1 概述

1.1 建设项目特点

昌吉油田行政上隶属新疆维吾尔自治区吉木萨尔县和兵团红旗农场107团，南距吉木萨尔县城约30km。位于已开发的吉7井区西北方向约15km。地表为草地、农田、公益林、水库、城镇、村庄等，地形平坦，地面海拔580~660m。

工区年温差大，夏季最高气温40.8℃，冬季最低气温-36.6℃。气候干燥，年平均降水量小于200mm，属大陆干旱性气候。春秋两季多风沙，最大风力可达10级。

工区交通便利，工区南部距离京新高速公路20km，工区内有多条公路穿过，公共移动通讯全区覆盖，具备较好的地面开发条件。

为持续探索吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏整体效益开发的技术路线，同时保障国家级陆相页岩油示范区建设指标任务顺利完成，中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区拟在昌吉油田芦草沟组实施新疆准噶尔盆地昌吉油田芦草沟组页岩油2027年产能建设项目（吉木萨尔县区域），新钻采油井13口，老井利用5口，新建产能18.9×10^4t，新建计量站1座，单井计量装置2座，除硫剂加药橇1座，单井管线长度5.7km，集油支线1.6km，集油干线2.5km，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。。

本工程建设性质为改扩建，属于老区块开发。工程建设对于满足油气田开发需要、保障油田的可持续发展，提高油田整体效益具有十分重要的意义。

1.2 环境影响评价的工作过程

本项目为页岩油开采项目，所有工程均在已开发油区范围内，为老区块改建项目。根据《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021—2030年）》可知，本项目不涉及自治区级水土流失重点治理区和重点预防区。

根据《中华人民共和国生态环境法典》《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（生态环境部部令第16号），本项目属于分类管理名录“五、石油和天然气开采业07-陆地石油开采0711”中的“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）”类别，应编制环境影响报告书。

根据《新疆维吾尔自治区生态环境厅审批环境影响评价文件的建设项目目录（2026年本）》，将“石油和天然气开采业”项目整体下放至地（州、市）生态环境主管部门审批。

根据《中华人民共和国生态环境法典》《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》，2026年8月25日，中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本工程的环境影响评价工作（委托书见附件1）。

2026年9月2日，中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区通过新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站（网址：http://www.xjhbcy.cn/articles/show/18066）对本项目环境影响评价工作进行了首次环境影响评价信息公开。

天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。

2026年9月22日，新疆油田分公司开发公司通过新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站（网址：http://www.xjhbcy.cn/articles/show/18184），对本项目环境影响评价报告书征求意见稿进行了公示，且在公示期间，在吉庆油田作业区公示栏以张贴公告的形式发布征求意见稿公示，同步在昌吉日报进行了两期报纸公示。

受天合公司委托，新疆齐新环境服务有限公司对本项目区域环境空气、土壤、声环境质量现状进行了监测，在以上基础上，编制完成了《新疆准噶尔盆地昌吉油田芦草沟组页岩油2027年产能建设项目（吉木萨尔县区域）生态环境影响报告书》（以下简称“报告书”），环境影响评价的工作程序，见图1.2-1。

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

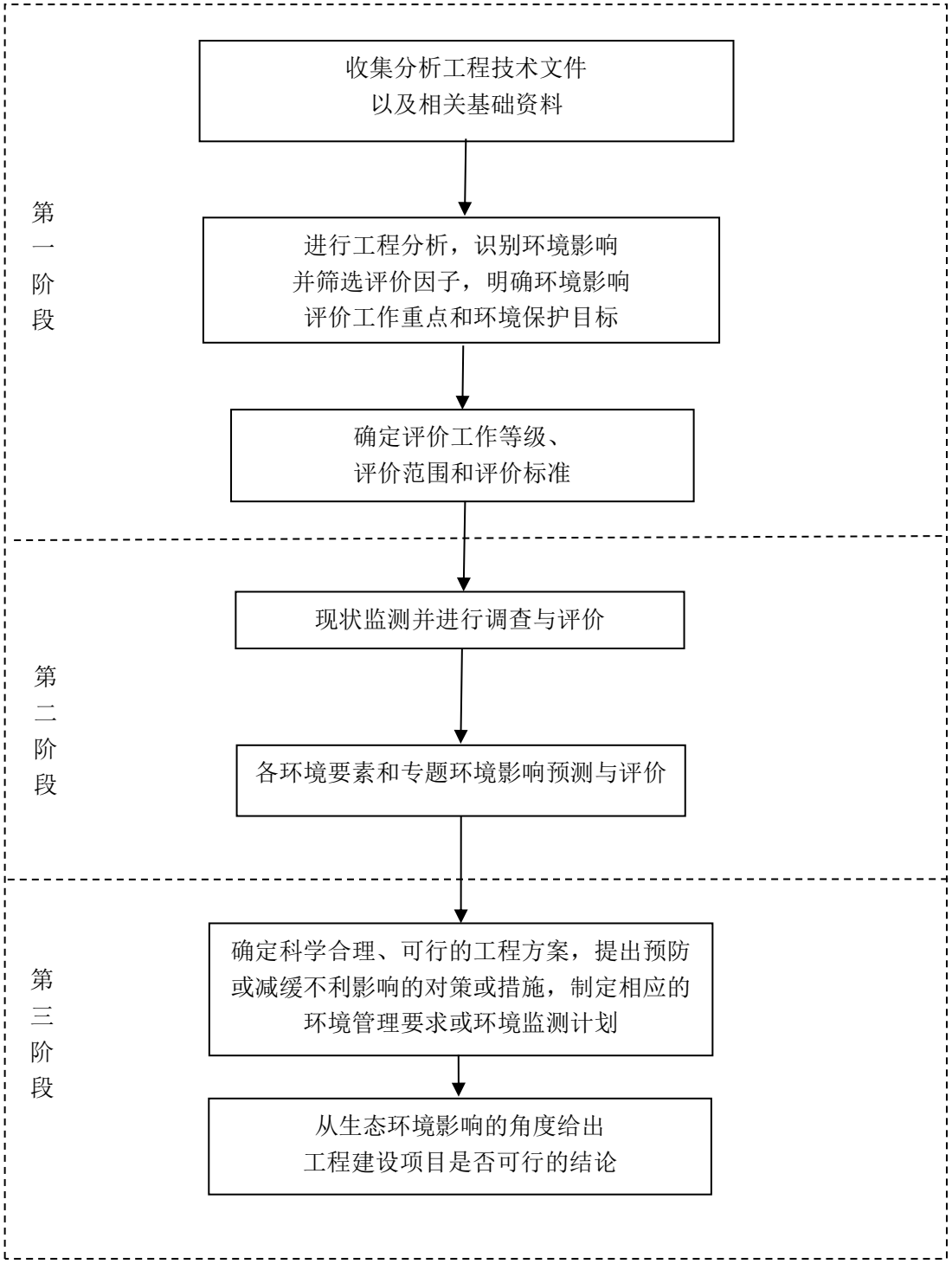


图 1.2-1　　环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

本工程属于石油天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》，“第一类鼓励类”：“七、石油、天然气”中“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，属鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

（2）政策、法规符合性分析

本工程属于页岩油开采项目，选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。运营期工艺流程全密闭，废水、固废处置措施得当。符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性判定结论

本工程属于页岩油开采项目，有助于推进吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏油气开发，加大准噶尔盆地油气开发力度。符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《新疆油田公司“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》等相关规划要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本工程不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本工程的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于根据《新疆生态功能区划》（2005版），项目区属于准噶尔盆地温性干旱荒漠与绿洲生态功能区（Ⅱ），准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区（Ⅱ5），阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区（28）。项目占地面积较小，对整体土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

（4）选址合理性分析判定结论

本工程不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；符合地区经济发展规划、环保规划。工程在选址、选线过程中尽可能避让项目区植被，减少对植被的生态扰动；运营期废气主要为油气开采过程中排放的无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置。

综上所述，本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

（5）生态环境分区管控符合性判定结论

根据《关于印发＜新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（新政发〔2021〕18号）、《关于印发＜新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果＞的通知》（新环环评发〔2024〕157号）、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162号）以及《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》《昌吉回族自治州区域空间生态环境评价暨“三线一单”生态环境准入清单动态更新成果》要求，本工程位于吉木萨尔县重点管控单元内（环境管控单元编码：ZH65232720005），不涉及生态保护红线，项目区土壤、噪声环境质量可以达到功能区要求，环境空气质量属于非达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

本工程符合管控单元生态环境准入清单一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合生态环境分区管控要求。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本工程为页岩油开采项目，环境影响主要来源于施工期的钻井过程、井场、站场建设、集输管线、道路建设，以及运营期的采油、井下作业、油气集输等各工艺过程。环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染和施工占地造成的生态影响。重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；施工过程中产生的扬尘、运输车辆尾气、钻井废水、试压废水、钻井岩屑、钻井泥浆、施工废料、废

润滑油、废润滑油桶、废防渗材料等；运营期井场、站场无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢、井下作业废水、采出水、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布、劳保用品等对环境产生的影响。

1.5 环境影响评价的主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中，“第一类鼓励类”：“七、石油、天然气”中“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”项目，属鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆油田公司“十四五”发展规划》等要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区，不涉及生态保护红线，项目符合生态环境分区管控要求；本工程在切实落实报告书中提出的各项环保措施前提下，可以做到污染物达标排放。中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反对项目建设的反馈信息。

评价认为：本工程符合国家产业政策和新疆国民经济和社会发展规划，符合生态环境分区管控要求，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态恢复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址合理，建设是可行的。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 法律法规与条例

环评有关法律法规，见表2.1-1。

表2.1-1　国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	**环境保护相关法律**		
1	中华人民共和国生态环境法典	14届人大第4次会议	2026-08-15
2	中华人民共和国水法（2026年修正）	12届人大第21次会议	2016-07-02
3	中华人民共和国水土保持法（2010年修订）	11届人大第18次会议	2011-03-01
4	中华人民共和国土地管理法（2019年修正）	13届人大第12次会议	2020-01-01
5	中华人民共和国野生动物保护法（2022年修正）	13届人大第38次会议	2023-05-01
6	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
7	中华人民共和国突发事件应对法	14届人大第10次会议修订	2024-11-01
8	中华人民共和国防沙治沙法（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-10-26
9	中华人民共和国矿产资源法（2009年修正）	中华人民共和国主席令第18号	2009-08-27
二	**行政法规与国务院发布的规范性文件**		
1	建设项目环境保护管理条例（2017年修正）	国务院令682号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017年修正）	国务院令687号	2017-10-07
3	《中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例》（2016年修订）	国务院令666号	2016-02-06
4	地下水管理条例	国务院令748号	2021-12-01
5	危险化学品安全管理条例（2013年修正）	国务院令645号	2013-12-07
6	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021年修订）	国务院令743号	2021-09-01
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	中华人民共和国水土保持法实施条例（2011年修订）	国务院令第120号	2011-01-08
11	中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意	新华社北京11月7日电	2021-11-07

	见		
三	**部门规章与部门发布的规范性文件**		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）	生态环境部令第16号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第4号	2019-01-01
3	国家危险废物名录（2025年版）	生态环境部令第36号	2025-01-01
4	产业结构调整指导目录（2024年本）	中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第7号	2024-02-01
5	国家重点保护野生植物名录（2021年）	国家林业和草原局农业农村部公告2021年第15号	2021-09-07
6	国家重点保护野生动物名录（2021）	国家林业和草原局农业农村部公告（2021年第3号）	2021-02-05
7	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4号	2015-01-08
8	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77号	2012-07-03
9	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
11	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
12	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
13	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
14	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	环境保护部公告2013年第31号	2013-05-24
15	排污许可管理条例	国务院令第736号	2021-03-01
16	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评〔2017〕84号	2017-11-14
17	关于印发<建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）>的通知	环发〔2015〕163号	2015-12-10
18	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态〔2017〕48号	2017-05-27
19	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告2012年第18号	2012-03-17

20	关于发布《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 第 1 号	2020-01-04
21	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告2021年第74号	2021-12-22
22	危险废物转移管理办法	生态环境部令第 23 号	2022-01-01
23	危险废物产生单位管理计划制定指南	环境保护部公告〔2016〕第 7 号	2016-01-26
24	一般固体废物分类与代码（GB/T39198-2020）	国家市场监督管理总局、国家标准委	2021-05-01
25	关于发布《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》的公告	生态环境部公告2021年第82号	2021-12-30
26	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
27	企业环境信息依法披露管理办法	部令第 24 号	2022-02-08
28	危险废物经营许可证管理办法（2016 修订）	国务院令第 666 号	2016-02-16
29	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气〔2021〕65 号	2021-08-04
30	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	发改委公告 2009 年第 3 号	2009-02-19
31	危险废物排除管理清单	公告 2021 年第 66 号	2021-12-03
32	固体废物分类与代码目录	公告 2024 年第 4 号	2024-01-22
四	**地方性法规及通知**		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	关于印发《新疆国家重点保护野生植物名录》的通知	新林护字〔2022〕8 号	2022-03-08
4	新疆国家重点保护野生动物名录	/	2021-07-28
5	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-11-16
6	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
7	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
8	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
9	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
10	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案	新政发〔2017〕25 号	2017-03-01

	的通知		
11	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
12	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	13届人大第7次会议	2019-01-01
13	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017年修订）	12届人大第29次会议	2017-05-27
14	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
15	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
16	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20号	2018-12-20
17	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实施方案》	新党发〔2018〕23号	2018-09-04
18	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
19	新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求	新环环评发〔2021〕162号	2021-07-26
20	新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案	新政发〔2021〕18号	2021-02-22
21	关于印发《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》的通知	新环环评发〔2024〕157号	2024-11-15
22	昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案	昌政发〔2021〕5号	2021-07-05
23	昌吉回族自治州区域空间生态环境评价暨“三线一单”生态环境准入清单动态更新成果	/	2024-02
24	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	2020-07-30
25	新疆生态环境保护“十四五”规划	/	2021-12-24
26	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	关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告	生态环境部公告2021年第24号	2021-06-11
28	关于深入打好污染防治攻坚战的实施方案	自治区党委自治区人民政府印发	2022-07-26
29	新疆维吾尔自治区第六次沙化土地监测报告	新疆维吾尔自治区林业和草原局	2021-12

2.1.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定，见表2.1-2。

表2.1-2　环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则　总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则　大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则　声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则　生态影响	HJ19-2022	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　土壤环境（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ 1259-2022	2022.10.01
11	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
12	生产建设项目水土保持技术标准	GB50433-2018	2019-09-03
13	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
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	石油化工环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB65/T 3997-2017	2017-05-30
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T7301-2016	2017-05-01
20	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	2017年第43号	2017-10-01
21	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T 0317-2018	2018-10-01
22	矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）	HJ 651-2013	2013-07-23
23	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
24	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2021-07-01
25	危险废物鉴别标准通则	GB 5085.7-2019	2021-01-01

26	危险废物识别标志设置技术规范	HJ1276-2022	2023-07-01
27	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-07-01
28	油气回收处理设施技术标准	GB/T50759-2022	2022-12-01
29	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ 1259-2022	2022-10-01

2.1.3 相关文件和技术资料

（1）委托书，中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区，2026.8；

（2）新疆准噶尔盆地昌吉油田芦草沟组页岩油产能建设项目（2027年）可行性研究报告；

（3）工程其他相关资料。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

（1）通过实地调查和现状监测，了解项目所在区域的自然环境、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，明确本工程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，预测和评价本工程施工期、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、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）评价本工程与国家产业政策、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，为本工程的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.2.2 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，优化本工程建设，

服务环境管理。

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本工程建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素

本工程主要包括钻井工程、地面工程、油气开采集输等作业内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场、站场建设、管线敷设及道路建设等地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主。

（1）施工期

施工期建设工程包括钻井、地面工程建设，环境影响以生态影响为主。

1）钻井

钻井工程主要包括井场平整等钻前工程、钻井及完井等。

钻前工程：钻井的井位确定后，平整井场，修建井场道路；井场道路建好后，用汽车将钻井设备运至井场安装。井场道路建设的主要环境影响是施工占地造成的地表土壤和植被的破坏，引起水土流失和扬尘。

钻井工程：钻井期间主要的环境影响因素为机械设备运转时产生的噪声，以及钻井产生的岩屑等固体废弃物。

完井：完井后清理井场，随即可开展采气生产或试采。完井后要清运井场废弃物，恢复地貌，做到工完料尽场地清。

2）井场建设

构筑物建设的主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工丢弃的固体废物等，将对环境产生一定的影响。

3）管线和道路建设

管线和道路建设将破坏管道沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土流失的影响，以及施工扬尘对大气环境的影响。

（2）运营期

运营期环境影响因素主要体现在油气开采、集输过程中无组织排放的挥发性有机物，废水主要为采出水、井下作业废水等，固体废物主要为含油污泥、油泥（砂）、清管废渣、落地原油、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料。

（3）退役期

退役期，对完成油气开采的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，废气污染源主要为施工扬尘，噪声污染源主要为车辆噪声，固废污染源主要为废弃建筑残渣等一般工业固体废物以及设施拆除过程遗落地面的油泥等危废。

油田开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和油气开发工艺特征，对油气开发过程中的施工期、运营期和退役期环境影响因子识别，见表2.3-1。

表 2.3-1　影响因素识别

影响因素 / 环境因素	施工期					运营期					退役期		
	生态影响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	生态影响
	钻前工程、钻井工程和地面工程造成的地表土壤和植被的破坏等。	施工机械和车辆废气、施工扬尘、测试放喷、钻井及储层改造废气。	钻井废水、试压废水。	钻井泥浆、岩屑、建筑垃圾、弃土弃方、废油和含油废弃物。	各类施工机械和运输车辆噪声。	无组织非甲烷总烃、硫化氢、温室气体排放。	采出水、井下作业废液、洗井废水等。	含油污泥、油泥（砂）、清管废渣、落地原油、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料。	设备噪声	石油、天然气等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等事故引发的伴生/次生污染物	构筑物拆卸扬尘	地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃管道和设备、建筑垃圾、含油污泥等。	土地复垦
地表水	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
地下水	○	○	○	○	○	○	○	+	○	+	○	+	○
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	+
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	+
土壤环境	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆生动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
陆生植被	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++ ：长期不利影响。

2.3.2 评价因子

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），评价因子见表2.3-2。

表2.3-2 建设项目环境影响评价因子一览表

环境要素 / 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	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	/	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、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（L_d）、夜间等效声级（L_n）
储层改造工程	施工期	SO_2、NO_X、非甲烷总烃	/			/	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）
油气集输工程	施工期	颗粒物	/	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	硫化氢、非甲烷总烃	/		/	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（L_d）、夜间等效声级（L_n）

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

（1）生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》（2005版），项目区属于准噶尔盆地温性干旱荒漠与绿洲生态功能区（Ⅱ），准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区（Ⅱ5），阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区（28）。

（2）地下水环境功能区划

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水按Ⅲ类功能区。

（3）地表水环境功能区划

下新湖水库位于项目区东侧2.3km，本项目运营期废水经处理达标后全部回用，不外排，与下新湖水库无水力联系。

（4）环境空气功能区划

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2026）要求，项目所在区域属于二类功能区。

（5）声环境功能区划

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

2.4.2 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

区域环境空气基本项目污染物SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）表1中二级标准（2031年1月1日之前执行过渡阶段限值）；特征污染物非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准》详解，H_2S参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值。环境空气指标标准取值见表2.4-1～2.4-2。

表 2.4-1　基本污染物环境空气质量标准

序号	污染物项目	平均时间	过渡阶段浓度限值		浓度限值		单位	标准来源
			一级	二级	一级	二级		
1	SO_2	年平均	20	60	20	20	μg/m³	《环境空气质量标准》（GB3095-2026）
		日平均	50	150	50	50		
		1h 平均	150	500	150	150		
2	NO_2	年平均	40	40	30	30		
		日平均	80	80	50	50		
		1h 平均	200	200	200	200		
3	CO	日平均	4000	4000	4000	4000		
		1h 平均	10000	10000	10000	10000		
4	O_3	日最大 8h 平均	100	160	100	160		
		1h 平均	160	200	160	200		
5	PM_{10}	年平均	40	60	20	50		
		24h 平均	50	120	50	100		
6	$PM_{2.5}$	年平均	15	30	10	25		
		24h 平均	35	60	25	50		
2026 年 3 月 1 日-2030 年 12 月 31 日环境空气污染物基本项目实施过渡阶段浓度限值；自 2031 年 1 月 1 日起，在全国范围内实施基本项目浓度限值。								

表 2.4-2　其他污染物环境空气质量标准

序号	污染物项目	平均时间	浓度限值	单位	标准来源
7	非甲烷总烃（NMHC）	年平均	2000	μg/m³	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	硫化氢（H_2S）	日平均	10		参考《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值

（2）水环境

地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T14843-2017）Ⅲ类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

地下水水质评价标准值，见表 2.4-3。

表2.4-3　地下水质量标准值单位：mg/L

序号	监测项目	标准值（III类）	序号	监测项目	标准值（III类）
1	pH值	6.5～8.5	14	六价铬	≤0.05
2	总硬度	≤450	15	汞	≤0.001
3	溶解性总固体	≤1000	16	铁	≤0.3
4	挥发性酚类	≤0.002	17	砷	≤0.01
5	氨氮	≤0.5	18	耗氧量	≤3
6	氰化物	≤0.05	19	铅	≤0.20
7	石油类	≤0.05	20	镉	≤0.005
8	氟化物	≤1.0	21	镍	≤0.02
9	氯化物	≤250	22	苯，μg/L	≤10.0
10	硫酸盐	≤250	23	K^+	/
11	硝酸盐	≤20	24	Na^+	≤200
12	亚硝酸盐	≤1	25	Ca^{2+}	/
13	总大肠菌群，N/100mL	≤3.0	26	Mg^{2+}	/

（3）声环境

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

（4）土壤环境

工程占地范围内土壤质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，占地范围外土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618—2018）表1限值要求，占地范围外的石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。土壤盐分含量参考执行《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）附录D。

标准限值见表2.4-4、表2.4-5；盐分分级情况见表2.4-6。

表 2.4-4　建设用地土壤污染风险筛选值

序号	污染物项目	第二类用地筛选值（mg/kg）	序号	污染物项目	第二类用地筛选值（mg/kg）
基本项目（重金属和无机物）					
1	砷	60	5	铅	800
2	镉	65	6	汞	38
3	铬（六价）	5.7	7	镍	900
4	铜	18000			
基本项目（挥发性有机物）					
8	四氯化碳	2.8	22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
9	氯仿	0.9	23	三氯乙烯	2.8
10	氯甲烷	37	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
11	1,1-二氯乙烷	9	25	氯乙烯	0.43
12	1,2-二氯乙烷	5	26	苯	4
13	1,1-二氯乙烯	66	27	氯苯	270
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	28	1,2-二氯苯	560
15	反-1,2-二氯乙烯	54	29	1,4-二氯苯	20
16	二氯甲烷	616	30	乙苯	28
17	1,2-二氯丙烷	5	31	苯乙烯	1290
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	32	甲苯	1200
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	33	间二甲苯+对二甲苯	570
20	四氯乙烯	53	34	邻二甲苯	640
21	1,1,1-三氯乙烷	840			
基本项目（半挥发性有机物）					
35	硝基苯	76	41	苯并〔k〕荧蒽	151
36	苯胺	260	42	䓛	1293
37	2-氯酚	2256	43	二苯并〔a，h〕蒽	1.5
38	苯并〔a〕蒽	15	44	茚并〔1,2,3-cd〕芘	15
39	苯并〔a〕芘	1.5	45	萘	70
40	苯并〔b〕荧蒽	15			
其他项目（特征污染因子）					
46	石油烃（C10～C40）	4500			

表 2.4-5　农用地土壤污染风险筛选值

序号	项目	单位	标准限值（mg/kg）pH＞7.5
1	pH	无量纲	/
2	砷	mg/kg	25
3	镉	mg/kg	0.6
4	铜	mg/kg	100
5	铅	mg/kg	170
6	汞	mg/kg	3.4
7	镍	mg/kg	190
8	铬	mg/kg	200
9	锌	mg/kg	300
10	石油烃（mg/kg）	mg/kg	826

*石油烃参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值。

表 2.4-6　土壤盐分分级标准

分级	土壤含盐量（SSC）/（g/kg）	
	滨海、半湿润和半干旱地区	干旱、半荒漠和荒漠地区
未盐化	SSC＜1	SSC＜2
轻度盐化	1≤SSC＜2	2≤SSC＜3
中度盐化	2≤SSC＜4	3≤SSC＜5
重度盐化	4≤SSC＜6	5≤SSC＜10
极重度盐化	SSC≥6	SSC≥10

2.4.3 污染物排放标准

（1）废气

本工程施工期及运营期无组织排放扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的新污染源无组织排放监控浓度限值。油气开采过程中井场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准。

具体标准限值要求，见表 2.4-7。

表2.4-7　大气污染物排放标准值

时段	污染物	项　　目	最高允许排放浓度（mg/m³）	标准来源
施工期	颗粒物	大气污染物综合排放标准	1.0	GB16297-1996
运营期	NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	GB39728-2020
	H_2S	厂界标准	0.06	GB14554-93

（2）废水

本项目施工期不设临时施工营地，施工人员生活依托钻井集中公寓，施工现场不产生生活污水。

运营期洗井废水和井下作业废液均送至压裂返排液处理装置处理，出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）限值要求和《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅴ级标准后，优先用于压裂液复配，剩余部分输送至吉7井区进行回注。

标准限值见表2.4-8。

表2.4-8　水质指标

水质指标	Q/SY02012-2016	（SY/T5329-2022）Ⅴ级标准
pH	6～8	/
悬浮物总固体（mg/L）	≤30	≤35
含油量（mg/L）	＜50	≤100
硬度（mg/L）	≤1000	/
总铁（mg/L）	≤20	/
总溶解固体（mg/L）	≤10×10^4	/
硫酸盐还原菌（个/ml）	＜25	/
铁细菌	≤1×10^4	/
腐生菌	≤1×10^4	/
悬浮物颗粒直径中值（μm）	＜5.0	≤5.5

（3）噪声

施工期执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）；运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准，噪声限值，见表2.4-9。

表 2.4-9　环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB（A）	
		昼间	夜间
《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	2 类	60	50

（4）固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质，一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求，钻井岩屑执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求。

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）、《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）。含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）要求。

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 环境空气

（1）评价等级

本工程废气排放源主要为井场无组织排放非甲烷总烃、硫化氢。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取非甲烷总烃、硫化氢作为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i（第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$。其中 P_i 定义为：

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

式中：P_i—第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i—采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面环境空气质量浓度，μg/m³；

C_{oi}—环境空气质量标准，μg /m³。一般选用 GB3095 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择响应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，分别可按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别，见表 2.5-1。

表 2.5-1　评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	P_{max}≥10%
二级评价	1%≤P_{max}＜10%
三级评价	P_{max}＜1%

估算模式所用参数，见表 2.5-2。

表 2.5-2　估算模型参数表

环境要素	项　目	评 价 因 子	
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数（城市选项时）	/
2	最高环境温度/℃		38.9
3	最低环境温度/℃		-26.0
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速（m/s）		0.5
6	土地利用类型		草地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☑是　□否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是　☑否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

计算结果，见表 2.5-3。

表 2.5-3　估算模式计算结果表

项目	单位	68-1 号平台（2 井式）		71-2 号平台（3 井式）		68-2 号计量站	
		NMHC	H_2S	NMHC	H_2S	NMHC	H_2S
下风向最大落地浓度	mg/m³	0.011311	0.000011	0.01591	0.000015	0.071308	0.000067

最大浓度出现距离	m	54	54	50	50	24	24
评价标准	mg/m³	2.0	0.01	2.0	0.01	2.0	0.01
最大占标率	%	0.57	0.11	0.8	0.15	3.57	0.67
$D_{10\%}$	m	0	0	0	0	0	0

计算结果表明，本项目生产过程中无组织排放的非甲烷总烃最大浓度占标率为3.57%，其最远距离$D_{10\%}$=0m，最大占标率在1%≤Pmax＜10%内，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境评价工作分级判据判别，确定本次环评大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）的相关要求，结合本项目特点，考虑气田整体开发对大气环境的区域影响，最终确定以各井场、站场为中心，边长5km的矩形叠合区域作为大气环境影响评价范围。

2.5.2 地下水

（1）建设项目类别

本工程属于陆地石油开采行业，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），采油井场和计量站为I类建设项目，单井采油管线、集油干支线为II类建设项目。

（2）地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表，项目周边无“集中式水源区的准保护区、除集中水源地的国家或地方政府设定的地下水环境相关的保护区”，也无“集中式水源区的准保护区以外的补给径流区、分散式饮用水水源地、特殊地下水资源保护区”，敏感程度为“不敏感”。

表2.5-4　地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	项目场地的地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；为划定准保护区的集中式饮用水水源，

	其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其他地区。

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

（3）工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），本工程采油井场和计量站为I类建设项目，地下水环境敏感程度为“不敏感”，依据表2.5-5，评价等级为二级；单井采油管线、集油干支线为II类建设项目，地下水环境敏感程度为“不敏感”，依据表2.5-5，评价等级为三级。

表2.5-5　评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

（4）评价范围

按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）：以区域地下水流向为长轴，选取项目区下游2km，两侧1km，上游1km为评价范围。集输管线地下水评价范围为管线两侧200m。

2.5.3 地表水

下新湖水库位于项目区东侧2.3km，本项目运营期废水经处理达标后全部回用，不外排，与下新湖水库无水力联系。

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）规定：“废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级B开展评价”，本项目地表水环境影响评价等级为三级B，本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

2.5.4 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录B，本项目施工期涉及的危险物质为柴油、危险废物（废润滑油、废润滑油桶、废防渗材料）。均暂存在井场内危险废物贮存点，交由具有相应危险废物处置资质的单位处置。

运营期涉及的危险物质主要为柴油、原油、伴生气以及危险废物（废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布、劳保用品），均临时贮存在吉祥联合站危险废物临时贮存点，定期交由有相应危险废物处置资质的单位处置。

根据HJ169-2018附录C，按下式计算本工程涉及的危险物质总量与其临界量比值（Q）：

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

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

式中：q_1，q_2，…，q_n--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，Qn--每种危险物质的临界量，t；

当Q<1时，该项目环境风险潜势为I；

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

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），危险单元的定义为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。

本项目各井场与站场之间距离均较远，井场、管线均设置有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。

根据附录C中表C.1.1要求，对于长输管线项目，按照两个截断阀室之间管段危险废物最大存在总量计算。本次计算各类管线中最长管段危险物质最大存在量。

根据本项目可研，本项目原油密度按照0.8854t/m³，管道容量按照80%，天然气相对密度按照0.80（1.03kg/m³）计算。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强0.101325MPa，管线压力3.5MPa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数。

计算结果，见表2.5-6。

表2.5-6　本工程危险单元Q值一览表

时期	位置	储存装置	物质名称	临界量（t）	最大储存量（t）	Q
施工期	井场	柴油储罐	柴油	2500	18	0.007
合计						0.007
运营期	单井管线0.7km（DN65 3.5MPa高压玻璃钢管）		原油	2500	1.64	0.0007
			天然气	10	0.075	0.0075
合计						0.0082
运营期	集油支线1.0km（DN150 3.5MPa高压玻璃钢管）		原油	2500	12.51	0.005
			天然气	10	0.57	0.057
合计						0.062
运营期	集油干线2.5km（DN150 3.5MPa高压玻璃钢管）		原油	2500	31.28	0.013
			天然气	10	1.42	0.142
合计						0.155

根据上表计算结果，本项目施工期、运营期各单元Q值均小于1，判断风险潜势为Ⅰ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

2.5.5 生态

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022），评价区域内不涉及依法划定各类自然保护地和生态保护红线。项目新增永久占地面积5.63hm²，临时占地面积15.84hm²，总占地面积为21.47hm²，占地面积＜20km²。

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）的生态评价等级判定条件，判定过程，见表2.5-7。根据判定可知，本项目属于除本条a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，因此本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。生态评价等级判定过程，见表2.5-7。

表2.5-7　生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本工程情况	生态影响评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	不涉及	/

	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；	不涉及	/
e	根据HJ610、HJ964判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
f	当工程占地规模大于20km^{2}时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	本工程占地面积＜20km^2	/
g	除本条a~f以外的情况，评价等级为三级；	不涉及	/
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	/	三级

（2）评价范围

油田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于各井场、集输管线较近的范围。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），考虑油田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为线路中心线向两侧外延300m，各井场、站场周边50m。评价区域面积约1.93km^2。

2.5.6 声环境

本工程涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。噪声源主要包括施工期内机械噪声、生产运营期井场设备的运转噪声和巡检车辆的交通噪声等。噪声源周围200m无固定集中的人群活动。

依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外200m作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次声环境评价范围为各井场、站场边界外扩200m作为评价范围。

2.5.7 土壤

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作。

（1）生态影响型评价等级及评级范围

1）生态影响型评价等级

生态影响型敏感程度分级，见表2.5-8、表 2.5-9。

表2.5-8　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a＞2.5且常年地下水位平均埋深＜1.5 m的地势平坦区域；或土壤含盐量＞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≥1.5 m的，或1.8＜干燥度≤2.5且常年地下水位平均埋深＜1.8 m的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度＞2.5或常年地下水位平均埋深＜1.5 m的平原区；或2 g/kg＜土壤含盐量≤4 g/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。			

生态影响型评价工作等级划分、表 2.5-9。

表 2.5-9　生态影响型评价工作等级划分表

项目类别 / 评价等级 / 敏感程度	Ⅰ类	Ⅱ类	Ⅲ类
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	-
注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。			

根据本次现状监测，土壤含盐量均大于4g/kg，土壤敏感程度为“敏感”，本工程为石油开采项目，井场、站场属于Ⅰ类项目，生态影响型评价等级划分为一级；集输管线建设属于Ⅱ类项目，生态影响型评价等级划分为二级。

2）评价范围

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定土壤生态影响型评价范围为集输管线两侧各200m带状区域范围，井场边界外5km区域范围。

（2）污染影响型评价等级及评级范围

1）污染影响型评价等级

污染影响型敏感程度分级，见表2.5-10、表2.5-11。

表2.5-10　污染影响型敏感程度分级表

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

表2.5-11　土壤污染类项目评价工作等级划分表

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

根据工程分析，本工程属于中型项目（永久占地5～50hm^2），土壤敏感程度为“敏感”，本工程为石油开采项目，井场、站场属于Ⅰ类项目，污染影响型评价等级划分为一级；集输管线建设属于Ⅱ类项目，污染影响型评价等级划分为二级。

2）评价范围

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定污染影响型评价范围为集输管线两侧各200m带状区域范围，井场边界外1km区域范围。

2.6 环境保护目标

根据现场调查，评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、海洋特别保护区、饮用水水源保护区，无基本草原、自然公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地。

土壤环境保护目标为评价范围内的天然牧草地，生态环境保护目标主要为国家二级保护动物鹅喉羚、雀鹰、红隼、国家二级保护植物黑果枸杞和评价范围内的野生动植物，大气环境保护目标为评价范围内环境空气质量。

评价范围内主要环境保护敏感目标，见表2.6-1。

表2.6-1　环境保护目标

保护要素	环境保护目标	与项目区的位置关系	各要素保护级别及要求
环境空气	评价范围内的环境空气质量	/	《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中二级标准，不因本项目建设降低区域环境空气质量。
土壤环境	占地范围内的土壤及评价范围内天然牧草地	占地范围内及土壤评价范围内	占地范围内土壤质量执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求；占地范围外土壤执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）要求。
地下水环境	评价范围内的潜层地下水	/	执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，不因本项目建设降低区域地下水环境质量。
声环境	评价范围内的声环境	/	满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类标准，不因本项目建设降低区域声环境质量。
生态影响	评价范围内的野生动植物、国家二级保护动物鹅喉羚、雀鹰、红隼、国家二级保护植物黑果枸杞	/	保护野生动植物及其生境不被破坏。
	评价范围内的生态	/	保护项目区生态系统完整性和稳定性，不因本项目的建设受到破坏。

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据拟建工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表2.7-1。

表2.7-1　评价内容一览表

项目	内容
概述	建设项目特点、环境影响评价的工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、环境影响评价的主要结论
总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、环境功能区划及评价标准、评价工作等级和评价范围、环境保护目标、评价内容和评价重点、评价时段和评价方法
建设项目工程分析	区块开发现状及环境影响回顾：油田区块开发现状、“三同时”执行情况、区块环境影响回顾性评价、区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见 现有工程：现有工程概况、现有工程“三同时”执行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见 拟建工程：项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、依托工程 工程分析：工艺流程及产排污节点、施工期环境影响因素分析、运营期环境影响因素分析、退役期环境影响因素分析、非正常排放、清洁生产水平分析、污染物排放“三本账”、污染物总量控制分析 相关政策法规、规划符合性分析：产业政策符合性分析、相关法规、政策、规范、规划符合性分析、生态环境分区管控符合性分析、选址选线合理性分析
环境现状调查与评价	自然环境概况、生态现状调查与评价、环境质量现状监测与评价
环境影响预测与评价	施工期环境影响分析(施工废气、施工噪声、施工期固体废物、施工废水、施工期生态影响分析) 运营期环境影响预测与评价(大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境及环境风险) 退役期环境影响分析(退役期污染物情况、退役期生态保护措施)
环保措施及其可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
温室气体排放影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论及建议
环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量相结合方式估算建设项目环境影响的经济价值
环境管理与	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，

