

0.概述

0.1 建设项目背景

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

吉木萨尔凹陷勘探始于20世纪50年代，主要进行了地面地质调查，完成了1:20万的重磁力普查；20世纪80年代开始大规模地震勘探，陆续完成了二维地震详查工作和三块三维地震采集。2010年前油气勘探主要集中在吉木萨尔凹陷东斜坡区，目的层以二叠系梧桐沟组为主，已陆续发现了多个二叠系梧桐沟组油藏及石炭系、侏罗系八道湾组油藏。从钻井情况看，部分井钻遇了二叠系芦草沟组，录井见大段荧光显示和气测异常。2010年后为了进一步扩大吉木萨尔凹陷东斜坡二叠系勘探成果，本着寻找新层系、新领域的原则。

2023年5月部署在吉木萨尔凹陷北斜坡的风险探井奇探1井完钻后在二叠系芦草沟组试油获得高产，3480.0m~3513.0m井段压裂试油，自喷日产油61.1t，稳产油26.4t/d，截止2025年5月1日累计产油9264t。2023年10月完钻的预探井奇2井在二叠系芦草沟组试油获得高产油流，3336.0m~3382.5m井段压裂，压后自喷日产油106t，稳产油35.6t/d，截止2025年5月1日累计产油12326t。奇探1井、奇2井直井试油成功发现了吉北构造带奇探1区块芦草沟组岩性油藏。

2024年编制并实施了奇探1块芦草沟组开发先导试验方案。方案设计采用体积压裂方式投产，新钻井14口井（直井12口、水平井2口），后期转注水试验，直井采用矩形反九点法布井，井距400×350m。水平井井距300m，水平段长1800m（图1-4-1）。新建原油生产能力6.86万吨/年。利用4口老井，新钻12口直井和2口水平井，新建产能6.86万吨。目前，先导试验正在建设中。根据已实施的10口先导试验井统计资料，井组目前日产油140t，平均单井日产油14t，累计产油20449t，基本达到方案设计，取得较好效果。

本次先导试验扩大项目拟在奇探1块一类甜点区部署新井直井27口，开发层位为芦草沟组P₂l₁²、P₂l₁³砂组；设计开发方式是前置CO₂体积压裂+多轮次注气压裂交替反向压驱；井网采用直井矩形井网，450m×400m（较先导加大50m）；设计单井产能11.3t/d；新钻井26口，勘探井转生产井1口，新建产能7.5万吨生产15年，预计平均单井产出2.58

万吨，采出程度10.0%。同时，配套自控系统、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通等辅助设施。

0.2 环境影响评价技术路线

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

中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东采油管理区（以下简称“准东采油管理区”）于2025年9月委托陕西德环和润环保科技有限公司开展《吉康油田奇探1区块二叠系芦草沟组油藏产能建设扩大试验项目环境影响报告书》的编制工作。

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

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

具体评价工程程序图如下：

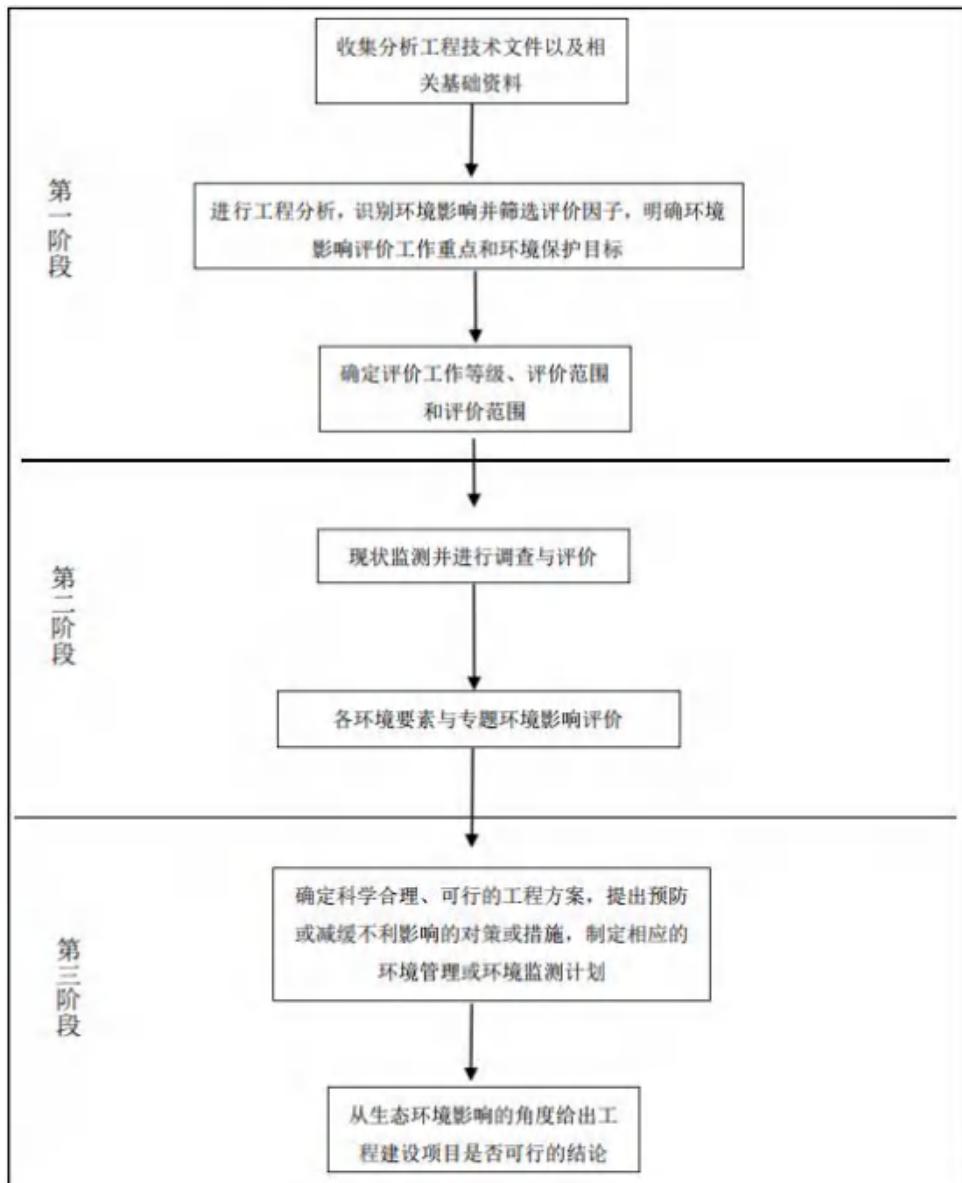


图0.2-2 建设项目环境影响评价工作程序图

0.3 分析判定相关情况

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

本项目为页岩油开发项目，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。

项目所在区域属于第六师五家渠市一般管控单元（红旗农场ZH65761230001），项目的建设符合《第六师五家渠市“三线一单”生态环境分区管控方案》具体生态环境准入清单要求。

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

0.4 关注的主要环境问题

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

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

0.5 环境影响报告的主要结论

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

1. 总则

1.1. 编制依据

1.1.1. 法律法规与条例

表1.1.1-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一 环境保护相关法律			
1	中华人民共和国环境保护法（2014年修订）	12届人大第8次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018年修订）	13届人大第7次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017年修订）	12届人大第28次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法	13届人大第32次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020年修订）	13届人大第17次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（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18次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012年修订）	11届人大第25次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2016年续订）	12届人大第21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	15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	2013-9-10
9	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31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149次常务会议	2021-12-1
12	空气质量持续改善行动计划	国发〔2023〕24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〕4号	2015-01-08

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
4	国家危险废物名录（2021版）	生态环境部令第15号	2020-11-25
5	产业结构调整指导目录（2024年本）	国家发展和改革委员会令第六次会议	2024-02-01
6	《危险废物排除管理清单（2021年版）》	生态环境部公告2021年第66号	2021-12-03
7			
8	危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采	公告2021年第74号	2021.12.22
9	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98号	2012-08-07
10	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150号	2011-12-29
11	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16号	2013-01-22
12	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103号	2014-01-01
13	《固体废物分类与代码目录》	生态环境部2024年第4号	2024-01-19
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〕11号	2018-01-25
15	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25号	2019-03-28
16	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910号	2019-12-13
17	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石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	《开发建设项目建设水土流失防治标准》（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	2013-08-26
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	2008-07-01
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	2021-02-06
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15号	2021-08-7
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	2016-2-6
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	2015-5-8
29	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发〔2018〕22号	2018-06-27
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	2024-07-01
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	2024-01-22

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
4	地方法规及通知	号	
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	2019-01-21
3	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-09-21
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6次会议	2018-09-21
6	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（修订）	新疆维吾尔自治区林业和草原局与农业农村厅	2022-03-08
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	2021-08-06
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〔2011〕330号	2011-07-01
10	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发〔2011〕389号	2011-07-29
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〔2016〕21号	2016-01-29
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〔2017〕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	2021-12-24
16	新疆维吾尔自治区大气防治条例	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〕80号	2018-03-27
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〕23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	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	2021-05-25
24	《中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》	/	2021-11-2
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〕23号	2018-09-04
27	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发〔2020〕142号	2020-07-29
28	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	2022-3-23
29	关于印发《第六师五家渠市“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	师市发〔2021〕4号	2021-7-3

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
30	《关于印发〈新疆生产建设兵团“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》	新兵发〔2021〕16号	2021-04-14
五	相关规划		
1	新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025）	新疆维吾尔自治区自然资源厅	2022.1
2	新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划	新疆维吾尔自治区发展和改革委员会	2022.7
3	新疆生产建设兵团主体功能区规划		
4	新疆生产建设兵团生态功能区划简表		
5	新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划	新疆生产建设兵团办公厅	2021-12-17
6	新疆生产建设兵团国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要	中国共产党新疆生产建设兵团第七届委员会第十次全会	2021-1-8
7	第六师五家渠市“十四五”生态环境保护规划	五家渠市政府	2022-06-15
8	《第六师五家渠市生态环境分区管控更新成果（2023版）》	五家渠市政府	2024-07-24
9	新疆生产建设兵团矿产资源总体规划（2021—2025年）	新兵办发〔2019〕53号	2022-09

1.1.2. 相关导则与技术规范

表1.1-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设水土保持技术规范	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	HJ942-2018	2018-2-8
25	排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）	HJ1200-2021	2021-1-1
26	钻前工程及井场布置技术要求	SY/T5466-2004	2004-11-1

序号	依据名称	标准号	实施时间
27	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

1.1.3. 其他相关文件

(1) 《吉康油田奇探1区块二叠系芦草沟组油藏产能建设扩大试验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) 《吉康油田奇探1区块二叠系芦草沟组油藏产能建设扩大试验方案》，中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司，2025年7月。

1.2. 评价目的及原则

1.2.1. 评价目的

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

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

(3) 评述拟采取的环境保护措施的可行性和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。

1.2.2. 评价原则

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，充分利用

符合时效的数据资料及成果，补充必要的现状监测，结合工程设计和预测数据，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

1.3. 环境影响因素识别和评价因子

1.3.1. 环境影响因素识别

根据油田开发的工程特点及工程所在区域的环境特征，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》（HJ349-2023），工程在施工期、运行期和退役期影响周围环境的因素有环境空气、地表水、地下水、声环境、土壤、生态环境等。

本项目环境影响因素识别见表 1.3.1-1。

施工扬尘、运输扬尘等对评价区环境空气质量形成短期较大不利影响，钻前工程的场地清理及平整、油气集输工程的管沟开挖等施工活动形成地表扰动、植被破坏，油气处理工程在现有井场内部进行，不会造成生态破坏，工程永久和临时占地影响土地利用结构和功能，导致局部生境的改变，对评价区生态环境造成一定程度的不利影响；同时，施工活动对评价区声环境也构成较大不利影响。

运行期，正常工况条件下，本项目污染物主要是井场、站场无组织排放的有机气体，与施工期相比，运行期对环境的污染影响稍轻，但持续的时间较长。

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。退役期环境的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、落地油等。

1.3.2. 评价因子

结合工程特点及其环境影响特征，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》（HJ349-2023），通过环境影响因素识别，确定本次评价的评价因子见表1.3.2-1和表1.3.2-2。

表 1.3.1-1 环境影响因素识别矩阵

环境要素 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	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	-1	-2	-2	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/
	储层改造工程	射孔、压裂	-2	-1	-1	-1	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/
	油气集输工程	管沟开挖、管线铺设	-2	-1	-1	-1	-1	/	-1	-1	-1	-1	/	/	-1
	站场工程	交接计量站、脱水站扩建	-1	-1	/	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/	/
运营期	油气集输工程	集输管线	/	-1	-1	/	-1	-1	/	/	/	/	/	-1	/
		交接计量站	-2	/	-1	-1	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/
	油气处理工程	脱水站扩建	-2	-1	-1	-1	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/
退役期	工程车辆		-1	/	/	-1	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	井场		-1	/	-1	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/	/
	集输管线		-1	/	/	/	-1	/	/	/	/	/	/	/	/
	站场		-1	/	/	-1	/	/	/	/	/	/	/	/	/

注：3—重大影响；2—中等影响；1—轻微影响；“—”—不利影响。

表 1.3.2-1 现状评价因子筛选结果表

环境要素 单项工程	时段	大气	地表水		地下水		土壤		生态		噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮		耗氧量、氨氮、石油类等		/		地表扰动面积及 类型、生态系统完		/

吉康油田奇探1区块二叠系芦草沟组油藏产能建设扩大试验项目环境影响报告书

						整性	
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级(Ld)、夜间等效声级(Ln)
储层改造工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级(Ld)、夜间等效声级(Ln)
油气集输工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、硫化氢、非甲烷总烃	pH、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级(Ld)、夜间等效声级(Ln)
油气处理工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、硫	pH、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、	pH、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃	/	昼间等效声级(Ld)、

		化氢、非 甲烷总 烃	阴离子表面活性剂、汞、总铬、六 价铬、镉、砷、镍、铅	石油类、总硬度、溶解性 总固体、钡、汞、砷、六 价铬等	(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六 价铬、土壤盐分含量等		夜间等效声 级 (Ln)
--	--	------------------	-------------------------------	-----------------------------------	---	--	-----------------

表 1.3.2-2 影响评价因子筛选结果表

环境要素 单项工程	时段	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	/	/	/	地表扰动面积及类型、生态 系统完整性	
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、 非甲烷总 烃、颗粒物	废水处理设施可依托性	石油类、挥发酚	/	/	
储层改造 工程	施工期	非甲烷总 烃、颗粒物	废水处理设施可依托性	/	/	/	
油气集输 工程	施工期	颗粒物	废水处理设施可依托性	/	/	地表扰动面积及类型、植被 覆盖度、生物量损失、物种 多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	非甲烷总 烃	废水处理设施可依托性	石油类、六价铬	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、 六价铬	土壤肥力或林地立地条件、 生物多样性、生态系统完整 性等	昼间等效声 级 (Ld)、 夜间等效声 级 (Ln)
油气处理 工程	施工期	颗粒物	废水处理设施可依托性	/	/	地表扰动面积及类型、生物 量损失、物种多样性、生态 系统完整性等	/
	运营期	非甲烷总 烃	废水处理设施可依托性	/	/	/	昼间等效声 级 (Ld)、 夜间等效声 级 (Ln)

1.4. 环境功能区划和评价标准

1.4.1. 环境功能区划

1.4.1.1. 环境空气

本项目油田所在地位于第六师红旗农场，按照《环境空气质量标准》(GB3095-2012)规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

1.4.1.2. 水环境

(1) 地表水：评价范围内无天然地表水体。

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

1.4.1.3. 声环境

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

1.4.1.4. 生态环境

(1) 生态功能区划

根据《新疆生产建设兵团生态功能区划简表》，本项目所在区域属于II兵团准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态区—II3六、七、八十二师准噶尔盆地南部灌木、半灌木荒漠绿洲农业生态亚区—13六师土墩子—奇台人工绿洲农业生态功能区。

(2) 水土流失区划

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

表1.4.1-1 项目区域在国家级水土流失区划中情况

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

② 根据《新疆生产建设兵团水土保持规划》(2015-2030年)第六师红旗农场位于准噶尔盆地南缘人居环境农田防护区，属于准噶尔盆地南缘兵团级水土流失重点治理区。

表1.4.1-2 项目区域在兵团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	第六师	兵团级水土流失重点治理区	准噶尔盆地南缘

1.4.2. 评价执行标准

1.4.2.1. 环境质量标准

- (1) 环境空气质量执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中的二级标准, 非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中规定限值, 硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D中相关标准限值;
- (2) 地下水环境质量执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)的III类标准;
- (3) 声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类区标准;
- (4) 土壤环境质量应分别执行《土壤环境质量-农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)和《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地标准。

具体标准限值见表 1.4.2-1。

表 1.4.2-1 环境质量标准一览表

类别	标准名称及级(类)别	污染因子	标准值	
			单位	数值
环境空气	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准及修改单	SO ₂	24 小时平均	150
			1 小时平均	500
		PM ₁₀	24 小时平均	150
		PM _{2.5}	24 小时平均	75
		NO ₂	24 小时平均	80
			1 小时平均	200
		NO _x	24 小时平均	100
			1 小时平均	250
		CO	24 小时平均	4
			1 小时平均	10
	《大气污染物综合排放标准详解》中规定限值	O ₃	日最大 8 小时平均	160
			1 小时平均	200
		TSP	24 小时平均	μg/m ³ 300
		非甲烷总烃	1 小时平均	mg/m ³ 2.0
	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D	硫化氢	1 小时平均	mg/m ³ 0.01
地下水	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准	pH	无量纲	
		钾		
		钠		
		钙		
		镁		
		碳酸根	mg/L	
		碳酸氢根		
		氯化物		
		硫酸盐		
		氨氮		

类别	标准名称及级(类)别	污染因子	标准值	
			单位	数值
		硝酸盐氮		≤20.0
		亚硝酸盐氮		≤1.00
		挥发酚		≤0.002
		氰化物		≤0.05
		砷		≤0.01
		汞		≤0.001
		六价铬		≤0.05
		总硬度		≤450
		铅		≤0.01
		氟化物		≤1.0
		镉		≤0.005
		铁		≤0.3
		锰		≤0.10
		溶解性总固体		≤1000
		耗氧量		≤3.0
		硫化物		≤0.02
		钡		≤0.7
		总大肠菌群	MPN/100mL	≤3.0
		细菌总数	CFU/mL	≤100
	参照《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类标准	石油类	mg/L	0.05
	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 中2类标准	等效A声级	dB(A)	昼间≤60 夜间≤50
	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管理标准(试行)》 (GB36600-2018) 第二类用地筛选值	砷	mg/kg	60
		镉		65
		铬(六价)		5.7
		铜		18000
		铅		800
		汞		38
		镍		900
		四氯化碳		2.8
		氯仿		0.9
		氯甲烷		37
		1,1-二氯乙烷		9
		1,2-二氯乙烷		5
		1,1-二氯乙烯		66
		顺-1,2-二氯乙烯		596
		反-1,2-二氯乙烯		54
		二氯甲烷		616
		1,2-二氯丙烷		5
		1,1,1,2-四氯乙烷		10
		1,1,2,2-四氯乙烷		6.8
		四氯乙烯		53
		1,1,1-三氯乙烷		840
		1,1,2-三氯乙烷		2.8
		三氯乙烯		2.8
		1,2,3-三氯丙烷		0.5

类别	标准名称及级(类)别	污染因子	标准值	
			单位	数值
《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（pH>7.5）	《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（pH>7.5）	氯乙烯	mg/kg	0.43
		苯		4
		氯苯		270
		1,2-二氯苯		560
		1,4-二氯苯		20
		乙苯		28
		苯乙烯		1290
		甲苯		1200
		间二甲苯+对二甲苯		570
		邻二甲苯		640
		硝基苯		76
		苯胺		260
		2-氯酚		2256
		苯并[a]蒽		15
		苯并[a]芘		1.5
		苯并[b]荧蒽		15
		苯并[k]荧蒽		151
		䓛		1293
		二苯并[a,h]蒽		1.5
		茚并[1,2,3-cd]芘		15
		䓛		70
		石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）		4500
		pH		/
		镉		0.6
		汞		3.4
		砷		25
		铅		170
		铬		250
		铜		100
		镍		190
		锌		300

1.4.2.2. 污染物排放标准

（1）废气

本项目运营期无燃气锅炉，采用电加热。运营期废气污染物主要为油气集输、处理及储存过程无组织排放的烃类气体。

厂界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）中企业边界污染物控制要求，硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）表1要求。

（2）废水

项目运营期废水主要包括井下作业废水、采出水和生活污水。

① 采出水：本项目采出液管输至吉 28 原油脱水站，三相分离后的采出水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）的I类标准后回注地层，不向外环境排放。

② 生活污水：施工期生活污水排入自建化粪池内，定期拉运至吉木萨尔县污水厂，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。

③ 噪声：施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2025）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；

④ 固废：一般固废执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中有关规定；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。

表 1.4.2-2 污染物排放标准一览表

类别	标准名称及级(类)别	污染因子	标准值	
			单位	数值
运营期非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	非甲烷总烃	企业边界污染物控制要求 (mg/m ³)	4.0
	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	硫化氢	监控点处 1h 平均浓度最大值	0.06
施工噪声	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2025）	噪声 dB(A)	施工场界	昼间≤70 夜间≤55
			厂界	昼间≤60 夜间≤50
运营期噪声	《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)		
固废	一般固废执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）、《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》中有关规定。			

表 1.4.2-3 采出水水污染物排放标准

类别	标准名称及级(类)别	污染因子	标准值	
			单位	数值
回注水	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	储层空气渗透率 <0.01μm ²	悬浮固体含量	mg/L ≤8.0
			悬浮物颗粒直径中值	μm ≤3.0
			含油量	mg/L ≤5.0
			平均腐蚀率	mm/a ≤0.076
		储层空气渗透率 [0.01, 0.05]μm ²	悬浮固体含量	mg/L ≤15.0
			悬浮物颗粒直径中值	μm ≤5.0
			含油量	mg/L ≤10.0
			平均腐蚀率	mm/a ≤0.076
		储层空气渗透率 [0.05, 0.5]μm ²	悬浮固体含量	mg/L ≤20.0
			悬浮物颗粒直径中值	μm ≤5.0

			储层空气渗透率 [0.5,2.0] μm^2	含油量	mg/L	≤ 15.0
				平均腐蚀率	mm/a	≤ 0.076
				悬浮固体含量	mg/L	≤ 25.0
				悬浮物颗粒直径中值	μm	≤ 5.0
			IV	含油量	mg/L	≤ 30.0
				平均腐蚀率	mm/a	≤ 0.076
			V	悬浮固体含量	mg/L	≤ 35.0
				悬浮物颗粒直径中值	μm	≤ 5.5
				含油量	mg/L	≤ 100.0
				平均腐蚀率	mm/a	≤ 0.076

表 1.4.2-4 生活污水污染物排放标准

评价标准	pH	COD	NH3-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

1.5. 评价工作等级与评价范围

1.5.1. 大气环境

(1) 评价工作等级

项目运行期废气污染源主要为采油平台、站场油气集输过程挥发、泄漏等无组织排放的烃类气体，主要污染物为非甲烷总烃。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等级判定，评价因子和标准见表 1.5.1-1，判别依据见表 1.5.1-2，判定结果见 1.5.1-3。

表1.5.1-1 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值/(mg/m ³)	标准来源
非甲烷总烃	1小时平均	2.0	《大气污染物排放标准详解》

表1.5.1-2 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
一级	$P_{\max} \geq 10\%$
二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$

表 1.5.1-3 主要大气污染物最大地面浓度占标率

污染源		污染物	最大落地浓度 C_i (μg/m ³)	P_{\max} (%)	评价等 级
无组织排放	**采油平台	非甲烷总烃	166.79	8.34	二级
	交接计量站	非甲烷总烃	166.79	8.34	二级
	吉 28 原油脱水站	非甲烷总烃	24.72	1.24	二级

根据表 1.5.1-2，确定本项目环境空气评价等级确定为二级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），本项目环境空气评价范围为：分别以各站场及井场为中心，边长为5km的矩形区域，详见图1.5.1-1。

1.5.2. 地表水环境

（1）评价等级

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28脱水站污水处理站处理达标后回注油层，不排入地表水体；井场为无人值守井场，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

本项目重点分析依托采出水处理设施的环境可行性。

1.5.3. 地下水环境

（1）评价等级

根据本项目拟建工程内容，结合《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），确定本项目工程涉及的项目类别属其中“F 石油、天然气”中“37、石油开采”和“41、石油、天然气、成品油管线（不含城市天然气管线）”，其中“37、石油开采”所属的地下水环境影响评价项目类别为I类，“油类和废水等输送管道”所属的地下水环境影响评价项目类别为II类。地下水等级判定按照表1.5.3-1的原则进行判定。

表1.5.3-1 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

1.5.4. 声环境

（1）评价等级

本项目声环境功能区为《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的2类地区，根据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2021），本项目声环境评价工作等级为二

级。具体判定情况见表 1.5.4-1。

表 1.5.4-1 声环境评价工作等级判定

判定依据	声环境功能区	环境敏感目标噪声级增量	影响人口数量变化	等级
	0类	$>5\text{dB(A)}$	显著增多	一级
	1类, 2类	$\geq3\text{dB(A)}, \leq5\text{dB(A)}$	较多	二级
	3类, 4类	$<3\text{dB(A)}$	不大	三级
本项目	2类	$<3\text{dB(A)}$	不大	二级

(2) 评价范围

各井场、站场厂界外 200m 范围, 集输管线沿线声环境评价范围为两侧各 200m, 详见图 1.5.4-1。

1.5.5. 土壤环境

(1) 项目影响类型

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)中“7.4 依据 HJ 964 的规定, 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; 非土壤盐化、酸化和碱化地区, 按照土壤污染影响型, 按相应等级开展评价工作。”

根据项目监测报告, 项目区含盐量最大值为 7.7g/kg ($\text{SSC} \geq 6$), 地区土壤pH值在 8.14 ~ 8.37, 根据《环境影响评价技术导则 土壤环境试行》(HJ964-2018) 附录D, 项目区属于非土壤酸化和碱化地区, 但属于土壤盐化地区, 故项目土壤影响分析按照土壤污染影响型类别和生态影响类别进行分析评价。其中污染影响途径主要是非正常状况下的垂直入渗, 生态影响型主要为地下水水位变化引起的土壤盐化。

(2) 评价工作等级

根据《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, “石油开采”和“石油输送管线”分别属于I类和II类项目。

① 土壤污染影响型评价工作等级

污染影响型评价工作等级划分依据见表1.5.5-1、表1.5.5-2。

表 1.5.5-1 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		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感程度									

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	/	/

表 1.5.5-2 污染影响型敏感程度分级表

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

结合项目工程占地统计，本项目各拟建采油平台、交接计量站工程等永久占地均小于5hm²，管线工程不涉及永久占地，占地规模均属于小型。根据现场调查，项目采油平台和输油管线周边分布有居民区，工程可能产生污染影响的范围内存在耕地，敏感程度属于“敏感”，因此井场污染影响评价工作等级确定为一级，交接计量站、管线沿线污染影响评价工作等级确定为二级，见下表。

表1.5.5-3 项目土壤污染影响型评价工作等级判定表

工程类型	污染影响型
石油开采（井）	一级
石油输送管线、交接计量站	二级

② 土壤生态影响型评价工作等级

生态影响型评价工作等级划分依据见表 1.5.5-4、表 1.5.5-5。

表 1.5.5-4 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<1.5m 的地势平坦区域；或土壤含盐量>4g/kg 的区域	pH≤4.5	pH≥9.0
较敏感	建设项目所在地干燥度>2.5 且常年地下水位平均埋深≥1.5m 的，或 1.8<干燥度≤2.5 且常年地下水位平均埋深<1.8m 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度>2.5 或常年地下水位平均埋深<1.5m 的平原区；或 2g/kg<土壤含盐量≤4g/kg 的区域	4.5<pH≤5.5	8.5≤pH<9.0
不敏感	其他		5.5<pH<8.5

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

表 1.5.5-5 生态影响型评价工作等级划分表

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

不敏感	二级	三级	-
-----	----	----	---

项目所在地土壤含盐量最大值为 7.7g/kg，属于土壤含盐量>4g/kg 的区域，因此盐化程度属于“敏感”；地区土壤 pH 值在 8.14~8.37，其酸、碱敏感程度属于“不敏感”。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）（HJ964-2018）》，产生多种生态影响后果的，敏感程度按相对最高级别判定，则判断土壤生态敏感程度为敏感。因此判定本项目“石油开采”和“石油输送管线”土壤生态影响型评价工作等级均为交接计量站、井场生态影响型评价工作等级确定为一级，管线沿线生态影响型评价工作等级确定为二级，见下表。

表 1.5.5-6 项目土壤生态影响型评价工作等级判定表

工程类型	生态影响型
石油开采（井、站场）	一级
石油输送管线	二级

（3）评价范围

① 土壤污染影响型评价范围

采油平台工程调查评价范围取占地范围内全部，占地范围外1km范围；交接计量站、管线工程调查评价范围取管线占地范围内全部及占地范围外0.2km范围。

② 土壤生态影响型评价范围

站场、井场工程调查评价范围取占地范围内全部，占地范围外5km范围，管线工程调查评价范围取管线占地范围内全部及占地范围外2km范围。

土壤评价范围详见图1.5.5-1。

1.5.6. 生态环境

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）中6.1.2 生态评价等级确定原则，项目生态评价等级判定过程详见下表。

表1.5.6-1 项目生态等级判定过程一览表

序号	原则	本项目	评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产	不涉及	/

序号	原则	本项目	评价等级
	产、重要生境时，评价等级为一级。		
b	涉及自然公园时，评价等级为二级。	不涉及	/
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级。	不涉及	/
d	根据HJ2.3判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级。	本项目为污染影响型。	/
e	根据HJ610、HJ964判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	项目不涉及地下水水位影响，土壤影响主要是事故状态的垂向入渗，影响范围局限在场地范围内，项目影响范围涉及国家二级公益林等保护目标；	二级
f	当工程占地规模大于20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	本项目新增永久占地17.4hm ² ，临时占地46.96hm ² ，合计占地64.39hm ² 。	/
g	除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级；	本项目涉及e。	二级
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。	本项目涉及e。	二级
①	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。	不涉及	/
②	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。	本项目仅涉及陆生生态影响，评价等级为二级。	二级
③	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级。	本项目属于陆地石油开采项目，占地面积占矿区土地占比较小，不会导致矿区土地利用类型明显改变。	二级
④	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。	本项目管线不涉及生态敏感区。	/
综上所述，本项目生态影响评价等级确定为二级。			

根据表1.5.6-1判定，项目生态评价等级为二级。

（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》（HJ349-2023），项目生态影响评价范围取井场、站场外扩50m范围，管线外扩300m范围，评价范围合计43.23km²，评价范围见图1.5.6-1。

1.5.7. 环境风险

（1）评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，危险单元是指由一个或多个风险源构成的具有相对独立功能的单元，事故状况下应可实现与其他功能单元的分割。

通过对建设项目的工程分析，本工程各站场之间均为独立单元，单个站场可作为单独的功能单元进行重大危险源的判定。

本项目为油田开发建设项目，本项目施工和钻井过程中涉及的危险物质主要为柴油，运行过程中涉及的危险物质为原油。项目投运后，原油通过管线集输至下游站场、不设储油罐。吉28脱水站新建4具储油罐。

① 危险物质数量与临界量比值 (Q)

计算涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在附录B中对应临界量的比值Q。在不同厂区的同一种物质，按其在厂界内的最大存在总量计算。对于长输管线项目，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。

当涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为Q；

当存在多种危险物质时，则按下式计算物质总量与其临界量比值：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

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) $Q \geq 100$ 。

通过对建设项目的初步工程分析，工程单个采油平台可作为单独的功能单元进行重大危险源的判定；油气集输管线选择在线量最大的奇201平台至奇2平台出油管线进行分析评价。本工程危险物质数量与临界量比值(Q)计算结果见表1.5.7-1。

由表1.5.7-1可见，本项目集输管线、钻井井场的 $Q < 1$ ；站场 $Q = 2.448$ 。

表1.5.7-1 本项目Q值确定表

序号	危险单元		危险物质	临界量/t	最大量/t	比值 Q
一	井场					
1	钻井井场	柴油储罐	柴油	2500	20	0.008
二	站场					
1	吉28脱水站	净化油储罐	净化油	2500	6120	2.448
三	管线					
1	奇201平台至奇2平台出油管线 RF-Y-II-150-6.4-3.62km		原油	2500	45.47	0.018

注：①原油密度按照 $0.85t/m^3$ ；③罐体充装率按照90%计算。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，确定本项目各危险物质最大存在量与临界量比值 $Q=2.448$ ，即 $1 \leq Q < 10$ 。

项目属于石油天然气行业， M 等于 10，属于 $5 < M \leq 10$ ，用 $M3$ 表示， $1 \leq Q < 10$ ，因此危险物质及工艺系统危险属于 $P4$ 。

表 1.5.7-2 危险物质及工艺系统危险性等级判断 (P)

危险物质数量与临界量比值 (Q)	行业及生产工艺 (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

①大气敏感程度：项目站场周边 500m 范围、管线 200m 范围内无居民点分布，大气环境敏感程度分级为 $E3$ ；

②地表水敏感程度：项目事故情况下危险物质泄漏能够及时收集，项目周边无地表水分布，地表水环境敏感程度为 $E3$ ；

③地下水敏感程度：项目区周边无各类保护区，属于不敏感 $G3$ ；项目所在区域渗透系数大于 10^4cm/s ，包气带厚度大于 10m。项目所在地包气带防污分级为 $D1$ 。因此，项目所在地地下水环境敏感程度分级为 $E2$ ，属环境中度敏感区。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 对建设项目风险潜势划分等级。详见表 1.5.7-3。

表 1.5.7-3 环境风险潜势等级划分

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	III
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⁺为极高环境风险区。

综合判定本项目环境风险潜势为 II ，本项目环境风险评价工作等级判别情况见表 1.5.7-4。

表 1.5.7-4 项目风险等级判别表

环境风险潜势	IV、IV ⁺	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析
本项目情况	环境风险潜势为 II ，评价工作等级为三级			

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）要求，本项目各要素环境风险评价范围如下：

（1）大气环境风险：参照三级评价要求确定为站场边界外3km范围，输油管道沿线100m范围；

（2）地表水环境：参考《环境影响评价技术导则-地表水环境》三级B相关要求，项目只分析生产废水、生活污水处理设施的可行性；

（3）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。

1.6. 评价内容和评价重点

1.6.1. 评价工作内容

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

1.6.2. 评价重点

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

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

1.6.3. 评价时段

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

1.6.4. 评价对象

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

1.7. 环境保护目标

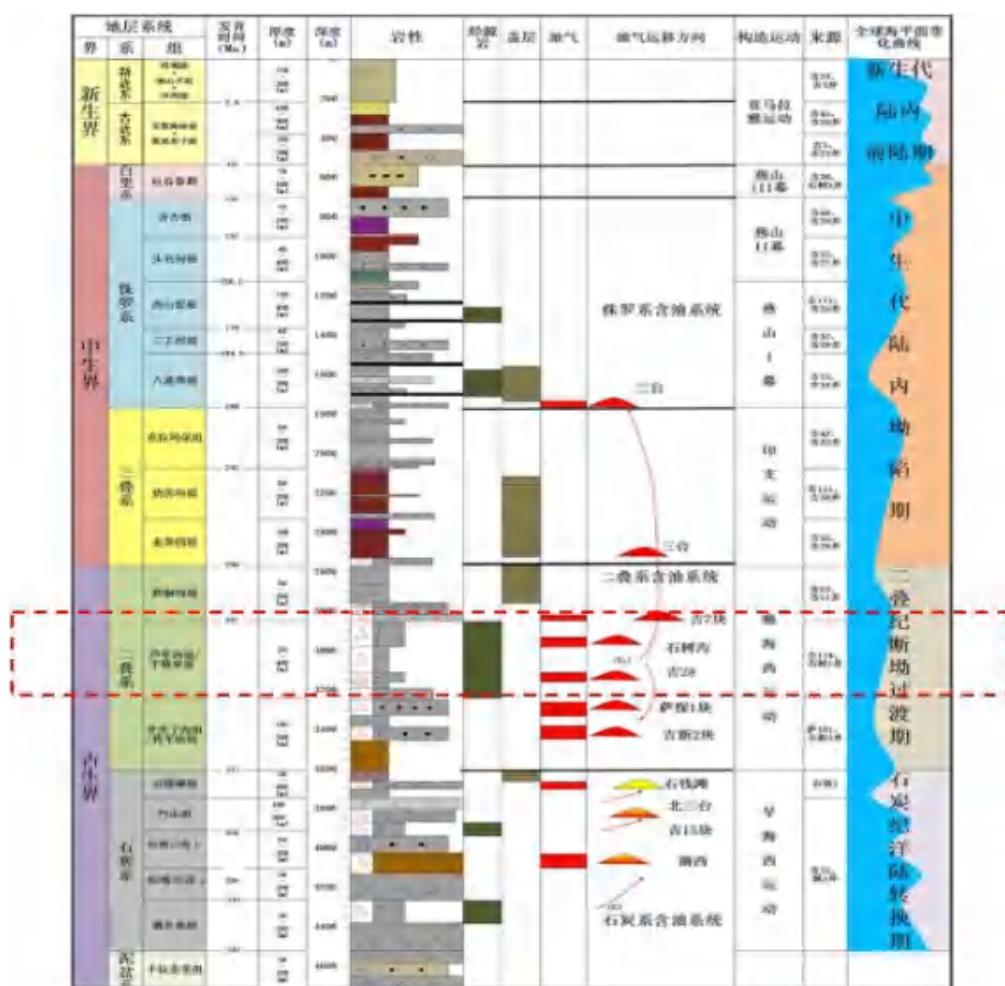
2. 建设项目工程分析

2.1. 区块油气资源概况

2.1.1. 区域地层特征

依据钻井地质录井资料,吉木萨尔凹陷奇探1块自上而下钻遇的地层有第四系(Q),新近系(N),古近系(E),白垩系吐谷鲁群(K_{1tg}),侏罗系齐古组(J_{3q})、头屯河组(J_{2t})、西山窑组(J_{2x})、三工河组(J_{1s})、八道湾组(J_{1b}),三叠系克拉玛依组(T_{2k})、烧房沟组(T_{1s})、韭菜园组(T_{1j}),二叠系梧桐沟组(P_{3wt})、芦草沟组(P_{2l})、井井子沟组(P_{2jj})和石炭系(C)。经多期构造运动,产生四个区域性不整合,即石炭系与上覆地层之间不整合,二叠系梧桐沟组与下伏芦草沟组之间不整合,侏罗系八道湾组与下伏地层之间不整合,古近系与下伏地层之间不整合。根据目前勘探结果,石炭系、二叠系芦草沟组、梧桐沟组、侏罗系八道湾组均发育油层(图2.1.1-1)。

本次方案的目的层段为二叠系芦草沟组。



芦草沟组地层平均厚度260m。根据岩性和电性特征,二叠系芦草沟组自下而上划分为芦草沟组一段(P_2l_1)和芦草沟组二段(P_2l_2),分别简称为芦一段、芦二段。二叠系芦草沟组一段(P_2l_1)在吉木萨尔凹陷全区分布,在凹陷东部地层剥蚀尖灭。二叠系芦草沟组二段(P_2l_2)在凹陷大面积分布,北部、东部及南部西侧地层剥蚀尖灭。芦一段 P_2l_1 自上而下分为芦一段一砂组 $P_2l_1^1$ 、芦一段二砂组 $P_2l_1^2$ 和芦一段三砂组 $P_2l_1^3$ 三个砂组。芦二段 P_2l_2 自上而下分为芦二段二砂组 $P_2l_2^2$ 和芦二段三砂组 $P_2l_2^3$ 两个砂组。从录井、测井资料分析,奇探1块二叠系芦草沟组见大段连续的油气显示,纵向上发育储层物性、含油性较好的层段,具有储层物性控制含油性特征。芦草沟组优质储层主要发育于芦草沟组一段二砂组($P_2l_1^2$)、三砂组($P_2l_1^3$)及芦草沟组二段二砂组($P_2l_2^2$)。

芦草沟组自北向南砂体单层厚度明显变薄,岩性由粗到细变化明显,反映水体逐渐变深(图2.1.1-2)。

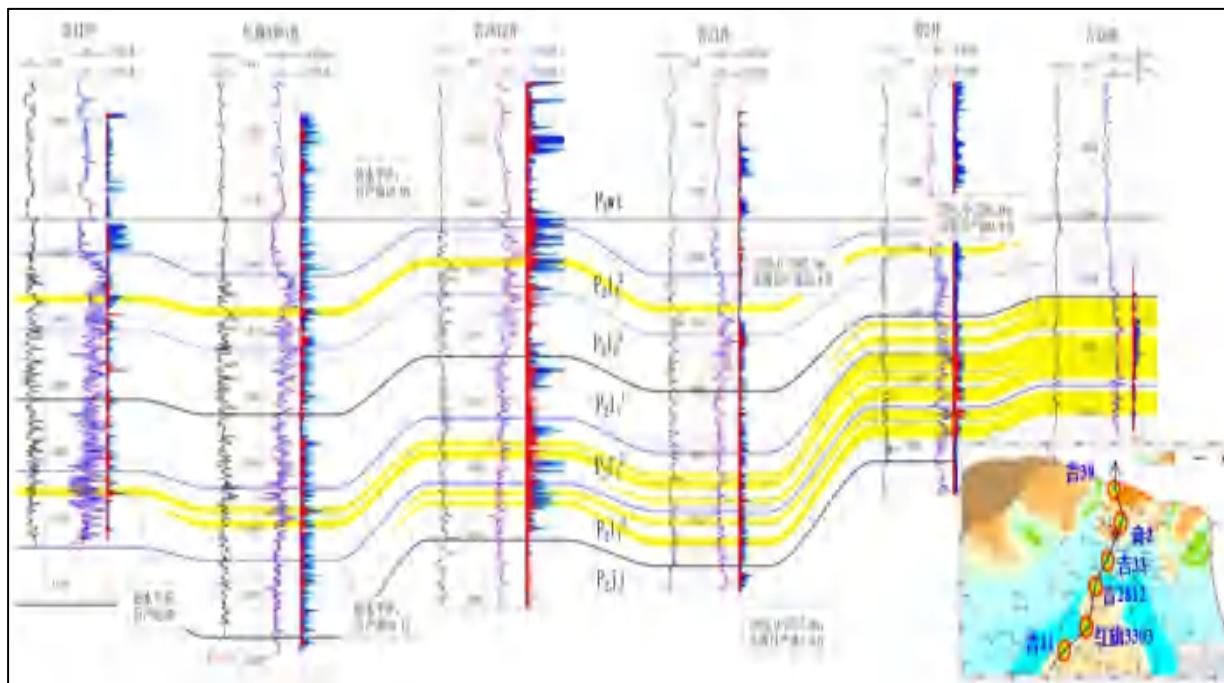


图2.1.1-2 奇探1区块芦草沟组南北向砂层连通对比图

2.1.2. 局部构造特征

吉木萨尔凹陷是在中石炭统褶皱基底上沉积起来的一个西断东超的箕状凹陷，吉北位于吉木萨尔凹陷北部，其北边边界特征明显，以吉木萨尔断裂与沙奇凸起毗邻，西面以西地断裂和老庄湾断裂与北三台凸起相接，向东则表现为一个逐渐抬升的斜坡，最终过渡到古西凸起上。吉木萨尔凹陷二级构造单元被进一步划分为西部深洼带、北部鼻凸带和南部斜坡带，而奇探1属于北部鼻凸带，详见图2.1.2-1。

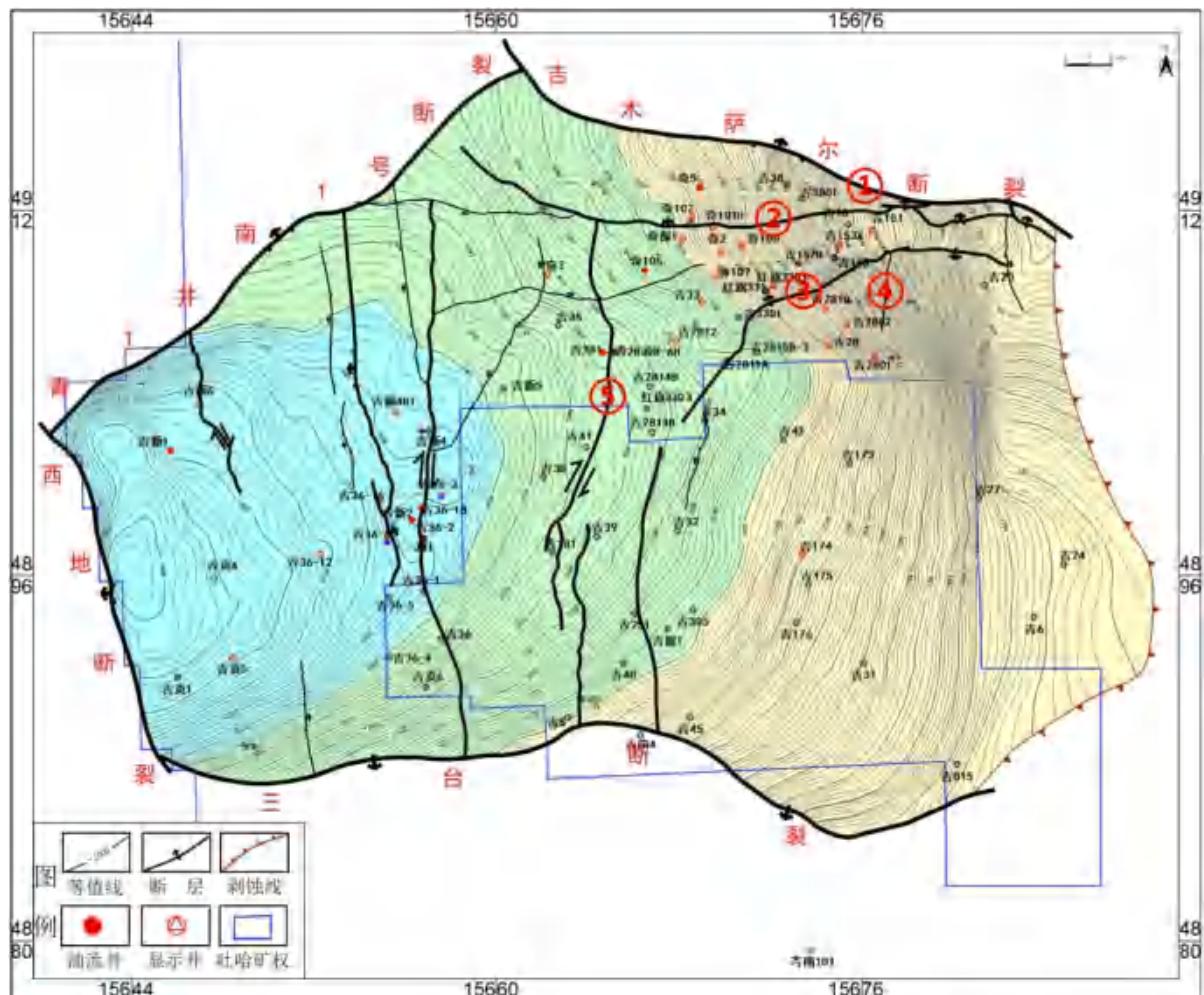
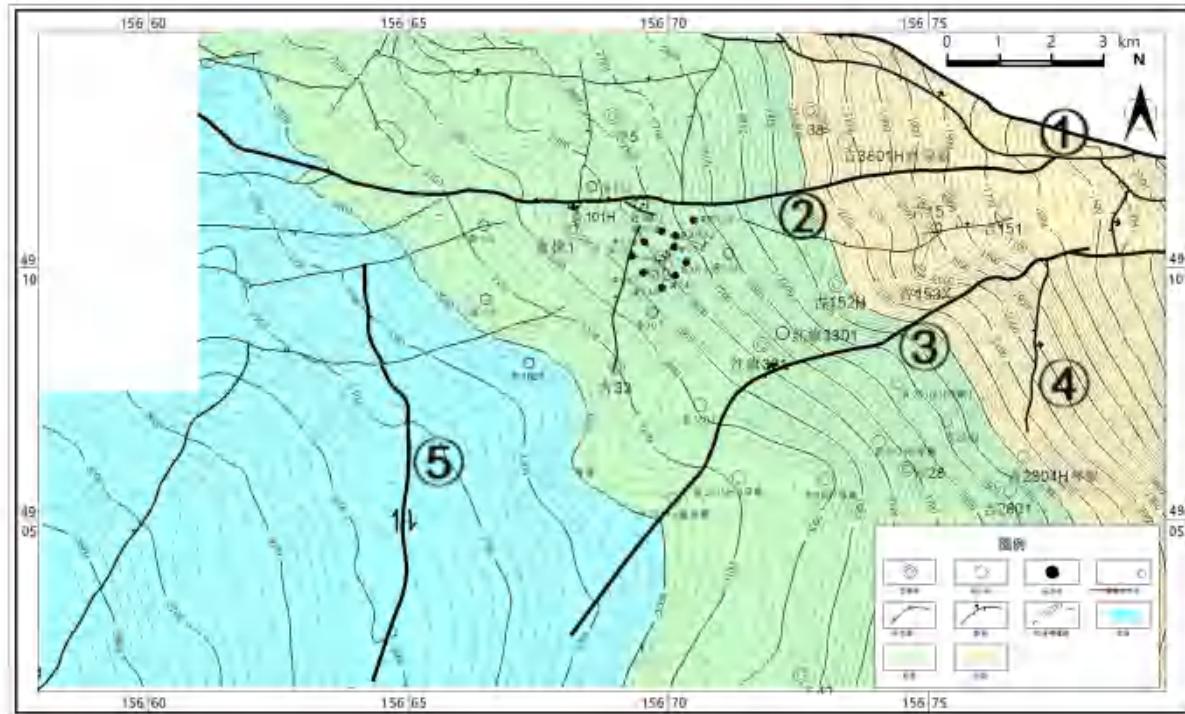
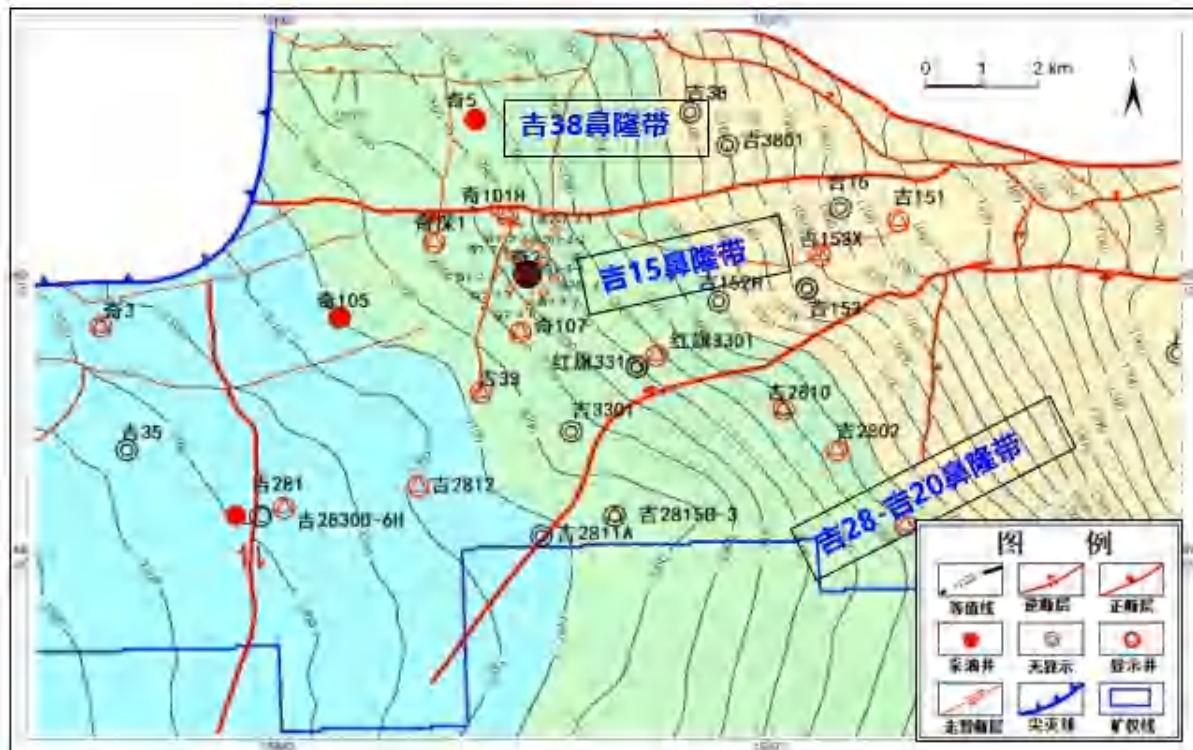


图2.1.2-1 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组底界构造图

北部鼻凸带：为北西-南东走向的鼻状构造，北东-南西向有回倾，往北东向抬升，北西向倾伏，发育断鼻型圈闭。在芦草沟组一段二砂组构造图上，该圈闭北部以吉木萨尔断裂（①号断层）为封堵边界，南部以奇探1井北部东西走向的南倾的逆断层为界（②号断层），圈闭面积39.5km²，闭合幅度1960m。北部鼻凸带分为吉38块鼻隆带、吉15块鼻隆带、吉28-吉20鼻隆带，详见图2.1.2-2、图2.1.2-3。

图2.1.2-2 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组P₂l₁³砂层组顶界构造图图2.1.2-3 奇探1区块二叠系芦草沟组P₂l₁²砂层组顶界构造图

奇探1块：位于吉15鼻隆带西部，为东高西低，北高南低的单斜构造，主要目的层芦草沟组构造相对平缓，地层倾角5度~7度，倾向240度~345度。发育东西向、南北向两组断裂，对局部构造起控制作用。其中奇探1井东断裂为南北向，向西倾的逆断层，北至奇101井，南至吉33井，延伸距离约3.1km，详见图2.1.2-4、图2.1.2-5。

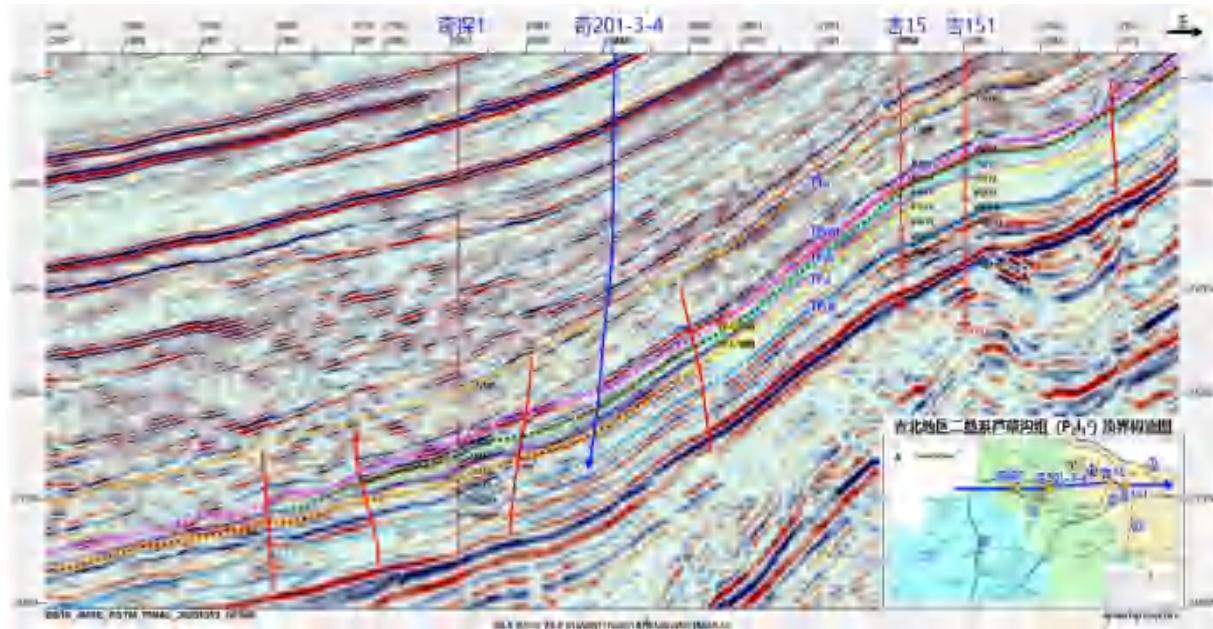


图2.1.2-4 过奇探1-吉15-吉151井东西向地震剖面

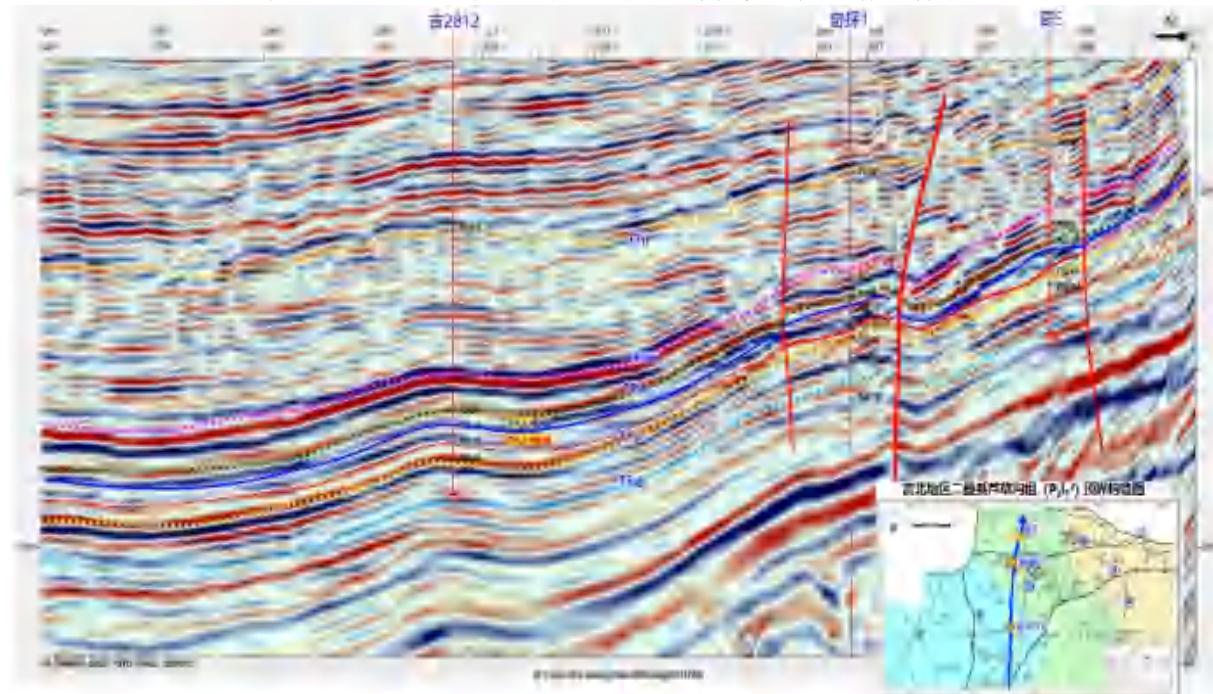


图2.1.2-5 过吉2812-奇探1-奇5井南北向地震剖面

2.1.3. 储层特征

(1) 储层岩石学特征

奇探1块芦草沟组包括泥岩、灰质泥岩、灰质粉砂岩、白云质粉砂岩、砂屑灰岩等，储层段岩屑录井显示岩性主要为粉砂岩。已有岩性粒度资料统计表明，粉砂岩占比58.9%，细砂岩占比12.5%，粉砂质不等粒砂岩占比16.7%，含粉砂质不等粒砂岩占比12.5%，详见图2.1.3-1。

岩心薄片鉴定资料统计表明：芦草沟组储层岩石类型以岩屑长石砂岩和混合砂岩为

主, 石英平均含量为23.4%, 长石平均含量为29.8%, 方解石含量24.71%; 白云石含量10.94%, 详见图2.1.3-2、图2.1.3-3。

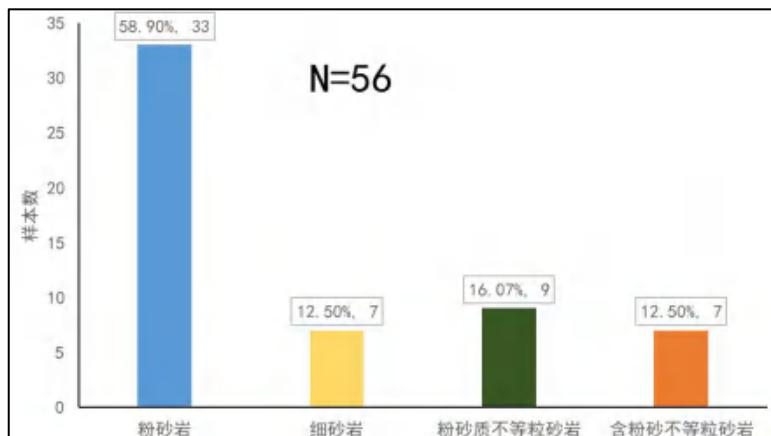


图2.1.3-1 奇探1井块芦草沟组储层岩性粒度统计图

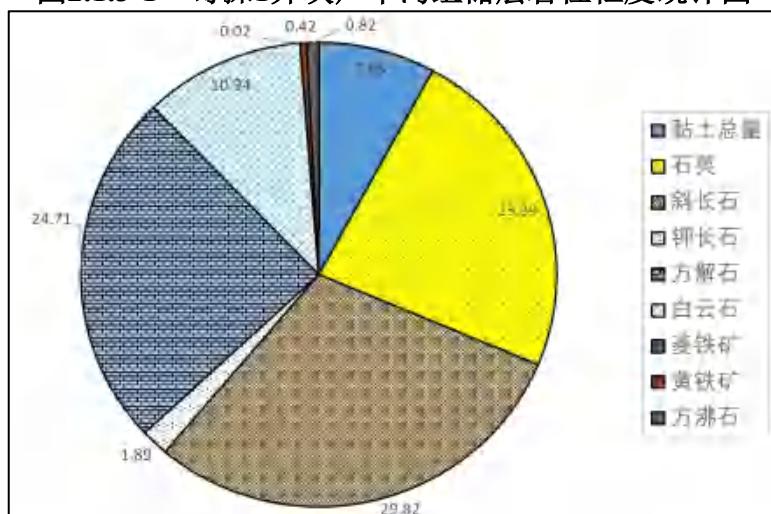


图2.1.3-2 奇探1块芦草沟组储层岩石学类型图

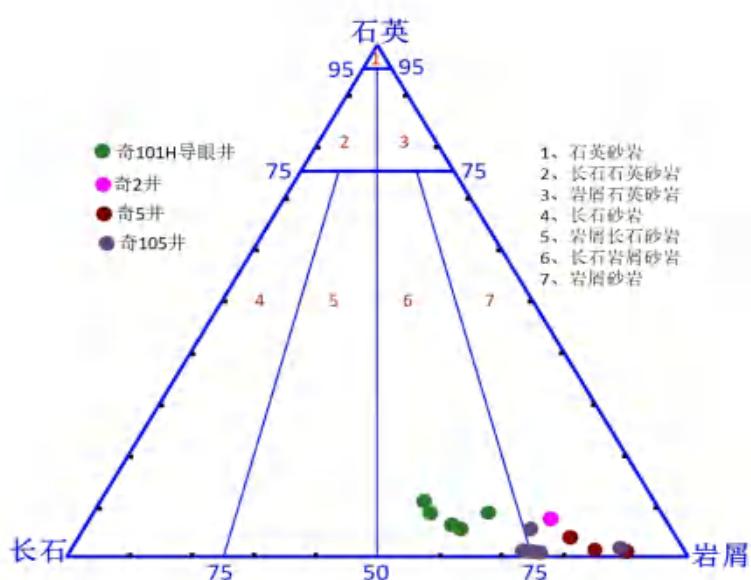


图2.1.3-3 奇探1块芦草沟组岩石学类型三角图版

2.1.4. 油藏特征

(1) 油藏类型

奇探1块芦草沟组P2I1油藏类型为岩性油藏，油藏驱动类型为弹性驱动和溶解气驱动，油藏埋深3012m~3692m，油藏中部海拔-2760m，油柱高度680m。

(2) 流体特征

地面原油密度平均0.915g/cm³，凝固点9.8°C，初馏点91.3°C，地面原油粘度225.6mPa.s，蜡含量16.16%，详见表2.1.4-1。

表2.1.4-1 奇探1区块二叠系芦草沟组P2I1油藏地面原油性质数据表

密度 g/cm ³	粘度 mPa.s	凝固点 °C	饱和烃 %	芳香烃 %	非烃 %	沥青质 %	蜡含量 %	初馏点 °C
0.915	225.6	9.8	47.25	18.71	27.34	5.92	16.16	91.3

地层原油密度0.856g/cm³，原油粘度23.07mPa.s，饱和压力3.52MPa，地饱压差41.78MPa，详见表2.1.4-2。

表2.1.4-2 奇探1区块二叠系芦草沟组P2I1油藏地层原油性质数据表

密度 g/cm ³	粘度 mPa.s	饱和压力 MPa	体积系数 无因次	气油比 m ³ /m ³
0.856	23.07	3.52	1.064	14.4

地层水矿化度根据密闭取心井（吉10025、吉174井）含油饱和度反算，地层水矿化度40000-45000ppm。

(3) 芦草沟组油藏中部深度为3394m，地层温度为92.31°C，地层压力45.8MPa，压力系数1.35，温度梯度为2.38°C/百米，属异常高压压力系统，低温异常温度系统。

(4) 地层水性质

从已有地层水分析数据表上看，地层水为NaHCO₃型，矿化度6699-10055mg/L。

(5) 伴生气物性

根据本项目地质方案，伴生气组分：甲烷含量66.3~71.07%，乙烷含量10.53~13.35%，丙烷9.81~14.86%，丁烷含量1.45%~2.19%，戊烷含量0.21%~0.38%，己烷以上含量0.01%~0.04%，氮气含量2.08~4.08%，二氧化碳含量0.36~1%。页岩油井区伴生气物性详见表2.1.4-3。

表2.1.4-3 伴生气物性分析结果表

井号	相对密度 (kg/m ³)	天然气组分 (%)									
		甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷以上	二氧化碳	氮
P2I2	0.750	71.07	10.53	9.81	1.45	1.96	0.35	0.29	0.04	1.00	4.08
P2I1	0.843	66.3	13.35	14.86	2.18	2.19	0.21	0.38	0.01	0.36	2.08

