

哈拉哈塘油田开发调整方案 环境影响报告书

(拟报批稿)

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

编制单位：阿克苏净源环境科技有限责任公司

2022年5月

目 录

1 概述	1
1.1 项目由来.....	1
1.2 环境影响评价工作过程.....	2
1.3 分析判定相关情况.....	4
1.4 关注的主要环境问题及环境影响.....	4
1.5 主要结论.....	5
2 总则	7
2.1 编制依据.....	7
2.2 评价目的和评价原则.....	13
2.3 环境影响要素和评价因子.....	14
2.4 评价等级和评价范围.....	16
2.5 评价内容和评价重点.....	26
2.6 评价标准.....	26
2.7 相关规划及环境功能区划.....	31
2.8 环境保护目标.....	45
3 建设项目工程分析	50
3.1 哈拉哈塘油田开发现状及环境影响回顾.....	52
3.2 工程概况.....	61
3.3 油藏概况.....	65
3.4 油藏开发方案.....	66
3.5 工程总体布局.....	70
3.6 工程组成.....	73
3.7 工艺流程及产污环节.....	91
4 环境现状调查与评价	104
4.1 自然环境概况.....	104
4.2 生态环境调查与评价.....	109
4.3 环境质量现状监测与评价.....	125
5 环境影响预测与评价	145
5.1 施工期环境影响分析.....	145
5.2 营运期环境影响评价.....	170
5.3 环境风险评价.....	202

5.4 闭井期环境影响评价	219
6 环境保护措施及其可行性论证	221
6.1 环境空气保护措施可行性论	221
6.2 废水治理措施可行性论证	222
6.3 噪声防治措施可行性论证	224
6.4 固体废物处理措施可行性论证	225
6.5 生态环境保护措施可行性论证	227
7 环境影响经济损益分析	233
7.1 经济效益分析	233
7.2 社会效益分析	234
7.3 环境措施效益分析	235
7.4 环境经济损益分析结论	236
8 环境管理与监测计划	237
8.1 环境管理	237
8.2 企业环境信息公开	241
8.3 污染物排放清单	241
8.4 环境及污染源监测	242
8.5 “三同时”验收	243
9 环境影响评价结论	247
9.1 建设项目情况	247
9.2 环境现状	248
9.3 拟采取环保措施的可行性	249
9.4 环境影响评价结论	250
9.5 总量控制分析	252
9.6 环境风险评价结论	252
9.7 公众参与分析	252
9.8 项目可行性结论	252
9.9 建议	252

1 概述

1.1 项目由来

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积 $56 \times 10^4 \text{km}^2$ ，石油资源储量约为 $107.6 \times 10^8 \text{t}$ ，天然气资源储量约为 $8.39 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司(简称“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。

塔里木油田分公司哈拉哈塘油田位于新疆阿克苏地区沙雅县和库车市境内，属于超深复杂缝洞型碳酸盐岩油藏，目前主要开发齐古、哈 6、新垦、热普、金跃、其格 6 个区块，本次开发调整范围主要为哈拉哈塘油田内哈 6、新垦、热普、金跃等区块。

为满足哈拉哈塘油田持续稳产、现场安全生产运行需求，完善集输、计量、注水、注气等地面配套设施，塔里木油田分公司决定在哈拉哈塘油田实施“哈拉哈塘油田开发调整方案”，本次开发调整方案动用含油面积 491.95km^2 ，动用地质储量油 $7662.87 \times 10^4 \text{t}$ 、气 $107.48 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

根据工程相关设计资料，本项目主要建设内容为：本项目部署新井 46 口，建设 DN100 电磁加热含硫油井标准化采油井场 46 座，本工程新建新建集油管线 420km (DN100 5.5MPa)；同时新建 HA16-12XC 掺稀管线 2.4km ，与新建的 HD32-H7 井集油管道（本工程不包含 HD32-H7 井集油管道）同沟铺设；新建 DH1-H14 井注气管线 718m （采用 L360N 无缝钢管，管径 DN65，56MPa），由天然气站注气阀组接出，输送至 DH1-H14 井口，新建 DH1-H14 采气管线至天然气站高压阀组，总长 771m （管线采用 L245N 无缝钢管，管线规格为 $D114 \times 10 \text{mm}$ ），新建燃料气管线 725m 至 DH1-H14（管线采用 20# 无缝钢管，管线规格为 $D60 \times 4 \text{mm}$ ）；RP7-H4 新建注水管线共计 120m （采用 PN40 DN80 玻璃钢管线）。项目所产原油及伴生气经集输管线输至井场计量撬，计量后集输至哈 15、哈 601、新垦、热普 4 个转油站进行油气初步分离，再油气分输到哈六联合站进行深度处理，处理合格后外输；配套建设自控、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通、安防等辅助设施。

项目建成后平均单井产能 30t/d ，新建产能 $68.85 \times 10^4 \text{t}$ ，2022-2028 年以年产原油 $50.0 \times 10^4 \text{t}$ 左右规模稳产 7 年，采油速度 0.67% ，方案期末累产油

1354.71×10⁴t，动用地质储量采出程度 17.86%。新增产能规模为：产气量 29.45×10⁴Nm/d、产油量 350t/d。

1.2 环境影响评价工作过程

本项目属于油气开采项目，位于新疆阿克苏地区库车市和沙雅县境内，按照《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保〔2019〕4号)，项目属于塔里木河中上游水土流失重点预防区和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(2018 年 12 月 29 日修正)》、《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令第 16 号)，本项目属于分类管理名录“五、石油和天然气开采业，07 陆地石油开采”中的“涉及环境敏感区的(含内部集输管线建设)”，应编制环境影响报告书。

为此，塔里木油田分公司于 2021 年 11 月 24 日委托阿克苏净源环境科技有限责任公司进行本工程的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了工程现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位在确定环评单位后对本工程进行第一次环评信息公示，并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿，随后塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号)要求，于 2022 年 4 月 15 日对本工程环评信息进行了第二次公示，在此期间分别于 2022 年 4 月 22 日与 2022 年 4 月 26 日在阿克苏日报对本工程环评信息进行了公示，。根据塔里木油田分公司反馈情况，公示期间未收到反馈意见。在以上工作的基础上，评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了本工程环境影响报告书。

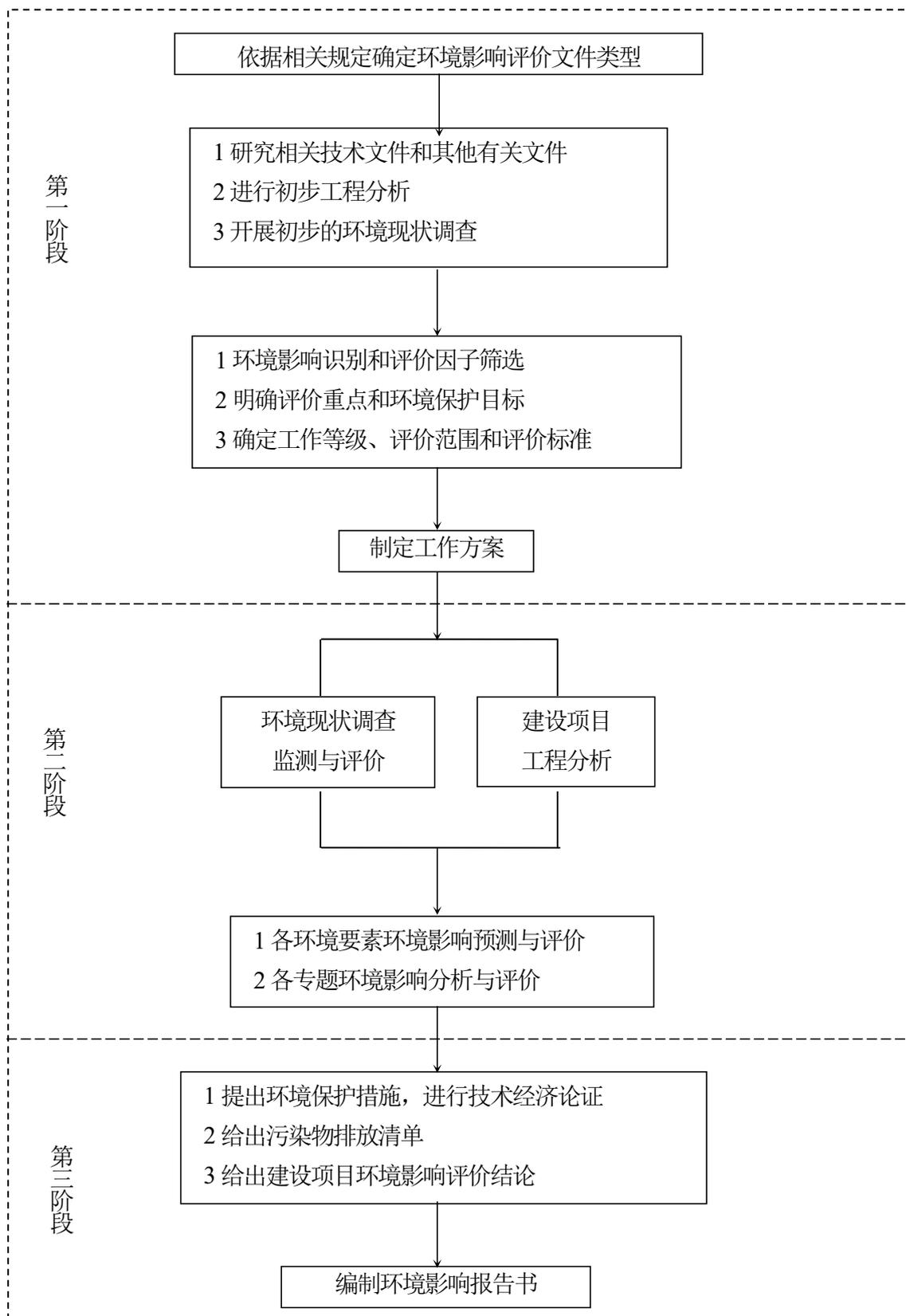


图 1.2-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定

本项目为油气开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录（2019年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第29号），本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，符合国家产业政策要求。

(2) 规划符合性判定

本工程属于塔里木油田分公司油气勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》及《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》。本项目位于哈拉哈塘油田内，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的新疆重点开发区域和禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(3) 评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为二级，地表水环境影响评价工作等级为三级B，地下水环境影响评价工作等级为二级，声环境影响评价工作等级为二级、土壤环境评价工作等级一级、生态环境影响评价等级为二级、环境风险影响评价等级为简单分析。

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，环境影响主要来源于采油气、井下作业、油气集输、处理等各工艺过程，主要特点为污染与生态影响并存，即项目建设占地、地表扰动等产生的生态影响以及排放的污染物导致的环境污染并存。据现场调查，工程占地范围内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、森林公园等敏感区。重点保护目标是：评价范围内的塔里木流域水土资源、动植物及生态环境。

本评价重点关注项目实施后污染物对区域环境空气、地表水、地下水、土壤的环境影响是否可接受，环境风险是否可防控，环保措施是否可行。

(1) 本工程采出液采取密闭集输工艺，井场无组织废气中非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求；硫化氢可满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新扩改建二级标准限值。工程实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2) 本项目废水主要为采出水和井下作业废水，其中采出水随采出液一起进入哈六联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层；井下作业废水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理。本项目无废水排入地表水体，不会对地表水环境造成影响。

(3) 本项目集输管线采用柔性复合管，生产过程中废水主要为采出水和井下作业废水，通过采取严格的防腐防渗措施，正常状况下不会对地下水造成污染。项目集输管线选用正规厂家生产材料、管线上方设置警示牌、井场内设置流量控制仪及压力变送器等措施，非正常状况下，地下水环境影响可接受。同时项目采取源头控制、分区防控、污染监控、应急响应的措施，防止对地下水造成污染。

(4) 本工程选用低噪声设备，采取基础减振等措施，各井、站场厂界噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准限值要求。

(5) 本工程采取严格的源头控制、过程防控措施，同时制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，类比同类油气开采项目，表明对土壤环境的影响可接受。

(6) 本工程井场无人值守，营运期产生的油泥(砂)、清管废渣、含油污泥均属于危险废物，定期委托有危废处置资质的单位接收处置。即本工程固体废物能够妥善处置或综合利用，可避免对周围环境产生影响。

(7) 本工程井场钻探、管线敷设及道路建设会对区域植被覆盖度造成一定的影响，施工完成后对生态环境造成的影响可自然恢复。项目的实施对生态环境影响是可以接受的。

(8) 本工程涉及的风险物质主要包括为原油及伴生气等，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 主要结论

综合分析，本工程符合国家及地方当前产业政策要求，选址和建设内容可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求，满足“三线一单”的相关要求；工程通

过采取完善相应的污染防治措施，污染物可达标排放，工程实施后环境影响可接受、环境风险可防控。根据塔里木油田分公司反馈的公众意见调查结果，未收到反馈意见。为此，本评价从环保角度认为本工程建设可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

(1) 《中华人民共和国环境保护法》（2014年4月24日发布，2015年1月1日施行）；

(2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2003年9月1日施行，2018年12月29日修正）；

(3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2016年1月1日施行，2018年10月26日修正）；

(4) 《中华人民共和国水污染防治法》（修订）（2008年6月1日施行，2017年6月27日修正）；

(5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（1997年3月1日施行，2018年12月29日修正）；

(6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020年4月29日修订，2020年9月1日施行）；

(7) 《中华人民共和国水法》（2016年修订）（2002年10月1日施行，2016年7月2日修正）；

(8) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2018年8月31日审议通过，2019年1月1日施行）；

(9) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010年6月25日发布，2010年10月1日施行）；

(10) 《中华人民共和国防沙治沙法》（2002年1月1日施行，2018年10月26日修正）；

(11) 《中华人民共和国水土保持法》（2010年12月25日修订，2011年3月1日施行）。

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

(1) 《中共中央办公厅、国务院办公厅关于印发在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》（2019年7月24日）；

- (2) 《国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》(国发〔2018〕22号);
- (3) 《国务院关于修改<建设项目环境保护管理条例>的决定》(国务院令第六82号, 2017年7月16日公布, 2017年10月1日实施);
- (4) 《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年5月28日发布并实施);
- (5) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》(国发〔2015〕17号, 2015年4月2日发布并实施);
- (6) 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》(国发〔2013〕37号, 2013年9月10日发布并实施);
- (7) 《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》(国发〔2010〕46号, 2010年12月21日);
- (8) 《产业结构调整指导目录(2019年本)》(国家发展改革委令第二十九号, 2019年10月30日发布, 2020年1月1日实施);
- (9) 《关于印发<2020年挥发性有机物治理攻坚方案>的通知》(环大气〔2020〕33号);
- (10) 《关于印发<重点行业挥发性有机物综合治理方案>的通知》(环大气〔2019〕53号);
- (11) 《关于印发<“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案>的通知》(环大气〔2017〕121号, 2017年9月13日发布并实施);
- (12) 《环境影响评价公众参与办法》(生态保护部公告2018年第48号);
- (13) 《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021年版)》(部令第十六号, 2020年11月30日公布, 2021年1月1日实行);
- (14) 《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》(环办环评〔2017〕84号, 2017年11月14日发布并实施);
- (15) 《关于加强和规范声环境功能区划管理工作的通知》(环办大气函〔2017〕1709号, 2017年11月10日发布并实施);
- (16) 《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, 2017年8月29日发布, 2017年10月1日实施);

(17) 《工矿用地土壤环境管理办法(试行)》(生态环境部令第3号,2017年5月3日发布,2018年8月1日实施);

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

(19) 《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号,2020年11月25日发布,2021年1月1日实施);

(20) 《关于印发<建设项目环境影响评价区域限批管理办法(试行)>的通知》(环发〔2015〕169号,2015年12月18日发布并实施);

(21) 《突发环境事件应急管理办法》(环境保护部令第34号,2015年4月16日发布,2015年6月5日实施);

(22) 《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年1月8日发布并实施);

(23) 《关于建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》(环发〔2014〕197号,2014年12月30日发布并实施);

(24) 《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》(环办〔2014〕30号,2014年4月25日发布并实施);

(25) 《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年8月8日发布并实施);

(26) 《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年7月3日发布并实施);

(27) 《突发环境事件应急预案管理暂行办法》(环发〔2010〕113号,2010年9月28日发布并实施);

(28) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910号,2019年12月13日发布并实施);

(29) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》(2011年1月8日修订,2011年1月8日实施);

(30) 《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2号);

(31) 《地下水管理条例》(中华人民共和国国务院令第748号);

(32) 《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）；

（33）《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）；

（34）《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》（生态环境部公告2021年第82号）。

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

（1）《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2018年修正)》(2018年9月21日修正，2006年12月1日施行)；

（2）《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018年修正)》(2018年9月21日修正，2017年1月1日施行)；

（3）《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2015年3月1日实施，2018年9月21日修正)；

（4）《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年4月17日发布并实施)；

（5）《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年1月29日发布并实施)；

（6）《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年3月1日发布并实施)；

（7）《关于印发<自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划(2018-2020年)>的通知》；

（8）《关于印发<自治区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》(新环发〔2016〕126号，2016年8月24日发布并实施)；

（9）《转发<关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知>的通知》(新环环评发〔2020〕142号)；

（10）《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)；

（11）《中国石油天然气集团公司关于落实科学发展观加强环境保护的意见》(中油质安字〔2006〕53号，2006年1月26日发布并实施)；

- (12) 《中国石油天然气集团公司建设项目环境保护管理办法》(中油安〔2011〕7号,2011年1月7日发布并实施);
- (13) 《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》;
- (14) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》;
- (15) 《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年2月21日发布并实施);
- (16) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》;
- (17) 《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)。
- (18) 《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》;
- (19) 《关于开展自治区2021年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》(新环大气发〔2021〕142号);
- (20) 《关于加快推广实施燃气锅炉间壁式烟气余热回收利用技术规范和燃气锅炉烟气再循环降氮技术规范两项地方标准的通知》(新市监标〔2021〕130号);
- (21) 《阿克苏地区大气污染防治行动计划实施方案》;
- (22) 《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》;
- (23) 《关于印发<阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(阿行署发〔2021〕81号);
- (24) 《关于印发<阿克苏地区水污染防治工作方案>的通知》(阿行署办〔2016〕104号);
- (25) 《关于印发<阿克苏地区土壤污染防治工作方案>的通知》(阿行署发〔2017〕68号);
- (26) 《阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案》(阿行署办〔2020〕29号);
- (27) 《关于下放陆地石油天然气开采建设项目环评文件审批权限的通知》(新环环评发〔2021〕102号);

(28) 《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)；

(29) 关于印发《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知(阿行署发〔2021〕81号)。

2.1.3 环境保护技术规范

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)；
- (4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；
- (5) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009)；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)；
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)。
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007)；
- (10) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)；
- (11) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环境保护部公告 2012 年第 18 号)；
- (12) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》；
- (13) 《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；
- (14) 《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单；
- (15) 《危险废物鉴别标准通则》(GB5085.7-2019)；
- (16) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)；
- (17) 《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017)；
- (18) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)；
- (19) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)。

2.1.4 相关文件及技术资料

- (1) 《关于哈拉哈塘 6 区块建设项目环境影响报告书的批复》(新环评价

函〔2011〕1094号)；

(2) 《关于哈拉哈塘油田哈6区块地面产能建设项目环境保护验收合格的函》(新环函〔2017〕1548号)；

(3) 《关于哈拉哈塘油田二期产能建设地面工程环境影响报告书的批复》(新环函〔2015〕953号)；

(4) 《关于哈拉哈塘油田二期产能建设地面工程竣工环境保护验收合格的函》(油勘〔2018〕210号)；

(5) 《东河油气开发部哈拉哈塘油田环境影响后评价报告书》；

(6) 《关于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司东河油气开发部哈拉哈塘油田环境影响后评价报告书备案意见的函》(新环环评函〔2021〕2212号)；

(7) 《环境质量现状监测报告》；

(8) 塔里木油田分公司提供的项目自主验收资料其他技术资料；

(9) 环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

针对哈拉哈塘油田区域自然环境特点，本次评价的主要目的为：

(1) 通过环境现状调查和监测，掌握项目所在区域自然环境及环境质量现状；

(2) 针对本项目特点和污染特征，确定主要污染因子和环境影响要素；

(3) 预测本项目建成后对当地环境可能造成影响的范围和程度，提出避免和减少污染的对策和措施，并提出总量控制指标；

(4) 分析本项目可能存在的潜在危险、有害因素，预测突发环境事故发生后可能影响的程度和范围，对本项目环境风险进行评价，并提出相应的风险防范和应急措施；

(5) 从技术、经济角度分析本项目采取污染治理措施的可行性，从环境保护的角度对本项目的建设是否可行给出明确的结论；

(6) 为主管部门提供决策参考,为设计工作制定防治措施，为环境管理提供科学依据。

2.2.2 评价原则

(1) 坚持环境影响评价为项目建设服务，为环境管理服务，为保护生态环境服务；

(2) 严格执行国家、地方环境保护相关法律、法规、规章，认真遵守标准、规划相关要求；

(3) 全面贯彻环境影响评价导则、总纲，科学分析项目建设对环境质量的影响；

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

(5) 严格贯彻执行“达标排放”、“总量控制”、“以新带老”等环保法律、法规；

(6) 推行“清洁生产”，从源头抓起，实行生产全过程控制，最大限度节约能源，降低物耗，减少污染物的产生和排放。

2.3 环境影响要素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

根据本工程主要污染源、污染因子，结合工程所在区域环境功能区划、生态功能区划及环境现状，从自然环境和生态环境两方面分别进行施工期和运营期的因素识别。将本工程对环境的影响因素列于表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别一览表

阶段	开发活动	主要环境影响因素	自然环境				生态环境		
			环境空气	地表水	地下水	噪声	土壤	植被	动物
施工期	钻井	废弃钻井泥浆、钻井岩屑	—	—	√	—	√	√	—
		钻井废水、施工人员生活污水	—	—	√	—	√	√	—
		钻井设备、车辆产生的噪声	—	—	—	√	—	—	√
		钻井设备、施工车辆排放的尾气	√	—	—	—	—	—	—
		钻井队员和施工车辆活动	—	—	—	√	√	√	√
		井场占地	—	—	—	—	√	√	√
	井场布置、管线施工	临时占地和永久占地	—	—	—	—	√	√	√
		隧道工程产生的弃土弃石	—	—	—	—	√	√	—
		施工人员和车辆活动	—	—	—	√	√	√	√

运营期	油气集输、	采出水、井下作业废水、生活污水、其他生产废水	—	—	√	—	√	√	—
		站场无组织废气	√	—	—	—	—	—	—
	处理、井下作业	油品泄露、含油污水泄露	√	—	√	—	√	√	—
		设备噪声	—	—	—	√	—	—	√
		落地油、清管废渣、含油污泥	—	—	√	—	√	√	—
闭井期	设备设施拆卸	构筑物拆卸扬尘及车辆尾气	√	—	—	—	√	√	√
		拆卸后的建筑垃圾	√	—	—	—	√	√	√
		拆除过程噪声	—	—	—	√	—	—	√

由表 2.3-1 可知，油田开发不同阶段和工艺过程其环境影响因素不同，包括生态影响和环境污染影响。环境污染因素主要包括水、气、固体废弃物和噪声污染等。油田开发期的主要污染来自钻井过程，钻井除产生废弃的泥浆、岩屑、钻井废水对环境可能造成污染外，噪声以及占地对地表植被破坏也应引起关注。生产运营期的污染源主要是油气开采及井下作业，产生的污染物主要是无组织挥发的烃类气体；除此之外，油气集输过程中的站场和配套工程也是油气田生产运营期的主要污染源，其产生的污染物主要有挥发性有机物、含油废水、烟气，同时还有噪声污染、含油废物和生活垃圾。生态影响主要来自各种占地、人为活动导致的土地利用类型改变、破坏地表植被以及直接影响野生动物栖息环境使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隔和限制等。闭井期间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。

2.3.2 评价因子筛选

根据本项目的工程特点、环境影响的主要特征，结合区域环境功能要求、环境保护目标、评价标准和环境制约因素，通过对工程实施后主要环境影响因素的识别分析，对相关影响因素中各类污染因子的识别筛选，确定本次因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 评价因子一览表

类别	项目	评价因子
大气环境	现状评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、NO ₂ 、SO ₂ 、H ₂ S、非甲烷总烃
	污染源	H ₂ S、非甲烷总烃
	影响评价	H ₂ S、非甲烷总烃
地下水	现状评价	基本水质因子：pH、色度、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、总硬度、溶

		解性总固体、耗氧量、氨氮、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、硫酸盐、氯化物、氟化物、硫化物、氰化物、碘化物、挥发性酚类、铝、钠、铁、锰、铜、锌、砷、汞、铅、镉、铬(六价)、硒、阴离子表面活性剂、总大肠菌群、菌落总数、苯、甲苯、三氯甲烷、四氯化碳 检测分析因子: K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 特征因子: 石油类
	污染源	石油类
	影响评价	石油类
土壤环境	现状评价	建设用地基本因子: 砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并(a)蒽、苯并(a)芘、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、蒽、二苯并(a,h)蒽、茚并(1,2,3-cd)芘、萘 农用地基本因子: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 特征因子: 石油烃($C_{10}\sim C_{40}$)
	污染源评价	垂直入渗: 石油烃($C_{10}\sim C_{40}$)
	影响评价	垂直入渗: 石油烃($C_{10}\sim C_{40}$)
声环境	现状评价	L_{eq}
	污染源	L_A
	影响评价	L_{eq}
固体废物	污染源	施工期: 危险废物(含油废物), 一般工业固废(钻井泥浆、钻井岩屑、施工土方、施工废料), 生活垃圾; 运营期: 油泥(砂)、清管废渣、污泥减量化装置含油污泥
	影响分析	
生态环境	现状评价	土地利用、植被、动物、防沙治沙、水土流失、生态系统
	影响评价	
环境风险	源项分析	原油及天然气
	风险评价	

2.4 评价等级和评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 环境空气影响评价工作等级

本评价依据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中“5.3 评价等级判定”, 选择工程污染源正常排放的主要污染物及排放参数, 采用估算模型分别计算项目污染源的最大环境影响, 然后按评价工作分级判据进行分级。

(1) P_{max} 及 $D_{10\%}$ 的确定

根据工程污染源初步调查结果, 分别计算工程排放主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率 P_i (第 i 个污染物, 简称“最大浓度占标率”), 及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的 10% 时对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义公式:

$$P_i = \rho_i / \rho_{oi} \times 100\%$$

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

ρ_i——采用估算模型计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度，μg/m³；

ρ_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

其中：P_i——如污染物数 i 大于 1，取 P 值中最大者 P_{max}；

D_{10%}——项目排放的污染物地面空气质量浓度达到标准值的 10%时所对应的最远距离。

(2) 评价等级判别表

评价等级按下表的分级判据进行划分。

表 2.4-1 评价等级判别表

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

(3) 污染物评价标准

污染物评价标准和来源见表 2.4-2。

表 2.4-2 污染物评价标准

污染物名称	功能区	取值时间	标准值(μg/m ³)	标准来源
NMHC	二类限区	一小时	2000.0	《环境空气质量 非甲烷总烃限值》(DB13/1577-2012) 二级标准
H ₂ S	二类限区	一小时	10.0	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D

(4) 城市农村选项确定

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ 2.2-2018)附录 B 中模型计算设置说明：当项目周边 3km 半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村。根据调查结果，本工程半径 3km 范围内城市建成区或者规划区约占 3km 范围内面积的 10%<50%。因此工程估算模式“农村或城市”的计算选项为“农村”。

(5) 模型参数和污染源及其预测结果

表 2.4-3 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村

	人口数(城市人口数)	/
	最高环境温度	41.6
	最低环境温度	-28.7
	土地利用类型	荒漠/农田/林草地
	区域湿度条件	干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率(m)	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/m	/
	岸线方向 ^o	/

表 2.4-4 代表性场站无组织废气排放参数一览表

污染源名称		坐标(°)		海拔高度(m)	矩形面源			污染物排放速率(kg/h)	
		经度	纬度		长度(m)	宽度(m)	有效高度(m)	H ₂ S	非甲烷总烃
井场无组织废气	HA16-H15 井			964.76	40.00	30.00	6.00	0.0003	0.0057
	XK5-H4 井			974.81	40.00	30.00	6.00	0.0003	0.0057
	RP7-H6 井			960.69	40.00	30.00	6.00	0.0003	0.0057
	JY1-H8 井			964.31	40.00	30.00	6.00	0.0003	0.0057

表2.4-5 P_{max}及D_{10%}预测及计算结果一览表

名称		评价因子	C _i (μg/m ³)	评价标准 (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)
井场无组织废气	HA16-H15 井	非甲烷总烃	9.19	2000	0.46	4.84	25
		H ₂ S	0.484	10	4.84		
	XK5-H4 井	非甲烷总烃	9.19	2000	0.46		25
		H ₂ S	0.484	10	4.84		
	RP7-H6 井	非甲烷总烃	9.19	2000	0.46		25
		H ₂ S	0.484	10	4.84		
	JY1-H8 井	非甲烷总烃	9.19	2000	0.46		25
		H ₂ S	0.484	10	4.84		

(6) 评价工作级别确定

根据上述计算结果，本工程外排废气污染物 P_{max}=4.84%<10%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)中评价工作分级判据，本工程大气环境影响评价工作等级为二级评价。

2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)，水污染影响型建

设项目评价等级判定见表 2.4-6。

表 2.4-6 水污染影响型建设项目评价等级判定

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

注 1: 依托现有排放口, 且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目, 评价等级参照间接排放, 定为三级 B。

注 2: 建设项目生产工艺中有废水产生, 但作为回水利用, 不排放到外环境的, 按三级 B 评价。

本项目废水主要为采出水与井下作业废水, 其中采出水随采出液一起进入哈六联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层, 不外排。井下作业废水经专用罐收集后送哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理处置因此由表 2.4-6 可知, 本项目地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1) 建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)附录 A, 本项目行业类别属于“F 石油、天然气”中的“37、石油开采”, 地下水环境影响评价项目类别为 I 类。

(2) 建设项目的地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 建设项目的地下水环境敏感程度分级原则见表 2.4-7。

表 2.4-7 地下水环境敏感程度分级表

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

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

本项目不在集中式饮用水水源(包括已建成在用、备用、应急水源, 在建和

规划的饮用水水源)准保护区；亦不在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它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。同时亦不涉及集中式饮用水水源(包括已建成在用、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；不涉及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；不涉及分散式饮用水水源地，不涉及特殊地下水资源(如矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。因此，本项目地下水环境敏感程度为不敏感。

(3) 评价工作等级确定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.4-8。

表 2.4-8 地下水评价工作等级划分依据一览表

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

本项目为地下水环境影响评价I类项目，环境敏感程度为不敏感，根据表 2.4-8 判定结果，确定本项目地下水环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1) 声环境功能区类别

根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)内容，项目所处区域属于其规定的 2 类声环境功能区。

(2) 敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

本次开发调整方案建设内容中各井场周围 200m 范围内无声环境敏感目标。

(3) 评价工作等级判定

综合以上分析，按照《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009)中声环境影响评价等级划分原则，确定本工程声环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

(1) 建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中附表 A.1，项目属于“采矿业”中的“石油开采”，项目类别为I类。

(2) 影响类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018), 本项目属于污染影响型建设项目。本工程主要通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。

(3) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中“建设项目占地规模分为大型($\geq 50\text{hm}^2$)、中型($5\sim 50\text{hm}^2$)和小型($\leq 5\text{hm}^2$)”, 本项目永久占地面积约 4.44hm^2 , 占地规模小型。

(4) 建设项目敏感程度

本项目用地类型包括草地、耕地、灌木林地, 部分井场 1km 范围内、管线 200m 范围内存在有耕地, 因此项目环境敏感程度为“敏感”。

(5) 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), 土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.4-9。

表 2.4-9 土壤环境影响评价工作等级划分

敏感程度 评价 等级 占地 规模	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	-	-

本项目类别为I类、土壤环境敏感程度为“敏感”, 综合以上分析结果, 本项目土壤环境影响评价工作等级为一级。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

(1) 项目占地范围

根据本项目的特点, 其生态影响主要集中在井场及管线两侧, 除井场及道路为永久占地外, 其余受影响区域在施工结束采取恢复措施后, 均可恢复。本项目地面工程总占地 2.62km^2 , 其中永久占地面积 0.044km^2 , 临时占地面积 2.58km^2 , 集输管线总长度合计 420km 。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ/T 19-2016)中的规定, 本项目占地面积 $<2\text{km}^2$, 线性工程长度 $\geq 100\text{km}$ 。

(2) 影响区域生态敏感性

根据现场踏勘和方案设计地面工程分布情况, 本项目用地类型主要为荒漠,

影响区域内不涉及《环境影响评价技术导则 生态环境》(HJ19-2011)中规定的特殊生态敏感区和重要生态敏感区，为一般区域。

(3) 评价工作级别划分判据

《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)评价工作级别划分的判据见表 2.4-10。

表 2.4-10 生态评价工作级别划分的判据一览表

影响区域生态敏感性	工程占地(水域)范围		
	面积≥20km ² 或长度≥100km	面积 2km ² ~20km ² 或长度 50km~100km	面积≤2km ² 或长度 ≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

综合以上分析，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)中划分依据，确定本项目生态环境评价工作等级为二级。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

(1) 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

本项目在生产、使用、储存过程中涉及有毒有害、易燃易爆物质，参照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B 确定危险物质的临界量。定量分析危险物质数量与临界量的比值(Q)和所属行业及生产工艺特点(M)，按附录 C 对危险物质及工艺系统危险性(P)等级进行判断。

①危险物质数量与临界量比值(Q)

本项目存在多种危险物质，则按下式计算物质总质量与其临界量比值(Q)：

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

式中：q₁, q₂...q_n 每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂...Q_n 每种危险物质的临界量，t。

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为I；

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

根据计算，本项目危险物质与临界量的比值见表 2.4-11。

表 2.4-11 本项目 Q 值计算结果表

名称	危险单元	危险化学 品名称	CAS 号	最大存在 量 q _i (t)	临界量 Q _i (t)	qi/Qi	Σqi/Qi	辨识 结果
集输管线	油类物质	原油	/	335.29	2500	0.134	0.134	Q<1

根据上表计算结果本项目 $Q < 1$ ，本项目环境风险潜势初判为I。

②评价工作等级的划分

根据导则规定，环境风险评价工作等级划分方法见表 2.4-12。

表 2.4-12 环境风险评价工作等级划分一览表

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

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

对照表 2.4-12 可知，本项目环境风险潜势为I，因此本项目环境风险评价等级为简单分析。

2.4.2 评价范围

根据本项目各环境要素确定的评价等级，结合区域环境特征，按“导则”中评价范围确定的相关规定，并综合本项目污染源排放特征，确定本评价各环境要素评价范围见表 2.4-13。

表 2.4-13 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评价范围
1	环境空气	二级	以井场为中心边长 5km 的矩形区域
2	地表水环境	三级 B	—
3	地下水环境	二级	各井场地下水流向上游及轴线两侧延伸 1km，下游延伸 2km 的矩形区域及管线两侧 200m 范围
4	声环境	二级	各井场边界外 200m 范围
5	土壤环境	一级	各井场边界外扩 1km，管线两侧外延 200m 范围
5	生态环境	二级	各井场边界及管线两侧外延 200m 范围
6	环境风险	简单分析	—

图 2.4-1 项目评价范围图 1

图 2.4-2 项目评价范围图 2

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据项目特点及周围环境特征，确定评价内容见表 2.5-1。

表 2.5-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的及评价原则、环境影响要素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容及评价重点、评价标准、相关规划及环境功能区划分析、环境保护目标
3	工程分析	区块开发现状回顾：哈拉哈塘油田开发现状、“三同时”执行情况、哈拉哈塘油田回顾性评价等内容； 现有工程：现有工程基本概况、“三同时”执行情况、污染物排放量、环境问题及“以新带老”改进建议等内容。 拟建工程：项目基本概况、流体性质、主要经济技术指标、开发方案、工程组成、原辅材料、工艺流程及排污节点分析、施工期环境影响因素及其防治措施、营运期污染源及其防治措施、闭井期污染源及其防治措施、非正常排放、三本账、污染物总量控制分析等内容。 依托工程：与项目相关的哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站、哈六联合站与沙雅县生活垃圾填埋场等依托工程基本情况。
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境敏感区调查、环境质量现状监测与评价、区域污染源调查
5	环境影响预测与评价	施工期：施工废气、施工废水、施工噪声和施工固废环境影响分析； 营运期：环境空气、地表水、地下水、声环境、土壤、生态环境影响评价，固体废物环境影响分析，环境风险评价； 闭井期：施工扬尘、施工噪声、固体废物环境影响分析；
6	环保措施可行性论证	针对本项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性
7	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性定量相结合的方式，对工程的环境影响后果进行经济损益核算，估算建设项目环境影响的经济价值
8	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监测计划
9	环境影响评价结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.5.2 评价重点

结合本项目区块油气开发的排污特点及周围环境特征，确定本次评价工作重点为：工程分析、环境影响预测与评价和环保措施可行性论证。

2.6 评价标准

2.6.1 环境质量标准

(1) 环境空气

TSP、PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)

及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号)二级标准;非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准; H₂S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的标准。

(2) 地下水环境

本工程所在区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准,石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准。

(3) 声环境

本工程各场站所在区域执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准。

(4) 土壤环境

本项目占地范围内土壤环境质量现状执行《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 和表 2 第二类用地土壤污染风险筛选值;占地范围外农田执行《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 其他类风险筛选值标准(pH>7.5);石油烃参照执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值 4500mg/kg。

上述各标准的标准值见表 2.6-1 至表 2.6-2。

表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标准	单位	标准来源
大气环境	PM _{2.5}	24 小时平均	75	μg/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准
	TSP	24 小时平均	300		
	PM ₁₀	24 小时平均	150		
	SO ₂	24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	NO ₂	24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m ³ 的标准
	H ₂ S	一次	10	μg/m ³	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值
地表水	pH	6~9		—	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准
	化学需氧量	≤20		mg/L	

	五日生化需氧量(BOD ₅)	≤4		
	高锰酸盐指数	≤6		
	氨氮	≤1.0		
	硝酸盐	≤10		
	挥发酚	≤0.005		
	硫化物	≤0.2		
	氯化物	≤250		
	硫酸盐	≤250		
	石油类	≤0.05		
	氟化物	≤1.0		
	氰化物	≤0.2		
	总氮	≤1.0		
	铁	≤0.3		
	锰	≤0.1		
	铜	≤1.0		
	锌	≤1.0		
	砷	≤0.05		
	汞	≤0.0001		
	镉	≤0.005		
	铬(六价)	≤0.05		
铅	≤0.05			
总磷	≤0.2			
地下水	色	≤15	铂钴色度单位	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1 感官性状及一般化学指标中Ⅲ类
	嗅和味	无	—	
	浑浊度	≤3	NTU	
	肉眼可见物	无	—	
	pH	6.5~8.5	—	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1 感官性状及一般化学指标中Ⅲ类
	总硬度	≤450	mg/L	
	溶解性总固体	≤1000		
	硫酸盐	≤250		
	氯化物	≤250		
	铁	≤0.3		
锰	≤0.10			

	铜	≤1.00			《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1 感官性状及一般化学指标中III类	
	锌	≤1.00		mg/L		
	铝	≤0.20				
	挥发性酚类	≤0.002				
	阴离子表面活性剂	≤0.3				
	耗氧量	≤3.0				
	氨氮	≤0.50				
	硫化物	≤0.02				
	钠	≤200				
	总大肠菌群	≤0.3	CFU/100mL		《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)III类微生物指标	
	菌落总数	≤100	CFU/mL			
	亚硝酸盐	≤1.00		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1 毒理学指标中III类	
	硝酸盐	≤20.0				
	氰化物	≤0.05				
	氟化物	≤1.0				
	碘化物	≤0.08				
	汞	≤0.001				
	砷	≤0.01				
	镉	≤0.005				
	铬(六价)	≤0.05				
	铅	≤0.01				
	苯	≤10.0				μg/L
	甲苯	≤700				
	石油类	≤0.3		mg/L	《地表水质量标准》 (GB3838-2002)III类	
声环境	L _{eq}	昼间	60	dB(A)	《声环境质量标准》 (GB3096-2008)2类标准	
		夜间	50			

表 2.6-2 建设用地土壤污染风险筛选值 单位：(mg/kg)

序号	污染物项目	筛选值		管制值	
		第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
1	砷	20	60	120	140
2	镉	20	65	47	172
3	铬(六价)	3.0	5.7	30	78
4	铜	2000	18000	8000	36000
5	铅	400	800	800	2500

序号	污染物项目	筛选值		管制值	
		第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
6	汞	8	38	33	82
7	镍	150	900	600	2000
8	四氯化碳	0.9	2.8	9	36
9	氯仿	0.3	0.9	5	10
10	氯甲烷	12	37	21	120
11	1, 1-二氯乙烷	3	9	20	100
12	1,2-二氯乙烷	0.52	5	6	21
13	1,1-二氯乙烯	12	66	40	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	66	596	200	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	10	54	31	163
16	二氯甲烷	94	616	300	2000
17	1,2-二氯丙烷	1	5	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	26	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8	14	50
20	四氯乙烯	11	53	34	183
21	1,1,1-三氯乙烷	701	840	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	5	15
23	三氯乙烯	0.7	2.8	7	20
24	1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	0.12	0.43	1.2	4.3
26	苯	1	4	10	40
27	氯苯	68	270	200	1000
28	1,2-二氯苯	560	560	560	560
29	1,4-二氯苯	5.6	20	56	200
30	乙苯	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	500	570
34	邻二甲苯	222	640	640	640
35	硝基苯	34	76	190	760
36	苯胺	92	260	211	663
37	2-氯酚	250	2256	500	4500
38	苯并(a)蒽	5.5	15	55	151
39	苯并(a)芘	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并(b)荧蒽	5.5	15	55	151
41	苯并(k)荧蒽	55	151	550	1500

序号	污染物项目	筛选值		管制值	
		第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
42	镉	490	1293	4900	12900
43	二苯并(a,h)蒽	0.55	1.5	5.5	15
44	茚并(1,2,3-cd)芘	5.5	15	55	151
45	萘	25	70	255	700
46	石油烃	4500mg/kg 《土壤环境质量建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表2 第二类用地筛选值			

2.6.2 污染物排放标准

(1) 废气

井场非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求；H₂S 无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新建项目二级标准。

(2) 噪声

施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)中相应限值；运营期场站边界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的2类标准。

表 2.6-3 污染物排放标准一览表

类别	污染源	项目	排放限值	单位	标准来源
废气	厂界无组织废气	非甲烷总烃	4.0	mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求 《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1 标准限值要求
		H ₂ S	0.06		
施工噪声	L _{eq}	昼间	70	dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
		夜间	55		
厂界噪声	L _{eq}	昼间	60	dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区标准
		夜间	50		

2.6.3 控制标准

固体废物：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》(GB18599-2020)；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年第 36 号)。

2.7 相关规划及环境功能区划

2.7.1 主体功能区划

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆国土空间划分为重点开

发、限制开发和禁止开发区域。重点开发、限制开发和禁止开发三类主体功能区，是基于不同区域的资源环境承载能力、现有开发强度和未来发展潜力，以是否适宜或如何进行大规模、高强度的工业化城镇化开发为基准划分的。新疆主体功能区划中，重点开发区域和限制开发区域覆盖国土全域，而禁止开发区域镶嵌于重点开发区域或者限制开发区域内。

本项目位于库车市及沙雅县境内，不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的重点开发区和禁止开发区，属于主体功能区中的限制开发区域(重点生态功能区)。《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中限制开发区域(重点生态功能区)规划目标：“针对阿尔泰山、塔里木盆地、准噶尔盆地等地的矿产资源富集区域的开发，要在科学规划的基础上，以点状开发方式有序进行，其开发强度控制在规划目标之内，尽可能减少对生态环境的扰动和破坏，同时加强对矿产开发迹地的生态修复”。本项目主要建设井场及配套集输管线，主要目的是满足哈拉哈塘油田产能开发的需要，开发强度不会超过区域规划目标。且项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，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。

综上所述，项目未处于主体功能区划中的禁止开发区，与区域主体功能区中限制开发区域规划目标相一致，与主体功能区划相协调。

2.7.2 生态环境保护规划

根据评价项目的地理位置，项目区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市及沙雅县境内，所在地涉及相关地方相关规划文件的符合性分析结果见表 2.7-1。

表 2.7-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《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》	加快矿产资源勘查开发。加强塔里木、准噶尔盆地及周边中小盆地页岩气（油）、煤层气勘查，推进油砂、油页岩和南疆浅层地温能、水热型地热资源和干热岩资源调查评价。	本项目属于塔里木油田油气勘探开发项目，开发区域位于阿克苏地区库车市及沙雅县境内	符合
《阿克苏国民经济	能源化工产业支柱作用日益凸显，油气生产加工和储备能力不断加强，库拜煤	本项目属塔里木油田油气勘探开发项目，项目的建设可	符合

和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	田大型煤炭基地建设稳步推进，能源生产和消费清洁化水平不断提高。石化产业链延伸及下游产品开发持续推进，由资源输出地向生产加工基地转变步伐加快。	充分提高区域内油气生产加工和储备能力	
	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县。	本项目属塔里木油田油气勘探开发项目，项目的建设可完善地区石油天然气管网、储备和运营设施建设	符合
	全面加强生态环境风险防控，以石油、化工、纺织等重点行业企业，各类生态环境风险源、危险废物及危化品、人群聚居区及饮用水水源地等敏感区域为防控重点，推进生态环境风险源调查与评估，完善防护设施、增强处置能力、落实防控制度和加强监管力度。整合衔接优化生态环境影响评价、总量控制、环保标准、排污收费等管理制度，实施排污许可管理，建立完善覆盖所有固定污染源的企业排放许可制度。加强和完善生态环境风险应急体系建设，提升生态环境应急处置能力。	本项目属塔里木油田油气勘探开发项目，塔里木油田分公司及下属各油气开发部均制定了应急预案，本工程实施后，负责实施的油气开发部将本次新增建设内容纳入区块现行环境风险应急预案体系。项目在落实现有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，在可接受范围之内	符合
《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2016-2020年)》、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》	按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等4类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区	本项目属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于禁止开采区	符合
《新疆环境保护规划	持续开展防沙治沙工作。重点实施塔里木盆地、准葛尔盆地及吐哈盆地周边防沙治沙工程和沙化土地封禁保护区建	报告中已针对项目区域特点提出相应防沙治沙措施	符合

