

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拟报批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。

迪那 2 气田地面建设工程于 2009 年建成投产，截止 2020 年 5 月，已建成集气站 3 座，单井 29 口，集气干线 1 条、计量干线 1 条，单井支线 29 条，天然气处理站 1 座，综合公寓 1 座，外输至轮南天然气管道 78.6km，外输至牙哈装车站 1 条凝析油管道、1 条轻油管道、1 条石油液化气管道各 32.0km；气田内部道路以及辅助配套的防腐、自控、通信、供配电、给排水与消防、建筑结构、采暖通风、总图与运输等。

随着迪那 2 气田不断滚动开发，存在井筒堵塞严重、见水井逐年增多、主力气井产能负荷大等问题。为提高储量动用程度，确保气田长期稳定，提高气田最终采收率，并解决现状气田运行过程中出现的一些问题，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司对迪那 2 气田的开发方案进行了调整，为满足开发方案调整后的运行要求，保证地面工程的正常生产，拟投资 171102 万元实施迪那 2 气田开发调整方案地面工程方案，主要建设内容为：①新钻采气井 4 口（DN2-19H、DN2-32H、DN3-1H、DN2-H29）并配套建设单井井场 4 座，注水井 2 口（台 2-1W、台 2-2W）并配套建设注水井场 2 座；②新建 DN2-19H、DN2-32H 阀室 2 座；新建输水阀室 1 座；新建 DN2-9T 清管站 1 座；④改造 DN2-1、DN2-21、

DN2-22、DN2-27、DN202、DN2-28 井 6 座井场为排水井；已建 4 座单井井场 (DN204、DN2-B2、DN201、DN2-10 井) 新增防冻剂 (甲醇) 加注撬各 1 套；DN201 井增加两台除砂器；⑤迪那 2-1 集气站新增 1 台三相分离器，迪那 2-3 集气站新增 1 台气液分离器；⑥台 201、台 202、台 2-1W、台 2-2W、迪深 1 井、DW211 井 6 口注水井场各新增回注泵房 1 座，缓冲水罐 1 座，喂水泵 2 台，高压回注泵撬 2 台；⑦在迪那 2 天然气处理厂新建压缩机 1 套，新建气田水调节罐 2 座，污泥减量化装置 1 套；新建 1 套全自动高效聚结斜管除油器，1 套双滤料过滤器；⑧新建 DN2-19H、DN2-32H、DN3-1H、DN2-H29 采气井的采气支线 16.65km；⑨新建气举管线 14.86km，新建排水管线 8.9km；新建注水管线 37km；⑩对 13 口井集输管线进行更换管材和管径，合计 8.64km；⑪更换迪那 2-3 集气站至迪那 2-2 集气站的管线 4.2km；更换迪那迪那 2-2 集气站至 2-9T 阀室的管线 7.8km；⑫配套建设自控、供配电、防腐、保温、通信、道路等设施。

1.2 环境影响评价工作过程

本项目属于油气开采项目，位于库车市、轮台县境内，按照《新疆维吾尔自治区水土保持规划 (2018-2030 年)》和《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号)，项目属于塔里木河中上游水土流失重点预防区和塔里木河流域水土流失重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法 (2018 年 12 月 29 日修正)》、《建设项目环境影响评价分类管理名录 (2021 年版)》(部令第 16 号)，本项目属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 8 陆地天然气开采 0721”中的“涉及环境敏感区的 (含内部集输管线建设)”，应编制环境影响报告书。

为此，塔里木油田分公司于 2021 年 3 月 18 日委托河北省众联能源环保科技有限公司进行本工程的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了工程现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于 2021 年 3 月 23 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进行第一次环评信息公示，并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，评价单位完成了环境影响

报告书征求意见稿,随后塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号)要求,于 2021 年 4 月 25 日至 5 月 10 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,同时在评价范围内的敏感点张贴了环评信息第二次公示材料,在此期间分别于 2021 年 4 月 28 日、2021 年 4 月 30 日在阿克苏日报(刊号:CN65-0012)、巴州日报(刊号:CN65-0015)对本工程环评信息进行了公示。根据塔里木油田分公司反馈情况,公示期间未收到反馈意见。在以上工作的基础上,评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见,编制完成了本工程环境影响报告书。

1.3 分析判定相关情况

(1)产业政策符合性判定

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

(2)规划符合性判定

本工程属于塔里木油田分公司油气勘探开发项目,符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》。本项目位于迪那 2 气田,不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区,不在划定的新疆重点开发区域和禁止开发区域范围内,符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(3)评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点,经判定,本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为二级,地表水环境影响评价工作等级为三级 B,地下水环境影响评价工作等级为三级,声环境影响评价工作等级为二级、土壤环境评价工作等级为二级、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、土壤的环境影响是否可接受，环境风险是否可防控，环保措施是否可行。

(1) 本工程采出液采取密闭集输工艺，井场及新建阀室、集气站、迪那 2 天然气处理厂无组织废气中非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求，工程实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2) 本项目废水主要为气田水、井下作业废水、双滤料过滤器反冲洗废水、污泥减量化装置脱出污水，其中气田水随采出液一起最终进入迪那 2 天然气处理厂污水处理设施处理达到《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；井下作业废水送至轮南钻试修废弃物环保处理站妥善处理；双滤料过滤器反冲洗废水、污泥减量化装置脱出污水全部送至前端污水处理工序同气田水一起处理达标后回注地层，均不外排，不会对周围地表水环境产生影响。

(3) 本项目集输管线采用柔性复合管，生产过程中废水主要为气田水、井下作业废水、双滤料过滤器反冲洗废水、污泥减量化装置脱出污水，通过采取严格的防腐防渗措施，正常状况下不会对地下水造成污染影响。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) 本工程选用低噪声设备，采取基础减振等措施，各井、站场厂界噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准限值要求。

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

(6) 本工程营运期产生的油泥(砂)、清管废渣、含油污泥均属于危险废物，定期由有危废处置资质的公司接收处置。即本工程固体废物能够妥善处置或综合利用，可避免对周围环境产生影响。

(7) 本项目所在区域存在一定的植被覆盖，区域未见大型野生动物出没，并

场钻探及管线敷设会对区域植被覆盖度造成一定的影响，施工完成后对生态环境造成的影响可自然恢复。项目的实施对生态环境影响是可以接受的。

(8) 本工程涉及的风险物质主要包括甲醇、凝析油、甲烷、乙烷、丙烷，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 主要结论

综合分析，本工程符合国家及地方当前产业政策要求，选址和建设内容可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求，满足“三线一单”的相关要求；工程通过采取完善相应的污染防治措施，污染物可达标排放，工程实施后环境影响可接受、环境风险可防控。根据塔里木油田分公司反馈的公众意见调查结果，未收到反馈意见。为此，本评价从环保角度认为本工程建设可行。

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

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

(1) 《中共中央办公厅、国务院办公厅关于印发在国土空间规划中统筹划定

落实三条控制线的指导意见》(2019 年 7 月 24 日)；

(2)《国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》(国发[2018]22 号)；

(3)《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》(国务院令 682 号，2017 年 7 月 16 日公布，2017 年 10 月 1 日实施)；

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

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

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

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

(8)《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(国家发展改革委令第 29 号，2019 年 10 月 30 日发布，2020 年 1 月 1 日实施)；

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

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

(11)《关于印发〈“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案〉的通知》(环大气[2017]121 号，2017 年 9 月 13 日发布并实施)；

(12)《环境影响评价公众参与办法》(生态保护部公告 2018 年 第 48 号)；

(13)《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令第 16 号，2020 年 11 月 30 日公布，2021 年 1 月 1 日实行)；

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(29)《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)。

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

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

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

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

(4) 《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》(新政发[2014]35 号, 2014 年 4 月 17 日发布并实施);

(5) 《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》(新政发[2016]21 号, 2016 年 1 月 29 日发布并实施);

(6) 《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》(新政发[2017]25 号, 2017 年 3 月 1 日发布并实施);

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

(8) 《关于印发〈自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》(新环发[2016]126 号, 2016 年 8 月 24 日发布并实施);

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

(10) 《关于印发新疆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〈阿克苏地区水污染防治工作方案〉的通知》(阿行署办

[2016]104 号)；

(16)《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)；

(17)《阿克苏地区大气污染防治行动计划实施方案》；

(18)《关于印发〈阿克苏地区打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案(2018-2020)〉的通知》(阿行署办[2019]5 号)；

(19)《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》；

(20)《关于印发〈巴音郭楞蒙古自治州环境保护“十三五”规划〉的通知》(巴政办发[2016]69 号)；

(21)《关于印发自治州大气污染防治行动计划实施方案的通知》(巴政发[2015]24 号)；

(22)《关于印发巴音郭楞蒙古自治州水污染防治工作方案的通知》(巴政发[2016]52 号)；

(23)《关于印发自治州实施最严格水资源管理制度“三条红线”控制指标的通知》(巴政发[2015]172 号)；

(24)《关于印发〈自治州固体废物污染防治实施方案〉的通知》(巴政办发[2018]79 号)；

(25)《关于印发〈2018 年度自治州土壤污染防治工作方案〉的通知》(巴政办发[2018]82 号)；

(26)《关于印发巴音郭楞蒙古自治州土壤污染防治工作方案的通知》(巴政办发[2017]39 号)；

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

(28)《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》；

(29)《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)。

2.1.3 环境保护技术规范

(1)《建设项目环境影响评价技术导则·总纲》(HJ2.1-2016)；

- (2) 《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018);
- (3) 《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018);
- (4) 《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016);
- (5) 《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2009);
- (6) 《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2011);
- (7) 《环境影响评价技术导则·土壤环境(试行)》(HJ964-2018);
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)。
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T 349-2007);
- (10) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020);
- (11) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环境保护部公告 2012 年 第 18 号);
- (12) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》;
- (13) 《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020);
- (14) 《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单;
- (15) 《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019);
- (16) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012);
- (17) 《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T 3999-2017);
- (18) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017);
- (19) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)。

2.1.4 相关文件及技术资料

- (1) 《迪那 2 气田开发调整方案地面工程》(中国石油工程建设有限公司西南分公司, 2021 年 2 月);
- (2) 《迪那 2 气田开发建设项目环境影响报告书的批复》(环审[2007]370 号);
- (3) 《迪那 2 气田开发建设项目竣工环境保护验收合格的函》(新环函[2015]1447 号);

(4)《迪那 2 区域天然气处理厂扩建工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2017]617 号);

(5)《迪那 2 气田气田水系统改造工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2019]581 号);

(6)《迪那 210W 井气田水回注工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2017]658 号);

(7)《迪那 211W 井钻井工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2019]84 号);

(8)《环境质量现状检测报告》;

(9)塔里木油田分公司提供的项目自主验收资料其他技术资料;

(10)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库车市、轮台县的自然环境及环境质量现状。

(2)针对本项目特点和污染特征,确定主要环境影响要素及其污染因子。

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

(6)为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，结合工程所在区域环境功能区划、生态功能区划及环境现状，从自然环境和生态环境两方面分别进行施工期和营运期的因素识别。将本工程对环境的影响因素列于表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响要素识别结果一览表

类别		自然环境					生态环境			
		环境空气	地表水环境	地下水环境	声环境	土壤	植被	动物	防沙治沙	水土保持
施工期	钻井工程	-1D	—	—	-1D	-1D	-2C	-1C	-1C	-2C
	管线及道路施工	-2D	—	—	-1D	-1C	-2C	-1C	-1D	-2C
	材料及废弃物运输	-1D	—	—	-1D	—	—	—	—	—
	设备安装	—	—	—	-1D	—	—	—	—	—
营运期	天然气开采及集输	-1C	—	-1C	-1C	-1C	—	—	—	—
闭井期	封井、井场清理	-1D	—	—	-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、地下水环境、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利好影响。

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 本工程评价因子一览表

环境要素	项 目	评 价 因 子
环境空气	现状评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、NO ₂ 、SO ₂ 、H ₂ S、非甲烷总烃
	污染源	颗粒物、NO _x 、SO ₂ 、非甲烷总烃
	影响评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、NO ₂ 、SO ₂ 、非甲烷总烃
地下水	现状评价	基本水质因子: pH、色度、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、硫酸盐、氯化物、氟化物、硫化物、氰化物、碘化物、挥发性酚类、铝、钠、铁、锰、铜、锌、砷、汞、铅、镉、铬(六价)、硒、阴离子表面活性剂、总大肠菌群、菌落总数、苯、甲苯、三氯甲烷、四氯化碳 检测分析因子: K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ³⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 特征因子: 石油类
	污染源	石油类、SS
	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[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘 农用地基本因子: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 特征因子: 石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)
	污染源	垂直入渗: 石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)
	影响分析	垂直入渗: 石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)

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
声环境	现状评价	L_{eq}
	污染源	L_A
	影响评价	L_{eq}
生态环境	现状评价	土地利用、植被、动物、防沙治沙、水土流失、生态系统
	影响评价	
固体废物	污染源	油泥(砂)、清管废渣、污泥减量化装置含油污泥
	影响分析	
环境风险	风险识别	凝析油、甲烷、乙烷、丙烷、甲醇
	风险评价	大气 甲烷、乙烷、丙烷、甲醇
		地下水 凝析油、甲醇

2.4 评价等级和评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 环境空气影响评价工作等级

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

(1) P_{max} 及 $D_{10\%}$ 的确定

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

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

式中： P_i ——第*i*个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

ρ_{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。本项目各井场周边3km半径范围内均无城市建成区和规划区，因此，本项目估算模式农村或城市的计算选项为“农村”。

(3) 模型参数和污染源及其预测结果

本项目估算模式参数取值见表2.4-1。

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/℃		36.8
3	最低环境温度/℃		-32.0
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	☒ 是 ☐ 否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	—
		岸线方向/°	—

(4) 评价工作等级判定

根据上述计算结果，本次开发调整方案污染源中污染物最大地面浓度占标率为 $P_{\max}=1.29\%$ ， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，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，大气环境影响评价工作等级为二级评价。

2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)，水污染影响型建设项目评价等级判定见表 2.4-2。

表 2.4-2 水污染影响型建设项目评价等级判定

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

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

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

本项目废水主要为气田水、井下作业废水、双滤料过滤器反冲洗废水、污泥减量化装置脱出污水，其中气田水随采出液一起最终进入迪那 2 天然气处理厂污水处理设施处理达到《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；井下作业废水送至轮南钻试修废弃物环保处理站妥善处理；双滤料过滤器反冲洗废水、污泥减量化装置脱出污水全部送至前端污水处理工序同气田水一起处理达标后回注地层，均不外排。因此由表 2.4-5 可知，本项目地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1) 建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)附录 A，本项目行业类别属于“F 石油、天然气”中的“38、天然气、页岩气开采(含净化)”，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 2.4-3。

表 2.4-3 地下水环境敏感程度分级表

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

本项目不在集中式饮用水水源(包括已建成在用、备用、应急水源,在建和规划的饮用水水源)准保护区;亦不在除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区,如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。同时亦不涉及集中式饮用水水源(包括已建成在用、备用、应急水源,在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区;不涉及未划定准保护区的集中式饮用水水源,其保护区以外的补给径流区;不涉及分散式饮用水水源地,不涉及特殊地下水资源(如矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。因此,本项目地下水环境敏感程度分级为不敏感。

(3) 评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.4-4。

表 2.4-4 地下水评价工作等级划分依据一览表

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

本项目为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 2.4-4 判定结果,确定本项目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

本工程周边区域居住、工业混杂，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

本次开发调整方案建设内容中各井场、站场周围 200m 范围内无声环境敏感目标。

(3) 评价工作等级判定

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

2.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

(1) 建设项目类别

根据导则附表 A.1，项目属于“采矿业”中的“天然气开采”，项目类别为 II 类。

(2) 影响类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，本项目不属于会造成土壤盐化、酸化、碱化的生态影响型项目，属于污染影响型建设项目。本工程主要通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。

(3) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018) 中“建设项目占地规模分为大型($\geq 50\text{hm}^2$)、中型($5\sim 50\text{hm}^2$)和小型($\leq 5\text{hm}^2$)”，本项目永久占地面积约 15.57hm^2 ，占地规模为**中型**。

(4) 建设项目敏感程度

本项目注水井台 201 井、台 202 井周边为农田，敏感程度为“**敏感**”。

(5) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.4-5。

表 2.4-5 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、环境敏感程度为敏感，综合以上分析结果，本项目土壤环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

(1) 占地范围

本项目总占地面积 101.7hm^2 (1.017km^2)，其中永久占地面积 15.57hm^2 ，临时占地 86.13hm^2 。新建采气管线 16.65km 、排水管线 8.9km 、气举管线 14.86km 、注水管线 37km 、管线更换 20.64km ，合计管线 98.05km ；建进场道路 28.4km 。本项目占地面积 $1.017\text{km}^2 < 2\text{km}^2$ ，线性工程长度为 $126.45\text{km} > 100\text{km}$ 。

(2) 区域生态敏感性

本项目用地类型主要为荒漠及农田，影响区域内不涉及《环境影响评价技术导则 生态环境》(HJ19-2011)中规定的特殊生态敏感区和重要生态敏感区，为一般区域。

(3) 评价等级判定

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 2.4-6。

表 2.4-6 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

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 建设项目风险源调查

本项目回注井场、输水管线涉及物质主要为气田水，不作为风险物质考虑。本项目涉及的风险物质主要为甲醇、甲烷、乙烷、丙烷及凝析油。甲醇储存在井场甲醇加注撬内，甲烷、乙烷、丙烷及凝析油存在于管线中。

2.4.1.7.2 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

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

(1) 危险物质数量与临界量比值(Q)

本项目存在多种危险物质，则按式(1-1)计算物质总质量与其临界量比值(Q)：

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

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

$Q_1, Q_2 \cdots Q_n$ 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) $Q \geq 100$ 。

经计算，本项目Q值为3.950，故危险物质数量与临界量比值为 $1 \leq Q < 10$ 。

b、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 2.4-7。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 2.4-7 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 2.4-7

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 ^a 、危险物质贮存罐区	5/套(罐区)
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采(含净化)，气库(不含加气站的气库)，油库(不含加气站的油库)、油气管线 ^b (不含城镇燃气管线)	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5
^a 高温指工艺温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力(P) $\geq 10.0\text{MPa}$ ； ^b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价		

本项目行业属于表1.4-10中“石油天然气”，本项目属于“石油、天然气、页岩气开采(含净化)，气库(不含加气站的气库)，油库(不含加气站的油库)、油气管线^b(不含城镇燃气管线)”中“天然气开采”的项目，M值确定结果见表2.4-8。

表2.4-8

本项目M值确定一览表

序号	行业	生产工艺	M 分值
1	石油天然气	天然气开采	10
项目 M 值 Σ			10

由表2.4-8可知，本项目M值为10，M值划分M=10，以M3表示。

c、危险物质及工艺系统危险性(P)分级

根据本项目的危险物质数量与临界量(Q)和行业及生产工艺(M)，按照表2.4-9确定危险物质及工艺系统危险性等级(P)。

表 2.4-9

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，本项目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《建设项目环境风险评价技术导则》(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 2.4-10。

表 2.4-10 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区域; 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; 或周边 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

根据环境敏感目标调查结果可知, 本工程站场周边 5km 范围内人口总数 200 人小于 1 万人, 站场周边 500m 范围内人口总数小于 500 人, 管线 200m 范围内无人口居住。对照表 1.4-13 最终确定本工程大气环境敏感程度为 E3。

(2) 地表水环境敏感程度(E)的分级

根据导则规定, 地表水功能敏感性分区见表 2.4-11, 环境敏感目标分级见表 1.4-13, 地表水环境敏感程度分级表见表 2.4-12。

表 2.4-11 地表水功能敏感性分区表

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

表 2.4-12 环境敏感目标分级

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

表 2.4-13 地表水环境敏感程度分级表

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

本项目周边无地表水，对照表2.4-11，地表水功能敏感性为低敏感F3。对照表2.4-12，最终确定地表水环境敏感目标分级为S3。对照表2.4-13最终确定本项目地表水环境敏感程度分级为E3。

(3) 地下水环境敏感程度(E)的分级

项目地下水功能敏感性分区见表2.4-14，包气带防污性能分级见表2.4-15，地下水环境敏感程度分级见表2.4-14。

表2.4-14 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

续表2.4-14

地下水功能敏感性分区一览表

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

表2.4-15

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2.4-16

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

本项目占地范围内无集中式饮用水水源地准保护区, 亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区等, 亦不属于水源地准保护区以外的补给径流区和特殊地下水资源保护区以外的分布区。对照地下水功能敏感性分区表, 确定地下水功能敏感性为敏感G3。

根据包气带岩性特征及场地渗水试验结果可知, 项目区包气带岩性主要为充填砂土的砂砾石层, 渗透系数大于 $1.0 \times 10^{-4} cm/s$ 左右, 地下水位埋深大于 5m, 确定包气带防污性能分级为 D1。

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

2.4.1.7.3 建设项目环境风险潜势判断

建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV⁺级。建设项目环境风险潜势划分方法见表 2.4-17。

表 2.4-17 建设项目环境风险潜势划分一览表

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

对照表 2.4-17，确定本项目大气环境风险潜势为 I，地表水环境风险潜势为 I，地下水环境风险潜势为 II。因此本项目环境风险潜势综合等级为 II。

2.4.1.7.4 评价工作等级的划分

根据导则规定，环境风险评价工作等级划分方法见表 2.4-18。

表 2.4-18 环境风险评价工作等级划分一览表

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

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

对照表 2.4-18 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 2.4-19。

表 2.4-19 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、站场及新建阀室为中心，边长 5km 的矩形区域
2	地表水环境	三级 B	—

续表 2.4-19 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
3	地下水环境	三级	各井站场、阀室、清管站地下水流向上游及轴线两侧延伸 1km, 下游延伸 2km 的范围及管线 200m 范围
4	声环境	二级	各井场、站场边界外 200m 范围
5	土壤环境	二级	各井场边界及新建阀组、管线两侧外延 200m 范围
6	生态环境	二级	各井场边界及新建阀组、管线两侧外延 200m 范围
7	环境风险	三级	站场边界外延 3km 范围及管线中心线两侧外延 200m 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、关注的主要问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的及评价原则、环境影响要素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容及评价重点、评价标准、相关规划及环境功能区划分析、环境保护目标
3	工程分析	区块开发现状回顾：开发现状、三同时手续履行情况、环境影响评价回顾、区块污染源达标情况、现有区块污染物排放量、环境问题及“以新带老”改进意见。 现有工程：现有井场、现有集气站、迪那 2 天然气处理厂等现有工程达标情况、现有工程污染物排放量、环境问题及“以新带老”改进建议等内容。 在建工程：主要介绍迪那 2 气田气田水系统改造工程基本情况、主要工艺、污染源调查、污染物排放量等内容。 拟建工程：项目基本概况、流体性质、主要经济技术指标、开发方案、工程组成、原辅材料、工艺流程及排污节点分析、施工期环境影响因素及其防治措施、营运期污染源及其防治措施、闭井期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析等内容。 依托工程：与项目相关的轮南钻试修废弃物环保处理站、迪那作业区固废场等依托工程的基本情况。
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境敏感区调查、环境质量现状监测与评价、区域污染源调查
5	环境影响预测与评价	施工期：施工废气、施工废水、施工噪声和施工固废环境影响分析； 营运期：环境空气、地表水、地下水、声环境、土壤、生态环境影响评价，固体废物环境影响分析，环境风险评价； 闭井期：施工扬尘、施工噪声、固体废物环境影响分析；

续表 2.5-1

评价内容一览表

序号	项目	内容
6	环保措施可行性论证	针对本项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性
7	环境影响经济效益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性与定量相结合的方式，对工程的环境影响后果进行经济效益核算，估算建设项目环境影响的经济价值
8	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监测计划
9	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，确定本项目评价重点为工程分析、大气环境影响评价、地下水影响评价、生态影响评价和环保措施可行性论证。

2.6 评价标准

2.6.1 环境质量标准

环境空气：TSP、PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号) 二级标准；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准；H₂S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的标准。

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

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

土壤：占地范围内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外非建设用地土壤参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 中农用地土壤污染风险筛选值；石油烃参照执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 表 2 第二类用地

筛选值 4500mg/kg。

2.6.2 污染物排放标准

废气：本工程井场、阀室、清管站、集气站、迪那 2 天然气处理厂无组织废气非甲烷总烃执行《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；

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

上述各标准的标准值见表 1.6-1 至表 1.6-3。

2.6.3 控制标准

固体废物：一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年第 36 号)。

2.7 相关规划及环境功能区划

2.7.1 主体功能区划

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

本项目位于库车市、轮台县境内，不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的重点开发区和禁止开发区，属于主体功能区中的限制开发区域(重点生态功能区)。《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中限制开发区域(重点生态功能区)规划目标：“针对阿尔泰山、塔里木盆地、准噶尔盆地等地的矿产资源富集区域的开发，要在科学规划的基础上，以点状开发方式有序进行，其开发强度控制在规划目标之内，尽可能减少对生态环境的扰动和破坏，同时加强对矿产开发迹地的生态修复”。本项目主要建设井场、阀室、清管站和集输管线，

主要目的是维持迪那 2 气田现有产能，开发强度不会超过区域规划目标。且项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响。

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

2.7.2 生态环境保护规划

根据评价项目的地理位置，项目区位于新疆维吾尔自治区巴州轮台县，所在地涉及到的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展“十三五”规划纲要》、《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》、《新疆维吾尔自治区生态功能区划》、《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》、《巴州“十三五”环境保护规划》等。

本项目与上述相关文件的符合性分析结果参见表 2.7-1。

表 2.7-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要	油气开发。重点建设西北石油局油气勘探开发项目、新疆油田勘探开发项目、吐哈油田勘探开发项目、塔中西部油气勘探项目、塔里木油田油气勘探开发项目	本项目属于塔里木油田油气勘探开发项目	符合
新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2016-2020 年)、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》	按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等 4 类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区；	本项目属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于禁止开采区	符合
《关于加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910 号)	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	本项目已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合

续表 2.7-1

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)	井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备,应当优先使用清洁燃料,废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	本项目井场未设置加热炉、锅炉等排放大气污染物的设备;	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)	井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备,应当优先使用清洁燃料,废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	本项目井场未设置加热炉、锅炉等排放大气污染物的设备	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油,减少废气排放。选用低噪声设备,避免噪声扰民。施工结束后,应当及时落实环评提出的生态保护措施	本项目施工周期较短,报告中已提出施工过程中严格控制作业带,减少施工占地的措施,要求施工结束后及时进行恢复清理,落实报告中提出的生态保护措施,避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区,并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险,尽量远离沿线居民	本项目油气集输管线采取埋地敷设方式,周边无居民区分布	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	因矿制宜选择开采工艺和装备,符合清洁生产要求。应贯彻“边开采,边治理,边恢复”的原则,及时治理恢复矿区地质环境,复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后,恢复站场周边及管线临时占地,符合“边开采,边治理,边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,科学合理地确定开发方案,选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,推广使用成熟、先进的技术装备,严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本项目开发方案设计考虑了迪那2气田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,所选用的技术和工艺成熟且先进	符合
	集约节约利用土地资源,土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目站场、管线永久占地和临时占地规模均从土地资源节约方面考虑,尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合

续表 2.7-1

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《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	《塔里木油田分公司迪那2气田开发建设项目环境影响报告书》于2007年9月5日取得原国家环境保护总局批复(环审[2007]370号),并于2015年12月30日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收意见(新环函[2015]1447号)	符合
《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》	重点行业挥发性有机物污染防治。在进一步深化二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮总量减排的基础上,大力推行区域性、行业性总量控制。实施行业挥发性有机物总量控制	本项目井场、阀室、集气站、处理厂无组织废气排放涉及VOCs排放,报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
	强化未污染土壤保护,严控新增污染。按照科学有序原则开发利用未利用地,加强纳入耕地后备资源的未利用地、矿产资源开采活动影响区域内未利用地的环境管理,防止造成土壤污染;排放重点污染物(重金属、多环芳烃、石油烃)的建设项目,在开展环境影响评价时,要增加对土壤环境影响评价内容,并提出防范土壤污染的具体措施,防范建设用地新增污染物	本项目正常运行工况下不会对区域土壤环境造成影响,事故状况下,如管道泄漏,可能会对区域土壤环境有一定的影响,报告中已针对土壤环境提出具体的措施,对区域环境影响可接受	符合
	加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。2017年起,以拜城县、库车市、沙雅县、温宿县为重点,开展油(气)资源开发区土壤环境污染专项调查工作,加强油(气)田废弃物的无害化处理和资源化利用,加强危险废物综合利用和处置水平	本项目产生的固废主要为油泥(砂)、清管废渣、含油污泥,集中收集后委托有资质单位接收处置	符合
巴州“十三五”环境保护规划	推进能源清洁化,优化能源结构,提高全州天然气、太阳能等能源使用率;提高能源使用效率,坚持节能优先,控制能源消费总量过快增长	本项目不涉及加热炉、锅炉等消耗能源设备	符合