根据建设单位在区块内钻井以及试油、试采作业过程监测，实际中未发现H₂S，但由于压裂后压裂液中富含碳源有机质，会促进硫酸盐还原菌的滋生，加速生物成因硫化氢的产生。因此，本项目参考《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》，采油现场硫化氢浓度以为 0~254ppm 计。

2.1.5. 油藏储量

奇探1块I类区面积14.92km²，地质储量2674.65万吨；2砂组地质储量1721.7万吨，3砂组地质储量为952.9万吨，详见表2.1.5-1。

表2.1.5-1 奇探1块储量数据表（2+3砂层组）

计算单元				储量类别	开发状态	含油面积 (km ²)	有效厚度 (m)	有效孔隙度 (%)	体积系数	原油		
区块	井块	层位	砂层组							地质储量		
										(10 ⁴ t)	(10 ⁴ m ³)	
奇探1	奇探1	P ₂ l ₁	P ₂ l ₁ ²	新增	未开发	11.78	20.5	11.0	1.064	0.911	1478.37	1622.79
		P ₂ l ₁	P ₂ l ₁ ³	新增	未开发	9.45	13.9	11.6	1.064	0.911	862.35	946.60
	红旗331	P ₂ l ₁	P ₂ l ₁ ²	新增	未开发	3.14	14.1	10.7	1.064	0.911	243.37	267.14
		P ₂ l ₁	P ₂ l ₁ ³	新增	未开发	2.46	7.3	10.0	1.064	0.911	90.56	99.41
	小计					14.92					2674.65	2935.94

2.2. 区块开发现状及环境影响回顾

2.2.1. 奇探1区块勘探开发历程

（1）奇探1区块工程建设情况

奇探1区块，属于奇探1井区东侧的开采区域（见图2.2.1-1，粉色区域为奇探1井区，红色包围线内为奇探1块）。奇探1块目前已完钻井共计5口，直井3口，水平井2口。直井奇探1井完钻井深4700m，机械钻速6.11m/h，完井周期103.42d；奇2井完钻井深3500m，机械钻速15.08m/h，完井周期53d；水平井奇103H井完钻井深4580m，垂深3558.16m，水平段长910m，机械钻速13.40m/h，完井周期56.92d；奇101H 井完钻井深5180m，机械钻速2.19m/h，奇101H-1井完钻井深5380m，机械钻速2.19m/h，完井周期110.25d。奇探1块钻井情况详见表2.2.1-1。

表2.2.1-1 奇探1块钻井情况统计表

井号	完钻时间	完钻井深(m)	完钻层位	钻井周期/d	完井周期/d	纯钻时效/%	复杂时间/h	平均机速/m/h
奇探1	2022	6050	C	89.03	103.42	28.45	277	6.11
奇2	2024	3500	P2jj	41.60	53.00	18.25	98.33	15.08
奇103H	2023	5810	P21	40.90	56.92	29.95	307.63	13.40
奇101H	2023	5800	P21	99.50	109.7	21.15	408	2.19
奇101H-1	2024	5380	P21	99.50	109.7	21.15	408	2.19

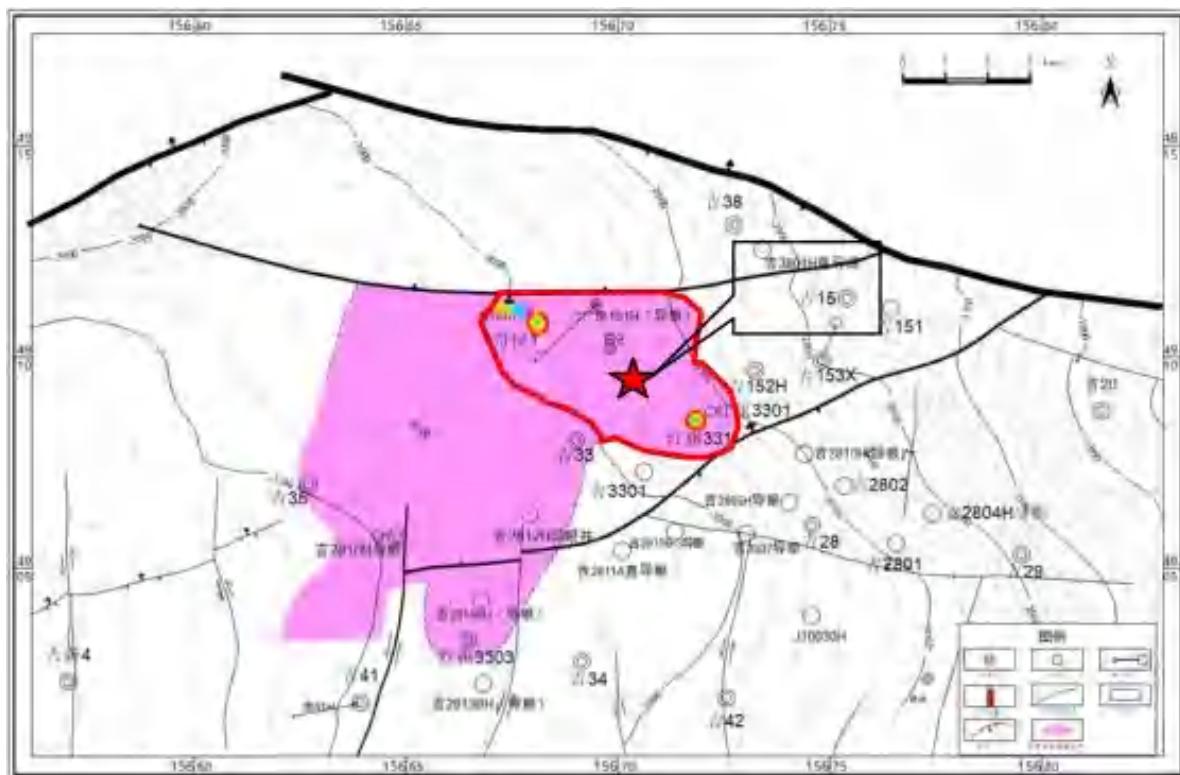


图2.2.1-1 吉康油田奇探1区块芦草沟组P21油藏含油面积图

(2) 奇探1块勘探期环保手续情况

表2.2.1-2 现有勘探钻试工程环评及验收情况

序号	项目名称	主要建设内容	环评批复	验收情况	建设情况	涉及本次工程转产能井的评价井
1	奇2、奇2A井钻试工程环境影响报告表	在红旗农场新建奇2、奇2A井钻试工程, 主要建设内容为新钻2口探井(奇2井、奇2A井), 钻井总进尺9400m	师环审[2023]39号, 第六师五家渠市生态环境局, 2023年10月17日	已完钻	正在试油	
2	关于奇103平台、奇105平台、奇106平台、奇107平台、奇201平台钻试工程环境影响报告表	奇103平台、奇105平台、奇106平台、奇107平台、奇201平台钻试工程, 主要建设内容为新钻10口评价井, 井型均为水平井。	师环审[2024]29号, 第六师五家渠市生态环境局, 2024年4月11日	还未试油	正在试油	奇107平台 奇105平台
3	奇探1井钻试	在红旗农场新建奇探1井钻	师环审[2022]24号,	已完钻	试油结	

序号	项目名称	主要建设内容	环评批复	验收情况	建设情况	涉及本次工程转产能井的评价井
	工程环境影响报告表	试工程, 主要建设内容为新钻1口评价井(奇探1井), 钻井总进尺5610m。	第六师五家渠市生态环境局, 2022年5月31日		束	
4	奇101平台、奇101井等5口井、奇103H井钻井工程环境影响报告表	红旗农场新建奇101平台、奇101H井等5口井、奇103H井钻井工程, 主要建设内容为新钻6口探井(奇101H井、奇101-1H井、奇101-2H、奇101-3H、奇101-4H井、奇103H井), 钻井总进尺30000m。	师环审[2023]42号, 第六师五家渠市生态环境局, 2023年10月12日	还未试油	正在试油	

2.2.2. 奇探1区块先导试验现状

(1) 先导试验现状

2024年, 中国石油吐哈油田分公司编制并实施了奇探1块芦草沟组开发先导试验方案。方案设计采用体积压裂方式投产, 新钻井14口井(直井12口、水平井2口), 后期转注水试验, 直井采用矩形反九点法布井、井距400×350m。水平井井距300m, 水平段长1800m, 新建原油生产能力6.86万吨/年。利用4口老井, 新钻12口直井和2口水平井, 新建产能6.86万吨。预计生产15年, 水平井单井产出3.5万吨, 直井单井产出2.02万吨。

截至目前, 先导试验实施并投产先导试验井位10口, 预计首年平均单井日产油12.7t/d, 自喷9口, 转抽3口, 现日产油140.1t, 平均13.3t/d, 整体含水21%, 累计产油20449t。

(2) 环保手续履行情况

2024年9月, 受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, 新疆天地源环保科技发展股份有限公司编制完成了《吉康油田奇探1块二叠系芦草沟组夹层型页岩油开发先导试验方案环境影响报告书》;

经调查, 目前吉康油田奇探1块二叠系芦草沟组夹层型页岩油开发先导试验方案正在建设过程中, 尚未尽兴环保竣工验收工作。

2.2.3. 勘探期环境影响回顾

2.3. 建设项目概况

2.3.1. 工程基本情况

2.3.1.1. 项目名称和性质

项目名称：吉康油田奇探1区块二叠系芦草沟组油藏产能建设扩大试验项目；

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；

项目性质：本项目为新区块建设，属于新建项目；

产能：7.5万t/a；

产品：页岩油。

2.3.1.2. 建设地点

奇探1块位于新疆建设兵团第六师红旗农场境内。项目中心地理坐标为：东经89°07'52.9800"，北纬44°18'25.6394"。项目地理位置见图2.3.1-1。

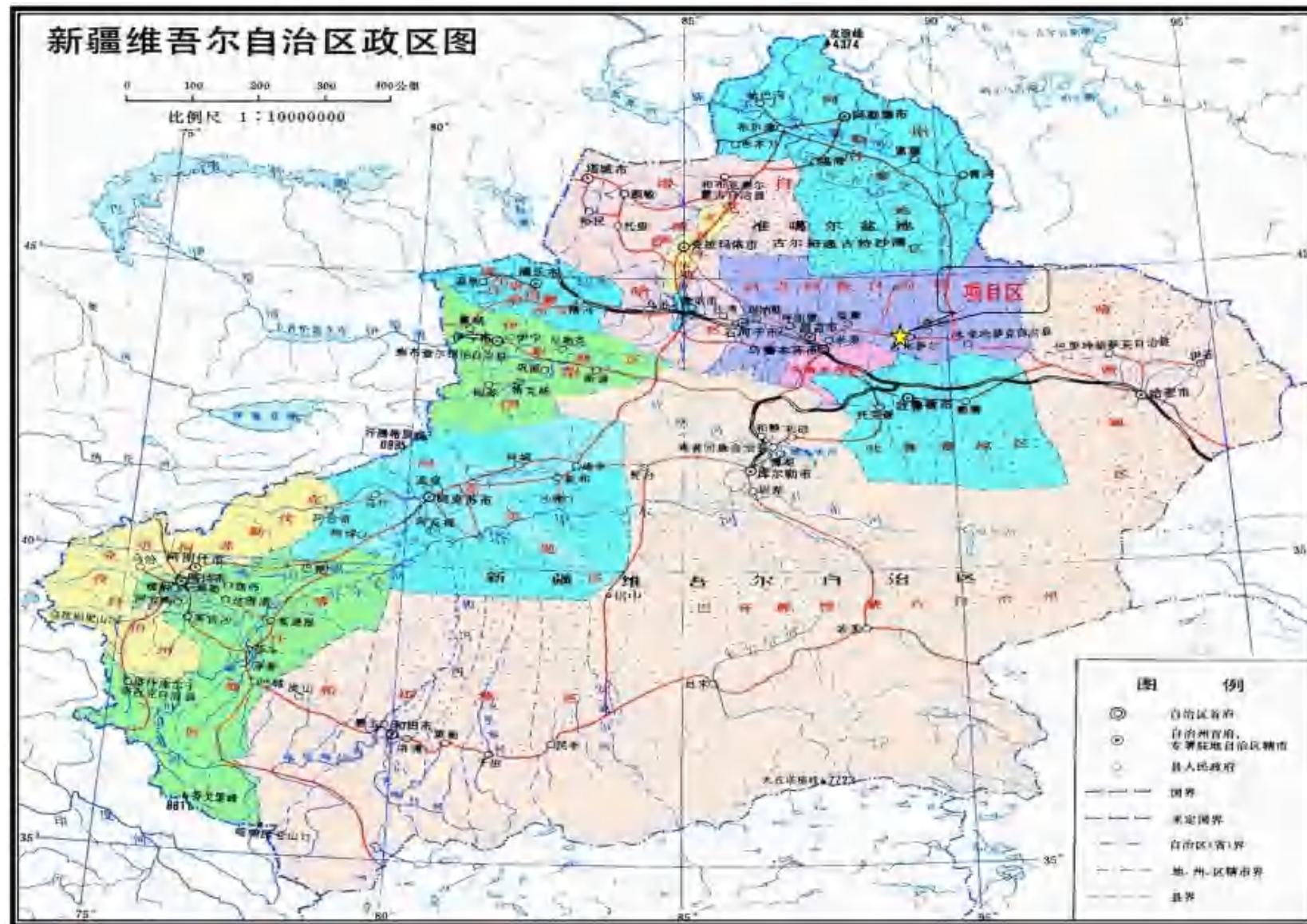


图2.3.1-1 项目地理位置图

2.3.2. 项目组成

本次方案部署的27口井位于10座平台，其中26口新井、1口老井，其中，奇105-1井为老井。新1采油平台布置3口油井（奇2-4-13、奇2-4-12、奇2-5-13），新2采油平台布置3口油井（奇2-9-14、奇2-8-15、奇2-8-14），新3采油平台布置4口油井（奇2-6-14、奇2-6-15、奇2-7-14、奇2-7-15），新4采油平台布置3口油井（奇2-4-14、奇2-4-15、奇2-5-15），新5采油平台布置3口油井（奇2-5-16、奇2-6-16、奇2-7-16），奇107采油平台布置2口油井（奇2-10-12、奇2-10-13），奇201扩采油平台布置1口油井（奇2-6-13），奇6-11采油平台布置1口油井（奇2-6-11），奇2扩采油平台布置2口油井（奇2-10-10、奇2-10-11），奇105采油平台布置5口油井（奇105-1、奇105-2、奇105-3、奇105-4、奇105-5）。

根据开发井位部署情况，充分依托已建吉28原油脱水站，奇探1块新增单井产液密闭集油至吉28原油脱水站进行处理。

工程项目组成见表2.3.2-1。

表2.3.2-1 项目组成表

类别	项目组成	建设内容
主体工程	钻前工程	主要为井场平整、基础建设等，包括井位测定、施工便道铺设、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	新钻采油井 26 口，勘探井转生产井 1 口，均为定向井；共涉及 10 座平台（其中新建平台 7 座，扩建平台 3 座），原油产能规模 7.5×10^4 t/a。
		钻井过程中选取环境友好型水基钻井液体系。
		井场设备包括钻机、钻台、柴油罐、柴油机、发电机、钻井泵、搅拌器、电动配浆漏斗、振动筛、废液储存罐、固渣储存箱、废液缓冲罐、混凝沉淀罐等。
	储层改造工程	本项目所有油井在钻井完井后，进行射孔、压裂等，再进行试油作业。
		压裂施工设备包括：外加厚压裂管线、地面管线、井口控制器、压裂管汇、带有旋塞阀的防喷短节、压裂车组。
	油气集输工程	计量交接站：位于页岩油联合站西侧约 200m 处，包括原油计量、增压、加热、化验等设备设施，同时配套供配电、仪表自控、通信等工程。
		吉 28 脱水站扩建：
		(1) 在已建罐区南侧扩建 4 具 2000m ³ 油罐及配套消防管网；
		(2) 在装卸场区东侧扩建原油外输泵房和发球装置；
		(3) 在西北角围墙外扩建 1 座 10kV 开闭所和 1 座箱变，7 间辅助生产厂房（包括办公室、中控室、仪表间、阴极保护间、供水间、化验室、卫生间等各 1 间）；
		(4) 供配电、仪表自控、通信、土建等配套工程。
		新建原油管线 14.63km。
辅助工程	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 7.25km。

类别	项目组成	建设内容
公用工程	供热工程	井场设电磁加热器，对外输原油进行加热。
	供电工程	依托吉 28 区块 35/10kV 变电站 10kV 出线路。
	供水工程	生产用水从红旗农场拉运。
	通信工程	井场设无线网桥和智能视频监控系统等，本次共架设通信光缆约 13.7km。
	消防工程	在平台阀组工艺装置区内配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器，在机柜间配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器和手提式二氧化碳灭火器。
临时工程	施工营地	井场施工需设置施工营地，每个井场设置 1 处，占地面积约 2000m ² 。
	堆管场	不设置堆管场，依托管线附近井场做堆管场。
环保工程	废气	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。 柴油储存罐废气：密闭储油罐，严格按照操作规程操作，定时检查各类设施的运行情况，杜绝柴油的跑、冒、滴、漏现象发生。 车辆废气：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。
		原油密闭集输。
	废水	钻井废水：每个施工井场配备临时罐体，规格为 5m ³ ×2 个。钻井废水采用临时罐体收集，经“钻井泥浆不落地系统”处理后回用于钻井液配备，完井后的剩余钻井废水由钻井队交由吉 28 原油联合站处理。 压裂返排液：自带回收罐回收，依托吉 28 原油脱水站污水处理系统处理后用于压裂液复配。 施工生活污水：设置临时生活污水收集防渗池，施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理。 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。
		运营期 井下作业废水和采出水依托吉 28 脱水站污水处理系统。
	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。
		运营期 尽量选用低噪声设备；采取减噪措施；定时保养设备。
	固体废物	废弃钻井泥浆：井场设置不落地处理系统，由振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备组成，产生的不含油废弃钻井泥浆、岩屑用于由区内道路修建；油基岩屑作为危险废物委托有资质单位进行清运处置。 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，可委托当地建筑渣土管理部门统一装运到环卫部门指定地点进行填埋。 落地油泥、废含油防渗布：直接拉运，委托有危险废物处置资质单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存。 施工生活垃圾依托红旗农场生活垃圾填埋场填埋处理。
		运营期 清罐底泥（含油污泥）：定期委托有危险废物处置资质单位进行无害化处置。 落地油：井下作业时带罐作业，落地油 100% 回收，依托吉 28 脱水站原油处理系统进行处理。 其他危险废物（沾油废物、废机油）：暂存在新建危险废物贮存间内，委托有危险废物处置资质单位进行无害化处置。
		环境风险 ①安装防喷器和井控装置等安全措施；②按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其它消防器材；③井下作业配备回收罐；④应急救援设备和仪器依托吐哈分公司。
	生态	①严格控制占地范围；②开挖时分层开挖、分层回填；③施工结束后，恢复地

类别	项目组成	建设内容
		表原状, 将施工迹地平整压实; ④永久占地地面硬化; ⑤对临时占地进行平整, 实施砾石覆盖等措施。
依托工程	集输系统	依托吉 28 脱水站, 吉 28 原油脱水站设计原油处理能力 3000m ³ /d。
	供电工程	依托吉 28 区块 35/10kV 变电站 10kV 出线路。
	采出水、压裂返排液处理	依托吉 28 脱水站, 吉 28 原油脱水站设计采出水处理规模为 1200m ³ /d, 目前吉 28 区块采出水量 600m ³ /d, 本项目新增污水产生量为 136m ³ /d, 依托可行。
	伴生气回收	吉 28 原油脱水站计划建设伴生气回收装置 1 套, 处理能力为 5×104m ³ /d, 将采出的伴生气回收处理后, 通过槽车拉运至燃气公司, 最终注入市政燃气管网进行利用。
	危险废物	项目污油泥、含油岩屑、废压裂砂、含油沾染物等危险废物送新疆中建环能北庭环保科技有限公司处置。

2.3.3. 工程总体布局及工程占地

2.3.3.1. 工程总体布局

本工程按照《奇探1区块二叠系芦草沟组产能建设扩大试验开发方案》中开发预测, 及井网部署情况, 整体布局结合奇探1区块已建地面设施, 油气集输为主体, 统筹考虑供配电、通信等配套工程。目前《吉康油田奇探1块二叠系油藏开发先导试验项目地面工程》现场未实施完成, 同时兼顾该工程设计内容, 在吉28脱水站内扩建原油储存系统及外输系统; 站外根据钻井平台部署情况, 新建各平台至奇2平台集输管道, 于页岩油联合站西侧新建原油计量站1座,

奇探1块新建单井首先集油至各平台数控多通阀选井计量装置, 然后新1、新2、新3、新4、新5平台、奇105平台、奇6-11单井、奇107平台、奇201平台的采出液经加热后集输至奇2平台, 与奇2平台采出液混合后集中加热、增压, 通过已建集输管道T接至吉2815平台已建集输管道, 最后通过已建集输管网输至吉28脱水站。

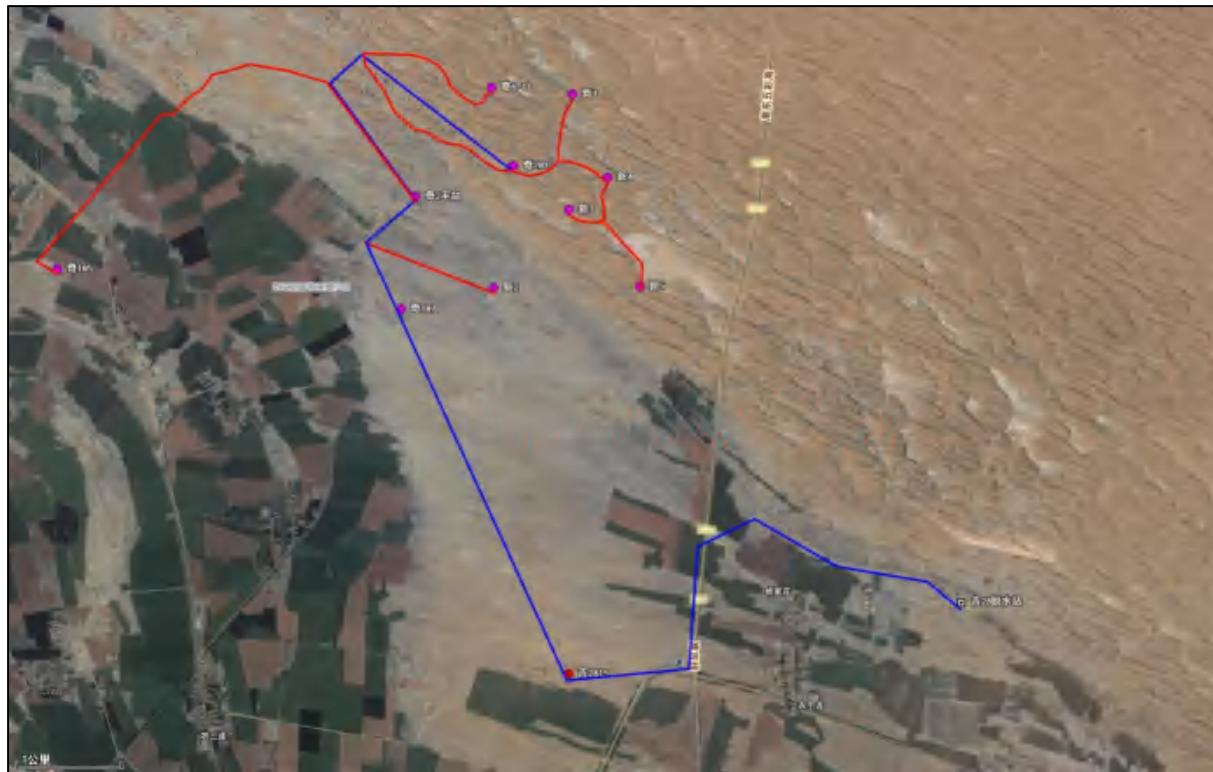


图2.3.3-1 工程总体布局图

2.3.3.2. 工程占地

本次产建工程占地面积为 38.616hm^2 ，工程占地包括临时占地和永久占地。

永久占地包括采油平台、道路等永久征地，永久征地面积为 25.62hm^2 ，占地类型主要为草地和灌木林地等；临时占地包括井场、管线和道路施工等的施工场所临时占地，占地面积约 12.964hm^2 ，占地类型为草地、灌木林地、工矿用地、交通运输用地及耕地等。改造站场均在现有占地范围内，不新增占地。具体情况见表 2.3.3-1。注水管线与输油管线同沟敷设的以输油管线占地面积计，不单独统计。

表 2.3.3-1 项目占地情况统计表 单位: hm^2

序号	项目	数量		临时占地	永久占地	合计	备注
1	采油平台	新建 7 座		1.4	8.01	9.51	永久占地按照实际占地，临时占地按 $0.2\text{hm}^2/\text{座}$ 计
		扩建 3 座		0.6	2.88	3.48	永久占地按照实际占地，临时占地按 $0.2\text{hm}^2/\text{座}$ 计
2	站场	计量交接站		0	0.584	0.584	实际占地
		吉 28 脱水站改造		0	0	0	吉 28 脱水站内，不新增占地
3	管线 (km)		14.63km	8.778	0.04	8.818	永久占地为“三桩”占地，施工临时占地宽度按 6m 计
4	道路 (km)	进井场道路	7.25km	1.45	3.26	4.71	永久占地宽度按 4.5m 计，临时占地宽度按 2.0m 计

序号	项目	数量	临时 占地	永久 占地	合计	备注
	总计	12.964	25.652	38.616		/

2.3.4. 地面工程设计及施工方案

2.3.4.1. 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场地布置等。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。

2.3.4.2. 钻井工程

2.3.4.2.1. 布井方案及井身结构

本次产能建设扩大试验在一类甜点区部署新井直井27口（其中1口为勘探井转生产井），项目井深结构详见表2.3.4-1，井网部署图详见图2.3.4-1。

表2.3.4-1 项目井身结构一览表

平台名称	井号	井别	设计井深	井口横坐标	井口纵坐标
新1	奇2-4-13	定向井	3580	15670902.21	4910460.34
	奇2-4-12	定向井	3585	15670869.17	4910460.46
	奇2-5-13	定向井	3582	15670877.04	4910460.67
新2	奇2-9-14	定向井	3575	15670409.11	4909182.58
	奇2-8-15	定向井	3578	15670436.92	4909123.78
	奇2-8-14	定向井	3575	15670417.13	4909183.22
新3	奇2-6-14	定向井	3550	15670849.44	4910160.94
	奇2-6-15	定向井	3555	15671120.45	4909999.42
	奇2-7-14	定向井	3602	15670825.13	4910165.91
	奇2-7-15	定向井	3600	15670424.92	4909183.54
新4	奇2-4-14	定向井	3560	15671141.8	4910034.345
	奇2-4-15	定向井	3555	15671144.99	4910010.336
	奇2-5-15	定向井	3566	15671143.98	4909990.66
新5	奇2-5-16	定向井	3593	15671158.66	4909961.528
	奇2-6-16	定向井	3600	15671113.98	4909962.29
	奇2-7-16	定向井	3595	15670428.94	4909123.63
奇107	奇2-10-12	定向井	3616	15669728.06	4909124.26
	奇2-10-13	定向井	3616	15669734.34	4909119.45
奇201扩征	奇2-6-13	定向井	3528	15670590.97	4910411.62
奇6-11	奇2-6-11	定向井	3605	15670092.17	4911010.12
奇2扩征	奇2-10-10	定向井	3590	15669653.62	4910316.7
	奇2-10-11	定向井	3595	15669660.56	4910312.72
奇105	奇105-1	定向井	3555	15826080.56	4915391.787
	奇105-2	定向井	3555	15826077.78	4915382.983
	奇105-3	定向井	3578	15826074.25	4915372.05
	奇105-4	定向井	3575	15826071.42	4915359.957
	奇105-5	定向井	3568	15826066.72	4915346.575

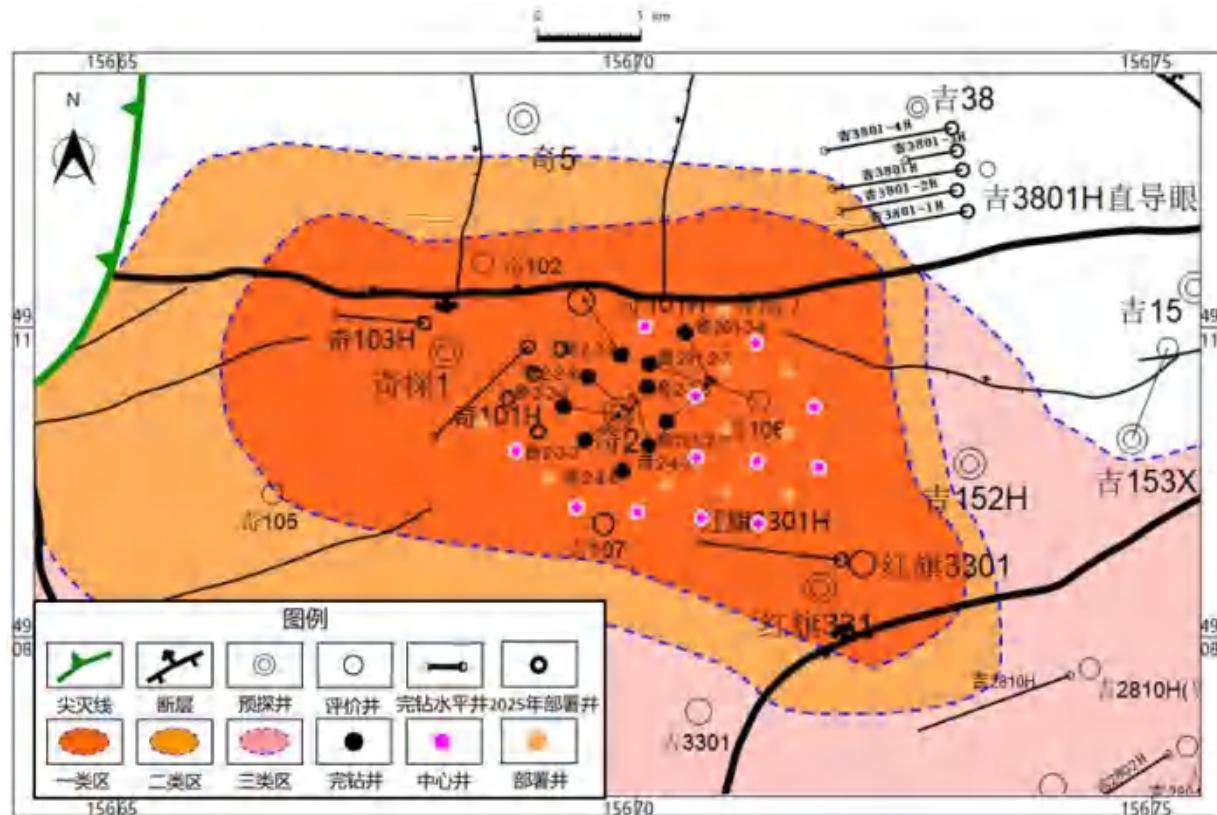


图2.3.4-1 奇探1块扩大试验方案开发井网部署图

井身结构: $\Phi 333\text{mm}$ 钻头一开, 钻至井深2100m, 下入 $\Phi 244.5\text{mm}$ 套管, 完全封固西山窑组及以上地层, 水泥返至地面; 用 $\Phi 216\text{mm}$ 钻头二开, 下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管, 采用防腐水泥浆体系, 水泥返至地面。井身结构图见图2.3.4-2。



图2.3.4-2 项目井身结构图

2.3.4.2.2. 钻井参数设计

项目钻井参数设计详见表2.3.4-2。

表2.3.4-2 钻井参数优化设计

开钻 次序	地层	井段 (m)	钻井液密度 (g/cm ³)	主要钻井参数			
				钻压 (kN)	转速 (r/min)	排量 (L/s)	立管压力 (MPa)
一开	Q-J ₁ S	50-2100	1.10-1.30	60-120	50-120	50-60	6-15
二开	J ₁ S- P ₂ l	2100-3550	1.30-1.42	60-120	50-80	30-35	14-22

2.3.4.2.3. 钻井设备

综合考虑完钻井深、钻具组合、下套管负荷、处理复杂事故时余量等因素推荐选择ZJ40钻机。钻井过程的主要设备基本相同，单孔钻井过程中所用的主要设备见表2.3.4-2。

表2.3.4-2 钻机选型

序号	名 称		型 号	规 格	数 量	备 注
一	钻 机		ZJ40	2250kN	1套	
二	井 架		JJ-225	2250kN	1套	净空高度：≥4.6m
三	提升 系 统	绞 车	JC-40	735kW	1套	
		天 车	TC-225	2250kN	1套	
		游动滑车	YC-225	2250kN	1套	
		大 钩	YG-225	2250kN	1套	
		水龙头	SL-225	35MPa	1套	
四	顶部驱动装置		/	/	/	
五	转 盘		ZP-275	4500kN	1套	
六	循 环 系 统	钻井泵1#	F-1600	969kW	1台	
		钻井泵2#	F-1600	969kW	1台	
		钻井泵3#	/			
		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	ZJ703	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	JQB6	55kW	1台	

2.3.4.2.4. 钻井液设计

(1) 表层钻井钻井液体系的确定

表层杂色砂砾石层，与下伏地层不整合接触，头屯河组地层发育泥岩，易水化缩径，西山窑组地层发育煤层，易塌，西山窑以上地层微裂缝发育，承压能力低，易发生井漏、井眼垮塌，设计膨润土钻井液+XZ-高性能水基钻井液体系。按设计配方备足配浆与性能维护泥浆材料、配浆量满足一开大井眼钻进要求。

钻井液配方：

0-700m井段：清水+(6-8)%膨润土+(0.3-0.5)%Na₂CO₃；

700-2100m 井 段：井 浆 +(0.3-0.5)%NaOH+(2-5)%ZS-3/ZS-5+(0.5-1)%IND10/FA367/PMHA-2/AHB+(0.4-0.6)%CMC-HV/NH4HPAN/SP-8+(2-3)%LH-LQ/FT401/KR-n+(1-2)%XZ-DL5+(5-15)%NaCl+(0.1-0.3)%CaO+重晶石粉。

表2.3.4-3 表层钻井液性能设计表

开钻次序	井段m	密度g/cm ³	FLAPI/泥饼(mL)/(mm)	坂含(g/L)	固相(%)	含砂(%)	FLHTHP/泥饼(mL)/(mm)	粘度(s)	塑性粘度(mPa.s)	动切力(Pa)	初切(Pa)	终切(Pa)	pH
一开	0-700	1.10-1.20	/	/	/	/	/	50-90	/	/	/	/	7-9
	700-2100	1.20-1.30	≤5/≤0.5	≤60	≤25	≤0.3	/	45-90	15-35	5-15	1-5	2-10	8.5-9

(2) 二开钻井液体系的确定及设计

奇探区块属于异常高压压力系统。通过优选成熟的XZ-高性能水基钻井液体系，通过材料的粒度搭配，进一步提高封堵防塌能力，强化封堵造壁，有效封堵地层微孔隙，稳固井壁；增添碱性药剂中和可能存在的地层酸性腐蚀等风险，优化防漏堵漏、井壁稳定及油保措施，满足安全钻井要求。

XZ- 高 性 能 水 基 钻 井 液 配 方：井 浆 +(0.3-0.5)%Na₂CO₃+(0.3-0.5)%NaOH+(0.5-1)%IND10/FA367/PMHA-2/AHB+(0.5-1)%CMC-HV/NH4HPAN/SP-8+(2-3)%RF-9/YN-YL+(1-2)%XZ-DL5+(3-5)%ZS-3/ZS-5/ 超 细 碳 酸 钙 +(5-7)%KCl+(5-10)%NaCl+(1-2)%RH220/LUBE+(0.1-0.3)%CaO+重晶石粉。

表2.3.4-3 二开钻井液性能设计表

开钻次序	井段m	密度(g/cm ³)	FLAPI泥饼(mL)(mm)	坂含(g/L)	固相(%)	含砂(%)	泥饼粘滞系数	粘度(s)	塑性粘度(mPa.s)	动切力(Pa)	初切(Pa)	终切(Pa)	pH
二开	2100-2300	1.30-1.32	≤5	≤0.5	≤60	≤20	≤0.3	≤0.10	45-80	25-45	4-8	1-5	3-12
	2300-3650	1.32-1.42	≤5	≤0.5	≤60	≤25	≤0.3	≤0.08	45-80	25-45	5-12	1-5	3-15

2.3.4.2.5. 钻井液综合利用

本井所处地区属于环境敏感区域，按环境敏感区域要求执行，根据吐哈油田对钻井废弃物进行不落地收集、处理，资源化利用，减量化的要求，本区采用了钻井废弃物不落地处理，针对不同的钻井液体系采取不同的不落地处理措施。本项目采用水基泥浆，工艺流程图及简述如下：



井队振动筛分离出的固相直接进入地埋罐，沉淀净化，达标液相用泵泵回井队循环系统，未达标液相泵入搅拌罐固化处理，沉淀固相利用挖机转运至搅拌罐固化处理；除砂、除泥器及离心机分离出的固相直接经导流槽进入搅拌罐，加入固化剂、稳定剂等，利用挖机搅拌固化，达到堆放标准后，转运至堆放点堆放。所有罐体与地面接触的部分均铺设防渗膜，堆放点围堰高度不小于50cm，并在围堰上方铺设防渗膜，挖机施工便道铺设防渗膜后垫土10cm压实，作业完毕后恢复产地原样。处理后的固相满足堆放条件，达到转运要求。

图2.3.4-3 水基钻井液不落地处理工艺流程图

井队振动筛分离出的固相直接进入地埋罐，沉淀净化，达标液相用泵泵回井队循环系统，未达标液相泵入搅拌罐固化处理，沉淀固相利用挖机转运至搅拌罐固化处理；除砂、除泥器及离心机分离出的固相直接经导流槽进入搅拌罐，加入固化剂、稳定剂等，利用挖机搅拌固化，达到堆放标准后，转运至堆放点堆放。所有罐体与地面接触的部分均铺设防渗膜，堆放点围堰高度不小于50cm，并在围堰上方铺设防渗膜，挖机施工便道铺设防渗膜后垫土10cm压实，作业完毕后恢复产地原样。处理后的固相满足堆放条件，达到转运要求。

2.3.4.2.6. 固井设计

(1) 套管设计

根据油藏、采油及压裂增产措施等要求，考虑套管安全强度校核系数及套管成本，为满足压裂抗内压要求，项目套管结构详见表2.3.4-4。

表2.3.4-4 各层次套管串结构数据表

套管程序	井深m	套管下深m	套管串结构 (套管钢级、壁厚、长度,浮鞋、浮箍、分级箍、悬挂器等位置)
表层套管	Φ244.5	2100	Φ244.5mm浮鞋+Φ244.5mm套管1-2根+Φ244.5mm浮箍+Φ244.5mm套管串
油层套管	Φ139.7	3550	Φ139.7mm浮鞋+Φ139.7mm套管1根+Φ139.7mm浮箍+Φ139.7mm套管1根+Φ139.7mm浮箍+Φ139.7mm套管串

(2) 水泥浆设计

表层套管采用抗盐低密+抗盐水泥浆体系固井,水泥返至地面。

生产套管采用防腐水泥2100m+低密度水泥+常规防腐水泥500m。

2.3.4.2.7. 钻井周期预测

结合前期钻完井周期统计,通过不断优化钻井参数,科学制定关键工序,结合不同完钻井深优化设计完井周期,预测项目钻井周期为31天,见表2.3.4-5。

表2.3.4-5 完井周期进度表

开钻次数	钻头尺寸(mm)	井段(m)	施工项目内容	时间(d)
导眼	Φ660	0-50	导眼钻进、下导管、固井、候凝	0.5
一开	Φ333	50-2100	一开钻进	5.5
			测井、下套管、固井、候凝	6
二开	Φ216	2100-3550	二开钻进	12
			通井、测井(核磁)、下套管、固井	7
合计				31

2.3.4.3. 储层改造工程

2.3.4.3.1. 完井工艺设计

采用套管固井射孔完井,油层套管采用外径139.7mm,壁厚9.17mm的套管,其中上部井段采用钢级P110套管;在套损高风险水平段,优选钢级125V的套管。

(1) 固井质量要求

为保证采油井长期安全生产,要求油层段固井质量全优,其它部位必须合格;水泥环封固段胶结良好,第一,第二界面一次性合格;生产井不漏油、不漏水、不漏气,射孔后油、水、气不窜通;水泥环抗挤压强度达到20MPa以上。

(2) 水泥返高要求

奇探1块水平井采用压裂投产,结合钻井工程方案,要求油层套管水泥返高至3500m。

(3) 套管试压要求

按照《SY/T 5467-2007套管柱试压规范》确定套管试压要求,油层套管采用清水试压,要求试压20MPa,稳压30min压降不超过0.5MPa为合格。

2.3.4.3.2. 压裂工艺设计

(1) 压裂工艺优选

根据井网部署和开发方式,结合前期施工经验,骨架井采取常规大规模体积压裂技术,加密井以井组为单元实施集团整体压驱,采取前置气水协同蓄能+大规模体积压裂技术,优选桥塞分段压裂工艺,配套暂堵压裂、二次加砂等技术,并结合地质认识,采取差异化设计。

表2.3.4-6 不同类型井压裂思路及关键参数

井类	骨架井	加密井
技术思路	常规体积压裂技术思路	①加密井集团压驱,采用前置气水协同蓄能+大规模体积压裂技术。 ②骨架井注气/注水吞吐
压裂工艺	合/分层压裂、暂堵压裂	合/分层压裂、暂堵压裂
加砂方式	连续加砂	连续加砂、二次加砂
前置气水协同蓄能	/	1000~1500m ³ 水+300~500tCO ₂
单层入井液量 (m ³)	1500~2000	2500~3500
单层入井砂量 (m ³)	150~200	250~350
施工排量 (m ³ /min)	12~16	12~14
液体体系	干粉在线变粘压裂液	
支撑剂组合	70/140目+40/70目+30/50目石英砂	
砂比	最高20~22%, 平均15~17%	

(2) 压裂液选择

预测储层温度90°C,黏土矿物主要为绿/蒙混层,存在潜在酸敏、水敏伤害。为达到降本增效的目的,优选“一体化可变粘压裂液体系”。

表2.3.4-7 一体化可变粘压裂液性能参数

序号	检测项目	测试结果		
1	外观	白色均匀液体		
2	分散时间, 25°C,s	18.3		
3	pH	7		
4	粘度释放率 (3min), %	100		
5	基液粘度, mPa·s	0.10%	0.50%	1%
		4.5	50	88
6	破胶性 (0.02%), mPa·s	3.92 (22min)		
7	残渣含量, mg/L	85		
8	静态悬砂性能, 1%, 30/50目石英砂、20%砂比、20min	未完全沉砂		
9	降阻率 (120L/min), %	0.10%	0.50%	
		77	75	
10	与地层水配伍性, 90°C热1h	表面有少量白色漂浮物, 无沉淀现象		
11	界面张力 (悬滴法), mN/m	0.063		
12	表面张力, mN/m	24		

(3) 支撑剂优选

区块闭合应力35~50MPa, 支撑剂承压25~40MPa, 优选石英砂作为支撑剂。针对微裂缝、基质性储层, 增加小粒径石英砂, 提高微缝导流能力, 采用70/140目+40/70目+30/50目石英砂, 比例5:3:2。

2.3.4.3.3. 举升工艺设计

区块油藏埋藏深、液量变化范围大、原油含蜡量高、采用平台建井方式, 举升工艺需满足举升深度、防偏磨及对蜡的适应性强等要求。综合区块举升技术需求、前期举升工艺应用情况及各种举升方式适用条件, 设计区块主体采用抽油机有杆泵举升方式。

(1) 抽油机选择

抽油机选型主要依据油井泵挂深度及预测最大日产液条件下的悬点最大载荷确定。考虑后期低液量条件下的深抽需要, 设计泵挂深度1800~2600m, 计算悬点最大载荷为107.8-115.4kN, 按照载荷利用率80%, 选择16型抽油机。

(2) 抽油杆选择

抽油杆选择需满足强度要求及遵循等强度原则, 根据油井泵挂深度及液量条件, 采用耐腐蚀材质、HL级三级($\varphi 25.4\text{mm}+\varphi 22.2\text{mm}+\varphi 19.1\text{mm}$)抽油杆柱组合。

(3) 抽油泵选择

由于区块原油粘度较高, 原油进泵困难, 根据液量情况采用 $\varphi 57/44\text{mm}$ 防腐抽油泵。

2.3.4.4. 油气集输工程

2.3.4.4.1. 井场工程

(1) 采油平台部署

本次共部署的10座采油平台, 其中新建采油平台6座, 扩建采油平台4座; 建设采油井27口(勘探井转生产井1口)。本次采油平台部署及输油去向见表2.3.4-8。

表2.3.4-8 项目井场油水井部署及集输去向

序号	采油平台	井场性质	油井(口)	开发层位	集输去向
1	新1	新建	3	$P_2l_1^2$	吉28脱水站
2	新2	新建	3	$P_2l_1^2$	
3	新3	新建	4	$P_2l_1^2$	
4	新4	新建	3	$P_2l_1^2$	
5	新5	新建	3	$P_2l_1^2$	
6	奇6-11	新建	1	$P_2l_1^2$	
7	奇107	扩建	2	$P_2l_1^3$	
8	奇201扩	扩建	1	$P_2l_1^3$	
9	奇2扩	扩建	2	$P_2l_1^3$	
10	奇105	扩建	5(1口为勘探井转生产井)	$P_2l_1^3$	

(2) 采油平台平面布置

考虑井场检修空间，单井采油平台面积按90m×110m设计，每增加1口采油井，平台面积宽度增加10m。采油平台四周采用1.7m栅栏围墙，设出入口2个。采油平台平面布置详见下图。

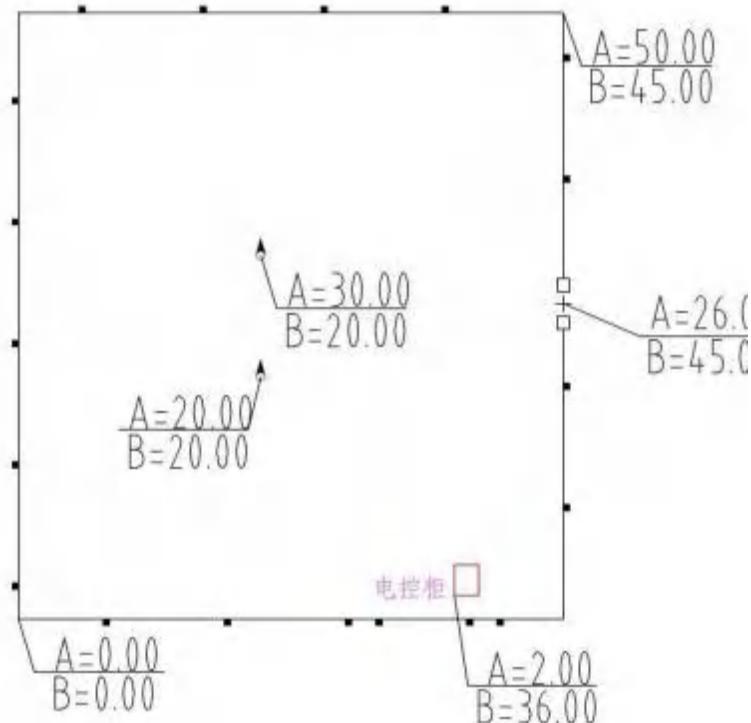


图2.3.4-1 典型井场平面布置图

2.3.4.4.2. 站场工程

本次新建计量交接站1座，扩建吉28脱水站1座，奇2平台新建2座增压橇。

(1) 计量交接站

本项目拟在邻页岩油联合站西侧约200m处建设计量交接站1座，占地80×73m，合8.7亩。设置外输和计量等甲乙类厂房4间，化验及值班等辅助生产厂房7间，加热、收球等甲乙类设备6台（套），箱变3座。其中外输泵和电加热器均留有扩建空间，计量交接站平面布置图详见图2.3.4-2，

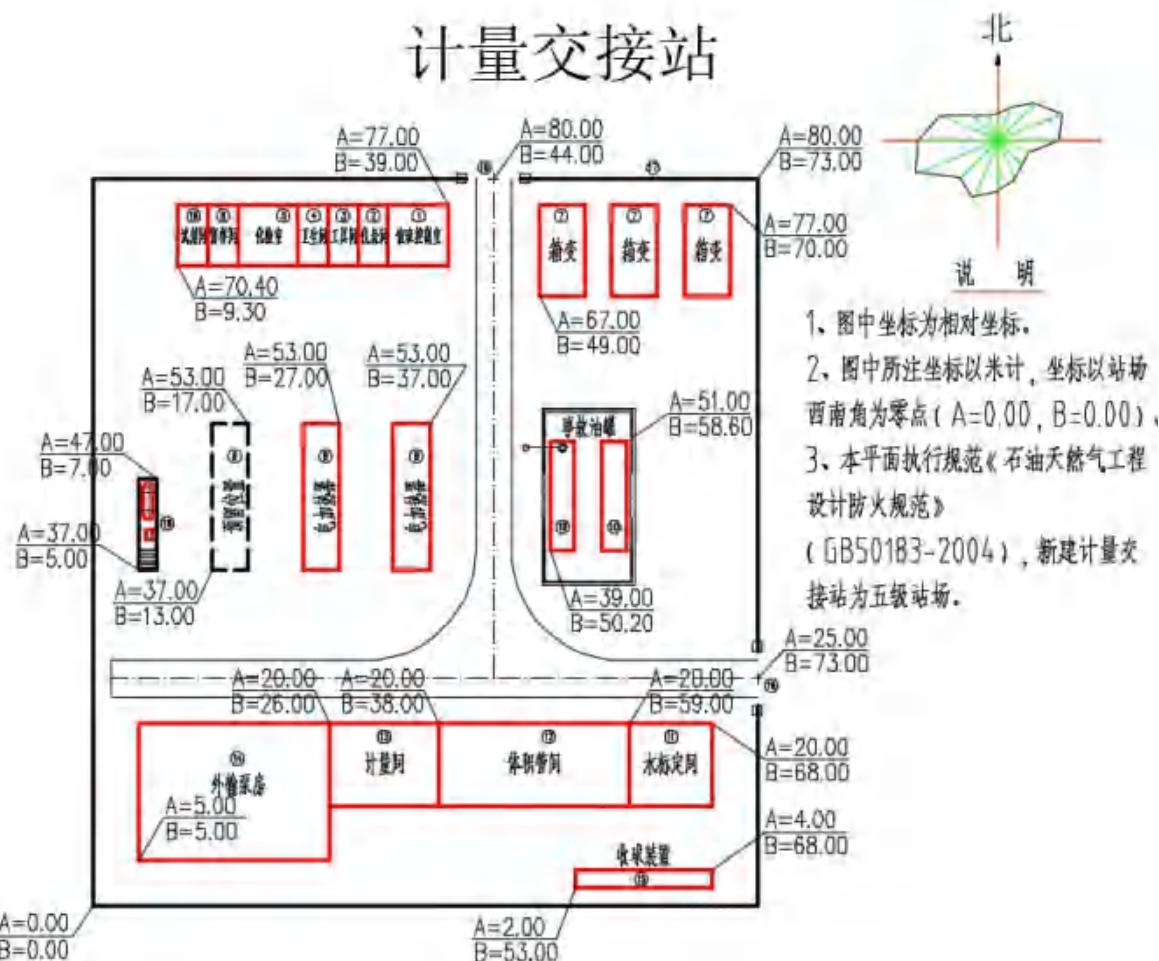


图2.3.4-2 交接计量站平面布置图

吉28站来合格油 (35-40°C) 首先减压至0.3-0.4MPa, 然后经外输泵增压至8MPa, 通过刮板流量计计量后加热至70°C, 最后进入页三线管道发球筒前端, 完成计量交接。工艺流程简图如下。工艺流程见图2.3.4-3。

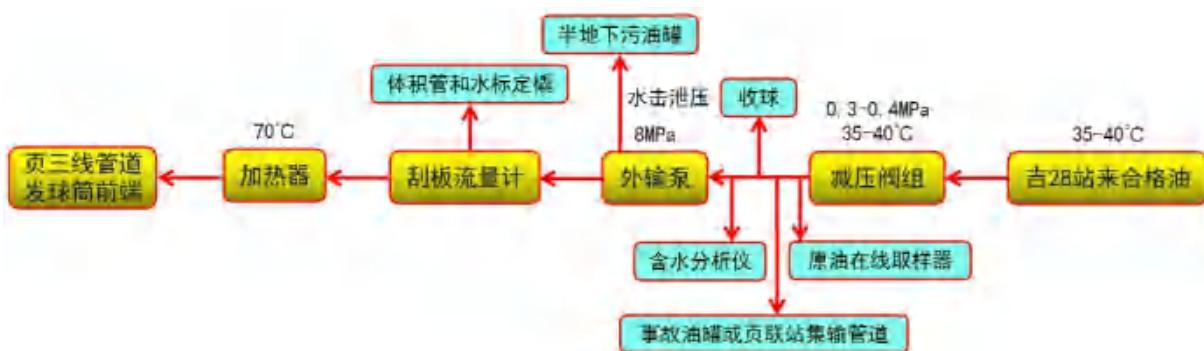


图2.3.4-3 工艺流程图

项目主要设备详见表2.3.4-9。

表2.3.4-9 交接力量站主要设备一览表

序号	设备名称	规格参数	数量	备注
1	原油外输泵	$Q=40\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=800\text{m}$ 、 $P=170\text{kW}$	3 台	预留 1 台建设位置
2	原油电加热器	700kW	2 台	预留 1 台建设位置
3	流量计	DN100 (15-120 m^3/h)， 8MPa	2 套	1 用 1 备

(2) 奇2平台增压装置

奇2平台新建2台油气混输泵，规格为： $Q=80-150\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=300\text{m}$ 、 $P=250\text{kW}$ 。

(3) 吉28脱水站扩建

吉28脱水站占地面积43331.69 m^2 ，主要功能为：原油脱水、储存、外运，主体工程为脱水场站，包括原油加药模块、一级原油加热模块、一段脱水模块（三相分离器）、二级原油加热模块、二段脱水模块（高效电脱水装置）、原油升温模块、原油稳定模块、原油换热模块、站外拉运来液及合格油品储存模块、原油提升模块、原油装车模块、原油卸车模块、污油回掺再处理模块、事故应急模块、伴生气利用及放空模块、大罐抽气装置。原油脱水采用“加药调节混凝—高效絮凝沉淀—溶气气浮—多级过滤—精细过滤工艺”的两级脱水工艺。吉28脱水站含水原油液量处理规模3000 m^3/d ，现阶段吉28脱水站经分离的采出水拉运至页岩油联合站进行处理。

为保证本次扩大试验项目及2026年产能建设工程新增原油的处理，保证吉28区块合格油能够达标交接，本次拟对吉28脱水站进行扩建，扩建内容包括：

(1) 在已建罐区南侧扩建4具2000 m^3 油罐及配套消防管网；

(2) 在装卸场区东侧扩建原油外输泵房和发球装置；

(3) 在西北角围墙外扩建1座10kV开闭所和1座箱变，7间辅助生产厂房（包括办公室、中控室、仪表间、阴极保护间、供水间、化验室、卫生间等各1间）。

(4) 供配电、仪表自控、通信、土建等配套工程。

扩建工程平面布置图详见图2.3.4-4。

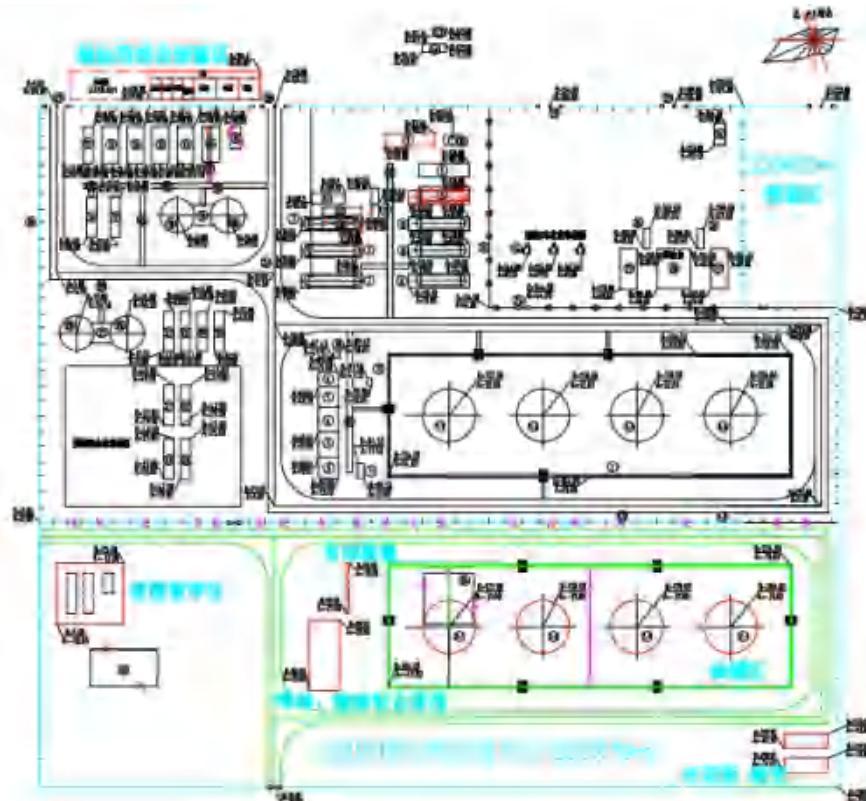


图2.3.4-4 吉28脱水站扩建平面布置图

2.3.4.4.3. 集输工程

(1) 集输方案概述

奇探1块新建单井首先集油至各平台数控多通阀选井计量装置，然后新1、新2、新3、新4、新5平台、奇105平台、奇6-11单井、奇107平台、奇201平台的采出液经加热后集输至奇2平台，与奇2平台采出液混合后集中加热、增压，通过已建集输管道T接至吉2815平台已建集输管道，最后通过已建集输管网输至吉28脱水站。

(2) 管线工程

105至节点4，新3、新5平台采出液由集输支管管输至集输干管节点6，由节点6处新建集输干管至已建奇2平台，途经新4、奇201、奇101平台，新1平台采出液由集输支管管输至集输干管节点5，新2平台采出液通过新建管道输至奇2平台，奇107平台采出液通过已建DN80管道输至奇2平台，奇6-11单井采出液由新建单井管道输至奇101平台后通过集输干管输至奇2平台，奇2平台采出液及其它各平台来液在奇2平台集中加热、增压后通过已建DN150集油汇管T接至吉2815平台已建集输汇管，输至吉28脱水站。

管线明细表详见表2.3.4-10，管线走向图详见图2.3.4-5。

方案一 扩建1具橇装高頻脉冲装置，毗邻已建高頻脉冲装置，迁移已建1#1000kW电加热器于燃气分离罐西侧；拆除场站西侧值班室；围墙外侧新建7座辅助生产厂房；装卸厂区东侧扩建1处28×60m场坪；已建2000方罐区南侧扩建1处238×79m场坪，场坪东南角扩建1座开闭所和一体化箱式变电站；场坪东侧新建4座2000方净化油罐；新建2000方净化油罐西侧新建1座脱水站联合泵房和收发球装置区；迁移已建应急池至新建净化油罐场区南侧；迁移已建放空区至原放空区南侧。

表2.3.4-10 项目管线明细表

序号	管线始终点	规格	长度(km)	穿跨越情况	备注
1	新5平台至节点6出油管线	RF-Y-II-80-6.4	0.81	/	/
2	新3平台至节点6出油管线	RF-Y-II-80-6.4	0.37	/	/
1	节点6至奇201平台出油管线	RF-Y-II-125-6.4	2.2	/	/
2	新1平台至节点5出油管线	RF-Y-II-80-6.4	0.61	/	/
3	奇201平台至奇2平台出油管线	RF-Y-II-150-6.4	3.62	穿越道路2处	/
4	奇6-11平台至奇101出油管线	RF-Y-II-65-6.4	1.44	/	/
5	奇105平台至节点4出油管线	RF-Y-II-80-6.4	3.81	穿越道路1处	/
6	新2平台至奇2平台出油管线	RF-Y-II-80-6.4	1.77		
合计		/	14.63		



图2.3.4-5 集输管线走向图

2.3.5. 公辅工程

2.3.5.1. 供热工程

新1、新2、新3、新4、新5平台、奇105平台、奇201平台原油加采用CO₂热源泵及电磁加热器，奇6-11平台原油加采用电磁加热器。

吉28脱水站扩建储油罐保温采用10kW维温电加热棒，交接计量站原油加热采用700kW的节能型防爆电加热器。

2.3.5.2. 供水工程

奇探1块位于第六师红旗农场，本项目压裂用水及洗井用水来自吉28脱水站污水系统达标废水。本项目压裂及洗井用水量约16万m³/a (60m³/d)，吉28脱水站达标废水为1200m³/d，完全可满足本项目用水量的需求。

2.3.5.3. 供电工程

奇探1块位于吉28区块北部约6km处，吉28区块已建一座35/10kV变电站，变电站主变2×10000kVA，设8回10kV出线回路，满足新增区块的用电需要。奇探1块可依托已建吉28区块供电系统。

钻井期采用电网供电，柴油发电机为备用电源。

从已建吉28区块35/10kV变电站10kV出线间隔向奇探1区块架设10kV双杆四回架空线路，作为新开发区块的供电电源。新建10kV主干线路采用两条双回JKLGYJ-10kV-185/25架空绝缘导线，安全系数4.0，线路全长约18.8km。

2.3.5.4. 防腐工程

站内管线地上敷设，局部为埋地敷设。地面敷设管线外防腐后电伴热保温。埋地管线只做外防腐，不保温。

站场内阀组冰冻线以上管道及阀门（包括压力表接管及管件）采用电伴热保温。具体做法：管道除油并进行喷砂除锈达Sa2.5级，刷红丹防锈漆两遍，1m管道缠2m电伴热带（25W/m~220V），然后包复合硅酸盐卷毡，保温厚度δ=50mm，外包0.5mm厚镀锌铁皮保护。

保温埋地管线与地上管线相接触，埋地管线防腐、保温、保护层敷设至地面下200mm，再采用与地面管线相同的保护层防护。

不保温埋地管线与地上管线相接处，对地面上下各200mm范围内做耐候处理，在原防腐层的基础上缠绕一层铝箔胶带（厚度1.2mm），搭接宽度不小于铝箔胶带宽度的55%。

2.3.5.5. 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7.25km。

2.3.6. 依托工程

本工程井场采出液经管输至吉28原油脱水站，由站内原油脱水系统分离后，合格原油管输至三台油库，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；产生的伴生气与采出液管输至吉28原油脱水站由站内一座伴气气回收

装置回收处理后外售，通过槽车拉运，最终注入市政燃气管网进行利用；含油污泥委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司处理。

2.3.6.1. 吉28脱水站

(1) 基本情况

吉28脱水站占地面积43331.69m²，主要功能为：原油脱水、储存、外运，主体工程为脱水场站，包括原油加药模块、一级原油加热模块、一段脱水模块（三相分离器）、二级原油加热模块、二段脱水模块（高效电脱水装置）、原油升温模块、原油稳定模块、原油换热模块、站外拉运来液及合格油品储存模块、原油提升模块、原油装车模块、原油卸车模块、污油回掺再处理模块、事故应急模块、伴生气利用及放空模块、大罐抽气装置。原油脱水采用“加药调节混凝—高效絮凝沉淀—溶气气浮—多级过滤—精细过滤工艺”的两级脱水工艺。吉28脱水站含水原油液量处理规模3000m³/d，现阶段吉28脱水站经分离的采出水拉运至页岩油联合站进行处理。

(2) 工艺流程

吉28脱水站生产工艺主要为：加药、三相分离、电加热、脉冲电脱水。工艺流程及产污环节见图2.3.6-1。

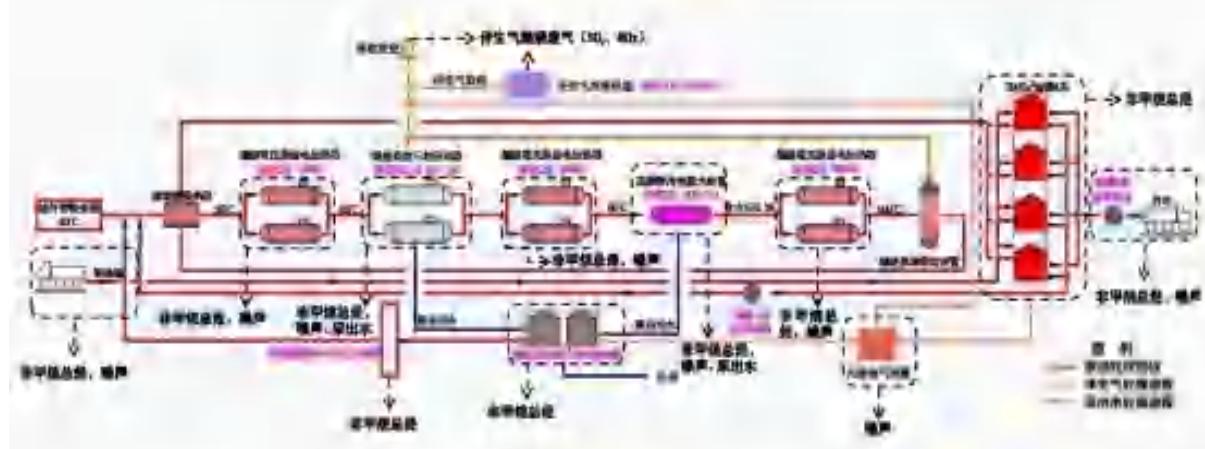


图2.3.6-1 吉28脱水站原油处理工艺流程图

《吉28油田原油脱水站建设工程环境影响报告表》已于2022年6月29日取得昌吉回族自治州生态环境局批复意见（昌州环评[2022]104号）。根据该项目环评，经三相分离后的采出水用罐车拉运至新疆油田公司准东页岩油联合站进行污水处理进行处理，运距远，处理成本高。

为有效处理压裂返排液和三相分离后的采出水，使其稳定达到回注标准，实现有效回注，避免对地下水造成污染，建设吉28脱水站污水处理项目，用于处理其在石油开采

过程中产生的压裂返排液和吉28脱水站三相分离后的采出水，确保其出水稳定达标后回注地层。此项目正在建设阶段，已取得第六师生态环境局《关于吉28区块原油脱水站污水处理系统建设项目环境影响报告表的批复》（师环审[2024]48号）。吉28污水处理项目设计污水处理规模为2000m³/d，预计2024年11月试运行并进行验收。

