

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
(报审公示稿)

中国石油新疆油田分公司开发公司
2024 年 11 月

目 录

1 概述	1
1.1 建设项目背景	1
1.2 环境影响评价过程	2
1.3 分析判定相关情况	4
1.4 关注的主要环境问题和环境影响	6
1.5 环境影响评价主要结论	6
2 总则	8
2.1 评价目的与原则	8
2.2 编制依据	9
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	14
2.4 环境功能区划	19
2.5 评价因子和评价标准	19
2.6 评价工作等级和评价范围	24
2.7 控制污染与环境保护目标	40
2.8 评价时段与评价重点	42
2.9 评价方法	42
3 建设项目工程分析	43
3.1 区块开发现状及环境影响回顾	43
3.2 拟建工程概况	52
3.4 清洁生产水平分析	124
3.5 污染物排放总量控制	131
3.6 相关法规、政策符合性分析	132
3.7 相关规划符合性分析	153
3.8 选址、选线合理性分析	159
3.9“三线一单”符合性分析	161
4 环境现状调查与评价	170
4.1 自然环境概况	170
4.2 生态环境现状调查与评价	173
4.3 环境空气质量现状调查与评价	188
4.4 声环境现状	190
4.5 水环境现状调查与评价	192
4.6 土壤环境现状调查与评价	200
5 环境影响分析	209
5.1 生态环境影响分析	209
5.2 大气环境影响分析	220
5.3 声环境影响分析与评价	228
5.4 地表水环境影响分析与评价	234
5.5 地下水环境影响分析与评价	237

5.6 土壤环境影响分析	256
5.7 固体废物影响分析	267
6 环境保护措施及可行性论证	274
6.1 设计期环境保护措施	274
6.2 施工期环境保护措施	275
6.3 运营期环境保护措施	292
6.4 退役期环境保护措施	311
6.5 环境影响经济损益分析	315
7 环境风险评价	321
7.1 评价原则	321
7.2 环境风险评价等级	321
7.3 风险调查	321
7.4 环境风险识别	322
7.5 环境风险影响分析	334
7.6 环境风险防范措施及应急要求	339
7.7 风险评价结论	351
8.碳排放影响评价	354
8.1 碳排放分析	354
8.2 减污降碳措施	362
8.3 碳排放评价结论及建议	364
9 环境管理、监测与 HSE 管理体系	365
9.1 环境管理机构	365
9.2 开发期环境管理及监测	366
9.3 运营期环境管理及监测	370
9.4 环境影响后评价	384
10.结论与建议	385
10.1 项目概况	385
10.2 产业政策及规划符合性	385
10.3 环境质量现状	386
10.4 污染物排放情况	388
10.5 环境影响预测与分析	388
10.6 环境保护措施	392
10.7 公众意见采纳情况	393
10.8 环境影响经济损益分析	393
10.9 环境管理与监测计划	394
10.10 结论	394

1 概述

1.1 建设项目背景

呼图壁气田呼探 1 区块白垩系清水河组、侏罗系喀拉扎组气藏构造位于准噶尔盆地南缘冲断带呼图壁背斜带，行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县境内，东部紧邻已开发的呼 2 区块古近系紫泥泉子组气藏。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 4463.779km² 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 61.9×10⁴m³/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，为北疆地区用气安全提供更有力的保障，中国石油新疆油田分公司加大在呼探 1 区块清水河组、喀拉扎组气藏开发，本工程建设内容及规模：①部署采气井 9 口，包括 6 口新井（呼探 1-001 井、呼探 1-002 井、呼探 1-003 井、呼探 1-004 井、呼探 1-005X 井、呼 103 井）3 口老井（呼探 1 井、呼 101 井、呼 102 井），年产气 8.0×10⁸m³、年产油 10.22×10⁴t；②新建一座呼图壁天然气处理厂，采用浅冷处理工艺，设计规模为 1 列 240×10⁴m³/d，天然气处理厂主要包括集气装置、天然气脱汞装置、脱水脱烃装置等主体工艺装置及配套辅助生产设施；③706 分输站进站改造；④新建 7 条采气管线以及 3 条已建采气管线改线，共计 19.5km；⑤新建净化气外输管线起于呼图壁处理厂、止于 706 分输站，长度 20.7km；⑥新建 1 座倒班公寓；配套建设自控、通信、管道防腐、电气、给排水、土建、消防等工程。工程建成后，产品天然气量 7.97×10⁸m³/a，稳定凝析油 11.29×10⁴t/a。

本工程建设性质为改扩建，属于呼图壁气田呼探 1 区块老区块开发，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，有积极的意义。

1.2 环境影响评价过程

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，所有工程均呈点线状分布在已开发呼图壁气田呼探 1 区块范围内，为老区块改扩建项目。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；同时工程集输管线和外输管线临时占用基本农田，故本工程涉及基本农田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“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。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》，2024 年 8 月 6 日，中国石油新疆油田分公司开发公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本工程的环境影响评价工作（委托书见附件 1）。

天合公司接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本工程的环境影响评价工作。对本工程进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本工程的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。2024 年 8 月委托新疆正天华能环境工程技术有限公司对本工程区域大气、土壤、地表水、地下水、声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

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

环境影响评价工作一般分为三个阶段，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。环境影响报告书编制阶段见图 1.2-1 环境影响评价工作程序图。

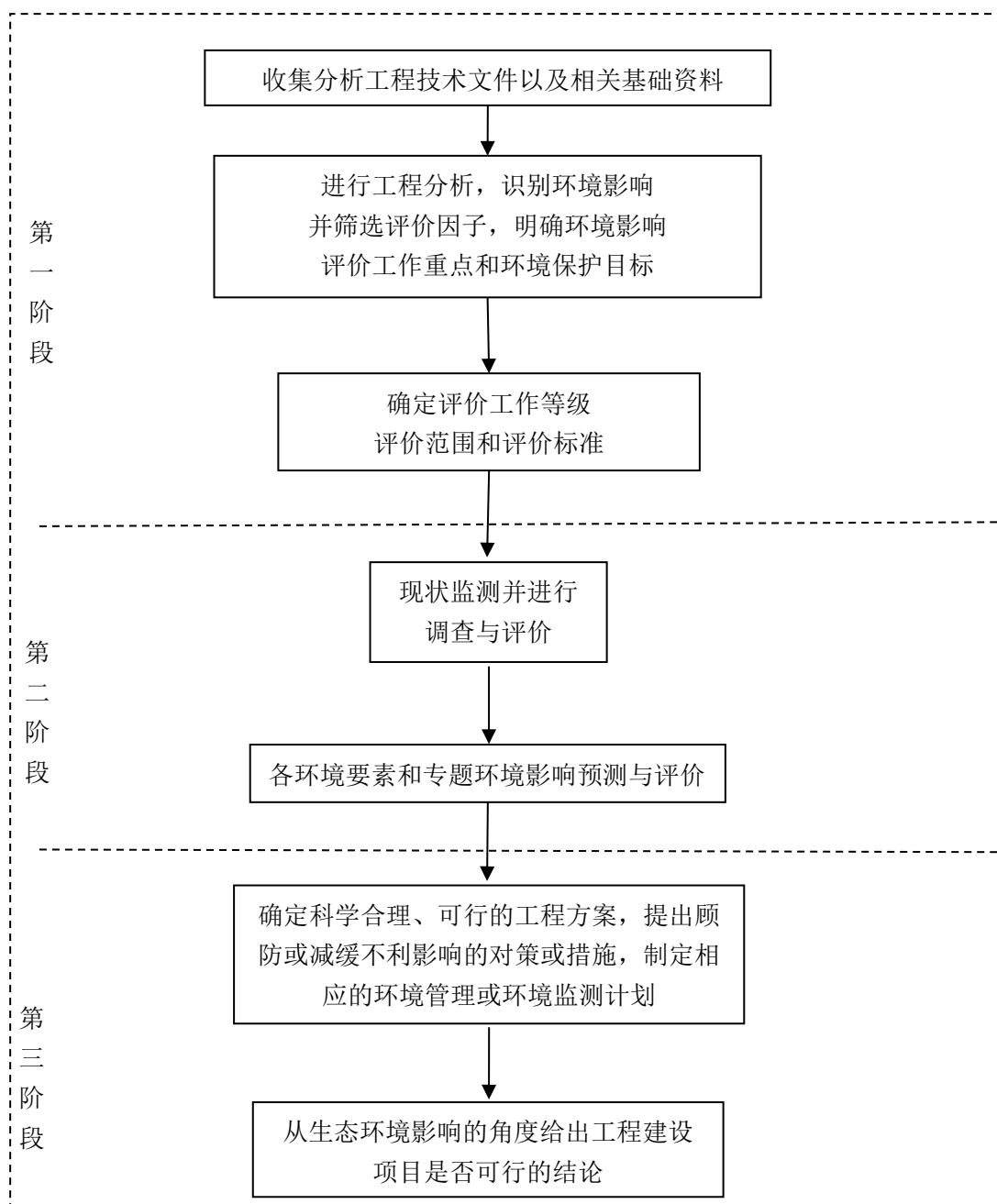


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图 (HJ349-2023)

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定结论

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

(2) 政策、法规符合性分析

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

(3) 规划符合性判定结论

本工程属于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》相关要求。

本工程位于新疆油田矿权范围内，对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，属于重点开发区，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本工程的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，本工程所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区，Ⅱ₅准噶尔盆地南部灌木半灌木荒漠绿洲农业生态亚区，乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区。本工程占地较小，对于整体的

土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

(4) 选址合理性分析判定结论

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》、《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的相关要求，根据现场调查，呼探井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，由于本工程在呼探 1-004 井单井输气管线和天然气外输管线选线过程中无法避让基本农田，因此须按规定办理征地手续。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。

(5) 三线一单符合性判定结论

本工程位于昌吉回族自治州呼图壁县呼图壁气田呼探 1 井区内，不在拟定的生态红线范围内，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列。

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号）和《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》（昌州政办发〔2021〕41号），本工程所在区域属于呼图壁县一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65232330001 和昌吉州西部限采区（环境管控单元编码为 ZH65232320004）。本工程在实施过程中较好地落实了相关法律法规提出的要求和措施，不在划定的生态保护红线内。本工程符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》《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》和《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》的相关要求。

本工程符合国家和新疆相关法律法规及产业政策，不涉及生态红线，符合新疆经济发展规划、环保规划等，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本工程重点关注施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施，施工过程中产生的扬尘、柴油机燃烧废气、运输车辆尾气、钻井废水、试压废水、生活污水、钻井岩屑、钻井泥浆、施工废料、生活垃圾、废油和含油废弃物等；运营期井场和站场废气、井下作业废水、洗井废水、采出水、含油污泥、落地油、清管废渣、废润滑油、废防渗膜等对环境产生的影响。

本工程环境影响主要来源于环境影响主要来源于施工期的钻井过程、井场和站场建设、集输管线，以及运营期的采气、井下作业、油气集输、油气处理等各工艺过程。环境影响包括施工期、运营期、退役期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据资料收集和现场调查，本项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园，不在拟定的生态保护红线内，除油区工作人员外，项目区无人居住。重点保护目标是：评价范围内的水土流失重点治理区、基本农田、动植物及其生境。

1.5 环境影响评价主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》，“第一类鼓励类”：“七、石油、天然气”中“1. 石油天然气开采”中鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆油田公司“十四五”发展规划》等要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区，不涉

及生态保护红线，项目符合“三线一单”要求；本工程在切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放。中国石油新疆油田分公司开发公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反对项目建设的反馈信息。

评价认为：本工程符合国家产业政策和新疆国民经济和社会发展规划，符合新疆及昌吉回族自治州“三线一单”要求，公众认同性较好。只要在施工期、运营期、退役期认真落实各项污染防治措施、生态恢复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址合理，建设是可行的。

2 总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

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

(2) 通过工程分析，明确本工程各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工期、运营期以及退役期对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施。

(3) 对气田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出气田开发建设施工期、运营期和退役期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

(4) 评价本工程与国家产业政策、区域总体发展规划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

(5) 分析本工程可能存在的事故隐患，预测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。

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，为本工程的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.1.2 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

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

(2) 科学评价

通过各要素环境影响预测，科学分析项目建设对区域环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.2 编制依据

2.2.1 国家及地方法律、法规、条例、规章

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014年修订）	12届人大第8次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018年修正）	13届人大第7次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017年修正）	12届人大第28次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021年修正）	13届人大第32次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020年修订）	13届人大第17次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016年修正）	12届人大第21次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010年修订）	11届人大第18次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012年修正）	11届人大第25次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2016年修正）	12届人大第21次会议	2016-07-02
11	中华人民共和国土地管理法（2019年修订）	13届人大第12次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国防洪法（2016年修正）	12届人大第21次会议	2016-07-02
13	中华人民共和国草原法（2021年修正）	13届人大第28次会议	2021-04-29
14	中华人民共和国野生动物保护法（2023年修正）	13届人大第38次会议	2023-05-01
15	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11届人大15次会议	2010-10-01
16	中华人民共和国突发事件应对法	10届人大第29次会议	2007-11-01
17	中华人民共和国防沙治沙法（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-10-26
18	中华人民共和国土壤污染防治法	15届人大第5次会议	2019-01-01
19	中华人民共和国安全生产法（2021年修正）	13届人大第29次会议	2021-09-01
20	中华人民共和国矿产资源法（2009年修正）	中华人民共和国主席令第18号	2009-08-27
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017年修正）	国务院令682号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017年修正）	国务院令687号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013年修正）	国务院令645号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021年修订）	国务院令第743号	2021-09-01
5	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17号	2015-04-02
6	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37号	2013-09-10
7	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31号	2016-05-28

8	中共中央、国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17号	2018-06-16
9	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令 第278号	2018-03-19
10	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35号	2011-10-17
11	排污许可管理条例	国务院令 第736号	2021-03-01
12	中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	国务院〔2021〕32号	2021-11-02
13	地下水管理条例	中华人民共和国国务院令 第748号公布	2021-12-01
14	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021年修订）	国务院令 第743号	2021-09-01
15	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016年修正）	国务院令 第666号	2016-02-06
16	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5号	2024-01-31
17	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	2023-12-07
18	中共中央办公厅国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见	——	2024-03-06
三 部门规章与部门发布的规范性文件			
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）	生态环境部令 第16号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 第4号	2019-01-01
3	关于发布《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 第1号	2020-01-04
4	关于发布《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 年第82号	2021-12-30
5	关于《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》	生态环境部公告 2021 年第24号	2021-06-11
6	国家危险废物名录（2021年版）	生态环境部令 第15号	2020-11-25
7	产业结构调整指导目录（2024年本）	国家发展和改革委员会令 第7号	2024-02-01
8	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4号	2015-01-08
9	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77号	2012-07-03
10	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150号	2011-12-29
11	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98号	2012-08-07
12	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16号	2013-01-22
13	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11号	2018-01-25
14	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25号	2019-03-28
15	废弃井封井回填技术指南（试行）	环办土壤函〔2020〕72号	2020-02-20
16	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910号	2019-12-13
17	关于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	2016-10-27
18	关于印发《生态保护红线划定指南》的通知	环办生态〔2017〕48号	2017-05-27
19	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评〔2017〕84号	2017-11-14
22	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第18号	2012-03-17
23	关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见	林沙发〔2013〕136号	2013-09-01
24	危险废物转移管理办法	生态环境部公安部交通运输部 23 号令	2021-11-30

25	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	生态环境部公告 2017 年第 43 号	2017-10-01
26	危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年第 74 号	2021-12-21
27	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告 2021 年第 66 号	2021-12-03
28	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	生态环境部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
29	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气（2021）65 号	2021-08-04
30	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发改委公告 2009 第 3 号	2009-02-19
31	国家重点保护野生植物名录（2021 年）	国家林业和草原局农业农村部公告 2021 年第 15 号	2021-09-07
32	国家重点保护野生动物名录（2021 年）	国家林业和草原局农业农村部公告 2021 年第 3 号	2021-02-05
33	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办（2013）103 号	2014-01-01
34	关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告	国环规环评（2017）4 号	2017-11-20
35	一般固体废物分类与代码（GB/T39198-2020）	国家市场监督管理总局、国家标准委	2021-05-01
36	突发环境事件应急管理办法	环境保护部令第 34 号	2015-06-05
37	关于规范临时用地管理的通知	自然资规（2021）2 号	2021-11-04
四 地方性法规及通知			
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区 13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	自治区 12 届人大第 29 次会议	2017-07-01
6	新疆国家重点保护野生植物名录	新林护字（2022）8 号	2022-03-09
7	新疆国家重点保护野生动物名录	自治区林业和草原局与农业农村 厅 2021 年修订	2021-07-28
8	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）	新政发（2022）75 号	2022-09-18
9	新疆生态功能区划	新政函（2005）96 号	2005-07-14
10	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发（2014）35 号	2014-04-17
11	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发（2016）21 号	2016-01-29
12	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发（2017）25 号	2017-03-01
13	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发（2017）1 号	2017-01-01
14	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发（2018）80 号	2018-03-27
15	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发（2018）133 号	2018-09-06
16	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环办发（2018）20 号	2018-12-20
17	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保	新党发（2018）23 号	2018-09-04

	护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》的通知		
18	关于深入打好污染防治攻坚战实施方案	自治区党委自治区人民政府印发	2022-07-26
19	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发〔2020〕142号	2020-07-29
20	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162号	2020-09-11
21	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	2020-09-04
22	新疆生态环境保护“十四五”规划	/	2021-12-24
23	自治区强化危险废物监管和利用处置能力改革工作方案	新政办发〔2021〕95号	2021-10-29
24	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水土保持法》办法	2013年7月31日修订	2013-10-01
25	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2012-10
26	新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035年）	国函〔2024〕70号	2024-05-17
27	关于印发《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	新政发〔2021〕18号	2021-02-21
28	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021年版）的通知	新环环评发〔2021〕162号	2021-07-26
29	关于《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》的公告	昌州政办发〔2021〕41号	2021-06-30
30	关于《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》的审查意见	新环审〔2022〕252号	2022-12-015
31	新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知	新政发〔2023〕63号	2023-12-29
32	新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）	新林资字〔2015〕497号	2015-01-01

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01

12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	危险废物收集贮存运输技术规范	HJ2025-2012	2013-03-01
14	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-02-03
15	危险废物识别标志设置技术规范	HJ1276-2022	2023-07-01
16	危险废物鉴别标准通则	GB5085.7-2019	2020-01-01
17	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
18	石油化工环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
19	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB18599-2020	2021-07-01
20	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》	DB65/T3997-2017	2017-05-30
21	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB65/T3998-2017	2017-05-30
22	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范	DB65/T3999-2017	2017-05-30
23	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法	SY/T5329-2022	2022-11-04
24	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
25	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
26	油田注水工程设计规范	GB50391-2014	2015-05-01
27	石油天然气工业套管和油管的维护和使用	GB/T17745-2011	2011-10-01
28	油气回收处理设施技术标准	GB/T50759-2022	2022-12-01
29	石油化工工程防渗技术规范	GB/T50934	2014-06-01
30	油田注水工程施工技术规范	SY/T4122-2020	2021-02-01
31	陆上石油天然气生产环境保护推荐做法	SY/T6628-2005	2005-11-01
32	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
33	生物多样性观测技术导则	HJ710.1~13-2014	2015-01-01
34	污染源源强核算技术指南准则	HJ884-2018	2018-03-17
35	排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业	HJ1248-2022	2022-07-01

2.2.3 其他

- (1) 委托书，中国石油新疆油田分公司开发公司，2024.08；
- (2) 《新疆油田呼图壁气田呼探1区块清水河组、喀拉扎组气藏产能建设项目开发方案》，中国石油工程建设有限公司西南分公司，2024.08；
- (3) 工程其他相关资料。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

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

(1) 施工期

施工期建设工程包括钻井工程，以及井场、站场、管线地面工程建设，环境影响以生态影响为主。

① 钻井

本工程部署新钻 6 口井为采气井，钻井工程主要包括井场平整等钻前工程、钻井及完井等。

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

钻井工程：钻井期间主要的环境影响因素是柴油机运行时产生废气，机械设备运转时产生的噪声，以及钻井产生的岩屑等固体废弃物。

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

② 井场、站场建设

新建标准化采气井场 6 座，新建 1 座天然气处理厂。构筑物建设的主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工丢弃的固体废物等，将对环境产生一定的影响。

③ 管线和道路建设

本工程新建各类集输管线 40.2km。管线建设将破坏管道沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土流失的影响，以及施工扬尘对大气环境的影响。

(2) 运营期

运营期环境影响因素主要体现在油气开采、集输和处理过程中排放的挥发性有机物，废水主要为采出水、井下作业废水、天然气处理厂生产检修废水及员工生活污水等，固体废物主要为油泥（砂）、废滤芯、废脱汞剂、清管废渣、废润滑油以及员工生活垃圾。

（3）退役期

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

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

表 2.3-1 影响因素识别

影响 因素	施工期					运营期					退役期		
	生态影响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	生态影响
环境因素	钻前工程、 钻井工程 和地面工程 造成的地表 土壤和植被 的破坏等。	施工机械和 车辆废气、 施工扬尘、 测试放喷、 钻井及储层 改造过程非 甲烷总烃等 废气。	钻井废水、 压裂返排 液；试压废 水、生活污 水等。	钻井泥浆、岩 屑、生活垃 圾、建筑垃 圾、弃土弃 方、废油和含 油废弃物。	钻机、发电 机组、压裂 及测试放喷 噪声。	无组织非 甲烷总烃、 有组织非 甲烷总烃、 温室气体 排放。	采出水、井 下作业废 水、生产检 修废水、生 活污水等	油泥、废脱汞 剂、废滤芯、 废防渗膜、清 管废渣、废润 滑油、生活垃 圾等	设备噪 声	天然气、凝析 油、柴油、甲 醇等危险物 质泄漏，以及 火灾、爆炸、 井喷等事故 引发的伴生/ 次生污染物	构筑物 拆卸扬 尘	地面设施拆 除、井场清 理等环节产 生的废弃管 道和设备、 建筑垃圾、 含油污泥 等。	土地复垦
地表水	○	○	+	+	○	○	+	○	○	+	○	○	○
地下水	○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	+	+
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○
土壤环境	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆声动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
水栖动物													
陆生植被	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
水生植被													
水土流失	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
生态敏感 区													

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.3.2 评价因子

根据本工程环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

环境要素	主要污染源（或影响途径）	现状评价因子	影响评价或预测因子
生态环境	施工期钻前工程、地面工程等施工过程的地面开挖、占地、施工方式、施工时序等对土地利用现状、动植物、重要物种、生态系统完整性、生物多样性的影响途径、范围和程度。	物种：分布范围、种群数量、种群结构、行为； 生境：生境面积、质量、连通性； 生态群落：物种组成、群落结构等； 生态系统：植被覆盖度、生产力、生物量； 生物多样性：物种丰富度、均匀度、优势度等； 生态敏感区：主要保护对象、生态功能； 自然景观：景观多样性和完整性； 自然遗迹：遗迹多样性、完整性等。	施工期：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：生物多样性、生态系统完整性等
地下水环境	钻井、储层改造、油气处理工程套管破损、防渗措施失效导致的渗漏以及废水回注等对地下水的的影响	pH、氨氮、硝酸盐）、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、铬（Cr ⁶⁺ ）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总数、钾、钙、镁、碳酸盐、重碳酸盐、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、挥发性酚类、石油类	施工期钻井：pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等。 储层改造工程：pH、COD、SS（压裂返排液）。 运营期油气集输及处理工程：石油类等。
声环境	施工钻井噪声、压裂噪声，运营期站场设备噪声、放空噪声等；交通噪声	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）	施工期钻井和储层改造工程：昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ） 运营期油气集输：昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
大气环境	施工机械和车辆施工扬尘、储层改造废气、测试放喷废气；运营期站场等无组织废气；温室气体排放	SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃	施工期钻井和储层改造工程：SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃；钻前工程：TSP 运营期油气集输及处理：非甲烷总烃

			温室气体：二氧化碳、甲烷
土壤环境	钻井工程、地面工程对土壤影响	pH、石油烃、土壤盐分含量和《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1中45项基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并（a）蒽，苯并（a）芘，苯并（b）荧蒽，苯并（k）荧蒽，蒽，二苯并（a,h）蒽，茚并（1,2,3-cd）芘、萘	施工期钻井和储层改工程：pH、石油烃、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等 运营期油气集输及处理：石油烃等
固体废物	施工钻井固废、生活垃圾、建筑垃圾、工程弃土等；运营期井下作业、采气、油气集输和油气处理等环节产生含油污泥、废脱汞剂、废滤芯、废防渗膜、废润滑油、含油清管废渣以及员工生活垃圾；退役期地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃管道和设备、建筑垃圾、含油污泥等	/	施工期：废弃钻井泥浆、岩屑、弃土弃方、建筑垃圾、生活垃圾、废油和含油废弃物、废烧碱包装袋等。 运营期：井下作业、采气、油气集输和油气处理等环节产生油泥、废脱汞剂、废滤芯、废防渗膜、清管废渣、废润滑油，以及员工生活垃圾； 退役期：废弃管道、设备、建筑垃圾和含油污泥等
环境风险	天然气、凝析油、柴油、甲醇等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等安全生产风险事故引发的伴生/次生污染物对生态环境的影响。	/	凝析油、天然气等；二次污染物：CO、CO ₂ （1）对气田钻井期可能发生的井喷事故进行影响分析 （2）结合当地的气象条件，对运营期间天然气处理厂凝析油储罐、天然气外输管线及储罐可能发生的泄漏事故进行预测分析，并对储罐火灾爆炸产生的CO进行预测

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境空气

本工程所在地位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.2 水环境

本工程评价范围内地表水体为呼图壁河，外输管线穿越呼图壁河。根据《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》工程所在段呼图壁河水体功能为农业用水，地表水划分为 III 类功能区。

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

2.4.3 声环境

项目区为气田开发区，远离呼图壁县城镇规划区，目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为 2 类声环境功能区。

2.4.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》（2005 年版），项目所在区域属于 II 准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区，II₅ 准噶尔盆地南部灌木半灌木荒漠绿洲农业生态亚区，乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区。

本工程位于呼图壁县呼图壁气田呼探 1 井区内，根据现场调查和资料搜集，工程不涉及自然保护区和饮用水水源保护区等敏感区。根据新水水保（2019）4 号，项目所在区域属于天山北坡诸小河流域重点治理区。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境质量评价因子及标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

(1) 环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 和 Hg 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及修改单的二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2000μg/m³ 的标准，H₂S 参考执行《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。指标标准取值见表 2.5.1-1。

表 2.5.1-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值 (μg/m ³)			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	二氧化硫 (SO ₂)	60	150	500	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及修改单
2	二氧化氮 (NO ₂)	50	80	200	
3	细颗粒物 (粒径小于等于 2.5 微米, PM _{2.5})	35	75	/	
4	可吸入颗粒物 (粒径小于等于 10 微米, PM ₁₀)	70	150	/	
5	一氧化碳 (CO)	/	4000	10000	
6	臭氧 (O ₃)	/	160	200	
7	汞 (Hg)	0.05	/	/	
8	非甲烷总烃 (NMHC)	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
9	硫化氢 (H ₂ S)	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

备注：O₃ 日最大 8 小时平均值为 160μg/m³

(2) 水环境

本工程评价范围内地表水体为呼图壁河，工程段执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准。

评价区地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中的 III 类标准，其中石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准。地下水水质评价标准值见表 2.5.1-2。

表 2.5.1-2 地下水质量标准值单位：mg/L

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH (无量纲)	6.5~8.5	20	亚硝酸盐氮	≤1
2	色度	≤15	21	硝酸盐	≤20
3	臭和味	无	22	总氰化物	≤0.05
4	浑浊度	≤3	23	氟化物	≤1
5	肉眼可见物	无	24	汞	≤0.001
6	总硬度	≤450	25	砷	≤0.01

7	溶解性总固体	≤1000	26	硒	≤0.01
8	铁	≤0.3	27	镉	≤0.005
9	锰	≤0.1	28	六价铬	≤0.05
10	铜	≤1	29	铅	≤0.01
11	锌	≤1	30	三氯甲烷	≤0.06
12	铝	≤0.2	31	四氯化碳	≤0.002
13	挥发酚	≤0.002	32	苯	≤0.01
14	阴离子表面活性剂	≤0.3	33	甲苯	≤0.7
15	耗氧量(COD _{Mn} 法, 以O ₃ 计)	3	34	石油类	≤0.05
16	氨氮	≤0.5	35	钠	≤200
17	硫化物	≤0.02	36	硫酸盐	≤250
18	总大肠菌群 (MPN/100mL)	≤3	37	氯化物	≤250
19	菌落总数(CFU/mL)	≤100			

注：石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准。

(3) 声环境

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

(4) 土壤环境

项目(井场、站场及管线)占地范围内土壤质量执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值；项目(井场、站场及管线)占地范围外农田、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)相关标准。见表2.5.1-3、2.5.1-4。

表2.5.1-3 《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》表1筛选值标准

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	砷	mg/kg	60	25	氯乙烯	mg/kg	0.43
2	镉	mg/kg	65	26	苯	mg/kg	4
3	铬(六价)	mg/kg	5.7	27	氯苯	mg/kg	270
4	铜	mg/kg	18000	28	1,2-二氯苯	mg/kg	560
5	铅	mg/kg	800	29	1,4-二氯苯	mg/kg	20
6	汞	mg/kg	38	30	乙苯	mg/kg	28
7	镍	mg/kg	900	31	苯乙烯	mg/kg	1290
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	32	甲苯	mg/kg	1200
9	氯仿	mg/kg	0.9	33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
10	氯甲烷	mg/kg	37	34	邻二甲苯	mg/kg	640

11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	35	硝基苯	mg/kg	76
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	36	苯胺	mg/kg	260
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	37	2-氯酚	mg/kg	2256
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	38	苯并(a)蒽	mg/kg	15
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	39	苯并(a)芘	mg/kg	1.5
16	二氯甲烷	mg/kg	616	40	苯并(b)荧蒽	mg/kg	15
17	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	41	苯并(k)荧蒽	mg/kg	151
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	42	蒽	mg/kg	1293
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	43	二苯并(a,h)蒽	mg/kg	1.5
20	四氯乙烯	mg/kg	53	44	茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg	15
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	45	萘	mg/kg	70
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	46	石油烃	mg/kg	4500
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	47	pH	无量纲	-
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5				

表 2.5.1-4 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表 1 风险筛选值

序号	检测项目	单位	筛选值 (pH>7.5)
1	pH 值	无量纲	/
2	镉	mg/kg	0.6
3	(总)汞	mg/kg	3.4
4	(总)砷	mg/kg	25
5	铅	mg/kg	170
6	铬	mg/kg	250
7	铜	mg/kg	100
8	镍	mg/kg	190
9	锌	mg/kg	300

2.5.2 污染物排放因子及标准

(1) 废气

本工程施工期及运营期无组织排放扬尘执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中的新污染源无组织排放监控浓度限值。

本工程位于乌-昌-石大气同防同治区内。天然气处理厂、井场厂界无组织排放非甲烷总烃执行《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。天然气处理厂厂界内无组织废

气非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 表 A.1 特别排放限值。具体标准限值要求见表 2.5.2-1。

表 2.5.2-1 大气污染物排放标准值

时段	污染源	污染物	排放形式	排放监控点	排放限值 (mg/m ³)	标准来源
施工期	施工活动	颗粒物	无组织	企业边界污染物控制浓度	1.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
运营期	天然气处理厂、井场	NMHC	无组织	企业边界污染物控制浓度	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求
	天然气处理厂	NMHC	无组织	厂区内	6.0mg/m ³ （监控点处 1h 平均浓度值） 20.0mg/m ³ （监控点处任意一次浓度值）	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 表 A.1 特别排放限值

（2）废水

按照《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）规定：在相关行业污染物标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

项目运营期产生的采出水和井下作业废水采用罐车拉运至采油二厂 81#联合站进行处理，处理达标后回注，回注水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）储层空气渗透率 $\geq 2.0\mu\text{m}^2$ 的标准，标准值见表 2.5.2-2。

表 2.5.2-2 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）

储层空气渗透率 (μm^2)	<0.01	(0.01, 0.05)	(0.05, 0.5)	(0.5, 2.0)	≥ 2.0
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量 mg/L	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
悬浮物颗粒直径中值 μm	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
含油量 mg/L	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
平均腐蚀率 mm/a	≤ 0.076				

（3）噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准，噪声限值见表2.5.2-3。

表 2.5.2-3 环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB (A)	
		昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	2类	60	50

（4）固体废物

本工程新钻井井身结构为五开，一开、二开采用水基钻井液，三开至五开采用油基钻井液。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离出水基岩屑采用专用的方罐进行收集，后续委托第三方处置单位进行处理后综合利用；分离出的油基岩屑属于HW08类危险废物（废物代码：072-001-08），采用专用的方罐进行收集，岩屑储存区底部均敷设防渗膜，交由有资质单位负责接收、转运和处置。

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求；水基钻井岩屑执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）要求；油基岩屑、油泥、废滤芯、废脱汞剂、清管废渣、废防渗膜、废润滑油等危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）要求。

生活垃圾执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》（GB16889-2024）。

2.6 评价工作等级和评价范围

2.6.1 环境空气

（1）评价等级

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

$$P_i = \frac{\rho_i}{\rho_{0i}} \times 100\%$$

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

ρ_i ——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

ρ_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，分别可按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.6.1-1。

表 2.6.1-1 评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.6.1-2。

表 2.6.1-2 估算模型参数表

环境要素	项目	评价因子	
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数 (城市选项时)	/
2		最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$	40.2
3		最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$	-28
4		土地利用类型	草地
5		区域湿度条件	干燥气候
6	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	90×90
7	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/°	--

预测结果见表 2.6.1-3。

表 2.6.1-3 大气污染物估算模型计算结果表

污染源名称	评价因子	Ci ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	Pi(%)	Pmax (%)	最大浓度出 现距离(m)	D _{10%} (m)
天然气处理装 置区	非甲烷总烃	115.2	2000	5.76	6.08	83	0
凝析油储罐区	非甲烷总烃	121.69	2000	6.08		60	
呼探 1-004 井场	非甲烷总烃	4.6483	2000	0.23		26	0

表 2.6-3 的计算结果表明，本工程项 目排放非甲烷总烃污染物最大落地浓度为 $121.69\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率为 6.08%，其占标率 10% 的最远距离 $D_{10\%}=0\text{m}$ ，最大占标率 $1\% \leq P_{\text{max}} < 10\%$ 内，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，并结合本工程特点，考虑气田整体开发对大气环境的区域影响，本次大气环境影响评价分别以天然气处理厂和各单井井场为中心点，边长为 $5\text{km} \times 5\text{km}$ 的矩形。大气评价范围见图 2.6-1。

2.6.2 地下水

（1）建设项目类别

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，本工程井场、站场建设属于 II 类项目，输气管线建设属于 III 类项目。

（2）地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表（表 2.6-5）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目

区不位于集中式饮用水水源保护区及补给径流区，但项目区周边分布有村民分散式饮用水井，故地下水环境敏感特征为较敏感。

表 2.6.2-1 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	项目场地的地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；为划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其他地区。

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

(3) 工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）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）要求，本工程项目涉及不同场地，应分别判定评价等级。拟建工程井场、站场属于Ⅱ类项目，环境敏感程度为较敏感，地下水环境影响评价工作等级为二级；输气管线属于Ⅲ类项目，环境敏感程度为较敏感，地下水环境影响评价工作等级为三级。地下水评价工作等级划分依据见表 2.6.2-2 和表 2.6.2-3。

表 2.6.2-2 新建井场、站场评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

表 2.6.2-3 新建输气管线评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

(4) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水现状评价范围可采用公式计算法、查表法、自定义法等确定。本次评价采用“查表法”

对地下水评价范围进行划分。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），二级评价的调查评价范围在 $6\text{km}^2\sim 20\text{km}^2$ 之间，项目区地下水总体流向为自南向北，选取天然气处理厂和各井场地下水流向下游 2km、两侧 1km、上游 1km、集输管线两侧 200m 作为地下水评价范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.3 地表水

按照《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。水污染影响型建设项目评价等级判定见表 2.6.3-1。

表 2.6.3-1 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 $Q/(\text{m}^3/\text{d})$ ；水污染物当量数 $W/$ （无量纲）
一级	直接排放	$Q\geq 20000$ 或 $W\geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q< 200$ 且 $W< 6000$
三级 B	间接排放	—

注 1：依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目，评价等级参照间接排放，定为三级 B。
注 2：建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价。

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采油二厂 81#联合站处理达标后回注，不外排，地表水环境影响评价等级为三级 B。

项目运营阶段正常情况无废水排放，本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，污、废水处理设施的依托可行性。

2.6.4 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）评价项目的物质危险性和功能单元重大危险源判定结果以及环境敏感程度等因素，将环境风险评价工作划分为一、二、三级，评价工作等级划分见表。见表 2.6.4-1。

表 2.6.4-1 环境风险评价等级划分

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

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

本工程涉及的风险物质为天然气、凝析油、柴油。钻井期间风险单元为：井场柴油储罐；运营期风险单元为天然气处理厂、单井采气管线、天然气外输管道。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）本工程风险评价等级判定如下：

（1）环境风险潜势划分

建设项目环境风险潜势划分为I、II、III、IV/IV+级。

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 2.6.4-2 确定环境风险潜势。

表 2.6.4-2 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	IV+	IV	III	III
环境中度敏感区（E2）	IV	III	III	II
环境轻度敏感区（E3）	III	III	II	I

注：IV+为极高环境风险

（2）Q 值确定

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

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

式中：q₁, q₂, …, q_n--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, …, Q_n--每种危险物质的临界量，t；

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

本工程的环境风险单元为：钻井期间为钻井井场柴油储罐，运营期为天然气处理厂、单井采气管线、天然气外输管道，根据上式分别核算各风险单元风险物质的 Q 值。

①钻井井场柴油储罐

本工程钻井期间每座井场设置一个 20m³ 立式柴油储罐，钻井井场柴油贮存 Q 值计算结果详见表 2.6.4-3。

②井场移动式甲醇加注撬

采气井场为了防止天然气在节流或管输过程中水合物的生成，区块设置移动式甲醇加注撬，在需要时移至井场加注，移动式甲醇加注撬中甲醇储罐容积约为 2m^3 。移动式甲醇加注撬甲醇贮存 Q 值计算结果详见表 2.6.4-3。

②天然气处理厂

本工程天然气处理厂内新建闪蒸分离器、气液分离器、三相分离器、凝析油储罐（ $2 \times 2000\text{m}^3$ ）等。计算各装置的危险物质最大存在量：

根据 $PV=nRT$ ，则 $P_0V_0/T_0=P_1V_1/T_1$

式中：

V_0 —常压下物质体积， m^3 ；

P_0 —环境压力， $\text{kPa}(101.325\text{kPa})$ ；

T_0 —环境温度， K (取值为 273.15K)；

V_1 —容器体积， $V_1=\pi d^2/4 \times H$ ；

P_1 —容器压力， Pa ；

T_1 —容器内温度， K 。

根据 $m=\rho V/1000$

m —容器中物质最大存在量， t ；

ρ —天然气密度 $0.7\text{g}/\text{m}^3$ ，凝析油密度 $815\text{kg}/\text{m}^3$ ；

V —容器体积。

本工程天然气处理厂涉及的各危险物质在厂界内的最大存在总量与其在环境风险评价导则 HJ169-2018 附录 B 中对应的临界量的比值 Q 计算结果见表 2.6.4-3。

③集输管道

本工程单井采气管道主要为单井至站场的集输管线，均分段敷设，各站场和开发井均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本工程单井采气管道风险物质存在量按照采气管线最大长度 3.1km 计算。

天然气外输管线长 20.7km ，在出处理厂位置和进 706 分输站位置处分别设置紧急截断阀。根据 $PV=nRT$ ，则 $P_0V_0/T_0=P_1V_1/T_1$

式中：

V_0 —常压下天然气体积， m^3 ；

P_0 —环境压力, kPa(101.325kPa);

T_0 —环境温度, K(取值为273.15K);

V_1 —输气管道体积, $V_1=\pi d^2/4 \times L$;

P_1 —输气管道压力, Pa(取值为3.0MPa);

T_1 —管道内温度, K(60°C, 取值为333.15K)。

根据 $m=\rho V/1000$

m —输气管道中天然气最大存在量, t;

ρ —输气管道中天然气密度, kg/m^3 ; 天然气密度为 0.744kg/m^3 。

V —输气管道中天然气体积, m^3 ;

本工程采气管线风险单元和天然气外输管线风险单元, Q 值计算结果见表 2.6.4-3。

表 2.6.4-3 本工程环境风险 Q 值确定表

时期	风险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	该种危险物质 Q 值	
钻井期	井场柴油罐	柴油	68334-30-5	18	2500	0.007	
钻井期 Q 值合计						0.007	
运营期	井场移动式甲醇撬	甲醇	74-82-8	1.27	10	0.127	
	采气管线	天然气(甲烷)	74-82-8	4.84	10	0.484	
		凝析油	—	79	2500	0.032	
	采气管线风险单元 Q 值						0.155
	天然气处理厂装置区	天然气(甲烷)	74-82-8	3.3	10	0.33	
		凝析油	8002-05-9	8.74	2500	0.0035	
	天然气处理厂储罐区	凝析油	8002-05-9	3260	2500	1.304	
	天然气处理厂风险单元 Q 值						1.964
	天然气外输管线	天然气(甲烷)	74-82-8	40.52	10	4.052	
	运营期 Q 值合计						8.45

根据表 2.6.4-3 可知,本工程环境风险 Q 值为 8.45,属于 $1 \leq Q < 10$,根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 C,当 $Q \geq 1$ 时,按照危险物质及工艺系统危险性确定 P 值,结合建设项目各环境敏感程度 E 值进行天然气处理厂环境风险潜势的划分。

(3) P 值确定

据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 C 中表 C1,对项目行业及生产工艺(M)进行判定。将 M 划分为(1) $M > 20$; (2) $10 < M \leq 20$; (3) $5 < M \leq 10$; (4) $M = 5$,分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。

表 2.6.4-4 行业及生产工艺(M)

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺(氯碱)、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解(裂化)工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压,且涉及危险物质的工艺过程 a、危险物质贮存罐区	5/套(罐区)
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采(含净化),气库(不含加气站的气库),油库(不含加气站的油库)、油气管线 b(不含城镇燃气管线)	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5
a 高温指工艺温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$, 高压指压力容器的设计压力 $(P) \geq 10.0\text{MPa}$; b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。		

本工程属于石油天然气行业中“天然气开采”、“油气管线 b(不含城镇燃气管线)”,行业 M 值为 10,属于“(3) $5 < M \leq 10$ ”,以 M3 表示。

因此根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 C 中表 C2,危险物质及工艺系统危险性等级判断见表 2.6.4-5。

表 2.6.4-5 危险物质及工艺系统危险性等级判断(P)

危险物质数量与临界量比值(Q)	行业及生产工艺(M)			
	M1	M2	M3	M4
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

由上表可知,本工程危险物质及工艺系统危险性等级 P 最大为 P4。

(4) 环境敏感程度（E）的分级

根据危险物质在事故情形下的环境影响途径，按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 D 要求，判定大气、地表水及地下水环境敏感程度，结果如下。

①大气环境

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 D，大气环境敏感程度分级见表 2.6.4-6。

表 2.6.4-6 大气环境敏感程度分级表

分级	大气环境敏感性判据
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人

本工程天然气处理厂站场周边 5km 范围内最大人口总数小于 1 万人，周边 500m 范围内人口小于 500 人；集输管线 200m 范围内每千米管段人数小于 100 人，因此，大气环境敏感程度为 E3。

②地表水环境

依据事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点接纳地表水体功能敏感性，与下游环境敏感目标情况，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 2.5-16。其中地表水功能敏感性分区和环境敏感目标分级分别见 2.6.4-7~表 2.6.4-9。

表 2.6.4-7 地表水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

表 2.6.4-8 地表水功能敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为II类及以上，或海水水质分类第一类；或已发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为III类，或海水水质分类第二类；或已发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区

表 2.6.4-9 环境敏感目标分级

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游(顺水流向)10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区(包括一级保护区、二级保护区及准保护区)；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜区；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游(顺水流向)10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游(顺水流向)10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标

本工程天然气外输管线穿呼图壁河，输送介质为净化天然气，天然气管线即使泄漏主要对大气环境造成影响，基本不会对穿越地表水造成影响，同时本工程生产废水不排入周围地表水体，根据以上判断，本工程地表水功能敏感性属于 F3 地表水功能不敏感区；项目事故废水影响区域内无类型 1 和类型 2 包含的敏感保护目标，环境敏感目标为 S3，因此将地表水环境敏感程度界定为 E3。

③地下水环境

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 2.6.4-10。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见表 2.6.4-11 和表 2.6.4-12。当同一建设项目涉及两个 G 分区或 D 分级及以上时，取相对高值。

表 2.6.4-10 地下水环境敏感程度分级

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3

D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E2	E3

表 2.6.4-11 地下水功能敏感性分区

敏感性	地下水环境敏感特征
敏感 G1	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源, 在建和规划的饮用水水源)准保护区; 除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区, 如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感 G2	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源, 在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区; 未划定准保护区的集中式饮用水水源, 其保护区以外的补给径流区; 分散式饮用水水源地; 特殊地下水资源(如热水、矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 a
不敏感 G3	上述地区之外的其他地区

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

表 2.6.4-12 包气带防污性能分级

分级	包气带岩石的渗透性能
D3	$M_b \geq 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定
D2	$0.5m \leq M_b < 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定 $M_b \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6} cm/s < K \leq 1.0 \times 10^{-4} cm/s$, 且分布连续、稳定
D1	岩(土)层不满足上述“D2”和“D3”条件

M_b : 岩土层单层厚度。K: 渗透系数。

由上表可知, 本工程项不位于集中式饮用水水源保护区及补给径流区, 但项目区周边分布有村民分散式饮用水井, 判定地下水环境敏感特征为较敏感 G2, 根据区域水文地质资料, 工程区域包气带厚度大于 20m 左右, 包气带垂向渗透系数为 $0.09 cm/s$, 因此本工程区域包气带防污性能为 D1, 总体地下水环境敏感程度分级为 E1。

(5) 风险潜势初判

根据本工程涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度, 结合事故情形下环境影响途径, 对本工程潜在环境危害程度进行概化分析。

表 2.6.4-13 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度(E)	危险物质及工艺系统危险性(P)			
	极高危害(P1)	高度危害(P2)	中度危害(P3)	轻度危害(P4)
E1	IV+	IV	III	III
E2	IV	III	III	II
E3	III	III	II	I

注: IV+为极高环境风险。

根据表 2.6.4-13 确定，本工程大气环境和地表水环境风险潜势均为I，地下水环境风险潜势为III，因此本工程环境风险潜势综合等级为III。

(6) 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 619-2018)确定，本工程环境风险评价等级为二级，见表 2.6.4-14。各环境要素按确定的评价工作等级分别开展预测分析及评价，分析说明环境风险危害范围与程度，提出环境风险防范的基本要求。

表 2.6.4-14 风险评价工作级别

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

(7) 评价范围

大气环境风险评价范围：以天然气处理厂厂区为中心，厂界四周向外延伸 5km 的范围；采气管线和外输管线两侧 200m 范围。

地下水环境风险评价范围：与项目地下水评价范围一致。

地表水环境风险评价范围：本工程天然气外输管线穿越呼图壁河，输送介质为净化气，为气态物质，且天然气成分均为不溶于水物质，泄漏情况下亦不会对呼图壁河造成污染影响，故本次风险评价不设置地表水风险评价范围。

2.6.5 生态

(1) 评价等级

根据新水水保〔2019〕4号，本工程位于昌吉回族自治州呼图壁县境内，属于天山北坡诸小河流域重点治理区。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)，评价区域内不涉及依法划定各类自然保护地和生态保护红线，评价区域内的天山北坡诸小河流域重点治理区，不属于重要生态敏感区，属于一般区域。项目新增永久占地面积 10.09hm²，临时占地面积 48.36hm²，总占地面积为 58.45hm²，占地面积 < 20km²。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)的生态评价等级判定条件，判定过程详见表 2.6-10。根据判定可知，本项目属于除本条 a)、b)、

c)、d)、e)、f) 以外的情况，因此本工程生态环境影响评价工作等级确定为二级。

表 2.6-12 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本工程情况	生态影响评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；	不涉及	/
b	涉及自然公园时，评价等级为二级；	不涉及	/
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及	/
d	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及，地表水评价等级为三级 B	/
e	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	土壤影响范围内分布有地方公益林（属于人工林），生态影响评价等级不低于二级	二级
f	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	本工程占地面积为 0.5845km ² < 20km ²	/
g	除本条 a~f 以外的情况，评价等级为三级；	/	/
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	二级	二级

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目以井场、站场场界周围 50m 范围、管沟等线性工程两侧外延 300m 为评价范围；同时线性工程穿越公益林时，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 为评价范围，面积约 62.08km²。生态评价范围见图 2.6-1。

2.6.6 声环境

本工程涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。噪声源主要包括施工期内机械噪声，生产运营期站场、井场机泵噪声和井场井下作业噪声。

本工程所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次声环境评价范围为以各井场、天然气处理厂边界外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.7 土壤环境

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) 土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作。根据项目区土壤理化性质监测结果，工程所在区域土壤盐分含量 1.1~2.6g/kg，属于 HJ964-2018 附录 D.1 轻度盐化地区，本工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（1）建设项目类别

本工程涉及天然气开采及天然气管线两个类别、不同场地，应分别判定评价等级。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）（试行）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)判定，呼探1井区天然气开采（含天然气净化厂）站场、井场按照II类建设项目开展土壤环境影响评价，天然气管线为IV类建设项目，无需开展土壤环境影响评价。

（2）占地规模

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）和小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ），建设项目占地主要为永久占地”，判定本工程永久占地面积约 10.09hm^2 ，占地规模为中型。

（3）建设项目敏感程度

①污染影响型

本工程占地类型主要为农田、牧草地和其他草地，故土壤敏感程度为敏感。

②生态影响型

表 2.6.7-1 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埋深 $< 1.8\text{m}$ 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度 > 2.5 或常年地下水位平均埋深 $< 1.5\text{m}$ 的平原区；或 $2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$ 的区域	$4.5 < \text{pH} \leq 5.5$	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$
不敏感	其他	$5.5 < \text{pH} < 8.5$	

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。

根据本次土壤监测数据，本工程占地范围内土壤 pH 值为 8.1~8.8，土壤盐分含量为 1.1~2.6g/kg，生态影响型土壤敏感程度为“较敏感”。

(4) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.6.7-2 和表 2.6.7-3。

表 2.6.7-2 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

项目类别	I类项目	II类项目 (井场、站场)	III类项目
敏感	一	二	三
较敏感	二	二	三
不敏感	二	三	/

表 2.6.7-3 土壤污染类项目评价工作等级划分表

敏感程度	I类			II类 (井场、站场)			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	-	-

本工程为陆上天然气开采项目，土壤影响评价项目类别为II类(井场、站场)、IV类(集输管线)，生态影响型环境敏感程度为较敏感；项目占地规模为中型、污染影响型环境敏感程度为敏感。

综上，本工程井场、站场生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级，井场、站场污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级；输气管线可不开展土壤环境影响评价。

(5) 评价范围

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑气田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为各井场、站场边界向外扩展 2km，管线边界两侧向外延伸 200m 作为调查评价范围。评价范围见图 2.6-1。

2.7 控制污染与环境保护目标

2.7.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

(1) 本工程位于呼图壁县，属于天山北坡诸小河流域重点治理区。因此要控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化。

(2) 保证项目建成后，废气达标排放，废水达标回注，固体废物得到合理利用及无害化处置，主要污染物总量符合国家和地方控制要求。

(3) 保证评价区域空气质量、地下水质量基本维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响降低到最低程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

2.7.2 环境保护目标

根据现场调查，呼探 1 井区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。工程所在地呼图壁县属于天山北坡诸小河流域重点治理区，天然气外输管线路由呼探 1-004 单井采气管线临时占用基本农田，同时天然气外输管线部分占用地方公益林（属于人工林）。

本工程各环境要素及环境保护目标相关保护级别见表 2.7-1，敏感目标分布及评价范围图见图 2.6-1。

表 2.7-1 环境保护目标

环境要素	环境保护目标	相对位置/环保目标特征	环境保护要求
生态环境	天山北坡诸小河流域重点治理区	项目区及周边	保护项目区生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，保护野生动植物生境不被破坏

	基本农田		呼探 1-004 单井采气管线			按有关规定进行土地的征占和补偿
			天然气外输管线			
	地方公益林		天然气外输管线			按有关规定进行土地的征占和补偿
	野生保护动植物		评价范围内			尽量减少因施工对植被的破坏、严禁猎杀野生动物
大气环境	评价范围内环境空气敏感点	龙王庙村	居民区	呼 1-004 井场东北侧 900m	100 户 /400 人	《环境空气质量标准》及修改单 (GB3095-2012) 中二级标准
		阔什铁热七小队	居民区	拟建天然气处理厂东南侧 1.7km	80 户 /320 人	
地下水	龙王庙村水井		呼探 1-004 井东北向 1km			《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 中 III 类标准, 不因本工程建设降低区域地下水环境质量
	阔什铁热七小队水井		拟建天然气处理厂东南向 1.7km			
	评价范围内的潜水含水层		项目区及周边			
地表水	呼图壁河		外输管线穿越			水体功能为农业用水, 《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) 中的 III 类标准
土壤环境	基本农田、一般耕地		井场、站场周边 2km, 管线两侧 200m			确保占地范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》 (GB36600-2018) 第二类用地土壤筛选值要求; 占地范围外农田、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) 相关标准
	牧草地					
	评价范围内土壤					
声环境	/		/			《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 中 2 类标准
环境风险	大气环境居民区	龙王庙村	天然气处理厂东北侧 3.9km	120 户/480 人		发生风险事故时, 可快速采取环境风险防范措施, 确保风险事故对居民区人员影响程度可控
		阔什铁热七小队	天然气处理厂东南侧 1.7km	100 户/400 人		
		独山子村	天然气处理厂南侧 4km	340 户/1360 人		
	地下水	龙王庙村水井	呼探 1-004 井东北向 1km			发生风险事故时, 可快速采取环境风险防范措施, 确保风险事故对地下水环境的影响程度可控
		阔什铁热七小队水井	拟建天然气处理厂东南向 1.7km			
		评价范围内的潜水含水层	项目区及周边			

	地表水	呼图壁河	外输管线穿越	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对地表水环境的影响程度可控
--	-----	------	--------	---

2.8 评价时段与评价重点

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

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

- (1) 工程分析；
- (2) 生态环境影响评价及水土保持；
- (3) 地下水环境影响评价；
- (4) 固体废物影响评价；
- (5) 环境风险影响评价及风险管理；
- (6) 环境保护措施技术经济及可行性论证；

2.9 评价方法

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、产污系数法、排污系数法、数学模式法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.9-1。

表 2.9-1 评价内容一览表

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

3 建设项目工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.2 勘探开发历程简况

呼图壁地区的油气勘探始于二十世纪五十年代，大致经历了三个阶段：

第一阶段：早勘探阶段（二十世纪五十年代初至六十年代末）。通过重磁力和电法勘探发现了呼图壁背斜。1954 年 12 月钻探了呼 1 井，该井完钻井深 3005m，完钻层位安集海河组（E2-3a），钻探过程中未发现油气显示。

第二阶段：中上组合勘探开发阶段（二十世纪七十年代至二十世纪末），据二维地震资料解释落实了呼图壁背斜中组合古近系紫泥泉子组构造圈闭，相继钻探了呼 2 井、呼 3 井和呼西 1 井，呼图壁气田紫泥泉子组气藏为层状构造气藏，储层岩性为细砂岩和粉砂岩，1999 年探明天然气储量 126.12 亿方，1998 年投入开发，建成 $5.0 \times 10^8 \text{m}^3$ 产能规模，2012 年复算探明天然气储量为 $146.22 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

第三阶段：中下组合勘探开发阶段（二十一世纪初至今），钻探了大丰 1 井，在白垩系胜金口组（K1s）有油气显示；2019 年钻探了呼探 1 井，在白垩系清水组获得突破，获高产工业气流，南缘中段下组合天然气勘探实现重大突破。

2021 年为落实呼图壁背斜带下组合圈闭形态及断裂展布特征，落实呼图壁背斜带储量规模，在呼西背斜部署呼 101 井和呼 102 井。2023 年在呼 101 井喀拉扎组、清水河组试获 39.23 万方/天（压裂），呼 102 井喀拉扎组压裂试获 80 万方/天高产气流。

截至 2023 年 4 月，呼探 1 区块在侏罗系喀拉扎组、白垩系清水河组内共有呼探 1 井、呼 101 井、呼 102 井 3 口井获得工业气流，说明呼图壁背斜为富气区，展现出超深层超高压气藏良好的勘探开发前景。

呼探 1 区块目前共有采气井 3 口（呼探 1 井、呼 101 井、呼 102 井），天然气露点控制站 2 座，以及配套的单井采气管线和天然气外输管线。

3.1.2 区块开发环境影响回顾评价

3.1.2.1 “三同时”执行情况

井区勘探期主要部署了呼探1井及配套的试气管线，2019年3月中国石油新疆油田分公司勘探事业部上报了《呼探1井勘探钻探项目环境影响报告表》，并取得了原呼图壁县环境保护局的批复（呼环字函〔2019〕11号），该井于2019年5月15日开钻，2020年9月26日完钻，2020年12月15日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 $61.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，该井于2021年10月14日企业完成竣工环保自主验收，详见附件2。2021年1月，中国油田新疆油田分公司采气一厂上报了《呼探1井外输管线工程环境影响报告表》，新建1条11km的试气期外输管线，并取得了昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局的批复（呼环评字〔2021〕2号），该项目于2021年9月15日通过企业竣工环保自主验收，详见附件3。2021年，新疆油田分公司采气一厂实施呼探井区地面工程，2021年9月30日自治区生态环境厅以新环审〔2021〕163号文对《呼探井区地面工程建设项目环境影响报告书》予以批复，2023年11月24日企业完成了该工程一期的竣工环保验收，详见附件4。

呼探1区块现有工程的环保手续履行情况见表3.1.2-1所示。

表3.1.2-1 呼探1区块开发现状环评及验收情况一览表

建设项目名称	建设内容	环评手续			验收手续			备注
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间	
呼探1井勘探钻探项目环境影响报告表	新钻1口勘探井，呼探1井井深为7601m，为五开直井结构。	呼图壁县环境保护局	呼环字函〔2019〕11号	2019.3.27	新疆正天华能环境工程技术有限	自主验收	2021.10.14	
呼探1井外输管线工程环境影响报告表	新建天然气外输管线长度11km，设计输气量 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，起点为呼探1井井场，终点为克-乌输气管道的7#阀室。	昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局	呼环评字〔2021〕2号	2021.1.26	新疆正天华能环境工程技术有限	自主验收	2021.9.15	

呼探井区地面工程建设项目环境影响报告书	部署3口采气井，单井采气管线8.6km，处理站1座，保留试气期已建外输管线，新建1条11km天然气外输管线及配套工程。	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2021]163号	2021.9.30	新疆正天华能环境技术有限公司	自主验收	2023.11.24	分期验收，已完成一期验收
---------------------	---	---------------	---------------	-----------	----------------	------	------------	--------------

3.1.2.2 环境影响回顾评价

本次评价结合呼探1区块内已有环境影响评价文件及竣工环保验收调查文件中评价结论，结合环评组现场调查情况，本次分环境要素对呼探1区块现有工程进行回顾性分析评价。

(1) 生态环境影响回顾评价

建设单位根据《中华人民共和国土地管理法》和《新疆维吾尔自治区实施土地管理办法》及相关法律法规，结合占地情况，向当地自然资源局办理了征占地手续。钻井工程结束后，井场内钻井设施及生活区进行拆除清理，并进行平整恢复，目前逐步自然恢复。

施工时施工单位在占地范围内施工，减少对地表植被的破坏，施工结束后，及时对现场回填平整，清除残留的废弃物。

(2) 水环境影响回顾评价

根据本次调查情况，呼探1区块已有钻井工程废水包括钻井废水、压裂返排液及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不外排；压裂返排液采用专用废液收集罐收集后拉运至采油二厂81#联合站处理；生活污水排入生活污水池（采用环保防渗膜防渗）暂存，由罐车定期拉运至当地污水处理厂处理。运营期各种生产废水和生活污水均得到有效的处理，可有效防范对地下水的影响。

根据总体开发方案，气田采用全密闭工艺流程，整个开采过程中具有严格的技术规程和防范措施，故在正常生产情况下，试气、洗井、采气、油气处理和集输等对地下水环境不会产生不利影响。在实施油气开发的过程中区域基本落实

了环评中提出的水污染防治措施,采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果,采取的水污染防治措施基本有效。

(3) 大气环境影响回顾评价

钻井期间的废气主要来源于汽车尾气、测试放喷废气及事故放喷气,汽车使用的是合格油品,放喷池选址均位于距离井口100m外,放喷池周围无居民区等敏感区。该井在钻井过程中,未发生井喷,不产生事故放喷气。根据钻井工程环境监理工作总结报告和验收调查报告,施工期制定各项环保制度,合理规划工程占地,并采取洒水降尘等措施,防治扬尘污染。

运营期间,呼探1区块现有站场设置有导热油炉,井场没有设置加热炉。运营期废气主要为无组织挥发烃类和导热油炉燃烧烟气,导热油炉烟气可满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表3特别排放限值,无组织排放的挥发性有机物厂界浓度可满足《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。根据区域环境空气质量监测报告,区域环境空气质量满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中的二级标准。

区域在施工期和运营期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同,施工期为暂时性小范围影响,随施工的结束而消失,运营期为持续的长期影响,但各项废气污染物均可以得到较好扩散,对大气中污染物浓度贡献值较小,并不会使区域环境空气质量发生显著改变,且气田区地域空旷,项目的建设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。

(4) 声环境影响回顾评价

施工期噪声污染源主要是钻井用钻机、泥浆泵噪声以及机动车辆噪声等。根据钻井工程环境监理工作总结报告和验收调查报告,钻井期间,对高噪音设备设置了隔声垫和消声器,有效的降低了噪声对环境的影响,井场周围200m范围内无声环境敏感点。因此施工期声环境影响保护措施有效。

项目运营期噪声污染源主要包括:井口、站场各类机泵等。项目运营期间选用低噪声设备,并对噪声强度较大的设备进行减噪处理,根据区块验收监测报告中的噪声监测数据可知,井场、站场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放

标准》（GB12348-2008）2类区标准要求。

（5）固体废物环境影响回顾评价

项目开发期产生的固体废物为钻井过程中产生的钻井岩屑、钻井废弃泥浆、防渗膜、落地油、清管废渣等危废以及施工人员生活垃圾；运营期产生的固体废物为油泥（砂）、润滑油等危废和生活垃圾。

根据钻井工程环境监理工作总结报告和验收调查报告，钻井期间使用水基泥浆和油基泥浆，泥浆在井口采用“振动筛、除砂器、除泥器、离心分离”处理后，进入泥浆罐循环使用；钻井岩屑经不落地系统处理后液相循环使用，水基岩屑在方罐暂存，由第三方岩屑处置单位拉走处置；油基岩屑属于危废，交由克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司进行处置。钻井期间产生的废油、废机油采用钢制铁桶收集，交由克拉玛依顺通环保工程有限公司处置。

运营期产生的固体废物为油泥（砂）、润滑油和生活垃圾。油泥（砂）委托克拉玛依顺通环保工程有限公司和克拉玛依沃森环保科技有限公司进行处理。

（6）土壤环境影响回顾评价

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

此外，运营期过程中，来自井场、站场产生的污染物对土壤环境产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如单井管线爆管泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在土层表面40cm以内，积存于表层会影响表层土壤通

透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

根据现场调查及收集相关资料，采气一厂主要采取了以下措施防治土壤污染：

1) “大气沉降”途径阻断措施

各井站场油气集输基本全部实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下减少无组织废气逸散排放。

2) “地面漫流”途径阻断措施

①采出水拉运至采油二厂 81#联合站处理达标后回注。

②重点罐区设置了围堰、地面硬化等措施。

3) “垂直入渗”途径阻断措施

①站场内储罐区、原辅料存储区、加热装置区等区域均采取了防渗措施，油气密闭集输；场地内设备运行正常，场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味。

②对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运，减少扩散范围，降低土壤污染风险。

③区块产生的油泥（砂）、清管废渣等危险废物均第一时间转运至克拉玛顺通环保工程有限公司接收并进行达标处理。通过采取上述措施，大大降低了危险废物暂存对土壤的污染风险。

根据区块历年的土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因区块的开发建设而明显增加。

3.1.2.3 区块三废污染物排放情况

根据呼探1区块现有工程环境影响评价及验收文件可知，已建工程污染物排放情况汇总见表3.1.2-2。

表 3.1.2-2 现有工程污染物排放情况一览表

类别	污染物名称	产生量	排放量	处理措施及排放去向
废气	无组织非甲烷总烃	4.90t/a	4.90t/a	环境空气
	NO _x	1.6t/a	1.6t/a	
	SO ₂	0.03t/a	0.03t/a	

	颗粒物	0.01t/a	0.01t/a	
废水	含油污水、井下作业 废水	3323m ³ /a	0	送81#联合处理站采出水处理 系统处理达标后回注
	生活污水	47m ³ /a	0	送呼图壁县丰泉污水厂处理
固体废物	生活垃圾	1.3t/a	0	送至呼图壁县生活垃圾填埋场

3.1.2.4 环境风险回顾评价

呼探1区块隶属于中国石油新疆油田分公司采气一厂管理,采气一厂于2024年8月完成了《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事件专项应急预案》的编制工作,并于2024年8月29日取得昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局备案(备案编号:652323-2024-023-M),备案文件见附件5。采气一厂呼图壁采气作业区采取了有效的环境风险防范和应急措施,建立了应急管理体系,开展了应急培训和应急演练,具备处置突发环境事件的能力,应急物资储备充足,应急保障措施完善。截至目前,本工程所在呼探1区块暂未发生井喷、管线断裂等大型的突发环境风险事故,仅发生过管线的跑冒滴漏这类小型突发环境风险事故,通过定期巡检管线,及时发现,将造成污染的土壤及时收集后送有资质单位接收处置。

3.1.2.5 排污许可

(1) 排污许可手续

根据固定污染源排污许可分类管理名录(2019年版),现有站场属于对污染物产生量、排放量和对环境的影响程度很小的排污单位,实行排污登记管理。露点控制站排污登记编号为91650200715597998M062W,有效期从2023年07月28日至2028年07月27日,详见附件6。

(2) 排污许可制度落实情况

①新疆油田公司采气一厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录(2019年版)》规定的范围,已对作业区管辖范围内的加热炉、燃气锅炉等固定污染源办理了排污许可证。落实了按证排污责任,按期持证排污、按证排污。

②作业区按照《中华人民共和国环境保护税法实施条例》规定,及时、足额按月缴纳了环境保护税。

③作业区依法定期提交了排污许可证执行报告。

④作业区按照排污许可证要求定期开展了信息公开。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》《排污许可管理办法（试行）》《排污许可证申请与核发技术规范总则》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范总则》《中华人民共和国环境保护税法实施条例》，新疆油田公司采气一厂应进一步建立完善项目环保“三同时”管理制度。

（3）排污口规范化管理

新疆油田公司采气一厂按照《排污口规范化整治技术要求(试行)》《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件对区内的排污口进行了规范化设置。

新疆油田分公司已建立较为完善的环境管理制度，对各二级生产单位清洁生产审核、排污许可执行、例行监测等均实现全覆盖，并保证企业环境信息全公开。

3.1.2.6 环境管理回顾评价

建设单位已根据《排污单位自行监测技术指南总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)等要求，对建设项目实际产生的环境污染问题进行了合理的跟踪监测和检验，并对项目建设的污染防治和相关的风险防范对策进行评价。

（1）自行监测

采气一厂制定了自行监测方案，为履行排污单位自行监测的职责，自行监测手段为自动监测和手工监测相结合。

采气一厂固定源废气监测针对露点控制站场的导热油炉，无组织排放监测包括露点控制站厂界非甲烷烃无组织排放。采出水拉运至采油二厂 81#联合站进行处理，故废水针对生活污水排放口进行监测。噪声对露点控制站厂界进行监测。其他周边环境质量监测针对区域环境空气、地下水和土壤进行监测。

（2）档案管理

随着国家、自治区环境管理要求的提高，采气一厂围绕 HSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范环境监察》《排污

单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范总则》，采气一厂建立并完善了环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

3.1.3 现有工程

本工程拟将现有呼探1、呼101井、呼102井井采气管线进行改线，接入拟建天然气处理厂。

根据现场调查和查阅资料可知，呼探1区块现有3口井（呼探1、呼101井、呼102井），其中呼探1井钻井环评单独进行评价，目前已完成钻井环评验收。呼探1井地面工程，以及呼101井、呼102井钻井及地面工程均包含在《呼探井区地面工程建设项目环境影响报告书》中，已建采气管线走向：呼探1井~1#露点控制站已建 $\Phi 114.3 \times 19/20G$ 采气管线0.5km，呼101井~2#露点控制站已建 $\Phi 219.1 \times 17/20G$ 采气管线2.8km，呼102井至2#露点控制站已建2条 $\Phi 114.3 \times 13/20G$ 采气管线，单条长度为2.02km。目前呼探1井地面工程已完成竣工环保验收，包含在《呼探井区地面工程建设项目（一期）竣工环境保护验收调查报告》中。具体环保手续情况见表3.1.2-1。

根据现场勘查情况可知，呼探1井场已按照要求进行平整、恢复，现场没有泥浆遗留痕迹；同时根据《呼探1井勘探钻探项目竣工环境保护验收调查表》内容可知，呼探1井钻井工程基本落实了环评及批复中提出环保措施。本次评价调查期间，呼101井、呼102井井场在进行场平硬化和加装围栏，目前其钻井和地面工程暂未完成验收。

3.1.4 环境问题及“以新带老”整改措施

根据环评组现场调查情况，结合区块环境影响报告中评价结论，区块开发目前存在以下环境问题：

（1）环境问题

①气田区块内部分道路属于简易便道，无路基，仅在表面覆盖戈壁砾石，路况很差，车辆碾压和行驶扬尘对地表植被影响较大。

②现场勘查期间，呼101、呼102井场永久占地正在硬化，部分临时占地还未恢复，目前暂未完成工环境保护验收工作。

(3) “以新带老”措施

针对以上问题，已纳入中国石油新疆油田分公司制定了整改计划，对油田目前存在的问题加以有效解决，且落实到具体的责任部门，在后续滚动开发建设过程中将采取必要的措施进行整改，整改要求如下：

①施工过程中对探临道路定期洒水，减少车辆碾压和行驶扬尘。

②尽快完成呼101、呼102井场永久占地硬化及临时占地恢复，开展呼101、呼102井的竣工环保验收。

3.2 拟建工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：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

项目性质：滚动开发（改扩建）。

3.2.1.2 建设地点

本工程位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县境内，东北距呼图壁县城约8km。呼图壁气田呼探1区块白垩系清水河组、侏罗系喀拉扎组气藏构造位于准噶尔盆地南缘冲断带呼图壁背斜带，东部紧邻已开发的呼2区块古近系呼图壁气田，临近北疆铁路、乌奎高速公路，交通十分方便。生产运行管理由中国石油新疆油田分公司采气一厂负责。