<p>(2018-2022年)》</p>	<p>设, 封育保护河岸林和绿洲边缘荒漠林, 避免营造搞好谁的人工速生林。加大南疆防沙治沙力度, 启动实施南疆防沙治沙行动计划</p>		
	<p>在阿尔泰山、塔里木盆地、准葛尔盆地等矿产资源富集区, 实施矿区生态建设及修复工程, 保障区域水源涵养和水土保持功能。在塔里木河中下游油气资源开发区实施生态修复, 开展禁牧、休牧, 封育保护荒漠林</p>	<p>工程施工期严格控制施工作业带宽度, 施工期结束后恢复井场周边及管线临时占地, 闭井期按要求进行生态恢复</p>	<p>符合</p>
<p>《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)</p>	<p>项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险, 提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价, 对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的, 应当论证其可行性和有效性</p>	<p>本项目已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施, 并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价, 同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证</p>	<p>符合</p>
	<p>井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备, 应当优先使用清洁能源, 废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求</p>	<p>本项目所有井场内均不设置加热炉、锅炉与压缩机等排放大气污染物的设备</p>	<p>符合</p>
	<p>施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施, 降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁能源, 减少废气排放。选用低噪声设备, 避免噪声扰民。施工结束后, 应当及时落实环评提出的生态保护措施</p>	<p>本项目施工周期较短, 报告中已提出施工过程中严格控制作业带, 减少施工占地的措施, 要求施工结束后及时进行恢复清理, 落实报告中提出的生态保护措施, 避免对区域生态环境造成影响</p>	<p>符合</p>
	<p>油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区, 并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险, 尽量远离沿线居民</p>	<p>本项目油气集输管线采取埋地敷设方式, 周边无居民区分布</p>	<p>符合</p>
<p>《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)</p>	<p>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</p>	<p>项目提出施工期结束后, 恢复站场周边及管线临时占地, 符合“边开采, 边治理, 边恢复”的原则</p>	<p>符合</p>
	<p>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</p>	<p>本项目开发方案设计考虑了哈拉哈塘井区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,</p>	<p>符合</p>

	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	所选用的技术和工艺成熟且先进	
	集约节约利用土地资源, 土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场与管线永久占地和临时占地规模均从土地资源节约方面考虑, 尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合
《转发<关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知>的通知》(新环环评发〔2020〕142号)	加快推进油气发展(开发)相关规划编制, 并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的, 应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	《关于哈拉哈塘油田二期产能建设地面工程环境影响报告书的批复》(新环函〔2015〕953号) 《关于哈拉哈塘油田二期产能建设地面工程竣工环境保护验收合格的函》(油勘〔2018〕210号) 《关于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司东河油气开发部哈拉哈塘油田环境影响后评价报告书备案意见的函》(新环环评函〔2021〕2212号)	符合

表 2.7-2 石油天然气开采业污染防治技术政策符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告2012年第18号)	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	本项目运营期废水主要为油田采出水和井下作业废水, 采出水进入哈六联处理达标后回注地层, 井下作业废水收集交哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处置, 无石油类污染物排放	符合
	油气田建设应总体规划, 优化布局, 整体开发, 减少占地和油气损失, 实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目建设布局合理, 已在设计阶段合理选址, 合理利用现有道路	符合
	在油气集输过程中, 应采用密闭流程, 减少烃类气体排放	本项目油气集输过程为密闭流程, 可充分减少烃类气体的排排放	符合
	在油气开发过程中, 应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态环境影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井, 若有较大的生态影响, 应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区, 应采取措施, 保护零散自然湿地	本项目不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道, 集输管线采用埋地敷设	符合

	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	钻井泥浆回收后用于下一钻井使用，无废弃泥浆产生，油田采出水进入哈六联合站达标后回注地层，井下作业废水收集交哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置	符合
--	--	--	----

表 2.7-3 新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	本项目不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督	本项目已提出生态保护和生态恢复治理方案，并要求油田公司进行公示和接受社会监督	符合
	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况	本评价已制定监测方案	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	本项目集输过程均采用先进技术、工艺和设备	符合
	散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	本项目运营期固体废物为油泥(砂)、含油污泥、清管废渣，桶装收集后委托有危废处置资质单位接收处理	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家 and 自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物质，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体	本项目运营期固体废物为油泥(砂)、含油污泥、清管废渣，集中收集后委托有危废处置资质单位接收处理	符合

2.7.3 “三线一单”分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发〔2021〕18号)，到2025年，全区生态环境质量总体改善，环境风险得到有效管控。建立较为完善的生态环境分区管控体系与数据信息应用机制和共享系统，生态环境治理体系和治理能力现代化取得显著进展。

根据《关于印发〈阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（阿行署发〔2021〕21号），到2025年，建立较为完善的生态环境分区管控体系，地区生态环境质量总体改善，环境风险得到有效管控，产业结构不断优化，绿色发展水平明显提升，地区生态环境治理体系和治理能力现代化水平显著提升。阿克苏地区共划分99个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。

与其符合性分析内容见表2.7-4。

表2.7-4 “三线一单”符合性分析一览表

文件名称		文件要求	本项目	符合性
《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号）	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线	本项目井场距生态保护红线区最近距离约750m，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合
	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控。	本项目运营期采出水随油气混合物输送至哈六联合站处理达标后回注地层，井下作业废水收集交哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置，不向外环境排放；项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，项目采取密闭集输工艺。本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	符合
	资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等4个国家级低碳试点城市发回低碳试点示范和引领作用	项目为石油天然气开采类项目，运营过程中不消耗水资源，不会对区域水资源造成影响；井场永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，项目的实施不会突破区域资源利用上线	符合

	<p>环境管控单元</p> <p>自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元 465 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。重点管控单元 699 个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元 159 个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善</p>	<p>项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。本项目实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、土壤环境产生明显影响。本项目采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效的控制，不会对周围环境产生明显影响</p>	<p>符合</p>
<p>《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》</p>	<p>《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，将全区划分为七大片区、1323 个环境管控单元。北疆北部片区重点突出阿尔泰山、准噶尔西部山地等水源涵养功能和生物多样性功能维护；伊犁河谷片区重点维护伊犁河上游山区水源涵养和生物多样性保护；克奎乌—博州片区全面执行大气污染物特别排放限值，突出生物多样性维护和荒漠化防治；乌昌石片区突出大气污染治理，建成区及周边敏感区域不再布局建设煤化工、电解铝等新增产能项目；吐哈片区突出荒漠化防治和水资源利用率提升；天山南坡片区突出塔里木盆地北缘荒漠化防治，保障生态用水和博斯腾湖综合治理；南疆三地州片区突出绿洲边缘地区生态防护林建设和水土资源利用效率</p>	<p>项目所处哈拉哈塘区块位于所划分七大区块中的天山南坡区块，为油气资源开发类项目</p>	<p>符合</p>
<p>天山南坡</p>	<p>切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰</p>	<p>工程不在托木尔峰和天山南</p>	<p>符合</p>

区块总体管控要求		雪水源及生物多样性保护生态功能区内托木尔峰自然景观、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	坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	
		重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障	项目地处塔里木河北岸，塔克拉玛干沙漠北缘，属于石油开采项目，施工过程中严格控制施工占地，在井场建设和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	本项目距塔里木河最近距离约 2.3km，正常情况下不会对河流水质产生影响	符合
		加强塔里木河流域水环境风险管控，加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理	本项目已提出环境风险防范措施及应急要求	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	哈拉哈塘油田已进行土壤环境污染综合整治，本工程不涉及重金属行业污染防控与工业废物处理处置	符合
《关于印发<阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》（阿行署发〔20	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线	本项目距拟定生态保护红线区最近距离约 750m，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合
	环境质量底线	水环境质量持续改善，河流水质优良断面比例保持稳定，饮用水安全保障水平提升，地下水水质保持良好；环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，持续做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；土壤环境质量保持稳定，土壤环境风险得到进一步管控	本项目运营期采出水随油气混合物输送至哈六联合站处理达标后回注地层，井下作业废水收集交哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置，不向外环境排放；项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，项目采取密闭集输工艺。本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境	符合

21)			风险	
21号)	资源利用上线	推进低碳发展，强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到自治区下达的总量和强度控制目标	项目为石油开采项目，运营过程中不消耗水资源，不会对区域水资源造成影响；井场永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，项目的实施不会突破区域资源利用上线	符合
	环境管控单元	<p>阿克苏地区共划分 99 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。</p> <p>优先保护单元 26 个，主要包括生态保护红线和生态保护红线以外的各类保护地、水源保护区、水源涵养重要区、防风固沙重要区、土地沙化敏感区、水土流失敏感区等一般生态空间管控区及水环境优先保护区、大气环境优先保护区。优先保护单元应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。</p> <p>重点管控单元 64 个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元应着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性加强污染排放管控和环境风险防控，重点解决生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。</p> <p>一般管控单元 9 个，主要指优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护及其它相关法律、法规要求，推动地区环境质量持续改善。</p>	<p>项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。本项目实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、土壤环境产生明显影响。本项目采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效的控制，不会对周围环境产生明显影响。</p> <p>本项目位于 ZH65290230001 库车市一般管控单元、ZH65292430001 沙雅县一般管控单元、ZH65290210004 库车市一般生态空间及 ZH65292410003 沙雅县一般生态空间</p>	符合
ZH65290230001 库车市一般管控单元及	空间布局约束	<p>1.执行阿克苏地区总管控要求中空间布局约束的要求；</p> <p>2.任何单位各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；</p> <p>3.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</p>	本工程满足一般管控单元的空间布局约束准入要求，未占用基本农田，工程部分管道施工占用耕地，管道施工结束后可恢复耕地，且按要求实行占用耕地补偿制度，不会对被占地农民造成经济损失	符合

ZH6 5292 4300 01 沙雅县一般管控单元	污 染 物 排 放 管 控	<p>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；</p> <p>2.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</p>	<p>本工程满足一般管控单元的污染物排放管控要求；工程钻井期在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置</p>	符合
	环 境 风 险 防 控	<p>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；</p> <p>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；</p> <p>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场地治理</p>	<p>本工程满足一般管控单元的环境风险防控要求；</p> <p>本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险，本工程运营后采取源头控制、过程防控措施，占地范围内土壤满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)>(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值，占地范围外耕地满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)>(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值，石油经满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)>(GB36600-2018)表2第二类用地筛选值；</p> <p>本工程钻井期聚磺钻井液体系废弃泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统收集后清运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理,固相经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值要求废机油桶装收集后暂存在井场危废暂存间内，完井后将由井队联系有危险废物处理资质的单位回收处理，营运期固体废物主要为油泥(砂),属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。哈拉哈塘油田已开展历史遗留污染场地治理工作</p>	符合

	资源利用效率	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	本工程满足一般管控单元的资源利用效率	符合
ZH65290210004库车市一般生态空间及ZH65292410003沙雅县一般生态空间	空间布局约束	<p>加强水源涵养区管控。加强温宿、拜城、库车市煤炭资源开采环境监管。禁止在冰川区进行一切开发建设活动；除关系国计民生的交通运输、电力输送等重要基础设施外，严禁在永久积雪区进行其他开发建设活动；</p> <p>加强水土保持区管控。禁止开荒、采挖砍伐植物、乱弃各类固体废物，禁止在与地表水、地下水有水力联系的沟壑区域建设重金属等一类污染物的尾矿库、危险废物处置填埋场。禁止在地质不稳定的区域建设尾矿库；</p> <p>加强防风固沙区管控。规范工程施工作业行为，严格控制开发作业范围，不得扰动或破坏工程区外沙漠等各类地表形态，减少对荒漠土地的占用。</p>	<p>本项目属于石油开采项目,位于哈拉哈塘油田内,不涉及冰川区及永久积雪区;项目施工期提出禁止随意砍伐植物相关要求,施工期产生的废物及时清理。项目严格控制施工作业带宽度,提出施工活动结束后,临时占地恢复原貌的要求,采取完善的防沙治沙及水土保持措施</p>	符合

图 2.7-1 阿克苏地区环境管控单元分布图

2.7.4 环境功能区划

本项目位于哈拉哈塘油田，属于油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二类区；区域地下水以饮用、工业、农业用水为主要功能，根据《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)地下水质量分类规定，执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)II类标准；项目区域以居住、工业生产为主要功能，区域声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类功能区。

2.7.5 生态环境功能区划

参照《新疆生态功能区划》(原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月)，本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 2.7-5 和图 2.8-1。

表 2.7-5 生态功能区划一览表

生态功能分区单元	生态区	IV 塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区	
	生态亚区	IV1 塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区	
	生态功能区	55.渭干河三角洲荒漠-绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区	59.塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区
主要生态服务功能	农产品生产、荒漠化控制、油气资源	沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产	
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	河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒	
主要生态敏感因子、敏感程度	生物多样性及其生境中度敏感，土壤荒漠化中度敏感，土壤盐渍化高度敏感	生物多样性及其生境高度敏感，土壤侵蚀、土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感	
主要保护目标	保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水灾害	保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻	
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	退耕还林还草、控制农排水、生态移民、废弃部分平原水库、禁止采伐与砍头放牧、禁止乱挖甘草和罗布麻	
适宜发展方向	发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气极低	加大保护力度，建设国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区	

本项目为油气开发活动，按照塔里木油田分公司的总体规划和年度计划进行开发，项目占地不涉及胡杨林，未见大型野生动物出没；项目废气达标排放，产生的废水、固废妥善处置，通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，在项目建设的进程中大力保护地表植被，采取自完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响，工程结束后及时对占地进行恢复，不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响，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，符合区域生态服务功能定位。

2.8 环境保护目标

本工程距塔里木河上游湿地自然保护区最近 650m，评价范围内不涉及风景名胜区和需要特殊保护的区域，本评价将塔里木河上游湿地保护区和站场周围居民点设为大气环境保护目标。本工程不外排废水，但 JY1-H7 井南距塔里木河 2.3km，DH1-H14 井新建管线南距英达里亚河 0.12km，本评价将塔里木河、英达里亚河设为地表水环境保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；井场周边 200m 范围内无声环境敏感目标；根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，将站场占地外 1000m 和管线两侧 200m 内居住区、农田作为土壤环境保护目标；将生态环境影响评价范围内植被和动物、塔里木河上游湿地自然保护区、塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区及塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区作为生态环境保护目标；将风险影响评价范围内塔里木河上游湿地保护区和站场周围居民点作为环境空气风险保护目标，区域潜水含水层分别作为地下水风险保护目标，塔里木河、英达里亚河设为地表水风险保护目标。主要环境保护目标见表 2.8-1。

表 2.8-1 主要环境保护目标一览表

环境要素	保护目标		环境功能区及要求	相对方位	最近距离(km)	备注
	名称	规模(人数)				
环境空气	果勒艾日克村	1200	二类区(居住区) GB3095-2012 二级标准	H16-H29 西北侧	2.8	不改变环境空气质量功能
	哈尼喀塔木乡	5400		H16-H10 西南侧	3.7	
	都先拜巴扎村	2000		H16-H10 西南侧	4.3	
	温库都克	1200		HA601-H24 东北侧	4.5	
	提木村	150		XK9-H1 西南侧	3.0	
	新垦农场	1000		XK3-H1 西南侧	3.3	
	吉格代托喀依村	500		XK3-H1 西南侧	3.9	
	塔勒克艾日克村	250		XK3-H1 西南侧	4.6	
	萨依库都克村	500		XK1-H2 东北侧	4.5	
	奥依鲁克村	200		XK1-H2 东北侧	4.9	
	古再勒村	600		XK1-H2 东北侧	4.1	
	塔勒克村	800		XK1-H2 北侧	2.9	
	吉格代巴西拉木	300		XK1-H2 西北侧	3.0	
	多勒昆村	500		XK1-H1 西北侧	3.0	
	喀拉库木	150		RP301-H2 西北侧	4.1	
	塔里木农场	1200		RP301-H2 西北侧	1.4	
盖孜库木乡	800	JY1-H7 西南侧	4.7			

	萨拉斯提村	150		JY1-H8 东北侧	4.1	
	切勒克	200		RP7-H1 东侧	3.1	
	拉依亚红	300		RP7-H3 东侧	2.2	
	其格格热木村	420		哈鹰 901 西南侧	4.1	
	墩阔坦村	240		哈鹰 901 西侧	4.3	
	仓塔木村	150		哈鹰 901 西北侧	4.7	
	林场村	250		RP3017C 东南侧	2.6	
	哈德墩村	300		RP3017C 东南侧	3.5	
	四农场村	640		RP3017C 西北侧	3.3	
	库如勒库木村	200		RP3017C 西北侧	2.6	
	排孜阿瓦提村	1000		DH1-H14 东南侧	1.2	
	亚喀买里斯村	300		DH1-H14 北侧	2.9	
	亚喀守努特村	500		DH1-H14 北侧	3.7	
地表水环境	塔里木河		GB3838-2002IV类区	JY1-H7 南侧	2.3	不改变地表水环境功能
	英达里亚河		GB3838-2002V类区	DH1-H14 井管线东北侧	0.12	
地下水环境	评价范围内潜水含水层		GB/T14848-2017III类	/	/	不对地下水产生污染影响
声环境	/		GB3096-2008 2 类区	/	/	不改变声环境功能
土壤环境	站场占地外 1000m 和管线两侧 200m 内农田及土壤		/	/	/	不对评价区域土壤产生污染影响
生态环境	区域内植被及动物		自然状态	井场及管线四周		不改变区域生态环境功能
	塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区		防止造成进一步的水土流失	井场及管线四周		不造成区域水土流失
	塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区		自然状态	井场及管线四周		避让生态保护红线
	塔里木河上游湿地自然保护区		自然状态	JY1-H8 南侧	0.65	避让自然保护区

图 2.8-1 生态功能区划图

图 2.8-2 与生态红线位置关系图

图 2.8-3 与塔里木河上游湿地自然保护区位置关系图

图 2.8-4 与公益林位置关系图

图 2.8-5 与基本农田位置关系图

3 建设项目工程分析

塔里木油田分公司计划在哈拉哈塘油田实施“哈拉哈塘油田开发调整方案”，工程建设地点位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区新疆阿克苏地区沙雅县和库车市境内，主要建设内容为：①钻井工程：部署新井 46 口，其中 35 口为新钻井，3 口为老井侧钻，8 口（已完成勘探井环评，此次由勘探井转为开发井）已取得环评批复；②地面工程：新建 DN100 电磁加热含硫油井标准化采油井场 46 座；③集输管线：新建集输管道 420km，同时新建 HA16-12XC 掺稀管线 2.4km，与新建的 HD32-H7 井集油管道（本工程不包含 HD32-H7 井集油管道）同沟铺设；新建 DH1-H14 井注气管线 718m，由天然气站注气阀组接出，输送至 DH1-H14 井口，新建 DH1-H14 采气管线至天然气站高压阀组，总长 771m，新建燃料气管线 725m 至 DH1-H14；RP7-H4 新建注水管线共计 120m；④配套工程：配套建设自控、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通、安防等辅助设施。

为便于说明，本次评价对哈拉哈塘油田区块开发现状进行回顾；将哈 6 联合站、哈 15 转油站、哈 601 转油站、热普转油站、新垦转油站、哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站作为依托工程分析。本次评价工程分析章节结构见表 3-1。

表 3-1 工程内容分析结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	哈拉哈塘油田开发现状及环境影响回顾	主要介绍哈拉哈塘油田开发现状、哈拉哈塘油田“三同时”执行情况、哈拉哈塘油田回顾性评价
2	拟建工程	拟建工程项目基本概况、主要生产设施、油气水物性及技术经济指标、主要工艺流程及排污节点、原辅材料、给排水、施工期污染源及治理措施、营运期污染源及治理措施、闭井期污染源及治理措施、非正常排放、清洁生产、污染物排放量、污染物总量控制分析
3	依托工程	与项目相关的哈 6 联合站、哈 15 转油站、哈 601 转油站、热普转油站、新垦转油站、哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站、沙雅县生活垃圾填埋场基本情况

3.1 哈拉哈塘油田开发现状及环境影响回顾

3.1.1 哈拉哈塘油田开发现状

哈拉哈塘油田行政上隶属于新疆阿克苏地区库车市和沙雅县，根据油田公司提供资料，目前该油田主要开采范围为东经 82°50′~83°20′，北纬 40°54′~41°26′，东西约 42km、南北约 118km，面积约 4956km²，该油田东侧为中石化塔河油田艾丁——托普台区块，南侧隔塔里木河与中石化塔河油田跃进区块、中石油塔里

木油田分公司哈得油气开发部的跃满、富源区块相邻，西侧至沙雅县城以东，北侧为东河油气开发部东河塘油田区块。

哈拉哈塘油田目前主要建设有哈 6 联合站 1 座，哈 601 转油站、哈 15 转油站、热普转油站、新垦转油站共 4 座转油站，1 号、2 号共 2 座清管站；根据油田公司统计，油田共有 364 口井及井场，其中运行井 254 口、待利用井 10 口、报废井 34 口、待报废井 66 口；配套环保设施有哈拉哈塘固废填埋场、新垦固废填埋场共 2 座填埋场，3 处生活污水处理设施；油田内部建设有较完善集输管网和油田道路等。

3.1.2 哈拉哈塘油田“三同时”执行情况

随着勘探开发的进程，塔里木油田分公司在哈拉哈塘油田实施了几次区块开发及地面工程建设项目，具体工程内容及环保手续履行情况见表 3.1-1。

3.1-1 环保手续履行情况表

序号	建设项目名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	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)1049 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	哈拉哈塘油田二期产能建设地面工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2015)935 号	2015 年 8 月 20 日	中石油勘探与生产分公司	油勘(2018)210 号	2018 年 6 月 12 日
3	东河油气开发部哈拉哈塘油田环境影响后评价	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环环评函(2021)221 号	2021 年 03 月 15 日	-		

3.1.3 哈拉哈塘油田回顾性评价

根据现场踏勘情况及调查结果，对哈拉哈塘油田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

(1) 植被环境影响回顾

油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、油田公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。哈拉哈塘油田经过了多年的开发后，现在已占用了一定面积的土地，使永久占地范围内的荒漠植被受到一定程度的破坏。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。

油气田进入正式生产运营期后，不会再对区域内的自然植被产生新的和破坏的影响，除了永久性建筑设施、面积较小的井场以及道路的路基和路面占地外，其它临时性占地区域将被自然植物逐步覆盖，随着时间的推移，被破坏的植被将逐渐恢复到原有自然景观。

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况，哈拉哈塘油田的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场(转油站等)有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为怪柳、芦苇、骆驼刺等，塔里木油田分公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续，占用耕地按《中华人民共和国土地管理法》相关规定实行占用耕地补偿制度。

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。哈拉哈塘油田位于塔里木河冲积平原，极端的干旱和强烈蒸发，项目区怪柳、盐穗木等植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，因此植被的恢复需要时间长。由于各油区所处地理位置不同、植被覆盖及分布不同，使得油田开发对地面植被的影响不尽相同。

a.井场临时占地的恢复情况

本次评价就井场占地类型，井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。井场施工期临时占地均为油田开发规划用地，所占土地完钻后进行了迹地恢复。



图 3.1-1 现有井场恢复效果

b.道路和管线

油田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,植被可以不同程度的进行恢复。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已基本恢复,恢复较好,对周围植被和地表的影响不大。

项目区勘探开发时间长,依托设施完善,至各单井为独立的探临路,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。在胡杨分布的地段,为了更好的保护胡杨,采取修建成弯道进行绕避或控制道路的宽度和临时占地面积的方法,施工结束后平整恢复迹地,路面表层铺垫有砾石层,道路两侧植被正在恢复。



图 3.1-2 油田现有道路和管线周边恢复效果

(2) 野生动物环境影响回顾

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

在油田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。

根据油田开发对野生动物的影响特征，对两栖类、爬行类及啮齿动物的分布情况进行了调查。结果表明：在油田区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场附近则很少有活动的迹象。在整个区域内的分布数量也较原始状态少。主要原因：虽然油田进入正常运营后人类密度及活动范围同开发期相比有所减少。但由于油田的油井较多，开发活动使得区域内自然植被的覆盖度降低，影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。动物在没有植被的裸地得不到食物及水分，也就不会在此生存。

综上所述，施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，没有发生捕猎野生保护动物的现象。

（3）生态保护措施回顾

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被；管线和道路施工作业期间严格控制车辆便道的线路和作业宽度及施工队伍的临时占地，临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实。

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

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

此外，营运过程中，来自井场、站场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如井喷、单井管线爆管泄漏、管线泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差

别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在 0~20cm 的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

哈拉哈塘油田主要土壤类型为盐土、潮土及草甸土。以哈拉哈塘油田历年的土壤监测数据为依据，哈拉哈塘油田大区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因油气田的开发建设而明显增加。

3.1.3.3 水环境影响回顾

油（气）田开发过程中可能造成地下水污染的途径一般有两种，一种是直接污染，另一种是间接污染。

油田采出水经污水处理装置处理，水质满足回注标准要求后，根据井场注水需要回注地层；生活污水经化粪池预处理后，进入生活污水处理装置处理，冬储夏灌，正常情况下不会对地下水产生污染影响。油气开采过程中产生的落地原油，根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，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的影响很小。

通过哈拉哈塘油田内地下水监测井水质、地表水水质及废水的监测情况可看出，油田开发未对地表水及当地浅层及主要供水层的地下水环境产生明显不良影响。上述分析可知，哈拉哈塘油田在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

3.1.3.4 大气环境影响回顾

根据现场调查，哈拉哈塘油田内现有的各井场采出原油集输已实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场加热炉及导热油炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。类比哈拉哈塘油田同类型转油站污染源监测数据，站场加热炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求。各场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 恶臭污染物厂界标准值新扩改建项目二级标准；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)中边界污染物控制要求。说明加热炉、导热油炉有组织废气污染防治措施、各站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均按照环评及批复意见落实。

3.1.3.5 固体废物环境影响回顾

油气开采对环境造成影响的主要固体废物包括一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾三类。

危险废物主要包括修井油泥、管线刺漏含油污泥、处理站含油固体废物(污水处理装置油泥和罐底油泥)；一般工业固体废物包括钻井废弃泥浆及岩屑、建筑垃圾等；生活垃圾主要为作业区公寓产生的生活垃圾。

其中含油类危险废物在危险废物贮存池暂存，最终送有资质的危废处置单位进行处理；钻井废弃物在井场泥浆池或集中修建的固体废物处理场自然干化后填埋处理，处理后泥浆池及固体废物处理场上方覆 1m 左右的土层，并恢复自然原貌；建筑垃圾等一般工业固废送附近固废填埋场工业固废池进行填埋，生活垃圾经收集后送附近固废填埋场生活垃圾填埋池进行填埋。

根据现场踏勘并结合调查结果，含油类危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《危险废物转移联单管理办法》(原国家环境保护总局令第 5 号)，并于每月底将转移数量报送当地县级以上生态环境主管部门及油田公司安全环保处备案。钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑在井场泥浆池自然干化后填埋处理，钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；建筑垃圾等一般工业固废及生活垃圾送附近固废填埋场工业固废池进行填埋。

3.1.3.6 声环境影响回顾

油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。开发期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

哈拉哈塘油田内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、转油站等各类机泵。类比哈拉哈塘油田同类型井场及转油站污染源监测数据，哈拉哈塘油田井场、转油站等厂界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类

标准值。因此区块开发对周围环境的影响较小，在采取有效声污染防治措施后不会导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

3.1.3.7 环境风险回顾

哈拉哈塘油田生产过程中的风险物质主要包括原油、天然气等，可能发生的风险事故主要为钻井过程中发生的原油泄漏(包括井喷)；油气集输和储运过程中的原油、采出污水的泄漏。

哈拉哈塘油田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。

本次对油田环境风险防范措施进行了调查，具体如下：

(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；

③按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材；

④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；

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 5MPa，施工后探伤，更换不符合要求的汇管。

(2) 油气集输事故风险预防措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收；

②集输管线敷设前，对管材和焊接质量检查，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；

③在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等；

④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；

⑤在集输系统运行期间，严格控制输送介质的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，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；

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

（3）站场事故风险预防措施

①在建、构筑物区域内设置接地装置，工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷器作为防雷保护；

②站场内的装置区、泵房等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均采用防爆型；

③在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患；

④站场设置自动化控制系统和紧急停车连锁系统，采用电脑自动监测和报警机制。

3.1.4 存在的环境问题及“以新带老”措施

目前，哈拉哈塘油田区域已完成后评价工作进行备案，根据后评价报告、现场调查情况以及现行法律法规文件要求，建设单位基本落实了环评及批复中提出的生态保护和污染治理措施，各项临时占地基本平整，处于逐渐恢复中，现有环保设施正常运行，主要污染物达标排放，公司有完善的环境管理制度，现状基本无现存的环境问题，但个别井场临时占地尚未恢复，部分已建工程暂未开展竣工环境保护验收工作。结合区块现场踏勘情况，此次环评针对区块内既有环境问题提出以下建议：

（1）严格固体废物分类管理，严格废物转移监管。遵循“减量化、再利用、资源化和无害化”原则，着力实施含油污泥、钻井废物等收集、贮存、运输、利用、处置的全过程管控与污染防治；

（2）清理部分井场遗留废弃设施及弃渣；

（3）对井场两侧遗留的钻井期间的放喷池及应急池，清理池内废弃物；

(4) 对于不再利用或确定无开采价值的油气井，应按照油田公司有关封井要求进行封井，对井场遗留水泥基础进行拆除、清理，油田公司督促相关方落实相关协议与责任，保证其做好场地恢复工作，对关停、搬迁和退役生产设施采取防止土壤和地下水污染的措施，对油气生产和储运等设施要制定退出方案，实施清除设施内残存物料、清理遗留污染等措施；

(5) 根据项目实施进度，按环保要求及时对未验收的区块环评开展验收工作；对区块内单井钻井工程内容按要求开展竣工环境保护验收工作。

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：哈拉哈塘油田开发调整方案

项目性质：改扩建；

建设地点：本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市和沙雅县境内，项目区地理坐标东经 ，北纬 。

3.2.1.2 建设内容及规模

本项目部署新井 46 口，建设 DN100 电磁加热含硫油井标准化采油井场 46 座，新建新建集油管线 420km（DN100 5.5MPa）；同时部分井位配套建设注水注汽或掺稀管线，分别为：新建 HA16-12XC 掺稀管线 2.4km，与新建的 HD32-H7 井集油管道（本工程不包含 HD32-H7 井集油管道）同沟铺设；新建 DH1-H14 井注气管线 718m（采用 L360N 无缝钢管，管径 DN65，56MPa），由天然气站注气阀组接出，输送至 DH1-H14 井口，新建 DH1-H14 采气管线至天然气站高压阀组，总长 771m（管线采用 L245N 无缝钢管，管线规格为 D114×10mm）；新建燃料气管线 725m 至 DH1-H14（管线采用 20# 无缝钢管，管线规格为 D60×4mm）；RP7-H4 新建注水管线共计 120m（采用 PN40 DN80 玻璃钢管线）。项目所产原油及伴生气经集输管线输至井场计量撬，计量后集输至哈 15、哈 601、新垦、热普 4 个转油站进行油气初步分离，再油气分输到哈六联合站进行深度处理，处理合格后外输；配套建设自控、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通、安防等辅助设施。

项目所产原油及伴生气经集输管线输至井场计量撬，计量后集输至哈 15、

哈 601、新垦、热普 4 个转油站进行油气初步分离，再油气分输到哈六联合站进行深度处理，处理合格后外输；配套建设自控、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通、安防等辅助设施。项目建成后平均单井产能 30t/d，新建产能 40.23×10⁴t，2022-2028 年以年产原油 29.0×10⁴t 左右规模稳产 7 年，采油速度 0.67%，方案期末累产油 791.71×10⁴t，动用地质储量采出程度 10.44%。

3.2.1.3 工程组成

本项目组成包括钻井工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、防腐、消防等工程。

根据哈拉哈塘油田开发调整方案，项目部署新井 46 口，新建集输管线 420km，部署新井 46 口，其中 35 口为新钻井，3 口为老井侧钻，有 8 口单井（勘探井）前期已开展钻井工程环评工作，取得环评相关手续，本次工程将探井变为开发井，同时开展探转采环评，所涉及 8 口井钻井工程环保手续见表 3.2-1。

表 3.2-1 项目 8 口井钻井工程环评手续

序号	项目名称	审批单位	审批文号	审批时间
1	HA13-6CH 井钻井工程（勘探井）	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字（2019）338 号	2019 年 6 月
2	DH1-H14 井钻井工程（勘探井）	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字（2021）147 号	2021 年 4 月
3	RP7-H1 井钻井工程（勘探井）	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字（2021）441 号	2021 年 10 月
4	RP7-H4 井钻井工程（勘探井）	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字（2021）442 号	2021 年 10 月
5	RP301C 井钻井工程（勘探井）	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字（2020）607 号	2020 年 10 月
6	RP3017C 井钻井工程（勘探井）	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字（2021）443 号	2021 年 10 月
7	哈鹰 901 井钻井工程（勘探井）	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字（2021）430 号	2021 年 10 月
8	HA16-12XC 井钻井工程（勘探井）	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字（2021）498 号	2021 年 11 月

目前 8 口井建设期环保措施落实情况见表 3.2-2。

表 3.2-2 项目 8 口井钻井工程施工建设期环保措施落实情况

类别	污染源名称	污染物组成	环评及批复文件提出的环保措施	落实情况
废气	施工场地及道路	TSP	妥善处置工程建设产生的废土、渣，采取洒水降尘措施	落实
	油气测试	SO ₂ 、NO _x 、烟	科学设定测试放喷时间，分离出的气体通	落实

		尘等	过管线接至池充燃烧空	
废水	钻井作业废水	SS、石油类、石油类、石油类 COD 等	钻井废水与泥浆和岩屑一同处理	落实
	压裂废水	pH、SS、石油类、石油类、石油类 COD 等	暂存于专用储存罐，定期拉运至钻试修废弃物环保处理站处置	落实
	生活污水	COD、NH ₃ -N、SS 等	排入钢制撬装生活污水收集池，定期拉运至生活污水处理系统处置	落实
固废	井场	钻井泥浆	按照固体废物"资源化、减量化、无害化"处置原则落实各类固体废物收集、综合利用和处置措施。非磺化水基泥浆暂存至井场泥浆暂存池干化,满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)要求后综合利用,用于油区场地平整或铺垫道路。磺化水基泥浆,岩屑随钻井泥浆、钻井废水一同采用不落地技术处置,现场进行固液分离后,分离后的液体回用于钻井液配备,固相拉运至塔钻试修废弃物环保处理站处理	落实
		钻井岩屑		落实
		含油废物		安装废油收集罐,送具有资质的单位处置
	施工营地	生活垃圾	分类收集后就近送往垃圾填埋场	落实
噪声	机械设备加装隔振垫、弹性料和消声器等			落实
生态环境	加强环境监管。制定施工期环境管理制度,合理规划工程占地和施工道路,严格限施工机械和人员的活动范围;严禁车辆随意行驶,优化运输路线;认真落实封井期的生态环境保护措施,采取因地制宜的生态修复方法,合理安排封井期迹地恢复工作			施工建设期间已落实相关措施
环境风险	加强环境风险防范工作,建立严格的风险管理制度,认真落实各项风险防范措施,做好单位应急预案和地方应急预案的衔接,防治污染事故发生后对周围环境质量和人群健康产生不良影响;定期进行风险事故应急演练,及时对应急预案进行完善			自工程实施至今,未发生井喷等环境风险事故

项目工程组成见表 3.2-3。

表 3.2-3 项目工程组成一览表

项目	工程内容	
主体工程	钻井工程	本项目部署新井 46 口,其中 35 口为新钻井,3 口为老井侧钻,8 口为探井转开发井
	采油井场	新建 DN100 电磁加热含硫油井标准化采油井场 46 座;配套建设自控、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通、安防等辅助设施
	集输管线	新建集输管线 420km
公辅工程	生活区	采用撬装式移动营房
	供电	依托区域内既有电网
	供水	钻井生产用水和生活用水由水罐车拉运至井场和营地

	道路	依托区域内既有井场道路 20km，砂石路面结构，路基宽度 6m
环保工程	废气治理	施工期采取洒水抑尘、遮盖存放，运营期采取密闭集输
	废水治理	酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置；管线试压废水属于清净废水，试压完成后就地泼洒抑尘；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至哈 6 联合站生活污水处理装置处理；运营期采出水随油气混合物输送至哈 6 联合站或热普转油站处理，处理达标后进行回注
	噪声治理	施工期选用低噪施工设备，合理安排作业时间；运营期选用低噪声设备、采用基础减振措施
	固废治理	施工土方全部用于管沟和井场回填；井场和生活营地设置垃圾桶，生活垃圾定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后集中收集，拉运至哈拉哈塘油田钻试修环保站处理；膨润土泥浆钻井岩屑排入岩屑池，干化后就地填埋；废机油桶装收集后和废烧碱包装袋暂存在井场危废暂存间内，完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理。运营期固体废物主要为油泥(砂)，属于危险废物，由有危废处需资质单位接收处理
	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，井场设需可燃气体报警仪和硫化氢检测仪
依托工程	哈 6 联合站	哈拉哈塘油田采出液均集输至哈 6 联合站统一处理。哈 6 联合站原油处理设计总规模 100×10 ⁴ t/a，其中稀油处理规模 55×10 ⁴ t/a，稠油处理规模 45×10 ⁴ t/a(含掺稀量总处理规模 72×10 ⁴ t/a)，伴生气处理规模 70×10 ⁴ m ³ /d。接受来自哈 15 转油站、哈 601 转油站、新垦转油站、热普转油站的采出液
	哈 15 转油站	哈 15 转油站主要担负哈拉哈塘北部区块哈 7、哈 15、哈 16 片区油井的掺稀、集油、增压、分输等任务，目前管辖油井 34 口。该转油站设计转油能力为 100×10 ⁴ t/a、目前 33×10 ⁴ t/a，天然气集输规模 22×10 ⁴ m ³ /d、目前 22×10 ⁴ m ³ /d。原自治区环保厅以新环函(2011)1094 号进行批复，原自治区环保厅以新环函(2017)1548 号进行验收
	哈 601 转油站	哈 601 转油站管辖油井 34 口，均为稀油井，采用单干管集油流程，建成后担负所辖油井产液的油气分离、集输任务，将含水油、伴生气分输至哈 6 联合站。该站设计最大液计量外输能力 3500m ³ /d，目前实际计量外输液量 450m ³ /d，负荷率 12.85%；设计最大天然气处理能力 30×10 ⁴ m ³ /d，目前实际处理 10 ⁴ m ³ /d，负荷率 10.7%；设计最大外输污水 2400m ³ /d，实际外输污水 220m ³ /d，负荷率 9.2%
	新垦转油站	新垦转油站于 2016 年 7 月投产，是哈拉哈塘油田新垦区块原油及天然气通往哈 601 转油站的重要枢纽，站场主要由油气处理，注水阀组、变配电、火炬放空、通讯、自控六大系统组成，主要功能进行油气两项分离、液相增压输送至哈 601 转油站、伴生气自压输送至哈 601 转油站。设计处理液规模为 1100m ³ /d，目前新垦转油站分离器处理液量 500t/d，负荷率 45%；伴生气输送规模 8.53×10 ⁴ m ³ /d，目前实际处理 6.6×10 ⁴ m ³ /d，负荷率 74.7%

热普转油站	普转油站于2016年6月投产，是哈拉哈塘油田热普、金跃、跃满区块原油及天然气通往哈六联合站的重要枢纽，该站主要有原油预脱水、污水沉降处理、天然气增压、变配电、空氮站、消防、通讯、自控八大系统组成。原油转油预脱水单元设计能力 $63 \times 10^4 \text{t/a}$ 、天然气增压单元设计处理能力 $27 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、污水处理单元设计处理能力 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ 、卸油单元设计处理能力 $400 \text{m}^3/\text{d}$ 。原自治区环保厅以新环评价函〔2015〕935号进行批复，塔里木油田分公司以油勘〔2018〕210号通过自主验收。
哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站	东河油田2017年后产生的钻试修固废及废水运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理，该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，南站址为固废处理环保站

3.3 油藏概况

3.3.1 构造特征

哈拉哈塘油田塔河北区块构造上位于塔里木盆地塔北隆起轮南低凸起的西部斜坡带，整体表现为向西倾没的大型鼻状构造。北靠轮台凸起，南接北部坳陷，西邻英买力低凸起，是轮古—塔河—哈拉哈塘奥陶系特大型油田的一部分。轮南潜山背斜经历了多期构造运动。寒武纪~奥陶纪，由于塔里木板块北缘的板块构造活动，塔北地区开始发育台内隆起带，但仅分布于阿克苏—新和—轮台一线。奥陶纪末，随着库—满拗拉槽的闭合，统一的塔北隆起带初步形成，轮南—哈拉哈塘—英买力地区为其南斜坡。志留纪~泥盆纪，塔北隆起继承性发育，轮南、英买力地区进一步隆升。泥盆纪晚期，由于古南天山洋板块的进一步俯冲活动，挤压活动不断加强，塔北隆起形成大范围剥蚀区，南部最终形成三凸构造格局，自西向东依次为英买力低凸起、轮南低凸起、库尔勒鼻状凸起；北部由于轮台断裂的活动形成了轮台凸起。晚石炭世~三叠纪，中天山古岛弧与塔里木大陆自东向西碰撞导致南天山洋剪刀式闭合，塔北地区发育逆冲推覆构造和以新和—二八台、英买力、轮南、以及库尔勒—孔雀河斜坡为主体的巨型左行走滑构造变形带。新近纪以来，库车坳陷持续强烈沉降，塔北地区逐渐成为库车再生前陆盆地的前缘隆起和前陆斜坡，上古生界和中生界发生翘倾，与新生界一起呈整体北倾大单斜，哈拉哈塘地区现今构造格局形成。

3.3.2 油藏特征

3.3.2.1 温度、压力系统

哈拉哈塘油田奥陶系目的层构造上整体为北高南低的斜坡，加之由北至南跨

度较大，目的层埋深变化较大，因此油藏中部压力的区间值为 71.50~84.65MPa，平均值为 78.32MPa，压力系数为 1.13；油藏中部温度为 149.2~164.4℃，平均值为 154.7℃，整体上属于正常的温度压力系统。

3.3.2.2 流体性质

哈拉哈塘油田原油性质差异较大，包含轻质原油、常规原油、重质原油，20℃原油密度介于 0.7735~1.0100g/cm³，平均 0.8543g/cm³。原油密度在平面上变化规律比较明显，整体呈现东北高、西南低的分布特征，局部表现出挥发油的特征。

天然气属于原油溶解气，天然气相对密度 0.603~0.991，平均 0.834；甲烷含量 46.7~86.7%，平均 69.2%；乙烷及以上含量 1.3~49.5%，平均 21.5%，表现出典型湿气特征；氮气含量平均 5.9%，二氧化碳含量平均 2.5%。硫化氢含量不均，整体表现为北东高、南西低的特点，分布范围 0~81400mg/m³，平均 7832mg/m³。

地层水密度 1.003~1.297g/cm³，平均 1.112g/cm³；氯离子含量 53800~165000mg/L，平均 104501mg/L；总矿化度 90200~275000mg/L，平均 171023mg/L，水型为 CaCl₂ 型。

3.3.3 储量计算

截止 2020 年 12 月底，哈拉哈塘油田油气开采项目累计上交探明储量含油面积 1079.19km²，石油地质储量 20873.71×10⁴t，技术可采储量 3791.98×10⁴t，经济可采储量 2666.14×10⁴t；溶解气地质储量 276.78×10⁸m³，技术可采储量 55.96×10⁸m³，经济可采储量 40.11×10⁸m³。详建表 3.3-1。

3.4 油藏开发方案

哈拉哈塘油田开发调整方案设计要点如下：

(1) 动用含油面积 491.95km²，动用地质储量油 7662.87×10⁴t、气 107.48×10⁸m³。

(2) 开发层系：以一间房组为主，兼顾良里塔格组。

(3) 开发方式：初期采用天然能量衰竭式，后期注水、注气人工补充能量。

(4) 井型井网：不规则注采井网，井型以“水平井+大斜度定向井”为主。

(5) 递减率：自喷期月度递减取值 3.3~5.2%，机采期月度递减取值 1.7~2.3%，注水期取值 1.8~3.0%，注气期月度递减取值 2.8%。

(6) 开发调整方案设计：部署新井 46 口，投产成功率 100%，平均单井产能

30t/d, 新建产能 40.23×10^4 t, 2022-2028 年以年产原油 29.0×10^4 t 左右规模稳产 7 年, 采油速度 0.67%, 方案期末累产油 791.71×10^4 t, 动用地质储量采出程度 10.44%。

表 3.3-1 哈拉哈塘油田地质储量数据表

区块	提交时间	探明地质储量			动用地质储量		
		含油面积 (km ²)	原油 (10 ⁴ t)	溶解气 (10 ⁸ m ³)	含油面积 (km ²)	原油 (10 ⁴ t)	溶解气 (10 ⁸ m ³)
哈 6	2012.03	231.95	10812.75	96.73	73.91	3445.56	30.82
新垦 4-热普 3	2013.12	336.03	5704.65	101.53	82.55	1401.37	24.94
金跃 1-热普 8	2014.12	477.05	3340.19	76.49	314.96	2205.27	50.5
齐古 1-哈 15-13	2020.09	34.16	1016.12	2.03	20.53	610.67	1.22
总计		1079.19	20873.71	276.78	491.95	7662.87	107.48

