1 概述

1.1 建设项目特点

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积 $56\times10^4km^2$，石油资源储量约为 107.6×10^8t，天然气资源储量约为 $8.39\times10^{12}m^3$。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司油气产量当量已突破 3000 万吨，是中国特大型油田之一。按照塔里木油田总体部署，油气开发“十四五”期间将着力推进库车山前大气区、塔北-塔中大油气区两大会战，谋划长远发展，扎实有序推进生产经营各项工作，油气产量规模再上新台阶。为了满足牙哈 1 区块产能开发的需要，增大整体开发效益，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 14736 万元在新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内实施“塔里木油田牙哈油田牙哈 1 区块寒武系下丘里塔格组产能建设项目”。本项目不涉及中央及自治区生态环境保护督察整改问题。

“塔里木油田牙哈油田牙哈 1 区块寒武系下丘里塔格组产能建设项目”位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，地处塔北隆起轮台凸起牙哈潜山富油气构造带，西距库车市 8km，东距牙哈镇 8km，由东河采油气管理区管辖。

本项目建设性质为新建，主要建设内容包括：①新钻井 2 口，老井利用 3 口，新钻井井场新建空气源热泵 2 套；②新建集油管线 1.7km；③扩建 YH1 阀组，新增 4 台电动球阀及配套；④配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。本项目建成投产后，预测实施后产油规模 $50\times10^4m^3/d$。

1.2 环境影响评价的工作过程

本项目为石油和天然气开采项目，位于阿克苏地区库车市境内。根据《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），项目所在地阿克苏地区库车市属于塔里木河流域水土流失重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部令第 16 号），本项目属于“五、石油和天然气开采业 07”，第 8 项“陆地天然气开采 0721”中的：“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，本项目占用永久基本农田，应编制环境影响报告书。根据《新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价文件分级审批目录（2024 年本）》，本项目属于

第14项“石油和天然气开采业”中的“涉及环境敏感区的”，报新疆维吾尔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》，2025年8月21日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担“塔里木油田牙哈油田牙哈1区块寒武系下丘里塔格组产能建设项目”的环境影响评价工作（附件1）。

天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。受天合公司委托，新疆中测测试有限责任公司于2025年8月对本项目评价区域大气环境、土壤环境、地下水环境、声环境质量现状进行了监测。根据监测结果，结合项目组所收集到的相关文件、资料，利用软件预测等手段，对项目施工和运营过程中各环境要素所产生的环境影响进行分析、预测和评价，并提出污染防治、生态保护及风险防控措施，论证环保设施的可行性等。在上述工作基础上，天合公司编制完成了《塔里木油田牙哈油田牙哈1区块寒武系下丘里塔格组产能建设项目环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图1.2-1。

环评报告编制期间，建设单位于2025年8月21日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行第一次网络信息公示，并开展项目区域环境质量现状监测工作。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本项目施工期、运营期、退役期的环境保护管理依据。

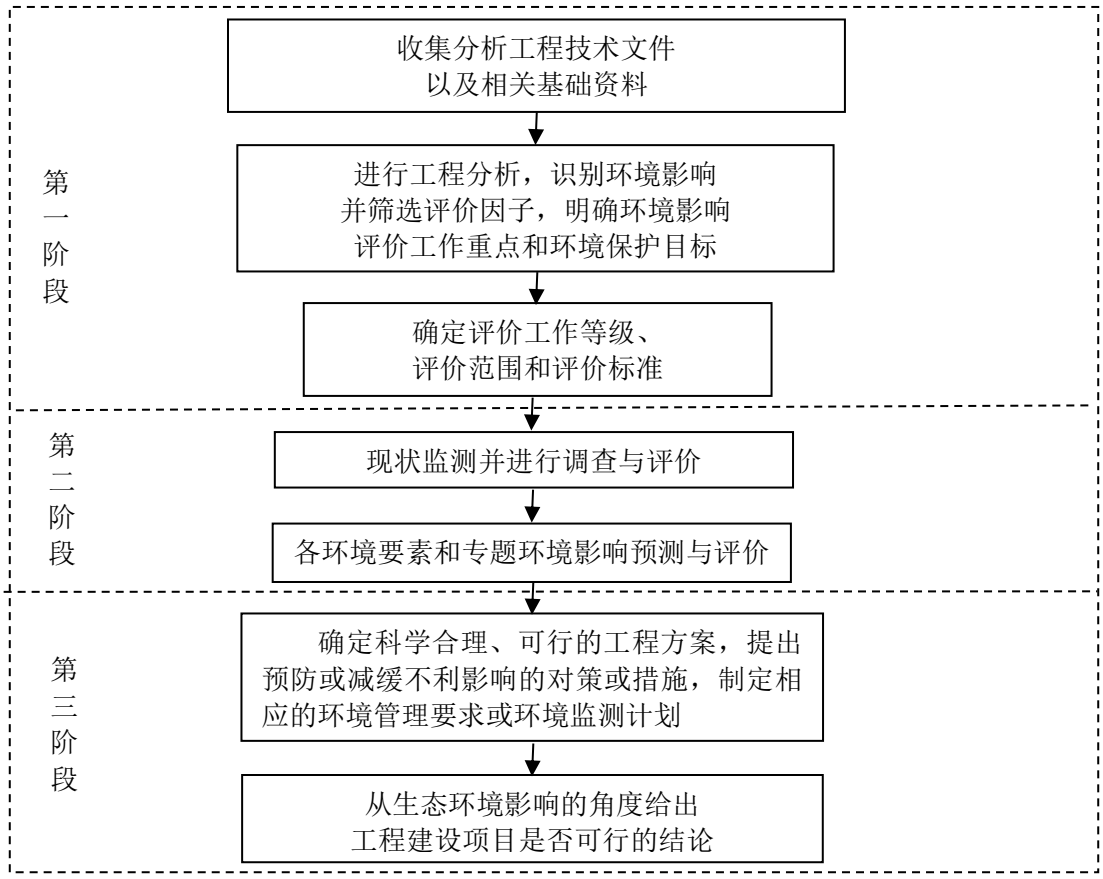

图 1.2-1　　环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于“第一类 鼓励类”中的“七、石油天然气”中的“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”，本项目的建设符合国家当前产业政策要求。

（2）政策、法规符合性分析

本项目属于石油和天然气开采项目，项目占地范围内不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、自然公园、生态保护红线等重要生态敏感区。符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性判定结论

本项目属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司开发项目，符合

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》的相关要求。

（4）选址合理性分析判定结论

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

本项目土地利用类型主要为**，占用永久基本农田。项目区周边5km范围内无地表水分布。本项目属无法避让的石油、天然气勘查，在取得用地手续的情况下，本项目是可行的。本项目运营期废气主要为开采过程中产生的无组织废气排放，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，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水不外排，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本项目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，本项目的选址从环保角度认为可行。

（5）生态环境分区管控符合性判定

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）《关于印发〈阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023版）〉的通知》（阿地环字〔2024〕32号），本项目位于库车市一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65290230001），不涉及生态保护红线，距离天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区26km。本项目不涉及生态保护红线变化区域。本项目所在区域土壤、噪声环境质量可以达到功能区要求，环境空气质量属于非达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。本项目建设满足区域生态环境准入清单要求和一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合生态环境分区管控。

根据《关于印发新疆维吾尔自治区28个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕89号）《关于印发

新疆维吾尔自治区17个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796号）文规定，本项目不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列，符合生态环境分区管控要求。

本项目符合国家和新疆相关法律法规及产业政策，不涉及生态保护红线，符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为石油天然气开采项目，本次评价对象为地面工程，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，本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，主要环境敏感保护目标为塔里木河流域水土流失重点治理区、永久基本农田。重点关注施工过程的各项污染物产生、可能发生的风险对区域环境产生的影响以及施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施。

（1）环境空气

本项目施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘、焊接烟尘以及运输车辆尾气对环境空气产生的短期影响，运营期对空气环境的影响主要为采油过程中产生的无组织挥发烃类气体气排放至大气环境，对其产生的影响。

（2）水环境

本项目施工期钻井废水与钻井泥浆一同进入不落地系统处理，处理后的液相全部回用于钻井液配制，完井后运至塔河南岸钻试修废弃物环保站处理。压裂反排液在井场加烧碱中和后暂存在酸碱收集罐，定期拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保站处理。试压废水用于场地周边泼洒抑尘，不外排。本项目运营期井下作业废液采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；采出水依托哈六联合站处理达标后回注，不外排。可能对水产生影响的主要为管线泄漏或井喷等事故状况下，含油污水进入水环境对其产生污染影响。

（3）声环境

本项目施工期对声环境的影响主要为地面建设施工机械、车辆运行产生的噪声对周围声环境产生的影响。运营期对声环境的影响主要为井场生产设备运行产生的

噪声对周围声环境产生的影响。

（4）土壤环境

本项目对土壤环境的影响主要为井场及管道建设时对土壤环境的扰动影响。本项目施工期和运营期产生的落地油、含油污水等污染物在风险事故状况下可能对土壤环境造成污染影响。

（5）生态环境

本项目对生态环境的影响主要为井场及管道建设产生的施工占地生态环境的扰动；因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动对地表植被造成一定程度的破坏。临时占地暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。

（6）固体废物

本项目施工期产生的固体废物（建筑垃圾、生活垃圾）以及运营期产生的固体废物（落地油、清管废渣、废润滑油、废防渗材料）对环境的影响。

（7）环境风险

本项目的主要环境风险是泄漏对区域内的大气环境、地下水环境、土壤环境、生态环境具有潜在危害性。

1.5 环境影响评价的主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》“第一类 鼓励类”中的“七、石油天然气”中的“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”属于鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态功能区划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》等要求；本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；本项目占用永久基本农田，需要办理相关用地手续后方可开工建设；本项目符合生态环境分区管控要求；建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》，在本项目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。

本项目符合国家产业政策和新疆经济发展规划，符合新疆维吾尔自治区及阿克苏地区生态环境分区管控要求，公众认同性较好。只要在施工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，本项目选址合理，建设是可行的。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

国家和地方环境保护法律一览表见表 2.1-1。

表 2.1-1　国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修正）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2019 年修正）	13 届人大第 12 次会议	2019-08-26
12	中华人民共和国防洪法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
13	中华人民共和国草原法（2021 年修正）	13 届人大第 28 次会议	2021-04-29
14	中华人民共和国野生动物保护法（2022 年修订）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
15	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
16	中华人民共和国突发事件应对法（2024 年修订）	14 届人大第 10 次会议	2024-11-01
17	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
18	中华人民共和国土壤污染防治法	13 届人大第 5 次会议	2019-01-01
19	中华人民共和国安全生产法（2021 年修正）	13 届人大第 29 次会议	2021-09-01

2.1.2 环境保护法规、规章

国家和地方性法规、规章一览表见表 2.1-2。

表 2.1-2　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	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017年修正）	国务院令682号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017年修正）	国务院令687号	2017-10-07
3	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016年修订）	国务院令666号	2016-02-06
4	危险化学品安全管理条例（2013年修订）	国务院令645号	2013-12-07
5	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
6	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2011〕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	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31号	2016-05-28
9	中共中央 国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17号	2018-06-16
10	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
11	国家林业和草原局 财政部关于印发《国家级公益林区划界定办法》和《国家级公益林管理办法》的通知	林资发〔2017〕34号	2017-04-28
12	地下水管理条例	国务院令748号	2021-12-01
13	排污许可管理条例	国务院令736号	2021-03-01
14	土地复垦条例	国务院令592号	2011-03-05
15	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令第698号	2018-03-19
16	基本农田保护条例	国务院令第257号	2011-01-08
二	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）	生态环境部令第16号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第4号	2019-01-01
3	关于印发《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	国家危险废物名录（2025年版）	生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令第36号公布	2025-01-01
5	产业结构调整指导目录（2024年本）	国家发展和改革委员会令第7号	2024-02-01
6	危险废物污染防治技术政策	环发〔2001〕199号	2001-12-17
7	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
8	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
9	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98号	2012-08-07

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
10	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16号	2013-01-22
11	关于印发《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
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	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气〔2021〕65号	2021-08-04
15	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
16	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
17	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
18	关于印发《石化行业VOCs污染源排查工作指南》及《石化企业泄漏检测与修复工作指南》的通知	环办〔2015〕104号	2015-11-17
19	国家重点保护野生植物名录（2021年）	国家林业和草原局 农业农村部公告（2021年第15号）	2021-09-07
20	国家重点保护野生动物名录（2021年）	国家林业和草原局 农业农村部公告（2021年第3号）	2021-02-05
21	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交通运输部令23号	2022-01-01
22	危险废物排除管理清单（2021年版）	生态环境部公告（2021年第66号）	2021-12-03
23	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
24	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2号	2021-11-04
25	关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告	生态环境部公告2021年第24号	2021-06-11
26	企业环境信息依法披露管理办法	生态环境部令第24号	2022-02-08
27	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环环评〔2016〕150号	2016-10-27
28	关于印发《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》的通知	环发〔2014〕197号	2014-12-31
三	地方性法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-09-21
2	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	2019-01-21
3	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修正）	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	关于印发《新疆国家重点保护野生动物名录》的通知	自治区林业和草原局与农业农村厅2021年修订	2021-07-28

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
6	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
7	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96号	2005-07-14
8	新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法	11届人大第9次会议	2010-05-01
9	关于进一步加强我区危险废物和医疗废物监督管理工作的意见	新政办发〔2014〕38号	2014-03-31
10	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35号	2014-04-17
11	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21号	2016-01-29
12	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25号	2017-03-01
13	关于印发《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》的通知	新环环评发〔2024〕93号	2024-06-13
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
15	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
16	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910号	2019-12-13
17	关于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
18	关于印发《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	新政发〔2021〕18号	2021-02-22
19	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021年版）的通知	新环环评发〔2021〕162号	2021-07-26
20	关于印发《阿克苏地区生态环境分区管控方案（动态更新）》的通知	/	2024-10-28
21	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
22	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
23	新疆生态环境保护“十四五”规划	/	2021-12-24
24	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
25	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
26	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	13届人大第4次会议	2021-02-05
27	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水土保持法》办法（2013年修正本）	12届人大第3次会议	2013-10-01
28	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	2022-07-25
29	新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法（2024年修订）	自治区14届人大16次会议	2025-01-01
30	新疆维吾尔自治区自然资源厅、生态环境厅、林业和草原局关于加强自治区生态保护红线管理的通知（试行）	新自然资发〔2024〕56号	2024-04-17
31	关于印发《新疆维吾尔自治区2025年空气质量持续改善行动实施方案》的通知	新政办发〔2024〕58号	2024-12-10

2.1.3 环境保护技术规范

环评有关的环境保护技术规范见表 2.1-3。

表 2.1-3　环评技术导则规范依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理 技术规范 坡耕地治理技术	GB/T16453.1-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2019-03-01
13	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发展和改革委员会公告 2009 第 3 号	2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	环境部公告 2012 年第 18 号	2012-03-07
17	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
18	突发环境事件应急监测技术规范	HJ589-2021	2022-03-01
19	危险废物鉴别标准通则	GB5085.7-2019	2020-01-01
20	排污许可证申请与核发技术规范 总则	HJ942-2018	2018-02-08
21	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
22	地下水环境监测技术规范	HJ 164-2020	2021-03-01
23	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
24	危险废物贮存污染控制标准	GB 18597-2023	2023-07-01
26	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ 1248-2022	2022-07-01
27	石油天然气工程设计防火规范	GB50183-2004	2005-03-01
28	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准	GB39728-2020	2021-01-01

29	挥发性有机物无组织排放控制标准	GB37822-2019	2019-07-01
30	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ1259-2022	2022-10-01
31	生产建设项目水土流失防治标准	GB/T 50434-2018	2019-04-01
32	一般固体废物分类与代码	GB/T 39198-2020	2021-05-01
33	石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范	GBT/ 43936-2024	2024-08-01

2.1.4 相关文件和技术资料

（1）塔里木油田牙哈油田牙哈 1 区块寒武系下丘里塔格组产能建设项目环境影响评价委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司油气工程院，2025 年 8 月。

（2）塔里木油田牙哈油田牙哈 1 区块寒武系下丘里塔格组产能建设项目相关资料，中油辽河工程有限公司，2025 年 8 月。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

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

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

（3）评述拟采取的环境保护措施的可行性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

（4）评价本项目与国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

（5）分析本项目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，论证本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。

2.2.2 评价原则

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本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。

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

本项目主要包括地面工程、油气开采、集输等内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场建设、管线敷设及公辅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。环境影响因素识别表见表2.3-1。

2.3.2 评价因子

根据本项目环境影响要素识别、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。

（1）施工期

施工期建设工程包括井场、管线建设，以生态影响为主。

①井场建设

新建井场2座，构筑物建设的主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。

此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工丢弃的固体废物等，将对环境产生一定的影响。

②管线建设

本项目新建 YH1-6H 井至 YH1 计量阀组的集油管线 1.2km；YH1-H7 井至 YH1 计量阀组的集油管线 0.5km。管线建设将破坏管道沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土流失的影响，以及施工扬尘。

（2）运营期

运营期环境影响因素主要体现在油气开采、集输过程中无组织排放的挥发性有机物，废水主要为采出水、井下作业废液、生活污水等，固体废物主要为落地油、废防渗材料、废润滑油等。

（3）退役期

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

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

表 2.3-1　环境影响因素识别表

影响因素 / 环境因素	施工期					运营期					退役期		
	生态影响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	生态影响
	油气集输地表扰动、植被破坏等	测试放喷废气、施工扬尘、储层改造废气、焊接废气、施工机械废气及运输车辆尾气	钻井废水、生活污水、压裂返排液、管线试压废水	钻井泥浆、钻井岩屑、废机油、烧碱废包装袋、废防渗材料、焊接及吹扫废渣、生活垃圾、土石方	土方施工、各类施工机械和运输车辆噪声	井场无组织废气	采出水、井下作业废液、生活污水	落地油、废防渗材料、废润滑油	设备运转噪声	原油、伴生气、柴油等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸等事故引发的伴生/次生污染物	构筑物拆卸扬尘	地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃管道和设备、建筑垃圾等	土地复垦
地表水	○	○	+	+	○	○	+	○	○	+	○	○	○
地下水	○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	+	+
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○
土壤环境	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆生动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
水栖动物													
陆生植被	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
水生植被													
水土流失	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
生态敏感区													

注：○：无影响；+：短期不利影响；++ ：长期不利影响。

表 2.3-2　环境影响因子筛选结果汇总表

环境要素 / 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	SO_2、NO_x、非甲烷总烃	/	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）
储层改造工程	施工期	SO_2、NO_x、非甲烷总烃	/	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）
油气集输工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	SO_2、NO_x、硫化氢、非甲烷总烃	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

（1）生态环境

根据《新疆生态功能区划》（2005版），本项目所在区域属于塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部和北部荒漠、绿洲农业生态亚区（IV_1），渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区（55）。

根据新水水保〔2019〕4号，水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果，本项目所在区域新和县属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。

（2）水环境

本项目所在区域距离库车河约4.5km，不对区域内地表水进行现状调查。

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水质量分类标准，本项目所在区域的地下水质量属于III类功能区。

（3）大气环境

本项目所在地位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）要求，本项目所在区域的环境空气功能区属于二类功能区。

（4）声环境

本项目所在区域为油气勘探开发区域，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为2类声环境功能区。

2.4.2 环境质量标准

根据本项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）水环境

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内。地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表1中的III类水质标准。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表1中的III类标准。有关标准限值见表2.4-1和表2.4-2。

表 2.4-1　《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准　单位：mg/L

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	pH（无量纲）	6~9	13	砷	≤0.05
2	溶解氧	≥5	14	汞	≤0.0001
3	高锰酸盐指数	≤6	15	镉	≤0.005
4	五日生化需氧量（BOD_5）	≤4	16	铬（六价）	≤0.05
5	氨氮（NH_3-N）	≤1.0	17	铅	≤0.05
6	化学需氧量（COD）	≤20	18	氰化物	≤0.2
7	总磷（以 P 计）	≤0.2	19	挥发酚	≤0.005
8	总氮	≤1.0	20	石油类	≤0.05
9	铜	≤1.0	21	阴离子表面活性剂	≤0.2
10	锌	≤1.0	22	硫化物	≤0.2
11	氟化物（以 F^-计）	≤1.0	23	粪大肠杆菌数（个/L）	≤10000
12	硒	≤0.01	24	水温	升≤1；降≤2

表 2.4-2　《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质标准　单位：mg/L

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色（铂钴色度单位）	≤15	21	总大肠菌群（MPN[b]/100mL 或 CFU[c]/100mL）	≤3.0
2	嗅和味	无	22	菌落总数（CFU/mL）	≤100
3	浑浊度（NTU）	≤3	23	亚硝酸盐（以 N 计）	≤1.00
4	肉眼可见物	无	24	硝酸盐（以 N 计）	≤20.0
5	pH（无量纲）	6.5≤ pH<8.5	25	氰化物	≤0.05
6	总硬度（以 $CaCO_3$ 计）	≤450	26	氟化物	≤1.0
7	溶解性总固体	≤1000	27	碘化物	≤0.08
8	硫酸盐	≤250	28	汞	≤0.001
9	氯化物	≤250	29	砷	≤0.01
10	铁	≤0.3	30	硒	≤0.01
11	锰	≤0.10	31	镉	≤0.005
12	铜	≤1.00	32	铬（六价）	≤0.05
13	锌	≤1.00	33	铅	≤0.01
14	铝	≤0.20	34	三氯甲烷/（μg/L）	≤60
15	挥发性酚类（以苯酚计）	≤0.002	35	四氯化碳/（μg/L）	≤2.0
16	阴离子表面活性剂	≤0.3	36	苯（μg/L）	≤10.0

17	耗氧量（COD_{Mn}法，以O_2计）	≤3.0	37	甲苯（μg/L）	≤700
18	氨氮（以N计）	≤0.50	38	总α放射性/（Bq/L）	≤0.5
19	硫化物	≤0.02	39	总β放射性/（Bq/L）	≤1.0
20	钠	≤200			

（2）土壤环境

根据《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018），油田内井场建设用地为第二类用地。结合本项目所在区域环境特征，本项目占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1第二类用地筛选值标准，见表2.4-3。占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表1农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）风险筛选值。根据监测结果，在监测期间，本项目所在区域土壤pH＞7.5，因此占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1中6.5<pH≤7.5所列筛选值标准，见表2.4-4。石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表2第二类用地筛选值标准。

表2.4-3 《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

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	䓛	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（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	4500
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8				

表 2.4-4 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表 1 筛选值

序号	监测因子	单位	标准值
1	pH 值	无量纲	pH＞7.5
2	砷	mg/kg	25
3	镉	mg/kg	0.6
4	铬	mg/kg	250
5	铜	mg/kg	100
6	铅	mg/kg	170
7	汞	mg/kg	3.4
8	镍	mg/kg	190
9	锌	mg/kg	300

（3）大气环境

环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10}、CO、O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）表 1 中二级标准。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》2.0mg/m³ 的标准，H_2S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。环境空气指标标准取值见表 2.4-5。

表 2.4-5 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值（μg /m³）			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	

序号	评价因子	标准限值（μg /m³）			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	二氧化硫（SO_2）	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
2	二氧化氮（NO_2）	40	80	200	
3	细颗粒物（$PM_{2.5}$）	35	75	/	
4	可吸入颗粒物（PM_{10}）	70	150	/	
5	一氧化碳（CO）	/	4000	10000	
6	臭氧（O_3）	/	/	200	
7	非甲烷总烃（NMHC）	/	2000	/	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解
8	硫化氢（H_2S）	/	/	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

（4）声环境

本项目所在区域属于油田生产区，执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

2.4.3 污染物排放标准

（1）废水

施工期生活污水经生活污水池收集后，定期由罐车拉运至东河作业区公寓生活污水处理设施处理；钻井废水与钻井泥浆一同进入不落地系统处理，处理后的液相全部回用于钻井液配制，完井后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；压裂返排液经收集罐收集，定期拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；试压废水用于场地周边泼洒抑尘，不外排。运营期工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水；采出水随原油和伴生气一起输送至哈六联合站处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）储层空气渗透率≥2.0μm²的标准后回注地层；井下作业废液采用专用废水回收罐收集后送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

表 2.4-6　《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（μm²）	<0.01	（0.01，0.05）	（0.05，0.5）	（0.5，2.0）	≥2.0
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量 mg/L	≤8.0	≤15.0	≤20.0	≤25.0	≤35.0

悬浮物颗粒直径中值μm	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0	≤5.5
含油量 mg/L	≤5.0	≤10.0	≤15.0	≤30.0	≤100.0
平均腐蚀率 mm/a	≤0.076				

（2）固体废物

根据本项目产生的各种固体废物的性质和去向，生活垃圾执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》（GB16889-2024）；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）相关要求。

（3）废气

本项目施工期无组织排放扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2无组织排放监控浓度限值。柴油发电机烟气参照执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020）。本项目运营期油气开采过程中井场厂界内无组织排放的非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表A.1厂区内VOCs无组织排放限值；井场厂界外无组织排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；无组织排放的硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1新扩改建项目二级标准。具体标准限值要求见表2.4-7。

表2.4-7　大气污染物排放标准值　单位：mg/m³

时段	污染源	污染物	最高允许排放浓度	标准来源
施工期	施工场地	颗粒物	1.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2无组织排放监控浓度限值
运营期	无组织排放	非甲烷总烃（厂界外）	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
		非甲烷总烃（厂界内）	10.0（监控点处1h平均浓度值）；30.0（监	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表A.1

			控点处任意一次浓度值）	厂区内 VOCs 无组织排放限值
		H_2S	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建项目二级标准

（4）噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）表 1 建筑施工场界环境噪声排放限值；运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）表 1 工业企业厂界环境噪声排放限值 2 类标准。环境噪声排放标准限值见表 2.4-8。

表 2.4-8　环境噪声排放标准

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

（5）重大危险源识别标准

本项目涉及危险物质主要是原油、伴生气和柴油，其具体风险性执行《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）相关标准。

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），评价区域内不涉及依法划定各类自然保护地和生态保护红线。本项目新增占地面积 1.75hm^2（0.02km^2），其中永久占地为 0.387hm^2，临时占地为 1.363hm^2，总占地面积＜20km^2。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的生态评价等级判定条件，本项目生态环境影响评价工作等级确定为三级。生态评价等级判定过程，见表 2.5-1。

表 2.5-1　生态环境评价等级判定

序号	生态评价等级判定要求	本项目情况	生态影响评价等级

1	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；	地表水为三级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；	本项目新增占地规模小于20km^2	/
	g）除本条a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级；	三级评价	三级评价
	h）当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。	三级评价	三级评价
2	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。	不涉及	/
3	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。	不涉及	/
4	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级。	不涉及	/
5	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。	不涉及	/
6	涉海工程评价等级判定参照GB/T19485。	不涉及	/

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）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），考虑油气田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为井场场界周围50米范围，管线两侧外延300米范围。评价范围见图2.5-1。

2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中附录A地下水环境影响评价行业分类表，本项目采油井场按“F石油、天然气”的“37、石油开采”，为I类项目；集输管线按“41、石油、天然气、成品油管线（不含城

市天然气管线）”，为 II 类项目。根据调查，本项目所在区域的地下水流向为西北向东南，周边的居民区的饮水方式为集中供水，不涉及分散式饮用水水源地。本项目所在区域不涉及集中式饮用水水源准保护区，亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区。本项目敏感程度判定为“不敏感”。

本项目依据《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及建设项目评价工作等级分级表，确定本项目地下水评价等级为二级。

表 2.5-2　地下水环境影响评价行业分类表

行业类别 / 环评类别	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	
41、石油、天然气、成品油管线（不含城市天然气管线）	200km 及以上；涉及环境敏感区的	其他	油 II 类，气 III 类	油 II 类，气IV类

表 2.5-3　地下水环境敏感程度分级表

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

表 2.5-4　地下水环境影响评价工作等级分级表

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

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用查表法确定地下水评价范围。

表 2.5-5　地下水环境现状调查评价范围参照表

评价等级	调查评价面积/km^2	备注
一级	≥20	应包括重要的地下水环境保护目标，必要时适当扩大范围。
二级	6~20	
三级	≤6	

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于“二级评价”范围的规定，本项目地下水评价范围为 20km^2，结合区域水文地质条件及本项目分布特点、地下水调查点分布情况等，本次评价范围确定为：本项目井场上游 1km，下游 2km，两侧 1km 的矩形区域作为评价范围；管线两侧外延 200m 范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目属于水污染影响型建设项目。项目区最近处距离库车河约 4.5km。在油田正常开采及集输过程中，本项目产生的生产废水、井下作业废液不外排，不与周边地表水体发生水力联系，本项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

（2）评价范围

本项目施工期产生的污染物可以依托处置，运营期正常情况无废水排放，本次地表水环境影响评价重点论证本项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

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）以及本次现状监测数据，项目所在区域 5.5＜pH＜8.5，不属于土壤酸化和碱化地区，部分用地土壤盐分含量大于 4g/kg，属于土壤盐化地区。因此，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类别分别判定评价等级。

（1）建设项目类别

本项目属于石油开采项目。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目采油井场属于I类项目，单井集输管线建设属于II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（≥50hm^2）、中型（5～50hm^2）和小型（≤5hm^2）”。

本项目永久占地面积不足5hm^2，占地规模为小型。

（3）建设项目敏感程度

①污染影响型

本项目周边涉及农田、居民区等土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为“敏感”。

②生态影响型

根据监测数据，项目区域土壤含盐量大于4g/kg，生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

（4）评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表2.5-6和表2.5-7。

表2.5-6 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

表2.5-7 污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

占地规模 / 敏感程度	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—	—

本项目土壤项目类别为 I 类、II 类，生态影响型环境敏感程度为敏感；项目占地规模为小型、污染影响型环境敏感程度为敏感。

综上，生态影响型土壤环境影响评价工作等级为一级，污染影响型土壤环境影响评价工作等级为一级。

根据导则要求，本项目土壤环境生态影响型评价范围为井场、站场占地范围内全部以及占地范围外 5km 范围，同时兼顾各类管线两侧向外延伸 0.2km 作为调查评价范围。土壤环境污染影响型评价范围为井场、站场占地范围内全部以及占地范围外 1km 范围，同时兼顾各类管线两侧向外延伸 0.2km 作为调查评价范围。

表 2.5-8　本项目土壤评价等级及评价范围一览表

序号	建设内容	生态影响型评价等级	调查范围	污染影响型评价等级	调查评价范围
1	井场	一级	占地范围外 5km 范围内	一级	占地范围外 1km 范围内
2	管线	一级	工程边界两侧向外延伸 0.2km	一级	工程边界两侧向外延伸 0.2km

2.5.5 大气环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目废气排放源主要为井场以及集输过程中非甲烷总烃的无组织排放。根据项目特点、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，选非甲烷总烃（NMHC）、甲醇为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i（第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$。其中 P_i 定义为：

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

ρ_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量标准，μg/m³。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，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；对该标准中未包含的污染物，使用 2.5.1 章节确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-9。

表 2.5-9　评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.5-10。

表 2.5-10　估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		40.9
最低环境温度/℃		-27.4
土地利用类型		耕地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	☑是□否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是☑否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

本项目无组织估算模式预测污染物扩散结果详见表 2.5-11。

表 2.5-11　无组织估算模式预测污染物扩散结果

名　　称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单　　位	--	μg/m³	μg/m³	%	%	m
井场无组织废气	非甲烷总烃	12.8420	2000	0.64	0.64	31

经计算可知，本项目最大占标率为：0.64%（来自单井无组织排放的非甲烷总烃），P_{max} 值为 0.64≤1%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境评价工作等级判据判别，确定本次环评大气环境影响评价的工作等级为三级评价。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）相关规定，三级评价项目不设置大气环境影响评价范围。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），本项目所在区域为 2 类声环境功能区，依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）规定，本项目声环境影响评价工作等级为二级评价。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，“a）满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；b）二级、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区类别及声环境保护目标等实际情况适当缩小；c）如依据建设项目声源计算得到的贡献值到 200m 处，仍不能满足相应功能区标准值时，应将评价范围扩大到满足标准值的距离。”根据本项目特点，本次声环境评价范围为井场边界向外 200m 评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

（1）风险评价等级划分依据

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 2.5-12。

表 2.5-12　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

（2）风险评价等级划分确定

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。计算所涉及的每种危险物质在场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。在不同站场的同一种物质，按其在单个站场的最大存在量计算。当存在多种危险物质时，则按下式计算 Q 值：

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

式中：q_1，q_2，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t。

当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ。

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

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本项目油气不含硫化氢，施工期涉及的危险物质主要为柴油、存在于井场的柴油罐内；运营期涉及的危险物质主要为原油、伴生气，主要存在于新建的集输管线中；本项目退役期不涉及危险物质。

本项目为石油开采项目，工程内容呈点线状分布在已开发油田范围内。井场与井场之间、站场与站场之间距离均较远，新建管线主要为单井至站场的集输管线，各站场和井场均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。本次将井场、站场、管线分别划分为独立的危险单元，评价危险单元内危险物质的最大存在量。

表 2.5-13　本项目各危险单元 Q 值情况一览表

时期	序号	危险单元	存储装置参数	危险物质名称	CAS 号	最大存在量（t）	临界量 Qn/t	该种危险物质 Q 值
施工期	1	井场	20m³ 柴油罐	柴油	-	17	2500	0.0068
			∑Q					0.0068
运营期	1	YH1-6H 井集输管线	1.2km 生产管线：DN80　5.5Mpa	原油	-	5.01	2500	0.002
				伴生气	74-82-8	0.21	10	0.021

			∑Q				0.0417
	2	YH1-H7 井集输管线	0.5km 生产管线：DN80 5.5Mpa	原油	—	2.5	2500	0.001
				伴生气	74-82-8	0.09	10	0.009
			∑Q					0.01

注：根据提供的区域油气资源参数，原油密度平均 0.835g/cm³，伴生气相对密度为 0.71kg/Nm³。柴油密度按 0.85 t/m³ 计。单井集输管线以单根管线最长计。

根据上表计算结果，本项目施工期井场 Q＜1，判断施工期风险潜势为Ⅰ；运营期井场、站场及各类管线 Q 值均＜1，判定运营期风险潜势为Ⅰ。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为Ⅰ的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析。

（3）评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）评价等级确定评价范围，项目风险评价工作等级为简单分析，不设置评价范围。

表 2.5-14　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	地下水		三级	本项目井场上游 1km，下游 2km，两侧 1km 的矩形区域作为评价范围，管线两侧外延 200m 范围，评价区面积约 20km²
3	地表水环境		三级 B	-
4	生态环境		二级	井场场界周围 50 米范围，未占用生态敏感区管线两侧外延 300 米范围，占用生态敏感区管线两侧外延 1 千米范围
5	声环境		二级	井场边界向外 200m 评价范围
6	土壤环境	生态影响型	二级	井场占地范围内全部以及占地范围外 2km 范围内，管线边界两侧向外延伸 0.2km
		污染影响型	一级	井场占地范围内全部以及占地范围外 1km 范围内，管线边界两侧向外延伸 0.2km
7	环境风险		简单分析	-

图 2.5-1　本项目各环境要素评价范围图

2.6 环境保护目标

（1）污染控制目标

根据项目排污特点和周围环境情况，确定本评价污染控制及保护环境的目标为：项目建设应符合清洁生产的原则，采取成熟可靠的工艺技术，保证本项目污染物实现达标排放（符合相应标准要求，并使固体废物得到合理利用或无害化处置），使项目主要污染物排放总量符合国家和地方总量控制的要求。本项目建成后，当地环境质量不发生较大改变，仍保持相应环境功能区划要求。

（2）环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态保护目标主要为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。结合现状调查，同时按照《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（生态环境部令第16号），将永久基本农田、水土流失重点治理区等环境敏感区加入生态保护目标，本项目占用永久基本农田，位于水土流失重点治理区。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），环境空气保护目标为一类区的自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域，二类区中的居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域。经调查，本项目距离最近的额兰塔木村0.5km。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境保护目标为潜水含水层和可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层，集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，以及《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。根据调查，本项目不穿越水源保护区，周边的居民区的饮水方式为集中供水，不涉及分散式饮用水水源地。本评价将评价范围内的区域潜水含水层作为地下水环境保护目标。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），声环境保护目标为依据法律法规、标准政策等确定的需要保持安静的建筑物及建筑物集中区。经调查，本项目评价范围内不涉及。

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，本项目所在区域土壤盐分含量大于 4g/kg，属于《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D.1 土壤盐化地区，pH 介于 8.0~8.7，即本项目所在区域属于土壤轻度碱化地区，本项目同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境敏感目标为可能受人为活动影响的、与土壤环境相关的敏感区或对象。结合现状调查，本项目评价范围内不涉及。

综上，本项目主要环境保护目标见表 2.6-1~6。

表 2.6-1 生态环境保护目标一览表

环境要素	评价范围	名称	主要保护对象	相对本项目位置	保护目标特征
生态环境	井场场界周围 50m 范围，未占用生态敏感区管线两侧外延 300 米范围，占用生态敏感区管线两侧外延 1 千米范围	永久基本农田		本项目占用 0.366hm^2	种植作物为棉花和核桃树等
		塔里木河流域水土流失重点治理区		评价范围内	水土流失
		植物	野生植物	评价范围内	盐穗木、合头草、假木贼和猪毛菜等
		动物	野生动物	评价范围内	/

表 2.6-2 地下水环境保护目标一览表

环境要素	评价范围	名称	相对本项目位置	环境功能要求	备注
地下水环境	井场上游 1km，下游 2km，两侧 1km 的矩形区域，管线两侧外延 200m 范围	评价范围内潜水含水层	井场及周边	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准	不低于现状，不对评价区域地下水产生污染影响

表 2.6-3 土壤环境保护目标一览表

环境要素	评价范围	名称	相对本项目位置	环境功能要求	备注
土壤环境	井场外扩 2km 范围，管线边界两侧向外延伸 0.2km	评价范围内土壤	井场及周边	占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1第二类用地筛选值标准；占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）风险筛选值	-
		评价范围内耕地			

表 2.6-4　大气环境保护目标一览表

环境要素	评价范围	名称	相对本项目位置	环境功能要求	备注
大气环境	以井场为中心，边长5km的矩形区域	乌恰村	YH1-H7 井西北侧 4.1km	施工期无组织排放扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值。运营期油气开采过程中井场厂界内无组织排放的非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表 A.1 厂区内 VOCs 无组织排放限值；井场厂界外无组织排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；无组织排放的硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建项目二级标准	不低于现状
		萨喀古村	YH1-H7 井西北侧 4.7km		
		克力塔木村	YH1-H7 井西北侧 2.7km		
		额兰塔木村	YH1-H7 井北侧 0.5km		
		阿克提其村	YH1-6H 井东北侧 2.4km		
		乌尊艾日克村	YH1-6H 井东北侧 4.4km		
		英吐尔二村	YH1-6H 井东北侧 4.3km		
		乌尊二村	YH1-6H 井东北侧 3.3km		
		英尼和村	YH1-6H 井南侧 2.9km		

表 2.6-5　声环境保护目标一览表

环境要素	评价范围	名称	相对本项目位置	环境功能要求	备注
声环境	井场边界向外 200m 内	项目区声环境	井场边界向外 200m 评价范围内	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准	不低于现状，不对评价区域声环境产生影响。

表 2.6-6　环境风险保护目标一览表

环境要素	评价范围	名称	相对本项目位置	环境功能要求	备注
环境风险	参照大气环境评价范围	环境风险	井场及周边	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	-

图 2.6-1　本项目与生态红线位置关系图

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）要求，结合建设项目具体特点、周围区域环境现状、环境功能区划，确定本次评价内容包括建设项目工程概况和工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价、环境保护措施可行性论证、温室气体排放影响评价、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、结论，见表 2.7-1。

表 2.7-1　评价内容一览表

序号	评价专题	评价内容
1	建设项目工程概况和工程分析	项目概况、油气资源概况、工程组成、工程分析、依托工程，根据污染物产生环节、方式及治理措施，核算有组织与无组织的污染物产生和排放强度，给出污染因子及其产生和排放的方式、浓度及数量等。
2	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境质量现状调查（包括生态环境、地下水环境、地表水环境、土壤环境、大气环境、声环境）
3	环境影响预测与评价	分为施工期、运营期和退役期。对施工期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析，并提出切实可行的减缓措施。运营期对废气、废水、噪声、固体废物、土壤进行了影响预测和分析。对退役期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析，并提出切实可行的减缓措施。根据项目特点开展了环境风险评价。
4	环境保护措施可行性论证	针对废气、废水、噪声、固体废物、土壤污染防治措施及依托措施进行论证。
5	温室气体排放影响评价	在原燃料清洁替代、节能降耗技术、余热余能利用、清洁运输、挥发性有机物与甲烷协同控制等方面提出针对性的控制措施与要求。
6	环境影响经济损益分析	从项目环境效益、社会效益、综合效益等方面叙述。
7	环境管理与监测计划	根据国家环境管理与监测要求，给出项目环境管理制度和日常监测计划，给出污染物排放清单、制定环保“三同时”验收一览表。
8	结论	根据上述各章节的相关分析结果，结合生态环境质量目标要求，明确给出建设项目的生态环境影响可行或不可行的结论。