3.2.1.3 建设内容及规模

本工程主要建设内容及规模为：①部署采气井9口，包括6口新井（呼探1-001井、呼探1-002井、呼探1-003井、呼探1-004井、呼探1-005X井、呼103井）3口老井（呼探1井、呼101井、呼102井），年产气 $8.0 \times 10^8 \text{m}^3$ 、年产油 $10.22 \times 10^4 \text{t}$ ；②新建一座呼图壁天然气处理厂，采用浅冷处理工艺，设计规模为

1列240×10⁴m³/d，天然气处理厂主要包括集气装置、天然气脱汞装置、脱水脱烃装置等主体工艺装置及配套辅助生产设施；③706分输站进站改造；④新建7条采气管线以及3条已建采气管线改线，共计19.5km；⑤新建净化气外输管线起于呼图壁处理厂、止于706分输站，长度20.7km；⑥新建1座倒班公寓；配套建设自控、通信、管道防腐、电气、给排水、土建、消防等工程。工程建成后，产品天然气量7.97×10⁸m³/a，稳定凝析油11.29×10⁴t/a；净化天然气通过新建外输管线输送至706分输站进入北疆天然气环网，稳定凝析油通过汽车装车外运至乌石化。

3.2.1.4 工程组成

本工程组成包括钻井工程、集输工程、处理工程、储运工程、外输工程以及配套的放空、供配电、自控、通信、结构、消防、防腐等工程。项目工程组成见表3.2.1-1。本工程总体平面布置图见图3.2.1-1。

表 3.2.1-1 工程组成一览表

工程类别	工程名称	工程内容及规模	备注
主体工程	钻前工程	6座井场场地平整和新井通井道路，建设主副放喷池、活动房等	新建
	钻井工程	新钻6口采气井，采用五开井身结构，井深7520m~7850m，总进尺45870m。	新建
	储层改造工程	采用加砂压裂，不涉及酸化；方案设计采用机械封隔器+投球滑套分层压裂工艺。	新建
	井下作业	本工程部署9口采气井，不定期井下作业主要包括压裂、洗井、修井等。	/
	井场	新建标准化采气井场6座。	新建
	天然气处理工程	新建一座呼图壁天然气处理厂，采用浅冷处理工艺，设计规模为1列240×10 ⁴ m ³ /d，天然气处理厂主要包括集气装置、天然气脱汞装置、脱水脱烃装置等主体工艺装置及配套辅助生产设施。	新建
	内部集输工程	新建7条采气管线以及3条已建采气管线改线，共计19.5km。	新建/改建
外输工程		新建1条净化气外输管线，线路起于呼图壁处理厂，止于706分输站，管径为DN400，设计压力6.3MPa，长度约20.7km。	新建
		706分输站进站改造，进站设置手动放空、紧急截断和清管器接收装置和多管干式除尘器。	改建
辅助工程	火炬及放空系统	天然气处理厂设置一套常温火炬放空系统，主要由放空分离器、高架火炬（含火炬筒、火炬头、点火系统）组成。地面火炬设计放空量约为240×10 ⁴ m ³ /d的常温放空气。	新建
	空氮站	天然气处理厂空氮站由压缩空气系统、工厂风系统、PSA制氮系统三部分组成。设置2台空气压缩机，单台排气量：7.1Nm ³ /min；1台PSA制氮橇，制氮量：50Nm ³ /h。	新建

	罐区及装车系统	天然气处理厂内设置2座2000m ³ 凝析油内浮顶储罐，设置2台凝析油装车泵(Q=80m ³ /h、H=60m)，1用1备；设置3台装车鹤管用于凝析油的汽车装车。	新建
	倒班公寓	本工程新建倒班公寓楼1栋，设置在呼图壁县已建石油公寓旁边。建筑为钢筋混凝土框架结构，地上三层，建筑功能包括厨房餐厅、职工宿舍、行政办公区、服务空间、卫生间等。	新建
公用工程	道路工程	本工程新建1条处理厂进厂道路，长0.48km，6条井场进场道路共9.01km；其他道路利用现有已建道路。	新建/依托
	供排水工程	用水由罐车从呼图壁县城拉运至用水场地，生产废水由罐车拉运至采油二厂81#联合处理站采出水处理系统处理，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厂处理。	依托
	供电工程	钻井期间钻机动力、办公等用电等采用柴油发电机作为电源。 新建天然气处理厂设置10kV变电站1座，采用双回10kV线路供电，两回电源分别引自35kV中渠变电站和35kV独山子变电站；同时处理厂内新建AC10kV 560kW余压发电装置1套。 井场利用已建的呼探1区块的10kV内部10kV线路就近引接T接单回10kV线路至各井场供电。	新建/依托
	通信工程	本工程新建呼图壁天然气处理厂可通过10G光路接入706分输站已建PTN设备（扩容10G光模块），从而接入油气田专网。新建井场通讯依托呼探1区块现有井场通讯基站。	新建/依托
	防腐工程	采气管道采用单层熔结环氧粉末普通级防腐层+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+聚乙烯外护层。外输管道推荐采用三层PE常温型普通级防腐层。	新建
	消防工程	天然气处理厂设置1套集中型火灾自动报警系统，设置生产消防合用水罐2座，设置固定的临时高压消防给水系统等，同时配备手提干粉灭火器、推车干粉灭火器等。	新建
	自控	新建天然气处理厂的控制室设置1套计算机控制系统，由DCS系统、SIS系统和GDS系统三部分组成。新建井场均为无人操作站场，每座井场设置1套井口安全控制系统，	新建
环保工程	废气	施工期： 废气包括施工扬尘、柴油发电机燃烧产生的烟气和车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖、使用国家合格燃料等措施。 运营期： 本工程采用密闭集输工艺，天然气处理厂凝析油储罐采用内浮顶罐储存，天然气通过新建的处理厂处理后净化气外输。 退役期： 废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施。	/
	废水	施工期： 施工期废水包括钻井废水、管线试压废水及生活污水。钻井废水循环携带出井口，在地面经振动筛分离出来，进入不落地系统，分离后的钻井液循环使用；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于降尘；生活污水排入生活污水池暂存，定期拉运至呼图壁县丰泉污水处理厂；压裂返排液采用专用罐回收，集中收集进入采油二厂81#联合站进行处理，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）标准中指标后回注。 运营期： 运营期废水包括采出水、井下作业废水、生产检修废水和生活污水。采出水、井下作业废水和生产检修废水分别采用罐车拉运至采油二厂81#联合站处理达标后回注。生活污水排入生活污水池暂存，	/

		定期拉运至呼图壁县丰泉污水处理厂。 退役期： 管线冲洗含油废水收集后拉运至联合站处理。	
	固废	施工期： 施工期固废主要包括钻井泥浆、岩屑、废油、含油废物、施工土方、施工废料和生活垃圾。本工程钻井采用泥浆不落地系统，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，水基岩屑暂存于井场收集罐，交由岩屑处置公司处置，油基岩屑属于HW08类危险废物（废物代码：071-002-08），采用专用的方罐进行收集，并交由具有相应危废处理资质的单位负责接收、转运和处置；废油、含油废物委托有危废处置资质单位进行处置；施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地建筑垃圾填埋场进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至呼图壁县生活垃圾填埋场进行处置。 运营期： 运营期产生的油泥砂、清管废渣、废防渗膜、废润滑油等危废委托有危废处置资质单位进行处置；生活垃圾集中收集后运至呼图壁县生活垃圾填埋场进行填埋处置。 退役期： 退役期管线、设备等外运经清洗后可回收再利用，拆除过程中产生废弃建筑、不可回收的废弃设施、废弃管线等固体废物送至当地建筑垃圾填埋场。	/
	噪声	施工期： 选用低噪声设备，安装基础减振垫，场区四周设围挡，合理安排作业时间。 运营期： 选用低噪声设备，切合实际地提高工艺过程自动化水平，合理安排作业时间。 退役期： 合理安排作业时间。	/
	生态保护	施工期： 严格控制施工作业带宽度，临时占用农田、草地开工前需办理征地补偿手续；填埋所需土方充分利用挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘。 运营期： 管线上方设置标志，定时巡查井场、管线。 退役期： 地面设施拆除、封井和井场清理等工作，恢复原有生态机能。	/
	环境风险	施工期： 设置井控装置防止井漏和油水窜层，井场设置放喷池。 运营期： 管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，井场、站场设置可燃气体报警仪；采气井场、站场设置明显的禁止烟火标志；储罐区设置围堰，处理厂设置事故水池等；加强风险管理，完善应急预案；定期对井场、管线进行巡视。	/
依托工程	采油二厂81#联合站	本工程采出水、井下作业废水采用罐车拉运至81#联合站进行处理。81#联合处理站污水处理系统采用重力沉降+混凝沉降+压力过滤处理工艺，设计处理规模为17000m ³ /d。	依托
	呼图壁县丰泉污水厂	本工程生活污水依托呼图壁县丰泉污水处理厂进行处理。该污水处理厂日处理污水能力将达到1.5×10 ⁴ m ³ /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。	依托
	呼图壁县生活垃圾填埋场	本工程生活垃圾依托呼图壁县生活垃圾填埋场进行处理。该生活垃圾填埋场建于2013年，设计库容54.18万m ³ ，设计使用年限16年，目前已服役8年，仍在使用年限内。	依托

3.2.1.5 产能及产品方案

(1) 产能方案

方案设计总井数9口，包括呼探1井、呼101井、呼102井3口老井；呼探1-001井、呼探1-002井、呼探1-003井、呼探1-004井、呼探1-005X井、呼103井6口新井，设计单井产能 $17 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d} \sim 34 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，区块年产气 $8.0 \times 10^8 \text{m}^3$ ，年产油 $10.22 \times 10^4 \text{t}$ 。

(2) 产品方案

本工程产品为天然气 $7.97 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 和凝析油 $11.45 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ 。天然气可满足《天然气》(GB17820-2018)中一类质量标准，本工程外输干气中汞含量小于 $28 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，通过外输管线输至706分输站后进入高压天然气环网，为北疆地区生产生活供气；凝析油产品通过汽车装车外运至乌石化。

外输净化天然气气组成见表3.2.1-2。

表 3.2.1-2 外输净化天然气组成

组分	组成 (mol%)
甲烷	92.5673
乙烷	4.1049
丙烷	0.9134
异丁烷	0.2502
正丁烷	0.1988
异戊烷	0.0750
正戊烷	0.0530
己烷	0.1248
辛烷	0.0106
癸烷	0.0011
氮气	1.1238
二氧化碳	0.5718
水	0.0053
合计	100.0000

3.2.1.6 原辅材料及能源消耗

本工程原辅材料用量见表3.2.1-3。

表 3.2.1-3 工程原辅材料及能源用量

序号	原料备名称	单位	数量	备注
----	-------	----	----	----

1	原料气	$\times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$	8	
2	电力	$\times 10^4 \text{kW.h/a}$	1825.59	
3	新鲜水	m^3/a	1500	员工生活用水及生产检修用水
4	燃料气	$10^4 \text{m}^3/\text{a}$	9.6	产品气用作长明灯燃料气消耗
5	分子筛（制氮）	m^3/a	1.5	2年更换一次
6	乙二醇（MEG）	t/a	4.5	
7	脱汞剂	m^3/a	40	6年更换一次，脱汞剂拟选用载硫活性炭或者载硫三氧化二铝
8	干粉过滤器滤芯	m^3/a	0.2	主要成分为活性炭

3.2.1.7 工程投资

本工程总投资为156691万元，其中环保投资1396万元，占总投资0.89%。

3.2.1.8 劳动组织及定员

本工程新钻6口采气井，单井钻井工程施工人数为35人，单井钻井周期为280天，工程钻井期合计1680天。本工程地面施工人数为50人，施工周期150天。

本工程运营期井场采用无人值守、定期巡检相结合，天然气处理厂采用有人值守、远程监控相结合的管理模式。本工程按照《采气工程劳动定员》（Q/SY 11187-2017）相关规定，配备劳动定员为45人。

3.2.2 气藏资源特征

3.2.2.1 地层特征

根据区域地层对比及钻探表明，呼图壁背斜带发育的地层主要有第四系，新近系独山子组、塔西河组、沙湾组，古近系安集海河组、紫泥泉子组，白垩系东沟组、连木沁组、胜金口组、呼图壁河组、清水河组，侏罗系喀拉扎组、齐古组、头屯河组、西山窑组、三工河组及八道湾组。

白垩系清水河组和侏罗系喀拉扎组是本区的目的层。清水河组（ K_{1q} ）上部为褐灰色泥质粉、细砂岩，灰褐色粉砂质泥岩，中部为深灰色泥岩夹灰色粉、细砂岩，底部为灰色中、细砂岩、粉、细砂岩。地层厚度500m~700m。与下伏地层呈不整合接触。喀拉扎组（ J_{3k} ）以巨厚-厚层灰色、浅灰色中粗砂岩、不等粒砂岩、砂砾岩、细砂岩及粉砂岩为主，夹薄层灰白色灰质粉砂岩、灰褐色粉砂质

泥岩，粒度自下而上由细变粗，发育大型交错层理，山前以冲积扇沉积为主，往盆地方向为辫状河沉积为主。地层厚度 200m~300m。与下伏地层整合接触。

3.2.2.2 构造特征

呼探 1 区块白垩系清一段和侏罗系喀二段构造特征基本一致，为受一组近东西向断裂及东侧的北西向断裂夹持的长轴断背斜，该断背斜具有西翼宽缓、东翼窄陡、高点偏东的构造特征。结合地震时间切片，呼西断背斜的背斜构造形态清楚完整。根据正钻井呼 103 井最新情况来看，清水河组一段气测显示好于呼 101 井，构造与原认识基本一致，按清水河组底砂岩深度预测，较原设计深 17m，误差小于 0.2%。

3.2.2.3 储层特征

呼探 1 区块清一段储层样品分析 102 块，储层孔隙度范围在 1.61%~11.7%，平均值为 4.52%，中值为 3.58%；空气渗透率为 0.02mD~11.31mD，平均 0.05mD，中值 0.02mD。53 块气层样品分析，孔隙度为 4.0%~11.7%，平均 5.74%，中值 4.49%；空气渗透率为 0.02mD~11.31mD，平均 0.07mD，中值 0.03mD，属于特低孔、致密储层。由于 3 口井样品分布不均，以物性较差的呼 101 井样品数 72 块最多，占比 71%，分析认为，岩心分析统计孔隙度，渗透率值偏低。

3.2.2.4 气藏特征

(1) 气藏类型

根据原始井流体组成，对呼探 1 井 PVT 样品进行了全组份相图包络线计算和恒质量膨胀计算，呼探 1 井流体临界压力为 32.03MPa，临界温度为-91.7℃，临界凝析压力 58.83MPa，临界凝析温度 376.73℃，井流体以轻组分为主，含少量重烃，地层温度线与包络线相割且处于临界温度右侧，地面分离条件在两相区内，表现了凝析气藏的相态特征。

综合 PVT 分析认为呼探 1 区块具有特低液态烃含量凝析气藏的典型特征。

(2) 流体性质

① 天然气性质

根据试气井分离器取得天然气样品分析结果，呼探 1 区块天然气甲烷含量高，

非烃气体含量低，为优质天然气，其中清水河组天然气相对密度 0.62，天然气甲烷含量 90.87%，乙烷含量 4.14%，丙烷及以上烃组分含量 1.51%，氮气含量 0.89%，CO₂ 含量 0.61%，未检测到 H₂S 含量。喀拉扎组天然气相对密度 0.62，天然气甲烷含量 91.8%，乙烷含量 3.53%，丙烷及以上烃组分含量 0.82%，氮气含量 1.5%，CO₂ 含量 0.24%，未检测到 H₂S 含量，详见表 3.2.2-1。

表 3.2.2-1 呼探 1 区块天然气井流物组份对比表

井号	层位	甲烷 (%)	乙烷 (%)	丙烷 (%)	异丁烷 (%)	正丁烷 (%)	异戊烷 (%)	正戊烷 (%)	相对密度	氮 (%)	二氧化碳 (%)
呼探 1	K _{1q}	90.87	4.14	0.71	0.21	0.19	0.18	0.22	0.62	0.89	0.61
呼 101	J _{3k2}	91.8	3.53	0.4	0.16	0.16	0.05	0.05	0.62	1.5	0.24
呼 102		91.65	3.52	0.38	0.17	0.15	0.05	0.04	0.62	1.62	0.33

②凝析油性质

根据取得天然气、凝析油样品分析结果，清水河组取样井 2 口，凝析油密度 0.819g/cm³~0.822g/cm³，含蜡量 1.67%~3.46%，详见表 3.2-4；喀拉扎组取样井 2 口，凝析油密度 0.814g/cm³~0.816g/cm³，含蜡量 2.64%~2.98%，详见表 3.2.2-2、表 3.2.2-3。

表 3.2.2-2 呼探 1 区块清水河组气藏流体特征对比表

井号	油样全分析			
	密度 (g/cm ³)	50°C粘度 (mPa.s)	含蜡 (%)	凝固点 (°C)
呼探 1	0.819	1.61	3.46	-2
呼 101	0.822	2.08	1.67	-14

表 3.2.2-3 呼探 1 区块喀拉扎组气藏流体特征对比表

井号	油样全分析			
	密度 (g/cm ³)	50°C粘度 (mPa.s)	含蜡 (%)	凝固点 (°C)
呼 101	0.814	1.41	2.64	-2
呼 102	0.816	1.46	2.98	2

③地层水性质

该区地层水矿化度 517.58mg/L~2032.94mg/L，氯根 137.55mg/L~622.6mg/L，密度为 1.0g/cm³。根据检测数据，气田水中汞含量为 0.0198mg/L。

表 3.2.2-4 地层水样分析数据表

取样部位	pH 值	密度 g/cm ³	CO ₃ ²⁻ mg/L	HCO ₃ ⁻ mg/L	OH ⁻ mg/L	Cl ⁻ mg/L	Ca ²⁺ mg/L	Mg ²⁺ mg/L	SO ₄ ²⁻ mg/L	Na ⁺ mg/L	水型	矿化度 mg/L
呼探 1+呼 101 (1#站一閃)	6.3	1	0	331.12	0	304.06	61.02	20.63	34.16	229.36	NaHCO ₃	980.35

呼探 1+呼 101 (1#站一闪)	6.32	1.0003	0	189.21	0	137.55	60.2	4.25	29.02	97.53	Na ₂ SO ₄	517.58
呼 102 (2#站一闪)	6.48	1.0011	0	725.31	0	622.6	0	23.06	19.14	642.84	NaHCO ₃	2032.94
呼探 1 (1#站一闪)	5.58	1.0008	0	110.37	0	564.68	230.09	30.34	31.38	101.49	CaCl ₂	1068.36
呼 102 (2#站一闪)	7.44	1.0057	0	473.03	0	325.78	0	0	25.73	401.97	NaHCO ₃	1226.5
呼 102 (2#站一闪)	8.07	1.0008	0	268.05	0	152.03	0	6.63	23.46	198.36	NaHCO ₃	648.53
呼探 1 (1#站一闪)	6.34	1.0005	0	141.91	0	195.47	87.47	7.23	28.61	79.92	CaCl ₂	540.61

3.2.3 总体开发方案

3.2.3.1 开发部署

1) 天然气集输工程，包括 9 座采气井场（老井 3 座，新井 6 座）及配套采气管线。

2) 新建天然气处理厂 1 座，设计规模为 1 列 240×10⁴m³/d，天然气采用浅冷处理工艺，主要包括集气装置、脱汞装置、脱水脱烃装置等主体工艺装置及配套辅助生产设施。

3) 天然气外输工程及配套站场改造。新建 20.7km 天然气外输管道将天然气处理厂净化气输送至 706 分输站，从而进入克-乌输气管道供北疆用气。

4) 配套机械、电力、自控、通信、结构、建筑、总图、道路、防腐、给排水及消防等公用工程。

本工程部署采气井 9 口，分年度逐步实施，区块年产气 8.0×10⁸m³，年产油 10.22×10⁴t，该方案可以实现 12 年稳产；天然气集输采用二级布站方式，井场通过枝状串接或辐射状采气管道，以气液混输形式输送至天然气处理厂，气管道采用 L245N 材质。

3.2.3.2 开发指标预测

方案设计总井数 9 口，包括呼探 1 井、呼 101 井、呼 102 井 3 口老井；呼探 1-001 井、呼探 1-002 井、呼探 1-003 井、呼探 1-004 井、呼探 1-005X 井、呼 103 井 6 口新井，区块年产气 8.0×10⁸m³，年产油 10.22×10⁴t，该方案可以实现 12 年稳产。产量建设方案指标预测见表 3.2.3-1。

表 3.2.3-1 开发方案指标预测表

年份	年产气 (亿方)	年产油 (万吨)	年产水 (万吨)	累产气 (亿方)	累产油 (万吨)	累产水 (万吨)	气采出程度 (%)	开井数 (口)
2021	1.08	1.38	0.11	1.08	1.38	0.11	0.28	1
2022	1.20	1.55	0.12	2.28	2.93	0.23	0.59	1
2023	1.44	1.89	0.16	3.72	4.82	0.39	0.97	3
2024	2.01	2.57	0.20	5.73	7.39	0.59	1.49	3
2025	3.09	3.95	0.31	8.81	11.34	0.90	2.29	8
2026	7.00	8.95	0.70	15.81	20.30	1.60	4.11	8
2027	7.99	10.22	0.80	23.80	30.52	2.40	6.19	9
2028	7.99	10.22	0.80	31.78	40.74	3.20	8.26	9
2029	7.99	10.22	1.36	39.77	50.97	4.56	10.34	9
2030	7.99	10.22	0.80	47.75	61.19	5.36	12.41	9
2031	7.99	10.22	0.80	55.74	71.41	6.16	14.49	9
2032	7.99	10.22	0.98	63.73	81.63	7.13	16.57	9
2033	7.99	10.22	1.35	71.71	91.85	8.48	18.64	9
2034	7.99	10.22	2.27	79.70	102.08	10.75	20.72	9
2035	7.99	10.22	3.90	87.68	112.30	14.66	22.79	9
2036	7.99	10.22	5.85	95.67	122.52	20.51	24.87	9
2037	7.99	10.22	6.88	103.66	132.74	27.39	26.94	9
2038	7.99	10.22	7.65	111.64	142.96	35.04	29.02	9
2039	7.93	10.15	8.05	119.57	153.11	43.09	31.08	9
2040	7.72	9.88	8.39	127.29	163.00	51.48	33.09	9
2041	7.46	9.55	8.77	134.75	172.55	60.25	35.03	9
2042	7.14	9.14	9.20	141.90	181.69	69.45	36.88	9
2043	6.80	8.70	9.64	148.69	190.39	79.09	38.65	9
2044	6.40	8.20	10.06	155.10	198.59	89.15	40.32	9
2045	5.98	7.65	10.52	161.07	206.24	99.68	41.87	9
2046	5.51	7.05	11.06	166.58	213.29	110.74	43.30	9
2047	5.00	6.40	11.14	171.59	219.69	121.88	44.60	9
2048	4.51	5.77	11.09	176.09	225.46	132.96	45.77	9
2049	3.99	5.10	10.87	180.08	230.56	143.83	46.81	9
2050	3.45	4.42	10.45	183.53	234.98	154.29	47.71	9
2051	2.94	3.77	9.92	186.47	238.75	164.21	48.47	9
2052	2.41	3.09	9.10	188.89	241.84	173.31	49.10	9
2053	1.91	2.45	7.85	190.80	244.29	181.16	49.60	9
2054	1.48	1.89	6.60	192.28	246.18	187.76	49.98	9
2055	1.11	1.42	5.37	193.38	247.59	193.12	50.27	9

3.2.4 主体工程

主体工程包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、采气工程、集输工程、天然气处理工程和外输工程。

3.2.4.1 钻前工程

钻前工程主要进行场地平整和进场道路修建等，施工周期约6天。本工程新钻6口采气井，需进行钻前工程建设为后续钻井提供便利条件。

钻前工程主要建设内容包括修建进场道路、钻井区域地表植被清理、场地平整、池体修建以及配套的营地建设等，营地一般建设在井场周边500m至1km处，主要分布在主干道周边，营地建设主要为地表植被清理、场地平整、撬装房安装、生活污水池开挖等内容，具体建设内容及工程量如表3.2.4-1所示。

表 3.2.4-1 本工程钻前工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场面积	长×宽(120m×100m)	hm ²	7.2	本工程新建井场6座，单个井场规格100m×120m，其中永久占地面积为1200m ² （30m×40m），临时占地面积为10800m ² 。
2	钻井平台	--	套	6	新建
3	泥浆不落地装置	—	套	6	新建
4	放喷池	120m ³	座	6	位于井场外，测试放喷过程中放喷出来的污水进行集中存放；“环保防渗膜+水泥压边”防渗
5	岩屑储罐	20m ³	个	18	位于井场内，每座井场内3个，每个罐20m ³ 。
6	放喷管线	2×15m	m	180	井场左右两侧各设置1条放喷管线，井喷失控时采用应急放喷池处置。
7	生活污水池	90m ³	座	6	位于生活区内，单座生活污水池规格90m ³ （15m×3m×2m）
	生活区	40m×60m	座	6	单座生活区规格2400m ² （40m×60m）

3.2.4.2 钻井工程

(1) 基本情况

本工程部署新钻6口采气井，井深7520m~7850m，总进尺45870m，其中5口直井，1口大斜度井，均采用五开井身结构。钻井基本情况见表3.2.4-2。

表 3.2.4-2 新钻井基本情况统计表

序号	井号	井口坐标		井深 (m)	井别	目的层位
		X 坐标	Y 坐标			
1	呼103			7850	直井	K _{1q} 、 J _{3k}
2	呼探1-001			7620	直井	
3	呼探1-002			7520	直井	
4	呼探1-003			7560	直井	
5	呼探1-004			7600	直井	
6	呼探1-005X			7720	斜井	

(2) 井身结构

本次工程根据油田原有钻井形成的成熟技术，并考虑经济性和采油要求，采用五开井身结构，井身结构详见表 3.2.4-3 及图 3.2-3。

表 3.2.4-3 井身结构列表

开钻次序	钻头尺寸 (mm)	井段 (m)	套管尺寸 (mm)	套管下深 (m)	水泥封固井段 (m)
一开	660.4	0~550	508	550	0~550
二开	444.5	~3040	365.1	3040	0~3040
三开	333.4	~3950	273.1	3950	0~3950
四开	241.3 扩至 260	~5700	219.1	5700	3750~5700
五开	190.5	~7645 (平均)	193.7 回接套管	0~3700	0~5500
			168.3 回接套管	3700~5500	
			139.7 油层尾管	5500~7645	5500~7645

(3) 钻井液体系

本工程钻井液体系见表 3.2.4-4。

表 3.2.4-4 钻井液体系表

开钻次序	井段 (m)	钻井液体系	主要成分	钻井液用量 (m ³)
一开	0~550	坂土-聚合物	坂土、Na ₂ CO ₃ 、CMC-MV、PMHA-2、润滑剂、重晶石等	1343
二开	550~3040	钾钙基有机盐	坂土、Na ₂ CO ₃ 、KOH、PMHA-2、阳离子乳化沥青、天然沥青、KCl、有机盐、CaO、润滑剂、重晶石等	984
三开	3040~3950	油基钻井液	柴油/白油、CaCl ₂ 水溶液、有机土、主乳化剂、辅乳化剂、润湿剂、降滤失剂、封堵剂、氧化钙、絮凝剂、重晶石等	1699
四开	3950~5700	油基钻井液		
五开	5700~完钻井深	油基钻井液		

注：钻井液中各物质配比涉及商业机密，故不提供详细数据。

(4) 固井方案

①Φ508mm 表层套管下至完钻井深 550m，采用常规密度 1.90g/cm³ 水泥浆内管注固井工艺，水泥浆返至地面。

②Φ365.1mm 技术套管下至井深 3040m，采用 1.45g/cm³+1.60g/cm³ 低密度高强水泥浆内管注固井工艺，水泥浆返至地面。

③Φ273.1mm 技术套管下至井深 3950m，采用高密度 2.00g/cm³+常规密度 1.90g/cm³ 高强水泥浆双胶塞固井，水泥浆返至地面。

④Φ219.1mm 技术尾管下至井深 5700m，采用低密度 1.60g/cm³+常规密度 1.90g/cm³ 高强水泥浆双凝体系尾管固井，水泥浆返至悬挂器位置（3750m）。

⑤Φ139.7mm 油层尾管选下至完钻井深 7573m，采用抗高温高密度 2.00g/cm³+常规密度 1.90g/cm³ 水泥浆体系尾管固井，水泥浆返至悬挂器位置（5500m）。

⑥Φ193.7mm+Φ168.3mm 回接套管下至井深 5500m，采用常规密度 1.90g/cm³+1.90g/cm³ 双凝水泥浆体系，水泥浆返至地面。

（5）原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期柴油发电机作为电源应急使用。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。烧碱属于危险化学品，单独存放在危险化学品间内。井场原材料消耗与井身结构有关，原材料消耗情况见表 3.2.4-5~3.2.4-6。

表 3.2.4-5 水基钻井液材料用量

开钻次序	一开	二开	
钻头尺寸 mm	660.4	444.5	
井段 m	0~550	~3040	
钻井液用量 m ³	359	984	
名称	用量 t		合计 t
坂土	35.9	39.4	75.3
Na ₂ CO ₃	1.4	3.0	4.4
CMC-MV	1.1		1.1
IND10	1.1	6.9	8.0
KOH		9.8	9.8
Redul		6.9	6.9
乳化沥青		29.5	29.5
天然沥青		24.6	24.6
KCl		88.6	88.6
RSTF		19.7	19.7
II型有机盐		147.6	147.6
聚合醇		9.8	9.8

润滑剂	3.6	9.8	13.4
CaO		3.9	3.9
I级重晶石	72.0	600.0	672.0
储备材料 t			
I级重晶石	200.0		
堵漏剂	50.0		
可选材料	Redul: SP-8、JT888 IND10: FA367、PMHA-2 阳离子乳化沥青: RF-9		

表 3.2.4-6 油基钻井液材料用量

开钻次序	三开	四开	五开	储备 钻井液	
钻头尺寸 mm	333.4	241.3	190.5		
井段 m	~3950	~5700	~完钻井深		
钻井液用量 m ³	524	573	602	250	
密度 g/cm ³				2.50	
名称	用量 t				合计 t
材料名称	三开	四开	五开	99.7	867.4
柴油/白油	271.4	252.2	244.1	2.3	23.4
主乳化剂	7.3	7.2	6.6	3.4	34.9
辅乳化剂	10.9	10.8	9.8	2.3	19.8
润湿剂	7.3	3.6	6.6	2.3	25.2
有机土	7.3	9.0	6.6	0.0	3.6
流型调节剂		3.6		3.4	34.9
降滤失剂	10.9	10.8	9.8	5.7	51.0
封堵剂	10.9	18.0	16.4	3.4	34.9
CaO	10.9	10.8	9.8	6.0	56.0
CaCl ₂	13.9	18.9	17.2		1037.0
I级重晶石	666.0	371.0			899.0
特级重晶石 (密度≥4.30g/cm ³)			899.0	504.0	504.0
特级重晶石 (密度≥4.35g/cm ³)				99.7	867.4
储备材料用量 t					
特级重晶石 (密度≥4.35g/cm ³)	200.0				
堵漏剂	50.0				

(6) 主要设备

本工程新钻6口采气井,选用ZJ80D型钻机,配备F-2200HL型钻井泵3台,项目施工所需设备设施情况见表3.2.4-7。

表3.2.4-7 单井施工设备配置一览表

项目组成	设备或部件名称	型号	规格	单位	数量	备注	
钻前工程	推土机	--	--	辆	1	开挖池体 平整井场	
	挖掘机	--	--	辆	1		
试井	计量分离器	--	--	套	1	—	
	凝析油储罐	--	50	m ³	1个	—	
	井口装置	--	--	--	1个	—	
	自控式电伴热带	--	630	m	--	—	
钻井	钻机	ZJ80D				净空高度≥9.6m	
	井架	JJ585/46.5-K	5850kN				
	提升系统	绞车	JC80DB		辆	1	
		天车	TC585	5850(KN)	辆	1	
		游动滑车	YC585	5850(KN)	辆	1	
		大钩	DG585	5850(KN)	个	1	
		水龙头	SL585	5850(KN)/52.7MPa	个	1	
		顶部驱动装置	DQ80BS	5850kN/735kw	套	1	开钻前安装,全井段使用
	转盘	ZP375		个	1	通径 952.5mm	
	循环系统配置	钻井泵	F-2200HL	1617kw/52MPa	台	3	
		高压循环管汇		通径 102mm/70MPa	套	1	
		钻井液罐		有效容积>600m ³	套	1	
		搅拌器	NJ-7.5	7.5KW	个	24	
	钻机动力系统	柴油发电机组	柴油机	/	台	2	
			发电机	/	台	2	
		SCR系统	S7400PLC		套	1	
	固控系统	振动筛	DERRICK		台	4	
		除砂除泥清洁器	DERRICK	75KW	台	2	
		离心机	LW450×842N	处理量 60m ³ /h	台	2	中速、高速 各1台
		剪切泵	WJQ5"×6"	155m ³ /h	台	1	
加重装置	混合加重装置	低压加重装置		套	1		
		高压加重装置		套	1		

钻井	井控系统	二开	单闸板防喷器	FH54-35		套	1		
			双闸板防喷器	2FZ54-35		套	1		
			节流管汇	JG-35		套	1		
			压井管汇	YG-35		套	1		
		三开	环形防喷器	FH54-35		套	1		
			单闸板防喷器	FZ54-70		套	1	半封	
			单闸板防喷器	FZ54-70		套	1	剪切	
			单闸板防喷器	FZ54-70		套	1	全封	
			单闸板防喷器	FZ54-70		套	1	半封	
			节流管汇	JG-70		套	1		
			压井管汇	YG-70		套	1套		
			环形防喷器	FH35-70		套	1		
			单闸板防喷器	FZ35-105		套	1	剪切	
			双闸板防喷器	2FZ35-105		套	1	全封+半封	
		四开	节流管汇	JG-105		套	1		
			压井管汇	YG-105		套	1		
			旋转防喷器	XK35-17.5/35		套	1		
			环形防喷器	FH28-105		套	1		
			单闸板防喷器	FZ28-140		套	1	半封	
			单闸板防喷器	FZ28-140		套	1	剪切	
			双闸板防喷器	2FZ28-140		套	1	全封+半封	
			节流管汇	JG-140		套	1		
			压井管汇	YG-140		套	1		
			控制装置	FKDQ1280-10		套	1		
		五开	司钻控制台			套	1		
			节流控制箱			套	1		
			液气分离器	NFQ-1400		台	1	处理量不低于7200m ³ /d	
			仪器仪表	钻井参数仪表	M/DTOTCO		套	1	
				测斜仪	自浮式单点测斜仪		套	2	

			测斜仪		套	1	三开及以后适用于油基钻井液，耐高温、耐高压
	防硫设备	H ₂ S 监测仪	便携式		套	≥1	司钻或坐岗人员随身配备
		液压大钳	Q10Y-M		台	1	
		Φ149.2mm 钻杆死卡			个	1	
		Φ127mm 钻杆死卡			个	1	
		Φ114.3mm 钻杆死卡			个	1	
风险 防护 设施	消防房及消防工程	6.5×2.5	--	--	--	按标准配套	—
	二层台逃生装置	--	--	--	--	按标准配套	—
	钻台紧急滑道	--	--	--	--	按标准配套	—
	可燃气体监测仪	--	--	--	--	按标准配套	—
	便携式 H ₂ S 监测仪	--	--	--	--	按标准配套	—
	正压式空气呼吸器	--	--	--	--	--	—
	声光报警器	--	--	--	--	--	—
	防爆对讲机	--	--	--	--	5 个	—
	风向标	--	--	--	--	7 个	—

(7) 井场平面布置

本工程新钻 6 口采气井，单井钻井总占地面积 12500m²（100m×125m），永久占地面积 1200m²（30m×40m），临时占地面积 11300m²。根据标准化井场布置要求，在前场主要布置钻杆、套管等堆存区和值班房、消防房等设施，在右侧布置泥浆罐、泥浆泵、水罐、录井房、砂样房、工程房，在左场布置远控房、大班房、材料房、危险废物暂存点、柴油罐、油品房配电房，在后场布置发电机房等设施。钻屑不落地设施布置在井场内循环罐右侧，与循环罐之间采用排水沟连接。钻井井场布置示意图详见图 3.2-4。

3.2.4.3 储层改造工程

(1) 储层改造工艺

储层增产措施工艺类型分为三大类：即酸化、酸压和加砂压裂。结合呼探1区块已实施的钻井作业储层改造工艺，本工程各钻井采用加砂压裂工艺，不涉及酸化。

(2) 压裂方案

针对地质气藏工程方案要求的清水河组、喀拉扎组两层合采，结合前期设计的压裂/完井一体化完井工艺，本方案设计采用机械封隔器+投球滑套分层压裂工艺。该压裂工艺采用机械硬分隔，可保证清水河组、喀拉扎组储层的充分改造。

压裂液：推荐采用成熟的胍胶压裂液体系，该体系耐温达160℃，采用无机盐加重剂（NaCl+KCl），压裂液密度1.02g/cm³~1.20g/cm³可调，其中交联冻胶用于造缝及携砂，原液用于送球、顶替、送暂堵剂等，压裂液使用密度可根据实际工况优化调整。由于涉及商业机密，本次压裂液不列出具体的配比。

支撑剂：考虑生产过程中作用于支撑剂上的有效应力，推荐承压103MPa的高强陶粒组合为70/140：40/70：30/50目=2：7：1，尾追30/50目覆膜陶粒，单层用量3m³~6m³。

暂堵材料：推荐满足高温高压条件下的可降解的暂堵球、颗粒状暂堵剂和粉末状暂堵剂。

(3) 压裂设备配置

压裂施工设备分为地面动力机械设备和井下工具，具体设备设施情况见表3.2.4-8。

表 3.2.4-8 单座井场压裂施工所用机械一览表

设备或部件名称	参数	数量	备注
地面动力机械设备			
运输车辆	—	2 辆	运输压裂液
压裂车	20m ³	2 辆	向井内注入高压的压裂液
混砂车	—	2 辆	将压裂液和支撑剂按一定比例混合后供给压裂车
仪表车	—	2 辆	计量仪表
管汇车	—	2 辆	由高压三通、四通、单流阀、控制阀等部件组成
井下工具			

喷砂器		2套	向地层喷砂液，同时形成节流压差
封隔器	—	2套	分隔井的压裂层段
水力锚		2套	固定井下管柱

3.2.4.3 采气井场

本工程新建6座采气井场，采气井口压力等级选择140MPa（“十”型结构采气树），井口设150KW或200KW光热加热系统（带储能），各井场分别设置25L/d缓蚀剂加注橇1套，加注橇自带保温集装箱房，每座单井配置1套独立的井口安全控制系统。各井场装置均无人职守，定期巡检。

井场分为计量井场和无计量井场两种形式。计量井场共2口，包括呼101井、呼探1-005X井。计量井场选用三相分离器，呼101井、呼探1-005X井选用P12MPaDN1800×9000（切）三相分离器。

结合呼探1区块目前投产气井生产情况初步确定，采用自喷采气，同时间歇性采用注醇的方式可有效解除非正常生产水合物的生成，现有采气工艺基本满足生产需求。呼探1区块设置移动式甲醇加注橇，在需要时移至井场加注，移动式甲醇加注橇中甲醇储罐容积约为2m³。

表 3.2.4-9 井场主要工程量表

序号	设备名称	设备规格	单位	数量	备注
一	呼101井				
1	150KW光热加热系统加热（带储能）		套	1	设备类橇
2	三相分离器橇（包括以下设备）		套	1	设备类橇
	三相分离器	P12MPa, DN1800×9000, 卧式, 碳钢	台	1	
3	清管器发送装置	DN200×4500, 碳钢	台	1	利旧
4	缓蚀剂加注橇		套	1	设备类橇
二	呼102井				
1	150KW光热加热系统加热（带储能）		套	1	设备类橇
2	缓蚀剂加注橇		套	1	设备类橇
3	放空分液罐	PN1.6MPa, DN1600×4800, 卧式, 碳钢	台	1	
4	放空火炬	常压, DN5500H=18m	套	1	
5	清管阀	Class900DN100	套	1	
三	呼103井				

1	200KW 光热加热系统加热（带储能）		套	1	设备类橇
2	缓蚀剂加注橇		套	1	设备类橇
3	清管阀	Class900DN100	套	1	
四	呼探 1-001 井、呼探 1-002 井（下为单座工程量）				
1	缓蚀剂加注橇		套	1	设备类橇
2	清管阀	Class900DN100	套	1	
五	呼探 1-003 井、呼探 1-004 井（下为单座工程量）				
1	缓蚀剂加注橇		套	1	设备类橇
2	放空分液罐	PN1.6MPa, DN1600×4800, 卧式, 碳钢	台	1	
3	放空火炬	常压, DN5500H=18m	套	1	
4	清管阀	Class900DN100	套	1	
六	呼探 1-005X 井				
1	150KW 光热加热系统加热（带储能）		套	1	设备类橇
2	三相分离器橇（包括以下设备）		套	1	设备类橇
	三相分离器	P12MPa, DN1800×9000, 卧式, 碳钢	台	1	
3	缓蚀剂加注橇		套	1	设备类橇
4	清管阀	Class900DN100	套	1	
七	呼探 1 井				
1	缓蚀剂加注橇		套	1	设备类橇
2	放空分液罐	PN1.6MPa, DN1600×4800, 卧式, 碳钢	台	1	
3	清管阀	Class900DN100	套	1	

3.2.4.3 集输管线

呼探 1 区块 3 口老井已建采气管线走向：呼探 1 井~1#露点控制站已建 $\Phi 114.3 \times 19/20G$ 采气管线 0.5km，呼 101 井~2#露点控制站已建 $\Phi 219.1 \times 17/20G$ 采气管线 2.8km，呼 102 井至 2#露点控制站已建 2 条 $\Phi 114.3 \times 13/20G$ 采气管线，单条长度为 2.02km。

本工程部署结合新建 6 座井场位置，井场布局呈“长条形”分布，各井场的投产时间比较临近，集输管网推荐采用以枝状管网为主，局部采用辐射状管网，枝状管网上的井场采用串接方式。这种串接方式优化了管网布置，缩短了采气管线长度，降低了管网投资，提高了采气管网对气田滚动开发的适应性。同时考虑利旧已建的采气管线，本工程集输管网布局如下：

(1) 呼103井、呼探1-005X井、呼探1-001井、呼探1-002井串接至呼101井，利旧呼101井已建DN200采气管线进行输送，同时对采气管线末端改线连接至本工程新建处理厂，末端改线段长度为1.6km。

(2) 呼探1井、呼探1-003井新建采气管线分别至本工程新建天然气处理厂。

(3) 呼102井利旧已建DN100采气管线进行输送，同时对采气管线末端改线，连接至本工程新建天然气处理厂，末端改线段长度为1.1km。呼探1-004井新建采气管线至呼102井，利旧呼102井空闲DN100采气管线进行输送，同时对空闲采气管线末端改线，连接至本工程新建处理厂末端改线段长度为1.1km。

本工程单井采气管线统计表见表3.2.4-10 集输总体布局见图3.2-6。采气管线主要工程量见表3.2.4-11。

表 3.2.4-10 采气管线统计表

序号	管道名称	起点	终点	管径	设计压力 (MPa)	长度 (km)	备注
1	呼103采气管线	呼103井	呼探1-005X	DN100	12	2.1	新建
2	呼探1-005X采气管线	呼探1-005X井	呼101井	DN150	12	3	
3	呼探1-001采气管线	呼探1-001井	呼101井	DN100	12	2	
4	呼探1-002采气管线	呼探1-002井	呼101井	DN100	12	1.8	
5	呼探1-003采气管线	呼探1-003井	呼图壁处理厂	DN100	12	3.1	
6	呼探1采气管线	呼探1井	呼图壁处理厂	DN100	12	1.5	
7	呼探1-004采气管线	呼探1-004井	呼102井	DN100	12	2.2	
8	呼101采气管线改线	2#露点控制站	呼图壁处理厂	DN200	12	1.6	改线
9	呼102采气管线改线1	改线点	呼图壁处理厂	DN100	12	1.1	
10	呼102采气管线改线2	改线点	呼图壁处理厂	DN100	12	1.1	

表 3.2.4-11 单井采气管线主要工程量表

序号	工程量名称	单位	数量	备注
一	线路用管			
1	Φ219.1×17L245N 无缝钢管	km	1.6	
2	Φ168.3×9L245N 无缝钢管	km	3.0	
3	Φ114.3×13L245N 无缝钢管	km	4.4	
4	Φ114.3×7.1L245N 无缝钢管	km	10.5	
	共计	km	19.5	
二	热煨弯管			
1	Φ219.1×19L245N 无缝钢管	个	8	R=5D30°
2	Φ168.3×10L245N 无缝钢管	个	15	
3	Φ114.3×15L245N 无缝钢管	个	23	R=5D30°
4	Φ114.3×9L245N 无缝钢管	个	58	R=5D30°
三	穿越工程			
1	公路穿越			
1)	油田内部公路 (14m/次)	次	1	顶管
2)	乡村公路 (14m/次)	次	15	顶管
3)	碎石路 (12m/次)	次	21	开挖

3.2.4.4 呼图壁天然气处理厂

(1) 处理规模及工艺

新建呼图壁天然气处理厂对呼探1井区来的天然气进行处理，设计规模为1列 $240 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ (101.325kPa.a , 20°C)，工艺采用浅冷处理工艺，主要包括集气装置、天然气脱汞装置、脱水脱烃装置等主体工艺装置及配套辅助生产设施，处理后净化气通过自压外输至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。

辅助生产设施主要包括：空氮站、火炬及放空系统、燃料气系统等，并新建2座 2000m^3 稳定凝析油内浮顶储罐和装车设施以及配套自控、通信、管道防腐、电气、给排水、土建、消防等内容。

(2) 原料气参数

本工程天然气甲烷含量高，为92%以上，非烃气体含量低，为优质天然气， CO_2 平均含量为0.58%，未检测到 H_2S 含量。原料气汞含量为 $423 \mu\text{g}/\text{m}^3 \sim 1459 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，检测结果如下表。

表 3.2.4-12 原料气汞含量检测表

原料气汞含量 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	日期	原料气汞含量 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	日期
1200-1300	2023.09.21	679	2023.11.05
423	2023.09.22	616	2023.11.06
1213	2023.09.23	679	2023.11.06
888		890	2023.11.07
1213	2023.09.24	588	2023.11.08
1075		578	2023.11.09
690	2023.09.25	624	2023.11.10
1459	2023.09.26	827	2023.11.11
1397		788	2023.11.12
1417	2023.09.27	810	2023.11.13
1418		824	2023.11.14
1458	2023.09.28	836	2023.11.15
1419		834	2023.11.16
1204	2023.09.29	835	2023.11.17
1329		845	2023.11.18
1464	2023.09.30	737	2023.11.19
1400		838	2023.11.20
1355	2023.10.2	782	2023.11.21
639	2023.11.05	840	2023.11.22
963	2023.10.6	716	2023.10.4

原料气汞含量 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	日期	原料气汞含量 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	日期
495	2023.10.28	801	2023.11.25
488	2023.10.30	823	2023.11.26
426	2023.10.31	764	2023.11.27
611	2023.11.01	846	2023.11.28
753	2023.11.02	985	2023.11.29
897	2023.11.02	775	2023.11.30
730	2023.11.03	804	2023.12.1
743	2023.11.03	758	2023.12.2
559	2023.11.04	845	2023.12.3
658	2023.11.04	899	2023.12.4
841	2023.11.23	756	2023.12.5
794	2023.11.24	758	2023.12.6

(3) 平面布置

天然气处理厂主要分为值班管理区、公用工程区、生产区、罐区、装车区、放空火炬几部分。

总图布置将值班管理区在厂区外独立布置，主要布置综合值班室、餐厅、综合设备间、分析化验室、车库；将公用工程区布置在厂区厂前区，主要布置有生产消防给水站、空氮站、10kV 变电站；将生产区布置在公用工程区东侧，主要布置有主工艺装置区、污水处理装置区、事故污水池；将罐区与装车区布置在厂区最东侧；放空火炬区根据风向与热辐射要求布置在厂区外。

天然气处理厂平面布置图见图 3.2-7。

(4) 主要工艺设备

天然气处理厂主要包括集气装置、天然气脱汞装置、脱水脱烃装置、罐车及装车设施等，主要工艺设备见表 3.2.4-13。

表 3.2.4-13 天然气处理厂主要工艺设备一览表

序号	设备名称	规格参数	单位	数量	备注
集气装置主要工艺设备					
1	清管器接收装置	P12MPa DN200×7200, 碳钢	台	1	
2	三相分离器	P12MPa, DN1800×9000, 卧式, 碳钢	台	1	
3	生产分离器	PN12MPa, DN2000×10000, 卧式, 碳钢	台	2	一用一备
4	三相分离器	PN1.6MPa, DN3000×9000, 卧式, 碳钢	台	1	
5	电加热器	PN1.6MPa, 570kW	套	1	
天然气脱汞装置主要工艺设备					
1	原料气分离器	设计压力: 10MPa.g; 设计温度: 70℃	台	1	
2	脱汞塔	设计压力: 10MPa.g; 设计温度: 70℃	座	1	
3	原料气电加热器	负荷: 126kW	台	1	
4	粉尘过滤器	过滤精度: ≥0.3 μm	台	2	一用一备
脱水脱烃装置主要工艺设备					
1	原料气预冷器	热负荷: 2500kW	台	2	
2	低温分离器	设计压力: 10MPa.g; 设计温度: -60℃	台	1	
3	MEG 三相分离器	设计压力: 1MPa.g; 设计温度: 60℃	台	1	
4	MEG 注入泵	计量泵, 功率: 5.5kW	台	2	一用一备
5	MEG 补充罐	设计压力: 1MPa.g; 设计温度: 60℃	台	1	
6	MEG 补充泵	离心泵, 功率: 5.5kW	台	1	
7	MEG 预过滤器	设计压力: 1MPa.g; 设计温度: 60℃	台	1	
8	活性炭过滤器	设计压力: 1MPa.g; 设计温度: 60℃	台	1	
9	MEG 后过滤器	设计压力: 1MPa.g; 设计温度: 60℃	台	1	
10	电加热器	功率: 120kW	台	1	
11	MEG 重沸器	含电加热器, 电功率: 120kW	台	1	
12	MEG 缓冲罐	设计压力: 1MPa.g; 设计温度: -27℃	台	1	
13	MEG 再生塔	设计压力: 0.09MPa.g; 设计温度: 150℃	台	1	
14	再生气分液罐	设计压力: 0.38MPa.g; 设计温度: 120℃	台	1	
15	压缩机入口缓冲罐	设计压力: 1MPa.g; 设计温度: 80℃	台	1	
16	富气压缩机	功率: 260kW	台	2	一用一备
17	凝析油缓冲罐	设计压力: 1MPa.g; 设计温度: 80℃	台	1	

18	凝析油稳定塔	设计压力：1MPa.g；设计温度：197℃	台	1	
19	凝析油稳定塔重沸器	设计压力（壳程/管程）：1MPa.g/1MPa.g； 设计温度（壳程/管程）：197℃/330℃	台	1	
20	凝液电加热器	功率：230kW	台	1	
21	外输气加热器	热负荷：113kW	台	1	
罐区及装车设施主要工艺设备					
1	稳定凝析油储罐	V=2000m ³ ，内浮顶储罐	座	2	
2	稳定凝析油装车泵	Q=80m ³ /h、H=60m	台	2	一用一备
3	不合格回炼泵	Q=5m ³ /h、H=180m	台	1	
4	稳定凝析油装车鹤管		台	3	带定量装车系统
5	数字式电子汽车衡		台	1	
外输计量主要工艺设备					
1	外输计量橇	含2台孔板流量计，一用一备	台	1	
2	清管器发送装置	PN6.3MPa DN400×5000	台	1	

3.2.4.5 外输工程

3.2.4.5.1 天然气外输管线

(1) 管线概况

本工程新建1条净化天然气外输管线，线路起于呼图壁处理厂，止于706分输站，管径为DN400，材质为L245N无缝钢管，设计压力6.3MPa，长度约20.7km。将处理厂净化气输送至706分输站，从而进入克-乌输气管道供北疆用气。管道统计详见表3.2.4-14。

表 3.2.4-14 净化气外输管线统计表

序号	管道名称	起点	终点	管径	设计压力 (MPa)	长度 (km)
1	净化气外输管线	呼图壁处理厂	706分输站	DN400	6.3	20.7

(2) 穿越工程

①公路穿越

本工程净化气外输管线公路穿越主要包括县道穿越、乡村公路穿越，其中穿越县道2次，穿越乡村公路35次。

接收新建处理厂来气，输往北疆管网；站内及上下游事故时进站天然气紧急切断；除尘、分离、排污；接收天然气处理厂来清管器。

(2) 工艺流程

天然气长输管道中存在液滴、粉尘、铁屑等杂质，为防止其对下游设备、阀门造成损害，设置多管干式除尘器，处理厂来气进入706分输站分离、除尘后进入下游。

706分输站接入压力3.5MPa.g~5.6MPa.g，改造区域与上下游系统设计压力保持一致为6.3MPa.g。进站设置手动放空、紧急截断和清管器接收装置、多管干式除尘器。

(3) 改造主要工程量

表 3.2.4-16 706 分输站改造主要工程量

序号	设备名称	设备规格	单位	数量	备注
1	清管器接收装置	PN6.3MPaDN400×7200，碳钢	套	1	
2	多管干式除尘器	PN6.3MPaDN1200×3400，碳钢	2	1用1备	

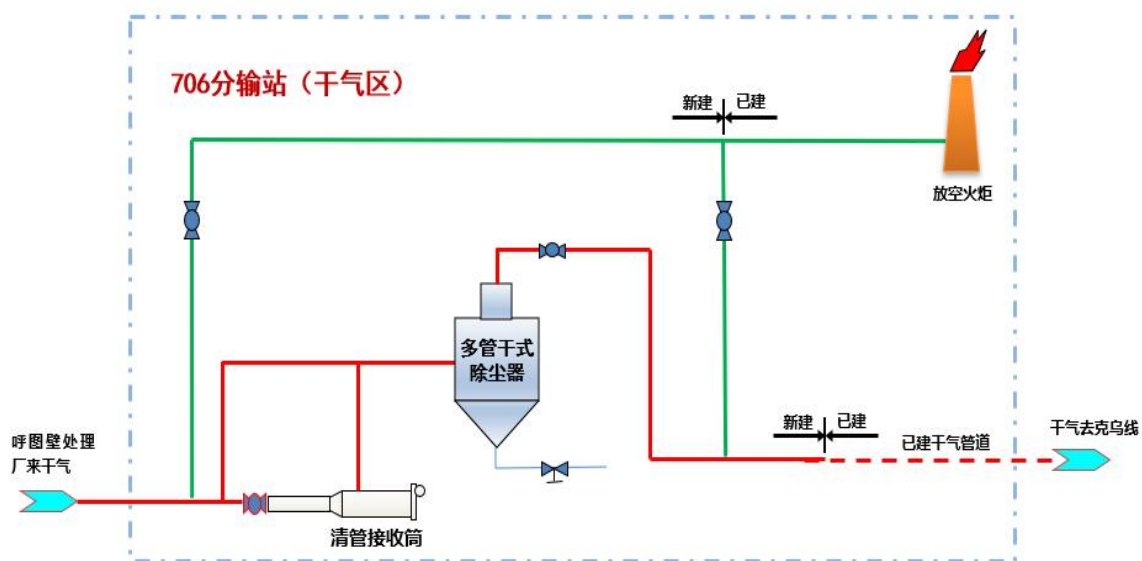


图 3.2-11 706 分输站接入工艺流程示意图

3.2.5 辅助工程

3.2.5.1 放空单元

(1) 天然气处理厂放空单元

本工程设置一套常温火炬放空系统，主要由放空分离器、高架火炬（含火炬筒、火炬头、点火系统）组成。

本装置放空气主要来自于集气装置、脱水脱烃装置、罐区及装车设施，地面火炬设计放空量约为 $240 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的常温放空气。从装置排出的放空气体进入放空总管，进入放空分液罐进行分液，分离后的气体进入地面火炬进行燃烧。

火炬的设计能保证运行期间无回火、自动熄火或脱火等现象。火炬采用安全可靠的自动点火系统，实现现场手动、远程点火及自动点火，保证在恶劣环境下能够可靠点火，其火焰可抵御极端气象条件下的大风及暴风雨雪，且每只长明灯均应设置热电偶火焰检测，用于检测长明灯的火焰状，设置1套监测系统，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）的相关要求。

表 3.2.5-1 火炬及放空系统主要工艺设备

序号	设备名称	规格参数	单位	数量	备注
1	高架火炬	放空量： $240 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	座	1	
2	常温放空分离器	设计压力：1.0MPa.g；设计温度：80℃	台	1	

（2）单井放空单元

呼101井、呼103井、呼探1-001井、呼探1-002井、呼探1-005X井位于戈壁区，距离呼图壁天然气处理厂距离较远，井场设置自动点火系统+焚烧池，用于事故状态下天然气点火放空。呼102井、呼探1-003井、呼探1-004井的井场均设置地面火炬1套，地面火炬直径5.5m，高度18m，同时3座井场均设置放空分液罐，规格为P1.6MPaDN1600×4800（切）。呼探1井距离呼图壁天然气处理厂距离较近，依托天然气处理厂放空系统。

3.2.5.2 空氮站

天然气处理厂设置一座空氮站，为全厂各生产装置提供仪表阀门用净化空气及工厂吹扫用的工厂风，为设备提供密封气和开停工吹扫置换用的氮气。空氮站由压缩空气系统、工厂风系统、PSA制氮系统三部分组成。

（1）压缩空气系统

①设置2台排气量为 $7.1 \text{Nm}^3/\text{min}$ 的微热再生空气压缩机，提供最高压力为0.7MPa.g的压缩空气。来自压缩机的压缩空气分别进入缓冲罐缓冲，缓冲罐的作用是避免后面干燥部分受脉动气流固频冲击、同时分离出凝结水。正常生产时空压机1用1备。

②空气净化系统

来自缓冲罐的压缩空气分别经前置过滤器、组合式微热再生吸附式干燥器、后置过滤器的先后净化后，压缩空气水露点 $\leq -40^{\circ}\text{C}$ （0.7MPa.g条件下），油含量 $< 0.1\text{mg}/\text{m}^3$ ，含尘粒径 $< 1\mu\text{m}$ 。净化后的压缩空气分两路：一路进入净化空气储罐后进入净化空气管网；另一路进入工厂风储罐后进入工厂风管网。

（2）工厂风系统

工厂风主要为全厂各装置开停工提供吹扫用气，从净化空气主管引出一个分支进入工厂风储罐，然后进入系统管网。

（3）PSA制氮系统

制氮系统选用变压吸附法（PSA）制氮，选用分子筛作为吸附剂。

全厂正常生产需要净化空气用量约为 $240\text{Nm}^3/\text{h}$ ，氮气用量约 $50\text{Nm}^3/\text{h}$ ，共设置2台空气压缩机，单台排气量： $7.1\text{Nm}^3/\text{min}$ ；1台PSA制氮撬，制氮量： $50\text{Nm}^3/\text{h}$ ；1个 18m^3 的净化空气储罐和1个 18m^3 的工厂风储罐，净化空气储罐的总容量可满足紧急停电时全厂15min的仪表风需求量。

表 3.2.5-2 空压站主要工艺设备

序号	设备名称	规格参数	单位	数量	备注
1	空压机	排量： $7.1\text{m}^3/\text{min}$ ；一用一备	台	2	
2	制氮撬	排量： $50\text{m}^3/\text{h}$ ；氮气纯度：99.5%	套	1	
3	净化空气储罐	水容积： 18m^3	台	1	
4	工厂风储罐	水容积： 18m^3	台	1	
5	氮气储罐	水容积： 18m^3	台	1	

3.2.5.3 罐区与装车单元

本工程天然气处理厂设置2座 2000m^3 凝析油内浮顶储罐，罐体直径14.5m、管壁高度14.53m；2台凝析油装车泵（ $Q=80\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=60\text{m}$ ），1用1备；设置3台装车鹤管用于凝析油的汽车装车。

本装置凝析油主要来自经过集输装置三相分离器分离得到的凝析油和脱水脱烃装置凝析油稳定塔底的凝析油，进入2座 2000m^3 凝析油内浮顶储罐储存，储存时间约为8.58天，并通过汽车装车外运至乌石化。为了从源头控制减少挥发性气体排放，设置氮封保护。

（1）储存规模

储罐说明及储存天数见表3.2.5-3。

表 3.2.5-3 储罐说明及储存天数表

产品	来源装置名称	公称容积 (m ³)	计算容积 (m ³ /台)	储罐数量 (台)	总罐容 (m ³)	流率 (m ³ /d)	储存 天数
稳定凝析油	罐区及装车设施	2000	2186	2	4000	457.8	8.58

(2) 装车能力

本工程建成后，稳定凝析油年外运量为 112899t/a，则稳定凝析油每天外运量为 343.32t/d (457.8m³/d)。

根据现场实际情况，稳定凝析油罐车容积按 25m³ 计算，装车泵排量为 80m³/h，按照 1 泵对 2 装车臂计算，每辆车净装车时间为 30 分钟。结合装车的现场实际情况，单辆汽车总装车时间约为 1 小时；为了最大限度的减少油气的无组织挥发，采用底部装载，设置气相平衡系统。外运量及装车情况见表 3.2.5-4。

表 3.2.5-4 外运量及装车情况表

装车介质	日装车能力 (m ³ /d)	日装车辆 (辆/d)	净装车时间 (min/辆)	总装车时间 (min/辆)	装卸车臂数 (台)	单臂工作时间 (h/d)
稳定凝析油	457.8	19	30	60	3	6.3

故本工程需设置 2 台 2000m³ 的稳定凝析油内浮顶储罐；3 套稳定凝析油装车鹤管；2 台装车泵，单台泵流量为 80m³/h，1 用 1 备；1 台不合格回炼泵，流量为 5m³/h；1 台数字式电子汽车衡。

3.2.6 公用工程

公用工程包括给排水、供配电、自控、通信、道路、防腐等。

3.2.6.1 给排水工程

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采油二厂 81#联合处理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厂处理。

3.2.6.2 供配电工程

(1) 天然气处理厂

新建天然气处理厂内设置10kV变配电站1座,采用双回10kV线路供电,两回电源分别引自35kV中渠变电站和35kV独山子变电站,导线规格JKLGYJ-185/25,线路总长度约为17km。站内设置10kV开关柜12面,采用单母线分段接线,为现有的内部集输10kV线路,厂内10/0.4kV变压器提供10kV电源,同时设置2台10/0.4kV油浸式变压器,单台变压器容量为10/0.4kV 2500kVA,0.4kV采用单母线分段接线,为处理厂的所有低压负荷供电。

由于处理厂内新建AC10kV 560kW余压发电装置1套,本工程拟采用一回AC10kV电缆线路接入10kV系统进行消纳,正常情况下,10kV系统的用电负荷大于余压发电装置的容量,余压发电可以完全消纳,当10kV系统的用电负荷较小,余压发电的容量不能被10kV系统完全消纳时,为防止余压发电向外部电源送电,在两个10kV进线处均设置逆功率保护装置。

(2) 井场

本次处理厂10kV变电站建成后,将2#露点控制站至呼探1井、呼101井、呼102井的10kV电源改接至新建10kV变电站内供电,改接线路长度约1km,线径为JKLGYJ-95/15mm²,再利用已建的呼探1井、呼101井、呼102井10kV线路向3座井场供电。

利用已建的呼探1区块的10kV内部10kV线路就近引接T接单回10kV线路至各井场供电,10kV线路拟采用JKLGYJ-95/15mm导线,线路长度约14km。

3.2.6.3 供热工程

天然气处理厂冬季供暖总热负荷为366kW,设置2台常压电热水锅炉,单台额定热负荷00kW,单台锅炉满足正常热负荷80%。供暖热水供、回水温度85/60℃。

本工程呼101井、呼102井、呼103井、呼探1-005X井井口加热均采用光热加热系统(带储能)。

倒班公寓位于呼图壁县城，依托市政的供暖系统。

3.2.6.4 自控工程

(1) 新建天然气处理厂的控制室设置1套计算机控制系统，由DCS系统、SIS系统和GDS系统三部分组成。重要数据通过SCADA系统上传至采气一厂指挥中心进行集中监控。同时，独立的GDS系统实现全厂可燃气体和有毒气体的检测、报警。

(2) 新建井场均为无人操作站场，每座井场设置1套井口安全控制系统。新建内部集输单井自控系统数据通过SCADA系统上传至采气一厂指挥中心进行集中监控。然后通过油田内网上传至新疆油田指挥中心监视（公司指挥中心正在建设）。

(3) 新建外输系统长输干线监控阀室数据（压力、流量、温度、烃露点、水露点、阴保电位）通过SCADA系统上传至昌吉调控中心进行集中监控，然后通过油田内网，上传至新疆油田指挥中心监视（公司指挥中心正在建设）。

3.2.6.5 通信工程

新疆油田已建有完善的骨干光纤传输网络，采用的是OTN+PTN混合组网建设方案，设备采用中兴通讯公司设备。本工程油田专网最近的通信业务接入点为已建706分输站，该站场建有完善的通信系统，已建有1套PTN光传输设备（中兴ZXCTN6150）。706分输站至采气一厂指挥中心、昌吉调控中心以及新疆油田公司指挥中心（在建）均已建有光传输设备与传输链路。本工程新建呼图壁天然气处理厂可通过10G光路接入706分输站已建PTN设备（扩容10G光模块），从而接入油田专网。新建井场通讯依托呼探1区块现有井场通讯基站。

3.2.6.6 防腐工程

本工程采气管道采用防腐保温层+阴极保护的联合保护方案，采气管道推荐采用单层熔结环氧粉末普通级防腐层+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+聚乙烯外护层。外输管道采用防腐层+阴极保护的联合保护方案，外输管道推荐采用三层PE常温型普通级防腐层。

厂、站、阀室内地面管道及设备外壁根据材质、介质温度、绝热要求等工况选择适当防腐涂料和绝热材料，不实施阴极保护。保温材料采用憎水型复合硅酸盐（不

应含有石棉），保冷材料选用柔性保冷材料。需实施内壁防腐的非标设备内壁采用涂料或涂料+牺牲阳极的联合保护方案。

3.2.6.7 消防工程

外部消防可依托呼图壁县消防大队和呼图壁储气库消防队，消防对距离本工程约 20 公里，20min 内能够赶到站场。

天然气处理厂设置 1 套集中型火灾自动报警系统，设置生产消防合用水罐 2 座，设置固定的临时高压消防给水系统，火灾时由消防泵向消防给水系统提供足够的消防水量和水压，扑灭厂内火灾；全厂沿道路布置消火栓，在工艺装置区、储罐区设有消防水炮；凝析油内浮顶储罐（沸点低于 45°C,2000m³）采用固定式七氟丙烷泡沫灭火系统，凝析油内浮顶储罐设置固定式消防冷却水系统等，同时配备手提干粉灭火器、推车干粉灭火器等。

3.2.6.8 道路工程

本工程新建 1 条处理厂进厂道路，长 0.48km，路基宽度 6.5m；6 条井场进场道路共 9.01km，路基宽度 4.5m；其他道路利用现有已建道路。

处理厂进厂道路按《油气田及管道专用道路设计规范》（SY/T7038-2016）中主干道标准进行设计，道路设计速度 20km/h，极限最小半径 15m，最大纵坡 11%。井场进场道路按《油气田及管道专用道路设计规范》（SY/T7038-2016）中支道标准进行设计，道路设计速度 15km/h，极限最小半径 15m，最大纵坡 13%。

3.2.7 依托工程

本工程采出水及井下作业废水依托采油二厂 81#联合站采出水处理系统处理；本项目钻井过程产生的水基岩屑委托克拉玛依宇洲环保工程有限责任公司进行处理；油基岩屑、运营期天然气处理厂产生的油泥砂及事故状态下含油污泥、清管废渣等危险废物委托克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司进行处理；天然气处理厂生活污水经站内化粪池预处理后拉运至呼图壁县丰泉污水处理厂处理；生活垃圾定期清运至呼图壁县生活垃圾填埋场。

3.2.7.1 采油二厂 81#联合站

采油二厂 81#联合处理站始建于 1989 年，位于白碱滩东南约 8km 处，距离本工程约 213km。该联合站集原油处理、污水处理及注水为一体。2014 年 4 月，中石油新疆油田分公司组织开展了克拉玛依油田后评价工作，其中包括对 81#联合处理站的回顾性评价内容，原新疆维吾尔自治区环保厅以新环函[2014]900 号文出具了审查意见（见附件 7）。原克拉玛依市环保局以对克环保函[2012]225 号对 81#联合站污水处理系统改造工程进行了环评批复（见附件 7），并于 2015 年 11 月 23 日原克拉玛依市环境保护局以克环保函[2015]569 号文通过了的对该工程的竣工环保验收（见附件 8）。

新疆油田分公司采油二厂注输联合一站于 2020 年 9 月 30 日取得克拉玛依市生态环境局颁发的排污许可证（证书编号：91650200715597998M054Q）（见附件 11）。新疆油田分公司采油二厂注输联合一站已落实自行监测内容，无主要环境问题。

81#联合处理站污水处理系统采用重力沉降+混凝沉降+压力过滤处理工艺，原油处理站 5000m³ 沉降罐排出的含油污水进入 2 座 2000m³ 重力除油罐进行重力沉降，初步除去污水中的乳化油；出水进入 2 座 1000m³ 反应缓冲罐，经反应提升泵打入 3 座 500m³ 反应罐内，同时在反应提升泵进水总线上投加水质净化剂，在反应罐内中心反应筒上腔投加离子调整剂、中腔投加净化凝聚剂，药剂在罐内中心反应筒混合反应后，进入外环沉降区进行沉降分离，破乳后的污油与凝聚后的固体微粒与水分离，通过排污管线排出。经反应罐处理净化后的出水靠重力，进入 2 座 2000m³ 斜板沉降罐进行二次沉降。沉降后的水经 1 座 2000m³ 过滤缓冲罐然后进入 2 座 2000m³ 净化水罐，满足相关标准后净化水经外输泵提升后，输至 701、702、703、801、802 各注水泵站。

采油二厂 81#联合处理站污水系统设计处理规模为 17000m³/d，富余处理能力为 650m³/d。本工程 9 口采气井中采出水量为 10.8m³/d，井下作业废水新增量为 228t/a，项目压裂过程产生的压裂返排液新增 180m³，81#联合处理站采出水富余处理能力可满足本工程需求。

3.2.7.2 克拉玛依宇洲环保工程有限责任公司

本工程钻井过程产生的水基岩屑委托克拉玛依宇洲环保工程有限责任公司进行处理。

《克拉玛依宇洲环保工程有限责任公司钻井泥浆、岩屑处置及综合利用项目环境影响报告书》于2017年10月30日由第七师环境保护局以师环审〔2017〕64号文予以批复，并于2019年12月8日通过自主竣工环境保护验收工作（见附件9）。

