

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程

# 环境影响报告书

(报批版)

建设单位：中国石油新疆油田分公司采气一厂

编制单位：中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

编制时间：二〇二六年三月

# 目 录

1 概述 .....	1
1.1 项目背景 .....	1
1.2 建设项目主要特点 .....	2
1.3 环境影响评价的工作过程 .....	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响 .....	3
1.5 分析判定相关情况 .....	4
1.5.1 产业政策相符性分析 .....	4
1.5.2 选址选线合理性分析 .....	4
1.5.3 相关规划及政策符合性分析 .....	5
1.6 环境影响评价的主要结论 .....	5
2 总则 .....	7
2.1 编制依据 .....	7
2.1.1 国家环保法律 .....	7
2.1.2 环境保护规章 .....	7
2.1.3 地方有关环保法规 .....	9
2.1.4 相关导则及指南 .....	11
2.1.5 相关文件和技术资料 .....	12
2.2 评价目的与原则 .....	12
2.2.1 评价目的 .....	12
2.2.2 评价原则 .....	13
2.3 评价时段 .....	13
2.4 环境影响因素识别与评价因子确定 .....	13
2.5 环境功能区划与评价标准 .....	15
2.5.1 环境功能区划 .....	15
2.5.2 评价标准 .....	16
2.6 评价等级与评价范围 .....	20
2.6.1 评价等级 .....	20
2.6.2 评价范围 .....	26
2.7 环境保护目标 .....	26
2.8 评价内容和评价重点 .....	29
2.8.1 评价内容 .....	29
2.8.2 评价重点 .....	29
2.9 相关规划及政策符合性分析 .....	29

2.9.1	相关规划符合性分析.....	29
2.9.2	环保政策符合性分析.....	39
2.9.3	选址、选线合理性分析.....	52
2.9.4	生态环境分区管控符合性分析.....	54
3	建设项目工程分析.....	60
3.1	现有工程概况.....	60
3.1.1	区域位置.....	60
3.1.2	拟转产井概况.....	60
3.1.3	环境影响回顾.....	60
3.2	拟建工程概况.....	62
3.2.1	建设项目情况.....	62
3.2.2	勘探开发概况及流体性质.....	64
3.2.3	建设内容.....	65
3.2.4	主要技术经济指标.....	77
3.2.5	工艺流程及环境影响因素分析.....	77
3.3	污染源源强核算.....	80
3.3.1	施工期污染源源强核算.....	80
3.3.2	运营期污染源源强核算.....	86
3.3.3	退役期污染源分析.....	94
3.3.4	事故状态环境影响分析.....	94
3.3.5	温室气体排放量核算.....	95
3.4	总量控制指标.....	98
3.5	清洁生产分析.....	99
3.5.1	清洁生产水平技术指标对比分析.....	99
3.5.2	本项目清洁生产水平分析.....	104
4	环境质量现状调查与评价.....	105
4.1	自然环境现状调查与评价.....	105
4.1.1	地理位置.....	105
4.1.2	地形地貌.....	105
4.1.3	水文地质.....	105
4.1.4	气候气象.....	107
4.2	环境保护目标调查.....	107
4.3	环境质量现状调查与评价.....	108
4.3.1	大气环境质量现状调查与评价.....	108
4.3.2	水环境质量现状调查与评价.....	110
4.3.3	声环境质量现状调查与评价.....	116
4.3.4	土壤环境质量现状调查与评价.....	117
4.3.5	生态环境现状调查与评价.....	124
4.3.6	区域沙化土地现状.....	132

4.3.7	水土流失现状 .....	132
5	环境影响预测与评价 .....	134
5.1	施工期环境影响预测与评价 .....	134
5.1.1	施工期大气环境影响分析.....	134
5.1.2	施工期水环境影响分析.....	134
5.1.3	施工期声环境影响分析.....	135
5.1.4	施工期固体废物环境影响分析.....	136
5.1.5	施工期土壤环境影响分析.....	137
5.1.6	施工期生态环境影响分析.....	137
5.1.7	水土流失影响分析.....	143
5.1.8	土地沙化环境影响分析.....	143
5.2	运营期环境影响预测与评价 .....	144
5.2.1	运营期大气环境影响预测与评价.....	144
5.2.2	运营期水环境影响分析.....	149
5.2.3	运营期声环境影响分析.....	155
5.2.4	运营期固体废物环境影响分析.....	157
5.2.5	运营期土壤环境影响分析.....	157
5.2.6	运营期生态环境影响分析.....	161
5.3	退役期影响分析.....	162
5.4	环境风险分析.....	162
5.4.1	评价依据 .....	162
5.4.2	环境敏感目标 .....	163
5.4.3	环境风险识别 .....	163
5.4.4	环境风险分析 .....	165
6	环境保护措施及其可行性论证 .....	170
6.1	施工期环境保护措施及其可行性论证 .....	170
6.1.1	施工期大气污染防治措施.....	170
6.1.2	施工期废水污染防治措施.....	170
6.1.3	施工期噪声污染防治措施.....	170
6.1.4	施工期固体废物防治措施.....	170
6.1.5	施工期土壤污染防治措施.....	175
6.1.6	施工期生态环境保护措施.....	175
6.1.7	水土流失防治措施.....	177
6.2	运营期环境保护措施.....	178
6.2.1	运营期大气污染防治措施.....	178
6.2.2	运营期废水污染防治措施.....	178
6.2.3	运营期噪声污染防治措施.....	180
6.2.4	运营期固体废物污染防治措施.....	180
6.2.5	运营期土壤污染防治措施.....	184

6.2.6	运营期生态环境保护措施.....	184
6.3	温室气体管控措施.....	185
6.4	环境风险事故防范措施.....	185
6.4.1	井下作业事故风险预防措施.....	185
6.4.2	站场环境风险事故防范措施.....	186
6.4.3	油气集输事故风险防范措施.....	186
6.4.4	储液罐、CNG槽车及拉运过程中环境风险防范措施.....	187
6.4.5	压裂液泄漏事故风险防范措施.....	188
6.4.6	居民点风险防范措施.....	188
6.4.7	环境风险应急预案.....	189
6.5	退役期环境保护措施.....	190
6.5.1	退役期大气环境保护措施.....	190
6.5.2	退役期水环境保护措施.....	190
6.5.3	退役期噪声污染防治措施.....	190
6.5.4	退役期固废及土壤污染防治措施.....	190
6.5.5	退役期生态环境保护措施.....	191
6.5.6	生态恢复治理方案.....	192
6.6	环境保护措施可行性分析.....	193
6.7	环保投资分析.....	193
7	环境管理与监测计划.....	195
7.1	环境管理机构.....	195
7.2	生产区环境管理.....	195
7.2.1	施工期环境管理.....	195
7.2.2	运营期环境管理.....	196
7.2.3	排污许可管理.....	197
7.2.4	退役期环境管理.....	197
7.3	污染物排放的管理要求.....	198
7.4	企业环境信息公开.....	198
7.5	环境监测与监控.....	201
7.5.1	施工期开展环境工程现场监理建议.....	201
7.5.2	运营期环境监测计划.....	202
7.5.3	环境设施验收建议.....	202
8	环境影响经济损益分析.....	206
8.1	环境社会效益分析.....	206
8.1.1	环境效益分析.....	206
8.1.2	社会效益分析.....	206
8.2	环境经济损益分析结论.....	207
9	环境影响评价结论.....	208
9.1	建设项目概况.....	208

9.2 环境质量现状.....	208
9.3 主要环境影响及环保措施.....	209
9.3.1 主要环境影响 .....	209
9.3.2 环境保护措施 .....	211
9.4 经济损益性分析结论.....	214
9.5 环境管理与监测计划结论.....	215
9.6 公众参与.....	215
9.7 总结论.....	215
附件 1 委托书.....	错误!未定义书签。
附件 2 拟转产井环保手续.....	错误!未定义书签。
附件 3 排污许可登记回执.....	错误!未定义书签。
附件 4 应急预案备案意见.....	错误!未定义书签。
附件 5 环境质量现状检测报告.....	错误!未定义书签。
附件 6 大气环境影响自查表.....	错误!未定义书签。
附件 7 声环境影响自查表.....	错误!未定义书签。
附件 8 土壤环境影响自查表.....	错误!未定义书签。
附件 9 生态环境影响自查表.....	错误!未定义书签。
附件 10 环境风险影响自查表.....	错误!未定义书签。

麓探 1 井井场	井场周边
齐新 3004 井	齐新 3003 井

现场照片

# 1 概述

## 1.1 项目背景

新疆油田公司采气一厂（以下简称“采气一厂”）成立于 2007 年 12 月 3 日，是新疆油田公司目前唯一的专业化采气厂，主要负责准噶尔盆地天然气滚动开发和管理，管辖位于准噶尔盆地腹部的克拉美丽气田、盆 5 气田，西北缘的五八区气田，南缘的玛河气田和呼图壁气田，累计探明天然气地质储量 1300 余亿方，历年累计生产天然气 370 余亿方、液相产品 360 余万吨，油气产量当量 3300 余万吨。

呼图壁气田属于新疆油田南缘区块，行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县。临近北疆铁路、乌奎高速公路，交通十分方便，后期开发便利。工区主要为农田与戈壁，地形比较平坦，地面海拔 500m~700m。本次开发区域位于新疆准噶尔盆地南缘东区油气勘查探矿权 4463.779km<sup>2</sup> 内。

准噶尔盆地南缘始终是北疆油气勘探的重点领域，近年来，中国石油新疆油田分公司相继在乌苏市、呼图壁县等地发现高产油井。2020 年 12 月 15 日，位于呼图壁县的呼探 1 井开始在白垩系清水河组试气并发现高产工业气流，当天产出天然气 61.9×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a。通过呼探 1 井试气工作取得了该区地质及油气物性资料，发现地层天然气储量极为丰富，开发潜力极大。

为了加大呼探井区气藏的动用程度生产，进一步落实齐古西背斜区头屯河组砂岩气藏高产稳产能力，拓展天然气勘探规模，本工程建设内容及规模：①部署采气井 3 口，包括新钻 2 口采气井（齐新 3003 井、齐新 3004 井），1 口勘探井转产（麓探 1 井），年产气 0.86×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>、年产油 0.84×10<sup>4</sup>t；②齐新 3003 井、齐新 3004 井每口井配套建设 1 座 CNG 回收处理橇，共计 2 座；③呼东 1 井旁拟建 1 座露点控制站（该露点控制站已单独开展环评手续，建设单位为克拉玛依市富城能源集团有限公司），本次新建露点控制站至呼图壁储气库外输管线 4.5km；④新建麓探 1 井至呼图壁天然气脱水脱烃站采气管线 11.7km，线路沿线新建 1 座中间加热区，主要建设内容为 1 座预装变电站和 1 台 250kW 电加热器；配套建设自控、通信、管道防腐、电气、给排水、土建、消防等工程。

本工程建设性质为新建，属于呼图壁气田新区块开发，建成后属于采气一厂运行管理。工程建设对促进油气资源的勘探开发，带动呼图壁县及周边地区的经济发展，改善能源结构，加大环境治理力度，加快开发利用优质能源的建设步伐，具有积极的意义。

## 1.2 建设项目主要特点

麓探 1 井由勘探井转为生产井，新建采气管线从麓探 1 井输送至呼图壁天然气脱水脱烃站；齐新 3003 井、齐新 3004 井周边无较近的处理站，在齐新 3003 井、齐新 3004 井场内各新建 1 座 CNG 橇装处理装置，主要处理齐新 3003 井、齐新 3004 井的井口采出物，处理后的 CNG 直接外售，液相由罐车拉运至红山嘴联合站处理。呼东 1 井天然气外输管线穿越昌吉国家高新技术产业开发区，均为临时占地，无永久占地情况。

## 1.3 环境影响评价的工作过程

本工程属于天然气开采项目，位于昌吉回族自治州呼图壁县和昌吉国家高新技术产业开发区，新建采气井分布在未开发的呼图壁气田区块范围内，为新区块建设项目。根据新水水保〔2019〕4 号，项目所在区域呼图壁县属于天山北坡诸小河流域重点治理区，故本工程涉及新区块开发和水土流失重点治理区环境敏感区。根据《中华人民共和国环境影响评价法》《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），本工程属于分类管理名录“五、石油和天然气开采业 07 陆地天然气开采 0712”中的“新区块开发、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

环境影响评价工作分为三个阶段，第一阶段包括资料收集、工程分析和影响识别等工作，第二阶段包括生态环境现状监测、现状调查与评价、环境影响预测与评价等工作，第三阶段包括提出预防或减缓不利影响的环境保护措施、制定环境监测计划、从生态环境影响的角度给出工程建设项目是否可行的结论等工作，具体流程见图 1.3-1。中国石油新疆油田分公司采气一厂于 2025 年 12 月委托中勘冶金勘察设计院有限责任公司承担本项目的环评工作（附件 1）。环评单位接

受委托后进行了现场踏勘并收集了有关资料，在此基础上严格按照环境影响评价相关技术导则、规范要求编制完成了《新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书》。

#### 1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、废水、噪声的达标排放情况，固体废物的妥善处置情况，以及提出的生态减缓措施能否将生态影响降至最低进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的污染防治措施、环境保护措施及风险防范措施的可行性进行分析。

关注的主要环境问题有：施工期产生的废气、废水、噪声、固体废物以及工程占地带来的生态影响；运营期无组织挥发性有机物、噪声、废水、固体废物等环境影响及事故状态对周围环境的影响分析。

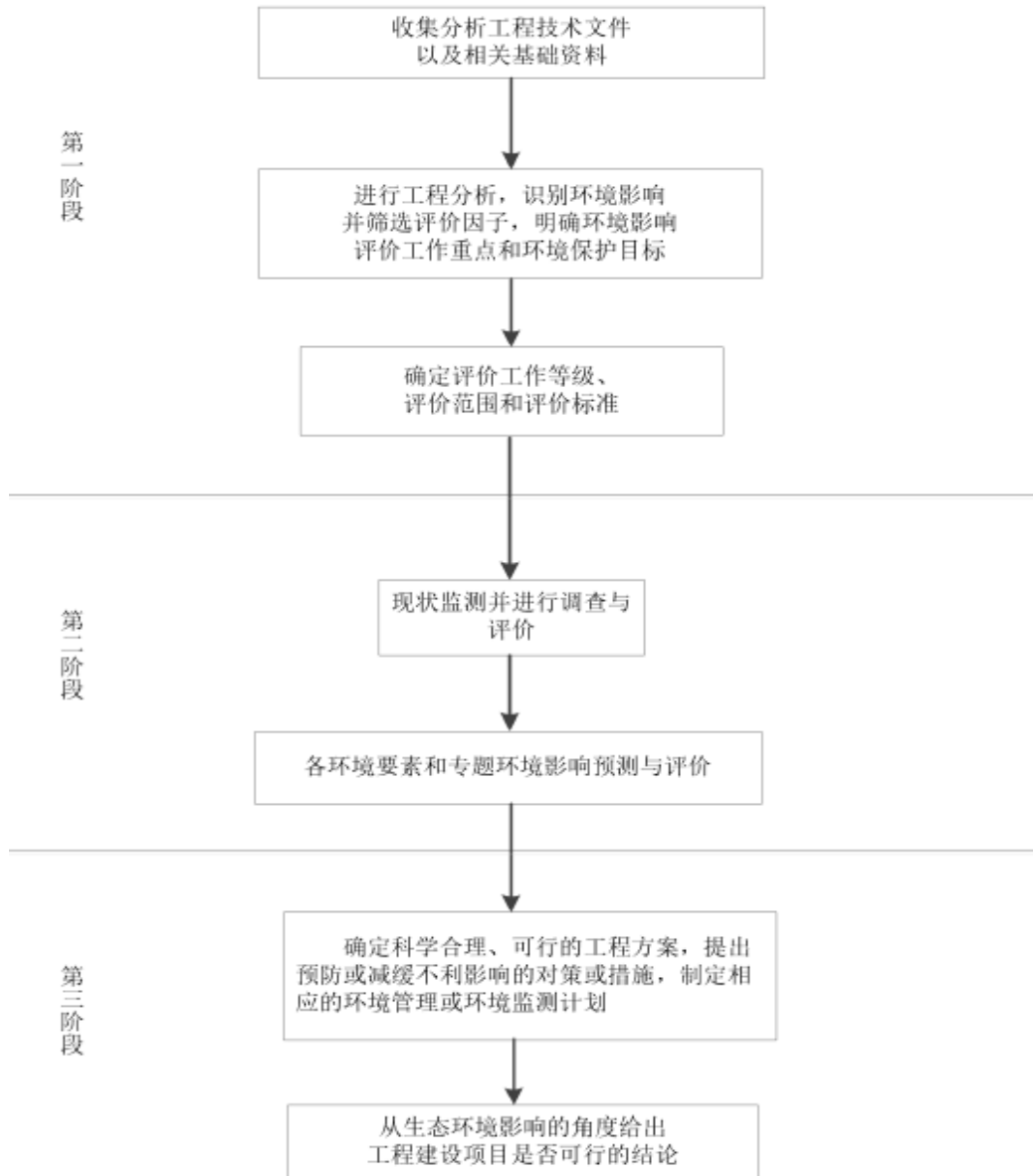


图 1.4-1 环境影响评价工作程序图

## 1.5 分析判定相关情况

### 1.5.1 产业政策相符性分析

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年）》鼓励类中的“七、石油、天然气——1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，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”，符合国家产业政策。

### 1.5.2 选址选线合理性分析

项目选址符合生态环境分区管控要求，不涉及法律法规明令禁止建设的区域，避开了生态保护红线，远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区。项目建成后所在区域的环境功能不会降低，对环境的影响属于可接受的范围，选址、选线基本合理。

本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求。根据现场调查，项目区周边无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、海洋特别保护区、饮用水保护区，无基本草原、地质公园、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。项目所在地呼图壁县属于水土流失重点治理区，报告提出了严格的水土流失防治措施。本工程土地利用类型主要为水浇地、牧草地和其他草地。从选址选线的角度本项目无重大环境制约因素。

本工程在切实落实报告提出的环保措施的前提下，项目选址、选线合理。

### 1.5.3 相关规划及政策符合性分析

本工程属于新疆油田分公司天然气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《昌吉回族自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》《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》《昌吉回族自治州生态环境保护“十四五”规划》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》《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》《昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果（2024 年）》《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》中的相关要求。

## 1.6 环境影响评价的主要结论

项目符合国家相关规划、环保政策及“三线一单”的要求，项目选址选线合理。运营期废气、噪声能实现达标排放，废水和固体废物均可实现妥善处置，建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；运行过程中存在一定的环境风险，但采

取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的；项目进行了三次网上公示、1 次张贴公告、2 次报纸公示，公示期间均未收到公众反馈意见。从生态环境保护角度论证，该项目建设可行。

## 2 总则

### 2.1 编制依据

#### 2.1.1 国家环保法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 1 月 1 日；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 1 月 1 日；
- (5) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日；
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 6 月 5 日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年修订），2020 年 9 月 1 日；
- (8) 《中华人民共和国环境保护税法》，2018 年 1 月 1 日；
- (9) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2022 年修订），2023 年 5 月 1 日；
- (10) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日；
- (11) 《中华人民共和国水土保持法》（2010 年修订），2011 年 3 月 1 日；
- (12) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年修订），2012 年 7 月 1 日；
- (13) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010 年 10 月 1 日。

#### 2.1.2 环境保护规章

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令第 682 号，2017 年 10 月 1 日；
- (2) 《排污许可管理办法》，生态环境部 部令第 32 号，2024 年 4 月 1 日；
- (3) 《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 年 1 月 1 日；
- (4) 《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号，2019 年 1 月 1 日；
- (5) 《国家危险废物名录（2025 年版）》，生态环境部令第 36 号，2025 年 1

月 1 日；

(6) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，国家发展和改革委员会令 7 号，2024 年 2 月 1 日；

(7) 《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 年 3 月 7 日；

(8) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》，2018 年 10 月 1 日；

(9) 《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 年 12 月 13 日；

(10) 《国家重点保护野生植物名录》，国家林业和草原局、农业农村部公告 2021 年第 15 号，2021 年 9 月 7 日；

(11) 《国家重点保护野生动物名录》，国家林业和草原局、农业农村部公告 2021 年第 3 号，2021 年 2 月 1 日；

(12) 《中华人民共和国野生植物保护条例》，国务院令 204 号，2017 年 10 月 7 日；

(13) 《排污许可管理条例》，国务院令 736 号，2021 年 3 月 1 日；

(14) 《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 年 11 月 14 日；

(15) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（原环境保护部公告 2017 年第 43 号），2017 年 10 月 1 日；

(16) 《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150 号），2016 年 10 月 26 日；

(17) 《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令 23 号），2021 年 11 月 30 日；

(18) 《关于印发〈企业环境信息依法披露格式准则〉的通知》（环办综合〔2021〕32 号），2021 年 12 月 31 日；

(19) 《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部 部令 24 号），2021 年 12 月 21 日；

(20) 《关于印发〈“十四五”噪声污染防治行动计划〉的通知》（环大气

(2023) 1 号)，2023 年 1 月 3 日；

(21) 《地下水管理条例》（国务院令第 748 号），2021 年 10 月 21 日；

(22) 《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 年 12 月 31 日；

(23) 《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 年 12 月 22 日；

(24) 《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）》，发改办气候〔2014〕2920 号，2014 年 12 月 3 日；

(25) 《石油天然气开采企业二氧化碳排放计算方法》，2017 年 5 月 1 日；

(26) 《关于发布〈固体废物分类与代码目录〉的公告》，生态环境部公告  
2024 年第 4 号，2024 年 1 月 22 日；

(27) 《关于印发〈固体废物污染环境防治信息发布指南〉的通知》（环办固  
体函〔2024〕37 号），2024 年 2 月 4 日；

(28) 《空气质量持续改善行动计划》，国发〔2023〕24 号，2023 年 12 月 7  
日；

(29) 《关于“十四五”大宗固体废弃物综合利用的指导意见》（发改环资  
〔2021〕381 号），2021 年 3 月 18 日；

(30) 《关于印发〈固体废物综合治理行动计划〉的通知》（国发〔2025〕14  
号），2025 年 12 月 27 日；

(31) 《危险废物排除管理清单（2026 年版）》，2026 年 1 月 7 日。

### 2.1.3 地方有关环保法规

(1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（修订），2018 年 9 月 21 日；

(2) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，2019 年 1 月 1 日；

(3) 《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，2002 年 12 月；

(4) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）》，2018 年 9 月  
21 日；

(5) 《新疆维吾尔自治区国家重点保护野生动物名录（修订）》，2022 年 9 月

21 日；

(6) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，2018 年 8 月；

(7) 《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》（新环环评发〔2020〕142 号），2020 年 7 月 30 日；

(8) 《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），2020 年 9 月 4 日；

(9) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，2024 年 1 月 18 日；

(10) 《新疆国家重点保护野生植物名录》，2022 年 3 月 8 日；

(11) 《昌吉州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》，2021 年 7 月；

(12) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》，2021 年 12 月 24 日；

(13) 《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》，2021 年 11 月；

(14) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，2012 年 12 月 27 日；

(15) 《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157 号），2024 年 11 月 15 日；

(16) 《昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果（2024 年）》，2024 年 12 月 25 日；

(17) 《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》，2019 年 1 月 21 日；

(18) 《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求（2021 年版）》（新政发〔2021〕162 号），2021 年 7 月 26 日；

(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 年 5 月 1 日；

(20) 《关于印发〈新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）〉的通知》（新环环评发〔2024〕93 号），2024 年 6 月 9 日；

(21) 《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》，2022 年 8 月；

(22) 《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》，2022 年 5 月；

(23) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》，2020 年 9 月 19 日；

(24) 《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》，1995 年 3 月 1 日。

#### 2.1.4 相关导则及指南

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016），2017 年 1 月 1 日；

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），2018 年 12 月 1 日；

(3) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），2022 年 7 月 1 日；

(4) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），2019 年 7 月 1 日；

(5) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），2022 年 7 月 1 日；

(6) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），2019 年 3 月 1 日；

(7) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），2016 年 1 月 7 日；

(8) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），2019 年 3 月 1 日；

(9) 《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 年 1 月 1 日；

(10) 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022），2022 年 10 月 1 日；

(11) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），2017 年 6 月 1 日；

(12) 《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018），2019 年 1 月 1 日；

(13) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，2009 年 2 月；

(14) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，2021 年 12 月 21 日；

(15) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采业》（HJ1248-2022），2022 年 7 月 1 日；

(16) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012），2013 年 3 月 1 日；

(17) 《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GBT/43936-2024），2024 年 8 月 1 日；

(18) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018），2018 年 10 月 1 日；

(19) 《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ 1461—2026）；

(20) 《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）。

### 2.1.5 相关文件和技术资料

(1) 《新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环评委托书》，2025 年 12 月；

(2) 《新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程方案设计》，2025 年 12 月；

(3) 《新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境质量现状检验检测报告》，2026 年 1 月。

## 2.2 评价目的与原则

### 2.2.1 评价目的

(1) 通过现场调查和环境质量现状监测，了解建设项目所在地的自然环境、大气环境、水环境、声环境、土壤环境及生态环境情况，掌握区域的环境质量现状。

(2) 通过工程分析，明确施工期、运营期和退役期主要污染源、污染物种类、源强、排放强度、排放方式及排放去向，分析环境污染的影响特征，预测和评价施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并对污染物达标排放进行分析。

(3) 提出预防或者减轻不良环境影响的对策和措施，并论述拟采取的环境保护措施的可性和合理性。

(4) 分析可能存在的环境风险事故隐患，分析环境风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

(5) 通过上述评价，论证项目对环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为生态环境主管部门提供决策依据。

## 2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

### (1) 依法评价

贯彻执行国家和地方环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设、服务环境管理。

### (2) 科学评价

采用规范的环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境的影响。

### (3) 突出重点

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

## 2.3 评价时段

根据项目特点，确定评价时段为施工期、运营期和退役期，其中以施工期和运营期为主。

## 2.4 环境影响因素识别与评价因子确定

环境影响因素包括：施工期——对环境的影响主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气、钻井废水、管道试压废水、混凝土养护废水、噪声、建筑垃圾及工程占地对生态环境的影响；

运营期——对环境的影响主要为无组织挥发性有机物、洗井废水、井下作业废液、危险废物（废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布、劳保用品、沾油废防渗材料）

等，各要素的影响程度见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素识别一览表

时段	影响因素		环境要素					
			环境空气	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物
施工期	生态	占地	0	0	0	++	+	+
	废气	施工扬尘、施工机械及车辆尾气、焊接废气	+	0	0	0	+	+
	废水	管道试压废水、混凝土养护废水	0	0	0	0	0	0
	固废	建筑垃圾	0	0	0	+	+	+
	噪声	施工车辆、施工设备	0	0	+	0	0	+
运营期	废气	无组织挥发烃类、燃气发电机燃烧烟气	++	0	0	0	+	+
	废水	采出水、井下作业废液和生活污水	0	++	0	+	+	+
	固废	危险废物和生活垃圾	0	+	0	++	+	+
	噪声	井下作业过程中的机泵	0	0	+	0	0	0
	风险事故	管线泄漏	+	+	0	+	+	+
退役期	废气	施工扬尘、汽车尾气	+	0	0	+	+	+
	噪声	施工车辆及机械	0	0	+	0	0	+
	固废	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线	0	0	0	+	+	+
	废水	管线吹扫废水						

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

根据环境影响因素和特征污染因子识别结果，结合本区环境质量状况，筛选本次评价因子，详见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境影响评价因子筛选一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、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 <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、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、	pH 值、石油类、石油烃（C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间、夜间等效连续 A 声级（L <sub>d</sub> 、L <sub>n</sub> ）

			汞、砷、六价铬等			
储层改造工程	施工期	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、非甲烷总烃、硫化氢	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 <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间、夜间等效连续 A 声级 (Ld、Ln)
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、汞、二氧化硫、氮氧化物和颗粒物	耗氧量、氨氮、石油类等	石油烃、汞和含盐量	土壤肥力、生物多样性、生态系统完整性等	昼间、夜间等效连续 A 声级 (Ld、Ln)

## 2.5 环境功能区划与评价标准

### 2.5.1 环境功能区划

环境功能区划情况详见表 2.5-1。

表 2.5-1 区域环境功能区划一览表

环境要素	环境功能区划	划分依据
环境空气	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二类功能区	项目区不属于自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域
地下水环境	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类区	主要用于工业用水
声环境	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类功能区	位于 2 类功能区
土壤环境	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 第二类用地筛选值	占地属于第二类建设项目用地
	《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	评价范围内存在耕地
生态环境	II 准噶尔盆地温带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—26；乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区；III 天山山	

地温性草原、森林生态区—III1 天山北坡针叶林、草甸水源涵养及草原牧业生态亚区—30. 天山北坡中段中高山森林、草甸水源涵养及草原牧业生态功能区

## 2.5.2 评价标准

### (1) 环境质量标准

#### ①环境空气

SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、CO、O<sub>3</sub> 六项基本项目执行《环境空气质量标准》(GB3095-2026)中过渡阶段的二级浓度限值；非甲烷总烃参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m<sup>3</sup> 执行，H<sub>2</sub>S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中推荐值，各标准取值见表 2.5-2。

表 2.5-2 环境空气质量标准一览表

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
1	SO <sub>2</sub>	年平均	60	μg/m <sup>3</sup>	GB3095-2026
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
2	NO <sub>2</sub>	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
3	PM <sub>10</sub>	年平均	60		
		24 小时平均	120		
4	PM <sub>2.5</sub>	年平均	30		
		24 小时平均	60		
5	O <sub>3</sub>	日最大 8 小时平均	160		
		1 小时平均	200		
6	CO	24 小时平均	4	mg/m <sup>3</sup>	《大气污染物综合排放标准》详解
		1 小时平均	10		
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m <sup>3</sup>	《大气污染物综合排放标准》详解
8	H <sub>2</sub> S	1 小时平均	10	μg/m <sup>3</sup>	HJ2.2-2018 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

#### ②地下水

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，具体标准值见表 2.5-3。

表 2.5-3 地下水质量标准值 [单位 mg/L, pH 无量纲]

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

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

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 <sup>+</sup>	/
11	硝酸盐	≤20	24	Na <sup>+</sup>	≤200
12	亚硝酸盐	≤1	25	Ca <sup>2+</sup>	/
13	总大肠菌群, N/100mL	≤3.0	26	Mg <sup>2+</sup>	/

③声环境

声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区限值，见表 2.5-4。

表 2.5-4 声环境质量评价标准一览表

评价因子	标准值[dB (A)]		标准来源
	昼间	夜间	
等效连续 A 声级	60	50	GB3096-2008 2 类

④土壤环境

项目占地范围内全部监测因子执行《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；项目占地范围外农田、天然牧草地执行《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）中第一类用地筛选值。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 2.5-5、表 2.5-6；盐分分级情况见表 2.5-7。

表 2.5-5 土壤环境质量评价标准一览表

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）					

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

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)
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	蒽	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（C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> ）	4500			

表 2.5-6 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）第一类用地风险筛选值。

表 2.5-7 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

\*根据区域自然背景状况适当调整

## (2) 污染物排放标准

### ① 废气

伴生气中硫化氢未检出，故废气中没有硫化氢产生；采气井场厂界非甲烷总烃执行《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（厂界非甲烷总烃浓度不应超过  $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ），汞执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求。目前国家尚未颁布燃气发电机燃烧烟气的污染物排放标准，根据国家环境保护总局《关于柴油发电机排气执行标准的复函》（环函〔2005〕350 号）及部长信箱 2017 年 1 月 11 日《关于〈大气污染物综合排放标准〉（GB16297-1996）的适用范围的回复》，柴油发电机污染物排放浓度按照《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的最高允许排放浓度指标进行控制，对排气筒高度和排放速率暂不作要求。燃气发电机与柴油发电机工作原理相同，因此也适用于此条解释。综上所述，燃气发电机中各污染物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 限值要求。具体限值见表 2.5-8。

表 2.5-8 大气污染物排放标准

污染源	污染物	排放限值 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	标准来源
井场边界	NMHC	4	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	汞	0.0016	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放监控浓度限值
燃气发电机 燃烧烟气	$\text{NO}_x$	240	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 限值要求
	$\text{SO}_2$	550	
	颗粒物	120	

### ② 噪声

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

运营期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类限值，具体见表 2.5-9。

表 2.5-9 噪声排放标准一览表

执行地点	昼间[dB (A) ]	夜间[dB (A) ]	标准来源
建筑施工场界	70	55	GB12523-2025
场站厂界	60	50	GB12348-2008 2类

### ③废水

钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，处理后的液相全部回用于钻井液配制，工程结束由钻井队回收；试压废水用于场地周边泼洒抑尘，不外排。

井下作业废液由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理系统处理，出水水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）III级标准要求后回注地层，不外排。

#### （3）污染物控制标准

水基钻井岩屑贮存的污染控制执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中的相关要求。

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）、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

## 2.6 评价等级与评价范围

### 2.6.1 评价等级

#### （1）环境空气评价等级

根据工程特点和污染特征，本次评价选取 NMHC、汞为预测因子，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的 AERSCREEN 估算模式来计算污染物的最大地面空气质量浓度占标率（ $P_i$ ）， $P_i$ 定义如下：

$$p_i = \frac{c_i}{c_{0i}} \times 100\%$$

其中： $P_i$ ——第  $i$  种污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

$C_i$ ——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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

$CO_i$ ——第  $i$  个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

源强参数见 5.2.1 章节，预测结果见表 2.6-1。

表 2.6-1 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

污染源	污染因子	最大落地浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	最大浓度占标 率 (%)	最大落地浓度 对应距离 (m)
麓探 1 井	NMHC	1.5773	0.08	48
	汞	0.001	0.35	
齐新 3003 井 (包括 CNG 天然气撬装处理装置)	NMHC	2.1065	0.11	94
	SO <sub>2</sub>	2.0255	0.41	
	NO <sub>x</sub>	19.7959	9.9	
	颗粒物	1.5664	0.35	
齐新 3004 井 (包括 CNG 天然气撬装处理装置)	NMHC	2.1065	0.11	94
	SO <sub>2</sub>	2.0255	0.41	
	NO <sub>x</sub>	19.7959	9.9	
	颗粒物	1.5664	0.35	

由表 2.6-1 可知：各污染物最大落地浓度占标率最高为 9.9%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 分级判据 (表 2.6-2)，评价等级判定为二级。

表 2.6-2 评价工作等级判定依据表

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

### (2) 地表水评价等级

本工程评价范围内地表水体为呼图壁河，运营期产生的气藏采出水、井下作业废水和生产检修废水分别用罐车拉运至红山嘴联合站处理达标后回注，不外排；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。

### (3) 地下水评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 中的评价工作等级

划分，建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感，不敏感三级，分级原则见表 2.6-3，评价工作等级分级表见表 2.6-4。

表 2.6-3 地下水环境敏感程度分级表

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

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

表 2.6-4 建设项目评价工作等级分级表

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

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”。

本工程属于陆地天然气开采项目，按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 判断，拟建工程井场、站场属于 II 类项目，环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为三级；输气管线属于 III 类项目，环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为三级。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），拟建采气井场、站场属于 II 类项目，环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为三级；输气管线属于 III 类项目，环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为三级。

#### （4）声环境评价等级

项目区属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类功能区，评价范围内无声环境敏感目标，受影响人口数量变化不大。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的有关要求，确定本项目声环境评价等级为二级。

## (5) 生态环境评价等级

《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022) 依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度, 评价等级划分为一级、二级和三级, 具体判定情况见表 2.6-5。

表 2.6-5 生态环境影响评价等级判定一览表

判定原则	判定结果
a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时, 评价等级为一级	评价范围内不涉及
b) 涉及自然公园时, 评价等级为二级	评价范围内不涉及
c) 涉及生态保护红线时, 评价等级不低于二级	评价范围内不涉及
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	不属于水文要素影响型建设项目
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	评价范围内不涉及天然林、公益林和湿地
f) 当工程占地规模大于 20km <sup>2</sup> 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	新增占地 0.26km <sup>2</sup> , 小于 20km <sup>2</sup>
g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况, 评价等级为三级	属于《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)6.1.2 评价等级确定原则 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况
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	仅符合上述第 7 条的情况, 评价等级为三级
建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时, 可适当上调评价等级。	评价范围内不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域, 无需上调评价等级

由表 2.6-5 可知, 生态影响评价等级为三级。

## (6) 土壤环境评价等级

项目所在区域为盐化地区, 根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023) 中规定, 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土壤污染影响型

土壤污染影响型项目根据评价类别、占地规模与敏感程度划分评价等级, 见表 2.6-6。

表 2.6-6 污染影响型评价工作等级划分表

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

## ※占地规模

永久占地面积约 1.2286hm<sup>2</sup>，占地规模为小型。

## ※土壤环境敏感程度

建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据详见表 2.6-7。

表 2.6-7 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

项目评价范围内存在一般耕地、天然牧草地等环境敏感目标，环境敏感程度为敏感。

本项目属于陆地天然气开采行业，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）规定采气井场、中间加热区为 II 类建设项目，集输管线属于 IV 类项目，根据表 2.6-7 可知，采气井场、中间加热区土壤污染影响型评价等级为二级，输气管线可不开展土壤环境影响评价。

## ②生态影响型

土壤生态影响型项目根据建设项目类别、生态影响型敏感程度分级结果划分评价工作等级，生态影响型敏感程度分级见表 2.6-8，评价工作等级划分见表 2.6-9。

表 2.6-8 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 $< 1.5\text{m}$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $> 4\text{g/kg}$ 的区域	$\text{pH} \leq 4.5$	$\text{pH} \geq 9.0$
较敏感	建设项目所在地干燥度 $> 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $\geq 1.5\text{m}$ 的，或 $1.8 < \text{干燥度} \leq 2.5$ 且常年地下水位平均	$4.5 < \text{pH} \leq 5.5$	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

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

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

表 2.6-9 生态影响型评价工作等级划分表

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

项目区土壤盐分含量 0.5—27.1g/kg，属于重度盐化地区，生态影响型敏感程度为敏感；本项目属于陆地天然气开采行业，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）规定采气井场、加热站为 II 类建设项目，集输管线属于 IV 类项目。根据表 2.6-9 可知，采气井场、加热站土壤生态影响型评价等级为二级，输气管线可不开展土壤环境影响评价。

(7) 环境风险评价等级

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），环境风险评价工作级别按表 2.6-10 进行划分。

表 2.6-10 环境风险评价工作级别划分表

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a

a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性说明。

本项目涉及的风险物质为柴油、天然气、凝析油、油基钻井液和油基钻井岩屑。

本项目涉及的环境风险单元为采气井场、外输管线、采气管线和 CNG 天然气橇装处理装置，危险物质与临界量的比值（Q 值）计算结果详见表 2.6-11。

表 2.6-11 风险单元 Q 值一览表

风险单元		规格	风险物质在线量 (t)		风险物质 临界量 (t)	Q 值
施工期	采气井场	/	柴油	20	2500	0.008
		/	油基钻井液	99	2500	0.0396
		/	危险废物（油基 钻井岩屑）	12.5	2500	0.005
合计		/	/	/	/	0.0526

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

运营期	采气管线	长度 11.7km	天然气	0.086	10	0.0086
		DN114.3、13MPa	凝析油	121.08	2500	0.0484
		合计				0.057
	外输管线	长度 4.5km DN168.3、10MPa	天然气	0.071	10	0.0071
	齐新 3003 井（包含 CNG 天然气 橇装处理装 置）	/	天然气	0.448	10	0.0448
		槽车	天然气	3.23	10	0.323
		合计				0.3678
	齐新 3004 井（包含 CNG 天然气 橇装处理装 置）	/	天然气	0.448	10	0.0448
		槽车	天然气	3.23	10	0.323
		合计				0.3678

根据上表计算结果可知，Q 值小于 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》（HJ169-2018）相关要求，根据表 2.6-11 判定本次风险评价仅进行简单分析。

