

目 录

1.概述	- 1 -
1.1 建设项目特点	- 1 -
1.2 环境影响评价的工作过程	- 1 -
1.3 分析判定相关情况	- 3 -
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	- 5 -
1.5 环境影响评价的主要结论	- 6 -
2.总则	- 7 -
2.1 评价目的和原则	- 7 -
2.2 编制依据	- 8 -
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	- 11 -
2.4 环境功能区划与评价标准	- 13 -
2.5 评价等级和评价范围	- 18 -
2.6 污染控制目标与环境保护目标	- 25 -
2.7 评价时段和评价重点	- 26 -
2.8 评价方法	- 27 -
3.工程概况与工程分析	- 28 -
3.1 滚动开发区块建设项目	- 28 -
3.2 基本情况	- 30 -
3.3 建设内容	- 33 -
3.4 工程分析	- 44 -
3.5“三本账”	- 56 -
3.6 污染物排放总量控制	- 56 -
3.7 清洁生产水平分析	- 57 -
3.8 相关符合性分析	- 62 -
3.9 选址选线合理性分析	- 89 -
4.环境现状调查与评价	- 91 -
4.1 自然环境概况	- 91 -
4.2 生态环境现状调查与评价	- 93 -

4.3 环境空气质量现状调查与评价	100 -
4.4 地表水环境现状调查与分析	101 -
4.5 地下水环境现状调查与分析	102 -
4.6 声环境现状调查与分析	106 -
4.7 土壤环境现状调查与评价	107 -
5.环境影响预测与评价	112 -
5.1 生态环境影响分析	112 -
5.2 大气环境影响分析	125 -
5.3 声环境影响分析与评价	133 -
5.4 水环境影响分析	138 -
5.5 固体废物影响分析	145 -
5.6 土壤环境影响分析	147 -
5.7 环境风险评价	153 -
5.8 闭井期环境影响分析	169 -
6.环境保护措施及其可行性论证	171 -
6.1 设计期环境保护措施	171 -
6.2 施工期环境保护措施	171 -
6.3 运营期环境保护措施	177 -
6.4 服役期满后环境保护措施	190 -
6.5 生态恢复治理方案	191 -
7.温室气体排放影响评价	196 -
7.1 温室气体排放分析	196 -
7.2 减污降碳措施	203 -
7.3 温室气体排放评价结论及建议	204 -
8.环境影响经济损益分析	205 -
8.1 社会效益和经济效益	205 -
8.2 环境经济损益分析	205 -
8.3 环境经济损益分析结论	207 -
9.环境管理、监测	208 -

9.1 环境管理机构	- 208 -
9.2 开发期环境管理及监测	- 209 -
9.3 运营期环境管理及监测	- 212 -
9.4 环保设施竣工验收管理	- 214 -
9.5 环境影响后评价	- 217 -
10.结论与建议	- 218 -
10.1 项目概况	- 218 -
10.2 符合性结论	- 218 -
10.3 环境质量现状评价结论	- 219 -
10.4 环境影响分析结论	- 219 -
10.5 公众参与	- 222 -
10.6 总结论	- 222 -

附图：

附图 1：评价范围图

附图 2：项目地理位置图

附图 3：项目依托关系位置图

附图 4：项目与生态保护红线关系图

附图 5：喀什地区环境管控单元分布图

附图 6：生态功能区划图

附图 7：土地利用现状图

附图 8：土壤类型分布图

附图 9：植被类型分布图

附图 10：新疆维吾尔自治区 2021 年度水土流失图

附图 11：项目与敏感目标位置关系图

附图 12：现状监测点位图

附件：

附件 1：委托书

附件 2：小海子区块矿权范围

附件 3：新疆维吾尔自治区生态环境厅《关于<中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书>的审查意见》（新环审[2022]147 号）

附件 4：中国石化西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案备案登记表

附件 5：依托工程（巴什托集油站）环评及验收批复

附件 6：环境质量现状监测报告

1.概述

1.1 建设项目特点

BT5 井区属西北油田分公司雅克拉采气厂管辖。雅克拉采气厂是西北油田分公司下属二级单位，管辖 14 个区块，包括大涝坝、雅克拉、雅东、桥古、三道桥、新和-阿北、巴什托、亚松迪、轮台区块、和田玉北、满加尔、孔雀河、外围区块、雅厂零散区块。雅克拉采气厂包含区块众多，较为分散，探矿开发范围涉及行政区划覆盖南疆四地州，行政上隶属于阿克苏地区的库车、新和县，巴州轮台、尉犁县，喀什地区巴楚县，和田地区和田市、洛浦县、墨玉县等境内。

本项目位于 BT5 井区，所在区域行政区隶属喀什地区巴楚县境内，井口距离巴什托集油站 121km，距离中石油和田河天然气处理站 135km，距离玉北井区 163km。BT5 井区地处偏远，周边无依托设施，地貌均为沙漠。

经过勘探开发，BT5 井区油气层段物性较好，测试有望获规模油气。本工程计划部署 2 口钻井 BT5、BT10，改建油田道路 45km，建设拉油流程 1 座，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。项目的实施具有重要的意义，可充分利用 BT5 区块的油气资源，降低运行成本，提高经济效益，便于生产管理，保护生态环境。

1.2 环境影响评价的工作过程

本工程属于陆地石油天然气开采工程，位于喀什地区巴楚县，属于新区块开发。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》、《新疆两区划分成果》（新水水保【2019】4 号）和《新疆维吾尔自治区 2020 年水土流失动态监测数据》（水利部水土保持监测中心、2021 年 4 月），项目所在区域属于水土流失重点治理区，涉及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年）第三条中的环境敏感区。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）中的“五、石油和天然气开采业—7、陆地石油开采—石油开采新区块开发、页岩油开采、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，需编制环境影响报告书，报送自治区生态环境厅审批。

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 12 月 26 日，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司（以下简称“西北油田分公司”）委托新疆威泽环保科技有限公司承担本工程的环境影响评价工作。

新疆威泽环保科技有限公司接受委托后，立即派相关专业技术人员进行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。委托新疆锡水金山环境科技有限公司对本工程区域土壤、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，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响报告书环境影响评价工作程序图见图 1.2-1。

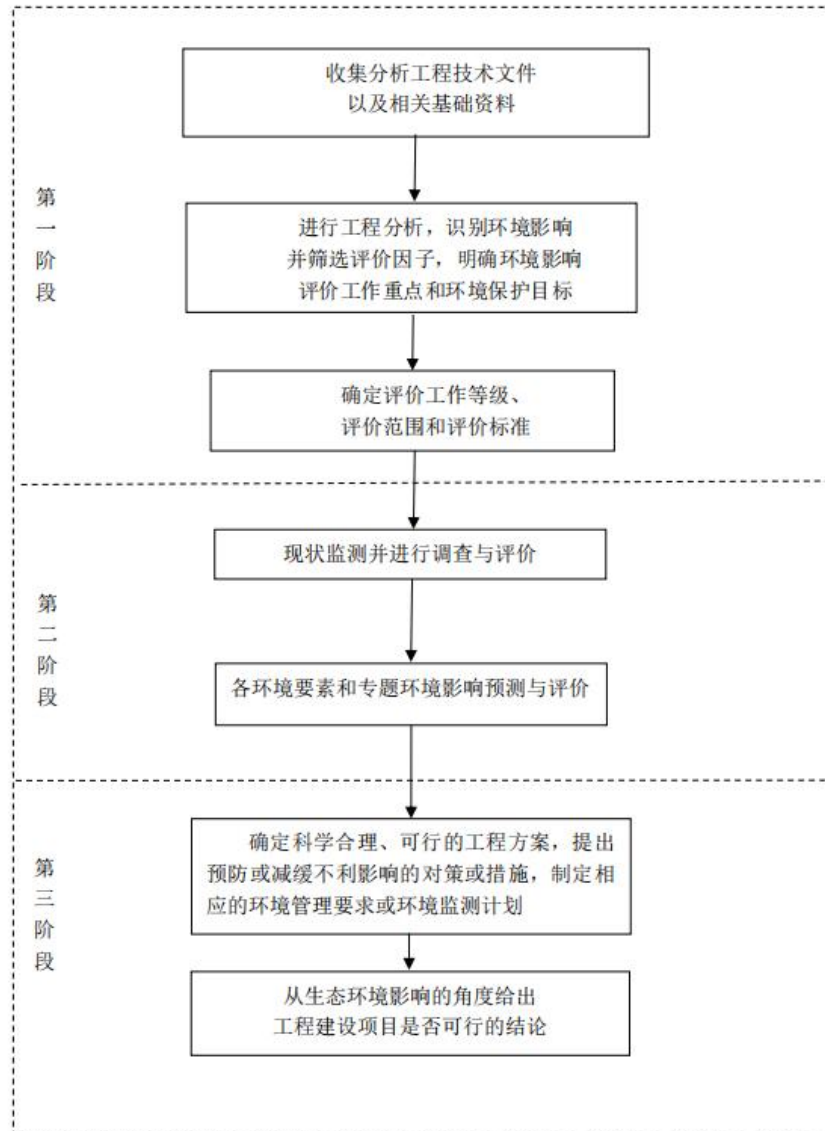


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定结论

本工程属于陆地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”中“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; 2. 油气管网建设: 原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设、技术装备开发与应用”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, 本工程部署 2 口钻井, 改建油田道路 45km, 配套建设其他地面设施, 项目建设符合国家产业政策。

(2) 政策、法律法规符合性判定结论

本工程属于陆地石油天然气开采项目，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）规划符合性判定结论

本工程属于陆地石油天然气开采项目，有助于推进 BT5 井区的油气开发，加大塔里木盆地油气开发力度。符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《喀什地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》《巴楚县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》和《新疆生态环境保护“十四五”规划》相关要求。

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

对照《新疆生态功能区划简表》，本工程所在区域属于Ⅳ塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，Ⅳ3 塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区，68. 塔克拉玛干西部流动沙漠景观生态功能区。本工程占地较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖度、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。

（3）选址选线合理性分析判定结论

本工程为西北油田分公司陆地石油天然气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，本工程内无水源涵养区、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域内等重点保护区域内，符合新疆维吾尔自治区及喀什地区经济发展规划、环保规划。本工程土地利用类型为沙地。项目区周边 5km 范围内无地表水分布，无长期居

住人群。

本工程运营期废气主要为开采过程中排放的无组织挥发烃类，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度出发，认为本工程的选址合理。

（4）三线一单符合性判定结论

本工程位于喀什地区巴楚县、BT5 井区内，不在拟定的生态红线范围内；不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列。

本工程所在区域属于大气环境质量不达标区，项目建设过程中将采取有效的防尘抑尘措施以及水土保持措施，废气排放涉及 VOCs 排放，报告中提出相应措施；拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态的要求，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。

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）、《喀什地区“三线一单”生态环境分区管控方案方案》（阿行署发〔2021〕81 号），本工程位于巴楚县一般管控单元 01（环境管控单元编码为 ZH65313030001）。拟建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；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、喀什地区“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

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及环境影响

本工程为陆地石油天然气开采项目，环境影响主要来源于施工期的井场建设、道路建设等工艺过程，和运营期的采油、井下作业、油气集输等各工艺过程。环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本工程不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、基本农田、基本草原等敏感区，重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发

生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；施工过程中产生的扬尘、施工机械及运输车辆产生的燃油废气、施工废料、土石方等；运行期井场无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢、井下作业废液（洗井液）、采出水、落地油、废防渗膜、废润滑油、油桶等对环境产生的影响。

综上所述，本项目环境影响评价以工程分析、大气、地下水、土壤、生态环境影响分析与评价、拟采取的环境保护措施及环境风险防范措施分析作为本次评价的重点。本次重点保护目标包括：评价范围内的水土流失治理区。

1.5 环境影响评价的主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》“第一类鼓励类”中“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采；2. 油气管网建设：原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设、技术装备开发与应用”属鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《石油天然气开采污染防治技术政策》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规划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；本工程不占用自然保护区、水源保护区、基本农田、基本草原等敏感区，不涉及生态保护红线，工程符合“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。西北油田分公司按照《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。本工程采取了有效的环境保护措施，总体布局合理，在坚持“三同时”原则的基础上，严格执行国家和自治区的环境保护要求，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。本工程生产过程中，资源和能源的消耗指标较低，生产工艺成熟、设备先进，环境管理体系（HSE 管理体系）健全。本工程建设后，排放的各种污染物对周围环境造成的影响较小，不会导致本地区环境质量的下降，环境空气质量、水环境质量、声环境质量可以符合相应的环境功能区划要求。

综上所述，本项目对环境的影响是可接受的，从环境保护的角度看，本项目建设是可行的。本次评价工作得到了各级生态环境主管部门、西北油田分公司等诸多单位的大力支持和帮助，在此一并致谢！

2.总则

2.1 评价目的和原则

2.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查与现状监测，了解项目区的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握本工程油气田所在区域的环境质量和生态现状。

(2) 通过工程分析，明确本工程施工期、运行期和退役期主要污染源、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、运行期及退役期对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

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

(4) 评价本工程对国家产业政策、区域总体发展规划、城市功能区划、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，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为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

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，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 法律法规与条例

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 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2018-01-01
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2021 年）	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（2018 年修正）	13 届人大第 12 次会议	2019-08-26
12	中华人民共和国城乡规划法（2019 年修订）	13 届人大第 10 次会议	2019-04-23
13	中华人民共和国野生动物保护法（2022 年修订）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
14	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大第 15 次会议	2010-10-01
15	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
16	中华人民共和国防沙治沙法	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
17	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
18	中华人民共和国矿产资源法	主席令第 18 号	2009-8-27
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 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 743 号	2021-09-01
5	中华人民共和国自然保护区条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-7
6	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
7	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
8	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-9-10
9	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
10	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
11	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	2023-11-30
三	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	部令第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第 4 号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
4	《产业结构调整指导目录（2024 年本）》	中华人民共和国国家发	2023-2-1

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
		展和改革委员会令第 7 号	
5	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
6	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
7	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
8	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
9	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
10	国家沙化土地封禁保护区管理办法	林沙发〔2015〕66 号	2015-07-01
11	国家沙漠公园管理办法	林沙发〔2017〕104 号	2017-10-01
12	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
13	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
14	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
15	《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T 50434-2018）	住建部 2018 年第 259 号公告	2019-04-01
16	《危险废物排除管理清单》（征求意见稿）	环办便函〔2024〕313 号	2024-09-23
17	关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-4
18	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
19	危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年第 74 号	2021-12-22
20	危险废物转移管理办法	生态环境部令第 23 号	2022-01-01
21	危险废物产生单位管理计划制定指南	环境保护部公告〔2016〕第 7 号	2016-01-26
22	企业环境信息依法披露管理办法	部令第 24 号	2022-02-08
23	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
24	《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011 年修订）	国务院令第 120 号	2011-01-8
25	《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》	林沙发〔2013〕136 号	2013-8-26
26	《固体废物分类与代码目录》	（生态环境部公告 2024 年第 4 号）	2024-05-01
27	《固体废物污染环境防治信息发布指南》	（环办固体函〔2024〕37 号）	2024-02-04
四	地方法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4 号	2019-01-21
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 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	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
5	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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
6	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194号	2002-12
7	新疆维吾尔自治区生态功能区划	新政函〔2005〕96号	2005-07-14
8	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35号	2014-04-17
9	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21号	2016-01-29
10	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25号	2017-03-01
11	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）	新环环评发〔2024〕93号	2024-06-13
12	新疆维吾尔自治区生态环境保护“十四五”规划	自治区党委、自治区人民政府	2021-12-24
14	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	13届人大第7次会议	2019-01-01
13	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
14	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
15	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发〔2018〕23号	2018-09-04
16	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
17	新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案	新政发〔2021〕18号	2021-02-22
18	新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求	新环环评发〔2021〕162号	2021-07-26
19	喀什地区“三线一单”生态环境分区管控方案	阿行署发〔2021〕81号	2021-07-10
20	《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》的通知	新环环评发〔2020〕142号	2020-7-30
21	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
22	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）发改委公告	2009年第3号	2009-02-19
23	废弃井封井回填技术指南（试行）	环办土壤函〔2020〕72号	2020-02-20
24	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012年第18号	2012-03-17
25	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	2017年第43号	2017-10-01
26	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	2022-9-26
27	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
28	《“十三五”控制温室气体排放工作方案》	国发[2016]61号	-
29	《碳排放权交易管理暂行条例》	中华人民共和国国务院令 第775号	2024年5月1日
30	《关于组织开展重点企业事业单位温室气体排放报告工作的通知》	（发改气候[2014]63号）	2014-3-16
31	《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》	发改委	-

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	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
10	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
11	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	2011-06-01
12	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
13	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准	GB39728-2020	2020-01-01
14	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2020-07-01
15	建设用地土壤污染状况调查技术导则	HJ25.1-2019	2019-12-05
16	建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则	HJ25.2-2019	2019-12-05
17	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环办发 (2018) 20 号	-
18	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
19	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
20	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
21	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
22	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
23	危险废物鉴别标准通则	GB5085.7—2019	2021-01-01

2.2.3 相关文件和技术资料

- (1) 委托书，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司，2024 年 12 月；
- (2) 《BT5 井区探转采工程可行性研究报告》，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司，2024 年 12 月。

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

本工程主要包括井场建设地面工程和开采集输工程等作业内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场及道路建设等地面工程建

设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主。

(1) 施工期

施工期建设工程包括井场地面工程和道路工程，以生态影响为主。

①道路建设

本项目道路建设将破坏道路沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土保持的影响，以及施工扬尘。

②井场建设

新建井场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，施工期间的各种机械、车辆排放的废气，和噪声，施工扬尘和测试放喷废气。施工产生的落地油、含油废物、废防渗膜、废烧碱包装袋、磺化水基泥浆、岩屑，弃土弃渣、施工废料等固体废物，生活污水等，也将对环境产生一定的影响。

(2) 运行期

废气主要产生于油气开采、集输过程中无组织排放的挥发性有机废气、硫化氢，废水主要为采出水、井下作业废水等，固体废物主要为落地油、含油废物、废防渗膜、废润滑油等。

(3) 闭井期

闭井期，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，这期间基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

油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、运行期和退役期环境影响因素识别见表 2.3-1。

表 2.3-1 影响因素识别

环境因素 工程活动		施工期			营运期	闭井期
		井场、 道路建 设	设备安装	材料、废弃物 运输	石油开采及 集输	封井、井场清理
自然环境	环境空气	-2D	--	-1D	-1C	-1D
	地表水	--	--	--	--	--
	地下水	-1D	--	--	-1C	--
	声环境	-2D	-1D	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	-1C	--	--	-1C	--
生 物种	分布范围、种群、数	-1C	--	--	--	--

生态环境		量、种群结构行为等					
	生境	生境面积、质量、连通性等	-1C	--	--	--	--
	生物群落	物种组成、群落结构等	-1C	--	--	--	--
	生态系统完整性	植被覆盖力、生产力、生物量、生态系统功能等	-2C	--	--	-1C	--
	生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度等	-1C	--	--	--	--
	生态敏感区	主要保护对象、生态功能等	--	--	--	--	--
	自然景观	景观多样性、完整性等	-1C	--	--	--	+1C
	自然遗迹	遗迹多样性、完整性等	--	--	--	--	--

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

2、表中数字表示影响的相对程度，“1”表示影响较小，“2”表示影响中等，“3”表示影响较大；

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

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 环境影响评价因子一览表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子	
生态环境	物种：分布范围、种群数量、种群结构、行为等； 生境：生境面积、质量、连通性； 生物群落：物种组成、群落结构； 生态系统：植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能； 生物多样性：物种丰富度、均匀度、优势度； 生态敏感区：主要保护对象、生态功能； 自然景观：景观多样性、完整性	施工期	地表扰动面积及类型、生物量损失、生态系统完整性、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、土壤肥力
		运营期	（1）对项目区域内物种分布范围、种群数量、种群结构、行为等的影响分析 （2）对项目区域内物种组成、群落结构等的影响分析； （3）项目建设对评价区植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能等的影响分析； （4）项目对物种丰富度、均匀度、优势度的影响； （5）项目建设对主要保护对象、生态功能等的影响
土壤环境	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃，pH、土壤盐分含量。	施工期	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等
		运营期	石油烃、盐分含量
地下水环境	色度、臭和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、	施工期	耗氧量、氨氮、石油类、pH 值、挥发酚、硫化物、氯化物、总硬度、

境	铁、锰、铜、锌、铝、挥发酚、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐、总氰化物、氟化物、汞、砷、硒、镉、六价铬、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类		溶解性总固体、汞、砷、六价铬等
		运营期	耗氧量、氨氮、石油类等
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、硫化氢	施工期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃、TSP
		运营期	硫化氢、非甲烷总烃、二氧化碳、甲烷
噪声	Leq (dB (A))	施工期	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)
		运营期	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)
固体废弃物	-	施工期	一般工业固废 (废边角料、弃土弃渣)，生活垃圾
		运营期	落地油、含油废物 (废防渗膜、废润滑油、油桶)
		退役期	废弃设备、建筑垃圾
环境风险	-	风险物质：原油、伴生气、硫化氢等；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(CO、CO ₂)。结合当地的气象条件，对项目井场可能发生的原油泄漏事故进行预测分析。	

2.4 环境功能区划与评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本工程所在地位于新疆维吾尔自治区喀什地区巴楚县境内，地处塔克拉玛干沙漠腹地的沙漠地区，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

项目区域内无地表水体。该区域地下水划分为 III 类功能区，地下水水质执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准值。

2.4.1.3 声环境

根据《声环境质量标准》(GB3096-2008) 分类，属于 2 类声环境功能区要求。

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本工程所在区域属于 IV 塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，IV3 塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区，68.塔克拉玛干西部流动沙漠景观生态功能区。

本工程位于喀什地区巴楚县 BT5 井区区块内，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《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和新水水保[2019]4 号和《新疆维吾尔自治区 2020 年水土流失动态监测数据》（水利部水土保持监测中心、2021 年 4 月），项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气

(1) 环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）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 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值μg/Nm ³			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
1	SO ₂	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012） 二级标准
2	NO ₂	40	80	200	
3	PM _{2.5}	35	75	/	
4	PM ₁₀	70	150	/	
5	CO	/	4000	10000	
6	O ₃	/	160	200	
7	非甲烷总烃 (NMHC)	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准详解》
8	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
9	甲醇	/	/	3000	

2.4.2.2 水环境

项目区地下水水质评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类水质标准，石油类标准参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准，具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 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	嗅和味	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 (CPU/mL)	≤100	/	/	/

2.4.2.3 声环境

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

2.4.2.4 土壤环境

根据工程所在区域环境特征,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,见表2.4-3;

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	砷	mg/kg	60	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	镉	mg/kg	65	27	苯	mg/kg	4
4	铬(六价)	mg/kg	5.7	28	氯苯	mg/kg	270
5	铜	mg/kg	18000	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
6	铅	mg/kg	800	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
7	汞	mg/kg	38	31	乙苯	mg/kg	28
8	镍	mg/kg	900	32	苯乙烯	mg/kg	1290
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	33	甲苯	mg/kg	1200
10	氯仿	mg/kg	0.9	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	氯甲烷	mg/kg	37	35	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	36	硝基苯	mg/kg	76
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	37	苯胺	mg/kg	260
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	38	2-氯酚	mg/kg	2256
15	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	39	苯并[a]蒽	mg/kg	15
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5

17	二氯甲烷	mg/kg	616	41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	43	蒽	mg/kg	1293
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	44	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	1.5
21	四氯乙烯	mg/kg	53	45	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	46	萘	mg/kg	70
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	47	石油烃	mg/kg	4500
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8	/	/	/	/

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

油气开采过程中井场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，同时满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019），无组织排放监控要求；硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准。甲醇下风向地面浓度均低于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放标准限值。

具体标准限值要求，见表 2.4-5。

表 2.4-5 大气污染物排放标准值

污染物	项目	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
NMHC	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）
	监控点处 1h 平均浓度值	10	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）
	监控点处任意一次浓度值	30	
H ₂ S	厂界标准	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）
甲醇	排放源下风向周界外 10m 范围内的浓度最高点	15	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）

2.4.3.3 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：在相关行业污染物排放标准发布前，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)等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

运行期本工程产生的采出水在巴什托集油站污水处理系统处理达标后回注油层，井下作业废液依托塔河油田绿色环保站处理达标后回注油层，不向外环境排放，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)中注入层平均空气渗透率 $\geq 2.0\mu\text{m}^2$ 的标准。

表 2.4-5 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)

储层空气渗透率 (μm^2)	<0.01	$\geq 0.01- <0.05$	$\geq 0.05- <0.5$	$\geq 0.5- <2.0$	≥ 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				

2.4.3.3 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)；运营期噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的2类标准。标准值见表2.4-6。

表 2.4-6 噪声排放标准一览表

类别	评价因子	时段	单位	标准值		标准来源
				昼间	夜间	
噪声	等效 A 声级	施工期	dB (A)	70	55	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
		运营期		60	50	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准

2.4.3.4 固体废物

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。危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求。

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 评价等级

2.5.1.1 环境空气评价等级

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

对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i —第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

C_{oi} —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。

评价级别判据依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中规定，见表 2.5-1。如污染物数 i 大于 1，取 P 值中最大者（ $P_{\max}$ ）。

表 2.5-1 评价工作等级

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

表 2.5-2 估算模式计算参数及计算结果

污染源	评价因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$C_{\max}$ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$P_{\max}$ (%)	下风向最大浓度 出现距离 (m)	$D_{10\%}$ (m)
BT5 井场	NMHC	2000.0	12.41	0.62	69	/
	H ₂ S	10.0	0.177	1.77		/

结果表明，本项目 $P_{\max}$ 最大值出现为单个井场排放的 H₂S $P_{\max}$ 值为 1.77%， $C_{\max}$ 为 0.177 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，NMHC $P_{\max}$ 值为 0.62%， $C_{\max}$ 为 12.41 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。最大占标率 $1\% < P_{\max} (1.77\%) < 10\%$ ，最大落地浓度出现距离为 69m。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）的要求，因此本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

2.5.1.2 地表水评价等级

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。在油气田正常开采及油气集输过程中，本工程产生的采出水、井下作业废液不外排，项目区周边无天然地表水体，项目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。

2.5.1.3 地下水环境评价等级

根据《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），当同一建设项目涉及两个或两个以上场地时，各场地应分别判定评价工作等级。

（1）建设项目类别

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），井场属于 I 类建设项目（改建道路属于油区内部道路）。

表 2.5-3 地下水环境影响评价行业分类表

环 评类别	行业类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
				报告书	报告表
F 石油、天然气					
	37、石油开采	全部	/	I 类	

（2）环境敏感程度

本工程评价范围内不存在集中式饮用水源地，不位于区内集中式饮用水水源的补给径流区，项目场地不涉及分散式饮用水水源地，区域地下水划分为不敏感，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 2.5-4 地下水环境敏感程度分级表

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

表 2.5-5 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

本项目属于 I 类项目，环境敏感程度为“不敏感”，地下水评价等级为二级。

2.5.1.4 生态环境评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）的有关要求，具体见表 2.5-6。

表 2.5-6 生态影响评价等级判定表

判定依据	生态影响评价等级判定原则	本项目情况
《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）	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	本项目不属于水文要素影响型项目，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	不涉及
	f.当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	本项目总占地 0.1698km ²
	g.除本条 a、b、c、d、e、f 以外的情况，评价等级为三级	属于三级
	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	/

根据现场调查，评价区域内不涉及自然保护区（特殊敏感区）、风景名胜区、水源保护区等重要生态敏感区，项目新增占地面积 0.1698km²<20km²，本工程生态影响评价等级确定为三级。

2.5.1.5 声环境评价等级

（1）声环境功能区类别

本项目位于新疆维吾尔自治区喀什地区巴楚县境内，区域声环境为《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的 2 类功能区。

（2）评价等级确定

声环境影响评价工作等级按《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）判定：

一级评价：评价范围内有适用于 GB3096 规定的 0 类声环境功能区，或建设项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增量达 5dB（A）以上（不含 5 dB（A）），或受影响人口数量显著增加时。

二级评价：建设项目所处的声环境功能区为 GB 3096 规定的 1 类、2 类地区，

或建设项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增量达 3dB (A) ~5 dB (A)，或受噪声影响人口数量增加较多时。

三级评价：建设项目所处的声环境功能区为 GB 3096 规定的 3 类、4 类地区，或建设项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增量在 3dB (A) 以下（不含 3dB (A)），且受影响人口数量变化不大时。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）中声环境影响评价级别划分原则，确定声环境评价等级为二级。

2.5.1.6 环境风险评价等级

项目运营期涉及的主要危险物质为原油、硫化氢、天然气、甲醇，涉及的主要风险为运行过程中井场发生采出液泄漏事故。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表 2.5-7。

表 2.5-7 环境风险评价工作等级划分依据表

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

(1) 风险物质数量与临界量比值 (Q)

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 对本项目涉及的危险物质进行风险识别，并确定其 Q 值。

计算所涉及的每种风险物质在厂界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同厂区的同一种物质，按其在厂界内的最大存在总量计算。

当存在多种风险物质时，则按下式计算 Q 值：

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

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 I。

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

拟建工程涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢、甲醇，主要存在于储油罐。本项目拉油流程原油储量为 128.24t。

本项目危险物质数量与临界量比值 (Q) 见下表 2.5-7。

表 2.5-7 项目危险物质数量与临界量比值 (Q)

序号	风险源	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	q/Q 值
1	拉油流程-原油储罐	原油	/	128.24	2500	0.051
2	柴油罐	柴油	/	120	2500	0.048
3	甲醇储罐	甲醇		2.374	10	0.237
项目 Q 值 Σ						0.336

综上，本项目 Q 值 $Q=0.336<1$ 。本项目环境风险潜势为 I。

(2) 评价工作等级划分

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。本项目环境风险潜势综合等级为 I，评价工作等级判定为简单分析。

表 2.5-12 评价工作等级划分

环境风险潜势	IV ⁺ 、IV	III	II	I
评价工作等级	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。				

2.5.1.7 土壤环境评价等级

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）以及区域历史监测数据，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型，分别判定评价等级。

(1) 建设项目类别

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），井场属于 I 类项目。

(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），“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（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”。

本项目井场均为已建，井场建设不新增永久占地；改建道路将路面宽度由 6m 改为 4m，道路工程新增永久占地主要为停车区和消防水池，新增永久占地 9576m^2 ，占地规模为小型。

(3) 建设项目敏感程度

① 污染影响型

表 2.5-13 污染影响型土壤敏感程度分级表

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

项目评价范围内不涉及耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标，土壤敏感程度为**不敏感**。

②生态影响型

根据现状监测数据，本项目属于 $<2\text{g/kg}$ 土壤含盐量 $\leq 4\text{g/kg}$ ，PH 在 7.84~8.22 之间（属于 $5.5 < \text{pH} \leq 8.5$ ），生态影响型土壤敏感程度为“较敏感”。

表 2.5-14 生态影响型项目评价工作等级划分表

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	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	$4.5 \leq \text{pH} \leq 5.5$	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$
不敏感	其他	$5.5 < \text{pH} \leq 8.5$	

(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）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）土壤污染型和生态影响型划分如下。

表 2.5-15 污染影响型评价工作等级划分表

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

注：“--”表示可不开展土壤环境影响评价工作

①污染影响型：井场属于 I 类项目，项目占地规模为小型，环境敏感程度为“不敏感”，土壤环境污染影响型评价工作等级为二级。

表 2.5-16 土壤环境生态影响型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	III 类项目
------	-------	--------	---------

环境敏感程度			
敏感	一	二	三
较敏感	二	二	三
不敏感	二	三	/

②生态影响型：井场属于 I 类项目，环境敏感程度为“较敏感”；土壤环境生态影响型评价工作等级为二级。

综合以上分析，本项目按照污染影响型项目考虑，土壤环境影响评价工作等级为二级。

2.5.2 评价范围

根据本项目各环境要素确定的评价等级，结合区域自然环境特征，按导则中评价范围确定的相关规定，各环境要素评价范围见表 2.5-15、附图 1。

表 2.5-15 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级		评价范围
1	环境空气	二级		以井场为中心、边长 5km 的矩形区域
2	地表水环境	三级 B		--
3	地下水环境	二级		本工程井场调查评价范围为 6~20km ² ，地下水的径流方向是从西南向东北方向。选取下游 2km，两侧 1km，上游 1km 为评价范围。 道路工程地下水评价范围为道路两侧外延 200m。
4	声环境	二级		井场边界外 200m 范围
5	土壤环境	井场	二级	污染影响型：井场占地范围内以及井场边界向外扩展 0.2km 范围。 生态影响型：井场占地范围内以及井场边界向外扩展 2km 范围。
		道路	二级	道路沿线 0.2km 的带状区域；
6	生态	三级		开采项目评价范围为开采区及其影响范围、各类场地及运输系统占地以及施工临时占地范围，本项目井场边界向外扩展 50m 范围； 道路评价范围以道路中心线向两侧外延 300m
7	环境风险	简单分析		-

2.6 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

根据施工期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) 本工程位于喀什地区巴楚县，属于塔里木河流域水土流失重点治理区。因此要控制建设项目在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。

2.6.2 环境保护目标

拟建工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，因此不再设置环境空气保护目标；拟建工程周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，将各井场边界及道路两侧 200m 范围内的土壤作为土壤环境保护目标。

拟建工程生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，亦不存在风景名胜区、森林公园等重要生态敏感区及其它特别需要保护的對象，本次评价将生态环境影响评价范围内植被、动物、塔里木河流域水土流失重点治理区作为生态环境保护目标，保护目的为不对区域生态环境产生明显影响。

表 2.6-1 环境保护目标一览表

环境要素	名称	与项目位置关系		功能要求	备注
		方位	距离		
地下水环境	评价范围内潜水含水层	--	--	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类	不对地下水产生污染影响
土壤环境	井场场界外 200m 范围，道路两侧外延 200m 范围				
生态环境	植被和动物	井场占地范围外扩 50m 及道路两侧外延 300m		--	不对区域生态环境产生明显影响
	塔里木河流域水土流失重点治理区			--	
环境风险	项目区土壤、地下水	项目区及周边		发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控	--

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运行期、闭井期。

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，确定本次环境影响评价工作的重点为：

- (1) 工程分析；
- (2) 生态环境影响评价；
- (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；

2.8 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、产排污系数法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.8-1。

表 2.8-1 评价方法一览表

序号	项目	采用方法
1	环境影响因素识别方法	矩阵法
2	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
3	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
4	影响评价	类比分析法、预测模式

3.工程概况与工程分析

3.1 区块开发现状

3.1.1 区块内现有工程的基本情况

本项目所属的小海子区块为新区块，尚在开发中，目前无系统性资料。本次评价收集了 BT 井区已开发井场的现状资料。区块范围见图 3.1-1。

BT 井区共有 6 井 9 层次对泥盆系进行试油，4 井 4 层次见油。目前 BK8 井日产液 19.2t，日产油 12.0t，含水率 37%，累计产油 8.9 万吨。

BT 井区东河塘改造 2 口井，采用加砂压裂工艺，其中，①BK2 井采用加砂压裂工艺改造，压裂液规模 359 方，砂量 51 吨，最高砂浓度 440kg/m^3 ，施工排量 $4.0\text{m}^3/\text{min}$ 。

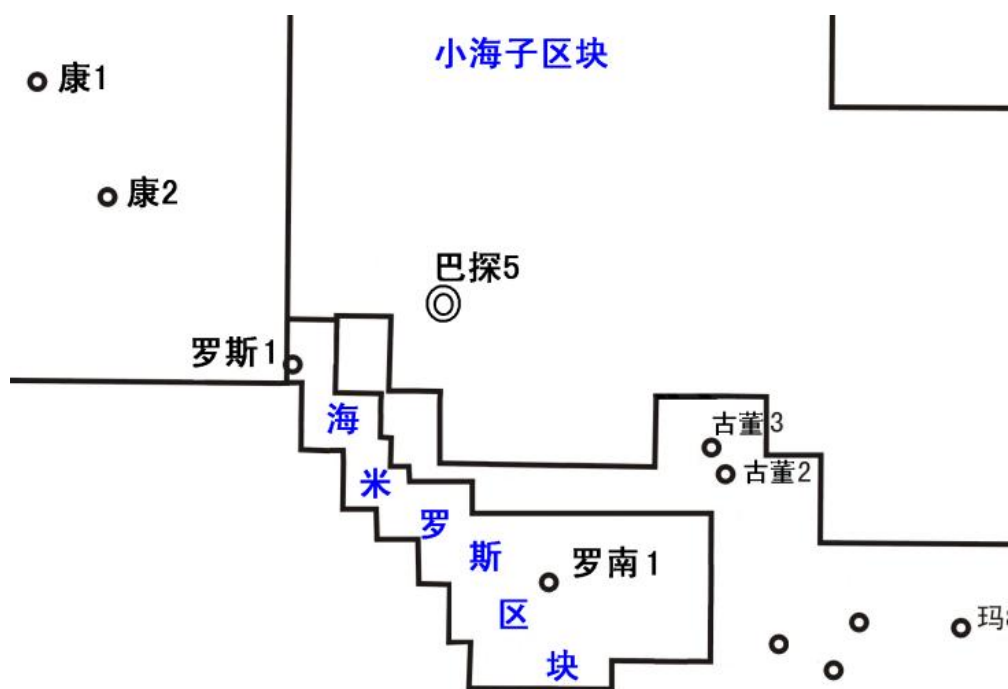


图 3.1-1 区块现状图

3.1.2 与本项目相关的井场现状及回顾性评价

3.1.2.1 原井场开发情况

本次部署的 2 口钻井均为探转采，现状为封井，无加热炉，基本情况见表 3.1-11。

表 3.1-10 原钻井基本情况

井名	完钻层位	完钻时间	井深 (m)	油气进站	所属区块	行政区域
BT5	泥盆系东河塘组	2011.8	4750	/	小海子区块	巴楚县
BT10	泥盆系东河塘组	2018.9	4250	/	小海子区块	巴楚县

3.1.2.2 原井场环保手续

表 3.1-11 原井场环评及验收情况一览表

原井场项目名称	环评文件		验收文件
	审批部门、文号、审批日期		验收单位、验收文号、验收时间
BT5	中国石化西北油田分公司 BT5 井项目	开发时间较早，历史资料不详	
BT10	中国石化西北油田分公司 BT10 井项目	喀什地区生态环境局，喀地环评字[2018]50 号，2018.5.24	企业自主验收