2.7.2 评价重点

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

（1）工程分析；

（2）生态环境影响评价；

（3）土壤及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 评价时段和评价方法

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

本项目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。本次评价采用了实测法、类比分析法、产污系数法、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　评价内容一览表

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

3 建设项目工程概况和工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

（1）现有工程总体概况

本次开发区域位于牙哈 1 井区内，行政隶属于阿克苏地区库车市。牙哈 1 井区共部署 9 口井，其中开井 6 口，废弃 1 口，停用 1 口；计量阀组 2 座，分别位于 YH1 井、YH104 井，其中 YH1 井计量阀组下辖 YH1 井、YH1-H4 井、YH1-3 井、YH1-5H 井、YH105H 井；YH104 井计量阀组下辖 YH104 井、YH102 井、YH106 井、YH107 井；牙哈一转油站 1 座，负责 YH1 井计量阀组和 YH104 井计量阀组来油气的分离并将产液转输至东一联合站，并负责东河油田偏远井区汽车拉运原油的卸油和转输。

（2）公辅工程建设情况

①给排水

牙哈 1 井区内运营期无人值守，主要以巡检人员为主，生产过程中不涉及用水，废水主要为采出水和井下作业废液，采出水输至东一联合站，最终输至哈六联合站处理达标后回注地层，井下作业废液由专用罐收集后，定期拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理。

②供热

牙哈 1 井区内各井场设置有电磁加热撬，不涉及燃气使用。

③供电

牙哈 1 井区采用 35kV 线路供电，已建 35kV 架空线路采用 JL/G1A-120/20，最大负荷约为 1500kW。

（3）集输管线及道路建设情况

①集输管线及运输情况

牙哈 1 井区建有 YH1 集油支线和 YH104 集油支线 2 条。YH1 集油支线管径为 DN200，设计压力 1.6MPa，管线材质为 20#钢，管线长度约 200m；YH104 集油支线管径为 DN200，设计压力 1.6MPa，管线材质为 20#钢，管线长度约 10km。两条集油支线的油气转输至牙哈一转油站进行气液分离和外输。

②内部道路建设情况

目前牙哈 1 井区周边现有多条村道与外界连通，井区内部主干路、各井场道路均为砂石路面，路面修建均符合油田内部建设标准。

3.1.2 区块环保手续履行情况

根据近年来的环评及验收文件，经备案后的环评文件作为生态环境主管部门环境管理的依据，为油田日常环保监督管理和排污许可提供技术支撑。牙哈 1 井区属于东河油田，牙哈 1 井区内已开展的工程环保手续履行情况、环境风险应急预案、排污许可等手续情况见表 3.1-1。

表 3.1-1　牙哈 1 井区主要环保手续履行情况一览表

序号	类别		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
1	环评及验收	哈六联合站	哈拉哈塘油田 6 区块产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2011〕1094 号	2011 年 11 月 18 日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2017〕1548 号	2017 年 10 月 1 日
2		东一联合站	塔北油田开发工程	原国家环保局	环监〔1992〕435 号	1992 年 12 月 12 日	自主验收	/	2021 年 9 月 18 日
3		牙哈 1 转油站	东河油田零散区块地面建设工程	原阿克苏地区环保局	阿地环函字〔2006〕174 号	2006 年 11 月 1 日	阿克苏地区生态环境局	登记表：BA652900YS2022-41	2022 年 1 月 21 日
4		YH1-H4 井	塔里木油田东河 1 石炭系油藏注天然气辅助重力驱开发试验	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2014〕1391 号	2014 年 12 月 1 日	自主验收	油开字〔2018〕28 号	2018 年 4 月 24 日
		YH105H 井							
		YH1 计量阀组							
5		YH1-5H 井	牙哈 1 井区寒武系初步开发方案地面工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字〔2019〕182 号	2019 年 4 月 9 日	自主验收	/	2022 年 1 月 23 日
6	环境风险应急预案		塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件应急预案	2023 年 1 月 9 日修编了应急预案，在阿克苏地区生态环境局库车市分局进行了备案（备案编号：652923-2023-001-L）					
7	排污许可执行情况		东河采油气管理区污染源排污许可登记	2024 年 1 月 5 日，塔里木油田分公司东河采油气管理区变更了排污许可证（证书编号：91652800715549 11XG029U），有效期至 2028 年 4 月 3 日。					
8	环境影响后评价开展情况		东河油气开发部东河油田环境影响后评价报告书	2021 年 3 月 15 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅备案意见（新环环评函〔2021〕225 号）					

3.1.3 区块环境影响回顾评价

本次评价根据牙哈 1 井区历史调查资料、现场踏勘情况及调查结果，对牙哈 1 井区分别从生态环境影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态环境影响回顾评价

（1）植被影响回顾分析

油气田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田道路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响，其次污染物排放也将对天然植被产生一定的不利影响。牙哈 1 井区所在区域植被主要为盐爪爪、短叶假木贼。钻井过程中因地表扰动造成的植被破坏，目前正在逐步恢复过程中。

（2）野生动物影响回顾分析

①破坏栖息环境

油田开发建设，除各种占地直接破坏动物栖息环境外，各面、线状构筑物对栖息地造成分割，加上各种机械产生的噪声和人员活动，使原先相对完整的栖息地破碎化和岛屿化，连通程度下降，对物种的扩散和迁徙产生阻碍和限制。

②人类活动对野生动物生存的干扰

在钻前建设和油建等工程实施过程中，人为活动不断侵入野生动物活动领域，迫使一些对人为影响敏感的种类逃往邻近未影响区域。随着地面工程影响结束和油气田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，除未逃离的种类可继续生存外，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感（两栖类、爬行类、小型鸟类）的种类，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时会增加一些适应人类影响的种类。

综上所述，施工期和运营期对野生动物的负面影响可接受，未发生捕猎野生保护动物的现象。

（3）生态保护措施回顾

①井场

钻井工程结束后，对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了水泥板，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。井场永久性占地面积在 40m×60m，

符合施工设计要求。施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理。

②管线和道路

项目区域公路和管线建设对植被的影响主要是通过施工机械、施工人员对地表的践踏、碾压、开挖，改变了土壤坚实度的同时，损伤和破坏了植被。施工结束后，植被可以不同程度地进行恢复。

施工结束后管沟回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被正在逐步恢复过程中。

项目区勘探开发时间较短，但至各单井为独立的砂石路面，路面宽约 4.5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免了对项目区域地表的扰动和破坏。施工结束后已平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。

3.1.3.2 水环境影响回顾评价

根据本次调查情况，区块已有钻井工程废水包括钻井废水、酸化压裂返排液及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；酸化压裂返排液排入回收罐中，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水排入生活污水池（采用环保防渗膜防渗）暂存，由吸污车拉运至东河作业区公寓生活污水处理设施处理。运营期各种生产废水和生活污水均得到有效的处理，可有效防范对地下水的影响。

根据总体开发方案，油气田采用全密闭集输工艺流程，整个开采过程中具有严格的技术规程和防范措施，采出液输至东一联合站，最终转输至哈六联合站处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后，根据井场注水需要回注地层。根据油田公司作业要求，井场修井作业等采用带罐作业，修井过程中产生的修井废液进专用罐存放后，定期通过车辆运输至运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。根据现场调研资料，牙哈 1 井区开发至今未发生管线破裂、储罐泄漏等污染事故。

3.1.3.3 大气环境影响回顾评价

根据现场调查，牙哈 1 井区开发过程中的大气污染物主要是井场、站场等无组织排放废气。针对以上污染源，采取了以下大气污染治理措施：

（1）在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用了管线输油的集输流程，井口设切断阀，集输过程、场站进口处设置紧急切断阀，输气、输油干线分段设置紧急切断系统，一旦发生事故，紧急切断油、气源，最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

（2）对各站场的设备、管线、阀门等定期进行了检查、检修，减少了跑、冒、滴、漏的发生；同时定期对油气集输管线进行巡检。

（3）在站场设置了可燃气体检测仪，可随时发现天然气泄漏并及时处理。

根据验收开展期间开展的污染源监测数据以及区域例行监测报告进行。各场站加热炉烟气中烟尘、SO_2、NO_X 排放浓度及烟气黑度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求；各站场及井场无组织排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求中无组织排放非甲烷烃监控浓度限值的要求，硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 恶臭污染物厂界标准值二级新扩改建标准。说明加热炉有组织废气污染防治措施、各井场及站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效。

3.1.3.4 声环境影响回顾评价

油气田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。但随着距离的增大，钻井施工噪声有一定程度的衰减，钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，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。

牙哈 1 井区内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、站场的各类机泵。根据验收期间的监测数据可知，牙哈 1 井区内井场、站场等厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）表 1 工业企业厂界环境噪声排放限值 2 类标准。因此油气田基本落实了噪声污染防治的相关措施，区块开发对周围环境的影响可行，在采取有效声污染防治措施后未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

3.1.3.5 固体废物环境影响回顾评价

根据本次调查情况，区块施工期固废主要是钻井岩屑、钻井泥浆、含油废物和生活垃圾等，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；含油废物采用钢制桶装收集后暂存在危废暂存间内，由有资质单位定期清运并进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至附近固废填埋场生活垃圾填埋池处置。通过分类收集和处理，可使其对周围环境的影响降至最小。

区块各井场及站场在选址、建设、处置和运行管理中严格执行塔里木油田分公司各项要求，严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《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，开发建设过程中所产生的各种固体废物均得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

总体来说，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置。

3.1.3.6 环境风险回顾评价

牙哈 1 井区隶属于塔里木油田分公司东河采油气管理区（原东河油气开发部）管理，《塔里木油田公司东河采油气管理区突发环境事件应急预案（库车市）》已在阿克苏地区生态环境局库车市分局进行了备案（备案编号：652923-2023-001-L），采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善，且未发生过重大风险事故。综合评价认为东河采油气管理区的风险事故管理和安全生产现状良好，现有的风险防范措施和事故应急预案按能够满足油田生产的要求。

3.1.3.7 与排污许可衔接情况

塔里木油田公司东河采油气管理区按照法律法规规定申领排污许可证工作，已取得东河采油气管理区固定污染源排污登记回执（登记编号：9165280071554911XG037X）；根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监〔1996〕470 号）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022），东河采油气

管理区建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行。

3.1.3.8 环境管理回顾

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，已建立了东河采油气管理区 QHSE 制度管理体系，并将各项环境管理制度作为 QHSE 制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

（1）环保设施运行记录

评价期调查发现，随着国家和自治区环境保护法律法规和政策的调整与规范，油田废气、废水、固体废物及危险废物污染防治设施运行记录较为规范、完整。

（2）档案管理

随着国家、自治区环境管理要求的提高，东河采油气管理区围绕 QHSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》（HJ/T 295-2006）《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》（HJ944-2018），东河采油气管理区建立并完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

3.1.4 区块污染物排放情况

根据东河采油气管理区例行监测进行的污染源监测数据，环境影响评价及竣工环境保护验收调查报告、监测结果分析及验收结论，牙哈 1 井区污染物年排放情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 牙哈 1 井区污染物排放情况一览表

名称	影响类别	污染物	现有污染物排放量（t/a）
牙哈 1 井区现有污染物排放量	废气	SO_2	0
		NO_X	0.810
		颗粒物	0.01
		非甲烷总烃	0.112
	废水		0
	固体废物		0

3.1.5 区块存在环保问题及整改措施

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范。具体存在的问题如下：

目前区块生态恢复情况一般，区域内现有正在运营的站场及管线周边生态环境处于逐步恢复过程中。

整改方案：

禁止区块内施工及运营人员踩踏永久占地以外的区域，减小区块生态自然恢复的干扰。以上整改工作油田公司正在进行中。

3.2 现有工程

3.2.1 现有工程概况

（1）基本情况

本项目利用老井 3 口，不涉及建设内容，仅将产能纳入拟建工程，不再进行评价。老井基本情况见表 3.2-1。

表 3.2-1　利用老井基本情况一览表

序号	井号	井类别	井口坐标	接入计转站	日产量
1	YH1-H4 井	生产井	**	YH1 计量阀组	产油 30.14t/d，产气 $1.66\times10^4m^3/d$
2	YH105H 井	生产井	**	YH1 计量阀组	产油 2.74t/d，产气 $0.15\times10^4m^3/d$
3	YH1-5H 井	生产井	**	YH1 计量阀组	产油 11.71t/d，产气 $0.64\times10^4m^3/d$

3.2.2 现有工程“三同时”执行情况

现有工程环评及验收情况见表 3.2-2 所示。

表 3.2-2　现有工程环评及验收情况一览表

序号	类别	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
1	YH1-H4 井 YH105H 井 YH1 计量阀组	塔里木油田东河 1 石炭系油藏注天然气辅助重力驱开发试验	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2014〕1391 号	2014 年 12 月 1 日	自主验收	油开字〔2018〕28 号	2018 年 4 月 24 日
2	YH1-5H 井	牙哈 1 井区寒武系初步开发方案地面工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字〔2019〕182 号	2019 年 4 月 9 日	自主验收	/	2022 年 1 月 23 日
3	牙哈 1 转油站	东河油田零散区块地面建设工程	原阿克苏地区环保局	阿地环函字〔2006〕174 号	2006 年 11 月 1 日	阿克苏地区生态环境局	登记表：BA652900YS2022-41	2022 年 1 月 21 日
4	东一联合站	塔北油田开发工程	原国家环保局	环监〔1992〕435 号	1992 年 12 月 12 日	/	/	/
5	哈六联合站	哈拉哈塘油田 6 区块产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2011〕1094 号	2011 年 11 月 18 日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2017〕1548 号	2017 年 10 月 1 日

3.2.3 现有工程污染物达标情况

目前 YH1-H4 井、YH105H 井、YH1-5H 井废气主要为井场无组织废气，废水污染源为采出水，噪声污染源为采油树噪声，固体废物主要为落地油。

根据企业自行监测数据，厂界无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）表 1 工业企业厂界环境噪声排放限值 2 类标准；采出水随采出液一起进入东一联合站处理达标后回注地层，落地油均由持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

3.2.4 现有工程污染物年排放量

根据现场调查和资料搜集情况，目前现有工程污染源排放见表 3.2-3。

表 3.2-3　现有工程污染物排放情况一览表

类别	废气				废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃		
现有工程排放量	0.01	0	0.610	0.089	0	0

3.2.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘结果，现有工程稳定运行，各污染物均能达标排放，现场调查过程中暂未发现环境问题。

3.3 拟建工程

3.3.1 项目概况

3.3.1.1 项目名称和性质

项目名称：塔里木油田牙哈油田牙哈1区块寒武系下丘里塔格组产能建设项目

建设性质：新建

建设周期：480天

3.3.1.2 建设地点

塔里木油田牙哈油田牙哈 1 区块寒武系下丘里塔格组产能建设项目位于阿克苏地区库车市境内，西距库车市 8km，东距牙哈镇 8km，由东河采油气管理区管辖。

本项目不涉及中央及自治区生态环境保护督察整改问题。本项目地理坐标见表 3.3-1。地理位置见图 3.3-1。

表 3.3-1　本项目坐标一览表

名称	坐标	备注
YH1-6H 井	**	新钻井
YH1-H7 井	**	新钻井

3.3.1.3 建设规模

本项目主要建设内容包括：①部署采油井 5 口，其中利用老井 3 口（YH1-H4 井、YH105H 井、YH1-5H 井），新钻井 2 口（YH1-6H 井、YH1-H7 井）。②2 座井场内均建设空气源热泵 1 套。③新建集输管线共计 1.7km。④YH1 阀组改造（拆除现有手动阀门，原位新建电动球阀）。⑤配套建设供配电、自控、通信、土建、防腐等公辅工程。本项目产能规模为原油 50t/d，伴生气 $2.75\times10^4m^3/d$。

3.3.1.4 工程组成

本项目组成包括主体工程、公辅工程、环保工程、依托工程等。工程组成见表3.3-2。

表 3.3-2　工程组成一览表

序号	项目名称	类型		工程内容及规模
1	产能	原油		50t/d
		伴生气		$2.75\times10^4m^3/d$
2	主体工程	钻前工程	YH1-6H 井、YH1-H7 井	YH1-6H 井和 YH1-H7 井井场地平整和修建通井道路，单座井场内配套建设钻井平台、岩屑池（1 座，$1000m^3$）、应急池（1 座，$100m^3$）等；单座井场外设置放喷池（2 座，单个容积 $200m^3$）。
		钻井工程	YH1-6H 井、YH1-H7 井	YH1-6H 井和 YH1-H7 井井场采用水平井结构，采用塔标Ⅰ四开井身结构，总进尺 1.31 万米。一开采用膨润土~聚合物体系；二开上部采用聚合物体系，二开下部采用氯化钾聚磺体系；三开采用氯化钾聚磺体系；四开采用聚磺体系。
		油气集输工程	空气源热泵	单座井场新建空气源热泵 1 套，用于井口加热。共计空气源热泵 2 套。
			集油管道	新建 YH1-6H 井至 YH1 计量阀组集输管线 1.2km；YH1-H7 井至 YH1 计量阀组集输管线 0.5km。2 条集输管线共计 1.7km，采用埋地敷设方式。
3	公辅工程	供水工程		施工期用水采用罐车拉运。施工期钻井废水全部回用，管线试压废水泼洒抑尘，生活污水通过吸污车拉运至东河作业区公寓生活污水处理设施处理，压裂返排液运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

			运营期采出水随采出液一并输至牙哈 1 转油站，最终输至哈六联合站处理达标后回注地层；井下作业废液运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。
		供电工程	新建 10kV 电力线 0.72km，63kVA 电力变压器 2 台。柴油发电机 2 台（备用）。
		自控工程	YH1 阀组拆除现有手动阀门，原位新建电动球阀。2 座井场内均新建远程控制终端单元（RTU）1 套、1 台百兆自控交换机、1 个室外一体化云台高清网络摄像机。
		通信工程	新建 12 芯铠装单模光缆（GYTA53 12B1.3）共计 2.6km。
		消防工程	新建装置区设置手提式磷酸铵盐干粉灭火器 8 具。
		道路工程	新建通井道路共计 6.7m，采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m。
4	环保工程	废气	施工期：施工扬尘采取洒水抑尘措施，焊接使用无毒低尘焊条，运输车辆定期检修，燃用合格油品，测试放喷废气引至井场放空火炬点燃。 运营期：油气集输采取密闭输送工艺；定期对井场进行巡检。 退役期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施。
		废水	施工期：钻井废水全部回收用于配制泥浆；压裂返排液排入回收罐中，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注；管线试压废水循环使用后用于区域洒水抑尘；生活污水经井场生活污水池收集后，定期拉运至东河作业区公寓生活污水处理设施处理。 运营期：采出水随原油和伴生气一起输送至哈六联合站处理，达标后回注地层；井下作业废液采取带罐作业，产生的废液采用回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。运营期无新增生活污水。 退役期：无废水产生。
		噪声	施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间。 运营期：选用低噪声设备、基础减振。 退役期：合理安排作业时间。
		固废	施工期：废弃膨润土泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的道路和井场；废弃磺化泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相直接拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；施工土方全部用于井场平整或回填至周边低洼场地；建筑垃圾应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至东河作业区固体废物填埋场合规处置；生活垃圾集中收集后，定期清运至东河作业区固废填埋场填埋处置；废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料暂存于井场危险废物贮存点，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。 运营期：落地油和废防渗材料委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置，不在井场贮存。 退役期：退役期设备拆除过程中产生的落地油委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

		生态	施工期：严格控制施工作业带宽度，采用管沟分层开挖、分层回填等措施；临时堆土设置防尘网苫盖，设置限行彩条旗；施工结束后，及时对管沟进行回填，将表层土用于复耕，恢复到原来土地使用功能水平。 运营期：管线上方设置标志，定时巡查井场、管线。 退役期：地面设施拆除、封井和井场清理等。
		环境风险	管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，站场设置可燃气体泄漏检测报警仪和硫化氢检测仪。
5	依托工程	牙哈1转油站	采出水随油气混合物输送至YH1计量阀组，随后进入牙哈1转油站输至东一联合站，最终输至哈六联合站处理达标后回注地层。
		东一联合站	
		哈六联合站	
		哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站	井下作业废液、压裂返排液、废弃磺化泥浆及钻井岩屑依托哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置。

图 3.3-1　本项目地理位置图

3.3.1.5 工程投资

本项目总投资约 14736 万元。

3.3.1.6 劳动组织及定员

本项目不新增劳动定员，均依托现有东河采油气管理区工作人员。

3.3.2 油气资源概况

3.3.2.1 区域地质构造

牙哈寒武系油藏位于塔北隆起轮台凸起牙哈潜山富油气构造带，工区面积 498km^2，其中牙哈 1 井区钻遇上寒武白云岩储层，牙哈寒武系潜山是一个完整的背斜，面积 66.72km^2。

牙哈 1 号圈闭为受南部牙哈大断裂断裂控制的断背斜，呈近北东走向。圈闭长轴走向北东向，长轴长 2.45km，短轴走向北西向，短轴长 0.9km，内部无断裂发育，整体上构造较为完整。

牙哈 107 号圈闭为受南部牙哈大断的伴生断裂切割的长轴背斜构造，背斜形态较为完整，圈闭走向为北东-南西向，长轴走向北东向，长轴长 3.44km，短轴走向北西向，短轴长 0.8km，内部无断裂发育，发育两个局部高点，整体上圈闭形态较为完整。

3.3.2.2 储层特征

牙哈 1 区块自上而下钻遇的地层有第四系、新近系、古近系、白垩系、寒武系。其中，目的层为寒武系丘里塔格组。丘里塔格组地层厚 200m，岩性以浅灰、褐灰色粉-细晶白云岩为主。储集层为上寒武中细晶白云岩，基质孔、裂缝发育，平均测井孔隙度 6.7%，储层物性好。白垩系舒善河组泥岩厚度稳定（160-250m），岩性纯、封盖条件好，与下伏上寒武统白云岩形成良好的储盖组合。

储集空间以白云石晶间孔为主，其次为溶蚀孔洞、扩溶缝、网状缝，成像测井资料表明以裂缝孔洞型储层为主，高角度缝非常发育。岩心实测孔隙度分布在 2.39%~11.91%，平均值 4.6%；渗透率分布在 0.01mD~404mD，平均值 6.2mD，以低孔低渗为主。

3.3.2.3 流体性质参数

（1）原油性质

牙哈 1 井区原油具有轻质、低粘度、低含硫、低胶质+沥青质、高含蜡的特征。地面原油密度 0.829g/cm^3~0.842g/cm^3，平均 0.835g/cm^3；50℃原油动力粘度 2.298mPa•s~3.064mPa•s，平均 2.654 mPa•s；含蜡量 3.8%~10.6%，平均 8.54%；含硫量 0.17%~0.29%，平均 0.24%；胶质含量平均 0.914%；沥青质含量平均 0.374%；区块平均气油比 550m^3/t。

（2）伴生气性质

牙哈1井区伴生气为溶解气、非烃类含量低的湿气，不含硫化氢。伴生气相对密度0.62~0.76，平均0.71；甲烷含量74%~77.8%，平均75.5%；乙烷含量9.7%~11.0%，平均10.4%；二氧化碳含量1.73%~4.65 %，平均3.25%；氮气含量2.35%~3.78 %，平均2.78%。

（3）地层水质分析

牙哈 1 井区地层水质为高矿化度 $CaCl_2$ 型地层水，密度 1.066g/cm^3；Cl^-含量 2.76×10^{4}mg/L，总矿化度 6.53×10^{4}mg/L。

3.3.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.3-3。

表 3.3-3　本项目主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	新钻井	口	2
2		老井利用	口	3
3		集油管道	km	1.7
4		产原油规模	t/d	50
5		产气规模	10^{4}m^3/d	2.75
6		总进尺深度	m	13100
7	能耗指标	年耗电量	10^{4}kWh/a	46.3
8		钻井耗水量	m^3/100m	22.8
9	综合指标	总投资	万元	14736
10		环保投资	万元	294.51
11		永久占地面积	hm^2	0.387

12		临时占地面积	hm^2	1.36
13		劳动定员	人	无人值守
14		工作制度	h	8760

3.3.4 工程组成

3.3.4.1 总体开发方案

（1）开发部署

本项目对 YH1-6H 井场和 YH1-H7 井场进行布置，采油井场为无人值守站场，定期巡检。参照油田公司标准化井场建设，井场长 40m×宽 40m。井场主要设置有井口区、空气源热泵和通信杆。通信杆布置在井场入口处，井场放喷池布置在井场的最小频率风向的上风侧，本项目平面布置图见 3.3-2。

（2）开发指标预测

牙哈 1 井区预计最高年产油 2.46×10^4t/a，伴生气 $0.135\times10^8m^3/a$。

图 3.3-2　YH1-6H 井和 YH1-H7 井井场平面布置图

3.3.4.2 主体工程

本项目主体工程主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场及站场工程和油气集输工程内容。其中 YH1-H4 井、YH105H 井、YH1-5H 井属于老井利用，不涉及建设内容，仅将产能纳入本项目，不再进行评价。

（1）钻前工程

钻前工程主要进行场地平整进场道路修建等，施工周期约 10d。本项目 YH1-6H 井场和 YH1-H7 井场属于新钻井场，需进行钻前工程建设为后续钻井提供便利条件。

钻前工程主要建设内容包括修建进场道路、钻井区域地表作物清理、场地平整、池体修建以及配套的营地建设等，营地一般建设在井场周边 500m 至 1km 处，主要分布在主干道周边，营地建设主要为地表植被清理、场地平整、生活污水池开挖等内容，具体建设内容及工程量见表 3.3-4。

表 3.3-4　单座井场钻前工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场面积	长×宽	m^2	1600	新建，40m×40m
2	应急池	100m^3	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
	岩屑池	1000m^3	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
3	主放喷池	200m^3	个	1	环保防渗膜+混凝土
	副放喷池	200m^3	个	1	环保防渗膜+混凝土
4	生活污水池	300m^3	个	1	生活污水暂存；“环保防渗膜+混凝土”防渗
	活动房	-	座	2	人员居住；撬装装置
5	生活区	长×宽	m^2	3500	新建，50m×70m
6	井场道路	-	m	6.7	井场道路宽约 4.5m，用砂石路面结构

钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机和推土机等，单座井场钻前工程阶段所需设备设施情况见表 3.3-5。

表 3.3-5　井场钻前工程施工所用机械一览表

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量/单座井场
装载机	-	-	辆	2
挖掘机	-	-	辆	2
推土机	-	-	辆	2

（2）钻井工程

①井位部署

本项目在牙哈 1 井区部署 2 口井（YH1-6H 井和 YH1-H7 井），均为水平井，2 口井总进尺长度 13100m，其中 YH1-6H 井井深 6388m，YH1-H7 井井深 6712m。钻井期井场平面布置情况见图 3.3-3。

图 3.3-3　钻井期平面布置示意图

②井身结构

本项目计划部署 2 口井，均采用塔标I四开井身结构，目的层为为寒武系下丘里塔格组。

一开：17 1/2″钻头钻至 800 米，下 13 3/8″套管封固疏松地层；

二开：12 1/4″钻头钻穿吉迪克组底部，下 9 5/8″套管封固高压盐水层；

三开：8 1/2″钻头揭开目的层垂深 2 米中完，下 7″套管封固古近系~白垩系水层；

四开：6″钻头钻至设计井深完钻，下 5″套管完井。

表 3.3-6　YH1-6H 井井身结构

开钻顺序	钻头尺寸（mm）	井段（m）	进尺（m）	套管尺寸（mm）	钻井液体系
一开	444.5	0-800	800	339.7	膨润土-聚合物
二开	311.2	800-5312	4512	244.5	聚合物
三开	215.9	5312-6127	815	177.8	氯化钾聚磺
四开	152.4	6127-6388	261	127	聚磺

表 3.3-7　YH1-H7 井井身结构

开钻顺序	钻头尺寸（mm）	井段（m）	进尺（m）	套管尺寸（mm）	钻井液体系
一开	444.5	0-800	800	339.7	膨润土-聚合物
二开	311.2	800-5330	4530	244.5	聚合物
三开	215.9	5330-6069	739	177.8	氯化钾聚磺
四开	152.4	6069-6385	316	127	聚磺

YH1-6H 井井身结构　　YH1-H7 井井身结构

图 3.3-4　井身结构示意图

③钻井液体系

本项目钻井过程中涉及钻井液情况见 3.3-8。

表 3.3-8　钻井液体系表

序号	开次	地层井段	钻井液体系
1	一开	第四系	膨润土-聚合物体系
2	二开上部	新近系库车组	聚合物体系
3	二开下部	新近系吉迪克组	氯化钾聚磺体系
4	三开	古近系库姆格列木群上泥岩段	氯化钾聚磺体系
5	四开	白垩系~寒武系	聚磺体系

④固井方案

本项目固井方案见 3.3-9。

表 3.3-9　固井方案表

序号	开次	固井工艺	浆柱结构
1	一开	单级固井	1.03g/cm^3 冲洗液+1.88g/cm^3 水泥浆（返至井口）
2	二开	双级固井	一级：隔离液+ 1.40-1.60 低密度领浆+1.88 尾浆，尾浆封固盐水以上 200m 二级：隔离液+1.40-1.60 低密度领浆+1.88 尾浆
3	三开	尾管固井	隔离液+常规密度双凝水泥浆
4	四开	尾管固井	隔离液+常规密度双凝防窜水泥浆，若现场考虑领尾浆混窜严重，在压稳条件下可使用单凝水泥浆

⑤钻机选型及钻井周期

钻井使用 ZJ70 型钻机，同时钻井作业过程中配套齐全辅助设备、救生消防装备。

本项目 YH1-6H 井钻井周期 118 天，完井周期 139 天；YH1-H7 井钻井周期 101 天，完井周期 122 天，钻井队编制约 60 人。

⑥主要设备设施

钻井工程主要施工设备为机械钻机、运输车、装载机及配套设施，设备设施情况见表 3.3-10。

表 3.3-10　单座井场机械设备一览表

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量/单座井场
机械钻机	ZJ70 钻机	-	-	1 套
井架	JJ450/45-X	4500	kN	1 套
底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1 套
绞车	JC70LDB	1470	kW	1 套

天车	TC450	4500	kN	1 套
游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	1 套
水龙头	SL450-5	4500	kN	1 套
转盘	ZP375	5850	kN	1 套
柴油发电机	-	800	kW	2 台
泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2 台
循环罐	-	60	m^3	7 个
振动筛	-	-	m^3/h	2 台
除气器	ZCQ220	240	m^3/h	1 台
泥浆不落地系统	-	-	-	1 套
钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m^3/h	1 台
离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m^3/h	1 台
液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m^3/h	1 台
环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1
单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1
双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	2
压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	1
节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	1

表 3.3-11　单座井场钻井过程所用机械一览表

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量/单座井场
采油树	-	-	-	1 套
三相计量分离器	-	-	-	1 套
油储罐	-	50	m^3	4 个
放空管	-	-	-	1 个

⑦原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电通过附近电网引入，柴油发电机作为备用。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。井场原材料消耗与井身结构有关，井场原材料消耗量情况见表 3.3-12。

表 3.3-12　井场钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
1	水	m^3	1450	-	配制泥浆
2	水泥+硅粉	t	223	硅石提炼硅铁后的排放物，为粉状物料，外	用于固井

				观颜色为灰绿色，硅粉成分相对稳定，烧失量小，属纯度较高的硅质物料；水泥的主要原料为石灰或硅酸钙，硬化后能够抵抗淡水或含盐水的侵蚀	
3	基础材料（膨润土）	t	144	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性	用于配制泥浆
4	基础材料（Na_2CO_3）	t	4	纯碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇	用于调节钻井液 pH 值
5	烧碱/NaOH	t	16	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性	用于调节钻井液 pH 值
6	大分子聚合物/80A51/NM1-4 等	t	21	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
7	羧甲基纤维素/CMC-LV 等	t	2	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明粘稠液体，具有较好耐盐性	钻井液增粘和降滤失剂
8	中分子聚合物/LP++等	t	10	低黏度乳液聚合物，钻井液稳定剂、增黏和降滤失剂	钻井液降滤失剂
9	小分子聚合物/双聚铵盐 NP-2 等	t	10	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂
10	抗温降滤失剂/HX-E/TSH-2 等	t	31	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点	钻井液降滤失剂
11	磺化酚醛树脂/SMP-2/3	t	104	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制粘度的作用，抗盐性能好	钻井液处理剂
12	磺化褐煤树脂/SPNH	t	72	酚醛树脂和腐植酸缩合物	钻井液抗高温抗盐降滤失剂
13	加重剂/重晶石粉	t	748	主要成分 $BaSO_4$，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm^3	钻井液加重剂
14	加重剂/石灰石粉	t	182	主要成分 $CaCO_3$，可溶于含 CO_2 的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对油层的污染	钻井液加重剂
15	除硫剂	t	4	主要成分碱式碳酸锌，白色细微无定形粉末，无臭、 无味	钻井液除硫剂
16	防塌剂（胶体）/SY-A01 等	t	54	黑色胶状物、均匀分散，无漂浮固状物	钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂
17	防塌剂（粉剂）/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	92	磺化沥青，粉状，可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散，吸附在页岩微缝上阻止水渗入，改善井壁泥饼润滑性，抗盐性好	钻井液防塌剂
18	润滑剂/PRH-1/TRH-1 等	t	70	仿烃类衍生物复配，棕褐色液体	钻井液润滑剂
19	氯化钾	t	177	无色立方晶体或白色结晶，可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌	提高钻井液黏度和切力，抑制盐岩井段盐溶，钻井液防塌剂
20	超细碳酸钙	t	21	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙	钻井液酸中和剂，调节泥浆 pH 值
21	固体润滑剂/SHR-102 等	t	6	特种树脂，黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂

22	随钻堵漏剂/TYSD-1/TP-2等	t	34	灰白色粉末，随钻堵漏剂改性植物纤维系该性天然植物高分子复合材料，具有良好的水溶胀桥接封堵动能，粘附性强，不受电解质污染影响，无毒，无害	堵漏裂缝性漏失，钻井液随钻堵漏剂
23	润滑剂	t	14	硫化脂肪酸皂，亚硝酸钠等，具有良好的抗磨阻性和降黏附性，无荧光干扰，不影响地质录井	改善钻井液润滑性，钻井液润滑剂

⑧完井

钻井工程达到设计要求后完钻。本项目为套管射孔完井，采用管柱传输射孔工艺，水平段射孔枪受尾管尺寸限制选择合适枪型（SQ-89及以下），超深穿透射孔弹，孔密16孔/米，螺旋布孔，相位60°（水平井需要根据实钻后地质与钻井情况确定），耐温 210℃/48h。

（3）储层改造工程

①射孔工艺

本项目采用管柱传输射孔工艺。管柱传输射孔是库车山前主要射孔方式，射孔作业实施情况良好，工艺技术成熟。

射孔参数推荐：射孔枪：SQ-89，超高温深穿透弹，孔密16孔/m，相位角60°。

②储层改造工艺

牙哈1井区以II、III类储层为主，储层裂缝不发育，属于低孔低渗孔隙型储层，根据库车山前油气田储层改造工艺优选方法和前期储层改造情况，推荐采用加砂压裂方式改造，对于漏失量大堵漏用料多的井，考虑采用加酸预处理后再压裂的复合改造方式。针对大斜度井和水平井，牙哈1井区储层厚度大，常规暂堵分层效果存在不确定性，推荐采用机械分层。考虑斜井和水平井钻遇储层更长，本项目新钻2口井采用“机械分段+段内暂堵”复合分段加砂压裂工艺。

③压裂方案

根据储层评估认识确定具体分段数量，优选采用“机械+暂堵”复合分层工艺，最终实现“纵横向”全井覆盖。

加砂压裂采用体系为超级瓜胶压裂液，根据单井不同温度下压裂液耐温抗剪切性能优化瓜胶浓度，需要酸液预处理时，使用常规酸液体系。根据管柱配置及前期储层改造情况，优选是否采用加重压裂液体系。根据区域现有井场钻井历史数据，区域压裂过程中压裂返排液返排率约为50%左右，约有50%的压裂返排液遗留在油气藏中。

表 3.3-13　钻井改造液体系配方

液体类型		配方
压裂液	常规酸液体系	前置酸：9%~12%盐酸+3%甲/乙酸+2%粘土稳定剂+3.6%缓蚀剂（2.4%主剂，1.2%辅剂）+1%助排剂+2%铁离子稳定剂+0.3%降阻剂+1%破乳剂 主体酸：9%~12%盐酸+3%甲/乙酸+1%~2%氢氟酸+2%粘土稳定剂+3.6%缓蚀剂（3.0%主剂，1.5%辅剂）+1%助排剂+2%铁离子稳定剂+0.3%降阻剂+1%破乳剂
	常规瓜胶压裂液	0.45%超级胍胶+1%助排剂+1%破乳剂+0.5%温度稳定剂+0.1%杀菌剂+2%粘土稳定剂+0.2%交联调节剂
	加重瓜胶压裂液	0.45%超级胍胶+20%KCl+1%助排剂+1%破乳剂+0.5%温度稳定剂+0.1%杀菌剂+0.2%交联调节剂
滑溜水		0.08%降阻剂+1%助排剂+1%破乳剂+0.1%杀菌剂+1%防膨剂+0.5%温度稳定剂

④压裂设备配置

压裂施工设备分为地面动力机械设备和井下工具，具体设备设施情况见表 3.3-14。

表 3.3-14　单座井场压裂施工所用机械一览表

设备或部件名称	参数	数量	备注
地面动力机械设备			
运输车辆	-	2 辆	运输压裂液
压裂车	20m³	2 辆	向井内注入高压的压裂液
混砂车	-	2 辆	将压裂液和支撑剂按一定比例混合后供给压裂车
仪表车	-	2 辆	计量仪表
管汇车	-	2 辆	由高压三通、四通、单流阀、控制阀等部件组成
井下工具			
喷砂器	-	2 套	向地层喷砂液，同时形成节流压差
封隔器	-	2 套	分隔井的压裂层段
水力锚	-	2 套	固定井下管柱

（4）井场工程

本项目新建采油井场 2 座，井口采出液经节流后通过空气源热泵加热，经新建集输管线输送至 YH1 计量阀组处理。井场装置均无人值守，定期巡检。井场主要工程内容见表 3.3-15。

表 3.3-15　本项目单座井场主要工程内容一览表

分类	设备名称	型号	单位	数量

单井 井场	井口撬	-	座	1
	空气源热泵	40kW 10MPa	座	1
	RTU 控制系统	-	座	1
	变电柜	-	座	1

图 3.3-5　井场运营期平面布置示意图

（5）油气集输工程

本项目新建 YH1-6H 井、YH1-H7 井至 YH1 计量阀组集输管线共计 1.7km，采用埋地敷设方式。具体管线部署情况见表 3.3-16。

表 3.3-16　集输管线部署一览表

序号	起点（坐标）	终点（坐标）	长度（km）	敷设方式	参数
1	YH1-6H 井 （**）	YH1 计量阀组 （**）	1.2	埋地敷设	DN80，5.5MPa，酸酐固化玻璃钢管
2	YH1-H7 井 （**）		0.5	埋地敷设	

（6）封井工程

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）要求进行施工作业，首先对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性。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，避免发生油水窜层；对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

3.3.4.3 公辅工程

（1）供水工程

①给水

施工期用水主要包括钻井用水和生活用水。钻井用水由罐车拉运至井场，井场生产用水量共计约 1450m^3，主要用于配制泥浆；生活用水由罐车拉至井场和生活区，井场工程井队人数约 60 人，施工天数 480d，按生活用水量 100L/d·人计，生活用水量总计约 2880m^3。

运营期井场为无人值守场站，无生产及生活给水。

②排水

施工期废水主要为生活污水、钻井废水、管线试压废水、压裂返排液。生活污水产生量约 2304m^3，生活污水排入生活污水池（采用环保防渗膜+水泥压边防渗）暂存后，通过吸污车拉运至东河作业区公寓生活污水处理设施处理。钻井废水约为 637m^3，由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。管线试压废水约为 20m^3，试压结束后用于洒水抑尘。压裂返排液产生量为 4800m^3，根据建设单位提供的钻井技术方案，储层改造过程中产生的压裂返排液采取不落地直接排入回收罐中，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注。

运营期采出水随油气混合物输送至 YH1 计量阀组，随后进入牙哈 1 转油站最终输至哈六联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

（2）供电工程

本项目新建 10kV 电力线共计 0.72km，接火点从国网已建 10kV 电力线杆 T 接，架空线采用绝缘导线 JKLGYJ-70/10。

（3）自控工程

本项目 YH1 阀组拆除现有手动阀门，原位新建电动球阀。本项目单座井场新建远程终端单元（RTU）一套。井场温度、压力等信号接入 RTU 系统。RTU 通过通讯设备将数据传至东河天然气站 SCADA 系统。

