废液、废水全部进罐回收。

(4) 采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发

现异常，及时更换，尽量杜绝跑冒滴漏的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

(5) 修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

8.2.2.2 采出水

本项目采出液管输至吉康脱水站，经分离后采出水由站内污水处理系统处理，达标后回注含油层，不向外环境排放。

本项目采出水经吉康脱水站污水处理系统处理后均可达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后，回注注水井，不向外环境排放，污水治理及排放可行。

8.3 地下水环境保护措施

8.3.1 运营期废水防治措施

8.3.1.1 总体原则

地下水污染防治措施坚持“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结合”的原则，即采取主动控制和被动控制相结合的措施。

(1) 主动控制，即从源头控制措施，主要包括在井口、钻井设备等位置采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；

(2) 被动控制，即末端控制措施，主要包括井场地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在井场可能受到污染的区域地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来，集中送至有资质单位处置；

(3) 应急响应措施，包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案，采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理；

(4) 各污染区防渗设计采取地上污染地上防治，地下污染地下防治的设计原则。

8.3.1.2 源头控制措施

(1) 确保固井质量以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。

钻井中遇到浅层地下含水层（带）时，下套管注水泥封固，套管长度必须穿透含水层（带），避免潜水层受到钻井泥浆等的污染；在固井、下套管时必须严格按照规范操作，防止因固井质量问题和套管破裂、报废等原因使泥浆废水窜入含水层而污染地下水。

本项目油井在施工过程中采用两层套管序列井身结构,采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井。根据地下水资料可知,本项目区域浅层地下水深度 50-80m,承压水埋深 >80m,一开钻井采用水泥固井,钻至 700m,对潜水层以及承压水层所在层进行了固封处理,可以确保井壁不会发生侧漏,有效隔离含水层与井内泥浆的交换,有效保护地下水层。

在固井完井过程中,要按设计规定实施,确保施工质量,不得因固井不合格造成油气窜入地层,污染地下水源;应保证表层套管封固质量完好,防止井漏及油气窜层而污染地下水。防止井漏对区域地下水环境的影响。

同时,推广使用清洁无害的泥浆,严格要求套管下入深度,有效控制钻井液在含水层中的漏失,减轻对地下水环境的影响。

(2) 确保固井质量以确保井壁不会发生侧漏,有效隔离含水层与井内回注水的交换,有效保护地下水层。

8.3.1.3 分区防控措施

根据《环境影响技术导则地下水环境》(HJ610-2016)和《石油化工工程防渗技术规范》(GB T50934-2013)的要求,根据每个生产装置,以及布置相应的辅助设施和公用工程设施,将项目区分为污染防治区和非污染防治区,其中污染防治区分为重点污染防治区、一般污染防治区和简单防渗区。分区防渗内容详见表 3.3.1-1。

表 3.3.1-1 项目分区防渗内容及技术要求

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井工程基础区域、钻井液循环系统、钻杆对方区域、岩屑储罐、泥浆储罐等;油水罐区、阀池、井场井口周边、集输管线、集油槽等	重点防渗区	防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能
吉康脱水站污水罐区、缓冲罐区、油罐区、原油装卸区、生产装置区、泵房、事故水池及附属管道等		
各井场基础、提升泵基础,材料房,发电机房	一般防渗区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能
吉康脱水站药库、加药间、给类泵区、燃气发电机组区域		
油区道路	简单防渗区	一般路面硬化
吉康脱水站办公区、消防水罐区、变电站、站内道路等		



图 8.3.1-1 井场分区防渗图

8.3.1.4 污染监控措施

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。

由于产建项目采油井、注水井众多，非正常状况下污染物渗漏的井位具有不确定性，对每口井周围的地下水环境都进行监控不太可行，因此监测点位的设置主要从以下几个方面考虑。①监测点尽量布置在采油井和注水井相对集中的下游；②尽量布置在采油井和注水井下游人口相对集中的位置；③尽量布置在站场下游；④尽量布置在距离地下水水源地最近的采油井和注水井下游；⑤尽可能利用监控井井和居民供水井作为监测点。

本次评价参照《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）中的相关规定，同时结合《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）及《环境影响评价技术导则陆上石油天然气》（HJ 349-2023）中针对运营期地下水监测的相关要求，制定本项目运行期地下水环境监测计划。

地下水监测点位布设结合本项目工程布局情况、周边环境敏感性及潜在污染源位置、地下水径流方向综合确定，本项目运行期地下水监测点位及布点原则见表 8.3.1-2，监测点位分布图见图 8.3.1-1，回注井监测要求见表 8.3.1-3。

地下水跟踪监测点水质监测项目：初次监测指标至少应包括 GB/T 14848 表 1 常规指标（微生物指标、放射性指标除外），后续监测指标为在前期监测中曾超标的污染物+石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、砷、六价铬。当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。异常具体包括三种情况：一是常规因子浓度明显升高或超标；二是未检出因子连续检出；三是特征

因子出现超标情况，如石油类、石油烃等。

表 8.3.1-2 地下水监测计划

点位	区位	功能	监测频率	主要监测项目
J1	吉康脱水站上游监测井	背景监测井	每半年采样 1 次。发生事故时加大取样频率	石油类
J2	吉康脱水站内污染监测井	污染监控井		
J3	吉康脱水站下游监测井	污染扩散井		

表 8.3.1-3 运行期回注井回注系统监测计划

类别	监测项目	监测点位	监测频次
运行期回注系统监控	井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质	新建注水井	持续监测
	套管腐蚀及水泥环状况检查		不超过 3 年 1 次
	井筒完整性检测		1 次/2 年

对于集输管线的监测，除了严格执行定期巡检制度外，应当利用管线两端站场压力变化及进出油（水）量平衡的方法，及时发现原油或采出水管线可能发生的渗漏，降低原油或者采出水出现长期持续渗漏可能性。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理，具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

a. 预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，工程区环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

b. 工程区环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

c. 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

d. 按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制定相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

e. 回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，油田注水水质满足 SY/T5329 要求，定期开展套管腐蚀检测和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。新启用或检维修后初次启用的回注井运行前，应进行井筒完整性测试；平均注入量大于等于 $300\text{m}^3/\text{d}$ 的回注井应每年至少进行 1 次井筒完整性检测，注入量小于 $300\text{m}^3/\text{d}$ 的回注井应至少每 2 年进行 1 次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

f. 油井报废或退役后，应按照《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》

（SY/T6628-2005）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）和《废弃井封井

回填技术指南（试行）》的相关要求执行。

②技术措施

- a. 油气井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。
- b. 定期对储罐、法兰、阀门、管道等进行检查。
- c. 回注井运行过程中，应持续对回注井口压力，套管压力，环空压力，回注流体的流量、水质等指标进行监测，油田注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求。
- d. 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据报告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容为了了解站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因。

