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 56×10⁴km²，石油资源储量约为 107.6×10⁸t，天然气资源储量约为 8.39×10¹²m³。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，是《塔里木油田 2018～2020 年建设 3000 万吨大油气田实施方案》中碳酸盐油藏实现上产 200 万吨任务目标的主力稳产、上产区块。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塔河北区域的奥陶系油藏。

为满足哈拉哈塘油田塔河北区域持续稳产、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“哈拉哈塘油田塔河北奥陶系油藏开发调整方案地面工程”(以下简称“本工程”)，本次开发调整工区面积为 2172km²，动用含油面积 361.16km²，动用地质储量 9788.53×10⁴t。

主要建设内容为：①钻井工程：部署新井 63 口(新钻油井 49 口，老井侧钻 14 口)；②地面工程：新建采油井场 63 座、注水井场 42 座、注气井场 126 座，扩建转油站 2 座；③集输管线：新建集输管道 223.59km，新建低压供水干线 51.3km，新建单井注水管线 38.96km；④配套工程：新建 10kV 电力线路 136.1km，新建 35m 通信铁塔 1 座，并配套建设自控、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通、道路、安防等辅助设施。

本工程建成投产后，设计年产油 27×10⁴t 以上稳产 5 年，方案期末累产油 1123.86×10⁴t。

1.2 环境影响评价工作过程

本项目属于油气开采项目，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，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及塔里木河上中游水土流失重点预防区，且项目部分井场及管线占用国家二级公益林，属天然林。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 7 陆地石油开采0711”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10月19日委托河北省众联能源环保科技有限公司开展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项目现场，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，建设单位于2021年10月20日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行项目第一次环境影响评价信息公示，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2021年12月7日至12月20日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对本工程环评信息进行了第二次公示，在此期间分别于2021年12月9日、2021年12月10日在阿克苏日报(刊号:CN65-0012)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。

1.3 分析判定相关情况

(1)产业政策符合性判定

本工程为石油开采，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)，本工程属于第一类“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”，为鼓励类产业。

(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禁止开发区，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(3)“三线一单”符合性判定

本工程距离生态环境保护红线区约500m，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内；本工程采出水随油气混合物输送至哈六联合站或热普转油站处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；本工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，本工程油气采取密闭集输工艺，本工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。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；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

(4)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、声环境影响评价等级为二级、土壤环境影响评价等级为一级、生态环境影响评价等级为一级、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、生态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)本项目采出液采取密闭集输工艺，井场无组织废气非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求；H_2S 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。项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2)项目产生废水包括采出水和井下作业废水,其中采出水随油气混合物输送至哈六联合站或热普转油站处理，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运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。即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影响。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)本工程选用低产噪设备，采取基础减振等措施，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，预测结果表明对土壤环境的影响可接受。

(6)本项目井场无人值守，营运期固体废物主要为油泥(砂)，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

(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，对临时占地区域进行平整、恢复，植被可逐步自然恢复，工程的实施对生态环境影响是可以接受的。本工程距离沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区最近约 0.5km，不占用及穿越保护区，本工程施工建设对其影响较小。

(8)本工程涉及的风险物质主要包括原油(采出液)、甲烷、乙烷、丙烷以及 H_2S，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；项目通过采取完善的污染防治措施及生态恢复措施，污染物可达标排放，项目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，未收到公众反馈意见。为此，本评价从环保角度认为本项目建设可行。

本次评价工作得到了各级生态环境主管部门、塔里木油田分公司等诸多单位的大力支持和帮助，在此一并致谢！

2 总则

2.1 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)《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)；

(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 682 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 29 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)《中共中央 国务院 关于深入打好污染防治攻坚战的意见》(2021 年 11 月 2 日)；

(12) 《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号，2018 年 7 月 16 发布，2019 年 1 月 1 日实施)；

(13)《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令第 16 号，2020 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分管理工作的通知》(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方法》(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)《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)。

(30)《地下水管理条例》(中华人民共和国国务院令第748号)；

(31)《油气田开发生产井报废规定》(Q/SY36-2007)；

(32)《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)。

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)《新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国水土保持法>办法》(2013年7月31日修订，2013年10月1日实施)；

(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)；

(18)《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)。

(19)《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》；

(20)《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）；

(21)《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)；

(22)《阿克苏地区大气污染防治行动计划实施方案》；

(23)《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》；

(24)《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)；

(25)《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)；

(26)《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)；

(27)《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）。

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)》(HJ 964-2018)；

(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/T 349-2007)；

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

(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/T 3999-2017)；

(18)《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)；

2.1.4 相关文件及技术资料

(1)《哈拉哈塘油田6区块建设项目环境影响报告书》(新疆维吾尔自治区环境保护技术咨询中心，2011年11月)；

(2)《关于哈拉哈塘油田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)；

(3)《哈拉哈塘油田哈6区块产能建设项目竣工环境保护验收调查报告》(新

疆维吾尔自治区环境监测总站，2017年8月)；

(4)《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)；

(5)《哈拉哈塘油田二期产能建设地面工程环境影响报告书》(中国石油安全环保技术研究院北京中油建设项目劳动安全卫生预评价有限公司，2015 年 8 月)；

(6)《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]935 号)；

(7)《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》(油堪[2018]210 号)；

(8)《东河油气开发部哈拉哈塘油田环境影响后评价报告书》(河北省众联能源环保科技有限公司)；

(9)《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]221 号)；

(10)《环境质量现状检测报告》；

(11)塔里木油田分公司提供的其他技术资料；

(12)环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

(1)通过环境现状调查和监测，掌握项目所在地一带的自然环境及环境质量现状。

(2)针对本工程特点和污染特征，确定主要环境影响要素及其污染因子。

(3)预测本工程对当地环境可能造成影响的程度和范围，从而制定避免和减轻污染的对策和措施，并提出总量控制指标。

(4)分析本工程可能存在的环境风险，预测风险发生后可能影响的程度和范围，对项目环境风险进行评估，并提出相应的风险防范和应急措施。

(5)从技术、经济角度分析本工程采取污染治理措施的可行性，从环境保护

的角度对本工程的建设是否可行给出明确的结论。

(6)为生态环境主管部门决策、设计部门优化设计、建设单位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 环境影响要素识别

根据本工程主要污染源污染因子及区域环境特征，对项目实施后的主要环境影响要素进行识别，结果见表 2.3-1。

表 2.3-1　　**环境影响要素识别结果一览表**

工程活动 \ 环境因素		自然环境					生态			
		环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物	防沙治沙	水土流失
施工期	钻井工程	-1D	—	—	-1D	-1D	-1C	-1C	-1C	-1D
	管线开挖	-2D	--	—	-1D	-1C	-1C	-1C	-1C	-1D
	设备安装	—	--	—	-1D	--	—	—	--	—
	材料、废弃物运输	-1D	--	—	-1D	—	—	—	—	—

续表 2.3-1　　环境影响要素识别结果一览表

工程活动 \ 环境因素		自然环境					生态			
		环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物	防沙治沙	水土流失
营运期	石油开采及集输	-1C	—	—	-1C	—	—	—	—	—
闭井期	封井、井场清理	-1D	—	—	—	—	+1C	—	+1C	--

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

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

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 2.3-1 可知，本工程的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、声环境、土壤环境、生态环境要素中的植被、动物、防沙治沙、水土流失等产生一定程度的负面影响；营运期对环境的影响是长期的，最主要的是对自然环境中的环境空气、声环境等产生不同程度的直接的负面影响。闭井期对环境的影响体现在对环境空气的短期影响和对生态环境要素中的植被和景观利好影响。

2.3.2 评价因子

根据环境影响因素识别结果，结合区域环境质量现状，以及本工程特点和污染物排放特征，确定本工程评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2　　本工程评价因子一览表

环境要素	项　目	评 价 因 子
环境空气	现状评价	PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、NO_2、SO_2、H_2S、非甲烷总烃
	污染源	H_2S、非甲烷总烃
	影响评价	H_2S、非甲烷总烃
地下水	现状评价	检测因子：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-} 基本水质因子：色、嗅和味、浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯 特征因子：石油类
	污染源	石油类
	影响评价	石油类

续表 2.3-2　　本工程评价因子一览表

环境要素	项　目		评 价 因 子
土壤环境	现状评价		建设用地基本因子：pH、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷、1，2-二氯乙烷、1，1-二氯乙烯、顺-1，2-二氯乙烯、反-1，2-二氯乙烯、二氯甲烷、1，2-二氯丙烷、1，1，1，2-四氯乙烷、1，1，2，2-四氯乙烷、四氯乙烯、1，1，1-三氯乙烷、1，1，2-三氯乙烷、三氯乙烯、1，2，3-三氯丙烷、氯乙烯、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、䓛、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}~C_{40})
	污染源		垂直入渗：石油烃(C_{10}~C_{40})
	影响分析		垂直入渗：石油烃(C_{10}~C_{40})
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：危险废物(油泥(砂))
	影响评价		
声环境	现状评价		L_{eq}
	污染源		L_A
	影响评价		L_{eq}
生态环境	现状评价		动物、植物、水土流失、防沙治沙、生态系统
	影响评价		
环境风险	风险识别		原油(采出液)、甲烷、乙烷、丙烷以及H_2S
	风险分析	大气	天然气(甲烷、乙烷、丙烷)、硫化氢、CO
		地下水	原油
		地表水	原油

2.4 评价等级和评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 大气环境影响评价工作等级

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”，选择项目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

根据项目污染源初步调查结果，分别计算项目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：

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

式中：P_i——第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

ρ_i——采用估算模型计算出的第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)城市农村选项确定

本工程主要建设内容位于阿克苏地区库车市和沙雅县境内，项目周边3km范围内的用地布局详见图2.4-1。

项目周边 3km 范围内土地利用类型分布示意图

图 2.4-1

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”。

(3)土地利用类型确定

本工程新增井场63座，部署新井63口(含侧钻井14口)，分布于库车市和沙雅县两个行政区内，因此估算模型的环境参数分库车市和沙雅县分别给出，分类分区情况见表1.4-1,根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录B推荐模型参数及说明：土地利用类型按井场外3km范围内占地面积最大的土地利用类型来确定。综上，根据不同环境特征、土地利用类型将本工程井场分为5类(A-库车市、农作地；B-库车市、草地；C-库车市-沙漠化荒地；D-沙雅县、农作地；E-沙雅县、草地)。

表2.4-1 **各井场分类分区结果一览表**

土地利用类型 / 行政区	库车市	沙雅县
农作地	QIGU1-2X、HA15-25X、HA15-26X、HA15-23C、HA15-40X、HA802C、HA802-8X、HA601-7PT1C、HA16-20X、HA901-5X、HA9-11X、HA16-29X、HA6-8X，共13口	XK6-3CH、XK6-5X、XK6-7X、XK7-3X、XK7-2X、RP14-3X、JY201-H4、RP3012-3、RP3017C、RP8-2、RP8-4，共11口
草地	HA15-7C、HA15C、HA16-16X、HA16-15X、HA16-6C、HA16-H8、HA802-7X、HA16-25X、HA7-H21JS、HA602C、HA601-24X、HA9-20X、HA16-23X，共13口	RP3015-1X、RP12-2、JY2-H5、RP14-6X、RP14-4X、XK9-7、XK6-6X、XK5-3X、HA13-9X、HA13-15X、HA13-H10、HA13-6CH、HA13-5C、XK8-H7、XK8HC3、XK8-2、XK4-1、JY1-7X、RP3012-4、RP3-9、RP3C、JY6-1X、JY6-H2，共23口
沙漠化荒地	HA16-H12、HA15-32X、HA9-H15、共3口	—

(3)模型参数和污染源及其预测结果

本工程估算模式参数取值见表2.4-2；废气污染源参数见表2.4-3和表2.4-4，坐标以各场站西南角为原点(0，0)；相关污染物预测及计算结果见表2.4-5。

表2.4-2 **估算模型参数一览表**

序号	参数		A区(库车市、农作地)取值	B区(库车市、草地)取值	C区(库车市、沙漠化荒地)取值	D区(沙雅县、农作地)取值	E区(沙雅县、草地)取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村				
		人口数(城市选项时)	/				
2	最高环境温度/℃		41.5	41.5	41.5	41.6	41.6
3	最低环境温度/℃		-27.4	-27.4	-27.4	-28.7	-28.7
4	测风高度/m		10				
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5				
6	土地利用类型		农作地	草地	沙漠化荒地	农作地	草地
7	区域湿度条件		干燥气候				
8	是否考虑地形	考虑地形	☑是 □否				
		地形数据分辨率/m	90				
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 ☑否				
		岸线距离/km	—				
		岸线方向/°	—				

表2.4-3　　主要废气污染源参数一览表(面源，100%负荷)

名称	面源起始点坐标		面源海拔高度(m)	面源长度(m)	面源宽度(m)	与正北向夹角(°)	面源有效排放高度(m)	年排放小时数(h)	排放工况	污染物	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
A区HA15-26X井场无组织废气	*	*	965	30	40	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0057
										H_2S	0.0003
B区HA16-25X井场无组织废气	*	*	965	30	40	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0057
										H_2S	0.0003
C区HA15-32X井场无组织废气	*	*	963	30	40	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0057
										H_2S	0.0003
D区RP8-2井场无组织废气	*	*	955	30	40	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0057
										H_2S	0.0003
E区RP3-9井场无组织废气	*	*	962	30	40	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0057
										H_2S	0.0003

表2.4-4　　P_{max}及$D_{10\%}$预测及计算结果一览表

名　称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单　位	--	μg/m³	μg/m³	%	%	m
A区HA15-26X井场无组织废气	非甲烷总烃	9.19	2000	0.46	4.84	25
	H_2S	0.484	10	4.84		
B区HA16-25X井场无组织废气	非甲烷总烃	9.19	2000	0.46		25
	H_2S	0.484	10	4.84		
C区HA15-32X井场无组织废气	非甲烷总烃	9.19	2000	0.46		25
	H_2S	0.484	10	4.84		
D区RP8-2井场无组织废气	非甲烷总烃	9.19	2000	0.46		25
	H_2S	0.484	10	4.84		
E区RP3-9井场无组织废气	非甲烷总烃	9.19	2000	0.46		25
	H_2S	0.484	10	4.84		

(4)评价工作等级判定

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

(1)评价等级

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2.4-5。

表2.4-5 **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/(m³/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。		

本项目产生废水包括采出水、井下作业废水，采出水随油气混合物输送至哈六联合站或热普转油站处理，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后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。因此由表1.4-4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)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 2.4-6。

表 2.4-6　　**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(包括已建成的运行、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(包括已建成的运行、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
[a]“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区	

调查评价范围：

$L=\alpha \times K \times I \times T/n_e$

式中：L-下游迁移距离，m；

α-变化系数，α≥1，一般取 2；

K-渗透系数，m/d，潜水含水层为细砂，根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)附录 B，渗透系数取值 10m/d；

I-水力坡度，无量纲；根据区域水文地质资料，水力坡度为 0.83‰；

T-质点迁移天数，取值不小于 5000 天；

n_e-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。

根据上述公式计算可知，最大下游迁移距离为 259m。

本工程不在集中式饮用水水源(包括已建成运行、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(包括已建成运行、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，本工程地下水环境敏感程度分级为不敏感。

(3)评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.4-7。

表 2.4-7　　**地下水评价工作等级划分依据一览表**

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

本工程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 2.4-7 判定结果，确定本工程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

本工程位于哈拉哈塘油田，周边区域以居住、油气开采混杂为主要功能，根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)，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

项目部分单井场地周边200范围内有声环境敏感点，项目建设前后对敏感目标噪声级增高量在3～5dB(A)，受噪声影响人口数量变化不大。

(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

根据导则附表 A.1，项目属于“采矿业”中的“石油开采项目”，项目类别为Ⅰ类。

(2)影响类型

本项目主要通过垂直入渗的形式对土壤造成影响，土壤环境的影响类型为“污染影响型”。

(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)，“建设项目占地规模分为大型(≥50hm²)、中型(5～50hm²)和小型(≤5hm²)”，本工程新增永久占地共35.652hm²，占地规模为中型。

(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范围内存在耕地，因此，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2.4-8。

表2.4-8 **评 价 工 作 等 级 分 级 表**

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

本项目类别为Ⅰ类、占地规模为中型、环境敏感程度为敏感，土壤环境评价工作等级为一级。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

(1)占地范围

本项目位于哈拉哈塘油田，本项目永久占地面积35.652hm²，临时占地面积298.841hm²，面积在2～20km²范围内。新建各类管线长度共计313.85km，管线长度大于100km。

(2)区域生态敏感性

本项目评价范围内涉及塔里木河上游湿地自然保护区，属于《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。

(3)评价等级判定

根据《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2011)，生态影响评价工

作等级划分办法见表2.4-9。

表 2.4-9　　生态影响评价工作等级划分表

影响区域生态敏感性	工程占地(含水域)范围		
	面积≥20km²或长度≥100km	面积 2～20km²或长度 50～100km	面积≤2km²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

本项目占地面积在 2～20km²范围内，管线长度≥100km、影响区域属特殊生态敏感区，根据以上分析结果判断，本项目生态影响评价工作等级为一级。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 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,则按式(1-1)计算物质总质量与其临界量比值(Q)：

$$Q=\frac{q_1}{Q_1}+\frac{q_2}{Q_2}+\frac{q_n}{Q_n}\cdots \quad (式\ 1\text{-}1)$$

式中：q_1，q_2…q_n 每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2…Q_n 每种危险物质的临界量，t。

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ；

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

本项目涉及的各危险物质在厂界内的最大存在总量与其在环境风险评价导则 HJ169-2018 附录 B 中对应的临界量的比值 Q 计算结果见表 2.4-10。

表 2.4-10　　建设项目 Q 值确定表

序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量q_n/t	临界量Q_n/t	该种危险物质Q值
1	甲烷	74-82-8	22.79	10	2.279

续表 2.4-10　　建设项目Q值确定表

序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量q_n/t	临界量Q_n/t	该种危险物质Q值
2	乙烷	74-84-0	4.56	10	0.456
3	丙烷	74-98-6	2.36	10	0.236
4	H_2S	7783-06-4	0.005	2.5	0.002
5	原油(采出液)	—	270.24	2500	0.108
项目Q值Σ					3.081

经计算，本项目 Q 值为 3.081，1≤Q＜10。

(2)M值确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 C，建设项目行业及生产工艺分值见表 2.4-11。将 M 划分为(1)M＞20；(2)10＜M≤20；(3)5＜M≤10；(4)M=5，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。

表 2.4-11　　行业及生产工艺(M)

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

本工程行业属于表2.4-11中“石油天然气”，涉及的工艺包括石油、天然气、页岩气开采(含净化)。经计算，本工程M分值为10，根据导则附录C划分要求，M值划分为M3。

(3)危险物质及工艺系统危险性(P)分级

根据本工程的危险物质数量与临界量(Q)和行业及生产工艺(M)，按照表

2.4-12确定危险物质及工艺系统危险性等级(P)。

表 2.4-12　　危险物质及工艺系统危险性等级判断(P)一览表

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

经判断，本工程物质及工艺系统危险性分级为P4。

2.4.1.7.2 环境敏感程度(E)的分级

根据环境风险评价导则 HJ169-2018 附录 D 对建设项目大气、地表水、地下水环境敏感程度(E)等级分别进行判断。

(1)大气环境敏感程度(E)的分级

根据导则规定，大气环境敏感程度分为三种类型，分级原则见表2-4-13。

表 2-4-13　　大气环境敏感程度分级一览表

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

根据境敏感目标调查结果可知，站场周边5km范围内居住区等机构人口总数为44425人，小于5万人，站场周边500m范围人口总数为512人，大于500人，集输管线每公里管段周边200m范围内人口数为30人，小于100人。对照表2-4-13，最终确定大气环境敏感程度为E2。

(2)地表水环境敏感程度(E)的分级

根据导则规定，地表水功能敏感性分区方法见表2-4-14，地表水环境敏感目标分级方法见表2-4-15，地表水环境敏感程度分级见表2-4-16。

表2-4-14　　地表水功能敏感性分区一览表

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

表2-4-15　　地表水环境敏感目标分级一览表

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

表2-4-16　　地表水环境敏感程度分级一览表

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

本项目JY1-7X井南距塔里木河2.4km，QIGU1-2X井西南距英达里亚河0.22km，发生风险事故下危险物质不会泄露至塔里木河，由于本项目集油干线穿越英达里亚河，发生管线刺漏风险事故下危险物质可能泄露至英达里亚河，英达里亚河属于Ⅴ类水体，则地表水功能敏感性为较敏感F3；本项目危险物质

至英达里亚河排放点下游10km范围内无水产养殖区、天然渔场等环境风险受体，确定地表水环境敏感目标分级为S3；对照表2-4-15最终确定本工程地表水环境敏感程度分级为E3。

(3)地下水环境敏感程度(E)的分级

根据导则规定，地下水功能敏感性分区方法见表2-4-17，包气带防污性能分级方法见表2-4-18，地下水环境敏感程度分级见表2-4-19。

表2-4-17　　地下水功能敏感性分区一览表

分级	地下水环境敏感特征
敏感G1	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感G2	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源(如热水、矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区[a]
低敏感G3	上述地区之外的其他地区
[a]“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区	

表2-4-18　　包气带防污性能分级一览表

分级	包气带岩土渗透性能
D3	Mb≥1.0m，k≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续稳定
D2	0.5m≤Mb≤1.0m，k≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续稳定 Mb≥1.0m，1.0×10^{-6}cm/s<k≤1.0×10^{-4}cm/s，且分布连续稳定
D1	岩(土)层不满足上述“D2”和“D3”条件
Mb：岩土层单层厚度。K:渗透系数。	

表2-4-19　　地下水环境敏感程度分级一览表

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

建设项目占地范围不属于集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区、除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。亦不属于集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区、未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区、分散式饮用水水源地；特殊地下水资源(如热水、矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。对照地下水功能敏感性分区表，确定地下水功能敏感性为低敏感G3。

根据项目水文地质调查可知，项目区域天然包气带渗透系数为 0.0009cm/s＞1.0×10^{-4}cm/s，确定包气带防污性能分级为 D1。

依据以上确定的地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级，对照地下水环境敏感程度分级表，确定地下水环境敏感程度分级为E2。

2.4.1.7.3 建设项目环境风险潜势判断

建设项目环境风险潜势划分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ/Ⅳ$^{+}$级。建设项目环境风险潜势划分方法见表 2-4-20。

表 2-4-20　　**建设项目环境风险潜势划分**

环境敏感程度	危险物质及工艺系统危险性(P)			
	极高危害(P1)	高度危害(P2)	中度危害(P3)	轻度危害(P4)
环境高度敏感区(E1)	Ⅳ$^{+}$	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ
环境中度敏感区(E2)	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ
环境低度敏感区(E3)	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
注：Ⅳ$^{+}$为极高环境风险。				

对照表2-4-21，确定本项目大气环境风险潜势为Ⅱ，地表水环境风险潜势为Ⅰ，地下水环境风险潜势为Ⅱ。因此本项目环境风险潜势综合等级为Ⅱ。

2.4.1.7.4 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2-4-22。

表2-4-21　　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 2-4-21 可知，本项目环境风险潜势为 Ⅱ，因此本项目确定环境风险评价等级为三级。

2.4.2 评价范围

根据本工程各环境要素确定的评价等级、本工程污染源排放情形，结合区域自然环境特征，按导则中评价范围确定的相关规定，各环境要素评价范围见表 2.4-22。

表 2.4-22　　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	以各井场为中心边长 5km 的矩形区域
2	地表水环境	三级 B	—
3	地下水环境	二级	各井场边界外扩 259m 及管线边界两侧 200m 范围
4	声环境	二级	站场边界外 200m 范围
5	土壤环境	一级	各井场边界外扩 1km，管线边界两侧外延 200m 范围
6	生态环境	一级	各井场边界外扩 500m，管线边界两侧外延 200m 范围
7	环境风险	简单分析	站场边界外延 3km 范围及管线中心线两侧外延 100m 范围

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据本工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 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、关注的主要环境问题及环境影响、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

续表 2.5-1　　评 价 内 容 一 览 表

序号	项 目	内　　容
3	工程分析	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等内容； 现有工程：主要介绍现有工程基本概况、现有工程“三同时”执行情况、污染源调查与评价、污染物排放量、环境问题及“以新带老”改进意见等内容 拟建工程：拟建工程项目基本概况、油气水物性及技术经济指标、工程组成、闭井、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、非正常排放源强、三本账、污染物总量控制分析 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 6 联合站、沙雅县生活垃圾填埋场情况
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	施工影响分析，施工废气、施工废水、施工噪声、施工固废、施工生态环境影响分析
		营运期环境影响预测与评价(大气环境影响评价、地表水环境影响分析、地下水环境影响评价、声环境影响评价、土壤环境影响评价、固体废物影响分析、生态环境影响评价、环境风险评价)
6	环保措施可行性论证	针对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、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
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，以定性方式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	结论与建议	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

结合项目的排污特征及周围环境现状，确定本工程评价重点为工程分析、大气环境影响评价、地下水影响评价、生态影响评价和环保措施可行性论证。

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

(1)环境质量标准

环境空气：新疆塔里木河上游湿地自然保护区 PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、CO、O_3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)一级标准，保护区之外其他区域执行二级标准；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；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10μg/m³的标准。

地表水：塔里木河沙雅县段现状使用功能为农业用水，现状水质类别为Ⅳ类，执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅳ类标准；英达里亚河执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅴ类标准；

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；

声环境：执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类区标准。

土壤：占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表1和表2第二类用地风险筛选值；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。

(2)污染物排放标准

废气：井场无组织排放厂界执行《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；井场无组织排放H_2S执行《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新扩改建项目二级标准。

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；运营期站场边界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的2类标准。

上述各标准的标准值见表2.6-1至表2.6-3。

(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)。

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
空气	PM_{10}	年平均	70	$\mu g/m^3$	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单二级标准
		24小时平均	150		
	$PM_{2.5}$	年平均	35		
		24小时平均	75		
	SO_2	年平均	60		
		24小时平均	150		
		1小时平均	500		
	NO_2	年平均	40		
		24小时平均	80		
		1小时平均	200		
	CO	24小时平均	4	mg/m^3	
		1小时平均	10		
	O_3	日最大8小时平均	160	$\mu g/m^3$	
		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/m³的标准
	H_2S	一次	0.01	mg/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值	6~9		—	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅳ类标准
	溶解量	≥3		mg/L	
	化学需氧量	≤30			
	五日生化需氧量	≤6			
	总磷	≤0.3			
	总氮	≤1.5			
	氯化物	≤250			
	硫酸盐	≤250			
	挥发酚	≤0.01			
	高锰酸盐指数	≤10			
	硫化物	≤0.5			

续表 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
地表水	氰化物	≤0.2		mg/L	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅳ类标准
	氟化物	≤1.5			
	氨氮	≤1.5			
	阴离子表面活性剂	≤0.3			
	硝酸盐氮	≤10			
	六价铬	≤0.05			
	铁	≤0.3			
	锰	≤0.1			
	铜	≤1.0			
	锌	≤2.0			
	砷	≤0.1			
	汞	≤0.001			
	硒	≤0.01			
	镉	≤0.005			
	铅	≤0.05		mg/L	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅳ类标准
	石油类	≤0.5		mg/L	
	粪大肠菌群	≤20000		个/L	
地下水	色	≤15		铂钴色度单位	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)标 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		—	
	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	≤0.1			
	铜	≤1.0			

续表 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
地下水	锌	≤1.0		mg/L	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)标 1 感官性状及一般化学指标中Ⅲ类
	铝	≤0.2			
	挥发性酚类	≤0.002			
	阴离子表面活性剂	≤0.3			
	耗氧量	≤3.0			
	氨氮	≤0.5			
	硫化物	≤0.02			
	钠	≤200			
	总大肠菌群	≤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	≤1.0		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			
地下水	氟化物	≤1.0		mg/L	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)表 1 毒理学指标中Ⅲ类
	碘化物	≤0.08			
	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
	硒	≤0.01			
	镉	≤0.005			
	铬(六价)	≤0.05			
	铅	≤0.01			
	三氯甲烷	≤0.06			
	四氯化碳	≤0.002			
	苯	≤0.01			
	甲苯	≤0.7			
	石油类	≤0.05		mg/L	参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准
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　　土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值	单位	标准
1	砷	60	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表1、表2第二类用地筛选值
2	镉	65		
3	六价铬	5.7		
4	铜	18000		
5	铅	800		
6	汞	38		
7	镍	900		
8	四氯化碳	2.8		
9	氯仿	0.9		
10	氯甲烷	37		
11	1,1-二氯乙烷	9		
12	1,2-二氯乙烷	5		
13	1,1-二氯乙烯	66		
14	顺1,2-二氯乙烯	596		
15	反1,2-二氯乙烯	54		
16	二氯甲烷	616		
17	1,2-二氯丙烷	5		
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10		
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8		
20	四氯乙烯	53		
21	1,1,1-三氯乙烷	840		
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8		
23	三氯乙烯	2.8		
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5		
25	氯乙烯	0.43		
26	苯	4		
27	氯苯	270		
28	1,2-二氯苯	560		
29	1,4-二氯苯	20		
30	乙苯	28		

续表 2.6-2　　土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值	单位	标准
31	苯乙烯	1290	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表1、表2第二类用地筛选值
32	甲苯	1200		
33	间/对二甲苯	570		
34	邻二甲苯	640		
35	硝基苯	76		
36	苯胺	260		
37	2-氯酚	2256		
38	苯并[a]蒽	15		
39	苯并[a]芘	1.5		
40	苯并[b]荧蒽	15		
41	苯并[k]荧蒽	151		
42	䓛	1293	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表1、表2第二类用地筛选值
43	二苯并[a,h]蒽	1.5		
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15		
45	萘	70		
46	石油烃(C_{10}~C_{40})	4500		
47	镉	0.6		《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，风险筛选值>7.5
48	汞	3.4		
49	砷	25		
50	铅	170		
51	铬	250		
52	铜	100		
53	镍	190		
54	锌	300		

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	井场无组织废气	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
		H_2S	0.06		《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新扩改建项目二级标准

续表 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
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		
场界噪声	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		

2.7 相关规划及环境功能区划

2.7.1 主体功能区划

本项目位于库车市及沙雅县境内，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等，根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区。本项目主要建设井场及集输管线，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。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，与区域主体功能区划目标相协调。

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，所在地涉及到的相关地方规划包括：《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》、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》、《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)、《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)、《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》等。

本项目与上述相关文件的符合性分析结果参见表 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	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。	本工程属于塔里木盆地石油开采项目	符合
《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》	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、博孜一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。	本项目属于塔里木油田油田油气开发项目	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	本项目开发区域位于塔里木盆地，不属于禁止开采区	符合
《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》	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设，封育保护河岸林和绿洲边缘荒漠林，避免营造高耗水的人工速生林。加大南疆防沙治沙力度，启动实施南疆防沙治沙行动计划	报告中已提出防沙治沙相关措施	符合
	在阿尔泰山、塔里木盆地、准葛尔盆地等矿产资源富集区，实施矿区生态建设与修复工程，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	施工期严格控制施工作业带宽度，施工期结束后，恢复井站场周边及管线临时占地	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）	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	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	符合

续表 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
《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)	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	本项目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	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	本项目油气集输管线及注水管线采取埋地敷设方式，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内，且本项目大部分井场及管线周边无居民区分布，仅部分井场周边有居民区分布，在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施，环境风险可防控	符合
	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	塔里木油田分公司东河油气开发部制定有《塔里木油田分公司东河油气开发部哈拉哈塘片区突发环境事件应急预案》并进行了备案(备案编号652923-2019-019-H)，后续应根据本工程生产过程存在的风险事故类型，完善现有的突发环境事件应急预案	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后，恢复井场周边及管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本项目开发方案设计考虑了哈拉哈塘油田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合

续表 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
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	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、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

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采出水和井下作业废水，采出水随油气混合物输送至哈六联合站或热普转油站处理，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后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；油泥(砂)采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置；无石油类污染物排放	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	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，合理利用区域现有道路，减少项目占地；油气采取密闭集输工艺，输送至哈六联合站集中处理；油泥(砂)采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置	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	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
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年 第 18 号)	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。	本项目不占用及穿越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	本项目运营期采出水随采出液一起进入哈 6 联合站或热普转油站处理，达标后回注地层；井下作业废水委托哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理	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	本项目不占用及穿越水源涵养区、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，接受生态环境主管部门的指导，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	本项目集输过程采用先进技术、工艺和设备	符合
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第7号)	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)，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，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。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，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)，桶装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

2021年2月，新疆维吾尔自治区人民政府发布了《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发[2021]18号）。为落实其管控要求，2021年7月，阿克苏地区行政公署发布了《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（阿行署发[2021]81号）。本工程与上述文件中“三线一单”分区管控要求的符合性分析见表2.7-4至表2.7-8，本工程与“生态保护红线”位置关系示意见图2.7-1、图2.7-2。

表 2.7-4 本工程与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

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	本项目距离生态环境保护红线区约500m，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	本工程采出水随油气混合物输送至哈六联合站或热普转油站处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；本工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，本工程油气采取密闭集输工艺，本工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。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	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。井场采用罐车就近从附近村庄拉水，钻井过程采取节水措施，且营运期不新增用水，不会超过区域水资源上线。综上所述，项目的实施，不会突破区域资源利用上线	符合

表 2.7-4 本工程与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

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)	环境管控单元	自治区划定环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。本工程位于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。 优先保护单元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；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。	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。本工程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、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。本工程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	符合

表 2.7-5 本工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		本工程	符合性
一般管控单元				
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2019年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2019年版）》禁止准入类事项。除国家规划项目外，凡属于新增产能“三高”项目均不允许在全疆新（改、扩）建。	本工程为石油开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，属于《产业结构调整指导目录(2019年本)》中的鼓励类项目；不属于《市场准入负面清单》中禁止准入类项目；不属于“三高”项目	符合

续表 2.7-5　本工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		本工程	符合性
一般管控单元				
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	【A1.2-1】严格执行国家产业、环境准入和去产能政策，防止过剩或落后产能跨地区转移。符合国家煤电产业政策的新建煤电、热电联产项目烟气排放执行超低排放标准。除国家规划项目外，国家和自治区大气污染联防联控区域内不再布局建设煤化工、电解铝、燃煤纯发电机组、金属硅、碳化硅、聚氯乙烯（电石法）、焦炭（含半焦）等行业的新增产能项目，具备风光电清洁供暖建设条件的区域原则上不新批热电联产项目。重点控制区主要大气污染物排放须进行“倍量替代”，执行大气污染物相应标准限值，新增大气污染物排放量须在项目所在区域内实施总量替代，不得接受其他区域主要大气污染物可替代总量指标；一般控制区域内主要大气污染物排放须进行“等量替代”，执行大气污染物相应标准限值。严格执行钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业产能置换实施办法。	本工程为石油开采项目，不属于《市场准入负面清单》中禁止准入类项目；不属于国家和自治区大气污染联防联控区域	符合
		【A1.3-1】列入《产业结构调整指导目录（2019年本）》淘汰类的现状企业，制定调整计划。针对环保治理措施不符合现行环保要求、资源能源消耗高、涉及大量排放区域超标污染物或持续发生环保投诉的现有企业，制定整治计划。在调整过渡期内，应严格控制其生产规模，禁止新增产生环境污染的产能和产品。	本项目为改扩建项目，现有工程不属于《产业结构调整指导目录(2019年本)》中的淘汰类项目	符合
		【A1.3-2】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	本项目不属于重化工、涉重金属等工业污染项目	符合
		【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区生态功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	本项目建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《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》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等规划要求	符合

续表 2.7-5　本工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		本工程	符合性
一般管控单元				
新疆维吾尔自治区总体管控要求		【A1.4-2】重大项目原则上布局在自治区主体功能区划中的优化开发区和重点开发区，并符合国土空间规划。	本工程不属于重大项目	符合
		【A1.4-3】石化、化工、煤化工、制药、农药等挥发性有机物排放重点行业建设项目，以及工业涂装、包装印刷等涉 VOCs 排放的项目，在符合国家产业政策和清洁生产水平要求、满足污染物排放标准以及污染物排放总量控制指标的前提下，必须在依法设立、环境保护基础设施齐全并经规划环评的产业园区内布设。推进工业园区和企业集群建设涉 VOCs“绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCs 集中高效处理。	本工程属于石油开采项目，不属于重点行业建设项目。本工程实施后生产工艺过程密闭，，减少 VOCs 排放对大气环境的影响	符合
	A2 污染物排放管控	【A2.1-1】$PM_{2.5}$ 年平均浓度不达标城市禁止新（改、扩）建未落实 SO_2、NO_x、烟粉尘、挥发性有机物（VOCs）等四项大气污染物总量指标倍量替代的项目。	本项目所在区域属于 $PM_{2.5}$、PM_{10} 年平均浓度不达标城市，根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则 大气环境(HJ2.2-2018)>差别化政策有关事宜的复函》(环办环评函[2019]590 号)的要求，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；按照总量替代原则，本工程挥发性有机物（VOCs）总量指标由中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司在阿克苏地区生态环境局总量科已备案总量中调剂解决	符合
	A2 污染物排放管控	【A2.1-2】优化区域交通运输结构，加大货运铁路建设投入。推进多式联运型和干支衔接型货运枢纽(物流园区)建设，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度，推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移。钢铁、电解铝、电力、焦化等重点企业要加快铁路专用线建设，充分利用已有铁路专用线能力，大幅提高铁路运输比例。建设城市绿色物流体系，支持利用城市现有铁路货场物流货场转型升级为城市配送中心。	本工程不涉及相关内容	符合

续表 2.7-5　本工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		本工程	符合性
一般管控单元				
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2污染物排放管控	【A2.1-3】推动实现减污降碳协同效应。优先选择化石能源替代、原料工艺优化、产业结构升级等源头治理措施，严格控制高耗能、高排放项目建设。加大交通运输结构优化调整力度，推动“公转铁”和多式联运，推广节能和新能源车辆。加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用，强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制甲烷、氧化亚氮等温室气体。鼓励各县（市）积极探索协同控制温室气体和污染物排放的创新举措和有效机制。	本工程不涉及相关内容	符合
		【A2.1-4】到 2025 年，全区所有城镇（城市、县城）和重点镇具备污水收集处理能力，城市污水处理率达到 98%左右，县城污水处理率达到 95%左右。	本工程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，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放	符合
		【A2.1-5】加强生活垃圾处理。建设城镇生活垃圾综合处理设施，实现地级城市生活垃圾分类投放、分类收集、分类运输和分类处置，县级城市（县城）生活垃圾无害化处理设施全覆盖，区域中心城市及设区城市餐厨垃圾分类收运和处理。提高农村生活垃圾无害化处理水平。积极发展垃圾生物堆肥，统筹建设垃圾焚烧发电设施，促进生活垃圾资源化利用。	本工程钻井期在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置	符合
新疆维吾尔自治区总体管控要求	管控要求		本工程	符合性
	A2污染物排放管控	【A2.2-1】伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域城镇污水处理设施全面提高至一级 A 排放标准。乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区水体水质达不到地表水Ⅳ类标准的城市，新改扩建城镇污水处理设施要执行一级 A 排放标准。城镇污水处理厂运行负荷率达到 75%以上。	本工程不涉及伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域，建设地点不在乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区	符合

续表 2.7-5　本工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		本工程	符合性
一般管控单元				
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3环境风险管控	【A3.1-1】禁止在化工园区外新建、扩建危险化学品生产项目。严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出。	本工程不属于危险化学品生产项目	符合
		【A3.1-2】全区受污染耕地安全利用率2025年达到98%以上，2030年保持98%；污染地块安全利用率2025年不低于90%，2030年达到95%以上。	本工程不涉及受污染耕地及污染地块	符合
		【A3.1-3】到2025年，全区地下水水质基本稳定。到2035年，地下水污染风险得到有效防范。	本工程严格执行《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”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，对各井站场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范	符合
		【A3.2-1】建立重污染天气监测预警体系，建立地州（市）与县（市）之间上下联动、县级以上人民政府生态环境主管部门与气象主管机构等有关部门之间左右联动应急响应体系，实行联防联控。	本工程不涉及相关内容	符合
	A4资源利用要求	【A4.1-1】实行最严格的水资源管理制度，严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化节水约束性指标管理。自治区用水总量2025年、2030年分别控制在536.15、526.74亿立方米以内。	本工程用水主要为钻井用水和生活用水，钻井过程采取节水措施，且营运期不新增用水，对区域水资源消耗较小，不会超过自治区用水总量	符合

续表 2.7-5　本工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

	管控要求		本工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A4资源利用要求	【A4.1-2】严格实行用水总量控制和实施计划供水制度，坚决制止非法开荒。严格实施取水许可制度，对纳入取水许可管理的单位和其他用水大户实行计划用水管理。新建、改建、扩建项目用水要达到行业先进水平，节水设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投运。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、火电、化工、制浆造纸、印染等项目，不得批准其新增取水许可。	本工程用水主要为钻井用水和生活用水，钻井过程采取节水措施，且营运期不新增用水，对区域水资源消耗较小	符合
		【A4.1-3】严控地下水超采。严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复，实行地下水开采量与水位双控制度。	本项目不涉及地下水的开采	符合
		【A4.1-4】2025 年、2030年新疆维吾尔自治区地下水供水量控制指标分别为688538万m^3、626527万m^3。	本工程用水主要为钻井用水和生活用水，钻井过程采取节水措施，且营运期不新增用水，对区域水资源消耗较小，不会超过自治区地下水供水量控制指标	符合
		【A4.2-1】2025 年，全区永久基本农田保持在4100万亩以上。	本工程不涉及基本农田	符合
		【A4.3-1】煤炭占一次能源消费比重持续下降。 【A4.3-2】加强能耗“双控”管理，严格控制能源消费增量和能耗强度。优化能源消费结构，对“乌－昌－石”“奎－独－乌”等重点乡镇域实施新建用煤项目煤炭等量或减量替代。 【A4.3-3】大力发展绿色建筑，城镇新建公共建筑全面执行 65%强制性节能标准，新建居住建 筑全面执行 75%强制性节能标准。	本工程不涉及煤炭的消耗	符合
		【A4.4-1】重点控制区实施燃煤总量控制。各城市结合本地实际划定和扩大高污染燃料禁燃区 范围，逐步由城市建成区扩展到近郊。通过政策补偿等措施，逐步推行以天然气或电替代煤炭。 【A4.4-2】在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源。	本涉及不涉及煤炭的消耗，不涉及燃用高污染燃料的设施	符合
		【A4.5-1】实施全社会节水行动，推动水资源节约集约利用。	本工程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	符合
		【A4.5-2】大力发展绿色矿业，提高矿产资源开采回采率、选矿回收率和综合利用率。	本工程不涉及矿产资源开采回采、选矿回收及综合利用	符合