### 2.6.2 评价范围

根据各环境要素导则要求，结合周边环境，确定本项目各环境要素的评价范围见表 2.6-12 和图 2.6-1、图 2.6-2 和图 2.6-3。

表 2.6-12 各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围	
大气	以采气井场和站场为中心，边长为 5km 矩形。	
地下水	以地下水流向为长轴，采气井场和站场中心上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 0.5km，评价面积合计为 26.2km <sup>2</sup> ；管线边界两侧向外延伸 200m 范围。	
声环境	项目占地范围内及厂界向外延伸 200m 范围。	
土壤环境	污染影响型	项目占地范围内及厂界向外延伸 200m。
	生态影响型	井场、站场边界向外延伸 2km
生态环境	采气井场、站场厂界周围 50m 范围内，管线两侧外延 300m。	
环境风险	不设评价范围	

## 2.7 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；环境保护目标为评价范围内的天山北坡诸小河流域重点治理区，大气评价范围内的居民，土壤评价范围内的基本农田、一般耕地和天然牧草地。各环境要素保护级别见表 2.7-1，与项目的相对位置关系见图 2.7-1。

表 2.7-1 环境保护目标一览表

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		/	GB3095-2012 二级
	雀尔沟村居民		约 165 人，齐新 3004 井西南侧约 0.4km	
	雀尔沟镇居民		约 380 人，齐新 3003 井东南侧约 1.38km	
	霍斯铁热克村居民		约 420 人，齐新 3003 井东侧约 0.68km	
	独山子村居民		约 1598 人，中间加热区东南侧约 1.41km	
	南山牧村居民		约 2390 人，麓探 1 井西北侧约 1.22km	
土壤环境	生态影响型	占地范围内的土壤	井场、站场周边 2km	GB36600-2018 第二类用地筛选值标准
	污染影响型	评价范围内一般耕地 评价范围内天然牧草地的土壤	井场、站场 0.2km	GB15618-2018 表 1
地下水环境	评价范围内的潜层含水层		/	GB/T14848-2017 III类
声环境	评价范围内的声环境		/	GB3096-2008 2类
生态环境	水土流失重点治理区		项目区及评价范围内	做好植被恢复与水土保持工作，维持水土流失的程度不因项目建设而加剧
	其他野生动植物			保护野生动植物生境不被破坏

图 2.6-1 环境敏感目标及评价范围图

## 2.8 评价内容和评价重点

### 2.8.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）要求，结合项目特点、周围区域环境现状、环境功能区划，确定本次评价内容包括建设项目工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价、环境保护措施及其可行性论证、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、环境影响评价结论，具体见表 2.8-1。

表 2.8-1 评价内容一览表

序号	评价专题	评价内容
1	工程分析	项目基本情况、主体工程、公辅工程、环保工程、依托工程，根据污染物产生环节、方式及治理措施，核算污染物产生和排放强度，给出污染因子及其产生和排放的方式及数量等。
2	环境现状调查与评价	自然环境、环境保护目标调查、环境质量现状调查（包括环境空气、地下水、声环境、土壤环境和生态环境）。
3	环境影响预测与评价	分为施工期、运营期和退役期。对施工期和退役期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析。运营期对废气、废水、噪声、固体废物、土壤进行了影响预测和分析，并开展了环境风险评价。
4	环保措施及其可行性论证	针对废气、废水、噪声、固体废物、土壤污染防治措施、生态环境保护措施和环境风险防范措施进行论证。
5	环境影响经济损益分析	从社会效益、经济效益和环境效益等方面叙述。
6	环境管理与环境监测计划	根据国家环境管理与监测要求，给出环境管理制度和日常监测计划，给出污染物排放清单、制定环保三同时验收一览表。
7	结论	根据上述各章节的相关分析结果，从环保角度给出建设可行性结论。

### 2.8.2 评价重点

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

- (1) 建设项目工程分析；
- (2) 大气、地下水、土壤、生态环境影响评价及环境风险分析；
- (3) 环境保护措施及其可行性论证。

## 2.9 相关规划及政策符合性分析

### 2.9.1 相关规划符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中指出：“加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产”。本项目位于准噶尔盆地，属于陆地天然气开采行业，符合规划及纲要中的相关要求。

《昌吉回族自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》指出，按照“发展下游、支持中游、协调上游”的原则，加快推进阜康、吉木萨尔油田、奇台天然气田开发力度，延伸石油天然气下游产业链，重点发展聚酯类高分子化工新材料深加工和凝析油深加工，形成与油田开发开采配套服务的产业新业态、新模式，推动关联深加工产业链规模化发展。

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县和昌吉国家高新技术产业开发区，本项目属于天然气开发项目，符合规划及纲要中的相关要求。

### (2) 主体功能区规划相符性分析

项目所在地呼图壁县和昌吉国家高新技术产业开发区位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》国家级重点开发区——天山北坡地区，其功能定位是：我国面向中亚、西亚地区对外开放的陆路交通枢纽和重要门户，全国重要的能源基地，我国进口资源的国际大通道，西北地区重要的国际商贸中心、物流中心和对外合作加工基地，石油天然气化工、煤电、煤化工、机电工业及纺织工业基地。项目属于陆地天然气开采业，其建设符合规划要求。

### (3) 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

项目建设符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》中的相关要求，详见表 2.9-1。

表 2.9-1 项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性分析
1	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。	本项目不属于“高污染、高环境风险产品”项目；位于一般管控单元和重点管控单元，不涉及生态红线；废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处置，不会突破区域环境质量底线；施工期和运营期会消耗少量的电能和水，工程资源消耗量相对区域资料	符合

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

		利用总量较少，符合资源上限要求；符合“三线一单”的要求	
2	积极引导重点产废企业自建危险废物利用设施，支持大型企业集团内部共享危险废物利用处置设施，推进工业废盐、废催化剂、煤焦油、电解铝大修渣等利用处置设施建设，适度发展水泥窑协同处置危险废物，引导推进有害废物处理处置能力建设，引导推进含油污泥处置、废矿物油回收利用能力过剩问题化解和布局优化。坚持兵地统筹、区域协同规划和建设危险废物利用处置设施，实现疆内危险废物处置能力与产废情况总体匹配。深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理。	运营期危险废物为废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品，固体废物分类收集，最终交由有相应资质的单位处置。	符合
3	强化危险废物全过程环境监管。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联单。	采气一厂已定期申报危险废物产生处置情况，并制定有危险废物管理计划，危险废物转移时执行危险废物转移联单制度	符合
4	支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展。	采气一厂已积极开展了第三轮清洁生产审核工作，审核过程中以工艺改进、节能降耗和提质增效作为目标进行了清洁生产方案的制订，且第三轮清洁生产审核已通过竣工验收。	符合
5	加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	采气一厂编制了《中国石油新疆油田分公司采气一厂呼图壁采气作业区突发环境污染事件专项应急预案》，并在昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局备案，备案号 652323-2024-023-M，并定期进行应急演练工作。	符合

(4) 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

项目建设符合《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》中的相关要求，具体分析见表 2.9-2。

表 2.9-2 项目与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	拟采取措施	符合性分析
1	加快发展现代煤化工、新材料、有色金属、煤炭、煤电、矿产开采及加工等优势产业，培育壮大先进装备制造、页岩油气加工、节能环保、新型建材、新能源等新兴产业和生产性服务业。	本项目为陆地天然气开采项目，产品主要为天然气。	符合
2	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。	天然气集输、处理均采用密闭工艺，定期对井场内的设备、阀门、法兰和管线等检查、维修。	符合

3	<p>加强工业节水。严格控制高污染、高耗水行业发展，构建节能节水式经济发展模式。以工业用水重复利用、热力和工艺系统节水、工业给水和废水处理等领域为重点，支持企业积极实施节水技术改造。工业集聚区进行产业布局时，优先采取资源互补的方式，排放浓度低、易处理的企业排水经过处理后可以作为其它企业的生产用水，实现园区内的水资源循环利用。推动实施工业污染源全面达标排放。重点针对流域工业污染较重的水质单元，对标分析相应的工业企业密集区域，针对存在的主要水污染问题，提出淘汰关闭搬迁、废水达标整治、清洁生产等总体布局措施。对存在污水处理负荷过低或过量、处理标准低及中水回用率低等问题进行整治，实现工业废水达标排放。</p>	<p>本项目仅使用少部分新鲜水，对依托的污水处理设施均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行。</p>	符合
4	<p>遵循“谁破坏、谁修复、边开采边治理”的原则，加强矿山生态环境修复治理。针对矿区矿产资源开发利用造成的地质环境破坏和土地损毁等问题，按照国土空间用途管制要求，围绕地貌重塑、土壤重构、植被重建、景观再现、生物多样性重组，采取有效工程措施，统筹推进历史遗留矿山和生产矿山的生态保护修复，恢复和提升矿区生态功能，实现资源可持续利用。对于生产矿山，坚持源头严控、过程严管、末端修复，要将矿产资源开发、地质环境恢复治理与土地复垦利用统一规划、统一设计、同步实施。加快建设绿色矿山，做好煤矿关闭退出后矿山环境治理和生态修复工作。对责任主体灭失的露天矿山，要加强生态修复、绿化、减尘抑尘；加强矸石山治理，重点推进硫磺沟矿区、阜康南部矿区、呼图壁南部矿区、奇台花岗岩矿区等生态修复项目建设。</p>	<p>本环评已要求了施工期和封井期的生态环境恢复措施。项目提出施工期结束后，恢复井场、站场周边及管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则。</p>	符合
5	<p>健全政府、企业和跨区域流域等突发环境事件应急预案体系，加强应急演练。</p>	<p>采气一厂编制了《中国石油新疆油田分公司采气一厂呼图壁采气作业区突发环境污染事件专项应急预案》，并在昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局备案，备案号 652323-2024-023-M，并定期进行应急演练工作。</p>	符合

(5) 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》及规划环评符合性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》取得中华人民共和国自然资源部批复（自然资函〔2022〕1092 号），《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）环境影响报告书》取得了中华人民共和国生态环境部的审查意见（环审〔2022〕124 号）。

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》将石油天然气列为

安全战略资源，项目位于规划中提出的环准噶尔能源矿产勘查开发区，该开发区指出：“加快玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘等大型油气田建设，促进增储上产，支撑克拉玛依、吉木萨尔油气能源资源基地建设”。项目实施后能更好地给区域天然气资源安全使用提供保障，有利于支撑准噶尔盆地油气能源资源基地建设，符合规划要求；并按照《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）环境影响报告书》要求对施工期和运营期的废气、废水、噪声、固体废物采取相应的治理措施，对实施过程中产生的生态影响采取有效的减缓措施，符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）环境影响报告书》及审查意见的要求。

(6) 与《昌吉回族自治州矿产资源总体规划（2021—2025 年）》及规划环评的符合性分析

《昌吉回族自治州矿产资源总体规划（2021—2025 年）》取得新疆维吾尔自治区自然资源厅批复，审批文号（新自然资函〔2022〕467 号），该规划明确指出：鼓励勘查开采的矿种主要有石油、天然气、煤层气、页岩气、煤、地热、金、铜、饰面用花岗岩、石灰岩、天然石英砂、石墨等矿产和自治区紧缺及市场需求量较大的矿产。

本项目属于天然气开发项目，项目实施后新建天然气产能规模为年产气  $0.86 \times 10^8 \text{m}^3$ ，符合该矿产资源总体规划要求。

(7) 与《昌吉回族自治州矿产资源总体规划（2021—2025 年）环境影响报告书》审查意见的符合性分析

表 2.9-3 项目与《昌吉回族自治州矿产资源总体规划（2021—2025 年）环境影响报告书》审查意见符合性分析

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
1	合理控制矿产资源开发规模与强度，不得占用依法应当禁止开发的区域，优先避让生态环境敏感区域。进一步强化《规划》的生态环境保护总体要求，将细化后的绿色开发、生态修复、资源利用等相关目标、指标作为《规划》实施的硬约束。《规划》应严格执行国家矿产资源合理开发利用“三率”（即开采回采率、选矿回收率、综合利用率）相关要求，确保全自治州矿山整体“三率”水平达标率达到85%以上。优化并落实绿色矿山建设标准体	本项目贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。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。土地利用需符合用地指	符合

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	系，到规划期末，全州大中型固体生产矿山基本达到绿色矿山建设水平。应进一步合理确定布局、规模、结构和开发时序，采取严格的生态保护和修复措施，确保优化后的《规划》符合绿色发展要求，推动生态环境保护与矿产资源开发目标同步实现。	标政策。合理确定井场场址、管网等建设占地规模。	
2	严格保护生态空间，优化《规划》布局。将生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，应进一步优化矿业权设置和空间布局，依法依规对生态空间实施严格保护。与基本农田、饮用水水源保护区、风景名胜区等禁止开发区域存在重叠的规划区块，后续设置矿业权时，应进一步优化布局，确保满足各类禁止开发区保护条例、管理规定要求。与一般耕地、公益林等生态敏感区存在重叠的规划区块，后续设置矿业权时，应优先考虑避让措施，必须占用的应严格按照《中华人民共和国土地管理法》《国家级公益林管理办法》办理征占地手续。与“三线一单”优先保护单元存在重叠的规划区块，应进一步优化布局、强化管控措施，确保满足生态环境分区管控及相关环境保护要求。与重要河流、交通干线存在重叠的规划区块，应按照《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》要求，进一步优化矿山企业场地布局，降低环境污染水平、控制环境风险。	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。本项目永久占地不占用一般耕地和公益林等生态敏感区。	符合
3	严格环境准入，保护区域生态功能。按照昌吉州“三线一单”生态环境分区管控方案、生态环境保护规划等新要求，对与“三线一单”优先保护单元存在空间重叠的现有矿业权、勘查规划区块、开采规划区块，应严格执行相应管控要求，控制勘查、开采活动范围和强度，严格执行绿色勘查、开采及矿山环境生态保护修复相关要求，确保生态系统结构和主要功能不受破坏。严格控制涉及生物多样性保护优先区域、国家重点生态功能区、国家重点生态功能区、水源涵养区、水土流失重点防治区等区域矿产资源开发活动，并采取相应保护措施，防止加剧对重点生态功能区的不良影响。	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。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本工程的建设符合国家的相关政策。 本工程建设符合生态环境分区管控要求。	符合
4	加强矿山生态修复和环境治理。结合区域生态环境质量改善目标和主要生态环境问	本项目贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复	符合

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	题, 分区域、分矿种确定矿山生态修复和环境治理总体要求, 将目标任务分解细化到具体矿区、矿山, 确保“十四五”规划期矿山生态修复治理面积不低于980公顷。重视关闭矿山及历史遗留矿山的生态环境问题, 明确污染治理、生态修复的任务、要求和完成时限。对可能造成重金属污染等环境问题的矿区, 进一步优化开发方式, 推进结构调整, 加大治理投入。	生态环境。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。	

(8) 与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评符合性分析

①与《新疆油田公司“十四五”发展规划》符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划》天然气开发方案, 随着呼探1、天湾1、石西16等井突破, 盆地展现出“满盆油、半盆气”格局, 盆地南部四气领域认识逐步明朗, 资源潜力大, 目标类型多, 分布广, 是增储上产主要领域。本项目为天然气开发项目, 新建产能为  $0.86 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ , 符合规划要求。

②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

《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, 文号新环审(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》及审查意见中的相关要求, 具体见表2.9-3。

表 2.9-3 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。	本次环评要求钻试期间洗井废水和压裂返排液由地面储罐收集后, 依托红山嘴联合站采出水处理系统处理, 处理达标后回注油藏。	符合
2	含油污泥、废分子筛等危险废物交由有相应处理资质的单位进行无害化处置。危险废物贮存设施必须满足存场所必须满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)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	井场设置不落地设备, 用于分离钻井液和钻井岩屑; 水基钻井岩屑采用不落地系统进行处理, 处理后进岩屑专用方罐, 由岩屑处置单位拉运至岩屑处置公司进行处理, 油基岩屑交由有危废处置资质的单位进行处置。运营期危险废物为废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材	符合

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	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。	料、废含油抹布及劳保用品，固体废物分类收集，最终交由有相应资质的单位处置。	
3	采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等；在油气集输过程中，为减轻烃类的排放，油田开发采用管道密闭集输流程，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。	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；天然气采用密闭集输、处理工艺，定期对井场和 CNG 橇装天然气处理装置的设备、阀门、法兰和管线等检查维修。	符合
4	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
5	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。	对永久占地合理布局，合理规划临时占地和永久占地，严格控制临时占地面积；管线选线过程中，尽量避开植被密集的区域；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；管线、道路及电杆底部设置草方格；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

(9) 与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》审查意见的符合性分析

本项目符合《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》审查意见的相关要求，具体如下：

表 2.9-5 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

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

序号	规划环评审查意见	拟采取的相关措施	相符性分析
1	<p>(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。</p>	<p>根据《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157号）和《昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果（2024年）》可知，项目区位于呼图壁县一般管控单元（ZH65232330001）和昌吉高新技术产业开发区重点管控单元（ZH65230120002），不涉及生态红线。</p>	符合
2	<p>(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。</p>	<p>项目区域和管道沿线内均不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区和生态红线，严格按照绿色矿山的开发要求，采取严格的生态保护和修复措施。</p>	符合
3	<p>(三) 严格生态环境保护，强化各类污染防治。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</p>	<p>本工程环评对建设期间，运营期废气、废水、噪声、固废等污染物提出了防治措施，建设单位在施工和运营期间应严格落实环评提出的各项污染防治措施。</p>	符合

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

序号	规划环评审查意见	拟采取的相关措施	相符性分析
	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。		
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。	项目区井场、站场和管道沿线内均不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区和生态红线，严格按照绿色矿山的开发要求，采取严格的生态保护和修复措施。	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。	本工程环评要求开展运营期环境监测计划，对区域地下水、土壤、大气环境等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。	符合

（10）与《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》

的符合性分析

序号	规划的建议	拟采取的相关措施	相符性分析
1	持续深入推进污染防治攻坚和生态系统优化。坚持环保为民，全面落实精准科学依法治污，更加注重源头治理，强化减污降碳协同、多污染物控制协同、区域治理协同，深入打好蓝天、碧水、净土保卫战。加快落实以排污许可制为核心的固定污染源监管制度。实施固体废物综合治理行动。加强环境风险防控，深入推进新污染物治理。	施工期废气随着施工期的结束而消失，运营期废气主要为无组织废气、燃气发电机燃烧烟气，采取相应措施后井场厂界无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，燃气发电机燃烧烟气中各污染物均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 限值要求。项目实施后加强巡检、检维修，减少逸散 CH <sub>4</sub> 排放，采用节能设备，温室气体甲烷和二氧化碳排放量相对较小，区域空旷，扩散条件较好，不会对周围大气环境产生明显影响。	符合

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

序号	规划的建议	拟采取的相关措施	相符性分析
2	坚持山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，统筹推进重要生态系统保护和修复重大工程。严守生态保护红线，全面推进以国家公园为主体的自然保护地体系建设，有序设立新的国家公园。加强生物多样性保护。开展生态保护修复成效评估。科学开展大规模国土绿化行动，打好“三北”工程攻坚战。加强青藏高原等地区生态屏障建设。完善多元化生态补偿机制，因地制宜拓展生态产品价值实现渠道。加强重要江河湖库系统治理和生态保护。实施好长江十年禁渔。	项目区周围无自然保护区、风景名胜区、医院、学校等环境保护目标，不涉及生态保护红线。	符合
3	积极稳妥推进和实现碳达峰。实施碳排放总量和强度双控制度。深入实施节能降碳改造。推动煤炭和石油消费达峰。完善碳排放统计核算体系，稳步实施地方碳考核、行业碳管控、企业碳管理、项目碳排放、产品碳足迹等政策制度。发展分布式能源，建设零碳工厂和园区。扩大全国碳排放权交易市场覆盖范围，加快温室气体自愿减排交易市场建设。建立健全绿色低碳标准体系，推动引领国际规则标准完善和衔接互认。完善适应气候变化工作体系，提升应对气候变化特别是极端天气能力。	项目实施后加强巡检、检维修，减少逸散CH <sub>4</sub> 排放，采用节能设备，温室气体甲烷和二氧化碳排放量相对较小，区域空旷，扩散条件较好，不会对周围大气环境产生明显影响。	符合

(11) 与《昌吉高新区技术产业开发区国土空间详细规划》的符合性分析

昌吉高新区技术产业开发区国土空间详细规划：严格保护规划范围内基本农田、生态片林、水系等自然资源以及开敞空间，防止城市建设蔓延侵占自然开敞空间。靠近农田的区域应采取低密度、低高度布置建筑，留出多条视觉廊道，并进行严格控制，保障高新区的绿色大背景。

本项目外输管线均为临时穿越，无永久占地，临时占地不占用基本农田和生态片林。本项目占地及补偿均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，项目建设符合规划的相关要求。

2.9.2 环保政策符合性分析

(1) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目采取的各项环保措施符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相

关要求，详见表 2.9-4。

表 2.9-4 项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	本项目为天然气开采项目，麓探 1 井天然气通过采气管线管输至呼图壁天然气脱水脱烃站处理，齐新 3003 井和齐新 3004 井口采出物送至新建 CNG 橇装天然气处理装置处理；井下作业时铺设防渗膜	符合
2	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注	井下作业废液送至红山嘴联合站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后，回注地层；生活污水送至呼图壁县丰泉污水处理厂处理。	符合
3	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80% 以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避免鸟类迁徙通道	本项目为天然气开采项目，麓探 1 井天然气通过采气管线管输至呼图壁天然气脱水脱烃站处理，齐新 3003 井和齐新 3004 井口采出物送至新建 CNG 橇装天然气处理装置处理；井场事故状态下天然气经放喷池燃烧放空。	符合
4	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	井下作业废液送至红山嘴联合站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后，回注地层。生活污水送至呼图壁县丰泉污水处理厂处理。	符合
5	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90% 以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别	运营期危险废物为废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品，固体废物分类收集，最终交由有相应资质的单位处置。	符合
6	1) 油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系；2) 加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理；3) 在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；4) 建立环境保护人员培训制度；5) 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。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	运营后建设单位应将本项目纳入采气一厂已有的 HSE 管理体系、突发环境污染事件应急预案及污染源日常监控计划。	符合

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
	境事故		

(2) 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求的相符性分析

本项目采取的各项环保措施符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中相关要求，相符性分析详见表 2.9-5。

表 2.9-5 本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《规范》中相关规定	拟采取的相关措施	相符性分析
1	资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式；因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求；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；应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备；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	项目建设符合相关规划，符合区域“三线一单”中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源利用效率相关要求；井下作业及采气符合清洁生产要求，天然气采用密闭集输、处理工艺；严格控制管线、道路和输电线路施工作业带宽度；按照规定对占地进行补偿，施工结束后临时占地要及时恢复，退役期要及时释放永久占地。	符合
2	应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	钻井采用环境友好型钻井液并采用泥浆不落地设备，产生的钻井泥浆回收复配。	符合
3	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制	运营期利用区域已有地下水源井落实地下水监测计划。	符合
4	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资	采气一厂具备完善的应急管理体系，可依托其应急预案及应急物资。	符合
5	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于 90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收	井下作业废液送至红山嘴联合站采出水处理系统处理；废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品委托有相应处理资质的单位处置。井下作业时铺设防渗膜。	符合

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

本项目的建设符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中的相关要求，具体见表 2.9-6。

表 2.9-6 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》的符合性分析

序号	《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》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书，重点就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影响的对策措施，自行组织专家论证，将相关成果向省级生态环境主管部门通报	中国石油新疆油田分公司编制了《新疆油田公司“十四五”发展规划》和《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》，规划环境影响报告书已取得自治区生态环境厅审查意见（新环函〔2022〕252号）。	符合
2	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应以区块为单位开展环评，一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目，还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应在环评中论证其可行性和有效性。	齐新 3003 井和齐新 3004 井为新井、麓探 1 井为勘探井转为生产井，位于呼图壁气田区块，在报告中对施工期、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
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本工程施工期和运营期生产废水经依托工程处理达标后回注，不外排，不涉及水污染物总量控制指标。	符合
4	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置	井场设置不落地设备，用于分离钻井液和钻井岩屑；水基钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后进岩屑专用方罐，由岩屑处置单位拉运至岩屑处置公司进行处理，油基岩屑交由有危废处置资质的单位进行处置。废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品委托有相应处理资质的单位处置；生活垃圾送至呼图壁县生活垃圾填埋场处理，固体废物均得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。	符合

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

序号	《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》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
5	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。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当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	天然气集输采用密闭集输、处理工艺，本次不使用加热炉、锅炉和压缩机等燃气设施，采气井场厂界无组织非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）限值要求。	符合
6	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	施工期严格按照既定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；优先选用低噪声设备，对高噪声设备采取基础减振措施，评价范围内无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束后应及时对施工区进行平整、清理，恢复临时占地。	符合
7	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	项目建成后归属采气一厂管辖，采气一厂具备完善的应急管理体系，本项目可依托其应急预案及应急物资。	符合

(4) 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析

项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求，具体见表 2.9-8。

表 2.9-8 项目与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析

序号	条例规定	拟采取的相关措施	符合性分析
1	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。	粉状材料及临时土方等在施工区堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖。	符合
2	及时对施工现场进行清理和平整，不得从高处向下倾倒或者抛洒各类物料和建筑垃圾。	施工结束后，对施工现场进行清理和平整；建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理，不得擅自倾倒、抛洒或者堆放工程施工过程中产生的建筑垃圾。	符合

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

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）》中的相关要求，详见表 2.9-8。

表 2.9-8 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）》符合性分析

序号	条件规定		拟采取的相关措施	符合性分析
1	选址与空间布局	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。	项目建设符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》和《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》的要求。	符合
2		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。	施工期严格控制施工作业面积，尽量减少施工占地、缩短施工时间，项目区周围无环境敏感区。	符合
3	污染防治与环境影响	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。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。	麓探 1 井天然气通过采气管线管输至呼图壁天然气脱水脱烃站处理，齐新 3003 井和齐新 3004 井口采出物通过气液分离器，分离出的天然气通过零散气回收装置处理后外售，液相由罐车拉运至红山嘴联合站处理。选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对采气井场、零散气回收装置的各设备、阀门和管线等检查、检修；项目不涉及燃煤、燃气锅炉、加热炉，天然气中不含硫化氢；采取以上措施后井场厂界噪声满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的相关要求。	符合
4		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	麓探 1 井天然气通过采气管线管输至呼图壁天然气脱水脱烃站处理，齐新 3003 井和齐新 3004 井口采出物通过气	符合

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	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。	液分离器，分离出的天然气通过零散气回收装置处理后外售，液相由罐车拉运至红山嘴联合站处理。本项目不涉及碳捕集、利用与封存（CCUS）技术。	
5	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。	本工程钻井及储层改造使用环保的化学助剂、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液全部回用，压裂废液等井下作业废水返排入罐拉运至处理站处理。	符合
6	涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	本项目不涉及废水回注，井下作业废液和采出水均送至红山嘴联合站采出水处理系统处理。	符合
7	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%。	井场设置不落地设备，用于分离钻井液和钻井岩屑；水基钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后进岩屑专用方罐，由岩屑处置单位拉运至岩屑处置公司进行处理，油基岩屑交由有危废处置资质的单位进行处置。废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品均交由有相应危险废物处理资质的单位回收处理；采气一厂已制定有危险废物管理计划，建立了危险废物管理台账，固体无害化处置率达到 100%。	符合
8	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	项目选用低噪声设备，并进行隔声减振等，项目无居民区，通过合理布局、加强管	符合

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
		理，项目噪声满足要求。	
9	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。	报告对拟退役的废弃井进行封井，拆除井场和站场各类设备设施及管线的拆除、井区废弃管线的封堵等施工活动；根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求，提出了生态修复方案。	符合

(6) 与《固体废物综合治理行动计划》符合性分析

项目建设符合《固体废物综合治理行动计划》中的相关要求，详见表 2.9-9。

表 2.9-9 项目与《固体废物综合治理行动计划》符合性分析

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
1	加强工业固体废物源头减量。严格落实产业、环保、节能等政策，依法依规淘汰落后产能。强化工业园区固体废物源头管控。大力推行绿色设计，支持企业改进生产工艺和装备，强化工业生产精细化管理，降低固体废物产生强度。推动重有色金属矿采选一体化建设，促进尾矿就近充填回填，原则上不再批准建设无自建矿山、无配套尾矿利用处置设施的选矿项目。推动重点行业固体废物产生量与综合消纳量逐步实现动态平衡。	本项目仅在钻井期间产生少量建筑垃圾，且均由钻井单位回收利用。	符合
2	加强工业固体废物规范化管理。完善工业固体废物管理台账制度，强化全链条跟踪管控。推行工业固体废物分类收集贮存，防范混堆混排。禁止向生活垃圾收集设施中投放工业固体废物。严格执行工业固体废物、危险废物跨省转移审批制度。规范各类企业危险废物收集管理。	采气一厂已制定有固体废物管理计划，建立了固体废物管理台账，固体无害化处置率达到 100%。	符合

(7) 与《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》（国发〔2023〕24 号）的符合性分析

表 2.9-10 项目与《空气质量持续改善行动计划》符合性分析

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
1	重点区域有京津冀及周边地区、长三角地区、汾渭平原	本工程地处呼图壁县和昌吉高新技术化工园区，所在区域不属于重点区域	符合

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
2	坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马；加快退出重点行业落后产能；全面开展传统产业集群升级改造；优化含 VOCs 原辅材料和产品结构；推动绿色环保产业健康发展	本工程为陆地天然气开采项目，属于国家“鼓励类”项目，不在“三高”行业之列	符合
3	大力发展新能源和清洁能源；严格合理控制煤炭消费总量；积极开展燃煤锅炉关停整合；实施工业炉窑清洁能源替代；持续推进北方地区清洁取暖	本工程运营期井场采用电加热系统和燃气发电，属于清洁能源	符合
4	推进重点行业污染深度治理。高质量推进钢铁、水泥、焦化等重点行业及燃煤锅炉超低排放改造。到 2025 年，全国 80% 以上的钢铁产能完成超低排放改造任务；重点区域全部实现钢铁行业超低排放，基本完成燃煤锅炉超低排放改造；推进燃气锅炉低氮燃烧改造。	本工程运营期井场采用电加热系统和燃气发电	符合
5	完善区域大气污染防治协作机制。国家统筹推进京津冀及周边地区大气污染联防联控工作，继续发挥长三角地区协作机制、汾渭平原协作机制作用。国家加强对成渝地区、长江中游城市群、东北地区、天山北坡城市群等区域大气污染防治协作的指导，将粤港澳大湾区作为空气质量改善先行示范区。各省级政府加强本行政区域内联防联控。鼓励省际交界地区市县积极开展联防联控，推动联合交叉执法。对省界两侧 20 公里内的涉气重点行业新建项目，以及对下风向空气质量影响大的新建高架源项目，有关省份要开展环评一致性会商	本工程所在区域属于“乌-昌-石大气联防联控区”。工程运行排放的大气污染物主要为烃类废气和燃气发电机燃烧废气，本次环评提出烃类气体污染防治措施。	符合

(8) 与《新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案》符合性分析

新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案：（一）坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马。（四）大力发展新能源和清洁能源。（五）严格合理控制煤炭消费总量。（六）持续开展燃煤锅炉综合整治。

本项目属于天然气开采项目，不属于高耗能、高排放、低水平项目，井口采用电加热和燃气发电，不涉及燃煤。项目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《新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案》的要求。

(9) 与《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》符合性分析

《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》中第十条规定：石油勘探开发单位应当实行用水管理制度，提高水的重复利用率，对含油污水经处理达到注水

标准的，可以实行回注，减少废水的排放量，保护地面水和地下水不受污染；排放废水必须符合国家 and 自治区规定的标准；

第十一条规定：石油勘探开发单位排放的废气、烟尘、粉尘，应当符合国家和自治区有关规定；天然气、油田伴生气及炼化系统中排放的可燃性气体应当回收利用；不具备回收条件而向大气排放的可燃气体，必须经过充分燃烧或采取其他防治污染的措施；

第十七条规定：石油勘探开发单位在勘探开发作业完毕后，应当及时清理场地；在农田、绿洲等地带作业，必须采取治理措施，减少占用耕地和破坏植被，对临时性占用的耕地造成破坏的，应当复垦还耕、恢复植被，并赔偿损失。

本工程废水经依托工程处理达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求，回注到油气层，不外排。回注层与工程所在区域内潜水含水层及承压水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；天然气均回收利用；井场土地利用类型均为天然牧草地，土地现状以自然状态为主，钻井工程不占用农田、绿洲等地带。项目建设符合《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》的要求。

（10）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 2.9-11。

表 2.9-11 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
----	------	-----

<p>挥发性有机液体储罐：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。重点区域存储汽油、航空煤油、石脑油以及苯、甲苯、二甲苯的内浮顶罐罐顶气未收集治理的，宜配备新型高效浮盘与配件，选用“全接液高效浮盘+二次密封”结构。鼓励使用低泄漏的储罐呼吸阀、紧急泄压阀；固定顶罐或建设有机废气治理设施的内浮顶罐宜配备压力监测设备，罐内压力低于 50%设计开启压力时，呼吸阀、紧急泄压阀泄漏检测值不宜超过 2000umol/mol。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。</p>	<p>储油罐采用压力罐，储罐罐体应保持完好，不应有孔洞、缝隙，除采样、计量、例行检查、维修外，储罐附件的开口（孔）保持密闭。</p>	<p>符合</p>
<p>挥发性有机液体装卸：汽车罐车按照标准采用适宜的装载方式，推广采用密封式快速接头等；铁路罐车推广使用锁紧式接头等。废气处理设施吸附剂应及时再生或更换，冷凝温度以及系统压力、气体流量装载量等相关参数应满足设计要求；装载作业排气经过回收处理后不能稳定达标的，应进一步优化治理设施或实施深度治理。</p> <p>万吨级以上具备发油功能的码头加快建设油气回收设施，8000 总吨及以上油船加快建设密闭油气收集系统和惰性气体系统。开展铁路罐车扫仓过程 VOCs 收集治理，鼓励开展铁路罐车、汽车罐车及船舶油舱的清洗、压舱过程废气收集治理。</p>	<p>装车采用顶部浸没式装载方式，建议采用密封式快速接头；装车采用气相平衡系统。</p>	<p>符合</p>

<p>非正常工况：石化、化工企业提前向当地生态环境部门报告检维修计划，制定非正常工况 VOCs 管控规程，严格按照规程进行操作。企业开停工、检维修期间，退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气应及时收集处理，确保满足标准要求。停工退料时应密闭吹扫，最大化回收物料；产生的不凝气应分类进入管网，通过加热炉、火炬系统、治理设施或带有恶臭和 VOCs 废气治理装置的污油罐、污水处理设施、酸性水罐等进行收集处置。在难以建立蒸罐、清洗、吹扫产物密闭排放管网的情况下，可采用移动式设备处理检维修过程排放的废气。蒸罐、清洗、吹扫产物全部处置完毕后，方可停运配套治理设施、气柜、火炬等。加强放空气体 VOCs 浓度监测，一般低于 200<math>\mu\text{mol}/\text{mol}</math> 或 0.2%爆炸下限浓度后再进行放空作业，减少设备拆解过程中 VOCs 排放。在停工检维修阶段，环保装置、气柜、火炬等应在生产装置开车前完成检维修；在开机进料时，应将置换出的废气排入火炬系统或采用其他有效方法进行处理；开工初始阶段产生的不合格产品应妥善处理，不得直排。企业检维修期间，当地生态环境部门可利用走航、网格化监测等方式加强监管，必要时可实施驻厂监管。石化、化工企业应加强可燃性气体的回收，火炬燃烧装置一般只用于应急处理，不作为日常大气污染处理设施；企业应按标准要求，在火炬系统安装温度监控、废气流量计、助燃气体流量计等，鼓励安装热值检测仪；火炬排放废气热值达不到要求时应及时补充助燃气体。</p>	<p>非正常工况下，油气通过放空火炬燃烧放空，开停工、检维修期间，天然气经放空火炬燃烧放空，在停工检维修阶段，火炬应在生产装置开车前完成键位许。</p>	<p>符合</p>
--	--	-----------

(11) 与《关于进一步加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域大气环境同防同治的意见》相关要求的符合性分析

项目的建设符合《关于进一步加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域大气环境同防同治的意见》（新政办发〔2023〕29号）中的相关要求，详见表 2.9-12。表 2.9-12 本工程与《关于进一步加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域大气环境同防同治的意见》的相符性分析

序号	条例规定	拟采取的相关措施	符合性分析
1	坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目发展。	项目的建设符合区域生态环境准入清单要求，不属于过剩和落后产能项目。	符合
2	促进清洁生产。加强对重点企业的清洁生产审核和评估验收。对重点企业试行强制性清洁生产审核，按照行业清洁生产级标准实施技术改造。将清洁生产实施情况纳入企业环保绩效考核和企业环境行为评价范围。	本项目从钻井、井下作业及气藏开采均采取了清洁生产措施，符合相关标准要求，属于清洁生产先进企业。	符合
3	加快淘汰重点行业不符合环保要求的落后产能。	项目的建设符合区域生态环境准入清单要求，不属于过剩和落后产能项目。	符合

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

序号	条例规定	拟采取的相关措施	符合性分析
4	严格污染物排放标准。全面执行《关于“乌-昌-石”区域执行大气污染物特别排放标准的公告》。	项目废气排放均执行特别排放限值，运营期监测计划提出了厂界无组织废气的监测要求。	符合
5	开展挥发性有机物和有毒有害废气防治。建立重点行业挥发性有机物重点监管企业名录，加强重点区域内挥发性有机物治理，推进征收挥发性有机物排污费。加强有毒有害废气排放企业环境监测监管，推进其工艺技术和污染治理技术改造。	本项目装车采用气相平衡装置，最大限度地减少了 VOCs 挥发及排放。	符合

(12) 与《生态环境部关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》（环大气〔2019〕53号）符合性分析

表 2.9-13 本工程与《重点行业挥发性有机物综合治理方案》的相符性分析

序号	条例规定	拟采取的相关措施	符合性分析
1	加大汽油（含乙醇汽油）、石脑油、煤油（含航空煤油）以及原油等 VOCs 排放控制，重点推进加油站、油罐车、储油库油气回收治理。重点区域还应推进油船油气回收治理工作。	本项目装车采用气相平衡装置，最大限度地减少了 VOCs 挥发及排放。	符合

(13) 与《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）符合性分析

表 2.9-14 固体废物收集、贮存、转移污染控制要求

收集、贮存、转移污染控制要求	本项目情况	符合性
5.1 含油废物与水基岩屑分开收集。水基岩屑中磺化钻井岩屑单独收集处理，造斜井段和目的层井段等特殊井段及非正常工况下产生的聚合物钻井岩屑单独收集处理。	井场设一套钻井液不落地设备，水基钻井岩屑采用不落地系统进行固液分离处理。分离出的液相回用于钻井，分离出的水基钻井岩屑暂存于水基钻井岩屑方罐中，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，进油基钻井岩屑专用方罐暂存，最终交由有相应危险废物处置资质的单位处置。	符合
5.2 水基岩屑随钻固液分离后收集，其中磺化钻井岩屑先破胶脱稳处理，分离后的水基岩屑含水率宜小于60%，分离后的液相宜在钻井现场循环利用。	钻井岩屑采用不落地技术在井场进行处理后，钻井泥浆排入泥浆罐循环使用。	符合

5.3 水基岩屑需要在作业现场临时贮存的，贮存场地的防渗性能满足 GB18599 的要求。综合考虑降雨量、蒸发量等因素，因地制宜采取必要的防雨、防尘措施。转移过程中采取防遗撒、防扬尘、防泄漏的措施。	水基钻井岩屑暂存于水基钻井岩屑方罐中，岩屑罐下方铺设防渗膜，防渗要求满足 GB18599 的要求，转移过程中采取防遗撒、防扬尘、防泄漏的措施。	符合
5.4 含油废物的收集、贮存、转移等环节采取防雨、防渗、防泄漏等措施。属于挥发性有机物（VOCs）物料的，采取有效措施减少 VOCs 的无组织排放	油基钻井岩屑专用方罐暂存，最终交由有相应危险废物处置资质的单位处置。	符合