续表 2.7-1

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
巴州“十三五”环境保护规划	加强工业危险废物与化学品管理。危险废物实行集中收集、统一处置，实现零排放。按照“减量化、资源化、无害化”原则，一般工业固体废物以综合利用为主、填埋焚烧为辅。通过实施清洁生产，发展无废、少废工艺，提高原材料的利用率，减少原材料的流失，从源头控制和减少工业固体废弃物的产生	本项目产生的固废主要为油泥(砂)含油污泥、清管废渣，集中收集后委托有资质单位接收处置	符合

表 2.7-2 石油天然气开采业污染防治技术政策符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	本项目运营期废水主要为气田水、井下作业废水、双滤料过滤器反冲洗废水、污泥减量化装置脱出污水，气田水进入迪那 2 天然气处理厂污水处理系统处理达标后回注地层；双滤料过滤器反冲洗废水、污泥减量化装置脱出污水全部送至前端污水处理工序同气田水一起处理达标后回注地层；井下作业废水委托轮南钻井试修环保站处理，无石油类污染物排放	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用现有道路	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本项目油气集输过程为密闭流程	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本项目油气集输过程为密闭流程	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态环境影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地。	本项目不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道，集输管线采用埋地敷设	符合

续表 2.7-2 石油天然气开采业污染防治技术政策符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	在钻井和井下作业过程中,鼓励污油、污水进入生产流程循环利用,未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	本项目运营期气田水进入迪那 2 天然气处理厂污水处理系统处理达标后回注地层;双滤料过滤器反冲洗废水、污泥减量化装置脱出污水全部送至前端污水处理工序同气田水一起处理达标后回注地层;井下作业废水委托轮南钻试修环保站处理	符合

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

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

2.7.3 “三线一单”分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发[2021]18号),到2025年,全区生态环境质量总体改善,环境风险得到有效管控。建立较为完善的生态环境分区管控体系与数据信息应用机制和共享系统,生态环境治理体系和治理能力现代化取得显著进展。与其符合性分析内容见表2.7-4。

表 2.7-4

“三线一单”符合性分析一览表

文件名称		文件要求	本项目	符合性
《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发〔2021〕18号)	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求,对划定的生态保护红线实施严格管控,保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	本项目距拟定生态保护红线区(水源涵养生态保护红线区)约22km,敷设管线未穿越红线,不在生态保护红线范围内	符合
	环境质量底线	全区水环境质量持续改善,受污染地表水体得到优先治理,饮用水安全保障水平持续提升,地下水超采得到严格控制,地下水水质保持稳定;全区环境空气质量有所提升,重污染天数持续减少,已达标城市环境空气质量保持稳定,未达标城市环境空气质量持续改善,沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作;全区土壤环境质量保持稳定,污染地块安全利用水平稳中有升,土壤环境风险得到进一步管控。	本项目气田水进入迪那2天然气处理厂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,酸碱中和后运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理废水均不向外环境排放;本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域,本项目采出气采取密闭集输工艺,本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求,项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施,改善区域环境空气质量。本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标,不会增加土壤环境风险。	符合
	资源利用上线	强化节约集约利用,持续提升资源能源利用效率,水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展,积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等4个国家级低碳试点城市发回低碳试点示范和引领作用。	本项目生产过程中不消耗水资源,不会对区域水资源造成较大影响;本项目无锅炉、加热炉等设备不消耗天然气等能源。	符合

续表 2.7-4

“三线一单”符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发〔2021〕18号)	自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。 优先保护单元 465 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。 重点管控单元 699 个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。 一般管控单元 159 个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。	本项目属于塔里木河中上游水土流失重点预防区和塔里木河流域重点治理区。项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。本项目实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对站址周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。本项目采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效的控制，不会对周围环境产生明显影响。	符合

2.7.4 环境功能区划

本项目位于迪那 2 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；项目周边无地表水体；项目周边无地表水体；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，区域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；项目区域居住、工业混杂，声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类功能区。

2.7.5 生态环境功能区划

参照《新疆生态功能区划》(原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月), 本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 1.7-5 和图 2.7-1。

表 2.7-5 工程区生态功能区划

工程内容	生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	生态敏感因子、敏感程度	保护目标	发展方向
	生态区	生态亚区	生态功能区					
天然气开采集输建设、气举排水、气田水处理等工程	III 天山山地干旱草原—针叶林生态区	III3 天山南坡干草原侵蚀控制生态亚区	43. 天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区	天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游	水土流失、矿业开发造成环境污染与植被破坏	生物多样性和生境不敏感、中度敏感, 土壤侵蚀高度敏感, 土地沙漠化、土壤盐渍化不敏感。	保护水质、保护自然植被、保护地表形态、保护文物古迹、保护防洪设施	建成新疆西气东输主力天然气源地, 发展特有生态文化旅游。
注水工程	IV 塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区	IV2 塔里木盆地南部和东部沙漠、戈壁及绿洲农业生态亚区	54. 库尔勒—轮台城镇和石油基地建设生态功能区	城市人居环境、工农业产品生产、油气资源	水质污染、风沙危害、土壤盐碱化、洪水灾害、浮尘天气、盲目开荒、土壤环境污染	生物多样性和生境不敏感、中度敏感, 土壤盐渍化高度敏感。	保护城市环境、保护基本农田、保护荒漠植被、保护河流水质、保护土壤环境质量	大力发展人工甘草基地, 发展生态农业, 建立香梨基地, 建成石油基地和南疆商贸中心和物资集散地。

由表 2.7-5 可知, 项目天然气开采集输建设、气举排水、气田水处理等工程位于“天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区”, 主要服务功能为“天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游”, 主要保护目标“保护水质、保护自然植被、保护地表形态、保护文物古迹、保护防洪设施”。本项目开采集输建设、气举排水、气田水处理等工程为天然气资源开发, 项目实施与区域发展方向一致, 符合区域生态服务功能定位。本项目新建井场、站场占地面积小、管线占地为临时占地, 施工具有临时

性、短暂性特点，通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，在项目建设的过程中大力保护地表植被，减少水土流失，工程结束后及时对临时占地进行恢复，不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响。

项目注水工程位于“库尔勒一轮台城镇和石油基地建设生态功能区”，主要服务功能为“城市人居环境、工农业产品生产、油气资源”，主要保护目标“保护城市环境、保护基本农田、保护荒漠植被、保护河流水质、保护土壤环境质量”。本项目注水工程为天然气开发辅助工程，项目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。本项目新建注水井场占地面积小、注水管线占地为临时占地，施工具有临时性、短暂性特点，通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，在项目建设的过程中大力保护地表植被，减少水土流失，工程结束后及时对临时占地进行恢复，不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响。

2.8 环境保护目标

本项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，本次评价将迪那作业区公寓作为环境空气的保护目标；本项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；将注水井场评价范围内农田和新建注水管线穿越农田作为土壤环境保护目标；将生态环境影响评价范围内植被和动物及塔里木河中上游水土流失重点预防区和塔里木河流域水土流失重点治理区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保持产生明显影响；将区域迪那作业区公寓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 2.8-5。

表 2.8-1 环境空气保护目标一览表

序号	保护目标	坐标(m)		保护对象	保护内容	环境功能区	与项目位置关系		人口	户数	备注
		经度(°)	纬度(°)				方位	与项目最近距离(km)			
1	迪那作业区公寓	83.80906956	41.92720282	—	—	二类区	SW	2.4	200	—	—

表 2.8-2 地下水环境保护目标一览表

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

表 2.8-3 土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位	距项目厂界(m)
注水井场周边农田和新建注水管线穿越农田	—	—

表 2.8-4 环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境 空气	各井场、阀室、清管站、集气站、处理站周边 3km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	迪那作业区公寓	SW	2.4	—	200
井场、站场周边 500m 范围内人口数小计						0
井场边 5km 范围内人口数小计						200
管线周边 200m 范围内人口数小计						0
大气环境敏感程度 E 值						E3
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	—	III类	D1	—
	地下水环境敏感程度 E 值					E3

表 2.8-5 生态环境保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	最近距离	功能要求	备注
生态环境	植被和动物	各井场、阀室、清管站、集气站、处理厂占地外 200m	—	—	不对区域生态环境产生明显影响
	塔里木河中上游水土流失重点预防区和塔里木河流域水土流失重点治理区	及管线两侧外延 200m 范围	—	—	不对区域水土保持产生明显影响

3 建设项目工程分析

本工程位于新疆阿克苏地区库车市、巴州轮台县境内，主要建设内容为：

①新建 DN2-19H、DN2-32H、DN3-1H、DN2-H29 单井站 4 座；新建台 2-1W、台 2-2W 井注水井场 2 座；②新建 DN2-19H 阀室 1 座；新建输水阀室 1 座；新建 DN2-9T 清管站 1 座；③改造 DN2-1、DN2-21、DN2-22、DN2-27、DN202、DN2-28 单井站 6 座为排水井；已建 4 座单井井场(DN204、DN2-B2、DN201、DN2-10 井)新增防冻剂(甲醇)加注撬各 1 套；DN201 井增加两台除砂器；④2-1 集气站新增 1 台 P15MPa DN1400 三相分离器；⑤在台 201、台 202、台 2-1W、台 2-2W、迪深 1 井、DN211W 井 6 口注水井场各新增回注泵房 1 座，缓冲水罐($V=200\text{m}^3$)1 座，喂水泵 2 台，高压回注泵撬 2 台；⑥在迪那 2 天然气处理厂新建压缩机 1 套，新建 2 座 1600m^3 气田水调节罐，1 套污泥减量化装置；新建 1 套全自动高效聚结斜管除油器($50\text{m}^3/\text{h}$)，1 套双滤料过滤器($50\text{m}^3/\text{h}$)；⑦新建 DN2-19H、DN2-32H、DN3-1H、DN2-H29 采气井的采气支线 16.65km；⑧新建气举管线 14.86km，新建排水管线 8.9km；新建注水管线 37km；⑨对 13 口井集输管线进行更换管材和管径，合计 8.64km；⑩更换迪那 2-3 集气站至迪那 2-9T 阀室的管线 4.2km；更换迪那 2-9T 阀室至迪那 2-2 集气站的管线 7.8km；⑪配套建设自控、供配电、防腐、保温、通信、道路等设施。项目建成后，迪那 2 气田年产天然气规模为 $38 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$ 。

本次开发方案中共涉及 14 口现有井场、迪那 2-1 集气站、2-3 集气站及迪那 2 天然气处理厂，以上 12 口现有井场、集气站及迪那 2 天然气处理厂属于《塔里木油田分公司迪那 2 气田开发建设项目》中，DN210W 井属于《迪那 210W 井钻井工程》，DN211W 井属于《迪那 211W 井钻井工程》。经现场踏勘迪那 2 天然气处理厂内气田水系统正在进行改造建设，该建设内容属于《迪那 2 气田采出水系统改造工程》，目前正在建设中。

为便于说明，本次评价对区块开发现状进行简要介绍，将本次涉及改造的 14 口现有井场、迪那 2-1 集气站、2-3 集气站及迪那 2 天然气处理厂等作为现有工程，将迪那 2 天然气处理厂内气田水系统改造工程作为在建工程进行介绍；

并对本次拟建工程涉及改造的站场现状进行介绍；将本工程依托的轮南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，上述工程环评及验收情况见表 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	区块开发状况回顾	主要介绍区块开发现状、环保手续履行情况
2	现有工程	主要介绍本次拟建工程涉及改造的工程现状、污染源调查、污染物排放量、环境问题等内容
3	在建工程	主要介绍迪那 2 气田采出水系统改造工程的基本情况、主要构筑物、生产设备、主要工艺流程及产排污节点
4	拟建工程	拟建工程项目基本概况、流体性质、主要技术经济指标、开发方案、工程组成、原辅材料、工艺流程及排污节点、施工期污染源及治理措施、营运期污染源及治理措施、闭井期污染源及治理措施、非正常排放、清洁生产、三本账、污染物总量控制分析
5	依托工程	本项目磺化泥浆、酸化压裂废水依托的轮南钻试修废弃物环保处理站基本情况

表 3-2 上述工程环评及验收情况一览表

分类	包含内容	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
现有工程	涉及改造 14 口现有井场、迪那 2-1 集气站、迪那 2-3 集气站及迪那 2 天然气处理厂	塔里木油田分公司迪那 2 气田开发建设项目	原国家环境保护总局	环审[2007] 370 号	2007 年 9 月 5 日	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2015]1447 号	2015 年 12 月 30 日
		迪那 2 区域天然气处理厂扩建工程	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2017] 617 号	2017 年 11 月 28 日	已于 2019 年 7 月 9 日进行自主验收		
		迪那 211W 井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2019] 581 号	2019 年 3 月 2 日	已于 2019 年 10 月 13 日进行自主验收		
		迪那 210W 井钻井工程	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2017] 475 号	2017 年 10 月 12 日	已于 2019 年 5 月 14 日进行自主验收		
		迪那 210W 井气田水回注工程	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2017] 658 号	2017 年 12 月 16 日	已于 2019 年 5 月 14 日进行自主验收		
在建工程	迪那 2 天然气处理厂采出水系统改造	迪那 2 气田采出水系统改造工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2019] 581 号	2019 年 10 月 16 日	正在建设		

续表 3-2 上述工程环评及验收情况一览表

分类	包含内容	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
依托工程	轮南钻试修环保站	塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程(轮南区块)	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2016)1626号	2016年11月7日	已2019年1月23日进行自主验收		

3.1 区块开发状况回顾

迪那2气田位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内。截止2020年5月，已建成集气站3座，单井29口，集气干线1条、计量干线1条，单井支线29条，天然气处理站1座，综合公寓1座，外输至轮南天然气管道78.6km，外输至牙哈装车站1条凝析油管道、1条轻油管道、1条石油液化气管道各32.0km；气田内部道路以及辅助配套的防腐、自控、通信、供配电、给排水与消防、建筑结构、采暖通风、总图与运输等。迪那2气田日产天然气 $1332.8 \times 10^4 \text{m}^3$ ，日产凝析油1147.27t，日产水315t。

3.1.1 迪那 2 气田手续履行情况

迪那 2 气田环保手续履行情况见表 3.1-1。

表 3.1-1 迪那 2 气田开发现状环评及验收情况一览表

项目名称	环评文件			验收文件		
	审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
塔里木油田分公司迪那 2 气田开发建设项目	原国家环境保护总局	环审[2007]370号	2007年9月5日	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2015]1447号	2015年12月30日

3.1.2 环境影响评价回顾

根据迪那 2 气田后评价及本次现场踏勘情况，对迪那 2 气田大气环境、水环境、声环境、固体废物及生态环境等情况进行回顾性评价。

(1) 大气环境影响回顾评价

迪那2气田在施工期钻井过程对大气环境的影响是暂时性的局部影响，并随施工的结束而消失，其影响时间短、范围小，所造成的影响较轻；运行期间对大气环境的影响是持续的长期影响。根据后评价开展期间进行的污染源监测数据，监

测期间各监测点加热炉、导热油炉烟气中烟尘、SO₂、NO_x排放浓度及烟气黑度均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求；各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。井场无组织挥发的非甲烷总烃随距离的延长可以得到较好的扩散，气田区周围无居民区，非甲烷总烃对环境的影响也是可以接受的。

迪那 2 气田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，且气田区地域空旷，无居民区，不会产生扰民现象，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。

(2) 水环境影响回顾评价

迪那2气田分布区域无地表水系，因此建设期的钻井活动对地表水环境无影响，钻井过程对区域地表水的影响主要来自于非正常状态：洪水可能使泥浆池内的污染物随地表径流对区域地表水体造成污染，井喷也是重要的风险因素。非正常的状态可以通过加强管理和采取有效的控制措施加以防范。

迪那2气田自建水源站采取地下水作为供水水源，取水量是可以保障供给的，且限制于地层涌水量的最低限附近，不会造成区域地下水的过度开采。另外，该区域没有其它地下水用水单位，所以本项目的用水不会对该区域地下水水量产生较大影响。

将处理后的气田水选用DN210井回注，且回注井进行了水泥固井施工，因此，气田污水回注对地下水环境不会产生影响。其他的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，气田采用全密闭工艺流程，整个气田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、采油、油气处理和集输等对地下水环境不会产生不利影响。

(3) 声环境影响回顾评价

气田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。但随着距离的增大,钻井施工噪声有一定程度的衰减,在距离井场场界50m处,夜间施工噪声已经衰减为55dB(A)左右。钻井过程为临时性的,噪声源为不固定源,对局部环境的影响是暂时的,可以为环境所接受。

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《建筑施工场界噪声限值》(GB 12523-90)标准要求,但是由于气井分布在空旷地带,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。

迪那 2 气田生产期产生的噪声基本处于天然气处理厂厂区本底噪声水平范围内,对天然气处理厂厂界声环境质量的影响很小,天然气处理厂所在地为空旷地带,对声强的增加不敏感,因此天然气处理厂的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。

(4) 固体废物影响回顾评价

迪那2气田的固废主要是钻井废弃泥浆,钻井岩屑,生活垃圾,污水处理场污泥,清罐油泥等,通过分类收集和处理,可使其对周围环境的影响降至最小。

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,则迪那 2 气田在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。

(5) 生态环境影响回顾评价

迪那 2 气田的景观格局的变化在于外界的干扰作用,这些干扰作用往往是综合的和累积的,它包括自然环境、各种生物以及人类社会之间复杂的相互作用。

参考《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),迪那 2 气田区域位于“天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区”,主要生态服务功能为“天然气资源、煤炭资源、土壤保

持、荒漠化控制、旅游”，主要保护目标为“保护水质、保护自然植被、保护地表形态、保护文物古迹、保护防洪设施”。

气田开发建设及外输管道建设，会使所在区域自然生态系统转变为人工环境与自然环境共存的复合体。在荒漠生态系统中增加了人为的干扰和影响，出现了井场、集气站、天然气处理厂及各种气田开发设施，使区域内的自然景观发生变化，同时，气田开发建设使土地的利用价值发生了改变。但从整个区域各类土地利用类型面积看，未利用地占比仍远远高于场站和交通用地面积。气田开发过程并未造成区域荒漠化扩大趋势；也未造成大面积的植被破坏。气田开发过程中永久性占地主要为荒漠，荒漠被永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观减少了，对于整个气田开发区来讲，所占的比例不大，不会改变区域整体生态系统。

3.1.3 环境管理回顾

按照油田公司QHSE管理制度体系建设要求，建立了迪那2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。

(1) 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，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。

(2) 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，塔里木油田公司迪那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)，迪那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。

(3) 档案管理

迪那油气田开发较早，早期环境保护档案管理不规范，勘探开发阶段环保资料缺失；迪那油气开发部在体制改革调整过程中资料归纳分类不及时，导致部分项目环保手续资料不全，影响项目的依法合规性。2005 年之后随着国家、自治区和集团公司环境管理要求的提高，迪那 2 气田围绕 QHSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。

3.1.4 存在环保问题及整改措施

根据后评价期间及现状调查结果，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沥青路面，井场建设规范；迪那 2 天然气处理厂厂内各环保设施全部稳定运行，各污染物均能达标排放，无环保问题。

3.2 现有工程

3.2.1 本次拟建工程涉及改造的工程现状

3.2.1.1 现有井场

本次开发方案中共涉及改造 14 口现有井场，其中 DN211W 井为试注水井场，目前井场现状只有采气树 1 套；台 201 井、台 202 井处于封井状态；其他 11 口井场为采气井，井下采出液自喷采出后，通过井口模块节流后由现有集输管线输至集输干线，最终送至迪那 2 天然气处理厂处理。

表 3.2-1 现有井场主要设备一览表

分类	序号	设备名称	单位	数量	备注
11 口采气井井场	1	采气树	座	11	每口井场 1 座
	2	RTU 机柜间	座	11	每口井场 1 座
	3	放喷池	座	11	每口井场 1 座
DN211W 井	1	采气树	座	1	回注井
台 201 井	1	—			已封井
台 202 井	1	—			已封井

3.2.1.2 迪那 2-1 集气站

迪那 2-1 集气站为计量清管站，可对迪那 2-3 集气站方向生产/计量干线、迪北方向管线、处理厂方向生产管线等 4 条管线进行清管作业，站外生产井经过该站后进入迪那 2 天然气处理厂，站内设有 1 台轮换计量分离器，可对迪那 2 井区 DN2-9 阀室以东的单井进行轮换计量。

3.2.1.3 迪那 2-3 集气站

迪那 2-3 集气站为清管站，站内设有 1 套清管发送装置和 1 套清管阀，可分别实现迪那 2-3 集气站至迪那 2-1 集气站生产干线及计量干线的清管作业。同时在站内可加注缓蚀剂，实现迪那 2-3 集气站至迪那 2-2 集气站之间生产干线的防腐工作。

3.2.1.4 迪那 2 天然气处理厂

(1) 处理厂简介

迪那 2 天然气处理厂是集油气生产系统、污水处理系统、仪表自控系统、消防系统为一体的综合性站场，其天然气设计处理能力 $1600 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油设计处理能力 $1260 \text{t}/\text{d}$ ，污水设计处理能力 $720 \text{m}^3/\text{d}$ (共两期，目前只建设 1 期，处理规模为 $360 \text{m}^3/\text{d}$)，处理后的产品天然气管输至轮南末站，液化石油气及稳定后的凝析油、轻油管输至牙哈装车站。2017 年实施天然气处理厂扩建工程，增加 1 套脱水脱烃装置，天然气处理能力提高至 $2000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。目前，迪那 2 天然气处理厂天然气实际处理量 $1700 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油实际处理量 $760 \text{t}/\text{d}$ ， $27.7 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ，污水实际处理量 $315 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(2) 工艺流程

①集气装置

迪那2气田天然气通过集气干线混输至天然气处理厂集气装置内，集气装置内设有分离器、计量装置、汇管、清管器接收筒。

含液天然气在此进行分离(固定式卧式气液分离器)、计量后，进入脱水脱烃装置，分离出来的未稳定凝析油进入凝析油稳定装置。

对集气干线进行清管作业，分别设置接收迪那1、迪那2集气干线发来的清管器。在管道施工过程中，管内残存的污物和积水通过清管加以清除。清管器接收筒可进行智能清管，检测干线内腐蚀。

②脱水脱烃装置

由于含有饱和水的天然气随温度的降低会形成白色结晶状固态水合物，极易堵塞管道及阀门，因此，在原料气预冷前须注入水合物抑制剂乙二醇，通过降低水合物的冰点温度，达到防止水合物的形成，从而保证脱水脱烃过程顺利运行。乙二醇外购，通过汽车拉运至厂区内，送入乙二醇贫液缓冲罐，使用过程中，通过贫液注入泵送入溶液配制罐，然后进入脱水脱烃流程。乙二醇作为水合物抑制剂，损耗小、容易再生。

原料天然气(约40℃，12MPa)从集气装置来，进入脱水脱烃装置，从乙二醇再生及注醇装置来的乙二醇贫液通过雾化喷头喷入原料气预冷器，原料天然气与自干气聚结器来的冷干气进行换热，被冷却至约0℃。预冷后的原料气再经JT阀节流至7.1MPa，温度降至约-20℃，进入低温分离器进行分离，以分出液态醇烃液。干气自低温分离器进入干气聚结器，进一步分离出夹带的少量的醇烃液后进原料气预冷器与原料气逆流换热，换热后的产品气经计量后外输。

从低温分离器底部出来的醇烃混合液经换热后进入三相分离器进行分离，三相分离器顶部出来的闪蒸气与产品气掺混后外输；底部分离出的凝液和乙二醇富液分别进入轻烃回收装置和乙二醇再生及注醇装置。

(3) 气田水处理

气田水处理工艺包括污水清污分流、污水除油过滤和污泥(污油)处理三个部分。污水处理采用“重力自然除油-聚结斜管除油-过滤”的处理工艺。

生产污水、检修污水、气田水分别收集，进入污水调节池，提升后进入除

油罐，出水进入缓冲罐，再经泵加压提升后进入斜管除油器，出水利用余压直接进入含油污水过滤器进行粗滤和精滤两级过滤，滤后水进入滤后水罐，再由污水外排泵加压外排至回注井场。

3.2.2 现有工程达标情况

3.2.2.1 井场、集气站

根据迪那作业区《迪那 2 气田环境影响后评价报告书》中后评价开展期间进行的污染源监测数据，现有工程涉及改造的井场有 DN2-1 井、DN2-21 井、DN2-22 井、DN2-27 井、DN202 井、DN2-28 井、DN204 井、DN2-B2 井、DN201 井、DN2-10 井、迪深 1 井场、DN211W 井场，其中 DN2-28 井已关井，DN211W 井为试注井场非采气井场；涉及改造的集气站为迪那 2-1 集气站、迪那 2-3 集气站。

3.2.2.2 迪那 2 天然气处理厂

根据《迪那 2 气田环境影响后评价报告书》中后评价开展期间进行的污染源监测数据，后评价期间迪那 2 天然气处理厂厂界空气中的非甲烷总烃浓度 $0.07 \sim 0.40 \text{ mg/m}^3$ ，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；后评价监测期间，迪那 2 天然气处理厂四周厂界昼间 $40 \sim 45 \text{ dB(A)}$ ，夜间 $38 \sim 44 \text{ dB(A)}$ ，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区标准限值。根据迪那 2 气田后评价期间，气田水经污水处理站处理后，水质可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准。

3.2.3 现有工程污染物年排放量

根据迪那 2 气田 2020 年例行监测报告、《迪那 2 气田环境影响后评价报告书》中后评价开展期间进行的污染源监测数据及类比分析核算结果，现有工程污染物年排放情况见表 3.2-2。

表 3.2-2 现有工程污染物排放情况一览表

单位：t/a

类别		废气				废水	固废
		颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃		
现有工程 排放量	单井井场	-	-	-	0.13	0	0
	集气站	-	-	-	0.35	0	0

续表3.2-2

现有工程污染物排放情况一览表

单位: t/a

类别		废气				废水	固废
		颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃		
现有工程排放量	迪那 2 天然气处理厂	0.779	—	16.31	2.943	0	0

3.2.4 环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场调查,建设单位严格的遵守了国家、地方各项环保规定,较好的保护了气田区域的自然环境。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶,没有车辆乱碾乱轧的情况发生,没有随意开设便道,尽量减少和避免了对气田区域地表的扰动和破坏。现场调查过程中暂未发现环境问题。

3.3 在建工程

3.3.1 基本情况

在建工程基本概况见表 3.3-1。

表 3.3-1

在建工程基本概况一览表

项 目		内 容
项目名称		迪那 2 气田气田水系统改造工程
建设单位		中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司
建设地点		新疆阿克苏地区库车市雅克拉镇东北 30km 处、迪那 2 天然气处理厂内南侧和西侧
建设内容	主体工程	在迪那 2 天然气处理厂污水处理车间内新增一套 1000m ³ /d 气田水处理装置
	公辅工程	给排水、供配电、办公设施等均依托迪那 2 处理厂现有设施,并配套完善配电、自控、仪表、输送和注水增压等公辅工程
	储运工程	站内新增 1 座 200m ³ 的污水回收罐;新建处理厂站内污水处理装置至 DN210W 井低压外输管线 13.7km, DN210W 井至 DN211W 井高压注水管线 5.1km
	环保工程	废水处理:反冲洗水排至站内新建污水回收罐内,泥水分离后水进入气田水系统与进站气田水一并处理,采用“一级沉降+旋流+高效除油+一级过滤”处理工艺; 噪声治理:采取基础减振或厂房隔声的降噪措施; 固废治理:采出液处理过程产生的油泥收集后送有资质单位处理
建设规模		扩建装置气田水设计最大处理规模为 1000m ³ /d,全站形成 1360m ³ /d 处理能力;近期注水规模为 600m ³ /d(每口注水井 300m ³ /d),设计最大注水能力为 720m ³ /d(每口注水井 360m ³ /d)
劳动定员及工作制度		本工程营运期间劳动定员主要为气田水处理系统运行维护与巡检人员,注水系统部分采用无人值守方式,由油田现有人员执行,不新增劳动定员。