表 2.7-6　　本工程与天山南坡片区总体管控要求符合性分析

名称	管控要求	本工程	符合性
天山南坡片区总体管控要求	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用 天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性。	本工程不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	符合
	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障。	本工程地处塔里木河北岸，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，井站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。	本工程距塔里木河 2.4km，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。	本工程已提出一系列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；本工程不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	符合

表 2.7-7 本工程与《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

名称	文件要求		本工程	符合性
《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》	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，保障和维护地区生态安全的底线和生命线。	本项目距离生态环境保护红线区约500m，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。	本工程采出水随油气混合物输送至哈六联合站或热普考油站处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；本工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，本工程油气采取密闭集输工艺，本工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。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	符合

续表 2.7-7 本工程与《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

名称	文件要求		本工程	符合性
《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》	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。井场采用罐车就近从附近村庄拉水，钻井过程采取节水措施，且营运期不新增用水，不会超过区域水资源上线。综上所述，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	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。本工程位于 ZH6529023 0001 库车市一般管控单元、ZH65292430001 沙雅县一般管控单元、ZH6529021 0004 库车市一般生态空间及 ZH65292410003 沙雅县一般生态空间。 优先保护单元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；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。	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。本工程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、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。本工程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	符合

表 2.7-8 本工程与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.1严格执行自治区总体准入要求中“A1空间布局约束”管控要求及天山南坡片区总体管控要求。	本工程满足自治区总体准入要求中“A1 空间布局约束”管控要求及天山南坡片区总体管控要求	符合

续表 2.7-8　　本工程与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.2切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性。	本工程不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	符合
		1.3阿瓦提县禁止类涉及国民经济1门类6大类10中类10小类；乌什县禁止类涉及国民经济2门类4大类8中类6小类；柯坪县禁止类涉及国民经济2门类6大类9中类9小类。	本工程建设内容不涉及阿瓦提县及柯坪县	符合
		1.4阿瓦提县限制类涉及国民经济3门类8大类10中类11小类；乌什县限制类涉及国民经济7门类14大类18中类21小类；柯坪县限制类涉及国民经济7门类10大类16中类18小类。	本工程建设内容不涉及阿瓦提县及柯坪县	符合
		1.5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。	本工程建设内容不涉及煤炭资源开采，不涉及冰川区及永久积雪区	符合
		1.6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。	项目施工期严格控制施工作业带宽度，施工期结束后恢复井站场周边及管线临时占地，管沟回填，生态采取自然恢复措施、完善的防沙治沙及水土保持措施	符合
		1.7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。	项目施工期严格控制施工作业带宽度，不占用作业带之外的用地	符合
		1.8塔里木盆地区域重点矿区内新建矿山必须符合国家、自治区产业政策和规划，达到国家有关矿山企业准入条件；矿山采矿规模不低于规划确定的矿山最低开采规模，矿山占有矿石资源储量与矿山开采规模及矿山服务年限相匹配，具备与矿山开采规模相配套的人才、资金、技术和管理资质条件。	本工程属于石油开采项目，位于塔里木盆地北缘，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《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》等	符合

续表 2.7-8　　本工程与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.9铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧200米范围以内，重要工业区、大型水利工程设施、城镇市政工程设施所在区域，军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域，居民聚集区1公里以内禁止建设非金属矿采选项目。重要河流源头区、水环境功能区划为Ⅰ、Ⅱ类和具有饮用功能的Ⅲ类水体岸边1000米以内，其它Ⅲ类水体岸边200米以内，禁止新建或改扩建非金属矿选矿工程，存在山体等阻隔地形或建设人工地下水阻隔设施的，可根据实际情况，在确保不会对水体产生污染影响的前提下适当放宽距离要求。	本工程不属于非金属矿采选项目	符合
		1.10在城市规划区边界外2公里（现有城市居民供气项目和钢铁生产企业厂区内配套项目除外）以内，主要河流两岸、高速公路两旁和其他严防污染的食品、药品等企业周边1公里以内禁止建设焦化项目，已在上述区域内投产运营的焦化企业，要根据该区域规划要求，在一定期限内，通过“搬迁、转产”等方式逐步退出。兰炭产能过剩地区不得批准新建兰炭项目，除了在原有基础上进行技改以及煤化工配套的兰炭项目以外，对新建没有后续产业的兰炭项目原则上一律不予审批。	本工程不在城市规划区边界外2公里以内，不属于焦化项目。	符合
		1.11煤化工产业及其布局应满足国家、自治区相关要求，现代煤化工项目应布局在重点开发区，优先选择在水资源相对丰富、环境容量较好的地区布局，并符合环境保护规划。	本工程不属于煤化工产业	符合
		1.12科学布局，准确定位。结合县（市）园区发展实际，明晰园区产业项目规划布局，确定重点产业，推动关联产业项目合理流动，引导产业项目严格按照规划布局入园发展，促进产业项目向园区集中。	本工程不涉及产业园区	符合
		1.13提高VOCs排放重点行业环保准入门槛，严格控制新增污染物排放量。未纳入《石化产业规划布局方案》的新建炼化项目不得建设。	本工程实施后生产工艺过程密闭，减少 VOCs 排放对大气环境的影响	符合

续表 2.7-8　　本工程与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.14按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区总体管控要求。	本工程建设单位不属于兵团企业	符合
		1.15新改扩建“两高”项目须符合生态环境保护法律法规和相关法定规划要求，满足重点污染物排放总量控制、碳排放达峰目标、生态环境准入清单、相关规划环评和相应行业建设项目环境准入条件、环评文件审批原则要求。新建“两高”项目应按照污染物区域削减有关规定，制定配套区域污染物削减方案。	本工程不属于“两高”项目	符合
		1.16依法设立的各类工业园区、开发区在实施过程中严格执行规划环评及审查意见相关要求，引进项目应符合规划环评准入要求及产业定位、园区功能布局要求。	本工程不涉及工业园区及开发区	符合
		1.17温宿县、沙雅县享受财政转移支付的县（市）应当切实增强生态环境保护意识，将转移支付资金用于保护生态环境和改善民生，加大生态扶贫投入，不得用于楼堂馆所及形象工程建设和竞争性领域，同时加强对生态环境质量的考核和资金的绩效管理。	本工程不涉及财政转移支付	符合
		1.18在居民住宅区等人口密集区域和机关、医院、学校、幼儿园、养老院等其他需要特殊保护的区域及其周边，不得新建、改建和扩建石化、焦化、制药、油漆、塑料、橡胶、造纸、饲料等易产生恶臭气体的生产项目，或者从事其他产生恶臭气体的生产经营活动。已建成的，应当逐步搬迁或者升级改造。	本工程不属于石化、焦化、制药、油漆、塑料、橡胶、造纸、饲料等易产生恶臭气体的生产项目	符合
	污染物排放管控	2.1严格执行自治区总体准入要求中“A2污染物排放管控”要求及天山南坡片区总体管控要求。	本工程满足自治区总体准入要求中“A2污染物排放管控”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合

续表 2.7-8　　本工程与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.2主要大气污染物、水污染物排放量控制在自治区下达指标范围以内。加强工业污染源整治，实行采暖季重点行业错峰生产，推动工业污染源全面达标排放。强化老旧汽柴油车等移动污染源治理，严格城市施工工地、道路扬尘污染源控制监管，从源头上降低污染排放。实施清洁能源行动计划，加快城乡结合部、农村民用和农业生产散烧煤的清洁能源替代。加强空气质量监测，提升重污染天气应对能力。	本工程实施后采出液密闭输送，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，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放。大气污染物及水污染物排放量控制均在自治区下达指标范围以内	符合
		2.3推进城市建成区、工业园区实行集中供热，使用清洁燃料。在集中供热管网覆盖区域内，禁止新建、改建、扩建燃煤供热锅炉，集中供热管网覆盖前，已建成使用的燃煤供热锅炉应当限期停止使用。在集中供热未覆盖的区域，鼓励使用清洁能源替代，推广使用高效节能环保型锅炉。城市人民政府应当限期淘汰不符合国家和自治区规定规模的燃煤锅炉。	本工程不在城市建成区、工业园区内	符合
		2.4新建涉工业炉窑的建设项目，原则上要入园区，配套建设高效环保治理设施。加大落后产能和不达标工业炉窑淘汰力度。加快燃料清洁低碳化替代。对以煤、石油焦、渣油、重油等为燃料的工业炉窑，加快使用清洁低碳能源以及利用工厂余热、电厂热力等进行替代。推进工业炉窑全面达标排放。	本工程不涉及工业炉窑	符合
		2.5新、改、扩建涉VOCs排放项目，应从源头加强控制，使用低（无）VOCs含量的原辅材料，加强废气收集，安装高效治理设施。石油、化工等含挥发性有机物原料的生产、燃油、溶剂的储存、运输和销售等产生含挥发性有机物废气的生产和服务活动，应当按照国家规定在密闭空间或者设备中进行，并安装、使用污染防治设施；无法密闭的，应当采取措施减少废气排放。	本工程实施后生产工艺过程密闭，不会对周边大气环境产生明显影响。	符合
		2.6新建（含搬迁）钢铁项目原则上要达到超低排放水平，推动现有钢铁企业超低排放改造。新建燃煤发电机组大气污染物排放执行超低排放限值。	本工程不属于钢铁项目	符合

续表 2.7-8　　本工程与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.7各类工业集聚区不得以晾晒池、蒸发塘等替代规范的污水处理设施。到2025年，全地区所有城镇（城市、县城）和重点镇具备污水收集处理能力，城市污水处理率达到98%左右，县城污水处理率达到95%左右。规模化养殖场（小区）配套建设粪污处理设施比例达到100%。	本工程营运期产生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，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放	符合
		2.8加强建设用地土壤环境风险管控和农用地安全利用。强化涉重金属行业监管，推动重金属污染减排和治理。农用地严格执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB15618）；建设用地严格执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600）。	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，石油烃满足《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	符合
		2.9加强生活垃圾处理。建设城镇生活垃圾综合处理设施，实现地级城市生活垃圾分类投放、分类收集、分类运输和分类处置，县级城市（县城）生活垃圾无害化处置设施全覆盖，区域中心城市及设区城市餐厨垃圾分类收运和处理。提高农村生活垃圾无害化处理水平。积极发展垃圾生物堆肥，统筹建设垃圾焚烧发电设施，促进生活垃圾资源化利用。加强医疗废弃物综合治理。提升现有医疗废弃物集中处置能力，建立和完善医疗废弃物集中处置的区域协作和利益补偿机制，推进医疗卫生机构废弃物分类收集处理和回收利用，提升医疗废弃物规范化处理处置水平。	本工程钻井期在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置	符合

续表 2.7-8　　本工程与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.10加强尾矿库监督管理、加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治、加强涉重金属行业污染防控、加强工业废物处理处置、合理使用化肥农药、加强废弃农膜回收利用、强化畜禽养殖污染防治、加强灌溉水水质管理。	哈拉哈塘油田已进行土壤环境污染综合整治；本工程不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	符合
		2.11强化常态化生态环境风险管理，严控核辐射、重金属、尾矿库、危险废物、有毒有害化学物质等重点领域环境风险。	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
		2.12推动实现减污降碳协同增效。优先选择化石能源替代、原料工艺优化、产业结构升级等源头治理措施，严格控制高耗能、高排放项目建设。加大交通运输结构优化调整力度，推动“公转铁”和多式联运，推广节能和新能源车辆。加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用，强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制甲烷、氧化亚氮等温室气体。鼓励各县（市）积极探索协同控制温室气体和污染物排放的创新举措和有效机制。	本工程不涉及相关内容	符合
		2.13加快产业结构优化调整，加大落后产能淘汰力度，支持绿色技术创新，加快发展节能环保、清洁生产产业，推进重点行业和重要领域绿色化改造，促进企业清洁化升级转型和绿色工厂建设。制定碳排放达峰行动方案，加大温室气体排放控制力度，降低碳排放强度。大力发展绿色建筑，城镇新建公共建筑全面执行65%强制性节能标准，新建居住建筑全面执行75%强制性节能标准。开展超低能耗、近零能耗建筑试点，扩大地源热、太阳能、风能等可再生能源建筑应用范围。	本工程在生产工艺、设备的先进性、合理性，原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中	符合
		2.14按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区污染排放管控要求。	本工程建设单位不属于兵团企业	符合
	环境风险防控	3.1严格执行自治区总体准入要求中“A3环境风险防控”要求及天山南坡片区总体管控要求。	本工程满足自治区总体准入要求中“A3环境风险防控”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合

续表 2.7-8　　本工程与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	环境风险防控	3.2定期评估沿河湖库工业企业、工业集聚区环境和健康风险，加强预案管理，落实防控措施，排除水污染隐患，确保水环境安全。	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
		3.3加强重点乡镇域重污染天气监测预警，收到自治区发布的重污染天气区域预警信息或预测将出现重污染天气时，应启动监测预警会商机制，共同对重污染天气过程实行研判，联合发布污染天气预警信息。	本工程不涉及相关内容	符合
		3.4加大对工业集聚区、矿产资源开发集中区环境风险管控，编制环境风险应急预案并及时更新，加强与各级各类环境风险应急预案的联动，定期组织应急演练，逐步提高应急演练范围与级别。	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
		3.5按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区环境风险管控要求。	本工程建设单位不属于兵团企业	符合
	资源利用效率	4.1严格执行自治区总体准入要求中“A4资源利用效率”要求及天山南坡片区总体管控要求。	本工程满足治区总体准入要求中“A4资源利用效率”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
		4.2把水资源作为产业发展、城镇建设的刚性约束，以水定产、以水定地、以水定城，推动经济社会发展与水资源水环境承载能力相适应。调整用水结构，降低农业用水总量，推广节水灌溉、循环用水技术，强化农业用水管理。严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。	本工程用水主要为钻井用水和生活用水，钻井过程采取节水措施，且营运期不新增用水，对区域水资源消耗较小	符合
		4.3塔里木河干流等水资源开发利用量超过河流可开发量的流域，应合理降低取水总量，退还挤占的生态用水。	本工程不涉及相关内容	符合
		4.4高污染燃料禁燃区，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源。	本工程不涉及燃用高污染燃料的设施	符合
		4.5实施最严格的节约集约用地制度，加大闲置土地处置力度，盘活低效存量用地。	本工程各井站场、管道等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

续表 2.7-8　　本工程与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	资源利用效率	4.6大力发展绿色矿业，提高矿产资源开采回采率、选矿回收率和综合利用率。	本工程不涉及矿产资源开采回采、选矿回收及综合利用	符合
		4.7单位地区生产总值能源消耗降低水平、单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平控制在国家及自治区下达指标内。	本工程不涉及相关内容	符合
		4.8按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区资源利用效率要求。	本工程建设单位不属于兵团企业	符合

表 2.7-9　　本工程与具体环境管控单元准入清单一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
本项目部分井场位于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	执行阿克苏地区总体准入要求中【1.5】、【1.6】、【1.7】条要求。 【1.5】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。 【1.6】 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。 【1.7】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。	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	符合
ZH65292430001沙雅县一般管控单元	空间布局约束	1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。	本工程满足一般管控单元的空间布局约束准入要求	符合
		2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。	本工程未占用基本农田	符合

续表 2.7-9　　本工程与具体环境管控单元准入清单一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH65292430001 沙雅县一般管控单元	空间布局约束	3.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。	本工程为石油开采项目，不属于露天矿山	符合
		4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。	本工程部分管道施工占用耕地(不占用基本农田，不属于优先保护类耕地)，占用耕地管道施工期结束后可恢复耕地，并未改变土地原有利用性质；井场占用耕地按《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，做好占用耕地的经济补偿工作，一般不会对被占地农民造成明显的经济损失，但建设单位也应当按照国家的相关政策做好临时占地的补偿工作。	符合
	污染物排放管控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求	本工程满足一般管控单元的污染物排放管控要求	符合
		2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。	本工程不属于畜禽养殖项目	符合
		3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。	本工程不涉及使用农药	符合
		4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。	本工程钻井期在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置	符合
		5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。	本工程建设地点不涉及散养密集区	符合
	环境风险防控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求	本工程满足一般管控单元的环境风险防控要求	符合
	资源利用效率	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求	本工程满足一般管控单元的资源利用效率要求	符合
		2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。	本工程不涉及相关内容	符合
		3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长。	本工程不涉及农药使用	符合

续表 2.7-9　　本工程与具体环境管控单元准入清单一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH65292430001 沙雅县一般管控单元	资源利用效率	4.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。	本工程不涉及相关内容	符合
ZH65290230001 库车市一般管控单元	空间布局约束	1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。	本工程满足一般管控单元的空间布局约束准入要求	符合
		2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。	本工程未占用基本农田	符合
		3.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。	本工程为石油开采项目，不属于露天矿山	符合
		4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。	本工程部分管道施工占用耕地(不占用基本农田，不属于优先保护类耕地)，占用耕地管道施工期结束后可恢复耕地，并未改变土地原有利用性质；井场占用耕地按《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，做好占用耕地的经济补偿工作，一般不会对被占地农民造成明显的经济损失，但建设单位也应当按照国家的相关政策做好临时占地的补偿工作	符合
	污染物排放管控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求	本工程满足一般管控单元的污染物排放管控要求	符合
		2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。	本工程不属于畜禽养殖项目	符合
		3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。	本工程不涉及使用农药	符合
		4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。	本工程钻井期在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置	符合

续表 2.7-9　　本工程与具体环境管控单元准入清单一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH65290230001 库车市一般管控单元	污染物排放管控	5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。	本工程建设地点不涉及散养密集区	符合
	环境风险防控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求	本工程满足一般管控单元的环境风险防控要求	符合
		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。	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，石油烃满足《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	
		3.加强油（气）田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油（气）资源开发区历史遗留污染场地治理。	本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《油气田钻井固体废弃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置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	
	资源利用效率	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求	本工程满足一般管控单元的资源利用效率要求	符合
		2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。	本工程不涉及相关内容	符合

续表 2.7-9　　本工程与具体环境管控单元准入清单一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH65290230001 库车市一般管控单元	资源利用效率	3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长。	本工程不涉及农药使用	符合
		4.推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤废水循环利用。	本项目不涉及相关内容	符合
		5.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。	本工程不涉及相关内容	符合

综上所述，本工程符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》、新疆维吾尔自治区总体管控要求、天山南坡片区总体管控要求、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》、阿克苏地区总体管控要求、库车市、沙雅县一般生态空间及一般管控单元要求。

图 2.7-1　与生态保护红线位置关系图

本工程与“阿克苏地区环境管控单元分布图”位置关系示意图

图 2.7-2

2.7.4 环境功能区划

塔里木河上游湿地自然保护区大气环境属《环境空气质量标准》(GB3095-2012)一类区；本工程位于哈拉哈塘油田，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；根据原新疆维吾尔自治区环境保护局编制的《中国新疆水环境功能区划》，塔里木河沙雅县段现状使用功能为农业用水，现状水质类别为Ⅳ类，水质目标为Ⅳ类；英达里亚河项目区域河段现状使用功能为农业用水，现状水质类别为Ⅴ类，水质目标为Ⅴ类；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)Ⅲ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

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 2.7-10 和图 2.7-3。

表 2.7-10　　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

续表 2.7-10　　区域生态功能规划

项　目	主　要　内　容	
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 2.7-10 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“渭干河三角洲荒漠一绿洲农业、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。

本工程与生态环境功能区划关系图

图 2.7-3

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500m，评价范围内不涉及风景名胜区和其他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JY1-7X井南距塔里木河2.4km，QIGU1-2X井西南距英达里亚河0.22km，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；将井场周边200m范围内居民点设为声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，将站场占地外1000m和管线两侧200m内居住区、农田作为土壤环境保护目标；本工程将生态环境影响评价范围内植被和动物、国家二级公益林、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，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。环境保护目标见表2.8-1至2.8-8。

表2.8-1　　环境空气保护目标一览表

序号	保护目标	坐标(m)		保护对象	保护内容	环境功能区	与项目位置关系		人口	户数	备注
		经度(°)	纬度(°)				相对方位	距离(m)			
1	庭木阿拉喀尕村	83.2775	41.4400	居住区	人群	二类区	HA16-23X井北	1550	321	80	不改变环境空气质量功能
2	果勒艾日克村	83.2200	41.4140	居住区	人群	二类区	HA16-29X井北	1250	1178	294	
3	英吐尔村	83.1600	41.3282	居住区	人群	二类区	HA802-8X井西	600	1305	326	
4	巴扎村	83.1734	41.3256	居住区	人群	二类区	HA802-8X井南	400	302	75	
5	巴格万村	83.1698	41.3189	居住区	人群	二类区	HA802-8X井南	1195	1640	410	
6	托库孜托玛村	83.1352	41.3381	居住区	人群	二类区	HA802C井西	2250	205	51	
7	托依堡勒迪村	83.2679	41.2448	居住区	人群	二类区	HA601-7PT1C井北	730	1555	389	

续表 2.8-1　　环境空气保护目标一览表

序号	保护目标	坐标(m)		保护对象	保护内容	环境功能区	与项目位置关系		人口	户数	备注
		经度(°)	纬度(°)				相对方位	距离(m)			
8	西乡村	83.2561	41.2582	居住区	人群	二类区	HA601-7PT1C井北	730	168	42	不改变环境空气质量功能
9	琼协海尔村	83.3441	41.2167	居住区	人群	二类区	HA601-7PT1C井北	2300	503	125	
10	英也尔村	83.2565	41.2746	居住区	人群	二类区	HA901-5X井的东南	1320	862	215	
11	英依干其村	82.8558	41.1155	居住区	人群	二类区	JY201-H4井东	181	980	245	
12	科克布运村	82.8467	41.1144	居住区	人群	二类区	JY201-H4井西	450	721	180	
13	托依堡勒迪镇	82.8281	41.1377	居住区	人群	二类区	JY201-H4井西北	1850	4040	1010	
14	吉如其阔坦村	82.9318	41.1320	居住区	人群	二类区	RP14-3X井北	186	424	106	
15	英汗旦村	82.9081	41.2070	居住区	人群	二类区	XK6-6X井南	900	449	112	
16	吉格代托喀依村	82.9090	41.2475	居住区	人群	二类区	XK6-5井北	187	502	125	
17	喀拉欧格拉克村	82.9279	41.2294	居住区	人群	二类区	XK6-7X井东	1500	220	55	
18	先锋村	82.9191	41.2280	居住区	人群	二类区	XK6-7X井东	535	593	148	
19	达西村	82.8619	41.2002	居住区	人群	二类区	XK7-3X井西	1495	1232	308	
20	兰干村	82.8494	41.0491	居住区	人群	二类区	JY2-H5井南	832	744	186	
21	色日马克村	82.8656	41.0555	居住区	人群	二类区	JY2-H5井东北	550	840	210	
22	塔勒克布隆村	82.8306	41.0614	居住区	人群	二类区	JY2-H5井西	2150	763	190	
23	硝协村	82.8587	41.1547	居住区	人群	二类区	XK7-2X井西南	1050	368	92	
24	阿克村	82.8300	41.1802	居住区	人群	二类区	XK7-2X井北	510	1361	340	
25	库如勒库木村	83.0112	41.0675	居住区	人群	二类区	RP12-2井西	1750	275	70	

续表 2.8-1　　环境空气保护目标一览表

序号	保护目标	坐标(m)		保护对象	保护内容	环境功能区	与项目位置关系		人口	户数	备注
		经度(°)	纬度(°)				相对方位	距离(m)			
26	四农场	82.9835	41.0452	居住区	人群	二类区	RP3015-1X 井北	950	641	160	不改变环境空气质量功能
27	墩阔坦村	83.2689	41.0282	居住区	人群	二类区	RP8-2 井东北	2200	240	60	
28	其格格热木村	83.2724	41.0090	居住区	人群	二类区	RP8-2 井东北	1380	422	105	
29	新安村	83.0372	41.0213	居住区	人群	二类区	RP3C 井西	1450	818	204	
30	哈尼喀塔木乡	83.1772	41.3212	居住区	人群	二类区	HA802-8X 井南	1050	5400	1350	
31	塔里木河上游湿地自然保护区	—	—	生物多样性、野生动植物、湿地资源	自然保护区	一类区	JY1-7X 井南	500	—	—	

表 2.8-2　　地表水环境保护目标一览表

编号	名称	保护目标	与项目位置关系	功能要求	备 注
1	地表水	塔里木河	JY1-7X 井南 2400m	GB3838-2002Ⅳ类区	不改变地表水环境功能
2		英达里亚河	QIGU1-2X井西南220m	GB3838-2002Ⅴ类区	

表 2.8-3　　地下水环境保护目标一览表

编号	名称	与项目位置关系		供水人口(人)	井深(m)	备注	功能要求	备 注
		方位	距离(m)					
G1	评价范围内潜水含水层	—	--	--	—	—	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类	不对地下水产生污染影响

表 2.8-4　　声环境保护目标一览表

编号	名称	保护目标	相对方位	距离(m)	功能要求	备 注
1	声环境	英依干其村	JY201-H4 井东	181	GB3096-2008 2 类区	不改变声环境功能
2		吉如其阔坦村	RP14-3X井北	186		
3		吉格代托喀依村	XK6-5井北	187		
4		哈尼喀塔木乡	HA802-4井东南	140		
5		色日马克村	JY2井北	190		

表 2.8-5　　土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位	距井场最近距离(m)
英吐尔村	HA802-8X井西	600
巴扎村	HA802-8X井南	400
托依堡勒迪村	HA601-7PT1C井北	730
英依干其村	JY201-H4井东	181
科克布运村	JY201-H4 井西	450
吉如其阔坦村	RP14-3X井北	186
英汗旦村	XK6-6X井南	900
吉格代托喀依村	XK6-5井北	187
先锋村	XK6-7X井西	220
四农场	RP3015-1X井北	950
兰干村	JY2-H5井南	400
色日马克村	JY2-H5 井东北	550
阿克村	XK7-2X井北	510
站场占地外1000m和管线两侧200m内农田及土壤	—	—

表2.8-6　　生态环境保护目标一览表

环境要素	保护目标	相对井场方位	距井场最近距离(m)	功能要求	备　注
生态环境	植被和动物	站场占地范围外扩1000m及管线两侧200m	—	—	不改变生态功能
	塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区		—	—	不对区域水土保持产生明显影响
	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		—	—	避让生态保护红线，不对区域生态保护红线区产生明显影响
	国家二级公益林		—	—	避免占用林地茂密区，按规定进行补偿
	塔里木河上游湿地自然保护区		JY1-7X井南500m	—	避让自然保护区

表2.8-7　　环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	站场周边5km内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	庭木阿拉喀尕村	HA16-23X井北	1550	居民区	321

续表2.8-7　　环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	站场周边5km内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	2	果勒艾日克村	HA16-29X井北	1250	居民区	1178
	3	英吐尔村	HA802-8X井西	600	居民区	1305
	4	巴扎村	HA802-8X井南	400	居民区	302
	5	巴格万村	HA802-8X井南	1195	居民区	1640
	6	托库孜托玛村	HA802C井西	2250	居民区	205
	7	库木艾日克村	HA802C井西南	4200	居民区	381
	8	喀拉萨村	HA16-29X井西北	3900	居民区	842
	9	萨依艾日克村	HA802-8X井西南	2800	居民区	720
	10	琼萨依艾日克村	HA802-8X井西南	4300	居民区	963
	11	央艾日克村	HA7-H21JS井西	2600	居民区	1381
	12	英买里村	HA7-H21JS井西南	4400	居民区	1520
	13	托依堡勒迪村	HA601-7PT1C井北	730	居民区	1555
	14	西乡村	HA601-7PT1C井北	2300	居民区	168
	15	琼协海尔村	HA901-5X井的东南	1320	居民区	503
	16	英也尔村	HA7-21HJS井西南	2300	居民区	862
	17	英依干其村	JY201-H4井东	181	居民区	980
	18	科克布运村	JY201-H4井西	450	居民区	721
	19	托依堡勒迪镇	JY201-H4井西北	1850	居民区	4040
	20	吉如其阔坦村	RP14-3X井北	186	居民区	424
	21	英汗旦村	XK6-6X井南	900	居民区	449
	22	博孜村	XK6-5井西	2650	居民区	320
	23	吉格代托喀依村	XK6-5井北	187	居民区	502
	24	喀拉欧格拉克村	XK6-7X井东	1500	居民区	220
	25	先锋村	XK6-7X井西	220	居民区	593
	26	达西村	XK7-3X井西	1495	居民区	1232
	27	兰干村	JY2-H5井南	832	居民区	744
	28	色日马克村	JY2-H5井东北	550	居民区	840
	29	塔勒克布隆村	JY2-H5井西	2150	居民区	763

续表2.8-7　　环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	站场周边5km内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	30	硝协村	XK7-2X井西南	1050	居民区	368
	31	库木托喀依村	XK7-3X井东南	2700	居民区	540
	32	提木村	XK9-7井西南	2700	居民区	584
	33	胜利村	XK7-2X井西南	3400	居民区	941
	34	英其满村	JY2-H5西北	4100	居民区	1421
	35	喀拉库木村	JY2-H5东北	3300	居民区	1562
	36	阿克村	XK7-2X井北	510	居民区	1361
	37	四农场	RP3015-1X井北	950	居民区	641
	38	墩阔坦村	RP8-2井东北	2200	居民区	240
	39	其格格热木村	RP8-2井东北	1380	居民区	422
	40	拜什托格拉克村	JY6-1X井西北	2700	居民区	140
	41	新安村	RP3C井西	1450	居民区	818
	42	库如勒库木村	RP12-2井西	1750	居民区	275
	43	诺巴什拉木村	HA16-25X井西南	3600	居民区	598
	44	塔里木乡	JY6-1X井东北	3920	居民区	3440
	45	哈尼喀塔木乡	HA802-8X井南	1050	居民区	5400
	46	塔里木河上游湿地自然保护区	JY1-7X井南	500	自然保护区	—
	站场周边500m范围内人口数小计					512
	站场边5km范围内人口数小计					44425
	集油管线周边200m内					
	1	吉格代托喀依村	XK6-5井集油管线北	187	居民区	20
	2	英汗旦村	XK7-3井集油管线南	150	居民区	16
	3	色日马克村	JY2-H5集油管线南	130	居民区	12
	4	吉如其阔坦村	RP14-3X井集油管线西北	186	居民区	30
	5	英依干其村	JY201-H4井集油管线东	181	居民区	12
每公里管段人口数最大()						30
大气环境敏感程度E值						E2

续表2.8-7　　环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
地表水	序号	受纳水体名称	水域环境功能	24h内流经范围		与排放点距离
	1	塔里木河	地表水Ⅳ类	—		2400m
	2	英达里亚河	地表水Ⅴ类	—		220m
	地表水环境敏感程度E值					E3
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与厂界距离/m
	1	调查评价范围内潜水含水层	G3	Ⅲ类	D1	--
	地下水环境敏感程度E值					E2

表2.8-8　　文物保护单位一览表

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	41°00′13.7″N 83°11′01.2″E	JY6-H2井场东南1750m
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	41°11′54.70″N 83°22′25.26″E	HA9-11X井场东南2900m
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	41°16′36.7″N 83°17′32.1″E	HA7-1H2JS井场东南侧1350m
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	41°17′47.0″N 83°15′12.9″E	HA7-1H2JS井场西北2100m
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	41°14′58.0″N 83°10′28.4″E	HA6-8X井场西北3050m
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	41°18′40.3″N 83°20′51.1″E	HA15-40X井场东南3100m
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	41°16′10.5″N 83°16′01.0″E	HA7-1H2JS井场西南2100m
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	41°19′16.1″N 83°10′08.0″E	HA802-8X井场南侧1000m

3 建设项目工程分析

本工程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，塔里木油田分公司在哈拉哈塘油田实施“哈拉哈塘油田塔河北奥陶系油藏开发调整方案地面工程”，主要建设内容为：①钻井工程：部署新井 63 口(新钻油井 49 口，老井侧钻 14 口)；②地面工程：新建采油井场 63 座、注水井场 42 座、注气井场 126 座，扩建转油站 2 座(热普转油站、哈 601 转油站)；③集输管线：新建集输管道 223.59km，新建低压供水干线 51.3km，新建单井注水管线 38.96km；④配套工程：新建 10kV 电力线路 136.1km，新建 35m 通信铁塔 1 座，并配套建设自控、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通、道路、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 601 转油站、热普转油站及现有老井作为现有工程分析；将本工程依托的哈 6 联合站、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作为依托工程进行分析。本次评价工程分析章节结构见表 3-1。

表 3-1　　工程分析内容结构一览表

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	现有工程	哈 601 转油站基本概况、热普转油站基本概况、现有老井现状、现有工程“三同时”执行情况、污染源调查与评价、污染物年排放量、环境问题及以新带老建议等内容
3	拟建工程	拟建工程项目基本概况、主要生产设备设施、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
4	依托工程	与项目相关的哈 6 联合站、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回顾

哈拉哈塘油田隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，具

体日常运行管理由东河油气开发部负责。东河油气开发部是塔里木油田公司下属二级单位，包括东河片区和哈拉哈塘油田。哈拉哈塘油田行政上隶属于新疆阿克苏地区库车县和沙雅县，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一一托普台区块，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。

表 3.1-1　**哈拉哈塘油田开发现状环评及验收情况一览表**

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	验收文件	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 01 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 08 月 20 日	中石油勘探与生产分公司	油勘[2018]210 号	2018 年 06 月 12 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)植被环境影响回顾分析

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，主要为柽柳、芦苇、骆驼刺及棉花等，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，项目区柽柳、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

清理和平整。





图 3.1-1　哈拉哈塘油田区域现有井场恢复效果

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 哈拉哈塘油田现有道路和管线周边恢复效果

(2)野生动物影响回顾分析

①破坏栖息环境

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

②人类活动对野生动物生存的干扰

在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。但是，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，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

此外，营运期过程中，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、污水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 地下水环境影响回顾

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基本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基本按照环评及批复意见落实。

3.1.3.5 固体废物影响回顾

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。

哈拉哈塘油田范围隶属于塔里木油田分公司东河油气开发部管理，塔里木油田分公司东河油气开发部制定有《塔里木油田分公司东河油气开发部哈拉哈塘片区突发环境事件应急预案》并进行了备案(备案编号 652923-2019-019-H)。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。

3.2 现有工程

3.2.1 哈601转油站概况

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3500m³/d，目前实际计量外输液量450m³/d，负荷率12.85%；设计最大天然气处理能力30×10⁴m³/d，目前实际处理

3.2×10⁴m³/d，负荷率 10.7%；设计最大外输污水 2400m³/d，实际外输污水 220m³/d，负荷率 9.2%。

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→外输泵进口汇管。

站内主要设备见表 3.2-1。

表 3.2-1　　哈 601 转油站主要生产设施一览表

序号	名称	规格	单位	数量	备　注
1	三相分离缓冲罐	Φ3600×21916	台	2	
2	加热炉	0.3MW	台	2	供暖
3	真空加热炉	1.5MW	台	1	外输加热
4	零位罐	Φ2000×7074	台	1	—
5	采暖水缓冲罐	Φ1200×3000	台	1	—
6	外输泵	Q=100m³/h　H=120m	台	3	2用1备变频
7	采暖泵	Q=12.5m³/ h　H=50m 配防爆电机　P=5.5kW	台	2	—
8	液下泵	Q=20m³/ h　H=60m 配防爆电机　P=15kW	台	2	—
9	污油回收装置	Q=3m³/h　H=30m 配防爆电机　P=2.2kW	台	1	—
10	破乳剂加药装置	—	套	1	—
11	缓蚀剂加药装置	—	套	1	—
12	外输油发球筒	PN25　DN400/300	座	1	—
13	外输气发球筒	PN25　DN400/300	座	1	—

3.2.2 热普转油站概况

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。该站原油转油预脱水单元设计处理能力 63×10⁴t/a，目前实际处理 34×10⁴t/a，负荷率 54%；天然气增压单元设计处理能力 27×10⁴m³/d，目前实际处理 11.5×10⁴m³/d，负荷率 42.6%；污水处理单元设计处理能力 2000m³/d，实际外输污水 362m³/d，负荷率 18.1%。

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≤10%)、含油污水和伴生气，低含水油(含水≤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“缓冲沉降+加药混凝、除菌”工艺，污水处理达标后回注。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。站内主要设备见表 3.2-2。

表 3.2-2　　热普转油站主要生产设施一览表

序号	名称	规格	单位	数量	备　注
1	立式钢制拱顶罐	1000m³	座	1	事故罐
2	三相分离器	Φ3600×20000mm	台	2	—
3	天然气除油器	Φ2200×7022mm	台	1	—
4	气液分离器	Φ2200×8200mm	台	1	—
5	立式采暖水缓冲罐	Φ1600×4466mm	座	1	—
6	外输采暖加热炉	2.0MW(双盘管)	台	2	1 用 1 备
7	天然气发球筒	PN40　DN250	座	1	—
8	原油发球筒	PN40　DN200	座	1	—
9	原油收球筒	PN25　DN300	座	2	—
10	外输泵	Q=50m³/h　H=300m	台	2	1 用 1 备
11	采暖泵	Q=25m³/ h　H=60m	台	2	设变频
12	事故泵	Q=35m³/h　H=100m	台	2	—
13	事故回收油泵	Q=10m³/h　H=40m	台	1	—

续表 3.2-2　　热普转油站主要生产设施一览表

序号	名称	规格	单位	数量	备　注
14	污油回收装置	Q=3m³/h　H=60m	套	1	—
15	排泥泵	Q=60m³/h　H=40m，抗硫	台	2	1运1备
16	外输水泵	Q=50m³/h　H=140m，抗硫	台	4	2运2备
17	杀菌剂加药装置	配计量泵2台	套	1	—
18	混凝剂加药装置	配计量泵2台	套	1	—
19	缓冲沉降罐	Φ11.2m　H12.6m	座	2	—

3.2.3 现有老井现状

现有工程中涉及老井侧钻共计 14 口，注水井场涉及现有老井共计 18 口，注气井场涉及现有老井 94 口。各井场采出液通过采油树采出后节流后，由集输管线混输至各阀组或转油站，然后输送至联合站处理。井场不涉及加热炉。现有老井基本情况见表 3.2-3～3.2-5。

表 3.2-3　　现有 14 口老井侧钻基本情况一览表

序号	井名	井别	生产状态	坐标	序号	井名	井别	生产状态	坐标
1	HA15	油井	运行	*	8	HA7-H21	油井	运行	*
				*					*
2	HA15-7	油井	运行	*	9	HA602	油井	运行	*
				*					*
3	HA15-23	油井	运行	*	10	HA601-7PT1JS	油井	运行	*
				*					*
4	HA16-6	油井	停产	*	11	XK6-3	油井	运行	*
				*					*
5	HA802	油井	运行	*	12	XK8HC2	油井	运行	*
				*					*
6	HA13-5	油井	运行	*	13	RP3C	油井	运行	*
				*					*
7	HA13-6CH	油井	运行	*	14	RP3017	油井	停产	*
				*					*

表 3.2-4　　注水井场涉及现有老井基本情况一览表

序号	井名	井别	生产状态	坐标	序号	井名	井别	生产状态	坐标
1	HA15-13	油井	运行	*	8	XK902	油井	运行	*
				*					*
2	HA15-H21	油井	运行	*	9	XK9004	油井	运行	*
				*					*
3	HA15-22X	油井	运行	*	10	RP8001C	油井	运行	*
				*					*
4	HA16-9	油井	运行	*	11	RP8-H7	油井	运行	*
				*					*
5	HA11-10X	油井	运行	*	12	RP8-8X	油井	运行	*
				*					*
6	XK4007	油井	运行	*	13	RP8-9X	油井	运行	*
				*					*
7	XK7-1X	油井	运行	*	14	RP3-8C	油井	运行	*
				*					*
8	XK8-6	油井	运行	*	15	RP11-14X	油井	运行	*
				*					*
9	XK8-9	油井	运行	*	16	JY202	油井	运行	*
				*					*

表 3.2-5　　注气井场涉及现有老井基本情况一览表

序号	井名	井别	生产状态	坐标	序号	井名	井别	生产状态	坐标
1	HA15-3	油井	运行	*	48	XK501C	油井	运行	*
				*					*
2	HA16-3	油井	运行	*	49	XK6-3	油井	运行	*
				*					*
3	HA16-7	油井	运行	*	50	XK7-1X	油井	运行	*
				*					*
4	HA16-9	油井	运行	*	51	XK8HC2	油井	运行	*
				*					*

续表 3.2-5　　注气井场涉及现有老井基本情况一览表

序号	井名	井别	生产状态	坐标	序号	井名	井别	生产状态	坐标
5	HA16-11	油井	运行	*	52	XK8-1	油井	运行	*
				*					*
6	HA16-13	油井	停产	*	53	XK8-6	油井	运行	*
				*					*
7	HA802	油井	运行	*	54	XK8-9	油井	运行	*
				*					*
8	HA802-4	油井	运行	*	55	XK9-1	油井	运行	*
				*					*
9	HA13	油井	运行	*	56	XK9-2	油井	运行	*
				*					*
10	HA13-5	油井	运行	*	57	XK9-6C	油井	运行	*
				*					*
11	HA13-6	油井	运行	*	58	XK9-8X	油井	运行	*
				*					*
12	HA13-8	油井	运行	*	59	XK902	油井	运行	*
				*					*
13	HA13-14CH	油井	运行	*	60	XK9004	油井	运行	*
				*					*
14	HA121C	油井	运行	*	61	RP1C	油井	运行	*
				*					*
15	HA121-1	油井	运行	*	62	RP1-1	油井	运行	*
				*					*
16	HA11-2	油井	运行	*	63	RP101-4	油井	停产	*
				*					*
17	HA11-5	油井	运行	*	64	RP1001	油井	运行	*
				*					*
18	HA11-6	油井	运行	*	65	RP3C	油井	运行	*
				*					*
19	HA11-8	油井	运行	*	66	RP3-5	油井	运行	*
				*					*

