

声明：根据《环境影响评价公众参与办法》，“第八条 建设项目环境影响评价公众参与相关信息应当依法公开，涉及国家秘密、商业秘密、个人隐私的，依法不得公开。法律法规另有规定的，从其规定。”本次公示的环境影响报告书征求意见稿中涉及商业秘密的相关内容依法未进行公开。

## 1 概 述

### 1.1 项目由来

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积  $56 \times 10^4 \text{km}^2$ ，石油资源储量约为  $107.6 \times 10^8 \text{t}$ ，天然气资源储量约为  $8.39 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（简称“塔里木油田分公司”）油气产量当量已突破 3000 万吨，是中国特大型油田之一。

塔河 I 号气田东西长 220km，南北宽 2~30km，矿权面积  $9314 \text{km}^2$ ，目前三维地震覆盖面积  $6047 \text{km}^2$ ，根据气藏地质特征及开发状况，自东向西划分为三个区（I、II、III 区）。塔中 I 号气田油气资源丰富，储量面积  $2479.09 \text{km}^2$ ，气  $7163.92 \times 10^8 \text{m}^3$ ，油  $43021.27 \times 10^4 \text{t}$ 。

为满足塔河 I 号气田持续稳产，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 236004 万元在新疆阿克苏地区沙雅县、和田地区民丰县实施“塔中 I 号气田塔中下斜坡区块初步开发方案”，主要建设内容为：①部署新开发井 35 口（均为水平井）；新建采气井场 35 座，新建集气站 4 座；③新建单井集输管线 125km，集油干线 67km、中压集气干线 67km、高压集气干线 67km（3 条干线同沟敷设）；④配套建设自控、通信、电气、防腐、道路等辅助设施。

本工程建成投产后，设计年产气规模  $2 \times 10^8 \text{m}^3$ ，稳产 10 年，方案期末累产气  $32.6 \times 10^8 \text{m}^3$ 、油  $90.6 \times 10^4 \text{t}$ 。

### 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沙雅县及和田地区民丰县境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核

划分成果的通知》(新水水保[2019]4号),项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。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),拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 8 陆地天然气开采 0721”中的“涉及环境敏感区的(含内部集输管道建设)”,应编制环境影响报告书。

为此,塔里木油田分公司于2022年2月16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2022年2月24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2022年4月12日至4月24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2022年4月14日、2022年4月15日在新疆法制报(刊号:CN65-0044)对本工程环评信息进行了公示。根据塔里木油田分公司提供的塔中 I 号气田塔中下斜坡区块初步开发方案项目公众参与说明书,本项目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

本工程为天然气开采,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》、《和田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》。本项目位于塔中 I 号气田内，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，本项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的重点开发区和禁止开发区，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

本工程距离防风固沙生态环境保护红线区约 92km，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输至塔三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，酸碱中和后运至塔中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三级、声环境影响评价等级为二级、土壤环境影响评价等级为三级、生态环境影响评价等级为二级、环境风险影响评价等级为三级。

## 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) 本项目油气采取密闭集输工艺，井场、集气站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，其中采出水随油气输送至塔三联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至塔中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、集气站无人值守，营运期固体废物主要为落地油、清管废渣、废防渗材料，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。

(8) 本工程涉及的风险物质主要包括凝析油、天然气、 $H_2S$ ，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提供的塔中 I 号气田塔中下斜坡区块初步开发方案项目公众参与说明书，本项目公示期间未收到反馈意见。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) 《中华人民共和国噪声污染防治法》(2021年12月24日发布,2022年6月5日施行);
- (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》(国务院令第六八二号，2017年7月16日公布，2017年10月1日实施)；

(4)《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》(国发[2016]31号，2016年5月28日发布并实施)；

(5)《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》(国发[2015]17号，2015年4月2日发布并实施)；

(6)《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》(国发[2013]37号，2013年9月10日发布并实施)；

(7)《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》(国发[2010]46号，2010年12月21日)；

(8)《产业结构调整指导目录(2019年本)》(国家发展改革委令第二十九号，2019年10月30日发布，2020年1月1日实施)；

(9)《关于印发〈2020年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》(环大气[2020]33号)；

(10)《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》(环大气[2019]53号)；

(11)《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》(部令第四号，2018年7月16日发布，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)》(部令第十六号，2020年11月30日公布，2021年1月1日施行)；

(14)《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》(环办环评[2017]84号,2017年11月14日发布并实施);

(15)《关于加强和规范声环境功能区划管理工作的通知》(环办大气函[2017]1709号,2017年11月10日发布并实施);

(16)《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告2017第43号,2017年8月29日发布,2017年10月1日实施);

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

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

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

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

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

(22)《关于印发〈企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法(试行)〉的通知》(环发[2015]4号,2015年1月8日发布并实施);

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

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

(25)《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发[2012]98号,2012年8月8日发布并实施);

(26)《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发[2012]77号,2012年7月3日发布并实施);

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



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

(29)《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);

(33)《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015);

(34)《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告2021年第74号);

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

(36)《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)。

#### 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) 《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号);

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

(12) 《中国石油天然气集团公司建设项目环境保护管理办法》(中油安[2011]7 号, 2011 年 1 月 7 日发布并实施);

(13) 《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》;

(14) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》;

(15) 《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(新政发[2021]18 号, 2021 年 2 月 21 日发布并实施);

(16) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》;

(17) 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138 号)。

(18) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》;

(19) 《关于开展自治区 2021 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》(新环大气发〔2021〕142 号);

(20) 《阿克苏地区大气污染防治行动计划实施方案》;

(21)《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》;

(22) 《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);

(23) 《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);

(24) 《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)；

(25) 《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)。

(26) 《关于印发〈和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(阿行发[2021]38 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) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)；

(14) 《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)；

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

(16) 《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南(试行)》(HJ 1209—2021)。

#### 2.1.4 相关文件及技术资料

- (1) 《塔中 I 号气田塔中下斜坡区块（钻井方案）》；
- (2) 《塔中 I 号气田塔中下斜坡区块初步开发方案及指标预测（地质油藏方案）》；
- (3) 《塔中 I 号气田塔中下斜坡区块初步开发方案》；
- (4) 《塔中油气开发部塔中油气田环境影响后评价报告书》；
- (5) 《环境质量现状监测报告》；
- (6) 关于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司塔中油气开发部塔中油气田环境影响后评价报告书备案意见的函（新环环评函[2021]219 号）；
- (7) 关于塔中 I 号气田西部试采地面工程环境影响报告书的批复；
- (8) 关于塔中 I 号气田西部试采地面工程竣工环境保护验收意见的函；
- (9) 关于塔中 I 号凝析气田中古 8-中古 43 区块开发建设工程项目(天然气 18.0 亿立方米年凝析油 80.9 万吨年)环境影响报告书的批复；
- (10) 关于塔中 I 号凝析气田中古 8-中古 43 区块开发建设工程项目(天然气  $18.0 \times 10^8 \text{m}^3$  凝析油  $80.9 \times 10^4 \text{t/a}$ )竣工环境保护验收的函；
- (11) 关于对塔中 I 号气田开发试验区 10 亿方试采地面建设工程环境影响报告书的批复；
- (12) 关于对塔中 I 号气田开发试验区 10 亿方试采地面建设工程的环保验收意见；
- (13) 关于塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程（哈拉哈塘 轮南 克拉苏 英买力 塔中 塔河南岸 塔西南区块）环境影响报告书的批复；
- (14) 塔里木油田塔中钻试修废弃物环保处理站自主验收意见；
- (15) 塔里木油田分公司塔中油气开发部塔中第三联合站突发环境事件应急预案备案表；
- (16) 塔里木油田分公司提供的其他技术资料；
- (17) 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	水土保持
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	—	—	—	—	—	
营运期	油气开采及集输	-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、水土保持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防沙治沙利好影响。

### 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 <sub>10</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、CO、O <sub>3</sub> 、NO <sub>2</sub> 、SO <sub>2</sub> 、H <sub>2</sub> S、非甲烷总烃
	污染源	H <sub>2</sub> S、非甲烷总烃

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	
环境空气	影响评价	H <sub>2</sub> S、非甲烷总烃	
地下水	现状评价	检测因子: K <sup>+</sup> 、Na <sup>+</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、Cl <sup>-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 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	
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[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘 特征因子: 石油烃(C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	
	污染源	垂直入渗: 石油烃(C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	
	影响分析	垂直入渗: 石油烃(C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	
固体废物	污染源	施工期: 危险废物(废润滑油、废烧碱包装袋), 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;	
	影响评价	运营期: 危险废物(落地油、清管废渣、废防渗材料)	
声环境	现状评价	L <sub>eq</sub>	
	污染源	L <sub>A</sub>	
	影响评价	L <sub>eq</sub>	
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	凝析油、天然气、H <sub>2</sub> S	
	风险分析	大气	天然气、H <sub>2</sub> S
		地下水	凝析油
	地表水	凝析油	

## 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：

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

式中： $P_i$ ——第*i*个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

$\rho_{oi}$ ——第*i*个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

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

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。本工程各井站场周边3km半径范围内均无城市建成区和规划区，因此，估算模式农村或城市的计算选项为“农村”。

本工程各井站场周边3km范围内的用地布局详见图2.4-1。



图 2.4-1 本项目周边 3km 范围图

(3) 土地利用类型确定

本工程估算模式参数取值见表2.4-1；废气污染源参数见表2.4-2，坐标以站场中心为原点(0, 0)；相关污染物预测及计算结果见表2.4-3。

表2.4-1 估算模型参数一览表

序号	参数		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/°C		43
3	最低环境温度/°C		-23.0
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		沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
		地形数据分辨率/m	90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

表2.4-2 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(°)									
井场无组织废气 (ManS17-H1 井为 代表)	*	*	*	*	*	*	*	8760	正常	非甲烷 总烃	*
	*	*	*	*	*	*	*			H <sub>2</sub> S	*
集气站无组织废 气(满深1#集气 站为代表)	*	*	*	*	*	*	*	8760	正常	非甲烷 总烃	*
	*	*	*	*	*	*	*			H <sub>2</sub> S	*

表2.4-3 P<sub>max</sub>及D<sub>10%</sub>预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C <sub>i</sub> (μg/m <sup>3</sup> )	P <sub>i</sub> (%)	P <sub>max</sub> (%)	最大浓度出 现距离(m)	D <sub>10%</sub> (m)
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	*	*	4.77	6	—
		H <sub>2</sub> S	*	*			
2	集气站无组织废气	非甲烷总体	*	*			
		H <sub>2</sub> S	*	*			

#### (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  $P_{max}=4.77\% < 10\%$ , 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),本项目产生废水包括采出水、井下作业废水,采出水随油气输送至塔三联合站处理,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塔中钻试修废弃物环保处理站处理。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“38、天然气开采”，地下水环境影响评价项目类别为 II 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 2.4-4。

表 2.4-4 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的运行、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 <sup>a</sup>
不敏感	上述地区之外的其它地区

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

本工程调查评价范围内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；亦不涉及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 2.4-5。

表 2.4-5 地下水评价工作等级划分依据一览表

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

续表 2.4-5 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
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

本工程地下水环境影响评价 II 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三级。

#### 2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

##### (1) 声环境功能区类别

本工程位于塔中油气田，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

本项目周围 200m 范围内现状无声环境敏感目标。

##### (3) 评价工作等级判定

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

#### 2.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

##### (1) 建设项目类别

根据导则附表 A.1，项目属于“采矿业”中的“天然气开采项目”，项目类别为 II 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( $\geq 50\text{hm}^2$ )、中型( $5\sim 50\text{hm}^2$ )和小型( $\leq 5\text{hm}^2$ )”，本工程新增永久占地共  $10.1835\text{hm}^2$ ，占地规模为**中型**。

## (4) 建设项目敏感程度

本项目井场、集气站 50m 范围内、管线两侧 200m 范围内不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

## (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2.4-6。

表2.4-6 评价工作等级分级表

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

本项目类别为II类、占地规模为中型、环境敏感程度为不敏感，土壤环境影响评价工作等级为三级。

## 2.4.1.6 生态影响评价工作等级

## (1) 占地范围

本项目位于塔中油气田，本项目永久占地面积 10.1835hm<sup>2</sup>，临时占地面积 153.6hm<sup>2</sup>，总占地面积为 1.637835km<sup>2</sup>，面积在 2~20km<sup>2</sup> 范围内。新建各类管线长度共计 192km，管线长度大于 100km。

## (2) 区域生态敏感性

本工程周边无自然保护区、风景名胜区等特殊生态敏感区和重要生态敏感区等，属于《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)中定义的一般区域。

## (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2.4-7。

表 2.4-7 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 $\geq 20\text{km}^2$ 或长度 $\geq 100\text{km}$	面积 $2\sim 20\text{km}^2$ 或长度 $50\sim 100\text{km}$	面积 $\leq 2\text{km}^2$ 或长度 $\leq 50\text{km}$
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 $2\sim 20\text{km}^2$ 范围内, 管线长度 $\geq 100\text{km}$ 、影响区域属一般区域, 根据以上分析结果判断, 本项目生态影响评价工作等级为二级。

#### 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):

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

式中:  $q_1, q_2 \dots q_n$  每种危险物质的最大存在总量, t;

$Q_1, Q_2 \dots Q_n$  每种危险物质的临界量, t。

当 $Q < 1$ 时, 该项目环境风险潜势为I;

当 $Q \geq 1$ 时, 将Q值划分为: (1)  $1 \leq Q < 10$ ; (2)  $10 \leq Q < 100$ ; (3)  $Q \geq 100$ 。

本项目管线均分段敷设, 其中集气管线单段容积最大量为满深4#集气站至塔三联合站段高压集气干线, 设计压力10MPa, 管径为DN250, 主要物质为天然气。

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

式中:

$V_0$ —常压下天然气体积,  $\text{m}^3$ ;

$P_0$ —环境压力, kPa(101.325kPa);

$T_0$ —环境温度, K(取值为273.15K);

$V_1$ —管线体积,  $V_1 = \pi d^2/4 \times L$ ;

$P_1$ —输气干线压力, Pa(取值为10MPa);

$T_1$ —管道内温度, K(45℃, 取值为318.15K)。

根据  $m = \rho V/1000$

$m$ —管线中天然气最大存在量, t;

$\rho$ —管线中天然气密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ; 天然气密度为 $0.67\text{kg}/\text{m}^3$ 。

$V$ —管线中天然气体积,  $\text{m}^3$ ;

经计算, 管线天然气中含量为 89.48%, 则管线中天然气最大存在量为 60.448t, 硫化氢成分约为  $28.02\text{g}/\text{m}^3$ , 则硫化氢含量为 2.8252t。

本项目涉及的各项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 2.4-8。

表 2.4-8 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	天然气	74-82-8	*	*	*
2	硫化氢	7783-06-4	*	*	*
3	凝析油	/	*	*	*
项目Q值 $\Sigma$					7.307

经计算, 本项目 Q 值为 7.307,  $1 \leq Q < 10$ 。

### (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) $10 < M \leq 20$ ; (3) $5 < M \leq 10$ ; (4) $M = 5$ , 分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。

表 2.4-9 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

续表 2.4-9

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	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 <sup>a</sup> 、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 <sup>b</sup> (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
<sup>a</sup> 高温指工艺温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力(P) $\geq 10.0\text{MPa}$ ； <sup>b</sup> 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 2.4-10 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
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$1 \leq Q < 10$	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2-4-11。

表 2.4-11 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，本项目所在区域占地现状为沙漠，周边无居住区、医疗卫生、文化教育等机构，500m范围内人口总数小于500人，管线周边200m范围内人数小于100人。对照表2.4-13，最终确定大气环境敏感程度为E3。

## (2) 地表水环境敏感程度(E)的分级

本项目位于塔克拉玛干沙漠腹地，区域周围无地表水体，故不再对地表水环境敏感程度(E)进行分级。

## (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2.4-12，包气带防污性能分级方法见表2.4-13，地下水环境敏感程度分级见表2.4-14。

表2.4-12 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 <sup>a</sup>
低敏感 G3	上述地区之外的其他地区

<sup>a</sup>“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2.4-13 包气带防污性能分级一览表

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

表2.4-14 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

拟建工程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, 所在区域内无分散式饮用水井。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。

根据水文地质调查可知, 项目场地区域局部范围天然包气带防污性能为“弱”, 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<sup>+</sup>级。建设项目环境风险潜势划分方法见表2.4-15。

表2.4-15 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 <sup>+</sup>	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 <sup>+</sup> 为极高环境风险。				

对照表 2.4-15，确定拟建工程大气环境风险潜势为 I，地下水环境风险潜势为 II。因此拟建工程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 2.4-16。

表 2.4-16 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 <sup>a</sup>
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 2.4-16 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 2.4-17、附图 3。

表 2.4-17 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、集气站为中心边长 5km 的矩形区域
2	地表水环境	三级 B	—
3	地下水环境	三级	各井场及集气站地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域，及集输管道工程边界两侧向外延伸 200m 范围
4	声环境	二级	各井场及集气站边界外 200m 范围
5	土壤环境	三级	各井场及集气站边界外扩 50m，管线工程边界两侧向外延伸 200m 范围
6	生态环境	二级	各井场及集气站边界外延 2km 范围及油气集输管线两侧各 200m 带状区域
7	环境风险	三级	各井场及集气站边界外延 3km 范围及管道中心线两侧外延 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
3	工程分析	塔中气田开发现状及环境影响回顾：主要介绍区块开发现状回顾、“三同时”执行情况、回顾性评价等内容、区块污染物排放情况、区块存在的环保问题及整改措施； 拟建工程：拟建工程概况、油气资源特征、工程组成、闭井、主要工艺流程及排污节点分析、施工期污染源及治理措施、营运期污染源及治理措施、闭井期污染源及其治理措施、非正常排放、清洁生产分析、污染物年排放量、三本账、污染物总量控制分析 依托工程：与项目相关的塔三联合站及中古17集气站情况、塔中钻试修废弃物环保处理站、塔中含油污泥资源回收站情况
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
5	环境影响预测与评价	施工影响分析，施工废气、施工噪声、施工固废、施工废水、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)
		闭井期环境影响分析(闭井期污染物情况、闭井期生态保护措施)
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、声环境影响评价、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：PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、CO、O<sub>3</sub> 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号) 二级标准；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m<sup>3</sup> 的标准；H<sub>2</sub>S 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/m<sup>3</sup> 的标准。

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) 中第二类用地风险筛选值。

### (2) 污染物排放标准

废气：井场、集气站无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求；井场、集气站无组织排放 H<sub>2</sub>S 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；运营期井场、集气站边界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中的 2 类标准。

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	
环境空气	PM <sub>10</sub>	年平均	70	μg/m <sup>3</sup>	《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 <sub>2.5</sub>	年平均	35			
		24小时平均	75			
	SO <sub>2</sub>	年平均	60			
		24小时平均	150			
		1小时平均	500			
	NO <sub>2</sub>	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 <sup>3</sup>
		1小时平均	10			
O <sub>3</sub>	日最大8小时平均	160	μg/m <sup>3</sup>			
	1小时平均	200				
非甲烷总烃	1小时平均	2.0	mg/m <sup>3</sup>	《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m <sup>3</sup> 的标准		
H <sub>2</sub> S	一次	10	μg/m <sup>3</sup>	《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		
地下水	色	≤15	铂钴色度单位	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)表1感官性状及一般化学指标中III类		
	嗅和味	无	—			
	浑浊度	≤3	NTU			
	肉眼可见物	无	—			
	pH	6.5~8.5	—			
	总硬度	≤450	mg/L			
	溶解性总固体	≤1000				
	硫酸盐	≤250				
	氯化物	≤250				
	铁	≤0.3				
	锰	≤0.10				
铜	≤1.00					

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	≤1.00		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1感官性状 及一般化学指标中III类
	铝	≤0.20			
	挥发性酚类	≤0.002			
	阴离子表面活性剂	≤0.3			
	耗氧量	≤3.0			
	氨氮	≤0.50			
	硫化物	≤0.02			
	钠	≤200			
	总大肠菌群	≤3.0	CFU/100mL	CFU/mL	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1微生物指 标中III类
	菌落总数	≤100			
	亚硝酸盐	≤1.00		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1毒理学指 标中III类
	硝酸盐	≤20.0			
	氰化物	≤0.05			
	氟化物	≤1.0			
	碘化物	≤0.08			
	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
	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		参照执行《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002)III类标准		
声环境	L <sub>eq</sub>	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	蒽	1293		
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 <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	4500		

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、集气站无组织废气	非甲烷总烃	4.0	mg/m <sup>3</sup>	《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 <sub>2</sub> S	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
施工噪声	L <sub>eq</sub>	昼间	70	dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
		夜间	55		
厂界噪声	L <sub>eq</sub>	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 相关规划、技术规范及政策法规

#### (1) 相关规划

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅

县及和田地区民丰县，所在地涉及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》、《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）、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》、《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》等。

本工程与上述相关规划的符合性分析结果参见表2.7-1。

表2.7-1 相关规划符合性分析一览表

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。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。	本项目属于油气开采项目，项目的实施有利于区域油气资源开发。	符合
			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
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	实施钢铁、水泥、焦化等行业季节性生产调控措施，推进散煤整治、挥发性有机污染物（以下简称“VOCs”）综合治理、钢铁、水泥、焦化和燃煤工业锅炉行业超低排放改造、燃气锅炉低氮燃烧改造、工业园区内轨道运输（大宗货物“公转铁”）柴油货车治理、锅炉炉窑综合治理等工程项目。全面推行绿色施工，持续推动城市建成区重污染企业搬迁或关闭退出。	本项目采用全密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，厂界无组织排放的非甲烷总烃能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相应限值排放。	符合

续表 2.7-1

相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念，强化修复过程二次污染防控	塔河油田托甫台区对历史遗留废弃物进行清理工作已纳入塔河油田2021年度~2023年度整改计划中。本项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	符合
	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	报告中已提出环境监测计划，详见：“8.4.3 监测计划”	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	本项目产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第23号）中相关管理要求	符合

(2) 本工程与相关文件符合性分析见表 2.7-2。

表 2.7-2

相关文件符合性一览表

文件名称	文件要求	本工程	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）	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	本工程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
	井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁能源，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	本工程井场、集气站不涉及加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物设备	-

续表 2.7-2

相关文件符合性一览表

文件名称	文件要求	本工程	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、高标准清洁能源,减少废气排放。选用低噪声设备,避免噪声扰民。施工结束后,应当及时落实环评提出的生态保护措施	本工程已在报告中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	本工程油气集输管道采取埋地敷设方式,选线周边无居民区分布区域。	符合
《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》(新环环评发[2020]142号)	加快推进油气发展(开发)相关规划编制,并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的,应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	目前塔里木油田已编制《塔里木油田地面建设“十四五”规划》,目前规划环境影响评价报告正在编制中	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	项目钻井工程钻采方案的设计技术先进、实用成熟,符合清洁生产要求;本工程提出施工期结束后,恢复井站场周边及管道临时占地,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,科学合理确定开发方案,选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,推广使用成熟、先进的技术装备,严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本工程开发方案设计考虑了塔中油气田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,所选用的开采技术和工艺均属于成熟、先进的技术装备	符合

续表 2.7-2

相关文件符合性一览表

文件名称	文件要求	本工程	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、厂址、管网、路网建设占地规模。应实施绿色钻井技术体系,科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施,配备完善的固控系统,及时妥善处置钻井泥浆	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。项目钻井过程中,配备先进完善的固控设备,采用低固相优质钻井液,设置井控装置。泥浆分离岩屑后重复使用,钻井完成后,用于下一口井场	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)	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	本工程运营期废水主要为采出水和井下作业废水,采出水随油气一起进入塔三联合站处理,达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层;井下作业废水采用专用废水回收罐收集,酸碱中和后运至塔中钻试修废弃物环保处理站处理。均无石油类污染物排放	符合
	油气田建设应总体规划,优化布局,整体开发,减少占地和油气损失,实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本工程建设布局合理,已在设计阶段合理选址,合理利用现有道路	符合
	在油气集输过程中,应采用密闭流程,减少烃类气体排放	本工程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
	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。	本工程不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道,集输管道采用埋地敷设	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	本工程运营期采出水随采出液一起进入塔三联合站处理后回注地层;井下作业废水采用专用废水回收罐收集,酸碱中和后运至塔中钻试修废弃物环保处理站处理	符合

续表 2.7-2

相关文件符合性一览表

文件名称	文件要求	本工程	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	本工程未在水源涵养区、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开发	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	本工程已提出生态环境保护与恢复治理要求,并要求油田公司进行公示和接受社会监督	符合
	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测,接受环境保护主管部门的指导,并向社会公布监测情况。	本评价已制定监测方案	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备,实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	本工程运营过程采用先进技术、工艺和设备	符合
	散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理,不得掩埋	本工程运营期产生的危险废物落地油、清管废渣、废防渗材料桶装收集后依托有危废处置资质的单位接收处置	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		符合
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138号)	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件,严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)的要求,强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估	本工程已单独分析了防沙治沙影响,并严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)的要求,强化了项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估	符合

续表 2.7-2 相关文件符合性一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《新疆维吾尔自治区环境保护条例》	第三十条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。第三十一条对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	本项目占地范围内无水源涵养区、饮用水水源保护区和湖泊、水库等	-

### 2.7.2 主体功能区划

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

本工程位于阿克苏地区沙雅县境内及和田地区民丰县境内，不属于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域。主要建设井场、站场、管道等。本工程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，尽可能减少对区域生态环境的影响；营运期采取完善相应的污染防治措施，污染物均可达标排放。

综上所述，本工程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。

### 2.7.3 “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，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发[2021]162号）；阿克苏地区行政公署和和田地区行政公署分别发布了《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）和《和田地区“三线一单”生态环境

境分区管控方案》(和行发〔2021〕38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”位置关系示意图见附图。

表2.7-3 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	本工程	符合性	
《新疆维吾尔自治区“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,保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	本工程西南距拟定生态保护红线(防风固沙生态保护红线区)最近为92km,不在红线内	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。	本工程废水包括采出水和井下作业废水,采出水随油气一起进入塔三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,酸碱中和后运至塔中钻试修废弃物环保处理站处理,废水均不向外环境排放;工程所在区域属于大气环境质量不达标区域。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挥低碳试点示范和引领作用。	本工程通过采用先进的工艺设备,降低工艺能耗;生产废水及生活污水均能得到合理处置,不会对区域水资源造成较大影响;工程通过优化平面布置及管道敷设方式等,节约了土地资源。	符合
	环境管控单元	自治区划定环境管控单元,分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类,实施分类管控。优先管控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;重点管控单元着力优化空间布局,不断提升资源利用效率,有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控,解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题;一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求,推动区域环境质量持续改善	本工程位于ZH65292430001沙雅县一般管控单元和ZH65322730001民丰县一般管控单元。本工程实施后通过采取完善的污染治理措施及生态保护措施,不会对本工程所在区域大气环境、地表水环境、声环境、地下水、土壤环境、生态环境产生明显影响	符合



表2.7-4 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。	本工程为天然气开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，属于《产业结构调整指导目录（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
	【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。	本工程为天然气开采项目，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。	本工程不属于重化工、涉重金属等工业污染项目	符合	

续表 2.7-4 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	<p>【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。</p>	<p>本项目建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等规划要求</p>	符合
		<p>【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。</p>	本工程不属于重大项目	—
		<p>【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。</p>	本工程属于天然气开采项目，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
		<p>【A2.1-1】PM<sub>2.5</sub> 年平均浓度不达标城市禁止新（改、扩）建未落实 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、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。</p>	<p>本项目所在区域属于 PM<sub>2.5</sub>、PM<sub>10</sub> 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，对阿克苏地区及和田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已备案总量中调剂解决</p>	符合

续表 2.7-4 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		本工程不涉及相关内容	—
	【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	—
	【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	—
	【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。	本工程营运期产生废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随油气一起进入塔三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，酸碱中和后运至塔中钻试修废弃物环保处理站处理。本工程无废水排入地表水体，不会对区域水环境造成影响	符合

续表 2.7-4 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	<p>【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。</p>	<p>本工程施工期生活垃圾收集后统一清运至塔中作业区固废填埋场处理</p>	符合
	A2 污染物排放管控	<p>【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。</p>	<p>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</p>	—
	A3 环境风险管控	<p>【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。</p>	<p>本工程不属于危险化学品生产项目</p>	—
	A3 环境风险管控	<p>【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。</p>	<p>本工程不涉及受污染耕地及污染地块</p>	—
A3 环境风险管控	<p>【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。</p>	<p>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</p>	符合	
A3 环境风险管控	<p>【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。</p>	<p>本工程不涉及相关内容</p>	—	

续表 2.7-4 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	A4资源利用要求	<p>【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。</p>	符合	
		<p>【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。</p>	本工程用水主要为施工期用水(钻井用水、管线试压用水、施工人员生活用水等)，用水量较小，不会超过自治区用水总量	符合
		<p>【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。</p>	本项目不涉及地下水的开采	—
		<p>【A4.1-4】2025 年、2030 年新疆维吾尔自治区地下水供水总量控制指标分别为 688538 万 m<sup>3</sup>、626527 万 m<sup>3</sup>。</p>	本工程用水主要为施工期用水(钻井用水、管线试压用水、施工人员生活用水等)，用水量较小，不会超过自治区用水总量	符合
		<p>【A4.2-1】2025 年，全区永久基本农田保持在 4100 万亩以上。</p>	本项目施工不涉及农田	—
		<p>【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。</p>	本工程不涉及煤炭的消耗	—

表 2.7-5 本项目与“天山南坡片区”及“南疆三地州片区”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	—
	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。	本工程地处沙漠腹地，属于天然气开采项目，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。	本项目周边无地表水体，不会对河流水质产生影响。	—
	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，详见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”章节	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。	塔中气开发部 2021 年度~2025 年度整改计划中，已将“按照《塔里木油田公司塔中油气开发部历史遗留磺化固废治理方案》对历史遗留废弃物进行治理”落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。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
南疆三地州片区总体管控要求	加强绿洲边缘生态保护与修复，统筹推进山水林田湖草沙治理，禁止樵采喀什三角洲荒漠、绿洲区荒漠植被，禁止砍伐玉龙喀什河、喀拉喀什河、叶尔羌河、和田河等河流沿岸天然林，保护绿洲和绿色走廊	本项目地处沙漠腹地，区域无地表水体和绿洲分布	—
	控制东昆仑山—阿尔金山山前绿洲、叶尔羌河流域绿洲、和田河流域绿洲、喀什—阿图什绿洲的农业用水量，提高水土资源利用效率，大力推行节水改造，维护叶尔羌河、和田河等河流下游基本生态用水	本项目周边无绿洲分布	—

表 2.7-6 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。	本工程西南距拟定生态保护红线(防风固沙生态保护红线区)最近为92km，不在红线内	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。	本工程废水包括采出水和井下作业废水，采出水随油气一起进入塔三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，酸碱中和后运至塔中钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；工程所在区域属于大气环境质量不达标区域。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	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。	本工程通过采用先进的工艺设备，降低工艺能耗；生产废水及生活污水均能得到合理处置，不会对区域水资源造成较大影响；工程通过优化平面布置及管道敷设方式等，节约了土地资源。	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。 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。	本工程位于 ZH65292430001 沙雅县一般管控单元。本工程实施后通过采取完善的污染治理措施及生态保护措施，不会对本工程所在区域大气环境、地表水环境、声环境、地下水、土壤环境、生态环境产生明显影响	符合

表 2.7-7 本项目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 2.7-7 本项目与阿克苏地区总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	---
		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	---
		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	---
		1.5加强水源涵养区管控。加强温、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温宿县、拜城县及库车市	---
		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。	本工程属于天然气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	符合



续表 2.7-7 本项目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、大型水利设施、城镇市政设施所在区域，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	---
		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，对新建设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。	---
		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	---
		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	---
		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
		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	---

续表 2.7-7 本项目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	1.15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	—
	1.16依法设立各类工业园区、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	—	
	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	—	
	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。	本工程不在人口密集区域及其他需要特殊保护的区域及其周边	符合	
	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	
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。	本工程实施后油气密闭输送;采出水随油气一起进入塔三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,酸碱中和后运至塔中钻试修废弃物环保处理站处理。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		