表 3.4-1 哈拉哈塘油田开发调整方案开发指标预测表

时间	完钻井 (口)	投产井 (口)	日产油 (t/d)	日产水 (t/d)	日产气 (10 ⁴ m ³ /d)	年产油 (10 ⁴ t)	年产水 (10 ⁴ t)	年产气 (10 ⁸ m ³)	累产油 (10 ⁴ t)	累产水 (10 ⁴ t)	累产气 (10 ⁸ m ³)	气油比 (m ³ /t)	含水率 (%)	采油速度 (%)	采出程度 (%)
2021	6	6	881.19	539.62	14.98	32.16	19.70	0.55	468.26	173.16	8.24	99.36	22.20	0.42	6.11
2022	6	6	873.30	524.73	14.85	31.88	19.15	0.54	500.14	192.31	8.78	99.36	21.93	0.41	6.53
2023	5	5	853.06	513.36	14.50	31.13	18.74	0.53	531.28	211.05	9.31	99.36	21.96	0.41	6.93
2024	5	5	826.85	505.03	14.06	30.18	18.43	0.51	561.46	229.48	9.82	99.36	22.16	0.39	7.33
2025	6	6	813.06	503.27	13.82	29.68	18.37	0.50	591.13	247.85	10.33	99.36	22.34	0.39	7.71
2026	5	5	798.37	503.43	13.57	29.14	18.38	0.50	620.27	266.22	10.82	99.36	22.60	0.38	8.09
2027	6	6	788.74	506.63	13.41	28.79	18.49	0.49	649.06	284.72	11.31	99.36	22.86	0.37	8.47
2028	7	7	785.17	512.56	13.35	28.66	18.71	0.49	677.72	303.42	11.80	99.36	23.09	0.37	8.84
2029			702.76	509.51	11.95	25.65	18.60	0.44	703.37	322.02	12.23	99.36	24.56	0.33	9.18

2030			587.23	501.67	9.98	21.43	18.31	0.36	724.80	340.33	12.60	99.36	26.93	0.28	9.46
2031			494.65	495.42	8.41	18.05	18.08	0.31	742.86	358.42	12.90	99.36	29.25	0.23	9.70
2032			420.45	490.46	7.15	15.35	17.90	0.26	758.21	376.32	13.17	99.36	31.47	0.20	9.89
2033			357.38	482.13	6.08	13.05	17.60	0.22	771.25	393.92	13.39	99.36	33.57	0.17	10.06
2034			303.78	473.49	5.17	11.09	17.28	0.19	782.34	411.20	13.58	99.36	35.60	0.15	10.21
2035			258.21	465.00	4.39	9.43	16.97	0.16	791.77	428.17	13.74	99.36	37.59	0.12	10.33

3.5 工程总体布局

根据哈拉哈塘油田所产原油整体表现为低粘度、低含硫、中含胶质沥青质、低凝固点的轻质油特性，采用一级布站与二级布站结合的方式。除部分单井直接进站外，多数油井通过单管串接后油气混输进入转油站，再油气分输到联合站进行处理。

图 3.5-1 哈拉哈塘油田集输示意图

图 3.5-2 集输流程图

哈拉哈塘油田所产原油及伴生气，先在哈 15、哈 601、新垦、热普 4 个转油站进行油气初步分离，再油气分输到哈六联合站进行深度处理，处理合格后外输。

哈六联功能为原油脱硫脱水、天然气脱硫脱水脱烃、硫磺回收、原油外输、天然气外输、污水处理、注水及回灌等。

哈六联油气处理分为原油处理系统和天然气处理系统。哈六联原油处理设计规模 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采用两段密闭热化学沉降脱水流程、天然气气提脱硫工艺。

哈六联天然气处理设计规模 $45 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

哈 15 转油站位于哈 6 区块的最北侧，站外单井采用掺稀集油流程，担负所辖油井产液（含所掺稀油）的油气分离、集输任务，将含水油、伴生气分输至哈六联合站。

哈 601 转油站主要负责站外单井来液及新垦转油站来液的处理、含水油增压外输及污水回注等。

热普转油站采用三相分离器进行油气分离和原油预脱水，含水油增压输至哈

六联合站处理，伴生气增压输至哈六联天然气处理站，污水处理采有一级除油、一级过滤就处理后回注。油气分离、预脱水转油规模 $60 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

新垦转油站采用两相分离器进行油气分离，含水油增压输至哈 601 转油站，伴生气自压输至哈 601 转油站。

采油井口采用标准化、撬装化设计，即将出油阀、减压阀、加热炉、油井温度检测传感器、回压传感器等均统一安装在一个井口工艺撬座上。单井管线均采用玻璃钢管 DN100 5.5MPa。

本项目井场及管线走向见图 3.5-3。

图 3.5-3 井场及管线走向图

3.6 拟建工程

本项目主要包括钻井工程、地面工程两部分内容，本次评价分别从钻井工程和地面工程两部分内容展开介绍。

3.6.1 钻井工程

3.6.1.1 工程建设内容

主要工程包括钻前工程、钻井工程、钻后工程、测试放喷四个部分，具体内容建工程表 3.6-1。

表 3.6-1 单座井场钻井工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格	单位	数量	备注
钻前工程					
1	井场道路	宽约 6m	m	20km(总长)	依托区块内钻井道路
2	井场面积	120m×90m	m ²	10800	新建
3	钻井平台	--	座	1	新建
	应急池	300m ³	个	1	钢制撬装式，随钻不落地回收系统出现事故时，临时存放钻井岩屑
	岩屑池	1000m ³	个	1	钢制撬装式，暂存膨润土泥浆钻井岩屑
	主、副防喷池	300m ³	个	2	钢制撬装式
4	生活污水池	20m ³	个	3	钢制撬装式，位于集中生活区
5	活动房	--	座	42	人员居住，撬装式活动营房
钻井工程					
1	钻井设备安装	钻井成套设备搬运、安装、调试			
2	钻井作业	采用常规旋转钻井工艺，钻井进入目的层后完钻			
3	录井、测井	记录钻井过程中的所有地质参数；并对岩层孔度等进行测量			
4	完井	进行完井作业后，拆除井场设备，安装采油树，其余设备将拆除搬迁，并进行测试放喷；若该井不产油气或所产气量无工业开采价值，则进行水泥塞封井			
钻后工程					
1	完井	钻井设备拆卸、搬运			
2	井场恢复	井场平整、恢复，做到工完、料尽、场地清			
测试放喷					
1	设备安装	设备搬运、安装采油树、安全阀、计里管汇、压井管汇、地面加热器、三相或两相分离器、计量罐、储液罐(油罐)、油气水进出口管线、放喷管线等设备			
2	测试放喷	证实可能油气层的储性			

图 3.6-1 钻井期井场平面布置图

3.6.1.2 井位部署

本项目共部署新井 46 口，其中 35 口为新钻井，3 口为老井侧钻，8 口已取得环评批复，项目井位坐标及周边关系见表 3.6-2。

3.6-2 井位坐标及周边关系表

序号	区块	井号	坐标		占地现状	所属区域
			X	Y		
1	热普	RP7-H1			未利用地	沙雅县
2		RP7-H3			未利用地	沙雅县
3		RP7-H5			未利用地	沙雅县
4		RP7-H6			未利用地	沙雅县
5		RP7-H7			未利用地	沙雅县
6		RP2-5C			未利用地	沙雅县
7		RP301-H2			一般耕地	沙雅县
8		RP301-3C			一般耕地	沙雅县
9		RP14-H4			未利用地	沙雅县
10		RP3012-H4			一般耕地	沙雅县
11	哈 6	HA601-H24			一般耕地	库车市
12		HA13-H9			未利用地	库车市
13		HA11-H16			未利用地	库车市
14		HA7-H23			未利用地	库车市
15		HA16-H10			未利用地	库车市
16		HA16-H15			未利用地	库车市
17		HA16-H16			未利用地	库车市
18		HA16-H29			未利用地	库车市
19		HA15-H5			未利用地	库车市
20		HA16-12XC			未利用地	库车市
21	金跃	JY1-H7			未利用地	沙雅县
22		JY1-H8			未利用地	沙雅县
23		JY6-H1			未利用地	沙雅县
24	新垦	XK1-H1			一般耕地	沙雅县
25		XK1-H2			一般耕地	沙雅县
26		XK3-H1			一般耕地	沙雅县
27		XK3-H2			未利用地	沙雅县
28		XK4-H1			未利用地	沙雅县
29		XK4-H4			未利用地	沙雅县
30		XK5-H4			一般耕地	沙雅县
31		XK5-H5			未利用地	沙雅县
32		XK5-H6			一般耕地	沙雅县
33		XK5-H7			一般耕地	沙雅县
34		XK5-H8			一般耕地	沙雅县
35		XK5-H9			一般耕地	沙雅县

36		XK8-H10			一般耕地	沙雅县
37		XK8-H2			未利用地	沙雅县
38		XK9-H7			一般耕地	沙雅县

3.6.1.3 井身结构

新井采用塔标III三开井身结构。一开 16"井眼，下入 10 3/4"套管封疏松地层；二开 9 1/2"井眼，下入 7 7/8"套管封固吐木休克泥岩段；三开 6 3/4"井眼，下入 5 1/2"(5")套管+筛管完井或裸眼完井。

若预测良里塔格组断裂较发育，则二开套管下至良里塔格顶部中完；三开套管+筛管完井，并采用管外封隔器封吐木休克组泥岩段。针对哈 15、16 等缺失桑塔木组、良里塔格组和吐木休克组的井区，二开套管下至志留系底距一间房顶 10-15m 中完。

侧钻井采用采用 6" 或 6 3/4" 井眼裸眼侧钻，裸眼完井。

图 3.6-2 井身结构示意图

3.6.1.4 钻井液体系设计

一开采用膨润土-聚合物体系，密度 1.05~1.15g/cm³。

二开上部采用 KCl 聚合物体系，二开下部采用 KCl 聚磺体系，密度 1.10~1.30g/cm³。

三开采用 KCl 聚磺体系，密度 1.08~1.24g/cm³。

侧钻井采用磺化体系，一开密度 1.20~1.30g/cm³，二开密度 1.08~1.24g/cm³。

目的层采用 KCl-聚磺体系，储层保护思路为屏蔽暂堵技术+防漏堵漏，减少漏失，保护裂缝/微裂缝。

3.6.1.5 固井方案

一开采用常规密度水泥浆一次上返固井。二开若钻井过程未发生漏失，则采用 1.20g/cm³ 超低密度水泥浆+1.88 g/cm³ 常规密度水泥浆一次上返固井；若钻进过程发生漏失，则采用封隔式分级箍双级固井。

3.6.1.6 完井方式

新钻井采用筛管或裸眼完井；侧钻井采用裸眼完井。

3.6.1.7 钻机选型

钻井使用 ZJ70 型钻井，并根据油田运行钻机情况选用合适钻机。另外，各类井钻井作业过程中，配套齐全辅助设备、救生消防及防硫化氢装备

3.6.1.8 采油方式

改造投产井推荐采用 3 1/2" (9.52mm) 油管×2000m+3 1/2" (6.45mm) 油管×4700m+3 1/2" 伸缩管×6m +水力锚+液压可取式封隔器+2 7/8" (5.51mm) 油管+坐封球座+管鞋；自然投产井推荐采用 3 1/2" (7.34mm) 油管×2200m+2 7/8" (5.51mm) 油管×4500m+液压可取式封隔器+ 2 7/8" (5.51mm) 油管+坐封球座+管鞋；推荐采用抗硫碳钢油管，封隔器等工具采用材质与油管相匹配。采用有杆泵采油方式，抽油机：推荐 20、22 型长冲程、低冲次、大负荷塔架式抽油机。采用 HL 级高强度防腐抽油杆，组合为Φ28.6mm+Φ25.4mm+Φ22.2mm。根据油藏开发配产需求及不同泵径排量，推荐抽油泵泵径采用Φ38mm、Φ44mm、Φ57mm、Φ70mm。对于出泥砂严重或频繁卡泵井，推荐采用长柱塞防砂抽油泵；稠油井推荐采用液力反馈泵；其他井采用常规抽油泵。

图 3.6-3 自然投产完井管柱示意图 图 3.6-4 酸压投产完井管柱示意图

3.6.2 地面工程

3.6.2.1 采油井场

本工程新建 DN100 电磁加热含硫油井标准化采油井场 46 座，井口采出液经节流后去集输管道，采油树上设有地面安全截断阀，该阀在压力超高或超低时可自动关闭，具备远传接口，可实现远程关井(该阀由采油树自带)；井场设置有 RTU

控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至转油站、联合站集中监控；各井场装置均无人职守，定期巡检。井场平面布置图见图 3.6-5。

图 3.6-5 井场平面布置图

3.6.2.1 集输工程

新建新建集油管线 420km（DN100 5.5MPa）；同时部分井位配套建设注水注汽或掺稀管线，分别为：新建 HA16-12XC 掺稀管线 2.4km，与新建的 HD32-H7 井集油管道（本工程不包含 HD32-H7 井集油管道）同沟铺设；新建 DH1-H14 井注气管线 718m（采用 L360N 无缝钢管，管径 DN65，56MPa），由天然气站注气阀组接出，输送至 DH1-H14 井口，新建 DH1-H14 采气管线至天然气站高压阀组，总长 771m（管线采用 L245N 无缝钢管，管线规格为 D114×10mm）；新建燃料气管线 725m 至 DH1-H14（管线采用 20#无缝钢管，规格为 D60×4mm）；RP7-H4 新建注水管线共计 120m（采用 PN40 DN80 玻璃钢管线）。

单井新建集油管线就近搭接在已建或新建的集油阀组上，通过阀组进行选井轮换计量，集油阀组串接进转油站，集输管线部署具体见表 3.6.2-1。哈拉哈塘油田采油井场、站场管线分布见图 3.6-3。

表 3.6-3 集输管线部署一览表

序号	转油站系统	起点	终点	起点坐标	终点坐标	长度 (km)	占地类型
1	热普转油站	RP7-H1	JY7-6X			2.48	一般耕地，未利用地
2		RP7-H4	RP6C			5.095	未利用地
3		RP7-H5	RP7-H3			7.5	未利用地
4		RP7-H6				11	未利用地
5		RP7-H7				12	未利用地
6		JY1-H7	RP3012-H4			6.6	一般耕地，未利用地
7		JY1-H8				2.5	一般耕地，未利用地
8		RP301-H2				5.6	一般耕地，未利用地
9		RP301C	RP301			0.12	未利用地

序号	转油站系统	起点	终点	起点坐标	终点坐标	长度(km)	占地类型
10		RP3012-H4	热普转油站			19.18	一般耕地, 未利用地
11		RP7-H3				12.03	一般耕地, 未利用地
12		RP3017C	RP301			3.3	一般耕地, 未利用地
13		哈鹰 901	RP4-1			1.73	未利用地
14		RP14-H4	RP14-1 (依托)			2.65	一般耕地, 未利用地
15		JY6-H1	JY7-6X (依托)			8.85	未利用地
16	哈 601 转油站	HA13-6CH	HA13-8			1.55	未利用地
17		HA13-H9	HA601-H24			9.029	未利用地
18		HA11-H16				11.75	未利用地
19		RP2-5C				10	未利用地
20		HA601-H24	哈 601 转油站			4.21	一般耕地
21	哈 6 联合站	HA7-H23	哈 6 联合站	2.55	未利用地		
22	哈 15 转油站	HA16-H10	HA16-H15			2.737	未利用地
23		HA16-H16				3.192	未利用地
24		HA16-H29				2.316	未利用地
25		HA15-H5				2.246	未利用地
26		HA16-12XC	HA15-2			2	未利用地
27		HA16-H15	哈 15 转油站			4.857	未利用地
28	新垦转油站	XK1-H1	XK5-H6			4.125	一般耕地, 未利用地
29		XK1-H2				3.977	一般耕地, 未利用地
30		XK3-H2				4.54	未利用地

序号	转油站系统	起点	终点	起点坐标	终点坐标	长度(km)	占地类型
31		XK5-H8				1.586	未利用地
32		XK5-H6	XK5-H9			0.755	未利用地
33		XK5-H9	XK5-H7			1.7	未利用地
34		XK5-H7	XK5-H5			3.35	未利用地
35		XK5-H5	XK5-H4			2.46	未利用地
36		XK4-H1				7.38	未利用地
37		XK4-H4				7	未利用地
38		XK3-H1				2.788	未利用地
39		XK8-H2	XK9-H7			9.067	一般耕地，未利用地
40		XK8-H10				3.553	一般耕地，未利用地
41		XK5-H4	新垦转油站			14.25	一般耕地，未利用地
42		XK9-H7				4.072	一般耕地，未利用地
43	东河天然气站	DH1-H14井	东河天然气站阀组			0.771	未利用地

3.6.3 公辅工程

(1) 供电

钻井期钻机动力、生活、办公等用电以及测试放喷期井场设备直接从附近电网引入。柴油发电机作为备用电源，区域电网可以满足钻井工程用电需求。

(2) 给排水

①给水：工程用水主要包括钻井用水和生活用水。工程钻井用水由罐车拉至井场主要用于配制泥浆；生活用水由罐车拉至井场和生活区。

②排水：工程废水主要为生活污水。生活污水主要为盥洗废水，生活污水排入钢制撬装污水池暂存，拉运至最近的县城污水处理厂处理。

(3) 供热

生活区供暖方式采取电采暖，测试放喷期井场设备伴热方式为电伴热。

(4) 道路

工程所在区域交通方便，乡村路基本上为沥青路，且路网发达。随着油田探井的不断增多展开，油区内钻井路不断增多，并与乡村路形成更紧密的路网。新

建油井的道路利用已有钻井路通行，依托项目区内既有油田道路 20km，井场道路宽约 6m，砂石路面结构，本次不再建设油田主干公路。

(5) 仪表及自动控制

为了保证各工艺站场安全、可靠、平稳、高效、经济地运行，对于该工程下辖工艺站场的自动控制系统采用以计算机为核心的全线监控和数据采（SCADA）系统。SCADA 系统应达到在哈拉哈塘油田热普菜油作业区调控中心对各工艺站场进行自动监视、控制、调度、管理的水平。

在计转站设 DCS 控制系统，井场、阀组、阀池设远程终端装（RTU——Remote Terminal Unit）进行监控。建成后，在井场、阀组、阀池和计转站达到“数据自动采集、无人值守、定期巡检”的自控水平。

(6) 通信

油田内部传输采用光纤以太网传输，井场、阀组数据接入哈 15、哈 601、新垦及热普计转站，上传哈六联。

(7) 土建

钢结构采用除锈等级为 Sa2.5 级，环氧底漆 60 μm 厚，环氧面漆厚度 $\geq 120\mu\text{m}$ 。基础埋地部分（包括垫层顶面）刷环氧沥青或聚氨酯沥青涂层，厚度 $\geq 500\mu\text{m}$ 。

(8) 防腐与保温

①站场保温管道外壁防腐层：采用无溶剂环氧防腐涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ 。

②站场埋地不保温管道外壁：无溶剂环氧涂料，无气喷涂三道，涂层总干膜厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ 。

③站场地面不保温管道外壁：二道环氧富锌底漆（60 μm ）-二道环氧云铁中间漆（100 μm ）-二道交联氟碳涂料（80 μm ），防腐层干膜厚度 $\geq 240\mu\text{m}$ 。

④管道外壁采用喷砂除锈，除锈等级应不低于 Sa2.5 级。钢接头外壁采用机械除锈，除锈等级不低于 St3 级。

(9) 危险化学品间

本项目烧碱属于危险化学品，在井场单独设置撬装式危险化学品间存放烧碱，烧碱为袋装形式包装，撬装式危险化学品间应高出地面，且应处于阴凉、干

燥、通风处，并经过防腐、防渗处理。危险化学品间应在醒目位置设置警示牌，应包括烧碱理化特性表、应急措施等内容。

(10) 危废暂存间

本项目各钻井井场设置有一座撬装式危废暂存间(10m²)，防渗性能不低于6.0m，厚渗透系数为1.0×10⁻¹⁰cm/s的黏土层防渗性能，危废暂存间内部及四周裙角采取防渗膜防渗，内部主要存放钻井期间产生的废机油和烧碱废包装袋，废机油采取桶装形式密闭后存放在危废暂存间内，烧碱废包装袋折叠后打包存放在危废暂存间内，并与废机油存放有一定的界限。

3.6.4 依托工程

哈6区块地面工程在总体布局上采用一联四转布局，站场布局避开村庄和农作区。

在哈15井区和哈601井区各设转油站1座，各井区产量在转油站经油气分离后油气分输至哈6联合站统一处理。哈拉哈塘二期北部设新垦转油站1座，负责北部井区的单井集输并输至哈601转油站。热普转油站负责中部10km范围内的油井，南部设2座清管站(1号、2号清管站)，负责南部油井，产液输至热普转油站。

哈拉哈塘油田采用多井枝状串接，集输支线沿缝洞油气富集带布线，单井就近接入，提高集输干线的负荷率。

哈6区油藏共有8个井区，自西北向东南分布的哈尼喀塔木乡及所辖村屯将油区分为东北和西南两部分。东北井区包括哈8、哈15、哈7、哈16、齐古共5个井区，西南井区包括哈12、哈13、哈601共3个井区。哈15和哈7井区属高含硫井区。为尽量减少集输系统穿越人口密集区，集油系统采取分区集油的总体设计工艺。

3.6.4.1 哈6联合站

哈6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H₂S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H₂S、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。自治区环保厅以新环评价函〔2011〕1094 号进行批复，自治区环保厅以新环函〔2017〕1548 号通过竣工环境保护验收。

（1）原油处理工艺

原油脱水工艺流程描述如下：系统来稀油与稠油混合进入三相分离器预脱水，预脱水后的低含水油(含水 10%)一部分为哈 15 转油站提供掺稀油及为北站所辖稠油井进行掺稀，一部分经预换热器管程与高温净化油换热，并由原油——导热油换热器换热至 $65^{\circ}C$ 后进入稠油缓冲罐缓冲，后经提升泵增压进气提塔脱硫，脱硫后的低含水高温原油进入热化学沉降脱水器进行二段脱水。脱水后的高温净化油(含水率不大于 1%)进入换热器壳程与一段脱水后的低温原油换热，降温后的净化油进净化油缓冲罐，经增压进入外输管道输至轮一联。

三相分离器及热化学沉降脱水器脱出的天然气按不同压力等级调压、计量后输送去天然气处理装置处理，两级脱水器脱出的产出水去采出水处理单元处理后回注。

稠油脱 H_2S 采用气提工艺。

（2）天然气处理工程

为满足天然气外输的要求，天然气需要进行脱硫、脱水脱烃处理。

①总工艺流程简述

原油二次脱水分离器来含 H_2S 天然气与原油汽提塔来气汇合，经低压气压缩机增压至 $0.4MPa$ 后，与原油一次脱水分离器来气汇合($0.4MPa$ ， $37^{\circ}C$)，经原料气压缩机增压至 $3.95MPa$ ，经空冷器冷却至 $50^{\circ}C$ ，再与外输气换热冷却 $3.9MPa$ 、 $40^{\circ}C$ ，进入 MDEA 吸收塔脱出 H_2S 和 CO_2 ，MDEA 吸收塔塔顶出来的湿净化气采用低温分离法进行脱水脱烃处理，脱水后的净化干气增压至 $6.9MPa$ ，经外输管道外输至东河天然气站。产出的轻烃经轻烃泵增压至 $6.0MPa$ 打入外输油管道中，酸气进入硫磺回收单元进一步处理。

②天然气增压

来自原油二次脱水分离器及原油气提塔顶低压气(0.15MPa, 60°C), 经原料气预冷器冷却至 50°C后, 进入低压气分离器, 在低压气压缩机入口分离器进行气液分离, 气相通过低压气压缩机增压至 0.4MPa。增压后的低压气冷却后与原油一次脱水来原料气汇合进入原料气压缩机入口分离器分离, 气相并原料气压缩机再次增压至 3.96MPa。增压后的原料气经原料气压缩机出口分离器分离、过滤器过滤分离后, 进入 MDEA 吸收塔脱除 H₂S 和 CO₂。

脱水脱烃后的干气经原料气冷却器换热后进净化气压缩机入口分离器缓冲, 然后进入净化气压缩机增压至外输压力 6.9MPa, 经净化气压缩机出口分离器分离、过滤器分离润滑油后进入外输阀组, 通过外输阀组进入外输气管道外输。

增压单元原料气压缩机中体、压力排污罐收集的污水, 汇入低压气分离器, 污水通过污水泵增压后与原料气压缩机出口分离器、净化气压缩机入口、出口分离器凝液输至原油脱水、脱烃单元原油三相分离器汇管。

③脱硫单元

A.天然气脱硫吸收部分

经增压过滤后的含硫原料气 (3.9MPa, 40°C), 进入 MDEA 吸收塔的下部, 与由塔上部进塔的 MDEA 贫液逆流接触, 天然气中 H₂S 及部分 CO₂ 被 MDEA 贫液吸收进入液相被脱出。吸收塔内共设有 24 层塔盘, 在塔顶第 1 层、第 5 层和第 9 层分别设置贫胺液入口, 用作调节塔的操作, 以适应原料气中气质条件的变化, 确保湿净化气的质量指标。

脱硫后的湿净化天然气 (3.85MPa, 53°C) 自塔顶经净化气分离器分离后去天然气脱水脱烃工段。吸收塔底设有撇油设施, 若塔底富液表面有烃类集聚, 撇油时可通过提高塔底液位, 将一部分烃类撇至撇油罐, 送至胺液闪蒸罐处理, 以避免重烃在塔底富液中累积。

B.富液闪蒸部分

吸收了酸性组分的 MDEA 富液 (3.9MPa, 63°C) 经液位控制自吸收塔塔底排出, 进入 MDEA 闪蒸罐进行闪蒸和气液分离, 闪蒸压力为 0.5MPa, 闪蒸出部分溶解的烃类气体, 溶液中溶解的烃类在闪蒸罐内分离并撇出溶液系统。分离的闪蒸气去低压气压缩机入口。

C.MDEA 溶液再生部分

闪蒸后的 MDEA 富液（0.5MPa，63℃），经过过滤系统除去溶液中的机械杂质和变质产物，然后进入贫富液换热器，与来自再生塔再生后的 MDEA 贫液（0.08MPa，119℃）进行换热，对贫液进行冷却。MDEA 富液温度升高至 90℃后由再生塔上部进塔，在塔内解析出酸性组分从而恢复脱硫活性称为 MDEA 贫液，由再生塔底部出塔。贫液出塔后先经过贫富液换热器冷却至 90℃左右，再进入胺液循环泵增压至 4.2MPa 后，进入贫液冷却器冷却至 50℃，进入吸收塔循环利用。

再生塔顶解吸出的酸气经塔顶冷凝器冷却至 50℃后进入酸气分离器，分出的酸气输至硫磺回收单元，分出的液相经再生塔顶回流泵增压后返回到再生塔顶部。再生塔富液进料口以下设 20 块塔盘，用于富液的气提，进塔口以上设 3 块塔盘，用于酸气的洗涤以降低溶剂的蒸发损失。再生塔设塔底重沸器，热源为导热油，塔底加热温度为 119℃。

D. 硫磺回收

硫磺回收装置采用单塔流程，溶液在吸收氧化塔内自循环。酸气进入该系统前，经过酸气分离器分离，气体中的冷凝物和少量液体被去除，避免大量 MDEA 胺液进入吸收氧化塔。吸收氧化塔内酸气通过多组喷头均匀分布到整个吸收区，从喷头喷出的酸气与向下流动的配比溶液反应，生成上浮的泡沫，吸收硫化氢气体，从而产生单质硫，同时铁离子由三价变成二价。尾气从内筒底部排出，大部分硫磺沉淀物沉淀到容器锥形部位。

来自鼓风机的空气进入吸收氧化塔，通过多个喷头，被均匀分布到整个氧化塔的横截面上。气泡在上升的过程中，遇到由吸收区排出的反应后的催化剂配比溶液，再生铁离子催化剂。未经反应的空气上升到吸收氧化塔上部的蒸汽空间，与尾气会和。这部分气体通过吸收氧化塔顶部排入大气。放空气体主要成分是空气、二氧化碳和水蒸气。

固体硫磺形成于吸收塔内筒，并沉淀于容器的锥形部位。为防止硫磺粘附在锥形容器壁上，吸收氧化塔锥体部分设有吹扫管线，提供吹扫风，使硫磺悬浮于硫磺浆泵进料口处，空气吹扫通过定时器控制。真空带式过滤器停止运行时，硫磺泵把硫磺浆从吸收氧化塔锥形底部抽出，再循环输送至吸收氧化塔顶部。溶液通过喷射泵循环返回至吸收氧化塔顶部，并根据溶液的温度来选择加热或者冷

却；将溶液温度始终控制在 55℃以下，比酸气温度至少高 2~3℃。所有催化剂通过从吸收氧化塔顶部延伸至溶液液面以下的集束管进行添加。硫磺浆从吸收氧化塔的锥形部位被抽出，通过硫磺浆泵输送至真空带式过滤机。真空泵通过真空抽动和过滤马达驱动使滤布滚动，同时空气将硫磺浆吹干，形成硫磺饼。过滤后的配比溶液由滤液分离器收集，并由过滤机泵打回吸收氧化塔内。

(4) 脱水脱烃单元

A. 低温分离部分

脱硫后的湿净化气（3.85MPa，53℃）进入一级贫富气换热器与出二级贫富气换热器干气进行换热，换热后温度降为 30℃，进入一级分离器分离，气相加入质量分数为 80%的乙二醇防冻剂，经二级贫富气换热器与出二级分离器干气换热至 16，最后进入丙烷蒸发器冷却至-20℃，进入二级分离器进行天然气、轻烃、乙二醇水溶液三相分离。脱水脱烃后的天然气（3.78MPa，-20℃）自二级分离器顶部出来，经二级换热器、一级换热器换热后，去增压单元。

二级分离器分离出的轻烃进入脱乙烷塔顶部，脱乙烷塔只有提溜段，没有精馏段，轻组分自塔顶馏出，塔底设重沸器，采用导热油加热，塔底温度为 102℃。塔顶气相去轻烃/干气换热器，与塔底轻烃换热至 82℃去燃料气系统，塔底轻烃被冷却至 66℃，经轻烃泵增压至 6.0MPa 打入原油外输管道中。

脱硫后天然气分为两路，一路约 $2.2 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 的净化气去原油气提塔作为原油气提原料气，另一路进入脱水脱烃单元。本方案采用低温冷冻法脱除天然气中的重烃，所需冷量由丙烷制冷系统提供，为防止结冰加入乙二醇，丙烷蒸发温度为-30℃，冷量为 1260kW。根据乙二醇水溶液的冰点，确定乙二醇加入时体积分数为 80%，返回时乙二醇体积分数为 60%，以保证防冻效果最好。

B. 丙烷制冷部分

丙烷经压缩机压缩至 1.607MPa、70.5℃，经出口空冷器冷却至 50℃成为液态丙烷。液体丙烷一次进入丙烷虹吸桶、储液器，然后进入经济器，通过引出一小股丙烷进行节流制冷，将液体丙烷过冷至 3.6℃，节流换热气化的小股丙烷在 0.325MPa 下返回丙烷压缩机的中间级。经济器过冷后的液体丙烷，经节流阀节流至 0.102MPa、-25℃，进入满液式蒸发器/气液分离器，气化为气态丙烷，并将

管程天然气冷却至-20℃。气态丙烷进入压缩机入口气液分离器，分离出游离液体后在 0.102MPa、-23℃下进入丙烷压缩机，完成丙烷制冷系统的循环。

C.乙二醇再生部分

二级分离器分离出的富乙二醇水溶液，去乙二醇再生塔顶部冷凝器与塔顶气进行换热，换热至 19℃后进入贫富乙二醇换热器，被塔底贫乙二醇加热至 102℃，去乙二醇闪蒸罐闪蒸出溶解烃类，闪蒸压力为 0.3MPa，闪蒸气相回低压气压缩机入口，乙二醇富液经过乙二醇预过滤器，除去溶液中的机械杂质，过滤后的溶液进入乙二醇活性炭过滤器，除去溶液中的降解产物，最后进入乙二醇过滤器，除去微小的活性炭粉末和固体杂质，过滤后的乙二醇进入再生塔进行再生。富乙二醇进入再生塔填料段，塔底重沸器加热热源为导热油加热，塔底温度 129℃，使富乙二醇中大部分水分汽化，并携带部分乙二醇上升至填料段。塔顶气相经顶部冷凝器与低温乙二醇富液换热，冷却至 102℃，冷却后的液体回流至塔内，水蒸气则排入大气。塔底重沸器的贫乙二醇靠重力进入到乙二醇储液罐中，然后进入贫富乙二醇换热器与富乙二醇换热，被冷却至 40℃，最后进入乙二醇循环泵升压至 5MPa，注入到冷冻前湿净化气中，实现乙二醇的循环利用。

(5) 燃料气系统

燃料气来源包括：①经脱水脱烃处理后未增压的净化天然气（3.71MPa、40℃）；②脱水脱烃装置脱乙烷塔塔顶气（1.3MPa、82℃）；③开工或站内天然气处理装置停产时由站外管道引气。

燃料气供气对象包括：导热油炉、哈 601 转加热炉、哈 15 转加热炉、食堂以及火炬用气。处理后的净化气经压力调节阀至 1.3MPa 与脱乙烷塔来气混合，继续调压至 0.5MPa，进入燃料气缓冲罐，经总计量后分别为用气单元供气。每个用气点根据各自需求进行调压和计量。

(6) 天然气放空

哈六联合站设置高压放空和低压放空两套放空管网。火炬系统包括 1 套 $45 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 高压火炬系统和 1 套 $6.1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 低压火炬系统。

高压放空系统：一级增压后的原料气、二级增压后的原料气、脱硫装置、脱水脱烃装置、三级增压后的净化气、燃料气系统需紧急放空时排入高压放空系统，要求放空阀后压力不大于 0.2MPa，系统最大放空量设计为 $45 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。从站内

接出的 DN250 高压放空管线，架空敷设至分液罐区，进入火炬高压分离罐，分离出大于 300 μm 的液滴后，加工敷设至火炬区的高压火炬筒体进口处。分液罐分离出的污水，进入压力排污罐后输送至站内排污系统。

低压放空系统：原料气一级增压前的天然气、硫磺回收的放空气需紧急放空时排入低压放空系统，要求放空阀后压力不大于 0.1MPa，系统最大放空量设计为 $6.1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

从站内接出的 DN150 低压放空管线，加工敷设至分液罐区，进入火炬低压分液罐，分离出大于 300 μm 的液滴后，架空敷设至火炬区的低压火炬筒体进口处。分液罐分离出的污水，进入压力排污罐后输送至站内排污系统。

火炬设施所需的燃料气来自站内燃料气系统，与放空管线平行敷设，至火炬区的燃料气阀组。

(7) 供热系统

哈六联合站导热油供热单元主要满足厂内工艺生产所需导热油、工艺伴热及采暖热水、天然气处理装置所需脱盐水。

哈六联合站内导热油总用热负荷为 11.715MW，工艺伴热及采暖热水负荷为 2.05MW，脱盐水用量为 4t/h。根据用热负荷情况，导热油供热单元设置 3 台 6MW 导热油炉，2 用 1 备，外供 200 $^{\circ}\text{C}$ 导热油满足工艺生产及采暖用热，考虑油田的持续开发，供热单元预留 1 台 6MW 导热油炉位置。工艺伴热及采暖热水系统采用导热油换热方式，设置 2 台 U 型管式油—水换热器，满足站内工艺伴热及采暖用热。同时供热单元设置 1 套脱盐水处理装置，处理为 6t/h，满足天然气装置脱盐水需求。3 台导热油炉及附属设备循环油泵、膨胀油罐、储油罐、氮气密封灭火装置、充填泵均室外布置，设置在导热油炉区内。

导热油炉燃料为干天然气(0.1~0.3MPa)，经调压计量后送至导热油供热单元区域。导热油炉设全自动天然气燃烧器，配备有火焰监测、自动点火、熄火保护、超温保护、燃气低压保护装置。燃气阀组设置在炉前防雨棚内。每台炉燃烧器前设堵断放空措施，燃气支管道上设快速切断阀，以备紧急事故状态下，及时切断气源。导热油系统为机械闭式循环系统，各系统回油经循环油泵增压，进入导热油炉加热至 200 $^{\circ}\text{C}$ 分三路供出，其中一路供天然气处理单元用导热油，一路供原

油脱水单元用导热油，一路供油——水换热器加热工艺伴热及采暖热水。导热油供回油干管之间设置压力平衡阀，保持系统供油压力稳定。

到任由系统采用高架膨胀油罐为系统补充油品，保持系统压力稳定。利用 1 台充填泵向系统充油。装置检修时，系统中的导热油可利用充填泵抽回至储油罐内储存。导热油系统设置氮气密封灭火装置，保持膨胀油罐与储油罐密闭，与空气隔离。当导热油炉发生火警时，可快速向炉体内冲入氮气灭火。

热水系统为机械闭式循环系统，工艺伴热及采暖回水（65℃）至回水缸，经除污器过滤、循环水泵加压进油——水换热器加热至 85℃，送至分水缸分三路供出，其中一路供站内所有单体采暖用热，一路供站内工艺伴热用热，一路供站外倒班公寓采暖用热。

表 3.6-4 哈六联合站依托可行性分析

依托设施	设计能力	现状处理能力	剩余处理能力	本次新增	可依托性
原油（10 ⁴ t/a）					可依托
天然气（m ³ /d）					可依托
采出水（m ³ /d）					可依托

3.6.4.2 哈 15 转油站

哈 15 转油站于 2013 年 10 月投产，主要担负哈拉哈塘北部区块哈 7、哈 15、哈 16 片区油井的掺稀、集油、增压、分输等任务，目前管辖油井 34 口。该站采用气液两相分离工艺，含水油增压、升温后外输至哈 6 联，伴生气自压外输至哈 6 联。稠油井所掺稀油来自哈 6 联合站，经本站掺稀泵增压后通过掺稀阀组分配到各稠油井。哈 15 转油站担负所辖油井产液(含掺的稀油)的油气分离、集输任务，将含水油、伴生气分输至哈六联合站。该转油站设计最大处理能力 4000m³/d(液量)，最大天然气处理能力 6.1×10⁴m³/d。

哈 15 转油站采用气液两相分离工艺，将单井来气液混合物分离为含水油和伴生气，含水油经外输泵增压再经外输炉升温后外输至哈 6 联合站，伴生气自压外输至哈 6 联合站。稠油井需要掺稀油，所掺稀油来自哈 6 联合站，经本站掺稀泵增压后通过掺稀阀组分配到各稠油井。本站采暖加热炉所需燃料用气由哈 6 联合站返输干气供应。

工艺流程

集油系统：站外来气液混合物→集油阀组管汇→油气分离缓冲罐→外输泵

(变频)→计量→外输炉→外输至哈 6 联合站。

天然气系统：油气分离缓冲罐出气→调压→计量→外输至哈 6 联合站。

燃料气系统：哈 6 联合站来干气→调压→计量→加热炉区及火炬区用气。

掺稀系统：哈 6 联合站来稀油→掺稀泵(变频)→掺稀阀组→稠油井。

污油系统：油气分离缓冲罐排污→零位罐→液下泵→油气分离缓冲罐；泵、泵前过滤器、流量计、流量计的过滤器及发球筒排污→污油回收装置→外输泵进口管汇。

3.6.4.3 哈 601 转油站

601 转油站初期管辖油井 34 口，均为稀油井，采用单干管集油流程，建成后担负所辖油井产液的油气分离、集输任务，将含水油、伴生气分输至哈联合站。该站设计规模 3500m³/d(液量)。

哈 601 转油站采用气液油三相分离工艺，将单井来气液混合物分离为伴生气和含水油、低含水油，含水油经外输泵增压后外输至哈六联合站，伴生气自压外输至哈六联合站。站内采暖加热炉所需燃料用气由哈六联合站返输干气供应。

集油系统：单井集油串来气液混合物→三相分离缓冲罐→(液)外输泵→计量→外输至联合站。三相分离缓冲罐→(油)掺稀泵→计量→稠油井掺稀。

天然气系统：三相分离缓冲罐→天然气除油器→调压→计量→外输至联合站；联合站返输干气→调压→计量→加热炉燃料气。

污油系统：三相分离缓冲罐排污→零位罐→液下泵→三相分离缓冲罐；泵、泵前过滤器、流量计、流量计的过滤器及发球筒排污→污油回收装置→外输泵进口管汇。

3.6.4.4 热普转油站

热普转油站于 2016 年 6 月投产，是哈拉哈塘油田热普、金跃、跃满区块原油及天然气通往哈六联合站的重要枢纽，该站主要有原油预脱水、污水沉降处理、天然气增压、变配电、空氮站、消防、通讯、自控八大系统组成。主要功能进行油气分离、原油预脱水、原油增压输送、污水处理回注、伴生气增压输送。其中原油转油预脱水单元设计处理能力 63×10⁴t/a、天然气增压单元设计处理能力 54×10⁴m³/d、污水处理单元设计处理能力 2000m³/d、卸油单元设计处理能力 400m³/d。

热普转油站采用油气水三相分离工艺，将站外来气液混合物分离为低含水油(含水 $\leq 10\%$)、含油污水和伴生气，低含水油(含水 $\leq 10\%$)经外输泵增压、加热炉升温后外输至哈 6 联合站；沉降出的含油污水去本站污水处理单元处理，污水处理采用一级沉降流程，污水处理后回注。伴生气经天然气除油器除油，去本站天然气增压单元，经压缩机增压后外输至哈 6 联合站。

3.6.4.5 新垦转油站

新垦转油站于 2016 年 7 月投产，是哈拉哈塘油田新垦区块原油及天然气通往哈 601 转油站的重要枢纽，站场主要由油气处理，注水阀组、变配电、火炬放空、通讯、自控六大系统组成，主要功能进行油气两项分离、液相增压输送至哈 601 转油站、伴生气自压输送至哈 601 转油站。设计处理液规模为 $1100\text{m}^3/\text{d}$ ，目前新垦转油站分离器处理液量 $500\text{t}/\text{d}$ ，负荷率 45%；伴生气输送规模 $8.53 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理 $6.6 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率 74.7%。

3.6.4.6 哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站

东河油田 2017 年后产生的钻试修固废及废水运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理，该处理站位于沙雅县东北部(简称“环保站”)，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；南站址为固废处理环保站，设施的中心坐标为。该站是为周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的，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)。环保站处理工艺简介如下：

(1) 钻井聚磺泥浆体系固废处理

设计固废处理能力 $120\text{m}^3/\text{d}$ ，采用高温氧化处理技术对钻井聚磺泥浆体系固废进行无害化处置，即通过高温氧化窑内的高温环境(850°C 以上)使钻井固废中的有机质等有毒有害物质氧化、分解，彻底破坏其毒害性，从而达到无害化处理的目的，处理后的固体废物可满足新疆维吾尔自治区地方标准：《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)表 1 综合利用污染限值，用于铺设服务油田生产的各种内部道路、铺垫井场或填埋、固废封场覆土及自然坑洼填充材料等。主要工艺流程包括备料、物料预烘、高温氧化、烟气净化及飞灰固化等工序。

图 3.6-6 环保站钻井聚磺泥浆体系固废处理工艺流程图

(2) 钻试修废水处理

采取均质除油+絮凝沉淀+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中国石油天然气股份有限公司企业标准《生产回注水质指标》(Q/SY TZ 0466-2016)生产回注水质指标要求，用于油田油层回注用水。

废水处理工艺主要包括预处理(均质除油)、破乳絮凝、固液分离、过滤、回注等工序，本次评价主要针对上述主体工序进行分析，具体流程见图。哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理规模为钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 120m³/d，钻试修废水处理规模 300m³/d。

图 3.6-7 环保站钻试修废水处理工艺流程图

(3) 依托可行性

根据哈拉哈塘油田开发调整方案开发指标预测表，本次开发方案部署的 46 口新井，完井后投产使用，本次新增年污染物的量按 5 口完钻井计算，哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站适应性分析见表 3.6-5。

表 3.6-5 哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站适应性分析表

依托设施	设计能力	现状处理能力	剩余处理能力	本次新增	可依托性
聚磺泥浆体系固废处理 (m ³ /a)					可依托
钻试修废水处理 (10 ⁴ m ³ /a)					可依托

3.7 工艺流程及产污环节

3.7.1 油（气）田开发工艺流程概述

项目建设可分为开发期、生产运营期和服役期满三个阶段。

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

本项目包括钻井、地面工程建设、采油（气）、油气集输等施工作业内容，基本属于开发建设期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及其相关的钻井、采油（气）、井下作业、油气集输等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。油气开发过程工艺流程及排污节点见图 3.7-1。

表 3.7-1 环境影响因素识别表

建设活动	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	备注
钻井	排放废弃钻井泥浆、岩屑	土壤、地下水	开发期
	排放污水	土壤、地下水	
	设备、车辆产生噪声	声环境	
	排放车辆、设备尾气	环境空气	
	井喷爆炸、火灾等	土壤、水、环境空气及生态环境	事故
管线敷设	油田建设施工、车辆碾压等	土壤、植被和景观	开发期
	排放设备、车辆尾气	环境空气	
	设备、车辆产生噪声	声环境	
	施工固体废物	土壤	
油气集输	排放含油废水	地下水	非正常
	管线连接处排放废气	环境空气	生产期
	产生设备噪声	声环境	
	油气泄漏、含油污水泄漏	土壤、地下水	事故
井下作业	产生作业废水	土壤	开发期
	产生作业废气	环境空气	生产期
	产生设备噪声	声环境	

图3.7-1 油气开发过程污染物排放流程

3.7.2 施工期污染源与污染物分析

本次开发期主要污染来自地面工程建设中设备、物料装卸、运输中产生的扬尘、运输车辆尾气排放、施工废水、管线施工土方、施工队生活垃圾和生活污水等，平整场地和施工开挖破坏地表、植被等。

3.7.2.1 施工期废气

(1) 钻前工程施工扬尘影响分析

钻前工程施工期扬尘主要为各类池体开挖、井场平整及车辆运输产生的扬尘。经现场踏勘可知，项目周边无大气环境敏感点，通过洒水抑尘可有效降低施工起尘量，且施工扬尘影响是局部的，短期的，钻前工程施工结束影响就会消失。项目钻井及试油过程中对大气环境的影响来自测试放喷产生的废气、试油期间井场无组织废气。

(2) 钻井过程施工废气

钻井过程钻机使用区域内既有电网供电，不产生烃类、NO₂、SO₂等污染物。

(3) 油气测试

在钻至目的层后，需通过测试放喷来确定其产能情况。测试放喷产生的废气量取决于该井油气产量和测试时的释放量。采出液经分离器分离后，原油进入原油储罐，天然气经点火放空，依据具体情况设定放喷时间，一般为1~2d时间。

(4) 非正常生产时事故放喷天然气经点燃后排放废气

钻井进入油气层后，有可能遇到异常高压流体，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷，此时利用放喷器迅速封闭井口，若井内压力过高，则打开放喷管线阀门泄压，即事故放喷。事故放喷一般时间较短，约2-4h，属于临时排放，放喷天然气经专用放喷管线引出后燃烧，燃烧废气主要为NO_x、SO₂、CO₂和水。如果底层中含有硫化氢，根据《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008）中的规定，含硫化氢天然气井发生井喷，至少应在15min内实施井口点火，则点火前主要污染物为硫化氢，点火后主要污