（3）采出水污水处理工艺流程

本项目采用的技术工艺为加药调节混凝—高效絮凝沉淀—溶气气浮—多级过滤—精细过滤工艺。

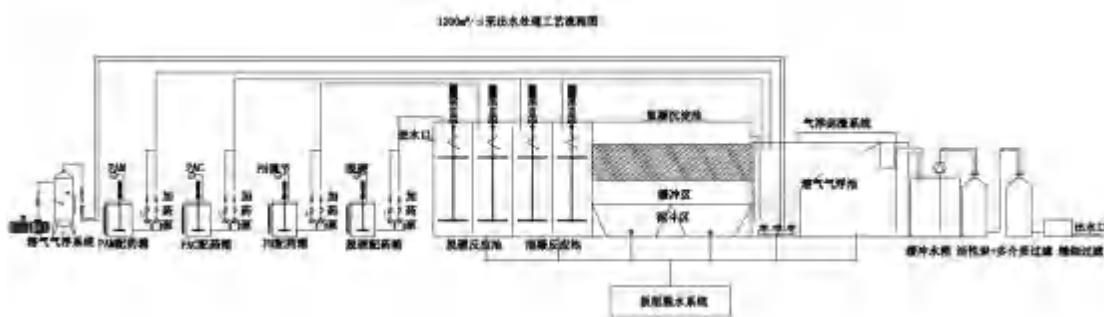


图2.3.6-2 吉28脱水站污水处理工艺流程图

工艺流程简述：

采出水经过脱水站进行处理，从三相分离器出口输送至储水罐，通过污水泵将污水输送至污水缓冲罐；压裂返排液经运输至场内储存于污水罐中，本项目从缓冲罐取水进行处理，处理合格后暂存于清水罐，后运输至指定注水站回注。

压裂返排液在处理之前需要对污水中的油进行预处理，不能让油进入后段系统。然后调整pH，只有将pH调整在7-9之间，才能保证系统的正常处理。调节pH要在PAC药剂添加之前完成，污水进入处理系统后，首先添加PAC，再添加PAM。通过搅拌将其与污水混合均匀，充分混合后进入高效絮凝沉淀池进行固液分离。混合均匀的固液混合物通过斜板进行沉降，沉降后的污泥通过定期进行排放、收集，统一处理。沉淀池的上清液进入气浮池，通过溶气罐产生的微小气泡将污水中的含油物质及微小颗粒进行去除。在吉28脱水站污水处理系统建成后，由吉28脱水站分离的采出水经站内污水处理系统处理达标后回注地层，不向外环境排放。

该污水处理装置出水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）和《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中标准要求（悬浮物≤5mg/L，含油≤5mg/L，腐蚀率≤0.076mm/年），处理达标后排入吉2802平台北侧的采出水暂存池暂存。

(4) 伴生气处理

本项目伴生气产生量较小，依托吉28站内1套伴生气回收装置（还未建设），采用分离、增压、分子筛脱水、外冷脱烃等工艺，将伴生气回收后，通过槽车拉运，最终注入市政燃气管网。

(5) 固体废物暂存

根据《吉28区块原油脱水站建设工程竣工环境保护验收监测报告表》，吉28原油脱水站内产生的油泥砂属于危险废物，存储于站内的各储罐内，定期委托有危废处置资质的单位收集、运输、处置。

吉28原油脱水站在厂区内设置固废临时堆场，固废堆场占地面积为50m²，堆存项目产生的废润滑油、废弃防渗膜、清管废渣等各类危险废物，定期委托有危险废物处置资质的单位定期对贮存场内危废进行清运处置。

(6) 可依托性分析

吉28原油脱水站原油处理系统已完成验收，吉28脱水站污水处理工程正在建设阶段，预计吉28脱水站污水处理系统2024年8月建成并试运行，本项目预计建成时间约为2025年6月，在正常情况下，本项目的废压裂液及低含水原油处理及采出水处理可完全依托吉28脱水站，经处理达标回注地层。

根据吉28脱水站污水处理工程环评报告中，吉28脱水站污水出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）和《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中标准要求（悬浮物≤5mg/L，含油≤5mg/L，腐蚀率≤0.076mm/年），处理达标后排入吉2802平台北侧的采出水暂存池暂存，最终回注注水井。

吉28脱水站污水处理系统设计污水处理规模为1200m³/d，吉28区块采出水量600m³/d，本项目新增污水产生量为136m³/d，故本项目污水在吉28脱水站污水处理工程建成后可完全依托吉28脱水站。

根据《新疆准噶尔盆地准东地区油气勘查区块内部流转协议》，吐哈油田分公司在准东流转区块内所产油、气、水统一进入新疆油田公司处理系统，处理费用由吐哈油田分公司承担。

本项目产生的采出液在吉28原油脱水站处理。处理系统能力平衡见表2.4-20。

表2.3.6-1 依托工程采出水处理系统情况 单位：m³/d

名称	已建成能力	运行现状	现状负荷	新增规模	新增负荷	依托可行性
采出水处理系统	1200	600	50%	136	11.3%	可行

原油处理系统	3000	1170	39%	373	12.4%	可行
--------	------	------	-----	-----	-------	----

根据上表可知，本次新增采出水处理量在吉28脱水站原油处理系统的现有能力范围内，依托可行。

本项目依托的污水处理系统处理过程中主要产污情况及目前的治理措施为：

①废气：污水处理过程中挥发出的油气，在油气产生量较大的节点处采取加盖方式减少无组织排放。依托的污水处理系统废气排放量总体排放量较小，对周边环境影响较小。

②固体废物：清罐油泥。清罐油泥为危险废物，委托有资质单位进行处置。

项目依托的污水处理系统废气、固废均采取了有效的污染防治措施，不会造成二次污染，本项目依托该污水处理系统的废气、固废污染防治措施可行。综上，从水质、水量等方面分析，本项目废水处理方案可行。

③废水：吉28脱水站将处理达标的采出水排入注水井萨102，注水井水源为吉28脱水站采出水，采出水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后经管线回注地层。根据区域水文地质资料，吉28脱水站位于吉木萨尔县二工镇，属卡拉麦里平原区地下水子系统，该区上部为第四纪孔隙潜水，下部为第三系裂隙孔隙层间水，上部潜水的北部地下水由北向东西南流向，南部的地下水由东南向北西流向，总流向为北西向，以人工开采和蒸发的方式进行排泄。埋深在200m以内的局部地区有极稀少的浅层地下水分布，但其硫酸盐含量极高，不宜开发利用。埋深在200m以下的第三纪地层中局部地区有少量的裂隙承压水，其量小质差，不宜大量开采和直接利用。

吉28达标废水回注地层为4000m左右，污水回注地层与可开采的地下水处于不同层系，远远超出本区域可开采地下水含水层深度，且注水井在钻井过程中一开下钻头钻至井深500m，封隔第四系有效含水层，下至有效含水层底界以下20m，下入表层套管，固井水泥浆返至地面，封隔500以上易塌地层及第四系有

效水层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件。注水井采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对孔隙潜水和承压水所在的第四系地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离松散岩类孔隙含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。而2000m深度地层中的水无开采利用的价值及可能性，且处理后的水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质要求，因此不存在污染第四系地下水的可能，油田注水不会对地下水产生影响。

(7) 环境管理情况

①环境保护管理制度的建立和执行情况检查

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

②危险废物管理计划实施情况

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

③排污许可执行情况

根据《固定污染源排污许可分类管理名录(2019年版)》的要求，应申报登记管理，目前准东采油管理区同意申报了排污许可证，排污登记号916501007189019083025W。

本项目建设过程中，很好的执行了环境影响评价法和“三同时”制度。环评及报批手续齐全。

④环境保护档案管理情况检查

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

⑤应急预案备案情况

根据《国家突发环境事件应急预案》和《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法(试行)》的要求，针对可能发生的突发事件，运营单位编制了《中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东采油管理区突发环境事件应急预案》并于2023年7月17日在第六师生态环境局备案，备案证编号660600-2023-039-L。准东采油管理区定期进行了突发环境事件应急演练，每年制定应急演练计划。

⑥环保手续情况

吉28区块建设吉28区块原油脱水站1座，《吉28区块原油脱水站建设工程环境影响报告表》已于2021年9月13日取得新疆兵团第六师五家渠市生态环境局批复意见(师环审[2021]31号)。

2024年6月28日取得第六师五家渠市生态环境局《吉28区块原油脱水站污水处理系统建设项目环境影响报告表》（师环审[2024]48号）批复。

依托工程相关环保手续见表2.3.6-2。

表2.3.6-2 依托工程环保手续履行情况一览表

项目	建设内容	项目名称	环评批复	验收情况
吉28区块原油脱水站	原油脱水采用“加药调节混凝—高效絮凝沉淀—溶气气浮—多级过滤—精细过滤工艺”的两级脱水工艺。吉28脱水站含水原油液量处理规模3000m ³ /d。	吉28区块原油脱水站建设工程环境影响报告表	师环审[2021]31号, 2021年9月13日	2024年1月完成自主验收
	技术工艺为加药调节混凝—高效絮凝沉淀—溶气气浮—多级过滤—精细过滤工艺，。	吉28区块原油脱水站污水处理系统建设项目环境影响报告表	师环审[2024]48号, 2024年6月28日	正在进行建设

2.3.6.2. 新疆中建环能北庭环保科技有限公司

(1) 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共同出资危险废物处置概况

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

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

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

经营许可证编号：6523270119

公司名称：新疆中建环能北庭环保科技有限公司

公司住所：新疆昌吉州吉木萨尔县北三台循环经济工业园区东盛路6号

公司名称：新疆中建西部建设水泥制造有限公司

公司住所：新疆昌吉州吉木萨尔县北三台循环经济工业园区东盛路6号

法定代表人：李应超

经营设施地址：新疆昌吉州吉木萨尔县北三台循环经济工业园区东盛路6号（中心坐标为N44°08'3.91"、E88°43'30.25"）

危险废物经营方式：收集、贮存、利用、处置

经营危险废物类别：《国家危险废物名录（2021年版）》中的35大类412种危险废物（HW02医药废物；HW03废药物、药品；HW04农药废物；HW05木材防腐剂废物；HW06废有机溶剂与含有机溶剂废物；HW07热处理含氰废物；HW08废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、398-001-08、291-001-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-203-08、900-204-08、900-205-08、900-209-08、900-210-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-249-08）；HW09油/水、烃/水混合物或乳化液（900-005-09、900-006-09、900-007-09）；HW11精（蒸）馏残渣；；HW12染料、涂料废物；HW13有机树脂类废物；HW16感光材料废物；HW17表面处理废物；HW18焚烧处置残渣；HW19含金属羰基化合物废物（900-020-19）；HW21含铬废物；HW22含铜废物；HW23含锌废物；HW24含砷废物；HW31含铅废物；HW32无机氟化物废物；HW33无机氰化物废物；HW34废酸；HW35废碱；HW37有机磷化合物废物；HW38有机氰化物废物；HW39含酚废物；HW40含醚废物；HW45含有机卤化物废物；HW46含镍废物；HW47含钡废物；HW48有色金属采选和冶炼废物；HW49其他废物；HW50废催化剂。

危险废物经营规模：10万吨/年

有效期限：2022年3月19日—2027年3月18日。

（2）新疆中建环能北庭环保科技有限公司危险废物单独处置概况

新疆中建环能北庭环保科技有限公司含油废物资源化处置项目（首次申领）公司名称：新疆中建环能北庭环保科技有限公司

公司住所：新疆昌吉回族自治州吉木萨尔县北三台循环经济工业园区东盛路6号

经营设施地址：新疆昌吉回族自治州吉木萨尔县北三台循环经济工业园区东盛路6号（地理坐标为N44°7'55.219"，E88°43'15.688"）危险废物经营方式：收集、贮存、利用

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

危险废物经营规模：20万吨/年

(3) 环保手续履行情况

新疆中建环能北庭环保科技有限公司原有工程建设情况及环保手续履行情况见表2.3.6-3、2.3.6-4。

表2.3.6-3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造有限公司水泥窑协同处置危险废物项目	利用新疆中建西部建设水泥制造有限公司现有3000t/d熟料新型干法水泥生产线协同处置10万t/a工业废物，处置工业废物为35大类412中危险废物	目前正常运营	2021.5	2021.12	有环境影响评价和竣工环保验收手续(见附件)	2022年3月19日由新疆维吾尔自治区生态环境厅审核颁发了危险废物经营许可证(证号：6523270119)
新疆中建环能北庭环保科技有限公司贮存设施改扩建项目	建设一座危废贮存池，占地面积4950m ² ，地下深3m，高出地面0.5m，库容14850m ³ ，顶部设置彩钢棚，主要贮存含油率低于5%油基岩屑和废弃钻井泥浆(危险代码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2套热相分离处理装置，主要利用处置含油污泥、油基岩屑以及油泥渣，单套处置规模为8t/h，建成后年利用处置含油污泥、油基岩屑以及油泥渣133344t；二期建设1套热相分离处理装置，主要处置油基岩屑，处置规模为8t/h，建成后年利用处置油基岩屑66656t。	正在建设	2024.6	2025.05	有环境影响评价	2024年8月2日-8月8日由新疆维吾尔自治区生态环境厅审核公示了危险废物经营许可证

表2.3.6-4 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	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：1652327MA78YRKN1J001V	2021年12月13日取得昌吉州生态环境局吉木萨尔县

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

(4) 依托可行性

本项目钻井期油基岩屑、泥浆产量为11411.82m³ (20748t), 落地原油4.76t, 废含油防渗布16.2t, 危化品废包装袋、其他废弃沾油管线、器材等2t; 运营期含油污泥产生量为708.8t/a, 落地原油产生量为2.2t/a, 废机油4t/a, 均由新疆中建环能北庭环保科技有限公司拉运处置。

目前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, 水泥窑协同处置10万t/a危险废物项目, 其中液态危险废物2万t/a, 半固态危险废物5万t/a, 固态危险废物3万t/a。

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。

本项目施工期油基岩屑、泥浆、落地原油、废含油防渗布合计20769.2t，运营期含油废物为715t/a，新疆中建环能北庭环保科技有限公司依托系统处理能力平衡见表。

表2.3.6-5 新疆中建环能北庭环保科技有限公司处理能力平衡表

依托工程 名称	设计处理能力	目前处理量	剩余处理能力	本项目预测量	平衡情况
危险废物 处置	10万t/a	3万t/a	7万t/a	20769万t/a (施工期)	可满足
				715t/a (运营期)	可满足

本项目含油废物等危险废物可依托新疆中建环能北庭环保科技有限公司。

2.3.7. 劳动定员

奇探1块采用作业区的管理模式，从事工艺过程操作和辅助操作的工人采用轮班工作制。岗位定员的标准依据中国石油天然气总公司《油田地面建设工程设计定员标准》，同时考虑本项目的实际情况、生产装置的自动化水平，以及生产岗位的连续性。本项目用工实行轮休制度，采用四班两倒工作制。

本项目运营期计量站配备工作人员4人，本次项目不新增定员，运营期人员均依托吐哈油田分公司已有人员进行管理。

2.3.8. 施工方案及施工组织

(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) 柴油储罐

单个采油平台内设置柴油罐1具，柴油罐采用铁质集装箱橇装方式，容积为30m³，罐区设围堰（10m×10m×0.3m），其有效容积为30m³。

(5) 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。

(6) 施工便道

本项目新建平台施工中车辆运输主要依托油田现有道路,局部地段本次增建新建进场道路,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,本工程不设置施工便道。

2.3.9. 技术经济指标

项目主要经济技术指标见表 2.3.11-1。

表 2.3.11-1 项目主要经济技术指标

序号	指标		单位	数量
1	动用资源储量		万 t/a	7.5
2	采油井		口	27
3	不同规模站场数		座	2
4	管道长度		km	14.63
5	能源消耗	电能	万 kWh/a	
		水能	万 m ³ /a	
6	工程永久占地		hm ²	25.652
7	工程临时占地		hm ²	12.964
8	工作制度		小时	7920
9	总投资		万元	52257
10	环保投资		万元	

2.4. 工程分析

2.4.1. 工艺过程及产物环节分析

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。

本工程不涉及勘探阶段。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。

施工期、运行期主要包括钻采、集输、处理三个过程，是对环境造成影响的主要时期；退役期主要是环境功能恢复时期。本次评价重点关注施工期、运行期和退役期3个阶段。

2.4.1.1. 施工期主要工艺过程

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 2.4.1-1。

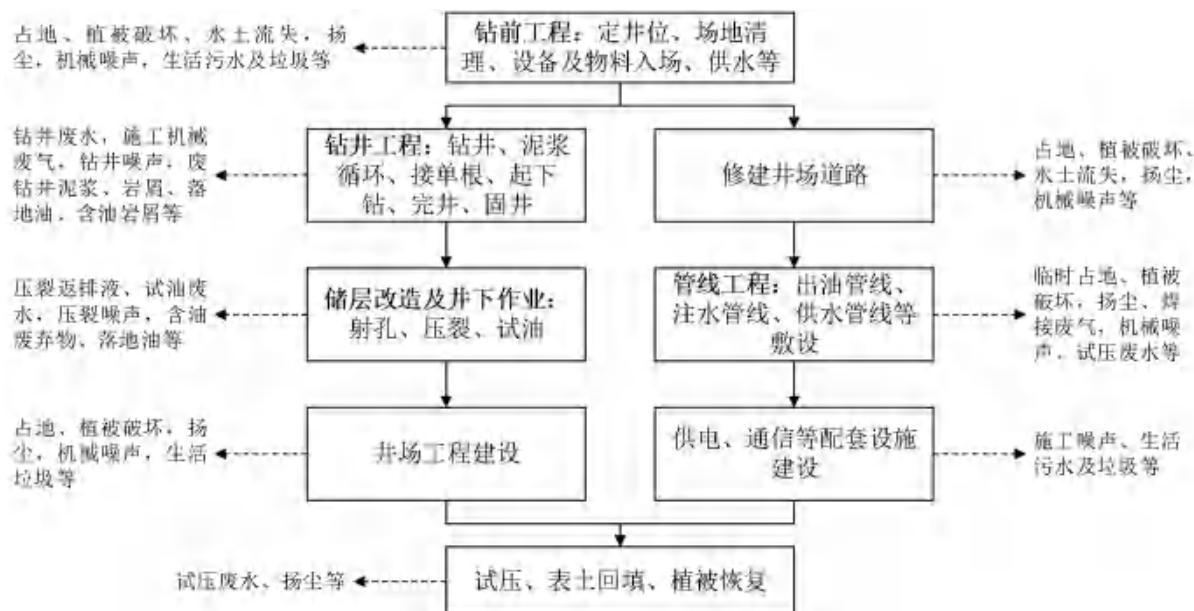


图 2.4.1-1 项目建设施工流程及产污环节图

2.4.1.1.1. 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。

2.4.1.1.2. 钻井工程

钻井一般包括钻井、固井和完井 3 个阶段。钻井工艺按其顺序分为如下过程：

(1) 钻井过程

① 钻井：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咀的钻井液冲击井底，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）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。

（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，防止蹿层；

⑤ 固井 48 小时后试压，试压压力 15MPa，稳压 30min 压降不大于 0.5MPa。

（4）测试放喷作业

当钻至目的层后，对油气进行完井测试。测试放喷阶段包括试压、射孔、诱喷、求产、测压 5 个程序。

钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，原油回 收罐等。检查套管通径及变形、破损情况；检查固井后形成的人工井底是否符合 测试放喷要求；同时调整井内压井液使之符合射孔的要求，防止在地层打开后， 污水进入油层造成地层污染。检验井底、套管、井口装置密封性。随后用射孔枪 射穿油层套管和管外水泥环及近井地层，在地层和井筒之间建立流体通道，保证地层流体进入井筒。

诱喷用一定的技术手段，降低井内液柱压力，在井筒和地层间造成负压，诱使地层流体喷出。诱喷后通过地面分离器计量产量。自喷井测取开井井底流压、关井静压及井口油压、套压，了解产层能量大小，并为储层改造提供依据。

如有油气资源，则产出液经两相分离器分离后，原油进入原油罐，天然气经管线引至放喷坑点燃，依据具体情况设定放喷时间，一般为1~2d。

（5）泥浆不落地工艺流程

项目钻井过程采用移动式泥浆罐，按照钻井过程中液相及固相落地点，进行点对点式收集、储存，实现液相和固相的不落地。收集的废钻井液利用高效固液分离技术，形成再生钻井液，实现废弃钻井液重复利用，工艺流程见图 2.4.1-2。

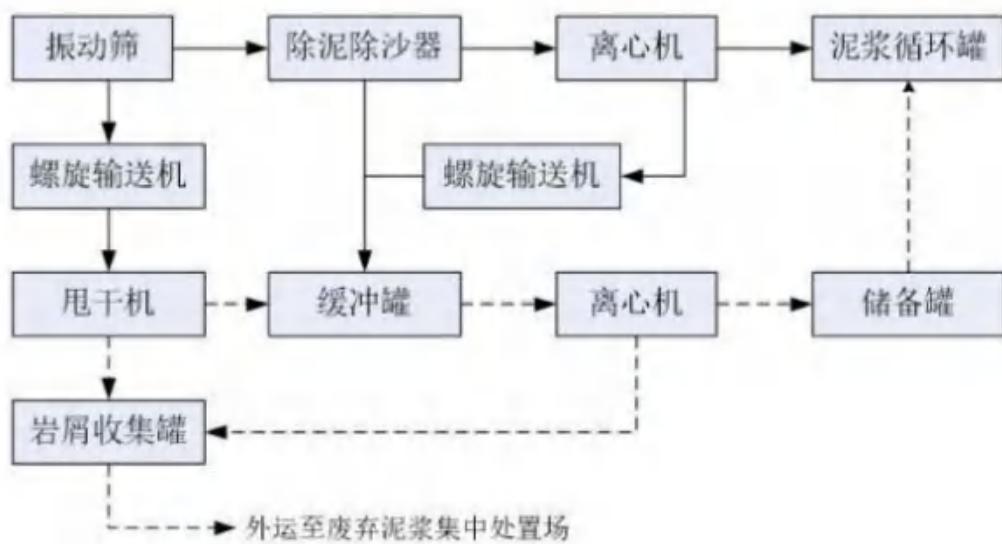


图 2.4.1-2 “泥浆不落地”工艺原理示意图

泥浆经过振动筛筛分，岩屑成分通过螺旋输送机收集输送至甩干机顶部的进料口进行甩干。甩干机内，岩屑在离心力的作用将上面附着的液体脱出，从筛篮的缝隙中飞入甩干机的液体收集区，然后流入缓冲罐。脱液后的钻屑被刮刀刮下，在离心力作用下沿锥形筛篮的内壁下落，进入固体收集区罐。

经振动筛筛分排出的泥浆成分送除泥除沙器和离心机进行泥沙分离，分离后的液相组分送至泥浆循环罐循环利用。

当除泥除砂器和离心机含液量较高时，分离物进入缓冲罐中，汇同岩屑甩干机产生的液相泵送入高速变频离心机中，进行二次固液分离，固相存放于岩屑收集罐，液相进入储备罐用于重新配制泥浆。

本工程钻井期间主要废气为井场建设及设备安装期间施工机械尾气；废水主要为钻井废水和生活污水。钻井工程实施期间，在各井场生活区各设 1 个污水罐。本工程施工期间生活污水由生活污水罐收集，定期拉运至吉木萨尔县处理；钻井废水依托吉 28 原油脱水站处理。噪声为钻机、泥浆泵等施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高；固体废物为井场建设期间产生的弃土、钻井期间产生的

钻井泥浆岩屑。

2.4.1.1.3. 储层改造与井下作业

储层改造与井下作业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

在钻井、测井、固井后要进行射孔，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。

(2) 压裂

压裂主要用于低渗透油层的改造。利用地面高压泵，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）的压裂液注入裂缝中。停泵后，压裂液返排至地面，支撑剂则留在地层中，形成填砂（或陶粒）裂缝带，可提高油层渗透性，从而达到增产的目的。

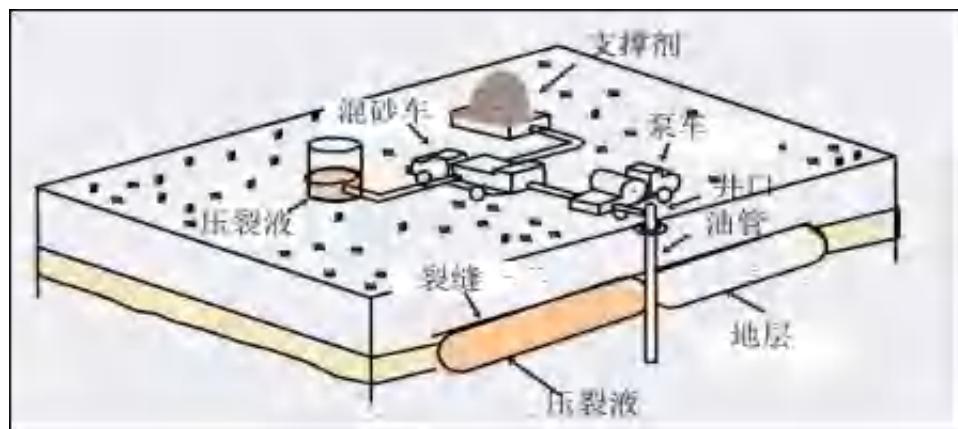


图 2.4.1-3 压裂工程示意图

(3) 试油

试油是利用专用的设备和方法，对通过地震勘察、钻井录井、测井等间接手段初步确定的可能含油层位进行直接的测试，并取得目的层的产能、压力、温度、油气水性质以及地质资料的工艺过程，为储量计算和油气合理开发提供可靠数据。

2.4.1.1.4. 井场、计量站建设

本项目新建 7 座采油平台，拟建项目井场、计量站地面拟全部采用素土压实。井场工程较简单，仅进行井场内场地平整、井场内管线敷设、设备安装等，环境影响较小。

井场施工作业场地平面布置见图 2.4.1-4。

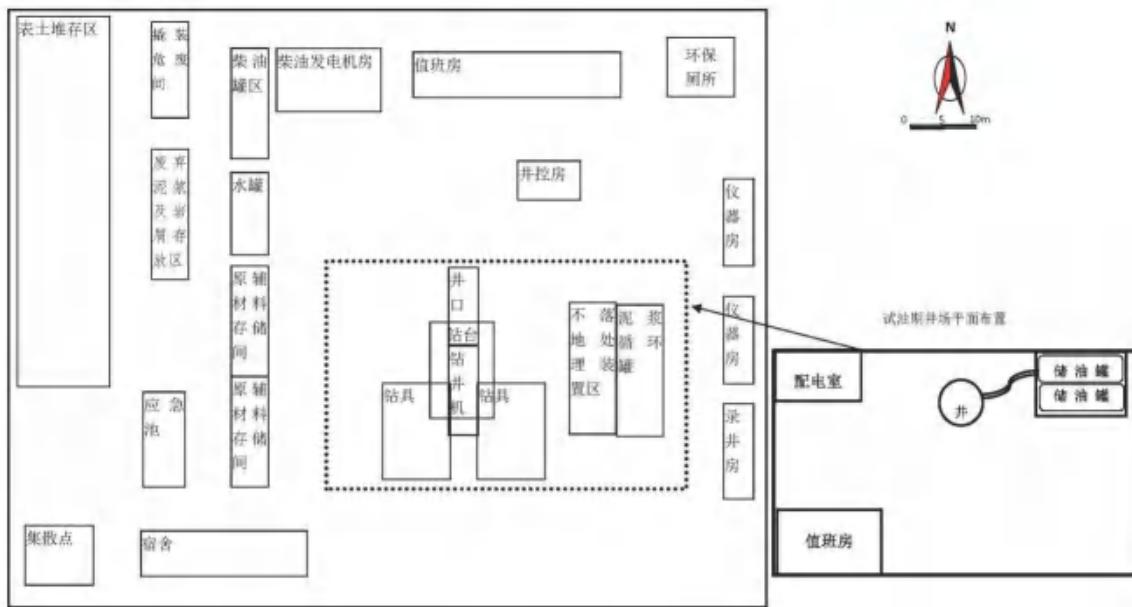


图 2.4.1-4 井场施工作业场地平面布置图

2.4.1.1.5. 管线工程

拟建工程管道施工方案内容主要为集输管线建设，管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。

(1) 施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间输油气管线沿线设置施工便道，沿设计的管线走向设置宽度约 6m 的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

（2）管沟开挖及下管

拟建工程沿管线设计路线进行开挖管沟。管沟底宽 0.8m, 沟深 1.8m, 管沟边坡比为 1:1.5, 开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放, 以机械开挖为主, 人工为辅。管线与电(光)缆交叉时, 净距不小于 0.5m, 并对电(光)缆采取角钢围裹的保护措施; 与管线交叉时, 两管线之间净距不小于 0.3m, 并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置, 并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。单井管道采用柔性复合管, 采用 30mm 厚保温; 集输管线采用抗硫无缝钢管, 同时加注缓蚀剂防腐, 埋地管线采用 30mm 厚保温, 采用聚乙烯夹克层防护, 厚度为 2mm。加强级单层熔结环氧粉末, 干膜厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ 。腐蚀监测系统采用腐蚀挂片及电阻探针相结合方式。管线连接完毕后, 将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后, 管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。

(3) 管道连接与试压

集输管线采用焊接组装。焊接完成后对管道采用压缩空气进行吹扫，保持管道内清洁。

洁。管线经过连接、防腐补口，进行注水试压。集输管线试压介质采用洁净水，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

（4）井场配套设备安装及连头

将配套设备拉运至井场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与采油树阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施；采出液通过新建集输管线输送至吉 28 原油脱水站处理。

（5）收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原土进行回填，管顶距自然地坪不小于 1.2m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富余量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接烟尘和施工车辆尾气，其中土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；废水污染源主要为管线试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物为管沟开挖产生的土方，施工结束后用于回填管沟及场地平整。

管道施工作业场区剖面图见图 2.4.1-5，管线工程施工过程见图 2.4.1-6。

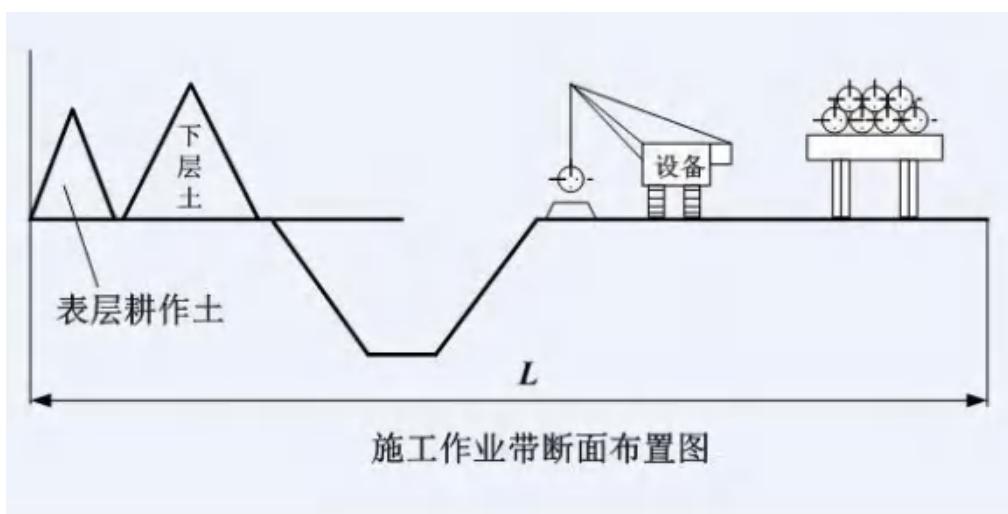


图 2.4.1-5 管线施工作业带断面示意图

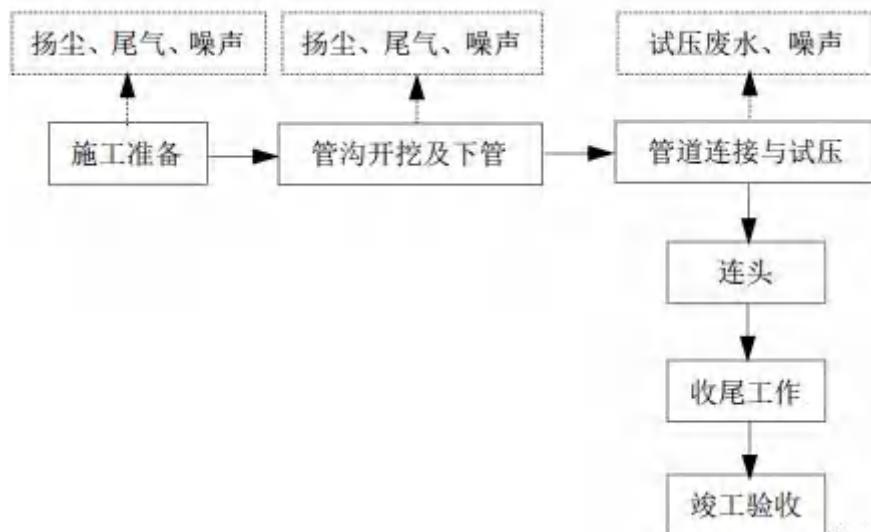


图2.4.1-6 管线工程施工流程及产污环节图

2.4.1.2. 运营期主要工艺过程

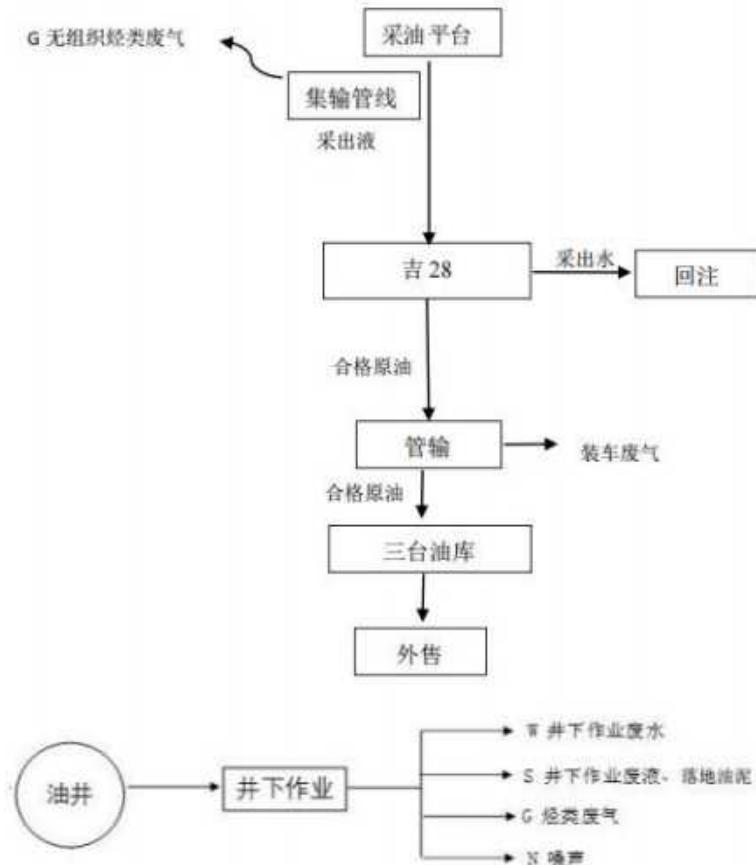


图2.4.1-7 运营期工艺流程图

2.4.1.2.1. 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。

2.4.1.2.2. 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。

2.4.1.2.3. 原油集输及处理

奇探1块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28原油脱水站，经脱水后的合格原油均通过管输至三台油库，产生的采出水在吉28脱水站污水处理系统处理达标后回注。

2.4.1.3. 退役期主要工艺过程

退役期为油井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能时段。

退役后的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过程。其中，封井的主要措施工序如下：

（1）井口处理

压井后安装井控井口，井口应具备注入压井、放空循环、总控3套控制阀门，且具备取油压、取套压、洗井、压井等条件。要求井口与防喷器、简易防喷控制装置具有良好的统配性能。

（2）套内处理

套内处理的目的是使射孔井段底界5m以上无任何落物存在。通过通井、冲砂、刮套、验窜、热洗5套常规程序确保井筒内无落物、砂埋，套管壁无杂质、结垢、油污等，并对井下有故障情况尤其是套损漏失情况进行判断。如遇落物卡阻井，根据井筒内落物、卡阻类型，选取针对性的打捞、解卡工具及管柱进行处理。如遇套管变形井，根据套变具体形式，采取大修冲胀、磨铣等整形或打通道工具管柱实施治套，之后试挤，根据设计要求下入分段或循环封井管柱，实施套内封井。

(3) 套外处理

为避免对地下水产生污染，对固井质量不合格、易发生管外窜槽井，套管外水泥返高未到地面的井实施大修，并采用循环固井方式封堵套外，从而使含水层与生产层段和地表之间形成有效隔离，使其免受地层流体或地表水窜入的污染，实现永久封固。

(4) 封后井口处理

封后井进行定位，建账存档，便于以后调档查阅；封井完成后割掉井口，加装专用的可开启式封井井口帽子，下卧至地下0.5m以下；在井口位置做永久标识，注明井号，指示风险，围栏圈闭保护，严禁在上面建任何建筑物，并要求周边建筑物必须有一定的安全距离。

2.4.2. 施工期污染源分析及源强核算

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。

2.4.2.1. 废气污染源

施工期大气污染源主要为管线敷设、场站工程（采油平台）等在施工作业过程中产生的施工扬尘、运输车辆的尾气、管道工程焊接工段产生的焊接烟尘等。

(1) 柴油罐储存排放的废气

柴油蒸汽的主要成分为非甲烷总烃，本项目非甲烷总烃以无组织排放，主要产生于储存过程中的小呼吸排放。

通常情况下，柴油的密度约为0.835g/mL。油品的密度会因温度不同而略微变化。

一吨油的体积数=1/ρm³，(ρ为密度)。

柴油1t约1198L。

本项目预计储存柴油300t，经计算，储存柴油约359400L。

油罐大呼吸损失是指油罐进发油时所呼出的油蒸气而造成的油品蒸发损失。油罐进油时，由于油面逐渐升高，气体空间逐渐减小，罐内压力增大，当压力超过呼吸阀控制压力时，一定浓度的油蒸气开始从呼吸阀呼出，直到油罐停止收油。本项目柴油采用撬装式罐，油罐进油过程主要是拉运至加油站进行，此部分蒸发损失在加油站完成，不计入本项目范围。

油罐在没有收发油作业的情况下，随着外界气温、压力在一天内的升降周期变化，罐内气体空间温度、油品蒸发速度、油气浓度和蒸汽压力也随之变化。这种排出油蒸气和吸入空气的过程造成的油气损失，叫小呼吸损失。呼吸损失每天都发生，据统计，油罐平均呼吸排放量为120mg/L·通过量，则经计算分析得本项目柴油罐呼吸排放量约为0.04t/a。对附近地区的大气环境有一定的影响，由于柴油的蒸汽压很低，实际柴油蒸汽的无组织排放量非常少，本环评的计算考虑了柴油的无组织排放量，因此本项目非甲烷总烃的实际排放量较预测值更低。本项目严格按照操作规程操作，定时检查各类设施的运行情况，杜绝柴油的跑、冒、滴、漏现象发生，杜绝一切不安全因素造成的对周围环境的影响。另外，本项目井厂厂址开阔，空气流动良好，可以进一步减少非甲烷总烃的排放。废气的排放是短期的、间断性的，其影响将随钻井工程的结束而消失。

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

（3）车辆尾气

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，NO₂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CO1.26kg/d，烃类物质2.15kg/d，NO₂为5.78kg/d，SO₂为0.064kg/d。本次施工期以810d计，则施工期施工车辆排放的大气污染物排放情况详见表2.4.2-1。

表2.4.2-1 施工期大气污染物排放统计表

污染源	污染物排放 (t)			
	烃类	CO	NO _x	SO ₂
车辆尾气	1.74	1.02	4.68	0.05

（4）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。

（5）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。

2.4.2.2. 废水污染源

项目施工期废水主要为：钻井废水、井下废压裂液、施工生产废水、管道试压废水及施工人员生活污水。

(1) 钻井废水（分离的液相）

钻井液由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及下钻时泥浆流失物、泥浆循环系统渗透物组成，钻井废水主要来源于废弃钻井液（泥浆）的处置过程。本项目钻井采用“泥浆不落地”工艺。钻井废水主要包括冲洗钻井平台及设备产生的废水和泥浆不落地装置分离的上清液，主要污染物为悬浮物、COD、石油类、Ca、Ba、Na、K 及有机物。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、SMC，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2.4.2-2。

表2.4.2-2 钻井废水水质表

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

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

表2.4.2-3 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	污染物指标	单位	排污系数	末端治理技术
钻井作业	钻井液	普通油井	≥3.5千米进尺	固体废物	废弃钻井液	吨/百米	29.73	无害化处理/处置/利用
			2.5~3.5千米进尺			吨/百米	21.43	
			≤2.5千米进尺			吨/百米	18.81	

根据开发方案，本项目共新钻井26口井，为普通油井，每口油井平均掘进深度为3578m，故钻井作业废水每百米进尺排污系数为29.73t/百米，新钻井总进尺 9.3028×10^4 m，则钻井液产生量约为 2.77×10^4 t。

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絮凝、离心分离处理。回用部分（95%）：分离出的液相（清液）约 2.63×10^4 t，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。钻井结束后剩余无法利用部分通过罐车送至吉康脱水站污水处理系统，处理达标后回注。

处置部分（5%）：剩余无法回用的高浓度浓缩废液约1385t，性质已接近半固态，作为废弃泥浆（固体废物）进行管理，拉运至指定地点固化填埋或制砖，严禁随意排放。

（2）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。

（3）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。页岩油水平井压裂阶段产液量大、液量波动大、含水率早期高的特点。

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”，低渗透油井加砂压裂压裂返排液产污系数为 $153.21 \text{m}^3/\text{井}$ 。则本项目26口新井压裂产生压裂返排液总量为 3983m^3 。产生的废压裂液由罐车送至吉28原油脱水站处理，处理达标后用于复配压裂液，不外排。

（4）管道试压废水

本项目新建DN80输油管线7.37km，DN65输油管线1.44km，DN125输油管线2.2km，DN150输油管线3.62km。

管道试压用水采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水排出后进入下一段管线循环使用，则本项目各管道试压用水量为201.41m³，损耗按40%，则试压废水量约120.84m³，试压废水中主要污染物为悬浮物，悬浮物浓度值在200mg/L左右，回用于施工现场洒水降尘，试压过程中采用回收罐收集试压水用于下一环节试压使用。

（5）施工生活污水

本项目的生活污水主要有钻井工程和地面工程的施工人员产生的生活污水。

项目单井钻井周期为31天，钻井工程施工人数为20人，按每人每天生活用水量按120L/人·d计，整个钻井期单井新钻井最大生活用水量为74.4m³，生活污水最大产生量为59.52m³，本项目共涉及新钻井26口，则生活污水最大产生量为1547.52m³。

其水质与一般城市生活污水相类似，主要污染物浓度为化学需氧量350mg/L、悬浮物250mg/L、氨氮25mg/L，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。

2.4.2.3. 噪声污染源

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

施工期主要噪声源详见表2.4.2-4。

表2.4.2-4 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	柴油机	2台（1用1备）/队	频发	100~105	隔声、消声、减振、合理布局、设备良好运转	降低10~20dB(A)	施工期
	钻机	1台/队	频发	90			
	发电机	2台（1用1备）/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	施工期
	压裂车	1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	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	施工期
	推土机		流动声源	86(5m)			
	铲土机		流动声源	85(5m)			

工程	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)	/	/	

2.4.2.4. 固体废物

(1) 废弃钻井泥浆

产生来源：废弃钻井泥浆主要来源于钻井作业结束后的剩余泥浆，以及钻井过程中“泥浆不落地”系统处理后无法回用的浓缩废液和沉渣。根据钻井工程方案，本项目一开、三开均采用水基钻井液体系。因此，产生的废弃泥浆分为一般固体废物。

产生量核算：本项目共新钻井26口井，为普通油井，每口油井平均掘进深度为3578m。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的“1120石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”，钻井作业废液产生系数取29.73t/百米进尺，理论产生废钻井废液量 2.77×10^4 t。项目采用“泥浆不落地”工艺，钻井废液经现场不落地系统进行絮凝、离心分离处理，按照“95%回用，剩余5%作为废弃泥浆处置”的原则，本项目废弃钻井泥浆产生总量约为1385t。

(2) 钻井岩屑

钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，其中50%混入泥浆中，经泥浆循环泵带出井口，经地面振动筛分离，并堆置于井场。岩屑的产生量可按下式计算：

$$W = 50\% \times \frac{1}{4} \pi D^2 h d$$

式中：W—钻井岩屑排放量，m³；

D—井的直径（0.333），m；

h—井深（3578），m；

d——岩石密度（取2.5），t/m³。

计算可知，单井岩屑量为389.32t。本次新钻井26口，则产生的钻井岩屑为10122.32t。

(3) 压裂返排砂

根据设计方案井下作业过程中单井用砂量约350m³，本工程拟新钻采油井26口，体积压裂26口，本项目用砂量9100m³，根据建设单位提供资料，压裂返排砂的产生量按照用量的20%~30%计算，本次按最大量30%计算，则返排砂产生量约为2730m³，全部通

过返排液回收罐收集，清罐后的压裂返排砂按危废处理，由钻井施工单位委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司处置。

(4) 建筑垃圾：主要为井场、站场土建工程产生的废混凝土、安装工程的金属废料等。

(5) 焊接废渣、防腐、保温废料

项目在管道焊作业中会产生少量废焊条、焊渣、防腐及保温废料，不得直接丢弃，应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。

(6) 落地油泥

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，项目钻井期落地油泥产生量为280kg/井，本项目新钻井26口，则项目产生落地油泥量为7.28t，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。

落地油按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的划分为废矿物油与含矿物油废物类，根据《国家危险废物名录（2025年版）》，属于HW08类危险废物（废物代码071-001-08）。

(7) 废含油防渗布

项目钻井期在钻井设备、泥浆罐、储油罐下及外沿铺设HDPE土工膜防渗布，以防止落地油污染土壤环境，防渗膜可重复利用，若使用过程中防渗膜破损无法再次利用，则沾满油泥的废弃防渗膜作为危险废物，直接拉运，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。

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

依据建设方提供数据，项目废防渗布产生量约0.95t/井，本项目新钻井26口，则项目废防渗布产生量为24.7t。

(8) 钻井队生活垃圾

井场开发建设阶段，将有一部分人驻留在钻井、生产及建筑营地，常驻井场人员按20人计算，按2个井场一同施工，施工期80天，按每人每天产生生活垃圾1.0kg计算，则整个油田施工期间产生的生活垃圾为14.4t。

2.4.2.5. 生态影响

生态影响主要体现在井场、管线的建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。

本工程部署采油井27口，26口新钻井，1口老井；新建集输管线（埋地）14.63km。

本工程总占地面积38.611hm²，其中永久占地面积25.62hm²，临时占地面积12.964hm²，土地利用类型为其他林地、其他草地、灌木林地及盐碱地，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2.4.2-5。

表2.4.2-5 本项目占地情况一览表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)			说明
		永久	临时	总占地	
1	1号采油平台（5口井）	2.3955	0	2.3955	占用灌木林地
2	2号采油平台（5口井）	1.9547	0	1.9547	占用国家二级公益林（灌木林地）
3	3号采油平台（3口井）	2.3365	0	2.3365	占用国家二级公益林（灌木林地）
4	4号采油平台（5口井）	3.2656	0	3.2656	占用国家二级公益林（灌木林地）
5	5号采油平台（4口井）	2.4992	0	2.4992	占用国家二级公益林（灌木林地）
6	交接计量站				
6	集输管道（埋地）	/	8.1576	8.1576	输油管线10.197km，施工作业带宽度8m，涉及公益林区域作业带宽度为6m
7	施工场地	/	1.02	1.02	用于堆放管材等施工材料
合计		12.4515	13.9776	26.4291	/

表2.4.2-6 项目占地类型

工程内容	植被类型	占地类型	占地面积 (hm ²)
采油井场	灌木林地	永久占地	12.4515
集输管线	灌木林地	临时占地	2.0792
	其他草地	临时占地	0.4488
	盐碱地	临时占地	5.6296
施工场地	盐碱地	临时占地	1.02

2.4.3. 运营期污染源分析及源强核算

2.4.3.1. 废气污染源

（1）非甲烷总烃

① 井场废气

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：

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

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

t_i ：—密封点i的运行时间，h/a，本次取7200h/a；

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

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

$WF_{\text{VOCs},i}$ —流经密封点i的物料中挥发性有机物平均质量分数；

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

$e_{\text{TOC},i}$ —密封点i的总有机碳(TOC)排放速率(泄漏浓度大于10000umol/mol)，

kg/h；

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

取值详见表2.4.3-1。

表2.4.3-1 密封点TOC泄漏排放速率 E_{TOC} 取值

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

根据上述公式计算油气集输处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表2.4.3-2。

表2.4.3-2 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)
奇105	阀门	0.064	30	0.041
	法兰	0.085	16	0.029
	连接件	0.028	56	0.034
1座5井式采油井场合计				0.104
新1、新2、新4、 新5	阀门	0.064	18	0.025
	法兰	0.085	10	0.018
	连接件	0.028	36	0.022
1座3井式采油井场合计				0.065
4座3井式采油井场合计				0.26
新3	阀门	0.064	24	0.033
	法兰	0.085	12	0.022
	连接件	0.028	45	0.027

1座4井式采油井场				0.082
奇107、奇2扩	阀门	0.064	6	0.028
	法兰	0.085	4	0.024
	连接件	0.028	12	0.024
1座2井式采油井场合计				0.076
2座2井式采油井场合计				0.152
奇201扩、奇6-11	阀门	0.064	2	0.009
	法兰	0.085	2	0.012
	连接件	0.028	6	0.012
单井式采油井场合计				0.034
2座单井式采油井场合计				0.068
合计				0.666

② 储罐废气

吉28脱水站扩建工程烃类气体损耗主要为储罐的损耗排放废气。

由于项目设置大罐抽气撬块，净化油罐运行过程中挥发性有机废气全部进入大罐抽气撬块回收利用，仅有少量逸散。

项目新建4具2000m³净化油罐，其损耗参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》进行。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。

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

式中：

V_V: 气相空间容积, ft³;

W_V: 储藏气相密度, lb/ft³;

K_E: 气相空间膨胀因子, 无量纲量;

K_S: 排放蒸汽饱和因子, 无量纲量。

V_V: 气相空间容积, ft³;

D: 罐径, ft;

H_{vo}: 气相空间高度, ft。

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, lb/lb-mol;

P_{VA}: 真实蒸气压, psia;

Q: 年周转量, bbl/a;

K_P: 工作损耗产品因子, 无量纲量; 对于原油 K_P=0.75;

K_N: 工作排放周转(饱和)因子, 无量纲量; 周转数=Q/V;

K_B: 呼吸阀工作校正因子。具体输入参数如下:

表 2.4.3-3 计算参数

储油罐	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 (°C)	日平均最低环境温度 (°C)
	0.85t/m ³	50	40.16kpa	87.8kpa	39	15.1
	水平面太阳能总辐射 (Btu/ft ² .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 (米)	年周转量(t)		
	11.57	9.5	7.85	420720		

估算结果见表 2.4.3-4。

表 2.4.3-4 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)
4具 2000m ³ 储油罐	62.4	138.71	201.11

故新建储油罐将产生罐顶挥发气 201.11t/a, 项目采取了大罐抽气撬块。大罐抽气撬块用于回收沉降罐和储油罐的罐顶挥发气, 其通过抽气-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 0.2% 计算, 则非甲烷总烃逸散量为 0.4t/a。

③ 交接计量站废气

交接计量站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。密封点TOC泄漏排放速率取值见表2.4.3-1。

根据公式（3）计算交接计量站油气集输处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表2.4.3-5。

表2.4.3-5 油气集输及处理过程中无组织挥发有机废气排放情况

源强	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)
交接计量站	阀门	0.064	42	0.194
	法兰	0.085	20	0.122
	连接件	0.028	72	0.145
合计				0.461

（2）硫化氢

根据地质方案和采油方案，芦草沟组夹层型页岩油钻井及试油过程中均未发现H₂S。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_{硫化氢}——硫化氢损耗量，kg/a；

M——原油产量，t/a；产能7.5×10⁴t/a；

λ——油气比，m³/t；项目区油气比按平均14.4m³/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/m³。按最大值取254ppm；

根据计算，本项目硫化氢挥发量为0.002t/a。

2.4.3.2. 废水污染源

本项目运营期废水主要包括井下作业废水、采出水；油田井场不设生活区，只进行日常巡检，无生活污水产生。

（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2.4.3-6 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，作业区井下作业每2年1次，则井下作业废水中各污染物产生情况详见表2.4.3-7。

表2.4.3-7 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	732.51	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28原油脱水站污水处理系统处理达标后，上清液回注含油层，底泥暂存在吉28站，交由新疆中建环能北庭环保科技有限公司处理进行无害化处置
1.1	COD	0.94	0	
1.2	石油类	0.17	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，采出液管输至吉28原油脱水站分离后，采出水年产生量为 $4.31 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ ，经吉28原油脱水站内污水处理系统处理后，水质符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后，回注地层。

表2.4.3-7 采出水处理前后水质表

采出水水质		污染物						
		pH	SS	COD	氨氮	石油类	挥发酚	硫化物
处理前	污染物浓度(mg/L)	7~8	860	1200	80	200	2.1	1.6
处理后	污染物浓度(mg/L)	7~8	25	150	25	10	0.5	1.0
	污染物排放量(t)	/	1.077	6.463	1.077	0.431	0.021	0.431

2.4.3.3. 噪声污染源

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2.4.3-8。

表2.4.3-8 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	丛式井抽油机	1机/平台	73~74	低频声源	连续

噪声源位置	设备名称	数量	声源强度	声源性质	排放规律
		2机/平台	74~75	低频声源	连续
		4机/平台	76~77	低频声源	连续
		5机/平台	77~78	低频声源	连续
交接计量站	原油外输泵	3台	80~85	高频声源	连续
奇2平台增压撬	油气混输泵	2台	80~85	高频声源	连续
吉28脱水站	输油泵	4台	80~85	高频声源	连续

2.4.3.4. 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。

(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、管线刺漏等，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90.76t/万t产品，本工程最大产油量 7.5×10^4 t/a，则本项目含油废物产生量为680.03t/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) 落地原油

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。按照单井落地原油产生量约0.1t/a计算，本项目运行后共27口油井，落地油总产生量约2.7t/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28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，由新疆中建环能北庭环保科技有限公司进行无害化处置。

(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27口油井，则含油废弃防渗包装物产生量为0.81t/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水泥暂存点暂存，定期委托有资质单位外运处置。

2.4.3.5. 生态环境

运行期，若井场落地油处理不及时，将对井场周围的土壤造成一定程度的污染，对周围的植被等产生一定程度的不利影响。此外若管线敷设深度不够，集输管线运行热辐射也会对土壤产生不利影响。

2.4.4. 退役期污染源分析

油田进入退役期，产能低或者无开采价值的油井陆续关闭，直到将所有井关闭。闭井后一般地下设施保留不动，对油水井进行封堵，地面部分如采油井架、水泥台、电线杆等将拆除并回收，对输油管线采用两次吹扫除油，第一次为氮气吹扫、第二次为清水吹扫处理。退役期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的少量扬尘，封井前通洗井以及管线清理废水，采油设备、部分输油管线的清理过程产生的落地油、污油泥以及废弃设备管线和建筑垃圾等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；通洗井以及管线清理废水拉运至措施返排液处理站，经处理后回注油层；落地油、污油泥以及废弃设备管线和建筑垃圾等固体废物分类收集，一般工业固废尽可能全部回收处置，落地油、污油泥等危险废物委托有资质单位定期转运处置。

2.4.5. 污染物排放情况汇总及排放总量核定

2.4.5.1. 污染物排放情况汇总

工程污染物排放汇总见表2.4.5-1、表2.4.5-2。

表 2.4.5-1 拟建工程施工期“三废”排放及生态影响汇总表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施
废气	井场、站场	车辆尾气	烃类	1.74t	使用合格燃料，加强机械设备维护保养
			CO	1.02t	
			NO _x	4.68t	
			SO ₂	0.05t	
	井场	柴油储罐废气	非甲烷总烃	0.04t	密闭油罐
	管道、站场施工	焊接烟尘	/	/	环境空气
	站场施工	施工扬尘	TSP	/	洒水抑尘

	场地					
					/	
废水	井场、管线施工场地	生产废水	COD、SS等		设置临时沉淀池，经沉淀后循环使用，不外排。	
		生活污水	废水量1547.23m ³ ，主要污染物COD、氨氮、SS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处理厂处理。	
		管道试压废水	废水量120.84m ³ ，主要污染物为SS		回用于施工现场洒水降尘。	
	井场	废压裂返排液	石油类	3983m ³	收集入罐，统一收集运至吉28原油脱水站处理。	
固体废物	井场	钻井岩屑、泥浆	/	11507.32t	采用泥浆不落地技术收集，钻井产生非磺化水基泥浆，进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地，后用于铺筑本项目站内道路。	
		压裂返排砂	油、石英砂	2730m ³	由新疆中建环能北庭环保科技有限公司拉运进行无害化处置。	
		落地油泥	石油类	7.28t	由新疆中建环能北庭环保科技有限公司拉运进行无害化处置。	
		废含油防渗布	石油类	24.7t	由新疆中建环能北庭环保科技有限公司拉运进行无害化处置。	
	管线、站场施工	施工土方	/	0	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施。	
		焊接废渣、防腐、保温废料	/	/	集中回收处置	
	井场、站场施工	建筑垃圾	/	/	采取回收和综合利用等方法，充分利用资源；对不能再利用的建筑垃圾，可委托当地建筑渣土管理部门统一装运到环卫和城管部门指定地点进行填埋。严禁随意丢弃、堆放，造成景观污染。	
		生活垃圾	/	14.4t	集中收集，统一拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行填埋处理。	
噪声	井场、站场、管线施工	施工机械	/	70~105	采用低噪声设备，合理安排施工时间，加强施工管理。	

表 2.4.5-2 拟建工程运行期“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	油气集输过程无组织逸散	非甲烷总烃	1.53t/a	1.53t/a	加强密闭管理，降低无组织排放
		H ₂ S	0.002t/a	0.002t/a	
废水	油田采出水	SS、石油类、COD	4.31 万 m ³ /a	0	依托吉28原油脱水站内废水水处理系统处理回注
	措施返排液	SS、石油类、COD	735.2m ³ /次	0	依托吉28原油脱水站内废水水处理系统处理回注
噪声	井场/站场设备噪声	抽油机、输油泵等，源强73~85dB(A)			优选低噪设备，隔声、减振措施
固废	采油、集输过程	落地油	2.7t/a	0	进入原油集输系统回收
		含油污泥	680.03t/a	0	属危险废物，送有资质单位处置
		废机油	2t/a	0	属危险废物，送有资质单位处置

	油泥包装袋及废弃含油防渗布	0.81t/a	0	属危险废物，送有资质单位处置
--	---------------	---------	---	----------------

2.4.5.2. 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 2.4.5-3，总量控制指标应以当地环保部门下达的指标为准。

表 2.4.5-3 总量控制指标（建议）

类别	污染物种类	运行期 (t/a)
废气	非甲烷总烃	1.53

2.5. 清洁生产

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

2.5.1. 清洁生产技术和措施分析

2.5.1.1. 钻井过程的清洁生产工艺

- (1) 采取小井眼钻井工艺技术，减少固体废物的排放。
- (2) 在钻井、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。
- (3) 钻井过程中，采用钻井泥浆循环系统、泥浆泵冷却水循环系统、废油品回收专用罐、钻井废水循环回收罐等环保设施，最大限度减少污染物排放量。
- (4) 作业井场采用泥浆循环系统、废油品回收专用罐等环保设施，泥浆循环利用率（重复利用）达到95%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。

具体做法如下。

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液收回入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过简单的沉淀、过滤等去除有机杂质后再进行利用，使其资源化。

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用；井队充分回收利用污水，泥浆泵、水刹车的冷却水循环使用，冲洗钻台等污水经防渗污水池（防渗材料：采用土工膜）沉淀处理后，打入污水循环回收罐循环使用。

③配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用固相含量为最低，保证其性能优良，从而大大减少了废弃泥浆产生量。

④完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油、洗井油及其他油品全部清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料净、场地清”。

(5) 采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

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

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

2.5.1.2. 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。

2.5.1.3. 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28原油脱水站污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的外排；底泥暂存在废渣场，下一步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。

2.5.1.4. 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。

2.5.1.5. 建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入吐哈油田分公司安全环保部门负责, 采用HSE管理模式, 注重对员工进行培训, 使员工自觉遵守HSE管理要求, 保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生, 建立、健全管理规章制度, 制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。

2.5.2. 清洁水平分析

(1) 评价指标体系

《石油和天然气开采行业 清洁生产评价指标体系》(试行) 中规定的清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的, 是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性, 评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

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

清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表2.5.2-1～表2.5.1-3。

（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2.5.2-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	hm ²	15	符合行业标准要求	26.4291	15
		新鲜水消耗	t/100m标准进尺	15	≤25	20	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	95	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深: 2000m以下; 2000-3000m; 3000m以上	10	≥40%; ≥50%; ≥60%	本工程井深3500m以上: 钻井液循环率95%以上	10
		柴油机效率	%	10	≥80	85	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
(4) 污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m标准进尺	10	甲类区: ≤30; 乙类区: ≤35	29.73	10
		废弃钻井液产生量	m ³ /100m标准进尺	10	≤10	2.1	10
		柴油机烟气排放浓度	—	5	符合排放标准要求	符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中新污染源无组织排放监控点浓度限值	5
		石油类排放浓度	mg/L	5	≤10	项目废水不外排	5
		COD排放浓度	mg/L	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	项目废水不外排	5
定性指标				本工程			
一级指标	权重值	二级指标	指标分值	本工程指标			得分
(1) 资源与能源消耗指标	15	钻井液消毒	可生物降解或无毒钻井液	10	一开: 采用坂土钻井液; 二开: GRD聚合物钻井液体系, 钻井液密度控制在1.30g/cm ³ 以内。		
		柴油消耗	具有节油措施	5	具有节油措施		
(2) 生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	国内领先		
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备欠平衡技术		
		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		
		固控设备	配备了振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备了振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备		
		井控措施	具备	5	具备		

		有无防噪措施	有	5	有	5
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立HSE管理体系		10	吐哈油田分公司建立有 HSE 管理体系	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	所属油田作业区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28脱水站处理；	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5
		满足其他法律法规要求		5	满足	5

表2.5.2-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	2.8	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	0	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液排放量	m ³ /井次	10	≤3.0	0	10
		石油类排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5
		COD排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		含油污泥排放量	m ³ /井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	m ³ /井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本工程指标	得分
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	具备	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	具备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	废水、使用液、原油等可能落地处	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	井下作业时带罐作业	10

		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	井下作业时带罐作业，落地原油运至吉28原油处理系统进行处理	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE管理体系并通过认证		15	吐哈油田分公司建立了HSE管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核		20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制订节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	满足其他法律法规要求	20

表2.5.2-3 采油(气)作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本工程	
						本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg标煤/t采出液	30	稀油: ≤65 稠油: ≤160	0.03	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	—	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	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	5	≤10	0	5
		COD	mg/L	5	乙类区: ≤150	0	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	20	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本工程	
						本工程指标	得分
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量	井筒设施完好		5	井筒设施完好	5
		采油方式	采油方式经过综合评价确定		10	注水采油	10
		集输流程	全密闭流程		10	井场至吉28原油脱水站均为密闭混合输送工艺	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	吐哈油田分公司建立了HSE管理体系并通过认证	10

吉康油田奇探1区块二叠系芦草沟组油藏产能建设扩大试验项目环境影响报告书

		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
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况	5	按要求执行	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	按要求执行	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	已完成	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况,不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表2.5.2-4。

表2.5.2-4 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2.5.2-1~表2.5.2-3计算得出:本工程钻井作业定量指标得分100分,定性指标得分100分,综合评价指数得分100分;井下作业定量指标得分100分,定性指标得分100分,综合评价指数得分100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96分,达到 $P \geq 90$,属于清洁生产先进企业。

2.5.3. 清洁生产建议

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

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

(2) 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,用于油区场地平整或铺垫道路。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：利用井口出水压力降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。

2.5.4. 持续清洁生产

清洁生产是一个相对的概念，推行清洁生产是一个不间断的过程。作为业主应成立相应的组织机构（或由环保、安全等部门牵头，其它部门参加），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的动态过程，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的开展下去，必须做到以下几点：

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

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

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

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

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

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

2.6. 相关法规、政策相符性分析

2.6.1. 与国家产业政策协调性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业,根据《产业结构调整指导目录(2024年本)》,“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类项目,本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施,对于保障国家能源安全,促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

2.6.2. 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

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

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

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

本工程位于第六师红旗农场境内,项目评价范围内没有水源涵养区、地下水水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域;项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计,环评要求项目按照“三同时”,要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。综上所述,项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

2.6.3. 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关要求相符性如下:

表2.6.3-1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

	要求	本项目	相符性
总则	到2015年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	项目为新建项目，采用了清洁生产工艺和技术。项目采出水由吉8脱水站污水处理系统处理后回注含油层；工业废水回用率大于90%；落地油100%回收。本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措施和应急预案。	符合
清洁生产	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目钻井期间使用的油气田化学剂均为无毒，环境友好的化学剂，无含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂。	符合
	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。	井下作业过程中配备了泄油器、刮油器等设备井下作业时带罐，落地油100%回收。	符合
	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目钻井期间一开、二开使用无害化水基钻井液，钻井液体系为环保型水基泥浆，未添加磺化物，为环境友好的钻井液；采用“钻井泥浆不落地技术”，钻井液循环使用，钻井废水全部回用。	符合
	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂液喷返排入罐率应达到100%。	本项目井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至吉28脱水站污水处理系统处理达标后，上清液回注含油层，底泥暂存在脱水站，交由拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行无害化处置。	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。	项目采取密闭混合输送工艺，严格控制烃类气体的挥发量	符合
生态保护	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	本项目为页岩油开发项目，不产生伴生气。	符合
污染治理	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用。	①本项目钻井期间采用泥浆不落地技术收集，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，剩余少量液相由有资质的单位回收；②本项目井下作业废水由作业单位自带回收罐回收作业废水，运至吉28脱水站污水处理系统处理达标后，上清液回注含油层。	符合
	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥(砂)等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，其余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本项目落地油100%进行回收，回收后的落地原油运至吉28原油处理系统进行处理；	符合
运行管理与风险防范	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	吐哈油田分公司目前已建立了完善的健康、安全与环境管理体系（QHSE管理体系）。	符合
	加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程	环评要求项目开展工程环境监理，并拟定了施工期环境监理计划。	符合