续表 2.7-7 本项目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	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。	本项目不在城市建成区、工业园区内，运营期间不涉及锅炉等设备	—
	2.4新建涉工业炉窑的建设项目，原则上要入园，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。	本项目不涉及相关内容	—
	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	—
	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%。	本工程运营期产生废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随油气一起进入塔三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，酸碱中和后运至塔中钻试修废弃物环保处理站处理。本工程无废水排入地表水体，不会对区域水环境造成影响	符合

续表 2.7-7 本项目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	
一般管控单元				
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	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；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	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。	本工程施工期生活垃圾收集后统一清运至塔中作业区固废填埋场处理	符合
		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治、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。	塔中油气开发部2021年度~2025年度整改计划中，已将“按照《塔里木油田公司塔中油气开发部历史遗留磺化固废治理方案》对历史遗留废弃物进行治理”落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。本工程不涉及涉重金属行业污染防治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，详见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”章节	符合

续表 2.7-7 本项目与阿克苏地区总管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性	
一般管控单元				
阿克苏地区总管控要求	污染物排放管控	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	—
		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物排放管控要求。	本工程建设单位不属于兵团企业	—
	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管控要求	符合
		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，详见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”章节	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	—

续表 2.7-7 本项目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	
一般管控单元				
阿克苏地区总体管控要求	环境风险防控	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，详见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”章节	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	—
	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。	本工程用水主要为施工期用水(钻井用水、管线试压用水、施工人员生活用水等)，用水量较小	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	—
		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	—
		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。	本工程各井场、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
		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	—
		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	—
		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	—

本项目位于 ZH65292430001 沙雅县一般管控单元，与该管控单元要求符合性分析见下表。

表 2.7-8 本项目与具体环境管控单元要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
空间布局约束	1. 执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。	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。	本工程为天然气开采项目，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。	本项目建设不占用耕地	—
ZH65292430001 沙雅县一般管控单元	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	—
	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	—
	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。	本工程施工期生活垃圾收集后统一清运至塔中作业区固废填埋场处理	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	—
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	—
	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	—

续表 2.7-8 本项目与具体环境管控单元要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH6529 243000 1 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	—

表 2.7-9 本项目与《和田地区“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		本项目相关内容	分析结果
《和田地区“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以及一般生态空间实施严格监管，保障和维护国家、自治区及地区生态安全底线和生命线	本工程西南距拟定生态保护红线(防风固沙生态保护红线区)最近为 92km，不在红线内	符合
	环境质量底线	大气环境质量目标根据《受沙尘天气过程影响城市空气质量评价补充规定》（环办监测〔2016〕120号）要求，扣除沙尘影响，争取环境空气质量好于 2020 年考核目标。全地区水环境质量得到进一步改善，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。土壤环境质量保持平稳，土壤环境风险得到进一步管控。主要污染物排放总量得到控制，荒漠化防治与防风固沙能力得到提升，生态环境保护及修复工作得到加强，污染防治水平和环境监管基础能力显著提升	本工程废水包括采出水和井下作业废水，采出水经塔三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，酸碱中和后运至塔中钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；工程所在区域属于大气环境质量不达标区域。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、自治区下发的总量与强度控制目标，积极推动和田市国家级低碳城市试点工作	本工程通过采用先进的工艺设备，降低工艺能耗；生产废水及生活污水均能得到合理处置，不会对区域水资源造成较大影响；工程通过优化平面布置及管道敷设方式等，节约了土地资源。	符合



续表 2.7-9 本项目与《和田地区“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		本项目相关内容	分析结果
《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案》	环境管控单元	和田地区共划定环境管控单元72个，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元要严格按照生态保护红线及一般生态空间等管理规定进行管控，依法禁止或限制开发建设活动（改善环境类建设除外），确保生态环境功能不降低、面积不减少、性质不改变，优先开展生态功能受损区域生态保护修复活动，恢复生态系统服务功能。重点管控单元主要推进产业布局优化、转型升级，不断提高资源利用效率，加强污染物排放控制和环境风险防控，解决突出生态环境问题。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，加强生活污染和农业源污染治理，推动区域环境质量持续改善	本工程部分建设内容位于ZH65322730001民丰县一般管控单元。本工程实施后通过采取完善的污染治理措施及生态保护措施，不会对本工程所在区域大气环境、地表水环境、声环境、地下水、土壤环境、生态环境产生明显影响	符合

1.5 本项目与和田地区总体管控要求符合性分析一览表见表 2.7-10。

表 2.7-10 本项目与和田地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目相关内容	分析结果
和田地区总体管控要求	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”和南疆三地州片区总体管控要求中“B1空间布局约束”管控要求。	本项目满足自治区总体准入要求中“A1空间布局约束”管控要求及南疆三地州片区总体管控要求中“B1空间布局约束”管控要求	符合
		1.2 严禁在水源涵养区、饮用水源保护区、风景名胜区等生态敏感区域进行矿产资源勘探和开发。在非水源涵养区、饮用水源保护区等生态空间内，在确保区域生态环境风险可控，对生态功能不造成破坏情形，可以适当开展国家重大项目的战略性能源资源勘查和开采项目。	本项目建设范围不涉及生态敏感区域	符合
		1.3 禁止对粮食产地和蔬菜基地的污水灌溉，禁止在污染严重的土地种植养殖，防止农产品受到污染。	本项目不涉及相关内容	—
		1.4 和田市及其余七个县的县城严禁新建35蒸吨以下燃煤锅炉。	本项目不涉及相关内容	—

续表 2.7-10 本项目与和田地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目相关内容	分析结果	
和田地区总体管控要求	空间布局约束	1.5 加强对旅游资源开发的生态环境监管，限制生态敏感区域旅游开发活动。	本项目不涉及相关内容	—
		1.6 严格控制地下水资源开采总量，禁止建设污水渗井和渗坑。加强地下水保护，严禁超采滥采；严控地下水超采。超采区内禁止农业新增取用地下水。	本项目不涉及地下水的开采	—
		1.7 加强绿洲边缘地区生态防护林建设；严格控制污染，保护玉龙喀什河、喀拉喀什河等河流生态环境。和田河沿岸禁止天然胡杨砍伐和乱挖甘草，以保护和和田、墨玉、洛浦三县绿洲。	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
		1.8 自治区级工业园区禁止新建每小时65蒸吨以下燃煤锅炉。	本项目不涉及相关内容	—
		1.9 逐步淘汰玉龙喀什河、喀拉喀什河、克里雅河、皮山河流域内的不符合产业政策或环保不达标重污染企业，促进流域内重污染企业产业转型升级。	本项目不涉及玉龙喀什河、喀拉喀什河、克里雅河、皮山河等流域	—
		1.10 新建大气污染排放及水污染排放的工业污染类项目必须进入相应的工业园区或者工业集聚区，实施“以大带小”、“以新带老”，坚持涉重污染物排放量“等量置换”或“减量置换”，主要污染物排放总量得到有效控制。	本项目采用全密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，厂界无组织排放的非甲烷总烃能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中相应限值排放；厂界无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新扩改建项目二级标准要求。项目各污染物排放得到有效地控制。	符合
		1.11 建立污泥从产生、运输、储存、处置全过程监管体系，污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理后处置，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地，非法污泥堆放点一律予以取缔。	本项目不涉及相关内容	—
		1.12 水质不能稳定达标的区域原则上不允许建设新增相应不达标污染物指标排放量的工业项目。	本项目不涉及相关内容	—

续表 2.7-10 本项目与和田地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目相关内容	分析结果	
和田地区总体管控要求	空间布局约束	1.13 对在水源涵养区和生物多样性维护与特殊保护区内的矿山逐步撤出或到期关闭。严格保护冰川，禁止任何开发建设，严禁在水源涵养区、水源保护区等生态敏感区域进行矿产资源勘探和开发，加强旅游资源开发的生态保护，开展旅游景区环境污染治理。工业开发建设、矿产资源开采和旅游开发应保护戈壁砾幕层，沙区尽量避免对荒漠自然表层的破坏，防止沙丘活化。	本项目不涉及相关内容	—
		1.14 禁止侵占自然湿地等水源涵养空间，已侵占的要限期予以恢复。	本项目不涉及相关内容	—
		1.15 鼓励发展节水高效现代农业、低耗水高新技术产业以及生态保护型旅游业，严格控制缺水地区、水污染严重地区和敏感区域高耗水、高污染行业发展，新建、改建、扩建重点行业建设项目实行主要污染物排放减量置换。优先发展特色林果业、有机绿色农牧业、农副产品加工业、民族特色加工业、外贸物流等绿色、低能耗、低排放产业，适度发展沙漠生态产业和特色旅游业，禁止无序开荒，限制发展破坏荒漠稳定的产业和项目。	本项目不属于节水高效现代农业、低耗水高新技术产业以及生态保护型旅游业，不属于高耗水、高污染行业	—
		1.16 和田河、玉龙喀什河、喀拉喀什河河道和古河床范围内严禁非法采挖玉石。	本项目不涉及采挖玉石	—
		1.17 不得对天然林进行商业性采伐。	本项目不涉及相关内容	—
		1.18 关于生态保护红线的空间布局约束的准入要求	本工程西南距拟定生态保护红线(防风固沙生态保护红线区)最近为92km，不在红线内	符合
		1.19 关于一般生态空间的空间布局约束的准入要求	本项目不涉及相关内容	—
		1.20 关于饮用水水源保护区空间布局约束的准入要求	本项目不涉及相关内容	—
		1.21 关于湿地空间布局约束的准入要求	本项目不涉及相关内容	—
		1.22 关于自然保护区空间布局约束的准入要求	本项目不涉及相关内容	—
		1.23 关于沙漠公园布局约束的准入要求	本项目不涉及相关内容	—
		1.24 关于沙化土地封禁保护区空间布局约束的准入要求	本项目不涉及相关内容	—
		1.25 关于生态公益林空间布局约束的准入要求	本项目不涉及相关内容	—
1.26 关于土地沙化预防型空间布局约束的准入要求	本项目不涉及相关内容	—		

续表 2.7-10 本项目与和田地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目相关内容	分析结果
和田地区总体管控要求	1.27 关于防风固沙型空间布局约束的准入要求	本项目不涉及相关内容	—
	1.28 关于水土流失预防型空间布局约束的准入要求： 禁止陡坡垦殖和过度放牧，禁止新建土地资源高消耗产业，禁止在崩塌、滑坡危险区和泥石流易发区从事取土、挖砂、采石等可能造成水土流失的活动，禁止非法开垦、开发等活动，严格保护植被、沙壳、结皮等具有水土保持功能的原生地貌，保护野生动物，保护河流水质。 区内现有不符合布局要求的，限期退出或关停。对已造成的污染或损害，应限期治理。	本项目位于塔中沙漠腹地，不涉及陡坡垦殖和过度放牧，不属于土地资源高消耗产业，崩塌、滑坡危险区和泥石流易发区	符合
	1.29 关于水土保持型空间布局约束的准入要求： 禁止陡坡垦殖和过度放牧，禁止新建土地资源高消耗产业，禁止在崩塌、滑坡危险区和泥石流易发区从事取土、挖砂、采石等可能造成水土流失的活动，禁止非法开垦、开发等活动，严格保护植被、沙壳、结皮等具有水土保持功能的原生地貌，保护野生动物，保护河流水质。 区内现有不符合布局要求的，限期退出或关停。对已造成的污染或损害，应限期治理。	本项目位于塔中沙漠腹地，不涉及陡坡垦殖和过度放牧，不属于土地资源高消耗产业，崩塌、滑坡危险区和泥石流易发区	符合
	1.30 关于水源涵养型空间布局约束的准入要求：	本项目不涉及相关内容	—
	1.31 关于生物多样性维护型空间布局约束的准入要求：	本项目不涉及相关内容	—
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”和南疆三地州片区总体管控要求中“B2 污染物排放管控”管控要求。	本项目满足自治区体准入要求中“A2 污染物排放管控”要求和南疆三地州片区总体管控要求中“B2 污染物排放管控”管控要求。	符合

续表 2.7-10 本项目与和田地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目相关内容	分析结果
和田地区总体管控要求	2.2 自治区已于2016年开始在试点区域和重点行业（以下简称试点范围）开展排污权有偿使用和交易试点工作，并在全区建立健全排污权管理体系，推行排污权总量预算管理。属于试点范围内的建设项目，均采用排污权交易方式，通过购买有偿取得总量指标。不属于试点范围的建设项目，其主要污染物排放总量指标，从所在地州市排污权总量指标中无偿划拨取得。主要来源于政府预留储备排污权和已建成投运的现有企事业单位在“十三五”期间进一步采取减排措施后形成的富余排污权指标。在“十三五”初期可以来源于2016年减排项目预计减排量。集中供热或企业内以新带老等建设项目的总量指标，可从拟替代关停的现有企业或设施可形成的预计减排量中预支，替代削减方案须在建设项目建成投产前落实到位。农业源通过减排形成的减排量不得用于工业类建设项目。建设项目所在地主要污染物总量指标不足以分配时，建设单位可以按照自治区排污权有偿使用和交易工作相关规定，申请以排污权交易方式购买自治区或其他排污权交易试点区域储备排污权，取得总量指标。火电、钢铁、水泥、造纸等行业建设项目主要污染物排放总量指标按照《自治区重点行业主要污染物排污许可量核定技术方法（暂行）》采用绩效方法核定。其他无绩效值行业依照国家或地方污染物排放标准及单位产品基准排水量（行业最高允许排水量）、烟气量等予以核定。不属于试点范围，且由环保部负责环评文件审批的建设项目，按环保部《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》执行。	按照总量替代原则，本工程氮氧化物、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已备案总量中调剂解决	符合
	2.3 加快城镇生活污水处理设施建设和提标改造，加大配套管网建设力度，所有城市、县城以及重点独立建制镇均建成生活污水处理设施，污水处理率达到80%以上，达到相应排放标准或再生利用标准。	本项目施工人员生活污水排入生活污水池（采用撬装组合型钢板池），定期拉运至塔三联合站生活污水处理系统处理；营运期无生活污水产生	符合
	2.4 实施加油站、油库等油气回收综合治理工程，减少挥发性有机物排放。推进有毒废气排放工业企业的工艺技术改造，开展重点行业有毒废气监测，减少含汞、铅、二噁英等有毒有害废气的排放。	本项目采出液密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组织废气	符合

续表 2.7-10 本项目与和田地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目相关内容	分析结果
和田地区总体管控要求	2.5 加强源头水等重要水体保护,治理沿河矿山排放,加强水环境监管。	本项目不涉及源头水	—
	2.6 制定造纸、丝织业、纺织业和食品加工业等行业专项治理方案,实施清洁化改造,新建、改建、扩建上述行业建设项目实行主要污染物排放等量或减量置换。	本项目不涉及相关内容	—
	2.7 对超标、超总量排污和使用、排放有毒有害物质的企业实施强制性清洁生产审核,扩大自愿性清洁生产审核范围,强化对重点行业强制性清洁生产审核及评估验收。	本项目不涉及相关内容	—
	2.8 对重点排污企业排污口安装自动监控装置,与和田地区污染源监控中心联网,实行实时监控、动态管理。	本项目不涉及相关内容	—
	2.9 加大河道管理力度,依法严厉查处沿河道乱倒生活垃圾、乱排生活污水和工业企业偷排漏排等违法行为。	本项目周边无地表水体	—
	2.10 严格执行建设项目环评审批与区域环境质量、污染减排绩效挂钩制度,实行“以新带老”、“增产减污”和“区域削减替代”的总量平衡政策和替代削减标准。	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已备案总量中调剂解决	符合
	2.11 严格控制污染物新增排放量,对超过重点污染物排放总量控制指标的地区,暂停审批新增重点水污染物排放总量的项目。	符合	符合
	2.12 环境容量较小、生态环境脆弱,环境风险高的地区,应执行水污染物特别排放限值。	本项目营运期不涉及废水排放	—
	2.13 加强对有色金属矿采选与有色金属冶炼及压延加工业、皮革、毛皮、羽毛(绒)及其制品业、化学原料及化学制品制造业、电镀、铅蓄电池制造行业等五大类涉及重金属排放行业的管理,原则上和田地区内新增以上五大类行业涉及排放铅(Pb)、汞(Hg)、镉(Cd)、铬(Cr)和类金属砷(As)五类重金属污染物的企业仅限布局于洛浦县的和田循环经济工业园区内。	本项目不属于涉及重金属排放企业	—
	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”和南疆三地州片区总体管控要求中“B3 环境风向防控”管控要求。	本项目满足自治区总体准入要求中“A3 环境风险防控”要求和南疆三地州片区总体管控要求中“B3 环境风向防控”管控要求

续表 2.7-10 本项目与和田地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目相关内容	分析结果
和田地区总体管控要求	3.2 落实企业防范环境风险主体责任，建立企业突发环境事件报告和应急处理制度。	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，详见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”章节	符合
	3.3 所有污染源排污状况得到监控。	本项目已提出环境监测计划	符合
	3.4 对使用和排放重金属、持久性有机污染物、危险废物和危险化学品的工业企业，实行分类管理和全过程监控。	本项目不涉及相关内容	—
	3.5 建立政府主导、部门协调、分级负责、属地为主、全社会参与的环境应急管理机制。制定完善环境突发事件应急预案，建立健全环境风险应急监测体系。强化环境应急救援能力建设，开展环境应急演练，提高环境风险应对能力。	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，详见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”章节	符合
	3.6 定期评估玉龙喀什河、喀拉喀什河、克里雅河、策勒河、尼雅河、皮山河周边工业企业、工业集聚区环境和健康风险，落实防控措施。	本项目不涉及玉龙喀什河、喀拉喀什河、克里雅河、皮山河等流域	—
	3.7 严格控制持久性有机污染物排放，实施持久性有机污染物统计报表制度，对污染物和废弃物进行严格管理。	本项目不涉及相关内容	—
	3.8 加强养殖投入品管理，依法规范、限制使用抗生素类、激素类药物或其它化学物质等化学药品，开展专项整治。严格控制环境激素类化学品污染。	本项目不涉及相关内容	—
	3.9 对玉龙喀什河、喀拉喀什河、克里雅河、策勒河、尼雅河、皮山河周边矿山开采企业及尾矿库进行风险排查，及时清理病库、危库及不符合产业政策和环保要求的矿山开采企业，避免水污染环境风险事故。	本项目不涉及相关内容	—
	3.10 矿山企业严格按照开发利用方案和地质环境保护与土地复垦方案要求进行矿产资源开发和地质环境恢复治理工作，按照“边生产、边恢复”要求进行开发，按照“谁破坏、谁治理”原则，及时督促矿山企业完成治理恢复任务。	本项目不涉及相关内容	—
	资源利用效率	4.1 严格执行自治区总体准入要求中“A4 资源开发利用效率”和南疆三地州片区总体管控要求中“B4 资源开发利用效率”管控要求。	本项目满足自治区总体准入要求中“A4 资源利用效率”要求和南疆三地州片区总体管控要求中“B4 资源开发利用效率”管控要求。

续表 2.7-10 本项目与和田地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目相关内容	分析结果	
和田地区总体管控要求	资源	4.2 到 2020 年, 和田地区年用水总量不得超过 38.77 亿立方米。到 2025 年, 和田地区年用水总量不得超过 38.77 亿立方米。到 2030 年, 和田地区年用水总量不得超过 38.765 亿立方米。到 2020 年较 2017 年, 和田地区新增地下水开采总量不得超过 1.8015 亿立方米(总量不得超过 5.644 亿立方米)。到 2025 年较 2017 年, 和田地区新增地下水开采总量不得超过 2.1619 亿立方米(开采总量 6.0044 亿立方米)。到 2030 年较 2017 年, 和田地区新增地下水开采总量不得超过 2.5219 亿立方米(开采总量 6.3644 亿立方米)。	本工程用水主要为施工期用水(钻井用水、管线试压用水、施工人员生活用水等), 用水量较小, 不会超过自治区用水总量	符合
	利用	4.3 到 2020 年及 2030 年, 和田地区综合能耗总量控制在自治区下达目标任务范围内。	本项目不涉及相关内容	—
	效率	4.4 在高污染燃料禁燃区内, 禁止销售、燃用原煤、粉煤、各种可燃废物等高污染燃料; 禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施; 已建设成的, 应当在规定的期限内改用电、天然气、液化石油气、生物质燃料、含硫量低于 0.5% 的型煤或者其他清洁能源。	本项目不涉及相关内容	—
		4.5 已设露天矿山, 企业按照绿色矿山建设标准加快升级改造; 新设露天矿山必须按照绿色矿山建设标准进行建设。	本项目建设内容符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018) 相关要求	符合
	4.6 绿洲边缘新垦区耕地的稳固措施与管控要求, 不得随意开垦与弃荒。	本项目不涉及耕地	—	

本项目位于 ZH65322730001 民丰县一般管控单元, 与该管控单元要求符合性分析见下表。

表 2.7-11 本项目与具体环境管控单元要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
ZH65322730001 民丰县一般管控单元	空间布局约束 1. 禁止皮革鞣制加工、其他皮革制品制造、毛皮鞣制加工、木竹浆制造、炸药及火工产品制造、水泥制造、铝冶炼等产业。 2. 禁止发展高耗水工业, “以水定产、以水定量”。 3. 严禁入驻高耗能、高耗水、高污染企业, 以及不符合国家产业政策、产能过剩的项目。 4. 服装产业链中染色工序仅限于当地特色地毯、艾德莱斯等民族纺织品生产, 且需以水定产, 控制加工规模, 禁止发展全产业链的综合印染企业(从事民族纺织品的除外), 不搞大规模独立印染企业。	本项目不属于相关产业, 不属于高耗能、高耗水、高污染企业, 不含染色工序	—



续表 2.7-11 本项目与具体环境管控单元要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性	
ZH6532 273000 1民丰县一般 管控单元	空间布局约束	1. 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。 2. 不得毁林、烧山、天然草地、湿地垦殖。 3. 不得使用高毒农药。 4. 不得种植不适合本地气候、生态环境的生态林、经济林；生态林、经济林树种限于白杨树、胡杨树、沙枣树、红柳及其他耐旱性较强的树种。 5. 不得建设灌溉型原料林基地、纸浆原料林基地。 6. 禁止新黏土实心砖生产项目。 7. 执行大气环境布局敏感重点管控区以及大气环境布局弱扩散重点管控区的普适性要求。	本项目不涉及相关内容	—
		1. 金矿采选项目：新建金矿采选项目开采矿石量最低生产规模达到4万吨/年。新建项目清洁生产水平达到国内要求。对废弃矿坑进行生态修复。 2. 土砂石开采：禁止用于粘土实心砖生产的土砂石开采。 3. 禁止在生态脆弱区的草原上从事采矿活动。现有采矿区、弃土场等已造成草场植被破坏的，限期进行修复。 4. 不得在沙尘源区、沙尘暴频发区布局，仅限布局在不破坏草原等生态环境的区域。	本项目不涉及相关内容	—
		1. 任何单位和个人不得改变或者占用永久基本农田保护区。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。 2. 禁止发展非节水农业，现有非节水农业应在“十四五”期间完成节水改造。禁止使用高毒农药。 3. 禁止对粮食产地和蔬菜基地的污水灌溉，禁止在污染严重的土地种植养殖，防止农产品受到污染。	本项目不涉及农田，不属于农业	—

续表 2.7-11 本项目与具体环境管控单元要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
ZH6532 273000 1 民丰县一般 管控单元	<p>1. 执行总体准入要求中废气、废水主要污染物排放总量的要求。</p> <p>2. 农业源通过减排形成的减排量不得用于工业类建设项目。</p> <p>3. 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。</p> <p>4. 城镇生活污水和工业企业废水处理达标后不得直排进入地表水体，处理后出水有条件的优先工业回用，无工业利用途径的经灭菌消毒后通过管道或防渗渠道进行林木灌溉。</p>	<p>本项目符合总体准入要求中的污染物排放管控要求；本项目施工人员生活污水排入生活污水池（采用撬装组合型钢板池），定期拉运至塔三联合站生活污水处理系统处理，营运期无生活污水产生</p>	符合
	<p>5. 禁养区外新建、扩建和改建规模化畜禽养殖场（小区），要配套建设废弃物处理设施、禽粪便污水基本实现资源化利用，病死畜禽实现无害化处理。现有未配套上述设施的规模化畜禽养殖场（小区），应限期完成改造。</p>	<p>本项目不涉及相关内容</p>	—
	<p>1. 采矿区、排土场、矸石场等实行边开采、边恢复，并按矿山环境保护及土地复垦方案进行恢复。</p> <p>2. 矿产资源勘查以及采选过程中排土场、矿区专用道路、矿山工业场地、沉陷区、矸石场、矿山污染场地等的生态环境保护与治理恢复工作须满足《矿山生态环境保护与治理恢复技术规范（试行）》（HJ651-2013）要求。</p>	<p>本项目根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，进行生态环境保护与恢复治理</p>	符合
环境风险防控	<p>1. 建立健全环境风险防控体系，制定环境风险应急预案，建设突发事件应急物资储备库，成立应急组织机构。</p> <p>2. 对排放重金属、持久性有机污染物以及使用危险化学品的产生危险废物的工业企业，实行分类管理和全过程监控。</p>	<p>本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，详见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”章节；本项目不排放重金属、持久性有机污染物等</p>	符合

续表 2.7-11 本项目与具体环境管控单元要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性	
ZH6532 273000 1 民丰县一般管控单元	环境风险防控	1. 制定环境风险应急预案，成立应急组织机构，配备必要的应急设施和应急物资，定期开展环境风险应急演练。 2. 废水处理设施、固体废物储存场所等配备完善的防扬散、防流失、防渗漏措施，严防对水体、土壤造成污染。配套生产设施及尾矿库防渗措施，严防尾矿对地下水、土壤造成污染。 3. 建立土壤环境监测档案，定期监测其土壤和地下水环境质量状况。	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，详见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”章节；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《石油工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油工程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
	资源利用效率	1. 矿山开采回采率、选矿回收率和综合利用率等三项指标应符合自然资源部发布的相关矿种矿产资源合理开发利用“三率”最低指标要求（试行）。 2. 现有选矿企业废水循环利用率应达到80%及以上，新建及改造选矿企业废水循环利用率应达到85%及以上。 3. 清洁生产水平不得低于清洁生产国内先进水平。	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

综上所述，本项目符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》、新疆维吾尔自治区总体管控要求、七大片区总体管控要求、《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、沙雅县一般管控单元要求、《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案》、和田地区总体管控要求、民丰县一般管控单元管控要求。

#### 2.7.4 选址选线合理性分析

##### (1) 项目总体布局合理性分析

本项目位于现有塔中油气田采矿权范围内，不涉及新申矿权范围。工程占地范围内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标。井位严格按照勘探期测线设计方案进行布设，各类管线尽量同沟敷设，且尽量沿道路敷设，总体布局合理。本次评价要求油气田开发要严格按照开发方案划

定区域进行，认真落实环评提出的环境保护措施。

### (2) 井场布置的合理性分析

根据现场调查，本项目不涉及自然保护区、无风景名胜区、水源保护区、文物保护单位；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》和《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4号)，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区，井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能；综上所述，井场布置合理。

### (3) 管线、道路选线可行性分析

①本项目管线、道路路由不涉及城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点；管线走向周边无居民集中区域，管线两侧无敏感点分布。

②管线穿越道路按照道路等级采用顶管穿越方式，施工结束后，对临时占地及时恢复植被，减少占地影响。

③本项目道路选线充分利用区域现有道路，道路建设按节约用地的原则确定用地范围。

④本项目管线路由已尽量顺直、平缓，最大程度的缩短了线路长度，并做到了减少与天然和人工障碍物交叉。

综上所述，本项目合理优化管线、道路选线方案，减少管线的长度。道路建设尽量利用现有油田道路，减少对评价区植被的破坏和水土流失。管道两侧10m范围内无居民等敏感目标，敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标，管线占地类型主要为沙地，均为临时占地。从环境保护角度看，管道、道路选线可行。

### 2.7.5 环境功能区划

本工程位于塔中 I 号气田，属于油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二类区；区域尚无地下水功能区划，根据《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)地下水质量分类规定，地下水以工农业用水为主，属于《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类区；项目区域周

边区域以工业生产为主，区域声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类功能区。

### 2.7.6 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 2.7-12 和图 2.7-3。

表 2.7-12 区域生态功能规划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区					
塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区	塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠敏感生态亚区	塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区	沙漠景观、风沙源地、油气资源	风沙威胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染	生物多样性和生境不敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感	保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹	加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游

由表 2.7-12 可知，项目位于“塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区”，主要服务功能为“沙漠景观、风沙源地、油气资源”，主要发展方向为“加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游”。

本工程属于油气开采项目，主要是钻井施工、油气管道敷设和井、站场设备安装等，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大造成影响。本工程的建设实施与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响是可接受的。本工程废气达标排放、产生的固废妥善处置，与区域发展方向不冲突。

## 2.8 环境保护目标

本工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护

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；工程 200m 范围内不涉及学校、医院、居住区等，不设置声环境保护目标；将井、站场占地外 50m 和管线两侧 200m 范围内的土壤作为土壤环境保护目标；将生态环境影响评价范围内植被和动物及塔里木河流域水土流失重点治理区作为生态环境保护目标，保护目的为不对区域生态环境及水土流失产生明显影响；将评价范围大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。环境保护目标见表 2.8-1 至 2.8-4。

表 2.8-1 地下水环境保护目标一览表

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)					
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 2.8-2 土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位及距离	功能要求	备注
评价范围内土壤	井站场占地外50m及集输管道周边200m范围内	GB15618-2018	满足建设用地土壤污染风险管控标准

表2.8-3 生态环境保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	距井场最近距离	功能要求	备注
生态环境	植被和动物	井场占地范围外扩 2km 及管线边界两侧 200m	--	--	不对区域生态环境产生明显影响
	塔里木流域水土流失重点治理区		--	--	不对区域水土保持产生明显影响

表 2.8-4 环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
	场址周边 5km 范围内					
环境空气	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
		1	区域大气环境	--	--	--
管线周边 500m 范围内人口数小计						0
井场、站场周边 5km 范围内人口数小计						0
管线周边 200m 范围内						0

续表 2.8-4

环境风险保护目标一览表

类别		环境敏感特征				
大气环境敏感程度 E 值						E3
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	--	--	--	--	
	地表水环境敏感程度 E 值					--
类别	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	与下游厂界距离(m)
地下水	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

### 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沙雅县境内及和田地区民丰县境内，塔里木油田分公司在塔中 I 号气田实施“塔中 I 号气田塔中下斜坡区块初步开发方案”，主要建设内容为：①部署新开发井 35 口(均为水平井)；新建采气井场 35 座，新建集气站 4 座；②新建单井集输管线 125km，集油干线 67km、中压集气干线 67km、高压集气干线 67km(3 条干线同沟敷设)；③配套建设自控、通信、电气、防腐、道路等辅助设施。

为便于说明，本次评价对塔中油气田区块开发现状进行回顾；将本工程建设内容作为拟建工程进行分析；将本工程依托的塔三联合站、塔中钻试修废弃物环保处理站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	塔中油气田开发现状及环境影响回顾	主要介绍区块开发现状回顾、“三同时”执行情况、回顾性评价等内容、与排污许可衔接情况、区块污染物排放情况、区块存在的环保问题及整改措施、
2	拟建工程	拟建工程概况、油气资源特征、工程组成、闭井、主要工艺流程及排污节点分析、施工期污染源及治理措施、营运期污染源及治理措施、闭井期污染源及其治理措施、非正常排放、清洁生产分析、污染物年排放量、三本账、污染物总量控制分析
3	依托工程	与项目相关的塔三联合站、塔中钻试修废弃物环保处理站、中古 17 集气站基本情况

#### 3.1 区块开发现状及环境影响回顾

##### 3.1.1 区块开发现状回顾

塔中油气田地处塔克拉玛干沙漠腹地，主要包括塔中 4 油田、塔中 16 油田、塔中 10 油田、塔中 6 凝析气田、塔中 I 号气田，具体日常运行管理由塔里木油田分公司二级单位塔中油气开发部负责。塔中油气田坐标为东经  $82^{\circ} 22' \sim 84^{\circ} 20'$ ，北纬  $38^{\circ} 39' \sim 39^{\circ} 50'$ ，面积为  $9344.4\text{km}^2$ ，行政区划上隶属于巴州且末县、和田地区民丰县及阿克苏地区沙雅县。塔中油气田目前主要建设有 3 座联合站、4 座转油站、9 座集气站、533 口油气水井、3 座固废场及配套集输管网、道路、公寓等。