（4）通信工程

本项目新建井场至 YH1 阀组间 12 芯光缆共计 2.6km。单座井场新建 1 台百兆自控交换机，用于自控系统数据传输至牙哈 1 转油站，最终传至东河天然气站。

（5）消防工程

本项目井场设置手提式磷酸铵盐干粉灭火器共计 8 具。

（6）道路工程

本项目钻前工程需修建通井道路，通井道路从就近道路引接，共计新建通井道路 6.7m，采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m。

3.3.4.4 依托工程

（1）牙哈1转油站

①基本情况

牙哈1转油站于2006年11月1日取得原阿克苏地区环保局批复（阿地环函字〔2006〕174号），并于2022年1月21日取得阿克苏地区生态环境局出具的登记表（BA652900YS2022-41）。

牙哈1转油站于1998年4月25日建成投产，设计年处理能力45万吨。牙哈1转油站目前承担着牙哈1区块的油气初处理及集输任务，站内设气液分离、天然气处理及回收系统，承担着试采单井及其它油田临时卸油任务。设有分离器2台、除油器2台、转油泵3台、外输加热炉3台、清管器收球筒与发球筒各1套、汽车卸油系统1套。牙哈一转油站边设有第三方天然气回收站，可对转油站内分离出的天然气进行回收增压后用CNG槽车拉运。

②依托可行性

牙哈1转油站总处理规模为45万t/a，目前实际处理量25.6万t/a，负荷率为56.9%，剩余处理能力为19.4万t/a。本项目采出油气量约为1.5万t/a，可经新建采油管线输至牙哈1转油站，牙哈1转油站有富余处理能力能接收本项目采出的油气，因此，本项目采出的油气依托克牙哈1转油站进行油气分离及集输工作可行。

（2）东一联合站

①基本情况

东一联合站于1992年12月12日取得原国家环保局批复（环监〔1992〕435号）。东一联于1994年投产，是一个以处理原油为主的联合站，设计原油处理能力100×10^4t/a，天然气处理能力为$5\times10^4m^3/a$，污水处理能力$3000m^3/d$。东一联合站主要生产设施为原油生产设施1套、污水处理系统1套、消防系统1套。2020年12月东河至哈拉哈塘调水工程投用，东一联合站停用污水处理流程，2023年8月东一联合站油水混输到哈六联合站集中处理，东一联降级使用，站外来油气液分离后，液转输至哈六联处理，气集中在东河天然气处理站处理。

②依托可行性

目前东一联合站原油处理设施、天然气处理设施和污水处理系统均已停用，油气集输至东一联合站后通过管道输送至哈六联合站进行处理，仅做转输使用。

本项目采出的油气依托东一联合站进行油气分离及集输工作可行。

（3）哈六联合站

①基本情况

哈六联合站主要功能为油气分离，原油脱水，原油脱硫、天然气脱硫和脱水脱烃、原油外输、天然气外输、变电、注水、回灌和油田总控制中心等功能。哈6区原油经脱水、脱H_2S后，管道外输至轮一联。原油脱水采用稠稀油分质脱水工艺。稀油脱水采用二段热化学沉降脱水工艺，稠油脱水采用二级大罐沉降脱水工艺。油田伴生气经脱除H_2S、脱水和脱烃达到商品气条件后，外输至英东线并最终进入西气东输管道。由于哈6区原油、伴生气中的H_2S含量高，伴生气考虑就地在哈6联进行脱硫处理。脱硫后的天然气采用加乙二醇防冻剂丙烷制冷工艺进一步脱水、脱烃后增压后进入外输气管道至东河天然气处理站。哈六联合站于2011年11月18日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环评价函〔2011〕1094号），并于2017年10月01日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收（新环函〔2017〕1548号）。

②依托可行性

本项目采出液最终进入哈六联处理，哈六联合站运行负荷见表3.3-17。

表3.3-17　哈六联依托可行性分析

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本项目需处理量	依托可行性
1	原油10^4t/a	100	68	68%	32	0.9	可依托
2	采出水m^3/d	3000	1000	33%	2000	0.6	可依托

（4）哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站

①基本情况

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县东北部，分南北两个站址，其中北站址为污水处理环保站，设施的中心坐标为北纬**，东经**；南站址为固废处理环保站，设施的中心坐标为北纬**，东经**。哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站于2016年11月7日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2016〕1626号），并于2020年5月4日塔里木油田分公司通过自主验收。

②依托可行性

采取“涡凹气浮+溶气气浮+多介质过滤+袋式过滤”工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中的回注水质指标要求，用于哈拉哈塘油田油层回注用水。哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷见表3.3-18。

表3.3-18　哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站依托可行性分析

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本项目需处理量	依托可行性
1	井下作业废液	300m³/d	236m³/d	78.7%	64m³/d	76.04t/a	可依托

（5）东河作业区公寓生活污水处理装置

①基本情况

东河作业区公寓生活污水处理装置于2016年10月25日取得原阿克苏地区环保局批复（阿地环函字〔2016〕412号），并于2020年12月30日取得阿克苏地区生态环境局出具的登记表（BA652900YS2020-185）。

东河采油作业区生活区污水处理设施位于东河公寓东侧，主要处理东和作业区生活基地区的生活污水，设计污水处理规模污水量6m³/h，处理水质可以达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准。处理后的生活污水用于站外绿化灌溉。

②依托可行性

东河作业区公寓生活污水处理装置运行负荷见表3.3-19。

表3.3-19　东河作业区公寓生活污水处理装置依托可行性分析

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本项目需处理量	依托可行性
1	施工期生活污水	144m³/d	86m³/d	59.7%	58m³/d	4.8m³/d	可依托

（6）东河作业区固废填埋场

①基本情况

东河作业区固废填埋场于2007年12月5日取得原阿克苏地区环境保护局批复（阿地环函字〔2007〕247号），并于2019年1月通过自主验收。

东河作业区固废填埋场位于阿克苏地区库车市境内，中心坐标为北纬**、东经**。东河作业区固废填埋场包括5座生活垃圾填埋池，尺寸均为50m×40m×2.5m，总容积25000m³；7座一般工业固废填埋池，尺寸均为50m×40m×2.5m，

总容积 35000m^3。主要工序包括：收集拉运、倾倒、摊铺均匀、压实、覆土压实等工序。

②依托可行性

目前生活垃圾填埋池和一般工业固废填埋池仍有较大容量，可以满足本项目施工期生活垃圾和焊接及吹扫废渣处理需求。

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及产排污节点

3.4.1.1 施工期

（1）钻前工程

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，砂砾外购于库车市周边砂石料厂，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。

本项目充分利用现有道路，修建从井场至干线道路的井场道路合计约 6.7m，井场砂石路路基宽度为 4.5m。

②井场建设

根据井场平面布置图，先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对应急池、岩屑池、放喷池进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石对井场进行铺垫。

钻前工程主要废气为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为生活污水，生活污水排入生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至东河作业区公寓生活污水处理设施处理。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为井场建

设期间产生的土方、生活垃圾。土方用于场地平整；生活垃圾定点收集，定期送至东河作业区固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置。

（2）钻井工程

钻井工程主要为设备搬运及安装、钻井、录井、测井等。

①钻井

钻井工程采用常规旋转钻井工艺，使用的钻机为电钻机，钻井期间供电从附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。钻井用泥浆在泥浆罐内配制，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配制泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。

②录井

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔1米左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选出相对应地层的岩样。由于砂样中混有上部地层的岩屑，工作人员通常会根据砂样中不同岩样的百分含量和最新出现的岩屑成分来确定岩性，并用钻时快慢区分砂岩、泥岩等。若是发现钻时快，砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，钻遇非含油气砂岩层时多是白色、灰白色砂岩岩屑。

③测井

钻井工程使用放射源用于测井，提供服务的主要为塔里木油田分公司服务的乙方单位，均已编制了测井用密封型放射源项目环境影响报告表，并取得环评批复及新疆维吾尔自治区生态环境厅《辐射安全许可证》。

④固井

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一段井筒或保证顺利开采生产层中的油气资源。

钻井工程表层钻井液为膨润土泥浆，钻井时泥浆会粘附在井壁上，平衡地层压力，切断钻井液与地下水水力联系，一开后及时对井筒下入套管，进行水泥固井，可彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

钻井工程主要废气为施工扬尘、井场建设及设备安装期间施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为钻井废水及生活污水，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用；生活污水暂存在生活污水池，定期拉运至东河作业区生活污水处理装置处理。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为钻井期间产生的钻井泥浆及岩屑、废烧碱包装袋、机械检修时会产生少量废机油和废防渗材料等等；膨润土泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值要求后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；聚磺泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理后的磺化岩屑各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，还原土用于铺垫油区内的井场、道路；废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料收集后暂存于撬装式危废暂存间中，完井后将由井队委托有危废处置资质的公司接收处置；生活垃圾集中收集后，拉运至东河作业区固废填埋场填埋处置。

本项目计划部署5口井，其中老井利用3口，新钻井2口。本项目总进尺13100m。

（3）储层改造工程

储层改造工程主要包括射孔、压裂以及后续的测试放喷等。

①射孔

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

②压裂

经按比例配制好的压裂液由运输车辆拉运至井场暂存，通过混砂车将压裂液及支撑剂按一定比例混合后，通过管汇车输送至压裂车进行加压，向地层注入高于地层破裂压力的前置液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝，继续将带有支撑剂（石英砂、陶粒）的压裂液注入裂缝中，支撑剂留在地层中，形成填砂（或陶粒）裂缝带，可提高气层渗透性，从而达到增产的目的。停泵后，压裂返排液自喷返排至地面专用废液收集罐中，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

③测试放喷

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

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

储层改造工程主要废气为储层改造废气、放喷天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。废水主要为生活污水及压裂返排液，生活污水暂存在生活污水池，定期拉运至东河作业区公寓生活污水处理装置处理。压裂返排液采用专用废液收集罐收集，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。噪声为压裂车噪声及测试放喷高压气流噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，

避免局部噪声过高。固体废物为生活垃圾，定期送至东河作业区固废填埋场生活垃圾填埋池。

图 3.4-1　钻前工程、钻井工程及储层改造工程工艺流程及污染物排放示意图

（4）井场工程

对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气和焊接废气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量，焊接作业时使用无毒低尘焊条；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾，收集后统一清运至东河作业区固废填埋场生活垃圾填埋池处置。

（5）油气集输工程

管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、配套设备安装及连头、收尾工序等。管线施工工艺流程及产污环节见图3.4-2。

图3.4-2　　管线施工工艺流程及产污环节示意图

①施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。机车施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约8m的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

②管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线及天然气管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离≥5m，距离外输管线水平距离≥2m。管沟底宽0.8m，沟深1.6m，管沟边坡比为1:1，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电（光）缆交叉时，净距不小于0.5m，并对电（光）缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于0.3m。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。新建管道穿越沥青路时采用顶管的方式，穿越砂石路采用大开挖的穿越方式，穿越河流采用大开挖穿越方式。

图3.4-3　　一般地段管道施工方式断面示意图

图 3.4-4　管道交叉施工作业示意图

③管道连接与试压

项目管道连接完成后进行吹扫，吹扫介质采用压缩氮气，吹扫完成后进行注水试压。管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由管内排出后进入下一段管线循环使用，试压完成后用于洒水抑尘。

④井场配套设备安装及连头

管线施工完成后在井站场将管线与配套阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施，管线与站内阀组连接。

⑤收尾工作

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

管线施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接废气、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量，焊接过程使用合格无毒焊条；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后用于洒水抑尘；固体废物为管沟开挖产生的土方，施工结束后用于回填管沟及场地平整；生活垃圾送东河作业区固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置，焊接及吹扫废渣收集后运至东河作业区固废填埋场填埋处置。

3.4.1.2 运营期

（1）油气开采

根据牙哈 1 井区目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择采油方式为利用地层天然能量自喷开采。

（2）油气集输

井场采出液通过井口模块油嘴二级节流后，进入井场空气源热泵加热，加热后的采出液通过管道输送至 YH1 计量阀组进行集输处理，随后进入牙哈 1 转油站输至东一联合站进行油气分离，天然气输至第三方天然气处理公司，采出液最终输至哈六联合站处理。

（3）井下作业

井下作业主要包括压裂、洗井、修井、清蜡、除砂、侧钻等。压裂、侧钻工艺过程与施工期相同。洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。修井时一般需要将油管全部拔出，以便更换损坏的油管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

运营期废气污染源主要为井场无组织废气（G_1），采取管道密闭集输工艺，通过加强检修和维护从源头减少阀门、泵类等泄露挥发；废水污染源主要为采出水（W_1）和井下作业废液（W_2），其中采出水随采出液一起进入东一联合站，最终输至哈六联合站处理达标后回注区域地层，井下作业废液采用专用回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；噪声污染源主要为采油树（N_1）、空气源热泵（N_2）等设备运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油（S_1）、废防渗材料（S_2），均属于危险废物，落地油、废防渗材料委托有资质单位进行接收处置。

图 3.4-5　油气开采、集输及处理工艺流程图

3.4.1.3 退役期

随着天然气开采的不断进行，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。

完成封井后，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，清除各种固体废物。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。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，成为污染地下水的通道。

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾收集后送东河作业区固体废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

3.4.2 施工期环境影响因素分析

3.4.2.1 生态影响因素

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

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采油井场的永久占地。

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

根据估算，本项目总占地约1.75hm^2，其中永久占地0.387hm^2、临时占地1.363hm^2，本项目占地面积详见表3.4-1。

表3.4-1　占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积（hm²）			说明
		永久	临时	总占地	
1	井场	0.387	/	0.387	本项目参照油田公司标准化井场-布置，单座井场永久占地为井场长40m×宽40m+放喷池16m×10.47m×2。本项目新建2座井场，单座井场设置放喷池2座。
2	集输管线	/	1.36	1.36	新建集输管线1.7km，作业带范围8m。
3	通井道路	/	0.003	0.003	新建道路6.7m，路面宽4.5m，采用天然砂砾进行铺筑。

序号	工程内容	占地面积（hm^2）			说明
		永久	临时	总占地	
合计		0.387	1.363	1.75	/

3.4.2.2 废水污染源

（1）钻井废水

本项目计划部署2口井，总进尺13100m。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，钻井作业废水(≥4km进尺)产污系数52.64吨/百米。本项目钻井废水产生量为6895.84m^3。钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

（2）生活污水

本项目新钻井2口，钻井施工天数为480天，钻井人数一般为60人，按每人每天用水量100L计算，则生活用水量为2880m^3，生活污水产生量按用水量的80%计算则总产生量为2304m^3（4.8m^3/d）。生活污水中主要污染物为COD、BOD_5、NH_3-N、SS等；类比区域内周边油田现状，生活污水中主要污染物浓度COD为400mg/L、BOD_5为200mg/L、NH_3-N为25mg/L、SS为220mg/L；各污染物的产生量COD为0.922t、BOD_5为0.461t、NH_3-N为0.058t、SS为0.507t。

钻井工程在施工营地旁设置防渗的生活污水池暂存，由钻井队定期通过吸污车拉运至东河作业区公寓生活污水处理设施处理。

（3）压裂返排液

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，在储层改造过程中排出的压裂返排液中主要含有黄原胶、石油类及其他各种添加剂。根据区域现有井场历史钻井数据，压裂过程压裂返排液返排率为50%左右，单井钻井过程中压裂液量为4500m^3~4800m^3，则本项目井场压裂返排液产生量为4800m^3，储层改造过程中产生的压裂返排液排入回收罐中，由钻井队运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注。

（4）管线试压废水

本项目集输管线试压介质采用中性洁净水，根据项目管线长度及直径，试压用水量约为10m^3，试压操作过程中按2%损失考虑，试压废水产生量为9.8m^3，

管道试压废水中主要污染物为SS，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水抑尘。

3.4.2.3 固体废物污染源

（1）钻井泥浆

本项目使用泥浆为水基非磺化体系泥浆和水基磺化体系泥浆。泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，泥浆进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用。钻井泥浆的产生量按下式进行计算：

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

式中：V——排到地面上的泥浆量（m^3）；

D——井眼的平均直径（m）；

h——井深（m）。

本项目钻井过程中一开和二开采用水基非磺化泥浆，三开和四开采用水基磺化泥浆。根据以上公式计算可得，本项目产生的废弃泥浆量约为1601.3m^3，其中废弃水基非磺化泥浆约1170.9m^3，废弃水基磺化泥浆约430.4m^3。

废弃水基非磺化钻井泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值要求后，可用于油气田内部道路铺设以及井场铺垫；废弃水基磺化钻井泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相由钻井队拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理。

（2）钻井岩屑

钻井过程中，泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，水基非磺化钻井岩屑排入岩屑池，干化后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）标准后，用于后期填埋池体；若检测不达标则送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用限值后再进行综合利用。水基磺化体系

钻井岩屑转运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置或者在钻井现场无害化达标处置，处理后的磺化岩屑各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，还原土用于铺垫油区内的井场、道路。本项目钻井岩屑可用下式计算：

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m^3；

D——不同开次对应的钻头直径，m；

h——不同开次对应的钻尺深度，m；

P——膨胀系数，取 P=2.2。

利用上述公式计算出钻井期内产生的岩屑量为 2206.49m^3，其中水基非磺化体系钻井岩屑 2058.25m^3，水基磺化体系钻井岩屑 148.24m^3。

本项目新钻井 2 口，根据上述计算结果，钻井泥浆及岩屑产生量估算结果见表 3.4-2。

表 3.4-2　本项目钻井泥浆及岩屑产生量估算表

井名	钻井液类型	废弃泥浆产生量（m^3）	废弃钻井岩屑产生量（m^3）
YH1-6H 井	水基非磺化	584.78	1027.62
	水基磺化	216.03	76.08
YH1-H7 井	水基非磺化	586.11	1030.63
	水基磺化	214.38	72.16
合计		1601.3	2206.49

（3）废机油

废机油属于《国家危险废物名录（2025 年版）》，HW08 类危险废物（废物代码：900-214-08）。钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于危废贮存点，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为 0.3t/口，本项目部署钻井 2 口，废机油量产生量为 0.6t，废机油由钻井队委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

（4）烧碱废包装袋

烧碱废包装袋属于《国家危险废物名录（2025 年版）》，HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08）。钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱

废包装袋，及时回收烧碱废包装袋，暂存于危废贮存点。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为0.1t/口，本项目新部署钻井2口，烧碱废包装袋产生量为0.2t，由钻井队委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

（5）废防渗材料

废防渗材料属于《国家危险废物名录（2025年版）》，HW08类危险废物（废物代码：900-249-08）。钻井过程产生少量废防渗材料，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料约为0.2t/口，本项目新部署钻井2口，废防渗材料产生量为0.4t，由钻井队委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

（6）焊接及吹扫废渣

根据类比调查，焊接及吹扫废渣的产生量约为0.05t/km，本项目焊接及吹扫废渣产生量约为0.085t，由钻井队收集后送至东河作业区固体废物填埋场填埋处置。

（7）生活垃圾

本项目部署钻井2口，施工人员约60人，施工天数为480天，平均每人每天产生生活垃圾0.5kg。整个施工过程生活垃圾产生量共计14.4t，在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，由钻井队定期清运至东河作业区固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置。

（8）土石方

本项目结合所在地区最大冻土层深度确定管顶最小埋深为1.2m（农田段不小于2m），管沟深度按2m计，管沟底宽0.9m，边坡比为1:0.67，管沟每延米挖方量约3.84m^3，管道工程长1.7km，合计挖方约0.83万m^3，所有挖方后期全部回填，无弃方。本项目共开挖土方量0.866万m^3、回填土方量0.871万m^3、借方量0.005万m^3、无弃方，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。本项目土石方平衡表见下表3.4-3。

表3.4-3　土方挖填方平衡表　　单位：万m^3

工程分区	挖方	填方	借方		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	0.036	0.04	0.004	库车市周边砂石料厂	0	-
道路工程	0	0.001	0.001		0	-
管道工程	0.83	0.83	0	-	0	-

合计	0.866	0.871	0.005	-	0	-

3.4.2.4 废气污染源

（1）测试放喷废气

本项目测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃。据此，测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。

测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为1~2d。

（2）施工扬尘

施工扬尘主要来自管沟开挖、场地平整、池体开挖、车辆运输过程中产生，井场施工过程中池体开挖、管沟开挖周期较短，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。

（3）储层改造废气

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

（4）焊接废气

金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接废气对周围大气环境的影响是有限的。

（5）施工机械废气及运输车辆尾气

在油气田钻井工程和地面工程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，其污染物主要有颗粒物、SO_2、NO_X、C_mH_n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，对周围大气环境的影响是有限的。

3.4.2.5 噪声污染源

本项目施工期噪声主要包括钻井工程、土方施工、各类施工机械和运输车辆产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表

A.2 和类比油田开发工程中井场和管线铺设实际情况，本项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 3.4-4。

表 3.4-4　主要施工设备噪声源不同距离声压级　单位：dB（A）/m

序号	设备名称	噪声值/距离
1	装载机	90/5
2	挖掘机	80/5
3	运输车辆	82/5
4	压路机	80/5
5	推土机	83/5

3.4.2.6 施工期污染物排放汇总

本项目施工期污染物排放汇总见表 3.4-5。

表 3.4-5　施工期污染物排放汇总

项 目	污染源	主要污染物排放量		排放去向
废水污染源	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	6895.84m³	由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。
	生活污水	COD、BOD_5、氨氮、SS等	2304m³	生活污水经生活污水池暂存，由钻井队定期通过吸污车拉运至东河作业区公寓生活污水处理设施处理。
	压裂返排液	COD、挥发酚、硫化物	4800m³	压裂返排液排入回收罐中，由钻井队运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注。
	管线试压废水	SS	9.8m³	由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水抑尘。
固体废物污染源	钻井泥浆	钻井废弃泥浆	1601.3m³	水基非磺化钻井泥浆及岩屑排入岩屑池，干化后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）标准后，用于后期填埋池体；若检测不达标则送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用限值后再进行综合利用。水基磺化体系钻井泥浆及岩屑转运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置或者在钻井现场无害化达标处置，处理
	钻井岩屑	岩屑	2206.49m³	

				后的磺化岩屑各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，还原土用于铺垫油区内的井场、道路。
	废机油	/	0.6t	由钻井队委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。
	烧碱废包装袋	/	0.2t	
	废防渗材料	/	0.4t	
	焊接及吹扫废渣	/	0.085t	由钻井队收集后送至东河作业区固体废物填埋场填埋处置。
	生活垃圾	/	14.4t	由钻井队定期清运至东河作业区固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置。
废气污染源	测试放喷废气、施工扬尘、储层改造废气、焊接废气、施工机械废气及运输车辆尾气	CO	阶段性排放	大气
		NO_x	阶段性排放	
		SO_2	阶段性排放	
		颗粒物	阶段性排放	
噪声污染源	土方施工、施工机械、运输车辆	/	80~90dB（A）	加强施工管理。

3.4.3 运营期环境影响因素分析

3.4.3.1 生态影响因素

运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

3.4.3.2 废水污染源

（1）采出水

采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据项目预测开发预测指标，本项目采出水最大为2.06m^3/d，年产采出水量最大为751.9m^3。主要污染物为悬浮物、石油类。根据设计资料，采出水中SS浓度为200mg/L、石油类浓度为300mg/L。采出水经哈六联合站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注区域地层。

（2）井下作业废液

井下作业废液主要来源为洗井、修井、侧钻、酸化、压裂等过程产生的废液。根据《生态环境部已发布的排放源统计调查制度排（产）污系数清单》（公告 2021 年第 16 号）中“与石油和天然气开采有关的服务活动”产排污系数见表 3.4-6，计算井下作业废液的产生量。

表 3.4-6　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	排污系数
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.04	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525.3	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	34679.3	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	6122.1	回收回注	0

本项目油藏储层为非低渗透油储层，根据表 3.4-6 计算井下作业工业废水产生量为 76.04t/井次，化学需氧量产生量为 104525.3g/井次，石油类产生量为 17645g/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，则本项目每年产生井下作业工业废水 76.04t、化学需氧量 104525.3g、石油类 17645g。本项目井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

（3）生活污水

本项目井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。运营期工作人员由东河采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活污水。

3.4.3.3 固体废物污染源

（1）落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），落地油废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码：071-001-08）。

按照单井落地油产生量约 0.2t/a 计算，本项目运行后落地油总产生量约 0.4t/a，桶装收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

（2）废防渗材料

废防渗材料来自井下作业过程。根据《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部令第36号），废防渗材料废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物（废物代码：900-249-08）。

本项目运营期作业时，作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，目前油田使用的防渗材料均可重复利用，修井作业频次为2年/次。单块防渗材料重约250kg（12m×12m），口井作业用2块，约合0.25t/a·井。本项目产生废弃防渗材料量约0.5t/a。作业施工结束后，集中收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置，拉运过程中持有危险废物经营许可证的单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

（3）废润滑油

废润滑油主要来自设备维修过程。根据《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部令第36号），废润滑油属于HW08废矿物油与含矿物油废物（废物代码：900-214-08）。废润滑油间歇产生，废润滑油产生量约0.5t/a，收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

（4）生活垃圾

运营期工作人员由东河采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

根据《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）和《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部令第36号），本项目运营期危险废物产排污统计表详见表3.4-7。

表3.4-7　运营期危险废物产生、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（t/a）	产生环节	外观性状	特征污染物	产生规律	危废特性	污染防治措施
1	落地油	HW08	071-001-08	0.4	井下作业、油气处理	半固体、固体	废矿物油	间歇产生	T，I	桶装收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
2	废防渗材料	HW08	900-249-08	0.5	场地清理环节	固体	废矿物油	间歇产生	T，I	集中收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
3	废润滑油	HW08	900-214-08	0.5	井场	固体	废矿物油	间歇产生	T，I	收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

3.4.3.4 废气污染源

本项目运营期的废气排放源主要为井场无组织废气排放。

（1）无组织废气

①非甲烷总烃

本项目运营期无组织排放的废气污染物主要为非甲烷总烃。非甲烷总烃排放源为阀门、法兰、泵、压缩机等位置的无组织排放。

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。

本项目运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）中 5.2.3.1.2 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计算公式对本项目无组织挥发的非甲烷总烃进行核算。公式如下：

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

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

t_i——密封点 i 的年运行时间，h/a；

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

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

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

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.4-8　　设备与管线组件 $e_{TOC,\ i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{TOC,\ i}$/（kg/h 排放源）
石油炼制工业	连接件	0.028
	开口阀或开口管线	0.03
	阀门	0.064
	压缩机、搅拌器、泄压设备	0.073
	泵	0.074

	法兰	0.085
	其他	0.073

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则取 1 进行核算，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，本项目采出液以及伴生气中 $WF_{VOCs,\,i}$ 和 $WF_{TOC,\,i}$ 比值取 1。根据设计单位提供的数据，本项目井场无组织废气核算见表 3.4-9。

表 3.4-9　本项目单座井场无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量	排放速率 $e_{TOC,\,i}$/（kg/h）	年排放量（t）
1	阀门	18	0.064	0.03
2	法兰	24	0.085	0.05
3	泵	2	0.074	0.004
合计				0.084

经核算，本项目单座井场油气集输过程中烃类挥发量为 0.084t/a。本项目新钻井 2 口，则油气集输过程无组织烃类挥发总量为 0.168t/a。

②无组织 H_2S

本项目井区内硫化氢平均含量为 0.002mg/m^3。

无组织排放 H_2S 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伴生气排放量，根据伴生气中硫化氢的浓度，计算出硫化氢的排放量，计算过程如下：

根据区块伴生气性质分析结果计算可知，伴生气中 H_2S 平均含量为 0.002mg/m^3、甲烷平均含量为 75.5%、N_2 平均含量为 2.78%、CO_2 平均含量为 3.25%，故非甲烷总烃在伴生气中的比例为 18.47%，由上文计算可知井场非甲烷总烃排放量为 0.16t/a，那么无组织的伴生气排放量为 0.16÷18.47%=0.91（t/a）。

折算成体积为：标况下，本区块油藏伴生气密度为 0.71kg/m^3，故井场无组织排放的天然气体积为 0.91×1000÷0.71=1281.69（m^3）。

本区块油藏天然气中硫化氢密度为 0.002mg/m^3，计算可得本项目井场无组织硫化氢的排放量为：1281.69×0.002÷10^9=2.563×10^{-9}（t/a）。

本项目井场运营期无组织硫化氢的排放量合计为：2.563×10^{-9}t/a。

综上，本项目运营期无组织硫化氢的排放量总计为：2.563×10^{-9}t/a。

（2）非正常工况排放

本项目新建井场不涉及油气计量及处理，无非正常工况污染物排放情况。

3.4.3.5 噪声源

本项目井场产噪设备主要为空气源热泵等设备运转噪声，噪声值为 80~85dB（A）。在非正常工况下，启动火炬放空系统。火炬系统噪声源强约 100~110dB（A）。各噪声污染源噪声强度及治理措施情况见表 3.4-10。

表 3.4-10　噪声源设备（单座井场） 单位：dB（A）

序号	噪声源	数量（台/套）	噪声强度	声源控制措施	降噪效果	运行时段
1	采油树	1	80	基础减振	15	昼夜
2	空气源热泵	1	85	基础减振	15	昼夜
3	火炬	1	110	/	10	事故状态

3.4.3.6 运营期污染源汇总

本项目运营期三废排放状况见表 3.4-11。

表 3.4-11　运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废水	生产废水	采出水	751.9m^3/a	0	哈六联合站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注区域地层
	井下作业废液	工业废水量	76.04t/a	0	井下作业废液采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理
		化学需氧量	0.105t/a	0	
		石油类	0.018t/a	0	
废气	无组织排放	非甲烷总烃	0.168t/a	0.168t/a	大气
		硫化氢	2.563×10^{-9}t/a	2.563×10^{-9}t/a	大气
固体废物	落地油	石油类	0.4t/a	0	桶装收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
	废防渗材料	石油类	0.5t/a	0	集中收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
	废润滑油	石油类	0.5t/a	0	收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

3.4.4 退役期环境影响因素分析

3.4.4.1 生态影响因素

单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

（1）施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，严禁人为破坏作业带以外区域植被；各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

（2）闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。

（3）经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

3.4.4.2 废水污染源

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水窜层。

3.4.4.3 固体废物污染源

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送东河作业区固废填埋场妥善处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

（2）对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，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。

3.4.4.4 废气污染源

（1）退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，要求退役期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

（2）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（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。

3.4.4.5 噪声源

（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。

3.4.5 非正常排放

本项目新建井场不涉及油气计量及处理，无非正常工况污染物排放情况。

3.4.6 清洁生产水平分析

3.4.6.1 钻井工程清洁生产工艺

（1）钻采方案的设计技术先进、实用成熟，具有良好的可操作性。井身结构设计能够满足开发和钻井作业的要求；科学的进行了钻井参数设计；钻井设备和泥浆泵均能够保证安全施工的需要。

（2）作业井场采用泥浆循环系统；钻井废水循环回收罐等环保设施，工业废水回用率达到90%以上，钻井液循环率达到100%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。具体做法为：

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液回收入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过沉淀、过滤等祛除有机杂质后再进行利用，使其资源化。

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

③完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油全部清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

④开钻前对井场应急池等做防渗漏处理。

⑤配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，保证其性能优良，减少废弃泥浆产生量。

（3）采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

（4）设置井控装置（防喷器等），防止井喷事故对环境造成污染影响。

（5）钻井岩屑等钻井废物暂存均控制在井场范围内，采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。

（6）井场设有应急池，为防渗设计，用于事故等非正常工况下泥浆的存放。

（7）本项目钻井新鲜水使用量为22.8t/100m标准进尺，根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》中新鲜水消耗评价基准值为≤25t/100m标准进尺，低于国家要求的清洁生产标准。

（8）先进性分析。塔里木油田分公司在各个油气田区块内新建钻井，不断总结前期钻井经验，形成了针对不同油气层、不同地层地质条件下的成熟、可靠的钻井技术，从钻机选型、钻井液选取与配制、油气层储层保护措施和固井方案等方面，积累了丰富的工作经验，从油田开发钻井阶段横向对比，钻井深、难度大，钻井设备和工艺技术水平处于国内领先水平，具有一定的先进性。

3.4.6.2 集输及处理清洁生产工艺

（1）本项目所在区块具备完善的油气集输管网，井场采出液经集输管线输送至YH1计量阀组集中处理，全过程密闭集输，降低损耗，减少烃类物质的挥发量。

（2）采用全自动控制系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

（3）井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

（4）对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

（5）井下作业过程中，对产生的散落油和废液采用循环作业罐（车）收集。

（6）井下作业过程中铺防渗土工膜防止油落地。

（7）优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

3.4.6.3 节能及其他清洁生产措施分析

（1）优化简化单井集输管网，降低生产运行时间。

（2）管线均进行保温，减少热量损失。

（3）选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本。

（4）采用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失。

（5）采用自动化管理，提高了管理水平。

3.4.6.4 建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入油田安全环保部门负责，采用QHSE管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守QHSE管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制定了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

3.4.6.5 清洁生产技术指标对比分析

根据《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》（国家发展和改革委员会公告2009年第3号），对本项目清洁生产指标进行定量和定性的评价。

（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。

①定量评价

定量评价指标选取有代表性的、能反映“节能”“降耗”“减污”和“增效”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式。通过对各项指标的实际达到值、评价基准值和指标的权重值进行计算和评分，综合考评企业实施清洁生产的状况和企业清洁生产程度。

②定性评价

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，用于定性考核企业对有关政策法规的符合性及其清洁生产工作实施情况。

③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。

（2）评价基准值及权重值

①评价基准值

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就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。

②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。

（3）本评价基准值及权重值

采气和拉运作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表3.4-12~14。

（4）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

企业清洁生产定量评价指标的考核评分，以企业在考核年度（一般以一个生产年度为一个考核周期，并与生产年度同步）各项二级指标实际达到的数值为基础进行计算，综合得出该企业定量评价指标的考核总分值。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（如水的循环利用率、回收率、固体废物综合利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

A.定量评价二级指标的单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

式中：S_i——第 i 项评价指标的单项评价指数；如手工计算，其值取小数点后两位；

S_{xi}——第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

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，但当其实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 S_i 值就会较大，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），取该 S_i 值为 k/m。

B.定量评价考核总分值的计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P_1=\sum_{i=1}^{n} S_i \cdot K_i$$

式中：P_1——定量评价考核总分值；

n——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i——第 i 项评价指标的权重值。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标的考核总分值的计算公式为：

$$P_2=\sum_{i=1}^{n} F_i$$

式中：P_2——定性评价二级指标考核总分值；

F_i——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P——清洁生产综合评价指数；

P_1——定量评价指标考核总分值；

P_2——定性评价指标考核总分值。

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 3.4-15。

表 3.4-15　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.4-12~14 计算得出：本项目钻井作业定量指标 85 分，定性指标 100 分，综合评价 92.5 分；井下作业定量指标 100 分，定性指标 80 分，综合评价 92 分；采气和拉运定量指标 80 分，定性指标 80 分，综合评价 80 分。本项目清洁生产企业综合评价指数介于 75≤P＜90 之间，属于清洁生产企业。

表 3.4-12　钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
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	30	占地面积	hm^2	15	符合行业标准要求	6.54	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	≤30	5
（2）生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	100%	5
（3）资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深 2000m 以下	10	≥40%		
			井深 2000-3000m		≥50%		
			井深 3000 以上		≥60%	95%	10
		柴油机效率	%	10	≥80%	100%	10
		污油回收率	%	10	≥90%	100%	10
（4）污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30；乙类区：≤35	≤15	10
		废弃钻井液产生量	m^3/100m 标准进尺	10	≤10	≤15	5
		石油类	mg/L	5	≤10	≤10	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	≤150	5
		柴油机烟气排放浓度	-	5	符合排放标准要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值		本项目	

（1）资源和能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	10
		柴油消耗	具有节油措施	5	5
（2）生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5
		井控措施	具备	5	5
		有无防噪措施	有	5	5
（3）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立HSE管理体系		10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
（4）贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5
		满足其他法律法规要求		5	5

表 3.4-13　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							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	得分
（1）资源与能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	≤5.0	10

		单位能耗		10	行业基本水平	基本水平	10
（2）生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
（3）资源综合利用指标	20	落地原油回收率	%	10	100	100	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100	10
（4）污染物产生指标	30	作业废液量	m^3/井次	10	≤3.0	≤3.0	10
		石油类	mg/L	5	≤10	0	5
					≤50	0	
		COD	mg/L	5	≤100	0	5
					≤150	0	
		含油污泥	kg/井次	5	≤50	5	5
					≤70	5	
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	-	0	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标			指标分值		
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	5	
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	10	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		10	10	

（2）环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立HSE管理体系并通过认证	15	15
		开展清洁生产审核	20	0
		制订节能减排工作计划	5	5
（3）贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求	20	20

表3.4-14　采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg标煤/t天然气	30	天然气：≤50	34.32	30
（2）资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	无	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	0	0
（3）污染物产生指标	40	石油类	mg/l	5	≤10	0	5
		COD	mg/l	5	≤150	0	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标				指标分值	得分

（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5	5
		采气	采气过程回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		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		10	10
（2）环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立HSE管理体系并通过认证					10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收					20	0
		制定节能减排工作计划					5	5
（3）贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况					5	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

3.4.7 污染物排放“三本账”

本项目建成后污染物排放变化情况见表 3.4-16。

表 3.4-16　主要污染物排放变化情况表

类别	单位	现有工程排放量	本项目排放量	“以新带老”消减量	本项目实施后排放量	增减量
一、废气						
SO_2	t/a	0	0	0	0	0
NOx	t/a	0	0	0	0	0
颗粒物	t/a	0	0	0	0	0
非甲烷总烃	t/a	0	0.168	0	0.168	+0.168
H_2S	t/a	0	2.563×10^{-9}	0	2.563×10^{-9}	$+2.563\times10^{-9}$
二、废水						
生产废水	m^3/a	0	751.9	0	751.9	+751.9
井下作业废液	t/a	0	76.163	0	76.163	+76.163
三、固废						
落地油	t/a	0	0.4	0	0.4	+0.4
废防渗材料	t/a	0	0.5	0	0.5	+0.5
废润滑油	t/a	0	0.5	0	0.5	+0.5

3.4.8 污染物总量控制分析

3.4.8.1 总量控制原则

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

3.4.8.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_X、VOCs。

废水污染物：COD、NH_3-N。

（1）废气污染物

本项目采用密闭集输工艺，井场内新建空气源热泵，无 NO_X 排放，主要废气污染物为井场内油气集输过程中无组织烃类气体的挥发。

（2）废水污染物

运营期产生的生产废水集输至哈六联合站采出水处理系统处理。井下作业废液采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

经核算，本项目油气集输过程产生无组织排放的 VOC_S 为 0.168t/a，不排放废水污染物。

3.4.8.3 总量控制建议指标

（1）施工期

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

（2）运营期

根据工程分析可知，本项目油气集输过程无组织排放的 VOC_S 为 0.168t/a。

故本项目投产后总量控制建议指标为 VOCs：0.168t/a。

塔里木油田分公司已在阿克苏区域开展氮氧化物、二氧化硫、VOCs 减排措施，本次新增的排放量从企业内部减排措施消减量中进行替代。

3.5 相关政策法规、规划符合性分析

3.5.1 产业政策符合性分析

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

3.5.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

（1）与相关政策、法规符合性分析

本项目属于塔里木油田分公司石油天然气开发项目，相关的政策、法规有：《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，符合性见表 3.5-1。由表 3.5-1 分析可知，本项目建设符合上述油气开采政策法规的相关规定。

表 3.5-1　本项目与相关的政策、法规符合性分析

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环境部公告 2012 年第 18 号）	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%；油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地；在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。	本项目采出水由哈六联合站采出水处理系统处理；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，产生落地油等危废委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。	符合
《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（第 13 届人大第 7 次会议）	1.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。	本项目施工土方全部用于场地平整和管沟回填。	符合
	2.第四十四条　矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。	本项目井场施工周期较短，且采取洒水抑尘措施，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘。	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）	1.各有关单位编制油气发展规划等综合规划或指导性专项规划，应当依法同步编制环境影响篇章或说明；编制油气开发相关专项规划，应当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，应当作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。	塔里木油田分公司已开展《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》，目前已取得审查意见（具体见附件）。本项目所在区块的开发已纳入塔里木油田“十四五”规划中。	符合
	2.油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管线和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。 未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。 确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，	本项目由塔里木油田分公司东河采油气管理区结合牙哈油田的建井能力、产能状况等情况进行了立项及方案设计，为支撑油田上产和集输需求，本项目建设 YH1-6H 井、YH1-H7 井，评价内容包含钻井工程，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	符合