续表 3.2-5　　注气井场涉及现有老井基本情况一览表

序号	井名	井别	生产状态	坐标	序号	井名	井别	生产状态	坐标
20	HA7-2	油井	运行	*	67	RP301	油井	运行	*
				*					*
21	JY7-6X	油井	运行	*	68	RP7-H2	油井	运行	*
				*					*
22	RP3-8C	油井	运行	*	69	HA602-2X	油井	运行	*
				*					*
23	HA602	油井	运行	*	70	RP301-6	油井	运行	*
				*					*
24	HA601-6	油井	运行	*	71	RP3014XC	水井	运行	*
				*					*
25	HA601-8C	油井	运行	*	72	RP3011C	油井	运行	*
				*					*
26	HA601-9C	油井	运行	*	73	RP3012-1	油井	运行	*
				*					*
27	HA601-13	水井	运行	*	74	RP3012-2	油井	运行	*
				*					*
28	HA601-18	油井	运行	*	75	RP3013	油井	运行	*
				*					*
29	HA601-46	油井	运行	*	76	RP3015JS	油井	停产	*
				*					*
30	XK4007	油井	运行	*	77	RP3017	油井	停产	*
				*					*
31	XK404	油井	运行	*	78	RP4-1	油井	运行	*
				*					*
32	XK404-8	油井	运行	*	79	RP6C	油井	运行	*
				*					*
33	XK4-3	油井	运行	*	80	RP601C	油井	运行	*
				*					*
34	RP11-14X	油井	运行	*	81	RP601-1	油井	运行	*
				*					*

续表 3.2-5　　注气井场涉及现有老井基本情况一览表

序号	井名	井别	生产状态	坐标	序号	井名	井别	生产状态	坐标
35	XK5-2	水井	运行	*	82	RP6-H1	油井	运行	*
				*					*
36	RP11-14X	油井	运行	*	83	RP6-2X	油井	运行	*
				*					*
37	RP7008	油井	运行	*	84	JY202	油井	运行	*
				*					*
38	RP10C2	油井	运行	*	85	JY202-H1	油井	运行	*
				*					*
39	RP10-1	油井	停产	*	86	HA601-2JS	油井	运行	*
				*					*
40	RP11	油井	运行	*	87	JY201-1	油井	运行	*
				*					*
41	RP14-1	油井	运行	*	88	JY201-2	油井	运行	*
				*					*
42	JY7-5X	油井	运行	*	89	XK5-1	油井	运行	*
				*					*
43	HA7-9	油井	运行	*	90	JY201-3	油井	运行	*
				*					*
44	JY2	油井	运行	*	91	JY201	油井	运行	*
				*					*
45	HA6-1	油井	运行	*	92	RP301-3	油井	运行	*
				*					*
46	HA6-2	油井	运行	*	93	RP301-5	油井	运行	*
				*					*
47	HA15-14	油井	运行	*	94	XK5-7	油井	运行	*
				*					*

3.2.5 现有工程“三同时”执行情况

哈 601 转油站、热普转油站及现有老井手续履行情况如表 3.2-6 所示。

表 3.2-6　　现有工程环评及验收情况一览表

序号	站场名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文件	验收时间
1	哈 601 转油站及哈 6 区域老井	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 01 日
2	热普转油站及新垦、热普区域老井	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2015]935 号	2015 年 08 月 20 日	中石油勘探与生产分公司	油勘[2018]210 号	2018 年 06 月 12 日

3.2.6 污染源调查与评价

根据《东河油气开发部哈拉哈塘油田环境影响后评价报告书》中开展期间进行的污染源监测数据及类比分析，由于现有老井数量较多，且各井场采油工艺、主要设备设施及污染物控制措施类似，均不涉及加热炉，故本次选取代表性老井监测数据进行现状老井污染物达标情况判定。现有工程污染源及治理措施情况见表 3.2-7。

表 3.2-7　　现有工程污染物排放情况汇总一览表

项目	工程	污染源	污染物	排放速率/浓度	主要处理措施	标准	达标情况
废气	哈 601 转油站	真空加热炉(1500kW)烟气	颗粒物	未检出	燃料为净化后的天然气	《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限值要求	达标
			SO_2	未检出			
			NO_x	52mg/m³			
		加热炉(300kW)烟气	颗粒物	未检出	燃料为净化后的天然气	《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限值要求	达标
			SO_2	未检出			
			NO_x	105mg/m³			
		站场无组织废气	硫化氢	未检出～0.006mg/m³	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 标准限值要求	达标
			非甲烷总烃	0.27～1.65mg/m³		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求	
废气	热普转油站	真空加热炉烟气	颗粒物	7.1mg/m³	燃料为净化后的天然气	《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限值要求	达标
			SO_2	8mg/m³			
			NO_x	84mg/m³			
		站场无组织废气	硫化氢	未检出～0.006mg/m³	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 标准限值要求	达标

续表 3.2-7　　现有工程污染物排放情况汇总一览表

项目	工程	污染源	污染物	排放速率/浓度	主要处理措施	标准	达标情况
废气	热普转油站	站场无组织废气	非甲烷总烃	0.16～0.44mg/m³	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求	达标
废气	代表性老井	JY201-1井场无组织废气	硫化氢	未检出～0.006mg/m³	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 标准限值要求	达标
			非甲烷总烃	0.10～0.35mg/m³		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求	达标
		JY201-2井场无组织废气	硫化氢	未检出～0.006mg/m³	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 标准限值要求	达标
			非甲烷总烃	0.15～0.38mg/m³		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求	达标
		HA15-14井场无组织废气	硫化氢	未检出～0.006mg/m³	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 标准限值要求	达标
			非甲烷总烃	0.10～0.38mg/m³		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求	达标
		HA802井场无组织废气	硫化氢	未检出～0.006mg/m³	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 标准限值要求	达标
			非甲烷总烃	未检出～0.58mg/m³		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求	达标
		XK9-1井场无组织废气	硫化氢	未检出～0.006mg/m³	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 标准限值要求	达标
			非甲烷总烃	未检出～0.59mg/m³		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求	达标
噪声	哈601转油站四周	噪声	昼间	45～52	基础减振	《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	达标
			夜间	42～48			达标
	热普转油站四周	噪声	昼间	43～56	基础减振	《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	达标
			夜间	40～52			达标
	JY201-1井场四周	噪声	昼间	40～45	基础减振	《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	达标
			夜间	38～42			达标
	JY201-2井场四周	噪声	昼间	42～50	基础减振	《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	达标
			夜间	40～46			达标

续表 3.2-7　　现有工程污染物排放情况汇总一览表

项目	工程	污染源	污染物	排放速率/浓度	主要处理措施	标准	达标情况
噪声	RP14井场四周	噪声	昼间	42～47	基础减振	《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	达标
			夜间	39～44			达标
	HA12-12井场四周	噪声	昼间	40～46	基础减振	《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	达标
			夜间	38～43			达标
	HA10-7井场四周	噪声	昼间	40～46	基础减振	《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	达标
			夜间	38～42			达标

类别	序号	污染源名称	污染因子	治理措施	治理效果	达标情况
废水	1	采出水	SS、COD、石油类	进入哈6联合站或热普转油站现有采出水处理装置处理	全部妥善处置，不外排	—
	2	生活污水	COD SS NH_3-N BOD_5	排入生活污水池，定期拉运至哈6联合站生活污水处理装置处理	全部妥善处置，不外排	—

类别	编号	污染源	污染物	产生量(t/a)	固废种类	治理措施	治理效果	达标情况
固废	1	站场阀门、法兰等油品渗漏	油泥(砂)	10.1	危险废物	收集后由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行无害化处置	全部妥善处置，不外排	—
	2	清管作业	清管废渣	2	危险废物	收集后由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行无害化处置		—
	3	职工生活	生活垃圾	3.65	—	定期送哈拉哈塘固废场填埋处置		—

3.2.7 现有工程污染物年排放量

根据《东河油气开发部哈拉哈塘油田环境影响后评价报告书》开展期间进行的污染源监测数据及类比分析核算结果，现有工程污染物年排放情况见表3.2-8。

表3.2-8　　现有工程污染物排放情况一览表　　单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有工程排放量	0.087	0.098	1.705	5.45	0.323	0	0

3.2.8 环境问题及“以新带老”改进意见

目前，哈拉哈塘油田区域已开展后评价工作并完成备案，根据后评价报告及现场调查情况，具体存在的问题如下：

①哈601转油站1#、2#加热炉采样平台面积不符合标准要求；

②重点场站、储罐、装卸区密封点的VOCs的控制和管理措施不够完善；

③有部分生产井场临时占地未及时恢复。

整改方案：目前存在的问题已纳入哈拉哈塘油田整改计划中，已落实到具体的责任部门。整改方案如下：

①按照《排污口规范化整治技术要求（试行）》、《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）要求，在保证安全的前提下，哈601转油站加热炉设置规范采样平台；

②加强VOCs物料储存、转移、输送、排放、使用、泄露、收集处理等控制措施；按照《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)中储罐控制要求、储罐运行维护要求，VOCs物料转移和输送无组织排放控制要求，挥发性有机液体装载要求完善相关管理。

③督促施工单位，对井场临时占地及时进行场地平整。

3.3 拟建工程

3.3.1 拟建工程概况

本项目基本情况见表3.3-1，主要经济技术指标见表3.3-2。

表3.3-1 **方案基本情况一览表**

项目	基 本 情 况
项目名称	哈拉哈塘油田塔河北奥陶系油藏开发调整方案地面工程
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
建设地点	新疆阿克苏地区新疆阿克苏地区沙雅县和库车市境内
建设性质	改扩建
建设周期	建设周期10年，分期开发建设
总投资	工程总投资432242万元，其中环保投资4595万元，占总投资的1.00%
占地面积	334.493hm²(永久占地35.652hm²，临时占地298.841hm²)
规模	年产油27×10⁴t以上稳产5年

续表 3.3-1　　**方案基本情况一览表**

项目	基本情况		
建设内容	主体工程		①钻井工程：部署新井 63 口(新钻油井 49 口，老井侧钻 14 口)；②地面工程：新建采油井场 63 座、注水井场 42 座、注气井场 126 座，扩建转油站 2 座；③集输管线：新建集输管道 223.59km，新建低压供水干线 51.3km，新建单井注水管线 38.96km
	公辅工程		新建 10kV 电力线路 136.1km，新建 35m 通信铁塔 1 座，并配套建设自控、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通、道路、安防等辅助设施。
	环保工程	废气治理	施工期：洒水抑尘、遮盖存放； 营运期：采出液密闭管道输送
		废水处理	施工期：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； 营运期：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； 营运期：选用低噪声设备、基础减振
		固废处理	施工期：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 营运期：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
		环境风险	风险措施：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪
劳动定员	新建各井场为无人值守站，不新增劳动定员		

表 3.3-2　　**本工程主要技术经济指标一览表**

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	新井	口	63
2		动用含油面积	km^2	361.16
3		动用地质储量	10^4t	9788.53
4		单井产油	t/d	20～30
5		期末累产油	10^4t	1123.86
6		动用储量采出程度	%	11.48
7	能源消耗	耗电量	$10^8kW·h/a$	93.7

续表 3.3-2　　本工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
8	综合指标	总投资	万元	432242
9		环保投资	万元	4595
10		劳动定员	人	0

3.3.2 油田油气资源特征

(1)地质构造

哈拉哈塘油田塔河北区域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藏的一部分。

(2)开发层系

开发层系以一间房组为主，兼顾良里塔格组和鹰山组。井网采用不规则注采井网，井型以“水平井+大斜度定向井”为主。

(3)储层特征

哈拉哈塘油田属于超深复杂缝洞型碳酸盐岩油藏，是全国陆上第一个深层碳酸盐岩油田，多期岩溶、多期成藏、高度非均质、底水分布复杂。哈拉哈塘油田塔河北区块的储层类型可分为洞穴型和裂缝孔洞型，整体上以洞穴型储层为主(58.5%)。

(6)油气藏流体性质

①天然气

采出液中天然气特性参数见表 3.3-3。

表 3.3-3　　采出液中天然气特性参数指标一览表

组分名称	组分含量，%(mol/mol)	组分名称	组分含量，%(mol/mol)
甲烷	65.54	正戊烷	0.57
乙烷	13.11	己烷	0.84
丙烷	6.78	庚烷及更重组分	0.2
异丁烷	2.20	氮气	4.76
正丁烷	1.22	二氧化碳	3.69
异戊烷	0.56	硫化氢	0.53

续表 3.3-3　　采出液中天然气特性参数指标一览表

组分名称	组分含量，%(mol/mol)	组分名称	组分含量，%(mol/mol)
密度	0.83kg/m³	—	—

②原油性质

地面原油密度 0.75～0.97g/cm³，平均值 0.85g/cm³；50℃动力粘度 0.60～30.79mPa.s，平均值 8.91mPa.s；凝固点-30～10℃；含硫量 0.07～0.96%，平均值 0.52%；含蜡量 1.0%～12.5%，平均值 6.18%；胶质+沥青质含量 0.01%～10.63%，平均值 2.67%。原油总体表现为低粘度、低硫、中含胶质沥青质、高含蜡、低凝固点的轻质原油特征。具体参数见表 3.3-4。

表 3.3-4　　原油特性参数指标一览表

序号	项　目		序号	项　目	
1	20℃密度(g/cm³)	0.85	5	凝点(℃)	-30～10
2	50℃运动粘度（MPa·S）	8.91	6	蜡含量(%)	6.18
3	胶质(%)	0.62	7	胶质+沥青质(%)	2.67
4	含硫量	0.52	8	—	—

③地层水

地层水均呈弱酸性，地层水密度 1.0813～1.1545g/cm³，平均值 1.12g/cm³；pH 值 3.98～7.04，平均值 5.86，属于中性、偏酸性；氯离子 75300～141000mg/L，平均 111897mg/L；总矿化度 130200～237000mg/L，平均 185068mg/L，全部属于 $CaCl_2$ 水型。

3.3.3 工程组成

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。

3.3.3.1 钻井工程

3.3.3.1.1 工程建设内容

工程主要包括钻前工程、钻井工程、钻后工程和测试放喷四部分，其具体工程见表 3.3-5。

表 3.3-5　　单座井场钻井工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
钻前工程					
1	井场道路	宽约 6m	km	39.2(总长)	根据工程需要，以井场至最近主干路距离确定长度
2	井场面积	长×宽(120m×90m)	m^2	10800	新建
3	钻井平台	--	套	1	新建
	应急池	300m^3	个	1	随钻不落地回收系统出现事故时，临时存放钻井岩屑，环保防渗膜+混凝土
	岩屑池	1000m^3	个	1	暂存膨润土泥浆钻井岩屑；环保防渗膜+水泥压边
	主放喷池	300m^3	个	1	环保防渗膜+混凝土
	副放喷池	300m^3	个	1	环保防渗膜+混凝土
4	生活污水池	300m^3	个	1	生活污水暂存；新建，“环保防渗膜+水泥”防渗
	活动房	--	座	42	人员居住；撬装装置
钻井工程					
钻井设备安装		钻井成套设备搬运、安装、调试			
钻井作业		采用常规旋转钻井工艺，钻井进入目的层后完钻			
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			
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					
完井		钻井设备拆卸、搬运			
井场平整恢复		井场平整、恢复，做到工完、料净、场地清			
测试放喷					
设备安装		设备搬运、安装采油树、安全阀、计量管汇、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			
测试放喷		项目放喷目为证实可能油气层的储性			

图 3.3-1　　**钻井期典型井场平面布置示意图**

3.3.3.1.2 井位部署

本项目共部署新井 63 口，其中新钻井 49 口、老井侧钻 14 口。钻井井型、井深、完井周期等基本指标见表 3.3-6，各井位位置及周边关系见表 3.3-7。

表 3.3-6　　新钻井井深与完成周期情况一览表

井区	老井	新井		
井型	侧钻井	直井	定向井	水平井
平均井深(m)	296	6971	7070	7546
预测钻井完井周期(d)	73	92	105	118
井数(口)	14	9	32	8
累计进尺(m)	4144	62739	226240	60368

表 3.3-7　　井位坐标及周边关系一览表

序号	井号	坐标		井型	占地现状	所属行政区域
		X	Y			
1	QIGU1-2X	*	*	定向井	农作地	库车市
2	HA15-26X	*	*	定向井	农作地	库车市
3	HA15-25X	*	*	定向井	农作地	库车市
4	HA15-23C	*	*	老井侧钻	现有井场	库车市
5	HA15-7C	*	*	老井侧钻	现有井场	库车市
6	HA15C	*	*	老井侧钻	现有井场	库车市
7	HA15-32X	*	*	定向井	荒地	库车市
8	HA15-40X	*	*	定向井	农作地	库车市
9	HA16-H12	*	*	水平井	荒地	库车市
10	HA16-25X	*	*	定向井	荒地	库车市
11	HA16-23X	*	*	定向井	荒地	库车市
12	HA16-20X	*	*	定向井	农作地	库车市
13	HA16-16X	*	*	定向井	荒地	库车市
14	HA16-29X	*	*	定向井	农作地	库车市
15	HA16-15X	*	*	定向井	荒地	库车市
16	HA16-H8	*	*	水平井	荒地	库车市
17	HA16-6C	*	*	老井侧钻	现有井场	库车市
18	HA802C	*	*	老井侧钻	现有井场	库车市
19	HA802-8X	*	*	定向井	农作地	库车市
20	HA802-7X	*	*	定向井	荒地	库车市
21	HA7-H21JS	*	*	老井侧钻	现有井场	库车市

续表 3.3-7　　井位坐标及周边关系一览表

序号	井号	坐标		井型	占地现状	所属行政区域
		X	Y			
22	HA601-7PT1C	*	*	老井侧钻	现有井场	库车市
23	HA601-24X	*	*	定向井	荒地	库车市
24	HA6-8X	*	*	定向井	农作地	库车市
25	HA602C	*	*	老井侧钻	现有井场	库车市
26	HA901-5X	*	*	定向井	农作地	库车市
27	HA9-11X	*	*	定向井	农作地	库车市
28	HA9-H15	*	*	水平井	荒地	库车市
29	HA9-20X	*	*	定向井	荒地	库车市
30	HA13-6CH	*	*	老井侧钻	现有井场	沙雅县
31	HA13-9X	*	*	定向井	荒地	沙雅县
32	HA13-H10	*	*	水平井	荒地	沙雅县
33	HA13-15X	*	*	定向井	荒地	沙雅县
34	XK4-1	*	*	直井	荒地	沙雅县
35	XK5-3X	*	*	定向井	荒地	沙雅县
36	JY201-H4	*	*	水平井	农作地	沙雅县
37	XK6-3CH	*	*	老井侧钻	现有井场	沙雅县
38	XK6-5X	*	*	定向井	农作地	沙雅县
39	XK6-6X	*	*	定向井	荒地	沙雅县
40	XK6-7X	*	*	定向井	农作地	沙雅县
41	XK7-3X	*	*	定向井	农作地	沙雅县
42	XK7-2X	*	*	定向井	农作地	沙雅县
43	XK9-7	*	*	直井	荒地	沙雅县
44	RP14-3X	*	*	定向井	农作地	沙雅县
45	RP14-4X	*	*	定向井	荒地	沙雅县
46	RP14-6X	*	*	定向井	荒地	沙雅县
47	HA13-5C	*	*	老井侧钻	现有井场	沙雅县
48	XK8-H7	*	*	水平井	荒地	沙雅县
49	XK8-2	*	*	直井	荒地	沙雅县
50	XK8HC3	*	*	老井侧钻	现有井场	沙雅县

续表 3.3-7　　井位坐标及周边关系一览表

序号	井号	坐标		井型	占地现状	所属行政区域
		X	Y			
51	JY1-7X	*	*	定向井	荒地	沙雅县
52	JY2-H5	*	*	水平井	荒地	沙雅县
53	JY6-1X	*	*	定向井	荒地	沙雅县
54	JY6-H2	*	*	水平井	荒地	沙雅县
55	RP3C	*	*	老井侧钻	现有井场	沙雅县
56	RP3017C	*	*	老井侧钻	现有井场	沙雅县
57	RP3012-4	*	*	直井	荒地	沙雅县
58	RP3012-3	*	*	直井	农作地	沙雅县
59	RP3-9	*	*	直井	荒地	沙雅县
60	RP12-2	*	*	直井	荒地	沙雅县
61	RP3015-1X	*	*	定向井	荒地	沙雅县
62	RP8-2	*	*	直井	农作地	沙雅县
63	RP8-4	*	*	直井	农作地	沙雅县

3.3.3.1.3 井身结构

①新井采用塔标Ⅲ开井身结构。一开 16″井眼，下入 10 3/4″套管风疏松地层；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，中短半径水平井三开 6″或 6 3/4″井眼裸眼完井。

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组顶 10～15m 中完。井身结构如图 3.3-3 所示。

②满足裸眼侧钻条件的侧钻井，采用 6″或 6 3/4″井眼裸眼侧钻，裸眼完钻；无法裸眼侧钻的，采用 6″(6 3/4″)钻头从 7″(7 7/8″)套管开窗侧钻，一开下入 5″(5 1/2″)尾管封吐木休克组泥岩段，二开 4 1/8″(4 1/2″)井眼，裸眼完钻。井身结构如图 3.3-3 所示。

图 3.3-2　　新钻井井身结构示意图

图 3.3-3　　侧钻井井身结构示意图

3.3.3.1.4 钻井液体系设计

一开采用膨润土-聚合物体系，膨润土(5%～8%)+烧碱(0.1%～0.3%)+大分子聚合物(0.1%～0.3%)+中分子聚合物(0.2%～0.4%)+小分子聚合物(0.2%～0.4%)+润滑剂(0.5%～1%)，设计密度1.05～1.15g/cm³。

二开上部采用KCl聚合物体系，膨润土(3%～5%)+烧碱(0.1%～0.3%)+大分子聚合物(0.1%～0.3%)+中分子聚合物(0.2%～0.4%)+小分子聚合物(0.2%～0.4%)+润滑剂(0.5%～1%)+KCl(5%～7%)；二开下部采用KCl聚磺体系，膨润土(2%～5%)+烧碱(0.2%～0.5%)+磺化酚醛树脂(2%～5%)+磺化褐煤树脂(2%～4%)+防塌剂(2%～5%)+润滑剂(1%～3%)+氯化钾(7%～10%)+加重剂，设计密度1.10～1.30g/cm³。

三开采用KCl聚磺体系，膨润土(1.5%～4%)+大分子聚合物(0.01%～0.1%)+磺甲基酚醛树脂(2%～5%)+褐煤树脂(2%～5%)+抗温抗盐降失水剂(2%～5%)+防塌剂(3%～5%)+润滑剂(2%～3%)+氯化钾(3%～5%)+储层保护剂，设计密度1.15～1.24g/cm³。

侧钻井采用KCl聚磺体系，膨润土(1.5%～4%)+大分子聚合物(0.01%～0.1%)+磺甲基酚醛树脂(2%～5%)+褐煤树脂(2%～5%)+抗温抗盐降失水剂(2%～5%)+防塌剂(3%～5%)+润滑剂(2%～3%)+氯化钾(3%～5%)+储层保护剂，一开设计密度1.20～1.30g/cm³，二开设计密度1.15～1.24g/cm³。

由于钻井液体系涉及塔里木油田分公司商业秘密、技术秘密，故本次不再对钻井液相关信息分析。

3.3.3.1.5 储层保护方案

目的层采用KCl聚合物钻井液体系，储层保护采用屏蔽暂堵技术+防漏堵漏，减少损失，保护裂缝、微裂缝和基质。具体措施如下：

裂缝-孔洞型储层：裂缝为主要渗流通道，钻井液固液相侵入易造成伤害。

a 屏蔽暂堵(裂缝宽度＜200μm)：封堵裂缝等渗流通道，降低固液相侵；

b 防漏堵漏+屏蔽暂堵(裂缝宽度＞200μm)：控制合理密度，采用近平衡钻井，尽可能保持较小压差，防止大的漏失；目的层漏失后，首先尝试循环降密度，降排量措施，然后考虑使用可酸溶随钻堵漏剂，如需停钻堵漏，复配使用酸溶性堵漏材料；

c 油气层加重材料采用石灰石粉加重；

d严格控制滤失量：高温高压失水≤10mL。

3.3.3.1.6 固井方案

①新钻井

一开采用常规密度水泥浆单级全封固井方式。

二开采用低密度和常规密度水泥浆，单级固井，反挤备用。浆柱结构：前置液(泥浆密度+0.02g/cm³)+低密度水泥浆(1.35g/cm³)+常规密度水泥浆(返至二叠系底)。

三开采用套管+筛管完井或裸眼完井。

②老井侧钻

一开采用尾管固井。尾管浆柱结构：前置液(泥浆密度+0.02g/cm³)+双凝常规密度水泥浆。

二开裸眼完井或者套管+筛管完井。

3.3.3.1.7 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。

3.3.3.1.8 主要设备设施

项目钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机等；钻井工程主要施工设备为机械钻机及配套设施；钻后工程主要施工设备为运输车及装载机。单座井场各阶段所需设备设施情况见表 3.3-8。

表 3.3-8 **井场施工所用机械一览表**

项目组成	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量/单座井场
钻前工程	装载机	—	—	辆	2
	挖掘机	—	—	辆	2
钻井工程	机械钻机	ZJ70 钻机	—	—	1 套
	井架	JJ450/45-X	4500	kN	1 套
	底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1 套
	绞车	JC70LDB	1470	kW	1 套
	天车	TC450	4500	kN	1 套

续表 3.3-8　　井场施工所用机械一览表

项目组成	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量/单座井场
钻井工程	游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	1 套
	水龙头	SL450-5	4500	kN	1 套
	转盘	ZP375	5850	kN	1 套
	柴油发电机	—	800	kW	4 台
	泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2 台
	循环罐	—	60	m^3	7 个
	振动筛	—	—	m^3/h	2 台
	除气器	ZCQ220	240	m^3/h	1 台
	钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m^3/h	1 台
	离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m^3/h	1 台
	液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m^3/h	1 台
	钻台紧急滑道	—	—	—	按标准配套
	环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1
	单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1
	双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	2
	压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	1
	节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	1
钻后工程	运输车辆	—	—	辆	10
	装载机	—	—	辆	2
测试放喷	采油树	—	—	—	1 套
	三相计量分离器	—	—	—	1 套
	凝析油储罐	—	50	m^3	4 个
	放空管	—	—	—	1 个

3.3.3.1.9 原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电通过附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。烧碱属于危险化学品，单独存放在危险化学品间内。各井场原材料消耗与井深结构有关，单独核算单个井场原材料消耗量，最终汇总的原

材料消耗情况见表 3.3-9。

表 3.3-9　　平均单口钻井工程原材料合计消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
1	水	m^3	*	—	配制泥浆
3	水泥+硅粉	t	*	硅石提炼硅铁后的排放物，为粉状物料，外观颜色为灰绿色，硅粉成分相对稳定，烧失量小，属纯度较高的硅质物料；水泥的主原料为石灰或硅酸钙，硬化后能够抵抗淡水或含盐水的侵蚀	用于固井
4	基础材料(膨润土)	t	*	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性	用于配制泥浆
5	基础材料(Na_2CO_3)	t	*	纯碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇	用于调节钻井液 pH 值
6	烧碱/NaOH	t	*	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性	用于调节钻井液 pH 值
7	大分子聚合物/80A51/NM1-4等	t	*	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
8	羧甲基纤维素/CMC-LV 等	t	*	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明粘稠液体，具有较好耐盐性	钻井液增粘和降滤失剂
9	中分子聚合物/LP++等	t	*	低粘度乳液聚合物，钻井液稳定剂、增粘和降滤失剂	钻井液降滤失剂
10	小分子聚合物/双聚铵盐 NP-2 等	t	*	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂
11	抗温降滤失剂/HX-E/TSH-2等	t	*	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点	钻井液降滤失剂
12	磺化酚醛树脂/SMP-2/3	t	*	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制粘度的作用，抗盐性能好	钻井液处理剂
13	磺化褐煤树脂/SPNH	t	*	酚醛树脂和腐植酸缩合物	钻井液抗高温抗盐降滤失剂
14	加重剂/重晶石粉	t	*	主要成分 $BaSO_4$，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm^3	钻井液加重剂
15	加重剂/石灰石粉	t	*	主要成分 $CaCO_3$，可溶于含 CO_2 的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对油层的污染	钻井液加重剂
16	除硫剂	t	*	主要成分碱式碳酸锌，白色细微无定形粉末，无臭、无味	钻井液除硫剂

续表 3.3-9　　平均单口钻井工程原材料合计消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
17	防塌剂(胶体)/SY-A01等	t	*	黑色胶状物、均匀分散，无漂浮固状物	钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂
18	防塌剂(粉剂)/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	*	磺化沥青，粉状，可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散，吸附在页岩微缝上阻止水渗入，改善井壁泥饼润滑性，抗盐性好	钻井液防塌剂
19	润滑剂/PRH-1/TRH-1等	t	*	仿烃类衍生物复配，棕褐色液体	钻井液润滑剂
20	氯化钾	t	*	无色立方晶体或白色结晶，可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌	提高钻井液黏度和切力，抑制盐岩井段盐溶，钻井液防塌剂
21	超细碳酸钙	t	*	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙	钻井液酸中和剂，调节泥浆pH值
22	固体润滑剂/SHR-102等	t	*	特种树脂，黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂
23	随钻堵漏剂/TYSD-1/TP-2等	t	*	灰白色粉末，随钻堵漏剂改性植物纤维系该性天然植物高分子复合材料，具有良好的水溶胀桥接封堵动能，粘附性强，不受电解质污染影响，无毒，无害。	堵漏裂缝性漏失，钻井液随钻堵漏剂
24	润滑剂	t	*	硫化脂肪酸皂，亚硝酸钠等，具有良好的抗磨阻性和降黏附性，无荧光干扰，不影响地质录井	改善钻井液润滑性，钻井液润滑剂

3.3.3.1.10 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，井场生产用水量共计约 104087m³，主

要用于配制泥浆；生活用水由罐车拉至井场和生活区，井场工程井队人数约 60 人，其中直井施工天数 92d，定向井施工天数 105d，水平井施工天数 118d，老井侧钻施工天数 73d，按生活用水量 100L/d·人计，生活用水量总计约 36924m³。

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，产生量约 29539m³，生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)暂存后，拉运至哈 6 联合站生活污水处理装置处理。

(3)供热

若单井冬季施工，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

本项目各新钻井钻前工程需修建井场道路，井场道路从就近道路引接，共计新建井场道路 39.2km，井场道路宽约 6m，用砂石路面结构。

(5)危险化学品间

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

(6)危废暂存间

本项目各钻井井场设置有一座撬装式危废暂存间(10m²)，防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层防渗性能，危废暂存间内部及四周裙角采取防渗膜防渗，内部主要存放钻井期间产生的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。

3.3.4.2 地面工程

3.3.4.2.1 采油井场

本工程新建采油井场 63 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3.3-5，井场主要工程内容见表3.3-10。

表3.3-10　　本项目采油井场主要工程内容一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
单井井场	1	井口撬	—	座	63	—
	2	电磁加热器	40kW	座	20	掺稀采油井场配套建设对采出液进行加热
	3	电控信一体化撬	—	座	63	—
	4	高压节流阀	DN75，16MPa	套	63	抗硫
	5	集油计量阀组撬	4井式	座	32	调配井场至转油站采出液
	6	掺稀阀组	4井式	座	7	—
	7	油井计量撬	—	座	22	—

图 3.3-4　　井场运营期平面布置示意图

3.3.4.2.2 转油站

根据产能预测，本项目新增产能后，需对哈601转油站、热普转油站进行扩建，转油站扩建主要工程内容见表3.3-11。

表3.3-11 **转油站扩建设备一览表**

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
哈601转油站	1	离心泵	Q=10m³/h H=80m P=10kW	台	1	—
	2	油气分离器	Φ3m×9.6m	台	1	—
	3	采出水缓冲罐	300m³	座	2	—
热普转油站	4	天然气压缩机	Q=17.0×10⁴Nm³/d	座	1	备用
	5	空冷器	15kW	座	1	备用
	6	事故泵	Q=40m³/h H=100m	套	2	一用一备

图3.3-5 **哈601转油站改造后平面布置图**

图 3.3-6　　热普转油站改造后平面布置图

3.3.4.2.3 集输管线工程

本工程新建新建集油管线 187.77km，掺稀管线 35.82km；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。哈拉哈塘油田采油井场、站场管线分布见图 3.3-12。

表 3.3-12　　集输管线部署一览表

序号	转油站系统		起点	终点	长度(km)	占地现状	材质及管径
1	哈15转油站	集油管线	QIGU1-2X	HA16-19X	3.20	农作地	玻璃钢管道 DN80
2			HA16-23X		2.60	荒地 0.25km、农作地	
3			HA16-20X	HA16-11	3.82	荒地	
4			HA16-16X		1.72	荒地	
5			HA16-29X	HA16-9	2.51	荒地、农作地 0.25km	
6			HA16-15X		1.14	荒地	
7			HA16-H8	HA16-7	2.7	荒地	

续表 3.3-12　　集输管线部署一览表

序号	转油站系统		起点	终点	长度(km)	占地现状	材质及管径
8	哈15转油站	集油管线	HA16-6C	HA16-7	1.57	荒地	玻璃钢管道DN80
9			HA15-26X	HA15-23X	0.46	农作地	
10			HA15-25X		1.79	农作地	
11			HA16-H12	HA16-2	3.81	荒地	
12			HA16-25X		1.00	荒地	
13			HA15-40X	HA7-1	1.8	荒地	
14			HA15-32X	HA15-3	0.9	荒地	
15			HA802-7X	HA802C	2.5	荒地0.61km、农作地	
16			HA802-8X		0.95	农作地	
17			HA16-19X	哈15转油站	13.57	荒地9.31km、农作地	玻璃钢管道DN150
18			HA802C	哈15转油站	13.73	荒地5.31km、农作地	
19	哈15转油站	掺稀管线	HA16-9	HA16-29X	2.51	荒地、农作地0.25km	金属管道20G DN80
20				HA16-15X	1.14	荒地	
21			HA16-7	HA16-6C	1.57	荒地	
22				HA16-5	2.2	荒地	
23			HA16-2	HA16-H12	3.81	荒地	
24				HA16-25X	1.00	荒地	
25			HA15-3	HA15-32X	0.9	荒地	
26			HA16-11	HA16-20X	3.82	荒地	
27				HA16-16X	1.72	荒地	
28			HA16-19X	QIGU1-2X	3.2	农作地	
29				HA16-23X	2.6	荒地0.25km、农作地	
30			HA15-23X	HA15-26X	0.46	农作地	
31				HA15-25X	1.79	农作地	
32			哈15转油站	HA16-19X	13.57	荒地9.31km、农作地	金属管道20G DN150
33	哈601转油站		HA601-10C	哈601转油站	2.7	荒地	玻璃钢管道DN80
34			HA601-1C2	HA601-12	2.7	农作地	
35			HA9-4	HA9-2	0.84	荒地	
36			HA9-6	HA90ZT	2.18	荒地	
37			HA9-H15		1.7	荒地	

续表 3.3-12　　集输管线部署一览表

序号	转油站系统	起点	终点	长度(km)	占地现状	材质及管径
38	哈601转油站	HA6-8X	HA601-8C	4.31	荒地	玻璃钢管道 DN80
39		HA601-24X	HA601-16	1.00	荒地	
40		HA9-11X	HA9-2	1.18	荒地	
41		HA9-20X	RP4-1	1.21	荒地	
42	热普转油站	JY1-7X	JY1-2C	4.26	荒地	玻璃钢管道 DN8
43		JY201-H4	JY201-3	4.57	农作地	
44		JY2-H5	JY2	0.85	农作地	
45		RP3012-3	RP3012-1	0.83	农作地	
46		RP3012-4	RP301-3	1.56	荒地、农作地	
47		RP3015-1X	RP301	2.36	荒地	
48		RP3017C		2.84	农作地	
49		JY6-H2	JY6-1X	1.59	荒地	
50		JY6-1X	RP704C	2.78	荒地	
51		RP8-8X	RP8-5	1.36	农作地	
52		RP8-9X		1.65	荒地、农作地	
53		RP8-11X		6.15	荒地、农作地	
54		RP8-2	RP8-6X	0.51	农作地	
55		RP8-4		1.67	农作地	
56		RP12-2	RP3-9	1.61	荒地	
57		RP3-9	热普转油站	7.0	荒地、农作地 3.1km	
58		RP14-6X	RP1C	2.64	农作地	
59		RP14-3X	RP1-1	3.21	农作地	
60		RP14-4X	RP1001	1.33	荒地	
61	新垦转油站	HA13-9X	XK8-6	3.14	荒地	
62		HA13		4.35	荒地	
63		XK8-H7	XK8-9	1.7	荒地	
64	新垦转油站	XK8-2	XK8-9	1.91	荒地	玻璃钢管道 DN8
65		XK8HC3		1.25	荒地	
66		RP601-1		4.53	荒地	
67		HA13-H10	HA13-8	0.91	荒地	

续表 3.3-12　　集输管线部署一览表

序号	转油站系统	起点	终点	长度(km)	占地现状	材质及管径
68	新垦转油站	HA13-15X	HA13-8	0.82	荒地	玻璃钢管道DN8
69		HA13-6CH		1.43	荒地	
70		XK9-7	4号干线阀池	3.10	农作地	
71		HA11-14X	XK404	3.92	荒地	
72		XK4-1	XK501C	3.94	农作地	
73		XK5-3X	XK5-1	1.52	农作地	
74		XK6-3CH	XK5-7	1.95	农作地	
75		XK6-5X		3.91	农作地	
76		XK7-3X	XK6-6X	2.80	农作地	
77		XK6-7X		1.44	农作地	
78		XK6-6X	4号干线阀池	1.53	农作地	
79		XK7-2X	XK7-1X	2.84	农作地	
80		XK7-1X	新垦转油站	18.0	农作地	玻璃钢管道DN150
81	哈六联	HA901-5X	HA901-3	2.6	农作地	玻璃钢管道DN80

图 3.3-7　　哈拉哈塘油田井位、站场及集油管线分布图

3.3.4.2.4 注水工程

本工程共新增注水井 42 口，新增注水泵撬 14 座、配水间 3 座，新建低压供水干线 51.3km，单井注水支线 38.96km。哈拉哈塘油田供水管网布局见图 3.3-5，注水井场注水方式见表 3.3-13，注水井场设计指标见表 3.3-14。

表 3.3-13 **注水井场注入方式一览表**

注水井类型	平均单井注水轮次	平均每轮单井注水天数	平均单井注水量
单井注水替油	5 轮	13d	282m^3/d

表 3.3-14 **注水井场设计指标一览表**

指标	井数	井口注水压力	低压管道设计压力	注水水质指标
单位	口	MPa	MPa	注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准要求
数值	42	10~25	≤2.5	

(1)哈拉哈塘Ⅰ区

本项目在哈拉哈塘Ⅰ区新建注水井 13 口。根据井位分布，就近搭接进入已建供水管网或低压配水间，利用已建(新建)集油阀组撬。注水井搭接方案见表 3.3-15，供水管网布局见图 3.3-9。

表 3.3-15 **哈拉哈塘Ⅰ区注水井搭接方案表**

序号	起点	终点	长度(km)	材质及管径	建设方案
1	HA11-10X	就近挂接	0.1	修复油管 DN88.9	就近接入 HA11
2	HA16-9	HA16-7	1.95	修复油管 DN88.9	—
3	XK4007	HA11	3.5	修复油管 DN88.9	HA11 井新建配水间 1 座
4	HA15-13	就近挂接	0.12	修复油管 DN88.9	就近接入 HA15-29 配水间
5	HA15-22X	HA15-23C	—	—	利用 HA15-23C 集输阀组及管道
6	HA15-H21	HA15-23C	—	—	利用 HA15-23C 集输阀组及管道
7	HA16-H12	HA16-2	—	—	利用 HA16-2 集输阀组及管道
8	HA16-H8	A16-7	—	—	利用 HA16-7 集输阀组及管道
9	HA9-11X	HA9-2	—	—	利用 HA9-2 集输阀组及管道
10	HA11-14X	HA11	1.0	修复油管 DN88.9	—

续表 3.3-15　　**哈拉哈塘Ⅰ区注水井搭接方案表**

序号	起点	终点	长度(km)	材质及管径	建设方案
11	HA15-32X	HA15-3	—	—	利用HA15-3集输阀组及管道
12	HA15-23C	HA15-29	3.2	玻璃钢管 DN100	—
13	HA16-23X	HA16-19X	—	—	利用HA16-19X集输阀组及管道
14	哈601转油站	HA121-2C	24.1	修复油管 DN88.9	供水干线，HA12-2C2新建配水间1座
15	HA16-19X	HA15-27	7.0	玻璃钢管 DN100	HA15-27井新建配水间1座

图 3.3-8　　哈拉哈塘油田Ⅰ区供水管网布局图

(2)哈拉哈塘Ⅱ区

本项目在哈拉哈塘Ⅰ区新建注水井29口。根据井位分布，就近搭接进入已建供水管网或低压配水间，利用已建(新建)集油阀组撬。注水井搭接方案见表3.3-16，供水管网布局见图3.3-9。

表3.3-16　　哈拉哈塘Ⅱ区注水井搭接方案表

序号	起点	终点	长度(km)	材质及管径	建设方案
1	RP8001C	RP8-6X	5.39	修复油管 DN88.9	—
2	JY202	就近挂接	0.1	修复油管 DN88.9	就近接入JY2配水间
3	XK8-9	XK9-4	8.2	玻璃钢管 DN100	供水干线
4	XK7-1X	RP1401	9	玻璃钢管 DN100	供水干线
5	RP8-5	RP8-6X	3.1	玻璃钢管 DN100	—
6	XK9-4	HA13-8	10	玻璃钢管 DN100	供水干线
7	XK8-6	XK8-9	—	—	利用XK8-9集输阀组及管道
8	XK902	XK9-2	—	—	利用XK9-2集输阀组及管道
9	XK9004	XK9-1	—	—	利用XK9-1集输阀组及管道
10	RP8-H7	RP8-5	—	—	利用RP8-5集输阀组及管道
11	HA13-15X	HA13-8	—	—	利用HA13-8集输阀组及管道
12	RP8-4	RP8-6X	—	—	利用RP8-6X集输阀组及管道
13	XK5-3X	XK5-1	—	—	利用XK5-1 集输阀组及管道
14	XK5-1	新垦转油站	5.2	玻璃钢管 DN100	—
15	XK6-5X	XK5-7	—	—	利用XK5-7集输阀组及管道
16	XK5-7	新垦转油站	2.1	修复油管 DN88.9	—
17	RP8-8X	RP8-5	—	—	利用RP8-5集输阀组及管道
18	XK6-6X	新垦转油站	5.7	玻璃钢管 DN100	—
19	RP3012-3	RP3012-1	—	—	利用RP3012-1集输阀组及管道
20	XK7-2X	XK7-1X	—	—	利用XK7-1X集输阀组及管道
21	XK8-2	就近挂接	0.5	修复油管 DN88.9	就近接入XK9-4配水间