要求	本项目	相符合
环境监理。		

综上所述，本项目基本符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关要求。

2.6.4. 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。

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

本项目施工期砂石料堆场采取围挡、设置防尘网；施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910号）相符合性如下：

表2.6.5-1 与环办环评函[2019]910号相符合性分析一览表

序号	要求	本项目	相符合
1	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。	本项目为奇探1块先导开发，为新、区块产能开发建设项目，包括拟建、的开发井及配套集输管线、供配电、等地面工程	符合
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	项目环境影响及风险评价详见第4章环境影响预测与评价章节与第5章环境风险评价与分析章节	符合
3	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。	本报告分析了依托工程及其可行性分析详见2.4.6节	符合
4	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。	本项目运营期采出废水由吉2脱水站污水处理系统处理达标后回注含油层。本项目采取了地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染，详见报告第6章环保措施章节	符合
6	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。	本项目钻井期间三开产生油基泥浆及含油岩屑，油基泥浆经处理后，上清液回用，底泥及岩屑暂存于岩屑收集罐内，由新疆中建环能北庭环保科技有限公司处理	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时	施工期严格控制占地面积，施工单位在	符合

吉康油田奇探1区块二叠系芦草沟组油藏产能建设扩大试验项目环境影响报告书

序号	要求	本项目	相符性
	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。	占地范围内施工，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。具体详见环境保护措施章节	
8	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	建设单位设置安全环保科室及人员，建立HSE管理体系，监督落实建设、运营及退役期各项生态环境保护措施	符合

综上所述，本项目符合《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）的相关要求。

2.6.6. 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》

（环办环评函（2019）910号）符合性分析

《本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函（2019）910号）符合性分析见表2.6.6-1。

表2.6.6-1 与“环办环评函（2019）910号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本项目评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	符合
2	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。 确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	项目以报告书形式进行了环境影响评价。	符合
3	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。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）等排放标准要求。	本项目不涉及水污染物总量控制指标。	符合
4	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	本项目采出水经依托工程处理达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要	符合

吉康油田奇探1区块二叠系芦草沟组油藏产能建设扩大试验项目环境影响报告书

序号	要求	项目情况	符合性
	禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前,回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)等相关标准要求后回注,同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层,一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息,涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	求及分析方法》(SY/T5329-2022)要求,回注到现役油藏。	
5	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》(2017年10月1日)要求评价。	本项目钻井期泥浆随岩屑、钻井废水一同采用不落地技术处置,现场进行固液分离后,分离后的液体钻井液配备:一开、二开产生的泥浆及岩屑,回用于铺垫油区内的井场、道路等综合利用;本项目运营期产生的油泥沙为危废,由具备危废处置资质单位进行处理。	符合
6	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油,减少废气排放。选用低噪声设备,避免噪声扰民。施工结束后,应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目对施工期环境影响进行了重点分析,并提出生态环境保护措施。本次评价对施工期噪声提出相应措施,施工对周边生态环境影响较小。	符合
7	涉及自然保护地和生态保护红线的,应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响,接受生态环境主管部门依法监管。	本项目不占用生态保护红线区,拟建钻井、管线及配套电力线路等工程均不在生态保护红线范围内。	符合
8	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关规定,主动公开油气开采项目环境信息,保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按照要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体,按照《环境影响评价公众参与办法》(2019年1月1日)等相关规定,开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作,公示期间未收到公众反馈意见	符合

2.6.7. 与《中华人民共和国水土保持法》符合性分析

本项目与《中华人民共和国水土保持法》(2011年3月)符合性分析见下表2.8-4。

表2.6.7-1 本项目与《中华人民共和国水土保持法》的符合性分析

法规内容	本项目情况	符合性分析
第二十四条生产建设项目建设项目选址、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)》,本项目属于吉木萨尔县水土流失重点治理区;本项目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	根据水土保持方案,针对井场、道路采取防沙治沙措施	符合

法规内容	本项目情况	符合性分析
等措施,建立防风固沙防护体系。 第三十九条国家鼓励和支持在山区、丘陵区、风沙区以及容易发生水土流失的其他区域,采取下列有利于水土保持的措施: (一)免耕等高耕作、轮耕轮作、草田轮作、间作套种等; (二)封禁抚育、轮封轮牧、舍饲圈养; (三)发展沼气、节柴灶,利用太阳能、风能和水能,以煤、电、气代替薪柴等; (四)从生态脆弱地区向外移民; (五)其他有利于水土保持的措施。	根据水土保持方案,针对井场采取防沙治沙措施	符合

2.6.8. 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)相符合性分析

本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)相符合性分析如下:

表2.6.8-1 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符合性分析

序号	规范内容	本工程	相符合性
1	总则 矿山企业应遵守国家法律法规和相关产业政策,依法办矿	本工程符合国家产业政策,依法办理相关勘探开采手续	符合
2	基本要求 矿区功能分区布局合理,生产、运输和储存等管理规范有序	功能分区清晰、合理,各分区均按照HSE要求规范管理	符合
3	矿容矿貌 矿区按生产区、管理区、生活区等功能区,应运行有序,管理规范 矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础设施完善,道路平整规范,标识清晰、标牌统一。 在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标识牌	各分区运行有序,按照HSE要求规范管理 项目区各项供水、供电、依托环保基础设施较为完善;生产区均设置有各类操作提示牌、说明牌、警示牌等	符合
4	资源开发方式 因矿制宜选择开采工艺和装备,符合清洁生产要求 贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则,及时治理恢复矿区地质环境	根据矿区油藏地质情况,选用适宜的开采工艺及装备,符合清洁生产要求,清洁生产分析详见2.5小节 边开采,边治理,施工期临时用地及时平整、恢复	符合
5	绿色开发 应遵循油气资源赋存状况,生态环境特征等条件,科学合理地确定开发方案,选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,推广使用成熟、先进的技术装备,严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备 合理确定场址、站址、管网、路网建设占地规模 实施绿色钻井技术体系,科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施,配套完善的固控系统,及时妥善处置钻井泥浆 油气开发全过程应采取措施防止地下水污染,建立动态监测评估、处理及报告机制 对伴生有硫化氢气体的油气藏,硫化氢气体含量	根据油藏勘探情况及地质特征,合理制定区块开发方案,选用先进的开采工艺和技术,未使用淘汰的技术工艺及装备 根据油藏分布及环境情况合理布置各井场、采油管线的分布,合理确定占地规模,不扰动占地范围外土地 钻井期配备了完善的固井设施;钻井采用泥浆不落地工艺,钻井泥浆循环使用 运营期设水质监测井,落实地下水监测计划 本项目不产生伴生气	符合

吉康油田奇探1区块二叠系芦草沟组油藏产能建设扩大试验项目环境影响报告书

序号	规范内容	本工程	相符性
	未达到工业综合利用要求的，应采取有效的处置方案		
6	矿区生态环境保护 认真落实矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求；应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作	施工期、运营期、退役期落实各项环境保护和生态恢复措施；制定了运营期环境监测方案，建设单位积极配合各级生态环境主管部门监督管理	符合
	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资	本报告要求根据项目运行过程中存在的风险事故类型，制定突发环境事件应急预案，并配备相应的应急物资	符合
7	资源综合利用 按照减量化、再利用、资源化的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物，废水等，发展循环经济	无组织挥发烃类达标排放；项目采出水、井下作业废水均处理达标后回注含油层，不外排；含油污泥交由有资质的单位无害化处置，处置率100%；落地油100%进行回收，回收后的落地原油运至吉28原油处理系统进行处理	符合
	油气生产过程中废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到100%		符合
	油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其他有效利用方式		符合
	油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收		符合
	油田伴生气综合利用率最低指标要求：中高渗油藏不低于90%，低渗-特底渗油藏不低于70%	本项目不产生伴生气	符合
8	节能减排 “三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求	各类污染物排放符合环境保护标准	符合
	生产主要环境选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备	选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备	符合

综上，本项目可满足《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)的要求。

2.6.9. 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》相符性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中要求的相符性如下：

表2.6.9-1 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。	各井场采出液经管输至吉28原油脱水站，经分离后的采出水经站内污水处理系统进行处理后回注地层。 各接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	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 。	经预测，本项目井场边界非甲烷总烃浓度不超过4.0mg/m ³ 。	相符

2.6.10. 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性如下：

表2.6.10-1 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析

条款	要求	本项目	相符性
八	禁止在水源涵养区、地下水水源、饮用水源、自然保护区域、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	项目所在区域不属于水源涵养区、地下水水源、自然保护区域、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域。	符合
十	煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	环评要求项目开展工程环境监理，并拟定了环境监理计划，要求项目严格执行“三同时”制度	符合
十一	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。	报告要求建设单位制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。	符合
十二	煤炭、石油、天然气开发项目防治污染的设施应当符合经批准的环境影响评价文件的要求。 煤炭、石油、天然气开发单位应当保证污染防治设施正常运行，不得擅自拆除或者停止使用；确有必要拆除或者停止使用的，应当征得环境保护主管部门的同意。 鼓励开发单位将污染防治设施委托给具有环境污染治理设施运营资质的单位进行运行管理。	本次评价为陆地石油开采建设项目，项目应依法取得环境保护主管部门的审查意见，并按本报告提出的要求保证污染防治设施正常运行。	符合
十四	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况。	项目应按本报告提出的监测计划实施监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况。	符合
十五	煤炭、石油、天然气开发单位排放污染物的，应当向县级以上人民政府环境保护主管部门申报排放污染物的种类、浓度和数量，经依法审查后领取《排污许可证》。	项目应按《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》的要求申领《排污许可证》。	符合
二十二	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	严格落实中吐哈油田HSEQ管理措施，对施工场地进行清理平整；并在井场占地范围内设置了符合规定的挡水墙。井下作业铺设防渗膜，事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。	符合
二十三	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。	本报告提出运营期要定期对井场各设备设施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”象的发生。	符合
二十四	石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境；对钻浆，未添加磺化物，为环境友好的钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后液；三开采用油基钻井液，均采用“钻方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外井泥浆不落地技术”，钻井液循环使用；排；对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理。	本项目钻井期间一开、二开使用无害化水基钻井液，钻井液体系为环保水基泥浆，未添加磺化物，为环境友好的钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后液；三开采用油基钻井液，均采用“钻方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外井泥浆不落地技术”，钻井液循环使用；排；对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理。	符合
二十五	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体。	本报告提出钻井期采用下套管注水泥固井完井方式进行水泥固井，保证表层套管封固质量完好；按设计规定实施，	符合

吉康油田奇探1区块二叠系芦草沟组油藏产能建设扩大试验项目环境影响报告书

条款	要求	本项目	相符性
		确保施工质量;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,并防止油气泄漏污染地下水。	
二十六	运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品,应当采取防范措施,防止渗漏、泄露、溢流和散落。	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等;定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修,以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
二十七	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置,必须符合国家和自治区有关规定;不具备处置、利用条件的,应当送交有资质的单位处置;煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物,应当采取措施防止污染大气、土壤、水体。	本报告要求建设单位加强危险废物的管理。危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》的相关要求,防止污染大气、土壤、水体。	符合
二十八	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用;不具备回收利用条件的,应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施,达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。	本项目不产生伴生气。	符合
二十九	煤炭、石油、天然气开发单位应当在开发范围内因地制宜植树种草,在风沙侵蚀区域应当采取设置人工沙障或者网格林带等措施,保护和改善生态环境。	本项目施工结束后,应对临时占地内的土地进行平整,自然恢复原有地貌,充分利用前期收集的表土覆盖于井场表层,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,减少水土流失,植被自然恢复	符合
三十一	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的,应当恢复地表形态和植被: (一)建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的; (二)震裂、压占等造成土地破坏的; (三)占用土地作为临时道路的; (四)油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	环评要求施工结束后,应对临时占地内的土地进行平整,自然恢复原有地貌,充分利用前期收集的表土覆盖于井场表层,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	符合
三十二	煤炭、石油、天然气开发单位应当在矿井、油井、气井关闭前,向县级以上环境保护主管部门提交生态环境恢复报告并提请验收。	本环评要求在油井关闭前,向县级以上环境保护主管部门提交生态环境恢复报告并提请验收	符合
三十三	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案,报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的,应当立即启动应急预案,采取应急措施,防止环境污染事故发生。	本报告要求根据项目运行过程中存在的风险事故类型,制定突发环境事件应急预案,并配备相应的应急物资。	符合

综上所述,本项目符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关要求。

2.6.11. 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》相符性分析

本项目与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发(2020)138号)中要求的相符性分析如下:

表2.6.11-1 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	按照《中华人民共和国防沙治沙法》要求,加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查,对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理	本项目防沙治沙评价内容见6.9节。	相符
2	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件,严格按照《环境影响评价技术导则生态影响》(HJ19-2011)要求,强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本项目按照《环境影响评价技术导则生态影响》(HJ19-2022)要求进行了生态环境影响分析,并提出了相应的生态环境保护措施。	相符
3	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能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”	相符

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

本项目与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》,“二、临时用地选址要求和使用期限建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持‘用多少、批多少、占多少、恢复多少’,尽量不占或者少占耕地”;“临时用地使用期限一般不超过两年”;“临时用地使用期限,从批准之日起算”。本项目临时用地主要是集输管网及施工营地,临时用地时间较短,符合临时用地选址及使用期限的要求。

“三、规范临时用地审批:油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地,可先以临时用地方式批准使用,勘探结束转入生产使用的,办理建设用地审批手续;不转入生产的,油气企业应当完成土地复垦,按期归还”。本项目为集输管线建设,属于临时用地,施工完成后即可完成土地复垦,归还临时占地,符合临时用地审批的要求。

“四、落实临时用地恢复责任:严格落实临时用地恢复责任,临时用地期满后应当拆除临时建(构)筑物,使用耕地的应当复垦为耕地,确保耕地面积不减少、质量不降低;使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地;使用未利用地的,对于符合条件的鼓励复垦为耕地”。本项目在施工结束后,建设单位即可将临时占用的耕地进行复垦,不会使耕地面积减少或造成耕地质量降低,符合临时用地恢复责任的要求。

综合以上分析,本项目符合《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2号)中的相关要求。

2.6.13. 与《扩大内需战略规划纲要（2022—2035年）》符合性分析

根据《扩大内需战略规划纲要（2022—2035年）》中：（三十二）强化能源资源安全保障增强国内生产供应能力。推动国内油气增储上产，加强陆海油气开发。推动页岩气稳产增产，提升页岩油开发规模。引导和鼓励社会资本进入油气勘探开采领域。稳妥推进煤制油气，规划建设煤制油气战略基地。深入实施找矿突破战略行动，开展战略性矿产资源现状调查和潜力评价，积极开展现有矿山深部及外围找矿，延长矿山服务年限。持续推进矿山智能化、绿色化建设。本项目属于常规石油天然气的开采，符合此规划纲要的要求。

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

根据《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》：（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。

本项目为油田新区块环评，报告中已深入评价项目建设、运营带来的环境影响和风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，故本项目符合此通知。

2.6.15. 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2.6.15-1。

表2.6.15-1 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析

序号	《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》工业污染治理	符合性
1	第二十七条禁止在自治区行政区域内引进能(水)耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家(地方)标准及有关产业准入条件的高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目	本项目不属于高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目，符合此条例。
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	本项目为陆地石油天然气

吉康油田奇探1区块二叠系芦草沟组油藏产能建设扩大试验项目环境影响报告书

	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。	开采项目,属于鼓励类项目,不在淘汰类工业项目名录中,符合此条例要求。
3	第二十九条县级以上人民政府应当鼓励产业集聚发展,按照主体功能区划合理规划工业园区的布局,引导工业企业入驻工业园区。	石油开采项目不在工业园区。
4	第三十条下列产生含挥发性有机物废气的生产和服务活动,应当按照国家规定在密闭空间或者设备中进行,并安装、使用污染防治设施;无法密闭的,应当采取措施减少废气排放:(一)石油、化工等含挥发性有机物原料的生产;(二)燃油、溶剂的储存、运输和销售;(三)涂料、油墨、胶粘剂、农药等以挥发性有机物为原料的生产;(四)涂装、印刷、粘合、工业清洗等含挥发性有机物的产品使用;(五)其他产生挥发性有机物的生产和服务活动。石油、化工等排放挥发性有机物的企业事业单位和其他生产经营者在维修、检修时,应当按照技术规范,对生产装置系统的停运、倒空、清洗等环节实施挥发性有机物排放控制。	本项目为石油天然气开采,开采产生的原油密闭管输至吉28原油脱水站进行处理,符合此条例要求。
5	第三十一条新建储油库、储气库、加油加气站以及新登记油罐车、气罐车,应当按照国家有关规定安装油气回收装置并正常使用;已建储油库、储气库、加油加气站以及在用油罐车、气罐车,不符合国家有关规定,应当限期完成回收治理。	本项目不是油库、储气库、加油加气站。
6	第三十二条向大气排放恶臭气体的排污单位、垃圾处置场、污水处理厂,应当设置合理的防护距离,安装净化装置或者采取其他措施,防止恶臭气体排放。在居民住宅区等人口密集区域和机关、医院、学校、幼儿园、养老院等其他需要特殊保护的区域及其周边,不得新建、改建和扩建石化、焦化、制药、油漆、塑料、橡胶、造纸、饲料等易产生恶臭气体的生产项目,或者从事其他产生恶臭气体的生产经营活动。已建成的,应当逐步搬迁或者升级改造。	本项目开采原油,经分析,基本不含硫,故采油井基本不排放恶臭气体,且周边无居民区、学校等敏感点。

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

符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)》中陆地石油天然气开发行业要求符合性分析见表2.8-3。

表2.8-2 《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)》符合性分析

序号	《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)》	符合性
选址与空间布局	1 石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求,原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本项目为先导开发实验工程,先期开发,先行一步以观察其开发过程和效果、问题,用以指导开发方案设计和大面积开发。
	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就地选址。	本项目为页岩油开采项目,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。	本项目不涉及自然保护地等。

吉康油田奇探1区块二叠系芦草沟组油藏产能建设扩大试验项目环境影响报告书

序号	《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)》	符合性
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。	本报告对施工期已提出严格的生态环境保护措施。
	2 陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728)要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271)要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	本项目采出液直接由密闭集输管网管输至原油脱水站处理，油气集输损耗率不得高于0.5%；站场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728)要求；本项目不设锅炉、加热炉等；不涉及含硫天然气开采。
	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。	本项目为页岩油的开采，伴生气产生量较小，排至吉28脱水站回收处理。
	4 陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。	本项目产生的采出水经处理达标后回注地层，不外排；钻井液循环利用率达到95%以上，压裂废液等井下作业废水100%返排入罐拉运至原油脱水站处理。
	5 涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、油注汽开采，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。	本项目采出水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)要求后回注。
	6 涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、油注汽开采，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。	本项目采出液经管网密闭集输至吉28原油脱水站，经站内处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)要求回注注水井。
	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	本项目满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)中2类要求。
	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)》	本报告已提出退役期废弃井(站)场、管道、道路等工程设施应进行生态修复的要求。

序号	《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	符合性
	(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	

2.7. 相关规划符合性

2.7.1. 全国矿产资源规划

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

本项目属于准噶尔盆地的原油开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。

2.7.2. 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》相符合性分析

(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) 相符合性分析

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。

2.7.3. 与《新疆生产建设兵团第六师五家渠市矿产资源总体规划（2021-2025年）》相符合性分析

(1) 文件要求

(一) 矿产资源勘查开采矿种调控方向

1、重要矿种勘查开发方向

落实国家能源资源安全战略和兵团重要矿种勘查开发方向，结合六师实际，合理确定重点、限制、禁止勘查开采矿种。

重点勘查开采矿种：石油、天然气、煤、油页岩、金、铜、钼、花岗岩、石灰岩、天然石英砂、建筑用砂等矿种。对重点勘查开发矿种，在符合规划准入条件的前提下，优先设置矿业权。

限制开采矿种：砖瓦用粘土及国家规定限制开采的其它矿种。五家渠市为国家第二批“限粘”城市之一，市辖区（包括101团、102团、103团）内禁止新设砖瓦用粘土采矿权。

禁止开采矿种：禁止开采砷和放射性等有毒有害物质超过规定标准的煤炭项目，可耕地砖瓦用粘土等矿产。

（二）矿产资源产业重点发展区域

1、矿业经济区域布局

（1）矿业经济规划区

根据六师规划的以五家渠经济技术开发区为核心，以兵团准东工业园区为重点，以东线奇台农场、红旗农场、北塔山牧场、土墩子农场和西线芳草湖农场、新湖农场为补充，形成“梯度发展、产业配套、分工互补”的空间布局，建设相应的矿业经济区。

（2）相符性分析

本项目奇探1区，行政隶属于第六师红旗农场，项目建成后将新建原油产能 $7.81\times10^4\text{t/a}$ ，属于重点勘查开采矿种，属于矿业经济规划区。项目的开发建设与《新疆生产建设兵团第六师五家渠市矿产资源总体规划（2021-2025年）》相符。

2.7.4. 与《关于规范临时用地管理的通知》相符性分析

（1）文件要求

临时用地：矿产资源勘查、工程地质勘查、水文地质勘查等，在勘查期间临时生活用房、临时工棚、勘查作业及其辅助工程、施工便道、运输便道等使用的土地，包括油气资源勘查中钻井井场、配套管线、电力设施、进场道路等钻井及配套设施使用的土地。

临时用地选址要求和使用期限

建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控

制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目建设，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。

临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。城镇开发边界内临时建设用地规划许可、临时建设工程规划许可的期限应当与临时用地期限相衔接。临时用地使用期限，从批准之日起算。

（2）相符性分析

本项目临时用地主要是施工生活营地、勘查作业及辅助工程占地，未占用基本农田及耕地，本项目钻井期可在2年内完成，临时占地使用时间不会超过2年，故符合《关于规范临时用地管理的通知》

2.7.5. 与《新疆生产建设兵团主体功能区规划》相符性分析

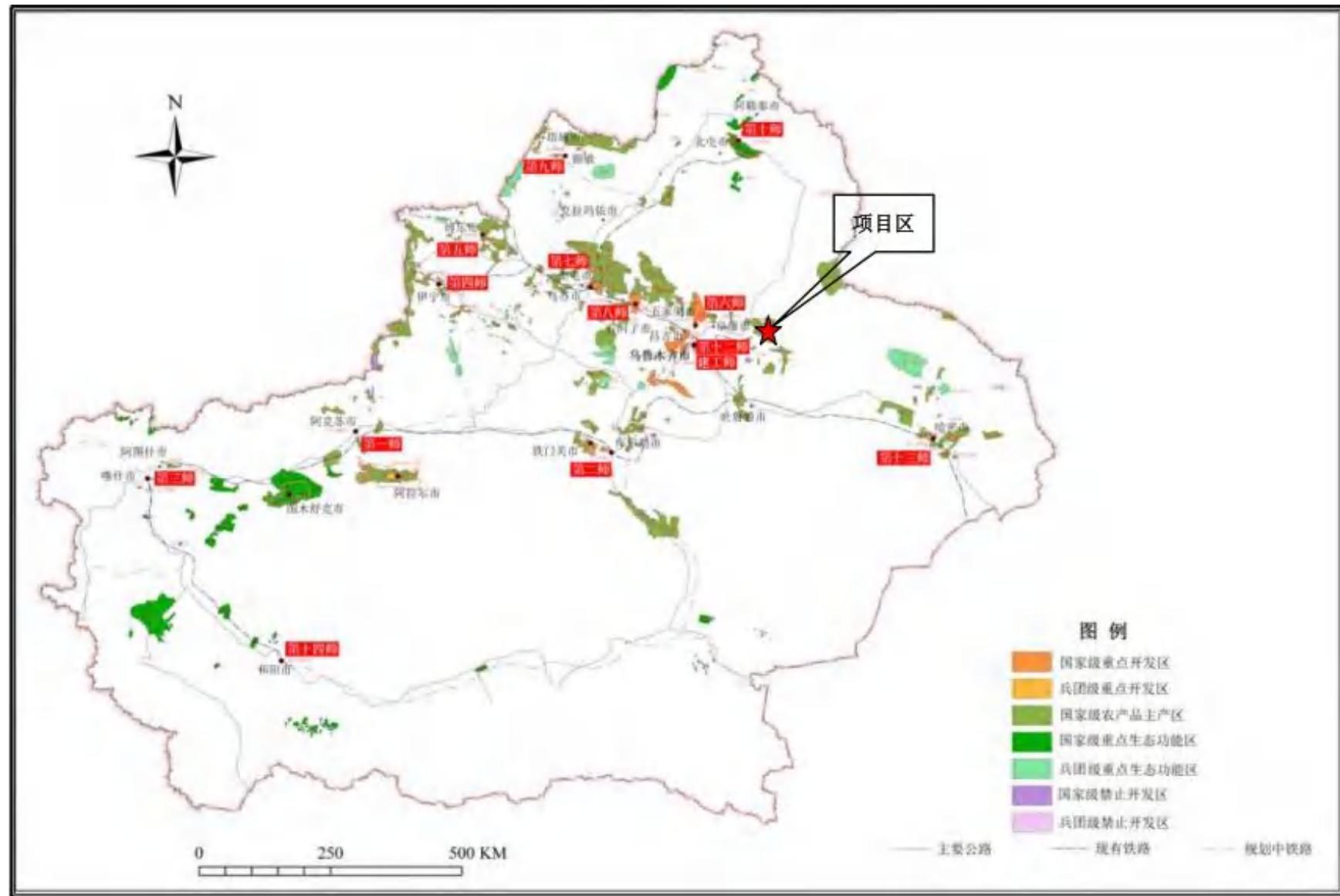
兵团重点开发区域包括：国家层面重点开发区域——天山北坡垦区，涉及2个市、6个师部城区、9个团场、6个团场场部、兵团直属单位和霍尔果斯经济开发区兵团分区，国土面积3406.3平方公里，占兵团4.6%；人口76.2万人，占兵团29.2%。兵团层面重点开发区域——天山南坡垦区，涉及2个市城区、4个师部城区和喀什经济开发区兵团分区，国土面积205.1km²，占兵团0.3%；人口17.8万人，占兵团6.8%。

兵团限制开发区域（农产品主产区）：兵团农产品主产区全部为国家层面，主要分为：天山北坡农产品主产区和天山南坡农产品主产区，共涉及126个团场和3个单位，国土面积4.9万km²，占兵团65.7%；人口131.9万人，占兵团50.5%。兵团限制开发区域（重点生态功能区）：兵团重点生态功能区分为国家层面和兵团层面，其中：国家层面的重点生态功能区是按照3个国家级重点生态功能区——阿尔金草原荒漠化防治生态功能区、阿尔泰山地森林草原生态功能区、塔里木河荒漠化防治生态功能区所覆盖的团场来划定的，包括2个市、33个团场、1个单位，国土面积为1.4万km²，占兵团18.8%；人口30.9万人，占兵团11.8%。兵团层面的重点生态功能区是按照5个自治区层面重点生态功能区——天山西部森林草原生态功能区、夏尔西里山地森林生态功能区、准噶尔西部荒漠草原生态功能区、天山南坡中段山地草原生态功能区、准噶尔东

部荒漠草原生态功能区所覆盖的团场来划定的，包括8个团场和1个师部，国土面积0.7万km²，占兵团9.4%；人口4.6万人，占兵团1.8%。

兵团禁止开发区域分为国家层面和兵团层面，其中：国家层面的禁止开发区域是按照5个国家级禁止开发区域——罗布泊野骆驼国家级自然保护区、托木尔峰国家级自然保护区、西天山国家级自然保护区、艾比湖湿地国家级自然保护区、天山天池风景名胜区所覆盖的团场部分区域来划定的，共包括8个团场的部分区域，国土面积673.7km²，占兵团0.9%。兵团层面的禁止开发区域是按照1个自治区层面禁止开发区——北鲵温泉自然保护区所覆盖的团场部分区域来划定的，包括2个团场的部分区域，国土面积147.4平方公里，占兵团0.2%。

本项目属于陆地石油开采工程，不在禁止开发区和限制开发区，项目建设符合该主体功能区规划。本项目在新疆生产建设兵团主体功能区划图中的位置详见图2.7.5-1。



2.7.5-1 兵团主体功能区划图

2.7.6. 与《新疆生产建设兵团生态功能区划》相符合性分析

根据《新疆生产建设兵团生态功能区划简表》，本项目所在区域属于II兵团准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态区—II₃六、七、八十二师准噶尔盆地南部灌木、半灌木荒漠绿洲农业生态亚区—1₃六师土墩子—奇台人工绿洲农业生态功能区。具体的生态功能见表2.7.6-1。

表2.7.6-1 项目所属兵团生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属师团场	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要保护目标	主要保护措施	主要发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区						
II兵团准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态区	II ₃ 六、七、八十二师准噶尔盆地南部灌木、半灌木荒漠绿洲农业生态亚区	1 ₃ 六师土墩子-奇台人工绿洲农业生态功能区	农六师的土墩子农场、红旗农场、107~110团、奇台农场的平原区	农牧业产品生产、土壤保护	地水资源不足、荒漠草场退化	保护荒漠植被、保护绿洲生态环境	荒漠草场禁牧或休牧，节水灌溉，完善防护林体系	发展节水农业和以番茄酱、红花为代表的特色农业；同时稳定粮、油生产

相符合性分析：本项目将采取严格的生态保护及恢复措施对荒漠的生态环境进行保护及恢复，本次环评针对砾幕、荒漠植被等方面提出了相应的保护措施。总体来看，相对整个功能区划范围而言，本项目的实施占地相对较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设与《新疆生产建设兵团生态功能区划》对本项目建设区域的生态功能定位不冲突。

2.7.7. 与《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》的相符合性

《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》提出，“加强重点行业VOCs治理。实施VOCs排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源VOCs污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低VOCs含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业VOCs综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减VOCs排放量”。

本项目采出液密闭集输至吉28原油脱水站处理，可有效降低VOCs的排放。

《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》提出，“以保障农产品质量安全和人体健康为目标，坚持预防为主、保护优先、风险管控方针，构建土壤污染防治监管体系，强化各类土壤污染来源监管，加快推进受污染耕地安全利用，开展重点建设用地土壤环境风险管控，保障兵团土壤环境安全。”

本项目生产过程中事故状态下落地油均100%进行回收，受污染的土壤需进行换填，交由有相应处置资质单位转运、处置，确保项目在运营过程中不会对区域土壤产生不利影响。

因此项目建设与《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》相符。

2.7.8. 与新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划相符性分析

2.7.8.1. 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》相符性分析

（1）《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》提出：

①规划布局为：划定16个能源资源基地、58个国家规划矿区、5个战略性矿产资源保护区、44个重点勘查区、75个重点开采区。

②规划空间布局：按照“深化北疆东疆，加快南疆勘查”的总体思路，将矿产资源勘查开发区域布局划分为环准噶尔、环塔里木、阿尔泰、东准噶尔、西准噶尔、东天山、西天山、西南天山、西昆仑、东昆仑-阿尔金十个勘查开发区。环准噶尔能源资源勘查开发区：行政区主要包括阿勒泰地区南部、昌吉州、塔城地区东部山前及沙漠腹地。区内重点加强准噶尔南缘、准东冲断带等地区石油、天然气勘查，提供3-5个油气远景区，圈定8-10个油气区块；加快玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘等大型油气田建设，促进增储上产，支撑克拉玛依、吉木萨尔油气能源资源基地建设。开展准噶尔南缘页岩气、油砂、油页岩等非常规能源勘查，加强非常规能源开发利用，提供勘查开发基地3-4处。

③重点勘查开采矿种：石油、天然气、页岩气、煤层气、煤、地热等能源矿产，铁、锰、铜、镍、钴、铅锌、锂、铍、金等金属矿产，以及钾盐、萤石、硅质原料等非金属矿产。

（2）相符性分析

本项目所在区域属于规划布局的58个国家规划矿区中的油气类规划矿区范围内；油页岩属于规划中的重点勘查开采矿种；综上，项目的建设符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》。

2.7.8.2. “《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》及其审查意见”的相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划》（2021-2025年）环境影响报告书，按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等4类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区。本项目开发区域位于准噶尔盆地，不属于禁止开采区和限采区，符合规划环评及其审查意见的要求。

2.7.9. 与《第六师红旗农场国土空间总体规划（2021-2035年）》符合性分析

根据《第六师红旗农场国土空间总体规划（2021-2035年）》规划，2.3区域协同，融入乌鲁木齐都市圈，与吉木萨尔共同打造保障新疆东部国家能源基地的战略支点。主动对接、融入乌鲁木齐都市圈，承接各类要素外溢效益，加强区域合作，将“几何中心”转化为“区域要素承载、合作中心”。依托准东国家级能源基地建设，打造“六地”协同发展核心区，利用资源优势，承接“乌昌五”外溢产业及重大公共设施布局。构建产业合作平台，加强要素流通和合作，见区域联动发展图2.7.9-1。



图2.7.9-1红旗农场区域联动图

本项目不在生态保护红线范围、军事管理区、风景名胜区、文物保护区、历史遗迹保护区和自然保护区的核心区等；本项目为页岩油开发，位于红旗农场石油基地，开发过程中对产生的废气、废水、噪声及固废均按要求进行处理，达到相关标准要求，并推进绿色矿山建设，开展矿区生态保护修复工作，故本项目符合此规划。

2.7.10. 与《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）相符性分析

本项目与《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）中要求的相符性分析见表2.7.10-1。

表2.7.10-1 与《国家级公益林管理办法》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	严格控制勘查、开采矿藏和工程建设使用国家级公益林地。确需使用的，严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续。涉及林木采伐的，按相关规定依法办理林木采伐手续。	建设单位目前正在严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》的有关规定办理建设用地审批手续。	相符
2	经审核审批同意使用的国家级公益林地，可按照本办法第十八条、第十九条的规定实行占补平衡，并按本办法第二十三条的规定报告国家林业局和财政部。	建设单位按照征地手续对所占用林地进行经济补偿，施工完成后对临时占地进行生态恢复。	相符

2.7.11. 与《建设项目使用林地审核审批管理办法》（国家林业局第35号令）相符性分析

本项目与《建设项目使用林地审核审批管理办法》（国家林业局第35号令）中要求的相符性分析见表2.7.11-1。

表2.7.11-1 与《建设项目使用林地审核审批管理办法》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	战略性新兴产业项目、勘查项目、大中型矿山、符合相关旅游规划的生态旅游开发项目，可以使用II级及其以下保护林地。	本项目属于陆地石油勘探开采项目，项目部分工程占用国家二级公益林	相符
2	建设项目占用林地，经林业主管部门审核同意后，建设单位和个人应当依照法律法规的规定办理建设用地审批手续。	建设单位目前正在严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》的有关规定办理建设用地审批手续，并按照正式林地手续对所占用林地进行经济补偿。	相符

2.7.12. 与《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》相符性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》中要求的相符性分析见表2.7.12-1。

表2.7.12-1 与《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	勘查、开采矿藏和修建道路、水利、电力、通讯等工程建设需要占用征收国家级公益林地的，应当依法办理占用征收林地审核审批手续。	本项目属于陆地石油开采项目，项目部分工程占用国家二级公益林，建设单位目前正在严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》的有关规定办理建设用地审批手续。	相符
2	占用征收国家级公益林地的单位，必须按国家和自治区相关规定缴纳相关费用。森林植被恢复费用于国家级公益林森林植被恢复，确保国家级公益林面积不减少。	建设单位会按照正式林地手续对所占用林地进行经济补偿。	相符

2.8. “三线一单”生态环境分区管控方案的相符性分析

2.8.1. 与《新疆生产建设兵团“三线一单”生态环境分区管控方案》相符性分析

根据《新疆生产建设兵团“三线一单”生态环境分区管控方案》，全兵团共划定862个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三大类。优先保护单元306个，占兵团总面积的38.89%，主要包括生态保护红线、一般生态空间，水环境优先保护区，环境空气一类功能区等区域。该区域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。

重点管控单元411个，占兵团总面积的21.86%，主要包括兵团城市和团部区域、兵团级及以上开发区和开发强度大、污染物排放强度高及存在环境风险的区域。该区域应优化空间布局加强污染物排放控制和环境风险防控，不断提升资源利用效率重点解决突出生态环境问题，切实推动生态环境质量持续改善一般管控单元145个，占兵团总面积的39.25%，主要指优先保护单元和重点管控单元之外的区域。该区域以经济社会可持续发展为导向，生态环境保护与适度开发相结合，开发建设应落实现行生态环境保护基本要求。

落实生态环境分区管控要求。建立兵团、师市、团场三级生态环境分区管控体系。以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率四个方面明确准入要求。

兵团级管控要求对接自治区总体管控要求：各师市按照兵团总体、自治区七大片区管控要求，衔接所在地州市管控要求，结合区域主要生态环境问题和发展需求，细化形成本师市“三线一单”总体管控要求和团场内具体环境管控单元的差异化生态环境准入清单，由各师市及时发布并报兵团生态环境局备案。

本项目所在区域属于红旗农场一般管控单元，本项目为页岩油开采项目，符合重点管控单元的发展方向。

2.8.2. 与《第六师五家渠市“三线一单”生态环境分区管控方案》相符性分析

《第六师五家渠市“三线一单”生态环境分区管控方案》的主要目标为：到2025年，建立较为完善的生态环境分区管控体系，师市生态环境质量总体改善，环境风险得到有效管控，产业结构调整深入推进，绿色发展水平明显提升，生态环境治理体系和治理能力现代化水平显著提高。

——生态保护红线。按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护师市生态安全的底线和生命线。

——环境质量底线。师市河流、湖库、水源地水质总体保持稳定，饮用水安全保障水平持续提升，水生态环境状况继续好转，猛进水库、八一水库水质保持V类标准，城镇集中式饮用水水源水质保持稳定。环境空气质量稳步提升，重污染天数持续减少。土壤环境质量保持稳定，农用地和建设用地土壤环境安全得到有效保障，土壤环境风险得到有效管控，受污染耕地安全利用率达到93%以上，污染地块安全利用率达到93%以上。

——资源利用上线。强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗达到国家、兵团下达的总量和强度控制目标，地下水超采得到严格控制。加快低碳发展，积极推动低碳试点建设，发挥低碳试点示范引领作用。

到2035年，建立完善的生态环境分区管控体系，生态环境质量实现根本好转，节约资源和保护生态环境的空间格局、产业结构、生产方式、生活方式总体形成。

本项目与《第六师五家渠市“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析可见表2.8-20。

表2.8.2-1 与分区管控方案的相符性分析

管控体系	相关要求	本项目	相符性
生态分区 管控	(1) 生态保护红线内，自然保护地核心保护区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动，在符合现行法律法规前提下，除国家重大战略项目外，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动。	本项目的建设区域不在生态红线内，不涉及自然保护区。	符合
	(2) 在不影响主导生态功能的前提下，除生态保护红线允许存在的八类人为活动外，还可开展生态旅游、畜禽养殖（禁养林，建设单位会严格按照相关规	本项目属于陆地石油开采项目，项目部分工程占用国家二级公益林，建设单位会严格按照相关规	符合

吉康油田奇探1区块二叠系芦草沟组油藏产能建设扩大试验项目环境影响报告书

管控体系	相关要求	本项目	相符性
	区除外)、矿产资源调查、基础设施建设、连队建设等人为活动以及符合区域准入条件的建设项目,对于建设项目涉及占用一般生态空间中的林地、草原等,按有关法律法规规定办理。	定办理征地手续。	
水环境分区管控	(1)水环境工业污染重点管控区强化区域污染物排放总量控制,加大推进开发区(园区)内企业预处理设施、集中处理设施以及配套管网、在线监控等环保设施建设力度,按计划推进开发区(园区)治污设施建设。新建、升级开发区(园区)应同步规划,建设污水、垃圾集中处理等设施。	本项目产生的井下作业废水和压裂返排液等均运至吉28原油脱水站处理,采出水管输至吉28原油脱水站处理,处理达标后用于复配压裂液,不外排。	符合
	(2)水环境农业污染管控区严格执行禁养区、限养区制度,调整优化养殖业布局,现有规模化畜禽养殖场(小区)要配套建设粪便污水贮存、处理、利用设施。加大畜禽养殖污染防治,切实加强畜禽养殖场废弃物综合利用、生态消纳。	本项目属于陆地石油开采项目,不涉及畜禽养殖。	符合
	(3)其他水环境重点管控区加强管控区水环境污染风险防范,重点加强涉水工业企业监管、农业种植中农药化肥种类和用量管控。	本项目属于陆地石油开采项目,不涉及农业种植和农药化肥的使用。	符合
	(4)水环境一般管控区应严格遵守国家及地方相关法律法规,严格控制水污染排放,提升水生态环境质量。	本项目产生的井下作业废水和压裂返排液等均运至吉28原油脱水站处理,采出水管输至吉28原油脱水站处理,处理达标后用于复配压裂液,不外排。	符合
大气环境分区管控	大气环境高排放区严格落实大气污染物达标排放、总量控制、环保设施“三同时”、在线监测、排污许可等环保制度。	本项目运营期间产生的废气主要为挥发性有机废气的无组织排放,项目采用密闭集输的方式降低有机废气的排放,项目的建设严格执行“三同时”制度。	符合
土壤环境风险防控	农用地优先保护区实行严格保护,确保其面积不减少、土壤环境质量不下降,除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外,其他任何建设不得占用。严格控制在优先保护类耕地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业。禁止在农用地排放、倾倒、使用污泥、清淤底泥、尾矿(渣)等可能对土壤造成污染的固体废物。	项目建设不涉及农用地,同时项目运营过程中产生的固体废物均得到妥善处置,严禁存在随意排放、倾倒的现象。	符合

根据《第六师五家渠市“三线一单”生态环境分区管控方案》(师市发〔2021〕4号),师市共划定57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。

优先保护单元10个,占师市总面积的13.3%。主要包括生态保护红线、一般生态空间,水环境优先保护区,环境空气一类功能区等区域。该区域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。

重点管控单元33个,占师市总面积的14.74%。主要包括五家渠市城区和团场场部区域、五家渠经济技术开发区和开发强度大、污染物排放强度高及存在环境风险的其他区域。该区域应优化空间布局,加强污染物排放控制和环境风险防控,不断提升资源利用效率,重点解决突出生态环境问题,切实推动生态环境质量持续改善。

一般管控单元共14个,占师市总面积的71.96%。主要指优先保护单元和重点管控单元之外的区域。该区域以经济社会可持续发展为导向,生态环境保护与适度开发相结合,开发建设应落实现行生态环境保护基本要求。

本项目位于新疆生产建设兵团第六师红旗农场,根据《第六师五家渠市“三线一单”生态环境分区管控方案更新成果(2023版)》,项目所在区域位于一般管控单元(ZH65761230001),详见图2.10-2。项目用地周边2km范围内无国家公园、自然保护区、森林公园的生态保育区和核心景区、地质公园的地质遗迹保护区、世界自然遗产的核心区和缓冲区、湿地公园的湿地保育区和恢复重建区、饮用水水源地一级保护区、水产种质资源保护区的核心区以及其他类型禁止开发区的核心保护区域。项目井场及管网建设不会占用生态红线保护区。本项目与一般管控单元管控要求相符性分析见表2.8.2-2。

表2.8.2-2管控要求相符性分析

管控类别	管控要求	本项目	相符性
空间布局约束	(1)执行一般生态空间—生物多样性/防风固沙相关要求。 (2)将保护现有荒漠植被作为防沙治沙的首要任务,持续开展防沙治沙工作,保护绿洲边缘荒漠林,避免营造高耗水的人工速生林。	本项目占地42.5967hm ² ,本项目建设会造成占地范围内植被生物量损失,通过采取本环评提出的生态恢复措施后,临时占地内植被在完工后3~5年内可恢复原貌,不会对生物多样性、防风固沙治沙工作产生影响。	符合
污染物排放管控	(1)合理使用化肥农药,鼓励使用配方肥。 加强废弃农膜回收利用,提高农膜质量,严厉打击违法生产和销售不合格农膜的行为。	本项目不使用化肥农药,无废弃农膜产生。	符合
环境风险防控	(1)对耕地面积减少或土壤环境质量下降的团场要进行预警提醒。		
资源利用效率	(1)推行秸秆还田、增施有机肥、少耕免耕、粮豆轮作、化肥农药减量、农膜减量与回收利用等措施,切实保护耕地土壤环境质量。	本项目采取分区防渗、跟踪监测等土壤环境保护措施后,不会使土壤环境质量下降。	符合

项目评价范围内大气环境、水环境和声环境质量现状良好,本项目排放大气污染物为挥发性有机物,通过密闭集输设置紧急阀的方式来减少挥发性有机物的无组织排

放；项目产生的井下作业废水、压裂返排液、废洗井液进罐收集后拉运至吉28原油脱水站污水处理装置进行处理；经处理后废水水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）和《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中的有关标准后，暂存在30万m³水池，用于回注油层，不向外环境排放；项目固废全部妥善处置，含油污泥定期委托有资质的单位进行无害化处置，落地原油由作业单位100%回收，回收后的落地原油运至吉28原油脱水站进行处理，其他危险废物（废弃防渗膜、废机油等）委托有资质的单位进行无害化处置，产生的固体废物不会对周围环境造成不利影响；在做好防渗的前提下，本项目对土壤和地下水影响较小。

项目实施后产生的废气、废水、噪声等虽然对环境造成一定的负面影响，但影响程度很小，各项污染物均能实现达标排放，不会改变环境功能区，能够严守环境质量底线。

综上，本项目建设符合“三线一单”要求。

具体生态环境准入清单要求见表2.8.2-1。

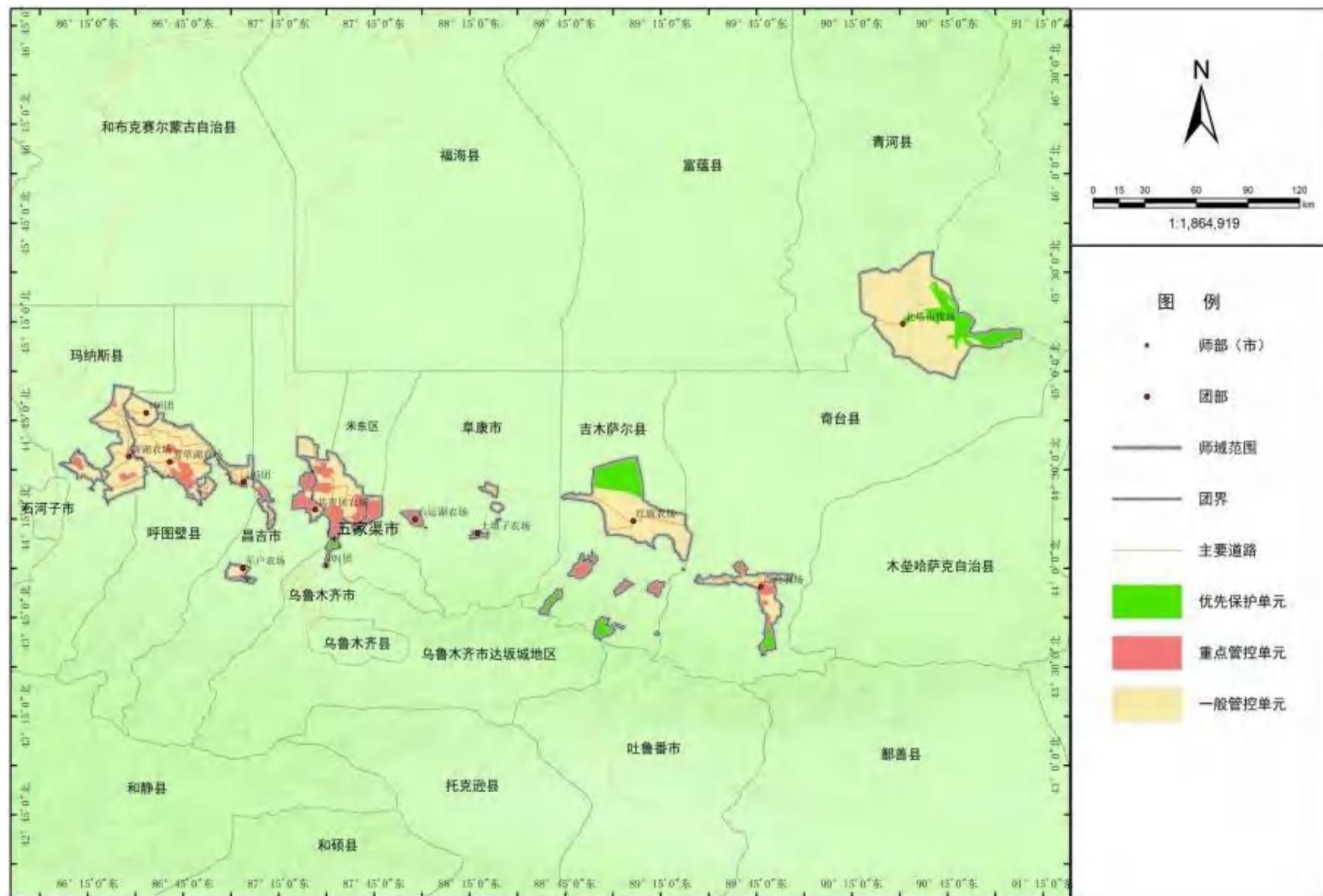


图2.8.2-1 本项目与第六师五家渠市“三线一单”生态环境分区管控的相对位置图

2.9. 温室气体排放分析

2.9.1. 排放影响因素分析

结合工程分析与《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）》，本项目主要碳排放源的识别与分析如下：

（1）燃料燃烧CO₂排放。主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生CO₂排放；本项目不涉及。

（2）火炬燃烧排放。出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了CO₂排放外，还可能产生少量的CH₄排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算CO₂和CH₄排放；本项目不涉及火炬燃烧排放。

（3）工艺放空排放：主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的CH₄或CO₂气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算；本项目不涉及。

（4）CH₄逃逸排放：主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织CH₄排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算；本项目涉及管线泄漏、设备泄漏等。

（5）CH₄回收利用量，主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的CH₄从而免于排放到大气中的那部分CH₄。CH₄回收利用量可从企业总排放量中予以扣除；本项目不涉及。

（6）CO₂回收利用量，主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的CO₂作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分CO₂。CO₂回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑CO₂地质埋存或驱油的减排问题；本项目不涉及。

(7) 企业净购入电力和净购入热力隐含CO₂排放。该部分排放实际上发生在生产这些电力、热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照规定也计入报告主体的排放总量中。本项目用电由第六师提供。



图2.9.1-1 石油天然气生产业务温室气体排放源及气体种类示意图

本项目主要碳排放源信息见表2.9.1-1。

表2.9.1-1主要排放源识别信息表

排放类型	温室气体种类	核查范围和内容相关说明
燃料燃烧排放	CO ₂	不涉及
火炬燃烧排放	CO ₂ 、CH ₄	不涉及
工艺放空排放	CO ₂ 、CH ₄	不涉及
CH ₄ 逃逸排放	CH ₄	本项目涉及设备泄漏、管线泄漏等
CH ₄ 回收利用量	CH ₄	不涉及
CO ₂ 回收利用量	CO ₂	不涉及
企业净购入电力和净购入热力隐含CO ₂ 排放	CO ₂	净购入电力消费引起的CO ₂ 排放

2.9.2. 温室气体排放核算

(1) 核算方法

中国石油天然气生产企业的二氧化碳排放总量等于核算边界内化石燃料燃烧CO₂排放量，加上火炬燃烧排放量，加上各个业务环节的工艺放空排放和逃逸排放之和（其中非CO₂气体应按全球增温潜势，即GWP值，折算成CO₂当量），减去企业的CH₄和CO₂回收利用量，再加上企业净购入电力和净购入热力的隐含CO₂排放量，计算公式如下：

$$E_{GHG\text{石油天然气}} = E_{CO2\text{燃烧}} + E_{GHG\text{火炬}} + \sum_x (E_{GHG\text{工艺}} + E_{GHG\text{逃逸}}) - RH_{CH4\text{回收}} \\ \times GWP_{CH4} - RH_{CO2\text{回收}} + E_{CO2\text{净电}} + E_{CO2\text{热电}}$$

上述公式中：

E_{GHG} 石油天然气：为报告主体石油天然气生产温室气体排放总量，单位为吨CO₂当量（CO₂）；

$E_{CO_2\text{燃烧}}$ ：为报告主体化石燃料燃烧CO₂排放，单位为吨CO₂；

$E_{火炬\text{燃烧}}$ ：为报告主体为企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨CO₂；

$E_{GHG\text{工艺}}$ ：企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨CO₂当量；

$E_{GHG\text{逃逸}}$ ：企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨CO₂当量；

s ：为企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$RH_{CH_4\text{回收}}$ ：企业的CH₄回收利用量，单位为吨CH₄；

$RH_{CO_2\text{回收}}$ ：企业的CO₂回收利用量，单位为吨CO₂；

GWP_{CH_4} ：CH₄相比CO₂的全球变暖潜势（GWP）值。根据IPCC第二次评估报告，100年时间尺度内1吨CH₄相当于21tCO₂的增温能力，因此GWP_{CH₄}等于21；

$E_{CO_2\text{净电}}$ ：为净购入电力隐含的CO₂排放，单位为吨CO₂；

$E_{CO_2\text{净热}}$ ：为净购入热力隐含的CO₂排放，单位为吨CO₂。

（2）CH₄逃逸排放

① 计算公式

油气开采工艺放空CH₄排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的工艺放空排放因子进行计算：

$$E_{CH_4\text{开采放空}} = \sum_j (Num_j \times EF_j)$$

式中，

$E_{CH_4\text{开采放空}}$ ：油气开采环节产生的工艺放空CH₄排放量，单位为吨CH₄；

J ：油气开采系统中的装置类型，包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等；

Num_j ：第j个装置的数量，单位为个；

EF_j ：第j个装置的工艺放空CH₄排放因子，单位为吨CH₄/(年·个)。

② 排放因子数据

本次评价CH₄逃逸排放因子数据均参考《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》附录二表2.2，具体见表2.9.2-1。

表2.9.2-1 油气系统不同设施CH₄排放因子缺省值

油气系统	设施/设备CH ₄ 排放因子	
石油系统	设施逃逸	工艺放空
井口装置	0.23(吨/年·个)	/
单井储油装置	0.38(吨/年·个)	0.22(吨/年·个)
接转站	0.18(吨/年·个)	0.11(吨/年·个)
原油输送管道	753.29 (吨/亿吨)	/

③ 计算结果

表2.9.2-2 油气系统不同设施CH₄排放量计算

油气系统	设施/设备CH ₄ 排放量	
石油系统	设施逃逸	工艺放空
井口装置 (27个, 生产15年)	93.15t	0
单井储油装置 (0个)	0	0
接转站 (0个)	0	0
原油输送管道 (7.5万t/a, 生产15年)	8.47t	0
合计	101.62t	0t
总计	101.62t	

(3) 企业净购入电力隐含CO₂排放

本项目无需采暖, 只计算购入电力隐含CO₂排放。

① 计算公式

企业净购入的电力隐含的CO₂排放量计算公式如下:

$$E_{CO2-净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中:

E_{CO2-净电}: 为企业净购入的电力隐含的CO₂排放, 单位为吨CO₂;

AD_{电力}: 为企业净购入的电力消费量, 单位为MWh;

EF_{电力}: 为电力供应的CO₂排放因子, 单位为吨CO₂/MWh。

② 活动水平数据

根据建设单位提供资料和工程分析核算活动水平数据, 购入的电力产生的CO₂排放活动水平数据见表2.9.2-3。

表2.9.2-3 购入的电力CO₂排放活动水平数据一览表

项目	类别	名称	单位	活动数据
全厂	电力	净购入电力	MWh	1117.6

③ 排放因子数据

本次评价电力排放因子按照企业生产场地所属区域电网的平均供电CO₂排放因子0.5703tCO₂/MWh。

(4) 计算结果

根据购入电力产生的CO₂排放计算公式，全厂实施后，购入电力产生的CO₂排放量核算结果见表2.9.2-4。

表2.9.2-4 购入电力产生的CO₂排放量核算结果一览表

项目	类别	名称	单位	CO ₂ 排放量
全厂	电力	电力消耗量	吨CO ₂	637.36

2.9.3. 温室气体排放量汇总

全厂实施后，CO₂排放总量为637.6t，CH₄排放总量为101.62t，见表2.9.3-1。

表2.9.3-1 CO₂排放总量核算汇总一览表

类别	CO ₂ (t)	CH ₄ (t)
燃料燃烧排放	0	0
火炬燃烧排放	0	0
工艺放空排放	0	0
CH ₄ 逃逸排放	0	101.62
CH ₄ 回收利用量	0	0
CO ₂ 回收利用量	0	0
企业净购入电力和净购入热力隐含CO ₂ 排放	637.36	0
总排放量	637.36	101.62

2.9.4. 碳排放量汇总

根据上述计算，本项目CH₄排放量为101.62t/a。

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，100年时间尺度内1吨CH₄相当于21吨CO₂的增温能力，因此本项目温室气体排放总量为2771.38吨当量。

2.10. 选址选线合理性分析

(1) 项目总体布局合理性分析

拟建工程位于奇探1块采矿权范围内，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物的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

(2) 井场布置的合理性分析

根据现场调查钻井井场均布置远离居民点等环境敏感目标，与最近居民点畜牧养殖小区距离780m；项目区以北6.5km处为准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态红线，本项目不在生态红线范围内。经调查，项目评价区内无野生动

物饮用水水源，无动物迁徙通道；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》和《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4号)，本项目属于吉木萨尔县水土流失重点治理区；井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能综上所述，井场布置合理。

(3) 管线选线可行性分析

根据现场调查和资料搜集，项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。根据拟建管线沿线的占地类型、土壤扰动、植被覆盖度、保护植被分布、野生动物生境分布、地质稳定性、汇水和洪水影响、穿跨越工程量、环境敏感目标分布情况等方面，进行了选线方案优化，选择了最优路线。

拟建的单井集输管线穿越国家和地方公益林，本次对上述涉及环境敏感区的管线进行方案比选。管线不同敷设路径与公益林的位置关系如图3.11-1所示。

集输管线方案比选见表2.10-1。

表2.10-1 集输管线方案比选分析

项目	方案1	方案2
线路长度	1#、2#、4#和5#平台采出液首先管输至3#平台，在3#平台增压后通过新建集输管线输至已建DN150集输汇管，连接至吉28脱水站，总长度为13.5km。	在奇探1块1#、2#、3#平台各新建电磁加热器2台、在5#平台建设增压站1座。2#、3#平台产液均管输至4#平台，4#、1#平台产液及来液均管输至5#平台，在5#平台增压后管输吉2815接至已建集输管道，输至吉28脱水站进行处理，管线总长度10.197km。
占地情况	管线穿越公益林长度6100m，临时占用耕地4.88hm ² ；未占用基本农田；管线穿越吉彩路1处，长度300m，临时占用面积0.6hm ² ；	管线穿越公益林长度3995m，临时占用耕地3.196hm ² ；未占用基本农田；管线未穿越道路；
居民区	评价范围200m内居民区	评价范围200m无居民区
植被覆盖度及分布情况	临时占地范围内，灌木林地的植被覆盖度30%以下，草地的植被覆盖度15%~25%；灌木林地和草地植被覆盖度低、植被稀疏，生物损失量较小；	
穿跨越工程	无穿越	
涉及环境敏感区	5条管线均采取管线绕行的方案避让公益林，无法避让的区域，选择了穿越公益林的最短路径方案；	
植被损失	部分管线沿线植被茂密，植被损失相对较大；	管线沿线植被一般，无法避让的部分穿越公益林的管段存在大片空地，植被损失较小；
地质条件	场地无不良地质现象（如滑坡、崩塌、泥石流等）存在，也没有大的活动性构造通过，场地区域稳定性较好	场地无不良地质现象（如滑坡、崩塌、泥石流等）存在，也没有大的活动性构造通过，场地区域稳定性较好
汇水和洪水影响	管线穿越洪水易发区和潜发区；	管线未穿越洪水易发区和潜发区；

经过对油气集输管线方案进行比选，得出以下结论：

(1) 经过比选，管线方案均未穿越城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点；管线走向均避让居民集中区域，管线两侧的安全距离符合《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)的要求，降低环境风险事故状态下对环境目标的影响；区域内场地无不良地质现象（如滑坡、崩塌、泥石流等）存在，也没有大的活动性构造通过，场地区域稳定性较好；管线敷设区域不在洪水易发区和潜发区。

(2) 从经济、技术条件进行分析，方案1线路最长，投资最大；方案2线路最短，投资最小。

(3) 从环境敏感性方面分析，方案1穿越公益林区域的管段较长，但该区域内公益林和草地的植被覆盖度相对较高，可能产生的生物损失量相对较大。方案2管线穿越耕地、公益林和草地，穿越敏感目标距离均为最短。

综上所述，从经济、技术、环境等方面综合进行比选，本环评推荐选择方案2，该方案未占用基本农田，穿越公益林的管段较短，生物损失量较小。

3 环境现状调查与评价

3.1 自然环境概况

3.1.1 地理位置

吉康油田位于准噶尔盆地东部吉木萨尔凹陷，南距吉木萨尔县约 30km，西距离乌鲁木齐约 150km。吉 28 块从木鄯公路线至鄯善火车站镇约 290km，从乌鲁木齐线至鄯善火车站镇约 510km。吉木萨尔凹陷有效探矿权面积 437km²，行政隶属新疆维吾尔自治区吉木萨尔县和新疆生产建设兵团五家渠市红旗农场、107 团共同管理。

本项目位于兵团红旗农场内，拟部署的 5 座采油平台中，1 号采油平台南距红旗农场中心约 7 千米，南距吉木萨尔县城约 35 千米，2 号采油平台南距红旗农场中心约 8 千米，南距吉木萨尔县城约 34 千米，3 号和 4 号采油平台西南距红旗农场约 7 千米，南距吉木萨尔县城约 34 千米，5 号采油平台西南距红旗农场约 6 千米，南距吉木萨尔县城约 33 千米。坐标范围为：E89°08'05.8577"，N44°18'04.7372"。本项目地理位置图见图 3.1-1。

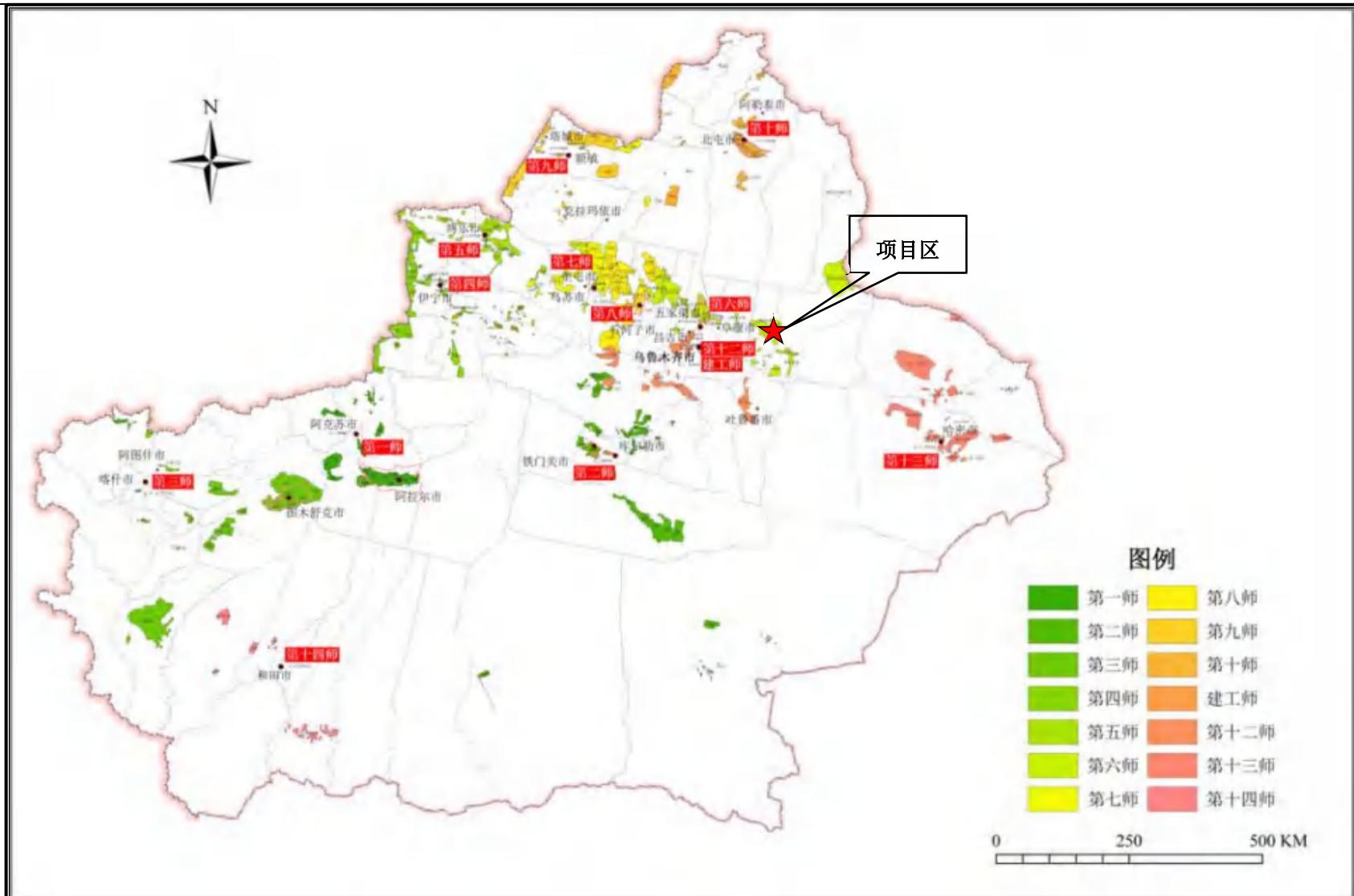


图 3.1-1 地理位置图

3.1.2 地形地貌

吉木萨尔县地势南高北低。地貌南部为高山雪岭，北部为卡拉麦里山岭的低山残丘，两山之间是山前倾斜平原和低缓起伏的沙丘，最高点是二工河源头的雪峰，海拔 500m。南部山区面积为 436km²，以云杉为主的针叶林，四季常青。中部平原面积为 2828km²，占县城面积的 22%，是吉木萨尔县主要农作物种植区。北部属古尔班通古牧沙漠，面积达 6719.9km²，占全县面积的 53%，区域内气候干旱，植物群落较为单一，主要是由木碱蓬、琵琶柴、假木贼和猪毛菜等组成的小半灌木荒漠植被。大部分区域植被稀疏、覆盖度为 5%~15%。

3.1.3 地质概况

项目区所在区域属于准噶尔拗陷区，从石炭系到第四系均有出露，泥盆系、石炭系主要分布在卡拉麦里山的低山丘陵区，主要岩性为火山岩、碎屑岩等。二叠系、三叠系在项目区内有出露，白垩系仅在北部卡拉麦里低山丘陵西侧及南部的沟谷中有零星出露，其它地段未见该层出露。第四系广布于山前及平原地带。