3.1.2.3 原井场环境影响回顾

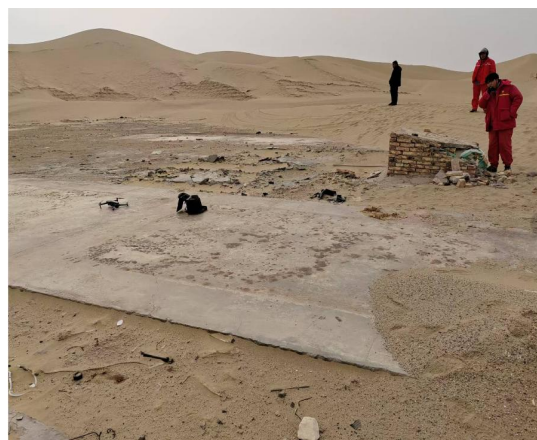
(1) 生态环境影响回顾

根据现场勘查，老井永久占地面积均为 4500m²，项目完工后及时对场地进行了清理平整，除井场基础设施保留外，井场永久占地的范围内均进行了砾石铺垫处理。

根据现场踏勘，井场永久占地的范围内均进行了砾石铺垫处理，井口周边区域进行了硬化。井区的巡检道路采用砂石路面，临时占用的沙地实施了恢复措施，井场周围及井场道路沿线采用草方格防风固沙措施，道路沿线草方格出现破损的情况。



井场临时占地恢复情况



井口地面硬化



道路沿线草方格固沙带

(2) 土壤环境影响回顾

老井所在区域土壤均为风沙土，根据现场踏勘，井场占地区域及周边的土壤均未受到石油类污染。

3.2 本项目基本情况

3.2.1 项目概况

(1) 项目名称：BT5 井区探转采工程

(2) 建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

(3) 建设性质：新建

(4) 建设地点：项目位于新疆喀什地区巴楚县境内，由雅克拉采气厂管辖。中心地理坐标为：东经 $79^{\circ}1'50.793''$ ，北纬 $39^{\circ}4'38.036''$ ，项目地理位置图见附图 2。

表 3.2-1 拟建项目具体地理位置

序号	井号	井别	拟进站	坐标	
				经度	纬度
1	BT5	新井	BT5 拉油流程	$79^{\circ}1'50.793''$	$39^{\circ}4'38.036''$
2	BT10	新井	BT5 拉油流程	$79^{\circ}6'42.036''$	$39^{\circ}3'45.720''$

(5) 建设周期：3 个月。

(6) 产能规模及产品：本期方案拟部署钻井 2 口，先用东河塘组生产（油藏），采完后转小海子组（气藏），单井生产时预测产油 13t/d，产气 1000m³/d；气井生产时预测产油 3t/d，产气 10 万 m³/d。按照东河塘组建产的方案，动用原油地质储量 10 万 t，新建原油产能 0.43 万 t，评价期末累产油 2.48 万 t。

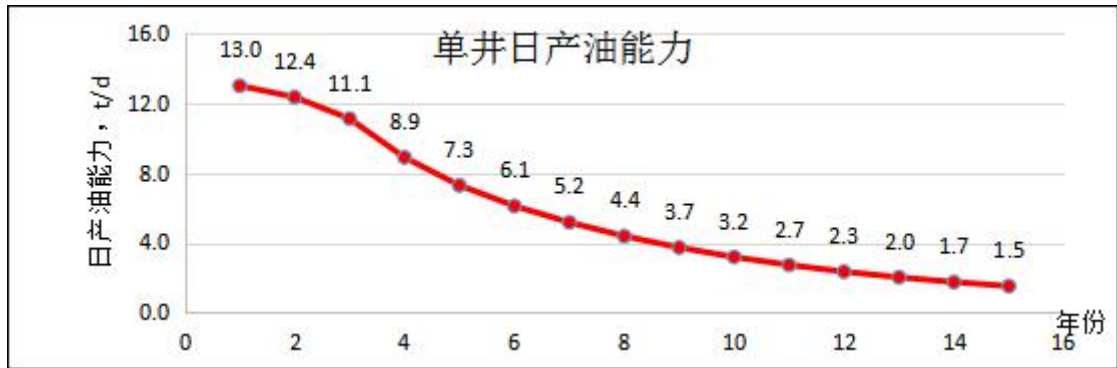


图 3.2-1 开发方案指标预测图

3.2.2 油气资源概况

油气田塔西南地区东河塘组在 BK8 井区下砂岩段顶部获得较好产能，BK8 井已累产 9 万吨，BK3CX 外扩评价也获得了 30 吨高产。目前 BT5 井在上砂岩段发现较好油气显示，MDT 测试为油气层，具有良好的评价潜力。

根据 2024 年 11 月 11 日组织的《塔西南东河塘组 BT5 井区一体化评价方案》会议要求，对 BT5 井东河塘组及小海子组进行测试，先测试东河塘组，评价油气产能，录取相关资料，后测试小海子组。若东河塘组建产，视小海子组测试情况再决策生产层段。

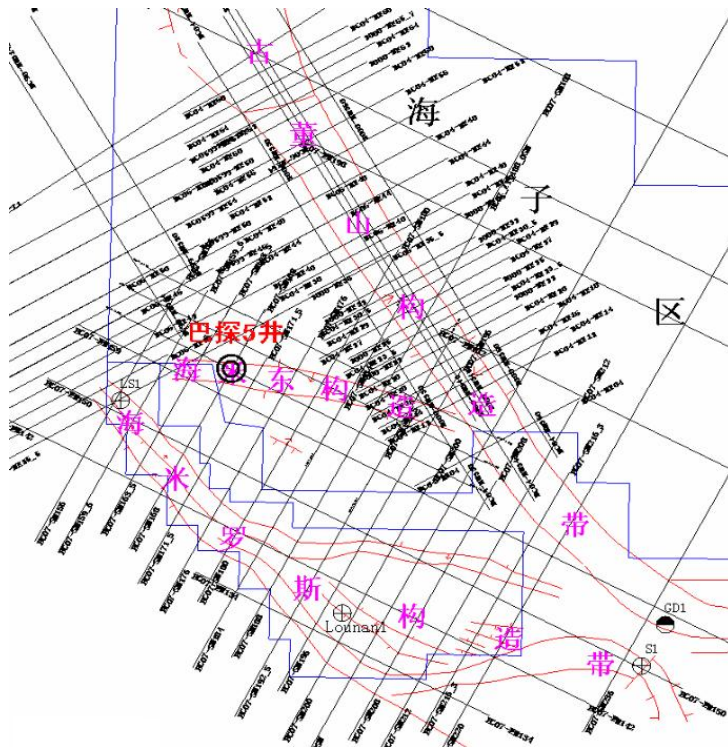


图 3.1-2 构造分布图

3.2.2.1 东河塘组

BT5 井区东河塘组构造圈闭面积 7.8km²，幅度 57m，初步计算地质储量 279 万 t，计划对 2540.5-2552.5m 进行重新测试，若供液差，视井筒情况考虑储层改造。若测试成功，可拓展塔西南油气资源阵地。

沉积上，BT5 井区东河塘组上砂岩段为前滨有利相带，与 BK8 井区相同；构造上，井区发育构造背斜圈闭，面积 7.8km²，幅度 57m，且该井位于构造高部位；储层方面，测试段为细-中粒石英砂岩，孔隙度 11.4%，渗透率 3.2mD，与 BK3CX 井生产段基本一致。同时 BT5 井东河塘组上段见荧光、气测显示，MDT 测试为油气层。

3.2.2.2 小海子组

井区构造圈闭面积 14.12km²，幅度 65m，初步计算地质储量 706.41 万 t，计划对 1931-1945m 进行重新测试，若供液差，视井筒情况考虑储层改造。

构造上，井区小海子组圈闭面积 14.12km²，幅度 65m；沉积储层上，为灰质白云岩有利储层，平均孔隙度 18%，渗透率 64mD；录井上，目的层 3.21m/1 层油斑、1.94m/2 层油迹。

3.2.2.3 指标设计

按照东河塘组建产的方案，产能、递减主要参考 BK8 和 BK3CX 井，含水根据 BK5MDT 实测资料，本井设计单井日产油 13t/d，动用原油地质储量 10 万 t，新建原油产能 0.43 万 t，评价期末累产油 2.48 万 t。

3.2.2.4 油气水性质

BT5 井区无井生产，油气水性质参考 BK8 井区东河塘组。原油性质为低凝固点、低粘、含蜡、低含硫的轻质原油。天然气相对密度 0.96g/cm³，H₂S 平均含量 41.61mg/m³，CO₂ 平均含量 5.53%。地层水为封闭环境下高矿化度、氯化钙型地层水。

考虑 BT5 井 2011 年 11 月 17 日化验井口硫化氢浓度为 432.44mg/m³（奥陶系）。提示本井做好硫化氢的监测与防护。

表 3.2-2 原油物性表

井名	层位	平均原油 密度 (g/cm ³)	平均原油 黏度 (mPa.s)	平均含 蜡量 (%)	平均含 硫量 (%)	平均凝 固点 (℃)	原油性质
BK8	D ₃ d	0.8018	2.40	4.92	0.08	-34	低凝固点、低粘、 含蜡、低含硫的
BK10H	D ₃ d	0.8012	2.31	3.17	0.08	-34	

							轻质原油
--	--	--	--	--	--	--	------

3.2-3 天然气物性表

井名	层位	天然气相对密度	C1 体积含量 (%)	N ₂ 平均含量 (%)	CO ₂ 平均含量 (%)	H ₂ S 平均含量 (mg/m ³)
BK8	D ₃ d	0.9514	14.33	47.62	3.79	41.61
BK10H	D ₃ d	0.9750	29.71	46.07	7.27	39.51

3.2-3 地层水物性表

井名	层位	平均地层水密度 (g/cm ³)	平均总矿化度 (mPa.s)	水型	pH 值	水型
BK8	D ₃ d	1.030	4.4×10 ⁴	CaCl ₂ 型	6.60	封闭环境下的高矿化度、氯化钙型地层水
BK10H	D ₃ d	1.029	4.03×10 ⁴	CaCl ₂ 型	6.64	

3.3 建设内容

3.3.1 工程组成

本工程计划部署 2 口钻井，新建拉油流程 1 座，改建油田道路 45km 等地面工程，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。

表 3.3-1 拟建工程基本情况一览表

类型	工程组成	建设内容
	产能	单井生产时预测产油 13t/d，产气 1000m ³ /d；气井生产时预测产油 3t/d，产气 10 万 m ³ /d。按照东河塘组建产的方案，动用原油地质储量 10 万 t，新建原油产能 0.43 万 t，评价期末累产油 2.48 万 t。
主体工程	井场	井场均利用原有场地，建成 2 座标准化采油井场；井场内设置采油树，井口预留电加热器、注醇接口。井场设置放空火炬 1 座；初期采油时天然气量少，通过火炬燃烧后放空。
	采油工程	采用 14 型游梁式抽油机；初期自喷开采，停喷或需要提液时采用有杆泵生产。
	拉油流程	BT5 井场新建拉油流程 1 座，利旧计量分离器 1 台，闪蒸分离器 1 台，80m ³ 多功能罐 2 座（储存 7.8 天），新增 PLC 系统（含电源模块、通信模块、机柜、接线端子等）1 套，BT5 和 BT10 井采出液通过拉油流程初步处理后，拉运至巴什托集油站处理。 设置营房车 3 套，板房内设置空调、电暖器、照明、生活设施等设备，均成套供货。
公辅工程	供热工程	井口预留电加热器、注醇接口，均为系统冻堵时解堵需要。
	道路工程	改建探临道路，合计约 45km。
	供水工程	施工过程中用水由罐车拉运，井场设置 1 座 20m ³ 生活水罐；运行期不消耗新鲜水。
	供电工程	采用 150KW 柴储增程一体化发电，购买服务，配套建设单井及拉油流程低压电缆及防静电设施。
	仪表自动化	单井井口配置油压、回压、套压、油温远传仪表，同时配置硫化氢、可燃气体检测仪表，信号通过井口 RTU 进行采集处理，并远传，其它自控随橇装设备。
	通信工程	BT5 井地处偏远，设置值班点，建设摄像头及视频监控系统，井场和拉油流程仪表及视频信号上传至值班点。
	消防工程	本次方案新建井场配置相应干粉灭火器等设施。

环保工程	废水处理工程	施工期：生活污水经污水处理站处理后，出水可满足《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）表 2 的 C 级标准，出水用于降尘。 运营期：运营期废水包括采出水和井下作业废水（废洗井液）。采出水依托巴什托集油站污水处理系统处理；井下作业废水（废洗井液）集中收集进入塔河油田绿色环保站废液处理系统处理。
	废气处理工程	施工期：废气包括施工扬尘、机械和车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆减速慢行、物料苫盖，采取国家合格燃料等的措施。 运营期：本工程采用密闭集输工艺，单井采用井口不加热集输工艺。压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施。设备、仪表控制、阀门等做好密闭，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵；设置可燃气体探测器。
	噪声防治工程	①尽量选用低噪声设备；②采取减噪措施；③切合实际地提高工艺过程自动化水平；④定时保养设备。
	固废收集与处理处置工程	施工期： ①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垃圾填埋场处置。②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。③生活垃圾由施工单位委托相关单位拉运至当地垃圾填埋场处置。④危险废物（含油废物）交由具有危废处置资质的公司拉运处置。 运营期：产生的固体废物主要为废防渗膜、含油废物（含油废包装物、废油桶、设备检修产生的废机油等）和落地原油。废防渗膜、含油废物委托有危废处置资质单位处置；落地原油由作业单位 100%回收
	生态	道路沿线设置草方格固沙；施工区域地表恢复、井场地面砂砾石铺垫；
	环境风险	加强风险管理，完善应急预案；定期对井场进行巡视。

3.3.3.1 井场地面工程

拟建项目部署 2 口井，均为探转采工程，本次主要进行井场地面工程和拉油流程建设。

BT5 井场内建设拉油流程 1 座，该站属于五级油气站场，井场设营房车 3 座，板房内设置空调、电暖器、照明、生活设施等设备，均成套供货。为充分利用闲置设备，降低投资风险，利旧 S8-1 流程闲置设备，部分新建。

（1）建筑基础：利用已建 BT5 井场，仅对损坏部分地面进行修复。设备基础、地面管线支墩采用高抗硫酸盐混凝土。

基础防腐：基础底部垫层上加垫一层 4mmSBS 卷材，与土壤接触部分刷冷底子油一道环氧煤沥青二道。

（2）设备、设施：在井场内建设拉油流程 1 座，利旧计量分离器 1 台，闪蒸分离器 1 台，80 方多功能罐 2 座（储存 7.8 天），原油就地装车拉运，天然气放空，后期转气井生产，天然气销售至第三方。

（3）供配电：经统计总用电负荷 80kW，采用 150kW 柴储增程一体化发电，购买服务。

（4）配套工程：BT5 井区地处偏远，设置营房车 3 套，配套建设自控、通

信等公用工程。

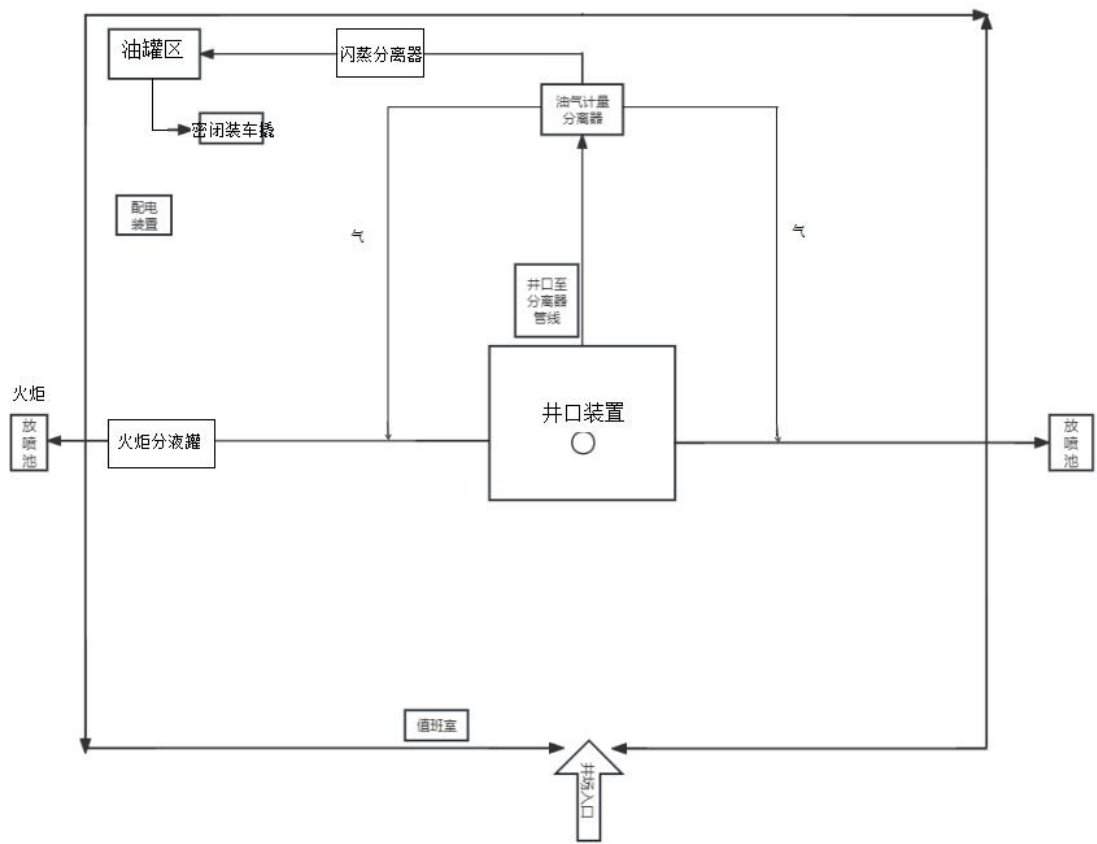


图 3.3-1 井场平面布置图

3.3.3.2 储层改造

结合区块已实施的钻井作业储层改造工艺，本项目各钻井采用酸化压裂工艺。选 41/2in+31/2 in 油管进行施工，采用滑溜水、聚合物压裂液、地面交联酸作为酸化压裂施工液，其中单座井场压裂液用量为 400m³，酸用量为 600m³，滑溜水用量为 200m³，单座井场总液量为 1200m³。压裂返排液产生量为 720m³，返排率 60%。由于涉及商业机密，本次酸化压裂液未给出具体配比，钻井改造液配方如下表，压裂施工设备分为地面动力机械设备和井下工具。

表 3.3-7 钻井改造液体系配方

液体类型	配方
压裂液	纳米乳液稠化剂、破乳剂、破胶剂、清水
胶凝酸	31%盐酸、胶凝剂、缓蚀剂、铁离子稳定剂、破乳剂、清水
滑溜水	纳米乳液稠化剂、清水

表 3.3-8 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			
2500 型主压车	--	2 辆	向井内注入高压的压裂液
供液车	--	2 辆	压裂液和返排液罐均位于车上
地面动力机械设备			
管汇车	--	1 辆	由高压三通、四通、单流阀、控制阀等部件组成
仪表车	--	1 辆	计量仪表
压裂液在线混配车	--	1 辆	在线混配压裂液
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

3.3.3.3 采油工程

生产管柱：拟建项目采用井下油套管材质为碳钢和低合金钢，均需考虑硫化物应力开裂腐蚀，4500m 以上油管选择 110S 抗硫材质，4500m 以下选择普通 P110 材质，入井工具需选择抗硫材质。

采油、采气方式：初期利用地层天然能量自喷开采，油井停喷或需要提液时采用注水驱油的方式进行开采，气井停喷或需要时采用注气方式进行开采。

表 3.3-11 井场设备设施一览表

设备设施名称	单位	数量	规格型号	备注
采油（气）树	座	2	/	新增
气体报警控制器柜	座	2		新增
ZJ80D 钻机电气控制系统	座	2	ZJ80D—HDA45	新增
ZJ80D 钻机电网供电房	座	2	PG-10（6）/0.6-3150	

3.3.3.4 公辅工程

（1）供电

采用 150KW 柴储增程一体化发电，购买服务，配套建设单井及拉油流程低压电缆及防静电设施。

（2）给排水

工程用水主要为施工期生活用水，井场设置 1 座 20m³ 生活水罐，由罐车拉运。

施工期生活污水主要为盥洗废水，井场建设一座撬装化污水处理站，生活污

水使用井场撬装化污水处理站采用“生化+过滤”工艺处理，水质满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表 2 的 C 级标准，用于荒漠生态恢复的灌溉。

（3）供热

井口预留电加热器、注醇接口，均为系统冻堵时解堵需要。施工期无需供暖。

（4）道路

本项目井场道路从就近道路引接。从东侧沥青道路引接，道路全长 45km，道路宽度由 6m 改为 4m，推沙量和砂石料量均减少，同时需要每 1 公里设置错车道一处，共计设置 47 处。本项目所在的巴探 5 井区处于沙漠腹地，目前沙漠公路已接至油田区域。

（5）危险化学品间

本项目烧碱属于危险化学品，在井场单独设置撬装式危险化学品间存放烧碱，烧碱为袋装形式包装，撬装式危险化学品间应高出地面，且应处于阴凉、干燥、通风处，并经过防腐、防渗处理。危险化学品间应在醒目位置设置警示牌，应包括烧碱理化特性表、应急措施等内容。

（6）危废暂存间

本项目各钻井井场设置有一座撬装式危废暂存间（10m²），防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能，危废暂存间内部及四周裙角采取防渗膜防渗，内部主要存放钻井期间产生的危险废物含油废物（HW08 900-249-08）和废烧碱包装袋（HW49 900-041-49）等，含油废物采取桶装形式密闭后存放在危废暂存间内，烧碱废包装袋折叠后打包存放在危废暂存间内，并与含油废物存放有一定的界限。

3.3.2 依托工程

3.3.2.1 巴什托集油站

（1）巴什托集油站概况

巴什托集油站于 2009 年 3 月建成投产，设计年处理液量 7 万 t，设计日处理天然气量为 3.5 万 m³。集油站生产单元主要包括进站管汇、油气计量、油气水分离、原油储运、天然气外输、原油装车、燃气发电及消防设施等系统。设有 1 套 8 井式进站阀组，设计进站压力 5.0MPa。2011 年 10 月 27 日，《新疆巴什托油气田地面建设工程环境影响报告书》通过原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复

（新环评价函〔2011〕1017 号，见附件 3）；2012 年 11 月 16 日，通过原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收批复（新环评价函〔2012〕1141 号，见附件 3），生产废水处理改造工程环评在《雅克拉采气厂巴什托区块集输系统隐患治理建设项目环境影响报告书》，2023 年 10 月 12 日喀什地区生态环境局批复（喀地环评字〔2023〕292 号，见附件 4）。

处理工艺流程：采出液从井口经过单井管线输送进入阀组，然后通过生产汇管，经加热炉加热至 50℃后进入生产分离器进行初分离，分离出来的原油通过调节阀调压至 1.0MPa，进入二级闪蒸分离器进行分离，分离出来的原油通过调节阀调压至 0.5MPa，继续进入三级闪蒸分离器进行分离，分离后的原油进入储罐储存，采用装车泵装车。

生产分离器分离出来的天然气经加热炉加热至 50℃后调压至 0.5MPa，汇同二级闪蒸分离器分离出来调压至 0.5MPa 的天然气、三级闪蒸分离器分离出来的天然气；进入除液分离器进行分离，分离出的天然气通过配气阀组供站内及生活区作为燃料用气。多余天然气进入放空火炬。

生产废水处理工艺流程：分离器分离出来的含油污水通过油站一次沉降罐来水排放至新建 100m³一次除油罐中，均衡水质和去除大部分水中含油，再通过新建提升泵提升至压力沉降罐，在压力沉降罐内去除大部分含油及悬浮物，使出水水质达到含油量≤50mg/L，悬浮物含量≤45mg/L，粒径中值≤45mg/L，处理合格后采出水进入已建注水罐，经注水泵增压输至各单井注水。

处理工艺流程见图 3.2-9。

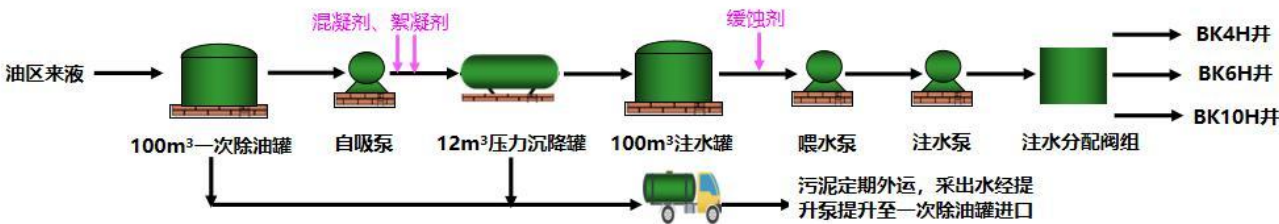


图 3.2-9 巴什托集油站含油污水处理工艺流程

（2）依托可行性分析

本项目采出液经拉油车输送至巴什托集油站进行处理。

表 3.3-3 油气水处理依托可行性分析一览表

依托工程		单位	处理规模	运行现状	剩余处理能力	本工程新增量	是否可行
巴什托	原油	t/a	7×10 ⁴	5.6×10 ⁴	1.4×10 ⁴	0.936×10 ⁴	可行

集油站	采出水	m ³ /d	400	328	72	8.216	可行
-----	-----	-------------------	-----	-----	----	-------	----

3.3.2.2 西北油田分公司油田工程服务中心（塔河油田绿色环保站）

塔河油田绿色环保站工程于 2014 年 6 月 23 日取得《关于塔河油田一号固废液处理站扩建工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2014]236 号), 并于 2015 年 12 月 17 日取得《关于西北油田分公司塔河油田一号固废液处理站扩建工程竣工环境保护验收的批复》(阿地环函字[2015]501 号)。2015 年 7 月 13 日取得了扩建工程《关于塔河油田污油泥处理站扩建工程环境影响报告书的批复》(新环函[2015]811 号), 并于 2016 年 12 月 27 日取得《关于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田污油泥处理站扩建工程竣工环境保护验收合格的函》(新环函[2016]2005 号)。处理场占地 235451m², 建筑面积 68884.0m², 绿地面积 47080m²。

塔河油田绿色环保站包含原塔河油田一号固废液处理站和塔河油田污油泥处理站。塔河油田污油泥处理站紧邻塔河油田一号固废液处理站。

塔河油田一号固废液处理站主要处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液及生活垃圾、含油废物等。塔河油田一号固废液处理站现有 2 座 10000m³ 工业垃圾池、库容 73100m³ 的生活垃圾池、6 座总容积为 10×10⁴m³ 固体垃圾池、3 座总容积为 36000m³ 污油泥接收池、1 座 5000m³ 脱硫剂暂存池、1 座 5000m³ 药渣暂存池、1 座 9000m³ 废液接收池(包括 2 个接液池、1 个沉降池和 1 个隔油池)、1 套处理能力 1430m³/d 的一体化设备配套处理设施(包括缓冲沉降池、二次调节池、加药调节池)、一体化气浮处理设备及相应的公用设施。

塔河油田污油泥处理站主要处理废液油泥、落地油、集输系统污油泥、污水处理系统油泥等, 采用化学热洗作为主导工艺, 辅助焚烧处理技术, 主体工艺流程主要包括: 预液化单元、油泥分离单元、固液分离单元、油水分离单元、供热单元。

塔河油田绿色环保站已于 2019 年 12 月 27 日取得阿克苏地区生态环境局发放的排污许可证(证书编号: 91652923778950680R001V)。

排污许可证

证书编号: 91652923778950680R001V

单位名称:阿克苏塔河环保工程有限公司

注册地址:新疆阿克苏地区库车市新城区文化路1幢(综合楼)4层102室

法定代表人:王小平

生产经营场所地址:

新疆阿克苏地区库车市中石化西北油田分公司塔河油田绿色环保工作站

行业类别:危险废物治理, 锅炉

统一社会信用代码: 91652923778950680R

有效期限: 自2022年12月26日至2027年12月25日止



发证机关: (盖章) 阿克苏地区生态环境局

发证日期: 2019年12月27日

中华人民共和国生态环境部监制

阿克苏地区生态环境局印制

(2) 依托可行性分析

废液采用专用回收罐进行回收, 拉运至塔河油田绿色环保站进行处理。塔河油田绿色环保站各处理系统单元设计规模、富余情况如下表所示。

表 3.3-2 塔河油田绿色环保站依托可行性分析一览表

单元名称	设计规模	实际处理量	富余能力	本项目需处理量	依托可行性
废液处理系统	1430m ³ /d	580m ³ /d	850m ³ /d	0.28t/d	可行

3.3.3 主要指标

表 3.3-4 项目主要经济技术指标表

序号	指标名称	单位	数量	备注
1	动用原油地质储量	万吨	10	
1.1	单井产量	产油	t/d	13
1.2		产气	m ³ /d	1000
2	设计井数	口	2	
3	道路长度	km	45	改建, 宽 4m+错车道, 等级为支道
5	总占地	hm ²	16.9798	
5.1	永久占地	hm ²	0.9576	井场为原有, 道路为改建, 新增永久占地主要为停车区和消防水池
5.2	临时占地	hm ²	16.0222	占地类型为沙地
6	工作制度			
6.1	年工作日	天	360	
6.2	班工作时	h	8	/
8	总投资	万	4540	/
9	环保投资	万	450	/

表 3.3-5 拟建项目占地统计表

序号	建设项目	面积 (m ²)		备注
		临时占地	永久占地	
1	井场	15000	0	井场占地面积 120m×100m, 其中 60m×75m 为永久占地, 本次为探转采, 不新增永久占地。
2	应急场地	1200		单个应急场地 600m ²
3	放喷坑	5356		单个井场放喷坑及作业区 2678m ²
4	放喷坑道路	750		
5	道路施工作业带	135000	0	改建道路合计 45km, 宽 4m, 等级为支道
6	停车区 (错车道)		7875	
7	施工生活区道路	576		
8	消防水池施工作业区	2340		
9	消防水池施工作业带		1701	
合计		160222	9576	/

3.3.4 生产工艺

3.3.4.1 施工期工艺流程

1) 道路建设

首先确定道路中心线, 并对其进行详细放样, 对重要坐标点进行标识和增加控制点, 基准高程标桩的坐标控制点位和水准点位。采用推土机、挖掘机清除道路范围内的表土, 保证基底土的密实, 挖出的表土集中堆存于施工作业带内, 并进行必要的苫盖及挡护措施。按照路面结构设计厚度进行路基填筑, 砂砾外购于周边砂石料厂, 采用自卸卡车运至施工现场, 摊铺机摊铺, 采用推土机压实, 平地机整平, 再用压路机碾压, 确保底基层成活后顶面高程和压实度符合设计要求。

2) 井场建设

施工期建设内容主要包括井场地面硬化、设备安装等。

本工程施工期间主要废气为井场、道路建设及设备安装期间施工扬尘、机械设备尾气等; 废水主要为生活污水; 噪声为施工机械及车辆噪声等; 固体废物为井场建设期间产生的弃土弃渣、施工废料、危险废物落地油、含油废物 (废油桶和设备检修产生的废机油等)、废防渗膜、废烧碱包装袋。

3.3.4.2 运营期工艺流程

拟建工程工艺流程主要包括油气开采及集输，工艺流程主要为采油（含气）、计量分离、输送等。

3.3.4.2.1 油气开采工艺

拟建工程采用自喷采油方式，井口出液（20MPa~48MPa，40℃）通过油嘴套节流（5.5MPa 以下，25~30℃），通过井场内部管道输送至拉油流程。

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

本次新部署井初期自喷开采，油井停喷或需要提液时采用有杆泵生产。

表 3.3-17 运营期主要设备一览表

分类	序号	设备名称	数量	单位	备注
运营期	1	采油树	2	座	/
	2	流量计	2	座	
	3	可燃气体报警器	2	台	/
	4	远程控制终端单元（RTU）	2	台	/
	5	硫化氢检测仪	2	台	/
	6	防爆电磁加热器 设计压力： 10MPa	2	座	井口预留加热器、注醇接口，均为系统冻堵时解堵需要。
	7	甲醇加注撬 设计压力：10MPa 5L/h	2	座	
	8	甲醇储罐	1	座	Ø1500mm×2000mm。常温常压，容积：3m ³

3.3.4.2.2 运输计量工艺

本工程计划采用井口不加热集输工艺。在井场内建设拉油流程 1 座，利旧计量分离器 1 台，闪蒸分离器 1 台，80 方多功能罐 2 座（储存 7.8 天）。采出液通过管道输送依次进入井场内的计量分离器、闪蒸分离器，将油、水分离；采油期天然气量少，原油就地装车拉运，天然气放空，后期转气井生产，天然气销售至第三方。

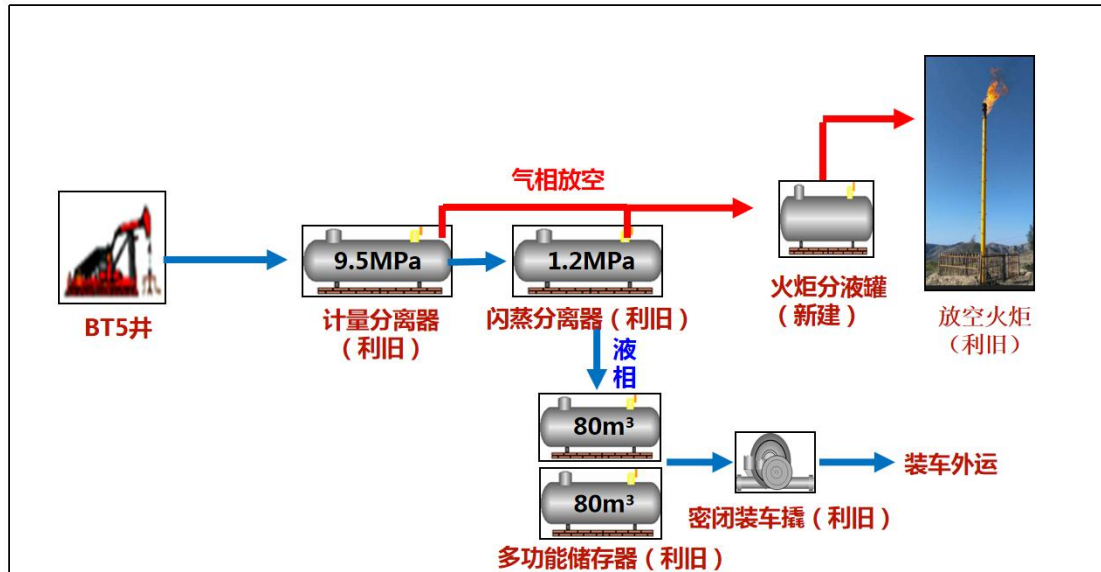


图 3.3-2 运输计量工艺流程

表 3.3-18 拉油流程主要设备一览表

序号	项目名称	型号	单位	数量	备注
1	计量分离器	9.5MPa	座	1	迁建
2	闪蒸分离器	1.2MPa	座	1	迁建
3	多功能储集器	80m ³ 1.2MPa	座	2	迁建
4	密闭装车撬	1.6MPa 10m ³ /h	座	1	迁建
5	火炬分液罐		座	1	新建
6	14 型抽油机	变频启动	座	1	新建
7	150kW 柴储增程一体化发电	150KW	座	1	购买服务
8	营房车	值班室、生活区等	座	3	新建
9	PLC 控制系统	值班室	套	1	新建
10	视频监控系统	防爆球机、硬盘录像机等	套	1	新建

表 3.3-18 营运期污染源及治理措施一览表

类别	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	井场无组织废气	H ₂ S、非甲烷总烃、甲醇	连续	定期巡检
废水	采出水	化学需氧量、石油类	连续	送至巴什托集油站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层
	井下作业废水：洗井液（水）	化学需氧量、石油类	间歇	用回收罐收集后运至拉运至塔河油田绿色环保站废液处理系统，

				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/T 5329-2022)中推荐水质标准后,回用于油田注水,不外排。
噪声	井场采油(气)树	Leq	连续	选用低产噪设备、基础减震
	井场泵类		连续	选用低产噪设备、基础减震
固废	落地油	危险废物	间歇	带罐作业,落地油100%回收。采取密闭桶装形式分类收集后,直接委托有危废处置资质的单位转运处置,拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。
	含油废物	危险废物	间歇	
	废防渗膜	危险废物	间歇	

3.3.4.3 退役期工艺流程

随着开采的不断进行,其储量逐渐下降,最终井区将进入退役期。

首先采用清水清洗注水通道,然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化,完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞的区域,使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域,但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能,且在凝固的过程中存在膨胀性,使该区域的堵塞物被挤压得更结实且能与固化堵剂胶合在一起,完成井筒的封固,使得地层的水在此井筒中无法形成窜流,达到了封井的目的。

3.4 工程分析

3.4.1 施工期生态影响及污染源分析

施工期环境影响的特点是持续时间短,破坏性强,在本工程建设结束后,可在一定时期消失。

3.4.1.1 施工期生态影响分析

生态影响主要体现在井场、道路建设阶段,如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。道路建设产生的弃土及时回填至道路两侧洼地,基本可做到土石方挖填平衡。

本次部署的2口钻井均为探转采,在原井场内进行,不新增永久占地;改建道路新增永久占地主要是停车区和消防水池占地。其中,永久占地面积9576m²,临时占地面积160222m²,占地类型均为沙地。井场建设施工属暂时性影响,野生动物受惊吓和驱赶,破坏了原有生态环境的自然性。

道路工程施工作业包括场地平整、道路建设等,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。

3.4.1.2 施工期废气污染源

本项目施工过程中废气包括施工扬尘和施工车辆尾气。

(1) 施工扬尘

施工扬尘主要来自池体开挖、车辆运输过程中产生，井场施工过程中池体开挖周期较短，且井场采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

(2) 车辆尾气

在施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_x 等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

(3) 柴油罐储存排放的废气

本项目预计使用柴油 120t，经计算，柴油约 143760L/a。

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

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

一吨油的体积数=1/p 立方米，（p 为密度）。

柴油 1 吨约 1198L。

本项目预计使用柴油 120t，经计算，柴油约 143760L/a。

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

油罐在没有收发油作业的情况下，随着外界气温、压力在一天内的升降周期变化，罐内气体空间温度、油品蒸发速度、油气浓度和蒸汽压力也随之变化。这种排出油蒸气和吸入空气的过程造成的油气损失，叫小呼吸损失。呼吸损失每天都发生，据统计，油罐平均呼吸排放量为 120mg/L·通过量，则经计算分析得本项目柴油罐呼吸排放量约为 0.0172t/a。对附近地区的大气环境有一定的影响，