### 2.9.3 选址、选线合理性分析

本工程位于呼图壁气田内，占地类型主要为水浇地和牧草地。评价区域内没有保护植物分布，草地内地表植被以蒿类荒漠植被为主，耕地种植农作物主要为棉花和葡萄。工程井场、站场和管道沿线内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。本项目距最近的基本农田约 720m，项目区西距生态保护红线约 10.14km。本工程与基本农田位置关系见图 4.3-9 和图 4.3-10，本工程与地方公益林位置关系见图 4.3-11。

#### (1) 井场选址分析

由于资源开发工程具有特定地域的特殊性，因此本工程新建井场从选址分析，整体上具有唯一性。本工程井场占地土地类型主要为牧草地，不占用基本农田。根据现场踏勘及井场平面布置，井口距离高压线及其它永久性设施不小于 75m；距民宅不小于 100m；距铁路、高速公路不小于 200m；距学校、医院、油库、河流、水库（井深大于 800m 的井，距水库堤坝应不小于 1200m）、人口密集（同一时间内聚集人数超过 50 人的公共活动场所的建筑）及高危场所等不小于 500m。周围无地下矿产采掘坑道、矿井通道。其选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013），满足防洪、防喷、防爆、防火、防毒和防冻的各项安全要求。

根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，本工程在井位的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，减少对耕地、牧草地的占用。管线尽量同沟敷设，且尽量沿道路敷设，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。本工程井场选址合理。

### (2) 中间加热站选址分析

本工程中间加热站占地土地类型为牧草地，以避开周边耕地。目前中间加热站选址处为空地，站场周边地势平坦，周边土地类型均为水浇地。评价范围内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区、固定集中人群等敏感区，不涉及拟划定的生态保护红线，故中间加热站选址合理。

### (3) 管线选线分析

本工程新建单井采气管线和外输管线采用两点之间取直的布线方式接入最近的站场，减少占地面积的同时，减少了管线开挖长度，减少对地表土壤、植被的扰动范围。

本工程麓探 1 井单井采气管线已避让农作物种植区域；外输管线临时占用一般耕地，环评要求在管线穿越水浇地区域，在开挖过程中须采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表土壤、植被的扰动范围。严格按照有关规定办理建设用地审批手续，经批准占用，在地方政府指定的区域执行复垦补偿。

外输管线穿越昌吉高新技术产业开发区，均为临时占地，管线选线过程中已避开地面建筑物，沿园区道路建设，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案。

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》（GB50459-2017）；线路总体走向力求顺直，线路总体走向确定以后，局部线路走向应根据井场的位置作相应调整；井场靠近和利用现有气田公路，方便施工及运行管理；线路在无人区穿越，不涉及征地和拆迁；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。

综上所述，本工程所有占地均不涉及特殊生态敏感区，井场、中间加热站、管线及道路选址均远离生态保护红线，占地类型主要为水浇地和牧草地，选址选线符合《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》等相关要求。本工程选址选线基本合理。

## 2.9.4 生态环境分区管控符合性分析

### (1) 生态保护红线

项目区周围无世界文化和自然遗产地、自然保护区、国家公园、风景名胜区、饮用水水源保护区等；根据《昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果（2024 年）》可知，项目区位于呼图壁县一般管控单元（ZH65232330001）和昌吉高新技术产业开发区重点管控单元（ZH65230120002），不涉及生态保护红线。

### (2) 环境质量底线

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；井下作业废液送至红山嘴联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注地层，生活污水送至呼图壁县丰泉污水处理厂处理；固体废物水基岩屑交由岩屑处置单位处置；油基岩屑、废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品属于《国家危险废物名录（2025 版）》中的危险废物，交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；生活垃圾送至呼图壁县生活垃圾填埋场处理，不会对项目区环境质量底线产生冲击，因此，本工程的建设符合环境质量底线要求。

### (3) 资源利用上线

运营期消耗仅消耗电能，用量相对较少，不会突破区域总量控制指标，符合资源上限要求。

### (4) 生态环境准入清单

根据《昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果（2024 年）》可知，项目区位于呼图壁县一般管控单元（ZH65232330001）和昌吉高新技术产业开发区重点管控单元（ZH65230120002），本工程与昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果（2024 年）符合性分析见表 2.9-9 和图 2.9-1。

表 2.9-9 与《昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果（2024 年）》符合性分析表

管控单元名称及编码	“三线一单”要求		拟采取的相关措施	符合性分析
呼图壁县一般管控单元	空间布局约束	1、符合国土空间规划要求。 2、符合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》《市场准入负面清单（2022 年本）》	本项目不属于“高污染、高环境风险产品”的工业项目，项目区不涉及畜禽养殖业；项目	符合

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

管控单元名称及编码	“三线一单”要求	拟采取的相关措施	符合性分析
元 (ZH652 3233000 1)	版)》	区范围有一般耕地，不涉及基本农田。	
污染物排放管控	1、污染物排放执行国家和地方相关标准中普适性要求。 2、“乌-昌-石”区域内，已实施超低排放的涉气排污单位，其实施超低排放改造的污染因子执行超低排放限值，其他污染因子执行特别排放限值和特别控制要求。 3、加强农业面源污染治理，科学合理使用化肥农药，逐步削减农业面源污染物排放量。 4、施工工地全面落实“六个百分之百”（施工工地周边围挡、物料堆放覆盖、出入车辆冲洗、施工现场地面硬化、拆迁工地湿法作业、渣土车辆密闭运输）。	项目无有组织非甲烷总烃和氮氧化物排放，废水处理达标后回注地层；燃气发电机燃烧烟气中各污染物均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 限值要求。项目不使用农药和化肥。	符合
环境风险防控	1、加强土壤环境管理信息共享，建立部门联动监管机制。各级自然资源部门及时与生态环境部门共享用途变更为“一住两公”的地块信息，土壤污染重点监管单位生产经营用地用途变更或土地使用权收回、转让信息，以及涉及疑似污染地块、污染地块国土空间规划等相关信息。	项目不涉及。	符合
环境风险防控	1、以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块，以及腾退工矿企业用地为重点，依法开展土壤污染状况调查和风险评估。 2、列入建设用地土壤污染风险管控和修复名录的地块，不得作为住宅、公共管理与公共服务用地，未达到土壤污染风险评估报告确定的风险管控、修复目标的建设用地地块，禁止开工建设任何与风险管控、修复无关的项目。 3、重点强化准东开发区以及昌吉高新技术产业开发区、阜康市工业园区环境风险防控，深入推进园区有毒有害气体环境预警体系和水污染物多级防控体系试点建设。 4、健全环境应急管理指挥体系，加强应急、公安、消防、水利、交通运输、住建、生态环境等部门间的应急联动，推	项目不涉及。	符合

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

管控单元名称及编码	“三线一单”要求	拟采取的相关措施	符合性分析
	<p>进跨行政区域、跨流域环境应急联动机制建设，提高信息互通、资源共享和协同处置能力。</p>		
	<p>1、加强流域环境应急队伍建设，定期开展流域环境应急演练。各县（市、区）重点针对重大环境风险企业突发污染事件，开展应急演练，加强多部门联合演练，加强环境应急专家队伍与救援队伍建设，加大环境应急资金投入。</p>	<p>本工程投产后归属中国石油新疆油田分公司采气一厂管理，项目建成后采气一厂应对现有应急预案进行修编，将项目实施区域纳入中国石油新疆油田分公司采气一厂突发环境污染事件应急预案。</p>	符合
资源利用效率	<p>1、头屯河、三屯河、塔西河、呼图壁河、三工河、甘河子河、开垦河、木垒河等主要流域干流沿岸，要严格控制石油加工、化工原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、造纸等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施。根据县市人民政府批复的生态基流方案，保障重点河流生态基流，逐步恢复河湖生态环境。</p> <p>1、执行区域资源能源利用的基本要求。 2、执行昌吉州总体准入清单中的要求。</p> <p>1、用水总量控制在自治区下达的用水总量指标内。</p> <p>1、深入实施最严格水资源管理。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。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。</p> <p>1、“十四五”期间，昌吉州单位地区生产总值能耗下降 15.5%，规模以上单位工业增加值能耗下降 18%。</p> <p>2、新上项目的单位工业增加值能耗原则上要低于全州和所属行业规模以上工业增加值能耗均值，仅低于其中一项的，实行能耗等量减量替代；新上项目可采用新增负荷消纳等方式配套建设新能源项目，实现用能绿色替代。</p> <p>1、到 2025 年，绿色低碳循环发展经济体系初步形成。单位地区生产总值二氧化碳排放下降强度完成国家和自治区下</p>	<p>项目不涉及。</p> <p>本工程运营期消耗电能和少量新鲜水，资源消耗水平较低。不涉及农业用水。</p>	符合

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

管控单元名称及编码	“三线一单”要求		拟采取的相关措施	符合性分析
		<p>达指标。</p> <p>1、禁燃区内的单位、个体经营户和个人禁止生产、销售、燃用高污染燃料。</p> <p>2、禁燃区内的单位、个体经营户和个人禁止新建、扩建使用高污染燃料的设施；已建成的应当在各县（市）人民政府规定的期限内停止燃用高污染燃料，改用天然气、页岩气、液化气、油气、电等清洁能源或者在规定的期限内拆除。</p>		
昌吉高新技术产业开发区重点管控单元 (ZH65230120002)	空间布局约束	<p>1、入园企业须符合园区产业发展定位、布局规划等要求。</p> <p>2、入园企业须符合国土空间规划的布局及土地利用等相关要求。</p> <p>3、园区入驻项目须满足《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》相关要求。</p> <p>4、园区入驻项目须严格执行园区规划及规划环评相关要求。</p> <p>5、除国家规定新增原料用能不纳入能源消费总量控制的项目和列入国家规划的项目外，“乌-昌-石”等重点区域原则上不再新建、扩建使用燃料用煤项目。</p>	<p>本项目呼东 1 井外输管线临时穿越昌吉高新技术产业开发区，不属于入园项目。项目为天然气开采项目，不属于“高污染、高环境风险产品的工业项目”；不属于“涉重、持久性有机污染物排放的工业项目”，不属于《清单》中列入的禁止布局的行业类别；外输管线为临时用地，无永久占地，不涉及入园；本项目仅消耗少量新鲜水，不属于高耗水行业。</p>	符合
	污染物排放管控	<p>1、聚焦采暖期重污染天气治理，加大重点区域、重点行业结构调整和污染治理力度。</p> <p>2、新（改、扩）建项目应执行最严格的大气污染物排放标准。</p> <p>3、“乌-昌-石”区域内，已实施超低排放的涉气排污单位，其实施超低排放改造的污染因子执行超低排放限值，其他污染因子执行特别排放限值和特别控制要求。</p> <p>4、推动园区企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准。</p> <p>5、严格实施污染物排放总量控制要求；全面深化面源污染治理，积极推进绿色施工。</p>	<p>呼东 1 井外输管线运营期无污染物产生。</p>	符合
	环境风险防控	<p>1、园区应设立环境应急管理机构，建立环境风险监管制度、环境风险预警制度、突发环境事件应急预案、环境风险应急保障制度等环境风险防控体系，并具备环境风险应急救援能力。</p>	<p>本工程投产后归属中国石油新疆油田分公司采气一厂管理，项目建成后采气一厂应对现有应急预案进行修编，将项目实施区域纳入中国石油新疆油田</p>	符合

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

管控单元名称及编码	“三线一单”要求	拟采取的相关措施	符合性分析
		分公司采气一厂突发环境污染事件应急预案。	
资源利用效率	1、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。 2、推行清洁生产、降低生产水耗、从源头上控制污染物的产生。 3、加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。严格合理控制煤炭消费增长，精准测算原料煤、动力煤，新增原料用能不纳入能源消费总量控制。	本工程运营期生产基本不用水，耗水量很少。	符合

图 2.9-1 项目在昌吉回族自治州环境管控单元位置示意图

### 3 建设项目工程分析

#### 3.1 现有工程概况

麓探 1 井为勘探井转为生产井，麓探 1 井位于未确定产能规模的新区块。本次现有工程对拟转产井钻试工程进行环境影响回顾。

##### 3.1.1 区域位置

齐新 3003 井、齐新 3004 井和麓探 1 井行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县，项目区东北距呼图壁县县城约 47.3km，中心地理坐标为 N43° 53' 31.18"、E86° 28' 11.60"。外输管线行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州昌吉国家高新技术产业开发区，管线起点坐标为\*\*。区域位置见图 3.1-1。

图 3.1-1 区域位置示意图

##### 3.1.2 拟转产井概况

###### (1) 区域位置

拟转产井行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县，麓探 1 井东北距呼图壁县城约 17.8km，北距呼图壁县独山子村约 3km。

###### (2) 拟转产井概况

本次拟将勘探井麓探 1 井转为生产井，麓探 1 井为呼南 1 井变更后的井名，目前麓探 1 井正在进行钻井作业。

##### 3.1.3 环境影响回顾

###### (1) 环保手续履行情况

现有工程环保手续履行情况见表 3.1-1。

表 3.1-1 现有工程及拟转产井环保手续履行情况一览表

井号	项目名称	审批机关、文号及时间	验收情况
麓探 1 井	呼南 1 井勘探钻探项目	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评〔2024〕239 号 2024 年 9 月 2 日	井号变更为麓探 1 井，目前正在钻井，计划 4 月底建设完成

呼东 1 井	呼东 1 井勘探钻探项目	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评（2024）134 号 2024 年 6 月 6 日	该井于 2024 年 9 月 10 日开钻，目前已完井正在试油。
--------	--------------	---	----------------------------------

## （2）拟转产井环境影响回顾

目前，麓探 1 井正在钻井，呼东 1 井正在试油。建设过程中应严格按照环评文件及环评批复中的要求落实污染防治及生态保护措施，环评批复要求见表 3.1-2。钻试结束后应及时开展麓探 1 井勘探钻探项目和呼东 1 井勘探钻探项目的竣工环境保护验收。目前阶段麓探 1 井和呼东 1 井无存在的环境问题。

表 3.1-2 环评及批复要求

环境要素	麓探 1 井环评文件及环评批复要求
生态保护措施	生态环境保护措施。合理规划占地面积，尽量避让植被较多的区域，严格控制施工作业带宽度。对临时占用地应依法办理征地手续，按照相关法律法规进行生态经济补偿和恢复植被，严禁随意丢弃污染物，严禁施工人员捕猎野生动物。施工结束后及时恢复地貌原状，减少水土流失。项目在建设过程中，严格落实各项管理规定，不得对项目所在区域生态环境和环境质量造成影响。
废气	大气污染防治措施。施工期间废气主要为施工扬尘、柴油机、柴油发电机燃料燃烧废气及伴生气放空燃烧废气。钻井及试油期间定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油，采取检测合格的设备等措施，污染排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放浓度限值。施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘；伴生气通过气液分离器进行分离，并经排气管线燃放，试油期井场边界非甲烷总烃参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界浓度限值要求。
废水	水污染防治措施。试油期间洗井废水、压裂返排液经专用储罐收集后由罐车拉运至车 89 集中处理站采出水处理系统处理进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）相关标准后全部回注油藏，不得外排；钻井采用下套管注水泥固井的完井方式进行水泥固井，水泥浆返至地面，封隔地层和水层，避免地下水环境污染；生活营地设置临时防渗收集池用于收集生活污水，收集暂存后定期清运至呼图壁县丰泉污水处理厂处理。
噪声	噪声污染防治措施。选用低噪声设备，对噪声较大的设备采取基础减振措施，加强检查、维护和保养机械设备。加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛，噪声须符合《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）要求。
固体废物	固体废物污染防治措施。一般固废：本项目一开采用水基泥浆，钻井岩屑、泥浆经不落地系统处理实现固液分离，分离后的液相回用，分离后的岩屑暂存于岩屑储罐，委托第三方处置单位进行处理；危险废物：本项目二开至五开采用油基泥浆，钻井岩屑、泥浆经不落地系统处理实现固液分离，分离后的液相回用，分离出的油基钻井岩屑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处置；施工期间产生的沾油废防渗材料、沾油抹布、手套等集中收集后交由具有相应危险废物处置资质单位进行处置，严禁随意丢弃。危险废物严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）要求进行

	收集、储存和转移，转移过程应按《危险废物转移管理办法》办理危险废物转移联单；生活垃圾集中收集并定期清理至呼图壁县生活垃圾填埋场处置。
环境要素	呼东 1 井环评文件及环评批复要求
生态保护措施	严格划定路线，禁止乱碾乱轧；确保各类环保设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响；严格控制占地，严格规定各类工作人员的活动范围；完井后施工机械、设备及时撤离，废水和固体废物全部妥善处置，现场禁止遗留；建设单位按照相关要求办理临时占地经济补偿协议；施工结束后及时对场地进行清理、平整并压实；合理安排施工时间，避免大风天气施工。
废气	使用符合国家标准的油品，加强机械、车辆的维护。施工现场运输车辆应低速慢行、不得超载，并采取密闭或遮盖措施；车辆沿道路行驶，不得随意开设便道。易起尘物料在运输、存放时加盖遮盖物，最大限度防止扬尘扩散。试油期产生的伴生气气量不稳定，不具备回收利用条件，经排气管线充分燃烧后排放。应定期检查伴生气燃烧设备，加强燃烧设备的运营维护，确保伴生气充分燃烧，以减轻燃烧废气对区域大气环境质量的不良影响。试油期加强采出液储罐管理、装卸必须采取密闭装载方式，尽可能减少无组织挥发性有机物产生。
废水	生活污水经临时防渗收集池收集和暂存，定期由吸污车拉运至昌吉国家高新技术产业开发区污水处理厂处理；洗井废水和压裂返排液收集至专用储罐后由罐车拉运至车 89 集中处理站采出水处理系统处理。
噪声	在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备定期检查维修，对噪声较大的设备采取基础减振措施；加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛。
固体废物	水基钻井岩屑：经钻井液不落地设备处理后进水基钻井岩屑暂存于专用方罐中，交由岩屑处置单位处置；油基钻井岩屑：经不落地系统处理后，由具有相关资质的危废处置单位负责接收、转运、处置；沾油废防渗材料：未沾油的防渗材料由施工单位集中回收利用，沾油的废防渗材料委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置。施工过程中，机械、设备检修和维护产生的废润滑油及废润滑油桶委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置；生活垃圾：集中收集后定期清运至昌吉市生活垃圾焚烧发电厂处置。

## 3.2 拟建工程概况

### 3.2.1 建设项目情况

#### (1) 项目名称

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程。

#### (2) 建设单位

中国石油新疆油田分公司采气一厂。

#### (3) 项目性质

新建。

#### (4) 建设规模及内容

新钻 2 口采气井（齐新 3003 井、齐新 3004 井），拟将麓探 1 井转为生产井，新建 3 座采气井场、11.7km 采气管线，线路沿线新建 1 座中间加热区；在齐新 3003 井和齐新 3004 井井场内分别新建 1 座  $4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$  CNG 撬装天然气处理装置及配套设施，新建呼东 1 井露点控制站至呼图壁储气库外输管线 4.5km，配套建设供配电、仪表自动化、道路、消防、给排水等公辅工程。

#### （5）产能规模

麓探 1 井设计天然气产量为  $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、凝析油量为 25.6t/d、采出水量为  $2 \text{m}^3/\text{d}$ ；齐新 3003 井和齐新 3004 井设计天然气产量为  $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、采出水量为  $27 \text{m}^3/\text{d}$ ，无凝析油；产能预测见表 3.2-1 和表 3.2-2。

表 3.2-1 麓探 1 井产能预测一览表

年份	日产气 ( $10^4 \text{m}^3/\text{d}$ )	日产油 (t/d)	日产水 ( $\text{m}^3/\text{d}$ )	年产油 ( $10^4 \text{t}$ )	年产气 ( $10^8 \text{m}^3$ )	年产水 ( $10^4 \text{m}^3$ )
2026	20	25.6	2	0.31	0.24	0.02
2027	20	25.6	2	0.84	0.66	0.07
2028	20	25.6	2	0.84	0.66	0.07
2029	20	25.6	2	0.84	0.66	0.07
2030	20	25.6	2	0.84	0.66	0.07
2031	20	25.6	2	0.84	0.66	0.07
2032	20	25.6	2	0.84	0.66	0.07
2033	20	25.6	2	0.84	0.66	0.07
2034	20	25.6	4	0.84	0.66	0.13
2035	20	25.6	6	0.84	0.66	0.20
2036	20	25.6	8	0.84	0.66	0.26
2037	20	25.6	8	0.84	0.66	0.26
2038	20	25.6	8	0.84	0.66	0.26
2039	19	23.1	9.5	0.76	0.63	0.31
2040	18	20.8	9	0.69	0.59	0.30
2041	16	17.6	12.8	0.58	0.53	0.42
2042	15	15.6	12	0.52	0.50	0.40
2043	13	12.9	10.4	0.42	0.43	0.34
2044	11	10.4	11	0.34	0.36	0.36
2045	10	8.9	10	0.29	0.33	0.33
2046	9	7.9	9	0.26	0.30	0.30

表 3.2-2 齐新 3003 井和齐新 3004 井产能预测一览表

年份	日产气 ( $10^4\text{m}^3/\text{d}$ )	日产油 (t/d)	日产水 ( $\text{m}^3/\text{d}$ )	年累积 油 (t)	年累积气 ( $10^8\text{m}^3$ )
2026	3.0	/	27.0	/	0.06
2027	3.0	/	0.1	/	0.10
2028	3.0	/	0.1	/	0.10

### (7) 产品方案

本项目产品主要为天然气、凝析油和压缩天然气 CNG。

麓探 1 井天然气产量为  $20 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油产量为 25.6t/d；天然气和凝析油均由采气管线输送至呼图壁天然气脱水脱烃站进行处理。

齐新 3003 井和齐新 3004 井天然气产量均为  $3.0 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，无凝析油产生，两座井场内均建设 1 座 CNG 撬装天然气处理装置，产品为压缩天然气 (CNG)，CNG 产品质量满足《车用压缩天然气标准》(GB18047—2017)；单井产量为  $3.0 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，其中  $1000\text{m}^3/\text{d}$  用于新建燃气发电机的燃料，其余由 CNG 罐车装车外售，采出水由罐车拉运至红山嘴联合站进行处理。

### (8) 总投资和环保投资

项目总投资 11094.5 万元，环保投资约 220 万元，占总投资的 1.98%。

## 3.2.2 勘探开发概况及流体性质

### (1) 勘探开发概况

麓探 1 井、齐新 3003 井、齐新 3004 井地质构造、层系、储层特征、气藏类型见表 3.2-3。

表 3.2-3 麓探 1 井、齐新 3003 井、齐新 3004 井地质构造、层系、储层特征、气藏类型一览表

井区	类别	内容
麓探1井	地质构造	位于准噶尔盆地南缘冲断带霍玛吐背斜带东段
	层系	白垩系清水河组和侏罗系喀拉扎组
齐新3003井、 齐新3004井	地质构造	位于准噶尔盆地南缘冲断带齐古断褶带齐古1井断背斜
	层系	齐古西背斜区头屯河组

### (2) 流体性质

根据设计方案，麓探 1 井的天然气、凝析油和采出水组分见表 3.2-4、表 3.2-5 和表 3.2-6。

齐新 3003 井、齐新 3004 井采出物中无凝析油，齐新 3003 井和齐新 3004 井天

然气中不含硫化氢和汞。

麓探 1 井天然气中不含硫化氢，麓探 1 井试气期末对汞进行化验，参照南缘区块同一油藏组——呼探 1 井天然气化分析数据，天然气中汞含量为  $423\mu\text{g}/\text{m}^3 \sim 1744\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

表 3.2-4 天然气组分一览表

井号	麓探1井	齐新3003井、齐新3004井
甲烷 $\text{CH}_4$	92.88	94.00
乙烷 $\text{C}_2\text{H}_6$	4.29	3.40
丙烷 $\text{C}_3\text{H}_8$	1.02	1.00
异丁烷 $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$	0.31	0.27
正丁烷 $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$	0.30	0.23
异戊烷 $i\text{-C}_5\text{H}_{12}$	0.18	0.10
正戊烷 $i\text{-C}_5\text{H}_{12}$	0.18	0.03
异己烷 $i\text{-C}_6\text{H}_{14}$	0.13	0
正己烷 $n\text{-C}_6\text{H}_{14}$		0
二氧化碳 $\text{CO}_2$	0.68	0.32
氮 $\text{N}_2$	0.03	0.65
硫化氢 $\text{H}_2\text{S}$	/	/
氧 $\text{O}_2$	0	0
相对密度	0.6115	0.5968

表 3.2-5 凝析油组分一览表

井号	麓探1井
密度 ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )	0.8052~0.8171
粘度 ( $50^\circ\text{CmPa}\cdot\text{s}$ )	6.03
含蜡量 (%)	0.9~9.7
凝固点 ( $^\circ\text{C}$ )	5.9~21.8
初馏点 ( $^\circ\text{C}$ )	65
酸值 ( $\text{mg}/\text{g}$ )	0.125

表 3.2-6 采出水组分一览表

井号	齐新3003井、齐新3004井	麓探1井
pH	9.33	6.3
$\text{Cl}^-$ ( $\text{mg}/\text{L}$ )	714.91	304.06
矿化度 ( $\text{mg}/\text{L}$ )	71953.97	980.35
水型	重碳酸钠型	氯化钙型

### 3.2.3 建设内容

建设内容包括主体工程、公用工程、依托工程和环保工程四个部分，工程组成汇总见表 3.2-7。

表 3.2-7 工程组成一览表

类别	具体内容		备注
主体工程	钻前工程	钻前工程包括井场平整、铺垫、钻机基础、探临道路等建设，以及设备进场；本次新建2座钻井井场、井场至已建道路的探临道路1000m。各配套的1座生活营地设置在距离井场约200m的位置处；钻前工程的材料均堆放在井场中的材料房内，不单独设材料堆放场。	新建
	钻井工程	新钻2口采气井，合计钻井进尺为7100m；每口井均采用三开水平井井身结构，一开采用水基钻井液体系，二开、三开采用油基钻井液体系	新建
	采气井场	新建采气井场3座，分别为齐新3003井、齐新3004井和麓探1井，每座井场设1套井口一体化装置、加热节流装置，其中麓探1井选用350kW电加热节流撬，齐新3003井、齐新3004井选用160kW电加热节流撬。	新建
	单井采气管线	新建麓探1井至呼图壁天然气脱水脱烃站的单井采气管线11.7km，管径为DN114.3、13MPa，设计温度为80℃，管材为碳钢（L245N/L360N无缝钢管）。	新建
	外输管线	新建呼东1井露点控制站至呼图壁储气库外输管线4.5km，管径为DN168.3、10MPa，管材为缝高频焊钢管；外输设计规模按 $30 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	新建
	CNG撬装天然气处理装置	在齐新3003井、齐新3004井井场内各新建1座 $4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的撬装天然气处理装置。	新建
	中间加热站	麓探1井至呼图壁天然气脱水脱烃站沿线建设1座中间加热区，采用平坡布置。新建250kW电加热撬1座，预装变电站1座。	新建
	储层改造工程	储层改造是为了提高油气井产量而对储层采取的一系列工程技术措施的总称；主要包括射孔、压裂。本项目单井压裂液用量为 $4000 \text{m}^3$ ，2口井合计用量 $8000 \text{m}^3$ 。	新建
公用工程	供配电	麓探1井采用10kV单电源供电，电源依托脱水脱烃站已建电网，即10kV电源由脱水脱烃站已建10kV架空线路“T”接，并新建脱水脱烃站至麓探1井10kV架空线路；新建井场电源和集输管线沿线电加热炉电源均“T”接于新建10kV架空线路，考虑日后供配电装置的搬迁便捷性，本工程在井场内及电加热器附近各设1座10/0.4kV预装式变电站，作为新建井场或加热炉的供电装置。齐新3003井、齐新3004井用电由新建的燃气发电机提供。	新建
	仪表自动化	每座井场新建井口设置RTU及现场一次仪表，实现工艺参数的实时采集、显示、报警、联锁等功能。RTU由过程控制器单元、存储器单元、电源模块、输入/输出模块、通信模块、系统网络设施及各类配套软件等构成。	新建
	消防	在每座采气井场设灭火器箱10个，在每座采气井的采气树、加热装置、预装式变电站、一级、二级节流撬及放喷池处分别设2具手提式磷酸铵盐干粉灭火器MF/ABC8。 新建CNG撬装天然气处理装置处设有一定数量的手提式灭火器。 中间加热区的电加热撬和预装式变电站处分别设2具手提式磷酸铵盐干粉灭火器MF/ABC8。	新建

类别	具体内容		备注
给排水	施工期用水主要为管道试压废水、混凝土养护用水、生活用水，运营期用水主要为井下作业用水，由罐车从附近村庄拉运至项目区。施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护用水，管道试压废水主要用于项目区洒水抑尘，混凝土养护用水主要靠自然蒸发；运营期废水主要为井下作业废液（压裂返排液和废洗井液）、含油污水和生活污水，井下作业废液和含油污水由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理系统处理，生活污水由吸污车拉运至呼图壁县丰泉污水处理厂处理		新建
	道路	齐新3003井、齐新3004井新建探临道路1000m，麓探1井不新建道路，依托现有道路网，中间加热站建设进站道路50m。	新建
环保工程	废气	选用质量合格的设备、阀门、法兰及管线。	新建
		事故状态下天然气由放散管充分燃烧后放空。	新建
	噪声	选用低噪声设备、基础减振。	新建
	地下水	井场防渗措施	新建
	环境风险	每座井场设1座放喷池和放喷管线，每座井场新建井口设置RTU及现场一次仪表，实现工艺参数的实时采集、显示、报警、联锁等功能。将麓探1井场的自控数据和视频监控数据通过新建光缆和光传输设备上传至呼图壁天然气脱水脱烃站及采气一厂SCADA系统和视频安防系统进行集中监控。	新建
依托工程	天然气和凝析油	麓探1井天然气和凝析油依托呼图壁天然气脱水脱烃站	
	采出水	齐新3003井和齐新3004井依托红山嘴联合站采出水处理系统处理；麓探1井依托呼图壁天然气脱水脱烃站	
	井下作业废液	井下作业废液和含油污水依托红山嘴联合站压裂液处理系统处理	
	生活污水	依托呼图壁县丰泉污水处理厂处理	
	危险废物处置	钻试过程中产生的沾油废防渗材料、废润滑油及废润滑油桶，暂存于钻井井场危废贮存点，定期交由具有相应危废处置资质的单位负责接收、转运以及处置。运营期危险废物依托有相应危险废物处理资质的单位回收处置	
	生活垃圾	依托呼图壁县生活垃圾填埋场处理	

### (1) 主体工程

主体工程包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、采油井场、集输管线等。

#### ①钻前工程

钻前工程包括井场平整、铺垫、钻机基础、探临道路等建设，以及设备进场；本次新建 2 座采气井、2 座生活营地、1000m 探临道路。

#### ②钻井工程

※井号及井位坐标

本次新钻 2 口采油井，合计钻井进尺 7100m，完钻层位 J<sub>2</sub>t；每口井均采用三开井身结构，井号、井位坐标、完钻井深见表 3.2-7，井位分布见图 3.2-1。

表 3.2-7 部署井号、井位坐标、钻井进尺等参数一览表

序号	井号	经纬度坐标		井型	井深 (m)
		E	N		
1	齐新 3003 井			水平井	3300
2	齐新 3004 井			水平井	3800
3	合计	/	/	/	7100

图 3.2-1 井位分布示意图

## ※井身结构

新钻井采用三开井身结构，井身结构设计见表 3.2-8 和图 3.2-2。

表 3.2-8 井身结构设计表

井号	开钻次序	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	套管下深 (m)	水泥浆返至 井深 (m)
齐新 3003 井	一开	381	273.1	350	地面
	二开	241.3	177.8	2500	1500
	三开	165	139.7	3800	1500
齐新 3004 井	一开	381	273.1	350	地面
	二开	241.3	177.8	2500	1500
	三开	165	139.7	3800	1500

图 3.2-2 井身结构示意图

## ※钻井设备

钻井设备主要为钻井、钻井泵、发电机、储罐等设备，主要设备见表 3.2-9。

表 3.2-9 主要钻井设备一览表（单井）

序号	名称	型号	规格	数量
1	钻机	ZJ50D	4500 (kN)	1 台
2	井架	JJ450/45-K8	4500 (kN)	1 台
3	钻井泵	F-1600HL	960kW	2 台
4	钻井液罐	/	循环罐总容积 350m <sup>3</sup> 储备罐总容积 240m <sup>3</sup>	1 套
5	柴油机	G12V190PILG-3	810kW	3 台
6	发电机组	C15	320kW	1 台
		G12V190ZLD1	700kW	1 台
		G12V190ZLD1-2	500kW	1 台
7	钻井液不落地设备	/	/	1 套
8	井控系统	三开	/	1 套
9	硫化氢检测仪	/	便携式	1 套
10	液压大钳	ZQ203/125	/	1 台
11	柴油储罐	/	最大储量 20t	1 座

## ※钻井液体系

本项目一开钻井使用钾钙基有机盐钻井液体系（主要成分为坂土、 $\text{Na}_2\text{CO}_3$ 、重晶石、复配铵盐等），用量共计  $360\text{m}^3$ ；二开、三开使用油基钻井完井液体系（主要成分为白油、氧化钙、氯化钙、乳化剂、有机土等），用量共计  $1100\text{m}^3$ 。

#### ※钻井井场平面布置

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网，施工生活营地距离井场约 200m 处，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，单座尺寸  $105\times 120\text{m}$ ，井场平面布置见图 3.2-3。

图 3.2-3 钻井期井场平面布置示意图

#### ③储层改造工程

储层改造是为了提高油气井产量而对储层采取的一系列工程技术措施的总称；主要包括射孔、压裂。本项目单井压裂液用量为  $4000\text{m}^3$ ，2 口井合计用量  $8000\text{m}^3$ ，压裂液主要成分为羟丙基胍胶、氯化钾及过硫酸钠等。射孔、压裂的主要设备见表 3.2-11。

表 3.2-11 射孔、压裂工艺主要设备一览表

阶段	设备名称	主要型号	数量（台/座）
储层改造	压裂车	2500 型	20
	混砂车	/	2
	仪表车	/	1
	砂罐车	/	4
	连续输砂撬	/	1
	柔性储水罐	$200\text{m}^3$	8
	地面储水池	$800\text{m}^3$	1
射孔	射孔车	/	1
	射孔工具车	/	1
	BOP 井口防喷器	105MPa	1
	防喷管	105MPa	1

#### ③采气井场

##### ※井口装置

新建采气井场 3 座，井号分别为齐新 3003 井、齐新 3004 井和麓探 1 井，每座井场设 1 座采气树、1 座电加热节流撬和 1 座  $200\text{m}^2$  放喷池，其中麓探 1 井选用 350kW

电加热节流撬，齐新 3003 井、齐新 3004 井选用 160kW 电加热节流撬，齐新 3003 井、齐新 3004 井井场各建设 1 座 60m<sup>3</sup>污水罐。井场平面布置见图 3.2-4 和图 3.2-5。

图 3.2-4 麓探 1 井井场平面布置示意图

图 3.2-5 齐新 3003 井、齐新 3004 井井场平面布置示意图

### ②集输管线

新建麓探 1 井至呼图壁天然气脱水脱烃站的单井采气管 11.7km，单井采气管线管径为 DN114.3、13MPa，设计温度为 80℃，管材为碳钢（L245N/L360N 无缝钢管）。

新建呼东 1 井露点控制站至呼图壁储气库外输管线 4.5km，管径为 DN168.3、10MPa，管材为缝高频焊钢管。管线走向见图 3.2-5 和图 3.2-6。

图 3.2-5 单井采气管线走向示意图

图 3.2-6 外输管线走向示意图

### ③各井场坐标及分布情况

各井场坐标见表 3.2-8，拟部署井、外输管线、处理站分布情况见图 3.2-7。

表 3.2-9 主要工程量一览表

井号	E	N
齐新 3003 井		
齐新 3004 井		
麓探 1 井		

图 3.2-7 整体布局示意图

### (2) CNG 撬装天然气处理装置及配套设施

#### ①CNG 撬装天然气处理装置及配套设施

齐新 3003 井、齐新 3004 井距离呼图壁天然气脱水脱烃站比较远，直线距离约 34km，周围无依托的集输管线和天然气处理装置，为回收齐新 3003 井、齐新 3004 井的天然气，本次在齐新 3003 井、齐新 3004 井井场内新建 1 套 4×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d 的 CNG 撬装天然气处理装置及配套设施，对齐新 3003 井、齐新 3004 井的天然气进行处理压缩后，通过 CNG 槽车装运外售，井场内不设 CNG 储存设施。齐新 3003 井、齐新

3004 井的设计天然气产能为  $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，新建天然气处理装置规模为  $4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。主要设备见表 3.2-9，平面布置见图 3.2-4。

表 3.2-9 主要工程量一览表

序号	设备名称	规模或相关参数	单位	数量
1	CNG 回收处理撬	CNG-4000-2V-0.45/50-220-S	座	1
2	井口安全截断阀	SAH65-70	台	1
3	油嘴管汇	YZGH65-70	台	1
4	废液罐（固定顶罐）	60m <sup>3</sup>	台	2
5	双相井口电加热炉	HJ1400-420	台	1
6	燃气发电机	1000kW	台	1
7	多功能野营房	10000×3400×2950mm	台	2
8	天然气压缩机	2V-0.45/50-220	台	1
9	CNG 一级分离器	LE0.7×1.8-16	台	1
10	CNG 二级分离器	LE0.7×1.8-16	台	1
11	加气柱	EXJP-4.0F	台	1
12	CNG 脱水装置（干燥塔）	213051257202400040(25MPa)	台	2
13	干粉灭火器	8kg	具	8
14	干粉灭火器	35kg	具	2
15	放空火炬	/	根	1

### ②CNG 转运方案

撬装天然气处理装置的产品为 CNG，最大产量为  $3.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，其中  $1000 \text{m}^3/\text{d}$  用于新建燃气发电装置的燃料，其余由 CNG 罐车拉运至外售。每辆 CNG 罐车灌装 4.2tCNG，每 4.7 小时灌装一辆，装满即拉走，不在井场内停留，每天 5 辆。

### (3) 中间加热站

麓探 1 井至呼图壁天然气脱水脱烃站采气管线沿线建设 1 座中间加热区，采用平坡布置。中间加热区内新建 250kW 电加热撬 1 座，预装变电站 1 座。站场平面布置图见图 3.2-7。

图 3.2-7 中间加热区平面布置示意图

### (5) 公辅工程

#### ①供配电

麓探 1 井电源采用 10kV 单电源供电，电源依托脱水脱烃站已建电网，即 10kV 电源由脱水脱烃站已建 10kV 用架空线路“T”接，并新建脱水脱烃站至麓探 1 井

10kV 架空线路，输电线路与输气管道伴行，全长约 13km。新建井场电源和集输管线沿线电加热炉电源均“T”接于新建 10kV 架空线路，在井场新建变电站 1 座，变压器容量 500kVA；在中间加热区新建变电站 1 座，变压器容量 315kVA。

齐新 3003 井和齐新 3004 井用电由新建的燃气发电机提供。

### ②仪表自动化

每座井场新建井口设置 RTU 及现场一次仪表，实现工艺参数的实时采集、显示、报警、联锁等功能。RTU 由过程控制器单元、存储器单元、电源模块、输入/输出模块、通信模块、系统网络设施及各类配套软件等构成。

### ③通信

将麓探 1 井的自控数据和视频监控数据通过新建光缆和光传输设备上传至呼图壁天然气脱水脱烃站及 SCADA 系统和视频安防系统进行集中监控。本次与单井采气管线同沟敷设一条光缆连接新建井口至呼图壁天然气脱水脱烃站。

### ④防腐除锈

单井采气管线外壁防腐层采用熔结环氧粉末一次成膜结构，厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ ；保温层采用聚氨酯泡沫塑料，厚度 50mm，轴向偏心量 $\pm 3\text{mm}$ ；防护层采用聚乙烯专用料，厚度 $\geq 1.4\text{mm}$ 。采用“一步法”施工工艺。