3.1.4 气候、气象

吉木萨尔区块位于新疆维吾尔自治区东北部，准噶尔盆地东南缘，属大陆季风气候，春秋两季多风沙，最大风力可达 12 级以上。区块内温差较大，夏季酷热，最高气温 40°C，冬季寒冷，最低气温-40°C；气候干燥，年平均降水量小于 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°C；

年平均气压 年平均降水量：93.4KPa，199.0mm；

年平均蒸发量：1885.2mm；

年平均风速：1.48m/s；

全年主导风向：WNW；

最大冻土深度：141.0cm。

3.1.5 水文及水文地质

(1) 地表水

吉木萨尔县境内主要有河流10条及一个后堡子泉水系，河流由西而东依次是二工河、西大龙口河、大东沟河、新地沟河、渭户沟河、东大龙口河、牛圈子沟、吾塘沟、小东沟、白杨河。河流均发源于天山北坡，流域独立。

河流流向由南向北与山脉走向大体垂直，源头高程一般在3000m以上，出山口高程在1100m以下，河流长一般不超过50km，各河最终汇入平原绿洲为人类所利用。河流源头多接冰川，以山区降水量为主要补给源，河流径流具有明显的季节性变化。吉木萨尔县河流特征见下表。

表 3.1-1 吉木萨尔县河流特征一览表

河名	站名	集水面积 (km ²)	所属县(市)	径流量 (亿m ³)	备注
西大龙口河	西大龙口	371.0	吉木萨尔县	0.6662	
大东沟	渠首	57.0	吉木萨尔县	0.0843	
新地沟	渠首	80.0	吉木萨尔县	0.2483	
渭户沟	渠首	62.0	吉木萨尔县	0.2426	
东大龙口河	东大龙口	163.0	吉木萨尔县	0.6413	
牛圈子沟	渠首	29.0	吉木萨尔县	0.0270	
吾塘沟	渠首	33.0	吉木萨尔县	0.2390	
小东沟	渠首	33.0	吉木萨尔县	0.0156	
二工河	渠首		吉木萨尔县	0.1584	
白杨河	五圣宫	162.0	吉木萨尔县	0.6706	奇台、吉木萨尔县界

本项目位于准噶尔盆地东部，与下新湖水库最近距离3.85km，本项目管道试压用水水源来自红旗农场市政供水点，并下作业用水水源来自吉28采出水暂存池以及页岩油联合站储水、水池，不利用下新湖水库的水源。

(2) 地下水

吉木萨尔县东大龙口河流域，从南部山区—中部平原—北部沙漠，构成一个完整的流域体系。

1) 南部山区

南部山区主要由全新世至上新世的砂、页岩、泥岩、灰色变质碎屑岩及火成岩组成，岩相变化大，厚度从几十米到几千米不等；由于强烈的构造运动，使山区基岩裂隙发育，大气降水入渗后，以裂隙水形式大量出露补给河流和平原区的地下水。

在低山带分布有较厚的第三系地层，由于第三系一般比较松软，易遭受暴雨的冲刷，从而增大了河流的含沙量。

2) 中部平原

在山前拗陷区, 由于受山前深大断裂的影响, 拗陷带内沉积了较厚的第四系松散沉积物, 给地下水的赋存创造了巨大的空间, 也是河水散失的主要去向。拗陷带内第四系沉积物厚度, 一般为 400-600m。按水文地质分带, 由南向北依次为山前冲洪积扇-扇缘潜水溢出带-细土平原, 含水层颗粒也依次由卵砾石-砂砾石-中粗砂-中细砂-粉细砂-亚砂土、亚粘土, 平原区地下水主要以潜水和承压水形式广泛分布。

本工程区域位于中部平原区。

①地下水赋存条件及分布规律

该项目分析范围内地层岩性为第四系更新世-全新世的冲洪积相砾石、砂砾石、砂层和冲洪积-湖相和沼泽相粘质砂土、粘性土层。区内第四纪松散堆积物厚度超 400m, 为地下水的赋存、运移提供了良好空间, 由于第四纪成因类型的多样性, 使得含水层的岩性、粒度和组成结构复杂化。

——单一结构潜水含水层

主要分布在河流出山口至老台-三台-吉木萨尔县城一线, 该带第四纪堆积物巨厚, 含水层岩性以卵砾石、砂砾石为主, 并由南向北颗粒逐渐变细, 潜水位埋深由南向北逐渐变浅。南部潜水位埋深 $>150m$, 乌奇公路沿线潜水位埋深在 90m 左右, 单井涌水量 $2000-3000m^3/d$, 饱水带厚度 $>100m$, 属地下水强富水带。

——多层结构潜水-承压含水层

主要分布在老台-三台-吉木萨尔县城一线以北的广大平原区。上部为潜水含水层, 岩性为砂砾石、中粗砂、中细砂, 并由南向北颗粒逐渐变细, 富水性逐渐变弱, 南部富水带单井涌水量 $500-1000m^3/d$; 北部贫水带单井涌水量 $100-500m^3/d$ 。潜水含水层底板埋深 50-100m, 渗透系数 2-5m/d。下部为承压含水层, 岩性主要为砂砾石、砾石、中细砂, 单井涌水量 $1000-3000m^3/d$, 渗透系数 5-13m/d。在 300m 以内分布有三个承压含水层组: 第一承压含水层组顶板埋深 50-100m, 第二承压含水层组顶板埋深 70-140m, 第三承压含水层组顶板埋深 110-220m。

项目区含水层类型为多层结构潜水-承压含水层, 含水层岩性为砂砾石、中粗砂、中细砂, 属地下水强富水带。

②地下水的补给、径流及排泄条件

——地下水的补给

分析范围内地下水的补给来源主要有南部山区冰雪融水、降水一部分形成地表径流，一部分沿基岩裂隙、断裂破碎带及冰水沉积物孔隙垂直入渗，以潜流形式补给山前平原潜水和深层承压水。河流在出山口后，有相当一部分水渗漏于山前砾石带，补给平原区潜水和深层承压水。平原灌区渠系入渗，库（塘）入渗，雨、洪入渗等直接补给平原区潜水。

——地下水的径流

项目区冲洪积松散层厚度大、粒径粗、坡度大、孔隙大、径流条件好，潜水埋藏深、开采难度大。大部分地下水通过径流区流入下游细土平原区。

——地下水的排泄

项目区域内地下水的排泄途径主要有开采，在细土平原水位浅埋地区，潜水可通过蒸发垂直排泄，沿径流方向以潜流方式排出区外，入北部沙漠。

3.1.6 地震

根据《中国地震烈度区划图》（50年超越概率10%），项目区域地震烈度为VI度。

3.2 环境空气现状调查与评价

3.2.1 项目所在区域环境质量达标情况

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），“依据评价所需环境空气质量现状、气象资料等数据可获得性、数据质量、代表性等因素，选择近3年中数据相对完整的1个日历年作为评价基准年”。对于项目所在区判定，导则中指出“优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告书中的数据或结论”。

根据乌鲁木齐市环境空气质量监测2023年环境质量数据，PM₁₀、PM_{2.5}年均值不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及2018年修改单二级标准，故项目所在区域为不达标区。

表 3.2-1 基本污染物环境质量现状

污染物	评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	5	60	8.3	达标
NO ₂	年平均质量浓度	44	40	110	超标

污染物	评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
PM ₁₀	年平均质量浓度	81	90	90	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	50	60	83.3	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	0.9mg/m ³	4 mg/m ³	22.5	达标
O ₃	最大 8 小时平均第 90 百分位数	40	160	25	达标

项目所在区域 NO₂ 年平均浓度有超标现象, NO₂ 年平均占标率为 110%, 年均值超标倍数为 0.10, 超标原因主要与城市区域车辆较多有关系, 故项目所在区域为不达标区。

3.2.2 特征因子补充监测

本次大气环境质量补充监测特征因子引用已审批环境影响报告书《昌吉油田吉 28 块芦草沟组页岩油开发先导试验方案环境影响报告书》中监测数据, 现昌吉油田吉 28 块芦草沟组页岩油开发先导试验方案还未进行建设, 大气环境现状与现阶段大气现状相似, 监测单位为新疆天熙环保科技有限公司。

3.2.2.1 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 的要求, 在项目所在地及主导风向下风向 5km 范围内各设置 2 个监测点进行补充监测, 详见表 3.2-2 和图 3.2-1 所示。

表 3.2-2 项目大气现状监测点相对位置

编号	监测点位	北纬	东经	备注
G1	G2809 平台	44.2679	89.1890	引用《昌吉油田吉 28 块芦草沟组页岩油开发先导试验方案环境影响报告书》中监测数据
G2	红旗农场三分场一小队	44.2681	89.1725	

标号	监测点位名称	监测点位坐标	相对位置关系	监测因子
G1	G2809 平台	经度: 89.1890 纬度: 44.2679	新建集输管网吉 2815 接口东侧 1.7km 处	非甲烷总烃、H ₂ S
G2	红旗农场三分场一小队	经度: 89.1725 纬度: 44.2681	5#采油平台西南 2500m	

3.2.2.2 监测因子

补充监测因子均为其他污染物, 为非甲烷总烃及 H₂S。监测时同步记录监测

期间气象条件（风向、风速、气温、气压、稳定性等常规气象参数值）。

3.2.2.3 监测时间及频次

非甲烷总烃及监测时间为2022年1月1日至1月7日，连续7天，每天监测4次小时平均浓度，每小时至少有45min采样时间。采样时间及频次见表3.2-3。

3.2.2.4 监测及分析方法

监测分析方法均按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及2018年修改单及国家环保总局颁发的《环境监测技术规范》（大气部分）、《空气和废气监测分析方法》的有关要求进行。具体见表3.2-4。

表3.2-4 监测方法

序号	监测项目	监测方法	检出限
1	非甲烷总烃	气相色谱法（HJ604-2017）	0.07mg/m ³ （以碳计）
2	硫化氢	亚甲蓝分光光度法 GB 11742-1989	0.005mg/m ³

3.2.2.5 现状质量监测结果及评价

（1）评价方法

采用单因子标准指数法。

$$I_{ij} = \frac{C_{ij}}{C_{si}}$$

式中：I_{ij}—i指标j测点指数；

C_{ij}—i指标j测点监测值（ug/m³）；

C_{si}—i指标二级标准值（ug/m³）。

（2）评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以2000ug/m³作为环境质量标准限值；H₂S参照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的浓度限值（10ug/m³）。

（3）评价结果

监测时间段大气环境现状监测结果见表3.2-5。

表3.2-5 项目其他污染物监测结果汇总

监测点位	污染物	平均时间	评价标准	监测浓度范围（ug/m ³ ）	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	达标情况
G1	H ₂ S	1h平均	10	<5	<50	0	达标

	非甲烷总烃	G2	2000	340~840	42	0	达标
	H ₂ S		10	<5	50	0	达标
	非甲烷总烃		2000	410~1040	52	0	达标

由表 3.2-5 监测结果可知，评价区域内各监测点非甲烷总烃最大值为 1040ug/m³，最大占标率为 52%；H₂S 小时浓度均 < 5ug/m³。监测期间评价区非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H₂S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

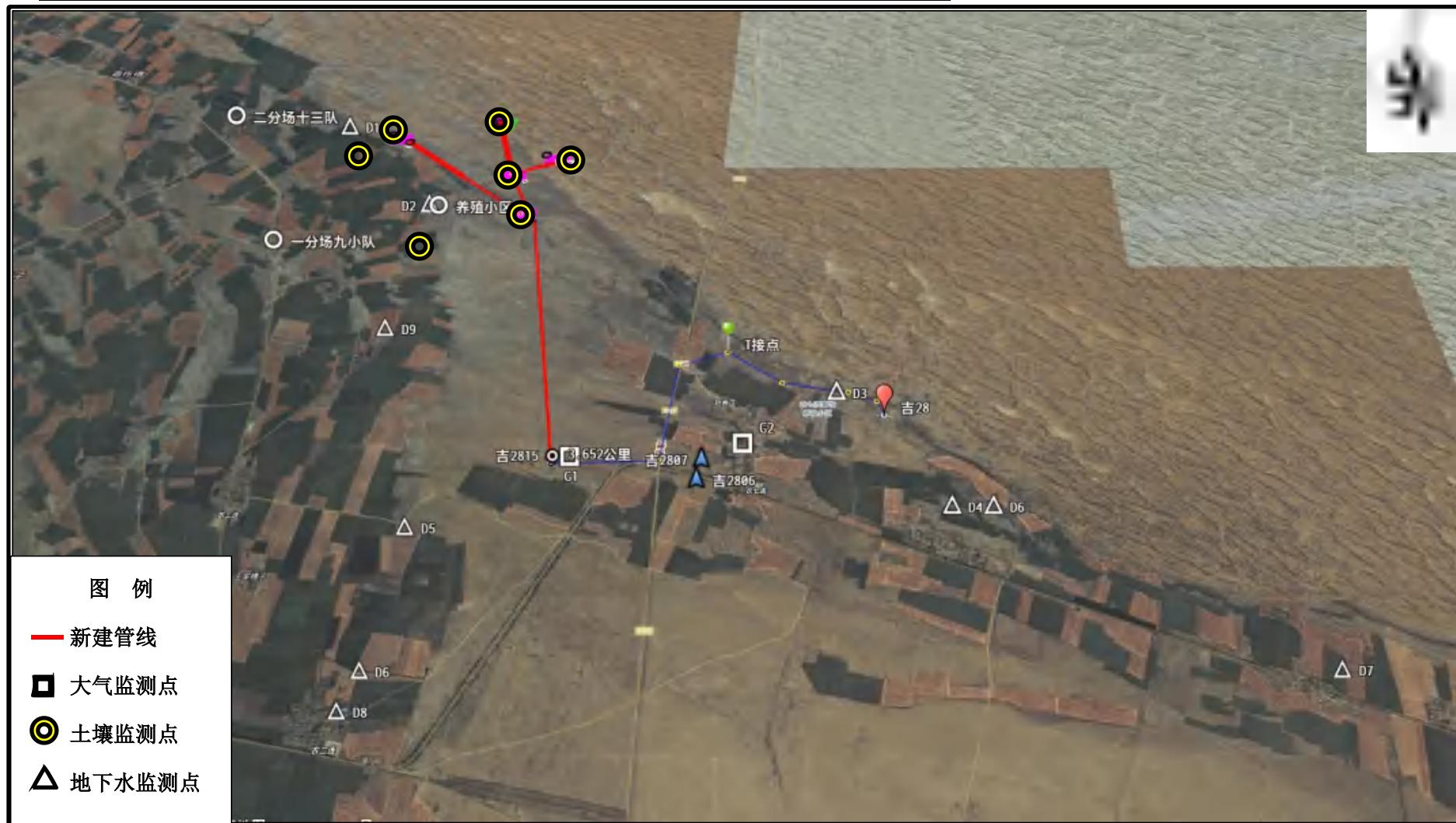


图 3.2-1 项目监测布点图

3.3 水环境现状调查与评价

项目评价区域内无地表水域、无地下水井的分布。因此，本次环评仅对评价区域地下水质量进行现状监测与评价。

3.3.1 地下水现状调查与评价

3.3.1.1 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中，对地下水二级评价项目，地下水潜水含水层至少5个监测点，可能受影响且具有开发利用价值的含水层2-4个，本项目设置5个地下水监测点。区域地下水流向总体东向西，周边无地下水环境敏感点，结合区域地下水井分布情况，在区域西、西南侧各设置1口潜水水井、东南侧设置3口潜水水井，引用点位与本项目处于同一水文地质单元，整体布置符合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求。

本次补充现状地下水监测数据2个，编号为D1、D2，由天地鉴职业环境检测评价有限公司监测，监测时间为2024年6月24日。

引用《昌吉油田吉28块芦草沟组页岩油开发先导试验方案环境影响报告书》中监测数据8个，编号为D3-D10，监测时间为2022年1月3日。

其合理性分析见表3.3-1。各监测点位置见表3.3-2，图4.3-1。

表3.3-1 地下水引用数据合理性分析表

序号	分析角度	昌吉油田吉28块芦草沟组页岩油开发先导试验方案环境影响报告书	本项目	引用点位合理性判定
		D3~D10	D1、D2	
1	所属含水层	潜水	潜水	同一含水层
2	水文地质	第四系孔隙含水层	第四系孔隙含水层	同一水文地质单元
3	水化学类型	CaCl ₂ 型	CaCl ₂ 型	同化学类型
4	监测时间	2022年1月3日	2024年6月24日	三年有效期内

通过表4.3-1可知，本项目地理位置、所属含水层、水化学类型与所引用地下水点位的地理位置、所属含水层、水化学类型一致，引用地下水监测数据在三年有效期内，因此地下水监测数据具有代表性，有效性。

表4.3-2 地下水环境监测布点及监测因子情况表

编	采样位置	坐标	与项目区位置相对关	监测点类型	备注
---	------	----	-----------	-------	----

号			系		
D1	1#采油平台周边地下水井	89°06'05.6168" 44°18'54.8759"	项目区下游, 1#平台西侧 1.2km	水质、水位	本次监测
D2	农二连畜牧养殖场	89°07'19.1132", 44°18'06.4441"	项目区下游, 5#平台西侧 780m		
D3	农七连畜牧养殖小区	E89°11'06.18" N 44°16'27.37"	项目区两侧, 集输管线东侧 3200m		
D4	红旗农场三分场一小队	E89°12'02.58" N 44°15'41.28"	项目区上游, 集输管线侧 4360m		
D5	红旗农场三分场四小队	E89°07'53.8189" N 44°15'39.9281"	项目区上游, 5#采油平台西南侧 3600m, 集输管网西侧 800m		
D6	红旗农场三分场一小队	E89°12'29.58" N 44°15'32.03"	项目区上游, 管网终点 吉 2815 平台东侧 4800m		引用监测
D7	农八连	E89°14'47.73" N 44°14'46.98"	项目区上游, 管网终点 吉 2815 平台东南侧 8300m		
D8	农二连	E89°07'38.77" N 44°14'33.19"	项目区两侧, 吉 2815 平台南侧 3000m		
D9	红旗农场一分场十小队	E89°07'01.75" N 44°16'53.84"	项目区下游, 5#采油平台西南侧 2200m		
D10	项目区周边加密点	E89°08'08.15" N 44°11'49.66"	项目区上游, 管线 6700m		

3.3.1.2 监测项目

监测项目: pH 值、嗅和味、色度、浊度、肉眼可见物、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、阴离子表面活性剂、硫化物、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发酚、氰化物、氟化物、碘化物、砷、硒、汞、六价铬、铅、镉、铁、锰、铜、锌、铝、钠、石油类、氯化物、硫酸盐、总大肠杆菌、菌落总数、水温、水位。

3.3.1.3 监测时间及频次

监测时间为 2024 年 6 月 24 日, 监测 1 次, 引用监测时间为 2022 年 1 月 3 日。

3.3.1.4 采样及分析方法

监测采样技术方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020) 以及《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 规范规定的方法进行。

表 3.3-5 地下水环境监测因子及分析方法一览表

序号	检测项目	分析方法及国标代号	检出限
1	钠离子	水质钾和钠的测定火焰原子吸收分光光度法 GB11904-89	0.01mg/L

2	钾离子	水质钾和钠的测定火焰原子吸收分光光度法 GB11904-89	0.004mg/L
3	硒	水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法 HJ694-2014	0.3μg/L
4	铜	水质 65 种元素的测定电感耦合等离子体质谱法 HJ700-2014	0.08μg/L
5	锌	水质 65 种元素的测定电感耦合等离子体质谱法 HJ700-2014	0.67μg/L
6	铝	水质 65 种元素的测定电感耦合等离子体质谱法 HJ700-2014	1.15μg/L
7	钾	水质钾和钠的测定火焰原子吸收分光光度法 GB11904-89	0.05mg/L
8	pH	水质 pH 值的测定玻璃电极法 GB6920-1986	/
9	氨氮	水质氨氮的测定纳氏试剂分光光度法 HJ535-2009	0.025mg/L
10	硝酸盐氮	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 HJ84-2016	0.016mg/L
11	亚硝酸盐氮	水质亚硝酸盐氮的测定分光光度法 GB7493-87	0.003mg/L
12	挥发酚	水质挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ503-2009	0.0003mg/L
13	氰化物	生活饮用水标准检验方法无机非金属指标 14.1 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法 GB/T5750.5-2006	0.002mg/L
14	砷	水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法 HJ694-2014	0.3μg/L
15	汞	水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法 HJ694-2014	0.04μg/L
16	六价铬	水质六价铬的测定二苯碳酰二肼分光光度法 GB7467-1987	0.004mg/L
17	总硬度	水质钙和镁离子总量的测定 EDTA 滴定法 GB7477-1987	5.00mg/L
18	铅	水质铜、锌、铅、镉的测定原子吸收分光光度法 GB7475-1987	10μg/L
19	氟化物	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 HJ84-2016	0.006mg/L
20	镉	水质铜、锌、铅、镉的测定原子吸收分光光度法 GB7475-1987	1μg/L
21	铁	水质铁、锰的测定火焰原子吸收分光光度法 GB11911-1989	0.03mg/L
22	锰	水质铁、锰的测定火焰原子吸收分光光度法 GB11911-1989	0.01mg/L
23	溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标 GB/T5750.4-2006 (8.1 法)	/
24	硫酸盐	水质无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定离子色谱法 HJ84-2016	0.018mg/L

25	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 HJ84-2016	0.007mg/L	
26	硫化物	水质硫化物的测定亚甲基蓝分光光度法 GB/T16489-1996	0.005mg/L	
28	石油类	水质石油类的测定紫外分光光度法 HJ970-2018	0.01mg/L	
29	高锰酸盐指数	水质高锰酸盐指数的测定 GB11892-1989	0.5mg/L	
30	*菌落总数	水质细菌总数的测定平皿计数法 HJ1000-2018	/	
31	总大肠菌群	生活饮用水标准检验方法微生物指标 2.1 多管发酵法 GB/T5750.4-2006	2MPN/100mL	
32	色度	水质色度的测定铂钴比色法 GB11903-89	2 倍	
33	臭和味	生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标 3.1 嗅气和尝味法 GB/T5750.4-2006		
34	浊度	生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标 2.2 目视比浊法 GB/T5750.4-2006	1.0NTU	
35	肉眼可见物	生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标 4.1 直接观察法 GB/T5750.4-2006		
36	阴离子表面活性剂	水质阴离子表面活性剂的测定亚甲基蓝分光光度法 GB11892-89	0.05mg/L	
37	耗氧量	水质高锰酸盐指数的测定 GB11892-89	0.5mg/L	
38	氨氮	水质氨氮的测定纳氏试剂分光光度法 HJ535-2009	0.025mg/L	
39	碘化物	生活饮用水标准检验方法无机非金属指标 11.2 高浓度碘化物比色法 GB/T5750.5-2006	0.05mg/L	
40	pH 值	水质 pH 值的测定 电极法 HJ1147-2020		

3.3.1.5 现状质量监测结果及评价

(1) 评价标准

采用《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准, 石油类执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的III类标准限值对地下水水质进行评价。

(2) 评价方法

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016), 地下水水质现状评价采用标准指数法进行评价。标准指数>1, 表明该水质因子已超过了规定的水质标准, 指数值越大, 超标越严重。标准指数计算分为以下两种情况:

1) 对于评价标准为定值的水质因子, 其标准指数计算方法如下:

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

式中: P_i—第 i 个水质因子的标准指数, 无量纲;

C_i —第 i 个水质因子的监测浓度值 (mg/L) ;

C_{si} —第 i 个水质因子的标准浓度值 (mg/L) 。

2) 对于评价标准为区间值的水质因子 (如 pH 值) , 其标准指数计算方法如下:

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} (pH \leq 7.0)$$

$$P_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} (pH_j > 7.0)$$

式中: P_{pH} —pH 的标准指数, 无量纲;

pH —pH 监测值;

pH_{sd} —地下水水质标准中规定的 pH 值下限;

pH_{su} —地下水水质标准中规定的 pH 值上限。

(3) 监测结果及评价

评价区域地下水水质监测统计结果见表 3.3-3。

表 3.3-3 地下水水质监测点监测及评价结果 (单位: mg/l, pH 值无量纲)

项目	标准值	D1		D2		D3		D4		D5	
		监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数
pH	6.5-8.5	7.8	0.53	7.9	0.60	7.6	0.3	7.7	0.035	7.9	0.45
色度	≤15	3	0.20	3	0.20	/	/	/	/	/	/
浊度	≤3	<1	0.33	<1	0.33	/	/	/	/	/	/
总硬度	≤450	34	0.076	56	0.076	231	0.51	221	0.49	970	2.16
溶解性总固体	≤1000	273	0.27	201	0.20	520	0.52	479	0.479	2405	2.41
耗氧量	≤3.0	2.0	0.67	1.8	0.60	0.73	0.24	0.24	0.65	0.75	0.25
氨氮	≤0.50	0.15	0.30	0.376	0.75	0.396	0.79	0.335	0.67	0.369	0.74
阴离子表面活性剂	≤0.3	<0.05	0.17	<0.05	0.17	/	/	/	/	/	/
硫化物	≤0.02	<0.003	0.15	<0.003	0.15	0.006	0.03	0.008	0.4	0.008	0.4
硝酸盐氮	≤20.0	0.12	0.006	0.10	0.005	0.111	0.006	0.071	0.04	1.1	0.06
亚硝酸盐氮	≤1.00	0.007	0.007	0.005	0.005	<0.001	0.001	<0.001	0.001	<0.001	0.001
挥发酚	≤0.002	<0.0003	0.15	<0.0003	0.15	0.0006	0.3	0.0008	0.4	0.0007	0.35
氰化物	≤0.05	<0.004	0.08	<0.004	0.08	<0.004	0.08	<0.004	0.08	<0.004	0.08
氟化物	≤1.0	0.17	0.17	0.24	0.24	0.129	0.129	0.128	0.128	0.349	0.35
碘化物	≤0.08	<0.025	0.31	<0.025	0.31	/	/	/	/	/	/

项目	标准值	D1		D2		D3		D4		D5	
		监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数
砷	≤0.01	<0.0003	0.03	<0.0003	0.03	0.0034	0.34	0.0035	0.35	0.0009	0.09
硒	≤0.01	<0.0004	0.04	<0.0004	0.04	/	/	/	/	/	/
汞	≤0.001	<0.00004	0.04	<0.00004	0.04	0.00015	0.15	0.00011	0.11	0.00014	0.14
六价铬	≤0.05	<0.004	0.08	<0.004	0.08	0.015	0.3	0.023	0.46	0.008	0.16
铅	≤0.01	<0.01	<1	<0.01	<1	<0.01	<1	<0.01	<1	<0.01	<1
镉	≤0.005	<0.05	0.1	<0.05	0.1	<0.05	0.1	<0.05	0.1	<0.05	0.1
铁	≤0.3	<0.03	0.1	<0.03	0.1	<0.03	0.1	<0.03	0.1	<0.03	0.1
锰	≤0.10	<0.01	0.1	<0.01	0.1	0.01	0.1	0.02	0.2	0.02	0.2
铜	≤1.00	<0.05	0.05	<0.05	0.05	/	/	/	/	/	/
锌	≤1.00	<0.05	0.05	<0.05	0.05	<0.05	0.05	<0.05	0.05	<0.05	0.05
铝	≤0.20	<0.009	0.045	<0.009	0.045	/	/	/	/	/	/
钠	≤200	78.4	0.39	76.2	0.38	21.3	0.11	15.3	0.08	168	0.84
石油类	≤0.05	<0.01	0.20	<0.01	0.20	/	/	/	/	/	/
氯化物	≤250	79	0.32	76	0.30	23.1	0.092	15.5	0.06	390	1.56
硫酸盐	≤250	70	0.28	70	0.28	61.4	0.246	33.8	0.14	790	3.16
总大肠杆菌	≤3.0	0	0	0	0	/	/	/	/	/	/

项目	标准值	D1		D2		D3		D4		D5	
		监测值	污染指数								
(MPL/mL)											

表4.3-3 地下水水位监测结果 单位: m

项目	D1	D2	D3 (引用)	D4 (引用)	D5 (引用)	D6 (引用)	D7 (引用)	D8 (引用)	D9 (引用)	D10 (引用)
地下水水位	18	18	15	15	15	15	20	30	20	30

地下水监测结果表明: D5 超标, D5 点位总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标, 其余点位及监测因子可满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类限值, 石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的III类标准值, 总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标倍数分别为 1.16、1.41、0.56、2.16。超标原因: 由于水文地球化学原因, 地下水补给、径流与排泄条件不利于地下水富集且浅部蒸发作用强烈, 在地层岩性及水文地质条件综合作用下, 导致局部区域地下水环境本底值较高且不同区域之间呈差异性。

3.3.2 地表水现状调查与评价

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)中,对地表水三级B评价项目,可不进行地表水现场调查及现场监测。

3.4 声环境现状调查与评价

3.4.1 现状监测

(1) 监测布点

结合评价范围、环境功能区划分布,在本项目1号采油平台井区边界设4个监测点进行实测,监测点位图见图3.4-1。

所有监测点设在场地红线外1m。

表3.4-1 噪声监测点布置一览表

标号	监测点位	监测点位坐标	监测因子
N1	井场厂界东	经度: 89°06'39.7134", 纬度: 44°18'52.1896"	LAeq
N2	井场厂界南		LAeq
N3	井场厂界西		LAeq
N4	井场厂界北		LAeq

(2) 监测日期、频率

2024年6月24日进行了现场监测,监测一天,昼间、夜间各监测1次,每次20min。

(3) 监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)中有关规定执行。

3.4.2 现状质量监测结果及评价

其监测结果见表3.4-2。

表3.4-2 声环境质量现状监测及评价结果(单位: dB(A))

测点序号	测量时段	等效A声级 dB(A)	评价标准	超标率
N1	昼间	54	60	0
	夜间	41	50	0
N2	昼间	57	60	0
	夜间	46	50	0

测点序号	测量时段	等效A声级dB(A)	评价标准	超标率
N3	昼间	53	60	0
	夜间	41	50	0
N4	昼间	53	60	0
	夜间	41	50	0

由监测结果可以看出，评价区域各监测点在监测期间昼夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求，无超标现象，说明项目区域声环境质量较好。

3.5 土壤环境现状调查与评价

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

本项目为页岩油开采项目，按照生态影响型和污染影响型分别确定评价等级。本项目周边存在耕地，故井场土壤环境污染影响型评价等级为一级；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中对污染影响型一级评价现状监测要求，占地范围内设置5个柱状样点，2个表层样点，占地范围外设置4个表层样点。

本项目区域土壤盐分含量大于4g/kg，故本项目井场土壤环境生态影响型评价等级为一级；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中对生态影响型土壤一级评价现状监测要求，占地范围内设置5个表层样点，占地范围外设置6个表层样点。

（1）监测点位及监测因子

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的要求布设监测点。现状监测点位图见图3.4-1，监测项目见表3.5-1。

（2）监测时间及频次

2024年1月7日在各监测点采样一次。

（3）采样要求

①表层样：在0~0.2m处取样。

②柱状样：在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m处分别采样。

(4) 监测分析方法

- ①占地范围内建设用地：按 GB36600-2018 表 3 土壤污染物分析方法执行。
- ②占地范围外调查范围内耕地：参照 GB15618-2018 表 1 土壤污染物分析方法执行。

(5) 监测结果及评价

土壤环境质量现状监测统计结果见表 3.5-3、表 3.5-4。

表 3.5-1 污染影响型土壤现状监测点位

监测项目	监测点位		监测时间	监测频率/要求	监测因子
占地范围内	1	5#采油平台内 89°08'09.2892", 44°18'04.5670"	表层样	监测1次 表层样 0-0.2m 取样	①基本因子：45 项基本因子； ②土壤理化性质：pH 值、土体构型、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度 ③特征因子：石油烃
	2	3#采油平台内 89°08'19.1223", 44°18'39.6403"	表层样	监测1次 表层样 0-0.2m 取样	①基本因子：45 项基本因子； ②土壤理化性质：pH 值、土体构型、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度 ③特征因子：石油烃
	3	1#采油平台内 89°06'39.7134", 44°18'52.1896"	柱状样	0.5-1.5m、1.5-3m	特征因子：石油烃 要求：给出（5#采油平台）土壤剖面照片及景观照片，并说明土壤层次
	4	2#采油平台内 89°07'40.5640", 44°19'03.9954"		0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m	
	5	3#采油平台内 89°08'19.1223", 44°18'39.6403"		0.5-1.5m、1.5-3m	
	6	4#采油平台内 89°07'52.4404", 89°07'52.4404"		0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m	
	7	5#采油平台内 89°08'09.2892", 44°18'04.5670"		0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m	

监测项目	监测点位			监测时间	监测频率/要求	监测因子
占地范围外	8	1#采油平台外 1000m 范围内 (耕地内)	表层样	监测1次	表层样 0-0.2m 取样	①基本因子: 45 项, pH 值、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌; ②特征因子: 石油烃
	9	5#采油平台外 1000m 范围内	表层样	监测1次	表层样 0-0.2m 取样	基本因子: 镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌
	10	3#采油平台外 1000m 范围内				特征因子: 石油烃
	11	4#采油平台外 1000m 范围内				

生态影响型补充监测点位: 设置 11 个表层样点位监测。

表 3.5-2 生态影响型土壤监测点位信息

监测项目	监测点位			监测时间	监测频率/要求	监测因子
占地范围内	1	1#采油平台内	表层样	监测1次	表层样 0-0.2m 取样	pH 值、盐分含量
	2	2#采油平台内				
	3	3#采油平台内				
	4	4#采油平台内				
	5	5#采油平台内				
占地范围外	1	1#采油平台外1000m范围内 已建井场周边	表层样	监测1次	表层样 0-0.2m 取样	pH 值、盐分含量
	2	2#采油平台外1000m范围内				
	3	3#采油平台外1000m范围内				
	4	4#采油平台外1000m范围内				
	5	5#采油平台外1000m范围内				
	6	集输管线尾端连接处300m范围内				

表 3.5-3 项目基本因子监测结果统计表 单位: mg/kg pH 无量纲

检测项目	单位	监测结果			(GB36600-2018) 二类筛选值	评价结果			评价结果
		5#采油平台内	3#采油平台内	1#采油平台外		5#采油平台内	3#采油平台内	1#采油平台外	
pH 值	/	7.68	7.69	7.71	/	/	/	/	/
砷	mg/kg	5.98	6.58	8.03	≤60	0.10	0.11	0.13	达标
汞	mg/kg	0.127	0.127	0.127	≤38	0.003	0.003	0.003	达标
镉	mg/kg	0.06	0.07	0.06	≤65	0.0009	0.0009	0.0009	达标
铅	mg/kg	14	22	14	≤800	0.02	0.03	0.02	达标
铜	mg/kg	21	35	32	≤18000	0.002	0.002	0.002	达标
镍	mg/kg	42	18	25	≤900	0.05	0.02	0.03	达标
六价铬	mg/kg	<0.5	<0.5	<0.5	≤5.7	0.09	0.09	0.09	达标
氯甲烷	mg/kg	<0.001	<0.001	<0.001	≤37	0.00003	0.00003	0.00003	达标
四氯化碳	mg/kg	<0.0013	<0.0013	<0.0013	≤2.8	0.0005	0.0005	0.0005	达标
氯仿	mg/kg	<0.0011	<0.0011	<0.0011	≤0.9	0.001	0.001	0.001	达标
1,1-二氯乙烷	mg/kg	<0.0012	<0.0012	<0.0012	≤9	0.0001	0.0001	0.0001	达标
1,2-二氯乙烷	mg/kg	<0.0013	<0.0013	<0.0013	≤5	0.0003	0.0003	0.0003	达标
1,1-二氯乙烯	mg/kg	<0.0010	<0.0010	<0.0010	≤66	0.00002	0.00002	0.00002	达标
顺式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	<0.0013	<0.0013	<0.0013	≤596	0.000002	0.000002	0.000002	达标
反式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	<0.0014	<0.0014	<0.0014	≤54	0.000003	0.000003	0.000003	达标

检测项目	单位	监测结果			(GB36600-2018) 二类筛选值	评价结果			评价结果
		5#采油平台内	3#采油平台内	1#采油平台外		5#采油平台内	3#采油平台内	1#采油平台外	
二氯甲烷	mg/kg	<0.0015	<0.0015	<0.0015	≤616	0.000002	0.000002	0.000002	达标
1,2-二氯丙烷	mg/kg	<0.0011	<0.0011	<0.0011	≤5	0.0002	0.0002	0.0002	达标
1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	<0.0012	<0.0012	<0.0012	≤10	0.0001	0.0001	0.0001	达标
1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	<0.0012	<0.0012	<0.0012	≤6.8	0.0002	0.0002	0.0002	达标
四氯乙烯	mg/kg	<0.0014	<0.0014	<0.0014	≤53	0.00003	0.00003	0.00003	达标
1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	<0.0013	<0.0013	<0.0013	≤840	0.000002	0.000002	0.000002	达标
1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	<0.0012	<0.0012	<0.0012	≤2.8	0.0004	0.0004	0.0004	达标
三氯乙烯	mg/kg	<0.0012	<0.0012	<0.0012	≤2.8	0.0004	0.0004	0.0004	达标
1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	<0.0012	<0.0012	<0.0012	≤0.5	0.0024	0.0024	0.0024	达标
氯乙烯	mg/kg	<0.0010	<0.0010	<0.0010	≤0.43	0.0023	0.0023	0.0023	达标
1,4-二氯苯	mg/kg	<0.0015	<0.0015	<0.0015	≤20	0.0008	0.0008	0.0008	达标
氯苯	mg/kg	<0.0012	<0.0012	<0.0012	≤270	0.000004	0.000004	0.000004	达标
1,2-二氯苯	mg/kg	<0.0015	<0.0015	<0.0015	≤560	0.000003	0.000003	0.000003	达标
苯	mg/kg	<0.0019	<0.0019	<0.0019	≤4	0.0005	0.0005	0.0005	达标
乙苯	mg/kg	<0.0012	<0.0012	<0.0012	≤28	0.00004	0.00004	0.00004	达标
苯乙烯	mg/kg	<0.0011	<0.0011	<0.0011	≤1290	0.00000008	0.00000008	0.00000008	达标

检测项目	单位	监测结果			(GB36600-2018) 二类筛选值	评价结果			评价结果
		5#采油平台内	3#采油平台内	1#采油平台外		5#采油平台内	3#采油平台内	1#采油平台外	
甲苯	mg/kg	<0.0013	<0.0013	<0.0013	≤1200	0.000001	0.000001	0.000001	达标
间/对-二甲苯	mg/kg	<0.0012	<0.0012	<0.0012	≤570	0.000002	0.000002	0.000002	达标
邻-二甲苯	mg/kg	<0.0012	<0.0012	<0.0012	≤640	0.000002	0.000002	0.000002	达标
石油烃	mg/kg	72	63	24	≤4500	0.016	0.014	0.005	达标
硝基苯	mg/kg	<0.09	<0.09	<0.09	≤76	0.001	0.001	0.001	达标
苯并(a)蒽	mg/kg	<0.1	<0.1	<0.1	≤15	0.007	0.007	0.007	达标
苯并(a)芘	mg/kg	<0.1	<0.1	<0.1	≤1.5	0.0007	0.0007	0.0007	达标
苯并(b)荧蒽	mg/kg	<0.2	<0.2	<0.2	≤15	0.013	0.013	0.013	达标
苯并(k)荧蒽	mg/kg	<0.1	<0.1	<0.1	≤151	0.0007	0.0007	0.0007	达标
䓛	mg/kg	<0.1	<0.1	<0.1	≤1293	0.00008	0.00008	0.00008	达标
二苯并(ah)蒽	mg/kg	<0.1	<0.1	<0.1	≤1.5	0.07	0.07	0.07	达标
茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg	<0.1	<0.1	<0.1	≤15	0.007	0.007	0.007	达标
萘	mg/kg	<0.09	<0.09	<0.09	≤70	0.001	0.001	0.001	达标
苯胺	mg/kg	<0.1	<0.1	<0.1	≤260	0.0004	0.0004	0.0004	达标
2-氯苯酚	mg/kg	<0.06	<0.06	<0.06	≤2256	0.00003	0.00003	0.00003	达标
阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	5.3	/	/	/	/	/	/	/

检测项目	单位	监测结果			(GB36600-2018) 二类筛选值	评价结果			评价结果
		5#采油平台内	3#采油平台内	1#采油平台外		5#采油平台内	3#采油平台内	1#采油平台外	
渗透率	/	0.542	/	/	/	/	/		/
土壤容重	g/cm ³	2.79	/	/	/	/	/		/

表 3.5-4 项目占地范围外土壤监测及评价结果 单位: mg/kg

检测项目	单位	监测结果				(GB15618-2018) 二类筛选值	评价结果				评价结果
		1#采油平台外	3#采油平台外	4#采油平台外	5#采油平台外		1#采油平台外	3#采油平台外	4#采油平台外	5#采油平台外	
pH 值	/	7.71	7.75	7.74	7.73	/	/	/	/	/	
铬	mg/kg	/	100	98	124	≤250	/	0.4	0.39	0.50	达标
汞	mg/kg	0.127	<0.002	<0.002	<0.002	≤3.4	0.037	0.0006	0.0006	0.0006	达标
砷	mg/kg	8.03	<0.01	<0.01	<0.01	≤25	0.32	0.0006	0.0006	0.0006	达标
镉	mg/kg	0.06	<0.01	<0.01	<0.01	≤0.6	0.10	0.02	0.02	0.02	达标
铅	mg/kg	14	<0.1	<0.1	<0.1	≤170	0.08	0.0006	0.0006	0.0006	达标
铜	mg/kg	32	22	22	24	≤100	0.32	0.22	0.22	0.24	达标
镍	mg/kg	25	40	32	33	≤190	0.13	0.21	0.17	0.17	达标
锌	mg/kg	/	88	128	88	≤300	/	0.29	0.43	0.29	达标
石油烃	mg/kg	24	<6	<6	<6	≤4500	0.005	0.001	0.001	0.001	达标

表3.5-5 占地范围内柱状样土壤中石油烃监测及评价结果(石油烃) 单位: mg/kg

编号	监测点位	监测层位	标准限值	监测结果(mg/kg)	标准指数	评价结果
1#采油平台内	表	0~0.5m	4500	33	0.007	达标
	中	0.5~1.5m		16	0.004	达标
	下	1.5~3.0m		17	0.004	达标
2#采油平台内	表	0~0.5m	4500	19	0.004	达标
	中	0.5~1.5m		12	0.003	达标
	下	1.5~3.0m		8	0.002	达标
3#采油平台内	表	0~0.5m	4500	63	0.014	达标
	中	0.5~1.5m		12	0.003	达标
	下	1.5~3.0m		10	0.002	达标
4#采油平台内	表	0~0.5m	4500	6	0.001	达标
	中	0.5~1.5m		15	0.003	达标
	下	1.5~3.0m		10	0.002	达标
5#采油平台内	表	0~0.5m	4500	33	0.007	达标
	中	0.5~1.5m		8	0.002	达标
	下	1.5~3.0m		12	0.003	达标

由监测结果可知: 项目区内监测点位的所有监测因子的污染指数均小于1, 项目范围内各土壤监测点监测因子均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)第二类用地筛选值标准; 项目区占地范围外, 评价范围内各土壤监测点监测因子均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1旱田筛选值标准。

表3.5-6 生态影响型土壤监测及评价结果 单位: mg/kg

监测点位	评价区域	监测点位	监测层位	pH值监测结果	盐分含量监测结果(g/kg)
1#采油平台内	占地范围内	表层	0~0.2m	7.7	18.6
2#采油平台内		表层	0~0.2m	7.9	15.3
3#采油平台内		表层	0~0.2m	7.3	15
4#采油平台内		表层	0~0.2m	7.9	19.5
5#采油平台内		表层	0~0.2m	7.8	22.4
1#采油平台外	占地范围外	表层	0~0.2m	7.71	26.8
2#采油平台外		表层	0~0.2m	7.74	22.2
3#采油平台外		表层	0~0.2m	7.75	23.8
4#采油平台外		表层	0~0.2m	7.74	21.4

5#采油平台外		表层	0~0.2m	7.73	24.4
管线终点外		表层	0~0.2m	7.0	18

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（试行）（HJ964-2018）附录D可知，本项目区域盐分含量 $>10\text{g/kg}$ ，属于极重度盐化区，pH值在7.3-7.9之间，属无酸化或碱化区域。

3.6 生态环境现状调查与评价

3.6.1 生态系统调查与评价

3.6.1.1 生态功能定位

（1）在《全国生态功能区划》中的定位

根据《全国生态功能区划（2015年修编）》，全国共划出生态功能区242个，其中包括生态功能3大类（即生态调节功能区、产品提供功能区和人居保障功能区）和生态功能9大类型（即水源涵养、生物多样性保护、土壤保持、防风固沙、洪水调蓄、农产品提供、林产品提供、大都市群、重点城镇群）。

根据分析，项目区属于生态调节大类、生物多样性保护类型、准噶尔盆地东部生物多样性保护与防风固沙功能区（I-02-42）。

表 3.6-1 项目区域在全国生态功能区划中具体情况

生态功能大类	生态功能类型	生态功能区	主要生态问题	生态保护主要措施
I 生态调节功能区	I-02 生物多样性保护功能区	I-02-42 准噶尔盆地东部生物多样性保护与防风固沙功能区（全国重要生态功能区）	该区以荒漠植被为主，生态环境非常脆弱，一旦遭到人为破坏就很难恢复。这里有我国最大的整装煤田，煤炭的开发造成大片宝贵的植被被破坏，同时未经处理的工业垃圾和生活垃圾直接堆砌在荒漠里，导致环境污染	①加强自然保护区的建设，加大保护力度；②改善灌溉基础设施，发展节水农业，控制种植高耗水作物，提高水资源利用效益；③加强煤炭、油、气资源开发利用管理，实现资源开发与荒漠生态保护的双赢

（2）在《新疆生产建设兵团生态功能区划简表》中的定位

根据《新疆生产建设兵团生态功能区划简表》，本项目所在区域属于II兵团准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态区—II3 六、七、八、十二师准噶尔盆地南部灌木、半灌木荒漠绿洲农业生态亚区—13 六师土墩子—奇台人工绿洲农业生态功能区。具体的生态功能见表 2.9-3。

表 3.6-2 项目所属兵团生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属师团场	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要保护目标	主要保护措施	主要发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区						
II兵团准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态区	II ₃ 六、七、八十二师准噶尔盆地南部灌木、半灌木荒漠绿洲农业生态亚区	13 六师土墩子-奇台人工绿洲农业生态功能区	农六师的土墩子农场、红旗农场、107~110团、奇台农场的平原区	农牧业产品生产、土壤保护	地水资源不足、荒漠草场退化	保护荒漠植被、保护绿洲生态环境	荒漠草场禁牧或休牧，节水灌溉，完善防护林体系	发展节水农业和以番茄酱、红花为代表的特色农业；同时稳定粮、油生产

(3) 在《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》、《新疆维吾尔自治区人民政府关于全疆水土流失重点预防保护区、重点监督区、重点治理区划分的公告》和《新疆生产建设兵团水土保持规划》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《新疆维吾尔自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》(新水保[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《新疆生产建设兵团水土保持规划》(2015-2030年)第六师红旗农场位于准噶尔盆地南缘人居环境农田保护区，属于准噶尔盆地南缘兵团级水土流失重点治理区。项目应进一步加强水土保持工作，加大对水土保持事业的投入，加快防治步伐，严格按照开发项目必须编制水土保持方案的规定，搞好建设项目水土保持方案实施工作，控制人为活动造成新的水土流失。

3.6.1.2 生态系统及其服务功能调查与评价

(1) 生态系统类型

项目所在区域属于II兵团准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态区—II₃ 六、七、八十二师准噶尔盆地南部灌木、半灌木荒漠绿洲农业生态亚区—13 六师土墩子-奇台人工绿洲农业生态功能区，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。本项目所在区域生态系统类型为荒漠生态系统、灌丛生态系统、草地生态系统及农田生态系统。

各类生态系统现状及分布见下表、附图。由下表可知，评价区以荒漠生态系统及灌丛生态系统为主，评价区草地生态系统、农田生态系统所占面积相对较小。

参考《全国生态状况调查评估技术规范-生态系统遥感解译与野外核查》(HJ166-2021)，根据对评价区内土地利用现状等的分析，结合动植物分布的调查，对评价区生态环境进行生态系统划分，可分为灌丛、草甸、耕地、居住地、工矿交通4类生态系统。评价区各生态系统面积见下表，生态系统类型图见附图3.6-2。

表 3.6-4 评价区生态系统类型表

序号	生态系统类型	面积 (hm ²)	比例 (%)
1	荒漠生态系统	786.44	43.83
2	草地生态系统	2.56	0.14
3	灌丛生态系统	904.47	50.41
4	农田生态系统	100.56	5.62
合计		1794.03	100.00

由上表、图可知，评价区主要以灌丛及荒漠生态系统为主，面积达1690.91hm²，分别占评价区总比例的50.41%、43.83%，除此之外，还有草地及农田等生态系统类型。

(2) 生态系统服务功能重要性

由于项目区所处灌丛生态系统、荒漠生态系统、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防风固沙、水土保持及生物多样性保护。

①防风固沙重要性

项目区荒漠生态系统中，由于荒漠植被多沿地表冲沟分布，因此冲沟沿线防风固沙能力相对较强；戈壁砾幕层也相对稳定，其以古老火成岩为基底，经历强烈的剥蚀作用，砾石表面具黑褐色的荒漠漆皮，在未经人为破坏的情况下也具有一定防风固沙能力；遭受破坏的植被分布区及砾幕层，逐渐演化为小面积沙漠或裸土地，几乎无防风固沙功能。

②水土保持重要性

项目区荒漠生态系统的水土保持能力普遍较低，主要是由于区域风力侵蚀力较强。

③生物多样性保护重要性

项目区荒漠生态系统，由于荒漠植被多沿地表冲沟分布，野生动物多以此为休憩区、饮水区与取食区，取食和迁徙过程中已在此留下粪便，粪便中有机质进入土壤有利于植被生长，在局地形成生物化学循环，因此冲沟沿线区域生物多样性保护能力较强，戈壁砾幕区几乎无植被覆盖，仅可见动物迁徙，难以提供栖息环境，生物多样性保护能力较弱。

（3）生态系统服务功能敏感性

由于项目区所处荒漠生态系统，结合所在地生态功能区划，其主要服务功能敏感性包括土地沙化及气候变化。

①土地沙化敏感性

项目区荒漠生态系统中，遭受破坏的植被分布区及砾幕层土地沙化敏感性强，土壤质地多为沙质，极易受到风蚀影响；戈壁砾幕层也相对稳定，土地沙化敏感性相对略低，主要是由于区域土壤质地多为基岩，受风蚀的影响较小；由于荒漠植被多沿地表冲沟分布，因此冲沟沿线土地沙化敏感性较低。

②气候变化敏感性

项目区荒漠生态系统中植被覆盖与生长季、夏季气温变化呈显著负相关，与生长季、夏季降水变化相关性不强，与生长季、夏季潜在蒸散情况变化呈显著负相关，与生长季、夏季湿润指数变化相关性不强。表明项目区荒漠生态系统的植被覆盖受到水热条件共同调节，尤其是受到水分条件的控制。同时，气温升高、蒸散作用增强可能使得水分亏缺更为严重，影响了植被生长。

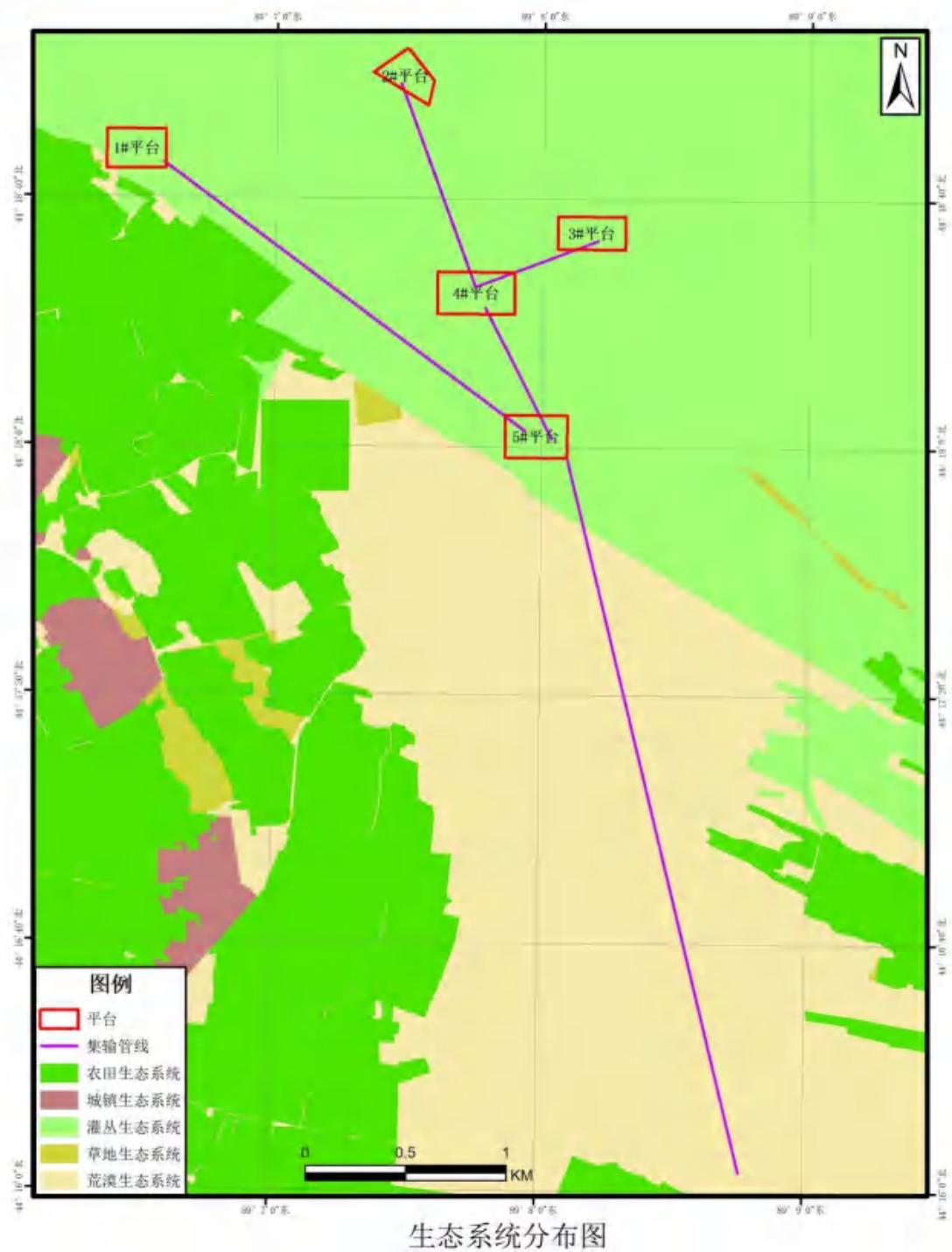


图 3.6-2 项目生态系统类型图

表 3.6-5 评价范围内生态系统现状调查与分布

生态系统	现场照片	分布特征
荒漠生态系统		主要分布在 5 号采油平台及集输管网两侧。
农田生态系统		1 号采油平台西侧有农田。
灌丛生态系统		1 号、2 号、3 号及采油平台均有灌丛分布，4 号采油平台少量分布灌丛。

草地生态系统		1号采油平台至5号平台集输管网分布少量草地。
--------	--	------------------------

(4) 生态系统结构与功能

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 $gC/(m^2 \cdot a)$ ，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，数据主要来源于实地勘察、收集的现状资料，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。

根据调查结合生态评价范围地表植被覆盖现状和植被立地情况，主要植被群系为盐节木群系及梭梭、羽毛三毛草群系，少量多枝柽柳群系。盐节木群系是本区植被的主要植被类型。各植被类型净生产力情况见下表。

表 3.6-5 评价区植被自然生产力情况

序号	植被类型	代表植物	面积 (hm^2)	占生态评价范围 (%)
1	盐节木群系	盐节木	1652.31	92.10
2	梭梭、羽毛三毛草群系	羽毛三毛草	125.56	7.00
3	多枝柽柳群系	多枝柽柳	15.6	0.97
4	农田	葵花、棉花	0.56	0.03
合计			1794.03	100

(2) 生物量

根据样方调查和遥感实测相结合，采用模型回归分析估测评价范围不同植被类型生物量。各生物量之和即为林木生物量的估计值。该方法已成为生物量研究中广泛使用的方法。项目区域植被覆盖度见图 3.6-3。

本次评价根据样方调查和遥感调查分析, 评价区植物的生物量情况见下表。

表 3.6-7 评价区生物量一览表

序号	群落类型	面积 (hm ²)	生物量(t/hm ²)	区域生物量(t)
1	草地	2.56	18.6	47.62
2	灌丛	904.47	8.12	7344.30
3	栽培作物	100.56	12.54	1261.02
4	合计	207.59	/	8652.94

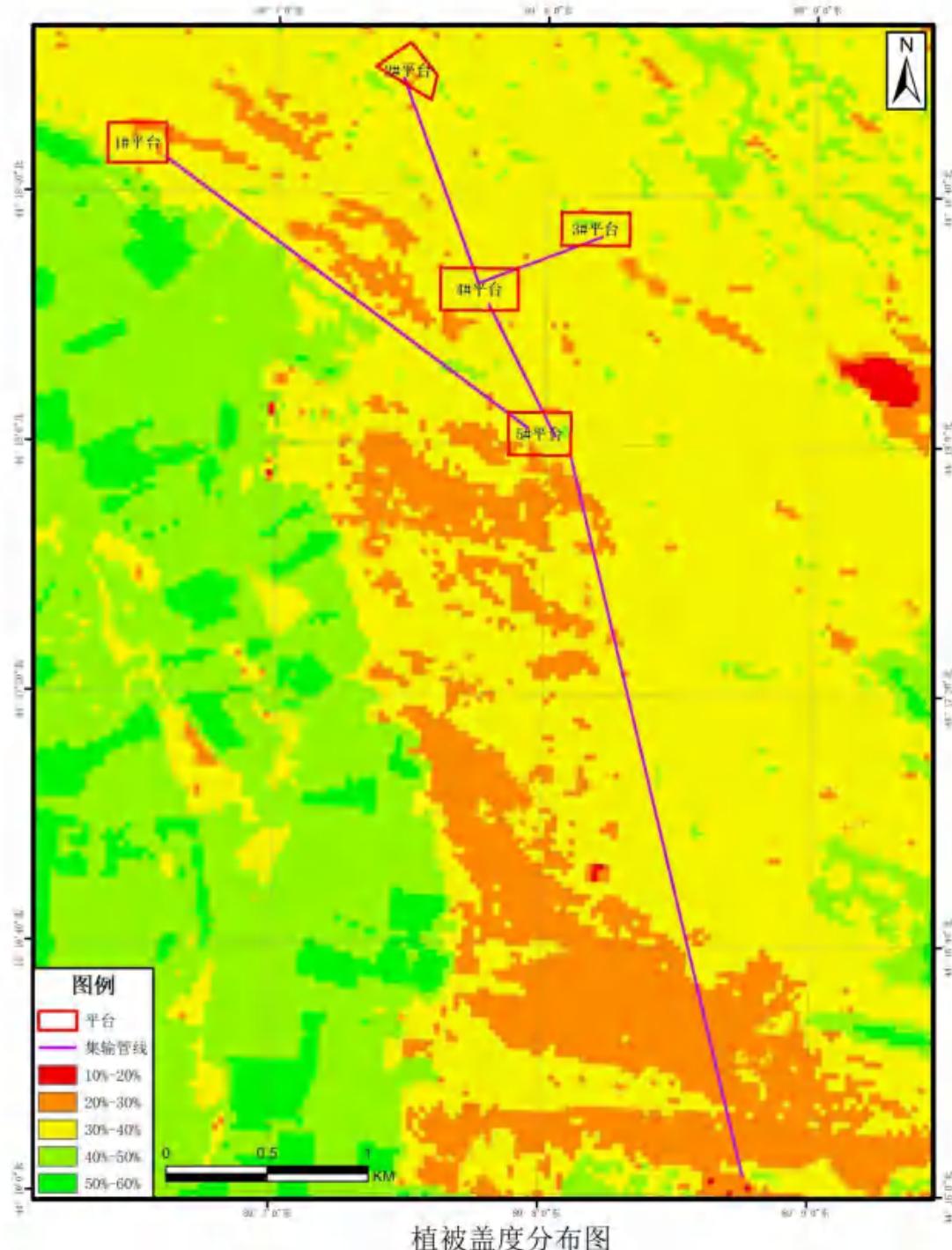


图 3.6-3 项目区植被覆盖度分布图

3.6.2 植被与植物资源现状调查与评价

3.6.2.1 区域植被区划

根据《中国植被区系与植被地理》，区域属于VII温带荒漠区域—VIIA 西部荒漠亚区域—VIIAi-1 准噶尔盆地小半乔木、半灌木荒漠区。

区域分布着由盐生假木贼等为主组成的小半灌木荒漠，土壤为薄层的盐土，机械组成通常含较多的砂砾，因风蚀等原因地表常覆盖着一些砾石。群落中盐生假木贼常单独占优势，种类组成比较少，伴生植物有小蓬、木地肤、角果藜、叉毛蓬、盐生草、刺果鹤虱、东方旱麦草、四齿芥、独行菜等。在沙质土上还常见沙拐枣、驼绒藜、沙生针茅、小车前、小胡卢巴等。群落优势层高度一般不足20cm，总盖度通常不足20%。古尔班通古特沙漠主要为固定和半固定沙丘，其东缘分布少量半流动沙丘。梭梭荒漠分布于固定沙丘、丘间平沙地和盐化沙壤质或壤质土上，地下水位通常在四五米以下，物种组成可达50种，群落盖度为20%~50%。白梭梭荒漠分布于流动、半流动或半固定沙丘的顶部及向风坡的中上部，群落盖度15%~30%。驼绒藜荒漠分布在沙漠东北部缓起伏固定、半固定沙丘和平坦的沙壤质土上，地下水位一般在5m以下，群落盖度通常在25%以上。东疆沙拐枣荒漠分布于沙漠东南部半固定沙丘的迎风坡，群落盖度约为20%。红果沙拐枣(*Calligonum rubicundum*)分布在沙漠北缘的半流动沙丘，盖度约15%。蛇麻黄荒漠分布在固定、半固定沙丘的斜坡中下部及丘间窝状沙地，盖度一般大于30%。准噶尔无叶豆 (*Eremosparton songoricum*) 荒漠分布在沙漠中半固定或半流动沙丘的迎风坡和风蚀谷地侧坡。白茎绢蒿荒漠分布在缓起伏沙地和低缓沙垄向平地过渡的坡脚。沙蒿荒漠分布在半固定沙垄顶部和迎风坡中上部，盖度约20%。上述群落常见的伴生种囊果薹草、沙米、弯角四齿芥(*Teracme recurvata*)、角果藜以及小果白刺、柽柳灌丛和胡杨林等。

区域生态系统相对脆弱，一方面是超载放牧，另一方面是矿产开发、油气勘探、工业发展和道路建设等对维持生态系统的稳定极为不利，大量的围栏封育也极大地限制了野生动物的活动。



图 3.6-4 中国植被区划图

3.6.2.2 区域自然植被概况

经资料调查和现场踏勘,项目评价区域内除农田外,植被大类均为荒漠植被,

以强旱生的小半灌木最为普遍，常见的植物有6科、10属、10种，主要分布在砾石戈壁区。具体植物物种名录见表3.6-8。

表3.6-8 评价区常见植物物种名录

中文名	学名	分布
一、禾本科	<i>Gramineae</i>	
早熟禾	<i>Poa spp.</i>	++
东方旱麦草	<i>Eremopyrum orientale</i>	+
羽状三芒草	<i>Aristida pannata</i>	+
针茅	<i>Stipa spp.</i>	++
二、豆科	<i>Fabaceae</i>	
骆驼刺	<i>Alhagi sparsifolia</i>	+
三、藜科	<i>Chenopodiaceae</i>	
盐节木	<i>Halocnemum strobilaceum</i>	++
盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>	-
猪毛菜	<i>Salsola collina</i>	+
散枝梯翅蓬	<i>Salsola brachiata</i>	+
刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>	-
梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	+
黑翅地肤	<i>Kochia melanoptera</i>	+
盐爪爪	<i>Kalidium cuspidatum</i>	-
犁苞滨藜	<i>Atriplex patens dimorphostegri</i>	+
雾演藜	<i>Bassia dasypylla</i>	+
角果碱蓬	<i>Suaeda corniculata</i>	-
囊果碱蓬	<i>Suaeda physophora</i>	+
倒披针叶虫实	<i>Corispermum lehmannianum</i>	-
尖翅地肤	<i>Kochia odontoptera</i>	+
驼绒藜	<i>Ceratoides eversmanniana</i>	++
盐生草	<i>Halopeplis glomeratus</i>	++
叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	++
盐生假木贼	<i>Anabasis salsa</i>	++
短叶假木贼	<i>Anabasis brevifolia</i>	++
小蓬	<i>Nanophyton erinaceum</i>	++
四、十字花科	<i>Cruciferae</i>	
螺喙芥	<i>Spirorrhynchus sabulosus</i>	+
荒漠庭芥	<i>Alyssum desertorum</i>	++
五、蒺藜科	<i>Zygophyllaceae</i>	
西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>	+
六、大戟科	<i>Euphorbiaceae</i>	
沙生大戟	<i>Euphorbia turazaninovii</i>	+
七、菊科	<i>Compositae</i>	
苦艾蒿	<i>Artemisia santolina</i>	+
地白蒿	<i>Artemisia terrae-ablae</i>	+

中文名	学名	分布
沙地千里光	<i>Senecio subdentatus</i>	++
伊犁绢蒿	<i>Seriphidium tmnsiliense</i>	++
新疆绢蒿	<i>Seriphidium kaschgaricum</i>	++
八、莎草科	<i>Cyperaceae</i>	
囊果苔草	<i>Carex physodes</i>	+
九、柽柳科	<i>Tamaricaceae</i>	
琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>	++
多枝柽柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	++
多花柽柳	<i>Tamarix hohanackeri</i>	+
十、蓼科	<i>Polygonaceae</i>	
沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>	+
十一、菊科		
乳苣	<i>Lactuca tatarica (L.) C. A. Mey.</i>	+

表 3.6-9 评价区重点物种名录

中文名	学名	保护植被级别
梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	国家二级保护植物
沙生大戟	<i>Euphorbia turazaninovii</i>	近危 (NT)