续表 3.3-16　　哈拉哈塘II区注水井搭接方案表

序号	起点	终点	长度(km)	材质及管径	建设方案
22	JY2-H5	JY2	—	—	利用 JY2 集输阀组及管道
23	JY201-H4	JY201-3	—	—	利用 JY201-3 集输阀组及管道
24	JY1-7X	JY1-2C	—	—	利用 JY1-2C 集输阀组及管道
25	RP3-8C	JY7-6X	—	—	利用 JY7-6X 集输阀组及管道
26	JY6-1X	RP8-5	—	—	利用 RP8-5 集输阀组及管道
27	RP8-9X	RP8-5	—	—	利用 RP8-5 集输阀组及管道
28	RP3015-1X	RP301	—	—	利用 RP301 集输阀组及管道
29	XK8HC3	XK8-9	—	—	利用 XK8-9 集输阀组及管道
30	RP8-2	RP8-6X	—	—	利用 RP8-6X 集输阀组及管道
31	XK6-7X	XK6-6X	—	—	利用 XK6-6X 集输阀组及管道
32	RP14-3X	RP1-1	—	—	利用 RP1-1 集输阀组及管道
33	RP14-6X	RP1-1	—	—	利用 RP1-1 集输阀组及管道

图 3.3-9　　哈拉哈塘油田Ⅱ区供水管网布局图

3.3.4.2.5 注气工程

本工程共新增注气井 126 口，累计注气 8.19×10⁸m³，峰值年度注气 8357×10⁴m³，整体采用第三方服务。注气采用气水交替方式，气水比 250～400m³/m³。注气井场主要工程内容见表 3.3-17，注气设计参数见表 3.3-18。

表 3.3-17 **单座注气井场主要工程内容一览表**

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
单座注气井场	1	空气压缩机撬	—	套	1	整体采用第三方服务
	2	制氮机撬	—	套	1	
	3	注气压缩机撬	—	套	1	

表 3.3-18 **本工程注气设计参数一览表**

项目	注入气质要求	注气压力	单井注入量	平均单井注气轮次	平均每轮单井注气天数
指标	99%氮气纯度	＜45MPa	40000m³/d	3 轮	10d

3.3.4.2.6 公辅工程

(1)供电工程

本工程新建集油井场、集油计量阀组、注水泵橇等用电就近从已建 10kV 线路引接。本工程新建 10kV 线路 136.1km，干线延长部分采用导线 LGJ-120/25，支线采用导线 LGJ-70/10。

(2)通信工程

本工程新建 35m 通信铁塔 1 基，TD-LTE 终端设备 107 套，无线网桥远端设备 107 套。

(3)供热

本工程按照 30%新建稀油井数的比例配备电磁加热器橇，共计配套 20 座电磁加热器撬。

(4)给排水

本工程井场为无人值守场站，无生产及生活给水。

油田营运期各生产井的采出水随油气混合物输送至哈 6 联合站及热普转油站处理，处理后作为注水水源加以利用；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后

运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(5)防腐工程

地上、埋地电伴热保温管道外防腐采用环氧酚醛涂料，2 底 4 面，涂层干膜总厚度不小于 300μm。

地上不保温管道、操作平台、栏杆扶手外防腐采用 2 道环氧富锌底漆 60μm +1 道环氧云铁中间漆 80μm +2 道丙烯酸聚氨酯面漆 60μm，总干膜厚度不小于 200μm。

埋地不保温管道外防腐采用“无溶剂环氧防腐层+聚乙烯胶粘带”结构，无溶剂环氧涂料，无气喷涂，1 底 3 面，总干膜厚度不小于 400μm，缠二道聚乙烯胶粘带，防腐层总厚度不小于 4mm。

从生产厂家运来的集输管线及设备均已在厂家做好内外防腐，只在施工现场进行安装连接。

(6)自控工程

本工程新建单井站自控采用 RTU 系统完成站场工艺过程参数、设备运行状态的数据采集、监视、控制和数据处理等功能。RTU 数据分别上传至联合站 SCADA 系统调度控制中心(已建)进行监视、控制、报警和储存等，同时可以执行联合站 SCADA 系统调度控制中心下达的远程控制指令。

(7)道路工程

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，本次不再建设油田主干公路。

3.3.4 闭井

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72 号)要求进行施工作业，首先对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，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，避免发生油水串层。

3.3.5 工艺流程及排污节点分析

油田开发建设过程中对环境的影响主要分为钻井过程、地面工程以及油田生产期的采油和油气集输过程。

油田开发过程工艺流程及排污节点见图 3.3-10。

图 3.3-10 **油田开发过程污染物排放流程**

3.3.5.1 施工期工艺流程及排污节点分析

本工程施工期分为钻井工程、地面工程和管线工程，工艺流程及排污节点分述如下：

3.3.5.1.1 钻井工程

钻井作业主要分为钻前工程(进场道路、井场平整、井场建设)、钻井工程(设备搬运及安装、钻井、录井、测井等)和测试放喷三部分，其施工流程及排污节点见图 3.3-11。

图 3.3-11　钻(完)井工艺流程图

(1)钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设进场道路和井场建设。

①道路建设

本工程需铺设井场砂石路，根据选定路线由推土机推平、压实，井场砂石路路基宽度为6m。

②井场建设

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

(2)钻井及完井工程工艺流程简述

钻前工程满足钻井作业要求时，各类作业车辆将各类设备逐步运至井场进行安装，通过检查满足钻井要求时开始进行钻井作业。

(3) 钻井工艺简介

工程采用常规旋转钻井工艺，使用的钻机为电钻机，钻井期间供电从附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。返排泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，其中泥浆进入泥浆罐循环使用，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）中的相关限值要求和《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）要求后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼。含油废物主要为现场简单维修设备产生的废油等，集中收集后暂存于铁桶内，由有资质的单位回收。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。钻井用泥浆在泥浆罐内配制，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配制泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。

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

本工程使用放射源用于测井，提供服务的主要为塔里木油田服务的乙方单位，均已编制了测井用密封型放射源项目环境影响报告表，并取得环评批复及

新疆维吾尔自治区生态环境厅《辐射安全许可证》。

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

本工程表层钻井液为膨润土泥浆(主要为粘土，矿物成分为蒙脱石、高岭石等)，钻井时泥浆会沾附在井壁上，平衡地层压力，切断钻井液与地下水水力联系，一开后及时对井筒下入套管，进行水泥固井，可彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

(4)测试放喷

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，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。

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

本工程钻井期间主要废气为井场建设及设备安装期间施工机械尾气、完井后放喷期天然气燃烧产生的废气。废水主要为生活污水和酸化压裂废水；其中生活污水暂存在生活污水池，钻井工程结束后定期拉运至哈 6 联合站生活污水处理装置处理；酸化压裂废水在酸碱收集罐内，完井后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为井场建设期间产生的弃土、钻井期间产生的钻井泥浆岩屑、机械检修时会产生少量废润滑油及烧碱废包装袋等；井场建设期间产生的弃土用于场地平整，钻井泥浆岩屑分为膨润土泥浆钻井岩屑和聚磺体系泥浆钻井岩屑，膨润土泥浆钻井岩屑经干化后，干化后直接用于修路、铺垫井场或就地填埋，聚磺体系泥浆钻井岩屑运至哈拉哈塘油田

钻试修废弃物环保处理站，废润滑油及烧碱废包装袋收集后暂存于撬装式危废暂存间中，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

3.3.5.1.2 地面工程

本工程地面工程主要为新建井场、扩建转油站及配套设备安装。对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将井口撬、三相分离器、电磁加热器及阀组等设备拉运至井场及站场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾及设备废弃包装等，收集后统一清运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置。

3.3.5.1.3 管道工程

管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。

(1)施工准备

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

(2)管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线及天然气管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离≥5m，距离外输管线水平距离≥2m。管沟底宽 0.8m，沟深 1.6m，管沟边坡比为 1:1.5，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管沟开挖采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，当管线穿越农田区域时采用人工开挖方式，且在管线开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表植被、土壤的扰动范围。管线与电(光)缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电(光)缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。

管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。

新建管道穿越在穿越道路、沟渠的管线必须加套管进行保护。管线穿越英达里亚河时利用现有跨河桥，穿越沥青路时采用顶管的方式，穿越砂石路采用大开挖的穿越方式。本工程穿越柏油路时采用顶管施工方式，该方式施工具有不破坏现有道路，减少开挖土方，不会对交通造成明显影响等优点。

顶管是一种非开挖施工方法，即在工作坑内借助顶进设备产生的顶力，克服管道与周围土壤的摩擦力，将管道按设计坡度顶入地层中，并将土方运走。顶管穿越施工设备主要包括千斤顶、高压液压站、工具管、顶铁以及挖土设备等。施工工艺包括测量放线、作业坑开挖、设备安装、测量纠偏、顶进作业、土石开挖、浆注等工序。

顶管工作开始后要连续施工，不宜中途停止，同时应尽量衔接工序，减少停顶时间，避免推进阻力的增大，直至顶进到规定长度。套管安装完毕后，用测量仪器对套管进行测量，套管检查合格后，将设备、顶铁、轨道吊出操作坑，拆除后背靠墙。然后将主管道穿进套管，用推土机和吊装机配合，按设计要求进行主管线穿越。主管穿越、连头、检测合格后立即安装设计要求进行封堵。管道安装完毕检查合格后进行回填，靠近公路侧的回填土分层夯实，清理施工现场，恢复原有地貌。管道施工示意图见图3.3-13～3.3-16。

(3)管道连接与试压

管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，进行注水试压。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，试压完成后就地泼洒抑尘。

(4)站场配套设备安装及连头

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

(5)收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验

合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁300mm范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过10mm，然后采用原土进行大回填，管顶距自然地坪不小于1.2m且管沟回填土高出自然地面300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层然沉降富裕量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

施工阶段工艺流程见图 3.3-12。

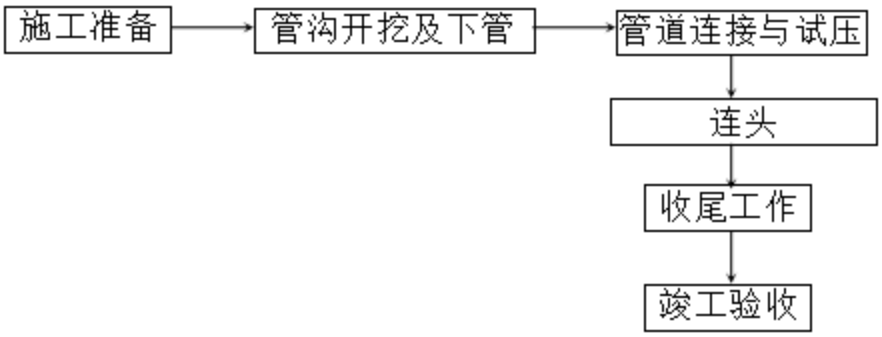

图3.3-12　　施工阶段工艺流程图

施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接废气、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；固体废物主要来源于管道焊接废渣、管道包装材料、弃土弃渣，以及施工人员生活垃圾，弃土弃渣施工结束后用于回填管沟及场地平整，管道焊接及吹扫产生的废渣和废包装材料运至哈拉哈塘固废填埋场填埋处置，施工人员生活垃圾收集后运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置。

图 3.3-13　　穿越道路施工作业示意图

图 3.3-14　　一般地段管道施工方式断面示意图

图 3.3-15　　英达里亚河现有集输管道跨河桥

图 3.3-16　　管道交叉施工作业示意图

3.3.5.2 营运期工艺流程及排污节点分析

(1)油气开采、集输

为减少采出液粘滞性，便于集输，井场设电磁加热器对采出液进行加热；运营期井场采出液通过井口模块油嘴一级节流后经过电磁加热器加热后由集输管线输至转油站，最终送至哈 6 联合站处理。

油井开采一定年限后，需进行修井作业，周期大概为2～3年1次。营运期依据单井产能情况，当产量下降，判断是井孔地层堵塞，则需进行修井等井下作业。在油井投入生产后，油井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况，这会导致有些生产工具无法通过套管下入气井内，从而导致油井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业。在修井作业中需要利用钻具对套管进行磨铣，以解除套管堵塞，从而保证生产工具能够通过套管下入油井内。

油气开采及集输过程中废气污染源主要为井场无组织废气(G_1)；噪声污染源主要为采油树、压缩机、泵类等设备运行产生的噪声(N_1)，采取基础减振的降噪措施。固体废物主要为采油井场阀门、法兰等原油渗漏及井下作业原油溅溢产生油泥(砂)(S_1)，属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。

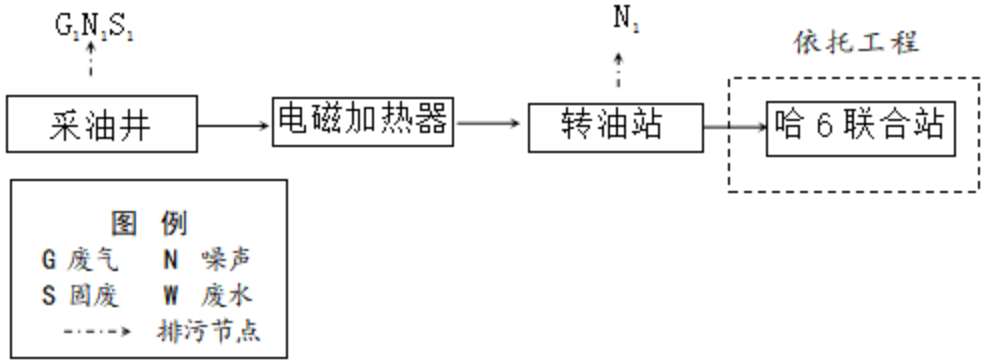

图3.3-17　油气开采及集输工艺流程图

(2)注水工艺

项目利用现有老井进行注水，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。项目注水水源为经哈 6 联合站或热普转油站采出水处理单元处理的回注水，低压管输至各配水阀组，再经配水阀组引接至各老井井口，经注水泵撬加压后由井口注入油气层。

注水过程中噪声污染源主要为注水泵撬等设备产生的设备运行噪声(N_2)，采取基础减振的降噪措施。

(3)注气工艺

注气井采用第三方撬装注气设备。由制氮机撬生产的氮气，经注气压缩机加压后由井口回注。氮气纯度要求≥99%，单井注气量 40000m³/d。

原料空气经空压机压缩后进入空气储罐，再经过左进气阀进入左吸附塔。同

时吸附塔进行加压吸附，由于空气的动力学效应，氧在碳分子筛微孔中扩散速率远大于氮，压缩空气中的氧被碳分子筛优先吸附，未被吸附的氮气则穿过吸附床进入氮气储罐，形成成品氮气。吸附过程结束后，左吸附塔与右吸附塔通过均压阀连通，使两塔压力达到均衡。均压结束后，压缩空气又经过右进气阀，进入右吸附塔，重复上述吸附过程，同时左吸附塔中被分子筛吸附的氧气通过左排空阀解压释放至大气当中，吸附饱和的分子筛从而得到再生。

工程运营期噪声污染源主要为制氮机撬及压缩机产生的设备运行噪声（N_2），采取基础减振的降噪措施。

3.3.5.3 闭井期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

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建筑垃圾等，废弃建筑垃圾等收集后统一清运至哈拉哈塘固废填埋场填埋处置。

3.3.7 施工期污染源及其防治措施

施工期建设内容主要包括钻井工程，管线敷设及油田内部道路建设，井场建设及转油站扩建等。

3.3.7.1 钻井工程

钻井阶段排放的主要污染物为：钻井岩屑、废弃钻井泥浆及钻井废水、钻井噪声、井队工作人员的生活污水和生活垃圾等，污染物的排放仅发生在钻井期内，作业一旦结束，污染物的排放即告结束。

(1)废气

本项目施工过程中废气包括放喷废气、施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。

①放喷废气

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

测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低毒性气体的毒性。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为 1～2d。

②施工扬尘

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

③车辆尾气和焊接烟气

在油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；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

(2)废水

①钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有悬浮物、COD、石油类等，根据目前油气田钻井实际情况，单座井场产生的钻井废水约为100m³，本工程新钻63口单井，产生的钻井废水约为6300m³。

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。

②酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行射孔和酸压完井。在射孔和酸压过程中由于井筒压力小于地层压力，所以酸化压裂废水基本由管道排出。单井排放的酸化压裂废水为60～100m³，平均80m³。本工程新钻63口单井，产生的酸化压裂废水约为5040m³。

酸化压裂结束后，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。

③生活污水

本工程新部署钻井63口，其中直井施工天数92d，定向井施工天数105d，水平井施工天数118d，老井侧钻施工天数70d，钻井人数一般为60人，按每人每天用水量100L计算，则生活用水量为36924m³，生活污水产生量按用水量的80%计算则总产生量为29539m³。生活污水中主要污染物为COD、BOD_5、NH_3-N、SS等；类比区域内周边油田现状，生活污水中主要污染物浓度COD为400mg/L、BOD_5为200mg/L、NH_3-N为25mg/L、SS为220mg/L；各污染物的产量COD为11.816t、BOD_5为5.91t、NH_3-N为0.738t、SS为6.50t。

钻井工程在施工营地旁设置防渗的生活污水池暂存,定期拉运至哈6联合站生活污水处理装置处理。

(3)噪声

钻井过程中的噪声源主要是钻机、泥浆泵等设备运转时产生的噪声。根据调查并类比可知，钻井过程中主要产噪设备柴油发电机、钻机噪声源强在100～110dB(A)、泥浆泵噪声源强在95～105dB(A)、射孔机和压裂泵车噪声源强在100～110dB(A)。

(4)固体废物

钻井过程中产生的固体废弃物主要是钻井泥浆、岩屑和生活垃圾。

①钻井泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用或钻井完井后弃置泥浆池内的泥浆，钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，

其产生量可按以下经验公式计算：

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

式中：V——废弃钻井泥浆产生量，m³；

D——井眼的平均直径，新井取平均值 0.24m，侧钻井取平均值 0.15m；

h——井深，新井取平均值 7138m、侧钻井取 296m。

本项目钻井过程中新井一开和二开上部（4500m以上）采用水基膨润土泥浆，二开下部及三开（4500m以下）均采用水基磺化泥浆；侧钻井均采用水基磺化泥浆。由以上经验公式计算可得，新井单井产生的废弃泥浆量约为 579m³，其中水基膨润土泥浆约 344m³，水基磺化泥浆约 235m³；侧钻井单井产生的废弃泥浆量约为 93m³。本工程新钻井 49 口，老井侧钻 14 口，总废弃泥浆产生量为 29673m³，其中废水基膨润土泥浆 16856m³，废水基磺化泥浆 12817m³。

膨润土废弃泥浆采用收集池收集就地干化，用于修通井道路、铺垫井场；聚磺钻井液体系废弃泥浆拉运至哈拉哈塘油田钻试修环保站妥善处理。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石井钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面井振动筛分离出来，送入井场内泥浆池中。

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m³；

D——井眼的平均直径，新井取平均值 0.24m，侧钻井取平均值 0.15m；

h——井深，新井取平均值7138m、侧钻井取 296m。

利用上述公式计算出每口新井钻井期内产生的岩屑量最大为 322m³，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑 203m³，水基磺化泥浆钻井岩屑 119m³；每口侧钻井产生的水基磺化泥浆钻井岩屑 5m³。本工程新钻井 49 口，老井侧钻 14 口，总岩屑产生量为 15778m³，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑 9947m³，水基磺化泥浆钻井岩屑 5831m³。

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，

钻井分阶段结束后，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，利用气候干燥的环境自然蒸发干化后用于修建井场道路、垫高井场等综合利用或填埋。磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后暂存于磺化泥浆池，拉运至哈拉哈塘油田钻试修环保站处理。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、运输管理工作，不会对环境产生明显污染影响。

③废润滑油

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，本工程新部署钻井63口，废润滑油量产生量为25.2t，废润滑油由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

④烧碱废包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，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，本工程新部署钻井63口，烧碱废包装袋产生量为6.3t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑤生活垃圾

本工程新部署钻井 63 口，其中直井施工天数 92d，定向井施工天数 105d，水平井施工天数 118d，老井侧钻施工天数 70d，单井施工人数约 60 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个钻井过程生活垃圾产生量共计 184.62t。在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置。

综上所述，本开发调整方案钻井期各种污染物产生和排放情况见表3.3-19。

表3.3-19　**本工程钻井期各种污染物产生和排放情况一览表**

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
废水	钻井废水	悬浮物、COD、石油类等	—	6300m³	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	0	不外排
	酸化压裂废水	酸液	—	5040m³	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	0	不外排

续表3.3-19　**本工程钻井期各种污染物产生和排放情况一览表**

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
废水	生活污水	水量	—	29539m³	钻井工程在施工营地旁设置防渗的生活污水池暂存，定期拉运至哈6联合站生活污水处理装置处理	0	不外排
		COD	400mg/L	11.816t		0	
		BOD_5	200mg/L	5.91t		0	
		NH_3-N	25mg/L	0.738t		0	
		SS	220mg/L	6.50t		0	
固体废物	废膨润土泥浆	—	—	16856m³	采用收集池收集就地干化，用于修通井道路、铺垫井场	0	不外排
	废磺化泥浆	—	—	12817m³	集中收集后拉运至哈拉哈塘油田钻试修环保站妥善处理	0	不外排
	膨润土泥浆钻井岩屑	—	—	9947m³	在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，其中泥浆进入泥浆罐循环使用，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，干化后就地填埋	0	不外排
	磺化泥浆钻井岩屑	—	—	5831m³	在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，聚磺体系泥浆进入泥浆罐循环使用，由钻井队负责运至下一井场钻井使用；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	0	不外排
	废润滑油	—	—	25.2	收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置	0	不外排
	烧碱废包装袋	—	—	6.3		0	不外排
	生活垃圾	—	—	184.62t	井场和生活营地设置垃圾桶，定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场	0	不外排
噪声	钻机	—	—	100dB(A)	合理安排施工时间，利用距离衰减	90dB(A)	声环境
	柴油发电机	—	—	105dB(A)		95dB(A)	
	泥浆泵	—	—	105dB(A)		95dB(A)	
	压裂泵车	—	—	100dB(A)		90dB(A)	
	射孔机	—	—	100dB(A)		90dB(A)	

3.3.7.2 地面工程建设

地面工程建设主要分为三类，第一是井场建设及场站改建，第二是集输管线建设，第三是道路建设。施工期污染源及环境影响减缓措施情况见表3.3-20。

表3.3-20 **场站、管线及道路施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表**

工程	项目	污染源	排放方式	主要污染物	环境影响减缓措施	排放去向
井场及场站	废气	车辆行驶、土方施工扬尘	间断	粉尘	车辆低速行驶、车况良好、燃烧合格油品；场地大风天气适当洒水抑尘	环境空气
		施工机械、运输车辆尾气	间断	SO_2、NO_2、C_nH_m	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
	废水	施工人员生活污水	间断	COD、BOD_5、NH_3-N、SS	设置防渗的生活污水池暂存，定期拉运至哈6联合站生活污水处理装置处理	不外排自然地表水体
	固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	收集后定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋	妥善处置
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	间断	噪声	优先选用低噪声施工机械和设备；距离声环境敏感点较近的需采取基础减振、隔声降噪等综合措施	声环境
	生态	占用土地	永久	土地利用	永久占地改变土地利用类型	生态影响最小化
管道工程	废气	施工扬尘	间断	粉尘	场地大风天气适当洒水抑尘	环境空气
		施工机械、运输车辆尾气	间断	SO_2、NO_2、C_nH_m	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
	废水	施工人员生活污水	间断	COD、BOD_5、NH_3-N、SS	设置防渗的生活污水池暂存，定期拉运至哈6联合站生活污水处理装置处理	不外排自然地表水体
		试压废水	间断	SS	洒水抑尘	不外排自然地表水体
	固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋	妥善处置
		施工废料	间断	废弃混凝土等	部分回收利用，剩余收集后哈拉哈塘固废填埋场填埋处置	综合利用或妥善处置
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	间断	噪声	优先选用低噪声施工机械和设备；采取噪声防治措施，如基础减振、噪声源远离声环境敏感点布置、优化施工时间	声环境
	生态	占用土地、破坏植被	临时	土地利用植被	严格控制施工作业宽度；选线尽避开植被密集区	生态影响最小化

续表3.3-20　场站、管线及道路施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

工程	项目	污染源		排放方式	主要污染物	环境影响减缓措施	排放去向
道路工程		废气	车辆行驶、地面开挖施工扬尘	间断	粉尘	车辆低速行驶、车况良好、燃烧合格油品；场地大风天气适当洒水抑尘	环境空气
			施工机械、运输车辆尾气	间断	SO_2、NO_2、C_mH_n	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
		废水	施工人员生活污水	间断	COD、BOD_5、NH_3-N、SS	设置防渗的生活污水池暂存，定期拉运至哈6联合站生活污水处理装置处理	不外排自然地表水体
		固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋	妥善处置
			弃土弃渣	间断	废土石	作为区域土地平整土方来源或井场垫方加以利用	妥善处置
		噪声	施工机械、运输车辆噪声	间断	噪声	优先选用低噪声施工机械和设备；采取噪声防治措施，如基础减振、噪声源远离声环境敏感点布置、优化施工时间	声环境
		生态	占用土地、破坏植被	永久	土地利用植被	充分利用油田勘探阶段形成的土路，严格控制施工作业宽度；选线尽避开植被密集区	生态影响最小化

3.3.8 营运期污染源及其防治措施

3.3.8.1 废气污染源及其治理措施

本项目废气污染源主要为井场无组织挥发废气，主要污染物为非甲烷总烃、硫化氢。本项目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、接头及阀门的密封性，且项目采用密闭集输工艺，本项目实施后废气污染源及其治理措施见表3.3-21。

表3.3-21　本项目废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度（mg/m^3）	治理措施	废气量（m^3/h）	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	有效工作时间	年排放量（t/a）
1	井场无组织废气（HA13-15X井为代表）	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭输送	--	--	0.0057 0.00034	8760	0.050×63 0.003×63

注：*由于本工程共新建63座采油井场，本次以HA13-15X井场为代表对井场无组织排放量进行核算，故以单座井场排放量乘以63，核算63座井场的废气排放量。

经过核算，本项目井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为0.0057kg/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，井场无组织非甲烷总烃年排放量为0.05t/a，硫化氢年排放量为0.003t/a。本项目63口单井井场无组织非甲烷总烃年排放量共计3.15t/a、硫化氢排放量共计0.189t/a。

3.3.8.2 废水污染源及其治理措施

本项目运营期废水主要包括采出水和井下作业废水。

（1）采出水

本工程新增原油产量约27×10⁴t，根据哈拉哈塘油田油气特性，含水率为40%，则新增采出水为10.8×10⁴t/a，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。

（2）井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水以及设备检修清洗废水。根据《关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告》（环保部公告2021年第16号）中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中产排污系数,计算井下作业废水的产生量。

表 3.3-24　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

污染物类别	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数
废水	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井	76.0
				化学需氧量	克/井	104525
				石油类	克/井	17645
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井	27.13
				化学需氧量	克/井	34679
				石油类	克/井	6122

哈拉哈塘油田属于超深复杂缝洞型碳酸盐岩油藏，根据上表计算井下作业废水产生量为 76.0t/井次，化学需氧量产生量为 104525g/井次，石油类产生量为 17645g/井次。按井下作业每 4 年 1 次计算，则单座井场每年产生井下作业废水 19t、化学需氧量 26.1kg、石油类 4.4kg，则本项目 63 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 1197t/a、1.64t/a、0.28t/a。井下作业废水以及设备检修清洗废水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。

废水污染源及其治理措施表 3.3-25。

表 3.3-25　废水污染源及其治理措施一览表

类别	序号	污染源	产生量	排放量（t/a）	主要污染物	污染物浓度（mg/L）	产生特点	治理措施
废水	W_1	采出水	10.8×10^4 t/a	0	石油类 SS	100 500	连续	送至哈 6 联合站或热普转油站处理达到《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
废水	W_2	井下作业废水	1197t/a	0	石油类 SS COD	234 500 1370	间歇	送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理

本项目采出水随采出液一起进入哈 6 联合站或热普转油站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》SY/T5329-2012)标准后回注油气层，井下作业废水送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

3.3.8.3 噪声污染源及其治理措施

本项目实施后，各噪声污染源治理措施情况见表3.3-26。

表 3.3-26 **噪声污染源及其治理措施一览表**

序号	站场	噪声源名称	数量/(台/套)	源强(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))
1	单座采油井场	采油树	1	85	基础减振	15
2	单座注水井场	注水泵撬	1	90	基础减振	15
3	单座注气井场	压缩机	2	90	基础减振	15
		制氮机	1	85	基础减振	15
4	哈601转油站	离心泵	1	90	基础减振	15
5	热普转油站	事故泵	1	90	基础减振	15

油田生产阶段，噪声源主要集中在各场站，噪声源为各类机泵、压缩机等。噪声源强在85～90dB(A)，常用设备如压缩机、各种机泵类采取基础减振的措施，降噪效果可到15dB(A)。

3.3.8.4 固体废物及其治理措施

本项目实施后，固体废物主要为油泥(砂)。根据《国家危险废物名录(2021年版)》，油泥(砂)属于危险固体废物，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。危险废物处理处置情况见表 3.3-27。

表 3.3-27 **本项目危险废物产生、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
油泥(砂)	HW08	071-001-08	6.3	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

3.3.9 闭井期污染源及其防治措施

闭井主要是环境功能恢复时期，本节对闭井期环境保护措施进行介绍。

3.3.9.1 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，要求闭井期作业时，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。

3.3.9.2 闭井期水环境污染防治措施

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，首先进行井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

3.3.9.3 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。

3.3.9.4 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管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送哈拉哈塘固废填埋场妥善处理。

(2)对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3)运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

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

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

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

(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。

3.3.10 非正常排放

本项目非正常排放主要包括井口压力过高时的放喷和集输管线刺漏等情况。

本项目油气集输过程中，若井口压力过高，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。

表 3.3-28 **非正常排放情况一览表**

项目	持续时间(min)	污染物排放速率(kg/h)	
放喷口	10	非甲烷总烃	0.1
		硫化氢	0.001

本项目集输管线刺漏时，采出液从刺漏处泄漏，会对周边土壤造成一定的污染。刺漏处修复后，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。

3.3.11 清洁生产分析

3.3.11.1 清洁生产技术和措施分析

3.3.11.1.1 钻井工艺清洁生产工艺

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

(2)作业井场采用泥浆循环系统；钻井废水循环回收罐等环保设施，工业废水回用率达到 90%以上，钻井液循环率达到 95%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。具体做法为：

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

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

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

④开钻前对井场应急池等做防渗漏处理。

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

(3)采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

(4)设置井控装置(防喷器等)，防止井喷事故对环境造成污染影响。

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

(6)井场设有应急池，为防渗设计，用于事故等非正常工况下泥浆的存放。

(7)钻井新鲜水使用量低于国家要求的清洁生产标准

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

3.3.11.1.2 运行期清洁生产工艺

(1)集输及处理清洁生产工艺

①本项目所在区块具备完善的油气集输管网，井场采出液经集输管线输送至转油站，最终进入哈 6 联合站集中处理，全过程密闭集输，降低损耗，减少烃类物质的挥发量。

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

③井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的散落原油和废液采用循环作业罐(车)收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止原油落地。

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

(2)节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

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

④采用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失；

⑤采用自动化管理，提高了管理水平。

(3)建立有效的环境管理制度

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

表 3.3-29　　采油作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目	
						实际值	得分
(1)资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 天然气	30	天然气：≤50	22	30
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	30	5
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
(3)污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	—	0
		COD	mg/L	5	乙类区≤150	150	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5

定性指标					
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本项目得分
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量		5	5
		采油	套管气回收装置	10	10
			防止落地原油产生措施	10	10
		采油方式	采油方式经过综合评价确定	10	10
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	10

续表 3.3-29　　**采油作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值**

定性指标				
一级指标	指标分值	二级指标	指标分值	本项目得分
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证	10	5
		开展清洁生产审核并通过验收	20	20
		制定节能减排工作计划	5	5
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况	5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	5

由表 3.3-29 计算得出：本项目采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 94 分，达到 P≥90，属于清洁生产先进企业。

3.3.11.3 清洁生产结论

根据综合分析和类比已开发区块，本项目严格执行各类环境保护、节能降耗措施后，整体可达到清洁生产先进企业水平。

3.3.12 三本账

本工程“三本账”的情况见表 3.3-30。

表 3.3-30 **本工程“三本账”的情况一览表** 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有工程排放量	0.087	0.098	1.747	5.45	0.323	0	0
本工程新增排放量	0	0	0	3.15	0.189	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0
本工程实施后排放量	0.087	0.098	1.747	8.600	0.512	0	0
本工程实施后增减量	0	0	0	+3.15	+0.189	0	0

3.3.13 污染物总量控制分析

3.3.13.1 总量控制因子

根据国家“十四五”总量控制水平，考虑本工程的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：VOCs。

废水污染物：COD、NH_3-N。

3.3.13.2 本工程污染物排放总量

本项目在正常运行期间，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，处理后进行回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。本项目无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)，挥发性有机物(VOCs)是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本标准采用非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制项目。根据计算，项目运营期 VOCs(即非甲烷总烃)排放量估算为 3.15t/a。

综上所述，本项目总量控制指标为：VOCs 3.15t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。

3.3.13.3 污染物总量分析

项目污染物总量指标见表 3.3-31。

表 3.3-31 项目污染物总量指标一览表

类别	污染物名称	项目排放量(t/a)
废气	VOCs	3.15
废水	COD	0
	NH_3-N	0

3.4 依托工程

3.4.1 哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站

3.4.1.1 哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站概况

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县东北部，分南北两个站址，其中北站址为污水处理环保站，设施的中心坐标为北纬 41° 16′ 4.16″，东经 83° 5′ 22.07″；南站址为固废处理环保站，设施的中心坐标为北纬 41° 10′ 50.31″，东经 83° 5′ 22.07″。哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站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。哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站于 2016 年 11 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2016]1626 号)，并于 2020 年 5 月 4 日塔里木油田分公司通过自主验收。

3.4.1.2 钻井聚磺体系泥浆钻井岩屑处理处理工艺

采用高温氧化处理技术对钻井聚磺体系泥浆钻井岩屑进行无害化处置，即通过高温氧化窑内的高温环境(850℃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/T 3997-2017)中控制指标要求。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。具体流程见图 3.4-1。

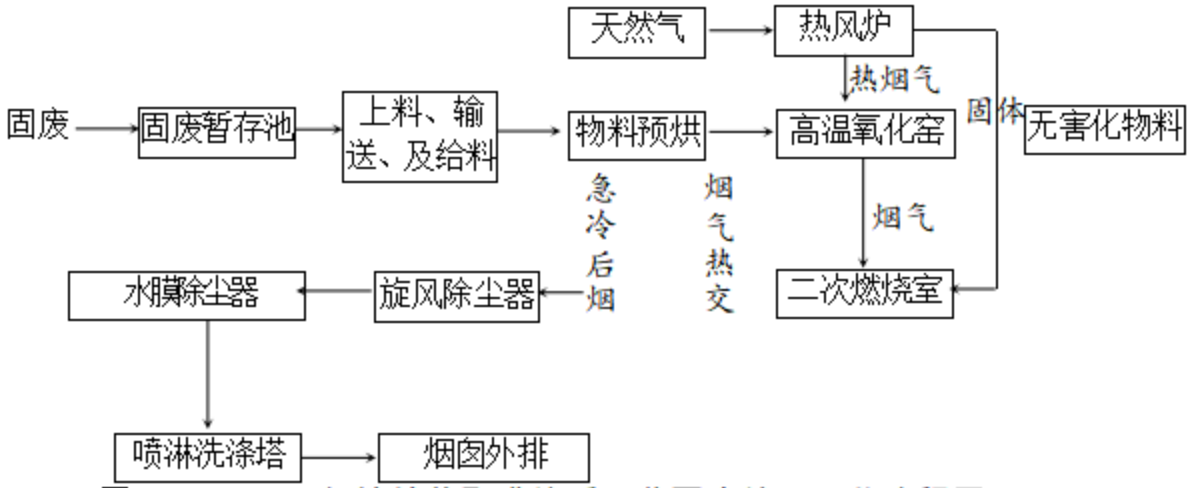

图 3.4-1　环保站钻井聚磺体系泥浆固废处理工艺流程图

3.4.1.3 钻试修废水处理工艺

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。

3.4.1.4 依托可行性

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷见表 3.4-1。

表 3.4-1　哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷统计表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本项目需处理量	依托可行性
1	废磺化泥浆及钻井岩屑	150m³/d	120m³/d	80%	30m³/d	8.7m³/d	可依托
2	压裂废水	300m³/d	236	78.7%	64m³/d	3.3m³/d	可依托

综上可知，哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站可以满足本项目废磺化泥浆及钻井岩屑、压裂废水处理要求，依托哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理可行。随着区块开发的实施，新开钻井数量有可能集中出现，有可能出现钻试修废物处理压力，根据目前掌握的资料，哈拉哈塘油田周边现有塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站、沙雅县新油能源环保科技有限公司磺化泥浆环保处理站等多家钻试修废弃物处理站，可以满足区域废磺化泥浆及钻井岩屑、压

裂废水处理需求。

3.4.2 哈6联合站

3.4.2.1 哈 6 联合站概况

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 H_2S 后，管道外输至轮一联。原油脱水采用稠稀油分质脱水工艺。稀油脱水采用二段热化学沉降脱水工艺，稠油脱水采用二级大罐沉降脱水工艺。油田伴生气经脱除 H_2S、脱水和脱烃达到商品气条件后，外输至英东线并最终进入西气东输管道。由于哈 6 区原油、伴生气中的 H_2S 含量高，伴生气考虑就地在哈 6 联进行脱硫处理。脱硫后的天然气采用采用加乙二醇防冻剂丙烷制冷工艺进一步脱水、脱烃后增压后进入外输气管道至东河天然气处理站。哈 6 联合站于 2011 年 11 月 18 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环评价函[2011]1049 号)，并于 2017 年 10 月 01 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收(新环函[2017]1548 号)。

哈 6 联合站平面布局见图 3.4-2。总体集输工艺见图 3.4-3，原油脱水、脱硫工艺原理流程见图 3.4-4。

图 3.4-2　哈 6 联合站平面布局图

图 3.4-3　哈 6 区油气集输处理总工艺流程图

图 3.4-4　　哈 6 联原油脱水、脱硫工艺原理流程图

3.4.2.2 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，并由原油一一导热油换热器换热至 65℃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。

3.4.2.3 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℃)，经原料气压缩机增压至 3.95MPa，经空冷器冷却至 50℃，再与外输气换热冷却至 3.9MPa、40℃，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，经外输气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℃)，经原料气预冷器冷却至 50℃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，气相井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 H_2S 和 CO_2。

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℃)，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 H_2S 及部分 CO_2 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℃)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℃)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，避免大量的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。真空带式过滤机停止运行时，硫磺泵把硫磺浆从吸收氧化塔锤形底部抽出，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。

3.4.2.4 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，脱乙烷塔只有提馏段，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 $2.2\times10^4Nm^3/d$ 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。

3.4.2.5 污水处理站工艺流程

生产废水和采出水首先进入接收水罐，经升压泵提升后进入压力除油器，出水直接进入双层滤料过滤器，滤后水进入滤后水罐，由回注水泵吸水进行回注，含油污水处理流程见图 3.1-5。

图 3.4-5　　**含油污水处理流程图**

3.4.2.6 依托可行性

哈 6 联合站运行负荷见表 3.4-2。

表 3.4-2　　哈 6 联合站运行负荷统计表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本项目需处理量	依托可行性
1	天然气 $10^4m^3/d$	45	27	66.7%	18	13.95	可依托
2	原油 $10^4t/a$	100	58	58%	42	27	可依托
3	采出水 m^3/d	3000	1246	41.5%	1754	252	可依托

由上表可知，因此哈6联合站处理能力可满足本工程生产需求。

3.4.3 沙雅县生活垃圾填埋场

(1)基本情况

沙雅县生活垃圾填埋场位于沙雅县城南部，距离县城约 7km 依托堡镇西北面，海楼乡阿克拜勒村西南约 2km 的盐碱地带。沙雅县生活垃圾填埋场 2009 年 8 月开工建设，2010 年 9 月 27 日建成并投入运营，采用卫生填埋处理工艺，2018 年 4 月通过竣工环保验收。沙雅县生活垃圾填埋场主体工程包括卫生填埋场、道路系统、渗滤液收集系统、地下水监测井、管理站等。

(2)依托可行性

本项目施工期钻井队的生活垃圾依托沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置，设计总库容约 135 万 m^3，实际有效库容为 108 万 m^3，目前已使用库容 32 万 m^3，富余库容为 76 万 m^3。本项目施工期钻井队的生活垃圾产生量为 184.62t，统一收集至沙雅县生活垃圾填埋场填埋是可行的。

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

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。

哈拉哈塘油田塔河北区块位于阿克苏地区沙雅县和库车市境内，主要涉及沙雅县古力巴克乡、托依堡勒迪镇、塔里木乡和盖孜库木乡，库车市哈尼喀塔木乡、墩阔坦镇。哈拉哈塘油田塔河北面积 2172km²。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，本工程 JY201-H4 井东距英依干其村 181m、XK6-5X 井北距吉格代托喀依村 187m、RP14-3X 井北距吉如其阔坦村 186m。库车-哈尼喀塔木乡-塔里木乡公路横穿工区，区域交通方便，油田主干公路已到达哈拉哈塘油田各转油站，并有井场道路与油区连接。本工程地理位置见图 4.1-1，周边关系见图 4.1-2。