由于柴油的蒸汽压很低，实际柴油蒸汽的无组织排放量非常少，本环评的计算考虑了柴油的无组织排放量，因此本项目非甲烷总烃的实际排放量较预测值更低。

(4) 燃油废气

施工机械和运输车辆使用柴油作为燃料将产生燃烧废气，尾气中的主要污染物为烃类、CO 和 NO_x，排放量较少。开发期钻井过程中钻机使用大功率柴油机带动，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、NO₂、SO₂ 等。每个井队配备柴油机 2 台，柴油消耗量平均 2t/d，共耗柴油 120t。施工期柴油罐采用撬装式罐，容积为 10m³，一个井场施工完毕后拉运至下一个井场继续使用。

根据《油田开发环境影响评价文集》，柴油机每马力小时耗柴油 175g，产生 CO 2.4g、NO₂ 10.99g、烃类 4.08g。据此，柴油机运转过程中排入大气中的污染物（以 CO 为例）可用下式计算：

$$Q_{CO} = 2.40 \times \frac{m}{175}$$

式中：m — 柴油机消耗柴油量 t。

我国目前的柴油标准，硫含量不大于 0.035%，在此按柴油中硫含量为 0.035% 估算，燃烧 1t 柴油产生的 SO₂ 为 0.70kg。因此，本工程钻井期施工期间共向大气中排放 CO、NO₂、烃类、SO₂ 分别为 1.64t，7.54t，2.8t，0.084t。燃油废气的排放是短期的、间断性的，其影响将随钻井工程的结束而消失。

3.4.1.3 施工期废水污染源

工程井队人数约 60 人，钻井施工天数 90d，按生活用水量 50L/d·人计，生活用水量约 270m³（3m³/d），试油期间井场仅 2 人值班，试油期天数 3d，生活用水量为 0.6m³。施工期总用水量约 270.6m³。生活污水主要为盥洗废水，产生量约 216.48m³（2.4m³/d）。

生活污水中主要污染物为 COD、NH₃-N、SS 等，类比区域内油气田现状，其主要指标浓度 COD 为 350mg/L，NH₃-N 为 60mg/L、SS 为 240mg/L。本工程钻井期间建设撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺，经污水处理站处理后，出水可满足《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）表 2 的 C 级标准，出水用于荒漠的灌溉。

3.4.1.4 施工期噪声污染源

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、推土机、运输车辆、吊装机、焊接机器等，产噪声级在 84~90dB(A)之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

3.4.1.5 施工期固废污染源

(1) 施工废料

施工废料主要包括边角料等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程施工废料产生量约为 17.834t。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一般固废填埋场处置。

(2) 施工弃土、弃渣

本项目改建道路 45km，宽度 4m，清理沙量（5400m³/km）24.3 万 m³，铺垫砂砾石（厚度 15cm）2.7 万 m³。弃方主要为道路清理的沙 24.3 万 m³。道路施工过程中产生的土方回填至挖方处或周边低洼场地，并实施压实平整。本项目土石方平衡见下表 3.4-3。

表 3.4-3 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

工程分区	挖方	填方	借方	弃方
井场	0.34	0.38	0.04	0
道路工程	24.3	2.7	2.7	24.3
合计	24.64	3.08	2.74	24.3

(3) 生活垃圾

井队人数为 60 人，工程预计钻井施工期为 90 天，按生活垃圾产生量每人 0.5kg/d 计，生活垃圾产生量 2.7t。现场集中收集，生活垃圾拉运至当地垃圾填埋场处置。

3.4.1.6 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 3.4-6。

表 3.4-6 本工程施工期污染物排放情况汇总表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
废气	施工扬尘	施工场地	TSP、SO ₂ 、NO _x 等	少量	洒水降尘
	车辆尾气	施工场地	SO ₂ 、NO _x	少量	洒水降尘，使用合格燃料
废水	井场地、道路施工	生活废水	SS、	216.48m ³	采用不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。
固体	井场地	施工废料	--	17.834t	施工废料应首先考虑回收利用

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
废物	面、道路 施工				用，不可回收利用部分运至当地垃圾填埋场处置。
		弃土、弃渣	--	24.3 万 m ³	回填，无废弃土方量。
		生活垃圾	--	2.7t	现场集中收集，生活垃圾拉运至当地垃圾填埋场处置。
噪声	井场地 面、道路 施工	施工机械、 运输车辆	/	75~110dB (A)	加强施工管理

3.4.2 运营期污染源分析

3.4.2.1 废气污染源

(1) 设备动静密封点无组织非甲烷总烃核算

拟建工程油气集输环节采用密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发。在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本项目而言，VOCs 主要为非甲烷总烃。

正常工况下设备动静密封点泄漏VOCs排放量根据《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（P12），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年许可排放量按下列公式计算：

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

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（TOC）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（TOC）平均质量分数，根据设计文件取值；（本次评价按保守估计的原则，将 TOC 全部视为可挥发性有机物 VOCs， $WF_{\text{VOCs}}=WF_{\text{TOC}}$ ）

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数，见附录 B 中的表 B.1。

表 3.4-10 设备与管线组件 eTOC_i 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 eTOC _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

表 3.4-11 拟建工程无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称		设备数量 (个)	排放速率 eTOC,i/ (kg/h/ 排放源)	年运行时间 (h)	排放速率 (kg/h)	年排放量 (t)
1	单个 采油 井场	有机液体阀门	35	0.036	8640	0.004	0.033
2		气体阀门	10	0.024	8640	0.001	0.006
3		法兰或连接件	20	0.044	8640	0.003	0.023
单井合计						0.007	0.062
2 口井总计							0.124

经过核算，拟建项目 2 口井无组织排放废气中非甲烷总烃排放量为 0.124t/a。

(2) 无组织硫化氢核算

无组织排放 H₂S 计算思路为：通过无组织排放的非甲烷总烃推算出无组织排放的天然气排放量，根据天然气中硫化氢的浓度，计算出硫化氢的排放量，计算过程如下：

根据区块天然气样分析可知甲烷含量为 22.02%（地面天然气 CH₄ 含量在 14.33%~29.71%之间，平均 22.02%），故非甲烷总烃在天然气中的比例为 77.98%，由上文计算可知单座井场非甲烷总烃排放量为 0.062t/a，无组织的天然气排放量分别为 $0.062 \div 77.98\% = 0.079$ (t/a)；

折算成体积为：标况下，本区块油藏天然气相对密度为 0.9632（地面天然气相对密度分布在 0.9514~0.9750，平均 0.9632），密度在 0.722kg/m³，故单座井场无组织排放的天然气体积分别为 $0.079 \times 1000 \div 0.722 = 109.42\text{m}^3$ ；

BT5 井区硫化氢含量分布均值为 39.51~41.61mg/m³，计算可得本项目单座井场无组织硫化氢的排放量为： $109.42 \times 41.61 \div 10^9 = 0.000045$ (t/a) (0.00001kg/h)。

本项目运营期 2 口井无组织硫化氢的排放量为：0.00009t/a，可采用密闭集

输，并设置腐蚀检测装置，防止 H₂S 的泄漏。

(3) 甲醇储罐无组织挥发核算

本项目在井口预留加热接口，井口加热预留是防止产液量下降，生产气量上升（或产气井），节流后井温瞬间降低，造成管线冻堵。本工程新建甲醇加注系统一套，为系统冻堵时解堵需要。甲醇经甲醇卸车泵卸至甲醇储罐，再经甲醇加注泵根据需要注入凝液回收单元易冻堵部位。

小呼吸损耗计算公式：

$$LB=0.191 \times M (P / (100910 - P))^{0.68} \times D^{1.73} \times H^{0.51} \times \Delta T^{0.45} \times FP \times C \times K_C$$

式中：LB—固定顶罐的呼吸排放量（Kg/a）；

M—储罐内蒸气的分子量，92.14；

P—在大液体状态下，真实的蒸气压力（Pa），2910Pa；

D—罐的直径（m），3；

H—平均蒸气空间高度（m），2.1；

ΔT —一天之内的平均温度差（℃），15；

FP—涂层因子（无量纲），根据油漆状况取值在 1~1.5 之间，1.25；

C—用于小直径罐的调节因子（无量纲）；直径在 0~9m 之间的罐体，

$C=1-0.0123(D-9)^2$ ；罐径大于 9m 的 $C=1$ ；

K_C —产品因子（石油原油 K_C 取 0.65，其他的液体取 1.0）

大呼吸损耗计算公式：

$$LW=4.188 \times 10^{-7} \times M \times P \times K_N \times K_C$$

式中：LW—固定顶罐的工作损失（Kg/m³ 投入量）

K_N —周转因子（无量纲），取值按年周转次数（K，约 12 次）确定。

$K \leq 36$, $K_N=1$

$36 < K \leq 220$, $K_N=11.467 \times K^{-0.7026}$

$K > 220$, $K_N=0.26$

甲醇储罐约 3m³（常温常压储罐规格 Ø1500mm×2000mm，充装系数为 0.85，甲醇密度为 791.4kg/m³，储罐顶部设呼吸阀），一罐双泵：甲醇加注泵 2 台（1 用 1 备）排 100L/h。固定式卸药泵 1 台，排量 3.2m³/h。甲醇加注间歇运行，年运行时间较短，用于系统冻堵时解堵。通过上述公式计算可知，甲醇储罐呼吸废气甲醇排放量为 0.024t/a。

(4) 罐体贮存废气

本项目共涉及 2 个储罐，均为 80m³。拉油流程原油年周转量 0.936 万吨/年，通过罐车运输，同时考虑大呼吸废气和小呼吸废气。

小呼吸： $L_B=0.191 \times M(P/(100910-P))^{0.68} \times D^{1.73} \times H^{0.51} \times \Delta T^{0.45} \times F_P \times C \times K_c$

大呼吸： $L_W=4.188 \times 10^{-7} \times M \times P \times K_N \times K_c$

式中： L_B ——储罐的呼吸排放量(kg/a)；

M ——储罐内蒸汽的分子量；

P ——在大量液体状态下，真实的蒸汽压力(Pa)；

D ——罐的直径(m)；

H ——平均蒸汽空间高度(m)；

ΔT ——一天之内的平均温差(°C)；

F_P ——涂层因子(无量纲)，根据油气状况取值在 1~1.5 之间，取 1.25；

C ——用于小直径罐的调节因子(无量纲)，直径在 0~9m 之间的罐体， $C=1-0.0123(D-9)^2$ ，罐径大于 9m 的 $C=1$ ；

K_c ——产品因子(石油原油取 0.65，其他液体取 1.0)。

L_W ——固定顶罐的工作损失(kg/m³投入量)；

K_N ——周转因子(无量纲)，取值按年周转次数(K ，次)确定： $K \leq 36$ ， $K_N=1$ ， $36 < K \leq 220$ ， $K_N=11.467 \times K^{-0.7026}$ ， $K > 220$ ， $K_N=0.26$ ；

表 3.4-12 各参数取值一览表

序号	项目	M	P/Pa	D/m	H/m	$\Delta T/^\circ C$	F_P	C	K_c	K_N
1	BT5 井场	50	24400	4	1.571	10	1.25	0.6925	0.65	0.624

表 3.4-13 罐区各储罐大小呼吸废气一览表

序号	储罐名称	数量(座)	大呼吸废气量(kg/a)	小呼吸废气量(kg/a)	合计(kg/a)
1	多功能集油器	2	0.414×51(周转次数)=21.114	42.676	63.79
2	落地罐	2	0.828×51(周转次数)=42.228	85.352	127.58
合计					191.37 (0.191t/a)

(5) 有机液体装载

$$E_{\text{装卸}} = \frac{L_L \times V}{1000} \times (1 - \eta_{\text{总}}) \quad (0-49)$$

公路、铁路装载过程损耗排放因子：

$$L_L = C_0 \times S \quad (0-51)$$

式中：

S 饱和因子，代表排出的挥发物料接近饱和的程度，饱和因子的选取见附表三-9；

C_0 装载罐车气、液相处于平衡状态，将挥发物料看做理想气体下的物料密度， kg/m^3 ；见公式 0-48。

$$C_0 = 1.20 \times 10^{-4} \times \frac{P_T \times M}{T + 273.15} \quad (0-48)$$

表 3.4-14 参数取值一览表

M	P_T/Pa	$T/^\circ\text{C}$	S
50	15000	30	0.6

$$L_L = 1.2 \times 10^{-4} \times [(12000\text{Pa} \times 50) \div (30 + 273.15)] \times 0.6 = 0.143\text{kg/m}^3$$

拉油流程原油年周转量 0.936 万吨/年，E装卸= $[(0.143\text{kg/m}^3 \times 0.936 \times 10^7\text{kg} \div 934\text{kg/m}^3) \div 1000] \times (1-0\%) = 0.433\text{t/a}$ 。

表 3.4-15 本项目无组织非甲烷总烃废气核算一览表

污染源	污染物	排放量 t/a
罐体贮存废气	VOCs	0.191
装载逸散废气	VOCs	0.433
设备动静密封点（井场）	VOCs	0.124
合计		0748

本项目运营期的无组织废气非甲烷总烃排放量为 0.748t/a。

3.4.2.2 废水污染源

(1) 采出水

采出水污染物源强分析参照《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）中石油与天然气开采行业系数表。

表 3.4-7 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

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
非稠油	非低渗透油田 < 80%	二次采油+三次采油	所有规模	废水	t/t-产品	A/ (1-A)	回收回注
				化学需氧量	g/t-产品	1354 A/ (1-A)	
				氨氮	g/t-产品	10.83 A/ (1-A)	
				总氮	g/t-产品	59.1 A/ (1-A)	
				挥发酚	g/t-产品	1.6 A/ (1-A)	

				石油类	g/t-产品	12.97 A/ (1-A)	
--	--	--	--	-----	--------	----------------	--

A 取 0.24

表 3.4-8 采出水废水量及污染物产生量一览表

污染物指标	产污系数	2 口井污染物产生量 (t/a)
工业废水量	0.316t/t-产品	2957.760
化学需氧量	427.579g/t-产品	4.002
氨氮	3.420g/t-产品	0.032
总氮	18.663g/t-产品	0.175
挥发酚	0.505g/t-产品	0.0047
石油类	4.096g/t-产品	0.0383

本项目产油规模 0.936 万吨/年，采出水量为 2957.76t/a。采出水随采出液一起外运处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层，不外排。

(2) 生活污水

运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。

(3) 井下作业废液

本次工程井下作业主要包括洗井、修井等，主要分析洗井、修井过程产生的废液。

根据《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》（环保部公告 2021 年第 16 号）中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中产排污系数，计算井下作业废液的产生量。

表 3.4-9 与石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	产污系数	单位
洗井液	非低渗透油井洗井作业	所有规模	废洗井液	76	吨/井
	修井	所有规模	废洗井液	25.29	吨/井

本工程部署 2 口井，按井下作业每 2 年 1 次计，根据上表，本工程井下作业废水产生量为 101.29t/a（0.28t/d），采用专用回收罐进行回收，拉运至塔河油田绿色环保站废液处理系统进行处理，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）标准中指标后回注油层，不外排。

3.4.2.3 固体废物污染源

(1) 落地油

落地油主要产生于井下作业环节，采油环节，集输环节产生的落地油，属于危险废物 HW08（废物代码：071-001-08），本工程井下作业时带罐作业，防止

产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。原油落地侵染的土壤交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。

(2) 含油废物

①废润滑油、油桶

本工程废润滑油、油桶主要是井下作业和采油过程中机械设备维修中产生的，每口井每次产生废润滑油、油桶约 0.05t，本工程共部署 2 口井，每次产生废润滑油约 0.1t，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码 900-249-08）。

②废防渗材料

项目运行期井下作业时，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 1 口井作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，井下作业频次为次/2 年，则工程 2 口井产生废弃防渗材料最大量约 0.5t/a。

作业过程中产生的含油废防渗膜属于危险废物，为 HW08 类危险废物（废物代码 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，由施工单位将危险废物交由有危废处置资质单位转运处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

表 3.4-16 拟建工程营运期固废产生、处置及防治措施情况一览表

序号	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
1	落地油	HW08	071-001-08	--	井下作业环节，采油环节，集输环节	半固态、固态	油类物质	油类物质	/	T, I	带罐作业，落地油 100%回收。密闭桶装分类收集后，由具备危废处置资质单位进行处理。
2	废防渗材料	HW08	900-249-08	0.5t/a	井下作业及维修	固态	油类物质	油类物质	/	T, I	
3	废润滑油、废油桶	HW08	900-249-08	0.1t/次	井下作业和采油过程中机械设备维修	固态	油类物质	油类物质	/	T, I	

3.4.2.4 噪声源

运营期间的噪声源主要包括井场设备的运转噪声、井下作业噪声、巡检车辆的交通噪声等，噪声级为 60~105dB（A），见表 3.4-17。

表 3.4-17 噪声源强调查清单（室外声源）

噪声源名称		声功率级 [dB（A）]	噪声 特性	排放 规律	备注	运行时段	声源控制措施
单井井场	机泵	75-80	机械	连续	单台 噪声	昼间至 夜间	选用低噪声设备，机泵等设备加润滑油和减振垫
	井下作业	80~105	机械	间歇	/	昼间	
交通噪声	巡检车辆	60-90	机械	间歇	/	昼间	/

3.4.2.5 运营期污染物排放情况汇总

本项目运营期三废排放状况见表 3.4-18。

表 3.4-18 运营期污染物排放汇总

污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
油气集输	烃类	0.748t/a	0.748t/a	无组织排放至大气中
	硫化氢	0.00009t/a	0.00009t/a	
采出水	工业废水量	2957.76t/a	0	采出水在五号联合站经过处理达到《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。
	化学需氧量	4.002t/a	0	
	氨氮	0.032t/a	0	
	总氮	0.175t/a	0	
	挥发酚	0.0047t/a	0	
	石油类	0.0383t/a	0	
井下作业废液	洗井液	101.29t/a	0	自带回收罐回收，拉运至塔河油田绿色环保站废液处理系统，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油层，不外排。
固体废物	废防渗材料	0.5t/a	0	密闭桶装分类收集后，由具备危废处置资质单位进行处理。
	废润滑油	0.1t/次	0	

3.4.3 退役期环境影响分析

退役期对完成采油的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作。退役期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。

3.4.5 非正常工况排放

拟建项目非正常排放主要为井口压力过高时的放喷情况。拟建项目油气集输过程中，若井口压力过高，应经燃烧后放空。本次评价将井口压力异常情况作为

非正常排放考虑。

表 3.4-19 非正常排放参数

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	非正常排放速率(kg/h)	单次持续时间/h	年发生频次
井场井口	井口压力过高时的放喷	颗粒物	0.55	0.17	1
		SO ₂	0.0027	0.17	1
		NO _x	6	0.17	1
		VOCs	0.46	0.17	1

3.5“三本账”

表 3.5-1 运营期污染物排放“三本账”汇总表

污染物类型	污染物名称	本工程排放量 (t/a)	以新带老削减量 (t/a)	本工程实施后排放量 (t/a)	排放增减量 (t/a)
废气	颗粒物	0	0		0
	二氧化硫	0	0		0
	氮氧化物	0	0		0
	H ₂ S	0.00009	0	0.00009	+0.00009
	VOCs	0.748	0	0.748	+0.748
废水	采出水	2957.76	0	0	0
	废液	101.29	0	0	0

3.6 污染物排放总量控制

(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。

(2) 污染物总量控制因子

根据国家现行总量控制因子及“十四五”总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

大气总量控制指标为 NO_x、VOCs；

水污染物总量控制指标为：COD、氨氮。

(3) 总量控制建议指标

根据《“十四五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，大气污染物减排因子为 NO_x、VOCs。水污染物减排因子为 COD 和氨氮，运营期采用密闭管输不加热集输工艺，废水不外排。

本项目 VOCs 无组织排放量为 0.748t/a。废气均为无组织排放，可不再申请挥发性有机物总量控制指标。

3.7 清洁生产水平分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本工程为油气田开发建设项目，生产过程主要包括采油、油气集输和伴生气回收、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。

3.7.1 清洁生产水平技术指标对比分析

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

（1）评价指标体系

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

——定量评价指标

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

——定性评价指标

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

(2) 评价依据

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

——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。

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 3.7-1 和 3.7-2。

表 3.7-1 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分

(1) 资源和能源消耗指标	25	占地面积	h m²	5	符合行业标准要求	0.45hm²	5
		洗井液消耗	m³/井次	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m³/井次	10	行业基本水平	符合	10
(2) 生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%	25	100	100%	25
(3) 资源综合利用指标	25	落地原油回收利用率	%	8	100	100%	8
		生产过程排出物利用率	%	9	100	100%	9
		剩余作业液回收率	%	8	100	100%	8
(4) 污染物产生指标	25	废弃洗井液	m³/井次	5	/	正常水平	5
		修井废水	m³/井次	5	/	正常水平	5
		废气	m³/井次	5	/	正常水平	5
		油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50； 乙类区：≤70	≤50	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5
合计				100	/	/	100
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本项目	
(1) 原辅材料	15	洗井液的毒性	无毒		15	15	
(2) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		7	7	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		6	6	
		防溢设备（防溢池设置）	具备		6	6	
		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		8	8	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		8	8	
(3) 符合国家政策的生产规模	10	废液、落地油处理符合现行国家政策法规			10	10	
(4) 环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证			15	15	
		开展清洁生产审核			5	5	
(5) 贯彻执行环境保护法规的符合性	15	污染物排放总量控制与减排措施情况			15	15	
合计					100	100	

表 3.7-2 采油(气)作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						
一级指标	权	二级指标	单位	权重	评价基准值	本项目

	重 值			值		实际 值	得 分
(1) 资源和能源消耗指标	30	吨采出液综合能耗	kg 标煤 /t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160	稀油： ≤65	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	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	落地原油回收率	%	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
		采出废水达标排放率	%	10	≥80	100	10
合计				100	/	/	90
定性指标							
一级指标	指标 分值	二级指标				指标 分值	本项 目 得分
(1) 原辅材料	5	注水水质		本项目不涉及注水井		5	0
(2) 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	采油	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		防止落地原油产生措施	10	10
		采油方式		采油方式经过综合评价确定		10	10
		集输流程		全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	10
(3) 符合国家政策的生产规模	10	废液、落地油处理符合现行国家政策法规				10	10
(4) 环境管理体系建设及清洁生产审核	20	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				10	10
(5) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况				5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况				5	5
合计						100	95

(5) 评价指标考核评分计算

1) 定量评价考核总分值计算

① 单项评价指标计算

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：

$$P=0.6P1+0.4P2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P1—定量评价考核总分值；

P2—定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.7-3。

表 3.7-3 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

计算可得：

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

——采油和集输：定量指标 90 分，定性指标 95 分，综合评价 92 分。

3.7.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本工程清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

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。

3.8 相关符合性分析

3.8.1 相关法规、政策符合性分析

（1）与国家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，《产业结构调整指导目录（2024 年本）》“第一类鼓励类”中“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采；2. 油气管网建设：原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设、技术装备开发与应用”属鼓励类项目。

本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

(2) 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

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

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

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

本工程位于喀什地区巴楚县境内，项目评价范围内没有水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；项目区属于新疆维吾尔自治区级水土流失塔里木河流域重点治理区，建设单位将按照水利部门管理要求办理相关手续并积极采取水土保持措施；项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目按照“三同时”，要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。本报告提出运营期要选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。综上所述，项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

(3) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析详见表 3.8-1。

表 3.8-1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
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	本项目投产后将归中国石油化工股份有限公司（简称中石化）西北油田分公司雅克拉采气厂运营，将其纳入到雅克拉采气厂已有的 HSE 管理体系、突发环境事件应急预案及污染源日常监控计划中。	符合

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。		
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。	采出水集中收集后由五号联合站采出水处理系统处理达标后回注油藏。	符合

由上表可知，本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

（4）与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

本工程施工土方全部用于场地平整；施工废料首先考虑回收利用。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。

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

《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（新环环评发〔2020〕142号）转发了（环办环评函〔2019〕910号）的内容。本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）符合性分析见表3.8-2。

表 3.8-2 与“环办环评函〔2019〕910号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	编制油气开发相关专项规划，应该依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划生态决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料 and 成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。	中石化西北油田分公司已编制完成《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环评》。目前，该规划环评已取得新疆维吾尔自治区生态环境厅《关于<中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书>的审查意见》（新环审[2022]147号）。	符合

2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	符合
3	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。在本通知印发前已经取得环评批复、不在海洋生态环境敏感区内、未纳入油气开采区块产能建设项目环评且排污量未超出原环评批复排放总量的海洋油气开发工程调整井项目，实施环境影响登记表备案管理。	本工程所在区域为老区区块。本工程为探转采工程和改建道路等地面工程项目。本工程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
4	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）等排放标准要求。涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	本工程废水经依托工程处理达标后回注油层，不外排，不涉及水污染物总量控制指标。 本工程废水经依托工程处理达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求，回注到油层。	符合

5	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本工程评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）要求评价。	本工程产生的危险废物均依托有危废处置资质单位转运处置，全部回收无害化处置，无外排。	符合
7	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场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黄回收工艺，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排放标准要求。	本工程原油在巴什托集油站进行处理，采用密闭管输不加热集输工艺。本次评价提出切实可行的环境风险防范措施。	符合
8	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本工程施工周期较短，报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响。本次评价对施工期噪声提出相应措施，施工对周边生态环境影响较小。	符合
9	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	本项目不占用生态保护红线区，拟建工程均在生态保护红线范围外。	符合
10	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019年1月1日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见	符合

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

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)分析见表 3.8-3。

表 3.8-3 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 317-2018)符合性分析

意见要求	本项目情况	符合情况
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。	本次环评提出了行之有效的生态恢复措施和水土保持措施。	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	本项目开发方案设计考虑了 BT5 井区资源赋存状况、生态环境特征等条件,所选用的开采技术和工艺均属于成熟、先进的技术装备	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。	本项目井场和改建道路均经过严格论证后确定。报告提出道路建设不得超出既定作业范围,施工结束后对施工迹地进行清理平整。	符合

(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》符合性分析

根据《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》:“产生 VOCs 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式,并保持负压运行”。

本工程属于陆地石油天然气开采工程,集输环节均为密闭流程,可有效减少 VOCs 排放。符合《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》中要求。

(8) 与《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》符合性分析

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。

本工程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,具体见第六章防沙治沙措施。

(9) 与《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2 号)符合性分析

根据《关于规范临时用地管理的通知》：“县（市）自然资源主管部门负责临时用地审批，其中涉及占用耕地和永久基本农田的，由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批。不得下放临时用地审批权或者委托相关部门行使审批权。城镇开发边界内使用临时用地的，可以一并申请临时建设用地规划许可和临时用地审批，具备条件的还可以同时申请临时建设工程规划许可，一并出具相关批准文件。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”。

本工程主要占地类型为沙地，不占用耕地和永久基本农田。项目开工前，建设单位需向巴楚县自然资源局办理临时占地手续。

（10）与《空气质量持续改善行动计划》符合性分析

本项目与 2023 年 11 月 30 日国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知（国发〔2023〕24 号）符合性分析见下表。

表 3.8-4 与《空气质量持续改善行动计划》符合性

规划名称	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性
2023 年 11 月 30 日国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知（国发〔2023〕24 号）	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 年年底前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大气污染处理设施。	本项目为石油天然气开采项目，油气输送过程全密闭，运营期采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等定期的检查、检修。本项目符合《空气质量持续改善行动计划》中的相关要求。	符合

（11）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

本项目与 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 3.8-5 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
陆地石油	（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	本项目为石油天然气的开采及集输	符合

天然气开发行业生态环境准入要求	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。		
	(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。	本工程为区块地面工程。	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。	本项目位于巴楚县，属于新区块开发，采出液处理需依托其他区块的设施	符合
	3.涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目不涉及自然保护地	/
	(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，有效降低生态环境影响。	施工期严格按照既定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业	符合
	2.陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	本项目采取设备密闭、有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，报告已要求相应环境风险措施。	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。	本次部署的 2 口井处于边远地区，处于区块开发前期，伴生气难以回收，经燃烧后放空。	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。	本项目运营期井下作业废水返排入罐。	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。	本项目不涉及	/
6.废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺,勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后,固相优先综合利用,暂时不利用或者不能利用的,应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599)处置;废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物,应按照国家有关规定制定危险废物管理计划,建立危险废物管理台账,依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。	运营期危险废物委托有资质单位拉运处置。	符合
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。	项目选用低噪声钻井设备,项目位于沙漠腹地,无居民区,通过合理布局、加强管理,项目噪声满足要求	符合
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。	经调查,西北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。	符合

(13) 与《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)符合性分析

本项目与《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)分析,见表3.8-6。

表 3.8-6 《钻前工程及井场布置技术要求》符合性分析

序号	规范条件中要求	项目情况	相符性
1	井场选择原则:①根据自然环境、钻机类型及钻井工艺要求确定钻井设备安放位置。②井场应避开滑坡、泥石流等不良地段,在河滩、海滩地区应避开汛、潮期进行钻井前施工。③充分利用地形,节约用地,方便施工。④满足防洪、防喷、防爆、防火、防毒、防冻等安全要求。⑤有利废弃物回收处理,声光屏蔽等,防止环境污染。⑥在选择井场时应考虑钻机井架和动力基础选在挖方处。⑦在环境有特殊要求得井场	本项目位于喀什地区巴楚县,小海子区块。部署的2口钻井井场选址区域无滑坡、泥石流等不良地段,也不在河滩地区,符合规范条件中的相关要求。	符合

序号	规范条件中要求	项目情况	相符性
	布置时，应有切实得防护设施。		
2	井场得确定：①根据勘探或开发部门给定得井位坐标，由建设单位、地质部门和施工单位实地勘测确定地面井口得位置，基础施工结束后复测井位坐标。②油、气井口距高压线及其他永久设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m。在地下矿产裁决钻井、井筒与采掘坑道、矿井坑道之间的距离不小于 100m。③含硫油气井场应选在较空旷的位置，宜在前后或左右方向能让盛行风畅通。④井口距堤坝、水库的位置应根据国家水利部门的有关规定执行。	本项目位于喀什地区巴楚县，地势平坦，周围无不良地段。井场选址远离居民区，井口周围环境空旷，钻井周围 1km 范围内无学校、医院、民宅等。	符合

(14) 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

根据《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）中的相关要求，“全面完成历史遗留含油污泥、废弃磺化泥浆排查工作，并对已经排查治理的区域开展回头看，建立历史遗留含油污泥、废弃磺化泥浆排查台账”，做到全覆盖、无遗漏、底数清、情况明。根据收集资料和现场勘察，目前区块内不存在历史遗留的废弃磺化泥浆及岩屑。

(15) 与《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》符合性分析

根据《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136 号，2013-08-26）：“(五)沙区开发建设项目应尽量减少占用已经治理好的沙化土地。需要占用固定沙地、半固定沙地、流动沙地，要根据各地实际情况，搞好生态保护、治沙等方面的科学论证，做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容的评价工作。(六)沙区开发建设项目应尽量减少占用沙区植被地。确需占用沙区植被地的建设项目，要严格按程序报批，并做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价报告的编制工作。……(十二)严格控制在沙化土地封禁保护区内开展建设活动。确需在沙化土地封禁保护区实施的建设项目，必须按照沙化土地封禁保护区有关行政许可的要求，报国家林业局审批。对沙化土地封禁保护区内的建设项目，应把环评中防沙治沙内容评价作为审查的重点，不符合要求的将不予审批”。

本项目开发建设过程中未占用已经治理好的沙化土地，也未占用沙区植被

地；项目区距离沙化土地封禁保护区最近距离约 8km。综合分析表明，本项目符合《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》。

（16）与《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》（国发〔2021〕33 号）符合性分析

根据《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》（国发〔2021〕33 号，2021 年 12 月 28 日）：“（九）挥发性有机物综合整治工程。推进原辅材料和产品源头替代工程，实施全过程污染物治理。以工业涂装、包装印刷等行业为重点，推动使用低挥发性有机物含量的涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂。深化石化化工等行业挥发性有机物污染治理，全面提升废气收集率、治理设施同步运行率和去除率。对易挥发有机液体储罐实施改造，对浮顶罐推广采用全接液浮盘和高效双重密封技术，对废水系统高浓度废气实施单独收集处理”。

本项目为陆地石油天然气开采，项目运营过程中会产生少量无组织排放的挥发性有机物，主要产生于油气集输过程（以及 2 座井场相关的拉油站），油气集输过程全密闭，拉油站内储罐采用了高效双重密封技术，液体装载过程安装油气回收装置，全面提升废气收集率，减少挥发性有机物的无组织排放。综合以上分析，本项目符合《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》。

3.8.2 相关规划符合性分析

（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。”本项目属于**塔里木盆地**的陆地石油天然气开采工程，符合《全国矿产资源规划》要求。

（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》第一章“加快建设国家“三基地一通道”提出，按照“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。加强成品油储备，提升油气供应保障能力”。

本工程位于塔里木盆地油气基地小海子区块，属于两大油田公司中的中国石油化工股份有限公司西北油田分公司开发项目。施工期采取严格的措施对排放的污染物进行治理，污染物可实现达标排放，对环境影响小，符合纲要中产业发展和生态环境保护的目标要求。

（3）与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划》（2021-2025 年）符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》第四章--总体布局：围绕新疆“三屏两环多廊”的生态安全格局，坚持矿产资源开发与资源环境承载力相匹配，做好与国家和新疆区域发展战略及主体功能区的衔接，执行国土空间三条控制线内矿业活动管控要求，探索对三条控制线内、建设项目压覆、政策性关闭矿山的矿产资源保护与储备。落实生态环境准入清单，严格矿产资源开发禁止和限制的环境准入要求。坚守环境质量底线，加强矿产资源开发管控，合理调控全区矿产资源开发利用总量、强度，提高矿产资源利用效率。

依据矿产资源分布特点及勘查开发利用现状，按照“深化北疆东疆，加快南疆勘查开发”的总体思路，划分环准噶尔、环塔里木、阿尔泰、东准噶尔、西准噶尔、东天山、西天山、西南天山、西昆仑、东昆仑—阿尔金等“两环八带”十个勘查开发区。

——环塔里木能源矿产勘查开发区。重点加强塘古坳陷、柯坪断隆带、库车凹陷、西南坳陷等新区新层系石油、天然气勘查，提供 5-8 个油气远景区，圈定 10-15 处油气区块，支撑塔河、塔中、和田、拜城—库车等大型油气田建设。开展塔里木西南缘、东北缘页岩气、油砂、油页岩等非常规能源勘查，提供勘查开发区 3-5 处，新增页岩气资源量 500 亿立方米。加大库拜煤田及周边区域焦煤、煤层气勘查，力争新增焦煤资源量 1 亿吨、煤层气 50 亿立方米，提高特殊煤种资源保障。加强罗布泊钾盐深部勘查，新增钾盐资源量 300 万吨，促进新疆钾盐产业绿色可持续发展。

本工程属于陆地石油天然气开采工程，地理位置位于喀什地区巴楚县，项目所在区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划》中的环塔里木能源矿产勘

查开发区，符合规划的相关要求。

(4) 与《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告》审查意见符合性分析

根据《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书的审查意见》，“严守生态保护红线，加强空间管控；合理确定开发方案，优化开发布局；严格生态环境保护，强化各类污染防治；加强生态环境系统治理，维护生态安全”，“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，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中相关标准要求后，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”。

本工程属于陆地石油天然气开采工程，拟建工程实施后，可有效增加开采效率，保证区域开采系统稳定运行，符合《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环评》及审查意见的相关要求。

(5) 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

本项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析见表 3.8-5。

表 3.8-6 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

意见要求	本项目情况	符合情况
加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	本工程无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展风险管控与修复工程。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

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联单。	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联单。	符合
实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。	本工程位于喀什地区巴楚县，为油气开发项目，不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的落后项目，符合喀什地区“三线一单”生态环境分区管控要求。	符合

(6) 与《喀什地区生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

根据《喀什地区生态环境保护“十四五”规划》，要求：“加强大气面源和噪声污染治理。强化施工、道路、堆场、裸露地面等扬尘管控，提升城市保洁和机械化清扫率。加大餐饮油烟污染、恶臭异味治理力度。强化秸秆综合利用。加强大型规模养殖场氨排放控制。实施噪声污染防治行动，加快解决群众关心的突出噪声问题”。“推进扬尘精细化管控。全面推行绿色施工，城市建成区建筑工地扬尘防控标准化管理全覆盖；加强城市道路清扫保洁和洒水抑尘，渣土车实施硬覆盖；推进低尘机械化作业水平，控制道路扬尘污染；强化非道路移动源综合治理；充分运用新型、高效的防尘、降尘、除尘技术，加强矿山粉尘治理”。

本项目属于陆地石油天然气开采工程，项目施工对场地散状物料遮盖、洒水降尘，能够有效降低施工扬尘；本周边无声环境敏感点，不存在扰民。本工程弃土弃渣全部利用；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垃圾填埋场处置。运营期产生的落地油和废防渗材料、废润滑油等均依托有危废处置资质单位转运处置。项目符合《喀什地区生态环境保护“十四五”规划》的要求。

(7) 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》符合性分析

《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》以《全国主体功能区规划》为依据，结合新疆实际编制的第一个国土空间开发规划，是战略性、基础性、约束性的规划。该规划将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区，按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域是指有一定经济基础，资源环境承载能力较强，发展潜力较大，集聚人口和经济条件较好，从而应该重点进行工业化城镇化开发的城市化地区，主要包括天山南北坡城市或城区

以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及 59 个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡 23 个县市，重点生态功能区涉及 53 个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共 107 处。

本工程属于陆地石油天然气开采工程，位于小海子区块矿权范围内，行政区划隶属喀什地区巴楚县管辖，不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。属于重点开发区域，本工程建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

3.8.3“三线一单”符合性分析

(1) 与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的符合性分析

2021 年 2 月新疆维吾尔自治区人民政府发布了《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）并于 2023 年做了更新调整。对照调整后的管控方案与本项目符合性分析见下表。

表 3.8-9 本项目与新疆维吾尔自治区“三线一单”符合性分析一览表

文件名称	要求		本项目采取的相关措施	符合性
《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）	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线	本项目距离生态保护红线最近为 55km，不在生态保护红线范围内，本项目与“生态保护红线”位置关系示意图 5	符合
	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控	本项目采出水处理达标后回注地层，井下作业废液委托塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域。本项目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	符合
	资源利用	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，	本项目采出水处理	符合