监测计划	明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监理要求；提出环境监测计划
结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.7.2 评价重点

经对项目区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及工程排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

（1）工程分析；

（2）生态环境影响评价及水土保持；

（3）地下水环境影响评价；

（4）土壤环境影响评价；

（5）环境风险影响评价及风险管理；

（6）环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 评价时段和评价方法

2.8.1 评价时段

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

2.8.2 评价方法

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、产污系数法、排污系数法、数学模式法等。本次环境评价使用的评价方法，见表2.8-1。

表2.8-1 评价内容一览表

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

3 建设项目工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区域位置

吉木萨尔凹陷页岩油层富集区位于新疆准噶尔盆地东部，距离乌鲁木齐市东北方向150km，距离吉木萨尔县西北方向23km，距离已开发的吉7井区西北方向15km。现有工程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第六师红旗农场管辖。油区有多条公路穿过，交通较为便利。

3.1.2 区域开发简况

吉庆油田作业区负责管辖页岩油井区和吉7井区，其中页岩油井区主要涉及的油藏为吉木萨尔凹陷昌吉油田芦草沟组油藏。

吉木萨尔页岩油油藏从发现到开发历程曲折，2010年吉171井压裂投产的成功，推动了芦草沟组油藏从兼探层变为主要目的层，并相继在该层斜坡区布控7口探井，其中，吉23井第一次获得了二叠系芦草沟组工业油流，随后，在吉25井取芯普遍见原油外渗，大段气测异常明显，整体表现为源储一体的特征，具有甜点体特征，初步断定吉木萨尔凹陷东斜坡芦草沟组油藏为页岩油油藏，随后陆续探明了两套甜点体超10亿吨井控储量，2019年，中国石油进行准噶尔盆地东部内部矿权流转，部分矿权划转给吉林油田、吐哈油田，形成三家共谋页岩油开发的局面，新疆油田吉木萨尔页岩油部分矿权面积366km^2，估算资源量7.8亿吨。

3.1.3 现有工程概况

昌吉油田页岩油井区已建有采油井443口、页岩油联合站1座、混输站1座，并配套建设有单井采油管线、集油干支线、道路等工程，油区和页岩油联合站的采出水处理装置均依托页岩油联合站外的压裂返排液处理系统处理。

现有工程组成，见表3.1-1。

表3.1-1　工程组成情况一览表

类别	具体内容	
主体工程	采油井	页岩油井区现有443口采油井。
	集输管	页岩油井区建设有集油干线（采用3.5MPa玻璃钢管道，规格为DN300、DN250）

类别	具体内容		
	线	集油支线（采用3.5MPa玻璃钢管道，规格为DN200、DN150、DN100）、单井采油管线（采用DN65 2.5MPa柔性复合管）。	
	联合站	1座	站内已建4列50×10^4t/a的原油处理系统，总设计处理能力200×10^4t/a，实际处理量为150×10^4t/a，处理工艺选用“油气分离及原油脱水采用密闭流程，脱水工艺选择热化学沉降脱水和电化学处理组合脱水工艺”，现有4座4000m^3的事故罐、2座1000m^3的卸油缓冲罐、2座60m^3卸油罐；原油加热采用锅炉系统，燃料为天然气。
			天然气处理规模合计10×$10^4$$m^3$/d，实际处理规模为7×$10^4$$m^3$/d，其中页岩油联合站原天然气处理系统设计处理规模3×$10^4$$Nm^3$/d，采用“脱硫+分子筛脱水+丙烷外冷”工艺。已建成新伴生气处理系统处理规模7×$10^4$$Nm^3$/d，采用“固定床脱硫+分子筛脱水+脱烃”处理工艺。
	外输系统		净化油外输系统设计规模为260×10^4t/a，实际外输规模为179×10^4t/a（包括页岩油联合站和吉祥联合站的净化油量），外输至北三台油库，外输管道规格为D273×7.1/L450M，长度为35km。
	混输泵站	1座	负责将页岩油井区东南部采油井来液混输至页岩油联合站，设计转液规模为100×10^4t/a，实际转液规模6.5×10^4t/a。
公用工程	供配电		页岩油井区内已建变电站4座，分别为110kV团场变、35kV工业园变、35kV红旗中心变和110kV孚远变；35kV红旗中心变电站位于页岩油区块西北方约3km处，电压等级35/10kV，建设规模为主变容量为2×10MVA，最大供电能力约18MW；110kV孚远变电站位于页岩油联合站正南方向300m处，电压等级110/35/10kV，建设规模为主变容量为2×50MVA，最大供电能力约90MW。 目前已建生产井位于35kV工业园变和35kV红旗中心变供电范围内，已建集油区采油井场电源引自就近10kV农网线路，已建混输站2路电源“T”接自就近10kV农网线路。新建生产井位于35kV红旗中心变电站和110kV孚远变电站供电范围内，现阶段电源均引自35kV红旗中心变。
	仪表自动化		吉庆油田作业区已建1套生产监控系统（北京三维力控），系统基于B/S架构，由pSpace I/O Server数据采集软件、pSpace实时/历史数据库、oracle 11G关系数据库、Finforworx信息化平台软件等组成。数据库授权点数为10万点，已使用约3万点。
	通信		页岩油作业区已建有48芯主干光缆，光缆路由吉祥联合站-页岩油联合站－北三台油库－北十六联合站 页岩油联合站已建1套10GPTN光传输设备，通过北三台油库接入数据

类别	具体内容	
		公司已建通信系统最终接入数据公司已建多业务承载网。
	给排水	页岩油井区和页岩油联合站清水水源由红旗农场已建的10口水源井和周边水库供给；油区井下作业废液、洗井废水和页岩油联合站内的采出水均送至压裂返排液处理系统处理，处理达标后由于压裂液的复配；油区无生活污水产生，页岩油联合站生活污水定期拉运至吉木萨尔县污水处理厂集中处理。
	道路	油区道路约100.52km，包括油区干线公路、平台间支线道路、平台连接道路； 干线公路：采用三级公路的标准进行设计，设计行车速度40km/h；路基宽8.50m，路面宽6.0m，采用单面层沥青混凝土路面。 平台间支线道路：采用四级公路的标准进行设计，设计行车速度20km/h，支线公路主要连接油区平台计量间，路基宽6.5m，路面宽4.0m，采用撒铺式沥青表面。 平台连接道路用于平台单井生产维修、计量的需要。采用等外简易道路，路基、路面同宽均为4.5m，路面铺筑采用满铺的型式，路面结构层为厚25cm天然砂砾路面。
环保工程	废气	油气集输、处理过程中的油气无组织挥发废气通过选用质量合格的产品，加强对阀门、法兰、管线等连接件的检修进行防治；页岩油联合站内热媒炉、处理装置内置锅炉以天然气为燃料，废气通过8m高排气筒排放；拉油点伴生气通过放空火炬燃烧放空。
	噪声	选用低噪声设备，对高噪声设施采取基础减振；
	地下水	井场和页岩油联合站的防渗措施
	环境风险	页岩油联合站内已建4座4000m^{3}的事故罐、2座1000m^{3}的卸油缓冲罐，罐区安装可燃气体探测仪，放空火炬；1号混输泵站的2座1500m^{3}事故罐，1座10m高的放空火炬。

3.1.4 环保手续履行情况

页岩油井区及页岩油联合站主要环保手续履行情况见表3.1-2。

表3.1-2　环保手续履行情况表

项目名称	环评批复机关、文号	环保竣工验收情况
吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油吉303－吉305井区2018年开发试验	吉木萨尔县环境保护局 吉环项发〔2018〕4号	2019年6月23日通过企业自主验收

吉木萨尔辖区地面建设工程		
吉祥联合站至吉305-吉17吉37井区联合站集输管线（吉木萨尔县境内）建设项目	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评〔2018〕31号	2021年10月27日通过企业自主验收
北三台油库扩建工程及吉305－吉17-吉37井区联合站至北三台油库输油管线（吉木萨尔县、阜康市境内）建设项目	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评〔2019〕32号	2021年10月27日通过企业自主验收
吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏吉305-吉17-吉37井区开发地面工程	新疆生产建设兵团生态环境局 兵环审〔2019〕14号	2021年10月28日第一批工程通过企业自主验收；2023年9月6日第二批工程通过企业第二批自主验收
吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏吉305－吉17-吉37井区联合站建设工程重大变更项目	原新疆兵团第六师五家渠市环保局 师环监函〔2019〕38号	2021年10月28日通过企业自主验收
吉305-吉17-吉37井区JHW00421等22口开发试验井建设工程	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评〔2019〕49号	2021年10月28日第一批工程通过企业自主验收
吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油2023年开发建设工程	新疆生产建设兵团生态环境局 兵环审〔2023〕2号	2025年11月12日第一批工程通过企业自主验收
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	新疆生产建设兵团生态环境局 兵环审〔2024〕7号	正在建设
吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油J10054井区JHW69-11等13口井开发建设工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环审〔2024〕168号	正在建设
吉庆油田作业区2023年产能建设部署调整80号平台等5个平台21口井建设项目（吉木萨尔区域）	新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环审〔2024〕212号	正在建设
吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油2025年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环审〔2024〕234号	正在建设
吉庆油田作业区2023年产能建设页岩油部署调整83号等8个平台30口井建设项目（红旗农场区域）	新疆生产建设兵团生态环境局 兵环审〔2024〕33号	正在建设

吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油J10031-吉179井区JHW17-41等5口井产能建设项目	新疆生产建设兵团生态环境局 兵环审〔2024〕43号	正在建设
吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油2025年JHW74-17等21口水平井产能建设项目	新疆兵团第六师五家渠市生态环境局 师环审〔2025〕12号	正在建设
新疆油田昌吉油田吉305-吉17井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）变更	新疆兵团第六师五家渠市生态环境局 师环审〔2025〕74号	正在建设

3.1.5 环境影响回顾评价

（1）生态环境影响回顾评价

油田区域内钻井工程结束后，基本对临时占地范围内及周边的场地进行了清理及平整，恢复了原貌。对井场永久占地范围内地表结合井区荒漠的特点，油田道路铺设了砂石，站场周围做了平整和压实，减少了侵蚀量。根据现场踏勘情况，区域内井场至计量站的集输管线均采用了地下敷设方式，施工结束后恢复了地表原状。计量站已完成地面硬化，现有井场均已平整，由砾石铺垫，井场周边也形成了较稳定的生态结构，根据完井时间不同，各井场恢复程度不同。

（2）水环境影响回顾评价

井区废水主要为洗井废水、井下作业废液，集中收集后拉运至页岩油联合站外的压裂返排液处理装置处理；页岩油联合站废水主要为采出水和生活污水，采出水管输至页岩油联合站外的压裂返排液处理装置处理；生活污水经站内排水管网收集后，排入化粪池，定期清运至吉木萨尔县污水处理厂。压裂返排液处理装置出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）标准要求后，目前全部用于压裂液复配。

（3）大气环境影响回顾评价

油区废气主要为油气集输过程中产生的无组织废气，页岩油联合站和1号混输泵站的废气主要为燃气设施（主要为锅炉和热煤炉）燃烧烟气。

1）无组织废气

井区内油气集输过程中大部分采用管线密闭集输工艺，页岩油联合站和1号混输泵站均采用密闭流程，井区和站场所用阀门、法兰等连接件均为质量合格的产品，日常加强设备检维修。

根据《吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油2023年开发建设工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》中于2025年11月的检测数据。采油井场、平台厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）企业边界污染物控制要求，硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1二级新改扩建浓度限值要求。

根据2026年吉庆油田环境监测 第三季度岩油联合站厂界无组织非甲烷总烃和硫化氢的例行监测数据（2026年7月）。页岩油联合站厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）企业边界污染物控制要求，硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1二级新改扩建浓度限值要求。

2）燃气设施燃烧烟气

页岩油联合站现有1台2100kW的燃气锅炉（一体化油气接转装置内置）、2台2600kW的锅炉（2座多功能处理器内置）和2台2300kW的热媒炉；1号混输泵站现有1台1000kW加热炉（一体化加热接转装置内置）。各锅炉及热媒炉均以天然气为燃料，燃烧烟气中污染物主要为氮氧化物、二氧化硫和颗粒物，燃烧烟气经8m排气筒排放。根据2026年1月例行监测数据，烟气中二氧化硫、颗粒物和氮氧化物排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2大气污染物排放限值要求。

3）页岩油联合站泄漏检测与修复（LDAR）

吉庆油田作业区于2026年7月委托国检测试控股集团新疆有限公司编制完成《中国石油新疆油田分公司吉庆作业区页岩油联合站泄漏检测与修复（LDAR）2026年首轮总结报告》，检测主要是针对全年运行易产生VOCs泄漏的法兰、取样连接系统、开口阀或开口管线、泄压设备、压缩机、搅拌器、阀门及泵等密封点。已对泄漏点进行了泄漏点修复。

（4）声环境影响回顾评价

井区噪声源主要为各类机泵和巡检车辆；页岩油联合站内噪声源主要为机泵、风机、空压机、压缩机等。通过采用低噪声设备、基础减振、定期对各设备检维修、保养，将机泵布置在室内等措施进行防治。

根据《吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油2023年开发建设工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》中于2025年10月的检测数据。采油井场、平台厂界昼夜噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类限值要求。

根据吉庆油田作业区2026年第二季度页岩油联合站厂界噪声例行监测数据（2026年4月）。页岩油联合站厂界昼夜噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类限值要求。

（5）固体废物环境影响回顾评价

井区固体废物主要为设备检维修时产生的废机油、废含油抹布、沾油的废劳保用品和沾油防渗材料；页岩油联合站内固体废物主要为含油污泥、废机油、废含油抹布、劳保用品和生活垃圾；1号混输泵站固体废物主要为废机油、废含油抹布、劳保用品；含油污泥、废机油属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08类危险废物，废含油抹布、劳保用品和废滤料属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW49类危险废物，集中收集后依托吉祥联合站危险废物临时贮存点暂存，最终统一交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司。生活垃圾定期清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场。

（6）土壤和地下水

井区和站场产生的废水、固体废物均得到妥善处置，吉庆油田作业区针对井场、页岩油联合站和1号混输泵站均进行了分区防渗，压裂液储存池进行了防渗处理，加强对各类储罐、管线、各类池体的日常维护和巡检，装车区及页岩油联合站卸油区的罐中均设有液位计，装车时出料口处设有残余液体收集装置，并定期清空；作业区定期对管线进行渗漏监测；各类传输泵进料端均安装了关闭控制阀门，加强对各类传输泵的维护。

《中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区土壤污染隐患排查报告》中对页岩油井区、页岩油联合站和1号混熟泵站内土壤进行了监测，根据监测结果可知，土

壤中的各监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

根据吉庆油田作业区对附近现有地下水井例行监测数据可知，区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准要求。

（7）环境风险

页岩油井区单井钻井、生产过程中切实做好了防止井喷的各项措施，严格执行各类安全、环境保护管理制度。主要措施为安装井控装置（防喷器、简易封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，做好固井质量等技术，严格做好管线、储罐的防腐、防渗措施，以最大限度地降低井喷、井漏以及管线、储罐的泄漏等突发环境事故的发生概率。经调查，该井区未发生井喷、井漏、管线和储罐泄漏事件。

（8）环境管理回顾

1）排污许可

根据《固定污染源排污许可分类管理名录(2019年版)》，页岩油联合站内的燃气锅炉热媒炉和1号混输泵站内的燃气锅炉等固定污染源实行排污许可登记管理，作业区已取得了固定污染源排污登记回执（登记编号：91650200715597998M057Z）。

2）自行监测情况

吉庆油田作业区制定了《新疆油田公司吉庆油田作业区2026年自行监测方案》，委托国检测试控股集团新疆有限公司开展污染源和环境质量监测。目前，已完成2025年度废气、生产废水、地下水等自行监测工作。

3）应急预案

吉庆油田作业区编制了《中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区突发环境事件应急预案》，已在昌吉回族自治州生态环境局吉木萨尔县分局进行了备案（备案编号：652327-2023-016-L）。按照预案要求，定期开展演练。

3.1.6 现有环境问题

根据本次现场调查情况，结合区块环境影响报告中评价结论，油田目前存在以下环境问题：

（1）环境问题

1）井区部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。

2）井区内部分井场临时占地内植被尚未完全恢复。

（2）“以新带老”措施

针对以上问题，在本次开发建设过程中，要重点采取以下措施：

1）拟建项目建设中应严格规定施工车辆、施工机械及施工人员的活动范围，不得乱碾乱轧，随意开设便道。

2）进一步加强井区生态恢复工作。督促施工单位，对井场临时占地进行恢复，平整施工迹地，落实各项目环评、批复提出的生态环境保护措施。

3.2 拟建工程

3.2.1 工程基本情况

（1）项目名称：新疆准噶尔盆地昌吉油田芦草沟组页岩油2027年产能建设项目（吉木萨尔县区域）

（2）建设性质：改扩建

（3）建设单位：中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区

（4）项目投资：52195万元

（5）建设地点：本工程位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县境内，北侧距离红旗农场场部约9.3km，东南侧距离吉木萨尔县城约15.5km，中心地理坐标为：***（JHW71-33井）。

3.2.2 建设内容及规模

本工程新钻采油井13口，老井利用5口，新建产能18.9×10^4t，新建计量站1座，单井计量装置2座，除硫剂加药橇1座，单井管线长度5.7km，集油支线1.6km，集油干线2.5km，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。

工程组成，见表3.2-1。

表3.2-1　工程组成一览表

工程名称			工程内容及规模
主体工程	钻井工程		新钻采油井13口，钻井总进尺79521m
	采油工程		新建采油井口13座，采用DN65 105MPa采油井口，井口采用投捞式电潜螺杆泵，配套电机功率22kW。
	地面	单井管线	新建单井管线5.70km（新井5.3km，老井0.4km），采用DN65 3.5MPa

工程名称			工程内容及规模
	工程		高压玻璃纤维管线管。
		集油支线	新建集油支线1.6km（新井0.2km，老井1.4km），采用DN100/150 3.5MPa高压玻璃纤维管线管。
		集油干线	新建集油干线2.5km，采用DN150 3.5MPa高压玻璃纤维管线管。
		计量站	新建计量站1座，内设1座12井式一体化自动选井计量装置。
		单井计量装置	新建单井计量装置2座（JHW71-18、JHW71-19）。
		除硫剂加药撬	71-3平台新建除硫剂加药橇1座（JHW71-18、JHW71-19）。
	储层改造工程		主要包括射孔、压裂以及测试放喷等。
公辅工程	供水		施工用水由罐车从红旗农场拉运至现场。
	供热		原油加热采用电加热装置。
	供配电		新建井场供电范围位于110kV孚远变供电范围。 在各平台设置1面落地式配电柜为井口、计量站供电，配电柜电源由井场落地式变电站引接；每口井设置1面井底清蜡配电柜，电源由井场落地式变电站引接；电磁加热器电源引自井场落地式变电站。
	仪表自动化		采用先进、适宜的计算机测控技术对井、站生产过程进行集中监测、控制和管理，完成主要工艺参数的数据采集、重要工艺过程的自动控制和关键生产设备的联锁保护，满足生产过程监控和管理的需要。
	通信		井/站生产控制系统采用基于B/S架构的油区生产监控系统，星形网络拓扑结构，将油区井/站数据纳入吉庆油田作业区生产调度中心已建油区生产监控系统进行监控和管理。
	防腐与保温		①保温碳钢管道外壁防腐层采用无溶剂环氧防腐涂料，喷涂二道，防腐层干膜厚度≥300μm。管道防腐层补口结构同管体。 ②保温钢接头及端面外壁：防腐层结构为弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆，防腐层干膜厚度≥0.2mm。 ③高压玻璃钢管：保温层采用聚氨酯泡沫塑料，厚度为30mm，保温管轴向偏心量±3mm（DN50-DN150）、±4mm（DN200-DN250）；防护层采用聚乙烯专用料，厚度≥3mm（DN50-DN150）、≥4.9mm（DN200-DN250）。采用“管中管”施工工艺。
	消防		集油区新建计量站和采油井场属于五级站场，集油区外部消防依托页岩油联合站西侧100m已建三级消防站，消防站配置消防队员22人、消防车3辆。
环保工程	废气		施工期：废气包括施工扬尘、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖、使用国家合格燃料等措施。

工程名称		工程内容及规模
		运营期：本工程均采用密闭集输工艺，最大限度的减少了油气的无组织挥发。
	废水	施工期：施工期废水包括钻井废水、管线试压废水。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，工程结束由钻井队回收，不外排；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于降尘。 运营期废水包括采出水、井下作业废水。采出水管输至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理；井下作业废水集中收集至专用收集罐中，由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理。出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）要求后，全部用于压裂液复配，不外排。
	噪声	施工期：选用低噪声设备，安装基础减振垫，场区四周设围挡，合理安排作业时间。 运营期：选用低噪声设备，切合实际地提高工艺过程自动化水平，合理安排作业时间。
	固废	施工期：施工期固废主要包括钻井泥浆、岩屑、施工废料、废润滑油、废润滑油桶、废防渗材料等。钻井过程中一开采用水基非磺化钻井液体系，二开采用油基钻井液体系，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，钻井结束后装入钻井液罐由钻井队带至下一个钻井井场，分离出的水基钻井岩屑暂存于岩屑专用方罐，由岩屑处置单位直接拉运进行处理，满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后可进行综合利用。分离出的油基钻井岩屑属于《国家危险废物名录》（2025年版）HW08类危险废物（废物代码：071-002-08），进入油基岩屑专用方罐后交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运以及处置；施工废料主要为废边角料、废包装物等，产生量较少，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场；废润滑油、废润滑油桶、废防渗材料均暂存在井场内危险废物贮存点，交由具有相应危险废物处置资质的单位处置。 运营期：运营期产生的固体废物主要为废润滑、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布、劳保用品。 废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗膜属于《国家危险废物名录（2025

工程名称		工程内容及规模
		年版）》HW08废矿物油与含矿物油废物，废含油抹布和劳保用品属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW49其他废物，危险废物均临时贮存在吉祥联合站危险废物临时贮存点，定期交由有相应危险废物处置资质的单位处置。
	生态保护	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方充分利用挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘。 运营期：管线上方设置标志，定时巡查井场、管线。 退役期：地面设施拆除、封井和井场清理等工作。
	环境风险	管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行检测，站场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪。
依托工程	页岩油联合站	本工程采出物处理均依托页岩油联合站处理。

3.2.3 油气资源概况

（1）原油物性

昌吉油田页岩油井区原油物性参数，见表3.2-2。

表3.2-2　原油物性参数表

层位	密度（t/m^3）	40℃粘度（mPa•s）	50℃粘度（mPa•s）	含蜡量（%）	凝固点（℃）	初馏点（℃）	析蜡点（℃）	闪点（℃）	真实蒸气压（60℃）（kPa）
$P_2l_2^2$	0.8854	94.20	48.9	7.40%～19.00%	20	123.3	31.6~35.6	30	25.5
$P_2l_1^2$较低粘度区	0.9084	252.23	141.68	3.78%～18.85%	15.6	148.9	24.6～25.1		
$P_2l_1^2$较高粘度区	0.9208	807.44	448.58	1.40%～6.22%	3.4	122.3			

（2）伴生气物性

伴生气物性参数，见表3.2-3。

表 3.2-3　伴生气物性分析表

层位	相对密度	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
P_2l_2	0.750	71.07	10.53	9.81	1.45	1.96	0.35	0.29	0.04	1.00	4.08
P_2l_1	0.843	66.3	13.35	14.86	2.18	2.19	0.21	0.38	0.01	0.36	2.08

备注：芦草沟组页岩油钻井过程中均未发现 H_2S，采油过程中多口井发现 H_2S，采油现场检测硫化氢浓度为 0～200ppm。

（3）地层水物性

昌吉油田页岩油井区返排水水质分析，见表 3.2-4。

表 3.2-4　采出水水质分析表

层位	井号	HCO_3^-	Cl^-	SO_4^{2-}	Ca^{2+}	Mg^{2+}	钾加钠	矿化度	pH	水型
		mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L		
P_2l_1	J10012_H	3764.69	2874.55	342.43	25.25	3.06	4025.57	11834.40	8.1	$NaHCO_3$
	J10014_H	1634.12	2397.66	400.05	14.79	0	2346.14	6792.75	8.2	
	J10022_H	3655.34	1857.40	199.20	12.63	7.66	3073.22	9358.50	8.3	
P_2l_1平均		3018.05	2376.54	313.89	17.56	3.57	3148.31	9328.55	8.2	$NaHCO_3$
P_2l_2	JHW001	2644.85	2531.13	581.14	20.20	3.06	2888.42	8668.80	8.0	$NaHCO_3$
	JHW003	2438.31	5151.59	136.64	29.82	6.03	5879.19	15726.23	8.8	
	JHW015	3553.32	4415.65	197.55	24.85	3.01	4310.78	12565.41	8.1	
	JHW036	1432.99	4262.51	47.74	59.16	8.97	3243.64	9055.01	7.9	
P_2l_2平均		2517.37	4090.22	240.77	33.51	5.27	4080.51	11503.86	8.2	$NaHCO_3$

3.2.4 工艺方案及指标预测

（1）工艺方案

本工程油气集输工艺沿用页岩油整体规划的集输工艺，即单井加热集输或集中加热集输流程，其中 67 号平台、68-2 号平台、68-1 号平台、71-1 号平台、71-2 号平台采用“采油井—计量站—页岩油联合站”的布站方式，71-3 号平台及 5 口老井采用“采油井—页岩油联合站”的布站方式。

本工程新钻采油井 13 口，均为平台井，共计 6 座采油平台。其中 11 口新井单井气液进入计量站内一体化自动选井计量装置计量后，进入集油干支线输至页岩油处理站进行处理。其余 2 口新井（JHW71-18、JHW71-19）及 5 口老井，气液集中加

热后，进入集油干支线输至页岩油处理站进行处理。

13口新井，5口老井进站情况，见表3.2-5。

表3.2-5　13口新井，5口老井进站情况表

序号	井号	所属平台	进站情况/加热方式
1	JHW67-13	67号	68-2号计量站（新建）、单井加热（2座100kW）
2	JHW67-32		
3	JHW67-33	68-2号	68-2号计量站（新建）、单井加热（2座100kW）
4	JHW68-11		
5	JHW68-12	68-1号	68-2号计量站（新建）、单井加热（2座100kW）
6	JHW68-31		
7	JHW71-34	71-1号	68-2号计量站（新建）、单井加热（2座150kW）
8	JHW71-13		
9	JHW71-33	71-2号	68-2号计量站（新建）、单井加热（3座150kW）
10	JHW71-12		
11	JHW71-110		
12	JHW71-18	71-3号	单井计量、集中加热（1座250kW）
13	JHW71-19		
14	JHW71-11（老井）	/	单井计量，单井加热
15	J10033（老井）	/	单井计量，单井加热
16	JHW65-11（老井）	65号平台（已建）	单井计量，单井加热
17	JHW65-12（老井）		单井计量，单井加热
18	JHW65-31（老井）		单井计量，单井加热

（2）开发指标预测

本工程新钻采油井13口，生产指标预测，见表3.2-6。

表3.2-6 生产指标预测表

年份	新井产油	新井产液	新井产气	汽油比	含水率
	（$\times10^4$t）	（$\times10^4$t）	（$\times10^4m^3$）	（m^3/t）	（%）
2027	9.2	19.1	147.1	16	34.82
2028	13.6	24.6	218.2	16	32.17
2029	17.9	28.9	287.0	16	30.07
2030	18.9	27.8	301.7	16	27.96

2031	15.9	22.1	254.2	16	26.27
2032	13.6	18.2	216.8	16	25.25
2033	11.3	15.1	181.1	16	25.00
2034	9.7	12.9	155.3	16	25.00
2035	8.4	11.1	133.6	16	25.07
2036	7.2	9.5	114.4	16	24.96

3.2.5 主体工程

主体工程包括：钻井工程、储层改造工程、采油工程以及地面工程。

3.2.5.1 钻井工程

（1）基本情况

本工程新钻采油井13口，平均井深6117m，钻井总进尺79521m，井型为水平井，采用二开井身结构。

（2）井场平面布置

钻井期井场布置有值班房、钳工房、录井房、发电房、钻井液不落地系统、放喷管线和应急放喷池，探临道路主要为井场至已建道路，钻井期施工材料均在井场内暂存，井场外不设材料堆放场地。

（3）井身结构

本项目新钻采油井13口，均采用二开水平井井深结构。

一开采用Φ311.2mm钻头钻至井深1800m，下入Φ244.5m表层套管，水泥浆返至地面，封隔地表松散易塌地层。

二开采用Φ215.9mm钻头钻至设计完钻井深，下入Φ139.7mm油层套管，水泥浆返至地面。

（4）钻井液

本项目一开采用水基钻井液，二开采用油基钻井液。

1）一开钻井液

①钻井液体系：钾钙基有机盐钻井液体系

②配方提示：4%坂土+0.2%Na_2CO_3+0.5%NaOH+0.5%～0.7%PMHA-2+0.5%复配铵盐+0.5%～0.7%SP-8+1%～2%HY-2+12%NaCl+7%KCl+8%有机盐+0.2%～0.5%CaO+3%阳离子乳化沥青+0.5%液体润滑剂+重晶石

③主控性能指标：钻井液性能指标见表3.2-7。

表3.2-7 钻井液性能指标表

密度 (g/cm^3)	粘度 (s)	API失水 (ml)	泥饼 (mm)	pH	塑性粘度 (mPa·s)	动切力 (Pa)	静切力 (Pa)	总固含 %	膨润土含量 g/L
1.10~1.42	40~90	≤8	≤0.5	8~10	10~30	5~15	1~5/2~7	≤22	30~50

2）二开钻井液

①钻井液体系：油基钻井完井液体系

②配方提示：75:25（白油:30%$CaCl_2$水溶液）+2%～2.5%主乳化剂+2%～2.5%辅乳化剂+1%～.5%润湿剂+2%～3%有机土+2.5%降滤失剂+1.5%CaO+2%封堵剂+1%絮凝剂+重晶石

③主控性能指标：钻井液性能指标见表3.2-8。

表3.2-8 钻井液性能指标表

区域	密度 (g/cm^3)	粘度 (s)	HTHP失水(ml)	塑性粘度 (mPa·s)	动切力 (Pa)	静切力 (Pa)	破乳电压（V）	固相含量%
西南部67#~68#、71#	1.42~1.58	45~90	≤2	20~45	5~15	1~7/3~12	≥600	≤30

（5）钻井工程原辅材料

单井钻井工程原辅材料消耗建表3.2-9。

表3.2-9 单井钻井工程原辅材料消耗表

井型		单井
井深 m	一开	0～1800
	二开	～6117
新配钻井液用量 m^3	一开	278
	二开	534
材料名称(代号)		用量 t
坂土		11.1
纯碱		0.6
NaOH		1.4
SP-8		1.7
PMHA-2		1.7
KCl		19.5

复配铵盐	1.4
HY-2	4.2
阳离子乳化沥青	8.3
CaO	7.4
有机盐	22.2
液体润滑剂	1.4
NaCl	33.4
白油	270.3
有机土	10.6
主乳化剂	9.5
辅乳化剂	9.5
润湿剂	5.3
降滤失剂	10.6
$CaCl_2$	31.8
封堵剂	8.5
絮凝剂	4.2
Ⅱ级重晶石	114.0
Ⅰ级重晶石	462.0
备用材料名称	用量 t
Ⅰ级重晶石	20.0
堵漏剂	10.0
可选材料	SP-8：NAT20、BA-8、BA-9、SAP150、XZ-KG1；FA367：IND30、IND10、TC-DBY、PMHA-2、XZ-BB、XZ-102；HY-2：XZ-JL3；复配铵盐：水解铵盐。

3.2.5.2 储层改造工程

（1）压裂方式：采用可溶桥塞+分簇射孔分段压裂工艺。

（2）射孔工艺：采用等孔径射孔弹（有效孔径≥10mm）和89型射孔枪。

首段采用连续油管传输射孔，射孔2~3簇，每簇射开1.0m，16孔/簇，60°相位角，螺旋布孔，同时可进一步扩大趾端阀试验范围。

其余各段采用电缆泵送桥塞射孔联作工艺，主体单段6簇，等孔径射孔，3~5孔/簇，螺旋布孔方式。

（3）段簇组合：结合前期实践认识，并结合层位和开发部署进行差异化设计。

$P_2l_2^{2-2}$层簇间距5m~8m；$P_2l_2^{2-3}$层、$P_2l_1^{2-2}$单层部署部署区簇间距8m左右；$P_2l_1^{2-2}$、$P_2l_1^{2-3}$立体部署区簇间距8m~10m，并采用交错布缝设计。

（4）压裂规模：根据簇间距和导流能力协同优化结果，5D·cm~10D·cm导流能力基本满足生产需求；结合石英砂导流能力实验评价结果，设计铺砂浓度7.5kg/m^2。根据部署井网、数值模拟结果优化不同层位单缝砂量。$P_2l_2^{2-2}$层20m^3~25m^3，$P_2l_2^{2-3}$层、$P_2l_1^{2-2}$单层部署区25m^{3}左右，$P_2l_1^{2-2}$、$P_2l_1^{2-3}$立体部署区20m^3~25m^3。

（5）泵注工艺：综合考虑裂缝扩展、携砂需求和施工限压限制，单段排量15m^3/min~18m^3/min；考虑裂缝扩展，采用高黏压裂液启裂。采用低、中、高黏压裂液携砂，低黏比例60%以上，液砂比11m^3/m^3~12m^3/m^3；其中$P_2l_2^{2-2}$层低黏比例90%以上。

段内暂堵1次、单次暂堵剂用量60kg~80kg，1mm~3mm颗粒暂堵剂和20/60目粉末暂堵剂各50%。

（6）压裂材料：

支撑剂：选用承压能力不低于28MPa的石英砂。$P_2l_2^{2-3}$、$P_2l_1^{2-2}$、$P_2l_1^{2-3}$层70/140目、40/70目、30/50目组合比例为1:3:6；$P_2l_2^{2-2}$层70/140目、40/70目、30/50目组合比例1:8:1。

压裂液：采用聚合物型免配变黏压裂液，压裂液需满足现场配置要求，低摩阻、低伤害、低成本、安全环保、可回收利用且性能稳定。

（7）CO2前置压裂工艺参数：结合数值模拟结果和前期实践认识，CO_2单段注入量100t~200t，注入排量2.5m^3/min~3.5m^3/min。根据CO_2产出量监测结果，产出量较少，预计返排率低于10%；59#平台腐蚀挂片监测结果显示，腐蚀速率远低于行业控制标准0.076毫米/年，未见地面管线和井筒腐蚀。

⑧单井压裂参数：根据单缝规模设计结果，综合优化单井段簇和规模。单井砂量3600m^3~6500m^3、液量4.1×10^{4}m^3~7.5×10^{4}m^3、暂堵剂用量1.3t~3.3t。实际压裂规模要根据实钻后的测井解释结果进行优化。

3.2.5.3 采油工程

（1）采油井口

采用KY78/65-105×65/52-25型高低配井口，油管头耐压105MPa，采油树耐压

25MPa，套管头耐压105MPa，DD级，耐温等级L-U（-46℃-+121℃），压裂时配套主通径180mm、承压105MPa大闸阀和压裂注入头。

（2）采油工艺

采用衰竭式方式开采，体积压裂后先进行焖井，焖井后期钻除桥塞，择机下入生产油管。开井后先自喷生产，后期不能自喷后转抽生产。转抽后采用投捞电缆式电潜螺杆泵举升工艺，设计下泵深度2500m、扬程2700m、排量10~50t/d。

3.2.5.4 地面工程

地面工程主要包括：新建计量站1座，单井计量装置2座，除硫剂加药橇1座，单井管线长度5.3km，集油支线0.2km，集油干线2.5km。

（1）新井

本工程新建采油井部分地面工程主要工程量，见表3.2-10。

表3.2-10 新建采油井部分地面工程主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量	备注
一	DN65 105MPa采油井口	座	13	
二	12 井式一体化自动选井计量装置	座	1	
三	单井计量装置	座	2	JHW71-18、JHW71-19
四	除硫剂加药橇	座	1	
五	电加热器			
1）	100kW 电加热器	座	6	
2）	150kW 电加热器	座	5	
3）	250kW 电加热器	座	1	
七	管线			
1）	DN150 3.5MPa高压玻璃钢管	km	2.7	耐温65℃，埋地保温敷设埋地-1.9m
2）	DN65 3.5MPa高压玻璃钢管	km	5.3	耐 65℃，埋地保温敷设埋地-1.7m
八	阀池 2.0m×2.0m×2.6m	座	4	