3.6.2.3 油田区块自然植被概况

油田勘探开发区、油区外围道路及防洪设施区域，经现场勘查辨认主要以盐节木、羽毛三毛草、多枝柽柳等荒漠植物为主。项目区植被类型见图 3.6-5。

项目永久和临时占地范围内主要植被类型为盐节木及梭梭、羽毛三毛草，少量多枝柽柳，占地范围内无自治区保护植物。

(1) 项目区植被概况

区域公益林现状：本项目新增占地涉及的井场和新建管线均涉及第六师红旗农场国家二级公益林。地貌为荒漠戈壁区，地势平坦，生长荒漠植被，项目区分布的灌木树种主要为盐节木、柽柳；草本植物主要有羽毛三毛草、芦苇。灌木分布不均，盖度多在 40%~60%，高度 0.5~1.5m。项目使用林地范围内无古树名木，优势种为盐节木、羽毛三毛草。

本项目所在区域不占用农田，评价范围内涉及农田，农田耕种农作物主要为玉米、油葵等。

评价区植被类型主要为盐节木及梭梭、羽毛三毛草，少量多枝柽柳，其中盐节木荒漠植被占总评价区面积的 43.83%。

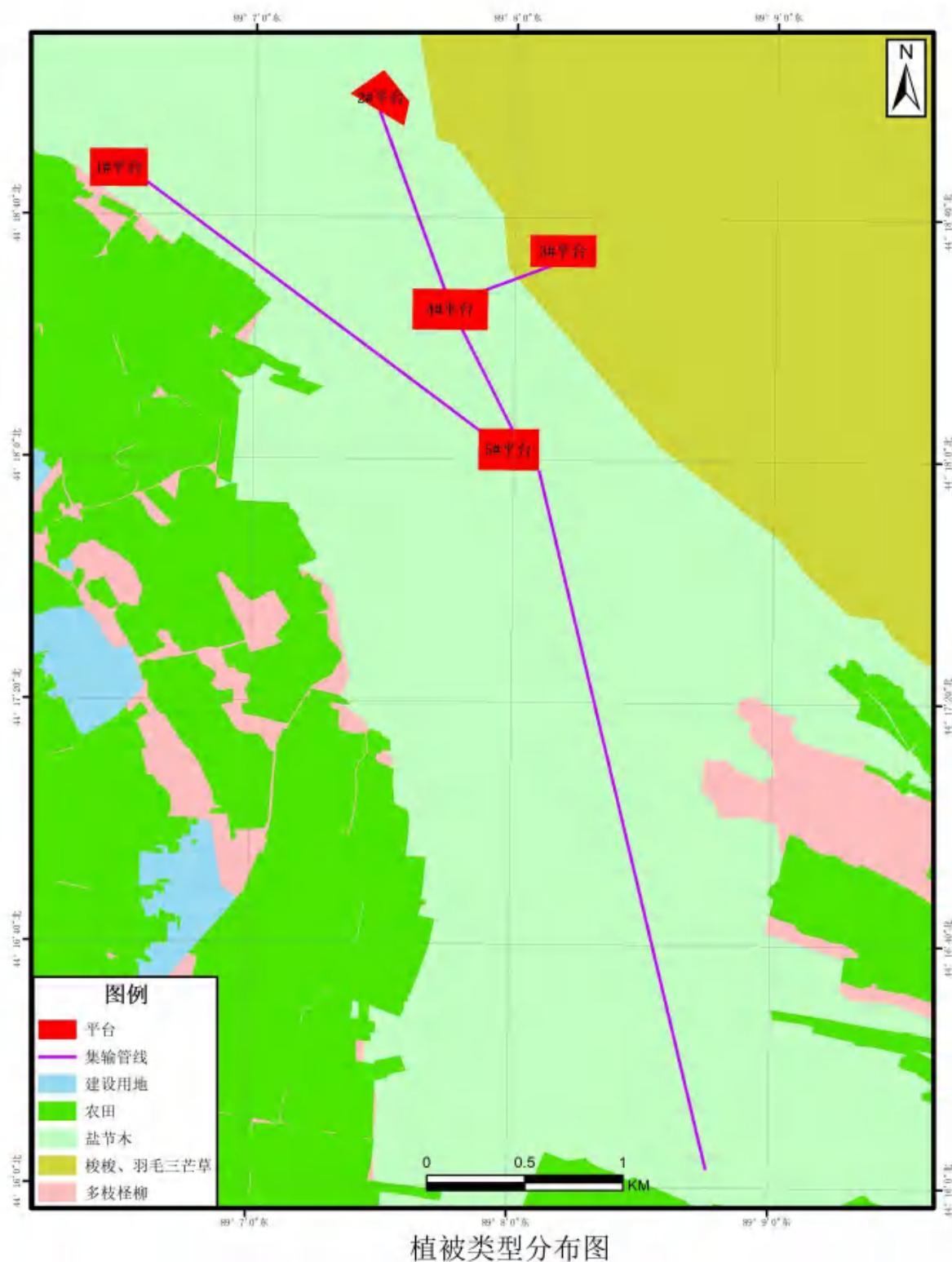


图 3.6-5 项目区植被类型图

3.6.2.4 评价区域植被类型

根据遥感调查结果,采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析,绘制项目所在区域植被类型分布图,具体见图 3.6-5。

项目区主要为荒漠植被。油区内道路、输变电线路等基础设施齐全,为附近农民垦荒提供便利条件,局部区域耕地主要种植葵花、棉花等经济作物。

3.6.2.5 植物多样性调查

(1) 布设原则

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

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

(2) 植被样方调查

本次自然植被实地调查中主要采用样地法和样方法。选择重点工程建设地点和有代表性植被类型作为调查样地,在样地中统计植物种类、群落结构等数据,详细记录样方中的植物种类、株数、盖度、高度、建群种等信息,并记录生境特征,布设天然植被调查样方的方法和记录内容如下所述:

草本植物样方调查:布设 $1m \times 1m$ 样方 5 处,记录该样方的 GPS 坐标和周围地形,同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。

灌木植物样方调查:设置 $10m \times 10m$ 的灌木植被样方 1 个,记录该样方的 GPS 坐标和周围地形,同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。摄群落照片。

本次评价共调查样方 9 个。

样方 1, 调查地点: 奇探 1 号井场周围, 土壤类型: 盐土

样方大小: $1m \times 1m$ 总盖度: 20%, 统计结果见表 3.6-9。

表 3.6-9 样方 1 统计表

样方 1-1	植物种	盖度 %	平均高 (m)	其他
样方坐标: E89°06'41.9139" N44°18'53.4594" 海拔高度: 573m	羽毛三毛草	20	0.5	周边分布有多枝柽柳、盐生草等

样方 2, 调查地点: 1#采油井场周围, 土壤类型: 盐土

样方大小: 1m×1m 总盖度: 20%, 统计结果见表 3.6-10。

表 3.6-10 样方 2 统计表

样方 1-2	植物种	盖度 %	平均高 (m)	其他
样方坐标: E89°06'41.9139" N44°18'53.4594" 海拔高度: 573m	蛛丝蓬	20	0.15	周边分布盐节木、盐生草等

样方 3, 调查地点: 2#采油井场周围, 土壤类型: 盐土

样方大小: 10m×10m 总盖度: 15%, 统计结果见表 3.6-11。

表 3.6-11 样方 3 统计表

样方 1-3	植物种	盖度 %	平均高 (m)	其他

样方坐标: E89°07'42.0681" N44°19'03.6071" 海拔高度: 574m	多枝柽柳	15	0.6-1.2	灌木丛下分布有盐生草、盐节木等
				

样方 4, 调查地点: 3#采油井场周围, 土壤类型: 盐土

样方大小: 1m×1m 总盖度: 20%, 统计结果见表 3.6-12。

表 3.6-12 样方 4 统计表

样方 2-1	植物种	盖度 %	平均高 (m)	其他
样方坐标: E89°08'26.9093" N44°18'40.1819" 海拔高度: 575m	盐节木	20	0.2-0.4	周边分布羽毛三毛草、盐生草等
				

样方 5, 调查地点: 4#井场周围, 土壤类型: 盐土

样方大小: 1m×1m 总盖度: 10%, 统计结果见表 3.6-13。

表 3.6-13 样方 5 统计表

样方 2-2	植物种	盖度 %	平均高 (m)	其他
样方坐标: E89°07'50.7434" N44°18'27.9626" 海拔高度: 574m	长芒苋	10	0.1-0.3	周边分布盐生草等



样方 6, 调查地点: 5#井场周围, 土壤类型: 盐土

样方大小: 1m×1m 总盖度: 8%, 统计结果见表 3.6-14。

表 3.6-14 样方 6 统计表

样方 2-3	植物种	盖度 %	平均高 (m)	其他
样方坐标: E89°08'09.1735" N44°18'04.0699" 海拔高度: 573m	盐生草	8	0.7	周边分布柽柳、梭梭

样方 7, 调查地点: 集输管线周围, 土壤类型: 盐土

样方大小: 1m×1m 总盖度: 25%, 统计结果见表 3.6-15。

表 3.6-15 样方 7 统计表

样方 3-1	植物种	盖度 %	平均高 (m)	其他
样方坐标: E89°08'09.1735" N44°18'04.0699" 海拔高度: 573m	羽毛三毛草	25	0.8	盐穗木、狼刷



样方 8, 调查地点: 4#采油井场周围, 土壤类型: 盐土

样方大小: 10m×10m 总盖度: 35%, 统计结果见表 3.6-11。

表 3.6-16 样方 3 统计表

样方 1-3	植物种	盖度 %	平均高 (m)	其他
样方坐标: E89°07'50.7434" N44°18'27.9626"	多枝柽柳	35	0.6-1.2	灌木丛下分布有盐生草、盐节木等
海拔高度: 574m				

样方 9, 调查地点: 5#采油井场周围, 土壤类型: 盐土

样方大小: 10m×10m 总盖度: 40%, 统计结果见表 3.6-11。

表 3.6-17 样方 3 统计表

样方 1-3	植物种	盖度 %	平均高 (m)	其他
样方坐标: E89°08'09.1735" N44°18'04.0699"	多枝柽柳	40	0.6-1.8	灌木丛下分布有盐生草、盐节木等
海拔高度: 573m				



由植物样方调查以及现场踏勘,评价区共出现各类植物物种 6 种。其中广泛分布的种类是盐节木、羽毛三毛草及盐生草,其他植物物种在样方中基本呈均匀分布。

3.6.3 野生动物现状调查与评价

(1) 区域野生动物现状

按中国动物地理区划分级标准,评价区域动物区系古北界、中亚亚界、蒙新区、准噶尔亚区、准噶尔盆地省。

通过访问调查和现场踏勘,结合区域科学考察报告等资料,目前区域野生动物(兽类、鸟类、爬行类和两栖类)约有 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,偶有大型脊椎动物蒙古野驴 (*Equus hemionus*)、普氏野马 (*Equus przewalskii*)、鹅喉羚 (*Gazella subgutturosa*) 活动。

由于准噶尔盆地严酷的气候条件,不仅酷热,而且极为干旱,植被盖度不高,所以野生动物种类并不丰富。近年来,准噶尔盆地荒漠中各种大型动物资源数量显著减少,且多集中在卡拉麦里山有蹄类自然保护区。

评价区及周边区域常见动物种类见表 3.6-18。

表 3.6-18 评价区及周边区域常见动物种类表

种类	学名	分布
		荒漠区
两栖类		
绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	—
爬行类		
密点麻蜥	<i>Eremias multionllata</i>	+

种类	学名	分布
		荒漠区
快步麻蜥	<i>Eremiasvelox</i>	+
荒漠麻蜥	<i>Phrynocephalusgrumgrizimaloi</i>	+
兽类		
蒙古野驴	<i>Equus hemionus</i>	—
普氏野马	<i>Equus przewalskii</i>	—
鹅喉羚	<i>Gazella subgutturosa</i>	+
沙狐	<i>Vulpes corsac</i>	
蒙古兔(中亚亚种)	<i>Lepus tolai centraasiatus</i>	—
狗獾	<i>Meles meles</i>	—
长耳跳鼠	<i>Euchoueutes naso</i>	—
毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	—
小家鼠(奥德萨亚种)	<i>Mus musculus shortulanus</i>	
灰仓鼠(优质芒亚种)	<i>Cricetus miliariorius caesius</i>	
黄兔尾鼠	<i>Lagurus luteus</i>	+
大沙鼠	<i>Phyomys opimus</i>	+
小五趾跳鼠	<i>Allactaga sibirica</i>	+
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	+
红尾沙鼠	<i>Meriones erythrourus</i>	—
鸟类		
红隼	<i>tinnunculus</i>	—
苍鹰	<i>Accipiter gentilis</i>	—
长耳鸮	<i>Asio otus</i>	
戴胜(普通亚种)	<i>Upupa epops saturala</i>	
凤头百灵(新疆亚种)	<i>Galeruca criatata</i>	+
小沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	+
家燕(指名亚种)	<i>Hirundo rusticarustica</i>	—
红尾伯劳(北疆亚种)	<i>Lanius cristatus phoenicuroides</i>	+

种类	学名	分布
		荒漠区
大杜鹃	Cuculuscanorus	+
家麻雀(新疆亚种)	Passerdomesticusbactrianus	-
树麻雀	Passer montanus	+
漠	OenantheJesevliatrogularis	+
灰鹤	Motacillacinerea	+

注：“+”常见种；“-”偶见种。

常见野生动物中，属于国家和自治区级重点保护野生动物有 5 种，具体见表 3.6-19。

表 3.6-19 重点保护野生动物

保护级别		兽类	鸟类
国家	I 级	蒙古野驴、普氏野马	/
	II 级	鹅喉羚	棕尾鵟、红隼、苍鹰、猎隼及雀形目鸟类
自治区级		赤狐、沙狐	/

蒙古野驴和普氏野马属于我国国家 I 级保护野生动物，鹅喉羚属于 II 级保护野生动物，主要分布在卡拉麦里山有蹄类自然保护区植被生长相对良好的地带，本项目北距新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区实验区边界约 28km，不属于外围保护地带范围内，野生动物在评价区内极难见到，本次评价在评价范围内现场踏勘时未见重点野生保护动物活动踪迹。

(2) 项目区及其评价范围内野生动物现状

野生动物调查主要为样线调查，在工程区域内沿现有道路或植被分布情况设置调查样线，设置 4 条样线，调查时记录所见到的动物种类和数量，野生动物调查样线见图 3.6-6。





图 3.6-6 野生动物调查样线

本次单条样线调查长度为 500m~1km，在有道路的区域通过驱车观测的方式进行调查，在无路且车辆不能通行的区域通过步行观测的方式进行调查，在调查样线内记录该空间范围内出现的陆生野生动物。

在调查过程中，未发现哺乳类野生动物出没，可见爬行类野生动物的粪便、足印、洞穴等，在林地内可听闻有鸟类叫声，可见爬行类动物的踪迹。调查结果表明，项目区域内由于受到人为活动的干扰，大型野生动物比较少见，主要为爬行类和鸟类。

评价区自然保护区外的区域环境相对恶劣，气候干旱，植物稀疏，在此区域分布的野生动物相对数量少，再加上保护对象自身的因素即生态系统和物种种群的脆弱性、人类活动的威胁和干扰，使得此区域的野生动物数量越来越少。伴随着评价区内近年来公路、管线的修建及采矿、工业活动等人类影响，加速了荒漠地区的自然环境恶化，荒漠生态系统受到损伤或破坏，物种资源大量减少，同时，人类活动也干扰野生动物的习性及生活规律。

经现场调查，项目区野生动物活动极少，常见动物主要为耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主。

具体样方、样线调查区域见图 3.6-7，样方样线区域位置图。

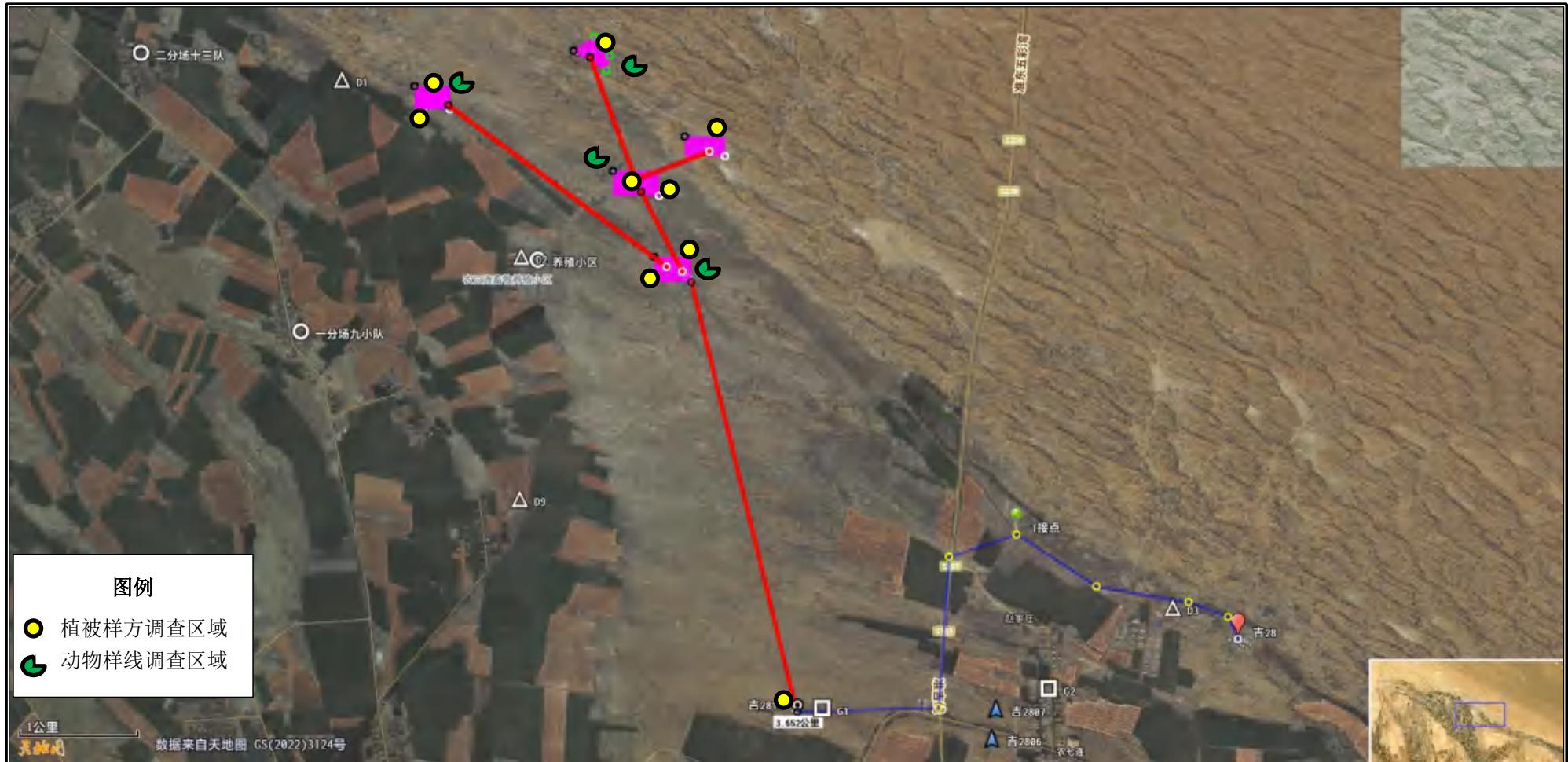


图 3.6-7 样方样线调查区域位置图

3.6.4 土壤类型及分布

(1) 项目区块土壤类型

项目区块地处古尔班通古特沙漠东缘，为卡拉麦里西南山前戈壁荒漠地带，土壤类型主要以盐土为主，构成地带性土壤。

水溶性盐类在土壤表层或土体内逐渐积聚的过程，即盐化过程是导致盐土形成的主要原因。气候干旱和地下水位高是盐化发生的必要条件。在干旱、半干旱地区，溶有各种盐类的地下水因蒸发作用而沿土壤毛管孔隙上升至地表，其中的液态水分子汽化，水中的各种盐类则残留于土壤表面及土体，久而久之，土壤即因水溶性盐类日益增多而盐化成为盐土。这种完全因自然因素引起的土壤盐化过程称原生盐化过程，形成的盐土称原生盐土。干旱、半干旱地区由于水文地质条件的不同而存在的非盐化土壤，因人类的不合理灌溉，促使地下水中盐分沿土壤毛管孔隙上升并在地表积累，由此引起的土壤盐化过程称次生盐化过程，形成的盐土称次生盐土，耕作土壤盐化多属此类。

根据成土过程及土壤形态特点，盐土可分5个亚类：

(1) 草甸盐土。由草甸土或潮土发生盐化作用而形成。含氯化物—硫酸盐或硫酸盐—氯化物盐类为主。表层含盐量较高，中、下层有明显的锈纹或锈斑存在。

(2) 沼泽盐土。即具有沼泽化作用特征的盐土。多由沼泽土、盐土或盐沼干涸积盐而成。表土积盐层含有大量盐分外，还含有较多的粗有机质。

(4) 残余盐土。指地质历史时期形成的盐土。这类土壤的地下水位虽因水文地质条件变迁而大幅度下降，并已停止积盐过程，但原有的盐类仍残留于土壤之中，并仍处于干旱气候条件之下，因而表层含盐量低而亚表层含盐量高。

(5) 碱化盐土。含一定数量的水溶性盐类，土壤胶体的交换性钠百分率又达5%以上，pH在9以上的盐改良盐土必须经过改良，消除盐类对植物的危害，方能利用和取得高产。改良方法包括降低土壤含盐量、降低地下水位、淡化浅层地下水及培肥土壤等，可大致分为水利改良和农业改良两类，但须统筹兼顾、统一规划、因地制宜、综合治理，改良与利用相结合。

(2) 项目区块土壤分布情况

区域主要分布为盐土，井场、集输管道等地面工程全部分布在该类土壤上。

区域土壤类型图详见图 3.6-8。

3.6.5 土地利用现状

根据现场调查，根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，即将遥感影像与平面布置图进行叠加，并参照《土地利用现状分类》（GBT21010-2017），以确定评价范围内土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。

根据项目土地利用现状图及现场勘查，项目占地类型主要为盐碱地、灌木林地（国家二级公益林），还有部分草地。项目土地利用类型图详见图 3.6-9。

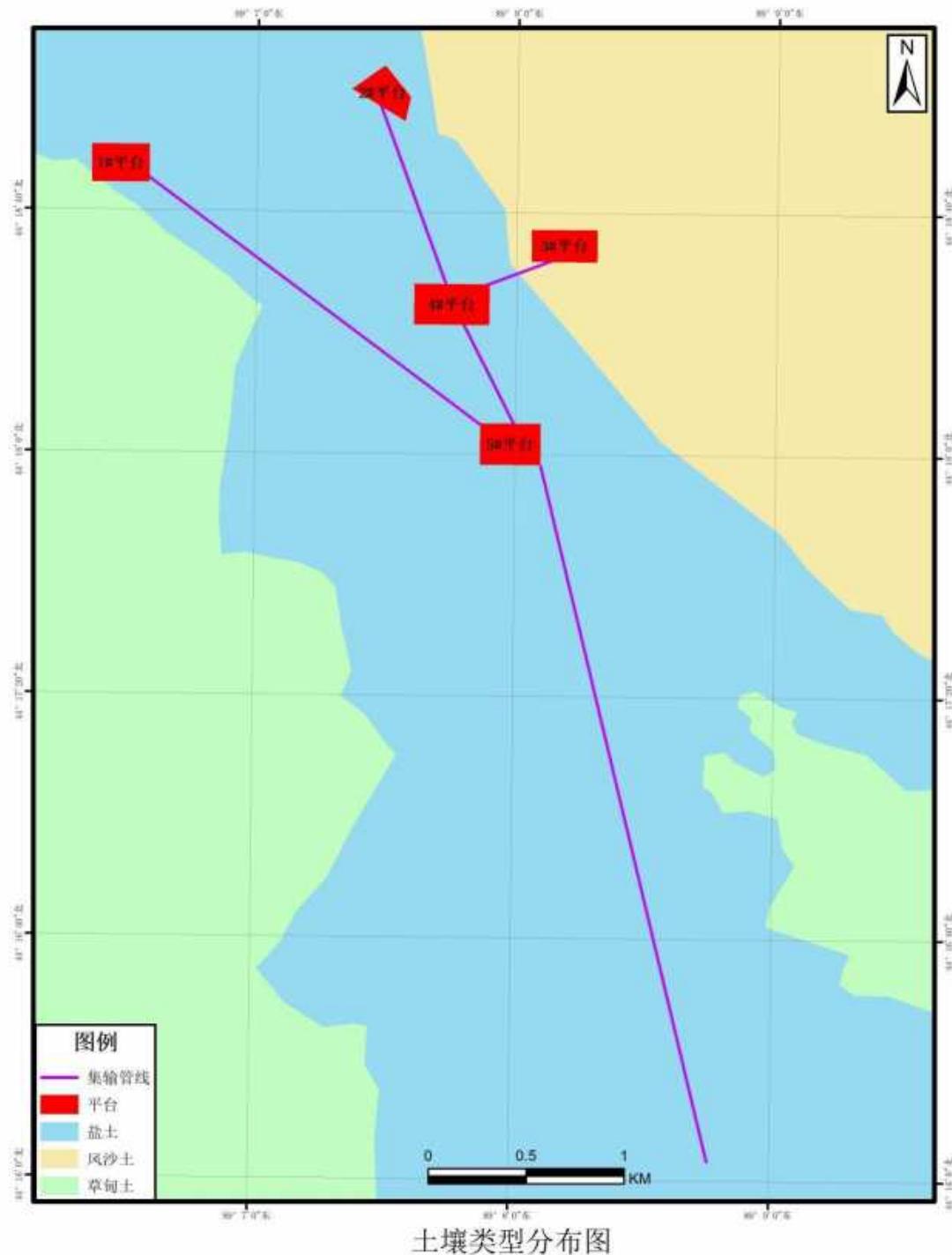
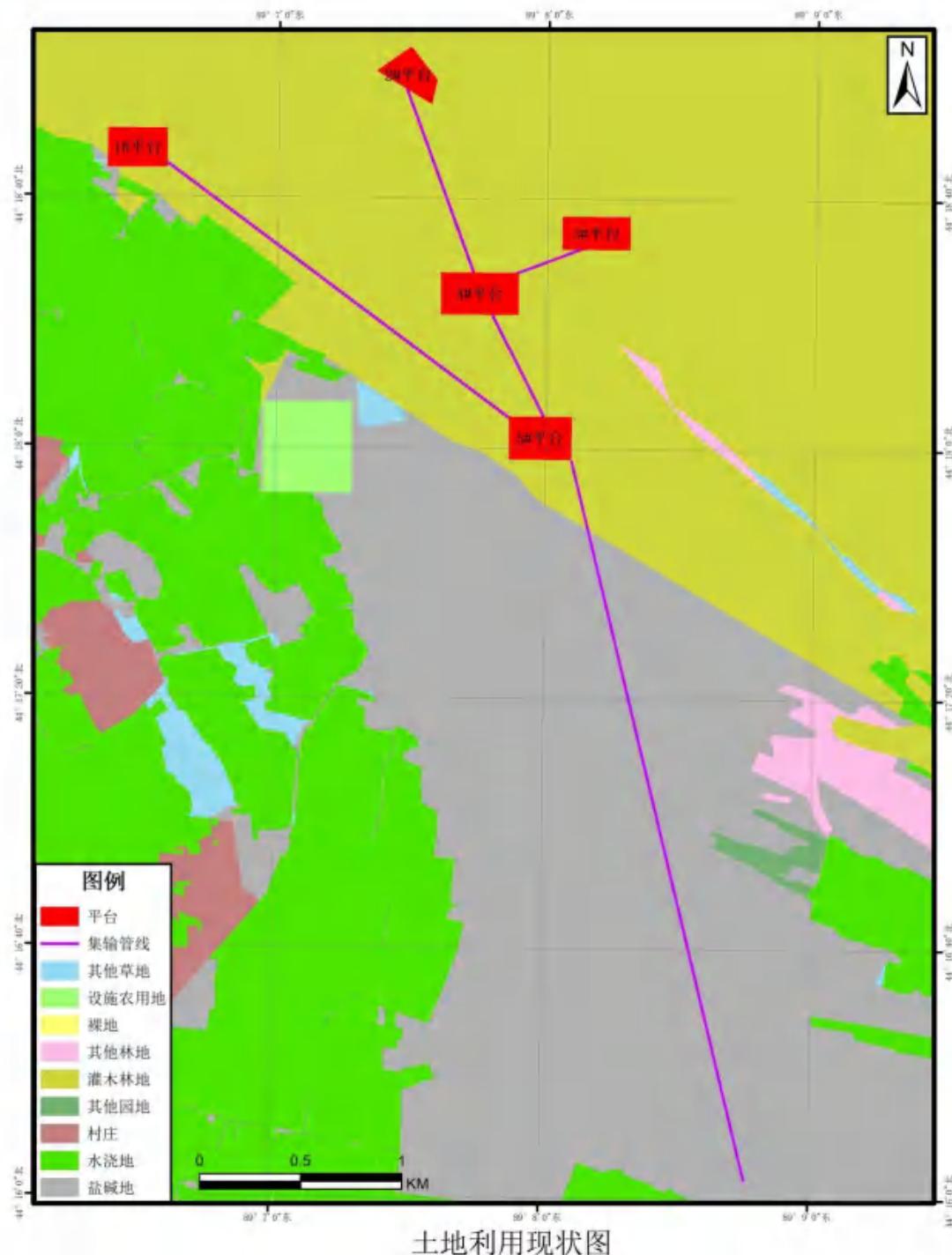


图 3.6-8 项目区土壤类型分布图



土地利用现状图

3.6.6 与重要生态敏感区的位置关系

项目区域内无文物古迹分布，也无地下水水源保护区。

项目所在区域的生态系统为阜康、木垒绿洲农业、荒漠草地生态功能区，位于第六师奇探 1 块勘探区域。项目区 1#采油平台以北 6.8km 及管线终点吉 2815 平台 7.6km 处为准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态红线，本项目不在生态红线范围内。

经调查，项目评价区内主要是荒漠生态系统，无野生动物饮用水水源，无动物迁徙通道。



图 3.6-10 准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态红线相对位置图

3.6.8 区域主要生态环境问题

3.6.8.1 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）》，项目所在的第六师红旗农场地处吉木萨尔县，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，除部分保护区外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，且可见较多的风凌石，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粒物质减少，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。

3.6.8.2 水土流失现状调查与评价

根据《新疆生产建设兵团水土保持规划》（2015-2030年）第六师红旗农场地处准噶尔盆地南缘人居环境农田防护区，属于准噶尔盆地南缘兵团级水土流失重点治理区。结合项目区地理位置、地形地貌和气候环境特点，确定项目区水土流失类型主要为风力侵蚀。根据《新疆维吾尔自治区水土保持区划（2018-2030年）》，项目所在地属于天山北坡国家级水土流失重点预防区。此外，根据《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目所在地属于II2天山北坡诸小河流域重点治理区。

（1）土壤侵蚀程度

根据水利部《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）中风力侵蚀分级参考指标和《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）中风蚀强度分级指标（见表3.6-15），对项目区风力侵蚀强度进行评价。

表3.6-15 土壤风蚀分级指标

侵蚀强度	床面形态（地表形态）	植被覆盖度（%） (非流沙面积)	风蚀厚度 (mm/a)	侵蚀模数 [t/ (km ² ·a)]
微度侵蚀	固定沙丘，沙地和滩地	>70	<2	<200
轻度侵蚀	固定沙丘，半固定沙丘，沙地	70-50	2-10	200-2500
中度侵蚀	半固定沙丘，沙地	50-30	10-25	2500-5000

侵蚀强度	床面形态（地表形态）	植被覆盖度（%） (非流沙面积)	风蚀厚度 (mm/a)	侵蚀模数 [t/ (km ² ·a)]
强烈侵蚀	半固定沙丘, 流动沙丘, 沙地	30-10	25-50	5000-8000
极强度侵蚀	流动沙丘, 沙地	<10	20-100	8000-15000
剧烈侵蚀	大片流动沙丘	<10	>100	>15000

本项目位于准噶尔盆地南缘的红旗农场中, 紧邻吉木萨尔县。土壤侵蚀强度见图 4.6-6。根据《新疆维吾尔自治区 2022 年度水土流失动态监测年报》, 2022 年吉木萨尔县轻度以上风力侵蚀和水力侵蚀总面积 5294.1km², 占全县土地总面积的 64.80%。其中水力侵蚀面积为 503.79km², 占土壤侵蚀总面积的 9.52%; 风力侵蚀面积为 4790.31km², 占土壤侵蚀总面积的 90.48%。

表3.6-16 2022年吉木萨尔县土壤侵蚀分类分级面积统计表 (单位: km²)

侵蚀类型	轻度侵蚀	中度侵蚀	强烈侵蚀	极强烈侵蚀	剧烈侵蚀	合计
水力侵蚀	322.87	139.84	32.78	7.86	0.44	503.79
风力侵蚀	1884.8	672.71	1978.57	254.23	0	4790.31
合计						5294.1

根据《新疆维吾尔自治区 2022 年度水土流失动态监测年报》, 区域以降雨引起水蚀的情况在评价区较小, 区域以风力侵蚀为主, 水土流失类型为轻度至强烈风力侵蚀。

(2) 土地沙化程度

由于《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》(2015 年 3 月) 中未表明红旗农场的沙化相关情况, 因此以吉木萨尔县的沙化土地变化情况作为项目区的土地沙化现状调查内容。吉木萨尔县沙化土地动态变化情况见表 3.6-17。

表3.6-17 项目涉及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		
			计	流动沙 地	半固定沙地			固定沙地			露沙 地	沙化耕 地	非生物治沙工 程用地	风蚀 残丘	风蚀劣 地	戈壁		
					计	人工半固 定沙地	天然半固定 沙地	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	1275.21	0	0	9633.12	145758.41	13064.09	412619.65
	第四次	822209.88	396498.14	0	23233.03	0	23233.03	214675.7	0	214675.7	0	0	0	0	12003.12	146586.29	7678.47	418033.27
	动态变化	-763.26	-735.26	0.73	482.41	0	482.41	704.27	169	535.27	0	1275.21	0	0	-2370	-827.88	5385.62	-5413.62

新疆第五次沙化监测沙漠分布图

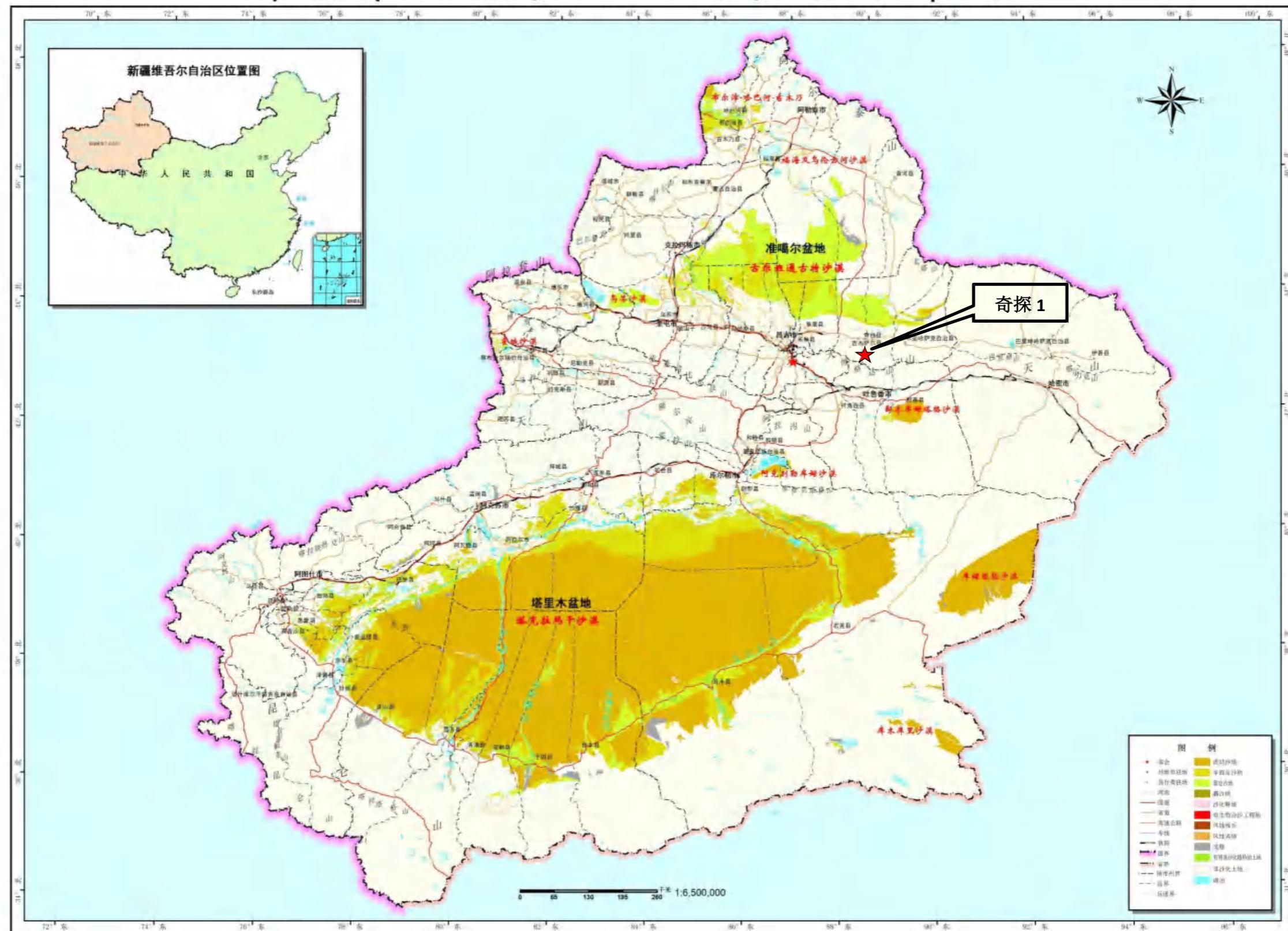


图 3.6-10 新疆第五次沙化监测沙漠分布图

3.6.8.3 重点公益林

重点公益林是指生态区位极为重要或生态状况极为脆弱，对国土生态安全、生物多样性保护和经济社会可持续发展具有重要作用，以提供森林生态和社会服务产品为主要经营目的的重点防护林和特种用途林。包括水源涵养林、水土保持林、防风固沙林和护岸林；自然保护区的森林和国防林等。

拟建项目区内的公益林，为重点公益林，林地类型为荒漠灌木林，主要作用为防风固沙。

3.6.9 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；煤炭、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—Ⅱ₅准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区—28.阜康、木垒绿洲农业、荒漠草地生态功能区。

项目区域土地利用结构比较单一，以戈壁荒漠及农业为主。项目区土壤类型以盐土为主，项目区显域植被以小半灌木荒漠与小半乔木荒漠占优势，主要分布在砾石戈壁区。主要组成植物有多枝柽柳、琵琶柴等。

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。项目区域内国家和自治区级保护动物有5种，蒙古野驴和普氏野马属于国家Ⅰ级保护动物，鹅喉羚属于Ⅱ级保护动物，但主要分布在卡拉麦里山有蹄类自然保护区北部植被生长相对良好的地带，在项目区评价范围内则极难见到，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。

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。

4 环境影响预测与评价

4.1 大气环境影响分析与评价

4.1.1 施工期大气环境影响分析

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、场站工程等在施工作业过程中产生的扬尘，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）施工期钻井过程中产生的废气，主要来自柴油发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为 NO_x、SO₂、烃类等；（3）各种施工燃油机械及运输车辆的尾气。

4.1.1.1 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。

（1）风力扬尘

建材的露天堆放、裸露场、施工作业产生的风力扬尘，这类扬尘的主要特点是受作业时风速的影响，一般情况下，施工工地在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。

堆场扬尘量的经验计算公式为：

$$Q = 2.1(V_{50} - V_0)^3 e^{-1.023w}$$

式中：Q—起尘量，kg/t.a；

V₅₀—距地面 50m 处风速，m/s；

V₀—起尘风速，m/s；

W—尘粒的含水量，%。

起尘风速与粒径和含水量有关，粉尘在空气中的扩散稀释与风速等气象条件有关，也与粉尘本身的沉降速度有关。不同粒径粉尘的沉降速度见表 4.1-1。由表可知，粉尘的沉降速度随粒径的增大而迅速增大。当粒径为 250 微米时，沉降

速度为 1.005m/s, 因此可认为当尘粒大于 250 微米时, 主要影响范围在扬尘点下风向近距离范围内, 而真正对外环境产生影响的是一些微小粒径的粉尘。

表 4.1-1 不同粒径尘粒的沉降速度

粉尘粒径(μm)	10	20	30	40	50	60	70
沉降速度(m/s)	0.003	0.012	0.027	0.048	0.075	0.108	0.147
粉尘粒径(μm)	80	90	100	150	200	250	350
沉降速度(m/s)	0.158	0.170	0.182	0.239	0.804	1.005	1.829
粉尘粒径(μm)	450	550	650	750	850	950	1050
沉降速度(m/s)	2.211	2.614	3.016	3.418	3.820	4.222	4.624

施工场地扬尘对大气的影响范围主要在工地围墙外 100m 以内, 由于距离的不同, 其污染影响程度亦不同, 在扬尘点下风向 0~50m 为重污染带, 50~100m 为较重污染带, 100~200m 为轻污染带, 200m 以外对大气影响甚微。据类比调查, 在一般气象条件, 施工扬尘的影响范围为其下风向 150m 内, 被影响的地区 TSP 浓度平均值为 0.49mg/m³ 左右。

参照同类施工场地的一般做法, 施工场地可用塑料编织袋布置围栏, 场地经常洒水保持表土湿润, 物料运输车辆采用密闭的专用车辆等, 在采取有效的防尘措施后, 施工场地扬尘的影响范围基本可控制在 50m 范围内, 随着距离的增加, 浓度迅速减小。本项目距离周边敏感点较远, 施工扬尘对周边居民影响很小。

(2) 车辆行驶扬尘

据文献报道, 在施工过程中, 车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60%以上。车辆行驶产生的扬尘, 在完全干燥的情况下, 可按以下经验公式计算:

$$Q = 0.123 \left(\frac{v}{5} \right) \left(\frac{w}{6.8} \right)^{0.85} \left(\frac{p}{0.5} \right)^{0.75}$$

式中: Q—汽车行驶的扬尘量, kg/km·辆;

V—汽车速度, km/h;

W—汽车载重量, t;

P—道路表面粉尘量, kg/m²。

表 4.1-2 为一辆 10t 卡车, 通过一段长为 1km 的路面时, 不同路面清洁程度, 不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 4.1-2 可见, 在同样的路面条件下, 车速越快, 扬尘量

越大；在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表 4.1-2 不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量（单位：kg/km·辆）

清洁 车速	0.1 (kg/m ²)	0.2 (kg/m ²)	0.3 (kg/m ²)	0.4 (kg/m ²)	0.5 (kg/m ²)	1.0 (kg/m ²)
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

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

减少露天堆放和保证一定的含水率及减少裸露地面是减少风力起尘的有效手段。如果在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4~5 次，可使扬尘减少 70% 左右。表 4.1-3 为施工场地洒水抑尘的实验结果，结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘，可有效的控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20~50m 范围。

表 4.1-3 施工场地洒水抑尘试验结果

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

因此，限速行驶及保持路面清洁，同时适当洒水是减少汽车扬尘的有效手段。

4.1.1.2 钻井作业柴油发电机烟气排放环境影响分析

钻井作业柴油发电机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之评价区范围内地域辽阔扩散条件较好。类比其它相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值。因此，钻井作业柴油发电机烟气排放及总烃挥发对周围环境影响较小。

4.1.1.3 汽车尾气

施工期施工作业机械有载重汽车、柴油动力机械等燃油机械，排放的污染物主要有 CO、NO₂。据类似工程监测，在距离现场 50m 处，CO、NO₂ 小时平均浓度分别为 0.2mg/m³ 和 0.13mg/m³，日平均浓度分别为 0.13mg/m³ 和 0.062mg/m³，

均可达到《大气污染物综合排放标准》无组织排放监控浓度限值标准要求，其影响范围在200m以内的范围。

同时，施工单位应使用满足《普通柴油》（GB252-2015）标准现阶段要求的柴油，并定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）中的标准要求。

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

综上，施工期大气污染源源强不大，而且施工期较短，施工扰动面积有限，污染属于阶段性的局部污染，施工结束后污染即消失，因此，本项目施工对周围大气环境影响较小。

4.1.2 运营期大气环境影响分析

4.1.2.1 大气环境影响预测

根据工程分析内容，项目运营期单井加热采用电加热，无燃气加热炉废气污染物排放。本项目的废气污染物主要为油气集输、处理及储存过程无组织排放的烃类气体。

本项目核定的大气评价等级为二级，按《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目可不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”，因此，本次评价仅采用AERSCREEN模式进行预测评价，不进行进一步预测分析。

4.1.2.1.1 污染源参数

污染源强参数见下表。

表 4.1-4 矩形面源参数表

编 号	名称	面源海 拔高度 /m	面源 长度 /m	面源 宽度 /m	与正北 向夹角 /°	面源有 效排放 高度/m	年排放 小时数 /h	排 放 工 况	污染物排放速率 /(kg/h)	
									污染物	排放速率
A1	1号井场 集输废气	575	383	208	0	5.5	7200	正常	非甲烷 总烃	0.014
									硫化氢	0.0014
A2	2号井场集 输废气	576	350	200	0	5.5	7200	正常	非甲烷 总烃	0.014
									硫化氢	0.0014
A3	3号井场集 输废气	574	300	210	0	5.5	7200	正常	非甲烷 总烃	0.009
									硫化氢	0.0008

编号	名称	面源海拔高度 /m	面源长度 /m	面源宽度 /m	与正北向夹角 /°	面源有效排放高度/m	年排放小时数 /h	排放工况	污染物排放速率 /(kg/h)	
									污染物	排放速率
A4	4号井场集输废气	573	280	250	0	5.5	7200	正常	非甲烷总烃	0.014
									硫化氢	0.0014
A5	5号井场集输废气	574	280	260	0	5.5	7200	正常	非甲烷总烃	0.011
									硫化氢	0.0011

4.1.2.1.2 预测模式

(1) 模型选用

采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中推荐的估算模型AERSCREEN进行估算。

(2) 估算模型参数

估算模型参数选择见表 4.1-5。

表 4.1-5 估算模型参数表

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

4.1.2.1.3 预测结果

预测结果见表 4.1-6。

表 4.1-6 估算模型计算结果表

污染源	预测结果
	NMHC

	下风向最大落地浓度 /($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 /%	下风向最大质量浓度出现距离/m
1号采油平台	2.14	0.11	250
2号采油平台	2.23	0.11	244
3号采油平台	1.43	0.07	175
4号采油平台	2.09	0.10	242
5号采油平台	1.61	0.08	244
污染源	预测结果		
	H_2S		
1号采油平台	0.214	2.14	250
2号采油平台	0.184	1.84	138
3号采油平台	0.113	1.13	129
4号采油平台	0.209	20.09	242
5号采油平台	0.161	1.61	245

表 4.1-7 主要污染源无组织废气非甲烷总烃估算模型计算结果一览表

下风向 距离 /m	1号采油平台		2号采油平台		3号采油平台		4号采油平台		5号采油平台	
	NMHC		NMHC		NMHC		NMHC		NMHC	
	预测质量 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标 率/%	预测质量 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 /%						
10	0.971	0.05	0.999	0.05	0.62	0.03	0.886	0.04	0.684	0.03
100	1.48	0.07	2.58	0.08	1.02	0.05	1.43	0.07	1.09	0.05
200	2.02	0.10	2.15	0.11	1.40	0.07	2.00	0.10	1.53	0.08
223	/	/	/	/	1.43	0.07	/	/	/	/
242	/	/	/	/	/	/	2.09	0.10	/	/
250	2.14	0.11	/	/	/	/	/	/	1.61	0.08
244	/	/	2.23	0.11	/	/	/	/	1.61	0.08
300	2.11	0.11	2.18	0.11	1.37	0.07	2.00	0.10	1.55	0.08
400	1.99	0.10	2.04	0.10	1.27	0.06	1.83	0.09	1.42	0.07
500	1.85	0.09	1.89	0.09	1.18	0.06	1.70	0.08	1.32	0.07
1000	1.32	0.07	1.33	0.07	0.848	0.04	1.29	0.06	0.982	0.05
2000	0.841	0.04	0.899	0.04	0.578	0.03	0.899	0.04	0.707	0.04
2500	0.769	0.04	0.769	0.04	0.494	0.02	0.769	0.04	0.604	0.03
D10% 最远 距离	250m		244m		223m		242m		244m	

表 4.1-7 主要污染源无组织废气硫化氢估算模型计算结果一览表

下风向 距离 /m	1号采油平台		2号采油平台		3号采油平台		4号采油平台		5号采油平台	
	H ₂ S		H ₂ S		H ₂ S		H ₂ S		H ₂ S	
	预测质量 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标 率/%	预测质 量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 /%						
10	0.0971	0.97	0.166	1.66	0.098	0.98	0.089	0.89	0.068	0.68
100	0.148	1.48	0.178	1.78	0.109	1.09	0.143	1.43	0.109	1.09
129	/	/	/	/	0.113	1.13	/	/	/	/
138	/	/	0.184	1.84	/	/	/	/	/	/
200	0.202	2.02	0.167	1.67	0.100	1.00	0.200	2.00	0.153	1.53
250	0.214	2.14	/	/	/	/	/	/	/	/
242	/	/	/	/	/	/	0.209	2.09	/	/
245	/	/	/	/	/	/	/	/	0.161	1.61
300	0.211	2.11	0.147	1.47	0.087	0.87	0.200	2.00	0.155	1.55
400	0.199	1.99	0.132	1.32	0.078	0.78	0.183	1.83	0.142	1.42
500	0.185	1.85	0.119	1.19	0.070	0.70	0.170	1.70	0.132	1.32
1000	0.132	1.32	0.082	0.82	0.048	0.48	0.126	1.26	0.098	0.98
2000	0.0899	0.90	0.052	0.52	0.030	0.30	0.090	0.90	0.071	0.71
2500	0.0769	0.77	0.044	0.44	0.026	0.26	0.077	0.77	0.060	0.60
D10% 最远 距离	250		138		129		242		245	

由上表可知，本项目无组织排放的非甲烷总烃下风向最大落地浓度为 $2.23\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率为 0.11%；最大浓度出现的距离为下风向 244m。本项目无组织排放的硫化氢下风向最大落地浓度为 $0.214\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率为 2.14%；最大浓度出现的距离为下风向 250m，对周围环境空气的贡献值较小。

4.1.2.1.4 评价等级判定结果

根据大气污染源强情况，项目排放废气最大地面浓度占标率 $1\% < P_{\text{max}} = 2.14\% < 10\%$ ，结合《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 B 推荐的估算模型 AERSCREEN 估算分析，判定本项目大气环境评价等级为二级。

4.1.2.2 小结

由估算结果可知：本项目井场排放的无组织非甲烷总烃最大落地浓度为 $2.23\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 0.11%，非甲烷总烃到达区块边界浓度和最大落地浓度均小于

《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）的场界标准限值（NMHC 无组织排放浓度限值 $4\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

距离采油井场最近的养殖小区，距1号采油平台780m，根据预测结果，1号采油井场500m处非甲烷总烃落地浓度为 $1.85\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率0.09%；1号平台距红旗农场一分场九小队为2120m，距二分场十三小队2260m，根据预测结果可知，1号平台2000m处非甲烷总烃落地浓度为 $0.841\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率0.04%，井场产生的非甲烷总烃对养殖小区、红旗农场一分场九小队、二分场十三小队影响不大，对周边环境影响较小。

本项目无组织排放的硫化氢下风向最大落地浓度为 $0.214\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率为2.14%，硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）表1中限值（硫化氢厂界排放浓度限值 $0.06\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

距离采油井场最近的养殖小区，距1号采油平台780m，根据预测结果，1号采油井场500m处硫化氢落地浓度为 $0.185\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率1.85%；1号平台距红旗农场一分场九小队为2120m，距二分场十三小队2260m，根据预测结果可知，1号平台2000m处硫化氢落地浓度为 $0.0899\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率0.90%，井场产生的硫化氢对养殖小区、红旗农场一分场九小队、二分场十三小队影响不大，对周边环境影响较小。

综上所述，项目所排放的大气污染预测浓度能满足相关环境质量标准要求；可满足相关无组织排放浓度排放限值要求，可达标排放，本项目评价范围内无村庄，故本项目产生的非甲烷总烃对周边环境影响较小。

4.1.2.4 大气污染物核算

大气污染物排放量核算表见表 4.1-8。

表 4.1-8 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	国家污染物排放标准		年排放量
					标准名称	浓度限值(mg/m^3)	
1	M1	采油井场	NMHC	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查	GB39728-2020 中企业边界污染物控制要求	4	0.459t/a
			H ₂ S	井场设置除硫剂加药撬装置，通过地面加药装置向油井或地面出油管线中添	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）	0.6	0.002t/a

				加除硫剂达到防硫除硫的目的			
--	--	--	--	---------------	--	--	--

项目大气环境影响自查表见表 4.1-9。

表 4.1-9 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□	二级☑		三级□
	评价范围	边长=50km□	边长 5~50km□		边长=5km ☑
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a□	500~2000t/a□		<500t/a□
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、PM _{2.5} 、PM ₁₀) 其他污染物 (NMHC、H ₂ S)		包括二次 PM _{2.5} □ 不包括二次 PM _{2.5} ☑	
评价标准	评价标准	国家标准 ☑	地方标准□	附录 ☑	其他标准 ☑
现状评价	环境功能区	一类区□	二类区 ☑		一类区和二类区□
	评价基准年	(2022) 年			
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□	主管部门发布的数据 ☑		现状补充监测□
	现状评价	达标区□		不达标区 ☑	
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☑ 本项目非正常排放源□ 现有污染源□	拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (NMHC、H ₂ S)		有组织废气监测□ 无组织废气监测 ☑	无监测□
	环境质量监测	监测因子: (非甲烷总烃)		监测点位数 (1)	无监测□
评价结论	环境影响	可以接受 ☑ 不可以接受□			
	大气环境防护距离	距 () 厂界最远 (0) m			
	污染源年排放量	SO ₂ : (0) t/a	NO _x : (0) t/a	颗粒物: (0) t/a	VOCs: (0.459) t/a
注: “□”为勾选项, 填“√”; “()”为内容填写项					

4.1.4 退役期大气环境影响分析

随着区块油气开发进入尾声，油田开发进入退役期，油田开发地面设施需要拆除，会使用机械设备和工程车辆。退役期主要大气污染物包含车辆尾气和建筑物拆除产生的少量扬尘，由于地面工程施工时间短，对周围环境的影响很小。

4.2 地表水环境影响分析

4.2.1 施工期废水影响分析

施工期废水主要为：钻井废水、施工生产废水、废压裂液、管道试压废水及施工人员日常生活污水。

（1）钻井废水

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，剩余少量液相拉运至吉 28 原油脱水站，不会对周边环境产生明显影响。采用钻井不落地技术收集，一开、二开产生非磺化水基泥浆，进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备；分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地，后用于铺筑本项目新建道路，其贮存场地应满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）的相关要求。

三开产生的油基泥浆和岩屑在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固体在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理，经检测满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T301-2016）及《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等综合利用；处理后的固相经检测不达标，暂存于岩屑收集罐内，委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司拉运并进行无害化处置处理。

(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，本项目共产生压裂返排液 $30.26 \times 10^4 \text{m}^3$ ，产生的废压裂液由罐车送至吉 28 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。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。

4.2.2 运营期废水影响分析

按照《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)中表 1 水污染影响型建设项目评价等级判定，判定本项目地表水环境评价等级为三级 B。

(1) 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

运营期采出水由吉 28 脱水站污水处理系统处理后，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) 和《压裂酸化返排液处理技术规范》(Q/SY 02012-2016) 中要求后用于回注油层。

井下作业废水井下作业废液采用带罐作业，集中收集进入吉 28 脱水站处理达标后回注地层，均不对外排放。

本项目水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

(2) 依托污水处理设施的环境可行性评价

本项目建成投运后,采出液混输至吉 28 脱水站处理,废压裂液拉运至吉 28 脱水站处理。处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。处理后净化污水经高压注水泵增压,通过注水系统回注,可保持油气层压力,使油气藏有较强的驱动力,以提高油气藏的开采速度和采收率。

综上,本项目采出水、井下作业废水不外排,故本项目实施对地表水环境可接受。

4.3 地下水环境影响分析与评价

4.3.1 评价区域水文地质特征

第四系松散岩地层沉积厚度数十米至上百米不等,含水层为一套冲积—湖积的双层结构,上部为潜水,下部为承压水,含水层岩性以粗砂为主,承压含水顶板埋深多大于 100m,潜水位埋深较大(10~50m),矿化度>10g/l,水化学类型主要以 CaCl_2 型为主;水量小,无开采利用价值。

第三系碎屑岩类孔隙—裂隙水广泛分布于准噶尔盆地广大地区,为主要的生产用水开采水源。其含水层岩性主要是砂岩和泥质砂岩,承压水顶板埋深在 50~100m 以下,矿化度 3~10g/L,水化学类型主要以 CaCl_2 型为主;富水性极不均匀,单井涌水量 90~500m³/d。

油田区域地层岩性为:表层为第四系干燥松散的风成沙沉积,厚约 200m 左右;向下为第三系,地层由以泥岩、砂岩、粉砂岩为主的碎屑沉积物组成,含水层以砂岩为主,厚度在 50~150m;底部为第三系的粉砂岩、泥岩沉积。地下水主要为第三系碎屑岩类承压水,顶板埋深大于 100m。本区主要含水层水文地质特征如下:

①白垩系含水岩组:含水层为砂岩、砾岩,富水性为贫乏~中等,一般水质较差,为咸水。

②第三系含水岩组:岩性为中、粗粒砂岩、砾岩、泥岩互层,泥岩将含水的中粗粒砂岩、砾岩分隔成若干层,岩石颗粒越粗,相对富水性越好。因第三系地层在项目区内厚度很大,分布广泛,主要为承压水,为项目区内重要的含水岩组。

③第四系含水岩组：岩性主要为风成沙，该套岩层基本不含水，富水特征多为潜水性质。

（2）地下水的补径排特征

本项目位于准噶尔古尔班通古特沙漠东南缘。山区以及丘陵区为中生界碎屑岩中孔隙裂隙潜水及层间水提供赋存条件。现代河流及间隙水山口外，呈扇形堆积，由洪积造成山麓带，为灰色砾石层，由各种变质岩及火成岩构成，近平原地带，则颗粒变细夹亚砂土层或砂质黏土层，厚度不等 10~210.4m；倾斜平原区砂石层为松散岩类孔隙裂隙水提供了良好地下水储存场所。

本项目区域上属于南部的天山水系地下水系统，从南部天山山区分水岭到平原、沙漠构成一个完整的水文地质单元。按区域地下水运动规律，南侧的博格达高山区是地下水的总发源地和补给区，中山带是地下水补给、径流、排泄交替带，山前倾斜砾质平原及细土平原区是地下水径流、排泄区，沙漠地带是以蒸发为主的地下水排泄区。

本项目区域地层水的水型为 CaCl_2 型，地下水径流方向基本由东向西。项目区水文地质见图 4.3-1。

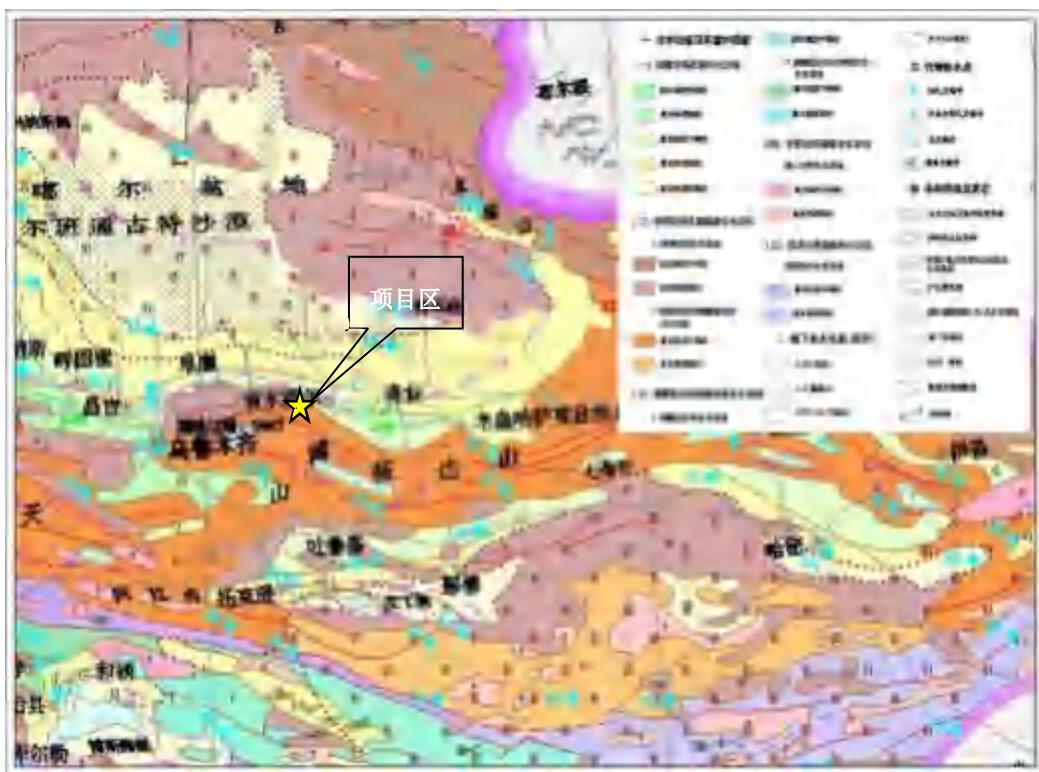


图 4.3-1 项目区域水文地质图

4.3.2 区域地下水污染源调查

根据现状监测结果, D5 点位总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标, 其余点位及监测因子可满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类限值, 石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的III类标准值。超标原因: 由于水文地球化学原因, 地下水补给、径流与排泄条件不利于地下水富集且浅部蒸发作用强烈, 在地层岩性及水文地质条件综合作用下, 导致局部区域地下水环境本底值较高且不同区域之间呈差异性。

4.3.3 施工期地下水环境影响分析

本工程施工期对水环境的影响主要为钻井及管线施工、生活污水等对地下水的影响。

4.3.3.1 钻井对地下水的影响

本项目采用水基钻井液及油基钻井液, 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, 水泥浆返至地面, 封隔疏松地层和水层; 表层套管的下土深度可有效保护地下水环境不受污染; 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, 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处理, 不外排。

因此, 钻井过程中不会对所在区域地下水产生影响。

4.3.3.2 生活污水对地下水的影响

生活污水中的主要污染物为 COD、SS、氨氮等, 整个施工期间施工生活污水产生量为 2982.48m³。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厂处理, 施工结束后, 不会对环境造成污染。

4.3.3.3 管线施工对地下水的影响

本工程的管道敷设埋深为-1.8m, 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。

4.3.4 运营期正常状况下对地下水环境影响分析

4.3.4.1 井下作业废水对地下水的影响

井下作业废水严禁直接外排,由作业单位自带回收罐回收,井下作业废水先运至吉 28 脱水站污水处理系统处理,处理达标的上清液回注含油层,底泥暂存在脱水站,定期交由有资质的单位进行无害化处置,不对地下水产生不利影响。

4.3.4.2 含油废水处理后回注对浅层地下水的影响

(1) 废水处理规模

采出液管输至吉 28 脱水站污水处理系统处理达标后回注含油层。

(2) 处理水质可行性

污水处理系统正常运行后,生产废水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中储层空气渗透率在[0.5-2 μm^2]标准要求。标准值见表 4.3-1。

表 4.3-1 处理系统出水水质指标

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
悬浮固体含量, mg/L	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
悬浮物颗粒直径中值, μm	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
含油量, mg/L	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
平均腐蚀率, mm/a	≤ 0.076				

(3) 回注及其影响

注水方式采用正注,注水深度为 4000m~5000m,穿越地下含水层。若井套管在地下含水层段经腐蚀发生破裂,回注废水进入地下含水层中,则会造成地下水的严重污染,对地下水环境造成极大的破坏。

正常情况下,管套未发生破裂,由于地下水的相对稳定性,废水回注油井对地下水影响很小。

4.3.4.3 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。本项目地处于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。

4.3.4.4 开采前后对地下水水流场的影响

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在10~50m，承压水埋深大于100m，一开钻井采用水泥固井，钻至150m，对潜水层以及承压水层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；二开井深2400m；三开完井井深5700m左右；因此，项目开采前后不会对项目区域地下水水流场产生影响。

4.3.5 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。

4.4 声环境影响分析与评价

4.4.1 施工期声环境影响分析

施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、柴油机、泥浆泵和柴油发电机等发出的噪声，发电机、泥浆泵、钻机、压裂设备和柴油发电机的声压级一般在80~110dB(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80~100dB(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 4.4-1。

表 4.4-1 距钻井井场场界不同距离处的噪声预测值

距场界距离 方位	1m	10m	20m	30m	50m	100m	150m	200m
东	81	61	55	51	47	41	37	35
西	81	61	55	51	47	41	37	35
南	88	68	62	59	54	48	45	42
北	76	56	50	46	42	36	32	30

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《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 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。根据现场调查声环境评价范围内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，没有集中固定居民居住，不产生噪声扰民现象，对局部环境的影响是暂时的，施工期间产生的噪声对周围环境的影响是可以接受的。施工期噪声的影响主要是对钻井队的施工人员的影响，因此必须做好劳动防护措施。

4.4.2 运营期声环境影响分析

本工程运营期噪声污染源主要为井场和站场的各类机泵和拉油车辆运输等。

4.4.2.1 井场噪声影响分析（固定噪声源影响预测）

根据《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2021），本次评价选用导则中的噪声预测模式——Noisesystem。

（1）预测源强

场站内噪声源主要为各类机泵，机泵噪声源强在85dB(A)~90dB(A)之间，设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施。本次评价以1号采油井场为例，对运营期站场厂界噪声进行预测。

单井采油机泵噪声源强在80dB(A)左右，设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施，衰减量按15dB(A)计。项目工程主要噪声源强见表4.4-2及降噪后源强至厂界噪声级见表4.4-3。

表4.4-2 运营期噪声排放情况（单位：dB(A)）

噪声源名称		声源强	声源控制措施	数量	空间相对位置（m）			持续时间
					X	Y	Z	
站场	风机	95~100	选用低噪声设备、厂房隔声、加装消声器	2	0	0	1	10h
	机泵	85~90	独立基础，加减震垫，采用软连接	3	2	3	1	10h