### 3.1.2 三同时执行情况

2019 年~2020 年，塔中油气田开展了环境影响后评价工作，本次方案涉及的塔中 I 号气田环境影响后评价工作也涵盖在内，后评价报告为《塔中油气田开发部塔中油气田环境影响后评价报告书》。后评价工作中，梳理了后评价范围内各生产设施的环保手续，核查油气田历史遗留的环境问题，提出环境管理要求，使油田环境管理满足现行环保要求。后评价文件于 2021 年 2 月获得了备案意见。经备案后的后评价文件作为生态环境主管部门环境管理的依据，为油气田日常环保监督管理和排污许可提供技术支撑。本次评价引用后评价文件中环保手续梳理情况的主要结论，对塔中 I 号气田现有工程的“三同时”执行情况进行回顾。

根据后评价结论，塔中 I 号气田自 2006 年至今近 15 年间，经历了勘探—油藏评价阶段和规模开发阶段，基本按照开发时序履行了环境影响评价和竣工环境保护验收工作，其中主要工程“三同时”执行情况见表 3.1-1。

表 3.1-1 塔中 I 号气田“三同时”情况及改进措施汇总表

序号	项目名称	环评文件		验收文件	
		审批单位	环评批复文号	验收单位	验收文号
1	塔中 I 号凝析气田中古 8-中古 43 区块开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函(2013 712 号)	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2017)1340 号
2	塔中 I 号气田西部试采地面工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环评价函[2011]1095 号	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环函[2014]672 号
3	塔中 I 号气田开发试验区 10 亿方试采地面建设工程	原巴州生态环境局	巴环控函[2008]26 号	原巴州生态环境局	巴环验字[2011]35 号

### 3.1.3 塔中油气田回顾性评价

结合塔中油气田环境影响后评价调查结论和现场踏勘情况，本节分环境要素对区块进行回顾性分析评价。

#### 3.1.3.1 生态环境影响回顾

区域主要生态环境影响为勘探开发活动过程中因井场、站场及集输管道施工等，对地表产生的干扰。

根据现场调查，区块基本按照环评批复及验收意见要求进行生态修复。对原有施工过程中对地表的扰动基本进行了恢复，对井场永久占地范围内地表结合沙漠特点，铺设砂石和采取必要的硬化措施，减少了侵蚀量。站场周围以草方格固沙，防止侵蚀加剧。

综上所述，项目前期开采对生态环境的影响不大，后期采取边开采边治理方式，对区块进行了绿化及生态治理，因此，塔中油气田在前期开采中未出现明显生态环境问题，后期开采中针对生态环境影响主要应防范因为地表扰动等造成的沙漠植被破坏问题，要做到及时发现，及时治理，并且做好施工过程中日常生产管理，尽量减少对沙地的扰动，继续加强区域绿化工作的推进。

### 3.1.3.2 水环境影响回顾

根据本次调查情况，区块已有钻井工程废水包括钻井废水、压裂废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔中钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水排入生活污水池（采用环保防渗膜防渗）暂存，由罐车定期拉运至塔中区块现有生活污水处理设施处理。运营期各种生产废水和生活污水均得到有效的处理，可有效防范对地下水的影响。

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

### 3.1.3.3 大气环境影响回顾

根据本次调查情况，区块钻井废气主要为施工扬尘和放喷废气，施工扬尘采取车辆减速慢行、加盖苫布等措施；放喷持续时间较短，随着放喷作业结束，对环境影响将消失。

根据后评价开展期间进行的污染源监测数据，区域监测期间各监测点加热炉烟气中烟尘、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>排放浓度及烟气黑度均满足《锅炉大气污染物排放标

准》(GB13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求；各监测点厂界无组织非甲烷总烃排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2无组织排放监控浓度限值要求，H<sub>2</sub>S排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)二级标准。井场及站场无组织挥发的废气随距离的延长可以得到较好的扩散，对环境的影响是可以接受的。

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

#### 3.1.3.4 声环境影响回顾

根据本次调查情况，区块钻井噪声污染源主要为泥浆泵噪声、钻机噪声和放喷气流噪声，采取选用增加隔震垫、弹性材料等减震措施；运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建、井下作业等过程中，施工机械的强噪声源会导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准要求，但是由于油井均分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源具有不固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

区域生产期产生的噪声基本处于区域本底噪声水平范围内，对周边声环境质量的影响很小，区块所在地为空旷地带，对声强的增加不敏感，因此区域现有井场、站场等运行噪声对周围环境的影响较小，不会导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

根据后评价开展期间进行的污染源监测数据，井场、站场场界噪声均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准要求。区块声环境质量较好，区块开发对声环境的影响较小。

#### 3.1.3.5 固体废物影响回顾

根据本次调查情况，区块固废主要是钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物和生活垃圾等。通过分类收集和处理，可使其对周围环境的影响降至最小。

区块各井场及站场在选址、建设、处置和运行管理中严格执行塔里木油田分公司各项要求，严格落实《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)和《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中的相关要求，开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

#### 3.1.3.6 环境风险回顾

塔中油气田隶属于塔里木油田分公司塔中油气开发部管理。塔中油气开发部于 2019 年 6 月取得《塔里木油田分公司塔中油气开发部塔中第三联合站突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 653200-2019-051-L。区块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。

#### 3.1.3.7 与排污许可衔接情况

排污口是否规范，是项目验收的前提条件之一。从评价调查及收集资料可以看出，塔中油气田基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。塔中油气开发部按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。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)，塔中油气开发部进一步建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度。

#### 3.1.4 区块污染物排放情况

本次评价引用 2021 年 2 月通过自治区生态环境厅备案的《塔中油气开发部塔中油气田环境影响后评价报告书》中 2.2 节塔中油气田环保措施建设及运行情况及 2.3 节污染物排放总量章节中的区内已建工程三废排放相关情况，塔中 I 号气田污染源排放见表 3.1-1。

表 3.1-1 塔中 I 号气田污染物排放情况一览表

序号	影响类别	污染物	排放量(t/a)
1	废气	SO <sub>2</sub>	426.173
		NO <sub>x</sub>	64.734
		非甲烷总烃	28.366
2	废水	COD	39.475
		氨氮	5.824

### 3.1.5 区块存在环保问题及整改措施

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范，但是井场临时占地未恢复。

在现场勘查过程中也发现目前存在的一些问题，主要为：

- (1) 有部分井场遗留有废弃设施及弃渣没有及时的清运，车辆碾压情况。
- (2) 部分已建工程由于历史原因、工程进度等，暂未开展环境保护竣工验收工作。

针对以上问题，在本次开发建设过程中应该采取必要的措施，对油田目前存在的问题加以有效解决，限期整改：

(1) 对井场遗留的固体废弃物进行收集和清运，妥善处置；钻井完成后，将“工完、料净、场地清”作为工程验收的标准之一。按照《塔里木油田历史遗留环保隐患治理方案》对历史遗留废弃物进行治理。

(2) 以环境影响后评价报告和备案文件中相关要求，作为竣工环境保护验收依据，完善区域环境影响报告书的竣工环保验收工作。

## 3.2 拟建工程

### 3.2.1 拟建工程概况

本项目基本情况见表 3.2-1，主要经济技术指标见表 3.2-2。

表 3.2-1 方案基本情况一览表

项目	基本情况
项目名称	塔中 I 号气田塔中下斜坡区块初步开发方案

续表 3.2-1

方案基本情况一览表

项目	基本情况	
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	新疆阿克苏地区沙雅县境内及和田地区民丰县境内	
建设性质	改扩建	
建设周期	滚动开发建设，建设周期12年	
总投资	工程总投资236004万元，其中环保投资2300万元，占总投资的0.97%	
占地面积	163.7835hm <sup>2</sup> (永久占地10.1835hm <sup>2</sup> ，临时占地153.6hm <sup>2</sup> )	
规模	设计年产气规模2×10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> ，稳产10年，方案期末累产气32.6×10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> 、油90.6×10 <sup>4</sup> t	
建设内容	主体工程	①部署新开发井35口(均为水平井)；②新建采气井场35座，新建集气站4座；③新建单井集输管线125km，集油干线67km、中压集气干线67km、高压集气干线67km(三条干线同沟敷设)
	公辅工程	配套建设自控、通信、电气、防腐、道路等辅助设施。
	废气治理	施工期：废气包括施工扬尘、测试放喷废气、焊接烟尘、车辆尾气等；施工扬尘采取洒水抑尘的措施；进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施；测试放喷阶段采取疏散周边作业人员，控制放喷时间的措施；运营期：油气集输、计量、分离采取密闭工艺流程；闭井期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施。
	环保工程 废水处理	施工期：废水包括钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔中钻试修废弃物环保处理站处理；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域洒水降尘；生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至塔三联合站现有生活污水处理设施妥善处置；运营期：运营期废水包括气田水、井下作业废水，气田水随采出液一起进入塔三联合站处理达标后回注地层，井下作业废水送塔中钻试修废弃物环保处理站处理；闭井期：无废水产生；
	噪声治理	施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间；运营期：选用低噪声设备、基础减振；闭井期：合理安排作业时间；

续表 3.2-1

方案基本情况一览表

项目	基本情况	
建设内容	环保工程	<p>施工期：施工期固废主要为施工土方、施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物、废烧碱包装袋和生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔中固废填埋场处理；钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至塔中钻试修废弃物环保处理站处理；含油废物采用钢制桶装收集后和废烧碱包装袋暂存在井场撬装式危废暂存间内，含油废物完井后运至具有危险废物处置资质的公司处置，废烧碱包装袋由区域具有危废处置资质的公司接收处置；生活垃圾集中收集后，拉运至塔中固废场处理；</p> <p>营运期：营运期固体废物主要为落地油、清管废渣、废防渗材料，属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置；</p> <p>闭井期：固废主要为废弃管线、废弃建筑垃圾等，收集后送塔中固废填埋场处理；</p>
	环境风险	<p>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、集气站设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪</p>
劳动定员	新建各井场、集气站为无人值守站，不新增劳动定员	
工作制度	年工作 365d，年工作 8760h	

表 3.2-2

各县域工程量情况一览表

序号	项目	单位	沙雅县	民丰县	合计	
1	主体工程	单井	座	35	0	35
2		集气站	座	4	0	4
3		单井集输管线	km	125	0	125
4		中压集气干线	km	58	9	67
5		高压集气干线	km	58	9	67
6		集油干线	km	58	9	67
7		井场道路	km	115	0	115
8	占地面积	永久占地	hm <sup>2</sup>	61.84	0	19.04
9		临时占地	hm <sup>2</sup>	48.64	7.2	88.82

表 3.2-3 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	35
2		钻井累计进尺	m	283780
3		天然气地质储量	$10^8 \text{m}^3$	139.41
5		凝析油地质储量	$10^4 \text{t}$	554.32
6		年产气量	$10^8 \text{m}^3$	2
7		期末累产气	$10^8 \text{m}^3$	32.6
8		期末累产油	$10^4 \text{t}$	90.6
9		天然气采出程度	%	23.40
10		凝析油采出程度	%	16.34
11		单座集气站设计规模	天然气	$10^4 \text{m}^3/\text{d}$
	凝析油		t/d	500
12	单井集输管线	管径	mm	DN80
13		压力	MPa	5.5
14		长度	km	125
15	集油干线	管径	mm	DN150
16		压力	MPa	5.5
17		长度	km	67
18	中压集气干线	管径	mm	DN250
19		压力	MPa	6.3
20		长度	km	67
21	高压集气干线	管径	mm	DN250
22		压力	MPa	10
23		长度	km	67
24	综合指标	总投资	万元	236004
25		环保投资	万元	2300
26		劳动定员	人	不新增劳动定员, 依托区块现有人员

### 3.2.2 油气资源特征

#### (1) 构造特征

塔中 I 号气田位于塔里木盆地中央隆起塔中凸起塔中北斜坡, 北接阿满过



渡带、东接古城低凸起，奥陶系碳酸盐岩顶面构造东高西低、南高北低。塔中下斜坡区块位于塔中 I 号坡折带以北，区块内奥陶系碳酸盐岩顶面构造整体表现为一个向北倾斜的斜坡。

## (2) 地层特征

塔中 I 号气田塔中下斜坡区块自上而下钻遇地层有新生界第四系、新近系、古近系，中生界白垩系、三叠系，古生界二叠系、石炭系、泥盆系、志留系和奥陶系，缺失侏罗系。其中奥陶系为主要目的层，根据已钻井钻遇地层可细分为上奥陶统桑塔木组、良里塔格组及吐木休克组，中奥陶统一间房组，中-下奥陶统鹰山组。其中一间房组和鹰山组是本区主要的油气产层段，岩性以浅褐灰、灰褐色亮晶砂屑灰岩、亮晶鲕粒灰岩、亮晶藻砂屑灰岩、泥晶灰岩、生屑泥晶灰岩为主，电性跟上覆地层相比，具有低的自然伽玛和较高的电阻率值。

## (3) 气藏特征

塔中下斜坡区块奥陶系碳酸盐岩气藏是塔中 I 号气田的一部分，是受断裂和岩溶储层共同控制的缝洞型碳酸盐岩凝析气藏，整体上天然能量较充足，驱动类型以弹性驱动为主，气藏中部埋深 7428m~7627m，气藏中部海拔深度 -6360~-6578m。满深 17 井实测气藏温度与压力资料回归分析，气藏温度为 159.23℃，气藏压力为 82.679MPa，压力系数为 1.12，属于正常温度压力系统。

## (4) 气藏流体性质

### ① 天然气

塔中下斜坡区块奥陶系碳酸盐岩凝析气藏目前暂无流体性质资料，因此参考邻近的塔中 86 和中古 17 井。天然气取样分析结果表明，天然气相对密度 0.62~0.85，平均 0.67；甲烷含量 81.90%~89.60%，平均 86.60%；乙烷以上含量 2.41%~4.27%，平均 2.88%。二氧化碳含量 0~12.2%，平均 3.16%；硫化氢含量 0.0093~607.00g/m<sup>3</sup>，平均 28.02g/m<sup>3</sup>。

### ② 原油性质

地面凝析油密度 0.7510g/cm<sup>3</sup>~0.8217g/cm<sup>3</sup>，平均 0.7780g/cm<sup>3</sup>；50℃凝析油粘度 0.506mPa·s~3.032mPa·s，平均 1.45mPa·s；凝析油凝固点 <-30℃~14℃，平均 -7.3℃；凝析油含硫量 0.02%~0.41%，平均 0.19%；胶质+沥青质含

量 0.00%~2.09%，平均 0.17%。

### ③地层水

奥陶系地层水水型均为氯化钙型，奥陶系地层水密度 1.0~1.1477g/cm<sup>3</sup>；pH 值 5.1~8.4；氯根 2.64~12.99×10<sup>4</sup>mg/L，平均 6.8093×10<sup>4</sup>mg/L；总矿化度 1.266~21.02×10<sup>4</sup>mg/L，平均 13.442×10<sup>4</sup>mg/L。寒武系地层水密度 1.0550~1.0585g/cm<sup>3</sup>，平均 1.0566g/cm<sup>3</sup>；pH 值 6.05~7.82；氯根 4.18~5.61×10<sup>4</sup>mg/L，平均 4.7733×10<sup>4</sup>mg/L；总矿化度 8.169~8.638×10<sup>4</sup>mg/L，平均 8.403×10<sup>4</sup>mg/L。

### 3.2.3 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。

#### 3.2.3.1 钻井工程

##### 3.2.3.1.1 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 3.2-4。

表 3.2-4 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 4.5m	km	115 (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 <sup>2</sup>	10800	新建
3	钻井平台	—	套	1	新建
	应急池	300m <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup>	个	1	环保防渗膜+混凝土
	副放喷池	300m <sup>3</sup>	个	1	环保防渗膜+混凝土
4	生活污水池	300m <sup>3</sup>	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

续表 3.2-4 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，安装采气树，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、安装采气树、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	项目放喷目的为证实可能油气层的储性			

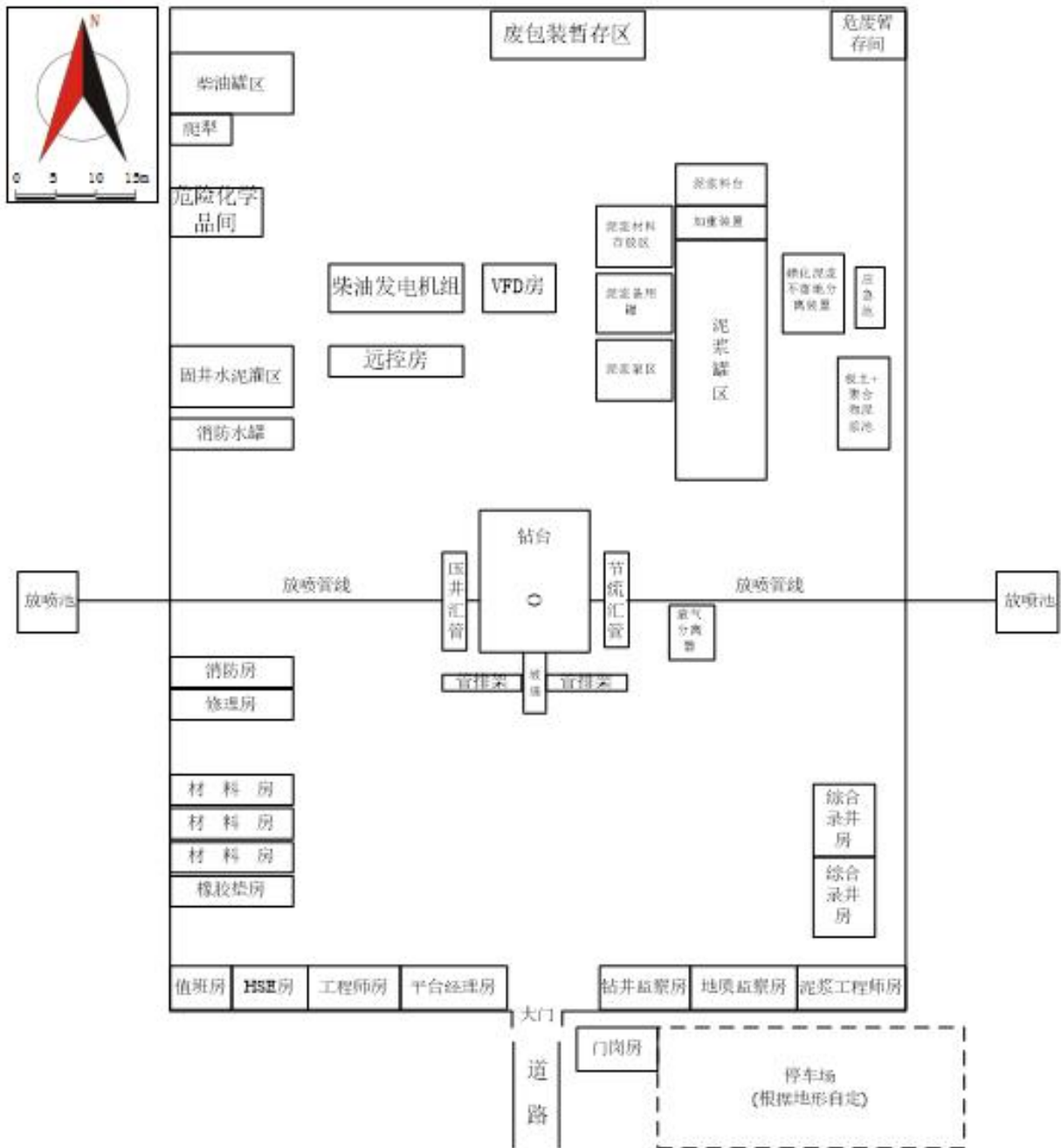


图 3.2-1 钻井期典型井场平面布置示意图

### 3.2.3.1.2 井位部署

本项目共部署新井 35 口，全部为新钻水平井。钻井井型、井深、完井周期等基本指标见表 3.2-5。

表 3.2-5 新钻井井深与完成周期情况一览表

井区	新井
井型	水平井

续表 3.2-5 新钻井井深与完成周期情况一览表

井区	新井
平均井深(m)	8108
预测钻井完井周期(d)	130
井数(口)	35
累计进尺(m)	283780

3.2.3.1.3 井身结构

以一间房组、鹰山组为目的层的塔中 I 号气田塔中下斜坡区块油气井，一般采用塔标 I 四开井身结构。17 1/2"井眼一开，下入 13 3/8"套管，封表层疏松地层。二开 12 1/4"井眼钻至二叠系底界以下 200m 左右中完，下入 9 5/8"套管，全部封固二叠系漏层。三开 8 1/2"井眼钻揭一间房顶 2~4m 中完，原则上下 7"技术悬挂套管，封固目的层上部地层，四开使用 6"钻头钻进。井身结构如图 3.3-6 所示。

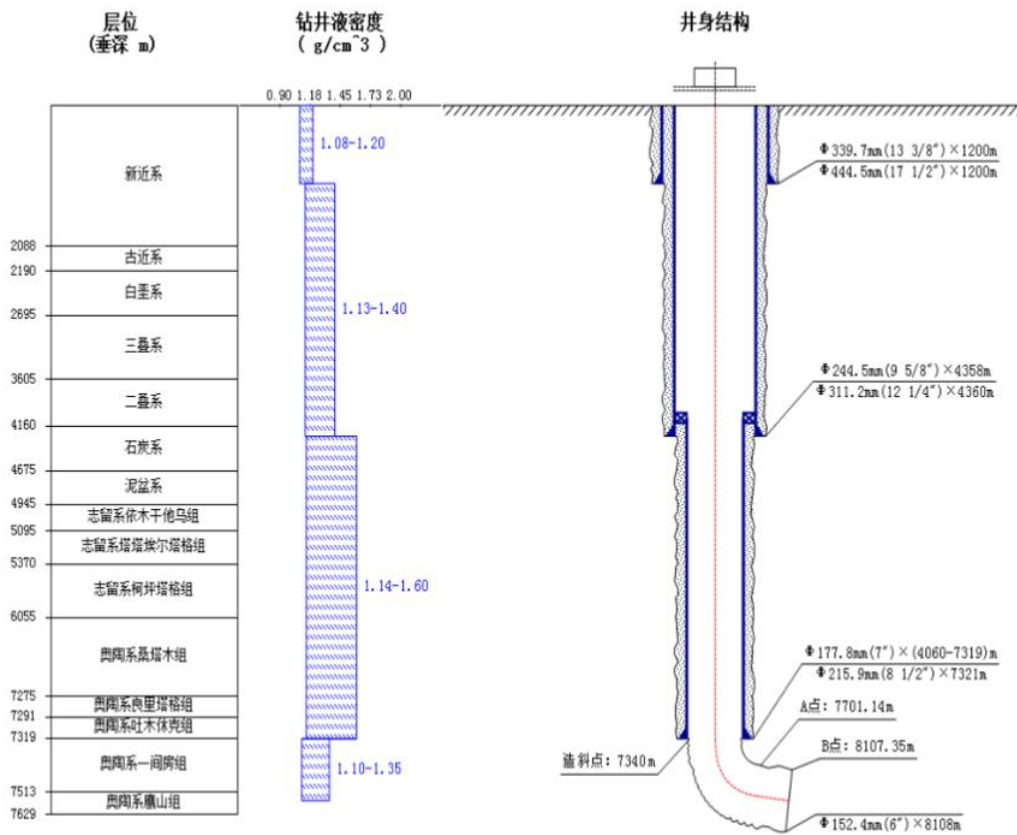


图 3.2-2 新钻井井身结构示意图

## 3.2.3.1.4 钻井液体系设计

一开采用膨润土-聚合物体系钻井液，密度  $1.08\sim 1.20\text{g}/\text{cm}^3$ 。

二开上部井段采用聚合物/KCl-聚合物体系，密度  $1.13\sim 1.30\text{g}/\text{cm}^3$ ，下部白垩系转为 KCl-聚磺体系，密度  $1.20\sim 1.40\text{g}/\text{cm}^3$ 。

三开采用 KCl-聚磺体系，密度  $1.14\sim 1.60\text{g}/\text{cm}^3$

目的层聚磺体系，密度  $1.10\sim 1.35\text{g}/\text{cm}^3$ 。

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。

## 3.2.3.1.5 固井设计

一开表层套管固井采用常规密度水泥浆一次上返封固全井。

二开技术套管固井采用  $1.20\sim 1.40\text{g}/\text{cm}^3$  低密度水泥浆+ $1.88\text{g}/\text{cm}^3$  常规密度水泥浆双凝双密度一次上返固井。

三开尾管悬挂固井采用常规密度水泥浆尾管固井。固井方式详见下表。

表 3.2-6 本项目钻井固井方式一览表

开次	固井方式	封固要求
一开表层	内插法	全井段封固，水泥浆返出地面
二开技套	单级固井	全井段封固，水泥浆返出地面
三开技套	尾管悬挂	全井段封固
四开目的层	裸眼完井	/

备注：若二叠系漏失严重，可尝试使用封隔式分级箍分级固井

## 3.2.3.1.7 钻机选型

钻井使用 ZJ80 型钻井，并根据油气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。

## 3.2.3.1.8 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 3.2-7。

表 3.2-7 单座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
	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 <sup>3</sup>	7 个
	振动筛	—	—	m <sup>3</sup> /h	2 台
	除气器	ZCQ220	240	m <sup>3</sup> /h	1 台
	钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m <sup>3</sup> /h	1 台
	离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m <sup>3</sup> /h	1 台
	液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m <sup>3</sup> /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	采气树	—	—	—	1 套
	三相计量分离器	—	—	—	1 套
	凝析油储罐	—	50	m <sup>3</sup>	4 个
	放空管	—	—	—	1 个

## 3.2.3.1.9 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 3.2-8。

表 3.2-8 平均单口钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
1	水	m <sup>3</sup>	*	—	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；水泥的主要原料为石灰或硅酸钙，硬化后能够抵抗淡水或含盐水的侵蚀	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 <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> )	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，水溶液为透明黏稠液体，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、控制黏度的作用，抗盐性能好	钻井液处理剂



续表 3.2-8 平均单口钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
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 <sub>4</sub> , 白色粉末, 可将钻井液密度配至 2.0g/cm <sup>3</sup>	钻井液加重剂
15	加重剂/石灰石粉	t	*	主要成分 CaCO <sub>3</sub> , 可溶于含 CO <sub>2</sub> 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
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/S HR-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/T YSD-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

## 3.2.3.1.10 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 57820m<sup>3</sup>，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，水平井施工天数 130d，按生活用水量 100L/d·人计，生活用水量总计约 27300m<sup>3</sup>。

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 21840m<sup>3</sup>，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，拉运至塔三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 115km，井场道路宽约 4.5m，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(10m<sup>2</sup>)，防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为  $1.0 \times 10^{-7}$ 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。

3.2.3.2 地面工程

3.2.3.2.1 采气井场

本工程新建采气井场 35 座，井口采出液经节流后去集输管道，采气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(该阀由采气树自带)；井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至联合站集中监控；各井场均无人值守，定期巡检。井场平面布置图见图 3.2-3，井场主要工程内容见表 3.2-9。

表 3.2-9 本项目采气井场(单座井场)主要工程内容一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量
单井井场	1	井口区	12m×8m	座	1
	2	机柜间	—	座	1
	3	焚烧池	3m×8m	座	1

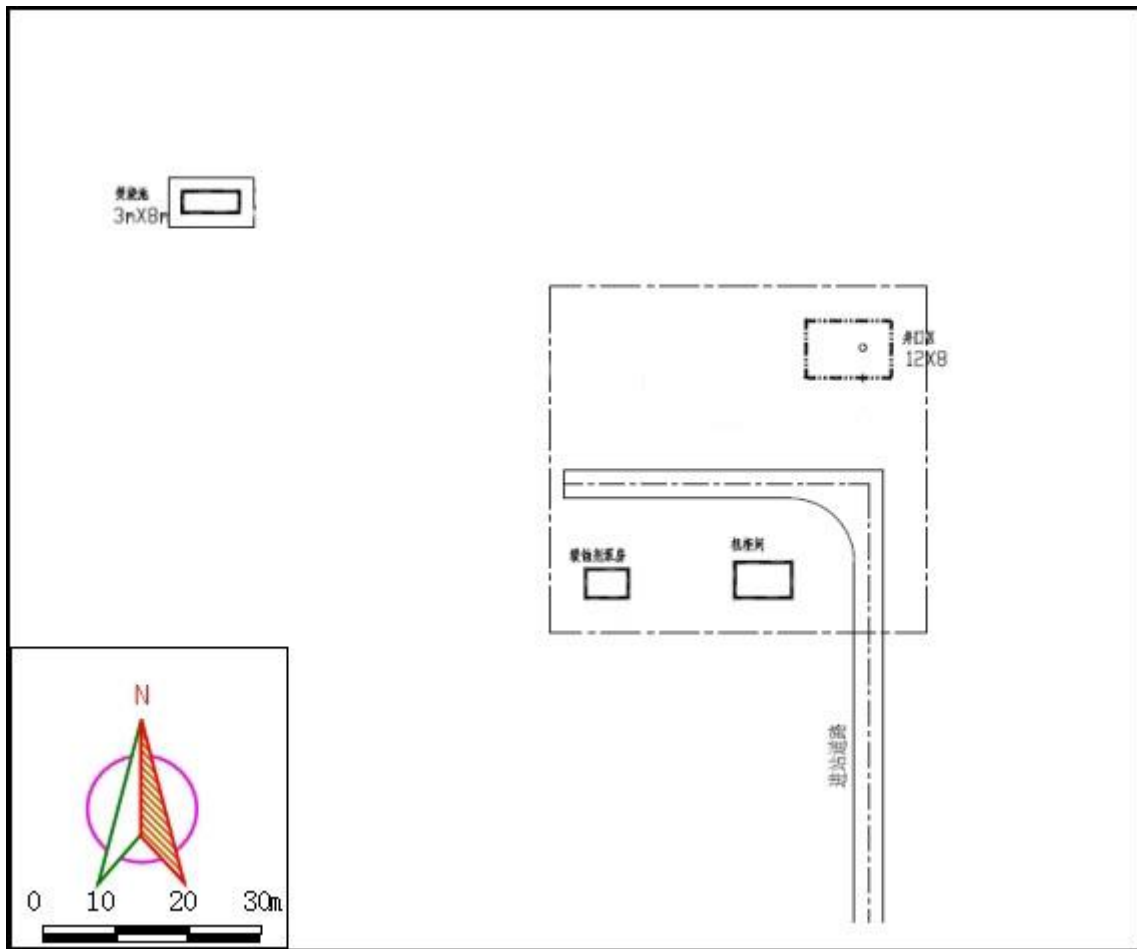


图 3.2-3 井场运营期平面布置示意图

### 3.2.3.2.2 集气站

根据开发方案，本项目新建4座集气站，单井来液经集气站内分离器分离计量后，气液分别经集气干线、集油干线分输至塔三联合站进一步处理，各集气站均无人值守，定期巡检。井场平面布置图见图3.2-4，井场主要工程内容见表3.2-10。

表 3.2-10 本项目集气站(单座集气站)设备一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量
集气站	1	高压计量分离器	PN10MPa	座	1
	2	中压计量分离器	PN6.3MPa	座	1
	3	高压生产分离器	PN10MPa	座	1
	4	中压生产分离器	PN6.3MPa	座	1
	5	清管发送装置	PN10MPa DN300	座	1
	6	清管发送装置	PN6.3MPa DN250	座	1
	7	放空分液罐	-	座	1