（2）老井利用

老井利用部分主要包括：新建单井管线长度0.4km，集油支线1.4km。

新建的集油支线采用DN150/100 3.5MPa 高压玻璃钢管、单井出油管线采用DN65 3.5MPa 高压玻璃钢管，保温埋地敷设，单井出油管道管底埋深-1.7m，集油

支线管底埋深-1.9m。

老井利用部分主要工程量，见表3.2-11。

表3.2-11　老井利用部分主要工程量一览表

序号	项目名称	单位	数量	备注
1	DN100 3.5MPa高压玻璃钢管	km	0.4	耐温65℃，埋地保温敷设埋地-1.9m
2	DN65 3.5MPa高压玻璃钢管	km	0.4	耐温90℃，埋地保温敷设埋地-1.7m
3	DN150 3.5MPa高压玻璃钢管	km	1.0	耐温65℃，埋地保温敷设埋地-1.9m
4	阀池	座	1	

3.2.6 公辅工程

公辅工程包括：供配电、仪表自动化、通信、防腐与保温、消防工程。

3.2.6.1 供配电

本工程新建井场供电范围位于110kV孚远变供电范围。

在各平台设置1面落地式配电柜为井口、计量站供电，配电柜电源由井场落地式变电站引接；每口井设置1面井底清蜡配电柜，电源由井场落地式变电站引接；电磁加热器电源引自井场落地式变电站。

3.2.6.2 仪表自动化

本次工程采用先进、适宜的计算机测控技术对井、站生产过程进行集中监测、控制和管理，完成主要工艺参数的数据采集、重要工艺过程的自动控制和关键生产设备的联锁保护，满足生产过程监控和管理的需要。

新建采气井场实现“无人值守、远程监控、故障巡检”的自控水平。

3.2.6.3 通信

结合井区井、站地理分布特点及作业区的管理模式，井/站生产控制系统采用基于B/S架构的油区生产监控系统，星形网络拓扑结构，将油区井/站数据纳入吉庆油田作业区生产调度中心已建油区生产监控系统进行监控和管理。同时，生产监控系统通过PHD实时数据服务器与油田公司A11生产管理子系统数据映射，通过涛思数据库与油田公司生产监控平台数据通信。

3.2.6.4 防腐与保温

（1）保温碳钢管道外壁防腐层采用无溶剂环氧防腐涂料，喷涂二道，防腐层

干膜厚度≥300μm。管道防腐层补口结构同管体。

（2）保温钢接头及端面外壁：防腐层结构为弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆，防腐层干膜厚度≥0.2mm。

（3）高压玻璃钢管：保温层采用聚氨酯泡沫塑料，厚度为30mm，保温管轴向偏心量±3mm（DN50-DN150）、±4mm（DN200-DN250）；防护层采用聚乙烯专用料，厚度≥3mm（DN50-DN150）、≥4.9mm（DN200-DN250）。采用“管中管”施工工艺。保温层材料及结构同管体，外防护层采用聚乙烯补口套。

3.2.6.5 消防工程

集油区新建计量站和采油井场属于五级站场，集油区外部消防依托页岩油联合站西侧100m已建三级消防站，消防站配置消防队员22人、消防车3辆。

3.2.7 依托工程

本工程采出物处理均依托页岩油联合站。

吉庆油田作业区页岩油联合站于2020年11月建成，主要包括原油处理系统、天然气处理系统和压裂返排液处理系统。

页岩油联合站环保手续履行情况见表3.2-12。

表3.2-12 页岩油联合站相关环保手续履行情况

类别	项目名称	环评批复机关、批复文号	竣工环境保护验收情况
原油、伴生气、采出水、井下作业废水处理	吉木萨尔凹陷芦草沟油藏吉305-吉17-吉37井区联合站建设工程重大变动项目	师环监函〔2019〕38号（附件2）	2021年10月28日通过竣工环境保护验收（附件3）
	吉庆油田作业区压裂返排液达标处理服务项目	师环审〔2024〕73号（附件4）	2025年02月12日通过竣工环境保护验收（附件5）
	新疆油田昌吉油田吉305-吉17井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）变更	师环审〔2025〕74号（附件6）	正在开展

3.2.7.1 压裂返排液处理系统

压裂返排液暂存在处理区的1座15万方暂存池，由第三方处置单位进行处理，设计处理规模为4500m^3/d，处理区位于页岩油联合站南侧约60m处。

压裂返排液处理装置负责处理联合站站内来水及罐车拉运来的压裂返排液，采

用“氧化破胶+两级气浮+过滤”处理工艺，在混凝沉淀箱中分别投加 pH 调整剂、破胶剂、有机混凝絮凝剂等通过沉淀去除污水中的悬浮物和浮油，再通过两级气浮进一步去除乳化油和悬浮物，出水进双滤料过滤器进一步处理后出水，出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》(Q/SY02012-2016)中的相关标准后优先回用于压裂液复配，使用不完时送至吉 7 井区进行回注。井区目前压裂用水需求较高，净化水全部用于压裂液复配，未向吉 7 井区输送。

目前吉庆油田作业区已实施《新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）变更》，建成压裂返排液处理装置处理规模为 4800m^3/d，采用“重力除油+电化学高效破乳+电化学氧化+固液分离”处理工艺，通过重力除油去除水中的浮油，再经电化学除油及电化学氧化实现高效破乳分离后，实现油水分离，再通过固液分离装置去除水中悬浮物，净化水满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）限值要求和《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅴ级标准后，优先用于压裂液复配，回用不完的输送至吉 7 井区进行回注。

压裂返排液处理装置设计处理规模合计 9300m^3/d，目前实际处理量为 3334m^3/d，富余处理能力为 5966m^3/d。本项目新增采出水量约 11×10^4m^3/a（约 333m^3/d），页岩油联合站压裂返排液处理系统富余处理能力可以满足本项目处理需求，依托可行。

3.2.7.2 原油处理系统

页岩油联合站原油处理采用“热电化学沉降脱水”工艺，集油区气液密闭混输进站（40℃～45℃，0.4MPa）与卸油缓冲罐来液（40℃～45℃，0.4MPa）在进站管汇混合后，先进三相分离器，分离出来的低含水原油（40℃～45℃）添加破乳剂后进入多功能处理装置。原油在多功能处理装置内经加热（60℃）、化学脱水和电脱水后出净化油进入外输系统。

目前吉庆油田作业区已实施《新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）变更》，页岩油联合站原油处理系统设计规模合计 200×10^4t/a，目前处理量约 150×10^4t/a，富余处理能力为 50×10^4t/a，本项目新增原油产量约 18.9×10^4t/a，页岩油联合站原油处理系统富余处理能力可以满足本项目处理需求，依托可行。

3.2.7.3 伴生气处理系统

页岩油联合站原天然气处理系统设计处理规模3×10⁴Nm³/d，采用“脱硫+分子筛脱水+丙烷外冷”工艺。原油处理系统三相分离器分离出的伴生气（0.15～0.25MPa，20～40℃）经分离器分离出所携带液滴后，进入螺杆压缩机进行增压，增压后的伴生气依次进入脱硫橇、分子筛脱水橇进行脱硫脱水处理，脱水后的干气进混烃回收橇与低温干气换热，进丙烷外冷橇制冷后进入混烃回收橇低温分离器进行气液分离，分离出的低温干气与分子筛出口原料气换热，复热后的干气优先去自用气计量调压橇计量调压后供站内自用；剩余部分通过已建天然气外输管道（D114×6/20G，长8km）输送至东三线11号阀室。

目前吉庆油田作业区已实施《新疆油田昌吉油田吉305-吉17井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）变更》，已建成新伴生气处理系统处理规模7×10⁴Nm³/d，采用“固定床脱硫+分子筛脱水+脱烃”处理工艺，处理后的伴生气全部送至燃气发电机组进行发电，发电量除页岩油联合站自用外，其余均进入国家电网。

目前实际处理气量合计约为7×10⁴Nm³/d，富余处理能力为3×10⁴Nm³/d，本项目新增伴生气量约为9142Nm³/d（301.7×10⁴Nm³/a），富余处理能力可满足需求。

3.3 工程分析

3.3.1 主要生产工艺过程

3.3.1.1 施工期

（1）钻井

本工程新钻采油井13口，平均井深6117m，钻井总进尺79521m，井型为水平井，采用二开井身结构，单井钻井周期为30天。

工艺包括钻前准备、钻井、固井（下套管、注水泥）、测井、录井和完井等过程。

1）钻前工程

钻前工程主要包括井场平整、钻机基础及进场道路建设等，产生的环境影响主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气、噪声、建筑垃圾以及对周围环境产生的生态影响等。

2）钻井工程

正常钻井作业时动力主要由柴油机和发电机提供，通过钻机、转盘，带动钻杆切削油层，同时由泥浆泵经钻杆将泥浆注入井筒冲刷井底，将切削下的岩屑不断带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换洗井液和检修设备。

在钻井时，泥浆自井口径钻杆、钻头至井底，携带井底的岩屑上返地面，经泥浆固相控制系统除去岩屑后循环使用。

3）固井

采用多层套管，水泥返高地面方式进行固井。在完成最后一个井段的钻井和固井后，实施完井作业，如果因未钻获油藏等原因而需弃井时，则封堵井眼，切除地面以下1m内的套管头。

4）测井

在钻井过程中需利用电测、声波幅度测进或使用测井仪等方法，测定井斜和固井质量，判断油气层位置等，以便及时采取相应措施，保证钻井质量，即为测井作业。

测井就是在钻井过程中及钻井完成以后，利用测量地层电阻、自然电位、声波、声幅及放射性等方式确定含油层位，检查固井质量并确定射孔层位等。

5）录井

录井主要是用岩矿分析、地球物理、地球化学等方法，观察、采集、收集、记录、分析随钻过程中的固体、液体、气体等井筒返出物信息，以此建立录井地质剖面、发现油气显示、评价油气层，并为石油天然气开采工程（钻井工程、其它工程）提供钻井信息服务的过程。

6）完井

完井后清理井场，随即可开展采气生产或试采。完井后要清运井场废弃物，恢复地貌，做到工完料尽场地清。

（2）储层改造工程

储层改造工程主要包括储层改造主要包括射孔和压裂。

射孔工艺：采用等孔径射孔弹（有效孔径≥10mm）和89型射孔枪。首段采用

连续油管传输射孔，射孔2~3簇，每簇射开1.0m，16孔/簇，60°相位角，螺旋布孔，同时可进一步扩大趾端阀试验范围。其余各段采用电缆泵送桥塞射孔联作工艺，主体单段6簇，等孔径射孔，3~5孔/簇，螺旋布孔方式。

压裂工艺：采用可溶桥塞+分簇射孔分段压裂工艺。

储层改造工序无固体废物产生，废气主要为施工机械及车辆尾气和压裂返排液储存及装车过程的无组织废气，废水主要为压裂返排液，噪声源主要为各类机泵。

图3.3-1　钻前工程、钻井工程及储层改造工程工艺流程及污染物排放示意图

（3）管线敷设

管线主要施工内容包括：施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。

1）施工准备

施工前需对场地进行平整，根据不同管线沿设计的管线走向设置一定宽度的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点。

2）管沟开挖及下管

开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩塌堆积物。管沟开挖采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，有地下障碍物时，障碍物两侧5m范围内，应采用人工开挖。对于重要设施，开挖前应征得其管理方的同意，并应在其监督下开挖管沟，新建单井出油管道管底埋深-1.7m，新建集油干支线管底埋深-1.9m。

3）管道连接与试压

本工程管线均为分段式成品管线，现场仅做焊接，无现场发泡保温、刷漆等工艺。管道连接在自然状态下进行，组焊或者连接前，对管内、管端进行清理。连接完成后的对管道采用压缩空气进行吹扫，保持管道内清洁。管线经过连接、防腐补口，进行注水试压。

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气树阀门连接，并安装RTU室等辅助设施。

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，采用原土回填，管沟回填土高出自然地面300㎜，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层自然沉降富裕量，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。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。

（4）站场建设

站场施工期内容主要为设备安装及管线连接。新增设备为成品外购，用施工车辆运至指定位置。首先对占地进行平整，将各类设备拉运至场地，安装调试。

3.3.1.2 运营期

本工程均采用密闭集输工艺，67号、68-2号、68-1号、71-1号、71-2号平台采用二布站方式密闭集输工艺，采出物过新建单井采油管线管输至新建计量站集中计量后，通过集油干支线管输至页岩油联合站处理；

71-3号平台及5口老井均采用一级布站方式密闭集输工艺，采出物通过新建集油干线直接管输至页岩油联合站处理。

3.3.1.3 退役期

随着开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

首先采用清水清洗注水通道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入油层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井。

3.3.2 影响因素及污染源构成

油气田建设可分为：施工期、运营期和退役期三个阶段。

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

环境影响因素主要来源于钻井、储层改造、井场建设、管线敷设、采油、井下作业等工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境

污染。项目建设污染源构成见表3.3-1。

表3.3-1　项目建设污染源构成

开发作业过程	主要污染物	污染源性质
钻井、地面工程（井场、站场、管道敷设）	钻井废水	临时性污染源，随作业结束而消除
	柴油机烟气、扬尘	临时性污染源，随作业结束而消除
	废弃钻井泥浆钻井岩屑、施工废料、施工机械废油	临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中
	噪声	临时性污染源，随作业结束而消除
	占地	生态影响
储层改造	储层改造废气和测试放喷废气	临时性污染源，随作业结束而消除
	压裂返排液	间断性污染源
	噪声	间断性污染源
井下作业	修井废水、洗井废水、压裂液	间断性污染源
	噪声	间断性污染源
采油和油气集输	采出水	持续性影响环境的污染源
	非甲烷总烃、硫化氢、温室气体	持续性影响环境的污染源
	油泥（砂）、清管废渣、落地油、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料	持续性影响环境的污染源
	噪声	持续性影响环境的污染源
	占地	生态影响

3.3.3 施工期生态影响及污染源分析

施工过程中占用土地，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境产生一定的影响。

3.3.3.1 生态影响因素

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

（1）工程占地

根据估算，本工程总占地面积约21.47hm^2，其中：永久性占地面积约5.63hm^2，临时占地面积约15.84hm^2，工程占地类型为天然牧草地，见表3.3-2。

表 3.3-2　占地面积统计表

序号	建设项目		面积（hm^2）			备注
			永久占地	临时占地	总占地	
1	采油平台	2井式平台	2.80	5.20	8.00	共5座平台，10口井。平台临时占地：单座尺寸130m×80m；永久占地:单座平台80m×70m。
2		3井式平台	0.63	1.12	1.75	共1座平台，3口井。平台临时占地：单座尺寸140m×80m；永久占地:单座平台90m×70m。
	计量站		0.04	0	0.04	共1座计量站，单座20m×20m
3	放喷管线		0	0.042	0.042	共6座平台，单座平台放喷管线35m×2m
4	单井采油管线		0	4.56	4.56	单井管线长度5.7km。施工作业带宽度8m。
5	集油干支线		0	4.92	4.92	集油干支线4.1km。施工作业带宽度12m。
6	道路		2.16	0	2.16	新建道路4.8km，砂石路面，路基宽4.5m。
合计			5.63	15.842	21.472	/

（2）土石方平衡

本项目土石方开挖主要为各类管线敷设过程，单井采油管线施工作业带宽8m，采用埋地敷设方式，管底埋深-1.7m。集油干线施工作业带宽12m，采用埋地敷设方式，管底埋深-1.9m。

管线作业时无弃方产生，全部回填或就地平整，多余土方敷设于管线上方作为管廊，无弃方产生。土石方平衡见表3.3-3。

表 3.3-3　土石方平衡一览表

序号	建设内容	数量	埋深	管线施工方案	挖方量（m^3）	填方量（m^3）
1	单井采油管线	5700m	-1.7m	沟底开挖宽度按照0.9m计算	8721	8721
2	集油干支线	4100m	-1.9m	沟底开挖宽度按照1m计算	7790	7790
3	合计	/	/	/	16511	16511

3.3.3.2 施工期污染源分析

施工期主要污染来自钻井工程产生的燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井岩屑、

钻井废水、钻井噪声以及平整场地和堆放设备破坏地表等。

（1）废气

1）钻井废气

本项目钻井期间采用柴油发电机作为电源。每个井队配备钻井柴油机3台，发电柴油机3台，柴油消耗量平均2t/d。本工程新钻13口采油井，单井钻井周期为30天，则整个钻井期间共耗柴油780t。

根据《非道路移动污染源排放清单编制技术指南》，柴油机污染物排放系数为每消耗1kg柴油产生CO：10.722g，NO2：32.792g，烃类：3.385g；根据《车用柴油》（GB19147-2016）表3要求，车用柴油（VI）中硫的含量≤10mg/kg。在此按柴油中硫含量为10mg/kg估算，燃烧1t柴油产生的SO_2为0.02kg。

因此，本工程钻井期间共向大气中排放CO：8.36t，烃类：2.64t，NO_2：25.58t，SO_2：0.016t。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

2）扬尘

①车辆行驶产生的扬尘

据有关调查显示，施工工地的扬尘以运输车辆行驶时产生的量最多，约占扬尘总量的60%。

表3.4-3为一辆载重5t的卡车，通过一段长度为500m的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量，见表3.3-4。

表3.3-4　不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量单位：kg/辆·km

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)
5km/h	0.0283	0.0476	0.0646	0.0801	0.0947	0.1593
10km/h	0.0566	0.0953	0.1291	0.1602	0.1894	0.3186
15km/h	0.0850	0.1429	0.1937	0.2352	0.2841	0.4778
20km/h	0.1133	0.1905	0.2583	0.3204	0.3788	0.6371

由此可见，在同样路面清洁度情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。

② 裸露场地产生的扬尘

施工期扬尘的另一个主要来源是露天堆场和裸露场地的风力扬尘。由于施工的

需要，一些建材需露天堆放，一些施工点表层土壤需开挖、堆放，在气候干燥又有风的情况下，较易产生扬尘。起尘风速与物料或土壤粒径、含水率等因素有关，减少露天堆放、减少裸露地面面积、缩短地表裸露时间和保证物料或土壤一定的含水率是减少风力起尘的有效手段。

3）施工机械及运输车辆尾气

本工程的作业机械废气主要为施工机械（装载机、载重车、挖掘机等燃油机械）和运输车辆的燃油废气，所排放的污染物主要有CO、NO_2、THC，为无组织排放源。由于施工机械多为大型机械，单车排放系数较大，但施工机械数量少且较分散，主要对作业点周围和运输路线两侧局部范围内产生一定影响，排放量不大，其污染程度也相对较轻，且随着施工活动结束而消失。

4）测试放喷废气

钻井至目的层后，对油气应进行油气测试。测试放喷前安装井口放喷专用管线、计量设备、油气两相分离设备、原油罐等。测试放喷期间，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池点燃，充分燃烧后排放。测试放喷时间依据具体情况确定。

测试放喷废气为天然气燃烧废气，主要污染物包括烟尘、SO_2、NO_X等。一般情况下，测试放喷时间较短，污染物排放为短暂性排放。

（2）废水

本项目施工期不设临时施工营地，施工人员生活依托钻井集中公寓，施工现场不产生生活污水。施工期产生的废水主要包括钻井废水、管道试压废水。

1）钻井废水

钻井废水主要来源于钻台、钻具、地面、设备的冲洗，还有少量下钻时泥浆流失物和泥浆循环系统的渗透物。其产生量与钻井深度和钻井周期有关。根据类比调查，钻井废水中主要污染物浓度见表3.3-5。

表3.3-5 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

本工程新钻采油井13口，钻井进尺79521m。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中1120石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产污系数表，

本工程13口井普通油井（≥3.5km进尺），产污系数29.73t/100m进行估算，钻井废水产生量为23642m³。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；工程结束由钻井队回收。

2）管道试压废水

本工程新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后，产生的试压废水按照每千米2.5m³计算，本工程新建各类管线9.8km，试压废水产生量约为24.5m³，主要污染物为SS。试压废水用作场地降尘用水。

（3）固体废物

本项目施工期不设临时施工营地，施工人员生活依托钻井集中公寓，施工现场不产生生活垃圾。施工期固体废物主要是钻井泥浆、岩屑、施工废料、施工机械废油和生活垃圾等。

1）钻井泥浆

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

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

式中：V——废弃钻井泥浆排放量，m³；

D——井的直径，mm；

h——井深，m。

根据上述公式计算，钻井泥浆产生量计算见表3.3-6。

表3.3-6　　钻井泥浆产生量表

井段	钻井液体系	钻头尺寸（mm）	井段（m）	单井废弃钻井泥浆产生量	13口井废弃钻井泥浆产生量
一开	钾钙基有机盐钻井液	311.2	0～1800	213m³	2769m³
二开	油基钻井完井液	215.9	1800～6117	314m³	4082m³

由上表可知，本工程钻井期产生钻井废弃泥浆约6851m³，其中水基钻井液合计2769m³，油基钻井液合计4082m³。采用经不落地系统进行处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备。

2）钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，并经泥浆携带至地面，进入不落地系统中，可进入废液池中的单井岩屑可用下式计算：

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

式中：W——产生的岩屑量，m^3；

D——井眼平均井径，mm；

h——裸眼长度，m；

d——岩屑膨胀系数，（水基取2.2，油基取4）。

根据井身结构计算岩屑产生量，水基岩屑按体积计，油基岩屑按质量计（ρ=2.5g/cm3）。根据上述公式计算，钻井岩屑产生量计算见表3.3-7。

表3.3-7　钻井岩屑产生量表

井段	钻井液体系	钻头尺寸（mm）	井段（m）	单井钻井岩屑产生量	13口井钻井岩屑产生量
一开	钾钙基有机盐钻井液	311.2	0～1800	301m³	3913m³
二开	油基钻井完井液	215.9	1800～6117	1580t	20540t

由上表可知，本工程钻井期产生水基岩屑合计3913m^3，油基岩屑合计20540t。

钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，钻井结束后装入钻井液罐由钻井队带至下一个钻井井场，分离出的水基钻井岩屑暂存于岩屑专用方罐，由岩屑处置单位直接拉运进行处理，满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后可进行综合利用。分离出的油基钻井岩屑属于《国家危险废物名录》（2025年版）HW08类危险废物（废物代码：071-002-08），进入油基岩屑专用方罐后交由有相应危险废物处理资质的单位处置。

3）施工废料

建筑垃圾主要为废边角料、废包装物等，产生量较少，由施工单位统一回收利用，无法回收利用的集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。

4）废润滑油

钻井井场中的发电机、钻机和钻井液循环泵及其他动力设备，需要定期保养维

护，保养维修过程中会产生一定量的废润滑油，参照新疆油田其他使用相同动力设备的井在钻井过程中产生废润滑油的数量可知，单井井场钻井期产生的废润滑油为0.05t，则13口井废润滑油产生量0.65t。废润滑油属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08废矿物油与含矿物油类危险废物，废物代码为900-214-08，危险特性为T，I，集中收集后暂存于井场内危险废物贮存点，交由有相应危险废物处理资质的单位处置。

5）废润滑油桶

使用润滑油时会产生一定的废润滑油桶，根据润滑油的使用量计算出废润滑油桶的产生量为0.06t，废润滑油桶属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08废矿物油与含矿物油废物，废物代码为900-249-08，危险特性为T、I，集中收集后暂存于井场内危险废物贮存点，交由有相应危险废物处理资质的单位处置。

6）废防渗材料

场地清理时拆除的未破损且未沾油的防渗材料由施工单位集中回收利用，沾油废防渗材料属于危险废物（HW08类危险废物，废物代码：900-249-08），危险特性为毒性和易燃性。参照新疆油田其他使用相同动力设备的井在钻井过程中产生废润滑油的数量可知，单井井场钻井期产生的废防渗材料为0.07t，则6口井废润滑油产生量0.42t，施工结束后交由有相应危险废物处理资质的单位处置。

（4）噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、钻机、吊机、泥浆泵、压裂车、测试放喷噪声等，产噪声级在90～110dB(A)之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

3.3.4 运营期污染源分析

3.3.4.1 废水污染源

（1）采出水

采出水是伴随着页岩油从地层开采出来的，主要为油藏本身的底水、边水等，根据产能预测表可知，采出水最大产生量约为$11\times10^4m^3/a$（约$333m^3/d$），污染物主要为化学需氧量、石油类。

采出水依托页岩油联合站压裂返排液处理装置处理，出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）限值要求和《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中V级标准后，优先用于压裂液复配，剩余部分输送至吉7井区进行回注。

（2）压裂返排液、酸化返排液及废洗井液

井下作业进行酸化、压裂等工序时，会产生一定的压裂返排液、酸化返排液，修井时会产生废洗井液，上述物质的产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中1120石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算，井下作业每2年1次。

具体产污系数及产生量见表3.3-8。

表3.3-8　井下作业废水量及污染物产生量一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排放量
井下作业	压裂液	低渗透油井加砂压裂	所有规模	废压裂液（压裂返排液）	立方米/井	153.21	无害化处理/处置/利用	0
	酸化液	低渗透油井酸化压裂	所有规模	废酸化液（酸化返排液）	立方米/井	150.49	无害化处理/处置/利用	0
	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29	无害化处理/处置/利用	0

本工程共部署13口采油井，根据计算，井下作业过程废压裂液产生量为1991.73m^3/次，废酸化液产生量为1956.37m^3/次，废洗井液产生量为328.77t/次，井下作业带罐作业，产生的井下作业废水（废液）集中收集至专用收集罐中，最终由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）限值要求和《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅴ级标准后，优先用于压裂液复配，剩余部分输送至吉7井区进行回注。

3.3.4.2 废气污染源

本工程运营期间，对大气环境影响主要为油气集输过程中产生一定量的非甲烷总烃、硫化氢排放。

（1）无组织排放非甲烷总烃

本工程进入生产运营期间，采用密闭集输工艺，对大气环境影响主要为油气集输过程中产生的无组织非甲烷总烃挥发，产生点主要集中在井口、管线设备接口、阀门处。

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本工程而言，VOCs主要为非甲烷总烃。

本工程运营过程中从阀门、法兰等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）中设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物的计算公式对源强进行核算。

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

公式如下：

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

t_i——密封点 i 的年运行时间，h/a；

$e_{TOC,\ i}$——密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

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

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

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

设备与管线组件 eTOC，i 取值参数表，见表 3.3-9。

表 3.3-9　　设备与管线组件 eTOC，i 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{TOC,\ i}$/（kg/h 排放源）
石油炼制工业	阀门	0.064

	泵	0.074
	法　兰	0.085
	压缩机、搅拌器、液压设备	0.073
	其　他	0.073

参照《石化行业VOCs污染源排查工作指南》，本次评价按保守估计的原则，将TOC全部视为可挥发性有机物VOCs，则本工程采出液中$WF_{VOCs,\ i}$和$WF_{TOC,\ i}$比值取1。

每座采油井井口装置中阀门数量为5个、法兰数量为10个、连接件数量为60个，无组织废气源强一览表，见表3.3-10。

表3.3-10　　本工程无组织废气非甲烷总烃核算一览表

平台号	设备类型		排放速率（kg/h/排放源）	设备数量（个/台）	污染物排放量（t/a）
67平台	2口井	阀门	0.064	10	0.0152
		法兰	0.085	20	0.0404
		连接件	0.028	120	0.0798
		小计	/	/	**0.1354**
68-2平台	2口井	阀门	0.064	10	0.0152
		法兰	0.085	20	0.0404
		连接件	0.028	120	0.0798
		小计	/	/	**0.1354**
68-1平台	2口井	阀门	0.064	10	0.0152
		法兰	0.085	20	0.0404
		连接件	0.028	120	0.0798
		小计	/	/	**0.1354**
71-1平台	2口井	阀门	0.064	10	0.0152
		法兰	0.085	20	0.0404
		连接件	0.028	120	0.0798
		小计	/	/	**0.1354**
71-2平台	3口井	阀门	0.064	15	0.0228
		法兰	0.085	30	0.0606
		连接件	0.028	180	0.1198
		小计	/	/	**0.2032**

71-3平台	2口井	阀门	0.064	10	0.0152
		法兰	0.085	20	0.0404
		连接件	0.028	120	0.0798
		小计	/	/	**0.1354**
68-2号计量站		阀门	0.064	20	0.0304
		法兰	0.085	40	0.0808
		连接件	0.028	240	0.1597
		小计	/	/	**0.2709**
合计					**1.1511**

经核算，本工程无组织非甲烷总烃年排放量约为1.1511t/a。

（2）无组织排放硫化氢

通过无组织排放的非甲烷总烃推算出无组织排放的天然气排放量，根据天然气中硫化氢的含量，计算出硫化氢的排放量，计算过程如下：

根据区块天然气样分析，甲烷平均含量按68.69%计，故非甲烷总烃在天然气中的比例为31.31%。

由前文计算可知非甲烷总烃排放量为1.1511t/a，故无组织的天然气排放量为1.1511÷31.31%=3.68（t/a），天然气平均相对密度按照0.80（1.03kg/m³），则天然气体积为3573m³。

芦草沟组页岩油钻井过程中均未发现H_2S，采油过程中多口井发现H_2S，采油现场检测硫化氢浓度为0～200ppm，本次按照不利因素考虑，H_2S浓度按照200ppm（304.1mg/m³）计算，故本项目硫化氢无组织排放量约为0.00108（t/a）。

（3）储层改造废气

储层改造过程压裂液为外购已配置好的压裂液，废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及压裂返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为非甲烷总烃等，采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低废气排放。

3.3.4.3 噪声源

运营期间的噪声源主要包括井场、站场设备的运转噪声和巡检车辆的交通噪声等，噪声级为60～120dB(A)，见表3.3-11。

表3.3-11　噪声源设备

噪声源名称			声功率级〔dB（A）〕	噪声特性	排放规律	备注	运行时段	声源控制措施
正常工况	井场、站场设备	机泵	75~80	机械	连续	/	昼间至夜间	选用低噪设备
	交通噪声	罐车、巡检车辆	70～90	机械	间歇	/	昼间	/

3.3.4.4 固体废物污染源

井下作业时铺设防渗膜，落地油100%回收，由罐车拉运至页岩油联合站原油处理系统处理；本工程产生的固体废物主要为废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布和劳保用品。

（1）废润滑油

设备维修会产生一定的废润滑油，根据现有采油井场实际产生情况估算，单井废润滑油产生量约为0.05t/a，则13口井合计产生量为0.65t/a，废润滑油属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08废矿物油和含矿物油废物，废物代码为900-214-08，危险特性为T、I，临时贮存在吉祥联合站危险废物临时贮存点，交由有相应危险废物处理资质的单位处置。

（2）废润滑油桶

设备检维修过程中使用润滑油时会产生一定的废润滑油桶，根据润滑油的使用量计算出废润滑油桶的产生量为0.06t/a，废润滑油桶属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08废矿物油和含矿物油废物，废物代码为900-249-08，危险特性为T、I，临时贮存在吉祥联合站危险废物临时贮存点，交由有相应危险废物处理资质的单位处置。

（3）沾油废防渗材料

采油井场日常巡检、检修过程中会产生一定的沾油废防渗膜，沾油废防渗膜属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08废矿物油和含矿物油废物，废物代码：900-249-08，危险特性为T、I，根据现有采油井场实际产生情况估算，单井产生量约0.07t/a，则13口井沾油废防渗膜产生量约为0.91t/a，临时贮存在吉祥联合站危险废物临时贮存点，交由有相应危险废物处理资质的单位处置。

（4）废含油抹布和劳保用品

设备检维修过程中会产生一定的废含油抹布、劳保用品，废含油抹布和劳保用品属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW49其他废物，废物代码为900-041-49，危险特性为T/In，废含油抹布和劳保用品单独收集后临时贮存在吉祥联合站危险废物临时贮存点，交由有相应危险废物处理资质的单位处置。

各类危险废物汇总情况见表3.3-12。

表3.3-12　危险废物汇总情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量（t/a）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	污染防治措施
1	废润滑油	HW08	900-214-08	0.65t/a	设备检维修	液态	油类	油类	T，I	交由有相应危险废物处理资质的单位处理
2	废润滑油桶	HW08	900-249-08	0.06t/a	设备检维修	液态	油类	油类	T，I	
3	沾油废防渗材料	HW08	900-249-08	0.91t/a	井下作业	固态	油类	油类	T，I	
4	废含油抹布、劳保用品	HW49	900-041-49	/	设备检维修	固态	油类	油类	T/In	

3.3.4.5 运营期污染物排放情况汇总

本工程运营期三废排放状况，见表3.3-13。

表3.3-13　　运营期污染物排放汇总

类别	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	无组织排放	NMHC	1.1511t/a	1.1511t/a	大气
		H_2S	0.00108t/a	0.00108t/a	
	储层改造废气	非甲烷总烃等	少量	少量	
废水	采出水	SS、COD、石油类等	2.41×10^4t/a	0	依托页岩油联合站压裂返排液处理装置处理。
	井下作业废水	压裂液	1997.73m^3/2a	0	依托页岩油联合站压裂返排液处理装置处理。
		酸化液	1956.37m^3/2a	0	
		洗井液	328.77t/2a	0	

固体废物	废润滑油	油类	0.65t/a	0	交由有相应危险废物处理资质的单位处置。
	废润滑油桶	油类	0.06t/a	0	
	沾油废防渗材料	油类	0.91t/a	0	
	废含油抹布、劳保用品	油类	/	0	
噪声	机械噪声	-	70～90dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施。

3.3.5 污染物排放“三本账”

本次评价现有工程污染源数据引用自《新疆昌吉油田芦草沟组页岩油2026年产能建设项目环境影响报告书》，该项目于2026年1月29日取得新疆兵团第六师五家渠市生态环境局批复（师环审〔2026〕2号）。

本工程建成后运营期污染物排放变化情况见表3.3-14。

表3.3-14　本工程及现有工程排放量“三本账”一览表

类别	污染物名称	现有工程产生量	拟建工程产生量	以新带老削减量	总产生量	总排放量
废气	非甲烷总烃	542.2329t/a	1.1511t/a	/	543.384t/a	543.384t/a
	硫化氢	41.9163kg/a	1.08kg/a	/	42.9963kg/a	42.9963kg/a
	氨	0.8075kg/a	/	/	0.8075kg/a	0.8075kg/a
	氯气	1.87t/a	/	/	1.87t/a	1.87t/a
	NO_X	24.915t/a	/	/	24.915t/a	24.915t/a
	SO_2	1.006t/a	/	/	1.006t/a	1.006t/a
	颗粒物	2.229t/a	/	/	2.229t/a	2.229t/a

3.3.6 退役期污染源及其防治措施

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固废污染源主要为废弃建筑残渣等一般工业固体废物，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关要求，拆除地面设施、清理井场等，收集后拉运至当地建筑垃圾填埋场填埋处置；设施拆除过程遗落地面的油泥委托具有相关危废处置资质的单位处置；沾油管线或设备内物质应清空干净并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使

用盲板封堵，防治污油泄漏污染土壤，要求铺膜作业。

3.3.7 清洁生产水平分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本工程为油气田开发建设项目，生产过程主要包括钻井、采油、油气集输和井下作业及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对污染防治措施先进性及集输工艺先进性进行清洁生产分析。

3.3.7.1 清洁生产水平技术指标对比分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部2009年联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）对本工程的清洁生产水平进行评价。

（1）评价指标体系

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。

——定量评价指标

选取有代表性的、能反映“节约能源、降低消耗、减轻污染、增加效益”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式；通过对比各项指标的实际达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评清洁生产的状况和水平。

——定性评价指标

根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规

定以及行业发展规划选取，用于定性考核建设单位对有关政策、法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

（2）评价依据

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据：

——凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的，执行国家要求的数值。

——凡国家或行业对该项指标尚无明确要求值的，则选用国内重点大中型油气勘探开发企业近年来清洁生产所实际达到的中上等以上水平的指标值。

——定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”或“否”两种选择来评定。

（3）权重分值

清洁生产评价指标的权重值反映了该指标在整个清洁生产评价指标体系中所占的比重。它原则上是根据该项指标对油气勘探开发企业清洁生产实际效益和水平的影响程度大小及其实施的难易程度来确定的。

（4）评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。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（如物料消耗量、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（如水的钻井液循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。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。

采油和集输作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表3.5-1~3.5-3。

（5）评价指标考核评分计算

1）定量评价考核总分值计算

① 单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$Si=Sxi/Soi$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$Si=Soi/Sxi$$

式中：Si—第 i 项评价指标的单项评价指数。

Sxi—第 i 项评价指标的实际值

Soi—第 i 项评价指标的评价基准值

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 Si 值就会越大，计算结果就会偏离实际，对其他评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 Si＞k/m 时（其中 k 为该类一级指标的权重值，m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取 Si 值为 k/m。

