目 录

1概述.....1
1.1项目由来.....1
1.2环境影响评价工作过程.....1
1.3分析判定相关情况.....2
1.4关注的主要环境问题及环境影响.....2
1.5主要结论.....3
2 总则.....4
2.1 编制依据.....4
2.2 评价目的和评价原则.....9
2.3 环境影响要素和评价因子.....10
2.4 评价等级和评价范围.....12
2.5 评价内容和评价重点.....18
2.6 评价标准.....18
2.7 相关规划及环境功能区划.....23
3 建设项目工程分析.....35
3.1 区块开发状况回顾简述.....37
3.2 在建工程.....37
3.3 拟建工程.....43
3.4 依托工程.....62
4 环境现状调查与评价.....66
4.1 自然环境概况.....66
4.2 环境敏感区调查.....69
4.3 环境质量现状监测与评价.....72
4.4 区域污染源调查.....77
5 施工期环境影响分析.....78
5.1 施工期环境影响分析.....78
5.2 营运期环境影响评价.....90
5.3 闭井期环境影响分析.....124
6 环境保护措施及其可行性论证.....127

6.1 环境空气保护措施可行性论证.....127
6.2 废水治理措施可行性论证.....128
6.3 噪声防治措施可行性论证.....129
6.4 固体废物处理措施可行性论证.....129
6.5 生态保护措施可行性论证.....131
6.6 闭井期环境保护措施.....133
7 环境影响经济损益分析.....135
7.1 经济效益分析.....135
7.2 社会效益分析.....135
7.3 环境措施效益分析.....135
7.4 环境经济损益分析结论.....136
8 环境管理与监测计划.....137
8.1 环境管理.....137
8.2 企业环境信息公开.....142
8.3污染物排放清单.....143
8.4 环境及污染源监测.....143
8.5 环保设施“三同时”验收一览表.....143
9 结论与建议.....144
9.1 建设项目情况.....144
9.2 环境现状.....144
9.3 拟采取环保措施的可行性.....145
9.4 项目对环境的影响.....146
9.5 总量控制分析.....148
9.6 环境风险评价.....148
9.7 公众参与分析.....149
9.8 项目可行性结论.....149

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$5.6\times10^5km^2$，石油资源储量约为$1.067\times10^{10}t$，天然气资源储量约为$8.39\times10^{12}m^3$。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（简称“塔里木油田分公司”）油气产量当量已突破3000万吨，是中国特大型油气田之一。

按照塔里木油田总体部署，油气开发“十四五”期间将着力推进沙雅县山前大气区、塔北-塔中大油气区两大会战，勘探新区早期介入，谋划长远发展，扎实有序推进生产经营各项工作，油气产量规模再上新台阶。为此塔里木油田分公司拟投资4916.48万元在阿克苏地区沙雅县境内实施“富源区块2021年产能建设项目（一期）”，主要建设内容包括：①新建采油井场7座（FY206-H2井、FY201-H12井、FY302H井、FY303H井、FY3井、FY303-H7井、FY303-H1井），FY206-H1试采点技改（新增一台350KW真空加热炉等），FY3井场新建4井式阀组装置，FY303-H7试采点新建8井式阀组装置；②新建输油管线，总长26.03km，其中干线2.83km、支线23.2km；③配套建设通信、防腐、自控、供配电等工程。本项目建成后配产产气$11.06\times10^4m^3/d$，产油345t/d。

1.2环境影响评价工作过程

本项目属于石油开采项目，位于阿克苏地区沙雅县境内，根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》，新疆阿克苏地区沙雅县不属于国家级水土流失重点预防区或治理区。依据《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4号），新疆阿克苏地区沙雅县属于自治区级水土流失重点预防和治理区。项目位于塔里木盆地北部农田防护水源涵养区，属于重点推进煤炭、油气资源开发水土流失综合治 理工作区域，故为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），拟建工程属于分类管理名录“五石油和天然气开采业7陆地石油开采0711”中的涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

为此，塔里木油田分公司于2021年7月15日委托阿克苏净源环境科技有限责任公司进行本项目的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了

环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于2021年8月11日在环评互联网论坛网站对本项目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。

1.3分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定

本项目为石油开采，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录（2019年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第29号），本项目属于第一类“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”，为鼓励类产业。因此，本项目符合国家及地方当前产业政策要求。

（2）规划符合性判定

本项目属于塔里木油田分公司油气勘探开采项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》。本项目位于哈拉哈塘油田塔河南区块富源区块，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等，根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区，属于新疆维吾尔自治区主体功能区规划中“做大做强石油天然气、煤化工、盐化工、纺织、农副产品精深加工等特色优势产业，加快延伸产业链，形成特色产业集群”的产业，与区域主体功能区划目标相协调。

（3）评价工作等级

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

（1）本项目真空加热炉采用分离器排出天然气作为燃料，采出液采取密闭集输工艺。真空加热炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建燃

气锅炉大气污染物排放浓度限值。站场无组织废气非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求，项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

（2）本项目废水主要为采出水、井下作业废水，其中采出水随采出液一起最终进入哈一联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站妥善处理。即拟建工程无废水排入地表水体，不会对地表水环境造成影响。

（3）本项目集输管线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；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）本项目选用低噪声设备，采取基础减振等措施，各井场厂界噪声值满足《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）本项目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，类比同类石油开采项目，表明对土壤环境的影响可接受。

（6）本项目井场无人值守，营运期固体废物主要为落地油泥，落地油泥采取桶装形式收集后，定期由有危废处置资质单位接收处置。

（7）本项目涉及的风险物质主要包括原油（采出液）、天然气（甲烷、乙烷、丙烷硫化氢），在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

（8）本项目永久占地所在区域属于荒漠，植被稀少，未见野生动物出没，管线敷设完成后及时对管沟进行回填，对区域生态环境的影响通过2～3年可自然恢复。工程的实施对生态环境影响是可以接受的。

1.5主要结论

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

本次评价工作得到了各级生态环境主管部门、中国石油天然气股份有限公司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

⑴ 《中华人民共和国环境保护法》（2015年1月1日施行，2014年4月24日发布）；

⑵ 《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）；

⑶ 《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）；

⑷ 《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）；

⑸ 《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）；

⑹ 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020年9月1日施行，2020年4月29日修订）；

⑺ 《中华人民共和国水法》（2002年10月1日施行，2016年7月2日修正）；

⑻ 《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）；

⑼ 《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）；

⑽ 《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）；

⑾ 《中华人民共和国水土保持法》（2011年3月1日施行，2010年12月25日修订）。

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）；

⑶ 《国务院关于修改<建设项目环境保护管理条例>的决定》（国务院令第682号，2017年7月16日公布，2017年10月1日实施）；

⑷ 《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）；

⑸ 《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）；

⑹ 《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）；

⑺ 《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）；

⑻ 《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）；

⑼ 《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）；

⑽ 《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）；

⑾ 《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）；

⑿ 《环境影响评价公众参与办法》（生态保护部公告2018年第48号）；

⒀ 《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）；

⒁ 《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）；

⒂ 《关于加强和规范声环境功能区划分管理工作的通知》（环办大气函[2017]1709号，2017年11月10日发布并实施）；

⒃ 《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）；

⒄ 《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）；

⑶ 《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日修订）；

⑷ 《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) 《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）；

(10) 《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）；

(11) 《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）；

(12) 《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

(13) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

(14) 《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）；

(15) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》；

(16) 《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）；

(17) 《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）；

(18) 《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）；

(19) 《阿克苏地区大气污染防治行动计划实施方案》；

（20） 《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）；

（21） 《关于印发<阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》（阿行署发〔2021〕81号，2021年7月10日发布并实施）；

（22） 《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》；

（23） 《关于落地油泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）；

（24） 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2018年11月30日发布，2019年1月1日施行）；

（25） 《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）；

（26） 《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）；

（27） 《关于下放陆地石油天然气开采建设项目环评文件审批权限的通知》（新环环评发[2021]102号）；

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

2.1.3 环境保护技术规范

（1） 《建设项目环境影响评价技术导则·总纲》（HJ2.1-2016）；

（2） 《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3） 《环境影响评价技术导则·地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4） 《环境影响评价技术导则·地下水环境》（HJ610-2016）；

（5） 《环境影响评价技术导则·声环境》（HJ2.4-2009）；

（6） 《环境影响评价技术导则·生态影响》（HJ19-2011）；

（7） 《环境影响评价技术导则·土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（8） 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（9） 《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）；