	用上线	水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等4个国家级低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用。	达标后回注地层，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后送至塔河油田绿色环保站处理，处理达标后回注地层，废水均不向外环境排放；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目油气开采密闭工艺，加强设备管理，加强阀门的检修与维护，能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；井场永久占地面积较小，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；本项目开发符合资源利用上线要求	
	环境管控单元	自治区划定环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。重点管控单元主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善	本项目属于巴楚县一般管控单元（ZH65313030001）项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。本项目实施后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效的控制，对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、土壤环境影响可接受	符合
自治区总体管控要求更新说明	A1 空间布局约束	A1.1 禁止开发建设的活动 （A1.1-1）禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022年版）》禁止准入类事项。 （A1.1-2）禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。 （A1.1-3）禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、	本项目为石油天然气开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于	符合

	养殖小区。 〔A1.1-4〕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。 〔A1.1-5〕禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为：（一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源；（二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土；（三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物；（四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为；（五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。 〔A1.1-6〕禁止在自治区行政区域内引进能耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。 〔A1.1-7〕①坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。②重点行业企业纳入重污染天气绩效分级，制定“一厂一策”应急减排清单，实现应纳尽纳；引导重点企业在秋冬季安排停产检修计划，减少冬季和采暖期排放。推进重点行业深度治理，实施全工况脱硫脱硝提标改造，加大无组织排放治理力度，深入开展工业炉窑综合整治，全面提升电解铝、活性炭、硅冶炼、纯碱、电石、聚氯乙烯、石化等行业污染治理水平。 〔A1.1-8〕严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。 〔A1.1-9〕严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线1公里范围内，除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外，严格禁止新建、扩建化工项目，不得布局新的化工园区（含化工集中区）。 〔A1.1-10〕推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境	《市场准入负面清单（2022年版）》（发改体改规[2022]397号）中禁止准入类项目；不属于“三高”项目；项目所在区域不属于国家和自治区大气污染防治联防联控区域；本项目不在水源涵养区、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	
--	---	---	--

	影响评价的产业园区。 〔A1.1-11〕国务院有关部门和青藏高原县级以上地方人民政府应当建立健全青藏高原雪山冰川冻土保护制度，加强对雪山冰川冻土的监测预警和系统保护。青藏高原省级人民政府应当将大型冰帽冰川、小规模冰川群等划入生态保护红线，对重要雪山冰川实施封禁保护，采取有效措施，严格控制人为扰动。青藏高原省级人民政府应当划定冻土区保护范围，加强对多年冻土区和中深季节冻土区的保护，严格控制多年冻土区资源开发，严格审批多年冻土区城镇规划和交通、管线、输变电等重大工程项目。青藏高原省级人民政府应当开展雪山冰川冻土与周边生态系统的协同保护，维持有利于雪山冰川冻土保护的生态环境。		
A1.2 限制 开发 建设 的活 动	〔A1.2-1〕严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水、高污染行业发展。〔A1.2-2〕建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。 〔A1.2-3〕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，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。 〔A1.2-4〕严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。 〔A1.2-5〕严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	本项目不占用永久基本农田；不占用湿地；不涉及自然保护地	/
A1.3	〔A1.3-1〕任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。 〔A1.3-2〕对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。 〔A1.3-3〕根据《产业结构调整指导目录》《限期淘汰产生严重污染环境的工业固体废物的落后生产工艺设备名录》等要求，配合有关部门依法淘汰烧结-鼓风炉5炼铅工艺炼铅等涉重金属落后产能和化解过剩产能。严格执行生态环境保护等相关法规标准，推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出。 〔A1.3-4〕城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩	本项目不涉及水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库；本项目符合国家产业政策，为鼓励类项目	符合

		大生产规模。		
	A1.4 其它 布局 要求	〔A1.4-1〕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生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。 〔A1.4-2〕新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。 〔A1.4-3〕危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划、产业发展规划和生态红线管控要求。	本项目符合国家、自治区主体功能区规划、生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划	符合
	A2 污 染 物 排 放 管 控	〔A2.1-1〕新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。 〔A2.1-2〕以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。 〔A2.1-3〕促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。 〔A2.1-4〕严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放，推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物（VOCs）防治。严格有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业项目的土壤、地下水污染防治措施要求。推进工业园区和企业集群建设涉VOCs“绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现VOCs集中高效处理。	本项目符合自治区及喀什地区“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求；本项目为石油天然气开采项目，报告已对温室气体排放进行影响评价。	符合
	A2.2 污 染 物 控 制 措 施 要 求	〔A2.2-1〕推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。 〔A2.2-2〕实施重点行业氮氧化物等污染物深度	本项目不涉及伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域；评价范围内无地表水体；本项目为油气田开采工程，为滚动开发项目，本项目区块内无历史遗留污染场地；本项目不涉及种植业	符合

	治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。 〔A2.2-3〕强化重点区域大气污染联防联控，合理确定产业布局，推动区域内统一产业准入和排放标准。实施水泥行业错峰生产，推进散煤整治、挥发性有机污染物综合治理、钢铁、水泥、焦化和燃煤工业锅炉行业超低排放改造、燃气锅炉低氮燃烧改造、工业园区内轨道运输（大宗货物“公转铁”）、柴油货车治理、锅炉炉窑综合治理等工程项目。全面推行绿色施工，持续推动城市建成区重污染企业搬迁或关闭退出。 〔A2.2-4〕强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。 〔A2.2-5〕持续推进伊犁河、额尔齐斯河、额敏河、玛纳斯河、乌伦古湖、博斯腾湖等流域生态治理，加强生态修复。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维等企业综合治理和清洁化改造。 〔A2.2-6〕推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。 〔A2.2-7〕强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。 〔A2.2-8〕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，开展土壤污染风险管控与修复工程。 〔A2.2-9〕加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增	
--	--	--

		效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。		
A3 环境 风险 管控	A3.1 环境 要求	〔A3.1-1〕建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“乌—昌—石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见。 〔A3.1-2〕对跨国境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控联动机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警、拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。〔A3.1-3〕强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	本项目所在区域属于PM2.5、PM10年平均浓度不达标城市，根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则大气环境（HJ2.2-2018）〉差别化政策有关事宜的复函》的要求，对喀什地区实行环境影响评价差别化政策，本项目不涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流	符合
	A3.2 联防联控 要求	〔A3.2-1〕提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于2025年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到2025年，完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。 〔A3.2-2〕依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。 〔A3.2-3〕加强新污染物多环境介质协同治理。排放重点管控新污染物的企事业单位应采取污染控制措施，达到相关污染物排放标准及环境质量目标要求；按照排污许可管理有关要求，依法申	项目所在区域不属于国家和自治区大气污染联防联控区域；	/

		领排污许可证或填写排污登记表，并在其中载明执行的污染控制标准要求及采取的污染控制措施。排放重点管控新污染物的企事业单位和其他生产经营者应按照相关法律法规要求，对排放（污）口及其周边环境定期开展环境监测，评估环境风险，排查整治环境安全隐患，依法公开新污染物信息，采取措施防范环境风险。土壤污染重点监管单位应严格控制有毒有害物质排放，建立土壤污染隐患排查制度，防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。 〔A3.2-4〕加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复。 〔A3.2-5〕强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。 〔A3.2-6〕强化兵地联防联控联控联治，落实兵地统一规划、统一政策、统一标准、统一要求、统一推进的防治管理措施，完善重大项目环境影响评价区域会商、重污染天气兵地联合应急联动机制。建立兵地生态环境联合执法和联合监测长效机制。		
A4 资源 利用 要求	A4.1 水资源	〔A4.1-1〕自治区用水总量 2025 年、2030 年控制在国家下达的指标内。 〔A4.1-2〕加大城镇污水再生利用工程建设力度，推进区域再生水循环利用，到 2025 年，城市生活污水再生利用率力争达到 60%。 〔A4.1-3〕加强农村水利基础设施建设，推进农村供水保障工程，农村自来水普及率、集中供水率分别达到 99.3%、99.7%。 〔A4.1-4〕地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	本项目采取节水措施，生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，达标处理后主要用于降尘，施工过程中节约了水资源。运营期无用水工序。	符合
	A4.2 土地资源	〔A4.2-1〕土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。	本工程用水主要为施工期生活和施工用水，用水量较小对区域水资源消耗较小	符合
	A4.3 能源利用	〔A4.3-1〕单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。 〔A4.3-2〕到 2025 年，自治区万元国内生产总值能耗比 2020 年下降 14.5%。 〔A4.3-3〕到 2025 年，非化石能源占一次能源消	本项目无加热炉	符合

		费比重达 18%以上。 〔A4.3-4〕鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉、炉窑燃料用煤。 〔A4.3-5〕以碳达峰碳中和工作为引领，着力提高能源资源利用效率。引导重点行业深入实施清洁生产改造，钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能降耗。 〔A4.3-6〕深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型，加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治。		
	A4.4 禁燃区要求	〔A4.4-1〕在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源。	本项目不属于禁燃区	符合
	A4.5 资源综合利用	〔A4.5-1〕加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”等模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治，不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到 2025 年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到 99%以上。 〔A4.5-2〕推动工业固废按元素价值综合开发利用，加快推进尾矿（共伴生矿）、粉煤灰、煤矸石、冶炼渣、工业副产石膏、赤泥、化工废渣等工业固废在有色组分提取、建材生产、市政设施建设、井下充填、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。着力提升工业固废在生产纤维材料、微晶玻璃、超细化填料、低碳水泥、固废基高性能混凝土、预制件、节能型建筑材料等领域的高值化利用水平。 〔A4.5-3〕结合工业领域减污降碳要求，加快探索钢铁、有色、化工、建材等重点行业工业固体废物减量化路径，全面推行清洁生产。全面推进绿色矿山、“无废”矿区建设，推广尾矿等大宗工业固体废物环境友好型井下充填回填，减少尾矿库贮存量。推动大宗工业固体废物在提取有色组分、生产建材、筑路、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。 〔A4.5-4〕发展生态种植、生态养殖，建立农业循环经济发展模式，促进农业固体废物综合利用。鼓励和引导农民采用增施有机肥秸秆还田、种植绿肥等技术，持续减少化肥农药使用比例。加大畜禽粪污和秸秆资源化利用先进技术和新型市场模式的集成推广，推动形成长效运行机制。	本项目运营期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。	符合

天山南坡片区总体管控要求	空间布局约束	切实保护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内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性。重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障。	项目位于新疆维吾尔自治区喀什地区巴楚县境内，该区域不涉及托木尔峰等冰雪水源。环评要求工程在施工期、运营期及退役期对生态保护及恢复措施	符合
	污染物排放管控	加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理。加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	项目采取了完善的生态措施，减轻生态影响并及时地用适地植物进行植被恢复。	符合
	环境风险防控	加强塔里木河流域水环境风险管控。	本项目附近无地表水体，施工期生活污水经井场撬装式污水处理站达标处理后主要用于降尘；混凝土养护废水自然蒸发。	符合
	资源开发效率要求	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水。	本项目不涉及博斯腾湖，本项目附近无地表水体。	符合

(2) 与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》

符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发【2021】162号），全区划分为七大片区，包括北疆北部（塔城地区、阿勒泰地区）、伊犁河谷、克奎乌—博州、乌昌石、吐哈、天山南坡（巴州、喀什地区）和南疆三地州片区。

本项目所在区域为巴楚县，属于天山南坡喀什地区。本项目与其片区管控要求的相符性分析见表 3.8-10。

表 3.8-10 与新疆维吾尔自治区七大片区管控要求相符性分析

序号	管控要求	本项目	符合性
1	切实保护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内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性	本项目不在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	—

2	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护,规范油气勘探开发作业,建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系,逐步形成生态屏障	本项目地处塔里木盆地北缘,属于石油天然气开采配套集输项目,施工过程中严格控制施工占地,施工结束后采取措施及时恢复临时占地,对施工作业带进行生态恢复,尽可能减少对区域生态的影响	符合
3	推进塔里木河流域用水结构调整,维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水	本项目不会对塔里木河和博斯腾湖的生态用水产生影响	符合
4	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度,实施博斯腾湖综合治理	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求,详见“环境风险防范措施及应急要求”章节	符合
5	加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	本项目运营期危险废物(落地油、废防渗膜、废润滑油、废润滑油桶),交由有资质单位处置。报告中已针对土壤污染提出相应防治措施	符合

(3) 与喀什地区“三线一单”生态环境分区管控方案》的符合性分析

根据《喀什地区“三线一单”生态环境分区管控方案》，喀什地区共划分99个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率四个方面严格生态环境准入。喀什地区总体验管要求对接自治区总体验管要求和自治区七大片区中“天山南坡片区”管控要求，重点突出塔里木盆地北缘荒漠化防治、保障生态用水。本项目与“三线一单”符合性分析见表3.8-10，本项目在喀什地区环境管控单元分布图中的位置见附图5。

表 3.8-11 喀什地区“三线一单”符合性分析一览表（摘选部分）

要求		本项目	符合性
空间布局约束（总体管控要求）	A1.3-1 列入《产业结构调整指导目录》淘汰类的现状企业，制定调整计划；针对环保治理措施不符合现行环保要求、资源能源消耗高、或持续发生环保投诉的现有企业，制定整治计划；在调整过渡期内，应严格控制其生产规模，禁止新增产生环境污染的产能和产品。	不涉及	符合
	A1.3-3 淘汰区域内生产工艺落后、生产效率低下、严重污染环境的企业，加大环保、能耗、安全执法处罚力度，建立以节能环保标准促进“两高”行业过剩产能退出的机制。	不涉及	符合
	A1.3-6 克孜河、吐曼河流域规划区域内应制定产业结构调整与升级方案，提出区域工业点源关、停、并、转、迁名单。	不涉及	符合
	A1.3-7 全面排查装备水平低、环保设施差的小型工业企业，开展对水环境影响较大的“低、小、散”落后企业、加工点、作	不涉及	符合

	坊的专项整治，并按照水污染防治法律法规要求，全部取缔不符合国家产业政策的小型造纸、制革等严重污染水环境的生产项目。		
	A1.4-1 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生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、城乡总体规划、土地利用规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	符合相关规划	符合
	A1.4-2 所有新、改（扩）建项目，必须依据《建设项目环境影响评价分类管理名录》要求进行环境影响评价；未通过环境影响评价审批的，一律不准开工建设；违规建设的，要依法进行处罚。	本项目按要求进行环境影响评价	符合
	A1.4-3 加强产业政策在产业转移过程中的引导和约束作用，严禁在生态环境敏感区域建设“两高”行业项目，加强各类产业发展规划的环境影响评价。	不涉及	符合
	A1.4-4 按照流域断面水质考核目标和主体功能区规划要求，明确区域环境准入条件，对断面对应的流域控制单元实施差别化环境准入政策，严禁审批淘汰类和禁止类项目，严格审批限制类项目，坚决控制高污染项目及存在污染环境隐患的项目准入。	不涉及	符合
	A1.4-6 防治畜禽养殖污染，进一步优化畜禽养殖空间布局，科学划定畜禽养殖禁养区、限养区。严格按照农业部、原环境保护部《畜禽养殖禁养区划定技术指南》的要求，修订完善畜禽养殖禁养区的划定方案。已完成畜禽养殖禁养区划定工作的县市，要按照《工作方案》规定时限加快完成禁养区内规模养殖场的关闭搬迁工作。	不涉及	符合
	A1.4-7 严格按照“禁采区关停、限采区收缩、可采区集聚”的方式，坚持节约资源、保护环境及集约化、规模化发展模式，优化矿山结构、推进资源整合，严格控制矿山企业数量，对手续不齐全的矿山，限期整改，补办手续。对布局不合理的矿山企业逐步清退。加强矿山监管，落实矿山生态修复，建设绿色矿山。	不涉及	符合
空间布局约束（一般环境管控单元分类管控要求中“A7.1”）	A7.1-1 禁止在法律法规规定的禁采区内新建矿山；禁止土法采、选、冶严重污染环境的矿产资源。 A7.1-2 涉及永久基本农田的区域，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。 A7.1-3 畜禽养殖严格按照畜禽养殖区域划定方案执行，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。 A7.1-4 限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制“高污染、高环境风险产品”工业项目。	不涉及	符合
污染物排放管控	总体管控要求中“A2.3-3 、A2.3-4 、A2.3-5 、A2.3-6 、A2.3-7 、A2.3-8 ”： A2.3-3 加快县市污水处理厂及配套管网建设，提升污水收集处理能力。加强城镇污水处理设施建设与改造，所有县级以上城市以及重点独立建制镇均应建成污水处理设施，现有城镇污水处理设施，要因地制宜进行改造；强化城中村、老旧城区和城乡结合部污水截流、收集，完善城市排水体制，不具备雨污分流改造条件的，可采取增加截留倍数、调蓄等措施防止污水外溢。加强污水处理设施运行管理，确保城镇污水处理厂达标	不涉及	符合

	排放，建立和完善污水处理设施第三方运营机制。 A2.3-4 大力发展生态畜牧业，促进畜牧业转型升级。切实加强畜禽养殖场废弃物综合利用、生态消纳，加强处置设施的运行监管。 A2.3-5 加大农村面源污染防治力度。加强化肥农药减量化和土壤污染治理，强化白色污染治理，推进农作物秸秆和畜禽养殖废弃物资源化利用。提高农村生活垃圾无害化处理水平。 A2.3-6 以保障农产品安全 and 人居环境健康为出发点，以农用地和建设用地区为重点，加大污染场地环境风险防控和管理工作力度，深入抓好污染场地试点示范，持续推进污染场地治理修复。 A2.3-7 加强矿山开采扬尘综合整治和植被恢复。制定清理整治方案，依法取缔城市周边无证采矿、采石和采砂企业。督促企业依法履行矿山地质环境治理恢复义务。继续推进城镇周边矿业权灭失的砂石、粘土矿治理恢复。 A2.3-8 强化不达标河湖污染治理；严控废弃农膜污染，开展油井勘探区、矿产资源开采区土壤污染修复。		
	一般环境管控单元分类管控要求中“A7.2”： 减少工业化、城镇化对大气环境的影响，严格执行喀什地区大气污染防治要求，加强常态化管控，确保环境空气质量持续稳定达标。严格污染源头防控。	本项目外排废气量少，对局部地区的环境影响较轻	符合
环境风险防控	总体管控要求： A3.1-1 禁止在化工园区外新建、扩建危险化学品生产项目。严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全 and 卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出。 A3.1-2 加快城市及周边绿化和防风防沙林建设，扩大城市建成区绿地规模，继续推进道路绿化、居住区绿化、立体空间绿化。城市周边禁止开荒，降低风起扬尘。加大城市周边绿化建设力度，使区域生态和人居环境明显改善。 A3.1-3 科学制定并严格实施城市规划，规范各类产业园区和城市新城、新区设立和布局，严禁随意调整和修改城市规划和产业园区规划，形成有利于大气污染物扩散的城市和区域空间格局。	不涉及	符合
	一般管控单元分类管控要求： 减少人类活动对自然生态系统的干扰和破坏，控制生活污染，维持水环境现状，确保水质稳中趋好；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。	不涉及	符合
资源利用效率	总体管控要求： A4.1：严格执行“南疆三地州片区管控要求”的相关管控要求，具体如下： A4.1-1 控制叶尔羌河流域绿洲农业用水量，提高水土资源利用效率，大力推行节水改造，维护流域下游基本生态用水。 A4.1-2 实施最严格水资源管理，健全取用水总量控制指标体系制定并落实地区用水总量控制方案，合理分配农业、工业、生态和生活用水量，严格实施取水许可制度。加强工业水循环利用，促进再生水利用，加强城镇节水，大力发展农业节水。 A4.2：喀什地区总体管控要求中“资源开发利用效率”土地资源	不涉及	符合

	的相关管控要求，具体如下： A4.2-1 耕地保护和集约节约利用，切实加强耕地保护工作，实现地区耕地总量不减少，质量有提高。 A4.2-2 节约集约利用建设用地，提高建设用地利用水平。		
	一般管控单元分类管控要求： 调整优化能源结构，构建清洁低碳高效能源体系，提高能源利用效率，加快清洁能源替代利用。	不涉及	符合

综上所述，本项目符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》、新疆维吾尔自治区总体管控要求、天山南坡片区总体管控要求、《喀什地区生态环境准入清单更新情况说明（2023年）》、喀什地区总体管控要求、巴楚县一般管控单元的管控要求。

3.9 选址选线合理性分析

本项目井场在原井占地范围内，未新增占地；改建道路在原有道路选线基础上进行，严格控制道路工程占地面积；本项目井场和道路均位于沙漠腹地，占地范围基本无植被。

占地类型方面，本项目土地利用类型为沙地，属于未利用地。

植被盖度方面，根据现场勘查，项目区拟改建道路区域无植被覆盖，为裸地，区域植被盖度为<5%。

受保护植被和动物方面，沙漠腹地绝大部分为连绵的流动沙丘，极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏，局部地段零星分布有少量怪柳等植物群落，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地，根据《国家重点保护野生植物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，本项目区内无重点野生植物，根据《国家重点保护野生动物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录》（2022年修订），本项目区内无重点保护野生动植物。

土壤扰动影响方面，本项目所在区域土壤类型均为风沙土，新增永久占地面积小，临时占地在施工结束后即恢复，项目施工对土壤扰动的程度较小。

地质稳定性方面，本项目所在区域为叶尔羌河下游冲积平原，无断层及不良地质条件，本项目在地质稳定性方面较为合理。

从项目区周围敏感目标分布方面分析，本项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区，本项目无法避让塔里木河流域水土流失重点治理区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的

不利影响，从而减少水土流失。项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，项目对周边环境产生的影响在可接受范围内。

综上，本项目符合国家和地方相关法律法规及产业政策，不涉及生态红线及其他生态环境敏感目标，无重大环境制约因素，项目选址选线较合理。

4.环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

项目所在区域隶属喀什地区巴楚县境内，井口距离巴什托集油站 121km，距离中石油和田河天然气处理站 135km，距离玉北井区 163km。BT5 井区地处偏远，周边无依托设施，地貌均为沙漠。

本项目位于 BT5 井区，由雅克拉采气厂管辖。中心地理坐标为：东经 79°1'50.793"，北纬 39°4'38.036"，项目地理位置图见附图 2。

4.1.2 地形地貌

巴楚县位于叶尔羌河下游冲积平原。整个地势由西南向东北微倾斜，坡降平缓。主要地貌类型为沙漠、山地及洪积冲积平原四大类。

BT5 井区地貌类型主要为沙漠，属塔克拉玛干沙漠的一部分，无人类生存条件，但地下油、气资源丰富。地表的沙丘多呈新月形，依风向呈鱼鳞式排列，凸出部分多在迎风的北及东方向。固定或半固定沙丘的岩性以灰、灰黄粉细砂为主，分选性较好，结构松散，矿物成分以石英、云母为主。

4.1.3 地质条件

巴楚县境内所见地层除新生界第四纪的冲积洪积沙砾、淤泥及现代风成堆积砂外，其他均为古生代地层。寒武纪奥陶系地层分布于瓦孜塔格山及马扎塔格山区域，总厚度约 350m。泥盆纪石灰系地层出露较广，县境所见山丘均由本系石灰岩组成，总厚度约 500m。新生界第四系在县内广泛发育，以冲积洪积淤积为主，一般厚自零至数十米。

工程区位于塔克拉玛干大沙漠西北缘，唯哈尔隆起的西北翼，其主要构造皆受大构造单元的控制。地势西北高，东南低，叶尔羌河横贯全县，西部为山区，东南部为塔克拉玛干沙漠，绿洲集中在叶尔美河与喀什噶尔河沿岸的冲积平原上，地下潜水面埋深在 3~6m 之间，地下水矿化度较高，许多地段可高达 40g/l，属难以利用的高矿化度地下水。对普通混凝土及金属有较强的腐蚀性。

4.1.4 水文地质

4.1.1.1 地表水

巴楚县主要河流为叶尔羌河，自阿瓦提镇南塔勒克村附近进入巴楚县，由西

南向北东贯穿全境，在夏河林区以东出境，全流程 250 余 km，是巴楚县唯一的水源。叶尔羌河年引水量 8~10 亿 m³，有大型平原水库 1 座、中型平原水库 4 座，总库容 73700 万 m³，有效库容 55000 万 m³。叶尔羌河按水域划分属于巴楚县至阿瓦提县界段，现状使用功能为饮用、工业、农业用水，现状水质类别为 III 类。本项目区周围无地表水体。

4.1.1.1 地下水

(2) 地下水

叶尔羌河由于水量大，流程长，是地下水的主要补给来源，水质较好，年径流量的 30%在戈壁砾石带渗入地下，形成地下水和地下径流。该地区水型为 CaCl₂ 型、SO₄·Cl(或 SO₄)—Na·Mg(或 Mg·Na)型，地层水密度 1.05g/cm³，pH 值在 5.75，呈弱酸性。

①地下水赋存条件与分布规律

叶尔羌河冲积平原分布于巴楚镇、阿娜库勒乡到琼库恰克乡一线的东南，含水层岩性主要以中细砂、细砂及粉细砂组成，局部地段有中粗砂分布。该区地下水类型以潜水为主，而由于局部透镜状的隔水层存在，使之形成局部微承压水，隔水层岩性一般为 3~5m 的亚砂土、亚粘土，隔水能力差，且呈透镜体状分布。

②地下水的补给、径流、排泄特征

叶尔羌河冲积平原地下水的补给主要表现为侧向径流补给及地表水体入渗补给，工程区降水量小，对地下水的补给作用微小。叶尔羌河冲积平原区地形平坦，含水层岩性颗粒细小，水力坡度小于 5‰，地下水径流较缓慢，地下水流向基本与叶尔羌河流向一致，呈南西——北东向。地下水的排泄以地面蒸发蒸腾、人工开采和侧向径流为主，还包括向渠系及河道的排泄。

③ 地下水水化学特征

叶尔羌河一带矿化度较低，一般在 2~4g/L，向西北方向则迅速增高至 5g/L 以上。根据资料，符合生活饮用水标准的地下潜水分分布在英吾斯坦乡、阿拉格尔乡、阿克萨克马热勒乡和夏马勒乡，淡水分布厚度 40~90m，距离河道越远则厚度越小。

4.1.5 气候、气象

项目区属温带大陆性干燥气候，其特点是：光照充足、无霜期长、四季分明、夏

长冬短、干旱少雨、风沙天较多。巴楚县主要常规气象要素统计资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 巴楚县主要气象要素表

序号	项目	单位	数值
1	年平均气温	℃	1
2	历年极端最高气温	℃	42.6
3	历年极端最低气温	℃	-22.5
4	年主导风向	—	NW
5	最大风速极限	m/s	32.0
6	静风频率平均值	%	—
7	年均降雨量	mm	18.4
8	年平均风速	m/s	2.3
9	最大瞬时风速	m/s	32
10	年均相对湿度	%	49
11	年平均大气压	hPa	956.5
12	年均蒸发量	mm	2044.6
13	最大冻土深度	m	0.61
14	年平均日照时数	h	2723
15	历年平均浮沉日数	d	99.6
16	历年平均雷暴日数	d	20.8

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 生态系统调查与评价

4.2.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》（2005 年 12 月 21 日），拟建项目位于新疆维吾尔自治区喀什地区巴楚县，拟建项目所在地的生态区均属于 IV 塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，生态亚区属于 IV3 塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区，生态功能区属于 68.塔克拉玛干西部流动沙漠景观生态功能区。本项目在生态功能区划图中的位置见附图 6。

表 4.2-1 拟建项目评价区生态环境功能区划一览表

其他拟建项目所在区域的生态功能分区单元	生态区	生态亚区	生态功能区
	IV 塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区	IV3 塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区	68.塔克拉玛干西部流动沙漠景观生态功能区
主要生态服务功能	沙漠景观、风沙源地		
主要生态环境问题	极端干旱、风沙肆虐、威胁下风向皮山、墨玉绿洲安全		
主要生态敏感因子、敏感程度	生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感		
主要保护目标	保护麻扎塔格山前稀疏胡杨林、保护沙漠古城遗址		
主要保护措施	限制人类活动范围、减少沙漠边缘人类干扰、保护文物古迹		

主要发展方向	减少人为干扰，保持沙漠自然景观，加强文物古迹保护
--------	--------------------------

本区域主要敏感因子为生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感。主要生态服务功能是：沙漠景观、风沙源地。适宜发展方向为减少人为干扰，保持沙漠自然景观，加强文物古迹保护。主要的生态问题是：极端干旱、风沙肆虐、威胁下风向皮山、墨玉绿洲安全。

4.2.1.2 生态系统调查

拟建项目所在区域属于荒漠生态系统，其结构简单。

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。荒漠地区为极端大陆性气候，年降水量大都在 250mm 以下，降水变率很大，蒸发量大于降水量许多倍。温度变化剧烈，尤以日夜温差最大。并多有风沙与尘暴出现。土壤中营养物质比较贫乏。群落的植物种类贫乏、结构简单、覆盖度低，有些地面完全裸露。由于食物资源比较单调和贫乏，动物的种类不多，数量也少。

区域内除局部地段外，地表基本无植被生长。植物物种的分布和水文条件直接有关，沙漠边缘分布有一年生草本植物和依靠水平根系吸收水分的植物，地下水位较深的地区，分布深根型多年生植物，沙漠腹地绝大部分为连绵的流动沙丘，极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏，仅在一些高大沙丘间低地、地下水位较高的地段生长有怪柳等植物群落，植被覆盖度<5%，但项目评价区域内除局部地段外，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地，无国家和地方保护植物。

4.2.1.3 生态系统服务功能

生态系统服务功能是指生态系统在能量流、物质流的生态过程中，对外部显示的重要作用。本项目所在区域主要为沙漠生态系统，其服务功能主要是沙漠景观、水文调控、营养元素循环、物质生产、污染物降解、有机质、土壤 C 的积累等。

4.2.1.4 生态系统稳定性评价

生态系统的稳定性可用生物组分的恢复稳定性和阻抗稳定性两个特征进行描述。恢复稳定性是系统被改变后返回原来状态的能力，而阻抗稳定性是系统在环境变化或受到潜在干扰时反抗或阻止变化的能力。

本项目生态完整性的评价包括两个部分：一是从植被生物量角度对评价区自然生态体系恢复稳定性进行评价；二是通过生态系统多样性指标分析自然生态体

系的异质性，对评价区自然生态体系阻抗稳定性进行评价。

(1) 生态系统恢复稳定性评价

生态系统的恢复稳定性可用植被生物量度量。植被生物量越高，其自然生态体系的净生产力也高，则恢复稳定性越强。

从区域的天然植被生物量分析，沙漠生态系统的生物量很小，项目评价区域内除局部地段外，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地，无国家和地方保护植物。由此可知，项目区生态系统的生态恢复稳定性较弱。

(2) 生态系统阻抗稳定性评价

生态体系阻抗稳定性的强弱直接关系到在多大程度上可以保证生态体系内部的功能得以正常运作。阻抗稳定性受生态体系中主要生态组分的种类、数量、时空分布的异质性（异质化程度）所制约。景观等级以上的自然体系需要有高的异质性，因此，生态体系的异质性可作为阻抗稳定性的度量。

对异质性的量化可用多样性指标表示，当生态体系发生变化后，用多样性指标可以直观地显示其异质性的改变情况，从而揭示该生态体系阻抗稳定性的变化结果。

由生态类型调查可知，评价范围内景观类型为沙漠景观，对区域的生态环境起的作用不大，也对阻抗稳定性作用不大。

综上所述，沙漠生态系统由于生物量很小，生物种类多样性低，群落结构简单，自动调节能力差，是一种脆弱的生态系统，其生态系统稳定性较弱。

4.2.2 土地利用现状

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，并参照《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017），以确定区块内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。土地利用现状见附图 7。

从土地利用现状图可以看出，项目区占地主要为沙地。土地现状以自然状态为主，呈典型的干旱荒漠，人为干扰较小。

表 4.2-2 土地利用现状划分一览表

工程内容	地形地貌	土壤类型	植被类型	土地利用类型
井场	流动沙丘	风沙土	裸地	沙地
道路	流动沙丘	风沙土	无植物生长，为裸地	沙地

4.2.3 土壤环境现状

(1) 土壤类型

按照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），井场所在区域分布的土壤类型主要为风沙土。土壤类型分布图详见附图 8。

风沙土质地粗，细砂粒占土壤矿质部分重量的 80%~90%以上，而粗砂粒、粉砂粒及黏粒的含量甚微。干旱是风沙土的又一重要性状，土壤表层多为干沙层，厚度不一，通常在 10cm~20cm 左右，其下含水率也仅 2%~3%。有机质含量低，约在 0.1%~1.0% 范围内；有盐分和碳酸钙的积聚，前者由风力从他处运积而来，后者是植物残体分解和沙尘沉积的结果。

(2) 土壤理化性质

根据项目区土壤理化性质调查结果，项目区土壤 pH 值在 7.84-8.2，表层土略偏碱性；根据土壤含盐量调查，项目区土壤含盐量在 1.8-2.4，属于较敏感的碱性土。

4.2.4 植被现状调查与评价

区域内除局部地段外，地表基本无植被生长。植物物种的分布和水文条件直接有关，沙漠边缘分布有一年生草本植物和依靠水平根系吸收水分的植物，地下水位较深的地区，分布深根型多年生植物；沙漠腹地绝大部分为连绵的流动沙丘，极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏，局部地段零星分布有少量柽柳等植物群落，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地。见附图 9 植被类型分布图，项目区域主要植物种类见表 4.2-3。

根据现场调查，本工程位于沙漠腹地，占地范围内基本无植被分布。

表 4.2-3 项目区主要植物种类

中文名	学名
沙生柽柳	<i>Tamarix taklamakanensis</i>

根据《国家重点保护野生植物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，本项目区内无重点野生植物。

根据遥感资料及现场调查，本项目区生态系统为戈壁类型，土地类型为沙地，土壤类别为裸地，无植被分布，区域内植被覆盖度<5%。

4.2.5 野生动物现状调查与评价

按中国动物地理区划分标准，本项目区域动物区系属古北界、蒙新区、西部

荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原州、塔里木河中游区。

评价区生存的野生动物主要有爬行动物叶城沙蜥；哺乳动物有长耳跳鼠、子午沙鼠等。沙漠中物种区系成分基本为中亚类型。评价区野生动物种类及遇见频度见表 4.2-4。

表 4.2-4 评价区野生动物种类及遇见频度

目名	科名	属名	中文名	学名	遇见频度
有鳞目	鬣蜥科	沙蜥属	叶城沙蜥	<i>Phrynocephalus axillaries</i>	+
啮齿目	跳鼠科	长耳跳鼠属	长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	++
啮齿目	仓鼠科	沙鼠属	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	+++

备注：-偶见种类 + 一般种类 ++ 常见种类 +++ 多见种类

根据《国家重点保护野生动物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录》（2022 年修订），本项目区内无重点野生动物。

本项目评价区域生存的野生动物主要是一些荒漠动物，主要是有爬行动物沙蜥等。项目区生态评价范围内无国家和地方保护动物，无大型哺乳类动物分布。

4.2.6 土地沙化现状

根据《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4 号），新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km²，包括、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

本工程所在巴楚县属于塔里木河流域水土流失重点治理区。

根据《2021 年新疆维吾尔自治区水土保持公报》《土壤侵蚀分类分级标准（SL190-2007）》，判断本项目沙漠区为轻度风力侵蚀。新疆维吾尔自治区 2021 年度水土流失图详见附图 10。

本工程位于巴楚县境内的 BT5 井区。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4 号），项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区。根据评价区土地利用现状，结合现场调查地形地貌及植被覆盖程度，分析评价区域土地沙化现状。项目区域地处塔克拉玛干沙漠腹地，地表主要为沙漠和浮土，区域土地利用类型均为沙地，地表基本无植被生长。

4.2.7 区域环境敏感目标调查及评价

4.2.7.3 喀什噶尔河-叶尔羌河流域防风固沙生态保护红线

生态保护红线是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。生态保护红线通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、海岸生态稳定等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

根据《新疆生态功能区划》，BT5 井区属于 68.塔克拉玛干西部流动沙漠景观生态功能区。根据 2018 年编制《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》，区块未涉及喀什噶尔河-叶尔羌河流域防风固沙生态保护红线，BT5 井区不在生态红线保护区范围。

本工程井场不在生态保护红线内，与喀什噶尔河-叶尔羌河流域防风固沙生态保护红线相距约 55km，位置关系见附图 11。

4.2.7.5 水土流失重点治理区和预防区

（1）水土流失重点防治分区

根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（办水保[2013]188 号）和“自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果”，本工程所在巴楚县属于塔里木河流域水土流失重点治理区。

（2）水土流失现状

根据新水水保〔2019〕4 号，新疆维吾尔自治区共划分了 2 个自治区级水土流失重点预防区，4 个自治区级水土流失重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域水土流失重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

本项目所在地巴楚县属于塔里木河流域水土流失重点治理区，根据《2022 年水土流失动态监测年报》中喀什地区土壤侵蚀情况：喀什地区轻度以上风力侵蚀和水力侵蚀总面积 34803.58km²，占全地区土地总面积的 31.15%。其中水力侵蚀面积为 2705.04km²，占土壤侵蚀总面积的 7.77%；风力侵蚀面积为 32098.54km²，占土壤侵蚀总面积的 92.23%。喀什地区 2022 年水土流失面积比 2021 年减少了 65.69km²。

项目区所在的巴楚县 2022 年巴楚县轻度以上风力侵蚀和水力侵蚀总面积 11500.88km²，占全县土地总面积的 62.20%。其中水力侵蚀面积为 143.26km²，占土壤侵蚀总面积的 1.25%；风力侵蚀面积为 11357.62km²，占土壤侵蚀总面积的 98.75%。巴楚县 2022 年水土流失面积比 2021 年减少了 25.91km²。土壤允许流失量为 2500-5000t/km²·a。

拟建项目类型属于油田开发，项目占地为未利用地（沙地），大部分地段很少或无植物生长，为裸地，沿线属于极强度风力侵蚀区。

项目生态影响以施工期为主，具有临时性、短暂性特点，拟建项目的水土流失防治措施以预防为主，施工时尽可能避绕沙生植被，并在沿线设置草方格等阻沙措施。

4.2.8 主要生态问题调查

项目评价区域降水量少，植被覆盖率低，干旱和半干旱是生态的主要特征生态较为脆弱。结合本次现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题包括以下几方面：

（1）水土流失问题

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4 号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。项目区气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低，由于植被被破坏，加剧了土壤侵蚀，水土流失是评价范围内的主要生态问题之一。

（2）土地荒漠化问题

土地盐渍化和沙漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，人类强度活动破坏了脆弱生态系统的平衡，造成地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化和土壤盐渍化。从而引起地表土壤含盐量增加，沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，项目区荒漠化的形成主要是因风蚀所致。

近年来，自治区实施了退耕还林还草、沙化土地封禁保护等措施，土地沙化趋势明显减缓，局部生态状况明显改善。

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

本项目地处喀什地区巴楚县，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）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。