② 定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

$$P1=\sum_{i=1}^{n} S_i \cdot K_i$$

式中：P1—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

Si—第 i 项评价指标的单项评价指数；

Ki—第 i 项评价指标的权重值。

2）定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

$$P2=\sum_{i=1}^{n}F_i$$

式中：P2—定性评价二级指标考核总分值；

Fi—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

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

P=0.6P1+0.4P2

式中：P—清洁生产综合评价指数

P1—定量评价考核总分值；

P2—定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标，见表 3.3-15。

表 3.3-15　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.5-1~3.5-3 计算可得：

——钻井作业：定量指标 100 分，定性指标 100 分，综合评价 100 分。

——井下作业：定量指标 80 分，定性指标 100 分，综合评价 88 分。

——采油（气）和集输：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

3.3.7.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本工程清洁生产企业等级为：清洁生产企业。

本工程采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了施工废物、废水、废气等污

染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

定量和定性评价指标项目、权重及基准值，见表3.3-16～3.3-18。

表3.3-16 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	估算值	评分
(1)资源和能源消耗指标	30	占地面积	m^2	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m标准进尺	15	≤25	符合	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；2000m～3000m；3000m以上	10	≥40%；≥50%；≥60%	95%	10
		柴油机效率	%	10	≥80	＞80	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
(4)污染物产生指标	35	钻井废水	t/100m标准进尺	10	甲类区：≤30；乙类区：≤35	29.73	10
		废弃钻井液	m^3/100m标准进尺	10	≤10	＜10	10
		柴油机烟气	-	5	符合排放标准要求	符合	5
		石油类	mg/L	5	≤10	＜10	5
		COD	mgL	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	＜150	5

定性指标					
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	评分
（1）原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	10
		柴油消耗	具有节油措施	5	5
（2）生产工艺及设备要求	30	钻井设备	国内领先	5	5
		压力平衡技术	具备平衡技术	5	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	5
		固井设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5
		井控措施	具备	5	5
		有无防噪措施	有	5	5
（3）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立HSE管理体系并通过认证		10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
（4）贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井液处置措施满足法规要求		10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5
		满足其他法律法规要求		5	5

表 3.3-17　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	估算值	评分
（1）资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	符合	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	符合	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
（2）生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
（3）资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
（4）污染物产生指标	30	作业废液量	m^3/井次	10	≤3.0	3948	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	245	0
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	1276	0
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5

定性指标

一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本工程评分
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	40	建立HSE管理体系并通过验证		15	15
		开展清洁生产审核		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
（3）贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求		20	20

表3.3-18　采油（气）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	估算值	评分
（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 天然气：≤50	＜65	30
（2）资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	0	0
		伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	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	%	5	≤10	0	5
		COD	%	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		采气废水回用率	%	10	≥60	100	10
		伴生气外排率	%	10	≤20	0	10

定性指标

一级指标	指标分值	二级指标					指标分值	评分
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	20		防治落地原油产生措施	20	20
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立HSE管理体系并通过验证					10	10
		开展清洁生产审核					20	20
		制定节能减排工作计划					5	5
（3）环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况					5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况					5	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况					5	5
		老污染源限期治理项目完成情况					5	5

3.3.8 污染物排放总量控制

3.3.8.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.3.8.2 污染物总量控制因子

根据国家“十五五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_x、VOCs。

废水污染物：COD、NH_3-N。

（1）废气污染物

本工程油气集输采用密闭集输工艺，主要废气污染物为集输过程中无组织非甲烷总烃、硫化氢气体的挥发。

（2）废水污染物：

正常运营期间，采出水、井下作业废水依托页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）限值要求和《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅴ级标准后，优先用于压裂液复配，剩余部分输送至吉7井区进行回注，无废水外排，因此不对废水污染物进行总量控制。

由上可知，本工程总量控制因子：VOCs。

3.3.8.3 总量控制建议指标

（1）施工期

由于施工期的地面工程集中于较短时间内，地面工程期间排放的污染物将随地面工程的结束而消亡，故不考虑对施工期间产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

根据《关于印发<挥发性有机物排污收费试点办法>的通知〔财税〔2015〕71号〕》，VOCs是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。具有挥发性的有机化合物主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、

醚等）、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等。对于本工程而言，其排放的VOCs基本可以等同为非甲烷总烃，VOCs（以非甲烷总烃计）的总量考核指标1.1511t/a，均为无组织挥发。

本次评价提出的为建议值，供生态环境主管部门对本工程实施环境管理以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

3.4 相关政策法规、规划符合性分析

3.4.1 产业政策符合性分析

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）》，“第一类鼓励类”：“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”属于“鼓励类”项目，本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。

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

项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》中有关要求的相符性分析，见表3.4-1。

表3.4-1 项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》相符性分析

《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》中相关规定	项目采取的相关措施	符合性分析
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。	本项目位于页岩油井区，符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评等求。	符合
在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	本项目不涉及。	符合
涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目	本项目选址选线不涉及依法划定的	符合

按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。	
施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	本项目施工期严格控制占地面积，尽可能缩短施工时间，减少对土壤和植被的扰动和破坏。	符合
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。	本项目运营期采用密闭集输工艺，厂界非甲烷总烃无组织排放浓度可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求。	符合
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，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。	本项目伴生气依托页岩油联合站天然气处理系统处理后均回收利用。	符合

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。	本工程钻井液均回收利用。运营期采出水依托页岩油联合站压裂返排液处理装置处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至页岩油联合站压裂返排液处理装置处理，出水达标后优先用于压裂液复配，剩余部分输送至吉7井区进行回注，不外排。	符合
涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。	页岩油联合站压裂返排液处理装置出水优先回用于压裂液复配，使用不完时送至吉7井区进行回注。	符合
废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。	本项目钻井过程中一开采用水基非磺化钻井液体系，二开采用油基钻井液体系，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，钻井结束后装入钻井液罐由钻井队带至下一个钻井井场，分离出的水基钻井岩屑暂存于岩屑专用方罐，由岩屑处置单位直接拉运进行处理，满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后可进行综合利用。分离出的油基钻井岩屑属于《国家危险废物名录》（2025年版）HW08类危险废物（废物代码：071-002-08），进入油基岩屑专用方罐后交由具有相应危险废物处置资	符合

	质的单位负责接收、转运以及处置。运营期产生的危险废物均委托有相关资质单位处置。	
噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	经预测分析，项目运营期井场、计量站厂界昼、夜间噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准。	符合
对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	严格按照《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)相关要求对拟退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设施应进行生态修复。	符合

由上表可知，项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》的相关规定。

3.4.3 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）中要求的相符性分析，见表3.4-2。

表3.4-2 本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》	项目采取的相关措施	符合性分析
因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地。	项目提出施工期结束后，恢复管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则。	符合
应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工	本工程开发方案设计考虑了油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进。	符合

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。		
集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	项目站场、管线占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度。	符合

3.4.4 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中要求的相符性分析，见表3.5-3。

表3.4-3 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关规定	项目采取的相关措施	符合性分析
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%。	采用清洁生产工艺及技术。本工程采出水依托页岩油联合站压裂返排液处理装置处理达标后优先用于压裂液复配，剩余部分输送至吉7井区进行回注，不外排；废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布、劳保用品委托具有相应危废处置资质的单位进行无害化处置。	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%。	井下作业时带罐作业，落地原油100%回收。	符合
在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	井下作业全部带罐铺膜作业，酸化压裂等废液经收集后采用专用罐拉运至页岩油联合站压裂返排液处理装置处理达标后优先用于压裂液复配，剩余部分输送至吉7井区进行回注，不外排。	符合

在开发过程中，适宜注水开采的油田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	采出水依托页岩油联合站压裂返排液处理装置处理达标后优先用于压裂液复配，剩余部分输送至吉7井区进行回注，不外排。	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。新建3000m³及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。	采用密闭流程。本工程建设内容不涉及3000m³及以上储罐建设。	符合
在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。	本工程采用密闭集输工艺，天然气均回收利用。	符合
（一）油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。（二）加强油田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油田建设过程应开展工程环境监理。（三）在开发过程中，企业应加强油油井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。（四）油田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。（五）油田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	项目投产后，由吉庆油田作业区管理，区块开发突发环境应急预案纳入《中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区突发环境事件应急预案》管理体系中。	符合

由上表可知，项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关规定。

3.4.5 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。

本工程施工土方全部用于回填管沟及场地平整；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地建筑垃圾填埋场填埋处置。项目施工过程采取“下垫上盖”措施，施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

3.4.6 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

本工程与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）符合性分析，见表3.4-4。

表3.4-4　与“环办环评函〔2019〕910号”符合性

〔2019〕910号要求	项目情况	符合性
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、管线和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。 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，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。	本工程以页岩油井区开展环评，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合
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。	本工程评价了项目建设、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；论证了依托处理设施的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
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	本项目废水经依托工程处理后回用，无废水外排。	符合

排放总量控制要求。		
涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）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。	页岩油联合站压裂返排液处理装置出水优先回用于压裂液复配，使用不完时送至吉7井区进行回注。	符合
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。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。	本项目钻井过程中一开采用水基非磺化钻井液体系，二开采用油基钻井液体系，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，钻井结束后装入钻井液罐由钻井队带至下一个钻井井场，分离出的水基钻井岩屑暂存于岩屑专用方罐，由岩屑处置单位直接拉运进行处理，满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后综合利用。分离出的油基钻井岩屑属于《国家危险废物名录》（2025年版）HW08类危险废物（废物代码：071-002-08），进入油基岩屑专用方罐后交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运以及处置。	符合
涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫油田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场H_2S的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效	本项目不涉及。	符合

硫磺回收工艺，减少 SO_2 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污物排放标准要求。		
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。	本工程施工周期较短，报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响。	符合
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。	本工程不涉及生态保护红线区。	符合
油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开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，开展了本工程信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	符合

3.4.7 与《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〉》（新环环评发〔2020〕142号）符合性分析

本工程与《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〉》（新环环评发〔2020〕142号）符合性分析，见表3.4-5。

表3.4-5 与“新环环评发〔2020〕142号”符合性

要 求	项目情况	符合性
请各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价。	新疆油田公司已编制完成新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划，《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》于2022年12月1日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审〔2022〕252号）	符合
油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上	本工程以页岩油井区为单位开展环评，	符合

应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评）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。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。	在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	

3.4.8 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性分析

本工程与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性分析，见表3.4-6。

表3.4-6 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性

要求	项目情况	符合性
产生VOCs的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式，并保持负压运行。	本工程均采用密闭集输工艺，有效减少非甲烷总烃挥发量，减少对大气的污染。	符合
重点排查汽油（包括含醇汽油、航空汽油）、航空煤油、原油、石脑油及苯、甲苯、二甲苯等装卸的物料类型、装载量、油气回收量，装载方式、密封型式、压紧方式及治理设施建设情况、工艺类型和运行情况，建立装卸排查清单；检查检测罐车人孔盖、油气回收耦合阀，底部装载有机废气回收快速接头、顶部浸没式装载密封罩、油气回收管线法兰等密封点泄漏情况，及治理设施排放浓度、排放速率和去除效率。	本工程属于油气开采项目，集输环节均为密闭流程，有效减少VOCs排放；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、站场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。	符合
企业应按照标准要求，根据储存挥发性有机液体的真实蒸气压、储罐容积等进行储罐和浮盘边缘密封方式选型。充分考虑罐体变形或浮盘损坏、储罐附件破损等异常排放情况，鼓励对废气收集引气装置、处理装置设置冗余负荷；储罐排气回收处理后无法稳定达标排放的，应进一步优化治理设施或实施深度治理；鼓励企业对内浮顶罐排气进行收集处理。储罐罐体应保持完好，不应有孔洞、缝隙（除内浮顶罐边缘通气孔外）；除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，储罐附件的开口（孔）应保持密闭。	本工程采用密闭集输工艺，不涉及储罐等。	符合

3.4.9 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

本工程与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析，见表3.4-7。

表3.4-7 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性

《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）相关要求		本工程情况	符合性
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。	本工程占地类型为天然牧草地。工程施工前应办理征地手续，并在施工结束后对占用的临时用地全部进行恢复。	符合
	临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。	本工程占地类型为天然牧草地，不占用基本农田。	符合
	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。临时用地使用期限，从批准之日起算。	临时用地使用期限为两年。	符合
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。	本工程在施工前先办理临时用地手续，待临时用地期限到期前，办理建设用地审批手续。对于未转入生产的，应当完成土地复垦。	符合
落实临时用地恢复责任	临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。	建设单位不得对批准的临时用地进行转让、出租、抵押。 本工程不占用农用地，施工结束后对临时用地内的建筑物进行拆除，恢复；后期对未投入产生的进行恢复复垦。	符合
	严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。		

3.4.10 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》符合性分析

本工程与《关于建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》符合性分析，见表3.4-8。

表3.4-8 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》符合性

要求	项目情况	符合性
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。	本项目同步制定并落实生态保护和修复方案；综合考虑了防沙治沙等相关要求；本工程已提出一系列生态环境保护措施。	符合

3.4.11 与《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》符合性分析

本工程与《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）符合性分析，见表3.4-9。

表3.4-9 与《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》符合性

要求	项目情况	符合性
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。	新疆油田分公司吉庆油田作业区已落实污染环境防治责任制度，已建立健全工业危险废物全过程的污染环境防治责任制度。	符合
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。	新疆油田分公司吉庆油田作业区已按照《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。	符合
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。	吉庆油田作业区按照要求执行排污许可管理制度。	符合
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。	吉庆油田作业区编制了《中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区突发环境事件应急预案》，已在昌吉回族自治州生态环境局吉木萨尔县分局进行了备案（备案编号：652327-2023-016-L）。	符合

3.4.12 与《空气质量持续改善行动计划》符合性分析

空气质量持续改善行动计划：以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的二十大精神，深入贯彻习近平生态文明思想，落实全国生态环境保护大会部署，坚持稳中求进工作总基调，协同推进降碳、减污、扩绿、增长，以改善空气质量为核心，以减少重污染天气和解决人民群众身边的突出大气环境问题为重点，以降低细颗粒物（$PM_{2.5}$）浓度为主线，大力推动氮氧化物和挥发性有机物（VOCs）减排；开展区域协同治理，突出精准、科学、依法治污，完善大气环境管理体系，提升污染防治能力；远近结合研究谋划大气污染防治路径，扎实推进产业、能源、交通绿色低碳转型，强化面源污染治理，加强源头防控，加快形成绿色低碳生产生活方式，实现环境效益、经济效益和社会效益多赢。

本工程采用密闭集输工艺进行生产，有效减少挥发性有机物（VOCs）排放，减少对大气的污染。

3.4.13 与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》提出：加快油气资源勘查开发和增储上产，加大深地和煤层气、页岩油（气）等非常规油气资源勘查开发力度，提高油气采收率。 提升油气勘探力度。以塔里木、准噶尔大型盆地为重点，兼顾吐哈、三塘湖、焉耆、伊犁等中小盆地，以深层超深层、非常规为主攻方向，大力实施油气增储工程。 提高油气开发水平。深挖老区开采潜力，加快新区产能建设，持续推进塔里木盆地富满、博孜一大北、顺北和准噶尔盆地南缘、玛湖等大型油气田开发。 推进非常规油气资源开发。提升吉木萨尔、玛湖等页岩油开发能力水平，推动国家级陆相页岩油示范区稳产增效。以准噶尔盆地东南缘、塔里木盆地北缘等区域为重点，加快推进阜康、库拜、尼勒克、沙湾等地区煤层气资源开发。

本项目位于准噶尔盆地油气基地，属于页岩油开发项目，符合《自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》的发展要求。

3.4.14 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》符合性分析

本项目位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的限制开发区域（国家级农产品主产区），为天山北坡主产区。该区要求位于农产品主产区的点状能源和矿

产资源基地建设，必须进行生态环境影响评估，并尽可能减少对生态空间与农业空间的占用，同步修复生态环境。其中，在水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱、地震和地质灾害频发的地区，要严格控制能源和矿产资源开发。

本项目不在主体功能区划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域内，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。项目所在区域不在生态红线区内，所占土地类型为天然牧草地，不占用林地、水库水域、河流水面、湖泊水面等。为了实现区域的生态功能，项目对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰；在项目实施过程中需要积极采取生态补偿措施，加强对荒漠生态功能区保护和恢复，高度注意保护荒漠植被，保护野生动物，保护地貌，维护自然生态环境，积极落实本次环评提出的各项生态环境保护措施。本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》对项目区块的开发管制原则，与区域生态功能的保护是协调的。

3.4.15 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《新疆生态环境保护“十四五”规划》中要求的相符性分析详，见表3.4-10。

表3.4-10　与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

规划要求	本工程	符合性
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。	本工程无组织废气排放涉及VOC_S排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施。	符合
有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展风险管控与修复工程。	本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；本工程运营后采取源头控制、过程防控措施；土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值，石油烃类	符合

推广绿色修复理念，强化修复过程二次污染防控。	执行表2第二类用地筛选值。	
强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移电子联单。	本工程产生的危险废物严格执行《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第23号）中相关管理要求。	符合
实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。	本工程位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县，为油气开发项目，不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的落后项目，符合《昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果（2025版）》要求。	符合

3.4.16 与《昌吉回族自治州国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》符合性分析

《昌吉回族自治州国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》提出，加快油气资源勘探开发和增储上产，提升全产业链发展水平。提升油气勘探力度。以准噶尔盆地南缘为重点区域，集中突破深层、超深层及非常规油气资源，大力实施油气增储上产工程。加大油气勘探开发力度，强化区块有序出让与高效接续，优先推动探采合一申报，加快探矿权转采矿权。

提高油气资源开发水平。全面推进准东、漠北、永进等油田产能建设。持续加大天然气勘探开发，推动新疆油田、吐哈油田扩能增产。加大阜康、吉木萨尔区域煤层气开发力度，同步推进昌吉市、呼图壁县、玛纳斯县等区域开发，建设压缩、液化完整产业链。

本项目属于油气开采项目，工程建设对于满足油气田开发、保障下游天然气供气能力需求具有十分重要的意义，符合《昌吉回族自治州国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》的要求。

3.4.17 与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》符合性分析

本项目与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》中要求的相符性分析详，见表3.4-11。

表3.4-11　与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》符合性分析

规划要求	本工程	符合性
推动产业绿色化，依据资源承载力和环境容量，推动产业结构调整。全面实施以“三线一单”为核心的生态环境分区管控体系，开展重点区域、重点流域、重点行业和产业布局的规划环评，充分发挥生态环境功能定位在产业布局结构中的基础性约束作用。	本项目符合《昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果（2025版）》要求；新疆油田公司已编制完成新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划，《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》于2022年12月1日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审〔2022〕252号）	符合
开展多污染源治理。推进石化、化工、工业涂装、家具制造、塑料、橡胶、包装印刷、汽修等重点行业领域VOCs整治，加强VOCs源头、过程、末端全流程控制，重点加强对光化学反应活性强的VOCs物质控制，开展企业深度治理和精细化管控。	本工程无组织废气排放涉及VOC_S排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施。	符合
强化危险废物全过程环境监管。持续推进危险废物规范化环境管理，对长期大量积存危险废物重点企业开展重点管控，不断完善固体废物信息管理平台，不断提升危险废物处置能力。	本工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第23号）中相关管理要求。	符合

3.4.18 与《新疆油田公司“十四五”发展规划》、规划环评及审查意见符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划》指出，地面系统总体能力满足“十四五”期间新区玛湖500万吨上产、吉木萨尔页岩油建产、南缘建产，老区千万吨稳产、天然气稳产的需要，非常规油气藏地面配套关键技术取得重大突破，数字化、标准化等指标达到股份公司先进水平，生产运行、能耗等指标超越股份公司一般水平。全面建成保障坚强、结构合理、安全可靠、运行灵活、节能环保、经济高效的水、电、路、讯保障系统。本项目属于页岩油开采项目，位于新疆生产建设兵团第六师红旗农场，项目的建设有助于实现《新疆油田公司“十四五”发展规划》中吉木萨尔页岩油建产的目标。项目建设符合规划及规划环评的相关要求。

《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》于2022年12月1日通过了新疆维吾尔自治区生态环境厅的审查，批复文号为：新环审〔2022〕252号，项目建设符合《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》污染防治措施、结论及审查意见中的相关要求，具体见表3.4-12、表3.4-13、表3.4-14。

表3.4-12 项目与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
1	井下作业带罐作业，产生的井下作业废水采用专用收集罐集中收集后送至就近已有或配套新建的联合站污水处理系统处理。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。	本次环评要求井下作业带罐作业，洗井废水和井下作业废液集中收集后送至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，处理达标后优先用于压裂液复配，剩余部分输送至吉7井区进行回注，不外排。	符合
2	根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表7和《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）对项目区进行防渗分区，防渗应满足相应防渗等级的防渗要求，并布设一定数量的长期监测井。	本项目对井场进行了分区防渗，并提出了利用现有水井作为地下水监测井。	符合
3	含油污泥、废分子筛等危险废物交由有相应处置资质的单位进行无害化处置。危险废物贮存设施必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的相关要求，并按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》《危险废物标志牌式样》设置明显标志。）工作人员的生活垃圾设置垃圾桶集中收集后交由当地的环卫部门及时清运。	固体废物主要为废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布、劳保用品，集中收集后最终交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。	符合
4	井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。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。	退役期地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至当地建筑垃圾填埋场，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。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。	符合
5	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；在油气集输	本次环评提出的大气污染防治措施为：选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；	符合

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	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，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。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；设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作。	定期对井场的设备、阀门等检查、检修；井口采出物汇集、输送及处理的全过程均采用密闭工艺流程。	
6	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；加强噪声防范，做好个人防护工作。	符合
7	合理规划占地，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布设，避让梭梭、白梭梭等保护植物；严格控制管线施工作业带宽度，管沟分层开挖、分层堆放、分层回填；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏，避免破坏荒漠植物；开展环境监理；永久占地进行砾石铺垫，定期检查管线、井场等。	对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积；施工结束后，对井场进行地面硬化处理；在设计选线选址过程中，尽量避开植被密集的区域，避免破坏荒漠植物；管线敷设时，严格控制施工作业带宽度，管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地；施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复。并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿；加强施工期环境监理。	符合

表3.4-13 项目与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》结论符合性分析

序号	规划环评结论	拟采取的相关措施	相符性分析
1	规划生产运营期废气主要各燃气设备产生的燃烧尾气，油气集输及各类储罐暂存过程中无组织逸散的烃类等，主要大气污染物为烟尘、SO_2和NO_2、非甲烷总烃。规划所用各燃气设备（燃气加热炉、相变炉、锅炉等）燃料均为天然气，为清洁能源。燃烧后污染物排放量少，对环境影响较小。燃气设备排放的SO_2、NOx均可符合《锅炉大气污染物排放标准》标准限值，对周围环境造成的影响较小。油气集输过程及各类储罐暂存过程中产生的烃类挥发是影响规划区域环境空气的主要污染源。油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发。严格按照GB39728标准要求，对部分不符合标准的储罐、装载系统等进行改造。通过采取相应的污染防治措施，能够有效控制无组织烃类的污染，在运行过程中严格管理，确保废气控制措施正常运转，各站场场界浓度和最大落地浓度可满足《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（4mg/m^3）。	油气集输采用密闭集输，原油采用电加热，井场厂界无组织废气可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（厂界非甲烷总烃浓度不应超过4.0mg/m^3）。	符合
2	生产运营期产生的废水主要包括井场产生的井下作业废水、站场产生少量含油废水。井下作业严禁废水外排，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至各自区块污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》标准后，由各联合站统一调配，不外排进入环境，不会对地表水环境产生环境影响。生产运营期产生的采出水和井下作业废水拉运至各自区块污水处理系统处理，处理达标后回注地层。	井下作业废水由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）限值要求和《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅴ级标准后，优先用于压裂液复配，剩余部分输送至吉7井区进行回注，不外排。	符合

表3.4-14 项目与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》审查意见符合性分析

序号	规划环评审查意见	拟采取的相关措施	相符性分析
1	（一）严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	本项目建设符合“三线一单”《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》要求；采取相关措施后，井场边界无组织非甲烷总烃均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（厂界非甲烷总烃浓度不应超过4.0mg/m^3）；厂界无组织硫化氢均满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中的表1限值要求，不会对区域环境空气产生明显不利影响。	符合
2	（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	项目选址选线过程中尽量选取植被稀疏区域。	符合
3	（三）严格生态环境保护，强化各类污染物防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消	采取的生态恢复措施符合规划环评报告书的要求，建筑垃圾收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理；废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布、劳保用品以及事故状态含油污泥均委托有资质的单位	符合

序号	规划环评审查意见	拟采取的相关措施	相符性分析
	耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，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。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。	处置，产生的各类固体废物均得到合规处置；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、检修；井口采出物汇集、输送及处理的全过程均采用密闭工艺流程；页岩油联合站压裂返排液处理系统出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）限值要求和《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅴ级标准后，优先用于压裂液复配，剩余部分输送至吉7井区进行回注；井场采取了相应的防渗措施。	
4	（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。	报告中提出了相应的生态环境保护措施，并制定了生态恢复治理方案。	符合
5	（六）加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。	报告中提出了运营期监测计划和环境影响后评价的要求。	符合

3.4.19 生态环境分区管控方案符合性分析

“三线一单”，是指生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单，是推进生态环境保护精细化管理、强化国土空间环境管控、推进绿色发展高质量发展的一项重要工作。

（1）生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、海岸生态稳定等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

根据《关于印发＜新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（新政发〔2021〕18号）、《关于印发＜新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果＞的通知》（新环环评发〔2024〕157号）、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162号）以及《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》《昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果（2025版）》要求，本工程位于吉木萨尔县重点管控单元内（环境管控单元编码：ZH65232720005），东南距天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区最近距离8.5km。

（2）环境质量底线

本次评价现状调查结果显示，工程所在区域的环境空气为不达标区，超标因子为$PM_{2.5}$，超标原因为当地气候条件干燥、自然扬尘导致；项目所在区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准限值，其余各点各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准；项目区声环境质量良好，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准；根据监测结果可知，项目区土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1第二类用地筛选值，石油烃类执行表2第二类用地筛选值。

工程运营期产生的废气和噪声污染物均能达标排放，采取相应措施后经预测能够满足相关标准要求；污水采取了严格的治理和处置措施，全部综合利用，不外排；固废按照相关环保要求妥善处置，不会对项目区环境质量底线产生冲击。

本工程的建设符合环境质量底线要求。

（3）资源利用上线

本工程开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源，油气集输采用常温密闭集输工艺，不消耗燃料；能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本工程占地类型为天然牧草地，土地资源消耗符合要求。

本工程开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》，将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。本工程的建设符合国家的相关政策。

综上所述，本工程建设符合生态环境分区管控要求。

具体管控要求符合性能分析，见表3.4-15。

表3.4-15　昌吉回族自治州生态环境准入清单

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求	本项目	相符性分析
ZH65232720005	吉木萨尔县限采区	重点管控单元	1、县级以上人民政府水行政主管部门应当合理配置地表水、地下水，从严控制地下水取水总量。 2、严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。	本项目用水由罐车拉运至用水场地，不涉及地表水和地下水开采。	符合

3.5 选址选线合理性分析

本工程不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区。

（1）根据现场调查及查阅相关资料，工程占地类型为天然牧草地。根据《国家重点保护野生植物名录》《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》（新政发〔2023〕63号文），项目占地范围内均无保护植物，评价范围内零星分布有国家二级保护植物黑果枸杞。

由于项目区所在准噶尔盆地边缘严酷的气候条件，野生动物分布种类少，栖息生境单一。根据《国家重点保护野生动物名录（2021年版）》《关于发布新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）的通知》（新政发〔2022〕75号），区域内分布有国家二级保护动物鹅喉羚、雀鹰、红隼。

（2）本工程的各类集输管道设计严格遵守国家或行业标准《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）《油气输送管道跨越工程设计规范》（GB50459-2009）；线路总体走向力求顺直，局部线路走向根据井场的位置作相应调整；井场尽可能利用现有油田公路，方便施工及运行管理；线路尽量避开不良工程地质区，保证管道运行安全可靠，从工艺、运行管理、征地分析，本工程集输管道选线合理。

（3）本工程不涉及自治区级水土流失重点治理区和重点预防区，项目建设及运行过程中按照设计及环评要求采取水土保持措施和防沙治沙措施的前提下，对周边产生的环境影响在可接受范围内，各类集输管道选线合理。

（4）本工程实施过程中，废水、固废均可得到适当处置，不会对外环境造成不利影响。根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，本工程在选址和布局上采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案。同时在施工时严格限制施工作业宽度，尽量利用现有道路，减少新建道路，减少对沙地的占用。管线尽量沿道路敷设，总体布局合理。对临时占地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。

综上所述，本项目所有占地均不涉及生态敏感区，选址选线均远离生态保护红线，占地类型主要为天然牧草地，无环境限制因素，选址选线合理。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

吉木萨尔凹陷页岩油层富集区位于新疆准噶尔盆地东部，距离乌鲁木齐市东北方向150km，距离吉木萨尔县西北方向23km，距离已开发的吉7井区西北方向15km。现有工程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第六师红旗农场管辖。

本工程位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县境内，北侧距离红旗农场场部约9.3km，东南侧距离吉木萨尔县城约15.5km，中心地理坐标为：***（JHW71-33井）。

4.1.2 地形地貌

吉木萨尔县地势南北高、中间低，地貌可分为南部山区、中部平原、北部沙漠三种类型。南部山区为高山雪岭，北部为卡拉麦里山岭的低山残丘，两山之间是山前倾斜平原和低缓起伏的沙丘，最高点是二工河源头的雪峰，海拔500m。

准噶尔盆地东部海拔为1000m左右，中部海拔在600m左右，西部艾比湖最低，海拔为189m。中部是面积近5×104km2的古尔班通古特沙漠，占盆地面积的16.3%，是我国第二大沙漠。沙漠区海拔360—400m，地表形态多表现为蜂窝状固定或半固定沙丘，其次为活动性链丘和新月形沙丘，沙丘链长度一般有百米至数公里不等，延伸方向随风向而异。地势由东南向西北倾斜，地形平坦宽阔，地质构造条件较好，自然坡度约为3-8‰。

项目区地貌上属卡拉麦里山南坡前山丘陵地冲洪积平原，主要为荒漠戈壁地貌类型。准东地区地处天山纬向构造体系凸弧形构造带的东翼，南部中低山区属天山地槽区北天山褶皱带，总地势南高北低。北有卡拉麦里山，南部靠近天山山脉，中部地势由东南向西北倾斜，东西高差较大。东部、西部和南部均为沙漠区。

4.1.3 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。

（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

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

本项目区域位于中部平原区。

①地下水赋存条件及分布规律

该项目分析范围内地层岩性为第四系更新世－全新世的冲洪积相砾石、砂砾石、砂层和冲洪积-湖相和沼泽相粘质砂土、粘性土层。区内第四纪松散堆积物厚度超

过400m，为地下水的赋存、运移提供了良好空间，由于第四纪成因类型的多样性，使得含水层的岩性、粒度和组成结构复杂化。

※单一结构潜水含水层

主要分布在河流出山口至老台－三台－吉木萨尔县城一线，该带第四纪堆积物巨厚，含水层岩性以卵砾石、砂砾石为主，并由南向北颗粒逐渐变细，潜水位埋深由南向北逐渐变浅。南部潜水位埋深＞150m，乌奇公路沿线潜水位埋深在90m左右，单井涌水量2000～3000m3/d，饱水带厚度＞100m，属地下水强富水带。

※多层结构潜水－承压含水层

主要分布在老台－三台－吉木萨县城一线以北的广大平原区。上部为潜水含水层，岩性为砂砾石、中粗砂、中细砂，并由南向北颗粒逐渐变细，富水性逐渐变弱，南部富水带单井涌水量500～1000m3/d；北部贫水带单井涌水量100～500m3/d。潜水含水层底板埋深50～100m，渗透系数2～5m/d。下部为承压含水层，岩性主要为砂砾石、砾石、中细砂，单井涌水量1000～3000m3/d，渗透系数5～13m/d。在300m以内分布有三个承压含水层组：第一承压含水层组顶板埋深50～100m，第二承压含水层组顶板埋深70～140m，第三承压含水层组顶板埋深110～220m。

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

②地下水的补给、径流及排泄条件

※地下水的补给

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

※地下水的径流

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

※地下水的排泄

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

4.1.4 气候、气象

吉木萨尔地处欧亚大陆的腹地，远离海洋属典型的温带大陆性干旱气候。其特点为：日照充足，热量丰富，气温变化大，降水少，蒸发大，气候干燥；春季增温快，此时多风，多冷空气入侵；夏季干热；秋季凉爽；冬季寒冷漫长。

春季通常在3月下旬开春。升温迅速而不稳，天气多变，平均每月有一到两次强冷空气入侵，使气温变化幅度较大，降水增多。夏季炎热干燥，空气湿度小，无闷热感，多阵性风雨天气，降水较多。秋季秋高气爽，晴天日数最多。平均每月有一到两次强冷空气入侵，使得气温下降迅速。冬季严寒而漫长，有稳定积雪，空气湿度明显加大。冬季上空多有逆温形成，平均风速为四季最小。

表4.1-1　　吉木萨尔气象站常规气象项目统计

统计项目		统计值
多年平均气温（℃）		8.1
累年极端最高气温（℃）		38.9
累年极端最低气温（℃）		-26.0
多年平均气压（hPa）		933.8
多年平均水汽压（hPa）		6.3
多年平均相对湿度（%）		55.4
多年平均降雨量（mm）		193.5
灾害天气统计	多年平均沙暴日数（d）	1.0
	多年平均雷暴日数（d）	5.4
	多年平均冰雹日数（d）	0.0
	多年平均大风日数（d）	10.7
多年实测极大风速（m/s）、相应风向		24.4 WNW
多年平均风速		1.8
多年主导风向、风向频率（%）		WNW 12.6%
多年静风频率（风速≤0.2m/s）（%）		10.5

4.2 生态现状调查与评价

4.2.1 区域生态系统及主要环境问题

4.2.1.1 工程所在区域生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标等具体的生态功能，见表4.2-1。

表4.2-1　　项目区域生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	Ⅱ 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区
	生态亚区	Ⅱ5 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区
	生态功能区	28 阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区
隶属行政区		阜康市、吉木萨尔县、奇台县、木垒县
主要生态服务功能		农牧业产品生产、人居环境、荒漠化控制
主要生态环境问题		地下水超采、荒漠植被退化、沙漠化威胁、局部土壤盐渍化、河流萎缩、滥开荒地
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀轻度敏感，土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护基本农田、保护荒漠植被、保护土壤环境质量
主要保护措施		节水灌溉、草场休牧、对坡耕地和沙化土地实施退耕还林（草），在水源无保障、植被稀少、生态脆弱地带禁止开荒、加强农田投入品的使用管理
适宜发展方向		农牧结合，发展优质、高效特色农业和畜牧业

4.2.1.2 生态系统结构和特征

项目区所在地生态环境为荒漠生态系统与农田生态系统相结合的生态系统，生态系统结构简单。环境水分稀少是该生态系统的最基本环境特征。在气候上，评价区处于干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀。由于降水稀少和蒸散强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱的沙生植物才能得以生存。

4.2.2 土地利用现状调查

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解译，即以高分辨率遥感影像为基础，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，并参照《土地利用现状分类》（GBT21010-2017），以确定评价范围内的土地利用类型，

将成果绘制成土地利用现状图。同时选择有代表性的地物类型，建立遥感影像野外标志数据库，收集能反映区域土地利用特征的的野外照片、录像资料，在实地踏勘和调查时进行野外核查。

根据调查，评价区及占地范围内土地利用现状类型均为天然牧草地。

4.2.3 植被环境现状调查及评价

4.2.3.1 区域植被类型

按中国植被自然地理区划划分，项目所在区域属新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、乌苏—奇台州。

区域内植被类型分布有樟味藜、短叶假木贼荒漠，芨芨草草甸，盐节木盐漠，多枝柽柳灌丛等。农田生态系统的植被主要为人工种植的玉米等农作物。

根据现场调查及查阅相关资料，油区范围主要分布10科27种野生高等植物。主要植物种类及分布，见表4.2-2。

表4.2-2　主要植物种类及分布

中文名	学名	分布
一、禾本科	*Gramineae*	
羽状三芒草	*Aristida pennata*	+
二、杨柳科	*Salicaceae*	
白柳	*Salix alba*	+
三、藜科	*Chenopodiaceae*	
盐节木	*Halocnemum strobilaceum*	++
盐穗木	*Halostachys caspica*	-
猪毛菜	*Salsola collina*	++
盐爪爪	*Kalidium cuspidatum*	-
角果碱蓬	*Suaeda corniculate*	-
驼绒藜	*Ceratoides ewersmanniana*	++
盐生草	*Halogeton glomeratus*	++
叉毛蓬	*Petrosimonia sibirica*	++
盐生假木贼	*Anabasis salsa*	++
短叶假木贼	*Anabasis brevifolia*	++
小蓬	*Nanophyton erinaceum*	++