染物为 SO₂。

(5) 井场挥发损失的烃类气体

井场挥发会损失少量烃类气体，由于排放量少且属于间接排放，项目周围环境空旷，有利于污染物扩散，因此本评价不对其定量分析。综上所述，本工程的实施不会造成该区域的环境空气质量发生改变，不会对周围环境造成明显不利影响。

3.7.2.2 施工期废水

钻井过程废水主要包括钻前施工废水、钻井废水、清管废水和生活污水。

(1) 钻前准备期施工废水

本项目钻前工程施工中，平整场地、道路工程量小，此过程中会产生少量的施工废水（设备清洗、道路养护、洒水降尘等），施工环节产生的施工废水及时收集，经沉淀池预处理后回用，不外排。

(2) 钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统及不落地装置分离的上清液。主要污染物为 COD、悬浮物、石油类。这部分废水排入泥浆不落地装置，并实现循环利用，完井固化处理前，将上层清液抽出，外运处理。根据类比目前哈拉哈塘油田钻井实际情况，井场产生的钻井废水约为 0.05m³/m，此次《哈拉哈塘油田开发调整方案》项目新部署 46 口井，新钻井 38 口总进尺 279202m，则钻井废水产生量为 13960m³。钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

(3) 清管废水

管道工程分段试压前应采用清管器进行清管，并不应少于两次。清管扫线应设临时清管器收发设施，并不应使用站内设施。清管使用聚氨脂皮腕型电子定位清管器。清管扫线的合格标准：管道末端排出的水必须是无泥沙、无铁屑的洁净水，清管器到达末端时必须基本完好。管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，一般试压介质为洁净水，产生试压废水由罐车回收后用于后续其它管线试压，不排放。

(4) 生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，本工程部署新井 46 口，新钻井 38 口，井队人数一般为 60 人，平均施工期为 65 天，每人每天生活用水 100L，按生活污水产生量按用水量 85%计，则油田开发过程中生活污水累计产生量为 12266m³，排入生活污水池暂存，定期拉运至哈 6 联合站生活污水处理装置处理，禁止运输途中随意倾倒；地面工程和管线工程产生的生活污水主要为盥洗废水，水质简单产生量少，排入生活污水池暂存，定期拉运至哈 6 联合站生活污水处理装置处理。

本工程施工期间无废水直接外排，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

3.7.2.3 施工期噪声

本评价以井场边界周围 200m 范围为声环境评价范围，评价范围内无医院、学校、机关、科研单位、住宅等声环境敏感目标。

钻井噪声主要为钻机噪声、泥浆泵噪声、振动筛噪声等。对环境影响大的主要为钻井过程中空压机噪声和钻机噪声等连续性噪声。

钻井过程为连续作业过程，钻井噪声处理难度较大，对噪声源采取噪声防治措施：泥浆泵可加衬弹性垫料和安装隔声罩以达到减噪目的；在管理和作业过程中平稳操作，避免特种作业时产生非正常的噪声等。通过以上措施可在一定程度上降低噪声。

由于项目周围无声环境敏感目标，通过距离衰减后，项目噪声不会对周围声环境其造成明显影响。

3.7.2.4 施工期固废

钻井过程产生的固废主要有废弃泥浆、钻井岩屑、废压裂液和生活垃圾及施工废料。

(1) 钻井废弃泥浆

项目使用泥浆为膨润土体系泥浆和聚磺体系泥浆。泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”分离岩屑后，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：

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

式中：V——钻井泥浆排放量，m³；

D——井的直径，m；

h——井深，m；

项目钻井产生的废弃泥浆见统计表 3.7-2。

表 3.7-2 钻井泥浆产生量（单井产生量）

开钻顺序	钻头直径×钻深 mm×m	完钻井深(m)	进尺 m	泥浆量 m ³
一开	406.4×1500	1500	1500	231.24
二开	241.3×6937	6937（斜）/6674（垂）	5437	399.99
三开	171.5×7546	7546（斜）/6857（垂）	609	108.95
合计			7546	740.18

本项目部署新井 46 口，新钻井 35 口，侧钻井 3 口，计算得出，本项目钻井泥浆产生量为 27386.7m³。若有不满足回收利用标准的废弃泥浆则应先于泥浆罐中暂存，后按照《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）的规定进行处置，严禁随意处置。

（2）钻井岩屑

钻井过程中钻头破坏岩层形成岩屑，后通过泥浆循环带出地面，其中混杂有钻井液、石油类物质。

钻井岩屑产生量与井眼长度、井径及岩石密度有关，可用下式计算：

$$W = \frac{1}{4} \times \pi \times D^2 \times h$$

式中：W——废弃钻井岩屑排放量，m³；

D——井的直径，m；

h——井深，m。

项目钻井产生的岩屑量见统计表 3.7-3。

表 3.7-3 水平井钻井泥浆产生量（单井产生量）

开钻顺序	钻头直径×钻深 mm×m	完钻井深(m)	进尺 m	岩屑量 m ³
一开	406.4×1500	1500	1500	194.45
二开	241.3×6937	6937（斜）/6674（垂）	5437	248.51
三开	171.5×7546	7546（斜）/6857（垂）	609	14.06
合计			7546	457.05

根据不同孔径分段求和计算，本项目总岩屑产量为 16910.8m³。其中膨润土泥浆钻井岩屑 7195.65m³，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）标准后就地掩埋或用于修路、铺垫井场；聚磺体系

泥浆钻井岩屑产生量为 9715.15m³，经随钻不落地收集系统收集后，拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理。

（3）生活垃圾

井队人数一般为 60 人，施工期为 65d，按生活垃圾产生量每人 1kg/d 计，生活垃圾产生量 144.3t。

（4）施工废料

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。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，本工程部署新井 46 口，其中 35 口为新钻井，3 口为老井侧钻，烧碱废包装袋产生量为 3.7t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

（5）废润滑油、落地原油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废润滑油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防治废润滑油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废润滑油量约为 0.4t/口，本工程部署新井 46 口，其中 35 口为新钻井，3 口为老井侧钻，废润滑油量产生量为 14.8t。

废润滑油按照《国家危险废物名录》（2021 版）的划分为废矿物油与含矿物油废物类，其危险废物编号为 HW08。考虑到转运期间的的时间间隔，钻井场地内应设置危险废物临时贮存间，须严格按照《危险废物污染防治技术政策》（环发〔2001〕199 号）的相关要求建设，在此基础上，可确保项目产生的危险废物在过程控制阶段对环境的影响最小。

在放喷过程中如处理措施不当，原油溅落到地面成为落地油，污染环境。采用原油回收罐，施工车带罐作业，可以实现落地油 100%回收。

综上所述，固体废弃物经妥善处理，不会对周围环境产生不利影响。

（6）压裂返排液

当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙发育，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂液注入地层孔隙、裂缝中，通过和地层岩石矿物的反应，溶蚀部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石

的裂缝，改善地层近井地带渗透率。

压入地层的压裂液会在排液测试阶段从井底返排出来，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册的相关系数，本项目新钻井 35 口，侧钻井 3 口，则项目产生的压裂返排液总量约 982.2m³，返排液排入防渗方罐，定期运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站进行处理。

表 3.7-4 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	污染物类别	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术	排污系数
井下作业	酸化液	非低渗透油井酸化压裂	所有规模	固体废物	废酸化液（酸化返排液）	立方米/井	26.56	回收回注	0

综上所述，固体废弃物经妥善处理，不会对周围环境产生不利影响。

3.7.2.5 施工期生态环境影响

本工程对生态环境的影响以施工期为主，施工期对于某一特定的生态环境有直接和间接的影响，但是从整体区域来讲，其影响是局部的，施工完成后将对施工作业带进行生态恢复，工程施工期环境影响是可以接受的。本次评价主要从占地影响、土壤影响、植被影响、野生动物影响、水土流失等方面展开。

(1) 占地

针对本次工程内容的占地情况，分别从永久占地和临时占地两方面进行核算，永久占地主要为井场占地，临时占地主要为管线作业带占地等，工程占用土壤和植被情况见表 3.7-5。

表 3.7-5 工程占用土壤和植被情况统计表 单位：hm²

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)			占用植被类型	占用土壤类型
		永久	临时	总占地		
1	井场（单个井场面积为 30m×40m）	4.44	-	4.44	植被稀疏、盖度低，以怪柳群系为主，部分井场占用农作地	盐土、草甸土
2	集输管线（管线作业宽度为 6m，总长 420km）	-	258	258	植被稀疏、盖度低，以怪柳群系为主	盐土、草甸土
3	合计	4.44	258	262.44	-	-

永久占地使原先土壤—植被复合体构成的地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破

坏，使原有土壤—植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤—植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。本工程永久占地和临时占地分别为 4.44hm² 和 258hm²，施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响。

(2) 填挖方

本项目管线约为 420km，管线施工宽度为 2m，深度为 1.5m。根据油田提供资料类比，本项目共开挖土方 834750m³，回填土方 834750m³，无借方、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。本项目土石方平衡见下表 3.7-6。

表 3.7-6 项目土石方平衡表（单位：万 m³）

分区	挖方	回填	调入		调出	
			数量	来源	数量	去向
管线工程	83.48	83.47	0	-	0	-

3.7.3 运营期污染源与污染物分析

3.7.3.1 运营期废气

(1) 正常工况

本项目井场不设置加热炉，运营期废气主要为井场和试采点运营过程产生无组织挥发废气，主要污染物为非甲烷总烃、硫化氢，源于采出液中所含伴生气的无组织挥发。拟建项目装置均采用国内甚至国际先进的设备和材料，充分保证管线、接头、阀门油泵的密封性。鉴于《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(公告〔2021〕第 24 号)中“《07 石油和天然气开采业行业系数手册》：2.4 其他需要说明的问题 (2) 天然气开采废气污染物只考虑天然气净化厂的产排污情况，其他环节由于产排污量很少忽略不计”的说明，本项目油气集输站场气体污染物无组织排放参照《石化行业 VOCS 污染源排查工作指南》中石油化工行业无组织废气非甲烷总烃排放量计算方式进行核算。

石油化工密封点 TOC 排放速率：

$$e_{TOC} = F_A \times WF_{TOC} \times N$$

式中： e_{TOC} ——某类密封点的 TOC 排放速率，kg/h；

F_A ——某类密封点排放系数；

WF_{TOC}——物料流中 TOC 的平均质量分数；

N——密封点的个数；

计算 VOCs 的排放速率：

$$e_{VOCs} = e_{TOC} \times \frac{WF_{VOCs}}{WF_{TOC}}$$

式中：e_{VOCs}——物料流中 VOCs 排放速率，kg/h；

e_{TOC}——物料流中 TOC 排放速率，kg/h；

WF_{VOCs}——物料流中 VOCs 的平均质量分数；

WF_{TOC}——物料流中 TOC 的平均质量分数。

表 3.7-7 设备与管线组件 FA，i 取值参数表

设备类型	介质	石油化工排放系数(千克/小时/排放源)
阀	气体	0.00597
	轻液体	0.00403
	重液体	0.00023
泵	轻液体	0.0199
	重液体	0.00862
压缩机	气体	0.228
搅拌器	轻液体	0.0199
泄压设备	气体	0.1404
法兰、连接件	所有	0.00183
开口阀或开口管线	所有	0.0017
采样连接系统	所有	0.0150
其他	所有	0.00597

项目井场涉及的气体阀门、法兰数量根据设计资料和实际情况如表 3.7-8。

表 3.7-8 本项目单座井场无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称	设备数量 (个)	单个设备排放系 数(kg/h)	排放速率(kg/h)	年工作时间 (h)	非甲烷总烃年排放量 (kg/a)
1	阀(重液 体)	10	0.00023	0.0023	8760	20.148
2	法兰或 连接件	20	0.00183	0.00058		5.081
合计				0.00288	/	25.229
40 座井场合计				0.1065	/	933.476

经核算，拟建工程单座井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为

0.00288kg/h。无组织废气中硫化氢含量类比同类型井场，排放速率按 0.00034kg/h 考虑。按年有效工作时间 8760h 计算，单座井场非甲烷总烃年排放量为 0.0253t/a，硫化氢年排放量为 0.00297t/a，本项目新钻井 35 口，老井侧钻 3 口，则本项目非甲烷总烃年排放量共 0.936t/a，硫化氢年排放量共 0.109t/a。

(2) 非正常排放影响分析

①污染源强

拟建工程属于单井集输过程，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将单井井口压力异常情况作为非正常排放考虑，源强情况见表 3.7-9。

表 3.7-9 非正常情况下污染物排放一览表

序号	污染源	非正常排放原因	污染物	非正常排放浓度 μg/m ³	非正常排放速率 kg/h	单次持续时间 h	年发生频次	应对措施
1	放喷口	井口压力过高	H ₂ S	-	0.001	0.17	1	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			非甲烷总烃	-	0.1			

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 3.7-10。

表 3.7-10 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 _{max} (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离	D _{10%} (m)
1	放喷口	H ₂ S	19.22	192.22	192.22	10	550
		非甲烷总烃	1922.22	96.11		10	425

由表 3.7-10 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 1922.22μg/m³，占标率为 96.11%；硫化氢最大落地浓度为 19.22μg/m³，占标率 192.22%。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，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

3.7.3.2 运营期废水

本项目运营期废水主要包括井下作业废水、油田采出水。

(1) 井下作业废水

井下作业废水的产生是临时性的，其中压井盐水、废压井液、冲砂洗井液核算废液等，一般情况下不落地。除上述废液外，修井、冲砂等井下作业施工后进行洗井作业，以及为防止水井中的悬浮固体堵塞地层而进行的注水井洗井作业，将产生洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册的相关系数，计算井下作业废水量。产污系数见表 3.7-11。

表 3.7-11 与石油天然气开采有关服务活动产排污系数表

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	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
			所有规模	化学需氧量	克/井次-产品	104525.3	回收回注	0
			所有规模	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
			所有规模	化学需氧量	克/井次-产品	34679.3	回收回注	0
			所有规模	石油类	克/井次-产品	6122.1	回收回注	0

本项目油藏储层为低渗透储层，根据表 3.7.3-3 计算，井下作业废水产生量为 27.13t/井次，化学需氧量产生量为 34679.33g/井次，石油类产生量为 6122.1g/井次。按井下作业每 3 年 1 次计算，则本项目 46 口采油井井下作业工程产生的井下作业废水、化学需氧量、石油类分别为 334.6t/a、0.43t/a、0.075t/a。井下作业废水集中收集进入哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中的有关标准后回注油层。

(2) 油藏采出水

油藏采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，采出液在油气处理厂经脱水处理，排出油气藏采出水。根据哈拉哈塘油田开发调整方案开发指标预测，运行期采出油藏采出水 2022 年最大量 16.39 万 t/a，日产水 448.91m³，新增污水量可以依托哈 6 联合站或热普转油站污水处理系统系统处理，采出水处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中高渗地层生产回注水质指标后全部用于回注。

3.7.3.3 运营期固废

本工程不新增工作人员，运营期产生的主要固体废物即为本工程实施后新增原油产量中所含的油泥（砂）。

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，属危险废物（HW08）。根据类比调查，油泥(沙)产生量为 0.50-0.73t/万 t 油，根据开发方案预测情况，按 2022 年最大产油量 $27.27 \times 10^4 \text{t/a}$ 计算，油泥(沙)最大产生量为 19.91t/a。本项目产生的油泥砂清运至哈拉哈塘绿色环保站集中处理。

3.7.3.4 运营期噪声排放情况

运营期噪声污染源主要包括：井口装置、注气站、注水系统各类机泵以及井下作业等。噪声排放情况见表 3.7-12。

表 3.7-12 运营期噪声排放情况

时段	地点	设备名称	噪声值 (dB(A))	工作情况
运营期	井场	机泵	90-100	连续
		井下作业	80-120	连续

3.7.3.5 闭井期

随着油气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

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。

闭井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；固体废物主要为闭井过程中产生的废弃管线、废弃建筑残渣等，收集后送周边固废填埋场妥善处理。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

哈拉哈塘油田位于阿克苏地区沙雅县和库车市境内，包括齐古、哈 6、新垦、热普、金跃和其格等 6 个区块，地理位置东经 82°45'~83°20'、北纬 40°56'~41°30'，北距库车市城区约 37km，西距沙雅县城约 4km。

沙雅县位于新疆西南部，阿克苏地区东偏南。处于塔里木盆地北部，渭干河绿洲平原的南端，北靠天山，南拥大漠。地处东经 81°45'~84°47'，北纬 39°31'~41°25'之间，东西宽 180km，南北长 220km，总面积 31972.5km²。北接天山南缘的库车、新和两县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，与和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与阿克苏市毗邻，东南和巴州的且末县接壤。

库车市位于天山中段南部，塔里木盆地北缘，地处东经 82°35'~84°17'，北纬 40°46'~42°35'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 15379km²。

本工程地理位置见图 4.1-1。

图 4.1-1 项目地理位置图

4.1.2 地形地貌

沙雅县地域辽阔，地貌奇特，大致可分为沙漠、塔里木河谷平原、渭干河冲积扇平原三大部分。而塔里木河自西向东在沙雅县中部偏北横贯全县，将沙雅县分为南北两部分，北部为渭干河冲积扇下游平原区，为沙雅县的农业及人口聚居的地方。面积有 880km²，占总面积的 2.75%，宜耕地只占此处面积的很小一部分。在此两大区中间，沿塔里木河两岸的绿色走廊约 20~40km，为沙雅县的塔里木河农业牧业区，总面积约 641.39 万亩，占全县总面积 13.34%。在 5363km² 的塔里木河谷平原里，重盐渍地有 2583km²，宜林宜牧面积 2212km²。

库车市在大地构造上处于天山地槽褶皱带与塔里木地台两大构造单元的接触部位，呈东西走向，在乌喀公路(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神积、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。平原带海拔小于 1200m。平均坡降 0.8%，自西北向东南倾斜。平原北半部自西向东是渭干河冲洪积平原、库车河洪积平原和东部的洪积扇群带，南部是塔里木河冲积平原。库车市绿洲北依天山，南临塔克拉玛干沙漠，地势由西北向东南倾斜，在地貌单元上属于库车河流域山前冲洪积平原，地势基本是北高南低，略偏东，地表平坦开阔。本项目位于塔里木河和渭干河共同作用下的冲洪积平原，地形北高南低，由西向东略有坡降，海拔 943m~970m，主要地貌有农田、荒漠和盐碱地。

4.1.3 水文地质

塔克拉玛干沙漠所在的塔里木盆地是一个内流水系盆地，从周围山脉而来的全部径流都聚集在盆地自身之中，为河流和地下水层供水。沙漠下面的地下水多半有持续不断的水道，从西面流向东部的罗布泊。

工程所在区域基底地质构造主要为沙雅凸起和满加尔凹陷。沙雅隆起位于塔里木盆地北部，为塔北隆起的鞍部，西起阿克苏，东到库尔勒，东西长 460km，

北以库尔勒-阿克苏公路为界，南到塔里木河一带，南北宽 10~50km。沙雅隆起南与阿瓦提-满加尔坳陷以轮台断裂为界，北与库车坳陷以轮台-新和断裂为界。第四系覆盖区，无基岩裸露，构造上相对比较稳定，只发育有隐伏背斜和断裂。满加尔凹陷位于塔里木盆地北部坳陷的中东部，西与跃进一号长垣相连，东临英吉苏坳陷和孔雀河斜坡，南北分别为塔中隆起和塔北隆起。该坳陷基底为前震旦系结晶变质岩系，盖层由震旦系至第四系组成。

4.1.4 地表水

哈拉哈塘油田所在区域主要河流有渭干河、英达里亚河和塔里木河。

渭干河的水系发源于阿克苏地区天山中段南麓，河长 294km。渭干河的主要水源来自木扎尔特河，它发源于天山中段哈尔克它乌山的汗腾格里东侧的喀拉库勒冰川，流经拜城盆地后汇集卡普斯浪河，台尔维其克河、卡尔苏河、克孜河后称渭干河，渭干河的多年平均流量为 $69.5\text{m}^3/\text{s}$ ，多年平均径流量为 21.9 亿 m^3 ，实测最大洪水流量 $1840\text{m}^3/\text{s}$ ，最小流量 $14.43\text{m}^3/\text{s}$ ，河道径流中冰川积雪融水占 30%，降水占 16%，地下水补给占 54%，由于春季的雨、雪融化和夏季高山的冰雪融化等因素的影响造成渭干河内季节性来水量不均，一般 3~5 月份为枯水期，仅占全水量 14.8%，6~8 月份为洪水期占全年流量的 48%，洪水的形成为融雪与暴雨混合型，因此，来势凶猛，一般历时 2~4 天，渭干河多年平均输沙量 794 万 t，实测最大输沙量 2162.7 万 t/a，多年平均含沙量 $4.39\text{kg}/\text{m}^3$ ，洪水期最大含沙量 $132\text{kg}/\text{m}^3$ ，渭干河在哈拉哈塘塔区域段在洪水期形成地表径流，在其他时段无地表径流。

英达里亚河属于渭干河的分支，渭干河在出山口之前建有一拦河水库-克孜尔水库，河流出山口后建有拦河渠首，在渠首以下河流分为两支，东支为英达里亚河，西支为渭干河，英达里亚河属于常年流水河，由于上游修建了水库、人工分水闸及人工水渠，使该河成为间歇性河流，流水时段及流量受人工控制。该河原是很浅很窄的普通退水沟，经过近 50 年的冲刷切割，现已形成一条大河，是渭干河的主要退洪渠道，安全泄洪流量达 $1000\text{m}^3/\text{s}$ 以上。该河深度一般在 5m 以下，实测最深处达 7.9m，最宽处 300~400m，并且还在不断拓宽刷深。该河河底低于地下水位，它既是一条退洪河道，又是一条地下水的天然排洪通道，多年平均径流量为 $15182 \times 10^4\text{m}^3$ 。

塔里木河补给来源主要为天山、帕米尔高原、昆仑山及喀喇昆仑山的冰雪融水，全长 2137km，由喀什噶尔河、叶尔羌河、和田河与阿克苏河汇流而成，流域面积 19.8 万 km²，最后流入台特马湖，是中国第一大内流河。据新疆水文局以 1995~1998 年水文资料统计分析，阿拉尔站塔里木河多年平均年径流量为 44.32×10⁸m³/a。其中阿克苏河入塔里木河水量为 32.66×10⁸m³/a，占三河入塔里木河水量的 73.69%，叶尔羌河为 1.37×10⁸m³/a，占 3.09%，和田河为 10.29×10⁸m³/a，占 23.22%。塔里木河近东西向横穿沙雅县，对塔河两岸平原及沙漠区地下水的补给量较大。

本工程各井场、管线位于哈拉哈塘油田塔河北岸区域，距离塔里木河最近的 JY1-H7 井南距塔里木河 2.3km，距渭干河最近 DH1-H14 井管线南距英达里亚河 0.12km。穿越田间灌溉水渠方式：采用大开挖方式穿越土筑水渠、采用顶管穿越混凝土筑加固水渠，其穿越处均采用钢质套管保护，套管距渠底距离>1.5m，套管长度超出渠坡脚边界 2m。本工程周边地表水系图见图 4.1-3。

4.1.5 气候气象

沙雅县属暖温带沙漠边缘气候区，受北部荒漠沙地和南部塔克拉玛干大沙漠的影响极大，县内长年日照充足，热量充沛，降水稀少，气候干燥，昼夜温差大，常年主风向为西北风，沙雅县主要常规气象要素统计资料见表 4.1-2。

表 4.1-2 沙雅县近 20 年主要气候要素一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均气温	11.4°C	7	年平均降水量	76.1mm
2	年极端最高气温	41.6°C	8	年最大冻土深度	120cm
3	年极端最低气温	-28.7°C	9	年最多风向	NW
4	年均大风日数	19.4d	10	年平均相对湿度	42%
5	日最大降水量	40.5mm	11	多年平均风速	2.3m/s
6	年最大降水量	132.2mm	—	—	—

库车市地处暖温带，热量丰富，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差都很大，属暖温带大陆性干旱气候。据库车市气象站近 20 年观测资料统计，主要常规气象要素统计资料见表 4.1-3。

表 4.1-3 库车市近 20 年主要气候要素一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均气温	11.3°C	8	多年平均风速	2.0m/s
2	极端最高气温	41.5°C	9	10m 高最大风速	19.7m/s
3	极端最低气温	-27.4°C	10	年最大降雨量	128.1mm
4	月平均最高气温(7月)	32.9°C	11	日最大降雨量	37.5mm

5	月平均最低气温(1月)	-18.0°C	12	年平均降雨量	79.9mm
6	年平均相对湿度	54%	13	平均年蒸发量	2115.2mm
7	年最多风向及频率	N/15.9%	-	-	-

4.1.5 土壤及植被

评价区土壤类型主要以盐土和草甸土为主。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，常见的有怪柳、骆驼刺、盐穗木等，盖度10~20%。草甸土发育于地势低平、受地下水或潜水的直接浸润并生长草甸植物的土壤，属半水成土。其主要特征是有机质含量较高，腐殖质层较厚，土壤团粒结构较好，水分较充分。

4.2 生态环境调查与评价

4.2.1 生态系统现状与评价

(1) 区域生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》(新疆维吾尔自治区环境保护局2003年9月)，本工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表4.2-1。

表 4.2-1 区域生态功能规划

项目		主要内容	
生态 功能 分区 单元	生态区	IV 塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区	
	生态亚区	IV1 塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区	
	生态功能区	55.渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区	59.塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区
主要生态服务功能		农产品生产、荒漠化控制、油气资源	沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产
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	河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性及其生境中度敏感，土壤荒漠化中度敏感，土壤盐渍化高度敏感	生物多样性和生境高度敏感，土壤侵蚀中度敏感，土地沙漠化不敏感，土壤盐渍化轻度敏感
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	保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻
主要保护措施		节水灌溉、开发地下水、完善水利设施、发展竖井排灌、防治油气污染、减少向塔河注入农田排水	退耕还林还草、控制农排水、生态移民、废弃部分平原水库、禁止采伐与砍头放牧、禁止乱挖甘草和罗布麻
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	加大保护力度，建设好国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护

		区。在保护好生态环境的前提下,有规划地开发利用油气资源,对废弃物进行无害化处理,恢复被破坏的林草植被实施迹地恢复,加强防洪“导流”工程,实现油气开发与生态环境保护的双赢
--	--	--

由表 4.2-1 可知,项目位于“塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区”和“渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区”,主要生态服务功能分别为“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产”和“农产品生产、荒漠化控制、油气资源”。

本项目为油气开发活动,按照塔里木油田分公司的总体规划和年度计划进行开发,项目占地不涉及胡杨林,未见大型野生动物出没;项目废气达标排放,产生的废水、固废妥善处置;通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作,在项目建设的过程中大力保护地表植被,采取自完善的防沙治沙及水土保持措施,不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响;工程结束后及时对占地进行恢复,不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响,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,符合区域生态服务功能定位。

(2) 生态系统结构和特征

调查区域属于自然生态系统(荒漠+农田间草地)和人工生态系统(农田+乡村)的复合生态类型,其结构简单,农田和荒漠相嵌分布。

①自然生态系统—荒漠生态系统

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型,分布非常广泛。区域属于新疆南部地区塔里木盆地荒漠生态系统。系统由乔木、半灌木、小半灌木构成初级生产力,土壤为盐土和草甸土,属于典型的盐生荒漠。该类荒漠生态系统位于农田生态系统的外围,与人工植被相嵌分布。

荒漠生态系统功能简单,结构脆弱,一经破坏极难恢复。但因其分布面积大,处于人类活动频繁的农田区域外围,与人工植被相嵌分布。所以在防止农田土地荒漠化、保护绿洲稳定、维持生物多样性方面具有十分重要的作用。

②人工生态系统—农田+乡村生态系统

农田生态系统的植被主要是人工栽培的各种农作物。居民点分布于农田区域平坦地带,形状和内部结构比较规则。另外还有人工防护林,主要树种有杨树、榆树等,起着防风降尘、保护农田和人群的作用。

(3) 生态环境现状评价

①天然降水稀少

环境水分稀少是该生态系统的最基本环境特征。在气候上,评价区处于干旱地区,且降水随着季节不同分配不均匀。由于降水稀少和蒸散强烈,少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分,只有耐干旱和耐盐碱的沙生植物才能得以生存,由此形成内陆干旱荒漠生态景观。农田生态系统中农作物主要依靠地表水进行灌溉。

②植被分布不均,生态服务功能受到限制

植被是环境因素综合作用的产物,是生态系统的核心。受自然条件的制约,评价区植被总体表现为低矮且分布不均匀。由低矮植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱,使地表物质易受侵蚀和搬运具有潜在的危害性影响。

③生态环境的结构脆弱,破坏后不易恢复

物种和生态系统类型是在长期发展进化的过程中,适应复杂条件和生存环境的产物,两者间已形成了相关的平衡关系。荒漠生态系统的植被低矮,物种贫乏,异质性较差,系统平衡关系的相关性极容易受到破坏,且破坏后较难恢复,这就是干旱地区生态环境的脆弱性。植被破坏后,在自然状况下经历几十年都难以恢复到原来的植被状况,甚至永远不能逆转。无植被或少植被覆盖的地表,易受到侵蚀。

4.2.2 土壤环境现状与评价

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图(数据来源:二普调查,2016年),《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类及现场踏勘结果,评价区土壤类型主要以盐土、草甸土、风沙土、龟裂土及潮土等。项目区土壤类型图见图 4.3-2。

(1) 盐化林灌草甸土

区块南侧塔里木河平原分布着大面积的胡杨林和灰杨林,茂密成荫,林下发育和分布着林灌草甸土。其典型剖面特征是:表层有厚 4~5cm 的枯枝落叶层,在林木茂密处,可厚达 20cm 或更多;以下为厚 10~15cm 的粗腐殖质层,颜色多呈暗灰棕色,该层下部与下层过渡处有时可以看到白色盐结晶;再下为腐殖质层,厚度不大,一般为 10cm 左右,颜色呈暗灰棕带褐,多有白色盐分;腐殖质

层下的过渡层不明显，厚度更小，有时也含有少量盐分，已具有弱潜育特征。

项目区盐化林灌草甸土主要分布在塔里木河南岸的河滩地上，除主要生长茂密的胡杨和灰杨外，林下植被多为怪柳等，也有稀疏的禾本科植被，如芦苇、拂子茅等。

（2）石灰性草甸土

石灰性草甸土分布于评价区的西南区域，其土壤有机质分解迅速，腐殖质层较薄，厚约 15~30cm，一般无草皮层，有机质 10~30g/kg 之间，颜色较浅，多为黄灰或棕灰色。植被主要有怪柳、胡杨、花花柴，植被总盖度约 25%~45%不等。

（3）盐化草甸土

盐化草甸土是由地下水直接参与，在其上发育草甸植被并产生一定生物积累过程的半水成土壤，土壤受地下水浸润。草甸植被发育良好，但类型简单，多见芦苇。盐化草甸土盐分表聚性强，常有 0.5~1.0cm 的盐结皮。

（4）结壳盐土

结壳盐土分布于评价区的大部分区域，结壳盐土土壤中养分含量不高，有机质累积量少，植被以盐生和耐盐植物为主，有盐穗木、怪柳等植物，土壤含盐量较高，表聚性强，表层盐壳覆盖厚度一般在 3cm 左右。

（5）潮土

潮土是发育于富含碳酸盐或不含碳酸盐的河流冲积物土，受地下潜水作用，经过耕作熟化而形成的一种半水成土壤。土壤腐殖积累过程较弱，具有腐殖质层（耕作层）、氧化还原层及母质层等剖面层次，沉积层理明显。评价区主要为灌淤潮土亚类。

灌淤潮土主要分布于干旱、半干旱地区，人为引水淤灌而成。为潮土与灌淤土之间的过渡亚类，主要特征是表层灌淤层厚 20~30cm，灌淤层之下仍保持原潮土剖面形态特征，其理化性质、肥力状况与粘质潮土相近。项目区潮土主要分布在哈 601 转油站较近的区域。

（6）龟裂土

龟裂土主要分布在沙丘间低洼平地，是荒漠区在降雨及春季隔雪水的作用下发育而成的土壤类型。主要分布于项目区的热普转油站附近的区域，地表十分平

坦，雨季为积水洼地，干旱后呈龟裂状。其地表几乎没有植被生长，剖面中多粘土沉积层，下层多黄锈斑及潜育斑。龟裂土的形成过程具有一般荒漠土壤形成过程的共同特点：①土壤表层有机质积累过程很弱；②表层出现明显的粘化和铁质化过程；③由于降水稀少，风化和土壤形成过程中形成的盐类难以从剖面中淋溶，使 CaCO₃ 在土壤表层就有聚积，剖面中部有石膏化现象，易溶盐在剖面中、下部也有聚集。

(7) 荒漠风沙土

荒漠风沙土是发育于风成沙性母质的土壤。主要分布于项目区的局部地区，其主要特征是土壤矿质部分几乎全由细砂颗粒（直径在 0.25~0.05mm）组成；剖面层次分化不明显，风蚀严重；土壤处于幼年阶段。风沙土的成土作用经常受到风蚀和沙压，很不稳定，致使成土过程十分微弱，土壤性状与风沙堆积物无多大改变。

4.2.3 植被现状调查及评价

区域在塔里木河流域的植被区划中属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。该区域气候极端干旱，但热量丰富，又受塔里木河水和渭干河地下水径流的影响，非地带性的水热条件又丰富了一些植被类型。

该区域的植被类型在中国植被区划中属塔里木荒漠省、塔克拉玛干荒漠亚省、塔里木河谷州。该区域的植被除塔里木河沿岸分布有胡杨及人工植被外，基本均属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸。评价区高等植被有 46 种，分属 16 科。区域主要的野生植物具体名录见表 4.2-2，区域植被类型图见图 4.3-5。

表 4.2-2 项目区及周边区域植物名录

科	种名	拉丁名
麻黄科	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i> Stapf
杨柳科	胡杨	<i>Populus euphratica</i>
	灰胡杨	<i>Populus pruinosa</i> Schrenk
	线叶柳	<i>Salix wilhelmsiana</i>
蓼科	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
藜科	盐节木	<i>Halocnemum shrobelaceum</i>
	盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>
	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
	碱蓬	<i>Suaeda salsa</i>

	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Bassia dasyphylla</i>
	假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>
毛茛科	东方铁线莲	<i>Cleamatis orientalis</i>
豆科	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	胀果甘草	<i>Glycyrrhiza inflata Batal</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>
蒺藜科	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
怪柳科	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
	刚毛怪柳	<i>Tamarix hispida</i>
	短穗怪柳	<i>Tamarix laxa Willd</i>
	多花怪柳	<i>Tamarix hohenackeri Bunge</i>
	长穗怪柳	<i>Tamarix elongata Ledeb</i>
胡颓子科	尖果沙枣	<i>Elacagnus oxycarpa</i>
	大沙枣	<i>Elacagnus Moorcroftii</i>
夹竹桃科	大花罗布麻	<i>Poacynum hendersonii</i>
	茶叶花	<i>Trachomitum lancifolium</i>
牛皮科	牛皮消	<i>Cynanchum auriculatum</i>
旋花科	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>
茄科	黑刺	<i>Lycium ruthelicum</i>
列当科	肉苁蓉	<i>Cistanche deserticola</i>
菊科	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>Scorzonera Salsula</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium kaschgaricum</i>
	小蓟	<i>Cirium setosum</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科	芦苇	<i>Phragmites australis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophramites</i>
	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i>
	小獐茅	<i>Aeluropus pungens</i>
	赖草	<i>Leymus secalinus</i>

根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(第一批), 区域内分布的灰胡杨、肉苁蓉、膜果麻黄、胀果甘草、罗布麻为自治区I级保护植物。

表 4.2-3 重点保护野生植物表

名称	保护级别	形态特征	生境	图片
灰胡	自治区I级	灰胡杨高可达 20 米, 树冠开展; 树皮淡灰黄色; 萌条枝	灰胡杨广泛生长在塔里木河流域的干旱的	

杨		密被灰色短绒毛；小枝有灰色短绒毛。萌枝叶椭圆形，两面被灰绒毛；短枝叶肾脏形，全缘或先端具疏齿牙，两面灰蓝色，密被短绒毛；叶柄微侧扁	沙漠周边河流沿岸，因此在生理和生态功能上具备了耐干旱、耐盐碱、抗风沙等优良特性
肉苁蓉	自治区I级，国家二级	高大草本，高40-160厘米，大部分地下生。茎不分枝或自基部分2-4枝，下部直径可达5-10厘米，向上渐变细，直径2-5厘米	喜生于轻度盐渍化的松软沙地上，适宜生长区的气候干旱，降雨量少，蒸发量大，日照时数长，昼夜温差大
膜果麻黄	自治区I级	灌木，高50-240厘米；木质茎明显，茎的上部具多数绿色分枝，小枝节间粗长。叶通常3裂并有少数2裂混生。球花通常无梗，常多数密集成团状的复穗花序	膜果麻黄常生长于干燥沙漠地区及干旱山麓，多砂石的盐碱土上也能生长，与怪柳、沙拐枣等旱生植物混生
胀果甘草	自治区I级，国家二级	多年生草本，根与根状茎粗壮。茎直立，基部带木质，多分枝。叶长4-20厘米；托叶小三角状披针形；叶柄、叶轴均密被褐色鳞片状腺点，幼时密被短柔毛；小叶卵形、椭圆形	常生于河岸阶地、水边、农田边或荒地中，土壤多为沙质土，酸碱度以中性或微碱性为宜。甘草具有喜光、耐旱、耐热、耐盐碱和耐寒的特性
罗布麻	自治区I级	直立半灌木，高1.5-3米，一般高约2米，具乳汁；枝条对生或互生，圆筒形，光滑无毛，紫红色或淡红色。	主要生在盐碱荒地和沙漠边缘及河流两岸、冲积平原、河泊周围及戈壁荒滩上

本工程所在区域的自然植被主要有3种植被类型，即草甸植被、灌丛植被和森林；5个群系，即多枝怪柳群系、刚毛怪柳群系、胡杨群系、疏叶骆驼刺群系。各群系主要的群落特征如下：

(1) 多枝怪柳+刚毛怪柳群系群系

群系中优势种为多枝怪柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度2~3m，盖度30%~50%，群落中偶有零星胡杨出现。灌木层下草本很少，只有在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有花花柴、疏叶骆驼刺、盐爪爪、碱蓬等。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的多浆半灌

木层片，主要为盐穗木，盖度 15%左右。

(2) 胡杨疏林+灰杨疏林群系

该群系是胡杨林内相对稳定的群落类型，分布较广，面积较大，是河漫滩胡杨林发育的成熟阶段。主要分布在塔里木河两岸，它处于塔河的一级阶地。土壤类型为林灌草甸土，胡杨林呈走廊式沿河岸分布。群落内胡杨为优势种，生长较为茂盛，高度 6~12m 不等，每公顷株数 100~150 株左右，盖度多在 30%以上，部分地段盖度可达 80%。林下灌木层主要是多枝怪柳，其盖度随林冠郁闭度而变化，在密林中较稀疏，在疏林中，灌木层盖度可达 50%。草本也非常稀疏，常见的有花花柴、芦苇、疏叶骆驼刺等。胡杨林内由于土壤表层，通常十分干旱和有盐结皮，在天然情况下，胡杨的更新已不能进行，但在部分水分较好处，尚能发生根蘖幼树，数量不多。

(3) 盐穗木+怪柳群系

主要建群种为盐穗木，多与木本盐柴类植物形成群落，分布的土壤多是沙漠化的典型盐土。在这种强烈盐渍化的土壤生境上，植物群落发育受到显著抑制；其灌木层高 1.5~2.0m，群落覆盖度在 5~8%之间。但在较潮湿的条件下，如在农田区南侧地下水位较高的局部地带，群落盖度 10~20%。这一群落除建群种之外，还混生有多枝怪柳和长穗怪柳。在灌木层下以多枝木本盐柴类植物的分布占优势，主要种类是盐穗木、白刺等，草本植物主要是盐生鸦葱、芦苇等。

(4) 芦苇群系

该群系是一类较为典型的盐化草甸，群落结构简单，种类贫乏，往往芦苇占绝对优势出现，常混生少量的胀果甘草、花花柴、大花罗布麻等。群落发育良好，盖度 30%~50%，高度 20~100cm 不等，所处的土壤为沙壤—壤质的盐化草甸土，地下水埋深 3~6m。

(5) 疏叶骆驼刺群系

疏叶骆驼刺与耐盐禾草组成的群落分布在农田区空地及边缘的草甸盐土和残余盐化草甸土上，骆驼刺多与小獐茅或芦苇组成群落。植被覆盖度在 20%~30%之间，混生有胀果甘草、花花柴等。

在农田区外缘干燥的残余盐土、残余盐化草甸土上，地下水更深，大多数植物都因缺水而死亡，仅留下生长不良的骆驼刺；植株一般高在 30~40cm 之间，

覆盖度在 15%~25%之间。混生有少量花柴、刚毛柽柳和西伯利亚白刺等。

(6) 人工植被群系

除了上述自然植被外，油区内道路、输变电路等基础设施齐全，为附近农民垦荒提供便利条件，局部新增耕地，主要种植棉花。

4.2.4 野生动物调查及评价

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准，本项目所在区域的动物区系属于古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中上游区。

(1) 野生动物栖息生境类型

本工程区域内的野生动物生存环境可分为以下 3 种类型。

①胡杨林区

又称为阔叶林区，主要分布于塔里木河北岸。植被主要为胡杨，由于乔木林冠的郁闭作用，植被覆盖度相当高，为野生动物提供了良好的栖息场所。

②荒漠灌丛区

在胡杨林的阔叶林区的林间地，分布着以柽柳、铃铛刺等为主的灌丛，在胡杨林为野生动物提供了另一类型的栖息场所和隐蔽地。

③半灌木荒漠区

主要以半灌木荒漠为主，栖息分布着部分耐旱型野生动物，野生动物生存条件相对较差。

(2) 野生动物的区系与分布

通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，本项目区栖息分布着各种野生脊椎动物 33 种，其中两栖类 1 种，爬行类 4 种，鸟类 21 种，哺乳类 7 种。主要动物名录见表 4.2-4。

表 4.2-4 项目区主要动物种类及分布

序号	种名	拉丁学名
两栖类		
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>
爬行类		
2	新疆鬣蜥	<i>Agama stoliczkana</i>
3	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>
4	密点麻蜥	<i>Eremisa multiocellata</i>
5	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>

鸟类		
6	鸬鹚	<i>Phalacrocorax carbo</i>
7	凤头鸊鷉	<i>Podiceps cristatus</i>
8	赤麻鸭	<i>Tadorna ferruginea</i>
9	绿头鸭	<i>Anas platyrhynchos</i>
10	鸢	<i>Milvus korschum</i>
11	苍鹰	<i>Accipiter gentilis</i>
12	红隼	<i>Falco tinnunculus</i>
13	环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i>
14	银鸥	<i>Larus argentatus</i>
15	红嘴鸥	<i>Larus ridibundus</i>
16	原鸽	<i>Columba livia</i>
17	欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>
18	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>
19	沙百灵	<i>Calandrella rugescens</i>
20	凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>
21	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>
22	喜鹊	<i>Pica pica</i>
23	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>
24	漠即鸟	<i>Oenanthe deserti</i>
25	沙白喉莺	<i>Sylvia minula</i>
26	漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>
哺乳类		
27	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>
28	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>
29	长耳跳兔	<i>Euchoreutes naso</i>
30	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>
31	大耳猯	<i>Hemiechinus auritus</i>
32	沙狐	<i>Vulpes corsac</i>
33	塔里木马鹿	<i>Cervus yarkandensis</i>

其中以鸟类为主，占有所有动物的 63.6%。据统计，该区域共有国家级重点保护动物 5 种，自治区级重点保护动物 5 种，其中地区特有种中塔里木兔、塔里木马鹿被列入保护名录，评价区域重点保护野生动物见表 4.2-5。

表 4.2-5 评价区域重点野生保护动物

序号	中文名	学名	保护等级	照片
1	塔里木马鹿	<i>Cervus yarkandensis</i>	国家一级，自治区级	
生态学特征：塔里木马鹿体型中等，体躯较短。塔里木马鹿体型紧凑结实，喜昂头，肩峰明显，头清秀，鼻梁微突，眼大机警，眼虹膜黑色，耳尖。公鹿角多为 5~6 个杈，角基距窄，茸主干粗圆，嘴头肥大饱满，眉枝冰枝间距较近，茸型规整，单门桩率很低，茸毛灰白色而密长。全身毛色较为一致。夏毛沙褐色，冬毛沙灰色或灰白色，				