8.3.1.5 应急响应措施

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，尽可能地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。

一旦污染物进入到饱和地下水中，就会较快地在地下水体中迁移，从而威胁地下水的品质。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。

8.4 土壤污染防治措施

8.4.1 施工期土壤污染防治措施

- (1) 严格控制施工期临时占地面积,按设计及规划的施工范围进行施工作业,减少土壤扰动;
- (2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶,减少对土壤的碾压,减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失;
- (3) 施工产生的各类固废,应集中收集并及时清运,防止污染物进入土壤环境造成污染;
- (4) 项目区处于风蚀区,应严格采取各项水土流失防治措施,施工完毕后,通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施,地表基本可免受水土流失。

8.4.2 运营期土壤污染防治措施

结合本项目特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状,在分析土壤污染途径的基础上,根据环境影响预测与评价结果,按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则,提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

8.4.2.1 源头控制措施

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

- (1) 定期检查井场、管线,是否有采出液泄漏的现象发生。
- (2) 本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线,可有效地防止管线腐蚀穿孔,防止管线环境风险事故的发生。
- (3) 对管道定期检修,将事故发生的概率降至最低,可有效保护土壤和地下水环境不受污染。
- (4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现,可及时采取必要的处理措施,使造成的污染控制在局部环境。
- (5) 如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液渗漏,建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作,在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质,委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置,因而,石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

8.4.2.2 过程控制措施

根据本项目特点,从垂直入渗途径,采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保

护土壤环境。

8.4.2.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开发》（HJ1248-2022）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南》（HJ1269-2021）制定跟踪监测计划，结合工程布局，周边环境敏感性，重点布设在站场内废水池、储油罐等重点设施影响区域附近。监测指标应选择建设项目特征因子。本项目监测点位、监测因子及监测频次具体设置情况见表 8.4.2-1。

表 8.4.2-1 土壤跟踪监测点位设置情况表

点位编号	点位名称	类型	监测项目	监测频次	土地利用类型
1#	吉康脱水站储油罐附近	深层土壤	初次监测：GB36600 表 1 基本项目+pH 值、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、含盐量；后续监测：在前期监测中曾超标的污染物-pH 值、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、砷、汞、六价铬、含盐量	3 年次	建设用地
2#	吉康脱水站卸油台附近	表层土壤		1 年次	建设用地
3#	吉康拖运展采出水缓冲罐附近	表层土壤		1 年次	建设用地
4#	吉康脱水站至计量交接站输油管线沿线耕地	表层土壤		1 年次	农用地

土壤跟踪监测应尽量在农作物收割后开展，取得监测数据后要向社会公开，接受公众的监督。同时监测结果还应进行达标性判定，建设用地的判定标准为《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值；由于本项目的特征因子在农用地标准中没有标准限值，因此环评建议企业的农用地以现状监测时的背景值作为判定标准；企业应对结果及时存档，并定期向厂安全环保部门汇报，对于监测数据点位及达标性应该对社会进行公开。

本项目通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响，措施可行。

8.5 声环境保护措施

8.5.1 施工期噪声污染防治措施

(1) 泥浆泵、钻机、柴油发电机等设备采用低噪声设备，降低噪声源强，加快施工进度，避免及减少形成污染影响。在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的油田工作人员发放噪声个人防护器材，消除噪声污染影响。

(2) 定期维护泥浆泵、钻机、柴油发电机、压裂车等高噪声设备。

(3) 泥浆泵、柴油发电机和钻机等高噪声设备，应装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。

(4) 做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作。

(5) 少量需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过2m，尽量缩短放喷时间。

8.5.2 运营期声环境影响分析

(1) 尽量选用低噪声设备。

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

(3) 尽量将发声源集中统一布置。

(4) 切合实际地提高工艺过程自动化水平。

(5) 实行工人巡检制，减少操作工人该岗位停留时间，同时提供一定劳动保护。

(6) 定时保养设备，避免设备转动部件在无润滑条件下运转。

8.6 固废污染防治措施

8.6.1 施工期固废污染防治措施

8.6.1.1 钻井泥浆污染防治措施

由于开挖大循环池存放钻井液、岩屑及泥浆的形式会造成土壤及地下水污染，破坏生态环境，本工程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。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、固液混合物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。

保护环境的首要工作是控制污染源，因此，要从源头上控制钻井废弃物的产生量。

(1) 优选钻井液材料，尽可能采用无毒、低毒材料，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。

(2) 加强油料的管理，避免外泄，含油废弃物单独堆放，减少含油废弃物的产生量。

(3) 含油固废必须与水基固废分开存放，不得混放。

(4) 采用固液分离装置进行固液分离，并分类存放在各自收集系统内，钻井过程应尽可能回用分离后的油基钻井液。

8.6.1.2 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。

8.6.1.3 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固废存放点做好防雨、防渗、防外溢等措施。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”。

8.6.2 运营期固废污染防治措施

正常排放工况下，固体废弃物主要为落地油、含油污泥、废机油。

8.6.2.1 固体废物污染防治措施

(1) 落地油污染防治措施

①加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时严格执行“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，必须带罐（车）操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油100%回收。回收的落地原油拉运至吉康脱水站卸油缓冲罐，进入原油处理系统进行处理。

②地面工程完成后，落地油基本不再产生，甚至为零。应按照清洁生产的原则，实施源头控制，对井口泄漏油、井下作业时产生的油及时回收，使之“不落地”。

③在钻井过程中及完成井后，严格执行井控技术规定和井口装置试压要求，落实好防喷、防漏技术措施。

④加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝气井跑、冒、滴、漏，以及油品泄漏事件的发生。

(2) 含油污泥污染防治措施

含油污泥主要来源于井场及集输管网等检修井场、管线刺漏等属于危险废物，编号为HW08。定期清理，按照原油处理系统的清淤年限，及时清淤并妥善处置。产生的含油污泥直接拉运，委托有资质单位拉运并进行无害化处置，不在站场内暂存。