克拉玛依宇洲环保工程有限责任公司于2020年12月16日取得第七师胡杨河市生态环境局颁发的排污许可证（证书编号：91650205MA779PPD9B001V）（见附件10）。克拉玛依宇洲环保工程有限责任公司已落实自行监测内容，无主要环境问题。

克拉玛依宇洲环保工程有限责任公司钻井泥浆、岩屑处置及综合利用项目位于第七师137团1连。距离本项目约222.3km。项目建设内容包括年处理钻井泥浆、岩屑10万m³生产设备1套及配套辅助设施，主要包括储浆池、干物料接收池、振动筛、固液分离及水处理车间、办公室、食堂、宿舍、配电房等附属设施。采用“化学脱稳+压滤离心+混凝沉降+精细过滤”工艺实现废钻井泥浆的无害化处置和综合利用。

克拉玛依宇洲环保工程有限责任公司处理钻井泥浆、岩屑设计能力为10万m³/年，富余处理能力为5万m³/年。本工程产生的水基岩屑合计为13795.2m³，相对于其处理能力所占比例较小，可满足本工程需求。

3.2.7.3 克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司

本工程钻井期产生的油基岩屑委托克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司进行处理，该公司可接收的危险废物为HW08废矿物油与含矿物油废物，危废经营许可证有效期限至2023年4月15日。

《克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司8万吨/年热脱附法处理含油岩屑(污泥)项目》于2016年8月31日由新疆维吾尔自治区生态环境厅以新环函〔2016〕1268号文予以批复，并于2017年10月28日通过自主竣工环境保护验收工作（见附件11）。

克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司于2020年4月23日取得克拉玛依市生态环境局颁发的排污许可证（证书编号：91650200313480068Q001V）（见附件12）。克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司已落实自行监测内容，无主要环境问题。

克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司含油岩屑（污泥）处理一厂位于克拉玛依市石化工业园区金东一街，距离本项目约216.9km，占地面积13334m²，建设了一套热脱附（OSTDS）装置，热脱附装置设计处理能力10t/h，年处理能力8万吨/年。油

基混合物使用热脱附技术，采用无氧（或低氧）条件下间接加热（ $<600^{\circ}\text{C}$ ）使油相和水相蒸发成为热脱附含油蒸汽，与固相分离，含油蒸汽冷凝后油水分离，剩余残渣含油率（TPH） $<2\%$ ，油相回收于油基钻井液配置；污水经厂区内项目配套污水处理装置后用于残渣喷淋降尘，不外排。

克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司热脱附法处理含油岩屑(污泥)设计处理能力为8万吨/年，富余处理能力为3.2万吨/年。本工程施工期产生的油基岩屑合计为5802.6立方，质量为14738.6吨，相对于其处理能力所占比例较小，可满足本工程处理需求。

3.2.7.4 呼图壁县丰泉污水厂

呼图壁县丰泉污水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。2008年9月正式投产运行，设计处理污水规模为 $1.1\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，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 4243m^3 ，运营期生活污水量为 $950.4\text{m}^3/\text{a}$ ，可以依托呼图壁县丰泉污水厂处理。

3.2.7.5 呼图壁县生活垃圾填埋场

呼图壁县生活垃圾填埋场位于大丰镇北部约15km，距离本项目约29.5km。建于2013年，设计库容54.18万 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33.15t，运营期生活垃圾产生量为14.85t/a，可以依托呼图壁县生活垃圾填埋场。

3.3 工程分析

气田开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括勘探、钻井、测井、井下作业、采气、集输、天然气处理和供水、供电、道路、通讯等配套工程。

3.3.1 主要生产艺过程

3.3.1.1 钻井工艺

本工程新钻6口采气井，采用常规钻井工艺，采用ZJ80钻机。工艺包括钻前准备、钻井、固井（下套管、注水泥）、测井、录井和完井等过程。

（1）钻前工程

①井场建设

根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后采用挖掘机进行应急池、放喷池等池体开挖作业，并利用应急池、放喷池等的挖方进行填方作业，对场地进行平整。场地平整作业结束后，进行设备基础、池体防渗层的建设。本工程井场设置临时堆土场区，覆盖防尘网或者防尘布，配合定期洒水等措施，防止风蚀起尘；临时堆土场区四周布设不低于堆放物高度的围挡物挡土，避免造成水土流失。

②设备搬运及安装

进场道路及井场修建完成后，由运输车辆将各类设备逐步运至井场，并按井场平面布置所示位置进行安装，通过检查满足钻井要求时开始进行钻井工程。

钻前工程施工过程及产污环节见图3.3-1。

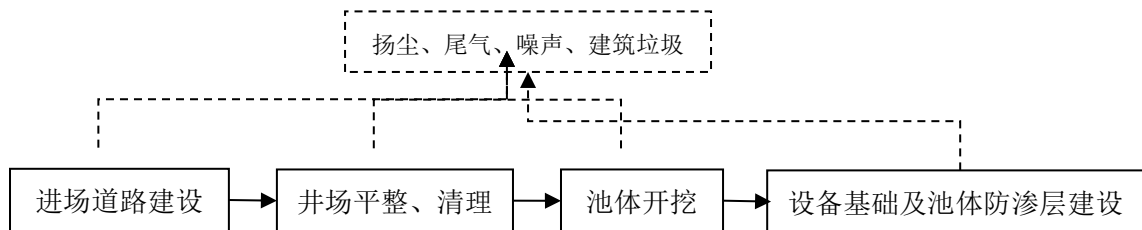


图 3.3-1 钻前工程施工过程及产污环节示意图

（2）钻井工程

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

以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换洗井液和检修设备。

在钻井时，泥浆自井口径钻杆、钻头至井底，携带井底的岩屑上返地面，经泥浆固相控制系统除去岩屑后循环使用（参见图3.3-2）。

在钻井过程中，根据钻头磨损情况、地层情况、井深设计及控制要求等需更换钻具而进行起下钻操作。钻杆、钻铤等钻具粘附少量的钻井液和钻屑，这部分固体废物排往井场泥浆罐内。

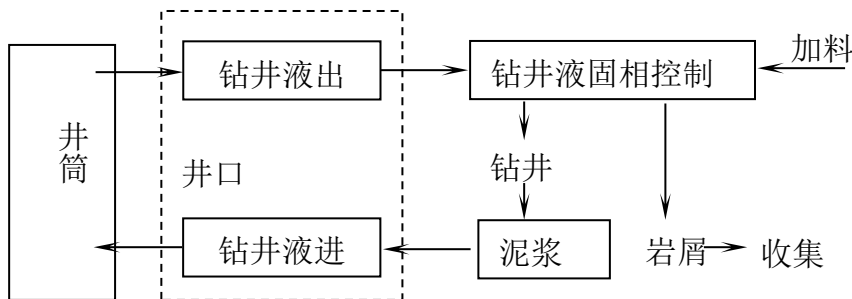


图 3.3-2 钻井液循环示意图

（3）固井

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

（4）测井

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

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

（5）完井

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

（6）储层改造工程

储层改造工程主要包括射孔、压裂以及后续的测试放喷等。

1) 射孔

本工程射孔采用水力喷砂射孔工艺，射孔队到达井场后，按设计要求进行枪串联接，安装起爆装置。随后在井口采气树上安装封井器、防落器。电缆经过天地滑轮后，再穿过防喷盒与磁定位器加重杆安全接头和射孔枪连接，打开防落器、井口闸门。将射孔枪匀速下入进口车内下出气管喇叭口至目的层附近标准套管接箍处，根据用跟踪定位原理计算出的跟踪距上提或下放对准目的层位，点火射孔枪，射孔后匀速起出电缆枪。

2) 压裂

本工程采用加砂压裂工艺，推荐采用成熟的胍胶压裂液体系。使用的胍胶由施工单位配置完成，压裂液、滑溜水由施工单位在现场自行配制。胍胶以及压裂液和滑溜水配置所需的原料通过车辆运输至井场，通过压裂液在线混配车将压裂液、滑溜水按一定比例混合后，通过管汇车输送至压裂车进行加压，向地层注入高于地层破裂压力的压裂液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝。停泵后，压裂返排液自喷返排至地面专用废液收集罐中，拉运至采油二厂 81# 联合站处理。

3) 测试放喷

测试放喷是对初步确定的油气水层进行直接测试，取得目的层产能、压力、温度和流体性质等资料的工艺过程，为储量计算和油气合理开发提供可靠数据。测试放喷采取防喷、导流等有效措施。

测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，计量罐、储液罐(油罐)、油气水进出口管线等设备。油气经井口装置节流、降压，进入油气计量分离器，分离后的液相(包括油和水)通过管线输送至凝析油储罐，再由油罐车拉走；天然气通过管线输送至放喷池，放空时通过电点火装置点燃放空天然气。依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d。

储层改造工程主要废气为压裂废气、放喷天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。废水主要为压裂返排液，采用专用废液收集罐收集，拉运至采油二厂 81# 联合站处理。噪声为压裂车噪声及测试放喷高压气流噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。

钻井工程施工过程及产污环节见图 3.3-2。

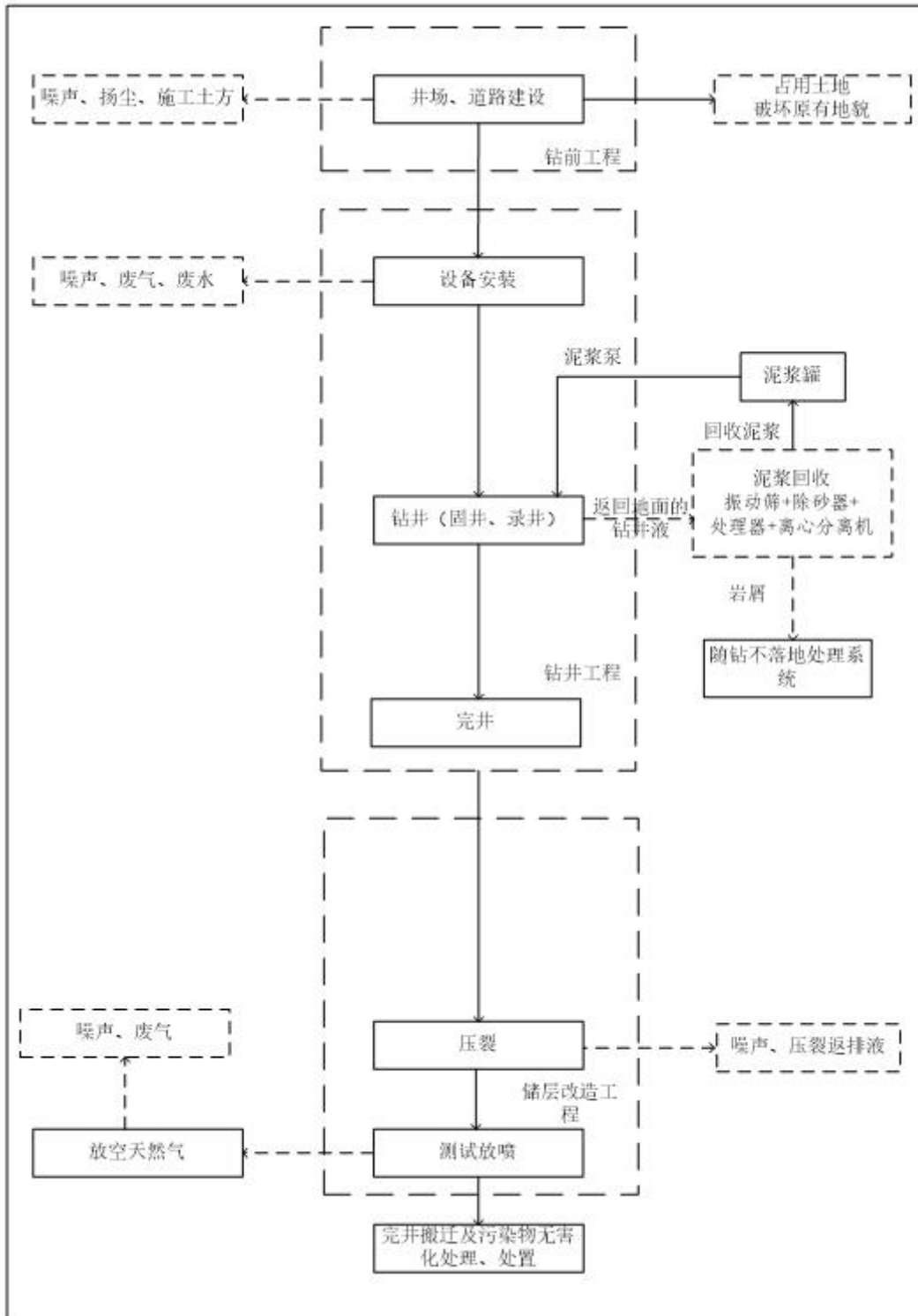


图 3.3-2 钻前工程、钻井工程及储层改造工程工艺流程及污染物排放示意图

3.3.1.2 井场、站场建设

新建井场、站场施工期内容主要为设备安装及管线连接。新增设备为成品外购，用施工车辆运至指定井场位置即可。首先需对占地进行场地平整，设置施工车辆临

时停放场地，将各类设备拉运至场地，进行安装调试。施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

该过程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾及设备废弃包装等，生活垃圾集中收集后拉运至呼图壁县生活垃圾填埋场进行处置，施工废料收集后统一送至当地建筑垃圾填埋场进行处置。

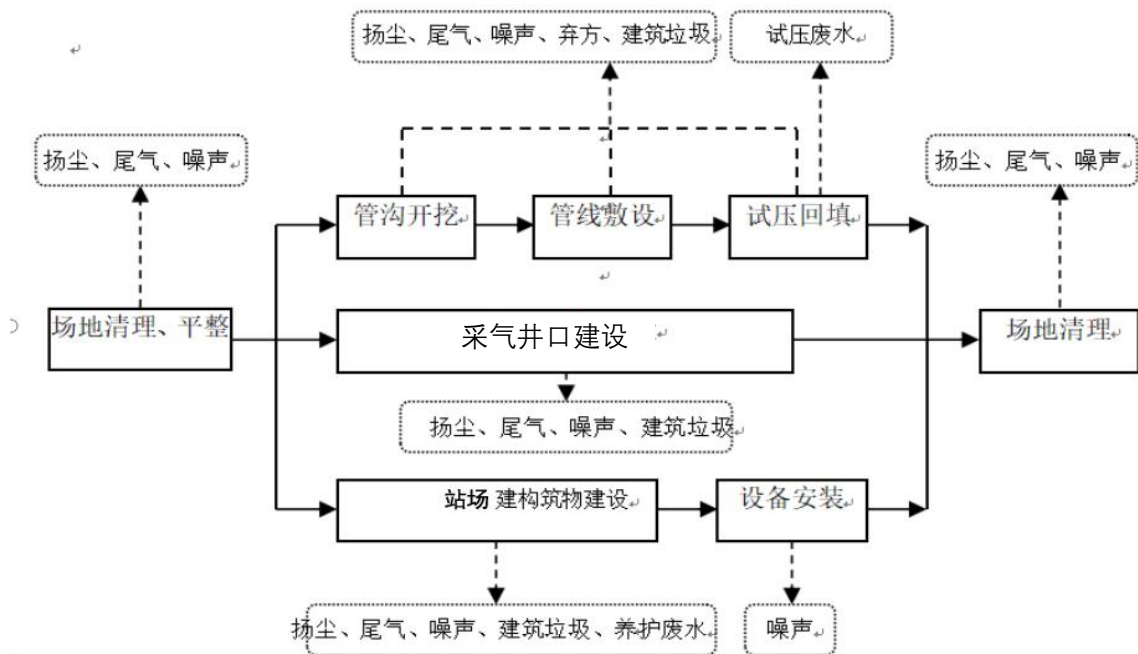


图 3.3-3 井场和站场建设流程及产污环节示意图

3.3.1.3 管线施工工艺

管线施工工艺流程简介：

(1) 施工放线

施工放线时，施工单位必须对设计图纸进行现场核对，根据设计图纸进行放线，打百米桩，标桩上注明标号、里程、高程，转角桩应注明角度、外矢距及切线长度，在地形起伏及较大拐弯处应打加密桩。施工时按管道两侧土地占用范围划定临时用地边界线，特殊地段增加用地宽度时应与当地有关部门协商。

(2) 管沟开挖

本工程管线采用沟埋式敷设，开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩塌堆积物。

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。

项目施工要控制施工作业带宽度，单井输气管线施工作业带宽度为8m，外输管线施工作业带设计控制宽度14m，本次环评建议在穿越基本农田段控制在12m，管线埋深为1.8m。

(3) 管道下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管道进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底表面贴实且放到管沟中心位置。如出现管底局部悬空应用细土填塞，不得出现浅埋。

(4) 管道连接与、吹扫与试压

管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，进行注水试压。管道在试压前应进行吹扫，当吹扫出的气体无铁锈、尘土、焊渣、水等脏物时为合格，吹扫气体在管道内流速应大于20m/s。

管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后排入撬装组合型钢板池暂存。

(4) 穿越工程

本工程管线工程所涉及的所有穿跨越工程内容及施工方式详见表3.3.1-1。

表 3.3.1-1 本工程穿越统计表

序号	工程量名称	单位	数量	备注
一	单井集输管线穿越工程			
1	公路穿越			
1)	油田内部公路(14m/次)	次	1	顶管
2)	乡村公路(14m/次)	次	15	顶管
3)	碎石路(12m/次)	次	21	开挖
二	外输管线穿越工程			
1	公路穿越			

1)	县道穿越 (40m/次)	次	2	顶管
2)	乡村公路 (14m/次)	次	35	顶管
2	铁路穿越			
1)	兰新铁路穿越 (80m/次)	次	1	顶箱涵
3	水域穿越			
1)	呼图壁河穿越 (1000m/次)	次	1	大开挖
2)	青年干渠穿越 (40m/次)	次	1	顶管
3)	共丰渠穿越 (20m/次)	次	1	顶管

(6) 站场配套设备安装及连头

将配套设备和站场新增设备拉运至站场，并完成安装工作。管线施工完成后在站场将管线与配套阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施；采出的油气混合物通过新建集输管线输送至天然气处理厂，管线与站内阀组连接。

(7) 管沟回填

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原土进行大回填，管顶距自然地坪不小于 1.5m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层然沉降富裕量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

管线施工工艺流程详见图 3.3-4。

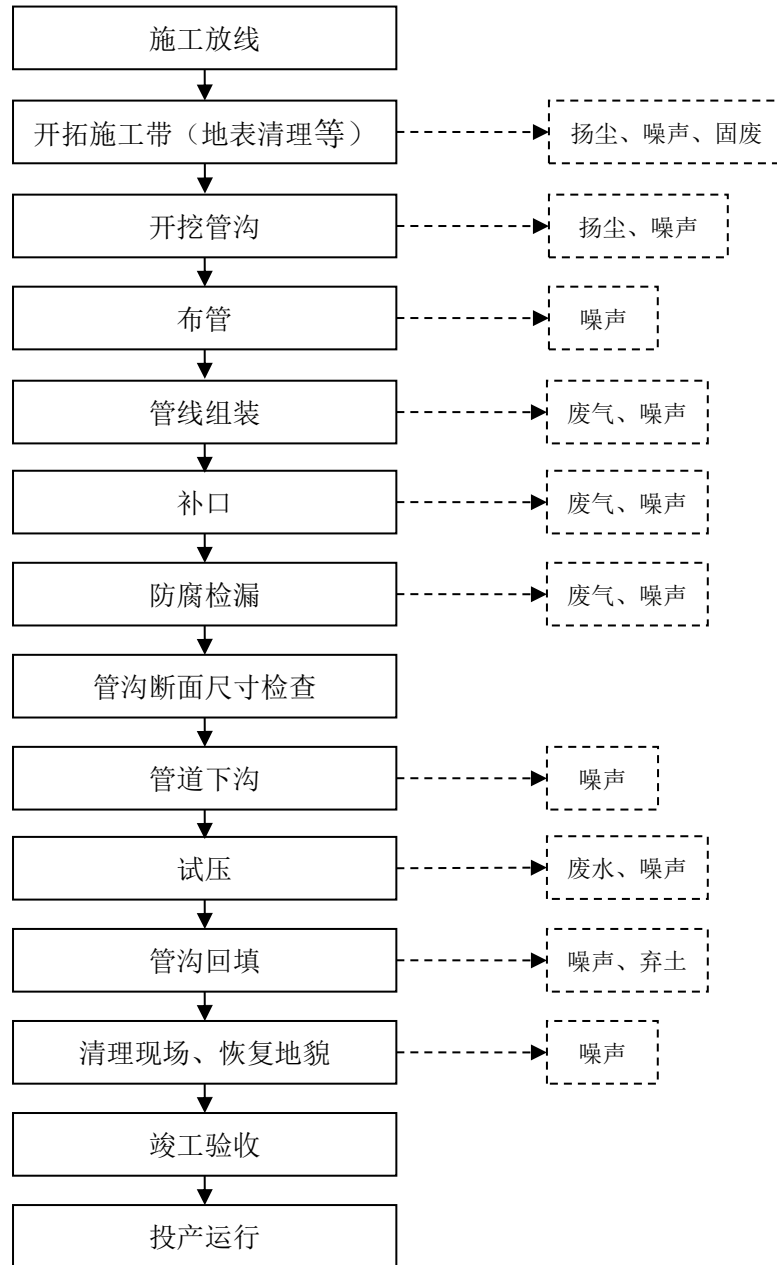


图 3.3-4 管线施工工艺流程及产污环节示意图

3.3.1.4 采气集输工艺

本工程部署 9 座采气井场分为计量井场和无计量井场两种形式。

(1) 计量井场

计量井场共 2 口，包括呼 101 井、呼探 1-005X 井。

呼 101 井原料气经井口节流、150KW 光热加热系统（带储能）加热及节流后，与呼探 1-001 井、呼探 1-002 井来气轮换计量后输送至呼图壁天然气处理厂集气装置。

呼探 1-005X 井原料气经井口节流、150KW 光热加热系统（带储能）加热及节流后与上游呼 103 井来气轮换计量后再输送至下游呼 101 井场。

井场采用三相分离器进行分离计量，气相计量采用孔板流量计、液相计量采用质量流量计，轮换计量时每口井计量周期一般为 5d~10d，每次计量的持续时间不少于 24h。

呼 101 井去呼图壁天然气处理厂采气管道依托已有清管器收发装置进行清管，呼探 1-005X 井采气管道设置清管阀清管。

（2）无计量井场

无计量井场包括呼 102 井、呼探 1-001 井、呼探 1-002 井、呼探 1-003 井、呼探 1-004 井、呼 103 井和呼探 1 井。

呼 102 井原料气经井口节流、150KW 光热加热系统（带储能）加热及节流后输送至呼图壁天然气处理厂集气装置。

呼 103 井原料气经井口节流、200KW 光热加热系统（带储能）加热及节流后输送至下游呼探 1-005X 井轮换计量。

呼探 1-001 井、呼探 1-002 井、呼探 1-003 井、呼探 1-004 井、呼探 1 井原料气在井口节流后输送至下游呼 101 井或呼图壁天然气处理厂集气装置轮换计量，并预留后期接入加热炉、地面节流阀组。

井场采气管道均设置清管阀，用于采气管道清管。

3.3.1.5 天然气处理工艺

本工程新建呼图壁天然气处理厂对呼探 1 井区来的天然气进行处理，设计规模为 1 列 $240 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，处理工艺采用浅冷处理工艺，主要包括集气装置、天然气脱汞装置、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至 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。

3.3.1.5.1 集气装置

处理厂集气装置主要设备包括清管器接收装置、生产分离器、计量分离器、电加热器、三相分离器等。

呼探 1-003 井、呼探 1-004 井、呼探 1 井、呼 102 井来气进入集气装置计量分离器轮换计量后，与其余单井来气汇集后进入生产分离器气液分离，分离出的气相经

孔板流量计总计量后去往下游脱汞装置，分离出的凝析油、气田水混合物去往三相分离器。

原料气进处理厂压力为 9MPa.g，三相分离器操作压力为 0.8MPa.g，为提高闪蒸稳定效果，三相分离器前设置电加热器，对生产分离器分离出的凝析油、气田水混合物进行加热。

三相分离器分离出的凝析油经计量后去往下游凝析油储存设施，分离出的气田水经计量后去往下游气田水处理装置。

3.3.1.5.2 天然气脱汞工艺

天然气脱汞采用吸附脱汞工艺。经过集气装置分离出的天然气进入原料气分离器初步分离后，通过原料气加热器升温 2℃后（避免产生游离水降低脱汞剂效果）进入脱汞塔，利用脱汞剂吸附脱除天然气中的汞，然后天然气经过粉尘过滤器后进入脱水脱烃装置。

3.3.1.5.3 天然气脱水脱烃工艺

本工程采用 J-T 阀制冷方案，原料气经天然气脱汞装置进入本装置，从上部进入原料气预冷器管程。自 MEG 注入泵来的乙二醇贫液(80% wt)通过雾化喷头成雾状喷射入原料气预冷器，和原料气在管程中充分混合接触后，与自低温分离器来的冷干气进行换热。

预冷后的原料气通过 J-T 阀节流降温后进入低温分离器进行分离，分出液态含醇烃液。干气进入原料气预冷器壳程与原料天然气逆流换热，换热后的干气利用原料气冷却器回收冷量后进入外输计量装置，流程如下图所示。

本工程设置 1 套余压发电装置，与脱水脱烃装置 J-T 阀并联设置互为备用，正常工况下，9.0MPa 的原料气先经过预冷装置预冷至 9℃然后通过膨胀机等熵膨胀做功发电后变成压力为 6.0MPa，温度为-15.05℃的天然气，进入下游工艺装置。当压差发电装置故障时，通过预冷装置预冷至 4℃通过 J-T 阀降压后形成 6.0MPa，温度为-10.33 的天然气进入下游工艺装置。

3.3.1.5.4 乙二醇（MEG）再生流程

从低温分离器底部出来的醇烃液降压后，进入 MEG 再生塔底部的 MEG 缓冲罐与内置盘管 MEG 贫液换热，再经过电加热器加热后，进入 MEG 三相分离器中进行

分离。三相分离器顶部出来的闪蒸气作为燃料气进入燃料气罐；剩余闪蒸气进入富气压缩机增压后进入产品气外输管线。

MEG 三相分离器底部水相经过滤器后进入再生塔顶，再生后得到的 MEG 贫液从重沸器底部流出，进入 MEG 缓冲罐的壳程与醇烃混合液进行换热，再经 MEG 注入泵加压至原料气预冷器，完成 MEG 循环，流程如下图所示。

3.3.1.5.5 凝析油稳定及 VOC 回收流程

经过三相分离器分离出的凝析油，经过凝析油缓冲罐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，塔底的凝析油通过原料气冷却器与外输干气换热冷却后进入稳定凝析油储罐进行储存。流程见图 3.3-5 凝液三相分离器及 VOC 回收流程图。

富气压缩机主要收集 MEG 三相分离器气相，经富气压缩机增压后与外输干气一起进入外输管网。流程如下图所示。

3.3.2 影响因素及污染源构成

本工程气田开发建设可分为施工期、生产运营期和退役期三个阶段。

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

环境影响因素主要来源于钻井、储层改造、站场（井场）建设、管线敷设、采气、井下作业、油气集输和处理等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。项目建设污染源构成见表 3.3.2-1。

表 3.3.2-1 项目建设污染源构成

开发作业过程	主要污染物	污染源性质
钻井、地面工程 (井场和站场 建设、管道敷 设)	钻井废水	临时性污染源，随作业结束而消除
	柴油机烟气	临时性污染源，随作业结束而消除
	废弃钻井泥浆 钻井岩屑	临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中
	噪声	临时性污染源，随作业结束而消除
	占地	生态影响

储层改造	储层改造废气和测试放喷废气	临时性污染源，随作业结束而消除
	压裂返排液	间断性污染源
	噪声	间断性污染源
井下作业	落地油	间断性污染源
	修井废水、洗井废水、压裂液	间断性污染源
	噪声	间断性污染源
采气和集输	采气废水	持续性影响环境的污染源
	烃类气体	持续性影响环境的污染源
	废油泥砂、落地油	持续性影响环境的污染源
	噪声	持续性影响环境的污染源
	占地	生态影响
天然气处理	挥发性有机气体、火炬燃烧废气	持续性污染源
	含油污水、检修废水	间断性污染源
	废滤芯、含油污泥、废润滑油、废分子筛、废脱汞剂	间断性污染源
	噪声	间断性污染源
天然气外输	占地	生态影响
	清管废渣	间断性污染源

3.3.3 施工期生态影响及污染源分析

施工期污染主要来自钻井、井场、站场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气，管道试压废水，各类施工机械和运输车辆噪声，平整场地和管沟开挖破坏地表等。

3.3.3.1 施工期生态影响因素

生态影响主要体现在井场、站场、管线建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。管沟开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线、施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采气井场和天然气处理厂的永久占地。

地面工程施工作业包括井场场地平整、站场建设、管线敷设等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

本工程占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要为井场、站场占地，临

时占地主要为管线占地。根据估算，本工程总占地面积为 58.45hm²，其中永久性占地面积为 10.09hm²，临时占地面积 48.36hm²；工程占地类型主要为水浇地（占地面积 20.73hm²）、牧草地（25.94hm²）和其他草地（占地面积 8.85hm²），其他占地类型面积为 2.96hm²。本工程占地面积统计详见表 3.3.3-1。具体以征地手续为准。

表 3.3.3-1 占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)			说明	占地类型
		永久	临时	总占地		
1	井场	0.72	6.48	7.2	新钻井 6 口，单座井场永久占地 30m×40m；单井临时占地 120×100m，临时占地已扣除永久占地范围；3 口老井不新增占地。	牧草地、其他草地
2	天然气处理厂	4.0	0	4.0	新建天然气处理厂占地面积 40000m ²	牧草地
3	单井采气管线	0	15.6	15.6	新建单井采气管线长 19.5km，作业带宽度 8.0m。	牧草地、其他草地、水浇地
4	外输管线	0	24.84	24.84	新建天然气外输管线长 20.7km，作业带宽 12m。	水浇地、其他草地、林地
5	道路	4.37	0	4.37	处理厂进厂道路长 0.48km，宽 6.5m；6 条井场进场道路共 9.01km，宽 4.5m	其他草地、牧草地
6	公寓	1.0	0	1.0	新建倒班公寓总占地面积 10000m ² 。	建设用地
7	临时生活营地	0	1.44	1.44	新建钻井临时生活区 6 座，单座占地面积 2400m ² （40m×60m）。	其它草地、牧草地
合计		10.09	48.36	58.45	/	/

3.3.3.2 施工期污染源分析

施工期环境影响因素主要表现在采气井钻井、各类管线（单井采气管线、外输管线）、井场及天然气处理厂建设等施工活动中。废气主要来自钻井、管线、站场等建设过程中产生的扬尘和施工机械、施工车辆尾气等；废水主要为钻井废水、管道试压废水、生活污水；固体废物为钻井岩屑和建筑垃圾、生活垃圾等；噪声主要为施工机械及施工车辆噪声。

(1) 废气

① 钻井废气

本工程钻井期间采用柴油发电机作为电源。每个井队配备钻井柴油机2台，发电柴油机2台，柴油消耗量平均2t/d。本工程新钻6口采气井，单井钻井周期为280天，整个钻井周期合计1680d，平均每天消耗柴油2t，则整个钻井期间共耗柴油3360t。

根据《非道路移动污染源排放清单编制技术指南》，柴油机污染物排放系数为每消耗1kg柴油产生CO: 10.722g, NO₂: 32.792g, 烃类: 3.385g; 根据《车用柴油》(GB19147-2016)表3要求，车用柴油(VI)中硫的含量≤10mg/kg。在此按柴油中硫含量为10mg/kg估算，燃烧1t柴油产生的SO₂为0.02kg。

因此，本工程钻井期间共向大气中排放CO: 36.03t, 烃类: 11.37t, NO₂: 110.2t, SO₂: 0.067t。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

本环评要求钻井期间定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油，使用检测合格的设备等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，减轻对大气环境的影响。

②扬尘

1) 车辆行驶产生的扬尘

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

表3.3.3-2为一辆载重5t的卡车，通过一段长度为500m的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁度情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。

表3.3.3-2 不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量单位: kg/辆·km

P 车速	0.1(kg/m ²)	0.2(kg/m ²)	0.3(kg/m ²)	0.4(kg/m ²)	0.5(kg/m ²)	1.0(kg/m ²)
5km/h	0.0283	0.0476	0.0646	0.0801	0.0947	0.1593
10km/h	0.0566	0.0953	0.1291	0.1602	0.1894	0.3186
15km/h	0.0850	0.1429	0.1937	0.2352	0.2841	0.4778
20km/h	0.1133	0.1905	0.2583	0.3204	0.3788	0.6371

2) 裸露场地产生的扬尘

施工期扬尘的另一个主要来源是露天堆场和裸露场地的风力扬尘。由于施工的需要，一些建材需露天堆放，一些施工点表层土壤需开挖、堆放，在气候干燥又有风的情况下，较易产生扬尘。起尘风速与物料或土壤粒径、含水率等因素有关，减

少露天堆放、减少裸露地面面积、缩短地表裸露时间和保证物料或土壤一定的含水率是减少风力起尘的有效手段。

③施工机械及运输车辆尾气

本工程的作业机械废气主要为施工机械（装载机、载重车、挖掘机等燃油机械）和运输车辆的燃油废气，所排放的污染物主要有 CO、NO₂、THC，为无组织排放源。由于施工机械多为大型机械，单车排放系数较大，但施工机械数量少且较分散，主要对作业点周围和运输路线两侧局部范围内产生一定影响，排放量不大，其污染程度也相对较轻，且随着施工活动结束而消失。

④测试放喷废气

钻井至目的层后，对油气应进行油气测试。测试放喷前安装井口放喷专用管线、计量设备、油气两相分离设备、凝析油罐等。测试放喷期间，产出液经两相分离器分离后，凝析油进入油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，充分燃烧后排放。测试放喷时间依据具体情况确定。

测试放喷废气为天然气燃烧废气，主要污染物包括烟尘、SO₂、NO_x等。一般情况下，测试放喷时间较短，污染物排放为短暂性排放。

⑤储层改造废气

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

(2) 废水

本工程施工期产生的废水主要包括钻井废水、压裂返排液、管道试压废水和施工人员生活污水。

①钻井废水

钻井废水主要来源于钻台、钻具、地面、设备的冲洗，还有少量下钻时泥浆流失物和泥浆循环系统的渗透物。其产生量与钻井深度和钻井周期有关。根据类比调查，钻井废水中主要污染物浓度见表 3.3.3-3。

表 3.3.3-3 钻井废水水质表

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

本工程部署新钻6口采气井，设计井深7520m~7850m。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中1120石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产污系数表，6口采气井为普通井（ $\geq 4\text{km}$ 进尺），产污系数 $52.64\text{t}/100\text{m}$ 进行估算，钻井总进尺为45870m，则钻井废水产生量为2.41万 m^3 。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，最终由泥浆公司回收利用，不外排。

②管道试压废水

本工程新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本工程各类管线总长度为40.2km，试压废水为 100.5m^3 ，主要污染物为SS。试压废水可用作场地降尘用水。

③生活污水

本工程单井钻井施工人员35人，生活用水量 $80\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计算，排水量按用水量的80%计算，按照单井钻井周期280天计算，6口井合计1680天，则钻井期内生活污水量约为 3763m^3 ；地面工程施工人员50人、生活用水量 $80\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计算，按照周期150天计算，排水量按用水量的80%计算，则地面工程生活污水量约为 480m^3 。

本工程施工期生活污水总量为 4243m^3 ，生活污水主要污染物为COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、SS等，其主要指标浓度COD为 $350\text{mg}/\text{L}$ ， $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 $60\text{mg}/\text{L}$ 、SS为 $240\text{mg}/\text{L}$ 。生活污水排入生活营地内设置的临时生活污水储集池，采用HDPE防渗膜防渗，定期由罐车拉运至呼图壁县丰泉污水厂处理。

④压裂返排液

当钻至目的层后，若钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂液注入地层孔隙、裂缝中，通过压裂液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。在储层改造过程中排出的压裂返排液中主要含有胍胶及其他各种添加剂。根据工程开发方案，本项目6口气井均进行压裂，根据新疆油田分公司多年施工经验，单井产生压裂返排液量约 $50\sim 60\text{m}^3/\text{口}$ （本项目按 $60\text{m}^3/\text{口}$ 计），则压裂返排液产生量为 360m^3 ，废水中主要污染指标为pH、COD、SS等。返排液由罐车拉运采

油二厂 81#联合站采出水处理系统处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注，不对外排放。

（3）固体废物

本工程施工期固体废物主要是钻井泥浆、岩屑、施工废料、施工机械废油和生活垃圾等。

①钻井泥浆

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

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

式中：V——废弃钻井泥浆排放量，m³；

D——井的直径，mm；

h——井深，m。

本工程新钻 6 口采气井，设计井深 7520m~7850m，钻井总进尺 45870m。钻井泥浆产生量计算见表 3.3.3-4。

表 3.3.3-4 钻井泥浆产生量

开钻次序	井段 m	钻头直径 mm	泥浆量 m ³	钻井液体系
一开	0~550	660.4	194.0	坂土-聚合物
二开	550~3040	444.5	362.8	钾钙基有机盐
三开	3040~3950	333.4	152.5	油基钻井液
四开	3950~5700	241.3	183.0	油基钻井液
五开	5700~7645（平均）	190.5	177.7	油基钻井液
单口井合计			1070	/
6 口井合计			6420	/

根据上述公式计算得知：本工程共产生钻井泥浆 6420m³，其中水基泥浆为 3340.8m³，油基泥浆为 3079.2m³。

②钻井岩屑

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

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

式中：W——产生的岩屑量，m³；

D——井眼平均井径，mm；

h——裸眼长度，m；

d——岩屑膨胀系数，水基岩屑取4，油基岩屑取4.5。

根据井身结构计算工程钻井岩屑的产生量，详见表3.3.3-5。

表3.3.3-5 钻井岩屑估算表

井段	D 井眼直径 (m)	h 深度 (m)	W 岩屑量 (m ³)	备注
0~550	660.4	550	753.6	水基岩屑
550~3040	444.5	2490	1545.6	水基岩屑
3040~3950	333.4	910	357.5	油基岩屑
3950~5700	241.3	1750	360.1	油基岩屑
5700~7645 (平均)	190.5	1945	249.5	油基岩屑
单口井合计			3266.3	
6口井合计			19597.8	

本次评价根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》中的相关要求对油基钻井岩屑进行识别、分析，详见表3.3.3-6。

表3.3.3-6 油基钻井岩屑产生量及危险特性一览表

名称	类别	代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性
油基岩屑	HW08	072-001-08	322.8m ³	采用油基钻井液钻井时产	固态	石油类、岩屑	石油类	毒性

据此可计算得出本工程钻井过程产生岩屑共计19597.8m³，其中水基岩屑13795.2m³、油基岩屑5802.6m³，油基岩屑密度取2.54t/m³，故油基岩屑的质量为14738.6t。本工程钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备；分离出的水基岩屑采用专用的方罐进行收集，岩屑储存区底部均铺设HDPE防渗膜，后续委托第三方处置单位克拉玛依宇洲环保工程有限责任公司进行处理，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中相关标准要求后综合利用；分离出的油基岩屑属于HW08类危险废物(废物代码：072-001-08)，采用专用的方罐进行收集，并交由克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司或其他有资质单位负责接收、转运和处置。

③施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，

施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程新建管线 40.2km，本工程施工废料产生量约为 8.04t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地建筑垃圾填埋场填埋处置。

④生活垃圾

钻井期常驻井场人员 35 人，生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，单井钻井周期 280d，钻井周期总计 1680d，则本工程钻井期共产生生活垃圾 29.4t；地面工程常驻井场人员 50 人，生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，地面工程按照合计 150 天算，则本工程地面工程产生生活垃圾 3.75t。本工程施工期生活垃圾共计 33.15t，生活垃圾集中收集后运至呼图壁县生活垃圾填埋场进行处置。

⑤施工弃土、弃渣

工程永久占地为 10.09hm²，场平高度约为 1m，开挖量为 10.09 万 m³，全部用于回填，场地平整。

新建各类管线 40.2km，开挖宽度 2m、开挖深度 1.8m，挖方量 14.47 万 m³。

新建处理厂进场道路 0.48km、宽 6.5m，井场进场道路 9.01km、宽 4.5m，砂砾石填方高度为 0.3m，填方量 1.31 万 m³。

预计本工程挖方量约为 24.56 万 m³，外借土石方量（砂石料）1.31 万 m³，填方总量为 25.87 万 m³，无废弃土方量。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，站场及道路施工过程产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整水土保持措施。

本工程土石方平衡表见下表 3.3.3-7。

表 3.3.3-7 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

序号	分区或分段	开挖	回填	调入		调出		外借		弃方	
				数量	来源	数量	去向	数量	来源	数量	去向
①	表土剥离	10.09	0	0	10.09	10.09	②	0	/	0	/
②	场地平整	0	10.09	10.09	①	0		0	/	0	/
③	管线	14.47	14.47	0	0	0		0	/	0	/
④	道路	0	1.31	1.31	外运	0	②	1.31	料场	0	/
	合计	24.56	25.87	1.31		10.09		1.31		0	/

⑥机械设备废油和含油废弃物

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，类比调查一个钻井施工期产生量不足 0.1t，本工程部署新钻 6 口采气井，整个施工期废机油的产生量共计 0.6t，委托有危废处置资质单位接收处置。

按照《国家危险废物名录》，废油划分为废矿物油与含矿物油废物类，其危险废物编号为 HW08。考虑到转运期间的的时间间隔，钻井期间井场内应设置危险废物临时贮存间，危险废物临时贮存间须严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关要求建设，在此基础上，可确保工程产生的危险废物在过程控制阶段对环境的影响最小。

⑤废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋，属于危险废物 HW49（废物代码：900-041-49），施工单位及时回收烧碱废包装袋，暂存于钻井井场危废暂存间中。钻井过程中，废烧碱包装袋产生量约为 0.02t，本工程新钻 6 口井，因此，项目施工期废烧碱包装袋产生量约为 0.12t，集中收集后委托具有相应危废处置资质的公司接收处置。

（4）噪声

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

（5）施工期污染物排放情况汇总

本工程施工期污染物排放情况汇总见表 3.3.3-8。

表 3.3.3-8 施工期污染物产生及排放一览表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	钻井	钻井机械	CO	36.03t/a	36.03t/a	使用合格燃料，加强施工管理
			SO ₂	0.067t/a	0.067t/a	
			NO ₂	110.2t/a	110.2t/a	
			THC	11.37t/a	11.37t/a	

	地面工程	施工场地	TSP	少量	少量	施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施	
	储层改造	储层改造废气	非甲烷总烃等	少量	少量	压裂液和压裂返排液使用密闭罐存放，有效降低废气排放。	
废水	钻井	钻井废水	悬浮物、石油类、COD等	2.41万m ³	0	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	
	储层改造	压裂返排液	悬浮物、石油类、COD等	360m ³	0	由罐车拉运采油二厂81#联合站采出水处理系统处理	
	管线	管道试压废水	SS	100.5m ³	100.5m ³	管道试压分段进行，由罐车回收后用于后续其它管线试压。试压结束后排入防渗的暂存池，最终可用作场地降尘用水	
	钻井、地面工程	生活污水	COD、BOD ₅ 、氨氮	4243m ³	4243m ³	生活污水排入生活营地内设置的临时生活污水储集池，采用HDPE防渗膜防渗，施工结束后由罐车拉运至呼图壁县丰泉污水厂处理	
固废	钻井	泥浆	/	6420m ³	0	本工程钻井过程一开、二开采用水基钻井液，钻井时井筒返排的钻井液及水基岩屑经不落地系统处理后，分离后的剩余泥浆回用于钻井液配置；三开至五开采用油基钻井液体系，钻井时井筒返排的钻井液及油基钻井岩屑经不落地系统的振动筛、清洁器、离心机等设备进行初步分离后，液相回用于钻井液配置，钻井结束后，由钻井公司回收剩余泥浆；其中一开、二开水基岩屑交由克拉玛依宇洲环保工程有限责任公司负责接收、转运和处置；三开至五开油基岩屑交由克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司或其他有资质单位负责接收、转运和处置。	
		水基岩屑	/	13795.2m ³	13795.2m ³		
		油基岩屑	/	5802.6m ³	0		
		施工废料	/	8.04t	8.04t		施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地建筑垃圾填埋场
		废油、含油废弃物	/	0.6t	0		集中收集后委托具有相应危废处置资质的公司接收处置
		废烧碱包装袋	/	0.12t	0		

		生活垃圾	/	33.15t	33.15t	定期清运至呼图壁县生活垃圾填埋场
噪声	钻井、地面施工	施工机械、运输车辆	等效连续A声级	75~105dB (A)		加强施工管理

3.3.4 运营期污染源分析

3.3.4.1 废气污染源

本工程运营期间废气主要为非甲烷总烃排放：①天然气处理过程中的泵、压缩机、阀门、法兰等部件产生的无组织挥发性有机物；②井场阀门、法兰等部件产生的少量无组织挥发性有机物；③凝析油储罐储存过程中的无组织挥发；④凝析油装载过程中的无组织挥发。⑤乙二醇再生塔塔顶尾气，该部分尾气通入厂区燃料气系统，作为长明灯的燃料气。

(1) 天然气处理厂生产装置区无组织废气

本工程运营过程中站场无组织废气主要污染物为天然气处理厂各生产装置区逸散的无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)要求对本工程天然气处理厂无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

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

t_i ——密封点*i*的年运行时间，h/a；

$e_{\text{TOC},i}$ ——密封点*i*的总有机碳排放速率，kg/h；

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.3.4-1 设备与管线组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC},i}$ / (kg/h 排放源)
石油化学工业	气体阀门	0.024

	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

本次评价无组织烃类排放主要核算非甲烷总烃的排放量，根据呼探1区块原料天然气的组份表可知， $WFVOC_{s,i}/WFTOC_{s,i}=0.2$ ，根据设计单位提供的数据，本工程生产装置区涉及的阀门、法兰数量如表3.3.4-2所示，天然气处理厂装置区无组织非甲烷总烃核算见下表。

表 3.3.4-2 本工程天然气处理装置区无组织非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称		密封点数量 (个)	排放系数 (kg/h/排放源)	年运行时间(h)	年排放量
						(t/a)
1	集气装置区	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	4	0.14	8000	0.002688
		气体阀门	200	0.024	8000	0.02304
		法兰或连接件	400	0.044	8000	0.08448
		合计			-	0.110208
2	脱水脱烃装置区	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	4	0.14	8000	0.002688
		气体阀门	300	0.024	8000	0.03456
		法兰或连接件	600	0.044	8000	0.12672
		合计			-	0.163968
3	脱汞装置区	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	2	0.14	8000	0.001344
		气体阀门	300	0.024	8000	0.03456
		法兰或连接件	600	0.044	8000	0.12672
		合计			-	0.162624
4	凝析油稳定装置区	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	2	0.14	8000	0.001344
		有机液体阀门	150	0.036	8000	0.02592
		法兰或连接件	300	0.044	8000	0.06336
		合计			-	0.090624
5	乙二醇再生装置区	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	5	0.14	8000	0.00336
		气体阀门	260	0.024	8000	0.029952
		法兰或连接件	520	0.044	8000	0.109824
		合计			-	0.143136

6	闪蒸气增压装置区	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	20	0.14	8000	0.01344
		气体阀门	1000	0.024	8000	0.1152
		法兰或连接件	1400	0.044	8000	0.29568
		合计			-	0.42432
总计					8000	1.1

经过核算，本工程天然气处理生产装置区无组织非甲烷总烃排放速率为 0.14kg/h，按年有效工作时间 8000h 计算，非甲烷总烃年排放量共 1.1t/a。

(2) 井场无组织废气

本工程部署 9 座采气井场，井场涉及的阀门、法兰数量如表 3.3.4-3 所示，单井井场无组织废气核算见下表。

表 3.3.4-3 井场无组织废气核算一览表

设备名称		密封点数量 (个)	排放系数 (kg/h/排放源)	年运行时间(h)	年排放量 (t/a)
单座井场	气体阀门	14	0.024	7920	0.008
	法兰或连接件	14	0.044	7920	0.015
	小计			-	0.023
6 座井场	合计			-	0.136

(3) 储罐区大小呼吸废气

本工程设置 2 座 1000m³ 凝析油储罐，采用内浮顶罐，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 5.2.2.2 重点地区企业原油储存要求。

本工程凝析油储罐通过大小呼吸两种方式产生损失。大呼吸排放又称工作排放，是由于装料与卸料而产生的损失。小呼吸排放是由于温度和大气压力的变化引起蒸气的膨胀和收缩而产生的蒸气排出，它出现在罐内液面无任何变化的情况，是非人为干扰的自然排放方式。

“大呼吸”是指储罐进出成品油时，因罐内气体空间体积变化会引起成品油蒸气的排放。向储罐注入成品油时，随着罐内液面上升，气体空间体积变小，压力增加，当压力增至呼吸阀的控制压力时，压力阀盘开启，排出成品油蒸气；相反，从储罐输出成品油时，随着罐内液面下降，气体空间压力降低，直至真空阀盘开启，吸入空气。这种由成品油进出储罐导致油品蒸气排出和吸入空气的过程称为“大呼吸”。

“小呼吸”是指温度变化造成的呼吸。成品油的体积每天随温度升降而周期性变化。体积增大时，上部的成品油蒸气被排出；体积减小时，吸入新鲜空气，小呼吸的呼气过程一般发生在日出后1~2h至正午前后，吸气过程多发生在每天日落前后的一段时间。

本次采用《石油库节能设计导则》（SH/T3002-2019）中公式计算各储罐油品的蒸发损失。对于内浮顶油罐，大呼吸蒸发损耗计算公式：

$$L_w=4Q_1C_{pY}/D$$

式中： L_w ——浮顶罐大呼吸损耗量（kg/a）；

Q_1 ——油罐年周转量（ $10^3\text{m}^3/\text{a}$ ）；

D ——油罐直径（m）；

ρ_Y ——油品的密度（ kg/m^3 ）；

C ——油罐壁的粘附系数（ $\text{m}^3/1000\text{m}^2$ ）；根据美国石油协会的实验测定值， C 取值参考储罐内壁为轻锈时汽油数据，取0.00257。

本工程凝析油采用2座2000 m^3 凝析油内浮顶储罐储存，储存时间约为8.58天，并通过汽车装车外运，因此储罐年周转量为 $170 \times 10^3\text{m}^3/\text{a}$ 。

表 3.3.4-4 内浮顶储罐大呼吸计算参数及废气量

储存油品	储罐名称	储罐数量	储罐类型	单罐容积（ m^3 ）	直径（m）	油品密度（ kg/m^3 ）	年周转量（ $10^3\text{m}^3/\text{a}$ ）	储罐大呼吸排放量（kg/a）
凝析油	凝析油储罐	2	内浮顶罐	2000	14.5	811	170	97.7

对于内浮顶油罐，小呼吸蒸发损耗计算公式：

$$L_s=K_8 (K_c \cdot D + F_e + F_d \cdot K_d \cdot D^2) P^* \cdot M_v \cdot K_c$$

$$F_m = \sum (N_{mj} \cdot K_{mj})$$

$$P_r = \frac{P_y / P_a}{[1 + (1 - P_y / P_a)^{0.5}]^2}$$

式中： L_s ——浮顶油罐年小呼吸损耗量（kg/a）；

K_8 ——为单位换算系数，项目采用更高效的防有机废气逸散的内浮顶储罐， $K_8=0.45$ ；

K_c ——边圈密封损耗系数；

F_d ——顶板接缝长度系数，系指顶板接缝长度与顶板面积的比值；

K_d —顶板接缝损耗系数，焊接顶板， $K_d=0$ ；非焊接顶板， $K_d=3.66$ ；

P^* —蒸气压函数，无量纲；

M_v —油气摩尔质量（kg/kmol）；

K_c —油品系数（原油 $K_c=0.4$ ，除了原油外所有的石油液体 $K_c=1$ ）；

F_m —浮盘附件总损耗系数；

N_{mj} —某种附件个数；

K_{mj} —某种附件的损耗系数；

P_y —油品平均温度下的蒸汽压（kpa）；

P_a —当地大气压（kpa），取 101.325 kpa。

本工程凝析油储罐小呼吸损耗量计算如下：

表 3.3.4-5 内浮顶储罐小呼吸计算参数及废气量

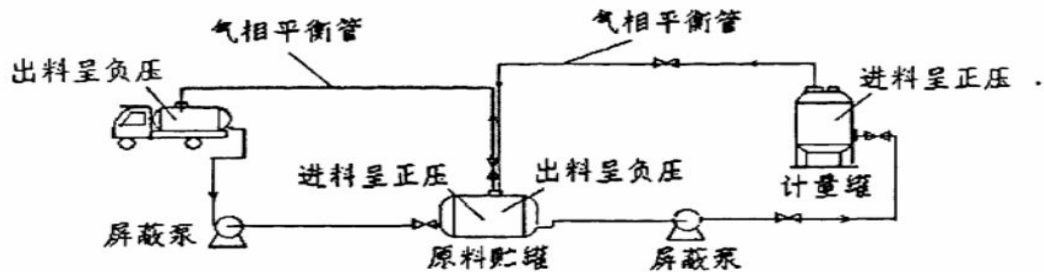
参数	单位	凝析油（天然汽油）
F_d	—	0.11
K_d	—	0
K_c	—	1
K_e	—	5.2
K_g	—	0.45
P^*	—	0.13
M_v	kg/kmol	98
D	m	14.5
F_e	m	0.1
F_m	—	0.97
P_y	kPa	38
L_s	kg/a	432.3
储罐数量	个	2
小呼吸总量	kg/a	864.6

由上可知，本工程凝析油储罐大小呼吸损耗总计为 962.3kg/a。

（4）凝析油装车废气

厂内物料装卸作业时间为每日 9:00~21:00（12h），年工作时间为 330 天，本工程的凝析油在罐区暂存后装汽车外售，装卸过程中会有部分有机物挥发损失。根据环保相关要求，本工程装卸系统设置气相平衡系统，装车采用定量液下鹤管装卸系统，等压密闭装入低压槽车，污染物排放量很小，基本可以忽略不计。

气相平衡的原理：利用原料在流动过程中产生的微压进行有效的的气体平衡控制，从储罐到槽车做到呼吸尾气闭路循环，等压装车，可以极大的减少无组织 VOCs 的排放量。



(5) 燃料气燃烧烟气

根据设计单位提供资料，本工程乙二醇再生装置塔顶的尾气量为 $0.09\text{m}^3/\text{h}$ ，主要成分为非甲烷总烃。再生塔尾气通往厂区的燃料气系统，用作长明灯燃料气。根据设计文件，本工程供给长明灯产品天然气消耗量为 $12\text{m}^3/\text{h}$ ($9.6 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$)。

根据《排污申报登记实用手册》第 231 页的计算实例，完全燃烧 1m^3 的天然气产生的废气量为 10.89m^3 ，每燃烧 10000m^3 的天然气产生的 SO_2 为 1.5kg ，每燃烧 10000m^3 的天然气产生的 NO_2 为 6.3kg 。本工程产品天然气已经过脱水脱烃工序，根据呼探 1 区块产品气组成不含硫，因此不核算产品天然气燃烧后的二氧化硫量，根据计算，本工程燃料天然气燃烧产生废气量 104.5 万 m^3/a ， NO_x 的产生量为 $0.06\text{t}/\text{a}$ 。

(6) 食堂油烟

生活区设置食堂，食堂设置灶头 2 座，根据《饮食业油烟排放标准(试行)》(GB18483-2001)，该食堂属于小型食堂。食堂运行过程中会有一定的油烟废气产生，经过油烟净化器处理后通过食堂风机窗口排出，外排油烟废气量 $2000\text{m}^3/\text{h}$ ，废气中油烟浓度为 $4\text{mg}/\text{m}^3$ ，处理效率 60%，均满足《饮食业油烟排放标准(试行)》(GB18483-2001)中表 2 要求。按照食堂年运行时间 2190h ($365\text{d} \times 6\text{h}$) 计算，年外排油烟 $0.007\text{t}/\text{a}$ 。

3.3.4.2 废水污染源

本工程生产运营期间产生的废水主要包括采出水、井下作业废水、生产检修废水和员工生活污水。

(1) 采出水

采出水来自于原料气经集气装置分离器分离出的含油污水，采出水中主要污染物为SS、COD、石油类、挥发酚等。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中“07 石油和天然气开采业行业系数手册”中超低含硫天然气废水中污染物产污系数：COD 930 克/万立方米产品、石油类 119 克/万立方米产品。依据本工程产能预测表可知，项目产水量随着开采年限逐年递增，2027 年 9 口井全部投产后，年产水量 $0.8 \times 10^4 \text{t}$ ，产气量最大为 $8 \times 10^8 \text{m}^3$ 。据此计算，废水中 COD 最大产生量 34.22t/a、浓度约 8774.4mg/L，石油类最大产生量 4.38t/a、浓度约 1123.1mg/L。据此计算，废水中 COD 最大产生量 74.4t/a、浓度约 9300mg/L，石油类最大产生量 9.52t/a、浓度约 1190mg/L。天然气处理厂气液分离后气藏采出水用罐车拉运采油二厂 81#联合站采出水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022)后回注，不外排。

(2) 井下作业废水

井下作业主要包括气井维修、大修等，井下作业废水的主要来源为修井过程中产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中“1120 石油和天然气开采业专业及辅助性活动行业系数手册”，计算井下作业废水的产生量。

表 3.3.4-6 井下作业废水产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液(水)	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井	104525	回收回注	0
				石油类	克/井	17645	回收回注	0
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井	34679	回收回注	0
				石油类	克/井	6122	回收回注	0

结合项目实际特点，井区内气井为高压高产气井，参照非低渗透油井系数，井下作业每 2 年 1 次。采用表非低渗透油井洗井作业产污系数计算本工程运营期 9 口井在进行井下作业废水及废水中各污染物的产生量，计算结果详见表 3.3.4-7。

表 3.3.4-7 井下作业废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	产生量 (t/a)
-------	------	-----------

工业废水量	76.0t/井	342
化学需氧量	104525g/井	0.47
石油类	17645g/井	0.079

井下作业时带专用回收罐回收作业废水，拉运至采油二厂81#联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注，不外排。

（2）生产检修废水

根据设计文件，天然气处理厂场地冲洗废水、设备检修废水、过滤器冲洗废水量总计废水量为0.5m³/d（165m³/a），排入处理厂内的生产检修污水池，罐车定期拉运至采油二厂81#联合站污水处理站。

（4）生活污水

本工程新增劳动定员为45人，单人消耗水量80L/d（参考《新疆用水定额》），年生活用水量约1188m³，排水系数取0.8，则生活污水产生量约950.4m³/a，其排水水质与居民生活污水相近似，化学需氧量（COD_{Cr}）浓度350mg/L、氨氮（NH₃-N）浓度30mg/L、悬浮物（SS）浓度200mg/L。

天然气处理厂值班员工的生活污水排入处理厂内生活污水池，定期采用罐车拉运至呼图壁县丰泉污水处理厂处理；位于呼图壁县倒班公寓的员工生活污水通过市政管网排入呼图壁县丰泉污水处理厂。

3.3.4.3 固体废物污染源

本工程生产过程中产生的固体废物主要为含油污泥（主要为凝析油储罐定期清理产生的底泥以及生产分离器底部油泥）、废脱汞剂、废滤芯、废润滑油、清管废渣、废防渗膜，以及员工生活垃圾等。

（1）含油污泥

本工程运行过程中将产生的含油污泥主要为凝析油储罐定期清理产生的底泥以及生产分离器底部油泥，危险废物类别为HW08废矿物油和含矿物油废物，代码为071-001-08。类比呼探1井试采期油泥砂产生数据，单井产生量约0.2t/a，则本工程油泥产生量约1.8t/a，交由有危废处置资质的单位接收处置。

（2）废脱汞剂

天然气处理过程中需进行脱汞，脱汞吸附塔需定期更换脱汞剂，主要成分为含汞废物及三氧化二铝（载体），危险废物类别为HW29含汞废物，代码为072-002-2。根据类设计资料废脱汞剂每6年更换一次，脱汞剂产生量约40t/次，交由有危废处置资质的单位接收处理。

（3）废滤芯

天然气处理过程中设置有干气粉尘过滤器，滤芯主要成分为活性炭，过滤器需定期更换滤芯，废滤芯中含有汞，危险废物类别为HW29含汞废物，代码为072-002-2。废滤芯产生量为0.2t/a，交由有危废处置资质的单位进行处置。

（4）废润滑油

本工程天然气处理过程废机油主要来自于空气压缩机、增压装置更换维修过程产生的废润滑油，根据调查，空气压缩机每转动1万小时，就需要更换1次润滑油，废机油产生量约0.5t/a。采气井在进行井下作业和采气过程中机械设备维修中也会产生废润滑油，每口井每次产生废润滑油约0.05t，工程共部署9口井，每次产生废润滑油约0.45t。根据《国家危险废物名录》（2021年版），废机油属于危险废物，危险废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物，产生过程为车辆、轮船及其它机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等，代码为900-214-08，交由有危废处置资质的单位接收处置。

（5）清管废渣

油气集输管道清管作业时产生清管废渣，每年清管1~2次。根据类别调查，一般清管废渣产生量为1.15kg/km，本工程各类集输管道总长40.2km，经核算，每次废渣产生量约46.2kg，产生量约为23.1kg/a。清管废渣的主要成分为石油类、SS和氧化铁等。清管废渣属于危险废物，类别为HW09油/水、烃/水混合物或乳化液，危废代码900-007-09。清管时在收球装置的四周铺设土工布，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，交由有危废处置资质单位进行处置。

（6）废防渗膜

项目运营期井下作业时，气井作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油气田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用1-2年。单块防渗布重约250kg（12m×12m），每口井作业用2块，则本工程9口井作业1次共产生

废弃防渗布约 4.5t，井下作业频次为 2 年/次，则工程产生废弃防渗材料最大量约 2.25t/a。

作业过程中产生的含油废防渗膜属于危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-249-08，其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，交由有危废处置资质的单位接收处置，拉运过程处置单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

(7) 生活垃圾

本工程劳动定员 45 人，生活和工作过程中会产生一定量的生活垃圾，按 1kg/d·人计算，年工作 330 天，则生活垃圾产生量为 14.85t/a。产生的生活垃圾按公寓管理要求放入垃圾桶集中收集，然后定期清运至呼图壁生活垃圾填埋场处理。

综上所述，运营期危险废物处理处置情况见表 3.3.4-8。

表 3.3.4-8 本工程运营期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
含油污泥	HW08	071-001-08	1.8t/a	采出水处理过程、凝析油储罐清理过程	固态	含油污泥	油类物质	2 年/次	T	密闭容器收集后，临时贮存在危废暂存间内，委托有危废处置资质单位接收处置
废脱汞剂	HW29	072-002-29	40t/次	天然气脱汞吸附过程	固态	含汞脱汞剂	含汞废物	6 年/次	T, I	
废滤芯	HW29	072-002-29	0.2t/a	干气粉尘过滤过程	固态	含汞废滤芯	含汞废物	1 年/次	T, I	
废润滑油	HW08	900-214-08	5.45t/a	设备运行、检修	液态	油类物质	油类物质	1 年/次	T, I	
清管废渣	HW08	900-249-08	0.023t/a	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2 年/次	T, I	
废防渗膜	HW08	900-249-08	2.25t/a	井下作业及设备维修	固体	油类物质	石油类	间歇	T, I	

3.3.4.4 噪声污染源

本工程输气管道采用埋地敷设方式，在正常运行过程中不会产生噪声污染。因此运营期噪声污染源主要集中在天然气处理厂及井场，噪声排放情况见表 3.3.4-9。

表 3.3.4-9 运营期噪声排放情况一览表

噪声源名称		声功率级[dB (A)]	排放规律	噪声特性
井场	井口装置	40~50	连续	机械

天然气处理厂	各类机泵	90~100	连续	机械
	压缩机	100-105	连续	机械
	生产分离器	60-70	连续	机械
	气气换热器	60-70	连续	机械
	低温分离器	85-90	连续	机械
	三相分离器	60-70	连续	机械
	J-T 阀	70-80	连续	机械
	乙二醇注醇泵	80-85	连续	机械
	火炬	90-110	间歇	机械
罐车	交通噪声	60~90	间歇	机械

本工程非正常工况主要是天然气处理厂开停工、设备维检修等情况，非正常工况下的天然气全部进入火炬燃烧放空，事故状态下火炬放空噪声（噪声级为100~110dB(A)）。

3.3.4.5 运营期污染物排放情况汇总

本工程运营期三废排放状况见表 3.3.4-10。

表 3.3.4-10 运营期污染物产生及排放一览表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向	
废气	井场采气	无组织废气	非甲烷总烃	0.136t/a	0.136t/a	无组织挥发至大气	
	天然气处理装置	无组织废气	非甲烷总烃	1.1t/a	1.1t/a		
	储存及装卸	无组织废气	非甲烷总烃	0.962t/a	0.962t/a		
	乙二醇再生装置	再生塔尾气	非甲烷总烃	0.45t/a	0	进入厂区燃料气系统	
废水	采出水		SS、COD、石油类、挥发酚等	8000m ³	0	分别用罐车拉运采油二厂 81# 联合站污水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022) 后回注。	
	井下作业废水			342m ³	0		
	生产检修废水			165m ³	0		排入厂区生产检修废水池，定期用罐车拉运至 81# 联合站污水处理系统处理达标后回注。
	生活污水			950.4m ³	950.4m ³		排入厂区生活污水池，集中拉运至呼图壁丰泉污水处理厂

固体废物	凝析油储罐罐底及生产分离器底部		含油污泥	1.8t/a	0	交由有资质单位进行回收、处置
	天然气处理装置		废脱汞剂	40t/次	0	
			废滤芯	0.2t/a	0	
	井下作业和采气过程		废润滑油	5.45t/a	0	
	修井作业		废防渗膜	2.25t/a	0	
	清管作业		清管废渣	23.1kg/a	0	
	员工生产生活		生活垃圾	14.85t/a	14.85t/a	清运至呼图壁县生活垃圾填埋场
噪声	天然气处理厂、井场设备、井下作业	机械噪声	等效连续 A 声级	40 ~ 110dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

3.3.4.6 非正常及事故状态环境影响因素分析

本项目非正常工况主要是天然气处理厂开停工、设备维检修等情况，非正常工况下的天然气全部进入火炬燃烧放空；可能发生的事故主要有井喷、井漏、管线和储罐泄漏事故。

(1) 天然气处理厂非正常工况

天然气处理厂非正常工况下火炬最大放空规模按照 $240 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ($10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$) 设计，事故及非正常工况条件下最大放空量按 2h 计，放空量按 $20 \times 10^4 \text{m}^3$ 计。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_i —核算时段内火炬气中的硫含量， kg/m^3 ；

Q_i —核算时段内火炬气流量， m^3/h ；

t_i —火炬运行时间，h；

α —排放系数， kg/m^3 ，氮氧化物取 0.054。

本工程天然气中不含硫，非正常工况火炬单次燃烧废气中氮氧化物排放量约

10.8t。

(2) 井喷事故

井喷主要是在钻井和井下作业过程中发生的事故。本项目在钻井和井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，天然气、采出水、凝析油和钻井液一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

(3) 井漏事故

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

(4) 管道及凝析油储罐泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，单井采气管线及储罐发生破裂导致油品泄漏，造成环境污染。

3.3.5 退役期环境影响因素

退役期，对完成采气的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生，噪声主要源自井场设备拆卸等。井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，可回收利用。

通过采取以上措施，可使退役期环境影响降到最低。

3.3.6 物料平衡

根据设计资料，本工程天然气标况（20℃，101.3kPa）密度约为0.74kg/m³，处理原料气8×10⁸m³/a，折算后原料气质量为592000t/a，外输产品天然气密度为0.728kg/m³，外输产品气7.97×10⁸m³/a，折算后产品气质量为581031t/a；用做长明灯燃料气的耗气量为9.6×10⁴m³/a，密度为0.725kg/m³，折算质量约为69.55t/a；再生塔尾气为2.28m³/d，折算质量约为0.45t/a。本工程物料平衡见表3.3.6-1。

表 3.3.6-1 物料平衡表

进入		产出		备注
物质	进入量	物质	产出量	

原料气	592000t/a	外输天然气	581031t/a	产品天然气通过管道外输
		燃料耗气量	69.55t/a	产品天然气用做长明灯燃料气
		再生塔尾气	0.45t/a	进入厂区燃料气系统用作长明灯燃料
不稳定凝析油	102000t/a	稳定凝析油	112899t/a	凝析油产品罐车拉运至乌石化
合计：694000t/a		合计：694000t/a		

3.3.7 汞平衡

本工程的原料气来自呼图壁其他呼探1区块，通过脱汞装置去除汞后，满足《天然气》（GB17820-2018）中一类质量标准后外输。根据对呼探1区块的天然气进行汞含量分析，原料气汞含量为为 $423\mu\text{g}/\text{m}^3\sim 1458\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。从安全角度出发，以及考虑外输天然气中汞含量变化，本工程参照国外相关要求，天然气中汞含量初步按照 $1200\mu\text{g}/\text{m}^3$ 进行设计。

工程设计拟采用化学反应吸附法脱除天然气中的汞，脱汞剂拟选用载硫活性炭或者载硫三氧化二铝，天然气中的汞与吸附材料中的硫化物产生化学反应，以汞金属化合物的形式从天然气中分离出来，脱汞后的天然气汞含量 $\leq 28\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，脱汞剂脱除效率为97.8%。

化学反应式如下： $2\text{Hg}+\text{S}\rightarrow 2\text{HgS}$ ；

本工程原料气处理规模为 $8\times 10^8\text{Nm}^3/\text{a}$ ，天然气中汞含量初步按照 $1200\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，脱汞剂脱除97.7%的汞后，净化天然气汞含量为 $28\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，由此计算汞平衡情况见表3.3.7-1。

表 3.3.7-1 汞平衡表

进入 (kg/a)		产出 (kg/a)	
原料气中含汞	960	脱汞剂吸附汞	937.6
		净化天然气中汞	22.4
合计：960		合计：960	

3.3.8 污染物排放“三本帐”

本工程位于呼探1区块，区块现有工程的污染物产生及排放量，再结合本工程污染物排放，对污染物排放“三本帐”核算。本工程建成后运营期污染物排放变化情况见表3.3.8-1。

表 3.3.8-1 呼探1区块运营期污染物排放“三本帐”表

序号	影响类别	污染物	现有工程排放量(t/a)	本工程排放量(t/a)	总体工程		
					排放量(t/a)	以新带老削减量(t/a)	排放增减量(t/a)
1	废气	SO ₂	0.03	0	0.03	0	0
		NO _x	1.6	0	1.6	0	0
		颗粒物	0.01	0	0.01	0	0
		烃类	4.9	2.198	7.098	0	2.198
2	废水	生产废水	0	0	0	0	0
		生活污水	47	950.4	997.4	0	950.4
3	固体废物	含油污泥	0	0	0	0	0
		生活垃圾	1.3	14.85	16.15	0	14.85