表4.4-3 项目主要噪声源强至厂界距离

平台	噪声源	数量	降噪后噪声级 dB (A)
1、2、4号平台	井场风机	5	65
	井场机泵	5	67
3号平台	井场风机	3	63
	井场机泵	3	65
5号平台	井场风机	4	64
	井场机泵	4	66

（2）预测评价标准

项目所在区域声环境功能区属于2类区。拟建项目东、西、南、北厂界噪声均执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准，即昼间60dB(A)，夜间50dB(A)。

（3）预测模式

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的技术要求，本次评价采取导则上推荐模式。

本预测计算采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中推荐

的工业噪声预测模式, 计算公式如下:

①噪声户外传播声级衰减模式

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

式中: $L_p(r)$ —距声源 r 处的倍频带声压级, dB (A) ;

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处倍频带声压级, dB (A) ;

A_{div} —声波几何发散引起的衰减量, dB (A) ;

A_{bar} —屏障引起的衰减量, dB (A) ;

A_{atm} —空气吸收引起的衰减量, dB (A) ;

A_{gr} —地面效应引起的衰减量, dB (A) ;

A_{misc} —其他多方面原因引起的衰减量, dB (A) 。

②预测点总等效连续 A 声级计算模式:

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \sum_i t_i 10^{0.1 L_{Ai}} \right]$$

式中: L_{eqg} —n 个声源在预测点的连续 A 声级合成, dB (A) ;

L_{Ai} —噪声源达到预测点的连续 A 声级, dB (A) ;

n—噪声源个数。

(4) 预测结果

根据以上公式, 预测项目建成后井场厂界四周噪声贡献值见表 4.4-4。

表 4.4-4 厂界噪声贡献值预测结果 单位: dB (A)

预测点编号	预测点位置	贡献值	评价标准	评价结果
1号、2号、4号井场	东侧	36	昼间60 夜间50	达标
	南侧	32		
	西侧	35		
	北侧	34		
3号井场	东侧	35	昼间60 夜间50	达标
	南侧	30		
	西侧	33		
	北侧	32		
5号井场	东侧	35	昼间60 夜间50	达标
	南侧	31		
	西侧	34		
	北侧	33		

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。

4.4.3 退役期声环境影响分析

本项目服务期满后,由于井口设备拆除过程中会产生一定的施工噪声。施工噪声主要可分为机械噪声、施工作业噪声和施工车辆噪声。机械噪声主要由施工机械所造成,如挖土机械、升降机等,多为点声源;施工作业噪声主要指一些零星的敲打声、装卸车辆的撞击声、拆卸模板的撞击声等,多为瞬时噪声。

本项目井区评价范围内没有固定人群居住,因此项目施工对场区周围声环境质量影响不大。

4.4.3 声环境影响评价小结

项目区施工期的这些噪声均为暂时性的,只在短时期对局部环境和施工人员造成影响,待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

项目运营期噪声污染源主要为站场各类机泵及运输车辆噪声。经预测,运营期噪声源对背景噪声的贡献较小,厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准限值要求,且本项目位于周边200m范围内无固定居民居住,故在运营期间本项目不会产生扰民现象,运营期噪声影响属于可接受范围内。

表 4.4-6 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级□		三级□	
	评价范围	200m□			大于200m□		小于200m□
评价因子	评价因子	等效连续A声级□			最大A声级□	计权等效连续感觉噪声级□	
评价标准	评价标准	国家标准□		地方标准□		国外标准□	
现状评价	环境功能区	0类区□	1类区□	2类区□	3类区□	4a类区□	4b类区□
	评价年度	初期□	近期□	中期□	远期□		
	现状调查方法	现场实测法□			现场实测加模型计算法□		收集资料□
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测□		已有资料□		研究成果□	

声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>		
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>	大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/>	最大 A 声级 <input type="checkbox"/>		计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>		不达标 <input type="checkbox"/>	
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/>		不达标 <input type="checkbox"/>	
环境监测计划	排放检测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/>	固定位置监测 <input type="checkbox"/>	自动监测 <input type="checkbox"/>	手动监测 <input type="checkbox"/>
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子: ()	监测点位数: ()	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/>	不可行 <input type="checkbox"/>		

注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。

4.5 固体废物影响分析

油田开发过程中产生的固体废物主要为：①施工期钻井过程中产生的钻井废弃泥浆、岩屑和施工弃土和少量施工生活垃圾等；②运营期产生的含油污泥及落地原油等。

4.5.1 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，一开、二开产生的钻井泥浆及岩屑用于铺筑本项目站内及井场内道路；三开产生的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017），同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表2第二类用地筛选值后用于铺筑本项目站内及井场内道路；检测不达标的固相作为危险废物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

本项目采用过平衡或近平衡钻井，在油气井钻井过程中，井筒液柱压力大于地层孔隙压力（有时甚至低于地层孔隙压力），严禁地层流体进入井筒，因此钻井过程中无液体伴随井筒回到地面。项目钻井设备、试采设备、泥浆罐、储油罐下铺设 HDPE 土工膜，同时 HDPE 土工膜敷设外延 0.5m 以上，以防止落地油

污染土壤环境，采出液密闭管道输送至吉 28 原油脱水站内，因此正常工况不会产生落地油。

若操作不当将产生落地油，如：油井采油树阀门事故状态下泄漏、原油输送管线破损情况将产生落地原油。为了防止事故状态下产生的落地油对环境的影响，油井采油树周围、输油管线下方均铺设防渗膜，利用 1.5mm 厚高密度聚乙烯（HDPE）防渗/土工膜作为底层，在人工衬层上覆盖一层天然材料，利用机械将衬层压实，最后在衬层上覆盖 5cm 以上厚度的粘土，最后进行压实，将钻井平台安置在上述防渗地面上，同时并覆盖设备底座外边沿 0.5 m 以上，防渗膜四周要加设高度为 20cm 的覆土围堰，渗透系数不大于 10^{-10} cm/s。事故状态下落地油落至防渗膜上。防渗膜将有效收集事故状态产生的落地油，回收的落地油及废含油防渗布属于危险废物，直接拉运，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，清运至阜康市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。

4.5.2 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 28 原油脱水站卸油缓冲罐,进入其原油处理系统进行处理。

井喷、井漏及管线、储罐泄漏等事故状态下产生的落地油,会破坏周围区域的土壤,使土壤中石油类的含量超标,土壤板结,并使区域内的植被遭到破坏。因项目区处于干旱少雨的荒漠地带,以及土壤对石油分子的托顶作用,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。原油落地后上层能收集的原油回收送至吉 28 脱水站原油处理系统处理,无法收集的原油和受侵染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》(2021 本) 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(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%,对不符合此要求的定期委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司进行无害化处置。

(3) 其他危险废物(废机油)

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,暂存在新建危废贮存间(2 号采油平台区)内,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。

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。

4.5.3 危废管理要求

根据《国家危险废物名录》(2021 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 4.5-1。

表 4.5-1 运行期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
含油污泥	HW08	071-001-08	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/a	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28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, 并对暂存点进行防渗, 并运至吉28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》(HJ2025-2012) 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准东油田吉28已建暂存点贮存。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照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。

4.5.4 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28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。

4.6 土壤环境影响分析

4.6.1 土壤环境影响识别

（1）土壤环境影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，拟建工程属于生态影响型及污染影响型项目。影响类型见表 4.6-1。

表 4.6-1 建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	--	--	√	--	--	--	--	--
运营期	--	--	√	--	√	--	--	--
服务期满后	--	--	--	--	--	--	--	--

由表 4.6-1 可知, 拟建工程影响途径主要为运营期垂直入渗影响及盐化影响。

(2) 影响源及影响因子

本次土壤环境影响主要考虑非正常工况下, 井喷的落地油、井下作业废水泄露等垂直入渗对土壤的环境影响。在评价区内的泄漏原油对土壤环境的影响是局部的, 在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别, 质地越粗, 下渗力越强。原油积存于表层会影响表层土壤通透性, 影响土壤养分的释放, 降低土壤动物及微生物的活性, 使土壤的综合肥力下降, 最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

根据工程建设涉及的垂直入渗途径, 给出工程建设在各实施阶段不同环节与不同环境影响防控措施下预测因子的土壤环境影响范围与程度, 对工程建设产生的土壤包气带环境影响进行综合评价。

表 4.6-2 土壤环境影响源及影响因子识别表

阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	污染物种类	污染介质	可能污染区域	备注
施工期	井场	事故状态下, 落地油、井喷等污染土壤或落地油随雨水间断入渗污染土壤	垂直渗入	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下
运营期	井场	事故状态下, 井下作业围堰破裂、集输管线泄露等导致落地油污染土壤或落地油随雨水间断入渗污染土壤	垂直入渗	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下
退役期	采油设备	采油设备拆除过程可能产生落地油随雨水间断入渗污染土壤	垂直入渗	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下

表 4.6-3 土壤环境生态影响源及影响因子识别表

阶段	污染源	污染源	特征因子	备注
运营期	井场、管线	漫流	盐分含量	事故状况

4.6.2 土壤及土地利用类型调查

(1) 土地利用现状

根据现场调查结果, 拟建工程占地范围内涉及的土地利用类型包括盐碱地、灌木林地及其他草地。本次环境影响预测选择奇探 5#采油平台, 其选址周边土地利用类型为灌木林地。

(2) 土地利用规划

拟建工程占地范围暂无规划。

(3) 土壤理化性质调查

土壤理化性质见表 4.6-3。

表 4.6-3 土壤理化性质调查结果一览表

点号		奇探 5#采油井场内		
时间		2024.6.24		
坐标	经度	89°08'09.2892"		
	纬度	44°18'04.5670"		
层次(m)		0.2	1.5	3.0
现场记录	颜色	黄色	黄色	黄色
	结构	团粒状	团粒状	团粒状
	质地	砂土	砂土	砂土
	砂砾含量	80%	80%	80%
	其他异物	无	无	无
实验室测定	pH 值	7.2	7.3	7.2
	阳离子交换量 cmol+/kg	5.3	4.8	5.0
实验室测定	饱和导水率 cmol+/kg	0.567	0.432	0.526
	土壤容重 g/cm ³	1.7	1.5	1.9
	孔隙度%	34.5	36.5	32.1

4.6.3 环境敏感目标调查

根据现场勘查, 本次拟部署的井场中, 1#采油平台东侧分布有农田, 井场边界外扩 1km 范围内存在耕地, 属于土壤环境敏感目标。

4.6.4 正常情况下对土壤环境的影响

(1) 钻井影响

钻井作业产生的固体废弃物主要是排出的泥浆、钻井岩屑等。岩屑对土壤的影响较小, 对土壤产生影响的主要是粘附在岩屑上的泥浆。

本工程全部采用钻井废弃物不落地系统, 岩屑随钻井泥浆带出, 采用钻井不落地技术收集, 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 28 脱水站; 一开、二开分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地, 用于铺筑本项目厂内道路及周边道路; 三开产生的泥浆及岩屑经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017) 后, 同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 2 第二类用地筛选值后用于铺筑本项

目厂内道路及周边道路；检测不达标的固相作为危险废物委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司进行清运处置。

综上所述，只要对钻井作业产生废弃泥浆、钻井岩屑，进行妥善的处置，对地表土壤的影响范围和程度都将降到最小。

（2）管线临时占地对土壤环境的影响

本工程管线临时占地中开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

（3）落地原油影响

正常工况下，油气集输过程中落地油对土壤的污染主要集中在表层0~20cm，仅在采油井周围50m内，一般多呈点片状分布，对土壤的影响仅在局部和表层，环评要求将受原油污染的土壤清理后按照危险废物进行转移处置，影响不大。

（4）施工各种废弃物对土壤的影响

施工废物也会对土壤环境产生影响，包括钻井泥浆、管道防腐材料以及施工生活垃圾，如塑料袋等。这些残留于土壤的固体废物，难于分解，被埋入土壤中会长期残留，影响土壤和植物生长。

综上，油气田开发对土壤影响，呈点块状（如井场、站场等）和线状（如集输管线）分布，影响范围明确。该建设工程在施工期对土壤环境影响较大，运行期一般影响较小。

4.6.5 土壤环境自查表

本项目土壤环境自查表见表4.6-3。

表4.6-3 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型□；生态影响型□；两种兼有☑	
	土地利用类型	建设用地☑；农用地□；未利用地□	/
	占地规模	(26.4291) hm ²	
	敏感目标信息	敏感目标（农田）、方位（1号采油平台西侧）、距离（30m）	
	影响途径	大气沉降□；地面漫流☑；垂直入渗□；地下水位□；其他（）	
	全部污染物	石油烃	
	特征因子	石油烃	
	所属土壤环境影响评价类别	I类☑；II类☑；III类□；IV类□	

	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>									
	评价工作等级	一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>									
	资料收集	a <input checked="" type="checkbox"/> ；b <input checked="" type="checkbox"/> ；c <input checked="" type="checkbox"/> ；d <input checked="" type="checkbox"/>									
	理化特性	——				同附录C					
现状调查内容	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度						
		表层样点数	3	6	0~20cm	点位布置图					
		柱状样点数	5	0	在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样						
	现状监测因子	(GB36600-2018)表1中45项因子和表2中石油烃和pH值，共47项									
现状评价	评价因子	石油烃									
	评价标准	GB15618√；GB36600√；表D.1□；表D.2□；其他()									
	现状评价结论	各监测点各监测项目均满足GB 15618-2018和GB36600-2018中筛选值									
影响预测	预测因子	石油类、盐分含量									
	预测方法	附录E□；附录F□；其他□									
	预测分析内容	影响范围() 影响程度()									
	预测结论	达标结论：a□；b□；c□ 不达标结论：a□；b□									
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障□；源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ；过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他()									
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次							
		1(1号采油平台)	石油类	1次/年							
信息公开指标											
评价结论		采取环评提出的措施，影响可接受									
注1：“□”为勾选项，可√；“()”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。											
注2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。											

4.7 生态环境影响分析

4.7.1 生态环境影响因素及类型

本项目开发过程包括钻井工程、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，局限在不大的范围内，影响区域位于沙漠边缘，人烟稀少。

(2) 在开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场、站场等）和线状（如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 4.7-1。

表 4.7-1 项目不同开发阶段对生态环境的影响

开发建设阶段		生态环境影响
施工期	井场及站场建设	地表植被破坏
	设备运输	野生动物
	土方开挖	地表植被破坏
	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	——

4.7.1.1 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。

4.7.1.2 生态环境影响因素

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环境影响因素。

（1）钻井

本项目共部署井数 22 口，17 口为新钻井，5 口为老井，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

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。本项目新建集输管线（均为油田内部集输管网）10.197km，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

本工程新建5座采油井场及配套的供配电、消防等地面建筑。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，各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。

生态环境影响因素见表4.7-2。

表4.7-2 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、施工过程对四周植被和土壤产生不利影响。

4.7.1.3 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。

项目永久占地12.4515hm²，临时占地13.9776hm²。

表4.7-3 项目占地类型

工程内容	植被类型	占地类型	占地面积（hm ² ）
------	------	------	------------------------

采油井场	灌木林地	永久占地	13.0083
		临时占地	2.88
	其他林地	永久占地	2.3705
		永久占地	13.2412
集输管线	盐碱地	临时占地	1.92
		临时占地	2.0792
	其他草地	临时占地	0.4488
	盐碱地	临时占地	6.6496

管道铺设及施工场地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。

（2）临时性占地区域

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。

4.7.2 施工期生态环境影响分析

4.7.2.1 工程占地影响分析

本工程本工程总占地面积 26.4291hm²，其中永久占地面积 12.4515hm²，临时占地面积 13.9776hm²，土地类型为盐土，项目永久和临时占地范围内植被类型主要为盐节木和羽毛三毛草。

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、受国家重点保护的动、植物，因此，本工程间接影响的区域一般不会造成当地物种的明显变化，自然组分受干扰较小。

4.7.2.2 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。项目位于荒漠生态区，土地类型主要为盐碱地及灌木林地，管道穿越少量的草地，项目占地范围内均未见自治区保护植物。

（1）工程占地对植被的影响及生物量损失

油田开发过程中的占地包括地面工程、道路、管道等占地，对植被的影响主要表现在施工期，主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。

项目占地类型为盐碱地和灌木林地，部分管线穿越草地，植被多为盐节木、羽毛三毛草等。生物损失量按下式计算：

$$Y = S_i \bullet W_i$$

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 。

根据查阅相关文献资料，所在区域灌木林地植被覆盖度为40%-60%平均生物量为 $5.8t/hm^2$ ，草地平均生物量为 $4.6t/hm^2$ ，盐碱地平均生物量为 $1.1t/hm^2$ ，项目预计永久生物损失量为97.11t，临时生物损失量为44t。

本项目开发区域占地类型、植物生物量损失量影响见表4.7-4。

表4.7-4 评价区域占地类型及生物量损失表

工程内容	植被类型	占地类型	占地面积 (hm^2)	生物损失量 (t/a)	影响时间 (a)	备注
采油井场	灌木林地	永久占地	12.4515	72.22	永久	生物量按 $5.8t/hm^2$ 计
集输管线	灌木林地	永久占地	0	0	永久	生物量按照 $5.8t/hm^2$ 计
		临时占地	2.0792	12.06	3~5	
	其他草地	永久占地	0	0	永久	生物量按 $4.6t/hm^2$ 计
		临时占地	0.4488	2.06	3~5	
	盐碱地	永久占地	0	0	永久	生物量按 $1.1t/hm^2$ 计
		临时占地	9.788	10.77	3~5	
合计				97.11		/

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，但地表植被及地表结构却发生了变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。本项目在开发初期的3~5年中，荒漠植被破坏后不易恢复，因而使得 $26.4291hm^2$ 荒漠土地基本没有植物初级生产能力，生物损失量约为97.11t/a，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。

本项目5个采油平台均已办理了临时用地审批手续，并按照相关规定对所占林地进行经济补偿，目前本项目集输管线的的征地手续正在办理中。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。本次环评要求施工结束后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、机械进入荒漠区，使荒漠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、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区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形成次生荒漠化。

但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，因此，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

4.7.2.3 对公益林影响分析

工程共计占用公益林面积12.1352hm²。工程占用的公益林为国家二级公益林，类型均为灌木林地，植被盖度约为40%~60%，主要作用为防风固沙，拟建工程占用公益林情况见表4.7-5。

表4.7-5 拟建工程占用公益林情况一览表

序号	占用工程	公益林	永久占地 (m ²)	临时占地 (m ²)
1	采油井场	国家二级公益林	10.056	0
2	集输管线	国家二级公益林	0	2.0792
合计			10.056	2.0792

工程占地范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，集输管线占地征地手续正在办理中，施工占用林地所造成的林业损失与工程选址选线密

切相关。因此，本次环评要求在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护。工程施工需尽量减少临时占地，降低施工作业范围，集输管网作业带宽度限定在 6m 内，沿线的林业生态环境，建设单位须取得当地公益林主管部门许可后方可开工。

本工程在钻井施工作业过程中采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，现场进行固液分离，液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；钻井废水循环利用不外排，固废进行合理有效的处置，工程建设对林地的影响较小。

在规范施工以及严格按照林草部门的要求对占用重点公益林采取相应补偿措施后，本项目的建设对区域公益林的影响在可接受范围内。

4.7.2.4 对农田的影响分析

本项目拟建部分管线不穿越耕地，井场不占用耕地，施工期不会对农田产生显著影响。

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，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，影响了叶片对光的吸收，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。

本项目施工过程中不占用农田，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，项目实施不会对周边农人类活动对植被的影响。

4.7.2.5 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。

（1）施工期对野生动物的影响

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，待无噪声干扰时较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，区域内的人为活动逐步减少，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。

（2）对野生动物分布的影响

本项目周边有农田，人为活动较多，无野生动物。对野生动物的影响不大。

4.7.2.4 生物多样性影响

生物多样性是生物与环境形成的生态复合体以及与此相关的各种生态过程的总和，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，主要体现在植被和动物的影响过程中。

(1) 对植被的影响分析

根据项目建设的特点，对植被环境影响主要体现在井场及管线施工对地表植被的扰动和破坏。施工过程预计将造成 103.77t 永久性植被损失和 44t 临时性植被损失。区域植被不会因项目的施工导致整个区域植被物种数量减少，物种种类不会发生变化，主要影响为单一植被在区域占比有一定程度的下降。

(2) 对野生动物的影响

项目施工过程对野生动物的影响主要来源于施工机械的噪声惊吓野生动物以及管沟开挖等临时占地破坏野生动物生境。

在施工生产过程中，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，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等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，拟建工程井场、管线建设的各个过程，区域内野生动物的种类和数量发生一定的变化，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。

同时，在管沟开挖过程中，由于未及时进行覆土回填，可能导致破坏野生脊椎动物活动轨迹，可能导致野生脊椎动物困入管沟内，破坏了其生存空间。后期管沟覆土回填后，由于管沟区域有隆起，对原有活动轨迹范围进行了切割，将影响区域野生脊椎动物的活动轨迹。

根据现场调研，由于奇探 1 块西侧为农田及红旗农场居民点，人为活动明显，

区域已无大型野生动物活动轨迹,井场及管线的施工可能对附近区域活动的一些小型爬行动物造成一定的影响。

4.7.2.5 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,使得区域原本恢复稳定性较弱的生态系统更加向不稳定的方向发展,异质化程度也随之降低,造成区域各生态系统的恢复稳定性和阻抗稳定性整体下降。同时,由于管线敷设形成的管廊切割效应,导致了地域连续性发生了一定的变化,整个生态系统完整性会受到小范围的影响,但不会造成整个生态系统发生变化。

4.7.3 运营期生态环境影响分析

4.7.3.1 对公益林及植被的影响

本项目新增总占地面积为 26.4291hm²,其中永久占地为 12.4515hm²,临时占地为 13.9776hm²,其中占用公益林面积为 14.5307hm²。其中永久占用公益林工程主要为井场,临时占用公益林的为井场施工场地及集输管线占地。

油田开发后,工程占地减少公益林面积,对周边公益林造成一定的影响。运营期间采出液采用集输管道输送至吉 28 原油脱水站,减少了来往车辆的运输,降低了扬尘的扩散,对周边公益林影响减小。

4.7.3.2 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开发区域内重新出现;在采油井场、噪声较小的场站周围,常见有麻雀等活动。就整个区域而言,区域内野生脊椎动物种类和种群数量没有明显变化。

4.7.3.3 突发性事故影响

(1) 突发性事故对植被的影响

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

交通事故通常发生在道路两旁,发生的概率及影响范围均极小,仅对路边很

小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对原油的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

（2）突发性事故对野生动物的影响

发生事故时常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，特别是对保护动物不会造成影响。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。

4.7.4 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 5 大类型区、23 个防治区域，本项目位于红旗农场境内，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 hm²，占国土面积的 31.11%，其中流动沙地 532 万 hm²，半固定沙地 99.86 万 hm²，固定沙地 145.32 万 hm²，戈壁 169.45 万 hm²，其他沙化土地 3.70 万 hm²。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 hm²，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。

（2）项目实施过程中对周边沙化土地的影响

拟建工程总占地面积 26.4291hm²，占地类型主要是盐碱地及灌木林地（国家二级公益林），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。

4.7.5 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。本项目开展常规生态监测，监测项目主要为临时占地土壤质量监测、植被监测。

（1）土壤质量监测

主要针对临时占地土地质量进行监测，监测的主要项目包括地形坡度、有效土层的厚度、土壤有效水分、土壤容重、酸碱度（pH）、有机质含量、有效磷含量、全氮含量、土壤侵蚀模数等；设 1 个监测点，监测频率为每年一次。

（2）植被监测

施工期临时占地恢复区域的植被监测内容，为植物生长势、高度、覆盖度、产草量等；监测方法为样方随机调查法。在服务年限内，按每 50hm² 设 1 个监测点，每年监测 1 次，监测至退役期后三年。

（3）植物多样性监测

在临时占地恢复区域内设置 10m×10m 的永久样方 1 个（灌木林地），在样方边界四角设置界桩，以便于长期监测。每年在 5 月和 7 月对样方进行植物调查，记录样方内所有植物的种类、数量、地径（灌木）、株高、冠幅、草本植物盖度、生长状况、覆盖度等，以监测复垦区域的植物多样性的变化情况，监测至退役期后三年。

4.7.5 小结

综合上述分析可知，在落实本评价提出的生态恢复措施的前提下，项目的建设不会对动植物资源及区域土地利用产生明显影响，项目通过采取工程措施、临时措施等水土流失防治措施，可最大程度减轻项目建设对区域生态环境造成的水土流失，使项目区域的水土流失可得到有效控制，遭破坏的生态环境可在一定时段内得到一定的自然恢复。

本项目生态环境影响评价自查表详见 4.7-1。

表 4.7-1 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目	
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护区红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
	影响方式	工程占用 <input type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
	评价因子	物种（分布范围、种群数量、种群结构、行为）	
		生境（生境面积、质量、连通性）	
		生物群落（物种组成、群落结构）	
		生态系统（植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能）	
		生物多样性（物种丰富度、均匀度、优势度）	
		生态敏感区（主要保护对象、生态功能）	
		自然景观（景观多样性、完整性）	
		自然遗迹 <input type="checkbox"/> （ ）	
		其他 <input type="checkbox"/> （ ）	
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>	
评价范围		陆域面积：(0.043)km ² ；水域面积：(0)km ²	
生态现状调查与评	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	

价	调查时间	春季 <input checked="" type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> ；丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input checked="" type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input checked="" 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 checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" 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 checked="" type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input type="checkbox"/> ；生态补偿 <input type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input checked="" 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 checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>

注：“”为勾选项，可√；“()”为内容填写项。

4.8 水土流失影响分析

4.8.1 水土流失成因分析

(1) 侵蚀类型多样

项目区侵蚀类型分为自然侵蚀和人为侵蚀两个方面。自然侵蚀主要为风力侵蚀，人为侵蚀，人为侵蚀主要是由于油田开发对原生地貌植被破坏而产生的新增侵蚀。

由于地表状况、土壤抗蚀性能、植被类型和植被覆盖程度以及侵蚀营力作用强度与作用时间长短的差异性，导致土壤侵蚀程度、方式和类型的多样化。

(2) 侵蚀过程集中

土壤侵蚀的变化因侵蚀类型不同而异。风力作用以春季和夏季最为强烈，这是因为大风天气多出现在此时，加之此时植被枯萎、土壤裸露、土质结构松散，易受风力侵蚀。

(3) 人为造成水土流失突出

由于人为开发建设活动扰动和破坏地表，使项目区新增水土流失量急剧增加，且防治难度大。造成该区域新增水土流失增加的原因主要是油田开采、修路等建设活动，这些活动不但使当地原生的生态环境遭到破坏，还加剧了水土流失，如不及时采取防治措施，对整个区域的生态环境构成危害。

4.8.2 水土流失影响分析

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。

4.8.2.1 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。

4.8.2.2 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。

4.8.2.3 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。

4.8.3 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，荒漠地区临时占地面积为 13.9776hm^2 ，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，所造成的水土流失量为 44t/a 。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。

5 环境风险评价与分析

5.1 环境风险评价目的

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素、项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起的有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故率、损失和环境影响达到可接收水平。

本项目为油田开采项目，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、火灾爆炸等突发事故。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的要求，需要对本项目建设进行环境风险评价，通过评价认识本项目的风险程度、危险环节和事故后果影响大小，从中提高风险管理的意识，提出本项目环境风险防范措施和应急预案，杜绝环境污染事故的发生。

5.2 风险潜势初判

5.2.1 危险物质及工艺系统危害性（P）的确定

（1）Q值的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录C，Q按下式进行计算：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

式中： q_1, q_2, \dots, q_n —每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1, Q_2, \dots, Q_n —每种危险物质的临界量，t；

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

Q 值的确定见表 5.2-8。

本项目井场施工期设置油罐，储量为，输油集输管线共计 10.197km，内径

按 DN100 计，则管线最大原油储存量为 72.28t。本项目采出原油含硫量基本为 0，无天然气产生，故可忽略硫化氢、天然气在管线及储罐内含量，只对原油最大储存量进行计算。

表 5.2-1 建设项目 Q 值确定表

序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 qn/t	Q 值
1	原油	8002-05-9*	72.28	2500	0.03
2	柴油	8002-05-9*	174.3	2500	0.07
项目 Q 值 Σ					0.10

注：原油 CAS 号根据《危险化学品目录》（2018）确定。

综上，本项目 $Q=0.10 < 1$ ，环境风险潜势为 I。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）划分依据，环境风险潜势综合等级为 I 级，风险评价等级为简单分析，定性分析说明影响后果。

5.2.2 评价工作等级划分

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。本项目环境风险潜势综合等级为 I，评价工作等级判定为简单分析。

表 5.2-2 评价工作等级划分

环境风险潜势	IV ⁺ 、IV	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a

^a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。

表 5.2-3 项目各环境要素风险评价工作等级划分表

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

5.2.3 环境保护目标识别

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

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 5.2-3 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	/	/	/	/	/
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					0
	厂址周边 3km 范围内人口数小计					285
	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	
地下水	1	/	/	/	/	/
	地表水环境敏感程度 E					E3
	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
地下水	1	/	/	/	/	/
	地下水环境敏感程度 E					E2

5.3 环境风险识别及分析

5.3.1 物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质为原油及施工期的柴油，其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.3-1。

表 5.3-1 原油的理化特性及毒理特性一览表

理化性质	化学品名称	原油（未经处理的石油）	热值	41870KJ/kg
	主要成分	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物	火焰温度	1100℃
	外观及性状	黑褐色并带有绿色荧光，具有特殊气味的粘稠性油状液体	自然燃点	380-530℃
	沸点	300-325℃	闪点	-6.7~32.2℃
	熔（凝固）点	-60℃	爆炸极限	1.1-6.4% (v)
	相对密度	(水=1)：0.8332~0.8775g/cm ³ ， 平均值为 0.861g/cm ³	溶解性	不溶于水

	稳定性	常温常压稳定		
危险特性	<p>易燃易爆。</p> <p>【燃烧与爆炸特性】其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。</p>			
毒理学资料	<p>急性毒性：LD₅₀≥4300mg/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，食入将引发恶心、呕吐和腹泻，影响中枢神经系统，表现为兴奋，继而引发头痛、眼花、困倦及恶心，更严重者将精神崩溃、失去意识、陷入昏迷，甚至由于呼吸系统衰竭导致死亡。吸入高浓度蒸汽将影响中枢神经系统肺损伤，引发恶心、头痛、眼花至昏迷。</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。公路运输时要按指定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输。</p>			

表 5.3-2 柴油的理化特性及毒理特性一览表

	化学品名称	柴油（轻质石油产品）	热值	33000KJ/kg
理化性质	主要成分	柴油分为轻柴油（沸点范围约180-370℃）和重柴油（沸点范围约350-410℃）两大类。柴油使用性能中最重要的是着火性和流动性，其技术指标分别为十六烷值和凝点，我国柴油现行规格中要求含硫量控制在0.5%-1.5%。	自然燃点	属于高闪点液体
危险特性	<p>易燃易爆。</p> <p>【燃烧与爆炸特性】其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。</p>			
毒理学资料	<p>柴油的毒性类似于煤油，但由于添加剂(如硫化酯类)的影响，毒性可能比煤油略大。主要有麻醉和刺激作用。柴油的雾滴吸入后可致吸入性肺炎。皮肤接触柴油可致接触性皮炎。多见于两手、腕部与前臂。</p>			
应急处置原则	<p>【急救措施】 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少15分钟，就医。 吸入：迅速撤离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。 食入：催吐，就医。</p> <p>【灭火方法】 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。灭火剂：二氧化碳、干粉、泡沫。</p> <p>【泄漏应急处置】 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等)，以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。</p>			
防护措施	<p>工程控制：采用通风装置； 呼吸系统防护：无资料； 眼睛防护：化学安全防护眼镜； 身体防护：橡胶工作服； 手防护：防护手套。</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</p>			

料。

【运输安全】运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按規定路线行驶，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。

5.3.2 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 5.3-3 国内石油化工系统事故类型及原因统计

序号	事故类型	比例 (%)	引发事故原因	比例 (%)
1	火灾爆炸事故	28.5	明火	66
2	人身伤亡事故	20.8	电气及设备	13
3	设备损坏事故	24.0	静电	8
4	跑、冒油事故	15.7	雷电	4
5	其他	11.0	其他	9

(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、井下作业中发生的事故。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。

5.3.3 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。

5.3.4 环境影响途径识别

根据项目物质危险性识别、生产系统危险性识别,本项目危险物质在事故情形下对环境的影响途径主要是油罐泄漏导致火灾爆炸事故对周围环境产生影响。

表 5.3-3 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	

5.3.5 风险事故情形设定

5.3.5.1 大气风险事故情形设定

(1) 井场原油发生泄漏,集输管线发生泄漏等无组织烃类挥发对周围环境的影响;

(2) 井场原油及集输管线火灾产生次生影响;

5.3.5.2 地下水风险事故情形设定

集输管道原油泄漏对地下水的影响。

5.4 源项分析

5.4.1 大气环境影响事故源强

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。

距离井场最近的居民区为 1 号采油井场西侧 780m 处的养殖小区，运营期对周边影响不大。

5.4.2 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。

5.4.2.1 井漏事故的泥浆对地下水的影响

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，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（特别是混油钻井液）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粘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。

奇探 1 块水平井采用三层套管序列的井身结构：经过井身结构优化用 $\Phi 44.5\text{mm}$ 钻至井深 150m，下入 $\Phi 339.7\text{mm}$ 的导管固井，水泥返至地面；用 $\Phi 311\text{mm}$ 钻头二开，钻至井深 2400m 左右，下入 $\Phi 244.5\text{mm}$ 技术套管，采用双密度水泥浆体系固井，抗盐水泥上返至 400m，封固段长 2376m。用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头三开，钻至设计井深完钻，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管，采用高强韧性水泥浆体系固井完井。根据地下水资料可知，本项目区域地下水深度 $<50\text{m}$ ，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。

5.4.2.2 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1-2d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。

5.4.2.3 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成，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，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，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。

5.4.2.4 原油泄漏对地下水的影响

一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。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。因而原油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。泄漏后首先被表层

的土壤吸附截留，进入到潜水后，原油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。

（1）情景设置

本次评价针对集输管线和储罐泄漏对地下水产生的影响进行预测。

当集输管线发生全管径泄漏，根据伯努利方程进行泄漏量计算，计算公式如下：

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

式中： Q_L —液体泄漏速率，kg/s；

P —容器内介质压力，kPa，取1600kPa；

P_0 —环境压力，kPa，取101.325kPa；

C_d —液体泄漏系数，此值常用0.6~0.64，取0.62；

A —裂口面积， m^2 ，取0.00785 m^2 ；

g —重力加速度；

h —裂口之上液位高度，m，取0.045m；

ρ —泄漏液体密度， kg/m^3 ，在此取881 kg/m^3 ；

根据上述公式计算出该段集输管线发生全管径泄漏时，泄漏速率为8.876kg/s，事故应急反应时间为30min，据此计算液体的泄漏量为15.97t。管线输送为油水混合物，项目区块最低含水率为20%，集输管线全管径泄漏最大原油泄漏量为7.66t，按照表层土壤对污染物截留率90%计算，进入含水层原油为0.766t。

（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

拟建项目对地下水环境的影响预测分析采用《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）推荐的一维稳定流动一维水动力弥散问题中的计算公式进行估算，概化条件为一维半无限长多孔介质柱体，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录中推荐的瞬时注入示踪剂点源模

型, 污染浓度分布模型如下: 其一维连续污染物运移预测方程为:

$$C(x, t) = \frac{m/w}{2n_e \sqrt{\pi D_L t}} e^{-\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}}$$

$$u=K \cdot I / n_e$$

$$D_L = a_L \times u$$

式中: x—预测点距污染源强的距离(m);

t—预测时间(d);

$C(x, t)$ —t 时刻 x 处的污染物浓度(mg/L);

m—地下水污染源强浓度(mg/L);

W—横截面面积, m^2 ;

u—水流速度(m/d);

n_e —有效孔隙度, 无量纲;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ;

K—渗透系数(m/d);

I—水力坡度;

a_L —纵向弥散度(m)。;

(4) 参数选取

本项目所在区域区域水文地质。

项目区域粉砂土渗透系数实测值为 $1.3 \times 10^{-3} \text{ cm/s}$, 属弱透水层, 砂(卵)砾石层渗透系数经验值为 $1.0 \sim 6.0 \times 10^{-1} \text{ cm/s}$, 属较强透水层。

本项目粉砂土渗透系数实测值按 $1.3 \times 10^{-3} \text{ cm/s}$ 考虑。

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 为 0.001; 水流速度 $U=K \cdot I / n_e = 1.3 \times 0.001 / 0.05 = 0.026 \text{ m/d}$, 有效孔隙度 n 为 0.05, 项目区地下水含水层为砾石层, 纵向弥散系数经验值取 $0.5 \text{ m}^2/\text{d}$ 。

(5) 预测结果

表 5.4-1 非正常工况石油类随时间和位置变化的迁移结果 单位: mg/L

预测时间 t (d)					
距注入点的距离 (m)	30	100	365	1000	3650

吉康油田奇探 1 块二叠系芦草沟组夹层型页岩油开发先导试验方案环境影响报告书

0	18.87022	10.33239	5.401775428	3.254182916	1.68312576
10	3.67267	6.45777	4.85370039	3.189745777	1.710787868
20	0.02550	1.48481	3.316077064	2.829050717	1.69191008
30	0.00001	0.12559	1.722627894	2.270366381	1.628020671
40	0.00000	0.00391	0.680414478	1.648624361	1.524207425
50	0.00000	0.00004	0.204348205	1.083223394	1.388448425
60	0.00000	0.00000	0.046664146	0.643998566	1.230600118
70	0.00000	0.00000	0.00810235	0.346435446	1.061220604
80	0.00000	0.00000	0.00106968	0.168628235	0.89042207
90	0.00000	0.00000	0.000107377	0.074269213	0.726921776
100	0.00000	0.00000	8.19569E-06	0.029597695	0.577405563
110	0.00000	0.00000	4.75635E-07	0.010672779	0.446247472
120	0.00000	0.00000	2.09883E-08	0.003482312	0.335561476
130	0.00000	0.00000	7.04201E-10	0.001028084	0.245510428
140	0.00000	0.00000	1.79651E-11	0.000274637	0.174770976
150	0.00000	0.00000	3.48482E-13	6.63837E-05	0.121051507
160	0.00000	0.00000	5.13978E-15	1.45189E-05	0.081577917
170	0.00000	0.00000	5.76401E-17	2.87327E-06	0.053490486
180	0.00000	0.00000	4.91496E-19	5.14506E-07	0.034125734
190	0.00000	0.00000	3.18662E-21	8.33632E-08	0.021183073
200	0.00000	0.00000	1.57092E-23	1.22216E-08	0.012793738
250	0.00000	0.00000	7.50776E-37	1.84697E-13	0.000681652
300	0.00000	0.00000	3.80405E-53	2.29116E-19	1.83091E-05
350	0.00000	0.00000	2.04344E-72	2.333E-26	2.47918E-07
400	0.00000	0.00000	1.16375E-94	1.95001E-34	1.69234E-09
450	0.00000	0.00000	7.0264E-120	1.3379E-43	5.82377E-12
500	0.00000	0.00000	4.4977E-148	7.53483E-54	1.01032E-14

当集输管线发生泄漏时，对石油类进行迁移预测见表 5.3-2。

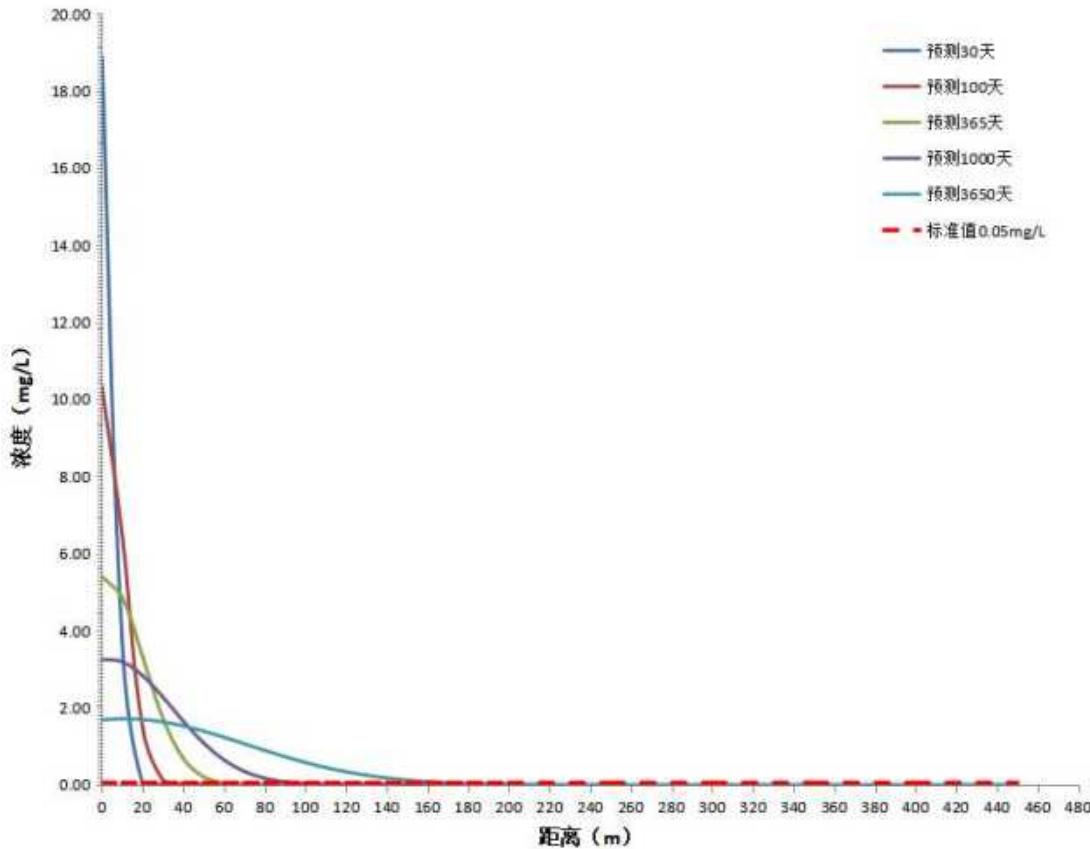


图 5.4-1 石油类随时间沿地下水水流方向污染预测结果图

《地下水质量标准》（GB/T 14838-2017）中未给出石油类质量标准，本次石油类评价采用《地表水质量标准》（GB3838-2002）III类质量标准限值。从表5.4-1可知，泄漏100d时，石油类从假定渗漏点运移至下游约40m范围内超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准，泄漏365d时，石油类从假定渗漏点运移至下游约60m范围内超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准，泄漏1000d时，石油类从假定渗漏点运移至下游约100m范围内超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准，泄漏3650d时，石油类从假定渗漏点运移至下游约180m范围内超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准，区域潜水径流缓慢，管线泄漏非正常排放时石油类污染因子主要影响地下水水流方向180m内潜水水质。实际上，地表土层中含有各种离子、有机物和微生物。项目产生的污染源中污染物在通过覆盖层时，污染物在迁移过程中将发生吸附、过滤、离子交换、生物降解等作用而得到不同程度的净化。因此泄漏产生的污染范围可能小于上述结果。

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。

要求建设单位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。

综上，在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。

5.4.3 事故状态对土壤环境的影响

5.4.3.1 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。

5.4.3.2 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。

5.4.3.3 环境影响预测

根据实际情况分析，本次评价选择项目集输管线、套管破损泄漏的石油类进行的土壤影响垂直入渗影响及事故状态下含油废水漫流影响。

5.4.3.3.1 污染影响型

（1）事故情形设定

当管线穿孔发生泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的量少不易被发现；在评价区内的泄漏的落地油对土壤环境的影响是局部的，它受发生源的制约，主要呈点片状分布，在横向以发生源为中心向四周扩散。从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土

壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

（2）预测源强

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%，石油烃污染物浓度按 1577mg/L 计算。

（3）预测方法

事故设定为石油烃污染物以点源形式垂直进入土壤环境，采用一维非饱和溶质运移模型预测方法。

①水分运动方程

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

式中： θ —体积含水率；

h —压力势， cm；

t —时间， d； z 为垂直坐标， cm；

$K(h)$ —导水率， cm/d。

②土壤水力参数 van Genuchten 模型

土壤水力参数 van Genuchten 模型计算公式为：

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

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

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

式中： θ_s —饱和含水率， cm^3/cm^3 ；

θ_r —滞留含水率；

α 、 n 、 r —形状系数；

S_e —有效含水率。

③溶质运移方程

溶质运移计算公式为：

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

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——综合弥散系数，代表分子扩散及水动力弥散，反映土壤水中溶质分子扩散和弥散机；
q——体积流动通量密度；
A——一般取1；
ρ——土壤容重，引用区域范围土壤容重（区域土壤容重2.72g/cm³，折算结果为376.8mg/kg）。

（4）边界条件

模型计算时上边界采用大气可积水边界条件，下边界采用自由下渗边界。

（5）计算情景

假设半年检修一次，检修是发现渗漏，将预测时间取整设定为200d。

输出时间（T1、T2、T3、T4、T5、T6）分别为5d、10d、50d、100d、150d、200d。

（6）预测结果

根据地下水现状调查结果，选择自地表向下1m范围内进行模拟预测。

区域土壤主要为盐土。

观测点设置：在预测目标层布置5个观测点，0cm、10cm、30cm、60cm、100cm。

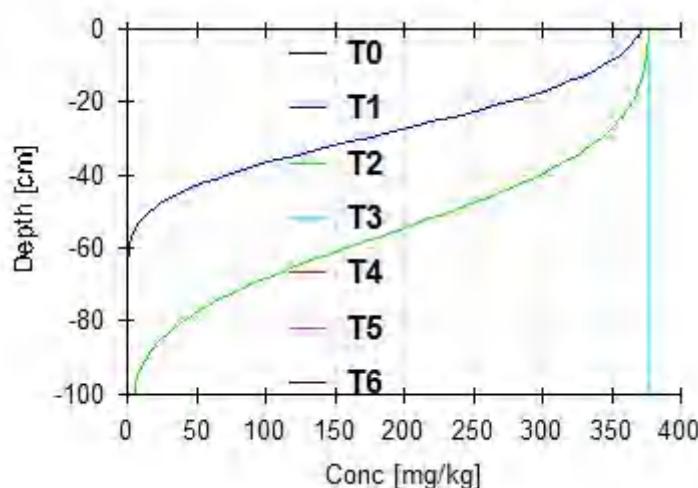


图 5.4-2 持续渗漏 200 天不同深度观测点石油烃浓度图

参考《新疆石油污染土壤修复技术研究》(韩妮, 2014) 等相关文献, 国内外一致认同石油类污染物在土壤中的迁移主要集中在土壤表层(0~30cm), 由上表和上图可知, 非正常工况下, 输油管线持续渗漏 200 天的情况下, 不同深度观测点在预测期内未超过第二类用地筛选值, 若发现泄漏, 及时将表面含油覆土清理干净。

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。

5.4.3.3.2 生态影响型

考虑事故状态下, 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, 当发生管道破裂时, 可远程关闭井场并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算, 发生泄漏到封堵, 预计从单井集输管道中泄漏的采出液量为 5mm³。采出液中的氯根在 173000mg/L, 则估算进入土壤中的盐分含量为 $=5 \times 173000 \times 10^{-6} = 0.0865\text{g}$ 。

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

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D)$$

式中: ΔS —单位质量表层土壤中某种物质的增量, g/kg;

I_s —预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量, g;

L_s —预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量, g;

R_s —预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量, g;

P_b —表层土壤容重, kg/m³, 本项目为 $2.72\text{g/cm}^3 = 2.72 \times 10^{-3}\text{kg/m}^3$;

A —预测评价范围, m²;

D —表层土壤深度, 一般取 0.2m, 可根据实际情况适当调整。

n —持续年份, a。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

S —单位质量土壤中某种物质的预测值, g/kg;

S_b ——单位质量土壤中某种物质的现状值, g/kg。

项目所处区域气候干燥, 年降雨量较小, 项目考虑最不利情况, L_s 和 R_s 取值均为 0, 预测评价范围为以泄漏点为中心 $20m \times 20m$ 范围, 表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.9g/cm^3$, 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最大值为 $26.8g/kg$ 。预测年份为 0.027a (10 天)。

根据上述计算结果, 在 10 天内, 单位质量土壤中盐分含量的增量为 $0.398g/kg$, 叠加现状值后的预测值为 $27.198g/kg$, 由于项目区域土壤盐分含量本底值较高, 故油田的开发对农用地盐碱化影响较小。

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

5.5 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。

5.5.1 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射危害；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，可及时被发现，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。

5.5.2 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。在泄漏事故发生后的最初，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。

5.6 环境风险防范措施

5.6.1 钻井风险防范措施

(1) 建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节，为防止事故的发生能起到非常积极的作用。现场作业严格按照《健康、安全与环境管理体系第 1 部分：规范》(Q/SY1002.1-2013)；《健康、安全与环境管理体系第 2 部分：实施指南》(Q/SY1002.2-2014)；《健康、安全与环境管理体系第 3 部分：审核指南》(Q/SY1002.3-2015)；《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》(Q/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、警戒组和环境保护组，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、CH₃ 监控报警装置。

5.6.2 井下作业风险防范措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

(2) 固井作业时要求选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格。固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主，声幅、变密度测井选择最佳时间测井，测深

要达到要求。

(3) 钻井、井下作业时要求带罐操作,最大限度避免落地原油产生,原油落地侵染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。

5.6.3 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 28 脱水站处理,转移车辆安装具有行驶记录功能的卫星定位装置,并保存相关影像资料;

(7) 将受污染的土壤委托具有相应危险废物处置资质单位进行处置。

5.6.4 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良好的韧性和可焊性。

用于管道上的钢管,应符合 GB9711、GB6479、GB8163、SY/T5037、SY5297 的要求。材料生产单位,应按相应标准的规定提供材料质量证明书。

管道选用的阀门应符合 GB4981、GB12234、GB12237、GB12241、GB/T12252 等标准的要求。

管道强度试验和严密性试验应按照设计图纸进行执行,强度试验的介质宜采用水。

(2) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

输油管线敷设前,应加强对管材和焊接质量的检查,严禁使用不合格产品。

对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

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

(4) 按规定定期对设备进行维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

其中定期检验分为外部检验和全面检验。外部检验除日常巡检外，一年至少一次，有使用单位专职人员进行。全面检验每五年一次，由中国石油天然气总公司质量主管部门认可的专业检验单位承担。管道停用一年后再启用，应进行全面检验。若管道多次发生事故；防腐层损害较严重；修理、修复和改造后；受自然灾害破坏；投用超过15年，全面检验的周期可以缩短。

(5) 在集输系统运行期间，严格控制输送油气的性质；定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，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。

5.6.5 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 $\leq 10^{-7}$ cm/s，使储罐漏液时不至于外流。
 - (6) 场站内的井口等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。
 - (7) 安装火灾设备检测仪表、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范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。

5.6.6 罐车运输过程风险防范措施

- (1) 罐车必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关锅炉压力容器的规定。
- (2) 车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求。
- (3) 认真执行罐车巡检、回检以及维护、修理管理办法，保持罐车完整性。

(4) 配备具有危险货物运输资质和经验的驾驶员和押运员, 严格执行特车公司反“违章指挥、违章操作、违反劳动纪律的行为”管理规定, 并使用 GPS 监控车辆动态。

(5) 出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查, 确保车辆安全状况和安全性能合格。发现故障排除后方可投入运行。杜绝跑、冒、滴、漏, 故障未处置好不得承运。要保持驾驶室干净, 不得有发火用具, 危险品标志灯、标志牌要完好。

(6) 原油装卸参照《汽车运输危险货物规则》(JT617-2004) 配装表中进行, 车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置, 并配装符合 JT230 规定的导静电橡胶拖地带装置。罐体装原油时, 应预留容积不得少于罐体总容量 5% 的膨胀余量。原油及含油污水的石油类容易污染土地和水源。卸货时尤其要注意。

(7) 行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速, 保持与前车安全距离, 严禁违法超车, 不能疲劳驾驶, 行车途中要勤于检查, 当行驶一定时间后要查看车箱底部四周有无泄漏液体, 若有原油泄漏, 应查找泄漏点, 采取相应的应急措施, 防止液体继续泄漏, 将受到污染的土壤要全部回收, 交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。

(8) 检查随车配备的消防器材的数量及有效性。要随车携带不发火的工具、专业堵漏设备、劳动防护用品, 不得穿钉子鞋和化纤服装。运输过程中如发生事故时, 驾驶员和押运员应立即向安全生产管理部门、环境保护部门、质检部门报告, 并应看护好车辆, 共同配合采取一切可能的警示、救援措施。

5.6.7 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。

5.7 突发环境事件应急预案

本工程针对环境风险事故已采取多种防范措施，将风险事故的概率降至较低的水平，但概率不会降为零，一旦发生事故仍需采取应急措施，控制和减少事故危害，根据《突发环境事件应急管理办法》（原环境保护部令第 34 号）、《危险废物经营单位编制应急预案指南》（原国家环境保护总局公告 2007 年第 48 号）、《新疆维吾尔自治区突发环境事件应急预案编制导则(试行)》（新环发〔2014〕234 号）、《危险废物经营单位审查和许可指南》（环境保护部公告 2009 年第 65 号）等文件要求，以及项目运行过程中存在的风险事故类型，需制定适用于本工程的事故应急预案，以便在事故发生后，迅速有效的采取应急措施，在短时间内使事故得到有效控制。

5.7.1 应急预案编制程序

环境风险应急预案编制程序见图 5.7-1。

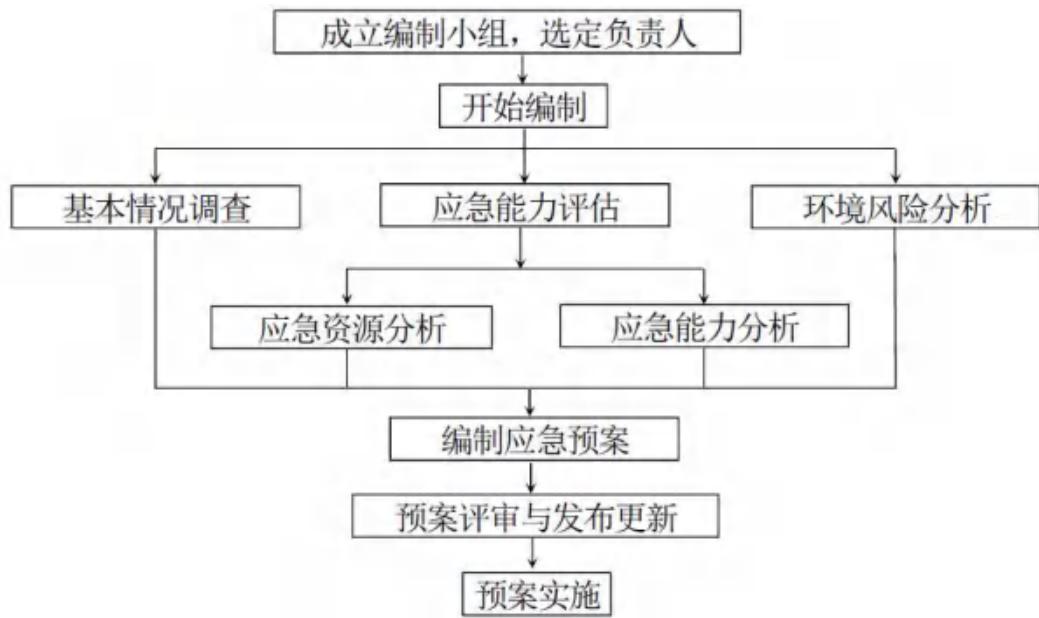


图 5.7-1 环境风险应急预案编制工作程序

5.7.2 应急预案主要内容

本工程应根据环境风险特点, 制定相应的应急预案, 具体应急预案编写内容及要求见表 5.7-1。

表 5.7-1 环境风险事故应急预案内容

序号	项目	内容及要求
1	应急预案简介	包括应急预案编制目的、适用范围、文本管理及修订
2	单位基本情况及周围环境综述	包括单位基本情况、危险废物及其经营设施基本情况、周边环境状况
3	启动应急预案的情形	明确启动应急预案的条件和标准
4	应急组织机构	以事故应急响应为主线, 明确事故报警、响应、结束、善后处置等环节的主管部门与协作部门及其职责; 以应急准备及保障机构为支线, 明确各应急日常管理部门及其职责; 要体现应急联动机制; 明确发生事故时应请求支援的外部应急/救援力量名单及其可保障的支持方式和支持能力, 装备水平、联系人员及联系方式、抵达时限等, 并定期更新。
5	应急响应程序-事故发生及报警(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

序号	项目	内容及要求
6	应急响应程序-事故控制 (紧急状态控制阶段)	明确接到发生事故后,各应急机构应当采取的具体行动措施。包括响应分级、警戒与治安、应急监测、现场应急处置措施和应急响应终止程序。明确应急预案的启动级别及条件;明确事故应急状态下的现场警戒与治安秩序维护的方案,包括单位内部警戒和治安的人员以及同当地公安机关的协作关系;明确事故状态下的监测方案,包括检测泄漏、压力集聚情况,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每个区域的人员管理规定,切断污染源和处置污染物所采用的技术措施及操作程序,控制污染扩散和消除污染的紧急措施;预防和控制污染事故扩大或恶化的措施,污染事故可能扩大后的应对措施,有关现场应急过程记录的规定等
7	应急响应程序-后续事项 (紧急状态控制后阶段)	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,以利于在紧急状态下使用。规定应急装备定期检查和维护措施,以保证其有效性
10	应急预防和保障方案	包括预防事故的方案、应急设施设备器材及药剂的配备、保存、更新、养护等方案;应急培训和演习方案
11	事故报告	规定向政府部门或其他部门报告事故的时限、程序、方式和内容等
12	事故的新闻发布	明确事故的新闻发布方案,负责处理公共信息的部门,以确保提供准确信息,避免错误报道
13	应急预案实施和生效时间	明确应急预案实施和生效的时间
14	附件	包括组织机构名单、值班联系通讯表、组织应急响应有关人员联系通讯表、危险废物相关方应急咨询服务通讯表、外部应急救援单位联系通讯表、政府有关部门联系通讯表、单位平面布置图及撤离路线、危险废物相关生产环节流程图、危险废物物理化特性及处理措施简表、应急设施配置图、周边区域道路交通示意图和疏散路线、交通管制示意图,周边区域的单位、社区、重要基础设施分布图及有关联系方式,供水、供电单位的联系方式,风险事故评估报告,保障制度等

5.8 环境风险评价小结

本工程发生风险事故的类型主要为原油储罐破裂泄漏、火灾及爆炸等类型。经过风险分析和评价,本项目须加强管理,严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案,尽可能杜绝各类事故的产生和发展,将事故发生

概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

表 5.8-1 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	吉康油田奇探1块二叠系芦草沟组夹层型页岩油开发先导试验方案			
建设地点	(新疆兵团)省(第六师)州(红旗农场)县			
地理坐标	经度	89° 06'38.3622"	纬度	44° 18'50.7814"
主要危险物质及分布	井场及集输管道内原油			
环境影响途径及危害后果 (大气、地表水、地下水等)	原油泄漏导致火灾爆炸事故对大气、地下水的影响			
风险防范措施要求	项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能杜绝各类事故的产生和发展，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。			
<p>填报说明（列出项目相关信息及评价说明）：</p> <p>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。</p>				

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 施工期大气污染防治措施

（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，管沟开挖深度控制 1.5m 以内，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。散装运输的车辆应完好，定时检修汽车挡板，凡装载不宜过满，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；材料堆放应有蓬布遮盖和防风防雨措施。

⑥风速过大时，应停止施工作业。

6.1.2 运营期大气污染控制措施

本项目运营期的大气污染物排放源主要为无组织排放源。无组织排放的污染物油气集输、处理、储存及运输过程无组织排放的烃类气体。

(1) 油气集输无组织废气防治措施

1) 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。

2) 在油气集输过程中，为减轻烃类的排放，油田开发采用管道密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。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。

3) 对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。在采取上述措施后，井场 NMHC 的厂界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）中周界外浓度最高点浓度限值要求。

4) 设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作。

5) 场站边界非甲烷总烃浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

上述密闭集输有效抑制非甲烷总烃挥发，在油田应用广泛，经济可行。

(2) 硫化氢防治措施

根据采油方案，本项目钻井及试油过程中均未发现 H_2S 。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，可能加速生物成因硫化氢的产生。

本项目拟在区块内配置两套移动式除硫剂加药撬，在运营过程中及时对采出气进行监测，如发现由硫化氢检出，可及时通过地面加药装置向油井或地面出油管线中添加除硫剂达到防硫除硫的目的。

上述针对无组织烃类物质采取的工艺控制措施和定期检查措施，可满足非甲烷总烃《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）和硫化氢《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）表 1 要求。

综上所述，各类废气处理措施在油田应用广泛，经济可行。

6.1.3 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、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工操作中应注意采取洒水降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散。

6.2 地表水环境保护措施

6.2.1 施工期废水防治措施

6.2.1.1 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，分离后的液相回用于钻井液配制，剩余少量液相拉运至吉 28 原油脱水站。

6.2.1.2 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。

6.2.1.3 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。

6.2.1.4 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，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。

6.2.2 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。

6.2.2.1 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 28 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。

6.2.2.2 采出水

本项目采出液管输至吉 28 原油脱水站，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 28 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。

6.3 地下水环境保护措施

6.3.1 地下水污染防治措施

6.3.1.1 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，集中送至往有资质单位处置；

（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。

6.3.1.2 污染防治措施

（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操作规范操作，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 50-100m，承压水埋深 $>100m$ ，一开钻井采用水泥固井，钻至 150m，对潜水层以及承压水层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。

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；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。

（3）落实地下水分区防控。

根据《环境影响技术导则地下水环境》（HJ610-2016），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，其中污染防治区为重点污染防治区和一般污染防治区。

①重点污染防治区：危废贮存区、奇探 1 块井场井口周边、放喷池、岩屑堆存场、集输管线。

对井口地面、输油管线外表面做“六胶两布”防渗防腐处理，防火堤采用钢筋混凝土结构，防渗技术要求达到等效黏土防渗层 $\geq 6m$ ，防渗层渗透系数 $\leq 10^{-7}cm/s$ ，地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕。

具体防渗措施：井场设置 50cm 高围堰，围堰区底部用 HDPE 防渗膜进行防渗，渗透系数 $\leq 10^{-7}cm/s$ ，防止原油泄漏污染站场/井场地下水。

井场：围堰规格 $12m \times 12m$ ，高度 50cm。

②一般污染防治区：各井场基础、提升泵基础。基础采用混凝土结构，防渗技术要求达到等效黏土防渗层 $\geq 1.5m$ ，防渗层渗透系数 $\leq 10^{-7}cm/s$ 。

③非污染防治区：油区内道路等区域，采用一般地面硬化。

具体见表 6.3-1。

表 6.3-1 本项目防渗区划分及防渗措施一览表

防渗分区	本项目分区	防渗处理措施
重点防渗区	危废贮存区、井场井口周边、放喷池、岩屑堆存场、集输管线；	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕；或按照 GB16889 执行
一般防渗区	各井场基础、提升泵基础	当天然基础层的渗透系数大于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 时，应采用天然或人工材料构筑防渗层，防渗层的厚度应相当于渗透系数 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 和厚度 1.5m 的粘土层的防渗性能
简单防渗区	计量房等	一般地面硬化

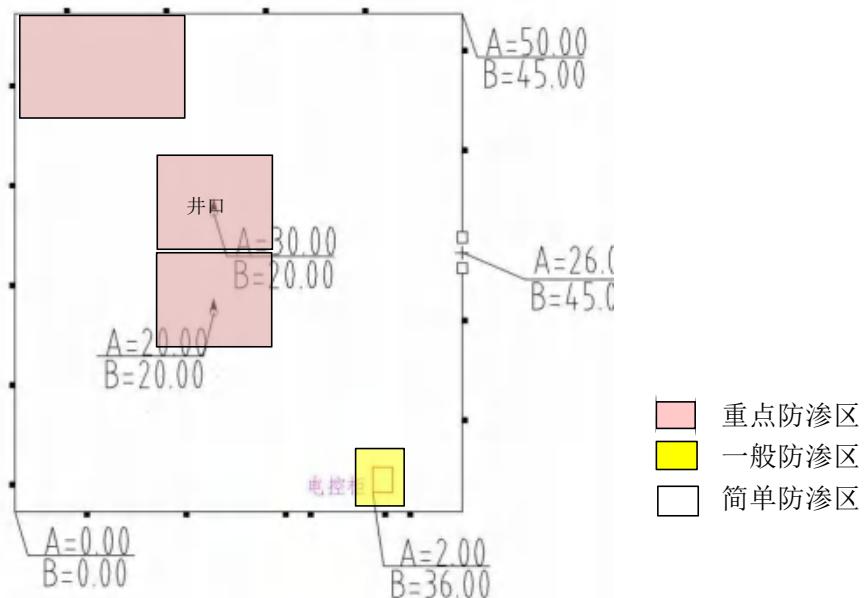


图 6.3-1 井场分区防渗图

④地下水环境监测与管理

根据本项目特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，利用区块下游地下水井为本工程地下水水质监测井，地下水监测计划见表 6.3-2。

表 6.3-2 地下水监测点布控一览表

编号	监测点位	功能	井深	监测因子
J1	3#采油平台附近地下水井	背景监测井	30m	石油类
J2	一分场九小队	污染扩散井	30m	
J3	二分场十三队	侧向扩散井	30m	

根据井场平面布置、地下水流向及地下水现状监测情况，项目区地下水流向为自东向西，项目区地下水井开展地下水水质跟踪监测，监测频率不少于每半年一次；在项目区上游（3#采油平台附近）、下游（一分场九小队）及侧向（二分场十三队）各设1个地下水跟踪监测点，监测频率为每半年监测一次。在采油平台及周边公益林各设1个土壤跟踪监测点，监测频率为每年监测一次。当发生泄漏事故时，须加密监测。

6.3.2 地下水污染应急措施

一旦发生风险事故，大量物料泄漏至地表，首先污染包气带，因此首先要查明污染物污染的范围及深度，尽可能的将污染物控制在包气带的范围内，根据污染情况酌情对污染区域的土壤进行置换处理，以免扩大对土壤和地下水的污染影响。

一旦污染物进入到饱和地下水中，就会较快地在地下水体中迁移，从而威胁地下水的质量。因此，一旦发现渗漏进入地下水饱水带后，应立刻采取如下措施：

（1）在风险情况下（井喷等），物料可能大量泄漏至地表，通常物料会控制在一定区域内，风险发生后，只要尽快对物料进行收集处理，对污染的防渗土层进行清理，则可避免物料大量进入地下水。