(3) 其他危险废物（废机油）

井场各项装置运转时会产生废弃防渗膜、清管废渣、废机油等，属于HW08类危险废物，暂存吉康脱水站内危废贮存间，定期委托有资质单位转运进行无害化处置。

综上，项目采取的措施均符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则，不会对周围环境产生不利影响。

8.6.2.2 贮存场所污染防治措施

本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油100%回收，回收后的落地原油拉运至吉康脱水站卸油缓冲罐内，进入站内原油处理系统进行处理；含油污泥不在站场内暂存，直接拉运至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；废弃防渗膜、废润滑油、清管废渣等，暂存于吉康脱水站内危废贮存间，定期委托有资质的单位拉运并进行无害化处置。

(1) 危险废物收集

严格按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》相关要求对含油废物进行收集和管理。危险废物桶装收集后由有危废处置资质单位运输、处置。

收集危险废物的硬纸桶应按要求设置明显地标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

- a. 危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。
- b. 危险废物类别：按危险废物种类选择。
- c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。
- d. 装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须保留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留100mm以上的空间。

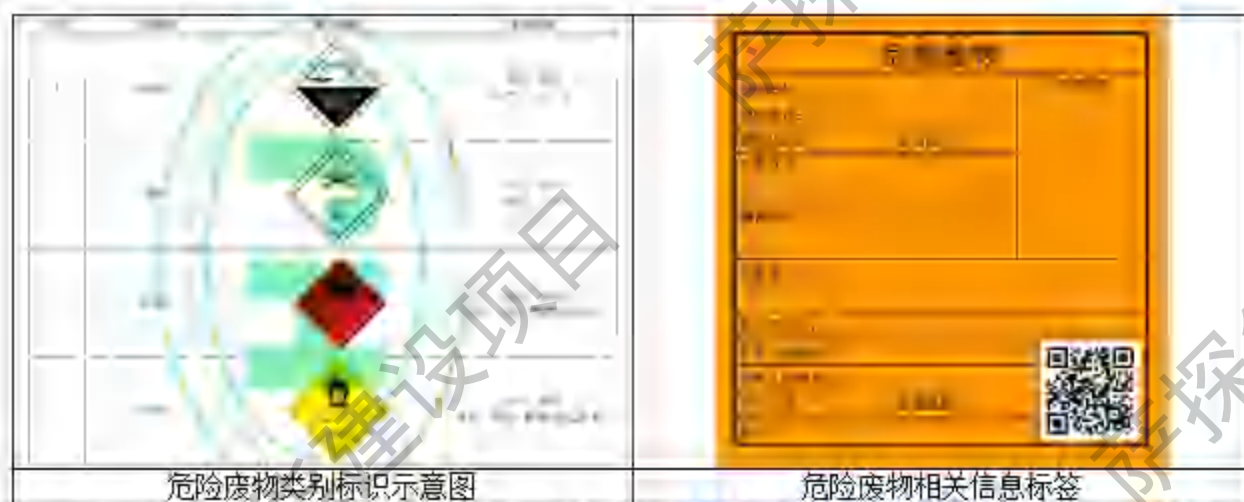
（2）危险废物贮存

本工程运营期依托吉康脱水站内已建危废贮存点，危废贮存设施建设满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），并定期委托有资质单位进行处置。

本工程产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。及时在线填报危险废物管理计划、办理电子转移联单。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

收集危险废物的硬纸桶应按要求设置明显地标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

- a. 危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。
- b. 危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别标识及信息标签样式如下：



c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图6.7-4所示；

d. 装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须保留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留100mm以上的空间。

(3) 危险废物的转运要求

危险废物应按照国家有关规定向当地环境保护行政主管部门申报登记，接受当地环境保护行政主管部门监督管理。参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ 1259-2022) 中附表A.7详细记录危险废物转移情况。同时，根据国务院令第344号《危险化学品安全管理条例》《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ 2025-2012) 和《危险废物转移管理办法》的有关规定，在危险废物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求：

①危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》填写、运行危险废物电子转移联单，实施危险废物转移全过程控制。

②废弃物处置单位的运输人员必须掌握危险化学品运输的安全知识，化学品的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施了解所运载的危险。运输车辆必须具有车辆危险货物运输许可证。驾驶人员必须由取得驾驶执照的熟练人员担任。

③处置单位在运输危险废物时必须配备押运人员，并随时处于押运人员的监管之下，不得超装、超载，严格按照所在城市规定的行车时间和行车路线行驶，不得进入危险化学品运输车辆禁止通行的区域。

④危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押运人员必须立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

⑤一旦发生废弃物泄漏事故，公司和废弃物处置单位都应积极协助有关部门采取必

要的安全措施，减少事故损失，防止事故蔓延、扩大，针对事故对人体、动植物、土壤、水源、空气造成的现实危害和可能产生的危害，应迅速采取封闭、隔离、洗消等措施，并对事故造成的危害进行监测、处置，直至符合国家环境保护标准。

(4) 危废运输要求

本工程产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位采用专用运输车辆进行运输，按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。并严格按照《危险废物转移管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。

(5) 危废委托处置

本工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

本工程运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实；依法签订书面合同，并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任，合同期内及时了解接收人贮存、利用或者处置相关危险废物情况，确保本工程运营期产生的危险废物得到妥善处置，避免对外环境产生不利影响。

要结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物台账，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息。采用信息化手段建立危险废物台账，在台账工作的基础上如实向所在地县级以上人民政府环境保护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。本工程运营期环境管理要求见表8.6.2-1。

表8.6.2-1 运营期固体废物环境管理重点要求

项目	防治设施/措施
固体废物暂存	依托已建危废贮存点，固废规范收集暂存，及时清运并做好台账管理。
固体废物运输、处置	委托有资质的单位运输、处置。危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）及《危险废物转移管理办法》中的相关要求，防止有毒有害物质渗漏泄漏造成土壤和地下水污染。
环境应急设施	按照环境风险应急预案进行环境风险应急管理，配备环境风险应急物资，采取环境风险防范措施，加强突发环境事故应急系统维护、管理。
制定危险废物运行管理计划	产生危险废物的单位，应当按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）中4.2规定的分类管理要求，制定危险废物管理计划，内容应当包括减少危险废物产生量和降低危险废物危害性的措施以及危险废物贮存、利用、处置措施；建立危险废物管理台账，如实记录危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等