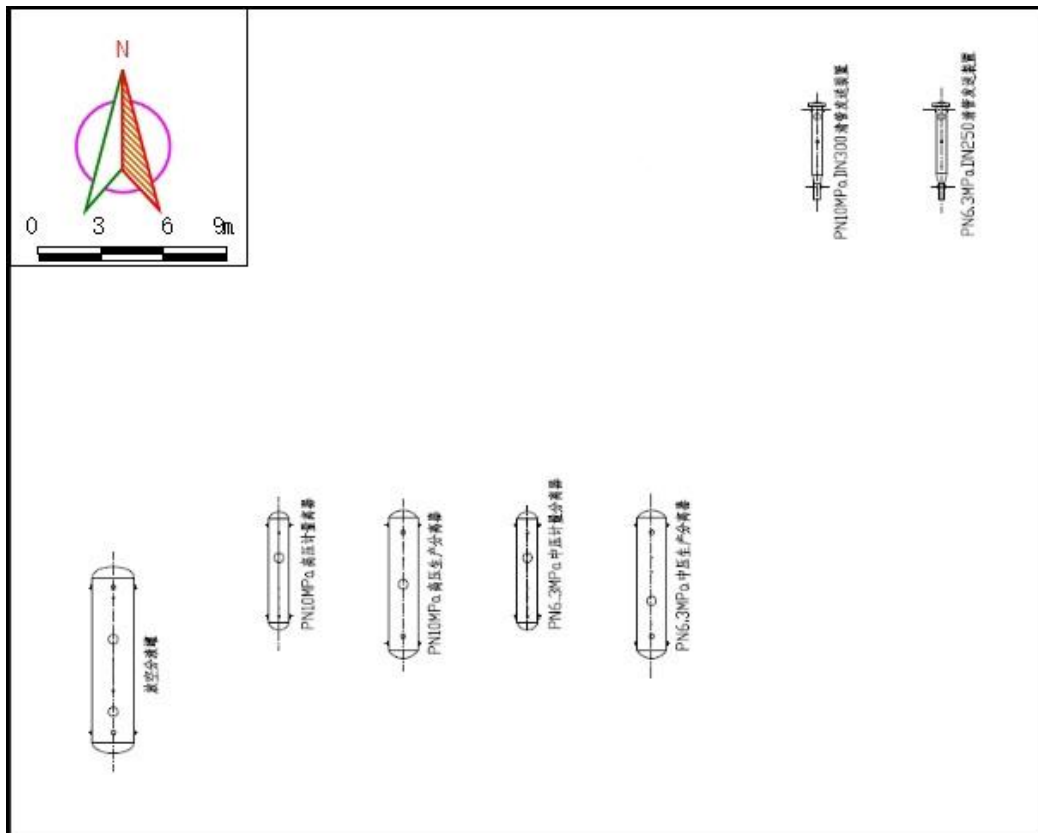


图 3.2-4 集气站平面布置图

## 3.2.3.2.3 集输管线工程

本工程新建单井集输管线 125km，集油干线 67km，中压集气干线 67km，高压集气干线 67km(3 条干线同沟敷设)。

表 3.2-11 集输管线部署一览表

序号	管线工程	起点	终点	长度(km)	管径	占地现状
1	单井集输 管线	ManS17-H1	满深 1#集气站	0.8	DN80	沙地
2		ManS17-H2		0.5	DN80	沙地
3		ManS17-H3		1.2	DN80	沙地
4		ManS17-H4		2.2	DN80	沙地
5		ManS17-H5		3.2	DN80	沙地
6		ManS17-H6		3.7	DN80	沙地
7		ManS17-H7		2.6	DN80	沙地
8		ManS17-H8		1.5	DN80	沙地
9		ManS17-H9		1.0	DN80	沙地
10		ManS17-H10		2.4	DN80	沙地
11		ManS21-H1	满深 2#集气站	4.5	DN80	沙地
12		ManS21-H2		4.7	DN80	沙地
13		ManS21-H3		5.8	DN80	沙地
14		ManS21-H4		5.0	DN80	沙地
15		ManS21-H5		2.2	DN80	沙地
16		ManS21-H6		3.1	DN80	沙地
17		ManS21-H7		2.3	DN80	沙地
18		ManS31-H1	满深 3#集气站	5.0	DN80	沙地
19		ManS31-H2		6.4	DN80	沙地
20		ManS19-H1		3.6	DN80	沙地
21		ManS19-H2		2.3	DN80	沙地
22		ManS19-H3	满深 4#集气站	6.4	DN80	沙地
23		ManS20-H1		5.4	DN80	沙地
24		ManS20-H2		3.2	DN80	沙地
25		ManS20-H3		5.0	DN80	沙地
26		ManS20-H4		3.0	DN80	沙地
27		ManS20-H5	5.0	DN80	沙地	

续表 3.2-11 集输管线部署一览表

序号	管线工程	起点	终点	长度(km)	管径	占地现状
28	单井集输 管线	ManS20-H6	满深4#集气站	5.4	DN80	沙地
29		ManS20-H7		4.7	DN80	沙地
30		ManS20-H8		2.3	DN80	沙地
21		ManS20-H9		4.1	DN80	沙地
32		ManS20-H10		2.1	DN80	沙地
33		ManS20-H11		5.1	DN80	沙地
34		ManS29-H1		中古17集气站	5.2	DN80
35	ManS29-H2	4.1	DN80		沙地	
36	集油干线	满深1#集气站	1#阀室	10.5	DN150	沙地
37		满深2#集气站	2#阀室	14.0	DN150	沙地
38		满深3#集气站	已建阀室	18.0	DN150	沙地
39		满深4#集气站	塔三联合站	24.5	DN150	沙地
40	中压集气 干线	满深1#集气站	1#阀室	10.5	DN250	沙地
41		满深2#集气站	2#阀室	14.0	DN250	沙地
42		满深3#集气站	已建阀室	18.0	DN250	沙地
43		满深4#集气站	塔三联合站	24.5	DN250	沙地
44	高压集气 干线	满深1#集气站	1#阀室	10.5	DN250	沙地
45		满深2#集气站	2#阀室	14.0	DN250	沙地
46		满深3#集气站	已建阀室	18.0	DN250	沙地
47		满深4#集气站	塔三联合站	24.5	DN250	沙地

#### 3.2.3.2.4 公辅工程

##### (1) 供电工程

塔中油气田目前拥有由2个电源组成的可靠的供电网，包括油田自备电站和国家电网，国家电网的容量可以满足未来油田发展用电的需求。

##### (2) 通信工程

气田内各单井站RTU数据、语音信号与集气站视频信号均采用级联节点式多业务数字光纤传输设备（VDS-F系列）传输至处理站中控室。

##### (3) 给排水

本工程井场为无人值守场站，无生产及生活给水。

气田运营期各生产井的采出水随油气混合物输送至拟建集气站，经集气站气液分离后，通过集输干线输至塔三联合站处理，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塔中钻试修废弃物环保处理站处理。

#### (4) 防腐工程

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

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

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

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

#### (5) 自控工程

结合油气田生产调度、管理、控制所需气田 SCADA 系统，对于气田而言，便是一套完善的气田自动控制功能系统。根据工艺设施对象的不同，本工程自控功能系统方案确定为如下：塔中 I 号气田井场、集气站均采用远程终端装置（RTU），井口设置安全截断系统。在集气站设置 PLC 控制系统。

#### (6) 道路工程

工程所在区域路网发达，不考虑设置主干路；各单井道路从就近道路引接。前期钻井路已与已建道路连接，单井投产后，考虑对已有钻井路进行修复后作为井场路使用。共计新建道路约 115km，用砂石路面结构，路面宽约 4.5m。

### 3.2.4 闭井

随着油气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

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。

### 3.2.5 工艺流程及排污节点分析

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

气田开发过程工艺流程及排污节点见图 3.2-5。

图 3.2-5 气田开发过程污染物排放流程

#### 3.2.5.1 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：



### 3.2.5.1.1 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 3.2-6。

图 3.2-6 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,井场砂石路路宽度为4.5m。

##### 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，利用其黏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塔中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、岩芯录井和压力录井，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(主要为黏土，矿物成分为蒙脱石、高岭石等)，钻井时泥浆会粘附在井壁上，平衡地层压力，切断钻井液与地下水水力联系，一开后及时对井筒下入套管，进行水泥固井，可彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

#### (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，定期拉运至塔三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，定期拉运至塔中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废烧碱包装袋等；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塔中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。

#### 3.2.5.1.2 地面工程

本工程地面工程主要为新建井场、新建集气站及配套设备安装。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、气液分离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，收集后统一清运至塔中固废填埋场填埋处置。

#### 3.2.5.1.3 管道工程施工方案

##### 3.2.5.1.3.1 施工布置原则

(1) 由于工程区域分散，施工区相对比较分散，为有利于生产、生活，施工总布置应根据工作面分开布置。

(2) 施工布置应充分结合地形条件，合理布局，减少占地、减少对植被的破坏。

##### 3.3.5.1.3.2 施工区布置

(1) 本工程区周边施工道路方便通畅，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。

(2) 管线在选线设计、施工作业时尽量避开植被茂密区域，减少破坏植被的数量，最大程度地保护沿线的生态环境。

(3) 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。

(4) 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。施工结束后应及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。

##### 3.3.5.1.3.3 施工工艺

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。施工方案见图 3.2-7。

图3.2-7 施工方案工艺流程图

#### (1) 施工准备

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

#### (2) 管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线及天然气管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。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。

新建管道在穿越道路的管线必须加套管进行保护，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。本工程穿越沥青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。

##### a. 顶管

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3.2-8~3.2-10。

图 3.2-8 穿越道路施工作业示意图

图 3.2-9 一般地段管道施工方式断面示意图

图 3.2-10 管道交叉施工作业示意图

(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集气站，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自然沉降富裕量，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。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塔中固废填埋场填埋处置，施工人员生活垃圾收集后运至塔中固废填埋场填埋处置。

### 3.2.5.2 运营期工艺流程及排污节点分析

#### (1) 油气开采、集输

运营期井场采出液通过井口模块一级节流后由集输管线输至集气站，最终通过集输干线送至塔三联合站处理。

气井开采一定年限后，需进行修井作业，周期大概为4年1次。运营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。在气井投入生产后，气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，从而导致气井无法正常生产。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气井内。

#### (2) 清管工艺

本工程在4座集气站站站内分别建有清管发送装置，对集气干线定期进行清管作业。清管的目的在于清扫输气管道内的杂物、积污，提高管道输送效率，减少摩阻损失和管道内壁腐蚀，延长管道使用寿命。清管周期是由管道输送介质的性质、输送效率和输送压差等因素决定的。一般每年进行1~2次清管作业。

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( $G_1$ )、集气站无组织废气( $G_2$ )；噪声污染源主要为采气树、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。固体废物主要为采气井场阀门、法兰等油类物质渗漏及井下作业油类物质溅溢产生落地油( $S_1$ )，清管作业产生的清管废渣( $S_2$ )，修井作业产生的废防渗材料( $S_3$ )，属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。



图3.2-11 油气开采及集输工艺流程图

### 3.2.5.3 闭井期

随着油气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

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

闭井期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为闭井过程中产生的废弃建筑垃圾、废防渗材料等，废弃建筑垃圾等收集后统一清运至塔中固废填埋场填埋处置，废防渗材料收集后有危废处置资质单位接收处置。

### 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，管线敷设及气田内部道路建设，井场建设及集气站建设等。

#### 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

在气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有SO<sub>2</sub>及NO<sub>x</sub>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、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，根据类比目前塔中气田钻井实际情况，井场产生的钻井废水约为0.05m<sup>3</sup>/m，本工程新钻35口单井，钻井总进尺为283780m，产生的钻井废水约为14189m<sup>3</sup>。

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。根据类比目前塔中气田钻井实际情况，单井排放的酸化压裂废水为60~100m<sup>3</sup>，平均80m<sup>3</sup>。本工程新钻35口单井，产生的酸化压裂废水约为2800m<sup>3</sup>。

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，加碱中和后拉运至塔中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35口，全部为水平井，水平井施工天数130d，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27300m<sup>3</sup>，生活污水产生量按用水量的80%计算则总产生量为21840m<sup>3</sup>。生活污水中主要污染物为COD、BOD<sub>5</sub>、NH<sub>3</sub>-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<sub>5</sub>为250mg/L、NH<sub>3</sub>-N为25mg/L、SS为200mg/L；各污染物的产量COD为8.736t、BOD<sub>5</sub>为5.46t、NH<sub>3</sub>-N为0.4368t、SS为4.368t。

钻井工程在施工营地旁设置防渗的生活污水池暂存，定期拉运至塔三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， $m^3$ ；

D——井眼的平均直径，新井取平均值 0.3m；

h——井深，新井取平均值 8108m。

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  $738.30m^3$ ，其中水基膨润土泥浆约  $400.96m^3$ ，水基磺化泥浆约  $337.34m^3$ 。本工程新钻井 35 口，总废弃泥浆产生量为  $25840.61m^3$ ，其中废水基膨润土泥浆  $14033.69m^3$ ，废水基磺化泥浆  $11806.92m^3$ 。

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塔中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， $m^3$ ；

D——井眼的平均直径，新井取平均值 0.3m；

h——井深，新井取平均值 8108m。

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  $572.84m^3$ ，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑  $317.93m^3$ ，水基磺化泥浆钻井岩屑  $254.91m^3$ 。本工程新钻井 35 口，总岩屑产生量为  $20049.06m^3$ ，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑  $11127.38m^3$ ，水基磺化泥浆钻井岩屑  $8921.68m^3$ 。

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，拉运至塔中钻试修环保站处理。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，防止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35口，废润滑油量产生量为14t，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35口，烧碱废包装袋产生量为3.5t，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35口，水平井施工天数130d，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136.5t。在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运塔中固废填埋场填埋处置。

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3.2-12。

表3.2-12 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	—	*	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	—	*	酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至塔中钻试修废弃物环保处理站妥善处置	0	不外排

续表3.2-12 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	—	*	钻井工程在施工营地旁设置防渗的生活污水池暂存,定期拉运至塔三联合站生活污水处理装置处理	0	不外排
		COD	400mg/L	*		0	
		BOD <sub>5</sub>	200mg/L	*		0	
		NH <sub>3</sub> -N	25mg/L	*		0	
		SS	220mg/L	*		0	
固体废物	废膨润土泥浆	—	—	*	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	—	—	*	集中收集后拉运至塔中钻试修环保站妥善处理	0	不外排
	膨润土泥浆钻井岩屑	—	—	*	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	—	—	*	在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离,磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后集中收集,拉运至塔中钻试修环保站处理	0	不外排
固体废物	废润滑油	—	—	*	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	—	—	*		0	不外排
	生活垃圾	—	—	*		井场和生活营地设置垃圾桶,定期清运至塔中固废填埋场填埋	0
噪声	钻机	—	—	*	合理安排施工时间,利用距离衰减	90dB(A)	声环境
	柴油发电机	—	—	*		95dB(A)	
	泥浆泵	—	—	*		95dB(A)	
	压裂泵车	—	—	*		90dB(A)	
	射孔机	—	—	*		90dB(A)	

### 3.3.7.2 地面工程建设

地面工程建设主要分为三类,第一是井场及集气站建设,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3.2-13 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
井场及集气站	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 <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、C <sub>m</sub> H <sub>n</sub>	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 <sub>5</sub> 、NH <sub>3</sub> -N、SS	设置防渗的生活污水池暂存，定期拉运至塔三联合站生活污水处理装置处理	不外排
	固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	收集后定期清运至塔中固废填埋场填埋	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 <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、C <sub>m</sub> H <sub>n</sub>	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 <sub>5</sub> 、NH <sub>3</sub> -N、SS	设置防渗的生活污水池暂存，定期拉运至塔三联合站生活污水处理装置处理	不外排
		试压废水	间断	SS	洒水抑尘	不外排
	固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	定期清运至塔中固废填埋场填埋	妥善处置
		施工废料	间断	废弃混凝土等	部分回收利用，剩余收集后塔中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
	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 <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、C <sub>m</sub> H <sub>n</sub>	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 <sub>5</sub> 、NH <sub>3</sub> -N、SS	设置防渗的生活污水池暂存，定期拉运至塔三联合站生活污水处理装置处理

续表3.2-13 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
管道工程	固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	定期清运至塔中固废填埋场填埋	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、集气站无组织挥发废气，主要污染物为非甲烷总烃、硫化氢。本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 3.2-14。

表 3.2-14 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 <sup>3</sup> )	治理措施	废气量 (m <sup>3</sup> /h)	排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	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 (ManS17-H1井为代表)	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭输送	—	—	0.0048 0.00034	8760	0.042×35 0.003×35
2	集气站无组织废气 (满深1#集气站为代表)	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭输送	—	—	0.0063 0.00048	8760	0.055×4 0.0042×4

注：本工程共新建 35 座采气井场，本次以 ManS17-H1 井场为代表对井场无组织排放量进行核算；本工程共新建 4 座集气站，本次以 1#集气站作为代表对集气站无组织排放量进行核算。

源强核算过程：

在油气集输环节产生的挥发性有机物 (VOCs) 主要包括非甲烷总烃 (烷烃等)、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本项目而言，VOCs 主



要为非甲烷总烃。本项目运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)要求对本项目无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物含量按以下公式计算。

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

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

$t_i$ ——密封点*i*的年运行时间，h/a；

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

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

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

$n$ ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.2-15 设备与管线组件  $e_{\text{TOC},i}$  取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC},i}$ / (kg/h 排放源)
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

根据油气水物性参数，项目采出液中  $WF_{\text{VOCs},i}$  核算值为 0.524， $WF_{\text{TOC},i}$  核算值为 0.982， $WF_{\text{VOCs},i}$  和  $WF_{\text{TOC},i}$  比值取 0.533。根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.2-16 所示。

表 3.2-16 本项目无组织废气核算一览表

序号	设备名称		密封点数量(个)	单个设备排放速率(kg/h)	排放速率(kg/h)	年运行时间(h)	年排放量(t)
井场采出液流经的密封点							
1	井场	有机液体阀门	60	0.024	0.0023	8760	0.020
2		法兰或连接件	35	0.044	0.0025	8760	0.022
合计					0.0048		0.042
1	集气站	有机液体阀门	80	0.024	0.0031	8760	0.027
2		法兰或连接件	45	0.044	0.0032	8760	0.028
合计					0.0063		0.055

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 0.0048kg/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 0.042t/a，硫化氢年排放量为 0.003t/a。本项目 35 口单井井场无组织非甲烷总烃年排放量共计 1.47t/a、硫化氢排放量共计 0.105t/a。

经过核算，本项目集气站无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.0063kg/h。无组织废气中硫化氢含量类比同类型集气站，排放速率按 0.00048kg/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 0.055t/a，硫化氢年排放量为 0.0042t/a。本项目 4 座集气站无组织非甲烷总烃年排放量共计 0.22t/a、硫化氢排放量共计 0.0168t/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

根据塔中 I 号气田塔中下斜坡区块初步开发方案开发指标预测，新增采出水约为  $1.335 \times 10^4$  t/a，新增污水量可以依托塔三联合站污水处理系统处理，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

井下作业废水的产生是临时性的，主要是通过酸化、压裂等工序，产生大

量的酸化、压裂废水。塔中 I 号气田塔中下斜坡区块主要为碳酸盐岩缝洞型储层，平均每次修井排放废水 80~140m<sup>3</sup>，平均 110m<sup>3</sup>；根据类比目前塔中油气田井下作业实际情况，每口井平均 4 年修井一次，因此每口井井下作业废水年排放量为 27.5m<sup>3</sup>/a，则本项目 35 口采气井井下作业工程产生的井下作业废水为 962.5m<sup>3</sup>/a。井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至塔中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 3.2-17。

表 3.2-17 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 <sub>1</sub>	采出水	*	0	石油类 SS	100 500	连续	送至塔三联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层
	W <sub>2</sub>	井下作业废水	*	0	石油类 SS COD	200 500 1200	间歇	送至塔中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塔三联合站处理，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，井下作业废水送至塔中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3.2-18。

表 3.2-18 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	新建采气井场 (以 ManS17-H1 井场为代表)	采气树	1	85	基础减振	10
2	新建集气站	气液分离器	1	85	基础减振	10

气田生产阶段，噪声源主要集中在各井场、集气站，噪声源为采气树、泵类等。噪声源强在85~90dB(A)，常用设备如采气树、泵类采取基础减振的措施，

降噪效果可到10dB(A)。

### 3.3.8.4 固体废物及其治理措施

根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告2021年第74号),本项目运营期产生的危险废物主要为落地油、清管废渣、废防渗材料等,桶装收集后有危废处置资质单位接收处置。危险废物处理处置情况见表3.2-19。

表3.2-19 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
落地油	HW08	071-001-08	*	井下作业、采气环节和集输与处理环节	半固体、固体	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
清管废渣	HW08	071-001-08	*	集输与处理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	
废防渗材料	HW08	900-249-08	*	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

### 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)、《油气田开发生产井报废规定》(Q/SY36-2007)、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)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、废防渗材料，应集中清理收集。废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送塔中固废填埋场妥善处理；废防渗材料收集后由有危废处置资质单位接收处置。

(2) 对完成采气的废弃井应封堵，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。

#### 3.3.9.5 闭井期生态恢复措施

气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 3.2-20 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
		硫化氢	*

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；科学地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、过滤等去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集气站，最终进入塔三联合站集中处理，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气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) 节能及其他清洁生产措施分析

① 优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

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

④采用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失；

⑤采用自动化管理，提高了管理水平。

### (3) 建立有效的环境管理制度

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

油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重见表3.2-21及表3.2-24。

表 3.2-21 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	20	占地面积	m <sup>2</sup>	8	符合行业标准要求	10800	8
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	12	≤25	≤20	12
(2) 生产技术特征指标	30	固井质量合格率	%	30	≥95	100%	30
(3) 资源综合利用指标	25	钻井液循环率	井深：2000m 以下； 2000-3000；3000 以上	15	≥75%	90%	10
		柴油机效率	%	5	≥90%	90%	5
		污油回收率	%	5	≥90%	100%	5
(4) 污染物指标	25	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30； 乙类区：≤35	≤15	10
		废弃钻井液产生量	m <sup>3</sup> /100m 标准进尺	10	≤10	≤2	10
		柴油机烟气排放浓度	-	2	符合排放标准要求	符合	2



续表 3.2-21 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(4) 污染物指标	25	噪声	mg/L	3	符合排放标准要求	符合	3
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目评价得分		
(1) 原辅材料	15	钻井液消毒	可生物降解或无毒钻井液	15	15		
(2) 生产工艺及设备要求	40	钻井设备先进性	国内领先	8	8		
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5		
		钻井液收集设施完整性	配有收集设施,且使钻井液不落地	5	5		
		固控设备完整性	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备	5	5		
		固井质量	固井质量合格	5	5		
		钻井效率	高	7	7		
(3) 符合国家政策的生产规模	10	现行政策暂无生产规模限制要求		10	10		
(4) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立HSE管理体系并通过认证		10	10		
		开展清洁生产审核		10	10		
(5) 贯彻执行环境保护法规符合性	15	建设项目环保“三同时”执行情况		5	5		
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	5		
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5		

表 3.2-22 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	25	占地面积	—	5	符合行业标准要求	3600	5
		洗井液消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	行业基本水平	符合	10

续表 3.2-22 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(2)生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%	25	100	100%	25
(3)资源综合利用指标	25	落地原油回收利用率	%	8	100	100%	8
		生产过程排出物利用率	%	9	100	100%	9
		剩余作业液回收率	%	8	100	100%	8
(4)污染物产生指标	25	废弃洗井液	kg/井次	5	—	正常水平	5
		修井废水	kg/井次	5	—	正常水平	5
		废气	kg/井次	5	—	正常水平	5
		油泥	kg/井次	5	甲类区: ≤50; 乙类区: ≤70	≤50	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目评价得分		
(1)原辅材料	15	洗井液的毒性	无毒	15	15		

表 3.2-23 井下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	权重值	二级指标		指标分值	本项目评价得分
(2)生产工艺及设备要求	40	防喷措施有效性	有效	7	7
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	6	6
		防溢设备(防溢池设置)	具备	6	6
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	8	8
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	8	8
(3)符合国家政策的生产规模	10	废液、落地油处理符合现行国家政策法规		10	10

续表 3.2-23 井下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	权重值	二级指标	指标分值	本项目评价得分
(4)管理体系建设及清洁生产审核	20	建立HSE管理体系并通过认证	15	15
		开展清洁生产审核	5	5
(5)贯彻执行环境保护法规符合性	15	污染物排放总量控制与减排措施情况	15	15

表 3.2-24 采气作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标								
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目		
						估算值	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	-	10	
		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	--	5	
		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	本项目评价得分			
(1)原辅材料	10	注水水质	采出水处理达标后回注	10	10			
(2)生产工艺及设备要求	35	井筒质量		5	5			
		采气	采气过程醇回收设施		10	10		
			天然气净化设施先进、净化效率高		10	10		
		集输流程	全密闭流程,并具有轻烃回收装置		10	10		

续表 3.2-24 采气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	本项目评价得分
(3)符合国家政策的生产规模	10	集输方式符合现行国家政策法规	10	10
(4)环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立HSE管理体系并通过认证	10	10
		开展清洁生产审核	10	10
(5)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况	5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	5

## (2) 评价指标体系计算

## ① 定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：

$P_1$ ——定量评价考核总分值；

$n$ ——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

$S_i$ ——第  $i$  项评价指标的单项评价指数；

$K_i$ ——第  $i$  项评价指标的权重值。

## ② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

$P_2$ ——定性评价二级指标考核总分值；

$F_i$ ——定性评价指标体系中第  $i$  项二级指标的得分值；

$N$ ——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

## ③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：

$P$ ——清洁生产综合评价指数；

$P_1$ ——定量评价指标考核总分值；

$P_2$ ——定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指数见表 3.2-25。

表 3.2-25 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.2-23、表 3.2-24 及表 3.2-25 计算得出：本项目钻井作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采气作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 95 分，综合评价指数得分 92 分；综合评价指数平均得分 97.3 分，该分值与表 3.3-22 中相比，达到  $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。

## 3.3.11.2 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 污染物年排放量

拟建工程实施后污染物年排放量见表 3.2-26。

表 3.2-26 拟建工程污染物排放一览表 单位：t/a

大气污染物					水污染物				固体废物
颗粒物	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	非甲烷总烃	H <sub>2</sub> S	SS	COD	BOD <sub>5</sub>	氨氮	
0	0	0	1.69	0.1218	0	0	0	0	0

## 3.3.13 三本账

本工程“三本账”的情况见表 3.2-27。

表 3.2-27 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	0
本工程新增排放量	*	*	*	*	*	0	0
以新带老削减量	*	*	*	*	*	0	0
本工程实施后排放量	*	*	*	*	*	0	0
本工程实施后增减量	*	*	*	*	*	0	0

## 3.3.14 污染物总量控制分析

## 3.3.14.1 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：氮氧化物、VOC<sub>s</sub>。

废水污染物：COD、NH<sub>3</sub>-N。

## 3.3.14.2 本工程污染物排放总量

## (1) 废水

本项目在正常运行期间，采出水随油气混合物输送至塔三联合站处理，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塔中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。

## (2) 废气

运营期废气主要包括井场无组织废气、集气站无组织废气。

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1.69t/a。

综上所述，本项目总量控制指标为：VOC<sub>s</sub> 1.69t/a。按照总量替代原则，拟建工程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。

### 3.3 依托工程

#### 3.4.1 塔中钻试修废弃物环保处理站

##### 3.4.1.1 塔中钻试修废弃物环保处理站概况

塔中钻试修废弃物环保处理站位于民丰县北部，塔里木盆地内，是为周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的，设施的中心坐标为北纬39° 21' 53.44"，东经。82° 57' 33.17"。该项目已于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2019年1月23日通过自主验收。

##### (1) 钻井聚磺泥浆体系固废处理

设计固废处理能力120m<sup>3</sup>/d，采用高温氧化处理技术对钻井聚磺泥浆体系固废进行无害化处置，即通过高温氧化窑内的高温环境(850℃以上)使钻井固废中的有机质等有毒有害物质氧化、分解，彻底破坏其毒害性，从而达到无害化处理的目的，处理后的固体废物可满足新疆维吾尔自治区地方标准：《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)表1综合利用污染限值，用于铺设服务油田生产的各种内部道路、铺垫井场、固废封场覆土材料等。主要工艺流程包括备料、物料预烘、高温氧化、烟气净化及飞灰固化等工序。具体流程见图3.4-1。

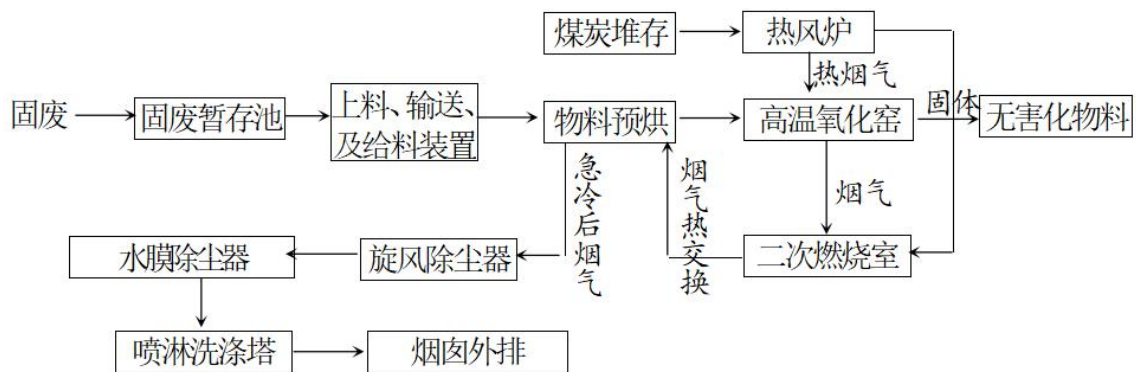


图 3.3-1 环保站钻井聚磺体系泥浆固废处理工艺流程图

## (2) 钻试修废水处理工艺

采取均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《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，用于塔中油田油层回注用水。

## 3.4.1.4 依托可行性

塔中钻试修废弃物环保处理站运行负荷见表 3.3-1。

表 3.3-1 塔中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	*	*	*	*	*	可依托
2	钻试修废水	*	*	*	*	*	可依托

结合塔中 I 号气田塔中下斜坡区块初步开发方案，本工程年最多钻井 5 口。据核算，新井单井产生的水基磺化泥浆约 337.34m<sup>3</sup>，水基磺化泥浆钻井岩屑 254.91m<sup>3</sup>；5 口新井共计产生废磺化泥浆及钻井岩屑共 2,961.25m<sup>3</sup>/a(8.1m<sup>3</sup>/d)。根据类比目前塔中油气田钻井实际情况，单井排放的酸化压裂废水为 60~100m<sup>3</sup>，平均 80m<sup>3</sup>，5 口新井产生压裂废水 400m<sup>3</sup>/a(1.1m<sup>3</sup>/d)。综上所述，塔中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，依托塔中钻试修废弃物环保处理站处理可行。

## 3.4.2 塔三联合站

## 3.4.2.1 塔三联合站概况

塔中第三联合站包含于“塔中 I 号凝析气田中古 8-中古 43 区块初步开发方案地面工程”中，该项目已取得新疆维吾尔自治区环保厅批复(新环评价函[2013]712 号)。塔中第三联合站已于 2014 年 9 月建成投产，目前试运行中，设计规模为天然气 18×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>/a，凝析油 110.9×10<sup>4</sup>t/a；设有 1 列天然气处理装置，处理能力为 550×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d；设有凝析油处理装置 1 列，处理规模为 0.30×10<sup>4</sup>t/d。设置硫磺回收装置 1 列，处理规模为 109.98t/d，主要采用 MDEA 溶液脱硫、丙烷制冷脱水、CPS 硫磺回收以及燃料气气提的工艺方案，对原料气、



凝析油分别进行处理，以达到外输及排放要求。厂内主体工艺装置包括原料气增压站、脱硫装置、脱水脱烃装置、凝析油处理装置、硫磺回收装置及辅助生产设施。该项目已于2013年8月13日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环评价函〔2013〕712号)，并于2017年8月27日原自治区环境保护厅验收意见(新环函〔2017〕1340号)。

#### 3.4.2.2 油气处理工艺流程

##### (1) 天然气处理(净化)系统

塔中油气开发部塔中三号联合站采用化学溶剂法(MDEA溶液)脱除天然气中的硫化氢，采用丙烷制冷的方式脱除天然气中的水和轻组分，使天然气的水露点、烃露点和硫化氢含量达到外输标准。

##### (2) 硫磺回收系统

硫磺回收装置主要是将脱硫装置脱出酸气中 $H_2S$ 转化为单质硫，防止环境污染，并对硫资源回收利用，产生附加经济价值。该装置采用低温克劳斯工艺(CPS)设计，通过主燃烧炉、1级常规CLAUS反应器以及3级CPS反应器将酸气中的硫化氢转换为单质硫。