（10） 《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）；

（11） 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》；

（12） 《危险废物鉴别标准通则》（GB5085.7-2019）；

（13） 《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）；

(14) 《油气田落地油泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）；

(15) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）。

2.1.4 相关文件及技术资料

(1) 《关于对FY201-H12井（勘探井）钻井工程建设项目环境影响报告表的批复》（阿地环函字〔2020〕745号）

(2) 《关于对FY206-H2井（勘探井）钻井工程建设项目环境影响报告表的批复》（阿地环函字〔2020〕746号）

(3) 《关于对FY303-H1井（勘探井）钻井工程建设项目环境影响报告表的批复》（阿地环函字〔2020〕912号）

(4) 《关于对FY303H井（勘探井）钻井工程建设项目环境影响报告表的批复》（阿地环函字〔2020〕907号）

(5) 《关于对FY3井（勘探井）钻井工程建设项目环境影响报告表的批复》（阿地环函字〔2020〕908号）

(6) 《关于对FY302H井（勘探井）钻井工程建设项目环境影响报告表的批复》（阿地环函字〔2020〕906号）

(7) 《关于塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程（哈拉哈塘、轮南、克拉苏、英买力、塔中、塔河南岸、塔西南区块）环境影响报告书的批复》（新环函〔2016〕1626号）；

(8) 《塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程（轮南、塔中、塔河南岸区块）竣工环境保护自主验收意见》（2019年1月23日）

(9) 《塔里木油田公司开发事业部哈得作业区突发环境事件应急预案备案表》（备案号：652924-2019-001）；

(10) 《环境质量现状检测报告》；

(11) 塔里木油田分公司提供的其他技术资料；

(12) 环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

(1) 通过环境现状调查和监测，掌握项目富源区块一带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”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

根据本项目主要污染源、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、营运期及闭井期的因素识别。结果见表2.3-1。

表2.3-1 环境影响要素识别结果一览表

环境因素 / 工程活动		自然环境					生态			
		环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物	防沙治沙	水土保持
施工期	管线开挖	-2D	--	--	-1D	-1C	-1C	-1C	-1C	-1D

	设备安装	--	--	--	-1D	--	--	--	--	—
	材料、废弃物运输	-1D	--	--	-1D	—	—	—	—	—
营运期	石油开采及集输	-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，本项目的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、声环境、土壤环境、生态环境要素中的植被、动物、防沙治沙、水土保持等产生一定程度的负面影响；营运期对环境的影响是长期的，最主要的是对自然环境中的环境空气、声环境等产生不同程度的直接的负面影响。闭井期对环境的影响体现在对环境空气的短期影响和对生态环境要素中的植被和防沙治沙利好影响。

2.3.2 评价因子

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

表2.3-2 本项目评价因子一览表

环境要素	项目	评价因子
环境空气	现状评价	PM_{10}、PM_{25}、CO、O_3、NO_2、SO_2、非甲烷总烃、H_2S
	污染源	颗粒物、NO_X、SO_2、非甲烷总烃
	影响评价	PM_{10}、PM_{25}、NO_2、SO_2、非甲烷总烃
地下水	现状评价	**基本水质因子：**色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类（以苯酚计）、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、铬（六价）、三氯甲烷四氯化碳、苯、甲苯、石油类； **检测分析因子：**K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO^{3-}、Cl^-、SO_4^{2-} **特征因子：**石油类
	污染源	石油类
	影响评价	石油类
土壤环境	现状评价	**建设用地基本因子：**pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷、1，2-二氯乙烷、1，1-二氯乙烯、顺-1，2-二氯乙烯、反-1，2-二氯乙烯、二氯甲烷、1，2-二氯丙烷、1，1，1，2-四氯乙烷、1，1，2，2-四氯乙烷、四氯乙烯、1，1，1-三氯乙烷、1，1，2-三氯乙烷、三氯乙烯、1，2，3-三氯丙烷、氯乙烯、氯苯、1，2-二氯苯、1，4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、硝

			基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a，h]蒽、茚并[1，2，3-cd]芘、萘 **特征因子：**石油烃（C10～C40）
	污染源		垂直入渗：石油烃（C10～C40）
	影响分析		垂直入渗：石油烃（C10～C40）
声环境	现状评价		Leq
	污染源		LA
	影响分析		Leq
生态环境	现状评价		落地油泥
	影响评价		
固体废物	风险识别		原油、甲烷、乙烷、丙烷
	风险评价	大气	甲烷、乙烷、丙烷
		地下水	原油

2.4 评价等级和评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 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”，选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用估算模型分别计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

（1） P_{max}及$D_{10\%}$的确定

根据项目污染源初步调查结果，分别计算项目排放主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率Pi（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Pi定义公式：

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

式中：Pi——第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

ρ——第i个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。

其中：Pi——如污染物数i大于1，取P值中最大者Pmax；

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

（2） 城市农村选项确定

本项目周边3km范围内的用地布局。

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）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。以本项目站场为中心，外扩半径3km范围内均为戈壁，因此，本项目估算模式农村或城市的计算选项为“农村”。

（3）评价工作等级判定

根据上述计算结果，本工程外排废气污染物Pmax=**%＜10%，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中评价工作分级判据，本项目大气环境影响评价工作等级为二级评价。

2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018），水污染影响型建设项目评价等级判定见表2.4-5。

表2.4-5 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量Q/（m3/d）；水污染物当量数W/（无量纲）
一级	直接排放	Q≥20000或W≥600000
二级	直接排放	其他
三级A	直接排放	Q＜200且W＜6000
三级B	间接排放	—
注1：依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目，评价等级参照间接排放，定为三级B。 注2：建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级B评价。		

本项目产生废水包括采出水、井下作业废水，采出水随采出液一起进入哈一联合站处理达标后回注地层，井下作业废水送哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。因此由表2.4-5可知，本项目废水不直接排放进地表水体，排放方式为间接排放，地表水环境影响评价工作等级为三级B。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1) 建设项目地下水环境影响评价行业分类

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

(2) 地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》（HJ610-2016），建设项目的地下水环境敏感程度分级原则见表2.4-6。

表2.4-6 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中水式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区a。
不敏感	上述地区之外的其它地区。
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2.4-7。

表2.4-7 地下水评价工作等级划分依据一览表

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

本项目地下水环境影响评价Ⅱ类项目、环境敏感程度为不敏感，根据表2.4-7判定结果，确定本项目地下水环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

⑴ 声环境功能区类别

本工程位于富满油田，周边区域以石油勘探开采为主要功能，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），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。

⑵ 敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量本项目各站场周围200m范围内无声环境敏感目标。

⑶ 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，确定本项目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

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目主要通过石油类垂直入渗的形式对土壤造成影响，不属于造成土壤盐化、酸化、碱化的项目，属于污染影响型建设项目，根据污染影响型建设项目类别判定评价等级。

⑴ 建设项目类别本项目主要通过石油类垂直入渗的形式对土壤造成影响。

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

⑵ 影响类型

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

⑶ 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（≥50hm^2）、中型（5～50hm^2）和小型（≤5hm^2）”，本项目永久占地面积约0.96hm^2，占地规模为小型。

⑷ 建设项目敏感程度

本工程新建井场及管线周边200m范围内不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

⑸ 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境影响评价工作等级划分见表2.4-8。

表2.4-8 评价工作等级分级表

占地规模 / 敏感程度	Ⅰ类			Ⅱ类			Ⅲ类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小

敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—	—

本项目类别为Ⅰ类、占地规模为小型、环境敏感程度为不敏感，综合以上分析结果，本项目土壤环境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

本项目位于富满油田，本项目永久占地面积2.5259hm^2，临时占地13.6933hm^2，面积在2km^{2}范围内。

(2) 区域环境

本项目井场及管线用地为沙漠化荒地，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），本项目生态影响评价工作等级为三级。生态影响评价工作等级划分办法见表2.4-9。

表2.4-9 生态影响评价工作等级划分表

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

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

本工程新建采油井场7座（FY206-H2井、FY201-H2井、FY302H井、FY303H井、FY3井、FY303-H7井、FY303-H1井）；新建输油管线，总长26.03km。

本工程涉及的风险物质主要为甲烷、乙烷、丙烷、原油，均存在于管线中。

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。

⑴ 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）：

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

式中：q1，q2…qn每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1，Q2…Qn每种危险物质的临界量，t；

当Q<1时，该项目环境风险潜势为Ⅰ；

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

本工程共7条输油管线，其中最长的为FY3井至FY303-H7试采井阀组管线8.98km，管径为DN100mm，输油管线输送介质中主要为采出液。

经计算，本项目Q值为0.48845<1，故风险潜势为Ⅰ。

2.4.1.7.5评价工作等级判定

根据导则规定，环境风险评价工作等级划分方法见表2.4-23。

表2.4-23 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2.4-23可知，本项目环境风险潜势为Ⅰ，因此本项目确定环境风险评价等级为简单分析。

2.4.2 评价范围

根据本项目各环境要素确定的评价等级、本项目污染源排放情形，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2.4-24。