	有关信息；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备案危险废物管理计划。
危险废物管理台账	根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259—2022），建设单位应建立环境管理台账制度，落实环境管理台账记录的责任部门和责任人，明确工作职责。包括台账的记录、整理、维护和管理等。环境管理台账应包括基本信息、接收固体废物信息、生产设施运行管理信息、污染防治设施运行管理信息、监测记录信息及其他环境管理信息等。
危险废物申报	定期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、利用、处置等

8.6.3 退役期固废污染防治措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线及污油泥，应集中清理收集，管线外运清洗后可回收利用，不可回收利用的作为一般工业固体废物拉运至吉木萨尔县垃圾填埋场妥善处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量；污油泥收集后委托有资质单位处理处置。

(2) 对完成采油的废弃井应封堵，具体按照《吐哈油田报废井封井实施细则（试行）》执行，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。

8.7 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。

8.7.1 施工期生态环境保护措施

8.7.1.1 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。

(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。

8.7.1.2 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。

(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。

(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,严禁管沟两侧有集水环境存在。

(7) 施工中要作到分段施工,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。

8.7.1.3 管线工程生态保护措施要求

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“—”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。

8.7.1.4 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草地。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。

8.7.1.5 对野生动物的生态环保措施要求

经调查，项目评价区域气候极端干燥，为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单

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。

(5) 对施工人员开展重点保护动物培训，制作宣传图册，使施工人员对赤狐等保护动物鉴别特征及习性更加了解，施工过程中如遇受伤保护动物，需立即上报当地林业主管部门，并采取相应的动物救助措施。

8.7.1.6 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) 大田中的标志桩移到地埂，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。

8.7.1.7 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：表土分层堆放，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、钻井工程等项目承包招标书中。

8.7.1.8 其它生态保护措施要求

(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它活动，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。

8.7.2 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。

8.7.2.1 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。

8.7.2.2 其它生态保护措施要求

(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。

8.8 生态恢复方案

8.8.1 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它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。

8.8.2 生态环境分区恢复治理

8.8.2.1 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。

8.8.2.2 井场生态恢复治理

(1) 井场生态恢复治理范围

本项目部署107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装置区域的地表进行硬化，其他区域采取砾石覆盖，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。

(3) 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。

(4) 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。

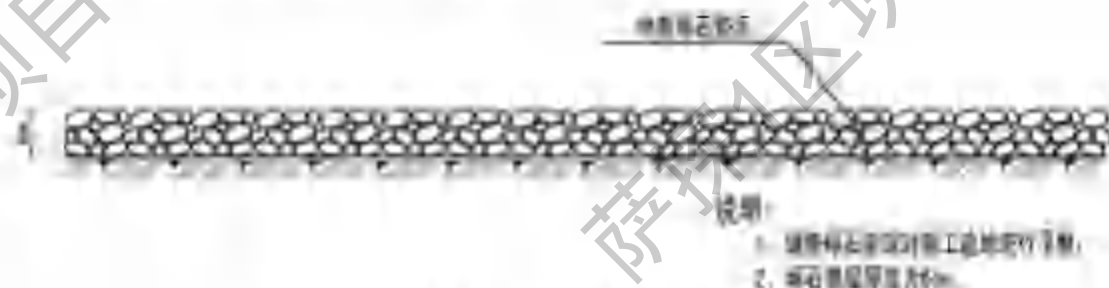


图6.8-1 井场砾石压盖措施典型设计图

8.8.2.3 管线生态恢复治理

(1) 管线生态恢复治理范围

本项目需新建吉康脱水站至计量交接站集输管线42km，内部集输管线19.95km，注水管线15.9km，管线沿线影响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

严格遵循设计文件施工作业带宽度，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。

8.8.2.4 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目前现状。

④关闭油井应将封堵油层、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、沙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。

3.3.3 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、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，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。

(5) 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。

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。

8.9 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)中要求,施工期重点监测施工活动干扰下生态保护目标的受影响状况,如植物群落变化、重要物种的活动、分布变化、生境质量变化等,运行期重点监测对生态保护目标的实际影响、生态保护对策措施的有效性以及生态修复效果等。有条件或有必要的,可开展生物多样性监测。明确施工期和运行期环境管理原则与技术要求。可提出开展施工期工程环境监理、环境影响后评价等环境管理和技术要求。本项目开展全生命周期生态监测,监测项目主要为工程区域及附近生态系统类型、动植物监测。项目生态监测计划见表8.9-1。

表8.9-1 生态监测计划一览表

阶段	监测因子	监测方法	监测频次	监测点位
施工期	井场占地面积、面积、类型	遥感解译,无人机航测结合人工现场勘察	施工前、后各1次,进行对比	井场施工区、管线作业带(重点布设在涉及国家湿地公园的管线沿线)
	植物群落变化情况			
	临时占地恢复情况			
运行期	水土保持工程效果	施工迹地监测扰动后土壤侵蚀类型、侵蚀量	每年1次,延续至正式投运后5年	重点在管线、道路沿线布设3~5个代表点,新建井场选择3个代表点
	生态恢复工程效果	生态修复工程所种植的植物物种、高度、盖度、生物量、成活率等		重点监测井场、站场外围植被恢复情况,按照监测频次要求进行植被样方、动物样线调查并保留记录台账
闭井期	闭井退出工程效果	对地面设施拆除、封闭情况进行记录	闭井后1次性进行	退役井、站场占地范围
	生态修复工程效果	生态修复工程所种植的植物物种、高度、盖度、生物量、成活率	每年1次,持续3年	

油田地面工作组应结合现有地面巡井计划,配套制定油田生态环境动态监管方案,以长期监管、定期巡查与专业技术相结合,通过有效的全流程监管以预防和控制各类环境事故,做到防患于未然。

本项目生态环境影响评价自查表详见表8.9-2。

表8.9-2 生态影响评价自查表

工作内容	自查项目
生态影响识别	生态保护目标
	重要物种□; 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。