（2）如果发生井喷等风险事故，应在井场地下水流向下游30m、50m处设置潜水含水层地下水观测井，并定期进行监测监控油田开采地下水污染情况，掌握地下水污染情况。监测孔便于及时发现地下水污染事故及其影响范围和程度，根据地下水由北东向南西的主导流向，密切监视污染物所到达的范围，为迅速采取地下水应急措施提供信息保障。

（3）一旦监测到地下水污染，及时查清污染范围和程度，发生事故时，应该迅速组织环保、消防、安全等部门参与的协调领导小组，组织有关技术人员赴现场勘查、开展监测，制定消除污染方案。

6.4 噪声污染防治措施

6.4.1 施工期噪声污染防治措施

- (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；

6.4.2 运营期噪声防治措施

- (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，减少操作工人在该岗位停留时间，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。

6.5 固废污染防治措施

6.5.1 施工期固废污染防治措施

6.5.1.1 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，分离后的液相循环使用，钻井结束后，剩余的

少量液相拉运至吉28脱水站；分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)后，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表2第二类用地筛选值后，含油率<0.45%，用于铺筑本项目新建道路；检测不达标的固相作为危险废物委托有资质单位进行清运处置。

(1) 不落地达标处理工艺

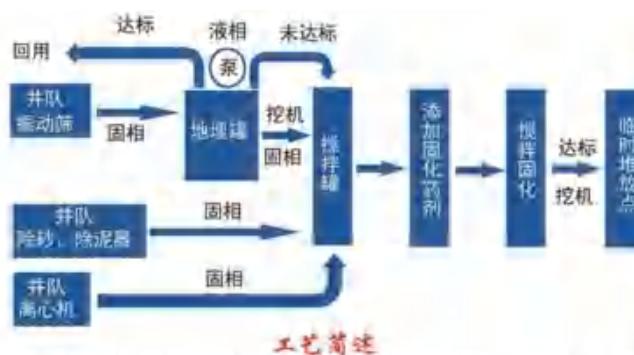
不落地系统由振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备组成，具体设备详见表6.5-1。

表 6.5-1 不落地系统设备一览表

序号	名称	规格	数量	备注
1	收集罐	20m ³	5个	
2	螺杆泵	7.5kw	2个	
3	挖机	60型	1台	
4	储备罐	20m ³	1个	
5	甩干机		1个	
6	输送器		2台	
7	离心机		1台	

钻井废弃物不落地达标处理技术工艺流程如图6.5-1所示。工艺流程说明如下：

①水基钻井液



井队振动筛分离出的固相直接进入地理罐，沉淀净化，达标液相用泵回井队循环系统。未达标液相泵入搅拌罐固化处理；除砂、除泥器及离心机分离出的固相直接经导流槽进入搅拌罐，加入固化剂，稳定介质。利用挖机转运至搅拌罐固化处理；除砂、除泥器及离心机分离出的固相直接经导流槽进入搅拌罐，加入固化剂，稳定介质。利用挖机搅拌固化，达到堆存标准后，转运至堆存点堆存。所有罐体与地面接触的部分均铺设防渗膜，堆存点围堰高度不小于50cm，并在围堰上方铺设防渗膜，挖机施工便道铺设防渗膜后垫土10cm压实，作业完毕后恢复原地原样。处理后的固相满足堆放条件，达到转运要求。

图 6.5-1 水基钻井液不落地处理工艺流程图

工艺流程：井队振动筛分离出的固相直接进入地理罐，沉淀净化，达标液相用泵泵回井队循环系统，未达标液相泵入搅拌罐固化处理，沉淀固相利用挖机转运至搅拌罐固化处理；除砂、除泥器及离心机分离出的固相直接经导流槽进入搅

掉罐，加入固化剂、稳定剂等，利用挖机搅拌固化，达到堆放标准后，转运至堆放点堆放。所有罐体与地面接触的部分均铺设防渗膜，堆放点围堰高度不小于 50cm，并在围堰上方铺设防渗膜，挖机施工便道铺设防渗膜后垫土 10cm 压实，作业完毕后恢复产地原样。处理后的固相满足堆放条件，达到转运要求。

②油基钻井液

工艺流程：1) 钻井液、岩屑及泥浆经振动筛、除砂器、离心机多级分离后，实现初步分离，分离后的固相进入收集箱，再输送至甩干机和离心机进行二次深度固液分离，二次分离出的液相回用，分离出的固相进入储存罐（即岩屑罐），投加固化剂，进行钻井固体废弃物固化/稳定化作业，固相作为危险废物委托有资质单位进行清运处置。

2) 初步分离出的液相进入废水收集罐。通过废水收集罐进行处理，处理后的再生钻井液进入处理水储罐内用于钻井液配制。

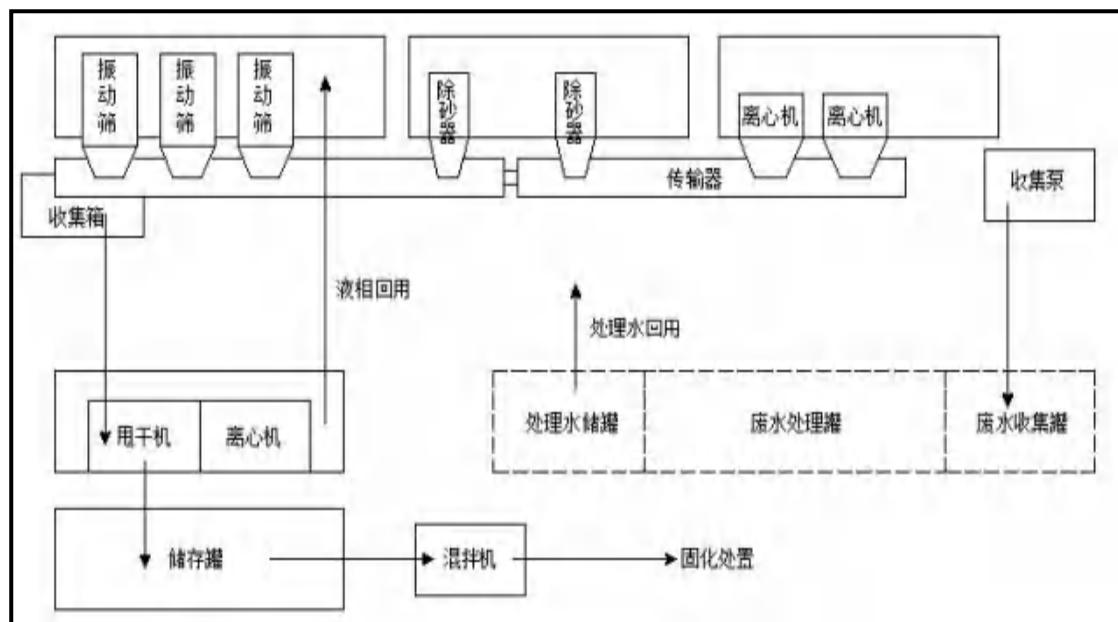


图 6.5-2 不落地处理系统工艺流程图



图 6.5-3 设备现场照片

(2) 控制钻井废弃物产生量的措施

保护环境的首要工作是控制污染源，因此，要从源头上控制钻井废弃物的产生量。

①优选钻井液材料，尽可能采用无毒、低毒材料，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。

(3) 处理后的钻井泥浆资源化利用可行性分析

钻井泥浆经钻井废弃物不落地系统中处理并实现固液分离，分离后的液相循环使用，固相用于铺筑本项目新建道路。

根据工程分析的核算，17 口新钻井岩屑量为 $12399.46m^3$ ，其中钻井三开采用油基钻井液，产生的含油岩屑量为 $5131.96m^3$ ；泥浆总产生量为 $8546.58m^3$ ，其中三开产生油基泥浆量为 $2865.24m^3$ 。

①钻井废水：采用临时罐体收集，按钻井泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，根据工程分析，项目钻井液用量为 $3000m^3$ ，全部由钻井废水配制，可完全满足在钻井期间综合利用的用量。

②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，同

钻井岩屑、泥浆一起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，一开、二开上部产生水基泥浆及岩屑用于铺设油区内的井场、道路；三开下部产生的油基泥浆和岩屑在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固体委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司拉运并进行无害化处置处理，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管理标准(试行)》(GB36600-2018)中表 2 第二类用地筛选值后用于铺垫油区内的井场、道路等综合利用；处理后的固相经检测不达标，由新疆中建环能北庭环保科技有限公司拉运并进行无害化处置处理。

（4）一般工业固废暂存方式可行性分析

钻井一开的泥浆、岩屑采用钻井不落地技术收集处理后，分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地。

岩屑堆存场地：固化后的固相暂存在岩屑堆存场地，每个井场均设置 1 座岩屑堆存场地，占地面积为 200m² (10m×20m)，场地设有 50cm 高的围堰，围堰及岩屑堆存场地底部均采用 HDPE 防渗膜进行防渗，渗透系数≤10⁻⁷cm/s，满足《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。

6.5.1.2 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。

（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）建筑垃圾

针对施工期施工建筑垃圾应从源头上进行控制，体现在施工管理、材料选购、去向控制等方面，特别应强调以下几点：

①施工过程中合理选购材料和构件。在设计时应尽量运用标准设计，采用标准模数和预制构件，以减少建筑垃圾的产生。在选择建筑材料时，应优先选择建造时产生建筑垃圾少的环保再生建材，并且应尽量采用无包装材料和购买前应先

计算好材料用量以免超量。

②加强施工管理。施工招投标阶段，在招标文件中写明投标方案中应包含对建筑垃圾的处理措施，从而迫使施工单位在施工时采取相应措施以减少建筑垃圾，所需费用最好也能纳入概算中；在施工阶段，采用机械化施工、提高施工技术和施工工艺、加强施工组织管理工作，以避免建筑材料在运输、储存、安装时的损伤和破坏，提高结构的施工精度，避免局部凿除或修补，从而减少建筑垃圾的产生。在施工现场还应对建筑垃圾分类存放，以利处理。更应严格控制工程变更，尤其是那些已经建好的工程，如果不是万不得已，最好不要再进行变更，以免增加造价和建筑垃圾。

③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。

④施工垃圾不得随意丢弃，对施工垃圾分类进行综合利用和妥善处置，不得造成二次污染。

（4）施工生活垃圾

施工生活垃圾集中清运至阜康市生活垃圾填埋场进行卫生填埋。

6.5.1.3 危险废物污染防治措施

项目钻井期三开产生的油基泥浆及岩屑经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等综合利用；处理后的固相经检测不达标由新疆中建环能北庭环保科技有限公司拉运并进行无害化处置处理；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，直接拉运，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。

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”。

6.5.2 运营期固废污染防治措施

正常排放工况下，固体废弃物主要为井下作业的压裂液、洗井液等、落地油、沾油废物、废机油。

6.5.2.1 固体废物污染防治措施

（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 28 原油脱水站卸油缓冲罐，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机油，属于 HW08 类危险废物，暂存在新建危废暂存间内，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。

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。

6.5.2.2 贮存场所污染防治措施

本项目新建危废暂存间 1 座，面积为 20m²，分为 3 个独立分区，分别暂存。

新建危废暂存间按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的要求进行建设，设置堵截泄漏的裙角，地面与裙角采用坚固、防渗的材料建造，地面采用防腐蚀的硬化地面，设有泄漏液体收集装置；基础采取防渗等措施。

危废暂存间应采取有效的防渗措施，基础底层采用的防渗层为 1.2m 厚粘土层（渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s），粘土层上铺设 2mm 厚的高密度聚乙烯层。在危废暂存间地面建设防渗地坪，防渗地坪采用三层结构，从下面起第一层为基础底层防渗材料；第二层为厚度在 30-60cm 土石混合料加厚度在 16-18cm 的二灰土结石，第三层为防渗混凝土，厚度在 20-25cm，在表面三步五涂环氧树脂。

6.5.2.3 危险废物暂存场所建设及管理要求

本项目危险废物暂存场所（危废暂存间）应严格执行《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（中华人民共和国主席令第四十三号）要求，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的要求规范维护使用，废物贮存设施必须按《危险废物识别标志设置技术规范（GB1276-2022）》的规定设置警示标志，做到以下几点：

- ①收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所及危险废物的容器和包装物必须设置危险废物识别标志；
- ②不能将危险废物混入非危险废物中贮存。按照危险废物特性分类进行收集，

不能混合贮存性质不相容而未经安全性处置的危险废物，装载危险废物的容器完好无损；

③危险废物贮存设施、场所符合《危险废物贮存污染控制标准》、《危险废物收集贮存运输污染控制技术规范》的有关要求。贮存场所现场应完善“防风、防雨、防晒、防雷、防扬散、防流失、防渗漏、泄漏液体收集、废气收集导出及净化处理等”设施并配备出入库记录表；

④按照有关要求定期对利用处置设施污染物排放进行环境监测，并符合排放标准要求；

⑤制定意外事故的防范措施和应急预案（有综合篇章或危险废物专章），并向所在地县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门备案，并留有备案证明。每年一次开展应急预案演练，每三年更新应急预案并重新备案，且应当对本单位工作人员进行培训；

⑥危废贮存区按照《危险废物污染技术政策》等法规的相关规定，装载危险废物的容器及材质要满足相应的轻度要求；盛装危险废物的容器必须完好无损；盛装危险废物的容器材质和衬里要与危险废物相容；存储场所要用防渗漏设计、安全设计，对于危险废物的存储场所要做到：应建有堵截泄漏的裙脚，地面和裙脚要用坚固防漏的材料，应有隔离设施、报警装置和防风、防雨、防晒设施，防流失，防外水入侵；基础防渗层位粘土层，其厚度应在1m以上，渗透系数应小于 $1.0\times10^{-7}\text{cm/s}$ ，基础防渗层也可用厚度在2mm以上的高密度聚乙烯或其他人工防渗材料，渗透系数应小于 $1.0\times10^{-7}\text{cm/s}$ ；地面应为耐腐蚀的硬化地面、地面无裂缝；

⑦危险废物贮存设施必须根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）相关要求设置危险废物堆放场的环境保护图形标志。

6.5.2.4 危险废物管理要求

本次环评提出，建设单位运营过程中应该对本项目的危险废物从收集、贮存、运输、利用、处置各环节进行全程的监督，各环节管理严格执行《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》、《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）的相关要求。具体危险

废物环境管理要求如下：

- (1) 落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。
 - (2) 落实危险废物识别标志制度，按照《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022)等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。
 - (3) 落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。
 - (4) 落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。
 - (5) 落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。
 - (6) 落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。
 - (7) 产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度；已经取得排污许可证的，执行排污许可管理制度的规定。
 - (8) 落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。
- 危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行；禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)等有关规定。
- (9) 落实环境影响评价制度及环境保护三同时制度，需要配套建设的危险废物贮存、利用和处置设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。
 - (10) 落实环境应急预案制度，参考《危险废物经营单位编制应急预案指南》有关规定制定意外事故的防范措施和环境应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染环境防治监督管理职责的部门备案。

(11) 建设单位应加强危险废物规范化环境管理,按照《危险废物规范化环境管理评估指标》有关要求,提升危险废物规范化环境管理水平。

(12) 对于列入《国家危险废物名录》附录《危险废物豁免管理清单》中的废弃的含油抹布和劳保用品等危险废物,当满足《危险废物豁免管理清单》中列出的豁免条件时,在所列的豁免环节可不按危险废物管理。

6.6 土壤污染防治措施

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

(4) 项目区处于风蚀区,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。

6.6.2 运营期土壤污染防治措施

按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则,首先做好井场、站场和管线的防腐、防漏和防渗工作,对管道定期检修,定期派人检查井口区、阀组站等;选用性能好的管材作为集输管线;因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油,减轻土壤污染;其次做好跟踪监测,并根据监测结果及时采取相应的环保措施和应急预案。

6.7 生态环境保护措施

该区域气候极其干旱,生态恢复与补偿措施主要依靠植被自然恢复的方式进行,重点是防止因工程建设引起水土流失而导致土地沙化。

6.7.1 施工期生态环境保护措施

6.7.1.1 井场工程生态保护措施要求

(1) 井场、站场建设前, 选址阶段应对施工场地周边进行现场调查, 避开植被长势良好、茂密的区域。选择裸地或植被稀疏的区域进行井场和站场的建设。

(2) 对井场的临时性占地合理规划, 严格控制占地面积, 尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。采取少占地、少破坏植被的原则, 缩小施工范围。严格控制施工区域, 将临时占地面积控制在最低。

①井场(采油井)施工占地24m×40m;

②施工占地:控制在80m×120m;

(3) 钻井废弃物100%回收, 减少对周围土壤、植被的影响。

(4) 一切作业尽量利用原有公路, 按原有车辙行驶, 若无原有公路, 要严格执行先修道路, 后施工的原则。不得随意开设便道, 杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。

(5) 井场施工结束后, 应及时对现场回填平整, 清除残留的废弃物, 并覆土压实覆盖一层砾石(6cm), 防止风蚀现象发生; 站场进行平整、覆土、地面硬化处理。

6.7.1.2 管线工程生态保护措施要求

(1) 对油田区域内的临时性占地(管线埋设)合理规划, 严格控制临时占地面积, 在选线阶段避开植被长势良好、茂密的区域, 不占用、不破坏。

(2) 管道施工作业带应严格控制在规定范围以内, 不应随意扩大, 施工作业带宽度控制在8m, 涉及公益林区域作业带宽度控制在6m以内。

(3) 管沟开挖, 尽可能做到土壤的分层堆放, 分类回填, 特别是表层土壤应分层堆放, 在施工完毕后回铺于地表, 减轻对土壤的破坏, 以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地, 根据管径的大小尽可能少占地。

(4) 根据地形条件, 尽量按地形走向、起伏施工, 减少挖填作业量。

(5) 管线敷设力求线路顺直, 缩短线路长度。在满足有关安全规范的基础上, 减少扰动土地。

(6) 对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置, 应均匀分散在管线中心两侧, 并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡, 不得形成汇水区域, 防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时, 若有集水的可能, 需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道, 应在地貌恢复后使管

沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

（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。

6.7.1.3 道路工程生态保护措施要求

（1）无道路区域作业车辆“一”字型行驶

道路施工时，注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆沿原有道路行驶，不得并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

（2）道路选线过程中应尽量利用原有道路，新建井场道路选线尽量沿管线敷设走向铺设，避让植被密集区域。

（3）严禁在道路两侧取弃土。

6.7.1.4 对荒漠植物生态保护措施要求

经调查，项目区域绝大部分地段为灌木林地。项目占地范围内无自治区保护植物。

对于荒漠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，避免破坏荒漠植物。

（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，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。

（3）确保各环保设施正常运行，污水进罐、落地油回收、固体废物填埋，避免各种污染物对土壤环境的影响从而进一步影响其上部生长的沙生植被。

（4）井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

（5）强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对荒漠野生植物生存环境造成威胁。

（6）加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。

6.7.1.5 对野生动物的生态环保措施要求

经调查，项目评价区域气候极端干燥，为酷热干旱区，野生动物的栖息生境

极为单一，没有国家及自治区级保护动物。

对于野生动物的生态保护要求如下：

(1) 设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(2) 为了更好的保护野生动物，建设单位在项目实施过程中要严格规定工作人员的活动范围，使之限于在施工作业带范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

(3) 对施工人员开展保护野生动物宣传教育工作，强化保护野生动物的观念，禁止施工人员随意惊吓、捕猎、宰杀野生动物。

(4) 加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

6.7.1.6 对农田的生态保护措施

1) 控制作业范围，施工机械（主要为挖掘机）需在控制范围内作业，严禁自行扩大施工用地范围。

2) 耕地区施工应避开农作物生长和收获期，减少农业生产的损失。要保护农田林网，使农田生态系统的功能相对稳定。

3) 在耕地中施工时，可将表层 25cm 的土壤集中堆放，施工结束后地表土壤作为生态恢复用土，分层开挖、分层堆放，以保持耕地肥力和作物正常生长。

4) 施工结束后做好耕地的恢复工作。清理施工作业区域内产生的废弃物。

应按国务院颁发的《土地复垦条例》、国土资源部颁发的《土地复垦条例实施办法》的规定进行复垦。凡受到施工车辆、机械破坏的地方，都要及时修整，恢复原貌，植被（自然的、人工的）破坏应在施工结束后的当年或来年予以恢复。

5) 大田中的标志桩移到地埂，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。

6.7.1.7 对公益林生态保护措施要求

根据《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）、《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》等相关文件要求，提出对公益林生态保护的相关措施：

（1）工程施工占用公益林，应向林业主管部门办理相关手续，按照相关法律法规进行补偿和恢复。

（2）项目设计时尽量避免植被密集区域，减少林地的占用。管线敷设施工宽度应控制在控制在6m范围内，并尽量沿已有道路纵向平行布设。在满足有关安全规范的基础上，减少占用土地。

（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）道路和集输管道施工时，注意保护公益林，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。

（5）施工过程中，加强施工人员的管理，严禁施工人员进行非石油生产的其他活动，禁止施工人员对公益林滥砍滥伐，严格限制人员的活动范围，破坏沿线的生态环境。

（6）确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐周边公益林；尽量减少对项目区周围公益林的影响；工程完工后，要对沿线管线占压林地面积进行调查，尽量恢复，优化原有的自然环境和林地占有水平。

（7）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，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对公益林的破坏。

（8）施工结束后对临时占地进行恢复，建设单位按照增减平衡的原则补进国家级公益林，补进的国家级公益林应当符合《国家级公益林区划界定办法》规定的区划范围和标准，应当属于对国家整体生态安全和生物多样性保护起关键作用的森林，特别是国家退耕还林工程中退耕地上营造的符合国家级公益林区划范围和标准的防护林和特种用途林。

6.7.1.7 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、井工程等项目承包招标书中。

6.7.1.8 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，做到工完、料净、场地清，以利于植被的自然恢复。

6.7.2 运营期生态环境保护措施

本项目严格遵守国家和地方有关野生动植物保护和水土保持等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展起到了一定的积极作用。

6.7.2.1 井场等永久占地工程生态保护措施要求

永久占地地面硬化：由于油田开发区域内自然条件的限制，植被的自然恢复极其困难，因而对于地面工程永久占地要进行地面硬化处理，以减少风蚀量；对油田区及油田公路、集输管线上方、电力设施底部地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量。

6.7.2.2 公益林生态保护措施要求

- (1) 地表要及时进行植被恢复工作，防止水土流失。管道维修二次开挖回填时，尽量按原有土壤层次进行回填。
- (2) 确保各环保设施正常运行，污水进罐、落地油回收，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的荒漠植被。

(3) 提高拉运人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。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，杜绝车辆乱碾乱轧情况发生。

(4) 加强环境保护宣传工作，增强环保意识，强化公益林建设保护意识，提高对野生动物和自然植被的保护。严禁在施工场地外砍伐植被，严禁捕杀任何野生动物。

(5) 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，切实增强保护生态环境的意识。

6.7.2.3 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。

6.7.3 退役期生态环境保护措施

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终进入退役期。当油井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的开发工作人员将陆续撤离，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。

退役期生态环境保护措施如下：

(1) 扬沙污染防治措施

油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m

的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止产生飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

（2）固体废物污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、垃圾等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用；废弃建筑垃圾由施工单位运至指定位置进行处理。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

（3）及时清理作业现场，做到“工完、料净、场地清”，

（4）确保对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，污染地下水和土壤。

（4）井场地表恢复

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

（5）加强环保宣传

加强对《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物的法律后果。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.8 生态恢复方案

6.8.1 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

（1）禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地

以及其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。

6.8.2 生态环境分区恢复治理

6.8.2.1 勘探期生态恢复治理

油田勘探、探查活动结束后,对勘探活动造成的地表土壤破坏进行平整,对耕地、地表植被进行恢复,恢复其原有生态功能。

6.8.2.2 井场生态恢复治理

(1) 井场生态恢复治理范围

本项目部署22口井。所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

(2) 生态环境恢复治理措施

①永久占地治理措施

施工结束初期,对井场等永久占地范围内的地表进行硬化,以减少风蚀量。

②临时占地治理措施

工程施工结束后,应对井场等施工临时占地内的土地进行平整,实施砾石覆盖等措施。

1) 施工前治理措施

钻井开始前应先对井场占地范围内进行平整,尽可能做到土壤的分层堆放,分类回填,特别是表层土壤应分层堆放,单独收集暂存。

施工产生的弃土集中专门堆放。将弃土装入编织袋堆放在外侧,形成拦挡,并做好排水引流。

2) 钻井结束后治理措施

钻井结束后,应对临时占地内的土地进行平整,恢复原有地貌,充分利用前期收集的表土覆盖于井场表层,覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定;临时占地范围不具备植被恢复条件的,应采用砾石等材料覆盖临时占地面积,以防

止侵蚀加剧。

工程施工结束后临时占地采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复,临时占地内植被在未来3-5年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

典型生态保护措施平面示意见图6.8-1井场砾石压盖措施典型设计图。

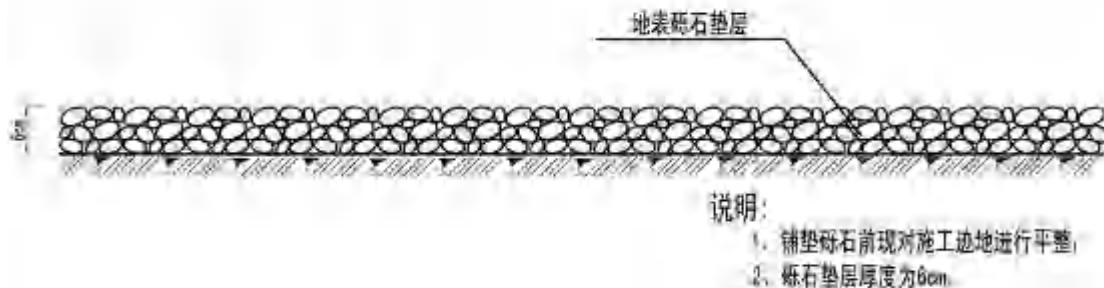


图 6.8-1 井场砾石压盖措施典型设计图

6.8.2.3 管线生态恢复治理

(1) 管线生态恢复治理范围

本项目需新建集输管线,共计临时占地8.1hm²,该范围内需进行生态环境恢复治理。

(2) 生态环境恢复治理措施

①工程保护措施

管道施工作业带宽度控制在8m范围内,公益林分布区域作业宽度控制在6m范围内,施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后,分层回填管沟,覆土压实,管沟回填后多余土方应作为管廊覆土,不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复,尽可能保持植物原有的生存环境,以利于植被恢复。

②植被恢复措施

工程施工结束后采用自然恢复的方式进行恢复区域植被,临时占地内植被在未来3-5年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

6.8.2.4 岩屑堆存场地生态恢复治理

本项目在限定的井场范围内修筑岩屑堆存场地,用于暂存固化后的岩屑,钻井结束后对暂存的岩屑进行清运。

(1) 施工前治理措施

岩屑堆存场地施工前应先对占地范围内进行平整,尽可能做到土壤的分层堆放,分类回填,特别是表层土壤应分层堆放,单独收集暂存。

施工产生的弃土集中专门堆放。将弃土装入编织袋堆放在外侧，形成拦挡，并做好排水引流。

（2）钻井结束后治理措施

钻井结束后，应对临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于岩屑堆存场地表层，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。

6.8.2.5 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等原土地利用类型。

综上所述，项目退役期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

6.8.2.6 各阶段生态恢复措施汇总

综上，本项目生态恢复措施见表 6.8-1。典型生态措施恢复图 6.8-2。

表 6.8-1 本工程具体生态恢复措施

恢复对象		生态恢复方案		
		硬化面积 (hm ²)	恢复面积 (hm ²)	主要恢复措施
永久占地	井场占地恢复	12.4515	/	平整、清理固体废物无遗留、覆土、进行地面水泥或砂石硬化处理，防止侵蚀，占用的农用地恢复农业生产
临时占地	井场、施工营地占地恢复 (含岩屑堆存场地)	/	5.82	地表平整、恢复植被、清理固体废物无遗留，占用的灌木林地恢复为灌木林地
	管线占地恢复	/	8.1576	分层回填管沟，覆土压实，占用的临时草地、盐碱地恢复植被产



图 6.8-1 项目区退役期生态环境恢复措施平面图

6.8.3 生态环境恢复进度安排

生态环境恢复计划将贯穿油田开采及生产的全过程,从钻井至地面设施建设、运营期及退役期。

6.9 水土保持方案

井场、管线等施工扰动,将使井场、场站及周围的土壤结构和植被遭到破坏,降低水土保持功能,加剧水土流失。不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧,还可能将加剧地表直接破坏区的水土流失,对区域的水土流失有加剧的趋势。

本环评将从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制订合理可行的水土保持措施,防止砾幕层破坏造成的土壤沙化,尤其是防止在风力作用下形成的风沙流对邻近区域造成危害。项目建设过程中应严格参照水土保持措施执行,防止区域水土流失的加剧。

6.9.1 指导原则

(1) 严格遵循《中华人民共和国水土保持法》、《中华人民共和国水土保持法实施条例》、《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》等有关规定,贯彻执行“预防为主,全面规划,综合防治,因地制宜,加强管理,注重效益”水土保持方针,尽量减少施工过程中造成的人为水土流失。

(2) 根据“因地制宜,因害设防、重点治理与一般防治兼顾”的原则,采取各项水土保持措施,做到工程措施、植物措施相结合,治理与开发利用相结合,形成项目建设水土保持的综合治理体系,保证项目在施工和运营期间的安全,控制和减少水土流失,使项目沿线生态环境得到保护、恢复和改善。

(3) 坚持“谁开发谁保护,谁造成水土流失谁治理”的原则,合理界定本项目水土流失防治的责任范围。

(4) 各项治理措施要符合有关技术规范要求,采取工程措施与植物措施相结合,永久措施与临时措施相结合的原则,对项目造成的水土流失采取适当的防治措施体系进行治理,治理时坚持“三同时”原则。水土保持工作以控制水土流失、改善生态环境、恢复植被为重点。在不影响水土保持效能的前提下尽量减少资金的投入,要做到经济上合理,技术上可行,实施后有明显的生态和环境效益。

6.9.2 防治目标和范围

根据《新疆维吾尔自治区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”。

总体防治目标是：预防和治理水土流失防治责任范围内的水土流失，减少和控制新增水土流失危害，维持工程施工、运营安全及项目区生态环境的良性循环。为此，在自然环境调查的基础上，根据工程实际设计合理可行的水土保持工程，达到恢复植被，减少水土流失，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.9.3 水土流失防治责任范围

结合《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）中的有关规定，根据工程特点和总体布局，确定本项目水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。防治责任范围主体属于第六师红旗农场管辖。

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，包括施工过程可能造成践踏、碾压的周边地带，以及因工程建设改变原地貌汇流路径，对周边地区带来潜在水土流失危害的区域。

6.9.4 水土保持措施

根据水土流失防治分区，在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上，针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度，将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起，合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程中具有水土保持功能工程，纳入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或耕地恢复；在井场周边修筑地边梗；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,如当地适生的优势免灌植物为多枝柽柳、琵琶柴等。

（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。

6.10 防沙治沙方案

根据《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发[2013]136号）：沙区开发建设项目是指在沙漠、戈壁、沙地、沙化土地和潜在沙化土地上实施的开发建设项目,主要包括在沙区范围内开发的工业、农业、畜牧业、能源、水利、交通、城市建设、旅游、自然资源等建设项目。按照《防沙治沙法》的规定,“沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价”。

6.10.1 防治目标

开展沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的主要目的,是对开发建设项目实施后可能造成对沙区植被、生态的影响和土地沙化趋势变化进行综合分析、预测和评估,提出预防或者减轻不良影响的对策和措施,为沙区开发建设项目的立项决策提供生态承载能力等方面的科学依据。

本项目区块开发涉及到的区域基本为农田及灌木林地,灌木林地植被覆盖度为40-60%。总体防治目标为:维持生态环境现状,预防遏制新的沙化形成,保护沙区植被。根据工程实际设计合理可行的防沙治沙工程,达到恢复植被,遏制

沙化，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.10.2 防沙治沙措施

在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合措施，加强地表覆盖，减少尘源。

项目地处准噶尔盆地，气候干燥，风力强大，地表土质疏松干燥，区域大部分土壤表层为风沙土所覆盖，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。避免再大风、雨天施工，特别是路基修筑、管沟开挖、管道回填作业等。

③为减少风沙危害，线路走向应尽量与沙龙走向一致，尽量绕开植被，并在垄间通过。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，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边梗；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，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边梗；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。

（3）水土保持管理措施

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

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

②严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

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

④建设项目主管部门应该积极主动，加强水土保护管理，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。

6.11 防洪措施

由于项目区域周边无常年性地表水体，北侧为低山丘陵区区域，因此，项目区防洪以防治暴雨山洪为主。

防洪标准：项目内防洪工程设计标准按 100 年一遇洪水重现期设计。

防洪措施：在项目占地范围内设置符合规定的挡水墙，并与项目区域进行联动，设置防洪渠道，不得影响整个区域的行洪通道。

6.12 温室气体管控

根据 2.11 章节计算结果，本项目火炬燃烧、净购入电力的排放量等温室气体排放的构成比例见表 6.12-1。可见，本项目 CO₂ 排放量主要来自净购入电力产生的二氧化碳排放，比例为 81.51%；其余的来自火炬燃烧产生的二氧化碳排放，仅占 18.49%。

表 6.12-1 主要排放源识别信息表

排放类型	温室气体种类	核查范围和内容相关说明
燃料燃烧排放	CO ₂	不涉及
火炬燃烧排放	CO ₂ 、CH ₄	不涉及
工艺放空排放	CO ₂ 、CH ₄	不涉及
CH ₄ 逃逸排放	CH ₄	本项目涉及设备泄露、储罐泄漏等
CH ₄ 回收利用量	CH ₄	不涉及
CO ₂ 回收利用量	CO ₂	不涉及
企业净购入电力和净购入热力隐含CO ₂ 排放	CO ₂	净购入电力消费引起的CO ₂ 排放

本项目减碳关键在于节能，项目在工艺设计、设备选型、电气系统、节能管理等各方面均采用了一系列节能措施，企业重视生产中各个环节的节能降耗，以取得较为明显的减污降碳效果。拟采取以下的节能措施进行减碳，具体如下：

（1）工艺及设备节能

通过采用各种先进技术，大量降低物料消耗、减少生产中各种污染物的产生和排放。工艺流程紧凑、合理、顺畅，最大限度的缩短中间环节物流运距，节约投资和运行成本。优化设备布置，缩短物料输送距离，使物料流向符合流程，尽量借用位差，减少重力提升。系统正常运转时，最大限度地提高开机利用率，减少设备空转时间，提高生产效率。投入设备自动化保护装置，减少人工成本，同时保证设备的正常运行、减少事故率。

（2）电气节能

选用节能型变压器，将变压器设置在负荷中心，可以减少低压侧线路长度，降低线路损耗。在车间变电所低压侧母线上装设并联电容器，有效降低变压器和线路的损耗。加强运行管理，实现变压器经济运行：在企业负荷变化情况下，要及时投入或切除部分变压器，防止变压器轻载和空载运行。按照《建筑照明设计标准》（GB 50034-2013）及使用要求，合适地设计及考虑各个场所的照度值及照明功率密度值。厂区道路照明电源在保证合理电压降情况下实行多点供电，并统一控制开闭，光源为高压钠灯。尽量采用天然采光，减少人工照明。

（3）给排水节能

站房位置尽量安排在用水集中点、合理进行管网布局，减少压损。各部门要根据生产及生活的实际情况，合理配置水表等计量装置，减少水资源浪费。要求各单元采用不用或少用水的工艺技术和设备。综合利用新鲜水、废水等水资源，提高供水保障率。根据用户对水质的不同要求采用分级处理分质供水，提高水资源利用率。采用串级供水技术，高质水循环系统的排污水排到低质水循环系统作为补充水。设置在线过滤设备和旁通过滤设备，确保循环水水质，减少排污。选用合格的水泵、阀门、管道、管件以及卫生洁具，做到管路系统不发生渗漏和爆裂。采用管内壁光滑、阻力小的给水管材，给水水嘴采用密封性能好、能限制出流流率并经国家有关质量检测部门检测合格的节水水嘴。

（4）热力节能

为了减少管道及设备的散热损失，选用保温材料品种和确定保温结构。采用自力式流量调节阀，对蒸汽流量进行自动调节和控制，实现管网调度、运行、调节的自动监控。

通过上述措施，本项目通过节能措施可实现二氧化碳的减排，且上述的节能

措施从实际运行角度操作性强、经济合理可行。

7 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会因子、经济因子、环境因子是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

奇探 1 块的开发建设必将带来极大的经济效益，可以提高油气田开发的社会效益，但是任何一种开发或生产活动和行为，都不可避免地会对环境（资源）产生一定的影响，特别是与石油相关的建设工程，在忽视环境保护的情况下，所造成的环境污染和生态破坏是相当严重的，环境遭受的经济损失则是巨大的。为了减少不利环境影响造成的经济损失，该项目在开发建设工程和污染防治方面均采取了一定的措施，投入了一定的资金来减少项目建设对环境的影响。

7.1 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

本项目开发是中国石油天然气股份有限公司积极支持西部大开发、支持新疆地区经济发展的一项重大举措。对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地国税、地税有着显著的作用。因此，本项目具有良好的社会效益。

7.2 环境经济损益分析

7.2.1 环境损失分析

油田开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- (1) 工程占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

(3) 其他环境损失。

工程占地主要为井场建设和外输（输油管线）管道占地以及道路建设占地。工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都有不利影响。本项目地面建设工程区域主要影响是生态影响，包括破坏原有地表砾幕结构，地表裸露导致水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目施工期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道、井场区泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.2.2 环保投资分析

项目总投资 44722 万元，其中环保投资 804 万元，占总投资的 1.8%。本工程环保投资估算见表 7.2-1。

表 7.2-1 环境保护投资估算

阶段	项目名称	环保措施	投资(万元)
施工期	临时占地	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	20
	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。	5
	钻井废气	采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施	5
	施工生产废水	临时沉淀池，1 座	2
	施工营地生活污水	临时生活污水收集防渗池，1 座	2
	施工噪声	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	5
	钻井液、钻井固废	回收罐 5 座	565
		不落地处理系统 1 套，撬装式	
		每个井场配套 1 座岩屑堆存场地 200m ² （底部铺设 HDPE 防渗膜，10m×20m）	
	射孔压裂返排液	回收罐若干	10

阶段	项目名称	环保措施	投资(万元)
	施工土方	表土分层堆放, 分类回填, 严禁大量集中弃置	15
	生活垃圾	清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场	5
运营期	油气集输、处理、储存无组织挥发非甲烷总烃	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等与站场、管线同步建设	15
	防渗膜铺装	修井及井下作业过程中铺设防渗膜	30
	其他废物(沾油废物)	暂存在新建危废贮存间内, 定期委托有资质单位处理处置	5
	落地原油	回收罐若干, 带罐作业, 100%回收, 运至吉28原油脱水站原油处理系统进行处理	10
	井场、站场噪声	采用低噪声设备、基础减震、隔声等	10
	地下水	井场设置50cm高围堰, 围堰区底部用HDPE防渗膜进行防渗, 渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s, 防止原油泄漏污染站场/井场地下水	40
退役期	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	8
	建筑垃圾	由施工单位运至指定位置进行处理	6
	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	16
事故风险		井口防喷器, 若干	30
合计			804

7.3 环境经济损益分析结论

项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中, 由于井场、地面设施建设、道路修建、敷设管线等都需要占用一定量的土地, 并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中, 需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等, 经估算该项目环境保护投资约804万元, 环境保护投资占总投资的1.8%。实施相应的环保措施后, 不但能够起到保护环境的效果, 同时节约经济开支, 为企业带来双赢。

8 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本项目对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运营期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运营期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本项目在施工期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工期和运营期的环境管理、施工环境监理、HSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

8.1 环境管理

8.1.1 环境管理制度

开展企业环境管理的目的是在项目施工阶段和运营阶段履行监督与管理职责，确保项目在各阶段执行并遵守有关环保法规，协助地方环保管理部门做好监督监测工作，了解项目明显与潜在的环境影响，制定针对性的监督管理计划与措施。环境管理包括机构设置及职责、管理制度、管理计划、环保责任制等内容。

中国石油吐哈油田分公司依据《健康安全与环境管理体系第一部分：规范》（Q/SY1002），对照《中国石油天然气集团公司 HSE 管理体系管理手册》及《中国石油天然气股份公司勘探与生产分公司 HSE 管理体系管理手册》的要求，编制并批准了《吐哈油田分公司健康、安全与环境管理体系管理手册》。

作业区所属的中国石油吐哈油田分公司目前已建立了完善的健康、安全与环境管理体系，为减少运营井和退役井对周围环境的影响，落实各项环保和安全措

施，起到了积极作用。

8.1.1.1 机构设置

中国石油吐哈油田分公司在环境管理机构设置上实行逐级负责制。

油田公司管理体系最高管理者负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障等；日常环境管理工作由安全环保科负责，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；公司安全环保科负责环境标准的贯彻实施，确保所有有关管理体系方面要求和管理文件能正确、完全的执行；各单位安全环保负责人负责解决油田开发过程中出现的各类环境问题以及发生污染事故的处理等。

8.1.1.2 机构职责

主要职责是在本单位组织实施 HSE 管理体系程序文件相关规定，编写相关作业指导书，保障 HSE 管理体系在本单位的有效运行。本项目在施工期与运营期对环境造成一定的影响，特别是施工期对周边的生态环境影响较大。为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，最大限度地减轻项目建设对沿线地区环境的影响，建设单位除自身实施 HSE 管理外，还应完善环境管理制度。

8.1.1.3 生产区环境管理

（1）日常环境管理

①搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按“总体规划、达标排放”的原则，在生产过程中，油田采出水全部回注。

废气污染源的控制是重点加强对油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染，达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

②加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，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。

8.1.1.4 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目环评识别的施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：

-
- (1) 工艺流程分析;
 - (2) 污染生态危害和影响分析;
 - (3) 泄漏事故危害和风险影响分析;
 - (4) 建立预防危害的防范措施;
 - (5) 制定环境保护措施;
 - (6) 建立准许作业手册和应急预案。

8.1.2 管理体系及体系运行

奇探 1 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。

8.1.3 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据中国石油企业 HSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期、运营期及退役提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 8.1-1 本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	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 第六师生态环境局 兵团生态环境局
		生物多样性	加强施工人员的管理,严禁施工人员采摘植被和猎捕野生动物,禁止侵扰野生动物栖息地		
		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	主体工程与水保措施同时施工,并加强临时防护措施,土石方按规范放置,作好防护措施等		
	污染防治	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		
		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		
运营期	生态保护		继续做好施工迹地的地表恢复工作,利用冬季融雪和夏季少量的降水使景观慢慢得以自然恢复;培训巡线人员相关的水土保护知识,使之在保护沿线植被的同时,随时观察沿线的水土流失状况,以便能及时的采取补救措施。定期维护集输支线、电力设施底部等设施的地面砾石	建设单位	兵团生态环境局 兵团环境监察总队 第六师生态环境局
	污染防治	废水	污水处理装置		
		废气	对大气环境进行定期监测		
		固体废物	集中堆放,委外处理		
		噪声	选用低噪声设备、加消声减振设施		
	事故风险	地下水	对地下水环境进行监控		
		事故预防及原油泄漏应急预案			
退役期	生态恢复		做好退役期的地表恢复工作,人工种植地表原有植物,拆卸、迁移场站设备,对受影响已清除污染物区域进行换土(拉运并填埋具有原来特性的土质),恢复原有生态机能	建设单位	兵团生态环境局 兵团环境监察总队 第六师生态环境局
	污染防治	废气	在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘,故需采取洒水降尘措施,同时闭井工作避开大风等恶劣天气,避免对周围空气环境造成污染		

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
治	废水	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响			
	噪声	采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随退役期工作结束而终止			

8.1.3.1 施工期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在施工期间要实施 HSE 管理。施工期 HSE 管理主要工作是施工现场环境监察，主要任务为：

- (1) 宣传国家和地方有关环境方面的法律、法规；负责制定拟建管道施工作业的环境保护规定，并根据施工中各工段的作业特点分别制定相应的环境保护要求；
- (2) 落实环评报告书及施工设计中的环保措施，如防止水土流失等；
- (3) 及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施；
- (4) 记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料；负责协调与阜康市环保、水利、土地、交通等部门的关系；负责有关环保文件、技术资料的收集建档；
- (5) 制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收。

本工程施工期环境管理监督内容见表 8.1-2。

表 8.1-2 施工期环境管理内容

重点地段	重点管理内容	目的
井位钻井	1、弃渣是否按规定堆放在指定弃渣场； 2、对地下水采取的保护措施是否合理。	减少地下水污染
管线	1、是否严格执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”； 2、施工作业场地设置是否合理，施工、运输车辆是否按指定路线行驶； 3、施工人员是否超越施工作业带施工； 4、施工人员是否超越施工活动范围； 5、垃圾、废物是否有指定地点堆放，是否及时清理； 6、施工结束后临时用地是否彻底恢复。 7、施工是否利用现有便道。	减少土壤和植被的破坏，减少水土流失

8.1.3.2 运营期环境管理

- (1) 日常环境管理

1) 搞好环境监测，掌握污染现状

①定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

②废水管线应按“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，制定突发事故的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级报告事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实

施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

3) 强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

4) 加强风险管理

由于在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应风险管理对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.1.4 其他环境管理要求

8.1.4.1 排污口规范化管理及排污许可手续

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。

8.1.4.2 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5年后，须组织开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施，推动油气田开发建设绿色高质量发展。

8.2 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整改。环境保护设施未经验收或者验收不合格的，建设项目主体工程不得投入生产或者使用。

⑥企业应自验收通过之日起 30 个工作日内，制作竣工环境保护验收意见书，并将验收意见书、验收调查（监测）报告和“三同时”验收登记表上传至建设项目竣工环境保护企业自行验收信息平台，并如实向社会公开。

（5）企业应向社会及时公开建设项目环境保护设施和环境保护措施落实情况、竣工环境保护验收情况，并接受社会监督。

①在施工期间应主动公开下列信息：主要环境保护设施实施情况；施工期环境保护措施落实情况；施工期环境监测情况及监测结果。

②在投入生产或者使用前应主动公开下列信息：各项环境保护设施落实情况；环境保护措施落实情况；环境监测报告；突发环境事件应急预案及备案情况；竣工环境保护验收调查（监测）报告；竣工环境保护企业自行验收意见。

③在运行期间应定期公开下列信息：各项环境保护设施运行情况；主要污染物排放情况；突发环境事件应急演练和应急预案完善情况；环境影响后评价开展情况。

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表 8.2-1。

表 8.2-1 拟建项目环境保护“三同时”验收一览表

类别	污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
			治理措施	工程量	
施工期	废水	钻井废水 钻井井场	钻井废水采用临时罐体收集, 综合利用	每个施工井场配备临时罐体, 规格为 5m ³ ×2 个	综合利用, 不外排
	管道试压废水	管线	回用于施工现场洒水降尘	/	综合利用, 不外排
	生产废水	施工场地	设置临时沉淀池, 经沉淀后循环使用, 不外排	临时沉淀池, 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 28 脱水站污水处理系统处理	回收罐若干, 依托吉 28 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	临时生活污水收集防渗池, 1 座	不外排
废气	施工扬尘	钻井井场、管线施工场地	采取覆盖防尘布, 分段施工, 缩短施工时间; 施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整	—	—
	钻井废气、车辆废气	钻井井场、管线施工场地	采用高效设备, 定期维护, 采用符合国五标准的柴油, 并添加柴油助燃剂等措施	—	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 中无组织排放监控浓度要求
噪声	施工噪声	钻井井场、管线施工场地	采用低噪声设备, 定期维护, 装设基础减振和设置隔声罩, 合理安排施工时间, 高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	—	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
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、二开产生非磺化水基泥浆, 进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离, 分离后的液相回用于钻井液配备; 分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地, 后用于铺筑本项目新建道路, 其贮存场地应满足《一般工业固体废	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
				不落地处理系统 1 套, 搬装式	

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	
生态恢复			物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)的相关要求。 三开产生的油基泥浆和岩屑在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出,分离后的液体回用于钻井液配备,分离后的固体委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司拉运并进行无害化处置处理。	每个井场配套1座岩屑堆存场地 200m ² (底部铺设HDPE防渗膜)	钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值,《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表2第二类用地筛选值
	落地油泥、废含油防渗布	钻井井场	直接拉运,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
	水土流失	井场、管线	恢复地貌	永久占地: 12.4515hm ² 临时占地: 13.9776hm 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		

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	
	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28脱水站污水处理系统	达标后回注含油层。	依托吉28原油脱水站污水处理系统
		井下作业废水	井场	作业单位自带回收罐回收，运至吉28脱水站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28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
	噪声	各类机泵	井场	低噪声设备	若干 设备设在密闭房间内
	固废	落地油	井场	回收罐回收，作业单位100%回收，回收后的落地原油运至吉28原油处理系统进行处理	回收罐若干 井场无落地油痕迹
		废机油	井场检修	定期委托有资质的单位进行无害化处置	危废暂存间1座，新建 危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求
		沾油废物	采油井场日常巡检、检修过程	定期委托有资质的单位进行无害化处置	
地下水污染防治措施	井场设置50cm高围堰，围堰区底部用HDPE防渗膜进行防渗，渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s				防止原油泄漏污染站场/井场地下水
环境风险	详细的井场井喷、井漏事故应急预案，并配套井场防喷器等风险防范措施；管道断裂、泄漏、火灾等风险事故应急预案				严格落实风险事故防范措施，有效应对和排除各种突发事故的不利影响
环境监测	发挥其施工期和运营期的监控作用				污染源达标排放

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			
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						

8.3 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。

8.4 环境监测计划

8.4.1 施工期环境监理计划

由建设单位聘请有资质的环境监理机构对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油股份有限公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

8.4.1.1 环境监理人员要求

- (1) 环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。
- (2) 必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。
- (3) 具有一定的油气田开发和输油管道建设的现场施工经验。

8.4.1.2 环境监理人员主要职责

- (1) 监督施工现场对“环境管理方案”的落实。
- (2) 及时向HSE部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。
- (3) 协助HSE部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。
- (4) 对HSE工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作的重点见表8.4-1。

表8.4-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建各井场	(1) 井位布设是否满足环评要求 (2) 各井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； (3) 施工作业是否超越了限定范围； (4) 废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	集油气管沟开挖现场	(1) 集油气线路是否满足环评要求 (2) 是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； (3) 施工作业是否超越了作业带宽度； (4) 挖土方放置是否符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； (5) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； (6) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种。	环评中环保措施落实到位
3	保护动物和保护植物	(1) 是否有滥捕和滥挖保护动物和植物行为 (2) 是否严格施工作业带宽度，减少占地	环评中环保措施落实到位
4	其它	(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

8.4.2 环境监测计划

本工程在施工和运营期间，施工机械和生产设备均投入使用，故在各个阶段需对生产过程产生的三废和生态影响进行严格监管，定期对各个阶段产生的三废和生态影响进行监测，减少对周围环境影响。

本工程在运营期的排污主要集中在井场，其在运营期的监测应根据项目开发

运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022），并参照《排污单位自行监测技术指南 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。

具体环境监测计划见表 8.4-2。

表 8.4-2 运营期污染源监测计划

监测对象		监测频率	监测点位		监测项目	监测单位
环境质量	生态环境	年	项目区块		土壤质量检测	委托监测或建设单位自行监测
		年			植被监测	
		5月和7月			植被多样性监测	
环境空气	半年	4#采油平台下风向 10m 处		非甲烷总烃、硫化氢、颗粒物		
地下水*①	半年	项目区上游、下游及侧向各 1 个监测点		石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬		
土壤*②	年	至少 1 座井场(已开采)及其 200m 范围内的公益林		石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬		
污染源	无组织废气	季度	井场场界		非甲烷总烃、硫化氢	委托监测或建设单位自行监测
		半年	设备与管线组件泄漏检测*③	泵、压缩机、搅拌器(机)、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统	泄漏监测值	
		年		法兰及其他连接件、其他密封设备	泄漏监测值	
	昼夜噪声	季度	1#采油井场边界四周围墙外 1m 处		等效连续 A 声级	

注：①当监测指标出现异常时，应按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

②当监测指标出现异常时，应按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

③泄漏检测值的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。

8.5 温室气体排放监测计划

8.5.1 组织管理

(1) 建立制度

为规范企业温室气体管理工作，结合自身生产管理实际情况，建立温室气体管理制度，包括但不限于建立企业温室气体管理工作组织体系；明确各岗位职责及权限范围；明确战略管理、温室气体排放管理、碳资产管理、信息公开等具体内容；明确各事项审批流程及时限；明确管理制度的时效性。

(2) 能力培养

为确保企业碳管理工作人员具备相应能力，企业应开展以下工作：通过教育、培训、技能和经验交流，确保从事碳管理有关工作人员具备相应的能力，并保存相关记录；对与碳管理工作有重大影响的人员进行岗位专业技能培训，并保存培训记录；企业可选择外派培训、内部培训和横向交流等方式开展培训工作。

(3) 意识培养

企业应采取措施，使全体人员都意识到：实施企业碳管理工作的重要性；降低碳排放、提高碳排放绩效给企业带来的效益，以及个人工作改进能带来的碳排放绩效；偏离碳管理制度规定运行程序的潜在后果。

8.5.2 排放管理

(1) 监测管理

企业应根据自身的生产工艺及核算标准和国家相关部门发布的技术指南的有关要求，确保对其运行中的决定碳排放绩效的关键特性进行定期监视、测量和分析，关键特性至少应包括但不限于：排放源设施、各碳源流数据、具备实测条件的与排放因子相关的数据、碳排放相关数据和生产相关数据获取方式、数据的准确性。温室气体排放监测计划见表 8.5-1。

表 8.5-1 温室气体排放监测计划一览表

火炬燃烧燃料种类	单位	数据的计算方法及获取方式	数据记录频次	数据缺失时的处理方式
消耗量	吨	实测值：报表记录	每月记录、每年	参考内部抄表
C1含量	%	设计值：74		
C2含量	%	设计值：12		
C3含量	%	设计值：6		
碳氧化率	%	缺省值：98		
净购入电力				

火炬燃烧燃料种类	单位	数据的计算方法及获取方式	数据记录频次	数据缺失时的处理方式
净购入电量	MWh	实测值：供电公司每月抄表核算，参考标准：GB17167《用能单位能源计量器具配备和管理通则》	每月记录、每年	参考内部抄表
CH ₄ 逃逸涉及装置	单位	数量	每月记录、每年	数据缺失时的处理方式
井口装置	个·年	设计值：4, 15年		参考内部抄表
单井储油装置	个·年	设计值：4, 15年		
输送管道输送原油量	亿吨	设计值：0.55		

企业应对监视和测量获取的相关数据进行分析，应开展以下工作：

- 1) 规范碳排放数据的整理和分析；
- 2) 对数据来源进行分类整理；
- 3) 对排放因子及相关参数的监测数据进行分类整理；
- 4) 对数据进行处理并进行统计分析；
- 5) 形成数据分析报告并存档。

(2) 报告管理

企业应基于碳排放核算的结果编写温室气体排放报告，并对其进行校核。核算报告编写应符合主管部门所规定的格式要求，对经过内部质量控制的核算结果进行确认形成最终企业盖章的碳排放报告，并按要求提交给主管部门1份，本企业存档1份。

(3) 信息公开

企业应按照主管部门相关要求和规定，核算并上报企业碳排放情况。鼓励企业选择合适的自发性披露渠道和方式，面向社会发布企业碳排放情况。企业温室气体排放情况见表8.5-2。

表8.5-2 温室气体排放情况一览表

序号	排放口编号	污染源	排放形式	CH ₄ 排放量(t/a)	CO ₂ 排放量(t/a)
1	/	CH ₄ 逃逸无组织排放	无组织	282.72	0

8.5.3 碳排放环境影响评价结论

(1) 本项目为页岩油开采项目，通过采用先进生产线及生产工艺、优化工序、从生产源头落实各项节能减排措施，实现碳减排，这与碳达峰、碳中和的政策相符。

(2) 本项目核算生产系统产生的温室气体排放量，主要为核算边界内所有的事故火炬气燃烧排放量、CH₄ 逃逸及企业净购入的电力所对应的温室气体排放量之和。其中 CH₄ 逃逸排放量为 282.76tCH₄；净购入电力的碳排放量为 637.36tCO₂，全厂碳排放总量 637.36tCO₂，282.76tCH₄。同时，建设单位应按生态环境主管部门碳排放管理要求开展制定和完善监测计划工作。

(3) 在工艺设计、设备选型、建筑材料、电气系统、节能管理等方面，本项目均采用了一系列从实际运行角度操作性强、经济合理可行的节能措施以实现生产中各个环节的节能降耗。

(4) 建议企业从源头、过程、末端等全生命周期加强节能降耗，减排降碳的控制与管理，严格按照本报告提出的措施进行减污降碳，从源头上减少温室气体的排放。

9 环境影响评价结论与建议

9.1 结论

9.1.1 项目建设概况

吉康油田奇探 1 区块位于准噶尔盆地东部隆起吉木萨尔凹陷。申报区行政隶属于新疆维吾尔自治区第六师红旗农场管辖。

奇探 1 块隶属于吐哈油田分公司准东采油管理区，属于页岩油，奇探 1 块部署 22 口井，其中新井 17 口，老井 5 口，一年完成产能建设，2025 年产量达到最高，年产 7.81 万 t，预计生产 15 年累产 40.54 万 t，单井产出 2.25 万 t，采出程度 8.0%。

本次方案部署的 22 口井位于 5 座平台，其中 17 口新井、5 老井，其中，奇探 1 井、奇 101H、奇 101-1H、奇 103H、奇 2 井为老井。1#采油平台布置 5 口油井（奇探 1 井、奇 103H、奇 103-1H、奇 103-2H、奇 103-3H）；2#采油平台布置 5 口油井（奇 101H、奇 101-1H、奇 101-2H、奇 101-3H、奇 101-4H）；3#采油平台布置 3 口油井（奇 201-2-4、奇 201-2-3 和奇 201-2-2）；4#采油平台布置 5 口油井（奇 2-3-3 井、奇 2-3-2 井、奇 2 井、奇 2-2-2 井、奇 2-3-4 井）；5#采油平台布置 4 口油井（奇 107、奇 107H、奇 107-1H、奇 107-2H）。

根据开发井位部署情况，充分依托已建吉 28 原油脱水站，奇探 1 块新增单井产液密闭集油至吉 28 原油脱水站进行处理。

配套自控系统、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通等辅助设施。

9.1.2 环境质量现状

9.1.2.1 环境空气质量现状

根据乌鲁木齐市环境空气质量监测站点 2023 年环境质量数据，项目所在区域 NO₂ 年平均浓度有超标现象，NO₂ 年平均占标率为 110%，年均值超标倍数为 0.10，超标原因主要与城市区域车辆较多有关系，故项目所在区域为不达标区。

根据特征因子补充监测结果，监测期间评价区非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H₂S 1 小时平均浓度未超过

《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的浓度限值。

9.1.2.2 水环境质量现状

根据地下水监测结果表明，D5超标，D5点位总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标，其余点位及监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类限值，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准值，总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标倍数分别为1.16、1.41、0.56、2.16。超标原因：由于水文地球化学原因，地下水补给、径流与排泄条件不利于地下水富集且浅部蒸发作用强烈，在地层岩性及水文地质条件综合作用下，导致局部区域地下水环境本底值较高且不同区域之间呈差异性。

9.1.2.3 声环境质量现状

根据监测结果表明：项目评价区域各监测点在监测期间昼夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求，无超标现象，说明区域声环境质量较好。

9.1.2.4 土壤环境质量现状

根据监测结果，项目区内监测点位的所有监测因子的污染指数均小于1，项目范围内各土壤监测点监测因子均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管理标准》（试行）第二类用地筛选值标准；项目区占地范围外，评价范围内耕地各土壤监测点监测因子均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管理标准（试行）》（GB15618-2018）表1筛选值标准。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（试行）（HJ964-2018）附录D可知，本项目区域盐分含量 $>10\text{g/kg}$ ，属于极重度盐化区，pH值在7.3-7.9之间，属无酸化或碱化区域。

9.1.2.5 生态环境质量现状

根据《新疆生产建设兵团生态功能区划简表》，本项目所在区域属于II兵团准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态区—II3六、七、八十二师准噶尔盆地南部灌木、半灌木荒漠绿洲农业生态亚区—13六师土墩子—奇台人工绿洲农业生态功能区。

项目区域土地利用类型为灌木林地及盐碱地。项目区土壤类型以盐土为主，少量的风沙土及草甸土，项目区显域植被以小半灌木荒漠占优势，主要分布在盐

碱地。

项目区地处温带，在动物地理区划上属古北界—中亚亚界—蒙新区—准噶尔亚区—准噶尔盆地省。项目区域为绿洲农业区，人为活动较多，所以野生动物种类分布较少。区域内国家和自治区级保护动物有5种，蒙古野驴和普氏野马属于国家I级保护动物，鹅喉羚属于II级保护动物，但主要分布在卡拉麦里山有蹄类自然保护区北部植被生长相对良好的地带，在项目区评价范围内则极难见到，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。

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。

9.1.3 主要环境影响

9.1.3.1 环境空气影响评价结论

(1) 施工期废气：主要为管线敷设、场站工程等在施工作业过程中产生的施工扬尘、钻井期间发电机、柴油机等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、处理及储存过程无组织排放的烃类气体。经预测，本项目井场排放的无组织非甲烷总烃最大落地浓度为 $2.23\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率0.11%，非甲烷总烃到达区块边界浓度和最大落地浓度均小于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)的场界标准限值(NMHC无组织排放浓度限值 $4\text{mg}/\text{m}^3$)。

距离采油井场最近的养殖小区，距1号采油平台780m，根据预测结果，1号采油井场500m处非甲烷总烃落地浓度为 $1.85\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率0.09%；1号平台距红旗农场一分场九小队为2120m，距二分场十三小队2260m，根据预测结果可知，1号平台2000m处非甲烷总烃落地浓度为 $0.841\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率0.04%，井场产生的非甲烷总烃对养殖小区、红旗农场一分场九小队、二分场十三小队影响不大，对周边环境影响较小。

本项目无组织排放的硫化氢下风向最大落地浓度为 $0.214\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率为2.14%，硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)表1中限值(硫

化氢厂界排放浓度限值 $0.06\text{mg}/\text{m}^3$)。

距离采油井场最近的养殖小区，距1号采油平台780m，根据预测结果，1号采油井场500m处硫化氢落地浓度为 $0.185\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率1.85%；1号平台距红旗农场一分场九小队为2120m，距二分场十三小队2260m，根据预测结果可知，1号平台2000m处硫化氢落地浓度为 $0.0899\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率0.90%，井场产生的硫化氢对养殖小区、红旗农场一分场九小队、二分场十三小队影响不大，对周边环境影响较小。

综上所述，项目所排放的大气污染预测浓度能满足相关环境质量标准要求；可满足相关无组织排放浓度排放限值要求，可达标排放，本项目评价范围内无村庄，故本项目产生的非甲烷总烃对周边环境影响较小。

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。

9.1.3.2 水环境影响评价结论

(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日常生活污水。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；钻井完井时射孔作业产生的废压裂液自带回收罐回收，依托页岩油联合站污水处理系统处理；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厂处理。

(2) 运营期废水：采出液管输至吉28原油脱水站，分离的采出水经吉28站内污水处理系统处理后水质符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注含油层；井下作业过程中，废洗井液及废压裂液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28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。

(3) 事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、井漏、油水窜层等，管道泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层；井喷事故是以面源形式的原油渗漏污染地下水，井漏事故对水环境的污染是油气

窜层，造成地下含水层水质污染。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

本项目开发过程中对区域水环境的影响主要来自于非正常状态。非正常的状态可通过加强管理和采取有效的控制措施加以防范，只要加强管理，防患于未然，对水环境可能造成的影响可以避免。

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。

9.1.3.3 声环境影响评价结论

项目钻井期噪声随施工结束而消失。运营期，井场正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。井场周围噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准限值要求，本项目评价范围200m范围内无固定居民居住，故在运营期间不会产生扰民现象。同时，本项目对各类机泵设施加装变频，有效地使设备在各种工况下达到最佳状态，降低噪声影响。

9.1.3.4 固体废物环境影响评价结论

(1) 施工期：本项目钻井期间产生的钻井岩屑、泥浆采用钻井不落地技术收集，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，分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表2第二类用地筛选值后用于铺筑本项目新建道路，可以有效减缓工程建设对井场周围环境的影响；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，直接拉运，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；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：主要为井下作业的清罐污泥、落地油、沾油废物、废机油及生活垃圾。含油污泥直接拉运，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，不在站场内暂存；其他危险废物（沾油废物、废机油）暂存在

新建危废暂存间内，定期委托有资质的单位进行无害化处置；单井落地原油由作业单位 100%回收，回收后的落地原油拉运至吉 28 原油脱水站脱水站卸油缓冲罐，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。

综上分析，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。

9.1.3.5 生态环境影响评价结论

本项目建设区域内无自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，工程对生态环境的影响主要来自占地影响，工程永久性占地面积为 12.4515hm²，临时占地面积 13.9776hm²，占地类型主要为灌木林地及盐碱地，工程区除农田区域外的地表植被为本区域广布的荒漠植被，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

油田开发过程中，施工迹地植被将消失而形成裸地。但施工区域与周围植被没有明显的隔离，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，建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

9.1.4 环境风险评价结论

本工程发生风险事故的类型主要为原油管线泄漏、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产生和发展，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。

9.1.5 污染物总量控制符合要求

本项目无需申请总量控制指标。

9.1.6 符合产业政策并与相关规划相协调

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

本项目为奇探 1 块先导实验开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆兵团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。

项目所在区域属于第六师五家渠市一般管控单元（红旗农场 ZH65761230001），项目的建设符合《第六师五家渠市“三线一单”生态环境分区管控方案》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。

9.1.7 公参意见采纳情况

本环评根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）等法律、法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价简本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

9.1.8 总结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，项目所在区域环境质量较好，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，本报告书认为，该项目建设在环境保护方面可行。

9.2 要求与建议

- (1) 在项目建设运行中, 应积极采用先进的新工艺、新技术, 减少污染物的产生量、排放量, 确保污染物稳定达标。
- (2) 加强管材腐蚀机理研究、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。
- (6) 项目的环境污染治理措施和生态保护措施必须与主体工程“三同时”: 其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行; 建设单位应在项目设计、施工建设、投产运行阶段严格按照本环评文件及批复要求, 落实项目各项环境保护措施, 确保“三废”稳定达标排放。
- (7) 针对可能发生的重大环境风险事故, 建设单位必须制定详细的环境风险防范措施和应急预案, 并定期进行预案演练