根据生态环境部环境工程评估中心环境空气质量模型技术支持服务系统中达标区判定提供的 2023 年喀什地区环境空气质量的数据，空气质量达标区判定结果见表 4.3-1 所示。

表 4.3-1 喀什地区环境空气质量现状评价结果一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		μg/m ³	μg/m ³		
SO ₂	年平均	7	60	11.7	达标
NO ₂	年平均	33	40	82.5	达标
CO	第 95 百分位数日平均	2800	4000	70.0	达标
O ₃	第 90 百分位数日平均	132	160	82.5	达标
PM _{2.5}	年平均	115	70	164.3	超标
PM ₁₀	年平均	48	35	137.1	超标

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。

由上表可知：项目所在区域 PM₁₀、PM_{2.5} 年平均质量浓度和百分位 24 小时平均值浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095—2012）及修改单（环境保护部公告 2018 年第 29 号）中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。

4.3.2 特征因子监测

（1）监测点位

本次特征污染物监测采用现场实测，监测点位位于本次拟建的井场下风向约 100m，在评价范围内，故本次环评的监测数据具有代表性和时效性。监测点位基本信息见表 4.3-3 和附图 12。

表 4.3-3 补充监测点位基本信息

监测点名称	地理坐标	监测因子	采样时段	与本项目的位 置关系
井下风向	E79°1'50.793", N39°4'38.036"	非甲烷总烃、 硫化氢、甲醇	2025年2月10日 ~2月16日	BT5井南侧500m

（2）采样及分析方法

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 4.3-4。

表 4.3-4 大气污染物采样分析及依据

序号	监测项目	分析方法	依据	检出限（mg/m ³ ）
1	H ₂ S	亚甲蓝分光光度法	GB11742-1989	0.005
2	NMHC	气相色谱法	HJ604-2017	0.07

（3）评价标准及评价方法

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 2000μg/m³ 作为环境质量标准限值；甲醇和 H₂S 参照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值（3000μg/m³、10μg/m³）。

采用最大值占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

$$Pi = Ci / C_{oi}$$

式中：P_i—污染物 i 的占标率；

C_i—污染物 i 的实测浓度，μg/m³；

C_{oi}—污染物 i 的评价标准，μg/m³。

（4）监测及评价结果

监测结果见表 4.3-5。

表 4.3-5 监测结果统计一览表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准（mg/m ³ ）	监测浓度范围（mg/m ³ ）	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	达标情况
BT5 井下风向	非甲烷总烃		0.50~0.69	2.0	34.5	0	达标
	硫化氢		未检出	0.01	0	0	达标

由监测结果可知，监测期间评价区非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，甲醇和 H₂S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

4.4 地表水环境现状调查与分析

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。在油气田正常开采及油气集输过程中，本工程产生的采出水、井下作业废液不外排，且本工程周边 5km 范围内无天然地表水体，项目地表水环境影响评价等级为三级 B，无需开展地表水环境影响评价。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。因此不对地表水体进行现状调查与评价。

4.5 地下水环境现状调查与分析

4.5.1 调查方法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》，地下水现状调查评价范围可以根据建设项目所在地水文地质条件确定。项目区地处塔克拉玛干沙漠腹地，地下水类型主要为松散岩类孔隙水，以潜水为主，潜水位埋深大于 10m，含水层岩性为第四系细砂。根据现场调查，项目区周边人工开采水井分布数量极少，本次评价从实际出发，选择区域内现有地下水监测井进行监测，监测对象为潜水。

4.5.2 监测点位布设

拟建工程地下水环境影响评价工作等级为二级。根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)要求，需设置 5 个潜水监测点，区域潜水流向为由西南向东北方向，本次评价采用现场实测，在项目区上游、两侧和下游选择了 5 个潜水监测点。5 口地下水监测井与项目区处于同一水文地质单元，地下水流场特征基本相同，项目区周边不存在地下水环境保护目标，且监测时间和监测因子能满足项目需求。综上所述，监测数据可以说明项目区地下水质量现状。

监测点布设情况见下表 4.5-1，地下水监测点位示意图详见附图 12。

表 4.5-1 地下水环境监测布点情况一览表

编号	监测点位	方位/距离	井深和水位	监测项目	监测时间
W1	1#水井 79°2'48"E 39°4'41"N	上游 12.8km	30m, 潜水	①基本水化学组成因子离子： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} ； ②基本水质因子：色度、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬（六价）、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯； ③特征因子：挥发性酚类、石油类。	2025 年 2 月 11 日-14 日
W2	2#水井 79°7'24"E 39°3'53"N	上游	30m, 潜水		
W3	3#水井 79°10'52"E 39°3'45"N	东侧 6.1km	30m, 潜水		
W4	4#水井 79°12'11"E 39°3'41"N	东南侧 6.6km（两 侧）	30m, 潜水		
W5	5#水井 79°13'54"E 39°3'41"N	下游	30m, 潜水		

4.5.3 评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准；其他因子

执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

4.5.4 评价方法

评价方法采用单因子指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

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

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

式中： 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。

4.5.5 监测及评价结果

（1）地下水离子监测结果与评价

表 4.5-2 地下水检测分析因子分析结果一览表

监测点		水井			水井			水井		
监测因子		$\rho(B)$ mg/L	c (1/zB z $\pm$) mmol/ L	x (1/zBz $\pm$) %	$\rho(B)$ mg/L	c (1/zB z $\pm$) mmol/ L	x (1/zBz $\pm$) %	$\rho(B)$ mg/L	c (1/zB z $\pm$) mmol/ L	x (1/zBz $\pm$) %
阳 离 子	钾	50.2	1.287	1.33	80.8	2.072	0.73	59.2	1.518	1.31
	钠	1460	63.48	65.39	4630	201.30	70.52	1740	75.65	65.08
	钙	176	8.78	9.05	651	32.49	11.38	234	11.68	10.05
	镁	286	23.53	24.24	603	49.61	17.38	333	27.40	23.57
	合计	1972. 2	97.08	100.00	5964. 8	285.47	100.00	2366. 2	116.24	100.00
阴 离	碳酸 氢根	92	1.51	1.59	72	1.18	0.44	52	0.85	0.76

子	氯化物	1990	56.14	59.28	6210	175.18	65.07	2430	68.55	61.17
	硫酸盐	1780	37.06	39.13	4460	92.86	34.49	2040	42.47	37.90
	碳酸根	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	11	0.18	0.16
	合计	3862.0	94.70	100.00	10742.0	269.21	100.00	4533.0	112.06	100.00
相对偏差		-1.24			-2.93			-1.83		

根据地下水离子检测结果,评价区地下水阴离子以 Cl^- 、 SO_4^{2-} 为主,阳离子以 Na^+ 为主,水化学类型主要以 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 型为主。

(2) 地下水质量现状监测与评价

本次环评地下水质量现状监测与评价见下表。

表 4.5-3 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			1 水井	2 水井	3 水井	4 水井	5 水井
色度	≤ 15 度	监测值 (度)	未检出	未检出	未检出	< 5	< 5
		标准指数	--	--	--	--	--
pH 值	6.5~8.5	监测值	7.7	7.6	7.7	7.8	8.1
		标准指数	0.47	0.40	0.47	0.53	0.73
总硬度	≤ 450	监测值	1600	3360	4180	2.20×10^3	1.92×10^3
		标准指数	3.56	7.47	9.29	4.89	4.27
溶解性总固体	≤ 1000	监测值	5800	13800	15800	8.86×10^3	7.29×10^3
		标准指数	5.8	13.8	15.8	8.86	7.29
硫酸盐	≤ 250	监测值	1780	3500	4460	2.2×10^3	2.04×10^3
		标准指数	7.12	14.00	17.84	8.8	8.16
氯化物	≤ 250	监测值	1990	5310	6210	3.03×10^3	2.43×10^3
		标准指数	7.96	21.24	24.84	12.12	9.72
铁	≤ 0.3	监测值	0.14	0.11	0.12	0.0197	< 0.0045
		标准指数	0.47	0.37	0.40	0.066	--
锰	≤ 0.1	监测值	0.02	0.04	0.06	0.002	0.0073
		标准指数	0.2	0.4	0.6	0.02	0.073
铜	≤ 1.0	监测值	未检出	未检出	0.07	--	< 0.009
		标准指数	--	--	0.07	--	--
锌	≤ 1.0	监测值	未检出	未检出	0.05L	--	0.152
		标准指数	--	--	-	--	0.152
铝	≤ 0.2	监测值	0.054	0.047	0.022	--	< 0.04
		标准指数	0.27	0.24	0.11	--	--
挥发性酚类	≤ 0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	< 0.0003	< 0.0003
		标准指数	--	--	--	--	--

阴离子表面活性剂	≤ 0.3	监测值	未检出	未检出	未检出	<0.05	<0.05
		标准指数	--	--	--	--	--
耗氧量	≤ 3.0	监测值	0.48	0.73	1.14	0.59	--
		标准指数	0.16	0.24	0.38	0.197	--
氨氮	≤ 0.5	监测值	0.094	0.204	0.424	0.2	<0.025
		标准指数	0.19	0.41	0.85	0.4	--
硫化物	≤ 0.02	监测值	未检出	未检出	未检出	--	<0.003
		标准指数	--	--	--	--	--
总大肠菌群	$\leq 3\text{MPN}/100\text{mL}$	监测值	0	0	0	<2	<2
		标准指数	0.00	0.00	0.00	--	--
细菌总数	$\leq 100\text{CFU}/\text{mL}$	监测值	72	57	62	--	40
		标准指数	0.72	0.57	0.62	--	0.40
亚硝酸盐氮	≤ 1.0	监测值	0.009	0.094	0.004	0.005	0.014
		标准指数	0.009	0.094	0.004	0.005	0.014
硝酸盐氮	≤ 20.0	监测值	未检出	未检出	4.56	5.45	0.3
		标准指数	--	--	0.228	0.273	0.015
氰化物	≤ 0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	<0.002	<0.002
		标准指数	--	--	--	--	--
碘化物	≤ 0.08	监测值	未检出	未检出	未检出	--	<0.05
		标准指数	--	--	--	--	--
汞	≤ 0.001	监测值	未检出	未检出	未检出	<0.0001	<0.00004
		标准指数	--	--	--	--	--
砷	≤ 0.01	监测值	未检出	0.0004	未检出	<0.001	<0.0012
		标准指数	--	0.04	--	--	--
硒	≤ 0.01	监测值	0.0062	0.0047	0.0009	--	<0.005
		标准指数	0.62	0.47	0.18	--	--
镉	≤ 0.005	监测值	0.001	0.0011	0.0026	<0.0005	<0.004
		标准指数	0.2	0.22	0.26	--	--
六价铬	≤ 0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	0.005	<0.004
		标准指数	--	--	--	0.1	--
铅	≤ 0.01	监测值	0.0073	0.0084	0.0047	<0.0025	<0.0025
		标准指数	0.73	0.84	0.47	--	--
三氯甲烷	≤ 0.06	监测值	未检出	未检出	未检出	--	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
四氯化碳	≤ 0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	--	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
苯	≤ 0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	--	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
甲苯	≤ 0.7	监测值	未检出	未检出	未检出	--	未检出

		标准指数	--	--	--	--	--
石油类	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	<0.01	<0.01
		标准指数	--	--	--	--	--

除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准；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。超标主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响。

4.5.6 包气带质量现状监测

包气带监测点布置在 BT5 井场内和井场外土壤裸露处，包气带质量现状监测结果见表 4.5-4。

表 4.5-4 包气带质量现状监测结果一览表

监测点名称	采样位置	采样深度	样品状态	监测因子	监测值 mg/L
BT5井场内	E: 79°1'50.793" N: 39°4'38.036"	17cm	潮、暗棕色、 无根系	石油类	<0.01
BT5井场占地范围外	E: 79°1'50.793" N: 39°4'38.036"	17cm	潮、暗棕色、 无根系	石油类	<0.01

评价区域内已建井场占地内外的油田特征污染物石油类监测数值均<0.01mg/L，因此，评价区域内已建工程的包气带未受到油田开发的污染影响。

4.6 声环境现状调查与分析

(1) 监测布点

本次在项目区 BT5 井场四周布设 4 个噪声监测点位，监测工作由新疆锡水金山环境科技有限公司完成。声环境质量现状监测时间为 2025 年 2 月 10 日~11 日，分昼间和夜间两个时段进行。

(2) 监测方法

本次噪声测量采用 AWA5688 多功能声级计，按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)的要求进行测量。噪声测量值为 A 声级，采用等效连续 A 声级 Leq 作为评价量。

(3) 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) 监测结果

监测结果统计见表 4.6-1。

表 4.6-1 声环境现状监测统计结果一览表

监测点	昼间			夜间		
	实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况
BT5 井场厂界东侧	43	60	达标	39	50	达标
BT5 井场厂界南侧	42		达标	40		达标
BT5 井场厂界西侧	42		达标	39		达标
BT5 井场厂界北侧	41		达标	38		达标

从上表可以看出，项目满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。

4.7 土壤环境现状调查与评价

4.7.1 土壤类型及分布调查

根据土壤类型图及现场踏勘结果，项目涉及的土壤类型为风沙土。土壤类型分布情况见表 4.7-1。

表 4.7-1 项目土壤类型分布情况一览表

序号	工程名称	土壤类型分布	地区所属
1	井场	风沙土	巴楚县
2	道路		

4.7.2 土壤理化特性调查

根据项目工程分析情况，针对项目占地区域的土壤理化性质进行分析，取样点位为井场附近土壤。

表 4.7-2 土壤理化特性调查表

点号		BT5 井		
坐标	经度	79°1'50.793"		
	纬度	39°4'38.036"		
层次(cm)		34	128	245
现场记录	颜色	暗棕色	暗棕色	暗棕色
	结构	粒状	粒状	粒状
	质地	砂土	砂土	砂土
	砂砾含量	95	95	95
	其他异物	/	/	/
实验室测定	pH 值	8.20	7.95	7.84
	阳离子交换量 cmol+/kg	10.4	9.8	8.9
	氧化还原电位 mV	350	380	420
	渗滤率(mm/min)	0.458	0.487	0.471
	土壤容重 g/cm ³	1.33	1.41	1.24
	孔隙度%	35.5	35.1	33.9

4.7.3 土壤环境质量现状监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本评价在占

地范围内设置 3 个柱状样和 3 个表层样，占地范围外设置 4 个表层样，本次评价土壤监测委托新疆锡水金山环境科技有限公司对土壤环境质量现状进行了监测。

(1) 监测点位

监测点位信息详见表 4.7-3，土壤监测点位示意图详见附图 11。

表 4.7-3 土壤监测点位信息

监测项目	监测点位			监测时间	监测频率/要求	监测因子
占地范围内	1#	BT5井场内	柱状样	监测1次	柱状样： 0-0.5m、 0.5-1.5m、 1.5-3m 分别 取样	特征因子：PH、石油烃、含盐量
	2#	BT5井场内				
	3#	BT5井场内				
	4#	BT5井场内	表层样		表层样 0-0.2m 取样	①基本因子：《土壤环境质量建设 用地土壤污染风险管控标准（试 行）》（GB36600-2018）第 二类用地的 45 项基本因子； ②特征因子：PH、石油烃、含 盐量
	5#	BT5井场内	表层样		表层样 0-0.2m 取样	特征因子：PH、石油烃、含盐 量
	6#	BT5井场内			表层样 0-0.2m 取样	特征因子：PH、石油烃、含盐 量
占地范围外	7#	BT5井场外200m	表层样	监测1次	表层样 0-0.2m 取样	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、pH、含盐量
	8#	BT5井场外1000m				石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、pH、含盐量
	9#	BT10 井场外 200m				石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、pH、含盐量
	10#	BT10 井场外 1000m				石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、pH、含盐量

(2) 监测时间

2025 年 2 月 10 日~2 月 14 日。

(3) 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）第二类用地的 45 项基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，蒽，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、蔡。

特征因子：石油烃（C₁₀-C₄₀）、PH、含盐量。

(4) 评价标准

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

(5) 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 污染物的标准指数。

(6) 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见下表。

表 4.7-4 占地范围内的表层样土壤监测结果统计表 单位：mg/kg pH 无量纲

检测项目	单位	BT5 井场内土壤监测结果	标准指数	（GB36600-2018）二类筛选值（mg/kg）	评价结果
氯乙烯	μg/kg	<1.5	--	0.43	达标
1,1-二氯乙烯	μg/kg	<0.8	--	66	达标
二氯甲烷	μg/kg	<2.6	--	616	达标
反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<0.9	--	54	达标
1,1-二氯乙烷	μg/kg	<1.6	--	9	达标
顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<0.9	--	596	达标
氯仿	μg/kg	<1.5	--	0.9	达标
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	<1.1	--	840	达标
四氯化碳	μg/kg	<2.1	--	2.8	达标
1,2-二氯乙烷	μg/kg	<1.3	--	5	达标
苯	μg/kg	<1.6	--	4	达标
三氯乙烯	μg/kg	<0.9	--	2.8	达标
1,2-二氯丙烷	μg/kg	<1.9	--	5	达标
甲苯	μg/kg	<2.0	--	1200	达标

1,1,2-三氯乙烷	µg/kg	<1.4	--	2.8	达标
四氯乙烯	µg/kg	<0.8	--	53	达标
氯苯	µg/kg	<1.1	--	270	达标
1,1,1,2-四氯乙烷	µg/kg	<1.0	--	10	达标
乙苯	µg/kg	<1.2	--	28	达标
间,对-二甲苯	µg/kg	<3.6	--	570	达标
邻-二甲苯	µg/kg	<1.3	--	640	达标
苯乙烯	µg/kg	<1.6	--	1290	达标
1,1,2,2-四氯乙烷	µg/kg	<1.0	--	6.8	达标
1,2,3-三氯丙烷	µg/kg	<1.0	--	0.5	达标
1,4-二氯苯	µg/kg	<1.2	--	20	达标
1,2-二氯苯	µg/kg	<1.0	--	560	达标
氯甲烷	µg/kg	<3.0	--	37	达标
硝基苯	mg/kg	<0.09	--	76	达标
苯胺	mg/kg	<3.78	--	260	达标
2-氯苯酚	mg/kg	<0.06	--	2256	达标
苯并[a]蒽	mg/kg	<0.1	--	15	达标
苯并[a]芘	mg/kg	<0.1	--	1.5	达标
苯并[b]荧蒽	mg/kg	<0.2	--	15	达标
苯并[k]荧蒽	mg/kg	<0.1	--	151	达标
蒽	mg/kg	<0.1	--	1293	达标
二苯并[a,h]蒽	mg/kg	<0.1	--	1.5	达标
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	<0.1	--	15	达标
萘	mg/kg	<0.09	--	70	达标
pH	无量纲	8.18	--	--	/
含盐量	g/kg	2.0	--	--	/

石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	38	--	4500	达标
砷	mg/kg	22.0	--	60	达标
铅	mg/kg	12	--	800	达标
汞	mg/kg	0.165	--	38	达标
镉	mg/kg	0.35	--	65	达标
铜	mg/kg	10	--	18000	达标
镍	mg/kg	12	--	900	达标
六价铬	mg/kg	<0.5	--	5.7	达标

表 4.7-5 土壤监测及评价结果 单位: mg/kg

监测点位	采样深度 (cm)		土壤状态	监测因子及结果		
				pH(无量纲)	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)	含盐量 (g/kg)
BT5井场内	表	18	干、黄色、无根系	8.20	15	2.4
	中	69	潮、黄棕色、无根系	7.95	24	2.1
	下	172	潮、黄褐色、无根系	7.84	80	1.9
BT5井场内	表	19	干、黄色、无根系	8.16	64	1.8
	中	82	潮、黄棕色、无根系	7.97	89	2.0
	下	168	潮、黄褐色、无根系	7.90	99	2.2
BT5井场内	表	16	干、黄色、无根系	8.16	30	2.3
	中	75	潮、黄棕色、无根系	7.97	52	2.1
	下	181	潮、黄褐色、无根系	7.83	78	2.2
BT5井场内	表	18	干、黄色、无根系	8.16	21	1.8
BT5井场内	表	19	干、黄色、无根系	8.22	62	2.0
BT5井场外 200m	表	16	干、黄色、无根系	8.19	39	2.3
BT5井场外 1000m	表	16	干、黄色、无根系	8.15	28	2.4
BT10井场 外200m	表	14	干、灰白色、无根系	8.17	69	2.3
BT10井场 外1000m	表	12	干、灰色、无根系	8.16	34	2.2
标准限值				/	4500	/
评价结果				达标	达标	达标

由监测结果可知：项目区内监测点位和占地范围外监测点位的所有监测因子的标准指数均小于 1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值。

5.环境影响预测与评价

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工程建设过程中和工程建成运营中对生态环境影响的特点。

(1) 油气田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在工程开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场等）和线状（如油区道路等）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，工程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 项目占地影响分析

本次部署的 2 口钻井均为探转采，在原井场内进行，不新增永久占地；改建道路新增永久占地主要是停车区和消防水池占地。其中，永久占地面积 9576m²，临时占地面积 160222m²，占地类型均为沙地。

工程临时占地主要集中在井场和道路施工过程中。道路施工一般采取分段施工方式，施工时间较短，在道路建设完成后该地段土地利用大部分可恢复为原用地类型。一般情况下，施工完成后自然修复。从宏观整体区域看，道路施工临时占地与扰动将不会影响到该区域的土地利用结构。在退役期后，对土地利用的影响也将逐渐消失。

当油气田转入正常运营期后，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 对沙化土地的影响

本工程井场建设的场地平整、开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填，无弃方。项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒

水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

项目施工期井场建设、道路工程建设可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

5.1.2.3 对植被的影响分析

（1）施工期对植被的影响

本工程位于沙漠地带，根据现场勘查，本工程占地范围内无植被，在井场周围及道路沿线均为裸地。因此，本工程施工期临时占地不会对野生植被产生直接破坏。

根据工程建设的特点，对植被环境影响最大的是道路施工对地表植被的扰动和破坏。项目区域植被稀疏，地表大面积裸露，景观单调，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地。对地表植被影响较小。

本项目施工区域临时占地 16.0222hm²。临时用地会导致生物量损失，生物量损失按下式计算：

$$Y=Si \cdot Wi$$

式中，Y——永久性生物量损失，t；

Si——占地面积，hm²；

Wi——单位面积生物量，t/hm²。

根据查阅相关文献资料项目（新疆农业大学李霞教授主持的国家自然科学基金项目《塔里木河流域植被恢复与遥感测度》相关成果）及本项目植被盖度分布图，本项目所在区域属于未利用地，裸土地区域植被覆盖度为 5%，平均生物量为 0.3t/hm²。

本项目临时占地为 16.0222hm²，将造成 4.8t 临时植被损失。植被损失主要来自临时占地，在做好施工管理，落实好水土流失措施的前提下，迹地恢复后植被可自然恢复。工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

①扬尘对植被的影响

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。

结合工程区域具体情况分析，该区域多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，但本工程施工阶段工程量小，不进行大规模的挖填方作业，仅在井场内进行局部场地平整及设备安装，污染源排放量小且分散，因此在正常情况下扬尘浓度低，工期短，对植被影响不大。

②施工废弃物对植被的影响

在井场和道路施工中，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。

③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、碾压和灌木植物的砍伐等。从干旱荒漠生态系统的脆弱性角度考虑，原始环境中人类活动的介入，荒漠区单位面积上人口活动密度的增大，将导致荒漠区开发范围（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，形成次生性沙漠化土地。

（2）运营期对植被的影响

①正常工况下植被影响分析

项目区域植被稀疏，地表大面积裸露，景观单调，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地。运营期正常工况下，工程对植被的影响不大。

②突发性事故对植被的影响

在项目运行过程中可能会发生泄漏事故。若井场发生原油泄漏，或运输车辆发生原油泄漏，原油随事故进入外环境，根据泄漏量不同，造成的污染范围、影响程度随不同地层压力而变化。原油进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使

土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构，影响到土壤的生物功能，进而造成生长其上的植物和土壤动物的死亡，这种影响会导致污染地段多年无法生长植物或长势减弱，甚至使这一区域变为裸地。由于这一影响使土壤结构受石油类污染而发生变化，因此，被污染区域的植被不易恢复。若发生火灾，结果将使燃烧范围内的植被全部死亡。这种影响会导致污染地段多年无法生长植物或长势减弱。

本工程位于沙漠地带，井场及道路占地范围内无植被分布，项目区周围为裸地，运营期对自然植被的影响很小。

5.1.2.4 对野生动物生境的环境影响

项目的建设对野生动物的生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目的占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源的减少。

（1）施工期对野生动物的影响

施工期对动物的影响方式主要包括井场建设迫使动物远离原有生境，各种车辆和机械噪声对野生动物的惊扰，这种影响是短暂的。根据类比调查，井场噪声影响范围为距井场边界 500m 以内，即施工过程可能对井场周围 500m 范围内的野生动物造成惊吓和干扰，影响范围很小，受工程影响的动物数量较少。

根据现场踏勘和走访调查，项目评价范围内野生动物种类、数量均不丰富，项目周围未发现国家和地方重点保护陆生动物，项目开发活动对区域野生动物的影响不属于永久性和伤害性影响，只是造成短时间的干扰，随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。因此，拟建项目对野生动物种群和数量影响较小。

（2）运营期对野生动物的影响

与施工期相比，运营期对野生动植物的影响较小，主要是井场采油装置运行噪声和修井作业噪声可能对沙漠中爬行类野生动物产生影响。

1) 采油装置运行噪声影响

采油装置运行噪声属低频稳态噪声，与钻井噪声相比明显下降，一般在 80dB（A）左右，经距离衰减后，在 50m 处噪声已降至 46.02dB（A）。运营期对沙漠中爬行类野生动物影响较小。

2) 修井机械噪声影响

修井机械声功率一般为 80dB (A) ~105dB (A)，排放规律是间歇的。根据类比，小修作业一般距离井口 72m~82m，噪声降低至 60dB (A)；距离井口 140m~150m，噪声降低至 50dB (A)；大修作业一般距离井口 87m~97m，噪声降低至 60dB (A)；距离井口 160m~170m，噪声降低至 50dB (A)。修井机械噪声周期较短，声源具有不确定性和不稳定性，在施工时对周围环境的影响是可以接受的。

野生动物在环境噪声提高时，首先会因警惕行为而驻足倾听，而后随环境噪声增至 60dB (A) 时出现避让奔逃的现象，至距离噪声源 60m 以上时停止奔逃，但群体仍处于躁动状态直至平静。本工程距离生态保护区较远，区域内野生动物多为常见的广布物种，且修井机械噪声是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，不会对野生动物造成伤害。

根据现状调查，受工程影响的野生动物均为常见种类，分布范围广，适应性强。项目完工后，随着植被的恢复、施工影响的消失，动物的生存环境得以复原，不会因局部生境破坏而导致种群消失或灭绝，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地。因此，运营期不会对野生动物的活动产生影响。

5.1.2.5 事故对野生动物的影响

发生事故时常常导致原油及伴生气的泄出和渗漏，从而可能影响工程区域内的野生动物的生存环境。事故类型的不同，对野生动物的影响范围和程度也有所不同。当发生泄漏事故时，周围的各种小型脊椎动物会造成死亡，局部区域可能影响到的只是一些啮齿类动物、爬行动物和小型鸟类，对大中型动物，特别是对保护动物不会造成影响。如果发生火灾事故，由于生态环境及空气环境的变化，短时间内会使事故周围动物的分布数量下降。

5.1.2.6 道路建设对生态环境的影响

改建道路共计 45km，从道路途经区域两侧各 300m 评价范围的现状调查结果来看，沿线主要为沙地。在道路建设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

在道路施工期间，道路两侧临时占地范围内的土体将被扰动，土壤侵蚀模数和侵蚀量增大。

5.1.2.7 水土流失的影响分析

(1) 水土流失的现状

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《巴楚县水土保持规划》（2020-2030），本项目属于水土流失重点治理区，需要重点做好开发建设活动的水土保持工作，防止因生产建设活动造成新的水土流失。土壤侵蚀是自然和人为因素综合作用的结果。气候、植被、地形、土壤及人为活动等影响，均在土壤侵蚀的形态、强度和空间分布上表现出来，并随时间推移而发生变化。

(1) 风力侵蚀现状

根据气象统计资料显示，项目所在区域属于温暖带大陆性干燥气候，属于干旱地区，冬季寒冷、夏季酷热，干旱少雨，光照充足，热量丰富，蒸发旺盛，风沙活动频繁。由于地表组成物质松散，极易被风运移，形成沙尘暴。起沙风速的是造成风蚀的动力因素，下垫面裸露的地表土壤又是产生风蚀不可缺少的物质条件。据研究，当下垫面为植被稀疏的干燥沙土时，低强度起沙风约为 3-4 级（6.0-7.0m/s），中等强度起沙风约为 4-5 级（8.0-11.7m/s），风速越大沙尘发生的概率和强度也就越大。项目区土壤允许流失量为 2500-5000t/（km²·a）。

(2) 水土流失成因

1) 自然因素

①土壤干旱

土壤水分是土壤形成的重要因素之一。土壤水分含量除影响植物生长外，还影响土壤粘结性和黏着性。土壤水分含量高时，据有关资料表明，河漫滩和河心洲土壤含水率高，植物生长良好，无沙化；盐土则位于相对低洼的地方，土壤含水率高，也无沙化发生，高阶地土壤水分含量降低，植物生长变差，部分地段已有积沙。干河床、沙丘土壤含水量多低于 20g/kg，不仅植被生长差，而且土壤沙化严重。

②植被衰败

植被防止土壤沙化是通过改变地面粗糙度，消减风力而起作用，植被类型和覆盖度的不同，其地面粗糙程度和防风作用也不同。据新疆林业科学院资料，荒漠光板地（龟裂土）在 20cm 高度的粗糙度为 0.0914cm，柽柳灌丛为 9.6819cm，生长较好的胡杨林为 22.407cm，比光板地高 234.2 倍。在高 2m 高处荒漠光斑地上 8 天平均风速为 2.84m/s，在柽柳灌丛林地为 1.24m/s，降低 56.7%；在胡杨疏林地 1.63m/s，降低了 42.9%；在胡杨密林地 0.09m/s，降低了 86.8%，几乎成

为静风区。

区块位于塔克拉玛干沙漠腹地，项目区占地类型为沙地，井场周围为裸地。沙漠腹地寸草不生，对抑制土壤沙化作用有限。

③土壤组成物质质地轻

评价区土壤剖面以风沙土为主，质地偏轻，土壤机械组成以 0.25~0.1mm 沙粒为主，一般可达 700g/kg 以上。由于风沙土质地偏轻，干燥时粘结性和黏着性极差，易破碎分散，成为风蚀源对象。

④大风和频繁的起风沙

风是空气流动产生的一种自然动力，可吹蚀地表并对沙物质起运移和堆积作用，风对地表的吹蚀作用与风力大小成正相关，风速越大，对地表吹蚀越强。该地区气象资料可看出，年瞬间最大风速 28m/s。此外，受风力作用，沙暴日数 53d。由此可见，大风和频繁的起风沙是土壤沙化的动力条件。

2) 人为因素

人为活动的增加，对环境土壤表面的扰动频率增加。油气田大面积的滚动开发，油气田勘探队对生态环境的影响也是不容忽视的。

本工程开发建设导致区域水土流失的诱发因素为施工期临时占地区域和运行期永久占地区域的开发建设，主要诱发因素发生在施工期，施工期场地平整及站场建设过程中，将导致水土流失加剧，影响范围为井场占地范围，导致水土流失加剧。

(3) 水土流失的发展趋势

工程建成后，由于道路沿线土壤结构、自然植被的恢复还需要一定时间，道路沿线的水土流失还将继续发生。但随着时间的延长、土壤结构的变化、地表植被的恢复以及部分保护措施的建设，水土流失的范围和程度会慢慢减轻。

工程建设对当地水土流失影响分析详见表 5.1-2。

表 5.1-2 水土流失影响因素分析表

序号	项目	施工基本情况	自然条件	可能产生的水土流失
1	井场建设	施工扰动原地貌	大风,开挖后植被覆盖度降低	扰动地表、风起扬尘
2	井场道路	扰动原地貌	年沙暴日数 53 天	扰动地表、风起扬尘

由水土流失影响因素分析，工程对原地貌、土地及植被的扰动主要是道路、井场建设。本工程一定程度上加剧了项目建设区的水土流失程度，如不及时进行

有效的防护、治理，必然会对当地的水土资源及生态环境带来不利影响，破坏了原有地表结构，削弱了地表抗风蚀能力，同时提供了水土流失物源。项目区自然条件较为恶劣，荒漠植被一旦遭到破坏，靠自然力量很难恢复。

（4）水土流失影响分析

根据新水水保〔2019〕4号，本工程位于巴楚县境内，属于水土流失重点治理区。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防治措施。

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，导致风沙作用加剧，因此大规模的石油勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下施工期和运营期两个方面。

1) 土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，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”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土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

沙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；二是在风沙化发展过程中，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。从未沙化原始土壤与沙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。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，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，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油气田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

（3）对油区公路、井场的危害

项目对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

①道路施工过程及回填土方的堆放等活动，破坏了原有地貌及地表结皮，使

原来相对稳定的表土层收到不同程度的扰动和破坏，在降雨作用下，加剧水土流失，还可能加剧区域风灾天气，增加空气中粉尘含量。此外，在施工过程中，各种车辆(尤其是重型卡车)在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长。

临时占地导致施工区域地表植被减少、造成植物的生物量损失，使土壤结构疏松，并产生一定面积的裸露地面。对原地貌的扰动降低了项目临时占地范围内的土壤抗侵蚀能力，扩大侵蚀面积，诱发土壤侵蚀危害，加剧了水土流失。

②拟建工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，区域以地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因项目的建设而产生的水土流失。项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化。

③评价区内春夏两季为多风季节，尤其是春季大风频繁，沙尘暴天气较多，而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，风沙活动可以风蚀公路。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

5.1.2.8 对土地沙化影响分析

本次部署的2口钻井均为探转采，在原井场内进行，不新增永久占地；改建道路新增永久占地主要是停车区和消防水池占地。其中，永久占地面积9576m²，临时占地面积160222m²，占地类型均为沙地。

根据现场踏勘可知，本项目位于沙漠腹地，土地均为沙地，沙漠化严重，植被较少，本项目井口进行了水泥硬化、道路进行了砾石铺垫，有效地防止了因既有工程临时占地引起的土地沙化。

(1) 防沙治沙方案

1) 防沙治沙依据及原则

根据《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年10月26日）、《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）、《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）、《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）等法规要求，建设单位应按照以下原则做好沙漠化防治工作：

①必须坚持维护荒漠生态平衡与提高经济效益相结合的治水、治碱（盐碱）、治沙相结合的原则；

②在现有的经济、技术条件下，要以预防为主，以保护、恢复和扩大林草植被、沙生植被为中心，建立防、治、用相结合的治沙系统工程，防止因沙丘活化，就地起沙而引起的流沙发展。

③有计划地恢复绿洲外围与沙漠地区的荒漠植被，重点治理已遭沙丘入侵、风沙危害严重的地段，按照全面规划与因害设防、生物治沙与工程治沙、封沙固沙与输导沙相结合的原则，进行全面规划，因地制宜综合整治，充分、合理、有效的利用、保护沙漠化危害严重的耕地和基本农田，实现经济效益、社会效益与环境效益的协调统一。

④建设单位应切实做好防沙治沙工作，落实环评中提出的防沙治沙措施，并按照规定开展建设项目环境影响后评价工作。

2) 防沙治沙工作方案及预期目标

①预期目标

通过实施防沙治沙工作方案，保证在工程建设后，能够维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善。

②防沙治沙措施

A、道路施工过程

- a.施工土方全部用于洼地回填和井场平整，严禁随意堆置；
- b.开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘；
- c.设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。

B、施工机械及运输车辆

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，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

3) 实施计划和完成期限

工程措施、植被措施及其他措施，要求在项目建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

4) 方案实施保障措施

①组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本工程防沙治沙各施工队作为措施落实方，属于主要责任人，应在各施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

②技术保证措施

A、邀请各级林业部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

B、项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性。

③生态、经济效益预测

本工程防沙治沙措施实施后，预计区域植被覆盖度能维持现状，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善。

5.1.2.9 生态系统完整性和稳定性评价

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荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油气田开发建设中，新设施的增加不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油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。但如现状所述，目前由于油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。

根据项目区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性状况划分为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。项目区域生态系统完整性等级见表 5.1-3。

表 5.1-3 项目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						
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						
	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						

从上表可以看出项目区生态完整性受本工程影响较小,项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油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。

5.1.3 小结

综合上述分析可知,在落实本评价提出的生态恢复措施的前提下,项目的建设不会对动植物资源及区域土地利用产生明显影响,项目通过采取工程措施、临时措施等水土流失防治措施,可最大程度减轻项目建设对区域生态环境造成的水土流失,使项目区域的水土流失得到有效控制,遭破坏的生态环境可在一定时段内得到一定的自然恢复。

本项目生态环境影响评价自查表详见 5.1-4。

表 5.1-4 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□; 国家公园□; 自然保护区□; 自然公园□; 世界自然遗产□; 生态保护红线□; 重要生境□; 其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□; 其他(水土流失重点治理区)
	影响方式	工程占用☑; 施工活动干扰☑; 改变环境条件□; 其他□
	评价因子	物种☑(分布范围、种群数量、种群结构、行为) 生境□(生境面积、质量、连通性) 生物群落□(物种组成、群落结构) 生态系统☑(植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能) 生物多样性□(物种丰富度、均匀度、优势度) 生态敏感区□(主要保护对象、生态功能) 自然景观□(景观多样性、完整性) 自然遗迹□() 其他□()
评价等级		一级□ 二级□ 三级☑ 生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积: (0.1698) km ² ; 水域面积: (0) km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑; 遥感调查□; 调查样方、样线□; 调查点位、断面□; 专家和公众咨询法☑; 其他□
	调查时间	春季□; 夏季☑; 秋季□; 冬季□丰水期□; 枯水期□; 平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失☑; 沙漠化☑; 石漠化□; 盐渍化□; 生物入侵□; 污染危害□; 其他□
	评价内容	植被/植物群落☑; 土地利用☑; 生态系统☑; 生物多样性□; 重要物种□; 生态敏感区☑; 其他□
生态影响预测与评价	评价方法	定性☑; 定性和定量□
	评价内容	植被/植物群落□; 土地利用□; 生态系统□; 生物多样性□; 重要物种; 生态敏感区□; 生物入侵风险□; 其他□
生态保护	对策措施	避让□; 减缓☑; 生态修复☑; 生态补偿☑; 科研□; 其他□