梭梭	*Haloxylon ammodendron*	+
白梭梭	*Haloxylon persicum*	+
藜	*Chenopodium album*	+
四、十字花科	*Cruciferae*	
荒漠庭荠	*Alyssum desertorum*	++
五、蒺藜科		
西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*	+
六、大戟科	*Euphorbiacea*	
沙生大戟	*Euphorbia turazaninovii*	+
七、菊科	*Compsitae*	
苦艾蒿	*Artemisia santolina*	+
地白蒿	*Areemisia terrae-ablae*	+
沙地千里光	*Senecio subdentatus*	++
花花柴	*Karelinia caspia*	++
八、莎草科		
囊果苔草	*Carex physodes*	+
九、柽柳科	*Tamaricacene*	
琵琶柴	*Reaumuria soongorica*	++
多枝柽柳	*Tamarix ramosissima*	+
十、茄科		
黑果枸杞	*Lycium ruthenicum Murr*	+

注：++多见，+少见，-偶见

4.2.3.2 评价区植物种类

项目占地范围内植被类型主要为樟味藜、短叶假木贼荒漠。

根据《国家重点保护野生植物名录》《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》（新政发〔2023〕63号）、《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（2024年），本项目占地范围内均无保护植物，但评价范围内零星分布有国家二级保护植物黑果枸杞。

4.2.4 野生动物现状调查

4.2.4.1 野生动物种类及分布

按中国动物地理区划的分级标准，项目开发区域属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。主要分布有适于荒漠及荒漠草原和人工绿洲生活的动物。爬行动物的蜥脚类种数较多，如快步麻蜥、变色沙蜥等。鸟类中麻雀、斑鸠等较为常见。哺乳类大沙鼠、小家鼠等啮齿动物在该区分布很广，数量较大。

由于项目区所在准噶尔盆地边缘严酷的气候条件，野生动物分布种类少，栖息生境单一。根据《国家重点保护野生动物名录（2021年版）》《关于发布新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）的通知》（新政发〔2022〕75号），区域内分布有国家二级保护动物鹅喉羚、雀鹰、红隼活动。

野生动物种类见表4.2-3。

表4.2-3　项目区周围主要脊椎动物的种类

中文名		学名	分布	
			草地及林地	农田
爬行类				
1	变色沙蜥	Phrynocephalus Versicolor	++	
2	快步麻蜥	Eryx tataricus	+	+
3	黄脊游蛇	Coluber spinalis	+	-
鸟类				
4	家燕	Hirundo rustica	+	++
5	麻雀	Passer domesticus	++	++
6	斑鸠	Streptopelia decaocto		++
7	乌鸦	Corvus spp.	+	++
8	黑尾地鸦	Podoces hendersoni	+	
9	雀鹰	*Accipiter nisus*	B	+
10	红隼	*Falco tinnunculus*	B	+
哺乳类				
11	小五趾跳鼠	Allagatta elater	+	+
12	小家鼠	Mus musculus	+	++
13	毛脚跳鼠	Dipus sagitta	+	-
14	大沙鼠	Rhombomys opimus	+	-
15	子午沙鼠	Meriones meridianus	+	-
16	鹅喉羚	Govella subgutturosa	+	-

注：++多见，+少见，—偶见

4.2.4.2 野生动物现状评价

由于油田开发及周围农田的开垦大量人员、机械的进入，周围生态环境中人类活动频率大幅度增加，使得大型脊椎动物早已离开，因此，项目所在区域内野生动物种类和种群数量的减少是多年来开发所导致的必然趋势。

目前，油田开发力度和范围将逐步加大以及农田开垦范围的增大，会继续导致该区域野生动物种类和种群数量的减少，同时，由于人群的活动，该区域可能会增加一些特殊的伴人型动物物种，使局部地区动物组成发生一定变化，部分啮齿动物和伴人型鸟类如麻雀、田鼠等将成为该区域的优势种动物。

在现场踏勘过程中，评价范围内未发现《国家重点保护野生动物名录》《新疆国家重点保护野生动物名录》中规定的国家及地方保护动物及其生境，可见野生动物主要是鼠类及鸟类。

4.2.5 水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021—2030年）》可知，本项目不涉及自治区级水土流失重点治理区和重点预防区。

根据《新疆维吾尔自治区2024年水土保持公报》中的水土流失动态监测数据，项目所在区域昌吉回族自治州水土流失类型主要是风力侵蚀，其中轻度侵蚀面积24587.2km^2，占昌吉回族自治州风力侵蚀面积的59.10%，根据2024年自治区土壤侵蚀现状图，本项目位于轻度风力侵蚀范围内。

4.2.6 土地沙化现状

根据《新疆第六次沙化土地监测报告》可知，昌吉回族自治州吉木萨尔县范围沙化土地类型有半固定沙地、固定沙地和非沙化土地三种。

项目区为非沙化土地。

4.2.7 小结

本工程地处准噶尔盆地东部，属阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区，生态环境为荒漠生态系统与农田生态系统相结合的生态系统，生态系统结构简单。项目选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。

根据现场调查及查阅相关资料，工程占地类型为天然牧草地。根据《国家重点

保护野生植物名录》《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》（新政发〔2023〕63号文），项目占地范围内均无保护植物，评价范围内零星分布有国家二级保护植物黑果枸杞。

由于项目区所在准噶尔盆地边缘严酷的气候条件，野生动物分布种类少，栖息生境单一。根据《国家重点保护野生动物名录（2021年版）》《关于发布新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）的通知》（新政发〔2022〕75号），区域内分布有国家二级保护动物鹅喉羚、雀鹰、红隼。

根据《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021—2030年）》，本项目不涉及自治区级水土流失重点治理区和重点预防区。

根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，项目区为非沙化土地。

4.3 地下水环境现状调查与评价

4.3.1 地下水环境现状调查

4.3.1.1 调查方法

本次地下水环境现状调查采用引用数据方式进行。

4.3.1.2 监测点位

本次共引用5个地下水水质监测点，10个地下水水位监测点，引用监测点位来源、监测时间具体如下：

（1）引用《吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油J10054井区JHW69-11等13口井开发建设工程环境影响报告书》中3口地下水井的水质和水位监测数据，监测时间为2024年3月22日，监测单位为新疆环疆绿源环保科技有限公司。

（2）引用《页岩油联合站50万吨/年原油处理装置运维工程环境影响报告书》中3口地下水井水位监测数据，监测时间为2024年11月7日，监测单位为新疆环疆绿源环保科技有限公司。

（3）引用《吉7井区梧桐沟组油藏2026年更新补钻产能建设项目环境影响报告书》中2口地下水井的水质和水位监测数据和2口地下水井的水位监测数据，监测时间为2026年2月6日，监测单位为新疆壹诺环保科技有限公司。

地下水监测点详见表4.3-1。监测点位，见图4.3-1。

表 4.3-1　地下水监测点设置情况一览表

数据来源	原报告编号	坐标		水位（m）	功能	层位
		北纬	东经			
吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油J10054井区JHW69-11等13口井开发建设工程环境影响报告书	W1	***	***	24	农田灌溉	潜水层
	W2	***	***	27		
	W3	***	***	25		
页岩油联合站50万吨/年原油处理装置运维工程环境影响报告书	D2	***	***	30		
	D9	***	***	40		
	D10	***	***	30		
吉7井区梧桐沟组油藏2026年更新补钻产能建设项目环境影响报告书	W6	***	***	19		
	W7	***	***	23		
	W8	***	***	22		
	W9	***	***	15		

4.3.1.3 数据有效性说明

项目区地下水流向由南向北，周边地下水监测井较少，本次引用的10口地下水监测井与项目区处于同一水文地质单元，地下水流场特征基本相同，监测时间、监测点位及监测因子均可代表区域地下水环境质量现状，引用数据可行。

4.3.1.4 监测频率

监测1天，采样1次。

4.3.1.5 监测项目及分析方法

监测因子：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}的浓度，pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类、总大肠菌群、细菌总数、色度、浑浊度、肉眼可见物、硫化物、钡、水位、水温。

4.3.2 地下水环境质量现状评价

4.3.2.1 评价标准与评价方法

（1）评价标准

石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准；其他因子执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准。

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

1）对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

2）对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

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

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

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

$pHsd$—标准中 pH 的下限值；

$pHsu$—标准中 pH 的上限值。

4.3.2.2 监测及评价结果

由监测数据可知，各监测点位石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准限值，其余各监测点位、监测因子均可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

水质监测及评价结果，见表 4.3-3。

4.3.3 包气带污染现状调查与评价

本次在可能造成地下水污染的现有工程井口，开展包气带污染现状调查。

（1）监测点位

监测点位信息见表 4.3-2。

表 4.3-2 包气带环境现状调查点位

监测点位	坐标	采样深度	监测项目
JHW71-11 井场内	***	0~0.2m	石油烃（C_{10}-C_{40}）

（2）监测方法

样品进行浸溶实验，采用《水质 可萃取性石油烃（C_{10}-C_{40}）的测定 气相色谱法》（HJ 894-2017）测试分析浸溶液成分。

（3）监测结果

监测结果见表4.3-3。

表4.3-3 包气带污染源监测点现状监测结果

序号	监测点名称	采样位置	采样深度	采样重量	监测因子	监测值（mg/L）
1	JHW71-11井场内	土壤裸露处	0.2m	>500g	石油烃（C10-C40）	<0.01

表4.3-4　地下水水质监测及评价结果 单位：mg/L（pH 除外）

序号	监测因子	标准限值（III类）	W1			W2			W3			W7			W9		
			监测结果	标准指数	达标情况	监测结果	标准指数	达标情况	监测结果	标准指数	达标情况	监测结果	标准指数	达标情况	监测结果	标准指数	达标情况
1	pH	6.5～8.5	7.7	0.4667	达标	7.6	0.4	达标	7.5	0.3333	达标	7.2	0.133	达标	6.9	0.200	达标
2	水温（℃）	/	3.4	/	/	3.2	/	/	3.6	/	/	5.8	/	/	4.6	/	/
3	浑浊度/NTU	＞10	≤0.3	/	达标	≤0.3	/	达标	≤0.3	/	达标	/	/	/	/	/	/
4	色度/度	＞25	≤5	/	达标	≤5	/	达标	≤5	/	达标	/	/	/	/	/	/
5	溶解性总固体	≤1000	360	0.36	达标	425	0.425	达标	420	0.42	达标	394	0.394	达标	412	0.412	达标
6	耗氧量（高锰酸盐指数）	≤3	0.4	0.133	达标	0.5	0.167	达标	0.5	0.167	达标	1.8	0.600	达标	1.5	0.500	达标
7	氨氮（以N计）	≤0.50	0.042	0.084	达标	≤0.025	/	达标	0.034	0.068	达标	0.179	0.358	达标	0.269	0.538	达标
8	氟化物(以F^-计)	≤1.0	0.061	0.061	达标	0.062	0.062	达标	0.081	0.081	达标	0126	0.126	达标	0.136	0.136	达标
9	氯化物（以Cl^-计）	≤250	43.2	0.1728	达标	86.9	0.3476	达标	43.4	0.1736	达标	33	0.132	达标	32	0.128	达标
10	硝酸盐(以N计)	≤20	0.230	0.0115	达标	0.603	0.03015	达标	0.382	0.0191	达标	2.35	0.118	达标	2.36	0.118	达标
11	硫酸盐（以SO_4^{2-}计）	≤250	167	0.668	达标	155	0.62	达标	177	0.708	达标	141	0.564	达标	137	0.548	达标
12	亚硝酸盐氮（以N计）	≤1.00	0.004	0.004	达标	0.004	0.004	达标	0.005	0.005	达标	0.003L	/	达标	0.003L	/	达标
13	挥发酚类（以苯	≤0.002	≤0.0003	/	达标	≤0.0003	/	达标	≤0.0003	/	达标	0.0003L	/	达标	0.0003L	/	达标

	酚计）																
14	铬（六价）	≤0.05	≤0.004	/	达标	≤0.004	/	达标	≤0.004	/	达标	0.03L	/	达标	0.03L	/	达标
15	氰化物	≤0.05	≤0.002	/	达标	≤0.002	/	达标	≤0.002	/	达标	0.002L	/	达标	0.002L	/	达标
16	总大肠菌群，MN/100mL	≤3.0	未检出	/	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标	10L	/	达标	10L	/	达标
17	总硬度	≤450	240	0.533	达标	198	0.44	达标	235	0.522	达标	250	0.556	达标	242	0.538	达标
18	铁	≤0.3	≤0.03	/	达标	≤0.03	/	达标	≤0.03	/	达标	0.22	0.733	达标	0.03	0.100	达标
19	锰	≤0.1	≤0.01	/	达标	≤0.01	/	达标	≤0.01	/	达标	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标
20	K^+	/	2.21	/	/	6.40	/	/	6.58	/	/	0.95	/	/	0.74	/	/
21	Ca^{2+}	/	36.0	/	/	30.2	/	/	34.8	/	/	50.1	/	/	52.2	/	/
22	Na^+	/	58.2	/	/	59.7	/	/	65.8	/	/	44.7	/	/	44.4	/	/
23	Mg^{2+}	/	36.7	/	/	31.8	/	/	35.4	/	/	11.2	/	/	11.4	/	/
24	汞	≤0.001	≤0.00004	/	达标	≤0.00004	/	达标	≤0.00004	/	达标	0.00004L	/	达标	0.00004L	/	达标
25	砷	≤0.01	≤0.0003	/	达标	≤0.0003	/	达标	≤0.0003	/	达标	0.0003L	/	达标	0.0003L	/	达标
26	CO_3^{2-}	/	0.00	/	/	0.00	/	/	0.00	/	/	0	/	/	0	/	/
27	HCO^{3-}	/	108	/	/	122	/	/	107	/	/	105	/	/	126	/	/
28	石油类	≤0.05	≤0.01	/	达标	≤0.01	/	达标	≤0.01	/	达标	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标
29	细菌总数（CFU/mL）	≤100	26	0.26	达标	28	0.28	达标	28	0.28	达标	49	0.490	达标	48	0.480	达标
30	硫化物	≤0.02	≤0.003	/	达标	≤0.003	/	达标	≤0.003	/	达标	0.003L	/	达标	0.003L	/	达标
31	铅	≤0.01	≤0.01	/	达标	≤0.01	/	达标	≤0.01	/	达标	0.00009L	/	达标	0.00009L	/	达标
32	镉	≤0.005	≤0.001	/	达标	≤0.001	/	达标	≤0.001	/	达标	0.00005L	/	达标	0.00005L	/	达标
33	肉眼可见物	无	无	/	达标	无	/	达标	无	/	达标	/	/	/	/	/	/
	钡	≤0.7	/	/	/	/	/	/	/	/	/	0.02	0.029	达标	0.02	0.029	达标

4.4 地表水环境现状调查与评价

下新湖水库位于项目区东侧2.3km，本项目运营期废水经处理达标后全部回用，不外排，与下新湖水库无水力联系。因此，本次环评不进行地表水环境现状调查与评价。

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 土壤类型及分布调查

根据遥感影像图、新疆维吾尔自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，评价区土壤类型主要为草甸土。

草甸土是发育于草甸植被下的半水成土，在冷湿条件下受地下水浸润形成，具有深厚的腐殖质层、锈色斑纹层及良好的团粒结构特征。其成土过程伴随腐殖质累积及氧化还原交替作用，植被根系密集且有机残体分解缓慢，导致有机质含量较高。

该土壤广泛分布于世界各地平原地区，在中国主要见于东北的三江平原、松嫩平原及内蒙古、新疆等地的河流沿岸泛滥平原与湖滨阶地，其中黑龙江省分布面积约占全国总量的1/3。草甸土区地势平坦、水分充足，开垦后多成为耕地，需通过条台田或水稻种植改良盐碱化问题。其腐殖质层在耕作后分解速率加快，肥力有效性提升，成为重要的粮食生产基地和牧场。

4.5.2 土壤理化特性调查

针对工程占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原点位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为JHW71-33井场表层样。监测工作由新疆齐新环境服务有限公司完成。

分析结果，见表4.5-1。

表4.5-1　土壤理化特性调查表

采样点位		JHW71-33井场
采样深度/层次		（0-20cm）
现场记录	颜色	棕色
	土壤结构	块状
	土壤质地	砂土
	砂砾含量%	70

	其他异物	无
实验室测定	pH值（无量纲）	8.30
	阳离子交换量 $cmol^+/kg$	3.7
	氧化还原电位（MV）	332
	饱和导水率 mm/min	0.629
	土壤容重 g/cm^3	1.60
	孔隙度%	33.9

4.5.3 土壤环境质量现状监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（ 试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），工程所在区域属于土壤盐化地区，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。

4.5.3.1 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-02018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）判定，土壤污染影响型评价等级为一级评价，土壤生态影响型评价等级为一级评价，根据导则要求，土壤污染影响型应在占地范围内布设5个柱状样、2个表层样，占地范围外布设4个表层样；土壤生态影响型应在占地范围内布设5个表层样，占地范围外布设6个。

综合考虑，本次在占地范围内布设5个柱状样、5个表层样，占地范围外布设6个表层样，共计16个监测点。

4.5.3.2 监测时间

土壤监测采样日期为2026年9月23日～2026年9月25日。

4.5.3.3 监测因子

（1）基本因子

1）占地范围内

《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的45项基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，

反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并〔a〕蒽，苯并〔a〕芘，苯并〔b〕荧蒽，苯并〔k〕荧蒽，䓛，二苯并〔a,h〕蒽，茚并〔1,2,3-cd〕芘、萘、pH值及土壤盐分含量。

2）占地范围外

《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：pH值、土壤盐分含量、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。

（2）特征因子：石油烃（C_{10}～C_{40}）。

4.5.3.4 监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》(HJ25.1-2019)、《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》（HJ25.2-2019）要求进行。分析方法参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中有关要求进行。

4.5.3.5 评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。

占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1筛选值标准，根据监测结果，在监测期间，本项目区域土壤pH＞7.5，因此占地范围外土壤执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1中所列筛选值标准。石油烃执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表2第二类用地筛选值标准。

4.5.3.6 评价方法

采用标准指数法：

$$P_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中：Ci——i污染物的监测值；

Si——i污染物的评价标准值；

Pi——i污染物的污染指数

（6）监测及评价结果

具体监测及评价结果，见表4.5-3~表4.5-6。

表4.5-3 土壤监测结果一览表（占地范围内柱状样） 单位：mg/kg

监测项目 / 监测点位		监测结果									
		pH值	砷	镉	铬（六价）	铜	铅	汞	镍	石油烃	土壤盐分含量
JHW68-12井场内	0～0.5m	8.45	5.94	0.38	＜0.5	25	19.0	0.478	34	37	42.1
	0.5～1.5m	8.37	10.7	0.35	＜0.5	26	16.5	0.320	34	31	32.1
	1.5～3.0m	8.40	6.89	0.18	＜0.5	26	13.7	0.246	34	26	25.7
JHW68-11井场内	0～0.5m	8.39	5.15	0.32	＜0.5	26	17.3	0.117	33	36	32.7
	0.5～1.5m	8.34	6.89	0.31	＜0.5	27	21.1	0.144	35	32	25.2
	1.5～3.0m	8.36	5.71	0.09	＜0.5	27	18.6	0.096	35	30	17.4
JHW71-13井场内	0～0.5m	8.43	9.28	0.37	＜0.5	25	19.4	0.258	33	52	43.9
	0.5～1.5m	8.41	6.57	0.34	＜0.5	23	19.2	0.260	31	30	38.8
	1.5～3.0m	8.29	5.40	0.08	＜0.5	23	19.5	0.221	31	26	34.8
JHW71-110井场内	0～0.5m	8.22	4.96	0.51	＜0.5	23	22.0	1.03	36	37	20.0
	0.5～1.5m	8.30	6.81	0.24	＜0.5	22	24.4	0.254	33	28	16.9
	1.5～3.0m	8.28	5.04	0.26	＜0.5	22	14.7	0.242	32	23	14.5
JHW71-18井场内	0～0.5m	8.29	5.92	0.30	＜0.5	17	32.7	0.194	27	40	27.3
	0.5～1.5m	8.34	6.14	0.14	＜0.5	22	24.7	0.262	33	25	22.0
	1.5～3.0m	8.24	5.64	0.22	＜0.5	20	29.2	0.156	31	21	19.2
标准值		/	60	65	5.7	18000	800	38	900	4500	/
是否达标		/	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	/

表4.5-4 占地范围内表层样土壤环境质量评价（JHW71-33井场）

监测点位	JHW71-33井场
采样深度	0-20cm

序号	检测项目	单位	筛选值（第二类用地）	监测数据	Pi	达标情况
1	pH值	无量纲	/	8.30	/	/
2	砷	mg/kg	60	6.55	0.11	达标
3	镉	mg/kg	65	0.24	3.69×10^{-3}	达标
4	六价铬	mg/kg	5.7	＜0.5	/	达标
5	铜	mg/kg	18000	23	1.28×10^{-3}	达标
6	铅	mg/kg	800	25.8	0.03	达标
7	汞	mg/kg	38	1.09	0.03	达标
8	镍	mg/kg	900	35	0.04	达标
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	<1.3（μg/kg）	/	达标
10	氯仿	mg/kg	0.9	<1.1（μg/kg）	/	达标
11	氯甲烷	mg/kg	37	<1.0（μg/kg）	/	达标
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	<1.2（μg/kg）	/	达标
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	<1.3（μg/kg）	/	达标
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	<1.0（μg/kg）	/	达标
15	顺式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	<1.3（μg/kg）	/	达标
16	反式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	<1.4（μg/kg）	/	达标
17	二氯甲烷	mg/kg	616	<1.5（μg/kg）	/	达标
18	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	<1.1（μg/kg）	/	达标
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	<1.2（μg/kg）	/	达标
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	<1.2（μg/kg）	/	达标
21	四氯乙烯	mg/kg	53	<1.4（μg/kg）	/	达标
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	<1.3（μg/kg）	/	达标
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	<1.2（μg/kg）	/	达标
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8	<1.2（μg/kg）	/	达标
25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	<1.2（μg/kg）	/	达标
26	氯乙烯	mg/kg	0.43	<1.0（μg/kg）	/	达标
27	苯	mg/kg	4	<1.9（μg/kg）	/	达标
28	氯苯	mg/kg	270	<1.2（μg/kg）	/	达标
29	1,2-二氯苯	mg/kg	560	<1.5（μg/kg）	/	达标
30	1,4-二氯苯	mg/kg	20	<1.5（μg/kg）	/	达标
31	乙苯	mg/kg	28	<1.2（μg/kg）	/	达标

32	苯乙烯	mg/kg	1290	<1.1（μg/kg）	/	达标
33	甲苯	mg/kg	1200	<1.3（μg/kg）	/	达标
34	间/对二甲苯	mg/kg	570	<1.2（μg/kg）	/	达标
35	邻二甲苯	mg/kg	640	<1.2（μg/kg）	/	达标
36	硝基苯	mg/kg	76	<0.09	/	达标
37	苯胺	mg/kg	260	<0.08	/	达标
38	2-氯酚	mg/kg	2256	<0.06	/	达标
39	苯并[a]蒽	mg/kg	15	<0.1	/	达标
40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5	<0.1	/	达标
41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	<0.2	/	达标
42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	<0.1	/	达标
43	䓛	mg/kg	1293	<0.1	/	达标
44	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5	<0.1	/	达标
45	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	<0.1	/	达标
46	萘	mg/kg	70	<0.09	/	达标
47	石油烃	mg/kg	4500	22	4.89×10^{-3}	达标

表4.5-5 土壤监测结果一览表（占地范围内表层样） 单位：mg/kg

监测项目 / 监测点位		监测结果									
		pH值	砷	镉	铬（六价）	铜	铅	汞	镍	石油烃	土壤盐分含量
JHW68-31井场内	0-20cm	8.35	6.52	0.32	＜0.5	23	21.2	0.176	33	26	23.5
JHW67-13井场内	0-20cm	8.20	7.18	0.38	＜0.5	25	11.5	0.549	35	32	38.3
JHW71-19井场内	0-20cm	8.34	6.03	0.20	＜0.5	20	23.6	0.665	31	30	11.1
JHW71-12井场内	0-20cm	8.17	6.89	0.20	＜0.5	21	44.5	0.237	34	30	20.4
标准值		/	60	65	5.7	18000	800	38	900	4500	/
是否达标		/	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	/

表4.5-6　　土壤监测结果一览表（占地范围外表层样）　　单位：mg/kg

监测项目 / 监测点位		监测结果										
		pH值	镉	汞	砷	铅	铬	铜	镍	锌	石油烃	土壤盐分含量（g/kg）
JHW68-12井场北侧500m	0-20cm	8.26	0.33	0.156	9.29	32.9	47	28	40	70	34	37.3
JHW71-19井场南侧1.8km		8.23	0.31	0.166	9.25	27.8	55	29	38	70	74	19.0
JHW71-33井东侧1.0km		8.33	0.30	0.267	6.98	25.7	47	23	35	70	42	18.5
JHW68-11井场西侧900m		8.29	0.24	0.273	7.13	12.6	50	24	34	72	37	11.6
JHW71-19井场西侧2km		8.40	0.16	0.207	8.58	26.6	52	23	37	66	47	41.7
JHW71-13井场东侧1.3km		8.35	0.15	0.063	6.04	38.6	44	13	29	66	30	25.7
标准值		/	0.6	3.4	25	170	250	100	190	300	4500	/
是否达标		/	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	/

由表4.6-7~表4.6-9可知：占地范围内土壤各监测因子监测浓度均满足《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求；占地范围外各监测因子监测浓度满足《土壤环境质量　农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018），石油烃（C_{10}-C_{40}）满足《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。

4.6 大气环境现状调查与评价

4.6.1 区域大气环境质量达标判定

本工程地处新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县境内，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（H.J2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定结果。

昌吉回族自治州2025年SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$年均浓度分别为7 ug/m^3、25 ug/m^3、67 ug/m^3、37 ug/m^3；CO 24小时平均第95百分位数为1.6mg/m^3，O_3日最大8小时平均第90百分位数为131 ug/m^3；超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值的污染物为$PM_{2.5}$

现状评价结果，见表4.6-1。

表4.6-1 昌吉州环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	现状浓度	GB3095-2012标准值	占标率（%）	GB3095-2026过渡阶段标准值	占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	7	60	11.67	60	11.67	达标
NO_2	年平均质量浓度	25	40	62.50	40	62.50	达标
PM_{10}	年平均质量浓度	67	70	95.71	60	111.67	超标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	37	35	105.71	30	123.33	超标
CO	24小时平均第95百分位数	1600	4000	40.00	4000	40.00	达标
O_3	日最大8小时滑动平均值的第90百分位数	131	160	81.88	160	81.88	达标

注：监测数值中$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2这四项为浓度均值，CO为24小时平均浓度第95百分位数，O_3为日最大8小时平均浓度第90百分位数；二级标准值中$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2这四项为年均值，CO为24小时平均值，O_3为日最大8小时平均值。

由表4.6-1可知：2025年项目所在地昌吉州六项基本污染物中SO_2、NO_2、CO、O_3的现状浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值要求，PM_{10}、$PM_{2.5}$的现状浓度超标，属于环境空气质量不达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多造成。

4.6.2 特征因子补充监测

（1）监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，且本次评价在布置1个监测点位对区域环境空气质量现状进行补充监测，监测因子为非甲烷总烃、硫化氢。

监测点位基本信息，见表4.6-2。

表4.6-2　监测点位基本信息一览表

监测点名称	监测点坐标	监测因子	数据来源
		1小时平均	
JHW71-33井场下风向1.0km	***	非甲烷总烃、硫化氢	实测

（2）监测时间及频率

采样日期为2026年9月23日～2026年9月30日。其中硫化氢连续采样7天，采用1小时浓度每天采样4次，每次采样45分钟。非甲烷总烃连续采样7天，每天采样4次，每小时等间隔采样4次。

（3）监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表，见表4.6-3。

表4.6-3　环境空气各监测因子分析方法及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	非甲烷总烃	环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法	HJ 604-2017	mg/m^3	0.07
2	硫化氢	环境空气 10种含硫化合物的测定 罐采样-预浓缩/气相色谱法	HJ 1444-2026	μg/m^3	0.2

（4）评价标准

非甲烷总烃1小时评价浓度参考执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中的浓度限值2000μg/m^3，H_2S执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中其他污染物空气质量浓度参考限值（10μg/m^3）的浓度限值要求。

（5）评价方法

采用最大浓度占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

$$Pi=Ci/Coi\times100\%$$

式中：Pi—第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

Ci—采用估算模型计算出的第i个污染物的最大1h地面空气质量浓度，μg/m^3；

C_0i—第i个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。

（6）评价结果

监测及评价结果，见表4.6-4。

表 4.6-4　其他污染物环境质量现状评价表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准（μg/m³）	监测浓度范围（μg/m³）	最大浓度占标率/%	超标频率/%	达标情况
JHW71-33井场下风向1.0km	非甲烷总烃	1小时平均	2000	230～690	/	0	达标
	硫化氢	1小时平均	10	＜0.2	/	0	达标

由表4.6-4可知，监测期间各监测点非甲烷总烃小时值浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值2000μg/m³要求；H_2S小时平均值均未检出，能满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中其他污染物空气质量浓度参考限值（10μg/m³）的浓度限值要求。

4.7 声环境现状调查与评价

4.7.1 监测点布设

本次分别在已建65#平台厂界四周、拟建JHW71-33井场各布设1个监测点位。

4.7.2 监测时间

声环境质量现状监测时间为2026年9月23日-2026年9月24日，连续监测2天，分昼间和夜间两个时段进行。

4.7.3 监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的要求进行测量。噪声测量值为A声级，采用等效连续A声级Leq作为评价量。

4.7.4 评价标准

评价区声环境现状执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准，即昼间60dB（A），夜间50dB（A）。

4.7.5 评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

4.7.6 监测及评价结果

监测及评价结果统计，见表4.7-1。

表 4.7-1　声环境现状监测统计结果一览表

监测点位	测量时间	等效声级 dB（A）		测量时间	等效声级 dB（A）		达标情况
		昼间	夜间		昼间	夜间	
拟建 JHW71-33 井场	2026 年 9 月 23 日	47	42	2026 年 9 月 24 日	48	43	达标
65#平台厂界北侧		41	40		50	48	达标
65#平台厂界西侧		44	43		46	44	达标
65#平台厂界南侧		47	45		49	48	达标
65#平台厂界东侧		48	45		42	40	达标

由表 4.7-1 可知，监测期间已建 65#平台及拟建 JHW71-33 井场噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求；拟建 MBHW6009 井场声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 施工期生态环境影响分析

5.1.1.1 占地影响分析

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

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

5.1.1.2 植被影响分析

（1）工程占地对植被的影响

本工程总占地面积约21.47hm^2，其中永久性占地面积约5.63hm^2，临时占地面积约15.84hm^2。占地类型为天然牧草地，各项施工作业对植被的主要影响是土地的占用和施工阶段清场过程中对地表植被的清理和碾压。场站施工过程中有一部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，永久性地改变了原有土地的利用类型，对原有植被造成了永久的破坏。临时占地范围内地表植被及地表结构却发生了较大的变化，地表保护层被破坏后，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。在工程结束后，土地将不再受人为扰动，逐步自然恢复，重新回到原来的自然状态。工程占地及施工人员、机械活动会对区域植物产生一定的影响。

工程占地及施工人员活动将破坏占地范围的野生植物，施工阶段对占地范围内的植物进行了清理，井场、站场等永久占地范围内对植物造成了永久的破坏，使生

物量降低，植被种类可能会减少。但由于项目占地范围内植被稀疏，施工期不会对区域的生物量产生明显影响。施工阶段对占地范围内的植物进行了清理，临时占地范围内地表结构、土壤理化性质发生了变化，随着地表结构及土壤理化性质的恢复，地表植被在一定时期内得到初步恢复，由施工人员踩踏及机械碾压的植被在一定时间内得到恢复，故项目实施后不会使区域植被覆盖度发生明显变化；临时占地范围内的植被逐渐恢复至与周边植被相同，故项目实施不会使区域植被类型发生明显变化。项目占地面积小，永久占地范围内的植被造成了永久的破坏，临时占地范围的野生植物逐渐自然恢复至与周围生态环境相协调。

本项目占用的天然牧草地在施工结束的2a～3a中，将影响占地范围之内的植被初级生产力，其生物损失量参考荒漠化量化指标1.2t/（hm^2•a）计算，根据估算，本工程总占地面积约21.47hm^2，造成的生物损失量约为25.76t/a，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将逐渐减少。通过加强环保宣传教育，以及严格的环境保护管理措施，可以有效地避免施工及人员活动对保护植物的破坏。

建设单位正在按照有关规定办理用地审批手续，按照正式征地文件对所占用的草地进行经济补偿，施工结束后及时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，可以有效地避免施工及人员活动对保护植物的破坏，项目实施不会对项目区的植被类型及植被覆盖度产生太大影响。

由于评价范围内零星分布有国家二级黑果枸杞，但本项目在选址选线过程中通过避让方式对其进行了保护，工程占地范围内无黑果枸杞，基本不会对其生物量和生境产生不利影响。

（2）施工扬尘对植被的影响

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

物的伤害程度还取决于周围的环境及地形。

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

（3）施工期人为活动对植被的影响

井区开发建设过程中大量人员、机械进入项目区，使项目区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踩踏和碾压，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域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带荒漠化的可能性增加。

5.1.1.3 野生动物影响分析

钻井和地面工程施工对陆栖动物的影响具体表现为破坏植被导致动物栖息地受到损害，管线施工可能阻断动物活动路线，以及施工与运营噪声、废气对动物的不良影响等方面。

项目的实施对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响，主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，项目区内的野生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，原有的野生动物将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，远离影响范围；施工期设备及车辆发出的噪声、人为活动会惊扰项目区附近的野生动物，影响其觅食、活动等行为。采油平台、采油平台计量站和道路等永久占地范围内对植物造成了永久的破坏，使生物量降低，植被种类可能会减少，进而破坏了赖以生存的野生动物的生境，使生境连通性变差，生境破碎化程度加重，生物多样性受到影响。但由于项目区及周边野生动物主要为伴人型鸟类如麻雀、家燕、鼠类、爬行类和小型啮齿类动物等，麻雀、鼠类等伴人型野生动物一般在离施工区不远处活动，待无噪声干扰时较常见于施工区附近，施工活动对爬行类和小型啮齿类动物干扰不大，加上工程占地面积较小，该区域替代生境较多，项目区不是野生动物的唯一栖息地，故该建

设项目对动物区域性生境不产生明显影响。而且施工结束后，各种机械噪声显著减少，且人类活动也大大减少。由于生活习惯，野生动物有可能逐渐返回原来的区域。故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

本项目建成后人类活动降低，仅日常巡井和管线巡检等检查活动，对区域野生动物影响较小。

5.1.1.4 水土流失影响分析

对水土流失影响的方式包括地表扰动、植被损坏、管沟开挖及破坏原地貌、地表土壤结构。施工时场地平整、土方堆放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

施工时施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。永久占地范围内采用砾石铺垫，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。管沟开挖土方在管道一侧临时堆放，施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

5.1.1.5 土地沙化影响分析

项目所在区域为非沙化土地，井场平整、管沟开挖、车辆碾压等工程将扰动原有地貌，施工过程中对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成局部土地沙化。管沟开挖过程中，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）如乱碾压行驶，将使经过的土壤变得紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

施工结束后对永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对临时占地范围内场地进行平整和清理，尽量利用施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，建设过程中严格落实防沙治沙措施，严格控制施

工占地范围。综上所述，本项目对区域土地沙化影响不大。

5.1.2 运营期生态环境影响分析

本项目运营期对生态环境的影响主要表现在对野生动物、植被等的影响，对生态系统完整性影响以及生态景观影响。

5.1.2.1 野生动物影响分析

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

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

5.1.2.2 植被影响分析

运营期主要为油气开采和日常维护，对植被的直接影响减小，影响主要表现为间接影响、长期累积影响和事故状态下的突发影响。

运营期巡检等车辆在固定道路和便道上行驶，持续的碾压会压实道路两侧土壤，影响植物根系发育和土壤透气性。车辆扬尘覆盖植物叶面，可能影响光合作用，抑制路边植被生长。尽管影响范围较施工期小，但具有长期性和累积性。

日常巡检、设备维护等人员活动，若管理不严，可能对井场、站场周边植被造成踩踏破坏。

埋地管线敷设虽已回填，但回填土与原状土在结构、紧实度、养分分布上存在差异，形成一条地下的“线性异质带”。这可能导致管线正上方及两侧狭窄区域植被恢复缓慢，群落组成与周边自然植被不同，表现为生长势弱、盖度低。

运营期对植被的潜在影响表现为若发生管线穿孔、阀门泄漏等事故，泄漏的原油、采出液将直接污染土壤和植被。石油类污染物会包裹植物根系，阻碍水分和养分吸收；附着叶片，堵塞气孔，影响呼吸和光合作用；改变土壤理化性质（如通透性、微生物群落），导致受污染区域植被在短时间内大面积死亡。事故后的应急清理（如挖掘受污染土壤）会造成二次植被破坏。虽然事故概率较低，但一旦发生，其影响是局部的、剧烈的和长期的，生态恢复困难。