3.3.2 主要建构筑物、生产设备

在建工程主要工程量及主要设备设施见表 3.3-2。

表 3.3-2 在建工程主要工程量及设备一览表

工程	项目	单位	数量	规格型号	备注
污水处理系统	除油罐	个	1	$\Phi 7\text{m}$ $H=11\text{m}$ 400m^3	现有
	缓冲罐	个	1	$\Phi 5.2\text{m}$ $H=5.2\text{m}$ 100m^3	现有
	污油罐	个	1	100m^3	现有
	一级污水提升泵	台	2	$Q=50\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=32\text{m}$ 、 $N=11\text{kW}$	更换
	二级污水提升泵	台	2	$Q=50\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=100\text{m}$ 、 $N=30\text{kW}$	更换
	全自动旋流油水分离器(卧式)	台	1	$Q=50\text{m}^3/\text{h}$ 、压降 $\leq 0.2\text{MPa}$	新建
	高效聚结除油器	套	1	$Q=50\text{m}^3/\text{h}$ 、设计压力 0.7MPa	新建
	多介质过滤装置	套	1	处理能力 $50\text{m}^3/\text{h}$ ，直径 $\Phi 2.4\text{m}$ ，1 座	新建
	外输泵	台	2	$Q=30\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=350\text{m}$ 、 $N=75\text{kW}$	新建
	多介质过滤罐	套	1	处理能力 $15\text{m}^3/\text{h}$ ，直径 $\Phi 3\text{m}$ ，2 座	更换
	加药装置	套	2	2 罐 2 泵， $Q=0\sim 100\text{L}/\text{h}$	新建
	污水回收罐	座	1	200m^3	新建
	提升泵	台	4	污水回收罐配套	新建
	负压强排泥器	套	4	污水回收罐内配套	新建
	污水回收泵	台	1	$Q=25\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=32\text{m}$ 、 $N=7.5\text{kW}$	新建
	净化水罐	个	1	$\Phi 5.2\text{m}$ $H=5.2\text{m}$ 100m^3	现有
	污泥池	座	1	50m^3	现有
检测设备	红外测油仪	台	1	—	新建
	悬浮物测试仪	台	1	—	新建
	粒径中值测试仪	台	1	—	新建
管线系统	输水管线	km	13.7	柔性复合管， $D125$ 、 $PN6.4\text{MPa}$	新建
	注水管线	km	5.1	柔性复合管， $D75$ 、 $PN25\text{MPa}$	新建
注水系统	DN210W 井场注水罐	座	8	$50\text{m}^3/\text{个}$ ；增加 4 个，共 8 个	扩建
	DN210W 井场喂水泵	台	2	$Q=25\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=40\text{m}$ 、 $N=7.5\text{kW}$	新建 (1 用 1 备)
	注水泵	台	2	$Q=25\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=2500\text{m}$ 、 $N=185\text{kW}$	新建 (1 用 1 备)
	DN210W 井场注水泵	台	2	$Q=20\text{m}^3/\text{h}$ 、 $P=25\text{MPa}$ 、 $N=200\text{kW}$	新建(1 用 1 备)
	DN210W 井场转输泵	台	2	$Q=20\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=350\text{m}$ 、 $N=55\text{kW}$	新建(1 用 1 备)

3.3.3 工艺流程及产排污节点

在建工程营运期具体工艺分析如下：

(1) 污水处理工艺流程

在建工程采用“沉降+旋流+高效除油+过滤”工艺。

流程说明：处理厂内来自三相分离器的气田水进入厂区污水处理车间外的零位罐，通过一级提升泵打入除油罐，利用油水密度不同通过静置实现水中残留油份与水初步分离，油相通过管道打入现有的收油罐，水相进入下一步的缓冲罐进一步均质缓冲。在二级提升泵前接入加药系统该管线，添加配制好的絮凝剂与助凝剂，以保证后续悬浮物去除效率，从缓冲罐出来的水通过二级提升泵打入气田水处理车间本次在建的气田水处理系统(包括旋流器、高效除油器、多介质过滤器)。在该系统内，气田水先进入旋流器然后进入高效除油器，在这两种装置中实现油、泥、水分离，从而进一步去除气田水中的石油类与悬浮物，水进入下一步的多介质过滤器，油从这两种装置排出后通过管道汇入收油罐，泥通过排污管道输送至车间外的现有的气田水污泥池。

从高效聚结除油器出来的气田水进入在建的多介质过滤装置，多介质上层为核桃壳、中层为石英砂、下层为磁铁矿。利用多介质材料自身性质与填料充填形成的孔隙，进一步去除水中的油类与悬浮物。

在建工程在气田水处理过程中主要产污环节有：气田水管道输送、在装置内处理，无废气产生和排放；废水主要为多介质过滤装置的反冲洗废水，采取进入在建污水回收罐油水分离后打入站内除油罐，与进站气田水一并进入后续处理系统；噪声主要为泵类噪声，通过基础减振和厂房隔声降噪；气田水污泥池的含油污泥，通过污泥泵定期打入罐车，由罐车拉运至库车畅源进行处理。多介质过滤器的介质，一般 2~3 年更换一次，每次更换量为 6t。

(2) 管线输送及回注

回注水 $600\text{m}^3/\text{d}$ 通过新建外输泵和 13.7km 长输水管线输送至 210W 井的已建注水罐内，其中 $300\text{m}^3/\text{d}$ 在该站内通过注水泵回注 210W 井下， $300\text{m}^3/\text{d}$ 通过注水泵及新建 5.1km 长的高压注水管线(采用柔性复合管，规格 D75，PN25MPa)，输送至 211W 井回注。2 座注水井设计注水压力为 18MPa。

210W 井场运行期间主要产污环节为注水泵运行噪声，采取基础减振的降噪措施。

根据《迪那 2 气田气田水系统改造工程环境影响报告表》，各污染源均可达标排放，在建工程污染源及治理措施见表 3.2-3。

表 3.3-3 在建工程主要污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源名称	产生量 (m ³ /d)	污染物	源强 (mg/L)	治理措施	排放浓度 (mg/L)	排放量 (t/a)	排放去向
废水	1	反冲洗水	80	SS 石油类	200 500	排至新建污水回收罐进行油泥水分离后返回站内除油罐与进站采出水一并处理	-	-	排至现有污水沉降罐，不外排

噪声	序号	污染源名称	污染因子	源强 dB(A)	治理措施	治理效果	达标情况
	1	污水提升泵	L _{eq}	85	厂房隔声+基础减振	降噪 20dB(A)	场界噪声达标
	2	加药泵		85	厂房隔声+基础减振	降噪 20dB(A)	
	3	反洗泵		85	厂房隔声+基础减振	降噪 20dB(A)	
	4	污水外输泵		85	厂房隔声+基础减振	降噪 20dB(A)	
	5	喂水泵	L _{eq}	85	基础减振	降噪 15dB(A)	场界噪声达标
	6	注水泵		95	基础减振	降噪 15dB(A)	

固体废物	序号	污染源名称	污染因子	产生量 (t/a)	类别	治理措施	处理效果
	1	气田水污泥池	含油污泥	850	危险废物 (HW08)	定期由罐车送有资质单位处理	全部妥善处置，不外排
	2	多介质过滤器	废过滤介质	6	危险废物 (HW08)	更换后送有资质单位处理	

3.4 拟建工程

3.4.1 基本概况

项目基本情况见表 3.4-1。

表 3.4-1 产能建设项目基本情况一览表

项目	基本情况
项目名称	迪那 2 气田开发调整方案地面工程
建设单位	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

续表 3.4-1

产能建设项目基本情况一览表

项目			基 本 情 况	
建设地点			新疆阿克苏地区库车市和巴州轮台县境内	
建设性质			改扩建	
建设周期			建设周期两年，预计 2023 年 6 月正式投产运营	
总投资			项目总投资 171102 万元，其中环保投资 1103 万元，占总投资的 0.64%	
占地面积			占地面积 101.7hm ² （永久占地面积 15.57hm ² ，临时占地面积 86.13m ² ）	
建设规模			年产天然气 38×10 ⁸ m ³ ，年产凝析油 31.65×10 ⁴ t/a	
建设内容	主体工程	钻井工程	采气井	新钻采气井 DN2-19H、DN2-32H、DN3-1H、DN2-H29 井 4 座
			注水井	新钻注水井 2-1W、台 2-2W 井 2 座
		站场工程	新建井场	①新建 DN2-19H、DN2-32H、DN3-1H、DN2-H29 4 座采气井场； ②新建台 2-1W、台 2-2W 井 2 座注水井场
			新建阀室	新建 DN2-19H、DN2-32H 阀室 2 座；新建输水阀室 1 座
			新建清管站	在 DN2-9T 阀室旁新建清管站 1 座
			单井改造	①改造 DN2-1、DN2-21、DN2-22、DN2-27、DN202、DN2-28 井 6 座采气井场为排水井场； ②已建 4 座单井井场 (DN204、DN2-B2、DN201、DN2-10 井) 新增防冻剂(甲醇)加注橇各 1 套； ③DN201 井场增加两台除砂器
		站场工程	迪那 2-1 集气站改造	站内新增 1 台三相分离器
			迪那 2-3 集气站改造	站内新增 1 台气液分离器
			回注井场	台 201、台 202、迪深 1 井、DN211W 井 4 座井场新增注水设施
			迪那 2 天然气处理厂改造	新建压缩机 1 套；新建 2 座 1600m ³ 气田水调节罐，1 套污泥减量装置；新建 1 套全自动高效聚结斜管除油器，1 套双滤料过滤器
		集输工程	采气管线	新建 DN2-19H、DN2-32H、DN3-1H、DN2-H29 采气井的采气支线 16.65km
			气举管线	新建气举管线 DN80 14.86km
			输水管线	排水管线 新建输水管线 8.9km
				注水管线 新建注水管线 37km
			管线更换	对 13 口井集气支线进行更换管材和管径，合计 8.64km； 更换迪那 2-3 集气站至迪那 2-9T 阀室的集气干线 4.2km；更换迪那 2-9T 阀室至迪那 2-2 集气站的集气干线 7.8km

续表 3.4-1

产能建设项目基本情况一览表

项目		基 本 情 况
建设内容	公辅工程	配套自动控制、通信、供配电、道路、结构、消防等辅助系统工程
	废气	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； 营运期：采出液密闭输送； 闭井期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施
	废水	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轮南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绿化；生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至迪那作业区公寓现有生活污水处理设施妥善处置 营运期：营运期废水包括气田水、井下作业废水，气田水随采出液一起进入迪那 2 天然气处理厂处理达标后回注地层，井下作业废水送轮南钻试修废弃物环保处理站处理；双滤料过滤器反冲洗废水、污泥减量化装置脱出污水全部送至前端污水处理工序同气田水一起处理达标后回注地层 闭井期：无废水产生
	噪声	施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间； 营运期：选用低噪声设备、基础减振、厂房隔声； 闭井期：合理安排作业时间
	固体废物	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迪那作业区固废场处理；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，固相拉运至轮南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，拉运至迪那作业区固废场处理； 营运期：营运期固体废物主要为落地油泥、清管废渣及含油污泥，落地油泥及清管废渣属于危险废物，由具有危废处置资质的公司回收处理； 闭井期：固废主要为废弃管线、废弃建筑垃圾等，收集后送迪那作业区固废场处理。
	环境风险	管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，站场设置可燃气体报警仪
劳动定员		本项目依托迪那 2 气田现有巡检人员，不新增劳动定员
工作制度		年工作 365d，年工作 8760h
组织机构		依托现有的组织机构，统一管理

3.4.2 流体性质

(1) 天然气性质

迪那 2 气田天然气主要以甲烷为主，天然气特性参数见表 3.4-2。

表 3.4-2 本项目天然气特性参数指标一览表

项目	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈ ⁺	N ₂	CO ₂	H ₂ S
单位	V%	V%	V%	V%	V%	V%
指标	88.2	7.268	1.424	1.529	0.3991	0

(2) 凝析油性质

迪那 2 凝析油具有密度低、粘度低、凝固点低、含硫低的特点。20℃时地面原油密度 0.7916~0.8116g/cm³，50℃时动力粘度 0.7442~1.1MPa·s，低含硫(0.02~0.06%)，含蜡 3.9~10.87%，含硫 0.02~0.24%，凝固点-6~6.0℃，气油比 8100~12948m³/m³。

(3) 气田水性质

迪那产出少量凝析油水，具有矿化度高，氯离子含量高的特点。平均矿化度在 3.67×10⁴mg/l，最高为 18.3×10⁴mg/l；CL⁻含量平均值 67922mg/l，最高为 11×10⁴mg/l；地层水均为 CaCl₂ 型，pH 值平均 6.49；地层水密度平均值 1.0027~1.0522g/cm³。

3.4.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.4-3。

表 3.4-3 本项目主要技术经济指标一览表

序号	项目				单位	数量
1	开发 指标	采气井	DN2-19H	日产气	10 ⁴ m ³ /d	25
				日产油	t/a	20.81
2			DN02-32H	日产气	10 ⁴ m ³ /d	25
				日产油	t/a	20.81
3			DN3-1H	日产气	10 ⁴ m ³ /d	30
				日产油	t/a	24.98
4			DN2-H29	日产气	10 ⁴ m ³ /d	30
				日产油	t/a	20.81

续表 3.4-3

本项目主要技术经济指标一览表

序号	项目				单位	数量
5	开发 指标	排水井	DN2-1	日产水	t	200
6			DN2-21	日产水	t	400
7			DN2-22	日产水	t	200
8			DN2-27	日产水	t	200
9			DN202	日产水	t	400
10			DN2-28	日产水	t	400
11		回注井	DN211W	回注规模	m ³ /d	300
12			迪深 1	回注规模	m ³ /d	300
13			台 201	回注规模	m ³ /d	180
14			台 202	回注规模	m ³ /d	280
15			台 2-1W	回注规模	m ³ /d	400
16			台 2-2W	回注规模	m ³ /d	400
17	迪那 2 天然气处理厂		新增污水处理规模		m ³ /d	1000
18			新增污泥减量化装置		m ³ /d	120
19	能耗指标		年电耗量		10 ⁴ kWh/a	1683
20	综合指标		总投资		万元	171102
21			环保投资		万元	1103
22			劳动定员		人	0， 不新增劳动 1， 定员

3.4.4 开发方案

开发层系和动用储量：开发层系为古近系苏维依组、库姆格列木群。方案设计动用含气面积 130.07 平方千米，动用天然气地质储量 1691.92 亿立方米、凝析油地质储量 1408.52 万吨，较原方案动用含气面积增加 26.51 平方千米，动用天然气、凝析油地质储量分别增加 32.89 亿立方米、130.62 万吨。

开发指标：平均单井配产由原方案设计的 46.06 万立方米/天调减至 34.94 万立方米/天，动用储量采气速度由 2.28%降低到 2.25%，稳产期由 15 年延长至 17 年；稳产期末采出程度 44.51%，较原方案增加 7.9 个百分点。

3.4.5 工程组成

迪那 2 气田开发方案地面工程建设内容主要由钻井工程、地面工程、配套

工程等组成。工程组成一览表见 3.4-4。

表 3.4-4 工程组成一览表

建设内容	项目名称	工程内容		单位	规模	站场	备注	
	钻井工程	新钻采气井		座	4	DN2-19H、DN2-32H、DN3-1H、DN2-H29 井	钻井工程	
		新钻回注井		座	2	台 2-1W、台 2-2W 井		
	地面工程	站场工程	新建采气井场		座	4	DN2-19H、DN2-32H、DN3-1H、DN2-H29 井	井场内各新建井口装置区、工艺装置区、电控信一体化撬 1 座、放喷池 1 座
			新建注水井场		座	2	台 2-1W、台 2-2W 井	井场内各新建回注泵房 1 座、缓冲水罐 1 座、高压回注泵撬 2 台
			新建阀室		座	3	DN2-19H、DN2-32H 阀室、输水阀室	—
			新建清管站		座	1	DN2-9T 清管站	新建收发球筒各 1 套
			改造单井为回注井		座	4	台 201、台 202、迪深 1 井、DN211W 井	井场内各新建回注泵房 1 座、缓冲水罐 1 座、高压回注泵撬 2 台
			改造集气站		座	1	迪那2-1集气站、2-3集气站	迪那 2-1 集气站内新增 1 台三相分离器，2-3 集气站新增 1 台气液分离器
			改造处理站		座	1	迪那2天然气处理厂	新建压缩机 1 套；新建 2 座气田水调节罐，1 套污泥减量化装置；新建 1 套全自动高效聚结斜管除油器，1 套双滤料过滤器
		集输工程	采气管线		km	16.65	具体见油气集输工程	
			气举管线		km	14.86		
			排水管线		km	8.9		
			注水管线		km	37		
			管线更换	支线	km	8.64		
				干线	km	12		
	配套工程	自控	新建 RTU 及组态		座	13	—	
			RTU 扩容及组态		项	11	—	
			处理站系统扩容		项	1	—	
			SCADA 系统组态		项	22	—	

续表 3.4-4

工程组成一览表

建设内容	项目名称	工程内容			单位	规模	备注
	配套工程	通信	通信光缆	架空	km	70.9	与电力杆同杆架设
				直埋	km	36.72	与新建输水管道同沟敷设
		供配电	35kV 架空电力线路		km	38	-
			10kV 架空电力线路		km	20	-
		道路工程	进站道路		km	28.4	-
			桥涵		km	0.55	-

本工程涉及的主要设备见表 3.4-5。

表 3.4-5

本工程主要设备一览表

分类	序号	设备名称	单位	数量	备注
新建 DN2-32H、DN2-H29 井场	1	角式节流阀	套	4	每座井场各 2 套
	2	测温测压法兰	套	4	
	3	全启式弹簧安全阀	套	4	
	4	节流截止放空阀	套	4	
	5	井口阀组	套	4	
新建 DN2-19H、DN3-1H 井场	1	防冻剂加注橇	套	4	每座井场各 2 套
	2	角式节流阀	套	4	
	3	测温测压法兰	套	4	
	4	全启式弹簧安全阀	套	4	
	5	节流截止放空阀	套	4	
新建 DN2-19H、DN2-32H 阀室	1	电动球阀	套	8	每座阀室各 4 套
	2	平板闸阀	套	4	每座阀室各 2 套
	3	止回阀	套	4	每座阀室各 2 套
	4	管道	m	200	每座阀室各 100m
	5	管件	kg	12	每座阀室各 6kg
DN2-28 和 DN2-21 井改造	1	手动球阀	套	2	每座井场各 1 套
	2	平板闸阀	套	4	每座井场各 2 套
	3	节流截止放空阀	套	2	每座井场各 1 套
	4	安全阀	套	2	

续表 3.4-5

本工程主要设备一览表

分类	序号	设备名称		单位	数量	备注
DN2-27 井、 DN2-1 井、DN202 井、DN2-22 井 改造	1	气液分离器橇		套	4	每座井场各 1 套
	2	手动球阀		套	4	
	3	平板闸阀		套	8	每座井场 2 套
	4	节流截止放空阀		套	4	每座井场各 1 套
	5	安全阀		套	4	
	6	绝缘接头		套	4	
	7	电动球阀		套	4	
	8	平板闸阀		套	4	
	9	节流截止放空阀		套	4	
	10	止回阀		套	4	
DN201、DN204、 DN2-B2、 DN2-104 口老井 改造	1	防冻剂加注橇		套	4	每座井场各 1 套
	2	角式节流阀		套	4	
	3	测温测压法兰		套	4	
	4	全启式弹簧安全阀		套	4	
	5	平板闸阀		套	8	每座井场各 2 套
	6	节流截止放空阀		套	4	每座井场各 1 套
新建清管站 1 座	1	PN15MPa DN450 发球筒		套	1	—
	2	PN15MPa DN450 收球筒		套	1	—
	3	阀门 Q47Y-Class900 DN450		个	6	—
	4	平板 闸阀	Z43wF-160 DN50	个	6	—
	5		Z43wF-160 DN40	个	2	—
	6		Z43wF-16C DN65	个	2	—
	7		Z43wF-16C DN50	个	1	—
	8	双作用节流截止放空阀 SLJ41Y-160 DN50		个	2	—
	9	安全阀 A42Y-160 DN50		个	2	—
迪那 2 天然气 处理厂污水处 理设施改造工 程量	1	气田水调节罐 V=1600m ³		座	2	
	2	高效聚结除油器 Q=50m ³ /h		套	1	
	3	提升泵 Q=50m ³ /h, H=15m, N=7.5kw		座	2	1 用 1 备
	4	过滤提升泵 Q=50m ³ /h, H=35m, N=22kw.		台	2	1 用 1 备

续表 3.4-5 本工程主要设备一览表

分类	序号	设备名称		单位	数量	备注
迪那 2 天然气 处理厂污水处 理设施改造工 程量	5	双滤料过滤器 Q=50m ³ /h		套	1	—
	6	反洗泵 Q=70m ³ /h, H=35m, N=37kw.		台	2	1 用 1 备
	7	加药装置		套	1	
	8	一体化 污泥脱 水减量 化装置	收集池	座	1	处理量 120m ³ /d, 进 装置前含水率: 99% 出装置含水率: 75%
	9		污泥泵	台	2	
	10		加药装置	套	1	
	11		污泥脱水装置	套	1	
	12		控制系统	套	1	
	13		污泥自动打包系统	套	1	
DN211W、台 201、台 202、 台 2-1W、台 2-2W 和迪深 1 注水井	1	气田水回注罐		座	6	每座井场各 1 座
	2	高压回注泵		台	12	每座井场各 2 台
	3	喂水泵		台	12	
	4	316L 不锈钢管		m	600	每座井场各 100m
	5	20G 高压锅炉用无缝钢管		m	600	
	6	不锈钢闸阀		个	60	每座井场各 10 个
	7	不锈钢止回阀		个	12	每座井场各 2 个
	8	高压不锈钢闸阀		个	24	每座井场各 4 个
	9	高压不锈钢闸阀		个	24	
	10	高压不锈钢止回阀		个	12	每座井场各 2 个
	11	安全阀		台	12	每座井场各 2 台

3.4.5.1 新钻井工程

3.4.5.1.1 新钻井基本数据及井身结构

本工程新钻 4 口水平井, 2 口注水井。

采气井(目的层为苏一段水平井): 采用塔标 II 四开井身结构, 若钻遇吉迪克底异常高压层转塔标 II 五开井身结构, 5" 套管完井。

气田水回注井: 基基于已钻井分析结果采用塔标 I 三开井身结构, 7" 套管完井。一开封固地表疏松地层; 二开封固吉迪克组可能存在的高压水层, 三开钻至完钻井深 7" 套管封固目的层。

3.4.5.1.2 钻井液体系设计

①采气井

(1) 一开采用膨润土-聚合物体系；

(2) 二开上部采用 KCL 聚合物体系，如井下正常尝试采用聚合物钻至康村组底(3300m)，加强包被抑制性、封堵性，复配环保型防塌剂提高防塌效果，康村组下部根据井底情况及时转为 KCL 聚磺体系；

(3) 三开采用 KCL 近饱和盐水体系，盐层段钻进密度和氯根的控制是关键，水平井定向段加强润滑性能；

(4) 四开采用 KCL 聚磺体系，控制 HTHP 失水，加足沥青防塌剂加量>3%，其中阳离子乳化沥青和阳离子乳化干粉(或磺化沥青)复配使用，优化泥饼质量，保证井壁稳定性。

②回注井。

(1) 一开采用膨润土-聚合物体系。

(2) 二开采用 KCL 聚合物体系，加强包被性、封堵性和抑制性，复配聚合醇和石蜡类环保型防塌剂提高防塌效果。

(3) 三开采用 KCL-聚磺体系，控制 HTHP 失水，保证抗温性能；优化泥饼质量，保证井壁稳定性。

3.4.5.1.3 固井方案

①采气井

(1) 一开：采用常规密度水泥浆，一次上返封固全井。

(2) 二开：一级采用常规密度水泥浆，二级采用低密度水泥浆，分级固井。

(3) 三开：一级采用双凝水泥浆，二级采用单凝水泥浆，分级固井；

(4) 四开：采用尾管+回接固井，水平井尾管采用增韧防窜双凝水泥浆，回接均采用常规密度水泥浆。

②回注井

(1) 一开：采用常规密度水泥浆，插入式固井。

(2) 二开：一级采用常规密度双凝双凝防窜水泥浆，二级采用常规密度单凝防窜水泥浆，分级固井。

若钻遇高压低渗盐水层，且压力系数较高，水泥浆密度按实钻泥浆密度附加 $0.05\text{g}/\text{cm}^3$ ；一级固井若未有效封隔水层，压稳地层后采用双凝防窜水泥浆。

(3) 三开：采用尾管+回接固井，尾管采用常规密度双凝韧性水泥浆，回接采用常规密度单凝韧性水泥浆。

3.4.5.1.4 钻机选型

通过计算，水平井按二开 $14\frac{3}{8}" + 14\frac{3}{4}"$ 套管计算，最深下深 3707m，钻井液 $1.55\text{g}/\text{cm}^3$ ，浮力系数 0.80。综合分析表明，水平井采用 ZJ80 及以上钻机，气田水回注井采用 ZJ70 及以上钻机。生产井三开及以下井段配套顶驱设备，以便于处理事故复杂；可根据实际情况配备旋转控制头，降低井控风险。

3.4.5.2 地面工程

3.4.5.2.1 采气井井场

本工程新建 4 座采气井井场 (DN2-19H 井、DN2-32H 井、DN3-1H 井、DN2-H29 井)，井场四周采用钢丝网围栏围护。各井场装置均无人职守，定期巡检。

DN2-32H、DN2-H29 井口天然气经井口节流至 $12.3\text{MPa} \sim 12.7\text{MPa}$ 后通过采气支线气液混输至集输干线，为防止后期温度降低，节流后管线预留防冻剂注入口。

DN2-19H、DN3-1H 井口天然气需二级节流，一级节流后压力为 20MPa ，注入防冻剂，二级节流后通过采气支线气液混输输送至现有集输干线，站内主要工艺设施包括：井口安全切断阀、防冻剂注入撬、安全阀、手动放空阀及焚烧池等。

3.4.5.2.2 新建阀室

本工程新建 DN2-19H、DN2-32H 两座阀室。DN2-19H 井来天然气，通过 DN2-19H 阀室内集气管线和计量管线分别接到 DN204 阀室内的已建集气干线和计量干线上；DN2-32H 井来天然气，通过 DN2-32H 阀室内集气管线和计量管线分别接到 DN2-16 井阀室内的已建集气干线和计量干线上。

本工程在迪那 2-1 集气站附近新建 1 座输水阀室，汇集各排水井来液，同时分配气举管线来气。

3.4.5.2.3 排水井井场

本工程将 DN2-1 井、DN2-21 井、DN2-22 井、DN2-27 井、DN202 井、DN2-28

井 6 座单井改造为 6 座排水井。

1) DN2-21、DN2-28 井场改造

井口物流节流计量后混输至输水干线管网。场内主要工艺设施包括：井口安全切断阀、安全阀、手动放空阀及焚烧池。

2) DN2-1、DN2-27、DN2-22、DN202 井场改造

迪那 2 处理厂高压气作气举气经 DN50/DN80 高压管线进入井场采气树。井口节流后采出液进入气液分离器，分离计量后混输至输水干线管网。场内主要工艺设施包括：井口安全切断阀、气液分离器、安全阀、手动放空阀及焚烧池。

3.4.5.2.4 老井改造

本工程将已建 4 座老井 (DN204、DN2-B2、DN201、DN2-10 井) 井口天然气改为二级节流，一级节流后注入防冻剂，二级节流后利用原井场设施去现有集输干线 (DN201 井场二级节流后经除砂器撬除砂后去现有集输干线)。站内主要新增设施包括：防冻剂注入撬 (甲醇)、一级节流后安全阀、一级节流后手动放空阀；同时在 DN201 井场增加 2 套除砂器撬。

3.4.5.2.5 DN2-9T 清管站

本工程在 DN2-9T 阀室旁新建清管站 1 座，在新建清管站内新建发球筒 1 套、收球筒 1 套及配套设施。

3.4.5.2.6 集气站

本工程在迪那 2-1 集气站在站内新增 1 台三相分离器，将 2-1 集气站站内的两相分离器移至迪那 2-3 集气站使用并配套建设辅助设施。

3.4.5.2.7 迪那 2 天然气处理厂

本工程在迪那 2 天然气处理厂内新建压缩机 1 套，新建 2 座 1600m^3 气田水调节罐；新建 1 套污泥处理装置和规模为 $Q=1320\text{m}^3/\text{d}$ ($Q=55\text{m}^3/\text{h}$) 的污水转输设备。

3.4.5.2.8 注水井井场

本工程在台 201、台 202、台 2-1W、台 2-2W、迪深 1 井、DN211W 井井场内各新建回注泵房 1 座、缓冲水罐 ($V=200\text{m}^3$) 1 座、高压回注泵撬 2 台、喂水泵 2 台。

3.4.5.3 集输工程

本工程新建采气管线 16.65km、气举管线 14.86km、排水管线 8.9km、注水管线 37km；对 13 口井集输管线进行更换管材和管径，合计 8.64km；更换迪那 2-3 集气站至迪那 2-9T 阀室的管线 4.2km；更换迪那 2-9T 阀室至迪那 2-2 集气站的管线 7.8km。