对策措施	生态监测计划	全生命周期□；长期跟踪□；常规□；无□；
	环境管理	环境监理☑；环境影响后评价□；其他□
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

(1) 施工机械和运输车辆燃料废气

本工程的废气主要来源于施工机械及运输车辆燃料燃烧废气，排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工的结束而停止。由于使用符合国家标准的燃料，且周边无居民区、地域空旷，扩散条件良好，燃料废气对环境空气影响较小。

(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。

施工期出入大量中型车辆，因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。

(3) 地面工程施工过程中扬尘的影响分析

施工扬尘污染主要来自：①管沟开挖、土地平整及地基填筑等施工过程，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。

施工扬尘按起尘的原因可分为风力起尘和动力起尘，其中风力起尘主要是由于露天堆放的建材（如黄沙、水泥等）及裸露的施工区表层浮尘由于天气干燥及大风，产生风力扬尘；而动力起尘，主要是在建材的装卸、搅拌过程中，由于外力而产生的尘粒再悬浮而造成，其中施工及装卸车辆造成的扬尘最为严重。据文献资料介绍，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的60%以上。车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥情况下，可按下列经验公式计算：

$$Q = 0.123(V/5)(W/6.8)^{0.85}(P/0.5)^{0.75}$$

式中：Q——汽车行驶的扬尘，kg/km·辆；

V——汽车速度，km/hr；

W ——汽车载重量，吨；

P ——道路表面粉尘量， kg/m^2 。

表 5.2-1 为一辆 30t 卡车，通过一段长度为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。由表可见，在同样路面清洁程度条件下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面越脏，则扬尘量越大。

表 5.2-1 在不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘 单位： $\text{kg}/\text{辆}\cdot\text{km}$

P 车速	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	1
	(kg/m^2)	(kg/m^2)	(kg/m^2)	(kg/m^2)	(kg/m^2)	(kg/m^2)
5(km/hr)	0.051056	0.085865	0.116382	0.144408	0.170715	0.287108
10(km/hr)	0.102112	0.171731	0.232764	0.288815	0.341431	0.574216
15(km/hr)	0.153167	0.257596	0.349146	0.433223	0.512146	0.861323
25(km/hr)	0.255279	0.429326	0.58191	0.722038	0.853577	1.435539

施工期扬尘的另一个主要原因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人工开挖、堆放，在气候干燥又有风的情况下，会产生扬尘，其扬尘量可按堆场起尘的经验公式计算：

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

其中： Q ——起尘量， $\text{kg}/\text{吨}\cdot\text{年}$ ；

V_{50} ——距地面 50m 处风速， m/s ；

V_0 ——起尘风速， m/s ；

W ——尘粒的含水率，%。

V_0 与粒径和含水率有关，因此，减少露天堆放和保证一定的含水率及减少裸露地面是减少风力起尘的有效手段。

尘粒在空气中的传播扩散情况与风速等气象条件有关，也与尘粒本身的沉降速度有关。以沙尘土为例，不同粒径的尘粒沉降速度见表 5.2-2。由表可知，尘粒的沉降速度随粒径的增大而迅速增大。当粒径为 $250\mu\text{m}$ 时，沉降速度为 1.005m/s ，因此可以认为当尘粒大于 $250\mu\text{m}$ 时，主要影响范围在扬尘点下风向近距离范围内，而真正对外环境产生影响的是一些微小尘粒。施工期间，施工扬尘势必会对该区域的环境产生一定的影响，因此本工程施工期应特别注意施工扬尘的防治问题，须制定必要的防治措施，如施工场地经常洒水降尘、拉运建筑材料需盖篷布等，以减少施工扬尘对周围环境的影响，尤其是对当地生态环境的影响。

表 5.2-2 不同粒径尘粒的沉降速度

粒 径 (μm)	10	20	30	40	50	60	70
沉降速度 (m/s)	0.003	0.012	0.027	0.048	0.075	0.108	0.147
粒 径 (μm)	80	90	100	150	200	250	350

沉降速度 (m/s)	0.158	0.170	0.182	0.239	0.804	1.005	1.829
粒 径 (μm)	450	550	650	750	850	950	1050
沉降速度 (m/s)	2.211	2.614	3.016	3.418	3.820	4.222	4.624

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 区域地面污染气象特征分析

(1) 基本特征

巴楚县地处欧亚大陆腹地，距离水汽源地较远，气候干旱，环境水分的时空分布极少且不均匀，为暖温带大陆性干旱气候。其特点是热量丰富，光照充足，无霜期长，昼夜温差大，降水稀少，湿度小，蒸发强烈，光热资源丰富。

(2) 风速、风向

① 风速特征

工程区多年平均风速为 1.9m/s，最大风速为 2.9m/s，全年盛行东北风。春季风速最大，夏季次之，冬季风速最小。各月平均风速统计见表 4.1-1。

表 4.1-1 评价区域各月平均风速统计表

平均风速 (m/s)												
1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	年
1	1.5	2.1	2.7	2.9	2.7	2.5	2.2	1.8	1.4	1.1	0.9	1.9

② 风向及风频特征

巴楚县全年主导风向为东北风(NE)，出现频率为 28%；其次为西南风(SW)。出现频率为 8%；东南和西北风出现频率最小，只有 2%；散风出现频率较高，为 41%。风向频率玫瑰图见图 4-1。

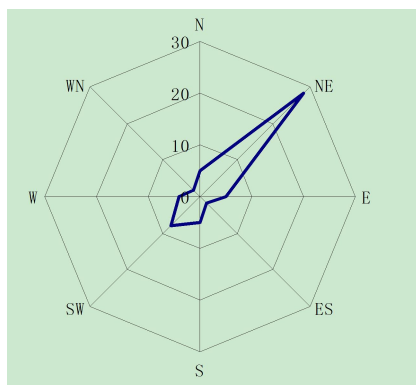


图 4-1 风向频率玫瑰图

(3) 气温

巴楚县全年平均气温为 11.8℃，最暖年均气温为 13℃。1 月份气温较低，月平均气温为 -6.19℃，月最低气温为 -17.6℃，极端最低气温为 -24.2℃，出现在 1967 年 1 月 5 日。7 月份气温最高，月平均气温为 26.1℃，月最高气温为 38.4℃，极端最高气温为 42.7℃，出现在 1958 年 7 月 12 日。

气温年较差 33.4℃，平均日较差 14.3℃，最大日较差 24.8℃。全年平均气温高于 10℃的时间为 276 天，积温 4600-5000℃；全年平均气温高于 20℃的时间为 101 天，积温 2500-3000℃。

巴楚县平均无霜冻期为 213 天，无重霜冻期为 215 天。

(4) 日照

巴楚县全年日照时数为 4434h，年均日照率 64%，春季浮尘天气多，日照率只有 53%，秋季天气晴好，透明度高，日照率高达 77%。

(5) 降水、蒸发

①降水

巴楚县距离工程区最近的色力布亚地区的降水量约为 40mm。降水季节变化大，主要集中在春季、夏季、占全年降水量的 84.4%，秋冬季降水量不足，20%。降水的年际变化量很大，最大的，1947 年降水量达 102.1mm，最小的 1975 年降水量仅为 12.4mm。巴楚县最长连续无降水日数为 254 天，最长连续降水日数为 8 天，一日最大降水量为 30.6mm。

②蒸发

年平均蒸发量为 2296.8mm，时间分布上，4~8 月蒸发量最大，均在 240mm 以上，占年蒸发量的 70.5%，冬季最小，各月小于 60mm，仅占年蒸发量的 4.9%。

5.2.2.2 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无组织排放的 NMHC、H₂S。

(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；H₂S 参照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值（10μg/m³）。

(3) 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定，本次环境影响预测采用 AERSCREEN 估算模式。估算模式 AERSCREEN 是一个单源高斯烟羽模式，可计算点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，以及下洗

和岸边熏烟等特殊条件下最大地面落地浓度。估算模式中嵌入了多种预测的气象组合条件,包括一些最不利的气象条件,在某个地区有可能发生,也有可能没有此种不利气象条件。所以经估算模式计算出的是某一污染源对环境空气质量的重大影响程度和影响范围的保守计算结果。

(4) 污染源参数

运营期间本工程产生的大气污染物主要为油气集输过程中产生一定量的烃类、硫化氢、甲醇挥发,污染物排放参数见表 5.2-5。估算模型参数见表 5.2-6。

表 5.2-5 面源参数表

污染源	面源起点坐标		海拔高度 (m)	面源长度 (m)	面源宽度 (m)	面源有效排放高度 (m)	年排放小时数 h	排放工况	污染物类型	排放量 (kg/h)
	经度	纬度								
BT5 井场	83°32'37"	40°14'36"	975	60	75	4	8640	正常排放	NMHC	0.007
									H ₂ S	0.0001

(5) 估算模型参数

估算模式所用参数见表

表 5.2-6 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数 (城市人口数)	/
最高环境温度		41.2
最低环境温度		-24.2
土地利用类型		沙漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率 (m)	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/m	/
	岸线方向/°	/

(6) 预测结果

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)中相关要求,结合项目工程分析结果,选择正常排放的主要污染物及排放参数,采用附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 估算模式计算项目污染源的最大环境影响,估算模式预测结果见表 5.2-5。

H₂S 预测结果相对最大,浓度值为 0.1773μg/m³,标准值为 10μg/m³,占标率为 1.77%,最大占标率 1%<P_{max}(1.77%)<10%。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)的要求,因此本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

表 5.2-7 本项目无组织废气污染物的占标率和落地浓度一览表

下风向距离	BT5 井场无组织面源 (NMHC、H ₂ S)			
	NMHC 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率 (%)	H ₂ S 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	H ₂ S 占标率 (%)
1.0	5.1242	0.26	0.0732	0.73
25.0	7.9805	0.40	0.1140	1.14
50.0	11.6700	0.58	0.1667	1.67
69.0	12.4090	0.62	0.1773	1.77
75.0	12.3670	0.62	0.1767	1.77
100.0	11.6500	0.58	0.1664	1.66
125.0	11.2670	0.56	0.4990	1.61
150.0	10.5870	0.53	0.1512	1.51
175.0	9.8892	0.49	0.1413	1.41
200.0	9.2266	0.46	0.1318	1.32
225.0	8.5847	0.43	0.1226	1.23
250.0	7.9868	0.40	0.1141	1.14
275.0	7.4350	0.37	0.1062	1.06
300.0	6.9375	0.35	0.0991	0.99
325.0	6.4833	0.32	0.0926	0.93
350.0	6.1406	0.31	0.0877	0.88
375.0	5.8899	0.29	0.0841	0.84
400.0	5.6486	0.28	0.0807	0.81
425.0	5.4214	0.27	0.0774	0.77
450.0	5.2029	0.26	0.0743	0.74
475.0	4.9987	0.25	0.0714	0.71
500.0	4.8051	0.24	0.0686	0.69
1000.0	2.7862	0.14	0.0398	0.40
2000.0	1.4302	0.07	0.0204	0.20
3000.0	0.8989	0.04	0.0128	0.13
4000.0	0.6362	0.03	0.0091	0.09
5000.0	0.4833	0.02	0.0069	0.07
10000.0	0.2007	0.01	0.0029	0.03
15000.0	0.1187	0.01	0.0017	0.02
20000.0	0.0815	0.00	0.0012	0.01
25000.0	0.0608	0.00	0.0009	0.01
下风向最大浓度	12.4090	0.62	0.1773	1.77
下风向最大浓度 出现距离	69.0	69.0	69.0	69.0
D10%最远距离	/	/	/	/

根据以上预测结果可知：

①预测范围内，项目生产过程中无组织排放的污染物非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 $12.409\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 0.62%，最大落地浓度出现距离为 69m。硫化氢最大地面浓度点预测浓度 $0.1773\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 1.77%，最大落地浓度出现距离为 69m。甲醇最大地面浓度点预测浓度 $18.09\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 0.6%，最大落地浓度出现距离为 94m。

②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 94m 范围内，项目区周边 1.0km 范围内无敏感点，因此对大气环境敏感目标影响不大。

5.2.2.3 大气污染源核算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》HJ2.2-2018 要求“二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算。污染物排放量核算表包括有组织及无组织排放量、大气污染物年排放量等。”因此，本项目污染物排放量核算主要包括无组织排放量核算。

表 5.2-8 大气污染物无组织排放量核算表

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)	
1	面源	非甲烷总烃	日常维护,做好密闭措施	执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020)	4.0	0.748
		H ₂ S		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)	0.06	0.0009
		甲醇	甲醇储罐设置在加药间	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)	15.0	0.024

5.2.2.4 非正常排放影响分析

(1) 污染源强

非正常生产排放包括开车、停车、设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放，如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。拟建项目非正常排放主要为井口压力过高时的放喷情况。拟建项目油气集输过程中，若井口压力过高，应经燃烧后放空。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。非正常工况下污染物源强情况见表 5.2-9。

表 5.2-9 非正常工况下污染物排放一览表

污染源名称	坐标		海拔(m)	矩形面源			污染物排放速率 (kg/h)			
	经度	纬度		长度(m)	宽度(m)	有效高度(m)	颗粒物	SO ₂	NO _x	VOCs
井口压力过高时的放喷废气	83°32'37"	40°14'36"	975	60	75	4	0.55	0.0027	6	0.46

(2) 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5.2-10

表 5.2-10 非正常排放 P_{max} 及 D10%预测及计算结果一览表 单位: μg/m³

序号	污染源名称	评价因子	Ci(μg/m ³)	Pi(%)	Pmax(%)	最大浓度出现距离 (m)	D10%(m)
----	-------	------	------------------------	-------	---------	--------------	---------

1	井口压力过高时的放喷废气	颗粒物	255.7	56.82	56.82	671	2549.94
		SO ₂	1.255	0.25	0.25	671	0
		NO _x	2789	1394.5	1394.5	671	25000
		VOCs	213.9	10.7	10.7	671	675

由表 5.2-10 计算结果表明，非正常工况条件下，NO_x 最大落地浓度为 2789μg/m³，占标率为 1394.5%，最大落地浓度出现距离为 671m。

由以上分析可知，本项目非正常排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.2.2.5 大气环境影响自查表

本项目运营期间主要为阀门、接口处产生的无组织废气，主要污染因子为非甲烷总烃和硫化氢。

项目大气环境影响自查表见表 5.2-11。

表 5.2-11 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☒			三级 ☐		
	评价范围	边长=50km ☐		边长 5～50km ☐			边长=5km ☒		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a ☐		500～2000t/a ☐			<500t/a ☒		
	评价因子	基本污染物（SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、PM _{2.5} 、PM ₁₀ ） 其他污染物（NMHC、H ₂ S、甲醇）				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒			
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录 D ☒		其他标准 ☐	
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒			一类区和二类区 ☐		
	评价基准年	（2023）年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒			现状补充监测 ☐		
	现状评价	达标区 ☐				不达标区 ☒			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☐ 现有污染源 ☐			拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☐
大气环境影响预测与评价	预测模型	AER MOD ☐	AD MS ☐	AUSTA L2000 ☐	EDM S/AE DT ☐	CALP UFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒	
	预测范围	边长≥50km ☐		边长 5～50km ☐			边长= 5km ☐		
	预测因子	预测因子（ ）				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐			

	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100%□		C _{本项目} 最大占标率>100%□	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10%□		C _{本项目} 最大占标率>10%□
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30%□		C _{本项目} 最大占标率>30%□
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（ ） h	C _{非正常} 占标率≤100%□		C _{非正常} 占标率>100%□
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标□			C _{叠加} 不达标□
	区域环境质量的整体变化情况	K≤-20%□			K>-20%□
环境监测计划	污染源监测	监测因子： （NMHC、H ₂ S）	有组织废气监测□ 无组织废气监测☑		无监测□
	环境质量监测	监测因子：（ ）	监测点位数（ ）		无监测□
评价结论	环境影响	可以接受☑			

5.2.2.5 大气环境影响小结

烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一,本工程油气开采、集输采用密闭流程,井口密封并设紧急切断阀,可有效减少烃类气体的排放量。根据现状监测结果,区域环境空气中非甲烷总烃、硫化氢满足标准限值要求。根据预测结果可知,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 69m 范围内,项目区周边 5.0km 范围内无敏感点,因此对大气环境敏感目标影响不大,说明站(井)场正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢对周围环境空气影响较小。

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

本项目在建设施工过程中,由于场地平整、道路开挖及回填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。

建设过程中,主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果见表 5.3-1。

表 5.3-1 施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离, m	强度 dB(A)	10	20	50	70	100	200
运输车辆	78	58	52	44	41	38	32
推土机	90	70	64	56	53	50	44
挖掘机	92	72	66	58	55	52	46

吊装机	98	78	72	64	61	58	52
-----	----	----	----	----	----	----	----

通过类比分析可知，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 2km 内无居民，本工程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较小。

5.3.2 运营期声环境影响分析

本工程运营期噪声源主要为井场机泵等设备噪声，以及修井等井下作业噪声，因井下作业为阶段性作业，故本次噪声预测仅考虑井场机泵噪声。

1) 预测源强

运营期间的噪声源主要为井场、罐车和巡检车辆等，噪声源强调查清单见表 5.3-2。

表 5.3-2 噪声源强调查清单（室外声源）

声源名称		空间相对位置/m			声源源强[dB(A)]	声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z			
单井井场	机泵	30	30	1	75-80	基础减振	8640h/a
	井下作业	30	30	1	80~105	基础减振	间歇
交通噪声		20	20	1	60~90	消声器	间歇

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》（HJ 2.4-2021）中附录 A 推荐户外声传播的衰减和附录 B 典型行业噪声预测模式，计算公式如下：

a) 根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级：

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

D_c —指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

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

式中: $L_p(r)$ —预测点处声压级, dB;

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级, dB;

D_c —指向性校正, 它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度, dB;

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

A_{atm} —大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

b) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

$$L_A(r) = 10 \lg \left\{ \sum_{i=1}^8 10^{0.1[L_{pi}(r) - \Delta Li]} \right\}$$

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

$L_{pi}(r)$ —预测点 (r) 处, 第 i 倍频带声压级, dB;

ΔLi —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值, dB;

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

$$L_A(r) = L_A(r_0) - A_{div}$$

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级, dB(A);

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

d) 工业企业噪声计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ; 第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_j , 则拟建工程声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为:

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \left(\sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1L_{Ai}} + \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1L_{Aj}} \right) \right]$$

式中：Leqg—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T—用于计算等效声级的时间，s；

N—室外声源个数；

ti—在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M—等效室外声源个数；

tj—在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

e) 噪声预测值计算

$$L_{eq} = 10 \lg (10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}})$$

式中：Leq—预测点的噪声预测值，dB；

Leqg—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

Leqb—预测点的背景噪声值，dB。

3) 预测点设定

厂界预测点：选取井场厂界四周设置厂界预测点。

4) 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)）。

5) 预测结果

井场正常运行时其噪声预测结果见表 5.3-3。

表 5.3-3 厂界噪声预测结果

预测点		昼间 (dB (A))	夜间 (dB (A))	达标情况
		贡献值	贡献值	
井场厂界	1#项目区东	41	41	达标
	2#项目区南	40	40	达标
	3#项目区西	40	40	达标
	4#项目区北	41	41	达标

根据预测结果可知，井场的昼间、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，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.3.3 退役期声环境影响分析

油井进入退役期时，噪声源主要源自井场设备拆卸，由于区内声环境影响评

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井口装置等设备产生的噪声。井场设备噪声源强较低，影响范围有限，类比同类井场，正常生产时，井场厂界噪声值较低，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；井场周边范围内无居民区，不会出现噪声扰民现象。

5.3.5 声环境影响自查表

本项目声环境影响自查表见表 5.3-4。

表 5.3-4 声环境评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☒		三级 ☐	
	评价范围	200m ☒		大于 200m ☐		小于 200m ☐	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒		最大 A 声级 ☒		计权等效连续感觉噪声级 ☐	
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		国外标准 ☐	
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐
	评价年度	初期 ☐		近期 ☒		中期 ☐	
	现状调查方法	现场实测法 ☒		现场实测加模型计算法 ☐		收集资料 ☐	
	现状评价	达标百分比（100%）					
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☐		已有资料 ☒		研究成果 ☐	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☐			其他 ☒ 类比预测法		
	预测范围	200m ☒		大于 200m ☐		小于 200m ☐	
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒		最大 A 声级 ☐		计权等效连续感觉噪声级 ☐	
	厂界噪声贡献值	达标 ☒			不达标 ☐		
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☐			不达标 ☐		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☐ 固定位置监测 ☐		自动监测 ☐ 手动监测 ☒		无监测 ☒	
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）		无监测 ☒	
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐					
注：“ ☐ ”为勾选项，填“√”；“（ ）”为内容填写项							

5.4 水环境影响分析

5.4.1 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。

5.4.1.1 水污染控制措施

（1）施工期废水

施工期需在施工现场设施工营地，施工期废水仅为生活污水。

（2）运营期废水

本工程运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废液。

1) 采出水

本工程最大采出水量核算为 2957.76t/a，采出水依托巴什托集油站污水处理系统进行处理，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）标准中指标后回注油层。

巴什托集油站的采出水处理规模为 400m³/d，富余量为 72m³/d，本工程投产后新增最大采出水量为 8.216m³/d，本工程采出水处理依托巴什托集油站处理可行。

（2）井下作业废液

本工程井下作业废液自带回收罐回收，拉运至塔河油田绿色环保站进行处理，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油层。

综上，本工程废水不外排，水污染控制措施有效。

5.4.2 地下水环境影响预测与评价

5.4.2.1 水文地质条件

项目区地处塔克拉玛干沙漠腹地，距离塔里木河干流 95km。新疆地质工程勘察院 2018 年编制的《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》，调查区域部分区域（果勒）与区块重合。项目区水文地质情况引用其资料。

沙漠区地下水的补给主要来源于南部冲洪积平原区的地下水侧向径流补给。由于评价区外南部的河流径流量小，流程短，在一般年份难以到达沙漠腹地便渗

失殆尽，故地表水渗入补给在该区内几乎不存在。大气降水和凝结水由于水量有限，一般情况下也无法对该区地下水形成有意义的补给。但 5-8 月间偶尔出现降水量大于 5mm 的较大降雨，对丘间洼地浅埋带地下水有微弱的补给作用。

(1) 地下水的赋存条件及分布特征

评价区位于塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。

(2) 含水层的分布及富水性

评价区地下水类型主要为松散岩类孔隙水，以潜水为主，潜水位埋深大于 10m，含水层岩性为第四系细砂；水量中等-贫乏；渗透系数 0.40-0.99m/d。

(3) 地下水的补给、径流、排泄条件

① 补给

项目区位于塔克拉玛干沙漠腹地，周边无地表河流穿过，也无其他地表水体和引水渠系等。地下水的补给来源于以下 2 个方面：

1) 南部沙漠区地下水侧向径流补给：这是评价区地下水的最主要补给来源。

2) 降水入渗补给：沙漠区降水稀少，47.3mm，平均蒸发量为 2044.6mm，蒸发量是降雨量的 43 倍，评价区内的降水基本上不能直接对浅埋带地下水形成入渗补给作用。所以区内降水入渗补给对地下水资源的补给一般无实际意义。项目区水文地质剖面见图 5.4-1。

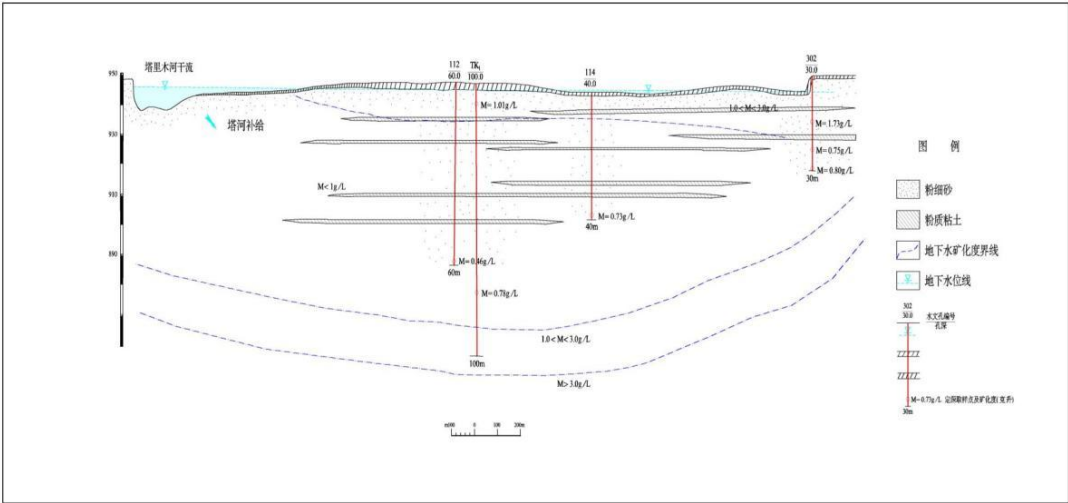


图 5.4-1 区域水文地质图

② 径流

评价区的远离塔里木河，地下水的径流方向是从西南向东北方向。评价区内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。在评价区的西部，地下水的水力坡度约 0.37‰，中部变为 0.28‰，东部变为 0.65‰。

③排泄

评价区地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、油区的人工开采等方式排泄，最终排泄至塔里木河中，塔里木河又一直向东排泄到排泄最低点——特玛湖。

1) 北部（向下游的）地下侧向径流排泄。这是沙漠区地下水的主要排泄方式。区内地下水各含水组岩性均为大厚度粉细砂或粉砂层，径流条件较差。所以地下水总体上以缓慢径流的方式向北部下游地段排泄。

2) 潜水面垂直蒸发排泄

区内地下水埋藏条件总体上受风积沙丘、沙垄构成的地形地貌制约。在沙垄及其周边沙丘分布区，地下水埋藏较深，埋深一般大于 10m，垂直蒸发对地下水基本上不起作用。

但在沙垄之间的洼地中，地下水埋深大多小于 5m，部分地段为 5-10m。且垄间洼地内岩性颗粒较沙垄上细，多为粉砂或粉土，地下水通过包气带细颗粒地层的毛细管可上升到地表表面及其附近。尤其垄间洼地内地下水潜水位埋深小于 5m 的地段，在沙漠区极干旱的气候条件和强烈的蒸发作用控制下，使地下水沿毛细管不断上升而消耗。由此可见，潜水的垂直蒸发也是垄间洼地内（地下潜水位埋深小于 5m 的地段）地下水的重要排泄方式之一。

（4）地下水动态特征

评价区内的地下水位动态类型为径流—蒸发型。水位动态影响因素主要为自然因素，该类型区内地下水主要接受上游地下水侧向径流补给而以蒸发为主要排泄方式。高水位期出现在气温较低的 2-5 月份，低水位期出现在气温较高的 6-9 月份，水位变幅 < 1m。

（5）地下水水化学特征

评价区远离塔河南岸，几乎无任何补给来源，径流滞缓。因此，区块内的水化学作用以蒸发浓缩作用为主，水化学类型为 Cl·SO₄-Na 型水，矿化度为 5.8~13.8g/L，水质差，为咸水。

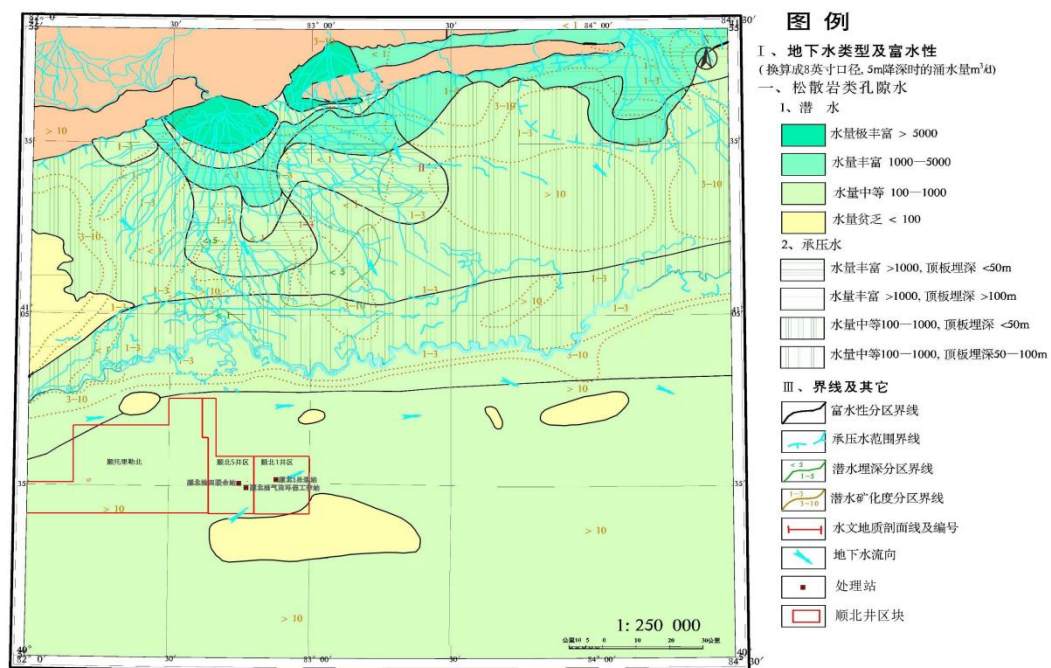


图 5.4-2 区域水文地质

5.4.2.2 地下水环境影响分析

本工程地下水环境影响评价等级为二级，因此，本次评价采用解析模型预测污染物在含水层中扩散并进行影响评价。

(1) 正常工况

本项目运营期井场地面及设施采取严格的防腐防渗措施，正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2) 非正常工况

通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于废水的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。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

本工程非正常状况下，装置、法兰及其他连接件等破损泄漏，如不及时修复，泄漏的污染物可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下装置发生泄漏的情形进行预测，以评价对下水环境的影响。

①预测情景

根据区域水文地质条件，项目范围内地下水为第四系潜水含水层。

非正常工况下，如果发生重大紧急泄漏事件等事故，而在这段时间污染物可能经过破坏的部位进入土壤和地下水。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可

及时发现泄漏状况，由于工作人员发现事故到处理需要一定时间，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测模型

预测按最不利的情况设计情景，污染物泄漏直接进入地下水，并在含水层中沿水力梯度方向径流，污染质浓度在未渗入地下水前不发生变化，不考虑污水在包气带中下渗过程的降解与吸附作用，不考虑含水层中对污染物的吸附、挥发、生物化学反应。设计情景为极端情况，用于表征污水排放对地下水环境的最大影响程度和影响范围。

由于收集及调查的水文地质资料有限，因此在模型计算中，对污染物的吸附、挥发、生物化学反应均不予以考虑，对模型中的各项参数均予保守性估计，主要原因有：

1) 地下水中污染物运移过程十分复杂，不仅受对流、弥散作用的影响，同时受到物理、化学、微生物作用的影响，这些作用通常在一定程度上造成污染物浓度的衰减；而且目前对这些反应参数的确定还没有较为确定的方法。

2) 此方法作为保守性估计，即假定污染质在地下运移过程中，不与含水层介质发生作用或反应，这样的污染质通常被称为是保守型污染质，计算按保守性计算，可估计污染源最大程度上对地下水水质的影响。

3) 保守计算符合工程设计的理念。

项目区的地下水主要是从南向北方向流动，根据含水层分布特征，污染物在潜水含水层中的迁移，可将情景概化为一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型和一维短时泄漏点源的水动力弥散问题。

情景模型：

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C (x, t) —t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—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 ;

$\text{erfc}(\)$ —余误差函数。

④预测时间及范围

预测层位以潜水含水层为主, 预测时段为污染发生后 100d、1000d、3650d。

预测范围与评价范围一致。

⑤预测参数

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。本项目废水主要污染因子为石油类, 因此, 本次影响预测以石油类进行预测。由于《地下水质量标准 GB/T14848-2017》III类标准中没有对石油类进行说明, 参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 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。模型中所需参数及来源见表 5.4-1。

表 5.4-1 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.07m/d	地下水的平均实际流速 $u = KI/n$, 渗透系数取较大值 10m/d, 根据历史水文地质勘察报告, 区内地下水基本处于停滞状态, 水力坡度很小, 为 1‰~3‰, 本次预测取水力坡度最大值为 3‰。
2	D_L	纵向弥散系数	0.7m ² /d	$D_L = aL u$, aL 为纵向弥散度。由于水动力弥散尺度效应, 难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度, 参考前人的研究成果《空隙介质水动力弥散尺度效应的分形特征及弥散度初步估计》(李国敏、陈崇希) 中孔隙介质数值模型的 $\lg aL - \lg L$, 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	42%	根据项目所在区域含水层特征, 含水层岩性主要为细砂, 依据《水文地质手册》(第二版), 细砂孔隙度 0.42, 故本次评价有效孔隙度 n 取 0.42。
4	t	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度	
5	C_0	污染物浓度	参照 TPHCWG (1997) 中关于石油类污染物的溶解度等相关文献, 取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。	

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, 石油类在泄漏了不同天数 (100 天、1000 天、3650 天) 时, 污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。

表 5.4-2 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（短时泄漏）

污 染 物	100d		1000d		3650d	
	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	0.0558	0	0.001	0	0.000
	10	0.050	30	0.005	50	0.000
	18	0.050	60	0.012	100	0.000
	30	0.02	90	0.013	150	0.002
	33	0.010	108	0.010	200	0.005
	50	0.000	120	0.007	250	0.007
	60	0.000	150	0.002	300	0.006
	70	0.000	180	0.000	350	0.003
	80	0.000	210	0.000	400	0.001
	90	0.000	240	0.000	450	0.000

表 5.4-3 预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内水环境敏感点
石油类	100d	18	33	无
	1000d	0	108	无
	3650d	0	0	无

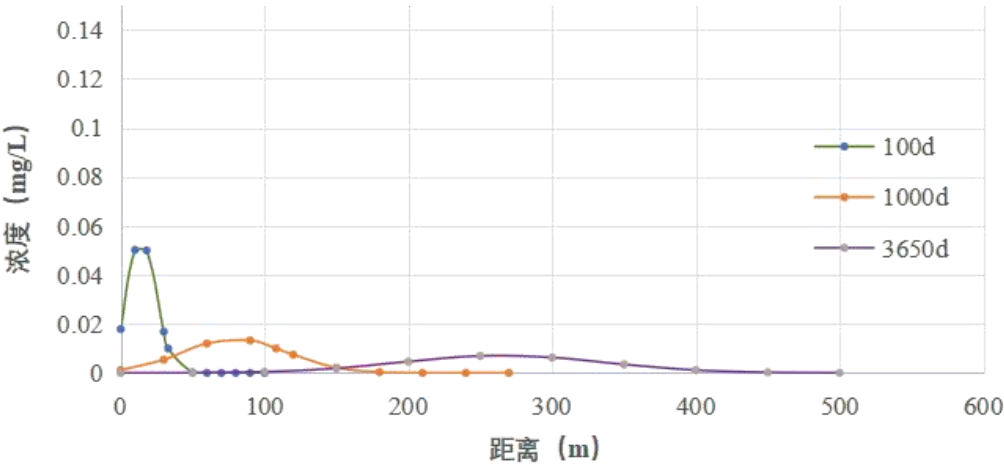


图 5.4-3 发生短时泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时影响距离约 33m、108m、0m，对该地区地下水的潜在影响依然存在。故建设单位必须加强工程质

量控制、施工期施工质量及运营期管理，做好设备、阀门及其他连接件的防渗和防漏处理，最大程度地确保高质量施工和运营期管理，加强设施的维护和管理，落实地下水及土壤污染防控，加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

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

5.4.2.3 地下水环境评价结论

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下，根据环境影响预测结果，在假定情景预测期限内，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但由于项目区地下水循环条件差，其影响范围不大，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。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本工程部署井场 2 座，改建道路 45km。预计本工程清理沙量（ $5400\text{m}^3/\text{km}$ ）24.3 万 m^3 ，铺垫砂砾石（厚度 15cm）2.7 万 m^3 。弃方主要为道路清理的沙 24.3 万 m^3 。施工土方在道路施工结束后回填，井场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。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垃圾填埋场处置。

5.5.2 运营期固体废物影响

本工程运营期主要产生的固体废物主要有落地油和废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶。

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（部令第 15 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），本项

目营运期产生的危险废物主要为落地油（HW08 071-001-08）和废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶（HW08 900-249-08），收集后有危废处置资质单位接收处置。

（1）危险废物贮存过程影响分析

本项目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。

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翔实。具体要求如下：

- a. 危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。
- b. 危险废物类别：按危险废物种类选择；
- c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。
- d. 装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

本项目危险废物暂存间按照规范进行建设，符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012），因此危废暂存过程对环境影响较小。

（2）危险废物运输过程影响分析

本项目产生的危险废物运输过程委托有资质单位进行运输，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，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求，对环境的影响较小。

（3）危险废物委托处置的影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关要求，落实危险废物经营许可

证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

本工程运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任，合同期内及时了解接受人贮存、利用或者处置相关危险废物情况，确保本工程运营期产生的危险废物得到妥善处置，避免对外环境产生不利影响。

本工程运营期产生的危险废物均可得到妥善处置，在严格落实《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物转移管理办法》等的要求的前提下，不会对外环境产生明显不利影响。

建议建设单位了解《国家危险废物名录（2025 年版）》的附录豁免管理清单有关废铁质油桶、废酸、废碱液、突发环境事件产生的危险废物、历史遗留危险废物处理处置的豁免管理条款，有助突发环境事件中高效快速处理上述危废。

5.5.3 小结

本次油气田建设在施工期产生的固体废物主要包括施工废料开挖产生的土石方。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垃圾填埋场处置。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，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

本工程运营期产生的固体废物包括落地油、含油废物（废防渗膜、废润滑油、废润滑油桶），依托有危废处置资质单位转运处置。本工程对建设期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

5.6 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

油气田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场、道路建设过程中，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。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为风沙土，当地土壤不具备农业生产价值，油气开发工程占地开辟了土地利用的途径，井场和道路的施工场地、临时施工营地等产生的这种影响非常轻微。

生态影响主要体现在道路施工过程。施工期对土壤质量的影响主要为道路建设过程中的开挖和回填的人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

（2）道路施工对土壤环境的影响

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

（3）水土流失及沙化影响分析

油气田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因道路所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖、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、道路的建设等，但井场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。施工期内，道路施工有临时堆土，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

本工程在建设运行过程中可能造成土壤污染，按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的相关要求，本工程土壤环境影响属于污染影响型，土壤环境影响评价工作等级判定为二级，本次采用导则附录 E 推荐的类比分析法并结合定性分析法进行土壤环境影响预测。根据建设项目自身性质及其对土壤环境影响的特点，对运营期项目对土壤环境可能造成的影响，并针对这种影响提出防治对策，从而达到预防与控制环境恶化，减轻不良环境影响的目的，为土壤环境保护提供科学依据。