5.1.2.3 生态系统完整性影响评价

生态系统完整性是指生态系统在外来干扰下维持其自然结构、功能与自我恢复能力的程度。本项目区的油田开发活动，包括新增设施与永久构筑物，将对原有地表形成一定程度的扰动，使区域景观异质性的构成发生变化。这种由人为引入的异质性，与自然演化形成的生态异质性有本质区别。

因此，项目建设会对局地的生态系统完整性产生短期影响。然而，通过严格控制作业范围、实施生态补偿与修复措施，可以最大限度地减少这种扰动，并促进系统逐步建立新的动态平衡。从区域景观尺度来看，在有效的环保措施保障下，项目不会从根本上改变景观生态的稳定性格局，生态系统维持其关键进程与功能完整性的能力将得以保持。

5.1.3 退役期生态环境影响分析

随着油气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油气田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油气田开发工作人员将陆续撤离油气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

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

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

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

5.1.4 小结

本工程对生态环境的影响主要表现在施工活动和工程占地对植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也会对原有景观结构和生态系统产生一定程度的影响。油田开发区域地表植被稀疏，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。所在区域的野生动物种类少，因油气开发建设活动早已开展，人类活动频繁，工程区内对人类活动敏感的野生动物较少，调查期间未见到大中型野生动物，项目对野生动植物影响不大。

因此，总体上对生态环境影响可以接受。

本工程生态环境影响评价自查表，见表5.1-1。

表5.1-1　生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用☑；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他□
	评价因子	物种☑（分布范围、种群梳理、种群结构、行为等） 生境☑（生境面积、质量、连通性） 生物群落☑（物种组成、群落结构等） 生态系统☑（植被覆盖力、生产力、生物量、生态系统功能等） 生物多样性☑（物种丰富度、均匀度、优势度等） 生态敏感区□（主要保护对象、生态功能等） 自然景观☑（景观多样性、完整性） 自然遗迹□（遗迹多样性、完整性等） 其他□（）
评价等级		一级□二级□三级☑生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（1.93）km^2；水域面积：（）km^2
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查☑；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他☑
	调查时间	春季□；夏季□；秋季☑；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失□；沙漠化☑；石漠化□；盐渍化☑；生物入侵□；污染危害□；其他☑
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种☑；生态敏感区□；其他☑
生态影响预测与评价	评价方法	定性□；定性和定量☑
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种☑；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他☑
生态保护对策措施	对策措施	避让☑；减缓☑；生态修复☑；生态补偿☑；科研□；其他☑
	生态监测计划	全生命周期□；长期跟踪□；常规☑；无□
	环境管理	环境监理□；环境影响后评价□；其他☑
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。		

5.2 地下水环境影响评价

5.2.1 水文地质条件

5.2.1.1 含水层结构

评价区属于准噶尔盆地东南部细土平原区，受地貌、地层岩性与构造控制，准噶尔盆地含水层结构由山区向平原呈有规律分布。山区以裂隙含水层为主，盆地南部以孔隙含水层为主，盆地北部以上部为孔隙含水层、下部为孔隙—裂隙含水层的混合结构为主。受沉积规律和基底构造的控制，盆地南部以单一结构的孔隙含水层和双层或多层结构的孔隙含水层为主，单一结构的含水层主要分布在环准噶尔盆地南缘的天山山前地带；双层或多层结构的孔隙含水层主要分布于古尔班通古特沙漠南缘以南至天山北麓潜水溢出带以北的大部分地区。

区域从南向北分布多层结构的潜水—承压水含水层，纵向上，上部为潜水含水层，埋深＜80m，经调查了解，丰水期潜水埋深为2m左右；下部为承压含水层，埋深80～300m之间。

上部潜水含水层，颗粒由山前向下游由粗变细，岩性由山前溢出带的砂砾石向下游渐变为砂，至汇流中心为亚砂土，厚度由上游向下游逐渐变薄，含水底板标高则由东向西逐渐变低，富水性逐渐变弱，地下水径流速度迟缓，富水性强区单位涌水量为6.2L/s·m，富水性中等区分布于天山北麓细土平原区的大部分地段，单位涌水量为1.6—2.4L/s·m，近沙漠一带为富水性极弱区，单位涌水量为0.17L/s·m。潜水含水层底板埋深150—100m。

下部承压含水层，由上游向下游，含水层厚度和单层厚度逐渐变薄，弱透水层增厚，含水层颗粒变细；含水层顶底板标高总体呈现东部和南部高、西部和北部低的趋势；弱透水层岩性主要以亚粘土、粘土为主，部分地段为亚砂土。根据埋藏深度将承压含水层划分为3层：第一层埋藏深度＜100m，第二层埋藏深度100—200m之间；第二层埋藏深度200—300m之间。

5.2.1.2 渗透系数的变化

评价区内上部潜水含水层渗透性普遍较弱，渗透系数一般＜1m/d，下伏承压含水层渗透性由溢出带向下游减弱，溢出带以北，渗透系数一般＜10m/d，至沙漠前缘，渗透性变弱，渗透系数＜2m/d，部分地段为0.8m/d。

5.2.1.3 给水度与弹性释水系数

给水度与承压水弹性释水系数变化与含水层岩性和结构变化规律相对应，盆地南部大于北部，环盆地山前地带大于盆地细土平原和沙漠地带，河床带大于河床两侧地带，冲洪积扇轴部向两侧逐渐减小。该区内给水度一般＜0.12，弹性释水系数为0.008。

5.2.1.4 地下水的补径排特征

评价区地下水的补给、径流、排泄条件以山区分水岭到平原、沙漠构成了一个完整的水文地质单元，地下水径流方向由南向北，按区域地下水的运动规律，基岩山区为补给区，倾斜平原为径流区，红土平原及沙漠为排泄区，各区的地下水因地处不同的气象、水文、地质、地貌、构造条件，再加上人类开采活动的影响，各有其不同的特征。

区内地表水源主要发源于高、中山区的河流，低山区的洪沟及泉水、南部天山山脉中蕴藏着丰富的冰雪资源，充沛的降水和冰雪消融，其中区内发源于高山区的河流有4条，以冰雪消融为主要补给来源，由西向东排列分别是新地沟河、东大龙口河、吾塘沟河和白杨河。上覆潜水含水层为细颗粒或弱含水层，地下水径流条件差，以垂向交替运动为主；下伏承压水属于滞流型，溢出带附近以水平径流为主，在细土平原中部及以北区域为垂向交替运动。

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

5.2.2.1 施工期水污染物

本工程施工期钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；工程结束由钻井队回收；新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为SS，试压废水用作场地降尘用水。

在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

5.2.2.2 钻井工程对地下水环境影响分析

钻井作业正常工况下不会对地下水造成影响，钻井对水环境的影响主要表现为钻井过程中可能发生因固井不严而导致的油水窜层、钻井液进入含水层等事故。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满足地下水保护需要，可有效地保护地下水环境不受污染。井场产生的岩屑均进罐，水基钻井岩屑由岩屑处置单位拉运处置，油基钻井岩屑交由有相应危险废物处置资质的单位处置，不会对地下水造成影响；井场柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐、岩屑储罐等关键部位均采用防渗膜防渗，正常情况下，项目对水环境影响不大。

5.2.2.3 管线施工对地下水环境影响分析

本项目新建单井出油管道管底埋深-1.7m，新建集油干支线管底埋深-1.9m。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，管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设不会对地下水造成不利影响。

5.2.3 运营期地下水环境影响分析

5.2.3.1 正常状况下对地下水环境影响分析

本项目运营期产生的废水主要为采出水、井下作业废水。

采出水经管线密闭输送至页岩油联合站压裂返排液处理装置处理，井下作业带罐作业，产生的井下作业废水（废液）集中收集至专用收集罐中，由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）限值要求和《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅴ级标准后，优先用于压裂液复配，剩余部分输送至吉7井区进行回注，不外排。

项目各类废水均得到妥善处置，正常情况下不会对地下水产生不利影响。

5.2.3.2 事故状态下对地下水环境影响分析

油田工程生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的油田污染事故；集输管线、阀组、设备运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即穿透污染、渗透污染。

（1）情景1：穿透污染（油水窜层）

污染物沿着裂隙或孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染。以该种方式污染地下水的主要是采油过程中套外返水。一旦出现套外返水事故，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水串层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

油气窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致油气窜层使地下水受污染。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期基本不会发生，待油井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层压力小，原油进入到含水层污染地下水的可能性较小，但这一现象仍应引起重视。

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

①预测情景

当发生窜层时，污染物进入含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，工程区内的污染物通过孔隙、裂隙径流至下游第四系含水层的水质。污染物在含水层中的迁移可概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本项目按Ⅰ类项目地下水环境影响评价级别为二级，按照《环境影响评价技术

导则 地下水环境》（HJ610-2016）的规定，预测方法可以采用数值法或者解析法，由于评价区水文地质条件较简单、评价区内含水层的基本参数变化很小、污染物的排放对地下水流场没有明显的影响，本次采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测因子

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

④预测模型

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

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

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

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

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

本次按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录D中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

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

以上式中：*x*—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C（x，t）—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C_0—注入的示踪剂浓度，g/l；

u——水流速度，m/d；

n——有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

erfc()—余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为细砂。本次评价水文地质参数主要通过油田区域的勘察资料及经验值等综合确定。

模型中所需参数及来源见表5.2-1。

表5.2-1　水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.33m/d	地下水的平均实际流速u=KI/n，根据项目所在区域含水层特征，参考前人研究成果确定水流速度为0.33m/d。
2	D_L	纵向弥散系数	0.12m^2/d	DL=aLu，aL为纵向弥散度。根据项目所在区域含水层特征，参考前人研究成果确定DL为0.12m^2/d。
3	n	有效孔隙度	0.12	根据项目所在区域含水层特征确定。
4	t	时间	计算发生渗漏后100d、1000d后各预测点的浓度	
5	C_0	污染物浓度	18mg/L，[参照美国石油协会石油烃标准化工作组TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献]	

⑥预测结果与分析

在预测情景下，泄露了不同天数（100天、1000天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表5.2-2、表5.2-3。

表5.2-2　石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

100d		1000d	
距离（m）	浓度c(mg/L)	距离（m）	浓度c(mg/L)
0	18.00	100	18.00
10	18.00	200	18.00
20	17.93	300	18.00
30	13.14	350	1.77

40	1.38	**372**	**0.06**
46	**0.07**	**373**	**0.04**
47	**0.04**	374	0.04
50	0.005	375	0.03
51	0.002	400	0.00

表 5.2-3　预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内居民饮用水井
石油类	100d	46	47	无
	1000d	372	373	无

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测100d、1000d时地下水超标距离分别为42m、372m，影响距离分别为43m、373m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管严格封闭上层淡水含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

（2）情景2：渗透污染（管线泄漏）

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

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

通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、

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

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

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

①预测情景

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

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测模型

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

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C（x，t）—t时刻x处的示踪剂浓度，g/l；

C_0—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

erfc()—余误差函数。

④预测参数及因子

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。石油类因子是油田开采污染监测项目的特征污染物，标准污染指数也最高。因此，本次影响预测以石油类进行预测。具体见表5.4-2。

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100天、1000天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表5.2-4、表5.2-5。

表5.2-4　石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景2）

污染物	100d		1000d	
	距离（m）	浓度c(mg/L)	距离（m）	浓度c(mg/L)
石油类	0	0.00	0	0
	10	0.00	100	0
	20	0.012	200	0
	30	0.392	300	0.023
	33	0.486	330	0.153
	40	0.184	340	0.125
	43	**0.064**	**353**	**0.052**
	44	**0.042**	**354**	**0.047**
	50	0.001	400	0.00
	80	/	240	0.00
	90	/	270	0.00
	100	/	300	0.000

表5.2-5　预测结果统计表（情景2）

预测因子	预测时间	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内居民饮用水井
石油类	100d	43	44	无
	1000d	353	354	无

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下泄漏对地下水环境

的影响很小。石油类浓度在泄漏发生后100d、1000d时的影响距离约44m、354m，下渗废水对该地区地下水的潜在影响依然存在，故管道必须采取必要的防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染周边区域内的地下水。但各时段的预测影响范围内均无居民饮用水井等地下水环境敏感点，随着影响范围的扩大，污染物浓度呈减小趋势。

本项目井场、站场采取了必要的防渗/防腐措施，另外，根据吉庆油田作业区环境风险应急预案，发生泄漏后，建设单位立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，可在1天内清除地面及地下的污染物，尽量避免出现泄漏的污染物进入地下水并随地下水迁移，使影响范围控制在油区内。建设单位和施工单位严格按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，及时采取地下水污染防控措施的情况，在非正常状况下，对地下水的影响属于可接受范围。

综上，本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防护措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.2.4 退役期水环境影响分析

当油气井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油气田开发工作人员将陆续撤离油田区域。油气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等。

在按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》等相关要求做好封井工作，防止串层，并按照相关部门要求做好场地清理，对固体废物进行妥善处置，对水环境的影响很小。

5.2.5 地下水环境评价结论

本工程施工期钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；工程结束由钻井队回收；新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为SS，试压废水用作场地降尘用水。在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

本项目运营期产生的废水主要为采出水、井下作业废水。正常状况下，本项目废水均经处理后回用，不外排。事故状态下，预测结果显示，污染物一旦发生泄漏，

将会对项目附近区域地下水造成一定影响，建设单位应定期对管线进行检查检修，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，在严格落实地下水污染防护措施的前提下，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.3 地表水环境影响评价

下新湖水库位于项目区东侧2.3km，本项目运营期废水经处理达标后全部回用，不外排，与下新湖水库无水力联系。

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为：人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

（1）人为扰动对土壤的影响

油气田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场建设、管道敷设建设过程中，车辆行驶、机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

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

（2）钻井作业对土壤环境的影响

本工程开发建设期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如钻井井场等占地，以及堆积、挖掘、辗压、践踏等均改变原有的土壤结构。油气田开发期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

①钻井作业对土壤环境的影响

本工程钻井作业均采用“泥浆不落地系统”对废弃泥浆和岩屑进行收集处置，

对土壤的环境影响轻微。

②固体废物对土壤的影响

钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，钻井结束后装入钻井液罐由钻井队带至下一个钻井井场，分离出的水基钻井岩屑暂存于岩屑专用方罐，由岩屑处置单位直接拉运进行处理，满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后可进行综合利用。分离出的油基钻井岩屑属于《国家危险废物名录》（2025年版）HW08类危险废物（废物代码：071-002-08），进入油基岩屑专用方罐后交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运以及处置。无废水及废弃钻井液外排。

（2）井场建设

本工程开发建设期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如井场占地，以及堆积、挖掘、碾压、践踏等均改变原有的土壤结构。油气田施工期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

（3）管线施工对土壤环境的影响

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

（4）水土流失及沙化影响分析

油气田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，

这种影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。

本工程地面建设的内容主要包括井场、站场建设、管线敷设等，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。油气田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

综上所述，施工期对项目区土壤环境影响不大。

5.4.2 运营期土壤环境影响分析

5.4.2.1 土壤污染途径

本工程为油气开采项目，运营期主要以污染影响为主。本工程运营期采用密闭集输系统进行油气集输，正常情况下不会对土壤环境造成污染。非正常情况下含油污水泄漏可能会对土壤环境造成污染。结合项目特点，本节主要分析非正常状况下泄漏对土壤环境的污染影响，以及对土壤理化性质的影响和累积影响。

油气田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在井场永久占地内，各种污染物尤其是石油烃污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

事故时排放的含油污水，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，油气田生产中一定要严防采出液泄漏事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对含油污水进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

5.4.2.2 正常状况下对土壤环境的影响分析

本工程运营期正常工况下，采出水和井下作业废水均得到妥善处置；生产过程中采出液均为全密闭输送，不会对土壤环境产生影响。

5.4.2.3 非正常状况下对土壤环境的影响预测分析

（1）生态影响

正常工况下采出液通过管线转输至页岩油联合站，运营期无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。事故状态下集油干线破裂后，泄漏的采出液中的采出水进入土壤中，管线设有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可在30min内切断最近阀门，并在2h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，预计从集油干线中泄漏的采出液量为44m^3，采出液中含水量平均为27.66%，根据前文地层水物性可知，采出液中氯离子平均含量3233.38mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为44×27.66%×3233.38×58.5÷35.5=64846.88g。

本次预测采用HJ964-2018附录E.1.3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：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

Is-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；

Ls-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；

Rs-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；

ρb-表层土壤容重，kg/m^3；

A-预测评价范围，m^2；

D-表层土壤深度，一般取0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

2）单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=Sb+\triangle S$$

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

Sb-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，Ls和Rs取值均为0，预测评价范围为以泄漏点为中心100m×100m范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为1.6×10^{3}kg/m^3，根据项目区土壤盐分监测结果，区域土壤盐分含量背景值较高，单位质量土壤中盐分含量现状最大值为43.9g/kg。预测年份

为1a（365天）。

根据上述计算结果，在1年内，单位质量土壤中盐分含量的增量为0.02g/kg，叠加现状值后的预测值为43.92g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，泄漏点周边区域土壤中盐分含量变化很小，区域土壤盐化程度不会因本项目产生变化。但在发生泄漏后，建设单位应及时将泄漏点周围区域土壤进行清理，将泄漏事故对土壤环境的影响减至最低。

（2）污染影响型

1）情景设定

在实际生产过程中，井场内有实时视频监控，加之现场有值班人员巡视，发现若出现严重泄漏时会及时采取关停措施，关停时间一般不超过30min，污染土壤及时清运的情况下，污染物通常不会继续下渗，造成进一步污染。

综合考虑本次土壤污染预测情景主要针事故状况下，井场、计量站集油管线连接和阀门处出现破损泄漏，石油烃对土壤垂直下渗的污染。

2）预测因子

本次选择特征因子石油烃（C_{10}-C_{40}）进行影响预测。

3）预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录E中预测方法对本工程垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测，预测公式如下：

（1）一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m^2/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿z轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ-土壤含水率，%。

（2）初始条件

$$c(z,t) = 0 \qquad t = 0, L \le z < 0$$

（3）边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

①连续点源：

$$c(z,t) = c_0 \qquad t > 0, z = 0$$

②非连续点源：

$$c(z,t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \le t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases}$$

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \qquad t > 0, z = L$$

4）模型构建

本项目模型选择自地表向下 3m 范围内进行模拟，土壤质地为砂壤土。模拟厚度设置为 3m，模型剖分按 10cm 间隔，共 301 个节点。在模型中设置 6 个观测点位，编号 N1～N6，分别位于-0.5m、-1.0m、-1.5m、-2.0m、-2.5m、-3.0m 深处。本次设定模型运行时间为 100d，本次共设置了 5 个输出时间点，编号 T0～T5，分别为 5d、10d、50d、75d、100d。

5）泄漏源强及参数选取

①参数选取

本项目所在地土壤质地为砂壤土，砂壤土水力参数见表 5.4-1，土壤溶质运移参。

表 5.4-1　土壤水力参数表

土壤层次（cm）	土壤质地	饱和含水率	残余含水率	α（cm^{-1}）	n	饱和导水率 Ks（cm/d）	经验参数 l
0～300	砂壤土	0.41	0.065	0.075	1.89	106.1	0.5

备注：表中参数引用HYDRUS软件中所推荐的基本岩性参数。

②泄漏源强

根据工程分析，结合项目特点，本评价选取集输管线连接和阀门处出现破损泄漏过程中，油品中的石油烃对土壤环境的影响。

表 5.4-2　土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
泄漏油品	石油烃	885400	瞬时

6）预测结果

非正常工况下，井场、计量站集油管线连接和阀门处出现破损泄漏后，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为885400mg/L（885.4mg/cm^3）（考虑泄漏初期采出液中含水率较低，按最不利情况考虑，以泄漏原油进行预测，即泄漏浓度为原油密度）。

本次模型中未考虑污染物自身降解、滞留等作用。

由土壤模拟结果可知，石油类物质在纵向上渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强，由于本项目所在地土壤质地为砂壤土，石油类物质渗漏速率较慢，一般富集在0-20cm的土层中，石油类物质积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

运营期间需定期检查井场生产设备、集输管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运营期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本工程对土壤环境影响可接受。

5.4.3 小结

综上，本工程采用密闭集输的集输方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生管线泄漏等事故，泄漏的油品会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油类物质覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

5.4.4 土壤环境影响自查表

本工程土壤环境影响评价自查表，见表5.4-3。

表5.4-3 土壤环境影响评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="6">新疆准噶尔盆地昌吉油田芦草沟组页岩油2027年产能建设项目（吉木萨尔县区域）</td><td>备注</td></tr>
<tr><td rowspan="9">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="6">污染影响□；生态影响型□；两种兼有☑</td><td></td></tr>
<tr><td>土地利用类型</td><td colspan="6">建设用地□；农用地☑；未利用地□</td><td>土地利用类型图</td></tr>
<tr><td>占地规模</td><td colspan="6">（5.63）hm²</td><td>永久占地</td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="6">敏感目标（天然牧草地）、方位（占地及周边）、距离（/）</td><td></td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="6">大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他□</td><td></td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="6">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="6">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="6">I类☑；II类☑；III类□；IV类□；</td><td rowspan="2"></td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="6">敏感☑；较敏感□；不敏感□；</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价工作等级</td><td colspan="6">一级☑；二级☑；三级□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="6">a）☑；b）☑；c）☑；d）☑；</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="6">土壤构型、结构、质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等</td><td>同附录C</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td colspan="2" rowspan="2">层位</td><td colspan="2">井场</td><td rowspan="2">深度</td><td rowspan="3">点位布置图</td></tr>
<tr><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td></tr>
<tr><td colspan="2">表层样点数</td><td>5</td><td>6</td><td>0-0.2m</td></tr>
<tr><td colspan="2">柱状样点数</td><td>5</td><td>-</td><td>0-3m</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="6">GB36600表1中的45项基本项目、石油烃、pH、土壤盐分含量和GB15618-2018表1中的基本项目</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="6">GB36600表1中的45项基本项目、石油烃、pH、土壤盐分含量和GB15618-2018表1中的基本项目</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="6">GB15618☑；GB36600☑；表D.2□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="6">占地范围内各监测因子监测浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求；占地范围外各监测因子监测浓度均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018），石油烃（C_{10}-C_{40}）满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="6">石油烃、土壤盐分含量</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="6">附录E☑；附录F□；其他☑</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="6">影响范围（事故状态下，集输管线泄漏，油类物质进入土壤）
影响程度（较小）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="6">达标结论：a）□；b）☑；c）☑
不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">防防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="6">土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td>层位</td><td>井场、计量站占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td>监测指标</td><td>监测频次</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td>表层</td><td>2</td><td>-</td><td>0-0.2m</td><td>石油类、石油烃（C6～C9）、石油烃（C10～C40）、汞、砷、六价铬</td><td>1次/年</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="6">-</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="6">在工程做好分区防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本工程对土壤环境影响可接受</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="8">注1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。
注2：需要分别开展土壤环境影响评价等级工作的，分别填写自查表。</td></tr>
</table>

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期环境空气影响分析

本项目施工期产生的废气主要为钻井工程产生的燃料燃烧废气、施工扬尘、汽车尾气以及测试放喷废气排放。

（1）运输车辆扬尘的影响分析

施工期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业4～5次，其扬尘造成的污染距离可缩小到20～50m范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，施工车辆废气对周围大气环境质量影响是有限的。

在油田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。随油田开发进入产液期，区块道路路面硬化，这部分扬尘影响大大减轻。

（2）地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①井场、管沟、地基、路基开挖、土地平整及井场、地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染；③物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本工程的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

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

（3）施工机械及运输车辆尾气影响分析

施工机械及运输车辆所排放的废气主要污染物为NO_X、CO、SO_2、THC等。在空间上和时间上具有较集中的特点，在局部的范围内污染物的浓度较高。本工程所

在区域扩散条件良好，施工机械及运输车辆产生的尾气很快被空气稀释，且大气污染物随钻井工程的结束而消失。

（4）测试放喷废气

钻井至目的层后，对油气应进行油气测试。测试放喷时间依据具体情况确定。测试放喷废气为天然气燃烧废气，主要污染物包括烟尘、SO_2、NO_X等。一般情况下，测试放喷时间较短，污染物排放为短暂性排放。

综上，施工期产生的污染是暂时性的，对环境的影响随着施工期的结束而消失，项目周边无集中固定人群居住，从影响时间、范围和程度来看，施工期废气对周围大气环境质量影响较小。

5.5.2 运营期大气环境影响分析

本工程运营期间，对大气环境影响主要为油气集输过程中产生一定量的非甲烷总烃、硫化氢以及温室气体排放。

5.5.2.1 大气环境影响预测与评价

（1）预测因子及标准

根据工程污染源、区域环境的特点，结合环境影响因素分析结果，确定本次评价的大气环境影响预测因子为油气集输过程中无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢。

（2）评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以2.0mg/m^{3}作为环境质量标准限值；硫化氢参考《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D，以10μg/m^{3}作为环境质量标准限值。

（3）预测模式

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定，本次环境影响预测采用AERSCREEN估算模式。估算模式AERSCREEN是一个单源高斯烟羽模式，可计算点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，以及下洗和岸边熏烟等特殊条件下最大地面落地浓度。估算模式中嵌入了多种预测的气象组合条件，包括一些最不利的气象条件，在某个地区有可能发生，也有可能没有此种不利气象条件。所以经估算模式计算出的是某一污染源对环境空气质量的最大影响程度和影响范围的保守计算结果。

（4）污染源参数

运营期间本工程产生的大气污染物主要为油气集输过程中产生一定量的非甲烷总烃、硫化氢无组织挥发，污染物排放参数，见表5.5-1。

表5.5-1　运营期大气污染物排放参数一览表

污染源名称	面源起点坐标/m		海拔高度（m）	矩形面源		与正北向夹角/°	面源有效排放高度（m）	年排放小时数（h）	排放工况	污染物排放速率（kg/h）	
	x	y		长度（m）	宽度（m）					非甲烷总烃	硫化氢
68-1号平台（2井式）	3	7	616	80	70	0	6	7920	正常	0.017	0.000016
71-2号平台（3井式）	548	-878	620	90	70	0	6	7920	正常	0.026	0.000024
68-2号计量站	169	-492	618	20	20	0	6	7920	正常	0.034	0.000032

估算模型参数，见表5.5-2。

表5.5-2　估算模型参数表

环境要素	项　目	评 价 因 子	
1	城市/农村选项	城市/农村	农　村
		人口数（城市选项时）	/
2	最高环境温度/℃		38.9
3	最低环境温度/℃		-26.0
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速（m/s）		0.5
6	土地利用类型		草地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☑是 □否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 ☑否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

（5）无组织废气环境影响预测结果

本工程大气环境影响评价等级为二级。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用AERSCREEN模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。估算模式预测结果，见表5.5-3、5.5-4、5.5-5。

表5.5-3 68-1号平台（2井式）估算模式预测污染物扩散结果

68-1号平台（2井式）					
NMHC			H_2S		
距源中心下风向距离(m)	下风向预测浓度（mg/m³）	占标率（%）	距源中心下风向距离(m)	下风向预测浓度（mg/m³）	占标率（%）
10	0.007174	0.36	10	0.000007	0.07
25	0.008866	0.44	25	0.000008	0.08
50	0.011233	0.56	50	0.000011	0.11
54	**0.011311**	**0.57**	**54**	**0.000011**	**0.11**
75	0.010153	0.51	75	0.00001	0.1
100	0.010331	0.52	100	0.00001	0.1
200	0.01036	0.52	200	0.00001	0.1
500	0.007989	0.4	500	0.000008	0.08
1000	0.005236	0.26	1000	0.000005	0.05
1500	0.003845	0.19	1500	0.000004	0.04
2000	0.003081	0.15	2000	0.000003	0.03
2500	0.002564	0.13	2500	0.000002	0.02
下风向最大地面空气质量浓度及占标率%	0.011311	0.57	下风向最大地面空气质量浓度及占标率%	0.000011	0.11
D10%最远距离（m）	0		D10%最远距离（m）	0	
最大落地空气质量浓度距源距离（m）	54		最大落地空气质量浓度距源距离（m）	54	

表5.5-4 71-2号平台（3井式）估算模式预测污染物扩散结果

71-2号平台（3井式）					
NMHC			H_2S		
距源中心下风向距离(m)	下风向预测浓度（mg/m³）	占标率（%）	距源中心下风向距离(m)	下风向预测浓度（mg/m³）	占标率（%）
10	0.010435	0.52	10	0.00001	0.1
25	0.012699	0.63	25	0.000012	0.12
50	**0.01591**	**0.8**	**50**	**0.000015**	**0.15**
75	0.015066	0.75	75	0.000014	0.14
100	0.015457	0.77	100	0.000014	0.14
125	0.015817	0.79	125	0.000015	0.15
200	0.01583	0.79	200	0.000015	0.15
500	0.012214	0.61	500	0.000011	0.11
1000	0.008004	0.4	1000	0.000007	0.07
1500	0.005879	0.29	1500	0.000005	0.05
2000	0.00471	0.24	2000	0.000004	0.04
2500	0.00392	0.2	2500	0.000004	0.04
下风向最大地面空气质量浓度及占标率%	0.01591	0.8	下风向最大地面空气质量浓度及占标率%	0.000015	0.15
D10%最远距离（m）	0		D10%最远距离（m）	0	
最大落地空气质量浓度距源距离（m）	50		最大落地空气质量浓度距源距离（m）	50	

表5.5-5 68-2号计量站估算模式预测污染物扩散结果

68-2号计量站					
NMHC			H_2S		
距源中心下风向距离(m)	下风向预测浓度（mg/m³）	占标率（%）	距源中心下风向距离(m)	下风向预测浓度（mg/m³）	占标率（%）
10	0.049701	2.49	10	0.000047	0.47
24	**0.071308**	**3.57**	**24**	**0.000067**	**0.67**
25	0.071129	3.56	25	0.000067	0.67
50	0.04528	2.26	50	0.000043	0.43
75	0.033055	1.65	75	0.000031	0.31

100	0.030402	1.52	100	0.000029	0.29
500	0.016816	0.84	500	0.000016	0.16
1000	0.010701	0.54	1000	0.00001	0.1
1200	0.009277	0.46	1200	0.000009	0.09
1500	0.007801	0.39	1500	0.000007	0.07
2000	0.006161	0.31	2000	0.000006	0.06
2500	0.005128	0.26	2500	0.000005	0.05
下风向最大地面空气质量浓度及占标率%	0.071308	3.57	下风向最大地面空气质量浓度及占标率%	0.000067	0.67
D10%最远距离（m）	0		D10%最远距离（m）	0	
最大落地空气质量浓度距源距离（m）	24		最大落地空气质量浓度距源距离（m）	24	

本项目生产过程中无组织排放的污染物非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度0.071308mg/m³，最大占标率3.57%；硫化氢最大地面浓度点预测浓度0.000067mg/m³，最大占标率0.67%。

本工程正常工况下排放的非甲烷总烃下风向最大落地浓度均低于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中的浓度限值（2000μg/m³）；硫化氢最大落地浓度均低于《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值10μg/m³。无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风24m范围内，项目周边无集中固定人群居住，因此无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢对周围环境空气影响较小。

5.5.2.2 大气环境防护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)“8.8.5大气环境防护距离确定”相关要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境防护距离，本工程大气环境影响评价等级为二级，不再计算大气环境防护距离。

5.5.2.3 大气环境影响小结

本项目油气开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类、硫化氢气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃、硫化氢满足标准限值要求。根据预测结果可知，本项目各井场无组织排放非甲烷总烃

下风向最大落地浓度均远低于《大气污染物综合排放标准详解》2000μg/m³的标准；硫化氢下风向最大落地浓度均远低于《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值10μg/m³。

项目周边无集中固定人群居住，因此本项目正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。

5.5.2.4 大气污染物核算

本工程运营期大气污染物排放量，见表5.5-6。

表5.5-6 本工程大气污染物排放量核算表

污染源	污染物项目	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		核算年排放量（t/a）
			标准名称	浓度限值（mg/m³）	
井场	非甲烷总烃	日常维护，做好密闭措施	《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	边界无组织挥发产生的非甲烷总烃1h平均浓度限值4mg/m³	1.1511
	硫化氢		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）新建项目二级标准的厂界标准限值	厂界硫化氢1h平均浓度限值0.06mg/m³	0.00108

5.5.2.5 建设项目大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表，见表5.5-7。

表5.5-7 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级	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、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3） 特征污染物（NMHC、H_2S）			包括二次PM2.5□ 不包括二次PM2.5☑
评价标准	评价标准	国家标准☑	地方标准□	附录D☑	其他标准□
现状评价	环境功能区	一类区□	二类区☑		一类区和二类区□
	评价基准年	（2025）年			
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□	主管部门发布的数据☑		现状补充监测☑

	现状评价	达标区□				不达标区☑			
污染源调查	调查内容	本工程正常排放源☑ 本工程非正常排放源□ 现有污染源□		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□		区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他□	
	预测范围	边长≥50km□		边长5～50km□		边长=5km□			
	预测因子	预测因子（）				包括二次PM2.5□ 不包括二次PM2.5□			
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本工程}$最大占标率≤100%□				$C_{本工程}$最大占标率＞100%□			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{本工程}$最大占标率≤10%□			$C_{本工程}$最大占标率＞10%□			
		二类区	$C_{本工程}$最大占标率≤30%□			$C_{本工程}$最大占标率＞30%□			
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长（）h		$c_{非正常}$占标率≤100%□		$c_{非正常}$占标率＞100%□			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标□				$C_{叠加}$不达标□			
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□				k＞-20%□			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（）			有组织废气监测□ 无组织废气监测□		无监测□		
	环境质量监测	监测因子：（）			监测点位数（）		无监测□		
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：1.1511t/a 硫化氢：0.00108t/a		

5.5.3 退役期大气环境影响分析

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

5.6 声环境影响评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

5.6.1.1 噪声源分析

施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、柴油机、泥浆泵等发出的噪声，泥浆泵、钻机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)。

5.6.1.2 预测模式

在环境噪声预测中各噪声源作为点声源处理，本评价采用“无指向性点声源几何发散衰减”预测模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

$$LP（r）=LP（r0）-20lg（r/ro）$$

式中：LP（r）——预测点处声压级，dB（A）；

LP（r0）——参考位置ro处的声压级，dB（A）；

r——预测点距声源的距离，m；

ro——参考位置距声源的距离，m。

利用上述公式，预测计算本项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表5.6-1。

表5.6-1　主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机　械	不同距离处的噪声贡献值〔dB（A）〕										施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	700m	900m	1200m	
1	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	土石方
2	装载机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	—	—	—	道路施工
3	压路机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	管线施工
4	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	物料运输
5	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	—	—	—	设备安装
6	钻机	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	钻井
7	振动筛	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	47.1	44.9	42.4	
8	泥浆泵	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	

通过各种施工机械噪声预测结果可以看出，各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备60m、夜间300m即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械40m、夜间200m即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求；钻井期间昼间距施工机械100m、夜间500m即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求。

5.6.1.3 预测结果分析

（1）钻井影响分析

工程区200m内无居民，钻井工程噪声不影响当地居民正常生活，施工期钻井的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

（2）地面工程影响分析

本项目地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响，但随着施工的结束这种影响也随之消失。

（3）井下作业噪声环境影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达120dB（A），导致作业现场周围噪声超出《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）标准要求，但是由于气井分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源具有不固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

5.6.2 运营期声环境影响分析

5.6.2.1 预测源强

运营期间的噪声源主要为井场设备的运转噪声，考虑最大影响，本次针对三井式平台（71-2号）进行预测，噪声源强调查，见表5.6-2。

表 5.6-2　噪声源强调查清单（室外声源）

声源名称	型号	空间相对位置			声源源强（任选一种）		声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z	（声压级/距声源距离）/（dB(A)/m）	声功率级/dB(A)		
三井式平台（JHW71-33、JHW71-12、JHW71-110）	DN65 105MPa 采油井口	41	70	1.2	80/1m	80	基础减震	昼间、夜间
		41	78	1.2	80/1m	80	基础减震	昼间、夜间
		41	61	1.2	80/1m	80	基础减震	昼间、夜间

5.6.2.2 预测模式

噪声预测模式采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中推荐模式，对于室外点声源，可根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级，计算公式为：

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

或

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

式中：$L_P(r)$ ——预测点处声压级，dB；

$L_P(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级，dB；

L_w ——点声源产生的声功率级，dB；

D_C——指向性校正，dB；

A_{div}——几何发散引起的衰减，dB；

A_{gr}——地面效应引起的衰减，dB；

A_{atm}——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{bar}——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}——其他多方面效应引起的衰减，dB。