		臀斑灰白色，周围绕有明显的黑带。有黑褐色背线。	
		生存现状：塔里木马鹿对塔里木盆地的荒漠区具有独特的适应性，即特别耐酷热、干旱、大风、高盐碱，喜喝矿化度高的咸水，食性广。在自然条件下，塔里木河沿岸绿色走廊中的原始胡杨林、次生胡杨林及灌木丛和草地，则是野生塔里木马鹿繁衍的主要栖息地。	
2	沙狐	<i>Vulpes corsac</i>	国家二级，自治区II级
		生态学特征：沙狐身体比赤狐小，体长 50-60 厘米，体重约 2-3 公斤，尾长 25-35 厘米，四肢相对较短，耳大而尖，耳基宽阔，毛细血管发达。背部呈浅棕灰色或浅红褐色，腹部呈淡白色或淡黄色。毛色呈浅沙褐色到暗棕色，头上颊部较暗，耳壳背面和四肢外侧灰棕色，腹下和四肢内侧为白色，尾基部半段毛色与背部相似，末端半段呈灰黑色。夏季毛色近于淡红色。	
		生存现状：主要栖息于干草原、荒漠和半荒漠地带，远离农田、森林和灌木丛，喜欢在草原和半沙漠中生活，无固定居住区域，肉食性，齿细小，以啮齿类动物为主要食物，鸟类和昆虫次之。	
3	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	国家二级，自治区II级
		生态学特征：塔里木兔的耳朵特别大，体形较小，体长 35~43 厘米，尾长 5~10 厘米，体重不到 2 千克。由于长期适应干旱自然环境，其形态高度特化；毛色浅淡，背部沙黄褐色，尾部无黑毛，整体毛色与栖息环境非常接近；听觉器官非常发达，耳长达 10 厘米，超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响，及时发现并逃脱天敌。	
		生存现状：分布在新疆南部塔里木盆地，栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲，白天活动，晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以灌木的树皮和细枝为食，也取食芦苇嫩茎。每年于 5 月和 8 月份繁殖两次，每窝产仔 2~5 只。	
4	苍鹰	<i>Accipiter gentilis</i>	国家二级，自治区II级
		生态学特征：苍鹰是中小型猛禽。体长可达 60 厘米，翼展约 1.3 米。头顶、枕和头侧黑褐色，枕部有白羽尖，眉纹白杂黑纹；背部棕黑色；胸以下密布灰褐和白相间横纹；尾灰褐，有 4 条宽阔黑色横斑，尾方形。飞行时，双翅宽阔，翅下白色，但密布黑褐色横带。	
		生存现状：食肉性，主要以森林鼠类、野兔和其他小型鸟类为食。栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林和阔叶林等森林地带，也见于山前平原和丘陵地带的疏林和小块林内。视觉敏锐，善于飞翔。白天活动。性甚机警，亦善隐藏。通常单独活动，叫声尖锐洪亮。	
5	红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	国家二级，自治区II级
		生态学特征：红隼是隼科的小型猛禽之一。体重 173-335 克，体长 305-360 毫米。翅狭长而尖，尾亦较长，外形和共同爪隼非常相似。雄鸟头蓝灰色，背和翅上覆羽砖红色，具三角形黑斑；腰、尾上覆羽和尾羽蓝灰色，尾具宽阔的黑色次端斑和白色端斑，眼下有一条垂直向下的黑色口角鬃纹。下体颈、喉乳白色或棕白色，其余下体乳黄色或棕黄色，具黑褐色纵纹和斑点。雌鸟上体从头至尾棕红色，具黑褐色纵纹和横斑，	

	下体乳黄色，除喉外均被黑褐色纵纹和斑点，具黑色眼下纵纹。脚、趾黄色，爪黑色。
	生存现状：栖息于山地和旷野中，多单个或成对活动，飞行较高。以猎食时有翱翔习性而著名。吃大型昆虫、鸟和小哺乳动物，分布范围很广。

4.2.5 水土流失重点治理区和预防区

(1) 水土流失重点防治分区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》和《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保〔2019〕4号)，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区。

(2) 水土流失现状

①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 14529km²，水土流失总面积 5039.67km²，占市区总面积 34.69%，轻度侵蚀面积达 3550.35km²，占市域水土流失总面积的 70.45%，中度侵蚀面积达 429.52km²，占市域水土流失总面积的 8.52%，强烈侵蚀面积达 931.75km²，占市域水土流失总面积的 18.49%，极强烈侵蚀面积达 128.05km²，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 2927.75km²，占土地总面积的 20.15%，冻融侵蚀面积为 1343.72km²，占土地总面积的 9.15%，水力侵蚀面积为 768.20km²，占土地总面积的 5.29%。

项目区植被覆盖度较低，从项目区环境概况、水土流失现状调查及引起的土壤侵蚀形势并结合《新疆维吾尔自治区 2018 年自治区级水土流失动态监测报告》判断得到项目区为轻度风力侵蚀，根据《土壤侵蚀分级标准》(SL190-2007)判断项目区(库车市区域)的原生地地貌土壤侵蚀模数为 1500t/km²·a，容许土壤流失量为 1500t/km²·a。

②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》，沙雅县土地总面积 31887.00km²，水土流失总面积 23849.28km²，侵蚀类型为风力侵蚀，占县域总面积 74.79%，轻度侵蚀面积达 1140.39km²，占全县水土流失总面积的 4.78%，中度侵蚀面积达 22708.89km²，占全县水土流失总面积的 95.22%。

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

析，该区域水土流失类型以中度风力侵蚀为主，土壤侵蚀模数背景值取为 $4000\text{t}/\text{km}^2\cdot\text{a}$ 。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定项目区(沙雅县区域)容许土壤流失量取值为 $2500\text{t}/\text{km}^2\cdot\text{a}$ 。

(3) 水土保持基础功能类型

所在区域的水土保持基础功能类型是农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护，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) 水土流失预防范围

所在区域水土流失预防范围为：塔里木盆地北部山区天然林区、天然草场，开都河、阿克苏河、渭干河等主要河流天然河谷林草区，国家及自治区确定的自然资源开发区域，天山南坡行业带，天然胡杨林区，绿洲外围的天然荒漠林草区，区域内国家及自治区级的自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要野生植物资源原生境保护区等。

(5) 水土流失预防对象

水土流失预防对象为：①天然林草、植被覆盖率较高的人工林、草原、草地；②主要河流的两岸河谷林草以及湖泊和水库周边植物保护带；③植被或地貌人为破坏后，难以恢复和治理的地带；④水土流失严重、生态脆弱的区域可能造成水土流失的生产建设活动；⑤重要的水土流失综合防治成果。⑥重要野生植物资源原生境保护区。

(6) 水土流失预防措施

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。

(7) 水土流失治理范围与对象

水土流失治理范围与对象为：①国家级及自治区级水土流失重点治理区；②绿洲外围风沙防治区；③河流沿岸水蚀区、湖泊周边区；④水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；⑤城镇周边

水土流失频发、水土流失危害严重的小流域；⑥生产建设项目，尤其是资源开发、农林开发、城镇建设、工业园建设；⑦其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

（8）水土流失治理措施

水土流失治理措施为：加强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。

4.2.6 重点公益林

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

①库车市重点公益林

根据《新疆维吾尔自治区库车县重点公益林区划界定成果报告》，库车市共有林业用地 4272390 亩。其中公益林 3887490 亩，占林业用地的 90.99%，重点公益林面积为 2562398 亩，占公益林面积的 65.91%。

从重点公益林林种结构分析，库车市重点公益林共有 2 个二级林种，其中水源涵养林 638113 亩，占重点公益林面积的 24.9%；防风固沙林 1924285 亩，占 75.1%。其重要原因是库车市为一个荒漠化、沙化严重的市，且处在塔克拉玛干沙漠边缘，而防风固沙林是库车市工农业生产的天然屏障，是库车市绿洲农业及社会经济的发展的基础和保证。从区域而言，防风固沙林分布在塔克拉玛干沙漠周边荒漠化严重区，水源涵养林位于天山南坡水土流失严重区。

就林种而言，水源涵养林是库车市绿洲的生命线，山区的几条河流是绿洲灌溉的主要来源，而防风固沙林又是绿洲的天然屏蔽，阻挡了沙漠的北移，同时也保护着塔河流域的稳定。

就地类分析，在重点公益林中，有林地占 36.82%，疏林地占 11.19%，灌木林地占 49.72%，合计为 97.73%。突出了保护现有的天然林及天然灌木林资源。

全县共区划重点公益林林班 151 个，小班 2766 个，其中天山林场有 90 个林班，1766 个小班；胡杨林管理站 52 个林班，894 个小班；县属的 9 个林班，106

个小班。管理单位分别为林业局下属的库车市天山林场、库车市胡杨林管理站和林业工作站。

②沙雅县重点公益林

根据《新疆维吾尔自治区沙雅县重点公益林区划界定成果报告》，沙雅县共有林业面积 263741.51hm²，其中公益林总面积 252699.47hm²，占林地面积的 95.81%；重点公益林面积 244145.92hm²，占公益林面积的 96.62%。

从重点公益林林种结构分析，水源涵养林 31526.89hm²，占重点公益林面积的 12.91%，防风固沙林 212619.03hm²，占重点公益林面积的 87.08%。荒漠林生态公益林乔木林总面积 105835.99hm²，总蓄积 2529093m³，优势树种均为胡杨。

就地类分析，在重点公益林中，有林地占 42.41%，疏林地占 10.77%，灌木林地占 31.8%，突出了保护现有的天然林及天然灌木林资源。天然荒漠林主要分布在塔里木河谷平原，是沙雅县防风固沙，免受风沙侵害的天然生态屏障。从区域而言，防风固沙林分布在塔克拉玛干沙漠周边荒漠化严重区，水源涵养林位于天山南坡水土流失严重区。

评价区域内重点公益林主要是为防风固沙林，属于杜加依灌丛和稀疏灌丛，主要植物种类为柽柳。本工程与重点公益林位置关系图见图 2.8-4。

4.2.7 区域沙化土地现状

根据《新疆防沙治沙规划》(2011-2020 年)，库车市及沙雅县属于“塔克拉玛干沙漠周边及绿洲治理区”中的“塔里木盆地北缘治理小区”，塔里木河流域综合治理工程尚未结束，由于上游给水减少，以及粗放型农业造成的水资源利用效率低的因素，使塔里木河中下游严重缺水，大量荒漠植被面临死亡。

库车市沙化土地总面积为 215537.24hm²，占库车市国土总面积的 14.49%。其中：流动沙地 9857.52hm²，占 4.57%；半固定沙地 50089hm²，占 23.24%；固定沙地 9669.75hm²，占 4.49%；戈壁 141759.83hm²，占 65.77%。

沙雅县沙化土地总面积为 2697317.85hm²，占沙雅县国土总面积的 84.34%。其中：流动沙地 1625570.97hm²，占 60.27%；半固定沙地 1006795hm²，占 37.33%；固定沙地 59434.31hm²，占 2.20%；戈壁 2242.15hm²，占 0.08%。

4.2.8 区域文物保护单位

库车市及沙雅县历史悠久，文化灿烂，境内星罗棋布多处石窟、古城堡、烽

火台等文物。哈拉哈塘油田周边区域内有自治区级文物保护单位 3 处，县级文物保护单位 5 处，具体见表 4.2-6，图 4.2-1。

表 4.2-6 区域文物保护单位

名称	等级	保护范围	建设控制地带	坐标	文物保护单位及其保护范围与本项目位置关系
博斯腾托和拉克古城	自治区级文物保护单位	城墙本体四周向外延伸200m	保护范围向外延伸 300m		JY6-H1 井场东南 3.6km
大故城	自治区级文物保护单位	城墙本体四周向外延伸500m	保护范围向外延伸 1000m		哈鹰 901 井场东北 8.2km
羊塔克古城	自治区级文物保护单位	城墙本体四周向外延伸300m	保护范围向外延伸 500m		HA7-H23 井场西南 12.6km
再夏尔古城	县级文物保护单位	城墙本体四周向外延伸100m	保护范围向外延伸 200m		HA7-H23 井场西南 5.4km
阿克协塔木古城	县级文物保护单位	城墙本体四周向外延伸200m	保护范围向外延伸 300m		HA601-H24 井场西北 5.2km
拜什坡里干古城	县级文物保护单位	城墙本体四周向外延伸200m	保护范围向外延伸 500m		HA7-H23 井场东北 3.4km
英也尔古城	县级文物保护单位	城墙本体四周向外延伸100m	保护范围向外延伸 200m		HA7-H23 井场西南 4.7km
苏里塘克力和加艾合买地牙斯卫麻扎	县级文物保护单位	城墙本体四周向外延伸 50m	保护范围向外延伸 100m		HA16-H10 井场西南 5.8km

由上表可知，本项目工程建设在文物保护范围和建设控制地带的外围，不设计占用及穿越文物保护范围和建设控制地带。

图 4.2-1 与文物保护单位位置关系图

4.2.9 区域生态面临的压力和存在的问题

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环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对哈拉哈塘油田的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

项目区气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低，由于森林和草地被

破坏，加剧了土壤侵蚀，水土流失是评价范围内的主要生态环境问题之一。

(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，局部生态环境状况明显改善。

4.3 环境质量现状监测与评价

4.3.1 环境空气质量现状评价

4.3.1.1 基本污染物环境质量现状数据

本次评价收集了2020年1月1日至2020年12月31日期间阿克苏地区例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，现状评价结果见表4.3-1所示。

表 4.3-1 阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	一级标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	二级标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	一类区达 标情况	二类区达 标情况
PM ₁₀	年平均质量浓度	40	70	95	超标	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	15	35	39	超标	超标
SO ₂	年平均质量浓度	20	60	7	达标	达标
NO ₂	年平均质量浓度	40	40	28	达标	达标
CO	日均值第95百分位浓度	4000	4000	1500	达标	达标
O ₃	日最大8小时平均第90百分位浓度	100	160	122	超标	达标

由表4.3-1可知，项目所在区域PM_{2.5}、PM₁₀年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095—2012)及修改单(环境保护部公告2018年第29号)中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。

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。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状数据

(1) 监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)要求,结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征,本次评价引用《东河油气开发部哈拉哈塘油田环境影响后评价报告书》中环境空气质量现状监测数据,监测点与本项目在同一区域,其监测数据能够反映本项目环境质量现状。监测点位基本信息见表 4.3-2,具体监测点位置见图 4.3-1。

表 4.3-2 监测点位基本信息一览表

序号	监测点名称	坐标	方位/距离	监测因子
1	哈6联合站(公寓)		HA7-H23 井西侧约 2.7km	非甲烷总烃、 H ₂ S (1 小时 平均浓度)
2	新垦农场七队		XK9-H7 井西北侧约 1.9km	
3	JY1-H6 井		JY1-H8 井东北侧约 0.3km	

(2) 监测时间及频率

监测时间:2019年7月9日~15日,监测7天。非甲烷总烃、H₂S1小时浓度每天采样4次,每次采样60分钟,具体为北京时间:4:00、10:00、16:00、22:00。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.3-3。

表 4.3-3 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	H ₂ S	《空气和废气监测分析方法》	(第四版 增补版)(3.1.11.2)亚甲基蓝分光光度法	mg/m ³	0.001
2	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2010		0.07

(4)各污染物环境质量现状评价

①评价因子

评价因子为 H₂S、非甲烷总烃。

②评价方法

采用最大占标百分比,计算公式为:

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

式中: P_i——i 评价因子最大占标百分比;

C_i——i 评价因子最大监测浓度(mg/m³);

C_{io} ——i 评价因子评价标准(mg/m^3)。

③评价标准

非甲烷总烃 1 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；硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu g/m^3$ 的标准。

④其他污染物环境质量现状评价

根据引用监测点监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 其他污染物环境质量现状评价表

点位名称	污染物	平均时间	评价标准 (mg/m^3)	监测浓度范围 (mg/m^3)	最大浓度占 标率/%	超标率 /%	达标情 况
哈 6 联合站 (公寓)	H ₂ S	1 小时	0.01	<0.005~0.005	50	0	达标
	非甲烷总烃		2.0	0.22~1.02	51	0	达标
新垦农场七队	H ₂ S		0.01	<0.005~0.005	50	0	达标
	非甲烷总烃		2.0	0.07~0.60	30	0	达标
JY1-H6 井	H ₂ S		0.01	<0.005	—	0	达标
	非甲烷总烃		2.0	0.22~1.67	83.5	0	达标

根据监测结果，各监测点硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值；非甲烷总烃 1 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。

4.3.2 地下水环境现状监测

4.3.2.1 地下水环境质量现状监测

本次评价引用《哈拉哈塘油田塔河北奥陶系油藏开发调整方案地面工程环境影响报告书》及《哈拉哈塘油田金跃区块开发调整方案环境影响报告书》环境影响评价期间开展的地下水环境质量现状监测数据。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中地下水现状监测点的布设原则，地下水环境现状监测点布设应尽可能靠近建设项目场地或主体工程。监测点位的布设须能反映所在区域地下水系的环境质量状况和地下水质量空间变化。监测点网布设应考虑监测结果的代表性和实际采样的可行性、方便性，优先选用符合监测条件的民井、生产井以及泉水布设监测点，区域地下水流向总体西北向东南，与本工程区地下水位于同一水文地质单元，所引用现状监测点位具有代表性。引用的地下水环境质量现状监测数据符合导则要求

(1) 监测点位布设

地下水具体监测点位及因子见表 4.3-5，监测点具体位置见图 4.3-1。

表 4.3-5 地下水监测点及监测因子一览表

序号	监测点名称	与项目关系(km)	坐标	监测对象	所处功能区	监测与调查项目	
						检测分析因子	监测因子
1	1#机井	XK5-H4 井东 1.6km		潜水	III类	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ ，共计8项	色(铂钴色度单位)、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度(以CaCO ₃ 计)、溶解性总固体、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类(以苯酚计)、阴离子表面活性剂、耗氧量(COD _{Mn} 法,以O ₂ 计)、氨氮(以N计)、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐(以N计)、硝酸盐(以N计)、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类共35项
2	科克布运村水井	RP301-H2 井西南 14km					
3	托依堡勒迪村机井	HA601-H24 井东 北侧5km					
4	其热格热村机井	JY6-H1 井东南 9km					
5	达西村水井	RP14-7 井西北 7.5km		承压水			
6	农业灌溉井	XK4-H1 井西北 1.6km					
7	哈德墩村	RP301 井西南 3km		潜水		pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发性酚类(以苯酚计)、耗氧量、氨氮、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、硫化物、汞、砷、镉、铬(六价)、铅、石油类共计22项	

(2) 监测时间及频率

引用监测点监测时间为 2021 年 7 月 26 日、2021 年 11 月 15 日，监测 1 天，采样 1 次。

(3) 监测及分析方法

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》(HJ/T164-2020)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.3-6。

表 4.3-6 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表单位：mg/L(pH 除外)

序号	监测因子	检测方法	最低检出浓度
1	色度	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》(GB/T5750.4-2006) 1.1 铂钴标准比色法	5 度
2	嗅和味	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》(GB/T5750.4-2006) 3.1 嗅气和尝味法	——
3	浑浊度	《水质 浊度的测定 浊度计法》(HJ 1075-2019)	0.3 NTU
4	肉眼可见物	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》(GB/T5750.4-2006) 4.1 直接观察法	——

5	pH 值	《水质 pH 值的测定 玻璃电极法》 (GB 6920-86)	——
6	耗氧量	《生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标》 (GB/T 5750.7-2006) 1.2 碱性高锰酸钾滴定法	0.05 mg/L
7	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
8	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
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	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
11	溶解性总固体	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》 (GB/T 5750.4-2006) 8.1 称量法	——
12	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
13	阴离子表面活性剂	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》 (GB/T 5750.4-2006) 10.1 亚甲基蓝分光光度法	0.050 mg/L
14	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》 (GB/T 16489-1996)	0.005 mg/L
15	碘化物	《地下水水质检验方法 淀粉比色法测定碘化物》 (DZ/T 0064.56-93)	0.025 mg/L
16	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标》 (GB/T 5750.5-2006) 4.1 异烟酸吡唑酮分光光度法	0.002 mg/L
17	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
18	锰		0.01 mg/L
19	铜	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》 (GB 7475-87) 第一部分 直接法	0.05 mg/L
20	锌		0.05 mg/L
21	铝	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》 (GB/T 5750.6-2006) 1.3 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10 ² mg/L
22	镉	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》 (GB 7475-87) 第二部分 螯合萃取法	0.001 mg/L
23	铅		0.01 mg/L
24	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》 (GB/T 5750.4-2006) 7.1 乙二胺四乙酸二钠滴定法	1.0 mg/L
25	汞	《水质 汞、砷、硒、铍和钼的测定 原子荧光法》 (HJ 694-2014)	4×10 ⁻⁵ mg/L
26	砷		3×10 ⁻⁴ mg/L
27	硒		4×10 ⁻⁴ mg/L
28	铬(六价)	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》 (GB/T 5750.6-2006) 10.1 二苯碳酰二肼分光光度法	0.004 mg/L
29	三氯甲烷	《水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》 (HJ 639-2012)	0.4 μg/L
30	四氯化碳		0.4 μg/L
31	苯		0.4 μg/L
32	甲苯		0.3 μg/L
33	石油类		《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》

		(HJ970-2018)	
34	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》(HJ812-2016)	0.02mg/L
35	钠离子		0.02mg/L
36	钙离子		0.03 mg/L
37	镁离子		0.02mg/L
38	碳酸根	《地下水水质检验方法 滴定法测定碳酸根、重碳酸根和氢氧根》(DZ/T 0064.49-93)	1.25 mg/L
39	碳酸氢根		1.25mg/L
40	氯离子	《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》(HJ84-2016)	0.007 mg/L
41	硫酸根离子		0.018mg/L
42	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 微生物指标》(GBT5750.12-2006) 2.1 多管发酵法	——
43	细菌总数	《生活饮用水标准检验方法 微生物指标》(GBT5750.12-2006) 1.1 平皿计数法	——

4.3.2.2 地下水环境质量现状评价

4.3.2.2.1 地下水质量现状监测与评价

(1) 评价方法

地下水水质现状评价采用标准指数法。

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：

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

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

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；pH_{sd}—标准中 pH 的下限值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值。

(2) 评价标准

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

监测项目均执行《地下水质量标准》（GB/T14843-2017）III类标准。

(3) 监测及评价结果

各监测点地下水环境监测及评价结果见表 4.3-7。

表 4.3-7 地下水现状监测及评价结果 单位：mg/L（除 pH 外）

检测项目	标准值		潜水含水层					承压水含水层	
			1#机井	科克布运村水井	托依堡勒迪村机井	其热格热村机井	哈德墩村	达西村水井	农业灌溉井
色度	≤15 度	监测值 (度)	未检出	未检出	未检出	未检出	--	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
嗅和味	--	监测值	无	无	无	无	--	无	无
		标准指数	-	-	-	-	--	-	-
浑浊度	≤3	监测值 (NTU)	0.9	0.7	0.8	0.5	--	0.9	1.1
		标准指数	0.30	0.23	0.27	0.17	--	0.30	0.37
肉眼可见物	--	监测值	无	无	无	无	--	无	无
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
pH 值	6.5~8.5	监测值	8.5	8.4	8.4	7.4	7.4	8.2	8.5
		标准指数	1.00	0.93	0.93	0.27	0.27	0.80	1.00
总硬度	≤450	监测值	247	344	648	1310	2950	291	100
		标准指数	0.55	0.76	1.44	2.91	6.56	0.65	0.22
溶解性总固体	≤1000	监测值	1050	654	1250	3520	7480	1010	330
		标准指数	1.05	0.65	1.25	3.52	7.48	1.01	0.33
硫酸盐	≤250	监测值	238	175	334	947	2460	281	90
		标准指数	0.95	0.7	1.34	3.79	9.84	1.12	0.36
氯化物	≤250	监测值	417	123	260	1000	1780	294	48
		标准指数	1.67	0.49	1.04	4.00	7.12	1.18	0.19
铁	≤0.3	监测值	0.08	0.26	0.04	0.16	未检出	0.03	未检出
		标准指数	0.27	0.87	0.13	0.53	--	0.1	--
锰	≤0.1	监测值	0.04	0.05	0.05	0.05	0.01	0.05	0.03
		标准指数	0.4	0.5	0.5	0.5	0.1	0.5	0.3
铜	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	--	未检出	未检出

		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
锌	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	--	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
铝	≤0.2	监测值	0.091	0.098	0.09	0.082	--	0.112	0.095
		标准指数	0.455	0.49	0.45	0.41	--	0.56	0.475
挥发性酚类	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
阴离子表面活性剂	≤0.3	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	--	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
耗氧量	≤3.0	监测值	1.16	1	0.64	2	0.71	2	1.1
		标准指数	0.39	0.33	0.21	0.67	0.24	0.67	0.37
氨氮	≤0.5	监测值	0.063	0.185	0.161	0.108	0.294	0.12	0.132
		标准指数	0.13	0.37	0.32	0.22	0.59	0.24	0.26
硫化物	≤0.02	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
总大肠菌群	≤3MPN/100mL	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
细菌总数	≤100CFU/mL	监测值	33	65	48	26	37	19	59
		标准指数	0.33	0.65	0.48	0.26	0.37	0.19	0.59
亚硝酸盐氮	≤1.0	监测值	未检出	0.004	0.029	0.003	0.006	0.004	未检出
		标准指数	--	0.004	0.029	0.003	0.006	0.004	--
硝酸盐氮	≤20.0	监测值	未检出	0.18	4.49	0.32	0.38	未检出	未检出
		标准指数	--	0.009	0.2245	0.016	0.019	--	--
氰化物	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
氟化物	≤1.0	监测值	0.2	0.6	0.6	0.15	--	0.17	0.21
		标准指数	0.2	0.6	0.6	0.15	--	0.17	0.21
碘化物	≤0.08	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	--	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
汞	≤0.001	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	

		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
砷	≤0.01	监测值	0.005	0.0049	0.0017	0.0054	0.0018	0.0058	0.0052
		标准指数	0.5	0.49	0.17	0.54	0.18	0.58	0.52
硒	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	--	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
镉	≤0.005	监测值	0.0005	0.0007	0.0013	0.0011	0.0005	0.0012	0.0011
		标准指数	0.1	0.14	0.26	0.22	0.1	0.24	0.22
六价铬	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	0.005	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	0.1	--	--
铅	≤0.01	监测值	0.0086	0.0062	0.0072	0.004	0.006	0.008	0.0067
		标准指数	0.86	0.62	0.72	0.4	0.6	0.8	0.67
三氯甲烷	≤0.06	监测值	未检出						
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
四氯化碳	≤0.002	监测值	未检出						
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
苯	≤0.01	监测值	未检出						
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
甲苯	≤0.7	监测值	未检出						
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
石油类	≤0.05	监测值	未检出						
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
井深(m)			27.8	30.6	29.3	31.2	--	85.1	108.1
水位埋深(m)			9.1	7.3	10.2	8.7	--	12.3	9.4
水温(°C)			12.8	13.9	13.3	12.2	--	12.9	11.9
井口标高(m)			906.2	909.1	909.5	876.2	--	915.4	910.3

由表 4.3-11 分析可知，监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准；各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标主要是由于该地区分布的地下水类型主要为 Cl•SO₄-Na 型，气候干旱，伴随着蒸发和土壤盐渍化的影响，导致超标。

4.3.2.2.2 地下水离子检测结果与评价

地下水离子检测结果见表 4.3-8。

表 4.3-8 地下水检测分析因子分析结果一览表 单位: mg/L

项目	1#机井	科克布运村水井	托依堡勒迪村机井	其热格热村机井	哈德墩村	达西村水井	农业灌溉井	
监测值 (mg/L)	K ⁺ +Na ⁺	302.86	114.02	236.3	722.72	1519.3	255.33	69.56
	Ca ²⁺	46.9	85.3	95.3	209	542	60	23.3
	Mg ²⁺	32	32	99.8	197	373	35	10.5
	CO ₃ ²⁻	3	6	1	0	0	0	1
	HCO ₃ ⁻	160	188	549	627	472	102	122
	Cl ⁻	417	123	260	1000	1780	294	48
	SO ₄ ²⁻	238	175	334	947	2460	281	90
毫克当量百分比(%)	K ⁺ +Na ⁺	13.17	4.96	10.27	31.42	66.06	11.10	3.02
	Ca ²⁺	2.35	4.27	4.77	10.45	27.10	3.00	1.17
	Mg ²⁺	2.67	2.67	8.32	16.42	31.08	2.92	0.88
毫克当量百分比(%)	CO ₃ ²⁻	0.05	0.10	0.02	0.00	0.00	0.00	0.02
	HCO ₃ ⁻	2.62	3.08	9.00	10.28	7.74	1.67	2.00
	Cl ⁻	11.75	3.46	7.32	28.17	50.14	8.28	1.35
	SO ₄ ²⁻	4.96	3.65	6.96	19.73	51.25	5.85	1.88

根据地下水离子检测结果, 评价区地下水阴离子以 Cl⁻、SO₄²⁻ 为主, 阳离子以 Na⁺ 为主, 水化学类型主要以 Cl⁻·SO₄²⁻·Na 型为主。

4.3.2.2.3 地下水质量现状监测结果统计分析

潜水监测井各监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率见表 4.3-9。

表 4.3-9 地下水监测统计分析结果一览表 mg/L pH(无量纲)

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
色	未检出	未检出	—	—	0	0
浑浊度	0.9	0.5	0.73	0.15	100	0
pH 值	8.5	7.4	8.02	0.51	100	0
总硬度	2950	247	1099.80	997.00	100	60
溶解性总固体	7480	654	2790.80	2549.14	100	80
硫酸盐	2460	175	830.80	859.78	100	60
氯化物	1780	123	716.00	610.20	100	80
铁	0.26	0.04	0.14	0.08	80	0

锰	0.05	0.01	0.04	0.02	100	0
铜	未检出	未检出	—	—	0	0
锌	未检出	未检出	—	—	0	0
铝	0.098	0.082	0.09	0.01	100	0
挥发性酚类	未检出	未检出	—	—	0	0
阴离子表面活性剂	未检出	未检出	—	—	0	0
耗氧量	2	0.64	1.10	0.49	100	0
氨氮	0.294	0.063	0.16	0.08	100	0
硫化物	未检出	未检出	—	—	0	0
总大肠菌群	0	0	0.00	0.00	0	0
细菌总数	65	26	41.80	13.61	100	0
亚硝酸盐	0.029	0.003	0.01	0.01	80	0
硝酸盐	4.49	0.18	1.34	1.82	80	0
氰化物	未检出	未检出	—	—	0	0
汞	未检出	未检出	—	—	0	0
砷	5.4	1.7	3.76	1.65	100	0
硒	未检出	未检出	—	—	0	0
镉	1.3	0.5	0.82	0.32	100	0
铬(六价)	0.005	0	0.00	0.00	20	0
铅	8.6	4	6.40	1.51	100	0
苯	未检出	未检出	—	—	0	0
项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
甲苯	未检出	未检出	—	—	0	0
石油类	未检出	未检出	—	—	0	0
氟化物	0.6	0.15	0.39	0.21	100	86

4.3.2.2.4 包气带质量现状监测

包气带质量现状监测结果引用《哈拉哈塘油田河北奥陶系油藏开发调整方案地面工程环境影响报告书》检测结果，见表 4.3-10。

表 4.3-10 包气带质量现状监测结果一览表

序号	监测点名称	采样位置	采样深度	采样重量	监测因子	监测值
1	哈 601 转油站 阀组区	土壤裸露处	0.2m	>500g	石油类	未检出
			1m	>500g	石油类	未检出
2	HA13-5C	土壤裸露处	0.2m	>500g	石油类	0.01mg/kg

	井口区		1m	>500g	石油类	0.01mg/kg
3	XK6-3CH 井口区	土壤裸露处	0.2m	>500g	石油类	未检出
			1m	>500g	石油类	未检出

4.3.3 声环境现状监测与评价

本次环评委托新疆中测测试有限责任公司对项目区域 5 个井场开展声环境质量现状监测。

(1) 监测点位

表 4.3-11 项目监测点位一览表

监测点位	监测坐标		监测因子
	经度	纬度	
XK5-H6			等效连续 A 声级 (Leq)
XK9-H7			
RP7-H5			
JY1-H8			
HA16-H15			

(2) 监测时间及频率

2022 年 3 月 11 日，监测 1 天，分昼间和夜间两个时段进行。

(3) 监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）中要求的方法进行测量。噪声监测期间无大风、雨、雪天气，符合《环境监测技术规范》第三册（噪声部分）的要求。

(4) 监测结果分析

表 4.3-12 声环境现状监测及评价结果一览表 单位：dB(A)

监测点	现状值		标准值		评价结果	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
XK5-H6	50.2	39.4	60	50	达标	达标
XK9-H7	49.8	40.9			达标	达标
RP7-H5	49.7	39.6			达标	达标
JY1-H8	48.9	39.4			达标	达标
HA16-H15	48.7	39.9			达标	达标

由表 4.3-12 分析可知，项目区域内井场昼间噪声为 48.7~50.2dB(A)，夜间噪声为 39.4~40.9dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准，说明目前评价区内的声环境质量良好。

4.3.4 土壤环境现状监测与评价

4.3.4.1 土壤环境质量现状监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018), 本项目不属于会造成土壤盐化、酸化、碱化的生态影响型项目, 属于污染影响型项目。根据项目区域土壤类型的特点及土地利用方式, 本项目占地范围外引用《哈拉哈塘油田河北奥陶系油藏开发调整方案地面工程环境影响报告书》中的土壤监测数据对区域土壤环境质量进行说明, 该项目与本项目同属一开发区域内, 区域土壤环境基本一致, 监测时间为 2021 年 11 月 16 日, 同时委托新疆中测测试有限责任公司对项目区域占地范围内土壤环境质量开展现状监测, 监测时间为 2022 年 3 月 11 日。具体监测点位布置情况见表 4.3-13。

表 4.3-13 土壤监测点位统计一览表

分类	编号	监测点名称	采样层位	监测因子
占地范围内	1#	XK5-H6	表层样	砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷, 1,2-二氯乙烷, 1,1-二氯乙烯, 顺-1,2-二氯乙烯, 反-1,2-二氯乙烯, 二氯甲烷, 1,2-二氯丙烷, 1,1,1,2-四氯乙烷, 1,1,2,2-四氯乙烷, 四氯乙烯, 1,1,1-三氯乙烷, 1,1,2-三氯乙烷, 三氯乙烯, 1,2,3-三氯丙烷, 氯乙烯, 苯, 氯苯, 1,2-二氯苯, 1,4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并[a]蒽, 苯并[a]芘, 苯并[b]荧蒽, 苯并[k]荧蒽, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃共计 47 项因子
		XK5-H6	柱状样	
	2#	XK9-H7	柱状样	
	3#	RP7-H5	柱状样	
	4#	JY1-H8	柱状样	
	5#	HA16-H15	柱状样	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
占地范围外	6#	XK7-3X 井场	表层样	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
	7#	HA15-32X 井场		
	8#	热普转油站东侧 600 农田		
	9#	哈 601 转油站北侧 200m 农田		

4.3.4.2 土壤环境质量现状评价

(1) 评价方法

采用单因子污染指数法, 其计算公式为:

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

式中：P_i—i 因子污染指数；

C_i—i 因子监测浓度，mg/L；

C_{0i}—i 因子质量标准，mg/L。

评价标准：本项目土壤环境质量现状执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值，石油烃参照执行《土壤环境质量建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值 4500mg/kg。

(2) 监测与评价结果

本项目土壤环境现状监测及评价结果见表 4.3-14，4.3-15。

表 4.3-14 占地范围内土壤环境现状监测结果一览表 单位:(mg/kg)

序号	监测因子	单位	监测结果	检出限
			1#XK5-H6 表层样	
1	六价铬	mg/kg	ND	2
2*	铅	mg/kg	21.9	0.1
3*	镉	mg/kg	0.101	0.01
4*	铜	mg/kg	16	1
5*	镍	mg/kg	21	3
6*	汞	mg/kg	0.007	0.002
7*	砷	mg/kg	6.81	0.01
8*	四氯化碳	mg/kg	ND	0.0013
9*	氯仿	mg/kg	ND	0.0011
10*	氯甲烷	mg/kg	ND	0.0010
11*	1,1-二氯乙烷	mg/kg	ND	0.0012
12*	1,2-二氯乙烷	mg/kg	ND	0.0013
13*	1,1-二氯乙烯	mg/kg	ND	0.0010
14*	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	ND	0.0013
15*	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	ND	0.0014
16*	二氯甲烷	mg/kg	ND	0.0015
17*	1,2-二氯丙烷	mg/kg	ND	0.0011
18*	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	ND	0.0012
19*	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	ND	0.0012
20*	四氯乙烯	mg/kg	ND	0.0014
21*	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	ND	0.0013
22*	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	ND	0.0012
23*	三氯乙烯	mg/kg	ND	0.0012

24*	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	ND	0.0012
25*	氯乙烯	mg/kg	ND	0.0010
26*	苯	mg/kg	ND	0.0019
27*	氯苯	mg/kg	ND	0.0012
28*	1,2-二氯苯	mg/kg	ND	0.0015
29*	1,4-二氯苯	mg/kg	ND	0.0015
30*	乙苯	mg/kg	ND	0.0012
31*	苯乙烯	mg/kg	ND	0.0011
32*	甲苯	mg/kg	ND	0.0013
33*	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	ND	0.0012
34*	邻二甲苯	mg/kg	ND	0.0012
35*	硝基苯	mg/kg	ND	0.09
36*	苯胺	mg/kg	ND	0.1
37*	2-氯酚	mg/kg	ND	0.06
38*	苯并[a]蒽	mg/kg	ND	0.1
39*	苯并[a]芘	mg/kg	ND	0.1
40*	苯并[b]荧蒽	mg/kg	ND	0.2
41*	苯并[k]荧蒽	mg/kg	ND	0.1
42*	蒽	mg/kg	ND	0.1
43*	二苯并[α, h]蒽	mg/kg	ND	0.1
44*	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	ND	0.1
45*	萘	mg/kg	ND	0.09
46	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	mg/kg	17	6
47	pH	无量纲	8.0	-

注：*表示分包检测项目，由江苏绿泰检测科技有限公司检验检测，其资质认定许可编号191012340065，ND表示未检出。

续表 4.3-14 占地范围内土壤环境现状监测结果一览表 单位:(mg/kg)

监测点位	监测因子	检出限	监测结果		
			表层样	中层样	深层样
1#XK5-H6	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	6	17	ND	ND
2#XK9-H7			31	27	19
3#RP7-H5			11	ND	ND
4#JY1-H8			33	ND	ND
5#HA16-H15			42	31	ND

表 4.3-15 占地范围外土壤环境现状监测结果一览表 单位: (mg/kg)

监测点位	监测因子	检出限	监测结果
6#XK7-3X 井场	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	6	ND

7#HA15-32X 井场			ND
8#热普转油站东侧 600m 农田			14
9#哈 601 转油站北侧 200m 农田			ND

根据监测结果，项目占地范围内各土壤监测点监测值中常规因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值，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)中第二类用地筛选值限值。

图 4.3-1 项目监测点位图

图 4.3-2 土地利用类型图

图 4.3-3 土壤类型图

图 4.3-4 植被类型现状图

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

本项目在建设过程中施工内容主要为钻井工程、井场设备安装及集输管道敷设等，不同的施工阶段，除有一定量的施工机械进驻现场外，还伴有一定量物料运输作业，从而产生施工废气、施工废水、施工噪声和一定量的建筑垃圾，钻井期使用已有电网供电，不产生废气。此外，物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气、声环境产生不利影响；油田地面工程施工过程中除永久占地外，为了施工方便还将有一部分临时占地，集输管线地下敷设，在生态影响方面表现为占用土地，改变土地利用类型，破坏占地区域植被，造成水土流失，扰动占地区域周边或两侧生境。

5.1.1 施工期废气影响分析

5.1.1.1 废气影响分析

(1) 施工废气

在油气田地面工程施工过程中，不可避免的要占用土地、进行土方施工、物料运输、场地建设、道路修建、管沟开挖和管线铺设，该过程中将产生一定的施工扬尘。主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。管道工程的管道在焊接时有焊接烟气、连接好后试压时会产生试压废气。

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械化程度以及气象条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果表明，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素持续时间短，加之当地环境容量较大，故对环境的影响较小。施工期只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工期结束后，所有施工影响即可消除。

(2) 机械设备和车辆废气

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 及 NO_x 等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较

小，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，设备及车辆不超负荷运行，从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

(3) 环境影响分析

油气田开发阶段，钻井工程、地面管线工程和管道工程，呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，本项目地面工程施工活动范围周边无环境感点，且区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、测试废气、机械设备车辆尾气等不会对区域环境空气产生明显影响，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.1.1.2 废气污染防治措施

(1) 施工废气防治措施

为最大限度地控制施工期间对周边环境空气质量的不良影响，结合《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)，建设单位应加大施工工地环境管理，大力提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

①施工物料按规范要求实施覆盖，场内装卸、搬倒物料应遮盖、封闭或洒水，不得凌空抛掷、抛撒；

②建筑垃圾集中、分类堆放，及时清运；生活垃圾日产日清；施工现场不得焚烧垃圾等有毒有害物质；

③建筑垃圾在运输时应用苫布覆盖，避免沿途遗洒；

④为了便于运输，减少占地和扬尘产生，尽量将厂区车辆出入口道路采用混凝土硬化，施工现场的道路、作业场地内，及时硬化并加强清扫；

⑤施工现场裸露的场地和集中堆放的土方应采取覆盖或固化等措施，对粉尘源进行覆盖遮挡；

⑥购买成品管材，现场严格按操作规程焊接，减少焊接烟气量产生；管道试压采用氮气。

通过采取以上抑尘措施后，在施工过程中可明显降低施工扬尘污染，不会对周围环境空气质量产生明显影响。

(2) 机械设备和车辆废气污染防治措施

对机械设备和车辆定期进行检测和保养维修，使其处于良好运行状态；不超过其设计能力超负荷运行；使用满足现行质量标准和环保标准的燃料。

5.1.2 施工期噪声影响分析

5.1.2.1 噪声影响分析

(1) 噪声源强

项目施工期噪声主要包括钻井机械设备、设备吊运安装、管沟开挖和管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声。

(2) 预测计算

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：

$$L_r=L_{r0}-20Lg(r/r_0)$$

式中： L_r ——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{r0} ——距声源 r_0 处的 A 声压级，dB(A)；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_0 ——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算本项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.1-1。

表 5.1-1 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	设备名称	强度	不同距离处的噪声贡献值 (dB(A))							施工阶段
			40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	钻机、泥浆泵	100	68.9	64.4	60.0	53.9	50.5	47.9	46.1	钻井期
1	挖掘机	92	59.9	56.4	52.0	45.9	42.5	39.9	38.0	土石方 管线
2	推土机	90	57.9	54.4	50.0	56.0	43.9	37.9	36.0	
3	装载机	88	55.9	52.4	48.0	41.9	38.5	35.9	34.0	
6	运输卡车	90	57.9	54.4	50.0	56.0	43.9	37.9	36.0	物料运输
7	吊装机	85	52.9	49.4	45	38.9	35.5	32.9	31.0	设备安装

(3) 施工噪声影响分析

根据表 5.1-1 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，钻井工程昼间距施工设备 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，土石方施工和管线施工期间昼间距施工

设备 40m，夜间 60m 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设备 40m，夜间 60m 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。距离项目最近的村镇为 RP301-H2 西北侧的塔里木农场，直线距离 1400m，由于本项目施工期噪声为短期影响，经过基础减震降噪措施，项目施工噪声不会对周围声环境产生明显影响，施工期结束后噪声影响消失。

5.1.2.2 噪声控制措施

为避免施工机械对周围声环境的影响，项目施工期间可采取以下措施：

(1) 根据《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)确定工程施工场界，合理科学地布局现生产活区远离环境敏感点；

(2) 合理安排施工作业，避免高噪设备集中造成局部声过高；

(3) 运输车辆进出工地、路过村庄时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛；

(4) 施工单位应尽量选用低噪声、低振动的施工机械设备和带有消声、隔音的附属设备，减少对周围声环境的影响。钻井期间设备安装隔声垫和消音器。加强施工机械的保养维护，使其处于良好的运行状态。做好宣传工作，倡导科学管理和文明施工。施工噪声影响是短期的、暂时的，且具有局部路段特性，噪声影响将随着各施工路段的结束而消除。

综上所述，施工噪声分布在区块内，呈现出阶段性和散点状分布，在采取针对性降噪措施后，不会对周围声环境产生明显影响。

5.1.3 施工期水环境影响分析

5.1.3.1 地表水环境影响分析

施工期废水主要包括钻井废水、管道试压水和生活污水。

(1) 钻井过程对地表水的影响分析

钻井过程中的钻井废水、井队生活污水、废弃钻井泥浆和钻井岩屑等均可得到有效的处置，正常情况下不会形成地表径流，或因雨水的冲刷而随地表径流漫流，距离本项目最近的地表水体为 JY1-H7 南侧 2.3km 处的塔里木河，项目与塔里木河距离较远且无直接联系，故钻井过程中的各种污染物质不存在进入地表水体、影响地表水水质的可能。

钻井过程对区域地表水的影响主要来自于非正常状态：

①在雨季，洪水可能使泥浆池内的污染物随水溢流出泥浆池，通过地表径流对区域地表水体造成污染。对本项目所在沙雅县和库车市历年的灾害性天气的统计结果表明，本项目所在区域降雨较少，但由于位于山前，降雨过程中易形成山洪。根据这一天气特点，各钻井队在进行钻井过程中均会充分考虑洪水的影响，预先制订防洪预案，在钻井设计中充分考虑降雨的影响，确保泥浆池具有足够容积，同时还会保证通畅的井场排水系统，可以有效防范泥浆池中的污染物溢流随洪水漫流污染地表水。

②钻井过程中若发生井喷，大量的泥浆喷出，后期还会伴有原油，若不能及时彻底清理喷出的污染物，雨季随地表径流漫流，则会间接地影响到地表水。由于对本区域地层已有深度的了解，在钻井过程中均会采取有效防喷措施，在加强管理、措施到位的前提下，井喷是可以得到防范的。

（2）管线试压废水

本工程新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本工程管线总长度为 420km ，试压废水约为 1050m^3 ，主要污染物为SS。试压结束后，试压废水可用作场地降尘用水或区域绿化。

（3）生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，本工程新井46口，新钻井35口，侧钻井3口，井队人数一般为60人，平均施工期为65天，每人每天生活用水100L，按生活污水产生量按用水量85%计，则油田开发过程中生活污水累计产生量为 12266m^3 ，排入生活污水池暂存，定期拉运至哈6联合站生活污水处理装置处理，禁止运输途中随意倾倒；地面工程和管线工程产生的生活污水主要为盥洗废水，水质简单产生量少，排入生活污水池暂存，定期拉运至哈6联合站生活污水处理装置处理。

5.1.3.2 地下水环境影响分析

（1）钻井作业对地下水环境影响分析

项目钻井过程水环境污染源有：钻井废水、钻井岩屑、废弃泥浆和钻井队生活污水。

①钻井废水、泥浆、岩屑

钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

在每个钻井井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆。其中膨润土泥浆进入泥浆罐循环使用，岩屑(膨润土泥浆钻井岩屑)排入岩屑池，干化后直接用于油田开发过程中修路、填坑、铺垫井场或填埋。聚磺体系泥浆进入泥浆罐循环使用，用于下一井场钻井使用；聚磺体系泥浆岩屑经不落地收集后，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

根据水文地质钻孔资料，该区地层剖面上部为砾石层，有一定的渗透速率。为保护该区地下水环境，能采用罐储存和收集的不用地面池体，事故池和泥浆循环池按要求进行防渗处理。项目井场位于低山丘陵区 and 山前冲积扇上，有发生洪水的可能，正常情况下废钻井液和岩屑均不落地，钻井泥浆循环使用和拉运至下一井场使用，岩屑分类妥善处置。通过以上措施，可确保钻井废水、泥浆、岩屑不会对地下水产生影响。