3.4 清洁生产水平分析

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

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

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

3.4.1 清洁生产水平技术指标对比分析

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

（1）评价指标体系

清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

——定量评价指标

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

——定性评价指标

根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核建设单位对有关政策、法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

(2) 评价依据

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

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

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

——定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

(3) 权重分值

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

(4) 评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的钻井液循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

钻井、井下作业、采油和集输作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.4-1~3.4-3。

（5）评价指标考核评分计算

1) 定量评价考核总分值计算

① 单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{xi} / S_{oi}$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{oi} / S_{xi}$$

式中： S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数。

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值

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

② 定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

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

式中：P₁—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i—第 i 项评价指标的权重值。

2) 定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

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

式中：P₂—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

(3) 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数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

P₁—定量评价考核总分值；

P₂—定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指数见表 3.4.1-1。

表 3.4.1-1 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.4.1-2~3.4.1-2 计算可得：

——钻井作业：定量指标 100 分，定性指标 90 分，综合评价 96 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 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

表 3.4.1-2 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	m ²	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	符合	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95%	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 ³ /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	mg/L	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	本工程评分	
(1) 原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液		10	0	
		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 3.4.1-3 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	0	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	3	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
0 (4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m ³ /井次	10	≤3.0	76.0	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	232	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	1375	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	本工程评分	
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	5	
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	10	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		10	10	
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证			15	15	
		开展清洁生产审核			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	5	
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求			20	20	

表 3.4.1-4 采气定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油: ≤65 稠油: ≤160 天然气: ≤50	12.65	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	0	0	
		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	<10	5	
		COD	%	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	<150	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	本工程评分	
(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	

3.4.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本工程清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

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

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 总量控制原则

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

3.5.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_x、VOCs。

废水污染物：COD、NH₃-N。

（1）废气污染物

本工程油气集输和处理采用密闭集输工艺，主要废气污染物为油气处理和集输过程中烃类气体的挥发。

（2）废水污染物

正常运营期间，采出水和井下作业废水采用专用罐车拉至采油二厂81#联合站采出水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方

法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注，不外排，因此不对废水污染物进行总量控制。

由上可知，本工程总量控制因子：VOCs。

3.5.3 总量控制建议指标

（1）施工期

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

（2）运营期

根据《关于印发<挥发性有机物排污收费试点办法>的通知（财税〔2015〕71号）》，VOCs是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。具有挥发性的有机化合物主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚等）、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等。对于本工程而言，其排放的VOCs基本可以等同为非甲烷总烃，VOCs（以非甲烷总烃计）的总量考核指标2.198t/a，均为无组织挥发。

天然气开采和处理过程中站场、井场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求4.0mg/m³。

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

3.6 相关法规、政策符合性分析

3.6.1 与产业政策符合性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》，“第一类鼓励类”：“七、石油天然气”中“1.石油天然气开采”属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

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

项目运营期采取的各项环保措施与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中要求的相符性分析详见表 3.6-1。

表 3.6-1 本工程与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关规定	本工程采取的相关措施	相符性分析
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	项目区无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区	符合
2	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况	针对本工程运营期排放的废气、噪声以及大气、土壤环境提出了运营期监测计划，建设单位应接受自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局及呼图壁县分局的监督与管理，并按照《企业事业单位环境信息公开办法》（原环保部第 31 号）等规定，公开运营期监测情况	符合
3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	本报告提出，井场、站场施工结束后，均应对施工场地进行清理平整，由于项目所在区域的蒸发量大于降水量，不需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄露，造成环境污染	本报告提出运营期要定期对站场各设备设施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
5	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水；运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物质，应当采取防范措施，防止渗漏、溢流、溢流和散落	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
6	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置	本工程运营期含油污泥、废脱汞剂、废滤芯、废机油、清管废渣等危险废物委托有危废处置资质的单位进行处置。危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），运输过程中应执行《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求中有关运输的规定，加强危险废物的全过程管理。	符合
7	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的	本工程天然气全部经过处理后外输，事故状态下全部进处理厂火炬燃烧，不放空。	符合

	排放标准后排放		
9	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的,应当恢复地表形态和植被:(1)建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石; (2)震裂、压占等造成土地破坏的; (3)占用土地作为临时道路的; (4)油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的	项目管线施工时土方分层堆放、分层回填,临时占地均进行场地平整清理,由于特殊的气候条件,不适宜采取植被复垦的生态保护措施,采用自然恢复;外输管线所占农田需及时复垦。场站均采取了地面硬化的措施,退役期场站内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理,平整后依靠自然恢复	符合
10	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案,报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的,应当立即启动应急预案,采取应急措施,防止环境污染事故发生	本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司采气一厂管理,将项目实施区域纳入《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污染事件专项应急预案》	符合

由表 3.6.2-1 可知,项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关规定。

3.6.3 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)中要求的相符性分析详见表 3.6-2。

表 3.6-2 本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》	项目采取的相关措施	符合性分析
因矿制宜选择开采工艺和装备,符合清洁生产要求。应贯彻“边开采,边治理,边恢复”的原则,及时治理恢复矿区地质环境,复垦矿区压占和损毁土地。	项目提出施工期结束后,恢复井场、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。	符合
应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,科学合理地确定开发方案,选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,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。	本工程开发方案设计考虑了油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,所选用的技术和工艺均成熟、先进。	符合
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。	项目井场、站场、管线永久占地和临时占地规模均从土地资源节约方面考虑,尽可能缩小占地面积和作业带宽度。	符合
对伴生有二氧化碳气体的油气藏,二氧化碳气体含量未达到工业综合利用要求的,应采取有效处置方案,未制定二氧化碳气体处置方案的油气藏不得开发。	根据设计文件,本工程天然气中二氧化碳体积比为 0.24%,天然气中二氧化碳满足《天然气》GB17820-2018 中的一类和二类气的外售标准(分别是 3 摩尔分数%、4 摩尔分数%)。	符合

对伴生有 H ₂ S 气体的油气藏，H ₂ S 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 H ₂ S 气体处置方案的油气藏不得开发。	本工程天然气中不含 H ₂ S。	符合
---	-----------------------------	----

3.6.4 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中要求的相符性分析详见表 3.6-3。

表 3.6-3 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

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%	井下作业时带罐，防止产生落地油。产生落地油后 100%回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置	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	采出水送至 81#联合处理站采出水处理系统，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关标准后，全部回注，不外排	符合
4	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。	本项目采用密闭集输工艺流程工艺，凝析油采用 2000m ³ 浮顶罐储存，罐体安装泄漏报警系统。	符合
5	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	本工程天然气全部经过处理后外输，不放空	符合
6	在钻井和井下作业过程中，鼓励油污、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的油污、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	井下作业废水及含油废水集中收后由罐车拉运至采油二厂 81#联合处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排	符合
7	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	事故状态下产生的落地油 100%回收，含油污泥交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
8	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境事故	呼探井区投产后将归新疆油田分公司采气一厂运营，将本井区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

由表 3.6.4-1 可知，项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

3.6.5 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

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

3.6.6 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）符合性分析

本工程与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）符合性分析见表 3.6-4

表 3.6-4 本工程与“环办环评函〔2019〕910号”符合性

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	本工程是以呼探1区块开展环评，在报告中对项目施工期、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

	效性。		
2	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。	本工程天然气外输管线穿越呼图壁河。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。	
3	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。项目运营过程中事故状态下含油污泥交由有相应危险废物处置资质的单位回收、处置，不会对区域环境造成不利影响	符合
4	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫油田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 H ₂ S 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 SO ₂ 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物标准要求。	根据本区块天然气物性可知，天然气中不含硫化氢。本工程天然气经新建呼图壁天然气处理厂处理达标后外输。井场、站场不涉及加热炉、锅炉等。	
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	本工程凝析油采用内浮顶罐贮存，凝析油装载过程采用气相平衡系统，最大限度的减少了油气的无组织挥发。	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	项目的建设符合相关规划及区域“三线一单”要求，选址选线合理；施工期严格按照即定方案施工，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；电源自周边已建电网接入，钻井设备及各类机械均使用符合国家标准的油品；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减震措施，项目周边无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束后应及时对项目区进行平整、清理，恢复临时占地	符合
7	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态	本工程不涉及生态保护红线区。	符合

	系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。		
8	陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	本工程建设集区块生产、处理设施和外输管线建设项目为一体，管线在选线时综合考虑了沿途村庄、农田的分布情况，尽可能远离居民区；针对不同的穿越工程，采取适宜的施工方式；针对外输管线可能发生的风险，提出了相应的风险防范措施	符合
9	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

3.6.7 与《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知〉》（新环环评发〔2020〕142号）符合性分析

本工程与《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知〉》（新环环评发〔2020〕142号）符合性分析见表3.6-5。

表 3.6-5 与“新环环评发〔2020〕142号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	请各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价。	新疆油田分公司已编制新疆油田分公司十四五发展规划和规划评价，《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》已取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审〔2022〕252号）。	符合
2	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评）。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本工程以呼探1区块为单位开展环评，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合

3.6.8 与《中华人民共和国水土保持法》相符性分析

本工程与《中华人民共和国水土保持法》（2011年3月）符合性分析见下表 3.6-6。

表 3.6-6 本工程与《中华人民共和国水土保持法》的符合性分析

法规内容	本工程情况	符合性分析
第二十四条：生产建设项目选址、选线应当避让水土流失重点预防区和重点治理区；无法避让的，应当提高防治标准，优化施工工艺，减少地表扰动和植被损坏范围，有效控制可能造成的水土流失。	根据（新水水保〔2019〕4号），项目区位于天山北坡诸小河流域重点治理区范围内；本工程环评提出按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施。	符合
在风力侵蚀地区，地方各级人民政府及其有关部门应当组织单位和个人，因地制宜地采取轮封轮牧、植树种草、设置人工沙障和网格林带等措施，建立防风固沙防护体系。	工程施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。	符合
第三十九条：国家鼓励和支持在山区、丘陵区、风沙区以及容易发生水土流失的其他区域，采取下列有利于水土保持的措施：（一）免耕、等高耕作、轮耕轮作、草田轮作、间作套种等；（二）封禁抚育、轮封轮牧、舍饲圈养；（三）发展沼气、节柴灶，利用太阳能、风能和水能，以煤、电、气代替薪柴等；（四）从生态脆弱地区向外移民；（五）其他有利于水土保持的措施。	项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被；根据水土保持方案，针对井场、站场、管线和道路均采取防沙治沙措施。	符合

3.6.9 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性分析

本工程与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性分析见表 3.6-7。

表 3.6-7 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

序号	要求	项目情况	符合性
1	产生 VOCs 的生产环节优先采用密闭设	本工程属于天然气开采项目，集输环	符合

	备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式，并保持负压运行。	节均为密闭流程，天然处理厂凝析油储罐采用内浮顶罐，并采用氮封保护，装车采用气相平衡装置，可有效减少 VOCs 排放。	
2	重点排查汽油（包括含醇汽油、航空汽油）、航空煤油、原油、石脑油及苯、甲苯、二甲苯等装卸的物料类型、装载量、油气回收量，装载方式、密封型式、压紧方式及治理设施建设情况、工艺类型和运行情况，建立装卸排查清单；检查检测罐车人孔盖、油气回收耦合阀，底部装载有机废气回收快速接头、顶部浸没式装载密封罩、油气回收管线法兰等密封点泄漏情况，及治理设施排放浓度、排放速率和去除效率。	本工程属于天然气开采项目，集输环节均为密闭流程，天然处理厂凝析油储罐采用内浮顶罐，并采用氮封保护，装车采用气相平衡装置，可有效减少无组织 VOCs 排放；本工程选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测。本次评价提出切实可行的废气污染防治措施。	符合
3	企业应按照标准要求，根据储存挥发性有机液体的真实蒸气压、储罐容积等进行储罐和浮盘边缘密封方式选型。充分考虑罐体变形或浮盘损坏、储罐附件破损等异常情况，鼓励对废气收集引气装置、处理装置设置冗余负荷；储罐排气回收处理后无法稳定达标排放的，应进一步优化治理设施或实施深度治理；鼓励企业对内浮顶罐排气进行收集处理。储罐罐体应保持完好，不应有孔洞、缝隙（除内浮顶罐边缘通气孔外）；除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，储罐附件的开口（孔）应保持密闭。	本工程新钻井运行后采用密闭集输工艺，不涉及储罐等；天然处理厂凝析油储罐采用内浮顶罐，并采用氮封保护，可有效减少 VOCs 排放。	符合

3.6.10 与《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》

（新环固体函〔2022〕675号）符合性分析

本工程与《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》（新环固体函〔2022〕675号）符合性分析见表 3.6-8。

表 3.6-8 与《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》（新环固体函〔2022〕675号）符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	历史遗留废弃磺化泥浆可由具备相应能力的危险废物集中处置设施，或专业废弃磺化泥浆集中处置设施进行规范化处置；历史遗留磺化泥浆采取填埋方式进行处置的，需开展危险废物鉴别，根据鉴别结论按照	本工程不涉及历史遗留废弃磺化泥浆。	符合

	《危险废物填埋污染控制标准》（GB18598-2019）或《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求开展填埋处置；综合利用历史遗留废弃磺化泥浆的，应满足《固体废物再生利用污染防治技术导则》（HJ1091-2020）等相关要求。		
2	历史遗留废弃磺化泥浆经鉴别属于危险废物的，应严格按照危险废物全过程管理。新产生的废弃磺化泥浆按照项目现有环评文件和批复要求进行管理，无相关要求的参照第一条执行。国家有新规定新要求时按照新规定新要求执行。	本工程不涉及历史遗留废弃磺化泥浆；本工程钻井过程中的磺化泥浆在井场储罐中暂存交由第三方单位进行处置。	符合

3.6.11 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

本工程与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析见表 3.6-9。

表 3.6-9 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性

《关于规范临时用地管理的通知》 （自然资规〔2021〕2号）相关要求		本工程情况	符合性
临时用地选址要求和 使用期限	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。	本工程占地类型主要为水浇地、牧草地和其他草地。工程施工前应办理征地手续，根据工程建设实际用地面积办理征地手续，并在施工结束后对占用的临时用地全部进行恢复。	符合
	临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。	本工程管线施工不可避免需临时占用基本农田，临时占用基本农田需根据要求办理征地手续，并按照征地手续占一补一，进行补偿。	符合
	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。临时用地使用期限，从批准之日起算。	根据中国石油新疆油田分公司之前办理的临时用地手续，临时用地使用期限为两年。	符合
规范临时用地审批	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。	本工程在施工前先办理临时用地手续，待临时用地期限到期前，办理建设用地审批手续。对于未转入生产的，应当完成土地复垦。	符合

落实临时用地恢复责任	临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。	中国石油新疆油田分公司不得对批准的临时用地进行转让、出租、抵押。 本工程临时占用耕地，施工结束后对临时用地内的建筑物进行拆除，恢复，后期对未投入产生的进行恢复复垦。	符合
	严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。		

3.6.12 与《基本农田保护条例》符合性分析

本工程与《基本农田保护条例》符合性分析见表 3.6-10。

表 3.6-10 与《基本农田保护条例》符合性分析

序号	《基本农田保护条例》中相关规定	本工程采取的相关措施	符合性
1	第十五条 基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，必须经国务院批准。	本工程内容不涉及永久占用基本农田，部分管线敷设在基本农田内，根据工程设计方案本工程站场、井场选址已避让基本农田，但是部分管线施工过程将不可避免临时占用基本农田。建设单位临时占用部分基本农田，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年。	符合
2	第十七条 禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。	本工程不涉及破坏基本农田的活动。	符合
3	第二十六条 因发生事故或者其他突发性事件，造成或者可能造成基本农田环境污染事故的，当事人必须立即采取措施处理，并向当地环境保护行政主管部门和农业行政主管部门报告，接受调查处理。	本次环评要求造成或者可能造成基本农田环境污染事故的，建设单位必须立即采取措施处理，并向当地环境保护行政主管部门和农业行政主管部门报告，接受调查处理。	符合
4	第三十条违反本条例规定，有下列行为之一的，依照《中华人民共和国土地管	本工程无违反本条例规定。	符合

序号	《基本农田保护条例》中相关规定	本工程采取的相关措施	符合性
	理法》和《中华人民共和国土地管理法实施条例》的有关规定,从重给予处罚: (一)未经批准或者采取欺骗手段骗取批准,非法占用基本农田的; (二)超过批准数量,非法占用基本农田的;(三)非法批准占用基本农田的; (四)买卖或者以其他形式非法转让基本农田的。		

3.6.13 与《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》(自然资规〔2019〕1号)符合性分析

本工程与《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》(自然资规〔2019〕1号)符合性分析见表3.6-11。

表 3.6-11 与《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》(自然资规〔2019〕1号)符合性分析

序号	《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》中相关规定	本工程采取的相关措施	符合性
1	(五)依法处置违法违规建设占用问题。对各类未经批准或不符合规定要求的建设项目、临时用地、农村基础设施、设施农用地,以及人工湿地、景观绿化工程等占用永久基本农田的,县级以上自然资源主管部门应依法依规严肃处理,责令限期恢复原种植条件。经县级自然资源主管部门会同农业农村主管部门组织核实,市级自然资源主管部门会同农业农村主管部门论证审核确实不能恢复的,按有关要求整改补划永久基本农田和修改相应的土地利用总体规划。对违法违规占用永久基本农田建窑、建房、建坟、挖沙、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者从事其他活动破坏永久基本农田,毁坏种植条件的,按《土地管理法》《基本农田保护条例》等法律法规进行查处,构成犯罪的,依法移送司法机关追究刑事责任。	本工程目前正在办理征地手续,在征地手续审批前不得开工建设。	符合
2	(七)严格占用和补划审查论证。一般建设项目不得占用永久基本农田;重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的,在可行性研究阶段,省级自然资源主管部门负责组织对占用的必要性、合理性和补划方案的可行性进行严格论证,报自然资源部用地预审;农用地转用和土地征收依法报批。深度贫困地区、集中连片特困地区、国家扶贫开发工作重点县省级以下基础设施、易地扶贫搬迁、民生发展等建设项目,确实难以避让永久基本农田的,可以纳入重大建设项目范围,由省级自然资源主管部门办理用地预审,并按照规定办理农用地转用和土地征收。严禁通过擅自调整县乡土地利用总体规划,规避占用永久基本农田的审批。	本工程管线临时占用基本农田,不涉及永久占用基本农田,在取得征地审批手续前不得开工建设。	符合
3	临时用地一般不得占用永久基本农田,建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的,在	本工程井场、站场已避让基本农田,	符合

序号	《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》中相关规定	本工程采取的相关措施	符合性
	不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收，验收合格的，继续按照永久基本农田保护和管理；验收不合格的，责令土地使用者进行整改，经整改仍不合格的，按照《土地复垦条例》规定由县级自然资源主管部门使用缴纳的土地复垦费代为组织复垦，并由县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收。县级自然资源主管部门要切实履行职责，对在临时用地上修建永久性建（构）筑物或其他造成无法恢复原种植条件的行为依法进行处理；市级自然资源主管部门负责临时用地使用情况的监督管理，通过日常检查、年度卫片执法检查等，及时发现并纠正临时用地中存在的问题。	不涉及永久占用基本农田；根据设计部分管线需临时占用基本农田，不可避免让，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年。	
4	（八）处理好涉及永久基本农田的矿业权设置。全国矿产资源规划确定的战略性矿产，区分油气和非油气矿产、探矿和采矿阶段、露天和井下开采等情况，在保护永久基本农田的同时，做好矿产资源勘查和开发利用。非战略性矿产，申请新设矿业权，应避免永久基本农田，其中地热、矿泉水勘查开采，不造成永久基本农田损毁、塌陷破坏的，可申请新设矿业权。	本工程位于新疆油田探矿采矿权范围内，在保护基本农田的同时，已做好矿产资源勘查和开发利用。	符合
5	矿业权申请人依法申请战略性矿产探矿权，开展地质勘查需临时用地的，应依法办理临时用地审批手续。石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井。在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。	本工程部分管线临时占用基本农田，不涉及永久占用基本农田。	符合

3.6.14 与《关于加强生态红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142号）符合性分析

本工程与《关于加强生态红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142号）符合性分析见表 3.6-12。

表 3.6-12 项目与生态保护红线护的相关要求符合性分析

文件	生态保护红线相关要求	符合性分析
《自然资源部生态环境部国家林业	（一）规范管控对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线是国土空间规划中的重要管控边界，生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活	本工程为天然气开采项目，位于呼图壁气

和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142号）	<p>动，在符合法律法规的前提下，仅允许以下对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、风景名胜、饮用水水源保护区等区域，依照法律法规执行。</p> <p>7.地质调查与矿产资源勘查开采。包括：基础地质调查和战略性矿产资源远景调查等公益性工作；铀矿勘查开采活动，可办理矿业权登记；已依法设立的油气探矿权继续勘查活动，可办理探矿权延续、变更（不含扩大勘查区块范围）、保留、注销，当发现可供开采油气资源并探明储量时，可将开采拟占用的地表或海域范围依照国家相关规定调出生态保护红线；已依法设立的油气采矿权不扩大用地用海范围，继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立的矿泉水和地热采矿权，在不超出已经核定的生产规模、不新增生产设施的前提下继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立和新立铬、铜、镍、锂、钴、锆、钾盐、（中）重稀土矿等战略性矿产探矿权开展勘查活动，可办理探矿权登记，因国家战略需要开展开采活动的，可办理采矿权登记。上述勘查开采活动，应落实减缓生态环境影响措施，严格执行绿色勘查、开采及矿山环境生态修复相关要求。</p>	田呼探1区块，在新疆油田分公司矿权范围内；本工程不涉及生态保护红线区，符合相关要求。
	<p>（二）办理要求</p> <p>上述项目（不含新增填海造地和新增用岛）按规定由自然资源部进行用地用海预审后，报国务院批准。占用生态保护红线的国家重大项目，应严格落实生态环境分区管控要求，依法开展环境影响评价。生态保护红线内允许有限人为活动和国家重大项目占用生态保护红线涉及临时用地的，按照自然资源部关于规范临时用地管理的有关要求，参照临时占用永久基本农田规定办理，严格落实恢复责任。</p>	本工程不涉及生态保护红线区，符合相关要求。

3.6.15 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 3.6-13 与国发〔2023〕24号文件的符合性分析

文件要求	本工程	符合性
重点区域有京津冀及周边地区、长三角地区、汾渭平原	本工程地处昌吉州呼图壁县，所在区域不属于重点区域	符合
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
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光热加热系统，属于清洁能源	符合

文件要求	本工程	符合性
强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常废气处理设施。	本工程天然气处理厂凝析油储罐采用内浮顶罐，并采用氮封保护，装卸过程采用气相平衡装置，有效减少无组织 VOC 挥发及排放；同时建设单位在运营期须加强天然气处理厂 VOCs 泄漏检测，定期对油气生产设施开展密封性检测。	符合
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光热加热系统	符合
开展餐饮油烟、恶臭异味专项治理；稳步推进大气氨污染防治。	本工程公寓食堂油烟采用油烟净化装置。	符合
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烃类废气，本次环评提出烃类气体污染防治措施。	符合

综上，本工程建设符合《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）相关要求。

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

符合性分析

本工程与 2024 年 6 月 9 日新疆维吾尔自治区生态环境厅关于印发《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）符合性分析见下表。

表 3.6-14 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》的相符性分析

规划中相关要求	拟采取措施	符合性
生态 1. 建设单位应依法依规组织编制环境影响评价文	本工程为“五、石油和	符合

环境 准入 总体 要求	件，并报具有审批权限的生态环境部门审批。	天然气开采业，0721 陆地天然气开采”中的涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设），属于报告书项目	
	2.建设项目应符合国家、自治区相关法律法规规章、产业政策要求，采用的工艺、技术和设备应符合《产业结构调整指导目录》《产业转移指导目录》《鼓励外商投资产业目录》《西部地区鼓励类产业目录》等相关要求，不得采用国家和自治区限制、淘汰或禁止使用的工艺、技术和设备。在环评审批中，严格落实国家及自治区有关行业产能替代、压减等措施。	本工程属于国家鼓励类的产业政策。	符合
	3.一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的国民经济发展规划、生态功能区划、国土空间规划、产业发展规划等相关规划及生态环境分区管控要求，符合区域（流域）或产业规划环评及审查意见要求。	本工程符合主体功能区划、生态功能区划、及生态环境分区管控规划	符合
	4.禁止在自然保护区、世界自然遗产地、风景名胜区、自然公园（森林公园、地质公园、湿地公园、沙漠公园等）、重要湿地、饮用水水源保护区等依法划定禁止开发建设的环境敏感区及其他法律法规规章禁止的区域进行污染环境的任何开发活动。禁止在青藏高原水土流失严重、生态脆弱的区域开展可能造成水土流失的生产建设活动。确因国家发展战略和国计民生需要建设的，应当经科学论证，并依法办理审批手续，严格控制扰动范围。涉及生态保护红线的其他要求，按照《自然资源部生态环境部国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142号）执行，生态保护红线管控要求调整、更新的，从其规定。	本工程距离天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区最近距离 20.5km，不位于自然保护区、世界自然遗产地、风景名胜区、自然公园（森林公园、地质公园、湿地公园、沙漠公园等）、重要湿地、饮用水水源保护区。	符合
	5.矿产资源开发按照国家及自治区绿色矿山建设规范进行建设，遵循“谁开发、谁保护，谁破坏、谁恢复，谁受益、谁补偿，谁污染、谁付费”的原则，制定矿山生态环境保护与恢复治理方案并严格组织实施。违反国家规定造成生态环境损害的，依法依规开展生态环境损害赔偿工作，依法追究生态环境损害赔偿责任。	本环评已要求了施工期和封井期的生态环境恢复措施	符合
	6.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用的，应符合《中华人民共和国基本农田保护条例》相关要求；占用耕地、林地或草地的建设项目应符合	本工程部分管线临时占用基本农田，本次环评对临时占用基本	符合

	合国家、自治区有关规定。	农田提出了相应的措施，需满足《中华人民共和国基本农田保护条例》要求，施工占用耕地、草地、林地等按照相关规定办理征地补偿手续。	
	7.新建、扩建工业项目原则上应布置于依法合规设立、环境保护基础设施完善的产业园区、工业聚集区或规划矿区，并符合相关规划、规划环评及其审查意见要求；法律法规规章和政策另有规定的，从其规定。选址和厂区布置不合理的现有污染企业应根据相关要求，通过“搬迁、转产、停产”等方式限期整改，退城进园。	本工程符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》中要求。	符合
	8.按照国家和自治区排污许可规定，按期持证排污、按证排污，不得无证排污。新增主要污染物排放总量的建设项目必须落实主要污染物排放总量指标来源和控制要求。石化、煤化工、燃煤发电（含热电）、钢铁、有色金属冶炼等新增主要污染物排放量的建设项目所在区域、流域控制单元环境质量未达到国家或者地方环境质量的，建设项目应提出有效的区域削减方案，对主要污染物实行区域倍量削减，确保项目投产后区域环境质量有改善。所在区域、流域控制单元环境质量达到国家或者地方环境质量的，原则上建设项目主要污染物实行区域等量削减，确保项目投产后区域环境质量不恶化。区域削减方案应符合建设项目环境影响评价管理要求，同时符合国家和地方主要污染物排放总量控制要求。涉重金属的新建、改扩建项目其重金属污染物遵循“等量替代”或“减量替代”原则。	本工程大气主要污染物为采气、油气集输和处理过程的挥发性有机物。	符合
	9.煤电、石化、化工、钢铁、有色金属冶炼、建材等六个行业建设项目应将碳排放影响评价纳入环境影响评价体系，统筹开展污染物和碳排放的源项识别、源强核算、减污降碳措施可行性论证及方案比选，提出协同控制最优方案。	本工程已将碳排放影响评价纳入报告	符合
	10.存在地下水和土壤污染途径的建设项目应采取分区防渗措施，防止地下水和土壤污染。存在环境风险的建设项目，提出有效的环境风险防范措施及环境风险应急预案编制原则和要求，纳入区域环境风险应急联动机制。各类开发区、工业园区和工业聚集区应编制环境风险应急预案，并具备环境风险应急处置能力。未通过认定或不属于一般或较低安	本工程评价了项目施工期和运营期带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设	符合

	全风险的化工园区，不得新建、改扩建危险化学品生产项目（安全、环保、节能和智能化改造和与其他行业生产装置配套建设项目，太阳能、风能等可再生能源电解水制氢项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。地方政府要依法依规妥善做好未通过认定化工园区的整改或关闭，以及园区内企业的监管及处置工作。涉及《重点管控新污染物清单》《优先控制化学品名录》所列新污染物（化学物质）生产、加工使用、进出口的建设项目，应当按照国家有关规定采取禁止、限制、限排等环境风险管控措施，对于二噁英、六氯丁二烯、二氯甲烷、三氯甲烷、抗生素等已纳入排放标准的新污染物（化学物质）应进行充分论证和评价，并提出可靠的污染防治措施，确保排放满足相关标准要求，环境影响可接受。	施等均论证了依托可行性 and 有效性，项目依托处置可行。	
	11.企业排污车间或工段与环境敏感区距离应满足国家、地方规定或环境影响评价文件提出的大气环境保护距离要求，环境保护距离范围内不应有居民区、学校、医院等环境敏感目标。	本工程评价范围内无居民区、学校、医院等敏感目标	符合
	12.根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330）《建设项目危险废物环境影响评价指南》，对建设项目产生的所有副产物，应依据产生来源、利用和处置过程鉴别该副产物是否属于固体废物，作为固体废物管理的副产物应按照《国家危险废物名录》《危险废物鉴别标准 通则》（GB5085.7）等进行危险废物属性判定或鉴别。环评阶段不具备开展危险特性鉴别条件的可能含有危险特性的固体废物，应明确疑似危险废物的名称、种类、可能的有害成分，并明确暂按危险废物从严管理，并要求在该类固体废物产生后开展危险特性鉴别。建设单位应持续提高资源产出率，大宗工业固体废物综合利用率应达到国家及自治区有关要求。	本工程危险废物在危废暂存间暂存，定期由有处理资质的单位接收妥善处置。	符合
	13.磷酸盐采选和直接以磷酸盐矿为原料的加工项目，煤炭开采、选矿项目，锆及氧化锆、铌/钽、锡、铝、铅/锌、铜、钒、钼、镍、锆、钛、金等采、选、冶建设项目应符合《关于发布〈矿产资源开发利用辐射环境监督管理名录〉的公告》和《伴生放射性矿产资源开发利用企业环境辐射监测及信息公开管理办法（试行）》要求。	本工程不涉及	/
	14.建设项目清洁生产水平应达到国家清洁生产标准的国际先进、国内领先水平或满足清洁生产评价指标体系中的清洁生产企业要求。无国家清洁生产	报告已分析本工程清洁生产水平为先进	符合

	标准和清洁生产评价指标体系的建设项目，其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、环境管理要求等各项指标水平应达到国内同行业现有企业先进水平。		
	15.鼓励合理利用资源、能源。尽可能采用清洁能源，生产过程中产生的余热、余气、余压应合理利用。采用天然气作原料的应符合天然气利用政策，高污染燃料的使用应符合本通则及其他相关政策要求。按照“清污分流、一水多用、循环使用”的原则，加强节水和统筹用水的管理。鼓励矿井水、中水利用，严格限制使用地下水，最大限度提高水的复用率，减少外排量或实现零排放。	本工程运营期井场采用光热加热系统，属于清洁能源。	符合
	16.改建、扩建项目，应对现有工程的环境保护措施及效果进行全面梳理评估，针对项目原有环境污染和生态破坏提出有效防治措施并纳入竣工环保验收。	本工程为滚动开发项目，已对区块环境问题进行梳理，并提出“以新代老”措施	符合
	17.落实国家及自治区深入打好污染防治攻坚战和各环境要素污染防治行动计划要求。	本工程已落实国家及自治区污染防治要求	符合
	18.享有国家及自治区特殊差别化政策的地区及建设项目按照差别化政策执行。	本工程位于昌吉州呼图壁县，不属于大气环境差别化政策地区	符合
陆地石油天然气开发生态环境准入要求	（一）适用范围 适用于自治区行政区域内新、改、扩建陆地石油天然气开发项目相关环境管理活动。包括石油、天然气、页岩油、页岩气的勘探、开采、油气集输与处理等作业或过程。	本工程为陆上天然气的开采、集输及处理	符合
	（二）选址与空间布局 1.石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本工程以呼探1区块滚动开发工程。	符合
	2.在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	本工程属于陆上天然气开采，厂址位于新疆油田探矿区范围内	符合
	3.涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家及自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本工程不涉及自然保护地	/
	（三）污染防治与环境影响 1.施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，	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	符合

	有效降低生态环境影响。	械在施工范围外作业	
	<p>2.陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。</p>	本工程集输环节均为密闭流程，天然处理厂凝析油储罐采用内浮顶罐，并采用氮封保护，装车采用气相平衡装置，可有效减少无组织VOCs排放，厂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。本工程不设置锅炉、加热炉等。根据设计资料，呼探1区块天然气不含硫。	符合
	3.油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到80%以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	本工程天然气全部经过处理后外输，不放空。	符合
	4.陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。	本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
	5.涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	本工程采出水罐车拉运至采油二厂81#联合处理站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关标准后回注，不外排	/
	6.废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，	井场设置不落地设备，	符合

	<p>勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。</p>	<p>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。含油污泥、清管废渣、废防渗膜、废润滑油、废脱汞剂等危险废物集中收集后最终交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。</p>	
	<p>7.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。</p>	<p>项目选用低噪声设备，并进行隔声减震等，项目无居民区，通过合理布局、加强管理，项目噪声满足要求</p>	符合
	<p>8.对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术规范（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。</p>	<p>经调查，新疆油田分公司对退役的废弃井已进行生态修复，满足相应要求。</p>	符合

3.6.17 《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3.6-15。

表3.6-15 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	《意见》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
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	符合

		环境准入清单要求,不属过剩和落后产能项目。	
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,不属过剩和落后产能项目。	符合
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限值的公告》。	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。	本项目凝析油采用内浮顶罐贮存,装车采用气相平衡装置,最大限度的减少了VOCs挥发及排放。	符合

3.7 相关规划符合性分析

3.7.1 与《全国矿产资源规划》符合性分析

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

本工程属于准噶尔盆地的石油天然气开采项目,符合《全国矿产资源规划》要求。

3.7.2 与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》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》提出，坚持把发展经济着力点放在实体经济上，深化工业供给侧结构性改革，推动工业强基增效和转型升级，全面提升新型工业化发展水平。建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

本工程位于准噶尔盆地油气基地，符合《自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》的要求。

3.7.3 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆分为以下主体功能区：按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。新疆重点开发区域包括国家层面重点开发区域——天山北坡经济带。

本工程所在昌吉回族自治州呼图壁县属于天山北坡经济带国家级重点开发区域。区域功能定位是：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。本工程属于油气资源开发，属于该区域定位，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的功能定位。

3.7.4 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《新疆生态环境保护“十四五”规划》中要求的相符性分析详见表 3.7-1。

表 3.7-1 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

序号	规划要求	本工程	符合性
1	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管理；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	本工程废气排放涉及 VOCs 排放有组织 and 无组织排放，报告中已针对有机废气排放提出相应措施。	符合
2	有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念，强化修复过程二次污染防控。	本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；本工程运营后采取源头控制、过程防控措施；土壤满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。	符合
3	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移电子联单。	本工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）中相关管理要求。	符合
4	实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。	本工程位于昌吉回族自治州呼图壁县境内，为天然气开发项目，不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的落后项目，符合昌吉州“三线一单”生态环境分区管控要求。	符合

3.7.5 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》

本工程位于昌吉回族自治州呼图壁县境内，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，距

离生态保护红线较远。本工程符合国土空间规划的气田开发建设工程；开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源；天然气集输和处理过程不消耗燃料。本工程占地类型主要为水浇地、牧草地和其他草地，其中管线临时占用基本农田，不涉及永久占用，土地资源消耗符合要求。因此，本工程符合《新疆维吾尔自治区环境保护条例》的要求。

3.7.6 与《昌吉回族自治州生态环境保护“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 3.7-2。

表 3.7-2 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。	本工程为陆地天然气开采项目，产品主要为天然气、凝析油	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。	本工程油气集输和处理系统为密闭工艺，凝析油储罐为内浮顶罐，并采用氮封保护，装车采用气相平衡装置，有效减少了非甲烷总烃的排放	符合
3	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。	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。	符合

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

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）相关要求，新疆油田分公司委托南京国环科技股份有限公司编制了《新疆油田公司“十四五”发展规划》。

2022年12月1日，《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》已取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审〔2022〕252号，详见附件）。

本工程位于呼图壁气田呼探1区块，与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评提出的要求的符合性分析，见下表 3.7-3。

表 3.7-3 与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评、审查意见符合性分析

内容	规划内容及规划环评审查意见	符合性分析
规划内容	规划基准年为 2020 年，规划期为 2021 年-2025 年。《规划》将新疆油田开发区域主要分为四大片区：西北缘区块、腹部区块、东部区块、南缘区块，规划面积 10956.40km ² 。	本工程位于昌吉州呼图壁县，属于南缘区块已开发区块。
	新疆油田公司“十四五”发展规划实施五大重点工程，玛湖 500 万吨上产工程、吉木萨尔页岩油建产工程、稀油老区稳产工程、稠油 350 万吨工程和天然气加快发展工程，其中老油田区块稀油新建产能 413.8 万吨（含措施产能 100 万吨）。	本工程位于呼图壁气田，属于新疆油田重点开发的天然气加快发展区块，符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》的油气开发的目标。
规划环评结论	新疆油田公司“十四五”发展规划的发展思路清晰，发展目标明确，油气开发总体部署和规划方案结合新疆油田的开发现状和勘探开发规划进行合理布局，并对老油气田进行全面优化升级，与国家国民经济与社会发展“十四五”规划纲要等相符，与新疆自治区国民经济与社会发展“十四五”规划及行业规划等相符、符合相关环境保护规划及污染防治行动计划中的相关要求。在落实本评价提出规划优化调整建议、环境管理及污染防治减缓措施的前提下，规划实施过程对区域大气环境、水环境、声环境、土壤环境、生态环境等产生的不利影响可以得到有效减缓或控制，环境风险可以接受。从环境保护角度分析，新疆油田公司“十四五”发展规划总体可行。	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。工程需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，对生态环境造成的影响降到最低。
规划环评审查意见	(一)严守生态保护红线，加强空间管控。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。	根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(新政发〔2021〕18号)和《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》(昌州政办发〔2021〕41号)，本工程所在区域属于呼图壁县一般管控单元(环境管控单元编码为 ZH65232330001 和昌吉州西部限采区(环境管控单元编码为 ZH65232320004)，不涉及生态红线。

内容	规划内容及规划环评审查意见	符合性分析
	<p>(二)合理确定开发方案，优化开布局。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、开布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。</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>
	<p>(三)严格生态环境保护，强化各类污染防治。对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。</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>
	<p>(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。</p>	<p>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。</p>

内容	规划内容及规划环评审查意见	符合性分析
	(五)加强规划区现有环境问题治理,严格落实《报告书》提出的现有环境问题的整改要求。按照标准规范要求恢复现有废弃场地生态环境,及时恢复公益林区域历史遗留临时占地。继续加强各类管线的环保隐患治理工程,以进一步降低管线刺漏等风险事故的发生频率。细化完善环境管理制度,积极通过开展清洁生产审核等方式提高油气开发清洁生产水平。	环评对区内现有环境问题进行了梳理,并提出“以新带老”整改措施。
	(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 and 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,开展环境长期跟踪监测。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。

3.8 选址、选线合理性分析

本工程位于呼图壁气田呼探1区块内,占地类型主要为水浇地、牧草地和其他草地。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。

(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和其他草地,不占用基本农田。本工程井场选址符合《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) 天然气处理厂选址分析

本工程天然气处理厂占地土地类型为牧草地，厂址周边地势平坦，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，故天然气处理厂选址合理。

(3) 管线选线分析

本工程新建集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。

本工程单井采气管线呼探1-003井单井采气管线已避让基本农田，呼探1-004单井采气管线和天然气外输管线临时占用基本农田，根据图4.2-6本工程与基本农田位置关系可知，呼探1-004空单井采气管线和天然气外输管线走向周边均为基本农田，无法避让。环评要求在管线穿越农田区域，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。天然气外输管线临时占用地方公益林，应委托有资质的单位编制占用林地可行性研究报告，向地方林草主管部门办理相关手续。

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；线路尽量避免不良工程地质区，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。

(4) 其他

本工程区占地均在规划的气田内，属于天山北坡诸小河流域重点治理区，项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土保持措施和防沙治沙措施，

根据工程水土流失影响预测分析和土地沙化趋势分析,工程对周边产生的环境影响在可接受范围内。本工程实施过程中,废水、固废均可得到适当处置,不会对外环境造成不利影响。

综上所述,本工程所有占地均不涉及特殊生态敏感区,井场、天然气处理厂、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、牧草地和其他草地,选址选线符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《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。

3.9“三线一单”符合性分析

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

(1) 生态保护红线

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

本工程位于昌吉回族自治州呼图壁县呼探1区块内,南距离天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区20.5km,位置关系见图3.9-1。

(2) 环境质量底线

本次评价现状调查结果显示,项目区评价区域内环境空气质量良好,满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中的二级标准;项目所在区域地下水监测点各监测因子均能够满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准的要求,石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准;项目区声环境质量良好,满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类区标准;根据监测结果可知,项目区土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值标准和《土

壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值。

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

本工程开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源，油气集输采用常温密闭集输工艺，不消耗燃料；能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本工程占地类型主要为水浇地、牧草地和其它草地，项目开工建设前需办理征地手续，并进行补偿，土地资源消耗符合要求。总之，本工程开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》，将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。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。

本工程位于昌吉回族自治州呼图壁县，根据《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》属于乌昌石片区，与其符合性分析见表 3.9-1。

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18号）和《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》（昌州政办发〔2021〕41号），以及分区管控成果动态更新情况说明，本工程所在区域属于呼图壁县一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65232330001）和昌吉州西部限采区（环境管控单元编码为 ZH65232320004）。本工程与新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案符合性分析见表 3.9-2，与《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析见表 3.9-3，环境管控单元见图 3.9-2。

由表 3.9-1、表 3.9-2、表 3.9-3 分析可知，本工程在实施过程中较好地落实了相关法律法规提出的要求和措施，不在划定的生态保护红线内。本工程符合《新

新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》《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》和《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》的相关要求。

综上所述，本工程建设符合“三线一单”要求。

表 3.9-1 与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》符合性分析一览表

名称	管控要求	本工程	符合性
乌昌石片区总体管控要求	乌昌石片区包括乌鲁木齐市、昌吉回族自治州和沙湾市。除国家规划项目外，乌鲁木齐市七区一区、昌吉市、阜康市、玛纳斯县、呼图壁县、沙湾市建成区及周边敏感区域内不再布局建设煤化工、电解铝、燃煤纯发电机组、金属硅、碳化硅、聚氯乙烯(电石法)、焦炭(含半焦)等新增产能项目。具备风光电清洁能源建设条件的区域原则上不新批热电联产项目。坚持属地负责与区域大气污染联防联控相结合，以明显降低细颗粒物浓度为重点，协同推进“乌-昌-石”同防同治区域大气环境治理。强化与生产建设兵团第六师、第八师、第十一师、第十二师的同防同治，所有新建、改建、扩建工业项目执行最严格的大气污染物排放标准，强化氮氧化物深度治理，确保区域环境空气质量持续改善。	本工程位于昌吉回族自治州呼图壁县。本工程不属于不位于托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区煤化工、电解铝、燃煤纯发电机组、金属硅、碳化硅、聚氯乙烯(电石法)、焦炭等新增产能项目。本工程大气污染物主要为有组织和无组织非甲烷总烃的排放。	符合
	强化挥发性有机物污染防治措施。推广使用低挥发性有机物原辅料，推动有条件的园区(工业集聚区)建设集中喷涂工程中心，配备高效治污设施，替代企业独立喷涂工序。	本工程属于天然气开采项目。油气集输采用密闭集输，凝析油储罐采用内浮顶罐，装车采用气相平衡，有效减少有机废气的排放。	符合
	强化企业清洁生产改造，推进节水型企业、节水型工业园区建设，提高资源集约节约利用水平。积极推进地下水超采治理，逐步压减地下水超采量，实现地下水采补平衡。	本工程运营期采出水等处理后回注，不外排。不涉及地下水开采。	符合
	强化油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。加强涉重金属行业污染防治与工业废物处理处置。	本工程已提出土壤污染防治措施，本工程不涉及涉重金属行业污染防治，产生的油泥等危险废物委托有资质的单位合理处置。	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。	钻井等施工完成后，井场、管线等临时用地进行恢复，建设单位编制土地复垦方案。服役期满后封井，并对井场等进行恢复。	符合

表 3.9-2 本工程与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析

名称	文件要求	符合性分析	结论
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，	根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号）、《昌吉回族自治州“三线一单”生态环	符合

名称	文件要求	符合性分析	结论
	在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	境分区管控方案及生态环境准入清单》（昌州政办发〔2021〕41号），本工程部分位于呼图壁县一般管控单元（ZH65232330001）和昌吉州西部限采区（ZH65232320004）。不在划定的生态保护红线内，不在自然保护区核心保护区；评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、基本草原以及文物保护单位等环境敏感目标。综上，本工程符合生态保护红线要求。与生态保护红线位置关系图见图3.9-1。	
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影 响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	本工程为油气开采项目。施工期污水不排入地表水体，不会突破水环境质量底线；施工期产生的施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地指定建筑垃圾填埋场填埋处置；施工过程中产生的噪声采取有效的污染防治措施，能够达标排放，不会突破声环境质量底线。所在区域属于大气环境质量达标区域，油气采取密闭集输工艺，本工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。符合环境质量底线要求。	符合
资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。	本工程占地类型主要为水浇地、牧草地和其他草地，项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，土地资源消耗符合要求。项目运营期天然气在新建天然气处理厂进行处理后外输，采出水依托81#联合站处理，耗水环节为井下作业，用水量较少，施工废水、生活污水等进行综合利用，节约了水资源；油气集输采用常温密闭集输工艺，不消耗燃料，能源利用均在区域负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。各项资源量在区域的承受范围内，不逾越资源利用上线，符合资源利用上线要求。	符合
生态环境准入清单	自治区共划定1777个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控；其中重点管控单元713个，一般管控单元139个。	本工程位于呼图壁县一般管控单元和重点管控单元，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中鼓励类，符合国家相关产业政策。各类污染物均满足国家及地方排放标准要求，落实生态环境保护基本要求，严守生态环境质量底线，不会降低区域生态功能。	符合

表 3.9-3(1) 本工程与昌吉州“三线一单”符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65232330001	呼图壁县一般管控单元	一般管控单元	该管控单元内涉及基本农田	/
维度	管控要求		本项目	符合性
空间布局约束	<p>执行自治区总体准入要求中关于一般管控单元的准入要求（表 2-4 A7.1）。</p> <p>【A7.1-1】限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目，原则上不增加产能，现有“高污染、高环境风险产品”工业项目持续削减污染物排放总量并严格控制环境风险。原则上禁止建设涉及一类重金属、持久性有机污染物排放的工业项目。建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。</p>		<p>本工程属于天然气开采项目，不属于“高污染、高环境风险产品”工业项目，同时不涉及重金属。本工程部分管线临时占用基本农田，建设单位需根据要求办理征地手续，并按照征地手续占一补一，进行补偿；施工过程按照严格限制作业带宽度，不得破坏占地范围外的农作物，取得征地手续后方可开工。</p>	符合
污染物排放管控	<p>执行自治区总体准入要求中关于一般管控单元的准入要求（表 2-4 A7.2）。</p> <p>【A7.2-1】落实污染物总量控制制度，根据区域环境质量改善目标，削减污染物排放总量。加强农业面源污染治理，严格控制化肥农药施加量，逐步削减农业面源污染物排放量。</p>		<p>本工程采出水等处理达标后回注不外排，大气污染物主要为有组织和无组织非甲烷总烃。不涉及农业面源污染。</p>	符合

环境风险防控	<p>执行自治区总体准入要求中关于一般管控单元的准入要求（表2-4 A7.3）。</p> <p>【A7.3-1】加强生态公益林保护与建设，防止水土流失。禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的尾矿、矿渣等。加强农田土壤、灌溉水的监测及评价，对周边或区域环境风险源进行评估。</p>	本工程采出水等处理达标后回注不外排，固体废物均要求妥善处置。不涉及尾矿、矿渣等。本次环评要求建设单位应严格落实环保措施，防止水土流失；报告提出了运营期土壤、地下水的监测计划。	符合
资源利用效率	<p>执行自治区总体准入要求中关于一般管控单元的准入要求（表2-4 A7.4）。</p> <p>【A7.4-1】实行水资源消耗总量和强度双控，推进农业节水，提高农业用水效率。优化能源结构，加强能源清洁利用。</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。	符合

表 3.9-3（2）本工程与昌吉州“三线一单”符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65232320004	昌吉州西部限采区	重点管控单元	该管控单元内涉及基本农田	/
维度	管控要求		本项目	符合性
空间布局约束	<p>执行自治区、乌昌石片区总体准入要求中关于重点管控单元空间布局约束的准入要求（表2-3 A6.1、表 3.4-2 B1）。</p> <p>【A6.1-1】根据产业集聚区块的功能定位，建立分区差别化的产业准入条件。严格控制重要水系源头地区和重要生态功能区“高污染、高环境风险产品”工业项目准入。优化完善区域产业布局，合理规划布局“高污染、高环境风险产品”工业项目，鼓励对“高污染、高环境风险产品”工业项目进行淘汰和提升改造。合理规划居住区与工业功能区，在居住区和工业区、工业企业之间设置防护绿化隔离带。</p> <p>【A6.1-2】大气环境重点管控区内：禁止引进国家和自治区明令禁止或淘汰的产业及工艺、园区规划的项目；引进符合国家产业政策和清洁生产要求的、采用先进生产工艺和设备的、自动化程度高的、具有可靠先进的污染治理技术的生产项目。</p>		本工程属于陆地天然气开采，不属于“高污染、高环境风险产品”工业项目。本工程主要大气污染物主要为非甲烷总烃排放，生产废水处理达标后回注不外排，本环评对企业土壤影响提出了相关防治措施，并制定土壤例行监测计划。	符合

	<p>【A6.1-3】水环境重点管控区内：①工业污染重点管控区：强化工业集聚区污染防治，加快推进工业集聚区（园区）污水集中处理设施建设，加强配套管网建设。推进生态园区建设和循环化改造，完善再生水回用系统，不断提高工业用水重复利用率。对污染排放不达标的企业责令停止超标排污，采取限期整改、停产治理等措施，确保全面稳定达标排放。②城镇生活污染重点管控区：加快城镇污水处理设施建设与改造；加强配套管网建设，全面提升城镇污水收集能力；推进城镇生活污水深度处理，提高中水回用率；安全处置污泥。③农业污染重点管控区：</p> <p>规范划定畜禽养殖禁养区，限期依法关闭或搬迁禁养区内的畜禽养殖场（小区），规模化畜禽养殖场（小区）须按规范配套建设粪便污水贮存、处理、利用设施，推进养殖废弃物资源化利用；控制化肥、农药使用量，推进农膜回收及加工再利用，农药、化肥等包装废弃物的安全收集处置设施建设，降低农业污染负荷。</p> <p>【A6.1-4】土壤环境重点管控区内：①重点管控园区管控要求：引入企业时，应充分考虑行业特点、特征污染物排放以及区域环境的状况，避免形成累积污染和叠加影响，严控不符合产业园区总体规划项目入园。加强入园企业风险管理，生产、使用、贮存、运输、回收、处置、排放有毒有害物质的单位应当采取有效措施，防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散，避免土壤受到污染；入园企业应按规范强化地下水分区防渗等措施。园区及企业应按相关规范编制突发环境事件应急预案，建立完善突发环境事件应急响应机制。②重点管控企业管控要求：严格控制有毒有害物质排放，土壤污染重点监管单位应按年度向当地生态环境主管部门报告排放情况；建立土壤污染隐患排查制度，确保持续有效防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散；应按相关规范编制突发环境事件应急预案，建立完善突发环境事件应急响应机制；制定、实施自行监测方案。涉有毒有害物质及危险废物的工业企业关停、搬迁及原址场地再开发利用，须经场地污染监测调查、风险评估、修复治理，并满足后续场地再开发利用土壤风险管控要求。③农用地污染风险重点管控区管控要求：对安全利用类耕地采取农艺调控、替代种植等措施，降低农产品农药残留物、肥料残留物以及重金属元素指标超标风险，着力推进受污染耕地安全利用。定期开展土壤和农产品协同监测与评价。对严格管控类耕地，主要采取种植结构调整或者按照国家计划经批准后进行退耕还林还草等风险管控措施。加强土壤用途管控，依法划定特定农产品禁止生产区域，严禁种植特定可食用农产品，对符合条件的重度污染耕地开展种植结构调整或退耕还林还草。</p>		
--	---	--	--

<p>污染物 排放 管控</p>	<p>执行自治区、乌昌石片区总体准入要求中关于重点管控单元污染物排放管控的准入要求（表 2-3 A6.2、表 3.4-2 B2）。</p> <p>【A6.2-1】严格实施污染物总量控制制度，根据区域环境质量改善目标，削减污染物排放总量。新建工业项目污染物排放水平要达到同行业国内先进水平。加快落实污水处理厂建设及提升改造，推进工业园区（工业企业）污水处理综合利用设施建设，所有企业实现稳定达标排放。加强土壤和地下水污染防治与修复。</p>	<p>本工程采出水等处理达标后回注不外排，大气污染物主要为非甲烷总烃排放，油气集输采用密闭集输，凝析油储罐采用内浮顶罐，装车采用气相平衡系统，有效减轻有机废气的排放。</p>	<p>符合</p>
<p>环境风险 防控</p>	<p>执行自治区、乌昌石片区总体准入要求中关于重点管控单元环境风险防控的准入要求（表 2-3 A6.3、表 3.4-2 B3）。</p> <p>【A6.3-1】定期评估邻近环境敏感区的工业企业、工业集聚区环境和健康风险。强化工业集聚区企业环境风险防范设施设备建设和正常运行监管，加强重点环境风险管控企业应急预案制定，建立常态化的企业隐患排查整治监管机制，加强风险防控体系建设。</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>	<p>符合</p>
<p>资源利用 效率</p>	<p>1、执行自治区、乌昌石片区总体准入要求中关于重点管控单元资源利用效率的准入要求（表 2-3A6.4、表 3.4-2 B4）。</p> <p>【A6.4-1】推进工业集聚区生态化改造，强化企业清洁生产改造，推进节水型企业、节水型工业园区建设，提高资源能源利用效率。结合自治区以及各地（州、市）相关要求，以水定城、以水定地、以水定人、以水定产，把水资源作为最大的刚性约束。</p>	<p>本工程运营期生产基本不用水，耗水量很少。</p>	<p>符合</p>

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

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。南以天山分水岭与巴音郭楞蒙古自治州和静县交界，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。

呼图壁气田呼探 1 区块白垩系清水河组、侏罗系喀拉扎组气藏构造位于准噶尔盆地南缘冲断带呼图壁背斜带，行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县境内，东部紧邻已开发的呼 2 区块古近系呼图壁气田。临近北疆铁路、乌奎高速公路，交通十分方便，后期开发便利。本工程东北距呼图壁县城约 8km。本工程地理位置见图 4.1-1。

4.1.2 地形地貌

项目所在区域位于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。

4.1.3 工程地质

根据现场勘探情况，拟建场地勘探深度范围内所揭露的地层主要为第四纪冲洪积相粉土、卵石，局部地段分布少量素填土，主要地层描述如下。

①素填土(Q4ml)：黄褐色，干，稍密状态，成分以粉土为主，分布不连续，主要分布于场地南侧地表，厚度为 0.8~1.1m。土石类别：一类土；土石等级 II 级。

②粉土(Q4al+pl)：黄褐色，稍湿，稍密状态，摇振反应中等，切面粗糙，干强度中等，韧性低，微具近水平沉积层理。该层在场地分布连续，大部分区域出

露于地表，埋深 0.0~1.1m，厚度 0.6m~3.2m。土石类别：一类土；土石等级 II 级。

③卵石(Q4al+pl)：青灰色，中密-密实状态，骨架颗粒微-中等风化，连续接触，级配不良，母岩成分为硬质岩，颗粒形状呈亚圆形，骨架间空隙主要由砾砂充填，其次为中、粗砂等，可见漂石，分布连续，埋深 0.6~3.2m，最大揭露深度 15m，未揭穿。土石类别：三类土；土石等级 IV 级。

4.1.4 水文及水文地质

4.1.4.1 地表水

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 2375km²，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 $4.54 \times 10^8 \text{m}^3$ ，平均流量 14.5m³/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 HCO₃ 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。

本工程天然气外输管线穿越呼图壁河。

4.1.4.2 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—5000m³/d，

最大可达 7776.00m³/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 HCO₃—Ca·Na、HCO₃·SO₄—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。

4.1.5 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。

表 4.1-1 呼图壁县气象资料

项目名称		单位	数值
气温	最冷月平均	℃	-18.4
	最热月平均	℃	25.3
	极端最高	℃	41.7
	极端最低	℃	-36.8
	年平均	℃	7.7
平均风速	冬季	m/s	2.03
	夏季	m/s	3.76
	年平均	m/s	2.9
多风向及其频率	冬季	%	\
	夏季	%	\
	全年最多	%	W/11
极大风速及风向	风速/标准风压	m/s/Pa	40^
	风向	\	SE
最大积雪厚度/雪荷		mm/Pa	330^
最大冻土深度平均值/极值		cm	108/146

地下土壤温度	-0.8m处历年平均值	°C	9.8
	-1.6m处历年平均值	°C	10.1
雷暴日数		d/a	7.4
冰雹日数		d/a	0.2
沙暴日数		d/a	7.2
有雾日数		d/a	13.8
雾凇厚度		mm	\
年蒸发量		mm	2341.2
大气压力	冬季	10 ² Pa	966.9
	夏季	10 ² Pa	947.5
降水量	一日最大值	mm	34.3
	一小时最大值	mm	\
	10分钟最大值	mm	\
	历年平均值/极大值	mm	164.5/225.0
	年降水天数平均值/极大值	d/a	125/140
地震烈度		度	VII

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

本项目所在区域行政隶属于新疆昌吉回族自治州呼图壁县，项目计划在新疆油田呼图壁气田呼探1区块部署9口采气井、1座天然气处理厂以及1座倒班公寓，新建单井采气管线19.5km、天然气外输管线20.7km，配套建设进场道路、钻井期临时生活营地等设施，新增占地面积58.45hm²，其中永久占地10.09hm²，临时占地48.36hm²。

(1) 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目以井场、站场场界周围50m范围、管沟等线性工程两侧外延300m为评价范围；同时线性工程穿越公益林时，以线路穿越段向两端外延1km、线路中心线向两侧外延1km为评价范围，面积约62.08km²，调查范围与评价范围一致。

(2) 调查内容

A.调查评价范围内的植物区系、植被类型，植物群落结构及演替规律，群落中的关键种、建群种、优势种；动物区系、物种组成及分布特征；生态系统的

类型、面积及空间分布；重要物种的分布、生态学特征、种群现状，迁徙物种的主要迁徙路线、迁徙时间，重要生境的分布及现状。

B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。

C.调查区域存在的主要生态问题。

(3) 调查方法

本项目井场、站场周边和管道沿线生态特征调查采用资料收集、现场踏勘结合遥感解译的方法。在资料收集、分析和现场踏勘调查的基础上，利用“3S”等技术手段，进行数据采集，对资料、信息和数据进行汇总、整理、分析，并完成生态制图。

A.基础资料收集

收集区域非生物因子特征（气候、土壤、地形地貌、水文地质等）、动植物类型及分布、植被类型及分布、生态功能区划、土地利用等资料，包括统计年鉴以及林草、生态、农业、自然资源等部门提供的相关资料，以及各生态敏感区的规划报告，还参考了《新疆植物志》《新疆脊椎动物简志》《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

B、现场勘查

现场勘查遵循整体与重点相结合的调查原则，在综合考虑主导生态因子结构与功能的完整性的同时，突出重点区域和关键时段的调查，并通过对影响区域的实际踏勘，核实收集资料及遥感解译的准确性，以获取实际资料和数据。

生态敏感区逐一调查核实其类型、等级、分布、保护对象、功能区划、保护要求等。生态环境现状调查依据工程沿线生态系统类型，典型生态系统选取代表性样地进行调查。植被调查采用样方调查，明确典型植被类型中主要植物类型组成及盖度。

①调查点位选取及植被调查现场校译

在卫星定位技术和样地样方现状调查的支持下，利用该区域遥感卫星影像数据及相关资料，粗略判断项目区周围土地利用、植被、敏感目标状况，从中找出分辨困难的点位；对现场以点带面进行现场考察，进一步明确评价区内土地利用类型、植被类型、土壤类型和敏感目标保护等生态环境质量现状，从而建立卫星数据解译的判译标志。根据室内判读的植被与土地利用类型图，现场核实判读

的正误率，适当做出点位调整，并对每个取样点作详细记录。

②植被调查

本次调查主要按照《全国生态状况调查评估技术规范--草地生态系统野外观测（HJ1168-2021）》的要求，在对评价区陆生生物资源历年资料检索分析的基础上，根据调查方案确定路线走向及考察时间，进行现场调查。实地调查采取现场调查与样方调查的方法，确定评价区的植物种类、植被类型及珍稀濒危植物的生存状况等。

收集整理项目区域及邻近地区的现有生物多样性资料，在综合分析现有资料的基础上，生物量和生物多样性调查依据已有资料推断，采用卫星遥感影像辅证并实测一定数量的具有代表性的样方调查验证的方法。

③动物调查

搜集参照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物》（HJ710.3-2014）、《生物多样性观测技术导则鸟类》（HJ710.4-2014）、《生物多样性观测技术导则爬行动物》（HJ710.5-2014）、《生物多样性观测技术导则两栖动物》（HJ710.6-2014）等确定的技术方法，本次陆生动物调查主要通过资料收集调查、野外踪迹进行调查及样线调查的方法，结合访问调查及现场调查确定种类及数量。基于动物的生物学和生态学特性，调查范围涵盖评价区域内的主要陆生动物种类，并适当扩展，确保涵盖评价区域内主要陆生动物种类。

收集整理项目涉及区域现有生物多样性资料，包括统计年鉴以及生态环境、水利、林草、住建、自然资源、农业农村等部门提供的相关资料。同时，在重点施工区域（如施工作业带、穿越工程等）、敏感区穿越段以及特殊区域（如植被好的路段）实行重点调查。

从上述调查得到的种类之中，对相关重点保护物种进行进一步调查与核实，确定其种类。对有疑问动物、重点保护动物尽量采集凭证标本并拍摄照片，最终对评价区的动物资源现状得出综合结论。

C、生态制图

采用“3S”相结合的空间信息技术，进行地面类型的数字化判读，完成数字化的植被类型图和土地利用类型图，进行生态质量的定性和定量评价。本次遥感数据采用2021年8月2日Landsat8 OLI卫星遥感影像，轨道号为143-030，

云量 1.16%。

从遥感信息获取的地面覆盖类型，在地面调查和历史植被基础上进行综合判读，采用监督分类的方法最终赋予生态学的含义。植被类型不同，色彩和色调发生相应变化，因此可区分出植被亚型以上的植被类型。此外，植被类型的确定需结合不同植被类型分布的生态学特征，不单纯依靠色彩进行划分，对监督分类产生的植被初图，结合地面的坐标样点和等高线、坡度、坡向等信息，对植被图进行目视解译校正，得到符合精度要求的植被图。在植被图的基础上，进一步合并有关地面类型，得到土地利用类型图。

D、生物量的测定与估算

重点测定评价范围内分布广泛的植被类型的生物量，灌木及草本采用收获法进行生物量的测定。其余类型参考国内外有关生物生物量的相关资料，并根据当地的实际情况作适当调查，估算出评价范围植被类型的生物量。

4.2.2 生态功能区划调查

本项目所在区域行政隶属于新疆昌吉回族自治州呼图壁县，根据现场调查和资料搜集，项目所在区域不涉及法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。

根据《新疆生态功能区划》，本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-1 和图 4.2-1。

表 4.2-1 项目区生态功能区划表

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区						
天山山地温性草原、森林生态区	II5 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	工农业产品生产、人居环境、荒漠化控制	地下水超采、荒漠植被退化、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	生物多样性及其生境中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感	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	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	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

由表可知，项目所在区域属于乌苏-石河子-昌吉城镇与绿洲农业生态功能区，主要生态服务功能分别为“工农畜产品生产、人居环境、荒漠化控制”，本项目为陆地天然气开采类项目，产品为天然气及凝析油，符合区域生态服务功能；针对区域已有的主要生态环境问题，本项目不涉及地下水开采，在施工及运营期间保护绿洲农田、防护林、荒漠植被及各项环境因子质量，严格落实报告提出的各项生态保护措施、污染防治措施及环境风险防范措施后，不会进一步加剧区域生态环境问题，符合区域生态功能要求。

4.2.7.5 土地沙化现状

根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测面积汇总表》（2014年），项目区为非沙化土地。

4.2.3 生态系统调查与评价

评价范围属于自然生态系统（草地生态系统+河流生态系统）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。

4.2.3.1 草地生态系统调查与评价

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度的区域。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。

本项目评价范围约 62.08km²，其中草地生态系统面积为 17.45km²，占评价区域总面积的 28.11%。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。

4.2.3.2 河流生态系统调查与评价

河流生态系统 (*River Ecosystem*) 是一种特殊的淡水生态系统，它涵盖了河流及其周边的生物群落和非生物环境。河流生态系统在全球水循环中扮演着重要角色，不仅为众多生物提供栖息地，还是水资源的重要组成部分，对人类社会的有着不可或缺的影响。

本项目评价范围约 62.08km²，其中河流生态系统面积为 1.25km²，占评价区域总面积的 2.01%。河流生态系统中分为生物成分和非生物成分，其中生物成分包括沿岸植被、水生植物等植被；鱼类、两栖动物、爬行动物、鸟类以及昆虫等动物；细菌、真菌等微生物，它们在分解有机物、循环营养物质方面起着重要作用。非生物成分主要为①水流：河流的流动速度、方向等影响着生态系统中的物质传输和能量流动；②沉积物：河流携带的泥沙、石块等，对河床形态和生物栖息地的形成有重要影响；③水质：包括水温、pH 值、溶解氧浓度、营养盐含量等，直接影响生物的生存。

河流生态系统的生态功能主要表现为①物质循环：河流生态系统参与了氮、磷等营养物质的循环，维持着水体的生产力；②能量流动：初级生产者通过光合作用固定太阳能，转化为生物能，随后通过食物链传递给其他生物；③水文调节：河流系统在调节洪水、补充地下水等方面发挥着重要作用；④生物多样性：河流生态系统为多种生物提供了生存环境，维持着生物多样性。

河流生态系统是地球上生命力最为活跃的自然系统之一，对于维持生物多样性和人类社会的可持续发展具有极其重要的意义。保护河流生态系统，需要政府、企业和公众共同努力，采取科学合理的管理措施，实现人与自然和谐共生。

4.2.3.2 农田生态系统调查与评价

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。

本项目评价范围约 62.08km², 其中农田生态系统面积为 43.38km², 占评价区域总面积的 69.88%。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①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; ②动物: 包括害虫和益虫(如蜜蜂、天敌昆虫)、家禽家畜等; ③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①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; ②水: 包括灌溉用水和降雨, 是植物生长必不可少的条件; ③空气: 影响气温、湿度等, 对植物生长有直接影响; ④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①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; ②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。

4.2.4 土地利用现状调查

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解释，即以高分辨率遥感影像为基础，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，并参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定评价范围内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。同时选择有代表性的地物类型，建立遥感影像野外标志数据库，收集能反映区域土地利用特征的野外照片、录像资料，在实地踏勘和调查时进行野外核查。评价范围土地利用类型见表 4.2-2，土地利用现状分布见图 4.2-3。

表 4.2-2 评价范围土地利用现状表

一级类	二级类	性质	评价区		项目区	
			面积 (km ²)	百分比 (%)	面积 (hm ²)	百分比 (%)
耕地	水浇地	农用地	33.33	53.69	20.73	35.47
园地	其他园地	农用地	0.08	0.13	0.02	0.03
林地	乔木林地	农用地	0.45	0.72	1.18	2.02
	其他林地	农用地	0.02	0.03	0.01	0.02
草地	天然牧草地	农用地	19.92	32.09	25.94	44.38
	其他草地	未利用地	5.02	8.09	8.85	15.14
住宅用地	农村宅基地	建设用地	1.26	2.03	0	0
交通运输用地	铁路用地	建设用地	0.02	0.03	0.21	0.36
	公路用地	建设用地	0.1	0.16	0.26	0.44
水域及水利设施用地	河流水面	未利用地	0.74	1.19	0.54	0.92
	坑塘水面	未利用地	0.003	0.01	0	0
	沟渠	农用地	0.02	0.03	0.12	0.21
	内陆滩涂	未利用地	0.56	0.90	0.16	0.27
其他土地	裸土地	未利用地	0.56	0.90	0.43	0.74
合计			62.08	100	58.45	100

评价区域土地性质包括了农用地、建设用地及未利用地，土地利用类型一级类主要有耕地、园地、林地、草地、住宅用地、交通运输用地、水域及水利设施用地、其他土地等八大类，二级类主要有水浇地等 14 小类。评价区域现状用地以农用地为主，其中以耕地及天然牧草地构成了评价区域的基本面，分别占评价区域面积的 53.69%、32.09%，耕地主要分布在评价区域中部和东部，天然牧草地主要分布在评价区域西部。建设用地占 2.22%，未利用地占 11.09%。项目占地区域主要为水浇地、天然牧草地、其他草地等。

4.2.5 植被现状调查及评价

(1) 植被地理区划

依据《新疆植被及其利用》中植物地理区划的划分标准，拟建项目所在的植被区划属新疆荒漠区。具体内容见表 4.2-4。

表 4.2-4 评价区植被地理区划

植被区	植被亚区	植被省	植被亚省	植被州
(二)新疆荒漠区(亚非荒漠区的一部分)	A.北疆荒漠亚区(与哈萨克斯坦荒漠同属一亚区)	III.准噶尔荒漠省	b.准噶尔荒漠亚省	17.乌苏-奇台洲

本州包括四棵树到奇台之间的天山北麓山麓洪积扇及古老淤积平原，其中多南北流向的河流，较大者有奎屯河和玛纳斯河等。本项目地处乌苏-奇台洲南部，区域南部山麓洪积扇和低山上均覆有黄土状物质，土壤为非盐化的荒漠灰钙土，广布蒿类荒漠，建群种有博乐蒿(*Artemisia borotalensis*)、喀什蒿(*A.kaschgarica*)、伊犁绢蒿(*Artemisia illica*)等。在乌鲁木齐以西，蒿类荒漠内往往混有相当数量的多年生短生植物，如珠芽早熟禾(*Poa bulbosa var.vivipara*)、短生大戟(*Euphorbia rapulum*)等和短生植物如东方旱麦草(*Eremopyrum orientale*)等。在一些多石的土壤上，可以见到大片的盐生假木贼(*Anabasis salsa*)荒漠、小蓬(*Nanophyton erinaceum*)荒漠或木碱蓬(*Suaeda dendroides*)荒漠群落。