	可以纳入区块环评。 2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	和环境风险防范措施，并分析了依托工程的可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	
	3.陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。	采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。建议企业对整个装置的法兰、阀门、管线组件和其他连接件进行系统性排查，针对LDAR情况进行针对性地修复和更换，加强装置系统密封，最大限度减少装置无组织排放。	符合
	4.油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、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》要求评价。	本项目产生的各项危险废物，按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告2017年第43号）评价，交由持有危险废物经营许可证的单位利用处置。	符合
	5.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。	本项目施工期采取了各项生态环境保护措施，降低生态环境影响。	符合
	6.油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	塔里木油田东河采油气管理区设有突发环境事件专项应急预案，该预案已在阿克苏地区生态环境局库车市分局备案（备案编号：652923-2023-001-L）。	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	1.资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式；因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求；应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地；应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备；集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	建设符合相关规划，符合区域生态环境分区管控要求；针对井型、油藏类型选用专用井控设备、开采设备，从采油及井下作业均符合清洁生产要求；报告提出，要按照规定对占地进行补偿，施工结束后临时占地要及时恢复，退役期要及时释放永久占地。	符合
	2.建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化；结合生产实际分级建立监控平台，达到油气生产、计量、集输与处理等	东河采油气管理区建有完备的自动化管控系统，本次新增井场自动化设备，实现全过程	符合

	主要环节自动化、数字化远程监控管理；建立场站区监控系统，实时采集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息，录入生产运行中人工化验或记录数据，进行系统化实时监控管理；利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备控制和安全生产的信息化管理。	自动化管理。	
	3.油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制。	井下作业带罐作业；运营期定期巡检，加强井筒维护、采取分区防渗措施、并落实跟踪监测、应急响应等措施。	符合
	4.防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资。	建成后归属东河采油气管理区管辖，东河采油气管理区具备完善的应急管理体系，应对应急预案进行修编，将本项目实施范围纳入应急预案。	符合
	5.按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气共藏伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其他有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收。	运营期井口采出物集输进哈六联合站处理；井下作业带罐作业，防止落地油产生，井下作业过程中产生的井下作业废液采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；事故状态下的含油污泥委托持有危险废物经营许可证的单位接收、转运和处置。	符合
《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）	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	根据《新疆第六次沙化监测报告》，本项目不占用沙化土地，不在沙化区内。	符合
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）	1.临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。	本项目井场、集输管线无法避让基本农田，严格按照《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）中相关要求，办理临时用地手续。	符合
	2.油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。	本项目在施工前先办理临时用地手续，待临时用地期限到期前，办理建设用地审批手续。对于未转入生产的，应当完成土地复垦。	符合
《关于印发〈建设项目主要污染物排	严格落实污染物排放总量控制制度，把主要污染物排放总量指标作为建设项目环境影响评价审批的前置条件。排放主要污染物的建设项目，在环境影响评价文件（以下简称环	本项目新建2座空气源热泵，无燃烧废气产生。	符合

放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》（环发〔2014〕197号）	评文件）审批前，须取得主要污染物排放总量指标。		
《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（第13届人大第6次会议）	1.排放污染物的企业事业单位和其他生产经营者应当依法取得排污许可证。	2024年1月5日，塔里木油田分公司东河采油气管理区变更了排污许可证（证书编号：91652800715549l1XG029U）	符合
	2.矿产资源勘探、开发单位，应当对矿产资源勘探、开发产生的尾矿、煤矸石、粉煤灰、冶炼渣以及脱硫、脱硝、除尘等产生的固体废物的堆存场所进行整治，完善防扬散、防流失、防渗漏等设施。	本项目产生的危险废物在东河采油气管理区哈拉哈塘钻试修环保处理站危废贮存设施暂存后，按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告2017年第43号）评价，交由持有危险废物经营许可证的单位利用处置。	符合
	3.企业事业单位应当依法制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和其他相关部门备案，并定期进行演练。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，及时通报可能受到危害的单位和居民，并向所在地县级人民政府及其环境保护、安全生产监督等有关部门报告。	东河采油气管理区编制了《塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件专项应急预案（库车市）》（备案编号652923-2023-001-L）。	符合
《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）	1.石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本项目建设符合《塔里木油田“十四五”发展规划》和《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》的要求。	符合
	2.施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	施工期严格控制施工作业面积，尽量减少施工占地、缩短施工时间。	符合
	3.陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅	井口采出物通过管线管输至哈六联合站处理。选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对采油井场、阀门和管线等检查、检修；本项目不涉及燃煤、燃气锅炉、加热炉；本项目不属于高含硫天然气开采项目；采取措施后井场厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），硫化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》	符合

	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。	（GB14554-93）表1二级新改扩建浓度中的相关要求。	
	4.油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到80%以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，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。	井口采出物通过管线管输至哈六联合站处理。采出物中的伴生气送至东河天然气站处理，伴生气可实现100%回收。本项目不涉及碳捕集、利用与封存（CCUS）技术。	符合
	5.陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。	本项目采出水送至哈六联污水处理装置处理；井下作业废液采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。钻井液的使用及储层改造工程均符合环境友好要求。	符合
	6.涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法）》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。	本项目不涉及废水回注，采出水送至哈六联污水处理装置处理；井下作业废液采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。	符合
	7.废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《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%。	危险废物均交由持有危险废物经营许可证的单位回收处理；东河采油气管理区已制定有危险废物管理计划，建立了危险废物管理台账，固体无害化处置率达到100%。	符合

	8.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行基础减振等减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；采取以上措施后井场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类声功能区环境噪声限值要求。	符合
	9.对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	报告对拟退役的废弃井进行封井，拆除井场各类设备设施及管线的拆除、井区废弃管线的封堵等施工活动；根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求，提出了生态修复方案。	符合
《关于印发〈新疆维吾尔自治区2025年空气质量持续改善行动实施方案〉的通知》（新政办发〔2024〕58号）	实施石化、化工、工业涂装、包装印刷等重点行业及油品储运销（储罐）VOCs深度治理。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，不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。联防联控区石化、化工行业集中的园区，建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。加大锅炉、炉窑及移动源氮氧化物减排力度，有序实施燃气锅炉低氮燃烧改造。加强氮肥、纯碱等行业大气氨排放治理，强化工业源烟气脱硫脱硝氨逃逸防控。	本项目采用密闭集输工艺。本项目新建2座空气源热泵，无燃烧废气产生。	符合
《基本农田保护条例》	1.地方各级人民政府应当采取措施，确保土地利用总体规划确定的本行政区域内基本农田的数量不减少基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。	本项目属国家战略性矿产资源油气开发，涉及基本农田，建设单位按照国家和地方有关工程征地及补偿要求，向主管部门办理相关手续，依法报批农用地转用和土地征收手续，并进行补偿和恢复，确保基本农田的数量不减少。	符合
	2.经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。占用基本农田的单位应当按照		符合

	县级以上地方人民政府的要求，将所占用基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。		

（2）与相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置，项目区位于库车市，所在地涉及的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态功能区划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》等。本项目与上述相关规划的协调性分析结果参见表3.5-2。由表3.5-2分析可知，本项目建设符合上述规划。

表3.5-2　本项目与相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本项目	协调性
《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》	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。	本项目属于塔里木盆地油气开采项目。	符合
《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》	《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、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共107处。	本项目位于牙哈1井区内，占地区域不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等。本项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区，主要建设内容为井场建设及管线敷设。本项目满足牙哈1井区产能开发的需要，开发强度不会超过塔里木油田“十四五”发展规划目标；施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响；营运期采取完善相应的污染防治措施，污染物均可达标排放。	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	“落实碳达峰、碳中和的要求，培育绿色新动能，以布局优化、结构调整和效率提升为着力点，加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系，促进经济社会发展全面绿色转型。”坚持高质量发展与严格环境准入标准相结合，坚持淘汰落后与鼓励先进相结合，支持	本项目属于石油天然气开采项目，符合环境保护产业发展要求。本项目不属于落后产能，能够满足节能降耗及提质增效等原则，符合	符合

	产业发展向产业链中下游、价值链中高端迈进，坚持推进产业结构优化调整。全力推动节能环保产业发展，引导产业向绿色生产、清洁生产、循环生产转变，加快推进产业转型升级。支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展。”	新疆环境保护“十四五”规划相应的环保要求。	
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	1.以石化、化工等行业为重点，加快实施VOCs治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和VOCs在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的VOCs治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展VOCs治理，加快更换装载方式。	本项目装置涉及无组织废气VOCs排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施，减轻对大气环境的影响。	符合
	2.持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全。	本项目废水经联合站污水处理达标后回注地层，生活污水运至东河作业区公寓生活污水处理设施处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障土壤、地下水生态环境安全。	符合
	3.加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田、塔河油田等油气资源开发强度较大地区为重点，开展油气资源开发区土壤环境质量专项调查，建立油气资源开发区域土壤污染清单，对列入土壤污染清单中的区域，编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用，开展油气资源开发区历史遗留污染场地治理，对历史遗留油泥坑进行专项排查，建立整治清单、制定治理与修复计划。	塔里木油田对油田内土壤环境定期监测，危险废物委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置；生活垃圾、一般工业固废运至东河作业区固废填埋场填埋处理。	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北-塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然	本项目为油气开采项目，可保证牙哈1井区油气产量稳中上升，本项目的建设符合《塔里木油田分公	符合

	气快速上产。到2025年实现年产3750万吨油当量油气田。	司“十四五”规划》的油气开发的目标。	
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见（环审〔2022〕214号）	（一）严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	本项目不涉及生态保护红线，符合生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等。报告中对区内的水土流失等影响作为重点评价内容，并提出了合理、有效的保护措施，确保环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	符合
	（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	本项目优先避让环境敏感区，减缓了对生态环境的影响。	符合
	（三）严格生态环境保护，强化各类污染物防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废	本项目建设占用土地资源相对区域资源利用较少，土地资源消耗符合要求。项目用水量较少，钻井废水、生活污水等进行综合利用，节约了水资源；输送采用密闭集输，可减少废气污染物的排放，实现污染物达标排放；能源利用均在区域负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本项目运营期废水处理后回用，提出了切实可行的地下水污染防治和监控措施；项目建设和运营期间产生的固废首先考虑综合利用，不能利用的均进行合规处置。	符合

	水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。		
	（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。	本项目严格控制占地面积，并在施工结束后因地制宜开展生态恢复及治理，保障区域生态功能不退化。	符合
	（五）加强规划区现有环境问题治理。对照前期中央生态环境保护督察反馈问题整改要求，继续做好规划区油气开发过程产生含油污泥等固体废物治理处置工作，避免再次出现同类问题。严格落实《报告书》提出的现有环境问题整改要求，加快治理恢复关停井场区域生态环境。积极通过开展清洁生产审核等方式提高油气开发清洁生产水平。按照国家．自治区关于建设绿色油气田的政策规定与标准规范要求，加强规划区油气资源开发的环保技术工艺装备升级换代，加大油气开发区域生态环境综合治理力度，激发油气资源开发企业绿色发展的内生动力，推动区域生态环境持续健康发展。	后续按照规划相关要求，对固废进行妥善处置，积极开展清洁生产审核，并响应国家、自治区绿色发展等相关要求，推动区域生态环境健康发展。	符合
	（六）加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。	东河采油气管理区定期开展后评价工作，现已初步建立了环境空气、水环境、土壤环境等监测体系，后续需进一步加强生态监测，根据监测结果，及时优化开发方案和环保措施。	符合
	（七）建立畅通的公众参与平台，及时解决公众提出的环境问题，满足公众合理的环保诉求；定期发布环境信息，并主动接受社会监督。	企业按照环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开了油气开采项目环境信息。	符合
	（八）规划所包含的建设项目应结合《报告书》提出的相关要求做好环境影响评价工作，重点调查生态、地下水、土壤等环境敏感目标分布情况，论证环境保护措施有效性；在规划区域内新建、扩建、技术改造的建设项目，区域环境现状调查、污染源现状调查等评价内容可以适当简化。	本次评价结合规划环境影响报告书开展了生态、地下水、土壤的调查，论证了环保措施有效性，对区域环境调查中污染源现状调查进行了适当简化。	符合

《阿克苏地区国土空间规划（2021—2035年）》	严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。 严守生态保护红线：以资源环境承载力为硬约束，结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。 严控城镇开发边界：坚持节约优先、保护优先，严控增量、盘活存量，优化结构、提升效率，提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上，科学研判城镇发展需求，优化城镇形态和布局，促进城镇有序、适度、紧凑发展，实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局。	本项目属于塔河油田石油开采项目，所在区域不涉及生态保护红线以及城镇开发边界。本项目涉及基本农田，建设单位按照国家和地方有关工程征地及补偿要求，向主管部门办理相关手续，依法报批农用地转用和土地征收手续，并进行补偿和恢复，确保基本农田的数量不减少。本项目建设符合区域主体功能定位，对生态环境影响较小。	符合
	根据矿产资源现状分布以及矿产勘查开发保护布局。	本项目属于矿产能源发展区、油气国家规划矿区。	符合

根据表3.5-2的分析，本项目与新疆的相关规划协调一致。

3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

本项目与《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）《关于印发〈阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023版）〉的通知》（阿地环字〔2024〕32号）及《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》的符合性分析分别见表3.5-3~5。

综上所述，根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）《关于印发〈阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023版）〉的通知》（阿地环字〔2024〕32号）及《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》，本项目位于库车市一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65290230001），不涉及生态保护红线，距离天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区26km。本项目建设满足区域生态环境准入清单要求和一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合生态环境分区管控要求。

表 3.5-3　本项目与《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）符合性分析

文件要求		本项目	符合性
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	本项目位于库车市一般管控单元（环境管控单元编码为ZH65290230001）。本项目周围无自然保护区、风景名胜区等环境敏感目标。根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》对比分析，本项目所在区域不在生态保护红线内，工程布局符合生态保护红线的管控要求。	符合
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	本项目为石油开采项目。施工期废水不排入地表水体，不会突破水环境质量底线。生活垃圾集中收集后，清运至东河作业区固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置。施工过程中产生的噪声采取有效的污染防治措施，能够达标排放，不会突破声环境质量底线。所在区域属于大气环境质量不达标区域，油气采取密闭集输工艺，本项目已提出持续改善和生态修复的要求。本项目实施后建设单位应不断强化大气污染防治措施，改善区域环境空气质量。符合环境质量底线要求。	符合
资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。	本项目占地类型主要为其他草地、果园和水浇地，建设占用土地资源相对区域资源利用较少，土地资源消耗符合要求。本项目运营期耗水环节为生产以及井下作业用水，用水量较少，节约了水资源，消耗量总体相对区域资源利用总量较少，能源利用均在区域负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。各项资源量在区域的可承受范围内，不逾越资源利用上线，符合资源利用上线要求。	符合
生态环境准入清单	环境准入负面清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在环评清单式管理试点的基础上，	本项目位于阿克苏地区库车市境内，位于一般管控单元，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中鼓励类，符合国家相关产业政策。各类污染物均满足国家及地方排放标准要求，	符合

	从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，制定环境准入负面清单，充分发挥负面清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用。	落实生态环境保护基本要求，严守生态环境质量底线，不会降低区域生态功能。	

表 3.5-4　本项目与阿克苏地区生态环境准入清单符合性分析一览表符合性分析

单元编码	单元名称	单元属性	
ZH65290230001	库车市一般管控单元	一般管控单元	
控维度	管控要求	本项目	符合性
空间布局约束	1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。 2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。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。 3.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。	本项目占地类型为其他草地、果园和水浇地，涉及永久基本农田，占用基本农田前办理征地手续，并按照相关补偿要求进行补偿。建设单位在施工期、运营期间落实报告中提出的土壤和地下水污染防治要求；危险废物委托持有危险废物经营许可证的单位妥善处置，不外排。	符合
污染物排放管控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。 2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。	本项目不涉及畜禽养殖，不使用高毒、高残留农药。本项目产生的危险废物委托持有危险废物经营许可证的单位清运处置；生活垃圾集中收集后，定期清运至东河作业区固废填埋场填埋处置。本项目对土壤的污染影响在可控范围内。	符合
环境风险防控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求。 2.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 3.加强油（气）田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油（气）资源开发区历史遗留污染场地治理。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入东河采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对。本项目产生的污染物合理处置，不	符合

		向外环境排放。本项目对井场进行了严格的分区防渗，能有效防止污染土壤和地下水，符合本单元管控要求。	
资源利用效率	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。 2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长。 4.推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤废水循环利用。 5.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。	本项目消耗一定量的水资源，但资源消耗量对于区域资源利用总量较少，符合本单元管控要求。	符合

表 3.5-5　本项目与《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

名称	管控要求	本项目	符合性
天山南坡片区总体管控要求	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。	符合
	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。	本项目为油气集输工程，管线施工过程中严格控制施工占地，管道敷设完成后，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环境的影响。	符合
	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。 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。	本项目位于库车市，距离塔里木河较远，运营期耗水环节为生产以及井下作业用水，用水量较少，废水进行综合利用，不挤占塔里木河生态用水。运营期加强环境风险防控，基本不会对塔里木河水环境产生影响。	符合
	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。	东河采油气管理区加强油田废弃物的无害化处理，严防牙哈油田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染；本项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	符合

图 3.5-1　本项目环境管控单元分布图

3.6 选址选线合理性分析

3.6.1 项目总体布局合理性分析

本项目开发区域位于东河采油气管理范围内，位于城市建成区以外，除涉及塔里木河流域水土流失重点治理区、基本农田外，不占用及穿越自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区；从现状调查结果看，项目永久占地和临时占地的土地利用类型主要为其他草地和水浇地。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。

本项目管线避让城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点，总体布局合理。本次评价要求油田开发要严格按照开发方案划定区域进行，认真落实环评提出的环境保护措施，项目与其他建筑物的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

3.6.2 井场选址符合性分析

根据现场调查钻井井场布置与最近居民点额兰塔木村 0.5km，东北距天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区最近为 26km，不涉及自然保护区、无风景名胜区、水源保护区、文物保护单位。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），本项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区，井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能。根据国家战略性矿产资源开发，受地下油藏分布影响 YH1-H7 井占用基本农田，建设单位按照国家和地方有关工程征地及补偿要求，向主管部门办理相关手续，严格按照《中华人民共和国土地管理法》《中华人民共和国基本农田保护条例》《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）等相关法律法规办理农用地转用和土地征收审批手续，按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行补划永久基本农田，临时用地占用已种植粮食作物的田块，待粮食作物收获后再行施工。

本项目井场占地严格按照《石油天然气工程项目用地控制指标》（国土资规〔2016〕14 号）进行，在井场布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽可能减少对土地的占用。井场占地范围内无固定集中的人群居住区，无自然保护区、无风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，选址符合相关要求，选址合理。项目采取有效污染防治及风险防范措施后，建设和运行对评价区环境影响较小、风险可控，井场选址可行。

3.6.3 管线选线合理性分析

管线沿线不涉及城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、基本草原、文物保护单位、集中居民区等环境敏感区，管线布设符合《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）“原油、成品油管道与城镇居民点或独立的人群密集的房屋的距离不应小于 15m”的要求；降低环境风险事故状态下对敏感目标的影响。本项目各井井场位于库车市境内，属于塔里木河流域水土流失重点治理区，部分管线涉及基本农田。

3.6.3.1 YH1-6H 井至 YH1 计量阀组管线

YH1-6H 井至 YH1 计量阀组管线起点为 YH1-6H 井新建油井，终点为 YH1 计量阀组已建 6 井式集油阀组，该段主要生态敏感目标为基本农田。YH1-6H 井至 YH1 计量阀组管线有两条线路方案，线路比选见图 3.6-1。

（1）线路方案

①方案一

由 YH1-6H 井向西北方向，选择直线穿越基本农田，该方案距离最短长度约 0.6km。

②方案二

根据《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013），由 YH1-6H 井向西敷设，设计选线尽量沿基本农田边界布线，无法完全避开基本农田，伴行**km 后向东北方向敷设至管道终点，具体见图 3.6-1。

（2）线路比选

两条线路均涉及基本农田段，线路比选具体见表 3.6-1。永久基本农田在保障国家粮食安全、促进农业可持续发展、保护生态环境和支持经济社会可持续发展等方面具有深远意义，因此本次 YH1-6H 井至 YH1 计量阀组管线尽量避绕基本农田，减少对基本农田的占用及影响。

表 3.6-1　YH1-6H 井至 YH1 计量阀组管线方案比选

项目	方案一	方案二	推荐
工程因素	1.管线长度较短。 2.满足《石油天然气工程设计防火规范》要求。	1.管线长度较长。 2.满足《石油天然气工程设计防火规范》要求。	方案一
农业生产影响	管道开挖作业对农业生产影响较大	沿农田边的田垄敷设，对农业生产影响很小	方案二
占地情况（hm^2）	全长 1.29km，占地 1.032hm^2	全长 1.2km，占地 0.96hm^2	方案二
穿越基本农田（km）	穿越长度0.46km，占基本农田0.368hm^2	穿越长度0.09km，占基本农田0.072hm^2	方案二
砍伐林木	无	无	相当
生物多样性	较丰富	较丰富	相当
声环境、大气环境	不穿越居民区	不穿越居民区	相当
水环境	不涉及地表水环境保护目标	不涉及地表水环境保护目标	相当
环境风险	不穿越居民区，满足《石油天然气工程设计防火规范》要求	不穿越居民区，满足《石油天然气工程设计防火规范》要求	相当
推荐意见	方案二		

图 3.6-1　YH1-6H 井至 YH1 计量阀组管线方案比选示意图

综合工程及环境比选的结果，YH1-6H 井至 YH1 计量阀组管线推荐方案二。

3.6.3.2 YH1-H7 井至 YH1 计量阀组管线

YH1-H7 井至 YH1 计量阀组管线起点为 YH1-H7 井新建油井，终点为 YH1 计量阀组已建 6 井式集油阀组，该管道沿线基本农田分布集中度较高，呈面状连续分布，主要种植棉花，主要生态敏感目标为穿越的基本农田区。对该段有两条线路方案，线路比选见图 3.6-2。

（1）线路方案

①方案一

由 YH1-H7 井向西北方向，选择直线穿越基本农田，该方案距离最短长度约 0.3km。

②方案二

根据《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013），由 YH1-H7 井向北敷设，设计选线尽量沿基本农田边界布线，无法完全避开基本农田，伴行 **km 后向东北方向敷设至管道终点。

（2）线路比选

两条线路均涉及基本农田段，线路比选具体见表 3.6-2。永久基本农田在保障国家粮食安全、促进农业可持续发展、保护生态环境和支持经济社会可持续发展等方面具有深远意义，因此本次 YH1-H7 井至 YH1 计量阀组管线尽量避绕基本农田，减少对基本农田的占用及影响。

表 3.6-2　YH1-H7 井至 YH1 计量阀组管线方案比选

项目	方案一	方案二	推荐
工程因素	1.管线长度较短。 2.满足《石油天然气工程设计防火规范》要求。	1.管线长度较长。 2.满足《石油天然气工程设计防火规范》要求。	方案一
农业生产影响	管道开挖作业对农业生产影响较大	沿农田边的田垄敷设，对农业生产影响很小	方案二
占地情况（hm^2）	全长 0.34km，占地 0.272hm^2	全长 0.5km，占地 0.4hm^2	方案一
穿越基本农田（km）	穿越长度0.33km，占基本农田0.264hm^2	穿越长度0.13km，占基本农田0.104hm^2	方案二
砍伐林木	无	无	相当
生物多样性	较丰富	较丰富	相当
声环境、大气环境	不穿越居民区	不穿越居民区	相当
水环境	不涉及地表水环境保护目标	不涉及地表水环境保护目标	相当
环境风险	不穿越居民区，满足《石油天然气工程设计防火规范》要求	不穿越居民区，满足《石油天然气工程设计防火规范》要求	相当
推荐意见	方案二		

图 3.6-2　YH1-H7 井至 YH1 计量阀组管线方案比选示意图

综合工程及环境比选的结果，YH1-H7 井至 YH1 计量阀组管线推荐方案二。

3.6.3.3 比选结论

根据以上比选结果可知，项目选址符合生态环境分区管控要求，不位于法律法规明令禁止建设的区域，避开了生态保护红线，远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区，已尽量减少占用基本农田，管线布设符合《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）规范的要求;降低环境风险事故状态下对敏感目标的影响。本项目位于库车市境内，不可避绕塔里木河流域水土流失重点治理区。管线选址靠近现有道路，方便运输、施工和生产维护管理。本项目所在地环境质量现状良好，采取有效污染防治及风险防范措施后，施工和运营对评价区环境影响较小、风险可控，项目管线选址可行。本项目施工期前需要办理征地手续，严格控制占地范围，加强施工管理，尽量减少对植被的破坏，施工结束后及时进行生态恢复，可以确保区域生态环境功能不降低。从环境保护角度看，选线可行。

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

库车市位于天山中段南部，塔里木盆地北缘，地处东经**、北纬**之间，东与轮台县接壤，西与拜城县、新和县相邻，南与沙雅县、尉犁县毗邻，北隔天山山脉与和静县相望。县境南北最大长度193km，东西最大宽度164km，总面积为15379km^2。

本项目井场及集输管线分布在阿克苏地区库车市境内，区域以油气开采和农作物耕种为主，占地类型主要为水浇地和其他草地，本项目地理位置见图3.3-1。

4.1.2 地形地貌

库车市在大地构造上处于天山地槽褶皱带与塔里木台地两大构造单元的接触部位，沿东西走向，在乌（乌鲁木齐）喀（什）公路（314道）以北30km范围内分布新构造运动第三系地层，却勒塔克背斜（低山）和亚肯背斜以北为第四纪沉积洼地，东路以南上部地层为第四纪地质结构的冲积、洪积和风积层，均为巨厚的松散堆积物。库车河冲洪积扇中下部，其北侧即为沿山前砾质平原隆起，东西向分布的亚肯背斜西部倾斜末端。库车市北部的天山山脉，东西走向，海拔1400~4550m，后山呈高山地貌，海拔4000m以上为积雪带，为库车平原提供着水源；前山区海拔在1400~2500m之间，为风化作用强烈的低山带；低山带前局部有剥蚀残丘，海拔高程在1300m左右；低山带以南为山前洪积扇带和平原带。本项目地貌单元属塔里木河冲洪积平原，地形平坦，海拔高度在980m左右。

4.1.3 工程地质

本项目所在区域位于塔里木盆地北部边缘，属天山地槽与塔里木地台之间的山前凹陷区。天山地槽和塔里木地台这两个构造单元控制着塔里木盆地北部山地与平原发育的基本框架格局，塔里木地台自中生代以来，堆积了中、新生代岩层和第四纪松散堆积物，并在此基础上形成了当今的地貌形态。

塔里木冲积平原坡度平缓，平原辽阔，地形西高东低、北高南低，北部受山前褶皱构造拉升而使洪积扇平原向南延伸，迫使河流南移，南部冲积平原受冲洪积物和风积物及其堆高阻挡，又使河流北返，如此往返形成了广阔而土层深厚的平原。

东河油田在勘察深度15.50m范围内自上而下地层主要为：第四系杂填土（Q4ml）和第四系冲洪积（Q4al+pl）形成的粉土、粉砂和细砂等地层组成。

4.1.4 水文及水文地质

（1）区域地质构造控水作用

①塔里木盆地构造控水条件

塔里木盆地是发育在地台上的一个大型断陷盆地，是一个复杂的叠合式复合盆地，具有多旋回的发展历史。新构造作用使地台缓慢抬升，以基底的坳陷、隆起呈波状起伏，断裂发育等为基本形态特征，对地下水储存具有较强的控制作用。

②第四系松散地层赋水介质分布

第四系松散地层是区域地下水赋存的主要介质。塔里木盆地第四系地层分布广泛，对山前平原和沙漠腹地水资源的形成、运移、储存及水动力循环具有显著的影响作用。环盆地的冲洪积倾斜平原呈向心状倾斜，山前巨厚的第四系松散堆积物为地下水储存提供了良好空间，第四系组成岩性均为单一的卵砾石和砂砾石层，也使该区域成为单一结构的孔隙潜水分布区。由盆地南、北缘和西缘向盆地中心方向地势逐渐降低，第四系厚度逐渐变薄，至洪冲积倾斜平原下部溢出带部位，组成岩性由洪冲积平原区单一卵砾石、砂砾石层逐渐变为细土与砂砾石和砂层互层状，这里分布的地下水为多层结构的潜水和承压（自流）水。

（2）区域地下水补给、径流、排泄条件

塔里木盆地地下水受地表水补给作用极为强烈。在区域上，盆地北缘地下水接受开都-孔雀河、渭干河、阿克苏河及其它河流出山口后的入渗补给、天山南麓山前地带暴雨洪流入渗补给、渠系引水入渗补给及山区地下水侧向径流补给等；在盆地西缘和南缘，地下水接受克孜河、盖孜河、叶尔羌河、喀拉喀什河、玉龙

喀什河、于田河、克里雅河和车尔臣河等河流出山口后入渗补给、昆仑山山前地带暴雨洪流入渗补给、渠系引水入渗补给及山前侧向地下水径流补给等。

塔里木盆地北缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由北向南径流，至塔里木河以北的细土平原地下水浅埋带，一部分以垂直蒸发和植物蒸腾形式进行垂直排泄，另一部分则排入塔里木河或河床冲积层。在盆地西缘和南缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由南（或西南）向北（或东北）径流，至山前洪冲积倾斜平原前缘溢出带附近一部分以泉的形式排泄于地表，一部分通过蒸发和植物蒸腾形式进行排泄，在埋深小于 1m 地段，地表土层普遍积盐，形成厚达 10~20cm 的白色盐壳；还有一部分则以地下侧向径流的形式排泄于塔克拉玛干沙漠中。塔克拉玛干沙漠中的地下水大体由南向北缓慢径流（盆地西南缘为由西南向东北径流）至塔里木河附近折转向东径流，下游向东南径流，最终排泄于台特玛湖和罗布泊，并通过蒸发和植物蒸腾形式进行垂直排泄。沙漠下伏冲湖积层是地下水储存的地下水库，地下水流速缓慢，靠远距离排泄平衡。

4.1.5 气候气象

库车市地处暖温带，油田所处地区气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差均较大，属暖温带大陆性干旱气候。库车市平原区域南北地形地貌不同，地势高差较大，形成了明显的区域性气候差异。其基本特征是：北部山区气候湿润，气温凉爽，光照充足，降水量大，蒸发量小。南部平原气候干燥、炎热，光照充足，降水稀少，蒸发强烈，风沙活动频繁。库车市主要气象数据见表 4.1-1。

表 4.1-1　库车市主要气候气象参数一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均气温	11.4℃	7	年平均风速	2.6m/s
2	极端最高气温	41.5℃	8	10m 高最大风速	19.7m/s
3	极端最低气温	-27.4℃	9	年最大降雨量	194.7mm
4	月平均最高气温（7 月）	32.9℃	10	年最小降雨量	33.6mm
5	月平均最低气温（1 月）	-18.0℃	11	年平均降雨量	66.7mm
6	年平均相对湿度	43%	12	平均年蒸发量	2900mm

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

（1）调查范围

本项目地处塔里木盆地北部荒漠－绿洲农业区，行政区划隶属于库车市管辖，新建项目位于塔里木油田牙哈油田牙哈 1 区块。项目主要建设内容为：部署采油井 5 口，其中利用老井 3 口，新钻井 2 口；新建集输管线 1.7km；配套建设供配电、自控、通信、土建、防腐等公辅工程。根据工程分析，本项目总占地约 1.75hm^2，其中永久占地 0.387hm^2、临时占地 1.363hm^2。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），本项目以井场场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 范围为生态评价范围，面积约 1.15km^2。

（2）调查内容

A.调查评价范围内的植物区系、植被类型；动物区系、物种组成及分布特征；生态系统的类型、特征；重要野生动植物等。

B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。

C.调查区域存在的主要生态问题。

（3）调查方法

本评价生态特征调查采用资料收集、现场踏勘结合遥感解译的方法。在资料收集、分析和现场踏勘调查的基础上，利用“3S”等技术手段，进行数据采集，对资料、信息和数据进行汇总、整理、分析，并完成生态制图。

A.基础资料收集

收集工程周边地区非生物因子特征（气候、土壤、地形地貌、水文地质等）、动植物类型及分布、植被类型及分布、生态功能区划、土地利用等资料，还参考了《新疆植物志》《新疆脊椎动物简志》《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

B.现场勘查

1）陆生植被调查

本次调查主要在收集整理项目区域及邻近地区的现有生物多样性资料、综合分析现有资料的基础上，结合实地调查结果，获取评价区陆生植被现状。

2）陆生动物调查

搜集参照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物》（HJ 710.3-2014）《生物多样性观测技术导则 鸟类》（HJ 710.4-2014）《生物多样性观测技术导则 爬行动物》（ HJ 710.5-2014）《生物多样性观测技术导则 两栖动物》（HJ 710.6-2014）等确定的技术方法，本次陆生动物调查主要通过收集整理项目涉及区域现有生物多样性资料、野外踪迹进行调查的方法，结合现场调查结果确定动物种类及数量，最终对评价区的动物资源现状得出综合结论。

C.生态制图

采用“3S”技术进行地表类型的数字化判读，完成数字化的植被类型图和土地利用类型图。本次遥感数据采用 Landsat8 OLI 卫星遥感影像，受时相、云量及季节的影响，数据时间为 2024 年 6 月。从遥感信息获取的地面覆盖类型，在地面调查和历史资料基础上进行综合判读，采用监督分类的方法最终赋予生态学的含义。植被类型的确定需结合不同植被类型分布的生态学特征，不单纯依靠色彩进行划分，对监督分类产生的植被初图，结合地面样点和等高线、坡度、坡向等信息，对植被图进行目视解译校正，得到符合精度要求的植被图。在植被图的基础上，进一步合并有关地面类型，得到土地利用类型图。

D.生物量的测定与估算

重点测定评价范围内分布广泛的植被类型的生物量，参考国内有关生物量的相关资料，并根据当地的实际情况，估算出评价范围内植被类型的生物量。

4.2.2 生态功能区划调查

本项目位于阿克苏地区库车市，项目所在区域不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊生态敏感区域和重要生态敏感区域，评价范围以城镇系统和农田生态系统为主。

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），项目区属于渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（43）。项目区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.2-1。生态功能区划见图 4.2-1。

表 4.2-1　项目区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）
	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1）
	生态功能区	渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55）
主要生态服务功能		农产品生产、荒漠化控制、油气资源
主要生态环境问题		土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染
生态敏感因子敏感、程度		生物多样性及其生境中度敏感，土地沙漠化中度敏感、土壤盐渍化高度敏感
主要保护目标		保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害
主要保护措施		节水灌溉、开发地下水、完善水利工程设施、发展竖井排灌、防治油气污染、减少向塔河注入农田排水
适宜发展方向		发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地

由表 4.2-1 可知，本项目位于“渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区”，主要服务功能为“农产品生产、荒漠化控制、油气资源”，主要保护目标“保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防治洪水危害”。主要发展方向为“发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地”。

本项目属于石油开采项目，与生态功能区划发展方向一致。项目对生态环境的影响主要体现在施工期，具有临时性、短暂性特点，主要是油气管线敷设和井场设备安装。施工结束后，管沟回填，将表层土用于复耕等，可恢复到原来土地使用功能水平，不会对当地农业生态系统造成影响，同时完善水土保持措施，不会对区域水土流失加剧、土壤盐渍化造成影响。本项目废气达标排放、产生的固废妥善处置，可确保油气开发与生态环境保护的双赢，与区域发展方向相协调。

本项目部分工程占用永久基本农田，建设单位须严格按照《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦，恢复为占用前耕地质量水平，不影响永久基本农田保护任务。

综上所述，本项目的建设不会对项目所在区域土壤、动植物等生态环境产生明显的影响，符合本区域生态服务功能定位，与区域发展方向相协调。

图 4.2-1　生态功能区划图

4.2.3 生态系统调查与评价

本项目位于农田绿洲的边缘，项目周边农田和油田生产设施相嵌分布。根据《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类方法，对评价区生态系统进行分类，项目评价范围生态系统主要为农田生态系统和城镇生态系统交错的复合型生态系统，生态系统结构简单。

项目所在区域土壤类型主要为盐土，植被类型以人工栽培植被为主，主要是棉花和核桃等，此外还有农田周边、道路和沟渠两侧人工种植的防护林，自然植被主要是荒漠灌木和荒漠草本植物。评价区内总体生态系统类型简单、稳定性较差、环境异质性较低，系统受扰动后的自我恢复能力弱。各生态系统特征类型如下：

（1）生态系统特征

新建 2 座井场、新建 YH1-6H 井至 YH1 计量阀组集输管线位于农田生态系统。农田生态系统结构简单，受人类活动的强烈干扰，具有高度开放性，系统内能量流动和物质循环量较大。评价区农田主要是水浇地和园地，水浇地种植作物为棉花，园地主要种植核桃树，农作物种类简单。总体看，区内农田生态环境处于中高水平。

（2）城镇生态系统

本项目评价范围内还分布有部分采矿用地和农村宅基地，采矿用地主要是牙哈 1 区块内现有井场、站场等，农村宅基地主要是项目区周边村庄，由此在评价范围内形成一种高度人工干预、扰动剧烈且生态功能退化的城镇生态系统。该生态系统内主要是油田基础设施和城镇基础设施主导景观，钻井平台、集输管线、道路等基础设施的建设，会将原本连续的荒漠景观切割，由此造成的地表扰动、土壤退化和水土流失等进一步使生物群落结构改变。

4.2.4 土地利用现状调查与评价

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，根据《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定项目区内的土地利用

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。生态环境评价范围内土地利用现状见表 4.2-2。

表 4.2-2　生态环境评价范围内土地利用类型一览表

序号	土地类型		评价区	
	一级类	二级类	面积（hm^2）	百分比（%）
1	园地	果园	1.64	1.43
2	耕地	水浇地	77.37	67.59
3	住宅用地	农村宅基地	2.97	2.59
4	草地	其他草地	32.06	28.01
5	水域及水利设施用地	沟渠	0.42	0.37
合计			114.46	100.00

本项目生态现状调查范围面积 1.15km^2，项目周边分布有水浇地，是评价范围内占比最大的土地利用类型，占评价范围面积的 67.59%。水浇地周边分布有其他草地，是评价范围内分布第二多的土地利用类型，占评价范围面积的 28.01%。除此之外，评价范围内还分布有少量的果园、沟渠和农村宅基地，三种地类面积合计占评价范围面积的 4.4%。土地利用现状见图 4.2-2。

本项目新增征地占地类型见表 4.2-3。

表 4.2-3　项目区域土地利用类型一览表

工程内容		占地性质	占地类型	面积（hm^2）	百分比（%）
井场工程	YH1-6H 井场、YH1-H7 井场	永久	水浇地	0.1935	11.06
			果园	0.1935	11.06
集输工程	新建集输管线	临时	水浇地	0.56	32.00
			其他草地	0.8	45.71
道路工程	井场道路	临时	水浇地	0.003	0.17
合计				1.75	100.00

由表 4.2-3 可知，项目占地类型主要是其他草地和水浇地。本项目永久占地面积 0.387hm^2，主要是新建井场永久征地，占地类型是水浇地和果园，其中 YH1-H7 井场永久占用和新建管线临时占用的水浇地中有永久基本农田，是喀拉玉吉买村和乌恰镇直属永久基本农田，种植作物为棉花。本项目临时占地面积 1.363hm^2，主要是井场道路和集输管线临时占地，占地类型为水浇地和其他草地。

4.2.5 植被现状调查与评价

本项目位于塔里木油田牙哈油田牙哈 1 区块，根据中国植被区划，该区域的植被类型属塔里木荒漠省、塔克拉玛干亚省、塔里木河谷洲。该区域气候极端干旱，但热量丰富，加上受塔里木河水的影响，非地带性的水热条件又丰富了一些植被类型。评价范围内的植被除绿洲中的农耕作物外，基本属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木，在平原区扇缘带以耐盐碱的盐柴类植被为主。

本项目评价区高等植被有 14 种，分属 6 科，详见表 4.2-4。根据《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）及《关于印发〈新疆国家重点保护野生植物名录〉的通知》（新林护字〔2022〕8 号），评价区无国家及自治区保护植物分布。

表 4.2-4　区域野生植物情况一览表

序号	科	种名	拉丁名
1	苋科 *Amaranthaceae*	圆叶盐爪爪	*Kalidium schrenkianum*
2		刺沙蓬	*Salsola tragus*
3		短叶假木贼	*Anabasis brevifolia*
4		合头草	*Sympegma regelii Bunge*
5		盐穗木	*Halostachys caspica（M. Bieb.） C. A. Mey.*
6	柽柳科 *Tamaricaccae*	琵琶柴	*Rcaumuria soongaria*
7	豆科 *Leguminosae*	苦马豆	*Sphaorophysa salsula*
8		骆驼刺	*Alhagi camelorum*
9	白刺科 *Nitrariaceae*	骆驼蓬	*Peganum harmala*
10		小果白刺	*Nitraria sibirica*
11	菊科 *Compositae*	花花柴	*Karelinia caspica*
12	禾本科 *Gramineae*	芦苇	*Phragmites australis*
13		赖草	*Leymus secalinus*
14		猪毛菜	*Salsola collina*