表 3.4-6 集输管道一览表

序号	名称		起点	终点	管径	长度 km	输送介质
1	采气 支线	DN2-19H 井采气管线	DN2-19H 井	DN2-19H 阀室	DN80	1.6	原料气
2		DN2-32H 井采气管线	DN2-17 井	DN2-17 预留阀室	DN80	1.6	原料气
3		DN3-1H 井采气管线	DN3-1H 井	迪那 2-3 集气站	DN100	12.6	原料气
4		DN2-H29 井采气管线	DN2-H29 井	DN2-9T 阀室	DN100	0.85	原料气
5	采气 支线 更换	DN2-2 井采气支线	DN2-2 井	DN2-1 集气站	DN100	0.9	原料气
6		DN2-4 井采气支线	DN2-4 井	DN2-4 阀室	DN100	0.08	原料气
7		DN2-5 井采气支线	DN2-5 井	DN2-5 阀室	DN80	0.8	原料气
8		DN2-6 井采气支线	DN2-6 井	DN2-6 阀室	DN100	0.15	原料气
9		DN2-10 井采气支线	DN2-10 井	DN2-10 阀室	DN65	0.45	原料气
10		DN2-11 井采气支线	DN2-11 井	DN2-11 阀室	DN100	0.55	原料气
11		DN2-12 井采气支线	DN2-12 井	DN2-12 阀室	DN100	0.45	原料气
12		DN2-16 井采气支线	DN2-16 井	DN2-16 阀室	DN80	0.06	原料气
13		DN2-24 井采气支线	DN2-24 井	DN2-24 阀室	DN65	0.8	原料气
14		DN2-26 井采气支线	DN2-26 井	迪那 2-2 集气站	DN80	1.3	原料气
15		DN201 井采气支线	DN201 井	DN201 阀室	DN65	0.3	原料气
16		DN204 井采气支线	DN204 井	DN204 阀室	DN65	0.6	原料气
17		DN2-B2 井采气支线	DN2-B2 井	DN2-2 集气站	DN80	2.2	原料气
18	迪那 2-3 集气站至迪那 2-2 集气站计量干线更换		迪那 2-3 集气站	迪那 2-2 集气站	DN100	7.8	原料气
19	迪那 2-2 集气站至 DN2-9T 阀室计量干线更换		迪那 2-2 集气站	DN2-9T 阀室	DN150	4.2	原料气
20	集水干线		输水阀室	迪那 2 天然气处理厂	DN200	7.3	气田水
21	DN2-22 井输水管线		DN2-22 井阀室	输水阀室	DN100	1.6	气田水
22	气举 管线	气举干线	迪那 2 天然气处理厂	DN2-27 井	DN80	11.26	净化气

续表 3.4-6

集输管道一览表

序号	名称		起点	终点	管径	长度 km	输送介质
23	气举 管线	DN2-1 井气举支线	DN2-27 井气举 支干线	DN2-1 井	DN50	0.1	净化气
24		DN2-22 井气举支线	输水阀室	DN2-22 井	DN50	2.3	净化气
25		DN202 井气举支线	输水阀室	DN202 井	DN50	1.2	净化气
26	注水管线		迪那 2 天然气 处理厂	各注水井场	DN100	37	回注水

3.4.5.4 公辅工程

(1) 供配电

①新建采气井场

新建采气井场 DN2-32H、DN3-1H、DN2-H29、DN2-19H 均由内部集输 10kV 甲线、乙线就近 T 接单回 10kV 线路供电。电力线路导线规格均采用 LGJ-70，DN2-32H、DN3-1H、DN2-H29、DN2-19H 井场线路长度分别为 2km、11km、1km、2km。

②排水井改造

DN2-1、DN2-21、DN2-22、DN202、DN2-27、DN2-28 排水井改造利用站内已建的 10kV 电力线路供电。

③老井改造

4 口老井新增电伴热及防冻剂注入橇利用站内已建低压配电系统的备用回路供电。

④阀室

新建 DN2-19H、DN2-32H、输水阀室由内部集输 10kV 甲线、乙线就近 T 接单回 10kV 线路供电。电力线路导线规格均采用 LGJ-70，DN2-19H、DN2-32H、输水阀室线路长度均为 0.5km。

⑤回注井

DN211W 回注井利用站场已建 10kV 电力线路供电，迪深 1 回注井场由内部集输 10kV 甲线、乙线就近 T 接单回 10kV 线路供电，线路长度为 2km，线路规格采用 LGJ-70/10；台 2-1W、台 2-2W、台 201、台 202 回注井由 35kV 轮水线 T 接一回 35kV 电源至台 2-1W 回注井，台 2-2W、台 201、台 202 回注井分别在该

35kV 线路上 T 接一回 35kV 电源供电，线路长度分别约为 34km、0.5km、0.5km、3km，导线规格 LGJ-120/20。

⑥新建 DN2-9T 清管站

清管站的供电电源由道路北侧已建内部集输 10kV 架空线路 T 接一回 10kV 电源供电。电力线路导线规格采用 LGJ-70，DN2-9T 清管站线路长度为 0.5km。

⑦迪那 2-3 集气站改造

迪那 2-3 集气站改造新增电动阀由站内箱式变电站的备用回路引接一回 AC380V 电源供电。

⑧迪那 2-1 集气站改造

迪那 2-1 集气站改造新增电动阀由站内箱式变电站的备用回路引接一回 AC380V 电源供电。

⑨迪那 2 天然气处理厂改造

迪那 2 天然气处理厂改造新建的污水处理设施由空氮站变电所两段母线各新建 1 面低压配电柜为新增低压负荷供电。新增 10kV 450kW 气举压缩机组的供电由 110kV 变电站 10kV 电机出线备用回路(柜号 19)供电。

(2) 给排水

①给水工程

钻井期：主要包括钻井用水和生活用水。钻井用水由水罐车拉至各井场，主要用于配制泥浆；生活用水由罐车拉至各井场生活区。

运营期：运营期不新增生产用水；劳动定员由迪那 2 气田调剂，不新增生活用水。

②排水工程

钻井期：钻井期废水主要为生活污水及压裂作业产生的酸化压裂废水，生活污水主要为盥洗废水，排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)，定期拉运至迪那作业区公寓污水处理装置处理。配制钻井泥浆的新水在钻井过程中消耗一部分，大部分随钻井泥浆转移到下一钻井工程使用，不外排。井下射孔酸压作业产生的井下酸化压裂废水返排液约为 480m³，收集在回收罐后加碱中和后拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

营运期：营运期气田水随油气混合物混输至迪那 2 天然气处理厂处理，处理后作为注水水源回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理；双滤料过滤器反冲洗废水、污泥减量化装置脱出污水全部送至前端污水处理工序同气田水一起处理达标后回注地层；劳动定员由迪那 2 气田现有调剂，不新增生活污水。

(3) 自动控制

①新建单井站和注水井设置 RTU 系统完成工艺参数采集与联锁控制，实现无人值守、无人操作的自控水平。

②单井站改造自控水平与原站场保持一致，扩容部分接入原站场 RTU 系统，实现无人值守、无人操作的自控水平。

③新建 DN2-19H、DN2-32H 阀室单独设置 RTU 系统，阀室内仪表通过 RTU 实现数据采集、监视、控制和数据处理等功能，实现无人值守、无人操作的自控水平。输水阀室设置就地压力检测仪表。

④迪那 2-1 集气站改造、迪那 2-3 集气站改造部分自控水平均与原站场保持一致，扩容部分接入原站场 RTU 系统，实现无人值守、无人操作的自控水平。

⑤迪那 2 天然气处理厂改造部分自控水平与原装置保持一致，原处理厂设置了 DCS、SIS 和 FGS 系统，实现有人值守、无人操作的自控水平。

⑥DN2-9T 阀室旁清管站单独设置 RTU 系统，实现无人值守、无人操作的自控水平。

(4) 防腐与保温

新建采气线路管道、全部更换线路管道材质均为 22Cr，全线保温，管道外壁采用防腐保温层的保护方案，不实施阴极保护；新建气举线路管道材质为 L360，全线不保温，管道外壁采用防腐层+阴极保护的联合保护方案；新建采气线路管道、全部更换线路管道，其直管段管道外壁防腐保温层结构，采用单层熔结环氧粉末普通级防腐层+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+聚乙烯外护层；新建气举线路管道，其直管段管道外壁，采用三层 PE 常温型普通级防腐层；高压玻璃钢管道无需实施防腐；厂、站、阀室内地面管道及设备外壁根据材质、运行工况等因素采用适宜的防腐与保温材料；厂、站、阀室内埋地管道、管件等

采用性能优良的防腐层或防腐保温层，不实施阴极保护；需实施内壁防腐的非标设备，其设备内壁采用防腐层加牺牲阳极的联合保护方案。

(5) 通信

根据《油气田地面工程数据采集与监控系统设计规范》的建设目标和网络安全规范的相关要求，本工程新建井场与清管站的自控生产数据与视频图像、语音、入侵报警等数据分别采用物理隔离的网络上传至迪那 2 油气处理站。其中自控生产数据传输业务分别采用工业以太网传输系统(主用)+5.8GHz 无线宽带数据传输系统(备用)承载，其它辅助生产业务采用独立的 1 套 1000M 工业以太网系统承载。

光缆线路采用 24 芯 ADSS(全介质自承式)光缆与已建/新建 10kV 电力线路同杆架空敷设和 18 芯 GYTA₅₃型室外铠装光缆与新建输水管道同沟直埋敷设相结合的建设方案，其中新建主干光缆线路与已建主干光缆线路形成物理自愈环网，提高整个气田集输光纤传输系统可靠性。

新建清管站按照三级风险要害部位设防标准设置 IP 高清摄像前端、扩音对讲广播话站及数字微波对射入侵报警探测前端。各新建井场按照三级以下风险要害部位设防标准设置 IP 高清摄像前端与扩音对讲广播话站。同时将油气处理站中控室现有 DLP 拼接显示大屏改造为 LCD 高(超)清拼接显示大屏。

(6) 道路

本工程需新建 11 条进站道路共 28.4km 和 3 座桥涵。本工程道路按四级道路单车道建设，现场已有土路地段充分利用维修，没有土路地段则需新建。道路设计速度 20km/h。

(7) 危险化学品间

本项目钻井期配制泥浆所用原辅材料中烧碱属于危险化学品，其生产、储存严格按照《危险化学品安全管理条例》相关要求执行。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。

(8) 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，危废暂存间底部及四周裙角采取防渗膜防渗，内部设置有不同的分区，主要存放钻井期间产生的废润滑油和烧碱废包装袋。废润滑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，并与废润滑油存放在不同的分区内。

3.4.6 原辅材料

3.4.6.1 钻井期原辅材料

工程原辅材料消耗主要为钻井工程中钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥、防塌润滑剂以及降失水剂等，消耗的能源主要为柴油。

钻井工程原辅材料中的水由罐车拉运至井场贮存在水罐中，作为能源的柴油由罐车运输进场暂存于柴油储罐内，其他材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。

3.4.6.2 营运期原辅材料

工程营运期原辅材料消耗主要为 2 座新建采气井场及 4 座改造采气井场加注的甲醇。甲醇全部罐装拉运至各场，其中甲醇主要作用为降低天然气露点温度，防止天然气中水合物的形成，甲醇年用量为 660m^3 ；甲醇理化性质见表 3.4-7。

表 3.4-7 营运期主要原辅材料理化性质一览表

物料名称	理化性质或成分
甲醇	化学式为 CH_3OH ，是结构最为简单的饱和一元醇，CAS 号为 67-56-1 或 170082-17-4，分子量为 32.04，沸点为 64.7°C

3.4.7 工艺流程及排污节点分析

油气田开发建设过程中对环境的影响主要分为钻井工程、地面工程、油气集输工程、气田水处理、注水工程。

3.4.7.1 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：

3.4.7.1.1 钻井工程

本工程包含新钻井 6 口，(4 口采气井，2 口注水井)，4 口采气井型全为水平井，2 口注水井井型全为直井。水平井钻完井周期 232 天，采气井采用 ZJ80 钻机或以上级别钻机；注水井钻完井周期 50 天，注水井采用 ZJ70 及以上钻机。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。

(1) 钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设进场道路和井场建设。

① 道路建设

本工程需铺设井场砂石路，根据选定路线由推土机推平、压实，井场砂石路路基宽度为 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，钻井期间若条件允许的情况由电网供电，若条件不允许，则采用柴油发电机供电，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。返排泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，其中泥浆进入泥浆罐循环使用，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，干化后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)标准后就地掩埋或用于修路、铺垫井场；聚磺体系泥浆钻

井岩屑经不落地收集系统收集后清运至轮南钻试修废弃物环保处理站或区域撬装化泥浆处理装置处理。含油废物主要为现场简单维修设备产生的废油等，集中收集后暂存于铁桶内，由有资质的单位回收。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。钻井用泥浆在泥浆罐内配制，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配制泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。

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

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

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

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

(4) 测试放喷

当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙，则需

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

测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，凝析油回收罐等。如有油气资源，则产出液经两相分离器分离后，凝析油进入凝析油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，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(采用撬装组合型钢板池)，钻井工程结束后定期拉运至迪那作业区公寓生活污水处理装置处理，酸化压裂废水在酸碱收集罐内，完井后运至轮南钻试修废弃物环保处理站妥善处置。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为井场建设期间产生的弃土、钻井期间产生的钻井泥浆岩屑、机械检修时会产生少量废润滑油及烧碱废包装袋等；井场建设期间产生的弃土用于场地平整，钻井泥浆岩屑分为膨润土泥浆钻井岩屑和聚磺体系泥浆钻井岩屑，膨润土泥浆钻井岩屑经干化后，干化后直接用于修路、铺垫井场或就地填埋，聚磺体系泥浆钻井岩屑运至轮南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。

3.4.7.1.2 井站场工程

本工程井站场工程主要为新建井场、阀室、清管站、改建井场、集气站、扩建迪那 2 天然气处理厂及配套设施安装。对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将井口撬、三相分离器、清管装置、污水处理设施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，收集后统一清运至迪那作业区固废场填埋处理。

3.4.7.1.3 管道工程

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

(1) 施工准备

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

(2) 管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线及天然气管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 0.8m，沟深 1.5m，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。本工程集输管线采用高压柔性复合管，不做外防腐；柔性复合高压输送管连头采用扣压螺纹连接。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。

本工程穿越柏油路时采用顶管施工方式，该方式施工具有不破坏现有道路，减少开挖土方，不会对交通造成明显影响等优点。

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

首先组织人员熟悉图纸及穿越地质情况，设备材料准备齐全，然后根据设

计给定的控制桩位，用全站仪(或经纬仪)放出穿越中心轴线，并定下穿越中心桩，施工带变线桩，撒上白灰线，同时放出操作坑与接管坑的位置和开挖边线。保护好路两侧中心线上的标志桩，以便控制测量、校核操作坑开挖深度和穿越准确度。根据各穿越处地形特点以及道路具体特点，在穿越两端各开挖一个作业坑，一个作为顶管作业坑，一个作为接受坑。作业坑采用机械和人工配合开挖。作业坑埋深为管道埋深+垫层厚度，承受顶进反作用力的作业坑背部处理成垂直状，并根据土质情况，后背墙采取相应支撑。作业坑处理完毕后，用吊车把顶管设备安装好，测量校正导轨面，保证套管中心与设计中心相吻合，保证施工精确度。顶进操作坚持“先挖后顶，随挖随顶”的施工原则，千斤顶顶进开始时，应缓慢进行，待各接触部位密合后，再按正常顶进速度(3~4cm/min)顶进。千斤顶顶进一个冲程(20~40mm)后，千斤顶复位，在横铁和环形顶铁间装进合适的顶铁，然后继续顶进，直至管道顶至对面接受坑。顶铁安装需平直，顶进时严防偏心。顶进应与管外围注浆同步进行，先注浆后顶进，随顶随注。

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。

(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，试压结束后排入撬装组合型钢板池暂存。

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

本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，试压结束后用于区域绿化；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迪那作业区固废场填埋处置，施工人员生活垃圾收集后运至迪那作业区固废场填埋处置。

3.4.7.1.4 道路工程

(1) 路基工程

气田道路路基工程采取机械施工为主，运距 100m 以内时，采用推土机铲土、运输；运距 100m~200m 时，采用铲运机铲土、运输；运距 200m 以上时，采用装载机配合自卸汽车挖运土方，由推土机推平、压实即可。

(2) 桥涵设置

本工程包含 3 座桥涵，桥涵布设综合考虑项目所在地区的现有路网、水系、环境因素，充分发挥桥涵的综合效益和整体功能。

山前漫流地区，根据天然水系、地形条件，采取分散与小集中相结合的原则布置桥涵。丘陵区考虑到洪水中夹杂泥石较多，优先采用盖板涵，孔径为 2m、

4m。在路基高度满足桥涵结构高度的情况下，尽量采用暗涵。

(3) 影响识别

道路施工过程中机械设备将产生噪声、扬尘，施工人员产生生活污水、固体废物，这些将随着施工的结束而消失，但是道路工程将占用土地、破坏一定量的地表植被。主要影响识别如下：

① 噪声

道路施工噪声源主要来源于挖掘机、推土机等施工机械，产噪声级可达 81~90dB(A) (距声源 5m 处)；施工过程中产生的噪声会对沿线声环境将产生一定的不利影响。

② 废气

工程施工过程产生的废气污染物主要为扬尘，扬尘主要来源于土石方的运输和堆放、土石方的开挖和回填等作业过程。支线道路、井场道路采用砂石路面，砂石粒径中等，铺设时卸料过程产生一定粉尘。

③ 废水

施工期废水主要来源于施工人员产生的生活污水，主要污染因子有 SS、COD、氨氮、BOD₅ 等。

④ 固体废物

施工期固体废物主要弃土弃渣，以及施工人员生活垃圾。其中，弃土弃渣作为区域土地平整土方来源或井场垫方加以利用；生活垃圾集中堆放收集，定期统一清运。

3.4.7.2 营运期工艺流程及排污节点分析

3.4.7.2.1 采气井工艺

本工程 4 口采气井场涉及 2 种井场，井场布置基本一致，主要区别为 DN2-32H、DN2-H29 井未设置甲醇加注撬，DN2-19H、DN3-1H 井场设置甲醇加注撬。

工艺流程描述如下：

DN2-32H、DN2-H29 井口天然气经井口节流至 12.3MPa~12.7MPa 后通过采气支线气液混输至集输干线，为防止后期温度降低，节流后管线预留防冻剂(甲

醇)注入口。DN2-19H、DN3-1H 井口天然气需二级节流，一级节流后压力为 20MPa，注入防冻剂(甲醇)，二级节流后通过采气支线气液混输至现有集输干线。井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至集气站、处理厂集中监控。

气井开采一定年限后，需进行修井作业，周期大概为2~3年1次。营运期依据单井产能情况，当产量下降，判断是井孔地层堵塞，则需进行修井等井下作业。在气井投入生产后，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，从而导致油气井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业，也即是进行修复气井套管的作业。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。

本工序主要废气污染源为井场内采气树阀门泄露形成的挥发性有机废气，油气采取管道密闭输送，通过加强检修和维护从源头减少阀门等泄露挥发；废水污染源主要为气田水和井下作业废水，气田水随采出油气资源混输至迪那2天然气处理厂，分离后进入站内气田水处理系统，处理达标后用于回注地层，不外排；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理；噪声污染源主要为采气树及加注撬噪声，采取基础减振措施；固废污染源主要为修井作业过程产生的油泥(砂)，委托有资质单位进行接收处置。

3.4.7.2.2 油气集输工艺

①集输工艺

气田内部集输采用单井集气、采气管线气液混输工艺。本工程各新建井场天然气经集输支线通过阀室汇入集输干线，最终经干线输至迪那2天然气处理厂处理。本工程新增DN2-19H、DN2-32H两座阀室用以将DN2-19H、DN2-32H井集气支线来气接入集气干线；DN3-1H井集气支线来气接入迪那2-3集气站，DN2-H29井集气支线来气通过DN2-9T阀室接入集气干线。

②计量工艺

根据迪那 2 气田气田水目前计量不准确的问题，在迪那 2-1 集气站在站内

新增 1 台三相分离器(DN1400×7000)。设计计量能力为：气量 $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、凝析油 120t/d、气田水 30t/d 为设计规模。

三相分离器计量流程：气液混合流体经进口进入分离器进行基本相分离，气体进入气体通道并经过整流器和重力沉降，分离出液滴；液体进入液体空间分离后油向上流动、水向下流动得以分离，气体在离开分离器之前经捕雾器除去小液滴后从出气口流出，油从顶部经过溢流隔板进入油槽并从出油口流出，水经溢流挡板进入水槽并从排水口流出。

在气相出口管道上设置孔板流量计对气相进行计量，在凝析油和气田水出口管道上分别设置质量流量计和电磁流量计对凝析油和气田水分别进行计量。相较“气液两相分离+液相在线含水分析仪”的方式，三相分离计量通过对气相、油相、液相分离后分别计量，分离效果好、自动化程高、计量数据准确度较高。

在迪那2-1集气站新增三相分离器后，将迪那2-1集气站站内的两相分离器移至迪那2-3集气站使用，迪那2-3集气站为干线起点，但目前站内接入单井均停产或关井，只有西部DN2-17、DN204等4口井在生产，冬季时为了对计量干线和生产干线进行暖管而无法进行产量计量。故迪那2-3清管站新增计量分离器后，可就近从生产井导入气量，从而起到暖管的作用，同时后期DN2-H18井和DN3-1H井投产后，可就近在迪那2-3集气站进行轮换计量。

③清管工艺

本工程在DN2-9T阀室旁新建清管站1座，增加清管站后可实施2-3集气站至迪那2-1集气站之间的分段清管，减少对处理站设备的冲击。

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。清管站功能为接收上游集气干线清管器，向下游集气干线发送清管器。清管站主要有清管接收模块、清管发送模块。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。

油气集输工艺废气污染源主要为迪那 2-1 集气站、2-3 集气站挥发性有机废气，站内采取密闭工艺，通过加强检修和维护从源头减少阀门等泄露挥发；废水污染源主要为气田水，气田水随采出油气资源混输至迪那 2 天然气处理厂，

分离后进入站内气田水处理系统，处理达标后用于回注地层，不外排；固体废物主要为清管过程中产生的清管废物，收集后定期由有危废处置资质的单位接收处置。

3.4.7.2.3 气举排水工艺

本工程对DN2-1井、DN2-21井、DN2-22井、DN2-27井、DN202井、DN2-28井6座单井改造为6座排水井，其中DN2-21、DN2-28井为纯排水井场，DN2-1、DN2-27、DN2-22、DN202井为气举排水井场。

1) DN2-21、DN2-28 井场改造后工艺

DN2-21、DN2-28 井井口采出液经井场节流计量后混输至输水干线管网。经输水干线输至迪那 2 天然气处理厂处理。

2) DN2-1、DN2-27、DN2-22、DN202 井场改造后工艺

迪那 2 处理厂处理后净化气作为气举气源，经厂内新建压缩机集中增压后，经敷设高压管线输送至 DN2-1、DN2-27、DN2-22、DN202 井场，经井场采气树注入地层。

经井口节流后采出液进入气液分离器，分离计量后混输至输水干线管网。经输水干线输至迪那 2 天然气处理厂处理。

本工序主要废气污染源为各排水井场内采气树阀门泄露形成的挥发性有机废气，油气采取管道密闭输送，通过加强检修和维护从源头减少阀门等泄露挥发；废水污染源主要为气田水，气田水随采出油气混输至迪那2天然气处理厂，分离后进入站内气田水处理系统，处理达标后用于回注地层，不外排；噪声污染源主要为迪那2处理厂压缩机设备运行噪声，通过采取基础减振的降噪措施。

3.4.7.2.4 气田水处理工艺

①污水处理工艺

迪那 2 天然气处理厂分离装置分离出的气田污水，首先进入气田水调节罐进行水质、水量调节，同时进行重力沉降，再经提升泵提升进入除油罐，除油罐出水自流进入缓冲罐，缓冲罐出水再经泵提升进入高效聚结除油器，进口投加絮凝剂；出水经泵提升进入双滤料过滤器进行过滤处理，进一步去除气田水

中的悬浮物，过滤出水进入滤后水罐存储。罐底沉泥定期通过强排泥器排入污泥收集装置。

1) 反冲洗及污水回收流程

双滤料过滤器反洗泵从滤后水罐中吸水，对双滤料过滤器进行反冲洗，反洗水排入在建气田水回收罐，再进入前端气田水调节罐，进行进一步处理。

2) 污泥回收及处理流程

气田水调节罐、除油罐，缓冲罐的底泥经强吸泥装置收集后重力排入污泥收集池，高效聚结除油器的浮渣也排入污泥收集池。污泥收集池存储的含水污泥，经污泥提升泵提升至污泥减量化装置，进行污泥脱水处理。

本工序产生的噪声污染源主要为泵类运行产生的噪声，通过基础减振的降噪措施进行降噪；产生的废水污染源主要为双滤料过滤器反冲洗废水，送前端气田水处理工序处理；产生的固体废物主要为调节罐、除油罐、缓冲罐的底泥，高效除油器浮渣，全部排入污泥池经污泥提升泵提升至污泥减量化装置进一步处理。

② 污泥减量化装置

本工序主要处理气田水处理工序各罐体沉淀产生的含水污泥。含水污泥稳定化、减量化的工艺及装置是高度集成的一体化撬装式设备，含水污泥通过污泥泵提升进入一体化污泥减量化装置的收集池，然后由污泥泵提升至污泥脱水装置的反应段。污泥与加药装置投加的絮凝剂在反应段进行充分反应，形成絮状物后进入浓缩段，然后通过脱水段进行脱水。脱水段采用叠螺机进行浓缩脱水(当螺旋推动轴转动时，设在推动轴外围的多重固活叠片相对移动，在重力作用下，水从相对移动的叠片间隙中滤出，实现快速浓缩。经过浓缩的污泥随着螺旋轴的转动不断往前移动；沿泥饼出口方向，螺旋轴的螺距逐渐变小，环与环之间的间隙也逐渐变小，螺旋腔的体积不断收缩;在出口处背压板的作用下，内压逐渐增强，在螺旋推动轴依次连续运转推动下，污泥中的水分受挤压排出，滤饼含固量不断升高，最终实现污泥的连续脱水)。脱水后干泥含水率约为 70%~80%之间，脱除水重新回到污水处理系统处理，脱水干泥经污泥自动打包系统打包处理后，交予有资质单位回收处置。

本工序废气污染源主要为污泥减量化过程产生的废气，污泥减量化装置设置在室内，室内压力设置为微负压，防止无组织废气溢散。房顶设置气体净化装置，室内无组织废气，经气体净化装置净化后外排；废水污染源主要为污泥减量化装置脱出污水，回前端污水处理工序处理；噪声污染源主要为泵类、风机等设备产生的噪声，通过基础减振的降噪措施进行降噪；固体废物主要为脱水后的含油污泥，经自动打包机打包处理后送有危废处置资质的单位接收处置。

3.4.7.2.5 修井作业工艺流程

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，也即是进行修复气井套管的作业。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。

本工序产生的噪声污染源主要为修井钻具设备运行过程中产生的噪声，采取基础减振的降噪措施；废液主要为修井产生的废液，直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站妥善处置；固体废物主要为修井过程中产生的油泥(砂)，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

3.4.7.3 闭井期

随着石油天然气开采的不断进行，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等，废弃建筑垃圾等收集后统一清运至迪那作业区固废场处置。

3.4.8 施工期污染源及其防治措施

施工期建设内容主要包括钻井工程，管线敷设及油田内部道路建设，井场、阀室、清管站建设及场站改建等。

3.4.8.1 钻井工程

本次新钻井6口(4口采气井，2口注水井)，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

钻井期间若条件允许的情况下由电网供电，若条件不允许，则采用柴油发电机供电。本工程考虑最不利情况无法使用电网供电，钻井作业时由柴油发电机作为动力来源。柴油发电机等设备燃料燃烧废气主要污染物为 NO_x 、烃类、CO 等。

根据开发方案，钻井井队配备4台柴油机发电，柴油消耗量平均每台每天1t。新钻水平井4口，平均钻井完井周期为258d，共耗柴油4128t；直井2口，钻完井周期为76天，共消耗柴油608t；合计整个钻井期共消耗柴油4736t。

依据《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB 20891-2014)及修改单(生态环境部公告2020年第74号)及《普通柴油》(GB252-2015)核算，单台柴油发电机满负荷运行污染物最大排放速率为： $\text{HC}+\text{NO}_x$ 5.12kg/h、CO 2.8kg/h、颗粒物0.16kg/h，根据柴油消耗量核算钻井过程中柴油发电机烟气排放量6313.09万 m^3 ，排放烃类10.13t、CO 88.47t、 NO_x 88.47t、 SO_2 0.095t、颗粒物5.11t。

(2) 废水

① 钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，

其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有悬浮物、COD、石油类等。

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

②酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行射孔和酸压完井。在射孔和酸压过程中由于井筒压力小于地层压力，所以酸化压裂废水基本由管道排出。单井排放的酸化压裂废水为 $60\sim 100\text{m}^3$ ，平均 80m^3 。本工程新钻6口单井，产生的酸化压裂废水约为 480m^3 。