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

项目地理位置图

图 4.1-1

图 4.1-2　　项目周边关系图

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冲积、洪积和风积层，均为巨厚的松散堆积物。库车河冲洪积扇中下部，其北侧即为沿山前砾质平原隆起，东西向分布的亚肯背斜西部倾斜末端。库车市北部的天山山脉，东西走向，海拔 1400～4550m，后山呈高山地貌，海拔 4000m 以上为积雪带，为库车平原提供着水源；前山区海拔在 1400～2500m 之间，为风化作用强烈的低山带；低山带前局部有剥蚀残丘，海拔高程在 1300m 左右；低山带以南为山前洪积扇带和平原带。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 地质条件

塔河北区块作为轮南低凸起的一部分，整体是在前震旦变质基底上形成的长期发育的巨型古隆起，发育震旦系至泥盆系海相沉积地层、石炭系至二叠系海陆交互相沉积地层和三叠系至第四系陆相沉积地层。

塔河北区块各井钻遇地层基本一致，自上而下为新生界第四系，新近系库车组、康村组、吉迪克组，古近系，中生界白垩系、侏罗系、三叠系，古生界二叠系、石炭系、泥盆系、志留系、奥陶系。北部潜山区奥陶系与上覆志留系

不整合接触，缺失奥陶系上统部分地层。根据钻井地层划分对比，塔河北区块奥陶系可细分为上统桑塔木组、良里塔格组及吐木休克组，中统一间房组，中-下统鹰山组。上奥陶统桑塔木组、良里塔格组、吐木休克组整体由南向北依次剥蚀尖灭，最北部为志留系柯坪塔格组覆盖于奥陶系一间房组潜山之上。本区桑塔木组尖灭线以南良里塔格组、吐木休克组、一间房组、鹰山组鹰1段地层可对比性强，厚度基本稳定。塔河北区块地层情况见表4.1-1。

表4.1-1　　塔河北区块地层简表(厚度参考哈6井)

地层					地层代号 接触关系	厚度 (m)	岩性特征
界	系	统	组(群)	段			
新生界	第四系				Q	150	粘土、散沙、沙质粘土，未成岩
	新近系		库车组		N_2k	2680	砂质泥岩，膏质泥岩、粉砂岩，细砂岩，泥岩，砂砾岩
			康村组		$N_{1-2}k$	424	
			吉迪克组		N_1j	350	
	古近系		苏维依组		$E_{2-3}s$	174	
中界	白垩系	下统			K	1059	细砂岩，粉砂岩，砂砾岩，泥岩
	侏罗系	下统			J	106	粉砂岩，泥岩，煤层
	三叠系				T	516	泥岩，粉砂岩，砂砾岩，细砂岩
古生界	二叠系	下统			P	317	凝灰岩、玄武岩、泥岩、粉、细砂岩
	石炭系				C	197.5	砂岩、泥岩、砂砾岩、泥晶灰岩
	泥盆系	下统			D	210	大套细砂岩为主
	志留系	下统			S	298.0	粉-细砂岩、细砂岩、泥岩
	奥陶系	上统	桑塔木组		O_3s	93	灰质泥岩与含泥灰岩互层
			良里塔格组	瘤状灰岩段	O_3l	92	灰岩、瘤状灰岩、藻粘结岩
			吐木休克组	泥灰岩段	O_3t	34	褐灰、褐色泥晶灰岩、含泥灰岩互层
		中统	一间房组		O_2y	39	砂砾屑灰岩、瓶筐石生物灰岩、鲕粒灰岩
		中统	鹰山组	鹰1段	$O_{1-2}y^1$	234	泥晶灰岩、砂屑灰岩、砂砾屑灰岩
				鹰2段	$O_{1-2}y^2$	195	
				鹰3段	$O_{1-2}y^3$	175	
				鹰4段	$O_{1-2}y^4$	131▼	

4.1.4 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，东西场 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。

4.1.5 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，流径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 69.5m³/s，多年平均径流量为 21.9 亿 m³，实测最大洪水流量 1840m³/s，最小流量 14.43m³/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 4.39kg/m³，洪水期最大含沙量 132kg/m³。渭干河在哈拉哈塘塔河北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 1000m³/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，并且还在不断冲宽刷深。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 15182×10⁴m³。

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 2.4km(JY1-7X 井南距塔里木河 2.4km)，距渭干河最近 9.2km(XK6-5X 井西北距渭干河 9.2km)，距离英达里亚河最近 220m(QIGU1-2X 井西南距英达里亚河 220m)。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。

图 4.1-3　　项目周边地表水系图

4.1.6 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℃	7	年平均降水量	76.1m
2	年极端最高气温	41.6℃	8	年最大冻土深度	120cm
3	年极端最低气温	-28.7℃	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℃	8	多年平均风速	2.0m/s
2	极端最高气温	41.5℃	9	10m 高最大风速	19.7m/s
3	极端最低气温	-27.4℃	10	年最大降雨量	128.1mm
4	月平均最高气温(7 月)	32.9℃	11	日最大降雨量	37.5mm
5	月平均最低气温(1 月)	-18.0℃	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%	-	-	-

4.1.7 土壤

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，常见的有柽柳、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 环境敏感区调查

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根据调研，井场周边的环境敏感区主要包括生态保护红线区、水土流失重点治理区和预防区、塔里木河上游湿地自然保护区。

4.2.1 生态保护红线

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

本项目距离生态保护红线(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 500m，不在红线内。

4.2.2 水土流失重点治理区和预防区

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

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《关于印发新疆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。

所在区域的水土保持基础功能类型是水源涵养、农田防护、防风固沙与防

灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护、水源涵养，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河源流阿克苏河中高山区的水源涵养区天然林草进行封禁保护，塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

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。

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。

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。

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。

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。

本项目类型属于油气开采项目，项目以施工期为主，具有临时性、短暂性特点，施工期井场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险；对项目区域进行定时洒水抑尘；设置限行彩条旗，严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动；采取了完善的防沙治沙及水土保持措施。施工结束后，井场恢复和管沟回填，不会对区域的水土保持基础功能类型造成影响。

4.2.3 塔里木河上游湿地自然保护区

塔里木河上游湿地自然保护区位于新疆阿克苏地区沙雅县，始建于 2004 年 10 月，2013 年 6 月新疆维吾尔自治区人民政府以《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》(新政函[2013]110 号)文件批准该自然保护区升级为自治区级湿地自然保护区，由沙雅县林业局负责管理。

塔里木河上游湿地自然保护区典型干旱荒漠隐域性湿地，是新疆内陆干旱区塔里木河流域集河流湿地、湖泊湿地、沼泽湿地的人工湿地于一体的典型的、永久性湿地。其建设内容主要包括塔里木河上游鸟类、鱼类、有蹄类野生动物、生物多样性等保护小区。是集生态保护、生态重建、科研监测、宣传教育、生态旅游等可持续利用为一体的资源管理保护区。新疆塔里木河上游湿地自然保护区属于大型湿地自然保护区，保护区东西长约 161.1km，南北宽约 52.5km，总面积 256840.0hm²，其中核心区 71586.0hm²，缓冲区 135868.0hm²，实验区 49386.0hm²。行政上跨越沙雅县一牧场、二牧场、英买里乡、海楼乡、托依堡乡和塔里木乡。

本工程南距塔里木河上游湿地自然保护区最近为 500m,位于塔里木河上游湿地自然保护区之外。

4.3 环境质量现状监测与评价

项目监测点位布置图

图 4.3-1

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（μg/m³）	二级标准（μg/m³）	现状浓度（μg/m³）	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小时滑动平均第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$PM_{2.5}$、PM_{10}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

4.3.1.2.1 二类区

(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(km)	监测因子
				1小时平均浓度
1	哈6联合站(公寓)	*	*	非甲烷总烃、H_2S
2	阿克协海尔村	*	*	
3	阿热买力村	*	*	
4	西乡村	*	*	
5	新垦农场七队	*	*	
6	下库尔达西村	*	*	
7	一农场	*	*	
8	四农场	*	*	
9	沙雅县塔里木乡	*	*	

(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、H_2S 1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方法及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	H_2S	《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	mg/m^3	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 H_2S、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/m³)。

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/m³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 10μg/m³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/m³)	监测浓度范围(mg/m³)	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
哈 6 联合站(公寓)	H_2S	1 小时	0.01	＜0.005～0.005	50	0	达标
	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.22～1.02	51	0	达标
阿克协海尔村	H_2S	1 小时	0.01	＜0.005～0.005	50	0	达标
	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.15～0.66	33	0	达标
阿热买村	H_2S	1 小时	0.01	＜0.005～0.005	50	0	达标
	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.15～0.56	28	0	达标
西乡村	H_2S	1 小时	0.01	＜0.005～0.005	50	0	达标
	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.17～0.59	29.5	0	达标

续表 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/m³）	监测浓度范围（mg/m³）	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
新垦农场七队	H_2S	1小时	0.01	＜0.005～0.005	50	0	达标
	非甲烷总烃	1小时	2.0	0.07～0.60	30	0	达标
下库尔达西村	H_2S	1小时	0.01	＜0.005～0.005	50	0	达标
	非甲烷总烃	1小时	2.0	0.11～0.48	24	0	达标
一农场	H_2S	1小时	0.01	＜0.005～0.005	50	0	达标
	非甲烷总烃	1小时	2.0	0.12～0.56	28	0	达标
四农场	H_2S	1小时	0.01	＜0.005～0.005	50	0	达标
	非甲烷总烃	1小时	2.0	0.15～0.60	30	0	达标
沙雅县塔里木乡	H_2S	1小时	0.01	＜0.005～0.005	50	0	达标
	非甲烷总烃	1小时	2.0	0.09～0.45	22.5	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/m³的标准。

4.3.1.2.2 一类区

(1)监测点基本信息

为说明项目周边一类区环境质量现状，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《哈拉哈塘油田金跃区块开发调整方案环境影响报告书》中环境空气质量现状监测数据，其地形地貌、气候条件与评价范围内相近，符合HJ664规定，其监测数据可在一定程度上反映一类区的环境空气质量现状。监测点位基本信息见表4.3-5，具体监测点位置见图4.3-1。

表 4.3-5　　监测点位基本信息一览表

序号	监测点名称	坐标	方位/距离(km)	监测因子
				1 小时平均浓度
1	JY1-H6 井占地范围内	*	RP3012-4 井场东南 2km，南距塔里木河湿地保护区 0.8km	非甲烷总烃、H_2S
2	已建 JY1-1 阀室	*	JY1-7X 井场西南 6.9km，北距塔里木河湿地保护区 2.0km	
3	JY1-H11 占地范围内	*	JY1-7X 井场西南 6.0km，北距塔里木河湿地保护区 0.8km	

(2)监测时间及频率

监测时间为 2021 年 6 月 28 日～7 月 4 日，监测 7 天。非甲烷总烃、H_2S 1 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 4.3-6。

表 4.3-6　　环境空气各监测因子分析方法及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	H_2S	《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	mg/m^3	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 H_2S、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/m³)。

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/m³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 10μg/m³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 4.3-7。

表 4.3-7 **一类区其他污染物环境空气质量现状评价结果一览表**

点位名称	污染物	平均时段	评价标准(mg/m³)	监测浓度范围(mg/m³)	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
JY1-H6 井占地范围内	H_2S	1 小时	0.01	＜0.005	—	0	达标
	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.22～1.67	83.5	0	达标
已建 JY1-1 阀室	H_2S	1 小时	0.01	＜0.005	—	0	达标
	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.44～1.10	50	0	达标
JY1-H11 占地范围内	H_2S	1 小时	0.01	＜0.005	—	0	达标
	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.44～0.87	43.5	0	达标

综上，环境质量现状监测结果表明，监测期间评价区域一类区环境空气中 H_2S 1 小时平均浓度均满足《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。

4.3.2 地表水环境现状监测

塔里木河为国控河流，根据阿克苏地区生态环境局发布的 2020 年 1～12 月阿克苏水环境质量状况，塔里木河设置 3 个监测断面(阿拉尔、十四团、沙雅)，其中塔里木河沙雅断面 2020 年水质情况均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅳ类标准。

4.3.2.1 地表水质量现状监测

本次评价引用《HA15-22X 井集输工程环境影响报告表》环境影响评价期间开展的地表水质量监测数据，监测点为英达里亚河断面。

(1)监测点位及其监测因子

监测点位置及其监测因子见表 4.3-8。

表 4.3-8　　**监测点位及监测因子一览表**

序号	监测断面名称	位置描述	经纬度	监测因子
1	英达里亚河断面	*	*	pH 值、COD、BOD_5、高锰酸盐指数、氨氮、硝酸盐(以 N 计)、挥发酚、硫化物、硫酸盐、石油类、氟化物、氯化物、氰化物、总氮、铁、锰、铜、锌、汞、砷、镉、铬(六价)、铅、总磷，共 24 项

(2)监测时间及频率

监测时间为 2019 年 5 月 15 日～2019 年 5 月 17 日，监测 3 天。

(3)取样方法

取样断面上取样点布设按《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018)6.5.4 相关要求进行。

4.3.2.2 地表水质量现状评价

(1)评价方法

地表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：

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

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

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—标准中 pH 的下限值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值。

评价标准：《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅴ类。

(2)监测及评价结果

各监测断面地表水环境监测及评价结果见表 4.3-9。

表 4.3-9　　**地表水监测及评价结果一览表**　　单位：mg/L，pH(无量纲)

监测点	英达里亚河					
	日 期			5月15日	5月16日	5月17日
监测因子	pH 值	标准值 6~9	监测值	7.93	7.90	7.88
			标准指数	0.465	0.450	0.440
	化学需氧量	标准值 ≤40	监测值	11	12	13
			标准指数	0.275	0.300	0.325
	五日生化需氧量	标准值 ≤10	监测值	1.1	1.0	1.1
			标准指数	0.110	0.100	0.110
	高锰酸盐指数	标准值 ≤15	监测值	2.24	2.28	2.19
			标准指数	0.149	0.152	0.146
	氯化物	标准值 ≤250	监测值	**988.5**	**1018.9**	**993.6**
			标准指数	**3.954**	**4.076**	**3.974**
	氨氮	标准值 ≤2.0	监测值	0.25	0.24	0.23
			标准指数	0.125	0.120	0.115
	总磷	标准值 ≤0.4	监测值	0.01	0.02	0.02
			标准指数	0.025	0.050	0.050
	总氮	标准值 ≤2.0	监测值	1.16	1.20	1.07
			标准指数	0.580	0.600	0.535
	氟化物	标准值 ≤1.5	监测值	0.44	0.45	0.43
			标准指数	0.293	0.300	0.287
	六价铬	标准值 ≤0.1	监测值	＜0.004	＜0.004	＜0.004
			标准指数	—	--	--
	氰化物	标准值 ≤0.2	监测值	＜0.001	＜0.001	＜0.001
			标准指数	—	--	--

续表 4.3-9　**地表水监测及评价结果一览表**　单位：mg/L，pH(无量纲)

监测点	英达里亚河					
	日 期			5月15日	5月16日	5月17日
监测因子	挥发酚	标准值≤0.1	监测值	＜0.0003	＜0.0003	＜0.0003
			标准指数	—	--	--
	硫化物	标准值≤1.0	监测值	＜0.005	＜0.005	＜0.005
			标准指数	—	--	--
	硝酸盐氮	标准值≤10	监测值	0.22	0.20	0.24
			标准指数	0.022	0.020	0.024
	硫酸盐	标准值250	监测值	**1075**	**1092**	**1059**
			标准指数	**4.300**	**4.368**	**4.236**
	铅	标准值≤0.1	监测值	＜0.01	＜0.01	＜0.01
			标准指数	—	--	--
	镉	标准值≤0.01	监测值	＜0.001	＜0.001	＜0.001
			标准指数	—	--	--
	铜	标准值≤1.0	监测值	＜0.05	＜0.05	＜0.05
			标准指数	—	--	--
	锌	标准值≤2.0	监测值	＜0.05	＜0.05	＜0.05
			标准指数	—	--	--
	铁	标准值≤0.3	监测值	＜0.03	＜0.03	＜0.03
			标准指数	—	--	--
	锰	标准值≤0.1	监测值	＜0.01	＜0.01	＜0.01
			标准指数	—	--	--
	汞	标准值≤0.001	监测值	＜0.00004	＜0.00004	＜0.00004
			标准指数	—	--	--
	砷	标准值≤0.1	监测值	0.0017	0.0019	0.0015
			标准指数	0.017	0.019	0.015
	石油类	标准值≤1.0	监测值	0.04	0.03	0.04
			标准指数	0.04	0.03	0.04

监测期间英达里亚河监测断面各监测因子除硫酸盐、氯化物超标外，其余 22 项监测因子均属于《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅴ类水质。硫酸盐、氯化物主要是受原生水文地质条件影响。

4.3.3 地下水环境现状监测

本次评价委托新疆广宇众联环境监测有限公司对区域4个潜水和2个承压水监测点进行监测，同时引用《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1个潜水质量现状监测数据。

区域地下水流向总体西北向东南，项目在区域西北部布置有1口潜水地下水井，区域西部布置有1口潜水地下水井，区域东部布置有1口潜水地下水井，区域东南部布置有1口潜水地下水井整体布置符合《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)要求。

4.3.3.1 地下水质量现状监测

4.3.3.1.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表4.3-10，监测点具体位置见图4.3-1。

表4.3-10 **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	*	*	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	*	*				
3	托依堡勒迪村机井	*	*				
4	其热格热村机井	*	*				
5	达西村水井	*	*	承压水			
6	农业灌溉井	*	*				
7	哈德墩村	*	*	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

4.3.3.1.2 监测时间及频率

监测点监测时间为 2021 年 11 月 15 日，引用潜水监测点中监测时间为 2021 年 7 月 26 日，监测 1 天，采样 1 次。

4.3.3.1.3 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/T164-2004)、《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 4.3-11。

表 4.3-11 **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/T 5750.4-2006）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/T 5750.4-2006）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/T 5750.4-2006）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 亚甲蓝分光光度法	0.050 mg/L

续表 4.3-11 **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
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、铋和锑的测定 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} L 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）》（HJ 970-2018）	0.01 mg/L
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》（HJ 812-2016）	0.02 mg/L
35	钠离子		0.02 mg/L
36	钙离子		0.03 mg/L
37	镁离子		0.02 mg/L

续表 4.3-11 **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
38	碳酸根	《地下水质检验方法 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		1.25 mg/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》（HJ 84-2016）	0.007 mg/L
41	硫酸根离子		0.018 mg/L
42	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 微生物指标》（GBT 5750.12-2006）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》（GB/T 5750.12-2006）1.1 平皿计数法	——

4.3.3.2 地下水质量现状评价

4.3.3.2.1 评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

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

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{oi}——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于 pH 值，评价公式为：

$P_{pH}=(7.0-pH_i)/(7.0-pH_{sd})$ $(pH_i \leqslant 7.0)$

$P_{pH}=(pH_i-7.0)/(pH_{su}-7.0)$ $(pH_i > 7.0)$

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH_i--i 监测点的水样 pH 监测值；

pH_{sd}—评价标准值的下限值；

pH_{su}—评价标准值的上限值。

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

4.3.3.2.2 水质监测及评价结果

(1)地下水质量现状监测与评价

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.3-12。

表 4.3-12　　地下水质量现状监测及评价结果一览表　　mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层					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

续表4.3-12　　地下水质量现状监测及评价结果一览表　　mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层					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
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	--	--	--	--	--	—	--

续表4.3-12　　地下水质量现状监测及评价结果一览表　　mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层					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
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	0	0	0	0	0	0	0
		标准指数	0	0	0	0	0	0	0
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	—	--	--	--	—	—	--

续表4.3-12　　地下水质量现状监测及评价结果一览表　　mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层					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
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	未检出
		标准指数	—	--	—	--	--	--	—
砷	≤0.01	监测值	5	4.9	1.7	5.4	1.8	5.8	5.2
		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	0.5	0.7	1.3	1.1	0.5	1.2	1.1
		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	8.6	6.2	7.2	4	6	8	6.7
		标准指数	0.86	0.62	0.72	0.4	0.6	0.8	0.67

续表4.3-12　　地下水质量现状监测及评价结果一览表　　mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层					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
三氯甲烷	≤0.06	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	—	--	—	--	—	--	—
四氯化碳	≤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	—	--	—	--	—	--	—
苯	≤0.01	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	—	--	—	--	—	--	—
甲苯	≤0.7	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	—	--	—	--	—	--	—
石油类	≤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	—	--	—	--	—	--	—

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•SO_4-Na 型，气候干旱，伴随着蒸发和土壤盐渍化的影响，导致超标。

(2)地下水离子检测结果与评价

地下水离子检测结果见表 4.3-13。

表 4.3-13　　**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^-、SO_4^{2-}为主，阳离子以 Na^+为主，水化学类型主要以 Cl·SO_4-Na 型为主。

(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 4.3-14。

表 4.3-14　　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

续表 4.3-14　　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(%)
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)包气带质量现状监测

包气带质量现状监测结果见表 4.3-15。

表 4.3-15　　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 井口区	土壤裸露处	0.2m	>500g	石油类	0.01mg/kg
			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

4.3.4 声环境现状监测与评价

4.3.3.4.1 声环境质量现状监测

(1)监测点布设

为了说明场地声环境质量现状，本次在井场附近村庄进行声环境质量现状监测数据，并对哈 601 转油站、热普转油站四周场界进行监测。具体布置情况见表 4.3-16 和图 4.3-2。

表 4.3-16　　噪声监测布置情况一览表

序号	监测点名称	监测点位(个)	监测因子
1	英依干其村	1	L_{eq}
2	吉如其阔坦村	1	
3	吉格代托喀依村	1	
4	色日马克村	1	
5	哈尼喀塔木乡	1	

续表 4.3-16　　噪声监测布置情况一览表

序号	监测点名称		监测点位(个)	监测因子
6	哈 601 转油站	东场界	1	L_{eq}
7		南场界	1	
8		西场界	1	
9		北场界	1	
10	热普转油站	东场界	1	
11		南场界	1	
12		西场界	1	
13		北场界	1	

(2)监测因子

等效连续 A 声级(L_{eq})。

(3)监测时间及频率

2021 年 11 月 16 日,昼间、夜间各监测一次。昼间监测时段为 8:00～24:00,夜间监测时段为 24:00～次日 08:00。

(4)监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中的规定进行。

4.3.4.2 声环境质量现状评价

(1)评价方法

采用等效声级与相应标准值比较的方法进行，项目所在区域附近村庄执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类区标准，扩建哈 601 转油站、热普转油站执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中 2 类区标准。

(2)声环境现状监测及评价结果

各噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表 4.3-17。

表 4.3-17　　声环境质量现状监测及评价结果一览表　　单位：dB(A)

序号	监测点位置	昼间			夜间		
		监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
1	英依干其村	42	60	达标	39	50	达标
2	吉如其阔坦村	43	60	达标	39	50	达标

续表 4.3-17　**声环境质量现状监测及评价结果一览表**　　单位：dB(A)

序号	监测点位置		昼间			夜间		
			监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
3	吉格代托喀依村		42	60	达标	38	50	达标
4	色日马克村		43	60	达标	40	50	达标
5	哈尼喀塔木乡		43	60	达标	38	50	达标
6	哈601转油站	东场界	46	60	达标	44	50	达标
7		南场界	47	60	达标	46	50	达标
8		西场界	44	60	达标	43	50	达标
9		北场界	47	60	达标	45	50	达标
10	热普转油站	东场界	47	60	达标	46	50	达标
11		南场界	45	60	达标	44	50	达标
12		西场界	46	60	达标	45	50	达标
13		北场界	45	60	达标	44	50	达标

由表 4.3-17 分析可知，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。

4.3.5 土壤环境现状监测与评价

4.3.5.1 土壤环境现状监测

(1)监测点位

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。根据项目位置和《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)布点要求，本评价在占地范围内设置 1 个柱状样监测点、2 个表层样监测点，6 个柱状样监测点引用《东河油气开发部哈拉哈塘油田环境影响后评价报告书》中监测数据；占地范围外设置 3 个表层样监测点，18 个表层样监测点引用《东河油气开发部哈拉哈塘油田环境影响后评价报告书》中监测数据。土壤监测布点符合《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)中污染影响型项目布点要求。

(2)监测项目

各监测点主要监测因子见表 4.3-18。

表 4.3-18　　**监测点位及监测因子一览表**

分类	序号	采样区名称	采样层位	监测因子
占地范围内	1	哈601转油站(站内生产区裸露空地)1	柱状样	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，䓛，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃共计47项因子
	2	哈601转油站(站内生产区裸露空地)2	柱状样	
	3	哈601转油站(站内生产区裸露空地)3	柱状样	
	4	热普转油站(站内装卸车场地)1	柱状样	
	5	热普转油站(站内装卸车场地)2	柱状样	
	6	热普转油站(站内装卸车场地)3	柱状样	
	7	XK7-3X井场	柱状样	
	8	HA15-32X井场	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）
	9	RP8-4井场	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）
占地范围外	10	热普转油站东侧600农田	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）
	11	哈601转油站北侧200m农田	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）
	12	JY202井场西侧100m农田	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）
	13	哈6联合站址外北30m处荒地	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C_{10}-C_{40})共计10项因子
	14	哈6联合站址外东30m处荒地	表层样	
	15	哈6联合站址外南30m处荒地	表层样	
	16	哈601转油站站址外东北30m处农田	表层样	
	17	哈601转油站站址外西南30m处荒地	表层样	
	18	新垦转油站站址外西北30m处农田	表层样	
	19	新垦转油站站址外东南30m处农田	表层样	

续表 4.3-18　　监测点位及监测因子一览表

分类	序号	采样区名称	采样层位	监测因子
占地范围外	20	热普转油站站址外西 30m 处荒地	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C_{10}-C_{40})共计 10 项因子
	21	热普转油站站址外东 30m 处荒地	表层样	
	22	JY201-2 井场东侧外 30 处农田	表层样	
	23	JY7 井场东侧 30m 荒地	表层样	
	24	HA601-7PT 井场东北侧 30m 农田	表层样	
	25	XK9-1 井场西南侧 30m 农田	表层样	
	26	XK5C2 西南侧 30m 农田	表层样	
	27	XK6001H 东南侧 30m 农田	表层样	
	28	XK404-1 东南侧 30m 荒地	表层样	
	29	HA15-14 东侧 30m 荒地	表层样	
	30	HA7-H14 北侧 30m 荒地	表层样	

(3)监测时间及频率

监测时间为 2021 年 11 月 16 日，采样一次。引用监测点位监测时间为 2019 年 9 月，采样一次。

(4)采样方法

柱状样采样点分别采集浅层样 0.2m、中层样 1.5m、深层样 3.0m，各层土壤单独分析。表层样采集表层样 0.2m。

(5)监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》(HJ25.1-2019)、《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》(HJ25.2-2019)要求进行。分析方法参照《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中有关要求进行。

检测分析方法及检出限见表 4.3-19。

表 4.3-19　土壤环境监测项目、分析方法及依据一览表

序号	类别	检测项目		检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
1	土壤	砷		《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-8520 原子荧光光度计	0.01 mg/kg
2		镉		《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.01 mg/kg
3		铬(六价)		《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》(HJ 1082-2019)		0.5 mg/kg
4		铜		《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)		1 mg/kg
5		铅		《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)		0.1 mg/kg
6		汞		《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-8520 原子荧光光度计	0.002 mg/kg
7		镍		《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)	GGX-830 原子吸收分光光度计	3 mg/kg
8	土壤	挥发性有机物	四氯化碳	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.3×10^{-3}mg/kg
9			氯仿			1.1×10^{-3}mg/kg
10			氯甲烷			1.0×10^{-3}mg/kg
11			1，1-二氯乙烷			1.2×10^{-3}mg/kg
12			1，2-二氯乙烷			1.3×10^{-3}mg/kg
13			1，1-二氯乙烯			1.0×10^{-3}mg/kg
14			顺-1，2-二氯乙烯			1.3×10^{-3}mg/kg
15			反-1，2-二氯乙烯			1.4×10^{-3}mg/kg
16			二氯甲烷			1.5×10^{-3}mg/kg
17			1，2-二氯丙烷			1.1×10^{-3}mg/kg
18			1，1，1，2-四氯乙烷			1.2×10^{-3}mg/kg
19			1，1，2，2-四氯乙烷			1.2×10^{-3}mg/kg
20			四氯乙烯			1.4×10^{-3}mg/kg

续表 4.3-19　**土壤环境监测项目、分析方法及依据一览表**

序号	类别	检测项目		检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
21	土壤	挥发性有机物	1，1，1-三氯乙烷	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.3×10^{-3}mg/kg
22			1，1，2-三氯乙烷			1.2×10^{-3}mg/kg
23			三氯乙烯			1.2×10^{-3}mg/kg
24			1，2，3-三氯丙烷			1.2×10^{-3}mg/kg
25			氯乙烯			1.0×10^{-3}mg/kg
26			苯			1.9×10^{-3}mg/kg
27			氯苯			1.2×10^{-3}mg/kg
28			1，2-二氯苯			1.5×10^{-3}mg/kg
29			1，4-二氯苯			1.5×10^{-3}mg/kg
30			乙苯			1.2×10^{-3}mg/kg
31			苯乙烯			1.1×10^{-3}mg/kg
32			甲苯			1.3×10^{-3}mg/kg
33			间-二甲苯+对-二甲苯			1.2×10^{-3}mg/kg
34			邻-二甲苯			1.2×10^{-3}mg/kg
30			乙苯			1.2×10^{-3}mg/kg
31			苯乙烯			1.1×10^{-3}mg/kg
32			甲苯			1.3×10^{-3}mg/kg
33			间-二甲苯+对-二甲苯			1.2×10^{-3}mg/kg
34			邻-二甲苯			1.2×10^{-3}mg/kg
35		半挥发性有机物	硝基苯	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.09 mg/kg
36			苯胺			0.09 mg/kg
37			2-氯酚			0.06 mg/kg
38			苯并[a]蒽			0.1 mg/kg
39			苯并[a]芘			0.1 mg/kg
40			苯并[b]荧蒽			0.2 mg/kg
41			苯并[k]荧蒽			0.1 mg/kg
42			䓛			0.1 mg/kg
43			二苯并[a，h]蒽			0.1 mg/kg

续表 4.3-19　**土壤环境监测项目、分析方法及依据一览表**

序号	类别	检测项目		检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
44	土壤	半挥发性有机物	茚并[1，2，3-cd]芘	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.1 mg/kg
45			萘			0.09 mg/kg
46		石油烃(C_{10}-C_{40})		《土壤和沉积物 石油烃(C_{10}-C_{40})的测定 气相色谱法》(HJ 1021-2019)	8860 气相色谱仪	6 mg/kg

4.3.5.2 土壤环境质量现状评价

(1)评价方法：采用标准指数法，其计算公式为：

$$P_i=C_i/S_i$$

式中：P_i—土壤中污染物 i 的单因子污染指数；

C_i—监测点位土壤中污染物 i 的实测浓度，单位与 S_i 一致；

S_i—污染物 i 的标准值或参考值。

(2)评价标准

占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值(基本项目)；占地范围内执行《土壤环境质量标准 建设地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值标准。

(3)土壤环境现状监测结果与评价

本工程所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表 4.3-20、表 4.3-21。

表 4.3-20　**占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表**　单位：mg/kg

检测项目		检测结果								
		哈 601 转油站(站内生产区裸露空地)1			哈 601 转油站(站内生产区裸露空地)2			哈 601 转油站(站内生产区裸露空地)3		
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m
pH		8.45	8.45	8.36	8.35	8.34	8.26	8.36	8.35	8.41
砷	监测值	13.1	13.6	13.8	13.7	13.6	13.1	13.9	14.2	13.6
	筛选值	60	60	60	60	60	60	60	60	60
	标准指数	0.218	0.227	0.230	0.228	0.227	0.218	0.232	0.237	0.227

续表 4.3-20　**占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表**　　单位：mg/kg

检测项目		检测结果								
		哈 601 转油站(站内生产区裸露空地)1			哈 601 转油站(站内生产区裸露空地)2			哈 601 转油站(站内生产区裸露空地)3		
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m
镉	监测值	0.16	0.18	0.18	0.15	0.16	0.18	0.16	0.18	0.19
	筛选值	65	65	65	65	65	65	65	65	65
	标准指数	0.002	0.003	0.003	0.002	0.002	0.003	0.002	0.003	0.003
铬(六价)	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
铜	监测值	26.1	26.1	24.4	25.2	25.0	23.9	24.1	25.2	23.7
	筛选值	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000
	标准指数	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
铅	监测值	16.3	15.7	15.6	16.1	16.9	17.3	15.9	16.6	15.7
	筛选值	800	800	800	800	800	800	800	800	800
	标准指数	0.020	0.020	0.020	0.020	0.021	0.022	0.020	0.021	0.020
汞	监测值	0.061	0.038	0.036	0.053	0.026	0.042	0.024	0.023	0.027
	筛选值	38	38	38	38	38	38	38	38	38
	标准指数	0.002	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
镍	监测值	26.9	27	25.2	26.2	26.2	25.8	26.1	28.1	25.4
	筛选值	900	900	900	900	900	900	900	900	900
	标准指数	0.030	0.030	0.028	0.029	0.029	0.029	0.029	0.031	0.028
四氯化碳	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
氯仿	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
氯甲烷	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	37	37	37	37	37	37	37	37	37
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—

续表 4.3-20　　占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表　　单位:mg/kg

检测项目		检测结果								
		哈 601 转油站(站内生产区裸露空地)1			哈 601 转油站(站内生产区裸露空地)2			哈 601 转油站(站内生产区裸露空地)3		
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m
1，1-二氯乙烷	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	9	9	9	9	9	9	9	9	9
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1，2-二氯乙烷	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1，1-二氯乙烯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	66	66	66	66	66	66	66	66	66
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
顺-1，2-二氯乙烯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	596	596	596	596	596	596	596	596	596
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
反-1，2-二氯乙烯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	54	54	54	54	54	54	54	54	54
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
二氯甲烷	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	616	616	616	616	616	616	616	616	616
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1，2-二氯丙烷	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1，1，1，2-四氯乙烷	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1，1，2，2-四氯乙烷	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—

续表 4.3-20　　占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表　　单位:mg/kg

检测项目		检测结果								
		哈 601 转油站(站内生产区裸露空地)1			哈 601 转油站(站内生产区裸露空地)2			哈 601 转油站(站内生产区裸露空地)3		
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m
四氯乙烯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	53	53	53	53	53	53	53	53	53
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1，1，1-三氯乙烷	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	840	840	840	840	840	840	840	840	840
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1，1，2-三氯乙烷	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
三氯乙烯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1，2，3-三氯丙烷	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
氯乙烯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
苯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
氯苯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	270	270	270	270	270	270	270	270	270
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1，2-二氯苯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	560	560	560	560	560	560	560	560	560
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—

续表 4.3-20　　占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表　　单位:mg/kg

检测项目		检测结果								
		哈 601 转油站(站内生产区裸露空地)1			哈 601 转油站(站内生产区裸露空地)2			哈 601 转油站(站内生产区裸露空地)3		
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m
1，4-二氯苯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
乙苯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	28	28	28	28	28	28	28	28	28
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
苯乙烯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	1290	1290	1290	1290	1290	1290	1290	1290	1290
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
甲苯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
间二甲苯+对二甲苯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	570	570	570	570	570	570	570	570	570
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
邻二甲苯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	640	640	640	640	640	640	640	640	640
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
硝基苯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	76	76	76	76	76	76	76	76	76
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
苯胺	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	260	260	260	260	260	260	260	260	260
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2-氯酚	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	2256	2256	2256	2256	2256	2256	2256	2256	2256
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—

续表 4.3-20　　**占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表**　　单位:mg/kg

检测项目		检测结果								
		哈 601 转油站(站内生产区裸露空地)1			哈 601 转油站(站内生产区裸露空地)2			哈 601 转油站(站内生产区裸露空地)3		
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m
苯并[a]蒽	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	15	15	15	15	15	15	15	15	15
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
苯并[a]芘	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
苯并[b]荧蒽	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	15	15	15	15	15	15	15	15	15
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
苯并[k]荧蒽	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	151	151	151	151	151	151	151	151	151
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
䓛	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	1293	1293	1293	1293	1293	1293	1293	1293	1293
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
二苯并[a，h]蒽	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
茚并[1，2，3-cd]芘	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	15	15	15	15	15	15	15	15	15
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
萘	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	70	70	70	70	70	70	70	70	70
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
石油烃(C_{10}-C_{40})	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—

续表 4.3-20　　占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表　　单位:mg/kg

检测项目		检测结果								
		热普转油站(站内生产区裸露空地)1			热普转油站(站内生产区裸露空地)2			热普转油站(站内生产区裸露空地)3		
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m
pH		8.28	8.30	8.41	8.35	8.16	8.22	8.46	8.36	8.17
砷	监测值	9.73	7.67	7.33	8.07	8.12	10.9	9.31	8.20	10.4
	筛选值	60	60	60	60	60	60	60	60	60
	标准指数	0.162	0.128	0.122	0.135	0.135	0.182	0.155	0.137	0.173
镉	监测值	0.14	0.13	0.14	0.13	0.13	0.17	0.14	0.12	0.12
	筛选值	65	65	65	65	65	65	65	65	65
	标准指数	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.003	0.002	0.002	0.002
铬(六价)	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
铜	监测值	17.8	13.9	14.4	15.6	15.5	18.9	16.5	15.3	19.4
	筛选值	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000
	标准指数	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
铅	监测值	13.0	18.7	11.3	13.0	12.6	18.1	13.1	12.5	15.0
	筛选值	800	800	800	800	800	800	800	800	800
	标准指数	0.016	0.023	0.014	0.016	0.016	0.023	0.016	0.016	0.019
汞	监测值	0.025	0.019	0.017	0.040	0.124	0.035	0.068	0.022	0.022
	筛选值	38	38	38	38	38	38	38	38	38
	标准指数	0.001	0.001	0.000	0.001	0.003	0.001	0.002	0.001	0.001
镍	监测值	20.1	16.5	17.6	16.2	16.6	22.5	19.4	16.4	20.6
	筛选值	900	900	900	900	900	900	900	900	900
	标准指数	0.022	0.018	0.020	0.018	0.018	0.025	0.022	0.018	0.023

续表 4.3-20　　占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表　　单位：mg/kg

检测项目		检测结果								
		热普转油站(站内生产区裸露空地)1			热普转油站(站内生产区裸露空地)2			热普转油站(站内生产区裸露空地)3		
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m
四氯化碳	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
氯仿	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
氯甲烷	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	37	37	37	37	37	37	37	37	37
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1，1-二氯乙烷	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	9	9	9	9	9	9	9	9	9
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1，2-二氯乙烷	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1，1-二氯乙烯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	66	66	66	66	66	66	66	66	66
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
顺-1，2-二氯乙烯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	596	596	596	596	596	596	596	596	596
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
反-1，2-二氯乙烯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	54	54	54	54	54	54	54	54	54
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—

续表 4.3-20　　占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表　　单位:mg/kg

检测项目		检测结果								
		热普转油站(站内生产区裸露空地)1			热普转油站(站内生产区裸露空地)2			热普转油站(站内生产区裸露空地)3		
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m
二氯甲烷	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	616	616	616	616	616	616	616	616	616
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1，2-二氯丙烷	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1，1，1，2-四氯乙烷	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1，1，2，2-四氯乙烷	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
四氯乙烯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	53	53	53	53	53	53	53	53	53
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1，1，1-三氯乙烷	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	840	840	840	840	840	840	840	840	840
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1，1，2-三氯乙烷	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
三氯乙烯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1，2，3-三氯丙烷	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—

续表 4.3-20　　**占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表**　　单位:mg/kg

检测项目		检测结果								
		热普转油站(站内生产区裸露空地)1			热普转油站(站内生产区裸露空地)2			热普转油站(站内生产区裸露空地)3		
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m
氯乙烯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
苯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
氯苯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	270	270	270	270	270	270	270	270	270
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1，2-二氯苯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	560	560	560	560	560	560	560	560	560
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1，4-二氯苯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
乙苯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	28	28	28	28	28	28	28	28	28
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
苯乙烯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	1290	1290	1290	1290	1290	1290	1290	1290	1290
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
甲苯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
间二甲苯+对二甲苯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	570	570	570	570	570	570	570	570	570
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—

续表 4.3-20　　占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表　　单位:mg/kg

检测项目		检测结果								
		热普转油站(站内生产区裸露空地)1			热普转油站(站内生产区裸露空地)2			热普转油站(站内生产区裸露空地)3		
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m
邻二甲苯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	640	640	640	640	640	640	640	640	640
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
硝基苯	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	76	76	76	76	76	76	76	76	76
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
苯胺	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	260	260	260	260	260	260	260	260	260
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2-氯酚	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	2256	2256	2256	2256	2256	2256	2256	2256	2256
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
苯并[a]蒽	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	15	15	15	15	15	15	15	15	15
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
苯并[a]芘	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
苯并[b]荧蒽	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	15	15	15	15	15	15	15	15	15
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
苯并[k]荧蒽	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	151	151	151	151	151	151	151	151	151
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
䓛	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	1293	1293	1293	1293	1293	1293	1293	1293	1293
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—

续表 4.3-20　　占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表　　单位:mg/kg

检测项目		检测结果								
		热普转油站(站内生产区裸露空地)1			热普转油站(站内生产区裸露空地)2			热普转油站(站内生产区裸露空地)3		
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m
二苯并[a，h]蒽	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
茚并[1，2，3-cd]芘	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	15	15	15	15	15	15	15	15	15
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
萘	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	70	70	70	70	70	70	70	70	70
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
石油烃(C_{10}-C_{40})	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—

检测项目		检测结果				
		XK7-3X 井场			HA15-32X 井场	RP8-4 井场
采样深度		0.2m	1.5m	3.0m	0.2m	0.2m
砷	监测值	6.07	—	—	—	—
	筛选值	60	60	60	60	60
	标准指数		—	—	—	—
镉	监测值	0.16	0.18	0.18	0.15	0.16
	筛选值	65	65	65	65	65
	标准指数		—	—	—	—
铬(六价)	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
	标准指数	—	—	—	—	—
铜	监测值	14	26.1	24.4	25.2	25.0
	筛选值	18000	18000	18000	18000	18000
	标准指数		—	—	—	—
铅	监测值	10.4	—	—	—	—
	筛选值	800	800	800	800	800
	标准指数		—	—	—	—