	影响方式	对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	工程占用 <input type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> 物种 <input type="checkbox"/> （分布范围、种群数量） 生境 <input type="checkbox"/> （生境面积） 生物群落 <input type="checkbox"/> （物种组成、群落结构） 生态系统 <input type="checkbox"/> （植被覆盖度、生产力、生物量） 生物多样性 <input type="checkbox"/> （ 生态敏感区 <input type="checkbox"/> （ 自然景观 <input type="checkbox"/> （ 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （ 其他 <input type="checkbox"/> （
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积： $(38.402871) \text{ km}^2$ ；水域面积： $() \text{ km}^2$
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input type="checkbox"/> ；遥感调查 <input type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input type="checkbox"/> ；沙漠化 <input type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被 植物群落 <input type="checkbox"/> ；土地利用 <input type="checkbox"/> ；生态系统 <input type="checkbox"/> ；生物多样性 <input type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input type="checkbox"/> ；定性和定量 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被 植物群落 <input type="checkbox"/> ；土地利用 <input type="checkbox"/> ；生态系统 <input type="checkbox"/> ；生物多样性 <input type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input type="checkbox"/> ；减缓 <input type="checkbox"/> ；生态修复 <input type="checkbox"/> ；生态补偿 <input type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>

注：“☐”为勾选项，可“☐”、“☐”为内容填写项。

8.10 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。

8.10.1 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。

8.10.2 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。

8.10.3 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、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。

8.10.4 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,纳入到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为保护土地资源,在施工前,对井场所处位置进行表土剥离,剥离的表土作为后期生态恢复用土;在井场周边修筑地边埂;钻井作业结束后,将井场进行平整,并覆土压实覆盖一层砾石(6cm),防止风蚀现象发生。

②植物措施:项目采油井口及井场及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。采取少占地、少破坏植被的原则,缩小施工范围,工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

(2) 管线区

本项目水土流失主要发生在施工期,本次环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中,要限制施工作业扰动范围,开挖出的土按表层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层,表层土覆于上层,然后洒水“封育”。

由于管线敷设地面还形成一条高于地面的土埂,因此若供排水与地表天然排水方向垂直,则要分段设排水沟。

(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,如当地适生的优势植物,如多枝怪柳、梭梭等。

(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《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。

8.11 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《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”。

8.11.1 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到的区域基本为农田及沙地,沙地植被覆盖度为30-50%。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。

8.11.2 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风沙土所覆盖,植被分布稀疏,主要为梭梭灌丛,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) 工程防治措施

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,避免加行开辟新路,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垄走向一致,尽量绕开植被,并在垄间通过。与道路走向一致的管道建设,恢复后的地面应低于路面,并置于道路背风一侧。

④井场施工前,对井场所处位置进行表土剥离,剥离的表土用作后期的生态恢复,在井场周边修筑地边埂;钻井作业结束后,将井场进行平整,并覆土压实覆盖一层砾石(6cm),防止风蚀现象发生。禁止随意剥离工程占地以外的剥离砾石。

⑤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。

(2) 水土流失分区防治措施

将本项目水土流失防治分区初步划分为2个分区：井场防治区、管线防治区。

(一) 井场区

①为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土用作后期生态恢复；在井场周边修筑地边埂；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。

②植物措施：道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

(二) 管线防治区

①管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土。对于道路及地面建设产生的弃方不得随处堆放。应合理利用，如建设防洪堤等。

②管沟回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

③管线经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失。

(三) 水土保持管理措施

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

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

②严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

③在管线沿线的植被良好地段，对自然生态环境和自然植被采取封禁，绝对禁止人

进入打柴和放牧，并设立警示牌，以提醒施工作业人员。

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

⑤对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

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

9 环境经济损益分析

9.1 环保投资分析

项目总投资131172万元，其中环保投资2454.5万元，占总投资的1.87%。本工程环保投资估算见表9.1-1。

表 9.1-1 环境保护投资估算

阶段	污染类别	项目名称	环保措施	投资(万元)
施工期	废气	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。	25
		钻井废气	采用高效设备，定期维护；备用的发电机采用符合国五标准的柴油或其他清洁能源；如遇冬季钻井使用生物质锅炉，采取水幕除尘+30m高排气筒措施	54
	废水	施工生产废水	临时沉淀池，1座	6.2
		施工营地生活污水	防渗性移动厕所	6.2
	噪声	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	15.8
	固体废物	钻井液、钻井固废	水基岩屑、油基岩屑分类收集罐	1794.5
			不落地处理系统，撬装式	
		射孔压裂返排液	每个井场施工区域底部铺设HDPE防渗膜。	31.8
			回收罐若干	
	生态	施工土方	表土分层堆放，分类回填，严禁大量集中弃置	47.8
		生活垃圾	清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场	15.8
		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	63.6
运营期	废气	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	47.8
		微燃机电联产机组	15m排气筒	5
	固体废物	其他含油废物	暂存在吉康脱水站危废贮存间内；定期委托有资质单位处理处置	15
		落地原油	回收罐若干，带罐作业，100%回收，运至吉康脱水站原油处理系统进行处理	32
	噪声	井场、站场噪声	采用低噪声设备、基础减震、隔声等	52
	土壤、地下水	防渗膜铺装	修井及井下作业过程中铺设防渗膜	10
		装置区域	站场分区防渗、管线防腐等	30
	环境风险	事故风险	井口防喷器，若干	95.3
		储油罐	新建储罐围堰	10.8
退役期	废气	地面构筑物、管线拆除产生的施工扬尘	严格按国家环保部《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	25.3
	固体废物	建筑垃圾	由施工单位运至指定位置进行处理	19.7
	生态	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	50.9
合计				2454.5

9.2 环境经济损益分析

9.2.1 经济效益分析

本项目建成后将实现产能为27.58万t/a。根据有关资料，目前国际油价以60.0美元/桶计，1吨约为7桶，目前汇率约为6.99，则每吨原油以2935.8元计，年产值可达80969.364万元，具有较好的经济效益。

9.2.2 社会效益分析

(1) 清洁能源的使用越来越受到重视。石油和煤炭消费领域里有70%以上都可以用天然气取代，随着天然气输送管网的建设，天然气在二十一世纪初期将经历更快的发展。据国际权威机构预测，天然气的快速发展态势和重要地位，预计可保持相当长的时期。本项目有利于改变城市的燃料结构，即由煤变成天然气。该项目是实现国家战略的两个重要步骤：提高中国主要城市的环境空气质量；控制污染，加速工业振兴。

(2) 天然气具有洁净、高效、资源丰富、方便储运等优点，目前全球天然气消费量已高达每年 $2.32 \times 10^{12} \text{m}^3$ ，占世界一次能源需求总量的14.3%。随着环保要求的日益严格和人们环保意识的增强，天然气资源的市场份额将不断扩大，前景十分广阔。本项目将为工业生产、交通运输和生活提供清洁能源。