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，加碱中和后拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站妥善处理。

③生活污水

根据开发调整方案，新钻采气井4口，平均钻井完井周期258天；新钻注水井2口，平均钻井完井周期76天。钻井人数一般为60人，按每人每天用水量100L计算，则生活用水量为 7104m^3 ，生活污水产生量按用水量的80%计算则总产生量为 5683.2m^3 。生活污水中主要污染物为COD、 BOD_5 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、SS等；类比区域内周边气田现状，生活污水中主要污染物浓度COD为 400mg/L 、 BOD_5 为 250mg/L 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 20mg/L 、SS为 200mg/L ；各污染物的产量COD为 2.273t 、 BOD_5 为 1.420t 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 0.114t 、SS为 1.137t 。

钻井工程在施工营地旁设置防渗的生活污水池（撬装组合型钢板池）暂存，定期拉运至迪那作业区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 $100\sim 110\text{dB(A)}$ 、泥浆泵噪声源强在 $95\sim 105\text{dB(A)}$ 、射孔机和压裂泵车噪声源强在 $100\sim 110\text{dB(A)}$ 。

(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

项目使用泥浆为膨润土体系泥浆、聚磺体系泥浆。泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用。

② 钻井岩屑

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

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m³；

D——井眼的平均直径，取0.30m；

h——井深，取平均值5290m。

利用上述公式计算出每口井钻井期内产生的岩屑量最大为 373.7m³，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑 212m³，水基磺化泥浆钻井岩屑 161.7m³。本工程新钻井 6 口，总岩屑产生量为 2242.2m³，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑 1272m³，水基磺化泥浆钻井岩屑 970.2m³。

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；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，拉运至轮南钻试修环保站处理。通过上述措施，钻井期间的固体废物得到妥善处置，同时加强其收集、运输管理工作，不会对环境产生明显污染影响。

③ 废润滑油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废润滑油，检修期间地面应铺设防

渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防治废润滑油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废润滑油量约为0.5t/口，本工程新钻井6口，废润滑油量产生量为3.0t，废润滑油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。

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，本工程新钻井6口，烧碱废包装袋产生量为0.6t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置，并按《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求，落实废包装袋的收集和防治污染措施，对周围环境不会造成污染影响。

⑤生活垃圾

根据开发调整方案，本次区块开发新钻采气井4口，平均钻井完井周期258天；新钻注水井2口，平均完井周期为76天。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35.5t。在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运迪那作业区固废场填埋。

3.4.8.2 地面工程建设

地面工程建设主要分为三类，第一是井场、阀室、清管站建设及场站改建，第二是管道建设，第三是道路、桥涵建设。施工期污染源及环境影响减缓措施情况见表3.4-8。

表3.4-8 场站、管线及道路施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

工程	项目	污染源	排放方式	主要污染物	环境影响减缓措施	排放去向
井场及场站	废气	车辆行驶、土方施工扬尘	间断	粉尘	车辆低速行驶、车况良好、燃烧合格油品；场地大风天气适当洒水抑尘	环境空气
		施工机械、运输车辆尾气	间断	SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
	废水	施工人员生活污水	间断	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS	设置防渗的生活污水池(撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至迪那作业区公寓生活污水处理装置处理	不外排天然地表水体

续表3.4-8 场站、管线及道路施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

工程	项目	污染源	排放方式	主要污染物	环境影响减缓措施	排放去向
井场及场站	固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	收集后定期清运至迪那作业区固废场填埋	妥善处置
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	间断	噪声	优先选用低噪声施工机械和设备；距离声环境敏感点较近的需采取基础减振、隔声降噪等综合措施	声环境
	生态	占用土地	永久	土地利用	永久占地改变土地利用类型	生态影响最小化
管道工程	废气	施工扬尘	间断	粉尘	场地大风天气适当洒水抑尘	环境空气
		施工机械、运输车辆尾气	间断	SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
	废水	施工人员生活污水	间断	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS	设置防渗的生活污水池(撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至迪那作业区公寓生活污水处理装置处理	不外排天然地表水体
		试压废水	间断	SS	试压结束后用于区域绿化	不外排天然地表水体
	固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	定期清运至迪那作业区固废场填埋	妥善处置
		施工废料	间断	废弃混凝土等	部分回收利用，剩余收集后运至迪那作业区固废场填埋处置	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
	道路桥涵工程	废气	车辆行驶、地面开挖施工扬尘	间断	粉尘	车辆低速行驶、车况良好、燃烧合格油品；场地大风天气适当洒水抑尘
施工机械、运输车辆尾气			间断	SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
废水		施工人员生活污水	间断	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS	设置防渗的生活污水池(撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至迪那作业区公寓生活污水处理装置处理	不外排天然地表水体
固体废物		生活垃圾	间断	生活垃圾	定期清运至迪那作业区固废场填埋	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	充分利用气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

3.4.9 营运期污染源及其防治措施

3.4.9.1 废气污染源及其治理措施

结合《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018)和《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)要求对源强进行核算,本项目 4 口采气井场布设基本一致,且项目建成后 DN3-1H 井场产能最高,故选 DN3-1 井场为代表。本项目实施后废气污染源及其治理措施见表 3.4-9。

表 3.4-9 本项目废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	排气筒高度(m)	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	年排放量 (t/a)
1	采气井场无组织废气 (DN3-1H 井为代表)	非甲烷总烃	—	密闭工艺	—	—	—	0.0017	8760	0.015×4
2	新建阀室无组织废气 (DN3-1H 井为代表)	非甲烷总烃	—	密闭工艺	—	—	—	0.0011	8760	0.010×2
3	迪那 2-1 集气站新增三相分离器无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭工艺	—	—	—	0.00068	8760	0.006
4	迪那 2-3 集气站新增气液分离器无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭工艺	—	—	—	0.00055	8760	0.005
5	迪那 2 天然气处理厂新增污泥减量化装置无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭工艺	—	—	—	0.0072	8760	0.063

3.4.9.2 废水污染源及其治理措施

(1) 气田水

气田水主要来源于气藏本身的底水、边水,且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据开发方案预测,区块开发前期气田水水量较小,随着开采年限的增长气田水量逐渐增加。气田水随油气混合物输送至迪那 2 天然气处理厂处理,经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)

后回注于地层，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。本工程气田水主要为采气井、排水井投产后新增气田水，气田水量为 $1800\text{m}^3/\text{d}$ 。

(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。平均每次修井排放废水 45m^3 ，按同类项目类比，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 $11.25\text{m}^3/\text{a}$ 。开发调整方案新钻井共计6口，则井下作业废水每年产生量合计 67.5m^3 。废水中主要含有酸、盐类和有机物，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理。

(3) 双滤料过滤器反冲洗废水、污泥减量化装置脱出污水

为保证污水处理效果，过滤装置需定期反冲洗，反冲洗水源为处理后气田水，产生反冲洗废水约为 $80\text{m}^3/\text{d}$ ；污泥减量化装置每天处理 120t 含水污泥，设计出泥含水率按 75%计，则脱出污水量为 $115.2\text{m}^3/\text{d}$ 。反冲洗废水、污泥减量化装置脱出污水全部送至前端污水处理工序同气田水一起处理达标后回注地层。

3.4.9.3 噪声污染源及其治理措施

气田生产阶段，噪声源主要集中在各场站，噪声源为各类机泵、压缩机、火炬等。噪声源强在 $90\sim 105\text{dB}(\text{A})$ ，常用设备如各种机泵、压缩机采取基础减振的措施，降噪效果可到 $15\text{dB}(\text{A})$ ；火炬属于偶发噪声，持续时间短，随着操作的结束而消失。

3.4.9.4 固体废物及其治理措施

气田生产过程中产生的固体废物主要是油泥(砂)、清管废物、含油污泥。

(1) 油泥(砂)

工程营运期站场涉油设施阀门和法兰等凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生油泥(砂)，根据类比调查，油泥(砂)产生量约为 $1.4\text{t}/\text{a}$ ，桶装收集后有危废处置资质单位接收处置。

(2) 清管废渣

集气干线清管作业产生清管废渣，每年清管 1~2 次。根据类别调查，一般清管废渣产生量为 1.15kg/km，本项目设置收发球筒集气干线总长为 12km，每次废渣产生量约 13.8kg，产生量最多约为 0.028t/a。清管废渣的主要成分为石油类、SS 和氧化铁等。清管时在收球装置的四周铺设土工布，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，收集后定期由有危废处置资质的公司接收处置。

(3) 含油污泥

本工程污泥减量化装置设计处理能力为 120t/d，设计出泥含水率为 75%，则产生含油污泥为 4.8t/d，年产生量为 1752t/a，定期由有危废处置资质的公司接收处置。

本工程实施后，产生的危险废物污染源及治理措施情况见表 3.4-10。

表 3.4-10 危险废物污染源及治理措施一览表

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
清管废渣	HW08	900-249-08	0.028	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2次/年	T, I	桶装收集后，由有危废处置资质单位接收处置
油泥(砂)	HW08	071-001-08	1.4	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	
含油污泥	HW08	900-249-08	1752	污泥减量化装置	固态	油类物质、泥沙	油类物质	/	T, I	打包装置打包后由有危废处置资质单位接收处置

3.4.10 闭井期污染源及其防治措施

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；固废污染源主要为废弃建筑垃圾等，属于一般工业固体废物，废弃建筑垃圾等收集后送迪那作业区固废场填埋处置。

3.4.11 非正常排放

非正常生产排放包括设备检修、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。

本项目属于天然气开采过程，若井口压力过高，采出气通过放喷管道直接

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 3.4-11 非正常排放情况一览表

项目	持续时间(min)	产生的污染物排放速率(kg/h)	
放喷口	30	非甲烷总烃	0.25
		颗粒物	0.10
		SO ₂	0
		NO _x	0.675

3.4.12 清洁生产分析

3.4.12.1 清洁生产技术和措施分析

3.4.12.1.1 钻井工艺清洁生产工艺

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

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

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

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

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

④开钻前对井场应急池等做防渗漏处理。

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

(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。

3.4.12.1.2 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，最终进入迪那 2 天然气处理厂集中处理，全过程密闭集输，降低了损耗，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，对产生的油泥(砂)和废液采用循环作业罐(车)收集。

⑥ 井下作业过程中铺防渗土工膜防止原油落地。

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

(2) 节能及其它清洁生产措施分析

① 优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

② 管线均进行保温，减少热量损失；

③ 选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电

负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本；

④采用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失；

⑤采用自动化管理，提高了管理水平。

(3) 建立有效的环境管理制度

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

3.4.12.2 清洁生产水平分析

(1) 评价指标体系

《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》(试行)2009 中规定的清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低(小)越符合清洁生产要求(如常用纤维原料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标)；另一类是该指标的数值越高(大)越符合清洁生产要求(如水的循环利用率、碱回收率、固体废物综合利用率等指标)。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

(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 3.4-12。

表 3.4-12 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 3.4-12、表 3.4-20 及表 3.4-21 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 100 分，综合评价指数得分 100 分；综合评价指数平均得分 100 分，达到 $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。

3.4.12.3 清洁生产结论

通过以上分析可以看出，本项目无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在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。特别是该项目注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，并使废物在生产过程中转化为可用资源，最大限度的降低了工程对环境造成的污染。

本项目在油田内部采用混输模式，管道密闭输送。本项目在采气输送等生产工艺方面，均采用了目前国际、国内先进技术，符合目前油田开发的一般清洁生产要求。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。

3.4.13 三本账

本项目实施后“三本账”情况见表 3.4-13。

表 3.4-13 本项目“三本账”污染物排放一览表 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		
现有工程排放量	0.779	0	16.31	3.423	0	0
在建工程排放量	0	0	0	0	0	0
本工程新增排放量	0	0	0	0.154	0	0
本工程实施后排放量	0.779	0	16.31	3.577	0	0
本工程实施后增减量	+0	+0	+0	+0.154	0	0

3.4.14 污染物总量控制分析

3.4.14.1 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： SO_2 、 NO_x 和 VOCs。

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.4.14.2 本工程污染物排放总量

本项目在正常运行期间，气田水随油气混合物输送至迪那 2 天然气处理厂，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轮南钻试修废弃物环保处理站处理；污水处理工艺产生的双滤料过滤器反冲洗废水、污泥减量化装置脱出污水送前端污水处理工序同气田水一起处理达标后回注地层。无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

本工程不涉及加热炉、锅炉等设备，因此无 SO₂、NO_x 产生。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。

(1) 阿克苏地区

本项目在阿克苏地区涉及 4 口采气井、2 座阀室，涉及改造迪那 2-1 集气站、2-3 集气站、迪那 2 天然气处理厂产生无组织废气非甲烷总烃。

根据计算，项目运营期 VOCs (即非甲烷总烃) 排放量估算为 0.154t/a。

(2) 巴州地区

本项目巴州地区工程内容主要为 4 口注水井，无废气产生，无组织废气非甲烷总烃排放量估算为 0t/a。

综上所述，本项目总量控制指标为：SO₂ 0t/a，NO_x 0t/a，VOC_s 0.154t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。

3.5 依托工程

3.5.1 轮南钻试修废弃物环保处理站

(1) 轮南钻试修废弃物环保处理站概况

轮南钻试修废弃物环保处理站位于轮台县轮南区块内，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，该项目于 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)。2019 年 1 月 23 日塔里木油田分公司开展自主验收。

(2) 钻井聚磺体系泥浆钻井岩屑处理处理工艺

采用高温氧化处理技术对钻井聚磺体系泥浆钻井岩屑进行无害化处置，即通过高温氧化窑内的高温环境(850℃以上)使钻井固废中的有机质等有毒有害物质氧化、分解，彻底破坏其毒害性，从而达到无害化处理的目的。处理后的固体废物满足新疆维吾尔自治区地方标准《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)中控制指标要求。主要工艺流程包括备料、物料预烘、高温氧化、烟气净化及飞灰固化等工序。

(3) 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中国石油天然气股份有限公司企业标准《生产回注水质指标及推荐方法》的生产回注水质指标要求，用于轮南油田油层回注用水。该废水处理工艺主要包括预处理(均质除油)、破乳絮凝、固液分离、过滤、回注等工序。

(4) 依托可行性

轮南钻试修废弃物环保处理站主要服务于轮南及周边区块钻井工程磺化泥浆及其岩屑、钻试修废水处理。轮南钻试修废弃物环保处理站能够处理本工程钻试修废水。

3.5.2 迪那作业区固废场

(1) 迪那作业区固废场概况

迪那作业区固废场现有 1000m³生活垃圾池 2 座，目前迪那作业区固废场 2 座生活垃圾池，均未填满，尚有较大余量。

(2) 依托可行性

本工程开发建设期生活垃圾共计产生量为 35.5t，运营期井场为无人值守场站，不新增劳动定员，不产生生活垃圾。迪那作业区固废场 2 座生活垃圾池富余能力可以满足本工程生活垃圾处理需求。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

库车市位于天山中段南部，塔里木盆地北缘，位于阿克苏地区东部。县境位于东经 $82^{\circ} 35' \sim 84^{\circ} 17'$ ，北纬 $40^{\circ} 46' \sim 42^{\circ} 35'$ 之间，东与轮台县接壤，西与拜城县、新和县相邻，南与沙雅县、尉犁县毗邻，北隔天山山脉与和静县相望。市境南北最大长度 193km，东西最大宽度 164km，总面积为 15379km^2 。其中，南部平原占总面积的 53.8%，北部山地约占 46.2%。

轮台县地处天山南麓，塔里木盆地北缘，位于巴音郭楞蒙古自治州西部。县境位于东经 $83^{\circ} 38' \sim 85^{\circ} 25'$ 、北纬 $41^{\circ} 05' \sim 42^{\circ} 32'$ 之间，东西横距 110km，南北最大纵距 136km，全县总面积 14184km^2 。轮台县东与库尔勒市相连，南与尉犁县毗邻，西与库车市接壤，北与和静县交界。

本项目天然气开采集输建设、气举排水、气田水处理等工程位于阿克苏地区库车市境内，本项目注水工程建设位于巴州轮台县境内。

4.1.2 地形地貌

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

轮台县处于塔北隆起轮南斜坡桑塔木潜山披覆背斜带上，地貌类型属于平原区，属冲积扇平原山前洪积细土平原和砾石戈壁地带。县域地貌分北部山区、

中部平原区和南部塔里木河平原区，北部高，向东南倾斜。塔里木河由西向东横贯县境南部。

本项目天然气开采集输建设、气举排水、气田水处理等工程位于库车市北部山地与山前冲积扇过渡区域；项目注水部分内容位于轮台县西侧山前冲积平原。

4.1.3 水文地质

工程所在整体区域内出露的地层主要为第三系和第四系。第三系广泛分布于区域北部却勒塔格山丘陵地带和南部亚肯背斜。岩性为灰红色砾岩、细砂岩、粉砂岩，向上过渡为泥灰岩、泥质灰岩、灰岩，含石膏和盐岩。上部为红色磨拉石建造的泥质砂岩、泥岩、砂岩，厚度1500m~4500m。与下伏白垩系地层呈不整合接触，与上伏第四系早更新世地层呈不整合接触。

第四系在区域中部广泛分布，第四系成因类型在水平分布上，从山前到平原具有明显的分带规律。主要是洪积、冲积，岩性结构具有颗粒由粗到细，结构单一到复杂，由单层，双层到多层结构的分带变化。第四系的厚度在700m以上。

区域地下水的补给、径流、排泄主要受地形、地貌、地层岩性、构造、气象、水文等诸多因素综合影响，总体而言：北部低山丘陵区为区内地下水的形成区，主要接受大气降水垂直入渗补给和北部地下水的侧向径流补给，向南径流排泄；中部山前冲洪积平原为地下水的主要径流区，主要接受北部山前带的泉水、暴雨洪流垂直入渗补给，由北向南径流，径流条件较好；南部亚肯背斜丘陵区为地下水的径流、排泄区，地下水的径流条件变差，主要以泉水或向南径流的方式排泄。

根据区域水文地质资料分析，自却勒塔格山山前向塔里木河方向，含水层颗粒由卵砾石、圆砾逐渐变为粉细砂，由单层渐变为多层，粘性土从无到有渐增多层，从而形成垂向上多层含水层和隔水层交互出现的综合含水层组，即而形成上部为潜水、下部为承压水的含水层组，下部承压水头随深度的增加而增大，致使地下水在水平运动的同时不断向上运动，顶托补给上部潜水，最终以地面蒸发、蒸腾，槽形洼地的泉水溢出等形式排泄。

4.1.4 地表水

迪那2井区位于库车市境内,与轮台县交界处,库车市的主要河流有库车河、渭干河、拉依苏河、塔里木河,轮台县境内距离井区较近的为迪那河。

渭干河:由拜城境雅尔干河、克孜尔河汇合形成,年径流量22.1亿 m^3 。

库车河:发源于天山山脉的哈里克他乌山东段,自北向南穿过却勒塔格山,流程127km,年平均径流量3.31亿 m^3 。

塔里木河:我国最长的内陆河,是塔里木盆地的主要河流,在县境内由西南向东北穿过草湖地区,上游水文站测得多年平均径流量43.9亿 m^3 。

拉依苏河:发源于天山南麓的地那达坡,位于库车高山区的东部,年径流量约0.38亿 m^3 。

迪那河是流向塔里木盆地的内陆河,发源于南天山支脉的科克铁克山的南坡,以降水补给为主,有少量融雪水补给的河流,流程短,属山系性河流。径流连续最大四个月发生在5~8月份,约占年水量的80%。据收集相关资料,迪那河多年平均径流量为 $3.36 \times 10^8 \text{m}^3$,最大洪水流量 $787 \text{m}^3/\text{s}$ (1958年8月13日),枯水期最小流量为 $0.3 \text{m}^3/\text{s}$ 以下。总之,迪那河径流年际变化相对平稳,有丰枯水年连续交替变化的规律,径流年内分配极不均匀,洪枯流量悬殊。迪那河由于受塔里木盆地极端干旱气候的影响,风化作用较强;另外,该区盛行山谷风,有复杂的天气过程;再加上山高坡陡,植被覆盖率很低,所以产沙量大。据迪那河水文站所测,迪那河多年平均含沙量 $8.81 \text{kg}/\text{m}^3$,年最大含沙量 $535 \text{kg}/\text{m}^3$,多年平均输沙量 $331 \times 10^4 \text{t}$,侵蚀模数 $2050 \text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ 。

4.1.5 气候气象

库车市地处暖温带,热量丰富,气候干燥,降水稀少,夏季炎热,冬季干冷,年温差和日温差都很大,属暖温带大陆性干旱气候。据库车市气象站多年观测资料统计。

轮台县属于暖温带大陆性气候,气候干燥,降水稀少,夏季炎热,冬季干冷,春季升温快而不稳,多风沙浮尘天气,秋季降温迅速。年温差和日温差均较大,光照充足,热量丰富,蒸发强烈,无霜期较长,风沙活动频繁。

库车市、轮台县主要气象数据见表4.1-1。

表 4.1-1 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
库车市					
1	年平均气温	11.3℃	7	多年平均风速	2.0m/s
2	极端最高气温	36.8℃	8	10m 高最大风速	19.7m/s
3	极端最低气温	-32.0℃	9	年最大降雨量	128.1mm
4	月平均最高气温(7 月)	32.9℃	10	日最大降雨量	37.5mm
5	月平均最低气温(1 月)	-18.0℃	11	年平均降雨量	79.9mm
6	年平均相对湿度	54%	12	平均年蒸发量	2115.2mm
轮台县					
1	年平均气温	10.6℃	7	年平均蒸发量	2070mm
2	年极端最高气温	41.4℃	8	年最大冻土深度	80cm
3	年极端最低气温	-36.0℃	9	年最多风向及频率	NE/13%
4	年均日照时数	2658h	10	年平均相对湿度	46%
5	日最大降水量	45.7mm	11	多年平均风速	1.6m/s
6	年平均降水量	65.6mm	—	—	—

4.1.6 土壤

本工程所在库车市区域站场及管线土壤类型主要以棕漠土为主；所在轮台县区域站场及注水管线土壤类型主要以内陆盐土为主。

(1) 棕漠土

棕漠土为项目区的地带性土壤，成土母质主要为砂砾质洪积物和冲积物。其上覆植被主要有：膜果麻黄、假木贼、猪毛菜等，覆盖度较低，有些地段甚至为完全裸露的戈壁。剖面形态特征为：全剖面石砾含量较高，地表通常是一片黑褐色的砾幕，表层是约 0.5cm 厚的孔状结皮；无明显的腐殖质层次，表层有机质含量极低，其次为棕色土、沙、砾石混杂层，此层以细沙为主，夹杂小砾石；最下层为石膏盐分积聚层，有些地区常以石膏盐盘的形式出现，非常坚硬；最下层则为砾石母质层。

(2) 内陆盐土

内陆盐土是内陆干旱、半干旱地区各种盐土的统称。包括滨海盐土以外的各种盐土。气候干旱、蒸发强烈、地势低洼、含盐地下水离地表近是其形成的

有利条件。干旱地区的内陆盐土，地表常形成盐结皮、盐结壳和疏松的聚盐层，表层 1~5 厘米含盐量 5~20%，高者可达 60~70%；盐分组成复杂，主要有氯化物、硫酸盐、碳酸盐，有些地区还有硝酸盐。半干旱地区的内陆盐土，多呈大小不等的斑块星散于耕地中，盐分主要聚集于数厘米至十数厘米的表层中，向下各土层盐分均很少；盐分组较复杂。

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、自然保护区、水源保护区、文物保护单位、风景名胜区、森林公园等。

4.2.1 生态保护红线

目前新疆维吾尔自治区生态保护红线正在编制修改中，本工程距生态保护红线(水源涵养生态保护红线区)最近距离为 22km，均不在红线内。

4.2.2 水土流失重点治理区和预防区

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

项目所在区域库车市属于塔里木河流域重点治理区范围；轮台县属于塔里木河中上游重点预防区和塔里木河流域重点治理区范围。

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。

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。

本项目类型属于天然气开采项目，项目生态影响以施工期为主，具有临时性、短暂性特点，施工结束后，井场恢复和管沟回填，并采取了完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对区域的水土保持造成影响。

4.3 环境质量现状监测与评价

4.3.1 环境空气质量现状评价

4.3.1.1 基本污染物环境质量现状数据

本次评价收集阿克苏地区 2019 年的监测数据及轮台县例行监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价。项目所在区域 $PM_{2.5}$ 、 PM_{10} 年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095—2012) 及修改单(环境保护部公告 2018 年第 29 号)中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。

根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则 大气环境(HJ2.2-2018)〉差别化政策有关事宜的复函》(环办环评函[2019]590 号)和《关于将巴音郭楞蒙古自治州 吐鲁番市 哈密市纳入执行〈环境影响评价技术导则大气环境(HJ2.2-2018)〉差别化政策范围的复函》要求，对阿克苏地区、巴州地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减。本项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状数据

根据监测结果，非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0mg/m^3$ 的标准；硫化氢 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。

4.3.3 地下水环境现状监测

根据监测结果，各监测点中各监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标外，其他因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类水质要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标与区域水文地质条件有关。石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准限值。

根据地下水离子检测结果以及地下水化学类型的舒卡列夫分类法，区域承压水中 1#井含水层为 11-A 型，即矿化度(M) 小于 1.5g/L 的 $\text{HCO}_3+\text{SO}_4-\text{Na}+\text{Ca}$ 型水；区域潜水中 2#水井、3#水井、4#水井含水层为 39-A 型，即矿化度(M) 小于 1.5g/L 的 $\text{Cl}+\text{SO}_4-\text{Na}+\text{Ca}$ 型水。

4.3.4 声环境现状监测与评价

根据监测结果，声环境监测值昼间为 40~41dB(A)，夜间为 37~39dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准要求。厂界噪声监测值昼间为 47~48dB(A)，夜间为 42~44dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)2 类标准要求。

4.3.5 土壤环境现状监测与评价

根据监测结果，占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值。

4.3.6 生态环境调查与评价

4.3.6.1 生态背景调查范围

本工程位于阿克苏地区库车市境内区域属于山前冲积平原地带，属于典型的荒漠生态系统；工程位于巴州轮台县境内区域属于自然生态系统和人工生态系统的复合生态类型，其结构简单，农田和荒漠相嵌分布。根据区域生态环境特点，考虑生态环境特点、地理环境等因素，从维护生态系统完整性出发，确定生态环境现状调查范围为各井场及站场边界及管线两侧外延 200m 范围。

4.3.5.2 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，以确定项目区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。

4.3.5.3 生态背景调查

(1) 生态系统

项目库车市境内所在区域生态系统主要为荒漠生态系统，主要为荒漠带，植被稀疏，植株矮小，以旱生灌木为主，呈典型的荒漠生态景观；

项目轮台县境内所在区域生态系统属于自然生态系统和人工生态系统的复合生态类型，农田生态系统的植被主要是人工栽培的各种农作物，主要以小麦和棉花为主。居民点分布于农田区域平坦地带，形状和内部结构比较规则。另外还有人工防护林，主要树种有杨树、榆树等，起着防风降尘、保护农田和人群的作用。

(2) 植被现状调查

库车市境内区域：区域的土壤及植被类型单一，原始土壤为典型的荒漠地带性土壤-棕漠土，成土母质以洪冲积物和风积物为主，地表具有明显的砾石。其上覆盖的植被为典型的荒漠植被，主要为膜果麻黄、假木贼、琵琶柴、合头草等。

轮台县境内区域：该区域荒漠区域植被主要以怪柳为主，周围的农田以种植棉花、小麦为主，各植被群落除建群种外，伴生植物所占的比重很小；周围生长的树种主要有大叶杨、穿天白杨、榆树等。

(3) 野生动物现状调查

项目在库车市境内区域：区域动物分布以塔里木兔、南疆沙蜥等为主。较偏远区域栖息分布着一些耐旱型野生动物，如鹅喉羚、子午沙鼠、密点麻蜥、漠即鸟、沙百灵等。

项目在轮台县境内区域：区域人为干扰较大，人类活动频繁，很少有野生动物出没，仅偶见麻雀、野鸭、鼠类等近人动物出没。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

本工程建设过程中施工内容主要为钻井工程、新建井场、阀室、管道铺设及配套地面设施建设等，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，从而产生施工扬尘、施工废水、施工噪声和一定量的固体废物。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；施工过程中除永久占地外，为了施工方便还将有一部分临时占地，集输管线地下敷设，在生态影响方面表现为临时占用土地，破坏占地区域植被，扰动占地区域周边或两侧生态环境。