根据现场调查及查阅相关资料，本项目所在区域内植被以人工种植作物为主，主要是棉花和核桃树等。区域内自然植被较少，自然植被主要是盐穗木、合头草、假木贼和猪毛菜等。地面自然植被稀少，植被覆盖度约为 20%。植被类型见图 4.2-3。

4.2.6 野生动物现状调查与评价

（1）野生动物区划

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准，本项目属于蒙新区西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中游区。评价区位于塔里木盆地荒漠区，气候干旱，生态系统及其脆弱。

（2）野生动物栖息生境类型

本项目区域地势较为平坦，周边农田广布。通过对评价范围内动物的实地调查和查询有关资料，该区域周边由于受到农田耕作和陆地石油天然气开采等人为活动的影响，已经几乎看不到野生动物的踪迹，动物种类和数量较少。本项目周边农田区有较好的植被和食物来源，为一些伴人种动物提供了良好的栖息生存的条件，主要为小型啮齿类和鸟类，如灰仓鼠、小家鼠、小嘴乌鸦和灰斑鸠等动物。在农田外部灌木和多年生草本植物分布的区域还栖息着一些耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主，如子午沙鼠、密点麻蜥和沙百灵等。

（3）野生动物种类及分布

通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，该地区栖息分布着各种野生两栖类动物 1 种，爬行类 3 种，鸟类 10 种，哺乳类 2 种。本项目位于油田开发和农作物耕种区域，因开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已见不到大中型野生动物。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.2-5。

表 4.2-5　评价区主要动物名录及其种类和分布

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
两栖类				
1	绿蟾蜍	*Bufo viridis*	/	±
爬行类				
2	南疆沙蜥	*Phrynocephalus forsythi*		
3	密点麻蜥	*Eremias multiocellata*	/	+
4	荒漠麻蜥	*Eremias przewalskii*	/	±
鸟类				
5	雉鸡	*Phasianus colchicus*	R	±
6	原鸽	*Columba livia*	R	+

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
7	灰斑鸠	*Streptopelia decaocto*	R	+
8	角百灵	*Eremophila alpestris*	R	+
9	蒙古沙雀	*Rhodopechys mongolica*	R	+
10	紫翅椋鸟	*Sturnus vulgaris*	B	++
11	寒鸦	*Corvus monedual*	W	+
12	小嘴乌鸦	*Corvua corone*	B	++
13	黑顶麻雀	*Passer ammodendri*	R	++
14	棕尾伯劳	*Lanius isabellinus*	B	++
哺乳类				
15	三趾心颅跳鼠	*Salpingotus kozlovi*	/	±
16	子午沙鼠	*Meriones meridianus*	/	±

注：（1）R—留鸟；B—繁殖鸟；W—冬候鸟；S—夏候鸟；（2）±：偶见种； +：常见种；++：多见种；

4.2.7 生态敏感区调查与评价

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态保护目标主要为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。结合现状调查，评价区域生态保护目标主要为区域内分布的野生动植物。同时按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》，将区域永久基本农田、水土流失重点治理区等环境敏感区一并进行调查及评价。

4.2.7.1 重要物种

根据《国家重点保护野生动物名录（2021 年版）》《新疆国家重点保护野生动物名录》《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，经过咨询当地林业局野生动物保护科以及生态环境局等单位，该区域没有国家和地方重点保护动物。

4.2.7.2 永久基本农田

本项目永久和临时占用永久基本农田，保护内容主要为水土流失防治、土壤肥力、农田面积等，虽不属于生态敏感区，但其属于环境敏感区之列，在此做简要调查评价。本项目周边分布大量永久基本农田，主要种植作物为棉花，项目新增占用永久基本农田耕地类型均为水浇地。由于项目周边基本农田分布较为广泛，因此无法对基本农田进行完全避让。新建 YH1-H7 井场永久占用永久基本农田

0.1935hm^2，新建管线临时占用基本农田0.176hm^2。项目与永久基本农田位置关系见图4.2-4。

本项目所在区域分布的永久基本农田为库车市永久基本农田，形状和内部结构比较规则，主要种植棉花。受地下油藏分布及现有井场位置影响，项目井场无法避让永久基本农田，建设单位应严格按照《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦。同时建设单位应根据《基本农田保护条例》（2011年修正，2011年1月8日起施行）、《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）和《新疆维吾尔自治区基本农田保护办法》（2010年修正，2010年12月13日起施行）要求，临时占用部分水浇地（基本农田），在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年。同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收，验收合格的，继续按照永久基本农田保护和管理；验收不合格的，责令土地使用者进行整改，经整改仍不合格的，按照《土地复垦条例》规定由县级自然资源主管部门使用缴纳的土地复垦费代为组织复垦，并由县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收。

4.2.7.3 水土流失重点治理区

（1）水土流失重点防治分区

根据新水水保〔2019〕4号文件，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19615.9km^2，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283963km^2，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。项目所在区域库车市位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《新疆维吾尔自治区2018年自治区级水土流失动态监测报告》，库车市土地总面积14529km^2，水土流失总面积5039.67km^2，占市区总面积34.69%，轻度侵蚀面积达3550.35km^2，占市域水土流失总面积的70.45%，中度侵蚀面积达429.52km^2，占市域水土流失总面积的8.52%，强烈侵蚀面积达931.75km^2，占市域水土流失总面积的18.49%，极强烈侵蚀面积达128.05km^2，占市域水土流失总面积的2.54%，侵蚀类型主要有水力侵蚀、风力侵蚀和冻融侵蚀。其中风力侵蚀面积为2927.75km^2，占土地总面积的20.15%，冻融侵蚀面积为1343.72km^2，占土地总面积的9.15%，水力侵蚀面积为768.20km^2，占土地总面积的5.29%。

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），结合项目区的地理位置、地形地貌、气候特征、河流特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以中度水力侵蚀为主，土壤侵蚀模数背景值取为2600t/km^2·a。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定项目区容许土壤流失量取值为2200t/km^2·a。

（3）水土保持基础功能类型

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》，项目所在区域（库车市）的水土保持基础功能类型是水源涵养、农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护、水源涵养，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河源流阿克苏河中高山区的水源涵养区天然林草进行封禁保护，塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

（4）水土流失预防措施

项目所在区域水土流失预防措施为：在塔里木河等主要河流产流、汇流区域加强对河谷林草的保护，对退化草场进行生态修复，合理利用草场资源，发展人工饲草料基地的建设，实施以电代柴工程，保护河谷林草。

（5）水土流失治理措施

项目所在区域水土流失治理措施为：加强流域水资源统一管理、保证生态用水，在加强天然林草建设和管护的同时，对天然林草进行引洪灌溉，促进天然林

草的恢复和更新，提高乔灌的郁闭度和草地的覆盖度，为区域经济的可持续发展提供保障。

4.2.7.4 土地沙化现状调查

本项目位于阿克苏地区库车市，根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域属于非沙化区，本项目沙化土地类型分布情况见图4.2-5。

4.2.8 主要生态问题调查

本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

本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。

4.2.9 生态环境现状小结

本项目位于库车市山前洪积平原区，工程所在区域地势较为平坦，属于渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境。本项目距离最近的生态保护红线是北侧26km处的天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区。生态保护目标主要为区域重要野生动植物、永久基本农田和水土流失重点治理区

等，本项目永久占用永久基本农田 0.1935hm^2。

本项目所在区域植被以人工栽培的作物为主，主要棉花和核桃树；自然植被主要以盐穗木、合头草、假木贼和猪毛菜等为主；评价范围内涉及的土地利用类型主要为其他草地和水浇地；根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域沙化土地类型属于非沙化区；现场调查中未发现国家及自治区级重点保护野生植物和野生动物。评价区域内受人为活动影响较大，生态系统类型简单、脆弱，主要是农田生态系统和城镇生态系统，环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力较弱。

图 4.2-2　本项目土地利用图

图 4.2-3　本项目植物类型分布图

图 4.2-4　本项目周边基本农田分布示意图

图 4.2-5　本项目沙化土地类型分布情况图

4.3 地下水环境现状调查与评价

4.3.1 地下水环境现状监测

（1）调查方法

地下水环境现状调查采用实测法。

（2）监测布点

根据本项目所在区域水文地质条件以及地下水流向，本次评价在项目所在区域布设5个潜水水质监测点，监测点基本满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的要求。各监测点设置情况及基本信息见表4.3-1，具体监测点位见图4.3-1。

表4.3-1 地下水监测点设置情况一览表

序号	点位	坐标	监测层位	井深（m）	水位埋深（m）	与本项目位置关系	监测时间	监测单位
1	项目区上游	**	潜水	**	**	YH1-6H井北侧2.1km	2025年8月	新疆中测测试有限责任公司
2	项目区南侧	**	潜水	**	**	YH1-H7井南侧0.2km		
3	项目区西侧	**	潜水	**	**	YH1-H7井西南侧1km		
4	项目区东侧	**	潜水	**	**	YH1-6H井西南侧0.6km		
5	项目区下游	**	潜水	**	**	YH1-H7井南侧2.6km		

（3）监测频率

监测1天，每个点位采样1次。

（4）监测项目及分析方法

①监测项目

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次评价的监测项目包括：水位埋深、井深、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物等项目。

②分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）有关标准和规范执行。分析方法、各因子检出限等详细情况见表4.3-2。

表4.3-2 地下水环境监测因子和检测因子分析方法一览表

序号	检测项目	检测方法	检出限/最低检出浓度
1	pH值	《水质 pH值的测定 电极法》（HJ 1147-2020）	-
2	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第4部分：感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）	1.0 mg/L
3	溶解性总固体		-
4	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》（HJ 503-2009）	0.0003 mg/L
5	高锰酸盐指数（以O_2计）	《生活饮用水标准检验方法 第7部分：有机物综合指标》（GB/T 5750.7-2023）	0.05 mg/L
6	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》（HJ 535-2009）	0.025 mg/L
7	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 第12部分：微生物指标》（GB/T 5750.12-2023）5.2 滤膜法	-
8	菌落总数	《生活饮用水标准检验方法 第12部分：微生物指标》（GB/T 5750.12-2023）4.1 平皿计数法	-
9	亚硝酸盐（氮）	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》（GB 7493-87）	0.003 mg/L
10	硝酸盐（氮）	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ/T 346-2007）	0.08 mg/L
11	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第5部分：无机非金属指标》（GB/T 5750.5-2023）7.1 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法	0.002 mg/L
12	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》（GB 7484-87）	0.05 mg/L
13	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》（HJ 694-2014）	4×10^{-5} mg/L
14	砷		3×10^{-4} mg/L
15	镉	《生活饮用水标准检验方法 第6部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023）12.1 无火焰原子吸收分光光度法	5×10^{-4} mg/L
16	六价铬	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》（GB 7467-87）	0.004 mg/L
17	铅	《生活饮用水标准检验方法 第6部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023）14.1 无火焰原子吸收分光光度法	2.5×10^{-3} mg/L
18	钡	《生活饮用水标准检验方法 第6部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023）19.1 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10^{-2} mg/L

序号	检测项目	检测方法	检出限/最低检出浓度
19	硫酸根（硫酸盐）	《水质 无机阴离子（F^-、Cl^-、NO_2^-、Br^-、NO_3^-、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-}）的测定 离子色谱法》（HJ 84-2016）	0.018 mg/L
20	氯离子（氯化物）		0.007 mg/L
21	钾离子	《水质 可溶性阳离子（Li^+、Na^+、NH_4^+、K^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}）的测定 离子色谱法》（HJ 812-2016）	0.02 mg/L
22	钠离子		0.02 mg/L
23	钙离子		0.03 mg/L
24	镁离子		0.02 mg/L
25	碳酸根	《地下水质分析方法 第49部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》（DZ/T 0064.49-2021）	1 mg/L
26	碳酸氢根		
27	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》（GB 11911-89）	0.03 mg/L
28	锰		0.01 mg/L
29	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》（HJ 1226-2021）	0.003 mg/L
30	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ 970-2018）	0.01 mg/L

4.3.2 地下水环境现状评价

（1）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。

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

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

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

式中：P_{pH}——pH 的标准指数，无量纲；

pH——pH 监测值；

pH_{sd}——标准中 pH 的下限值；

pH_{su}——标准中 pH 的上限值。

（3）监测及评价结果

本次环评地下水监测及评价结果见表 4.3-3~5。由表 4.3-3~5 可以看出，监测期间，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。超标与区域水文地质条件有关，反映的是干旱区浅层地下水的共性。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，并非受人类活动所致。

（4）包气带污染现状调查

①监测布点

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），对于一、二级的改扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样。

根据现场调查，本项目可能造成地下水污染的主要工程为已建站场。本次评价在已建站场占地范围内及占地范围外布设 2 个包气带监测点，监测点基本满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的要求，各监测点设置情况见表 4.3-6。

表 4.3-6　包气带现状监测点位置

调查点位	采样深度	备注
YH1 阀组占地范围内	0~20cm	污染控制点
YH1 阀组占地范围外	0~20cm	清洁对照点

②监测因子、时间与频次

监测因子：石油类。

监测时间：2025 年 8 月，监测一天，采样一次。

③监测分析方法

监测项目分析方法具体见表 4.3-7。

表 4.3-7　包气带监测项目分析方法一览表

序号	分析项目	监测方法	方法来源及标准号	检出限
1	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）》	HJ 970-2018	0.01 mg/L

④监测结果

包气带监测结果见表 4.3-8。

表 4.3-8　包气带现状监测结果一览表

监测点位		监测项目	监测值（mg/L）	标准限值（mg/kg）	达标情况
YH1 阀组	占地范围内	石油烃	**	4500	达标
	占地范围外		**		

注：ND 表示低于检出限

从表 4.3-8 调查结果可知，评价区域内已建站场永久占地内外的油田特征污染物石油类监测数值相差不大，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。

4.4 地表水环境现状调查与评价

本项目不涉及地表水体。因此，本评价不进行地表水环境质量现状评价，仅对地下水进行评价。

表 4.3-3　地下水水质现状监测及评价结果一览表（1）

序号	检测项目	单位	监测及评价结果						标准限值（III类）
			项目区上游		项目区南侧		项目区西侧		
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
1	pH 值	无量纲	**	**	**	**	**	**	6.5~8.5
2	氨氮	mg/L	**	**	**	**	**	**	0.5
3	亚硝酸盐氮	mg/L	**	**	**	**	**	**	1
4	硝酸盐（以 N 计）	mg/L	**	**	**	**	**	**	20
5	氰化物	mg/L	**	**	**	**	**	**	0.05
6	挥发酚	mg/L	**	**	**	**	**	**	0.002
7	汞	mg/L	**	**	**	**	**	**	0.001
8	砷	mg/L	**	**	**	**	**	**	0.01
9	铬（六价）	mg/L	**	**	**	**	**	**	0.05
10	**总硬度**	mg/L	**	**	**	**	**	**	450
11	铅	mg/L	**	**	**	**	**	**	0.01
12	氟化物	mg/L	**	**	**	**	**	**	1.0
13	镉	mg/L	**	**	**	**	**	**	0.005
14	铁	mg/L	**	**	**	**	**	**	0.3
15	锰	mg/L	**	**	**	**	**	**	0.1

16	**溶解性总固体**	mg/L	**	**	**	**	**	**	1000
17	耗氧量	mg/L	**	**	**	**	**	**	3.0
18	**硫酸盐**	mg/L	**	**	**	**	**	**	250
19	**氯化物**	mg/L	**	**	**	**	**	**	250
20	总大肠菌群	CFU/100mL	**	**	**	**	**	**	3.0
21	细菌总数	CFU/mL	**	**	**	**	**	**	100
22	硫化物	mg/L	**	**	**	**	**	**	0.02
23	石油类	mg/L	**	**	**	**	**	**	0.05
24	**钠**	mg/L	**	**	**	**	**	**	200
25	钡	mg/L	**	**	**	**	**	**	0.7

表 4.3-4　地下水水质现状监测及评价结果一览表（2）

序号	检测项目	单位	监测及评价结果				标准限值（III类）
			项目区东侧		项目区下游		
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	
1	pH 值	无量纲	**	**	**	**	6.5~8.5
2	氨氮	mg/L	**	**	**	**	0.5
3	亚硝酸盐氮	mg/L	**	**	**	**	1
4	硝酸盐氮	mg/L	**	**	**	**	20
5	氰化物	mg/L	**	**	**	**	0.05

6	挥发酚	mg/L	**	**	**	**	0.002
7	汞	mg/L	**	**	**	**	0.001
8	砷	mg/L	**	**	**	**	0.01
9	铬（六价）	mg/L	**	**	**	**	0.05
10	**总硬度**	mg/L	**	**	**	**	450
11	铅	mg/L	**	**	**	**	0.01
12	氟化物	mg/L	**	**	**	**	1.0
13	镉	mg/L	**	**	**	**	0.005
14	铁	mg/L	**	**	**	**	0.3
15	锰	mg/L	**	**	**	**	0.1
16	**溶解性总固体**	mg/L	**	**	**	**	1000
17	耗氧量	mg/L	**	**	**	**	3.0
18	**硫酸根(硫酸盐)**	mg/L	**	**	**	**	250
19	**氯离子(氯化物)**	mg/L	**	**	**	**	250
20	总大肠菌群	CFU/100mL	**	**	**	**	3.0
21	细菌总数	CFU/mL	**	**	**	**	100
22	硫化物	mg/L	**	**	**	**	0.02
23	石油类	mg/L	**	**	**	**	0.05
24	**钠**	mg/L	**	**	**	**	200
25	钡	mg/L	**	**	**	**	0.7

表 4.3-5　地下水监测分析因子分析结果一览表

项目		项目区上游	项目区南侧	项目区西侧	项目区东侧	项目区下游
监测值（mg/L）	K^+	**	**	**	**	**
	N_a^+	**	**	**	**	**
	Ca^{2+}	**	**	**	**	**
	Mg^{2+}	**	**	**	**	**
	CO_3^{2-}	**	**	**	**	**
	HCO^{3-}	**	**	**	**	**
	Cl^-	**	**	**	**	**
	SO_4^{2-}	**	**	**	**	**
毫克当量浓度（meq/l）	K^+	**	**	**	**	**
	Na^+	**	**	**	**	**
	Ca^{2+}	**	**	**	**	**
	Mg^{2+}	**	**	**	**	**
	CO_3^{2-}	**	**	**	**	**
	HCO^{3-}	**	**	**	**	**
	Cl^-	**	**	**	**	**
	SO_4^{2-}	**	**	**	**	**

图 4.3-1　本项目监测点位图

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 土壤类型及分布调查

根据遥感影像图、土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，本项目所在区域土壤类型主要以盐土为主。评价区土壤类型见图 4.5-1。

盐土分布在塔里木河北岸远离河道的广阔区域。项目区主要是典型盐土亚类。典型盐土通常由草甸盐土和盐化土壤进一步积盐，盐生植被取代草甸植被，生草过程进一步削弱而来。其地下水位约 2~3m，地面起伏不平，并被 5~15cm 的盐结皮或盐结壳所覆盖，盐类组成以氯化物为主，生物累积少，有机质含量及其它养分含量均较低。植被以稀疏的盐生灌丛为主，常见的有柽柳、骆驼刺、盐穗木等，盖度 10~20％。

4.5.2 土壤理化性质调查

本项目同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，根据项目工程分析情况，针对工程占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为本项目附近土壤。分析结果如表 4.5-1 所示。

表 4.5-1　土壤理化特性调查表

点号		YH1-6H 井井场		YH1-H7 井井场	
时间		2025 年 8 月 27 日		2025 年 8 月 27 日	
坐标		**		**	
层次		表层样	深层样	表层样	深层样
现场记录	颜色	**	**	**	**
	土壤结构	**	**	**	**
	土壤质地	**	**	**	**
	砂砾含量	**	**	**	**
	其他异物	**	**	**	**
实验室测定	pH 值	**	**	**	**
	阳离子交换量（cmol/kg）	**	**	**	**
	氧化还原电位（mV）	**	**	**	**
	饱和导水率（cm/s）	**	**	**	**
	土壤容重（kg/m^3）	**	**	**	**
	孔隙度（%）	**	**	**	**

图 4.5-1　本项目土壤类型图

YH1-6H 井土壤表层样	YH1-6H 井土壤深层样	YH1-H7 井土壤表层样	YH1-H7 井土壤深层样

图 4.5-2　土壤剖面图

4.5.3 土壤环境现状监测

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），本项目所在区域属于土壤盐化地区，项目按照土壤污染影响型和生态影响型考虑。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）布点要求，本评价在占地范围内设置5个柱状样和5个表层样，占地范围外设置6个表层样；土壤类型主要为盐土。土壤监测布点符合《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）中污染影响型和生态影响型项目布点要求。

（1）监测布点

根据项目区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地和农用地进行评价。

①占地范围内：

占地范围内共布设5个表层样监测点：TN1（YH1-6H井）、TN2（YH105H井）、TN3（YH1-H7井）、TN4（YH1-H4井）、TN5（YH1阀组）。

占地范围内共布设5个柱状样监测点：TN6（YH1-6H井）、TN7（YH1-H7井）、TN8（YH1阀组）、TN9（YH105H井）、TN10（YH1-H4井）；

②占地范围外：

占地范围外共布设6个表层样监测点：TW1（YH1-6H井井场北侧外50m）、TW2（YH1-H7井井场南侧外50m）、TW3（YH1阀组北侧外50m）、TW4（YH1阀组南侧外50m）、TW5（YH105H井井场东侧外50m）、TW6（YH1-H4井井场北侧外50m）。

具体监测点位及监测因子见表4.5-2。

表4.5-2 土壤监测点位及监测项目表

分类	采样层位	采样区名称	地理坐标	监测因子	备注
占地范围内	柱状样	TN1（YH1-6H井）	**	《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+特征因子：石油烃+土壤盐分含量+pH	实测
		TN2（YH105H井）	**	pH+石油烃+土壤盐分含量	

建设用地标准）		TN3（YH1-H7井）	**		
		TN4（YH1-H4井）	**		
		TN5（YH1阀组）	**		
	表层样	TN6（YH1-6H井）	**		
		TN7（YH1-H7井）	**		
		TN8（YH1阀组）	**		
		TN9（YH105H井）	**		
		TN10（YH1-H4井）	**		
占地范围外（农用地标准）	表层样	TW1（YH1-6H井井场北侧外50m）	**	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表1规定的基本项目：pH+8项重金属+土壤盐分含量+石油烃	
		TW2（YH1-H7井井场南侧外50m）	**	pH+石油烃+土壤盐分含量	
		TW3（YH1阀组北侧外50m）	**		
		TW4（YH1阀组南侧外50m）	**		
		TW5（YH105H井井场东侧外50m）	**		
		TW6（YH1-H4井井场北侧外50m）	**		

（2）监测频率

监测1天，监测1次。

（3）监测单位

本次评价土壤检测委托新疆中测测试有限责任公司对土壤环境质量现状进行了监测，监测时间为2025年8月。

（4）监测项目及分析方法

①监测项目

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），本次评价的监测项目包括：

《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表1规定的基本项目：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、pH、土壤盐分含量、石油烃共计11项。

《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》

（GB36600-2018）第二类用地的基本因子+特征因子：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、顺式-1，2-二氯乙烯、反式-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/对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯苯酚、苯并〔a〕蒽、苯并〔a〕芘、苯并〔b〕荧蒽、苯并〔k〕荧蒽、䓛、二苯并〔a，h〕蒽、茚并〔1，2，3-cd〕芘、萘、pH、石油烃、土壤盐分含量共计48项。

②分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》执行，监测分析方法按照《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166-2004）《建设用地土壤污染状况调查 技术导则》（HJ25.1-2019）有关标准和规范执行。

4.5.4 土壤环境现状评价

（1）评价标准

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

占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表1农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的pH＞7.5所列标准；石油烃参考《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）“表2建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（其他项目）”第二类用地风险筛选值。

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

（3）监测及评价结果

本次环评土壤监测及评价结果见表4.5-3~10。由表4.5-3~10可以看出，监测期间，项目区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出，重金属元素含量相对较低，占地范围内土壤各监测因子满足《土壤环境质量 建设用

地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

占地范围外的土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB156 18-2018）中“表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH＞7.5 所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

表 4.5-3　占地范围内柱状样土壤环境质量评价（1）

监测点位				TN1（YH1-6H 井）		
采样深度				0~0.5m		
序号	检测项目	单位	筛选值（第二类用地）	监测数据	Pi	达标情况
1	总砷	mg/kg	60	**	**	**
2	镉	mg/kg	65	**	**	**
3	六价铬	mg/kg	5.7	**	**	**
4	铜	mg/kg	18000	**	**	**
5	铅	mg/kg	800	**	**	**
6	总汞	mg/kg	38	**	**	**
7	镍	mg/kg	900	**	**	**
8	四氯化碳	μg/kg	2800	**	**	**
9	氯仿	μg/kg	900	**	**	**
10	氯甲烷	μg/kg	37000	**	**	**
11	1，1-二氯乙烷	μg/kg	9000	**	**	**
12	1，2-二氯乙烷	μg/kg	5000	**	**	**
13	1，1-二氯乙烯	μg/kg	66000	**	**	**
14	顺式-1，2-二氯乙烯	μg/kg	596000	**	**	**
15	反式-1，2-二氯乙烯	μg/kg	54000	**	**	**
16	二氯甲烷	μg/kg	616000	**	**	**
17	1，2-二氯丙烷	μg/kg	5000	**	**	**
18	1，1，1，2-四氯乙烷	μg/kg	10000	**	**	**
19	1，1，2，2-四氯乙烷	μg/kg	6800	**	**	**
20	四氯乙烯	μg/kg	53000	**	**	**
21	1，1，1-三氯乙烷	μg/kg	840000	**	**	**

22	1，1，2-三氯乙烷	μg/kg	2800	**	**	**
23	三氯乙烯	μg/kg	2800	**	**	**
24	1，2，3-三氯丙烷	μg/kg	500	**	**	**
25	氯乙烯	μg/kg	430	**	**	**
26	苯	μg/kg	4000	**	**	**
27	氯苯	μg/kg	270000	**	**	**
28	1，2-二氯苯	μg/kg	560000	**	**	**
29	1，4-二氯苯	μg/kg	20000	**	**	**
30	乙苯	μg/kg	28000	**	**	**
31	苯乙烯	μg/kg	1290000	**	**	**
32	甲苯	μg/kg	1200000	**	**	**
33	间/对二甲苯	μg/kg	570000	**	**	**
34	邻二甲苯	μg/kg	640000	**	**	**
35	硝基苯	μg/kg	76000	**	**	**
36	苯胺	mg/kg	260	**	**	**
37	2-氯苯酚	mg/kg	2256	**	**	**
38	苯并〔a〕蒽	mg/kg	15	**	**	**
39	苯并〔a〕芘	mg/kg	1.5	**	**	**
40	苯并〔b〕荧蒽	mg/kg	15	**	**	**
41	苯并〔k〕荧蒽	mg/kg	151	**	**	**
42	䓛	mg/kg	1293	**	**	**
43	二苯并〔a，h〕蒽	mg/kg	1.5	**	**	**
44	茚并〔1，2，3-cd〕芘	mg/kg	15	**	**	**
45	萘	mg/kg	70	**	**	**

表 4.5-4　占地范围内柱状样土壤环境质量评价（2）

检测项目	筛选值（第二类用地）	TN1（YH1-6H 井）								
		0~0.5m			0.5~1.5m			1.5~3.0m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH（无量纲）	-	**	**	**	**	**	**	**	**	**
石油烃（mg/kg）	4500	**	**	**	**	**	**	**	**	**
含盐量（g/kg）	-	**	**	**	**	**	**	**	**	**
检测项目	筛选值（第二类用地）	TN2（YH105H 井）								
		0~0.5m			0.5~1.5m			1.5~3.0m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH（无量纲）	-	**	**	**	**	**	**	**	**	**
石油烃（mg/kg）	4500	**	**	**	**	**	**	**	**	**
含盐量（g/kg）	-	**	**	**	**	**	**	**	**	**
检测项目	筛选值（第二类用地）	TN3（YH1-H7 井）								
		0~0.5m			0.5~1.5m			1.5~3.0m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH（无量纲）	-	**	**	**	**	**	**	**	**	**
石油烃（mg/kg）	4500	**	**	**	**	**	**	**	**	**
含盐量（g/kg）	-	**	**	**	**	**	**	**	**	**

表 4.5-5　占地范围内柱状样土壤环境质量评价（3）

检测项目	筛选值（第二类用地）	TN4（YH1-H4 井）								
		0~0.5m			0.5~1.5m			1.5~3.0m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH（无量纲）	-	**	**	**	**	**	**	**	**	**
石油烃（mg/kg）	4500	**	**	**	**	**	**	**	**	**
含盐量（g/kg）	-	**	**	**	**	**	**	**	**	**
检测项目	筛选值（第二类用地）	TN5（YH1 阀组）								
		0~0.2m			0.5~1.5m			1.5~3.0m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH（无量纲）	-	**	**	**	**	**	**	**	**	**
石油烃（mg/kg）	4500	**	**	**	**	**	**	**	**	**
含盐量（g/kg）	-	**	**	**	**	**	**	**	**	**

表 4.5-6　　占地范围内表层样土壤环境质量评价（1）

检测项目	筛选值（第二类用地）	TN6（YH1-6H 井）			TN7（YH1-H7 井）			TN8（YH1 阀组）		
		0~20cm			0~20cm			0~20cm		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH（无量纲）	-	**	**	**	**	**	**	**	**	**
石油烃（mg/kg）	4500	**	**	**	**	**	**	**	**	**
含盐量（g/kg）	-	**	**	**	**	**	**	**	**	**

表 4.5-7　　占地范围内表层样土壤环境质量评价（2）

检测项目	筛选值（第二类用地）	TN9（YH105H 井）			TN10（YH1-H4 井）		
		0~20cm			0~20cm		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH（无量纲）	-	**	**	**	**	**	**
石油烃（mg/kg）	4500	**	**	**	**	**	**
含盐量（g/kg）	-	**	**	**	**	**	**

表 4.5-8　　占地范围外表层样土壤环境质量评价（1）

检测项目	筛选值（第二类用地）	TW2（YH1-H7 井井场南侧外 50m）			TW3（YH1 阀组北侧外 50m）			TW4（YH1 阀组南侧外 50m）		
		0~20cm			0~20cm			0~20cm		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH（无量纲）	-	**	**	**	**	**	**	**	**	**
石油烃（mg/kg）	4500	**	**	**	**	**	**	**	**	**
含盐量（g/kg）	-	**	**	**	**	**	**	**	**	**

表 4.5-9　　占地范围外表层样土壤环境质量评价（2）

检测项目	筛选值（第二类用地）	TW5（YH105H 井井场东侧外 50m）			TW6（YH1-H4 井井场北侧外 50m）		
		0~20cm			0~20cm		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH（无量纲）	-	**	**	**	**	**	**
石油烃（mg/kg）	4500	**	**	**	**	**	**
含盐量（g/kg）	-	**	**	**	**	**	**

表 4.5-10　占地范围外表层样土壤环境质量评价（筛选值 pH＞7.5）（3）

监测点位				TW1（YH1-6H 井井场北侧外 50m）		
采样深度				0~20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值	监测数据	Pi	达标情况
1	pH 值	无量纲	/	**	**	**
2	镉	mg/kg	0.6	**	**	**
3	（总）汞	mg/kg	3.4	**	**	**
4	（总）砷	mg/kg	25	**	**	**
5	铅	mg/kg	170	**	**	**
6	铬	mg/kg	250	**	**	**
7	铜	mg/kg	100	**	**	**
8	镍	mg/kg	190	**	**	**
9	锌	mg/kg	300	**	**	**
10	石油烃（C_{10}~C_{40}）	mg/kg	4500	**	**	**
11	水溶性盐总量	g/kg	/	**	**	**

（4）土壤酸化和盐化现状

对照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D，土壤盐化分级标准见表 4.5-11，土壤酸化、碱化分级标准见表 4.5-12。本项目属于干旱、半荒漠和荒漠地区，本项目所在区域土壤盐化、酸化和碱化现状见表 4.5-13。

表 4.5-11　土壤盐化分级标准

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

表 4.5-12　土壤酸化、碱化分级标准

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
pH<3.5	极重度酸化
3.5≤pH<4.0	重度酸化

4.0≤pH<4.5	中度酸化
4.5≤pH<5.5	轻度酸化
5.5≤pH<8.5	无酸化或碱化
8.5≤pH<9.0	轻度碱化
9.0≤pH<9.5	中度碱化
9.5≤pH<10.0	重度碱化
pH≥10.0	极重度碱化

表 4.5-13　土壤盐化、酸化现状

检测项目		pH	含盐量（SSC）/（g/kg）	盐化程度	碱化程度
TN1	表层 0-0.2m	**	**	**	**
TN2	表层 0-0.2m	**	**	**	**
TN3	表层 0-0.2m	**	**	**	**
TN4	表层 0-0.2m	**	**	**	**
TN5	表层 0-0.2m	**	**	**	**
TN6	表层 0-0.2m	**	**	**	**
TN7	表层 0-0.2m	**	**	**	**
TN8	表层 0-0.2m	**	**	**	**
TN9	表层 0-0.2m	**	**	**	**
TN10	表层 0-0.2m	**	**	**	**
TW1	表层 0-0.2m	**	**	**	**
TW2	表层 0-0.2m	**	**	**	**
TW3	表层 0-0.2m	**	**	**	**
TW4	表层 0-0.2m	**	**	**	**
TW5	表层 0-0.2m	**	**	**	**
TW6	表层 0-0.2m	**	**	**	**

综上所述，本项目区内土壤轻度碱化，土壤盐化程度不均，存在未盐化、中度盐化、极重度盐化的情况。

4.6 大气环境现状调查与评价

4.6.1 基本污染物环境质量现状调查

本项目地处阿克苏地区库车市，根据2023年阿克苏区域环境空气质量监测结果，阿克苏区域环境空气中六项基本污染物SO_2、NO_2、PM_{10}、$Pm_{2.5}$、CO、O_3监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析（浓度单位为μg/m³），区域环境空气质量现状评价表详见表4.6-1。

表4.6-1　区域环境空气质量现状评价表

污染物	年度评价指标	现状浓度	标准值	占标率%	达标情况
2023年					
SO_2	年平均	**	**	**	**
NO_2	年平均	**	**	**	**
PM_{10}	年平均	**	**	**	**
$PM_{2.5}$	年平均	**	**	**	**
CO	24小时平均第95百分位数	**	**	**	**
O_3	日最大8小时滑动平均第90百分位数	**	**	**	**
2022年					
SO_2	年平均	**	**	**	**
NO_2	年平均	**	**	**	**
PM_{10}	年平均	**	**	**	**
$PM_{2.5}$	年平均	**	**	**	**
CO	24小时平均第95百分位数	**	**	**	**
O_3	日最大8小时滑动平均第90百分位数	**	**	**	**
2021年					
SO_2	年平均	**	**	**	**
NO_2	年平均	**	**	**	**
PM_{10}	年平均	**	**	**	**
$PM_{2.5}$	年平均	**	**	**	**
CO	24小时平均第95百分位数	**	**	**	**
O_3	日最大8小时滑动平均第90百分位数	**	**	**	**
2020年					
SO_2	年平均	**	**	**	**
NO_2	年平均	**	**	**	**
PM_{10}	年平均	**	**	**	**
$PM_{2.5}$	年平均	**	**	**	**
CO	24小时平均第95百分位数	**	**	**	**
O_3	日最大8小时滑动平均第90百分位数	**	**	**	**
2019年					
SO_2	年平均	**	**	**	**
NO_2	年平均	**	**	**	**

PM_{10}	年平均	**	**	**	**
$PM_{2.5}$	年平均	**	**	**	**
CO	24小时平均第95百分位数	**	**	**	**
O_3	日最大8小时滑动平均第90百分位数	**	**	**	**

根据上表结果，近5年来项目区域为环境空气质量不达标区，不达标因子为PM_{10}、$PM_{2.5}$，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限值，短期内不会有明显改善。

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》（环办环评函〔2019〕590号）要求，对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减。本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。

4.6.2 特征污染物环境质量现状评价

（1）调查方法

大气环境现状调查采用现场监测法。

（2）监测点位

本次评价对区域环境空气质量现状进行补充监测，在项目所在区域布设2个监测点位，监测点基本满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的数量和分布要求。各监测点设置情况及基本信息见表4.6-2，具体监测点位见图4.3-1。

表4.6-2 监测点位设置情况及基本信息表

序号	监测点位名称	地理坐标	与本项目位置关系	监测因子	监测时间	监测单位
1	YH1-6H井	**	YH1-6H井西南侧0.3km	非甲烷总烃、H_2S	2025年8月	新疆中测测试有限责任公司
2	YH1-H7井	**	YH1-H7井西南侧0.2km			

（3）监测频率

连续7天，每天采样4次。

（4）监测单位

本次评价大气监测委托新疆中测测试有限责任公司对大气环境质量现状

进行了监测，监测时间为2025年8月。

（5）监测项目及分析方法

①监测项目

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），本次评价的监测项目包括：非甲烷总烃、H_2S。

②分析方法

采样按照《环境空气质量监测点位布设技术规范（试行）》（HJ664-2013）执行，监测分析方法按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）有关标准和规范执行。

表4.6-3 大气环境监测因子分析方法及检出限一览表

序号	监测项目	分析方法	依据	检出限
1	NMHC	气相色谱法	HJ604-2017	0.07mg/m^3
2	硫化氢	亚甲蓝分光光度法	GB/T 11742-1989	0.005mg/m^3

（6）评价标准

非甲烷总烃小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m^{3}的标准，硫化氢1小时平均浓度执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中其他污染物空气质量浓度参考限值10μg/m^{3}的浓度限值要求。

（7）评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：P_i——第i个污染物的最大占标百分比，%；

C_i——第i个污染物监测浓度，μg/m³；

C_{oi}——第i个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

（8）评价结果

监测及评价结果见表4.6-4。

表4.6-4 非甲烷总烃、H_2S监测评价结果表（单位：μg/m^3 ）

监测点位	污染物	平均时间	评价标准	监测浓度范围	最大浓度占标率/%	达标情况

YH1-6H井	非甲烷总烃	1小时平均	2000	**	**	**
	硫化氢	1小时平均	10	**	**	**
YH1-H7井	非甲烷总烃	1小时平均	2000	**	**	**
	硫化氢	1小时平均	10	**	**	**

注：ND 表示低于检出限

从表 4.6-4 可以看出，在监测期内，本项目区域特征污染物 H_2S 小时平均值满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³的浓度限值要求；非甲烷总烃小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³的标准；各监测点与油田开发活动相关的特征污染物 H_2S、非甲烷总烃均达标。

4.7 声环境现状调查与评价

4.7.1 声环境现状监测

（1）调查方法

声环境现状调查采用实测法。

（2）监测布点

本次评价在项目所在区域布设 9 个监测点，监测点基本满足《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的要求。各监测点设置情况及基本信息见表 4.7-1，具体监测点位见图 4.3-1。

表 4.7-1 声环境监测点设置情况一览表

序号	监测点位名称	监测因子	监测时间	监测频率	监测单位
1	YH1 阀组四周	等效连续 A 声级（Leq）	2025 年 8 月	监测 1 天昼、夜间各监测一次。	新疆中测测试有限责任公司
2	YH105H 井四周				
3	YH1-6H 井背景噪声				

（3）监测频率

监测 1 天，昼间、夜间各 1 次。

（4）监测项目及分析方法

①监测项目

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的要求，本次评价的监测项目为等效连续 A 声级（L_{eq}）。

②分析方法

监测分析方法按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）有关标准和规范执行。

4.7.2 声环境现状评价

（1）评价标准

项目区域已建井场、站场厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中2类标准，即昼间60dB（A）、夜间50dB（A）；本项目井场区域为原始自然景观，执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区标准，即昼间60dB（A）、夜间50dB（A）。

（2）评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

（3）监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表4.7-2。

表4.7-2 声环境监测点设置情况一览表

监测点位		测量时间	等效声级dB（A）		达标情况
			监测值	标准值	
YH1阀组	东厂界	昼间	**	**	**
		夜间	**	**	**
	南厂界	昼间	**	**	**
		夜间	**	**	**
	西厂界	昼间	**	**	**
		夜间	**	**	**
	北厂界	昼间	**	**	**
		夜间	**	**	**
YH105H井	东厂界	昼间	**	**	**
		夜间	**	**	**
	南厂界	昼间	**	**	**
		夜间	**	**	**
	西厂界	昼间	**	**	**
		夜间	**	**	**
	北厂界	昼间	**	**	**
		夜间	**	**	**
YH1-6H井		昼间	**	**	**

	夜间	**	**	**

从表4.7-2可以看出，在监测期内，本项目所在区域声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态影响评价