表2.4-24 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评价范围
1	环境空气	二级	以各井场为中心边长5km的矩形区域
2	地表水环境	三级B	-
3	地下水环境	二级	地下水流向上游1km，下游2km，两侧外扩1km的矩形区域，管线边界两侧200m范围
4	声环境	二级	站场边界外200m范围
5	土壤环境	二级	各站场边界外扩50m及管线两侧外延200m范围内

6	生态环境	三级	站场边界及管线两侧外延200m范围
7	环境风险	三级	各井场、站场边界外3km范围，管道中心线两侧100m范围

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据本项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表2.5-1。

表2.5-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论；
2	总则	编制依据、评价目的及评价原则、环境影响要素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容及评价重点、评价标准、相关规划及环境功能区划分析、分析项目建设内容及选址与产业政策及环境保护政策的符合性、环境保护目标；
3	工程分析	**区块开发现状回顾：**开发现状； **在建工程：**在建工程基本情况、主要工艺、污染源调查、污染物排放量等内容； **拟建工程：**拟建工程项目基本概况、主要生产设备设施、油气水物性及技术经济指标、主要工艺流程及排污节点、原辅材料、给排水、施工期污染源及治理措施营运期污染源及治理措施、闭井期污染源及治理措施、非正常排放、清洁生产污染物排放量、污染物总量控制分析、三本账； **依托工程：**与项目相关的哈一联合站、塔河南岸钻试修废弃物环保处理站、哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站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：施工影响分析，施工扬尘、施工废水、施工噪声、施工固废和施工生态环境影响分析； 营运期：环境空气、地下水、声环境、土壤、生态环境影响评价，固体废物环境影响分析，环境风险评价； 闭井期：施工扬尘、施工噪声、固体废物环境影响分析；
6	环保措施可行性论证	针对本项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性；
7	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性方式估算建设项目环境影响的经济价值；
8	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监理要求；提出环境监测计划；
9	结论与建议	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论。

2.5.2 评价重点

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

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

（1）环境质量标准

环境空气：PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、CO、O_3执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单（生态环境部公告2018年第29号）二级标准；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m^{3}的标准；H_2S执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D其他污染物空气质量浓度参考限值10μg/m^{3}的标准。

地下水：执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅳ类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅳ类标准。

声环境：执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准。

土壤：占地范围内执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1和表2第二类用地风险筛选值；占地范围外土壤执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中农用地土壤污染风险筛选值。

⑵ 污染物排放标准

废气：真空加热炉烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建锅炉大气污染物排放限值；站场场界无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求。

废水：各生产井采出液混输至哈一联合站采出水处理设施处理，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；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）回注于地层。

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

上述各标准的标准值见表2.6-1至表2.6-4。

（3）控制标准

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

表2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标准	单位	标准来源
空气	PM10	年平均	70	μg/m^3	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及其修改单
		24小时平均	150		
	PM2.5	年平均	35		
		24小时平均	75		
	SO2	年平均	60	μg/m^3	
		24小时平均	150		
		1小时平均	500		
	NO2	年平均	40		
		24小时平均	80		
		1小时平均	200		
	CO	24小时平均	4	mg/m^3	
		1小时平均	10		
	O3	日最大8小时平均	160	μg/m^3	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及其修改单
		1小时平均	200		
	非甲烷总烃	1小时平均	2.0	mg/m^3	《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m^{3}的标准
	H_2S	1小时平均	0.01		《环境影响评价技术导则大气环境（HJ2.2-2018）附录D其他污染物空气质量浓度参考限值
地下水	色	≤15		铂钴色度单位	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表1感官性状及一般化学指标中Ⅳ类
	嗅和味	无		—	
	浑浊度	≤3		NTU	
	肉眼可见物	无		—	
	pH	6.5～8.5		—	
	总硬度	≤450		mg/L	
	溶解性总固体	≤1000			
	硫酸盐	≤250			
	氯化物	≤250			
	铁	≤0.3			
	锰	≤0.10			
	铜	≤1.00			

	锌	≤1.00			
	铝	≤0.20			
	挥发性酚类	≤0.002		mg/L	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表1感官性状及一般化学指标中Ⅳ类
	阴离子表面活性剂	≤0.3			
	耗氧量	≤3.0			
	氨氮	≤0.50			
	硫化物	≤0.02			
	钠	≤200			
	硫化物	≤0.02			
	钠	≤200			
	总大肠菌群	≤3		CFU/100mL	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类微生物指标
	菌落总数	≤100		CFU/mL	
	亚硝酸盐	≤1.00		mg/L	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表1毒理学指标中Ⅲ类
	硝酸盐	≤20.0			
	氰化物	≤0.05			
	氟化物	≤1.0			
	碘化物	≤0.08			
	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
	镉	≤0.005			
	铬（六价）	≤0.05			
	铅	≤0.01		mg/L	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表1毒理学指标中Ⅲ类
	苯	≤10.0		μg/L	
	甲苯	≤700			
	石油类	≤0.05		mg/L	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类
声环境	Leq	昼间	60	dB（A）	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准
		夜间	50		

表2.6-2 建设用地土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值	单位	标准
1	砷	60	mg/kg	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1、表2第二类用地筛选值
2	镉	65		
3	六价铬	5.7		
4	铜	18000		
5	铅	800		
6	汞	38		
7	镍	900		
8	四氯化碳	2.8		
9	氯仿	0.9		
10	氯甲烷	37		
11	1，1-二氯乙烷	9		
12	1，2-二氯乙烷	5		
13	1，1-二氯乙烯	66		
14	顺1，2-二氯乙烯	596		
15	反1，2-二氯乙烯	54		
16	二氯甲烷	616		
17	1，2-二氯丙烷	5		
18	1，1，1，2-四氯乙烷	10		
19	1，1，2，2-四氯乙烷	6.8		
20	四氯乙烯	53		
21	1，1，1-三氯乙烷	840		
22	1，1，2-三氯乙烷	2.8		
23	三氯乙烯	2.8		
24	1，2，3-三氯丙烷	0.5		
25	氯乙烯	0.43		
26	苯	4		
27	氯苯	270		
28	1，2-二氯苯	560		
29	1，4-二氯苯	20		
30	乙苯	28		
31	苯乙烯	1290	mg/kg	

32	甲苯	1200		
33	间/对二甲苯	570		
34	邻二甲苯	640		
35	硝基苯	76		
36	苯胺	260		
37	2-氯酚	2256		
38	苯并[a]蒽	15		
39	苯并[a]芘	1.5		
40	苯并[b]荧蒽	15		
41	苯并[k]荧蒽	151		
42	䓛	1293		
43	二苯并[a，h]蒽	1.5		
44	茚并[1，2，3-cd]芘	15		
45	萘	70		
46	石油烃	4500		

表2.6-3　污染物排放标准一览表

类别	污染源	项目	排放限值	单位	标准来源
废气	加热炉烟气	颗粒物	20	mg/m^3	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建锅炉大气污染物排放限值
		二氧化硫	50		
		氮氧化物	200		
		烟气黑度	1	级	
	站场无组织废气	非甲烷总烃	4.0	mg/m^3	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求
废水	采出水	悬浮固体含量	30	mg/L	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法（SY/T5329-2012）
		含油量	50		
施工噪声	Leq	昼间	70	dB（A）	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）
		夜间	55		
场界噪声	Leq	昼间	60	dB（A）	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准
		夜间	50		

2.7　相关规划及环境功能区划

2.7.1　主体功能区划

本项目位于阿克苏地区沙雅县境内，不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区。项目所在区域规划目标为：“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区迹地的生态修复”。本项目主要建设单井和集输管线，主要目的是满足富满油田富源区块产能开发的需要产能开发的需要，开发强度不会超过区域规划目标。项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响。

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

2.7.2　生态环境保护规划

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，所在地涉及到的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910号）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）、《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）、《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》等。

本工程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	本工程	符合性
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要	加强塔里木、准噶尔盆地及周边中小盆地页岩气（油）、煤层气勘查推进油砂、油页岩和南疆浅层地温能、水热型地热资源和干热岩资源调查评价	本工程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；	本工程属于油气开发项目，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”不在禁止开采区中	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）	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	本工程施工周期较短，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	本工程油气集输管线采取埋地敷设方式，管线不穿越水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域，周边无居民区分布	符合
	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏	本工程废水主要为采出水，为油气开采过程产生的废水。本工程营运期采出水经采出水处理装置处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注于油气层	符合
	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	有《塔里木油田公司开发事业部哈得作业区突发环境事件应急预案备案表》并进行了备案（备案编号652924-2019-001），后续应根据本工程生产过程存在的风险事故类型，完善现有的突发环境事件应急预案	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后，恢复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