②废液池在暴雨期影响分析

在钻井阶段，钻井废水、废弃泥浆随岩屑一起进入废液池，泥浆中的岩屑等比重较大物质沉淀池底，上清液中主要污染物为 COD、SS、石油类、盐类等。

在一般情况，废液池中废水存放于防渗的废液池中，不会下渗，也不会溢出。但在暴雨季节，可能形成地表径流，露天的废液池中废水可能溢出，随暴雨形成的地表径流渗入地下水。局部区域内形成的地下水污染。

在废液池周围筑 30~50cm 高的土坝并依地势疏通水流通渠道，实际作法就是加高废液池周围的围挡，防止暴雨地表径流进入废液池，也可确保废液池不会因暴雨满溢而泄漏。

(2) 管线施工对地下水的影响

大开挖管道敷设埋深一般在 1.2m 以内，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤

有一定的自然净化能力，所以管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设对地下水造成影响的很小。

5.1.4 施工期固废影响分析

5.1.4.1 施工期固体废物影响分析

项目施工期可能产生固体废物主要包括钻井过程中产生的钻井岩屑、施工土方、施工废料和生活垃圾等。

(1) 钻井泥浆

本项目钻井泥浆产生量为 27386.7m³。若有不满足回收利用标准的废弃泥浆则应先于泥浆罐中暂存，后按照《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017)的规定进行处置，严禁随意处置。

(2) 钻井岩屑

根据不同孔径分段求和计算，本项目总岩屑产量为 16910.8m³。其中膨润土泥浆钻井岩屑 7195.65m³，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)标准后就地掩埋或用于修路、铺垫井场；聚磺体系泥浆钻井岩屑产生量为 9715.15m³，经随钻不落地收集系统收集后，拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理。

(3) 施工土方

本工程施工挖填方主要在管线施工过程中产生，工程共新建单井集输管线共计420km。地表开挖宽度为2m，深度为1.5m，沟底宽度约0.65m。

根据计算本项目管线工程共开挖土方834750m³，回填土方834750m³，管线工程铺设时土方工程较大，开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后用于回填管沟及场地平整，不外运。

(3) 施工废料

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，本工程新钻井35口，老井侧钻3口，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为0.1t/口，则烧碱废包装袋产生量为3.7t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

(4) 生活垃圾

钻井期间，本项目施工期共计产生生活垃圾共计12.6t，生活垃圾堆放在指定地点，定期清运至最近的生活垃圾填埋场卫生填埋。

(5) 废润滑油、落地原油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废润滑油，废润滑油量产生量为14.8t。考虑到转运期间的的时间间隔，钻井场地内应设置危险废物临时贮存间，危险废物临时贮存间严格按照《危险废物污染防治技术政策》（环发〔2001〕199号）的相关要求建设，后交由资质单位处置。在放喷过程中如处理措施不当，原油溅落到地面成为落地油，污染环境。采用原油回收罐，施工车带罐作业，可以实现落地油100%回收。

（6）压裂返排液

当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙发育，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂液注入地层孔隙、裂缝中，通过和地层岩石矿物的反应，溶蚀部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的裂缝，改善地层近井地带渗透率。压入地层的压裂液会在排液测试阶段从井底返排出来，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中1120石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册的相关系数，本项目新钻井35口，老井侧钻3口，则项目产生的压裂返排液总量约982.2m³，返排液排入防渗方罐，定期运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站进行处理。

综上所述，固体废弃物经妥善处理，不会对周围环境产生不利影响。

5.1.4.2 施工期固体废物污染防治措施

（1）不含油钻井废弃物不落地处理方案

严格执行塔里木油田分公司《塔里木油田公司钻井(试油、修井)环境保护管理办法》和相关文件及《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。钻井液废弃物全部使用不落地分离及收集系统(罐体收集)进行减量化处理；使用聚合物钻井液体系，且严禁加入不环保处理剂，废弃物采用堆坑收集就地干化后，固废可资源化利用；脱出水90%以上实现井场资源化利用；使用聚磺钻井液体系，最终废弃物就近拉运至环保处理站，采用高温热裂解技术进行无害化处理(按新疆维吾尔自治区地方标准《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)执行)。

（2）落地油的控制与回收处理

对井口泄漏油、井下作业时产生的油，必须在源头上加以控制，使之“不落地”。否则，对落地油的清污处理、处置，不仅负担重，会浪费大量的人力、物力和财力，而且技术难度也较大，往往都是治标而难以治本，资源化率低。处置

不妥，还会形成对土壤和地下水的污染。因此，必须本着清洁生产的原则，实施源头控制。

井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油等废物。加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄露的部位进行巡回检查，减少或杜绝油井跑、冒、滴、漏，以及泄露事件的发生。

为避免施工期固体废物对周围环境产生不利影响，本评价建议建设单位采取以下防范措施：

①妥善存放泥浆材料等化学品，不得失散在井场。废弃包装袋等应及时加以回收，废油必须使用废油罐(桶)储存，并回收。

②完井后，井场内废物必须全部进行清理、回收处理；废泥浆池等要求掩埋、填平、覆净土、压实，恢复原地貌。做到“工完、料尽、场地清”。

③对产生的储油罐底泥、污水处理过程中的污泥等危险废物，临时在危险废物贮存池内储存，待产生量达到一定程度后，委托有资质单位处置。

④所有固体废物必须进行规范处理。

综上所述，按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

5.1.5 施工期生态环境影响分析

5.1.5.1 生态影响分析

本工程对生态环境的影响以施工期为主，施工期对于某一特定的生态环境有直接和间接的影响，但是从整体区域来讲，其影响是局部的，施工完成后将对施工作业带进行生态恢复，工程施工期环境影响是可以接受的。本次评价主要从占地影响、土壤影响、植被影响、野生动物影响、水土流失及特殊生态敏感区和重要生态敏感区影响等方面展开。

(1) 占地影响分析

拟建工程占地分永久占地与临时占地。永久占地主要是井场占地，临时占地主要为集输管线占地，其中道路工程依托原有道路，不新增占地。本项目总占地262.44hm²，其中永久占地面积4.44hm²，临时占地面积258hm²。本项目占地内植被稀疏，盖度低，以多枝桤柳群系为主，部分井场占用农耕地，拟建工程布局无环境限制性因素，布局合理。工程新增占地占评价区范围总面积的比例很低，

对当地的土地利用影响是较小。

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

（2）对土壤环境影响

本工程主要土壤类型是盐土、草甸土、风沙土、龟裂土及潮土。类比项目油田开发区域已建和在建的工程对土壤的影响，可知工程对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

1) 人为扰动对土壤的影响

油气开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是管道沟埋大面积开挖和填埋土层，翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层是可以生长适宜的植被。土壤层次被翻动后，表层土被破坏，改变土壤质地。管道开挖和回填过程中，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏，影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位，土壤层次变动最为明显。

根据国内外有关资料，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤的有机质将下降30%~40%，土壤养分将下降30%~50%，其中全氮下降43%左右，磷素下降40%，钾素下降43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土，管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。

2) 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)在荒漠草场上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物

很难再生长，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

3) 各种废弃物对土壤的影响

施工废物也会对土壤环境产生影响，包括钻管道防腐材料、生活垃圾如塑料袋等。这些残留于土壤的固体废物，难于分解，被埋入土壤中会长期残留，影响土壤和植物生长。

(3) 对植被的影响分析

根据项目建设的特点，对植被环境影响主要体现在井场、管线施工对地表植被的扰动和破坏。在施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。管沟开挖区域内的植被全部被破坏，其管道两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。井场施工过程中对区域原有占地内植被彻底破坏。

由影响因素分析和油田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。在井场和道路一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

1) 对人工栽培植被的影响分析

区域人工栽培植被主要为棉花，占用农耕地主要为后期自垦，不涉及基本农田。根据现场踏勘情况，项目占用农田由于开挖和管道敷设和回填，对土壤有机质、土壤熟化程度产生影响，进而影响农田植被的生长。

2) 对柽柳+盐穗木的影响分析

该群系是向盐化草甸过渡的类型。群落中优势种为多枝柽柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度1~2m。灌木层下草本很少，只有在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有疏叶骆驼刺等。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木，其生长的土壤为盐土。施工过程中，对地表的扰动可能会造成区域植被覆盖度有一定的降低，但井场施工周期时间较短，随着施工活动的结束，区域植被经过一定时间自适应可得到一定程度的恢复。

3) 生物损失量

本项目总占地 262.44hm²，其中永久占地面积 4.44hm²，临时占地面积

258hm²。本工程站场、管线施工区域以农田及荒漠灌丛为主。永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

式中：Y——永久性生物量损失，t；

S_i——占地面积，hm²；

W_i——单位面积生物量，t/hm²。

表 5.1-2 项目建设各类型占地的生物量损失

植被类型	平均生物量 (t/hm ²)	面积(hm ²)		生物量(t)	
		永久占地	临时占地	永久植被损失	临时植被损失
农田	3	1.32	3.12	3.96	9.36
荒漠灌丛	0.3	0	258	0	77.4
合计		1.32	261.12	3.96	86.76

评价区土地利用类型主要为低覆盖度草地和沙地，根据当地平均平均生物量计算，本工程将造成 3.96t 永久植被损失和 86.76t 临时植被损失。新增植被损失主要来自临时占地，工程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。

4) 污染物对植物的影响

工程开发建设中的扬尘是对植物生长产生影响的因素之一，但由于该区域多风、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，因此在正常情况下扬尘浓度低，工期短，对植被影响很小。

施工期废水主要有钻井期产生的钻井废水、地面工程、管线工程施工时产生的管道试压废水和少量生活污水等，项目产生的各项废水均得到妥善处置，不会对植被产生影响。

5) 人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对草本植物的践踏、碾压等，主要有以下几种途径。

①由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，多集中在临时性占地外围 50m 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。

②施工作业中机械碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态型，造成施工区外缘区域沙漠化。其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

(4) 对野生动物的影响分析

地面工程多呈点状分布，占地面积相对较小，就整个区域而言施工对野生动物的影响不很大。施工机械噪声和人员活动将影响野生动物的正常生活。施工活动可能影响到野生动物生息繁衍的区域，迫使一些对人类活动影响敏感的动物逃离或迁移。对区域野生动物影响不大。

因此施工活动可能会使项目区植物群落受到破坏，造成区域野生动物食源减少。从而也使野生动物可利用生境面积大为减少。但只要施工中注意加强保护，对野生动物的影响是可以缓解的。评价范围所在区域受多年油田开发活动的影响已基本无大型野生动物，本工程建设对区域的野生动物影响轻微。

(5) 井场建设对生态环境的影响

钻井作业对土壤的环境影响主要钻井废水和固体废弃物对周围土壤环境的影响。根据现场对已建井场调查，完钻井井场建设区域已平整，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。

钻井废水和废泥浆暂存于泥浆罐中，完井后运至下一钻井工程使用。通过其他油气田已完钻井井场周围土壤环境质量类比调查，结果表明，距井场不同距离处土壤中石油类浓度明显高于井场外土壤石油类浓度，说明油气田开采对土壤存在石油类污染；而井场外 10m 至 200m 处土壤石油类浓度值较接近，且与区域土壤环境质量对照点石油类浓度也接近，因此油气田开采对土壤的污染主要集中在井场内部。从井场内土壤不同剖面深度的石油类浓度分布来看，10cm 深度的石油类浓度最高，是表层土壤石油类浓度的 2 倍，是对照点土壤中石油类浓度的 4 倍，说明油气田开采产生的落地油等污染物会向下渗透对深层土壤造成影响；30cm 浓度的土壤中石油类浓度与表层土壤石油类浓度相近，说明井场石油类污染主要集中在表层至 30cm 深度处。

由于本项目所在区域的特殊性，井场建设破坏植被的总面积虽然不是很大，但形成植被破口的斑块数量多，如果不采取必要的措施，破口将扩大发展，导致水土流失加剧。

本项目实施后，由于植被被破坏，导致生态系统净初级生产力水平下降，使得区域原本恢复稳定性较弱的生态系统更加向不稳定的方向发展，异质化程度也随之降低，造成区域各生态系统的恢复稳定性和阻抗稳定性整体下降。因此，除

落实各项生态环境保护措施外，还应做好项目实施的环境管理，最大限度地降低人为活动的干扰强度，严格执行相关的生态恢复措施，使生态系统能在最短时间内进入自我调节恢复的状态中，防止因项目实施造成生态系统的进一步退化。

(6) 管线建设对生态环境的影响

根据开发方案，此次新建单井集输管线 420km。根据管线途径区域两侧各 500m 评价范围的现状调查结果来看，植被类型主要为草本植物，沿线土壤侵蚀以中度侵蚀为主。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。

区块内部管线施工作业带宽度不超过 8m，管线施工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自然恢复。

(7) 对水土流失的影响分析

拟建工程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收到不同程度的扰动和破坏，在降雨作用下，加剧水土流失，还可能加剧区域风灾天气，增加空气中粉尘含量：

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。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持建设规划》和《新疆维吾尔自治区人民政府关于全疆水土流失重点预防保护区、重点监督区、重点治理区划分的公告》，该工程所在区域属南疆农牧防风固沙治理区的塔里木盆地北部农林牧重点预防保护区。区域以地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因拟建工程的建设而产生的水土流失

(8) 对塔里木河上游湿地自然保护区影响分析

根据新疆维吾尔自治区人民政府(新政函〔2013〕110号)《关于阿克苏地区沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区晋升为自治区级自然保护区的批复》文件要求，该自然保护区升级为自治区级湿地自然保护区。其相关保护要求为：核心区

为湿地保护区域，作为重点保护区，禁止任何单位和个人进入，未经相关管理部门批准，也不允许进入从事科学研究活动。缓冲区主要为湿地恢复区域，作为自然恢复区，只准进入进行科学研究观测活动。实验区为湿地恢复和生产经营区域，作为人工恢复和开发利用区，可以进入从事科学试验、教学实习、参观考察、旅游以及驯化、繁殖珍稀、濒危野生动植物等活动。

施工期严禁施工车辆、人员进入自然保护区，严禁向保护区内堆放任何物料、固体废物等。项目施工严格控制在建设范围内，不会对保护植物造成直接破坏影响。在项目施工过程中一旦发现国家重点保护植物要及时向当地林业主管部门汇报，并采取临时围护、贴标识牌等措施予以关注和保护。

本工程施工期对野生动物的影响主要源自施工扬尘及施工噪声、人为干扰活动等。扬尘、尾气等的排放对野生动物的生存环境产生不利影响，将迫使野生动物逃离或迁移。机械噪音对野生动物的干扰。工程期间施工机械所产生的机械噪音等，对野生动物造成了扰动，迫使若干野生动物迁出工程区域。人为干扰活动的增多对工程区的野生动物具有一定的不利影响，绝大多数野生动物都有惧怕人类的习性。工程施工期间，由于人为干扰活动的增多，使野生动物觅食和繁殖活动均受到了一定的影响，不利于野生动物的生存和繁衍。

本工程在与塔里木河上游湿地自然保护区交界处竖立界碑、设置明显的警示宣传标志，项目产生的废气、废水、噪声、固体废物均在本工程区域内得到有效处置，并且本工程位于该自然保护区之外，距离塔里木河上游湿地自然保护区最近距离 650m，本工程施工活动严格控制在征地范围内，不涉及占用自然保护区用地。因此，本工程不会对塔里木河上游湿地自然保护区环境产生不利影响。

(9) 对生态保护红线影响分析

本项目距塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区最近为 650m，不在红线内。

本项目井场、管线在选址选线中充分考虑了避让红线，本项目工程内容均没有占用和穿越生态保护红线。同时选址中避开植被茂密区域，减少植被损失量。另外，控制施工作业带宽度，控制人为活动范围，减少对原生地表的破坏，是施工期和运行期降低对生态保护红线影响的主要手段。

项目建成后，及时恢复临时占地，加大绿化力度，补偿项目施工和运行对生

态环境的影响，项目对生态保护红线的影响可以得到减缓和补偿。本项目优化集输管网和井场道路的选线，同时做好施工期和运行期的生态保护，项目对生态保护红线的影响可以接受，不会导致生态保护红线生态功能发生明显改变，满足生态保护红线“面积不减少、性质不改变、功能不降低”的有关要求。

（10）对重点公益林影响分析

工程所在区内分布的重点公益林类型为林地、灌木林地，主要是为杜加依灌丛和稀疏灌丛，主要植物种类为柽柳、盐穗木等，植被盖度为30~50%，主要作用为防风固沙和沙漠化防治，为国家级和地方级公益林，保护等级为国家二级和地方级公益林，本项目不占用国家一级公益林。本项目共有7口单井占用国家二级公益林，其中永久占用0.84hm²，临时占用6.72hm²，项目新建管线约有4.62km位于地方公益林区，约有35.39km位于国家二级公益林区，工程占用的重点公益林类型均为灌木林地，林木种类为柽柳。

建设需严格按照《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法(试行)》（新林资字〔2015〕497号）要求，不得占用国家一级公益林，管道沿线两侧范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，管道施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在8m范围内。管线及道路尽量沿现有油田道路布置，减少破坏原生植被。

5.1.5.2 生态环境影响减缓措施

5.1.5.2.1 永久占地生态环境保护措施

①严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，最大限度的减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失。

②严格按照有关规定办理建设用地审批手续，贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念，避免大填大挖，减少后期次生灾害的发生，充分体现“最大限度的保护，最小程度的破坏，最大限度的恢复”的原则。施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

③占用耕地应按《中华人民共和国土地管理法》第三十条的规定实行占用耕地补偿制度。

④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。

5.1.5.2.2 临时占地施工生态保护工程措施

①设计选线及井场选址过程中，尽量避开植被较丰富的区域，全线避让自治区I级保护植物，避免破坏荒漠植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

③加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。

④管道施工过程中穿越农田区域、植被密集区等临时占地区域，开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

⑤充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。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，限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

⑥工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。

5.1.5.3.3 土壤影响减缓措施

①管道施工应严格限定作业范围，审慎确定作业线，不宜随意改线和重复施工。土体构型是土壤和植被稳定的基础。施工作业时，应采取两条管道间相向单侧分层堆放，以减少临时占地影响范围，并按层回填，在耕作地区有利于保护耕作层，在戈壁区有利于防止地表风蚀。回填时应尽量注意恢复原有密实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水、泄漏流造成地表下陷。

管道竣工后的土地复垦，应按照《土地复垦质量控制标准》（TD/T 1036-2013），对因施工直接造成的土地破坏和施工期间污染造成的土地破坏进行复垦有关工作。

②重视地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作用，有效防止冲刷。在冲沟发育地区，要注意泄洪沟布设，集流和分流措施应得当，既防止水流过分集中，又不过大改变原有地形。管道通过流沙地区，在主要风害段适当采用固沙措施，防止风蚀活动。通过水体和高盐土壤的管道宜采用高强度防蚀抗盐材料。

5.1.5.3.4 动植物影响减缓措施

①井场建设前，选址阶段应对施工场地周边进行现场调查，原则上应避免植被长势良好、茂密的区域，选择裸地或植被稀疏的区域进行井场建设。

②管线的选线阶段，应对拟敷设管线的地表情况进行现场调查，尽可能选择植被稀疏或裸地进行工程建设，尽量避开植被茂密区域，减少因施工造成的植被破坏。严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，减少对地表的碾压。

③施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

④严禁破坏占地范围外的植被，对因项目占地而造成的植被损失，应当按照正式征地文件，按规定进行经济补偿。

⑤严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，以减少对植被的破坏，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

⑥加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被；强化保护野生动物的观念，禁止捕猎。

⑦确保各环保设施正常运行，含油废物回收、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

⑧强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对植物和野生动物的影响。

⑨施工活动中发现国家重点保护植物要及时向当地林业主管部门汇报，对已确认的重点保护植物要采取适宜的保护措施。

⑩建议施工单位在项目区张贴野生保护动植物宣传画及材料，禁止施工人员随意猎捕野生动物；施工活动中发现国家重点保护动物活动踪迹要给予

高度关注，保护其正常活动不受影响，一旦发现重点保护动物受伤或行为异常要及时向当地林业主管部门汇报，并采取及时有效的救助措施。

5.1.5.3.6 农田区生态保护措施

①严格按照有关规定办理建设用地审批手续，占用耕地应按《中华人民共和国土地管理法》第三十条的规定实行占用耕地补偿制度。土地的征占及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。经批准占用的耕地，按照“占多少、垦多少”的原则，在地方政府指定的区域，执行耕地复垦补偿。

②严格限定施工范围，管道施工带范围严格控制在8m之内，严禁自行扩大施工用地范围。在耕地区域管沟施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，堆放于管沟一侧的临时堆土区且用苫布覆盖，施工结束后先回填深层土，后回填表土层。施工结束后应及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。

③管线敷设经过农业用地，回填时须夯实，防止后期灌溉引起农田下陷，影响农作物种植。

④保持原有排灌系统整体性，减少对农田水利设施、农机道路和农田的切割。在选线设计中，尽量沿灌渠和农机路平行建设道路、管线。

⑤应根据当地农业活动特点组织施工，减轻对农业生产破坏造成的损失，应尽量避免在收获时节进行施工。

⑥工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，恢复原貌。土地恢复工作完成后，交由原土地使用者继续使用。

⑦施工过程中在采取自然生态系统保护措施的同时，还应注意避免在靠近耕地地段进行施工机械加油、存放油品储罐等活动，贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念，避免大填大挖，提高施工效率，缩短施工时间。禁止施工人员踩踏周边耕地，向耕地排放污水、堆放固体废物。

5.1.5.3.7 重点公益林生态保护措施

(1) 项目占用国家二级公益林和地方公益林，应遵守以下规定：

①《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）第十二条规定：“一

级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。国有一级国家级公益林，不得开展任何形式的生产经营活动”第十三条规定“二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济”。

②根据《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》（新林策发〔2012〕419号）第十五条“勘查、开采矿藏和修建道路、水利、电力、通讯等工程需要占用征收国家级公益林地的，应当依法办理占用征收林地审核审批手续；占用征收国家级公益林地的单位，必须按国家和自治区相关规定缴纳相关费用。森林植被恢复费用于国家级公益林森林植被恢复，确保国家级公益林面积不减少”。

（2）根据《森林法》、《新疆维吾尔自治区平原天然林保护条例》、《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法(试行)》（新林资字〔2015〕497号）及《印发〈阿克苏地区境内石油天然气勘探开发建设管理办法（暂行）〉的通知》（阿行署办〔2008〕27号）等有关规定，不得占用国家一级公益林，办理建设项目使用林地手续。

（3）管线在选线设计、施工作业时尽量避免灌木茂密区域，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。

（4）采用小型施工机具或必要时采用人工开挖回填管沟等一系列手段，将管线施工作业带减小到6m。考虑采取加大管道埋深，加厚管壁等措施防止公益林区管线风险事故的发生。

（5）严格控制施工范围。教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生。

（6）施工过程中，加强施工人员的管理，禁止施工人员对林木滥砍滥伐，严禁砍伐森林植被做燃料，尽量减少对作业区周围植被的影响。

（7）管线及道路尽量沿现有油田道路布置，减少破坏原生植被。公路沿线可设置一些警示牌，提高公众保护公益林的意识。

（8）项目完工后，要对本项目占压林地面积进行调查，尽量恢复，优化

原有的自然环境和绿地占有水平。

5.1.5.3.8 塔里木河上游湿地自然保护区保护措施

(1) 施工活动要制定详细的施工计划并严格执行，做好噪声防护措施，尽量缩短施工时间，避开春、夏季等动物繁殖的高峰期；

(2) 施工废水禁止在自然保护区范围内泼洒；

(3) 施工产生的固体废物、弃土及施工物料的临时堆存禁止设置在自然保护区范围内；

(4) 施工人员严格遵守《中华人民共和国自然保护区条例》，未经许可不得随意进入自然保护区，不得在保护区范围内开展砍伐、狩猎、捕捞、采药、开垦、挖沙等活动；

(5) 施工单位严格遵守《湿地保护管理规定》，不得在保护区范围内擅自放牧、捕捞、取土、取水、排污、放生及其他破坏湿地及其生态功能的活动；

(6) 在项目区与保护区交界处竖立界碑、设置警示宣传标识，提醒施工人员禁止随意进入自然保护区，将施工活动严格限制在本工程开发范围内。

(7) 施工活动中发现国家重点保护植物要及时向当地林业主管部门汇报，对已确认的重点保护植物要采取适宜的保护措施；

(8) 施工活动中发现国家重点保护动物活动踪迹要给予高度关注，保护其正常活动不受影响，一旦发现重点保护动物受伤或行为异常要及时向当地林业主管部门汇报，并采取及时有效的救助措施。

5.1.5.3.9 文物保护措施

项目工程建设严格控制在文物保护范围和建设控制地带外围，在后续开发建设中还需保证在文物的保护范围和建设控地带范围外进行施工活动。

在施工中如发现文物，应暂停施工、保护现场，并及时通报文物保护主管部门。经文物主管部门采取措施并认可后继续施工。在施工过程中如遇古墓或古代遗存，施工部门应立即暂停施工、保护现场并报文物主管部门，制定并采取必要的文物保护措施。文物部门同意后，方可继续施工。

5.1.5.3 水土流失保护措施

(1) 站场工程区

1) 砾石压盖：新建井场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，

降低水土流失风险。

2) 场地平整：站场工程区场地平整：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) 洒水降尘：项目区降水量极少，蒸发量却很大，站场工程区施工扰动区易产生扬尘对周边环境产生影响，产生一定的水土流失。本工程对本防治区进行定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施。

4) 限行彩条旗：为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，本方案设计在井场施工区四周拉彩条旗以示明车辆行驶的范围，以避免增加对地表的扰动和破坏。

5) 水土保持宣传牌：施工期间在工程区设置水土保持宣传警示牌，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。

(2) 管道工程区

1) 场地平整：管道工程区需挖沟槽，施工后回覆，对管道工程区施工扰动区域采取场地平整措施，降低地面粗糙度，增加土壤抗蚀性

2) 防尘网苫盖：单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，本工程对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施。

3) 限行彩条旗：为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，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的范围，以避免增加对地表的扰动和破坏。

4) 洒水降尘：项目区降水量极少，蒸发量却很大，管道工程区施工扰动区易产生扬尘对周边环境产生影响，产生一定的水土流失。对本防治区进行定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施。

5.1.5.4 防沙治沙分析及措施

(1) 项目区地理位置、范围和面积

本项目位于新疆阿克苏地区新疆阿克苏地区沙雅县和库车市境内。

(2) 项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

本项目位于塔里木河和渭干河共同作用下的冲洪积平原，地形北高南低，由西向东略有坡降，海拔943m~970m，主要地貌有农田、荒漠和盐碱地。项目区主要植被为怪柳、盐穗木、芦苇等。所在区域河流主要为塔里木河、渭干河及英达里亚河，本工程各站场、管线位于哈拉哈塘油田塔河北岸区域，距离塔里木河最近2.3km，距英达里亚河最近0.12km。评价区域位于位于渭干河冲洪积细土平原上，是以双层及多层结构的潜水-承压水含水层为主的细土平原区，含水层岩性以细砂、粉砂为主。工程区域包气带岩性为粉土，包气带厚度约5.12~6.0m左右，粉土的垂向渗透系数为0.22~0.79m/d。

(3) 项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

根据库车市塔北区调查数据，库车市沙化土地面积215690.6hm²，可治理面积56042.6hm²，比重为25.98%。沙雅县沙化土地总面积为2697317.85hm²，占沙雅县国土总面积的84.34%。

区域防沙治沙工作已实施“塔里木河流域近期综合治理项目”，“塔里木河流域近期综合治理项目”是在流域节水改造和河道治理的基础上，通过实施退耕封育和荒漠林封育恢复，治理沙化土地，保护和恢复荒漠林草植被，改善流域生态环境建设工程。项目实施以来，在塔北区累计完成生态建设工程面积6.69万hm²，其中完成退耕封育保护0.44万hm²；荒漠林封育保护5.92万hm²；草地改良保护0.33万hm²。

(4) 项目实施过程中对周边沙化土地的影响

1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

本工程永久占地面积4.44hm²，临时占地面积258hm²，其中荒漠化土地面积为23m²，占总占地面积的8%。

2) 弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

本项目井场平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟和铺垫井场。

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，

若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

3) 损坏的防沙治沙设施(包括生物、物理或化学固沙等措施)。

本项目占地主要为耕地、荒草地，永久占地及临时占地范围均不涉及已建设的防沙治沙设施。

4) 可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

项目施工期主要包括钻井工程和地面工程，钻井工程包括池体开挖、场地平整、井场道路等，地面工程包括管沟开挖等。池体开挖、场地平整及井场道路施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。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，甚至退化为沙地。

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

(5) 防沙治沙内容及措施

1) 采取的技术规范、标准

① 《中华人民共和国防沙治沙法》(2018年11月14日修订)；

② 《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)；

③ 《防沙治沙技术规范》(GB/T21141-2007)；

2) 制定方案的原则与目标

制定方案的原则：①科学性、前瞻性与可行性相结合；②定性目标与定量指标相结合；③注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；④节约用水和合理用水相结合；⑤坚持因地制宜的原则。

制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善，农田得到有效保护。

3) 工程措施(物理、化学固沙及其他机械固沙措施)

针对部分井场、管辖周边若基本无植被覆盖区域，采取防沙治沙措施，

设置草方格，防止土地沙漠化。

4) 植物措施(在流动沙地、风蚀严重的风口、施工区域等区域采取的恢复林草植被的林网、林带和片林等防风固沙植被恢复措施)

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

②施工过程中，对于管线工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏；

③植被覆盖度高的区域及农田区域，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力；

5) 其他措施(废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施)

针对井场施工过程，提出如下措施：①井场平整后，采取砾石压盖；②井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，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。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。⑤农田施工区域，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域农田土壤肥力。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：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。

6) 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

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

(6) 方案实施保障措施

1) 组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举

措。本项目防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人，各钻井队、施工队作为措施落实方，属于主要责任人。塔里木油田分公司应在各钻井队、施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

2) 技术保证措施

①邀请各级林业部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

②塔里木盆地自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性。

3) 防沙治沙措施资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资由塔里木油田分公司自行筹措。

4) 生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计哈拉哈塘油田植被覆盖度能维持现状，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善，农田得到有效保护。

5.2 营运期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 常规气象资料分析

5.2.1.1.1 沙雅县常规气象资料分析

本项目部分单井分布于阿克苏地区沙雅县，距离该项目最近的气象站为沙雅县气象站，该地面观测站与项目厂址距离4km。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定，地面气象资料可直接采用沙雅县气象站的常规地面气象观测资料。因此，本次评价气象统计资料分析选用沙雅县气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表5.2-1。

表5.2-1 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				
沙雅县气象站	51639	基本站			4	981	2019	风向、风速、总云量、低云量、干球温度

5.2.1.1.2 库车市常规气象资料分析

本项目部分单井分布于阿克苏地区库车市，距离该项目最近的气象站为

库车市气象站，该地面观测站与项目最近单井距离37km，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定，地面气象资料可直接采用库车市气象站的常规地面气象观测资料。因此，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5.2-2。

表5.2-2 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			37	1082	2019	风速、风向、总云量、干球温度

5.2.1.2 多年气候统计资料分析

5.2.1.2.1 沙雅县多年气候统计资料分析

根据沙雅县气象站近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

区域内近20年各月平均气温变化情况见表5.2-3。

表5.2-3 近20年各月平均温度变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度(°C)	-7.5	-3.0	7.6	14.6	20.6	23.6	26.7	25.6	19.7	12.9	1.9	-8.7	12.5

由表5.2-3分析可知，区域近20年平均温度为12.5°C，4~10月平均温度均高于多年平均值，其它月份均低于多年平均值，7月份平均气温最高，为26.7°C，12月份平均气温最低，为-8.7°C。

(2) 风速

区域内近20年各月平均风速变化情况见表5.2-4。

表5.2-4 近20年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速(m/s)	1.9	2.3	2.4	3.3	3.6	3.3	3.1	3.0	2.8	2.4	2.1	1.7	2.6

由表5.2-4分析可知，区域近20年平均风速为2.6m/s，5月份平均风速最大为3.6m/s，12月份平均风速最低，为1.7m/s。

(3) 风向、风频

区域近20年平均各风向风频变化情况见表5.2-5，近30年风频玫瑰图见图5.2-1。

表5.2-5 近20年各月、各季及全年平均风向频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
1月	4.8	5.6	8.8	5.6	0.8	0.8	1.6	1.6	1.6	14.5	14.5	12.1	2.4	5.7	0.8	0	18.6
2月	5.2	1.7	2.5	1.7	0.8	0.9	0	0.9	0	8.6	25	22.4	12.1	6	2.6	1.7	7.8
3月	4.8	12.1	20.9	10.5	4	1.6	2.4	0.8	1.6	5.7	4.8	6.5	4.8	4	1.6	2.4	11.3
4月	5	11.7	11.6	8.3	4.2	3.3	0	3.3	7.5	3.3	9.2	7.5	2.5	3.3	2.5	2.5	14.2
5月	9.7	16.9	13.7	12.1	1.6	3.2	7.3	4	0	2.4	4	4.8	1.6	16.1	4	4.8	8.1
6月	11.7	14.2	10.8	12.5	9.2	5.8	4.2	1.7	1.7	1.7	2.5	2.5	1.7	4.2	6.7	2.5	6.7
7月	11.3	13.7	8.1	8.9	2.4	3.2	1.6	2.4	3.2	4.8	4.8	3.2	6.5	5.7	6.5	6.5	7.3
8月	6.4	16.1	20.2	13.7	6.5	5.7	3.2	4	1.6	1.6	40.3	0.8	1.6	0	2.4	6.5	5.7
9月	10	18.3	13.3	11.7	5.8	1.7	1.7	3.3	1.7	1.7	5.8	2.5	6.7	2.5	2.5	1.7	9.2
10月	5.6	13.7	8.1	8.1	2.4	0	1.6	1.6	0.8	5.7	5.7	4	4.8	4	4	3.2	26.6
11月	0	3.3	5.8	4.2	1.7	2.5	0.8	0.8	2.5	6.7	15	15.8	6.7	4.2	1.7	1.7	26.7
12月	1.6	8.1	15.3	10.4	4.8	0.8	2.4	2.4	2.4	6.5	11.3	10.5	5.7	2.4	0	1.6	13.7
春季	6.5	13.6	15.5	10.3	3.3	2.7	3.3	2.7	3	3.8	6	6.3	3	3	2.7	3.3	11.1
夏季	9.8	14.7	13.1	11.6	6	4.9	3	2.7	2.2	2.7	3.8	2.2	3.3	3.3	5.2	5.2	6.5
秋季	5.2	11.8	9.1	7.9	3.3	1.4	1.4	1.9	1.7	4.7	8.8	7.4	6	3.6	2.8	2.2	20.9
冬季	3.8	5.2	9.1	6	2.2	0.8	1.4	1.7	1.4	9.9	16.8	14.8	6.6	4.7	1.1	1.1	13.5
全年	6.3	11.3	11.7	9	3.7	2.5	2.3	2.3	2.1	5.3	8.8	7.7	4.7	3.6	2.9	2.9	13

图5.2-1 区域近20年风频玫瑰图

由表5.2-5分析可知，沙雅县近20年资料统计结果表明，该地区多年NE风向的频率最大，其次是SW风向。

5.2.1.2.2 库车市多年气候统计资料分析

根据库车市气象站近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

区域内近20年各月平均气温变化情况见表5.2-6。

表5.2-6 近20年各月平均温度变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度(°C)	-7.2	-0.9	7.3	15.0	20.0	23.6	25.1	24.1	19.2	11.2	2.8	-5.2	11.3

由表5.2-6分析可知，区域近20年平均温度为11.3°C，4~10月月平均温度均高于多年平均值，其它月份均低于多年平均值，7月份平均气温最高，为25.1°C，12月份平均气温最低，为-7.2°C。

(2) 风速

区域内近20年各月平均风速变化情况见表5.2-7。

表5.2-7 近20年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速(m/s)	1.4	1.8	2.3	2.5	2.4	2.4	2.4	2.1	1.9	1.7	1.5	1.2	2.0

由表5.2-7分析可知，区域近20年平均风速为2.0m/s，4月份平均风速最大为2.5m/s，12月份平均风速最低，为1.2m/s。

(3) 风向、风频

区域近20年平均各风向风频情况见表5.2-8，近20年风频玫瑰图见图5.2-2。

表5.2-8 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5.2-2 区域近20年风频玫瑰图

由表5.2-8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。

5.2.1.2 大气环境影响预测与分析

运营期在正常状况下，大气污染的主要来源是井场、集输系统管线泄漏等。采用估算模式对该工程运营期井场无组织排放的非甲烷总烃、H₂S 大气污染物对大气环境影响进行预测。

(1) 城市农村选项确定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录 B 中模型计算设置说明：当项目周边 3km 半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村。本项目各井场周边 3km 半径范围内无城市建成区和规划区，因此，本项目估算模式农村或城市的计算选项为“农村”。

(2) 模型参数和污染源及其预测结果

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 5.2-9。

表5.2-9 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/°C		41.5
最低环境温度/°C		-27.4
土地利用类型		农作地、荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

根据开发方案提供资料, 油气开发过程中使用电磁加热撬, 不产生燃烧废气, 本项目运营期主要污染物为油气集输、处理及外输过程中的无组织排放的非甲烷总烃。根据工程分析确定, 本项目选定 4 个点为进行预测, 本项目主要废气污染源参数见表 5.2-10。

表 5.2-10 大气无组织污染源排放参数

污染源名称	坐标(°)		海拔高度(m)	矩形面源			污染物排放速率(kg/h)	
	经度	纬度		长度(m)	宽度(m)	有效高度(m)	H ₂ S	NMHC
HA16-H15井			965	30	40	6.00	0.0003	0.0057
XK5-H4井			965	30	40	6.00	0.0003	0.0057
RP7-H6井			963	30	40	6.00	0.0003	0.0057
JY1-H8井			955	30	40	6.00	0.0003	0.0057

(8) 预测结果及分析

采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)推荐模式清单中的估算模式分别计算各污染源的所有污染物的下风向轴线浓度,并计算相应浓度占标率,预测的污染物浓度扩散结果见表 5.2-11。

表 5.2-11 最大浓度计算结果

污染源名称	评价因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$C_{\max}(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_i(\%)$	$P_{\max}(\%)$	$D_{10\%}(\text{m})$
HA16-H15 井	NMHC	2000.0	9.19	0.46	4.84	25
	H ₂ S	10.0	0.484	4.84		
XK5-H4 井	NMHC	2000.0	9.19	0.46		25
	H ₂ S	10.0	0.484	4.84		
RP7-H6 井	NMHC	2000.0	9.19	0.46		25
	H ₂ S	10.0	0.484	4.84		
JY1-H8 井	NMHC	2000.0	9.19	0.46		25
	H ₂ S	10.0	0.484	4.84		

由表 5.2-5 可知,井场无组织废气中非甲烷总烃最大一次落地浓度为 $9.19\mu\text{g}/\text{m}^3$,最大占标率 0.46%; H₂S 最大一次落地浓度为 $0.484\mu\text{g}/\text{m}^3$,最大占标率 4.84%, D_{10%}均未出现。

5.2.1.3 废气源对四周场界贡献浓度

本工程新建井场 39 座,油田井场采用标准化设计与建造,井场内布局与设备基本一致,因此本评价选取代表性的单个井场进行预测分析,其余单井场对环境的影响以代表性井场进行类比评价。本评价将开发方案中代表性新建井场边界作为四周场界进行评价,结果见表 5.2-12。

表 5.2-12 井场四周边界浓度计算结果一览表 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

评价因子 评价点		东场界	南场界	西场界	北场界
HA16-H15 井	非甲烷总烃	108.80	120.69	101.04	96.52
	H ₂ S	0.34	0.38	0.32	0.30
XK5-H4 井	非甲烷总烃	112.25	122.93	101.30	95.95
	H ₂ S	0.35	0.38	0.32	0.30
RP7-H6 井	非甲烷总烃	112.24	121.69	102.57	93.33
	H ₂ S	0.35	0.38	0.32	0.29
JY1-H8 井	非甲烷总烃	104.73	106.96	101.41	97.30
	H ₂ S	0.33	0.33	0.32	0.30

由表 5.2-12 预测结果可知,各井场无组织废气对四周场界非甲烷总烃浓度贡

献值为 95.78~122.93 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求； H_2S 浓度贡献值为 0.29~0.38 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 二级新扩改建标准。

5.2.1.4 一类区影响分析

本项目有 5 口井与一类区距离小于 5km，分别为 JY1-H7、JY1-H8、JY6-H1、RP7-H1、RP3012-H4，由表 5.2-11 模型计算结果可知，井场无组织废气中非甲烷总烃最大一次落地浓度为 9.19 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 0.46%； H_2S 最大一次落地浓度为 0.484 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 4.84%， $\text{D}_{10\%}$ 均未出现，井场最大一次落地浓度出现在距井场 25m 处。本项目距一类区最近距离为 500m，井场最大落地浓度位于一类区外；一类区非甲烷总烃最大一次落地浓度为 3.09 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 0.15%；一类区 H_2S 最大一次落地浓度为 0.163 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 1.63%， $\text{D}_{10\%}$ 均未出现。

5.2.1.5 防护距离的确定

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

5.2.1.6 非正常排放影响分析

5.2.1.6.1 污染源强

非正常生产排放包括开车、停车、设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放，如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。

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。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑，本项目放喷等非正常工况下污染物源强情况见表 5.2-13。

表 5.2-13 非正常工况下污染物排放一览表

序号	面源名称	面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/ $^\circ$	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
		X	Y									
1	放喷口			938	5	5	0	2	0.17	非正常	H_2S	0.001
											非甲烷总烃	0.1

5.2.1.6.2 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5.2-14。

表 5.2-14 非正常排放 P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

序号	污染源名称	评价因子	$C_i(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_i(\%)$	$P_{max}(\%)$	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}(m)$
1	放喷口	H ₂ S	16.4	164.38	164.38	10	450
		非甲烷总烃	1640	82.19		10	250

由表 5.2-14 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 $1640\mu\text{g}/\text{m}^3$, 占标率为 82.19%, $D_{10\%}$ 对应距离为 250m; 硫化氢最大落地浓度为 $16.4\mu\text{g}/\text{m}^3$, 占标率为 164.38%, $D_{10\%}$ 对应距离为 450m。

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

5.2.1.7 污染物排放量核算

本项目主要工程为井场部署及集输管线工程。集输管线为埋地密闭管道,无废气产生,因此本项目主要污染源为井场逸散的废气,主要成分为非甲烷总烃和 H₂S。

本项目井场不设置加热炉,运营期废气主要为井场和试采点运营过程产生无组织挥发废气,主要污染物为非甲烷总烃、硫化氢,源于采出液中所含伴生气的无组织挥发。拟建项目装置均采用国内甚至国际先进的设备和材料,充分保证管线、接头、阀门油泵的密封性。鉴于《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(公告〔2021〕第 24 号)中“《07 石油和天然气开采业行业系数手册》: 2.4 其他需要说明的问题(2) 天然气开采废气污染物只考虑天然气净化厂的产排污情况,其他环节由于产排污量很少忽略不计”的说明,本项目油气集输站场气体污染物无组织排放参照《石化行业 VOCS 污染源排查工作指南》中石油化工行业无组织废气非甲烷总烃排放量计算方式进行核算。

经核算,拟建工程单座井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 $0.00288\text{kg}/\text{h}$ 。无组织废气中硫化氢含量类比同类型井场,排放速率按 $0.00034\text{kg}/\text{h}$ 考虑。按年有效工作时间 8760h 计算,单座井场非甲烷总烃年排放量为 $0.0253\text{t}/\text{a}$, 硫化氢年排放量为 $0.00297\text{t}/\text{a}$, 本项目部署新井 46 口,则本项目非甲烷总烃年排放量共 $0.936\text{t}/\text{a}$, 硫化氢年排放量共 $0.109\text{t}/\text{a}$ 。

5.2.1.8 大气环境影响评价小结

本工程位于环境质量不达标区,污染源正常排放下硫化氢、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。本工程废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本工程实施后大气环境影响可以接受。

5.2.1.9 大气环境影响评价自查表

本次大气环境影响评价完成后，对大气环境影响评价主要内容与结论进行自查，详见表 5.2-15。

表 5.2-15 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 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input type="checkbox"/>		
	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(非甲烷总烃、H ₂ S)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不含二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录 D <input checked="" type="checkbox"/>	其他标准 <input checked="" type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		
	评价基准年	(2020) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>				不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>		
污染源调查	调查内容	本项目正常排源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排源 <input checked="" type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input checked="" type="checkbox"/>		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长 = 5 km <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子(非甲烷总烃、H ₂ S)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>				C _{本项目} 最大占标率>100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率>10% <input type="checkbox"/>		
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率>30% <input type="checkbox"/>		
非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长() h	C _{非正常} 占标率≤100% <input type="checkbox"/>				C _{非正常} 占标率>100% <input type="checkbox"/>		

工作内容		自查项目			
	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：（非甲烷总烃、H ₂ S）		有组织废气监测 □	无监测 □
	环境质量监测	监测因子：（非甲烷总烃、H ₂ S）		无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	监测点位数（ ）
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受□			
	大气环境保护距离	距（ ）厂界最远（ ）m			
	污染源年排放量	SO ₂ : (0.000) t/a	NO _x : (0) t/a	颗粒物: (0) t/a	VOCs: (0.936) t/a

注：“□”为勾选项，填“√”；“（ ）”为内容填写项

5.2.2 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，判定本工程地表水环境评价等级为三级 B。

5.2.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

本工程运营期产生的废水主要有油田采出水、井下作业废水。采出水随油气混合物输送至哈 6 联合站或热普转油站处理，其中哈 6 联合站采用“压力除油+过滤”处理工艺，热普转油站采用“缓冲沉降+加药混凝、除菌”工艺，处理达标后进行回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，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。采取上述水污染控制措施后，本工程采出水及井下作业废水不会对周边水环境产生影响。

5.2.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

(1) 采出水处理

本项目建成投运后，本项目单井采出水随油气混合物输送至哈 6 联合站或热普转油站处理，处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准，由回注水泵吸水进行回注，可保持油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

表 5.2-16 采出水处理规模一览表

分类	设计最大处理	现状处理量	负荷率	富余处理能力	依托可行性
----	--------	-------	-----	--------	-------

	规模				
哈 6 联合站采出水处理站	3000m ³ /d	1246m ³ /d	41.5%	1754m ³ /d	可依托
热普转油站采出水处理站	2000m ³ /d	362m ³ /d	18.1%	1638m ³ /d	可依托