井场内管线：与线路管道规格相同的井场部分埋地管道，埋地保温管道外壁采用与线路部分采气管道一致的防腐保温防护；地上保温管道外壁防腐层采用高固体份环氧底漆 2 道，厚度 $80\mu\text{m}$ ，环氧云铁中间漆 2 道，厚度 $140\mu\text{m}$ ，保温层采用 50mm 厚气凝胶管壳，16#镀锌铁丝捆扎；保护层采用 0.5mm 厚的镀锌铁皮，自攻螺丝连接；埋地不保温管道外壁防腐层采用无溶剂环氧防腐涂料，喷涂三道，防腐层干膜厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ ，外缠聚丙烯胶粘带，厚度 1.1mm，胶粘带搭接不小于 50%。

### ⑤消防

在每座采气井场设灭火器箱 10 个，在每座采气井的采气树、加热装置、预装式变电站、一级、二级节流撬及放喷池处分别设 2 具手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8。

新建 CNG 撬装天然气处理装置处设有一定数量的手提式灭火器。

呼图壁天然气脱水脱烃站扩建处设 2 具手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8。

中间加热区的电加热撬和预装式变电站处分别设 2 具手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8。

#### ⑥道路

齐新 3003 井和齐新 3004 井新建探临道路长 1000m，路基宽 6.5m，路面为砂石路面；麓探 1 井不新建道路，依托现有道路网；中间加热站建设进站道路 50m，路基宽 4m，路面为砂石路面。

#### ⑦给排水

给水主要为井下作业用水和天然气处理站生活用水，井区周围无已建供水管网，用水由罐车从呼图壁县城拉运至用水场地。

施工期废水主要为生活污水、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，不外排；工程结束由钻井队回收。管道试压采用洁净水，试压结束后用于洒水抑尘。

运营期废水主要是生产废水及生活污水，生产废水主要是天然气处理产生的含油污水及井下作业废水，生产废水由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理系统处理，处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注，不外排；生活污水集中收集于化粪池中，定期清运至呼图壁县丰泉污水处理厂处理。

#### （6）环保工程

环保工程主要为选用质量合格的设备、阀门、法兰及管线；每座采气井场设 1 座放喷池及放喷管线；设备选用低噪声设备及基础减振；井场防渗措施；CNG 撬装天然气处理装置处至井场放喷池的放喷管线。

#### （7）依托工程

麓探 1 井天然气、凝析油和采出水依托呼图壁天然气脱水脱烃站处理；齐新 3003 井和齐新 3004 井井下作业废液和采出水依托红山嘴联合站采出水处理系统处理，生活污水依托呼图壁县丰泉污水处理厂处理；危险废物暂存在呼图壁天然气脱水脱烃站危险废物暂存点暂存，危险废物处置依托有相应危险废物处理资质的单位回收处置；生活垃圾依托呼图壁县生活垃圾填埋场处理。各依托工程环保手续见表 3.2-10。

表 3.2-10 项目依托工程环保手续履行情况一览表

类别	环评文件名称	环评批复机关、文号	验收批复机关、文号及时间
呼图壁天然气脱水脱烃站	新疆油田呼图壁气田呼探 1 区块清水河组、喀拉扎组气藏开发建设工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环审(2024)266 号	已建设完成,正在进行验收
红山嘴联合站	采油一厂红山嘴油田原油处理站建设工程(变更)	克拉玛依市生态环境局 克环函(2022)140 号 2022.9.7	2023 年 8 月 12 日完成自主验收

## ①天然气、凝析油和危险废物暂存依托可行性分析

呼图壁天然气脱水脱烃站对井区来的天然气进行处理,处理工艺采用浅冷处理工艺,主要包括集气装置、脱水脱烃装置、罐区及装车等工艺装置及生产设施,处理后净化气通过自压外输 706 分输站后进入高压天然气环网,凝析油通过汽车装车外运。

工艺流程:原料气进入呼图壁天然气脱水脱烃站,在集气装置进行油、水、气三相分离后的天然气进入天然气脱汞装置,采用脱汞剂吸附脱除天然气中的汞含量,再进入脱水脱烃装置,通过 J-T 阀制冷工艺脱水脱烃,处理后的干气外输。

集输装置三相分离器、富液三相分离器和原料气过滤分离器产生的凝液经过凝析油缓冲罐分离后,进入凝析油稳定塔,通过电加热器给凝析油稳定塔重沸器提供热源。塔顶部的闪蒸气进入富气压缩机,塔底的凝析油通过凝析油换热器与入口凝析油换热冷却后进入 2 座 2000m<sup>3</sup>凝析油内浮顶储罐进行储存,并利用汽车装车进行外运。由集气装置三相分离器分离出来的气田水进入气田水罐装车外运。

图 3.2-8 呼图壁天然气脱水脱烃站工艺流程示意图

呼图壁天然气脱水脱烃站天然气处理装置设计处理规模 240×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d,现有工程投入运行后天然气处理规模为 218×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d,本项目新增天然气量为 20×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d,富余处理能力可满足本项目需求,依托可行。

呼图壁天然气脱水脱烃站内凝析油储存量为 4000m<sup>3</sup>,投入运行后稳定凝析油每天外运量为 343.32t/d(457.8m<sup>3</sup>/d),本项目新增凝析油产量 25.6t/d,富余的储存量可满足本项目需求,呼图壁天然气脱水脱烃站计划 2026 年 4 月正式运行,麓探 1 井管线计划 2026 年 7 月运行,依托可行。

呼图壁天然气脱水脱烃站东侧设置一座 85.5m<sup>2</sup> 危废暂存间（材质：压型金属板），用于暂存厂内各装置产生的含油污泥、废脱汞剂、废滤芯、废机油等危废。各类危险废物均采用密闭容器包装，在危废暂存间暂存，定期交由有危废处置资质的单位接收处置。危废暂存间采取分区放置，不相容的危险废物必须分开存放，并设有隔离间隔断，基础进行防渗处理，防渗层为 1m 厚黏土层（渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s），满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求。

危险废物暂存间已进行防渗漏处理，并按《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）进行设计，并按《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）的规定设置警示标志。收运车应采用密闭运输方式，防止外泄。

本项目产生危险废物较少，依托呼图壁天然气脱水脱烃站危废暂存间，依托可行。

### ②井下作业废液和采出水依托可行性分析

红山嘴联合站压裂返排液处理系统处理规模 1500m<sup>3</sup>/d，主要采取“气浮+生化+混凝沉降+过滤”的处理工艺。出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）的要求后回注地层。目前实际日处理量约 1300m<sup>3</sup>/d，富余处理能力为 200m<sup>3</sup>/d，本项目井下作业废液产生量约 578.54m<sup>3</sup>，红山嘴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井下作业废水的需求。

红山嘴联合站采出水处理规模 1300m<sup>3</sup>/d，采用“聚结除油-压力式反应沉降”的处理工艺，目前实际日处理量约 1100m<sup>3</sup>/d，富余处理能力为 200m<sup>3</sup>/d，本项目采出水产生量约 29m<sup>3</sup>/d，红山嘴联合站采出水处理系统富余处理能力可以满足本项目采出水的需求。

### ③生活污水依托可行性分析

呼图壁县丰泉污水处理厂位于呼图壁县北侧的园户村镇，是呼图壁县唯一一家处理县城生活污水的厂家，项目区中心地理坐标：\*\*。

2008 年 9 月正式投产运行，设计处理污水规模为  $1.1 \times 10^4$ m<sup>3</sup>/d，经处理后出水水质可达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）二级排放标准。2019 年该污水处理厂实施了《呼图壁县丰泉污水处理厂提标改造工程》（批复文号：

昌州环评〔2019〕51号，批复时间2019年6月21日），目前提标改造工作即将完成，改造完成后，日处理污水能力将达到 $1.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，出水标准为《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级A标准限值要求，冬季储存于中水库，夏季用于生态绿化。

污水处理厂目前实际处理水量为 $1.1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，尚有 $4000 \text{m}^3/\text{d}$ 富余量。本工程施工期生活污水总量为 $84.2 \text{m}^3$ ，运营期生活污水量为 $42.24 \text{m}^3/\text{a}$ ，可以依托呼图壁县丰泉污水处理厂处理。

#### ④生活垃圾依托可行性分析

呼图壁县生活垃圾填埋场位于大丰镇北部约15km，地理坐标为\*\*，距离本项目约29.5km。建于2013年，设计库容54.18万 $\text{m}^3$ ，设计使用年限16年，目前已服役8年，仍在的使用年限内。本工程施工期生活垃圾共计2.74t，运营期生活垃圾产生量为2.2t/a，可以依托呼图壁县生活垃圾填埋场。

#### （8）施工周期及组织定员

钻井期70天，施工人数35人；试油期90天，施工人数2人。本项目计划2026年4月开工，预计2027年4月完钻；地面工程建设周期为12个月，施工人数30人。

运营期每座天然气处理设施设4人，年运行时间7920h，项目实施后由第三方外委单位负责运营管理。

#### （9）能源物料消耗

施工期间消耗的主要物料及能耗包括：钻井液、压裂液、柴油、新鲜水等，运营期主要能耗包括：天然气、新鲜水和电，消耗情况见表3.2-11。

表3.2-11 主要材料及能源用量一览表

阶段	物料/能源名称		单位	用量	
施工期	主要材料	钻井液	水基钻井液	$\text{m}^3$	360
			油基钻井液	$\text{m}^3$	1100
		压裂液		$\text{m}^3$	8000
	能源	新鲜水	洗井用水	$\text{m}^3$	2000
			生活用水	$\text{m}^3$	105.2
		柴油		t	442
运营期	能源	天然气	$\text{m}^3$	$66 \times 10^4$	

	生活用水	m <sup>3</sup>	52.8
	电能	kW·h/a	3161×10 <sup>4</sup>

### 3.2.4 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.2-12。

表 3.2-12 主要技术经济指标一览表

类别	数量	类别	数量
设计动用资源储量	26×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	临时占地面积	229020m <sup>2</sup>
设计井数	3 口	永久占地面积	12286m <sup>2</sup>
不同规模站场数	2 个	总投资	11094.5 万元
管道长度	单井采气管线 11.7km、外输管线 4.5km	环保投资	220 万元
劳动定员	橇装天然气处理装置处设工作人员 4 人	工作制度	年运行 330 天

### 3.2.5 工艺流程及环境影响因素分析

#### (1) 施工期施工工艺及环境影响因素分析

##### ① 钻前工程

钻前工程主要包括井场平整、钻机基础、生活营地建设及进场道路建设等，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 钻井工艺流程及产污环节

钻井是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井液将钻屑带出井眼，以保证持续钻进。钻井工程作业流程见图 3.2-9。

图 3.2-9 钻井工艺流程及产污节点示意图

废气主要为柴油机、发电机燃烧烟气、施工扬尘、施工机械、车辆尾气、水基钻井岩屑暂存扬尘和柴油储罐、油基岩屑暂存无组织挥发废气；废水主要为生活污水和钻井废水；噪声源主要为施工机械、车辆；固体废物主要为钻井岩屑和生活垃圾。

##### ③ 储层改造

储层改造主要包括射孔和压裂。

射孔工艺：投产井基本采用电缆传输射孔，射孔设备为 DP-89 射孔枪；射孔参数为：孔密 16~20 孔/m；射孔前用泡沫或清水替出井筒内泥浆。

压裂工艺：笼统压裂采用光油管压裂，对于有分层压裂需求的直井，推荐采用油管+封隔器分层压裂工艺，储层跨度大于 70m 井采用投球暂堵工艺；压裂设备为：2000 型压裂车一组；压裂施工时，选用配伍性、降滤失性及返排性能好的低伤害有机硼水基胍胶压裂液体系，配方中加入 2%左右的氯化钾或防膨性能达到要求的其他防膨液。用泵车将压裂液挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂等）充填进裂缝，提高油气层的渗透能力，压力扩散后采用自喷+抽汲方式退液。

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 3.2-10 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

#### ④管线、中间加热站及公用工程施工工艺及产污环节

施工期主要包括井场构筑物建设、管线建设及公用工程建设，其施工工艺及产污节点见图 3.2-11。

采气管线采用埋地敷设，管沟挖深 2.0m，管沟沟底宽度为 0.8m，边坡比为 1:1，管沟断面采用梯形，扫线宽度为 12m；采气管线穿越水渠、冲沟、公路、砂石路，穿越砂石路面 6 处，不穿越沥青路面，采用大开挖方式，并设套管保护；穿越无名季节性冲沟 7 处，穿越长度 14m，采用大开挖方式，并设套管保护，施工选择非洪水期施工；穿越龙王庙水库水渠 2 处，穿越长度 60m，采用顶管穿越；穿越农田灌溉水渠 1 处，穿越长度 16m，采用顶管穿越。

外输管线采用埋地敷设，管沟挖深 1.5m，管沟沟底宽度 0.8m，边坡比为 1:0.75，管沟断面采用梯形，扫线宽度为 12m；外输管线穿越 S201 省道 1 处和园区道路 1 处，采用顶管穿越。

废气主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气和焊接废气，废水主要为管道试压废水和混凝土养护废水，固体废物主要为建筑垃圾，噪声源主要为施工机械及车辆，

施工过程中对生态环境产生的影响。

图 3.2-11 井场和站场建设流程及产污环节示意图

## (2) 运营期工艺流程及环境影响因素分析

### ① 油气集输工艺流程

麓探 1 井采用井口加热工艺，油气集输采用管线密闭集输工艺，工艺流程为：麓探 1 井来气经节流加热装置一级加热至 65℃，一级节流至 11MPa，二级加热至 65℃，采出物通过新建采气管道保温输送至呼图壁天然气脱水脱烃站处理，进站温度为 35℃、压力 9.0MPa。

齐新 3003 井和齐新 3004 井采出物采用井口加热工艺，油气集输采用管线密闭集输工艺，井口采出物经电加热炉加热后，进入节流阀进行节流，节流后送至 CNG 天然气处理装置处理。

废气主要为油气集输过程中产生的无组织挥发性有机物，废水主要为井下作业废液和采出水，噪声源主要为井下作业时各类机泵等，固体废物主要为废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和废含油抹布及劳保用品。

### ② CNG 撬装天然气处理工艺

单井井口采出物经加热节流后进入 CNG 天然气处理撬中的高压分离器进行气液分离，分离的采出水进入 60m<sup>3</sup> 储罐中，由罐车拉运至红山嘴联合站处理；分离出的气相分两路，一路进入 CNG 天然气处理撬的脱水、压缩及充装模块进行处理，处理后的天然气 29000m<sup>3</sup>/d 通过 CNG 槽车装运外售，1000m<sup>3</sup>/d 送至燃气发电机发电。

废气主要为 CNG 天然气处理撬装装置中的阀门、法兰等处产生的无组织废气（以非甲烷总烃计）和燃气发电机燃烧烟气，废水主要为采出水，固体废物主要为废分子筛、废滤料。

油气集输工艺流程及产污环节见图 3.2-9。

图 3.2-9 油气集输工艺流程及产污环节示意图

## (3) 退役期工艺流程及环境影响分析

随着天然气的不断开采，其储量逐渐下降，最终进入退役期，退役期主要包括采气井封井、井场设施拆除及清理，管线及公用工程等设施的拆除等活动，工艺及产污节点分析见图 3.2-10。

图 3.2-10 退役期工艺流程及产污环节示意图

退役期污染物主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气、管线吹扫废水、噪声和建筑垃圾，以及施工过程中对生态环境产生的影响。

### 3.3 污染源源强核算

#### 3.3.1 施工期污染源源强核算

##### (1) 废气

废气主要为齐新 3003 井和齐新 3004 井施工期柴油机、发电机组燃烧烟气、施工扬尘、施工机械及车辆尾气、焊接废气、水基钻井岩屑暂存扬尘、柴油储罐、油基岩屑暂存无组织挥发废气和压裂返排液储存及装车过程的无组织废气。

##### ① 柴油机、发电机组燃烧烟气

钻井期单井井场动力系统共设 3 台柴油机和 2 台柴油发电机，为钻机及井场提供动力、电力和照明，柴油机、发电机工作时消耗的燃料主要为柴油。根据设计资料，单井钻井期柴油消耗量为 221t，2 口井柴油消耗总量为 442t。柴油燃烧烟气中各污染物的产生量参考《非道路移动污染源排放清单编制技术指南（试行）》中提供的柴油机污染物排放系数进行核算，柴油机组燃烧废气中各污染物产生情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 柴油机污染物排放量

污染物	排污系数 kg/t	柴油用量 t	排放量 t
CO	10.72	442	4.74
NO <sub>x</sub>	32.79		14.49
HC	3.39		1.50
SO <sub>2</sub>	0.02		0.0088
PM <sub>10</sub>	2.09		0.92
PM <sub>2.5</sub>	2.09		0.92

注：据《车用柴油》（GB19147-2016）表 3 要求，车用柴油（VI）中硫的含量≤10mg/kg，燃烧 1t 柴油产生的 SO<sub>2</sub> 为 0.02kg。

②施工扬尘

扬尘主要来自施工场地的清理、平整，施工建筑材料、设备及管线的装卸、运输、堆放以及施工车辆运输，污染物主要为 TSP。

③施工机械及施工车辆尾气

施工期各类机械及运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。

④管线焊接废气

无缝钢管管道组对连接过程中将产生一定量的焊接烟尘，对周围大气环境产生一定的影响。但由于施工期短暂，区域大气环境扩散条件好，管线焊接废气对空气质量影响不大。

⑤水基钻井岩屑暂存扬尘

水基钻井岩屑暂存于岩屑罐中，不落地系统分离出的水基钻井岩屑含水率较高且产生后及时清运，由水基钻井岩屑临时暂存产生的扬尘量很少，不会对周围大气环境产生不利影响。

⑥柴油储罐、油基岩屑暂存无组织挥发废气

井场设 1 座柴油罐，为固定顶罐，外购柴油由罐车拉运至井场后暂存于储罐内，最大贮存量约 20t。柴油卸车及临时贮存时会产生一定的无组织挥发性废气，由于柴油周转量较小，真实蒸气压较低，挥发性低，由柴油储罐临时储存产生的挥发性废气量较小，不会对周围大气环境产生明显不利影响。油基岩屑采用专用储罐在井场暂存，由于油基岩屑含油量通常低于 10%，不属于挥发性有机物料，因此挥发性较小，废气产生量不大。类比新疆油田其他类似钻井井场，井场场界外非甲烷总烃的浓度低于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放监控浓度限值要求。

⑦压裂返排液储存及装车过程的无组织废气

储存改造产生的压裂返排液暂存于地面储罐，由罐车定期拉运至红山嘴联合站处理，压裂返排液在储存及装车过程中会产生无组织挥发烃类（以非甲烷总烃计），无组织非甲烷总烃应符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放监控浓度限值要求。储存改造的时间较短，随储存改造结束而停止产生，加上项目周边地域空旷、扩散条件良好，不会对区域环境产生较大影响。

## (2) 废水

废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水、生活污水和钻井废水。

### ①管道试压废水和混凝土养护废水

管道试压采用清水试压，从附近村庄拉运至施工区，用水量约为 165m<sup>3</sup>；试压完毕后产生少量的试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在 40~60mg/L，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。混凝土养护过程中会产生少量的混凝土养护废水，属于清净下水，自然蒸发处理。

### ②钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，普通油井（≥3.5km 进尺）产污系数 29.73t/100m 进行估算。本项目总进尺 7100m，则钻井废水产生量为 2110.83m<sup>3</sup>。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入泥浆不落地装置处理，处理后的液相全部回用于钻井液配制，不外排，工程结束由钻井队回收。

### ③生活污水

钻井工程井场设生活营地，单井钻井周期为 70 天，钻井人数为 35 人，试油期 90 天，钻井人数为 2 人。根据《新疆维吾尔自治区生活用水定额》按每人每天用水量 20L 计算，则单井生活用水 52.6m<sup>3</sup>，2 口井用水共 105.2m<sup>3</sup>。排水系数取 0.8，则生活污水产生量约 84.2m<sup>3</sup>。生活污水水质与一般城市生活污水相类似，主要的污染物为化学需氧量 350mg/L、悬浮物 200mg/L、氨氮 30mg/L。钻井期生活污水暂存在生活营地内设置的临时防渗池内，施工结束后由吸污车吸走，清运至呼图壁县丰泉污水处理厂处理。

## (3) 噪声

噪声源主要为施工机械及施工车辆噪声，噪声级在 60dB(A)~105dB(A) 之间。各噪声源噪声排放情况见表 3.3-2。

表 3.3-2 施工期噪声排放情况一览表

噪声源名称	噪声源位置	声功率级[dB(A)]	排放规律	噪声特性	降噪措施
柴油发电机	钻井井场	80~90	间歇	机械	

钻机		100~105		机械	设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施
钻井液循环泵		95~100		机械	
施工机械		85~100		机械	
压裂车		95~100		机械	
射孔车		95~100		机械	
施工车辆	交通噪声	60~90	间歇	机械	加强保养维修

#### (4) 固体废物

施工产生的土石方全部回填，无弃方产生；固体废物主要为钻井岩屑、建筑垃圾、生活垃圾、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料。

##### ① 钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑，随钻井液排出井口，进入钻井液不落地系统进行处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队带至下一个井场继续使用，不外排。分离出固相即为钻井岩屑，进井场岩屑储罐，交由岩屑处置单位处理。岩屑产生量与井身结构有关，可按下式计算：

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

式中：W——产生的岩屑量， $m^3$ ；

D——井眼平均井径，m；

h——裸眼长度，m；

d——岩屑膨胀系数，使用水基钻井液体系时取  $P=2.2$ ；油基钻井液体系取  $P=4$ ，岩屑密度  $2.5g/cm^3$ 。

根据井身结构计算钻井期岩屑产生量见表 3.3-3。

表 3.3-3 钻井岩屑产生情况表

井号	井段	钻井液体系	钻头尺寸 (mm)	井段 (m)	单井岩屑产生量	合计
齐新 3003 井	一开	水基钻井液	381	0~350	$87.74m^3$	$87.74m^3$
	二开	油基钻井液	241.3	350~2100	319.95t	
	三开	油基钻井液	165	2500~3300	102.58t	
齐新 3004 井	一开	水基钻井液	381	0~350	$87.74m^3$	$87.74m^3$
	二开	油基钻井液	241.3	350~2500	393.08t	
	三开	油基钻井液	165	2500~3800	111.13t	

由表 3.3-2 可知，2 口井钻井期间产生的水基钻井岩屑共计约为 175.48m<sup>3</sup>，属于一般工业固体废物，固体废物代码为 071-001-S12。油基钻井岩屑共计约为 926.74t，属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危险废物代码：071-002-08。

#### ②生活垃圾

单井钻井周期为 70 天、钻井人数为 35 人，试油期 120 天、人数 2 人，按平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，则单井井场生活垃圾产生量为 1.35t，则 2 口井生活垃圾产生量为 2.7t，集中收集后送至呼图壁县生活垃圾填埋场处理。

#### ③建筑垃圾

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。

#### 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 2 口井废润滑油产生量 0.1t。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，交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

#### 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 0.01t，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，交由有相应危险废物处置资质的单位处置。

#### 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，施工结束后交由具有相关危险废物处置资质的单位接收、转运以及处置。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 2 口井废润滑油产生量

0.14t。

(5) 生态影响分析

①工程占地

项目总占地面积 241406m<sup>2</sup>，其中永久占地 12286m<sup>2</sup>，临时占地 229020m<sup>2</sup>，详见表 3.3-4。

表 3.3-4 占地概况一览表

序号	建设内容	永久征地 (m <sup>2</sup> )	临时占地 (m <sup>2</sup> )	合计 (m <sup>2</sup> )	占地类型	备注
1	麓探1井采气井场	1870	0	1870	天然牧草地	井场 47.5m×36m，放喷池 20m×8m
2	齐新3003井采气井场（包括CNG橇装天然气处理装置）	900	14460	15360	天然牧草地	井场永久占地 30m×30m，井场临时占地 96m×130m；生活区临时占地 60m×48m
3	齐新3004井采气井场（包括CNG橇装天然气处理装置）	900	14460	15360	天然牧草地	井场永久占地 30m×30m，井场临时占地 96m×130m；生活区临时占地 60m×48m
4	中间加热区	416	0	416	天然牧草地	永久占地 32m×13m
5	采气管线	0	194400	194400	天然牧草地、水浇地	采气管线长度 11.7km、施工作业带宽度 12m；外输管线长度 4.5km、施工作业带宽度 12m
6	道路	6700	0	6700	天然牧草地	齐新 3003 井、齐新 3004 井新建探临道路 1000m，宽度为 6.5m；中间加热站建设进站道路 50m，宽度为 4m
7	输电线路	1500	5700	7200	天然牧草地、水浇地	长度 13km，施工作业带宽度 4.5m
8	合计	12286	229020	241406	/	/

※土石方平衡

本项目土石方开挖主要为采气管线和外输管线敷设过程，采气管线作业带宽 12m，采用埋地敷设方式，管底埋深-2.0m，管沟沟底宽度一般为管外径加 0.5m，管沟边坡比为 1:1。外输管线作业带宽 12m，采用埋地敷设方式，管底埋深-1.5m，管沟沟底宽度一般为管外径加 0.5m，管沟边坡比为 1:0.75。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。

具体土石方平衡见表 3.3-5。

表 3.3-5 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 <sup>3</sup> )	填方量 (m <sup>3</sup> )
1	采气管线	13600m	-2.0m	沟底开挖宽度1m，坡比1:1	27200	27200
2	外输管线	5340m	-1.5m	沟底开挖宽度1m，坡比 1:0.75	18663	18663
3	合计	/	/		45863	45863

### 3.3.2 运营期污染源源强核算

#### (1) 废气

根据伴生气组分分析可知伴生气中硫化氢未检出，废气主要为天然气集输、处理过程中的阀门、法兰等部位产生的无组织挥发性有机物（以非甲烷总烃计）和汞和燃气发电机燃烧烟气。

#### ①无组织挥发性有机物

无组织挥发性有机物目前无相应的源强核算技术指南，本次参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算，计算公式具体如下：

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

式中：D<sub>设备</sub>：一核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

α—设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

WF<sub>VOCs,i</sub>—流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，麓探 1 井取值为 6.41%，齐新 3003 井、齐新 3004 井取值为 5.03%；

WF<sub>TOC,i</sub>—流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数，麓探 1 井取值为 99.29%，齐新 3003 井、齐新 3004 井取值为 99.03%；

e<sub>TOC,i</sub>—密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率（泄漏浓度大于 10000umol/mol），kg/h；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

$t_i$ —核算时段内密封点  $i$  的运行时间, h, 本次取 7920h。

根据上述公式计算油气集输过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.3-6。

表 3.3-6 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

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)
麓探 1 井	阀门	0.064	2	0.0002
	法兰	0.085	4	0.0005
	连接件	0.028	24	0.0010
	小计	/	/	0.0017
齐新 3003 井和 CNG 天然气撬 装装置	阀门	0.064	100	0.0098
	法兰	0.085	200	0.0261
	连接件	0.028	600	0.0258
	压缩机	0.073	1	0.0001
	小计	/	/	0.0618
齐新 3004 井和 CNG 天然气撬 装装置	阀门	0.064	100	0.0098
	法兰	0.085	200	0.0261
	连接件	0.028	600	0.0258
	压缩机	0.073	1	0.0001
	小计	/	/	0.0618

### ②汞

天然气中的汞以汞蒸气形式逸散, 按照汞在天然气中的占比进行核算。经查阅资料, 非甲烷总烃分子量按照 32.19g/mol 计算, 汞的摩尔占比为 0.01%, 则单井汞的排放量约为 0.0011kg/a。

### ③燃气发电机燃烧烟气

齐新 3003 井、齐新 3004 井、CNG 撬装天然气处理装置用电由燃气发电机提供, 燃气发电机功率为 1000kW, 年运行时间 7920h, 2 台燃气发电机最大耗气量为 2000m<sup>3</sup>/d。燃烧烟气中污染物主要为 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 和颗粒物, 燃气发电机废气以无组织形式排放; 燃气发电机中各污染物的产生量目前无相应源强核算技术指南, 各污染物产生量参照《社会区域类环境影响评价》一书中天然气燃料产污系数

(SO<sub>2</sub>:0.18kg/km<sup>3</sup>天然气, NO<sub>x</sub>: 1.76kg/km<sup>3</sup>天然气, 颗粒物: 0.14kg/km<sup>3</sup>天然气) 进行核算, 根据上述系数计算燃气发电机燃烧烟气各污染物排放情况, 见表 3.3-7。

表 3.3-7 燃气发电机大气污染物排放统计表

井号	耗气量		SO <sub>2</sub>		NO <sub>x</sub>		颗粒物	
	m <sup>3</sup> /d	×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a	t/a	mg/m <sup>3</sup>	t/a	mg/m <sup>3</sup>	t/a	mg/m <sup>3</sup>

齐新3003	1000	33	0.0594	16.71	0.5808	163.34	0.0462	12.99
齐新3004	1000	33	0.0594	16.71	0.5808	163.34	0.0462	12.99
合计	2000	66	0.1188	/	1.1616	/	0.0924	/

由表 3.3-7 可知，燃气发电机燃烧烟气中各污染物均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 限值要求。

### ⑤废气汇总

项目实施后无组织废气排放量核算表见表 3.3-8，各污染物排放量汇总见表 3.3-9。

表 3.3-8 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家污染物排放标准		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m <sup>3</sup> )	
1	M1	麓探 1 井	汞	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对设备、阀门等检查	GB16297-1996 无组织排放监控浓度限值	0.0012	0.0000011
			NMHC			4	
2	M2	齐新 3003 井和 CNG 天然气撬装装置	NMHC	采用清洁燃料天然气	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 限值要求	4	0.0618
			NO <sub>x</sub>			240	
			SO <sub>2</sub>			550	
			颗粒物			120	
3	M3	齐新 3004 井和 CNG 天然气撬装装置	NMHC	采用清洁燃料天然气	GB39728-2020 中企业边界污染物控制要求	4	0.0618
			NO <sub>x</sub>			240	
			SO <sub>2</sub>			550	
			颗粒物			120	

表 3.3-9 各污染物排放量一览表

序号	污染物名称	污染物排放量 (t/a)
1	NMHC	0.1253
2	汞	0.0000011
3	SO <sub>2</sub>	0.1188
4	颗粒物	0.0924
5	NO <sub>x</sub>	1.1616

## (2) 废水

井场废水主要为采出水、井下作业废液（压裂返排液和废洗井液）和生活污水。

### ①采出水

根据产能规模可知，本项目齐新 3003 井、齐新 3004 井采出水产生量约为 27m<sup>3</sup>/d（17820m<sup>3</sup>/a），污染物主要为悬浮物和石油类，参照新疆油田其他处理站进水水质，采出水中石油类浓度约 200mg/L，悬浮物浓度约 300mg/L，石油类和悬浮物排放量分别为 0.0035t/a、0.0053t/a。采出水排至井场内的储水罐中，由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理系统处理。

### ②井下作业废液

井下作业进行压裂工序时，会产生一定的压裂返排液和酸化返排液，修井时会产生一定的废洗井液，井下作业废液主要包括压裂返排液和废洗井液。其产生量无相应的源强核算指南，本次评价采用《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的《工业源产排污核算方法和系数手册》-1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算，产污系数及产生量见表 3.3-11。

表 3.3-11 压裂返排液、酸化返排液及废洗井液产生量一览表

污染物名称		产污系数	2 口井合计产生量
非低渗透油井	压裂返排液	263.98m <sup>3</sup> /井·次	527.96m <sup>3</sup> /a
	废洗井液	25.29t/井	50.58t/a

压裂返排液及废洗井液收集至专用储罐中，由罐车拉运至红山嘴联合站压裂返排液处理系统处理，出水水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）相关标准后回注地层，不外排。

### ③装置排污水

CNG 撬装天然气处理装置处理天然气过程中会产生一定的装置排污水，产生量约为 100m<sup>3</sup>/a，污染物主要为石油类和 COD，参考新疆油田其他处理站进水水质，污水中石油类浓度约 200mg/L，悬浮物浓度约 300mg/L，石油类和悬浮物排放量分别为

0.02t/a、0.06t/a。装置排污水排至排污罐中，由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理系统处理。

#### ④生活污水

撬装天然气处理装置处设 4 名工作人员，工作 330 天，单人消耗水量参考《新疆用水定额》20L/（人·天）计算，单井生活用水量为 26.4m<sup>3</sup>/a，2 口井生活用水总量为 52.8m<sup>3</sup>/a。生活污水产生量按生活用水量的 80%计算，则产生量为 42.24m<sup>3</sup>/a，污染物主要为化学需氧量、氨氮、悬浮物等，排至装置区的防渗收集池中，定期清运至呼图壁县丰泉污水处理厂处理。

#### (3) 噪声

噪声源主要为井场井下作业时的各类机泵及巡检车辆和 CNG 撬装天然气处理装置中的机泵、压缩机等，各噪声源均为室外噪声源，噪声排放情况见表 3.3-12。

表 3.3-12 噪声源强清单

序号	噪声源名称		声功率级 [dB (A)]	位置			声源控制措施	排放规律	噪声特性	
				X	Y	Z				
1	麓探 1 井井场	井下作业	85~90	15	12	3	选用低噪声设备、基础减振	间歇	机械	
2	齐新 3003 井 CNG 撬装天然气处理装置	井下作业	85~90	10	15	3		间歇	机械	
		压缩机	85~90	5	3	3		连续	机械	
	机泵	4		6	3	连续		机械		
3	齐新 3003 井 CNG 撬装天然气处理装置	井下作业	85~90	10	15	3		间歇	机械	
		压缩机	85~90	5	3	3		连续	机械	
		机泵		4	6	3		连续	机械	
4	巡检车辆	交通噪声	60~90	/				禁止随意鸣笛	间歇	机械

#### (4) 固体废物

运营期无一般工业固体废物产生，固体废物主要为危险废物（废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品）和生活垃圾。

#### ①废分子筛

天然气处理脱水装置中的分子筛需定期更换，更换频率为 1 年更换 1 次，每次

更换量为 0.2t/a，更换下来的废分子筛属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW49 其他废物（废物代码 900-041-49，危险特性为 T/In），集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

#### ②废滤料

天然气处理脱水装置过滤器中的滤料需定期更换，更换频率为每年更换 1 次，每次更换产生量为 0.1t/a，更换下来的废滤料属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW49 其他废物（废物代码 900-041-49，危险特性为 T/In），集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

#### ③废润滑油

采气井场和橇装天然气处理装置中的设备维修及井下作业时会产生废润滑油，产生量约为 0.2t/a，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），临时贮存在呼图壁天然气脱水脱烃站危险废物临时储存场所，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

#### ④废润滑油桶

根据采气井场、橇装天然气处理装置维修时使用润滑油的情况可知，废润滑油桶产生量为 0.02t/a，废润滑油桶《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）。废润滑油油桶均临时贮存在呼图壁天然气脱水脱烃站危险废物临时储存场所，集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

#### ⑤沾油废防渗材料

采气井场日常巡检、检修过程中会产生一定的废防渗材料，废防渗材料属于 HW08 类危险废物（废物代码 900-249-08，危险特性为 T、I），根据作业区采气井场实际产生情况估算，其单井产生量约 0.07t/a，则 3 口井废防渗材料产生量约为 0.21t/a。沾油废防渗材料临时贮存在呼图壁天然气脱水脱烃站危险废物临时储存场所，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

#### ⑥废含油抹布及劳保用品

设备检维修过程中会产生一定的废含油抹布、劳保用品，两口井合计产生量约为 0.1t/a。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呼图壁天然气脱水脱烃站危险废物临时储存场所，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。各类危险废物汇总情况见表 3.3-13。

表 3.3-13 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	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	废分子筛	HW49	900-041-49	0.2t/a	脱水装置	固态	油类	油类	每年 1 次	T/In	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位处理
2	废滤料	HW49	900-041-49	0.1t/a	脱水装置	固态	油类	油类	每年 1 次	T/In	
3	废润滑油	HW08	900-214-08	0.2t/a	设备检维修	液态	油类	油类	/	T, I	
4	废润滑油桶	HW08	900-249-08	0.02t/a	设备检维修	固态	油类	油类	/	T, I	
5	沾油废防渗材料	HW08	900-249-08	0.21t/a	井下作业	固态	油类	油类	/	T, I	
6	废含油抹布及劳保用品	HW49	900-041-49	0.1t/a	设备检维修	固态	油类	油类	/	T/In	

### ⑧生活垃圾

橇装天然气处理装置处设 4 名工作人员，按每人每日 0.8kg 计算生活垃圾的产生量，则单井生活垃圾产生量为 1.1t/a，2 口井共计产生量为 2.2t/a，集中收集后送至呼图壁县生活垃圾填埋场处理。

### (5) 生态影响

运营期不新增占地，采气井场、采气管线、外输管线、输电线路等临时占地植被进行自然恢复，人类活动及巡检车辆可能对项目区及周边野生动物产生一定的影响。

### (6) 污染物排放量汇总

运营期污染物排放情况见表 3.3-14。

表 3.3-14 运营期污染物产生及排放一览表

类别	污染源	污染物名称	污染因子	产生量	排放量	处理措施及排放去向
废气	气体集输处理、过程中的阀门、法兰等	无组织挥发性有机物	非甲烷总烃	0.1253t/a	0.1253t/a	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场的设备、阀门等检查，排放至大气环境
		无组织废气	汞	0.0011kg/a	0.0011kg/a	
	燃气发电机	燃气发电机燃烧烟气	氮氧化物	0.2324t/a	0.2324t/a	采用清洁燃烧，加强设备检维修，废气排放至大气环境
			二氧化硫	0.0238t/a	0.0238t/a	
			颗粒物	0.0018t/a	0.0018t/a	
	废水	井下作业	压裂返排液	石油类	527.96m <sup>3</sup> /a	0
井下作业		废洗井液	石油类	50.58t/a	0	
三相分离器		采出水	石油类、悬浮物	17820m <sup>3</sup> /a	0	
天然气处理装置		装置排污水	石油类、悬浮物	100m <sup>3</sup> /a	0	
生活污水		生活污水	COD、SS	42.24m <sup>3</sup> /a	0	送至呼图壁县丰泉污水处理厂处理
噪声	各类机泵及巡检车辆	噪声	连续等效 A 声级	/	/	采用低噪声设备、基础减振
固体废物	CNG 橇装天然气处理装置	废分子筛	废分子筛	0.2t/a	0	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置
		废滤料	废滤料	0.1t/a	0	
	设备维修	废润滑油	废润滑油	0.2t/a	0	
	设备维修	废润滑油桶	废润滑油桶	0.02t/a	0	
	井下作业	沾油废防渗材料	沾油废防渗材料	0.21t/a	0	
	设备维修	废含油抹布及劳保用品	废含油抹布及劳保用品	0.1t/a	0	
	生活垃圾	生活垃圾	生活垃圾	2.2t/a	0	

### 3.3.3 退役期污染源分析

退役期拆除的设备和管线回收利用，施工过程中会产生少量的扬尘、废弃管线、清扫废水、建筑垃圾等。

### 3.3.4 事故状态环境影响分析

本项目可能出现的事故主要有井喷、井漏、管线泄漏事故。

#### (1) 井喷事故

井喷主要是在井下作业过程中发生的事故。本项目在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，天然气、采出水和凝析油一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。事故状态下天然气通过放喷管线引至放喷池中燃烧放空。

#### (2) 井漏事故

本项目井漏事故一般发生在井下作业修井过程中，通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层造成一定的污染和危害。

#### (3) 非正常工况污染物核算

非正常工况主要为采气井场设备检维修，检维修时产生的天然气送至放喷池燃烧放空。根据设计方案可知，事故状态下麓探 1 井放喷量约为 2083m<sup>3</sup>/h、齐新 3003 井、齐新 3004 井放喷量为 625m<sup>3</sup>/h，单次放空最大时长均为 6h，直径为 100mm。参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中火炬焚烧排放废气产污系数法进行核算：

$$D_{\text{火炬}} = \begin{cases} 2 \times \sum_{i=1}^n (S_i \times Q_i \times t_i) & \text{(二氧化硫)} \\ \sum_{i=1}^n (\alpha \times Q_i \times t_i) & \text{(氮氧化物)} \end{cases}$$

式中：D—核算时段内火炬排放废气中某种污染物产生量，kg；

n—火炬个数，量纲一的量；

S<sub>i</sub>—核算时段内火炬气中的硫含量，kg/m<sup>3</sup>；

Q<sub>i</sub>—核算时段内火炬气流量，m<sup>3</sup>/h；

$t_i$ —火炬年运行时间, h;