##### (3) 凝析油系统

塔中三号联合站凝析油处理装置均采油重力沉降脱水和气提脱除硫化氢的工艺方法，使经过处理后的凝析油水含量小于0.5%，硫化氢含量小于20mg/kg，达到外输标准。

##### (4) 气田水处理系统

塔中三号联合站气田水处理系统采用重力分离、天然气汽提的方式使气田水的硫化氢含量小于20mg/kg达到控制标准，然后进入下游污水处理系统进一步处理。

##### (5) 污水处理系统

生产污水包含整个处理厂产生的生产污水、检修污水和气田水。污水处理装置设计规模为1440m<sup>3</sup>/d，采用“沉降除油—压力除油—气浮除油—二级核桃壳过滤”的污水处理工艺，控制处理后污水中的悬浮物、油类含量，达到回注到站外单井或者输送至站外蒸发池所需要的水质指标。

塔三联总工艺流程图见图 3.4-3。

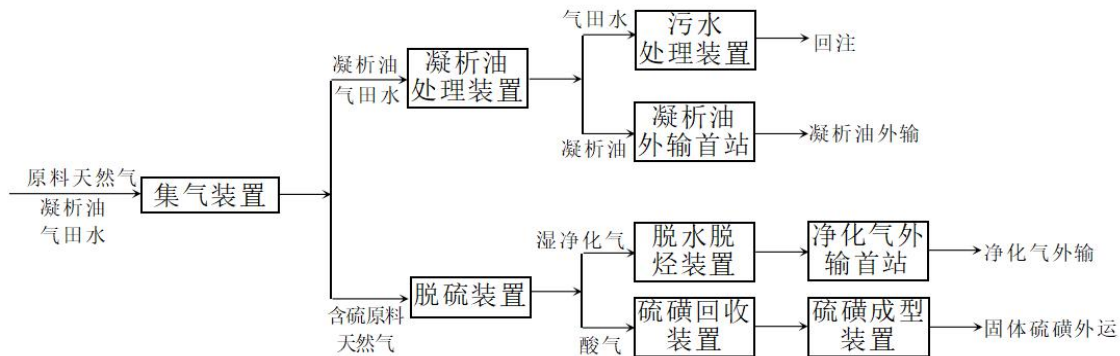


图 3.3-2 塔三联工艺流程图

#### 3.4.2.4 依托可行性

塔三联合站运行负荷见表 3.4-2。

表 3.3-2 塔三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	负荷率占比	依托可行性
1	天然气( $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ )	*	*	*	*	*	*	可依托
2	凝析油(t/d)	*	*	*	*	*	*	可依托
3	采出水( $\text{m}^3/\text{d}$ )	*	*	*	*	*	*	可依托

综上所述，塔三联合站富余量可以满足本项目处理需求，本项目天然气、凝析油、采出水依托塔三联合站处理可行。

#### 3.4.3 中古 17 集气站

##### (1) 基本情况

中古 17 集气站站内有气液分离器 2 台，对进入集气站的单井轮换计量，分离器设有安全泄放阀，以保护下游管线和设备。分离计量后，气进入集气干线，油进入集油干线，最终经集输干线分输至塔三联合站进一步处理。中古 17 集气站天然气设计气处理能力为  $120 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，液处理能力为 500t/d，目前尚有较大余量。中古 17 集气站属于塔中 I 号气田西部试采地面工程建设内容，该项目已于 2011 年 11 月 18 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复(新环评

价函[2011]1095 号), 并于 2014 年 6 月 3 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局备案意见(新环函[2014]672 号)。

(2) 依托可行性

根据开发方案, 本工程 ManS29-H1、ManS29-H2 井采出油气就近输至中古 17 集气站进行处理, 经分离计量后的油气通过集输干线输至塔三联和站进一步处理。以上 2 口单井, 日最大产气量为  $7.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ , 中古 17 集气站天然气设计气处理能力为  $120 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ , 液处理能力为 500t/d, 目前尚有较大余量, 能够接收 ManS29-H1、ManS29-H2 井采出油气。故本项目 2 口单井采出油气依托中古 17 集气站处理可行。

## 4 环境现状调查与评价

### 4.1 自然环境概况

#### 4.1.1 地理位置

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  $81^{\circ}45' \sim 84^{\circ}47'$ ，北纬  $39^{\circ}31' \sim 41^{\circ}25'$  之间，东西宽 180km，南北长 220km，总面积  $31972.5\text{km}^2$ 。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。

民丰县位于和田地区的东部，昆仑山北麓，塔克拉玛干沙漠南缘，地处东经  $82^{\circ}22' \sim 85^{\circ}55'$ ，北纬  $35^{\circ}20' \sim 39^{\circ}29'$ ，总面积  $56759.86\text{km}^2$ ，东临且末县，西连于田县，县城距自治区首府乌鲁木齐市的直线距离 858km，公路里程 1190km，南越昆仑山与西藏自治区改则县接壤，北接阿克苏地区沙雅县。

本项目位于阿克苏地区沙雅县和和田地区民丰县境内，中心坐标为： $E82^{\circ}56'33.71''$ ， $N39^{\circ}42'37.11''$ 。区域以油气开采为主，项目东南距塔中镇 60km。区域内有塔中 1 号公路、2 号公路的油田公路组成油田公路网交通便利。本工程地理位置、周边关系见附图。

#### 4.1.2 地形地貌

塔中油气田地处塔里木盆地的塔克拉玛干沙漠腹地，气田范围内活动沙丘广泛分布，主要地貌为沙丘及沙丘间洼地。

塔里木盆地是我国面积最大的内陆盆地，受青藏高原隆起的影响，盆地的地势西高东低，微向北倾斜，周边为高大山系环境，形成封闭的盆地地貌，盆地东西长 1500km，南北宽 600km，面积约  $55.7 \times 10^4\text{km}^2$ ，呈不规则的菱形。

塔中油气田所在区域在大地构造上属新疆南部塔里木地台、塔里木中央台坳、塔里木平原地貌区，位于克里雅河和塔里木河下游之间东北风吹扬作用最强烈的区域，新、老第四纪冲积层混存，且受风力严重吹蚀而形成的沙丘型平

原，为世界第二大流动性沙漠。沙丘相对高度一般在 100m 左右，沙粒细小，沙丘形状复杂。区域分布着巨大的复合性新月型沙丘和纵向沙山，多呈东北—西南走向。沙丘间低地中，发育有西南走向的鲸鱼脊状沙垄和纵向沙垄。在较大沙丘迎风面坡度均较平缓，迎风坡上多有一系列复合的小沙丘，总的坡度同单一的新月型沙丘相类似，约  $10\sim 12^\circ$ ，背风坡在一般情况下没有复合的形态，具有比较简单的陡峭斜坡。由于散沙稳定角的作用，背风坡一般为  $30^\circ$  左右，沙丘的长度一般均较大，其新月型沙链顺风向延伸的沙丘角使各新月型沙丘链之间彼此相连。区域内地势开阔，属平原格状丘陵(沙丘)型地貌。

本项目位于塔克拉玛干沙漠腹地，区块内地形地貌以沙丘为主，地势有一定的起伏，海拔 1000~1110m 左右。

#### 4.1.3 地质条件

塔中 I 号气田位于塔里木盆地中央隆起塔中凸起塔中北斜坡，北接阿满过渡带、东接古城低凸起，奥陶系碳酸盐岩顶面构造东高西低、南高北低。塔中下斜坡区块位于塔中 I 号坡折带以北，区块内奥陶系碳酸盐岩顶面构造整体表现为一个向北倾斜的斜坡。

塔中 I 号气田塔中下斜坡区块自上而下钻遇地层有新生界第四系、新近系、古近系，中生界白垩系、三叠系，古生界二叠系、石炭系、泥盆系、志留系和奥陶系，缺失侏罗系。其中奥陶系为主要目的层。

#### 4.1.4 水文与水文地质

##### 4.1.4.1 水文

塔克拉玛干沙漠四周有叶尔羌河、塔里木河、和田河和车尔臣河贯穿两岸。由于降雨量小蒸发率高，降雨对于滋润沙漠和给地下水供水微不足道。昆仑山水系河流渗透到沙漠中达 100~200km，逐渐在沙漠中乾涸。只有和田河穿越沙漠腹地，在夏季偶尔可将水流注入塔里木河。

本项目位于塔克拉玛干沙漠腹地，项目区域无地表水体。

##### 4.1.4.2 区域水文地质

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。

本区从昆仑山山前至油田区，基底地质构造由两个拗陷和两个隆起组成，直接影响地下水储水介质-第四系松散物质的补偿性沉积厚度和地下水赋存条件。地下水自南向北流向，水文地质条件呈现有规律的地带性变化。本项目位于该区的北部古冲积湖积平原。

北部古冲积湖积平原基底由唐古孜巴斯拗陷过渡到中央隆起带。新生代时期随着基底地壳拗陷和隆起的演化，第四纪古水文网异常发育，在风成沙的再次搬运下，形成了当今厚度大于300m，以粉细砂为主体且夹有不稳定亚砂、亚黏土层的储水构造，构成了广阔的古冲积湖积平原。石油勘探供水井的钻井资料表明，在坳间洼地地下水水位一般在6m~5m之间，最大深度可达15m，井深一般为100m~120m，8英寸管径单井涌水量达600m<sup>3</sup>/d~1000m<sup>3</sup>/d，单位涌水量在1l/s·m左右，属水量中等的潜水含水层。该区域水质条件差，水质矿化度在4g/L~5g/L之间，不适于人类和牲畜饮用。

#### 4.1.6 气候气象

工程区所在区域为欧亚大陆最干旱的地区，塔克拉玛干沙漠是最干旱地区的中心。从地理位置来看，塔里木盆地三面环山，东面开口，地势西高东低，呈横向犁型簸箕状。下垫面主体部分基本为无植被、吸热强烈而干燥的沙漠，各路海洋性气流对该区域的影响甚微，为典型的大陆性干旱型气候区，即：气候基本特征是春季多风沙，夏秋季酷热，冬季无降雪，干旱降水少。各季节气候条件的变化十分明显，春季气温回升很快，且多伴有大风天气，大风季节可延伸至夏初，主要集中于3-7月份，夏季酷热而漫长，全年降水主要集中在6~8月份，秋季降温十分缓慢，冬季来临较晚，日间温差较大，相对湿度较低，太阳辐射强烈。

根据近年来塔中油气田气象站的观测资料，塔中地区的主要气象数据见表4.1-1。

表 4.1-1 塔中地区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	气象要素	数值	8	年平均蒸发量	3701.7mm

续表 4.1-1 塔中地区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
2	年平均气温	11.7℃	9	年主导风向	NE-ENE-E
3	极端最高气温	45.6℃	10	年平均风速	2.2m/s
4	极端最低气温	-32.7℃	11	最大风速	22m/s
5	七月平均气温	32.2℃	12	年平均沙暴日	25d
6	月平均气温	-8.3℃	13	相对湿度	34%
7	年平均降水量	26.2mm	14	冻土深度	62cm

#### 4.1.7 土壤

评价区土壤类型主要以荒漠风沙土为主。风沙土质地粗，细砂粒占土壤矿物质部分重量的80~90%以上，而粗砂粒、粉砂粒及粘粒的含量甚微。干旱是风沙土的又一重要性状，土壤表层多为干沙层，厚度不一，通常在10~20厘米左右，其下含水率也仅2~3%。有机质含量低，约在0.1~1.0%范围内；有盐分和碳酸钙的积聚，前者由风力从他处运积而来，后者是植物残体分解和沙尘沉积的结果。由于所处的自然地带不同，风沙土的性质也表现出一定的地区性变异。通常是草原地区的风沙土有机质含量较高，盐分含量较低且无石灰积聚；半荒漠地区的风沙土有机质含量较低，有盐分及少量石灰的积聚；荒漠地区的风沙土有机质含量更低，盐分及石灰的积聚作用明显增强。

#### 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。

##### 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92km,不在红线内。本项目与“生态保护红线”位置关系见附图。

#### 4.2.2 水土流失重点治理区和预防区

#### 4.2.5 水土流失重点治理区和预防区

##### (1) 水土流失重点防治分区

水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4号),新疆共划分了2个自治区级重点预防区,4个自治区级重点治理区。其中,重点预防区面积19615.9km<sup>2</sup>,包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区;重点治理区面积283963km<sup>2</sup>,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《关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4号),项目所在区域(沙雅县)位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

##### (2) 水土保持基础功能类型

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》,项目所在区域(沙雅县)的水土保持基础功能类型是农田防护、防风固沙与防灾减灾,水土保持主导功能类型是农田防护,为了实现水土保持主导功能,预防措施体系主要为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。

##### (3) 水土流失预防范围

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》,项目所在区域(沙雅县)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,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。

#### (4) 水土流失预防对象

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》，项目所在区域(沙雅县)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。

#### (5) 水土流失预防措施

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》，项目所在区域(沙雅县)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。

#### (6) 水土流失治理范围与对象

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》，项目所在区域(沙雅县)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。

#### (7) 水土流失治理措施

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》，项目所在区域(沙雅县)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，严格控制和管理工作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，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 土地沙化现状调查

新疆国土总面积 166 万多平方公里，占全国陆地总面积的六分之一，其中荒漠化、沙化土地面积分别为 107.12 万平方公里和 74.67 万平方公里，分别占到全区国土总面积的 64.34% 和 44.84%，也分别占到全国荒漠化、沙化土地面积的 40.83% 和 43.13%。

沙雅县沙化土地总面积为 2697317.85hm<sup>2</sup>，占沙雅县国土总面积的 84.34%。其中：流动沙地 1625570.97hm<sup>2</sup>，占 60.27%；半固定沙地 1006795hm<sup>2</sup>，占 37.33%；固定沙地 59434.31hm<sup>2</sup>，占 2.20%；戈壁 2242.15hm<sup>2</sup>，占 0.08%。民丰县沙化土地总面积为 3272318.19hm<sup>2</sup>，占民丰县国土总面积的 56.57%。其中：流动沙地 2233893.55hm<sup>2</sup>，占 68.27%；半固定沙地 182882hm<sup>2</sup>，占 5.59%；固定沙地 620798.13hm<sup>2</sup>，占 18.97%；沙化耕地 255.46hm<sup>2</sup>，占 0.01%；戈壁 234489.05hm<sup>2</sup>，占 7.17%。

### 4.3 环境质量现状监测与评价

#### 4.3.1 环境空气质量现状评价

##### 4.3.1.1 基本污染物环境质量现状数据

按《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)相关规定，采用中国环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统提供的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、表 4.3-2 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	评价标准 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	现状浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率(%)	达标情况
PM <sub>2.5</sub>	年平均值	35	60	171.4	超标
PM <sub>10</sub>	年平均值	70	198	282.9	超标

续表 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	评价标准 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	现状浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率(%)	达标情况
SO <sub>2</sub>	年平均值	60	7	16.6	达标
NO <sub>2</sub>	年平均值	40	28	70	达标
CO	24小时平均第95百分位数	4000	1000	25	达标
O <sub>3</sub>	最大8小时滑动平均值的第90百分位数	160	90	56.3	达标

表 4.3-2 和田地区环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	评价标准 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	现状浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率(%)	达标情况
PM <sub>2.5</sub>	年平均值	35	58	165.7	超标
PM <sub>10</sub>	年平均值	70	128	182.9	超标
SO <sub>2</sub>	年平均值	60	14	23.33	达标
NO <sub>2</sub>	年平均值	40	26	65	达标
CO	24小时平均第95百分位数	4000	1800	45	达标
O <sub>3</sub>	最大8小时滑动平均值的第90百分位数	160	112	70	达标

根据中国环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统提供的数据阿克苏地区及和田地区 PM<sub>2.5</sub>、PM<sub>10</sub> 年均浓度值均超过《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,即工程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)的要求,对阿克苏地区、和田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。本工程实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施,改善区域环境空气质量。

#### 4.3.1.2 其他污染物环境质量现状数据

##### (1) 监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)要求,结合厂址所在区域地形特点以及当地气象特征,本次评价引用《塔中10油田塔中40井

区 TZ40-H25 井组调整方案环境影响报告书》编制期间开展的大气环境质量现状监测数据。监测点位基本信息见表 4.3-3, 具体监测点位置见图 4.3-1、图 4.3-2。

表 4.3-3 监测点位基本信息一览表

编号	监测点名称	监测点与本项目相对方位	监测点与站场最近距离(km)	监测点坐标	监测因子	环境功能区
					1 小时平均	
1	TZ40-H25 井场	本项目南侧 1km 处	--	*	H <sub>2</sub> S、非甲烷总烃	二类区

注：以厂址中心位置为坐标原点。

#### (2) 监测时间及频率

引用监测时间为 2021 年 9 月 13 日~2021 年 9 月 19 日。其中, H<sub>2</sub>S、非甲烷总烃 1 小时浓度每天采样 4 次, 每次采样 45 分钟。

#### (3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.3-4。

表 4.3-4 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	H <sub>2</sub> S	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法 亚甲基蓝分光光度法》	GB 11742-89	mg/m <sup>3</sup>	0.005
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 <sup>3</sup>	0.07

#### 4.3.1.2.2 其他污染物环境质量现状评价

##### (1) 评价因子

评价因子为 H<sub>2</sub>S、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<sub>i</sub>——i 评价因子最大占标百分比;

C<sub>i</sub>——i 评价因子最大监测浓度 (mg/m<sup>3</sup>);

## (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  $2.0\text{mg}/\text{m}^3$  的标准； $\text{H}_2\text{S}$  参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。

## (4) 其他污染物环境质量现状评价

根据本次监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表 4.3-5。

表 4.3-5 其他污染物环境质量现状评价表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	监测浓度 范围 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	最大浓度占标 率/%	超标 频率 /%	达标 情况
TZ40-H25 井场	非甲烷总烃	1 小时平均	2000	280~360	18	0	达标
	$\text{H}_2\text{S}$	1 小时平均	10	未检出	0	0	达标

根据监测结果，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  $2.0\text{mg}/\text{m}^3$  的标准。

## 4.3.2 地下水环境现状监测

本次评价引用《塔中 I 号气田 I+II 区开发调整方案环境影响报告书》编制期间开展的 1 个潜水质量现状监测数据；引用《顺北 46、47 探转采地面配套工程环境影响报告书》编制期间开展的 2 个潜水质量现状监测数据。

## 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 4.3-6，监测点具体位置见图 4.3-1。

表 4.3-6 地下水监测点及监测因子一览表

编号	含水层	监测点名称	监测点具体坐标	监测与调查项目		与本工程最近距离及位置关系	备注
				监测分析因子	监测因子		
1		1#	*	$K^+$ 、 $Na^+$ 、 $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $CO_3^{2-}$ 、 $Cl^-$ 、 $SO_4^{2-}$	氯化物、硫酸盐、pH 值、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、挥发酚、耗氧量、氨氮、总大肠菌群、细菌总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、硫化物、汞、砷、镉、六价铬、铅、石油类	本项目南侧约 13.6km 处(上游)	引用《塔中 I 号气田 I+II 区开发调整方案环境影响报告书》监测数据
2	潜水	2#	*		色度、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH 值、总硬度、溶解性总固体、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、总大肠菌群*、菌落总数、亚硝酸盐、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、石油类	本项目北侧约 3.7km 处(下游)	引用《顺北 46、47 探转采地面配套工程环境影响报告书》监测数据
3		3#	*	$K^+$ 、 $Na^+$ 、 $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $CO_3^{2-}$ 、 $HCO_3^-$ 、 $Cl^-$ 、 $SO_4^{2-}$		本项目北侧约 10km 处(建设场地两侧)	

## 4.3.3.1.2 监测时间及频率

引用监测点监测时间为 2021 年 7 月、2022 年 2 月，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/T164-2020)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.3-7。

表 4.3-7 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
14	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》 (GB/T 16489-1996)	0.005 mg/L
15	碘化物	《地下水水质检验方法 淀粉比色法测定碘化物》 (DZ/T 0064.56-93)	0.025 mg/L
16	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标》 (GB/T 5750.5-2006) 4.1 异烟酸-吡啶酮分光光度法	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	$1.0 \times 10^{-2}$ 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

续表 4.3-7 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
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)	$4 \times 10^{-5}$ mg/L
26	砷		$3 \times 10^{-4}$ mg/L
27	硒		$4 \times 10^{-4}$ 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 $\mu$ g/L
30	四氯化碳		0.4 $\mu$ g/L
31	苯		0.4 $\mu$ g/L
32	甲苯		0.3 $\mu$ g/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 <sup>+</sup> 、Na <sup>+</sup> 、NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> 、K <sup>+</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> )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
38	碳酸根	《地下水水质检验方法 滴定法测定碳酸根、重碳酸根和氢氧根》(DZ/T 0064.49-93)	1.25 mg/L
39	碳酸氢根		1.25 mg/L
40	氯离子	《水质 无机阴离子(F <sup>-</sup> 、Cl <sup>-</sup> 、NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 、Br <sup>-</sup> 、NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> 、SO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> )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：

$$P_{\text{pH}} = (7.0 - \text{pH}_i) / (7.0 - \text{pH}_{\text{sd}}) \quad (\text{pH}_i \leq 7.0)$$

$$P_{\text{pH}} = (\text{pH}_i - 7.0) / (\text{pH}_{\text{su}} - 7.0) \quad (\text{pH}_i > 7.0)$$

式中： $P_{\text{pH}}$ —pH 的标准指数，无量纲；

$\text{pH}_i$ — $i$  监测点的水样 pH 监测值；

$\text{pH}_{\text{sd}}$ —评价标准值的下限值；

$\text{pH}_{\text{su}}$ —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 4.3-8。

表 4.3-8 地下水质量现状监测及评价结果一览表 单位：mg/L

检测项目	标准值		潜水		
			1#	2#	3#
色度	≤15 度	监测值(度)	*	*	*
		标准指数	*	*	*
嗅和味	---	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
浑浊度	≤3	监测值(NTU)	*	*	*
		标准指数	*	*	*
肉眼可见物	---	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
pH 值	6.5≤pH≤8.5	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
总硬度	≤450	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*

续表 4.3-8 地下水质量现状监测及评价结果一览表

单位: mg/L

检测项目	标准值		潜水		
			1#	2#	3#
溶解性总固体	≤1000	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
硫酸盐	≤250	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
氯化物	≤250	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
铁	≤2.0	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
锰	≤0.1	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
铜	≤1.0	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
锌	≤1.0	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
铝	≤0.2	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
挥发性酚类	≤0.002	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
阴离子表面活性剂	≤0.3	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
耗氧量	≤3.0	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
氨氮	≤3.0	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
硫化物	≤0.02	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
总大肠菌群	≤3MPN/ 100mL	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
菌落总数	≤100CFU/mL	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*

续表 4.3-8 地下水质量现状监测及评价结果一览表

单位: mg/L

检测项目	标准值		潜水		
			1#	2#	3#
亚硝酸盐氮	≤1.0	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
硝酸盐氮	≤20.0	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
氰化物	≤0.1	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
氟化物	≤1.0	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
碘化物	≤0.08	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
汞	≤0.001	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
砷	≤0.01	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
硒	≤0.01	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
镉	≤0.005	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
六价铬	≤0.05	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
铅	≤0.01	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
三氯甲烷	≤0.3	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
四氯化碳	≤0.05	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
苯	≤0.12	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*
甲苯	≤1.4	监测值	*	*	*
		标准指数	*	*	*

续表 4.3-8 地下水质量现状监测及评价结果一览表

单位: mg/L

检测项目	标准值		潜水		
			1#	2#	3#
石油类	≤0.05	监测值	未检出	0.01	未检出
		标准指数	—	0.2	—

由表 4.3-8 分析可知, 监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟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。

## (2) 地下水离子检测结果与评价

地下水离子检测结果见表 4.3-9。

表 4.3-9 地下水检测分析因子分析结果一览表

单位: mg/L

项目		1#	2#	3#
监测值(mg/L)	K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup>	*	*	*
	Ca <sup>2+</sup>	*	*	*
	Mg <sup>2+</sup>	*	*	*
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	*	*	*
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	*	*	*
	Cl <sup>-</sup>	*	*	*
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	*	*	*
毫克当量百分比(%)	K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup>	*	*	*
	Ca <sup>2+</sup>	*	*	*
	Mg <sup>2+</sup>	*	*	*
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	*	*	*
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	*	*	*
	Cl <sup>-</sup>	*	*	*
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	*	*	*

根据地下水离子检测结果, 评价区地下水阴离子以 Cl<sup>-</sup>、SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> 为主, 阳离子以 Na<sup>+</sup> 为主, 水化学类型主要以 Cl·SO<sub>4</sub>-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 4.3-10。

表 4.3-10 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	*	*	*	*	*	*
浑浊度	*	*	*	*	*	*
pH 值	*	*	*	*	*	*
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	*	*	*	*	*	*
总大肠菌群	*	*	*	*	*	*
菌落总数	*	*	*	*	*	*
亚硝酸盐	*	*	*	*	*	*
硝酸盐	*	*	*	*	*	*
氰化物	*	*	*	*	*	*
氟化物	*	*	*	*	*	*
碘化物	*	*	*	*	*	*
汞	*	*	*	*	*	*
砷	*	*	*	*	*	*

续表 4.3-10 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(%)
硒	*	*	*	*	*	*
镉	*	*	*	*	*	*
铬(六价)	*	*	*	*	*	*
铅	*	*	*	*	*	*
苯	*	*	*	*	*	*
甲苯	*	*	*	*	*	*
石油类	*	*	*	*	*	*

由表 4.3-10 可知,总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物超标率 100%,总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物超标与区域水文地质条件有关。

#### 4.3.4 声环境现状监测与评价

##### 4.3.4.1 声环境质量现状监测

###### (1) 监测点布设

根据本工程位置情况,在满深 2#集气站、ManS20-H2 井场、ManS29-H1 井场拟建空地各布设 1 个声环境监测点。具体布置情况见表 4.3-11 和图 4.3-2。

表 4.3-11 声环境监测布置情况一览表

编号	监测点名称	监测点具体坐标	监测点位(个)	监测因子
1	满深 2#集气站	*	1	L <sub>eq</sub>
2	ManS20-H2 井场	*	1	
3	ManS29-H1 井场	*	1	

###### (2) 监测因子

等效连续 A 声级 (L<sub>eq</sub>)。

###### (3) 监测时间及频率

2022 年 3 月,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)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，项目所在区域执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)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4.3-12。

表4.3-12 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	满深2#集气站	*	60	达标	*	50	达标
2	ManS20-H2井场	*	60	达标	*	50	达标
3	ManS29-H1井场	*	60	达标	*	50	达标

由表4.3-12分析可知，满深2#集气站、ManS20-H2井场、ManS29-H1井场监测值昼间为39~40dB(A)，夜间为38~39dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准要求。

#### 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（试行）》(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（试行）》(HJ964-2018)布点要求，本评价在占地范围内设置5个表层样监测点。土壤监测布点符合《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)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4.3-13。

表 4.3-13 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	满深1#集气站内	表层样	砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷, 1,2-二氯乙烷, 1,1-二氯乙烯, 顺-1,2-二氯乙烯, 反-1,2-二氯乙烯, 二氯甲烷, 1,2-二氯丙烷, 1,1,1,2-四氯乙烷, 1,1,2,2-四氯乙烷, 四氯乙烯, 1,1,1-三氯乙烷, 1,1,2-三氯乙烷, 三氯乙烯, 1,2,3-三氯丙烷, 氯乙烯, 苯, 氯苯, 1,2-二氯苯, 1,4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并[a]蒽, 苯并[a]芘, 苯并[b]荧蒽, 苯并[k]荧蒽, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ) 共计 47 项因子
	2	满深2#集气站内	表层样	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
	3	满深3#集气站内	表层样	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
	4	满深4#集气站内	表层样	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
	5	ManS29-H1 井场内	表层样	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )

## (3) 监测时间及频率

监测时间为 2022 年 3 月, 采样一次。

## (4) 采样方法

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。

检测分析及检出限见表 4.3-14。

表 4.3-14 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

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



续表 4.3-14 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

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	
2	土壤	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		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	$1.3 \times 10^{-3}$ mg/kg
9			氯仿			$1.1 \times 10^{-3}$ mg/kg
10			氯甲烷			$1.0 \times 10^{-3}$ mg/kg
11			1,1-二氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3}$ mg/kg
12			1,2-二氯乙烷			$1.3 \times 10^{-3}$ mg/kg
13			1,1-二氯乙烯			$1.0 \times 10^{-3}$ mg/kg
14			顺-1,2-二氯乙烯			$1.3 \times 10^{-3}$ mg/kg
15	反-1,2-二氯乙烯		$1.4 \times 10^{-3}$ mg/kg			
16	二氯甲烷		$1.5 \times 10^{-3}$ mg/kg			
17	1,2-二氯丙烷		$1.1 \times 10^{-3}$ mg/kg			
18	1,1,1,2-四氯乙烷		$1.2 \times 10^{-3}$ mg/kg			
19	1,1,2,2-四氯乙烷		$1.2 \times 10^{-3}$ mg/kg			
20	四氯乙烯		$1.4 \times 10^{-3}$ mg/kg			

续表 4.3-14 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

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	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	$1.3 \times 10^{-3}$ mg/kg
22		1, 1, 2-三氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3}$ mg/kg
23		三氯乙烯			$1.2 \times 10^{-3}$ mg/kg
24		1, 2, 3-三氯丙烷			$1.2 \times 10^{-3}$ mg/kg
25		氯乙烯			$1.0 \times 10^{-3}$ mg/kg
26		苯			$1.9 \times 10^{-3}$ mg/kg
27		氯苯			$1.2 \times 10^{-3}$ mg/kg
28		1, 2-二氯苯			$1.5 \times 10^{-3}$ mg/kg
29		1, 4-二氯苯			$1.5 \times 10^{-3}$ mg/kg
30		乙苯			$1.2 \times 10^{-3}$ mg/kg
31		苯乙烯			$1.1 \times 10^{-3}$ mg/kg
32		甲苯			$1.3 \times 10^{-3}$ mg/kg
33		间-二甲苯+对-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3}$ mg/kg
34		邻-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3}$ mg/kg
30		乙苯			$1.2 \times 10^{-3}$ mg/kg
31		苯乙烯			$1.1 \times 10^{-3}$ mg/kg
32		甲苯			$1.3 \times 10^{-3}$ mg/kg
33		间-二甲苯+对-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3}$ mg/kg
34		邻-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3}$ mg/kg
35		半挥发性有机物			硝基苯
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	蒽		0.1 mg/kg		
43	二苯并[a, h]蒽	0.1 mg/kg			

续表 4.3-14 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

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	《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		茚并[1, 2, 3-cd]芘			0.09 mg/kg
46		石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	《土壤和沉积物 石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )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<sub>i</sub>—土壤中污染物 i 的单因子污染指数；

C<sub>i</sub>—监测点位土壤中污染物 i 的实测浓度，单位与 S<sub>i</sub> 一致；

S<sub>i</sub>—污染物 i 的标准值或参考值。

(2)评价标准

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

本项目所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表 4.3-15、4.3-16、4.3-17。

表 4.3-15 土壤现状监测及评价结果一览表 单位：mg/kg

监测因子		监测点		监测因子		监测点	
		满深1#集气站内表层样	监测值			满深1#集气站内表层样	监测值
pH	—	监测值	*	乙苯	筛选值 ≤28	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*
汞	筛选值 ≤38	监测值	*	苯乙烯	筛选值 ≤1290	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*
砷	筛选值 ≤60	监测值	*	甲苯	筛选值 ≤1200	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*