续表 4.3-20　　**占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表**　　单位:mg/kg

检测项目		检测结果				
		XK7-3X 井场			HA15-32X 井场	RP8-4 井场
采样深度		0.2m	1.5m	3.0m	0.2m	1.2m
汞	监测值	0.104	—	—	—	—
	筛选值	38	38	38	38	38
	标准指数		—	—	—	—
镍	监测值	28	—	—	—	—
	筛选值	900	900	900	900	900
	标准指数		—	—	—	—
四氯化碳	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
	标准指数	—	—	—	—	—
氯仿	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
	标准指数	—	—	—	—	—
氯甲烷	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	37	37	37	37	37
	标准指数	—	—	—	—	—
1，1-二氯乙烷	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	9	9	9	9	9
	标准指数	—	—	—	—	—
1，2-二氯乙烷	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	5	5	5	5	5
	标准指数	—	—	—	—	—
1，1-二氯乙烯	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	66	66	66	66	66
	标准指数	—	—	—	—	—
顺-1，2-二氯乙烯	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	596	596	596	596	596
	标准指数	—	—	—	—	—
反-1，2-二氯乙烯	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	54	54	54	54	54
	标准指数	—	—	—	—	—

续表 4.3-20　　占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表　　单位:mg/kg

检测项目		检测结果				
		XK7-3X 井场			HA15-32X 井场	RP8-4 井场
采样深度		0.2m	1.5m	3.0m	0.2m	1.2m
二氯甲烷	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	616	616	616	616	616
	标准指数	—	—	—	—	—
1，2-二氯丙烷	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	5	5	5	5	5
	标准指数	—	—	—	—	—
1，1，1，2-四氯乙烷	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	10	10	10	10	10
	标准指数	—	—	—	—	—
1，1，2，2-四氯乙烷	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
	标准指数	—	—	—	—	—
四氯乙烯	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	53	53	53	53	53
	标准指数	—	—	—	—	—
1，1，1-三氯乙烷	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	840	840	840	840	840
	标准指数	—	—	—	—	—
1，1，2-三氯乙烷	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
	标准指数	—	—	—	—	—
三氯乙烯	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
	标准指数	—	—	—	—	—
1，2，3-三氯丙烷	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	标准指数	—	—	—	—	—

续表 4.3-20　　**占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表**　　单位:mg/kg

检测项目		检测结果				
		XK7-3X 井场			HA15-32X 井场	RP8-4 井场
采样深度		0.2m	1.5m	3.0m	0.2m	1.2m
氯乙烯	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43
	标准指数	—	—	—	—	—
苯	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	4	4	4	4	4
	标准指数	—	—	—	—	—
氯苯	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	270	270	270	270	270
	标准指数	—	—	—	—	—
1，2-二氯苯	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	560	560	560	560	560
	标准指数	—	—	—	—	—
1，4-二氯苯	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	20	20	20	20	20
	标准指数	—	—	—	—	—
乙苯	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	28	28	28	28	28
	标准指数	—	—	—	—	—
苯乙烯	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	1290	1290	1290	1290	1290
	标准指数	—	—	—	—	—
甲苯	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	1200	1200	1200	1200	1200
	标准指数	—	—	—	—	—
间二甲苯+对二甲苯	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	570	570	570	570	570
	标准指数	—	—	—	—	—

续表 4.3-20　　占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表　　单位:mg/kg

检测项目		检测结果				
		XK7-3X 井场			HA15-32X 井场	RP8-4 井场
采样深度		0.2m	1.5m	3.0m	0.2m	1.2m
邻二甲苯	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	640	640	640	640	640
	标准指数	—	—	—	—	—
硝基苯	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	76	76	76	76	76
	标准指数	—	—	—	—	—
苯胺	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	260	260	260	260	260
	标准指数	—	—	—	—	—
2-氯酚	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	2256	2256	2256	2256	2256
	标准指数	—	—	—	—	—
苯并[a]蒽	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	15	15	15	15	15
	标准指数	—	—	—	—	—
苯并[a]芘	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	标准指数	—	—	—	—	—
苯并[b]荧蒽	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	15	15	15	15	15
	标准指数	—	—	—	—	—
苯并[k]荧蒽	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	151	151	151	151	151
	标准指数	—	—	—	—	—
䓛	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	1293	1293	1293	1293	1293
	标准指数	—	—	—	—	—

续表 4.3-20　　**占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表**　　单位:mg/kg

检测项目		检测结果				
		XK7-3X 井场			HA15-32X 井场	RP8-4 井场
采样深度		0.2m	1.5m	3.0m	0.2m	1.2m
二苯并[a，h]蒽	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	标准指数	—	—	—	—	—
茚并[1，2，3-cd]芘	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	15	15	15	15	15
	标准指数	—	—	—	—	—
萘	监测值	未检出	—	—	—	—
	筛选值	70	70	70	70	70
	标准指数	—	—	—	—	—
石油烃(C_{10}-C_{40})	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500
	标准指数	—	—	—	—	—

表 4.3-21　　**占地范围外土壤现状监测及评价结果一览表**　　单位：mg/kg

采样点	采样层位	监测结果	监测因子									
			pH	铅	铬	砷	镉	汞	镍	铜	锌	石油烃(C_{10}-C_{40})
		筛选值	>7.5	≤170	≤250	≤25	≤0.6	≤3.4	≤190	≤100	≤300	≤4500
哈 6 联合站址外北 30m 处荒地	0.2m	监测值	8.23	14.7	51.8	8.52	0.18	0.015	20.5	18.4	55.2	未检出
		标准指数	—	0.086	0.207	0.341	0.300	0.004	0.108	0.184	0.184	—
哈 6 联合站址外东 30m 处荒地	0.2m	监测值	8.66	14.9	50	8.63	0.16	0.008	20.7	17.6	52.1	未检出
		标准指数	—	0.088	0.200	0.345	0.267	0.002	0.109	0.176	0.174	—
哈 6 联合站址外南 30m 处荒地	0.2m	监测值	8.41	17.6	51.2	8.67	0.17	0.021	19.8	18.1	52.5	未检出
		标准指数	—	0.104	0.205	0.347	0.283	0.006	0.104	0.181	0.175	—
哈 601 转油站址外东北 30m 农田	0.2m	监测值	8.01	17.8	56.5	10.2	0.16	0.008	23.2	20.2	58.0	未检出
		标准指数	—	0.105	0.226	0.408	0.267	0.002	0.122	0.202	0.193	—

续表 4.3-21　　土壤现状监测及评价结果一览表　　单位：mg/kg

采样点	采样层位	监测结果	监测因子									
			pH	铅	铬	砷	镉	汞	镍	铜	锌	石油烃(C_{10}-C_{40})
		筛选值	>7.5	≤170	≤250	≤25	≤0.6	≤3.4	≤190	≤100	≤300	≤4500
哈601转油站址外西南30m荒地	0.2m	监测值	8.44	19.7	62.6	12.1	0.18	0.029	27.1	25.2	66.6	未检出
		标准指数	—	0.116	0.250	0.484	0.300	0.009	0.143	0.252	0.222	—
新垦转油站址外西北30m农田	0.2m	监测值	8.08	13.6	45.9	8.71	0.18	0.030	18.8	19.1	49.4	未检出
		标准指数	—	0.080	0.184	0.348	0.300	0.009	0.099	0.191	0.165	—
新垦转油站址外东南30m农田	0.2m	监测值	8.46	14.9	49.6	7.74	0.21	0.013	18.7	18.7	49.7	未检出
		标准指数	—	0.088	0.198	0.310	0.350	0.004	0.098	0.187	0.166	—
热普转油站址外西30m处荒地	0.2m	监测值	8.64	12.4	33.6	4.22	0.13	0.011	9.8	10.0	29.2	未检出
		标准指数	—	0.073	0.134	0.169	0.217	0.003	0.052	0.100	0.097	—
热普转油站址外东30m处荒地	0.2m	监测值	8.02	13.6	36.2	4.88	0.16	0.007	12.2	11.1	35.3	未检出
		标准指数	—	0.080	0.145	0.195	0.267	0.002	0.064	0.111	0.118	—
JY201-2井场东侧外30处农田	0.2m	监测值	8.81	19.7	64.6	13.1	0.25	0.019	26.3	25.9	68.8	未检出
		标准指数	—	0.116	0.258	0.524	0.417	0.006	0.138	0.259	0.229	—
JY7井场东侧30m荒地	0.2m	监测值	8.67	17.4	48.2	7.45	0.14	0.010	20.3	14.5	45.7	未检出
		标准指数	—	0.102	0.193	0.298	0.233	0.003	0.107	0.145	0.152	—
HA601-7PT井场东北侧30m农田	0.2m	监测值	7.83	15.0	44.5	7.59	0.22	0.008	16.0	14.1	43.3	未检出
		标准指数	—	0.088	0.178	0.304	0.367	0.002	0.084	0.141	0.144	—
XK9-1井场西南侧30m农田	0.2m	监测值	8.27	16.9	54.7	10.3	0.20	0.014	20.4	21.1	54.5	未检出
		标准指数	—	0.099	0.219	0.412	0.333	0.004	0.107	0.211	0.182	—
XK5C2西南侧30m农田	0.2m	监测值	7.88	23.0	63.5	13.1	0.24	0.018	25.8	26.2	69.2	未检出
		标准指数	—	0.135	0.254	0.524	0.400	0.005	0.136	0.262	0.231	—
XK6001H东南30m农田	0.2m	监测值	8.50	18.4	59.4	9.94	0.27	0.013	20.8	21.1	55.2	未检出
		标准指数	—	0.108	0.238	0.398	0.450	0.004	0.109	0.211	0.184	—
XK404-1东南30m荒地	0.2m	监测值	8.55	13.9	31.5	3.84	0.13	0.034	6.5	8.7	27.2	未检出
		标准指数	—	0.082	0.126	0.154	0.217	0.010	0.034	0.087	0.091	—
HA15-14东侧30m荒地	0.2m	监测值	8.18	18.3	56.6	10.7	0.12	0.007	22.8	21.0	57.7	未检出
		标准指数	—	0.108	0.226	0.428	0.200	0.002	0.120	0.210	0.192	—

续表 4.3-21　　土壤现状监测及评价结果一览表　　单位：mg/kg

采样点	采样层位	监测结果	监测因子									
			pH	铅	铬	砷	镉	汞	镍	铜	锌	石油烃(C_{10}-C_{40})
		筛选值	>7.5	≤170	≤250	≤25	≤0.6	≤3.4	≤190	≤100	≤300	≤4500
HA7-H14北侧30m荒地	0.2m	监测值	8.25	25.9	81.8	10.0	0.21	0.012	36.5	34.9	90.7	未检出
		标准指数	—	0.152	0.327	0.400	0.350	0.004	0.192	0.349	0.302	—
热普转油站东侧600农田	0.2m	监测值	—	—	—	—	—	—	—	—	—	14
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.003
哈601转油站北侧200m农田	0.2m	监测值	—	—	—	—	—	—	—	—	—	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
JY202井场西侧100m农田	0.2m	监测值	—	—	—	—	—	—	—	—	—	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

由表 4.3-20 和 4.3-21 分析可知，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。

4.3.6 生态环境调查与评价

4.3.6.1 生态系统调查

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。另外调查范围内的沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区属于湿地生态系统。

(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，土壤为典型盐土和草甸土，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)人工生态系统一农田+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)湿地生态系统

本工程评价范围内有塔里木河上游湿地自然保护区，属于湿地生态系统。该湿地生态系统属于水域生态系统。其生物群落由水生和陆生种类组成，物质循环、能量流动和物种迁移与演变活跃，具有较高的生态多样性、物种多样性和生物生产力。

4.3.6.2 生态系统评价

(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灾害性影响。

(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)湿地生态系统内的生物多样，但也具有生态脆弱性

由于湿地是陆地与水体的过渡地带，因此它同时兼具丰富的陆生和水生动植物资源,形成了其它任何单一生态系统都无法比拟的天然基因库和独特的生物环境，特殊的土壤和气候提供了复杂且完备的动植物群落，它对于保护物种、维持生物多样性具有难以替代的生态价值。但若水文、土壤、气候任一因素改变，都会或多或少地导致生态系统的变化。特别是水文，当它受到自然或人为活动干扰时，生态系统稳定性受到一定程度破坏，进而影响生物群落结构，改变湿地生态系统。

4.3.6.2 土壤环境现状评价

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草甸土和盐土为主。项目区土壤类型图见图 4.3-2。

（1）草甸土

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。草甸土的形成有潴育过程和腐殖质积累过程，有腐殖质层、腐殖质过渡层和潜育层。草甸土可分为暗色草甸土、草甸土、灰色草甸土和林灌草甸土 4 个亚类。

林灌草甸土是荒漠地区沿河岸分布的胡杨林、灰杨林、灌木林、草甸等乔、灌、草多层植被发育着的偏远森林土壤。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，林下植被多为柽柳等，也有稀疏的禾本科植被，如芦苇、拂子茅等。

石灰性草甸土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。植被主要有柽柳、胡杨、花花柴，植被总盖度约 25%~45%不等。

（2）盐土

盐土类型主要是氯化物型残余盐土和氯化物型典型盐土。典型盐土通常由草甸盐土和盐化土壤进一步积盐，盐生植被取代草甸植被，生草过程进一步削弱而来。其地下水位约 2～3m，地面起伏不平，并被 5～15cm 的盐结皮或盐结壳所覆盖，盐类组成以氯化物为主，生物累积少，有机质含量及其它养分含量均 较低。植被以稀疏的盐生灌丛为主，常见的有柽柳、花花柴、疏叶骆驼刺等，盖度为 10～20%左右。

4.3.6.3 土地利用现状调查及评价

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，以确定项目区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。项目区土地利用现状见图 4.3-2。

项目区的主要土地类型为耕地、林地及草地。

表 4.3-2 区域土壤类型分布图

表 4.3-3 区域土地利用类型现状图

4.3.6.4 植被环境现状调查及评价

4.3.6.4.1 区域自然植被区系类型

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4.3-22，区域植被类型图见图4.3-4。

表4.3-22　　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	*Ephedra przewalskii Stapf*
杨柳科	胡杨	*Populus euphratica*
	灰胡杨	*Populus pruinosa Schrenk*
	线叶柳	*Salix wilhelmsiana*
蓼科	沙拐枣	*Calligonum mongolicunl*
藜科	盐穗木	*Halostachys caspica*
	盐节木	*Halocnemum shrobilaceum*
	盐生草	*Halogeton glomeratus*
	圆叶盐爪爪	*Kalidium schrenkianum*
	碱蓬	*Suaed salsa*
	刺蓬	*Sallsola pestifer*
	细叶虫实	*Corispormum heptapotamicum*
	星状刺果藜	*Bassia dasyphylla*
	假木贼	*Anabasis aphylla*
毛茛科	东方铁线莲	*Cleamatis orientalis*
豆科	铃铛刺	*Halimodendron halodendron*
	白花苦豆子	*Sophora alopecuroides*
	苦马豆	*Sphaorophysa salsula*

续表 4.3-22　　项目区及周边区域植物名录

科	种名	拉丁名
豆科	胀果甘草	*Glycyrrhiza inflata Batalin*
	疏叶骆驼刺	*Althagi sparsifolia*
蒺藜科	骆驼蓬	*Peganum harmala*
	西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*
柽柳科	多枝柽柳	*Tamarix ramosissima*
	刚毛柽柳	*Tamarix hispida*
	短穗柽柳	*Tamarix laxa*
	多花柽柳	*Tamarix hohenackeri*
	长穗柽柳	*Tamarix elongata*
胡颓子科	尖果沙枣	*Elacagnus oxycarpa*
	大沙枣	*Elacagnus.Moorcroftii*
夹竹桃科	大花罗布麻	*Poacynum hendersonii*
	茶叶花	*Trachomitum lancifolium*
牛皮科	牛皮消	*Cynanchum auriculatum*
旋花科	打碗花	*Calystegia hederacea*
茄科	黑刺	*Lycium rutheulcum*
列当科	肉苁蓉	*Cistanche deserticola*
菊科	分枝鸦葱	*Scorzonera divaricata*
	盐生鸦葱	*Scorzonera austriaca*
	新疆绢蒿	*Seriphidium kaschgaricum*
	小蓟	*Cirium setosum*
	花花柴	*Karelinia caspica*
禾本科	芦苇	*Phragmites australis*
	假苇拂子茅	*Calamagrostis pseudophramites*
	拂子茅	*Calamagrostis epigeios*
	小獐茅	*Aeluropus pungens*
	赖草	*Leymus secalinus*

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。

4.3.6.4.2 评价区植被类型

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

区域植被类型图

表 4.3-4

和森林；5个群系，即多枝柽柳群系、刚毛柽柳群系、胡杨群系、疏叶骆驼刺群系。各群系主要的群落特征如下：

(1)多枝柽柳+刚毛柽柳群系群系

群系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10%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柽柳，其盖度水林冠郁闭度而变化，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+柽柳群系

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，还混生有多枝柽柳和长穗柽柳。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，所处的土壤为沙壤一壤质的盐化草甸土，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10%～15%之间。混生有少量芦苇、花花柴、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、输变电线路等基础设施齐全，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。

4.3.6.4.3 植物多样性调查

(1)植被样方调查

自然植被实地调查中主要采用样地法和样方法。选择重点工程建设地点和有代表性植被类型作为调查样地，在样地中统计植物种类、群落结构等数据，详细记录样方中的植物种类、株数、盖度、高度、建群种等信息，并记录生境特征。本次评价共调查样方7个，现场调查植被样方见表4.3-23至表4.3-29。

①样方1

调查地点：JY7-5X井附近

样方大小：100m×100m　总盖度：60%，　统计结果见表4.3-24。

表4.3-24　**样方1统计表**

植物种	盖度%	平均高(m)	其他
中成龄胡杨	(0.5)	13	样方内还有铃铛刺、骆驼刺等分布，总盖度60%。
幼龄胡杨	0.1	3-7	
沙枣	0.2	5-6	

续表 4.3-24　　样方 1 统计表

植物种	盖度%	平均高(m)	其他
甘草	6	0.3-1.5	样方内还有铃铛刺、骆驼刺等分布，总盖度 60%。
柽柳	5	1.4	

②样方 2

调查地点：JY7-6X 井附近

样方大小：10m×10m　总盖度：40%，　统计结果见表 4.3-25。

表 4.3-25　　样方 2 统计表

植物种	盖度%	平均高(m)	其他
多枝柽柳	25%	2.4	柽柳群系，总盖度 30%。
疏叶骆驼刺	5%	0.38	
芦苇	5%	0.3	

③样方 3

调查地点：RP7-H2 井场附近

样方大小：10m×10m　　总盖度：20%，　　统计结果见表 4.3-26。

表 4.3-26　　**样方 3 统计表**

植物种	盖度%	平均高(m)	其他
柽柳	12	1-2	柽柳群系，总盖度 20%。
疏叶骆驼刺	5	0.3	
幼龄胡杨	3	3-7	

④样方 4

调查地点：HA9-H15 井场附近

样方大小：10m×10m　　总盖度：30%，　　统计结果见表 4.3-27。

表 4.3-27　　**样方 4 统计表**

植物种	盖度%	平均高(m)	其他
柽柳	15	2-3	柽柳-盐穗木群系，总盖度 20%。
骆驼刺	3	0.3	
盐穗木	2	0.5	

⑤样方 5

调查地点：HA13-5C 井场附近

样方大小：10m×10m　总盖度：30%，　统计结果见表 4.3-28。

表 4.3-28　**样方 5 统计表**

植物种	盖度%	平均高(m)	其他
柽柳	15	2-3	柽柳-盐穗木群系，总盖度17%。
盐穗木	2	0.2	

⑥样方 6

调查地点：HA7-H21JS 井场附近

样方大小：10m×10m　总盖度：30%，统计结果见表 4.3-29。

表 4.3-29　**样方 6 统计表**

植物种	盖度%	平均高(m)	其他
花花柴	8	0.4	骆驼刺群系，总盖度23%。
骆驼刺	15	0.6	

⑦样方 7

调查地点：HA11-6 井场附近

样方大小：10m×10m　总盖度：30%，　统计结果见表 4.3-30。

表 4.3-30　　样方 7 统计表

植物种	盖度%	平均高(m)	其他
柽柳	30	1.5-3	柽柳群系，总盖度30%。

4.3.6.4.4 植被利用现状评价

(1)评价方法

本评价利用卫星遥感影像数据，采用归一化植被指数(NDVI)法，通过计算归一化植被指数(NDVI)、植被覆盖度(F)和植被净第一性生产力(NPP)，对本工程所在区域植物现状进行评价。

①归一化植被指数(NDVI)

归一化植被指数(NDVI-Normal Different Vegetation Index)通常用来反应植被覆盖、生长等信息，其计算公式如下：

$$NDVI = \frac{NIR - R}{NIR + R}$$

式中：NIR 为近红外波段，R 为红波段。

NDVI 的取值范围为-1.0～1.0，一般认为 NDVI 大于 0.1 为有植被覆盖，由于该指数与植被密度呈正相关，因此 NDVI 值越大，表示植被覆盖情况越好。

②植被覆盖度(F)

植被覆盖度是反映植被最基本情况的指数，可利用 NDVI(N)来计算植被覆盖度(F)，其计算公式如下：

$F \approx N^2$

$$N = \frac{NDVI - NDVI_{min}}{NDVI_{max} - NDVI_{min}}$$

式中：$NDVI_{min}$指无植被像元的 NDVI 最小值；

$NDVI_{max}$指无植被像元的 NDVI 最大值。

③植被净第一性生产力(NPP)

本评价对本工程生态评价范围内植被现状净第一性生产力计算，采用郑元润等中国天然森林植被净第一性生产力模型，计算公式如下：

$$NPP = -0.6394 - 67.064\ln(1 - NDVI)$$

(2)评价结果分析

①数据分析

本评价选取数据主要采用生态价区范围内的 TM 遥感影像。运用 ENVI、ARCGIS 等软件对遥感数据进行辐射定标、几何纠正、数据镶嵌以及投影变化，精度在 0.5 个像元内，进而计算生态评价区范围内的 NDVI 植被指数、植被覆盖度(F)及植被净第一性生产力(NPP)值，得出本次生态评价区域的 NDVI 空间分布图，见图 29。

②评价结论

生态评价区域内 NDVI 指数范围为 0.092～0.72，植被覆盖度(F)范围为 0.01～3.32%，植被净第一性生产力(NPP)值范围为 23.28～81.00。为客观反映评价区内植被生长状况，将 NDVI 值按照＜0、0～0.10、0.10～0.30、0.30～0.50、0.50～1.0 划分为 5 级，其中＜0 表示建筑物及水体，而其他 4 级表现出植被的生长状况，即 0～0.10 植被覆盖较差，0.10～0.30 植被状况一般，0.30～0.50 植被状况良好，0.50～1.0 植被状况较好，同时得出各等级的植被覆盖度(F)及植被净第一性生产力(NPP)的范围值，具体情况见表 4.3-31。

表 4.3-31　　NDVI 植被指数生态评价结果一览表

级别	NDVI	F (%)	NPP ($tDW \cdot hm^{-2} \cdot a^{-1}$)	面积 (km^2)	所占比例(%)	生 态 现 状
1	＜0	—	—	—	—	无植被
2	0～0.10	0.46～0.71	-0.64～6.43	3	0.14	植被状况较差，地表少土裸露
3	0.10～0.30	0.01～0.46	6.43～23.28	476.6	21.94	植被状况一般，土壤条件较好

续表 4.3-31　　NDVI 植被指数生态评价结果一览表

级别	NDVI	F (%)	NPP ($tDW \cdot hm^{-2} \cdot a^{-1}$)	面积 (km^2)	所占比例 (%)	生 态 现 状
4	0.30～0.50	0.01～0.43	23.28～45.85	432.7	19.92	植被状况较好
5	0.50～1.0	0.43～3.32	45.85～81.00	1259.7	58.00	植被状况良好，土壤及水分条件最好
总计	—	—	—	2172	100.00	—

由表 4.3-31 知，生态评价范围内级别 5 面积所占比例最高，为 58.00%，占到生态评价范围的大部分面积。因此生态评价范围内其 NDVI 指数主要在 0.5～0.10 之间；覆盖度主要在 0.43%～3.32%之间，净第一性生产力在 45.85～81.00$tDW \cdot hm^{-2} \cdot a^{-1}$ 之间。总体来说，本工程评价范围内植被状况较好。



区域 NDVI 空间分布图

表 4.3-5

4.3.6.5 野生动物现状评价

4.3.6.5.1 野生动物区划

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准，本项目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。

4.3.6.5.1 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。

4.3.6.5.2 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4.3-32。

表4.3-32　　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	*Bufo viridis*
爬行类		
2	新疆沙蜥	*Agama stoliczkana*
3	南疆沙蜥	*Phrynocephalus forsythi*
4	密点麻蜥	*Eremisa multiocellata*
5	荒漠麻蜥	*Eremias przewalskii*
鸟类		
6	鸬鹚	*Phalacrocorax carbo*

续表 4.3-32　　项目区主要动物种类及分布

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

其中以鸟类为主，占所有动物的 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 4.3-33。

4.3.6.7 区域环境敏感目标调查及评价

4.3.6.7.1 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

本项目东南距离拟定生态保护红线(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 500m，不在红线内。其主要保护对象为土地沙化敏感区及生物多样性。

4.3-34 生态保护红线区概况

名称	总面积(km²)	斑块数量	生态系统特征	主要禁止开发区域等各类生态保护地情况	分行政区面积(km²)	
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	5390.24	329	落叶阔叶林(灰杨林、胡杨林)；杜加依灌丛(柽柳灌丛)；河漫滩草甸与沼泽草甸；盐化荒漠	库车市塔南区域国家沙化土地封禁保护区；沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区；沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区	阿克苏市	417.32
					库车市	745.44
					沙雅县	4021.26
					新和县	206.21

为防止项目建设对生态红线范围内生态环境带来不利影响，本评价要求不得占用生态红线范围内用地，管线不得穿越生态保护红线。

4.3.6.7.2 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，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4000t/km²·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 2500t/km²·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水源涵养、农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护、水源涵养，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河源流阿克苏河中高山区的水源涵养区天然林草进行封禁保护，塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

(4)水土流失预防范围

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。

4.3.6.7.3 塔里木河上游湿地自然保护区

塔里木河上游湿地自然保护区始建于 2004 年 10 月,为地区级自然保护区，

保护区位于新疆塔里木河流域上游范围内，涵盖了塔里木河在沙雅县境内164.38km流域，包括塔河流域的古河道、自然积水坑、河漫滩、冲蚀阶地和台地等，河流两岸的沼泽、湖泊、水塘、人工水库、排水沟渠等，以及荒漠中的积水洼地，总面积为256840hm²，保护区成立初期未开展详细规划工作，未进行核心区、缓冲区和实验区划分。

为更好地保护自然保护区的湿地资源，保护珍稀濒危物种，提升自然保护区保护管理等各项工作的质量和水平，沙雅县湿地保护区在上级部门的大力支持和积极指导下，展开了由地区级晋升为自治区级自然保护区的各项工作，聘请了自治区林科院于2011年8月对保护区湿地资源进行了科学考察和总体规划，并提交送审材料。2013年5月，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，沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区升级为自治区级湿地自然保护区。保护区东西长约161.1km，南北宽约52.5km，总面积256840.0hm²，其中核心区71586.0hm²，占功能区面积27.9%；缓冲区135868.0hm²，占功能区面积52.9%；实验区49386.0hm²，占功能区面积19.2%。根据中华人民共和国国家标准《自然保护区类型与级别划分原则》（GB/T14529-93），沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区属于“生态系统类”中“湿地类型”的自然保护区。

保护区主要保护对象：①生物多样性，生物多样性包括新疆塔里木河上游湿地生态系统多样性、物种多样性、遗传多样性等。②野生动植物资源，保护区内动植物资源丰富，据统计：野生动物有脊椎动物171种，其中鸟纲17目35科116种，哺乳纲6目13科24种，鱼纲1目2科15种；两栖纲1目1科1种；爬行纲1目6科15种。国家Ⅰ级重点保护动物2种：黑鹳、新疆大头鱼；国家Ⅱ级重点保护动物 21种：鹅喉羚、塔里木马鹿、塔里木兔、草原斑猫、角鸮鸺、白鹈鹕、斑嘴鹈鹕、大天鹅、鸢、苍鹰、棕尾鵟、普通鵟、小雕、白尾鹞、燕隼、红隼、灰鹤、姬田鸡、黑腹沙鸡、纵纹腹小鸮、长耳鸮；自治区Ⅰ级保护动物3种：赤狐、沙狐和虎鼬；自治区Ⅱ级保护动物13种：伶鼬、艾鼬、白额雁、翘鼻麻鸭、针尾鸭、赤膀鸭、白眼潜鸭、环颈雉、斑胸田鸡、蓝

胸佛法僧、新疆鬣蜥、红沙蟒、棋斑游蛇。高等维管束植物 45 科 138 属 294 种，包括蕨类植物 1 科 1 属 1 种，裸子植物 1 科 1 属 1 种、被子植物 43 科 135 属 291 种。其中中国珍稀濒危植物 4 种：胡杨、梭梭、管花肉苁蓉、灰杨。在本区的野生植物中排前10名的科分别是黎科(44种)、禾本科(36种)、莎草科(30种)、菊科(22种)、豆科(17种)、蓼科(12种)、眼子菜科(12种)、柽柳科(10种)、十字花科(9种)、毛茛科(7种)。含1~3种的区域性单种科或少种科高达24个科。③湿地资源，沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区位于沙雅县塔里木河上游区域，保护区分布有河流湿地、湖泊湿地、沼泽湿地和人工湿地。河流湿地主要有河道、河流洪泛台地、河滩等；湖泊是地主要有湖边浅水水生植物湿地，该区域水深 2~3m，为潜水域，有水生植物组成，主要有浮游植物群落、水生植物群落、沉水植物群落；沼泽湿地主要包括灌丛沼泽湿地、草丛湿地和淡木本沼泽湿地，以沼泽和湿生植物为主，植物组成有柳一苔草一香蒲等组成湿地群系，湖泊湿地生长有茂盛的水生、中生植物、形成了适宜水禽、鱼类生活繁殖的优良环境；人工湿地主要由结然力克水库、达热依水库、大赛水库、帕满水库的水面、草甸构成。

本项目与保护区位置关系见图 4.2-6。

4.3.6.7.4 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 263741.51 公顷，其中公益林总面积 252699.47 公顷，占林地面积的 95.81%；重点公益林面积 244145.92 公顷，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 31526.89 公顷，占重点公益林面 积的 12.91%，防风固沙林 212619.03 公顷，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 105835.99 公顷，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，分布于多汁盐生半灌木荒漠和温带落叶灌丛植物群系。本工程与重点公益林位置关系图见图 4.3-7。

4.4 区域污染源调查

评价范围内项目区块现有工程为区域主要污染源，具体见工程分析现有工程内容。

图 4.3-6　　特殊敏感区(塔里木河上游湿地自然保护区)空间分布图

图 4.3-7　　重要敏感区(重点公益林)空间分布图

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

油田开发过程中施工内容主要为钻井工程、地面工程建设、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。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，新建井场呈点状分布在开发区块内，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，扰动占地区域周边或两侧生境。

5.1.1 施工废气影响分析

5.1.1.1 施工废气来源及影响分析

(1)施工扬尘

在油田钻井工程和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，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)焊接烟气、机械设备和车辆废气

在油田钻井工程和地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_x 等；金属

材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，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，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

(3)钻井工程废气

钻井结束时需进行油气测试，会产生测试放喷废气，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1～2d 时间。

放喷期间油气通过分离器分离，凝析油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低放空气的毒性。

(4)环境影响分析

油田开发阶段，钻井工程、地面工程和管道工程，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、焊接烟气、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 施工废气污染防治措施

(1)施工扬尘污染防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《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)及《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108 号)相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度的降低施工扬

尘对周围环境的影响。

表 5.1-1　　施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监督管理部门、举报投诉电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
2	密闭苫盖措施	①建筑材料采用密闭存储、设置围挡、采用防尘布苫盖等措施； ②建筑垃圾采用覆盖防尘布、防尘网、定期喷洒抑尘剂、定期喷水压尘等措施	
3	物料运输车辆密闭措施	①进出工地的物料、渣土、垃圾运输车辆，应尽可能采用密闭车斗，并保证物料不遗撒外漏。若无密闭车斗，物料、垃圾、渣土的装载高度不得超过车辆槽帮上沿，车斗应用苫布遮盖严实； ②装卸和运输渣土、砂石、建筑垃圾等易产生扬尘污染物料的，应当采取完全密闭措施	
4	洒水抑尘措施	遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网	
		施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于 2 次，并有专人负责。重污染天气时相应增加洒水频次	
5	重污染天气应急预案	Ⅳ级(蓝色)预警：强化日常检查	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108号)
		Ⅲ级(黄色)预警：环保部门加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，减少建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶	
		Ⅱ级(橙色)预警：区域内50%重点排放企业限产或停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除、切割、土石方等施工作业，建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车禁止上路行驶(生活垃圾清运车辆除外)	
		Ⅰ级(红色)预警：停区域内70%的重点排放企业限产或者停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除等施工作业，禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	

(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 施工噪声影响分析

5.1.2.1 噪声源及其影响预测

(1)施工噪声影响分析

①施工噪声源强

本工程施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、

管沟开挖、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，以及钻井工程钻机、泥浆泵和发电机运转过程产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2和类比油气田开发工程中井场、转油站、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，本工程各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.1-2。

表 5.1-2　　施工机械产噪值一览表　　单位：[dB(A)/m]

序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]	序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]
1	装载机	93/5	5	吊装机	95/5
2	推土机	86/5	6	钻机	100/1
3	挖掘机	84/5	7	泥浆泵	90/1
4	运输车辆	86/5	—	—	—

②施工噪声贡献值

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：

$L_r=L_{ro}-20\lg(r/r_o)$

式中：L_r——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{ro}——距声源 r_o 处的 A 声压级，dB(A)；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_o——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算拟建工程主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.1-3。

表 5.1-3　　主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机　械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	装载机	74.9	71.4	67.0	61.0	57.4	54.9	53.0	土石方 道路 管线
2	挖掘机	65.9	62.4	58.0	52.0	48.4	45.9	44.0	
3	推土机	67.9	64.4	60.0	54.0	50.4	47.9	46.0	
4	运输卡车	67.9	64.4	60.0	54.0	50.4	47.9	46.0	物料运输

续表 5.1-3　主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机　械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
5	吊装机	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0	设备安装
6	钻机	68.0	64.4	60.0	54.0	50.5	48.0	46.0	钻井
7	泥浆泵	58.0	54.4	50.0	44.0	40.5	38.0	36.0	

③影响分析

各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求；钻井期间昼间距施工机械 100m、夜间 500m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。在距离村庄较近时，施工噪声将对居民产生一定的影响，建设单位应采取相应的措施，减轻对居民的影响：①管线施工时应在昼间施工，在村庄附近管沟开挖、填沟、恢复等作业应在昼间进行，机械作业噪声过大时改为人工作业；②管道连接、下沟以人工操作为主；③施工场地靠近村庄一侧设置硬质围挡，避免强噪声设备集中施工，尽量降低施工噪声对居民生活的影响，并积极与居民协商，必要时进行一定的补偿。

5.1.2.2 施工噪声污染防治措施

为最大限度避免和减轻施工对周围其他声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

(1)合理安排施工

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，合理科学地布局施工现场，施工生产生活区远离环境敏感点。在距离村庄或住户等声环境敏感点附近建设施工，严格控制施工时间，尽量将噪声大的设备使用时间安排在村民非休息时段。缓解、避免强噪声设备集中施工。施工单位合理安排施工时间，在敏感点附近施工，采取变动施工方法措施和控制施工时间。

②施工现场设置施工标志，对可能受施工噪声影响的村庄或住户进行公开，取得谅解。

③施工运输车辆在过村庄和学校时控制车速、禁鸣，加强车辆维护，来减轻噪声对周围声环境的影响。

④合理安排施工时间，在敏感点附近施工采取变动施工方法措施和控制施工时间，靠近敏感点一侧设置围挡。避免强噪声设备集中施工，尽量降低施工噪声对居民生活的影响。

(2)采取噪声控制措施

井场选择应尽量远离居民区；在距离村庄较近时对泥浆泵做好减振基础和设置隔声罩，减少噪声传播，合理安排施工时间，倡导科学管理和文明施工；加强施工机械的保养维护，使其处于良好的运行状态。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。

采取以上措施后，施工噪声不会对声环境产生明显影响。且施工活动分布在区块内，呈现出阶段性和散点状分布，噪声影响是短期的、暂时的，噪声影响将随着各施工活动的结束而消除，不会对周围声环境产生明显影响。

5.1.3 施工期固体废物影响分析

5.1.3.1 施工固废来源及影响分析

本工程主要包括钻井工程、地面工程和管线工程等，施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的废弃泥浆、钻井岩屑、施工土方、废机油、废烧碱包装袋、焊接及吹扫废渣、施工人员生活垃圾。

①土石方

本项目共开挖土方 62.31 万 m^3，回填土方 67.61 万 m^3，借方 5.29 万 m^3，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建站场工程区和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于沙雅县县周边砂石料厂，本工程不设置取土场。本项目土石方平衡见下表 5.1-4。

表 5.1-4　　土方挖填方平衡表　　单位：万 m³

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
站场工程	3.53	4.12	0.59	沙雅县砂石料厂	0	—
道路工程	2.35	7.06	4.70		0	—
管道工程	55.61	55.61	0.00	0	0	—
电力线路	0.82	0.82	0.00	0	0	—
合计	62.31	67.61	5.29	—	0	—

②钻井泥浆

本工程总废弃泥浆产生量为 29673m³，其中废水基膨润土泥浆 16856m³，废水基磺化泥浆 12817m³。膨润土废弃泥浆采用收集池收集就地干化，用于修通井道路、铺垫井场；聚磺钻井液体系废弃泥浆拉运至哈拉哈塘油田钻试修环保站妥善处理。

③钻井岩屑

本工程新钻井 49 口，老井侧钻 14 口，总岩屑产生量为 15778m³，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑 9947m³，水基磺化泥浆钻井岩屑 5831m³。

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，钻井分阶段结束后，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，利用气候干燥的环境自然蒸发干化后用于修建井场道路、垫高井场等综合利用或填埋。磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后暂存于磺化泥浆池，拉运至哈拉哈塘油田钻试修环保站处理。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、运输管理工作，不会对环境产生明显污染影响。

④生活垃圾

本工程新钻 63 口井共计产生生活垃圾 184.62t，在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置。

⑤含油废物

工程钻井过程中只对简单设备进行检修，产生的废润滑油量较少，另外在

钻井、设备检修时产生少量含油废物。

塔里木油田分公司对施工单位要求废油不落地，施工单位采取相应措施防止废油品落地，主要措施为柴油发电机、油品储罐、石油钻杆的贮存区等设备下方采取防渗措施。工程结束后，废油由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

每口新井设备检修产生的废油产生量约为 0.4t，本工程新增含油废物 25.2t/a，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，由区域具有危废处置资质的公司接收处置，并按《废矿物油回收利用污染控制技术规范》(HJ607-2011)和《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求，落实废油的收集和防治污染措施，对周围环境不会造成污染影响。

⑥烧碱废包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，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，本工程新钻井 63 口，烧碱废包装袋产生量为 6.3t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

5.1.3.2 施工固废污染防治措施

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)钻井废弃物处理方案

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《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T 3999-2017)标准等相关要求。膨润土泥浆岩屑排入岩屑池，利用气候干燥的环境自然蒸发干化后用于修建井场道路、垫高井场等综合利用或填埋；废弃磺化泥浆及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妥善处理。

(2)其它要求或方案

①工程土方施工应对挖方单侧堆放，用于管沟回填作业，多余土方用于场地平整，严禁弃土产生；

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

③提倡文明施工，严禁施工人员产生的生活垃圾随地乱扔，当天施工结束后随身带走，施工现场不遗留。

④妥善存放泥浆材料等化学品，不得失散在井场

⑤完井后，井场内废物必须全部进行清理、回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

(3)废润滑油及烧碱废包装袋的控制与处置

钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料，废润滑油直接由设备接入铁质油桶中，不落地，暂存于撬装式危废暂存间中。废润滑油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。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，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

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。

5.1.4 施工废水影响分析

项目施工期废水主要有钻井期产生的酸化压裂废水、地面工程、道路工程与管线工程施工时产生的管道试压废水和少量生活污水等。

(1)酸化压裂废水

钻井工程当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。压入地层的酸液会在排液测试阶段从井底返排出来，即为酸化压裂废水，类比区域内相同井深钻井项目，单个井场产生的酸化压裂废水约 80m³，本工程共部署新钻井 63 口，酸化压裂废水产生量约为 5040m³。

酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在回收罐内，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，做好污水出场进站的记录，禁止运输途中随意倾倒。

(2)管道试压废水

本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，主要污染物为 SS，试压水由管线排出由罐收集后，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，本工程新钻井 63 口，生活污水共计产生量为 29539m³，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。

5.1.5施工期生态影响分析

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。

5.1.5.1.1 占地影响分析

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场及道路占地，临时占地主要为管道作业带占地等占地，本工程占用植被和土壤情况见表5.1-5。

表5.1-5 **本工程占用植被和土壤情况表** 单位：hm²

序号	工 程 内 容	占地面积(hm²)		占用植被类型	占用土壤类型
		永久占地	临时占地		
1	井场	11.76	75.6	植被稀疏，盖度低，以多枝柽柳群系为主，部分井场占用农田	盐土、草甸土

续表5.1-5　　本工程占用植被和土壤情况表　　单位：hm^2

序号	工 程 内 容	占地面积(hm^2)		占用植被类型	占用土壤类型
		永久占地	临时占地		
2	转油站扩建	0.1	0	同井场特征	盐土、草甸土
3	管线工程	0	222.424	同井场特征	盐土、草甸土
4	道路工程	23.52	0	同井场特征	盐土、草甸土
5	电力线路	0.272	0.817	同井场特征	盐土、草甸土
合计		35.652	298.841	—	—