5.1.1 施工期生态影响分析

5.1.1.1 占地影响分析

（1）永久占地影响分析

本项目新增永久占地0.387hm^2，主要是新建2座井场永久占地。施工结束后，永久占地被井场构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤－植被复合体构成的自然地表被井场长期取代。

（2）临时占地影响分析

本项目新增临时占地1.363hm^2，主要是新建集输管线和通井道路占地，生态影响主要集中在施工期。本项目临时性占地主要是水浇地和其他草地。建设单位在非作物生长季施工，施工道路以依托现有县、乡道路和机耕道路为主，施工结束后及时对农用地进行复垦，因此从宏观整体区域看，不会影响到该区域的土地利用结构。

井场建设对周边区域的生态环境影响主要有：

a.临时占地将破坏地表原有自然植被，造成生物量损失。

b.施工过程中车辆碾压使占地范围内的土壤紧实度增加，对土地复耕后植被根系发育和生长不利。

c.在干燥天气下，车辆行驶扬尘，使便道两侧作物叶面覆盖降尘，光合作用减弱，影响作物生长；降雨天气，施工车辆进出施工场地，施工便道上的泥土将影响到公路路面的清洁，干燥后会产生扬尘污染。

综上所述，临时性工程占地短期内将影响区域内的利用状况，施工结束后，随着农用地补偿及耕地复垦等措施的实施，这一影响将逐渐减小直至消失。

5.1.1.2 对植被的影响分析

本项目对植被的影响主要表现在施工期的占地产生的影响、人类活动产生的影响、其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。

牙哈油田牙哈1区块经过了多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使其上的荒漠植被消失，整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

（1）工程占地对植被影响

由影响因素分析和油气田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。

本项目共占地1.75hm^2，本项目占地范围内的现状用地主要为水浇地、果园和其他草地，其他草地自然植被覆盖较低，水浇地主要种植棉花，果园种植核桃树。在投入运营后，其中有0.387hm2的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖，临时占地1.363hm2土地重新恢复到原来的自然状态。

（2）石油类污染对植被的影响

本项目开发建设过程中石油类对植被的污染途径主要是落地油会先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接地受到影响。

根据对以往油田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中0～20cm土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在50m左右，50m以外植物体内石油类含量接近背景值，植被生长良好。本项目占地范围内植被主要为农作物，自然植被很少，本项目开工建设尽量选择休耕期，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

（3）人类活动对植被的影响

本项目开发建设过程中人类活动对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使项目区域内局部地带沙漠化的可能性增加，从而形成次生沙漠化。此外，人类和机械对项目区周边农田的践踏和碾压等，会破坏农作物、压实农田土壤和降低土壤肥力等，影响农作物生长。

（4）大气污染物的影响

井场建设施工期，大气污染物主要是来自施工扬尘、施工机械产生的废气，废气中主要含有TSP、NO_2、SO_2、CO等有害成分，而在运营期产生的大气污染物主要有油气生产设施无组织释放的烃类气体等。

扬尘颗粒物降落在植物叶片表面以干粉尘、泥膜的形式积累、堵塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化萎缩。夏季白天气温高，植物气孔易打开，容易吸收有毒物质，因而污染物夏季对植被的危害比冬季大，白天的污染造成的后果比夜间严重。

总体来说，项目区多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使大气污染物易于扩散，工程建设规模较小，因此在正常情况下污染物浓度不会太高，大气污染物对植被的影响不大。

（5）植被生物量损失

①自然植被

本项目总占地约1.75hm^2，其中永久占地0.387hm^2、临时占地1.363hm^2。本项目井场、管沟等施工区域以其他草地和水浇地为主。永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算，其中S_i以有植被覆盖区域的占地面积计：

$$Y=S_i\times W_i$$

式中：

Y——生物量损失，t；

S_i——占地面积，hm^2；

W_i——单位面积生物量，t/hm^2。

表5.1-1　自然植被生物损失量估算一览表

植被类型	工程内容	占地类型	平均生物量（t/hm^2）	占地面积Si（hm^2）	生物量损失（t/a）	影响时间（a）
荒漠植被	管线	临时	0.75	0.8	0.6	3-5
合计				0.8	0.6	/

根据计算，本项目将造成0.6t自然植被生物量损失。新增生物量损失主要来自临时占地，项目建设位于现有油田开发区内，因此只要加强施工管理，做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

②人工植被

本项目新增占地中新建井场、管线和通井道路分别临时和永久占用部分农田，对农业生态环境的直接影响表现为占用农田以及由此造成的农业损失。

井场建设施工时，整个井场占地范围内的当季农作物都将颗粒无收，此为一次性损失或单季损失，其值采用如下公式计算：

$$Y_1 = A_1 W_1$$

式中：Y_1—某一农作物损失量（kg）；

A_1—某一农作物农田施工带占地面积（hm^2）；

W_1—某一农作物单位面积产量（kg/hm^2）。

由于施工扰动会使土壤的结构、组成及理化性质等发生较大变化，土壤肥力会有所下降，因此临时占地内的农业生产力将随之降低，由此造成的损失称为暂时性损失。随着项目施工结束，临时用地逐渐恢复，临时占地范围内覆土的生产能力会逐渐恢复至施工前的水平。

临时工程所造成的暂时性损失按下式计算：

$$Y_2 = \frac{n+1}{2} A_2 (W_1 - W_2)$$

式中：

Y_2—某一农作物的暂时损失量（kg）；

n—临时项目区土地产量恢复到施工前状态所需的时间（年），通过类比调查，选择按照3年计算；

A_2—某一农作物农田区工程占地面积（hm^2）；

W_2—农田区施工后某一农作物的产量（kg/hm^2），按照施工前单产的70%计算。

按有关研究，上述农田在临时工程在施工后需2年～3年恢复，因此，公式中取n=3。

根据现场调查和资料分析，本项目临时占用耕地约0.563hm^2。部分管线临时

占用园地主要种植核桃；井场道路临时占用水浇地，主要种植作物是棉花。根据调查结果和类比项目周边其他项目环评报告，本项目所在区域农田平均生物量按 9t/hm^2 计，则农田区施工后农作物的生物量为 6.3t/hm^2，本次农田生物量损失计算过程见下表：

表 5.1-2　农田生物量损失估算一览表

植被类型	占地类型	工程内容	占地面积（hm^2）	生物量损失（t/a）	影响时间（a）
农田	永久占地	YH1-H7 井场	0.1935	1.04	永久
		YH1-6H 井场	0.1935	1.04	永久
	临时占地	集输管线	0.56	3.02	3-5
		通井道路	0.003	0.02	3-5
合计			0.95	5.13	/

由表 5.1-2 计算结果可知，本项目实施预计将造成永久农作物生物量损失 2.08t，暂时损失共计 3.04t。从以上数据可以看出，井场建设对农作物的产量会有一定的影响。本项目所经过的农业区有完善的农田水利排灌系统，施工活动可能损坏当地的农灌系统，进而影响当地农业生产。另外，工程扬尘也会对 100m 范围的农作物正常生长产生一定的影响，如影响作物的传花授粉、妨碍嫩芽的光合作用等。

（6）管线修建对植被的影响

管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

5.1.1.3 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设工程占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。现场调查期间，在项目占地区域未发现大型野生动物踪迹，且由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

在施工生产过程中，由于油气田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动

物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离作业区50m以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本项目井场建设的各个过程，牙哈1区块内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

牙哈1区块已开发多年，大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油气田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

5.1.1.4 水土流失影响分析

根据新水水保〔2019〕4号文，本项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区，本项目实施对区域水土流失影响如下：

（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，便产生风蚀作用，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

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，据调查，随沙化增强，盐分含量降低。

（3）对油田公路、管线、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管沟开挖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受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；

②管道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。

本项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，区域地表自然植被分布较少，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，减少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；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等遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

项目施工期主要包括井场地面工程、油气集输工程和站场工程，包括管沟开挖等。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）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，甚至退化为裸土地。

5.1.1.5 井场建设对生态环境的影响

本项目井场工程主要是新建2座井场，井场建设过程中将建设区域进行平整，地表植被被清除、压实，并用砾石铺垫，表层土壤原有的结构和质地已发生改变。

5.1.1.6 管线建设对生态环境的影响分析

本项目开挖管沟1.7km，从管线途经区域两侧评价范围的现状调查结果来看，沿线主要为水浇地和其他草地，植被多为耐旱型植被，沿线土壤侵蚀以轻度侵蚀为主。在管道敷设过程中，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。

在管线施工期间，管线两侧临时占地范围的土体将被扰动、植被遭到破坏，土壤侵蚀模数和侵蚀量增大。由于管道埋设复原后，绝大部分植被还可以恢复，因此生物量的损失整体看是较小的，并可恢复。

5.1.1.7 道路建设对生态环境的影响分析

本项目新修通井道路6.7m，道路宽度按4.5m计算。新修道路的过程中对生态环境的影响主要为：

在建设通井道路时，路面平整需彻底清除原有地表植被（包括草本、灌木等），会造成该区域植物群落的完全丧失和生物量的直接损失。平整作业（尤其是使用重型机械刮平、碾压）会严重压实土壤，破坏原有的土壤团粒结构、孔隙度和渗透性，土壤压实会加剧水土流失风险。

5.1.1.8 对永久基本农田的生态影响分析

项目所在区域的基本农田分布集中度较高，呈面状连续分布，新建管线临时占地、新建井场永久占地涉及永久基本农田，现状种植作物主要为棉花。本项目新建管线对永久基本农田的影响主要为管道施工临时占地对农业生产的影响，主要表现为耽误一季农作物生产，二季农作物减产，这种影响是临时的，不会改变基本农田的利用性质。新建井场对永久基本农田的影响主要为井场建设施工时，整个井场占地范围内的当季农作物都将颗粒无收，并且农用地被永久性构筑物代替，由此造成土壤肥力损失。

本项目周边永久基本农田分布范围较广，施工过程将不可避免占用永久基本农田，初步估算通井道路临时占用永久基本农田长度0.23km（临时占用面积0.184hm^2），永久占用永久基本农田0.1935hm^2，主要种植作物为棉花。从以上数据可以看出，本项目施工对农作物的产量会有一定的影响，但农作物的损失以一次性损失为主。由此可见，由于管沟填埋后，上方可以复耕，因此对农业生产的影响主要是暂时的和一次性的。类比沿线运行管道农田恢复情况，管道运行后，上方农田可复垦。临时性占用基本农田在施工结束后，可恢复原有土地利用性质或使用功能，虽然在短期内对基本农田的利用产生不利的影响，但在施工结束后，土地利用性质很快得到恢复。

本项目需在开工前办理征占用基本农田相关手续，工程具体涉及面积应以国土部门核实为准并办理相关手续。本项目穿越农田段采用减小施工作业带宽度，永久基本农田内土壤进行分层开挖、分层堆放、分层回填措施，不破坏永久基本农田耕作层，施工完成后及时复垦恢复原状，可以将永久基本农田的不利影响降低到最低程度。

5.1.1.9 对土地沙化的影响分析

据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域属于非沙化土地。本项目井场和管线建设对土地沙化的影响主要表现在地表扰动与破坏、植被破坏、风蚀加剧和人为活动增加等。

非沙化土地生态相对较好、植被覆盖度相对较高、土壤表层有一定结皮或有机质。井场建设时清除地表植被、破坏土壤结构、移除表土，将原本稳定的土地转变为易侵蚀的裸地。场地硬化和井场设施建设形成永久性不透水面，使井场和站场所在区域彻底丧失生态功能，同时施工期车辆碾压破坏井场周边植被。管线建设时开挖管沟会破坏地表植被和土壤结构，形成一条易蚀带，表土回填后若压实不足或植被恢复不良，该线状区域极易成为风蚀突破口或积沙带。同时，管线施工便道也会造成平行于管线的扰动带。

5.1.2 运营期生态影响分析

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

5.1.2.1 对野生动物的影响分析

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

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

5.1.2.2 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在 2～3 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

5.1.2.3 生态系统完整性影响评价

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本土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。

在项目建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油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。

5.1.2.4 景观完整性影响分析

评价区域的基质为荒漠生态景观，景观的稳定性较差，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较差。

本项目总占地约 1.75hm^2，其中永久占地 0.387hm^2、临时占地 1.363hm^2。荒漠区域被油气田设施等永久性地构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中，荒漠区面积有所减少。对于整个评价区域来讲，所占的比例不大，同时还增加了区域的异质性。

综上所述，本项目区域生态完整性受项目影响较小，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由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不利影响。

5.1.3 退役期生态影响分析

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

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

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线（地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出）、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

迹地经过清理后，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。

5.1.4 生态影响评价自查表

本项目生态影响评价自查表见表 5.1-3。

表 5.1-3　生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用□；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他☑
	评价因子	物种☑（分布范围、种群数量、种群结构、行为等） 生境☑（生境面积、质量　　） 生物群落☑（物种组成、群落结构等　　） 生态系统☑（植被覆盖度、生态系统功能等　　） 生物多样性□（物种丰富度、优势度等　　）

		生态敏感区☑（ ） 自然景观☑（景观多样性、完整性 ） 自然遗迹□（ ） 其他☑（水土流失、土壤盐渍化、土地沙化等 ）
评价等级		一级□ 二级□ 三级☑ 生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（1.15）km^2；水域面积：（）km^2
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查☑；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他☑
	调查时间	春季□；夏季☑；秋季□；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失☑；沙漠化☑；石漠化□；盐渍化☑；生物入侵□；污染危害□；其他☑
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种☑；生态敏感区☑；其他☑
生态影响预测与评价	评价方法	定性□；定性和定量☑
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性□；重要物种☑；生态敏感区☑；生物入侵风险□；其他☑
生态保护对策措施	对策措施	避让□；减缓☑；生态修复☑；生态补偿☑；科研□；其他☑
	生态监测计划	全生命周期□；长期跟踪□；常规☑；无□
	环境管理	环境监理☑；环境影响后评价☑；其他☑
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。		

5.1.5 小结

本项目对生态环境的影响主要在施工期，为永久占地平整及临时管沟开挖等的建设带来的生态环境影响。本项目永久占地约 0.387hm^2，永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小。临时占地 1.363hm^2，临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本项目位于阿克苏地区库车市境内，项目评价范围和占地范围内均不涉及法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。初步估算，本项目临时占用永久基本农田面积 0.176hm^2，永久占用永久基本农田面积 0.1935hm^2，具体以有关部门核查数据为

准。由于本区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。总体而言，施工结束后，随着耕地复种、生态补偿及生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失，生态环境影响可接受。

5.2 地下水环境影响评价

5.2.1 水文地质条件

5.2.1.1 地下水赋存条件及含水层特征

本项目位于山前冲洪积细土平原，受地形地貌、地层岩性、地下水补给径流条件影响，潜水埋深由山前向塔里木盆地中心逐渐变浅。评价范围内是以双层及多层结构的潜水—承压水含水层。

其中潜水含水层的岩性为第四系全新统冲洪积粉砂夹碎石、角砾，局部含少量粘土、粉质粘土。其中评价区潜水含水层底部分布有稳定的粘土和亚粘土层，潜水水含水层厚度最大35m。水量丰富，涌水量为1000-5000m^3/d；渗透系数5m/d。

下覆承压水含水层的岩性为第四系上更新统洪积层圆砾和卵石夹砂及砂土，水量丰富，涌水量1000-5000m^3/d。潜水含水层和承压含水层之间隔水层为稳定的粘土和亚粘土层。

5.2.1.2 地下水的补给、径流和排泄条件

（1）补给

评价区内无常年地表水流，地下水补给来源主要是大气降雨、冰雪融水和山前侧向径流等。影响补给量的因素取决于包气带岩性和地形条件。

①大气降雨

评价区内年平均降雨量约79.9mm，并且降水期较为集中（一般6月至7月），山区丰富的降雨，除部分通过孔隙、裂隙渗入地下外，大部分形成地表径流，随着沟谷流入盆地平原，从而补给盆地平原区地下水。

②冰雪融水

评价区内冬季降雪期较长，一般集中在11月份至次年3月份，积雪厚度最深达50cm，至4月份开始融化，冰雪融水通过上部强透水的松散层直接下渗补

给地下水，是该区地下水接受补给的重要来源。

③侧向地下径流补给

评价区内主要位于天山南侧库车山前冲洪积平原区，山区地下水接受补给后，沿岩石裂隙和地形地势大体由西北向东南径流，以此补给评价区地下水。

（2）径流

调查区地下水接受补给后，含水层中的地下水在水头压力作用下，大体自西北向东南径流。由于地势平坦，受补给水量小，地下水水力坡度仅有2.5‰。

（3）排泄

虽然该区蒸发强烈，但由于区内地下水位埋深均大于极限蒸发深度，因此蒸发对潜水地下水影响可忽略。区内地下水排泄方式主要为侧向径流排泄。评价区东南侧边界为地下水侧向径流排泄边界。评价区地下水接受补给后，顺地势大体由西北向东南运移，从东南侧径流排出评价区。

5.2.1.3 地下水动态特征

本项目区内地下水位4～5月份有一次高峰值，为冰雪融水丰水期，2月份有一次低峰值，为枯水期，6～7月份为相对平水期。

5.2.1.4 地下水水化学特征

评价区的地下水水化学特征主要受地下水的补给、径流、排泄条件及地下水化学成份的控制。评价区位于库车市南侧山前冲洪积平原。评价区潜水的水化学类型较为单一，为 $Cl{\cdot}SO_4$-Na ·Ca ·Mg 型水。矿化度 1.24~1.95g/L 不等，为微咸水。

5.2.1.5 场地包气带特征

评价区内包气带岩性主要为第四系全新统冲洪积粉砂夹碎石、角砾，局部含少量粘土。根据区内搜集的历史渗水试验结果，区域包气带垂向渗透系数约 1.33×10^{-3}cm/s，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）天然包气带防污性能评价标准，天然包气带防污性能为“弱”。

根据本次评价中包气带污染现状调查的调查结论，评价区域内已建站场永久占地内外的油田特征污染物石油类监测数值相差不大，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。

5.2.1.6 区域地下水污染源调查

评价区除油田生产设施外，分布有农田，污染物排放方式以农药、化肥为主的面源污染为主，无其他工业企业污染源。根据区域地下水现状监测结果表明，各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

（1）施工期间废水对地下水影响分析

根据工程分析，施工期废水、生活污水不外排，对地下水环境影响很小。

（2）钻井过程对地下水影响分析

项目钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；本项目井身的表层套管的下入深度800m，采用水泥浆进行固井，水泥浆返至地面，可满足本项目的地下水保护需要，可有效的保护地下水环境不受污染。本项目使用水基钻井液，钻井过程中，严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。由于本项目油藏目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的废水不与含水层发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，施工期间钻井井场内进行分区防渗，可对土壤及包气带起到良好的防护。因此基本不会对所在区域水环境产生影响。

（3）管道施工对地下水影响分析

本项目管道全线采用埋地敷设方式，管线埋深一般为管顶覆土深度1.2m，管道敷设工作主要在浅层地表进行，一般不会直接穿越地下含水层，且施工时间短，影响范围小，只在管线附近几米的范围，对地下水影响极微，管线施工结束就可恢复正常，对地下水影响很小。

综上，本项目施工期间无废水外排，施工过程中产生的废水和固体废物均得到妥善处理。故施工期对地下水环境的影响很小。在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水不会对周围地下水环境产生明显影响。

5.2.3 运营期地下水环境影响评价

5.2.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

（1）废水

根据工程分析，本项目产生的各类废水不外排，正常情况下不会对地下水产生污染影响。另外，本项目采出水及井下作业废液经联合站污水处理站处理达标后回注油层。

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号），涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。

联合站采出水经处理后可以满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）标准要求，并全部回注地下，未回注与油气开采无关的废水，回注层为现役油气藏层。综上，按照油气藏形成和赋存的地质构造条件，油层与第四系含水层之间不存在水力联系。在正常的油田开发过程中，回注到含油层的采出水不会对回注层之外的地下水含水层水质产生影响，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵，有效保护地下水层，满足《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）的相关要求。

（2）落地油

本项目在修井及采油等过程中都可能产生落地油等固体废物。根据塔里木油田分公司的作业要求，各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，井下作业必须采用带罐进行，落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

（3）输送管线

本项目各类管线均是全封闭系统，集输管线采用柔性复合管及无缝钢管，采取严格的防腐防渗措施。本项目顶管埋深 1.2m，管线埋设区域的地下水埋深大于 3m，正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

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

本项目开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

穿透污染：本项目共部署 5 座采油井场（老井利用 3 座，新井 2 座）。在采油过程中，污染物沿着裂隙或孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染（窜层）。以该种方式污染地下水的主要是固井效果差或套管破损、井壁侧漏等导致生产过程中发生套外返水，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水窜层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

渗透污染：地面及包气带污染物沿着松散的孔隙下渗至含水层致使地下水污染的方式称渗透污染。本项目可能产生的渗透污染主要是井喷、集输管线、储罐泄漏、落地油渗漏等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气

带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。项目所在油田区域属于超稠油，粘度大，在自然条件下基本无外泄井喷可能，根据与油田相关工作人员咨询，压力未控制合适的情况下，才有可能出现井喷情况，但发生概率微乎其微。管线与法兰连接处、管线泄漏事故、井场泄漏事故等会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

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

结合上述分析，本次评价对非正常状况下的预测情景设置及预测内容如下：

（1）情景1：穿透污染（窜层污染）

①预测情景

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对第四系含水层水质的影响，针对污染物进入第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价，考虑采油时发生泄漏，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，若未及时发现，项目区内的污染物通过空隙径流至下游第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本项目按I类项目地下水环境影响评价级别为二级，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的规定，预测方法可以采用数值法或者解

析法，由于评价区水文地质条件较简单、评价区内含水层的基本参数变化很小、污染物的排放对地下水流场没有明显的影响，本报告采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测范围及时间

本次影响预测范围与调查评价范围一致，预测层位为第四系含水层。

根据项目特点，预测时段选取污染发生后1d、100d、1000d。

④预测因子

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

⑤预测模型

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

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

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

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

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

污染物在含水层中的迁移，特别是泄露点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。本次按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附

录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

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

以上式中：x——距注入点的距离，m；

t——时间，d；

C（x，t）——t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C_0——注入的示踪剂浓度，g/l；

u——水流速度，m/d；

n——有效孔隙度，无量纲；

D_L——纵向弥散系数，m^2/d；

erfc（ ）——余误差函数。

⑥预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为砂。本次评价水文地质参数主要通过油田区域的勘察资料确定。模型中所需参数及来源见表 5.2-1。

表 5.2-1　水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.024m/d	地下水的平均实际流速 u= KI /n，评价区内含水层主要岩性为细砂，根据导则中附录 B，细砂渗透系数为 5~10m/d，本次评价取 10m/d，区内地下水基本处于停滞状态，水力坡度很小，为 0.2‰～0.8‰，本次预测取水力坡度最大值为 0.8‰。
2	D_L	纵向弥散系数	0.24m^2/d	D_L=aLu，aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，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	33.6%	依据《水文地质手册》（第二版）中表 2-3-2 及区内已有勘察资料，细砂孔隙度为 0.42，而根据以往生产经验，有效孔隙度一般比孔隙度小 10%～20%，因此本次取有效孔隙度 n=0.42×0.8=0.336。
4	t	时间	计算发生渗漏后 1d、100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度	
5	C_0	污染物浓度	参照美国石油协会石油烃标准化工作组 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18 mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值，作为本次预测的源强。石油类参照《地表水环境质量标	

			准》（GB3838-2002）中III类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。

⑦预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（1 天、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。具体见表 5.2-2、表 5.2-3。

表 5.2-2　污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 1）

污染物	1d		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）	距离（m）	浓度 c（mg/l）
石油类	0	18.000	0	18.000	0	18.000	0	18.000
	0.5	8.680	5	10.600	20	13.300	30	17.400
	1	2.820	10	4.250	40	5.900	60	14.900
	1.5	0.589	15	1.110	60	1.360	90	10.200
	2	0.077	23	0.049	80	0.151	120	4.990
	2.1	0.05	26	0.011	88	0.049	150	1.630
	2.4	0.01	30	0.001	99	0.010	180	0.342
	2.5	0.006	35	0.000	120	0.000	209	0.050
	3	0.000	40	0.000	140	0.000	229	0.010
	3.5	0.000	45	0.000	160	0.000	270	0.000
	4	0.000	50	0.000	180	0.000	300	0.000

表 5.2-3　预测结果统计表（情景 1）

预测因子	预测时间	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内水环境敏感点
石油类	1d	2.1	2.4	无
	100d	23	26	无
	1000d	88	99	无
	3650d	209	229	无

图 5.2-1　情景 1：发生持续泄漏后石油类污染物浓度迁移变化曲线图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：石油类浓度在预测 1d、100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 2.1m、23m、88m、209m，影响距离分别为 2.4m、26m、99m、229m，在各时段的预测影响范围内均无居民饮用水井等地下水环境敏感点。其中 1d、100d 的影响范围在井场范围内，不会影响范围到外环境，若发生事故后不采取措施，任由污染物在地下水中迁移，随着污染物运移时间的增长，污染范围也会呈增加趋势。为预防污染的发生和污染源的形成，

表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，确保固井质量符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。油井生产期间，采用实时监测、可视化与成像技术、示踪与声波监测等检测方法，可将套损发现时间缩短至数小时内，确保技术在套损发生后，及时发现并采取治理技术等环保措施的情况下，窜层对地下水的影响不会超出井场场界，属可接受范围。

（2）情景2：渗透污染（集输管线泄漏事故）

①预测情景

本项目集输管线输送的物质主要为原油，非正常状况下，阀门、集输管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的原油等下渗而可能导致地下水污染风险的发生。设备阀门、管线等发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。

综合考虑生产装置设施情况以及所在区域水文地质条件，非正常状况泄漏点设定为：集输管线截面100%断裂泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下集输管线截面100%断裂泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。集输管线两端设有紧急切断阀，一旦检测到异常（如压力骤降、流量突变或泄漏报警），系统会自动触发阀门关闭，迅速切断气液流动，防止泄漏扩散，一般应急响应时间控制在10分钟以内，本次预测按照10分钟计算。

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预测范围及时间

本次影响预测范围与调查评价范围一致，根据地表渗透污染特点，预测层位为第四系潜水含水层。

根据项目特点，预测时段选取污染发生后1d、100d、1000d。

④预测因子

结合前文分析，集输管线泄漏，根据污染指数，选取泄漏后影响相对最大的特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测。

⑤预测源强

拟建项目自动控制系统采用SCADA系统，系统采用全线调控中心控制级、井场控制级和就地控制级三级控制方式，并对沿线井场及监控阀室实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在10min内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间10min考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面100%断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$Vrel=0.1781\times Vpipe\times\ frel\times fGOR+ Vpre-shut$$

式中：

Vrel—集输管线油品泄漏量，bbl（1桶=0.14吨）；

Vpipe—管段体积，ft3（1ft3=0.0283m^3），根据前文表3.3-13，本次建设的YH1-6H井至YH1计量阀组管线的全管径泄漏后影响最大，根据该管线设计参数，长度1.2km，直径80mm，管道体积为6.03m^3；

frel—最大泄漏率，取0.2；

fGOR—压力衰减系数，取0.2；

Vpre−shut—截断阀关闭前泄漏量，bbl。

截断阀关闭前泄漏量：根据可研，输量按20t/d计算，管线发生泄漏时，10min内原油泄漏量为0.14t。

计算可得阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量为1.52bbl，合0.21t。

则非正常状况下，总泄漏量为0.35t。

包气带中的土壤颗粒可以通过吸附、分配、离子交换、生物作用等多种作用机制截留有机污染物。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》等，污水中的石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在0~10cm或0 ~20cm表层土壤中，其中表层0~5cm土壤截留了90%以上的输入原油。本

次考虑较不利情况，按照泄漏的污染物10%（0.035t）通过地表连续入渗通过包气带土壤全部进入到地下水含水层中，针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

⑥预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②石油类污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

a.假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

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

式中：x，y——计算点处的位置坐标；

t——时间，d；

C（x，y，t）——t时刻点x，y处的污染物浓度，mg/L；

M——含水层厚度，m；评价区域含水层厚度；

m_M——长度为M的线源瞬时注入污染物的质量，kg；

u——地下水流速度，m/d；

n——有效孔隙度，无量纲；

D_L——纵向弥散系数，m^2/d；

D_T——横向y方向的弥散系数，m^2/d；

π——圆周率。

表 5.2-4　水质预测模型所需参数一览表（情景 2）

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.024m/d	地下水的平均实际流速 u= KI /n，评价区内含水层主要岩性为粉砂夹碎石、角砾， 局部含少量粘土、粉质粘土，根据导则中附录 B，细砂渗透系数为 5~10m/d，本次评价取 10m/d，区内地下水基本处于停滞状态，水力坡度很小，为 0.2‰～0.8‰，本次预测取水力坡度最大值为 0.8‰。
2	D_L	纵向弥散系数	0.24m^2/d	D_L=aLu，aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，弥散度应介于 1～10 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	D_T	横向弥散系数	0.024m^2/d	依据美国环保署（EPA）提出的经验数据：横/纵向弥散度比（D_T/D_L）一般为 0.1，则横向弥散系数为 0.024m^2/d。
4	n	有效孔隙度	33.6%	依据《水文地质手册》（第二版）中表 2-3-2 及区内已有勘察资料，细砂孔隙度为 0.42，而根据以往生产经验，有效孔隙度一般比孔隙度小 10% ～ 20%，因此本次取有效孔隙度 n=0.42×0.8=0.336。
5	M	含水层厚度	25m	根据评价区水文地质资料，含水层平均厚度按 25m 进行预测。
6	t	时间	计算发生瞬时泄露后，1d、10d、100d、1000d 时各预测点的浓度	
7	C_0	污染物浓度	根据前文计算，原油泄漏量取 0.035t。	

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（1d、10d、100d、1000d）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-5，图 5.2-2~5。

表 5.2-5　在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表（情景 2）

预测时间	超标面积（m^2）	影响面积（m^2）	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内水环境敏感点
1d	14.84	16.14	3.7	4	无
10d	123.69	141.34	11	12	无
100d	1045.49	1198.41	35	37	无
1000d	8399.18	9575.53	115	123	无

图 5.2-2　情景 2：1 天石油类污染物运移分布图

图 5.2-3　情景 2：10 天石油类污染物运移分布图

图 5.2-4　情景 2：100 天石油类污染物运移分布图

图 5.2-5　情景 2：1000 天石油类污染物运移分布图

根据以上预测结果，在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，管线发生破裂后，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化：当泄漏发生后，若不采取地下水污染治理措施，在预测期间，随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势，污染物泄漏发生后 1d、10d、100d、1000d 的污染物超标范围分别为 14.84m^2、123.69m^2、1045.49m^2、8399.18m^2，影响范围分别为 16.14m^2、141.34m^2、1198.41m^2、9575.53m^2。污染物的迁移对地下水有一定影响，各时段的预测影响范围内均无居民饮用水井等地下水环境敏感点，随着影响范围的扩大，污染物浓度呈减小趋势。管线采用无缝钢管，发生泄漏后，建设单位立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，建设单位可在 1 天内清除地面及地下的污染物，尽量避免出现泄漏的污染物进入地下水并随地下水中迁移，对外环境产生影响。建设单位和施工单位严格按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，采取地下水污染防控措施的情况，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.2.4 退役期地下水环境影响分析

退役期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，退役期拆除设备时所用的时间较少，施工人员产生的生活污水量较少，产生的生活污水依托周边生活设施处理，不外排，对环境影响较小。退役期井场拆除采油设备，在作业区铺设防渗材料，施工结束后及时清理场地，对地下水环境影响很小。退役期各采油井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染。

综上，退役期无废水外排，在加强环境管理的情况下，一般不会造成周边地下水环境污染。

5.2.5 地下水环境评价结论

（1）在正常状况下，本项目各阶段的废水均不外排，钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水，各类废水及固废均得到了妥善处置，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小。

（2）本次地下水评价，对项目运营期在非正常情况的情景进行了预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，本项目井场、站场采取了必要的防渗措施，管线采用无缝钢管，发生泄漏后，建设单位及时启动应急预案，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，建设单位可在1天内清除地面及地下的污染物，尽量避免出现泄漏的污染物进入地下水并随地下水中迁移，使影响范围控制在项目征地范围内。建设单位和施工单位严格按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，采取地下水污染防控措施的情况，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.3 地表水环境影响评价

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，判定本项目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。

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为生活污水、钻井废水、酸化压裂废水、管道试压废水。

（1）生活污水

施工期生活污水经防渗的生活污水池暂存，由钻井队定期通过吸污车拉运至东河作业区公寓生活污水处理设施处理，不外排，对周边水环境的影响很小。

（2）钻井废水

本项目钻井施工过程中采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。对水环境影响很小。

（3）压裂返排液

各井产生的压裂返排液排入回收罐中，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注，不外排，对水环境影响很小。

（4）试压废水

管线试压废水中主要污染物为SS，属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水，不外排。

本项目施工期间废水全部妥善处理，由于项目区附近无地表水体，项目开发建设、运营产生废水也不排入地表水体，因此，本项目在施工期对区域地表水体不产生影响。

5.3.2 运营期地表水环境影响评价

根据工程分析，本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废液。

（1）采出水

根据工程分析，本项目运营期采出水随油气混合物最终进入哈六联合站处理，废水经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注地层，不外排。各联合站现运行正常，富余能力可满足本项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

（2）井下作业废液

本项目井下作业废液采用专用废水回收罐收集，拉运至哈六联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注地层，不外排。

（3）生活污水

本项目井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。运营期工作人员由东河采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活污水。

采取上述水污染控制措施后，项目废水不外排，本项目采出水及井下作业废液不会对周边水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，对水环境的影响较小。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

本项目退役期拆除设备、封井和清理井场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，对周围水环境影响较小。

5.3.4 地表水环境评价结论

本项目施工期、运营期、退役期产生的各类废水不外排，各类管道输送过程密闭输送，且项目场地及周边临近区域无地表水体分布，因此本项目的建设不会对地表水环境产生影响。

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

本项目地表水环境影响评价自查表见表5.3-1。

表5.3-1　地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型☑；水文要素影响型□	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水□；涉水的自然保护区□；重要湿地□重点保护与珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他（）	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放□；间接排放☑；其他□	水温□；径流□；水域面积□
	影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物☑；非持久性污染物□；pH值□；热污染□；富营养化□；其他☑	水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级□；二级□；三级A□；三级B☑	一级□；二级□；三级□

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 土壤影响识别

（1）项目类型

本项目属于陆上石油开采项目，根据导则附表A.1，采油井场建设属于I类项目，单井集输管线建设属于II类项目。

（2）影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目位于土壤盐化地区，土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

本项目施工期主要为井场、站场及管道敷设，施工过程中，不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，但管沟开挖过程中会对区域局部土壤造成扰动，导致土壤中盐分含量与周边区域不一致，在后续的自然恢复过程中，扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。

本项目运营期废水主要为采出水和井下作业废液，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况井场管线连接处出现泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时，本项目集输管线中采出液盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。

本项目退役期拆除设备时所用的时间较少，生活污水、固体废物均妥善处置的情况下，对土壤环境影响很小。

本项目不同时段对土壤影响类型与途径见表5.4-1。

表5.4-1　建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
施工期	-	-	-	-	-	-	-	√
运营期	-	-	√	-	√	-	-	-

退役期	-	-	-	-	-	-	-	-
注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。								

5.4.2 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土方开挖、场地平整以及管线敷设、车辆行驶和机械施工等人为对土壤的扰动以及各种废弃物处置不当对土壤的污染影响。

（1）井场、站场工程施工对土壤的环境影响

井场、站场工程在土方开挖、场地平整过程中，表土的剥离导致土壤结构破坏、有机质流失，可能引发水土流失。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。本项目井场施工过程中，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；永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其他硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

（2）管线敷设对土壤环境的影响

本项目管道工程一般区域管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，涉及基本农田区域管道施工作业带宽度应控制在 6m 范围内，施工带内的土壤均会受到严重扰动和破坏。管沟开挖过程中以机械开挖为主，穿越特殊区域采取人工开挖。本项目管线基本位于基本农田区域，如果若开挖过程管理不善极易造成不同肥力的土壤混合堆放在一起，在回填过程中，管沟区域的土壤肥力发生变，影响了管线沿线区域土壤肥力，从而影响农作物的生长。

（3）车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的践踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在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，使风蚀荒漠化的过程加剧。

（4）废弃污染物污染影响分析

本项目施工期产生的污染物可能会对土壤造成影响的主要为施工期的废水和固废。本项目施工期产生的废水主要为钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水和生活污水等；产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、施工废料、施工人员生活垃圾以及钻井过程中产生的钻井泥浆和岩屑、废防渗材料等。根据前述分析，本项目施工期产生的废水和固废均能妥善处置，因此在落实以上环保措施的情况下，本项目施工期间产生的废弃污染物不会对工程周边的土壤产生影响。

5.4.3 运营期土壤环境影响评价

5.4.3.1 正常工况下土壤环境影响分析

运营期正常工况下生产过程中各类物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，不会对土壤环境产生影响。

5.4.3.2 非正常工况下土壤环境影响分析

（1）生态影响型

考虑事故状态下，排水管线连接处破裂后，采出水进入表层土壤中，管道两端设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭，并在1h内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从管道中泄漏的量为3.67m³。项目所在区块地层水水型为$CaCl_2$型，氯根平均2.76×10^4mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为：$3.67\times2.76\times10^4\times111\div71=158357.92$g。

本次预测采用HJ964-2018附录E.1.3中预测方法，预测公式如下：

①单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s)/(\rho_b \times A \times D)$$

式中：

△S—单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

Is—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

Ls—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

Rs—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρb—表层土壤容重，kg/m³；

A—预测评价范围，m²；

D—表层土壤深度，一般取0.2m，可根据实际情况适当调整；

n—持续年份，a。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=Sb+\triangle S$$

式中：

S—单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

Sb—单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，Ls和Rs取值均为0，预测评价范围为以泄漏点为中心20m×20m范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为$1.38\times10^3kg/m^3$，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为43.3g/kg。预测年份为0.027a（10天）。

根据上述计算结果，在10天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为0.04g/kg，叠加现状值后的预测值为43.34g/kg。

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

（2）污染影响型

①预测情景

本项目实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生采出液渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”。综合考虑本项目物料特性及土壤特征，本次评价重点针对集输管线破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染，作为预测情景。

②预测模型

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

A.一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：

C—污染物介质中的浓度，mg/L;

D—弥散系数，m^2/d；

q—渗透速度，m/d；

z—沿 z 轴的距离，m；

t—时间变量，d；

θ—土壤含水率，%。

B.初始条件

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

C.边界条件

第一类 Dirichelet 边界条件：

i 连续点源：

$$c(z,t)=c_0 \qquad t>0，\ z=0$$

ii 非连续点源：

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

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

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

③预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，预测模型参数取值见表 5.4-2。

④模型边界条件的概化

上边界条件选择定压力水头，下边界条件选择自由排水。

⑤土壤模型概况

结合区域水文地质调查及本工程土壤现状调查结果，将区域土壤概化为一层，埋深 300cm 砂壤土层。水力模型残余含水率θr、饱和含水率θs、垂直饱和渗透系数 Ks 以及α、n、L 等土壤参数参考模型自带数据。土壤模型具体参数见表 5.4-2。

表 5.4-2　土壤水力参数表

土壤层次（cm）	质地	θ s	θ r	α（cm^{-1}）	n	Ks（cm/d）	经验参数 L	土壤密度（g/cm^3）
0～300	砂壤土	0.41	0.065	0.075	1.89	106.1	0.5	1.38

⑥预测源强

根据工程分析，结合项目特点，本评价重点针对集输管线破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

表 5.4-3　土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
集输管线泄漏	石油烃	850000	瞬时

⑦预测分析结果

非正常状况下原油中的污染物石油烃持续渗入土壤并不断向下运移，预测时段 T1~T5 分别为 T1:1d、T2:10d、T3:30d、T4:60d、T5:100d，观测点 N1~N5 距地面深度分别为 N1：10cm，N2：30cm，N3：100cm，N4：150cm，N5：300cm，污染物浓度穿透曲线图和在不同水平年沿土壤迁移模拟结果见图 5.4-1~2。

图 5.4-1　不同深度观测点石油类运移预测结果

（N1：10cm，N2：30cm，N3：100cm，N4：150cm，N5：300cm）

图 5.4-2　不同时间石油类浓度沿土壤迁移情况

（T1:1d、T2:10d、T3:30d、T4:60d、T5:100d）

由上述土壤预测结果可知，石油烃泄露瞬间，土壤深度 1cm 处的土壤立即被污染，石油烃泄露 100d，能够到达的最大土壤深度为 72cm。

因此，非正常状况下，集输管线破损泄漏后的石油烃会对土壤造成一定影响。运营期应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。若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。项目运行过程在工程做好防渗、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。