(2) 评价区植被类型

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。通过采取现场调查法和资料收集法，确定项目区为呼图壁县五工台镇和雀尔沟镇的天然牧草地，自然植被覆盖度在 15%-25%，地表植被以蒿类荒漠植被为主，此外评价区高等植被有 22 种，分属 8 科，详见表 4.2-5。项目区的植被类型及分布见图 4.2-4。

表 4.2-5 评价区主要高等植物名录

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

植被	拉丁学名	科属	备注
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

(3) 样方调查概况

A. 布设原则

本项目生态环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），陆生生态调查根据植物群落类型（宜以群系及以下分类单位为调查单元）设置调查样地，二级评价每种群落类型设置的样方数量不少于3个。本评价自然植被实地调查中主要采用样地法和样方法。选择工程建设地点和有代表性植被类型作为调查样地，在样地中统计植物种类、群落结构等数据，详细记录样方中的植物种类、盖度、建群种等信息。

B. 样方调查内容

本次评价范围涉及伊犁绢蒿-小蓬群系等1种群系类型，设置3个样方。植物样方调查要求：项目组在植物生长旺盛季节（2024年9~10月）于评价区域内设置5m×5m的伊犁绢蒿-小蓬群系植被样方3个。



C. 样方信息统计

调查过程共做实测和记录样方3个，主要样方情况见表4.2-3。根据样内和样外记录，结合以往有关研究等资料进行分析，由此对调查区植被及植物资源状况获得初步认识。

调查地点：分别在呼探 1-001、呼探 1-005X、拟建天然气处理厂布设样方，土壤类型：灰褐土、灰漠土等；地形地貌为低山丘陵及平原，总盖度为 15%-25%。

样方大小：5m×5m；统计结果见表 4.2-6。

表 4.2-6 植被样方调查统计表

地点	植被生长状况				
	种类	高度 (cm)	数量	盖度, %	多度
样方 1: 呼探 1-001	伊犁绢蒿	30-45	18	15	Cop2
	小蓬	8-10	2	5	Sp
	骆驼蓬	25-35	1	2	So1
	褐翅猪毛菜	15-25	2	3	So1
样方 2: 呼探 1-005X	伊犁绢蒿	35-50	16	12	Cop1
	小蓬	6-9	3	5	Sp
	骆驼蓬	30-45	2	3	So1
样方 3: 拟建天然气处理厂	伊犁绢蒿	35-65	20	15	Cop2
	小蓬	7-10	2	3	So1
	盐生假木贼	10-15	3	2	Sp
样方 1 概貌		样方 2 概貌			
					
样方 3 概貌					

4.2.6 野生动物现状调查及评价

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、紫翅琼鸟、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。

表 4.2-7 项目区野生动物组成

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	<i>Lizard</i>	
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>	
角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	国家“三有”野生动物

按照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物（HJ 710.3-2014）》《生物多样性观测技术导则 鸟类（HJ 710.4-2014）》《生物多样性观测技术导则 爬行动物（HJ 710.5-2014）》《生物多样性观测技术导则 两栖动物（HJ 710.6-2014）》等确定的技术方法，对评价区域各类野生动物开展了调查。

野生动物调查主要采用样线法，样线法是指观测者在观测样地内沿着选定的一条线路记录一定空间范围内出现的物种相关信息的方法。按照评价区域每种生境类型分别设置3条样线的原则设置，每条样线500m左右，观测时行进速度1.5-3km/h。针对一些不容易捕捉的哺乳动物及两栖类动物，借助其遗留下的且易于鉴定的活动痕迹，推测动物的种类，估算其种类和数量。本次调查发现了一些野生动物的粪便、毛发等痕迹及多处动物巢穴。本次调查使用8倍双筒望远镜，观测到的主要为野生鸟类和爬行类。

本次野生动物调查在评价区域共设置了3条样线，鸟类共观测到麻雀、家燕、乌鸦、灰斑鸠等4种，爬行类动物草兔、小型蜥蜴等2种。

4.2.7 评价区域生态保护目标调查及评价

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态保护目标主要为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。结合现状调查，评价区域无生态保护目标分布。此外，按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》，将区域公益林、基本农田、水土流失重点

治理区等环境敏感区进行调查及评价。

4.2.7.1 重要物种

根据《国家重点保护野生植物名录》《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》（新政发〔2023〕63号文），评价区域未发现保护植物。根据《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）及《新疆国家重点保护野生动物名录（修订）》，评价区域未发现保护动物。

4.2.7.2 地方公益林

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

根据资料，项目所在的呼图壁县乔木林地、疏林地、灌木林地、未成林地总面积 105059.39hm²，其中：天然林 100889.2hm²，占林地总面积的 96.03%；人工 4170.19hm²，占 3.97%。县域内国家级公益林 46484.89hm²，占公益林面积的 15.08%；地方公益林 92647.26hm²，占公益林面积的 30.05%；其他公益林 169157.56hm²，占 54.87%。评价区域内重点公益林均为地方公益林/人工林/农田防护林，优势树种为杨树、榆树，伴生有沙枣、白蜡、柳树等，具体以林草部门核查为准。

经初步调查，本工程占用地方公益林 1.18hm²，均为管线工程临时占用，树种为杨树、榆树，起源为人工，具体以林草部门核查为准。本工程与地方公益林位置关系见图 4.2-5。本工程占用的公益林按照《国家级公益林管理办法》第 18、19 条有关规定，办理建设项目使用林地手续，经审批同意使用的，实行“占补平衡”。线性工程施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，尽量避让公益林木，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。

4.2.7.3 基本农田

基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家

能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。

经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。本工程涉及基本农田情况见表 4.2-8，具体以自然资源部门核查为准。本工程与基本农田位置关系见图 4.2-6。

表 4.2-8 本工程涉及基本农田情况表（具体以自然资源部门核查为准）单位：hm²

序号	工程内容	占地面积			基本农田	
		永久	临时	总占地	永久	临时
1	井场	0.72	6.48	7.2	0	0
2	天然气处理厂	4.0	0	4.0	0	0
3	单井采气管线	0	15.6	15.6	0	1.92
4	外输管线	0	24.84	24.84	0	17.04
5	道路	4.37	0	4.37	0	0
6	倒班公寓	1.0	0	1.0	0	0
7	临时生活营地	0	1.44	1.44	0	0
合计		10.09	48.36	58.45	0	18.96

4.2.7.4 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 2000t/km²·a。

（3）水土保持基础功能类型

项目所在区域的水土保持基础功能类型是农田绿洲防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系

主要为加强对绿洲外围荒漠植被的保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程以及石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

(4) 水土流失预防范围

项目所在区域水土流失预防范围为：评价区南部及西部低山丘陵带天然牧草区、评价区中部的呼图壁河两岸绿洲交错带及区域内重要野生植物资源生境等。

(5) 水土流失预防对象

水土流失预防对象为：a.天然牧草、植被覆盖率较高的草地等；b.植被或地貌人为破坏后，难以恢复和治理的地带；c.水土流失严重、生态脆弱的区域可能造成水土流失的生产建设活动；d.重要的水土流失综合防治成果；e.重要野生植物资源生境。

(6) 水土流失预防措施

水土流失预防措施为：在评价区南部加强对天然牧草植被的保护，对评价区西部退化草场进行生态修复，合理利用草场资源。

(7) 水土流失治理范围与对象

水土流失治理范围与对象为：a.自治区级水土流失重点治理区；b.水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；c.项目运营期油气资源开发建设活动；d.其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

(8) 水土流失治理措施

水土流失治理措施为：加强区域统一管理、保证生态用水，在加强天然牧草管护的同时，对农田防护林进行引水灌溉，促进区域植被的恢复和更新，提高植被的覆盖度，为区域经济的可持续发展提供保障。

4.2.8 主要生态问题调查

根据《全国生态状况调查评估技术规范-生态问题评估》(HJ1174-2021) 导则，生态问题评估内容包括：水土流失、土地沙化、石漠化、森林退化、草地退化和湿地退化六个方面，本次评价根据现场调查和评估，主要涉及的生态问题为草地退化、水土流失等方面。

根据生态功能区划，项目所在区域属于乌苏-石河子-昌吉城镇与绿洲农业生态

功能区，生物多样性及其生境中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感，荒漠植被生境保护及农田防护功能极为重要。主要生态问题是由于地下水超采、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、良田减少等。

4.2.9 小结

本工程地处乌苏-石河子-昌吉城镇与绿洲农业生态功能区，评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。工程所在区域分布有天山北坡诸小河流域重点治理区、公益林及基本农田，涉及的生态系统类型主要有草地生态系统、河流生态系统和农田生态系统，土地利用类型为水浇地、天然牧草地、其他草地、河流水面等；植被优势种为伊犁绢蒿（*Artemisia illica*）、小蓬（*Nanophyton erinaceum*）等，自然植被覆盖度在15%–25%。生态环境较脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、结构简单、环境异质性较低。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

本工程地处昌吉回族自治州呼图壁县，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ.2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定。

本次评价采用昌吉回族自治州2023年的监测数据，作为环境空气质量现状评价基本污染物SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀和PM_{2.5}的数据来源。空气质量达标区判定结果见表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 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均值	7	60	11.7	达标
NO ₂	年平均值	17	40	0.43	达标
PM ₁₀	年平均值	83	70	118.6	超标
PM _{2.5}	年平均值	48	35	137.1	超标
CO	24小时平均第95百分位数	1200	4000	30.0	达标
O ₃	最大8小时平均第90百分位数	143	160	89.4	达标

注：监测数值中 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为浓度均值，CO 为 24 小时平均浓度第 95 百分位数，O₃ 为日最大 8 小时平均浓度第 90 百分位数；二级标准值中 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为年均值，CO 为 24 小时平均值，O₃ 为日最大 8 小时平均值。

项目所在区域 SO₂、NO₂ 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM_{2.5}、PM₁₀ 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，因此项目区为环境空气质量不达标区。

4.3.2 特征因子补充监测

（1）监测点位及监测因子

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次委托新疆正天华能环境工程技术有限公司对本工程所在区域环境空气质量现状进行实地监测。

在兼顾开采区所在区域的地形特点及当地常年主导风向和均布性原则，本次在拟建呼图壁天然气处理厂和项目区下风向的龙王庙村处各布设 1 个大气监测点。监测点位基本信息见表 4.3-2，监测布点见图 4.3-1。

表 4.3-2 环境空气现状监测点一览表

监测点位	位置名称	坐标	方位及距离(m)	监测因子	功能区
G1	拟建呼图壁天然气处理厂		项目区	1 小时平均值：非甲烷总烃、H ₂ S； 24 小时平均值：汞；	二类区
G2	龙王庙村		下风向 1km		

（2）监测时间及频率

监测时间为 2024 年 8 月 22 日~8 月 29 日；硫化氢采用 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样 45 分钟；非甲烷总烃为每天采样 4 次，每次取 1 小时等时间间隔 4 个样品的平均值；汞取日均值。

（3）监测及分析方法

各监测项目的采样方法按国家环保总局颁布的《环境空气监测技术规范》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）引用标准的有关规定执行。具体见表 4.3-3。

表 4.3-3 大气污染物采样分析及依据

序号	监测项目	分析方法及依据	检出限 (mg/m ³)
1	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样—气相色谱法》(HJ 604-2017)	0.07mg/m ³
2	硫化氢	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法 亚甲蓝分光光度法》(GB/T 11742-1989)	0.005mg/m ³
3	汞	《环境空气 气态汞的测定 金膜富集/冷原子吸收分光光度法及修改单》(HJ 910-2017/XG1-2018)	0.1ng/m ³

(4) 评价标准

非甲烷总烃 1 小时评价浓度参考执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 详解中的浓度限值 2000 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, H₂S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值(10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$) 的浓度限值要求, Hg 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及修改单的二级标准。

(5) 评价方法

采用最大浓度占标率法进行评价区环境空气质量现状评价, 计算公式如下:

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

式中: P_i—第 i 个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, $\mu\text{g}/\text{m}^3$;

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

(6) 评价结果

监测及评价结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 特征污染物环境质量现状评价表

污染物名称	监测点名称	浓度范围 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大占标率 (%)	超标率 (%)	达标情况
H ₂ S 1小时平均值	拟建呼图壁天然气处理厂	<0.005	10	<50	/	达标
	龙王庙村	<0.005	10	<50	/	达标
NMHC 1小时平均值	拟建呼图壁天然气处理厂	310~450	2000	22.5	/	达标
	龙王庙村	330~460	2000	23.0	/	达标
Hg 24小时平均值	拟建呼图壁天然气处理厂	0.0004~0.0013	1.5	0.087	/	达标
	龙王庙村	0.0004~0.0018	1.5	0.12	/	达标

由监测结果可知, 监测期间评价区特征污染物非甲烷总烃小时平均值能满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 详解中浓度限值 2000 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 要求; H₂S 小时平均值均未检出, 能满足《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)

附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值 ($10\mu\text{g}/\text{m}^3$) 的浓度限值要求。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。

4.4 声环境现状

4.4.1 监测点布设

本次布设 8 个噪声监测点位, 拟建呼图壁天然气处理厂 1 个监测点、拟建呼探 1-001 井、拟建呼探 1-005X 井、拟建呼探 1-004 井各 1 个监测点, 呼 706 分输站厂界四周 3.5m 外设置 4 个监测点。监测布点见图 4.3-1。

4.4.2 监测时间

声环境质量现状监测工作由新疆正天华能环境工程技术有限公司完成, 监测时间为 2024 年 8 月 24 日-2024 年 8 月 25 日, 连续监测 2 天, 分昼间和夜间两个时段进行。

4.4.3 监测方法

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

4.4.4 评价标准

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

4.4.5 评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价, 即用现状监测结果与标准值进行对比。

4.4.6 监测及评价结果

监测及评价结果统计见表 4.4-1。

表 4.4-1 声环境现状监测及评价结果表

编号	监测点名称	监测时间	测量结果 (dB(A))				评价结果
			昼间		夜间		
			实测值	标准值	实测值	标准值	
Z1	拟建呼图壁天然气处理厂	2024 年 8 月 24 日	45	60	39	50	达标
		2024 年 8 月 25 日	44		42		达标
Z2	拟建呼探 1-001 井	2024 年 8 月 24 日	48	60	39	50	达标
		2024 年 8 月 25 日	44		39		达标
Z3	拟建呼探 1-005X 井	2024 年 8 月 24 日	46	60	40	50	达标

			2024年8月25日	44		41		达标
Z4	拟建呼探1-004井		2024年8月24日	45	60	40	50	达标
			2024年8月25日	44		40		达标
Z5	呼706分输站 厂界	东	2024年8月24日	46	60	47	50	达标
Z6		南		47		45		达标
Z7		西		51		46		达标
Z8		北		45		46		达标
Z5		东	2024年8月25日	44		45		达标
Z6		南		44		46		达标
Z7		西		44		47		达标
Z8		北		44		44		达标

从表 4.4-2 可以看出，项目区昼间噪声值在 44~51dB (A) 之间，夜间噪声值在 39~47dB (A) 之间，声环境现状满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准要求。

4.5 水环境现状调查与评价

4.5.1 地表水环境现状调查

本工程评价范围内地表水体为呼图壁河，外输管线穿越呼图壁河。根据《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》工程所在段呼图壁河水体功能为农业用水，地表水划分为 III 类功能区。

(1) 监测布点及监测项目

监测时间：2024 年 8 月 28 日~8 月 29 日。

监测项目：本次后评价监测项目为水温、pH、溶解氧、高锰酸盐指数、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、六价铬、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂、硫化物、粪大肠菌群、硫酸盐、氯化物、硝酸盐、铁、锰，共计 29 项。

地表水监测按照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 相关要求执行。各项目分析方法按有关国家标准方法和行业标准方法分析。

(2) 评价标准

根据《中国新疆水环境功能区划》，呼图壁河在项目区段为农业用水，规划主导功能为景观娱乐用水，水质目标为 III 类，执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准。

(3) 评价方法

采用单项污染指数法。

(4) 地表水环境质量现状监测结果

呼图壁河断面监测及评价结果见表 4.5-1。

由监测结果可以看出，呼图壁河断面监测项目总氮略有超标，其它各监测项目均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准限值要求。总氮超标原因主要是受当地农业生产施肥所影响。

表 4.5-1 呼图壁河断面环境现状监测及评价表

项目	单位	2024年8月28日		2024年8月29日		标准值 (III类)
		监测结果	污染指数	监测结果	污染指数	
水温	°C	15.3	-	15.7	-	/
pH 值	无量纲	8.2	0.6	8.2	0.6	6~9
溶解氧	mg/L	7.11	0.70	7.01	0.71	5
高锰酸盐指数	mg/L	0.6	0.1	0.8	0.133	6
化学需氧量	mg/L	6	0.3	8	0.4	20
五日生化需氧量	mg/L	1.0	0.25	1.2	0.3	4
氨氮	mg/L	0.043	0.043	0.059	0.059	1.0
总磷	mg/L	<0.01	-	<0.01	-	0.2
总氮	mg/L	1.09	1.09	1.19	1.19	1.0
铜	mg/L	<0.001	-	<0.001	-	1.0
锌	mg/L	<0.05	-	<0.05	-	1.0
氟化物	mg/L	0.048	0.048	0.046	0.046	1.0
硒	mg/L	<0.0004	-	<0.0004	-	0.01
砷	mg/L	<0.0003	-	<0.0003	-	0.05
汞	mg/L	<0.00004	-	<0.00004	-	0.0001
镉	mg/L	<0.001	-	<0.001	-	0.005
六价铬	mg/L	<0.004	-	<0.004	-	0.05
铅	mg/L	<0.01	-	<0.01	-	0.05
氰化物	mg/L	<0.004	-	<0.004	-	0.2
挥发酚	mg/L	<0.0003	-	<0.0003	-	0.005
石油类	mg/L	<0.01	-	<0.01	-	0.05
阴离子表面活性剂	mg/L	<0.05	-	<0.05	-	0.2
硫化物	mg/L	<0.003	-	<0.003	-	0.2
粪大肠菌群	MPN/L	72	0.0072	83	0.0083	10000
硫酸盐	mg/L	75.2	0.3008	78.1	0.3124	250
氯化物	mg/L	2.92	0.01168	2.86	0.01144	250
硝酸盐（以氮计）	mg/L	0.816	0.0816	0.822	0.0822	10
铁	mg/L	<0.03	-	<0.03	-	0.3
锰	mg/L	<0.01	-	<0.01	-	0.1

4.5.2 地下水环境现状调查

4.5.2.1 调查方法

本次地下水环境现状采用现状监测方式,天合公司委托新疆正天华能环境工程技术有限公司于2024年8月29日进行了现场采样和检测。

4.5.2.2 监测点位布设

共布设5个地下水监测点,分别是独山子村水井、龙王庙村水井、小土古里村六队水井、十九户村水井、中渠村水井,监测点位信息详见表4.5-1,监测点位见图4.3-1。

表 4.5-2 地下水环境监测点位信息

编号	监测点位置	坐标	采样时间	与工程位置关系	监测对象	井深(m)
W1	独山子村水井		2024.8.29	位于项目区上游 4.6km	潜水层	210
W2	龙王庙村水井		2024.8.29	位于项目区下游 1.0km	潜水层	150
W3	小土古里村六队水井		2024.8.29	位于项目区侧向 0.9km	潜水- 承压水 混合层	150
W4	十九户村水井		2024.8.29	位于项目区下游 5.7km	潜水层	150
W5	中渠村水井		2024.8.29	位于项目区侧向 4.8km	潜水- 承压水 混合层	150

4.5.2.3 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二级,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,3)三级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于5个,可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层2-4个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于1个,建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于2个”。故本工程在场地上游和两侧各布设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。

4.5.2.4 监测项目及分析方法

(1) 监测项目

基本水质因子: 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(Cr⁶⁺)、总硬度(以CaCO₃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⁻、SO₄²⁻。

特征因子:挥发性酚类、石油类。

(2) 分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行,监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行,并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表4.5-2。

表 4.5-2 地下水环境监测因子和检测因子分析及检出限值一览表

序号	监测项目	分析方法及依据	检出限
1	pH	《水质 pH 值的测定 电极法》(HJ 1147-2020)	/
2	总硬度	《水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法》(GB/T7477-1987)	5.00mg/L
3	耗氧量(高锰酸盐指数)	《水质 高锰酸盐指数的测定》(GB/T11892-1989)	0.5mg/L
4	氨氮	《水质 氨氮的测定纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	0.025mg/L
5	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》(GB/T11911-1989)	0.03mg/L
6	锰		0.01mg/L
7	钡	《水质 32 种元素的测定 电感耦合等离子体发射光谱法》(HJ 776-2015)	0.01mg/L
8	铬(六价)	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 13.1 二苯碳酰二肼分光光度法	0.004mg/L
9	挥发性酚类	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》(HJ 503-2009) 方法 1 萃取分光光度法	0.0003mg/L
10	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分 无机非金属指标》(GB/T 5750.5-2023) 7.1 异烟酸-吡啶啉酮分光光度法	0.002mg/L
11	碳酸根	《碱度(总碱度、重碳酸盐和碳酸盐)的测定(酸滴定法)》(SL 83-1994)	/
12	碳酸氢根		/
13	亚硝酸盐氮	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB/T7493-1987)	0.003mg/L
14	氟化物	《水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法》(HJ 84-2016)	0.006mg/L
15	氯化物		0.007mg/L
16	硫酸盐		0.018mg/L
17	硝酸盐(以 N 计)		0.004mg/L
18	钾	《水质 32 种元素的测定 电感耦合等离子体发射光谱法》(HJ 776-2015)	0.07mg/L
19	钠		0.03mg/L

序号	监测项目	分析方法及依据	检出限
20	钙		0.02mg/L
21	镁		0.02mg/L
22	砷	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》 (HJ 694-2014)	0.0003mg/L
23	汞		0.00004mg/L
24	镉	《生活饮用水标准检验方法 第6部分：金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 镉 12.1 铅 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	0.0005mg/L
25	铅		0.0025mg/L
26	溶解性总固体	《生活饮用水标准检验方法 第4部分：感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023) 11.1 称量法	/
27	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ 970-2018)	0.01mg/L
28	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	0.003mg/L
29	*总大肠菌群	《水质 总大肠菌群、粪大肠菌群和大肠埃希氏菌的测定 酶底物法》(HJ 1001-2018)	10MPN/L
30	*细菌总数	《水质 细菌总数的测定 平皿计数法》(HJ 1000-2018)	/

4.5.2.5 评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准(GB5749-2022)水质参考指标及限值；其他因子执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准。

4.5.2.6 评价方法

采用标准指数法对监测结果进行评价。标准指数 >1 ，表明该水质因子已超标，标准指数越大，超标越严重。标准指数计算公式如下：

1) 对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式为：

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

2) 对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式为：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH \leq 7 \text{ 时}$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH > 7 \text{ 时}$$

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L；

P_{pH} ——pH 的标准指数，无量纲；

pH——pH 监测值；

pH_{sd} ——标准中 pH 的下限值；

pH_{su} ——标准中 pH 的上限值。

4.5.2.7 监测及评价结果

评价区地下水水质监测及评价结果详见表 4.5-3。

根据监测结果可知，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 4.5-3 地下水水质监测及评价结果

序号	检测项目	单位	监测及评价结果										标准 限值
			W1		W2		W3		W4		W5		
			监测值	标准 指数	监测值	标准 指数	监测值	标准 指数	监测值	标准 指数	监测值	标准 指数	
1	pH	无量纲	8	0.67	8.1	0.73	8.1	0.73	8	0.67	8.1	0.73	6.5~8.5
2	总硬度	mg/L	195	0.43	142	0.32	216	0.48	105	0.23	146	0.32	450
3	耗氧量 (高锰酸盐 指数)	mg/L	<0.5	<0.16	<0.5	<0.16	<0.5	<0.16	<0.5	<0.16	<0.5	<0.16	3
4	硝酸盐(以 N 计)	mg/L	4.32	0.22	0.805	0.04	5.13	0.26	1.82	0.09	2.08	0.1	20
5	亚硝酸盐氮	mg/L	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	1
6	氨氮	mg/L	<0.025	<0.05	<0.025	<0.05	0.027	<0.05	<0.025	<0.05	<0.025	<0.05	0.5
7	铁	mg/L	<0.03	<0.1	<0.03	<0.1	<0.03	<0.1	<0.03	<0.1	<0.03	<0.1	0.3
8	锰	mg/L	<0.01	<0.1	<0.01	<0.1	<0.01	<0.1	<0.01	<0.1	<0.01	<0.1	0.1
9	铅	mg/L	<0.0025	<0.25	<0.0025	<0.25	<0.0025	<0.25	<0.0025	<0.25	<0.0025	<0.25	0.01
10	镉	mg/L	<0.0005	<0.1	<0.0005	<0.1	<0.0005	<0.1	<0.0005	<0.1	<0.0005	<0.1	0.005
11	汞	mg/L	<0.00004	<0.04	<0.00004	<0.04	<0.00004	<0.04	<0.00004	<0.04	<0.00004	<0.04	0.001
12	砷	mg/L	<0.0003	<0.03	<0.0003	<0.03	<0.0003	<0.03	<0.0003	<0.03	<0.0003	<0.03	0.01
13	挥发性 酚类	mg/L	<0.0003	<0.15	<0.0003	<0.15	<0.0003	<0.15	<0.0003	<0.15	<0.0003	<0.15	0.002
14	铬(六价)	mg/L	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08	0.05
15	硫化物	mg/L	<0.003	<0.15	<0.003	<0.15	<0.003	<0.15	<0.003	<0.15	<0.003	<0.15	0.02
16	钡	mg/L	<0.01	<0.014	0.01	<0.014	0.1	<0.014	<0.01	<0.014	<0.01	<0.014	0.7
17	氟化物	mg/L	0.11	0.11	0.12	0.12	0.126	0.126	0.309	0.309	0.138	0.138	1
18	氰化物	mg/L	<0.002	<0.04	<0.002	<0.04	<0.002	<0.04	<0.002	<0.04	<0.002	<0.04	0.05

19	溶解性总固体	mg/L	229	0.229	220	0.22	352	0.352	188	0.188	203	0.203	1000
20	钾	mg/L	2.18	-	2.03	-	2.3	-	2.4	-	1.8	-	-
21	钠	mg/L	19.7	0.099	20.5	0.103	29.1	0.146	37.8	0.189	16.9	0.085	200
22	钙	mg/L	56.7	-	36.5	-	66	-	28.6	-	42.4	-	-
23	镁	mg/L	8.78	-	6.3	-	9.56	-	4.04	-	6.66	-	-
24	碳酸根	mg/L	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	-
25	碳酸氢根	mg/L	142	-	146	-	156	-	128	-	152	-	-
26	氯化物	mg/L	27.1	0.108	25.2	0.101	31.4	0.126	27.4	0.11	19.7	0.079	250
27	硫酸盐	mg/L	82.1	0.328	40.8	0.163	114	0.456	48.8	0.195	50.2	0.201	250
28	石油类	mg/L	<0.01	<0.2	<0.01	<0.2	<0.01	<0.2	<0.01	<0.2	<0.01	<0.2	0.05
29	*细菌总数	CFU/mL	19	0.19	16	0.16	18	0.18	19	0.19	17	0.17	100
30	*总大肠菌群	MPN/L	<10	<0.33	<10	<0.33	<10	<0.33	<10	<0.33	<10	<0.33	30

4.6 土壤环境现状调查与评价

4.6.1 土壤类型及分布调查

本工程所在区域土壤类型主要以灰漠土和灰褐土为主。本工程土壤类型见图4.6-1。

灰漠土是温带沙漠边缘细土物质上发育的土壤。生物气候条件既有漠土成土过程的特点，又有草原土壤形成过程的雏形。地表常有多角形裂隙或龟裂纹；腐殖质层不明显，表层有厚1~2cm结皮层，浅灰-棕灰色，海绵状孔隙；结皮层下为片状-鳞片状结构层，厚4~8cm，浅灰棕或浅棕色；向下为褐棕或浅红棕色紧实层，厚10~30cm，质地粘重，块状-弱团块状结构；在剖面中下部为白色结晶状石膏和脉纹状盐分聚积层，再下过渡到母质层，表层有机质含量约1%，呈碱性至强碱性反应，pH值大于8，碱化比较普遍。在有水源灌溉条件下，灰漠土为漠境地区较好的宜农土壤资源，但在利用上应注意深耕，增施有机肥，防止盐渍化、土壤侵蚀和风沙危害。

灰褐土主要分布在半干旱、干旱地区，气候较温凉湿润的山地森林灌丛植被下发育的土壤。灰褐土是我国干旱地区发展林业生产的重要土壤资源。主要成土过程为腐殖质累积过程、弱粘化过程及弱至中度淋溶作用。土壤剖面由凋落物层(O)一腐殖质层(Ah)一粘化层(Bt)一钙积层(Bk)一母质层或基岩(c或R)构成。土壤腐殖质层厚20—40厘米，黑褐或棕褐色，粒团粒状结构，有机质含量30—240克/公斤，粘化层厚30—50厘米，浅灰棕色，中至重壤，此层以下有时出现白色菌丝状Bk层，自上而下呈中性(或微酸性)至微碱性。

4.6.2 土壤理化特性调查

4.6.2.1 土壤理化特性

工程为污染影响型项目，根据工程分析情况，针对项目区的不同土壤类型的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原点位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为拟建天然气处理厂站外南侧草地（灰褐土）和呼102井东南侧农田（灰漠土）表层样（0~20cm）。分析结果如表4.6-1所示。

表 4.6-1 土壤理化特性调查表

采样点位		TW1 拟建天然气处理厂站外南侧草地（灰褐土）	TW3 呼 102 井东南侧农田（灰漠土）
采样深度/层次		(0-20cm)	(0-20cm)
现场记录	颜色	黄棕色	黄棕色
	土壤结构	粉块混合	粉块混合
	土壤质地	中壤土	中壤土
	砂砾含量	无	无
	其他异物	少量植物根系	少量植物根系
实验室测定	pH 值（无量纲）	9.2	8.2
	阳离子交换量 cmol+/kg	5.7	11.2
	氧化还原电位（MV）	256	238
	饱和导水率 cm/s	8.24×10^{-4}	6.41×10^{-4}
	土壤容重 g/cm ³	0.52	0.57
	孔隙度%	38.6	31.4
	含水率%	3.1	13.2

4.6.2.2 土壤酸化、碱化判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》附录 D 中表 D2 判定工程建设地土壤酸化、碱化强度。土壤酸化、碱化分级标准见表 4.6-2。

表 4.6-2 土壤酸化、碱化分级标准

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
pH < 3.5	极重度酸化
3.5 ≤ pH < 4.0	重度酸化
4.0 ≤ pH < 4.5	中度酸化
4.5 ≤ pH < 5.5	轻度酸化
5.5 ≤ pH < 8.5	无酸化或碱化
8.5 ≤ pH < 9.0	轻度碱化
9.0 ≤ pH < 9.5	中度碱化
9.5 ≤ pH < 10.0	重度碱化
pH ≥ 10	极重度碱化

注：土壤酸化、碱化强度指受人为影响后呈现的 pH 值，可根据区域自然背景状况适度调整

本工程占地范围内土壤 pH 值为 8.1~8.8，根据表 4.6-2，本工程占地范围内土壤属于轻度碱化。

4.6.2.3 土壤盐化判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》附录 D 中表 D1 判定工程建设地土壤盐化强度。土壤盐化分级标准见表 4.6-3。

表 4.6-3 土壤盐化分级标准

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

注：根据区域自然背景状况适当调整

本工程属于干旱、半荒漠和荒漠地区，项目所在地土壤中含盐量为 1.1~2.6g/kg，初步判定工程所在地土壤为轻度盐化。

4.6.3 土壤环境质量现状监测

本工程属于采矿业的陆上天然气开采活动，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）规定，为 II 类建设项目。据前文“2.6.7 土壤环境”等级判定结果：本工程生态影响型评价等级评价工作等级划分为二级；污染影响型评价工作等级划分为二级。

4.6.3.1 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，工程所在区域属于轻度盐化土壤，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）布点要求，本次在项目占地范围内布设 3 个表层样点（TN1、TN2、TN3），3 个柱状样点（TN4、TN5、TN6），在占地范围外布设 4 个表层样点（TW1、TW2、TW3、TW4），对项目区土壤环境质量现状进行监测。土壤监测采样日期为 2024 年 8 月 27~8 月 28 日，监测单位为新疆正天华能环境工程技术有限公司。土壤环境监测点位布设情况见表 4.6-4。

表 4.6-4 土壤环境监测点位情况

分类	编号	监测点位	监测要求		监测因子
占地范围内	TN1	拟建呼图壁天然气处理厂内	表层样	0~0.2m	《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子+石油烃+pH 值+盐分含量，共

					计 48 项
	TN2	拟建呼探 1-001 井场内	表层样	0~0.2m	砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃、pH 值、盐分含量
	TN3	呼 102 井场内	表层样	0~0.2m	砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃、pH 值、盐分含量
	TN4	呼图壁天然气处理厂内	柱状样	0~0.5m, 0.5~1.5m , 1.5~3m	砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃、pH 值
	TN5	拟建呼探 1-001 井场内	柱状样	0~0.5m, 0.5~1.5m , 1.5~3m	砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃、pH 值
	TN6	呼探 1-004 井场内	柱状样	0~0.5m, 0.5~1.5m , 1.5~3m	砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃、pH 值
占地范围外	TW1	拟建天然气处理厂站外南侧草地	表层样	0~0.2m	pH、盐分含量、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃
	TW2	拟建呼探 1-001 井西北侧草地	表层样	0~0.2m	pH 值、盐分含量、石油烃
	TW3	呼 102 井东南侧农田	表层样	0~0.2m	pH 值、盐分含量、石油烃
	TW4	706 分输站站外北侧农田	表层样	0~0.2m	pH 值、盐分含量、石油烃

4.6.3.2 监测时间

土壤监测采样日期为 2024 年 8 月 24 日~25 日，监测单位为新疆正天华能环境工程技术有限公司。

4.6.3.3 监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》(HJ25.1-2019)、《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》(HJ25.2-2019) 要求进行。分析方法参照《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018) 及《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018) 中有关要求进行。

检测分析及检出限见表 4.6-5。

表 4.6-5 土壤监测因子检测方法及检出限一览表

序号	监测项目	分析及依据	检出限
1	铜	《土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子吸收分光光度法》	1mg/kg
2	镍		3mg/kg

3	铅	(HJ491-2019)	10mg/kg
4	镉	《土壤质量铅、镉的测定石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T17141-1997)	0.01mg/kg
5	汞	《土壤和沉积物汞、砷、硒、铋、锑的测定微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	0.002mg/kg
6	砷		0.01mg/kg
7	pH	《土壤检测第2部分:土壤pH的测定》(NY/T1121.2-2006)	/
8	石油烃(C10~C40)	《土壤和沉积物石油烃(C10-C40)的测定气相色谱法》(HJ1021-2019)	6mg/kg
9	水溶性盐总量	《土壤检测第16部分:土壤水溶性盐总量的测定》(NY/T1121.16-2006)	/
10	铬(六价)	《土壤和沉积物六价铬的测定碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》(HJ1082-2019)	0.5mg/kg
11	氯乙烯	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ605-2011)	1.0μg/kg
12	1,1-二氯乙烯		1.0μg/kg
13	二氯甲烷		1.5μg/kg
14	反-1,2-二氯乙烯		1.4μg/kg
15	1,1-二氯乙烷		1.2μg/kg
16	顺-1,2-二氯乙烯		1.3μg/kg
17	氯仿		1.1μg/kg
18	1,1,1-三氯乙烷		1.3μg/kg
19	四氯化碳	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ605-2011)	1.3μg/kg
20	苯		1.9μg/kg
21	1,2-二氯乙烷		1.3μg/kg
22	三氯乙烯		1.2μg/kg
23	甲苯		1.3μg/kg
24	四氯乙烯		1.4μg/kg
25	1,2-二氯丙烷		1.1μg/kg
26	1,1,2-三氯乙烷		1.2μg/kg
27	氯苯		1.2μg/kg
28	1,1,1,2-四氯乙烷		1.2μg/kg
29	乙苯		1.2μg/kg
30	间二甲苯+对二甲苯		1.2μg/kg
31	邻二甲苯		1.2μg/kg
32	苯乙烯		1.1μg/kg
33	1,1,2,2-四氯乙烷	1.2μg/kg	
34	1,2,3-三氯丙烷	1.2μg/kg	
35	1,4-二氯苯	1.5μg/kg	
36	1,2-二氯苯	1.5μg/kg	
37	氯甲烷	1.0μg/kg	
38	苯并[a]蒽	《土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法》(HJ834-2017)	0.1mg/kg
39	蒽		0.1mg/kg
40	苯并[b]荧蒽		0.2mg/kg
41	苯并[k]荧蒽		0.1mg/kg
42	苯并[a]芘		0.1mg/kg
43	茚并[1、2、3-cd]芘		0.1mg/kg
44	二苯并[a, h]蒽		0.1mg/kg
45	苯胺		0.1mg/kg
46	2-氯酚		0.06mg/kg
47	硝基苯		0.09mg/kg
48	萘		0.09mg/kg

4.6.3.4 评价标准

占地范围内土壤执行《土壤环境质量建设用地区域土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，占地范围外耕地、草地等执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）相关标准要求。

4.6.2.6 评价方法

采用标准指数法：

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

式中：C_i——i 污染物的监测值；

S_i——i 污染物的评价标准值；

P_i——i 污染物的污染指数

4.6.2.7 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见表 4.6-6~4.6-10。

表 4.6-6 拟建呼图壁天然气处理厂内表层样监测结果统计表（建设用地土壤）

序号	污染物项目	监测结果			标准限值 (mg/kg)	是否 达标
		单位	TN1 (0~0.2m)	Pi		
1	砷	mg/kg	5.36	0.0893	60	达标
2	镉	mg/kg	2.47	0.0380	65	达标
3	铬（六价）	mg/kg	<0.5	/	5.7	达标
4	铜	mg/kg	28	0.0016	18000	达标
5	铅	mg/kg	42	0.0525	800	达标
6	汞	mg/kg	0.018	0.0005	38	达标
7	镍	mg/kg	40	0.0444	900	达标
8	四氯化碳	μg/kg	<1.3	/	2.8	达标
9	氯仿	μg/kg	<1.1	/	0.9	达标
10	氯甲烷	μg/kg	<1.0	/	37000	达标
11	1,1-二氯乙烷	μg/kg	<1.2	/	9	达标
12	1,2-二氯乙烷	μg/kg	<1.3	/	5	达标
13	1,1-二氯乙烯	μg/kg	<1.0	/	66	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<1.3	/	596	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<1.4	/	54	达标
16	二氯甲烷	μg/kg	<1.5	/	616	达标
17	1,2-二氯丙烷	μg/kg	<1.1	/	5	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	<1.2	/	10	达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	<1.2	/	6.8	达标
20	四氯乙烯	μg/kg	<1.4	/	53	达标
21	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	<1.3	/	840	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	<1.2	/	2.8	达标
23	三氯乙烯	μg/kg	<1.2	/	2.8	达标
24	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	<1.2	/	0.5	达标

25	氯乙烯	μg/kg	<1.0	/	0.43	达标
26	苯	μg/kg	<1.9	/	4	达标
27	氯苯	μg/kg	<1.2	/	270	达标
28	1,2-二氯苯	μg/kg	<1.5	/	560	达标
29	1,4-二氯苯	μg/kg	<1.5	/	20	达标
30	乙苯	μg/kg	<1.2	/	28	达标
31	苯乙烯	μg/kg	<1.1	/	1290	达标
32	甲苯	μg/kg	<1.3	/	1200	达标
33	间二甲苯+对二甲苯	μg/kg	<1.2	/	570	达标
34	邻二甲苯	μg/kg	<1.2	/	640	达标
35	硝基苯	mg/kg	<0.09	/	76	达标
36	苯胺	mg/kg	<0.1	/	260	达标
37	2-氯酚	mg/kg	<0.06	/	2256	达标
38	苯并[a]蒽	mg/kg	<0.1	/	15	达标
39	苯并[a]芘	mg/kg	<0.1	/	1.5	达标
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	<0.2	/	15	达标
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	<0.1	/	151	达标
42	蒽	mg/kg	<0.1	/	1293	达标
43	二苯并[a, h]蒽	mg/kg	<0.1	/	1.5	达标
44	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	<0.1	/	15	达标
45	萘	mg/kg	<0.09	/	70	达标
46	石油烃(C10~C40)	mg/kg	<6	/	4500	达标
47	pH值	无量纲	8.4	/	/	/
48	水溶性盐总量	g/kg	2.5	/	/	/

表 4.6-7 占地范围内表层样土壤环境质量评价

监测点位				TN2		TN3	
采样深度				0-0.2m		0-0.2m	
序号	检测项目	单位	标准限值	监测数据	Pi	监测数据	Pi
1	pH		无量纲	8.1	-	8.6	-
2	砷	mg/kg	60	6.3	0.1050	4.12	0.0687
3	镉	mg/kg	65	0.60	0.0092	2.65	0.0408
4	铬(六价)	mg/kg	5.7	<0.5	/	<0.5	/
5	铜	mg/kg	18000	28	0.0016	23	0.0013
6	铅	mg/kg	800	36	0.0450	42	0.0525
7	汞	mg/kg	38	0.029	0.0008	0.013	0.0003
8	镍	mg/kg	900	36	0.0400	34	0.0378
9	石油烃	mg/kg	4500	11	0.002	6	0.001
10	全盐量	g/kg	-	1.1	-	2.5	-

表 4.6-8 占地范围内柱状样土壤环境质量评价

监测点位				TN4						TN5						TN6					
采样深度				0-0.5m		0.5-1.5m		1.5-3.0m		0-0.5m		0.5-1.5m		1.5-3.0m		0-0.5m		0.5-1.5m		1.5-3.0m	
序号	检测项目	单位	标准限值	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
1	pH	无量纲		8.2	-	8.1	-	8.7		8.6	-	8.5	-	8.5	-	8.8		8.6	-	8.6	-
2	砷	mg/kg	60	6.15	0.1025	6.81	0.1135	7.29	0.1215	6.46	0.1077	6.42	0.1070	7.55	0.1258	6.51	0.1085	7.04	0.1173	7.3	0.1217
3	镉	mg/kg	65	1.75	0.0269	1.84	0.0283	2.97	0.0457	1.07	0.0165	0.33	0.0051	0.19	0.0029	0.47	0.0072	0.46	0.0071	1.84	0.0283
4	铬(六价)	mg/kg	5.7	<0.5	/	<0.5	/	<0.5	/	<0.5	/	<0.5	/	<0.5	/	<0.5	/	<0.5	/	<0.5	/
5	铜	mg/kg	1800 0	30	0.0017	30	0.0017	28	0.0016	29	0.0016	30	0.0017	33	0.0018	30	0.0017	28	0.0016	29	0.0016
6	铅	mg/kg	800	39	0.0488	40	0.0500	41	0.0513	38	0.0475	38	0.0475	42	0.0525	38	0.0475	39	0.0488	39	0.0488
7	汞	mg/kg	38	0.016	0.0004	0.021	0.0006	0.022	0.0006	0.006	0.0002	0.016	0.0004	0.011	0.0003	0.014	0.0004	0.011	0.0003	0.006	0.0002
8	镍	mg/kg	900	39	0.0433	38	0.0422	37	0.0411	36	0.0400	37	0.0411	41	0.0456	36	0.0400	36	0.0400	36	0.0400
9	石油烃	mg/kg	4500	27	0.006	12	0.003	22	0.005	16	0.004	11	0.002	<6	/	26	0.006	<6	/	10	0.002

表 4.6-9 占地范围外土壤监测结果一览表 (农用地) [单位: mg/kg]

序号	项目	TW1 (0-0.2m)			农用地标准限值 (mg/kg) PH>7.5	是否达标
		单位	监测值	Sij		
1	pH 值	无量纲	8.2	-	-	-
2	砷	mg/kg	4.17	0.167	25	达标
3	镉	mg/kg	1.27	2.117	0.6	达标
4	铬	mg/kg	24	0.096	250	达标
5	铜	mg/kg	24	0.240	100	达标
6	铅	mg/kg	38	0.224	170	达标
7	汞	mg/kg	0.012	0.004	3.4	达标
8	镍	mg/kg	32	0.168	190	达标
9	锌	mg/kg	72	0.240	300	达标
10	石油烃	mg/kg	<6	/	4500	达标
11	全盐量	g/kg	2.6	-	-	-

表 4.6-10 占地范围外表层样土壤环境质量评价

监测点位				TW2		TW3		TW4		达标 情况
采样深度				0-20cm						
序号	检测项目	单位	筛选值 (第二类 用地)	监测 数据	Pi	监测 数据	Pi	监测 数据	Pi	
1	pH	无量纲	-	8.7	-	8.2	-	8.2	-	-
1	石油烃	mg/kg	4500	11	0.0024	9	0.002	6	0.001	达标
2	全盐量	g/kg	-	1.6	-	1.5	-	0.9	-	-

由监测结果可知：占地范围内土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，土壤中各项因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值标准；占地范围外耕地、草地等土壤环境质量可满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中 PH>7.5 其他农用地对应的风险筛选值标准；石油烃含量均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类标准限值。

5 环境影响分析

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

从本工程特点和所处区域的环境特征出发分析项目建设过程中和项目建成运营中对生态环境影响的特点。

(1) 建设项目对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在项目开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场、站场等）和线状（如管线等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在干旱荒漠背景下，项目开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本工程总占地面积为 58.45hm²，其中永久性占地面积为 10.09hm²，临时占地面积 48.36hm²；主要土地利用类型为水浇地、天然牧草地、其他草地、林地、河流水面等。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土地利用类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

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

5.1.2.2 对水土流失影响分析

根据《新水水保〔2019〕4号》，项目区位于天山北坡诸小河流域重点治理区范围内。项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致土地荒漠化加剧，因此大规模的油气勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现为：

（1）土壤粗粒化

在土壤荒漠化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风选作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的土颗粒粒级加以比较，荒漠化后的土壤较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

荒漠化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在荒漠化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未荒漠化原始土壤与荒漠化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于土壤毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到侵蚀时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了土壤的盐分含量。

（3）对气田区管线、井场的危害

井区地面工程建设期间，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，会使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，这种影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量，进而增加水土流失的影响。

5.1.2.3 对植被的影响分析

根据项目建设的特点，对植被环境影响主要体现在井场、管线施工对地表

植被的扰动和破坏。在施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。管沟开挖区域内的植被全部被破坏，其管道两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。井场施工过程中对区域原有占地内植被彻底破坏。

由影响因素分析和气田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。在井场和站场一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

（1）对人工栽培植被的影响分析

区域人工栽培植被主要为棉花、葡萄等，占用农用地主要为后期自垦，涉及基本农田及一般耕地。根据现场踏勘情况，项目占用农田由于开挖和管道敷设和回填，对土壤有机质、土壤熟化程度产生影响，进而影响农田植被的生长。

（2）扬尘对植被的影响

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

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

（3）施工废物对植被的影响

井场施工过程中产生的建筑垃圾，不及时清理，会压覆生长的植被；在管道工程中，管道防腐是不可缺少的一个重要工序，是防止事故发生的主要保护措施；在施工现场对管线进行防腐处理，不可避免地要有一些防腐材料散落在环境中，对土壤和植被产生一定的影响。其附着在植物体上会阻碍植物叶片呼吸及光合作用；施工废弃物、塑料袋、矿泉水瓶等生活垃圾的胡乱丢弃会造成白色污染

而影响土壤，在大风季节塑料袋被吹挂在植物体上，这样不仅影响景观，亦影响植物的生长。但这种影响是有可能杜绝的，在施工中只要加强环保宣传，就会使这种影响降到最低程度甚至没有。

(4) 施工期人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对草本植物的践踏、碾压和乔木植物的砍伐等。从生态系统的脆弱性角度考虑，自然环境中人类活动的介入，区域单位面积上人口活动密度的增大，将导致工程开发范围（施工范围）内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖度减少，初级生产力水平下降，使该区域的局部地带荒漠化的可能性增大，形成次生性荒漠化土地。其造成荒漠化的可能有以下几种途径。

①由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，从而增加产生沙化的可能性；其多集中在临时性占地外围 50m 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。

②施工作业中大型机械大面积碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态型，造成施工区外缘区域沙漠化。其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

(5) 生物损失量

本项目总占地面积 58.45hm²，其中永久占地 10.09hm²，临时占地 48.36hm²。本工程井场、站场、管线等施工区域以农用地及未利用地为主。永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y=Si \times Wi$$

式中：Y——生物量损失，t；

S_i ——占地面积，hm²；

W_i ——单位面积生物量，t/hm²。

表 5.1-1 项目生物损失量估算一览表

类型	平均生物量 (t/hm ²)	占地面积 (hm ²)	生物损失量 (t)
农用地	3	48.01	144
未利用地	2.02	9.98	21

建设用地	0	0.46	0
合计		58.45	165

评价区农用地主要为水浇地、天然牧草地等，未利用地主要为其他草地、裸土地等。根据区域平均生物量计算，本项目将造成 165t 植被损失。新增植被损失主要来自临时占地，项目建设位于现有气田开发区内，因此只要加强施工管理，做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

5.1.2.4 对野生动物的影响分析

施工期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。井场、站场、管线和道路等施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加，使区域内单位面积上的动物种群数量下降。但此类影响对爬行类和小型啮齿动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

5.1.2.5 对景观及生态系统结构、功能影响分析

①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。

工程开发区域是由自然生态系统和人工生态系统有机镶嵌组成。本项目占地面积较小，项目实施后可以与现有的区域景观相协调。

②对生态系统结构、功能的影响

本项目站场工程、管线工程及道路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，能量流动终断，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，评价范围内生态完整性受本项目的的影响亦较小。并且

由于项目占地面积有限，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。

③生态系统稳定性分析

项目区西部以草地生态系统为主、东部以农田生态系统为主，生态系统较为简单。从现场调查来看，目前项目所在区域内已存在一定人为干扰，人为保持着绿洲农业生态环境，生态完整性较好。本项目建设施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，会造成一定生态系统的破坏。但施工结束后，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少。因此，拟建项目对生态系统稳定性的影响不大。

5.1.3 运营期生态环境影响分析

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

(1) 对土地利用的影响

对于永久占地，由于改变了原有土地和利用性质，农用地、未利用地等区域被构筑物代替。地面基础设施建设完成后，井场、站场及各类管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响。

(4) 对野生动物的影响分析

运营期车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，人为活动相对施工也有所减少，通过加强管理禁止气田工作人员对野生动物的惊扰，本工程运营期的噪声和人为活动对野生动物的影响也相对减小。

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

(3) 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在2~3年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到

恢复。但事故状态如管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

5.1.4 退役期生态环境影响分析

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

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

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

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

5.1.5 环境敏感目标影响分析

5.1.5.1 对地方公益林的影响

工程所在区内分布的地方公益林生态功能主要为农田防护林，地类为乔木林地、起源为人工，主要树种为杨树、榆树等。建设单位须按照公益林管理办法办理相关用地手续后方可开工。

本项目占用的公益林按照《国家级公益林管理办法》第18、19条有关规定，办理建设项目使用林地手续，经审批同意使用的，实行占补平衡。线性工程施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，尽量避让公益林木，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。

工程开发过程中临时性占用农田防护林面积约为 1.18hm^2 ，分布于绿洲农田区。由于管线临时占用防护林区域不得再种植深根类植物，永久性占用了原有防护林区域， 1.18hm^2 临时占地将转为农田间草地。即在开发期内，有 1.18hm^2 （约合125株立木）的防护林失去了原有功能。建设项目占用防护林面积不足绿洲防护林分布区面积的0.01%，所占用面积较小，对绿洲防护林的种群生态学结构和功能不产生明显影响。

5.1.5.2 对农田的环境影响

评价区域内耕地资源主要分布于绿洲农田区，分布有基本农田和一般耕地。气田开发过程中施工占用耕地资源的面积约为 20.73hm^2 ，在开发期最多有 20.73hm^2 的土地基本没有生产能力，农作物损失量为 66t/a （以中高产皮棉产量进行计算）。

根据对施工管线的实际测量，管线工程管沟开挖宽度2m左右，深1.8m左右，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收到一定程度的破坏。

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。

工程在施工期间对土壤养分的影响范围大，程度较深。根据国内外有关资料统计，管道开挖对土壤养分的影响与土壤的理化性状密切相关。在实行分层堆放、分层覆土的措施下，土壤中的有机质将下降30~40%、养分将下降30~50%，

其中全氮下降 43%左右、磷素下降 40%、钾素下降 43%。这表明即使是对表土实行分层堆放和分层覆土，工程施工对土壤养分仍具有明显的影响。另外管沟回填后，一般难以恢复原有的土壤紧实度。

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。

5.1.6 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

本工程开发区的基质主要是草地生态景观和绿洲生态景观。草地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、管线和道路等建设中，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。因而气田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。目前由于气田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态环境进一步恶化。

项目区域生态系统完整性等级见表 5.1-2。

表 5.1-2 区域生态系统完整性等级表

标准		生态系统完整性					项目区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物种	指示种	没有或者几乎没有指示植物死亡	一些草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	高
	生物量和密度						

压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/水质	小于 1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	差
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	差
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	好
	物种多样性		轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
结构	种群结构	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
	土壤状况		轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	适度
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	适度
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所取代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有影响	轻微影响	重大影响	剧烈影响	过度影响	差
	斑块连接性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	差
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
	同一性/分布						

根据评价区生态系统偏离自然状况的程度。将生态系统完整性划分为 5 个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态的特征。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离,而“恶化”则是极度偏离。

从表 5.1-2 可以看出工程区生态完整性受本工程影响较小，工程区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。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；但是由于项目占地面积有限，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。

5.1.7 小结

本工程评价范围内各环境影响组份呈点、线状分布，生态环境影响主要发生在施工期。工程总占地面积为 58.45hm²，其中永久性占地面积为 10.09hm²，临时占地面积 48.36hm²，施工结束后，临时占地影响将逐渐消失，永久占地被永久性构筑物代替。工程开发区域是由自然生态系统和人工生态系统有机镶嵌组成。本项目占地面积较小，项目实施后可以与现有的区域景观相协调。工程运营期对生态环境的影响主要表现在对野生动物、植被等的影响；退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。工程在做好区域生态保护措施及水土流失防治措施后，对生态环境的不利影响较小。总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

本工程生态环境影响评价自查表见表 5.1-3。

表 5.1-3 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围、种群梳理、种群结构、行为等） 生境 <input checked="" type="checkbox"/> （生境面积、质量、连通性） 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构等） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖度、生物量、生态系统功能） 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> （物种丰富度、优势度等） 生态敏感区 <input type="checkbox"/> （ 自然景观 <input checked="" type="checkbox"/> （景观多样性、完整性） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （ 其他 <input checked="" type="checkbox"/> （水土流失、土壤盐渍化等）
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积：（62.08）km ² ；水域面积：（ ）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input checked="" type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input checked="" type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>

	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ; 重要物种 <input type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input type="checkbox"/> ; 定性和定量 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ; 重要物种 <input type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input checked="" type="checkbox"/> ; 减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态修复 <input type="checkbox"/> ; 生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ; 科研 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ; 长期跟踪 <input type="checkbox"/> ; 常规 <input checked="" type="checkbox"/> ; 无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ; 环境影响后评价 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可行 <input type="checkbox"/>
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。		

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

5.2.1.1 污染源分析

本项目正常钻井作业时动力主要为柴油发电机作为动力来源。柴油发电机燃料燃烧废气中主要污染物为颗粒物、NO_x、SO₂、烃类等，柴油发电机的使用情况具有不确定性，其污染物的排放具有排放时间短等特点；储层改造工程会产生少量的无组织非甲烷总烃等废气，压裂液和压裂返排液使用密闭罐存放，有效降低废气排放。地面工程及管道施工过程中将产生一定的施工扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬；机械设备和车辆在运行过程中主要污染物为NO_x、CO、SO₂、THC等，施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，对环境的影响是暂时的、不连续的、可接受的。

5.2.1.2 施工期大气环境影响分析

(1) 钻井废气影响分析

本工程钻井期间用电采用柴油发电机作为电源。由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为烃类、CO、NO_x、SO₂等。

本工程使用环保检验合格的柴油发电机，钻井作业柴油机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之大气环境影响评价范围内地域辽阔，扩散条件较好，周围无居民区等环境敏感点，因此柴油发电机组废气不会

对周围环境产生明显影响。同时，本评价建议，施工单位定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)及修改单(生态环境部公告2020年第74号)和《标准非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法》(GB36886-2018)。

(2) 运输车辆扬尘的影响分析

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

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

(3) 地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①井场、站场、管沟、地基、路基开挖、土地平整及井场、地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

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

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

(4) 施工机械及运输车辆尾气影响分析

施工机械及运输车辆所排放的废气主要污染物为 NO_x、CO、SO₂、THC 等。在空间上和时间上具有较集中的特点，在局部的范围内污染物的浓度较高。本工程所在区域扩散条件良好，施工机械及运输车辆产生的尾气很快被空气稀释，且大气污染物随钻井工程的结束而消失，井场进入采油阶段，区域空气环境质量将会有所改善。

(5) 试气期烃类气体的影响分析

油气测试过程中天然气经过气液分离后通过放散管点火排放，属于阶段性排放，随着油气测试的结束而停止排放，且属偶发状况，施工期间排放量较少；分离后的液相采用专用储罐回收，拉运至 81#联合站处理。

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

(6) 储层改造废气

储层改造过程中会产生少量的无组织非甲烷总烃等废气，施工过程中压裂液和压裂返排液使用密闭罐存放，有效降低废气排放。

5.2.2 运营期大气环境影响预测与评价

本工程运营期间，对大气环境影响主要为采气过程、油气集输、天然气处理和凝析油储存过程中产生一定量的烃类。

5.2.2.1 大气环境影响预测与评价

(1) 预测因子及标准

根据工程污染源、工程区域环境的特点，结合环境影响因素分析结果，确定本次评价的大气环境影响预测因子为非甲烷总烃。

(2) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 2.0mg/m³ 作为环境质量标准限值。

(3) 预测模式

本工程大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定，本次环境影响预测采用 AERSCREEN 估算模式。估算模式 AERSCREEN 是一个单源高斯烟羽模式，可计算点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，以及下洗和岸边熏烟等特殊条件下最大地面落地浓度。估算模式中嵌入了多种预测的气象组合条件，包括一些最不利的气象条件，在某个地区有可能发生，也有可能没有此种不利气象条件。所以经估算模式计算出的是某一污染源对环境空气重量的最大影响程度和影响范围的保守计算结果。

(4) 污染源参数

运营期间本工程产生的无组织排放大气污染物主要为天然气处理厂处理装置、凝析油储罐区的无组织烃类气体挥发，以及采气井场的无组织烃类气体挥发，无组织废气污染物排放参数见表 5.2-1。

表 5.2-1 运营期无组织面源大气污染物排放参数一览表

污染源名称	坐标		海拔高度 /m	矩形面源		与正北向夹角 /°	面源有效排放高度 (m)	年排放小时数 (h)	排放工况	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度		长度 /m	宽度 /m					NMHC
天然气处理装置区			680	107	48	0	8	8000	正常	0.14
凝析油储罐区			682	49	29	0	10	8000	正常	0.12
呼探 1-004 井			658	40	30	0	6	8000	正常	0.003

表 5.2-2 估算模型参数表

环境要素	项目	评价因子	
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数（城市选项时）	/
2		最高环境温度/°C	40.2
3		最低环境温度/°C	-28

4	土地利用类型		草地
5	区域湿度条件		干燥气候
6	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	90×90
7	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) 废气环境影响预测结果

本工程大气环境影响评价等级为二级。根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，直接采用估算模式结果”。本次评价采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

无组织废气估算模式预测结果见表 5.2-3、表 5.2-4。

表 5.2-3 天然气处理厂无组织面源估算模式预测污染物扩散结果

距源中心下风向距离(m)	天然气处理装置区		距源中心下风向距离(m)	凝析油储罐区	
	NMHC			NMHC	
	下风向预测浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)		下风向预测浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)
10	54.668	2.73	10	66.581	3.33
75	113.74	5.69	62	121.69	6.08
83	115.2	5.76	75	118.14	5.91
100	111.03	5.55	100	102.44	5.12
200	76.09701	3.8	200	66.883	3.34
300	59.283	2.96	300	50.151	2.51
400	50.973	2.55	400	40.919	2.05
500	43.559	2.18	500	34.958	1.75
600	38.779	1.94	600	30.744	1.54
700	36.50401	1.83	700	27.583	1.38
800	34.452	1.72	800	25.11	1.26
900	32.62	1.63	900	23.115	1.16
1000	30.941	1.55	1000	21.465	1.07
1100	29.389	1.47	1100	20.075	1
1200	27.977	1.4	1200	18.885	0.94
1300	26.682	1.33	1300	17.853	0.89
1400	25.729	1.29	1400	16.948	0.85
1500	24.595	1.23	1500	16.147	0.81

2000	20.627	1.03	2000	13.197	0.66
2500	17.7	0.89	2500	11.285	0.56
下风向最大地面空气质量浓度及占标率%	115.2	5.76	-	121.69	6.08
D10%最远距离 (m)	0		0		
最大落地空气质量浓度距源距离 (m)	83		62		

表 5.2-4 呼探 1-004 无组织面源估算模式预测污染物扩散结果

距源中心下风向距离(m)	NMHC	
	下风向预测浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
10	3.2957	0.16
25	4.626501	0.23
50	4.5297	0.23
100	2.9195	0.15
200	2.3097	0.12
300	2.0102	0.1
400	1.7933	0.09
500	1.6152	0.08
600	1.4645	0.07
700	1.3368	0.07
800	1.2279	0.06
900	1.1404	0.06
1000	1.06	0.05
1100	0.99747	0.05
1200	0.94124	0.05
1300	0.89045	0.04
1400	0.84437	0.04
1500	0.80241	0.04
2000	0.65164	0.03
2500	0.54871	0.03
下风向最大地面空气质量浓度及占标率%	4.626501	0.23
D10%最远距离 (m)	0	
最大落地空气质量浓度距源距离 (m)	25	

根据表 5.2-3、表 5.2-4 预测结果可知：

①新建天然气处理厂以及单井井场生产过程中无组织排放的污染物非甲烷总烃最大落地浓度占标率均小于1%，最大落地浓度为天然气处理厂凝析油储罐区无组织排放的非甲烷总烃，最大落地浓度为121.69 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率6.08%

②预测结果表明，本工程正常工况下，无组织排放的非甲烷总烃下风向最大落地浓度均低于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中的浓度限值（2000 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）。

③无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向83m范围内，无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。

5.2.2.2 大气环境保护距离

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

5.2.2.4 大气污染物核算

本工程运营期大气污染物排放量见表5.2-5。

表 5.2-5 本工程大气污染物排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/(t/a)
				标准名称	浓度限值/ (mg/m^3)	
无组织排放						
2	采气井场、天然气处理厂装置及储罐	非甲烷总烃	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	厂界外 4.0 mg/m^3	2.198
				《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 表 A.1 特别排放限值	天然气处理厂内 6.0 mg/m^3 （监控点处 1h 平均浓度值）	
					天然气处理厂内 20.0 mg/m^3 （监控点处任意一次浓度值）	

5.2.2.4 大气环境影响自查表

本工程大气环境影响评价自查表见表5.2-6。

表 5.2-6 大气环境影响评价自查表

工作内容	自查项目
------	------

评价等级	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>			
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>			
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>			
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃) 其他污染物 (NMHC)			包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>				
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录 D <input checked="" type="checkbox"/>	其他标准 <input checked="" type="checkbox"/>		
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>			
	评价基准年	(2023)年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>			
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>			不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>				
污染源调查	调查内容	本工程正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本工程非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input type="checkbox"/>		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERM OD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUS TAL2 000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AE DT <input type="checkbox"/>	CALPUF F <input type="checkbox"/>	网格 模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>	
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>			
	预测因子	预测因子 (NMHC)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本工程} 最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>				C _{本工程} 最大占标率>100% <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本工程} 最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>				C _{本工程} 最大占标率>10% <input type="checkbox"/>		
		二类区	C _{本工程} 最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>				C _{本工程} 最大占标率>30% <input type="checkbox"/>		
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长 () h		c _{非正常} 占标率≤100% <input type="checkbox"/>		c _{非正常} 占标率>100% <input type="checkbox"/>			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 <input type="checkbox"/>				C _{叠加} 不达标 <input type="checkbox"/>			
区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% <input type="checkbox"/>				k>-20% <input type="checkbox"/>				
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (非甲烷总烃)			有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>		
	环境质量监测	监测因子: ()			监测点位数 ()		无监测 <input type="checkbox"/>		
评价	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>							

结论	大气环境 防护距离	距厂界最远 (0) m			
	污染源 年排放量	SO ₂ : (0) t/a	NO _x : (0) t/a	颗粒物: (0) t/a	VOCs: (2.198) t/a

5.2.2.3 大气环境影响小结

烃类废气污染物排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本工程天然气开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃满足标准限值要求。根据预测结果可知，本工程无组织烃类气体排放对区域环境空气的影响主要集中在无组织源下风向 83m 范围内，井场和天然气处理厂距离最近的居民点位于呼 1-004 井场 900m 处，因此对大气环境敏感目标影响不大，说明天然气处理厂和采气井场正常运行期间排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。

5.2.3 退役期大气环境影响分析

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

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

5.3.1.1 钻井过程声环境影响分析

(1) 噪声源分析

钻井过程中的噪声源主要是发电机、钻机和各类泵的噪声，其中柴油发电机、钻机噪声级在 90dB(A)~100dB(A) 之间，钻井液循环泵噪声级在 95dB(A)~100dB(A) 之间，其他构筑物施工机械噪声级在 85dB(A)~100dB(A) 之间。

(2) 敏感点分析

根据现场调查，评价范围内无自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，工程区周围 200m 范围内无声环境敏感点。

(3) 声环境影响分析

施工噪声不会产生噪声扰民现象，施工期影响对象主要是施工人员，影响范围小，噪声影响随着施工活动结束而消失。

5.3.1.2 地面工程施工声环境影响分析

本工程地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。

地面工程施工范围大，距离长，但是施工范围内无任何居民区居住点。

由于管线施工期较短，施工速度快，而且无任何居民点，对施工人员的影响随着施工期的结束而结束。

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表 A.2，并类比油气田开发工程中内部道路和管线铺设实际情况，本工程各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.3-1。

表 5.3-1 主要施工机械在不同距离处的噪声估算值

机械名称	离施工点不同距离的噪声值（dB(A)）				
	10m	50m	100m	150m	200m
挖掘机	78	64	58	54	52
推土机	80	66	60	56	54
电焊机	67	53	47	43	41
轮式装载机	85	70	64	60	58
吊管机	75	61	55	51	49

通过类比分析可知，本工程在运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 70dB(A)），而在夜间则会超标（夜间 55dB(A)）。工程区 1km 内无居民，本工程施工噪声不影响当地居民正常生活，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.3.1.3 储层改造声环境影响分析

① 噪声源强

本工程储层改造工程噪声源主要为压裂车，噪声参数见表 5.3-2。

表 5.3.2 储层改造工程噪声源参数一览表(室外声源)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离 [dB(A)/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	压裂车	--	55	50	10	110/5	基础减振	昼夜

②施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见营运期声环境影响评价章节中“5.3.2.2 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程施工期各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.3-3。

表 5.3-3 施工期噪声预测结果一览表单位：dB(A)

序号	站场		噪声贡献值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
储层改造工程								
5	井场	东场界	78	78	70	55	超标	超标
6		南场界	75	75	70	55	超标	超标
7		西场界	78	78	70	55	超标	超标
8		北场界	75	75	70	55	超标	超标

③影响分析

根据表 5.3-3 可知，储层改造过程各噪声源对厂界的噪声贡献值为 75~78dB(A)，昼间、夜间均超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。本工程各井场周边均无村庄等声环境敏感目标，施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响，且随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。从声环境影响角度，项目可行。

5.3.2 运营期声环境影响分析

5.3.2.1 正常工况下声环境影响预测

1) 预测源强

本工程输气管道采用埋地敷设方式，在正常运行过程中不会产生噪声污染。因此运营期噪声污染源主要包括：井口装置；天然气处理厂中生产管汇、压缩机、分离器、换热器、J-T 阀、乙二醇注醇泵和罐车等交通噪声。在事故状态下，火炬放空也是较大噪声源。本工程主要噪声排放情况见表 5.3-4。

本次选取天然气处理厂噪声源进行预测，天然气处理厂噪声预测源强参数见

表 5.3-5。

表 5.3-4 运营期噪声排放情况一览表

噪声源名称		声功率级[dB (A)]	排放规律	噪声特性
井场	井口装置	40~50	连续	机械
天然气处理厂	各类机泵	90~100	连续	机械
	往复式压缩机	100-105	连续	机械
	生产分离器	60-70	连续	机械
	气气换热器	60-70	连续	机械
	低温分离器	85-90	连续	机械
	三相分离器	60-70	连续	机械
	J-T 阀	70-80	连续	机械
	乙二醇注醇泵	80-85	连续	机械
	火炬	90-110	间歇	机械
罐车	交通噪声	60~90	间歇	机械

表 5.3-5 项目噪声预测源强参数一览表

序号	主要噪声源	降噪前等效声级 dB (A)	降噪后等效声级 dB (A)	降噪分贝 dB (A)	厂界 (m)				衰减 dB (A)				降噪措施
					东	西	南	北	东	西	南	北	
1	集气装置	72	52	20	138	142	100	60	9.2	8.9	12	16.4	分离器采用消声器、管道软管连接
2	脱水脱烃	99	79	20	140	140	89	61	36	36	40	43.3	泵采用隔声罩和减震、分离器、空冷器采用消声器、管道软管连接
3	富气压缩机	98	78	20	142	138	90	70	34.9	35.2	38.9	41.1	压缩机采用消声器
4	空氮站	98	78	20	143	137	85	75	34.8	35.2	39.4	40.5	压缩机采用消声器
5	装车区	73	53	20	149	131	80	80	9.5	10.6	14.9	4.9	泵采用隔声罩和减震、置于隔声泵房内

2) 预测模式

本预测计算采用《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)中推荐的工业噪声预测模式,计算公式如下:

(1) 噪声户外传播声级衰减模式

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

式中: $L_p(r)$ —距声源 r 处的倍频带声压级, dB (A);

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处倍频带声压级, dB (A);

A_{div} —声波几何发散引起的衰减量, dB (A) ;

A_{bar} —屏障引起的衰减量, dB (A) ;

A_{atm} —空气吸收引起的衰减量, dB (A) ;

A_{gr} —地面效应引起的衰减量, dB (A) ;

A_{misc} —其他多方面原因引起的衰减量, dB (A) 。

(2) 预测点总等效连续 A 声级计算模式:

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \sum_i t_i 10^{0.1L_{Ai}} \right]$$

式中: L_{eqg} —n 个声源在预测点的连续 A 声级合成, dB (A) ;

L_{Ai} —噪声源达到预测点的连续 A 声级, dB (A) ;

n—噪声源个数。

3) 评价标准

厂界预测点评价标准为《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中 2 类区排放限值 (昼间 60dB (A), 夜间 50dB (A)) 。