《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	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富满油田富源区块油气资源赋存状况、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
《转发<关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知>的通知》（新环环评发[2020]142号）	加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	《关于哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程环境影响报告书》于2016年取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅审查意见（新环函[2016]1264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污染物总量控制	本项目站场无组织废气排放涉及VOC_S排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	
	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的评价内容，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，以沙雅县、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落地油泥、清管废渣，采取桶装形式收集后，定期由有危废处置资质单位接收处置	符合

	加强防沙固沙区管控。规范工程施工作业行为，严格控制开发作业范围，不得扰动或破坏工程区外沙漠等各类地表形态，减少对荒漠土地的占用。实施生态修复，开展禁牧、休牧，推进塔里木盆地周边防沙治沙工程，封育保护河岸林和绿洲边缘荒漠林，加大天然植被保护，恢复自然植被，遏制沙漠化趋势保障阿克苏绿洲生态安全	本次评价针对防沙治沙提出相关要求，在工程开发过程中，要求控制施工作业带，开挖过程中分层开挖，分层回填，尽量减小对区域地表的扰动	符合
	加强对危险废物全过程监管。严格执行危险废物转移联单制度和危险废物道路运输经营许可证及从业人员资格证制度。加强石油天然气勘探开发业危险废物监管，建立完善《石油天然气勘探开发井危险废物产生源分布图》。加强危险废物产生、经营单位规范化管理督查考核，规范危险废物识别标示、贮存设施和场所管理。强化石油天然气勘探开发行业危险废物监管	本项目产生的危废主要为落地油泥和清管废渣，采取桶装形式收集后，定期由有危废处置资质单位接收处置	符合
《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》	项目正式投入生产或运营后，每3～5年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。按要求开展环评的现有滚动开发区块，可以不单独开展环境影响后评价，法律法规另有规定的除外	本项目实施后，应纳入富满油田富源区块，在5年内开展环境影响后评价工作	符合
《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会公告第15号）	各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积防治扬尘污染	本项目施工期通过洒水抑尘，减少扬尘产生量	符合
	矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。在采石、采砂和其他矿产资源开采过程中，或者在停办、关闭矿山前，采矿权人应当整修被损坏的道路和露天采矿场的边坡、断面，恢复原有地貌，并按照规定处置矿山开采废弃物，防止扬尘污染	本项目施工土方全部用于回填管沟及场地平整；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处置；闭井期地面设施拆除、井场清理等工作中产生的废弃建筑残渣等收集后送塔河南岸钻试修废弃物环保处理站	符合

《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告2012年第18号）	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	项目采出水经哈一联合站采出水处理设施处理后回注；酸化压裂废水及修井过程中产生的废水收集在回收罐，加碱中和后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本工程建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用现有道路	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程减少烃类气体排放	本工程油气集输过程为密闭流程	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态环境影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、气井，若有较大的生态影响应将电线、采气管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地。	本工程不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道，集输管线采用埋地敷设	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离废水处理一体化装置等处理后达标外排	本工程运营期采出水随采出液一起进入哈一联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理	符合

表2.7-2　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	本工程	符合性
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第7号）	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	本工程不涉及水源涵养区、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使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	本工程集输采用先进技术工艺和设备	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督	本工程已提出生态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

	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，应当送由区域具有危废处置资质的公司接收处理。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	本工程营运期站场涉油设施阀门和法兰等原油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生落地油泥，定期由有危废处置资质单位接收处置	符合
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第7号）	煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用	本项目开工建设实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用	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2.7-3。

表2.7-3 “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》	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约1.4km，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合

（新政发〔2021〕18号）	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	本项目采出水进入哈一联合站处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔河南岸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，项目采出液采取密闭集输工艺。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	本项目生产过程中消耗少量水资源，废水主要为采出水、井下作业废水，不会对区域水资源造成较大影响；本项目使用天然气为燃料，天然气属清洁能源，废气污染源为锅炉烟气井场无组织废气，污染物排放相对较少，有利于减少区域污染物排放	符合
《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》（新政发〔2021〕18号）	环境管控单元	自治区共划定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	本项目属于塔里木河流域水土流失重点治理区，位于一般管控单元。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，不会对站场周围大气环境、地表水环境、声环境、地下水环境、土壤环境产生明显影响。本项目采取了有效的污染防治措施，所选用的集输技术和工艺成熟且先进，对区域环境质量可持续改善	符合

		续改善		
《关于印发<阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》（阿行署发〔2021〕81号）	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护地区生态安全的底线和生命	本项目位于阿克苏地区沙雅县，距拟定生态保护红线区最近距离约1.4km，井场及敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合
	环境质量底线	水环境质量持续改善，河流水质优良断面比例保持稳定，饮用水安全保障水平提升，地下水水质保持良好；环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，持续做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；土壤环境质量保持稳定，土壤环境风险得到进一步管控	本项目采出水进入哈一联合站处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，项目采出液采取密闭集输工艺。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	推进低碳发展，强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源土地资源、能源消耗等达到自治区下达的总量和强度控制目标	本项目生产过程中消耗少量水资源、土地、天然气，废水主要为采出水、井下作业废水，不会对区域水资源造成较大影响；永久占用土地面积为***，占用土地面积较小，不会对土地资源造成巨大浪费；本项目使用天然气为燃料天然气属清洁能源，废气污染源为锅炉烟气、井场无组织废气，污染物排放相对较少，可达到自治区下达的总量和强度控制目标	符合
	环境管控单元	阿克苏地区共划分99个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元26个，主要包括生态保护红线和生态保护红线以外的各类保护地、水源保护区、水源涵养重要区、防风固沙重要区、土地沙化敏感区、水土流失敏感区等一般生态空间管控区及水环境优先保护区、大气环境优先保护4区。优先保护单元应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。重点管控单元64个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元应着力优化	本项目位于阿克苏地区划分的一般管控单元，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	符合

		空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性加强污染排放管控和环境风险防控，重点解决生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。 一般管控单元9个，主要指优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护及其它相关法律、法规要求，推动地区环境质量持续改善。		

2.7.4　环境功能区划

本项目位于富满油田富源区块，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；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）Ⅳ类区；项目区域以居住、工业混杂为主要功能，区域声环境属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类功能区。

2.7.5　生态环境功能区划

参照《新疆生态功能区划》（原新疆维吾尔自治区环境保护局2003年9月），本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表2.7-4和图2.7-1。

表2.7-4　工程区生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区					
Ⅳ塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区	Ⅳ3塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区	71．塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区	沙漠景观、风沙源地、油气资源开发	风沙危胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染	壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感	保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹	加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游

由表2.7-4可知，本工程位于“塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区”，主要生态服务功能为“沙漠景观、风沙源地、油气资源开发”，主要保护目标为“保保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹”，主要发展方向为“加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游”。

项目类型属于油气开采项目，与生态功能区划发展方向相一致。项目主要是油气管线敷设和井场及站场设备安装，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、

短暂性特点，施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响。综上所述，项目的建设实施与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响是可接受的。拟建工程不属于新区块开发，属于现有钻井工程配套的油气集输项目，项目的实施不会增加区域油气资源总产能，项目废气达标排放、产生的固废妥善处置，可确保油气开发与生态环境保护的双赢，与区域发展方向相协调。境保护的双赢。

2.8 环境保护目标

本工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，因此不再设置环境空气保护目标，鉴于石油开采类项目的特点，本次评价对环境空气的保护目的为不改变区域环境空气功能区质量。本工程周边无地表水体，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），将各井场边界及管线两侧200m范围内的土壤作为土壤环境保护目标；本工程生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，亦不存在风景名胜区、森林公园等重要生态敏感区及其它特别需要保护的对象，将生态环境影响评价范围内植被、动物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产生明显影响；将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。环境保护目标见表2.8-1至2.8-4。

表2.8-1 地下水环境保护目标一览表

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）Ⅳ类	不对地下水产生污染影响

表2.8-2 土壤环境保护目标一览表

0保护目标	方位	距项目厂界（m）
各井场、站场边界及管线两侧外延200m范围内土壤	--	---

表2.8-3 生态环境保护目标一览表

环境要素	保护目标	相对井场方位	距井场最近距离（m）	功能要求	备注

生态环境	植被和动物	井场及站场占地范围外扩200m及管线两侧200m	--	--	区域生态环境产生明显影响
	塔里木河流域水土流失重点治理区		--	--	区域水土保持产生明显影响

表2.8-4　环境风险保护目标一览表

0类别	环境敏感特征					
环境空气	井场周边3km范围内及管线周边100m范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	区域大气环境	--	--	--	--
井场周边500m范围内人口数小计						0
井场边5km范围内人口数小计						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	其他地区	Ⅳ类	D1	--
	地下水环境敏感程度E值					E3