5.6.2.1 正常工况下土壤环境影响分析

本工程污染土壤的途径主要为采出液输送及处理过程中发生跑冒滴漏，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液均得到妥善处置；生产过程中原油输送采用专用罐车拉运，可视可控，不会对土壤环境产生影响。

5.6.2.2 非正常工况下土壤环境影响分析

（1）土壤环境影响类型及途径

本次土壤环境影响主要考虑非正常工况下，落地油、井下作业废液、运输过程的采出液泄漏，垂直入渗对土壤的环境影响。

经查阅相关资料，目前项目区土地利用类型为沙地，土壤类型为风沙土。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。

表 5.6-1 建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	--	--	√	--	--	--	--	--
运营期	--	--	√	--	--	--	--	--
退役期后	--	--	√	--	--	--	--	--

由表 5.6-1 可知，拟建工程影响途径主要为运营期垂直入渗影响。

（2）影响源及影响因子

本次土壤环境影响主要考虑非正常工况下，落地油、井下作业废液、油罐泄漏，垂直入渗对土壤的环境影响。

在评价区内的泄漏原油对土壤环境的影响是局部的，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。原油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。目前项目区用地性质为建设用地，土壤类型为风沙土。

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。

表 5.6-2 土壤环境影响源及影响因子识别表

阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	污染物种类	污染介质	可能污染区域	备注
运营期	油罐车	事故状态下，油罐破裂导致原油连续渗漏污染土壤	垂直入渗	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下
	井场	事故状态下，井下作业围堰破裂导致落地油污染土壤或落地油随雨水间断入渗污染土壤	垂直入渗	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下
闭井期	采油设备	采油设备拆除过程可能产生落地油随雨水间断入渗污染土壤	垂直入渗	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下

5.6.2.3 原油泄漏污染过程分析

原油不溶于水，在环境中被称为不溶性液相污染物（NAPLs）。原油泄漏后，如果无人工立即回收，则其一部分轻组分将挥发，另一部分下渗到包气带土体，甚至到达潜水含水层。见图 5.6-1。

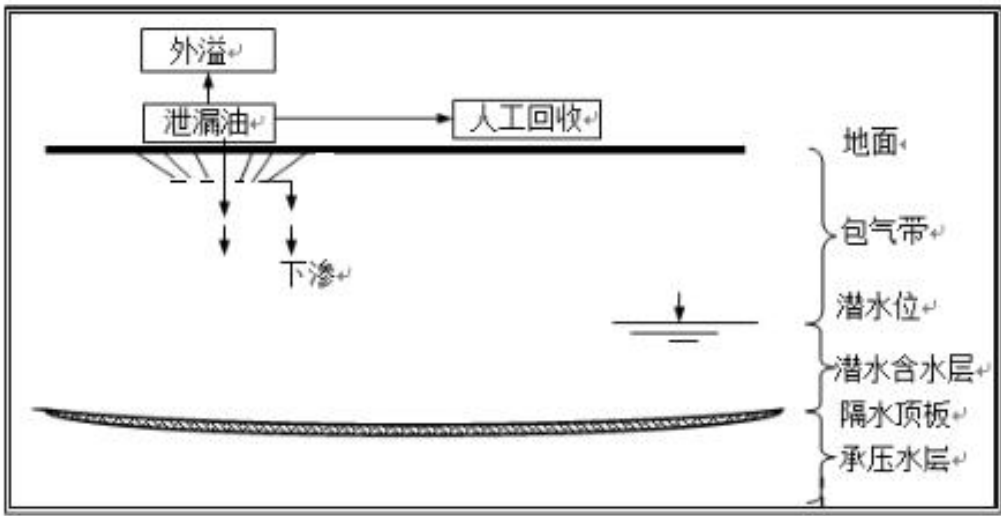


图 5.6-1 原油泄漏污染过程示意图

——原油泄漏在包气带中的污染过程分析

包气带中，原油在重力作用下以垂向迁移为主。油流在迁移过程中不断被土壤颗粒截留、吸附、粘滞，其影响的深度和范围取决于原油的物理性质（密度、粘度、张力等）、泄漏量、泄漏方式以及包气带土层的空隙渗透特性等。对一般的粘土或细砂土层而言，泄漏物的影响主要集中在地面以下 2m 以内。同时，在污染集中的地表层还是生物活动剧烈区域，在较适宜的水热条件下，原油将被很快降解而祛除。

——在潜水含水层中的污染过程分析

在潜水位较浅，泄漏油量大的条件下，有可能达到潜水含水层。到达潜水层后，由于原油在水中溶解性差，原油主要集聚在潜水水位线附近，并在水动力作用下向下游迁移并向四周扩散，形成“油饼”。原油继续下渗量很少，基本不会对具有良好隔水顶板的各类承压水产生影响。

5.6.2.4 土壤环境影响预测分析

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中 8.7.3 污染影响型建设项目，评价工作等级为二级，预测方法可进行类比分析。本项目采用类比分析法。污染物预测评价因子为石油类，考虑原油中石油类浓度为 1000mg/L。

根据本项目土壤环境质量现状监测结果，土壤中石油类监测浓度为 11~16mg/kg，由此可知，井场在试油过程中，未对项目区的土壤环境产生污染影响。

根据相关资料可知，为了说明油类物质污染土壤的可能性与程度，类比同类项目进行的土壤剖面的采样监测，其结果详见表 5.6-3。

表 5.6-3 油类物质在土层中的纵向分布情况

序号	采样深度 (cm)	含油量 mg/kg
1	0~20	5630.140
2	20~40	253.016
3	40~60	68.451
4	60~80	57.220
5	80~100	48.614

注：《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标准为 4500mg/kg。

表 5.6-3 中的结果表明，非正常状况下石油烃污染物主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，石油在土壤中的迁移深度较浅。石油在土

表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，由于项目所在区域土壤为沙土，渗透率大，污染物迁移速度极快，泄漏约 1d 后，石油类迁移至含水层处，污染物迁移过程中对土壤环境有一定影响。本工程运行期需采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，且本项目井口设置 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，泄漏油类物质能够及时地清理。从土壤环境影响的角度，工程建设可行。

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

综上，本工程采用密闭集输的生产方式，一旦发生原油泄漏，均可及时发现并进行处理。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。如果发生原油泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长同时根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，对土壤环境影响可接受。

5.6.3 土壤环境影响自查表

本项目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		BT5 井区探转采工程	备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☒ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☐	
	土地利用类型	建设用地 ☐ ；农用地 ☐ ；未利用地 ☒	土地利用类型图
	占地规模	总占地面积为 0.1698km ² （临时占地 0.1602km ² ）	
	敏感目标信息	敏感目标（ ）、方位（ ）、距离（ ）	
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他 ☐	
	全部污染物	废气：非甲烷总烃；固废：石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）；废水：石油类、SS、悬浮物等	
	特征因子	石油烃	

	所属土壤环境影响评价项目类别	井场	I 类 ☒ ; II 类 ☐ ; III 类 ☐ ; IV 类 ☐ ;	道路	I 类 ☐ ; II 类 ☐ ; III 类 ☐ ; IV 类 ☐ ;	
	敏感程度	井场	敏感 ☐ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☒ ;	道路	敏感 ☐ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☐ ;	
评价工作等级		井场	一级 ☐ ; 二级 ☒ ; 三级 ☐	道路	一级 ☐ ; 二级 ☐ ; 三级 ☐	
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ; b) ☒ ; c) ☐ ; d) ☒ ;				
	理化特性	/				同附录 C
	现状监测点位	层位	井场占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	3	4	0-0.2m	
		柱状样点数	3	-	0-3m	
现状监测因子	(GB36600-2018) 第二类用地的 45 项基本因子; 特征因子: 石油烃、含盐量、PH。					
现状评价	评价因子	GB15618 ☒ ; GB36600 ☐ ; 表 D.2 ☐ ; 其他 ()				
	评价标准	GB15618 ☒ ; GB36600 ☐ ; 表 D.2 ☐ ; 其他 ()				
	现状评价结论	土壤环境质量较好				
影响预测	预测因子	-				
	预测方法	附录 E ☒ ; 附录 F ☐ ; 其他 ()				
	预测分析内容	影响范围 (事故状态下, 井场产生的采出液、井下作业废液进入土壤的 0-3m 土层) 影响程度 (较小)				
	预测结论	达标结论: a) ☒ ; b) ☐ ; c) ☐ 不达标结论: a) ☐ ; b) ☐				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☒ ; 源头控制 ☒ ; 过程防控 ☒ ; 其他 ()				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		
		项目区内一个柱状样	石油烃	5 年 1 次		
	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项目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 环境风险评价

5.7.1 评价依据

根据 2.5.6 章节关于环境风险评价等级的判定结果, 本项目的环境风险综合潜势为 I, 因此本项目的风险评价等级为简单分析。

5.7.2 环境敏感目标概况

项目区地处塔克拉玛干沙漠腹地, 现场踏勘结果表明, 区域大部分被风沙土所覆盖, 北距生态保护红线约 55km。项目周围 5km 范围内没有人文景观、名胜古迹、自然保护区、常住居民、地表水和其他保护区。

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 危险物质风险识别

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原油、天然气，硫化氢、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 5.7-1。

表 5.7-1 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	Natural gas dehydration		
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	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。作业时使用的所有设备应接地。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。隔离泄漏区直至气体散尽。			
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	饱和蒸气压	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) 原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-2。

表 5.7-2 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudloil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83~87%和 11~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。 侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。 健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸气对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长间接接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皲裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。 环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。 燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。	
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。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。 食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。	
消防措施	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。	
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气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。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。少量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。	

操作处 置与储 存	操作注意事项：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。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。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。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。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和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 储存注意事项：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、通风设备。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。			
接触控 制/个体 防护	工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区作业，须有人监护。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可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，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。			
理化 特性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至 500℃ 以上	闪点	-6~155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂
	密度	相对密度（水=1） 0.7365-0.917	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（V%）	自燃温度	280℃~380℃
稳定性和反应 活性	稳定性：稳定。 禁配物：氧化剂。 避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。 聚合危害：不聚合。 分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。			
毒理学 资料	有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。 LD50：>4300mg / kg（大鼠经口） LC50：无资料			
生态学 资料	生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。 生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。 非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难得生物降解性。 生物富集或生物积累性：/。 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。			

废弃物处置	废弃物性质：废有机液体。 废弃处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理，处理前必须先收集，在空旷安全地带点火充分焚烧。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道，河流，湖泊，大海等。
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。
其他信息	表格内数据来源于本项目方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。

（3）硫化氢

硫化氢为无色、有臭鸡蛋气味的有毒气体，是强烈的神经性毒物，经人体粘膜吸收比皮肤吸收造成的中毒更为迅速。根据硫化氢的毒理学特性可知，硫化氢并不是所有浓度都是瞬间致人死亡，其每个浓度致死时间是不同的。

硫化氢的危险、有害特性详见表 5.7-3。

表 5.7-3 硫化氢对人的生理影响及危害

在空气中的浓度			暴露于硫化氢的典型特性
% (V)	ppm	mg/m ³	
0.000013	0.13	0.18	通常，在大气中含量为 0.0215mg/m ³ (0.13ppm) 时，有明显和令人讨厌的气味，在大气中含量为 6.9mg/m ³ (4.6ppm) 时就相当显而易见。随着浓度的增加，嗅觉就会疲劳，气体不再能通过气味来辨别
0.001	10	15	有令人讨厌的气味。眼睛可能受刺激。美国政府工业卫生专家协会推荐的阈限值（8h 加权平均值）。我国规定几乎所有工作人员长期暴露都不会产生不利影响的最高硫化氢浓度
0.0015	15	21.61	美国政府工业卫生专家联合会推荐的 15min 短期暴露范围平均值
0.002	20	30	在暴露 1h 或更长时间后，眼睛有烧灼感，呼吸道受到刺激，美国职业安全与健康局的可接受上限值。工作人员在露天安全工作 8h 可接受的硫化氢最高浓度
0.005	50	72.07	暴露 15min 或 15min 以上的时间后嗅觉就会丧失，如果时间超过 1h，可能导致头痛、头晕和（或）摇晃。超过 75mg/m ³ (50ppm) 将会出现肺水肿，也会对人员的眼睛产生严重刺激或伤害
0.01	100	150	3min~15min 就会出现咳嗽、眼睛受刺激和失去嗅觉。5min~20min 过后，呼吸就会变缓、眼睛就会疼痛并昏昏欲睡，在 1h 后就会刺激喉道。延长暴露时间将逐渐加重这些症状。我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度。
0.03	300	432.4	明显的结膜炎和呼吸道刺激。注：考虑此浓度定为立即危害生命或健康（IDLH），参见（美国）国家职业安全健康

			康学会 DHHS No 85-114 《化学危险袖珍指南》
0.05	500	720.49	短期暴露后就会不省人事，如不迅速处理就会停止呼吸。头晕、失去理智和平衡感。患者需要迅速进行人工呼吸和（或）心肺复苏技术
0.07	700	1008.55	意识快速丧失，如果不迅速营救，呼吸就会停止并导致死亡。必须立即采取人工呼吸和（或）心肺复苏技术
0.10+	1000+	1440.98+	立即丧失知觉，结果将会产生永久性的脑伤害或脑死亡。必须迅速进行营救，应用人工呼吸和（或）心肺复苏

(4) 甲醇

表 5.7-4 甲醇理化性质及安全技术情况一览表

标识	中文名	甲醇又称“木醇”		CAS	67-56-1
	英文名称	Methanol		分子式	CH4O
理化性质	外观与性状	无色、透明、易燃、易挥发的有毒液体。			
	熔点（℃）	-98℃(lit.)	储存条件	2-8℃	
	沸点（℃）	65.4℃(lit.)	蒸汽压（kPa）	410 mm Hg（50℃）	
	密度	0.791 g/mL at 25℃	比重	0.793 (20/20℃)	
	蒸气密度	1.11 (vs air)	毒性	LD505628mg/kg（大鼠，经口）。	
燃烧爆炸危险性	闪点（℃）	52 F	危险特性	甲醇具有易燃易爆性	
	爆炸极限值	5.5-44%(V)			
包装与储运	在贮存和运输过程中应防止日光照射、渗漏、撞击和滚动，库温不应超过 30℃，不能与氧化剂共贮混运。				
毒性与健康危害性	毒性	具有毒性，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			
	健康危害	急性甲醇中毒后主要受损靶器官是中枢神经系统、视神经及视网膜。吸入中毒潜伏期一般为 1~72 小时，也有 96 小时的；口服中毒多为 8~36 小时；如同时摄入乙醇，潜伏期较长些。 使用操作人员应有个人防护用品，特别注意对眼睛的防护。			
急救	患者应立即移离现场，脱去污染的衣服。口服者用 1%碳酸氢钠洗胃，硫酸镁导泻。清除体内已吸收的甲醇。透析疗法：中毒严重者应及早进行血液透析或腹膜透析，以减轻中毒症状，挽救病人生命，减少后遗症。血液透析疗法的指征为：①血液甲醇>15.6mmol/L；或甲酸>17.834mmol/L;②严重代谢性酸中毒；③视力严重障碍或视乳头视网膜水肿。解毒剂：乙醇为甲醇 Chemicalbook 中毒的解毒剂，应用乙醇可阻止甲醇氧化，促进甲醇排出。用 10%葡萄糖液配成 5%乙醇溶液，静脉缓慢滴注。国内临床经验不多。纠正酸中毒：根据血气分析或二氧化碳结合力测定及临床表现，及早给予碳酸氢钠溶液或乳酸钠溶液。支持和对症治疗：根据病情积极防治脑水肿，降低颅内压，改善眼底血循环，防止视神经病变。维持呼吸和循环功能，维持电解质平衡。给予大量 B 族维生素。				

5.7.3.2 井下作业危险性识别

(1) 井喷事故风险

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。BT5 井区已开发多年，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。

（2）井漏事故风险

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。

5.7.3.3 油罐车危险性识别

罐车输送过程中，受到各种人为和环境因素的作用，可能导致泄漏事故的发生。发生的事故主要为油罐破裂造成的原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

5.7.3.4 甲醇罐危险性识别

装置腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致装置破裂，导致泄漏、火灾、爆炸事故。甲醇泄漏后，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。

5.7.3.5 风险类型识别

通过分析中本工程可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

运营期井场设施或油罐发生破损造成原油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.7.4 环境风险分析

5.7.4.1 事故影响分析

（1）井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响，井喷影响范围约 100m。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤

环境、大气环境、地下水产生影响。

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

井喷释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围产生热辐射危害，也可能在扩散过程中着火或爆炸，对周围造成冲击波危害，或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，但烃类物质扩散会污染周围环境空气。井位周围无居民点，一般不会造成井厂外人员伤亡。

为防范井喷风险，本项目各井场井位选择时，按照《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）的要求，钻井过程中严格防喷、防漏措施。项目各个井场均配备一定数量的灭火器材和报警器材，企业根据自身实际情况制定了适用于本企业的环境管理制度，同时企业内部各分场根据自身的不同情况，制定了各分场的相关管理规定，以及各相关演练记录等。一旦发生喷火火灾事故能及时启动救援，并疏散居住人群，对其影响较小。

（2）井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要为运营期油水窜层。

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

本项目采用多层套管，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。

（3）油罐泄漏事故影响分析

运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才可能影响到地下水。发生事故时，泄漏物能否对地下水环境产生影响，取决于石油类在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，

污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

(4) 甲醇加药装置或储罐泄漏事故影响分析

井场内拟设注甲醇橇，注甲醇橇配套设 1 座甲醇储罐。甲醇储罐破裂情况下，发生甲醇泄漏事故；泄漏后在泄漏点周围形成液池，然后液池表面气流运动使液体蒸发，由于泄漏发生后液体流到地面上液面不断扩大，同时不断挥发进入大气，造成大气污染。

甲醇在常温下挥发出的蒸气有毒，其对人体的神经系统和血液系统影响最大；甲醇蒸气在常温下能与空气形成爆炸性混合物，爆炸极限 6.0~36%，遇明火、高热有燃烧爆炸危险。甲醇泄漏引发的火灾伴生/次生污染物产生量很小，次生污染物对外环境影响不大。

甲醇加药装置发生事故泄漏后，液态物料会泄漏至加药装置区，由于甲醇为极易挥发的物质，及时发现并清理收集泄漏的甲醇。

5.7.4.2 对大气环境的影响分析

甲醇加药装置泄漏甲醇逸散至环境空气中引发中毒事故，同时遇到明火可能发生火灾、爆炸事故。原油、天然气发生泄漏事故后，进入环境中，其中挥发的 NMHC 可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，无敏感点分布，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

5.7.4.3 对地下水的环境影响分析

拟建工程可能泄漏的危险液态物料主要为甲醇和原油，甲醇加药装置发生事故泄漏后，液态物料会泄漏至加药装置区，由于甲醇为极易挥发的物质，在及时发现并清理收集泄漏的甲醇溶液后对区域地下水造成污染的环境风险可接受；非正常状态下，采出液中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损采出液泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对罐体进行检查，避免因罐体质量缺陷、阀门腐蚀老化破损造成石油类对地下水水质的影响。因此在事故下造成采出液泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

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

5.7.4.4 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。

油品发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，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，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

将能回收的油品回收，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，本项目施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.7.4.5 对植被的影响

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；三是泄漏的原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。本工程区域内植被量很小，且发生事故后，及时采取相应的措施，基本不会对周围植被产生明显影响。

5.7.5 环境风险防范措施及应急要求

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素

引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。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。雅克拉采气厂于 2021 年 12 月 21 日编制完成并发布了《中石化西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案》，并在喀什地区生态环境局巴楚县分局进行了备案，备案编号：652924-2021-140。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建设单位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。

5.7.5.1 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、设施均应做防雷、防静电接地。

(4) 在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

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

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

(7) 井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地污染的土壤交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。

5.7.5.2 输送事故风险预防措施

(1) 在运输道路沿线应设置永久性标志，包括里程桩、警示牌等。

(2) 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。

(3) 加强井场设备、设施自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(4) 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。

(5) 在运营期, 严格控制输送油气的性质; 定期对油罐上的安全保护设施, 如安全阀、放空系统等进行检查, 使油罐车安全运行, 使危害影响范围减小到最低程度。

(6) 对于突发性泄漏事故, 应立即启动应急预案, 采取减少原油外泄的应急措施, 防止事故扩大和次生灾害。

5.7.5.3 硫化氢泄漏的监控与预防措施

——硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》(SY/T 6277-2017) 和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》(SY/T 6137-2017) 要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪第 1 级预警阈值应设置为 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (或 10ppm), 第 2 级报警阈值应设置为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 20ppm), 进入上述区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

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

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 20ppm) 时, 作业人员应该迅速打开排风扇, 疏散人员。作业人员应戴上防护用具, 进入紧急状态, 立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ (或 100ppm) 时, 应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

——预防措施

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

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

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

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

5.7.5.4 窜层污染事故的防范措施

(1) 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，定期对油气田开发区各地下水层监测井采样分析，一个季度采样一次，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。

5.7.5.5 危险废物运输事故风险防范

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，委托西北油田分公司油田工程服务中心（塔河油田绿色环保站）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、捆扎、喷淋等措施防止扬散；
- 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联单，并向危险废物移出地和接受地的县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告；
- ⑤禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运；
- ⑥运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，方可使用；
- ⑦运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作；

⑧运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施；

⑨运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

5.7.5.6 储罐泄漏事故应急措施

①迅速查明泄漏源点，关闭相关阀门或装置作紧急停工处理，防止污染扩散。

②查明风向，确定并封锁受污染区域。

③现场清理人员要加强现场个人防护，佩戴相应的防护用品。

④如有人员中毒受伤，由应急救援人员采取有效措施后，进附近医院抢救。

⑤安排环境监测人员监测周围大气中有毒有害物质的浓度，确定危害程度，及时报告指挥部。

⑥根据监测结果和现场当时风向等气象情况，确定警戒和疏散范围，并迅速发出有害气体逸散报警，在事件波及区域外界出示现场警示布告。

5.7.5.7 火灾事故应急措施

①发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，油气田停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

②安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

③根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至安全地带，防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。

④当火灾事故得到有效控制，在确保人员安全的情况下，及时控制消防冷却水次生污染的蔓延。

5.7.5.8 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

(1) 对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

(2) 加强各级干部、职工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) 建设单位应按照本项目情况补充完善应急预案的原则及要求。

5.7.5.9 应急预案

项目根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)的要求,提出突发环境事故应急预案纲要,供企业及管理部门参考。企业应在安全管理中具体化和完善突发环境事故应急救援预案,并在地方环保管理部门备案。

雅克拉采气厂于2021年12月21日编制完成并发布了《中石化西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案》,并在喀什地区生态环境局巴楚县分局进行了备案,备案编号:652924-2021-140。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入BT5井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。

5.7.6 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质包括天然气、原油、硫化氢、甲醇,可能发生的风险事故包括井喷事故和油罐泄漏事故。原油发生泄漏时,对土壤、植被、地下水会产生一定的影响,发生事故后,在严格落实本项目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,本项目环境风险程度属于可以防控的。

5.7.7 风险自查表

本项目风险自查表见表5.7-5。

表 5.7-5 环境风险影响评价自查表

工作内容		完成情况					
风险调查	危险物质	名称	原油	柴油	甲醇		
		存在总量/t	128.24	120	2.374		
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 <u>0</u> 人			5km 范围内人口数 <u>小于 500</u> 人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数 (最大)			<u>0</u> 人	
		地表水	地表水功能敏感性	F1□	F2□	F3□	
			环境敏感目标分级	S1□	S2□	S3□	

		地下水	地下水功能敏感性	G1□	G2□	G3□									
			包气带防污性能	D1□	D2□	D3□									
物质及工艺系统危险性	Q 值	Q<1□	1≤Q<10☑	10≤Q<100□	Q>100□										
	M 值	M1□	M2☑	M3□	M4□										
	P 值	P1□	P2□	P3☑	P4□										
环境敏感程度	大气	E1□	E2□	E3□											
	地表水	E1□	E2□	E3□											
	地下水	E1□	E2□	E3□											
环境风险潜势	IV ⁺ □	IV□	III□	II☑	I□										
评价等级	一级□	二级□	三级☑	简单分析□											
风险识别	物质危险性	有毒有害☑		易燃易爆☑											
	环境风险类型	泄漏☑		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放☑											
	影响途径	大气☑	地表水□	地下水☑											
事故情形分析	源强设定方法	计算法□	经验估算法□	其他估算法□											
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB□	AFTOX□	其他□										
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 / _ m												
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 / _ m												
	地表水	最近环境敏感目标 _ / _ , 到达时间 _ / _ h													
	地下水	下游厂区边界到达时间 _ / _ d													
重点风险防范措施	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制定安全生产方针、政策、计划和各种规范,完善安全管理制度和安全操作规程,建立健全环境管理体系和监测体系,完善各种规章制度标准; ③储罐底部铺设防渗膜,采取钢制储罐。 ④井下作业时要求带罐操作,最大限度避免落地原油产生,原油落地浸染土壤产生的含油污泥交由有资质的危险废物处置公司进行拉运处置。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。														
评价结论与建议	项目区周围无居民区等环境敏感区,在做好相应的环境风险防范措施的前提下,本工程的环境风险是可以防控的。														

5.8 闭井期环境影响分析

5.8.1 闭井期污染物情况

随着油气田开采的不断进行,其储量逐渐下降,最终井区将进入闭井期。

当油气田开发接近尾声时,各种机械设备将停止使用,进驻其中的油气田开发工作人员将陆续撤离油气田区域,由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

油井退役后各种相关辅助工作均停止,采油造成的环境空气污染源将消失,油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。

闭井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、废弃材料和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去一定深度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材料、废弃建筑垃圾等固体废物，对这些建筑垃圾等进行集中清理收集，废弃建筑垃圾外运至指定处理场填埋处理。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台铺垫被清理，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。油气田设施退役后，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。

5.8.2 闭井期生态保护措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑垃圾，应集中清理收集。

（2）对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下一定深度的管头，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。

6.环境保护措施及其可行性论证

本工程实施过程中，会对评价区内的生态环境、水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对工程在建设期、运营期和服役期满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

结合本工程井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)、《建筑设计防火规范》(2018 版) GB 50016、《油田油气集输设计规范》(GB 50350)、《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T 6276)。

(2) 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)，满足防喷、防爆、防火、防毒和防冻的各项安全要求。

(3) 尽量靠近和利用现有油区公路，方便施工及运行管理，利于将来设备的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

(4) 井场在无人区穿越，不涉及征地和拆迁。

6.2 施工期环境保护措施

本工程施工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 生态环境影响减缓措施

(1) 井场生态环境影响减缓措施

①优化井场布置，减少占地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。井场永久性占地控制在 60m×75m 内。井场选择严格控制占地面积，减少扰动面积。

②加强工程区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

③对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

④井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

⑤拟建项目区土壤类型多为风沙土，为加强沙化土地地区的防风固沙屏障功能，拟在井场场地平整后，采取砾石压盖；在施工结束后在井场周边修建草方格，在施工和运营过程中起到防沙固沙的作用，防止沙丘活化，降低对沙区生态环境的影响。草方格设置原则为：在井场四周上风向侧铺设 50m 宽草方格，在下风向侧铺设 30m 宽草方格（每格 1m×1m），道路两侧草方格宽度为道路上风向 8m，下风向 4m。在固沙范围外铺设了草网阻沙栅栏。

（2）道路工程生态环境减缓措施

①本工程占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。

②合理调整道路走向，控制施工作业宽度。

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。

⑥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。

⑦施工期充分利用现有油气田道路，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。施工时在沿线设置草方格等阻沙措施。

⑧及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

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。

（3）对动植物的生态影响减缓措施

①设计选址过程中，尽量避开植被较丰富的区域，合理选择道路走向，避免破坏沙漠植物。

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对沙漠植物生存环境的践踏破坏。

③施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。道路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。

④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。

⑤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。

⑥注意施工后的地表修复，道路施工完成后，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。应注意恢复原有地表的平整度。

⑦施工过程不得将沙生植被尤其是保护植物随意作为薪柴使用。

类比区内已采取的动植物保护措施，本工程采取的保护措施可行。

(4) 防沙治沙减缓措施

本项目位于 BT5 井区内，为沙漠腹地，按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）有关规定以及《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被。井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

本工程在建设过程中执行以下防沙治沙措施：

①拟建项目区土壤类型多为风沙土，为加强沙化土地地区的防风固沙屏障功能，拟在井场场地平整后，采取砾石压盖；在施工结束后在井场周边修建草方格，草方格设置原则为：在井场四周上风向侧铺设 50m 宽草方格，在下风向侧铺设 30m 宽草方格（每格 1m×1m），道路两侧草方格宽度为上风向 8m，下风向 4m。

在固沙范围外铺设了草网阻沙栅栏。在施工和运营过程中起到防沙固沙的作用，防止沙丘活化，降低对沙区生态环境的影响。

②加强施工管理，合理规划拟建区域，尽量减少占地面积，车辆行驶应避开沙区内植被盖度较高的区域。严格划定施工作业范围，在施工作业带内施工。施工过程中应确定严格的施工范围，并使用显著标志加以界定，严格控制工程施工过程中的人工干扰范围。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。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。在保证施工顺利进行的前提下，尽可能减少对沙区植被的碾压等破坏性行为。

（5）水土流失防治措施

区块地处塔克拉玛干沙漠腹地，气候干燥，风力强大，地表土质疏松干燥，区域大部分土壤表层为风沙土所覆盖，植被分布稀疏，区域零星分布柽柳灌丛，属于典型沙质荒漠生态系统。由于区内干旱少雨，水资源极度匮乏，植被生长主要靠地下水维持，根据现场调查，在植被遭到破坏的区域，在自然条件下很难得到恢复。由于受到区域土壤、水分等条件的限制，在区内进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现，因此，本次水土流失防治主要以工程措施为主。

①工程防治措施：道路施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业方法，走统一车辙，避免强行开辟新路，以减少风沙活动。

施工中严格按照规定的施工占地要求，划定适宜的堆料场，尽量减少地表植被的破坏。避免在大风、雨天施工。

为减少风沙危害，线路走向应尽量与沙龙走向一致，尽量绕开植被，并在垄间通过。

做好迹地恢复，施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作，应结合地形修整成一定形状，与周围环境相协调。

井场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。在道路施工结束后，要立即对现场进行平整、形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到挖填平衡。

②水土流失分区防治措施：将本工程水土流失防治分区初步划分为3个分区：井场防治区、道路防治区。

a.井场防治区：对于井场建设场地的开挖、回填产生的弃土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整和拦渣措施。

b.道路防治区：进站道路经常性洒水降尘，减少扬尘，道路两侧布置限制性彩旗。道路两侧布设草方格，道路两侧布设芦苇挡沙墙。

③水土保持管理措施：对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

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。

严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。在道路沿线的植被良好地段，对自然生态环境和自然植被采取封禁，并设立警示牌，以提醒施工作业人员。建设项目主管部门应该积极主动，加强水土保持管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

6.2.2 大气污染防治措施

本工程施工期废气主要包括井场、道路作业带等施工场地平整清理、开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。提出以下大气污染防治措施：

①避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

②施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位,并采取防尘、抑尘措施(洒水、遮盖等措施)。

③合理规划、选择最短的运输路线,利用油气田现有公路网络,禁止随意开辟道路,运输车辆应以中、低速行驶,减少车辆行驶动力起尘。

④合理规划临时占地,控制临时占地范围,对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用,避免破坏植被和造成土地松动。

⑤管沟开挖深度不宜过深,及时开挖,及时回填,遇大风天气应停止土方作业。

⑥加强对施工机械、车辆的维修保养,禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作,减少烟尘和尾气的排放。

⑦加强施工工地环境管理,提倡文明施工,积极推进绿色施工,严防人为扬尘污染。

6.2.3 废水污染防治措施

(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。

(2) 减少水资源的浪费及废水的产生。

(3) 加强施工管理,提高施工人员的环保意识,约束施工人员的行为。

(4) 加强施工机械维护,防止施工机械漏油,若有漏油现象应及时收集,并用专门容器盛装后统一处理。

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,本项目废水均妥善处理,故本项目实施不会对地表水环境产生的影响。

6.2.4 噪声防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

(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。

本工程建设期环境保护措施切实可行, 对周围环境实施了有效的保护。

6.2.5 固体废物污染防治措施

施工废料属于一般工业固体废物, 施工废料应首先考虑回收利用, 不可回收利用部分收集后委托拉运处置。

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, 本工程采取的固废污染防治措施可行。

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。

(4) 工程区需要严格采取各项水土流失防治措施, 施工完毕后通过对临时占地进行平整。

采取上述措施后可有效减缓土壤环境影响, 措施可行。

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

6.3.1.1 监督和管理措施

①针对本工程的建设, 雅克拉采气厂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、及时地解决，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。本项目生态保护措施分布图见附图 13。

6.3.1.2 运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。

②在道路边、油气田区，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。

④对事故风险严加防范和控制。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。

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。

6.3.2 废气污染防治措施

本工程运营期的废气排放源主要为无组织排放源。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，油气田采取了以下大气污染治理措施：

(1) 采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(2) 项目投入运营后，需严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄漏、收集处理等控制措施。在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油气田开发采用密闭集输流程，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，硫化氢无组织排放达到《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中污染物控制要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

(3) 油气测试期间天然气通过放喷管线燃烧后放空，加强放喷管线、放喷池的运营维护，定期检查气体燃烧放空设备，确保天然气充分燃烧，减少污染物

的产生。拉油站内的采出液装卸，应按要求安装油气回收装置。井场需按照实际生产需要设置可燃气体探测器。

(4) VOCs 污染控制措施：①选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；②加强对密封点的巡检，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。

(5) 在日常生产过程中，加强非甲烷总烃、硫化氢无组织排放例行监测，对井场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；硫化氢无组织排放达到《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中污染物控制要求。

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

本工程井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理，故运营期不新增生活污水。本工程运营期的主要废水是采出水和井下作业废液。

6.3.3.1 废水处置措施

采出水经巴什托集油站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。

井下作业废液用罐车拉运至塔河油田绿色环保站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。

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。

(1) 井下作业废液拉运管控措施

为防止井下作业废液拉运过程中的跑冒滴漏污染土壤和地下水，需做到如下措施：

①运输车辆管理

建设单位应当按照《道路货物运输及站场管理规定》中有关车辆管理的规定，维护、检测、使用和管理专用车辆，确保专用车辆技术状况良好：严厉禁止报废

车、自行改装车参与运营；定期对罐体、车辆进行安全检查，及时排除隐患，确保罐车正常上路。

②井下作业废液台账管理

本工程的井下作业废液应严格管理，收集后使用密闭罐车定期拉运；严禁跑冒滴漏，随意排放，并建立台账，记录拉运时间，拉运量，拉运路线，交接记录，做好相应的人员管理措施。

6.3.3.2 井场的防渗措施

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/T 50934-2013）的相关规定，本工程拟对厂区进行分区地下水污染防治，将储罐区划分为重点防渗区，井口装置区划分为一般防渗区，一般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，其余区域划分为简单防渗区。

6.3.4 噪声污染防治措施

（1）对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（2）提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

本工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.3.5 固体废物污染防治措施

6.3.5.1 固体废物防治措施

本工程运营期主要产生的固体废物主要有落地油、含油废物（废防渗膜、废润滑油、废润滑油桶）。

（1）运营期产生的落地油、废润滑油、废润滑油桶、废防渗膜等危险废物交由持有危险废物经营许可证的单位（巴州联合环境治理有限公司）转运处置。

（2）井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。

（3）加强巡检频率，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。

（4）雅克拉采气厂已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照即定计划进行危废管理。

(5) 及时清理回收因设备、油罐等破损产生的油污，定期委托具有处置资质的单位处置。

(6) 加强员工危险废物知识培训，增强员工的危险废物安全管理及处置意识；加强原油落地。

(7) 事故应急培训，能够在第一时间对原油落地做出反应和处理。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则，不会对周围环境产生不利影响。

6.3.5.2 危险废物收集运输措施及可行性分析

(1) 危险废物的转运要求

危险废物应按照国家有关规定向当地环境保护行政主管部门申报登记，接受当地环境保护行政主管部门监督管理。参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）中附表 A.7 详细记录危险废物转移情况。同时，根据国务院令 第 344 号《危险化学品安全管理条例》《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》的有关规定，在危险废物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求：

①做好每次外运处置废弃物的运输登记，认真填写危险废物转移联单（每种废物填写一份联单），并加盖公司公章，经运输单位核实验收签字后，将联单第一联副联自留存档，将联单第二联交移出地环境保护行政主管部门，第三联及其余各联交付运输单位，随危险废物转移运行。第四联交接收单位，第五联交接收地生态环境局。

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。

根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）要求设置危险废物标签。具体要求如下：

①危险废物标签背景色应采用醒目的橘黄色，RGB 颜色值为（255, 150, 0）。标签边框和字体颜色为黑色，RGB 颜色值为（0, 0, 0）。

②危险废物标签字体宜采用黑体字，其中“危险废物”字样应加粗放大。

③危险废物标签的尺寸宜根据容器或包装物的容积按照要求设置。

③危险废物标签所选用的材质宜具有一定的耐用性和防水性。标签可采用不干胶印刷品，或印刷品外加防水塑料袋或塑封等。

④危险废物标签印刷的油墨应均匀，图案和文字应清晰、完整。危险废物标签的文字边缘宜加黑色边框，边框宽度不小于 1mm，边框外宜留不小于 3mm 的空白。

（2）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。

拟建工程所产生的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）以及 JT/T 617-2018 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，危

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

（3）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。

6.3.5.3 危险废物处置依托可行性

巴州联合环境治理有限公司颁发危险废物经营许可证编号：6528010110。位于新疆巴音郭楞蒙古自治州库尔勒市上库综合产业园区石油石化产业园西侧（中心坐标为 E85°16'6.13"，N41°49'12.54"），危险废物经营方式：收集、贮存、利用、处置。

危险废物经营规模：15.5 万吨/年（焚烧系统 2 万吨/年，物化系统 3.5 万吨/年，固化及安全填埋系统 4 万吨/年，油泥处置系统 5 万吨/年，废桶回收系统 1 万吨/年）有效期限：2021 年 4 月 12 日—2026 年 4 月 11 日。经营危险废物类别：《国家危险废物名录（2021 年版）》中 34 大类 372 种，处理资质及处置类别涵盖了本工程 HW08 废矿物油与含矿物油废物，（……HW08 废矿物油与含矿物油废物：251-001-08、251-004-08、251-005-08、251-010-08、251-011-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-203-08、900-204-08、900-205-08、900-209-08、291-001-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-249-08、071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-003-08、251-012-08、900-210-08……）处置能力能够满足项目要求。