续表 4.3-15

土壤现状监测及评价结果一览表

单位: mg/kg

监测因子		监测点		满深1#集气站内表层样	监测点		满深1#集气站内表层样
		监测值	标准指数				
铅	筛选值 ≤800	监测值	*	间二甲苯 +对二甲苯	筛选值 ≤570	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*
镉	筛选值 ≤65	监测值	*	邻二甲苯	筛选值 ≤640	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*
镍	筛选值 ≤900	监测值	*	四氯乙烯	筛选值 ≤53	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*
铜	筛选值 ≤18000	监测值	*	1, 2, 3- 三氯丙烷	筛选值 ≤0.5	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*
四氯化碳	筛选值 ≤2.8	监测值	*	1, 1, 1- 三氯乙烷	筛选值 ≤840	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*
氯仿	筛选值 ≤0.9	监测值	*	氯苯	筛选值 ≤270	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*
1, 1-二氯乙烷	筛选值 ≤9	监测值	*	2-氯酚	筛选值 ≤2256	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*
1, 2-二氯乙烷	筛选值 ≤5	监测值	*	苯并[a] 蒽	筛选值 ≤15	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*
1, 1-二氯乙烯	筛选值 ≤66	监测值	*	苯并[a] 芘	筛选值 ≤1.5	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*
顺1, 2-二氯乙烯	筛选值 ≤596	监测值	*	苯并[b] 荧蒽	筛选值 ≤15	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*
反1, 2-二氯乙烯	筛选值 ≤54	监测值	*	苯并[k] 荧蒽	筛选值 ≤151	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*
二氯甲烷	筛选值 ≤616	监测值	*	蒽	筛选值 ≤1293	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*
1, 2-二氯丙烷	筛选值 ≤5	监测值	*	二苯并 [a, h]蒽	筛选值 ≤1.5	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*
1, 1, 1, 2-四氯乙烷	筛选值 ≤10	监测值	*	茚并 (1, 2, 3- c, d)芘	筛选值 ≤15	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*

续表 4.3-15

土壤现状监测及评价结果一览表

单位: mg/kg

监测因子		监测点		监测因子		监测点	
		满深1#集气站内表层样	监测值			满深1#集气站内表层样	监测值
1, 1, 2, 2-四氯乙烷	筛选值 ≤6.8	监测值	*	萘	筛选值 ≤70	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*
1, 1, 2-三氯乙烷	筛选值 ≤2.8	监测值	*	六价铬	筛选值 ≤5.7	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*
三氯乙烯	筛选值 ≤2.8	监测值	*	氯甲烷	筛选值 ≤37	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*
氯乙烯	筛选值 ≤0.43	监测值	*	硝基苯	筛选值 ≤76	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*
苯	筛选值 ≤4	监测值	*	苯胺	筛选值 ≤260	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*
1, 2-二氯苯	筛选值 ≤560	监测值	*	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	筛选值 ≤4500	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*
1, 4-二氯苯	筛选值 ≤20	监测值	*	---	---	---	---
		标准指数	*				

表 4.3-16

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			
		满深2#集气站内	满深3#集气站内	满深4#集气站内	ManS29-H1井场内
采样深度 m		0.2	0.2	0.2	0.2
石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	监测值	*	*	*	*
	筛选值	4500	4500	4500	4500
	标准指数	---	---	---	---

由表 4.3-16 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; 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 生态系统类型

项目所在区域属于荒漠生态系统和工矿用地生态系统的复合生态类型,

其结构简单，沙漠和油田生产设施相嵌分布。

#### (1) 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。荒漠地区为极端大陆性气候，年降水量大都在 250mm 以下，降水变率很大，蒸发量 (3701.7mm) 大于降水量 (26.2mm) 许多倍。温度变化剧烈，尤以日夜温差最大。并多有风沙与尘暴出现。土壤中营养物质比较贫乏。严酷的自然条件限制了许多植物的生存，只有为数不多的超旱生半乔木、半灌木、小半灌木和灌木或肉质的仙人掌类植物稀疏地分布。所以群落的植物种类贫乏、结构简单、覆盖度低，有些地面完全裸露。由于食物资源比较单调和贫乏，动物的种类不多，数量也少。常见的有昆虫、蜥蜴、啮齿类和某些鸟类。

#### (2) 工矿用地生态系统

工矿用地生态系统是指工矿区空间范畴内人工构造的社会环境系统与相应的自然环境系统形成的以工业生产、矿产资源开发利用等为主导的自然、经济、社会各个子系统相互影响、相互制约的复合生态系统。评价区域内分布着油田生产设施，都属于工矿用地生态系统。

### 4.3.6.2 生态系统特点

#### 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，由此形成内陆干旱沙漠生态景观。

#### 2) 沙漠包围绿洲

评价区域沙漠面积大，且分布广，是一个典型的“盐化沙漠广布，壤土隘狭，边缘镶嵌分布”的地区。区域内绿洲面积相对较小，绿洲常面临着风沙危害和土壤侵蚀(风蚀)的威胁。

#### 3) 植被分布不均，生态服务功能受到限制

植被是环境因素综合作用的产物，是生态系统的核心。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮且分布不均匀。由低矮植被所形成的生物保护层不

健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运具有潜在的危害性影响。

#### 4) 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。沙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。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀。

#### 4.3.6.3 土壤类型调查

根据遥感影像图及现场踏勘结果，项目区气候极端干旱，植被极为稀疏，土壤发育较差，类型较为简单，区域为风沙土所覆盖。风沙土可分为流动风沙土、半固定风沙土和固定风沙土三个亚类。评价区域土壤类型以流动风沙土为主。流动风沙土：地表光裸无植被，偶见单个的沙生柽柳。土壤剖面无发育层次，只有干沙层和湿沙层之分。干沙层表面为沙波纹，疏松，无结构，灰黄色。湿沙层为淡黄色，湿润，疏松。流动风沙土养分含量极低，有机质含量小于1g。颗粒组成以0.25~0.1mm的细砂粒极为为主，干沙层自然含水量0.6~1.1g，湿沙层14~15g。项目区土壤类型见附图9。

#### 4.3.6.4 土地利用现状调查

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，以确定工程的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。土地利用现状见图7。

本项目新建井场、集气站、集输管线占地现状均为未利用地中的沙地。

#### 4.3.6.5 野生动物现状调查

本工程位于塔里木盆地中部，按中国动物地理区划分级标准，评价区域属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中上游区。塔克拉玛干沙漠及其边缘地带共分布有野生脊椎动物9种，其中爬行类3种，哺乳动物2种，鸟类4种，这些动物能够在沙漠环境中相对独立生存（仅能短暂栖息、途经沙漠区域的物种则不计入内）。沙漠中物种区系成分基本为中亚类型，在评价区域生存的野生动物主要是一些荒漠动物，其中白尾

地鸦属于《国家重点保护野生动物名录》中二级保护野生动物。评价区野生动物种类及遇见频度见表 4.3-17。

表 4.3-17 项目区域主要脊椎动物名录

序号	目名	科名	属名	中文名	拉丁名	保护级别
爬行纲						
1	有鳞目	鬣蜥科	沙蜥属	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalusforsythi</i>	-
2	蜥蜴目	蜥蜴科	麻蜥属	密点麻蜥	<i>Eremiasmultiocellata</i>	-
3	有鳞目	蜥蜴科	麻蜥属	荒漠麻蜥	<i>Eremiasprzewalskii</i>	-
鸟纲						
4	雀形目	燕雀科	沙雀属	蒙古沙雀	<i>Rhodopechysmongolica</i>	-
5	雀形目	鸦科	鸦属	小嘴乌鸦	<i>Corvuacorone</i>	-
6	雀形目	文鸟科	麻雀属	黑顶麻雀	<i>Passerammodendri</i>	-
7	雀形目	鸦科	地鸦属	白尾地鸦	<i>Podoces biddulphi</i>	-
哺乳纲						
8	啮齿目	仓鼠科	沙鼠属	子午沙鼠	<i>Merionesmeridianus</i>	-
9	啮齿目	跳鼠科	长耳跳鼠属	长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	-

本工程建设区域野生动物生境单一，种类及数量较少，偶有少数有蹄类动物活动，这些动物种类多在冬季降雪后才深入沙漠的腹地。本工程位于油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难以再见到大中型野生动物。

#### 4.3.6.6 植被环境现状调查及评价

依据《新疆植被及其利用》中植物地理区划的划分标准，项目所在区域的植被区划属新疆荒漠区。

自塔中1号气田开发后，在油田开发区域内的绿化改善了区域小环境。在沙漠中造就了一个“人工绿洲”，在塔中前指综公寓周围形成了约小面积的绿洲，主要种植有沙拐枣、梭梭、柽柳等，有助于防风固沙。塔中1号公路两侧尚未绿化，主要以草方格进行防风固沙。

塔中区域分布保护植物2种，梭梭、麻黄均为自治区I级保护植物。塔中区域常见植物名录见表4.3-18。



表 4.3-18 评价区野生植物名录

中文名	拉丁学名	保护级别
骆驼刺	<i>Alhag I pseudalhag I</i>	
疏花骆驼刺	<i>Alhag I spars I fol I ashap</i>	
西伯利亚白刺	<i>NI trar I as I b I r I ca</i>	
骆驼蹄瓣	<i>Zygophyllun</i>	
速生霸王	<i>Zygophyllumpterocarpum</i>	
钠猪毛菜	<i>Salsolan I trar I a</i>	
浆果猪毛菜	<i>Salsola fol I osa</i>	
沙拐枣	<i>Call I gonum mongot I cum</i>	
铃铛刺	<i>Hal I modendron holodendron</i>	
盐角草	<i>Sal I corn I aeuropea</i>	
节节盐木	<i>Hal I mocn I m I sv I llosa</i>	
梭梭	<i>Haloxylon apnglum</i>	自治区 I 级保护植物
麻黄	<i>Ephedrad I stachya</i>	自治区 I 级保护植物
白杆沙拐枣	<i>Call I gonum leucocladum</i>	
荒漠庭荠	<i>Alyssum desertorum</i>	
驼绒藜	<i>Cerato I deslatens</i>	
沙藁草	<i>Carex physodes</i>	

评价区域内地表基本无植被生长。植物物种的分布和水文条件直接有关，沙漠边缘分布有一年生草本植物和依靠水平根系吸收水分的植物，地下水位较深的地区，分布深根型多年生植物，沙漠腹地绝大部分为连绵的流动沙丘，极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏，仅在一些高大沙丘间低地、地下水位较高的地段生长有芦苇、柽柳等植物群落，但区域内大部分地段无植物生长，为裸地。

## 5 环境影响预测与评价

### 5.1 施工期环境影响分析

气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；气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

在气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

在气田钻井工程和地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有  $\text{SO}_2$  及  $\text{NO}_x$  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，对区域环境空气的影响可接受。

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

气田开发阶段，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，可较大限度地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 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	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108号)

## (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、集气站、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：

$$L_r = L_{r_0} - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_r$ ——距声源  $r$  处的 A 声压级，dB(A)；

$L_{r_0}$ ——距声源  $r_0$  处的 A 声压级，dB(A)；

$r$  ——预测点与声源的距离，m；

$r_0$ ——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算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)厂界噪声限值要求；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)厂界噪声限值要求；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)厂界噪声限值要求。根据区块各单井分布情况，钻井井场距离最近的村庄距离 60km，钻井期间施工对周围声环境产生的影响可以接受。

#### 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)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，缓解、避免强噪声设备集中施工。

(2)施工单位应尽量选用低噪声、低振动的施工机械设备和带有消声、隔音的附属设备，减少对周围声环境的影响。加强施工机械的保养维护，使其处于良好的运行状态。倡导科学管理和文明施工。

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 33.82 万  $m^3$ ，回填土方 39.91 万  $m^3$ ，借方 6.09 万  $m^3$ ，无弃方，开挖土方主要为管沟、井场及道路开挖产生土方，回填土方主要为道路回填、管沟回填。新建井、站场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于塔中钻试修环保站处理达标后还原土，还原土满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)限值中垫井场、通井路标准，可直接用于区块填坑、垫井场、修通井路。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  $m^3$

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	*	*	*	处理达标后还原土	0	—
道路工程	*	*	*		0	—
管道工程	*	*	*	-	0	—
合计	*	*	*	-	0	—

## ②钻井泥浆

本工程总废弃泥浆产生量为 25840.61  $m^3$ ，其中废水基膨润土泥浆 14033.69  $m^3$ ，废水基磺化泥浆 11806.92  $m^3$ 。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塔中钻试修环保站妥善处理。

## ③钻井岩屑

本工程新钻井 35 口，总岩屑产生量为 20049.06  $m^3$ ，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑 11127.38  $m^3$ ，水基磺化泥浆钻井岩屑 8921.68  $m^3$ 。

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，拉运至塔中钻试修环保站处理。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 35 口井共计产生生活垃圾 136.5t，在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运塔中固废填埋场填埋处置。

#### ⑤废润滑油

工程钻井过程中只对简单设备进行检修，产生少量的废润滑油。

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润滑油产生量约为 0.4t，本工程新增废润滑油 14t/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 35 口，烧碱废包装袋产生量为 3.5t，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，拉运至塔中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  $80\text{m}^3$ ，本工程共部署新钻井 35 口，酸化压裂废水产生量约为  $2800\text{m}^3$ 。

酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在回收罐内，加碱中和后拉运至塔中钻井修废弃物环保处理站妥善处置，做好污水出厂进站的记录，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 35 口，生活污水共产生量为  $21840\text{m}^3$ ，排入生活污水池暂存，定期拉运至塔三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，定期拉运至塔三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：hm<sup>2</sup>

序号	工程内容	占地面积(hm <sup>2</sup> )		占用植被类型	占地类型	占用土壤类型
		永久占地	临时占地			
1	井场	*	*	植被稀疏,盖度低,以多枝怪柳群系为主	未利用地	荒漠风沙土
2	集气站	*	*			
3	管线工程	*	*			
4	道路工程	*	*			
合计		*	*	*	—	—

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61.84hm<sup>2</sup>和55.84hm<sup>2</sup>，施工活动和工程占地在区块范围内并呈点、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为荒漠风沙土。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。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

本项目植被影响主要表现为永久占地影响和临时性施工对植被的破坏影响，但由于本项目地处沙漠腹地，地表基本无植被覆盖，仅在一些高大沙丘间低地、地下水位较高的地段生长有芦苇、柽柳等植物，且项目占地区域尽量避开植被区域，因此工程的建设对植被影响较小。

##### (2) 生物量损失

本工程永久占地面积  $61.84\text{hm}^2$ ，临时占地  $55.84\text{hm}^2$ ，本工程井场、集气站、管线及道路施工区域主要以荒漠植被为主。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， $\text{hm}^2$ ； $W_i$ ——单位面积生物量， $t/\text{hm}^2$ 。

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/hm <sup>2</sup> )	面积(hm <sup>2</sup> )		生物量(t)	
		永久占地	临时占地	永久植被损失	临时植被损失
荒漠化植被	*	*	*	*	*

本工程的实施，将造成 18.552t 永久植被损失和 16.752t 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，加碱中和后拉运至塔中钻试修废弃物环保处理站妥善处理；试压废水就地泼洒抑尘；生活污水定期拉运至塔三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

本项目实施后，受地面工程的修建、油气开采活动及人类活动干扰影响，荒漠地区的自然生态环境会有一定程度的退化，荒漠生态系统会遭受一定的损

伤和破坏，野生动物的生境、生活习性和规律会受到干扰影响。

随着地面工程的开发强度增大，道路、管线等线性工程施工会对野生动物的活动产生一定阻隔，仅使其部分休憩地点缩减，施工与运营期噪声会对周边活动和休憩的野生动物产生一定扰动影响，如建设施工噪声、油气开发噪声、交通运输噪声等，随着油气开发逐步完善，对周边活动和休憩的野生动物产生轻微的干扰影响趋于稳定，且野生动物能逐渐适应该影响，以做出替代的栖息、迁徙、取食策略。

发生突发环境事件时，如凝析油及天然气的泄出和渗漏，可能影响区域内的野生脊椎动物的生存环境。当发生井喷时，井场周围范围以内的各种小型脊椎动物会因躲避不及造成死亡，局部区域可能影响到的只是一些啮齿类动物、爬行动物和小型鸟类，对大中型动物，特别是对重点保护野生动物不会造成影响。如果发生火灾，由于生态环境及空气环境的变化，短时间内会使事故周围动物的分布数量下降。

#### 5.1.5.1.5 对生态系统稳定性的影响分析

本项目实施后，由于植被被破坏，导致生态系统净初级生产力水平下降，使得区域原本恢复稳定性较弱的生态系统更加向不稳定的方向发展，异质化程度也随之降低，造成区域各生态系统的恢复稳定性和阻抗稳定性整体下降。因此，除落实各项生态环境保护措施外，还应做好项目实施的环境管理，最大限度地降低人为活动的干扰强度，严格执行相关的生态恢复措施，使生态系统能在最短时间内进入自我调节恢复的状态中，防止因项目实施造成生态系统的进一步退化。

#### 5.1.5.1.6 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，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,施工期对地表破坏,有可能加剧项目区内的风灾天气,增加空气中粉尘含量,严重时会造成沙尘暴,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。

#### 5.1.5.2 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236004万元。建设内容包括:①部署新开发井35口(均为水平井);②新建采气井场35座,新建集气站4座;③新建单井集输管线125km,集油干线67km、中压集气干线67km、高压集气干线67km(3条干线同沟敷设);④配套建设自控、通信、电气、防腐、道路等辅助设施。本工程建成投产后,设计年产气规模 $2 \times 10^8 \text{m}^3$ ,稳产10年,方案期末累产气 $32.6 \times 10^8 \text{m}^3$ 、油 $90.6 \times 10^4 \text{t}$ 。

(2)项目区地理位置、范围和面积(附平面图)

本工程位于新疆阿克苏地区沙雅县及和田地区民丰县境内,塔克拉玛干沙漠腹地。本工程建设内容占地现状均属于沙地。项目总占地预计 $117.68 \text{hm}^2$ ,其中永久占地 $61.84 \text{hm}^2$ (主要包括井场、集气站、道路永久占地),临时占地 $55.84 \text{hm}^2$ (主要包括井场、管道临时占地)。项目平面布置情况见附图。

(3)项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

拟建工程位于塔克拉玛干沙漠区,地形简单,地貌单一。项目区域地表基本无植被覆盖,仅在一些高大沙丘间低地、地下水位较高的地段生长有芦苇、怪柳等植物。区域含水层岩性为细砂、粉砂,地下径流侧向补给是区域地下水的主要补给来源,以垂直蒸发和人工开采方式排泄。区域地下水矿化度为 $3.0 \sim 8.52 \text{g/L}$ ,水质差,为咸水。

#### (4) 项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

沙雅县沙化土地总面积为 2697317.85hm<sup>2</sup>，占沙雅县国土总面积的 84.34%。其中：流动沙地 1625570.97hm<sup>2</sup>，占 60.27%；半固定沙地 1006795hm<sup>2</sup>，占 37.33%；固定沙地 59434.31hm<sup>2</sup>，占 2.20%；戈壁 2242.15hm<sup>2</sup>，占 0.08%。民丰县沙化土地总面积为 3272318.19hm<sup>2</sup>，占民丰县国土总面积的 56.57%。其中：流动沙地 2233893.55hm<sup>2</sup>，占 68.27%；半固定沙地 182882hm<sup>2</sup>，占 5.59%；固定沙地 620798.13hm<sup>2</sup>，占 18.97%；沙化耕地 255.46hm<sup>2</sup>，占 0.01%；戈壁 234489.05hm<sup>2</sup>，占 7.17%。

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 hm<sup>2</sup>，其中完成退耕封育保护 0.44 万 hm<sup>2</sup>；荒漠林封育保护 5.92 万 hm<sup>2</sup>；草地改良保护 0.33 万 hm<sup>2</sup>。

#### 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 61.84hm<sup>2</sup>，临时占地面积 55.84hm<sup>2</sup>，土地利用现状均为沙地。

##### (2) 弃土、石、渣土等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

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

项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

##### (3) 损坏的防沙治沙设施(包括生物、物理或化学固沙等措施)。

本项目占地主要为未利用地，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《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138号)；

③《防沙治沙技术规范》(GB/T21141-2007)；

(2)制定方案的原则与目标

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

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

(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、管输、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，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。

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 200 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，预计塔中植被覆盖度能维持现状，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善。

## 5.1.5.3 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止水土流失等环境保护法律法规，最大限度地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“最大限度地保护，最低程度的破坏，最大限度地恢复”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。

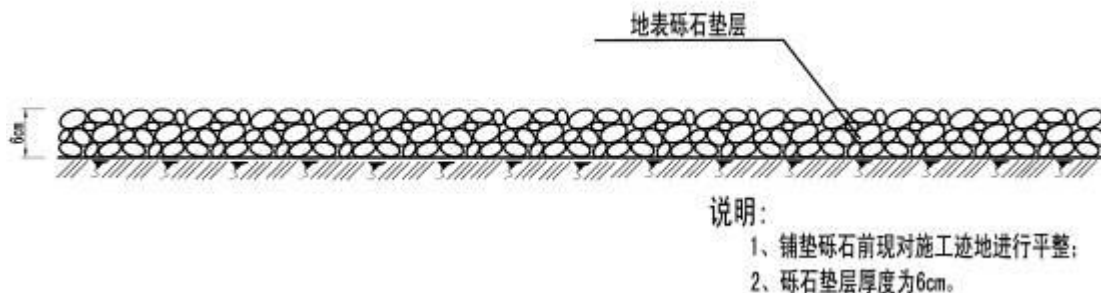


图 5.1-1 井场砾石压盖措施典型设计图

#### 5.1.5.3.2 临时占地施工生态保护工程措施

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

②施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，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在管道两侧设置草方格沙障；

⑥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；

⑦工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。

#### 5.1.5.3.3 土壤影响减缓措施

①管道施工应严格限定作业范围，审慎确定作业线，不宜随意改线和重复施工。

②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。

③重视地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作用。

#### 5.1.5.3.4 动植物影响减缓措施

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

②管线的选线阶段，应对拟敷设管线的地表情况进行现场调查，尽可能选

择植被稀疏或裸地进行工程建设，尽量避开植被茂密区域，减少因施工造成的植被破坏；严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，减少对地表的碾压。

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

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

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

⑥加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被。

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

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

⑨建议施工单位在项目区张贴野生保护动植物宣传画及材料，禁止施工人员随意猎捕野生动物；施工活动中发现国家重点保护动物活动踪迹要给予高度关注，保护其正常活动不受人为影响，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。

#### 5.1.5.3.5 维持区域生态系统稳定性措施

①管道施工应严格限定作业范围，审慎确定作业线，不宜随意改线和重复施工，施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏。

②施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表实施水泥硬化或砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。

③工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。

对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

#### 5.1.5.3.10 水土流失保护措施

##### 5.1.5.3.10.1 井、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。

##### 5.1.5.3.10.2 管道工程区

#### (1) 工程措施

##### ① 土地平整

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，防治水土流失。

## ②草方格沙障

管道工程施工结束后土地平整可降低开挖造成的水土流失，本工程在施工作业带内设置草方格沙障，草方格沙障措施可减小区域内水土流失，满足该区域内水土流失防治要求。在管道及新建道路两侧设置草方格沙障，上风侧防护带宽度为20m，下风侧宽度为15m，芦苇方格边长1m，每个方格芦苇用量(计算一个方格的两条边)1.2kg。

图 5.1-2 塔中区块草方格措施现场实施情况

## (2)临时措施

### ①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，施工过程中临时堆土高度1.0m，底宽2.5m，边坡1:1。

### ②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。

### ③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。

## 5.1.5.3.10.3 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明示车辆行驶的范围，以避免增加对地表的扰动和破坏。

图 5.1-3 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

距离本项目最近的气象站为塔中气象站，项目周边地形、气候条件与塔中气象站一致。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定，地面气象资料可采用塔中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塔中气象站的气象资料。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				
塔中	51747	基本站	83.470	39.000	79	1099.3	2020	风向、风速、总云量、低云量、干球温度

### 5.2.1.2 多年气候统计资料分析

#### ① 温度

塔中多年月平均温度1月最低,为 $-10.1^{\circ}\text{C}$ ,7月份平均温度最高,为 $28.3^{\circ}\text{C}$ ,全年平均温度为 $11.7^{\circ}\text{C}$ 。塔中多年平均温度的月变化情况见表 5.2-1 和图 5.2-2。

表 5.2-2 多年及各月平均气温统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度( $^{\circ}\text{C}$ )	-10.1	-2.5	8.0	16.5	21.9	26.3	28.3	27.3	21.3	11.4	0.2	-8.5	11.7

#### ② 风速

区域内多年年各月平均风速变化情况见表 5.2-3, 多年各月平均风速变化曲线见图 5.2-2。

表 5.2-3 多年及各月平均风速统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速(m/s)	1.1	1.5	2.2	2.8	3.0	3.1	3.1	2.9	2.5	1.7	1.2	1.0	2.2

由表 5.2-3 可知, 区域多年平均风速为 $2.2\text{m/s}$ , 6、7月份平均风速最大为 $3.1\text{m/s}$ , 12月份平均风速最低, 为 $1.0\text{m/s}$ 。

#### ③ 风向、风频

区域近多年平均各风向风频变化情况见表 5.2-4, 近 30 年风频玫瑰图见图 5.2-1。

表 5.2-4 近 30 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(%)	4.04	8.40	12.27	12.52	8.65	4.53	2.72	2.31	2.80

续表 5.2-4 近30年不同风向对应频率统计一览表

风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	—
频率(%)	2.47	2.06	1.81	1.98	1.40	1.81	2.06	28.09	

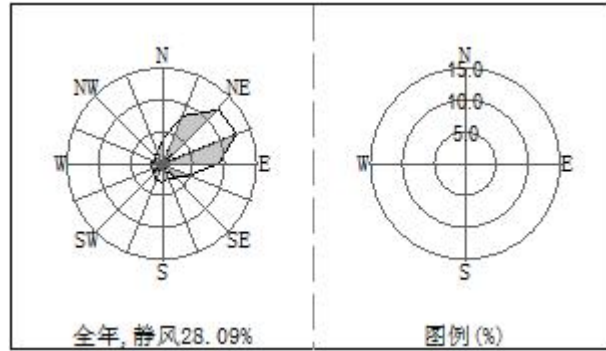


图 5.2-1 近30年风频玫瑰图

由表5.2-4分析可知，塔中地区多年资料统计结果表明，该地区多年ENE风向的平均风频最大，其次是NE风向，连续三个风向角(NE-ENE-E)风频之和为33.44%，大于30%，因此气象资料统计结果显示该地区主导风向为NE-ENE-E。

### 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高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 5.2-5 项目估算模式参数一览表

序号	参数		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/°C		43
3	最低环境温度/°C		-23.0
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		荒漠
7	区域湿度条件		干燥

续表 5.2-5 项目估算模式参数一览表

序号	参数		取值
8	是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="radio"/> 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	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 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 5.2-6 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(°)									
井场无组织废气 (ManS17-H1 井为代表)	*	*	*	*	*	*	*	*	正常	非甲烷总烃	*
	*	*	*	*	*	*	*	*		H <sub>2</sub> S	*
集气站无组织废气 (满深1#集气站为代表)	*	*	*	*	*	*	*	*	正常	非甲烷总烃	*
	*	*	*	*	*	*	*	*		H <sub>2</sub> S	*

表 5.2-7 P<sub>max</sub> 及 D<sub>10%</sub> 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C <sub>i</sub> (μg/m <sup>3</sup> )	P <sub>i</sub> (%)	P <sub>max</sub> (%)	最大浓度出现距离(m)	D <sub>10%</sub> (m)
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	*	*	4.77	6	--
		H <sub>2</sub> S	*	*			
2	集气站无组织废气	非甲烷总体	*	*	4.77	10	--
		H <sub>2</sub> S	*	*			

由表 5.2-7 可知，井、站场无组织废气中非甲烷总烃最大一次落地浓度为 95.442 μg/m<sup>3</sup>，最大占标率 4.77%；H<sub>2</sub>S 最大一次落地浓度为 0.4439 μg/m<sup>3</sup>，最

大占标率 4.44%， $D_{10\%}$ 均未出现。

#### 5.2.1.4 废气源对四周厂界贡献浓度

本工程新建井场 35 座，新建集气站 4 座，气田井场、集气站均采用标准化设计与建造，各井场、集气站布局与设备基本一致，因此本评价选取代表性的单个井场、单个集气站进行预测分析，其余单井井场、集气站对环境的影响以代表性井场、集气站进行类比评价。本评价将开发方案中代表性新建井场、集气站边界作为四周厂界进行评价，结果见表 5.2-8。

表 5.2-8 井场四周边界浓度计算结果一览表 单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$

评价因子		评价点			
		东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
井场无组织废气	非甲烷总烃	*	*	*	*
	$\text{H}_2\text{S}$	*	*	*	*
集气站无组织废气	非甲烷总烃	*	*	*	*
	$\text{H}_2\text{S}$	*	*	*	*

由表 5.2-8 预测结果可知，各井场无组织废气对四周厂界非甲烷总烃浓度贡献值为  $96.52\sim 120.69\ \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求； $\text{H}_2\text{S}$  浓度贡献值为  $0.30\sim 0.38\ \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 二级新扩改建标准；各集气站无组织废气对四周厂界非甲烷总烃浓度贡献值为  $95.95\sim 122.93\ \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求； $\text{H}_2\text{S}$  浓度贡献值为  $0.31\sim 0.42\ \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 二级新扩改建标准。

#### 5.2.1.6 大气环境保护距离

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

#### 5.2.1.7 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 5.2-9。

表 5.2-9 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	*	*	*	*	*	*	*	*	非正常	H <sub>2</sub> S	*
											非甲烷总烃	*

#### 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 5.2-10。

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

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

由表 5.2-10 计算结果表明，非正常工况条件下，非甲烷总烃最大落地浓度为  $1640\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 82.19%， $D_{10\%}$  对应距离为 250m；硫化氢最大落地浓度为  $16.4\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 164.38%， $D_{10\%}$  对应距离为 450m。

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

#### 5.2.1.6 污染物排放量核算

项目大气污染物排放量核算情况见表 5.2-11。

表 5.2-11 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/m <sup>3</sup> )	
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	1.47
		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 <sub>2</sub> S≤0.06	0.105
2	集气站无组织废气	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	0.22
		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 <sub>2</sub> S≤0.06	0.0168

## 5.2.1.7 评价结论

本工程位于环境质量不达标区，污染源正常排放下硫化氢、非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本工程废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本工程实施后大气环境影响可以接受。

## 5.2.1.8 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 5.2-12。

表 5.2-12 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input checked="" type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>	边长5~50km <input type="checkbox"/>	边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>
评价因子	SO <sub>2</sub> +NO <sub>x</sub> 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>	500~2000t/a <input type="checkbox"/>	<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	基本污染物(PM <sub>2.5</sub> 、PM <sub>10</sub> 、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、CO、O <sub>3</sub> ) 其他污染物(非甲烷总烃、硫化氢)		包括二次PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/> 不含二次PM <sub>2.5</sub> <input checked="" type="checkbox"/>
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>	地方标准 <input type="checkbox"/>	附录D <input checked="" type="checkbox"/> 其他标准 <input type="checkbox"/>
现状评价	环境功能区	一类区 <input checked="" type="checkbox"/>	二类区 <input type="checkbox"/>	一类区和二类区 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价基准年	(2020)年		

续表 5.2-12

大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
现状评价	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input checked="" type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>			不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本工程正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本工程非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 现有污染源 <input checked="" type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input checked="" type="checkbox"/>		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	预测范围	边长 $\geq$ 50km <input type="checkbox"/>		边长5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子(非甲烷总烃、硫化氢)				包括二次PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/> 不包括二次PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C <sub>本工程</sub> 最大占标率 $\leq$ 100% <input checked="" type="checkbox"/>			C <sub>本工程</sub> 最大占标率 $>$ 100% <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C <sub>本工程</sub> 最大占标率 $\leq$ 10% <input type="checkbox"/>			C <sub>本工程</sub> 最大占标率 $>$ 10% <input type="checkbox"/>		
		二类区	C <sub>本工程</sub> 最大占标率 $\leq$ 30% <input type="checkbox"/>			C <sub>本工程</sub> 最大占标率 $>$ 30% <input type="checkbox"/>		
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长(1)h	C <sub>本工程</sub> 占标率 $\leq$ 100% <input type="checkbox"/>			C <sub>非正常</sub> 占标率 $>$ 100% <input type="checkbox"/>		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C <sub>叠加</sub> 达标 <input type="checkbox"/>			C <sub>叠加</sub> 不达标 <input type="checkbox"/>			
区域环境质量的整体变化情况	k $\leq$ -20% <input type="checkbox"/>			k $>$ -20% <input type="checkbox"/>				
环境监测计划	污染源监测	监测因子:(非甲烷总烃、硫化氢)			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>	
	环境质量监测	监测因子:( )			监测点位数( )		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>						
	大气环境防护距离	距( )厂界最远( )m						
	污染源年排放量	SO <sub>2</sub> (0) t/a	NO <sub>x</sub> :(0) t/a	颗粒物:(0) t/a	VOC <sub>s</sub> :(1.69) 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气田采出水、井下作业废水。采出水随油气混合物输送至塔三联和站处理，其中塔三联合站采用“沉降除油—压力除油—气浮除油—二级核桃壳过滤”处理工艺，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，酸碱中和后运至塔中钻试修废弃物环保处理站处理。采取上述水污染控制措施后，本工程采出水及井下作业废水不会对周边水环境产生影响。