$\alpha$ —排放系数,  $\text{kg}/\text{m}^3$ , 氮氧化物取 0.054。

本项目天然气中不含硫, 非正常工况麓探 1 井放喷燃烧废气中氮氧化物排放量约 112.5 $\text{kg}/\text{h}$ , 单次放空最大排放量为 0.675t; 齐新 3003 井、齐新 3004 井放喷燃烧废气中氮氧化物排放量约 33.8 $\text{kg}/\text{h}$ , 单次放空最大排放量为 0.203t。

表 3.3-15 井喷事故状态下氮氧化物排放量核算表

序号	污染源	事故排放原因	污染物	非正常排放量 (t)	非正常排放速率 ( $\text{kg}/\text{h}$ )	单次持续时间 (h)	应对措施
1	麓探 1 井	设备检维修及井喷	氮氧化物	0.675	112.5	6	通过放喷管点燃放空
2	齐新 3003 井、齐新 3004 井	设备检维修及井喷	氮氧化物	0.203	33.8	6	通过放喷管点燃放空

### 3.3.5 温室气体排放量核算

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》, 石油天然气开采企业碳排放源主要包括: 燃料燃烧  $\text{CO}_2$  排放、火炬燃烧放空、工艺放空排放、 $\text{CH}_4$  逃逸排放、 $\text{CH}_4$  回收利用率、 $\text{CO}_2$  回收利用率、净购入电力和热力隐含的  $\text{CO}_2$  排放, 公式如下:

$$E_{\text{GHG}} = E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} + E_{\text{GHG-火炬}} + \sum_s (E_{\text{GHG-工艺}} + E_{\text{GHG-逃逸}}) - R_{\text{CH}_4\text{-回收}} \times \text{GWP}_{\text{CH}_4} - R_{\text{CO}_2\text{-回收}} + E_{\text{CO}_2\text{-净电}} + E_{\text{CO}_2\text{-净热}}$$

就本工程而言, 涉及温室气体排放的环节为燃料燃烧  $\text{CO}_2$  排放、天然气开采过程中  $\text{CH}_4$  排放、天然气处理过程中  $\text{CH}_4$  逃逸排放、放喷管线燃烧放空(事故火炬)和净购入电力隐含的  $\text{CO}_2$  排放。

※燃料燃烧  $\text{CO}_2$  排放

燃料燃烧  $\text{CO}_2$  排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量, 乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率, 再逐层累加汇总得到, 公式如下:

$$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} = \sum_j \sum_i (AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12})$$

式中： $E_{CO_2\_燃烧}$  为企业的化石燃料燃烧  $CO_2$  排放量，单位为吨  $CO_2$ ；

$i$  为化石燃料的种类，燃料为天然气；

$j$  为燃烧设施序号；

$AD_{i,j}$  为燃烧设施  $j$  内燃烧的化石燃料品种  $i$  消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万  $Nm^3$ ）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算，本项目天然气消耗量为  $66 \times 10^4 m^3/a$ ；

$CC_{i,j}$  为设施  $j$  内燃烧的化石燃料  $i$  的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万  $Nm^3$  为单位；

$OF_{i,j}$  为燃烧的化石燃料  $i$  的碳氧化率，取值范围为 0~1，本次取 0.99。

根据上述公式计算出燃气发电机燃烧天然气过程中  $CO_2$  排放量为 5930t。

※天然气开采过程中  $CH_4$  逃逸排放量

天然气开采过程中  $CH_4$  逃逸排放量按照下式计算：

$$E_{CH_4\_开采逃逸} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中： $E_{CH_4\_开采逃逸}$  为原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的  $CH_4$  逃逸排放，单位为吨  $CH_4$ ；

$j$  为不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$  为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$  为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  $CH_4/（年 \cdot 个）$ ；

$Num_{gas,j}$  为天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$  为天然气开采业务中涉及的每种设施类型  $j$  的  $CH_4$  逃逸排放因子，单位为吨  $CH_4/（年 \cdot 个）$ 。

本项目为天然气开采，不涉及原油开采，涉及  $CH_4$  排放的设施主要为井口装置，相关参数取值及计算结果见表 3.3-16。

表 3.3-16 天然气开采过程甲烷逃逸排放排放量计算参数及结果一览表

场所	逃逸设施	设施逃逸	井场个数	甲烷排放量 (t/a)
3 口采气井	井口装置	2.5 吨/年·个	3	7.5

根据表中参数，结合公式计算可知，CH<sub>4</sub> 逃逸排放量为 7.5t。

※天然气处理过程中的 CH<sub>4</sub> 逃逸排放

天然气处理过程中的 CH<sub>4</sub> 排放量按照下式计算：

$$E_{CH_4_{\text{气处理逃逸}}} = Q_{\text{gas}} \times EF_{CH_4_{\text{气处理逃逸}}}$$

式中： $E_{CH_4_{\text{气处理逃逸}}}$  为天然气处理过程 CH<sub>4</sub> 逃逸排放，单位为吨 CH<sub>4</sub>；

$Q_{\text{gas}}$  为天然气的处理量，单位为亿 m<sup>3</sup>，本次取  $4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$  ( $0.132 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ )

$EF_{CH_4_{\text{气处理逃逸}}}$  为单位天然气处理量的 CH<sub>4</sub> 逃逸排放因子，单位为吨 CH<sub>4</sub>/亿 m<sup>3</sup> 天然气，本次取 40.34 吨/亿 m<sup>3</sup>。

根据上述公式计算出单口井天然气处理过程中 CH<sub>4</sub> 排放量为 5.3t，两口井的 CH<sub>4</sub> 排放量为 10.6t。

※事故状态下放喷管线燃烧放空

放喷管线燃烧放空过程中 CO<sub>2</sub> 和 CH<sub>4</sub> 的排放量公式如下：

$$E_{CO_2_{\text{事故火炬}}} = \sum_j GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times \left( CC_{(\text{非}CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4_{\text{事故火炬}}} = \sum_j \left[ GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

式中： $E_{CO_2_{\text{事故火炬}}}$  为由于事故火炬产生的 CO<sub>2</sub> 排放，单位为吨 CO<sub>2</sub>；

$E_{CH_4_{\text{事故火炬}}}$  为事故火炬产生的 CH<sub>4</sub> 排放，单位为吨 CH<sub>4</sub>。

$j$  为事故次数；

$GF_{\text{事故},j}$  为报告期内第  $j$  次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 m<sup>3</sup>/小时，本次取 0.2083 万 m<sup>3</sup>/h；

$T_{\text{事故},j}$  为报告期内第  $j$  次事故的持续时间，单位为小时；本次取 6 小时；

$CC_{(\text{非}CO_2)_j}$  为第  $j$  次事故火炬气中除 CO<sub>2</sub> 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 m<sup>3</sup>，计算公式如下：

$$CC_{\text{非}CO_2} = \sum_n \left( \frac{12 \times V_n \times CN_n \times 10}{22.4} \right)$$

$V_n$ 为火炬气中除 $CO_2$ 外的第 $n$ 种含碳化合物（包括一氧化碳）的体积浓度，取值范围 $0\sim 1$ ，如某含碳化合物的体积浓度为90%，则 $V_n$ 取0.9；计算出 $CC_{(非CO_2)}$ 为9.26；

$CN_n$ 为火炬气中第 $n$ 种含碳化合物（包括一氧化碳）化学分子式中的碳原子数目。

OF为火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值0.98；

$V_{(CO_2)_j}$ 为第 $j$ 次事故火炬气中 $CO_2$ 的体积浓度，本次取0.63%；

$V_{CH_4}$ 为事故火炬气中 $CH_4$ 的体积浓度，本次取80%。

根据上述公式计算出两个井场 $CH_4$ 和 $CO_2$ 排放量分别为0.28t、83.4t。

※净购入电力隐含的 $CO_2$ 排放量

购入电力生产的二氧化碳排放量按如下公式计算：

$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中： $E_{CO_2\text{-净电}}$ 为报告主体净购入电力隐含的 $CO_2$ 排放量，单位为吨 $CO_2$ ；

$AD_{\text{电力}}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{\text{电力}}$ 为电力供应的 $CO_2$ 排放因子，单位为吨 $CO_2$ /MWh。

本工程电力消耗约3161MW·h，据此计算购入电力所产生的二氧化碳，详见表3.3-17。

表 3.3-17 年净购入电力所产生的二氧化碳排放情况

净购入电量（MW·h）	排放因子（tCO <sub>2</sub> /MW·h）	排放量（tCO <sub>2</sub> ）
3161	0.8922	2820.2

备注：排放因子来源于生态环境部2020年12月29日发布的《2019年度减排项目中国区域电网基准线排放因子》中规定的西北电网的排放因子

根据上述计算可知，本项目 $CH_4$ 排放量为18.38t/a， $CO_2$ 排放量为8833.6t/a。

### 3.4 总量控制指标

根据《“十四五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，大气污染物减排因子为 $NO_x$ 、VOCs，水污染物减排因子为COD和氨氮。井下作业废液集中收集后送至红山嘴联合站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要

求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅲ级要求后回注地层；本项目无有组织非甲烷总烃和氮氧化物排放，总量控制指标仅对有组织废气进行控制，故本次不进行总量控制指标申请。

### 3.5 清洁生产分析

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。

#### 3.5.1 清洁生产水平技术指标对比分析

##### （1）指标分析

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）》对本项目的清洁生产水平进行评价。

本项目钻井、井下作业、采气和集输处理作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.5-1 至表 3.5-3。

##### （2）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：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

$P_1$ —定量评价考核总分值；

$P_2$ —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

综合评价指标表 3.5-4。

表 3.5-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
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 <sup>2</sup>	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%	100	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	>85	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	<35	10
		废弃钻井液	m <sup>3</sup> /100m 标准进尺	10	≤10	<10	10
		采油机烟气	-	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	本项目评分		
(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	具备欠平衡技术	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 3.5-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
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 <sup>3</sup> /井次	10	≤5.0	0	10
		新鲜水消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	≤5.0	<5	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 <sup>3</sup> /井次	10	≤3.0	743.14	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	<50	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	<150	5
		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	本项目评分	
(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 3.5-3 采气和集输定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目		
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	9.17	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	100	10	
		油井伴生气回收利用率	%	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	
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10	
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10	
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目评分		
(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	/	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		20	/	20	20
		集输流程			全密闭流程	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		

表 3.5-4 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.5-1 至表 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 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。
- 采气和集输：定量指标 100 分，定性指标 100 分，综合评价 100 分。

### 3.5.2 本项目清洁生产水平分析

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为清洁生产先进企业。

本项目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，减少了气井开采过程中固体废物、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。

综上所述，本项目在严格执行落实各项环保措施，节约高效利用资源能源，使用质量合格的管线，制定合理有效的废物管理方案的前提下符合现行的清洁生产要求，项目实施后，采气一厂仍为清洁生产先进企业。

## 4 环境质量现状调查与评价

### 4.1 自然环境现状调查与评价

#### 4.1.1 地理位置

呼图壁县隶属昌吉回族自治州，位于新疆维吾尔自治区中北部，地处欧亚大陆腹地，准噶尔盆地南缘，地理坐标为东经  $86^{\circ} 5' \sim 87^{\circ} 8'$ 、北纬  $43^{\circ} 7' \sim 45^{\circ} 20'$  之间。南以天山分水岭与巴音郭楞蒙古自治州的和静县交界，北至古尔班通古特沙漠中心与塔城地区的和布克赛尔蒙古自治县交界，东邻昌吉市，西接玛纳斯县。东距乌鲁木齐市 68km，G312 国道、S201 省道、乌奎高速公路、北疆铁路横贯全境，是“乌昌核心经济圈”的重要组成部分和通往北疆各地及霍尔果斯、阿拉山口等边贸口岸的重要交通枢纽。

昌吉高新技术产业开发区位于昌吉市区以西 12km，北至呼克公路、南至 G312 国道以南 1km，东距乌鲁木齐市 49km。距离乌鲁木齐市国际机场 32km，距离昌吉火车站 27km，距离石河子 100km。

地理位置见图 4.1-1。

图 4.1-1 地理位置示意图

#### 4.1.2 地形地貌

井场所在区域位于呼图壁县天山北麓中部呼图壁河和三屯河冲洪积倾斜平原的中上部，地势总体上南高北低，缓慢向北倾斜。项目区地形较为平坦，地面海拔 500m~570m。

外输管线所在区域位于昌吉高新区，地形总体上呈南高北低走势，地形总体比较平缓，南侧地面标高最高为 572m，北侧地面标高最低为 534.27m，南北高程差 37.73m，坡度基本小于 2%。片区自西向东有三条大的雨水冲沟（最西端冲沟为昌吉市与呼图壁县行政界线）。

#### 4.1.3 水文地质

呼图壁县地区广泛分布巨厚的第四系沉积层，为地下水的储存提供了良好的空间条件，根据区域水文地质调查资料，区内埋藏有丰富的孔隙潜水和承压水，以及沙漠底垫层水。潜水分布广泛，但在不同地段含水层岩性不同，富水程度差异较大，潜水含水层厚度由南向北逐渐变薄，岩性由粗变细，埋藏深度由深变浅。

在呼图壁流域地下水溢流带及其北部细土平原区，均有承压自流水的埋藏分布，承压含水层顶板埋深一般在 85m~130m 之间。

项目区地下水类型属第四系松散岩类孔隙水。含水层岩性为卵砾石、沙砾石，从扇顶至扇缘含水层由厚变薄，含水层颗粒由粗变细。富水性自南向北具有明显的弱—强—弱的变化规律。沿乌伊公路两侧宽约 5—13km 范围内为强富水带，饱水带厚度为 600—700m，水位埋深 20—40m，单井涌水量一般为 800—5000m<sup>3</sup>/d，最大可达 7776.00m<sup>3</sup>/d。评价区内地下水径流条件好，水文地球化学作用以淋溶和迁移为主，水化学类型一般为 HCO<sub>3</sub>—Ca·Na、HCO<sub>3</sub>·SO<sub>4</sub>—Ca·Na 型水，矿化度大都小于 1g/L，水质良好，适于灌溉和饮用。地下水总体由南向北径流，与项目区地下水有补给关系的河流为呼图壁河。呼图壁河出山口后，流经冲积扇透水良好的砾石带，河水经过天然渗漏补给形成第四系松散孔隙水，是该县境内平原地区地下水的主要来源。

呼图壁河是呼图壁县最大的河流，发源于天山主脊的喀拉乌成山及天格尔山，由南向北经高山区、中山区和低山区后进入平原区，在呼图壁县城以西 1.5km 处经过，在呼图壁镇的芨芨坝分为东西二河，东河进入小海子水库，西河进入大海子水库，呼图壁河全长 200km，主河道长约 176km，汇水面积 2375km<sup>2</sup>，为常年性河流。呼图壁河的径流形成源于山区沿途大气降水和冰雪融水，山区基岩裂隙水补给。该河多年平均径流量为 4.54×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>，平均流量 14.5m<sup>3</sup>/s，夏季（6~8 月）占全年径流量 70.4%。河流年际变化小，最大 1.75 倍，水化学类型为 HCO<sub>3</sub> 型，矿化度较低，适宜农田灌溉，是平原地区地下水的主要补给来源，也是项目区地下水的主要补给来源。

昌吉高新区坐落于三屯河冲洪积扇中下部，为多层结构的混合水含水层。高新区地下水西南部埋深较小，东北部埋深较大，中部埋深也较大，地层深度 200m 以内含水层厚度大于 40m，小于 120m，含水层岩性以砂砾石为主，多层结构，富含潜水及承压水，属混合型含水层组，并且高新区潜水含水层和承压水含水层的富水程度

较好。

#### 4.1.4 气候气象

呼图壁县属温带大陆性干旱半干旱气候。平原地区平均气温 6.7℃，年降水量 167mm，无霜期平均 177 天，全年日照总时数 3090 小时，稳定在 10℃ 以上的年有效积温为 3553℃。在 5 月份到 8 月份，平原地区作物生长旺盛的季节，每天平均日照时数 10 小时以上，7 月份达 11 小时以上。常年主导风向为西风。

呼图壁气田位于中纬度的亚洲腹地，远离海洋，北部又有高山屏障阻隔北方冷湿气流，属于典型的中温带大陆干旱荒漠性气候区。主要气候特点是：四季分明，夏季炎热，冬季寒冷，春季升温迅速，秋季降温快；降水稀少，气候干燥；热量丰富，光照充足，无霜期短；昼夜温差大，年极端温差大。

昌吉高新区处于中纬度欧亚大陆腹地，受地形地势、太阳辐射、下垫面性质、植被、大气环流等影响，南北气候差异很大，属蒸发较大的典型温带大陆性干旱气候，光热充足，降水稀少，蒸发较大，冬季严寒漫长，夏季炎热干燥，气温年（日）温差大，春季多大风，升温快且不稳定，秋季降温迅速，冷空气活动频繁。总体来讲，冬季寒冷夏季热，昼夜温差大；冬长夏短，春秋不明显，具有寒冷、干燥、多变的特点。该区域全年平均气温 6.17℃，一月平均气温为-17.5℃，七月平均气温为 24.7℃。极端最高气温 42℃，极端最低气温-38.2℃。自然降水极少，年平均降水量 200mm，年平均蒸发量 2300mm 以上，降水对土壤水分的补充仅起辅助作用。年积雪天数为 90d，积雪最大厚度为 0.5m。区域内东西风居多，风力不大，冬季和早春受乌鲁木齐东南风影响，区域内多东南风和西南风，常年主导风向为西南风（SW），最大风速 30m/s。

## 4.2 环境保护目标调查

评价范围内无自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区、自然公园等环境敏感区、医院、学校等环境敏感目标。项目区位于水土流失重点治理区——天山北坡诸小河流域重点治理区，生态环境保护目标为评价范围内的水土流失重点治理区、其他野生动植物，大气环境保护目标为居民区，土壤环境保护目标为一般耕地和天

然牧草地。

#### (1) 水土流失重点治理区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和新水水保〔2019〕4 号文，项目所在县域属于天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区。结合项目区地理位置、地形地貌和气候环境特点，确定项目区水土流失类型主要以轻度风力、中度水力侵蚀为主。

#### (2) 一般耕地

本项目不占用基本农田，仅占用一般耕地，但土壤评价范围内一般耕地种植的农作物主要为葡萄、玉米、小麦和棉花。

### 4.3 环境质量现状调查与评价

本次采用实测和引用资料相结合的方法调查区域环境质量现状。

#### 4.3.1 大气环境质量现状调查与评价

##### (1) 区域大气环境质量达标判定

根据《新疆维吾尔自治区 2024 年生态环境状况公报》，项目所在的行政区—昌吉回族自治州属于环境空气不达标区。根据生态环境部环境工程评估中心“环境空气质量模型技术支持服务系统”发布的数据显示，昌吉回族自治州 2024 年基本污染物中 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、CO、O<sub>3</sub> 的现状浓度均符合《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准，PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 的现状浓度超标。详见表 4.3-1。

表 4.3-1 大气质量及评价结果一览表

监测因子	年评价指标	现状浓度 (μg/m <sup>3</sup> )	标准值 (μg/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)	达标情况
SO <sub>2</sub>	年平均值	7	60	11.67	达标
NO <sub>2</sub>	年平均值	30	40	75.00	达标
PM <sub>10</sub>	年平均值	70	60	116.67	达标
PM <sub>2.5</sub>	年平均值	40	30	133.33	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1.8 (mg/m <sup>3</sup> )	4 (mg/m <sup>3</sup> )	45.00	达标
O <sub>3</sub>	最大 8 小时平均第 90 百分位数	134	160	83.75	达标

##### (2) 特征污染因子环境质量现状评价

###### ① 监测因子及监测点位

根据方案中可知，天然气中未检出硫化氢，为保留本底值，本次评价对非甲烷总烃、硫化氢和汞进行实测。

监测点位：本次在齐新 3003 井场处及其主导下风向 1500m 处各布设 1 个监测点，在麓探 1 井下风向 1300m 处布设 1 个监测点，在齐新 3004 井下风向 650m 处布设 1 个监测点，在呼图壁天然气脱水脱烃站下风向 760m 处布设 1 个监测点，共布设 5 个大气监测点，监测点坐标见表 4.3-2 和图 4.3-1。

表 4.3-2 大气监测点坐标一览表

序号	监测点描述	坐标	
		N	E
G1	齐新 3003 井项目区		
G2	齐新 3003 井下风向 1.5km		
G3	呼图壁天然气脱水脱烃站下风向 0.76km		
G4	麓探 1 井下风向 1.3km		
G5	齐新 3004 井下风向 0.65km		

#### ②监测频次

非甲烷总烃、汞和硫化氢均连续监测 7 天，其中非甲烷总烃每天测 4 次，每次取 4 次样；硫化氢每天测 4 次；汞取日均值。

#### ③监测时间及监测单位

监测时间：2026 年 1 月 11 日~1 月 17 日。

监测单位：新疆壹诺环保科技有限公司。

#### ④评价标准

NMHC 参照执行《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中的推荐值  $2.0\text{mg}/\text{m}^3$  执行， $\text{H}_2\text{S}$  执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值，汞执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）附录 A 中二级浓度限值，小时值按照年均值 6 倍折算，即  $0.30\ \mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

图 4.3-1 环境监测布点示意图

#### ⑤评价方法

采用最大占标率法来评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状，计算公式如下：

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

$P_i$ —第  $i$  种污染物的最大地面质量浓度占标率，%；

$C_i$ —污染物  $i$  的实测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

$C_{oi}$ —污染物  $i$  的环境空气标准浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

### ⑥评价结果

监测数据及评价结果详见表 4.3-3。

表 4.3-3 大气环境质量现状监测及评价结果一览表

监测点位	监测因子	评价指标	标准值 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	现状浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	最大占标 率 (%)	达标 情况
G1	NMHC	一次值	2000	790~1240	62	达标
	H <sub>2</sub> S	一次值	10	0.001	0.0001	达标
G2	NMHC	一次值	2000	660~1260	63	达标
	H <sub>2</sub> S	一次值	10	0.001	0.0001	达标
G3	NMHC	一次值	2000	1150~1550	77.5	达标
	H <sub>2</sub> S	一次值	10	0.001	0.0001	达标
	汞	小时值	0.3	ND	/	达标
G4	NMHC	一次值	2000	780~1240	62	达标
	H <sub>2</sub> S	一次值	10	0.001	0.0001	达标
	汞	小时值	0.3	ND	/	达标
G5	NMHC	一次值	2000	740~1250	62.5	达标
	H <sub>2</sub> S	一次值	10	0.001	0.0001	达标

由表 4.3-3 可知，NMHC 监测浓度满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值  $2.0\text{mg}/\text{m}^3$  要求，H<sub>2</sub>S 监测浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值要求。汞日均值能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单的二级标准要求。

### 4.3.2 水环境质量现状调查与评价

本项目地表水评价等级为三级 B，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中的相关要求，不需对地表水环境质量现状调查，本次仅对地下水环境质量现状进行调查和评价。

#### (1) 监测点位和监测因子

本项目周边地下水井较少，本次共引用 3 个地下水水质监测点，6 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：引用新疆锡水金山环境科技有限公司于 2025 年 10 月 20 日在“昌吉高新技术产业开发区化工产业集中区总体规划（2025-2035）环评现状监测”的 1 口地下水井数据；引用新疆正天华能环境工程技术有限公司于 2024 年 8 月 29 日在“新疆油田呼图壁气田呼探 1 区块清水河组、喀拉扎组气藏开发建设工程环境影响报告书”中的 5 口地下水井数据。

监测点位坐标见表 4.3-5 和图 4.3-1。

表 4.3-5 地下水监测坐标一览表

项目名称	监测点	水源井名称	坐标		水位(m)	层位	与项目区的相对位置关系
			N	E			
新疆油田呼图壁气田呼探 1 区块清水河组、喀拉扎组气藏开发建设工程	W1	独山子村水井				潜水层	麓探 1 井东北方向 3.05km
	W2	龙王庙村水井				潜水层	麓探 1 井东北方向 9.48km
	W3	小土古里村六队水井				潜水层	麓探 1 井东侧 16.79km
	W4	十九户村水井				潜水层	麓探 1 井东北方向 15.16km
	W5	中渠村水井				潜水层	麓探 1 井北侧约 15.39km
昌吉高新技术产业开发区化工产业集中区总体规划（2025-2035）环评现状监测	W6	东滩村水井				潜水层	外输管线终点北侧约 3.8km

(2) 数据有效性说明

根据区域水文地质勘探资料及《区域综合水文地质图》，本工程所在区域地下水流向大体为由南向北。本工程地下水等级为三级，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中“8.3.3.3 现状监测点的布设原则，4）三级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 3 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 1—2 个。原则上建设项目场地上游和下游影响区的地下水水质监测点各不得少于 1 个。”。故本工程在场地上游布设 1 个地下水水质监测点，建设项目场地下游影响区布设 2 个地下水水质监测点，布点满足导则要求，且监测井与本工程所在地属于同一水文地质单元，具有代表性，可以说明项目所在区域的地下水环境质量现状。

### （3）监测因子

W1~W3 监测因子为 pH、氨氮（以 N 计）、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、氰化物、砷、汞、铬（Cr<sup>6+</sup>）、总硬度（以 CaCO<sub>3</sub> 计）、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体（TDS）、耗氧量、硫酸盐、氯化物、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总数、钾、钙、镁、碳酸盐、Cl<sup>-</sup>、SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>、挥发性酚类、石油类。

W4~W6 监测因子为水位。

### （4）评价标准

执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。

### （5）评价方法

采用单项标准指数法对地下水进行评价。

$$P_i = C_i / C_{si}$$

式中：P<sub>i</sub>——水质单项标准指数；

C<sub>i,j</sub>——水质评价因子 i 在第 j 取样点的浓度，mg/L；

C<sub>si</sub>——i 因子的评价标准，mg/L；

pH 的单项标准指数表达式为：

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

$$\text{pH}_j > 7.0 \text{ 时: } S_{\text{pH},j} = \frac{\text{pH}_j - 7.0}{\text{pH}_{\text{su}} - 7.0}$$

式中： $S_{\text{pH},j}$ —pH 标准指数；

$\text{pH}_j$ —j 点实测 pH 值；

$\text{pH}_{\text{sd}}$ —标准中的 pH 值的下限值；

$\text{pH}_{\text{su}}$ —标准中的 pH 值的上限值。

#### (6) 评价结果

监测及评价结果见表 4.3-6。

由表 4.3-6 可知，各监测点监测项目浓度均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准限值的要求，石油类浓度均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准。

表 4.3-6 地下水现状监测数据一览表 (单位: mg/L, pH 无量纲)

序号	监测项目	标准值	W1			W2			W3		
			监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
1	pH	6.5~8.5	8	0.67	达标	8.1	0.73	达标	8.1	0.73	达标
2	总硬度	450	195	0.43	达标	142	0.32	达标	216	0.48	达标
3	耗氧量 (高锰酸盐指数)	3	<0.5	<0.16	达标	<0.5	<0.16	达标	<0.5	<0.16	达标
4	硝酸盐(以 N 计)	20	4.32	0.22	达标	0.805	0.04	达标	5.13	0.26	达标
5	亚硝酸盐氮	1	≤0.003	≤0.003	达标	≤0.003	≤0.003	达标	<0.003	≤0.003	达标
6	氨氮	0.5	<0.025	<0.05	达标	<0.025	<0.05	达标	0.027	<0.05	达标
7	铁	0.3	≤0.03	<0.1	达标	<0.03	<0.1	达标	<0.03	≤0.1	达标
8	锰	0.1	<0.01	<0.1	达标	<0.01	<0.1	达标	<0.01	<0.1	达标
9	铅	0.01	≤0.0025	≤0.25	达标	≤0.0025	<0.25	达标	<0.0025	≤0.25	达标
10	镉	0.005	<0.0005	≤0.1	达标	<0.0005	≤0.1	达标	<0.0005	≤0.1	达标
11	汞	0.001	<0.00004	≤0.04	达标	≤0.00004	≤0.04	达标	≤0.00004	<0.04	达标
12	砷	0.01	<0.0003	≤0.03	达标	<0.0003	≤0.03	达标	<0.0003	<0.03	达标
13	挥发酚类	0.002	<0.0003	<0.15	达标	<0.0003	<0.15	达标	<0.0003	<0.15	达标
14	铬(六价)	0.05	<0.004	<0.08	达标	<0.004	<0.08	达标	<0.004	<0.08	达标
15	硫化物	0.02	<0.003	<0.15	达标	<0.003	<0.15	达标	<0.003	<0.15	达标
16	钡	0.7	<0.01	<0.014	达标	0.01	<0.014	达标	0.1	<0.014	达标
17	氟化物	1	0.11	0.11	达标	0.12	0.12	达标	0.126	0.126	达标
18	氰化物	0.05	<0.002	<0.04	达标	<0.002	<0.04	达标	<0.002	<0.04	达标
19	溶解性总固体	1000	229	0.229	达标	220	0.22	达标	352	0.352	达标
20	钾	-	2.18	-	达标	2.03	-	达标	2.3	-	达标

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

21	钠	200	19.7	0.099	达标	20.5	0.103	达标	29.1	0.146	达标
22	钙	-	56.7	-	达标	36.5	-	达标	66	-	达标
23	镁	-	8.78	-	达标	6.3	-	达标	9.56	-	达标
24	碳酸根	-	0	-	达标	0	-	达标	0	-	达标
25	碳酸氢根	-	142	-	达标	146	-	达标	156	-	达标
26	氯化物	250	27.1	0.108	达标	25.2	0.101	达标	31.4	0.126	达标
27	硫酸盐	250	82.1	0.328	达标	40.8	0.163	达标	114	0.456	达标
28	石油类	0.05	≤0.01	<0.2	达标	<0.01	<0.2	达标	≤0.01	<0.2	达标
29	*细菌总数	100	19	0.19	达标	16	0.16	达标	18	0.18	达标
30	*总大肠菌群	30	<10	<0.33	达标	<10	<0.33	达标	<10	<0.33	达标

### 4.3.3 声环境质量现状调查与评价

#### (1) 监测点位

在齐新 3003 井、齐新 3004 井、麓探 1 井和呼图壁天然气脱水脱烃站厂界四周各布设 1 个监测点，共布设 16 个监测点，坐标见表 4.3-7 和图 4.3-1。

表 4.3-7 噪声监测点坐标一览表

序号	监测点描述		坐标	
			N	E
Z1	齐新 3004 井	东厂界		
Z2		南厂界		
Z3		西厂界		
Z4		北厂界		
Z5	齐新 3003 井	东厂界		
Z6		南厂界		
Z7		西厂界		
Z8		北厂界		
Z9	麓探 1 井	东厂界		
Z10		南厂界		
Z11		西厂界		
Z12		北厂界		
Z13	呼图壁 天然气 脱水脱 烃站	东厂界		
Z14		南厂界		
Z15		西厂界		
Z16		北厂界		

#### (2) 监测单位及监测时间

监测时间：2026 年 1 月 12 日~1 月 13 日。

监测单位：新疆壹诺环保科技有限公司。

#### (3) 评价标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准限值。

#### (4) 评价方法

监测值与标准值直接比对，说明噪声源及是否超标。

#### (5) 评价结果

声环境现状监测结果见表 4.3-8。

表 4.3-8 声环境现状监测结果

监测点	监测点描述	昼间[单位：dB (A)]			夜间[单位：dB (A)]		
		监测值	标准值	达标情况	监测值	标准值	达标情况

Z1	齐新 3004 井	西厂界	54	60	达标	44	50	达标
Z2		南厂界	55	60	达标	45	50	达标
Z3		东厂界	54	60	达标	44	50	达标
Z4		北厂界	52	60	达标	43	50	达标
Z5	齐新 3003 井	北厂界	54	60	达标	43	50	达标
Z6		西厂界	53	60	达标	43	50	达标
Z7		南厂界	56	60	达标	43	50	达标
Z8		东厂界	53	60	达标	44	50	达标
Z9	麓探 1 井	北厂界	53	60	达标	44	50	达标
Z10		西厂界	50	60	达标	44	50	达标
Z11		南厂界	55	60	达标	47	50	达标
Z12		东厂界	54	60	达标	44	50	达标
Z13	呼图壁 天然气 脱水脱 烃站	东北厂界	53	60	达标	42	50	达标
Z14		西北厂界	53	60	达标	44	50	达标
Z15		西南厂界	54	60	达标	43	50	达标
Z16		东南厂界	52	60	达标	44	50	达标

由表 4.3-8 可知，各监测点昼、夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

#### 4.3.4 土壤环境质量现状调查与评价

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型为灰漠土、棕钙土和绿洲潮土。

##### （1）土壤环境质量现状调查及评价

###### 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，本次共布设 3 个柱状样和 7 个表层样，监测点坐标见表 4.3-9、图 4.3-2 和图 4.3-3。

表 4.3-9 实测土壤监测点位

监测点位		经纬度坐标		采样性质	
		E	N		
占地 范围 内	S1			柱状样	在 0~0.5m、 0.5~1.5m、 1.5~3m 分别取 样
	S2			柱状样	
	S3			柱状样	
	S4			表层样	0~0.2m 处取样

	S5 (监测报告 T12)			表层样	
	S6 (监测报告 T11)			表层样	
占地范围外	S7			表层样	0~0.2m 处取样
	S8			表层样	
	S9			表层样	
	S10			表层样	

图 4.3-2 土壤监测布点示意图 (1)

图 4.3-3 土壤监测布点示意图 (2)

### ②监测因子

S4、S5 监测点监测因子为：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1, 1-二氯乙烷、1, 2-二氯乙烷、1, 1-二氯乙烯、顺-1, 2-二氯乙烯、反-1, 2-二氯乙烯、二氯甲烷、1, 2-二氯丙烷、1, 1, 1, 2-四氯乙烷、1, 1, 2, 2-四氯乙烷、四氯乙烯、1, 1, 1-三氯乙烷、1, 1, 2-三氯乙烷、三氯乙烯、1, 2, 3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1, 2-二氯苯、1, 4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并（a）蒽、苯并（a）芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、蒽、二苯并（a, h）蒽、茚并（1, 2, 3-cd）芘、萘、石油烃、土壤含盐量，共计 48 项。

其余监测因子：pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃、土壤盐分含量。

理化性质调查：S1 理化性质调查包括土壤颜色、土壤结构、土壤质地、砂砾含量、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度。

### ③监测单位及监测时间

采样时间：2026 年 1 月 11 日-2026 年 1 月 12 日。

监测单位：新疆壹诺环保科技有限公司。

### ④评价标准

土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

## ⑤评价方法

采用单因子标准指数法，计算公式为：

$$S_{i,j} = C_{i,j} / C_{si}$$

式中： $S_{i,j}$ —单项土壤参数 i 在 j 点的标准指数；

$C_{i,j}$ —土壤参数 i 在 j 点的监测浓度，mg/L；

$C_{si}$ —土壤参数 i 的土壤环境质量标准，mg/L。

## ⑥评价结果

土壤监测及评价结果见表 4.3-10、表 4.3-11，土壤理化性质见表 4.3-12。

表 4.3-10 挥发性、半挥发性监测因子监测结果及评价结果一览表

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	S4			S5		
			监测值 (mg/kg)	标准指数	达标情况	监测值 (mg/kg)	标准指数	达标情况
1	四氯化碳	2.8	ND	/	达标	ND	/	达标
2	氯仿	0.9	ND	/	达标	ND	/	达标
3	氯甲烷	37	ND	/	达标	ND	/	达标
4	1,1-二氯乙烷	9	ND	/	达标	ND	/	达标
5	1,2-二氯乙烷	5	ND	/	达标	ND	/	达标
6	1,1-二氯乙烯	66	ND	/	达标	ND	/	达标
7	顺-1,2-二氯乙烯	596	ND	/	达标	ND	/	达标
8	反-1,2-二氯乙烯	54	ND	/	达标	ND	/	达标
9	二氯甲烷	616	ND	/	达标	ND	/	达标
10	1,2-二氯丙烷	5	ND	/	达标	ND	/	达标
11	1,1,1,2-四氯乙烷	10	ND	/	达标	ND	/	达标
12	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	ND	/	达标	ND	/	达标
13	四氯乙烯	53	ND	/	达标	ND	/	达标
14	1,1,1-三氯乙烷	840	ND	/	达标	ND	/	达标
15	1,1,2-三氯乙烷	2.8	ND	/	达标	ND	/	达标
16	三氯乙烯	2.8	ND	/	达标	ND	/	达标
17	1,2,3-三氯丙烷	0.5	ND	/	达标	ND	/	达标
18	氯乙烯	0.43	ND	/	达标	ND	/	达标
19	苯	4	ND	/	达标	ND	/	达标
20	氯苯	270	ND	/	达标	ND	/	达标
21	1,2-二氯苯	560	ND	/	达标	ND	/	达标

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	S4			S5		
			监测值 (mg/kg)	标准指数	达标情况	监测值 (mg/kg)	标准指数	达标情况
22	1,4 二氯苯	20	ND	/	达标	ND	/	达标
23	乙苯	28	ND	/	达标	ND	/	达标
24	苯乙烯	1290	ND	/	达标	ND	/	达标
25	甲苯	1200	ND	/	达标	ND	/	达标
26	间二甲苯+对二甲苯	570	ND	/	达标	ND	/	达标
27	邻二甲苯	640	ND	/	达标	ND	/	达标
28	硝基苯	76	ND	/	达标	ND	/	达标
29	苯胺	260	ND	/	达标	ND	/	达标
30	2-氯酚	2256	ND	/	达标	ND	/	达标
31	苯并[a]蒽	15	ND	/	达标	ND	/	达标
32	苯并[a]芘	1.5	ND	/	达标	ND	/	达标
33	苯并[b]荧蒽	15	ND	/	达标	ND	/	达标
34	苯并[k]荧蒽	151	ND	/	达标	ND	/	达标
35	蒽	1293	ND	/	达标	ND	/	达标
36	二苯并[a,h]蒽	1.5	ND	/	达标	ND	/	达标
37	茚并[1,2,3-cd]芘	15	ND	/	达标	ND	/	达标
38	萘	70	ND	/	达标	ND	/	达标

表 4.3-11 其他监测点监测结果及评价结果一览表

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值 单位	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
				S1 (0m~0.5m)			S1 (0.5m~1.5m)			S1 (1.5m~3m)		
1	pH	/	/	8.10	/	/	7.82	/	/	7.97	/	/
2	土壤盐分含量	/	g/kg	27.2	/	达标	32.1	/	/	13.3	/	/
3	汞	38	mg/kg	0.007	0.0002	达标	0.049	0.0013	达标	0.022	0.0006	达标
4	砷	60	mg/kg	9.40	0.1567	达标	11.2	0.1867	达标	10.5	0.1750	达标
5	铜	18000	mg/kg	29	0.0016	达标	26	0.0014	达标	22	0.0012	达标
6	铅	800	mg/kg	13.8	0.0173	达标	12.6	0.0158	达标	11.6	0.0145	达标
7	镍	900	mg/kg	49	0.0544	达标	48	0.0533	达标	40	0.0444	达标
8	镉	65	mg/kg	0.45	0.0069	达标	0.45	0.0069	达标	0.42	0.0065	达标
9	六价铬	5.7	mg/kg	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标
10	石油烃	4500	mg/kg	26	0.0058	达标	11	0.0024	达标	12	0.0027	达标
/	/	/	/	S2 (0m~0.5m)			S2 (0.5m~1.5m)			S2 (1.5m~3m)		
1	pH	/	/	8.50	/	/	7.95	/	/	8.34	/	/
2	土壤盐分含量	/	g/kg	9.2	/	/	18.7	/	/	17.1	/	/
3	汞	38	mg/kg	0.020	0.0005	达标	0.048	0.0013	达标	0.011	0.0003	达标
4	砷	60	mg/kg	9.59	0.1598	达标	9.38	0.1563	达标	11.4	0.1900	达标
5	铜	18000	mg/kg	27	0.0015	达标	23	0.0013	达标	23	0.0013	达标
6	铅	800	mg/kg	13.1	0.0164	达标	14.4	0.0180	达标	14.8	0.0185	达标
7	镍	900	mg/kg	43	0.0478	达标	41	0.0456	达标	47	0.0522	达标
8	镉	65	mg/kg	0.39	0.0060	达标	0.46	0.0071	达标	0.44	0.0068	达标
9	六价铬	5.7	mg/kg	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