4) 预测结果

拟建天然气处理厂正常运行时其噪声预测结果见表 5.3-5。

表 5.3-5 天然气处理厂厂界声环境影响预测结果 单位: dB (A)

厂界	贡献值 dB(A)	现状监测值		预测值		标准		达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
东	40.1	45	39	46.2	42.6	60	50	达标	达标
西	40.3	45	39	46.3	42.7	60	50	达标	达标
南	44.2	45	39	47.7	45.4	60	50	达标	达标
北	46.6	45	39	48.9	47.3	60	50	达标	达标

根据预测结果可知, 拟建天然气处理厂的昼间、夜间厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类区排放限值要求, 且周边 200m 范围内无声环境敏感点, 因此项目实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.3.2.2 非正常工况下声环境影响预测

当天然气处理装置等检修或发生异常超压时, 放空火炬会产生强噪声, 其噪声值约为 100~110dB(A), 发生概率很小 (1~2 次/年), 且持续时间很短(为瞬时强噪声)。放空火炬噪声影响预测结果见表 5.3-6。

表 5.3-6 放空火炬噪声预测 (噪声源强取 110dB(A))

距离 (m)	1	50	100	150	200	250	300

噪声级 dB(A)	110	76	70	66	64	62	60
-----------	-----	----	----	----	----	----	----

根据厂区平面布置，高空放空火炬距离厂区东厂界最近，距离约 5m。由表 5.3-6 可知，距离高空放空火炬 250m 时（厂界外 245m），厂界噪声为 62dB(A)，高空放空火炬为单一偶发噪声源，符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》

（GB12348—2008）中规定的“夜间偶发噪声的最大声级超过限制的幅度不得高于 15dB（A）”（即 65dB（A））的要求。

出于安全考虑，目前放空火炬暂无特殊降噪措施，但鉴于放空噪声具有突然性且影响较大，拟建天然气处理厂周边 500m 范围内无居民区分布，因而本项目的建设不会对声环境敏感目标造成影响，项目的建设对区域声环境影响不大。

5.3.2.3 井下作业噪声环境影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达 120dB(A)，导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求，但是由于气井多分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源具有不固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

5.3.2.4 声环境影响自查表

本工程声环境影响自查表见表 5.3-6。

表 5.3-6 本工程声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/>					
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200m <input type="checkbox"/> 小于 200m <input type="checkbox"/>					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/> 地方标准 <input type="checkbox"/> 国外标准 <input type="checkbox"/>					
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input checked="" type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>	远期 <input type="checkbox"/>	
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/>		现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/>		收集资料 <input type="checkbox"/>	
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 <input type="checkbox"/>		已有资料 <input checked="" type="checkbox"/>		研究成果 <input checked="" type="checkbox"/>	

声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input type="checkbox"/> 其他 <input checked="" type="checkbox"/> _____				
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>	大于 200m <input type="checkbox"/>	小于 200m <input type="checkbox"/>		
	预测因子	等效连续A声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大A声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>				
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>	
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>	
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/>	固定位置监测 <input type="checkbox"/>	自动监测 <input type="checkbox"/>	手动监测 <input type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：(/)		监测点位数：(/)		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/>			不可行 <input type="checkbox"/>	

注：“”为勾选项，可√；“（ / ）”为内容填写项。

5.3.3 退役期声环境影响分析

气井进入退役期时，噪声主要源自井场设备拆卸，由于气田内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.3.4 声环境影响评价小结

综上所述，本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工期噪声影响是短暂的，随施工结束即消失。

本工程运营期产生的噪声主要包括天然气处理厂设备、泵和井口装置等设备产生的噪声。根据预测结果可知，正常生产时天然气处理厂和单井井场厂界噪声能够满足《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；井下作业将产生高强度噪声，厂界噪声会出现短期超标现象，但井下作业具有阶段性特征，井下作业结束其噪声影响即消失。井场周边范围内无居民区，不会出现噪声扰民现象。

5.4 地表水环境影响分析与评价

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中表1水污染影响型建设项目评价等级判定，判定本工程地表水环境评价等级为三级B。重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

5.4.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性分析

5.4.1.1 施工期废水

(1) 施工期钻井废水

本工程钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排，对水环境的影响很小。

(3) 施工人员生活污水

本工程施工营地设置防渗生活污水池，生活污水定期拉运至呼图壁县丰泉污水处理厂处理。

(4) 管道试压废水

本工程管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，一般试压介质为洁净水，由罐车回收后用于后续其它管线试压，试压结束后排入防渗的暂存池，最终可用作工况场地降尘用水。

(5) 压裂返排液

在储层改造过程中排出的压裂返排液中主要含有胍胶、石油类及其他各种添加剂。本工程共产生约 360m³ 压裂返排液。废水中主要污染指标为 pH、COD、SS 等。

压裂返排液采用专用废液收集罐收集后及时拉运至采油二厂 81#联合站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 中的有关标准后回注，不对外排放。

(6) 穿越工程对地表水环境的影响分析

本工程净化气外输管线穿越呼图壁河 1 次，穿越水渠 2 次，即青年干渠和共丰渠。管线敷设在施工时会对水环境产生不利影响，主要表现在管线穿越地表水体时有可能引起地表水体的堵截，造成岸蚀或影响下游水质等问题。本环评建议管线穿越工程施工时间尽可能安排在枯水期（11 月至次年 4 月）进行施工，施工过程中避免改变地表水体的河道走向及河水流向，即可解决这一问题；另外，水体附近的施工可能使泥沙及其它污染物进入水体，短期影响水质，增加地表水

体的泥沙量。在建设过程中不随意倾倒各种废料和污染物，对于各种污染物及时进行彻底的清理就可避免影响地表水体。

综上，在严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况下，并通过采取严格的施工和管理措施，可以将对地表水环境的影响降低到最小程度，施工结束后，影响也随之消失，外输干线施工对地表水环境的影响是可以接受的。

5.4.2.1 运营期废水

本工程运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水、天然气处理厂生产检修废水和员工生活污水。

（1）采出水

运营期，本项目废水污染源主要为采出水。气田采出水主要来源于气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据开发方案预测，本工程采出水量为 $8000\text{m}^3/\text{a}$ ，采出水依托已运行的 81#联合站采出水处理系统进行处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022) 后回注。

（2）井下作业废水

井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至采油二厂 81#联合站进行处理达标回注。

（3）生产检修废水

根据设计文件，天然气处理厂场地冲洗废水、设备检修废水、过滤器冲洗废水量总计废水量为 $0.5\text{m}^3/\text{d}$ ($165\text{m}^3/\text{a}$)，排入处理厂内的生产检修污水池，罐车定期拉运至采油二厂 81#联合站污水处理站。

（4）生活污水

本工程新增员工产生的生活污水量为 $950.4\text{m}^3/\text{a}$ 。天然气处理厂值班员工的生活污水排入处理厂内生活污水池，定期采用罐车拉运至呼图壁县丰泉污水处理厂处理；位于呼图壁县倒班公寓的员工生活污水通过市政管网排入呼图壁县丰泉污水处理厂。

综上，正常情况下，本工程运营期废水均得到妥善处理，不外排，不会对地表水体产生影响。本工程天然气外输管线全封闭埋地敷设，输送介质为净化天然气，输送的天然气不会与管道穿越的呼图壁河发生联系，输送作业无污染物排放，不会对地表水造成影响。

5.4.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

本工程采出水和井下作业废水采用专用罐车拉运至采油二厂 81#联合站采出水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注，不外排。

采油二厂 81#联合站采出水处理系统设计处理能力 17000m³/d，现状剩余处理能力 650m³/d，可满足本工程处理需求。污水处理工艺采用“重力沉降+混凝沉降+压力过滤”工艺，处理后的废水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）规定的回注标准后回注，不外排。故正常运行时不会对地表水环境造成影响。

5.5 地下水环境影响分析与评价

5.5.1 水文地质条件

5.5.1.1 区域地层概况

区内出露的地层主要为古生界、中生界和新生界。

古生界、中生界出露于县域南部山区，主要为志留系、泥盆系、石炭系、三叠系、白垩系，主要岩性为凝灰岩、灰岩、砂岩、砂砾岩等；

第三系：出露于山前丘陵地区，属下第三系玛纳斯组及上第三系小渠子组，为一套紫红色砂岩和灰绿色泥岩、砂岩互层，层理明显，与上覆第四系为角度不整合接触。

第四系：广泛分布于山前倾斜平原及沙漠区，属 Q1-Q4 的冰水沉积物、冲洪积物及风积物，主要岩性为卵砾石、砂砾石、砂及亚砂土、亚粘土。山前倾斜平原内由南向北地层颗粒总体呈现出由粗变细的变化规律，即由近山前的卵砾石渐

变为细土平原区的砂、亚砂土。受第四系基地构造影响，区内第四系沉积厚度变化很大。

5.5.1.2 区域水文地质条件

(1) 地下水类型及其特征

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800~5000m³/d·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800~900m³/d·m，渗透系数40.74m/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100~300m³/d·m，渗透系数10~30m/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43.2m³/d·m，渗透系数小于2.0m/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8.64m³/d·m，渗透系数1.5m/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-22.61~48m，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地下水补给、径流、排泄条件

地下水补给：基岩裂隙水主要接受大气降水和冰雪融水补给；松散岩类孔隙水的主要补给源是呼图壁河、雀儿沟河河水沿河床的垂直入渗，加之大量的灌渠、田间灌溉入渗，区域地下水补给量十分可观，此外区域还接受河谷潜流、降雨入渗补给；细土平原区主要接受渠系入渗、田间灌溉、井水回归入渗、降水入渗及上游地下水侧向径流补给。

地下水径流：扇区地下水以平缓方式运移，潜水面在扇区中上部呈扇状，与地面有一定夹角，潜水水力坡度 2.0% ，溢出带附近增至 2.5% ，沙漠前缘降至 1.0% ，地下水总体由南向北径流，受构造影响，在呼图壁河独山子-长山子一线存在一个高落差的跌水，河谷潜流以地下瀑布形式补给扇区地下水。

地下水排泄：山区地下水主要以泉水的形式溢出地表向下游排泄；平原区主要由泉水溢出、蒸发、人工开采、深部径流组成，其中人工开采、侧向排泄及潜水蒸发为主要排泄形式。

③地下水水化学特征

沿呼图壁河现代河床、山口一带及芳草湖农场以西的大部分地区地下水水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{-Ca.Na}$ 型，矿化度小于 500mg/L ；细土平原区潜水或承压水类型为 $\text{SO}_4\text{.Cl-Na}$ 型，矿化度大于 1000mg/L 。

④地下水动态

区内地下水动态受自然因素和人为因素共同影响，按其主要影响因素，可以分为如下类型：

冲洪积扇上部水文型动态区：分布于呼图壁河、雀儿沟河冲洪积扇上部，地下水高水位期出现在地表水洪水期的 $6\sim 9$ 月，低水位期为地表水枯水期的 $2\sim 3$ 月，水位变幅 0.69m ，与地表水径流量变化趋势一致。

冲洪积中下部地带水文-人工型动态区：分布于312国道一带，高水位期一般出现在12月至翌年3月，低水位期出现在每年6~9月，年变幅一般小于5m，受地表水入渗补给影响，低水位期常出现回弹波动。

潜水溢出、浅埋带气象型动态区：沿呼图壁河从呼图壁镇到芳草湖一带，地下水埋深小于5m，每年7~8月当地下水蒸发量达到最大时，地下水位埋深达到最大，随着蒸发量的减少，地下水位逐渐回升，年变幅一般小1m。

细土平原区人工型动态区：分布于芳草湖农场、111团、106团一带，高水位期出现在农灌季节的6~8月，低水位期出现在2~3月，年变幅一般小于2m。

细土平原承压-自流水人工型动态区：低水位期出现在地下水大量开采的7~8月，9月份后随着地下水开采量的减少，地下水位开始回升，翌年1~3月，水位达到最高值，年内变幅10~15m。

5.5.1.3 评价区水文地质条件

评价区地下水类型为松散岩类孔隙水。

(1) 含水层分布

按含水层结构可划分为单一结构潜水含水层。分布于评价区内乌伊公路以南，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—5000m³/d，最大可达7776.00m³/d，平均渗透系数为75m/d。

评价区水文地质图见图5.5-4。

(2) 地下水的补给、径流与排泄

① 地下水的补给

评价区内地下水主要补给来源于为渠系入渗补给、田间灌溉入渗补给、大气降水入渗和上游地下水侧向径流补给。

② 地下水径流

评价区内地下水总体流动方向为由西南向东北。呼图壁河冲洪积扇中上部主要为砾卵石、砂砾石，透水性强，水动力条件好，含水层厚度大。评价区北部以承压含水层为主，含水层岩性颗粒更细，水力坡度变缓。

评价区内水力坡度为2‰左右。

③地下水排泄

评价区内地下水的排泄方式主要有：人工开采、向地下水下游方向侧向流出。

(3) 地下水化学类型

第四系松散层孔隙水的化学类型与矿化度主要受补给、径流、排泄条件与埋藏条件的控制。评价区内的第四系松散层多是卵砾石层，孔隙率高，地下水主要靠来自低矿化的河水及引自河水的渠道水的大量渗漏补给。补给、径流条件都好，所以地下水的化学类型与矿化度和补给它的河水相近似。但在各冲积扇扇缘溢出带，由于径流、排泄条件的差异，才使局部地段地下水矿化度和矿化类型复杂化。

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 $\text{HCO}_3\text{—Ca·Na}$ 、 $\text{HCO}_3\text{·SO}_4\text{—Ca·Na}$ 型水，矿化度大都小于 1g/L ，水质为淡水。

(4) 地下水动态特征

地下水动态主要受气象、水文和水文地质条件及人类活动因素控制。评价区内地下水动态特征主要为水文型和渗入开采型。

水文型地下水位于河流冲洪积区，潜水的动态特征曲线与两河的丰枯特征较相似，表现出水文型动态特征。河流的丰枯特征 10 月至翌年 3 月份为枯水期，4 月气温回升，冰雪融化，河流量明显增大，6~8 月河流径流量最高，地下水水位动态特征随两河丰枯特征出现很直观的变化，地下水高水位出现在 9 月，比河流丰水期稍滞后，9、10 月地下水水位持续下降，水位最低值出现时间比河流枯水期迟后，这是因为河流入渗、地下水位埋深及径流条件等因素影响所致。各观测孔最低水位多出现在 6、7 月，6~7 月份以后地下水位急剧上升，9 份水位最高，在高水位与低水位期间水位保持时间较短，高低水位差较大，主要是河水径流量年内分布极不均衡。

渗入开采型类地下水主要接受河（渠）水的入渗补给，地下水开采为主要排泄方式。地下水水位动态的主要影响因素为人工开采，动态曲线为单谷型或双谷型。低水位期出现在开采高峰期的 5-8 月份；9-11 月由于开采量减少，加之补给期的到来，水位又逐渐回升，12 月至翌年 4 月出现高水位，部分地段因春季

开采而于3-4月出现次低水位期，水位变幅一般小于5m，最大可达19.08m。

(5) 地下水开发利用现状与规划

评价区所在呼图壁县的地下水已超采。区内地下水开采层位为第四系孔隙水含水层，大部分为农用灌溉井，少数为灌溉与人畜饮水共用井。呼图壁县现实行最严格水资源管理制度，加强地下水取水许可审批管理，严格控制新打机井和更新井。规划鼓励高耗水种植业水权向低耗水高效益的种植业、特色林果业、设施农业流转，农业用水向低耗水高效益的工业、建筑业、批零餐饮业、交通运输业、服务业等非农行业流转，推动高效节水灌溉，减少地下水开采量。

(6) 包气带调查

本工程在气田区域内进行井场及管线建设。根据附近钻孔资料显示，本项目井场、站场所在区域范围内地层岩性主要为砂砾卵石层，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表6，项目区内包气带防污性能为“弱”。根据本次评价中包气带土壤监测结果，各监测点表层土壤样品中重金属、挥发性及半挥发性有机物检测数值波动较小，均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值；石油烃（C₁₀~C₄₀）检测结果均可满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，包气带土壤质量状况良好。

(7) 区域地下水污染源调查

评价区位于荒漠，评价区内除气田生产设施和少量农田、居民区外，无其他污染源。气田各井场、站场及管线均采取了严格的防渗措施，各类固废妥善处置，根据区域地下水现状监测结果表明，各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

5.5.2 施工期地下水环境影响分析

(1) 施工废水

根据工程分析，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，最终由泥浆公司回收利用，不外排。返排液由罐车拉运采油二厂81#联合站采出水处理系统处理达标后回注，不外排。管

道试压用水在试压结束后用于场地四周洒水抑尘。生活污水排入生活营地内设置的临时生活污水储集池，采用防渗膜防渗，定期由罐车拉运至呼图壁县丰泉污水处理厂处理。故拟建项目施工活动对地下水影响很小。

项目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；本工程井身的表层套管的下入深度550m，采用水泥浆进行固井，水泥浆返至地面，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。本工程钻井过程中，严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。由于本工程气藏目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域第四系地下水含水层深度，在施工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，有效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的废水不与含水层发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，施工期间钻井井场内进行分区防渗，可对土壤及包气带起到良好的防护。因此基本不会对所在区域水环境产生影响。

(2) 管道敷设对地下水环境的影响

本工程管道在敷设过程中，根据线路沿途地形、工程地质、水文及气象等自然条件，综合确定管道的埋深，其开挖的深度决定其对地下水环境的影响程度。

根据本工程可行性研究报告，本工程一般管顶埋深为1.8m，根据调查，在管线沿线区域地下水埋深大于10m，本工程管沟开挖基本不会对地下水带来影响。

(3) 施工设备漏油对地下水环境影响

施工设备漏油，可能经包气带渗漏至潜水层进而污染地下水水质。为防止设备漏油遗撒在地面、造成地下水环境污染，采取措施包括：对存放油品储罐地面油污专门收集，施工结束后统一委托持有危险废物经营许可证的单位处置；加强设备维修保养，在易发生泄漏的设备底部铺防漏油布，并及时清理漏油；机械设备若有泄油现象要及时清理散落机油，将其收集待施工结束后统一清运处理。正常情况下不会对区内地下水产生影响。

综上，本工程在施工过程中，采取合理的污染防治措施，工程施工不会对地下水环境产生明显影响。

5.5.3 运营期地下水环境影响分析

5.5.3.1 正常状况地下水环境影响分析

(1) 废水对地下水影响分析

运营期间废水主要包括采出水、井下作业废水、天然气处理厂少量生产检修废水以及员工生活污水。井下作业废水采用罐车拉运至采油二厂 81#联合站处理。集输管道采用无缝钢管，正常情况下不会对地下水产生污染影响。单井采气管线密闭集输至天然气处理厂，气液分离后气藏采出水用罐车拉运至采油二厂 81#联合站处理；生产检修废水排入处理厂内的生产检修污水池，罐车定期拉运至采油二厂 81#联合站污水处理站，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注，不外排。生活污水通过市政管网排入呼图壁县丰泉污水处理厂，各类废水不外排。

正常情况下，本工程废水不会对区域地下水环境产生污染影响。

(2) 固废对地下水影响分析

本工程在修井及采气等过程中都可能产生落地油，天然气处理厂在运行过程中产生废滤芯等固废废物。根据新疆油田分公司作业要求，井下作业必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。新疆油田分公司要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，可最大限度减少固废产生量，其他危险废物委托有资质的单位处置，各类固废均妥善处置。在措施落实、管理到位的前提下，固废对开发区域地下水的影响很小。

(3) 集输管道对地下水影响分析

本工程集输管线是全封闭系统，采取严格的防腐防渗措施。正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

另外，项目建设期间构筑物及其设施均采用钢筋混凝土结构，设置防渗设施，正常生产过程中严防污水下渗，以避免对地下水潜水层的污染。正常情况下，项目严格按照报告中提出的“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则进行

地下水污染防治。按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）要求：“9.4.2 已依据 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 设计地下水污染防治措施的建设项目，可不进行正常状况情景下的预测。

在防渗系统正常运行的情况下，本工程废水向地下渗透将得到很好的控制，不会对地下水质量造成功能类别的改变。因此，在正常状况下，在做好各区域防渗的基础上，不会对场地包气带及地下水环境造成明显影响。

5.5.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

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

气田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

(1) 情景 1：穿透污染（油水窜层）

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

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。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待井开发到中后期时，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。虽然此时油气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，油水窜层后对工程

区下游第四系含水层水质的影响,针对污染物进入到第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

当发生窜层时,污染物进入含水层中。考虑最不利情况,污染物泄漏为连续排放,发生窜层后,工程区内的污染物通过孔隙径流至下游第四系含水层的水质。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。

②预测方法

本项目按 II 类项目地下水环境影响评价级别为二级,按照《环境影响评价技术导则—地下水环境》(HJ610-2016)的规定,预测方法可以采用数值法或者解析法,由于评价区水文地质条件较简单、评价区内含水层的基本参数变化很小、污染物的排放对地下水流场没有明显的影响,本报告采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测因子

套管发生泄漏,根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)中情景设置预测因子相关要求,对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序,分别取标准指数较大的因子作为预测因子。

表 5.5-1 本工程主要污染源浓度及等标污染负荷值

污染因子	其他类污染物			重金属类
	溶解性总固体	氯化物	石油类	汞
Ci	2032.94	622.6	18	0.0198
Si	1000	250	0.05	0.001
Pi	2.03	2.5	360	19.8
检出限	-	0.007	0.01	0.00004
预测因子选择	石油类			汞

备注: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,取 18 mg/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。

根据采出液污染物特征,本次选取石油类、汞作为预测特征因子。

④预测模型

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用,对污染物与液体介质(地下水)、固体介质(包气带介质和地下水含水介质)等的化学反

应（如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应）等可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

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

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

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

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

污染物在含水层中的迁移，特别是泄露点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。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：

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

以上式中： x —距注入点的距离，m；

t —时间，d；

$C(x, t)$ — t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C_0 —注入的示踪剂浓度，g/l；

u —水流速度，m/d；

n —有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

$\operatorname{erfc}(\quad)$ —余误差函数。

⑤预测参数

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

数及来源见表 5.5-2。

表 5.5-2 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.43m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，根据区内水文地质条件，水力坡度约2%，评价区内乌伊公路以南渗透系数取75m/d。
2	D_L	纵向弥散系数	4.3m ² /d	$D_L=\alpha L u$ ， αL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，结合项目区水文地质条件，弥散度应介于1~10之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取10。
3	n	有效孔隙度	35%	结合含水层岩性，依据《地下水污染物迁移模拟》（郑春苗著），取35%。
4	t	时间	计算发生渗漏后 100d、300d、1000d 后各预测点的浓度	
5	C_0	污染物浓度	石油类取 18mg/L，汞取 0.0198mg/L。	

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（100 天、300 天、1000 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.5-3、表 5.5-4，图 5.5-5~图 5.5-6。

表 5.5-3 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 1）

污染物	100d		300d		1000d	
	距离 (m)	浓度 c(mg/l)	距离 (m)	浓度 c(mg/l)	距离 (m)	浓度 c(mg/l)
石油类	0	18.000	0	18.000	0	18.000
	20	16.200	50	17.500	100	18.000
	40	12.000	100	14.200	200	17.900
	60	6.670	150	7.280	300	16.900
	80	2.600	200	1.870	400	11.300
	100	0.682	250	0.215	500	4.050
	120	0.118	276	0.049	600	0.601
	128	0.052	297	0.008	687	0.050
	142	0.010	350	0.000	732	0.010
	160	0.001	400	0.000	800	0.001
180	0.000	450	0.000	900	0.000	
汞	0	0.020	0	0.020	0	0.020
	20	0.018	50	0.019	80	0.020
	40	0.013	100	0.016	160	0.020
	60	0.007	150	0.008	240	0.020
	80	0.003	200	0.002	320	0.018
	100	0.001	218	0.001	400	0.012
	120	0.0001	250	0.0002	480	0.006

	131	0.00004	281	0.00004	582	0.001
	140	0.000	300	0.000	640	0.000
	160	0.000	350	0.000	696	0.00004
	180	0.000	400	0.000	720	0.0000

表 5.5-4 预测结果统计表（情景 1）

预测因子	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境敏感点
石油类	100d	128	142	无
	300d	276	297	无
	1000d	687	732	无
汞	100d	100	131	无
	300d	218	281	无
	1000d	582	696	无

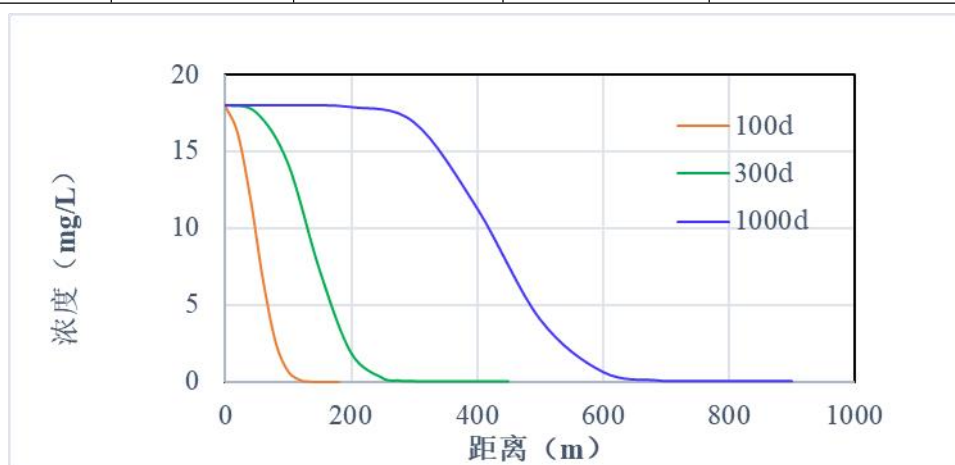


图 5.5-5 情景 1：发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图

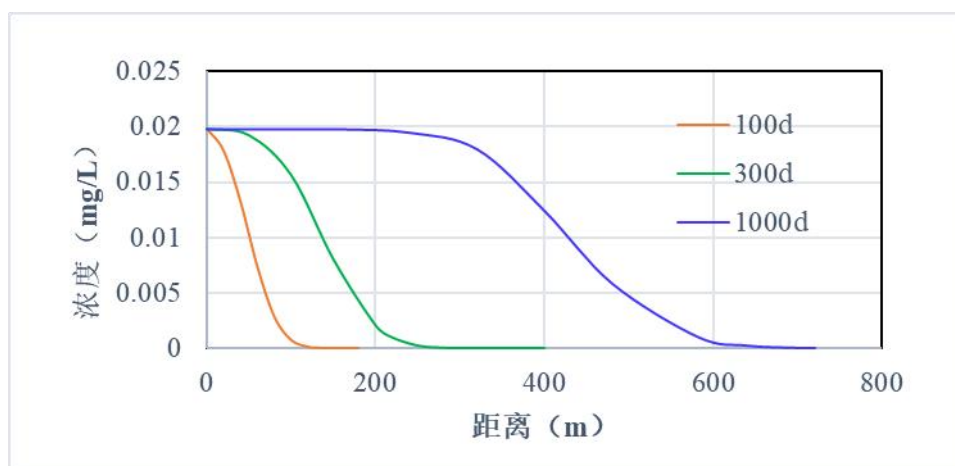


图 5.5-6 情景 1：发生泄漏后汞污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，在水动力弥散作用下，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、300d、1000d 时地下水超标距离分别为 128m、276m、687m，影响距离分别为 142m、

297m、732m，汞浓度在预测 100d、300d、1000d 时地下水超标距离分别为 100m、218m、582m，影响距离分别为 131m、281m、696m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。

由废弃的气井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待气田开发到中后期时，废弃的气井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃气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，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油气层几乎没有多少压力，凝析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，因此，为预防污染的发生和污染源的形，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

(2) 情景 2：渗透污染（凝析油储罐泄露事故）

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

发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。贮污设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。

一般泄漏于土体中的凝析油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的凝析油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄露物质的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

a.地表污染物在包气带土壤中的下渗

由于各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力,石油类污染物主要集中在表层,随着时间的推移,包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和,吸附能力将逐渐降低。一般来讲,土壤表层0~20cm的滞留石油类物质的含量至少是下层(1m以下)石油类物质含量的35倍;且石油类多在地表1m以内积聚,1m以下土壤中含油量甚少。由于泄漏事故为短期大量排放,污染物的泄漏以地表扩展为主,一般能及时发现,并可很快加以控制,石油烃多属疏水性有机污染物,难溶于水而容易被土壤有机质吸附,当土壤中有机质含量较高时,石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强,迁移及衰减速度较慢,其影响范围不大,对地下水环境不易产生不利影响。且一旦发生泄漏,建设单位会立即通过截断阀进行截断,并组织专门力量进行污染物的清除工作,将在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质,因而,石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。

b.污染物在含水层的迁移

本项目集输管线以天然气为主,含少量凝析油,非正常状况下,发生泄露事故后可快速发现并通过切断阀控制泄漏量,管线发生泄露时的凝析油量小于凝析油储罐区事故状况下泄漏量,储罐泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生,泄漏的凝析油等下渗而可能导致地下水污染风险的发生,对环境产生的影响较大。

故综合考虑生产装置设施情况以及所在区域水文地质条件,非正常状况泄漏点设定为:凝析油储罐泄漏,如不及时修复,凝析油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下凝析油储罐破裂情景运用解析模型进行模拟预测,以评价对地下水环境的影响。

① 预测因子筛选

凝析油储罐泄漏污染物主要为石油类,本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测,石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准。

② 预测源强

根据环境风险影响章节,凝析油储罐一次事故的泄漏量约4806kg。而包气带中的土壤颗粒可以通过吸附、分配、离子交换、生物作用等多种作用机制截留

难有机污染物。根据凝析油特点,石油类污染物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%以上的输入原油。本次考虑较不利情况,按照泄露的污染物10%(0.48t)通过地表连续入渗通过包气带土壤全部进入到地下水含水层中,针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

③预测模型

非正常状况下,污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程:①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程;②石油类污染物进入潜水含水层后,随地下水流进行迁移的过程。污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散,根据拟建项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律,本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型,其主要假设条件为:

- a. 假定含水层等厚,均质,并在平面无限分布,含水层的厚度、宽度和长度比可忽略;
- b. 假定定量的定浓度的污水,在极短时间内注入整个含水层的厚度范围;
- c. 污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016),一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为:

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

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 处的污染物浓度, mg/L;

M —含水层厚度, m;

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量, kg。

u —地下水流速度, m/d;

n —有效孔隙度, 无量纲;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ;

D_T —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d ;

π —圆周率。

表 5.5-5 水质预测模型所需参数一览表 (情景 2)

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.43m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$, 根据区内抽水试验资料, 本次取水量丰富区渗透系数75m/d, 地下水的水力坡度为2‰。
2	D_L	纵向弥散系数	4.3m ² /d	$D_L=\alpha L u$, αL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果, 结合项目区水文地质条件, 弥散度应介于1~10之间, 按照最不利的评价原则, 本次模拟取弥散度参数值取10。
3	D_T	横向弥散系数	0.43m ² /d	依据美国环保署(EPA)提出的经验数据: 横/纵向弥散度比(D_T/D_L)一般为0.1, 则横向弥散系数为0.43m ² /d。
4	M	含水层厚度	600m	根据评价区水文地质资料, 本次预测按饱水带厚度600m计算。
5	n	有效孔隙度	35%	结合含水层岩性, 依据《地下水污染物迁移模拟》(郑春苗著), 取35%。
6	t	时间		计算发生渗漏后100d、300d、1000d后各预测点的浓度
7	m_m	瞬时注入污染物的质量		根据前文计算, 泄漏量取0.48t。石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类, 将石油类污染物浓度标准定为0.05mg/L, 检出限为0.01mg/L。

④预测内容

在非正常状况下, 污染物进入含水层后, 在水动力弥散作用下, 瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕, 污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行, 污染晕将不断沿水流方向运移, 污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时, 选取石油类的检出下限值 0.01mg/L 的等值线作为影响范围, 石油类取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类标准值等值线 0.05mg/L 作为超标范围, 预测污染晕的运移距离和影响范围。

储罐泄漏石油类对地下水影响预测结果见表 5.5-6, 图 5.5-7~图 5.5-9。

表 5.5-6 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表 (情景 2)

预测时间	超标面积 (m ²)	影响面积 (m ²)	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境敏感点
100d	5442.5	8203.12	117	136	无
300d	10987.16	19088.32	236	268	无
1000d	16348.23	43458.7	560	637	无

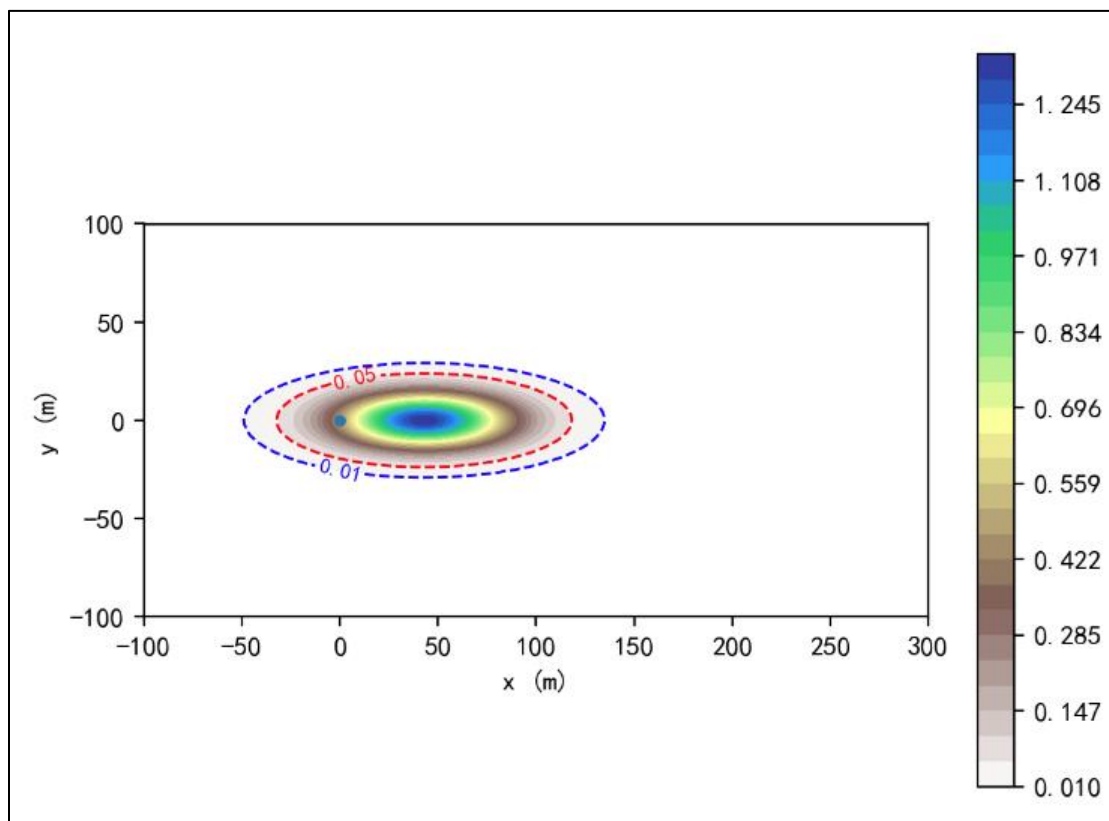


图 5.5-7 情景 2：100 天石油类污染晕运移分布图

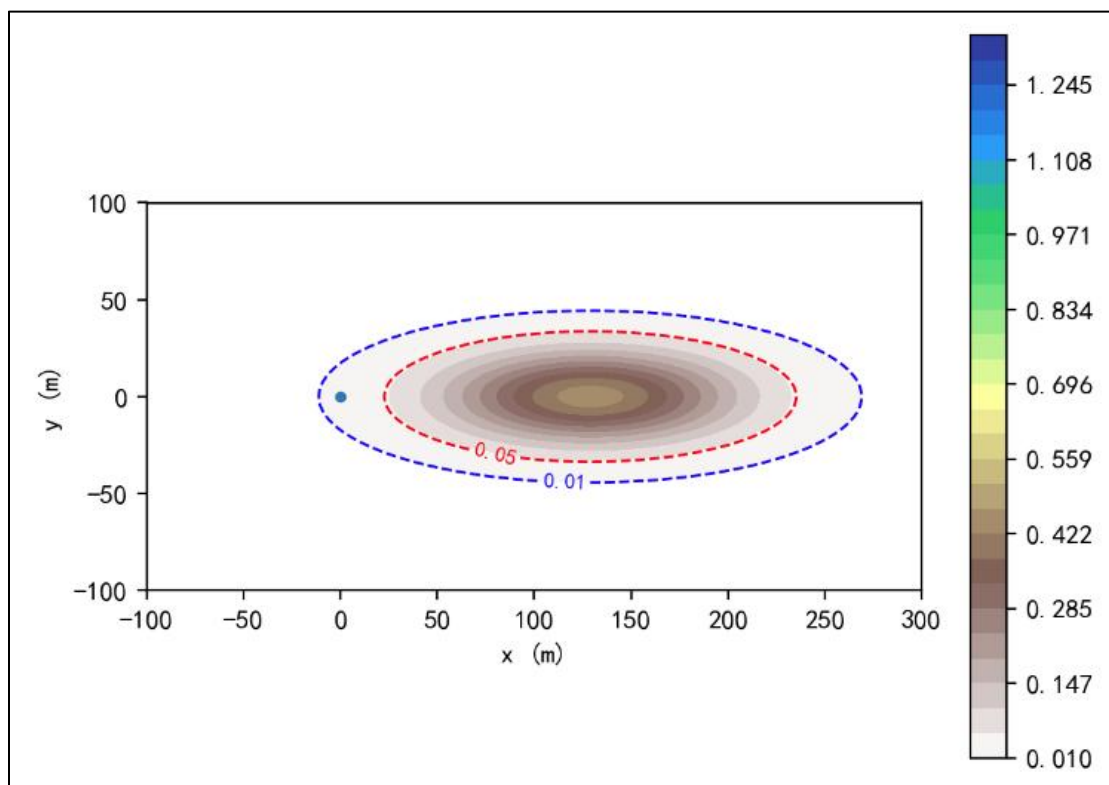


图 5.5-8 情景 2：300 天石油类污染晕运移分布图

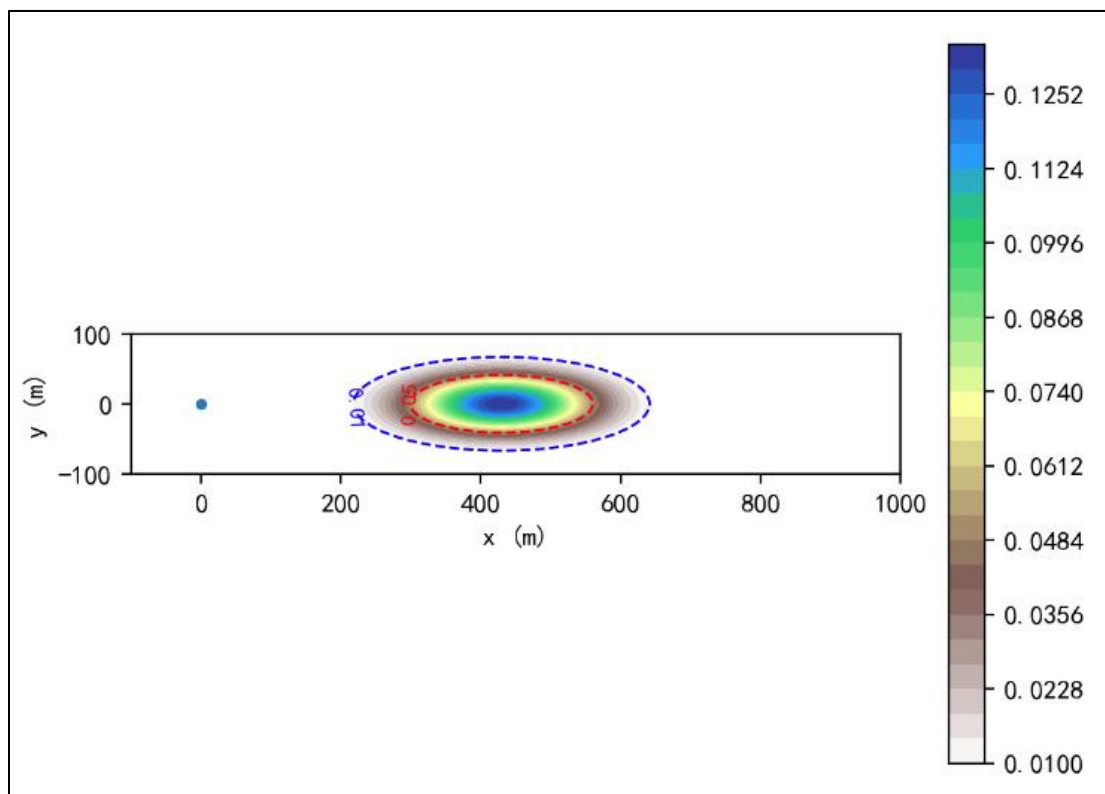


图 5.5-9 情景 2：1000 天石油类污染晕运移分布图

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d、300d、1000d 后污染晕超标范围分别为 5442.5m²、10987.16m²、16348.23m²，影响范围分别为 8203.12m²、19088.32m²、43458.7m²。影响范围内无居民饮用水井等地下水环境敏感点，污染物的迁移对地下水有一定影响。故本项目必须采取必要的防腐、防渗措施，并加强巡检、跟踪监测等，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

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

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

5.5.4 退役期水环境影响分析

本工程服务期满后，无废水外排，加强环境管理，一般不会对造成周边地下水环境污染。

在按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》等相关要求做好封井工作，防止串层，并按照相关部门要求做好场地清理，对固废废物进行妥善处置，对水环境的影响很小。

5.5.5 地下水环境评价结论

(1) 在正常情况下，本工程产生的废水不外排，工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，严格杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本工程对地下水环境的影响较小。

(2) 本次地下水评价，设置了项目非正常情况情景进行预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响属可接受范围。针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。建设单位对地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝事故性排放点源的存在，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程建设、生产运行对周边及下游地下水环境的影响是可以接受的。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

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

(1) 人为扰动对土壤的影响

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

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化。本工程评价区域内土壤类型主要是灰漠土和灰褐土，油气开发工程占地开辟了土地利用的途径，井场、站场和管道的施工场地、临时施工营地等产生的这种影响非常轻微。

(2) 钻井作业对土壤环境的影响

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

① 钻井作业对土壤环境的影响

本工程部署新钻井6口采气井，钻井作业均采用“泥浆不落地系统”对废弃泥浆和岩屑进行收集处置，对土壤的环境影响轻微。

② 固体废物对土壤的影响

本次钻井施工作业采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井过程中的钻井液采用不落地技术处理，分离出的液相继续回用于钻井，无废水及废弃钻井液外排；钻井岩屑采用不落地系统进行处理，水基岩屑必须满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7300-2016）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，方可用于铺设通井路、铺垫井场

基础材料；但为防止土壤污染，不得用于填充自然坑洼。油基岩屑属于危险废物，需委托有资质单位进行处置。

(3) 站场、井场建设

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

(4) 管线施工对土壤环境的影响

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

(5) 水土流失及沙化影响分析

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

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，这种影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本工程地面建设的内容主要包括井场的建设、管线的敷设等，但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。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。气田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期

内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

综上所述，施工期对项目区土壤环境影响不大。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 土壤环境等级划分

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境影响分为生态影响型和污染影响型，本工程为天然气开采项目，本工程井场、站场建设属于Ⅱ类项目，天然气集输管线建设属于Ⅳ类项目。

本项目土壤项目类别为Ⅱ类、Ⅱ类，生态影响型环境敏感程度为较敏感；项目占地规模为中型、污染影响型环境敏感程度为敏感。

综上，生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级，污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。

5.6.2.2 土壤环境现状调查

（1）调查范围

本项目土壤环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤现状调查范围确定为井场、站场边界向外扩展2km、管线边界两侧向外延伸200m。

（2）敏感目标

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤保护目标主要为调查评价范围内的农田、牧草地。根据现场调查，本工程土壤敏感目标主要为评价范围内的农田、牧草地。

（3）土地利用类型调查

①土地利用现状

根据现场调查结果，本工程井场及各站场新增永久占地、管线为临时占地，主要土地类型为水浇地、牧草地和其他草地。

②土地利用规划

本项目所在区域属于呼探1区块，以天然气开采为主，区域无相关土地利用规划。

(4) 土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国1公里发生分类土壤图(数据来源：二普调查，2016年)，《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型主要以灰漠土、灰褐土为主。评价区域土壤类型分布见图4.6-1。

5.6.2.3 土壤污染途径

本工程所处区域土壤为碱性土壤，属于轻度盐化的区域，本工程土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

项目采出气采取密闭集输，管线进行了防腐处理，正常情况下不会造成采出液垂直入渗影响，但泄漏事故工况下储罐破裂会造成凝析油下渗进而对土壤造成垂直入渗影响和单井采气管线渗漏进而对土壤造成垂直入渗影响。本次土壤环境影响主要考虑非正常工况下，井喷的落地油、井下作业废水、集输管道以及凝析油储罐泄露，垂直入渗对土壤的环境影响。

本工程井场、站场建设及管道敷设过程中，不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，但管沟开挖过程中会对区域局部土壤造成扰动，导致土壤中盐分含量与周边区域不一致，在后续的自然恢复过程中，扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。

经查阅相关资料，目前项目区土地利用类型主要为水浇地、牧草地和其他草地，土壤类型为灰漠土和灰褐土。根据工程建设涉及的垂直入渗途径，给出工程建设在各实施阶段不同环节与不同环境影响防控措施下预测因子的土壤环境影响范围与程度，对工程建设产生的土壤包气带环境影响进行综合评价。运营期本工程土壤影响类型与途径见表5.6-1，影响因子见表5.6-2。

表 5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	--	--	--	--	--	--	--	--

运营期	--	--	√	--	--	--	--	--
退役期后	--	--	--	--	--	--	--	--

表 5.6-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
管线	/	垂直入渗	石油类	事故工况
储罐	/	垂直入渗	石油类	事故工况

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为非正常工况下凝析油储罐和集输管线泄漏造成垂直下渗造成的土壤污染。本工程土壤环境影响类型划分为污染影响型和生态影响型，主要影响方式为垂直下渗。

5.6.2.4 正常状况下对土壤环境的影响分析

本工程污染土壤的途径主要为集输过程和天然气处理过程发生跑冒滴漏，以及储罐区发生泄漏等渗入土壤对土壤产生影响。

运营期正常工况下，本工程采出水和井下作业废水均得到妥善处置；生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄露等事故情况，可及时发现，及时处理。凝析油储罐区设置围堰（大小为 65m×32.5m×1.1m），设备区进行防渗等，处理厂内还设置有事故池（大小为 20m×20m×4m），正常工况下不会对土壤环境造成影响。

5.6.2.5 非正常状况下对土壤环境的影响预测分析

（1）包气带岩性及厚度

根据查阅资料，工程区域主要岩土层为第四系素填土、粉质黏土、圆砾等，具体描述如下：

① 素填土(Q4ml)：褐黄色，干，稍密，以粉土、粉砂为主，分布连续，出露于地表，厚度 0.5~1.5m。

② 粉质黏土(Q4al+pl)：褐黄色，可塑-硬塑，无摇震反应，切面稍有光泽，干强度高，韧性高，夹薄层粉细砂，分布连续，埋深 0.5~1.5m，厚度 0.8~2.1m。

③ 粉质黏土(Q4al+pl)：褐黄-褐红色，硬塑，无摇震反应，切面稍有光泽，

干强度高，韧性高，夹薄层粉细砂，分布连续，埋深 2.3~3.0m，厚度 10.0~10.5m。

④ 圆砾(Q4al+pl)：青灰色，稍湿-湿-饱和，稍密-中密，颗粒成分以石英、云母为主，颗粒形状呈浑圆状，级配良好，分布连续，埋深 12.3~20.0m，未揭穿，最大可见厚度 10.7m。

因此包气带岩性详见表 5.6-3。

表 5.6-3 本工程厂址区域包气带岩性

土层 m	层厚度 m	岩性
0-1.5	1.5	粉土
1.5-10.5	9	黏土
10.5-20	9.5	圆砾

(2) 渗漏源强设定

本次预测评价本着风险最大化原则，在模拟污染物扩散时并不考虑吸附、化学反应等降解作用，仅考虑典型污染物在对流、弥散作用下的扩散过程及规律。根据工程相关设计，为最大限度预测污染物长期运移扩散情况，本次在模拟时段内，预测污染物浓度变化过程与规律，为评价本项目建成后对土壤环境可能造成的直接影响和间接危害提供依据。

污染情景具体情况表述如下：

本次评价针对 2000m³ 凝析油储罐泄漏可能进入包气带产生的影响进行预测。

根据环境风险最大可信事故判定，本工程 2×2000m³ 凝析油储罐发生 10mm 泄漏孔径的频率为 1.00×10⁻⁴/a，可作为最大可信事故情形。假设罐底出现穿孔（孔径 10mm）且防渗层全部失效，则裂口总面积为 0.0003m²，凝析油泄漏速度 Q_L 用柏努利方程计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：

Q_L——液体泄漏速度，kg/s；

C_d——液体泄漏系数，取 0.65；

A——裂口面积，m²；

ρ——泄漏液体密度；

P——容器内介质压力，Pa；

P₀——环境压力，Pa；

g——重力加速度，9.8m/s²；

h——裂口之上液位高度，取13.1m。

凝析油储罐为常温常压全包容罐，凝析油储罐高度为14.53m，按90%填充率，按照伯努利方程计算，凝析油密度为815kg/m³，事故情形下凝析油泄漏速率为2.67kg/s。

根据以上计算，可能进入包气带的污染物源强见下表：

表 5.6-5 可能进入包气带的污染物源强

情景设定	渗漏点	特征污染物	包气带厚度 m	浓度 (mg/l)	泄漏量 (m ³ /s)	渗漏特征
非正常	储罐破裂出现裂缝	石油烃	20	814000	0.003	连续泄漏

(3) 建立数学模型

根据《建设项目环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）采用一维非饱和溶质运移模型，重点预测其影响的深度。

一维非饱和溶质运移模型控制方程如下：

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

式中：c—污染物介质中的浓度，mg/L；

D—土壤水动力弥散系数，m²/d；

q—渗流速率，m/d；

z—沿Z轴的距离，m；

t—时间变量，d；

θ—土壤含水率，%。

预测条件

b) 初始条件

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

c) 边界条件

综上所述，当凝析油储罐发生非正常泄漏时，对局部土壤会产生一定程度的影响，因此必须做好源头控制、过程防控等措施，避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

5.6.2.5 小结

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

5.6.3 土壤环境影响自查表

本工程土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-4。

表 5.6-4 土壤环境影响评价自查表

工作内容		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			备注
影响识别	影响类型	污染影响 <input type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>			
	土地利用类型	建设用地 <input type="checkbox"/> ；农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>			土地利用类型图
	占地规模	(10.09) hm ²			
	敏感目标信息	敏感目标（耕地、牧草地）、方位（项目区及周边）、距离（/）			
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>			
	全部污染物	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）			
	特征因子	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）			
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input type="checkbox"/> ；II类 <input checked="" type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input checked="" type="checkbox"/> ；			
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/> ；			
评价工作等级	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>				
现状	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/> ；			
	理化特性	/			同附录 C
	现状监测点位	层位	天然气处理厂、井场	深度	点位布置

调查内容			占地范围内	占地范围外			图	
	表层样点数		3	4	0-0.2m			
	柱状样点数		3	-	0-3m			
现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中基本项目45项和pH、石油烃;《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中基本项目8项和pH、石油烃、全盐量							
现状评价	评价因子	石油烃等						
	评价标准	GB15618☑; GB36600☑; 表D.2☐; 其他()						
	现状评价结论	土壤中各项监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值要求、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)筛选值标准要求						
影响预测	预测因子	石油烃						
	预测方法	附录E☐; 附录F☐; 其他(☑)						
	预测分析内容	影响范围()影响程度(较小)						
	预测结论	达标结论: a)☐; b)☐; c)☑ 不达标结论: a)☐; b)☐						
治理措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑; 源头控制☑; 过程防控☑; 其他()						
	跟踪监测	层位	邻近基本农田采气井及天然气处理厂占地范围内	占地范围外	深度	监测指标	监测频次	
		表层	1	-	0-0.2m	石油烃	每年1次	
		柱状	-	-	0-3m			
信息公开指标	-							
评价结论	在工程做好分区防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本工程对土壤环境影响可接受							
注1:“☐”为勾选项,可√;“()”为内容填写项;“备注”为其他补充内容。 注2:需要分别开展土壤环境影响评价等级工作的,分别填写自查表。								

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响

本工程在建设期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、施工废料、施工人员产生的生活垃圾、废油和含油废弃物、废烧碱包装袋、施工废弃土石方。

(1) 水基钻井泥浆及岩屑处置措施

本项目一开、二开采用水基钻井液,钻井时井筒返排的钻井液及水基岩屑经不落地系统处理后,分离后的剩余泥浆回用于钻井液配置,固相排至岩屑堆放储存区,最终委托克拉玛依宇洲环保工程有限责任公司进行处置。根据新环办发

[2018]20号《关于含油污泥处置有关事宜的通知》可知，分离出的岩屑须满足《油气田钻井固体废物综合利用及污染控制技术要求》（DB65/T 3997-2017）要求后，可用于油气田勘探区内通井路修路、铺垫井场基础材料；但为防止土壤污染，不得用于填充自然坑洼。

（2）油基泥浆及岩屑处置措施

三开至五开采用油基钻井液体系，钻井时井筒返排的钻井液及油基钻井岩屑经不落地系统的振动筛、清洁器、离心机等设备进行初步分离后，液相回用于钻井液配置，固体经先由甩干机进行第一次固液分离，再由离心机对甩干机排出的液体进行第二次固液分离，实现深度分离，分离出的液相回用于钻井液配置，分离出的固相属于HW08类危险废物（废物代码：072-001-08），采用专用的方罐进行收集，并交由有危废处置资质单位负责接收、转运和处置。

（3）施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，产生量约为8.04t。首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地建筑垃圾填埋场。

（4）生活垃圾

施工期间施工人员生活垃圾总产生量为33.15t，集中收集后运至呼图壁县生活垃圾填埋场进行处置。

（5）废烧碱包装袋

钻井过程中，会产生废烧碱包装袋。本工程新钻6口井，施工期废烧碱包装袋产生量约为0.12t，属于危险废物HW49（废物代码：900-041-49），施工单位及时回收烧碱废包装袋，暂存于危废暂存间中，施工结束后委托具有危废处置资质的公司接收处置。

（6）含油废弃物

本工程施工期共产生机械设备废油和含油废弃物约0.6t，废油划分为废矿物油与含矿物油废物类，其危险废物编号为HW08，采用专用罐集中收集后暂存于撬装式危废暂存间，作业施工结束后，委托有危废处置资质单位接收处置。考虑到转运期间的的时间间隔，钻井场地应设置撬装式危险废物临时贮存间，危险废物临时贮存间须严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相

关要求建设。危险废物转运过程中由专用运输车辆进行运输、转移，按照危险废物收集贮存运输技术规范（HJ2025-2012），并严格按照《危险废物转移管理办法》，对危险废物实行全过程管理。具体措施详见固体废物污染防治措施章节。

本工程开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。综上所述，工程施工期固体废物均能妥善处置，对环境影响较小。

5.7.2 运营期固体废物影响

5.7.2.1 固废种类及处置措施

本工程生产过程中产生的固体废物主要为含油污泥（主要为凝析油储罐定期清理产生的底泥以及生产分离器底部油泥）、废脱汞剂、废滤芯、废润滑油、清管废渣、废防渗膜，以及员工生活垃圾等。

根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)和《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)，含油污泥(HW08 071-001-08)、废脱汞剂(HW29 072-002-29)、废滤芯(HW29 072-002-29)、废润滑油(HW08 900-214-08)、清管废渣(HW08 900-249-08)、废防渗膜(HW08 900-249-08)均属于危险废物；本工程危险废物均采用密闭容器包装，在天然气处理厂内危废暂存间暂存，定期交由有危废处置资质的单位接收处置。

本工程天然气处理厂劳动定员在生活和工作中会产生生活垃圾，生活垃圾放入垃圾箱集中收集，然后定期清运至呼图壁生活垃圾填埋场处理。

5.7.2.2 危险废物环境影响分析

(1) 危险废物收集

本工程产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年第74号)中相关管理要求，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运

输过程的污染控制执行《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

根据《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022)，收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。

（2）危险废物暂存

本工程拟在天然气处理厂东侧设置一座危废暂存间，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。

① 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。

② 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。

③ 在厂内应设置专用的危险废物贮存设施。要求应远离办公生活区，贮存间的地基必须经防渗处理，以及贮存间要保证能防风、防雨、防晒，并由专人严格管理，确保危险废物的存放安全。

④ 贮存间的地面与裙脚要用坚固、防渗的材料建造，建筑材料必须与危险废物相容（不相互反应）；设施内要有安全照明设施和观察窗口；用以存放装载液体、半固体危险废物容器的地方，必须有耐腐蚀的硬化地面，且表面无裂隙；应设计堵截泄漏的裙脚，地面与裙脚所围建的容积不低于堵截最大容器的最大储量；不相容的危险废物必须分开存放，并设有隔离间隔断。

⑤ 对危险废物贮存容器的要求：对在常温常压下不水解、不挥发的固体危险废物可在贮存间内分别堆放，除此之外的危险废物必须装入容器内；使用盛装危险废物的容器应当符合标准要求，其材质要满足相应的强度要求，并且要与危险废物相容；禁止将不相容的危险废物在同一容器内混装，无法装入常用容器的，可用防漏胶袋盛装。

⑥ 厂内应设专人管理，须做好危险废物情况的记录，记录上须注明危险废物的名称、数量、特性和包装容器的类别、入库时间、存放库位、废物出库日期及接收单位名称；危险废物贮存间的管理人必须定期对所贮存的危险废物包装容器及贮存设施进行检查，发现破损，应及时采取措施清理更换。

(3) 危险废物运输

本工程产生的危险废物运输过程严格按照《危险废物转移管理办法》(生态环境部部令第23号)、《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)中相关要求运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。建设单位应建立各类危险废物处理处置情况记录台账，内容包括每种尾箱废物的来源、数量、种类、处理处置方式、运输单位、运输车辆和运输人员信息、事故等特殊情况。企业对收集、贮存、运输的专职人员进行定期技术培训，培训内容包括危险废物包装和标识、运输要求、危险废物转移联单管理。

本工程所有危险废物转移过程应按《危险废物转移管理办法》执行，应在线填报危废管理计划、转移要办理危险废物转移电子联单。危险废物转移过程应采取防扬散、防流失、防渗漏措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒；制定危险废物突发环境事件的防范措施和应急预案，发生危险废物突发环境事件时，采取有效措施消除或者减轻对环境的污染危害；制定危险废物管理计划，结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物管理台账记录，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，并填写、运行危险废物转移联单。

危险废物收集应填写《危险废物内部转运记录表》，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。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、设施、场所及其他物品转作他用时候，应消除污染，确保其使用安全。

危险废物道路运输委托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，并在当地生态环境部门批准后进行危险废物的转移。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；运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上。本工程危险废物运输过程按照《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求执行。

(4) 危险废物委托处置环境影响分析

本工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》(生态环境部公告2021年第74号)中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

本工程运行过程中产生的含油污泥(主要为凝析油储罐定期清理产生的底泥以及生产分离器底部油泥)、废脱汞剂、废滤芯、废润滑油、清管废渣、废防渗膜等危废委托有危废处置资质单位接收处置。

综上，本工程产生的危险废物收集、转移、运输过程中按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》要求进行运输，并由有资质的单位进行处置，对环境的影响很小。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

固废污染源主要为废弃管线、废弃建筑残渣等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后运至当地建筑垃圾填埋场妥善处理。

5.7.4 小结

本次气田建设在开发期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、施工废料、弃土及施工人员产生的生活垃圾。本工程钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备；分离出的水基岩屑采用专用的方罐进行收集，岩屑储存区底部均铺设HDPE防渗膜，后续委托第三方处置单位进行处理，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中相关标准要求后综合利用；分离出的油基岩屑属于HW08类危险废物(废物代码：072-001-08)，采用专用的方罐进行收集，并交由有危废处置资质单位负责接收、转运和处置。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至指定的当地

建筑垃圾填埋场填埋处置。施工人员生活垃圾集中收集后运至呼图壁县生活垃圾填埋场进行处置。

本工程运营期产生的固体废物含油污泥（主要为凝析油储罐定期清理产生的底泥以及生产分离器底部油泥）、废脱汞剂、废滤芯、废润滑油、清管废渣、废防渗膜均属于危废废物，收集后有危废处置单位接收处置。生活垃圾清运至呼图壁县生活垃圾填埋场处理。

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

6 环境保护措施及可行性论证

本工程实施过程中，会对评价区内的水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对项目在施工期、运营期和退役期拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 设计期环境保护措施

6.1.1 井场、站场选址

结合本工程站场经地区的地形地貌、交通、人文、社会经济状况及工程地质条件，在满足建设单位的要求的同时，采用合理的工程技术，并将工程费用和运行费用控制在合理的范围之内。井场选址主要依据以下原则：

(1) 井场设计严格遵守国家或行业标准《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)、《建筑设计防火规范》(2018版)GB50016-2014、《油田油气集输设计规范》(GB50350-2015)、《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276-2014)。

(2) 尽量靠近和利用现有气田区公路，方便施工及运行管理，利于将来管道的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

(3) 井场、站场在无人区穿越，不涉及拆迁。

(4) 井场、站场应尽量避免不良工程地质区，保证运行安全可靠。

6.1.2 管道路由选择

结合本工程管道所经地区的地形地貌、交通及工程地质条件，在满足建设单位的要求的同时，采用合理的工程技术，并将工程费用和运行费用控制在合理的范围之内。线路走向的选择中主要依据以下原则：

(1) 线路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》(GB50183-2015)、《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标准》(GB/T50459-2017)。

(2) 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和站场的位置作相应调整。

(3) 尽量靠近和利用现有气田区公路，方便施工及运行管理，利于将来管线的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

(4) 线路在无人区穿越，不涉及拆迁。

(5) 线路应尽量避免不良工程地质区，保证管道运行安全可靠。

6.2 施工期环境保护措施

本工程施工期对环境的影响主要来自井场、站场施工和管线敷设等方面。开发建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

6.2.1 生态影响的避让措施

由于资源开发工程具有特定地域的特殊性，本工程井场选址整体上具有唯一性，因此占用牧草地的井场无法避让，只能采取防护、治理、补偿措施。

本工程呼探1-004单井采气管线、天然气外输管线走向所占用地及周围均为农田和地方公益林，无法避让，因此只能采取防护、治理、补偿措施。

呼探1-003单井采气管线走向可避让农田，从源头避免了农田的生物量损失。

在选址上采取生态避让措施的同时，要明确施工用地范围，禁止施工人员、车辆进入非施工占地区域，避免对施工区附近非施工占地区域动植物造成破坏。

6.2.2 生态影响的保护措施

6.2.2.1 针对井场、站场工程生态防护措施

(1) 优化场址布设，减少占地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。井场永久占地控制在规定的范围内。

(2) 严格控制占地面积，减少扰动面积。

(3) 加强项目区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

(4) 对地表进行砾石压盖,防止由于地表扰动造成的水土流失,见图 6.2-1。

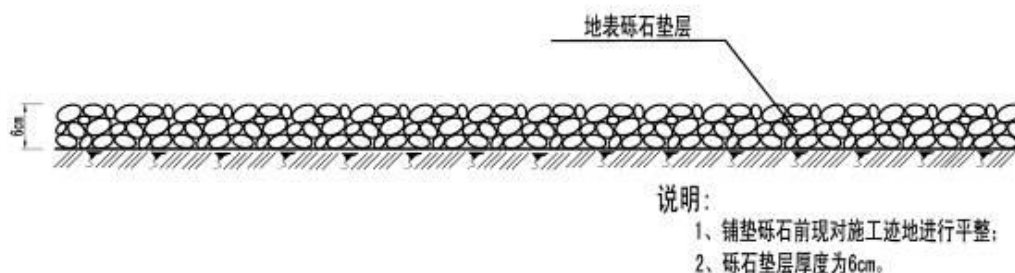


图 6.2-1 井场、站场砾石压盖措施典型设计图

(5) 场地施工在开挖地表、平整土地时,临时堆土必须进行拦挡,施工完毕,应尽快整理施工现场,防护工程平面图见 6.2-2。

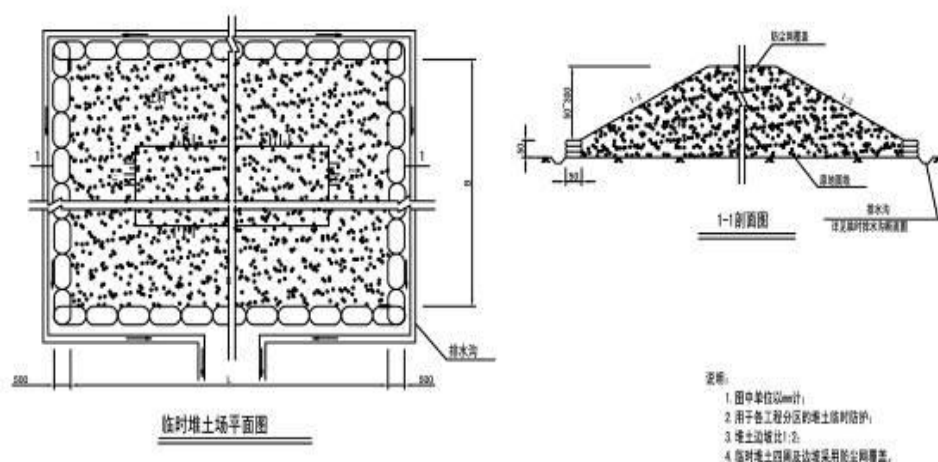


图 6.2-2 临时堆土场防护工程平面布置图

6.2.1.2 管线工程生态保护措施

(1) 本项目占地及补偿应按照地方有关公益林及农用地的补偿要求进行补偿,由相关部门批准后方可开工建设。

(2) 工程设计单井管线施工临时占地作业宽度不得超过 10m、外输管线不得超过 14m,本次环评提出在农用地、牧草地及公益林分布区单井管线施工临时占地作业宽度尽量控制在 8m、外输管线控制在 12m。

(3) 合理规划工程占地,严格控制工程占地面积,对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用,禁止乱轧乱碾,避免破坏自然植被,造成土地松动。

(4) 管线施工时应根据地形条件,尽量按地形走向、起伏施工,减少挖填

作业量。

(5) 管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

(6) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水、固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(7) 施工期充分利用现有道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

(8) 加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

(9) 结合实际完善水土保持方案并严格落实。施工期严格按规范作业，减少对土壤和植被的扰动和破坏，避免水土流失。

(10) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

(11) 项目结束后，建设单位应承担生态恢复的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.2.2.3 针对野生动植物的生态保护措施

(1) 合理选择管线走向，应避免植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量沿路敷设。

(2) 管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

(3) 管线施工应严格限制范围。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

(4) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

(5) 注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注

意恢复原有地表的平整度。

(6) 井场建设选址尽量少占植被茂密的地块，严格控制占地面积，以减少占地和保护天然牧草植物。

(7) 在乔木分布的地段，道路、集输管线采取修建成弯道进行绕避或控制施工的宽度和临时占地面积的方法，施工结束后平整恢复迹地。

(8) 由林业主管部门根据“占一补一，占补平衡”的原则，依照有关规定统一安排植树造林，恢复农田防护林的郁闭度，种植面积不得少于因占用、征用林地而减少的乔木植被面积。确保项目区林地的数量和质量不因气田项目开发而减少，最大程度的减少建设项目对区域林地生境的影响。

6.2.2.4 针对地方公益林生态保护措施

本工程外输管线占地范围内涉及地方公益林，需采取以下措施保证区域公益林生态系统现有的服务功能。

(1) 公益林保护要求

根据《国家级公益林管理办法》第十八条：“进行勘查、开采矿藏和各项建设工程，应当不占或少占林地；必须占用或征用林地的，经县级以上人民政府林业主管部门审核同意后，依照有关土地管理的法律、行政法规办理建设用地审批手续，并由用地单位依照国务院有关规定缴纳森林植被恢复费。森林植被恢复费专款专用，由林业主管部门依照有关规定统一安排植树造林，恢复森林植被，植树造林面积不得少于因占用、征用林地而减少的森林植被面积。上级林业主管部门应当定期督促、检查下级林业主管部门组织植树造林、恢复森林植被的情况”。

(2) 公益林保护措施

① 设计阶段管线工程充分考避让公益林，在进行项目建设前应根据技术经济因素，并从保护公益林的角度出发，调整地面设施布置方案，将建设对公益林造成的损失降低到最小。

② 根据以上法律法规以及工程实际情况，项目占地涉及到重点公益林。根据新疆维吾尔自治区人民政府令第228号《关于将20项自治区级林业和草原权责事项委托地级林业和草原主管部门实施的决定》，建设项目需征占用公益林的，应依法向公益林主管部门办理审批手续后实施。

③ 对于受项目影响造成的林木损失，应根据《中华人民共和国森林法》《财

政部、国家林业局关于印发《森林植被恢复费征收使用管理暂行办法》的通知》（财综〔2002〕73号）及新疆维吾尔自治区林业厅《关于公布自治区林业厅行政许可涉及收费项目的通知》（新林策字〔2014〕649号）等规定收取林地补偿费、安置补助费、林木补偿费。

④后续项目建设中需采取有效措施，加强施工管理，严禁超范围使用林地，杜绝非法采伐、破坏植被等行为，严防森林火灾。由林业主管部门根据“占一补一，占补平衡”的原则，依照有关规定统一安排植树造林，恢复森林植被，植树造林面积不得少于因占用、征用林地而减少的森林植被面积。确保项目区林地的数量和质量不因矿区开发而减少，最大程度的减少对区域生态环境的影响。

⑤应委托有资质的单位编制占用林地的可行性研究报告，根据《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字〔2015〕497号）等有关规定，办理建设项目使用林地手续，经审批同意使用的，实行占补平衡。

⑥严格控制施工范围，并通过施工管理尽量减少施工作业带在公益林段的宽度。教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生。

⑦严禁砍伐施工区外围的植被等被作燃料，尽量减少对作业区周围植被的影响。

⑧项目完工后，要对本工程占压林地面积进行调查，尽量恢复，优化原有的自然环境和绿地占有水平。

⑨运营期主要是对施工期砍伐的公益林进行异地恢复，对移植的林木进行管护，提高所移植的成活率，公路沿线可设置一些警示牌，提高公众保护公益林的意识。同时建设单位应接受昌吉州林业和草原局、呼图壁县林业和草原局对项目使用林地情况的监督检查。

在严格执行上述公益林保护措施后，区域公益林能维持其原有的生态系统现有的服务功能，措施可行。

6.2.2.5 针对农田保护措施

评价区农田主要种植植被为棉花、葡萄等经济作物。项目需采取的保护措施包括：

①本项目在设计阶段对基本农田采取避让措施，不得在基本农田内新增永久

占地。本工程井场、站场不涉及永久占地基本农田，仅呼探1-004井采气管线和天然气外输管线临时占用基本农田。

②井场选址及管线选线尽量避让耕地，减少对区域农牧业的不利影响。土地的征占及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门批准后方可开工建设。经批准占用的耕地，按照“占多少、垦多少”的原则，在地方政府指定的区域，执行耕地复垦补偿。