本工程采出水为 448.91m³/d，哈 6 联合站及热普转油站采出水处理站满足本工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2) 井下作业废水处理

井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，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，处理后的井下作业废水均不外排。

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模为 300m³/d，现状处理量为 236m³/d，富余处理能力为 64m³/d，本项目油藏储层为低渗透储层，根据表 3.7.3-3 计算，井下作业废水产生量为 27.13t/井次。按井下作业每 3 年 1 次计算，则本项目 46 口采油井井下作业工程产生的井下作业废水为 334.6t/a，则本工程井下作业废水需处理量为 0.92m³/d，因此哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理装置处理能力可满足本工程需求。哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站采取“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及分析方法》(SY/T5329-2012)中的回注水质指标要求，用于哈拉哈塘油田油层回注用水。

综上，本工程采出水及井下作业废水不外排，故本工程实施对地表水环境可接受。

5.2.3 地下水环境影响评价

5.2.3.1 区域水文地质条件概况

(1) 地下水赋存条件及特征

评价区位于渭干河冲洪积细土平原上，是以双层及多层结构的潜水-承压水含水层为主的细土平原区，含水层岩性以细砂、粉砂为主。本区地下水的赋存条件与分布特征受气候、水文等因素的共同影响，互相依从、互相制约。

根据区域水文地质图(图 5.2-3)，在 282m 的钻探深度内，评价区在南北方向上，分布有 1 层潜水和 4 层承压水含水层。其中，潜水含水层的厚度约 27.5~40.0m

不等，含水层岩性为细砂。潜水下部的 4 层承压含水层，在空间分布上基本保持连续性，而厚度分布变化较大，不稳定，结构也较为复杂。这 4 层承压含水层的厚度和岩性各不相同，自上而下含水层的厚度依次约 15.88~40.8m、23.40~75.52m、18.90~40.03m、20.36~73.40m，含水层岩性依次为粉砂、粉砂、细砂、粉砂。上部潜水和下部第一层承压含水层及下部承压含水层之间的隔水层共有 4 层，均为粉质粘土，相对隔水。上部潜水和下部第一层承压含水层之间的隔水层厚约 8.0~15.58m 不等，平均厚约 10.6m 左右；其它三层隔水层厚约 6.6~16.64m 不等，平均厚约 11.20m 左右。

（2）地下水类型与含水岩组富水性

因评价区位于渭干河冲洪积细土平原上，主要分布有双层-多层结构的潜水-承压水含水层。该评价区内潜水-承压水含水层的富水性可划分为两个级别：①潜水、承压水水量中等，顶板埋深<50m 区；②潜水水量中等、承压水水量丰富，顶板埋深<50m 区。区域水文地质图见图 5.2-3。

图 5.2-3 区域水文地质图

①潜水、承压水水量中等，顶板埋深<50m 区

该区域呈片状广泛分布于评价区内。具体分布为：呈半椭圆形小面积分布在评价区北端中部的新垦农场以北地段；呈片状较大面积分布在评价区西北部及中部的英也尔-托依堡一带；大面积分布在评价区东北部-东南部的齐满农场-哈拉哈塘一带；呈片状大面积分布在评价区的西南角地段。

a.半椭圆形小面积分布在评价区北端中部的的新垦农场以北地段

据 QS1 潜水钻孔及位于该区北部边界附近的 52 号钻孔揭露了该区的上部潜水含水层，潜水位埋深约 1.41~1.65m，钻孔揭露的含水层厚度为 18.87~42.90m 不等，含水层岩性为第四系粉细砂、含砾中细砂；换算涌水量为 752.53~810.0m³/d，渗透系数 4.33~11.41m/d。分布于该区的承压含水层，承压水头为 1.25~2.39m；钻孔揭露的含水层厚度为 25.20~58.0m，含水层岩性为第四系全新统的含砾中细砂、细砂、粉砂和第四系上更新统的中细砂，潜水面以下第一层承压含水层的顶板埋深约 11.0~20.28m，隔水层岩性为粉质粘土，隔水层厚度约 2.8~4.3m 不等；换算涌水量为 860.0~991.0m³/d，渗透系数 4.29~9.34m/d。

b.片状较大面积分布在评价区西北部及中部的英也尔-托依堡一带

分布在该区域内的潜水含水层，潜水位埋深约 1.72~8.33m，钻孔揭露的含水层厚度约 30.60~54.65m，含水层岩性为第四系粉细砂；换算涌水量为 124.29~969.89m³/d，渗透系数 0.47~4.53m/d。位于该区的承压含水层，承压水头为 5.40~11.99m，钻孔揭露的含水层厚度为 68.0~75.40m，含水层岩性为第四系粗砂-粉砂，潜水面以下第一层承压含水层的顶板埋深约 12.20~40.0m 不等，隔水层岩性为粉质粘土、粉土，隔水层厚度约 4.0~18.0m 不等；换算涌水量为 360.39~909.10m³/d，渗透系数 0.76~2.95m/d。

c.大面积分布在评价区东北部-东南部的齐满农场-哈拉哈塘一带分布在该区域内的潜水含水层，潜水位埋深约 1.43~6.25m，钻孔揭露的含水层厚度约 36.60~51.90m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂、粉细砂；换算涌水量为 155.34~699.06m³/d，渗透系数 0.56~4.14m/d。该区的承压含水层，承压水头为+004~+2.03m，钻孔揭露的含水层厚度为 70.4~252.50m 不等，含水层岩性为第四系中细砂、粉砂，潜水面以下第一层承压含水层的顶板埋深约 7.40~9.20m，隔水层岩性为粉质粘土，隔水层厚度约 3.4~10.23m 不等；换算涌水量为 448.59~

941.40m³/d, 渗透系数 1.73~3.04m/d。

d.片状大面积分布在评价区的西南角地段

该区的潜水位埋深约 1.90~6.39m, 钻孔揭露的含水层厚度约 23.44~52.30m, 含水层岩性为第四系粉细砂、粉砂; 换算涌水量为 114.86~672.29m³/d, 渗透系数 0.66~4.30m/d。该区的承压含水层, 承压水头为 2.05~7.97m, 钻孔揭露的含水层厚度为 29.0~113.78m, 含水层岩性为第四系中砂、细砂、粉砂, 潜水面以下第一层承压含水层的顶板埋深 19.2~28.42m, 隔水层岩性为粉质粘土、粘土, 隔水层厚度约 5.6~13.11m; 换算涌水量为 258.87~947.79m³/d, 渗透系数 0.53~6.18m/d。

②潜水水量中等, 承压水水量丰富, 顶板埋深<50m 区

该区域呈领结状较大面积分布在评价区中偏北部的沙雅县城及新垦农场一带, 还呈扇状较大面积分布在评价区的东北角地段。

下面分别对上述两个地段地下水的水文地质特征进行描述。

a.领结状较大面积分布在评价区中偏北部的沙雅县城及新垦农场一带

分布在该区的潜水含水层, 潜水位埋深约 2.21~5.17m, 钻孔揭露的含水层厚度约 30.39~54.65m, 含水层岩性为第四系粉细砂; 据本次施工的钻孔, 换算涌水量为 295.73~922.27m³/d, 渗透系数 1.67~8.34m/d。该区的承压水水头为 1.75~8.33m; 钻孔揭露的含水层厚度为 51.50~159.09m 不等, 含水层岩性为第四系粗砂、细砂、粉细砂, 顶板埋深 14.28~15.20m, 隔水层岩性为粉质粘土, 隔水层厚度约 1.60~9.05m 不等; 换算涌水量为 1123.55~1442.0m³/d, 渗透系数 3.70~6.50m/d。

b.扇状较大面积分布在评价区的东北角地段

分布在该区的潜水含水层, 潜水位埋深约 3.47~29.70m, 钻孔揭露的含水层厚度约 10.50~48.90m, 含水层岩性为第四系卵砾石、砂砾石、粉砂、粉细砂; 换算涌水量为 145.04~221.39m³/d, 渗透系数 1.02~3.88m/d。据位于该区外北部的 A27 承压水钻孔揭露, 承压水头为 5.12m, 钻孔揭露的含水层厚度为 33.00m, 含水层岩性为第四系上更新统砂砾石及粗砂, 顶板埋深 4.42~10.70m, 隔水层岩性为粉土, 隔水层厚度约 6.28m; 换算涌水量为 1764.54m³/d, 渗透系数为 58.06m/d。

(3) 地下水的补给、径流和排泄

评价区所处的地质构造、地貌、岩性结构及气候、水文条件决定了地下水的补给、径流、排泄条件。渭干河冲洪积扇上、中部的卵砾石带是地下水的补给径流区。评价区位于渭干河冲洪积平原中下部，地下水的补给来源主要是英达里亚河(渭干河的分支河流)的渗漏补给、渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给、井灌水的回归补给、水库水的渗漏补给、上游地下水的侧向径流补给。因气候非常干燥，因而降水入渗补给微乎其微。

地下水从渭干河冲洪积扇顶部向南部汇流。在渭干河冲洪积平原的上、中部，地下水含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为卵砾石、砂砾石，含水层颗粒粗、厚度大、渗透性强，故地下水径流通畅，径流条件好。到冲洪积平原的中下部，含水层渐变为双层-多层结构的潜水-承压水含水层，含水层岩性也由粗颗粒的卵砾石、砂砾石地层渐变为细颗粒的中砂、细砂、粉砂等砂类地层，含水层的厚度变薄、渗透性变差、径流不畅，因而地下水径流条件相对变差。因评价区位于渭干河冲洪积平原中下部，故其地下水径流条件相对较差。在评价区北部，地下水的水力坡度约 0.83‰，中部变为 0.59‰，南部变为 0.70‰。

地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、人工开采等方式排泄，最终以地下径流的方式排泄至塔里木河中，塔里木河又排泄到最低排泄点—台特玛湖。

(4) 地下水化学特征

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。

① 潜水的水化学特征

从评价区的中部向东西两侧，潜水的矿化度和水化学类型具有十分明显的水平分带规律性，表现为从中部到东西两侧，潜水矿化度由小于 1g/L 逐渐升高为 35.59g/L，水化学类型也由 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ — $\text{Na}(\text{Ca}\cdot\text{Mg})$ 型渐变为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ — $\text{Na}\cdot\text{Mg}$ 型和 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$ — $\text{Na}(\text{Mg}\cdot\text{Ca})$ 型水。

从评价区的北部向中部、南部，潜水的矿化度和水化学类型也具有十分明显的水平分带规律性，表现为从北部到南部，潜水矿化度由小于 1g/L 逐渐升高为 12.27g/L，水化学类型也由 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ — $\text{Na}(\text{Ca}\cdot\text{Mg})$ 型渐变为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ — $\text{Na}\cdot\text{Mg}$ 型和 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$ — $\text{Na}(\text{Mg}\cdot\text{Ca})$ 型水。在塔河南北两岸沿河地带，潜水矿化度相对较低，

为 1-3g/L，水化学类型变为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3\text{—Na}\cdot\text{Mg}$ 型水。

评价区内地下水主要接受英达里亚河、渠系、田间灌溉、水库水的渗漏补给、井灌水的回归补给，上游地下水的侧向径流补给；地下水从北部向南部径流；又通过潜水蒸发、植物蒸腾、人工开采等方式排泄，最终以地下径流的方式排泄至塔里木河中。这种补、径、排条件，决定了潜水的水化学作用同时具有离子交替吸附作用和蒸发浓缩作用。

②承压水的水化学特征

从评价区的北部、中部向南部，承压水的水化学类型也具有十分明显的水平分带规律性，表现为从北部、中部到南部，水化学类型由 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Cl—Na}\cdot\text{Ca}$ 型渐变为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl—Na}\cdot\text{Ca}$ 型和 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{—Na}(\text{Mg}\cdot\text{Ca})$ 型水。承压水的矿化度也有逐渐升高的趋势，但在评价区的不同地段，其升高的幅度有所不同。

评价区内承压水主要接受上游地下水的侧向径流补给，地下水从北部向南部径流，通过人工开采、向下游径流等方式最终排泄至塔里木河。其补给受上游潜水的补给条件影响较大。

(5) 工程场区包气带特征

项目所在区域包气带岩性为粉土，包气带厚度约 5.12~6.0m 左右，粉土的垂向渗透系数为 0.22~0.79m/d。

(6) 地下水开发利用现状

经调查，评价区地下水潜水、承压水水量中等，矿化度较高，水化学类型主要以 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{—Na}$ 型为主，区域地下水以饮用、工业、农业用水为主。

5.2.3.2 区域地下水污染源调查

根据区域地下水现状监测结果表明，监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准；各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。

5.2.3.3 地下水环境影响评价

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

5.2.3.4.1 正常状况

(1) 废水

本工程运营期单井采出水随油气混合物输送至哈 6 联合站或热普转油站采出水处理单元进行处理，使处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准，由回注水泵吸水进行回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，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。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2) 含油废物

采油过程中产生的含油废物，转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等，2009)，土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层，只有极少量的石油类最多可下渗到 20cm。由于油田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。含油废物一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少含油废物量，故含油废物对开发区域地下水的影响很小。

(3) 集输管线

本工程正常状况下，集输管线采用无缝钢管，采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.4.2 非正常状况

(1) 油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后油气窜层污染(包括生产井的窜层)的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形 成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。由废弃的油井、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，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，可能对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油气层几乎没有多少压力，油气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，评价区内的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。

(2) 集输管道泄漏事故对地下水的影响

井场管线链接与阀门连接处和输油管道泄露事故对地下水的影响,一般泄漏于土体中的采出液和稀油可以同时向表面溢出和向地下渗透,并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中,就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

通常管道泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于采出液的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

本工程非正常状况下,采油树管线链接和阀门处出现破损泄漏,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阀门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。

5.2.3.4.3 预测因子筛选

本项目污染物主要为石油类,本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测,石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准。评价因子检出限及评价标准见表 5.2-17。

表 5.2-17 评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准(mg/L)	检出下限值(mg/L)	现状监测值最大值(mg/L)
石油类	0.05	0.01	<0.05

5.2.3.4.4 预测源强

(1) 集输管道泄漏

本次评价考虑工程最不利情况(输送最大压力、最大输送量、管线最大使用年限等),采用解析模型预测污染物在含水层中扩散并进行影响评价。根据哈拉哈塘油田实际操作经验,考虑非正常状况下,采油树泄露发生 1 小时发现并关闭阀门,本工程油井日产油量约为 30t/d,故采出液渗漏量取 1.25t。

5.2.3.4.5 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。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等,2009),土壤中石油基本上不随土壤水上下移动,毛细管作用也不活跃,石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层,只有极少量的含油废

物最多可下渗到 20cm。本工程所在区域地下水埋深大于 1.4m，本次预测考虑泄漏原油 1‰进入潜水含水层，则石油类进入地下水的量为 1.25kg。然后污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据本项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

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

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t时刻点 x, y 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约 30m；

mM—长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类 1.25kg；

u—地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为细砂，渗透系数取 10m/d。水力坡度 I 为 0.83‰。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=10\text{m/d} \times 0.83\text{‰}/0.32=0.026\text{m/d}$ ；

n—有效孔隙度，无量纲；含水层岩性主要为粉细砂，参照相关资料，其有效孔隙度 $n=0.32$ ；

DL—纵向弥散系数， m^2/d ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_m=10\text{m}$ ，纵向弥散系数 $DL=\alpha_m \times u=0.26\text{m}^2/\text{d}$ ；

DT—横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $DT=0.026\text{m}^2/\text{d}$ ；

π —圆周率。

5.2.3.4.6 预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准值等值线作为石油类的超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.2-18。

表 5.2-18 事故状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m ²)	超标范围 (m ²)	背景浓度 (mg/L)	贡献浓度 (mg/L)	叠加浓度 (mg/L)	污染晕最大运 移距离(m)	超标范围是否 出场界
100d	130.5	96	0.025	3.98	4.055	14	否
365d	560.7	450.2	0.025	1.09	1.115	29	否
1000d	2016.4	1666.5	0.025	0.4	0.425	55	否
7300d	—	—	0.025	—	—	—	—

注：区域地下水监测点石油类均未检出，背景浓度按检出限一半计。

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄露 100d 后污染晕影响范围为 130.5m²，污染晕最大迁移距离为 14m，污染晕中心最大贡献浓度为 3.98mg/L，叠加背景值后的浓度为 4.055mg/L，超标范围未出场界；石油类污染物泄露 365d 后污染晕影响范围为 560.7m²，污染晕最大迁移距离为 29m，污染晕中心最大贡献浓度为 1.09mg/L，叠加背景值后的浓度为 1.115mg/L，超标范围未出场界；泄露 1000d 后石油类污染晕影响范围为 2016.4m²，污染晕最大迁移距离为 55m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.4mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.425mg/L，超标范围未出场界；石油类污染物泄漏 7300d 后石油类污染晕影响范围消失。

本工程严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后，结合地下水污染监控及应急措施，场界内石油类能满足相应标准要求；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，除井场场界内小范围以外地区，地下水环境满足相应标准要求。综上，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)10.4.1 内容，可得出，本项目各个不同阶段，地下水中评价因子能满足国家相关标准的要求。

5.2.3.4 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

(1) 源头控制措施

①输送介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

②输送管道采用地下敷设，对工艺要求必须地下走管的管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，以便出现泄漏问题及时观察、解决，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③对输送管道、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

(2) 分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执《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”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5.2-19。

表 5.2-19 分区防渗要求一览表

站场	防渗分区	防渗要求	
钻井期井场	重点防渗区	钻台	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		柴油罐区	
		危废暂存间	
	一般防渗区	泥浆罐区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；或参照 GB16889 执行
		危险化学品间	
		岩屑池	
	应急池		
营运期井场	一般防渗区	采油树	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；或参照 GB16889 执行
		井口撬	
		油气计量撬、阀组区	
	简单防渗区	电信控一体化撬	一般地面硬化

(3) 管道刺漏防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井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。

②在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

③利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

④一旦管道发生泄漏事故，井场内设置流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

(4) 地下水环境监测与管理

根据本工程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)及《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，利用区块上游及下游地下水井为本工程地下水水质监测井，地下水监测计划见表 5.2-20。

表 5.2-20 地下水监测点布控一览表

编号	监测层位	功能	井深	监测因子	方位/距离
J1	潜水含水层	跟踪监测井	≤50m	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类	上游地下水井
J2					下游地下水井
J3					下游地下水井

5.2.3.6 地下水环境评价结论

(1) 环境水文地质现状

①环境水文地质现状

评价区域位于位于渭干河冲洪积细土平原上，是以双层及多层结构的潜水-承压水含水层为主的细土平原区，含水层岩性以细砂、粉砂为主。工程区域包气带岩性为粉土，包气带厚度约 5.12~6.0m 左右，粉土的垂向渗透系数为 0.22~0.79m/d。

②地下水环境现状

监测期间区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标外，其他因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准要求。

(2) 地下水环境影响

本工程严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后,结合地下水污染监控及应急措施,场界内石油类能满足相应标准要求;非正常状况下,由地下水污染预测结果可知,除井场场界内小范围以外地区,地下水环境满足相应标准要求。综上,依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)10.4.1 内容,可得出,本项目各个不同阶段,地下水中评价因子能满足国家相关标准的要求。

(3) 地下水环境污染防控措施

本评价建议本工程依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则,采取严格的地下水环境污染防控措施。

①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。

②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。防渗措施的设计使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

③建立和完善本工程的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。

④在制定环保管理体制的基础上,制订针对地下水污染事故的应急措施,并应与其它应急预案相协调。

(4) 地下水环境影响评价结论

综上所述,在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下,本工程对地下水环境影响可以接受。

5.2.4 声环境影响评价

本工程运营期产生的噪声主要包括井口装置运行以及井下作业等过程产生的噪声,噪声源强在 40~120dB(A)之间。

井口装置噪声源强较低,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。井场周边近距离范围内无居民区，不会出现噪声扰民现象。

5.2.5 固体废物影响分析

根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告2021年第74号)，本项目运营期产生的危险废物主要为落地油3.7t/a，桶装收集后有危废处置资质单位接收处置。

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)，本项目危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表5.2-21。

表 5.2-21 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	3.7	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	桶装收集后，由有危废处置资质单位接收处置

本项目产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告2021年第74号)中相关管理要求，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)等有关规定。

本项目运营期产生的危险废物收集后有危废处置资质单位接收处置。项目在开发运营期间产生的各种固体废物通过采取妥善的处置措施，只要严格管理，不会对环境造成影响。

5.2.6 生态环境影响分析

(1) 对植被的影响

运营期由于占地活动的结束，项目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 3-5 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如井喷、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，项目所在区域主要是盐碱地，植被损失量很小。

（2）对野生动物的影响分析

运营期项目不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，人为捕杀野生动物的风险也随之降低。

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。

（3）生态系统完整性和生态景观影响评价

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

由于油气田的开发植被覆盖度降低，同时油气田开发使人类活动加剧，降低了自然生物的生存空间，使物种抗阻能力减弱，从而加剧了区域景观的不稳定性，使油气田开发区域连通度增加，破碎度加大，产生一定程度影响。

评价区基质单调，在干旱环境大背景下，土壤、植被类型单一，大风和风沙是比较严重的一种气象灾害，以春季和夏初的大风沙给农业生产、水利设施和人民生活等造成不同程度的危害，大风对作物的危害主要表现在风力机械破坏作用和细沙土的侵打破坏，偏西暴风形成全境风灾，轻灾有浓厚的浮尘和细沙土，重灾摧枯拉朽、覆盖作物、填埋渠道。

（4）景观影响分析

荒漠生态景观的稳定性较差，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。

本项目开发过程中永久性占地主要为盐碱地，土地被永久性构筑物占用，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减少了，对于整个油气田开发区来讲，所占的比例不大，同时还增加了区域

的异质性。

由以上分析可知，项目开发区的基质主要为单一的荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，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。油气田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；生态环境中的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。

地面基础设施建设完成后，井场、道路及各类集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响；因而项目油气田开发建设不会改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性。

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

5.2.7.1.1 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附表 A.1，本项目属于“采矿业”中的“石油开采项目”，项目类别为I类。

5.2.7.1.2 影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)，本项目不属于会造成土壤酸化、盐化、碱化的生态影响型项目，属于污染影响型项目。本项目施工期主要为管沟开挖及设备安装，主要污染物为施工期扬尘、焊接烟尘等，不涉及土壤污染影响。营运期外排废气中主要为无组织排放的非甲烷总烃和硫化氢，不涉及废水外排。本项目采出液采取密闭集输，管线进行了防腐处理，正常情况下不会造成采出液地面漫流影响，但泄漏事故工况下管线破裂会造成采出液下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。影响类型见表 5.2-22。

表 5.2-22 建设项目影响类型表

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

由表 5.2-22 可知，本工程影响途径主要为运营期事故工况下管线破裂会造成采出液下渗进而对土壤造成垂直入渗影响，因此本工程土壤环境影响类型为“污染影响型”。

5.2.7.1.3 影响源及影响因子

本工程输送介质为采出液(石油和天然气), 管线连接处破裂时, 采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中, 造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-23。

表 5.2-23 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
井场管线连接处	垂直入渗	石油烃	事故工况

5.2.7.2 现状调查与评价

5.2.7.2.1 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018), 土壤现状调查范围为各井场边界外扩 1km, 管线边界两侧外延 200m 范围。

5.2.7.2.2 敏感目标

本工程部分井场 1km 范围内、管线 200m 范围内存在耕地, 属于土壤环境敏感目标。

5.2.7.2.3 土地利用类型调查

(1) 土地利用现状

根据《土地利用现状分类》(GBT 21010-2017)及现场调查结果, 项目井场永久占地及管线周边土地利用类型为耕地、灌木林地、草地及未利用地。

(2) 土地利用历史

根据调查, 本工程井场建设之前现状为耕地、草地及未利用地。

(3) 土地利用规划

本工程占地范围暂无土地利用规划。

5.2.7.2.4 土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图(数据来源: 二普调查, 2016 年), 《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类及现场踏勘结果, 土壤评价范围内土壤类型主要为盐土、草甸土、风沙土、龟裂土及潮土等。

5.2.7.2.5 土壤环境影响预测与评价

本工程实施后, 由于严格按照要求采取防渗措施, 在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。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, 如果是采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏, 即使有油品

泄漏，建设单位必须及时采取措施，不可能任由油品漫流渗漏，任其渗入土壤。因此，只在地表积油底部非可视部位发生小面积渗漏时，才可能有少量物料通过漏点，逐渐渗入进入土壤。

综合考虑本工程物料特性及土壤特征，本次评价为事故状况下，采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

a.垂直入渗土壤预测模型

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

(1) 一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m²/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ-土壤含水率，%。

(2) 初始条件

$$c(z, t) = 0 \quad t = 0, L \leq z < 0$$

(3)边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

①连续点源：

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

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

②非连续点源：

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

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

b. 预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，本工程选取单井井场进行预测，预测模型参数取值见表 5.2-24。

表 5.2-24 垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度(m)	渗透系数(m/d)	孔隙度	土壤含水量(%)	弥散系数(m ² /d)	土壤容重(kg/m ³)
壤土	3	0.5	0.55	0.36	1	1.40×10 ³

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

表 5.2-25 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
泄漏油品	石油烃	850000	瞬时

c. 土壤污染预测结果

(1) 石油烃预测结果

采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 850000mg/L，预测时段按项目运行期 10950 天(30 年)考虑。预测时间节点分别为，T1：1 年，T2：5 年，T3：10 年，T4：20 年，T5：30 年。

由图 5.2-10 土壤模拟结果可知，石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，同一点位的数值随时间在增加，浓度随深度增加在降低，入渗 1a 后，污染深度为 5cm；入渗 5a 后，污染深度为 12cm；入渗 10a 后，污染深度为 18cm；入渗 20a 后，污染深度为 26cm；入渗 30a 后，污染深度为 33cm。

5.2.7.3 结论与建议

本工程站内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；站场外土壤监测点各监测因子监测值均低于《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 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。因此，本工程需采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期

开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，本项目建设可行。

5.2.7.4 土壤污染防治措施

(1) 源头控制

加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现，一旦产生含油废物及时、彻底进行回收清理；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。

(2) 过程防控措施

参照执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口装置区划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

根据项目特点及相关要求，制定监测计划，详情见表 5.2-26。

表 5.2-26 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	监测因子	执行标准	监测频率
1	代表性井场内采油树管线接口处	石油烃	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表2 第二类用地筛选值	每3年 监测1次
2	管线穿越农田区域代表性点		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 农用地土壤污染风险筛选值	

(4) 土壤环境影响评价结论

综上所述，通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行。

本工程土壤环境影响评价自查表见表 5.2-27。

表 5.2-27 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 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>	
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>	
	占地规模	44000m ²	
工作内容		完成情况	备注
影	敏感目标信息	敏感目标(农田)、方位()、距离()	井场占用、管

响 识 别						线穿越
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ; 地面漫流 <input type="checkbox"/> ; 垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ; 地下水位 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>				
	全部污染物	石油烃				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响 评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ; II类 <input type="checkbox"/> ; III类 <input type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ; 较敏感 <input type="checkbox"/> ; 不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级		一级 <input checked="" type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>				
现状 调查 内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input checked="" type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> ; d) <input checked="" type="checkbox"/>				
	理化特性	-				同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	
		表层样点数	5	4	0.2m	
	柱状样点数	5	-	0.5m、1.5m、3m		
现状 调查 内容	现状监测因子	<p>占地范围内: 砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1, 1-二氯乙烷, 1, 2-二氯乙烷, 1, 1-二氯乙烯, 顺-1, 2-二氯乙烯, 反-1, 2-二氯乙烯, 二氯甲烷, 1, 2-二氯丙烷, 1, 1, 1, 2-四氯乙烷, 1, 1, 2, 2-四氯乙烷, 四氯乙烯, 1, 1, 1-三氯乙烷, 1, 1, 2-三氯乙烷, 三氯乙烯, 1, 2, 3-三氯丙烷, 氯乙烯, 苯, 氯苯, 1, 2-二氯苯, 1, 4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并(a) 蒽, 苯并(a) 芘, 苯并(b) 荧蒹, 苯并(k) 荧蒹, 蒽, 二苯并(a, h) 蒽, 茚并(1, 2, 3-cd) 芘、萘、pH、石油烃(C₁₀-C₄₀)</p> <p>占地范围外: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C₁₀-C₄₀)</p>				
现状 评价	评价因子	<p>占地范围内: 砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1, 1-二氯乙烷, 1, 2-二氯乙烷, 1, 1-二氯乙烯, 顺-1, 2-二氯乙烯, 反-1, 2-二氯乙烯, 二氯甲烷, 1, 2-二氯丙烷, 1, 1, 1, 2-四氯乙烷, 1, 1, 2, 2-四氯乙烷, 四氯乙烯, 1, 1, 1-三氯乙烷, 1, 1, 2-三氯乙烷, 三氯乙烯, 1, 2, 3-三氯丙烷, 氯乙烯, 苯, 氯苯, 1, 2-二氯苯, 1, 4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并(a) 蒽, 苯并(a) 芘, 苯并(b) 荧蒹, 苯并(k) 荧蒹, 蒽, 二苯并(a, h) 蒽, 茚并(1, 2, 3-cd) 芘、萘、pH、石油烃(C₁₀-C₄₀)</p> <p>占地范围外: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C₁₀-C₄₀)</p>				
工作内容		完成情况				备注
现状 评价	评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表 D.1 <input type="checkbox"/> ; 表 D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>				
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求				
影响	预测因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				

预测	预测方法	附录 E <input checked="" type="checkbox"/> ; 附录 F <input type="checkbox"/> ; 其他()		
	预测分析内容	影响范围: 井场占地 影响程度: 贡献值、预测值		
	预测结论	达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>		
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他()		
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次
		2	石油烃	3 年/次
信息公开指标	石油烃(C10-C40)			
评价结论	通过采取源头控制、过程防控措施, 从土壤环境影响的角度, 本工程建设可行			

5.3 环境风险评价

环境风险评价是分析和预测建设项目对环境存在的潜在危险、有害因素, 针对建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故, 引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境的影响和损害程度, 提出合理可行的防范、应急与减缓措施, 以使建设项目环境风险达到可接受水平。

本项目地面集输系统所输送的原油、天然气等介质为具有危险性的化学品, 一旦发生火灾、爆炸事故, 对环境和人体健康会造成危害。通过对本项目风险识别、风险分析和风险后果计算等风险评价内容, 提出本项目风险管理及减缓风险措施和应急预案, 为工程设计和环境管理提供资料和依据, 达到降低危险, 减少危害的目的。

5.3.1 环境风险潜势初判

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

5.3.2 危险物质与临界量比值 (Q)

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018) 附录 B 中对应临界量, 计算本项目所涉及的每种危险物质的最大存在总量与其临界量的比值 Q。

当只涉及一种危险物质时, 计算该物质的总量与其临界量比值, 即为 Q; 本项目存在多种危险物质, 则按下式计算物质总质量与其临界量比值(Q):

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

式中: q_1, q_2, \dots, q_n ——每种危险物质的最大存在总量, t;

Q_1, Q_2, \dots, 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 $Q \geq 1$ 时, 将 Q 值划分为: (1) $1 \leq Q < 10$; (2) $10 \leq Q < 100$; (3) $Q \geq 100$ 。

本工程部署新井 46 口, 其中 35 口为新钻井, 3 口为老井侧钻, 涉及的主要危险物质为原油, 采油过程中伴随少量天然气, 不涉及危险物质的存储, 根据附录 C 中表 C.1 要求, 长输管道运输目应按井场、管线分段进行评价。本次新建管线主要为单井至计量站的集输管线, 均有控制(截断)阀, 发生泄露时, 可通过控制(截断)阀进行紧急切断。

故本项目最大存在量按照单井至转油站阀组间集输管线长度最长段计算, RP7-H5 至热普转油站阀组长度为 14km (DN100 5.5MPa, 此压力下的压力修正系数为 1.0010, 压力对油品体积影响约 4‰), 原油平均密度按照 0.7658t/m³, 此次计算以管线内充满凝析油的状态, 对项目危险物质最大存在量计算。

根据计算, 本项目危险物质与临界量的比值见表 5.3-1。

表 5.3-1 本项目 Q 值计算结果表

名称	危险单元	危险化学品名称	CAS 号	最大存在量 q_i (t)	临界量 Q_i (t)	q_i/Q_i	$\Sigma q_i/Q_i$	辨识结果	备注
集输管线	油类物质	原油	/	335.29	2500	0.134	0.134	$Q < 1$	以单井集输管线中最长的 RP7-H5 至热普转油站阀组计算, 14km, DN100

根据上表计算结果本项目 $Q < 1$, 本项目环境风险潜势初判为 I。

5.3.3 环境敏感目标

(1) 大气环境

根据项目所在地情况, 井场边界外延 500m 范围内和管线边界外延 200m 范围内无居民区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构; 根据导则大气环境敏感程度分级, 本项目大气环境敏感程度为 E3, 为环境低敏感区。

(2) 水环境

本项目所在区域无地表水。本项目所在地区, 地下水矿化度、含盐量高, 利用价值极低。地下水的补给来源主要是雪融水、降雨。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 本项目的地下水环境敏感程度为不敏感。

5.3.4 环境风险潜势及综合评价等级确定

根据 HJ/T169-2018, 建设项目环境风险潜势综合等级取各要素等级的相对高值, 综上判断, 本项目环境风险潜势综合等级为I级, 根据下表 5.4-2 评价工作等级为“简单基本内容分析”。

本次评价根据 HJ/T169-2018 附录 A 的要求, 对本项目进行简单分析。

表 5.3-2 建设项目评价工作等级划分

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

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

5.3.5 环境风险识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018) 附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2009)、《职业性接触毒物危害程度分级》(GB50844-85) 中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。

5.3.5.1 物质危险性识别

对于中度危害以上的危险性物质应予以识别, 按照物质危险性, 结合受影响的环境因素, 筛选本工程环境风险评价因子主要为原油及伴生天然气。

(1) 原油

原油是具有特殊气味的粘稠性油状液体。是烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。比重 0.78~0.97, 分子量 280~300, 凝固点-50~24℃。

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.3-3。

表 5.3-3 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

理化特性	外观与性状	深黄棕色或墨绿色液体, 无刺激气味		
	相对密度	0.780~0.970(水=1)		
	熔点	-60℃	沸点	120~200℃
	溶解性	不溶于水		
	稳定性	在常温常压下稳定		
危害信息	(燃烧和爆炸危险性) 原油属于可燃液体, 与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重, 能在较低处扩散到相当远的地方, 遇火源会着火回燃。			
	(健康危害) 刺激眼睛和皮肤, 导致皮肤红肿、干燥和皮炎, 食入将引发恶心, 呕吐和腹泻, 影响中枢神经系统, 表现为兴奋, 继而引发头痛、眼花、困倦及恶心, 更严重者精神崩溃、失去意识、陷入昏迷, 甚至由于呼吸系统衰竭导致死亡。吸入高浓度蒸汽将影响中枢神经系统肺损伤, 引发恶心、头痛、眼花至昏迷。			
安全措施	【操作安全】 密闭操作, 注意通风。操作人员必须经过专门培训, 严格遵守操作规程。建议操作			

	<p>人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩),戴化学安全防护眼镜,穿防静电工作服,戴橡胶耐油手套。远离火种、热源,工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速,且有接地装置,防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸,防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。</p> <p>【储存安全】 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30°C。保持容器密封。应与氧化剂分开存放,切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p> <p>【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链,槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋,防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置,禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶,勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输</p>
<p>应急处 置原则</p>	<p>【急救措施】 皮肤接触:脱去污染的衣着,用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触:立即翻开上下眼睑,用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟,就医。 吸入:迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时,立即进行人工呼吸。就医。 食入:催吐,就医</p> <p>【灭火方法】 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服,在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却,直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音,必须马上撤离。灭火剂:雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。</p> <p>【泄漏应急处置】 切断火源:在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等),以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收,然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下,就地焚烧。如大量泄漏,利用围堤收容,然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。</p>

(2) 天然气

针对天然气特点,分析如下:

① 易燃、易爆特性

天然气中含有大量的低分子烷烃混合物,属甲 B 类易燃易爆气体,其与空气混合形成爆炸性混合物,遇明火极易燃烧爆炸。其密度比空气小,如果出现泄漏则能无限制地扩散,易与空气形成爆炸性混合物,而且能顺风飘动,形成着火爆炸和蔓延扩散的重要条件,遇明火回燃。同时,由于伴生气是在压力下输送的,增加了泄漏扩散危险,遇外部火源可能引起火灾和爆炸事故。

同时伴生气中含有一定量的易液化组分,当伴生气泄漏时,一些较重的组分将沉积在低洼的地方,形成爆炸性混合气体,并延地面扩散,遇到点火源发生火

灾爆炸事故。伴生气作为燃料气使用时，因含有一定量的 C5、C6 组分，会有凝液产生。

②毒性

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.3-4。

表 5.3-4 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

理化常数	危险货物编号	21007(压缩气体); 21008(液化气体)		
	中文名称	天然气		
	分子式	主要成份为 CH ₄	外观与性状	无色无臭气体
	分子量	16.04	蒸气压	53.32kPa/-168.8°C
	沸点	-161.5°C	闪点	<-158°C
	熔点	-182.5°C	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚
	密度	相对密度 0.785(本区)	稳定性	稳定
	爆炸极限	5%~15%(体积)	自燃温度	482~632°C
危险特性	危险性类别：第 2.1 类 易燃气体 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、二氧化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应 燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳			
健康危害	侵入途径：吸入 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，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。皮肤接触液化本品，可致冻伤			
毒理学资料	毒性：IV(低度危害)LD ₅₀ ：无资料 LC ₅₀ ：无资料			
环境标准	职业接触限值：MAC(mg/m ³): -- TWA(mg/m ³): 25 STEL(mg/m ³): 50			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄露区直至气体散尽。			
防护措施	呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具(半面罩)。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器。眼睛防护：一般不需要特别防护，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。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42°C 的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			

消防措施	<p>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、二氧化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。</p> <p>有害燃烧产物：一氧化碳。</p> <p>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。</p>
储存注意事项	<p>储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30°C。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应有泄漏应急处理设备。</p>
运输信息	<p>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，并将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。</p>

5.3.5.2 危险物质分布情况

本项目危险物质原油主要分布于井场设备及集输管线中。

5.3.5.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，本项目开发建设过程中采油（气）、井下作业、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、天然气泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.3-5。

表5.3-5 油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
集输管线	输油管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致泄露、火灾、爆炸事故，	<p>储罐、管线、输送泵等发生泄漏，通过地表土壤下渗，扩散污染土壤及地下水等。</p> <p>储罐、管线、输送泵等发生泄漏引发火灾、爆炸等突发事件，产生的次生污染（CO、颗粒物、SO₂）等污染大气环境。</p>	大气
开采阶段	井喷	试油过程中管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致气体泄漏，导致井喷；开采阶段修井等作业过程中如发生气侵、溢流等情况，井控措施失效，导致井喷	<p>遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故，造成次生污染物 CO 排放</p>	大气、土壤、地下水

5.3.6 环境风险分析

5.3.6.1 风险事故情形设定

因事故触发因素具有不确定性,因此事故情形的设定并不能包含全部可能的环境风险,但通过对具有代表性的事故情形分析可为风险管理提供科学依据,根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 E,在风险识别的基础上,本次环境风险评价筛选具有危险物质、环境危害、影响途径等方面代表性的集油管线全管径断裂引发的事故进行事故情形设定。

5.3.6.2 源项分析

(1) 集油管道全管径泄露

① 泄露速率

根据油田开发方案, DH1-H14 井至东河天然气站阀组管线南侧 0.12km 处为英达里亚河,存在的风险相对较大,本次评价选取该段管线作为评价对象。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 F(气体泄漏速率)计算管道内天然气泄漏速率。具体计算公式如下:

当气体流速在音速范围(临界流):

$$\frac{p}{p_0} \leq \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma}{\gamma - 1}}$$

当气体流速在亚音速范围(次临界流):

$$\frac{p}{p_0} > \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma}{\gamma - 1}}$$

式中:

P—容器内介质压力, Pa(取 1500000Pa);

p₀—环境压力, Pa(取值为 101325Pa);

γ—气体的绝热指数(热容比),即定压热容 C_p 与定容热容 C_v 之比(取值为 1.32)。

假定气体的特性是理想气体,气体泄漏速度 Q_G 按下式计算:

$$Q_G = Y C_d A P \sqrt{\frac{M \gamma}{R T_G} \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma + 1}{\gamma - 1}}}$$

式中: Q_G—气体泄漏速度, kg/s;

P—容器压力, Pa(取 1500000Pa);

C_d —气体泄漏系数；当裂口形状为圆形时取 1.00，三角形时取 0.95，长方形时取 0.90（本项目取 1.0）；

A —裂口面积， m^2 (取 0.005)；

M —物质相对分子质量， kg/mol (管道中天然气的相对分子量为 0.016)；

R —气体常数， $J/(mol \cdot K)$ (取值为 8.314)；

T_G —气体温度， K (取值为 288K)；

Y —流出系数，对于临界流 $Y=1.0$ 对于次临界流按下式计算：

$$Y = \left[\frac{P_0}{P} \right]^{\frac{1}{\gamma}} \times \left\{ 1 - \left[\frac{P_0}{P} \right]^{\frac{(\gamma-1)}{\gamma}} \right\}^{\frac{1}{2}} \times \left\{ \left[\frac{2}{\gamma-1} \right] \times \left[\frac{\gamma+1}{2} \right]^{\frac{(\gamma+1)}{(\gamma-1)}} \right\}^{\frac{1}{2}}$$

本评价设定在事故状态下集油管线全管径断裂，管线两端截断阀立即启动，启动时间为 3s。截断阀启动时间内，管道内压强恒定，天然气泄漏为临界泄漏状态，天然气泄漏量按照导则推荐的气体泄漏公式计算；截断阀启动后，管道内气压随油气的泄露而减小，泄漏过程客观地被分为两个性质不同的阶段，即临界泄漏阶段和亚临界泄漏阶段，当管道内气压与外环境大气压相同时，泄漏停止，设定截断阀启动后的天然气泄漏时间为 15min，可估算天然气平均泄漏速率。

本评价设定 DH1-H14 井至东河天然气站阀组管线全管径断裂，裂口断面呈圆形，孔径为 80mm，管道温度为 15°C，根据开发方案，集油管线管道压力为 1.5MPa，运用气体泄漏速率公式计算天然气泄漏量，管道两端截断阀启动时间为 3s，启动时间内天然气泄漏量为：34kg。

截断阀启动后，天然气平均泄漏速率公式为：

$$Q = (M_1 - M_2 + M_{\text{泄漏}}) / t$$

式中：

Q ——截断阀启动后天然气平均泄漏速率， kg/s ；

M_1 ——正常状态下天然气管存量， kg ； $M_1=260kg$ ；

M_2 ——天然气停止泄漏时管存量， kg ； $M_2=33kg$ ；

$M_{\text{泄漏}}$ ——为截断阀启动时间内天然气泄漏量， kg ； $M_{\text{泄漏}}=34kg$ ；

T ——天然气泄漏时间， $t=15min$ 。

由上式计算，截断阀启动后，天然气平均泄漏速率为：0.29kg/s，天然气中硫化氢含量取 14000mg/m³，故硫化氢泄漏量为 0.004kg/s。

5.3.6.3 风险预测与评价

5.3.6.3.1 集油管道泄露风险评价

(1) 大气环境风险评价

1) 模型选取

本工程集油管道风险源距离最近敏感点约 120m，10m 高处风速为 1.5m/s，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 G 中 G.2 推荐计算公式：

$$T = 2X / U_r$$

式中：X——事故发生地与计算点的距离，m；

U_r ——10m 高风速，m/s。假设风速和风向在 T 时间段内保持不变。

根据判定结果，污染物达到最近敏感点的时间 T 分别为 200s，本工程 Td 取 900s， $T \leq T_d$ ，确定均为连续排放。

依据附录 G 中 G.2 推荐的理查德森数计算公式判定气体性质，连续排放公式如下：

$$R_i = \frac{\left[\frac{g(Q / \rho_{rel})}{D_{rel}} \times \left(\frac{\rho_{rel} - \rho_a}{\rho_a} \right) \right]^{\frac{1}{3}}}{U_r}$$

式中： ρ_{rel} ——排放物质进入大气的初始密度，kg/m³；

ρ_a ——环境空气密度，取 1.29 kg/m³；

Q——连续排放烟羽的排放速率，kg/s；

D_{rel} ——初始的烟团宽度，即源直径，m；

U_r ——10m 高处风速，1.5m/s。

根据判定结果，硫化氢扩散计算采用 SLAB 模型。

2) 预测范围与计算点

预测范围为以井场为中心，自边界外延 5km 的区域；计算点分为特殊计算点和一般计算点，一般计算点指下风向不同距离点。特殊计算点指大气环境敏感目标等关心点。

3) 事故源参数

大气风险预测模型主要参数见表 5.3-6。

表 5.3-6 大气风险预测模型主要参数表

参数类型	选项	参数
基本情况	事故源经度(°)	82.8537°
	事故源纬度(°)	41.1168°
	事故源类型	集油管线全管径断裂引发的硫化氢泄漏事故
气象参数	气象条件类型	最不利气象
	风速(m/s)	1.5
	环境温度/°C	25
	相对湿度/%	50
	稳定度	F
其他参数	地表粗糙度/m	0.3
	是否考虑地形	/
	地形数据精度/m	/

4) 气象参数

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)要求, 选取最不利气象条件进行后果预测。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中 9.1.1.4 气象参数, 最不利气象条件稳定度为 F 类, 风速为 1.5m/s, 温度为 25°C, 相对湿度为 50%。

5) 大气毒性终点浓度值选取

大气毒性终点浓度即为预测评价标准, 根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 H.1, 确定危险物质大气毒性终点浓度值见表 5.3-7。

表 5.3-7 危险物质大气毒性终点浓度值选取一览表

物质	CAS 号	毒性终点浓度-1/(mg/m ³)	毒性终点浓度-2/(mg/m ³)
硫化氢	7783-06-4	70	38

6) 预测结果

①集油管道泄漏

集油管道泄漏的事故情形下, 最不利气象条件下风向不同距离处有毒有害物质最大浓度及最大影响范围见表 5.3-8。

表 5.3-8 集油管道泄漏下风向不同距离处有毒有害物质最大浓度

H ₂ S

下风向距离(m)		最大落地浓度(mg/m ³)
		最不利气象
10		0.10
60		25.62
110		59.10
160		69.61
210		65.39
410		37.88
510		31.31
1010		12.17
2010		3.16
3010		1.36
4010		0.75
5000		0.47
最大落地浓度		69.61
最远出现距离(m)	大气毒性终点浓度-1	-
	大气毒性终点浓度-2	410