5.6.2.3 预测条件概化

本工程主要为室外声源，根据室外点声源对厂界噪声预测点贡献值预测模式，计算预测值。本工程预测条件概化如下：

（1）产噪设备均在正常工况条件下连续运行；

（2）为简化计算工作，预测计算中主要考虑厂区内声源至厂界的距离衰减作用。声源由于空气吸收引起的衰减以及由于云、雾、温度梯度、风及地面其它效应等引起的衰减，因衰减量不大，本次计算忽略不计。

5.6.2.4 预测与评价内容

本项目声环境评价范围内不涉及声环境保护目标，根据《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2021）8.5.2章节相关规定，本次仅预测和评价井场运营期厂界噪声贡献值，评价其超标和达标情况。

5.6.2.5 预测结果

厂界噪声预测结果及达标情况，见表5.6-3。

表5.6-3　　井场厂界噪声预测结果与达标分析表

预测方位	最大值点空间相对位置/m			时段	贡献值（dB(A)）	标准限值（dB(A)）	达标情况
	X	Y	Z				
东侧厂界	80	70	1.2	昼间	44.71	60	达标
				夜间		50	达标
南侧厂界	40	0	1.2	昼间	39.94	60	达标
				夜间		50	达标
西侧厂界	0	70	1.2	昼间	39.21	60	达标
				夜间		50	达标
北侧厂界	40	140	1.2	昼间	39.85	60	达标
				夜间		50	达标

由预测结果可知：3井式平台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。声环境评价范围内无声环境敏感点，不会出现扰民现象，不会对周围声环境产生明显的影响。

5.6.3 声环境影响评价小结

通过类比分析可知，本工程施工期昼间施工场50m以外均不超过《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）限值要求，而在夜间则会超标，项目区200m范围内无居民，并且施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造

成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。

本工程运营期间的噪声源主要为井场设备的运转噪声，噪声预测结果显示：在采取了环评提出的降噪措施后，项目运营期厂界昼、夜间噪声预测值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准，不会使项目区声环境质量明显降低。不会对周围声环境产生影响。

5.6.4 声环境影响自查表

本工程声环境影响自查表，见表5.6-4。

表5.6-4　　声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级☑	三级□			
	评价范围	200 m☑	大于200 m□	小于200 m□			
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☑	其他□				
	预测范围	200m☑	大于200 m□	小于200 m□			
	预测因子	等效连续A声级☑	最大A声级□	计权等效连续感觉噪声级□			
	厂界噪声贡献值	达标☑	不达标□				
	声环境保护目标处噪声值	达标□	不达标□				
环境监测计划	排放监测	厂界监测☑	固定位置监测□	自动监测□	手动监测□	无监测□	
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：(/)		监测点位数（/）		无监测☑	
评价结论	环境影响	可行☑	不可行□				
注：“□”为勾选项，可 √；“（　）”为内容填写项。							

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响

本工程在开发期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、施工废料、废润滑油、废润滑油桶、废防渗材料等。

（1）钻井泥浆、岩屑

本项目钻井过程中一开采用水基非磺化钻井液体系，二开采用油基钻井液体系，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，钻井结束后装入钻井液罐由钻井队带至下一个钻井井场，分离出的水基钻井岩屑暂存于岩屑专用方罐，由岩屑处置单位直接拉运进行处理，满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后可进行综合利用。分离出的油基钻井岩屑属于《国家危险废物名录》（2025年版）HW08类危险废物（废物代码：071-002-08），进入油基岩屑专用方罐后交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运以及处置。

（2）施工废料

建筑垃圾主要为废边角料、废包装物等，产生量较少，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。

（3）废润滑油

钻井井场中的发电机、钻机和钻井液循环泵及其他动力设备，定期保养维护过程中产生的废润滑油属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08废矿物油与含矿物油废物，废物代码：900-214-08，危险特性为T、I，集中收集后暂存在井场内危险废物贮存点，交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

（4）废润滑油桶

使用润滑油时会产生一定的废润滑油桶，属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08废矿物油与含矿物油废物，废物代码：900-249-08，危险特性为T、I，集中收集后暂存在井场内危险废物贮存点，交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

（5）废防渗材料

场地清理时产生的沾油废防渗材料，属于《国家危险废物名录（2025年版）》

HW08废矿物油与含矿物油废物，废物代码：900-249-08，危险特性为T、I，施工结束后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

5.7.2 运营期固体废物影响

本工程运营期产生的固体废物主要为：废润滑、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布、劳保用品。

废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗膜属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08废矿物油与含矿物油废物，废含油抹布和劳保用品属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW49其他废物，危险废物均临时贮存在吉祥联合站危险废物临时贮存点，定期交由有相应危险废物处置资质的单位处置。

5.7.2.1 危废收集过程影响分析

本工程运营期产生的危险废物按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》相关要求进行收集、运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物在按照规范要求进行收集的情况下，对环境的影响很小。

5.7.2.2 危废运输过程影响分析

本工程运营期产生的危险废物委托有相应危险废物运输资质的单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

综上，本工程产生的危险废物收集、转移、运输过程中按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求进行运输，并委托有相应危险废物处置资质的单位处置，对环境的影响很小。

5.7.3 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 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，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。

5.7.4 小结

本工程施工期固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、施工废料、废润滑油、废润滑油桶、废防渗材料等。钻井过程中一开采用水基非磺化钻井液体系，二开采用油基钻井液体系，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，钻井结束后装入钻井液罐由钻井队带至下一个钻井井场，分离出的水基钻井岩屑暂存于岩屑专用方罐，由岩屑处置单位直接拉运进行处理，满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后可进行综合利用。分离出的油基钻井岩屑属于《国家危险废物名录》（2025年版）HW08类危险废物（废物代码：071-002-08），进入油基岩屑专用方罐后交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运以及处置；施工废料由施工单位统一回收利用，无法回收利用的集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场；钻井过程中产生的废润滑油（废物代码：900-214-08）、废润滑油桶（废物代码：900-249-08）、废防渗材料（废物代码：900-249-08），集中收集后暂存在井场内危险废物贮存点，交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

运营期产生的固体废物主要包括废润滑、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布、劳保用品等。

废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗膜属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08废矿物油与含矿物油废物，废含油抹布和劳保用品属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW49其他废物，危险废物均临时贮存在吉祥联合站危险废物临时贮存点，定期交由有相应危险废物处置资质的单位处置。

本工程对建设期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

5.8 环境风险评价

5.8.1 风险调查

本项目施工期涉及的危险物质为柴油、危险废物（废润滑油、废润滑油桶、废防渗材料）。均暂存在井场内危险废物贮存点，交由具有相应危险废物处置资质的单位处置。

运营期涉及的危险物质主要为柴油、原油、伴生气以及危险废物（废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布、劳保用品），均临时贮存在吉祥联合站危险废物临时贮存点，定期交由有相应危险废物处置资质的单位处置。

5.8.2 环境风险浅势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录C，按下式计算工程涉及的危险物质总量与其临界量比值（Q）：

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

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

式中：q1，q2，…，qn--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1，Q2，…，Qn--每种危险物质的临界量，t；

当Q<1时，该项目环境风险潜势为I；

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

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），危险单元的定义为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。

本项目各井场与站场之间距离均较远，井场、管线均设置有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。

根据附录C中表C.1.1要求，对于长输管线项目，按照两个截断阀室之间管段危险废物最大存在总量计算。本次计算各类管线中最长管段危险物质最大存在量。

根据本项目可研，本项目原油密度按照0.8854t/m³，管道容量按照80%，天然气相对密度按照0.80（1.03kg/m³）计算。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强0.101325MPa，管线压力10MPa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数。

计算结果，见表5.8-1。

表5.8-1　本工程Q值计算结果一览表

时期	位置	储存装置	物质名称	临界量（t）	最大储存量（t）	Q
施工期	井场	柴油储罐	柴油	2500	18	0.007
合计						0.007
运营期	单井管线0.7km（DN65 3.5MPa高压玻璃钢管）		原油	2500	1.64	0.0007
			天然气	10	0.075	0.0075
合计						0.0082
运营期	集油支线1.0km（DN150 3.5MPa高压玻璃钢管）		原油	2500	12.51	0.005
			天然气	10	0.57	0.057
合计						0.062
运营期	集油干线2.5km（DN150 3.5MPa高压玻璃钢管）		原油	2500	31.28	0.013
			天然气	10	1.42	0.142
合计						0.155

根据上表计算结果，本项目施工期、运营期各单元Q值均小于1，判断风险潜势为Ⅰ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

5.8.3 环境敏感目标概况

本项目不设评价范围，项目区周变无环境风险敏感目标。

5.8.4 环境风险识别

5.8.4.1 物质危险性识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）附录B、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）、《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ/T230-2010）中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。对于中度危害以上的危险性物质应予以识别，按照物质危险性，结合受影响的环境因素，筛选本工程环境风险评价因子主要为柴油、原油、天然气。

表5.8-2　柴油的理化性质及危害特性

序号	名称	组分	危险性	燃烧爆炸特性参数	危险级别	影响途径
1	原油	各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	原油本身无明显毒性。遇热分解出有毒烟雾，人体大量吸入可引起危害：有刺激和麻痹作用，急性中毒者有上呼吸道刺激症状。	热值：41870kJ/kg；沸点：300～325℃；闪点：23.5℃；爆炸极限：1.1%～6.4%（V）；自燃点：380～530℃	高闪点液体	大气、地下水、土壤
2	伴生气	主要成分包括甲烷、乙烷等	伴生气主要成分为天然气。天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时会使人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废。	热值：50009kJ/kg；爆炸极限：5%～14%（V）；自燃点：482～632℃	易燃气体	大气
3	柴油	复杂烃类（碳原子数约10～22）混合物	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。	热值：3.3×10^4kJ/L；沸点范围：180～370℃和350～410℃；两类闪点：38℃	高闪点液体	大气、地下水、土壤
4	CO	CO	危险特性：是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。 健康危害：一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、耳鸣、心悸、	常温下为无色无味气体；沸点：-191.5℃，难溶于水，爆炸极限（V%）：12.5～74.2，燃烧产物为二氧化碳。	易燃气体	大气

			呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤黏膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、浅至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于50%。慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。			

5.8.4.2 生产设施危险性识别

1）井漏、井喷事故

单井井场主要发生的风险事故为井喷、井漏及钻井期柴油储罐泄漏。井喷主要是在钻井或井下作业中发生的事故。本项目中，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，伴生气、原油和地层水一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。井漏主要由于生产井固井质量不好，井下作业时可能引发油水窜层，污染地下水。钻井期柴油储罐因质量、操作运行和管理等环节存在缺陷和失误，可能会发生泄漏，对周围地下水、土壤、大气等环境造成污染。

2）施工期各类储罐危险性识别

施工期柴油储罐发生泄漏后，柴油中的油类物质挥发产生的非甲烷总烃进入环境空气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，且火灾、爆炸产生的伴生、次生污染物也会对环境空气产生一定影响。

泄漏的油类物质可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，导致土壤中石油类污染物增加，造成土地肥力下降、改变土壤的理化性质，从而影响土壤的正常结构和功能。

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，发生渗漏污染地下水的风险事故。

3）管线危险性识别

各类集输管线因管线本身的设计、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、伴生气泄漏，对周围土壤环境、地下水环境和大气环境造成直接污染。

4）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酸化液和压裂液泄漏。

（3）风险类型识别

环境风险类型主要为柴油、原油、伴生气和危险废物泄漏，火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

（4）危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

施工期柴油储罐发生泄漏或发生井喷事故，泄漏的柴油中的油品对大气、土壤和地下水环境产生一定的影响。

运营期井场内设备和管线发生破损造成原油、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。

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区荒无人烟，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层1m以内，一般很难渗入到2m以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

本工程区地层属正常压力系统的油气藏。该区域油气层压力分布规律已基本掌

握，储层物性及基本特征已基本清楚，所以发生井喷的机率微乎其微。

一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井喷；最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收油类物质。事故处理中要有专人负责，管好电源、火源，以免火灾发生。井喷时，需要对井喷的油泥等污染物进行收集处理。采用油品回收罐，施工车带罐作业，实现落地油100%回收。

5.8.5.2 储罐泄漏环境影响分析

钻井期会在井场布置柴油储罐，一旦储罐发生泄漏，会对周围环境空气、水体、土壤和植被会造成一定的不利影响。

储层改造过程中排出的压裂返排液采用专用废液收集罐收集，专用废液收集罐发生泄漏，压裂液中的化学添加剂、重金属物质会污染土壤和地下水；高盐度返排液会改变土壤和地下水的盐度，影响植物生长和地下水水质，返排液中的烃类物质可能渗入地下水，影响饮用水安全。

本工程储罐底部铺设防渗膜，采取钢制储罐，发生泄漏的概率极小，同时一旦发生泄漏会在较短时间内发现并采取的堵漏措施，出现长期连续性泄漏的可能性很低，发生渗漏污染地下水的风险事故概率较低。

5.8.5.3 井漏事故影响分析

井漏事故主要为运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

本项目表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，在各含水层与井筒间形成多层套管、水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.8.5.4 对大气环境的影响分析

原油、天然气发生泄漏事故后，进入环境中，释放出的非甲烷总烃、硫化氢气体会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，无敏感点分布，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

5.8.5.5 对地下水的环境影响分析

集输管道敷设在地表以下，运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才可能影响到地下水。集输管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，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集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.8.5.6 对土壤环境的影响分析

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的原油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送联合站原油处理系统处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

综上所述，本工程施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.8.5.7 对植被的影响

井喷及油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏原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性

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、天然气中的轻组分挥发，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。

本工程区域内植被量很小，且发生事故后，及时采取相应的措施，基本不会对周围植被产生明显影响。

5.8.6 环境风险管理措施与对策建议

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

5.8.6.1 柴油储罐泄露风险预防措施

（1）选用质量、防腐措施合格的储罐。安装过程中焊接要经过100%的探伤，安装时应选择刚性不燃的坚固基础作为罐体基础。储罐在投用前，必须严格按照《压力容器安全技术监察规程》进行强度和气密性试验。

（2）在柴油储罐区严格用火管理；采用有效的避雷装置和接地装置等防止雷电的措施。

（3）加强柴油储罐和管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换。

（4）加强消防安全管理

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。

5.8.6.2 井下作业事故风险预防措施

（1）生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

（2）井场设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（3）井场严格按防火规范进行平面布置，井场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

（4）在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

（5）井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

（6）每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

（7）储层改造过程中使用的优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液，压裂液与压裂返排液采用专用罐罐储存，均为防渗漏储罐，储罐底部铺设防渗膜。压裂返排液采用专用废液收集罐收集后及时拉运处置。

5.8.6.3 集输事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查．严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

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

（3）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（5）完善各井场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

（6）在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行检测，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

（8）严禁在管线两侧各50m范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

（9）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

（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。

5.8.6.4 硫化氢泄漏的监控与预防措施

（1）硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》（SY/T6137-2017）要求进行。

1）作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪（第1级预警阈值应设置为15mg/m³（或10ppm），第2级报警阈值应设置为30mg/m³（或20ppm），进入上述区域应注意是否有报警信号。

2）作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

3）当监测到空气中硫化氢的浓度达到15mg/m³（或10ppm）时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实施应急程序。

4）当监测到空气中硫化氢的浓度达到30mg/m³（或20ppm）时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

5）当监测到空气中硫化氢浓度达到150mg/m³（或100ppm）时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

（2）预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受H_2S危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

1）为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

2）应特别注意低洼的工作区域，比如井口方井，由于较重的硫化氢或二氧化硫在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

3）当人员在达到硫化氢危险临界浓度〔150mg/m³（100ppm）〕的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，包括：适用的呼吸器具。

5.8.6.5 窜层污染事故的防范措施

（1）已采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

（2）定期对油气田开发区各地下水监测井采样分析，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

（3）及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

5.8.6.6 管线安全运行措施

为了尽量避免管线破裂事故的发生，减轻管线破裂、泄漏事故对环境的影响，应采取以下安全环保措施：

（1）管线敷设过程中应严格按设计要求进行，确保埋设深度、防腐和保温质量，防止腐蚀管道。管线敷设线路上方设置永久性标志，提醒人们在管线两侧活动，保护管线的安全。

（2）为了减轻管线的内外腐蚀，每年定期检测，测量1-2次管线内外防腐情况，若管壁厚度减薄，应及时更换管段。

（3）为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行。

（4）机械失效及施工缺陷是导致事故的重要原因之一。根据我国的经验，管道焊接是最关键的工艺，焊接工应接受专门培训，持证上岗。

（5）加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。

（6）加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

（7）集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。①管道敷设做好安全防范及防腐措施。新建管线跨越道路、沟渠等应根据《原油和天然气输

送管道穿跨越工程设计规范》要求进行；②每年定期检测，测量1～2次管线腐蚀情况，发现如管壁厚度减小，应及时更换管段，以减小管线的盐碱腐蚀造成事故的概率。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

（8）为了便于管线的安全运营，根据《管道干线标记设置技术规定》(SY/T6064-2011）的规定，沿线应设置以下标志桩：里程桩：管线每公里设置1个，每段从0+000m开始，一般与阴极保护测试桩合用。

转角桩：在管线水平方向改变位置，应设置转角桩，转角桩上要标明管线里程、转角角度等。

交叉桩：凡是与地下管道、电（光）缆交叉的位置，应设置交叉桩。交叉桩上应注明线路里程、交叉物名称、与交叉物的关系等。

结构桩：当管道外防腐层或管壁发生长距离变化时，在变化位置处设置结构桩，桩上要标明线路里程及变化前后的结构属性等。

设施桩：当管道上有特殊设施时应设置设施桩，桩上要标明管线里程、设施的名称及规格。

（9）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质；定期对管线进行检测，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对输送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。

输送管道建成投产后，重点应在以下几个方面加强管理：

（1）加强通信系统、自控系统的维护管理，定期对各类仪表、设备进行监测和检验，确保正常操作和事故状态下及时动作，以防止事故的进一步扩大。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

（2）加强对管道穿跨越段保护设施的维护管理和沿线的巡查，以及强化管道安全保护的宣传教育，提高沿线人民群众公共安全意识，最大限度地减少自然灾害和人为因素对管道的破坏。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

（3）工程建成后运营期间，随时间的推移，管道周围的地形地貌及地质环境有可能发生改变，从而出现意外情况。因此建议对地质灾害发育地段，加强巡视检测及定期检查，发现隐患及时上报有关部门，以便采取有效措施。

（4）根据管道沿线地质、地理、地貌、水文、气象环境条件，因地制宜地制定自然灾害防护措施。

（5）在输送管道运行过程中，有可能出现人为的或自然灾害造成的突发性事故，必须及时对管道进行抢修；为保证输气管道安全，对管道必须进行有计划的维修。为了保障人民生命和财产的安全，必须建立完善的管道维修及抢修体系，设立专业化管理的维修及抢修队伍，配备齐全的维抢修设备、机具，确保事故状态下能及时到位，并在最短时间内完成管道的维抢修作业。

（6）从工程筹建起就要建立技术档案，包括各种技术报表、安全操作规程、安全规章制度、电气设施检测数据等，为安全生产管理提供依据。

（7）重要危险点的仪表（流量、压力等）应有备用件，当工艺流程或仪表设备有变动时，应及时换发新操作规程或修改仪表设备档案。

（8）通过清管排除管内污物，达到防止内腐蚀的目的。根据管道运行状况合理制定清管周期并及时组织管道的清管，特别是投产初期更应引起注意。

（9）定期对管道进行内、外检测和评估，掌握管道强度和完整性等数据，建立检测档案，从而可有计划地进行管道维修，减少穿孔泄漏事故；加强管道腐蚀控制，尽快推行并实施管道完整性管理。

（10）加大管道周围安全隐患的治理力度，遏制违章建筑及占压；对于管道上方及附近的开荒行为加强监督，防止破坏管道；严禁挖沙取土。

（11）治理输送管道的安全隐患，必须依靠管道沿线各级地方政府及有关单位，建议管理单位与地方政府及有关部门及时进行沟通联系和密切协作，建立不同形式的联防网络，进行联合治理，加大管道周围安全隐患的治理力度，有效遏制违章建筑及占压。按《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求，禁止管道两侧5m范围新建居民住宅；50m范围内禁止爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程；在管道中心线两侧各50m至500m范围内进行爆破的，应当事先征得管道企业同意，在采取安全保护措施后方可进行；加强天然气管道安全宣传工作，减少第三方破坏

活动的发生。

（12）管理单位应加强重点地段管道的维护管理力度，建立完善的巡线制度，固定专门的巡线人员，配备专用的巡线车辆及器材，提高重点地段管线的巡线频率，坚持徒步巡线，保证不间断地对管道进行巡查，及时发现并处理现场所存在的隐患和问题，减小事故发生的机率；缩短重点地段管线的内、外检测周期，根据管道的内外腐蚀、埋深、损伤变形等的检测结果，及时采取相应的整改措施；增大沿线标志桩或警示牌的设置密度，以标示管道的准确走向，减少违章建筑和危及管道安全事故的发生；针对重点地段管线的特点，编制可能发生事故的专项应急救援预案，加强事故应急救援预案的演习和实施，减少事故造成的损失。

5.8.6.7 井喷事故的风险防范措施

（1）由于硫化氢气体的特殊性质，作好空气中硫化氢含量的监测，及时得到井喷的预警信息，采取必要手段预防井喷。

（2）在井场醒目处悬挂一份井场周边环境的地图和表格，列示离开井场不同距离范围内的公路等其他公共设施。

（3）建立一份紧急电话联系表，其中应包括井场负责人、技术人员或安全管理人员以及上级主管部分应急指挥人和当地管理部门协调人、医院、消防、环境部门的联系电话。

（4）制定一份详实的可操作的应急预案，包括医疗保健措施、个人保护设备、人员培训要求、监测、警报与人员撤离等一系列工作详细地列出具体要求，以此保证井场作业人员的生命安全，特别应明确井口喷出的 H_2S 浓度计距井口下风向不同距离监测的 H_2S 浓度，来确定井场工作人员的撤离范围。

（5）应对工作人员普及预防 H_2S 中毒，避免伤亡的个人防护知识，以防止事故发生后的人员伤亡。

（6）在发生井喷后，可通过火炬对天然气进行燃烧。

（7）发生事故时，要求井场排放清水及处理水全部进入现场事故池，不得随意外排，并立即启动重大环境事件环境应急监测预案，在应急监测人员不受 H_2S 危害影响的前提下，对井场周边大气中的 H_2S 及甲烷浓度进行监控，随时掌握扩散分布情况，以指导对井场周边人员的撤离工作已经安全线的划定工作。

（8）在人员不受H_2S危害影响的前提下，组织人员对井喷喷出的采出液进行封堵，可截留至现场事故池内，防止其流入井场周边环境敏感区，尽可能减少其危害和影响，在事件处理过程中，应及时将采出液全部清运至哈一联进行处理。

（9）由于井喷和处理井喷的过程中（井喷、压井及恢复正常钻井）产生的污水量较多，为确保事故池能储存所产生的污水，应及时对事故池储存的污水进行处理。若废水产生量较大，又无法对污水进行及时处理，可能造成污水池装满而外溢污染环境时，应及时启动备用事故池，防止污染物的扩散。

（10）事件处理过程中必须持续执行重大环境事件环境应急监测预案，重点对井场周边办公区内的空气中的H_2S、SO_2、CO_2及甲烷浓度进行监控，如果已达到空气质量标准，则可上报相关决策部门下达返回指令，对周边地下水水质进行监测。

（11）清理井场的各种环境污染物，按分级堆放处理原则进行处置、恢复正常的废水处理工作。

（12）完成环境应急监测工作报告，对相关环境污染情况尽心评估。

（13）在相关部分的指导下，对相关环境污染损失情况进行赔偿。

（14）对井喷的环境污染防治工作进行总结。

（15）日常工作中严格遵守钻井的安全规定，在井口安装有效的井控装置，杜绝井喷的发生；随时观察、定期记录，及时发现溢流、泄漏，并根据多年井喷事故井控装置失灵经验总结，并控作业中的一些错误做法，应尽量避免，杜绝井喷的发生；井场设置明显的禁止烟火标志；井场设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，安装探照灯，以备井喷时钻台照明；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材；制订应急操作规程，在规程中说明发生井喷事故时应采取的操作步骤；井场设置事故池，按照最大可能性设计，降低环境风险。

井喷及井喷失控事故一旦发生，特别是含H_2S油气井的井喷及失控，不仅将会造成巨大的经济损失，而且将会造成较严重的环境污染和危害及一定的社会负面影响。如何尽可能减轻井喷及井喷失控事故所带来的环境污染和危害，认真贯彻集团公司《石油与天然气钻井井控规定》是十分重要的，特别应按要求执行在发生井喷事故后的抢险方案制订及实施，要把环境保护同时考虑，同时实施，防止出现次生环境事故。

5.8.6.8 土壤风险风险防范措施

如果发生集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应HW08危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

（1）按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

（2）回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

（3）挖坑应急

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。

1）坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

2）挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的10m～30m处，根据漏油量的大小挖2～3m深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

按照《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2021）及突发环境事件应急预案开展应急监测。

5.8.6.9 植被风险防范措施

施工期对井场及管线周围的植被进行迁地保护；且严格控制施工范围。教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，防止火灾的发生。

集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。

运营期加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、阀门

定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。管道及公路沿线可设置一些警示牌，提高公众保护植被的意识。

5.8.6.10 危险废物运输风险防范措施

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有液体泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

（1）运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。

（2）对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用。

（3）不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物。

（4）转移危险废物时，必须按照规定填危险废物转移电子联单，并向危险废物移出地和接受地的县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告。

（5）禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运；

（6）运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，方可使用。

（7）运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。

（8）运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

（9）运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

5.8.6.11 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

（1）对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

（2）加强各级干部、职工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。

（3）经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

（4）本工程实施后，将本工程相关工程纳入吉庆油田作业区环境风险应急预案中。

5.8.6.12 环境风险应急预案

吉庆油田作业区编制了《中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区突发环境事件应急预案》，已在昌吉回族自治州生态环境局吉木萨尔县分局进行了备案（备案编号：652327-2023-016-L，附件7），定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。待本工程实施后，需将本工程相关内容更新至突发环境事件应急预案中。

5.8.6.13 现有环境风险防范措施的有效性分析

吉庆油田作业区采用的环境风险防范措施较为齐全，制定有突发环境事件应急预案及其配套文件并在主管部门进行了备案，配备有应急物资，定期开展应急演练，与当地政府建立了应急联动机制，因此，在严格执行应急预案和应急处置的基础上，现有环境风险防范措施是有效的。

5.8.7 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质包括：柴油、原油、天然气，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄漏事故。油气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

5.8.8 风险自查表

本工程环境风险简单分析内容表，见表5.8-3。

表5.8-3　环境风险简单分析内容表

建设项目名称	新疆准噶尔盆地昌吉油田芦草沟组页岩油2027年产能建设项目（吉木萨尔县区域）			
建设地点	本工程位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县境内，北侧距离红旗农场场部约9.3km，东南侧距离吉木萨尔县城约15.5km。			
地理坐标	经度	***	纬度	***
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油、天然气、柴油；分布：井场、集输管线			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类物质泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。 运营期管线发生破损造成油气泄漏，以及井喷均会污染土壤和大气，泄漏的油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。			
风险防范措施要求	①生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；④制定环境风险应急预案，定期演练。⑤施工期柴油储罐底部铺设防渗膜，采取钢制储罐。			

6 环境保护措施可行性论证

本工程实施过程中，会对评价区内的水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对项目在施工期、运营期和退役期拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 生态保护措施可行性论证

本工程施工期对环境的影响主要来自井场、站场施工和管线敷设、道路建设等方面。开发建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

在项目可研及已建工程采取的生态环境影响减缓措施的基础上，根据本工程对生态环境可能产生的不利影响，评价提出防范措施。

6.1.1 施工期生态保护措施可行性论证

6.1.1.1 井场工程生态环境保护措施

（1）对井场永久性占地和临时性占地合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域，严格按照有关规定办理建设用地审批手续；对井场永久性占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

（2）对工程占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。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。

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

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

（5）及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.1.1.2 管线工程生态保护措施

（1）本工程占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。

（2）合理调整管线走向，单井采油管线施工作业带宽控制在8m以内，集油干支线施工作业带宽控制在12m以内，注意避让地表植被。

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

（4）管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

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

（6）加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

（7）施工期充分利用现有道路，尽可能减少临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

（8）加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

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

（10）及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

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

6.1.1.3 对评价区植被的生态保护措施

（1）生态避让

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

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

3）管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

（2）生态防护

1）单井采油管线施工作业带宽控制在8m以内，集油干支线施工作业带宽控制在12m以内。施工机械和车辆应严格按规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

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

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

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

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

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

（3）生态恢复

1）工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任；

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

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

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

（4）生态补偿

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

6.1.1.4 对野生动物的生态保护措施

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

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

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

6.1.1.5 严格实施防沙治沙措施

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。建设单位应严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》和《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）中有关规定，执行以下防沙治沙防治措施：

（1）大力宣传《中华人民共和国防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。禁止随意砍挖灌木、药材及其他固沙植物。

（2）施工结束后对占地进行平整，清运现场遗留的污染物，按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿。

（3）严格控制各项工程作业面积，井场永久占地范围内用砾石铺垫，道路采用砂石路面结构，所有车辆尽量走统一车辙，避免开辟新路，以减少风沙活动。

（4）加强对野生植物的保护，严禁破坏梭梭、柽柳等优良固沙植被；加强运营期管理，严禁随意开设巡检道路，防止因人为扰动而加剧项目区沙化程度。

（5）优化施工组织，避免在大风天气进行土方作业。缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，开挖的土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，挖方全部回填，管廊上方土方平整压实；管线施工产生的临时堆土采用防尘网苫盖。

（6）选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，尽可能避开植物分布密集区域，不占用、不破坏。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。

（7）严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，造成土地沙化。

（8）粉状材料及临时土方等在堆场应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用篷布遮盖，减少施工扬尘产生量和起沙量。

（9）加强工作人员的培训和教育，不随意采挖沿线植被；施工结束后对井场等临时占地进行清理、平整。

6.1.1.6 水土流失防治措施

（1）严格控制各项工程作业面积，井场范围采取彩条旗限界措施，控制施工边界减少扰动地表面积；严禁毁坏占地范围外的自然植被和农作物。

（2）井场永久占地范围内采用砾石铺垫，管线管沟开挖时产生的临时土方临时堆放管沟旁，采用防尘布（或网）进行苫盖。

（3）严格控制和管理运输车辆的运行范围，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。

（4）建设单位自行或委托有资质的单位编制水土保持方案，并报相关部门审批；并根据相关技术规范进行水土保持监测，并将监测情况定期上报当地水行政主管部门。

（5）管沟开挖土方全部回填，管沟回填应分层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

（6）工程主管部门积极主动，加强水土保护管理，对工作人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，不随意乱采乱挖沿线植被。

（7）施工区域设置水土保持宣传警示牌，切实增强保护生态环境的意识。

（8）优化施工组织，避免大风、雨天气下施工，特别是管线管沟开挖和回填作业；合理安排施工进度与时序，缩小裸露面积和减少裸露时间，减少施工过程中因降水和风等水土流失影响因素可能产生的水土流失。

（9）管线施工作业结束后，对现场进行回填平整，并尽可能覆土压实，以防水土流失。

6.1.2 运营期生态保护措施可行性论证

（1）监督和管理措施

1）针对本工程的建设，新疆油田分公司吉庆油田作业区质量健康安全环保办公室负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本工程环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

2）选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

3）针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

（2）运营期生态恢复措施

工程实施后，运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，同时需处理施工期遗留问题。

1）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。

2）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。

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。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

4）加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

5）定时巡查井场、管线等，及时清理落地油，降低土壤污染。

6）及时做好站场清理平整工作，填平、覆土、压实。

7）井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整。

通过采取以上措施，本工程永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。

6.1.3 退役期生态保护措施可行性论证

退役期，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

（1）严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关要求，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由建设单位进行回收处置。

（2）对完成采气的废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下1m内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

（3）保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

（4）井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

（5）通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严

禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

（6）加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

6.2.1 施工期地下水环境保护措施可行性论证

施工期产生的废水主要为钻井废水以及管道试压废水。

（1）本工程钻井采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排，对水环境的影响很小。

（2）管道试压采用清洁水，试压作业分段进行，每段试压水排出后进入下一段管线循环使用，可减少水资源消耗。试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘，对项目区周边水环境没有不良影响。

其他施工期水环境保护措施：

（3）施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废润滑油，防止废油落地，污染土壤和地下水。

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

（5）分区防治措施

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）表7和《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）的要求。

本项目钻井期分区防渗内容见表6.2-1。

表 6.2-1　分区防渗内容及技术要求

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井平台、柴油罐区、油水罐区、危险废物贮存点	重点防渗	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1.0×10^{-7}cm/s
施工作业区地面	一般防渗	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1.0×10^{-7}cm/s

综上，本工程施工期采取的水污染防治措施可行。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施可行性论证

按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，拟建项目在正常工况下，对当地地下水环境影响小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

6.2.2.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对站场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

运营期采出水经管线密闭输送至页岩油联合站压裂返排液处理装置处理，井下作业带罐作业，产生的井下作业废水（废液）集中收集至专用收集罐中，由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）限值要求和《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中V级标准后，优先用于压裂液复配，剩余部分输送至吉7井区进行回注，不外排。

定期对井场、管汇站的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

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。

6.2.2.2 分区防治措施

对可能泄漏污染物的地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

（1）已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行。

（2）未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本工程不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中污染控制难易程度分级参照表（表6.2-2）、天然包气带防污性能分级参照表（表6.2-3）、地下水污染防渗分区参照表（表6.2-4），提出防渗技术要求。

表6.2-2 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理

表6.2-3 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土的防污性能
强	岩（土）层单层厚度Mb≧1.0m，渗透系数K≦1×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度0.5m≦Mb<1.0m，渗透系数K≦1×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定； 岩（土）层单层厚度Mb≧1.0m，渗透系数1×10^{-6}cm/s<K≦1×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定；
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

表6.2-4 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有	等效粘土防渗层Mb≥6.0m，

	中-强	难	机污染物	K≤1×10^{-7}cm/s ； 或参照GB18598执行
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其它类型	等效粘土防渗层Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s ， 或参照GB16889执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其它类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表6及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”。故将工程区域整体划分为一般防渗区。具体划分方案，见表6.2-5。

表6.2-5 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域		防渗要求
一般防渗区	运营期	集输管线	采用玻璃钢管或柔性复合管。钢质管道外壁防腐层：无溶剂环氧防腐涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度≥200μm。非金属管道钢接头外壁防腐层：弹性聚氨酯防腐漆底漆-面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆，防腐层干膜厚度≥0.6mm，管道的连接方式应采用焊接。施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。
	运营期	井场、站场设施永久占地	防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。

6.2.2.3 管道刺漏防范措施

（1）在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

（2）利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

（3）一旦管道发生泄漏事故，井场及试采点内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过0.15MPa/min时，由SCADA系统发出指令，远程自动关闭阀门。

6.2.2.4 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）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中要求，二级评价的建设项目监测点数量一般不少于3个，应至少在项目区，上、下游各布设1个，监测井位的设置可依托油区现有区块已有水井，监测因子主要为石油类、石油烃（C_6～C_9）、石油烃（C_{10}～C_{40}）、砷、六价铬。

监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向作业区安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

另外，井场设置现场检测仪表，并由RTU箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

为保证地下水监测工作高效有序运行，必须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

1）管理措施

①预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派人员负责预防地下水污染的管理工作；

②运营单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

③按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

2）技术措施

①定期对法兰、阀门、管道、储罐等进行检查。

②在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年2次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.2.5 地下水污染应急预案及处理

（1）应急预案内容

在制定站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到作业区应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

1）应急预案的日常协调和指挥机构；

2）各部门在应急预案中的职责和分工；

3）确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

4）特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

（2）污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

1）如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

2）一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

3）查明并切断污染源。

4）探明地下水污染深度、范围和污染程度。

5）依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

6）依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、

土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

7）将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

8）当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

9）对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.3 退役期地下水环境保护措施可行性论证

对废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下1m内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》要求，应对矿井进行环境风险等级评估后，按照风险等级采取不同的保护措施。

6.3 地表水环境保护措施可行性论证

下新湖水库位于项目区东侧2.3km，本项目运营期废水经处理达标后全部回用，不外排，与下新湖水库无水力联系。

6.4 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期土壤环境保护措施可行性论证

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

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

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

（4）工程区需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地进行平整。

综上，本工程施工期采取的土壤污染防治措施可行。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施可行性论证

结合本工程特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.4.2.1 源头控制措施

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

（1）定期派人检查井口区，是否有采出液泄漏的现象发生。

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

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

（4）由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

（5）如果发生集输管道的采出物渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

6.4.2.2 过程控制措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

6.4.2.3 跟踪监测

根据《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）土壤跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井场可能影响区域跟踪监测。

综上所述，正常情况下，本工程的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施可行性论证

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，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。

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气环境保护措施可行性论证

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

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

（2）施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

（3）合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（4）合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