③在临近农田区施工过程中，严格限定施工范围，管道施工带严格控制范围，严禁自行扩大施工用地范围。在耕地区域管沟施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，堆放于管沟一侧的临时堆土区且用苫布覆盖，施工结束后先回填深层土，后回填表土层。施工结束后应及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。

④管线敷设若经过农业用地，回填时须夯实，防止后期灌溉引起农田下陷，影响农作物种植。

⑤保持原有排灌系统整体性，减少对农田水利设施、农机道路和农田的切割。在选线设计中，尽量沿灌渠和农机路平行建设道路、管线。

⑥应根据当地农业活动特点组织施工，减轻对农业生产破坏造成的损失，应尽量避免在收获时节进行施工。

⑦优化工程施工工艺，在施工过程中边开挖、边回填、边碾压、边采取挡渣和排水措施。施工前对管沟开挖区进行表土剥离，堆放于管沟一侧的临时堆土区且用苫布覆盖，以备施工完毕后用于复耕，施工结束后进行场地平整。在施工作业带两侧设置彩旗等设施进行边界标识，严格限制施工作业及车辆、机械通行范围，保护施工作业范围以外的植被不被破坏，尽可能减少对生态系统的扰动和破坏。

⑧施工过程中在采取自然生态系统保护措施的同时，还应注意避免在靠近耕地地段进行施工机械加油、存放油品储罐等活动，贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念，避免大填大挖，提高施工效率，缩短施工时间。禁止施工人员踩踏周边耕地，向耕地排放污水、堆放固体废物。

⑨工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整，及时复垦恢复原种植条件，并向县级自然资源等主管部门申请土地复垦验

收。凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，恢复原貌。土地恢复工作完成后，交由原土地使用者继续使用。也可与当地农民进行协商，由农民自行复垦。

在采取上述措施后，项目建设对区域生态环境的影响较小，施工期生态环境影响减缓措施可行。

6.2.2.6 防沙治沙措施

根据《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年修正本）和《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）的要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理。本项目环评针对土地沙化现状、分析了项目实施对周边沙化土地的影响、提出了土地沙化防治措施，详见项目与《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》的符合性分析。

环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。本项目在建设过程中执行以下防沙治沙措施：

①严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。严格遵守气田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线及临时道路开辟路线，运输车辆及勘探车辆在规定路线范围内行使，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。

②本工程总占地面积为58.45hm²，其中永久性占地面积为10.09hm²，临时占地面积48.36hm²。占地类型主要为水浇地、天然牧草地、其他草地等。项目井场及站场永久占地范围采用戈壁土+砾石压实铺垫；管线临时占地应在满足施工要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

③优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，避免在大风天气作业，以免造成土壤风蚀影响。

④粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，减少施工扬尘产生量和起沙量。

⑤施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。

6.2.2.7 水土流失防治措施

根据水土保持防治分区，在现场调查基础上，针对本项目施工建设活动引发水土流失的特点和造成危害程度，采取有效的防治措施，合理安排施工进度，按照与主体工程相衔接的原则，对不同区域新增水土流失部位进行对位治理，通过分析评价主体工程已经实施的措施、存在问题等，优化并补充完善工程防治措施、临时防护措施，形成一个综合防治措施体系。详见图 6.1-3。

(1) 井场区

井场项目区施工活动主要表现在由于场地平整及堆垫，扰动原地貌，增加了施工区的水土流失强度。主体设计已有砾石压盖措施；方案补充场地平整、彩条旗拦挡和洒水降尘等措施。

(2) 管线区

管道项目区主要是管沟开挖及管道施工对地面的破坏，主体设计未采取防护措施，方案补充场地平整、彩条旗拦挡、防尘网苫盖和洒水降尘措施。



图 6.2-3 本项目的水土保持措施图

6.2.2.8 道路

道路单元主要占地类型为其他草地等，施工期道路依托井区现有道路，禁止随意增设临时施工道路，各种机动车辆固定线路，禁止随意增开便道，践踏和破坏植被，注意施工过程中地貌的恢复，挖掘管沟时，将表层土与底层土分开堆放，

复土回填要保持土壤的基本层次，管沟回填时要分层回填在表面，以恢复原来的土层；回填后多余的土方不随便丢弃，弃土用于平整井场，防止水土流失。对破坏和占用的植被及时恢复。

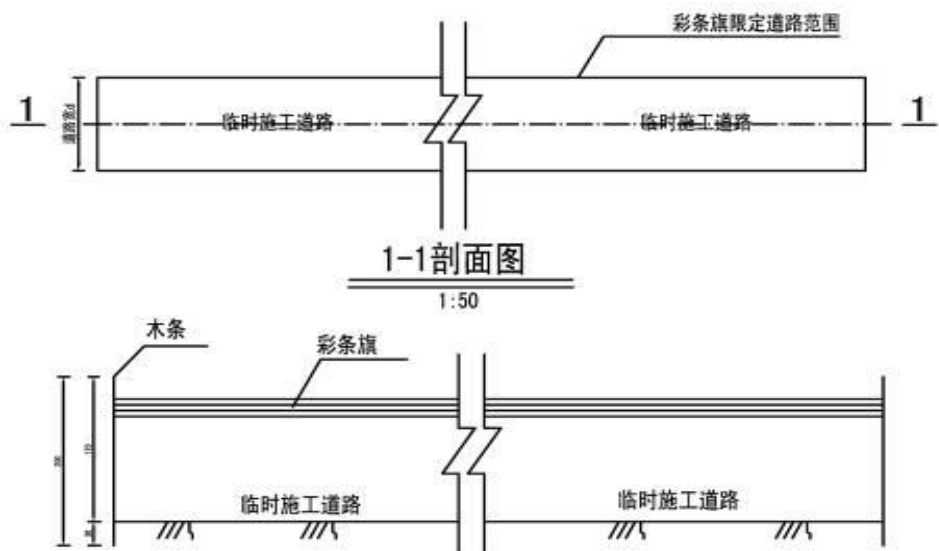


图 6.2-4 彩条旗拦挡典型设计图

6.2.2.9 不同施工方式及生态单元的生态保护措施

(1) 合理利用弃土

施工弃土主要来自于管沟开挖、敷设过程置换出来的土石方。

对一般性管沟开挖、敷设施工活动，弃土的处置有几种方法：在农用地段可将弃土用于修复农用地，或者用于修缮沟渠和田间机耕道等；在未利用地段可填至低洼地用于造地等。由于管道开挖回填后剩余的土方量非常小，按照上述办法处理后，弃土石将完全消化，管道沿线不用修建弃渣场。

(2) 草地保护恢复措施

评价区域草地主要分布在区域西部，项目经过草地段时，严格执行分层开挖、分层回填的操作制度，保护表层土；严格控制施工作业带宽度，施工作业带以警示带作明确标志；施工后期，对地表进行及时清理，采用人工干预和自然恢复相结合的方式尽快恢复植被。

施工前，应尽可能把草场的草皮铲起，放在一旁并进行洒水养护，待施工结束后，将草皮覆盖在施工作业带上，并播撒伊犁绢蒿等原生牧草植被进行植被恢复。

(3) 农田段的保护措施

农田主要分布在评价区域中部及东部，其中部分农田已由自然资源部门划分为永久基本农田，项目在设计阶段已对基本农田采取了避让措施。施工过程中严格落实《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）、《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）、《土地复垦条例》等相关要求，管道施工中要采取保护耕作层土壤措施，分层开挖，分层堆放，分层填埋，减少因施工造成生土上翻、耕层养分损失、农作物减产的后果，同时要避免由于土层不坚实而形成的水土流失等问题；在施工中应尽量减少对农田防护树木的砍伐，完工后根据不同的地区特点采取植被恢复措施，种植速生树木和耐贫瘠的先锋灌木草本植物，在农用地可种植绿肥作物，加速农业土壤肥力的恢复。

（4）穿越河流段（呼图壁河）生态保护措施

①根据《中华人民共和国河道管理条例》，需要取得河道管理机关（当地水利主管部门）的许可，办理穿越河道的手续。

②本工程天然气外输管线穿越呼图壁河采用顶管穿越施工方式，应选择枯水期、非灌溉季节进行施工，合理布设施工场地，穿越点不得设在林地茂密处；

③禁止在河道内清洗含油施工机具，抛弃施工垃圾、生活垃圾，排放生活污水；

④施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤，防止雨季随地表径流流入水体。

6.2.3 生态影响的补偿措施

本工程永久占地面积为 10.09hm²，均为牧草地；临时占地占水浇地面积为 20.73hm²、牧草地面积为 15.85hm²、其他草地面积为 8.85hm²，其他类型用地面积 2.93hm²。对上述生态损失，可按照《中华人民共和国土地管理法》、《基本农田保护条例》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》《关于公布自治区林业厅行政许可涉及收费项目的通知》等相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳林地及耕地补偿费。

6.2.4 大气污染防治措施

施工期废气主要包括井场、站场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。提出以下大气污染防治措施：

（1）钻井过程

钻井期间定期对柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施。

（2）地面施工

地面施工过程中对于扬尘，针对不同的产生原因，应采取相应的防治措施。

①避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

②施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

③合理规划、选择最短运输路线，尽量依托现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度 $<40\text{km/h}$ ）。

④合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

⑤管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

⑥加强施工工地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

（3）储层改造

储层改造过程中会产生少量的无组织非甲烷总烃等废气，施工过程中压裂液和压裂返排液使用密闭罐存放，有效降低废气排放。

综上，采取以上的大气污染防治措施可使本工程建设对环境空气影响减少，是可行和有效的。

6.2.5 废水污染防治措施

(1) 废水处置措施

钻井作业期间，采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，分离后的液体回用于钻井液配备，不外排。管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后可用作场地降尘用水。钻井期各单井生活污水量少，且较分散，进入防渗污水池后，定期拉运至呼图壁县丰泉污水厂进行处理，不外排。

项目压裂过程产生的压裂返排液泵入井场罐车后，拉运至采油二厂81#联合站采出水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注，不外排。

(2) 穿越地表水体保护措施

严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。

①环评建议本工程管线施工周期安排在枯水期(11月至次年4月)，避开春季山区冰雪大量融化、暴雨及灌溉溢流情况下的泄洪期。

②施工现场建筑垃圾应及时外运，不得长时间堆积，严禁向排洪沟内倾倒建筑垃圾，施工时应设专人管理。

③对现场施工人员进行环境卫生及安全宣讲，确保施工人员熟知各项保护制度。

(3) 地下水含水层保护措施

油气井的设计、建造应按照SY/T 6596的要求保证其完整性，钻井通过第四系潜水含水层，选用清洁钻进方式。严格按照《固井作业规程 第1部分：常规固井》(SY/T 5374.1)、《固井设计规范》(SY/T 5480)实施固井工程，确保固井

质量满足《固井质量评价方法》(SY/T 6592)相关要求,避免套管返液窜漏污染地下水。

本工程钻井过程中为防止钻井泥浆上返地面后对土壤的污染,井场设泥浆接收罐车,泥浆不落地,避免对周边水体产生影响。井身采用钻井过程中采用套管与土壤隔离,每口井均设置五层套管,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为550m,保证固井质量,确保安全封闭此深度内的第四系潜水层和承压水层,同时封固地表疏松地层,为井口控制和后续完井采用预应力固井创造条件。严格按照钻井施工工艺,施工规范进行操作,防止钻井过程中,由于施工不当,导致井喷、凝析油泄露以及油水地层窜层等事故污染地下水。

(5) 其他施工期水环境保护措施

①施工期间,施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》,对污水加强管理,严禁乱排污染环境,施工机械检修期间,地面应铺设塑料布,及时回收废机油,防止废油落地,污染土壤和地下水;施工时所产生的废油等物严禁倾倒或抛洒,加强施工机械维护,防止施工机械漏油,污染环境。

②对运输车辆加强管理,制定合理运输路线;对运输容器定期维修,避免运输过程中遗撒泄漏,造成污染事故。

(6) 地下水分区防渗

为防止对地下水污染,针对井场施工期间工程特点,参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023),将钻井期井场进行分区防渗,其中钻井工程基础区域、放喷池、油罐区、危险废物临时贮存间等划分为重点污染防治区,应急池、库房、钻具管排、垃圾箱为一般防渗区,采取相应的防渗措施,其余区域划分为简单防渗区,可有效避免发生渗漏事故。分区防渗方案见表6.2-1。

表 6.2-1 分区防渗方案

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井工程基础区域、放喷池、钻井液材料区、油罐区、危险废物暂存间、	重点防渗	等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$

泥浆随钻不落地处理系统、泥浆泵区		
应急池、库房、钻具管排、垃圾箱	一般防渗	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$
井场其他区域	简单防渗	地面硬化处置

综上，正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取上述措施后可有效减缓水环境影响，措施可行。

综上，本工程施工期采取的水污染防治措施可行。

6.2.6 土壤污染防治措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。采取的土壤污染防治措施可行。

(4) 项目区处于轻度风蚀区，采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整，地表基本可免受水土流失。

综上，本工程施工期采取的土壤污染防治措施可行。

6.2.7 固体废物污染防治措施

本工程施工期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、施工废料、施工人员产生的生活垃圾、废油和含油废弃物。施工单位不准将各种固体废物随意丢弃和随意排放。

6.2.7.1 固体废物处置方式

(1) 钻井废弃泥浆、岩屑

1) 水基钻井泥浆岩屑处置措施

本工程钻井期间一开、二采用水基钻井液，钻井时井筒返排的钻井液及水基岩屑经不落地系统处理后，分离出的液相回用于钻井液配置，水基钻井岩屑采用专用的方罐进行收集，岩屑储存区底部均铺设 HDPE 防渗膜，后续委托克拉玛

依宇洲环保工程有限责任公司进行处置,不得在井场遗留。处置后须做相关检测,主要监测指标为:含油率、铜、铅、镍、pH,经检测各污染物均满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)表1中综合利用限值要求后,可用于油气田勘探区内通井路修路、铺垫井场基础材料。

2) 油基岩屑处置措施

钻井期间三开至五开采用油基钻井液体系,钻井时井筒返排的钻井液及油基钻井岩屑经不落地系统的振动筛、清洁器、离心机等设备进行初步分离后,液相回用于钻井液配置,固体先由甩干机进行第一次固液分离,再由离心机对甩干机排出的液体进行第二次固液分离,实现深度分离,分离出的液相回用于钻井液配置,分离出的固相属于HW08类危险废物(废物代码:072-001-08),采用专用的方罐进行收集,岩屑储存区底部均铺设HDPE防渗膜,并交由克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司负责接收、转运和处置。

3) 岩屑储罐

水基钻井岩屑采用专用的方罐进行收集,岩屑储存区底部均铺设防渗膜。三开钻井施工前,水基钻井岩屑应进行综合利用。油基岩屑采用专用的方罐进行收集,存放油基岩屑的方罐储存区下部应铺HDPE防渗膜。施工结束后,钻井单位对防渗膜进行回收利用。本项目危险废物的收集、贮存及运输过程中应依据《危险废物收集贮存运输技术规范(HJ2025-2012)》的要求进行管理;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。

(2) 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等,首先考虑回收利用,不可回收利用部分拉运至当地政府指定的建筑垃圾填埋场填埋处置。施工单位对固废要进行收集并固定地点集中暂存,争取日产日清。同时要做好固废暂存点的防护工作,避免风吹、流失。

开挖回填管沟多余的土方沿管线铺设方向形成垄,作为管道上方土层自然沉降富裕量。

(3) 生活垃圾

施工期生活营地设置垃圾集中收集箱，生活垃圾收集后定期拉运至呼图壁县生活垃圾填埋场进行填埋处置。

(4) 机械设备废油和含油废弃物

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，委托克拉玛依博达环保科技有限公司或其他有危废处置资质单位接收处置。

(5) 废烧碱包装袋

施工期产生的废烧碱包装袋属于危险废物 HW49（废物代码：900-041-49），施工单位及时回收烧碱废包装袋，暂存于危废暂存间中，施工结束后委托具有危废处置资质的公司接收处置。

综上，本工程建设期采取的固废废物污染防治措施可行。

6.2.7.2 危险废物管理要求

(1) 危险废物临时贮存间的运行与管理

井场危险废物临时贮存间应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求的相关要求进行设计建设，做好“六防”：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。

另外还应做好以下方面：

①防止雨水径流进入贮存、处置场内。

②按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）中规定设置警示标志。

③建立档案制度，详细记录入场的固体废物的种类和数量等信息，长期保存，供随时查阅。

④应加强危险废物的联单跟踪监测评估，防止产生二次污染。

⑤危险废物储存间设置防渗层，防渗系数要求 $\leq 10^{-10}$ cm/s。

⑥危废暂存间需设置通风排气系统，建设应执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）的相关要求。

(2) 危险固废转移控制措施

本工程施工期产生的危险废物送至危险废物临时贮存间内进行暂存，暂存后交由有危废处置资质单位转运处置，转运过程中危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》，对危险废物实行全过程管理。

参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）中附表 A.7 详细记录危险废物转移情况。同时，根据国务院令第 344 号《危险化学品安全管理条例》《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》的有关规定，在危险废物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求：

①危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》填写、运行危险废物电子转移电子联单，实施危险废物转移全过程控制。

②废弃物处置单位的运输人员必须掌握危险化学品运输的安全知识，化学品的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施了解所运载的危险。运输车辆必须具有车辆危险货物运输许可证。驾驶人员必须由取得驾驶执照的熟练人员担任。

③处置单位在运输危险废物时必须配备押运人员，并随时处于押运人员的监管之下，不得超装、超载，严格按照所在城市规定的行车时间和行车路线行驶，不得进入危险化学品运输车辆禁止通行的区域。

④危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押运人员必须立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

⑤一旦发生废弃物泄漏事故，公司和废弃物处置单位都应积极协助有关部门采取必要的安全措施，减少事故损失，防止事故蔓延、扩大；针对事故对人体、动植物、土壤、水源、空气造成的现实危害和可能产生的危害，应迅速采取封闭、隔离、洗消等措施，并对事故造成的危害进行监测、处置，直至符合国家环境保护标准。

综上，本工程施工期采取的固体废物污染防治措施可行。

6.2.8 噪声防治措施

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

(1) 施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低。

(2) 施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

(3) 加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

(4) 运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

项目区200m范围内没有声环境敏感点，采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.3 运营期环境保护措施

生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。

6.3.1 生态环境保护措施

(1) 监督和管理措施

①针对本工程的建设，中国石油新疆油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本工程环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

(2) 运营期生态恢复措施

工程实施后,运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主,同时需处理施工期遗留问题。

①加强管理,确保各项环保措施落实。对主干道路采取沥青或水泥硬化,对施工迹地表面覆以砾石,以减少风蚀量。

②在道路边、气田区,设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌,并从管理上对作业人员加强宣传教育,切实提高保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查,及时发现问题,及时解决,防止泄漏事故的发生;对泄漏的落地油应及时清理,彻底回收,防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置标志,以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线,如发生管线老化,接口断裂,及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火,二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

⑤加强日常生产监督管理和安全运行检查工作,制定安全生产操作规程,加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故,及时采取相应补救措施,尽量减少影响和损失。

⑥定时巡查井场、管线等,及时清理落地油,降低土壤污染。

⑦及时做好井场清理平整工作,填平、覆土、压实。

⑧井场、站场、管线施工完毕,进行施工迹地的恢复和平整,井场、站场周围及管道两侧砾石覆盖等生态恢复措施。

⑨管沟回填应按层回填,以利于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。对高出地面部分作出水土保持要求,要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部,堆放后人工进行修整、拍实。项目区低洼地段,降雨季节施工的应先建好防洪、导流和泄洪设施后开工,以防洪水冲毁工程、机械,造成不必要的损失。

通过采取以上措施,本工程井场永久占地面积可得到有效控制,临时占地可得到及时恢复,运营期生态环境保护措施可行。

6.3.2 废气污染防治措施

本工程运营期废气污染物主要为采气过程、天然气集输及处理过程中产生的无组织挥发性有机物。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）和《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》，为了减少对环境大气的污染，工程拟采取的主要无组织废气 VOCs 污染防治措施有：

（1）储罐挥发性有机物控制措施

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 5.2.2.2 重点地区企业原油和 2 号稳定轻烃储存应符合表 3 规定的特别控制要求。本工程凝析油蒸气压约为 38kPa，属于 ≥ 27.6 但 ≤ 66.7 kPa，其单罐设计容积应 $\geq 75\text{m}^3$ ，排放控制要求需满足②符合下列要求之一：a)采用浮顶罐。外浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用双重密封，且一次密封采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；内浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；b)采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 90%；c)采用气相平衡系统；d)采取其他等效措施。

本工程设置 2 座 2000m^3 凝析油储罐，采用内浮顶罐，内浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式，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 5.2.2.2 重点地区企业原油储存要求。根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）相关要求，浮顶罐应满足：

①罐体应保持完好，不应有孔洞(通气孔除外)和裂隙。②浮盘附件开口(孔)，除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；浮盘边缘密封不应有破损。③支柱、导向装置等储罐附件穿过浮盘时，其套筒底端应插入储存物料中并采取密封措施。④除储罐排空作业外，浮盘应始终漂浮于储存物料的表面。⑤自动通气阀在浮盘处于漂浮状态时应关闭且密封良好，仅在浮盘处于支座支撑状态时可开启。⑥边缘呼吸阀在浮盘处于漂浮状态时应密封良好，并定期检查定压是否符合设定要求。⑦除自动通气阀、边缘呼吸阀外，浮盘外边缘板及所有通过浮盘的开孔接管均应浸入储存物料液面下。

（2）装卸系统挥发性有机物控制措施

①挥发性有机液体装载排放控制要求：挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200mm。

②重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库装载真实蒸气压 $\geq 5.2\text{kPa}$ 的原油和 2 号稳定轻烃，应符合下列规定之一：

- a) 对装载排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 90%；
- b) 采用气相平衡系统。

本工程凝析油装载过程采用气相平衡系统。

（3）天然气处理装置、管路及设备动静密封点泄漏挥发性有机物控制措施

①设备与管线组件泄漏排放控制要求：重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库，载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或质量占比 $\geq 10\%$ 的天然气的设备与管线组件的密封点 ≥ 2000 个的，应开展泄漏检测与修复工作。

②严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄露、收集处理等控制措施。在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，采用密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》

（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

③VOCs 污染控制措施：a、选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；b、加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快内完成修复；加强气井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好气井的压力监测，并准备应急措施。

④定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（4）污染物监测要求

a) 企业应按照有关法律、《环境监测管理办法》和 HJ819 等规定，建立监测制度，制订监测方案，对大气污染物排放状况开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果。

b) 企业应按照环境监测管理规定和技术规范的要求，设计、建设、维护永久性采样口、采样监测平台和排污口标志。

c) 大气污染物监测应在规定的监控位置进行，有废气处理设施的，应在处理设施后监测。

d) 有组织排放废气中非甲烷总烃的监测采样和测定方法按 GB/T16157、HJ/T397、HJ732、《固定污染源废气中非甲烷总烃排放连续监测技术指南（试行）》以及 HJ38 的规定执行。

e) 企业边界非甲烷总烃的监测采样和测定方法按 HJ/T 55 以及 HJ 604 的规定执行。

本工程运营后在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对天然气处理厂厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。

(5) 天然气处理厂非正常工况措施

本工程天然气处理厂非正常工况下天然气全部进入火炬系统燃烧放空，严禁直接排放。天然气处理厂的火炬系统应符合下列规定：

a) 采取措施回收排入火炬系统的液体；

b) VOCs 和天然气进入火炬应能及时点燃并充分燃烧；

c) 连续监测火炬及其引燃设施的工作状态（火炬气流量、火炬火焰温度、火种气流量、火种温度等），编制监测记录并至少保存 3 年。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.3.3 废水污染防治措施

6.3.3.1 废水治理措施

(1) 本项目运营期主要废水是采出水、井下作业废水、生产检修废水和员工生活污水。

项目建成投运后，采出水、井下作业废水和天然气处理厂生产检修废水分别由罐车拉运至采油二厂 81#联合站处理。81#联合处理站污水处理系统采用重力沉降+混凝沉降+压力过滤处理工艺，出水水质可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中相关要求进行处理，不外排。

采油二厂 81#联合处理站污水系统设计处理规模为 17000m³/d，综合考虑 2021 年拟接入站的其他区块预测产能，富余处理能力为 650m³/d。本工程 2027 年 9 口气井全部投产后，气井中采出水量 8000×10⁴m³/a (24.2m³/d)，井下作业废液新增量为 342m³/a，81#联合处理站污水站富余处理能力可满足项目需求。依托处理设施可行。

本工程新增劳动定员 45 人，生活污水年产生量约 950.4m³。天然气处理厂值班员工的生活污水排入处理厂内生活污水池，定期采用罐车拉运至呼图壁县丰泉污水处理厂处理；位于呼图壁县倒班公寓的员工生活污水通过市政管网排入呼图壁县丰泉污水处理厂。

(2) 采气管线和外输管线是全封闭系统，正常运营期对穿越地表水体不会造成影响，对周边环境基本无任何影响，应加强穿越排洪沟段管道的安全保护。

①采气管线和外输管线设置截断阀室，遇到突发事件时阀门能及时关闭，这样能最大限度地减少突发事件对跨越排洪沟的污染。

②对管道设施定期巡查，及时维修保养。与管道沿途地区的城建规划、公路、气象、水文和公安等部门保持密切联系，避免或减轻因建设施工、自然灾害和人为破坏对管道安全运行造成的危害。

另外，本工程采出水、井下作业废水等废水拉运应建立管理台账，台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、到站时间、离站时间、进出场站登记记录等，必须定点装卸车，按照规定路线限速行驶，加强拉运过程环境管理，禁止沿途倾倒、泄放废水。

综上，本工程采取的废水污染防治措施可行。

6.3.3.2 井场、站场防渗措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的相关规定，本工程拟对井场、站场进行地下水污染分区防治，分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。详见6.3.4.2 分区防渗措施。

6.3.3.3 管道的防护措施

（1）集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

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

（3）加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控。

（4）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

本工程运营期采取的废水污染防治措施可行。

6.3.4 地下水污染防治措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，拟建项目在正常工况下，对当地地下水环境影响较小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护拟建项目区的地下水环境,除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水,还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合拟建项目特点和当地自然环境特征,提出地下水环境保护管理的原则和措施。

6.3.4.1 源头控制

源头控制措施主要有以下几个方面:

(1) 选择先进、成熟、可靠的工艺技术,对产生的废物进行合理的回用和治理,尽可能从源头上减少污染物排放。严格按照国家相关规范要求,对站场、管道的装置等采取相应措施,以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏,降低风险事故,尽量减少地下水污染。

(2) 管道上所有安装后不需拆卸的螺纹连接部位均应密封焊,其它需要经常进行拆装或不允许密封焊的螺纹连接部位应有可靠的密封措施。对于高压类流体介质管道排放采用双阀并加丝堵或法兰盖。对考虑液压试验所设置的防空和排净口除按要求设置阀门外,应设置螺纹管路或丝堵,试压结束后对螺纹管帽或丝堵进行密封焊处理,并定期检查和测厚。

(3) 对站场、输送管道、阀门各装置进行严格检查,按规定定期进行设备维修、保养,及时更换易损及老化部件,有质量问题的及时更换,对壁厚低于规定要求的管段应及时更换,消除爆管的隐患。管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品;加强自动控制系统管理和控制,严格控制压力平衡,对管线的运行情况的实时监控;加强日常巡检监管工作,出现泄漏情况能及时发现;加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理,避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

(4) 管道刺漏防范措施

① 拟建工程管线采用三级监控模式:一级为调度中心全线集中监控,统一调度;二级为站控系统监控;三级为现场就地控制。线路阀室采用现场仪表+远程控制单元(RTU)的模式,实现“无人值守,故障巡检,集中监控”自动化水平。随时可通过监控系统观察阀室状况,从而判定管线是否正常运行。

② 在管线上方设置标志,以防附近的各类施工活动对管线的破坏。减轻管道的内外腐蚀,定期检测管道的内外腐蚀情况,并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

③利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

④一旦管道发生泄漏事故，当检测到压力降速率超过警戒值时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

(5) 进行质量体系认证，实现“质量、安全、环境”三位一体的全面质量管理目标。设立地下水动态监测小组，负责对地下水环境监测和管理，或者委托专业的机构完成。建立有关规章制度和岗位责任制。制定风险预警方案，设立应急设施减少环境污染影响。

(6) 气井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》(GB/T 17745-2011) 要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对采气井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

(7) 修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

6.3.4.2 分区防治

分区防控措施是指结合地下水环境影响评价结果，对工程设计或可行性研究报告提出的地下水污染防控方案提出优化调整的建议，给出不同分区的具体防渗技术要求。一般情况下，防控措施应以水平防渗为主，已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行。

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB 16889、GB18597、GB 18598、GB18599、GB/T50934 等。本工程危废暂存间，执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023) 中相关防渗规定。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。本工程其余主要构筑物的水平防渗技术要求

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）要求，即应根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性提出防渗技术要求。

表 6.3-1 污染控制难易程度分级

污染物控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境由污染的物料或污染物泄露后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境由污染的物料或污染物泄露后，可及时发现和处理

表 6.3-2 天然包气带防污性能分级

分级	包气带防污性能分级
强	岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定。
中	岩（土）层单层厚度 $0.5m \leq Mb < 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定。 岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $10^{-6}cm/s < K \leq 10^{-4}cm/s$ ，且分布连续、稳定。
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件。

表 6.3-3 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效粘土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ； 或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其它类型	等效粘土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ，或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其它类型	一般地面硬化

本工程厂区包气带厚度大于 1m，垂直渗透系数大于 $10^{-4}cm/s$ ，包气带岩石的防污性能按“弱”；本项目生产装置、污水池等主要污染物涉及重金属污染物汞。根据可能泄漏至地面的污染物的性质和生产设施的构建方式，结合拟建项目总平面布置情况，可将项目区各设施划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。分区防渗方案如下：

重点防渗区：主要是位于地下或半地下的生产功能单元，污染地下水环境的物料或污染物泄漏后，不易及时发现和处理的区域或部位。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），重点防渗区防渗层的防渗性能不应低于 6m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}cm/s$ 的黏土层的防渗性能。

一般防渗区：根据项目特点，结合水文地质条件。主要指对可能会产生一定程度的污染、但建（构）筑物基础落在泥岩裸露区或填方区的工艺区域或部位，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），一般防渗区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。

简单防渗区：指不会对地下水环境造成污染或者可能会产生轻微污染的其它建筑区。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），简单防渗区内不采取专门针对地下水污染的防治措施，进行一般地面硬化即可。

本工程建议的防渗分区划分详见表 6.3-4 和图 6.3-1。

表 6.3-4 防渗分区划分建议表

项目		防渗性能要求
重点防渗区	天然气处理厂的工艺装置区、凝析油储罐区罐基础、装车区、生产检修废水池、火炬区。井口装置区、站场改造区域	等效粘土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$; 或参照 GB18598 执行
一般防渗区	天然气处理厂的事故池、生活污水池、分析化验室、凝析油储罐到防火堤之间的地面及防火堤。	等效粘土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$, 或参照 GB16889 执行
简单防渗区	其他区域	一般地面硬化

6.3.2.3 污染监控措施

（1）建立地下水环境监测管理体系

为及时而准确的掌握拟建项目区及周边地下水环境质量状况，发现问题及时解决，切实加强环境保护与环境管理，建设项目地下水污染监测工作应纳入到整个厂区的监测体系中。即建立地下水环境监测管理体系，包括制定地下水环境影响跟踪监测计划、建立地下水环境影响跟踪监测制度、配备相应的监测人员、配置先进的监测仪器和设备、建立完善地下水监测制度。按照浅层地下水监测为主、装置区上下游同步对比监测、抽水井与监测井兼顾和重点防渗区加密监测的原则进行监测。

（2）地下水跟踪监测计划

结合厂区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）、《地下水环境监测技术规范》（HJ1664-2020）中要求，本工程地下水跟踪监测井可依托项目区现有监测井。监测计划详见表 6.3-2。上述监

测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向油田公司安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

表 6.3-5 地下水跟踪监测计划

孔号	区位	监测层位	监测频率	主要监测项目
G1	项目区上游	孔隙潜水	每半年1次，发现地下水污染现象需增加采样频次	水位埋深、pH、氨氮、硫酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、硫化物、总硬度、耗氧量、石油类、硫酸盐、汞、砷、六价铬等指标。
G2	项目区附近	孔隙潜水		
G3	项目区下游	孔隙潜水		

(3) 监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向气田的安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作巧效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施如下：

①预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

②气田的安全环保部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，加大监测密度，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，分析变化动向，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；

③建立与项目区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

④按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

6.3.2.4 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

制定风险事故应急预案，以在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的

效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污染。

1) 在制定应急预案的基础上，对相关人员进行培训，使其掌握必要的应急处置机能。

2) 设置事故报警装置和快速监测设备。

3) 设置泄露应急池等应急预留场所；必要时，设置泄露处置设备。

4) 设置全身防护、呼吸道防护等安全防护装备，并配备常见的救护急用物品和中毒救药品。

5) 当发生地下水异常情况时，按照指定的地下水应急预案采取应急措施。

6) 组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境发生地点，分析事故原因，将紧急事件局部化，如可能予以消除，采取包括切断生产装置或设施、设置围堤等拦堵设施疏散等，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，缩小地下水污染事故对人、环境和财产的影响。

7) 当通过监测发现对周围地下水造成污染时，采取控制地下水流场等措施，防止污染物扩散，如采取隔离措施、人工开采形成地下水漏斗、抽水等应急措施。

(2) 防止事故污染物向环境转移防范措施

地下水抽提系统是根据建设项目对地下水可能产生影响而采取的被动防范措施，是建设项目环保工程的重要组成部分。当地下水污染事件发生后，应及时控制污染源，切断污染途径，启动地下水抽提应急系统，抑制污染物向下游及周边扩散速度，控制污染范围，使地下水质量得到尽快恢复。

事故状态下启动地下水抽提预案，控制潜水含水层地下水中的污染物，污水排入厂区污水事故水池，集中处理，将使污染地下水扩散得到有效抑制，最大限度地保护地下水质量。

对突发事件中污染的土壤，应首先进行调查，确定其污染范围和深度，其次对污染土壤进行收集，进行环保、无害化处理。

6.3.5 土壤环境保护措施

结合本工程特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪

监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.3.5.1 源头控制措施

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；定期巡检，巡检时应对井口阀门处、天然气处理厂装置区、储罐、及管线沿线进行仔细检查；加强储罐、法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

6.3.5.2 过程控制措施

根据本工程特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

巡检车辆严格按照巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

6.3.5.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对井场和天然气处理厂可能影响区域跟踪监测，环评建议在井场和天然气处理厂占地范围内分别设置1个柱状样，占地范围外设置1个表层样，每5年监测1次。

综上所述，正常情况下，本工程的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.3.6 固体废物污染防治措施

6.3.6.1 运营期固体废物污染防治采取如下治理措施

本工程生产过程中产生的固体废物主要为废滤芯、含油污泥（主要为凝析油储罐定期清理产生的底泥以及生产分离器底部油泥）、废脱汞剂、废润滑油、清管废渣、废防渗膜，以及员工生活垃圾等。

根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)和《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)，废滤芯(HW29 072-002-29)、含油污泥(HW08 071-001-08)、废脱汞剂(HW29 072-002-29)、废润滑油(HW08 900-214-08)、清管废渣(HW08 900-249-08)、废防渗膜(HW08 900-249-08)均属于危险废物，收集后有危废处置单位接收处置。

生活垃圾清运至呼图壁县生活垃圾填埋场处理。

根据《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)规定，项目产生的危险废物若处置不当极易产生二次污染事件。危险废物贮存必须有固定的存放场地，本工程在拟建天然气处理厂内设置1座规范的危险废物暂存间，设施底部必须高于地下水最高水位。设施地面与裙脚要用坚固、防渗的材料建造，贮存设施周固应设置围墙或其它防护栅栏，并防风、防雨、防晒、防漏，做好危险废物的入库、存放、出库记录，不得随意堆置。

6.3.6.2 危废废物具体管理要求

危险废物贮存场所及容器标注危险废物贮存分区标志、危险废物贮存设施标志、危险废物警示标识和环境保护识别标志，相应标志应符合《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022)中相应要求。建设单位制定危险废物管理计划，并定期上报。建设单位制定危险废物管理台账，参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1259-2022)中附表A.4详细记录危险废物贮存情况。

本工程危险废物的收集和暂存责任主体是中国石油新疆油田分公司，危废运输和处置的责任主体是有资质的运输单位和处置单位，本工程委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司或其他有资质单位进行危废的运输和处置。

(一) 危险废物暂存

危险废物暂存间应按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)建造，具体要求为：

(1) 危废暂存间建设要求

①暂存间地面与裙脚要用坚固、防渗的材料建造，建筑材料必须与危险废物不相容，防渗系数要求 $\leq 10^{-10}$ cm/s。

②暂存间要有足够地面承载能力，并能确保雨水不会流至贮存设施内，贮存设施应封闭，以防风、防雨、防晒、防渗、防腐、防漏以及其他环境污染防治措施。

③暂存间内要有安全照明设施和安全防护设施。

④暂存间内危废堆放处必须有耐腐蚀的硬化地面，且表面无裂隙。

⑤不相容的危险废物必须分开存放，并设有隔离间隔断。

⑥对贮存设施及危险废物进行定期检查。

⑦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。

⑧贮存库内不同贮存分区之间应采取隔离措施。隔离措施可根据危险废物特性采用过道、隔板或隔墙等方式。

⑨贮存设施或贮存分区内地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险废物的隔板和墙体等应采用坚固的材料建造，表面无裂缝。

⑩在贮存库内或通过贮存分区方式贮存液态危险废物的，应具有液体泄漏堵截设施，堵截设施最小容积不应低于对应贮存区域最大液态废物容器容积或液态废物总储量 1/10（二者取较大者）；用于贮存可能产生渗滤液的危险废物的贮存库或贮存分区应设计渗滤液收集设施，收集设施容积应满足渗滤液的收集要求。

⑪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。贮存的危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至少 1m 厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7} cm/s），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10} cm/s），或其他防渗性能等效的材料。

⑫同一贮存设施宜采用相同的防渗、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；采用不同防渗、防腐工艺应分别建设贮存分区。

⑬贮存设施应采取技术和管理措施防止无关人员进入。

(2) 危险废物暂存环境管理要求

①危险废物存入贮存设施前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入。

②应定期检查危险废物的贮存状况，及时清理贮存设施地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好。

③作业设备及车辆等结束作业离开贮存设施时，应对其残留的危险废物进行清理，清理的废物或清洗废水应收集处理。

④贮存设施运营期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

⑤采气一厂应建立贮存设施环境管理制度、管理人员岗位职责制度、设施运行操作制度、人员岗位培训制度等。

⑥采气一厂应依据国家土壤和地下水污染防治的有关规定，结合贮存设施特点建立土壤和地下水污染隐患排查制度，并定期开展隐患排查；发现隐患应及时采取措施消除隐患，并建立档案。

⑦采气一厂应建立贮存设施全部档案，包括设计、施工、验收、运行、监测和环境应急等，应按国家有关档案管理的法律法规进行整理和归档。

(3) 危险废物暂存环境监测和环境应急要求

①危废贮存设施的环境监测应纳入主体设施的环境监测计划。采气一厂应对贮存设施污染物排放状况开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果。

②采气一厂应按照国家有关规定编制突发环境事件应急预案，定期开展必要的培训和环境应急演练，并做好培训、演练记录。根据调查采气一厂已编制有《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》（备案编号：652323-2024-023-M），建议采气一厂及时对应急预案进行更新修订。

③采气一厂应配备满足其突发环境事件应急要求的应急人员、装备和物资，

并应设置应急照明系统。

（二）危险废物的转运要求

危险废物应按照国家有关规定向当地环境保护行政主管部门申报登记，接受当地环境保护行政主管部门监督管理。参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）中附表 A.7 详细记录危险废物转移情况。同时，根据国务院令第 344 号《危险化学品安全管理条例》《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》的有关规定，在危险废物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求：

①危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》填写、运行危险废物电子转移电子联单，实施危险废物转移全过程控制。

②废弃物处置单位的运输人员必须掌握危险化学品运输的安全知识，化学品的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施了解所运载的危险。运输车辆必须具有车辆危险货物运输许可证。驾驶人员必须由取得驾驶执照的熟练人员担任。

③处置单位在运输危险废物时必须配备押运人员，并随时处于押运人员的监管之下，不得超装、超载，严格按照所在城市规定的行车时间和行车路线行驶，不得进入危险化学品运输车辆禁止通行的区域。

④危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押运人员必须立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

⑤一旦发生废弃物泄漏事故，公司和废弃物处置单位都应积极协助有关部门采取必要的安全措施，减少事故损失，防止事故蔓延、扩大；针对事故对人体、动植物、土壤、水源、空气造成的现实危害和可能产生的危害，应迅速采取封闭、隔离、洗消等措施，并对事故造成的危害进行监测、处置，直至符合国家环境保护标准。

（三）运输主要管理规定

——根据《危险废物收集贮存运输技术规范（HJ2025-2012）》的要求，危险废物处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输危险废物，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。

——产生单位向处置单位转移危险废物时，交接数量必须与生态环境局批准的转移量相符。

（四）利用及处置的管理规定

排污单位委托他人运输、利用、处置危险废物的，应落实《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等法律法规要求，对受托方的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，在合同中约定污染防治要求；转移危险废物的，应当按照国家有关规定填写、运行危险废物转移电子联单等。本工程产生的危险废物应与具有危险废物处置资质的单位签订处置协议。

综上所述，本工程运营期采取的固体废物污染防治措施可行。

6.3.7 噪声污染防治措施

本工程运行中噪声影响主要来自天然气处理厂，噪声源主要包括生产管汇；压缩机、分离器、换热器、J-T 阀、乙二醇注醇泵等。拟采取的降噪措施主要包括：

- （1）将压缩机组设置在室内。
- （2）压缩机基础采用减振设计，基础四周装填减振材料。
- （3）空冷器壳体背面和风扇叶片上喷涂特殊配比的高阻尼材料，有效增加隔声结构的内阻尼，从而减少构件的振动。
- （4）注醇泵等大型机泵均设置于泵房内。
- （5）J-T 阀采用笼式阀。这种阀门采用特殊设计，可有效降低因高压差、高流速和气体湍流产生的噪声。
- （6）放空立管和火炬设置消声器。
- （7）在站场工艺设计中，尽量减少弯头、三通等管件，在满足工艺的前提下，控制气流速度，降低站场气流噪声。
- （8）加强设备的维护，确保设备处于良好的运转状态，杜绝因设备不正常运转时产生的高噪声现象；
- （9）加强噪声防范，做好个人防护工作。

在采取上述降噪措施的基础上，项目能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准要求。

6.3.8 温室气体管控

(1) 进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，加强油气技术管道密闭性能。

(2) 大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源。

(3) 选用质量可靠的设备、仪表、阀门等。

(4) 加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快内完成修复。

(5) 加强气井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好气井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本工程采取的温室气体管控措施可行。

6.4 退役期环境保护措施

退役期后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

6.4.1 退役期生态环境保护措施

随着气井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

(1) 严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关要求，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由建设单位进行回收处置。

(2) 对完成采气的废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下1m内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

(3) 保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

(4) 井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

(5) 通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

(6) 加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.4.2 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) 在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

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

6.4.3 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。

6.4.4 退役期水环境保护措施

对废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》要求，应对矿井进行环境风险等级评估后，按照风险等级采取不同的保护措施。

（1）矿井环境风险等级评估

矿井作为潜在污染源和污染通道，可参考下表 6.4-1 开展环境风险等级评估。

表 6.4-1 废弃矿井环境风险等级评估

井筒状况环境状况	井筒无明显破损	井筒破损
未污染，距离敏感受体大于地下水 1000 天流程或 1km	无风险	中风险
未污染，距离敏感受体小于等于地下水 1000 天流程或 1km	低风险	高风险
矿井造成地下水污染	-	高风险

项目区 1km 范围内无密集人群、水源井，属于无敏感受体，如井筒无明显破损，环境风险等级为“无风险”；如井筒发生破损，环境风险等级为“中风险”。

（2）废弃矿井分级处理要求

①低风险废弃矿井可采用井盖封堵或密闭填充

井盖封堵应按井筒边缘外扩 1.0m 作为封闭井筒井盖范围，井筒井壁拆除深度不得小于 1.2m。采用钢筋混凝土结构，浇筑混凝土厚度不得小于 1m，将井筒封闭。盖板上如需回填土，应待混凝土养护达到设计强度后再回填，回填土应分层夯实，压实系数不小于 0.94。井盖应设置导气孔，导气孔高出地表 0.5m，露出地面部分应设成倒 U 型。

密闭填充应设置两道密闭墙，密闭墙之间用黄泥、粘土或混凝土等材料填充。内密闭墙自井口以下垂深大于 20m 处砌筑混凝土墙，强度满足承重要求，外密闭墙在井口处砌筑厚度不小于 1m 的混凝土墙。两道密闭墙之间应埋设导气管，导气管前端伸出内密闭墙 0.5m，末端高出地表 0.5m，露出地面部分应设成倒 U 型。

②中风险废弃矿井应针对渗漏点采用分段回填。

分段回填方式指针对井筒渗漏点进行回填后再进行井盖封堵，分段回填应根据井筒地质剖面，按照“下托上固”的思路，在井壁合适位置构筑钢筋混凝土柱

塞，在栓塞之上针对渗漏点进行止水封堵，止水后压实封闭。

6.4.5 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至环保部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.4.6 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）的相关要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。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。

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T317-2018）中生态恢复要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

②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。

③土地利用需符合用地指标政策。合理确定井场、站场场址、管网等建设占地规模。

(2) 井场、站场生态恢复治理

①井场、站场生态恢复治理范围

本工程新建井场、站场的临时占地施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行戈壁土+砾石覆盖或进行水泥硬化，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场、站场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

(3) 管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本工程新建各类管线总长 40.2km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

工程设计单井管线施工临时占地作业宽度不得超过 10m、外输管线不得超过 14m，本次环评提出在农用地、牧草地及公益林分布区单井管线施工临时占地作业宽度尽量控制在 8m、外输管线控制在 12m。施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

(4) 植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，项目区植被生境较优的区域可进行人工播撒草籽方式等措施进行辅助植被恢复，场站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场地植被恢复。

6.5 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，

必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

6.5.1 环保投资估算

本工程总投资为 156691 万元，环保投资 1396 万元，占总投资的 0.89%。估算见表 6.5-1。

表 6.5-1 主要环保投资估算

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	治理效果	投资(万元)
施工期	生态环境	工程占地、生态保护	施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度、设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传；按照正式征地文件的规定对耕地、林地等占地进行经济补偿等	施工结束后场地平整，临时占地植被和土壤恢复，耕地补偿	550
	水土流失	水土保持措施	管沟分层开挖分层回填；按照施工作业带进行作业；施工迹地恢复	减少水土流失	纳入水土保持方案投资中
	土地沙化	防沙治沙措施	永久占地水泥硬化或铺设砾石；临时占地平整，清运现场遗留的污染物；	防止土地沙化	30
	废气	施工产生的施工扬尘	临时抑尘覆盖物（草包、帆布等）、洒水（防尘、洒水等）	/	20
		施工机械尾气、储层改造废气、测试放喷废气	使用达标油品，加强设备维护	/	30
	固废	钻井废弃物	泥浆不落地装置	满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）	180
		施工废料	废弃施工材料清运至当地建筑垃圾填埋场填埋处置。	妥善处理	15
		危废	钻井井场设置撬装危废暂存间	妥善处置	18
	废水	钻井废水、施工废水	钻井废水循环利用不外排；管道试压采用清洁水，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘	施工废水循环利用	30
	地下水、土壤	防渗	钻井工程基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台、废水池、钻井柴油罐区、油水罐区、放喷池、危废暂存间等重点防渗；	防止地下水、土壤污染	40

			施工作业区地面一般防渗。		
环境风险管理	环境风险防范措施		井口防喷器	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	120
			消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪等防范设施。		18
运营期	废气	无组织挥发烃类、温室气体	油气采用密闭集输；天然气处理厂储罐采用内浮顶罐，装车采用气相平衡装置；做好日常维护，做好密闭措施。	厂界非甲烷总烃 ≤4.0mg/m ³	70
	噪声	井场、站场噪声	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振。	场界： 昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	10
	固废	危险废物	委托有资质的单位处置	妥善处理	50
	废水	采出水	依托采油二厂81#联合站的采出水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层，不外排	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	20
		井下作业废水	井下作业废水采用专用罐拉运至采油二厂81#联合站处理。	废水不外排	10
	地下水、土壤	井场、站场、管线防渗	井场、站场设施永久占地分区防渗。	防止地下水、土壤污染	60
	环境风险管理	应急预案	根据站场、管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	10
退役期	固废	井场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下1m内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	项目各井场及相关地面设施	30
	生态恢复	临时占地	完工后迹地清理并平整压实，临时占地内植被和土壤的恢复	场地平整，临时占地植被和土壤恢复	30
环境管理		环境监理、环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测、生态监测等			50
		环保培训，演练			5
合计					1396

6.5.2 环境效益

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。

6.5.2.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

本工程井口密封，采用密闭集输工艺，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

(2) 废水

采出废水依托81#联合处理站采出水系统处理达标后回注。由工程分析可知，本项目每年最多可产生含油废水约8000m³/a，全部处理后回用，相当于节省了同样数量的清水，不但节省了水资源，保护了环境，还可以产生可观的经济效益。按水资源费2元/m³进行计算，产生的经济效益为1.6万元/a。

(3) 固体废弃物

本工程运营期固体废物主要为油泥（砂）、废脱汞剂、废滤芯、废润滑油、清管废渣、废防渗膜等危废，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置，减少了对环境的影响。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地；施工结束后清理井场废弃物，平整场地。

本工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

6.5.2.2 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- (1) 工程占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 其他环境损失。

本工程永久占地主要为井场、站场建设占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本工程对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本工程建设期短，不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程，而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响，但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

6.5.2.3 环保措施的经济效益

本工程通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

6.5.3 社会效益分析

本项目的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

(1) 大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源准噶尔盆地蕴藏了丰富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

(2) 为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。总之，本工

程在实施促进新疆的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

6.5.4 经济效益

工程总投资 156691 万元，经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

6.5.5 小结

本工程经分析具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于钻井、地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 1396 万元，环境保护投资占总投资的 0.89%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

7 环境风险评价

7.1 评价原则

环境风险评价应以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标,对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估,提出环境风险预防、控制、减缓措施,明确环境风险监控及应急建议要求,为建设项目环境风险防控提供科学依据。

7.2 环境风险评价等级

本工程涉及的风险物质为凝析油、天然气、柴油、甲醇。钻井期间风险单元为井场柴油储罐;运营期风险单元为天然气处理装置、凝析油储罐、单井采气管线、井场移动式甲醇加注撬、天然气外输管道。

根据 2.6.4 环境风险评价等级和评价范围章节关于环境风险评价等级的判定结果,本工程本工程大气环境和地表水环境风险潜势均为I,地下水环境风险潜势为III,因此本工程环境风险潜势综合等级为III,根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 619-2018),本工程环境风险评价等级为二级。

7.3 风险调查

7.3.1 风险源调查

本工程涉及的风险物质为柴油、凝析油、天然气和甲醇。风险单元为钻井期间柴油储罐、单井采气管线、井场移动式甲醇加注撬、天然气处理厂凝析油储罐区、外输管道。

7.3.2 环境敏感目标概况

呼探1区块井区位于昌吉回族自治州呼图壁县境内。现场踏勘结果表明,本工程不涉及自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标。据现场调查,本工程环境风险评价范围内主要环境保护敏感目标见表 7.3-1。

表 7.3-1 环境风险评价范围内敏感目标表

环境要素	环境保护目标	相对位置/环保目标特征	环境保护要求

环境 空气	龙王庙村	天然气处理厂 东北侧 3.9km	120 户/480 人	发生风险事故时,可快速采取环境风险防范措施,确保风险事故对居民区人员影响程度可控
	阔什铁热七小队	天然气处理厂 东南侧 1.7km	100 户/400 人	
	独山子村	天然气处理厂 南侧 4km	340 户/1360 人	
地下 水	龙王庙村水井	呼探 1-004 井东北向 1km		发生风险事故时,可快速采取环境风险防范措施,确保风险事故对地下水环境的影响程度可控
	阔什铁热七小队水井	拟建天然气处理厂东南向 1.6km		
	评价范围内的 潜水含水层	项目区及周边		
地表 水	呼图壁河	外输管线穿越		发生风险事故时,可快速采取环境风险防范措施,确保风险事故对地表水环境的影响程度可控

7.4 环境风险识别

7.4.1 物质危险性识别

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

(1) 天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体,对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外,还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.4-1。

表 7.4-1 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品 名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Naturalgasdehydration		
成分/组 成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.05

危险性类别：第 2.1 类易燃气体。 侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。	
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。
消防措施	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。 有害燃烧产物：一氧化碳。 灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄露区直至气体散尽。
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。
接触控制/个体防护	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。

理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度(水=1): 0.42(-164℃); 相对蒸汽密度(空气=1): 0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5~15% (V%)	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性: 稳定; 禁配物: 强氧化剂、强酸、强碱、卤素; 避免接触的条件: 高热, 火源和不相容物质; 聚合危害: 不发生; 分解产物: 一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LD50: LC50: 50% (小鼠吸入, 2h)。 LC50: 无资料。			
生态学资料	其它有害作用: 温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	废弃物性质: 危险废物。 废弃处置方法: 建议用焚烧法处置。 废弃注意事项: 处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	运输注意事项: 采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放, 并应将瓶口朝同一方向, 不可交叉; 高度不得超过车辆的防护栏板, 并用三角木垫卡牢, 防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置, 禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输, 防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶, 勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

(2) 凝析油

凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.4-2。

表 7.4-2 凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	凝析油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分, 又称天然汽油。其主要成分是 C5 至 C11+ 烃类的混合物, 并含有少量的大于 C8 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质, 其馏分多在 20℃-200℃ 之间, 挥发性好。 【主要用途】是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物, 遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重, 能在较低处扩散到相当远的地方, 遇火源会着火回燃。 【健康危害】 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状, 如浓度过高, 几分钟即可引起呼吸困难、紫绀

	等缺氧症状。
安全措施	<p>【操作安全】 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。</p> <p>【储存安全】 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p> <p>【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输。</p>
应急处置原则	<p>【急救措施】 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。 食入：催吐，就医</p> <p>【灭火方法】 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。</p> <p>【泄漏应急处置】 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道等），以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。</p>

(3) 柴油

本工程施工期采用柴油作为发电和提供动力的燃料。本工程单井井场内配备各 1 个立式柴油储罐（20m³），日常储量 18t。柴油为能源燃料，其毒性主要有麻醉和刺激作用，柴油的理化性质及危险特性见表 7.4-3。

表 7.4-3 柴油的理化性质及危害特性

标识	中文名：柴油	英文名：dieseloil;dieselfuel
理化性质	外观与现状：稍有粘性的浅黄至棕色液体	
	主要成分：烷烃、芳烃、烯烃等	

	熔点(°C)：<—35~20	沸点(°C)：280~370
	相对密度(水=1)：0.8~0.9	禁忌物：强化剂、卤素
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
	电阻率(欧.米)：1012	
危险特性	危险性类别：丙A类易燃液体	燃烧性：易燃
	自然温度(°C)：257	闪电(°C)：易燃
	爆炸下限(%)：1.5	爆炸上限(%)：4.5
	燃烧热(KJ/kg) 43732	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳
	危险特性：遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器压力增大，有开裂和爆炸的危险。	
	灭火的方法：喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处	
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮肤吸收。	
	健康危害：皮肤接触柴油可能引起接触性皮炎。油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎。能引起胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	

柴油的环境风险：泄露遇明火、高温可燃烧爆炸，属于一般毒性物质、属易燃物质。

(4) 甲醇

甲醇 LD50=5628mg/kg，对人体有毒，其毒性对人体的神经系统和血液系统影响最大，它经消化道、呼吸道或皮肤摄入都会产生毒性反应，甲醇蒸气能损害人的呼吸道粘膜和视力。甲醇理化性质、危险危害特性及防护措施表详见表 7.4-4。

表 7.4-4 甲醇理化性质、危险危害特性及防护措施表

国标编号	32058	CAS 号	67-56-1
分子式	CH ₄ O	中文名称	木醇、木精，哥伦比亚酒精
外观形状	无色类似果酒气味的挥发性液体。	分子量	32.04
熔点	93.9°C	蒸汽压	(20°C) 12.8kPa。
沸点	65°C	燃烧热	726.51kJ/mol
闪点	11°C	溶解性	溶于水、可混溶于醇、醚等多数有机溶剂
相对密度	0.7914(水=1)：1.11 (空气=1)	稳定性	稳定
爆炸极限	5.5~44 (V/V, %)		
危险性类别	3.2 类 闪点易燃液体		
侵入途径	吸入、食入、经皮吸收		
毒理学	毒性属中毒类。小鼠吸入 70.7g/m ³ ×54 小时麻醉、死亡；小鼠静脉 LD ₅₀ ：5.66kg，大鼠经口 LD ₅₀ ：1214mL/kg；猴吸入 52.4g/m ³ ，4 小时死亡。甲醇是主要危害神经及血管的毒品具有麻醉效应，有十分显著的蓄积作用。可引起视神经及视网膜的损伤。口服甲醇 1g/kg 或低于此值时，即可失明、致死，也有饮用不到 30mL 甲醇即发生死亡的例子。		

	吸入高浓度蒸气能产生眩晕、昏迷、麻木、痉挛、食欲不振等症状。蒸气与液体都能严重损害眼睛和粘膜。皮肤接触后将会干燥、裂开、发炎，也有人因甲醇溅洒在足部，甲醇浸湿了衣服及皮靴仍继续工作，数日后失明的报导。
危险特性	易燃，遇明火有燃烧爆炸危险。燃烧时发出蓝色火焰，在常温下挥发出来的蒸气有毒。蒸气能与空气形成爆炸性混合物。爆炸极限6.0~36%，是一种燃烧、爆炸范围较广的物品。闪点1℃。自燃点385℃。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧危险。在火场中，受热的容器有爆炸危险
燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳
接触限值	职业接触限值：PC-TWA：25mg/m ³ （皮）；PC-STEL：50mg/m ³ （皮）；IDLH：6000ppm
泄露应急措施	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸附或吸收。也可以用大量水冲洗，洗液稀释后放入废水系统。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容：用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。回收或运至废物处理场所处置。
防护措施	呼吸系统防护：可能接触其蒸气时，应该佩戴过滤式防毒面罩（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器。 眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴橡胶手套。 其它：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作毕，淋浴更衣。实行就业前和定期的体检。
急救措施	皮肤接触：脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。 眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：饮足量温水，催吐，用清水或1%硫代硫酸钠溶液洗胃。就医。 灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离灭火剂：抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。
储运须知、包装标志	易燃液体。副标志：毒害品。包装方法：（II）类。储运条件：注意轻装轻卸，防止容器破损，避免日光曝晒，严禁接触火源。夏天高温季节早晚运输。储存于阴凉、通风的易燃液体库房或储罐内，与氧化钙隔绝，远离火源，炎热气候采取通风降温措施。泄漏处理：首先切断所有火源，戴好防毒面具与手套。用水冲洗，对污染地面进行通风处理。

7.4.2 生产设施危险性识别

（1）井场危险因素识别

单井井场主要发生的风险事故为井漏和井喷。

井喷为井场常见事故。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。呼探1区为已开发老区块，对区域的油气藏情况已基本掌握，井喷的可能性很小，但也不并非绝对不可能，从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

井漏事故风险是由于固井套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染等。

钻井过程中危险因素及可能产生的事故见表 7.4-5。

表 7.4-5 钻井过程主要危险及有害因素分析

序号	主要危险、有害因素	可能导致的事故
1	地层压力不准；致设计不准确，钻井液密度低于地层空隙压力梯度，埋下井喷事故	井喷失控、天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
2	井控设备及管材在安装、使用前未按有关规定进行检验合格后使用	管线、设备失效导致井喷
3	防喷器件、管线有刺漏，压力等级不符合要求；非金属材料不符合要求，密封失效	管线、设备失效导致井喷
4	司钻控制下放速度不当或操作不平稳	发生井漏事故
5	下完套管，当套管内钻井液未灌满时，若直接水龙头带开泵酸化作业	井喷失控、天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
6	节流管汇与井喷器连接不平直，容易使节流管汇作用发挥不完全；节流管汇试压未到额定工作压力或稳定时间不够，导致井控管失效	井喷失控
7	阀板与阀座之间密封不好或是井控装置部件表面生锈腐蚀使节流压井管失效，方钻杆上下旋转开关不灵活，有可能因不能正常开关而发生井喷事故	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
8	未及时发现溢流显示或发现后处理不当等	导致天然气溢出，发生天然气燃烧爆炸
9	换装井口、起下管柱作业和循环施工作业中，对作业时间估计不足，压井时间短，井内压力失衡导致井喷或井喷失控	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响

10	安装井下安全阀，因作业所需时间较长，若压井时间不足，井内压力失衡导致井喷或井喷失控	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
11	暴雨、洪水、钻井泥浆暂存池泄漏，柴油罐泄露	废水和柴油外溢，污染地下水

(2) 管线危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，事故发生时会有大量的油品和天然气溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油品遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

外输管线沿途穿越工程众多，除管线自身老化或运行操作不当等因素外，还有可能受农田耕作或其他工程施工等因素导致管线泄漏，从而发生火灾、爆炸等事故。

表 7.4-6 管线泄漏生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
管线	输气泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质渗流至地下水；天然气泄漏后，进入大气引发中毒事故。	大气、土壤、地下水

(3) 天然气处理装置、管道破裂泄漏的事故风险

本工程的天然气处理装置、管道发生事故的类型有两种：破裂和渗漏。

①装置和管道破裂事故的特点是突发性强，泄漏量大，持续时间短，此类事故比较容易发现，一般影响范围较小。

②装置和管道渗漏事故的主要原因是由于管道年久腐蚀穿孔，阀门、接头密封不严等，此类事故一般不容易被发现，具有泄漏量小、持续时间长的特点。该类事故一旦发生，泄漏的油、水会长时间对地下水造成污染。

(4) 储罐危险性识别

储罐设计、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。发生的事故主要为储罐发生破裂造

成的油品泄漏，事故发生时会有大量的油品溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油品遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

本工程凝析油采用内浮顶罐存储，一般来说，储罐区存在如下危险性：

①罐体焊缝的开裂、构件（如接管或人孔法兰）的泄漏，以及操作不当造成的满罐、超压，致使发生物料泄漏事故，引起易燃物质外泄，发生火灾爆炸事故。

②罐体焊缝附近或定位焊的焊接等处会发生应力腐蚀裂纹，导致储罐的破裂而发生泄漏，易燃物质外溢，发生火灾爆炸事故。

③储罐液位装置失灵或液位装置损坏造成超量充装，易燃液体外溢，被引燃。

④由于储罐的焊缝经风、雨的常期侵蚀、锈蚀等原因造成罐体焊缝泄漏，可燃物质被引燃。

⑤防晒涂料失效或绝热设施故障，高温季节罐区环境及罐体温度升高，使罐内压力发生变化，造成罐体物理性爆炸（撕裂性破坏）大量泄漏，可燃物质被引燃发生爆炸。

⑥储罐放散泄压管自控阀失灵，在罐内压升高时无法及时泄压调节罐内压，形成内压升高引起大量泄漏。

⑦由于储罐管道接头脱落、管道连接处及垫片破损等而造成泄漏，可燃物质被引燃发生火灾、爆炸。

⑧易燃、易爆液体贮罐区的电气设备、设施的主要危险是触电事故和超负荷引起的火灾、爆炸事故。

⑨夏季高温期间如防护措施不力或冷却降温系统发生故障，易引发易燃液体贮罐的火灾、爆炸。

(5) 罐车泄漏

因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，凝析油拉运过程有泄漏事故发生风险。事故发生时罐车内油品溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的轻烃如遇到明火还可能生火灾、爆炸事故。

7.4.3 环境风险类型识别

根据工程分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程可能发生的风险事故如下表所示。

表 7.4-7 本工程可能发生的风险事故类型一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果
钻井阶段	井喷	钻井过程中因各种原因，井内液柱压力不能平衡地层压力时而造成井喷事故	遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故
	井漏	在钻井过程中，某些区域地质构造较为特殊，砂质岩空隙度大，或工作压力超过地层破裂压力，导致工作液体（如钻井液、固井水泥浆）发生漏失	井漏事故有可能进一步引起井喷事故；若地层为含水层，钻井液漏失可能对地下水造成污染
采气阶段	井喷	试油气过程中管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致气体泄漏，导致井喷；采油气阶段修井等作业过程中如发生气侵、溢流等情况，井控措施失效，导致井喷	遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故
集输管线	天然气管线泄露	单井采气管线和集输干线由于管道设计缺陷、管材质量缺陷，管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致天然气泄漏事故	天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故
天然气处理厂	天然气泄露	天然气管线穿孔、破裂，导致天然气泄露	遇火源发生火灾爆炸事故
	凝析油储罐泄漏	罐体薄破裂、阀门管线泄漏、泵设备故障、操作失误、仪表电器失灵、电线短路、静电、雷击等	凝析油及蒸汽遇明火，造成火灾、爆炸事故

7.4.4 风险事故情形分析

7.4.4.1 最大可信事故及发生概率

结合上述分析，从引发突发环境事件造成严重环境污染、威胁人群生命健康的角度考虑，本工程生产过程中最可能造成环境突发事件的事故情形如下：

(1) 根据风险调查和计算，拟建天然气处理厂储存区设置 $2 \times 2000\text{m}^3$ 凝析油储罐，本次评价选择凝析油储罐泄漏作为天然气处理厂的最大可信事故源项。

(2) 根据风险调查结果，项目的建设的产品输送管线中，天然气外输管线环境风险潜势级别最高，因此本次评价选择天然气外输管线发生泄漏事故后甲烷对环境的危害影响作为产品输送管线中的最大可信事故源项。

(3) 项目所涉及的危险物质以烷烃为主，不含 S 等其他有毒化学元素，且均为易燃物质，如发生火灾等安全事故，危险物质如果燃烧不充分会在燃烧过程中伴生大量 CO 物质，对事故发生点周围的环境空气质量造成一定的风险隐患。因

此本次评价还将考虑凝析油储罐发生火灾事故情形下，次生 CO 对环境的危害影响。

泄漏事故类型包括容器、管道、泵体、压缩机、装卸臂和装卸软管的泄漏和破裂等。国内外较常用的泄漏频率见表 7.4-8。

表 7.4-8 常用设备泄漏频率一览表

部件类型	泄漏模式	泄漏频率
反应器/工艺储罐/气体储罐/ 塔器	泄漏孔径为 10mm 孔径	$1.00 \times 10^{-4}/a$
	10min 内储罐泄漏完	$5.00 \times 10^{-6}/a$
	储罐全破裂	$5.00 \times 10^{-6}/a$
常压单包容储罐	泄漏孔径为 10mm 孔径	$1.00 \times 10^{-4}/a$
	10min 内储罐泄漏完	$5.00 \times 10^{-6}/a$
	储罐全破裂	$5.00 \times 10^{-6}/a$
常压双包容储罐	泄漏孔径为 10mm 孔径	$1.00 \times 10^{-4}/a$
	10min 内储罐泄漏完	$1.25 \times 10^{-8}/a$
	储罐全破裂	$1.25 \times 10^{-8}/a$
常压全包容储罐	储罐全破裂	$1.00 \times 10^{-8}/a$
内径 ≤ 75 mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	$5.00 \times 10^{-6}/m \cdot a$
	全管径泄漏	$1.00 \times 10^{-6}/m \cdot a$
75mm<内径 ≤ 150 mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	$2.00 \times 10^{-6}/m \cdot a$
	全管径泄漏	$3.00 \times 10^{-7}/m \cdot a$
内径 > 150 mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径（最大 50mm）	$2.40 \times 10^{-6}/m \cdot a^*$
	全管径泄漏	$1.00 \times 10^{-7}/m \cdot a$
泵体和压缩机	泵体和压缩机最大连接管	
	泄漏孔径为 10%孔径（最大 50mm）	$5.00 \times 10^{-4}/a$
	泵体和压缩机最大连接管 全管径泄漏	$1.00 \times 10^{-4}/a$
装卸臂	装卸臂连接管	
	泄漏孔径为 10%孔径（最大 50mm） 装卸臂全管径泄漏	$3.00 \times 10^{-7}/h$ $3.00 \times 10^{-8}/h$
装卸软管	装卸软管连接管	
	泄漏孔径为 10%孔径（最大 50mm） 装卸软管全管径泄漏	$4.00 \times 10^{-5}/h$ $4.00 \times 10^{-6}/h$
注：以上数据来源于荷兰 TNO 紫皮书（GuidelinesforQuantitative）以及 ReferenceManualBeviRiskAssessments；*来源于国际油气协会 InternationalAssociationofOil&GasProducers 发布的 RiskAssessmentDataDirectory(2010,3)。		

一般情况下，发生频率小于 $10^{-6}/a$ 的事件是极小概率事件，可作为代表性事故中的最大可信事故设定的参考。根据表 7.4-8，本工程最大可信事故情形设定原则如下：

(1)本工程 $2 \times 2000m^3$ 凝析油储罐发生 10mm 泄漏孔径的频率为 $1.00 \times 10^{-4}/a$ ，可作为最大可信事故情形。

(2) 本工程天然气外输管道管径规格为 DN400, 内径 >150mm 的管道发生全管径泄漏的频率小于 $1 \times 10^{-7}/a$, 为极小概率事件, 因此天然气长输管道选用 50mm 孔径泄漏作为最大可信事故情形。

7.4.4.2 源项分析

(1) 天然外输管线泄漏源强

管线系统的泄漏源, 根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-218) 中有关气体的泄漏公式进行确定。气体泄漏速度 Q_G 按下式计算:

$$Q_G = Y C_d A P \sqrt{\frac{M \gamma}{R T_G} \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma + 1}{\gamma - 1}}}$$

式中:

Q_G ——气体泄漏速率, kg/s;

P ——容器压力, Pa, 本工程取 6.3×10^6 ;

C_d ——气体泄漏系数; 当裂口形状为圆形时取 1.00, 三角形时取 0.95, 长方形时取 0.90; 本工程泄漏的裂口为圆形裂口, C_d 取 1.00。

M ——物质的摩尔质量, kg/mol; 取 0.016kg/mol;

R ——气体常数, 取 8.314 J/(mol·K);

T_G ——气体温度, 取 283K (10°C);

A ——裂口面积, m^2 , 本工程取 50mm 孔径的裂口面积 0.02;

γ ——定压热容 C_p 与定容热容 C_V 之比 γ 为 1.31 (近似取 CH_4 在 280K、0.1MPa 时的 C_p 与 C_V 之比, 即 2.19/1.67);