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) 钻井工程废气

钻井废气主要包括钻井柴油发电机废气和测试放喷废气。

① 钻井柴油发电机废气

本工程在钻井作业中，采用柴油发电机组为钻机提供动力和照明等，周围无居民区等环境敏感区，本工程使用环保检验合格的柴油发电机，且使用时间短，废气排放量不大。因此柴油发电机组废气不会对周围环境产生明显影响。同时，本评价建议，施工单位定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB 20891-2014)及修改单(生态环境部公告 2020 年第 74 号)和《标准非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法》(GB 36886-2018)。

② 油气测试

当钻至井目的层后，对油气应进行完井测试，如钻孔在目的层有裂隙发育，则不需进行酸化、压裂等工作。钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，用酸化压裂液清洗裂隙，酸化目的层。放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备，天然气经管线引至放喷池点燃，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2 天时间。

(2) 地面工程、管道工程及道路工程施工废气

在地面工程、管道工程及道路工程施工过程中，不可避免的要占用土地、进行土方施工、物料运输、场地建设、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。

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械化程度以及气象条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果表明，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素持续时间短，加之当地环境容量较大，故对环境的影响较小。施工期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。

(3) 机械设备和车辆废气

在施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_x 等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，可为环境所接受。施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

(4) 环境影响分析

本工程施工阶段钻井工程、地面工程、道路工程和管道工程，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，本工程地面工程施工活动范围周边无环境敏感点，且区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、柴油发电机废气、测试废气、机械设备车辆尾气等不会对区域环境空气产生明显影响，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.1.1.2 施工废气污染防治措施

(1) 施工扬尘污染防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》(新政发[2014]35 号)及《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108 号)相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度的降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 5.1-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监督管理部门、举报电话等信息	《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	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
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	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
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	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
		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	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
5	重污染天气应急预案	IV级(蓝色)预警：强化日常检查	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108 号)
		III级(黄色)预警：环保部门加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，减少建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶	
		II级(橙色)预警：区域内 50%重点排放企业限产或停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除、切割、土石方等施工作业，建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车禁止上路行驶(生活垃圾清运车辆除外)	
		I级(红色)预警：停区域内 70%的重点排放企业限产或者停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除等施工作业，禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	

(2) 机械设备和车辆废气污染防治措施

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

5.1.2 施工噪声影响分析

5.1.2.1 噪声源及其影响预测

(1) 施工噪声影响分析

① 施工噪声源强

本工程施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声，以及钻井工程钻机、泥浆泵和发电机运转过程产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013) 中表 A.2 和类比油气田开发工程中井场、集气站、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 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	88/5	5	吊装机	84/5
2	挖掘机	90/5	6	钻机	95/5
3	运输车辆	90/5	7	泥浆泵	95/5
4	压路机	90/5	8	振动筛	90/5

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	700m	900m	1200m	
1	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	土石方 道路施工 管线施工
2	装载机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	—	—	—	
3	压路机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	
4	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	物料运输
5	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	—	—	—	设备安装
6	钻机	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	钻井
7	振动筛	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	47.1	44.9	42.4	
8	泥浆泵	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	

③影响分析

根据表 5.1-3 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求；钻井期间昼间距施工机械 100m、夜间 500m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。根据区块各单井分布情况，钻井井场距离最近的村庄距离 1.6km，钻井期间施工不会对周围声环境产生影响。

另外，距离运输车辆昼间 200m、夜间 500m 以上方可满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准限值。因此运输车辆产生的交通噪声可能对运输路线沿途的村庄声环境质量产生影响。钻井工程在昼间 300m、夜间 900m 以上方可满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准限值。

5.1.2.2 施工噪声污染防治措施

为避免施工机械对周围声环境的影响，本评价要求工程施工期间采取以下措施：

(1) 合理安排施工

①根据《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)确定工程施工场界,合理科学地布局施工现场,施工生产生活区远离环境敏感点。

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

③施工运输车辆在驶经声敏感点时控制车速、禁鸣,加强车辆维护,来减轻噪声对周围声环境的影响。

(2) 合理安排施工时间

在距离迪那作业区公寓附近的地面工程建设施工,采取控制施工时间,缓解、避免强噪声设备集中施工。

(3) 采取噪声控制措施

施工单位应尽量选用低噪声、低振动的施工机械设备和带有消声、隔音的附属设备,减少对周围声环境的影响。钻井期间用的柴油发电机安装隔声垫和消音器。加强施工机械的保养维护,使其处于良好的运行状态。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。且施工噪声影响是短期的、暂时的,且具有局部路段特性,噪声影响将随着各施工路段的结束而消除。

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

5.1.3 施工期固体废物影响分析

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,施工期固体废物主要包括钻井过程中产生的钻井泥浆、钻井岩屑以及地面工程和管线工程产生的施工土方生活垃圾及含油废物等。

① 钻井泥浆

项目使用泥浆为膨润土体系泥浆、聚磺体系泥浆。泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”分离岩屑后,进入泥浆罐循环使用,完井后拉运

至下一口井再利用。

②钻井岩屑

每口井钻井期内产生的岩屑量最大为 373.7m^3 ，其中膨润土泥浆钻井岩屑 212m^3 ，磺化泥浆钻井岩屑 161.7m^3 。

6 口井钻井期间总岩屑产生量为 2242.2m^3 ，其中膨润土泥浆钻井岩屑 1272m^3 ，磺化泥浆钻井岩屑 970.2m^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；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后集中收集，拉运至轮南钻试修环保站处理。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生活垃圾

本工程新钻 6 口井共计产生生活垃圾 35.5t ，在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至迪那作业区固废场填埋。

④含油废物

工程钻井过程中只对简单设备进行检修，产生的废润滑油量较少，另外在钻井、设备检修时产生少量含油废物。

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

每口新井设备检修产生的废油产生量约为 0.5t ，本工程新增含油废物 3.0t/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。

⑤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 6 口，烧碱废包装袋产生量为 0.6t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。并按《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求，落实废包装袋的收集和防治污染措施，对周围环境不会造成污染影响。

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；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后集中收集，拉运至轮南钻试修环保站处理。

(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。

5.1.4.1 施工期废水环境影响分析

(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 80m^3 ，本工程共部署新钻井 6 口，酸化压裂废水产生量约为 480m^3 。

酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在回收罐内，加碱中和后拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站妥善处置，做好污水出场进站的记录，禁止运输途中随意倾倒。

(2) 管道试压废水

本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压水由管线排出由罐收集后，进入下一段管线循环使用。试压结束后用于区域绿化。

(3) 生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，本工程新钻井 6 口，生活污水共计产生量为 5683.2m^3 ，排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至迪那作业区公寓生活污水处理装置处理，禁止运输途中随意倾倒。

本工程施工期间无废水直接外排，且项目周边无地表水体，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

5.1.4.2 施工期地下水环境影响分析

①地下水影响分析

施工期废水主要包括酸化压裂废水、管线试压废水和生活污水。项目酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在回收罐内，加碱中和后运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理；管线试压废水属于洁净水，循环使用后用于区域绿化。钻井队生活污水排入生活污水池(撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至迪那作业区生活污水处理设施进行处理。废水不会对区域地下水环境造成影响。

②分区防渗

为防止污染地下水，针对钻井工艺特点，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 5.1-4 及图 5.1-1。

表 5.1-4 分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
各井场 钻井期	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	
		应急池	
	一般 防渗区	泥浆罐区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能
		泥浆泵	
		钻井液材料区	
		岩屑池	

5.1.5 施工期生态影响分析

5.1.5.1 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、阀室及道路占地，临时占地主要为管道作业带占地等占地

①临时占地的影响

本工程临时占地约 86.13hm^2 ，主要为钻井井场临时占地、施工作业带占地。工程临时占地会使土地的利用形式发生临时性改变，暂时影响这些土地的原有功能。本项目临时占地类型主要以未利用地为主，部分注水管线施工占用耕地（不占用基本农田），这使得原有土地利用方式发生改变，但并没有影响土地利用性质。

②永久占地的影响

本工程永久占地主要为新增井场、阀室占地及道路占地，占地面积约为 15.57hm^2 ，占地类型主要为未利用地。其建设使土地利用功能发生变化，使土地使用功能永久地转变为人工建筑，改变了其自然结构与功能特点。本工程站场较为分散，就区块而言，每一工程单元占地面积较小，且在区域呈分散性布置，因此本工程永久占地对沿线地区的现有土地利用状况影响很小。

5.1.5.2 对土壤环境影响

本项目施工过程中最直接的环境影响是施工期开挖管沟及管沟敷设临时占地对土壤环境的影响。管道施工期临时占地主要土壤类型农田段为草甸盐土，自然植被段主要为石膏棕漠土、棕漠土、干旱盐土、结壳盐土等。

(1)对农田段土壤的影响主要为：

项目施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，施工结束后先回填深层土，后回填表土层。

①破坏土壤原有结构

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，管沟开挖和回填必将破坏土壤的结构。尤其是土壤中的团粒结构，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复，对农田土壤影响更大，农田土壤耕作层是保证农业生产的基础，深度一般在 $15\sim 25\text{cm}$ ，是农作物根系生长和发达的层次。管道开挖必定扰乱和破坏土壤

的耕作层，除管道开挖的部分受到直接的破坏外，开挖土堆放两边占用农田，也会破坏农田的耕作土。此外，土层的混合和扰动，同样会改变原有农田耕作层的性质。因此在整个施工过程中，对土壤耕作层的影响最为严重。

②混合土壤层次、改变土壤质地

土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化，即使同一土壤剖面，表层土壤质地与底层的也截然不同。管道的开挖和回填，必定混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育，植被的恢复。

③影响土壤密实度

管道埋设后的回填，一般难以恢复其原有的密实度。表层过松时降水易造成水分下渗，使土层明显下陷形成凹沟；过密实时，会影响植物根系的下扎。管道施工期间，车辆和重型机械也会造成管道两侧表层过于紧实，给植物生长造成不良环境。

④影响土壤理化性质

在施工过程中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植被受到破坏，使得表层填筑物对太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运行期间，地表土壤温度比相邻地段高出 $1\sim 3^{\circ}\text{C}$ ，蒸发量加大，土壤水分减少，冬季土表积雪提前融化，将可能形成一条明显的沟带。

⑤影响土壤养分

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分而言，表土层远较心土层好，其有机质、全氮、速效磷、钾等含量高，紧实度、孔隙状况适中，适耕性强。施工对原有土体构型势必扰动，使土壤养分状况受到影响，严重者使土壤性质恶化，并波及其上生长的植被，甚至难以恢复。

根据有关资料统计，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性状密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤中有机质将下降 $30\%\sim 240\%$ ，土壤养分将下降 $30\%\sim 250\%$ ，其中全氮下降 43% 左右，磷素下降 40% ，钾素下降 43% 。这表明即使在管道施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施，管道

工程对土壤养分仍有明显的影响。事实上，在管道施工过程中，难以严格保证对表土实行分层堆放和分层覆土，因而管道施工对土壤养分的影响更为明显，最后导致土地生物生产量的下降。

(2) 对自然植被段土壤的影响主要为：

① 对土壤结构和质地影响

土体结构是土壤剖面中各种土层组合情况，不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分状况而言，表土层(腐殖质层)远较心土层好，在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构。土壤上层的团粒结构一经破坏将需要长时间培育才能恢复和发展。改变土壤质地。上层和下层土壤的质地不尽相同，管沟下挖回填改变了土壤层次和质地。

② 对土壤密实度的影响

管道埋设后的回填，一般难以恢复其原有的密实度。表层过松时降水易造成水分下渗，使土层明显下陷形成凹沟；过密实时，会影响植物根系的下扎。管道施工期间，车辆和重型机械也会造成管道两侧表层过于紧实，给植物生长造成不良环境。

③ 固体废弃物对土壤的影响

管道的施工除了开挖与回填影响地表形态外，施工废物对土壤的影响也是值得注意的，有可能把固体废物残留于土壤中。这些残留于土壤中的固体废物难以分解，被埋于土壤中长期残留，易造成地形的起伏，在风力作用易产生扬尘。因此管道施工以后必须要求把残留的固体废物清除干净，不得埋入土壤中。

④ 对土壤物理性质的影响

在施工中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植被受到破坏，使得表层构筑物对太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运行期间，地表土壤温度比相邻地段高出 1-3℃，蒸发量加大，土壤水分减少，冬季土表面积雪提前融化，将可能形成一条明显的沟带。

本项目在管道施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施，但仍对土壤结构、肥力、物理性质等产生一定的影响。

总体而言,在严格控制施工作业范围的条件下,项目的实施不会使区域生态系统的结构和功能产生明显影响,不会造成植被和土壤的退化。同时,在尽可能减少工程扰动范围的同时,项目建成后应及时对临时占地实施土壤和植被恢复,使项目施工带来的不良生态影响逐渐得以消除,将项目对生态环境的影响降至最小。

5.1.5.3 对植被的影响分析

(1) 占地

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

(2) 占地对植被的影响

项目区主要为荒漠带,植被稀疏,植株矮小,以旱生灌木为主,呈典型的荒漠生态景观,占地对植被影响较小。

(3) 生物量损失

本工程永久占地面积 15.57hm^2 ,临时占地 86.13hm^2 ,本工程站场、管线及道路施工区域以荒漠植被为主。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, hm^2 ; W_i ——单位面积生物量, t/hm^2 。

本工程站场、管线及道路施工区域主要为荒漠植被,植被覆盖率较低,植被覆盖度约为 20%,平均生物量 $0.9t/\text{hm}^2$;仅部分注水管线(约为 3.5km)占地为农田,主要农作物为棉花、小麦,植被覆盖度约为 80%,平均生物量 $6.0t/\text{hm}^2$;本工程的实施,将造成 14.0t 永久植被损失和 54.3t 临时植被损失。通过加强施工管理,认真做好施工结束后的迹地恢复工作,工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

(4) 污染物对植物的影响

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，加碱中和后拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站妥善处置；生活污水定期拉运至迪那作业区公寓生活污水处理装置处理，所以不会对植被产生影响。

(5) 人为活动对植被的影响

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

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

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

5.1.5.4 对野生动物的影响分析

(1) 对野生动物生境的破坏

施工期间的各种人为活动，施工机械，对野生动物有一定的惊吓，破坏了其正常生境。

(2) 对野生动物分布及迁徙的影响

在施工建设期，野生动物出于物种保护本能，尽可能远离施工现场，施工沿线出现野生动物分布稀疏带，从而造成其他区域分布密度的增加。施工期间的喧闹，对野生动物的迁徙有一定的影响，这种影响主要是针对在地面活动的

哺乳动物，对鸟类而言，影响很小。施工结束后，影响便可随之消失。

5.1.5.5 水土流失影响分析

本项目建设过程中人为活动造成水土流失的原因主要是破坏地面表层结构以及大风季节临时堆土对周边环境带来的影响，可能造成的水土流失危害主要有一下几个方面：

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

(2)破坏生态环境，对周边地区造成影响，本项目沿线虽植被覆盖度低，但施工期对地表结皮破坏，有可能加剧项目区内的风灾天气，增加空气中粉尘含量，严重时会造成沙尘暴，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。

本工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，区域以地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因本工程的建设而产生的水土流失。

5.1.6 生态环境影响减缓措施

5.1.6.1 井、站场生态环境保护措施

①工程施工临时占地，应按照国家 and 地方有关工程征地及补偿要求，主管部门办理相关手续，并进行补偿和恢复。

②严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，最大限度的减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失。

③井、站场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

④对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

5.1.6.2 管线及道路施工生态保护工程措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②确保各环保设施正常运行，落地油回收、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。

③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。

④确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

⑤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。

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。

⑧在进场道路及井场区，设置“保护生态环境、保护野生植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

5.1.7 水土流失保护措施

5.1.7.1 站场工程区

(1) 工程措施

①砾石压盖

新建站场采取砾石压盖，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：针对站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。

(2) 临时措施

① 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。本项目拟对施工区域进行定时洒水，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。

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，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。

③ 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。

5.1.7.2 管道工程区

(1) 工程措施

① 场地平整

对管道工程区管沟回填后进行严格的整治，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) 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 1.5m，底宽 3m，边坡 1:0.67，预计每延一米需要防尘网 2.5m^2 ，因分开施工，可重复使用，按总长度 (98.05km) 的 10% 计算，需要防尘网 24500m^2 。

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，本方案设计在施工作业区一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。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，在风季施工期内，增加洒水防护措施。

5.1.7.3 道路工程区

(1)工程措施

本项目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)临时措施

①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。

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

5.1.8 防沙治沙分析及措施

5.1.8.1 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

本工程性质属于改扩建项目，项目总投资 171102 万元。建设内容包括：①新建 DN2-19H、DN2-32H、DN3-1H、DN2-H29 单井站 4 座；新建台 2-1W、台 2-2W 井注水井场 2 座；②新建 DN2-19H 阀室 1 座；新建输水阀室 1 座；新建 DN2-9T

清管站 1 座；③改造 DN2-1、DN2-21、DN2-22、DN2-27、DN202、DN2-28 单井站 6 座为排水井；已建 4 座单井井场(DN204、DN2-B2、DN201、DN2-10 井)新增防冻剂(甲醇)加注撬各 1 套；DN201 井增加两台除砂器；④迪那 2-1 集气站新增三相分离器 1 台,迪那 2-3 集气站新增气液分离器 1 台；⑤在台 201、台 202、台 2-1W、台 2-2W、迪深 1 井、DN211W 井 6 口注水井场各新增回注泵房 1 座,缓冲水罐($V=200\text{m}^3$)1 座,喂水泵 2 台,高压回注泵撬 2 台；⑥在迪那 2 天然气处理厂新建压缩机 1 套,新建 2 座 1600m^3 气田水调节罐,1 套污泥减量化装置；新建 1 套全自动高效聚结斜管除油器($50\text{m}^3/\text{h}$),1 套双滤料过滤器($50\text{m}^3/\text{h}$)；⑦新建 DN2-19H、DN2-32H、DN3-1H、DN2-H29 采气井的采气支线 16.65km；⑧新建气举管线 14.86km,新建排水管线 8.9km；新建注水管线 37km；⑨对 13 口井集输管线进行更换管材和管径,合计 8.64km；⑩更换迪那 2-3 集气站至迪那 2-2 集气站的管线 4.2km；更换迪那 2-2 集气站至迪那 2-9T 阀室的管线 7.8km；⑪配套建设自控、供配电、防腐、保温、通信、道路等设施。项目建成后,迪那 2 气田年产天然气规模为 $38\times 10^8\text{Nm}^3/\text{a}$ 。

(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库车市、巴州轮台县境内。项目总占地预计 1017000m^2 ,其中永久占地 155700m^2 (主要包括井场、站场、道路等永久占地),临时占地 861300m^2 (主要包括井场、站场、管线施工临时占地)。项目平面布置情况见图 3.4-1。

(3) 项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

本工程项目区主要植被为膜果麻黄、霸王、假木贼、琵琶柴、合头草等。所在区域无河流分布,工程场地及周边临近区域无地表水体分布。评价区域位于冲洪积平原的山区中部,由于强烈的新构造运动,在山前凹陷带内接受了大量的来自哈尔克山的堆积物,形成巨大的松散堆积层。受山前构造、地形和第四系岩性变化所控制,该区地下水不蕴藏,因山区地势原因流出。

(4) 项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

根据塔北区调查数据,库车市沙化土地面积 215690.60 公顷,可治理面积 56042.6 公顷,比重为 25.98%;轮台县沙化土地面积 312216.00 公顷,可治理

面积 105970.4 公顷，比重为 33.94%。

区域防沙治沙工作已实施“三北”防护林工程，“三北”防护林体系工程是党中央、国务院针对我国西北、华北和东北的风沙危害和水土流失严重的现实情况而决定建设的大型防护林体系工程，也是为改善区域生态环境而列入我国国民经济和社会发展规划中的重大建设项目。

项目实施以来，塔北区累计工程面积 9.62 万公顷，其中：人工造林面积累计 8.77 万公顷，封山(沙)育林工程累计面积 0.85 万公顷。

5.1.8.2 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

本项目总占地 101.7hm^2 ，其中永久占地 15.57hm^2 ，临时占地 86.13hm^2 ，其中戈壁等沙化土地面积 98.9hm^2 ，占总占地面积的 97.2%。

(2) 弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

本项目井场平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟和铺垫井场。本工程共开挖土方 11.76万 m^3 ，回填土方 13.25万 m^3 ，借方 1.49万 m^3 ，无弃方。

项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土等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)。

本工程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。

5.1.8.3 防沙治沙内容及措施

(1)采取的技术规范、标准

- ①《中华人民共和国防沙治沙法》(2018 年 11 月 14 日修订)；
- ②《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》(林沙发[2013]136 号)；
- ③《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138 号)；
- ④《防沙治沙技术规范》(GB/T21141-2007)；

(2)制定方案的原则与目标

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

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

(3)工程措施(物理、化学固沙及其他机械固沙措施)

本项目不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

(4)植物措施(在流动沙地、风蚀严重的风口、施工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；

(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。

5.1.8.4 方案实施保障措施

(1) 组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本工程防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人，各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，管线试压废水综合利用，用于区域植被绿化。

(3) 防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本工程防沙治沙措施投资概算预计 10 万，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

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

5.2 营运期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 常规气象资料分析

5.2.1.1.1 库车市多年气候统计资料分析

5.2.1.1.2 轮台县常规气象资料分析

5.2.1.2 大气环境影响预测与分析

根据预测结果，新建井场无组织排放非甲烷总烃四周厂界浓度贡献值为 $10.57 \sim 21.52 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，新建阀室无组织排放非甲烷总烃四周厂界浓度贡献值为 $10.03 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，均满足《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；改扩建的站场采用贡献值叠加现状值，非甲烷总烃预测浓度为 $144.15 \sim 3398.39 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，均能满足《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。

5.2.1.4 大气环境防护距离

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

5.2.1.5 非正常排放影响分析

5.2.1.5.1 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。本项目属于天然气开采过程，若井口压力过高，采出气通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将 DN2-19H 井井口压力异常情况作为非正常排放考虑。

5.2.1.5.2 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。

由预测结果表明，非正常工况条件下，井场放喷废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 $681.5\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 34.8%，D10%对应距离为 50m； PM_{10} 最大落地浓度为 $272.6\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 60.58%，D10%对应距离为 250m； NO_x 最大落地浓度为 $1840.2\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 920.1%，D10%对应距离为 10600m。

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

项目大气污染物排放量核算情况见表 5.2-1。

表 5.2-1 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	核算年排放量(t/a)
1	非甲烷总烃	0.154

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新建各场站四周的贡献浓度及扩建站场贡献值叠加现状值后，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

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气田水、井下作业废水及双滤料过滤器反冲洗废水、污泥减量化装置脱出污水。气田水随油气混合物输送至迪那 2 天然气处理厂处理气田水处理站，采用“高效聚结除油+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，酸碱中和后运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理；双滤料过滤器反冲洗废水、污泥减量化装置

脱出污水全部送至前端污水处理工序同气田水一起处理达标后回注地层。采取上述水污染控制措施后，本工程气田水井下作业废水及双滤料过滤器反冲洗废水、污泥减量化装置脱出污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) 气田水处理

本项目建成投运后，单井气田水随油气混合物输送至迪那天然气处理厂，经处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准，由回注水泵吸水进行回注，可保持油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

迪那 2 气田 2024 年气田水将达到 $1522\text{m}^3/\text{d}$ ，2031 年气田产水量达到 $1852\text{m}^3/\text{d}$ ，2036 年最大产水量达到 $1992\text{m}^3/\text{d}$ ；

目前迪那 2 天然气处理厂气田水处理能力为 $360\text{m}^3/\text{d}$ ；在建的“迪那 2 气田气田水系统改造工程”已经考虑在迪那 2 天然气处理厂建成 $1000\text{m}^3/\text{d}$ 的污水处理设施；本工程考虑将迪那 2 天然气处理厂现有的污水处理设施能力由 $360\text{m}^3/\text{d}$ 扩建为 $1000\text{m}^3/\text{d}$ 。届时迪那 2 天然气处理厂污水总处理能力将达到 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，能够满足迪那 2 气田 2036 年以前气田产水量的处置需求。

(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轮南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。

轮南钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模为 $500\text{m}^3/\text{d}$ ，现状处理量为 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，本工程井下作业废水每年产生量合计 45m^3 ，因此轮南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。

综上，本工程评价范围内无地表水体，且项目产生废水全部妥善处理，处理后回注地层不外排，故本工程实施对地表水环境可接受。

5.2.3 地下水环境影响评价

本项目所在库车市境内主要工程内容为天然气开采集输建设、气举排水、气田水处理等内容等；所在轮台县境内主要工程内容为注水工程，回注水已在迪那 2 天然气处理厂污水处理工序进行处理，气田水处理工艺采用“高效聚结

除油器+过滤”，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，不会对地下水造成影响。故本评价地下水影响分析仅考虑项目所在库车市境内工程内容对地下水的影响。

5.2.3.1 调查区域水文地质条件概况

(1) 地下水赋存条件

库车坳陷位于塔里木盆地北部，北与南天山断裂褶皱带以逆冲断层相接，南为塔北隆起，东起阳霞凹陷，西至乌什凹陷，是一个以中、新生代沉积为主的叠加型前陆盆地。塔里木盆地库车坳陷由西向东可划分为乌什凹陷、克拉苏冲断带、北部构造带、拜城凹陷、秋里塔格冲断带及阳霞凹陷。工程选址所在迪那 2 气田位于库车坳陷北部构造带和秋里塔格构造带。北部低山丘陵区为地下水的形成区，主要接受大气降水、高山融水、暴雨洪流垂直入渗补给和山区地下水的侧向径流补给，由北向南径流；本工程位于低山丘陵区 and 山前冲积扇过渡地带，主要为地下水径流区，由丰水季地下水径流补给至下游冲积扇区域。

(2) 地层

经查阅相关资料，区域表层地层为新近系上新统库车组 N2K，厚度在 297m~893m，上段以灰色含砾中砂岩、杂色砂砾岩、杂色小砾岩和中砂岩为主，中段以棕黄色泥岩为主，局部夹中厚层灰色、浅灰色粉砂岩；下段以厚层、巨厚层棕色、浅棕色泥岩夹中厚层、厚层灰色浅灰色粉砂岩、泥质粉砂岩、灰质粉砂岩为主。由砂岩、泥岩和砂砾岩互层组成相对隔水的基底。

(3) 含水层特性

迪那 2 气田区主要赋存第四系松散岩类孔隙潜水(单一)，含水层岩性以上更新统洪积砂卵砾石为主，第四系沉积厚度大于 400m，第三系为相对隔水的基底。从北向南，潜水埋深由大于 200m 过渡到 10m~50m。地表主要为上更新统冲积砂砾石，沟谷内发育全新统洪积物，含水层岩性为上更新统一中更新统砂卵砾石、砂砾石、砾岩。

本工程位于低山丘陵区 and 山前冲积扇过渡地带，海拔 1400m 至 1600m 左右，基底为新近系由砂岩、泥岩和砂砾岩互层组成，构成了低山丘陵区与冲积平原区地下水的隔水屏障，属透水不含水地层。参照工程选址东侧 20km 处的迪那河

冲积扇地质构造剖面示意图，选址南侧冲洪积扇在海拔 1100m 处开始出现隔水层，由工程北部山区地下水补给后，形成承压水层，迪那 2 气田整体地下水监测井 DN02~DN07 地下水监测位于该区域。综上所述，工程区域无承压水层分布，除丰水季节西侧冲沟内有少量上层滞水外，无潜水层。迪那河冲洪积扇地址结构剖面图见图 24。

(4) 地下水化学类型

工程所在区域地下水阴离子以 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^- 为主，阳离子以 Na^+ 、 Mg^{2+} 为主，水化学类型为 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl} \cdot \text{Na} \cdot \text{Ca}$ 、 $\text{SO}_4 \cdot \text{HCO}_3^- \cdot \text{Cl} \cdot \text{Na} \cdot \text{Ca}$ 型，溶解性总固体含量大于 1g/L。

5.2.3.2 区域地下水污染源调查

评价区各监测点中各监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标外，其他因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类水质要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标与区域水文地质条件有关。石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准限值。

5.2.3.3 地下水环境影响评价

5.2.3.3.1 正常状况

(1) 废水

本项目营运期产生的废水主要有气田水、井下作业废水及双滤料过滤器反冲洗废水、污泥减量化装置脱出污水，其中气田水经排水管道输送至迪那2天然气处理厂处理，气田水处理工艺采用“高效聚结除油器+过滤”，该工艺利用高效聚结除油器去除气田水中油类，再通过双滤料过滤器进一步去除气田水中的悬浮物、控制粒径中值，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，酸碱中和后运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理；污水处理装置反冲洗废水、污泥减量化装置脱出污水全部送至前端污水处理工序同气田水一起处理达标后回注地层。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2) 油泥(砂)

采气过程中产生的油泥(砂)，转移到下层的量很少。根据《采气废水中石

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。由于气田气候干旱少雨, 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。油泥(砂)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, 可最大限度减少油泥(砂)量, 正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(3) 集输管线