运营期产生的落地油、废润滑油、废润滑油桶、废防渗膜等危险废物委托有危废处置资质单位转运处置，危险废物处置协议见附件，本工程危险废物依托处置是可行的。

6.3.6 土壤环境保护措施

6.3.6.1 源头控制

从生产过程入手，在工艺、设备等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废液泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期派人检查井口区、阀组站，是否有采出液泄漏的现象发生。

(2) 如果发生井下作业废液渗漏、储油罐的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

1) 按顺序停泵或关井

在发生漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

2) 回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

3) 挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

①坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m~30m 处，根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

6.3.6.2 过程防控措施

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。建立运输巡检制度，按照监测计划对土壤进行跟踪监测，确保土壤环境安全。巡检车辆严格按照油气田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

6.3.6.3 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，每 5 年监测 1 次。监测因子为石油烃。当发生事故泄漏时应加强监测点位和监测频次。

综上所述，正常情况下，本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。

6.3.7 地下水环境保护措施与对策

6.3.7.1 采出水

本工程分离后的采出水依托巴什托集油站污水处理系统处理。巴什托集油站污水处理系统设计污水处理规模 $400\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量约为 $328\text{m}^3/\text{d}$ ，富余量为 $72\text{m}^3/\text{d}$ ，完全有能力接收本项目产生的采出水 $8.216\text{t}/\text{d}$ 。出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）的生产回注水质指标要求。

根据巴什托区块综合回注井地质资料，回注层地层水为高矿化的盐水，与项目区所在区域内潜水含水层及有供水意义的含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响。区域地层上比较稳定，压实作用较强，岩性致密，是良好的区域盖层，确保回注污水不破坏潜水和承压水的水质，可对回注污水实现有效封堵。且回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵。后期随着注水量的不断增加，地层压力也随之不断升高，必须加强监测、观察，避免因水窜层造成地下水的污染。因此，采出水处理依托巴什托集油站采出水处理系统处置措施可行。

6.3.7.2 地下水污染防控措施

按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

（1）源头控制措施

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；

2) 采用先进的监控手段, 定期对井场设备设施进行检查, 一旦发现异常, 及时维修和更换, 尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生, 并随时做好抢修准备, 加强抢修队伍的训练和工作演练;

3) 定期对开发井固井质量进行检查, 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。

4) 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、油杆的油污、污水等全部回收至废液罐回收, 严禁流入井场。

5) 严格按照西北油田分公司及相关管理要求做好井控、固井及完井等工作, 按要求做好套管的安装及维护工作, 同时加强勘探、开发过程中对井身结构的定期检查, 确保表层套管固井质量合格。定期对开发井固井质量进行检查, 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。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, 油污、污水等全部回收至废液罐回收, 严禁流入井场。

6) 《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, 保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行, 防止发生油水窜层, 污染地下水资源。

(2) 分区防治措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 分区防控措施应满足以下要求:

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业, 水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行。

②未颁布相关标准的行业, 根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能, 提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性, 提出防渗技术要求。

本工程不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业, 分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)中污染控制难

易程度分级参照表（表 6.3-1）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6.3-2）、地下水污染防渗分区参照表（表 6.3-3），提出防渗技术要求

表 6.3-1 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理

表 6.3-2 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩石的防污性能
强	岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，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 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定；岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6}cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4}cm/s$ ，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	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效粘土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s，或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其他类型	一般地面硬化

生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类、无机盐等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”；本工程污染物控制较难，故将工程区域划分为一般防渗区。具体划分方案如下：

表 6.3-4 地下水污染防渗分区参照表

类别	项目涉及区域
重点防渗区	甲醇储罐区
一般防渗区	井口装置区
简单防渗区	配电箱等区域

（3）泄漏防范措施

井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井、站场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

(4) 地下水环境监测与管理

本工程应建立地下水环境监控体系，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备相应的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，本工程需在工程区上游、下游、工程区周边布设不少于一眼水质监测井，根据 BT5 井区已有监测井的完井报告，各监测井的钻探工艺及钻进参数满足水文地质钻探规程的要求，钻孔验收后孔口安装了孔口保护装置，可充分依托其进行例行监测，在监测水质的同时监测地下水水位。监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 6.3.5。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

表 6.3-5 地下水监测点布控一览表

监测点位	功能	井深	监测因子	监测频率
1# (79°2'48"E 39°4'41"N)	跟踪 监测 井	30m	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、色、嗅和味、浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬（六价）、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、挥发性酚类、石油类。	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率。
2# (79°10'52"E 39°3'45"N)				
3# (79°13'54"E 39°3'41"N)				

(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，并定期向油气开发部安全环保部门汇报，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，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

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；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，雅克拉采气厂应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2) 雅克拉采气厂应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3) 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统;

4) 按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制定相应的应急预案,在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况,认真细致地考虑各项影响因素,并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施:

1) 定期对法兰、阀门等进行检查。

2) 在日常例行监测中,一旦发现地下水水质监测数据异常,应尽快核查数据,确保数据的正确性,并将核查过的监测数据通告安全环保部门,由专人负责对数据进行分析、核实,并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下:了解生产是否出现异常情况,出现异常情况的装置、原因;加大监测密度,如监测频率临时加密为每天一次或更多,连续多天,分析变化动向。

(5) 地下水污染应急预案及处理

1) 应急预案内容

在制定站场安全管理体制的基础上,制订专门的地下水污染事故应急措施,并应与其他类型事故的应急预案相协调,并纳入到雅克拉采气厂应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下:

①应急预案的日常协调和指挥机构;

②各部门在应急预案中的职责和分工;

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施,评估潜在污染可能性;

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况,平常的训练和演习。

(2) 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下,建议采取如下污染治理措施。

①如发现异常或发生事故,加密监测频次,改为每周监测一次,并分析污染原因,确定泄漏污染源,及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故,应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况,合理布置浅井,并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.4 服役期满后环境保护措施

服役期满后，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。

6.4.2 退役期水环境保护措施

对完成采油的废弃井应封堵，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。

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材料、废弃建筑残渣。废弃建筑残渣应集中清理收集外运至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。

6.4.5 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长, 其储量将逐年降低, 最终进入退役期。当开发接近尾声时, 各种机械设备将停止使用, 站场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) 对完成采油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。

6.5 生态恢复治理方案

6.5.1 生态环境保护与恢复治理的要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)的相关要求, 本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求:

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/T 317-2018）中生态恢复要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①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。合理确定站址、管网建设占地规模。

④及时修订突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资。

6.5.2 生态环境恢复治理目标

6.5.2.1 总体目标

项目生态环境恢复治理方案的总体目标是：到 2030 年，油气田开发区生态环境破坏趋势得到有效控制，油气田开发区环境质量有明显改善。主要表现在如下几个方面：油气田污染得到安全处置，生态环境质量明显改善；植被破坏区域覆盖率稳步增长，站场绿化率逐步提高，环境风险发生率得到有效控制，杜绝跑冒滴漏危害；油气田区域生态功能基本稳定；公众生态环保意识得到提高；油气田开发区域生态环境监测范围达到 100%，建立生态安全应急系统。

6.2.2.2 近期目标

近期为 2023 年～2025 年，主要目标如下：建立油气田生态环境恢复治理的监督管理机制，油气田开采生产污染得到有效治理，生态环境得到初步改善。道路等临时占地进行植被恢复，油气田开发做到边开发边恢复，生态环境监测范围达到 50%，建立油气田区生态安全应急系统。

6.5.2.3 中期目标

中期为 2026 年～2028 年，主要目标如下：

深化油气田生态环境恢复治理机制，逐步改善油气田区生态环境，严格执行油气田生态环境治理工程质量验收标准，实现油气田生态环境恢复治理与油气资源开发利用的可持续协调发展。

油气田资源开发和建设项目严格执行环境影响评价和环保“三同时”制度，建立全过程监管体系，加大生态破坏行为的惩处力度，到 2027 年，生态破坏的恢复治理率得到有效改善。生态安全管理和履约能力得到强化。废弃物处置率达到 100%，全面恢复油气田区自然生态环境功能，油气田区生态环境监测范围达到 100%，建立油气田生态安全应急系统，实现项目区生态系统的良性循环。

6.5.3 生态环境分区恢复治理

6.5.3.1 井场、道路生态恢复治理

（1）井场生态恢复治理范围及治理措施

本工程部署采油井场 2 座，所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

施工结束初期，对井场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。工程施工结束后，应对井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井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

（2）道路生态恢复治理范围及治理措施

本工程需改建道路共计 45km，施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

控制道路施工作业带宽度，施工过程中保护土壤成分和结构，在建设过程中，多余土方应作为道路两侧覆土压实，不得随意丢弃。

6.5.3.2 防风固沙措施

在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被。站场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

本次环评提出，针对井场、道路采取防沙治沙措施，铺设草方格。地势较高的沙丘顶部，设置阻沙栅栏，以防止道路被风移沙丘埋没。

施工部署如下：

（1）技术准备

- 1) 外防腐层检测完成。
- 2) 熟悉及审查设计图纸及有关资料；
- 3) 编制施工方案，明确提出施工的范围和质量标准，并制定合理施工工期，施工方案编写完毕，并经各方审核、批准且对施工人员进行交底。

（2）施工要求

- 1) 整平边坡，清除坡面松土、石屑、植物残根等。
 - 2) 根据施工图纸，测量放出坡脚线，平台控制点等。并在坡面上挂线或石灰打线放出 1m×1m 的正方形方格网，方格网与坡脚线成 45 度（或 135 度）的角。
 - 3) 利用大型拖拉机配合倒运芦苇材料。
 - 4) 植草制备：选用芦苇在扎制前要碾压，目标是将管状的植草压劈，改变为柔性材料。扎制前将材料切成 40-50cm 长的段，整齐堆放。
- 铺放植草：沿草方格网线平铺植草，扎制材料要垂直“线”排放，并置中间位置于线上。先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿道路方向的草方格埋设。
- 6) 植草沙障防护必须符合相关技术标准、规范以及图纸要求，监理抽查合格后，再进行下一道工序地施工。

(3) 施工措施

1) 沙丘及粗沙平地固沙方式

对于沙丘地及粗沙平地的固沙方法通常采用的方式为以道路为中心，在该地区主风向的上风向草方格固沙宽度不小于 25m，在风沙地区主导风向下风向草方格固沙 20m，同时在道路主风向上方≥10m 左右，地势较高的沙丘顶部，设置阻沙栅栏，以防止道路被风移沙丘埋没。如下图 6.5-1 草方格通用设置图和 6.5-2 移动沙丘固沙平面示意图。

2) 草方格固沙

草方格材料可就地选用芦苇，将之充分压碾使之变柔，且不散碎，用切割机将之分解成长 40-50cm 左右的小段。规划好草方格的位置后，先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿道路方向的草方格埋设。为确保草方格能固住流沙，及不被风吹走，草方格的埋设能按设计规定进行施工，施工时采用平头铁锹将插入沙中，插入深度应在 25-30cm 之间，地表留 15-20cm 之间，草方格成形后将其根部压实，并在方格内填沙，使麦秆、谷秆向外倾斜形成圆滑过度的凹面。用脚将芦苇根部沙子踩紧，并用铁锹将方格中心沙子向外扒一下，使之形成弧形洼地。

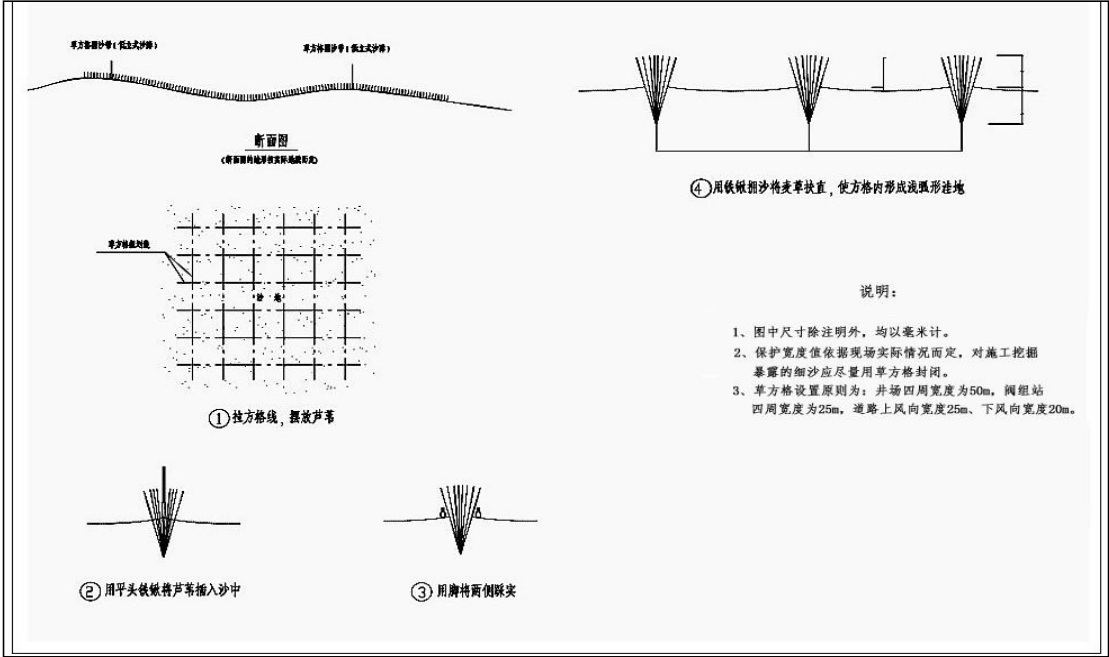


图 6.5-1 固沙草方格设置通用图

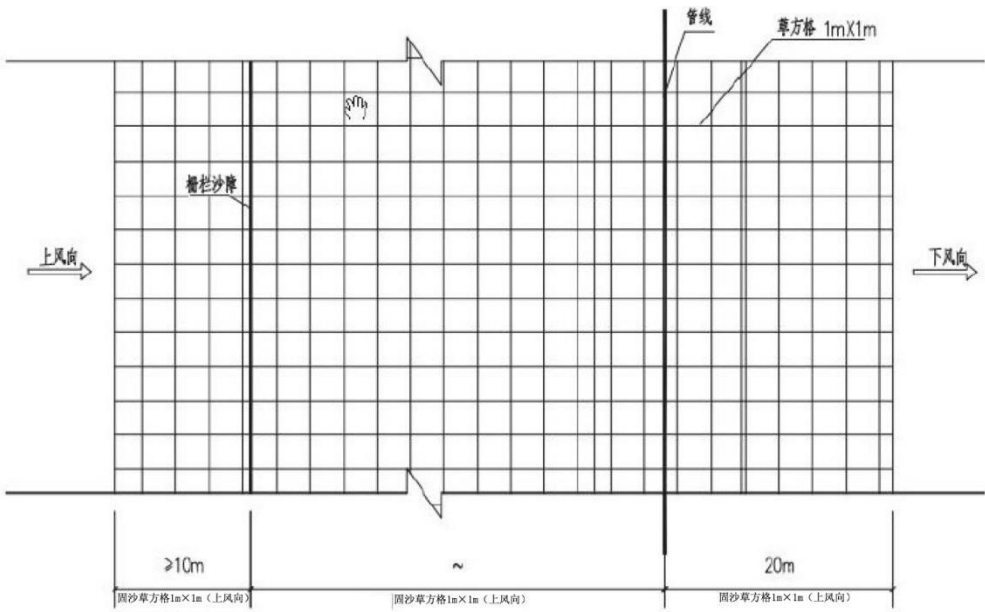


图 6.5-2 移动沙丘固沙平面示意图

7.温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算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。

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 温室气体排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，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。

本项目单井采用井口不加热集输工艺，不建设燃料气管道，无燃料燃烧，无需核算 CO₂ 排放量。

（2）火炬燃烧排放

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

本项目不涉及钻前工程和钻井工程，无需核算 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大气中的 CH₄ 或 CO₂ 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程井场测试放喷过程中产生的天然气通过井场临时火炬点燃，需核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 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。

拟建工程油气开采业务 CH_4 逃逸排放，原油输送过程中产生的 CH_4 逃逸排放，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。

拟建工程不涉及 CH_4 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。

拟建项目不涉及 CO_2 回收利用。

(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。

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	火炬燃烧排放	各井场测试放喷期间火炬燃烧	CO_2 和 CH_4	有组织
2	CH_4 逃逸排放	油气开采业务，原油输送过程	CH_4	无组织
3	净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量	电力隐含排放	CO_2	-

7.1.2 碳排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

拟建工程碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示

表 7.1-2 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	井场	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) 火炬燃烧排放 (2) CH ₄ 逃逸排放 (3) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2.2 碳排放量核算方法

(1) 排放总量计算公式

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)》(发改办气候[2014]2920 号)的要求,拟建项目温室气体排放量计算公式如下:

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{-燃烧}} + E_{GHG\text{-火炬}} + \sum_s (E_{GHG\text{-工艺}} + E_{GHG\text{-逃逸}})_s - R_{CH_4\text{-回收}} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{-回收}} + E_{CO_2\text{-净电}} + E_{CO_2\text{-净热}}$$

式中, EGHG-温室气体排放总量, 单位为吨 CO₂;

ECO₂-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;

EGHG-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;

EGHG-工艺-企业各业务类型的工艺放空排放, 单位为吨 CO₂ 当量;

EGHG-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;

RCH₄-回收-企业的 CH₄ 回收利用量, 单位为吨 CH₄;

GWPCH₄-CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。(GWPCH₄ 为 CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势(GWP)值。根据 IPCC 第二次评估报告, 100 年时间尺度内 1 吨 CH₄ 相当于 21 吨 CO₂ 的增温能力, 因此 GWP_{CH₄} 等于 21);

RCO₂-回收-企业的 CO₂ 回收利用量, 单位为吨 CO₂。

ECO₂-净电-报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量, 单位为吨 CO₂;

ECO₂-净热为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂。

(2) 火炬燃烧排放计算公式

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，本项目主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH₄ 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 CO₂ 及 CH₄ 排放。

①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中：

E_{GHG} -火炬-火炬燃烧产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

E_{CO_2} -正常火炬-正常工况下火炬系统产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

E_{CO_2} -事故火炬-由于事故火炬产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

E_{CH_4} -正常火炬-正常工况下火炬系统产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄；

E_{CH_4} -事故火炬-事故火炬产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄；

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

b.正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中：

i-火炬系统序号；

Q 正常火炬-正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm³；

CC 非 CO₂-火炬气中除 CO₂ 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm³；

OF-第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

VCO₂-火炬气中 CO₂ 的体积浓度，取值范围为 0~1；

V_{CH₄}-为火炬气中 CH₄ 的体积浓度；

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

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

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

式中：

J-事故次数；

GF 事故，j-报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 Nm³/小时；

T 事故，j-报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

CC（非 CO₂）j-第 j 次事故火炬气中除 CO₂ 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm³；

OF-火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_(CO₂)j-第 j 次事故火炬气中 CO₂ 的体积浓度；

V_{CH₄}-事故火炬气中 CH₄ 的体积浓度；

②计算结果

本项目核算火炬气温室气体排放主要为井场试采过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

场所	工况	火炬气流速度 (万 Nm ³ /h)	持续时间 (h)	火炬气中除 CO ₂ 外其他含碳化合物的总含碳量 (吨碳/万 Nm ³)	火炬燃烧的碳氧化率	火炬气中 CO ₂ 的体积浓度	火炬气中 CH ₄ 的体积浓度
31 座井场	正常工况	0.18	48	5.11	0.98	0.0296	0.7396

根据表中参数，结合公式计算可知，火炬燃烧排放温室气体量为 2.17 吨 CO₂。

(3) CH₄ 逃逸排放

油气开采业务 CH₄ 逃逸排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的 CH₄ 逃逸排放因子进行计算：

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

$E_{CH_4-开采逃逸}$ -原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

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 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（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 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

(4) 油气储运业务 CH₄ 逃逸排放

油气储运环节的工艺放空排放主要源于压气站/增压站、管线（逆止阀）、计量站/分输站、清管站等的放空活动。这些设施产生的工艺放空排放根据设施数量及不同设施的工艺放空排放因子进行计算：

$$E_{CH_4-气输放空} = \sum_j (Num_j \times EF_j)$$

式中，

$E_{CH_4-气输放空}$ 为天然气输送环节产生的工艺放空排放量，单位为吨 CH₄；

j 为天然气输送环节不同的设施类型，包括压气站/增压站、计量站/分输站、管线（逆止阀）、清管站等；

Num_j 为第 j 个油气输送设施的数量，单位为个；

EF_j 为第 j 个油气输送设施的工艺放空排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

(5) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

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

式中:

E_{CO_2} -净电为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量, 单位为吨 CO₂;

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 CO₂ 排放因子, 单位为吨 CO₂/MWh。

b. 净购入热力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2 \text{ 净热}} = AD_{\text{热力}} \times EF_{\text{热力}}$$

式中:

E_{CO_2} -净热为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量, 单位为吨 CO₂;

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 CO₂ 排放因子, 单位为吨 CO₂/GJ。

7.1.2.3 碳排放量核算结果

拟建项目温室气体排放量核算结果见下表。

表 7.1-3 温室气体排放量核算

序号	业务环节	参数选择	计算结果
1	火炬燃烧排放	拟建项目采油井 2 个, 放喷测试系统 2 套, 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)》(发改办气候[2014]2920 号), 单座井场放喷火炬燃烧过程 CO ₂ 排放因子 0.07t/个	0.14t
2	油气开采业务 CH ₄ 逃逸排放	拟建项目采油井口装置共计 2 个, 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)》(发改办气候[2014]2920 号), 常规原油开采井口装置设施逃逸 CH ₄ 排放因子为 0.23 吨/年·个。	0.46t
3	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放	拟建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 190MWh, 电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO ₂ /MWh。	126.749t (单井排放量)

拟建工程实施后 CO₂ 排放总量见表 7.1-4 所示。

表 7.1-4 CO₂ 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量 (吨 CO ₂)	占比%
拟建项目	燃料燃烧 CO ₂ 排放	0	/
	火炬燃烧排放	0.14	0.06
	工艺放空排放	0	/

	CH ₄ 逃逸排放	0.46	0.18
	CH ₄ 回收利用量	0	/
	CO ₂ 回收利用量	0	/
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	253.5	99.76
	合计	254.1	100

由上表分析可知，拟建工程 CO₂ 总排放量为 254.1 吨。

7.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、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。

7.2.1 工艺技术减污降碳措施

拟建工程单井采用井口不加热集输工艺，不再建设燃料气管道，无燃料燃烧。为了减少井口挥发性有机物的排放，在井口安装油套联通装置，可有效减少采油过程伴生气的排放，油气集输系统采用密闭流程。采油设备选择具备技术先进性、高效性和可靠性、在国内外广泛使用的产品，采用先进的 RTU 数据采集装置，使各生产系统在优化条件下操作，提高用能水平。从节能、环保角度出发，设计优先选用效率高、能耗低、噪声低的设备。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。

7.2.2 电气设施减污降碳措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，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。

7.2.3 减污降碳管理措施

建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；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地规定，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。

7.3 温室气体排放评价结论及建议

7.3.1 温室气体排放评价结论

本项目实施后，CO₂总排放量为254.1吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品 CO₂排放强度相对较低。

7.3.2 温室气体排放建议

（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。

8.环境影响经济损益分析

8.1 社会效益和经济效益

8.1.1 社会效益

本工程的建设投产，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，作为主力油源塔里木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。

8.1.2 经济效益

本工程总投资 4540 万元，环保投资 450 万元，环保投资占总投资的比例为 9.91%。由于石油是我国战略物资，涉及国家能源商业机密，故本环评报告中不再进行经济分析。

8.2 环境经济损益分析

8.2.1 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。

本项目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，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无

大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结合而消失。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，引起油罐泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

8.2.2 项目环保投资估算

表 8.2-1 环保投资估算

环境要素	采取的环境保护措施	费用（万元）
生态恢复	防沙治沙和水土保持措施	纳入水土保持方案投资中
	施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度，井场周围铺设草方格	
废气	临时抑尘覆盖物（草包、帆布等）、洒水（防尘、洒水等）	80.0
	装置做好日常维护，做好密闭措施。	50.0
废水	试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘。	/
	依托巴什托集油站的生产废水处理系统处理，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）标准中指标后回注于现役油藏，不外排	/
	井下作业废液采用专用罐拉运至塔河油田绿色环保站处理	/
固废	含油废物、废防渗膜等危险废物安全处置	50.0
	井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至塔河油田绿色环保站进行处理，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）标准中指标后回注油层。	/
噪声	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	20.0
环境风险	防范措施消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪等防范设施，完善现有突发环境事件应急预案	100.0
防渗防腐	实施井场装置区地面硬化	100.0
环境管理	运营期环境监测，环保培训，演练	50.0
合计		450

8.2.3 环保措施效益分析

油田开发建设对环境造成的直接影响主要表现在：

- （1）项目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。

项目占地主要为井场建设和道路工程占地。

本工程建设对项目区域直接影响是生态影响，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。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，将对项目区生态环境和地下水环境产生影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

8.3 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于项目在建设过程中都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 450 万元，环境保护投资总投资的 9.91%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

9.环境管理、监测

9.1 环境管理机构

9.1.1 决策机构

本项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，项目的环保管理机构中国石油化工股份有限公司西北油田分公司设安全环保质量部，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油化工股份有限公司西北油田分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

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司安全环保质量部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。中石化集团下发 HSE 考核体系及指标，对公司及各二级单位进行 HSE 考核。

目前，中国石油化工股份有限公司西北油田分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（油气勘探管理部、油气开发管理部）、投资发展部，上报总部审批后实施；安全环保项目由安全环保质量部审查后，报投资发展部，上报总部审批；项目经总部批准后，下发投资发展部，依次下发地面建设处建设，竣工后，由采油厂负责运行。

地面工程项目由地面建设处外委设计院设计、勘探研究院负责油藏、地质等方面的研究、设计，相关设计包含环境保护工程的设计。

项目建设由地面建设处组织实施，负责组织开展环评，项目竣工后，由公司安全环保质量部负责组织环境保护验收。

验收合格后，由采油厂负责运行，同时负责运行过程的环境保护管理。

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司对油气田“三废”的防治，以属地管理为主，各采油厂产生的生产废水、生活污水均由采油厂自行处置，固废及公共设施“三废”的处理处置交由公司二级单位油田服务中心处理处置，油田服务中心自建或委托第三方建设运行固废环保处置设施，油田服务中心负责对第三方的环境保护监督管理，主要以合同形式约定相关环保责任，公司对油田服务中心下

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。

各采油厂为中国石油化工股份有限公司西北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。

9.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政职能机构，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，审查该项目的环境影响评价报告书，指导喀什地区生态环境局、喀什地区生态环境局巴楚县分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

喀什地区生态环境局、喀什地区生态环境局巴楚县分局是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油气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

本项目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 9.2-1。

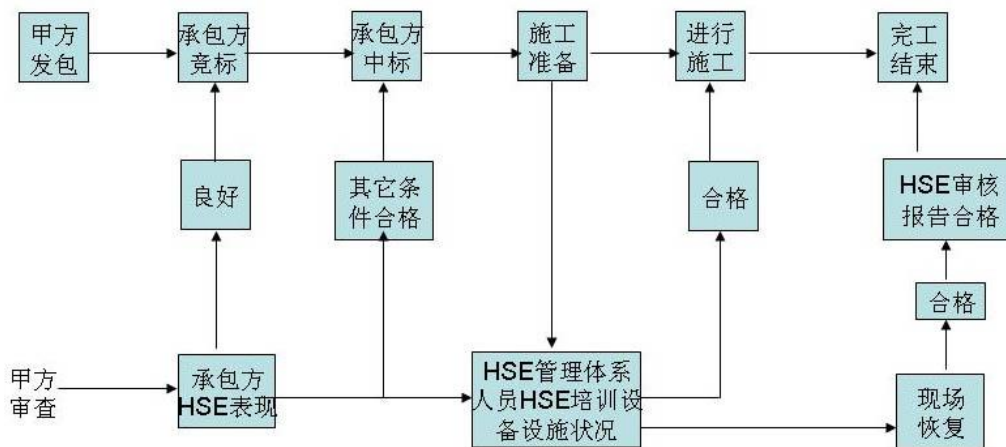


图 9.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

(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,加强对道路施工的环境管理工作,监督道路建设中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,建议本项目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、供应商和中国石油化工股份有限公司西北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，确保本项目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具有一定的油气田开发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

本项目环境监理的范围即为工程扰动的范围：道路作业范围。

（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试运行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。

表 9.2-1 环境监理工作计划

序号	场地	监 督 内 容	监 理 要 求
1	井场	①井位布置是否满足环评要求； ②井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，	环保措施落实到位

序号	场地	监 督 内 容	监理要求
		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。	
2	道路	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。	

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 9.3-1

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	喀什地区生态环境局、喀什地区生态环境局巴楚县分局
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油气集输过程全密闭，防止泄漏 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	建设单位	喀什地区生态环境局、喀什地区生态环境局巴楚县分局
3	环境监测管理	①组织土壤环境质量监测，防止土壤污染； ②组织地下水环境监测，防止水环境污染；	建设单位	喀什地区生态环境局、喀什地区生态环境局巴楚县分局
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	喀什地区生态环境局、喀什地区生态环境局巴楚县分局

(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。

废气污染源的控制是重点加强油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

——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

由于本项目在运行过程中，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、可接受的范围内，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。地下水污染监控井监测层位应选择区域具有开采可能影响到的目标含水层。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》HJ/T164 的规定。

9.3.2 运营期环境监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）和《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）等标准规范，制定本工程的监测计划和工作方案。环境监测计划见表 9.3-2。

表 9.3-2 运营期监测计划

监测类别	监测点位置		监测因子	监测频率
无组织废气	设备与管线组件密封点	泵、压缩机、阀门、开口阀、泄压设备、取样连接系统	设备泄漏检测	1 次/半年
		法兰及其他连接件、其他密封设备		1 次/年
	排放源下风向周界外 10m 范围内的浓度最高点		甲醇	1 次/年
噪声	井场		等效连续 A 声级	采油气井场、计量站周边 2km 范围内无噪声敏感建筑物的场站，可不开展厂界环境噪声监测。
环境空气	厂界下风向		NMHC、H ₂ S	1 次/年
地下水	区域内及上游、下游		石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞、砷、六价铬	1 次/半年
土壤	井场及道路沿线		石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞、砷、六价铬	1 次/年

本项目运营期的 HSE 管理体系纳入中石化西北油田分公司 HSE 系统统一管理，增加相应的应急预案的修编和排污许可的变更工作。

9.4 环保设施竣工验收管理

9.4.1 环境工程设计

(1) 必须按照本环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

(2) 建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理。

(3) 项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”；如需进行试生产，其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

9.4.2 环境设施验收建议

(1) 验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

(2) 验收条件

根据国务院《关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（自 2017 年 10 月 1 日施行），编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，建设单位应当按照国务院环境保护行政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。建设单位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。除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位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

根据建设单位项目“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。

本工程环境保护验收建议清单见表 9.4-1。

表 9.4-1 三同时验收一览表

项目		污染物	污染源	验收清单/治理要求	验收标准
废气	施工期	扬尘、燃油废气	井场及道路作业区	洒水抑尘、选用合格燃料油	/
	运营	非甲烷总	井场	密闭、连接件、法兰、阀门	《陆上石油天然气开采工业

项目		污染物	污染源	验收清单/治理要求	验收标准
	期	烃		的检修	《大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求场界（非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg/m}^3$ ）；
		硫化氢			《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新扩改建项目二级标准（场界硫化氢 $\leq 0.06\text{mg/m}^3$ ）
		甲醇			《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）排放源下风向周界外10m范围内的浓度最高点（甲醇 $\leq 15\text{mg/m}^3$ ）；
废水	施工期	生活污水	施工营地	经撬装式污水处理站处理达标后，可用作场地降尘用水。	/
	运营期	采出水	井场	采出水进入巴什托集油站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）
		洗井液	井水下作业废液	采用专用回收罐收集，运至塔河油田绿色环保站处理	不外排
噪声	施工期	噪声	井场、施工机械、车辆	采取基础减振、安装消声器等声源控制措施	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）
	运营期	噪声	厂界噪声	配备防噪设施	《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	施工期	施工废料	井场、道路作业区	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地垃圾填埋场处置。	是否按规定处置
		弃土弃渣		弃土弃渣用于回填	取弃平衡
	运营期	落地油、废防渗膜、废润滑油	井场	由有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）
防渗		简单防渗区	井场永久占地	实施井场装置区地面硬化	/
风险防范措施		井场		设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，纳入雅克拉采气厂现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案	风险防范设施数安量全按等照相消关防要求设置
环境管理			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
			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	保证实施

项目	污染物	污染源	验收清单/治理要求	验收标准
			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	
生态恢复	项目占地	井场、道路	严格控制施工期临时占地面积；按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。 严格采取各项水土保持措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施。井场、道路两侧进行草方格防护。	《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）、《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 修订）、《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）文件和《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》（新环环评发〔2020〕142 号）
	退役期生态恢复		地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况	《废弃井封井回填技术指南（试行）》

9.5 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）《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）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，可纳入油气田整体开展环境影响后评价工作。

本工程实施后，区域井场、道路等工程内容发生变化，应在 5 年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

10.结论与建议

10.1 项目概况

BT5 井区探转采工程位于新疆喀什地区巴楚县境内 BT5 井区二区，由西北油田分公司雅克拉采气厂管辖，中心地理坐标为：东经 83°5'45.614"，北纬 40°16'52.960"。项目总投资 4540 万元。本工程不新增劳动定员，均依托雅克拉采气厂工作人员，井场无人值守。

本工程计划部署 2 口钻井 BT5、BT10，改建油田道路 45km，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。先用东河塘组生产（油藏），采完后转小海子组（气藏），单井生产时预测产油 13t/d，产气 1000m³/d；气井生产时预测产油 3t/d，产气 10 万 m³/d。按照东河塘组建产的方案，动用原油地质储量 10 万 t，新建原油产能 0.43 万 t，评价期末累产油 2.48 万 t。

10.2 符合性结论

10.2.1 产业政策符合性

本工程为陆地石油天然气开采工程，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，《产业结构调整指导目录（2024 年本）》“第一类鼓励类”中“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采；2. 油气管网建设：原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设、技术装备开发与应用”属鼓励类项目，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。

10.2.1 规划符合性

本工程为石油开采项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》和《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划》（2021-2025）的相关要求，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

本工程所在区域内的油气资源丰富，油气田勘探开发工作已开展多年。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。

10.3 环境质量现状评价结论

(1) 环境空气质量现状

项目所在区域 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 年平均质量浓度和百分位 24 小时平均值浓度超过《环境空气质量标准》(GB3095—2012) 及修改单(环境保护部公告 2018 年第 29 号) 中二级标准要求, 即项目所在区域为不达标区。

监测期间评价区非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值, 甲醇和硫化氢 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的浓度限值。

(2) 水环境质量现状

本项目区域内无地表水体分布。地下水监测结果表明, 项目所在区域地下水中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物存在一定程度超标外, 超标主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响, 其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准; 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。

(3) 声环境质量现状

项目声环境现状满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类区标准要求。

(4) 土壤环境质量现状

项目区内监测点位及占地范围外的所有监测因子的标准指数均小于 1, 满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(试行) 第二类用地筛选值。

(5) 生态环境质量现状

根据现场调查及资料收集, 本工程区位于塔克拉玛干沙漠腹地, 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》, 评价区域属于塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区, 68.塔克拉玛干西部流动沙漠景观生态功能区。项目区气候极端干旱, 土壤发育较差, 类型较为简单, 广大地区为风沙土所覆盖, 绝大部分地段很少或根本无植物生长, 为裸地, 野生动物极少。

10.4 环境影响分析结论

(1) 生态环境影响分析

本工程建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目

标。项目位于巴楚县境内，属于塔里木河流域水土流失重点治理区，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。

项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本工程占地类型为沙地，项目地表植被为本区域广布的荒漠植被，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油气田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，工程对野生动物的影响较小。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

（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、道路等施工场地平整清理、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。随着工程结束，其影响也相应消失。

运营期工程对大气环境的影响主要来自井场油气集输过程中排放的无组织烃类和硫化氢。根据大气预测结果可知，本工程井场无组织排放的非甲烷总烃和硫化氢的贡献浓度较低，占标率较小，非甲烷总烃浓度可达到《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃空气质量浓度限值（ $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）要求，硫化氢浓度可达到《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 中硫化氢空气质量浓度限值（ $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）要求。甲醇浓度可达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中甲醇排放源下风向周界外 10m 范围内的浓度最高点限值（ $15\text{mg}/\text{m}^3$ ）要求，项目正常情况下无组织排放的大气污染物对评价区域大气环境质量不会产生明显影响。

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，运营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。

（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运营期噪声两部分。施工期为施工机械、机动车辆噪声等，对环境的影响是短暂的。生产运营期即油气田

的生产过程的噪声主要以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。油气田开发建设区域声环境质量现状较好，油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。

（4）水环境影响分析

施工期需在施工现场设施工营地，施工期废水仅为生活污水。施工期的生活污水经撬装式污水处理站处理达标后，可用作场地降尘用水。

运营期的采出水依托巴什托集油站污水处理系统处理，井下作业废液依托塔河油田绿色环保站污水处理系统处理，均达到《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，回注油层。

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，其影响范围不大，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。

（5）固体废物影响分析

施工期产生的固体废物主要包括施工废料、开挖产生的土石方。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垃圾填埋场处置。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，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

本工程运营期产生的固体废物包括落地油、废防渗膜、废润滑油、废润滑油桶，委托有危废处置资质单位转运处置。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。

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》（GB 18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）中的相关要求，则本工程在建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效地处理，对环境所造成的影响可以接受。

（6）土壤环境影响

正常状况下，防渗措施良好，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，阀门连接处发生泄漏，泄漏采出液渗入土壤中，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原油、硫化氢、天然气和甲醇，可能发生的风险事故包括井场事故、油罐泄漏事故。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，而是要严格遵守油气田开发建设、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。总体来说，本工程环境风险可防可控。

10.5 公众参与

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）的有关要求，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。调查结果表明：本项目的建设得到了当地公众的支持，没有公众提出反对意见。

10.6 总结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》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》等要求；项目不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域，项目符合“三线一单”要求；中国石油化工股份有限

公司西北油田分公司按照《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，本工程选址合理，建设是可行的。