(3) 天然气在发电、工业、民用燃料和化工原料等领域的使用已占相当高的比重，对促进社会进步、经济发展和人们生活质量提高发挥着越来越重要的作用。本项目的开发建设可以促进该地区其它产业的发展，对加快农村经济结构调整，改善当地居民的交通条件，增加地方税收和财政收入也具有重要意义。

(4) 本项目的建设是对国家实施“西气东输”的有力支持，可缓解经济发展与民生生活对天然气造成的需求压力。

综上，本项目的实施，对进一步深化城市气化、工业窑炉改造、化工、建材工业的能源结构和产业结构的调整完善起到积极的推动作用，对提高人民生活质量以及改善大气环境，具有十分重要的作用，项目建设具有良好的社会效益。

9.2.3 环境经济损益分析

9.2.3.1 环境损失分析

(1) 土地破坏代价

工程永久占地13.3397hm²，临时占地46.2555hm²，按当地土地费用标准（永久占地3万元/hm²·a，临时占地0.6万元/hm²·a）估算，永久占地损失为33.02万元/a，临时占地损失

27.75万元/a，总占地损失为82.77万元/a。

(2) 环境污染代价

《中华人民共和国环境保护税法》于2018年1月1日施行，自实施之日起，征收环境保护税，不再征收排污费。本项目产生的“三废”和噪声均通过完善的污染控制措施进行了妥善处理，达到国家排放标准。其中，生产废水全部回用，不外排；危险废物委托有资质单位合理处置。根据《中华人民共和国环境保护税法》和《自治区人民政府关于确定我区环境保护税应税大气污染物、水污染物适用税额和征税范围方案》，根据环评污染物排放情况估算应缴纳排污税额如下：

表 9.2-1 本项目应交排污税额估算

税目	污染物名称	排放量 (t/a)	污染当量值 (kg)	折污染当量	计税单位	排污税 (元)
大气污 染物	硫化氢	0.004	0.29	1.16	1.2元/污染当 量	1.39
	二氧化氯	1.584	0.95	1504.8		1805.76
	氮氧化物	7.409	0.95	7038.55		8446.26
	颗粒物	1.133	4	4532		5438.4
合计				13076.51		15691.81

根据计算，本项目运行期环保税预计1.569万元/a。

由以上分析得知，土地破坏代价和环境污染代价详见表9.2-2。

表 9.2-2 建设项目环境代价汇总表

分类	项目	单位 (万元/a)
土地破坏代价	土地征用、破坏损失	82.77
环境污染代价	环境保护税	1.569
合计		84.339

9.2.3.2 环境成本分析

(1) 生态保护成本

根据生态保护措施的投资计算，估算工程生态保护投资约114.5万元，生态保护投资包括生态植被恢复、绿化以及水土保持投资等，投资主要为施工期和恢复期，平均每年生态保护投资约为12万元。

(2) 污染防治成本

① 污染防治设备投资

工程用于污染防治的投资2240.4万元，设备使用寿命以10年计，则每年投入防治污染的费用为224万元/a。

② 设备运行管理费

该费用主要包括环保设备的材料消耗、人员工资、动力费、维检费及其他支出费用，经估算得出环保设备的运行管理费为5万元/a。

③ 环境管理及监测费用

该费用主要包括环保设备的材料消耗、人员工资、动力费、维检费及其他支出费用，经估算得出环境管理及监测费用为18.0万元/a。

(3) 小结

根据以上的计算，得出的环境成本详见表9.2-3。

表 9.2-3 建设项目环境成本汇总表

分类	项目	单位(万元/a)
生态保护成本	生态保护投资	12.0
污染防治成本	污染防治设备投资	224
	环保设备运行及管理费	5.0
	环境管理及监测费用	18.0
合计		249.77

9.2.3.3 环境收益分析

1、污染防治收益

(1) 钻井废水回收收益

根据工程分析，本项目钻井废水循环利用，循环利用率按95%计算。项目钻井废水产生量约31500m³，则回收利用钻井废水量约29925m³，按价值10元/m³计算，则可节省资金299250元，油田生产按10年计，则平均每年收益约2.99万元。

(2) 采出水回注收益

根据工程分析，本项目采出水回注量约为1182000m³/a，按工业用水价格4.00元/m³计算，折合节约水资源利用价值472.8万元/a。

根据以上的计算，得出的环境收益详见表9.2-4。

表 9.2-4 建设项目环境收益汇总表

分类	项目	单位(万元/a)
污染防治收益	钻井废水回收收益	2.99
	采出水回注收益	472.8
合计		475.79

9.3 环境经济损益分析结论

该工程环境成本为249.77万元/a，环境收益为475.79万元/a，计算出年环保费用经济效益系数为1.91，环保投资效益较明显。

本项目环保工程经济效益系数较高，说明采取环保措施后的环境收益效果较明显。虽然企业建设对环境保护产生一定程度的不利影响，但对环境污染影响和生态破坏损失在可接受程度和范围之内，在保证各项环境保护措施实施的情况下，项目的经济效益，

10 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。

10.1 环境管理

10.1.1 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。

10.1.1.1 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。

10.1.1.2 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。

10.1.1.3 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

建立环保设备台帐,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。

10.1.1.4 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。

10.1.2 管理体系及体系运行

萨探1区块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上为多级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。

10.1.3 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，落实各项环保和安措措施显得尤为重要。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 10.1-1。

表10.1-1 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	土地占用	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 环境监察总队 新疆维吾尔自治区生态环境厅 昌吉州生态环境局 昌吉州生态环境局吉木萨尔县分局
	生物多样性	加强施工人员的培训，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。		
	植被	保护荒漠灌丛植被，收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被。		
	水土保持	主体工程与水土保持措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，作好防护措施等。		
	施工扬尘	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。		
	废水	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。		
	固体废物	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。		
运营期	噪声	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。	建设单位	新疆维吾尔自治区生态环境厅 昌吉州生态环境局 昌吉州生态环境局吉木萨尔县分局
	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。定期维护集输管线、电力设施底部等设施的地面砾石。		
	污水处理装置	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		
退役期	事故风险	事故预防及原油泄漏应急预案	建设单位	新疆维吾尔自治区生态环境厅
	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）。		

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	昌吉州生态环境局 昌吉州生态环境局吉木萨尔县分局
	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，对周围环境影响产生间歇式影响，伴随退役期工作结束而终止	

10.1.3.1 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10.1-2。

表10.1-2 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

10.1.3.2 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

建立环保设备台帐,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,制定突发事件的应急预案,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。