10	石油烃	4500	mg/kg	13	0.0029	达标	ND	/	达标	30	0.0067	达标
/	/	/	/	S3 (0m~0.5m)			S3 (0.5m~1.5m)			S3 (1.5m~3m)		
1	pH	/	/	7.96	/	/	8.54	/	/	8.55	/	/
2	土壤盐分含量	/	g/kg	0.4	/	/	0.6	/	/	5.4	/	/
3	汞	38	mg/kg	0.028	0.0007		0.013	0.0003	达标	0.039	0.0010	达标
4	砷	60	mg/kg	7.24	0.1207		9.00	0.1500	达标	8.88	0.1480	达标
5	铜	18000	mg/kg	22	0.0012		22	0.0012	达标	26	0.0014	达标
6	铅	800	mg/kg	13.6	0.0170		13.2	0.0165	达标	13.4	0.0168	达标
7	镍	900	mg/kg	42	0.0467		43	0.0478	达标	43	0.0478	达标
8	镉	65	mg/kg	0.37	0.0057		0.44	0.0068	达标	0.44	0.0068	达标
9	六价铬	5.7	mg/kg	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标
10	石油烃	4500	mg/kg	17	0.0038	达标	11	0.0024	达标	12	0.0027	达标
/	/	/	/	S4 (0m~0.2m)			S5 (0m~0.2m)			S6 (0m~0.2m)		
1	pH	/	/	7.85	/	/	8.68	/	/	8.72	/	/
2	土壤盐分含量	/	g/kg	5.0	/	/	2.5	/	/	1.0	/	/
3	汞	38	mg/kg	0.026	0.0007	达标	0.049	0.0013	达标	0.038	0.001	达标
4	砷	60	mg/kg	9.45	0.1575	达标	10.6	0.1767	达标	11.2	0.1867	达标
5	铜	18000	mg/kg	26	0.0014	达标	26	0.0014	达标	27	0.0015	达标
6	铅	800	mg/kg	12.4	0.0155	达标	15	0.0187	达标	12	0.015	达标
7	镍	900	mg/kg	51	0.0567	达标	45	0.05	达标	47	0.0522	达标
8	镉	65	mg/kg	0.39	0.0060	达标	0.22	0.0034	达标	0.21	0.0032	达标
9	六价铬	5.7	mg/kg	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标
10	石油烃	4500	mg/kg	12	0.0027	达标	18	0.004	达标	18	0.004	达标
/	/	/	/	S7 (0m~0.2m)			S8 (0m~0.2m)			S9 (0m~0.2m)		

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

1	pH	/	/	7.94	/	/	7.93	/	/	8.11	/	/
2	土壤盐分含量	/	g/kg	13.9	/	/	20.1	/	/	21.1	/	/
3	锌	300	mg/kg	81	0.2700	达标	74	0.2467	达标	111	0.3700	达标
4	汞	3.4	mg/kg	0.023	0.0068	达标	0.025	0.0074	达标	0.018	0.0053	达标
5	砷	25	mg/kg	10.9	0.4360	达标	9.62	0.3848	达标	10	0.4000	达标
6	镉	0.6	mg/kg	0.26	0.4333	达标	0.34	0.5667	达标	0.46	0.7667	达标
7	铜	100	mg/kg	26	0.2600	达标	25	0.2500	达标	26	0.2600	达标
8	镍	60	mg/kg	56	0.9333	达标	46	0.7667	达标	51	0.8500	达标
9	铅	170	mg/kg	10.8	0.0635	达标	13.4	0.0788	达标	14.9	0.0876	达标
10	铬	250	mg/kg	50	0.2000	达标	45	0.1800	达标	53	0.2120	达标
11	石油烃	826	mg/kg	17	0.0038	达标	8	0.0018	达标	27	0.006	达标
/	/	/	/	S10(0m~0.2m)			/					
1	pH	/	/	8.73	/	/						
2	土壤盐分含量	/	g/kg	3.2	/	/						
3	锌	300	mg/kg	85	0.2833	达标						
4	汞	3.4	mg/kg	0.018	0.0053	达标						
5	砷	25	mg/kg	9.55	0.3820	达标						
6	镉	0.6	mg/kg	0.42	0.7000	达标						
7	铜	100	mg/kg	29	0.2900	达标						
8	镍	60	mg/kg	48	0.8000	达标						
9	铅	170	mg/kg	13.5	0.0794	达标						
10	铬	250	mg/kg	53	0.2120	达标						
11	石油烃	826	mg/kg	23	0.0051	达标						

表 4.3-12 土壤理化性质一览表

点号		S1
层次		0~0.2m
现场记录	颜色	深棕色
	结构	砂土
	质地	团粒结构
	其他异物	无
实验室测点	pH 值	8.10
	阳离子交换量 (cmol/kg)	9.2
	氧化还原电位 (mV)	186
	饱和导水率 (mm/min)	6.40
	土壤容重 (g/cm <sup>3</sup> )	1.45
	孔隙度 (%)	36.8

由表 4.3-10、表 4.3-11 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（C10-C40）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）中第一类用地筛选值要求。

#### 4.3.5 生态环境现状调查与评价

##### （1）生态功能区划

根据《新疆生态功能区划简表》，项目所属生态功能区的主要生态服务功能、主要生态环境问题、主要保护目标和主要发展方向等内容见表 4.3-13 和图 4.3-4。

表 4.3-13 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	III 天山山地干旱草原—针叶林生态区
	生态亚区	II 3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区	III1 天山北坡森林、草原水源涵养生态亚区
	生态功能区	26. 乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区	30. 天山北坡中段中高山森林、草甸水源涵养生态功能区
隶属行政区		乌苏市、奎屯市、沙湾县、石河子市、玛纳斯县、呼图壁县、昌吉市	乌苏市、奎屯市、沙湾县、玛纳斯县、呼图壁县、昌吉市、乌鲁木齐市
主要生态服务功能		工农畜产品生产、人居环境、荒漠化控制	水源涵养、土壤保持、林畜产品生产、生物多样性保护

主要生态环境问题	地下水超采、荒漠植被退化、土地荒漠化与盐渍化、大气和水质及土壤污染、良田减少、绿洲外围受到沙漠化威胁	森林过度采伐、水土流失、旅游造成环境污染与破坏、草地退化
主要生态敏感因子、敏感程度	生物多样性和生境中度敏感，土地沙漠化、土壤侵蚀不敏感，土壤盐渍化不敏感、轻度敏感。	生物多样性和生境极度敏感，土壤侵蚀、土地沙漠化、土壤盐渍化不敏感。
主要保护目标	保护绿洲农田、保护城市大气和水环境质量、保护荒漠植被、保护农田土壤环境质量	保护森林与草地、保护水源
主要保护措施	节水灌溉、严格控制地下水开采、污染物达标排放、提高城镇建设规划水平、控制城镇建设用地、荒漠草场禁牧休牧、完善防护林体系、加强农田投入品的使用管理	禁止采伐天然林、有计划地实施封山育林、减牧或休牧、规范生态旅游
主要发展方向	发展优质高效农牧业，美化城市环境，建设健康、稳定的城乡生态系统与人居环境。	维护森林草原生态系统的自然平衡与永续利用。

图 4.3-4 项目在生态功能区划图中位置示意图

### (2) 土地利用现状与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，通过现场踏勘及收集资料绘制土地利用类型示意图，评价区域土地性质包括农用地、建设用地及未利用地，土地利用类型主要有耕地、天然牧草地、交通运输用地、水域及水利设施用地等，详见图 4.3-5 至图 4.3-7。

### (3) 植物现状调查与评价

本项目评价区域的自然植被属于以伊犁绢蒿 (*Artemisia illica*) 为优势种的蒿类荒漠，伴生有小蓬 (*Nanophyton erinaceum*) 等荒漠植被。项目区自然植被覆盖度在 15%—25%，地表植被以蒿类荒漠植被为主，次生植被以农作物为主，农作物主要为葡萄、小麦、棉花、玉米。此外评价区高等植被有 22 种，分属 8 科，主要植被见表 4.3-14，植被类型见图 4.3-8。根据现场调查，评价范围内无《国家重点保护野生植物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》中所列受保护植物。井场及单井采气管线沿线无保护植物分布。

表 4.3-14 区域主要植物种类及分布

植被	拉丁学名	科属	备注
冷蒿	<i>Artemisia frigida</i>	菊科蒿属	多年生草本植物

博乐蒿	<i>Artemisia borotalensis</i>	菊科蒿属	多年生草本植物
喀什蒿	<i>A. kaschgarica</i>	菊科蒿属	多年生草本植物
伊犁绢蒿	<i>Artemisia illica</i>	菊科蒿属	多年生草本植物
角果藜	<i>Corispermum hyssopifolium</i>	藜科角果藜属	一年生草本
骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>	蒺藜科	多年生草本植物
苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>	豆科	一年生草本
灰灰菜	<i>Chenopodium album</i>	藜科	一年生草本
褐翅猪毛菜	<i>Salsola korshinskyi</i>	藜科	一年生草本
驼绒藜	<i>Ceratoides latens</i>	藜科	多年生草本植物
樟叶藜	<i>Camphorosma monspeliaca</i>	藜科樟味藜属	一年生草本
顶羽菊	<i>Acroptilon repens</i>	菊科	多年生草本植物
旱雀麦	<i>Bromus tectorum</i>	禾本科雀麦属	一年生草本
梭梭柴	<i>Haloxylon ammodendron</i>	藜科	小乔木
小蓬	<i>Nanophyton erinaceum</i>	苋科小蓬属	多年生草本植物
盐生假木贼	<i>Anabasis salsa</i>	苋科假木贼属	多年生草本植物
木碱蓬	<i>Suaeda dendroides</i>	苋科碱蓬属	多年生草本植物
沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>	蓼科沙拐枣属	多年生落叶灌木
珠芽早熟禾	<i>Poa bulbosa</i>	禾本科早熟禾属	多年生草本植物
短生大戟	<i>Euphorbia rapulum</i>	大戟科大戟属	多年生草本植物
东方旱麦草	<i>Eremopyrum orientale</i>	禾本科旱麦草属	多年生草本植物
沙穗草	<i>Agrostis scabra</i>	禾本科早熟禾属	多年生草本植物

图 4.3-5 麓探 1 井单井采气管线土地利用类型示意图

图 4.3-6 外输管线土地利用类型示意图

图 4.3-7 项目区土地利用类型示意图

图 4.3-8 植被类型示意图

图 4.3-9 外输管线与基本农田位置关系示意图

图 4.3-10 麓探 1 井采气管线与基本农田位置关系示意图

图 4.3-11 管线与地方公益林位置关系示意图

#### (4) 野生动物现状调查与评价

拟建项目区域地处山前丘陵区与农田绿洲过渡带，地势整体南高北低，栖息分布着部分耐旱型野生动物，野生动物生存条件相对较差。根据实地调查结果，项目区及影响范围内分布的野生动物主要为草兔、田鼠、小型蜥蜴等，鸟类主要为麻雀、家燕、紫翅椋鸟、灰斑鸠、角百灵、乌鸦等。项目所在区域无自然保护区，也无国家级及自治区级保护野生动物。具体野生动物种类详见表 4.3-15。

表 4.3-15 项目区主要脊椎动物的种类及分布

种类	学名	备注
啮齿类		
田鼠	<i>Microtinae</i>	
爬行类		
草兔	<i>Lepus capensis</i>	国家“三有”野生动物
小型蜥蜴	Lizard	
鸟类		
家燕	<i>Streptopelia senegalensis</i>	
紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	国家“三有”野生动物
麻雀	<i>Passer montanus</i>	
乌鸦	<i>Corvus corone</i>	
灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	

#### (5) 生态系统类型、特征和功能

评价范围属于自然生态系统（草地生态系统）和人工生态系统（农田生态系统）的复合生态类型，其结构层次清晰，生态功能较为完善。

①草地生态系统（Grassland Ecosystem）是一种以草本植物为主的植被类型所组成的生态系统。草地生态系统在全球范围内分布广泛，从温带到热带，从湿润地区到干旱地区都能找到草地的存在，也是新疆天山以北的地区分布较为广泛的一类生态系统类型，在本评价范围内主要分布在项目区西部，以及河流两侧与农田生态系统过渡的区域。草地生态系统具有独特的生态功能和经济价值，对于维持生物多样性、保持水土、调节气候等方面具有重要作用。

草地生态系统中植被组成主要由多年生或一年生的草本植物组成，如禾本科（Gramineae）植物。此外，还有一些灌木和少量的树木；草地支持着丰富的生物多样性，包括各种草食性动物、捕食者以及寄生生物等；草地生态系统通常具有明显的季节性变化，如春季植物生长旺盛，夏季可能遭遇干旱，秋季植物开始枯萎，

冬季则可能休眠或凋谢；草地的土壤通常肥沃，因为草根系发达，有助于土壤结构的形成和有机质的积累。草地生态系统的生态价值表现为草地为众多植物、昆虫、哺乳动物等提供了栖息地，是生物多样性的重要组成部分；草本植物的根系可以固定土壤，减少侵蚀，保持水土；草地通过光合作用吸收二氧化碳，释放氧气，对于缓解气候变化具有积极作用；草地是畜牧业的基础，为牲畜提供饲料，同时也支持着旅游业的发展。

草地生态系统面临着多种威胁，包括过度放牧、农业扩张、气候变化等。为了保护草地生态系统，采取了一系列措施，如合理放牧、恢复退化草地、建立自然保护区等。草地生态系统在全球范围内扮演着重要的角色，对于维护生态平衡、促进可持续发展具有不可替代的作用。保护草地生态系统，不仅是保护自然环境，更是为了人类自身的长远利益。

②农田生态系统 (Agricultural Ecosystem) 是指人类为了农业生产而建立起来的特定类型的生态系统。这种生态系统通常由作物、土壤、微生物、动物以及周围环境中的非生物因素相互作用而形成。农田生态系统是人为干预的结果，旨在满足人类对食物、纤维及其他农产品的需求。

农田生态系统中分为生物成分和非生物成分，其中生物成分主要有植物：主要是农田防护林及农作物，如杨树、榆树、小麦、水稻、玉米等；动物：包括害虫和益虫（如蜜蜂、天敌昆虫）、家禽家畜等；微生物：土壤中的细菌、真菌、放线菌等，参与有机物分解、氮循环等生态过程；非生物成分主要有土壤：提供植物生长所需的营养和水分，是微生物生活的基质；水：包括灌溉用水和降雨，是植物生长必不可少的条件；空气：影响气温、湿度等，对植物生长有直接影响；阳光：光合作用的能源，决定着作物的生长周期。农田生态系统的功能主要为生产功能：通过种植作物，提供人类所需的食物、纤维和其他农产品；生态服务功能：通过轮作、绿肥种植等方式改良土壤结构；通过植被覆盖减少水土流失；为野生动植物提供栖息地，维持生物多样性；通过光合作用吸收二氧化碳，释放氧气，有助于缓解温室效应。

农田生态系统是人类为了满足自身需求而建立起来的人工生态系统，其健康与

否直接关系到食品安全和环境质量。通过科学管理和合理利用，可以实现农业生产的可持续发展，保护生态环境，促进人与自然和谐共生。

#### 4.3.6 区域沙化土地现状

根据《新疆第六次沙化土地监测报告》可知，项目所在区域为非沙化土地，详见图 4.3-9。

#### 4.3.7 水土流失现状

##### (1) 水土流失重点防治分区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》和新水水保〔2019〕4 号文，项目所在县域属于天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区。

##### (2) 水土流失现状

结合本项目区域地理位置、地形地貌、气候特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以轻度风力、中度水力侵蚀为主。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定本项目所在区域容许土壤流失量取值为  $2000\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ 。

图 4.3-7 区域沙化现状示意图

## 5 环境影响预测与评价

### 5.1 施工期环境影响预测与评价

#### 5.1.1 施工期大气环境影响分析

废气主要为施工扬尘、施工机械及施工车辆尾气、焊接烟尘。

##### (1) 施工扬尘

在井场建设、管沟开挖、回填等地面工程施工过程中都会产生扬尘，同时运输车辆行驶以及所用材料的装卸、运输及堆放等均会产生扬尘，对周围环境空气产生一定的影响，污染物主要为 TSP。项目区远离人群居住区，周围空旷，扩散条件良好，类比同类工程，本项目施工过程中产生的扬尘不会对环境空气产生明显影响。

##### (2) 柴油机及发电机燃烧烟气

钻井过程中柴油机、柴油发电机组均使用符合国家标准的燃料，钻井周期短暂、周边无居民区、地域空旷，大气扩散条件良好，随着钻井工程的结束而停止排放，不会对周围环境产生明显影响。

##### (3) 施工机械及施工车辆尾气

施工机械及运输车辆燃料燃烧产生的汽车尾气会对环境空气造成影响，各施工机械及车辆均采用合格油品，对周围大气环境影响较小。

##### (4) 焊接烟尘

管道组对连接过程中将有一定量的焊接烟尘产生，主要污染物为 CO、CO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、CH<sub>4</sub>，该废气排放量很少，焊条使用国家合格产品，且为间歇不连续排放，施工场地位于开阔通风状况良好的户外，焊接烟尘易于扩散，焊接烟尘随着施工期的结束而消失，对周围大气环境影响很小。

#### 5.1.2 施工期水环境影响分析

##### (1) 废水对周围水环境影响分析

对地表水环境可能造成影响的污染源为管道试压废水、混凝土养护废水、压裂返排液、钻井废水和生活污水。管道试压采用清水，废水中污染物主要为悬浮物，

试压结束后用于项目区的洒水抑尘；混凝土养护废水污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘；压裂返排液由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理系统处理；钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入泥浆不落地装置处理，处理后的液相全部回用于钻井液配制，不外排，工程结束后由钻井队回收；生活污水排至防渗收集池，最终清运至呼图壁县丰泉污水处理厂处理；项目产生的各类废水均得到妥善处置，不会对周围水环境产生不利影响。

### （2）管线施工对地下水环境影响分析

拟建管线采用埋地敷设，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，可能进入地下含水层，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。由于管线施工期短，项目区少雨，发生降水淋滤的可能性很小，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。

### （3）钻井作业对地下水含水层影响分析

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走处置，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。

## 5.1.3 施工期声环境影响分析

噪声源主要为施工机械及施工车辆，源强一般为 60~105dB(A)。根据现场调查，声环境评价范围内没有固定居住人群等声敏感目标，不会造成扰民现象，施工期的噪声仅对施工人员产生影响。通过类比调查可知，施工期场界外 200m 处可达到《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中限值要求。

#### 5.1.4 施工期固体废物环境影响分析

施工过程中的挖方全部回填，无弃方产生，固体废物主要为钻井岩屑（水基钻井岩屑和油基钻井岩屑）、生活垃圾、建筑垃圾、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料。

##### （1）钻井岩屑

一开钻井采用水基钻井液，钻井时井筒返排的钻井液及岩屑经不落地设备分离，分离出的液相回用于钻井液配置，分离出的水基钻井岩屑属于一般工业固体废物，固体废物代码为 072-001-S12，进专用储罐暂存，委托岩屑处置单位直接拉运处置。二开、三开钻井采用油基钻井液，钻井时井筒返排的钻井液及岩屑经不落地设备进行初步分离，液相回用于钻井液配置；固相再由甩干机进行第一次固液分离，然后由离心机对甩干机排出的液体进行第二次固液分离，从而实现深度分离，分离出的液相回用于钻井液配置，分离出的固相（即油基钻井岩屑）属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码：071-002-08），采用专用储罐进行收集，委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置。油基钻井岩屑临时贮存在专用储罐内，储罐底部铺设防渗膜，油基钻井岩屑在井场临时贮存应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求。

##### （2）生活垃圾

生活垃圾采用垃圾箱收集，定期由协议单位清运至呼图壁县生活垃圾填埋场，禁止随意抛撒。

##### （3）废润滑油和废润滑油桶

施工期产生的废润滑油和废润滑油桶均属于《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，集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

##### （4）沾油废防渗材料

沾油废防渗材料主要为钻井井场产生的沾油废防渗膜，属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，废物代码：900-249-08），危险特性为毒性和易燃性，集中收集后交由具有相关危险废物处置资质的单位接收、

转运以及处置。

(5) 固体废物主要为建筑垃圾，施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。

综上所述，产生的各类固体废物均按相应类别进行了收集，且均得到了妥善处置，正常情况下不会对周围环境产生不利影响。

### 5.1.5 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤环境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分析

项目实施过程中不可避免地会对土壤造成扰动，主要是井场各设备建设、井场平整、管道敷设等工程建设过程中对土壤的开挖，以及车辆行驶、机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，设备碾压、人员踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响，而开挖作业则会改变土壤层次。机械碾压和人员踩踏致使土壤紧实度增高，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）反复碾压后的土壤，植物很难再生长。管道的开挖和回填过程中势必会对土壤原有层次产生扰动和破坏，若不同质地、不同层次的土壤混合，将直接影响植物的生长。

#### (2) 废弃物排放对土壤环境的影响分析

施工期各种原辅料堆放，如各类施工设备、原辅料堆放及各类施工废弃物暂存等，若遇防渗措施破损或大雨淋滤等情况，导致物料泄漏、废弃物渗滤液直接进入土壤，对土壤造成污染影响。

### 5.1.6 施工期生态环境影响分析

施工期生态影响主要表现为占地影响，临时占地主要为采气管线、外输管线、输电线等施工临时占用，永久占地主要为采气井场和道路占地。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发

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。

### （1）生态环境影响因素分析

环境影响因素识别实际上是对主体（开发建设项目）的识别，包括主要工程和辅助工程。对于本项目来讲，主要从油气田开发工程（钻井、地面设施建设、配套设施等）、油气田内部油气集输管道工程等诸多方面分析环境影响因素。

#### ①钻井

本项目共新钻 2 口井，井场的平整会产生土方；钻井过程中废物的排放、钻井机械的运输等施工活动均可对地表原生结构造成破坏，对生态环境带来不利影响。在井场选址过程中，应尽量选择动土作业量小的地段，场地平整所产生的土方随地势进行处置，尽可能填入低洼地带；井场材料整齐堆放，严格管理，不得随地散落，完井后全部回收外运；施工机械划定运行线路，不得随意开行便道，以减少对地表原生结构的破坏。各种措施的采用，可有效减轻钻井过程对生态环境的影响。

#### ②集输管线

采气管线和外输管线敷设过程中的地沟挖掘、下管及填埋过程中，对生态环境的影响主要是对土地的占用、对原生地表及管沟开挖范围内土层结构的破坏，施工期结束后，这种影响将随即消失，受影响的地表将在一定时期内逐步恢复到原生状态。

#### ③地面构筑物的修建

本工程采气平台和中间加热区等地面建筑修建过程中土方的产生及堆放、占地为主要的生态影响因素。设计中已经充分考虑了这些影响，各站场的选址尽可能选在地势平坦，且地表植被较少的地段，最大限度减少土方量，将对植被的影响限制到最小。

生态环境影响因素见表 5.1-3。

表 5.1-3 生态环境影响因素一览表

工程活动	主要影响
钻井工程	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、钻前施工过程中对井场周围植被和土壤产生不利影响。
开挖管沟	1、工程扰动使土壤结构、组成及理化特性发生变化。 2、开挖过程对周边植被造成破坏。 3、土方处置不当加剧风蚀
地面构筑物建设	1、永久占地改变土地的使用功能，使未利用土地得以利用。 2、施工过程中对四周植被和土壤产生不利影响。

## (2) 对植物影响分析

### ①工程占地对植物的影响分析

项目总占地面积 241406m<sup>2</sup>，其中永久占地 12286m<sup>2</sup>，临时占地 229020m<sup>2</sup>，

工程占地类型为草地（天然牧草地、其他草地）和耕地，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，项目实施不会改变区域的植被类

型。

占用的天然牧草地和草地的草场等级为四等六级，在施工结束的 2a~3a 中，将影响占地范围内的植被初级生产力，其生物损失量根据《陆地石油天然气开发建设工程环境影响评价技术导则》（HJ/T349-2007）中荒漠化量化指标  $1.2t/(hm^2 \cdot a)$  计算，约为  $39.06t/a$ ，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。

建设单位正在严格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。

### ②施工人员活动对植物的影响分析

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。

### ③对农作物的影响分析

外输管线和采气管线周围有农用地，中间加热区占地为水浇地，农作物主要为棉花和葡萄。管沟采用挖掘机机械开挖，造成的影响主要为开挖宽度内的土壤结构被完全破坏，尤其是土壤中的团粒结构，必须经过较长的时间才能恢复，特别是在农田段，由于表层为 20cm 的耕作层，除管沟开挖的部分受到直接的破坏外，开挖土堆放占用的农田表层耕作土也受到一定程度的破坏。管沟开挖回填施工除土壤结构发生改变外，由于回填作业混合土壤层次，改变了土壤质地，这就降低了土壤的蓄水保肥能力，影响土壤的发育，植被的恢复，降低了土壤的耕作性能，影响农作物的生长，导致复垦后近三年农作物产量的下降。

为减少对农作物的破坏，管线施工计划在农作物秋收完成后集中施工，春耕前

复垦完毕，避开了农作物的种植期、生长期和收获期，避免对农田耕作制度造成影响，最大限度减少农作物损失。

### （3）对野生动物影响分析

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。采气井场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。

### （4）对生态系统结构、功能的影响

管线工程、采气井场、道路中间加热区及输电线等建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环

受阻，能量流动中断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时项目区内系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程度的影响，但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，对评价范围内生态系统完整性影响亦较小，生态系统完整性变化主要受区域自然环境变化影响。项目建设加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。项目工程占地类型为草地（天然牧草地、其他草地）和水浇地，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，加上占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

#### （5）对区域景观影响分析

景观是指地表空间相对稳定的景物或景象，是一个空间高度异质性的区域，由相互作用的景观元素或生态系统，按一定的空间组合规律及相似的形式重复出现而形成。

气田开发区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，它是由荒漠生态系统和道路等景观相间组成。本项目占地面积不大，实施后可以与现有的区域景观相协调。

#### （6）生态系统稳定性、完整性分析

本项目开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在气田开发如井场、站场、管线及架空输电线等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

气田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于本项目占地面积较小，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

### 5.1.7 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。

井场、道路等永久占地范围内进行砾石铺垫或地面硬化处理，电杆底基、单井采气管线沿线铺设草方格，不会加剧区域水土流失。

采气管线、外输管线和输电线路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。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。

### 5.1.8 土地沙化环境影响分析

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。

## 5.2 运营期环境影响预测与评价

### 5.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

#### (1) 相关判定

本项目大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定，本次采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

#### (2) 模型选用

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

#### (3) 估算模型使用数据来源

##### ①地形数据

估算模型使用的原始地形数据为美国 NASA 和 NIMA 联合测量并公布的全球 90m×90m 地形数据，自 CSI 的 SRTM 网站获取（<http://srtm.csi.cgiar.org>），符合导则要求。

##### ②地表参数

项目大气评价范围占地类型主要为天然牧草地，地表特征参数为该类型土地的经验参数，见表 5.2-1。

表 5.2-1 地表特征参数一览表

扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
0~360	全年	0.29	1.75	0.04025

##### ③气象数据

以下资料为项目区近 20 年气象数据统计分析，具体详见表 5.2-2。

表 5.2-2 气象数据一览表

统计时间	最低温度	最高温度	最小风速	测风高度
20 年	-28℃	40.2℃	0.5m/s	10m

#### (4) 估算模型参数

估算模型参数选择见表 5.2-3。

表 5.2-3 估算模型参数选择一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村

	人口数（城市选项时）	/
	最高环境温度/°C	40.2°C
	最低环境温度/°C	-28°C
	土地利用类型	草地
	区域湿度条件	干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

#### （5）污染源参数

根据 3.3 污染源源强核算章节可知，正常工况下无组织废气排放情况见表 5.2-4。

表 5.2-4 面源污染源参数一览表

站场	海拔高度 (m)	面源长度 (m)	面源宽度 (m)	有效排放高度 (m)	年排放小时数 (h)	排放工况	排放速率 (kg/h)				
							NMHC	汞	氮氧化物	二氧化硫	颗粒物
麓探 1 井	945	30	25	2	7920	正常工况	0.00021	$1.38 \times 10^{-7}$	/	/	/
齐新 3003 井 (包括 CNG 天然气撬装处理装置)	1116	130	96	11	7920		0.0078	/	0.0733	0.0075	0.0058
齐新 3004 井 (包括 CNG 天然气撬装处理装置)	1226	130	96	11	7920		0.0078	/	0.0733	0.0075	0.0058

## (6) 预测结果

预测结果详见表 5.2-5。

表 5.2-5 非甲烷总烃预测结果一览表

麓探 1 井			齐新 3003 井			齐新 3004 井		
离源距离 (m)	浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)	离源距离 (m)	浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)	离源距离 (m)	浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)
10	0.9592	0.05	10	1.063	0.05	10	1.063	0.05
48	1.5773	0.08	94	2.1065	0.11	94	2.1065	0.11
100	1.2326	0.06	100	2.099	0.1	100	2.099	0.1
200	0.7310	0.04	200	1.5122	0.08	200	1.5122	0.08
300	0.5513	0.03	300	1.223	0.06	300	1.223	0.06
400	0.4406	0.02	400	1.0339	0.05	400	1.0339	0.05
500	0.3701	0.02	500	0.9789	0.05	500	0.9789	0.05
600	0.3172	0.02	600	0.9415	0.05	600	0.9415	0.05
700	0.2802	0.01	700	0.9071	0.05	700	0.9071	0.05
800	0.2452	0.01	800	0.8755	0.04	800	0.8755	0.04
900	0.2170	0.01	900	0.8454	0.04	900	0.8454	0.04
1000	0.1939	0.01	1000	0.8178	0.04	1000	0.8178	0.04
1100	0.1746	0.01	1100	0.7912	0.04	1100	0.7912	0.04
1200	0.1584	0.01	1200	0.7664	0.04	1200	0.7664	0.04
1300	0.1446	0.01	1300	0.743	0.04	1300	0.743	0.04
1400	0.1327	0.01	1400	0.7209	0.04	1400	0.7209	0.04
1500	0.1224	0.01	1500	0.6993	0.03	1500	0.6993	0.03
2000	0.0867	0.01	2000	0.6074	0.03	2000	0.6074	0.03
2500	0.0658	0.01	2500	0.5342	0.03	2500	0.5342	0.03

表 5.2-5 氮氧化物、二氧化硫和颗粒物预测结果一览表

齐新 3003 井						
离源距离 (m)	二氧化硫		氮氧化物		颗粒物	
	浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)	浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)	浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)
10	1.0221	0.2	9.9893	4.99	0.7904	0.18
94	2.0255	0.41	19.7959	9.9	1.5664	0.35
100	2.0183	0.4	19.7255	9.86	1.5608	0.35
200	1.454	0.29	14.2104	7.11	1.1244	0.25
300	1.176	0.24	11.4934	5.75	0.9094	0.2
400	0.9941	0.2	9.716	4.86	0.7688	0.17
500	0.9413	0.19	9.1992	4.6	0.7279	0.16

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

600	0.9053	0.18	8.8477	4.42	0.7001	0.16
700	0.8722	0.17	8.5246	4.26	0.6745	0.15
800	0.8418	0.17	8.2274	4.11	0.651	0.14
900	0.8129	0.16	7.9445	3.97	0.6286	0.14
1000	0.7863	0.16	7.6849	3.84	0.6081	0.14
1100	0.7607	0.15	7.4349	3.72	0.5883	0.13
1200	0.7369	0.15	7.2019	3.6	0.5699	0.13
1300	0.7144	0.14	6.9825	3.49	0.5525	0.12
1400	0.6932	0.14	6.7748	3.39	0.5361	0.12
1500	0.6724	0.13	6.5714	3.29	0.52	0.12
2000	0.584	0.12	5.7076	2.85	0.4516	0.1
2500	0.5137	0.1	5.0204	2.51	0.3972	0.09

齐新 3004 井

离源距离 (m)	二氧化硫		氮氧化物		颗粒物	
	浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)	浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)	浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)
10	1.0221	0.2	9.9893	4.99	0.7904	0.18
94	2.0255	0.41	19.7959	9.9	1.5664	0.35
100	2.0183	0.4	19.7255	9.86	1.5608	0.35
200	1.454	0.29	14.2104	7.11	1.1244	0.25
300	1.176	0.24	11.4934	5.75	0.9094	0.2
400	0.9941	0.2	9.716	4.86	0.7688	0.17
500	0.9413	0.19	9.1992	4.6	0.7279	0.16
600	0.9053	0.18	8.8477	4.42	0.7001	0.16
700	0.8722	0.17	8.5246	4.26	0.6745	0.15
800	0.8418	0.17	8.2274	4.11	0.651	0.14
900	0.8129	0.16	7.9445	3.97	0.6286	0.14
1000	0.7863	0.16	7.6849	3.84	0.6081	0.14
1100	0.7607	0.15	7.4349	3.72	0.5883	0.13
1200	0.7369	0.15	7.2019	3.6	0.5699	0.13
1300	0.7144	0.14	6.9825	3.49	0.5525	0.12
1400	0.6932	0.14	6.7748	3.39	0.5361	0.12
1500	0.6724	0.13	6.5714	3.29	0.52	0.12
2000	0.584	0.12	5.7076	2.85	0.4516	0.1

表 5.2-6 汞预测结果一览表

下风向距离/m	麓探 1 井	
	汞	
	预测浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率/%
10	0.0006	0.21
25	0.0009	0.31

48	0.00010	0.35
100	0.0008	0.27
200	0.0005	0.16
300	0.0004	0.12
400	0.0003	0.10
500	0.0002	0.08
600	0.0002	0.07
700	0.0002	0.06
800	0.0002	0.05
900	0.0001	0.05
1000	0.0001	0.04

由预测结果可知：本项目各大气污染物占标率较小，其短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，对区域大气环境影响较小。

#### (7) 非正常工况环境影响分析

运营期采气一厂加强井场各设备巡检、尽可能减少非正常工况的发生；非正常情况下建设单位及时关井，采取措施减少非正常工况发生的时间，非正常工况下天然气通过放喷管线管输至放喷池燃烧放空，非正常工况时间比较短，不会对周围大气环境产生明显不利影响。

#### (8) 温室气体环境影响分析

项目实施后加强巡检、检维修，减少逸散  $\text{CH}_4$  排放，采用节能设备，温室气体甲烷和二氧化碳排放量相对较小，区域空旷，扩散条件较好，不会对周围大气环境产生明显影响。

大气环境影响评价自查表见附件 4。

### 5.2.2 运营期水环境影响分析

#### (1) 水文地质条件概况

依据含水层介质类型可将呼图壁县地下水类型分为基岩裂隙水、碎屑岩类裂隙孔隙水及第四系松散岩类孔隙水。

松散岩类孔隙水：主要分布于山前冲洪积平原及沙漠区，按照含水层结构可划分为单一结构潜水含水层和多层结构潜水-承压水含水层。单一结构潜水含水层分

布于 312 国道以南，含水层岩性为卵砾石、砂砾石，从扇顶至扇缘含水层由厚变薄，含水层颗粒由粗变细，富水性自南向北具有明显的弱-强-弱变化规律。沿 312 国道两侧宽约 5~13km 的范围内为强富水带，饱水带厚度 600~700m，水位埋深 20~40m，单位涌水量  $800\sim 5000\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ ，林州户-独山子一线以南水位埋深大于 140m，富水性相对减弱，单位涌水量  $800\sim 900\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ ，渗透系数  $40.74\text{m}/\text{d}$ ；多层结构潜水-承压水含水层分布于 312 国道以北，该含水层组上部为潜水含水层，在泉水溢出带一带由于细颗粒地层在纵向横向上分布的不连续性，上层潜水和承压水通过自然、人工“天窗”发生水力联系，组成一个混合含水岩组，富水性较好，潜水含水层底板埋深 80~100m，单井涌水量  $100\sim 300\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ ，渗透系数  $10\sim 30\text{m}/\text{d}$ 。细土平原带潜水含水层组由细砂、中粗砂、含砾粗砂组成，富水性极不均匀，除局部地段外，大部分地区水量贫乏，水质较差，水位埋深 5~15m，一般单位用水量小于  $43.2\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ ，渗透系数小于  $2.0\text{m}/\text{d}$ ，沙漠边缘地带潜水埋深大于 15m，含水层由粉砂、细砂组成，富水性极弱，单井涌水量小于  $8.64\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ ，渗透系数  $1.5\text{m}/\text{d}$ 。该含水层组下部多为多层承压含水层，沿二十里店-西树窝子-祁家湖一线以北宽 1~3km 地段为承压不自流区，承压不自流区以北、唐家梁-芳草湖农场以南为自流区，含水层总厚度 50~100m，单层厚度 10~30m 不等，含水层岩性主要为含砾中粗砂、中砂、细砂，承压水头  $-22.61\sim 48\text{m}$ ，承压水顶板埋深在二十里店-西树窝子-祁家湖一线以北宽 2~10km 范围内小于 100m，西戈壁黄土台地 106 团一带大于 120m，其余地段为 100~120m，含水层岩性南部为砂砾石、北部为含砾粗砂、中粗砂，含水层富水性在泉水溢出带。

基岩裂隙水、碎屑岩裂隙孔隙水：基岩裂隙水分布在南部低中山区，单井流量一般在  $17.21\sim 43.27\text{m}^3/\text{d}$ ，水质较好；碎屑岩裂隙孔隙水分布于南部低山丘陵区，单泉流量一般在  $0.86\sim 8.64\text{m}^3/\text{d}$ ，个别地段可达  $8.64\sim 43.2\text{m}^3/\text{d}$ 。

## (2) 正常工况下对地下水环境影响分析

井下作业废液（压裂返排液和废洗井液）和 CNG 撬装天然气处理装置产生的含油污水均送至红山嘴联合站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后回注地层；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。

### (3) 事故状态下对地下水的影响

采气管线、储水罐发生泄漏后凝析油和采出水可能以点源形式通过土壤层下渗透穿过包气带进入地下含水层，对地下水造成影响。泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。泄漏物中凝析油和采出水含量较少，进入地下水含水层的可能性很小。采气一厂定期对管线进行巡检、检修，将事故发生的概率降至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏事故后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中 9.7 预测方法中规定：“三级评价可采用解析法或类比分析法”。本项目地下水评价等级为三级评价，本次评价采用解析法对地下水环境影响分析。

#### ※地下水污染途径分析

非正常工况下，采气管线破裂导致凝析油泄漏，泄漏的凝析油可能通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

#### ※预测情景设定

本次设定为采气管线泄漏对地下水产生的影响进行分析预测。

#### ※泄漏量预测

##### a、采气管线泄漏

按最不利情况考虑假设条件，假设采气管线发生全管径破裂，麓探 1 井凝析油的输送量为 25.6t/d，假定发生泄漏后 30min 处理完毕，切断事故阀门，则采气管线的泄漏量为 0.53t，按照土壤表层对污染物截留率 90%计算，采气管线泄漏后可能进入含水层的物料分别为 0.053t。

根据设计文件可知，麓探 1 井采出水的产生量为 2m<sup>3</sup>/d，采出水中汞含量为 0.0198mg/L，假定发生泄漏后 30min 处理完毕，切断事故阀门，则采气管线中汞的泄漏量为 8.32×10<sup>-4</sup>mg，按照土壤表层对污染物截留率 90%计算，采气管线泄漏后可能进入含水层的物料分别为 8.32×10<sup>-5</sup>mg。

#### ※影响预测

预测因子为石油类和汞，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》

(HJ610-2016)，采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。

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

式中：

x、y—计算点处的位置坐标；

t—时间（d）；

C(x, y, t)—t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度（g/L）；

M—含水层厚度（m）；

$m_M$ —瞬时注入的质量（kg）；

U—水流速度（m/d）；

$n_e$ —孔隙度，无量纲；

$D_L$ —纵向弥散系数（ $m^2/d$ ）；

$D_T$ —横向 y 方向的弥散系数（ $m^2/d$ ）；

$\Pi$ —圆周率；

模型中所需参数及来源见表 5.2-7。

表 5.2-7 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	$m_M$	瞬时注入的质量	石油类 0.053t, 汞 $8.32 \times 10^{-5}$ mg
2	t	时间	100d、1000d
3	M	含水层厚度	50m
4	u	水流速度	0.43m/d
5	$D_L$	纵向弥散系数	$4.3m^2/d$
6	$D_T$	横向 y 方向的弥散系数	$0.43m^2/d$
7	$n_e$	有效孔隙度	0.35