5.4.4 退役期土壤环境影响分析

退役期拆除设备时所用的时间较少，在生活污水、固体废物均妥善处置的情况下，对土壤环境影响很小。

5.4.5 土壤环境影响评价结论

综上，本项目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。如果发生装置、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油类物质覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响地表植被的生长。本项目发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

5.4.6 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5.4-4。

表5.4-4　土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型□；生态影响型□；两种兼有☑	
	土地利用类型	建设用地☑；农用地☑；未利用地☑	土地利用类型图
	占地规模	（0.00387）km^2	永久占地/小型
	敏感目标信息	生态影响型：盐化 污染影响型：基本农田	
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（生态影响）	
	全部污染物	盐分、石油烃（C_{10}-C_{40}）	
	特征因子	盐分、石油烃（C_{10}-C_{40}）	
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类☑；II类□；III类□；IV类□	井场
		I类□；II类☑；III类□；IV类□	管线
	敏感程度	敏感☑；较敏感□；不敏感□	污染影响型
		敏感☑；较敏感□；不敏感□	生态影响型
评价工作等级		一级☑；二级□；三级□	污染影响型
		一级☑；二级□；三级□	生态影响型

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="4">完成情况</td><td>备注</td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="4">a）☑; b）☑; c）☑; d）☑</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="4">见表 4.5-1</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td></td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3">见监测点位布置图</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>5</td><td>6</td><td>0~0.5m</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>5</td><td>/</td><td>0~0.5m，0.5～1.5m，1.5～3m</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="4">《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的 45 项+特征因子：石油烃+土壤盐分含量；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中基本项目 8 项+pH+石油烃+土壤盐分含量</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="4"></td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="4">GB15618☑；GB36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="4">各评价因子均满足相应标准要求</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="4">石油烃（C_{10}-C_{40}）、盐分含量</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="4">附录 E☑；附录 F□；其他（ ）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">预测分析内容</td><td colspan="4">影响范围（井场周围）；影响程度（较小）</td><td>污染影响型</td></tr>
<tr><td colspan="4">影响范围（集油管线泄漏点）
影响程度（盐化加剧程度）</td><td>生态影响型</td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="4">达标结论：a）□；b）□；c）☑
不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="4">土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td>监测点数</td><td colspan="2">监测指标</td><td>监测频次</td><td rowspan="2">代表性井场、站场</td></tr>
<tr><td>代表性井场、井场周边基本农田</td><td colspan="2">石油类、石油烃（C_6~C_9）、石 油烃（C_{10}~C_{40}）、砷、六价铬 盐分含量、pH</td><td>1 次/3 年</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="4">石油烃、盐分含量、pH</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="4">通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本项目建设可行</td><td></td></tr>
</table>

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期大气环境影响分析

5.5.1.1 施工扬尘的影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

施工期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘

对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，车辆扬尘对周围大气环境质量影响是有限的。

施工期区块内大量出入中型车辆，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。

（2）地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：a.管沟、地基、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；b.水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染少年；c.灰土拌和、混凝土拌合加工都会产生扬尘和粉尘；d.物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

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

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

5.5.1.2 储层改造废气影响分析

钻井酸化压裂作业过程中需使用酸化压裂液，会产生无组织 HCl 等。使用酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。

5.5.1.3 测试放喷废气影响分析

测试放喷期间的天然气经管线引至放喷池点燃。据此，测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为 1～2d。测试放喷对周边环境影响较小。

5.5.1.4 焊接废气影响分析

金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接废气对周围大气环境的影响是有限的。

5.5.1.5 施工机械废气及运输车辆尾气影响分析

在油气田地面工程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、NO_X、CmHn 等。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

5.5.2 运营期大气环境影响评价

5.5.2.1 区域地面污染气象特征分析

本项目位于库车市境内，距离本项目最近的气象站为库车市气象站，项目周边地形、气候条件与库车市一致，本次评价气象统计资料分析选用库车市气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.5-1。

表 5.5-1　观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
库车市气象站	51644	一般站	**	**	6	1229	2022	风速、风向、总云量、干球温度

根据近 20 年气象资料，对当地的温度、风速、风向及风频进行统计。

（1）温度

近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.5-2。

表 5.5-2　近 20 年平均温度月变化统计表

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	平均
温度（℃）	-7.7	-0.9	7.7	15.4	19.9	23.4	24.9	23.7	18.8	10.9	2.7	-5.5	11.1

由表 5.2-2 分析可知，区域近 20 年平均温度为 11.1℃，4～10 月平均温度均高于多年平均值，其他月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 24.9℃，12 月份平均气温最低，为-5.5℃。

（2）风速

近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.5-3。

表 5.5-3　近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	年均
平均风速	1.3	1.7	2.1	2.3	2.3	2.2	2.1	2.0	1.7	1.5	1.4	1.2	1.8

由表 5.2-3 分析可知，区域近 20 年平均风速为 1.8m/s，4 月份、5 月份平均风速最大为 2.3m/s，12 月份平均风速最低，为 1.2m/s。

（3）风向、风频

区域近 20 年平均各风向风频变化情况见表 5.5-4，近 20 年风频玫瑰图见图 5.5-1。

表 5.5-4　近 20 年不同风向对应频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
频率	15.9	6.2	4.1	3.8	5.3	3.5	3.1	2.5	3.5
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	—
频率	4.3	7.3	4.7	3.3	2.4	5.6	9.7	15.5	—

图 5.5-1　区域近 20 年风频玫瑰图

由表 5.2-4 分析可知，库车市近 20 年资料统计结果表明，该地区多年 N 风向的频率最大，其次是 NNW 风向。

5.5.2.2 大气环境影响预测与评价

（1）预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最大影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.5-5。

表 5.5-5　项目估算模式参数一览表

参数	取值

城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		40.8
最低环境温度/℃		-23.7
土地利用类型		沙漠化荒地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	√是 □否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 √否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

（2）预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表 5.5-6。预测及计算结果见表 5.5-7。

表 5.5-6　本项目污染源源强一览表（面源，100%负荷）

名称	面源起点坐标（°）		海拔高度（m）	长度（m）	宽度（m）	有效排放高度（m）	与正北向夹角（°）	污染物排放速率（kg/h）
	经度	纬度						NMHC
井场无组织废气	**	**	1023	40	40	6	0	0.0096

表 5.5-7　P_{max} 及 $D_{10\%}$预测及计算结果一览表

名　　称	评价因子	C_i（μg/m³）	评价标准（μg/m³）	P_{max}（%）	$D_{10\%}$（m）	最大浓度出现距离（m）
井场无组织废气	非甲烷总烃	12.8420	2000	0.64	/	31

经估算，项目无组织非甲烷总烃最大落地浓度为 12.8420μg/m³，最大浓度占标率为 0.64%，$D_{10\%}$未出现。非甲烷总烃场界贡献浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界控制 标 准 。

综上，本项目大气环境影响可接受。

5.5.2.3 污染物排放量核算

本项目无组织废气污染物排放量核算情况见表 5.5-8。

表 5.5-8　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/m³）	
1	无组织废气	非甲烷总烃	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求	4.0	0.168

5.5.2.4 非正常工况影响分析

（1）污染源强

本项目非正常排放主要包括井口压力过高时放喷和集输管线刺漏等情况。本项目油气集输过程中，若井口压力过高，原油、伴生气通过防喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。本项目属于单井集输过程，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将YH1-6H井口压力异常情况作为非正常排放考虑，源强情况见表5.5-9。

表5.5-9　非正常工况下污染物排放一览表

序号	污染源	非正常排放原因	面源起点坐标		海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	非正常排放速率/（kg/h）	单次持续时间/min	排放工况	评价因子	应对措施
			X	Y								
1	放喷口	井口压力过高	**	**	1023	8	3	1.399	10	非正常工况	非甲烷总烃	修复后，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，委托有资质单位进行接收处置

（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5.5-10。

表5.5-10　非正常排放 P_{max} 及 $D_{10\%}$ 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	C_i（μg/m³）	P_i（%）	P_{max}（%）	最大浓度出现距离（m）	$D_{10\%}$（m）
1	放喷口	非甲烷总烃	7214.20	360.71	360.71	10	500

由表5.2-10计算结果表明，非正常工况条件下，非甲烷总烃最大落地浓度为7214.20μg/m³，占标率为360.71%。

由以上分析可知，拟建工程非正常排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保井场及站场阀门、压力表、流量计、安全阀等处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.5.3 退役期大气环境影响分析

井场退役后各种相关辅助工作均停止，油气开采造成的环境空气污染源将消失，井场退役期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，主要为油田工作人员。

5.5.4 大气环境影响评价结论

本项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本项目废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本项目实施后大气环境影响可以接受。

5.5.5 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表5.5-11。

表5.5-11　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（$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3） 其他污染物（NMHC、甲醇）		包括二次$PM_{2.5}$□ 不含二次$PM_{2.5}$□	
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	（2025）年			
	环境空气质量现状调查	长期例行监测数据□	主管部门发布的数据□		现状补充监测

	数据来源							
	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	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他□
	预测范围	边长≥50km□	边长 5～50km □			边长=5km□		
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃）				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%□			$C_{本项目}$最大标率＞10% □		
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%□			$C_{本项目}$最大标率＞30% □		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长/h	$C_{本项目}$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）			有组织废气监测（） 无组织废气监测（）		无监测□	
	环境质量监测	监测因子（ ）			监测点位数（ ）		无监测□	
评价结论	环境影响	可以接受 □ 不可以接受 □						
	大气环境防护距离	距厂界最远（）m						
	污染源年排放量	SO_2：（ ）t/a	NOx：（ ）t/a	颗粒物：（ ）t/a	无组织 NMHC：（0.168）t/a 有组织 NMHC：（ ）t/a			

5.6 声环境影响评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

项目施工期噪声主要包括土方施工、设备吊运安装、道路修建、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，以及钻井工程钻机、泥浆泵和发

电机运转过程产生的噪声。

本评价采用点源衰减模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

$$L_P（r）=L_P（r_0）-20lg（r/r_o）$$

式中：

$L_P（r）$——预测点处声压级，dB（A）；

$L_P（r_0）$——参考位置 r_o 处的声压级，dB（A）；

r——预测点距声源的距离，m；

r_o——参考位置距声源的距离，m。

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

表 5.6-1　主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

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

根据上表对各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求；钻井期间昼间距施工机械 100m、夜间 500m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求。根据分析，施工期钻井及压裂过程各噪声源对厂界的噪声贡献值昼间为 63～69dB（A），夜间为 62～68dB（A），昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要

求，夜间超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求。本项目各钻井井场周边 200m 范围内均无村庄等声环境敏感目标，且各钻井工程施工期周期较短，施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响。

非正常工况下，发生井喷等事故常常伴随着高压喷射和噪声。目前井喷噪声的大小尚无直接相关的数据。对于井喷事故的应对和处理，需要采取严密的预防措施以减少其对人员和设备的影响。施工前全面地质勘探及合理评价、准确判断井眼的岩性、孔原压力等情况，制定相应的施工方案，降低井喷的发生风险，配备专业的井眼监测仪器和设备，实时监测井眼的压力和流量，及时发现异常，并采取相应的措施，控制井喷的发展，设计合理的防喷设备和措施，例如设置安全阀等，在井喷发生时及时切断井口的喷涌，通过采取上述预防措施，减少噪声对周边环境的影响。

5.6.2 运营期声环境影响评价

5.6.2.1 运营期主要噪声源

本项目管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；本项目拟建井场产噪设备主要为井场采油树和空气热源泵，井场布置基本一致，本次选择 YH1-6H 井井场进行预测。

5.6.2.1 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），在环境影响评价中，应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级，计算公式为：

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

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，dB；

A_{div}——几何发散引起的衰减，dB；

A_{gr}——地面效应引起的衰减，dB；

A_{atm}——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{bar}——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}——其他多方面效应引起的衰减，dB。

在只考虑几何发散衰减时，可按下列公式计算：

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

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。

预测点的噪声预测值为预测点的贡献值和背景值按能量叠加方法计算得到的声级，计算公式为：

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

式中：

L_{eq}——预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg}——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

L_{eqb}——预测点的背景噪声值，dB。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

本项目噪声源参数见表 5.6-2。

表 5.6-2　噪声源参数一览表（室外声源）

序号	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			
1	井场（以 YH1-6H 井为例）	采油树	28	8	1	80	基础减振	昼夜
2		空气热源泵	20	15	1	85	基础减振	昼夜

5.6.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目各噪声源对井场、站场四周场界的贡献声级值见表 5.6-3。

表 5.6-3　噪声预测结果一览表　单位：dB（A）

场地	场界	贡献值	标准值		结论
采油井场	东场界	46.7	昼间	60	达标

			夜间	50	达标
	南场界	49.3	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	45.0	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	45.2	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由表5.6-3可知，本项目实施后井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为45.2～49.3dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。

5.6.3 退役期声环境影响分析

本项目退役期，噪声主要源自井场设备拆卸，由于油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。

5.6.4 声环境影响评价结论

综上所述，本项目开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准要求。

5.6.5 声环境影响评价自查表

本项目声环境影响评价自查表见表5.6-4。

表5.6-4　声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级☐		三级☑
	评价范围	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（$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3） 其他污染物（NMHC、甲醇）		包括二次$PM_{2.5}$□ 不含二次$PM_{2.5}$☑	
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	（2025）年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据☐	主管部门发布的数据☑					现状补充监测☑
	现状评价	达标区□					不达标区☑	
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 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	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他☑
	预测范围	边长≥50km□	边长 5～50km □		边长=5km☑			
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃）			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%□		$C_{本项目}$最大标率＞10% □			
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%□		$C_{本项目}$最大标率＞30% □			
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长/h	$C_{本项目}$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）			有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☑		无监测□	
	环境质量监测	监测因子（ ）			监测点位数（ ）		无监测□	
评价结论	环境影响	可以接受 ☑ 不可以接受 □						
	大气环境防护距离	距厂界最远（）m						
	污染源年排放量	SO_2：( )t/a	NOx：( )t/a	颗粒物：( )t/a	无组织 NMHC：(0.168)t/a 有组织 NMHC：( )t/a			

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响分析

本项目施工期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、钻井岩屑、废机油、烧碱废包装袋、废防渗材料、焊接及吹扫废渣、生活垃圾和土石方。

①钻井泥浆

本项目使用泥浆为水基非磺化体系泥浆和水基磺化体系泥浆。泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，泥浆进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用。本项目产生的废弃泥浆量约 1601.3m^3。

②钻井岩屑

本项目钻井期内产生的岩屑量为 2206.49m^3。钻井过程中，泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，水基非磺化钻井岩屑排入岩屑池，干化后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）标准后，用于后期填埋池体；若检测不达标则送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用限值后再进行综合利用。水基磺化体系钻井岩屑转运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置或者在钻井现场无害化达标处置，处理后的磺化岩屑各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，还原土用于铺垫油区内的井场、道路。

③废机油

废机油属于《国家危险废物名录（2025 年版）》，HW08 类危险废物（废物代码：900-214-08）。钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于危废贮存点，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为 0.3t/口，本项目部署钻井 2 口，废机油量产生量为 0.6t，废机油由钻井队委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

④烧碱废包装袋

烧碱废包装袋属于《国家危险废物名录（2025年版）》，HW08类危险废物（废物代码：900-249-08）。钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋，及时回收烧碱废包装袋，暂存于危废贮存点。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为0.1t/口，本项目新部署钻井2口，烧碱废包装袋产生量为0.2t，由钻井队委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

⑤废防渗材料

废防渗材料属于《国家危险废物名录（2025年版）》，HW08类危险废物（废物代码：900-249-08）。钻井过程产生少量废防渗材料，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料约为0.2t/口，本项目新部署钻井2口，废防渗材料产生量为0.4t，由钻井队委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

⑥焊接及吹扫废渣

根据类比调查，焊接及吹扫废渣的产生量约为0.05t/km，本项目焊接及吹扫废渣产生量约为0.085t，由钻井队收集后送至东河作业区固体废物填埋场填埋处置。

⑦生活垃圾

本项目部署钻井2口，施工人员约60人，施工天数为480天，平均每人每天产生生活垃圾0.5kg。整个施工过程生活垃圾产生量共计14.4t，在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，由钻井队定期清运至东河作业区固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置。

⑧土石方平衡

本项目共开挖土方量0.866万m^3、回填土方量0.871万m^3、借方量0.005万m^3、无弃方，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。

5.7.2 运营期固体废物影响分析

本项目运营期产生的固体废物主要有落地油、废防渗材料、废润滑油和生活垃圾等。

①落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油。根据《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部令第36号），落地油废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物（废物代码：071-001-08）。

按照单井落地油产生量约0.2t/a计算，本项目运行后落地油总产生量约0.4t/a，桶装收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

②废防渗材料

废防渗材料来自井下作业过程。根据《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部令第36号），废防渗材料废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物（废物代码：900-249-08）。

本项目运营期作业时，作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，目前油田使用的防渗材料均可重复利用，修井作业频次为2年/次。单块防渗材料重约250kg（12m×12m），口井作业用2块，约合0.25t/a·井。本项目产生废弃防渗材料量约0.5t/a。作业施工结束后，集中收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置，拉运过程中持有危险废物经营许可证的单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

③废润滑油

废润滑油主要来自设备维修过程。根据《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部令第36号），废润滑油属于HW08废矿物油与含矿物油废物（废物代码：900-214-08）。废润滑油间歇产生，废润滑油产生量约0.5t/a，收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

④生活垃圾

运营期工作人员由东河采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

本项目退役期，地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送东河作业区固废填埋场妥善处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

5.7.4 固体废物影响评价小结

本项目施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好地处置，对评价区环境影响较小。

5.8 环境风险评价

5.8.1 风险调查

5.8.1.1 危险物质调查

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本项目油气不含硫化氢，施工期涉及的危险物质主要为柴油、存在于井场的柴油罐内；运营期涉及的危险物质主要为原油、伴生气，主要存在于新建的集输管线中；本项目退役期不涉及危险物质。

本项目为石油开采项目，工程内容呈点线状分布在已开发油田范围内。井场与井场之间、站场与站场之间距离均较远，新建管线主要为单井至站场的集输管线，各站场和井场均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。本次将井场、站场、管线分别划分为独立的危险单元，评价危险单元内危险物质的最大存在量。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数。

经计算，本项目危险物质数量及分布情况见表 5.8-1。

表 5.8-1　本项目危险物质分布情况一览表

时期	序号	危险单元	存储装置参数	危险物质名称	CAS 号	最大存在量（t）
施工期	1	井场	20m^3 柴油罐	柴油	-	17
运营期	1	YH1-6H 井集输管线	1.2km 生产管线：DN80 5.5Mpa	原油	-	5.01
				伴生气	74-82-8	0.21

	2	YH1-H7 井集输管线	0.5km 生产管线：DN80 5.5Mpa	原油	-	2.5
				伴生气	74-82-8	0.09

注：根据提供的区域油气资源参数，原油密度平均 0.835g/cm³，伴生气相对密度为 0.71kg/Nm³。柴油密度按 0.85 t/m³ 计。单井集输管线以单根管线最长计。

5.8.1.2 环境敏感目标调查

根据章节2.5.7环境风险环境影响评价等级和评价范围，本项目风险潜势为I，可开展简单评价，不设置评价范围，本次风险评价环境敏感目标与各要素环境保护目标一致，具体见表 2.6-1。

5.8.2 环境风险潜势初判

根据章节 2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围，本项目 Q＜1，判断项目风险潜势为I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为I的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 物质危险性识别

本项目涉及的主要风险物质为原油、伴生气。各风险物质危险特性见表 5.8-2、表 5.8-3。

表 5.8-2　原油危险特性表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudl oil
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。蒸汽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：长时间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。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：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域作业，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）0.7365-1.0724 g/cm^3	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的生物降解性。 生物富集或生物积累性： 其他有害作用：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	性质：危险废物。 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。 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》。			

表5.8-3　天然气危险特性表

化学品名称	化学品中文名称	伴生气（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	CH4	分子量	16.04
危险特性	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。			

<table>
<tr><td>急救措施</td><td colspan="4">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。
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、二氟化氧及其他强氧化剂接触发生剧烈反应。</td></tr>
<tr><td>消防措施</td><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td>泄漏应急处理</td><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td>操作处置与储存</td><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">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他高浓度区作业，须有人监护。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>无色无味气体</td><td>饱和蒸汽压</td><td>53.32kPa/-168.8℃</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>-161.5℃</td><td>闪点</td><td>-188℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-182.5℃</td><td>溶解性</td><td>微溶于水，溶于乙醇乙醚等。</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）：0.42（-164℃）
相对蒸汽密度（空气=1）：0.6</td><td>自燃温度</td><td>538℃</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>5.3%～15%（V%）</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、氟、氯；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。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">LD50：LC50:50%（小鼠吸入，2h）。
LC50：无资料。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">生态学资料</td><td colspan="4">其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。</td></tr>
<tr><td colspan="4">废弃物性质：危险废物。</td></tr>
<tr><td>废弃</td><td colspan="4">废弃处置方法：建议用焚烧法处置。</td></tr>
</table>

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，防止日光暴晒。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。

5.8.3.2 生产系统危险性识别

（1）井场

①井喷

钻井过程中遇到地下油、水层时，油或水窜进井内的钻井液里，加快了钻井液流动和循环的速度。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、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。根据统计，国内油田钻井作业发生井喷的概率小于 0.2%。多数井喷事故的发生属责任事故，由操作者起钻时不注意或不按规定注钻井液等造成。

②井漏

在井下作业过程，工作液在压差的作用下，流入地层，可能引起污染地下水事故。

（2）井场储罐

本项目施工期分别在井场内设有 1 座 20m^3 柴油储罐，主要危险有柴油泄漏进而可能引发的火灾、爆炸事故，导致环境污染。

本项目施工期井场设置了可燃气体检测报警仪，井场设置了放空系统，在发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空总管由放空火炬向外排放。采取上述措施后，可有效降低井场的事故风险。

（3）集输管线

油井采出液通过单井管线输送至现有集输干线，最终输至哈六联进行处理。集输管线采用埋地敷设方式。原油集输过程中常见的事故有集油管线因腐蚀穿孔而造成原油泄漏；冬季运行时管线因保温性能差等原因发生冻堵、管线破裂；人

为破坏导致管道泄漏。发生的事故主要为管线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。泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

5.8.4 环境风险事故情形分析

通过分析本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、集输管线泄漏、柴油储罐泄露，以及油气泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、集输管线、柴油储罐发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。具体危害和环境影响可见表5.8-4。

表5.8-4　危险物质向环境转移的途径识别

影响时段	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	影响环境的途径
施工期	井喷	钻井过程	原油、伴生气	①井喷时，油气泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境，遇明火易引发爆炸； ②原油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长，还有可能污染地下水； ③油气中的天然气扩散至环境空气中，可能引发天然气中毒事件。	大气、土壤、地下水
	火灾爆炸	钻井过程	伴生气及次生污染物CO 等	井喷产生的有害气体遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被破坏。	大气
	井漏	钻井过程	钻井液等	钻井液等沿裂缝漏失进入地下水层，污染地下水水质	地下水
	泄露	柴油储罐	柴油	柴油泄漏，通过垂直入渗或地面漫流的方式进入环境，对土壤环境、地下水环境造成污染	土壤、地下水
	火灾爆炸		伴生气及次生污染物CO 等	柴油发生泄漏，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	大气
运营期	泄露	集输管线	原油、伴生气	集输管线发生泄漏，油气中天然气泄漏气体扩散至环境空气中，可能引发员工天然气中毒事件，油类物质会污染土壤甚至地下水；	大气、土壤、地下水
	火灾爆炸		伴生气及次生污染物CO 等	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件	大气

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 大气环境风险事故分析

（1）井喷对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量气体，可使短时间内使局部大气环境中的轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向4-5km，地面总烃的最大浓度可达到1300mg/Nm^3，短时间内严重破坏了局部地区空气质量，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，并组织附近人员进行疏散。由于井喷具有突发性、意外性和短暂性的特点，井喷会造成短期局部大气环境中污染物超标，但不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。本项目人烟稀少，区域地势平坦，扩散条件较好，所以井喷对人员的伤害有限。

本项目在运营期应积极开展周边公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生泄漏以及火灾爆炸事故，及时疏散井场及周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失。井场周边为耕地，若发生事故，泄漏物将被点燃，热辐射造成一定范围内生态系统的严重破坏，甚至是彻底性的毁灭。事故发生后，耕地采用人工清理后重新种植的方式进行重建，由于农作物为玉米，基本1年即可恢复。因此，在落实风险防范措施、其发生事故的概率较低，当发生井喷事故时，积极采取应急措施，疏散周边人员，井喷事故对周围环境空气的影响是可以接受的。

（2）井场储罐对大气环境的影响

本项目施工期井场设置1座20m^{3}柴油储罐，发生泄漏后，若得不到及时处理，所泄漏的油气会挥发轻烃组分，使局部大气环境中的轻烃含量增加；若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量不完全燃烧烟气。本项目井场设置了可燃气体检测报警仪，井场设置了放空系统，在发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空总管由放空火炬向外排放。采取上述措施后，可有效降低井场的事故风险。

（3）集输管线对大气环境影响分析

本项目集输管线内为采出液，主要为原油以及伴生气，在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油气从裂口流出后，泄漏的原油会挥发非甲烷总烃对周边大气

环境造成污染，采出液中的天然气气体扩散至环境空气中，甲烷的密度比空气的密度小得多，稀释扩散很快，随着距泄漏点距离的增加，甲烷浓度下降非常快，一个泄漏点泄漏的甲烷对环境、人和动物的影响是局部影响。本项目的油气发生泄漏遇明火燃烧，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。

本项目一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。且由于井场及管道大多数位于基本农田，如果仅仅是油气泄漏对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的一氧化碳，污染大气环境。

5.8.5.2 地表水环境风险事故分析

本项目不涉及地表水环境风险事故。

5.8.5.3 地下水环境风险事故分析

本项目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有可能影响地下水。

（1）井喷

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，造成大面积的土壤污染，井喷时大量泄漏的原油覆盖在地表层可使土壤透气性下降，抑制土壤中酶的活性，土壤理化性质发生变化。原油泄漏区形成局部土壤污染，根据前面土壤专题的分析，原油影响深度一般为 0～20cm，同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

（2）井漏

井漏事故主要为钻井过程中钻井液漏失和运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是钻井液或者采出液漏失于地下水含水层中，由于钻井液中含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分都很多，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多层套管、水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

（3）施工期井场柴油储罐对地下水环境风险影响分析

施工期井场柴油储罐发生泄漏，泄漏的油品通过土壤渗透影响浅层地下水，在地下水位埋深较浅的区域可能通过土壤渗透到地下水环境。在油田开发过程中，应加强管道管理，做好井场内的防渗措施，防止泄漏事故发生。

（4）集输管线对地下水的环境影响分析

集输管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

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

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：油田环境非敏感区风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用仍然是非常显著的。污水中的石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在0~10cm或0~20cm 表层土壤中，其中表层0~5cm土壤截留了90%以上的输入原油。由此可以推断，油田环境非敏感区其他颗粒较细、质地比较黏重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过20cm；对于颗粒较粗、结构较松散、空隙比较多的棕漠土，在消除土体裂隙和根孔影响的实验条件下，石油类下渗迁移的深度也不超过30cm。

本项目评价区土壤类型主要为盐土，因此区域土壤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20cm

表层土壤中。因此，即使发生集输管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水环境产生大的影响。

5.8.6 环境风险管理

5.8.6.1 钻井、井下作业事故风险预防措施

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

（2）抓好井场建设，根据气候特点，做好井场的防护规划，钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。处理后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求后，方可综合利用。

（3）使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求。

（4）在钻开油气层前必须加重泥浆的密度，使泥浆的液柱压力大于地层压力约 3MPa～5MPa，井场的重泥浆储备量必须为井筒容积的 1.5～2 倍，并且还应储备足够量的泥浆加重剂。

（5）井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习。

（6）井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

（7）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。

（8）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。

（9）钻井井位的确定尽可能避开冲蚀沟、河床等洪水危险性大的区域。

5.8.6.2 井喷事故风险防范措施

防止井喷的主要措施是安装防喷器和井控装置，同时采用随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

（1）在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，且在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井喷发生。

（2）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。

（3）起下钻时，当发现井内液体流出，而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流体流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突然发生井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板。如果不下过钻铤，则可用万能防喷器关井。当钻头从井眼中起出后发现井内液体流出时，要立即关闭全封闭闸板。

（4）作业班应按钻进、起下钻杆、起下钻铤和空井发生溢流四种工况，按“逢五逢十”防喷演习制度进行防喷演习。作业班每月不少于一次不同工况的防喷演习。二开前应进行四种工况的防喷演习。换班人员应在第一次下钻作业中进行四种工况的防喷演习，演习不合格不得进行下步作业。

（5）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，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

5.8.6.3 窜层污染事故的防范措施

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

5.8.6.4 井场、站场风险防范措施

（1）井场、站场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求；井场、站场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地；井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

（2）在井架上、井场路口、站场等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（3）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材，并定期进行检查，保持完好可用。

（4）储罐设置在井场、站场主导风向下风向，并与井口距离不得小于50m。

（5）在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规范设置可燃气体浓度监测报警装置、硫化氢检测仪，以便及时发现事故隐患。

（6）在罐区铺设防渗膜并设置20cm的围堰，当发生泄漏的情况时，及时处理，对泄漏的柴油收集后判断能否利用，对不能利用的柴油委托有资质单位进行处理。

5.8.6.5 管线事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查。严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

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

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

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（5）完善井场、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。

（6）在管线运营期间，定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

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

5.8.6.6 危险废物运输事故风险防范措施

（1）危险废物须按照《危险废物收集 贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求，由专业人员进行押运。

（2）建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜，运输过程全控制，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

（3）对于污水、废液等的转运均要制定管理计划，如实记录有关信息，健全资料台账，转移车辆安装定位系统，并保存相关影像资料。

（4）出车前须对罐车的罐体、压力表、阀门等安全技术状况进行检查，发现故障排除后方可投入运行。

（5）加强各类储罐的日常管理及安全检查，要严格按章操作，废水、废液装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏等安全事故。

（6）运输时提高拉运人员技术素质、加强责任心，严禁废水随意倾倒，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，防止发生运输车辆事故。

（7）行车途中应勤检查，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，受到污染的土壤要全部回收，委托具有相应危险废物处置资质单位进行处置。

5.8.6.7 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）加强干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落到实处，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。

5.8.6.8 突发环境风险应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤害等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加

以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。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。牙哈1井区隶属于塔里木油田分公司东河采油气管理区（原东河油气开发部）管理，《塔里木油田公司东河采油气管理区突发环境事件应急预案（库车市）》已在阿克苏地区生态环境局库车市分局进行了备案（备案编号：652923-2023-001-L），采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善，且未发生过重大风险事故。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司东河采油气管理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。

5.8.6.9 环境风险应急处置措施

（1）井场、站场泄漏处置

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展。

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理。

③对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故。

④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引至应急池或应急罐。

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域。

⑥如果少量泄漏，采取用砂石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集。

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所。

⑧事件发生后，应急监测小组对周围大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

⑨监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员。

⑩现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

（2）管道泄漏处置

①应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警。

②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员。

③监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众。

④条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业。

⑤放空的天然气应通过放空火炬点燃烧掉，当火炬高度小于1m时应立即关闭放空阀门。

（3）柴油储罐破损泄漏事故应急措施

①切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭多功能储罐最近两侧阀门。

②堵漏：根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，并在作业期间设专人监护。

③事故现场处理：堵漏作业完成后，对柴油储罐进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

④后期处理：恢复柴油储罐泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性地加强检测及现场巡检。对泄漏的柴油回收，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

（4）火灾应急处置措施

1）立即阻断火源，并组织灭火。

2）确定警戒范围，撤离无关人员。

3）火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见。

4）灭火完毕后，立即清理火灾现场。

（5）危险废物泄漏造成的环境突发事件应急处置

本项目涉及的危险废物主要为废润滑油等，委托持有危险废物经营许可证的单位单位进行及时清运，泄漏事故率较低。井场、站场人员对危险废物存放点进行巡查，每班1～2次，当发现危险废物泄漏时应通知站场负责人，按以下方法进行处置：

1）消除火源。

2）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。

3）应急处理人员戴好防护口罩。

4）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。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。

小量泄漏：用砂土或其他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，用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。

5.8.7 环境风险分析结论

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录B，本项目油气不含硫化氢，施工期涉及的危险物质主要为柴油、存在于井场的柴油罐内；运营期涉及的危险物质主要为原油、伴生气，主要存在于新建的集输管线中；本项目退役期不涉及危险物质。

本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、集输管线泄漏、柴油储罐泄露，以及油气泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、集输管线、柴油储罐发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。

本项目应落实各项井场、站场制度，降低井喷、井漏发生概率，本项目区所在区域地势平坦，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；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，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。

本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施，负责实施的东河采油气管理区应结合本项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，环境风险是可防控的。本项目环境风险简单分析内容表见表 5.8-5。

表 5.8-5　环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔里木油田牙哈油田牙哈 1 区块寒武系下丘里塔格组产能建设项目			
建设地点	新疆维吾尔自治区库车市			
地理坐标	经度	**	纬度	**
主要危险物质及分布	本项目油气不含硫化氢，施工期涉及的危险物质主要为柴油、存在于井场的柴油罐内；运营期涉及的危险物质主要为原油、伴生气，主要存在于新建的集输管线中；本项目退役期不涉及危险物质。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、集输管线泄漏、柴油储罐泄露，以及油气泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、集输管线、柴油储罐发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。			
风险防范措施要求	①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。 ②落实井场、站场、管线、危险废物运输风险防范措施等。 ③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测。 ④完善环境风险应急预案，定期演练。 详见 5.8.6 节			
结论：本项目实施后，负责实施的东河采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，环境风险是可防控的。				

6 环境保护措施可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态保护措施

6.1.1.1 井场

（1）井场区域主要占地类型为水浇地和其他草地，施工过程中须严格控制井场占地面积，减少扰动面积，减少对农田和荒漠植被影响。

（2）加强井区的野生动物保护，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）尽量减少因施工对植被的破坏，施工前对施工人员进行环保培训，要求施工人员能识别保护植物，井场和管线尽量避开项目区保护植物，禁止采伐项目占地外荒漠植物。施工中大量建筑材料的调运及人员的流动，会增加作业区内的拥挤度，施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。本环评要求，井场在施工过程中，减少对农田、荒漠植被的碾压破坏，要严格控制扰动面积，施工过程中严格按照施工场地界线范围内施工，并安排专人监察。

（4）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）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。

图 6.1-1　施工期生态保护措施示意图

图 6.1-2　井场砾石压盖措施典型设计图

6.1.1.2 管线

（1）项目设计时优先采取避让措施，尽量减少对永久基本农田和天然荒漠植被的占用和扰动。

（2）施工过程中，加强施工人员的管理，严格限制施工活动范围，做好施工活动外生态环境的防护工作，禁止施工人员对野生植被乱砍滥伐，严格限制人员的活动范围，破坏沿线的生态环境。

（3）工程施工临时占用永久基本农田，应向相关部门办理占地相关手续，按照相关法律法规进行补偿和恢复。

（4）确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐荒漠植被作燃料；尽量减少对作业区周围植被的影响；工程完工后，尽量恢复，优化原有的自然环境和绿地占有水平。

（5）采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，将减小施工作业带宽度。考虑采取加大管道埋深，加厚管壁等措施。

（6）管线单元主要占地类型主要为其他草地和水浇地等，影响呈线状，施工过程中须根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（7）管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶1.5m。

（8）一般地段项目管道工程施工作业带宽度控制在8m范围内，基本农田段管道工程施工作业带宽度控制在6m范围内。

（9）施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。

（10）对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有积水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有积水环境存在。

（11）在设计阶段优化地面管线的走向，尽量避让永久基本农田及荒漠植被，无法避让的，须采取移栽、减小施工作业带宽度等生态保护措施，占用永久基本农田前建设单位须取得占地手续后方可开工。

6.1.1.3 道路

（1）严格限制扰动范围：使用物理标志（如彩旗、围栏）清晰标记路基边界及两侧外扩 2m 的临时扰动边界，严禁机械和施工人员越界作业。

（2）确保平整、碾压等作业严格限定在设计宽度内，避免对施工边界外原生植被和土壤的碾压破坏。

（3）工程结束后，对不再需要的临时便道区域，利用保存的表土进行土地整治，并播种当地适生植物种子，加速生态恢复。对仍需保留的便道路肩，进行植被恢复。

（4）筑路材料（如碎石、填料）集中、规范堆放在指定场地，防止散落污染周边土壤植被。

6.1.1.4 永久基本农田的生态保护措施

（1）在工程的总体规划中必须考虑施工对农业生产的影响，将农业损失纳入工程预算中。尽量缩小施工影响范围，提高施工效率，缩短施工时间，因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。

（2）井场平整分层回填前应清理留在土壤中的固体废物，回填时，还应留足适宜的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失。

（3）设置硬质围挡屏障：在项目边界与永久基本农田之间安装防渗型围挡（如钢板桩或混凝土墙），底部埋深至少 1m，防止施工扬尘、机械碾压和径流污染。

（4）禁止设备、车辆和材料堆放进入农田侧 2m 范围内，设置警示标志。

（5）设备检修区铺设防渗布等防渗材料，防止油污下渗或径流污染。

（6）对临时堆土场覆盖防尘网，定期洒水抑尘；在农田侧开挖临时排水沟等，防止雨水携带泥沙流入农田。

（7）在施工中应尽量减少对农田防护树木的砍伐，完工后采取植被恢复措施，种植速生树木和耐贫瘠的先锋灌木草本植物，在农地可种植绿肥作物，加速农业土壤肥力的恢复。

（8）施工完成后做好现场清理及恢复工作，包括弃渣妥善处置等，尽可能降低施工对农田生态系统带来的不利影响。

（9）对于临时占地，除在施工中采取措施减少对基本农田的破坏外，在施工结束后，还应做好基本农田的恢复工作，应立即实施复垦措施，应按照“等质等量”的原则进行复垦，并可与农民协商，由农民自行复垦。除补偿因临时占地对农田产量的直接损失外，还应考虑施工结束后因土壤结构破坏对农作物产量的间接损失以及土壤恢复的补偿费等。

（10）农田恢复目标：临时占用的各类农田应100%恢复耕种，破坏的农业基础设施全部恢复或经济赔偿；永久占用的农田应“占多少、垦多少”或缴纳耕地开垦费。

（11）按照耕地的工程范围，依法办理相关耕地占用手续。

（12）工程施工过程中，根据现场情况，局部调整管线减少对基本农田占用。

（13）处理好管道与农田水利工程的关系，尽可能减少对排灌渠道的破坏，还要使农田机械化耕种不受管道工程的影响，管道经过坡地时要增设护坡堤，防止坍塌造成的滑坡等，并结合修筑梯田，植树种植绿化，加速生态环境的恢复。

（14）表土剥离（厚度230cm）及存储方案：

①表土剥离方案：耕作层单独剥离，采用小型铲车或人工精细作业，避免机械碾压导致土壤结构破坏；心土层按每50cm分层剥离，各层土壤分区堆放，严禁混合，重型机械作业需铺设钢板减少压实。

②存储场设计与维护：存储场选择地势较高、排水良好、无环境风险的永久征地范围内区域，远离施工区，避免污染和碾压。

6.1.1.5 水土流失防治措施

（1）工程措施

井场项目区开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

（2）场地平整

井场项目区场地平整：针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过

程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

（3）限行彩条旗

严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区四周拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

6.1.1.6 对野生动植物的生态保护措施

（1）合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

（2）管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

（3）管线施工范围应严格限制在6～8m范围内。施工机械和车辆应严格按规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

（4）在施工区域设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

（5）注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

（6）建设选址尽量少占植被茂密的地块，同时严格控制占地面积，以减少占地和保护野生动、植物。

6.1.1.7 防沙治沙措施

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。

本项目所在区域属于非沙化土地，防沙治沙的目标主要为：防止生态逆转，恢复地表覆盖。针对本项目扰动情况提出如下防沙治沙措施：

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。

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。

6.1.2 运营期生态保护措施

（1）监督和管理措施

①针对本项目的建设，东河采油气管理区 QHSE 管理委员会负责工程建设及运营期间对生态环境保护工作，落实本项目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。

④针对本项目所在区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，原井场遗留有弃渣没有及时清运、老井临时占地内的水泥块未清理或综合利用等，需尽快组织工作人员按期将井场遗留固废清运或综合利用，并纳入本项目环保投资。

（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。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本项目事故状态下对生态环境影响较大，因此必须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。

（3）生态修复方案

油田运营期开展生态修复目标为油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，环境风险发生率得到有效控制，杜绝跑冒滴漏危害；油田区生态功能基本稳定；生物多样性呈上升趋势；公众生态环保意识得到提高；油田区生态环境监测范围达到100%，建立生态安全应急系统。