Y ——流出系数, 对于临界流 $Y=1.0$ 。

由上述公式求出天然气外输管道甲烷的泄漏速度 Q_G 为 21.57kg/s。

(2) 凝析油储罐火灾烟气 CO 源强

本工程油气处理厂的凝析油储罐区一旦发生油气挥发、火灾爆炸事故时, 由于存在不完全燃烧, 所以在储罐油品发生火灾燃烧时会产生部分有毒有害污染物 CO, 并随着大气扩散影响下风向环境空气质量。

假设本工程 2 座 $2000m^3$ 凝析油储罐发生罐顶完全炸掉后的开口燃烧, 其中, $2000m^3$ 凝析油储罐半径 $D=14.5m$, 罐高 $H=14.53m$ 。

油品火灾伴生的 CO 产生量可按下式进行估算:

$$G_{co}=2330 \cdot q \cdot C \cdot Q$$

式中， G_{co} ——CO的产生量，kg/s；

q ——化学不完全燃烧值，取1.5%；

C ——物质中碳的含量，取85%；

Q ——参与燃烧的物质质量，t/s。

凝析油的燃烧速率取 $0.02\text{kg}/\text{m}^2 \cdot \text{s}$ ，燃烧面积按储罐横截面积计算，即 340m^2 ，则参与燃烧的凝析油的量为 $0.007\text{t}/\text{s}$ 。根据公式计算得CO的产生量约为 $0.21\text{kg}/\text{s}$ ，燃烧60min产生CO约0.76t。

7.5 环境风险影响分析

7.5.1 大气环境风险预测与评价

7.5.1.1 模型选择

大气环境风险后果预测主要采用导则推荐的模型。重质气体排放的扩散模选用SLAB模型，中性气体和轻质气体排放以及液池蒸发气体的扩散模拟选用AFTOX模型。重质气体和轻质气体采用理查德森数进行判定。

本工程天然气外输管道泄漏气体产生的烟团初始密度未大于空气密度，不计算理查德森数，直接采用AFTOX模式；凝析油储罐火灾燃烧烟气CO预测模式采用AFTOX模式。

7.5.1.2 气象参数

本工程环境风险评价等级为二级，选取最不利气象条件进行后果预测。大气风险预测气象条件见表7.5-1。

表 7.5-1 大气风险预测气象条件

参数类型	选项	参数
气象参数	气象条件类型	最不利气象
	风速/(m/s)	1.5
	环境温度/°C	25
	相对湿度/%	50
	稳定度	F
其他参数	地表粗糙度/m	1
	是否考虑地形	不考虑
	地形数据精度/m	/

7.5.1.3 评价标准

采用大气毒性终点浓度作为预测评价标准,各评价因子的大气毒性终点浓度见表 7.5-2。

表 7.5-2 评价因子的大气毒性终点浓度值

物质名称	CAS 号	毒性终点浓度-1 (mg/m ³)	毒性终点浓度-2 (mg/m ³)
甲烷	74-82-8	260000	150000
一氧化碳	630-08-0	380	95

7.5.1.4 预测与影响分析

(1) 天然气外输管线泄漏事故

天然气外输管线泄漏事故后果基本信息见表 7.3-5, 甲烷泄漏事故最大影响区域见图 7.5-1。根据预测结果甲烷浓度达到毒性终点浓度-1 的最远距离为 200m, 达到毒性终点浓度-2 的最远距离为 300m, 毒性终点浓度-1 和毒性终点浓度-2 范围内均没有环境敏感目标。

表 7.5-3 天然气外输管线甲烷泄漏事故后果基本信息表

风险事故情形分析					
代表性风险事故情形描述	天然气外输管线破裂, 甲烷泄漏至外环境。				
环境风险类型	危险物质泄漏				
泄漏设备类型	管线	操作温度/°C	20	操作压力/MPa	6.3
泄漏危险物质	甲烷	最大存在量/kg	37200	泄漏孔径/mm	50
泄漏速率/(kg/s)	21.57	泄漏时间/min	1	泄漏量/kg	37200
泄漏高度/m	0	泄漏液体蒸发量/kg	1294.2	泄漏频率	2×10 ⁻⁶ /a
事故后果预测					
大气	危险物质	大气环境影响			
	甲烷	指标	浓度值/(mg/m ³)	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	260000	200	3.22
		大气毒性终点浓度-2	150000	300	4.33

(2) 凝析油储罐燃烧烟气 CO 的预测影响

凝析油储罐发生火灾事故产生 CO 的浓度达到毒性终点浓度-1 的最远距离为 120m; CO 浓度达到毒性终点浓度-2 的最远距离为 280m, 此范围内没有环境敏感目标。

火灾产生 CO 事故后果基本信息见表 7.5-4, 下风向不同距离处 CO 的最大浓度见表 7.5-4。凝析油储罐火灾事故最大影响区域图见图 7.5-2。

(4) 甲醇泄漏大气影响分析

采气井场为了防止天然气在节流或管输过程中水合物的生成，呼探1区块设置移动式甲醇加注撬，在需要时移至井场加注，甲醇储罐容积为 2m^3 。

井场移动式撬装装置中的甲醇在常温常压下液化储存，一旦泄漏到空气中会迅速气化，并扩散到周围空间，由于溢出的甲醇属于有毒气体，会影响到区域环境空气质量，可能造成周围区域人员中毒事故。

本工程井场采用间歇注醇，故其为采气井场的临时性装置，甲醇注入完成后即撤离，不在井场驻留，同时井场的移动式甲醇撬体积较小为 2m^3 ，并且井场周边均为空旷的空地，大气扩散条件很好，距离采气井场最近的敏感点也位于井场900m外，故采气井场移动式甲醇撬即使在甲醇泄漏情况，对环境空气影响较小，对井场周边居民基本无影响。

如井场移动式甲醇撬一单发生泄漏，抢修人员应穿戴防化服、正压式呼吸器，确认泄漏点，利用雾状水枪和蒸汽管在不同方向对泄漏散发在空气中的甲醇蒸气进行雾喷驱赶、稀释，防止产生爆炸混合物，掩护其他人员对甲醇泄漏部位进行堵漏，并将泄漏物料进行覆盖及收集处理。

7.5.2 对地下水的环境影响分析

地下水事故风险分析内容详见5.5.3.2运营期事故状态下地下水环境影响预测与分析。

7.5.3 对地表水的环境影响分析

本工程天然气外输管线全封闭地埋敷设，输送介质为净化天然气，输送的天然气不会与管道穿越的呼图壁河和地下水体之间发生联系，输送作业无污染物排放，不会对地下水和地表水造成影响。即使在发生泄漏事故的状态下，由于天然气为气态物质，且天然气成分均为不溶于水物质，亦不会对地表水环境造成污染影响。

本工程外输管线穿越呼图壁河严格执行《石油天然气管道穿越工程施工及验收规范》相关规定，由于天然气密度比空气小，沸点极低（ -161.5°C ）且几乎不溶于水，在事故状态下，泄漏气体将挥发至大气环境中，天然气对地表水、地下

水水质的直接影响很小；在天然气泄漏火灾事故中，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。

7.5.4 对土壤环境的影响分析

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

泄漏的油品进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。根据类比调查结果可知，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，油品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（落地油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

如果发生井下作业废水渗漏、集输管道及凝析油储罐油品渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

（1）按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

（2）回收泄漏油品

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

（3）挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

①坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油：根据凝析油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的10m~30m处，根据漏油量的大小挖2~3m深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

按照《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2021）及突发环境事件应急预案开展应急监测。

凝析油储罐破裂泄漏，将能回收的油品回收，送联合站原油处理系统处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

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

7.5.5 对植被的影响分析

井喷及油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油、天然气中的轻组分挥发，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。

本项目区域内主要为农作物，发生事故后，须及时采取相应的措施，在采取措施后基本不会对周围植被及农作物产生明显影响。

7.6 环境风险防范措施及应急要求

7.6.1 钻井风险防范措施

（1）钻井井场风险防范管理措施

建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节，为防止事故的发生能起到非常积极的作用。本项目须按照一级井控要求落实环境风险防范、应急措施以及管理措施。

（2）钻井井场应急放喷设施

在井场设放喷管线和放散管各一条，若遇天然气排出井口，需经放散管点燃后放空。本项目要加强对放喷管线、放散管及其点火装置等放喷系统的维护与检修，一旦发现问题，及时整改，放喷过程中若发现管线泄漏、点火装置发生故障等非正常工况，应立即关闭井口，停止放喷作业。

(3) 井喷事故防范措施

钻井时二开及以后开次均设置井控系统，防止井筒压力不能平衡地层压力的情形发生；若发生井喷事故，应立即疏散人群，防止局部甲烷浓度过高而导致人员窒息，待事故结束后，对井口放喷物进行清理，污染的土壤由克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司或其他有资质单位转运、处理。

在发生井喷后，可通过火炬对天然气进行燃烧。发生事故时，要求井场排放清水及处理水全部进入现场事故池，不得随意外排，并立即启动重大环境事件环境应急监测预案，在应急监测人员不受危害影响的前提下，对井场周边大气中的甲烷浓度进行监控，随时掌握扩散分布情况，以指导对井场周边人员的撤离工作已经安全线的划定工作。

(4) 井漏事故防范措施

钻井时采用水泥浆固井与下套管相结合的方式将井筒与地层分隔开。一开下入表层套管，水泥浆返至地面；二开下入技术套管，水泥浆返至地面；三开下入油层套管，水泥浆自7200m返至地面，通过采取上述固井及下套管措施，可以有效避免发生井漏事故，从而也避免了钻井液或油品漏失发生窜层污染事故。

(5) 柴油罐泄漏事故风险防范措施

井场柴油罐区为重点防渗区，地面结构层下铺设厚2mm高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，其防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。且柴油罐区外扩3m处设置0.5m的便于拆装的防渗玻璃钢围堰，围堰有效容积不小于装置储量和事故废水总量。

7.6.2 井下作业事故风险预防措施

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

(2) 井场设置风向标, 以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

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

(4) 在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

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

(6) 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。

(7) 井下作业时要求带罐操作, 落地油 100%回收, 而泄漏物料和落地油应及时回收、处置。

7.6.3 集输事故风险预防措施

(1) 管道设计执行《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)的要求, 对通过不同地区等级的管道采用不同的强度设计系数, 经管道强度计算确定管道的用管壁厚。通过采用增加管道强度(加大用管壁厚、降低通过高等级地区管道的应力)、适当加大管道埋深、加强管道环向焊缝的质量检查等方法满足通过高等级地区的管道安全、减少外部活动可能对管道造成的破坏。

(2) 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。对经过人口密集区的管段, 应提高设计等级, 提高管道抗风险等级。

(3) 为了便于管线的安全运营, 根据《管道干线标记设置技术规定》(SY/T6064-2011)的规定, 沿线应设置以下标志桩: 里程桩: 管线每公里设置 1 个, 每段从 0+000m 开始, 一般与阴极保护测试桩合用。

转角桩: 在管线水平方向改变位置, 应设置转角桩, 转角桩上要标明管线里程、转角角度等。

穿跨越桩：当管道穿（跨）越排洪沟时，应在两侧设置穿跨越桩，穿跨越桩应标明管线名称、河流的名称，线路里程，穿跨越长度，有套管的应注明套管长度、规格和材质等。

交叉桩：凡是与地下管道、电（光）缆交叉的位置，应设置交叉桩。交叉桩上应注明线路里程、交叉物名称、与交叉物的关系等。

结构桩：当管道外防腐层或管壁发生生长距离变化时，在变化位置处设置结构桩，桩上要标明线路里程及变化前后的结构属性等。

设施桩：当管道上有特殊设施时应设置设施桩，桩上要标明管线里程、设施的名称及规格。

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

输气管道建成投产后，建议重点在以下几个方面加强管理：

（1）加强通信系统、自控系统的维护管理，定期对各类仪表、设备进行监测和检验，确保正常操作和事故状态下及时动作，以防止事故的进一步扩大。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

（2）加强对管道穿跨越段、水工保护设施的维护管理和沿线的巡查，以及强化管道安全保护的宣传教育，提高沿线人民群众公共安全意识，最大限度地减少自然灾害和人为因素对管道的破坏。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

（3）工程建成后运行期间，随着时间的推移，管道周围的地形地貌及地质环境有可能发生改变，从而出现意外情况。因此建议对地质灾害发育地段，加强巡视检测及定期检查，发现隐患及时上报有关部门，以便采取有效措施。

(4) 根据管道沿线地质、地理、地貌、水文、气象环境条件，因地制宜地制定自然灾害防护措施。

(5) 在输气管道运行过程中，有可能出现人为的或自然灾害造成的突发性事故，必须及时对管道进行抢修；为保证输气管道安全，对管道必须进行有计划的维修。为了保障人民生命和财产的安全，必须建立完善的管道维修及抢修体系，设立专业化管理的维修及抢修队伍，配备齐全的维抢修设备、机具，确保事故状态下能及时到位，并在最短时间内完成管道的维抢修作业。

(6) 从工程筹建起就要建立技术档案，包括各种技术报表、安全操作规程、安全规章制度、电气设施检测数据等，为安全生产管理提供依据。

(7) 重要危险点的仪表(流量、压力等)应有备用件，当工艺流程或仪表设备有变动时，应及时换发新操作规程或修改仪表设备档案。

(8) 通过清管排除管内污物，达到防止内腐蚀的目的。根据管道运行状况合理制定清管周期并及时组织管道的清管，特别是投产初期更应引起注意。

(9) 定期对管道进行内、外检测和评估，掌握管道强度和完整性等数据，建立检测档案，从而可有计划地进行管道维修，减少穿孔泄漏事故；加强管道腐蚀控制，尽快推行并实施管道完整性管理。

(10) 加大管道周围安全隐患的治理力度，遏制违章建筑及占压；对于管道上方及附近的开荒行为加强监督，防止破坏管道；严禁挖沙取土。

(11) 治理输气管道的安全隐患，必须依靠管道沿线各级地方政府及有关单位，建议管理单位与地方政府及有关部门及时进行沟通联系和密切协作，建立不同形式的联防网络，进行联合治理，加大管道周围安全隐患的治理力度，有效遏制违章建筑及占压。按《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求，禁止管道两侧 5m 范围新建居民住宅；50m 范围内禁止爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程；在管道中心线两侧各 50m 至 500m 范围内进行爆破的，应当事先征得管道企业同意，在采取安全保护措施后方可进行；加强天然气管道安全宣传工作，减少第三方破坏活动的发生。

(12) 管理单位应加强重点地段管道的维护管理力度，建立完善的巡线制度，固定专门的巡线人员，配备专用的巡线车辆及器材，提高重点地段管线的巡线频

率，坚持徒步巡线，保证不间断地对管道进行巡查，及时发现并处理现场所存在的隐患和问题，减小事故发生的机率；缩短重点地段管线的内、外检测周期，根据管道的内外腐蚀、埋深、损伤变形等的检测结果，及时采取相应的整改措施；增大沿线标志桩或警示牌的设置密度，以标示管道的准确走向，减少违章建筑和危及管道安全事故的发生；针对重点地段管线的特点，编制可能发生事故的专项应急救援预案，加强事故应急救援预案的演习和实施，减少事故造成的损失。

本工程管道环境风险敏感性较高的重点管段风险防范措施见表 7.6-1。

表 7.6-1 重点管段风险防范措施

风险类型	重点区段描述	危害	风险防范措施
农田段	基本农田、一般耕地	管道泄漏影响植被	<p>①加强施工期工程监理，尽可能杜绝施工过程中对防腐层的破坏，尽量使用整管敷设减少焊接点，做到三个“100%”检测合格；</p> <p>②注意对运行期管道阴极保护系统的检测，确保有效运行。</p>
近距离居民点和人口稠密区	本工程管道附近居民村庄	一旦发生事故，将对近距离居民生命健康造成威胁	<p>①合理选择线路走向：选择线路走向时，尽量避开人口集中区以及城镇发展规划区，以减少由于天然气泄漏引起的泄漏、火灾、爆炸事故对居民危害；</p> <p>②提高设计等级：对管道沿线无法避让的人口集中区、近距离居民区等敏感地区，管道提高设计等级，以增强管道抵抗外部可能造成破坏的能力，具体如下：</p> <p>a.增加局部管道壁厚；</p> <p>b.管道外防腐层为三层 PE，部分敏感地段外防腐层为加强级三层 PE。</p> <p>③施工阶段的事故防范措施：</p> <p>a.在施工过程中，加强监理。管道焊缝采用 100%射线探伤 100%超声波探伤，确保焊口质量。</p> <p>b.建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，加强检验手段；制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录。</p> <p>c.选择有丰富经验的单位进行施工，并有优秀的第三方对其施工质量进行强有力的监督，减少施工误操作。</p> <p>④运行阶段的事故防范措施</p> <p>a.加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，普及天然气及管道输送知识，提高近距离居民点和人口集中区居民的安全防护(管道防护和自我保护)意识，发现问题及时报告；制定人口稠密区和近距离居民点专项事故应急预案。</p> <p>b.定期进行管道壁厚的测量，对严重管壁减薄的管段，及时维修更换，避免爆管事故发生；每半年检查管道安全保护系统(如截断阀、安全阀、放空系统等)，使管道在超压时能够得到安</p>

			全处理，使危害影响范围减小到最低程度。 c.加大巡线频率，提高巡线的有效性；定期检查管道施工带，查看地表情况，并关注在此地带的人员活动情况，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。
--	--	--	--

7.6.4 窜层污染事故的防范措施

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

(2) 利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对气田开发区各地下水层监测井采样分析，每年采样2次，分析项目为COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

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

7.6.5 凝析油储罐泄漏事故防范措施

(1) 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。

(2) 选用质量合格的储罐、阀门及连接件，定期对各站场易损及老化部件进行更换，防止凝析油储罐泄漏事故的发生。

(3) 凝析油储罐罐区设置围堰，围堰面积为2112.5m²（65m×32.5m），围堰高度1.1m。罐区按照一般防渗区要求建设防渗设施，即使发生泄露事故也能将事故影响降低到最小。

7.6.6 天然气处理厂站场事故风险防范措施

(1) 平面布局科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最少，并布置在油气生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

(2) 在建、构筑物区域内设置接地装置，必要时可加装消雷器。工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

(3) 按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

(4) 站场内的装置区、泵房、储罐区等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

(5) 在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患。

7.6.7 危险废物运输风险防范措施

本工程危险废物交由有危废处置资质单位进行运输和处置。危废运输和处置的责任主体是有资质的运输单位和处置单位。

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有液体泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

- (1) 运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。
- (2) 对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用。
- (3) 不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物。
- (4) 转移危险废物时，必须按照规定填危险废物转移电子联单，并向危险废物移出地和接受地的县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告。
- (5) 禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运；
- (6) 运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，方可使用。
- (7) 运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。
- (8) 运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

(9) 运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

7.6.8 火灾爆炸事故风险防范措施

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

(2) 采气井场、站场设置明显的禁止烟火标志。

(3) 在井场、天然气处理厂设置可燃气体报警装置用于紧急情况发生时保护人员及设备安全。可燃气体检测报警仪的设置符合《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》(GB50493-2019)的要求。在单井管线和天然气外输管线设置压力、流量等检测系统，及时了解危险物质的状态信息，避免重大事故的发生。

(4) 天然气处理厂内设置有事故水池，大小为20m×20m×4m。

(5) 凝析油拉运时应明确罐车运输路线，加强运输过程的全程跟踪，一旦发生环境风险事故，立即启动环境应急预案。运输车辆严格按照当地道路限速行车，严禁超速，防范运输过程中环境风险事故发生。

(6) 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。定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

7.6.9 环境管理措施

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

(1) 对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

(2) 加强各级干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落实到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

(3) 经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

(4) 本工程实施后，将本工程相关工程纳入新疆油田分公司采气一厂环境风险应急预案中。

7.6.10 环境风险应急预案

呼探1区块隶属于中国石油新疆油田分公司采气一厂管理，采气一厂于2024年8月完成了《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事件专项应急预案》的编制工作，并于2024年8月29日取得昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局备案（备案编号：652323-2024-023-M），定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次区块建设内容突发环境事件应急预案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现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

具体修编内容如下：

①适用范围

将本工程实施区域纳入采气一厂整体预案，包括井场、天然气处理厂、单井管线、外输管线。

②环境事件分类与分级

本工程可能发生的环境事件见前节7.5环境风险分析。

按照突发环境事件严重性、紧急程度和可能波及的范围，突发环境事件的预警分为三级，预警级别由低到高，颜色依次为蓝色、黄色、橙色。根据事态的发展情况和采取措施的效果，预警颜色可以升级、降级或者解除。橙色预警需要采气一厂请求新疆油田公司、属地政府部门的力量进行救援；黄色预警需要采气一厂应急领导小组和承包商的力量进行应对救援；蓝色预警需要应急办公室力量足以进行应对救援。本工程为天然气开采项目，项目生产工艺及设施与采气一厂现有工程基本一致，预警条件按现有应急预案执行。

① 组织机构与职责

在井场、天然气处理厂设置可燃气体报警装置用于紧急情况发生时保护人员及设备安全。可燃气体检测报警仪的设置符合《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》（GB50493-2019）的要求。在单井管线和天然气外输管线设置压力、流量等检测系统，及时了解危险物质的状态信息，避免重大事故的发生。

预警条件、预警报告流程、预警相应及预警解除要求与现有应急预案保持一致，具体执行由现场综合保障组负责。

⑤应急保障和善后处置

※应急队伍

内部能力：依托相关承包商建立管道抢维修、设备抢维修、自控抢维修等专业抢险队伍，为应急救援提供队伍保障。建立有应急物资库房，按要求储备应急物资，并根据应急演练和抢险评估结果及时进行补充，为应急救援提供资源保障。

外部能力：可依托呼图壁储气库作业区运输、人员、救治以及救援部分物资等。

当事故扩大化需要外部力量救援时，从呼图壁县政府等相邻部门，发布支援求助，请求调动相关政府部门进行全力支持和救护。

※应急资料

应急时可能用到的资料主要有：

1) 天然气处理厂平面布置图、工艺流程图、单井管线和外输天然气管线走向图、应急疏散线路图、气象资料、危险化学品安全技术说明书等。存放地点于采气一厂资料室，由资料保管员统一管理，天然气处理厂值班室应设档案柜，用于存放上述资料的备份，便于现场取用；

2) 应急人员联系电话；

3) 外部单位联系电话；

4) 新疆油田公司、采气一厂、天然气处理厂值班室、呼图壁县政府、昌吉州生态环境局呼图壁县分局以及呼图壁县安监局等部门电话；

5) 突发环境事件应急预案。

※应急物资

通常现场必需的应急设备与工具如下：

- 1) 灭火设备：便携式灭火器等。
- 2) 危险物质泄漏控制设备：泄漏控制工具、封堵设备、解除封堵设备等。
- 3) 个人防护设备：防护服、手套、靴子、呼吸保护装置等。
- 4) 通信联络设备：移动电话等。
- 5) 医疗支持设备：急救箱等。
- 6) 相关资料：工艺文件、行动计划、材料清单、事故分析和报告、地图图纸等。

※善后处置

善后处理工作应在现场应急指挥部统一指挥下，由各有关部门组织实施，各有关部门要组织力量全面开展污染事故善后处理工作，及时收集、清理和处理污染物，对污染事故做出评估，制定恢复计划，并迅速实施。安全环保科监督有关部门清理环境污染事故造成的污染，避免二次污染产生。对于造成生态破坏的环境污染事故，应在事故处理后进行生态监测，并视生态破坏的严重程度，酌情采取相应的生态修复措施。

⑥预案管理与演练

预案管理沿用现有应急预案管理要求，演练频次与现有应急预案保持一致。具体工作执行交由现场综合保障组。

7.6.11 现有环境风险防范措施的有效性分析

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。

7.7 风险评价结论

(1) 本工程涉及的风险物质为凝析油、天然气、柴油、甲醇。钻井期间风险单元为井场柴油储罐；运营期风险单元为天然气处理装置、凝析油储罐、单井

采气管线、井场移动式甲醇加注撬、天然气外输管道。项目发生事故的类型主要为天然气处理厂凝析油储罐、天然气外输管道泄漏和火灾爆炸。

(2) 项目建设位置远离城镇和人口聚集区，评价范围内环境敏感目标较少，主要为危险源附近的工作人员，长输管线周边 200m 范围内，沿途平均每千米管段人口数小于 100 人，项目环境风险潜势最高为 III 级。

(3) 天然气处理厂发生最大可信事故情形下，影响范围主要为储罐邻近区域的工作人员，天然气外输管线泄漏发生最大可信事故情形下，影响范围内没有环境敏感点，沿途未经过人口聚居区域。

(4) 本工程在设计过程中充分考虑了防爆、防火措施及设施，同时，设计及施工过程将严格按照国家及行业有关标准、规范进行。

(5) 只要在项目运营过程中，严格环境风险管理，环境风险为可接受水平。

本工程环境风险自查表见表 7.7-1。

表 7.7-1 本工程环境风险评价自查表

工作内容		完成情况					
风险调查	危险物质	名称	天然气（采气管线、凝析油（采气管线、天然气处理装置、外输管线）	凝析油（采气管线、天然气处理装置和储罐区	柴油（钻井期柴油储罐）	甲醇（井场移动式加注撬）	
		存在总量/t	48.66	3347.74	18	1.27	
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 ≤ 500 人			5km 范围内人口数 ≤ 1 万人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）			< 100 人	
		地表水	地表水功能敏感性	F1 <input type="checkbox"/>	F2 <input type="checkbox"/>	F3 <input checked="" type="checkbox"/>	
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>	S2 <input type="checkbox"/>	S3 <input checked="" type="checkbox"/>	
	地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>	G2 <input checked="" type="checkbox"/>	G3 <input type="checkbox"/>		
		包气带防污性能	D1 <input checked="" type="checkbox"/>	D2 <input type="checkbox"/>	D3 <input type="checkbox"/>		
	物质及工艺系统危险性	Q 值	Q < 1 <input type="checkbox"/>	1 ≤ Q < 10 <input checked="" type="checkbox"/>	10 ≤ Q < 100 <input type="checkbox"/>	Q > 100 <input type="checkbox"/>	
		M 值	M1 <input type="checkbox"/>	m ² <input type="checkbox"/>	M3 <input checked="" type="checkbox"/>	M4 <input type="checkbox"/>	
P 值		P1 <input type="checkbox"/>	P2 <input type="checkbox"/>	P3 <input type="checkbox"/>	P4 <input checked="" type="checkbox"/>		
环境敏感程度	大气	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>		E3 <input checked="" type="checkbox"/>		
	地表水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>		E3 <input checked="" type="checkbox"/>		
	地下水	E1 <input checked="" type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>		E3 <input type="checkbox"/>		
环境风险潜势	IV ⁺ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input checked="" type="checkbox"/>	II <input type="checkbox"/>	I <input type="checkbox"/>		
评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	简单分析 <input type="checkbox"/>		
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>			易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>		

	环境风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>	
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>		地表水 <input type="checkbox"/>	地下水 <input checked="" type="checkbox"/>
事故情形分析		源强设定方法	计算法 <input checked="" type="checkbox"/>	经验估算法 <input type="checkbox"/>	其他估算法 <input type="checkbox"/>
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>	AFTOx <input checked="" type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>
		预测结果	凝析油储罐火灾次生CO事故	CO毒性终点浓度-1最大远距离为120m	
	天然气外输管线泄漏事故		甲烷浓度达到毒性终点浓度-1的最远距离为200m		
	地表水	最近环境敏感目标/, 到达时间/h			
	地下水	下游厂区边界到达时间/d			
最近环境敏感目标/, 到达时间/d					
重点风险防范措施		(1) 分区防渗。(2) 储罐设置围堰。(3) 处理厂内设置事故池。 (4) 制定企业突发环境事件应急预案并在环境保护管理部门备案。			
评价结论与建议		项目主要的事故类型为天然气处理厂凝析油罐区和天然气长输管线泄露、火灾、爆炸事故, 在采取必要的环境风险防范措施后, 项目环境风险水平是可以接受的。在日常生产过程中企业应强化安全管理, 避免事故的发生。			
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, “___”为填写项。					

8.碳排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算拟建工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

8.1 碳排放分析

8.1.1 碳排放影响因素分析

8.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

（1）燃料燃烧 CO₂ 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO₂ 排放。

拟建工程井场、站场不设置加热炉，不涉及燃料燃烧 CO₂ 排放。

（2）火炬燃烧排放

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

本工程天然气处理厂设置火炬，事故状态下通过火炬点燃，需核算该部分产生的 CO₂ 和 CH₄ 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释

放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程主要为新建一座天然气处理厂，根据原料气组分呼探1区块原料气不含硫，天然气处理工艺中不涉及酸气脱除工艺，因此本工程天然气处理过程只需核算 CH_4 排放量，不核算或 CO_2 气体排放量。

(4) CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程天然气处理厂及井场的泵、压缩机、法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

(5) CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4 。 CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本工程未实施甲烷回收利用。

(6) CO_2 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2 。 CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质埋存或驱油的减排问题。

本工程实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO_2 ，因此该部分回收利用量均为0。

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

本工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

8.1.1.2 温室气体产排节点

本工程生产工艺流程中涉及温室气体的产排节点表 8.1-1 所示。

表 8.1-1 本工程产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	油气处理过程工艺放空排放	天然气处理放空排放	CO ₂	无组织
2	火炬燃烧排放	天然气处理厂火炬燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
3	CH ₄ 逃逸排放	天然气处理厂及井场的泵、压缩机、法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
4	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	--

8.1.2 碳排放量核算

8.1.2.1 碳排放核算边界

本工程碳排放核算边界及核算内容见表 8.1-2 所示。

表 8.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	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	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 工艺放空排放 (2) 火炬燃烧排放 (3) CH ₄ 逃逸排放 (4) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

8.1.2.2 碳排放量核算过程

本工程涉及天然气处理过程工艺放空排放、火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(1) 天然气处理过程工艺放空排放

本工程原料气不含硫，处理工艺不涉及脱酸工艺，只需核算天然气处理过程中 CH₄ 排放量。

$$E_{CH_4\text{-气处理放空}} = Q_{gas} \times EF_{CH_4\text{-气处理放空}}$$

式中，

$E_{CH_4\text{-处理放空}}$ -为天然气处理过程中工艺放空 CH₄，单位为吨 CH₄；

Q_{gas} -为天然气处理量，单位为亿 Nm³；本工程天然气处理量 8.0×10⁸m³/a。

$EF_{CH_4\text{-气处理放空}}$ 为天然气处理过程中工艺放空 CH_4 排放因子，单位为吨 CH_4 /亿 Nm^3 ；

拟建工程天然气处理厂工艺放空排放，相关参数取值见下表。

表 8.1-3 甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

序号	场所	天然气处理量	排放因子	CH_4 排放量
1	天然气处理厂	$8.0 \times 10^8 Nm^3/a$	13.83 吨/亿 Nm^3	110.64t/a

GWP_{CH_4} 为 CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势(GWP)值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21。

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 110.64 吨，折算成 CO_2 排放量为 2323.44 吨。

(2) 事故火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本工程主要核算天然气处理厂事故状态下的火炬燃烧。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH_4 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO_2 及 CH_4 排放。

①计算公式

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

n 为火炬气的各种气体组分， CO_2 除外；

$CC_{\text{非}CO_2}$ 为火炬气中除 CO_2 外的其它含碳化合物的含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

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 0~1，如某含碳化合物的体积浓度为 90%，则 V_n 取 0.9；

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；

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

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

上式中，

j 为事故次数；

$GF_{事故,j}$ 为报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 Nm^3 /小时；

$T_{事故,j}$ 为报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(非CO_2)_j}$ 为第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ，计算方法参见公式；

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；

V_{CH_4} 为事故火炬气中 CH_4 的体积浓度。

②活动水平数据

本工程实施后，事故状态下，火炬燃烧活动水平数据详见表 8.1-4。

表 8.1-4 燃料燃烧 CO_2 排放活动水平数据一览表

项目	排放环节	燃料种类	单位	火炬气流速度
本工程	火炬	天然气燃料	万 Nm^3 /h	10

③排放因子数据

本工程火炬燃烧 CO_2 排放因子见下表。

表 8.1-5 事故火炬燃烧 CO_2 排放因子数据一览表

燃料品种		$CC_{非CO_2}$	单位	OF (碳氧化率)
气体燃料	天然气	5.867	吨碳/万 Nm^3	0.98

④计算结果

根据燃料燃烧 CO_2 排放计算公式，燃料燃烧 CO_2 排放量核算结果见表 8.1-6。

表 8.1-6 事故火炬燃烧 CO_2 排放量核算结果一览表

项目	排放环节	燃料种类	单位	CO_2 排放量
本工程	火炬燃烧	天然气	吨 CO_2	118.4
			吨 CH_4	0.041

(2) CH_4 逃逸排放

2) 天然气开采过程中 CH_4 逃逸排放

①计算公式

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

式中，

$E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ -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-不同的设施类型；

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

$EF_{oil,j}$ -原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /(年·个)；

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

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

②计算结果

本工程为天然气开采，相关参数取值见下表。

表 8.1-7 甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

序号	场所	天然气系统	设施逃逸	个数
1	采气井场	井口装置	2.5 吨/年·个	9

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 22.5 吨，折算成 CO_2 排放量为 472.5 吨。

2) 天然气处理过程中 CH_4 逃逸排放

① 计算公式

$$E_{CH_4\text{-气处理逃逸}} = Q_{gas} \times EF_{CH_4\text{-气处理逃逸}}$$

式中， $E_{CH_4\text{-气处理逃逸}}$ 为天然气处理过程 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

Q_{gas} 为天然气的处理量，单位为亿 Nm^3 ；

$EF_{CH_4\text{-气处理逃逸}}$ 为单位天然气处理量的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /亿 Nm^3 天然气。

② 活动水平数据

本项目天然气处理量为 8 亿 Nm^3/a 。

③ 排放因子数据

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》附录二的表2.2，天然气处理厂的 $EF_{CH_4_气处理逃逸}$ 的 CH_4 逃逸排放因子40.34(吨/亿 Nm^3)。

④ 计算结果

本工程天然气处理过程中 CH_4 逃逸排放量详见表 8.1-8。

表 8.1-8 天然气处理过程中 CH_4 逃逸排放量

天然气处理量 (亿 Nm^3)	$EF_{CH_4_}$	单位	$E_{CH_4_气处理逃逸}$
8	40.34	吨/亿 Nm^3	322.72

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 322.72 吨，折算成 CO_2 排放量为 6777.12 吨。

(4) 净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO_2 排放计算公式

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

式中：

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

$AD_{电力}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时 (MWh)；

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

b. 净购入热力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中：

$E_{CO_2-净热}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{热力}$ 为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{热力}$ 为热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2 /GJ。

② 计算结果

本工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 18260MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO_2 /MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

量为 12181.2t。

(5) 碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，化工企业的 CO₂ 排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{-燃烧}} + E_{GHG\text{-火炬}} + \sum_s (E_{GHG\text{-工艺}} + E_{GHG\text{-逃逸}})_s - R_{CH_4\text{-回收}} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{-回收}} + E_{CO_2\text{-净电}} + E_{CO_2\text{-净热}}$$

式中：

E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2\text{-燃烧}}$ -核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{GHG\text{-火炬}}$ -企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂ 当量；

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

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

S -企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

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

GWP_{CH_4} -CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{CO_2\text{-回收}}$ -企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂。

$E_{CO_2\text{-净电}}$ -报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2\text{-净热}}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂。

按照上述 CO₂ 排放总量计算公式，则拟建工程实施后 CO₂ 排放总量见表 8.1-9 所示。

表 8.1-9 CO₂ 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO ₂ ）	占比（%）
拟建工程	燃料燃烧 CO ₂ 排放	0	0
	事故火炬燃烧排放	118.4	0.01
	天然气处理过程工艺放空排放	2323.44	0.11
	采气过程中 CH ₄ 逃逸排放	472.5	0.02
	天然气处理过程 CH ₄ 逃逸排放	6777.12	0.31

	CH ₄ 回收利用量	0	0
	CO ₂ 回收利用量	0	0
	净购入电力、热力隐含的CO ₂ 排放	12181.2	0.56
	合计	21872.66	100

由上表 8.1-8 分析可知，拟建工程 CO₂ 总排放量为 21872.66t。

8.2 减污降碳措施

本工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

8.2.1 厂内外运输减污降碳措施分析

(1) 项目在总图布置时，根据工艺生产的需要，按照工艺流向布置，物料顺行，合理分配运输量，减少物流，减少折返、迂回以及货物的重复装卸和搬运，减少厂内运输货物周转量，缩短运输距离，从而减少厂区内运输车辆、非道路移动机械等移动设备燃烧产生的 CO₂ 排放量。

(2) 工艺设备和构筑物合理布局，水泵房、变配电设施等均设置在负荷中心，减少电力等能源输送损耗，减少电力隐含的 CO₂ 排放量。

(3) 项目大宗物料主要采用国六标准汽车运输，可减少公路汽车运输 CO₂ 排放量。

8.2.2 工艺技术减污降碳措施分析

本工程天然气处理厂生产工艺采用自动控制技术，反应器压力全自动智能分析和控制，不需要人工干预和经常整定调节参数。实现电加热过程自动控制，最终节约用电、提高产品质量、减少现场作业人员的目的。

本工程井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

8.2.3 电气设施减污降碳措施

本工程在电气设备设施上采用了多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的CO₂排放量。具体措施主要有：

(1) 根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

(2) 选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达0.95以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

(3) 选用节能型干式变压器，能效等级为1级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

(4) 各种电力设备均选用能效等级为1级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

(5) 负载变化较大的风机、泵类采用变频器调速控制，进一步降低能耗。

8.2.4 碳排放控制管理

建立三级能源及碳排放管理组织机构，对全厂能源及碳排放管理实行三级管理，并制定能源及碳排放管理制度。成立能源及碳排放管理领导小组，全面领导公司的节能工作，实施全厂能源及碳排放管理的基本任务，统筹、综合、协调、管理企业的各项节能工作；能源及碳排放管理领导小组下设能源及碳排放管理办公室，作为能源及碳排放管理的日常办事机构，设立专（兼）职能源及碳排放管理人员，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；各部门设有专职管理人员，负责具体实施公司下达的各项能源及碳排放任务，并负责将相关情况上报能源及碳排放管理办公室。公司能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

设置能源计量处，负责贯彻执行上级有关规定，加强管理、统一量值，公司制定有《计量管理制度》，对相关用能点的计量器具配备情况进行强制要求，还对计量技术档案管理、计量器具流转制度、计量器具周期检定制度等作出明确规定，并对能源计量器具的精度和检测率提出了明确的要求。

加强对各部门能源消耗进行统计，建立能源消耗平衡表，从而提出技术上和管理上的节能改进措施，不断提高能源管理水平。制定先进的、合理的能耗定额，确保定额考核的严肃性和科学性。制定《能源统计管理制度》，制度规定由能源管理办公室建立能源统计台账，定期开展能源消耗统计、分析、核查工作，并将统计数据按要求上报上级节能主管部门。规定各种能源原始记录要完整、齐全，统计数据要真实、准确、完整、及时，同时为企业碳排放活动水平统计提供依据。

8.3 碳排放评价结论及建议

8.3.1 碳排放评价结论

本工程建设符合碳排放相关政策要求，工程实施后 CO₂ 总排放量为 21872.66t。在厂内外运输、工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放。综上分析，本工程碳排放水平可接受。

8.3.2 碳排放建议

(1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平。

(2) 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量。

(3) 积极开展碳捕获、利用与封存 (CCUS) 技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

9 环境管理、监测与 HSE 管理体系

环境管理是企业的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

9.1 环境管理机构

9.1.1 决策机构

本工程的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油新疆油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，工程的环保管理机构采气一厂设安全环保质量部，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油新疆油田分公司开发公司负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调地面工程的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

9.1.2 实施与管理机构

新疆油田公司安全环保质量处负责全公司环境保护的监督管理，负责制定相关环境保护规划、制度，下发环境保护相关文件，执行上级集团及公司环境保护重大决策，落实政府环境保护管理部门相关要求。中石油集团下发 HSE 考核体系及指标，对公司及各二级单位进行 HSE 考核。

目前，新疆油田公司项目管理流程为：项目建设立项从二级单位发起，依次报地面建设处、投资发展处，上报总部审批后实施；安全环保项目由安全环保处审查后，报投资发展部，上报总部审批；项目经总部批准后，下发投资发展处，依次下发地面建设处建设，竣工后，由采气一厂负责运行。

地面工程项目由地面建设处外委设计院设计、勘探研究院负责气藏、地质等方面的研究、设计，工程技术研究院负责钻井方案的设计。相关设计包含环境保护工程的设计。

项目建设由开发公司组织实施，负责组织开展环评，项目竣工后，由开发公司负责组织环境保护验收。

验收合格后，由采气一厂负责运行，同时负责运行过程的环境保护管理。

新疆油田公司对油气田“三废”的防治，以属地管理为主，各采油（气）厂产生的生产废水、生活污水均由采油（气）厂自行处置，固废（含油污泥、废弃泥浆）及公共设施“三废”的处理处置交由第三次处置，主要以合同形式约定相关环保责任，公司对第三方处置单位下达环境保护考核指标，油田服务中心负责落实、分解管辖区内的相关考核指标。

各采油（气）厂为新疆油田分公司下属二级单位，均设QHSE管理科，负责落实集团及分公司环境保护管理要求及规定，本项目建成运营后由新疆油田分公司采气一厂负责生产运行管理。

9.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审批该项目的环评执行标准，审查该项目的环评报告书，指导昌吉回族自治州生态环境局和呼图壁县分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

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是具体负责环境管理的职能机构，监督辖区内油田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

9.2 开发期环境管理及监测

9.2.1 承包方的环境管理

本工程开发在对施工承包方管理上应按照HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图8.2-1。

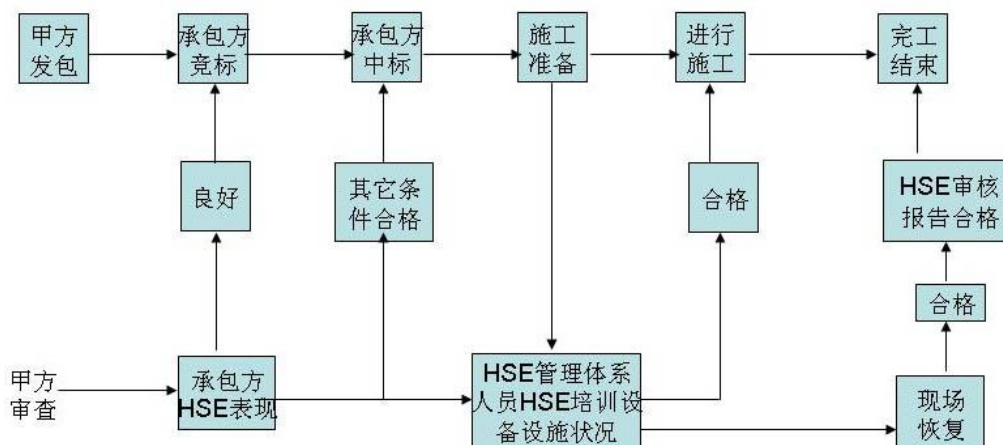


图 9.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

(1) 分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

(2) 对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方生态环境管理部门，批准后方可开工。

(3) 对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

(4) 根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

9.2.2 地面工程建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对井场、管道沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

9.2.3 施工期环境监理

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本工程充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由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，确保本工程的建设符合有关环保法律法规的要求。

(1) 环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地生态环境管理部门的要求和环境标准。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油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及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

(3) 环境监理范围

①管道工程

本工程管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围。

②井场、站场

井场、站场环境监理的范围即为工程扰动的范围。

(4) 环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，运输车辆的声环境控制措施，施工土方量等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、恢复方案进行监理。

②试运营期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

环境监理工作计划及重点见表 9.2-1。

表 9.2-1 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、站场	①井位、站场布设是否满足环评要求； ②井场、站场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； ③施工作业是否超越了限定范围； ④废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位

2	管沟开挖现场	①集输线路是否满足环评要求； ②施工作业是否超越了作业带宽度； ③挖土方放置是否符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； ④施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑤施工完成后是否进行了清理。	
3	道路建设现场	①施工作业是否超越了限定范围； ②临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施； ③施工人员是否按操作规程及相关规定作业。	各项环保措施落实到位
4	其它	①施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复、防沙治沙、水土保持措施； ②施工季节是否合适； ③有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

9.3 运营期环境管理及监测

9.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.3-1。

表 9.3-1 项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	建设单位	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
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和正常运行； ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放 ③检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染 ④检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放	建设单位	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
3	环境监测管理	①组织废气污染源无组织排放厂界监测，防止废气影响 ②组织地下水环境监测，防止水环境污染 ③组织厂界环境噪声监测，防止厂界超标	建设单位	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
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	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

(1) 日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

定时定点做好环境监测，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

在生产过程中，采出水进入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）中的有关标准后回注。

废气污染源的控制是重点加强油气处理和集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

——加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

——落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提

高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

由于本工程在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境（非甲烷总烃）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。

为了监控气田开发对地下水（主要为潜层地下水）的影响情况，应设置地下水监控井，并定期检测。结合呼探1区块群整体方案，在项目区上游地区处设1眼地下水背景（或对照）监控井，重点污染防治区附近设置1眼地下水污染监控井，项目区下游布设1眼地下水污染监控井，监测点充分依托呼探1区块已有监测井。地下水污染监控井的建设和管理应符合《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的规定。

9.3.2 运营期环境监测计划

根据本工程生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本工程的监测计划。环境监测计划见表9.3-2。

表 9.3-2 运营期环境监测计划

监测类型	监测对象	监测频率	监测点	监测因子	执行标准	监测时间	监测单位
------	------	------	-----	------	------	------	------

污染源	无组织废气	1次/年	天然气处理厂厂界	NMHC	GB39728-2020	竣工验收后开始	委托监测或建设单位自行监测
	噪声	4次/年	井场、天然气处理厂厂界四周	等效连续A声级	GB12348-2008中2类		
环境质量现状	地下水环境质量跟踪监测计划	每年采样2次。	布设不少于3个地下水监测点	水温、溶解氧、嗅和味、肉眼可见物、pH、耗氧量、溶解性总固体、电导率、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、氯化物、硫酸盐、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、硫化物、石油类、氨氮、挥发性酚类、氟化物等。	GB/T14848-2017 III类；石油类参照GB3838-2002 III类	竣工验收后开始	委托监测或建设单位自行监测
	土壤环境质量跟踪监测计划	1次/每年	场站装置区、罐区等易受污染区域非硬化场地	石油烃	GB36600-2018/ GB15618-2018		
	生态环境	3-5年一次	项目区及管线周围	检查井场、站场和管道沿线生态恢复情况	/		

9.3.3 污染物排放清单

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 9.3-3。

本工程符合环境准入要求。建设单位应根据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84号）要求，在发生实际排污行为之前，按照国家环境保护相关法律法规以及排污许可证申请与核发技术规范要求申请排污许可证，不得无证排污或不按证排污。

表 9.3-3 运营期污染物排放汇总

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况		总量指标(t/a)	执行标准(mg/m ³)	环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段h/a	排放浓度(mg/m ³)			
		无组织废气	管道密闭输送, 加强阀门、机泵的检修与维护, 从源头减少泄露产生的无组织废气。	—	非甲烷总烃	8000	/	2.198	非甲烷总烃≤4.0	
		温室气体	降低抽油机井工作能耗, 加强油气技术管道密闭性能, 开发清洁能源替代现有能源等, 从而减少温室气体排放。	—	甲烷	8000	/	21872.66t	/	/
类别	污染源	污染因子	处理措施			处理后浓度(mg/L)	排放去向	总量控制指标(t/a)	执行标准(mg/L)	环境监测要求
废水	采出水、井下作业废水和处理厂生产检修废水	SS、COD、石油类、挥发酚	采出水、井下作业废水和生产检修废水分别采用专用罐拉运至采油二厂 81#联合站处理。			—	不外排	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
类别	噪声源		污染因子	治理措施	处理效果	执行标准		环境监测要求		
噪声	井下作业(修井、洗井等)		L _{eq}	选用低噪声设备, 采取减振、隔声、消声等降噪措施	厂界达标	厂界昼间≤60dB(A); 夜间≤50dB(A)		《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准		
	井口装置		L _{eq}							
	天然气处理厂内设备装置		L _{eq}							
序号	污染源名称		固废类别	处理措施						
固废	油泥(砂)、废脱汞剂、废滤芯、清管废渣、废防渗膜、废润滑油等		危险废物	收集后委托有危废处置资质单位接收处置。						
	落地油		/	井下作业时带罐作业, 落地油 100%回收。						
环境风险防范措施			严格按照风险预案中相关规定执行							

9.3.4 环境管理要求

(1) 环境管理机构

采气一厂设有安全生产委员会和质量安全环保科,安全生产委员统一领导作业区环境保护工作,质量安全环保科是作业区环境保护综合管理部门;采气一厂负责人是作业区环境保护第一责任人,全面负责本单位的环境保护工作;采气一厂安全总监负责作业区环境保护工作,其他分管领导负责分管业务范围内的环境保护工作。采气一厂各单位负责人是本单位环境保护第一责任人,全面负责本单位的环境保护工作。

(2) 环境管理制度

作业区开发建设过程中依托新疆油田公司环境管理上建立了健康、安全与环境管理体系(HSE管理体系),成立了HSE委员会;采气一厂制定了《新疆油田分公司采气一厂环境保护管理办法》、《新疆油田分公司采气一厂健康、安全与环境(HSE)考核办法》、《新疆油田分公司采气一厂危险化学品安全管理办法》,并对隐患排查、固体废物及土壤管理制定相应的管理办法。

(3) 管理要求

①应建立环境管理台账制度,一般工业固体废物环境管理台账记录应符合《一般工业固体废物管理台账制定指南(试行)》等生态环境部规定的一般工业固体废物环境管理台账的相关标准及管理文件要求;危险废物环境管理台账记录应符合《危险废物产生单位管理计划制订指南》等标准及管理文件的相关要求。

②按要求领取排污许可证,按证排污,依法定期提交排污许可证执行报告。根据《环境保护档案管理规范环境监察》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范总则》,进一步建立完善环境管理文件和档案管理制度,明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等。

③按照排污许可证要求定期开展信息公开。

④施工期管理主要针对污水的环境保护处理措施,汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施,运输车辆的声环境控制措施,施工土方量等固体废物主要

处置措施，进行环境管理，必要时采取旁站的形式完成管理工作。另外，还应对管道、场站、道路等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、恢复方案进行管理。

⑤运营期主要从环保设施的运行情况，防止闲置和不正常运行；各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放；各废水排污口的排放情况，防止废水漫流或超标排放；检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染；检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放和运营期环境监测进行环境管理

⑥服务期满主要从封井、拆除地面设施和井场清理产生少量扬尘和建筑垃圾，以及生态恢复情况进行环境管理。

(4) 信息公开内容及要求

根据《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令 24 号，自 2022 年 2 月 8 日起施行），中国石油新疆油田分公司属于重点排污单位，应当建立健全环境信息依法披露管理制度，规范工作规程，明确工作职责，建立准确的环境信息管理台账，妥善保存相关原始记录，科学统计归集相关环境信息。

按照《企业环境信息依法披露管理办法》中要求的披露内容和时限，中国石油新疆油田分公司应在每年 3 月 15 日前，按照准则编制年度环境信息依法披露报告和临时环境信息依法披露报告，披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息，并上传至企业环境信息依法披露系统。披露内容应当包括：

①企业基本信息，包括企业生产和生态环境保护等方面的基础信息；

②企业环境管理信息，包括生态环境行政许可、环境保护税、环境污染责任保险、环保信用评价等方面的信息；

③污染物产生、治理与排放信息，包括污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；

④碳排放信息，包括排放量、排放设施等方面的信息；

⑤生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等方面的信息；

⑥生态环境违法信息；

⑦本年度临时环境信息依法披露情况；

⑧法律法规规定的其他环境信息。

披露内容全面的同时，披露环境信息所使用的相关数据及表述应当符合环境监测、环境统计等方面的标准和技术规范要求，优先使用符合国家监测规范的污染物监测数据、排污许可证执行报告数据等。

(5) 危险废物环境管理要求

①分类管理

1) 本工程运营期的危险废物为油泥砂、废脱汞剂、废滤芯、清管废渣、废润滑油、废防渗膜等，其中 HW08 类危废产生量较大，采气一厂属于危险废物环境重点监管单位。根据《排污单位污染物排放口二维码标识技术规范》

(HJ1297-023) 相关要求，新建天然气处理厂污染物排放口、固定污染源应设置二维码，且一个排放口/固定污染源对应一个二维码，若排放口被注销或弃用，则废止其二维码，不得重新赋予其他排放口/固定污染源；二维码标识一经赋予，在其排污许可证信息存续期间，固定污染源代码、排放口代码等信息均保持不变，二维码标识也保持不变。

二维码标识用于快速识别许可证载明的排放口，并查找相应的基本信息、许可事项、管理要求等数据，实现有效的信息管理与监督执法应用。

2) 本工程产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)、《危险废物识别标志设置技术规范》

(HJ1276—2022) 中相关管理要求，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)等有关规定。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

b. 危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.7-1 所示；

c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.7-2 所示；

d. 装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间；

危险分类	符号	危险分类	符号
Explosive 爆炸性 黑色字 橙色底		Toxic 有毒	
Flammable 易燃 黑色字 红色底		Harmful 有害	
Oxidizing 助燃 黑色字 黄色底		Corrosive 腐蚀性	
Irritant 刺激性		Asbestos 石棉	

图 9.3-1 危险废物类别标识示意图

危险废物	
废物名称:	危险特性
废物类别:	
废物代码: 废物形态:	
主要成分:	
有害成分:	
注意事项:	
数字识别码:	
产生/收集单位:	
联系人和联系方式:	
产生日期: 废物重量:	
备注:	

图 9.3-2 危险废物相关信息标签

②制定危险废物管理计划

采气一厂应当于每年3月31日前通过国家危险废物信息管理系统在线填写并提交当年度的危险废物管理计划,由国家危险废物信息管理系统自动生成备案编号和回执,完成备案。

采气一厂应当制定危险废物的流向、贮存、利用、处置等有关信息,并通过国家危险废物信息管理系统向当地生态环境主管部门备案,包括单位基本信息、设施信息、危险废物产生情况信息、危险废物贮存情况信息、危险废物自行利用/处置情况信息、危险废物减量化计划和措施、危险废物转移情况信息。

③制定危险废物管理台账

采气一厂根据危险废物产生、贮存、利用、处置等环节的动态流向,如实建立各环节的危险废物管理台账,保存时间原则上应存档5年以上。

④危险废物申报

采气一厂应定期通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。采气一厂属于危险废物环境重点监管单位,应当按月度 and 年度申报危险废物有关资料,且于每月15日前和每年3月31日前分别完成上一月度和上一年度的申报。

(6) 一般工业固体废物管理要求

本工程施工期主要一般工业固体废物有水基钻井岩屑和泥浆以及施工废料。钻井队应制定一般工业固体废物管理台账,如实记录一般工业固废的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。明确固体废物产生部门、贮存部门、自行利用部门和自行处置部门负责人,为固体废物产生设施、贮存设施、自行利用设施和自行处置设施编码。确定接受委托的利用处置单位。委托他人利用、处置的,应当按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》第三十七条要求,选择有资格、有能力的利用处置单位。

一般工业固体废物管理台账实施分级管理。附表1至附表3为必填信息,主要用于记录固体废物的基础信息及流向信息,所有产废单位均应当填写。附表1按年填写、附表2按月填写、附表3按批次填写,附表4至附表7为选填信息,主要用于记录固体废物在产废单位内部的贮存、利用、处置等信息。产废单位应

当设立专人负责台账的管理与归档，一般工业固体废物管理台账保存期限不少于5年。

9.3.5“三同时”验收

(1) 环境工程设计

①必须按照环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

(2) 环境设施验收建议

①验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

②验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，中国石油新疆油田分公司应当按照生态环境主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。中国石油新疆油田分公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

中国石油新疆油田分公司对项目进行自主验收，中国石油新疆油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，中国石油新疆油田分公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，中国石油新疆油田分公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

③建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 9.3-4。

表 9.3-4 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	验收标准
施工期						
生态	1	生态恢复	严格控制作业带宽度 管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土	--	临时占地恢复到之前状态	《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》(HJ612-2011)
	2	水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗等水土保持宣传牌	--	防止水土流失	
	3	防沙治沙	永久占地铺设砾石；施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围	--	防止土地沙化	
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	--	--	--
	2	钻井机械、运输车辆产生的燃油废气	使用合格燃料，加强施工管理	--	--	--
	3	测试放喷废气	测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃	--	--	--
	4	储层改造废气	压裂液、废压裂返排液使用密闭罐存放	--	--	--
废水	1	试压废水	循环利用	--	不外排	--
	2	钻井废水	采用不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备	--	不外排	
	3	生活污水	排入生活污水池暂存，定期拉运至呼图壁县丰泉污水处理厂处理	--	不外排	
噪声	1	吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间。	--	--	--
固废	1	施工土方	全部用于管沟和井场回填。	--	--	--
	2	施工废料	部分回收利用，剩余收集后运至当地政府指定填埋场进行处置。	--	--	--

	3	泥浆	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备；分离后的固相暂存于岩屑储罐，委托第三方处置单位进行处理，处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后综合利用。检测不合格的岩屑委托有处置能力的第三方单位进行进一步处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用限值后综合利用。	--	--	--
	4	岩屑	集中收集后拉运至呼图壁县生活垃圾填埋场进行处置。	--	--	--
	5	生活垃圾	委托有相应危废处置资质单位接收处置	--	--	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
	6	机械设备废油和含油废弃物、废烧碱包装袋				
运营期						
类别	序号	污染源	环保措施	台（套）	治理效果	验收标准
废气	1	天然气处理厂无组织废气	储罐采用内浮顶罐储存，装车采用气相平衡；密闭管道、阀门的检修和维护。	—	场界非甲烷总烃 ≤4.0mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；
	2	井场无组织废气	密闭管道、阀门的检修和维护。	-		
废水	1	采出水	采出水罐车拉运至81#联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层，不外排。	--	不外排	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）
	2	井下作业废水	采用专用废水回收罐收集，运至81#联合站处理。	--	不外排	
	3	处理厂生产检修废水	排入生产检修废水池，定期罐车拉运至81#联合站处理。	--	不外排	
噪声	1	井场、站场	基础减震	—	场界达标： 昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）

						2类区排放限值
固废	1	油泥(砂)、废脱汞剂、废滤芯、清管废渣、废防渗膜、废润滑油	委托有资质单位接收处置。	--	--	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)
防渗	1	分区防渗 井场、站场永久占地	重点防渗、一般防渗和简单防渗	-	-	-
	2	管道防腐、保温	管道自身属材质防腐,无需对管道增加内外防腐涂层。油区单井保温层均采用30mm橡塑海绵,集输管道保温层均采用30mm硬质聚氨酯泡沫塑料,防护层均采用2mm高密度聚乙烯塑料	*	防腐、保温性能良好	-
风险防范措施		天然气处理厂、井场	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌。	--	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	—
环境管理与监测	1	排污口规范化	按照《排污口规范化整治技术要求(试行)》《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置。	--	--	保证实施
	2	天然气处理厂、井场	按照监测计划,委托有监测资质的单位开展监测。	--	--	污染源达标排放
	3	环境影响后评价	根据《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》等文件组织开展环境影响后评价。	--	--	保证实施
退役期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	--	--	--
噪声	1	车辆	合理安排作业时间。	--	--	--
固废	1	废弃管线、废弃建筑垃圾	收集后拉运至当地政府指定填埋场进行处置。	--	妥善处置不外排	--
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理,恢复原有自然状况。	--	恢复原貌	《废弃井封井回填技术指南(试行)》

9.4 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162号）要求，项目正式投产或运营后，每3~5年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

因此，项目正式投产或运营后，可纳入呼图壁气田呼探 1 区块开发区块整体开展环境影响后评价工作。

10. 结论与建议

10.1 项目概况

本工程位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县境内，东北距呼图壁县城约 8km。呼图壁气田呼探 1 区块白垩系清水河组、侏罗系喀拉扎组气藏构造位于准噶尔盆地南缘冲断带呼图壁背斜带，东部紧邻已开发的呼 2 区块古近系呼图壁气田，临近北疆铁路、乌奎高速公路，交通十分方便。生产运行管理由中国石油新疆油田分公司采气一厂负责。

本工程主要建设内容及规模为：①部署采气井 9 口，包括 6 口新井（呼探 1-001 井、呼探 1-002 井、呼探 1-003 井、呼探 1-004 井、呼探 1-005X 井、呼 103 井）3 口老井（呼探 1 井、呼 101 井、呼 102 井），年产气 $8.0 \times 10^8 \text{m}^3$ 、年产油 $10.22 \times 10^4 \text{t}$ ；②新建一座呼图壁天然气处理厂，采用浅冷处理工艺，设计规模为 1 列 $240 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，天然气处理厂主要包括集气装置、天然气脱汞装置、脱水脱烃装置等主体工艺装置及配套辅助生产设施；③706 分输站进站改造；④新建 7 条采气管线以及 3 条已建采气管线改线，共计 19.5km；⑤新建净化气外输管线起于呼图壁处理厂、止于 706 分输站，长度 20.7km；⑥新建 1 座倒班公寓；配套建设自控、通信、管道防腐、电气、给排水、土建、消防等工程。工程建成后，产品天然气量 $7.97 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，稳定凝析油 $11.29 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ，净化天然气通过新建外输管线输送至 706 分输站进入北疆天然气环网，稳定凝析油通过汽车装车外运至乌石化。

本工程总投资为 156691 万元，其中环保投资 1396 万元，占总投资 0.89%。

10.2 产业政策及规划符合性

(1) 产业政策符合分析

本工程属于陆上天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，“1. 石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”属鼓励类项目。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产业政策。

(2) 政策、法规符合性分析

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

（3）规划符合性分析

本工程属于新疆油田分公司石油天然气开采项目，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》《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》等相关规划要求。

（4）“三线一单”符合性判定

本工程位于昌吉回族自治州呼图壁县呼探1区块内，不在拟定的生态红线范围内；项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列。

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18号）和《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》（昌州政办发〔2021〕41号），本工程所在区域属于呼图壁县一般管控单元（环境管控单元编码为ZH65232330001和昌吉州西部限采区（环境管控单元编码为ZH65232320004）。工程可以满足昌吉州呼图壁县生态环境准入清单一般管控单元和重点管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

10.3 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

本工程评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。根据《新疆生态功能区划》，项目所在区生态功能区属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态功能区II—准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区II5—26、乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区。

(2) 环境空气质量现状

项目所在区域 SO₂、NO₂ 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 的二级标准要求；PM_{2.5}、PM₁₀ 年浓度超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中二级标准限值要求，因此昌吉回族自治州为环境空气质量不达标区。

特征因子补充监测结果表明，评价范围内监测点非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 详解中参考限值；H₂S 小时平均值均未检出，能满足《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值 (10μg/m³) 的浓度限值要求；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。

(3) 水环境质量现状

本工程评价范围内地表水体为呼图壁河，外输管线穿越呼图壁河。根据《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》工程所在段呼图壁河水体功能为农业用水，地表水划分为 III 类功能区。由监测结果可以看出，呼图壁河断面监测项目总氮略有超标，其它各监测项目均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准限值要求。总氮超标原因主要是受当地农业生产施肥所影响。

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。

(4) 声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准要求。

(5) 土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，占地范围内土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，土壤中各项因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 第二类建设用地筛选值标准；占地范围外耕地、草地等土壤环境质量可满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 表 1 中 PH>7.5 其他农用地对应的风险筛选值标准；石油烃含量均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中筛选值第二类标准限值。

10.4 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 10.4-1。

表 10.4-1 污染物产排情况一览表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	井场采气	无组织废气	非甲烷总烃	0.136t/a	0.136t/a	大气
	天然气处理装置	无组织废气	非甲烷总烃	1.1t/a	1.1t/a	
	储存及装卸	无组织废气	非甲烷总烃	0.962t/a	0.962t/a	
	乙二醇再生装置	再生塔尾气	非甲烷总烃	0.45t/a	0	进入厂区燃料气系统
废水	采出水		SS、COD、石油类、挥发酚等	8000m ³	0	分别用罐车拉运采油二厂 81# 联合站污水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022)后回注。
	井下作业废水			342m ³	0	
	生产检修废水			165m ³	0	
	生活污水		SS、COD、氨氮等	950.4m ³	950.4m ³	排入厂区生活污水池，集中拉运至呼图壁丰泉污水处理厂
固体废物	凝析油储罐罐底及生产分离器底部		含油污泥	1.8t/a	0	交由有资质单位进行回收、处置
	天然气处理装置		废脱汞剂	40t/次	0	
			废滤芯	0.2t/a	0	
	井下作业和采气过程		废润滑油	5.45t/a	0	
	修井作业		废防渗膜	2.25t/a	0	
	清管作业		清管废渣	23.1kg/a	0	
员工生产生活		生活垃圾	14.85t/a	14.85t/a	清运至呼图壁县生活垃圾填埋场	
噪声	天然气处理厂、井场设备、井下作业	机械噪声	等效连续 A 声级	40 ~ 110dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

10.5 环境影响预测与分析

10.5.1 生态环境影响分析

本工程建设区域没有自然保护区、风景名胜等生态环境敏感目标。项目位于呼图壁县境内，属于天山北坡诸小河流域重点治理区，建设单位在项目建设和

运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失和防沙治沙防治措施。本工程天然气外输管线临时占用基本农田，开工前需取得征地补偿手续，并按照征地进行“占一补一”。

本工程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在项目区范围内呈点、线状分布，对土壤、植物、农作物和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。气田开发会造成一定生物量损失，区域的生物多样性会有所下降；管线施工作业结束后农田可复垦。由于本区域的野生动物种类少，项目对野生动物的影响较小。因此总体上看本项目的建设对生态环境影响在可接受的范围内。

10.5.2 大气环境影响分析

根据工程分析，本工程施工期废气主要包括井场、站场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。施工期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

生产运营期的大气污染源主要是生产过程中油气集输、处理过程中大气污染物主要是无组织泄漏烃类气体。本工程油气开采、集输和处理采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，储罐采用内浮顶罐，装车采用气相平衡装置可有效减少无组织废气的排放量。根据预测结果可知，无组织非甲烷总烃废气污染物的贡献浓度均较低，占标率较小，不会对大气环境产生明显影响。

综上所述，项目在施工期和运营期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同，施工期是暂时性小范围影响，随施工的结束而消失，运行时期为持续的长期影响，但各废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目的建设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。

10.5.3 声环境影响分析

本工程开发过程中的噪声源主要分为施工期噪声和生产运营期噪声两部分。施工期由于钻井、运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造

成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

生产运营期的噪声主要以天然气处理厂和井场的各类机泵等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。本气田开发建设区域声环境质量现状较好，气田开发建设中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

10.5.4 水环境影响分析

本工程施工期产生的废水主要包括钻井废水、管道试压废水以及施工人员生活污水。本工程钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排，对水环境的影响很小。试压废水用作场地降尘用水。生活污水排入生活污水池，定期拉运至呼图壁县丰泉污水处理厂处理。

运营期的采出水、井下作业废水和天然气处理厂生产检修废水分别采用罐车拉运至采油二厂 81#联合站处理，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）标准中指标后回注，不外排。

为防止污水回注过程中污染表层地下水，要确保回注井套管无破损，固井质量合格，在污水回注的过程中，要加强对注水压力的监控，发现井口压力突然下降应立即停止回注，检查回注井壁套管是否破损。

在非正常情况下，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但由于项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水。正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响，因此，事故情况对地下水环境产生的影响也非常有限。本工程需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

10.5.5 固体废物影响分析

本工程在开发期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、施工废料、清管废渣、施工人员产生的生活垃圾、废油和含油废弃物、施工废弃土石方。

本工程钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备；水基钻井岩屑经不落地设备处理并经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）表1中综合利用限值要求后，可用于油气田勘探区内通井路修路、铺垫井场基础材料；油基钻井岩屑经不落地设备处理后进专用储罐，交由有资质的单位处置。施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地政府指定的建筑垃圾填埋场填埋处置。施工期间施工人员生活垃圾集中收集后运至呼图壁县生活垃圾填埋场进行处置。本工程施工期产生的机械设备废油和含油废弃物收集后委托具有危险废物处置资质的单位接收处置。本工程开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

运营期产生的含油污泥、废脱汞剂、废滤芯、废润滑油、清管废渣、废防渗膜等危废集中收集后交由有相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》，对危险废物实行全过程管理。危废废物临时贮存场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的有关规范进行设计和管理。

固体废物在处置和运行管理中严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《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，则本工程在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

10.5.6 土壤影响分析

正常状况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，正常状况下无土壤污染途径，不会对周围土壤产生影响。非正常状况下，储罐泄漏、管线阀门连接处等发生泄漏，泄漏油品渗入土壤中，对土壤造成污染。

（7）环境风险分析

本工程所涉及的危险物质包括天然气、凝析油、柴油和甲醇，可能发生的风险事故包括井场事故、凝析油储罐泄漏、管线泄漏事故等。凝析油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程提出

的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本工程的环境风险控制可在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守气田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

10.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

(1) 生态保护措施：优化站场布设，管道和道路选线，减少占地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，单井采气管线施工临时占地作业带宽度不得超过8m，外输管线施工宽度控制在12m，减少对地表的碾压。施工期充分利用现有气田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。对站场地表进行水泥硬化或砾石压盖。加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。在道路边、气田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

(2) 大气污染防治措施：本工程集输采用密闭流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对井场、站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。天然气处理厂非正常工况天然气全部进入火炬系统燃烧放空，严禁直接排放；凝析油储罐采用内浮顶罐，周围设置防火堤，装车采用气相平衡装置；定期对集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

(3) 噪声防治措施：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；给机泵等设备加减振垫，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。

(4) 废水防治措施：井下作业带罐作业；采出水、井下作业废水和处理厂生产检修废水分别采用罐车拉运至81#联合站处理达标后回注，不外排。生活污水集中收集后拉运至呼图壁县丰泉污水处理厂。

地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

(5) 固体废物防治措施：本工程运营期产生的油泥（砂）、废脱汞剂、废滤芯、废防渗膜、废润滑油和清管废渣等收集后交由有相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理。

(6) 土壤污染防治措施：加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

(7) 风险防治措施：本工程集输工程中主要风险是天然气处理装置泄漏、储罐泄漏以及管线破坏引起的天然气、凝析油泄漏，做好风险防范工作，防止对周围环境、工作人员人身安全造成的危害。本工程的环境风险防范措施及制定的预案切实可行、有效。在落实风险防范措施、应急预案后，其发生事故的概率较低，其环境危害也是较小的，环境风险水平是可接受的，项目建设可行。

10.7 公众意见采纳情况

本工程公众参与由建设单位新疆油田分公司负责实施，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本工程的相关反馈信息。

10.8 环境影响经济损益分析

本工程具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、站场设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本工程环境保护投资约 1396 万元，环境保护投资占总投资的 0.89%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

10.9 环境管理与监测计划

新疆油田分公司开环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10 结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类“七、石油天然气 1. 石油天然气开采”项目，项目建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采也污染防治技术政策等》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目符合“三线一单”要求；中国石油新疆油田分公司开发公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：本工程符合国家产业政策和新疆经济发展规划，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址选线合理，建设是可行的。