当采气管线发生泄漏时，石油类物质和汞经过 100d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 5.2-8。

表 5.2-8 地下水影响预测结果一览表

泄漏点名称	污染物	预测时间 d	最大浓度 (mg/L)	下游最大浓度对应距离 (m)	下游达标浓度 (mg/L)	下游达标浓度对应距离 (m)	III类标准 (mg/L)

采气管 线	石油 类	100	0.148	43	0.048	87	$\leq 0.05$
		1000	0.015	430	0.009	0	
	汞	100	$2.229 \times 10^{-13}$	43	$4 \times 10^{-14}$	0	$\leq 0.001$
		1000	$2.229 \times 10^{-14}$	430	$4 \times 10^{-15}$	0	

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，采气管线发生泄漏后 100d 下游石油类达标时对应的距离分别为 87m。项目区土壤在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 30cm，项目区地下水埋深大于 150m，含水层厚度普遍大于 100m，泄漏的凝析油进入地下水的的可能性很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率降至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

#### ②采气井固井质量不合格，井漏油水窜层对地下水的影响

若采气井固井质量不合格，套管破裂，发生井漏，石油类污染物有可能通过破裂的套管附近的孔隙、裂隙径流渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

#### ※地下水污染途径分析

井漏油水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窜层使地下水受污染。井漏油水窜层而污染到地下水的现象，在开发前期不会发生，待井开发到中后期时，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。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对项目区承压水含水层水质的影响，针对污染物进入到承压水含水层后的运移进行重点预测、评价。

#### ※预测情景设定

考虑最不利情况，当发生油水窜层时，污染物进入含水层对地下水产生的影响进行预测。

#### ※泄漏量和影响预测

考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生油水窜层后，工程区内的污染物通过孔隙、裂隙径流至下游承压水含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。采用解析法对地下水环境影响进行预测。本次选取石油类作为预测特征因子。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：

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

式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/L；

C<sub>0</sub>—注入的示踪剂浓度，g/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，本次取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值，作为本次预测的源强。

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D<sub>L</sub>—纵向弥散系数，m<sup>2</sup>/d；

erfc（）—余误差函数。

模型中所需参数及来源见表 5.2-9。

表 5.2-9 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	C <sub>0</sub>	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）
2	t	时间	100d、1000d
3	u	水流速度	0.1m/d
4	D <sub>L</sub>	纵向弥散系数	0.12m <sup>2</sup> /d
5	n <sub>e</sub>	有效孔隙度	0.2

当油水窜层发生泄漏时，石油类物质经过 100d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 5.2-10。

表 5.2-10 地下水影响预测结果一览表

泄漏点名称	污染物	预测时间 d	下游达标浓度 (mg/L)	下游达标浓度对应 距离 (m)	III类标准 (mg/L)
油水窜层	石油类	100	0.0297	25	≤0.05
		1000	0.041	144	

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，油水窜层发生泄漏后 100d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 25m 和 144m。采气井套管发生泄漏后，采出液中的石油类在含水层中的迁移随着时间、距离增加，污染物污染范围也呈增加趋势。由于项目区地下水影响范围内无集中式饮用水源和分散式饮用水源地等地下水环境保护目标，流经的孔隙、裂隙对石油类的拦截作用，进入含水层的石油类量是有限的。为防止套管破损污染地下水，表层套管严格封闭含水层，定期维护，定期检查固井质量，保证其合格，若发现固井质量不合格以及套管破损的情况后，及时进行修复，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

### 5.2.3 运营期声环境影响分析

#### (1) 预测模式

采气井场井下作业时产噪设备均位于室外，本次只考虑传播距离引起的衰减，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则一声环境》（HJ2.4-2021）中所推荐的预测模式，计算式如下：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_A(r)$ —距声源  $r$  处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置  $r_0$  处的 A 声级；

$r$ —预测点距声源距离，m；

$r_0$ —参考位置距离声源距离，m。

设第  $i$  个室外声源在预测点产生的 A 声级为  $L_{Ain,i}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为  $t_{in,i}$ ；第  $j$  个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为  $L_{Aout,j}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为  $t_{out,j}$ ，则预测点的总等效声级按照下列公式进行计算：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left( \frac{1}{T} \left[ \sum_{i=1}^N t_{in,i} 10^{0.1L_{Ain,i}} + \sum_{j=1}^M t_{out,j} 10^{0.1L_{Aout,j}} \right] \right)$$

式中：

T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

### (2) 噪声源源强及分布

噪声源强主要为井下作业时各类机泵和 CNG 撬装天然气处理装置中的压缩机、机泵等，设备选用低噪设备，并采取基础减振等措施，衰减量按 25dB (A)。

### (3) 预测结果

根据以上公式，预测运营期厂界四周噪声贡献值，详见表 5.2-11。

表 5.2-11 厂界噪声贡献值预测结果 [单位：dB (A)]

位置		昼间			夜间		
		贡献值	标准值	达标情况	预测值	标准值	达标情况
麓探 1 井	北厂界	42	60	达标	42	50	达标
	东厂界	43	60	达标	42	50	达标
	南厂界	41	60	达标	42	50	达标
	西厂界	42	60	达标	42	50	达标
齐新 3003 井 (包括撬装天然气处理装置)	北厂界	47	60	达标	43	50	达标
	东厂界	46	60	达标	43	50	达标
	南厂界	45	60	达标	43	50	达标
	西厂界	45	60	达标	43	50	达标
齐新 3004 井 (包括撬装天然气处理装置)	北厂界	47	60	达标	43	50	达标
	东厂界	46	60	达标	43	50	达标
	南厂界	45	60	达标	43	50	达标
	西厂界	45	60	达标	43	50	达标
呼图壁天然气脱水脱烃站	北厂界	42	60	达标	41	50	达标
	东厂界	43	60	达标	42	50	达标
	南厂界	42	60	达标	42	50	达标
	西厂界	42	60	达标	42	50	达标

由预测结果可知：麓探 1 井、齐新 3003 井井场和呼图壁天然气脱水脱烃站的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。

#### 5.2.4 运营期固体废物环境影响分析

固体废物主要为废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品，废分子筛、废滤料、废含油抹布及劳保用品属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW49 其他废物，废润滑油、废润滑油桶和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类危险废物。废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品集中收集后临时贮存在呼图壁天然气脱水脱烃站危险废物临时储存场所，定期交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置，危险废物的收集满足《危险废物收集 贮存 运输 技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。采气一厂与克拉玛依市博达环保科技有限公司签订了危险废物处置协议，产生的危险废物可得到妥善处置。生活垃圾送至呼图壁县生活垃圾填埋场处理。

综上所述，固体废物均得到妥善处理，不会对周围环境造成不利影响。

#### 5.2.5 运营期土壤环境影响分析

##### （1）污染影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），事故状态下对土壤环境的影响主要为污染影响型，对土壤环境的影响主要为采气管线发生破裂泄漏的凝析油垂直入渗对土壤的影响，运营期土壤环境影响源及影响因子识别详见表 5.2-12。

表 5.2-12 运营期土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子
采气管线	采气管线	垂直入渗	石油烃	石油烃
无组织废气	天然气集输	大气沉降	汞	汞

①根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-02018）8.7.3 污染影响型——评价工作等级为三级的建设项目，预测方法可采用定性描述或类比分析法进行预测。本次评价采用类比分析法预测项目实施对土壤环境的影响。管线和储油罐发生泄漏后，泄漏的采出液通过垂直入渗的方式进入管线、新增设备污染

下方及周边土壤，使受浸染的土壤理化性状发生变化，对土壤产生一定的影响。

本次评价引用的《石西油田作业区石南 4 原油转输管线安全隐患治理工程》中发生过原油泄漏并进行过应急处置的管段土壤环境质量现状监测数据来进行类比分析说明本项目事故状态下凝析油泄漏对土壤环境的影响，监测数据详见表 5.2-13。

表 5.2-13 《石西油田作业区石南 4 原油转输管线安全隐患治理工程》土壤监测结果一览表

点位 编号	监测因子	(柱状样) 检测值 (mg/kg)						达标 情况
		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m		
		监测 值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
S1	pH	8.37	/	8.39	/	8.45	/	达标
	石油烃 (C <sub>10</sub> ~ C <sub>40</sub> )	63	0.0140	35	0.0078	10	0.0022	达标
	镉	0.07	0.0011	0.05	0.0008	0.05	0.0008	达标
	镍	13	0.0144	15	0.0167	13	0.0144	达标
	铬	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
	铜	24	0.0013	25	0.0014	25	0.0014	达标
	铅	33	0.0413	34	0.0425	26	0.0325	达标
	汞	0.062	0.0016	0.062	0.0016	0.058	0.0015	达标
S2	砷	6.13	0.1022	6.22	0.1037	6.22	0.1037	达标
	pH	8.49	/	8.54	/	8.62	/	达标
	石油烃 (C <sub>10</sub> ~ C <sub>40</sub> )	44	0.0098	15	0.0033	10	0.0022	达标
	镉	0.06	0.0009	0.05	0.0008	0.05	0.0008	达标
	镍	14	0.0156	12	0.0133	13	0.0144	达标
	铬	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
	铜	25	0.0014	23	0.0013	25	0.0014	达标
	铅	36	0.0450	34	0.0425	41	0.0513	达标
S3	汞	0.055	0.0014	0.06	0.0016	0.083	0.0022	达标
	砷	6.45	0.1075	6.42	0.1070	6.43	0.1072	达标
	pH	8.65	/	8.92	/	8.95	/	达标
	石油烃 (C <sub>10</sub> ~ C <sub>40</sub> )	31	0.0069	18	0.0040	9	0.0020	达标
	镉	0.04	0.0006	0.04	0.0006	0.05	0.0008	达标
	镍	14	0.0156	15	0.0167	14	0.0156	达标
	铬	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
	铜	25	0.0014	25	0.0014	25	0.0014	达标
	铅	37	0.0463	34	0.0425	37	0.0463	达标
	汞	0.121	0.0032	0.121	0.0032	0.129	0.0034	达标

	砷	5.97	0.0995	5.86	0.0977	5.97	0.0995	达标
--	---	------	--------	------	--------	------	--------	----

本次类比的石西油田作业区石南 4 原油转输管线已发生过数次泄漏事故，表 5.2-13 中 3 个监测点均为位于发生过原油泄漏并进行过应急处置的管段沿线的柱状样监测点，表 5.2-13 监测数据表明，发生过泄漏事件的管段土壤环境质量监测的柱状样点石油烃（C<sub>10</sub>~C<sub>40</sub>）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，说明输油管线泄漏应急处置措施有效，应急处置措施具体如下：当发生管线泄漏后，快速做出响应，关闭单井采油管线物料来源，挖出管线破点，可回收原油回收至处理站原油处理系统；采用管卡对管线破点进行修复，挖出的含油污泥全部清理，交由具有相应危废处置资质的单位负责接收、转运和处置。应急处理完成后，用外购砂土回填管沟。

本项目管线输送的介质与石南 4 井区已经完成原油泄漏事故治理的管段类似，均为油类物质，对土壤的污染途径均为垂直入渗，通过类比分析可知，即使本项目运营期发生了管线、储油罐等泄漏事故，在继续落实采气一厂现有应急管理要求，及时响应，采取应急处置措施封堵泄漏点，并将泄漏污油、含油污泥和可能受污染的土壤全部清理的情况下，不会对项目区土壤环境产生不良影响。

②本次大气沉降的汞采用 HJ964-2018 附录 E.1.3 中预测方法预测，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；

I<sub>s</sub>-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L<sub>s</sub>-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R<sub>s</sub>-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；

ρ<sub>b</sub>-表层土壤容重，kg/m<sup>3</sup>；

A-预测评价范围，m<sup>2</sup>；

D-表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=S_b+\Delta S$$

式中：S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

$S_b$ -单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

麓探 1 井所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， $L_s$  和  $R_s$  取值均为 0，预测评价范围为以麓探 1 井为中心 400m×400m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为  $1.45\times 10^3\text{kg}/\text{m}^3$ ，根据前节污染物源强核算可知，无组织排放的汞为 1.1g，现按全部大气沉降计算，则估算进入土壤中汞的量为 1.1g。根据项目区土壤中汞的监测结果，单位质量土壤中某种物质的现状值为  $7\times 10^{-6}\text{g}/\text{kg}$ 。预测年份为 1a（365 天）。

根据上述计算结果，在 1 天内，单位质量土壤中汞含量的增量为  $2.37\times 10^{-8}\text{g}/\text{kg}$ ，叠加现状值后的预测值为  $7.0237\times 10^{-6}\text{g}/\text{kg}$ 。

从预测结果可知，项目建成后周边区域土壤中汞含量仅微量增加，可忽略不计。

## （2）生态影响型

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。事故状态下井场设备、管线、储液罐破裂后，泄漏的采出物中采出液进入土壤中，设备、输气管线设有压力和远传信号，假设当发生管道破裂时，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，预计从管线中泄漏的采出水量约为  $1.14\text{m}^3$ ，本次按最不利情况考虑，采出液中矿化度取最大值，本次取值为 71953.97mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 82027.5g。

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： $\Delta S$ -单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

$I_s$ -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

$L_s$ -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

$R_s$ -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

$\rho_b$ -表层土壤容重， $\text{kg}/\text{m}^3$ ；

A-预测评价范围， $\text{m}^2$ ；

D-表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

### ②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=S_b+\Delta S$$

式中：S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

$S_b$ -单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， $L_s$  和  $R_s$  取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 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  $1.45 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，根据项目区土壤盐分监测结果，单位质量土壤中某种物质的现状值为 27.2g/kg。预测年份为 1a（365 天）。

根据上述计算结果，在 1 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.028g/kg，叠加现状值后的预测值为 27.228g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，采气一厂会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

### （3）套管破损对土壤环境的影响分析

若采气井固井质量不合格，套管破裂，发生井漏，泄漏的凝析油可能通过破裂的套管附近的孔隙、裂隙径流渗漏对土壤环境产生一定的影响，污染因子主要为石油烃。建设单位定期对套管进行维护，检查固井质量，保证其合格，若发现固井质量不合格以及套管破损的情况后，及时进行修复，不会对土壤环境产生明显不利影响。

## 5.2.6 运营期生态环境影响分析

运营期不新增占地，临时占地正在进行自然恢复。随着施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复。运营期间正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响，采气一厂应加强对环境保护的宣传工作，员工的环保意识，特别是对野生动物的保护意识不断加强，对野生动物不会产生太大影响。

### 5.3 退役期影响分析

退役期内，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，大气污染物、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

退役期的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。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和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，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台被清理，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，站场及其他占地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。

为减少管线开挖造成的二次生态破坏，退役期内采气管线将管线清扫确保管线内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵，清扫过程中会产生少量的废水，集中收集后送至红山嘴联合站采出水处理系统进行处理，处理达标后回注地层，不外排，不会对周围环境产生不利影响。

### 5.4 环境风险分析

#### 5.4.1 评价依据

根据相关资料可知，钻井井场柴油的储存量约 20t；典型油基钻井液中白油的含量为 30%（体积分数），井场油基钻井液最大使用量  $393\text{m}^3$ ，白油密度取  $0.84\text{g}/\text{cm}^3$ ，井场油基钻井液中白油的最大在线量为 99t；钻井井场油基钻井岩屑最大暂存量为  $100\text{m}^3$ ，岩屑中的石油类含量为 12.5t。

运营期涉及的风险物质为天然气（包括 CNG）和凝析油，风险单元为井场、采气管线、外输管线和 CNG 天然气橇装处理装置，各环境风险单元的危险物质最大在

线量与临界量的比值（Q 值）计算结果详见表 5.4-1。

表 5.4-1 各风险单元 Q 值一览表

风险单元		规格	风险物质在线量 (t)		风险物质 临界量 (t)	Q 值
施工期	采气井场	/	柴油	20	2500	0.008
		/	油基钻井液	99	2500	0.0396
		/	危险废物（油基 钻井岩屑）	12.5	2500	0.005
合计		/	/	/	/	0.0526
运营期	采气管线	长度 11.7km DN114.3、13MPa	天然气	0.086	10	0.0086
			凝析油	121.08	2500	0.0484
		合计				
	外输管线	长度 4.5km DN168.3、10MPa	天然气	0.071	10	0.0071
	齐新 3003 井（包含 CNG 天然气 橇装处理装 置）	/	天然气	0.448	10	0.0448
		槽车	天然气	3.23	10	0.323
		合计				
	齐新 3004 井（包含 CNG 天然气 橇装处理装 置）	/	天然气	0.448	10	0.0448
		槽车	天然气	3.23	10	0.323
		合计				

根据上表计算结果可知，Q 值最大为 0.3678，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》（HJ169-2018）相关要求，根据表 2.6-10 判定本次风险评价仅进行简单分析。

#### 5.4.2 环境敏感目标

简单分析不设评价范围，项目区周围无环境风险敏感目标。

#### 5.4.3 环境风险识别

##### (1) 物质危险性识别

施工期不涉及危险物质，运营期危险物质主要为天然气和凝析油，各危险物质主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 5.4-2。

表 5.4-2 各危险物质理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
----	----	----	----	----------	------

1	凝析油	由各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害：有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	热值：41870KJ/kg 火焰温度：1100℃ 沸点：300~325℃ 闪点：23.5℃，爆炸极限 1.1~6.4% (v) 自然燃点 380~530℃	属于高闪点液体
2	天然气	主要成分包括甲烷、乙烷等	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它会造成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) 自然燃点 482℃~632℃	属于 5.1 类中易燃气体

## (2) 生产设施危险性识别

### ①井场危险性识别

井场主要发生的风险事故为井喷、井漏。井喷主要是在井下作业中发生的事故。本项目中在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，天然气、凝析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蹿层，污染地下水。

CNG 天然气橇装处理装置因设备本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为设备破裂造成的天然气泄漏，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油气遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

### ②管线危险性识别

采气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天然气泄漏，对周围大气环境造成污染影响。

### ③CNG 槽车危险性识别

CNG 槽车发生破裂造成天然气泄漏，对周围大气环境产生一定的影响，遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

### ④运输风险识别

储水罐中的采出水由罐车拉运至红山嘴联合站处理，沿线无环境敏感目标，处理后的天然气采用 CNG 槽车拉运至加气站。因车辆本身的设计、制造、操作、管理

等各环节存在缺陷的可能性，储水罐和 CNG 槽车拉运过程有泄漏事故发生的风险。事故发生时罐车内采出液溢出，对周围大气、土壤、地下水环境造成直接污染，泄漏的油气如遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

CNG 槽车破损造成天然气泄漏，泄漏的天然气对周围大气环境产生一定的影响，遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

#### ⑤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天然气和凝析油泄漏，发生火灾、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

运营期管线、CNG 橇装天然气处理装置中的设备、槽车等发生破损造成天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏采出水可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

### 5.4.4 环境风险分析

#### (1) 井喷事故环境影响分析

##### ①对土壤环境影响分析

井喷是气田开发过程中的意外事故，一次井喷可抛洒大量的天然气和凝析油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成严重的污染。井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

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，井喷的影响范围主要集中在 200m×200m 范围内，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、水环

境产生一定影响。井场进行了分区防渗，一旦发生事故，可减缓对地表土壤环境的影响。

### ②对水环境影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，喷出的液量较大，一般需要 1-2d 才能得以控制。据类比资料显示，井喷污染范围在半径 200m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，对地下水体的影响概率不大，及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

### ③对植被的影响分析

井喷发生时，原油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响，井场周围半径 200m 范围内的植被可能由于石油类污染而使其呼吸受阻，不能进行正常光合作用而死亡；凝析油进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构，影响到土壤的生物功能，进而造成生长其上的植物和土壤动物的死亡，这种影响会导致污染地段多年无法生长植物或长势减弱，甚至使这一区域变为裸地。由于这一影响使土壤结构受石油类污染而发生变化，因此，被污染区域的植被不易恢复。若井喷时发生火灾，结果将使燃烧范围内的植被全部死亡。必须采取严格有效的风险防范措施，防止、降低井喷事故风险发生。

### (2) 井漏事故影响分析

本项目井漏事故一般发生在井下作业修井过程中，通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层和油层造成一定的污染和危害。本次拟转产井钻井表层套管下入深度超出本区域地下水含水层深度，在钻井过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，发生井漏的可能性较小，不会对地下水环境产生明显影响。

### (3) 泄漏事故影响分析

天然气和凝析油发生泄漏后，可能对周围土壤环境、大气环境、地下水环境产生一定的影响，具体影响分析如下：

#### ①对土壤的影响分析

采气管线破裂造成天然气、凝析油泄漏，CNG 槽车破裂造成天然气泄漏，天然气泄漏基本不会对土壤环境产生影响，凝析油泄漏相当于向土壤中直接注入油品，油品渗入土壤孔隙，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，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，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。根据类比调查结果可知，油品泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小，在泄漏事故发生的最初，凝析油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。根据非正常工况下土壤环境影响分析结果可知，管线和设备发生泄漏事故后及时采取措施并将受污染的土壤清理，不会对土壤环境产生明显不利影响。

#### ②对植被的影响

采气管线、橇装天然气处理装置破裂造成天然气、凝析油泄漏，CNG 槽车破裂造成天然气泄漏，天然气泄漏基本不会对植被产生影响，凝析油泄漏可能对植被产生一定的影响。采气管线为埋地敷设，发生泄漏事故后对植被影响较小，橇装天然气处理装置占地范围内植被稀少，即使发生凝析油泄漏仅对占地范围内的植被产生影响，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

#### ③对地下水环境的影响

采气管线、储油罐、橇装天然气处理装置破裂造成天然气、凝析油泄漏，CNG 槽车破裂造成天然气泄漏，天然气泄漏基本不会对地下水环境产生影响，凝析油泄漏可能对地下水环境产生一定的影响，凝析油发生泄漏后，泄漏的油品下渗，进而导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时发现、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，加大检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置，污染物从源头和末端均得到控制，

没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水。当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：土壤尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。橇装天然气处理装置均为地上设施，发生泄漏事故易被发现，泄漏事故发生后，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

#### ④对大气环境的影响分析

采气管线为埋地敷设，管线发生泄漏后，天然气很难透过土壤扩散到大气环境中，泄漏物对大气环境影响较小；橇装天然气处理装置破裂造成天然气泄漏，CNG 槽车破裂造成天然气泄漏，发生泄漏事故后，天然气和凝析油进入环境空气，其中的 NMHC 可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区周围无环境敏感目标，且地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

#### （4）事故状态下对大气环境敏感目标的影响分析

事故状态下泄漏的油气及火灾、爆炸产生废伴生/次生污染物可能对雀尔沟村居民、雀尔沟镇居民、霍斯铁热克村居民、独山子村居民和南山牧村居民点产生一定的影响，运营过程中加强各类设备巡检、检修，项目区设置禁止烟火标识，事故发生概率较低；由于项目区地域空旷，扩散条件较好，项目实施不会对上述大气环境敏感目标产生明显不利影响。

#### （5）对草地、基本农田的影响分析

井喷发生时，原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围农田及草地产生影响，井场周围半径 200m 范围内的草地（天然牧草地、其他草地）中的植被将全部由于石油类污染而使其呼吸受阻，不能进行正常光合作用而死亡；原油进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构，影响到土壤的生物功能，进而造成生长其上的植物和土壤动物的死亡，这种影响会导致污染地段多年无法生长植物或长势减弱，甚至使这一区域

变为裸地。由于这一影响使土壤结构受石油类污染而发生变化，因此，被污染区域的植被不易恢复。若井喷时发生火灾，结果将使燃烧范围内的植被全部死亡。必须采取严格有效的风险防范措施，防止、降低井喷事故风险发生。事故发生后应及时清理现场，对原油进行回收，受污染的土壤集中收集后有相应危废处置资质的单位进行回收处置，将井喷事故对周边植被和农作物的影响降至最低。

#### (6) 压裂液泄漏事故风险分析

压裂液罐车发生泄漏后，泄漏的压裂液可能对土壤和地下水产生一定的影响。采用质量合格的储罐；液体装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出；罐车司机驾驶技术娴熟，发生交通事故的概率较低；日常加强日常管理和维护，发生泄漏事故的概率很小。一旦发生泄漏事故，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

#### (7) CNG 槽车及拉运过程中泄漏、火灾事故风险分析

CNG 槽车发生泄漏后，泄漏的天然气可能对大气产生一定的影响。采用质量合格的储罐；装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有压力装置，装车时及时观察压力表，以免压力过高发生爆炸；罐车司机驾驶技术娴熟，发生交通事故的概率较低；日常加强日常管理和维护，发生泄漏事故的概率很小。一旦发生泄漏事故，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

#### (8) 对地表水的影响分析

本工程东侧距呼图壁河约 2.55km，井场与呼图壁河无水力联系。在事故状态下，泄漏油气体将挥发至大气环境中，对地表水水质的直接影响很小；在油气泄漏火灾事故中，消防过程中不会产生污染的消防废水，对呼图壁河基本无环境影响。在采取严格的地表水污染防治措施后，本项目不会对地表水环境造成影响。

## 6 环境保护措施及其可行性论证

### 6.1 施工期环境保护措施及其可行性论证

#### 6.1.1 施工期大气污染防治措施

(1) 合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。严禁在大风天气进行土方作业。

(2) 粉状材料及临时土方等在施工区堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖。

(3) 优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

(4) 施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

(5) 加强对施工人员的环保教育，增强全体施工人员的环保意识，坚持文明施工、科学施工，减少施工期的大气污染。

(6) 运输车辆及施工机械采用符合国家标准的油品，定期对施工机械及运输车辆保养维护。

(7) 焊接作业时使用无毒低尘焊条。

#### 6.1.2 施工期废水污染防治措施

(1) 管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘。

(2) 混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理。

#### 6.1.3 施工期噪声污染防治措施

(1) 在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减振措施。

(2) 加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

#### 6.1.4 施工期固体废物防治措施

施工期固体废物主要为生活垃圾、建筑垃圾、水基钻井岩屑、油基钻井岩屑、废防渗材料、废润滑油及废润滑油桶和沾油抹布、手套等。

### (1) 水基钻井岩屑

一开钻井采用水基钻井液，钻井时井筒返排的钻井液及岩屑经不落地设备分离，分离出的液相回用于水基钻井液配置，施工结束后剩余钻井液拉运至下一井场循环使用；分离出的水基钻井岩屑暂存于水基钻井岩屑方罐中，并及时清运，水基钻井岩屑属于一般工业固体废物，根据《固体废物分类与代码目录（2024 年）》，水基钻井岩屑废物种类为 SW12 钻井岩屑（废物代码：071-001-S12）。拉运至岩屑处置点的水基钻井岩屑由岩屑处置单位委托具有相应的检测资质的检测机构进行取样检测，水基钻井岩屑中的各污染物浓度均满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）后由岩屑处置单位直接拉运综合利用。若不满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）相关标准限值要求，则由岩屑处置单位进行进一步处置，直至各污染物浓度均满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）后综合利用。钻井岩屑处理工艺流程如图 5 所示。

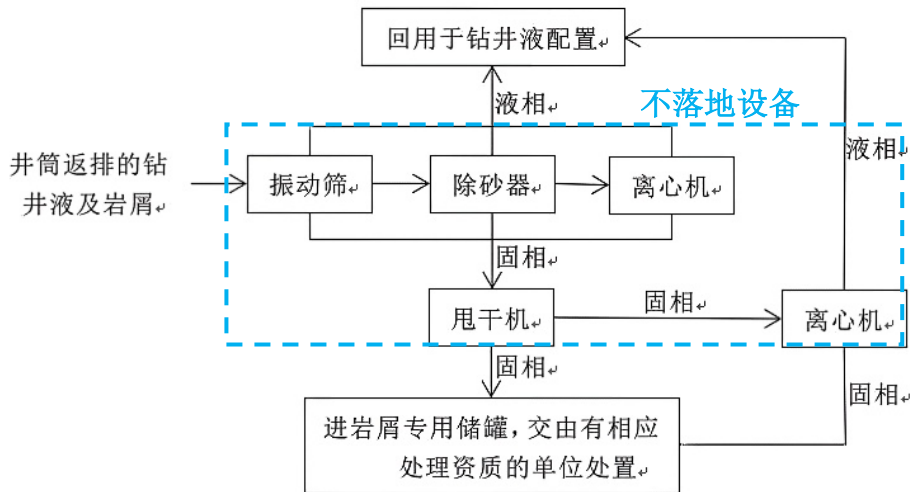


图 5 钻井岩屑处理工艺流程图

### (2) 油基钻井岩屑

二开、三开采用油基钻井液，钻井时井筒返排的钻井液及岩屑经不落地设备进行初步分离，液相回用于油基钻井液配置；固相再由甩干机进行第一次固液分离，然后由离心机对甩干机排出的液体进行第二次固液分离，从而实现深度分离，分离出的液相回用于油基钻井液配置，分离出的固相（即油基钻井岩屑）属于 HW08 类危

险废物（废物代码：071-002-08），采用专用储罐进行收集，定期交由有相应危险废物处置资质的单位接收、转运和处置。油基钻井岩屑临时贮存在岩屑专用储罐内，储罐底部铺设防渗膜，油基钻井岩屑在井场临时贮存应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求。

### （3）沾油废防渗材料

施工结束后清理场地时产生的未沾油防渗材料由施工单位集中回收利用，沾油废防渗材料（废物代码为 900-249-08，危险特性为毒性和易燃性）分区暂存在井场设置的危险废物贮存点，定期由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置。

### （4）废润滑油、废润滑油桶

施工过程中机械、设备检修和维护过程中产生的废润滑油、废润滑油桶分区暂存在井场设置的危险废物贮存点，定期由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置。

### （5）沾油抹布、手套等

沾油抹布、手套集中收集后交由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置。

### （6）危险废物贮存点

在井场内设置一座临时危险废物暂存点，其选址符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的选址要求，建设过程中应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求建设，具体要求如下：

①贮存设施应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式和污染物迁移途径，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不应露天堆放危险废物。

②贮存设施应根据危险废物的类别、数量、形态、物理化学性质和污染防治等要求设置必要的贮存分区，避免不相容的危险废物接触、混合。

③贮存设施地面与裙脚应采取表面防渗措施；表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。

④同一贮存设施采用相同的防渗、防腐工艺（包括防渗、防腐结构或材料），

防渗、防腐材料应覆盖所有可能与废物及其渗滤液、渗漏液等接触的构筑物表面；贮存设施应采取技术和管理措施防止无关人员进入。

⑤容器和包装物污染控制要求

废润滑油采用桶装，容器材质、内衬应与盛装的危险废物相容；容器满足相应的防渗、防漏、防腐和强度等要求；容器内部应留有适当的空间，以适应因温度变化等可能引发的收缩和膨胀，防止其导致容器渗漏或永久变形；容器外表面应保持清洁。

⑥贮存过程污染控制要求

废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料分类堆放贮存，废润滑油装入桶内贮存，桶顶部带盖。

⑦运行环境管理要求

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；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，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好；贮存设施所有者或运营者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。

(7) 生活垃圾

井场和生活营地设置生活垃圾收集箱，箱底铺设防渗膜，上部遮盖篷布，集中收集后定期委托拉运至呼图壁县生活垃圾填埋场处置。

(8) 建筑垃圾

建筑垃圾优先回收利用，无法回收利用的由钻井队负责清运。

(9) 一般工业固体废物环境管理要求

①建设单位应落实污染环境防治责任制度，建立健全工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。建立工业固体废物管理台账，如实记录产生工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息，实现工业固体废物可追溯、可查询。

②建设单位应与具有相应具有固体废物处置资质的单位签订书面合同，在合同中约定污染防治要求，由受托方负责处置水基岩屑。

#### (10) 危险废物环境管理要求

建设单位及施工单位应对油基钻井岩屑、废润滑油、废润滑油桶和沾油的废防渗材料按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中的危险废物环境管理要求进行管理，具体如下：

①落实污染防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治责任制度。

②落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志 固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）等有关规定，对危险废物的容器和收集、贮存、危险废物的场所设置危险废物识别标志。

③落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

④落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

⑤落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

⑥各类危险废物分区暂存在井场设置的危险废物贮存点，危废贮存点建设须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）中的相关要求，具体如下：井场危废贮存点应采取防风、防雨、防晒和防止危险物流失、扬散等措施；贮存点贮存的危险废物应置于容器或包装物中，不应直接散堆；应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式等，采取防渗、防漏等污染防治措施；贮存点应及时清运贮存的危险废物，实时贮存量不应超过 3t。各类危险废物定期由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置。

#### ⑦危险废物的运输

危险废物运输应由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营组织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质；危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通部令〔2005 年〕第

9 号)、JT617 以及 JT618 执行;运输单位承运危险废物时,应在危险废物包装上按照 GB18597 附录 A 设置标志;危险废物公路运输时,运输车辆应按 GB13392 设置车辆标志;危险废物运输时的中转、装卸过程应遵守如下技术要求:卸载区的工作人员应熟悉废物的危险特性,并配备适当的个人防护装备;卸载区应配备必要的消防设备和设施,并设置明显的指示标志;危险废物装卸区应设置隔离设施,液态废物卸载区应设置收集槽和缓冲罐。

上述固体废物处置措施均为技术可行和稳定可靠的成熟措施,钻试工程产生的固体废物均得到妥善处置,不会对环境造成不利影响。

#### 6.1.5 施工期土壤污染防治措施

(1) 严格控制施工期占地面积,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撒,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。

#### 6.1.6 施工期生态环境保护措施

(1) 避让措施:采气管线、外输管线、道路和输电线路选线过程中植被比较稀疏,评价范围内无国家和地方保护植物,选线过程中尽量避开植被茂盛区域,根据管径大小确定施工作业带宽度,严格控制占地;施工过程中尽量避免破坏野生植物,最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(2) 减缓措施: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。施工单位应根据确定的施工用地范围,将施工便道、材料堆场、机械堆场、施工作业带等施工用地用彩条旗方式进行圈定,施工过程中严格按照圈定范围进行作业,不得超出圈定范围。施工过程中采取绿色施工工艺,各设备均为撬装设备,可减少地表开挖。

(3) 管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填,特别是表层土壤分层堆放,以

保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失；土石方不得随意堆放，应集中堆置于管沟一侧，且不影响施工安全的距离内，施工完毕后全部用于回填并分层压实。严格控制管线施工作业带宽度，应在 12m 范围内。

(4) 恢复措施：施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期植被自然恢复；对永久占地进行砾石铺垫等地面硬化处理，以减少风蚀量；尽量利用施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定；采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，施工为分段施工，建议“边施工、边修复”。恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行占地范围内的植被恢复。

(5) 补偿措施：建设单位应按照《中华人民共和国土地管理法》和《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》等相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳生态补偿费。因项目占地造成的植被损失应按规定进行经济补偿，专款用于植被恢复。本工程经济补偿费用由建设单位按规定向林草主管部门缴纳，具体补种及植被恢复由林草主管部门负责实施。

#### (6) 环境管理措施

①确保各环保设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的荒漠植被；避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

②加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动植物的观念，严禁捕杀任何野生动物。

③加强施工期环境监理，监理的重点内容：井场、橇装天然气处理装置、管线、道路等工程施工情况、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

#### (7) 对周围农田（一般耕地）和林地的保护措施

①管沟开挖，做到土壤的分层堆放，分类回填，在施工完毕后回铺于地表。禁止乱砍乱伐林木。

②施工过程中严格规定各类工作人员活动范围，最大限度减少对地表植被生存

环境的践踏破坏。

③划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围。施工过程中，加强施工人员的管理，禁止施工人员对林地和草地植被进行滥砍滥伐，严格限制人员的活动范围，使之限于在各施工区域和生活区范围内活动，最大限度减少对地表植被生境的破坏。

④施工期间不得占地永久基本农田，禁止将废水和固体废物排至一般耕地和永久基本农田里。因地制宜地选择施工时段，避免大风天气施工，减少因施工产生的扬尘对农田土壤影响，从而造成当季农作物减产。

⑤加强施工人员的教育工作，施工机械不得随意行驶，禁止进入临时占地范围外的农田区域。施工单位应做好施工机械的保养工作，防止污染农田土壤。

#### 6.1.7 水土流失防治措施

(1) 严格控制各项工程作业面积，严禁毁坏占地范围外的自然植被。

(2) 新建采气井场采用砾石铺垫，采气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，加强水土保持管理，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，特别是转输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。

## 6.2 运营期环境保护措施

### 6.2.1 运营期大气污染防治措施

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中的相关要求，针对废气提出如下防治措施：

（1）麓探 1 井采出物采用密闭集输工艺流程，通过单井采气管线管输至呼图壁天然气脱水脱烃站；齐新 3003 井和齐新 3004 井采出物通过单井管线管输至 CNG 撬装天然气处理装置处理，天然气集输及处理均采用密闭集输工艺。

（2）井场和 CNG 撬装天然气处理装置选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对采气井场、CNG 撬装天然气处理装置的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏、漏现象的发生。

（3）事故状态下，井场的天然气通过放喷管线排至放喷池燃烧放空。

（4）燃气发电机采用清洁燃料天然气，加强燃气发电机的检维修。

在采取上述措施后，麓探 1 井、齐新 3003 井和齐新 3004 井采气井场厂界 NMHC 的浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求，燃气发电机烟气中各污染物均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放监控浓度限值。

### 6.2.2 运营期废水污染防治措施

#### （1）废水处理方案

井下作业时带罐作业，井下作业废液（压裂返排液和废洗井液）排至罐内，由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后回注地层；生活污水送至呼图壁县丰泉污水处理厂处理。

#### （2）地下水污染防治措施

①采取源头控制措施，使用先进、成熟、可靠的工艺技术，采用高质量的管线和设备，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险；同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量。

②定期做好井场、CNG 撬装天然气处理装置的设备、阀门、管线等巡检，定期对采气井固井质量进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止“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。

### ③分区防渗

项目主要污染物为石油类，根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表 5 污染控制难易程度分级参照表、表 6 天然包气带防污性能分级参照表、表 7 地下水污染防渗分区参照表，将麓探 1 井口处、放喷池和齐新 3003 井、齐新 3004 井井口处、放喷池、撬装天然气处理装置区划为重点防渗区，其余为一般防渗区，重点防渗区防渗性能不应低于 6m 厚渗透系数为  $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$  的黏土层的防渗性能，一般防渗区防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为  $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$  的黏土层的防渗性能。分区防渗示意图见图 6.2-1 至 6.2-2。

图 6.2-1 麓探 1 井分区防渗示意图

图 6.2-1 齐新 3003 井、齐新 3004 井分区防渗示意图

### ④污染监控

按照《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）中的相关规定并结合工程实际情况，建设单位可利用现有水源井作为地下水监测井，地下水监测点数量应不少于 1 个。

### ⑤应急响应

针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，成立应急指挥中心，负责编制应急方案，组建应急队伍，组织实施演习，协调各级、各专业应急力量支援行动。

(3) 井筒完整性管理应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用标准》(GB/T17745-2011) 相关要求对井筒完整性进行管理, 定期开展井筒完整性检查。

### 6.2.3 运营期噪声污染防治措施

(1) 尽量选用低噪声设备, 对噪声强度较大的设备进行基础减振等减噪处理。

(2) 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, 加强设备检维修。

(3) 合理布局使各产噪设备尽可能位于站场中心。

(4) 加强噪声防范, 做好个人防护工作。

经以上措施, 采气井场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类声功能区环境噪声限值要求。

### 6.2.4 运营期固体废物污染防治措施

(1) 固体废物主要为废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品和生活垃圾, 废分子筛、废滤料、废含油抹布及劳保用品属于《国家危险废物名录(2025 年版)》HW49 其他废物, 废润滑油、废润滑油桶和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类危险废物, 废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品临时贮存在呼图壁天然气脱水脱烃站危险废物临时储存场所暂存, 最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。建设单位应根据《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1267-2022) 中的相关规定设置呼图壁天然气脱水脱烃站危险废物临时储存场所危险废物贮存分区标志、危险废物标签等。