管线施工完毕后须进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主。

（4）对永久基本农田的生态保护措施

①将永久基本农田防护措施加入项目区应急预案，并报送当地生态环境部门备案；

②在农田侧设置截流沟等，定期开展应急演练，重点模拟油品泄漏的快速拦截和土壤污染处置。

③在项目与农田间种植耐旱灌木、小半灌木等，形成缓冲带，吸附粉尘并阻隔污染物迁移。

④运营期定期对农田边界土壤进行检测，重点关注重金属和总石油烃等指标。

⑤建立补偿机制，若监测发现农田质量下降，立即启动生态修复并对农户补偿。

综上，本项目采取的生态环境保护措施可行。

6.1.3 退役期生态保护措施

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，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。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施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

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。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对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。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

地下水保护与污染防治按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的原则。运营期要建立健全地下水保护与污染防治的措施与方法；必须采取必要监测制度，一旦发现地下水遭受污染，就应及时采取措施，防微杜渐；尽量减少污染物进入地下含水层的机会和数量。

针对本项目可能发生的地下水污染，地下水污染防治措施按照“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、应急响应全阶段进行控制。

源头控制：主要包括在工艺、管道、设备、污水产生及储存构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

分区防治：结合建设项目的生产设备、管道、污染物储存等布局，实行重点污染防治区、一般污染防治区和非污染区防渗措施有区别的防渗原则。主要包括生产区地面和设备的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施。

污染监控体系：实施覆盖生产区的地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、及时控制。

应急响应：包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理。

6.2.1 施工期地下水环境保护措施

6.2.1.1 源头控制措施

（1）禁止使用列入淘汰落后的、耗水量高的工艺、设备和产品名录的设备，或列入限期禁止采用的严重污染水环境的工艺名录和限期禁止生产、销售、进口、使用的严重污染水环境的设备。采取节水措施，提高水的重复利用率：以钻井队为单位，在保证正常作业的情况下，确定各类施工作业条件下的合理用水量，以控制清水用量。动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。

（2）污染物防控措施

①施工场地应设置临时沉砂池，混凝土搅拌机等冲洗废水经沉淀后回用到施工作业中，不外排。禁止沿途倾倒、排放废水。含有害物质的建筑材料如沥青、水泥等，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入外环境。井场四周设置井界沟，防止井场内污水随地面径流进入外环境。

②本项目采用水基钻井液，并采用泥浆不落地工艺，钻井废水随钻井固废一同委托专业单位综合处置，不直接外排。

③泥浆不落地工艺无须设置泥浆池，最大限度地降低了泥浆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。

④设计、施工时对泥浆储存、收集、处理、排放设备等应采用优质、稳定、成熟的产品，做好质量检查、验收工作，防止设备破损和“跑、冒、滴、漏”现象。

⑤站内管线采用无缝钢管，采取防腐+保温措施，具有较强的耐化学腐蚀性能、耐温耐压性能好，粘结力强并具有良好的韧性等性质，有效地减小了管线腐蚀穿孔造成地下水污染的情况。

⑥定期对泥浆罐等隐蔽设施的渗漏性进行检查，观察是否有渗水、漏水现象，发现问题及时解决。

⑦对现有工程防渗设施进行排查，杜绝设备老化，防渗不达标。

⑧钻井过程中贯彻清洁生产要求，选用无毒无害钻井泥浆。钻井泥浆循环利用，钻井完毕后，废弃泥浆和一般岩屑采用“泥浆不落地”工艺处理。

（3）其他

①标准化建设，具备监控系统，管理区工作人员在调度中心能根据计算机演算结果、压力数据变化等，确定管道是否泄漏，当风险发生时，立即停输，使泄漏量降低到最小。

②表层套管的固井水泥必须抬高至地面，防止浅层含水层受到钻井泥浆污染。完井后固井水泥必须返高至地面，确保安全封闭此深度内的第四系含水层。

③施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境，施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。加强施工机械维护，防止施工机械漏油。施工期固体废物等拉运车辆须在转运过程做好转运台账，严格执行废弃物转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避开环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。禁止利用渗井、渗坑、裂隙以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物。

④选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。做好阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

⑤井的设计、建造应按照SY/T 6596保证其完整性。钻井过程中严格按照钻井施工工艺，施工规范进行操作，防止钻井过程中，由于施工不当，导致井喷、原油泄漏以及油水地层窜层等事故污染地下水。钻井过程中产生的钻井废水，废弃泥浆、岩屑等按照规范处理。保证固井质量，确保安全封闭此深度内的含水层。

针对以上措施的实施，实际施工期井队对机械设备做检修保养记录，并制定环境保护管理制度，设环保专员负责检查井场内废水、固废等处置情况，保证废

物得到有效处理，从而达到减少对周围地下水环境污染的预期效果。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.2.1.2 过程防控措施

（1）防渗措施

建设单位须做好场区分区防渗措施。按重点防渗区、一般防渗区分别采取不同等级的防渗措施，防渗层尽量在地表铺设，防渗材料可根据具体防渗区域拟选取 HDPE 或其他防渗材料，按照污染防治分区采取不同的设计方案。

为防止对地下水污染，针对井场施工期间工程特点，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），将钻井期井场进行分区防渗，其中钻井及储层改造工程基础区域、放喷池、危废贮存设施等划分为重点防渗区，油罐区为一般防渗区，采取相应的防渗措施可有效避免发生渗漏事故。分区防渗方案见表 6.2-1。

表 6.2-1　施工期分区防渗方案

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井及储层改造工程基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台、放喷池	重点防渗	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s
危废贮存设施	重点防渗	按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023），防渗层为至少 1 m 厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7}cm/s），或至少 2 mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10} cm/s），或其他防渗性能等效的材料。
柴油罐区（备用）、泥饼暂存池、泥浆泵区、危险化学品间	一般防渗	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s
井场其他区域	简单防渗	地面硬化处置

（2）严格按照操作规程施工，提高固井质量，避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。加强施工管理，发现问题及时解决。

（3）钻井架底座表面应有导流槽，保证钻井废水全部投入泥浆不落地装置中，无随意漫流现象，杜绝钻井泥浆流失。

（4）建议在泥浆循环罐周围设置约 50cm～60cm 防渗污水收集渠或事故截污沟，阻止暴雨时或其他事故情况下池水满溢外排。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

6.2.2.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、站场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

①采出水依托哈六联合站处理，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/T5329-2022）标准中指标后回注地下，不外排。

②定期对井场、储罐、管线的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③定期对站内管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

④生产井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对生产井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

⑤修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

6.2.2.2 分区防治措施

对井场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934等。

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。

本项目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、天然包气带防污性能分级参照表、地下水污染防渗分区参照表，提出防渗技术要求。

表 6.2-2　污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理

表 6.2-3　天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土的防污性能
强	岩（土）层单层厚度 Mb≧1.0m，渗透系数 K≦1×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度 0.5m≦Mb<1.0m，渗透系数 K≦1×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定；岩（土）层单层厚度 Mb≧1.0m，渗透系数 1×10^{-6}cm/s<K≦1×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定；
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

表 6.2-4　地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	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	等效黏土防渗层 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

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表 6、《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）及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，项目区含水层为易受到污染，结合运营期油气集输及处理过程中主要污染物及周边地下水环境敏感程度，运营期将项目区域整体划分为一般防渗区。具体划分方案如下：

表 6.2-5　项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求

一般防渗区	油气集输/井口各装置基座	等效防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能

6.2.2.3 管道刺漏防范措施

（1）在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

（2）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

（3）一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过设定值时，自动关闭阀门。

6.2.2.4 地下水环境监测与管理

根据本项目特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），结合项目区所在区域的水文地质条件，需在建设项目上游、项目区附近、下游各设置1个跟踪监测点（依托现有监测井）。

根据区域水文地质条件，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248—2022），本项目监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表6.2-6。

表6.2-6 地下水监测点布控一览表

孔号	区位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
G1	地下水上游	孔隙潜水/单管单层	地下水环境背景值对照井	每年采样2次。发生事	水位埋深、pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、

G2	项目区附近		地下水环境影响跟踪监测井	故时加大取样频率。	石油类、总硬度、溶解性总固体、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬等。
G3	地下水下游		地下水环境影响跟踪监测井		

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向油田的管理区安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，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。

另外，井场设置现场检测仪表，并由RTU箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1）预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作。

2）建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告。

3）建立与项目区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统。

4）按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施

1）定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2）在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年1次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.2.5 地下水污染应急预案及处理

（1）应急预案内容

地下水应急预案的具体内容如下：

①应急预案的日常协调和指挥机构。

②各部门在应急预案中的职责和分工。

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性。

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

（2）污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施：

①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本项目采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.3 退役期地下水环境保护措施

本项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，采油设备拆除区域地面

铺设HDPE防渗膜，防止污油进入外环境，对周围水环境影响较小。

油气井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）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，污染地下水环境。

6.3 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期地表水环境保护措施

施工期产生的废水主要是钻井废水、酸化压裂废水、试压废水及生活污水。

（1）钻井废水

①钻井过程采用无毒无害的水基钻井液。

②钻井废水在井场固液分离，去向分两部分，溢流上清液排入井场泥浆罐中用于配制泥浆，循环使用，不外排。

③钻井过程中设备清洗、冷却等需消耗大量清水，采取有效节水措施，不仅节约了水资源，同时也减少了钻井废水的产生量，减少了废水存储设施的负担和后续处理的负荷，符合清洁生产的要求。因此，要在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。钻井液循环使用过程中应严格操作程序，提高泥浆循环利用率，减少钻井液的“跑、冒、滴、漏”，减少废钻井液产生量。

（2）酸化压裂废水

本项目产生的酸化压裂废水，采用专用废液收集罐收集后，由哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。对于本项目产生的危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。

（3）生活污水

本项目生活污水在井场防渗污水池暂存，依托东河油田现有公共设施，不外排。

（4）试压废水

集输管道设计操作压力较高，为了确保试压的安全，全线采用中性洁净水进行强度试压和严密性试压。为防止泥沙和杂物进入管道，应设置沉淀池。在泵入

口处安装过滤器，达到要求后方可注入管道。试压废水，主要污染物为悬浮物，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘，不外排。试压注水、加压设备，应运转良好，安全可靠，满足使用要求和工期要求，其设置应经济合理，措施可行。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

根据工程分析，本项目建成后无新增定员，不新增生活污水，井场采出水、依托哈六联合站处理达标后回注。井下作业废液采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

在正常状况下，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝长期事故性排放点源的存在；在非正常状况下，应及时采取水污染应急控制措施。

对营运期废水拉运建立管理台账，台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、到站时间、离站时间、进出场站登记记录等，必须定点装卸车，按照规定路线限速行驶，禁止沿途倾倒、泄放废水。

在采取以上措施，本项目运营期废水均经处理后，全部回注，不外排。废水污染防治措施合理可行。在生产运行过程中，应强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝长期事故性排放点源的存在；在非正常状况下，应及时采取水污染应急控制措施。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

本项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排。

6.4 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期土壤环境保护措施

（1）应严格控制施工期临时占地面积，按设计及环评要求的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

（2）施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

（3）施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

（4）项目区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。

（5）YH1-H7井在钻探及试采结束后转为开采井，将永久占用基本农田，应严格按照《中华人民共和国土地管理法》《基本农田保护条例》《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）等相关法律法规办理农用地转用和土地征收审批手续，按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行补划永久基本农田。

（6）本项目集输管线不可避免地需部分临时占用基本农田，项目施工期严格限制占用基本农田范围，将临时作业带控制在6m范围内，施工时应通过耕地耕作层土壤剥离再利用、严格控制填埋深度（不小于2米）等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。

本项目施工期土壤污染防治措施可行。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

（1）源头控制

定期检修维护井场压力、流量传感器；定期派人检查井场、井口区，防止采出液泄露；选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，管线工程按照一定比例设置截断阀；通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

（2）过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

综上，本项目采取的地下水污染防治措施可行。

6.3.3 退役期土壤环境保护措施

（1）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成油气开采的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）退役期地下集输管道维持现状，避免因开挖管道对区域生态环境造成二次破坏。管道内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管道内无残留采出液，管道两端使用盲板封堵。

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气环境保护措施

6.5.1.1 施工扬尘

（1）场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

（2）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。

（3）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）；建筑材料采用密闭储存、设置围挡或堆砌围墙、采用防尘布苫盖等措施，并定期洒水抑尘。

（4）合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，在满足工程需求的前提下，优先规划远离村庄的施工便道和物料运输路线，如无法避绕运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（5）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。

（6）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，同时作业处用防尘网覆盖。

（7）加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

以上扬尘防治措施，简单可行，具有可操作性，施工扬尘影响能够减缓到可以接受的程度，以上抑尘措施是可行的。

6.5.1.2 焊接废气、机械设备和车辆废气

（1）焊接作业时使用无毒低尘焊条。

（2）加强对施工机械、车辆的维修保养，使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，柴油机燃烧烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020），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。

从源头减少设备和车辆废气及焊接烟气对环境的影响，措施是可行的。

6.5.1.3 储层改造废气

使用酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。同时控制酸化压裂作业时间，减少酸化液和废酸化返排液在井场的存留时间。

6.5.1.4 测试放喷废气

（1）放喷期间油气经分离器分离，凝析油进入罐储存，分出的气体燃烧放空。

（2）采用防喷器组（环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器）等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

（3）放喷时间应尽量安排在白天、且村庄主导风向的下风向进行，并避开静风、逆温等不利气象条件。

由于测试放喷时间较短，测试放喷燃烧天然气排放对周围环境影响很小，以上措施是可行的。

综上，以上施工期大气污染防治措施，简单可行，具有可操作性，废气影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

6.5.2 运营期大气环境保护措施

本项目运营期的废气排放源主要为井场及站场排放的无组织废气以及温室气体等。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；温室气体的污染物主要为井场开采过程中产生的甲烷等逃逸。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

（1）油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响。

（2）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。

（3）定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

（4）加强生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

（5）结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，本项目对无组织废气非甲烷总烃监测和管控提出如下要求：

①监测要求，建立监测制度，制定监测方案，对污染物排放状况及其对周边环境质量的影响开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果；对于设备与管线组件泄漏，监测采样和测定方法按 HJ733 的规定执行。

②管控要求，定期对设备与管线组件的密封点进行 VOC_S 泄漏检测，对设备与管线组件的密封点进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象。阀门

至少每6个月检测一次，法兰至少每12个月检测一次。当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识，并紧急切断油、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。泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等，台账保存期限不少于3年。

（6）进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能，大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源，从而减少温室气体排放。

（7）温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿及新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本项目采取的废气污染防治措施可行。

6.5.3 退役期大气环境保护措施

（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。

综上所述，采取的大气环境保护措施是可行的。

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施

在井场高噪声污染源主要是钻机、泥浆泵，测试放喷或事故放喷时产生的高压气流噪声。主要隔声减噪措施包括：

（1）泥浆泵做好基础减振，临时启用柴油发电机时，应采取基础减振；

（2）定期维护泥浆泵、钻机等高噪声设备；

（3）需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过2m，尽量缩短放喷时间；

（4）合理安排施工场地：避免高噪声设备过于集中。

（5）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，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低。

（6）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。

（7）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。

（8）运载建筑材料及建筑垃圾的车辆要选择合适的时间路线进行运输，施工运输车辆在驶经声敏感点时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

（9）管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内。

本项目施工期是短期的、暂时的，噪声影响将随着各施工活动的结束而消除，施工期噪声不会对周围声环境产生明显影响，保护措施切实可行。

6.6.2 运营期声环境保护措施

运营期噪声源主要包括井场采油树、空气源热泵等机泵产生的噪声。采取的降噪措施如下：

（1）对噪声源强度较大的设备采取基础减振等降噪措施，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。

（3）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。

综上，运营期井场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

6.6.3 退役期声环境保护措施

（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。

综上所述，采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

本项目施工期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、钻井岩屑、废机油、烧碱废包装袋、废防渗材料、焊接及吹扫废渣、生活垃圾和土石方。

（1）本项目使用泥浆为水基非磺化体系泥浆和水基磺化体系泥浆。泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，泥浆进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用。

（2）本项目钻井过程中，泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，水基非磺化钻井岩屑排入岩屑池，干化后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）标准后，用于后期填埋池体；若检测不达标则送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用限值后再进行综合利用。水基磺化体系钻井岩屑转运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置或者在钻井现场无害化达标处置，处理后的磺化岩屑各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，还原土用于铺垫油区内的井场、道路。

（3）本项目废机油由钻井队委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

（4）本项目烧碱废包装袋由钻井队委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

（5）本项目废防渗材料由钻井队委托持有危险废物经营许可证的单位利用

处置。

（6）焊接及吹扫废渣由钻井队收集后送至东河作业区固体废物填埋场填埋处置。

（7）本项目生活垃圾由钻井队定期清运至东河作业区固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置。

（8）本项目土石方全部用于井场和管沟回填，场地平整。

综上，本项目施工期固体废物全部妥善处置，不外排。施工期采取的固体废物污染防治措施可行。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

6.7.2.1 固体废物产生及处置情况

（1）危险废物

根据《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部令第36号），本项目运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗材料和废润滑油。

本项目危险废物产生情况及危险特性见表6.7-1。

表6.7-1　危险废物情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量（t/a）	产生环节	外观性状	特征污染物	产生规律	危废特性	污染防治措施
1	落地油	HW08	071-001-08	0.4	井下作业、油气处理	半固体、固体	废矿物油	间歇产生	T，I	桶装收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
2	废防渗材料	HW08	900-249-08	0.5	场地清理环节	固体	废矿物油	间歇产生	T，I	集中收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
3	废润滑油	HW08	900-214-08	0.5	井场	固体	废矿物油	间歇产生	T，I	收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

（2）生活垃圾

运营期工作人员由东河采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

6.7.2.2 危险废物处置措施可行性分析

本项目产生的危险废物不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，落地油、废防渗材料和废润滑油由持有危险废物经营许可证的单位利用处置，严格按照《危险废物贮存污染控制标

准》（GB18597-2023）、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第23号）中的相关要求收集、贮存、运输。

（1）危险废物收集措施及可行性分析

本项目建成运行后，东河采油气管理区应按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）相关要求对含油废物进行收集和管理。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

①危险废物标签规格颜色说明：规格为正方形，40×40cm；底色为醒目的橘黄色；字体为黑体字；字体颜色为黑色。

②危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别见图6.7-1。

③材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀，危险废物相关信息标签见图6.7-2。

④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。

图6.7-1 危险废物类别图

图6.7-2 危险废物相关信息标签

（2）危险废物运输依托可行性分析

本项目产生的危险废物委托持有危险废物运输资质的单位采用专用运输车辆进行运输，按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。并严格按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第23号），实施危险废物转移联单管理制度。为防止危险废物在井场内临时贮存过程中对环境产生污染影响，根据《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第23号）、《危险废物产生单位管理计划制定指南》《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）及《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求，本评价要求：

①危险废物转移过程应采取防扬散、防流失、防渗漏措施，不得擅自倾倒、

堆放、丢弃、遗撒；制定危险废物突发环境事件的防范措施和应急预案，发生危险废物突发环境事件时，采取有效措施消除或者减轻对环境的污染危害；制定危险废物管理计划，结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物管理台账记录，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息，并填写、运行危险废物转移联单。

②建设单位在借鉴同行业发展水平和经验的基础上，提出减少危险废物产生量和危害性的计划，明确改进原料、工艺、技术、管理等方面的具体措施。

③综合考虑实际情况确定转运路线，尽量避开办公区和生活区；危险废物内部转运作业应采用专用的工具，内部转运填写《危险废物厂内转运记录表》；危险废物内部转运结束后，应对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物遗失在转运路线上，并对转运工具进行清洗。

④危险废物转移应遵从《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第23号）及其他有关规定的要求。

（3）危险废物处置依托可行性分析

①落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油。根据《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部令第36号），落地油废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物（废物代码：071-001-08）。

按照单井落地油产生量约0.2t/a计算，本项目运行后落地油总产生量约0.4t/a，桶装收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

②废防渗材料

废防渗材料来自井下作业过程。根据《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部令第36号），废防渗材料废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物（废物代码：900-249-08）。

本项目运营期作业时，作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，目前油田使用的防渗材料均可重复利用，修井作业频次为2年/次。单块防渗材料重约250kg（12m×12m），口井作业用2块，约合0.25t/a·井。本项目产生废弃防渗材料量约0.5t/a。作业施工结束后，集中收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置，拉运过程中持有危险废物经营许可证的单位应

使用专车、按照指定的拉运路线。

③废润滑油

废润滑油主要来自设备维修过程。根据《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部令第36号），废润滑油属于HW08废矿物油与含矿物油废物（废物代码：900-214-08）。废润滑油间歇产生，废润滑油产生量约0.5t/a，收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送东河作业区固废填埋场妥善处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

（2）对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

7 温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算本项目实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH_4 逃逸排放、CH_4 回收利用量、CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。

本项目井场加热采用空气源热泵，无燃料燃烧，无需核算该部分产生的 CO_2 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支火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

本项目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。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的CH_4或CO_2气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目主要为井场建设内容，不涉及计转站或联合站，无需核算该部分CH_4或CO_2气体排放量。

（4）CH_4逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织CH_4排放，如阀门、法兰、泵轮密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目站场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5）CH_4回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的CH_4从而免于排放到大气中的那部分CH_4。CH_4回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本项目未实施甲烷回收利用。

（6）CO_2回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的CO_2作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分CO_2。CO_2回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑CO_2地质埋存或驱油的减排问题。

本项目实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的CO_2，因此该部分回收利用量均为0。

（7）净购入电力和热力隐含的CO_2排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

本项目实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

本项目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	井场法兰、阀门等处逸散的废气	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 温室气体排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

本项目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	塔里木油田牙哈油田牙哈 1 区块寒武系下丘里塔格组产能建设项目	包括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）CH_4 逃逸排放 （2）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

7.1.2.2 碳排放量核算过程

本项目涉及火炬燃烧排放、CH_4 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量。具体核算过程如下：

（1）火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本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 CO_2 及 CH_4 排放。

①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + \left(E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}\right) \times GWP_{CH_4}$$

式中：$E_{GHG—火炬}$——火炬燃烧产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-正常火炬}$——正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-事故火炬}$——由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CH4-正常火炬}$——正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4；

$E_{CH4-事故火炬}$——事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4；

GWP_{CH4}——CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH4} 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 Nm^3；

$CC_{非CO2}$——火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3；

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；

V_{CO2}——火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0~1；

V_{CH4}——为火炬气中 CH_4 的体积浓度。

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

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

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

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 Nm^3/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 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3；

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 CO_2 的体积浓度；

V_{CH4}——事故火炬气中 CH_4 的体积浓度。

②计算结果

本项目核算火炬燃烧活动温室气体排放主要为事故状态下井场、站场的放空燃烧。相关参数见表 7.1-3。

表 7.1-3　火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流速（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
1	2 座井场	事故工况	0.18	0.5	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 3.81 吨 CO_2。

（2）CH_4 逃逸排放

本项目运营期主要排放的温室气体为原油开采过程中阀门和接转站逃逸排放的 CH_4。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH_4 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4_开采逃逸} = \sum_j \left(Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}\right) + \sum_j \left(Num_{gas,j} \times EF_{gas,j}\right)$$

式中：$E_{CH4_开采逃逸}$——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4；

j——不同的设施类型；

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

$EF_{oil,j}$——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4/（年·个）；接转站为 0.18 吨/（年·个）；

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

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

本项目开采逃逸的CH_4为：

$$E_{CH4\text{-}开采逃逸}=Num_{gas，井口装置}\times EF_{gas，井口装置}$$

$$=2\times 0.23tCH_4$$

$$=0.46tCH_4$$

根据上述公式计算可得本项目开采逃逸的CH_4为0.46t，折算成CO_2排放量为9.66t。

（3）净购入电力和热力隐含的CO_2排放

①计算公式

a.净购入电力的CO_2排放计算公式

$$E_{CO_2_净电}=AD_{电力}\times EF_{电力}$$

式中：

$E_{CO2\text{-}净电}$——企业净购入电力隐含的CO_2排放量，单位为吨CO_2；

$AD_{电力}$——企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

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

b.净购入热力的CO_2排放计算公式

$$E_{CO_2\text{-}净热}=AD_{热力}\times EF_{热力}$$

式中：

$E_{CO2\text{-}净热}$——企业净购入热力隐含的CO_2排放量，单位为吨CO_2；

$AD_{热力}$——企业净购入的热力消费量，单位为GJ；

$EF_{热力}$——热力供应的CO_2排放因子，单位为吨CO_2/GJ。

②计算结果

本项目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463MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子0.6671吨CO_2/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的CO_2排放量为308.867t。

（4）碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，报告主体的温室气体（GHG）排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2_燃烧} + E_{GHG_火炬} + \sum_{S}\left(E_{GHG_工艺} + E_{GHG_逃逸}\right)_S - R_{CH_4_回收} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2_回收} + E_{CO_2_净电} + E_{CO_2_净热}$$

式中：E_{GHG}——温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{CO2-燃烧}$——企业由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$E_{GHG-火炬}$——企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG-工艺}$——企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG-逃逸}$——企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

s——企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH4-回收}$——企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4；

GWP_{CH4}——CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势（GWP）值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH4} 等于 21；

$R_{CO2-回收}$——企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-净电}$——企业净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-净热}$——企业净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式，则本项目实施后 CO_2 排放总量见表 7.1-4。

表 7.1-4　CO_2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO_2）	占比（%）
本项目	燃料燃烧 CO_2 排放	0	0
	火炬燃烧排放	3.81	1.18
	工艺放空排放	0	/
	CH_4 逃逸排放	9.66	3.00
	CH_4 回收利用量	0	/

	CO_2回收利用量	0	/
	净购入电力和热力隐含的CO_2排放	308.867	95.82
	合计	322.337	100

根据表7.1-4分析可知，本项目CO_2总排放量为322.337吨。

7.2 减污降碳措施

7.2.1 工艺技术减污降碳措施

本项目站场属于无人值守站场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对站场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量，同时加强工艺系统的优化管理。

7.2.2 电气设施减污降碳措施

本项目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CO_2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

塔里木油田分公司东河采油气管理区建立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 碳排放评价结论及建议

7.3.1 碳排放评价结论

本项目实施后，CO_2 总排放量为 322.337 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 CO_2 排放强度相对较低。

7.3.2 碳排放建议

（1）加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平。

（2）积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量。

（3）积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

8 环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目所在区域环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益协调统一和可持续发展。

8.1 环境效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本项目采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

8.1.1 施工期环境效益

施工期环境效益分析，油田开发建设对环境造成的直接影响主要表现在：

（1）本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。

本项目占地主要为井场建设。本项目建设对本项目所在区域的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，将对本项目所在区域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。

8.1.2 运营期环境效益

（1）废气

本项目采取管道密闭输送，加强阀门的检修与维护，从源头减少烃类气体的挥发量，通过采取相关治理措施后有效减少了废气中污染物的排放量，减少对大气的污染，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

（2）废水

本项目运营期采出水依托哈六联合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）标准后回注地层。井下作业废液采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

（3）固体废弃物

本项目产生的落地油、废防渗材料和废润滑油属于危险废物，由持有危险废物经营许可证的单位利用处置。运营期工作人员由东河采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

（4）噪声

本项目通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

本项目各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大地削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大降低其对周围环境的影响。

8.1.3 环保投资估算

本项目投资14736万元，环保投资749万元，环保投资占总投资的比例为5.08%，投资情况见表8.1-1。

表8.1-1　环保投资估算

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资（万元）
废气	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	/	26
	无组织排放	密闭集输，装置做好日常维护，做好密闭措施。	厂界达标排放	24
固体废物	地面工程施工	生活垃圾清运。	妥善处理	25
	废机油、烧碱废包装袋、废防渗材料	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。		
生态	占地	施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度；临时占地区域植被恢复。	施工结束后场地平整，植被恢复	175
		管线在选线设计、施工作业时尽量避开植被茂密区域，最大程度地保护沿线的生态环境。应在项目实施后，在周边区域按照破坏面积种植相应面积的植被林从而达到	尽量减小对耕地的影响	100

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资（万元）
		占补平衡要求；采用小型施工机具或必要时采用人工开挖回填管沟，缩小作业带面积等一系列手段，考虑采取加大管道埋深，加厚管壁等措施防止耕地区管线风险事故的发生；严格控制施工范围。		
		办理占用基本农田手续、按照石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范等要求进行土地复垦与生态恢复。	尽量减小对耕地的影响	纳入征地、赔偿费投资中
	水土流失	防沙治沙和水土保持措施。	防止水土流失	纳入水土保持方案投资中
环境风险管理	环境风险防范措施	消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体、硫化氢报警仪等防范设施	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	50
	应急预案	根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	50
废水处理	施工废水	施工废水沉淀后用于施工场地洒水抑尘。	施工废水循环利用	25
地下水、土壤	分区防渗	分区防渗	满足防渗要求	125
环境管理		运营期环境监测		124
		环保培训，演练		25
环保投资合计				749

8.2 社会效益分析

本项目的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前原油供应紧张的形势，同时，油气田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目的实施还补充和加快了油气田基础设施的建设。因此本项目具有良好的社会效益。

8.3 综合效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本项目采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

8.4 环境经济损益分析结论

本项目具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，经估算该项目环境保护投资约 749 万元，环境保护投资占总投资的 5.08%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

9.1 环境管理

9.1.1 决策机构

本项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 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天然气股份有限公司塔里木油田分公司设安全环保部门，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司负责该项目的组织，协调工作，并协调勘探部门的分工协作工作，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

本项目日常环境管理工作纳入东河采油气管理区开发部现有 QHSE 管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司 QHSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 QHSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 QHSE 管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

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，审查该项目的环境影响报告书，指导阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市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 企业环境信息披露

9.2.1 公开内容

（1）基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法定代表人：王清华

其他基础信息：组织机构代码、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模等。

（2）排污信息

包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量。

（3）环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见塔里木油田分公司东河采油气管理区现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

9.2.2 公开方式及时间要求

公开方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；

企业应当于每年3月15日前披露上一年度1月1日至12月31日的环境信息；东河采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令第24号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

按照《建设项目环境影响评价技术导则　总纲》（HJ2.1-2016）和《排污许可管理条例》要求，结合工程分析及环境治理措施，对本项目污染物排放源及排放量进行梳理，形成污染源排放清单，见表9.3-1。

表 9.3-1　污染源排放清单

污染物类型	工程组成	产污环节	污染物类型	排放形式	拟采取的环境保护措施	排放浓度（mg/m³）	排放量（t/a）	总量指标（t/a）	排放标准		执行标准	环境风险防范措施
									浓度（mg/m³）	速率（kg/h）		
大气污染物	生产废气	集输无组织废气	VOCs	无组织	密闭集输	-	0.168	-	4.0	-	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	设置安全警示标志、安全距离，定期巡检
水污染物	生产废水	采出水、井下作业废液	SS、石油类等	-	采出水经处理达标后回注地层，不外排	0	0	0	-	-	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	做好固井、井控，以防污染地下水
固体废物	生产固废		落地油、沾油废防渗材料、废润滑油及废油桶、废铅蓄电池等	HW08类危险废物	委托有资质的单位进行处理	0	0	0	-	-	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）	暂存于危废贮存设施，委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处理

9.4 生态环境监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为生态环境部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对本项目运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废水、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。本项目的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。

9.4.3 监测计划

运营期间需对生产过程中产生的“三废”进行严格管理，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）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）等标准规范，制定本项目的监测计划和工作方案。建议环境监测计划见表 9.4-1。

表 9.4-1　环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	地下水	项目区上游、下游、周边各 1 个	氨氮、耗氧量、石油类、石油烃(C_6-C_9)、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬	1 次/半年
2	土壤	代表性井场占地	石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬	1 次/3 年
3	生态环境	项目区及管线周围	生态恢复、复垦情况（管线沿线植被覆盖率、植物多样性组成、基本农田）及水土保持措施落实情况	1 次/5 年
备注：注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。东河采油气管理区可根据现有工程及其他				

在建、拟建工程统筹考虑地下水监测点位的布设，但须满足本项目监测计划要求。

9.5 环保设施“三同时”验收

（1）环境工程设计

①必须按照环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

（2）环境设施验收建议

①验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

②验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令682号）中的有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，塔里木油田分公司应当按照国务院生态环境主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。塔里木油田分公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

塔里木油田分公司对项目进行自主验收，塔里木油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，塔里木油田分公司应当组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，塔里木油田分公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

③建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，本项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表9.5-1。

表9.5-1 “三同时”验收一览表（建议）

项目	污染源	产生位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
废气	非甲烷总烃	管线设备接口、阀门等	采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，定期地检查、检修，密闭加强管道、阀门的检修和维护。		满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m³）
	硫化氢				满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93） 表1新扩改建厂界二级标准值（0.06mg/m³）
废水	采出水	井场	依托哈六联采出水处理系统处理		处理达标后回注油层，不外排
	井下作业废液	井场	采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理		处理达标后回注油层，不外排
噪声	井口、井下作业	井场	基础减振，加强设备维护，基础减振		《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准
固废	落地油、废防渗材料、废润滑油等危废	井场、管线	委托有资质的单位无害化处置		妥善处置
土壤	采出水、井下作业废水	井场、管线	井场、站场内		确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求
地下水	项目区周边设置3座地下水监测井				水质未因项目建设而降低
生态恢复	项目占地	井场、管线	依规办理占用基本农田征地手续，临时占地平整、复垦，植被自然或人工辅助恢复。核查施工期生态监测内容。		《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）
环境管理	纳入东河采油气管理区现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案				

10 结论

10.1 建设项目情况

本项目主要建设内容为部署采油井 5 口，其中利用老井 3 口（YH1-H4 井、YH105H 井、YH1-5H 井），新钻井 2 口（YH1-6H 井、YH1-H7 井）；2 座井场内均建设空气源热泵 1 套；新建集输管线共计 1.7km；YH1 阀组改造（拆除现有手动阀门，原位新建电动球阀）；配套建设供配电、自控、通信、土建、防腐等公辅工程。本项目产能规模为原油 50t/d，伴生气 $2.75\times10^4m^3/d$。

10.2 产业政策、选址符合性

本项目属于石油和天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中国家鼓励发展的产业，项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环环评发〔2024〕93 号）要求，符合国家和自治区的相关产业政策。本项目选址符合生态环境分区管控要求，建成后所在区域的环境功能不会降低，对环境的影响属可接受的范围，选址基本合理。

10.3 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

本项目所在区域为非达标区，监测期间非甲烷总烃 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，H_2S 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

地下水监测结果表明：在监测期，评价范围的各水井各项监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准限值，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准限值的要求，石油类符合《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。超标原因与区域原生水文地质条件有关。

（3）声环境质量现状

在评价期内，本项目所在区域声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求，已建井场的厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中2类标准要求。

（4）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，本项目占地范围内各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于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）第二类用地筛选值标准；项目区占地范围外各监测点小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB156 18-2018）中“表1农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的pH＞7所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

（5）生态环境质量现状

本项目位于库车市山前洪积平原区，项目所在区域地势较为平坦，属于渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境。本项目距离最近的生态保护红线是北侧26km处的天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区。生态保护目标主要为区域重要野生动植物、永久基本农田和水土流失重点治理区等。

10.4 污染物排放情况

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表10.4-1。

表10.4-1　　污染物产排情况一览表

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废水	生产废水	采出水	751.9m^3/a	0	哈六联合站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注区域地层
	井下作业废液	工业废水量	76.04t/a	0	井下作业废液采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理
		化学需氧量	0.105t/a	0	

		石油类	0.018t/a	0	
废气	无组织排放	非甲烷总烃	0.168t/a	0.168t/a	大气
		硫化氢	2.563×10^{-9}t/a	2.563×10^{-9}t/a	大气
固体废物	落地油	石油类	0.4t/a	0	桶装收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
	废防渗材料	石油类	0.5t/a	0	集中收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
	废润滑油	石油类	0.5t/a	0	收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

10.5 主要环境影响

（1）生态环境影响分析

本项目对生态环境的影响主要在施工期，为永久占地平整及临时管沟开挖等的建设带来的生态环境影响。本项目永久占地约0.387hm^2，永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小。临时占地1.363hm^2，临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本项目位于阿克苏地区库车市境内，项目评价范围和占地范围内均不涉及法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。初步估算，本项目临时占用永久基本农田面积0.176hm^2，永久占用永久基本农田面积0.1935hm^2，具体以有关部门核查数据为准。由于本区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。总体而言，施工结束后，随着耕地复种、生态补偿及生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失，生态环境影响可接受。

（2）大气环境影响分析

本项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本项目废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。

（3）声环境影响分析

本项目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。

本项目运营期产生的噪声主要包括井口装置等设备产生的噪声，以及井下作业噪声等。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，单井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；井下作业将产生高强度噪声，厂界噪声会出现短期超标现象，但井下作业具有阶段性特征，井下作业结束其噪声影响即消失。井场周边范围内无居民区，不会出现噪声扰民现象。

（4）水环境影响分析

本项目正常状况下，各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置。本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小；钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水。

（5）固体废物影响分析

施工期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、钻井岩屑、废机油、烧碱废包装袋、废防渗材料、焊接及吹扫废渣、生活垃圾和土石方。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地处理系统处理；水基非磺化钻井岩屑排入岩屑池，干化后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）标准后，用于后期填埋池体；若检测不达标则送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用限值后再进行综合利用。水基磺化体系钻井岩屑转运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置或者在钻井现场无害化达标处置，处理后的磺化岩屑各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，还原土用于铺垫油区内的井场、道路。废机油、烧碱废包装袋、废防渗材料由钻井队委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。焊接及吹扫废渣由钻井队收集后送至东河作业区固体废物填埋

场填埋处置。生活垃圾由钻井队定期清运至东河作业区固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置。土石方全部用于井场和管沟回填，场地平整。

运营期固废主要为落地油、废防渗材料、废润滑油和生活垃圾。落地油、废防渗材料和废润滑油由委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。运营期工作人员由东河采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

退役期地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送东河作业区固废填埋场妥善处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

本项目对施工期、运营期和退役期产生的各种固体废物均采取了妥善地处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生影响。

（6）土壤影响分析

本项目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。如果发生装置、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油类物质覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响地表植被的生长。本项目发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

（7）环境风险分析

本项目涉及的突发环境事件风险物质有原油、伴生气和柴油。井喷、井漏发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等，井喷、井场工艺装置区、井场储罐区发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。本项目应落实各项井场制度，降低井喷、井漏发生概率，本项目区所在区域地势平坦，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；当泄漏事故发生时，及时采取措施、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。因此，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；本次评价建议加

强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施和编制应急预案并备案，可将环境风险概率降到最低。

10.6 环境保护措施

（1）生态环境保护措施

施工期严格控制占地面积；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；施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械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。施工结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。运营期，对于永久占地地面采取砾石覆盖措施，减少风蚀量；定时巡查井场，及时清理落地凝析油；开展生态环境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期，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施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

（2）大气污染防治措施

本项目采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对油气生产设施、设备等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。采用密闭集输工艺。定期进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（3）噪声防治措施

合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

（4）废水防治措施

采出水进入哈六联合站处理，达标后回注油层。井下作业废液采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

（5）固体废物防治措施

施工期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地处理系统处理；水基非磺化钻井岩屑排入岩屑池，干化后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》

（DB65/T 3997-2017）标准后，用于后期填埋池体；若检测不达标则送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用限值后再进行综合利用。水基磺化体系钻井岩屑转运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置或者在钻井现场无害化达标处置，处理后的磺化岩屑各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，还原土用于铺垫油区内的井场、道路。废机油、烧碱废包装袋、废防渗材料由钻井队委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。焊接及吹扫废渣由钻井队收集后送至东河作业区固体废物填埋场填埋处置。生活垃圾由钻井队定期清运至东河作业区固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置。土石方全部用于井场和管沟回填，场地平整。

运营期落地油、废防渗材料和废润滑油由委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。运营期工作人员由东河采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

（6）土壤污染防治措施

加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区可能影响区域进行跟踪监测。

（7）风险防治措施

做好原油、伴生气等泄漏风险防范，制定切实可行、有效的应急预案，加之本项目发生事故的概率较低，本项目建设环境风险水平是可以接受的。

10.7 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本项目的相关建议。

10.8 环境影响经济损益分析

本项目在建设过程中，由于地面设施建设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的生态环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于

污染防治和恢复地貌等，经估算本项目总投资为14736万元，其中环保投资479万元，占总投资5.08%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

10.9 环境管理与监测计划

针对本项目建设过程中产生的负面环境影响所提出的防治或减缓措施，在该项目的设计、施工和运营中逐步得到落实。为环境保护措施得以有计划地落实和地方生态环境管理部门对其进行监督提供依据。通过环境管理计划的实施，将本项目对沿线环境带来的不利影响减缓到相应法规和标准限值要求之内，使项目建设的经济效益和环境效益得以协调、持续和稳定发展。

10.10 项目可行性结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》鼓励类项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《塔里木油田分公司“十四五”规划》等要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目符合生态环境分区管控方案要求。

评价认为：本项目符合国家产业政策和自治区经济发展规划，公众认同性较好。项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本项目建设在环境保护方面可行。