3建设项目工程分析

塔里木盆地是我国最大的含油气盆地，总面积56万km^2，塔里木盆地石油地质资源量120.65亿吨、天然气地质资源量14.78万亿m^3，油气当量238.95亿t，盆地油气探明率低，勘探前景十分广阔。作为塔北-塔中大油气区的主力区块，富满油田2025年预计建成产油400×10^4t/a、产气$400\times10^4Nm^3/d$的规模，稳产7年，主要涵盖区块有跃满、富源、玉科、哈得、富源II、鹿场、果勒、果勒西、西部空白区、果勒东、东部空白区等。

拟建工程在新疆阿克苏地区沙雅县富满油田内实施“富源区块2021年产能建设项目（一期）”，本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，建设内容主要为：①新建采油井场7座（FY206-H2井、FY201-H12井、FY302H井、FY303H井、FY3井、FY303-H7井、FY303-H1井），FY206-H1试采点技改（新增一台350KW真空加热炉等设备），FY3井场新建4井式阀组装置，FY303-H7试采点新建8井式阀组装置；②新建输油管线，总长26.03km，其中干线2.83km、支线23.2km；③配套建设通信、防腐、自控、供配电等工程。本项目建成后配产产气$11.06\times10^4m^3/d$，产油345t/d。

本项目实施后，新建的7口单井中FY201-H12井采出液通过新建集输管线输送至富源3计转站；FY206-H2井采出液通过新建集输管线输送至FY206-H1试采井阀组；FY302H井采出液通过新建集输管线先输送至FY3井场新建的4井式阀组装置，再串接混输至下游FY303-H7试采阀组；FY303H井采出液通过新建集输管线输送至FY303-H7试采井阀组；FY3井采出液通过新建集输管线输送至FY303-H7试采井阀组；FY303-H7井采出液通过新建集输管线输送至FY303-H7试采井阀组；FY303-H1井采出液通过新建集输管线输送至FY303-H7试采井阀组。其中有五口输送至FY303-H7试采井阀组的采油井采出液最终依托玉科计转站外输油管线、输气管线送至至哈一联合站集中处理。

为此，本次评价对本项目现有完钻井FY206-H2井、FY302H井、FY303H井、FY3井、FY303-H7井、FY303-H1井作为在建工程进行分析；本次工程产生的采出液、废水、固废等废弃物将运送至哈一联合站、哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站、塔河南岸钻试修废弃物环保处理站，所以本次评价将其作为依托工程进行分析。上述工程环评及验收情况见表3-1。

本次评价工程分析内容分为区块开发状况回顾简述、在建工程、拟建工程、依托工程四部分内容，具体工程分析章节结构见表3-2。

表3-1　工程环评及验收情况一览表

序号	包含内容	建设项目名称	环评文件			验收文件		
			审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	FY206-H2井	FY206-H2井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2020]746号	2019.11.25	已备案，652900ys2021-148		
2	FY302H井	FY302H井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2020]906号	2020.12.30	还未开展验收		
3	FY303H井	FY303H井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2020]907号	2020.12.30	还未开展验收		
4	FY3井	FY3井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2020]908号	2020.12.30	正在组织验收		
5	FY303-H7井	FY303-H7井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2020]827号	2020.12.30	还未开展验收		
6	FY303-H1井	FY303-H1井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2020]912号	2020.12.30	正在组织验收		
7	哈一联	哈得4油田新增90万吨产能开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环自函[2005]161号	2005.4.29	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环监验[2007]31号	2007.10.16
		哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]1264号	2016.8.31	阿克苏地区生态环境局	BA652900Y S2020-122	2020.12.17
8	塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场	塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程（哈拉哈塘、轮南、克拉苏、英买力、塔中、塔河南岸、塔西南区块）	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]1626号	2016.11.7	-	-	2019.1.23
9	哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站					-	-	2020.5.4

表3-2　工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	区块开发现状简述	富满油田富源区块开发现状
2	在建工程	在建工程基本情况、主要建构筑物、生产设备及经济技术指标、工艺流程及产排污节点、原辅材料、公辅设施概况、给排水、污染源调查与评价等内容。

3	拟建工程	拟建工程项目基本概况、主要生产设备设施、油气水物性及技术经济指标主要工艺流程及排污节点、原辅材料、给排水、施工期污染源及治理措施营运期污染源及治理措施、闭井期污染源及治理措施、非正常排放、清洁生产、污染物排放量、污染物总量控制分析、三本账
4	依托工程	介绍哈一联、塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场、哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站等依托工程的基本情况

3.1 区块开发状况回顾简述

富满油田已编制《富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发规划方案》，根据该规划，富满油田2025年建成产油400×10⁴t/a、产气400×10⁴Nm³/d的规模，稳产7年，主要涵盖区块有跃满、富源、玉科、哈得、富源II、鹿场、果勒、果勒西、西部空白区、果勒东、东部空白区等。富源区块位于沙雅县，2021年富源区块部署油井试油效果表明区块油气富集程度高，潜力大，目前已完钻试油6口井（FY206-H2井、FY302H井、FY303H井、FY3井、FY303-H7井、FY303-H1井），地面无集输设施，

3.2 在建工程

在建工程为FY201-H12井，已完钻井6口（FY206-H2井、FY302H井、FY303H井、FY3井、FY303-H7井、FY303-H1井），目前已完钻井正在组织开展钻井工程验收工作。

3.2.1 基本情况

表3.2-1 在建工程基本情况一览表

项目			内容
建设单位名称			中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司
地点			FY201-H12井位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内
工程内容	主体工程		钻井平台、岩屑池1座（1000m³），事故应急池（1个，容积300m³）、放喷池（2个，单个容积100m³）等设施，撬装设施主要为泥浆罐（约11个）、泥浆泵等
	公用工程	供电系统	钻井用电均就近接入附近电网
		供水	钻井生产用水和生活用水均由水罐车拉运至井场和营地
	公用工程	供热	钻井泥浆罐保温均采用电伴热，生活区供暖均采用电采暖，测试放喷设备伴热均为电伴热

	环保工程	(1) 废气治理：钻井废气主要为施工扬尘，采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施； (2) 废水治理：废水包括钻井废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水排入生活污水池（撬装钢板池），拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站妥善处置； (3) 噪声治理：采取选用低噪设备、基础减振的降噪措施； (4) 固废治理：钻井过程中产生的固废主要为岩屑、含油废物和生活垃圾。钻井废弃物（水基泥浆钻井岩屑）经随钻不落地系统收集后，定期清运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理；生活区垃圾在垃圾箱暂存，定期运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处理；废油及含油废物委托有资质单位进行处理。
工作制度		采用四班三运转工作制，每班8小时，年工作3000小时

3.3.2主要建构筑物、生产设备

在建工程主要建构筑物见表3.2-2，主要生产设备设施见表3.2-3。

表3.2-2　在建工程主要建构筑物一览表

序号	名称	单位	数量	备注
1	井场道路	km	9.2	砂石路面，宽度约 6m
2	井场面积	m^2	12600	90m×140m
	钻井基础	套	1	—
3	事故应急池	m^3	300	随钻不落地回收系统出现事故时，临时存放钻井岩屑，环保防渗膜+可拆卸钢板
	主放喷池	m^3	100	环保防渗膜+可拆卸钢板
	副放喷池	m^3	100	环保防渗膜+可拆卸钢板
	岩屑池	m^3	1000	暂存膨润土泥浆钻井岩屑；撬装组合型钢板池
4	生活污水池	m^3	300	环保防渗膜+可拆卸钢板
	活动房	座	42	撬装装置

表3.2-3　钻井工程设备配置一览表

项目组成	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量	备注
钻前工程	推土机	--	--	辆	1	开挖池体平整井场
	挖掘机	--	--	辆	1	
钻井工程	机械钻机	70LD	--	--	1 套	—
	井架	--	--	kN	1 套	—
	底座	--	--	kN	1 套	—
	绞车	--	--	kW	1 套	—
	天车	--	--	kN	1 套	—