10.1.4 其他环境管理要求

10.1.4.1 排污口规范化管理及排污许可手续

根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2020年修订),产生工业固体废物的单位应当取得排污许可证。

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、处置全过程的污染环境防治责任制度,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。

10.1.4.2 环境影响后评价要求

根据《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)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2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 and 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。

10.2 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和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了整改。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 10.2-1。

表10-2-1 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	
废水	钻井废水	钻井井场	钻井废水采用临时罐体收集，分离液相回用于钻井液配置	每个施工井场配备临时罐体	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，1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厂处理	防渗性移动厕所	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；钻井采用电网	—	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表1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》(GB12523-2015)
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、三开使用水基钻井液，产生钻井废水进入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；固相、固液混合物委托第三方拉运，综合利用。二开使用油基钻井液，产生油基钻井废水进入不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于油基钻井液配备；固相、固液混合物属危险废物，交有资质第三方拉运处置。	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》(DB63/T3997-2017)中综合利用污染物限值，《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表2第二类用地筛选值
				不落地处理系统1套，撬装式	

建设期		落地油泥、废含油防渗布	钻井井场	危险废物，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18.3397hm ² ， 临时占地46.2555hm 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》（GB39728-2020）
			有组织废气	热电联产机组	燃用伴生气，废气经15m排气筒排放	15m排气筒	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2二级排放标准
		噪声	各类机泵	井场	低噪声设备	若干	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准
			站场	低噪设备、基础减振	若干		
	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	回收罐若干	井场无落地油痕迹	

				原油运至吉康脱水站原油处理系统进行处理	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	
		废机油	井场检修	定期委托有资质的单位进行无害化处置		
		沾油废物	采油井场日常巡检、检修过程	吉康脱水站危废贮存间暂存，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		新建储油罐区设置围堰，围堰区底部用HDPE防渗膜进行防渗，渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s				防止原油泄漏污染站场/井场地下水
环境风险		指定详细的井场井喷、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、油罐泄漏、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				环境质量达标
		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				

10.3 环境信息公开

参考《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》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；
- (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；
- (6) 其他应当公开的环境信息。

10.4 环境监测计划

10.4.1 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。

10.4.1.1 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。

10.4.1.2 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10.4-1。

表 10.4-1 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) 集油气线路由是否满足环评要求 (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	其它	(1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌, 是否及时采取了生态恢复和水土保持措施; (2) 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

10.4.2 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陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022) 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。

具体环境质量监测计划见表10.4-2, 污染源监测计划见表10.4-3。

表 10.4-2 环境质量监测计划

类别	监测要素	监测项目	监测点位	监测频率	控制标准
环境	环境空气	非甲烷总烃	十八户村	每年一次	《大气污染物综合排放标准详解》标准限值

质量监测	地下水环境	初次监测指标至少应包括 GB/T 14848 表 1 常规指标（微生物指标、放射性指标除外），后续监测指标为前期超标因子—石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、砷、六价铬	吉康脱水站上游监测井		每季度一次	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类标准
			吉康脱水站内污染监测井			
			吉康脱水站下游监测井			
土壤环境		初次监测：GB36600 表 1 基本项目—pH 值、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、含盐量；后续监测：在前期监测中曾超标的污染物—pH 值、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、砷、汞、六价铬、含盐量	典型站场	吉康脱水站卸油台附近（深层样）、吉康脱水站采出水缓冲罐附近	表层土壤每年一次，深层土壤每年一次	建设用地执行《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，其他用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》“其他”土壤污染风险筛选值
			典型井场	5 号钻井平台装置区附近		
			典型管线	吉康脱水站至计量交接站输油管线沿线耕地（表层样）		
生态环境		施工期：植物群落变化情况、临时占地恢复情况等			施工期并延续至正式投运后 5 年，每年一次	确保植被恢复率和存活率，植被恢复程度不低于施工前，不降低原有生态功能
		运营期：绿化植被成活率，生态保护对策措施的有效性、生态修复效果等				

表 10.4-3 污染源监测计划

监测对象	监测频率	监测点位	监测项目	控制标准
无组织废气	季度	吉康脱水站边界	非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB30972-2020）油气集中处理站边界污染物控制要求
	半年	设备与管线组件泄漏检测③	泄漏监测值	
	年	法兰及其他连接件、其他密封设备	泄漏监测值	
有组织废气	年	燃气热力联产机组	颗粒物、SO _x 、NO _x	《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中二级标准限值
采出水	季度	吉康脱水站采出水处理装置出口	悬浮物固体含量、悬浮物颗粒直径中值、含油量、平均腐蚀率	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）的相应标准
昼夜噪声	季度	吉康脱水站四周围墙外 1m 处	等效连续 A 声级	《工业企业厂界环境噪声排放标准》

					(GB12348- 2008) 中2类标准
--	--	--	--	--	--------------------------

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泄漏检测值的监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。

11 结论

11.1 项目概况

本次开展产建建设，在萨探1区块萨6块、萨探1块、萨102块采用注水开发，矩形反九点注采井网，边部不规则井网，一类区井距300米×400米，二类区井距250米×350米，总井数107口，利用老井33口，探井转生产井20口，新钻井54口（36口采油井、18口注水井），新建产能19.65万吨（包含探井转生产井产能），利用老井产能7.93万吨，总产能27.58万吨。新建4座采油平台，扩建1座采油平台，利用现有9座采油平台，对吉康脱水站进行改扩建。新建合格油外输管线42km，内部集输管线19.95km，注水管线15.9km，配套道路、供电、供热等工程。项目总投资131172万元，分2年实施，2026年实施萨6块，2027年实施萨探1块、萨102块。

11.2 环境质量现状

(1) 环境空气

根据吉木萨尔县环境空气质量监测站点2023年环境质量数据，项目所在区域 NO_2 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 年平均浓度有超标现象，故项目所在区域为不达标区。

根据特征因子补充监测结果，评价范围内各监测点的非甲烷总烃小时平均浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃的标准要求，未出现超标现象；硫化氢均为未检出，评价区域现状环境空气质量较好。

(2) 声环境

根据监测结果，区域环境背景噪声值及敏感点声环境监测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求，现有钻井平台厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。

(3) 地下水

项目区域地下水水质总体较好，石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，其他监测项目满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求。超标原因主要是原生地质、水文地质环境等因素综合影响。