永久占地使原先土壤－植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤－植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。本工程永久占地和临时占地分别为 35.652hm^2和298.841hm^2，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。

5.1.5.1.2 对土壤环境影响

本工程主要土壤类型是盐土及草甸土。类比油田区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影响。

①人为扰动对土壤的影响

施工过程中，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。在开挖的部位，土壤层次变动最为明显。

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)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存在这种影响。

5.1.5.1.3 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、道路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、道路施工过程中对区域原有占地内植被彻底破坏。

(1)占地对植被的影响

①对胡杨群系的影响分析

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。根据现场踏勘情况，该群系主要分布于塔里木河两岸。施工过程中，管沟开挖、井场道路铺设、井场平整等施工过程中，若未进行提前规划，在施工过程中极易发生随意砍伐现象。同时在胡杨周围作业过程中，可能对胡杨根系造成损害。在测试放喷阶段，若未对放喷池四周进行围挡，放喷物质吸附于胡杨枝叶，可能造成胡杨死亡。

②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，占用耕地不涉及基本农田，主要为后期自垦。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。

③对芦苇群系的影响分析

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，伴生很少量的草本。群落发育良好，盖度30%～50%。区域地下水水位埋深较浅，芦苇分布较密集，若不注意规划路线，可能造成大量的芦苇植被破坏。同时，秋冬季施工过程中，若不注意防火措施，可能会点燃芦苇，造成大量芦苇植被死亡。

④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，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。

(2)生物量损失

本工程永久占地面积 35.652hm²，临时占地 298.841hm²，本工程站场、管线及道路施工区域以农田及灌木林地为主。永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

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。

生物量损失见表 5.1-6。

表 5.1-6　　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/hm²)	面积(hm²)		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	13.548	113.559	40.64	340.68
荒漠灌丛	0.3	12.122	101.607	3.64	30.48
疏林和灌丛	4.5	9.982	83.675	44.92	376.54
合计		35.652	298.841	89.20	747.7

本工程的实施，将造成 89.20t 永久植被损失和 747.7t 临时植被损失。

(4)污染物对植物的影响

①扬尘对植被的影响

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。

②施工期废水对植被影响

施工期废水主要有钻井期产生的酸化压裂废水、地面工程、道路工程与管线工程施工时产生的管道试压废水和少量生活污水等，其中酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在回收罐内，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；试压废水就地泼洒抑尘；生活污水定期拉运至哈6联合站生活污水处理装置处理，所以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。

5.1.5.1.4 对野生动物的影响分析

施工机械噪声和人员活动将影响野生动物的正常生活。因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，动物种类较少，主要为伴人动物，如麻雀、啮齿类动物。施工活动可能影响到这些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。但区块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产生的影响较小。

5.1.5.1.5 对水土流失影响分析

本项目建设过程中人为活动造成水土流失的原因主要是破坏地面表层结构以及大风季节临时堆土对周边环境带来的影响，可能造成的水土流失危害主要有以下几个方面：

(1)扩大侵蚀面积，加剧水土流失。本项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，项目建设过程中对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风

天气易产生严重的水土流失现象。

(2)破坏生态环境，对周边地区造成影响，本项目沿线虽植被覆盖度低，但施工期对地表结皮破坏，有可能加剧项目区内的风灾天气，增加空气中粉尘含量，严重时会形成沙尘暴，造成一定的生态环境破坏，施工车辆的反复碾压将会使道路周边长期处于扬尘状况下，给施工人员健康造成危害。

(3)扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力，道路工程建设由于车辆行驶，改变了扰动区域的原地貌、土壤结构和地面物质组成，降低了土壤抗侵蚀能力。

5.1.5.1.6 特殊生态敏感区和重要生态敏感区影响分析

(1)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 500m，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。

(2)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 500m，不在红线内。该红线区属于土地沙化和生物多样性极敏感区，但不属于法定保护区。

根据生态保护红线划定结果，本项目井场、井场道路、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。

(3)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，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。

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 防沙治沙分析及措施

5.1.5.2.1 项目背景说明

(1)项目名称(主体工程、附属工程)、性质、规模、总投资等要素

本项目性质属于改扩建项目，项目总投资 432242 万元。建设内容包括：主要建设内容为：①钻井工程：部署新井 63 口(新钻油井 49 口，老井侧钻 14 口)；②地面工程：新建采油井场 63 座、注水井场 42 座、注气井场 126 座，扩建转油站 2 座；③集输管线：新建集输管道 223.59km，新建低压供水干线 51.3km，新建单井注水管线 38.96km；④配套工程：新建 10kV 电力线路 136.1km，新建 35m 通信铁塔 1 座，并配套建设自控、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通、道路、安防等辅助设施。本工程建成投产后，设计年产油 27×10⁴t 以上稳产 5 年。

(2)项目区地理位置、范围和面积(附平面图)

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。北距库车市城区约 37km，西距沙雅县城约 4km。项目平面布置情况见图 3.3-1～图 3.3-7。

(3)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。项目区主要植被为柽柳、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 2.4km，距渭干河最近 3.2km，距离英达里亚河最近 220m。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。

(4)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215690.6公顷，可治理面积56042.6公顷，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。

5.1.5.2.2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35.652hm²，临时占地面积298.841hm²，其中荒漠化土地面积为26.75m²，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，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

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

5.1.5.2.3 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《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》(林沙发[2013]136 号)；

③《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)；

④《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、道路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、施工区域及村庄、道路、河

流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。

5.1.5.2.4 方案实施保障措施

(1)组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本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)防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资 189 万元，由塔里木油田分公司自行筹措，已在本工程总投资中考虑。

(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。

5.1.5.3 生态环境影响减缓措施

5.1.5.3.1 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。

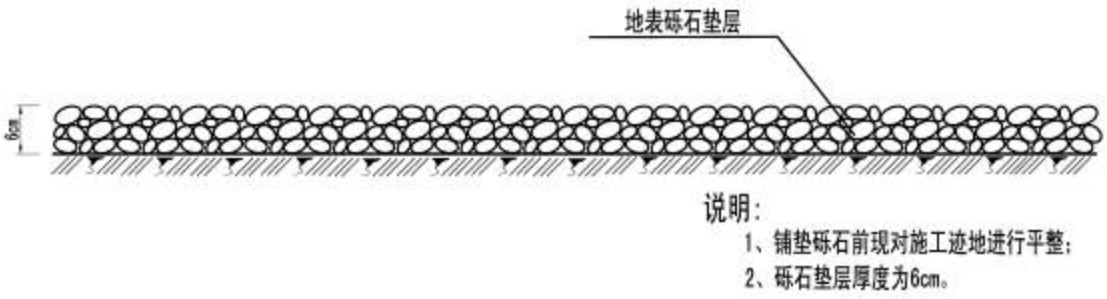

图 5.1-1　井场砾石压盖措施典型设计图

5.1.5.3.2 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(灰胡杨、胀果甘草等)，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。

5.1.5.3.3 土壤影响减缓措施

①周密策划，精心施工，努力维护原生环境的完整性

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改进施工方法，采取积极措施，努力防止各种环境危害

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(灰胡杨、胀果甘草等)，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。

5.1.5.3.5 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，在当地政府指定的区域，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）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）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。

（5）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。

（6）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。

5.1.5.3.6 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(防风固沙林)，主要是为杜加依灌丛和稀疏灌丛，主要植物种类为柽柳，分布于多汁盐生半灌木荒漠和温带落叶灌丛植物群系。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田林地审核审批管

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>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）工程征占地范围内的保护植物（胀果甘草等）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。

5.1.5.3.7 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。

5.1.5.3.8 水土流失保护措施

5.1.5.3.8.1 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边界，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。

5.1.5.3.8.2 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边界，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。

5.1.5.3.8.3 道路工程区

(1)场地平整:道路工程区域施工结束后对路面扰动区域进行严格的场地平整，恢复原始土地类型。

(2)洒水降尘：项目区降水量极少，蒸发量却很大，新建道路施工期间机械扰动频繁，易产生扬尘对周边环境产生影响，造成一定的水土流失。本方案拟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，在道路施工期内，增加洒水防护措施。

(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，本方案设计在道路两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

图 5.1-2　限行彩条旗典型设计图

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	82.78333	41.23333	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	82.97E	41.72N	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(℃)	-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℃，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℃，12 月份平均气温最低，为-8.7℃。

(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	0.0	18.6
2月	5.2	1.7	2.5	1.7	0.8	0.9	0.0	0.9	0.0	8.6	25.0	22.4	12.1	6.0	2.6	1.7	7.8
3月	4.8	12.1	20.9	10.5	4.0	1.6	2.4	0.8	1.6	5.7	4.8	6.5	4.8	4.0	1.6	2.4	11.3
4月	5.0	11.7	11.6	8.3	4.2	3.3	0.0	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	0.0	2.4	4.0	4.8	1.6	16.1	4.0	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	4.0	1.6	1.6	403.0	0.8	1.6	0.0	2.4	6.5	5.7
9月	10.0	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	0.0	1.6	1.6	0.8	5.7	5.7	4.0	4.8	4.0	4.0	3.2	26.6

续表 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
11 月	0.0	3.3	5.8	4.2	1.7	2.5	0.8	0.8	2.5	6.7	15.0	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	0.0	1.6	13.7
春季	6.5	13.6	15.5	10.3	3.3	2.7	3.3	2.7	3.0	3.8	6.0	6.3	3.0	3.0	2.7	3.3	11.1
夏季	9.8	14.7	13.1	11.6	6.0	4.9	3.0	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	6.0	3.6	2.8	2.2	20.9
冬季	3.8	5.2	9.1	6.0	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	9.0	3.7	2.5	2.3	2.3	2.1	5.3	8.8	7.7	4.7	3.6	2.9	2.9	13.0

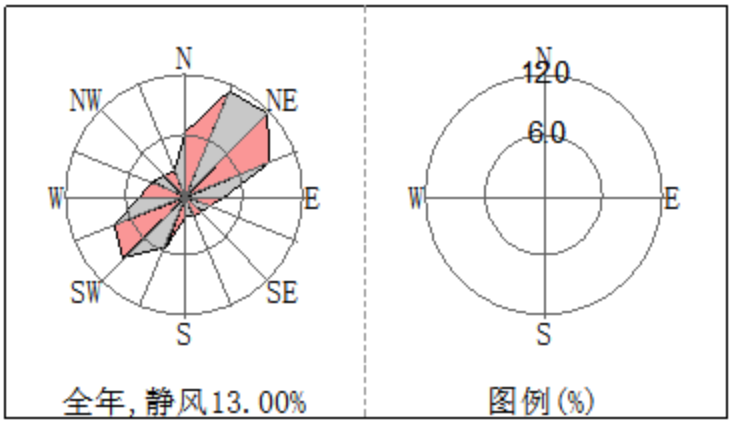

图 5.2-1　　区域近 20 年风频玫瑰图

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(℃)	-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℃，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℃，12月份平均气温最低，为-7.2℃。

(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年平均各风向风频变化情况见表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	—

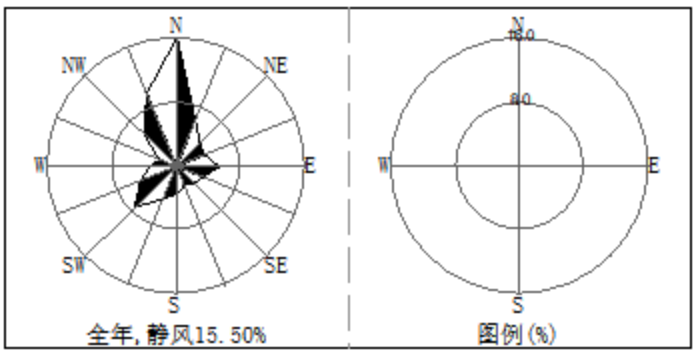

图5.2-2　　区域近20年风频玫瑰图

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。

5.2.1.3 大气环境影响预测与分析

(1)预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则·大气环境》

(HJ2.2-2018)所推荐采用的估算模式AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最大影响程度和影响范围。AERSCREEN模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表5.2-9。

表5.2-9 **估算模型参数一览表**

序号	参数		A区(库车市、农作地)取值	B区(库车市、草地)取值	C区(库车市、沙漠化荒地)取值	D区(沙雅县、农作地)取值	E区(沙雅县、草地)取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村				
		人口数(城市选项时)	/				
2	最高环境温度/℃		41.5	41.5	41.5	41.6	41.6
3	最低环境温度/℃		-27.4	-27.4	-27.4	-28.7	-28.7
4	测风高度/m		10				
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5				
6	土地利用类型		农作地	草地	沙漠化荒地	农作地	草地
7	区域湿度条件		干燥气候				
8	是否考虑地形	考虑地形	☑是 □否				
		地形数据分辨率/m	90				
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 ☑否				
		岸线距离/km	—				
		岸线方向/°	—				

(2)预测源强

据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表 5.2-10，相关污染物预测及计算结果见表 5.2-11。

表 5.2-10　**主要废气污染源参数一览表(面源，100%负荷)**

名称	面源起始点坐标		面源海拔高度(m)	面源长度(m)	面源宽度(m)	与正北向夹角(°)	面源有效排放高度(m)	年排放小时数(h)	排放工况	污染物	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
A区HA15-26X井场无组织废气	*	*	965	30	40	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0057
										H_2S	0.0003
B区HA16-25X井场无组织废气	*	*	965	30	40	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0057
										H_2S	0.0003
C区HA15-32X井场无组织废气	*	*	963	30	40	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0057
										H_2S	0.0003
D区RP8-2井场无组织废气	*	*	955	30	40	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0057
										H_2S	0.0003
E区RP3-9井场无组织废气	*	*	962	30	40	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0057
										H_2S	0.0003

表5.2-11　**P_{max}及$D_{10\%}$预测及计算结果一览表**

名　称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单　位	--	μg/m³	μg/m³	%	%	m
A区HA15-26X井场无组织废气	非甲烷总烃	9.19	2000	0.46	4.84	25
	H_2S	0.484	10	4.84		
B区HA16-25X井场无组织废气	非甲烷总烃	9.19	2000	0.46		25
	H_2S	0.484	10	4.84		
C区HA15-32X井场无组织废气	非甲烷总烃	9.19	2000	0.46		25
	H_2S	0.484	10	4.84		

续表5.2-11　　P_{max}及$D_{10\%}$预测及计算结果一览表

名　称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单　位	--	μg/m³	μg/m³	%	%	m
D区RP8-2井场无组织废气	非甲烷总烃	9.19	2000	0.46	4.84	25
	H_2S	0.484	10	4.84		
E区RP3-9井场无组织废气	非甲烷总烃	9.19	2000	0.46		25
	H_2S	0.484	10	4.84		

由表5.2-11可知，井场无组织废气中非甲烷总烃最大一次落地浓度为9.19μg/m³，最大占标率0.46%；H_2S最大一次落地浓度为0.484μg/m³，最大占标率4.84%，$D_{10\%}$均未出现。

5.2.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

本工程新建井场63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：μg/m³

评价因子＼评价点		东场界	南场界	西场界	北场界
A区HA15-26X井场无组织废气	非甲烷总烃	108.80	120.69	101.04	96.52
	H_2S	0.34	0.38	0.32	0.30
B区HA16-25X井场无组织废气	非甲烷总烃	112.25	122.93	101.30	95.95
	H_2S	0.35	0.38	0.32	0.30
C区HA15-32X井场无组织废气	非甲烷总烃	112.24	121.69	102.57	93.33
	H_2S	0.35	0.38	0.32	0.29
D区RP8-2井场无组织废气	非甲烷总烃	104.73	106.96	101.41	97.30
	H_2S	0.33	0.33	0.32	0.30
E区RP3-9井场无组织废气	非甲烷总烃	100.08	100.99	98.33	95.78
	H_2S	0.31	0.32	0.31	0.30

由表5.2-12预测结果可知，A、B、C、D、E区各井场无组织废气对四周场界非甲烷总烃浓度贡献值为95.78～122.93μg/m³，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 0.29～0.38μg/m³，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 二级新扩改建标准。

5.2.1.5 一类区影响分析

本项目有 9 口钻井与一类区距离小于 5km，均分布于上述 D 区或 E 区内，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 9.19μg/m³，最大占标率 0.46%；H_2S 最大一次落地浓度为 0.484μg/m³，最大占标率 4.84%，$D_{10\%}$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，单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 3.09μg/m³，最大占标率 0.15%；一类区 H_2S 最大一次落地浓度为 0.163μg/m³，最大占标率 1.63%，$D_{10\%}$均未出现。

5.2.1.6 大气环境防护距离

根据《环境影响评价技术导则 · 大气环境》(HJ2.2-2018)“8.8.5 大气环境防护距离确定”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。

5.2.1.7 非正常排放影响分析

5.2.1.7.1 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/°	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	0	60	938	5	5	0	2	0.17	非正常	H_2S	0.001
											非甲烷总烃	0.1

5.2.1.7.2 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：μg/m³

序号	污染源名称	评价因子	C_i(μg/m³)	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)
1	放喷口	H_2S	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 1640μg/m³，占标率为 82.19%，$D_{10\%}$对应距离为 250m；硫化氢最大落地浓度为 16.4μg/m³，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。

5.2.1.6 污染物排放量核算

项目大气污染物排放量核算情况见表5.2-15。

表 5.2-15 **大气污染物无组织排放量核算表**

序号	产物环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年总排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m³)	
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	采出液密闭集输	《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	非甲烷总烃≤4.0	3.15
		硫化氢		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表1新扩改建厂界二级标准值	H_2S≤0.06	0.189

5.2.1.7 评价结论

本工程位于环境质量不达标区，污染源正常排放下 PM_{10}、二氧化硫、氮氧化物、硫化氢、非甲烷总烃、氨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。

5.2.1.8 大气环境影响评价自查表

本工程大气环境影响评价自查表见表 5.2-16。

表 5.2-16 **大气环境影响评价自查表**

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级☐		二级☑		三级☐		
	评价范围	边长=50km☐		边长5～50km☐		边长=5km☑		
评价因子	SO_2+NO_2排放量	≥ 2000t/a☐		500～2000t/a☐		＜500t/a☑		
	评价因子	基本污染物（$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3） 其他污染物(非甲烷总烃、硫化氢)				包括二次$PM_{2.5}$☐ 不含二次$PM_{2.5}$☑		
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准☐		附录D ☑	其他标准 ☐	
现状评价	环境功能区	一类区☐		二类区☐		一类区和二类区☑		
	评价基准年	(2020)年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据☑		主管部门发布的数据☐		现状补充监测☑		
	现状评价	达标区☐				不达标区☑		
污染源调查	调查内容	本工程正常排放源☑ 本工程非正常排放源☑ 现有污染源☑		拟替代的污染源☐		其他在建、拟建项目污染源☐	区域污染源☑	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF☐	网格模型 ☐	其他 ☑
	预测范围	边长≥ 50km☐		边长5～50km ☐			边长=5km ☑	
	预测因子	预测因子(PM10、SO2、NO2、非甲烷总烃非甲烷总烃、氨、硫化氢)				包括二次$PM_{2.5}$☐ 不包括二次$PM_{2.5}$☐		
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%☑				$C_{本项目}$最大占标率＞100% ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{本项目}$最大占标率≤10%☐			$C_{本项目}$最大标率＞10% ☐		
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%☐			$C_{本项目}$最大标率＞30% ☐		
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长(1)h	$C_{本项目}$占标率≤100% ☐			$C_{非正常}$占标率＞100%☐		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标 ☐				$C_{叠加}$不达标 ☐		
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% ☐				k＞-20% ☐		

续表 5.2-16　　大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(非甲烷总烃)	有组织废气监测 □ 无组织废气监测 ☑		无监测□
	环境质量监测	监测因子：()	监测点位数()		无监测☑
评价结论	环境影响	可以接受 ☑　　不可以接受 □			
	大气环境防护距离	距(　　)厂界最远(　　)m			
	污染源年排放量	SO_2(0) t/a	NO_x:(0)t/a	颗粒物:(0)t/a	VOC_s:(3.15)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

本工程营运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 5.2-17　　采出水处理规模一览表

分类	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本项目需处理量	依托可行性
哈 6 联合站采出水处理站	3000m^3/d	1246m^3/d	41.5%	1754m^3/d	370m^3/d	可依托

续表 5.2-17　　采出水处理规模一览表

分类	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本项目需处理量	依托可行性
热普转油站采出水处理站	2000m³/d	362m³/d	18.1%	1638m³/d	118m³/d	可依托

本工程采出水为 370m³/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，本工程井下作业废水需处理量为 3.3m³/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。

表 5.2-18　　地表水环境影响评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="2">自查项目</td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="2">水污染影响型☑；水文要素影响型□</td></tr>
<tr><td>水环境保护目标</td><td colspan="2">饮用水水源保护区□；饮用水取水口□；涉水的自然保护区□；重要湿地□
重点保护与珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">影响途径</td><td>水污染影响型</td><td>水文要素影响型</td></tr>
<tr><td>直接排放□；间接排放☑；其他□</td><td>水温□；径流□；水域面积□</td></tr>
</table>

续表 5.2-18　　**地表水环境影响评价自查表**

工作内容		自查项目	
影响识别	影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物□；非持久性污染物□；pH值□；热污染□；富营养化□；其他☑	水温□；水位(水深)□；流速□；流量□；其他□
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级□；二级□；三级A□；三级B☑	一级□；二级□；三级□

5.2.3 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。

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恩农场以北地段；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。

区域综合水文地质图

图 5.2-3

下面分别对上述地段地下水的水文地质特征进行描述。

a.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

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一台特玛湖。

(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HCO_3·SO_4·Cl—Na(Ca·Mg)型渐变为SO_4·CL—Na·Mg型和Cl·SO_4—Na(Mg·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HCO_3·SO_4·Cl—Na(Ca·Mg)型渐变为SO_4·CL—Na·Mg型

和$Cl\cdot SO_4$—Na(Mg·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$Cl\cdot SO_4\cdot HCO_3$—Na·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$HCO_3\cdot SO_4\cdot Cl$—Na·Ca型渐变为$SO_4\cdot Cl$—Na·Ca型和$Cl\cdot SO_4$- Na(Mg·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)地下水动态特征

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。下面对地下水水位的动态变化特征进行描述。

评价区内RT1钻孔位于渭干河冲洪积细土平原上，为承压含水层的水位动态监测点，其动态变化曲线见图5.2-4。通过对地下水水位动态变化曲线分析，区内地下水位的动态类型为渗入-蒸发型，动态曲线为多峰型。地下水水温变化不大，在14.0℃～17.0℃之间。这几个承压水钻孔分布于渭干河冲洪积细土平原多层结构的承压水区,地下水埋深在4.45～11.99m之间,含水层岩性为细砂、粉砂，水动力条件较差，水力坡度约0.59‰左右。动态曲线呈现为多峰型：每年1～2月地下水处于低水位期；3月份水位开始上升，至4月～5月达到最高值，之后水位开始回落；在8月份由于强烈的蒸发、蒸腾作用，水位略有上升，形成一小的峰值；9月份开始下降，受冬灌影响，于11～12月形成另一峰值，一般在次年1～2月达到最低水位。年内变幅2.44～11.37m。

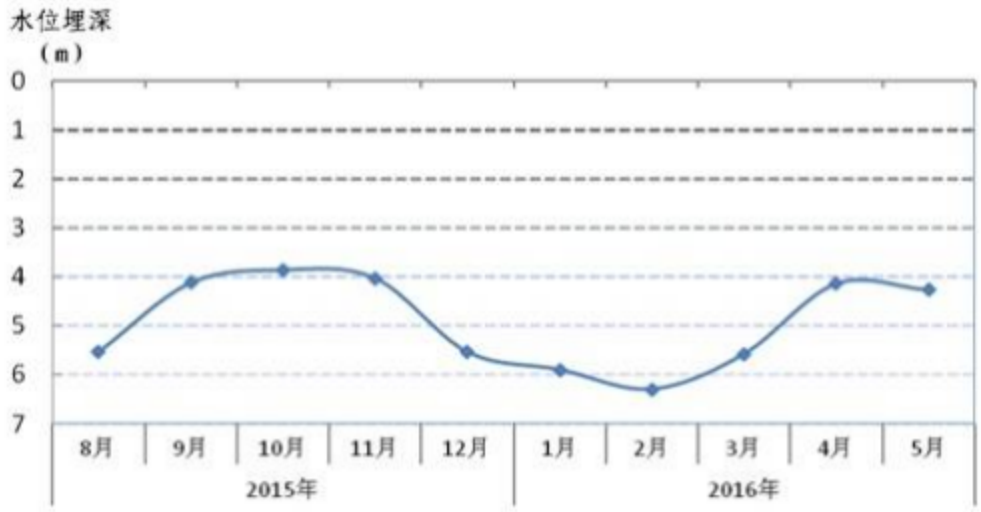

图 5.2-4　　RT1 孔地下水水位动态变化曲线

(6)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。

(7)地下水开发利用现状经过调查，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 Cl·SO_4-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。

5.2.3.4 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 5.2-19。

表 5.2-19　　**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一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一平面瞬时点源的预测模型为：

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

式中：

x，y一计算点处的位置坐标；

t一时间，d；

C(x,y,t)一t时刻点x,y处的污染物浓度，mg/L；

M一含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约30m；

m_M一长度为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一地下水流速度，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×I/n=10m/d×0.83‰/0.32=0.026m/d；

n一有效孔隙度，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；

D_L一纵向弥散系数，m^2/d；根据资料，纵向弥散度α_m=10m，纵向弥散系数$D_L=\alpha_m\times u=0.26m^2/d$；

D_T—横向y方向的弥散系数，m^2/d；横向弥散系数D_T=0.026m^2/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 5.2-20。

表 5.2-20　　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 130.5m^2，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 560.7m^2，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 2016.4m^2，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。

5.2.3.5 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5.2-21及图5.2-4，5.2-5，5.2-6。

表5.2-21 **分区防渗要求一览表**

站场	防渗分区		防渗要求
钻井期间井场	重点防渗区	钻台	防渗性能不低于6.0m厚渗透系数为1.0×10^{-7}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	

续表 5.2-21　　**分区防渗要求一览表**

站场	防渗分区		防渗要求
钻井期间井场	一般防渗区	泥浆罐区	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1.0×10^{-7}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≥1.5m，K≤1.0×10^{-7}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
哈 601 转油站	一般防渗区	油气分离、采出水缓冲罐区	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1.0×10^{-7}cm/s；或参照 GB16889 执行

图 5.2-4　　钻井期井场分区防渗图

图 5.2-5　　营运期井场分区防渗图

图 5.2-6　　哈 601 转油站分区防渗图

(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，井场内设置有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 5.2-22。

表 5.2-22　　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

本工程各新建采油井场、注水井场、注气井场规格及产噪设备一致，本次选取代表井场进行预测，同时对扩建后的哈601转油站及热普转油站进行预测。本评价以距村庄较近的井场四周场界作为评价点，预测分析噪声源对场界的声级贡献值和距离最近住户的声环境贡献值，分析说明井场产噪设备对四周场界声环境的影响及村庄声环境的影响。

5.2.4.1 预测模式

(1)单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

已知声源的倍频带声功率级(从63Hz到8000Hz标称频带中心频率的8个倍频带)，预测点位置的倍频带声压级$L_p(r)$可按下式计算：

$$L_p(r)=Lw+D_c-A$$

$$A=A_{div}+A_{atm}+A_{gr}+A_{bar}+A_{misc}$$

式中：$L_p(r)$—距离声源r处的倍频带声压级，dB；

L_w—倍频带声功率级，dB；

D_c—指向性校正，dB；

A—倍频带衰减，dB；

A_{div}—几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar}—声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

(2)室内点声源对厂界噪声预测点贡献值预测模式

室内声源首先换算为等效室外声源，再按各类声源模式计算。

①首先计算出某个室内声源靠近围护结构处的倍频带声压级：

$$L_{p1}=L_w+10\lg(\frac{Q}{4\pi r^2}+\frac{4}{R})$$

式中：L_{p1}—室内声源在靠近围护结构处产生的倍频带声压级，dB；

L_w—声源的倍频带声功率级，dB；

r—声源到靠近围护结构某点处的距离，m；

Q—指向性因子；

R—房间常数，$R=S\alpha/(1-\alpha)$，S为房间内表面面积，㎡，α为平均吸声系数。

②计算出所有室内声源在靠近围护结构处产生的i倍频带叠加声压级：

$$L_{p1i}(T)=10\lg(\sum_{j=1}^{N}10^{0.1L_{p1ij}})$$

式中：$L_{p1i}(T)$—靠近围护结构处室内N个声源i倍频带的叠加声压级，dB；

L_{p1ij}—室内j声源i倍频带的声压级，dB；

N—室内声源总数。

③计算出室外靠近围护结构处的声压级：

$$L_{p2i}(T)=L_{p1i}(T)-(TL_i+6)$$

式中：$L_{p2i}(T)$—靠近围护结构处室外N个声源i倍频带的叠加声压级，dB；

TL_i—围护结构i倍频带的隔声量，dB；

④将室外声源的声压级和透过面积换算成等效的室外声源，计算出中心位置位于透声面积(S)处的等效声源的倍频带声功率级。

$$L_w=L_{p2}(T)+10\lg S$$

⑤等效室外声源的位置为围护结构的位置，其倍频带声功率级为L_w，根据厂房结构(门、窗)和预测点的位置关系，分别按照面声源、线声源和点声源的衰减模式，计算预测点处的声级。

假设窗户的宽度为a，高度为b，窗户个数为n；预测点距墙中心的距离为r。预测点的声级按照下述公式进行预测：

当$r\le\frac{b}{\pi}$时，$L_A(r)=L_2$(即按面声源处理)；

当$\frac{b}{\pi}\le r\le\frac{na}{\pi}$时，$L_A(r)=L_2-10\lg\frac{r}{b}$(即按线声源处理)；

当$r\ge\frac{na}{\pi}$时，$L_A(r)=L_2-20\lg\frac{r}{na}$(即按点声源处理)；

(3)计算总声压级

①计算本工程各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值

设第i个室外声源在预测点产生的A声级为L_{Ai}，在T时间内该声源工作时间为t_i；第j个等效室外声源在预测点产生的A声级为L_{Aj}，在T时间内该声源

工作时间为 t_j，则本工程声源对预测点产生的贡献值（L_{eqg}）为：

$$L_{eqg}=10\lg[\frac{1}{T}(\sum_{i=1}^{N}t_i10^{0.1L_{Ai}}+\sum_{j=1}^{M}t_j10^{0.1L_{Aj}})]$$

②预测点的噪声预测值

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

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb}—预测点的背景值，dB(A)。

(4)噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

本工程噪声源噪声参数见表 5.2-23。

表 5.2-23 **站场噪声源参数一览表**

序号	声源名称		数量(台/套)	中心坐标	最大噪声源强[dB(A)]	降噪措施	降噪效果[dB(A)]	预测噪声源强[dB(A)]
1	新建井场	采油树	1	(20，15，1)	85	基础减振	15	70
2	注水井场	注水泵	1	(30，10，1)	90	基础减振	15	75
3	注气井场	空气压缩机撬	1	(30，15，1)	90	基础减振	15	75
		制氮机撬	1	(30，25，1)	85	基础减振	15	75
		注气压缩机撬	1	(25，20，1)	90	基础减振	15	75
4	哈601转油站	离心泵	1	(80，40，1)	90	基础减振	15	75
5	热普转油站	事故泵	1	(232，75，1)	90	基础减振	15	75

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程新建采油单井、转油站等噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.2-24。

表 5.2-24 **井场噪声预测结果一览表** 单位：dB(A)

评价点	厂界	贡献值	现状值		预测值		标准值		结论
			昼间	夜间	昼间	夜间			
采油井场	东场界	45.3	—	—	—	—	昼间	60	达标
	南场界	43.4							

续表 5.2-24　　井场噪声预测结果一览表　　单位：dB(A)

评价点	厂界	贡献值	现状值		预测值		标准值		结论
			昼间	夜间	昼间	夜间			
采油井场	西场界	44.6	—	—	—	—	夜间	50	达标
	北场界	45.8							
注水井场	东场界	46.8	—	—	—	—	昼间	60	达标
	南场界	45.4							
	西场界	46.5					夜间	50	
	北场界	47.4							
注气井场	东场界	47.5	—	—	—	—	昼间	60	达标
	南场界	46.2							
	西场界	47.6					夜间	50	
	北场界	48.2							
扩建哈601转油站	东场界	32.7	46	44	46.2	44.3	昼间	60	达标
	南场界	46.1	47	46	49.6	49.1			
	西场界	39.4	44	43	45.3	44.6	夜间	50	达标
	北场界	40.2	47	45	47.8	46.2			
扩建热普转油站	东场界	36.9	47	46	47.4	46.5	昼间	60	达标
	南场界	38.1	45	44	45.8	45.0			
	西场界	30.4	46	45	46.1	45.1	夜间	50	达标
	北场界	45.4	45	44	48.2	47.8			
英依干其村	—	24.8	42	39	42.1	39.2	昼间	60	达标
							夜间	50	达标
吉如其阔坦村	—	24.6	43	39	43.1	39.1	昼间	60	达标
							夜间	50	达标
吉格代托喀依村	—	24.6	42	38	42.1	38.2	昼间	60	达标
							夜间	50	达标
哈尼喀塔木乡	—	35.4	43	40	43.7	41.3	昼间	60	达标
							夜间	50	达标
色日马克村	—	35.6	43	38	43.7	40.0	昼间	60	达标
							夜间	50	达标

由表 5.2-24 可知项目实施后，采油井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪

声贡献值为 43.4～45.8dB(A)，注水井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 45.4～47.4dB(A)，注气井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 46.2～48.2dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区标准要求。扩建转油站噪声源对场界的噪声贡献值为 30.4～46.1dB(A)，与现状值叠加后，噪声预测值昼间为 45.3～49.6dB(A)，夜间为 44.3～49.1dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区标准要求；井场主要产噪声源对村庄昼间和夜间噪声贡献值为 24.6～35.6dB(A)，与现状值叠加后，噪声预测值昼间为 42.1～43.7dB(A)，夜间为 38.2～40.0dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准要求。

综上，本工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.2.5 固体废物影响分析

5.2.5.1 固体废物产生种类及数量

本项目营运期产生的固体废物主要为油泥(砂)6.3t/a。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)，油泥(砂)(HW08 071-001-08)属于危险废物，桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，本项目危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表 5.2-25。

表 5.2-25 **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
油泥(砂)	HW08	071-001-08	6.3	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

5.5.5.2 危险废物环境影响分析

(1)危险废物运输

本工程建成运行后，油田公司应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求对含油废物进行收集。

①收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表明危险废物相关信息的标

签，标签信息应填写完整翔实。具体要求如下：

a．危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

b．危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.2-7 所示；

图 5.2-7　　危险废物类别标识示意图

c．材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.2-8 所示。

图 5.2-8　　危险废物相关信息标签

d、装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间；

本工程产生的危险废物按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求进行运输，并按要求填写危险废物的收集记录、内转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置。

(2)危险废物运输过程影响分析

本工程产生的危险废物运输过程由库车畅源生态环保科技有限责任公司委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，且库车畅源生态环保科技有限责任公司(在库车经济开发区内)距项目约 39km，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(3)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，本工程危险废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置可行。

5.2.6 生态环境影响分析

项目营运期对生态环境的影响主要表现在对野生动物等的影响，生态系统完整性影响以及植被影响。

(1)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，并加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀。

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。应在道路周边设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对工作人员加强宣传教育，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同时应加强野生动物保护，对进行野生动物保护法的宣传教育，严禁惊扰、猎杀野生动物。

(2)植被影响分析

营运期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在 2～3 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如井喷、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，在荒漠地带植被损失量很小。

(3)特殊生态敏感区和重要生态敏感区影响分析

运营期影响主要集中在井场内，运营期采出水、井下作业废液等均不外排，油泥(砂)妥善处置；同时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。因此不会对特殊生态敏感区和重要生态敏感区产生明显影响。

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 5.2-26。

表 5.2-26 **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 5.2-26 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”。

(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 5.2-24。

表 5.2-27　　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 范围内存在耕地及村庄，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、草地、灌木林地。

(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、灌木林地。

(3)土地利用规划

本工程占地范围暂无土地利用规划。

(4)土壤理化性质调查

土壤理化性质见表 5.2-28。

表 5.2-28　　土壤理化性质调查结果一览表

点号		RP3-9 井场附近	时间	2021.11.16
深度		0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0m
现场记录	颜色	棕色	黄棕色	黄棕色
	结构	团粒结构	团粒结构	团块结构
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	0%	0%	0%
	其他异物	少量植物根系	少量植物根系	少量植物根系

续表 5.2-28　　土壤理化性质调查结果一览表

实验室测定	pH 值	7.67	7.76	7.83
	阳离子交换量 $cmol^+/kg$	8.7	9.2	7.6
	氧化还原电位 mV	354	347	343
	饱和导水率 mm/h	1.97	2.14	2.09
	土壤容重 g/cm^3	1.25	1.34	1.21
	孔隙度%	52.8	49.4	54.3

点号		HA16-25X 井场附近		时间	2021.11.16
深度		0.2	0.5	1.5	3.0
现场记录	颜色	浅灰	深灰	浅棕	暗棕
	结构	团粒	团粒	团粒	团粒
	质地	壤土	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	0	0	0	0
现场记录	其他异物	根系	根系	根系	无
实验室测定	pH 值	8.54	8.57	8.52	8.55
	阳离子交换量 $cmol^+/kg$	2.47	2.52	2.53	2.51
	氧化还原电位 mV	358	352	347	344
	饱和导水率 mm/h	2.05	2.04	2.11	2.15
	土壤容重 g/cm^3	1.31	1.31	1.35	1.38
	孔隙度%	43	——	——	——

表 5.2-29　　区域土体结构剖面调查表

点位	土壤剖面照片	层次
RP3-9井场附近		①壤土：0～0.5m，棕色，松散～稍密，主要由壤土、植物根系组成。 ②壤土：0.5～1m，黄棕色，稍密，主要由壤土、植物根系组成。 ③壤土：1～3.0m，黄棕色，稍密，主要由壤土和植物根系组成。
HA16-25X井场附近		①壤土：0～0.2m，浅灰色，松散～稍密，主要由壤土和植物根系组成 ②壤土：0.2～0.5m，深灰色，松散～稍密，主要由壤土和植物根系组成 ③壤土：0.5～1.5m，潜棕色，稍密，主要由壤土和植物根系组成 ④壤土：1.5～3.0m，暗棕色，稍密，主要由壤土组成

5.2.7.2.4 土壤类型调查

根据《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型主要为盐土及草甸土。

区域土壤类型分布图

图 5.2-9

5.2.7.2 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，m^2/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

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

(3)边界条件

第一类Dirichlet边界条件：

①连续点源：

$$c(z,t) = c_0 \qquad t > 0, z = 0$$

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

②非连续点源：

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

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

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 HA13-15X 井场进行预测，预测模型参数取值见表 5.2-30。

表 5.2-30　　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 5.2-31　　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。

在不同水平年石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.2-10 所示。

图 5.2-10　　石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

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护措施后，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1.0×10^{-7}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5.2-32。

表5.2-32 **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	哈601转油站内	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	代表性井场内采油树管线接口处			
3	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5.2-33。

表5.2-33 **土壤环境影响评价自查表**

工作内容		完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型☑；生态影响型□；两种兼有□	
	土地利用类型	建设用地☑；农用地☑；未利用地☑	
	占地规模	356520㎡	

续表 5.2-33　　**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	敏感目标信息	敏感目标(农田)、方位()、距离()				井场占用、管线穿越
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他()				
	全部污染物	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☑；Ⅱ类□；Ⅲ类□；Ⅳ类□				
	敏感程度	敏感☑；较敏感□；不敏感□				
评价工作等级		一级☑；二级□；三级□				
现状调查内容	资料收集	a)☑；b)☑；c)☑；d)☑				
	理化特性	—				同附录C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	
		表层样点数	2	24	0.2m	
		柱状样点数	7	0	0.5m、1.5m、3m	
现状调查内容	现状监测因子	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]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a，h]蒽，茚并[1，2，3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C_{10}-C_{40}) 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C_{10}-C_{40})				
现状评价	评价因子	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]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a，h]蒽，茚并[1，2，3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C_{10}-C_{40}) 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C_{10}-C_{40})				

续表 5.2-33　　**土壤环境影响评价自查表**

工作内容		完成情况			备注
现状评价	评价标准	GB15618☑；GB36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他()			
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求			
影响预测	预测因子	石油烃(C_{10}-C_{40})			
	预测方法	附录 E☑；附录 F□；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)□；b)□；c)☑ 不达标结论：a)□；b)□			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他()			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		3	石油烃	3 年/次	
	信息公开指标	石油烃(C_{10}-C_{40})			
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			

5.2.8 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，以使建设项目事故风险可防控。

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

本项目新建集输管道共计 223.59km。本项目涉及的风险物质主要为原油、甲烷、乙烷、丙烷以及 H_2S，存在于集输管线内。本项目所在区域以油气开采为主，部分井场周边存在村庄。

5.2.8.1.2 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)的要求，结合建设项目涉及的物质和工艺系统危险性及其所在地的环境敏感程度，事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 5.2-29 确定环境风险潜势。本工程危险物质存在量及 Q 值具体见表 5.2-30。

表 5.2-34　　建设项目环境风险潜势划分一览表

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

表 5.2-35　　建设项目 Q 值确定表

序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量q_n/t	临界量Q_n/t	该种危险物质Q值
1	甲烷	74-82-8	22.79	10	2.279
2	乙烷	74-84-0	4.56	10	0.456
3	丙烷	74-98-6	2.36	10	0.236
4	H_2S	7783-06-4	0.005	2.5	0.002
5	原油	—	270.24	2500	0.108
项目Q值Σ					3.081

经计算，本项目 Q 值为 3.081，1≤Q＜10。

5.2.8.1.3 评价工作等级判定

《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中环境风险评价工作级别划分的判据见表 5.2-36。

表 5.2-36　　环境风险评价工作级别划分一览表

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]

本项目环境风险潜势为Ⅱ级，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)环境风险评价工作级别划分的判据，确定本项目环境风险评价工作级别为三级。