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

5.2.3.3.2 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。由废弃的气井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象, 在前期不会发生, 待气田开发到中后期时, 废弃的气井、套管被腐蚀破坏, 可能对地下水有影响: 废弃气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) 钻井过程中的井喷事故

据建设单位已掌握的迪那 2 气田的钻孔资料和地质资料分析, 该区域地层压力比较大, 稍有不慎, 就可能引发井喷事故。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。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 300m 左右, 一般需要 1~2 天才能得以控制, 井喷范围内土壤表层可见有蜡状的凝析油喷散物, 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面水体的影响,对地下水体的影响概率不大,在地下水位小于 1m 地段,石油类污染物可下渗到潜水层,造成地下水污染,而本工程所在区域为透水不含水层,无地下水分布,且油田公司通过及时采取有效的措施治理污染,井喷不会造成地下水污染。

(3) 气田水调节池泄漏对地下水的影响

非正常状况下,迪那 2 天然气处理厂气田水处理装置区气田水调节罐出现破损,如不及时修复,气田水中的石油类会对地下水造成影响。因气田水处理装置区域设置一般防渗措施,气田水很难下渗,且该区域属于透水不含水层,无地下水分布,所以采出水处理装置采出水泄漏事故不会造成地下水污染。

(4) 集输管道泄漏事故对地下水的影响

井场管线与法兰连接处泄漏事故对地下水的影响,一般泄漏于土体中的液相可以同时向表面溢出和向地下渗透,并选择疏松位置运移。

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,少量凝析油可能下渗,对地下水造成影响。集输管道主要位于山前透水不含水层区域,并且输送介质主要以基本不溶解于水的烃为主,且当集输管道发生泄漏事故时,油田公司能及时发现并通过采取有效的措施治理污染,所以集输管道泄漏对地下水环境的影响很小。

5.2.3.4 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定,按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”,重点突出饮用水水质安全的原则确定。

(1) 源头控制措施

① 输送介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

② 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。

表 5.2-2 分区防渗要求一览表

站场	防渗分区			防渗要求
营运期井场	采气井场	一般防渗区	井口区	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB16889 执行
			工艺装置区	
			放喷池	
	注水井场	一般防渗区	回注泵房	
			缓冲水罐	
			回注井口	
阀室、清管站	一般防渗区	阀室、清管站	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB16889 执行	
迪那 2 天然气处理厂扩建污水处理装置	一般防渗区	扩建污水处理装置区	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB16889 执行	

(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。

(5) 应急响应

①应急预案在制定全作业区环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并与其它应急预案相协调。地下水应急预案包括以下内容：

a 地下水环境保护目标的确定，采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估；

b 特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

a 当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间尽快上报主管领导，通知当地环境保护主管部门，密切关注地下水水质变化情况；

b 组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因，切断污染源，阻隔地下水流，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响；

c 对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.2.3.5 地下水环境评价结论

(1) 环境水文地质现状

根据区域收集地质资料及现状调查，迪那周缘区块项目建设区域地下水根据矿化度划分主要以淡水及微咸水为主，潜水地下水埋深较深，地层主要为第四系松散层，地下水位第四系潜水，水化学类型中秋区块第四系孔隙潜水主要

为 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4 - \text{Na} \cdot \text{Mg}$ 型水，部分区域属于透水不含水层。工程位于低山丘陵区和山前冲积扇过渡地带，海拔 1400m 至 1600m 左右，基底为新近系由砂岩、泥岩和砂砾岩互层组成，区域无承压水层分布，除丰水季节西侧冲沟内有少量上层滞水外，无潜水层。

(2) 地下水环境影响

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下，采气树管线与法兰连接处油品渗漏，根据环境影响预测结果，在假定情景预测期限内，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，本工程对地下水环境影响可以接受。

(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

为了分析本工程井、站场产噪设备对其周围声环境的影响。本评价以井、场站四周场界作为评价点，预测分析噪声源对场界的声级贡献值，分析说明产噪设备对四周场界声环境的影响。

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) 室内点声源对厂界噪声预测点贡献值预测模式

室内声源首先换算为等效室外声源，再按各类声源模式计算。

① 首先计算出某个室内声源靠近围护结构处的倍频带声压级：

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

式中： L_{p1} — 室内声源在靠近围护结构处产生的倍频带声压级，dB；

L_w — 声源的倍频带声功率级，dB；

r — 声源到靠近围护结构某点处的距离，m；

Q — 指向性因子；

R —房间常数, $R = S\alpha / (1 - \alpha)$, S 为房间内表面面积, m^2 , α 为平均吸声系数。

②计算出所有室内声源在靠近围护结构处产生的 i 倍频带叠加声压级:

$$L_{pli}(T) = 10 \lg \left(\sum_{j=1}^N 10^{0.1L_{plij}} \right)$$

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

L_{plij} —室内 j 声源 i 倍频带的声压级, dB;

N —室内声源总数。

③计算出室外靠近围护结构处的声压级:

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

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

TL_i —围护结构 i 倍频带的隔声量, dB;

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

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

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

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

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

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

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

(3) 计算总声压级

①计算本工程各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值

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

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

② 预测点的噪声预测值

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

式中： L_{eqg} —建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb} —预测点的背景值，dB(A)。

(4) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

本工程噪声源噪声参数见表 5.2-3。

表 5.2-3 站场噪声源参数一览表

序号	声源名称	数量 (台/套)	中心坐标(X, Y, Z)	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	新建采气井场 (以 DN3-1H 井作为代表)	采气树	1	(10, 30, 1)	选择低噪声设备、 加强设备维护，基础减振	15	70
		甲醇加注撬	1	(25, 30, 1)		15	65
2	排水井场(以 DN2-1 作为代表)	气液分离器橇	1	(40, 30, 1)		15	65
3	老井改造井场(以 DN204 井为代表)	甲醇加注撬	1	(40, 30, 1)		15	65
4	注水井场(以台 2-1W 井为代表)	注水泵	1	(35, 30, 2)	基础减振、厂房隔声	25	60
		喂水泵	1	(35, 30, 2)		25	60
5	迪那 2-1 集气站	三相分离器橇	1	(25, 40, 1)	选择低噪声设备、 加强设备维护，基础减振	15	65
6	迪那 2-3 集气站	气液分离器橇	1	(20, 27, 1)		15	65
7	迪那 2 天然气处理厂	压缩机	1	(350, 120, 1)		15	75
		泵类	5	(240, 120, 1)		15	70
		风机	1	(240, 120, 1)		15	70

5.2.4.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程新建采气单井、集气站等噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.2-4。

表 5.2-4

噪声预测结果一览表

单位：dB(A)

评价点		预测时段	现状值	本项目贡献值	预测值	标准值	达标情况
新建采气井场(以 DN3-1H 井作为代表)	东厂界	昼间	—	46.4	—	60	达标
		夜间	—		—	50	达标
	南厂界	昼间	—	41.1	—	60	达标
		夜间	—		—	50	达标
	西厂界	昼间	—	48.5	—	60	达标
		夜间	—		—	50	达标
	北厂界	昼间	—	48.4	—	60	达标
		夜间	—		—	50	达标
注水井场(以台 2-1W 井为代表)	东厂界	昼间	—	40.0	—	60	达标
		夜间	—		—	50	达标
	南厂界	昼间	—	27.9	—	60	达标
		夜间	—		—	50	达标
	西厂界	昼间	—	29.4	—	60	达标
		夜间	—		—	50	达标
	北厂界	昼间	—	40.0	—	60	达标
		夜间	—		—	50	达标
排水井场(以 DN2-1 作为代表)	东厂界	昼间	36	42.7	43.5	60	达标
		夜间	34		43.2	50	达标
	南厂界	昼间	36	35.4	38.7	60	达标
		夜间	35		38.2	50	达标
	西厂界	昼间	39	32.9	39.9	60	达标
		夜间	37		38.4	50	达标
	北厂界	昼间	39	41.5	43.4	60	达标
		夜间	38		43.1	50	达标

续表 5.2-4

噪声预测结果一览表

单位: dB(A)

评价点		预测时段	现状值	本项目 贡献值	预测值	标准值	达标情况
老井改造 井场(以 DN204 井 为代表)	东厂界	昼间	41	42.4	44.7	60	达标
		夜间	38		43.7	50	达标
	南厂界	昼间	43	35.1	43.6	60	达标
		夜间	41		42.0	50	达标
	西厂界	昼间	41	32.5	41.6	60	达标
		夜间	38		39.1	50	达标
	北厂界	昼间	47	41.2	48.0	60	达标
		夜间	45		46.5	50	达标
迪那 2-1 集气站	东厂界	昼间	37	35.4	39.3	60	达标
		夜间	34		37.7	50	达标
	南厂界	昼间	41	34.1	41.8	60	达标
		夜间	38		39.5	50	达标
	西厂界	昼间	40	37.0	41.7	60	达标
		夜间	36		39.5	50	达标
	北厂界	昼间	39	37.0	41.1	60	达标
		夜间	36		39.5	50	达标
迪那 2-3 集气站	东厂界	昼间	33	38.9	39.9	60	达标
		夜间	31		39.5	50	达标
	南厂界	昼间	39	36.4	40.9	60	达标
		夜间	35		38.7	50	达标
	西厂界	昼间	41	38.9	43.1	60	达标
		夜间	38		41.5	50	达标
	北厂界	昼间	39	38.9	41.9	60	达标
		夜间	38		41.5	50	达标
迪那 2 天 然气 处理厂	东厂界	昼间	40	25.7	40.2	60	达标
		夜间	38		38.2	50	达标
	南厂界	昼间	42	35.3	42.8	60	达标
		夜间	39		40.5	50	达标
	西厂界	昼间	44	27.3	44.1	60	达标
		夜间	42		42.1	50	达标
	北厂界	昼间	41	28.3	41.2	60	达标
		夜间	39		39.3	50	达标

由表 5.2-4 可知项目实施后,新建采气井场、注水井场各主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 27.9~48.4dB(A),满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区标准要求。排水井场、老井改造井场、迪那 2-1 集气站、迪那 2-3 集气站、迪那 2 天然气处理厂各噪声源对场界的噪声贡献值与现状值叠加后,噪声预测值昼间为 38.7~48.0dB(A),夜间为 37.7~46.5dB(A),满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区标准要求。

综上,本工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.2.5 固体废物影响分析

5.2.5.1 固体废物产生种类及数量

本工程站场涉油设施阀门和法兰等凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生油泥(砂),清管站清管作业产生清管废渣及污泥减量化装置产生含油污泥。根据《国家危险废物名录(2021 年版)》,油泥(砂)、清管废渣、含油污泥均属于危险废物,收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。在加强环境管理的前提下,基本不会对环境产生不利影响。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》,本工程危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表 5.2-5。

表 5.2-5 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
清管废渣	HW08	900-249-08	0.028	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2 次/年	T, I	桶装收集后,由有危废处置资质单位接收处置
油泥(砂)	HW08	071-001-08	1.4	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	
含油污泥	HW08	071-001-08	1752	污泥减量化装置	固态	油类物质、泥沙	油类物质	/	T, I	打包装置打包后由有危废处置资质单位接收处置

5.2.5.2 危险废物环境影响分析

(1) 危险废物运输

本工程建成运行后,油田公司应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》

(HJ2025-2012)相关要求对含油废物进行收集。

①收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整翔实。具体要求如下：

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

b. 危险废物类别：按危险废物种类选择；

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

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

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

(2) 危险废物运输过程影响分析

本工程产生的危险废物运输过程由库车畅源生态环保科技有限责任公司委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，且库车畅源生态环保科技有限责任公司距项目约 56km，沿线无水体、重要敏感目标，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(3) 危险废物委托处置环境影响分析

本工程含油废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置，库车畅源生态环保科技有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了本工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前库车畅源生态环保科技有限责任公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 10 万 t/a，目前尚有较大处理余量。因此，本工程危险废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置可行。

5.2.6 生态环境影响分析

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

(1) 对野生动物的影响分析

运营期项目不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，并加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀。

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

(2) 植被影响分析

营运期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。台 201 井、台 202 井注水管线临时占用农田，主要种植棉花、小麦，为保证管道的安全运行，原则上在管道两侧 5m 范围内不得种植深根系植物，但在管沟回填后，上面仍可以种植农作物。随着时间的推移，经过不断地耕作培肥，管沟上方覆土的生产能力会逐渐恢复至施工前的水平。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，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) 生态系统完整性影响评价

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

本工程开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油气田开发

如井场、管线和道路等建设中，道路、管线及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。但如现状所述，目前由于油气田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态进一步恶化。

地面基础设施建设完成后，井场、站场、道路及各类集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响；因而项目气田开发建设不会改变区域内生态系统的稳定性及完整性。

综上所述，项目区生态完整性受本项目影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。气田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.2.7 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，拟建工程属于“采矿业”中的“天然气开采”，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(试行)》(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。营运期外排废气中主要非甲烷总烃，不涉及废水外排。本工程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垂直入渗影响，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 5.2-6。

表 5.2-6

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 5.2-23 可知，本项目影响途径主要为运营期垂直入渗染，因此本项目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(天然气、凝析油和水)，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 5.2-7。

表 5.2-7

土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
井场管线连接处	垂直入渗	石油烃	事故工况

5.2.7.2 现状调查与评价

5.2.7.2.1 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤现状调查范围为站场边界及管线两侧外扩 200m 范围。

5.2.7.2.2 敏感目标

本工程除台 201 井、台 202 井周边 200m 范围内存在农田土壤敏感目标，其他站场占地外扩 200m 范围和管线两侧 200m 范围内无土壤敏感目标。

5.2.7.2.3 土地利用类型调查

(1) 土地利用现状

根据《土地利用现状分类》(GBT 21010-2017)及现场调查结果，本工程台 201 井、台 202 井周边现状为耕地，其他建设内容的主要土地利用类型为未利用地，井场永久占地及管线周边主要为荒漠，分布有少量的荒漠植被。

(2) 土地利用历史

根据调查，本工程站场建设之前现状为未利用地，局部区域已受到油气田开发的扰动和影响。

(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，土壤评价范围内土壤类型主要为棕漠土及盐土。

5.2.7.3 土壤环境影响预测与评价

本工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，如果是采气树管线连接和阀门处出现破损泄漏，即使有油品泄漏，建设单位必须及时采取措施，不可能任由油品漫流渗漏，任其渗入土壤。因此，只在地表积油底部非可视部位发生小面积渗漏时，才可能有少量物料通过漏点，逐渐渗入进入土壤。

综合考虑本工程物料特性及土壤特征，本次评价为事故状况下，采气树管线连接和阀门处出现破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

a. 垂直入渗土壤预测模型

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

(1) 一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m²/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ - 土壤含水率, %。

(2) 初始条件

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

(3) 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件:

① 连续点源:

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

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

② 非连续点源:

第二类 Neumann 零梯度边界条件:

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

b. 预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果, 本工程选取 DN2-19H 井场进行预测。

由土壤模拟结果可知, 石油烃在土壤中随时间不断向下迁移, 同一点位的数值随时间在增加, 浓度随深度增加在降低, 入渗 1a 后, 污染深度为 5cm; 入渗 5a 后, 污染深度为 12cm; 入渗 10a 后, 污染深度为 18cm; 入渗 20a 后, 污染深度为 26cm; 入渗 30a 后, 污染深度为 33cm。

5.2.7.4 结论与建议

本工程站内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值; 站场外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值, 石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移, 石油烃主要积聚在土壤表层 40cm 以内, 其污染也主要限于地表, 土壤底部石油烃浓度未检出。因此, 本工

程需采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

5.2.7.5 土壤污染防治措施

(1) 源头控制

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

(2) 过程防控措施

参照执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口装置区划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

根据项目特点及相关要求，制定监测计划，详情见表 5.2-8。

表 5.2-8 土壤跟踪监测点位布置情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	井场采气树管线接口处	柱状样	石油烃	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值	每 5 年监测一次

(4) 土壤环境影响评价结论

综上所述，通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行。

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 评价依据

本工程主要建设内容为：①新建采气井场 4 座；新建注水井场 2 座；②新建阀室 2 座；新建输水阀室 1 座；新建清管站 1 座；③改造 6 座井场为排水井；已建 4 座单井井场新增防冻剂(甲醇)加注撬各 1 套；DN201 井增加两台除砂器；④2-1 集气站新增三相分离器 1 台；2-3 集气站新增气液分离器 1 台⑤6 口注水井场各新增回注泵房 1 座，缓冲水罐 1 座，喂水泵 2 台，高压回注泵撬 2 台；⑥在迪那 2 天然气处理厂新建压缩机 1 台，新建 2 座 1600m³气田水调节罐，1 套污泥减量化装置；新建 1 套全自动高效聚结斜管除油器，1 套双滤料过滤器；⑦新建采气支线 16.65km；⑧新建气举管线 14.86km，新建排水管线 8.9km；新建注水管线 37km；⑨对 13 口井采气管线进行更换管材和管径，合计 8.64km；⑩更换迪那 2-3 集气站至迪那 2-9T 阀室的管线 4.2km；更换迪那 2-9T 阀室至迪那 2-2 集气站的管线 7.8km；⑪配套建设自控、供配电、防腐、保温、通信、道路等设施。

本项目回注井场、输水管线涉及物质主要为气田水，不作为风险物质考虑。本项目涉及的风险物质主要为甲醇、甲烷、乙烷、丙烷及凝析油。甲醇储存在井场甲醇加注撬内，甲烷、乙烷、丙烷及凝析油存在于管线中。

5.2.8.1.3 建设项目环境风险潜势判断

建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV⁺级。建设项目环境风险潜势划分方法见表 5.2-9。

表 5.2-9 建设项目环境风险潜势划分一览表

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

对照表 5.2-9，确定本项目大气环境风险潜势为 I，地表水环境风险潜势为 I，地下水环境风险潜势为 II。因此本项目环境风险潜势综合等级为 II。

5.2.8.1.4 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5.2-10。

表5.2-10 环境风险评价工作等级划分一览表

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

对照表 5.2-10 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。

5.2.8.2 环境敏感目标概况

本工程环境敏感特征见表 5.2-11。

表 5.2-11 环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	站场周边 5km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	迪那作业区公寓	本项目	2.4km	居住	200
站场周边 500m 范围内人口数小计						200
站场周边 5km 范围内人口数小计						200
大气环境敏感程度 E 值						E3
地表水	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	无	—		—	
	地表水环境敏感程度 E 值					E3
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	其他地区	Ⅲ类	D1	—
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

5.2.8.3 环境风险识别

根据导则规定，风险识别包括物质危险性识别、生产系统危险性识别、危险物质向环境转移的途径识别等。

5.2.8.3.1 物质危险性识别

本工程涉及的风险物质主要为甲醇、甲烷、乙烷以及丙烷。其理化性质见表 5.2-12。

表 5.2-12 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	理化性质	分布
1	甲烷	易燃气体	各类管线内
2	乙烷	高浓度时，有单纯性窒息作用，易燃气体	
3	丙烷	有单纯性窒息及麻醉作用，易燃气体	
4	原油(凝析油)	可燃液体	
5	甲醇	可燃液体	井场甲醇加注撬

5.2.8.3.2 危险物质分布情况

本项目危险位置主要分布于井场设备及集输管线中。

5.2.8.3.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，本项目开发建设过程中采气、天然气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、天然气泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.2-13。

表 5.2-13 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
井场	甲醇加注撬泄漏	储罐腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致储罐破裂，导致泄露、火灾、爆炸事故	甲醇泄漏后，进入大气引发中毒事故；甲醇泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气
集输管线	输气管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致泄露、火灾、爆炸事故	天然气泄露后，进入大气引发中毒事故；天然气泄露后遇火源燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气
开采阶段	井喷	试油过程中管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致气体泄漏，导致井喷；开采阶段修井等作业过程中如发生气侵、溢流等情况，井控措施失效，导致井喷	遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故，造成次生污染物 CO 排放	大气、土壤、地下水

5.2.8.4 环境风险分析

5.2.8.4.1 大气环境风险分析

在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油气从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。一旦管道发生泄漏事故，站场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。通常情况下，本工程使用的甲醇在常温下加压、液化储存，一旦泄漏到空气中会在常压下迅速膨胀，释放显热，大量气化，并扩散到周围空间，由于溢出的甲醇属于有毒气体，会影响到区域环境空气质量，可能造成周围区域人员中毒事故。

项目发生井喷事故时会造成局部地区环境空气中烃类污染物超标，但不会导致整个区域大气环境的明显恶化。喷出采出气遇明火燃烧，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。井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m 左右，一般需要 1~2 天能得以控制。由于站场及管道位于荒漠地带，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。

5.2.8.4.2 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主要集中在站场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，且项目周边无地表水，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

井喷事故一旦发生，大量的采出气喷出井口，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。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 300m 左右，一般需要 1~2 天才能得以控制，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的石油类喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。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。

5.2.8.4.3 地下水环境风险分析

本工程建成投产后，正常状态下无废水直接外排；本工程可能泄露的危险液态物料主要为甲醇和凝析油，甲醇加注撬发生事故泄露后，液态物料会泄露

至储罐区，由于甲醇为极易挥发的物质，在及时发现并清理收集泄露的甲醇溶液后对区域地下水造成污染的环境风险可防控；非正常状态下，采出液中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损采出液泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成石油类对地下水水质的影响。

据建设单位已掌握的迪那 2 气田的钻孔资料和地质资料分析，该区域地层压力比较大，稍有不慎，就可能引发井喷事故。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。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 300m 左右，一般需要 1~2 天才能得以控制，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的石油类喷散物，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面水体的影响，对地下水体的影响概率不大，在地下水位较深地段，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

综上所述，在事故下造成甲醇泄漏、采出液泄漏及井喷对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

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 HSE 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) 开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求；

(2) 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；

(3) 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，且备有相应的抢接工具，在井口附近准备一根放喷单根（钻杆下部有与钻铤扣相符的配合接头）；

(4) 按班组进行放喷演习，并达到规定要求；

(5) 严格落实坐岗制度，无论钻进还是起下钻，或其它辅助作业，钻井班落实专人坐岗观察钻井液池液面变化和钻井液出口情况，录井人员除了在仪表上观察外，还对钻井液池液面变化和钻井液出口进行定时观察，定时测量进出口钻井液性能，两个岗都必须作好真实准确记录，值班干部必须对上述两个岗位工作情况进行定时和不定时检查，并当班签认；

(6) 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；

(7) 严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

(8) 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；

(9) 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；

(10) 关井压力不得超过井口装置的工作压力、套管抗内压强度的 80% 和地层破裂压力三者中的最小值。

5.2.8.5.2 管道事故风险预防措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

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

② 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

(2) 运行阶段的事故防范措施

① 井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运

行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

②定期对管线及储罐进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管和泄漏的隐患。

③利用管线和储罐的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

④在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

5.8.5.3 环境风险应急处置措施

(1)管道事故应急措施

管道事故风险不可能绝对避免，在预防事故的同时，为可能发生的事故制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

①按顺序关井

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

②回收泄漏采出液

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

(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，气田停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

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

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

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

(3) 管道刺漏事故应急措施

本工程根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定管线是否发生泄漏，针对管线刺漏事件，采取以下措施：

a. 切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

b. 堵漏：根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，并在作业期间设专人监护；

c. 事故现场处理：堵漏作业完成后，对泄漏段管线进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

d. 后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性的加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。

5.2.8.6 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险(主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等)，制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司迪那作业区现有突发环境事件应急预案(备案编号：652923-2020-013-M)中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.2.8.7 环境风险分析结论

(1) 项目危险因素

营运期危险因素为集输管线老化破损导致采出液泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；甲醇储罐泄漏甲醇逸散至环境空气中引发中毒事故，同时遇到明火可能发生火

灾、爆炸事故。

(2) 环境敏感性及其事故环境影响

本工程评价范围内无敏感目标存在。本工程实施后的环境风险主要有采出液和甲醇泄漏，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，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水和土壤环境造成污染影响。

(3) 环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司迪那作业区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

(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。

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、地下截去一定深度的表层套管并用水泥灌注封井、井场清理等。

在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃建筑残渣等固体废物，对这些废

弃残渣等进行集中清理收集，废弃建筑残渣外运至指定固废场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.3.2 闭井期生态保护措施

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

(2) 对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

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

6 环保措施可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

6.1.1 施工期环境保护措施

6.1.1.1 施工扬尘

(1)井场场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度；

(2)为了控制扬尘，限制井场场地内的车速小于 20km/h；

(3)用标识带或者围栏，标识出井场钻前工程的井场布置，并禁止在井场外作业；

(4)在管线和道路作业带内施工作业；

(5)在井场，钻井泥浆料等均储存在罐内，没有散料的露天堆场。

以上总扬尘防治措施，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 柴油发电机废气

柴油机功率与钻机尽量匹配，对柴油机、发电机做好保养措施，施工单位定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB 20891-2014）及修改单（生态环境部公告 2020 年第 74 号）和《标准非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）。

6.1.1.3 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。

(3)在测试放喷的单个井场选址过程中，要考虑测试放喷对周围环境影响，

确保井场测试放喷时周围 500m 范围内无人；由于测试放喷时间较短，测试放喷燃烧天然气排放对周围环境影响很小，以上措施是可行的。

6.1.2 运营期环境空气保护措施

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

(1)本工程运营期无组织废气主要产污环节场站内阀门、泵类泄露形成的挥发性有机废气。本工程将气井采出的井产物进行汇集、处理、输送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，站场以及沿线设可燃气体浓度检测系统、设 ESD 系统，严格控制天然气泄漏对大气环境影响；

(2)超压火炬燃烧废气：天然气若发生超压放空时，为防止事故和减少非甲烷总烃的排放量，对放空的天然气采用点火燃烧(自动点火系统)，不允许就地排入大气；

(3)本工程定期巡检，确保集输系统安全运行；各装置的安全阀及事故紧急放空、采样等气体均采用密闭放空至火炬系统，燃烧后排放；

(4)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。

类比《迪那 2 气田环境影响后评价报告书》，后评价期间开展的 DN2-23 井场、迪那 2-2 集气站无组织废气污染源监测数据。根据类比以往同类管道、站场的验收监测数据，井场、集气站等无组织废气可达标排放，以上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、压裂废水和施工队生活污水。

(1) 钻井废水

根据目前气田钻井实际情况，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；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) 压裂废水

本工程新钻 6 口新井，排放的压裂废水共计约为 480m^3 。射孔结束后，返排液采取不落地直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至轮南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（采用撬装组合型钢板池）暂存，钻井工程结束后定期拉运至迪那作业区生活污水处理装置处理。迪那作业区生活污水处理装置设计处理规模 $240\text{m}^3/\text{d}$ ，本工程钻井期生活污水产生量为 $17.5\text{m}^3/\text{d}$ ，迪那作业区生活污水处理装置实际处理量为 $168\text{m}^3/\text{d}$ ，故迪那作业区生活污水处理装置富余能力可以满足本工程钻井期生活污水处理需求。该设施采用“A/O生物接触氧化法”工艺对生活污水进行处理，处理后水质达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中二级标准后冬储夏灌。

6.2.1.2 地面工程施工

(1) 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，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域绿化。

(2) 施工队生活污水

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，其污染物主要为SS、COD，排入生活污水池（采用撬装组合型钢板池）暂存，定期拉运至迪那作业区生活污水处理装置处理。

6.2.2 运营期水污染防治措施

6.2.2.1 气田水处理措施可行性分析

本工程气田水随油气混合物输送至迪那 2 天然气处理厂处理，目前迪那 2 天然气处理厂气田水处理能力为 $360\text{m}^3/\text{d}$ ；在建的“迪那 2 气田气田水系统改

造工程”已经考虑在迪那 2 天然气处理厂建成 1000m³/d 的污水处理设施；本工程考虑将迪那 2 天然气处理厂现有的污水处理设施能力由 360m³/d 扩建为 1000m³/d。届时迪那 2 天然气处理厂污水总处理能力将达到 2000m³/d，能够满足迪那 2 气田 2036 年以前气田产水量的处置需求。该设施采用“高效聚结除油+过滤”处理工艺，气田水经处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层。

6.2.2.2 井下作业废水处理措施可行性分析

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轮南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。

①轮南钻试修废弃物环保处理站基本情况

轮南钻试修废弃物环保处理站位于轮台县轮南区块内，设施的中心坐标为北纬 41° 25′ 25.48″，东经 84° 13′ 53.54″，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，该项目于 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)。2019 年 1 月 23 日塔里木油田分公司开展自主验收。轮南钻试修废弃物环保处理站钻井聚磺泥浆体系固废处理规模为 100m³/d，现状处理能力为 70m³/d，钻试修废水处理规模 500m³/d，现状处理能力为 200m³/d，目前尚有较大富余处理能力，因此轮南钻试修废弃物环保处理站处理能力可满足本工程处理需求。

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)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 钻井工程