由表 5.3-8 预测结果可知，最不利气象条件下集油管道泄漏事故发生后硫化氢地面浓度最大值为 69.61mg/m³，毒性终点浓度-1 未出现，毒性终点浓度-2 出现最远距离达 410m。事故影响主要集中于风险源附近区域，集油管道风险源距离最近敏感点约 1.1km，在及时控制和处理集油管道全管径泄露的情况下，及时疏散周边人员，不会造成附近居民中毒、死亡等严重后果。发生泄露事故后，通过采取及时疏散周边人员，对村庄周边进行检测，可最大程度降低对周边村庄的影响。积极开展公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生火灾爆炸事故，及时疏散周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失。

5.3.6.3.2 地表水环境风险分析

本工程管道穿越渭干河支流时，选择在非农业灌溉期时进行。由于管道施工在非农业灌溉期进行，河流无水，施工期短，施工方式不会持续性产生污染物，随着施工期结束，管道建设对地表水环境的影响将逐渐恢复，不会长期影响其水体功能。管道施工期间避免在穿两堤外堤脚内进行施工机械加油、存放油品储罐等活动，禁止在河道内清洗施工机械、车辆和排放污水行为。

本工程穿越渭干河支流采用定向钻工艺，穿越深度在地下 10m 以减轻对渭

干河支流的影响，管道采用环氧玻璃钢管防护，管道在施工完成后已进行过水力试压，不存在渗漏情况。即使非正常状态下，油气管道内层破裂后，外层敷有 3 层 PE 防腐膜及环氧玻璃钢将起到防止油气外泄的作用，同时泄露的原油和天然气首先会进入管道外套的玻璃钢内，此时压力传感控制截断管道两端阀室，卸除管道内压力，同时在管道一侧抽吸出管内残留的采出液，由罐车拉至哈 6 联合站处理，不会有采出液泄漏至玻璃钢管之外，不会对管道外地下水造成污染，同时加强环境管理，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。因此在事故下造成油品泄漏对区域地表水造成污染的环境风险可防控。

5.3.6.3.3 地下水环境风险分析

本项目建成投产后，正常状态下无废水直接外排。非正常状态下，油品中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。因此在事故下造成油品泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

5.3.6.3.4 井喷事故风险评价

(1) 大气环境风险评价

经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径 200m，一般需要 1~2 天能得以控制。井喷事故状态下，局部大气中的烃类在短时间内剧增，使局部地区大气污染物在一定时间段内超标，本工程新钻井中 RP301-H2 西北侧距塔里木农场 1.4km，RP7-H3 井东距拉依亚红村 2.2km，在井喷污染范围内。发生井喷事故后，通过采取及时疏散周边人员，对井喷物质进行点火和在周边进行检测，可最大程度降低对周边村庄的影响。积极开展公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生火灾爆炸事故，及时疏散井场及周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失。

项目 JY1-H8 井场距塔里木河上游湿地自然保护区最近距离为 650m，项目钻井活动实施时，不在井喷污染范围内。若发生井喷事故，通过采取及时疏散周边人员，对井喷物质进行点火和在周边进行检测，可最大程度降低对塔里木河上

游湿地自然保护区的影响。

(2) 地表水环境风险分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 200m，井喷持续时间 2 天，本项目 JY1-H7 井南距塔里木河 2.3km，DH1-H14 井新建管线南距英达里亚河 0.12km，井喷发生后喷出原油不会直接进入水体，散落于井场周围地表，由降雨形成的地表径流将受污染的土壤一起带入水体造成污染。油类粘附在藻类和浮游生物上，致使生物死亡；若含油废水的排入超过了水体的自净能力，则易形成油污染，这些污染使河流以及底泥的物理、化学性质或生物群落组成发生变化，从而会降低水体的使用价值，甚至危害到人的健康，发生井喷事故后一般可将泄漏原油控制在井场内，对井喷的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。

(3) 地下水环境风险分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 200m，井喷持续时间 2 天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对周围水环境的影响主要表现为对其周围地表水体的影响，项目所在区域地下水埋深大于 1.4m，石油类污染物可能下渗到潜水层，造成地下水污染，而地下水位较深地段，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

5.3.7 环境风险防范措施及应急要求

各种事故都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。结合本工程特点，采取以下风险防范措施：

(1) 施工阶段的事故防范措施

①集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理，确保施工质量；

②在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、标志和警示牌等；

③建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段；

④按施工验收规范进行水压及密闭试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷；

⑤选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

(2) 运行阶段的事故防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井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；

②定期对管线及储罐进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管和泄漏的隐患；

③利用管线和储罐的压力、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，如有突发事情启动应急预案；

④在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(3) 管理措施

①在管道系统投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗；

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤；

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题；

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作；

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施；

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法:按计划进行定期维护，有专门档案(包括维护记录档案)，文件齐全。

(4) 油气泄漏事故防范措施

①加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，普及原油管道输送知识，发现问题及时报告；

②按规定进行设备维修保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生；

③完善井场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物；

④按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用；

⑤操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备；

⑥制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

5.3.8 环境风险应急处置措施

(1) 管道事故应急措施

管道事故风险不可能绝对避免，在预防事故的同时，为可能发生的事制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度，

①按顺序关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内。

②回收泄漏采出液

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集；将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。

(2) 火灾事故应急措施

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

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

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

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

(3) 管道刺漏事故应急措施

本工程根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测

判定管线是否发生泄漏，针对管线刺漏事件，采取以下措施：

①切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

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，对泄漏段管线进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生；

④后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性的加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。

5.3.9 突发环境事件应急预案

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亡等)，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。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。

(1) 事件类型

拟建工程事故类型为原油泄露对地下水、土壤环境造成的影响、天然气泄漏对区域大气环境造成影响、含油污水泄漏对区域地下水环境造成影响。

(2) 信息处理

巡检人员发现输送管线泄漏后，应立即上报应急管理办公室，应急管理办公室接到报告后，首报应急管理办公室组长，同时报告应急管理办公室成员部门负责人。应急管理办公室组长立即向应急指挥领导小组组长报告。按照应急指挥领导小组的相关指令，应急管理办公室成员、部门按照职能分别向分公司业务主管部门、地方政府主管部门报告。应急管理办公室接报后，填写《应急报警记录表》。

5.3.10 环境风险分析结论

(1) 项目危险因素

营运期危险因素为集输管线老化破损导致采出液泄漏遇到明火可能发生火

灾、爆炸事故，产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故。

(2) 环境敏感性及其事故环境影响

拟建工程区域以油气开发为主，评价范围内无敏感目标存在。拟建工程实施后的环境风险主要为原油泄漏，遇火源不完全燃烧会产生一定量的二氧化碳有害气体进入大气；另外，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水和土壤环境造成污染影响。

(3) 环境风险防范措施和应急预案

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。

(4) 环境风险评价结论与建议

本项目所涉及危险物质包括天然气与原油，可能发生的风险事故包括井喷和管线泄漏事故，项目环境风险简单分析内容见表 5.3-9。

表 5.3-9 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	哈拉哈塘油田开发调整方案	
建设地点	新疆阿克苏地区沙雅县、库车市境内	
地理坐标	JY1-H7	
	DH1-H14 集输管线	
主要危险物质及分布	项目危险物质包括有原油天和然气，主要分布于井场设备及集输管线中	
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	井喷及管线泄漏事故发生时，石油类物质可能通过地表土壤下渗，存在污染土壤和地下水的可能性，如泄露油气遇到明火、热源等引发火灾，产生的次生污染（CO、烟尘）存在污染局部环境空气质量的可能性。	
风险防范措施要求	<p>①生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；</p> <p>②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度操作规程，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；</p> <p>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；</p> <p>④树立“三级应急联防”意识。所谓“三级应急联防”，分别是指场站应急自救、区块应急联防和区域应急联防，并依次确定为一、二、三级。突发事件发生时，应根据突事件的严重程度按序投入急行动。</p>	

综上，尽管本工程发生风险事故的可能性较低，但在管理上仍不可掉以轻心，应严格落实各项风险防范措施，定期检测和时监控，力争通过系统地管理、合理的风险防范措施以及积极有效的应急预案，使得事故发生概率降低，重特大事故

坚决杜绝，一般事故得到有效控制。

5.4 闭井期环境影响评价

5.4.1 闭井期环境影响分析

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

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

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

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

5.4.2 闭井期环境保护措施

(1) 对完成采油的废弃井，采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除各种固体废物，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。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，防止发生油水串层，成为污染地下水的通道。

(2) 临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复

到相对自然的一种状态。

(3) 临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

(4) 闭井期井场集输管线维持现状，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) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

(6) 要求通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于保护区动植物有基本的认识与了解。在闭井期施工过程中，如遇到保护植物应尽量避让，严禁踩踏破坏；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。

(7) 加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论

6.1.1 施工期环境保护措施

拟建工程施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气、施工车辆尾气和测试放喷废气。提出以下大气污染防治措施：

(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）；

(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，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；

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

(8) 加强施工工地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染；

(9) 井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

(10) 在集输管网投产前的项目初期，井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，需修建地面放喷池，位于农田、村庄及公益林附近的还需在其四周设置围挡，通过水平火炬进行测试放喷；在集输管网投产后，测试放喷的天然气将通过管网收集，集输至井场后通过水平火炬点燃放空。

(11) 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。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。

以上总结扬尘、电焊烟尘、施工机械、运输车辆产生的燃油废气及测试放喷废气防治措施，简单可行，具有可操作性，影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

6.1.2 运营期环境空气保护措施

为减少运营期区块开发过程中废气的产生和排放，应采取如下措施：

(1) 项目采用密闭集输工艺，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，站场和阀室以及沿线设可燃气体浓度检测系统、设 ESD 系统，严格控制油气泄漏对大气环境影响；

(2) 清管作业和分离器检修废气：采用加强管理措施，减少油气的泄漏量，对于清管作业及站场异常排放的天然气，使用火炬燃烧后排放。

(3) 超压火炬燃烧废气：天然气若发生超压放空时，为防止事故和减少非甲烷总烃的排放量，对放空的天然气采用点火燃烧(有自动点火系统)。

从以往同类管道站场的验收评价来看，以上环境空气污染防治措施可行，工程运行后，站场周围的环境空气质量不会低于现有功能。

6.1.3 闭井期环境空气保护措施

(1) 闭井期废气主要是施工过程中产生的扬尘，闭井期作业时，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。

6.2 废水治理措施可行性论证

6.2.1 施工期水环境保护措施

6.2.1.1 钻井工程

项目钻井工程水环境污染源为钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水和施工队生活污水。

(1) 钻井废水

根据目前油田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排。

(2) 管线试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

（3）生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，本工程部署新井 46 口，其中 35 口为新钻井，3 口为老井侧钻，井队人数一般为 60 人，平均施工期为 65 天，每人每天生活用水 100L，按生活污水产生量按用水量 85%计，则油田开发过程中生活污水累计产生量为 12266m³，排入生活污水池暂存，定期拉运至哈 6 联合站生活污水处理装置处理，禁止运输途中随意倾倒；地面工程和管线工程产生的生活污水主要为盥洗废水，水质简单产生量少，排入生活污水池暂存，定期拉运至哈 6 联合站生活污水处理装置处理。

（4）结论

上述措施是具有技术成熟、经济节约、应用普遍的特点。钻井废水以泥浆的形式产生和处置，不外排至环境；酸化压裂废水加碱中和后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置，生活污水排入生活污水池暂存后，就近拉运至哈 6 联合站生活基地污水处理装置处理，不外排至周边环境；综上所述，上述措施可行。

6.2.1.2 地面工程施工

除钻井工程以外的地面工程主要为井场建设、管线工程和道路工程，施工呈现区域性、线性。地面工程施工均不设置施工营地，施工期间废水主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。不会对周边环境产生明显影响。

6.2.2 运营期水环境保护措施

运营期废水治理措施如下：

（1）采出水

采出水随油气混合物输送至哈 6 联合站或热普转油站处理，其中哈 6 联合站采用“压力除油+过滤”处理工艺，热普转油站采用“缓冲沉降+加药混凝、除菌”工艺，使处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准。

（2）井下作业废水

井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废液收集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，处理后的井下作业废水均不外排。

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站采取“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，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(ST/T5329-2012)中的水质指标要求。哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模为 300m³/d,现状处理量为 236m³/d,富余处理能力为 64m³/d,本工程井下作业废水量为 0.92m³/d,因此哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理装置处理能力可满足工程需求。

6.2.3 闭井期水环境保护措施

闭井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）要求进行施工作业，首先进行井场环境风险评估，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，避免发生油水串层。

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

施工期主要包括管线工程，高噪声污染源主要是吊装机、装载机、挖掘机等设备噪声。采取的隔声降噪措施如下：

（1）泥浆泵做好基础减振，定期维护泥浆泵、钻机等高噪声设备，合理控制施工作业时间；

（2）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；

（3）施工运输车辆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，来减轻噪声对周围声环境的影响。

（4）管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内，管线的作业带宽度为 8m。

（5）管线施工时，要做好良好的施工管理和采取必要的降噪措施以符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)相关标准。

（6）在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的居民采取临

时搬迁、发放噪声个人防护器材、解释说明、经济补偿等措施，消除污染影响。

6.3.2 运营期噪声防治措施

运营期噪声源主要为油气开采过程井场各设备运行所产生的噪声，采取的降噪措施如下：

- ①提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间；
- ②对设备采取减振方式，或者选择低噪声型设备。

根据噪声预测结果并类比同类型项目，运营期井场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响。

6.3.3 闭井期噪声防治措施

- ①选用低噪声机械和车辆；
- ②加强设备检查维修，保证其正常运行；
- ③加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期固体废物防治措施

6.4.1.1 钻井期固体废物防治措施

本工程部署新井 46 口，其中 35 口为新钻井，3 口为老井侧钻，在其钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，泥浆一般在储罐和循环池内，储罐为金属材质，循环池设有防渗膜，钻井阶段结束后，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池干化，聚磺体系泥浆钻井岩屑经不落地收集系统收集后清运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，固相经检测各污染物满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值要求后，可用于道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；磺化泥浆其成分中有价值的添加剂较多，在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用，不外排。通过上述措施，钻井期间的固体废物得到妥善处置，同时加强其收集、运输管理。

6.4.1.2 废机油和废烧碱包装袋处理措施

废烧碱包装袋应折叠打包存放在井场撬装式危废暂存间内，严禁随意丢弃。钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料收集产生的废机油，废机油收集后应置于铁质油桶内且不得超过者容器的 3/4。废机油和废烧碱包装袋必须由具有

资质的机构或环保部门指定单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

6.4.1.3 压裂返排液

当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙发育，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂液注入地层孔隙、裂缝中，通过和地层岩石矿物的反应，溶蚀部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的裂缝，改善地层近井地带渗透率。压入地层的压裂液会在排液测试阶段从井底返排出来，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册的相关系数，本工程新钻井 35 口，3 口老井侧钻，则项目产生的压裂返排液总量约 982.2m³，返排液排入防渗方罐，定期运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站进行处理。

6.4.1.4 生活垃圾处置措施

钻井期产生的生活垃圾定期拉运至沙雅县垃圾填埋场处置，产生的施工废料部分回收利用，不可回收利用部分拉运至哈拉哈塘固废填埋场进行处置。

6.4.2 运营期固体废物防治措施

6.4.2.1 固体废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)和《危险废物鉴别标准通则》(GB5085.7-2019)，本项目产生的油泥(砂)(HW08071-001-08)属于危险废物，桶装收集后有危废处置资质单位接收处置。在加强环境管理的前提下，基本不会对环境产生不利影响。

本项目危险废物产生情况及危险特性见表 6.4-1。

表 6.4-1 本工程危险废物情况一览表

危险废物名称	废物列别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	防治措施
油泥(砂)	HW08	071-001-08	19.91	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥沙	油类物质	T, I	装桶收集后，交由有资质单位处置

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

本工程产生的危险废物运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危

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

(2) 危险废物委托处置环境影响分析

本工程含油废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置,库车畅源生态环保科技有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了本工程 HW08 危险废物,处置能力能够满足项目要求,目前库车畅源生态环保科技有限责任公司已建设完成并投入运行,设计处置含油污泥 50 万 t/a,目前尚有较大处理余量。因此,本工程危险废物委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置可行。

6.4.3 闭井期固体废物处置措施

①地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣,应集中清理收集。废弃建筑残渣等收集后送哈拉哈塘固废场妥善处理;

②对完成采油的废弃井应封堵,拆除井口装置,截去地下 1m 内管头,最后清理场地,清除各种固体废弃物,自然植被区域自然恢复;

③运输过程中,运输车辆均加盖篷布,以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.5 生态环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态环境保护措施

6.5.1.1 永久占地生态环境保护措施

①严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规,最大限度的减少占地产生的不利影响,减少对土壤的扰动、植被破坏,减少水土流失。

②严格按照有关规定办理建设用地审批手续,贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念,避免大填大挖,减少后期次生灾害的发生,充分体现“最大限度的保护,最小程度的破坏,最大限度的恢复”的原则。施工在开挖地表、平整土地时,临时堆土必须进行拦挡,施工完毕,应尽快整理施工现场。

③占用耕地应按《中华人民共和国土地管理法》第三十条的规定实行占用耕地补偿制度。

④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。

类比哈拉哈塘油田现有钻井井场采取的井场生态环境保护措施,本项目采取的永久占地生态环境保护措施可行。

6.5.1.2 临时占地施工生态保护工程措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，并全线避让自治区 I 级保护植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境；

②施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期；

③加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物；

④管道施工过程中穿越农田区域、植被密集区等临时占地区域，开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层；

⑤充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。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，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复；

⑥工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。

类比哈拉哈塘油田管道及道路施工采取的生态环境保护措施，本项目采取的临时占地施工生态环境保护措施可行。

6.5.1.3 动植物保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，并全线避让自治区 I 级保护植物，避免破坏荒漠植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境；

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏，尽量不侵扰野生动物的栖息地；

③确保各环保设施正常运行，含油废物回收、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被；

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护荒漠植物的观念，不得随意砍伐野生植物，不得将荒漠植物作为薪柴使用；强化保护野生动物的观念，禁止捕猎；

⑤强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险

概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对荒漠植物和野生动物的影响。

6.5.1.4 农田区生态保护措施

本项目部分井场占用垦荒耕地，非基本农田。

①严格按照有关规定办理建设用地审批手续，其中涉及占用耕地的必须做到占补平衡。经批准占用的耕地，按照“占多少、垦多少”的原则，在地方政府指定的区域，执行耕地复垦补偿；

②严格限定施工范围，管道施工带范围严格控制在 8m 之内，严禁自行扩大施工用地范围；

③保持原有排灌系统整体性，减少对农田水利设施、农机道路和农田的切割。在选线设计中，尽量沿灌渠和农机路平行建设道路、管线；

④对占用的农田的表土进行单独收集，用于复垦和新垦农田的土壤改造。

6.5.1.5 重点公益林生态保护措施

本工程井场道路和集输管线占用国家二级公益林，项目需采取的保护措施包括：

①根据《森林法》和《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字〔2015〕497号）及阿行署办〔2008〕27号文件<印发《阿克苏地区境内石油天然气勘探开发建设管理办法（暂行）》的通知>、阿地油区委〔2009〕3号文件等有关规定，办理建设项目使用林地手续；

②严格控制施工范围。教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生；

③工程征占地范围内如遇保护植物，要征得林草部门的同意，办理相关手续，进行补偿和恢复；

④严禁砍伐施工区外围的植被，尽量减少对作业区周围植被的影响；

⑤管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境；

⑥管线尽量沿现有油田道路布置，减少破坏原生植被。公路沿线可设置一些警示牌，提高公众保护公益林的意识。

6.5.1.6 塔里木河上游湿地自然保护区保护措施

①施工活动要制定详细的施工计划并严格执行，做好噪声防护措施，尽量缩

短施工时间，避开春、夏季等动物繁殖的高峰期；

②施工废水禁止在自然保护区范围内泼洒；

③施工产生的固体废物、弃土及施工物料的临时堆存禁止设置在自然保护区范围内；

④施工人员严格遵守《中华人民共和国自然保护区条例》，未经许可不得随意进入自然保护区，不得在保护区范围内开展砍伐、狩猎、捕捞、采药、开垦、挖沙等活动；

⑤施工单位严格遵守《湿地保护管理规定》，不得在保护区范围内擅自放牧、捕捞、取土、取水、排污、放生及其他破坏湿地及其生态功能的活动；

⑥在项目区与保护区交界处竖立界碑、设置警示宣传标识，提醒施工人员禁止随意进入自然保护区，将施工活动严格限制在本工程开发范围内；

⑦施工活动中发现国家重点保护植物要及时向当地林业主管部门汇报，对已确认的重点保护植物要采取适宜的保护措施；

⑧施工活动中发现国家重点保护动物活动踪迹要给予高度关注，保护其正常活动不受认为影响，一旦发现重点保护动物受伤或行为异常要及时向当地林业主管部门汇报，并采取及时有效的救助措施。

6.5.2 运营期生态恢复措施

项目实施后，运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，同时需处理施工期遗留问题。

①在管线上方设置标志，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；

②及时做好井场清理平整工作，岩屑池做到掩埋、填平、覆土、压实；

③井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，管线两侧一般在 2~3 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。

通过采取以上措施，本项目井场永久占地面积可得到有效控制，管线临时占地可得到及时恢复。评价范围内，野生植物和野生动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物和野生动物影响较小。

6.5.3 闭井期生态恢复措施

油田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入闭井期。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如原油等；

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；

④将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况。

6.5.4 生态恢复治理方案

项目施工过程中应注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

①合理选择管线走向，应避免植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，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 8m 范围内。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度；

④在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实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严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现

象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响；

⑦结合实际完善水土保持方案并严格落实。施工期严格按规范作业，减少对土壤和植被的扰动和破坏，避免水土流失；

⑧及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”；

⑨工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

7 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地区环境的变化。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、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

7.1 经济效益分析

本项目部署新井 46 口，其中 35 口为新钻井，3 口为老井侧钻，井以及新建单井集输管线 420km，临时占地 258hm²，永久占地 4.44hm²。本工程项目总投资 234018 万元，环保投资 2487 万元，环保投资占总投资的比例为 1.06%。由于凝析油是我国战略物质，属于石油石化行业的副产品，其定价受物价局控制，且涉及国家能源商业机密，故本环评报告中不再进行经济分析。

7.1-1 环保投资估算一览表

环境要素	污染源种类	环保措施	投资(万元)
一、施工期			
废气	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	65
	放喷废气	控制测试放喷时间	
废水	管道试压废水	试压结束后用于区域绿化	325
	生活污水	排入钢制撬装式生活污水池暂存，定期拉运至哈 6 联合站生活污水处理装置处置	
	压裂废水	排入回收罐中，加碱中和后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置	110
	钻井废水	钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排。	
噪声	钻机、吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	70
固废	泥浆	井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用。钻井结束后用于下一口钻井使用	395
	磺化泥浆岩屑	拉运至哈拉哈塘钻试修环保站处理	
	废润滑油	桶装收集后暂存于井场危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置	
	废烧碱包装袋	折叠打包后暂存于井场危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置	
	施工废料	部分回收利用，不可回收利用部分拉运至哈拉哈塘固废填埋场进行处置	
	施工土方	施工结束后用于回填管沟及场地平整，不外运	
生态环境	生活垃圾	集中收集后运至沙雅县垃圾填埋场进行处置	460
	生态恢复 水土保持	严格控制作业带宽度，管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土，防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	

环境要素	污染源种类	环保措施	投资(万元)
	防沙治沙	施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；防尘网，洒水抑尘；设计选线过程中，尽量避免植被较丰富的区域；管沟分层开挖、分层回填；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车防止土地沙化行线路和范围	
其他	钻台、放喷池、应急池、危废暂存间、柴油罐区，按重点防渗区考虑	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕	130
	泥浆罐区、泥浆泵、钻井液材料区、岩屑池，按一般防渗区考虑	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能	
二、运营期			
废气	井场及站场无组织废气	加强管道、阀门的检修和维护	60
废水	采出水	随采出油气资源混输至哈 6 联合站或热普转油站处理	200
	井下作业废水	采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后交哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理，不外排	
噪声	井场采油装置及配套设施	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	70
固体废物	油泥(砂)	严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，收集后交有资质单位处置	190
	清管废渣		
	含油污泥		
其他	风险防范措施	可燃气体、甲醇检测、报警仪	150
		消防器材	
		警戒标语标牌	
		应急救援预案	
三、闭井期			
废气	施工扬尘	洒水抑尘	260
噪声	车辆	合理安排作业时间	
固废	废弃管线、废弃建筑垃圾	收集后送哈拉哈塘固废场填埋	
生态环境	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况	
合计			2487

7.2 社会效益分析

本工程的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

(1) 大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源塔里木盆地蕴藏了丰

富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

(2) 为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。总之，本工程在实施促进新疆的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

7.3 环境措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本工程采取的环保措施既保护环境又带来了一定的经济效益。

7.3.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

废气主要为场站内采油树阀门、泵类泄露形成的挥发性有机废气。油气采取管道密闭输送，通过加强检修和维护从源头减少阀门、泵类等泄露挥发。

(2) 废水

采出水随采出油气资源混输至哈 6 联合站或热普转油站处理。

(3) 固体废弃物

本项目产生的油泥（砂），桶装收集后有危废处置资质单位接收处置。

(4) 噪声

由于油气在管道内高压输送，可能会有管道噪声，井场内设备和管道上的泵类运转，产生一定噪声。通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

管线及采油井场均在沙漠戈壁，附近无敏感点，管线铺设施工过程中将穿过荒草地，破坏一定量的地表植被，铺设安装完成后应立即复原，应尽最大限度保护植被和土地的稳定性的。

本工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程

中得到有效的控制。本工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

7.3.2 环境损失分析

本工程在建设过程中，由于井场、地面设施建设、敷设管线等都需要挖开重填，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地质结构、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地地质资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

本工程将扰动、影响沙漠生态景观和部分土地植被的稳定性，虽然该区域生态有效利用率低，但有着重要的生态学意义，对防风固沙有着重要的作用。根据《新疆维吾尔自治区生态损失研究》估算，新疆荒漠林生态功能的经济价值平均为 50×10^4 元/ km^2 ~ 60×10^4 元/ km^2 ，根据项目永久占地面积(0.044km^2)，计算得出生态经济损失预计 2.64 万元。结合本工程区域植被分布情况，其植被生态经济损失还将小于该预计值。

7.3.3 环保措施的经济效益

本工程通过采用多种环保措施，不仅有重要的环境效益，而且在保证环境效益的前提下，一些设施的经济效益也很可观。

7.4 环境经济损益分析结论

本工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地和开发层系组，并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 2487 万元，环境保护投资占总投资的 1.06%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理

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的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。

8.1.1 管理机构及职责

8.1.1.1 环境管理机构

本工程日常环境管理工作纳入塔里木油田分公司哈拉哈塘油气开发部现有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。

8.1.1.2 环境管理制度

按照油田公司QHSE管理制度体系建设要求，建立了哈拉哈塘油气开发部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。

8.1.1.3 环境管理职责

哈拉哈塘油气开发部QHSE管理委员会办公室(质量安全环保科)是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

(1) 贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制度、标准和规划，制修订环境保护规章制度；

(2) 分解落实油田公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目标和指标完成情况并进行考核；

(3) 监督、检查开发部生产运行、建设项目施工、试修井作业过程中环保管理情况；

(4) 组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；

(5) 组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；

(6) 组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；

(7) 组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收；

(8) 配合政府环保部门和上级环保部门检查。

8.1.2 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少营运期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据QHSE管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和营运期提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表8.1-1。

表 8.1-1 本工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		生物多样性		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		植被		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		水土保持		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		重点区段		建设单位环保部门及当地生态环境主管

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
污染防治	污染	施工扬尘	施工现场洒水降尘, 粉质材料规范放置, 施工现场设置围栏等等		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		废水	处理达标后排放		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		固体废物	施工废料回收利用, 不能利用的弃渣送哈拉哈塘固废填埋场		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况, 选择合理的施工时间等		建设单位环保部门及当地生态环境主管
运营期	正常工况	废水	污水处理装置	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		废气	采用密闭工艺流程		
		固体废物	集中堆放, 委运处理		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
	事故风险	事故预防及天然气泄漏应急预案		当地生态环境主管	
闭井期	污染	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		固体废物	废弃建筑残渣等收集后送哈拉哈塘作业区固废场填埋妥善处理		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况, 选择合理的施工时间等		
	生态恢复	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; 将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理, 使井场恢复到原有自然状况			

8.1.3 环境监理

8.1.3.1 环境监理目的

根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》, “煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理”。

环境监理的目的是根据国家有关建设项目环境管理的法律法规、标准、建设项目环境影响评价文件及其批复的要求、建设项目工程技术资料, 协助和指导建设单位全面落实环境影响报告书及批复中提出的营运期环境保护措施及风险防范措施, 有效落实建设项目“三同时”制度; 监督施工单位全面落实环境影响报告

书及批复中提出的各项施工期环境保护措施；为建设单位提供环保技术咨询服务，为环保设施“三同时”验收提供依据。

8.1.3.2 环境监理实施机构

煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。环境监理机构由总监理工程师、监理工程师和监理员三级组成。

8.1.3.3 环境监理时段

环境监理为全过程监理，分3个阶段进行，即设计阶段、施工阶段和试运行阶段。

8.1.3.3.1 设计阶段

设计阶段的工作内容包括收集环境保护相关文件如环评文件、环评批复，并以此为基础对初步设计、施工图设计的工程内容进行复核。主要关注的内容包括工程变化尤其是涉及环境敏感区的工程内容变化情况；项目初步设计、施工图设计中落实环境保护要求的情况；以及项目的施工组织设计、环保工程工艺路线选择，设计方案及环保设施的设计内容等。

8.1.3.3.2 施工阶段

环境监理施工阶段分为2个阶段，分别为是施工准备阶段和施工阶段。

(1) 施工准备阶段

参加项目设计交底，了解项目设计要点及设计变更情况；对施工组织设计(方案)中环保相关内容是否满足环评及其批复文件要求进行审核；组织召开首次环境监理工地会议，建立沟通网络和工作关系，明确施工期环境监理的关注点与监理要求；结合工作需要编制《环境监理实施细则》。

(2) 施工阶段

收集相关施工资料，一般包括施工组织设计(方案)、施工进度计划、相关环保设施合格证和施工方案及图纸、施工扬尘控制方案等。采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、本工程建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

8.1.3.3.3 试运行阶段

收集相关试运行资料，一般包括设备运行台账、生产记录、监测报告、突发

环境事件应急预案等。对主体工程和环保设施的试运行情况，环境管理制度、突发环境事件应急预案的执行情况等开展监理工作，编制试运行阶段环境监理工作报告和环境监理工作总结报告。督促建设单位在具备竣工环保验收条件的情况下尽快开展竣工环保验收监测或调查工作。

8.2 企业环境信息公开

8.2.1 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

法人代表：杨学文

生产地址：新疆阿克苏阿克苏地区沙雅县和库车市境内

主要产品及规模：①钻井工程：部署新井 46 口，其中 35 口为新钻井，3 口为老井侧钻；②地面工程：新建采油井场 46 座；③集输管线：新建集输管道 420km，新建掺稀管线 2.4km；新建注气管线 718m，新建采气管线总长 771m，新建天然气站燃料气管线 725m，RP7-H4 新建注水管线共计 120m。并配套建设自控、通信、电气、防腐等辅助设施。投产成功率 100%，平均单井产能 30t/d，新建产能 34.43×10^4 t，2022-2028 年以年产原油 25.0×10^4 t 左右规模稳产 7 年，采油速度 0.67%，方案期末累产油 791.71×10^4 t，动用地质储量采出程度 10.44%。

(2) 环境风险防范措施

本工程环境风险防范措施见中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司突发环境风险应急预案。

(3) 环境监测计划

本工程环境监测计划见表 8.4-1。

8.2.2 公开方式及时间要求

公开方式：通过网站、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：环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律、法规另有规定的，从其规定。

8.3 污染物排放清单

表 8.3-1 项目污染物排放清单

产污工序	环保设施	污染物	执行标准	排污时段
无组织废气	设备密闭，加强管理，规范操作	非甲烷总烃	边界 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	运营期，全年 365 天
		硫化氢	边界 $\leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$	

施工设备	选用低噪声设备,合理 安排施工活动	噪声	昼间≤70dB(A) 夜间≤55dB(A)	整个施工期
集油站设备	选用低噪声设备	噪声	昼间≤65dB(A) 夜间≤55dB(A)	运营期, 全年 365 天

8.4 环境及污染源监测

8.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分,也是环境管理规范化的主要手段,通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案,可以为上级环保部门和地方环保部门进行环境规划、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。

通过对本工程运行中环保设施进行监控,掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求,做到达标排放,同时对废水、噪声防治设施进行监督检查,保证正常运行。

8.4.2 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。根据《全国环境监测管理条例》要求,本工程的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担,也可由塔里木油田分公司的质量检测中心承担。

8.4.3 监测计划

根据本工程生产特征和污染物的排放特征,依据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)(GB16297-1996)、《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求,制定本工程的监测计划和工作方案。本工程投入运行后,各污染源监测因子、监测频率情况见表 8.4-1。

表 8.4-1 本工程监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	站场无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	下风向厂界外 10m 范围内	每年 1 次
噪声	井场界噪声	L _{eq}	厂界外 1m	每年 1 次

土壤	土壤环境质量	石油烃	井场采气树管线接口处	每3年监测1次
地下水	潜水含水层	硫酸盐、氯化物、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化物、氟化物、石油类	地下水上游及下游	每年一次
生态		生态恢复情况	井场及管线周围	每年一次
		水土流失量变化情况	井场内（风蚀监测小区）	每年的年初、年中、年末各一次

8.5 “三同时”验收

（1）环境工程设计

①必须按照环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案；

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度；

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

（2）环境设施验收建议

①验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

②验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，塔里木油田分公司应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。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，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，本工程投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 8.5-1。

表 8.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

环境要素	污染源种类	环保措施	治理效果	验收标准
一、施工期				
废气	施工扬尘、车辆尾气	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖，加强对施工机械、车辆的维修保养，加强施工工地环境管理	/	/
	施工机械废气、焊接烟气、试压废气等			
	放喷废气	控制测试放喷时间	/	/
废水	管道试压废水	试压结束后用于区域绿化	妥善处置，不外排	/
	生活污水	排入钢制撬装式生活污水池暂存，定期拉运至哈 6 联合站生活污水处理设施处理		
	压裂废水	排入回收罐中，加碱中和后拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站妥善处置	/	不外排
	钻井废水	排入回收罐中，用于配制相应体系泥浆	/	不外排
噪声	吊机、装载机、运输车辆等施工设备	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	/	/
固体废物	生活垃圾	集中收集后运至沙雅县垃圾填埋场进行处置	妥善处置，不外排	/
	施工废料	部分回收利用，不可回收利用部分拉运至哈拉哈塘固废填埋场进行处置		
	施工土方	施工结束后用于回填管沟及场地平整，不外运		

环境要素	污染源种类	环保措施	治理效果	验收标准
	泥浆	井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用。钻井结束后用于下一口钻井使用	/	/
	磺化泥浆岩屑	拉运至哈拉哈塘钻试修环保站处理	妥善处置，不外排	/
	废润滑油	桶装收集后暂存于井场危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置	妥善处置，不外排	/
	废烧碱包装袋	折叠打包后暂存于井场危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置	妥善处置，不外排	/
生态环境	生态恢复	严格控制作业带宽度，管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土，防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	临时占地恢复到之前状态	/
	水土保持		防止水土流失	/
	防沙治沙	施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；防尘网，洒水抑尘；设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域；管沟分层开挖、分层回填；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车防止土地沙化行线路和范围	防止土地沙化	/

二、运营期

废气	井场及站场无组织废气	油气采取管道密闭输送，加强管道、阀门的检修和维护	厂界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg/m}^3$	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
废水	采出水	随采出油气资源混输至哈6联合站或热普转油站处理	妥善处置，不外排	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)
	井下作业废水	采用专用废水回收罐收集，交哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理		
噪声	井场采油(气)装置及配套设施	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	厂界噪声值：昼间 $\leq 60\text{dB(A)}$ ，夜间 $\leq 50\text{dB(A)}$	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区排放限值

环境要素	污染源种类	环保措施	治理效果	验收标准
固体废物	油泥(砂)	严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存, 收集后定期交库车畅源环保科技有限公司处置	均妥善处置, 不外排	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年第 36 号), 《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)
	清管废渣			
	含油污泥			
其他	风险防范措施	可燃气体检测、压力检测、报警仪	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	/
		消防器材		
		警戒标语标牌		
		应急救援预案	应急保障措施按照环境风险应急预案进行设置	/

三、闭井期

废气	施工扬尘	洒水抑尘	/	/
噪声	车辆	合理安排作业时间	/	/
固体废物	废弃管线、废弃建筑垃圾	收集后送哈拉哈塘固废场填埋	妥善处置不外排	/
生态环境	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理, 恢复原有自然状况	恢复原貌	/

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目情况

9.1.1 项目概况

项目名称：哈拉哈塘油田开发调整方案；

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木田分公司；

建设性质：改扩建；

建设地点：新疆阿克苏地区沙雅县和库车市境内；

建设内容：①钻井工程：部署新井 46 口，其中 35 口为新钻井，3 口为老井侧钻；②地面工程：新建采油井场 46 座；③集输管线：新建集输管道 420km，新建掺稀管线 2.4km；新建注气管线 718m，新建采气管线总长 771m，新建天然气站燃料气管线 725m，RP7-H4 新建注水管线共计 120m。并配套建设自控、通信、电气、防腐等辅助设施。投产成功率 100%，平均单井产能 30t/d，新建产能 40.23×10^4 t，2022-2028 年以年产原油 29.0×10^4 t 左右规模稳产 7 年，采油速度 0.67%，方案期末累产油 791.71×10^4 t，动用地质储量采出程度 10.44%；

项目投资：工程建设总投资 234018 万元，其中环保投资 2487 万元，占项目总投资的 1.06%；

劳动定员及工作制度：运营期不新增劳动定员，依托油田内既有工作人员调配，井场内无人值守。

9.1.2 项目选址、选线合理性

本工程位于新疆阿克苏地区沙雅县和库车市境内。区域以油气开采为主，工程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，项目选址及选线均不在生态保护红线范围内，选址符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2014 年 7 月 25 日)等相关要求。项目建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据项目影响预测分析，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内，项目选址、选线合理。

9.1.3 产业政策符合性

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结

构调整指导目录(2019年本)》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第29号)相关内容,“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目。因此,本工程的建设符合国家产业政策要求。

本工程属于塔里木油田分公司油气勘探开采项目,符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》。本项目位于哈拉哈塘油田内,不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区,本项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的重点开发区和禁止开发区,属于主体功能区中的限制开发区域,符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

9.2 环境现状

项目所在区域环境空气中PM₁₀、PM_{2.5}年平均浓度值超标,则参照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中6.4.1项目所在区域达标判断规定:“城市环境空气质量达标情况评价指标为SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃,六项污染物全部达标即为城市环境空气质量达标”可知,本工程所在区域属于不达标区。环境质量现状监测结果表明:各监测点NH₃和硫化氢1小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D其他污染物空气质量浓度参考限值;非甲烷总烃1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。

地下水环境质量现状监测表明:监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物存在一定程度超标外,其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准;各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。

声环境质量现状监测结果表明:村庄监测值昼间为42~43dB(A),夜间为38~40dB(A),满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准要求;转油站厂界噪声监测值昼间为44~47dB(A),夜间为43~46dB(A),满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中2类区标准。

土壤环境质量现状监测表明:占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤

环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值，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)中第二类用地筛选值限值。

9.3 拟采取环保措施的可行性

9.3.1 废气污染源及治理措施

(1) 废气

项目对大气环境的影响可分为三个阶段，即施工期、运营期和闭井期，施工期主要是施工扬尘、电焊烟尘、机械及车辆尾气对大造成的影响。项目施工期处于空旷地带，且施工是短期行为，持续时间较短、施工过程对大气环境的影响是暂时性的局部影响，随施工的结束而消失，其影响时间段，范围小，施工期对大气环境所造成的的影响较轻。

运营期主要是井场及阀组连接处无组织排放的非甲烷总烃及 H₂S 对环境造成的影响，本项目采出油气经汇集、处理输送至哈 6 联合站内全过程均采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，保证生产正常进行和操作平衡，减少气体泄漏，经估算，本项目非甲烷总烃和 H₂S 对周边环境影响较小，运营期对大气环境影响可接受。

闭井期主要是施工过程中产生的扬尘，采取洒水抑尘的降措措施，同时要求严禁在大风天气进行作业，退役期封井施工过程中需加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄露。通过采取上述措施，闭井期对大气环境影响可接受。

9.3.2 废水污染源及治理措施

项目施工期所产生废水主要为钻井废水、试压废水及生活污水，试压废水循环使用不外排，施工人员生活污水排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)暂存后拉运至哈拉哈塘作业区生活污水处理设施处理，钻井废水排入泥浆不落地装置，循环利用，完井固化处理前，将上清液抽出，用废液收集罐收集后，拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站进行处置，经处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中推荐水质标准后，用于油田注水开

发，无外排。

项目运营期油田采出水随油气混合物输送至联合站处理厂处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层；井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站。

9.3.3 噪声污染源及治理措施

项目施工期噪声主要来自施工过程中机械和运输车辆产生，由于施工期短，且随着施工结束噪声影响也将消失。

运营期噪声主要来自井场各设备工作时产生，通过基础减振以及对各种机械设备定期保养等措施减少噪声排放，经距离衰减后，项目运营期噪声影响较小。

闭井期噪声主要来自机械设备和车辆产生的噪声，通过采用低噪声设备、合理安排作业时间和运输路线等措施，项目不会对周围环境产生影响。

综上所述，项目噪声对环境的影响可接受。

9.3.4 固体废物及处理措施

本工程施工期固体废物主要是钻井过程中产生的泥浆、磺化泥浆岩屑、废润滑油、生活垃圾以及运营期井场涉油设施阀门和法兰等凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时产生油泥(砂)，清管站清管作业产生清管废渣及污泥减量化装置产生含油污泥。项目使用泥浆为膨润土体系泥浆和聚磺体系泥浆，泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用，钻井结束后用于下一口井使用。磺化泥浆岩屑经随钻不落地系统收集后，运至哈拉哈塘钻试修环保站处理。

根据《国家危险废物名录(2021年版)》，油泥(砂)、清管废渣、含油污泥均属于危险废物，收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。

综上所述，项目固体废弃物经妥善处置后，在加强环境管理的前提下，基本不会对环境产生影响。

9.4 环境影响评价结论

9.4.1 大气环境影响评价结论

本项目油气集输过程采用全密闭集输工艺，无组织非甲烷总烃和 H_2S 对大气环境影响较小；根据大气环境预测分析内容，本项目 P_{max} 最大值出现为矩形面

源排放的 NMHC P_{\max} 值为 4.84%，项目评价区域无常驻居民，大气扩散条件较好，项目的实施不会对大气环境产生明显影响。

9.4.2 地表水环境影响评价结论

正常工况下，油田内部由于集输管线是全封闭系统，采用外防腐层和强制电流阴极保护联合方式，项目运营期各项废水均能得到妥善处置，且项目开发范围内无地表水体分布，不会对地表水环境产生影响。

9.4.3 地下水环境影响评价结论

本项目潜在的污染风险主要为项目区浅层埋深的地下水，新建油井位置周边均无村落和民井。正常工况下本项目产生的废水处理措施合理，不会污染地下水。综上所述，在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，拟建工程对地下水环境影响可以接受。

9.4.4 声环境影响评价结论

拟建工程井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求，运营期间噪声对周围环境影响较小。

9.4.5 固体废物环境影响评价结论

通过源头控制落地原油的产生，作业过程中带罐(车)操作收集漏油，避免落地；清管时在收球装置的四周铺设土工布，将清管废渣收集至专用容器内。上述固体废物属于含油废物，均为危险废物，在严格按环保法法规和技术规范做好收集、运输、记录和转移工作的基础上，送区域有危废资质的单位处理，不会对环境产生污染影响。

9.4.6 生态环境影响评价结论

工程井场和管线不同阶段对生态环境的影响略有不同，井场主要体现在土地利用、水土流失及运营期设备噪声；管线施工期主要体现在土壤、植物及植被、动物、尽管、水土流失等方面，其中对土壤、水土流失和植被影响相对较大，管线运营期对生态环境影响较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本项目的建设对生态环境的影响可得到有效减缓，在生态系统可接受范围内，不会改变当地的生态功能区，对生态换季的影响不大，从生态环境保护的角度看，本项目建设可行。

9.5 总量控制分析

结合本项目排放特征，本项目井场不设置加热炉，采用电磁加热装置，本项目不设置总量控制指标。

9.6 环境风险评价结论

塔里木油田分公司及下属各油气开发部均制定了应急预案，本工程实施后，负责实施的油气开发部将本次新增建设内容纳入现行作业区环境风险应急预案体系。项目在落实作业区现有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，在可接受范围之内。

9.7 公众参与分析

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过网络公示、问卷调查征求公众意见。调查结果表明：本项目的建设得到了当地公众的支持，没有公众提出反对意见。

9.8 项目可行性结论

本工程的建设符合国家相关产业政策和新疆维吾尔自治区国民经济发展规划、矿产资源总体规划，项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响较小；采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后，项目建设对区域生态环境影响可接受；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。

9.9 建议

(1) 工程施工前，建设单位施工单位和应充分征求项目所在地相关主管部门的意见与建议，在所有开工手续合法条件下。施工期定期向相关部门和环保管理部门汇报工程进度和生态防护与恢复情况，主动接受和配合监督检查建立健全环境管理责任制。

(2) 对油气集输管线及阀门等进行定期检查、维修，及时发现问题及时解决，防止油气跑、冒、滴、漏的发生。对于泄露的落地原油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。

(3) 在严格实施各项环境保护措施的基础上，大力加强对员工的宣传教育，提高所有工程参与者的生态环保意识，减少区域生态环境的影响。