	游车/大钩	--	--	kN	1 套	—
	水龙头	--	--	kN	1 套	—
	转盘	--	--	kN	1 套	—
	绞车冷水罐	--	50	m^3	1 个	—
	机械传动装置	--	--	--	1 套	—
	泥浆泵	--	1600	HP	3 台	—
	循环罐	--	50	m^3	2 个	—
	振动筛	--	--	m^3/h	2 台	—
	除气器	--	--	m^3/h	1 台	泥浆除气
	除砂器	--	--	m^3/h	1 台	分离泥浆岩屑
	除泥器	--	--	L/s	1 台	
	离心机	--	--	m^3/h	2 台	
	加重泵、混合漏斗	--	--	kW	2 套	—
	液气分离器	--	--	--	1 台	—
	充气泵	--	--	--	1 台	—
	轴流风机	--	--	--	6 台	—
	备用气瓶	--	--	--	2 个	—
试井	采气树	--	--	--	1 套	—
	三相计量分离器	--	--	--	1 套	—
	原油储罐	--	50	m^3	1 个	—
	火炬	--	--	--	1 个	—
	自控式电伴热带	--	630	m	--	—
风险防护设施	消防房及消防工具	6.5×2.5	--	--	按标准配套	—
	二层台逃生装置	--	--	--	按标准配套	—
	钻台紧急滑道	--	--	--	按标准配套	—
	可燃气体监测仪	--	--	--	2 台	—
	正压式空气呼吸器	--	--	--	14 套	—
	声光报警器	--	--	--	1 个	—
	防爆对讲机	--	--	--	5 个	—
	风向标	--	--	--	7 个	—

3.2.3　工艺流程及产排污节点

钻井作业采用电钻机，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，利用其粘性将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程重复进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液（增加钻井液配料）和检修设备。工程施工期为冬季，为

防止泥浆罐内泥浆结冰冻结，需对泥浆罐进行保温，工程施工期泥浆罐保温采用电伴热。

钻井结束后，需进行测试放喷，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，原油回收罐等。如有油气资源，则产出液经油气分离器分离后，原油进入原油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，放喷时间一般为1～2天时间。

在建工程废气污染源主要为施工扬尘和放喷废气，施工扬尘采取车辆减速慢行、加盖苫布等措施；放喷持续时间较短，随着放喷作业结束，对环境影响将消失。废水污染源主要为钻井废水、压裂废水和生活污水，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；压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水排入生活污水池（采用环保防渗膜防渗）暂存，由罐车定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理；噪声污染源主要为泥浆泵噪声、钻机噪声和放喷气流噪声，采取选用增加隔震垫、弹性材料等减震措施；固体废物主要为钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、废油和生活垃圾。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中膨润土泥浆废弃物，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收集后拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理；废油在井场危废暂存间暂存，完井后交由有危险废物处置资质的单位回收处理。生活垃圾集中收集后，拉运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋。

表3.2-4　在建工程污染源及治理措施一览表

类别	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	施工扬尘无组织废气	颗粒物	连续	车辆减速慢行，加盖苫布
	放喷废气	颗粒物、SO_2、NOx、非甲烷总烃	间歇	控制放喷时间
废水	钻井废水	pH、COD、SS、石油类	间歇	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
	酸化压裂废水	pH、COD、SS、石油类	间歇	采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理
	生活污水	COD、SS、氨氮	间歇	排入生活污水池（采用环保防渗膜防渗）暂存，由罐车定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理
噪声	泥浆泵	LAr	间歇	增加隔震垫、弹性材料等减震措施
	钻机		连续	增加隔震垫、弹性材料等减震措施
	放喷气流		间歇	疏散周边作业人员
固废	钻井岩屑	钻井岩屑	间歇	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系

	钻井泥浆废弃物	泥浆	间歇	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收集后拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理
	废油	含油废物	间歇	在井场危废暂存间暂存，完井后交由有危险废物处置资质的单位回收处理
	生活垃圾	生活垃圾	间歇	定期拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站生活垃圾场处理
	清管废渣	危险废物	间歇	由有危废处置资质单位接收处置

3.2.4　原辅材料

主要原材料消耗见表3.2-5。

表3.2-5　原辅材料消耗一览表

序号	材料名称	规格型号	单位	数量	备注
1	水	--	m^3	2830	配置泥浆（由罐车拉运至井场）
2	水泥+硅粉	--	t	1855	固井原料
3	膨润土	--	t	45	配置泥浆（蒙脱石类矿物）
4	磺化酚醛树脂	--	t	132	磺化泥浆配置
5	氯化钾	--	t	445	KCl-聚磺体系泥浆配制
6	Na_2CO_3	--	t	3.5	调节钻井液 pH 值
7	包被抑制剂	KPAM	t	1.5	聚丙烯酰胺钾盐，具有包被、防塌性能
8	降失水剂	LS-2	t	20	聚乙烯、聚丙烯塑料调节泥浆的流动性、抗压强度
9	增粘剂	CMC-HV	t	0.6	羧甲基纤维素钠，具有增粘、絮凝、改变流型、降滤失等作用
10	防塌润滑剂	FRH	t	80	极化性沥青+皂化沥青+固体润滑剂，防塌
11	活性剂	SP-80	m^3	9.0	罐装、乳化剂，改善钻井液
12	胶凝酸	--	m^3	165	调节泥浆的流动性，抗压强度
13	氯化钙	--	t	102	稳定不同深度的各种泥层

3.2.5　公辅设施概况

（1）供电

项目用电由沙雅县市政供电管网提供，项目周边交通较便捷，附近已建成井场设有完善的电力设施，方便牵引，供电设施管线容易布设，业主已承诺铺设供电管线，因此项目由沙雅县市政供电管网供电是切实可行的。

（2）供暖

冬季生活区供暖方式为电采暖，试井期井场设备供热方式为电供热。

3.2.6　给排水

（1）供水

项目主要用水包括钻井用水和生活用水。项目总用水量约3130m^3。

（2）排水

废水主要为钻井废水、生活污水及压裂作业产生的压裂废酸。钻井废水产生量为1576.8t，完井后运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站妥善处理；生活污水产生量约240m^3，暂存于生活污水池，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂妥善处理。

3.2.7　污染源调查与评价

根据FY201-H12井钻井工程，结合物料衡算和类比同类型井场，在建工程污染源及治理措施情况见表3.2-6。

表3.2-6　在建工程主要污染源及治理措施一览表

类别	编号	污染源	排放量（m^3/h）	污染物名称	产生浓度（mg/m^3）	处理措施	排气筒高度（m）	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	作业时间（h/a）	排放量（t/a）
废气	1	放喷废气	--	颗粒物	--	--	--	--	4.2	48	0.2
				SO_2	--			--	8.4		0.4
				NOx	--			--	29 4		1 4
				非甲烷总烃	--			--	6.3		0.3
	2	施工扬尘	--	颗粒物	车辆慢行，加盖苫布		--	--	0.11	3000	0.4

序号	污染源名称	污染物	产生浓度（mg/L）	治理措施	处理效果		排放量（m^3/d）	排放量（t/a）
					污染物	排放浓度		
1	钻井废水	SS	2000～2500	钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，分离后的液体回用于钻井液配备，不外排	SS	--	不外排	0
		COD	300～4000		COD	--		
		石油类	60～70	钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，分离后的液体回用于钻井液配备，不外排	石油类	--	不外排	0
		挥发酚	0.1～0.2		挥发酚	--		
		硫化物	0.2～0.3		硫化物	--		
2	酸化压裂废水	pH	3～5	采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理	pH	--	不外排	0
		SS	200		SS	--		
		COD	500		COD	--		
		石油类	2000		石油类	--		
3	钻井期生活污水	COD	300	由生活污水收集罐收集，定期拉运至沙雅	COD	--	不外排	0
		SS	150		SS	--		

		氨氮	30	县兴雅生活污水处理厂处理	氨氮	--		

序号	污染源名称	台/套	源强[dB（A）]	降噪措施	隔声降噪效果[dB（A）]	达标分析
1	泥浆泵	2	95～100	增加隔震垫、弹性材料等减震措施	15	场界达标
2	钻机	1	100～105		15	
3	放喷气流	--	110	疏散周边作业人员	--	

序号	污染物名称	产生量（t/a）	固废类别	治理措施	治理效果
1	钻井岩屑	760.9m^3	一般工业固体废物	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收集后拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理	全部综合利用或妥善处置
3	废油	0.7	危险废物	在井场危废暂存间暂存，完井后交由有危险废物处置资质的单位回收处理	
4	生活垃圾	2.5	生活垃圾	定期拉运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处理	全部综合利用或妥善处置

3.3 拟建工程

3.3.1 基本概况

本项目基本情况见表3.3-1。拟建工程分布情况见图2-4

表3.3-1 项目基本情况一览表

项目	基本情况		
项目名称	富源区块2021年产能建设项目（一期）		
建设单位	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司		
建设地点	新疆阿克苏地区沙雅县境内		
建设性质	改扩建		
建设周期	建设周期1年，预计2022年9月正式投产运营		
总投资	项目总投资4916.48万元，其中环保投资122.912万元，占总投资的2.5%		
占地面积	占地面积16.2192hm^2（永久占地面积2.5259hm^2，临时占地面积13.6933hm^2）		
规模	产气11.06×10^{4}m^3/d，产油345t/d。		
建设内容	主体工程	地面工程	新建采油井场7座，其中：FY206-H1试采点技改（新增一台350KW真空加热炉等），FY3井场新建4井式阀组装置，FY303-H7试采点新建8井式阀组装置