#### 5.2.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

##### (1) 采出水处理

本项目建成投运后，本项目单井采出水随油气混合物输送至集气站内进行气液分离器，分离后的气液经管线集输至塔三联合站进一步处理，采出水经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准要求后，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 5.2-13 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
塔三联合站采出水处理站	*	*	*	*	*	可依托

本工程采出水为  $36.5\text{m}^3/\text{d}$ ，塔三联合站采出水处理能力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塔中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。

塔中钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模为  $300\text{m}^3/\text{d}$ ，现状处理量为  $236\text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力为  $64\text{m}^3/\text{d}$ ，本工程井下作业废水需处理量为  $3.21\text{m}^3/\text{d}$ ，因此塔中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。塔中钻试修废弃物环保处理站采取“均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺”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，用于塔中区块油层回注用水。

综上，本项目采出水及井下作业废水不外排，水污染控制措施有效，依托塔三联合站采出水处理站及塔中钻试修废弃物环保处理可行。

表 5.2-14 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；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 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ；水域面积 <input type="checkbox"/>
影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ；非持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；pH值 <input type="checkbox"/> ；热污染 <input type="checkbox"/> ；富营养化 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；水位(水深) <input type="checkbox"/> ；流速 <input type="checkbox"/> ；流量 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
评价等级	水污染影响型		水文要素影响型
	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级A <input type="checkbox"/> ；三级B <input checked="" type="checkbox"/>		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>

### 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

根据区域钻井剖面资料，塔克拉玛干沙漠沙丘之下，广泛分布有第四系的冲积、洪积和风积层，厚度多在 200m~300m。其上部 120m~150m 绝大多数为粉细沙层，粒度均匀，不含或微含细粒物质，渗透系数较大，透水性能较强，单井出水量 20m<sup>3</sup>/d~200m<sup>3</sup>/d，按地下水的富水性标准，属于水量中等地区。

##### (1) 区域地质概况

###### ①塔里木盆地构造条件

塔里木盆地在大地构造中称为塔里木地台，其基底(指第四系以前的地质时代的地层)形态特征受南北向天山和昆仑山地槽褶皱带挤压应力场的作用，使塔里木地台的构造格局以南北向分带性、地层系统发育的完整性及强烈的新构造

运动的差异性为显著特点，新构造作用使地台缓慢抬升，基底的拗陷，隆起呈波状起伏，断裂发育等为基本形态特征，对地下水储存具有较强的控制作用。

## ②第四系松散地层

第四系松散地层是地表水流床，也是地下水赋存的主要介质。昆仑山前平原至塔中沙漠区，第四系地层分布广泛，它不仅塑造了盆地现代地貌景观，而且对山前平原和沙漠腹地水资源的形成、运移、储存及水动力循环具有显著的影响作用。昆仑山前倾斜平原由河流冲洪积扇群组成，基底岩层处于民丰-若羌拗陷带内，向扇前缘过渡为冲积平原，由原层砂夹亚沙土，亚黏土互层组成，通称细土带，厚度为 500m~800m；向盆地中央延伸，流水作用逐渐减弱，岩性粒度由粗变细，向河湖相和风积相过渡，被巨厚的粉细砂夹薄层亚沙土或精致黏土层代替。项目区处于中央隆起构造带内，第四系厚度有所变薄，一般沉积厚度小于 300m，最大厚度可达 500m，在较低沙坳间洼地中可见冲、湖积地层出露，其岩性结构粒度同风成沙类同，流水层理清楚，并发现较多的螺壳化石，证明冲湖积的物质来源于风积砂再搬运沉积的结果。

总之，塔里木盆地基底地形，由南向北经过的拗陷-隆起-再拗陷至塔中再隆起的波浪式变化，对第四系的补偿堆积具有很强的控制作用，为地下水的赋存和运移创造了有利的储水构造条件。

## (2) 区域地下水系统特征

项目区沙漠地下水同昆仑山前冲洪积平原地下水具有紧密联系并处于同一水环境单元，构成了区域地下水系统。

### ①地下水赋存及分布规律

本区从昆仑山前至基底地质构造由两个拗陷和两个隆起组成。直接影响储水介质——第四系松散物质的补偿性沉积厚度和地下水赋存条件。在地貌上山前倾斜平原衔接沙漠覆盖的冲积湖积平原，构成完整的水系统单元，自南向北沿流向水文地质条件呈有规律的变化。

a 南部山前平原：据水文地质普查勘探资料，山前平原处于民丰-若羌拗陷内，由第四系松散卵砾质堆积物充填，厚度近千米，储水条件优越，赋存有丰富的水质良好的潜水，315 国道南侧一带，地下水埋深 10m~20m，向山麓方

向埋深大于 60m，含水层岩性为单一的卵砾石层，富水性强，水交替条件活跃，单井涌水量大于  $2000\text{m}^3/\text{d}$ 。

倾斜平原前缘，处于车尔臣隆起带内，第四系冲积层相变为双层和多层结构的粗中砂、粉细砂和黏土、亚黏土或亚沙土互层，为细土平原带，赋存有上部劣质潜水和下层(深部)优质承压水的储水构造。潜水位埋深  $1\text{m}\sim 10\text{m}$ ，富水性时空变化大，以安边尔兰杆边界，东部人莫勒恰河和喀拉米兰河下游平原，富水性较差，单井涌水量约  $500\text{m}^3/\text{d}$ 。深部承压水有两层含水层，以中细砂为主，富水性较强，单井涌水量达  $1000\text{m}^3/\text{d}\sim 2000\text{m}^3/\text{d}$ 。

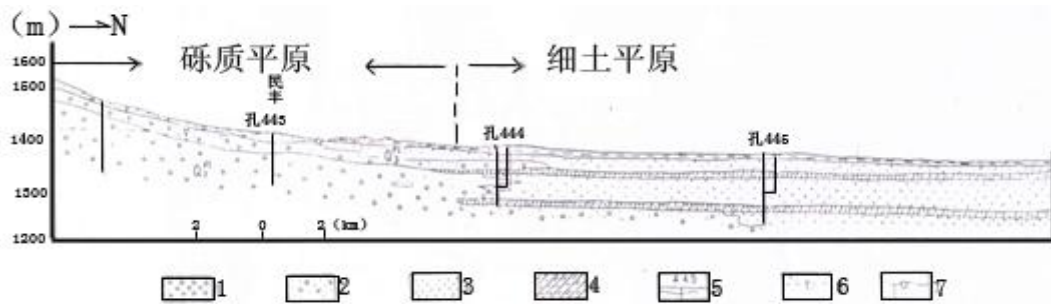


图 5.2-2 水文地质剖面图

b 北部古冲积湖积平原：基底由唐古孜巴斯拗陷过渡到中央隆起带。新生代时期随着基底地壳拗陷和隆起的演化，第四系古水文网异常发育，对风成沙的再搬运，形成当今的厚度大于  $300\text{m}$ ，以粉细砂为主体，夹有不稳定亚砂、亚黏土层的储水构造，构成广阔的古冲湖积平原，普遍含有地下水。现代风成沙堆积在古冲积平原之上，流动的沙丘、沙垅不含地下水，形成表层风沙地貌。深部大厚度粉细砂层构成巨大的储水空间。据沙漠中钻井资料分析，沙漠地下水主要分布于更新世中晚期冲积和冲湖积砂层中。石油勘探供水井资料表明垅间洼地地下水位  $3\text{m}\sim 5\text{m}$ ，最大深度  $15\text{m}$ ，井深  $100\text{m}\sim 120\text{m}$ ，8 英寸管径单井涌水量达  $600\text{m}^3/\text{d}\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，单位涌水量  $1\text{L}/\text{s}\cdot\text{m}$  左右，属水量中等的潜水含水层。水质差，矿化度  $4\text{g}/\text{L}\sim 5\text{g}/\text{L}$ ，不适饮用。据分析第四系含水层之下的新第三系泥岩、砾岩和砂岩有深循环承压地下水分布，有待供水勘探证实。

## ②地下水补给、径流、排泄条件

昆仑山前平原至沙漠腹地油气田区，为一个整体的地下水动力系统，具有良好的储水条件，贮水体积巨大，地下水分布较为普遍，其补给水源主要靠山

地流入的七条河流和季节洪流的转化下渗补给。据外业调查，这些地表径流在山前平原区除蒸发消耗和小面积灌溉被作物吸收外约有 90%以上水量渗失地下转换为地下水资源，如安迪尔河和牙通古孜河出山口不到 15km，全部渗入地下，河床断流，估测地表水转换为地下水资源约为  $5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ ，说明地表水补给地下水作用极为强烈。平原区虽有大气降水，但不足 30mm，其它如灌溉水入渗等，其量甚微，对平原地下水补给不具实际意义。

地下水径流自南向北运动，山前至沙漠油田区地形高差大于 400m，径流交替强烈，向较低的沙漠腹地运移条件良好，地下径流速度由每日数十米向沙漠古冲湖积平原逐渐趋于缓慢，约为 1m，构成广大沙漠中大面积地滞流集水区，是沙漠普遍分布地下水的基本原因之一。

地下水的排泄，严格受基底构造控制，在车尔臣隆起带附近，倾斜平原前缘地下水位埋深 1.5m，古河道侵蚀谷侧有泉水出露，一般流量小于 5L/s，是地下水排泄回归地表水，而后又汇集河床向沙漠倾泄，形成局部循环化过程。但大面积地下水浅埋带垂直蒸发强烈，特别是在埋深小于 1m 地段，地表土层普遍积盐，形成厚达 10cm~20cm 的白色盐壳，表明该带为地下水排泄地段。深部的大量地下径流仍源源不断地向沙漠中集致辞，在沙漠中仅占 15%面积的垅间洼地内水位浅埋地段，仅有极少部分蒸发消耗，表现为正均衡状态。沙漠下伏冲湖积层是地下水储存的地下水库，地下水呈长期的滞流状态，靠远距离排泄平衡。

### ③地下水水化学演变规律

地下水化学特征的形成及演变，是地下水在地质构造、地层岩性及水文地质条件控制下，在不同介质中运移与围岩进行各种水文地球化学作用的结果。塔克拉玛干沙漠区地下水化学特征，是在极端干旱的气候条件下形成的，在水化学演化作用中从山地到倾斜径流过程中，水文地球化学作用十分复杂强烈。表现为大陆演化过程，是沙漠地下水最显著的水化学特征。

从山前平原单一的卵砾石带过渡到细土平原和冲洪积平原(沙漠区)，地下水化学成分，表现为由上游到下游沿地下水流向的水平演变；而且也有沿河床由近及远方向的水平分带规律，同时大厚度含水层水化学垂直分带规律也普遍

存在。

a 沿地下水流向自南向北水平变化规律

从山前至沙漠常量阴阳离子转换明显，矿化度不断增高，水质向劣化方向递变，水化学类型由倾斜平原的  $\text{SO}_4\text{-Ca}(\text{Mg}) \rightarrow$  细土带  $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl-Ca}(\text{Mg}) \rightarrow$  至沙漠区为  $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Mg}$  水递变；矿化度由  $<1\text{g/L} \rightarrow 1\text{g/L} \sim 3\text{g/L} \rightarrow 3\text{g/L} \sim 10\text{g/L}$  递增。特别是大面积的沙漠地下水类型比较稳定，均为  $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Mg}$  水。

b 垂直河床方向的水平分带规律

因河水是地下水主要补给源，所以垂直河床两侧的地下水的水质由近及远地表现为水平分带规律。即随着河床向两侧地表水和地下水混合作用由强到弱，水化学成分近河水向原始水型呈分带变化，各带的宽度大小与河水流量大小和所接触的含水层透水性密切相关。

c 垂直分带规律

地下水上咸下淡的倒置垂直分带性是干旱区潜水化学的普遍特征之一。主要表现在细土带和沙漠区大厚度含水层和上部潜水与下部承压水分布区。这类地区含水层颗粒细，水力坡度小，地下水径流速度滞缓，水位埋深浅，在极端干旱的气候条件下，潜水大量蒸发，盐分自下而上不断迁移，使盐分在潜水上部或地面富集，而下层(或深部)潜水(或承压水)水质相对较好。这种规律在塔中沙漠地下水中反应明显。如塔中油田区浅-深部均为  $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Mg}$  水，但矿化度随深度增加而降低，表层水矿化度一般都大于  $5\text{g/L}$ ， $100\text{m} \sim 120\text{m}$  水井矿化度为  $4\text{g/L} \sim 5\text{g/L}$ ，GS3 水井  $263\text{m} \sim 354\text{m}$  深度段地下水矿化度为  $4.2\text{g/L}$ ，GS2 水井  $251\text{m} \sim 389\text{m}$  深度矿化度为  $3.5\text{g/L}$ 。

5.2.3.2 评价区水文地质条件

为了解评价区地层岩性及潜水水位的变化情况，本次水文地质调查引用青岛中油岩土工程有限公司 2018 年对塔中区块地下水调查资料。在水文地质调查过程中共施工了 38 组探井。通过对探井地分析编录，对地层岩性在全区上的变化有了一定认识，其岩性为粉砂、细砂夹薄层粉质黏土，其中粉砂层占到了含水层厚度的 70% 以上，粉砂和细砂层均呈东西向水平分布，但细砂层因其单层厚度较小，因此水平方向分布不连续，多呈薄层或透镜体状存在。其间夹粉质

黏土的厚度比较薄且不连续，一般为0.05~0.2m。

评价区的洼地内潜水位一般埋藏较浅，静止水位多为3~5m，垄岗状沙丘上地下水水位埋深达到37m。含水层厚度大且分布面积广，使广大的沙漠区犹如一个巨大的地下水库。

#### (1) 含水层空间分布

根据野外岩性描述，评价区含水地层总体上基本一致，岩性自上而下差异不大，砂层占据绝对优势，砂层中又以粉砂占绝对优势。

据资料分析，评价区内在深度300m以上的潜水含水层大体可以划分为2个含水岩组，即220m以上的中、上更新统含水岩组和220~300m的下更新统含水岩组。中上更新统含水岩组包括2~3个含水层，潜水含水层的岩性主要为第四系全新统冲积的粉砂，其次为细砂。其中细砂层数较多，单层厚度较小，呈薄层或透镜体状，单层厚度一般0.5~20m，最大可达28m。下更新统含水岩组可分为上、下两个含水段；上含水段深度为220~300m，包括1~2个含水层。

评价区内潜水的水位埋藏深度随沙漠地形变化，由于地形复杂，因而地下水埋深变化也很复杂，无明显规律。洼地潜水静止水位一般在3~5m之间。水质较差，根据取样检测分析可知，矿化度一般在3.0~13.8g/L，矿化度大小分布无规律。

#### (2) 地下水类型及富水性

评价区第四系含水层主要为沙丘下伏的沉积层，通过对勘探孔岩芯的颜色、结构、构造、粒度变化分析，整个地层岩性从上到下变化不大，含水层岩性较单一，主要由砂类地层夹黏性土类薄层构成，肉眼观察黏性土层与粉砂层不易区分。砂类地层主要为粉砂或细砂，个别地段出现黏性土类夹层，岩性主要为粉质黏土层，不稳定，多以薄夹层或透镜体形式存在，不能形成稳定的隔水层。因此，评价区地下水类型均为第四系松散岩类孔隙潜水。

评价区范围内勘探深度内地下水为潜水，含水层岩性为粉砂、细砂，换算单井涌水量在12.6~104.94m<sup>3</sup>/d，水力坡度在1%~3%，地下水埋深在3~37m之间，渗透系数0.35m/d~1.78m/d；水化学类型为Cl·SO<sub>4</sub>-Na·Mg型水。

#### (3) 地下水补给

评价区位于塔克拉玛干沙漠腹部，无地表河流穿过，也无其它地表水体和引水渠系等。地下水的补给来源于以下2个方面：

①南部沙漠区地下水侧向径流补给：这是评价区地下水的最主要补给来源。

②降水入渗补给：沙漠区降水稀少，多年平均降水量仅有25~35mm，年平均蒸发量高达3000~4000mm，蒸降比高达116以上，评价区内的降水基本上不能直接对浅埋带地下水形成入渗补给作用。所以评价区内降水入渗补给对地下水资源的补给一般无实际意义。

#### (4) 径流

沙漠区地下水的径流运移速度总体上是极迟缓的。评价区地下水接受南部沙漠区地下径流侧向补给后，在粉细砂含水层的孔隙中总体上由南向北径流。除局部地段外，地下水的径流方向与沙垄的延伸方向大体一致。

#### (5) 地下水的排泄

评价区地下水的排泄方式主要有以下三项：

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

#### ②潜水面垂直蒸发排泄

区内地下水埋藏条件总体上受风积沙丘、沙垄构成的地形地貌制约。在沙垄及其周边沙丘分布区，地下水埋藏较深，埋深一般大于10m，最深达37.07m，垂直蒸发对地下水基本上不起作用。

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

#### ③地下水人工开采排泄

沙漠区地下水原本不存在人工开采。但在区域随着油田的勘探开发，需水量呈逐年增长之势，而且主要靠开采地下水加以解决。目前，评价区内的油田勘探井和油田开采井旁都建有钻前供水井开采地下水供给施工用水，而部分钻前供水井在油井施工完后即已停止开采地下水。

#### (6) 地下水化学类型

##### ① 形成作用

评价区内地下水均为潜水，且水位埋藏浅，加之沙漠气候异常干旱，因此区内水化学作用主要以蒸发浓缩作用为主。评价区内的地下水主要接受西南部地下水的侧向径流补给，径流路径长、蒸发强度大，地下水含盐量增高，水质逐渐变差，地下水中  $\text{Cl}^-$ 、 $\text{SO}_4^{2+}$ 、 $\text{Na}^+$ 、 $\text{Mg}^{2+}$  含量大量富集，水化学类型以  $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Mg}$  型为主，溶解性总固体含量集中在  $3.0 \sim 8.52\text{g/L}$ 。

##### ② 地下水化学类型分布

评价区位于塔克拉玛干沙漠中部，区内地下水径流条件差异不大，水化学类型的变化也很小，主要为  $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Mg}$  型一种，水化学类型没有明显的分布规律，在垂向上无明显分带规律。

#### (7) 地下水水位动态变化特征

评价区内的地下水位动态属地下径流—人工开采—蒸发混合型动态，2月份地下水位有所下降。3~4月份随着气温的升高，冰雪的融化，对地下水的补给量增多，地下水位开始缓慢回升。5月份水位较高，进入6月份后随着蒸发量的迅速增大和养护公路对供水井的开采，地下水位开始下降，特别是6~8月为高温季节，蒸发作用十分强烈，平均月蒸发量多在  $520 \sim 640\text{mm}$ ，地下水处于相对低水位期，且比较稳定。进入10月份以后，气温有所下降，蒸发量也逐渐减小，养护公路对供水井停止开采，地下水位开始缓慢上。

由于沙漠区地形起伏变化明显，在沙丘和沙垄部位地下水埋藏较深，垂直蒸发作用不太明显，而在垄间洼地内地下水埋藏相对较浅，垂直蒸发作用较明显，地下水位的变幅受气候影响而有所变化，但变幅一般都较小，大多为  $0.05 \sim 0.15\text{m}$ ，地下水位动态变化更多地体现了地下缓慢径流—人工开采—蒸发混合型动态特征。



#### (8) 地下水开发利用现状

评价区随着油田的勘探开发，需水量呈逐年增长之势，而且主要靠开采地下水加以解决。目前，评价区内的油田勘探井和油田开采井旁都建有钻前供水井开采地下水供给施工用水，而部分钻前供水井在油井施工完后即已停止开采地下水。

#### 5.2.3.2 工程场区包气带污染调查

项目区位于塔克拉玛干沙漠。根据《塔克拉玛干沙漠腹地地下水 F-的水文地球化学特征》文献中的调查数据，对沙漠中 13 个包气带沙样分析，其重矿物成分中以角闪石，云母等含氟矿物为主，占重矿物总量的 42.7%以上，还有部分电气石、磷灰石及风化矿物等，4 个潜水带矿物分析结果也表明，潜水介质中含氟矿物角闪石、云母居多，占矿物总含量的 3%~6%。

#### 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、氟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三级，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塔三合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，酸碱中和后运至塔中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

井场管线连接与阀门连接处和集输管道泄漏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，采气树管线连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 5.2-15。

表 5.2-15 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	*	*	*

#### 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。根据塔中油气田实际操作经验，考虑非正常状况下，采气树泄露发生1小时发现并关闭阀门，本工程气井日产凝析油约为37.8t/d，故采出液渗漏量取1.58t。

#### 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3m，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1.58kg。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—平面瞬时点源的预测模型为：

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

式中：

$x, y$ —计算点处的位置坐标；

$t$ —时间，d；

$C(x, y, t)$ — $t$ 时刻点 $x, y$ 处的污染物浓度，mg/L；

$M$ —含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约20m；

$m_M$ —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1.58kg；

$u$ —地下水流速度，m/d；参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，潜水含水层岩性为中砂，渗透系数取25m/d。水力坡度 $I$ 为2.0‰。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=25\text{m/d} \times 2.0\text{‰}/0.32=0.156\text{m/d}$ ；

$n$ —有效孔隙度，无量纲；含水层岩性主要为粉细砂，参照相关资料，其有效孔隙度 $n=0.32$ ；

$D_L$ —纵向弥散系数， $\text{m}^2/\text{d}$ ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_m=10\text{m}$ ，纵向弥散系数 $D_L=\alpha_m \times u=1.56\text{m}^2/\text{d}$ ；

$D_T$ —横向 $y$ 方向的弥散系数， $\text{m}^2/\text{d}$ ；横向弥散系数 $D_T=0.156\text{m}^2/\text{d}$ ；

$\pi$ —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 5.2-16。

表 5.2-16 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 <sup>2</sup> )	超标范围 (m <sup>2</sup> )	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	*	*	*	*	*	*	否
365d	*	*	*	*	*	*	否
1000d	*	*	*	*	*	*	否
7300d	*	*	*	*	*	*	—

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<sup>2</sup>，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<sup>2</sup>，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<sup>2</sup>，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，除井场厂界内小范围以外地区，地下水环境满足相应标准要求。

#### 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 5.2-17 及图 5.2-3，5.2-4，5.2-5。

表 5.2-17 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 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		柴油罐区	
		危废暂存间	
	一般防渗区	泥浆罐区	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；或参照 GB16889 执行
		危险化学品间	
		岩屑池	
	应急池		
营运期井场	一般防渗区	井口区	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；或参照 GB16889 执行
	简单防渗区	机柜间	一般地面硬化
营运期集气站	一般防渗区	气液分离器、清管装置、放空分液罐	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；或参照 GB16889 执行

图 5.2-3 钻井期井场分区防渗图

图 5.2-4 运营期井场分区防渗图



图 5.2-5 营运期集气站分区防渗图

(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 5.2-18。

表 5.2-18 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	pH、总硬度、溶解性总固体、COD、高锰酸盐指数、石油类、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚	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

评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区，含水层岩性为细砂、粉砂。南部沙漠区地下径流侧向补给是区域地下水的主要补给来源，以垂直蒸发和人工开采方式排泄。地下水化学类型为  $C1 \cdot SO_4-Na \cdot Mg$  型水，矿化度为 3.0~8.52g/L，水质差，为咸水。

##### 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、氟化物超标外，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，地下水中石油类能满足国家相关标准的要求。

### (3) 地下水环境污染防治措施

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治措施。

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

本工程各新建各采气井场、集气站规格及产噪设备一致，本次选取代表井场、集气站进行预测，预测分析井场、集气站噪声源对厂界的声级贡献值，分析说明井场、集气站产噪设备对四周厂界声环境的影响。

## 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:

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

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

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) 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:

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

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)。

## (3) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周厂界噪声贡献值，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 5.2-19。

表 5.2-19 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	采气树	1	(20, 15, 1)	85	基础减振	10	75
2	新建集气站	气液分离器	4	(20, 15, 1)	85	基础减振	10	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，本工程新建采气单井、集气站等噪声源对四周厂界的贡献声级值见表 5.2-20。

表 5.2-20 本项目噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

场地	厂界	贡献值	标准值		结论
新建井场	东厂界	*	昼间	60	达标
		*	夜间	50	达标
	南厂界	*	昼间	60	达标
		*	夜间	50	达标
	西厂界	*	昼间	60	达标
		*	夜间	50	达标
	北厂界	*	昼间	60	达标
		*	夜间	50	达标
新建集气站	东厂界	*	昼间	60	达标
		*	夜间	50	达标
	南厂界	*	昼间	60	达标
		*	夜间	50	达标
	西厂界	*	昼间	60	达标
		*	夜间	50	达标
	北厂界	*	昼间	60	达标
		*	夜间	50	达标

由表可知，新建采气井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间为44~48dB(A)；新建集气站噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间为39~45dB(A)，均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类区昼间、夜间标准要求。

综上，拟建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

根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告2021年第74号)，本项目运营期产生的危险废物主要为落地油、清管废渣、废防渗材料，桶装收集后有危废处置资质单位接收处置。

根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告2021年第74号)，本项目危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表5.2-21。

表5.2-21 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	*	井下作业、采气环节和集输与处理环节	半固体、固体	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
清管废渣	HW08	071-001-08	*	集输与处理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	
废防渗材料	HW08	900-249-08	*	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

#### 5.5.5.2 危险废物环境影响分析

##### (1) 危险废物运输

本项目产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告2021年第74号)中相关管理要求，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危

危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)等有关规定。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

- 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 5.2-6 所示；

图 5.2-6 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 5.2-7 所示。

图 5.2-7 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；

#### (2) 危险废物运输过程影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

本工程产生的危险废物运输过程由塔中含油污泥资源回收站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，且塔中含油污泥资源回收站距项目约 10km，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

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其



他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

本工程含油废物全部委托塔中含油污泥资源回收站进行处置，塔中含油污泥资源回收站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，目前塔中含油污泥资源回收站已建设完成并投入运行，设计处置含油废物  $48\text{m}^3/\text{d}$  ( $11520\text{m}^3/\text{a}$ )，目前尚有较大处理余量。因此，本工程危险废物全部委托塔中含油污泥资源回收站接收处置可行。

#### 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

运营期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在 3~5 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如井喷、管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

##### (3) 重要生态敏感区影响分析

运营期影响主要集中在井场、集气站内，运营期采出水、井下作业废液等均不外排，落地油、清管废、废防渗材料妥善处置；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“天然气开采项目”，项目类别为 II 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 5.2-22。

表 5.2-22 建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	—	—	—	—	—	—	—	—
运营期	—	—	√	—	—	—	—	—
服务期满后	—	—	—	—	—	—	—	—

由表 5.2-27 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(凝析油、天然气、采出水)，管线连接处破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本工程土壤环境影响源及影响因子识别结果

参见表 5.2-23。

表 5.2-23 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
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 50m，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 50m 范围内、管线 200m 范围内不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

#### 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》(GB/T 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未利用地。

##### (2) 土地利用历史

根据调查，本工程井场建设之前现状为未利用地。

##### (3) 土地利用规划

本工程占地范围暂无土地利用规划。

#### 5.2.7.2.4 土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图(数据来源：二普调查，2016 年)，《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类及现场踏勘结果，土壤评价范围内土壤类型主要为荒漠风沙土。

### 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，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<sup>2</sup>/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ -土壤含水率，%。

(2) 初始条件

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

(3) 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

① 连续点源：

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

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

② 非连续点源：

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

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

### b. 预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，本工程选取 ManS17-H1 井场进行预测，预测模型参数取值见表 5.2-24。

表 5.2-24 垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度 (m)	渗透系数 (m/d)	孔隙度	土壤含水量 (%)	土壤容重 (kg/m <sup>3</sup> )
细沙	*	*	*	*	*

根据工程分析，结合项目特点，本评价选取采气树管线连接和阀门处出现破损泄漏过程中，油品中的石油烃对土壤环境的影响。

表 5.2-25 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
泄漏油品	石油烃	*	瞬时

### c. 土壤污染预测结果

#### (1) 石油烃预测结果

考虑外输管线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 778000mg/L，考虑到管道中石油烃以点源形式泄漏，不易发现，预测管道泄漏在第 7 天被人工发现，第 8 天进行管道周边开挖作业，第 9 天使用堵漏材料进行封堵，第 10 天对周边污染的土壤进行清理作业，预测时段按 10 天考虑。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.2-8 所示。

在不同水平年石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.2-9 所示。

图 5.2-8 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

由图 5.2-8 土壤模拟结果可知，入渗 10 天后，污染深度为 50cm，整体渗漏速率较慢。

#### 5.2.7.4 土壤污染防治措施

##### (1) 源头控制

加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现，一旦产生含油废物及时、彻底进行回收清理；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

##### (2) 过程防控措施

参照执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934 - 2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口装置区划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为  $1.0 \times 10^{-7}$  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) 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 5.2-34。

表 5.2-26 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	117.68hm <sup>2</sup>				
影响识别	敏感目标信息	敏感目标()、方位()、距离()				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他()				
	全部污染物	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	5	0	0.2m	
	柱状样点数	0	0	—		
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,蒽,二苯并[a,h]蒽,茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )				
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,蒽,二苯并[a,h]蒽,茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )				

续表 5.2-26 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 <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )			
	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	
		-	-	-	
信息公开指标	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )				
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的影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

#### 5.2.8.1 环境敏感目标概况

本工程周边主要为沙漠，周边无敏感目标。

#### 5.2.8.2 环境风险识别

##### 5.2.8.2.1 物质危险性识别

本工程涉及的风险物质主要为天然气、H<sub>2</sub>S 以、凝析油，天然气、H<sub>2</sub>S 及凝析油主要存在于集输管道内。危险物质危险性见表 5.2-27。

表 5.2-27 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	天然气	易燃气体	集输管线



续表 5.2-27 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
2	硫化氢	硫化氢是强烈的神经毒物，对神经、呼吸道、眼贴膜具有明显刺激作用	集输管线
3	凝析油	可燃液体	

## 5.2.8.2.2 危险物质分布情况

本工程危险位置主要分布于集输管道中。

## 5.2.8.2.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，本工程开发建设过程气液分离、集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括天然气、硫化氢、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.2-28。

表 5.2-28 油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
集输管线	集输管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂泄漏，导致天然气、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质渗流至土壤、地下水，从而产生影响；天然气泄漏后，含硫化氢天然气进入大气引发中毒事故；油类物质进入地下水、土壤，从而对地下水、土壤造成影响	大气、土壤、地下水

## 5.2.8.3 环境风险分析

## 5.2.8.3.1 大气环境风险分析

在管道压力下，管线阀门破损造成天然气泄漏时，天然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，含硫化氢天然气暴露在空气中，天然气中硫化氢引发周围人员中毒事件。一旦设备、阀门发生泄漏事故，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。由于站场位于沙漠地带，对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的二氧化碳，污染大气环境。

#### 5.2.8.3.2 地表水环境风险分析

本工程在发生安全生产事故造成油品泄漏及采出水泄漏，主要集中在井、站场内及集输管线两侧，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，本工程位于沙漠地区，项目周边无地表水体，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表水体造成影响。

#### 5.2.8.4.1.3 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防控。

#### 5.2.8.4.2 井喷事故风险评价

##### 5.2.8.4.2.1 大气环境风险评价

经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径200m，一般需要1~2天能得以控制。井喷事故状态下，局部大气中的烃类在短时间内剧增，使局部地区大气污染物在一定时间段内超标，由于项目位于荒漠地带，周边无环境敏感目标，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。建设单位应积极开展员工环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生井喷事故，及时疏散井场及周边人员，对井喷物质进行点火和在周边进行检测，避免造成人员伤亡和财产损失。

##### 5.2.8.4.2.2 地表水环境风险分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径200m，井喷持续时间2天，本项目周边无地表水体，因此在事故下造成采出气泄漏不会对区域地表河流造成污染。