(2) 废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品的收集、贮存、运输须符合《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》(生态环境部、公安部、交通运输部令 2021 年第 23 号) 要求, 相关资料存档备查。具体如下:

#### ①危废收集过程污染防治措施

在危险废物收集过程中应采取以下防治措施：

※危险废物的收集应根据危险废物产生的工艺特征、排放周期、危险废物特性、废物管理计划等因素制定收集计划。收集计划应包括收集任务概述、收集目标及原则、危险废物特性评估、危险废物收集量估算、收集作业范围和方法、收集设备与包装容器、安全生产与个人防护、工程防护与事故应急、进度安排与组织管理等。

※危险废物的收集应制定详细的操作规程，内容至少应包括适用范围、操作程序和方法、专用设备和工具、转移和交接、安全保障和应急防护等。

※危险废物收集和转运作业人员应根据工作需要配备必要的个人防护装备，如手套、防护镜、防护服、防毒面具或口罩等。

※在危险废物的收集和转运过程中，应采取相应的安全防护和污染防治措施，包括防爆、防火、防中毒、防感染、防泄漏、防飞扬、防雨或其它防止污染环境的措施。

※危险废物收集时应根据危险废物的种类、数量、危险特性、物理形态、运输要求等因素确定包装形式，具体包装应符合如下要求：各类危险废物使用符合标准的容器盛装，装载危险废物的容器及材质要满足相应的强度要求，容器必须完好无损，材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）；性质类似的废物可收集到同一容器中，性质不相容的危险废物不应混合包装；危险废物包装应能有效隔断危险废物迁移扩散途径，并达到防渗、防漏要求；容器上必须粘贴符合标准的标签，标签信息填写完整详实；盛装危废后的废包装桶及时转运至处置场所进行处置；盛装过危险废物的包装袋或包装容器破损后应按危险废物进行管理和处置；在危险废物的收集和转运过程中，应采取相应的安全防护和污染防治措施，包括防爆、防火、防中毒、防感染、防泄漏、防飞扬、防雨等其他防治污染环境的措施。

②危险废物的收集作业应满足如下要求：设置作业界限标志和警示牌；收集时应配备必要的收集工具和包装物，以及必要的应急监测设备及应急装备；收集时应填写记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存；收集结束后应清理和恢复收集作业区域，确保作业区域环境整洁安全；收集过危险废物的容器、设备、场所及其他物品转作他用时，应消除污染，确保使用安全。

③危险废物贮存污染防治措施

本项目产生的废滤料、废润滑油临时贮存在呼图壁天然气脱水脱烃站危险废物临时储存场所，该危险废物临时储存场所满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求，危险废物暂存场所运营管理要求：危险废物存入危险废物暂存场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；应定期检查危险废物暂存场状况，及时清理暂存场地面，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；作业设备及车辆等结束作业离开危险废物暂存场时，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；贮存设施运行期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

#### ④危险废物的运输

危险废物运输应由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质；在委托运输协议中应明确双方的义务和责任；危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通部令[2005年]第9号）、JT617以及JT618执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照GB18597附录A设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按GB13392设置车辆标志；危险废物运输时的中转、装卸过程应遵守如下技术要求：卸载区的工作人员应熟悉废物的危险特性，并配备适当的个人防护装备，装卸剧毒废物应配备特殊的防护装备；卸载区应配备必要的消防设备和设施，并设置明显的指示标志；危险废物装卸区应设置隔离设施，液态废物卸载区应设置收集槽和缓冲罐。

(3) 按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物设置危险废物识别标志。

(4) 采气一厂已按照年度建立了完善的危险废物管理计划，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既定计划进行危险废物管理。

(5) 采气一厂已建立了污染环境防治责任制度，建立了危险废物产生、收集、贮存、处置等全过程的污染环境防治责任制度；

(6) 运营单位应根据《危险废物产生单位管理计划制定指南》有关要求制定

包含本项目的危险废物管理计划，并及时在线填报危险废物管理计划；计划内容主要包括基本信息、过程管理（危险废物产生、转移及利用处置环节）、上年度计划实施情况回顾等内容，并建立危险废物管理台账，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息；鼓励产废单位采用信息化手段建立危险废物台账。产废单位应在台账工作的基础上如实向所在地县级以上人民政府环境保护主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）建立危险废物管理台账，危险废物产生环节，按照每个容器、包装物如实记录产生批次编码、产生时间、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、产生量、计量单位、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、产生危险服务设施编码等；危险废物入库环节，应记录入库批次编码、入库时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、入库量、计量单位、贮存设施编码、贮存设施类型、运送部门经办人、贮存部门经办人、产生批次编码等。危险废物出库环节，应记录出库批次编码、出库时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、出库量、计量单位、贮存设施编码、贮存设施类型、出库部门经办人、运送部门经办人、入库批次编码、去向等。危险废物委外处置环节，应记录委外处置批次编码、出厂时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、委外利用/处置量、计量单位、处置方式、接收单位类型、利用/处置单位名称、许可证编码/出口核准通知单编号、产生批次编码/出库批次编码等。记录保存时间原则上应存档5年以上。并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

(7) 运营单位应建立危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令第23号）的有关规定办理电子危险废物转移联单，并建立危险废物管理电子台账。

(8) 运营单位应按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或

未经安全性处置的危险废物；危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行，禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。

(9) 建设单位应与有相应危险废物处理资质的单位签订处置协议，协议中约定处置方应依法合规处置危险废物，处置完毕后报告委托方。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则。

### 6.2.5 运营期土壤污染防治措施

#### (1) 源头控制

井下作业废液（压裂返排液和废洗井液）和采出水排至罐内，由罐车拉运至红山嘴联合站处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》

（SY/T5329-2022）中的相关要求后回注地层；危险废物废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置，生活垃圾送至呼图壁县生活垃圾填埋场处理；产生的各类废物均可得到妥善处置，从源头减少了污染物的产生。选用耐腐蚀性能、抗老化性能、耐热性能、抗冻性能及耐磨性能好的设备防止设备腐蚀穿孔，降低新增环境风险事故的发生概率；加强对井场和 CNG 撬装天然气处理装置的巡检及检维修。

#### (2) 防渗措施

防渗措施见“6.2.2 运营期废水污染防治措施”章节。

#### (3) 跟踪评价

按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中的相关规定，对井场、中间加热区和呼图壁天然气脱水脱烃站开展土壤跟踪监测，在井场和站场内各布设一个土壤跟踪监测点，监测因子为 pH、石油烃、土壤盐分含量、汞、砷、六价铬。

### 6.2.6 运营期生态环境保护措施

(1) 加强管理，确保各项环保措施落实；定期对井场、CNG 撬装天然气处理装置及采气管线进行巡检，严防跑、冒、滴、漏。加强对管线、设备的管理和检查，

发现问题及时解决，防止泄漏事故的发生。

(2) 加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被。

(3) 提高驾驶人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。

(4) 严禁捕杀任何野生动物。

### 6.3 温室气体管控措施

(1) 天然气集输及处理均采用密闭集输工艺，减少了温室气体甲烷的产生；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。

(2) 井口设置紧急切断阀，减少天然气在事故状态下的损失；制定合理的检修方案和检修时间，尽可能减少天然气的放空损失。

(3) 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。

(4) 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。

(5) 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；选用静电电容器，自动进行无功补偿，以提高系统的功率因数。

(6) 采用管道完整性管理。提高整体运营水平通过管道完整性管理，不仅可以大大降低管道事故发生率，而且能够避免不必要和无计划的管道维修和更换，不仅可以降低输气管道的天然气损耗，提高管输经济效益，而且降低管道运行风险，具有巨大的社会效益。

### 6.4 环境风险事故防范措施

#### 6.4.1 井下作业事故风险预防措施

(1) 井场井控严格执行《新疆油田钻井井控实施细则》，防止井喷、井喷失控和井喷着火，在设计、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。

(2) 井下作业时要求带罐操作，产生的废水排至罐中，由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理系统处理。

(3) 井场设置明显的禁止烟火标志。

(4) 在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(5) 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。

#### 6.4.2 站场环境风险事故防范措施

(1) 采气井场、CNG 撬装天然气处理装置中的各设备均采用质量合格的产品，定期进行巡检、维修及保养。

(2) 对操作、维修人员进行培训，持证上岗。制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。运营期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。增强职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

(3) 井口设有紧急切断阀，井场设有放喷池，事故状态下可采取紧急切断、将天然气排至放喷池燃烧放空。

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

(5) 配备一定的消防设施，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。

#### 6.4.3 油气集输事故风险防范措施

(1) 定期对采气管线进行巡检，严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。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) 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

(3) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对单井采气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。

(4) 严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

#### 6.4.4 储液罐、CNG 槽车及拉运过程中环境风险防范措施

(1) 选用质量合格的储液罐、CNG 槽车、阀门及连接件，对储罐进行防腐；加强巡检，确保罐体保持完整，发现孔洞、缝隙等破损时及时检修。及时对井场易损及老化部件进行更换，防止了拉油罐泄漏事故的发生。

(2) 储液罐按照重点防渗区要求建设防渗设施。

由于采出液和天然气在运输过程中具有爆炸、易燃等危险性，对项目区的生态环境具有一定的潜在危险，完成运输任务是一项技术性和专业性强的工作，在运输过程中稍有不慎，便可对环境造成损失。为防止采出液运输过程中的风险事故，主要从以下几个方面进行防范：

※配备具有危险货物运输资质的驾驶员和押运员。

运输的驾驶员和押运员必须经过专门培训并取得道路危险货物运输驾驶证和押运证才能上岗作业。危险货物驾驶员除了掌握一定的驾驶技能外，还要学习掌握一定的化工知识，熟悉采出液的物理化学性质、危险特性、注意事项。

※车辆安全状况和安全性能合格

出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，发现故障排除后方可投入运行。要特别注意检查罐车罐体的安全性能，逐个部位检查液位计、压力表、阀门、温度表、紧急切断阀、导静电装置等安全装置是否安全可靠，杜绝跑、冒、滴、

漏，故障未处置好不得承运。要保持驾驶室干净，不得有发火用具，危险品标志灯、标志牌要完好。

※装卸注意事项

参照《汽车运输危险货物规则》（JT617-2004）配装表进行。承载易燃易爆的采出液时，车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合 JT230 规定的导静电橡胶拖地带装置。罐体装采出液时，应预留容积不得少于罐体总容量 5%的膨胀余量。采出液中的石油类容易污染土地和水源。卸货时尤其要注意。

※精心驾驶，平稳行车

行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速，保持与前车安全距离，严禁违法超车，不能疲劳驾驶。

※行车途中勤检查

危险品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厢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。

#### 6.4.5 压裂液泄漏事故风险防范措施

（1）采用质量合格的压裂液罐。

（2）加强日常管理，对压裂液罐液位采取监控设施，做好罐体防腐防漏工作，严防压裂液罐和酸化液罐泄漏。

（3）液体装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出。

（4）罐车司机选用驾驶技术娴熟的。

#### 6.4.6 居民点风险防范措施

（1）加强井场内的设备、阀门、法兰和管线等巡检、检维修，防止跑冒滴漏。

（2）井场设硫化氢检测仪。

（3）发生泄漏事故后，及时疏散雀尔沟村、雀尔沟镇、霍斯铁热克村、独山

子村和南山牧村的居民。

#### 6.4.7 环境风险应急预案

项目投产后应纳入《中国石油新疆油田分公司采气一厂呼图壁采气作业区突发环境事件专项应急预案》，从而对环境风险进行有效防治。《中国石油新疆油田分公司采气一厂呼图壁采气作业区突发环境事件专项应急预案》已在昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局进行了备案，备案号 652323-2024-023-M。根据实际建设情况对应急预案中的环境风险源基本情况、环境风险源识别、装置风险识别等进行修改完善，其余与现有应急预案保持一致，并根据风险等级要求对现有应急预案进行修订。并根据采气一厂现有的应急演练计划开展应急演练工作。

环境风险简单分析内容详见表 6.4-1。

表 6.4-1 环境风险简单分析一览表

建设项目名称	新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程
建设地点	齐新 3003 井、齐新 3004 井和麓探 1 井行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县
地理坐标	
主要危险物质及分布	运营期危险物质主要为天然气和凝析油，主要分布在采气管线和 CNG 撬装天然气处理装置中。
环境影响途径及危害后果	运营期管线、设备发生破损造成天然气和凝析油泄漏，污染土壤和大气，泄漏凝析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。事故发生概率较低，发生事故后，及时采取相应的应急措施，不会对周围环境产生明显影响。
环境风险防范措施要求	<p>(1) 设计、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；井下作业时要求带罐操作，产生的废水排至罐中，由罐车拉运至红山嘴联合站处理；井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。</p> <p>(2) 采气井场、CNG 撬装天然气处理装置中的各设备均采用质量合格的产品，定期进行巡检、维修及保养；对操作、维修人员进行培训，持证上岗；对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作；井口设有紧急切断阀，井场设有放喷池，事故状态下可采取紧急切断、将天然气排至放喷池燃烧放空；加强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；配备一定的消防设施，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。</p> <p>(3) 定期对采气管线和外输管线进行巡检，严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。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；</p>

建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段；加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡，定期对管线进行超声波检查；定期对单井采气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；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

（4）采用质量合格的压裂液罐；加强日常管理，对压裂液罐液位采取监控设施，做好罐体防腐防漏工作，严防压裂液罐泄漏；液体装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出；罐车司机选用驾驶技术娴熟的。

（5）项目投产后应纳入《中国石油新疆油田分公司采气一厂呼图壁采气作业区突发环境事件专项应急预案》。

## 6.5 退役期环境保护措施

### 6.5.1 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在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。

### 6.5.2 退役期水环境保护措施

对完成采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，废弃井应根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求要求进行封井回填；单井采气管线和注醇管线清扫确保管线内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵，清扫过程中产生的少量的废水，集中收集后送至红山嘴联合站采出水处理系统进行处理，处理达标后回注地层，不外排。

### 6.5.3 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

### 6.5.4 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）地面设施拆除、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。

(2) 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。

(3) 对完成采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，植被靠自然恢复。

#### 6.5.5 退役期生态环境保护措施

根据《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/T6646-2017）、《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2005）、《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范（DZ/T0317-2018）》和中国石油新疆油田分公司的相关要求对采气井进行封堵，并拆除相关设施，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物均得到妥善处置，制定生态恢复方案，并做好以下生态保护措施：

(1) 封井材料应无污染，不得使用可能对地下水造成污染的材料。

(2) 应开展井盖封堵或密闭填充，对废弃井进行封井回填并做好井口处置，确保地表污染物不进入井内，各层位地下水不连通。

(3) 确保固井质量和封井质量合格。

(4) 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。

(5) 对废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，废弃井应根据《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求进行封井回填，防止发生井漏事故，污染地下水资源。

(6) 选用低噪声机械和车辆，加强设备检查维修，保证其正常运行加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

(7) 封井作业结束后及时清理作业现场，各个建构筑物 and 基础设施应全部拆除，做到“工完、料尽、场地清”，确保采取的封井措施有效可行。施工区域采用临时占地剥离表土对其进行回填，以便于恢复复垦条件。各个建构筑物 and 基础设施拆除过程中会产生一定扬尘，应避开大风天气施工。

(8) 对永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，确保无环境遗留问题后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使站场恢复到相对自然的一种状态。

(9) 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。

#### 6.5.6 生态恢复治理方案

##### (1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求，制定生态环境保护与恢复治理方案时需遵循以下要求：

①禁止在依法划定的饮用水水源保护区内进行开采。

②采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

③坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

④贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

⑤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。

##### (2) 站场生态恢复治理

拆除井场和 CNG 撬装天然气处理装置内的各项生产设施，清除地面硬化、砾石铺垫，释放永久占地。最后进行场地清理，清除各种固体废物，并对占地进行平整，避免影响植被自然恢复。

##### (3) 管线生态恢复

采气管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出物，管线两端使用盲板

封堵。

#### (4) 植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。经治理后应做到不漏油、不漏气、不漏电，无油污、无垃圾。各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，恢复后的植被覆盖率不应低于区域内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行占地范围内的植被恢复。

## 6.6 环境保护措施可行性分析

呼图壁气田呼探 1 区块目前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。

本次采取的环境保护措施与中国石油新疆油田分公司采气一厂呼图壁气田呼探 1 区块现有的环境保护措施基本相同，均为技术可行、经济合理、稳定可靠、便于实施的成熟措施，在油气田开发过程中得到广泛应用。综上所述，本次采取的环境保护措施为技术可行、经济合理、可以达到长期稳定运行和达标排放。

## 6.7 环保投资分析

项目总投资 11094.5 万元，环保投资约 220 万元，占总投资的 1.98%，见表 6.7-1。

表 6.7-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	类别	环保措施	投资(万元)
施工期	生态环境	临时占地	对占地造成的生态破坏进行经济补偿，完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	80
	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	3
		施工机械和施工车辆尾气	使用达标油品，加强设备维护	3

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

	噪声	噪声	采用低噪声设备、基础减振，加强维修	3	
	固体废物	钻井岩屑	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	60	
		生活垃圾	送至呼图壁县生活垃圾填埋场处理	1	
		建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	2	
运营期	废气	无组织挥发烃类	天然气集输及处理均采用密闭工艺，选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门，加强巡检	4	
		燃气发电机	采用清洁燃料天然气	5	
	废水	井下作业废液	送至红山嘴联合站处理	2	
		生活污水	送至呼图壁县丰泉污水处理厂处理	5	
	噪声	噪声	采用低噪声设备、基础减振	3	
	固体废物	废滤料、废分子筛、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置	5	
		生活垃圾	送至呼图壁县生活垃圾填埋场处理	3	
	退役期	固体废物	站场及管线拆除的建筑垃圾	建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	3
		生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和永久占地释放后植被和土壤的恢复	3
	环境管理	环境监理	防渗措施落实情况；严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	10	
环境监测		生态环境、土壤和地下水跟踪监测	20		
地下水保护措施		采气井场、橇装天然气处理装置及放喷池的防渗措施	5		
合计		/	220		

## 7 环境管理与监测计划

### 7.1 环境管理机构

本项目依托采气一厂现有环境管理机构。采气一厂在环境管理上建立了健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系），HSE 最高管理者为厂长，主要负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障等；日常环境管理工作由任 HSE 管理者代表的副厂长、安全总监主持，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；质量安全环保科负责监督 HSE 标准、环境标准的贯彻实施，确保所有有关 HSE 方面的要求能正确、完全地执行等；采气队安全第一责任人负责解决油气田开发过程中出现的环境问题以及发生污染事故的处理等。

### 7.2 生产区环境管理

#### 7.2.1 施工期环境管理

建设单位在施工期应加强对施工单位环境保护工作的监督与管理，施工单位应遵守相关环境保护法律法规，并严格落实本报告以及环评批复中提出的施工期环境保护要求；建立环境保护档案，对施工期采取的环境保护工作进行记录，保留施工前后施工区域的影像资料，便于建设单位进行监督检查。施工期相关的施工期环境保护行动计划见表 7.2-1。

表 7.2-1 施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，规定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快自然恢复，将施工期对生态环境影响降到最低。严禁施工人员踩踏植被和猎捕野生动物。	施工单位	昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局、昌吉高新区生态环境局
2	水环境	管线试压废水用于施工洒水抑尘，混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理。		
3	土壤环境	按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，施工产生的建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。		
4	声环境	选用低噪声设备，并注意设备的正确使用和经常性维护，保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛。		
5	大气环境	逸散性材料运输、装卸和堆放过程中采取加盖苫布等抑尘措施，严禁散落和尘土飞扬。施工期各机械设备应使用符合国家		

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
		标准的油品，加强设备的维护，减少大气污染物的排放量。		
6	水土流失	严格按规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道。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，防止水土流失		
7	固体废物	建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理		

### 7.2.2 运营期环境管理

- (1) 建立和实施运营期的健康、安全与环境（HSE）管理体系。
- (2) 贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。
- (3) 加强环保管理人员的培训、教育，学习先进的环保管理理念，提高管理人员的技术水平与业务能力，定期对运营期环境保护工作进行总结和分析，根据环保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。
- (4) 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；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 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。
- (5) 项目运行后 3 至 5 年内，须组织开展环境影响后评价工作，对实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施。
- (6) 运营期各环境要素的污染防治措施见表 7.2-2。

表 7.2-2 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	大气环境	天然气采用密闭集输工艺，麓探 1 井井口采出物通过采气管线管输至呼图壁天然气脱水脱烃站处理，齐新 3003 井、齐新 3004 井天然气管输至 CNG 撬装天然气处理装置处理，选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场内各设备、阀门等检查、检修	中国石油新疆油田分公司采气一厂	昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局、昌吉高新区生态环境局
2	水环境	井下作业时带罐作业，井下作业废液（压裂返排液和废洗井液）排至罐内，由罐车拉运至红山嘴联合站处理。		
3	声环境	选用低噪声设备、基础减振，定期对设备进行检修和		

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
		维护，使其处于运行良好的状态。		
4	固体废物处置	废滤料、废分子筛、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置		
5	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，培训巡检人员相关环境保护知识，更好地保护沿线植被；对管道设施定期巡查，及时维修保养		
6	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理		
7	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系，实施环境监测计划		

### 7.2.3 排污许可管理

《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版）第六条规定：“属于本名录第 1 至 107 类行业的排污单位，按照本名录第 109 至 112 类规定的锅炉、工业炉窑、表面处理、水处理等通用工序实施重点管理或者简化管理的，只需对其涉及的通用工序申请取得排污许可证，不需要对其他生产设施和相应的排放口等申请取得排污许可证”。项目实施后不涉及锅炉、水处理、工业炉窑及表面处理等通用工序，故不需申请排污许可证。

### 7.2.4 退役期环境管理

退役期环境管理的主要内容见表 7.2-3。

表 7.2-3 退役期的环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、迁移设备，恢复地貌	中国石油新疆油田分公司采气一厂	昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局、昌吉高新区生态环境局
2	声环境	退役期间加强施工设备维护保养，合理安排施工时间		
3	大气环境	在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘，闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气造成影响		
4	水环境	废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头。管线清扫废水送至红山嘴联合站处理		
5	固体废物	固体废弃物分类收集，及时清运		

### 7.3 污染物排放的管理要求

污染物排放清单及管理要求见表 7.3-1 至表 7.3-2。

### 7.4 企业环境信息公开

中国石油新疆油田分公司采气一厂应根据《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部 部令第 24 号）、《企业环境信息依法披露格式准则》（环办综合〔2021〕32 号）规定，并结合新疆维吾尔自治区的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

（1）企业基本信息，包括中文名称、法定代表人、注册地址、生产地址、行业类别、企业联系人及联系方式、企业性质，以及属于重点排污单位、实施强制性清洁生产审核的企业等情况，还包括主要产品与服务、生产工艺的名称，以及生产工艺属于国家、地方等公布的鼓励类、限制类或淘汰类目录（名录）的情况；

（2）环境管理信息，主要为有效期内或正在申请核发或变更的全部生态环境行政许可（包括但不限于排污许可、建设项目环境影响评价等）的相关信息；还包括环境保护税缴纳信息、依法投保环境污染责任保险信息、环保信用评价等级等情况；

（3）污染物产生、治理与排放信息，包括主要污染防治设施的名称、对应的产污环节、处理的污染物、对应排污口的名称、编号、年度非正常运行的设施名称、排放的污染物、次数、日期及时长、主要原因；污染防治设施由第三方负责运行维护的应当提供运维方信息。

（4）企业应当就排污许可、建设项目环境影响评价等生态环境行政许可新获得、变更、撤销等情况，披露变更事项、批复机关、批复文件文号、批复时间、批复原文内容等信息；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

表 7.3-1 无组织废气污染物排放清单

序号	污染源	污染物	产生量 (t/a)	治理措施	实际排放量 (t/a)	浓度限值 (mg/m <sup>3</sup> )
1	麓探 1 井采气井场	NMHC	0.0017	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对设备、阀门等检查	0.0017	4.0
2		汞	0.00000011		0.00000011	0.0012
3	齐新 3003 井场（包括 CNG 撬装天然气处理装置）	NMHC	0.0618		0.0618	4.0
4	齐新 3004 井场（包括 CNG 撬装天然气处理装置）	NMHC	0.0618		0.0618	4.0
5	齐新 3003 井燃气发电机 燃烧烟气	二氧化硫	0.0594	采用清洁燃料天然气，加强设备检维修	0.0594	550
6		氮氧化物	0.5808		0.5808	240
7		颗粒物	0.0462		0.0462	120
8	齐新 3004 井燃气发电机 燃烧烟气	二氧化硫	0.0594		0.0594	550
9		氮氧化物	0.5808		0.5808	240
10		颗粒物	0.0462		0.0462	120

表 7.3-2 噪声、废水及固废等污染物排放清单

类别	环保措施	运行参数	污染物种类	排放标准	
噪声	设备噪声	选用低噪声设备+加防振垫+基础减振等	85~90dB(A)	噪声	昼 60dB (A)、夜 50dB (A)
废水	压裂返排液	送至红山嘴联合站处理	527.96m <sup>3</sup> /a	石油类	/
	废洗井液		50.58t/a	石油类	/
	生活污水	送至呼图壁县丰泉污水处理厂处理	42.24m <sup>3</sup> /a	COD	/
固体废物	废分子筛	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置	0.2t/a	石油类	/
	废滤料		0.1t/a	石油类	/
	废润滑油		0.2t/a	石油类	/
	废润滑油桶		0.02t/a	石油类	/

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

	沾油废防渗材料		0.21t/a	石油类	/
	废含油抹布及劳保用品		0.1t/a	石油类	/
	生活垃圾	送至呼图壁县生活垃圾填埋场处理	2.2t/a	/	/

## 7.5 环境监测与监控

### 7.5.1 施工期开展环境工程现场监理建议

为减轻对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议实施环境监理。

由于建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油新疆油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保项目建设符合有关相关要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业阶段进行环境监理工作。

#### (1) 环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境保护相关法律、法规、标准和政策，了解当地生态环境行政主管部门的环保要求。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

#### (2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②协助 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律、法规和政策。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作计划及重点见表 7.5-1。

表 7.5-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	井场建设现场	1) 施工作业是否超出了限定范围，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理； 2) 废气、噪声是否达标排放，废水、固体废物是否妥善处理； 3) 防渗措施是否满足要求	环评中环保措施落实到位
2	管线敷建设	1) 管线选线是否满足环评要求。 2) 管线施工作业是否超越了施工宽度；	

序号	场地	监督内容	监理要求
	现场	3) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业; 4) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被。	
3	其它	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌, 是否及时采取了生态恢复和水土保持措施; 2) 有无砍伐、破坏施工区以外的植被, 有无伤害野生动物等行 为。	

### (3) 开展施工期监测

施工期重点监测施工活动干扰下生态保护目标的受影响状况, 如植物群落变化、重要物种的活动、分布变化、生境质量变化等。

## 7.5.2 运营期环境监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017) 和《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022) 相关规定需定期对污染源和环境质量进行监测, 具体见表 7.5-3。

表 7.5-3 生态环境监测计划一览表

监测对象	类别	监测点	监测因子	监测频率
废气	污染源	齐新 3003 井、齐新 3004 井场燃气发电机	氮氧化物、颗粒物和二氧化硫	1 次/年
		井场厂界四周	非甲烷总烃	1 次/年
生态环境	污染源	临时占地范围内	植被覆盖率、植物多样性组成	1 次/3 年
	环境质量	临时占地范围外 300m 范围内	植被覆盖率、植物多样性组成	1 次/3 年
土壤环境		采气井场、橇装天然气处理装置各布设 1 个表层样	汞、砷、六价铬、石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )、石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	1 次/年
地下水		现有地下水井, 不少于 1 个监测点, 本次利用地下水环境质量现状中的 W1 作为地下水跟踪监测点	pH、石油类、砷、汞、六价铬	1 次/年

## 7.5.3 环境设施验收建议

### (1) 验收范围

①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、装置和监测手段, 以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

### (2) 验收内容

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》中有关规定开展验收，根据建设进度分期开展自主环保竣工验收并应当依法向社会公开验收报告。环保验收建议清单见表 7.5-4。

表 7.5-4 工程“三同时”竣工验收调查建议清单

污染源	污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准	
废气	无组织挥发性废气	汞	麓探 1 井场	采用密闭集输工艺，选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场内各设备、阀门等	达标排放	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)
		NMHC			达标排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020)
		NMHC			达标排放	
	燃气发电机燃烧烟气	NO <sub>x</sub> 、SO <sub>2</sub> 、颗粒物	齐新 3003 井场（包括 CNG 撬装天然气处理装置）	采用清洁燃料	达标排放	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)
			齐新 3004 井场（包括 CNG 撬装天然气处理装置）			
	废水	井下作业废液	石油类、悬浮物	麓探 1 井、齐新 3003 井场和齐新 3004 井场	送至红山嘴联合站处理	处理达标后回注地层
噪声	各类机泵	噪声	麓探 1 井、齐新 3003 井场和齐新 3004 井场、中间加热区、呼图壁天然气脱水脱烃站	隔声、基础减振，采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类
固体废物	废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品		麓探 1 井、齐新 3003 井场和齐新 3004 井场（包括 CNG 撬装天然气处理装置）	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置		签订处置协议，落实危险废物转移联单
生态环境	工程占地	植被破坏 土壤压覆 地表扰动 水土流失	采气井场、采气管线、外输管线、道路、输电线路和电杆	严格控制占地范围，井场砾石铺垫或地面硬化	砾石铺垫或地面硬化	
				管线管沟开挖时产生的土方，采用防尘布（或网）进行苫盖。	临时土方苫盖情况	
				施工结束后对场地进行清理、平整	管线沿线平整情况	
				按正式征地文件进行经济补偿	是否按征地文件进行经济补偿	

新疆油田采气一厂 2026 年开发建设工程环境影响报告书

				临时占地范围的植被主要依靠自然恢复	管线等临时占地范围内及周边自然植被恢复情况
防渗措施	井场的防渗措施				
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				

## 8 环境影响经济损益分析

### 8.1 环境社会效益分析

#### 8.1.1 环境效益分析

项目开发建设对环境造成的损失主要表现在：工程占地造成的环境损失，突发事故污染造成的环境损失和其他环境损失。

占地主要为采气井场、采气管线、外输管线、橇装天然气处理装置、输电线路和电杆等工程占地，对生态环境的影响包括破坏原有地表构造，使地表裸露，加剧水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复措施后，对生态环境的影响是可以接受的。

本项目施工期较短，施工“三废”和噪声影响较小；在初期的3~5年内，植被破坏后不易恢复，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少；施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工期的结束而消失，不会对周边环境产生影响。

运营期废气、噪声均可实现达标排放，废水及固体废物均可实现妥善处置，正常情况下不会对周围环境产生明显影响。但在事故状态下，由于自然因素及人为因素的影响，引起设备和管线泄漏事故，将对周围环境造成一定的影响。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种补偿费用来体现。

本项目建成投产后，对该地区的资源开发、经济结构的优化及其它相关产业的带动发展都具有非常重要的意义。

#### 8.1.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在项目开发对当地工业和经济的发展以及人民生活水平的提高具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。油气田开发是支持当地经济发展的一项重大举措，对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地的GDP，提高当地税收有着积极

的作用。

## 8.2 环境经济损益分析结论

综上所述，在建设过程中，由于工程占地会带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

## 9 环境影响评价结论

### 9.1 建设项目概况

本次部署采气井 3 口，包括新钻 2 口采气井（齐新 3003 井、齐新 3004 井），1 口勘探井转产（麓探 1 井），新建 3 座采气井场、11.7km 采气管线、2 座橇装天然气处理装置、1 座中间加热区、新建 4.5km 外输管线；配套建设供配电、仪表自动化、道路、消防、给排水等公辅工程。项目总投资 11094.5 万元，环保投资约 220 万元，占总投资的 1.98%。

### 9.2 环境质量现状

#### （1）环境空气

项目所在地环境空气质量基本污染物中除了  $PM_{2.5}$ 、 $PM_{10}$  超标外，其余监测因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准限值要求，属于环境空气质量不达标区；NMHC 满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值  $2.0\text{mg}/\text{m}^3$  要求， $H_2S$  监测浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值要求；汞日均值能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单的二级标准要求。

#### （2）地下水

项目区地下水环境质量现状监测结果表明：各监测点监测项目浓度均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准限值的要求，石油类浓度均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准。

#### （3）声环境

各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类声功能区标准限值。

#### （4）土壤

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<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>）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）中第一类用地筛选值要求。

### 9.3 主要环境影响及环保措施

#### 9.3.1 主要环境影响

##### （1）生态环境

对生态环境的影响主要表现在工程占地，施工活动和工程占地对植物、野生动物、生态系统功能和结构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。项目开发的大部分区域地表植被稀疏，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。由于本区域的野生动物种类少，项目建设对野生动物的影响较小。因此总体上对生态环境影响较小。

##### （2）大气环境

工期废气主要为扬尘、施工机械及车辆尾气、焊接废气等，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。运营期废气主要为无组织挥发烃类和燃气发电机燃烧烟气，采取相应的污染防治措施后，采气井场厂界浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求，燃气发电机燃烧烟气中各污染物均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放监控浓度限值；项目区地域空旷，各污染物预测贡献值较低，运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

##### （3）水环境

施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水、钻井废水和生活污水。管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘，混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理；运营期井下作业时带罐作业，井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）排至罐内，橇装天然气处理装置含油污水排至罐内，均由罐车拉运至红山嘴联合站处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的

相关要求后回注地层；钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入泥浆不落地装置处理，处理后的液相全部回用于钻井液配制，不外排，工程结束由钻井队回收。生活污水送至呼图壁县丰泉污水处理厂处理，各类废水均得到妥善处置，正常情况下不会对周围水环境产生明显影响。

事故状态下对地下水的污染主要为采气管线发生泄漏，泄漏以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

#### (4) 噪声

施工期噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响；运营期噪声主要为井场井下作业时的各类机泵、巡检车辆及橇装天然气处理装置中的压缩机等，源强 80~95dB(A)，根据预测采气井场、橇装天然气处理装置厂界昼夜噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类区标准要求。评价范围内无声环境敏感目标，不会出现扰民影响，对声环境质量影响不大。

#### (5) 固体废物

施工期固体废物主要为建筑垃圾，施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。运营期固体废物主要为废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品和生活垃圾，废分子筛、废滤料、废含油抹布及劳保用品属于《国家危险废物名录(2025年版)》HW49 其他废物，废润滑油、废润滑油桶和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类危险废物，废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品临时贮存在呼图壁天然气脱水脱烃站危险废物临时储存场所暂存，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；生活垃圾送至呼图壁县生活垃圾填埋场处理。固体废物得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

#### (6) 土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，建筑垃圾及时清运，

可避免污染物进入土壤环境造成污染。运营期加强废水和固体废物管理，新建采气井场、橇装天然气处理装置处进行砾石铺垫，加强井场、橇装天然气处理装置的设备、阀门、法兰和管线的巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成凝析油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受浸染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收处置，可降低对土壤环境质量的影响程度。

#### (7) 环境风险

运营期涉及的风险物质为天然气和凝析油，风险潜势为 I，可能发生的风险事故类型主要为天然气和凝析油泄漏，发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。运营期管线、设备发生破损造成天然气和凝析油泄漏，污染土壤和大气，泄漏凝析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。发生事故后，在严格落实本报告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。

### 9.3.2 环境保护措施

#### (1) 生态环境

采气管线和外输管线选线过程中和橇装天然气处理装置选址时在满足设计需求的前提下，尽量避开植被密集区域；施工过程中尽量避免破坏野生植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。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。管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，特别是表层土壤分层堆放，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失；土石方不得随意堆放，应集中堆置于管沟一侧，且不影响施工安全的距离内，施工完毕后全部用于回填并分层压实。施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期植被自然恢复；对永久占地进行砾石铺垫等地面硬化处理，以减少风蚀量。建设单位应当按照《中华人民共和国土地管理法》和《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》等相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳生态补偿费。加强施工期环境监理。

#### (2) 大气环境

施工期合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。严禁在大风天气进行土方作业。粉状材料及临时土方等在施工区堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖。优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。加强对施工人员的环保教育，增强全体施工人员的环保意识，坚持文明施工、科学施工，减少施工期的大气污染。运输车辆及施工机械采用符合国家标准的油品，定期对施工机械及运输车辆保养维护。

运营期麓探 1 井井口采出物通过采气管线管输至呼图壁天然气脱水脱烃站，油气集输采用密闭工艺流程；齐新 3003 井、齐新 3004 井井口采出物送至橇装天然气处理装置处理；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对采气井场、橇装天然气处理装置内的各设备、阀门和管线等检查、检修，以防止跑、冒、漏、漏现象的发生；事故状态下，井口天然气通过放喷管输送至放喷池处，进行燃烧放空。

### （3）水环境

施工期管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘，混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理；各类废水均得到妥善处置，正常情况下不会对周围水环境产生明显影响。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入泥浆不落地装置处理，处理后的液相全部回用于钻井液配制，不外排，工程结束由钻井队回收。钻井期生活污水暂存在生活营地内设置的临时防渗池内，施工结束后由吸污车吸走，清运至吉木萨尔县生活污水处理厂处理。

运营期井下作业时带罐作业，井下作业废液（压裂返排液和废洗井液）和含油污水排至罐内，由罐车拉运至红山嘴联合站处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后回注地层；生活污水送至呼图壁县丰泉污水处理厂处理。

### （4）噪声

施工期设备选型上采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减振措施；加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意鸣笛。

运营期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。

#### （5）固体废物

施工期固体废物主要为建筑垃圾，施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。运营期固体废物主要为废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品和生活垃圾，废分子筛、废滤料、废含油抹布及劳保用品属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW49 其他废物，废润滑油、废润滑油桶和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类危险废物，废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品临时贮存在呼图壁天然气脱水脱烃站危险废物临时储存场所暂存，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；生活垃圾送至呼图壁县生活垃圾填埋场处理。

#### （6）土壤环境

施工期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；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；施工产生的建筑垃圾不得随意抛撒，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。

运营期井下作业废液和采出水送至红山嘴联合站处理，危险废物废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布及劳保用品集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；生活垃圾送至呼图壁县生活垃圾填埋场处理；采气井场采用砾石铺垫，井场采取分区防渗措施，加强站内各类设备的检维修，避免“跑冒滴漏”等情况的产生。

#### （7）环境风险

①设计、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；井下作业时要求带罐操作，产生的废水排至罐中，由罐车拉运至红山嘴联合站压裂返排液处理系统处理；井场设置明显的禁止烟火标志；在井

架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

②采气井场、CNG 撬装天然气处理装置中的各设备均采用质量合格的产品，定期进行巡检、维修及保养；对操作、维修人员进行培训，持证上岗；对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作；井口设有紧急切断阀，井场设有放喷池，事故状态下可采取紧急切断、将天然气排至放喷池燃烧放空；加强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；配备一定的消防设施，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。

③定期对采气管线进行巡检，严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。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；建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段；加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡，定期对管线进行超声波检查；定期对单井采气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；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

④采用质量合格的压裂液罐；加强日常管理，对压裂液罐液位采取监控设施，做好罐体防腐防漏工作，严防压裂液罐泄漏；液体装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出；罐车司机选用驾驶技术娴熟的。

⑤项目投产后应纳入《中国石油新疆油田分公司采气一厂呼图壁采气作业区突发环境事件专项应急预案》。

#### 9.4 经济损益性分析结论

本项目在建设过程中，由于采气井场、撬装天然气处理装置、管线、输电线路等都占用一定量的土地，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生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

## 9.5 环境管理与监测计划结论

本次评价根据工程的特点，提出了相关的环境管理要求和监测计划，要求建设单位务必按照环评要求落实各项措施。

## 9.6 公众参与

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，项目进行了三次网上公示、1次张贴公告、2次报纸公示，公示期间均未收到公众反馈意见。

## 9.7 总结论

项目符合国家相关规划、环保政策及“三线一单”的要求，选址选线合理。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水零排放，固体废物实现“无害化”处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的；项目进行了三次网上公示、1次张贴公告、2次报纸公示，公示期间均未收到公众反馈意见。从环境保护角度论证建设可行。