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、柴油机做好基础减振；

(2) 定期维护泥浆泵、钻机等高噪声设备；

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

6.3.2 施工期管线工程

(1) 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。

(2) 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。

6.3.3 运营期

(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。

(3) 本工程运营期注水井场泵类设施于厂房内，采取厂房隔声措施控制机械噪声。

厂房隔声是噪声控制中最常用、最有效的措施之一，其基本原理为：声波在通过空气的传播途径中，碰到匀质屏蔽物时，由于两分界面特性阻抗的改变，使部分声能被屏蔽物反射回去，一部分被屏蔽物吸收，只有一小部分声能可以透过屏蔽物传到另一端。显然，透射声能仅是入射声能的一部分，因此，通过设置适当的屏蔽物便可以使大部分声能反射回去，从而降低噪声的传播，可有效降低噪声源对外环境的影响。

类比《迪那2气田环境影响后评价报告书》，后评价期间开展的DN2-23井场、迪那2-1集气站无组织废气污染源监测数据。根据噪声预测结果并类比DN2-23井场、迪那2-2集气站场界噪声监测，运营期站场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期

6.4.1.1 钻井废弃物处理措施

本工程新钻6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，利用气候干燥的环境自然蒸发干化后填埋，膨润土泥浆岩屑用于修建井场道路、垫高井场等综合利用或填埋。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；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后集中收集，拉运至轮南钻试修环保站处理。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。

6.4.1.2 废润滑油处置措施

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。

6.4.1.3 烧碱废包装袋处置措施

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（废物代码：900-041-49），及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。烧碱废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。

6.4.1.4 生活垃圾处置措施

钻井期井场生活垃圾定期清运至迪那作业区固废场填埋，迪那作业区固废场生活垃圾池富余能力能够满足本项目产生的生活垃圾。

6.4.2 运营期

6.4.2.1 危险废物处置措施

本工程站场涉油设施阀门和法兰等凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生油泥（砂）；集气干线清管作业产生清管废渣；污泥减量化装置产生含油污泥。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，油泥（砂）、清管废渣、含油污泥均属于危险废物，收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。在加强环境管理的前提下，基本不会对环境产生不利影响。

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桶装收集后有危废处置资质单位接收处置，危险废物运输过程由库车畅源环保科技有限公司委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，且库车畅源环保科技有限公司距项目约 56km，塔里木油田公司内部有较完善的道路系统，道路畅通且沿线无水体、重要敏感目标，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) 危险废物处置单位

本工程含油废物全部委托库车畅源环保科技有限公司进行处置，库车畅源环保科技有限公司处理资质及处置类别涵盖了本工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前库车畅源环保科技有限公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 10 万 t/a，目前实际含油污泥处理量为 6.6 万 t/a，尚有较大处理余量。因此，本工程危险废物全部委托库车畅源环保科技有限公司接收处置可行。

6.4.3 闭井期固体废物处置措施

本工程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迪那2作业区固废场填埋妥善处理。迪那作业区固废场填埋现有富余能力填埋一般固废，因此废弃管线、废弃建筑垃圾处置措施可行。

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 区域生态环境保护措施

(1) 严格控制占地面积，减少扰动土地面积。

(2) 钻井期按照固体废物“资源化、减量化、无害化”处置原则落实各类固体废物收集、综合利用及处置措施。

(3) 井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，

应尽快整理施工现场。

(4) 对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

(5) 穿越农田的管线，管线埋深应充分考虑农田机械作业翻地深度，埋深应大于 1.4m 以上。管线土层分层开挖、分层堆放、分层回填。

(6) 荒漠植物保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。

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

③确保各环保设施正常运行，含油废物回收、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护荒漠植物的观念，不得随意砍伐野生植物，不得将荒漠植物作为薪柴使用。

⑤强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对荒漠植物的破坏。

(7) 野生动物保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

③确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动物的观念，禁止捕猎。

⑤降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故对野生动物的影响。

6.5.1.2 工程和施工人员环境教育

在工程管理和施工人员进场前进行环境教育。环境教育的主要内容包括：

——开展《中华人民共和国环境保护法(2014 年修订)》、《中华人民共和国大气污染防治法(2018 年修正)》、《中华人民共和国水污染防治法(2017 年修订)》、《中华人民共和国环境噪声污染防治法(2018 年修订)》、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法(2020 年修订)》、《中华人民共和国石油天

然气管道保护法》、《建设项目环境保护管理条例》(国务院令第 682 号)《中华人民共和国野生植物保护条例(2018 年修正)》等相关法律法规的宣传和教育。

——印制气田区及周边分布的国家重点保护野生动物以及具有重要生态功能的本土植物的野外鉴定手册,并分发到工作人员手中。手册中配以彩色图片和简洁的文字说明,突出对于这些物种的保护方法和保护的重要性。

——对项目工作人员和施工人员开展相关动植物辨认和生态保护措施方面的短期培训工作,通过培训详细介绍如何最大限度减少自然植被的丧失;如何在干旱地区及时开展植被恢复;以及施工作业中对于环境保护的一些注意事项等。

6.5.2 营运期生态恢复措施

开发方案实施后,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)井场、管线施工完毕,进行施工迹地的恢复和平整,管线两侧开始发生向原生植被群落演替,并逐渐得到恢复。

6.5.3 生态保护工程的技术和经济可行性

本工程永久占地全部为未利用地,征用的土地需按照国土部门的相关规定,支付一定的占地补偿费,具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。

本工程开发期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法、防沙治沙等法律法规。主要采取以下生态保护措施,这些措施对于减少地表破坏,减缓水土流失起到了一定的积极作用。

(1)对油气田内的永久性占地(井场、道路等)合理规划,严格控制占地面积。

(2)按设计标准规定,严格控制施工作业带(开挖)面积,包括钻井井场用地面积不得超过钻机作业标准规定,气田内公路和管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内,并尽量沿道路纵向平行布设。以减少地表破坏。

(3)勘探作业尽量利用原有公路,沿已有车辙行驶,若无原有公路,严格执

行先修路，后开钻的原则进行勘探。

(4) 施工机械在不得在道路、井场以外的行驶和作业，保持地表不被扰动。

(5) 井场岩屑池做到掩埋、填平、覆土、压实。

通过采取以上措施，本工程井场和道路永久占地面积可得到有效控制，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。

6.5.4 生态恢复治理方案

(1) 钻井井场生态恢复

工程施工结束后，应对井场临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定。施工结束初期，对井场、站场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少侵蚀量。临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砂石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。工程施工结束后临时占地内植被通过植物生长季节和气象条件等因素自然恢复。井场恢复后的植被覆盖度不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖度，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行井场植被恢复。

(2) 管线生态恢复

本项目施工过程中应注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

(3) 道路生态恢复

本项目道路工程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，必要时应设置截排水沟、挡土墙等相应保护措施。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。

6.6 闭井期环境保护措施

闭井期的环境影响主要为气田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设

施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。

(1) 污染治理措施

随着气田开采的不断进行，其储量将逐渐下降，最终进入闭井期。当油气田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的开发工作人员将陆续撤离气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

闭井期的环境影响以环境的恢复为主，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。

气田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的固体废物集中进行收集，外运至固体废物填埋场处置。

(2) 闭井期生态环境保护措施

①各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

②闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。

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凡需排污油、污水，必须配备足够容量的容器，收集排出的污油、污水等，施工场地要铺设防渗地膜，确保排出物不污染井场、不渗入地下。

⑤拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土(拉运并填埋具有原来特性的土质)，恢复原有生态机能。

⑥在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。

⑦设备排出的废水、固体废物采用车辆拉运至临近环保站和固废填埋场处理，避免对周围环境造成影响。

⑧保证对废弃井采取的固井、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。

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 171102 万元，环保投资 1103 万元，环保投资占总投资的比例为 0.64%。由于石油是我国战略物质，其定价受物价局控制，且涉及国家能源商业机密，故本环评报告中不再进行经济分析。

7.2 社会效益分析

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

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

本工程采取管道密闭输送，加强阀门、机泵的检修与维护，从源头减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

(2) 废水

本项目运营期废水包括气田水、井下作业废水、污水处理装置反冲洗废水、

污泥减量化装置脱出污水。气田水随油气混合物输送至迪那 2 天然气处理厂处理，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轮南钻试修废弃物环保处理站处理；污水处理装置反冲洗废水、污泥减量化装置脱出污水全部送至前端污水处理工序同气田水一起处理达标后回注地层。

(3) 固体废弃物

本工程运营期固体废物主要为油泥(砂)、清管废物、污泥减量化装置产生含油污泥。油泥(砂)、清管废物桶装收集后定期由有危废处置资质的公司接收处置，含油污泥经打包机打包处理后，定期由有危废处置资质的公司接收处置。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

本工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。本工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

7.3.2 环境损失分析

本工程在建设过程中，由于井场、地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

本工程将扰动、影响沙漠生态景观，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。因而在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 1103 万元，环境保护投资占总投资的 0.64%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大的影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

8.1.1 管理机构及职责

8.1.1.1 环境管理机构

本工程日常环境管理工作纳入塔里木油田分公司迪那油气开发部现有QHSE管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司QHSE管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位QHSE管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位QHSE管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专(兼)职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其QHSE管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

8.1.1.2 环境管理制度

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

8.1.1.3 环境管理职责

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

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

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

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

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

(5) 组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；

(6) 组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；

(7) 组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收；

(8) 配合政府环保部门和上级环保部门检查。

8.1.2 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少营运期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和营运期提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 8.1-1 本工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，钻井现场严格管理，尽量少占用林地、耕地和草地，施工结束后尽快恢复临时性占用；及时清理废弃泥浆，合理处置弃土等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
	生物多样性	加强施工人员的管理，严禁对野生动植物的破坏等		建设单位环保部门及当地生态环境主管
	植被	保护荒漠灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		建设单位环保部门及当地生态环境主管
	水土保持	主体工程与水土保持措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，作好防护措施等		建设单位环保部门及当地生态环境主管

续表 8.1-1 本工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	重点区段	施工尽量缩小临时占地范围，施工结束立即恢复植被	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置，施工现场设置围栏等等		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		废水	处理达标后排放		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		固体废物	施工废料回收利用，不能利用的弃渣送迪那作业区固废填埋场		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
运营期	正常工况	废水	污水处理装置和回注系统	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		废气	采用密闭工艺流程		
		固体废弃物	集中堆放，委运处理		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
	事故风险		事故预防及天然气泄漏应急预案		当地生态环境主管
闭井期	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		固体废物	废弃建筑残渣等收集后送迪那作业区固废场填埋妥善处理		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复		闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况		

8.1.3 环境监理

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。

8.2 企业环境信息公开

8.2.1 公开内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：杨学文

生产地址：新疆阿克苏地区库车市和巴州地区轮台县

主要产品及规模：①新建 DN2-19H、DN2-32H、DN3-1H、DN2-H29 单井站 4 座；新建台 2-1W、台 2-2W 井注水井场 2 座；②新建 DN2-19H、DN3-1H 阀室 2 座；新建输水阀室 1 座；新建 DN2-9T 清管站 1 座；③改造 DN2-1、DN2-21、DN2-22、DN2-27、DN202、DN2-28 单井站 6 座为排水井；已建 4 座单井井场 (DN204、DN2-B2、DN201、DN2-10 井) 新增防冻剂 (甲醇) 加注撬各 1 套；DN201 井增加两台除砂器；④迪那 2-1 集气站新增 1 台三相分离器，迪那 2-3 集气站增加 1 台气液分离器；⑤台 201、台 202、台 2-1W、台 2-2W、迪深 1 井、DN211W 井 6 口注水井场各新增回注泵房 1 座，缓冲水罐 1 座，喂水泵 2 台，高压回注泵撬 2 台；⑥在迪那 2 天然气处理厂新建压缩机 1 套，新建 2 座 1600m³ 气田水调节罐，1 套污泥减量化装置；新建 1 套全自动高效聚结斜管除油器，1 套双滤料过滤器；⑦新建 DN2-19H、DN2-32H、DN3-1H、DN2-H29 采气井的采气支线 16.65km；⑧新建气举管线 14.86km，新建排水管线 8.9km；新建注水管线 37km；⑨对 13 口井集输管线进行更换管材和管径，合计 8.64km；⑩更换迪那 2-3 集气站至迪那 2-2 集气站的管线 7.8km；更换迪那 2-2 集气站至迪那 2-9T 阀室的管线 7.8km；⑪配套建设自控、供配电、防腐、保温、通信、道路等设施。项目建成后，迪那 2 气田年产天然气规模为 $38 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$ 。

(2) 排污信息

(3) 环境风险防范措施

本工程环境风险防范措施见迪那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。

8.3 污染物排放清单

8.4 环境及污染源监测

8.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级环保部门和地方环保部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对本工程运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废水、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

8.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。根据《全国环境监测管理条例》要求，本工程的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担，也可由塔里木油田分公司的质量检测中心承担。

8.4.3 监测计划

根据本工程生产特征和污染物的排放特征，依据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)(GB16297-1996)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)、《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》

(GB36600-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求,制定本工程的监测计划和工作方案。

本工程投入运行后,各污染源监测因子、监测频率情况见表 8.4-1。

表 8.4-1 本工程监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	站场无组织废气	非甲烷总烃	下风向厂界外 10m 范围内	每年 1 次
噪声	站场界噪声	L_{eq}	厂界外 1m	每年 1 次
地下水	气田区	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类	迪那 2 天然气处理厂 S/4.4km	每年监测 1 次
土壤	土壤环境质量	石油烃	井场采气树管线接口处	每 5 年监测 1 次

8.5 环保设施“三同时”验收一览表

本工程投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 8.5-1。

表 8.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	—	—	—	—
	2	柴油发电机废气	对柴油机、发电机做好保养措施	—	—	—	—
	3	放喷废气	控制测试放喷时间	—	—	—	—
废水	1	管道试压废水	试压结束后用于区域绿化	—	不外排	3	—
	2	施工期生活污水	排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)暂存,定期拉运至迪那作业区生活污水处理设施处理	—	不外排	15	—

续表 8.5-1

环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
废水	3	压裂废水	排入回收罐中，加碱中和后拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站妥善处置	—	不外排	5	—
噪声	1	钻机、吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	—	—	—	—
固废	1	泥浆	井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用。钻井结束后用于下一口钻井使用	—	—	—	—
	2	磺化泥浆岩屑	拉运至轮南钻试修环保站处理	—	妥善处置，不外排	50	—
	3	生活垃圾	定期清运至迪那作业区固废场填埋	—	妥善处置，不外排	—	—
	4	废润滑油	桶装收集后暂存于井场危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置	—	妥善处置，不外排	2	—
	5	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	1	—
生态	生态恢复	生态恢复	严格控制作业带宽度	—	临时占地恢复到之前状态	300	—
			管道埋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	水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	—	防止水土流失		
生态	防沙治沙	防沙治沙	施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；防尘网，洒水抑尘；设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域；管沟分层开挖、分层回填；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围	—	防止土地沙化	300	—

续表 8.5-1

环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
其他	1	钻台、放喷池、应急池、危废暂存间、柴油罐区,按重点防渗区考虑	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层防渗性能;地面进行防腐硬化处理,保证表面无裂痕	—	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层防渗性能	30	—
	2	泥浆罐区、泥浆泵、钻井液材料区、岩屑池,按一般防渗区考虑	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能	—	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层	10	—
营运期							
废气	1	井场及站场无组织废气	加强管道、阀门的检修和维护	—	厂界非甲烷总烃 ≤ 4.0 mg/m ³	20	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
废水	1	气田水	气田水随油气混合物输送至迪那 2 天然气处理厂处理,达标后回注地层	—	不外排	—	—
	2	双滤料过滤器反冲洗废水	全部送至前端污水处理工序同气田水一起处理达标后回注地层	—	不外排	—	—
	3	污泥减量化装置脱出污水		—	不外排	—	—
	4	井下作业废水	采用专用废水回收罐收集,酸碱中和后运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理	—	不外排	20	保证实施

续表 8.5-1

环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准	
营运期								
噪声	1	采气井场	采气树	—	厂界达标: 昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008)2类区排放限值	
	3		甲醇加注撬	—		—		
	4	排水井场	气液分离器	—		—		
	5	老井改造	甲醇加注撬	—		—		
	6	注水井场	注水泵	—		—		—
			喂水泵			—		
	7	迪那2-1集气站	三相分离器	—		—		
	8	迪那2-3集气站	气液分离器	—		—		
	9	迪那2天然气处理厂气站	压缩机	—		—		
泵类								
风机								
固体废物	1	油泥(砂)	严格按危险废物相关技术和管理规定进行收集与贮存,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	10	《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)	
	2	清管废渣		—		2		
	3	含油污泥		—		500		
防渗	1	重点防渗区	防渗层防渗性能不应低于6.0m厚渗透系数为 1×10^{-7} cm/s黏土层的防渗性能	—	渗透系数小于 1.0×10^{-10} cm/s	50	—	
	2	一般防渗区	防渗层防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为 1×10^{-7} cm/s黏土层的防渗性能	—	渗透系数小于 1.0×10^{-7} cm/s		—	
	3	简单防渗区	地面硬化或绿化处理	—	进行硬化或绿化处理		—	

续表 8.5-1

环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
营运期							
其他	1	风险防范措施	可燃气体、甲醇检测、报警仪	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	50	—	
			消防器材				
			警戒标语标牌				
			应急救援预案	应急保障措施按照环境风险应急预案进行设置	10	—	
	2	排污口	排污口规范化	按照《排污口规范化整治技术要求（试行）》、《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置	5	保证实施	
闭井期							
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
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	收集后送迪那作业区固废场填埋	—	妥善处置不外排	—	—
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况	—	恢复原貌	20	—
合计				—		1103	—

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：迪那 2 气田开发调整方案地面工程

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设性质：改扩建

建设内容：①新钻采气井 4 口，注水井 2 口；②新建 DN2-19H、DN2-32H、DN3-1H、DN2-H29 单井站 4 座；新建台 2-1W、台 2-2W 井注水井场 2 座；③新建 DN2-19H、DN2-32H 阀室 2 座；新建输水阀室 1 座；新建 DN2-9T 清管站 1 座；④改造 DN2-1、DN2-21、DN2-22、DN2-27、DN202、DN2-28 井 6 座井场为排水井；已建 4 座单井井场(DN204、DN2-B2、DN201、DN2-10 井)新增防冻剂(甲醇)加注撬各 1 套；DN201 井增加两台除砂器；⑤迪那 2-1 集气站新增 1 台三相分离器，迪那 2-3 集气站新增 1 台气液分离器；⑥台 201、台 202、台 2-1W、台 2-2W、迪深 1 井、DW211 井 6 口注水井场各新增回注泵房 1 座，缓冲水罐 1 座，喂水泵 2 台，高压回注泵撬 2 台；⑦在迪那 2 天然气处理厂新建压缩机 1 套，新建气田水调节罐 2 座，污泥减量化装置 1 套；新建 1 套全自动高效聚结斜管除油器，1 套双滤料过滤器；⑧新建 DN2-19H、DN2-32H、DN3-1H、DN2-H29 采气井的采气支线 16.65km；⑨新建气举管线 14.86km，新建排水管线 8.9km；新建注水管线 37km；⑩对 13 口井集输管线进行更换管材和管径，合计 8.64km；⑪更换迪那 2-3 集气站至迪那 2-2 集气站的管线 4.2km；更换迪那 2-2 集气站至 2-9T 阀室的管线 7.8km；⑫配套建设自控、供配电、防腐、保温、通信、道路等设施。

建设规模：本项目实施后，迪那 2 气田天然气规模为 $38 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$ 。

项目投资和环保投资：项目总投资 171102 万元，其中环保投资 1103 万元，占总投资的 0.64%。

劳动定员：运营期井场为无人值守场站，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库车市、巴州轮台县境内。区域以油气开采为主，工程占地范围内无固定集中的人群居住区，无自然保护区、无风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，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。

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十三个五年规划纲要》、《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》、《巴州“十三五”环境保护规划》。本项目位于阿克苏地区库车市、巴州轮台县境内，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的新疆重点开发区域和禁止开发区域范围内，属于主体功能区中的限制开发区域（重点生态功能区），与区域主体功能区中限制开发区域规划目标相一致，与主体功能区划相协调。

9.2 环境现状

9.2.1 环境质量现状评价

项目所在区域环境空气中 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 年平均浓度值超标，则参照《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）中 6.4.1 项目所在区域达标判断规定：“城市环境空气质量达标情况评价指标为 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、 CO 、 O_3 ，六项污染物全部达标即为城市环境空气质量达标”可知，本工程所在区域属于不达标区。环境质量现状监测结果表明：非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0mg/m^3$ 的标准；监测点硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。

地下水环境质量现状监测表明：各监测点中各监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标外，其他因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类水质要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标与区域水文地质条件有关；石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准限值。

声环境质量现状监测结果表明：声环境监测值昼间为 40~41dB(A)，夜间为 37~39dB(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：占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地筛选值限值；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 中农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地筛选值限值。

9.2.2 环境保护目标

本项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，本次评价将迪那作业区公寓作为环境空气的保护目标；本项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边200m范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，将各井场、阀室、清管站、集气站、处理厂占地外200m和新建管线两侧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中上游水土流失重点预防区和塔里木河流域水土流失重点治理区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保持产生明显影响；将区域迪那作业区公寓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：

(1) 本工程运营期无组织废气主要产污环节场站内阀门、泵类泄露形成的挥发性有机废气。本工程将气井采出的井产物进行汇集、处理、输送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，站场以及沿线设可燃气体浓度检测系统、设 ESD 系统，严格控制天然气泄漏对大气环境影响；

(2) 超压火炬燃烧废气：天然气若发生超压放空时，为防止事故和减少非甲烷总烃的排放量，对放空的天然气采用点火燃烧(自动点火系统)，不允许就地排入大气。

(3) 本项目定期巡检，确保集输系统安全运行；各装置的安全阀及事故紧急放空、采样等气体均采用密闭放空至放喷系统，燃烧后排放。

(4) 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。

类比同类站场的监测数据来看，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

本工程气田水随油气混合物输送至迪那 2 天然气处理厂处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层；井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集后运至轮南钻试修废弃物环保处理站。双滤料过滤器反冲洗废水、污泥减量化装置脱出污水全部送至前端污水处理工序同气田水一起处理达标后回注地层。

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。

(3) 本工程运营期注水井场泵类设施于厂房内，采取厂房隔声措施控制机械噪声。

9.3.4 固体废物及处理措施

本工程站场涉油设施阀门和法兰等凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生油泥(砂)，清管站清管作业产生清管废渣及污泥减量化装置产生含油污泥。根据《国家危险废物名录(2021年版)》，油泥(砂)、清管废渣、含油污泥均属于危险废物，收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。在加强环

境管理的前提下，基本不会对环境产生不利影响。

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，项目废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 $25.74 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 1.29%； $D_{10\%}$ 均未出现。

本工程实施后，新建井场无组织排放非甲烷总烃四周厂界浓度贡献值为 $10.57 \sim 21.52 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，新建阀室无组织排放非甲烷总烃四周厂界浓度贡献值为 $10.03 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，均满足《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；改扩建的站场采用贡献值叠加现状值，非甲烷总烃预测浓度为 $144.15 \sim 3398.39 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，均能满足《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。

9.4.2 地下水环境影响

(1) 环境水文地质现状

根据区域收集地质资料及现状调查，迪那周缘区块项目建设区域地下水根据矿化度划分主要以淡水及微咸水为主，潜水地下水埋深较深，地层主要为第四系松散层，地下水位第四系潜水，水化学类型中秋区块第四系孔隙潜水主要为 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4 - \text{Na} \cdot \text{Mg}$ 型水。工程位于低山丘陵区 and 山前冲积扇过渡地带，海拔 1400m 至 1600m 左右，基底为新近系由砂岩、泥岩和砂砾岩互层组成，区域无承压水层分布，除丰水季节西侧冲沟内有少量上层滞水外，无潜水层。

(2) 地下水环境影响

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下，采气树管线与法兰连接处油品渗漏，但在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，本工程对地下水环境影响可以接受。

(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”相关要求分区防渗。防渗措施的设计使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

③建立和完善本工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划。

④在制定环保管理体制的基础上，制订针对地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

(4) 地下水环境影响评价结论

综上所述，在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本工程对地下水环境影响可以接受。

9.4.3 声环境影响

项目实施后，新建采气井场、注水井场各主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 27.9~48.4dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区标准要求。排水井场、老井改造井场、迪那 2-1 集气站、迪那 2-3 集气站、迪那 2 天然气处理厂各噪声源对场界的噪声贡献值与现状值叠加后，噪声预测值昼间为 38.7~48.0dB(A)，夜间为 37.7~46.5dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区标准要求。

综上，本工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

9.4.4 固体废物环境影响

本工程站场涉油设施阀门和法兰等凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生油泥(砂)，清管站清管作业产生清管废渣及污泥减量化装置产生含油污泥。根据《国家危险废物名录(2021 年版)》，油泥(砂)、清管废渣、含油污泥均属于危险废物，收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。在加强环境管理的前提下，基本不会对环境产生不利影响。

9.4.5 土壤环境影响

本工程站内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用

地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值;站场外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值,石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移,石油烃主要积聚在土壤表层 40cm 以内,其污染也主要限于地表,土壤底部石油烃浓度未检出。因此,本工程需采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则,并定期开展土壤跟踪监测,在严格按照土壤污染防治措施后,本工程对区域土壤环境影响可接受。

9.4.6 生态影响

本工程永久占地面积 15.57hm^2 ,临时占地 86.13hm^2 ,项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响,气田开发加大了评价区人为干扰的力度,同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势;但是由于项目占地面积有限,区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小,其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

9.5 总量控制分析

结合本项目排放特征,确定本项目总量控制指标为: SO_2 0t/a, NO_x 0t/a, VOC_s 0.154t/a, COD 0t/a, 氨氮 0t/a。

9.6 环境风险评价

塔里木油田分公司及下属各油气开发部均制定了应急预案,本工程实施后,负责实施的油气开发部将本次新增建设内容纳入现行迪那作业区环境风险应急预案体系。项目在落实迪那作业区现有的事故风险防范措施及应急计划后,可将事故发生概率减少到最低,减小事故造成的损失,在可接受范围之内。

9.7 公众参与分析

环评期间,建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号)的有关要求,中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过网络公示、报

纸公示征求公众意见。调查结果表明：本项目公示期间未收到公众的反馈意见。

9.8 项目可行性结论

本工程的建设符合国家相关产业政策和新疆维吾尔自治区国民经济发展规划、矿产资源总体规划，项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响较小；采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后，项目建设对区域生态环境影响可接受；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。

目 录

1 概 述.....	1
1.1 项目由来.....	1
1.2 环境影响评价工作过程.....	2
1.3 分析判定相关情况.....	3
1.4 关注的主要环境问题及环境影响.....	4
1.5 主要结论.....	5
2 总则.....	6
2.1 编制依据.....	6
2.2 评价目的和评价原则.....	12
2.3 环境影响要素和评价因子.....	13
2.4 评价等级和评价范围.....	15
2.5 评价内容和评价重点.....	27
2.6 评价标准.....	28
2.7 相关规划及环境功能区划.....	29
2.8 环境保护目标.....	38
3 建设项目工程分析.....	40
3.1 区块开发状况回顾.....	42
3.2 现有工程.....	46
3.3 在建工程.....	50
3.4 拟建工程.....	53
3.5 依托工程.....	96
4 环境现状调查与评价.....	98
4.1 自然环境概况.....	98
4.2 环境敏感区调查.....	102
4.3 环境质量现状监测与评价.....	103
5 环境影响预测与评价.....	106
5.1 施工期环境影响分析.....	106
5.2 营运期环境影响评价.....	129
5.3 闭井期环境影响分析.....	160
6 环保措施可行性论证.....	162
6.1 环境空气保护措施可行性论证.....	162
6.2 废水治理措施可行性论证.....	163
6.3 噪声防治措施可行性论证.....	165

6.4 固体废物处理措施可行性论证.....	166
6.5 生态保护措施可行性论证.....	168
6.6 闭井期环境保护措施.....	171
7 环境影响经济损益分析.....	173
7.1 经济效益分析.....	173
7.2 社会效益分析.....	173
7.3 环境措施效益分析.....	173
7.4 环境经济损益分析结论.....	175
8 环境管理与监测计划.....	176
8.1 环境管理.....	176
8.2 企业环境信息公开.....	179
8.3 污染物排放清单.....	180
8.4 环境及污染源监测.....	180
8.5 环保设施“三同时”验收一览表.....	181
9 结论与建议.....	186
9.1 建设项目情况.....	186
9.2 环境现状.....	187
9.3 拟采取环保措施的可行性.....	188
9.4 项目对环境的影响.....	190
9.5 总量控制分析.....	192
9.6 环境风险评价.....	192
9.7 公众参与分析.....	192
9.8 项目可行性结论.....	193