##### 5.2.8.4.2.3 地下水环境风险分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大

经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径200m，井喷持续时间2天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面1m以内，石油类污染物很难下渗到2m以下，井喷事故对周围水环境的影响主要表现为对其周围地表水体的影响，项目所在区域地下水埋深大于3m，石油类污染物可能下渗到潜水层，造成地下水污染，而地下水位较深地段，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

#### 5.2.8.5 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《石油天然气钻井井控技术规范》，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。

(7) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井的安全规定，在井口

安装防喷器和控制措施；

(8) 使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求，泥浆比重和黏度要经常进行检查。严格实施钻井作业规程；

(9) 在钻井平台设置烃类气体探测器，探测并迅速扩散聚集的烃类气体；

(10) 在油井周围预设土堤以防止井喷发生时原油任意流淌，并采取措施回收原油。

#### 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) 井场设置明显地禁止烟火标志；井场电气设备、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) 施工期事故防范措施

① 管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格管材。穿越道路管线应加厚管壁，提高管线强度，防止因质量缺陷造成泄漏事故的发生。

② 管线尽可能沿道路布设，以便于维护和事故处理。

③ 当管线经过坡地、陡坡、易冲刷等不良地段时，为了保护管线的安全和环境，应采取挡土墙、坡面防护等相应的环保及水土保持措施。

④ 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，确保施工质量。在施工过程中，加强监理，发现缺陷及时正确修补并做好记录。

⑤ 在管线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，提醒人们不要在管线两侧 20~50m 范围内活动。

(2) 运行期事故防范措施

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，时刻检测管线的压力变化情况，对管线泄漏事故及时发现，及时处理。

②定期测量管线的内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段，及时更换，避免发生管线泄漏事故。

③定期检查管线安全保护系统，使管线在超压时能够得到安全处理，将危害影响范围减小到最低程度。

④加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管线安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报。

⑤在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止种植根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物；禁止取土、采石、用火、堆放重物、排放腐蚀性物质、使用机械工具进行挖掘施工；禁止修建其他建筑物、构筑物。

⑥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。

5.2.8.5.4 H<sub>2</sub>S 气体泄漏风险防范措施

①制定施工方案，确保其符合所有相应规范和公认的做法。在进行井下作业之前，作业公司、承包公司、专业服务公司、以及其他相关代表宜一起讨论有关井的数据和资料。

②作业人员宜至少每周进行一次预防井喷演练，确保井控设备能正常运行，作业队人员明确自己的紧急行动责任同时达到训练作业人员的目的。

③操作时宜按要求配备基本人员，采用必要的设备进行安全施工。现场应配置呼吸保护设备且基本人员能迅速而方便的取用。采用适当的硫化氢检测设备实时监测空气状况。

④所有产出气都应以确保人身安全的方式排放或燃烧。储罐中测试液分离出的气体也宜进行安全排放。

⑤严格执行“禁止吸烟”的规定。

⑥在修井过程中，如排液、拆卸井口和管道、循环修井液、起泵和启封隔器以及酸化后抽汲等，宜采取特殊预防措施，避免硫化氢聚集气释放造成危险。所有修井作业人员宜进行有关硫化氢的潜在危险性以及遇硫化氢时应采取的防护措施等培训。如果在修井作业过程中硫化氢浓度有可能达到有害浓度，宜使用硫化氢监测仪或检测仪。呼吸保护设备应位于作业人员能迅速容易地取用的地方。在无风或风力较弱的情况下，可使用机械通风设备将气体按规定方向排出。

#### 5.8.5.6 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低程度。

##### ①按顺序关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内。

##### ②回收泄漏采出液

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集；将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。

##### (2)火灾事故应急措施

①发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，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地加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。

## 5.2.8.7 突发环境事件应急预案

### 5.2.8.7.1 现有应急预案

对于重大或不可接受的风险(主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等)，制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。塔里木油田分公司东河油气开发部制定有《塔里木油田分公司塔中油气开发部塔中第三联合站突发环境事件应急预案》并进行了备案(备案编号 653200-2019-051-L)，本评价建议将本次建设内容纳入塔里木油田分公司塔中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。

### 5.2.8.7.2 应急预案其他要求与建议

为了减少事故损失，切实做好应急救援的准备工作，其具体规定和要求如下：

①落实应急救援组织，救援指挥部成员和救援人员应按照专业对口，便于领导、便于集结的原则，建立组织，落实人员，每年初要根据人员变化进行组织调整，确保救援组织的落实。

②做好该应急救援预案中实施应急救援工作所必需的救援物资和防护用品的配置、补充、报废、维护、更新工作，保证应急物资处于良好状态。

③该应急预案应该每年进行一次演练，通过演练协调救援衔接，及时发现问题，调整不合理内容。

④结合新实施的建设内容情况，及时更新预案，报当地生态环境主管部门备案，按照应急预案定期开展演练。

#### 5.2.8.8 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

本项目所在区域周边均为沙漠，周边无敏感目标。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二氧化碳有害气体进入大气；另外，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水和土壤环境造成污染影响。

##### (3) 环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容纳入塔里木油田分公司塔中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防范措施和应急预案，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 5.2-29，环境风险自查表见表 5.2-30。



表 5.2-29 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	*	及时发现风险,减少事故发生
2	地上管道涂刷相应识别色		*	便于识别风险,减少事故发生
3	消防器材		*	防止集油管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
4	警戒标语和标牌		*	设置警戒标语和标牌,起到提醒警示作用
合计		—	160	—

表 5.2-30 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	凝析油	天然气	硫化氢		
		存在总量/t	329.96	60.45	2.82		
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 0 人		5km 范围内人口数 0 人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数(最大)			0 人	
		地表水	地表水功能敏感性	F1 <input type="checkbox"/>	F2 <input type="checkbox"/>	F3 <input checked="" type="checkbox"/>	
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>	S2 <input type="checkbox"/>	S3 <input checked="" type="checkbox"/>	
	地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>	G2 <input type="checkbox"/>	G3 <input checked="" type="checkbox"/>		
		包气带防污性能	D1 <input checked="" type="checkbox"/>	D2 <input type="checkbox"/>	D3 <input type="checkbox"/>		
工作内容		完成情况					
物质及工艺系统危险性	Q 值	Q<1 <input type="checkbox"/>	1≤Q<10 <input checked="" type="checkbox"/>	10≤Q<100 <input type="checkbox"/>	100≤Q <input type="checkbox"/>		
	M 值	M1 <input type="checkbox"/>	M2 <input type="checkbox"/>	M3 <input checked="" type="checkbox"/>	M4 <input type="checkbox"/>		
	P 值	P1 <input type="checkbox"/>	P2 <input type="checkbox"/>	P3 <input type="checkbox"/>	P4 <input checked="" type="checkbox"/>		
环境敏感程度	大气	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>	E3 <input checked="" type="checkbox"/>			
	地表水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>	E3 <input checked="" type="checkbox"/>			
	地下水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input checked="" type="checkbox"/>	E3 <input type="checkbox"/>			
环境风险潜势	IV <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input type="checkbox"/>	II <input checked="" type="checkbox"/>	I <input type="checkbox"/>		
评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input checked="" type="checkbox"/>		简单分析 <input type="checkbox"/>		
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>		易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>			
	环境风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>			
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>	地表水 <input type="checkbox"/>		地下水 <input checked="" type="checkbox"/>		

续表 5.2-30

环境风险自查表

工作内容		完成情况			
事故情形分析		源强设定方法	计算法 <input type="checkbox"/>	经验估算法 <input type="checkbox"/>	其它估算法 <input type="checkbox"/>
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>	AFTOX <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>
		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	下游厂界边界到达时间___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：“ <input type="checkbox"/> ”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。气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截取至少 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、废防渗材料等固体废物，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；废防渗材料收集后有危废处置资质单位接收处置；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) 对完成采气的废弃井，采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除各种固体废物，经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水串层，成为污染地下水的通道。

(2) 临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

(3) 临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

(4) 闭井期井场集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

(5) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

(6) 要求通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于保护区动植物有基本的认识与了解。在闭井期施工过程中，如遇到保护植物应尽量避让，严禁踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

(7) 加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生

植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

## 6 环保措施可行性论证

### 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，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

为减少挥发性有机物无组织排放，项目从生产工艺选择、设备选型开始，到日常管理、采取控制和治理技术入手，结合《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)和《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中要求，切实地有针对性采取有效环保措施，最大限度减少

无组织排放。

(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，加强设备管理，减少跑、冒、滴、漏，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) 监测要求建设单位应建立监测制度，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) 管控要求建设单位应定期对井场及集气站设备与管线组件的密封点进行 VOC<sub>s</sub> 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。

类比塔中油气田同类型井场(TZ405 井)、同类型集气站(1 号集气站)后评价期间污染源监测数据。监测数据见下表。

表 6.1-1 塔中油气田井场大气污染物排放情况一览表

井站场	污染源	污染物	排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	主要处理 措施	标准	达标 情况
TZ405 井	井场无组织废气	硫化氢	未检出~ 0.004	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	0.55~1.98		《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	
1 号 集气站	站场无组织废气	硫化氢	未检出~ 0.003		《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)表 1 标准限值要求	达标

续表 6.1-1 塔中油气田井场大气污染物排放情况一览表

井站场	污染源	污染物	排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	主要处理 措施	标准	达标 情况
1号 集气站	站场无组 织废气	非甲烷 总烃	0.48~2.32	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

根据类比已建同类型井场、集气站监测数据,井场及集气站无组织废气均可达标排放,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35口单井,产生的酸化压裂废水约为2800m<sup>3</sup>。射孔结束后,返排液采取不落地直接排入回收罐中,加碱中和后拉运至塔中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塔三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塔中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

塔三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 运营期水污染防治措施

##### (1) 采出水

采出水随油气混合物输送至塔三联合站处理，塔三联合站采用“沉降除油+压力除油+气浮除油+二级核桃壳过滤”处理工艺，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塔中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。

塔中钻试修废弃物环保处理站采取“均质除油+絮凝沉淀+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，用于塔中油气田油层回注用水。塔中钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，现状处理量为 $236\text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力为 $64\text{m}^3/\text{d}$ ，本工程井下作业废水需处理量为 $3.21\text{m}^3/\text{d}$ ，因此塔中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)、《油气田开发生产井报废规定》(Q/SY36-2007)、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)、《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015)要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井



措施的有效性，避免发生油水串层。

### 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，周边用沙土作堆，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) 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。

(6) 管线施工时，要做好良好的施工管理和采取必要的降噪措施以符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)相关标准。

#### 6.3.2 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。

类比塔中油气田同类型井场 (TZ405 井) 及同类型集气站 (1 号集气站) 后评价期间厂界噪声监测数据。监测数据见下表。

表 6.3-1 塔中油气田井场、集气站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	TZ405 井	昼间	35~39	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	35~37			达标
	1 号集气站	昼间	34~40	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	34~37			达标

根据噪声预测结果并类比 TZ405 井及 1 号集气站厂界噪声监测，运营期井场厂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，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 35 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塔中钻试修废弃物环保处理站处理，固相经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值要求后，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塔中固废填埋场填埋处置。

### 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)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)，本项目运营期产生的危险废物主要为落地油、清管废渣、废防渗材料，桶装收集后有危废处置资质单位接收处置。在加强环境管理的前提下，基本不会对环境产生不

利影响。

本项目危险废物产生情况及危险特性见表 6.4-1。

表 6.4-1 本工程危险废物情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	*	井下作业、采气环节和集输与处理环节	半固体、固体	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
清管废渣	HW08	071-001-08	*	集输与处理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	
废防渗材料	HW08	900-249-08	*	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

#### 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塔中含油污泥资源回收站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,且塔中含油污泥资源回收站距项目约 10km,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

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关要求,落实危险废物经营许可证制度,禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

本工程含油废物全部委托塔中含油污泥资源回收站进行处置,塔中含油污泥资源回收站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,目前塔中含油污泥资源回收站已建设完成并投入运行,设计处置含油废物  $48\text{m}^3/\text{d}$ ( $11520\text{m}^3/\text{a}$ ),目前尚有较大处理余量。因此,本工程危险废物全部委托塔中含油污泥资源回收站接收处置可行。

#### 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塔中固废填埋场妥善处理。

### 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止水土流失等环境保护法律法规，最大限度地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“最大限度地保护，最低程度的破坏，最大限度地恢复”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对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

图 6.5-1 塔中油田区域现有井场采取的生态措施效果

类比塔中油气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 6.5-2 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设计选线及井场选址过程中，尽量避开植被较丰富的区域，工程占地范围内无保护植物，避免破坏荒漠植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

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

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

④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。

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。

图 6.5-3 塔中油气田现有道路和管线周边恢复效果

类比塔中油气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井场建设前，选址阶段应对施工场地周边进行现场调查，原则上应避免植被长势良好、茂密的区域，选择裸地或植被稀疏的区域进行井场建设；加强野生珍稀保护植物科普宣传和环保教育；施工过程中如在施工范围内发现有珍稀保护植物分布，应及时将其移植，并及时向当地林业主管部门汇报。

②管线的选线阶段，应对拟敷设管线的地表情况进行现场调查，尽可能选择植被稀疏或裸地进行工程建设，尽量避开植被茂密区域，减少因施工造成的植被破坏；严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，减少对地表的碾压；原则上管线开挖、敷设及道路建设，施工过程中如在施工范围内发现有珍稀保护植物分布，应及时将其移植，并及时向当地林业主管部门汇报。

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

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

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

息地。

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

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

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

⑨建议施工单位在项目区张贴野生保护动植物宣传画及材料，禁止施工人员随意猎捕野生动物；施工活动中发现国家重点保护动物活动踪迹要给予高度关注，保护其正常活动不受人影响，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

气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)》(环办土壤函[2020]72号)、《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015)和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)，项目针对闭井期生态恢复提出如下措施：

(1) 对完成采气的废弃井，采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，地下截取一定深度的表层套管，清理场地，清除各种固体废物，经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水串层，成为污染地下水的通道。

(2) 临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

(3) 临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

(4) 闭井期井场集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

(5) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

(6) 要求通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于保护区动植物有基本的认识与了解。在闭井期施工过程中，如遇到保护植物应尽量避让，严禁踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

(7) 加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

#### 6.5.4 生态恢复与补偿方案

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，需要采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。



#### (1) 井场、场站生态恢复措施

所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

①施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表实施水泥硬化或砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。开发期临时占地和退役期设施拆除后占地内的植被进行恢复。

②工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

③退役期实施封井措施，防止油水串层。

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。

#### (2) 管线生态恢复措施

①管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

②工程施工结束后采用自然恢复的方式进行恢复区域植被，临时占地内植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

#### (3) 道路生态恢复措施

开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存。工程结束后，取弃土应及时回填、平整、压实，并利用堆存的表土对临时占地进行植被和景观恢复，与原有地貌和景观协调。

#### (4) 生态补偿

严格按照自治区及各级地方政府要求，落实生态保护补偿资金，确保其用于生态保护补偿。

## 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 236004 万元，环保投资 2300 万元，环保投资占总投资的比例为 0.97%。由于石油是我国战略物资，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

本项目气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塔三联合站处理，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塔中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落地油、清管废渣、废防渗材料，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地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。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。

### 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 2300 万元，环境保护投资占总投资的 0.97%。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。

#### 7.5 项目环保投资一览表

本项目环保投资见下表。

表 7.5-1 本项目环保投资一览表

类别	序号	污染源	环保措施	投资 (万元)
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，定期拉运至塔三联合站生活污水处理装置处理	70
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，拉运至塔中钻试修环保站处理	140
	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	350
	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	350
	5	焊接及吹扫废渣	收集后送塔中固废填埋场填埋处置	50
	6	生活垃圾	定期清运至塔中固废填埋场	100
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度	200
			管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土	
		水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘、草方格沙障、水土保持宣传牌	

续表 7.5-1

本项目环保投资一览表

类别	序号	污染源	环保措施	投资 (万元)	
施工期					
生态		防沙治沙	在管道及新建道路两侧设置草方格沙障；施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；防尘网，洒水抑尘；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		
营运期					
废气	1	井场、集气站无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	—	
废水	1	营运期采出水	通过管线输送至塔三联合站处理，达标后回注地层	—	
	2	营运期井下作业废水	收集后送至塔中钻试修环保站处理	150	
噪声	1	采气井场	采气树	基础减振	70
	2	集气站	气液分离器	基础减振	
固废		落地油(HW08 071-001-08)	桶装收集后，由有危废处置资质单位接收处置	100	
		清管废渣(HW08 071-001-08)			
		废防渗材料(HW08 900-249-08)			
防渗		井场、集气站	分区防渗	360	
环境监测		废气、噪声、土壤、地下水、生态	按照监测计划，委托有资质单位开展监测	100	
风险防范措施		井场、集气站	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	160	
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	收集后送塔中固废场妥善处理	—	
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	100	
合计				2300	

## 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地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

#### 8.1.1 环境管理机构

本项目日常环境管理工作纳入塔中油气开发部现有 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《塔中油气开发部环境保护管理细则》，塔中油气开发部 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。

塔中油气开发部 QHSE 管理委员会办公室(质量安全环保科)是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

(1) 贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制度、标准和规划，制修订环境保护规章制度；

(2) 分解落实油田公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目标和指标完成情况并进行考核；

(3) 监督、检查开发部生产运行、建设项目施工、试修井作业过程中环保管理情况；

(4) 组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；

(5) 组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；

(6) 组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；

(7) 组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收；

(8) 配合政府环保部门和上级环保部门检查。

#### 8.1.2 环境管理制度

按照油田公司QHSE管理制度体系建设要求，建立了塔中油气田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，塔里木油田公司塔中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)，塔中油气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 施工期环境监理

##### 8.1.6.1 环境监理目的

根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，“煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理”。

环境监理的目的是根据国家有关建设项目环境管理的法律法规、标准、建设项目环境影响评价文件及其批复的要求、建设项目工程技术资料，协助和指导建设单位全面落实环境影响报告书及批复中提出的营运期环境保护措施及风险防范措施，有效落实建设项目“三同时”制度；监督施工单位全面落实环境影响报告书及批复中提出的各项施工期环境保护措施；为建设单位提供环保技术咨询服务，为环保设施“三同时”验收提供依据。



#### 8.1.6.2 环境监理实施机构

煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。环境监理机构由总监理工程师、监理工程师和监理员三级组成。

#### 8.1.6.3 环境监理时段

环境监理为全过程监理，分3个阶段进行，即设计阶段、施工阶段和试运行阶段。

##### 8.1.6.3.1 设计阶段

设计阶段的工作内容包括收集环境保护相关文件如环评文件、环评批复，并以此为基础对初步设计、施工图设计的工程内容进行复核。主要关注的内容包括工程变化尤其是涉及环境敏感区的工程内容变化情况；项目初步设计、施工图设计中落实环境保护要求的情况；以及项目的施工组织设计、环保工程工艺路线选择，设计方案及环保设施的设计内容等。

##### 8.1.6.3.2 施工阶段

环境监理施工阶段分为2个阶段，分别为是施工准备阶段和施工阶段。

###### (1) 施工准备阶段

参加项目设计交底，了解项目设计要点及设计变更情况；对施工组织设计(方案)中环保相关内容是否满足环评及其批复文件要求进行审核；组织召开首次环境监理工地会议，建立沟通网络和工作关系，明确施工期环境监理的关注点与监理要求；结合工作需要编制《环境监理实施细则》。

###### (2) 施工阶段

收集相关施工资料，一般包括施工组织设计(方案)、施工进度计划、相关环保设施合格证和施工方案及图纸、施工扬尘控制方案等。采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、本工程建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

##### 8.1.6.3.3 试运行阶段

收集相关试运行资料，一般包括设备运行台账、生产记录、监测报告、突

发环境事件应急预案等。对主体工程和环保设施的试运行情况，环境管理制度、突发环境事件应急预案的执行情况等开展监理工作，编制试运行阶段环境监理工作报告和环境监理工作总结报告。督促建设单位在具备竣工环保验收条件的情况下尽快开展竣工环保验收监测或调查工作。

#### 8.1.7 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) 负责塔中油气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 & 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，都应作详细地记录，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：

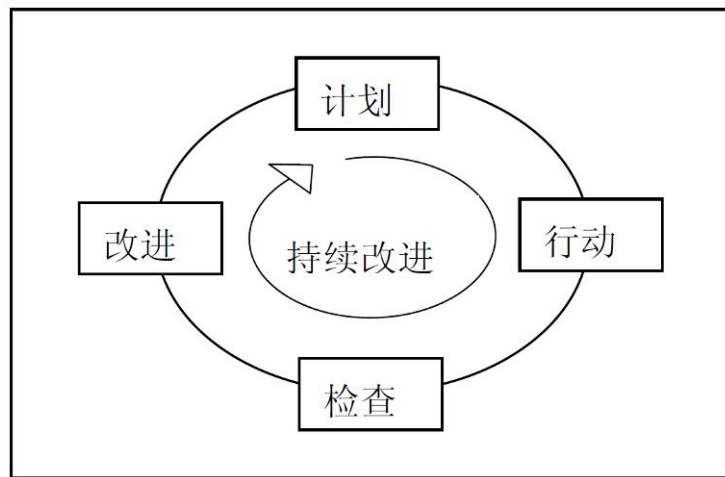


图 8.2-1 QHSE 管理体系的运作方式

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，都应作详细地记录。

## 8.3 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：新疆阿克苏地区沙雅县和和田地区民丰县境内

主要产品及规模：①部署新开发井 35 口(均为水平井)；新建采气井场 35 座，新建集气站 4 座；③新建单井集输管线 125km，集油干线 67km、中压集气干线 67km、高压集气干线 67km(3 条干线同沟敷设)；④配套建设自控、通信、电气、防腐、道路等辅助设施。

本工程建成投产后，设计年产气规模  $2 \times 10^8 \text{m}^3$ ，稳产 10 年，方案期末累计产气  $32.6 \times 10^8 \text{m}^3$ 、油  $90.6 \times 10^4 \text{t}$ 。

#### (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 3.3-21~3.3-27。

本工程污染物排放标准见表 2.6-3。

本工程“三本账”情况见表 3.3-30。

本工程污染物总量控制指标情况见表 3.3-31。

#### (3) 环境风险防范措施

本工程环境风险防范措施见塔中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

公开方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：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。

## 8.4 污染物排放清单

本工程污染物排放清单见表 8.4-1。



表 8.4-1

塔中1号气田塔中下斜坡区块初步开发方案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/m <sup>3</sup> )	环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟量 (Nm <sup>3</sup> /h)	排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	排气筒高度 (m)	内径 (m)			
废气	采气井场	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: 1.69	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
	集气站	无组织废气		—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—		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

塔中 I 号气田塔中下斜坡区块初步开发方案环境影响报告书

续表 8.4-1

塔中 I 号气田塔中下斜坡区块初步开发方案污染物排放清单一览表

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塔三联 合站处理, 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	送至塔中钻试修废弃物环保处理站 处理	—	不外排	—	—	—
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	采气井场	采气树	L <sub>eq</sub>	选择低噪声设备、加强设备维 护, 基础减振	降噪 10dB(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	
	集气站	气液分离 器			L <sub>eq</sub>			
序号	污染源名称		固废类别	处理措施	处理效果	监测要求		
固废	落地油		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		
	清管废渣		含油物质(危险废 物 HW08)					
	废防渗材料		含油物质(危险废 物 HW08)					
环境风险防范措施			严格按照风险预案中相关规定执行					

## 8.5 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 8.5-1。

表 8.5-1 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、集气站无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	下风向厂界外 10m 范围内;随机抽测井场数量不小于总井场数量的 30%;随机抽测集气站数量不小于总集气站数量的 50%	每年 1 次

续表 8.5-1 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
噪声	站场场界噪声	$L_{eq}$	厂界外 1m; 随机抽测井场数量不小于总井场数量的 30%; 随机抽测集气站数量不小于总集气站数量的 50%;	每年 1 次
地下水	潜水含水层	pH、总硬度、溶解性总固体、COD、高锰酸盐指数、石油类、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚	地下水下游	每年监测一次

## 8.6 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 8.6-1。

表 8.6-1 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, 定期拉运至塔三联合站生活污水处理装置处理	—	—	70	—
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, 拉运至塔中钻试修环保站处理	—	—	140	—
	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	350	—
	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	350	—
	5	焊接及吹扫废渣	收集后送塔中固废填埋场填埋处置	—	—	50	—
	6	生活垃圾	定期清运至塔中固废填埋场	—	—	100	—
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	200	恢复原有地貌	

续表 8.6-1 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、草方格沙障、水土保持宣传牌	—	防止水土流失	200	落实水土保持措施
		防沙治沙	在管道及新建道路两侧设置草方格沙障；施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；防尘网，洒水抑尘；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围	—	防止土地沙化		落实防沙治沙措施
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	1	井场、集气站无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	—	厂界非甲烷总烃 ≤ 4.0mg/m <sup>3</sup>	—	《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
				—	厂界硫化氢 ≤ 0.06mg/m <sup>3</sup>	—	《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	通过管线输送至塔三联合站处理，达标后回注地层	—	—	—	—
	2	营运期井下作业废水	收集后送至塔中钻试修环保站处理	—	—	150	—
噪声	1	采气井场	采气树	—	厂界达标： 昼间≤ 60dB(A) 夜间≤ 50dB(A)	70	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区排放限值
	2	集气站	气液分离器	—			
固废		落地油(HW08 071-001-08)	桶装收集后，由有危废处置资质单位接收处置	—	—	100	—
		清管废渣(HW08 071-001-08)					
		废防渗材料(HW08 900-249-08)					

续表 8.6-1 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 5.2-22			360	—
环境监测	废气、噪声、土壤、地下水、生态	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	—
风险防范措施	井场、集气站	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	160	—
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		收集后送塔中固废场妥善处理	—	—
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	100	—
合计				—	2300	—

## 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：塔中 I 号气田塔中下斜坡区块初步开发方案

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部署新开发井 35 口(均为水平井)；新建采气井场 35 座，新建集气站 4 座；③新建单井集输管线 125km,集油干线 67km、中压集气干线 67km、高压集气干线 67km(3 条干线同沟敷设)；④配套建设自控、通信、电气、防腐、道路等辅助设施。

建设规模：本工程建成投产后，设计年产气规模  $2 \times 10^8 \text{m}^3$ ，稳产 10 年，方案期末累产气  $32.6 \times 10^8 \text{m}^3$ 、油  $90.6 \times 10^4 \text{t}$ 。

项目投资和环保投资：工程总投资 236004 万元，其中环保投资 2300 万元，占总投资的 0.97%。

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

本工程位于新疆阿克苏地区沙雅县境内及和田地区民丰县境内。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 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》。本项目位于塔中油气田内，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，本项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的重点开发区和禁止开发区，属于主体功能区中的限制开发区域，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

## 9.2 环境现状

### 9.2.1 环境质量现状评价

环境质量现状监测结果表明：项目所在区域属于不达标区；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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准；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 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的标准。

地下水环境质量现状监测表明：监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟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、氟化物、氯化物、硫酸盐超标与区域水文地质条件有关，区域潜水蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高。

声环境质量现状监测结果表明：由监测结果分析可知，满深2#集气站、ManS20-H2井场、ManS29-H1井场监测值昼间为39~40dB(A)，夜间为38~39dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准要求。

土壤环境质量现状监测表明：由监测结果分析可知，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；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

本工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护



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；工程200m范围内不涉及学校、医院、居住区等，不设置声环境保护目标；将井、站场占地外50m和管线两侧200m范围内的土壤作为土壤环境保护目标；将生态环境影响评价范围内植被和动物及塔里木河流域水土流失重点治理区作为生态环境保护目标，保护目的为不对区域生态环境及水土流失产生明显影响；将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。

### 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)气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输送至塔三联站处理，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塔中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

本项目运营期落地油、清管废渣、废防渗材料属于危险固体废物，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、站场无组织废气中非甲烷总烃最大一次落地浓度为  $95.442 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 4.77%； $\text{H}_2\text{S}$  最大一次落地浓度为  $0.4439 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 4.44%， $\text{D}_{10\%}$ 均未出现。

本工程实施后，各井场无组织废气对四周厂界非甲烷总烃浓度贡献值为  $96.52 \sim 120.69 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求； $\text{H}_2\text{S}$  浓度贡献值为  $0.30 \sim 0.38 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 二级新扩改建标准；各集气站无组织废气对四周厂界非甲烷总烃浓度贡献值为  $95.95 \sim 122.93 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求； $\text{H}_2\text{S}$  浓度贡献值为  $0.31 \sim 0.42 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 二级新扩改建标准。

### 9.4.2 地下水环境影响

#### (1) 环境水文地质现状

评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区，含水层岩性为细砂、粉砂。南部沙漠区地下径流侧向补给是区域地下水的主要补给来源，以垂直蒸发和人工开采方式排泄。地下水化学类型为  $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Mg}$  型水，矿化度为  $3.0 \sim 8.52\text{g}/\text{L}$ ，水质差，为咸水。

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。潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、氟化物、氯化物、硫酸盐外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准要求。总硬度、溶解性总固体、氟化物、氯化物、硫酸盐超标与区域水文地质条件有关，区域潜水蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高。

#### (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，本工程各个不同阶段，地下水中石油类能够满足国家相关标准的要求。

### (3) 地下水环境污染防治措施

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治措施。

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

新建采气井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间为44~48dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类区昼间、夜间标准要求。

#### 9.4.4 固体废物环境影响

本项目运营期固体废物主要为落地油、清管废渣、废防渗材料，均属于危险固体废物，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，在严格按照土壤污染防治措施后，本项目建设可行。

#### 9.4.6 生态影响

本工程不同阶段对生态环境的影响略有不同，施工期主要体现在土地利用、土壤、植物、动物、水土流失、防沙治沙等方面，其中对土壤、水土流失及防沙治沙的影响相对较大；运营期主要体现在动物及植被等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本工程建设对生态环境的影响得到有效减缓，在生态系统可接受范围内，对生态环境的影响不大；从生态环境保护的角度看，该建设项目是可行的。

### 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1.67t/a。

### 9.6 环境风险评价

塔里木油田分公司编制有《塔里木油田分公司塔中油气开发部塔中第三联合站突发环境事件应急预案》(备案编号：653200-2019-051-L)，本工程实施后，负责实施的塔中油气开发部将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，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“三线一单”生态环境分区管控方

案要求，符合新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要、矿产资源总体规划。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响较小；采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后，项目建设对区域生态环境影响可接受；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，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.....	4
2 总则.....	6
2.1 编制依据.....	6
2.2 评价目的和评价原则.....	13
2.3 环境影响要素和评价因子.....	14
2.4 评价等级和评价范围.....	16
2.5 评价内容和评价重点.....	27
2.6 评价标准.....	28
2.7 相关规划及环境功能区划.....	33
2.8 环境保护目标.....	69
3 建设项目工程分析.....	72
3.1 区块开发现状及环境影响回顾.....	72
3.2 拟建工程.....	77
3.3 依托工程.....	127
4 环境现状调查与评价.....	132
4.1 自然环境概况.....	132
4.2 环境敏感区调查.....	135
4.3 环境质量现状监测与评价.....	138
5 环境影响预测与评价.....	162
5.1 施工期环境影响分析.....	162
5.2 营运期环境影响评价.....	184
6 环保措施可行性论证.....	237
6.1 环境空气保护措施可行性论证.....	237
6.2 废水治理措施可行性论证.....	239
6.3 噪声防治措施可行性论证.....	241
6.4 固体废物处理措施可行性论证.....	242
6.5 生态保护措施可行性论证.....	244
7 环境影响经济损益分析.....	250
7.1 经济效益分析.....	250
7.2 社会效益分析.....	250

7.3 环境措施效益分析.....	250
7.4 环境经济损益分析结论.....	252
<b>8 环境管理与监测计划.....</b>	<b>254</b>
8.1 环境管理.....	254
8.2 QHSE(健康、安全与环境)管理体系建立.....	258
8.3 企业环境信息公开.....	264
8.4 污染物排放清单.....	264
8.5 环境及污染源监测.....	267
8.6 环保设施“三同时”验收一览表.....	268
<b>9 结论与建议.....</b>	<b>271</b>
9.1 建设项目情况.....	271
9.2 环境现状.....	272
9.3 拟采取环保措施的可行性.....	273
9.4 项目对环境的影响.....	274
9.5 总量控制分析.....	276
9.6 环境风险评价.....	276
9.7 公众参与分析.....	276
9.8 项目可行性结论.....	276