5.2.8.2 环境敏感目标概况

项目周边敏感目标分布情况见表5.2-37。

表5.2-37　　环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	站场周边5km内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	庭木阿拉喀尕村	HA16-23X井北	1550	居民区	321
	2	果勒艾日克村	HA16-29X井北	1250	居民区	1178
	3	英吐尔村	HA802-8X井西	600	居民区	1305
	4	巴扎村	HA802-8X井南	400	居民区	302
	5	巴格万村	HA802-8X井南	1195	居民区	1640
	6	托库孜托玛村	HA802C井西	2250	居民区	205
	7	库木艾日克村	HA802C井西南	4200	居民区	381
	8	喀拉萨村	HA16-29X井西北	3900	居民区	842
	9	萨依艾日克村	HA802-8X井西南	2800	居民区	720
	10	琼萨依艾日克村	HA802-8X井西南	4300	居民区	963
	11	央艾日克村	HA7-H21JS井西	2600	居民区	1381
	12	英买里村	HA7-H21JS井西南	4400	居民区	1520
	13	托依堡勒迪村	HA601-7PT1C井北	730	居民区	1555
	14	西乡村	HA601-7PT1C井北	2300	居民区	168
	15	琼协海尔村	HA901-5X井的东南	1320	居民区	503
	16	英也尔村	HA7-21HJS井西南	2300	居民区	862
	17	英依干其村	JY201-H4井东	181	居民区	980
	18	科克布运村	JY201-H4井西	450	居民区	721
	19	托依堡勒迪镇	JY201-H4井西北	1850	居民区	4040
	20	吉如其阔坦村	RP14-3X井北	186	居民区	424
	21	英汗旦村	XK6-6X井南	900	居民区	449
	22	博孜村	XK6-5井西	2650	居民区	320
	23	吉格代托喀依村	XK6-5井北	187	居民区	502
	24	喀拉欧格拉克村	XK6-7X井东	1500	居民区	220
	25	先锋村	XK6-7X井西	220	居民区	593
	26	达西村	XK7-3X井西	1495	居民区	1232
	27	兰干村	JY2-H5井南	832	居民区	744
	28	色日马克村	JY2-H5井东北	550	居民区	840
	29	塔勒克布隆村	JY2-H5井西	2150	居民区	763

续表5.2-37　　环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	站场周边5km内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	30	硝协村	XK7-2X井西南	1050	居民区	368
	31	库木托喀依村	XK7-3X井东南	2700	居民区	540
	32	提木村	XK9-7井西南	2700	居民区	584
	33	胜利村	XK7-2X井西南	3400	居民区	941
	34	英其满村	JY2-H5西北	4100	居民区	1421
	35	喀拉库木村	JY2-H5东北	3300	居民区	1562
	36	阿克村	XK7-2X井北	510	居民区	1361
	37	四农场	RP3015-1X井北	950	居民区	641
	38	墩阔坦村	RP8-2井东北	2200	居民区	240
	39	其格格热木村	RP8-2井东北	1380	居民区	422
	40	拜什托格拉克村	JY6-1X井西北	2700	居民区	140
	41	新安村	RP3C井西	1450	居民区	818
	42	库如勒库木村	RP12-2井西	1750	居民区	275
	43	诺巴什拉木村	HA16-25X井西南	3600	居民区	598
	44	塔里木乡	JY6-1X井东北	3920	居民区	3440
	45	哈尼喀塔木乡	HA802-8X井南	1050	居民区	5400
	46	塔里木河上游湿地自然保护区	JY1-7X井南	500	自然保护区	—
	站场周边500m范围内人口数小计					512
	站场边5km范围内人口数小计					44425
	集油管线周边200m内					
	1	吉格代托喀依村	XK6-5井集油管线北	187	居民区	20
	2	英汗旦村	XK7-3井集油管线南	150	居民区	16
	3	色日马克村	JY2-H5集油管线南	130	居民区	12
	4	吉如其阔坦村	RP14-3X井集油管线西北	186	居民区	30
	5	英依干其村	JY201-H4井集油管线东	181	居民区	12
每公里管段人口数最大()						30
大气环境敏感程度E值						E2

续表 5.2-37　　环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
地表水	序号	受纳水体名称	水域环境功能	24h 内流经范围		与排放点距离
	1	塔里木河	地表水Ⅳ类	—		2400m
	2	英达里亚河	地表水Ⅴ类	—		220m
	地表水环境敏感程度 E 值					E3
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与厂界距离/m
	1	调查评价范围内潜水含水层	G3	Ⅲ类	D1	--
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

5.2.8.3 环境风险识别

5.2.8.3.1 物质危险性识别

本工程涉及的风险物质主要为原油、稀油、甲烷、乙烷、丙烷以及 H_2S。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-38。

表 5.2-38　　物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	甲烷	易燃气体	集输管线
2	乙烷	高浓度时，有单纯性窒息作用，易燃气体	
3	丙烷	有单纯性窒息及麻醉作用，易燃气体	
4	硫化氢	有毒气体，易燃气体	
5	原油	可燃液体	

5.2.8.3.2 危险物质分布情况

本工程危险位置主要分布于集输管线中。

5.2.8.3.3 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、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，主要为原油、甲烷、乙烷、丙烷以及 H_2S，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、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.2-39。

表 5.2-39　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
管线	集输管线、掺稀管线	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件，油类物质在降雨过程中随地表径流进入地表水体及渗流至地下水、土壤	大气、土壤、地表水、地下水

5.2.8.4 环境风险分析

5.2.8.4.1 大气环境风险分析

在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油气从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。一旦管道发生泄漏事故，站场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。整体对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的一氧化碳，污染大气环境。

5.2.8.4.2 地表水环境风险分析

一旦发生集输管道破裂等事故，会造成集输管道油品外泄，泄漏油品可能在降雨过程中随地表径流进入地表水体。一旦泄漏油品进入正在流淌的河流中，就会被冲走，扩散到更加广大的区域，进而导致更加严重的后果，对其下游产生大面积的油膜污染。随着时间的推移，水体中石油类污染物浓度逐渐下降，表面油膜因挥发、岸边滞油、吸附沉降和生物降解等作用有少量减少，但大部分油品仍以油膜形式向下游迁移，对其下游产生潜在的污染影响风险。

塔里木分公司为了进一步加强风险状况下的管控措施，最大程度降低风险事故情况下油品泄漏随地表径流污染地表水，对于集输管道日常巡视监测，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；发现安全生产事故造成油品泄漏，立即采取措施对泄露油品完全回收，截断污染途径，避免险情发生；在落实相关地表水风险防范措施的情况下，本项目对地表水环境产生的环境风险可控。

5.2.8.4.3 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。

5.2.8.5 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。

5.2.8.5.1 钻井作业中的井喷防范措施

施工单位应严格执行石油天然气钻井 QHSE 管理体系及井控技术标准和规范中的相关规定，并针对工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

(1)严格执行井控工作管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层；

(2)钻进中必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀；

(3)认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；

(4)严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

(5)钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井试压后迅速实施压井作业；

(6)发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进。

5.2.8.5.2 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，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

5.2.8.5.3 管道事故风险预防措施

(1)施工阶段的事故防范措施

①管道敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

(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。

5.8.5.4 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，为可能发生的事故制定应急措施，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，立即停产，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：

a.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；

b.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；

c.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。

d.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处置。

5.2.8.6 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害等)，制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。塔里木油田分公司东河油气开发部制定有《塔里木油田分公司东河油气开发部哈拉哈塘片区突发环境事件应急预案》并进行了备案(备案编号 652923-2019-019-H)，本评价建议将本次建设内容纳入塔里木油田分公司东河油气开发部现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.2.8.7 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)环境敏感性及事故环境影响

本项目所在区域环境风险敏感目标主要为附近村庄、地表水、地下水及塔里木河上游湿地保护区。本工程实施后的环境风险主要为油气泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故,不完全燃烧会产生一定量的一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表水、地下水，对区域地下水、地表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纳入塔里木油田分公司东河油气开发部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

综上，本工程环境风险是可防控的。

根据建设项目环境风险可能影响的范围与程度，本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施和应急预案，可将环境风险概率降到最低。

本工程环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.2-40，环境风险自查表见表 5.2-41。

表 5.2-40　　**环境风险防范措施“三同时”验收一览表**

序号	防 范 措 施	台(套)	投资(万元)	效　果
1	甲烷检测、报警仪	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	39	及时发现风险，减少事故发生
2	地上管道涂刷相应识别色		50	便于识别风险，减少事故发生
3	消防器材		50	防止天然气输气管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
4	警戒标语和标牌		50	设置警戒标语和标牌，起到提醒警示作用
合　　计		—	189	—

表 5.2-41　　**环境风险自查表**

工作内容		完成情况						
风险调查	危险物质	名称	原油	甲烷	乙烷	丙烷	硫化氢	
		存在总量/t	270.24	22.79	4.56	2.36	0.005	
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 512 人			5km 范围内人口数 43516 人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数(最大)				30 人	
		地表水	地表水功能敏感性	F1□		F2□		F3☑
			环境敏感目标分级	S1□		S2□		S3☑
		地下水	地下水功能敏感性	G1□		G2□		G3☑
			包气带防污性能	D1☑		D2□		D3□
工作内容		完成情况						
物质及工艺系统危险性		Q 值	Q<1□		1≤Q<10☑	10≤Q<100□		100≤Q□
		M 值	M1□		M2□	M3☑		M4□
		P 值	P1□		P2□	P3□		P4☑

续表 5.2-41　　环境风险自查表

工作内容		完成情况				
环境敏感程度	大气	E1□		E2☑	E3□	
	地表水	E1□		E2□	E3☑	
	地下水	E1□		E2☑	E3□	
环境风险潜势	IV+□	IV□		III□	II□	I☑
评价等级	一级□	二级□		三级☑	简单分析☑	
风险识别	物质危险性	有毒有害☑		易燃易爆☑		
	环境风险类型	泄漏☑		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放☑		
	影响途径	大气☑	地表水☑		地下水☑	
事故情形分析		源强设定方法	计算法□	经验估算法□	其它估算法□	
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB□	AFTOX□	其他□	
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围__m			
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围__m			
	地表水	最近环境敏感目标___，到达时间___h				
	地下水	下游厂区边界到达时间____d				
		最近环境敏感目标___，到达时间____d				
重点风险防范措施		具体见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”				
评价结论与建议		本工程运行过程中存在着泄漏、火灾、爆炸风险，必须严格按照有关规范标准的要求对井场进行监控和管理。在认真落实安全措施和评价提出的风险防范措施以及风险应急预案后，本工程的环境风险可防控				
注：“□”为勾选项，“___”为填写项。						

5.3 闭井期环境影响分析

5.3.1 闭井期污染物情况

随着油田开采的不断进行，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，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、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建筑残渣等固体废物，对这些废弃残渣等进行集中清理收集，废弃建筑残渣外运至指定固废场填埋处理。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。

5.3.2 闭井期生态保护措施

(1)地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。

(2)对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

(3)保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

6 环保措施可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

6.1.1 施工期环境保护措施

6.1.1.1 施工扬尘

(1)井场场地平整时，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)为了控制扬尘，限制井场场地内的车速小于 20km/h；

(3)用标识带或者围栏，标识出井场钻前工程的井场布置，并禁止在井场外作业；

(4)在管线和道路作业带内施工作业；

(5)在井场，钻井泥浆料等均储存在罐内，没有散料的露天堆场。

以上扬尘防治措施，简单可行，具有可操作性，施工扬尘影响能够减缓到可以接受的程度，以上抑尘措施是可行的。

6.1.1.2 测试放喷废气

(1)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。

(2)采用防喷器组(环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器)等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

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。

6.1.2 运营期环境空气保护措施

项目运营期严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 5.7 节要求。

(1)油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品

泄漏对大气环境影响；

(2)本项目定期巡检，确保集输系统安全运行。

(3)提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)要求，本项目对无组织废气非甲烷总烃监测和管控提出如下要求：

(1)监测要求，塔里木油田分公司应建立监测制度，制定监测方案，对污染物排放状况及其对周边环境质量的影响开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果；对于设备与管线组件泄漏，监测采样和测定方法按 HJ733 的规定执行。

(2)管控要求，塔里木油田分公司应定期对设备与管线组件的密封点进行 VOC_s 泄漏检测，对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象。阀门至少每 6 个月检测一次，法兰至少每 12 个月检测一次。当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识并及时修复。泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等，台账保存期限不少于 3 年。

类比哈拉哈塘油田同类型井场 XK9-1 井污染源监测数据。监测数据见下表。

表 6.1-1　　**哈拉哈塘油田井场大气污染物排放情况一览表**

项目	井场	污染源	污染物	排放浓度(mg/m³)	主要处理措施	标准	达标情况
废气	XK9-1 井	井场无组织废气	硫化氢	未检出～0.006	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 标准限值要求	达标
			非甲烷总烃	未检出～0.59		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求	

根据类比 XK9-1 井场监测数据，井场无组织废气可达标排放，因此本项目采取的环境空气污染防治措施可行。

6.1.3 闭井期环境空气保护措施

闭井期废气主要是施工过程中产生的扬尘，要求闭井期作业时，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。

6.2 废水治理措施可行性论证

6.2.1 施工期水环境污染防治措施

6.2.1.1 钻井工程

项目钻井过程废水污染源有：钻井废水、压裂废水和施工队队生活污水。

(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。

(2)酸化压裂废水

本工程新钻63口单井，产生的酸化压裂废水约为5040m³。射孔结束后，返排液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。

(3)施工队生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，排入生活污水池暂存，钻井工程结束后定期拉运至哈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 运营期水环境污染防治措施

(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，由回注水泵吸水进行回注油气层。

(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》(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。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需处理量为 3.3m³/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。

6.2.3 闭井期水环境污染防治措施

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，首先进行井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

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

在井场，高噪声污染源主要是柴油发电机、钻机、泥浆泵，测试放喷或事故放喷时产生的高压气流噪声，以及射孔机噪声。主要隔声减噪措施包括：

(1)泥浆泵做好基础减振，临时启用柴油发电机时，应采取基础减振；

(2)定期维护泥浆泵、钻机等高噪声设备；

(3)需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间；

(4)合理控制施工作业时间；

(5)施工运输车辆在驶经声敏感点时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，来减轻噪声对周围声环境的影响。

(6)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。

(7)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。

(8)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

(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)在运营期时给机泵等设备加减振垫，对各种机械设备定期保养。

类比哈拉哈塘油田油田同类型井场 JY201-1 井及 HA12-12 井场场界噪声监测数据。监测数据见下表。

表 6.3-1　　**哈拉哈塘油田井场噪声排放情况一览表**

项目	井场	监测值 dB(A)		主要处理措施	标准	达标情况
噪声	JY201-1 井场四周	昼间	40～45	基础减振	《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	达标
		夜间	38～42			达标
	HA12-12 井场四周	昼间	40～46	基础减振	《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	达标
		夜间	38～43			达标

根据噪声预测结果并类比 JY201-1 井及 HA12-12 井场场界噪声监测，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

闭井期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速，通过村庄时避免鸣笛。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

6.4.1.1 钻井废弃物处理措施

本工程新钻 63 口井，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，钻井分阶段结束后，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，可用于油气田内部道路铺设、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

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 生活垃圾处置措施

钻井期井场生活垃圾定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置。

6.4.2 运营期

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)(HW08 071-001-08)属于危险废物，桶装收集后由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
油泥(砂)	HW08	071-001-08	6.4	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

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由库车畅源生态环保科技有限责任公司委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，且库车畅源生态环保科技有限责任公司(在库车经济开发区内)距项目约39km，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，本工程危险废物全部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

本项目闭井期固体废物主要为废弃管线、废弃建筑垃圾等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑垃圾等收集后送哈拉哈塘固废场妥善处理。

6.5 生态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。

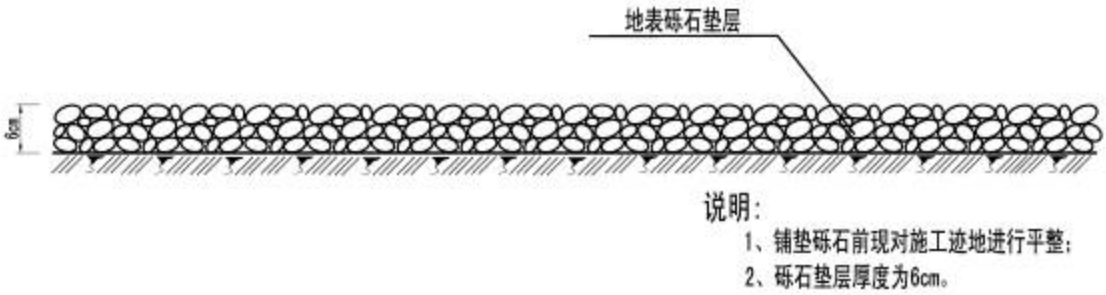

图 6.5-1　**井场砾石压盖措施典型设计图**

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(灰胡杨、胀果甘草等)，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(灰胡杨、胀果甘草等)，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

本项目占用农田均为垦荒耕地，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，在当地政府指定的区域，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田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）工程征占地范围内的保护植物（胀果甘草等）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。

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 营运期生态恢复措施

本项目实施后，营运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)管线更换或修复作业结束后，应采取分层开挖，分层回填措施。

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

油田单井进入开采后期，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。根据《废弃井封井回填技术指南(试行)》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》，项目针对闭井期生态恢复提出如下措施：

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

(2)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。

(3)各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

(4)井场水泥平台和砂砾石路面维持现状,避免应拆除作业对区域表层土的扰动，引起土地沙化。

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

本工程项目投资 432242 万元，环保投资 4595 万元，环保投资占总投资的比例为 1.00%。由于石油是我国战略物质，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。

7.2 社会效益分析

本工程的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前油气供应紧张、与时俱进的形势，同时，油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本工程的实施还补充和加快了油田基础设施的建设。

因此本工程具有良好的社会效益。

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

本项目油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，严格控制油品泄漏对大气环境影响。

(2)废水

采出水和井下作业废水，其中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，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》SY/T5329-2012)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(3)固体废弃物

本项目运营期固体废物主要为油泥(砂)，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

(4)噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

(5)生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

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、敷设管线等都需要占用一定量的土地，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、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地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、影响荒漠生态景观，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(0.356km^2)，计算得出生态经济损失预

计 21.36 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。

7.3.2 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，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 4595 万元，环境保护投资占总投资的 1.00%。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 环境管理机构

本项目日常环境管理工作纳入东河油气开发部现有 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。

根据《东河油气开发部环境保护管理细则》，东河油气开发部 QHSE 管理委员会对环境保护工作实行统一领导，审议年度环境保护工作，讨论决定重大环境保护事项。

东河油气开发部开发部 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，制修定环境保护规章制度；

(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，建立了哈拉哈塘油田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。

8.1.3 环保设施运行记录

评价期调查发现，早期勘探开发阶段环保设施运行记录不规范、不完整，随着国家和自治区环境保护法律法规和政策的调整与规范，油气田废气、废水、固体废及危险废物污染防治设施运行记录较为规范、完整。

8.1.4 排污口规范化管理及排污许可手续

2016 年 11 月 10 日国务院发布《控制污染物排放许可制实施方案》规定：落实按证排污责任。纳入排污许可管理的所有企事业单位必须按期持证排污、按证排污，不得无证排污。《固定污染源排污许可分类管理名录(2019 年版)》于 2019 年 12 月 20 日发布实施(以下简称《名录》)，《名录》第七条规定：本名录以外的企业事业单位和其他生产经营者，有以下情形之一的，视同本名录规定的重点管理行业，应当申请排污许可证：(一)被列入重点排污单位名录的。塔里木油田公司被列入自治区重点排污单位名录，但根据收集的评价资料，截至评价期，塔里木油田公司东河油气开发部按照法律法规规定申领排污许可证工作正在开展。

根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》、《〈环境保护图形标志〉实施细则》、《环境保护图形标志》、《排污单位自行监测技术指南 总则》

(HJ819-2017)，东河油气开发部开发部应进一步建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度。

8.1.5 施工期环境管理

本评价对本工程施工期环境管理提出如下要求：

(1)建设单位应配备一名具有环保专业知识的技术人员,专职或兼职负责施工期的环境保护工作，其主要职责如下：

①根据国家及地方政策有关施工管理条例和施工操作规范，结合本工程的特点，制定施工环境管理条例，为施工单位的施工活动提出具体要求；

②监督、检查施工单位对条例的执行情况；

③参与有关环境纠纷和污染事故的调查处理工作。

(2)施工单位设置一名专职或兼职环境保护人员，其主要职责为：

①按建设单位和环境影响评价的要求制定文明施工计划，向当地环保行政部门提交施工阶段环境保护报告；

②与业主单位环保人员一同制定施工环境管理条例；

③定期检查施工过程中环境管理条例实施情况,并督促有关人员进行整改；

④定期听取生态环境部门、建设单位对施工污染影响的意见，以便进一步加强文明施工。

8.1.6 营运期环境管理

根据国家有关规定要求，为切实加强环境保护工作，搞好油田污染源的监控，值班人员应同时负责油田环保管理工作。

(1)本工程运行期的 HSE 管理体系纳入中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 QHSE 系统统一管理。

(2)协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律、法规。

(3)负责哈拉哈塘油田的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

(4)编制各种突发事故的应急计划。

(5)组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

(6)强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

(7)参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

8.2 QHSE(健康、安全与环境)管理体系建立

塔里木油田分公司在环境保护工作部署中，已明确规定要认真贯彻执行环境保护法律、法规和各项方针政策，紧紧围绕油田分公司改革和发展的总目标，以宣传为先导、以管理为中心、以科技为依托，全面建立和实施HSE管理体系。在健康、安全和环境管理方面做了大量工作，已逐步形成完整的HSE管理体系。

8.2.1 建设期的QHSE管理计划

8.2.1.1 QHSE方针和目标

参加本工程建设的施工作业队伍应遵循以下QHSE方针和目标：

(1)各项活动都遵守国家及地方政府颁布的各种适用的法律、法规、标准、准则和条例，同时满足建设单位对健康、安全和环境的有关要求。

(2)参加施工作业的全体员工首先通过教育、培训，提高环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性，认识到工程建设对环境可能造成的影响；通过教育、培训，提高保护环境的能力。

(3)将QHSE管理体系作为施工单位管理制度的重要组成部分，把环境保护管理工作贯穿于施工的全过程，使各种环境影响降到最低限度。

(4)在施工期间，尽可能做到不毁坏施工作业面附近的生态环境，施工完后尽快恢复受影响区域的原貌。

(5)加强施工作业营地管理，作业和生活产生的污水、垃圾、废弃物要集中处理，不乱扔乱排。

(6)对施工单位的QHSE管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到QHSE管理体系的持续改进。

8.2.1.2 组织机构和职责

本工程施工期间的 QHSE 管理机构实行逐级负责制，上设项目经理，项目经理下面设置 QHSE 部门经理，施工队设置 QHSE 负责人和现场 QHSE 协调员。

(1)项目经理

项目经理作为最高管理者负责制定 QHSE 方针和 QHSE 目标；

采取相应的措施使 QHSE 管理措施顺利执行，并检查和监督这些指示的落实情况；

为 QHSE 管理方案的执行提供必要的支持和资源保证，如人力、财力、培训和技术；

坚持进行监视、记录和审查；负责确定对方案进行审核的需要，定期对体系进行审核，并根据审核和评审的结果指示负责机构对该方案进行修正和改进；任命 QHSE 部门经理。

(2)QHSE 部门经理

在 QHSE 事务中代表项目经理行使职权；

监督 QHSE 管理措施的制定、实施和维护，确保有效的 QHSE 管理；

宣传贯彻当地政府关于自然保护区方面的法规、条例、环境方面的法律、法规及中国石油天然气股份有限公司的 QHSE 方针；

组织员工进行 QHSE 教育和培训、不定期应急事件演习、环境例行检查，并定期组织召开 QHSE 管理会议；

在施工过程中，发现问题，及时向项目经理汇报、提出建议，使项目经理对管理体系的总体运行状况和重大问题保持了解，并为体系的评审和改进提出依据。

(3)QHSE 负责人和 QHSE 工程师

负责施工期间 QHSE 管理措施的编制、实施和检查；

对施工期间出现的环境问题加以分析；

监督施工现场对 QHSE 管理措施的落实情况；

协助 QHSE 部门经理宣传贯彻国家和地方政府有关环境方面的法律、法规，

地方政府关于自然保护区方面的法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的QHSE方针；

•配合QHSE部门经理组织施工人员进行教育和培训；

•及时向QHSE部门经理汇报QHSE管理现状，提出合理化建议，为QHSE审查和改进提供依据。

(4)全体施工人员

每位施工人员应清楚地意识到环境保护的重要性；

执行QHSE管理规程、标准；

了解对环境的影响和可能发生的事故；

按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

8.2.1.3 培训

为提高施工作业人员的环境意识和能力,对参加施工作业的人员进行培训，培训内容如下：

(1)提高各级管理人员和全体施工作业人员的环境保护意识

学习国家和地方政府有关环境方面的法律、法规及建设单位对环境的要求；

认清环境保护的目标和指标；

认识到遵守环境方针与工作程序，及符合QHSE管理体系要求的重要性；

认识到偏离规定的工作程序可能带来的后果。

(2)从事环境保护工作的能力

减少、收集和处理废弃物的方法；

保护及恢复地表的方法；

处理工程建设可能引起的其它污染情况等。

8.2.1.4 QHSE管理体系文件的控制

从下列几个方面对QHSE管理体系文件进行管理：

(1)所有文件都必须报建设单位审批；

(2)经批准的文件及时下发给各个施工队，要求他们按照文件执行；

(3)所有文件都要有专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找；

(4)根据当地政府和建设单位的要求及时修改有关文件,确保现存文件的适宜性;

(5)凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位,都能得到有关文件的现行版本;

(6)文件失效后,应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回,避免继续使用,如失效的文件不能及时销毁的,应根据其性质规定必要的留存期限并予以执行;

(7)所有文件都应字迹清楚,注明日期,标识明确,妥善保管;

(8)所有批准的与 QHSE 有关的事务,都应作详细的记录,并在工程结束时同其它记录一起交给建设单位。

8.2.1.5 检查和审核

为了保证该 QHSE 管理体系有效地运行,预防污染和保护环境的措施得到有效推行,并使体系得到持续改进,在工程施工期间要进行不定期的检查和 QHSE 审核,在工程结束时,不但进行工程质量检查验收,还要进行 QHSE 工作审核验收。综上所述,QHSE 管理体系的运作方式用图 9-1 简示如下:

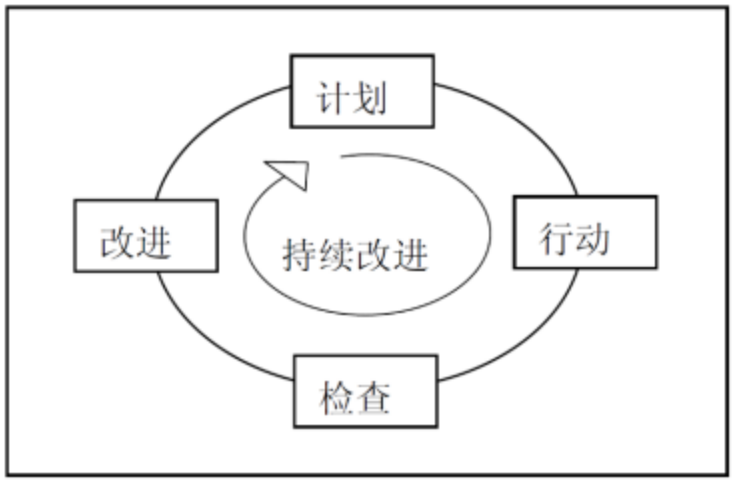

图 8.2-1 **QHSE 管理体系的运作方式**

此运作方式也适合运营期的 QHSE 管理体系。

8.2.2 运营期 QHSE 管理计划

8.2.2.1 QHSE 方针和目标

运营期管理遵循以下 QHSE 方针:

(1)遵守国家及地方政府颁布的各种适用的法律、法规、标准、准则和条款，同时满足上级主管单位对健康、安全和环境的有关要求。

(2)工程运营期的全体员工首先通过教育、培训，不断提高环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性；通过教育、培训，提高正确使用健康、安全和环境保护设施以及应急处理方面的能力。

(3)将 QHSE 管理体系作为本工程各环节管理制度的重要组成部分，把环境保护管理工作贯穿于本工程运营期管理的全过程中，使风险和环境影响降到最低限度。

(4)上级主管部门对运营期管理单位的 QHSE 管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到 QHSE 管理体系的持续改进。

8.2.2.2 组织机构和职责

根据塔里木油田的特点和已建油气田多年运行经验，本工程 QHSE 管理体系纳入塔里木油田分公司统一进行管理。

8.2.2.3 培训

为提高全体员工的 QHSE 意识和能力，应对工程的全体管理及工作人员进行上岗培训，考核合格后方可投入工作，培训内容如下：

(1)提高各级管理人员和全体员工的环境保护意识

学习国家和地方政府有关环境方面的法律、法规，地方政府有关自然保护区的法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的有关规定；

了解塔里木油田分公司环境保护的目标和指标；

认识到遵守环境方针与工作程序的重要性及违反规定的工作程序可能带来的后果。

(2)从事环境保护工作的能力

熟悉有关 QHSE 的各种规章制度和操作规程；

掌握各种 QHSE 有关设施的使用、维护方法，按要求处理和处置废水、废气和固体废物等的方法；

掌握事故的预防和紧急处理方法。

8.2.2.4 QHSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 QHSE 管理体系文件进行管理：

(1)所有文件都必须经报上级主管单位的 QHSE 管理部门审批；

(2)经批准的文件及时下发给各个有关岗位，要求他们按照文件执行；

(3)所有文件都要专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找；

(4)根据政府和上级单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性；

(5)凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位,都能得到有关文件的现行版本；

(6)文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以注明；

(7)所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管。

(8)所有批准的与 QHSE 有关的事务，都应作详细的记录。

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：新疆阿克苏地区库车市和沙雅县境内

主要产品及规模：①钻井工程：部署新井 63 口(新钻油井 49 口，老井侧钻 14 口)；②地面工程：新建采油井场 63 座、注水井场 42 座、注气井场 126 座，扩建转油站 2 座；③集输管线：新建集输管道 223.59km，新建低压供水干线 51.3km,新建单井注水管线 38.96km;④配套工程:新建 10kV 电力线路 136.1km，新建 35m 通信铁塔 1 座，并配套建设自控、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通、道路、安防等辅助设施。

本工程建成投产后，设计年产油 27×10⁴t 以上稳产 5 年，方案期末累产油 1123.86×10⁴t。

(2)排污信息

本工程拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.3-16、3.3-19。

本工程污染物排放标准见表 2.6-4。

本工程“三本账”情况见表 3.3-25。

本工程污染物总量控制指标情况见表 3.3-27。

(3)环境风险防范措施

本工程环境风险防范措施见东河作业区现行突发环境风险应急预案。

(4)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

公式方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：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

本工程污染物排放清单见表 8.3-1。

表 8.3-1 **哈拉哈塘油田塔河北奥陶系油藏开发调整方案地面工程污染物排放清单一览表**

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标(t/a)	执行标准(mg/m³)	环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟气量(Nm³/h)	排放浓度(mg/m³)	排气筒高度(m)	内径(m)			
废气	采油井场	无组织废气	采取管道密闭输送，加强阀门、机泵的检修与维护，从源头减少泄露产生的无组织废气	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—	VOCs：3.15	厂界非甲烷总烃≤4.0	《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							厂界硫化氢≤0.06	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新改扩建项目二级标准

类别	污染源	污染因子	处理措施	处理后浓度(mg/L)	排放去向	总量控制指标(t/a)	执行标准(mg/L)	环境监测要求
废水	采出水	石油类 SS	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，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	—	不外排	—	—	—
	井下作业废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理	—	不外排	—	—	—

续表 8.3-1　　哈拉哈塘油田塔河北奥陶系油藏开发调整方案地面工程污染物排放清单一览表

序号	噪声源		污染因子	治理措施	处理效果	执行标准	环境监测要求
噪声	采油井场	采油树	L_{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	降噪 15dB(A)	厂界 昼间≤60dB(A)； 夜间≤50dB(A)	按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中规定执行
	注水井场	注水泵撬	L_{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	降噪 15dB(A)		
	注气井场	压缩机	L_{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	降噪 15dB(A)		
		制氮机	L_{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	降噪 15dB(A)		
	哈 601 转油站	离心泵	L_{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	降噪 15dB(A)		
	热普转油站	事故泵	L_{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	降噪 15dB(A)		

序号	污染源名称	固废类别	处理措施	处理效果	执行标准	监测要求
固废	油泥(砂)	含油物质(危险废物 HW08)	收集后定期由有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置，不外排		严格按照《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)相关规定进行
环境风险防范措施	严格按照风险预案中相关规定执行					

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《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《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，依据国家颁布的环境质量标准、污染物排放标准及地方环保部门的要求，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	井场无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	下风向厂界外 10m 范围内	每年 1 次
噪声	站场场界噪声	L_{eq}	厂界外 1m	每年 1 次

续表 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
地下水	潜水 含水层	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	地下水下游	每年监测一次
土壤	土壤环境质量	石油烃	井场采油树管线接口处	每3年监测1次

8.5 环保设施“三同时”验收一览表

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

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	--	--	—	—
废水	1	管道试压废水	循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘	--	--	—	—
	2	施工期生活污水	排入生活污水池暂存，钻井工程结束后定期拉运至哈6联合站生活污水处理装置处理	--	--	94.5	—
噪声	1	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	--	--	—	—
固废	1	膨润土废弃泥浆及膨润土岩屑	采用收集池收集就地干化，用于修通井道路、铺垫井场	--	--	—	—
	2	聚磺钻井液体系废弃泥浆及磺化泥浆岩屑	井场内分离系统分离出来后暂存于磺化泥浆池，拉运至哈拉哈塘油田钻试修环保站处理	--	--	945	—
	3	废机油	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	126	—
	4	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	63	
	5	焊接及吹扫废渣	收集后送哈拉哈塘固废场填埋处置	--	--	31.5	
	6	生活垃圾	定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场	--	--	150	
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度 管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土	--	临时占地恢复到之前状态	315	—

续表 8.5-1　　环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源		环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期								
生态		水土保持		防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	--	防止水土流失	189	—
		防沙治沙			--	防止土地沙化	189	—
环境监理		开展施工期环境监理			--	--	150	—
类别	序号	污染源		环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
营运期								
废气	2	井场无组织废气		密闭加强管道、阀门的检修和维护	—	场界非甲烷总烃≤4.0mg/m³	—	《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
					--	场界硫化氢≤0.06mg/m³	--	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新扩改建项目二级标准
废水	1	营运期采出水		随采出液一起输送至各哈6联合站或热普转油站处理，达标后回注地层	--	--	--	—
	2	营运期井下作业废水		收集后送至哈拉哈塘油田钻试修环保站处理	--	--	63	—
噪声	1	采油井场	采油树	基础减振	—	场界达标：昼间≤60dB(A)夜间≤50dB(A)	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区排放限值
	2	注水井场	注水泵撬	基础减振	—		—	
	3	注气井场	压缩机	基础减振	—		—	
	4	哈601转油站	制氮机	基础减振	—		—	
			离心泵	基础减振	—		—	
	5	热普转油站	事故泵	基础减振	—		—	
固废		油泥(砂)(HW08 071-001-08)		桶装收集后，由有危废处置资质单位接收处置	--	--	100	—

续表 8.5-1　　环保设施“三同时”验收一览表

类别	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
防渗	分区防渗	具体见表 5.3-3			315	—
环境监测	废气、噪声、土壤、地下水	按照监测计划，委托有资质单位开展监测	--	污染源达标排放	100	—
后评价	本项目实施后，应在 5 年内以区块为单位开展环境影响后评价工作		--	对存在问题提出补救方案	—	--
风险防范措施	井场	设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌	--	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	189	—

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
闭井期							
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	--	--	—	—
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	--	--	—	—
固废	1	废弃管线、废弃建筑垃圾	收集后送哈拉哈塘固废场妥善处理	--	妥善处置	—	—
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况	--	恢复原貌	1575	—
合计				—		4595	—

9 结论与建议

9.1 建设项目情况

9.1.1 项目概况

项目名称：哈拉哈塘油田塔河北奥陶系油藏开发调整方案地面工程

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

建设性质：改扩建

建设内容：①钻井工程：部署新井 63 口(新钻油井 49 口，老井侧钻 14 口)；②地面工程：新建采油井场 63 座、注水井场 42 座、注气井场 126 座，扩建转油站 2 座；③集输管线：新建集输管道 223.59km，新建低压供水干线 51.3km，新建单井注水管线 38.96km；④配套工程：新建 10kV 电力线路 136.1km，新建 35m 通信铁塔 1 座，并配套建设自控、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通、道路、安防等辅助设施。

建设规模：本工程建成投产后，设计年产油 27×10⁴t 以上稳产 5 年，方案期末累产油 1123.86×10⁴t。

项目投资和环保投资：工程总投资 432242 万元，其中环保投资 4595 万元，占总投资的 1.00%。

劳动定员：新建各井场为无人值守站，不新增劳动定员。

9.1.2 项目选址

本工程位于新疆位于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，工程选址符合《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，工程选址合理。

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禁止开发区，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

9.2.1 环境质量现状评价

项目所在区域环境空气中PM_{10}、$PM_{2.5}$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SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3，六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NH_3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。

地表水环境质量现状监测结果表明：塔里木河沙雅断面2020年水质情况均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅳ类标准；英达里亚河监测断面各监测因子除硫酸盐、氯化物超标外，其余22项监测因子均属于《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅴ类水质。

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。

9.2.2 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500m，评价范围内不涉及风景名胜区和其他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。本工程周不外排废水，但JY1-7X井南距塔里木河2.4km，QIGU1-2X井西南距英达里亚河0.22km，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；将井场周边200m范围内居民点设为声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，将站场占地外1000m和管线两侧200m内居住区、农田作为土壤环境保护目标；本工程将生态环境影响评价范围内植被和动物、国家二级公益林、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，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。

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

运营期环境空气主要保护措施如下：

项目运营期严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 5.7 节要求。

(1)油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响；

(2)本项目定期巡检，确保集输系统安全运行。

(3)提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

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。

9.3.2 废水污染源及治理措施

本工程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，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油田钻试修废弃物环保处理站;加强油气开采和集输过程的动态监测，油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

9.3.3 噪声污染源及治理措施

(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)在运营期时给机泵等设备加减振垫，对各种机械设备定期保养。

9.3.4 固体废物及处理措施

本项目运营期油泥(砂)属于危险固体废物，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

9.4 项目对环境的影响

9.4.1 大气环境影响

本工程实施后，井场无组织废气中非甲烷总烃最大一次落地浓度为 9.19μg/m³，最大占标率 0.46%；H_2S 最大一次落地浓度为 0.484μg/m³，最大占标率 4.84%，$D_{10\%}$均未出现。

本工程实施后，各井场无组织废气对四周场界非甲烷总烃浓度贡献值为 95.78～122.93μg/m³，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 0.29～0.38μg/m³，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 二级新扩改建标准。

9.4.2 地下水环境影响

(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。

9.4.3 声环境影响

项目实施后，新建采油井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为43.4～45.8dB(A)，注水井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为45.4～47.4dB(A)，注气井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为46.2～48.2dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区标准要求。扩建转油站噪声源对场界的噪声贡献值为30.4～46.1dB(A)，与现状值叠加后，噪声预测值昼间为45.3～49.6dB(A)，夜间为44.3～49.1dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类区标准要求；井场主要产噪声源对村庄昼间和夜间噪声贡献值为24.6～35.6dB(A)，与现状值叠加后，噪声预测值昼间为42.1～43.7dB(A)，夜间为38.2～40.0dB(A)，《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类区标准要求。

9.4.4 固体废物环境影响

本项目运营期固体废物主要为油泥(砂)，油泥(砂)属于危险固体废物，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

9.4.5 土壤环境影响

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护措施后，

本项目建设可行。

9.4.6 生态影响

本工程永久占地面积35.652hm²，临时占地298.841hm²，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响，油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

9.5 总量控制分析

结合本工程排放特征，确定总量控制因子为大气污染因子：VOCs。项目稳产期 VOCs 排放量为 3.15t/a。

9.6 环境风险评价

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东河作业区环境风险应急预案体系。项目在落实东河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

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号)的有关要求，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。公众参与期间未收到与项目环评有关的意见。

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；严格落实生态保护措施，生态环境影响是可以接受的；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。

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.....1
1.3 分析判定相关情况.....2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响.....3
1.5 主要结论.....5
2 总则.....6
2.1 编制依据.....6
2.2 评价目的和评价原则.....12
2.3 环境影响要素和评价因子.....13
2.4 评价等级和评价范围.....15
2.5 评价内容和评价重点.....31
2.6 评价标准.....32
2.7 相关规划及环境功能区划.....39
2.8 环境保护目标.....70
3 建设项目工程分析.....77
3.1 哈拉哈塘油田开发现状及环境影响回顾.....77
3.2 现有工程.....86
3.3 拟建工程.....97
3.4 依托工程.....158
4 环境现状调查与评价.....168
4.1 自然环境概况.....168
4.2 环境敏感区调查.....183
4.3 环境质量现状监测与评价.....186
4.4 区域污染源调查.....262
5 环境影响预测与评价.....265
5.1 施工期环境影响分析.....265
5.2 营运期环境影响评价.....292
6 环保措施可行性论证.....355
6.1 环境空气保护措施可行性论证.....355
6.2 废水治理措施可行性论证.....357
6.3 噪声防治措施可行性论证.....358
6.4 固体废物处理措施可行性论证.....359
6.5 生态保护措施可行性论证.....361
7 环境影响经济损益分析.....367

7.1 经济效益分析.....367
7.2 社会效益分析.....367
7.3 环境措施效益分析.....367
7.4 环境经济损益分析结论.....369
8 环境管理与监测计划.....370
8.1 环境管理.....370
8.2 QHSE(健康、安全与环境)管理体系建立.....373
8.3 污染物排放清单.....379
8.4 环境及污染源监测.....382
8.5 环保设施“三同时”验收一览表.....383
9 结论与建议.....386
9.1 建设项目情况.....386
9.2 环境现状.....387
9.3 拟采取环保措施的可行性.....388
9.4 项目对环境的影响.....389
9.5 总量控制分析.....392
9.6 环境风险评价.....392
9.7 公众参与分析.....392
9.8 项目可行性结论.....392