建设内容	主体工程	集输工程	新建输油管线，总长26.03km，其中新建井输油管线23.2km、集油支线2.83km
	公辅工程		配套建设通信、道路、防腐、自控、供配电等工程
	环保工程	废气	施工期：废气包括施工扬尘、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； 营运期：加热炉使用净化后的天然气作为燃料，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：施工期废水包括管线试压废水及生活污水。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，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理； 营运期：营运期废水包括采出水、井下作业废水，采出水随采出液一起进入哈一联合站处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理； 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； 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、施工废料和生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置； 营运期：固体废物主要为落地油泥、清管废渣，采取桶装形式收集后，定期由有危废处置资质单位接收处置； 闭井期：塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场
建设内容	环保工程	生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘； 营运期：管线上方设置标志，定时巡查井场、管线； 闭井期：洒水降尘，地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况
		环境风险	施工期：各井场设置2座放喷池和1座应急池； 营运期：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7座单井站为无人值守站，不新增劳动定员
工作制度			年工作300d，年工作7200h
组织机构			新建井场依托现有的组织机构，统一管理

3.3.2 油藏特性

本项目油井采出液为油气混合物。项目油气性质参考跃满西区块的油气物性。

（1） 天然气

区域天然气特性参数见表3.3-3。

表3.3-3 天然气特性参数指标一览表

区块	相对密度	CH4	C2H6	C3H8+	H2S	CO2	其他
	g/cm3	%	%	%	%	%	%
跃满西区块	0.7851～0.9725	50.94～69.35	9.91～14.29	9.38～18.35	0.001～0.975	1.182～2.415	8.309～15.245

（2） 原油

富源区块油藏具有“轻质、低粘度、低含硫、高含蜡、低胶质＋沥青质”的特点，原油特性参数指标见表3.3-4。

表3.4-4 原油特性参数指标一览表

区块	地面原油密度	动力粘度	凝固点	析蜡点	含蜡量	胶质	沥青质
	g/cm3 20℃	mPa·s 50℃	℃	℃	%	%	%
跃满西区块	0.8087～0.8203	1.549～2.4745	-30.0～6	11～41	7.3～15.4	0.03～0.77	0.01～3.58

（3） 地层水

地层水水型为$CaCl_2$型，地层水密度1.0116～1.1641g/cm^3；氯离子64800～139000mg/L；

总矿化度119900～178300mg/L。

3.3.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表3.3-5。

表3.3-5 本项目主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	新井	口	7
2		投产井	口	7
3		建设期	年	2020～2021
4		稳产期	年	5
5		动用地质储量溶解气	10^8m^3	124
6		日产油	t	345
7		日产气	10^4m^3	11.06
11	能源消耗	耗电量	$10^4kW·h/a$	403.73
12		耗气量	$10^4m^3/a$	-
13		年总能耗	$10^8MJ/a$	0.167
14		单位产值能耗	MJ/（t）	245.99

3.3.4　油田开发工程内容

拟建工程包括主体工程（包括地面工程、管线工程）、公辅工程、闭井等内容。

3.3.4.1站场工程

3.3.4.1.1采油井场

拟建工程新建7口采油井为自喷生产，采油井场由采油树、RTU柜、气体报警控制器柜、配电柜等组成。

采油井场主要设备设施情况见表3.3-6。

表3.3-6　本工程主要设备一览表

分类	序号	名称	型号	单位	数量
井场	1	采油树	KQ78/65-105	座	7
试采井	4	防爆电磁加热撬	60kw	座	4
试采井	6	油气计量撬II型	6500×2100	座	1
试采井	7	天然气放散管	DN100×15000	座	1
试采井	9	离心油泵	65AY50×7	台	2
试采井	10	50方储油罐		座	6
试采井	11	1.76MPa分离器		座	3
试采井	13	装车鹤管		座	1

3.3.4.1.2 FY206-H1试采点

在FY206-H1试采点拟建350KW真空加热炉、计量分离器、加热炉外输泵等。

表3.3-7　本工程主要设备一览表

序号	名称及规格	单位	数量
1	抗硫防爆真空加热炉350Kw 1.6MPa	座	1
2	喂液泵15m³/h 扬程30m	套	2
3	离心泵15m³/h 扬程500m	套	4
4	抗硫油气分离器橇 DN1200×6000mm	套	1
5	抗硫钢法兰闸阀 KZ41Y-16C DN80	套	25
6	抗硫钢法兰闸阀 KZ41Y-16C DN100	套	12
7	抗硫钢法兰闸阀 KZ41Y-16C DN150	套	6
8	抗硫钢法兰闸阀 KZ41Y-16C DN50	套	7
9	抗硫旋启式止回阀KH44H-16C DN80	套	2
10	高密封抗硫内螺纹截止阀KGMJ11F/H-16C DN15	套	8
11	抗硫钢法兰截止阀 KJ41Y-16C DN50	套	1
12	抗硫钢法兰闸阀 KZ41Y-64 DN80	套	8
13	抗硫旋启式止回阀KH44H-64 DN80	套	3
14	高密封抗硫内螺纹截止阀KGMJ11F/H-64 DN15	套	3
15	过滤器 1.6MPa DN100 40目	套	1
16	四合一营房 9m×3.0m	套	1

3.3.4.2.1　　FY3井场

FY3采油井场采用非标准化井场进行建设，油井井场设摄像头远程监控。新建油井套压、油压、回压、出油温度信号、井口紧急切断阀（阀门由钻井工程提供）信号均上传新建井场RTU，再传至试采点，终端传至哈一联中控室。新建4井式阀组1套，油气计量分离器1台，板房2座。单井产液通过电磁加热器加热后进行计量分离器，再通过单井集输管道直接进 FY303-H7试采井阀组。

3.3.4.2.2　　FY303-H7试采点

新建试采点一座：新建8井式阀组1套，油气计量分离器橇（利旧）3台，50m^{3}储罐6座（利旧），外输泵2台，装车泵橇模块一座，底部密布装车模块一座，板房3座。富源303-H7井、富源303-H1井、富源303H井、富源3井、富源302井产液通过单井集输管线进试采点阀组，进行油气计量分离储存至50m^{3}的储罐，外输泵增压再输送至玉科外输油线1#加热T接点（或罐车拉油至哈一联）。

3.3.4.3 油气集输工程

本工程新建单井集输管道23.2km，集输管道一览见表表3.3-8。

表3.3-8　集输管道一览表

序号	管道名称	起点	终点	长度（km）	管径和材质	输送介质	管线占地现状
1	输油管线	FY206-H2井	FY206-H1试采点阀组	1.02	DN80-5.5MPa玻璃钢	原油、天然气	裸岩、戈壁
2		FY201-H12井	富源2计转站	1.21	DN80-5.5MPa玻璃钢	原油、天然气	裸岩、戈壁
3		FY302H井	FY3井场新建4井式阀组装置串接混输至下游FY303-H7试采阀组	8.40	DN80-5.5MPa玻璃钢	原油、天然气	裸岩、戈壁
4		FY303H井	FY303-H7试采阀组	1.63	DN80-5.5MPa玻璃钢	原油、天然气	裸岩、戈壁
5		FY303H井	FY303-H7试采阀组	8.98	DN80-5.5MPa玻璃钢	原油、天然气	裸岩、戈壁
6		FY3井	FY303-H7试采阀组	0.22	DN100-5.5MPa，玻璃钢	原油、天然气	裸岩、戈壁
7		FY303-H1井	FY303-H7试采阀组	1.74	DN80-5.5MPa玻璃钢	原油、天然气	裸岩、戈壁

3.3.4.4 公辅工程

（1）供电工程

FY3井新建35KV电力线路0.155km。24芯光纤9km；FY303-H7井新建35KV电力线路0.17km，12芯光纤0.5km；FY303H井新建35KV电力线路0.175km。12芯光纤0.5km；