（5）管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

（6）加强对施工机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

（7）加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

以上的大气污染防治措施可使本工程建设对环境空气影响减少，是可行有效的。

6.5.2 运营期大气环境保护措施可行性论证

本工程运营期废气排放源主要为集输过程中无组织废气排放和温室气体排放源。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发非甲烷总烃和硫化氢；温室气体的污染物主要为油气开采过程中产生的甲烷逃逸。针对以上污染源，油田采取以下大气污染治理措施：

（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）项目投入运营后，需严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中VOCs排放、泄漏、收集处理等控制措施。在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油气田开发采用密闭集输流程。

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非甲烷总烃及油类物质的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（3）VOCs污染控制措施：①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、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；②加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；加强气井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好气井的压力监测，并准备应急措施。

（4）在日常生产过程中，加强非甲烷总烃、硫化氢无组织排放例行监测，确保非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；硫化氢无组织排放满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中改扩建项目厂界二级标准要求。

（5）定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（6）温室气体管控：

1）进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能；

2）大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；

3）选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；

4）加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；

5）加强油气井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好气井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.5.3 退役期大气环境保护措施可行性论证

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

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

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施可行性论证

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

（1）施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低。

（2）施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

（3）加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

（4）运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

项目区200m范围内没有声环境敏感点，采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.6.2 运营期声环境保护措施可行性论证

（1）对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的

特性，采用不同的控制手段。

（2）提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

本工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.6.3 退役期声环境保护措施可行性论证

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物处理措施可行性论证

本工程在开发期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、施工废料、废润滑油、废润滑油桶、废防渗材料等。

6.7.1.1 固体废物处置方式

（1）钻井泥浆、岩屑

本项目钻井过程中一开采用水基非磺化钻井液体系，二开采用油基钻井液体系，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，钻井结束后装入钻井液罐由钻井队带至下一个钻井井场，分离出的水基钻井岩屑暂存于岩屑专用方罐，由岩屑处置单位直接拉运进行处理，满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后可进行综合利用。分离出的油基钻井岩屑属于《国家危险废物名录》（2025年版）HW08类危险废物（废物代码：071-002-08），进入油基岩屑专用方罐后交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运以及处置。

（2）施工废料

建筑垃圾主要为废边角料、废包装物等，产生量较少，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。

（3）废润滑油

钻井井场中的发电机、钻机和钻井液循环泵及其他动力设备，定期保养维护过程中产生的废润滑油属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08废矿物油与含矿物油废物，废物代码：900-214-08，危险特性为T、I，集中收集后暂存在井场内危险废物贮存点，交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

（4）废润滑油桶

使用润滑油时会产生一定的废润滑油桶，属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08废矿物油与含矿物油废物，废物代码：900-249-08，危险特性为T、I，集中收集后暂存在井场内危险废物贮存点，交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

（5）废防渗材料

场地清理时产生的沾油废防渗材料，属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08废矿物油与含矿物油废物，废物代码：900-249-08，危险特性为T、I，施工结束后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

6.7.1.2 危险废物管理要求

本工程产生的危险废物送至危险废物贮存点暂存，暂存后交由有危废处置资质单位转运处置，转运过程中危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》，对危险废物实行全过程管理。

参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）中附表A.7详细记录危险废物转移情况。同时，根据国务院令第344号《危险化学品安全管理条例》《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》的有关规定，在危险废物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求：

（1）危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》填写、运行危险废物电子转移电子联单，实施危险废物转移全过程控制。

（2）废弃物处置单位的运输人员必须掌握危险化学品运输的安全知识，化学品的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施了解所运载的危险。运输车辆必须具有车辆危险货物运输许可证。驾驶人员必须由取得驾驶执照的熟练人员担任。

（3）处置单位在运输危险废物时必须配备押运人员，并随时处于押运人员的监

管之下，不得超装、超载，严格按照所在城市规定的行车时间和行车路线行驶，不得进入危险化学品运输车辆禁止通行的区域。

（4）危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押运人员必须立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

（5）一旦发生废弃物泄漏事故，公司和废弃物处置单位都应积极协助有关部门采取必要安全措施，减少事故损失，防止事故蔓延、扩大；针对事故对人体、动植物、土壤、水源、空气造成的现实危害和可能产生的危害，应迅速采取封闭、隔离、洗消等措施，并对事故造成的危害进行监测、处置，直至符合国家环境保护标准。

综上，本工程施工期采取的固体废物污染防治措施可行。

6.7.2 运营期固体废物处理措施可行性论证

本工程运营期产生的固体废物主要为：废润滑、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布、劳保用品。

6.7.2.1 运营期固体废物污染防治措施

（1）废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗膜属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08废矿物油与含矿物油废物，废含油抹布和劳保用品属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW49其他废物，危险废物均临时贮存在吉祥联合站危险废物临时贮存点，定期交由有相应危险废物处置资质的单位处置。。

（2）加强巡检频率，尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。

（3）吉庆油田作业区已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照即定计划进行危废管理。

（4）及时清理回收因管线破损产生的油污，定期委托具有含油污泥处置资质的单位处置。

（5）加强管线的日常巡检工作，在原有基础上增加巡检频次和密度，巡检的内容包括定期对管线进行检测，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

（6）加强员工危险废物知识培训，增强员工的危险废物安全管理及处置意识；加强原油落地。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则，不会对周围环境产生不利影响。

6.7.2.2 危废废物具体管理要求

（1）危险废物暂存环境管理要求

1）危险废物存入贮存设施前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入。

2）应定期检查危险废物的贮存状况，及时清理贮存设施地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好。

3）作业设备及车辆等结束作业离开贮存设施时，应对其残留的危险废物进行清理，清理的废物或清洗废水应收集处理。

4）贮存设施运营期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

5）吉庆油田作业区应建立贮存设施环境管理制度、管理人员岗位职责制度、设施运行操作制度、人员岗位培训制度等。

6）吉庆油田作业区应依据国家土壤和地下水污染防治的有关规定，结合贮存设施特点建立土壤和地下水污染隐患排查制度，并定期开展隐患排查；发现隐患应及时采取措施消除隐患，并建立档案。

7）吉庆油田作业区应建立贮存设施全部档案，包括设计、施工、验收、运行、监测和环境应急等，应按国家有关档案管理的法律法规进行整理和归档。

（2）危险废物暂存环境应急要求

1）吉庆油田作业区应按照国家有关规定编制突发环境事件应急预案，定期开展必要的培训和环境应急演练，并做好培训、演练记录。

2）吉庆油田作业区应配备满足其突发环境事件应急要求的应急人员、装备和物资，并应设置应急照明系统。

（3）危险废物的转运要求

危险废物应按照国家有关规定向当地环境保护行政主管部门申报登记，接受当地环境保护行政主管部门监督管理。参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）中附表 A.7 详细记录危险废物转移情况。同时，根据国务

院令第344号《危险化学品安全管理条例》《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》的有关规定，在危险废物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求：

1）危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》填写、运行危险废物电子转移电子联单，实施危险废物转移全过程控制。

2）废弃物处置单位的运输人员必须掌握危险化学品运输的安全知识，化学品的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施了解所运载的危险。运输车辆必须具有车辆危险货物运输许可证。驾驶人员必须由取得驾驶执照的熟练人员担任。

3）处置单位在运输危险废物时必须配备押运人员，并随时处于押运人员的监管之下，不得超装、超载，严格按照所在城市规定的行车时间和行车路线行驶，不得进入危险化学品运输车辆禁止通行的区域。

4）危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押运人员必须立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

5）一旦发生废弃物泄漏事故，公司和废弃物处置单位都应积极协助有关部门采取必要的安全措施，减少事故损失，防止事故蔓延、扩大；针对事故对人体、动植物、土壤、水源、空气造成的现实危害和可能产生的危害，应迅速采取封闭、隔离、洗消等措施，并对事故造成的危害进行监测、处置，直至符合国家环境保护标准。

（4）运输主要管理规定

——根据《危险废物收集贮存运输技术规范（HJ2025-2012）》的要求，危险废物处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输危险废物，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。

——产生单位向处置单位转移危险废物时，交接数量必须与生态环境局批准的转移量相符。

（5）利用及处置的管理规定

排污单位委托他人运输、利用、处置危险废物的，应落实《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等法律法规要求，对受托方的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，在合同中约定污染防治要求；转移危险废物的，应当按照

国家有关规定填写、运行危险废物转移电子联单等。本工程产生的危险废物应与具有危险废物处置资质的单位签订处置协议。

综上所述，本工程运营期采取的固体废物污染防治措施可行。

6.7.3 退役期固体废物处理措施可行性论证

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至环保部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理；

（2）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采气的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

7 温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算本项目实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH_4 逃逸排放、CH_4 回收利用量、CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。

本项目井口采用电加热，不涉及燃料燃烧。

（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 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

本项目测试放喷时间较短，且具有不确定性，污染物排放为短暂性排放，不计算该部分排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 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。

本工程不涉及工艺部分放空排放。

（4）CH_4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CH_4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。

本工程井场、站场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5）CH_4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CH_4从而免于排放到大气中的那部分CH_4。CH_4回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本工程未实施甲烷回收利用。

（6）CO_2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CO_2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CO_2。CO_2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CO_2地质埋存或驱油的减排问题。

本项目实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的CO_2，因此该部分回收利用量均为0。

（7）净购入电力和热力隐含的CO_2排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

本工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

本工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点，见表7.1-1。

表 7.1-1　二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	CH_4逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散	CH_4	无组织
2	净购入电力和热力隐含的CO_2排放量	电力隐含排放	CO_2	--

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

本工程碳排放核算边界及核算内容，见表 7.1-2。

表 7.1-2　核算边界及核算内容一览表

核算主体/核算边界	碳排放核算内容
新疆准噶尔盆地昌吉油田芦草沟组页岩油2027年产能建设项目（吉木萨尔县区域）	包括油气开采、油气处理及油气集输各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括：（1）CH_4逃逸排放；（2）净购入电力和热力隐含的CO_2排放量。

7.1.2.2 碳排放量核算过程

本工程涉及 CH_4 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量。

具体核算过程如下：

（1）CH_4 逃逸排放

本工程运营期 CH_4 逃逸排放主要来自天然气开采过程中井口装置和站场逃逸排放的 CH_4。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH_4 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4_开采逃逸} = \sum_j \left(Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}\right) + \sum_j \left(Num_{gas,j} \times EF_{gas,j}\right)$$

式中：$E_{CH4_开采逃逸}$——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4；

j——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；本项目井场为13个，站场为1个；

$EF_{oil,j}$——原油开采业务中涉及的每种设施类型j的CH_4逃逸排放因子，单位为吨CH_4/（年·个）；井口装置为0.23，接转站为0.18；

$Num_{gas,j}$——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$——天然气开采业务中涉及的每种设施类型j的CH_4逃逸排放因子，单位为吨CH_4/（年·个）；井口装置为2.5。

本项目部署13口采油井，开采逃逸的CH_4为：

$E_{CH4\text{-}开采逃逸}=13\times0.23tCH_4+1\times0.18tCH_4=3.17tCH_4$

$GWPCH_4$-CH_4相比CO_2的全球变暖潜势值。根据IPCC第二次评估报告，100年时间尺度内1吨CH_4相当于21吨CO_2的增温能力，因此GWPCH4等于21。

根据上述公式计算可得本项目开采逃逸的CH_4为3.17t，折算成CO_2排放量为66.57t。

（3）净购入电力和热力隐含的CO_2排放

①计算公式

a.净购入电力的CO_2排放计算公式

$$E_{CO_2-净电}=AD_{电力}\times EF_{电力}$$

式中：

ECO_2-净电为报告主体净购入电力隐含的CO_2排放量，单位为吨CO_2；

AD电力为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

EF电力为电力供应的CO_2排放因子，单位为吨CO_2/MWh。

b.净购入热力的CO_2排放计算公式

$$E_{CO_2-净热}=AD_{热力}\times EF_{热力}$$

式中：

ECO_2-净热为报告主体净购入热力隐含的CO_2排放量，单位为吨CO_2；

AD热力为企业净购入的热力消费量，单位为GJ；

EF热力为热力供应的CO_2排放因子，单位为吨CO_2/GJ。

②计算结果

本工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为2110MWh，电力排放因子按照新疆电力排放因子0.6021吨CO_2/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的CO_2排放量为1270t。

（4）碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，化工企业的CO_2排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2_燃烧} + E_{GHG_火炬} + \sum_S \left(E_{GHG_工艺} + E_{GHG_逃逸}\right)_S - R_{CH_4_回收} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2_回收} + E_{CO_2_净电} + E_{CO_2_净热}$$

式中：

E_{GHG}-温室气体排放总量，单位为吨CO_2；

E_{CO2}-燃烧-核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的CO_2排放量，单位为吨CO_2；

E_{GHG}-火炬-企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨CO_2当量；

E_{GHG}-工艺-企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨CO_2当量；

E_{GHG}-逃逸-企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨CO_2当量；

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

R_{CH4}-回收-企业的CH_4回收利用量，单位为吨CH_4；

GWP_{CH4}-CH_4相比CO_2的全球变暖潜势值。取值21；

R_{CO2}-回收-企业的CO_2回收利用量，单位为吨CO_2。

E_{CO2}-净电-报告主体净购入电力隐含的CO_2排放量，单位为吨CO_2；

E_{CO2}-净热为报告主体净购入热力隐含的CO_2排放量，单位为吨CO_2。

按照上述CO_2排放总量计算公式，本工程实施后CO_2排放总量见下表：

表7.1-3 CO_2排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨CO_2）	占比（%）
本工程	燃料燃烧CO_2排放	0	0
	火炬燃烧排放	0	0
	工艺放空排放	0	0
	CH_4逃逸排放	66.57	4.98
	CH_4回收利用量	0	0
	CO_2回收利用量	0	0

	净购入电力、热力隐含的CO_2排放	1270	98.02
	合计	1336.57	100

7.2 减污降碳措施

7.2.1 节能降耗措施

在工艺流程设计中尽量利用井口压力能，合理确定压力级制，油气集输与处理不增压，或少加压，尽量不用或少用转动设备；油气集输工艺采用密闭集输工艺，减少资源排放，在正常情况下，无天然气放空损耗。井口设置紧急切断阀，减少天然气在事故状态下的损失；选择操作灵活、密封性能好的阀门产品，减少天然气的泄漏；合理选择节能型电气设备，使功率损耗最小；电缆按经济电流选择截面，合理确定供配电线路导线和电缆的截面，降低线路损耗；选用节能型低损耗变压器，合理选择变压器容量，降低损耗；合理选用加热设备型号，力求在满足天然气集输条件的加热温度下，使加热设备的能耗最低。

7.2.2 清洁运输

油气集输及处理全过程采用密闭工艺流程，定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复，有效提升温室气体泄漏控制能力。

7.2.3 挥发性有机物与甲烷协同控制

加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

7.3 温室气体排放评价结论

本项目实施后，CO_2总排放量为1336.57t。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本工程吨产品CO_2排放强度相对较低。

8 环境影响经济损益分析

8.1 环境效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。

8.1.1 施工期环境效益

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

（1）工程占地造成的环境损失；

（2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）其他环境损失。

本工程永久占地主要为井场、站场、道路占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本工程对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本工程建设期短，不涉及当地居民搬迁，无弃土工程，而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生较大影响，但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

8.1.2 运营期环境效益

（1）废气

本工程采用密闭集输工艺，有效减少非甲烷总烃、硫化氢气体的挥发量，减少对大气的污染。

（2）废水

本工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，均依托页岩油联合站压裂返排

液处理装置处理，出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）限值要求和《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅴ级标准后，优先用于压裂液复配，剩余部分输送至吉7井区进行回注，不外排。

（3）固体废弃物

本工程运营期产生的固体废物废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布、劳保用品，均委托具有相关危废处置资质的单位处置。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，严格控制地表扰动范围，严格施工作业的占地面积。

本工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。拟建工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

8.2 社会效益分析

（1）大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源准噶尔盆地蕴藏了丰富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好发展机遇。

（2）为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。

总之，本工程在实施促进新疆的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

8.3 综合效益分析

在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等。经估算本项目总投资52195万元，环保投资819万元，占总投资的1.57%。主要环保投资估算，见表8.3-1。

表8.3-1　主要环保投资估算

阶段	环境要素	项目	采取的环境保护措施	工程投资费用（万元）	备注
施工期	生态环境	临时占地	施工迹地平整，生态恢复	13	1万/口
		临时占地和永久占地	按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿，对永久占地进行地面硬化	10	-
	废气	施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖。	2	-
		施工机械和施工车辆尾气、焊接废气	使用达标油品，加强设备维护；使用符合国家标准的焊条	2	
	噪声	噪声	采用低噪声设备、基础减振，加强维修		
	固体废物	泥浆、岩屑	采用不落地系统处理，分离出的水基钻井岩屑交由岩屑处置单位处理，油基钻井岩屑交由有相应危险废物处置资质的单位处置	636	80元/m
		废润滑油、废润滑油桶和废防渗材料	单座钻井井场内设置1座临时危险废物贮存点，各类危险废物均交由有相应危险废物处置资质的单位处置	10	
		建筑垃圾	由施工单位统一回收利用，无法回收利用的集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。	2	
运	废气	无组织挥发非甲	选用技术质量可靠的设备、仪表	10	-

营期		烷总烃、硫化氢	控制、阀门等与井场、管线同步建设		
	废水	采出水、井下作业废水	采出水管输至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理；井下作业废水集中收集至专用收集罐中，由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理。	10	-
	噪声	井场、站场噪声	采用低噪声设备、基础减震	5	-
	固体废物	废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布、劳保用品	交由具有相应的危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置	5	-
环境风险		井控	井控装置，防止井喷	94	2400元×钻井总天数
环境管理		环境影响评价、竣工环保验收、环境管理、监测与监控		20	-
合计				819	-

8.4 环境经济损益分析结论

本工程经分析具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于钻井、地面设施建设、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819万元，环境保护投资占总投资的1.57%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9. 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理机构与职责

本项目依托吉庆油田作业区在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系（HSE管理体系），减少建设期和运营期对周围环境的影响，落实各项环保和安全措施，作业区编制有《吉庆油田作业区质量、健康、安全与环境管理体系管理手册》。

作业区在环境管理机构设置上实行逐级负责制，作业区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；作业区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、完全地执行；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。

9.1.2 施工期环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对管道沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

（1）合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

（2）管道开挖作业执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；

（3）运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

9.1.3 运营期环境管理任务

运营期环境管理体系纳入新疆油田分公司吉庆油田作业区QHSE体系统一管理。吉庆油田作业区质量健康安全环保办公室是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

（1）协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律法规。

（2）负责集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

（3）编制各种突发事故的应急计划。

（4）根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）中相关内容，制定危险废物管理计划和管理台账，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、利用、处置等有关资料。

（5）组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

（6）强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

（7）参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.1.4 退役期环境管理任务

在合理选择施工队伍的基础上，加强对退役井场、管线的环境管理工作，监督退役期各项环保措施的落实情况。

（1）加强封井施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的非甲烷总烃、硫化氢泄漏，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

（2）加强退役期施工过程管理。妥善处置地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣等，做到“工完、料尽、场地清”。

（3）加强对退役期施工队伍及其运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

（4）组织开展环境保护宣传教育，对全体员工组织开展环境保护培训。

9.1.5 环境影响后评价

根据《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《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）《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）要求，项目正

式投产或运营后，每3～5年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

（1）基础信息

企业名称：中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区

法人代表：路宗羽

生产地址：新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县

主要产品及规模：新钻采油井13口，老井利用5口，新建产能18.9×10^4t，新建计量站1座，单井计量装置2座，除硫剂加药橇1座，单井管线长度5.7km，集油支线1.6km，集油干线2.5km，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。

（2）排污信息

本工程污染物排放标准见“2.4.3 污染物排放标准”章节。

本工程污染物排放量情况见“9.3 污染物排放清单”章节。

本工程污染物总量控制指标情况见“3.4.8 污染物排放总量控制”章节。

（3）环境风险防范措施

本工程环境风险防范措施见“5.8.6 环境风险管理措施与对策建议”章节。

（4）环境监测计划

拟建工程环境监测计划见“9.4.3 监测计划”章节。

9.2.2 披露方式及时间要求

披露方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓方式公开。

披露时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年3月15日前披露上一年度1月1日至12月31日的环境信息；吉庆油田作业区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部部令 第24号)第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

本工程符合环境准入要求。建设单位应根据《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）要求，在发生实际排污行为之前，按照国家环境保护相关法律法规以及排污许可证申请与核发技术规范要求申请排污许可证，不得无证排污或不按证排污。

本工程运营期污染物产生及排放情况，见表9.3-1。

表9.3-1　运营期污染物排放汇总

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况		总量指标（t/a）	执行标准（mg/m³）		环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	排放浓度（mg/m³）				
废气	井场、站场	无组织废气	管道密闭输送，加强设备检修与维护，从源头减少泄漏产生的无组织废气。	/	非甲烷总烃	7920	/	1.1511	4.0		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020）中边界污染物控制要求
				/	硫化氢	7920	/	0.00108	0.06		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准
		温室气体	降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能，开发清洁能源替代现有能源等，从而减少温室气体排放。	/	二氧化碳	7920	/	1336.57	/		/
类别	污染源	污染因子	处理措施				处理后浓度(mg/L)	排放去向	总量控制指标（t/a）	执行标准（mg/L）	环境监测要求
废水	采出水、井下作业废水	SS、COD、石油类、挥发酚	采出水管输至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理；井下作业废水集中收集至专用收集罐中，由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理。出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）限值要求和《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅴ级标准后，优先用于压裂液复配，剩余部分输送至吉7井区进行回注，不外排。				—	不外排	—	—	/
类别	噪声源		污染因子	治理措施			处理效果	执行标准	环境监测要求		
噪声	井下作业		L_{eq}	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施			厂界达标	昼间≤60dB(A)；夜间≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准		
	井口装置		L_{eq}								
序号	污染源名称		固废类别	处理措施							
固废	废润滑油		HW08	收集后委托具有相关危废处置资质的单位进行处置。							
	废润滑油桶		HW08	收集后委托具有相关危废处置资质的单位进行处置。							
	沾油废防渗材料		HW08	收集后委托具有相关危废处置资质的单位进行处置。							
	废含油抹布、劳保用品		HW49	收集后委托具有相关危废处置资质的单位进行处置。							
环境风险防范措施			严格按照风险预案中相关规定执行								

9.4 生态环境监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对拟建工程运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废气、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。拟建工程的环境监测工作由吉庆油田作业区委托有资质的环境监测机构进行。

9.4.3 监测计划

根据本项目生产特征和污染物的排放特征，依据《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 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本项目的监测计划。环境监测计划，见表9.4-1。

表9.4-1　运营期环境监测计划

监测类型	监测对象	监测频率	监测点	监测项目	执行标准
环境质量	地下水	1次/半年	区块上游地区1眼地下水背景（或对照）监控井，重点污染防治区附近1眼地下水污染监控井，区块下游1眼地下水污染监控井，监测点充分依托吉庆油田作业	石油类、石油烃（C_6～C_9）、石油烃（C_{10}～C_{40}）、砷、六价铬	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准值。

			区已有监测井（可利用环境质量现状监测中W8，以及已有监测井：万方池东（4#井）、YH1（1号混输泵站东）。		
	土壤	1次/年	井场、计量站分别布设1个表层样	石油类、石油烃（C_6～C_9）、石油烃（C_{10}～C_{40}）、砷、六价铬	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）表1第二类用地筛选值

注：由于目前《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）和参照执行的《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中均未对石油烃(C6-C9)和石油烃(C10-C40)两个监测因子的标准限值做出规定，《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中未对石油烃(C6-C9)的标准限值做出规定，在新的质量标准发布前，运营期监测计划中地下水环境监测可先不开展石油烃(C6-C9)和石油烃(C10-C40)这两个监测因子的环境质量现状监测工作，土壤环境监测可先不开展石油烃(C6-C9)的环境质量现状监测工作，待石油烃(C6-C9)和石油烃(C10-C40)相应的新环境质量标准发布后，应严格按照表中所列监测因子进行运营期监测。

9.5 环保设施“三同时”验收

9.5.1 环境工程设计

（1）按照本环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

（2）建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理。

（3）项目污染防治设施与主体工程“三同时”；如需进行试生产，其配套的环保设施须与主体工程同时建设投入运行。

9.5.2 环境设施验收建议

（1）环境工程设计

1）按照环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

2）建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

3）项目污染防治设施与主体工程“三同时”。

（2）环境设施验收建议

1）验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

2）验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令682号）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，建设单位应当按照生态环境主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。吉庆油田作业区在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

吉庆油田作业区对项目进行自主验收，吉庆油田作业区或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，吉庆油田作业区应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，吉庆油田作业区应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

3）建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单，见表9.5-1。

表9.5-1　环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
施工期					
生态	1	生态恢复	严格控制作业带宽度。 管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡。	临时占地恢复到之前状态	临时占地恢复到之前状态
	2	水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗等水土保持宣传牌。	防止水土流失	-
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	-	-
	2	施工机械、运输车辆产生的	使用合格燃料，加强施工管理	-	-

		燃油废气			
废水	1	试压废水	循环利用	不外排	-
	2	钻井废水	采用不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备	不外排	-
噪声		施工机械	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间。	-	-
固废	1	施工废料	部分回收利用，剩余收集后运至当地建筑垃圾填埋场填埋处置。	-	-
	2	泥浆	本项目钻井过程中一开采用水基非磺化钻井液体系，二开三开采用油基钻井液体系，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，钻井结束后装入钻井液罐由钻井队带至下一个钻井井场，分离出的水基钻井岩屑暂存于岩屑专用方罐，由岩屑处置单位直接拉运进行处理，满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后可进行综合利用。分离出的油基钻井岩屑，进入油基岩屑专用方罐后交由有相应危险废物处理资质的单位处置。	水基岩屑达标后综合利用，油基岩屑委托处置。	-
	3	岩屑			
	4	废润滑油、废润滑油桶、废防渗材料	集中收集后暂存于井场内危险废物贮存点，交由有相应危险废物处理资质的单位处置。	委托处置。	-
运营期					
类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
废气	1	井场、站场无组织排放非甲烷总烃	密闭管道、阀门的检修和维护。	厂界非甲烷总烃≤4.0mg/m^3	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）

	2	井场、站场无组织排放硫化氢		0.06mg/m^3	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）
废水	1	采出水	采出水管输至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理。	不外排	《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）
	2	井下作业废水	采用专用罐回收作业废水，拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理。	不外排	
噪声		井场、站场	基础减震	昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)
固废		废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布、劳保用品	委托具有相关危废处置资质的单位处置。	-	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
防渗	1	井场、站场永久占地	实施地面硬化	地面硬化	-
	2	管道防腐	管道钢接头部分做好外防腐	防腐性能良好	-
风险防范措施		井场、站场	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌。	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	-
环境管理		环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录，是否保留必要的影像资料			

10 结论与建议

10.1 建设项目情况

本工程位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县境内，北侧距离红旗农场场部约9.3km，东南侧距离吉木萨尔县城约15.5km，中心地理坐标为：***（JHW71-33井）。

本工程新钻采油井13口，老井利用5口，新建产能18.9×10^4t，新建计量站1座，单井计量装置2座，除硫剂加药橇1座，单井管线长度5.7km，集油支线1.6km，集油干线2.5km，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。

本工程总投资为52195万元，其中环保投资819万元，占总投资1.57%。

10.2 产业政策、选址符合性

（1）产业政策符合分析

本工程属于油气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》，属于“鼓励类”第七项“石油、天然气”中第1条“常规石油、天然气勘探与开采”项目，本工程的建设符合国家产业政策。

本工程的建设符合国家产业政策。

（2）政策、法规符合性分析

本工程属于页岩油开采项目，选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。运营期工艺流程全密闭，废水、固废处置措施得当。符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性分析

本工程属于页岩油开采项目，有助于推进吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏油气开发，加大准噶尔盆地油气开发力度。符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十

五个五年规划纲要》《新疆油田公司“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》等相关规划要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本工程不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本工程的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于根据《新疆生态功能区划》（2005版），项目区属于准噶尔盆地温性干旱荒漠与绿洲生态功能区（Ⅱ），准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区（Ⅱ5），阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区（28）。项目占地面积较小，对整体土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

（4）选址合理性分析判定结论

本工程不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；符合地区经济发展规划、环保规划。工程在选址、选线过程中尽可能避让项目区植被，减少对植被的生态扰动；运营期废气主要为油气开采过程中排放的无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

（5）生态环境分区管控符合性判定

根据《关于印发＜新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（新政发〔2021〕18号）、《关于印发＜新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果＞的通知》（新环环评发〔2024〕157号）、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162号）以及《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》《昌吉回族自治州区域空间生态环境评价暨“三线一单”生态环境准入清单动态更新成果》要求，本工程

位于吉木萨尔县重点管控单元内（环境管控单元编码：ZH65232720005），不涉及生态保护红线，项目区土壤、噪声环境质量可以达到功能区要求，环境空气质量属于非达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

本工程符合管控单元生态环境准入清单一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合生态环境分区管控要求。

10.3 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

本工程地处准噶尔盆地东部，属阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区，生态环境为荒漠生态系统与农田生态系统相结合的生态系统，生态系统结构简单。项目选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。

根据现场调查及查阅相关资料，工程占地类型为天然牧草地。根据《国家重点保护野生植物名录》《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》（新政发〔2023〕63号文），项目占地范围内均无保护植物，评价范围内零星分布有国家二级保护植物黑果枸杞。

由于项目区所在准噶尔盆地边缘严酷的气候条件，野生动物分布种类少，栖息生境单一。根据《国家重点保护野生动物名录（2021年版）》《关于发布新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）的通知》（新政发〔2022〕75号），区域内分布有国家二级保护动物鹅喉羚、雀鹰、红隼。

根据《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021—2030年）》，本项目不涉及自治区级水土流失重点治理区和重点预防区。

根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，项目区为非沙化土地。

（2）环境空气质量现状

根据生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定结果：2025年项目所在地昌吉州六项基本污染物中SO_2、NO_2、CO、O_3的现状浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值要求，PM_{10}、$PM_{2.5}$的现状浓度超标，属于环境空气质量不达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多造成。

特征因子补充监测结果表明，监测期间各监测点非甲烷总烃小时值浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值2000μg/m³要求；H_2S小时平均值均未检出，能满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中其他污染物空气质量浓度参考限值（10μg/m³）的浓度限值要求。

（3）地下水环境质量现状

项目区地下水环境质量现状监测结果表明：各监测点位石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准限值，其余各监测点位、监测因子均可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。

（4）声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。

（5）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，项目占地范围内土壤各监测因子监测浓度均满足《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求；占地范围外各监测因子监测浓度满足《土壤环境质量　农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018），石油烃（C_{10}-C_{40}）满足《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。

10.4 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况，见表10.4-1。

表10.4-1 污染物产排情况一览表

类别	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	无组织排放	NMHC	1.1511t/a	1.1511t/a	大气
		H_2S	0.00108t/a	0.00108t/a	
	储层改造废气	非甲烷总烃等	少量	少量	
废水	采出水	SS、COD、石油类等	2.41×10^4t/a	0	依托页岩油联合站压裂返排液处理装置处理。
	井下作业废水	压裂液	1997.73m³/2a	0	依托页岩油联合站压裂返排液处理装置处理。
		酸化液	1956.37m³/2a	0	

		洗井液	328.77t/2a	0	
固体废物	废润滑油	油类	0.65t/a	0	交由有相应危险废物处理资质的单位处置。
	废润滑油桶	油类	0.06t/a	0	
	沾油废防渗材料	油类	0.91t/a	0	
	废含油抹布、劳保用品	油类	/	0	
噪声	机械噪声	-	70～90dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施。

10.5 主要环境影响

（1）生态环境影响分析

本工程对生态环境的影响主要表现在施工活动和工程占地对植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也会对原有景观结构和生态系统产生一定程度的影响。油田开发区域地表植被稀疏，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。所在区域的野生动物种类少，因油气开发建设活动早已开展，人类活动频繁，工程区内对人类活动敏感的野生动物较少，调查期间未见到大中型野生动物，项目对野生动植物影响不大。

因此，总体上对生态环境影响可以接受。

（2）大气环境影响分析

本项目油气开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类、硫化氢气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃、硫化氢满足标准限值要求。根据预测结果可知，本项目各井场无组织排放非甲烷总烃下风向最大落地浓度均远低于《大气污染物综合排放标准详解》2000μg/m^{3}的标准；硫化氢下风向最大落地浓度均远低于《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值10μg/m^3。

评价范围内无敏感点，因此本项目正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。

（3）水环境影响分析

本工程施工期钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；工程结束由钻井队回收；新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为SS，试压废水用作场地降尘用水。在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

本项目运营期产生的废水主要为采出水、井下作业废水。正常状况下，本项目废水均经处理后回用，不外排。事故状态下，预测结果显示，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，建设单位应定期对管线进行检查检修，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，在严格落实地下水污染防护措施的前提下，本项目对区域地下水环境影响可接受。

（4）声环境影响分析

通过类比分析可知，本工程施工期昼间施工场50m以外均不超过《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）限值要求，而在夜间则会超标，项目区200m范围内无居民，并且施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。

本工程运营期间的噪声源主要为井场设备的运转噪声，噪声预测结果显示：在采取了环评提出的降噪措施后，项目运营期厂界昼、夜间噪声预测值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准，不会使项目区声环境质量明显降低。不会对周围声环境产生影响。

（5）固体废物影响分析

本工程施工期固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、施工废料、废润滑油、废润滑油桶、废防渗材料等。钻井过程中一开采用水基非磺化钻井液体系，二开采用油基钻井液体系，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，钻井结束后装入钻井液罐由钻井队带至下一个钻井井场，分离出的水基钻井岩屑暂存于岩屑专用方罐，由岩屑处置单位直接拉运进行处理，满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后可进行综合利用。分离出的油基钻井岩屑属于《国

家危险废物名录》（2025年版）HW08类危险废物（废物代码：071-002-08），进入油基岩屑专用方罐后交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运以及处置；施工废料由施工单位统一回收利用，无法回收利用的集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场；钻井过程中产生的废润滑油（废物代码：900-214-08）、废润滑油桶（废物代码：900-249-08）、废防渗材料（废物代码：900-249-08），集中收集后暂存在井场内危险废物贮存点，交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

运营期产生的固体废物主要包括废润滑、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布、劳保用品等。

废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗膜属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08废矿物油与含矿物油废物，废含油抹布和劳保用品属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW49其他废物，危险废物均临时贮存在吉祥联合站危险废物临时贮存点，定期交由有相应危险废物处置资质的单位处置。

本工程对建设期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

（6）土壤影响分析

本工程采用密闭集输的集输方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生管线泄漏等事故，泄漏的油品会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油类物质覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

（7）环境风险分析

本工程所涉及的危险物质包括：柴油、原油、天然气，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄漏事故。油气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不

会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

10.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

（1）生态保护措施：

优化井场布设，管道和道路选线，减少占地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，单井采油管线施工作业带宽控制在8m以内，集油干支线施工作业带宽控制在12m以内，减少对地表的碾压。施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。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。对井场地表进行砾石压盖。加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。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。及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。在井场、管线和道路两侧设置草方格防风固沙。

（2）大气污染防治措施：本工程集输采用密闭流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对集输管线进行巡检，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。

（3）噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

（4）废水防治措施：运营期采出水经管线密闭输送至页岩油联合站压裂返排液处理装置处理，井下作业带罐作业，产生的井下作业废水（废液）集中收集至专用收集罐中，由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）限值要求和《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅴ级标准后，优先用于压裂液复配，剩余部分输送至吉7井区进行回注，不外排。

地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

（5）固体废物防治措施：本工程运营期产生的固体废物废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布、劳保用品，均委托具有相关危废处置资质的单位处置。

（6）土壤污染防治措施：加强管线内的压力、流量传感器检修维护，发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

（7）风险防治措施：本工程所涉及的危险物质包括：柴油、原油、天然气，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄漏事故。生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；施工期柴油储罐底部铺设防渗膜，采取钢制储罐。

10.7 公众意见采纳情况

本工程公众参与由建设单位新疆油田分公司吉庆油田作业区负责实施，首次环境影响评价公众参与相关信息通过新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站（网址：http://www.xjhbcy.cn/articles/show/18066）公开，时间为2026年9月2日。

征求意见稿公示日期为2026年9月22日（新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站，网址为（http://www.xjhbcy.cn/articles/show/18184）；报纸第一次公告日期为2026年9月28日（昌吉日报），报纸第二次公告日期为2026年9月30日（昌吉日报）。

至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

10.8 环境影响经济损益分析

本工程具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、站场设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本工程环境保护投资约819万元，环境保护投资占总投资的1.57%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

10.9 环境管理与监测计划

新疆油田分公司吉庆油田作业区环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10 项目可行性结论

本工程为石油天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中鼓励类项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采也污染防治技术政策等》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求；新疆油田分公司吉庆油田作业区按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

项目区不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目符合生态环境分区管控要求，选址选线合理。

只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程建设是可行的。