(4) 土壤本底调查

根据监测结果，项目建设场地及占地范围外评价区的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。项目区附近农田的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量

农用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB15618-2018)风险筛选值。土壤污染风险较低,项目区土壤环境现状较好。

(4) 生态环境质量现状

根据《新疆生态功能区划》,项目区域属于准噶尔盆地南部灌木半灌木荒漠绿洲农业生态亚区,阜康-木垒绿洲农业荒漠草地保护生态功能区。项目区生态系统主要为农田生态系统和荒漠生态系统。

项目区域土地利用类型为采矿用地、水浇地、天然牧草地、其他草地。项目区土壤类型以棕钙土、栗钙土、绿洲土为主。农田生态系统主要农作物以小麦、玉米、马铃薯、甜菜、油菜等为主,伴生有杂草。荒漠生态系统植被类型为膜果麻黄荒漠+小蓬荒漠。

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—西部荒漠亚区—准噶尔盆地小区。由于准噶尔盆地严酷的气候条件,不仅酷热,而且极为干旱,植被盖度极低,所以野生动物种类分布较少。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。

11.3 主要环境影响结论

11.3.1 废气

(1) 施工期废气:主要为管线敷设、道路工程、场站工程等在施工过程中产生的施工扬尘、施工设备产生的废气及施工车辆尾气等,均为无组织排放,随施工结束而消失,对周围环境影响较小。

(2) 运营期废气:主要为油气集输、油品储存、装卸过程无组织排放的烃类气体及热电联产机组产生的废气。经预测,微燃机热电联产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 SO_2 、 NO_2 和颗粒物下风向最大落地浓度均未出现超标,其中以 NO_2 对周围环境空气影响最大,其最大落地浓度为 $15.392\mu\text{g}/\text{m}^3$,占标率为7.7%,位于污染源下风向101m处。无组织废气预测,各污染装置区下风向非甲烷总烃未出现超标,其中以5号平台无组织排放的非甲烷总烃贡献浓度最大,其最大落地浓度为 $87.337\mu\text{g}/\text{m}^3$,占标率4.37%,位于污染源下风向279m处。项目区地形开阔,污染物扩散条件较好,项目投产运行后微燃机热电联产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。

综上所述,本项目施工期和运营期排放的废气对区域环境产生的影响较小。

11.3.2 废水

(1) 施工期废水：主要为施工生产废水、管道试压废水和施工人员生活污水。施工生产废水产生量较小，主要污染物为SS，配套建有临时沉淀池，经沉淀后循环使用；管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，施工现场洒水降尘；施工生活污水排入设置的临时生活污水收集防渗池集中收集，施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理。

(2) 运营期废水：采出水及井下作业废水送至吉康脱水站污水处理系统处理达标后回注油藏。

(3) 本项目正常施工过程中产生的钻井废水、试压废水、生活污水、压裂返排液，以及运行过程中产生的采出水、作业废水、固废和集输管线均不会对地下水造成影响，但在事故状态下会对地下水产生一定的影响。

运行过程中应加强管理和采取有效的控制措施加以防范，避免非正常情况发生对水环境造成的影响。

综上所述，正常生产状况下，项目施工期和运营期的废水及固废均得到了有效的处理处置，不会对地表水环境及地下水环境产生不利影响。

11.3.3 噪声

项目钻井期噪声随施工结束而消失。经预测，运营期吉康脱水站、S平台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，因此工程实施后对周围声环境影响较小。

11.3.4 固体废弃物

(1) 施工期

本项目一开、三开水基岩屑临时贮存在井场内的岩屑储罐，委托第三方合规处置。二开油基岩屑临时贮存在井场内的岩屑储罐，委托委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司或后期招标其他有资质单位处理处置，对井场周围的环境影响较小。

钻井完井时射孔作业产生的射孔压裂返排液自带回收罐回收，依托吉康脱水站采出水处理系统处理；施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场；落地油泥（事故状态下）和废含油防渗布作为危险废物，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置；建筑垃圾尽量综合利用，不能回用的集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场；施工人员生活垃圾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) 运营期

吉康脱水站清罐含油污泥委托委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司或后期招标其他有资质单位处理处置。井下作业产生的落地油、废弃防渗膜、废润滑油及清管废渣、污水处理污泥属危险废物，委托有资质的单位进行无害化处置；井场落地原油由作业单位100%回收，回收后的落地原油拉运至吉康脱水站进入其原油处理系统进行处理。采取以上措施后，运营期固体废物不会对周围环境产生影响。

综上所述，建设单位在建设、处置和运行管理中严格执行防治措施及吐哈油田分公司各项要求的条件下，本项目在开发建设和生产运营过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，不会对周围环境产生影响。

11.3.5 生态环境

本项目占地范围内无生态红线、永久基本农田、自然保护区、国家公园、重要湿地、天然林等，工程对生态环境的影响主要来自占地影响，工程总占地面积64.5952hm²，其中永久占地18.3397hm²，临时占地46.2555hm²。占地类型为水浇地、其他草地和天然牧草地。工程区地表植被为荒漠植被和农作物，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。建设单位正在严格按照有关规定办理建设用地审批手续，按照正式征地文件对所占用耕地进行经济补偿。随着施工期的结束，被开挖部分将覆土回填，可以减少临时占地对植被的破坏程度。

油田开发过程中，施工迹地植被将消失而形成裸地，临时占地一般在3~5年或更长时间内将向原生植被群落演替。在整个油田开发过程中，临时占地和永久占地的影响范围较小，同时在施工结束后会对占地进行植被恢复。项目运营期间产生的废气、废水、固废等都采取了相应的防治措施，不会对周围的公益林及荒漠植被造成不利影响，因此，建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

11.3.6 环境风险

本工程发生风险事故的类型主要为储油罐、集输管线破裂泄漏、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。

11.4 总量控制

综合考虑本工程排污特点,按污染物排放总量控制原则,评价建议总量控制指标为:非甲烷总烃 0.7938t/a, NO_x7.409t/a。

11.5 产业政策及规划相符性

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。

本项目为萨探1区块二叠系井井子沟组油藏产能建设项目,符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的相关要求。

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。

11.6 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。

11.7 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。

11.8 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) 加强管材腐蚀机理研究、推广应用新型防腐管材, 加强作业废水处理系统和输水管线管理, 防止管道腐蚀穿孔。

(3) 作业废水在环保部门监督下, 处理满足回注标准后方可回注。

(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。