FY303-H1井新建35KV电力线路10.04km。12芯光纤1.95km。

（2）通信工程

在FY303H井井场新建通信塔一座。

（3）供热

本项目生产过程中不涉及供热，预留防爆电磁加热器接口，输油管线设电伴热带。

(4) 给排水及消防

①给排水

拟建工程采油井场等均为无人值守、阀组站设人值守，用水为间歇性的设备外壁擦洗水。项目无生产废水外排。

②消防

拟建工程采油井场、果勒西计转站、集油计量配水阀组站消防设施见表3.3-9。

表3.3-9 拟建工程各站场消防设施一览表

序号	站场名称	消防器材名称	规格型号	单位	数量	备注
1	采油井场（7座）	手提式磷酸铵盐干粉灭火器	MF/ABC8	具	20	配灭火器箱
		手提式二氧化碳灭火器	MT7	具	10	配灭火器箱
		推车式磷酸铵盐干粉灭火器	MFT/ABC50	辆	5	-
		消防器材间(配消防斧、消防铲、消防桶及灭火毯等)	-	座	5	-
2	4井式集油配水阀组站	手提式磷酸铵盐干粉灭火器	MF/ABC8	具	4	配灭火器箱
		手提式二氧化碳灭火器	MT7	具	2	配灭火器箱
		推车式磷酸铵盐干粉灭火器	MFT/ABC50	辆	4	
		消防器材间(配消防斧、消防铲、消防桶及灭火毯等)	-	座	1	
3	8井式集油配水阀组站	手提式磷酸铵盐干粉灭火器	MF/ABC8	具	4	配灭火器箱
		手提式二氧化碳灭火器	MT7	具	2	配灭火器箱
		推车式磷酸铵盐干粉灭火器	MFT/ABC50	辆	1	
		消防器材间(配消防斧、消防铲、消防桶及灭火毯等)	-	座	1	

(5) 防腐工程

本项目钢质管道外壁防腐层：无溶剂环氧防腐涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度≥200μm。非金属管道钢接头外壁防腐层：弹性聚氨酯防腐漆底漆-面漆-面漆、玻璃布、面

漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆，防腐层干膜厚度≥0.6mm。

管道外壁保温采用憎水型复合硅酸盐毡，厚度 40mm。地面管道保温层外防护层采用氯化橡胶和玻璃布，结构为一层玻璃布～两道氯化橡胶面漆～一层玻璃布～两道氯化橡胶面漆，防护层干膜厚度≥0.4mm。

埋地管道保温层外防护层采用弹性聚氨酯和玻璃布，结构为一层玻璃布～两道弹性聚氨酯涂料面漆～一层玻璃布～两道弹性聚氨酯涂料面漆，防护层干膜厚度≥0.4mm。

钢质管道及非金属管道钢接头做外壁涂层防腐及保温防护。钢质管道外壁采用无溶剂环氧涂料做防腐层，采用憎水型复合硅酸盐毡做保温层，防腐保温面积为 15.4m^2。钢接头外壁采用弹性聚氨酯涂料及玻璃布做加强级防腐层，保温材料与单井管道保温保持一致，防腐保温面积为0.2m^2。

3.3.5　原辅材料

工程原辅材料消耗主要为井场加热炉使用的天然气。本项目FY206-H1试采点建设1座加热炉，负责将油气混合物加热后外输，本工程天然气年消耗量总计18.67万m^3。燃料气低位发热值为36MJ/m^3。本项目加热炉建设情况见表3.3-10，天然气组分见表3.3-11，天然气用量情况见表3.3-12。

表3.3-10　加热炉建设情况一览表

序号	分类	设备名称	单位	数量	备注
1	FY206-H1试采点	加热炉	台	1	350kW

表3.3-11　天然气组分一览表

相对密度	CH_4	C_2H_6	C_3H_8+	H_2S	CO_2	其他	热值
g/cm^3	%	%	%	%	%	%	MJ/m^3
0.7851～0.9725	50.94～69.35	9.91～14.29	9.38～18.35	0.001～0.975	1.182～2.415	8.309～15.245	33.4

表3.3-12　本工程天然气用量情况一览表

用气单元	小时用量气（m^3/h）	折合满负荷日运行时间（h）	运行天数（d）	年用量（万m^3/a）
1座350kW采油井场	38.89	24	200	18.67
合计	-			18.67

3.3.6　工艺流程及排污节点分析

3.3.6.1 施工期工艺流程及排污节点分析

3.3.6.1.1　　地面工程

本工程地面工程主要为新建采油井场及配套设备安装。对占地进行场地平整，设置施

工车辆临时停放场地，将采油树、计量分离器、加热炉等设备拉运至井场及站场，进行安装调试。施工期设置施工车辆临时停放场地，将采油设备及阀组拉运至场地，进行安装调试。施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复，清除临时占地内水泥基础、应急池等各类池体防渗层并进行平整。

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、水泥基础等，收集后统一送至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场填埋处理。

3.3.6.1.3　　管道工程

管线主要施工内容包括集输管线建设、通信光缆敷设及井场、站场配套设备安装，其中集输管线和通信光缆同沟并行敷设，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。

⑴　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5m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。

⑵　管沟开挖及下管

拟建工程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、集输管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离≥5m，距离外输管线水平距离≥2m。管沟底宽0.8m，沟深1.6m，管沟边坡比为1:1.5，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电（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，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。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。拟建工程所有线路管道均采用外防腐保温层保护方案，集输管道补口和热煨弯管防腐保温结构为：无溶剂液体环氧涂料（厚度≥400μm）+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+辐射交联聚乙烯热收缩带（套）。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。拟建工程管线最小管顶埋深1.5m。

拟建工程管线穿越井场砂石路面时，采取大开挖方式，直接将砂石路面挖开后放入管

线；拟建工程不涉及穿越沥青道路。

(4) 管道连接与试压

集输管线采用焊接组装。焊接完成后的对管道采用压缩空气进行吹扫，保持管道内清洁。管线经过连接、防腐补口，进行注水试压。集输管线试压介质采用洁净水，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

(5) 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；采出液通过新建集输管线输送至各对应阀组或计转站，然后再通过集输管线输送至联合站处理。

(6) 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1.5m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、焊接烟尘和施工车辆尾气，其中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；废水污染源主要为管线试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；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；固体废物为管沟开挖产生的土方，施工结束后用于回填管沟及场地平整；管道焊接及管道吹扫产生的废渣运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理。

3.3.6.2 营运期工艺流程及排污节点分析

（1）油气开采工艺

拟建工程采用自喷采油方式，井口出液（20MPa～48MPa，40℃）通过油嘴套节流（5.5MPa以下，25～30℃），通过集输管道输送至集油计量配水阀组站或计转站。井场预留电磁加热器接口、预留清防蜡剂加药接口。

单井油气开采期间废气污染源主要为井场采油树阀门泄露形成的无组织挥发性有机废气，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；废水污染源主要为采出水及井下作业废水，采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；噪声污染源主要为采油树噪声，采取基础减振措施；固体废物主要为开采过程产生的落地油泥，定期收集后送有资质的处置单位妥善处理。

（2）集输工艺

本工程实施后，FY206-H2井采出液通过新建集输管线输送至FY206-H1试采井阀组；FY201-H12井采出液通过新建集输管线输送至富源3计转站后；FY302H井采出液通过新建集输管线输送至FY3井后；FY303H井采出液通过新建集输管线输送至FY303-H7试采井阀组后；FY3井采出液通过新建集输管线输送至FY303-H7试采井阀组后；FY303-H7井采出液通过新建集输管线输送至FY303-H7试采井阀组后；FY303-H1井采出液通过新建集输管线输送至FY303-H7试采井阀组。集输管线图见图2-5。

集输过程中管道密闭输送，无废气、废水、噪声、固体废物产生。

拟建工程营运期污染源及治理措施一览表见表3.3-13。

表3.3-13　拟建工程营运期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	1	井场无组织废气	H_2S、非甲烷总烃	连续	定期巡检
废水	1	采出水	--	连续	送至联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注地层
	2	井下作业废水	--	间歇	送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理
噪声	1	井场采油树	Leq	连续	选用低产噪设备、基础减震
	2	站场泵类		连续	选用低产噪设备、基础减震
固废	1	落地油泥	危险废物	间歇	委托有资质单位接收处置
	2	清管废渣			

3.3.6.3 闭井期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

首先采用清水清洗注水通道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井

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

闭井期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为闭井过程中产生的废弃管线、废弃建筑残渣等，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场妥善处理。

3.3.7　施工期污染源及其防治措施

施工期建设内容主要包括井场及场站建设及集输管线建设等。

3.3.7.1地面工程建设

地面工程建设主要分为两类，第一是井场及场站建设，第二是集输管线建设。施工期污染源及环境影响减缓措施情况见表3.3-14。

表3.3-14　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、CmHn	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
	废水	施工人员生活污水	间断	COD、BOD_5、NH_3-N、SS	设置防渗的生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂妥善处置	不外排自然地表水体
	固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	收集后定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处置	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、CmHn	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	

	废水	施工人员生活污水	间断	COD、BOD_5、NH_3-N、SS	设置防渗的生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂妥善处置	不外排自然地表水体
		试压废水	间断	SS	设置防渗的撬装组合型钢板池暂存，后期用于区块绿化用水	不外排自然地表水体
	固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处置	妥善处置
		施工废料	间断	废弃混凝土等	部分回收利用，剩余收集后运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处置	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

3.3.8　营运期污染源及其防治措施

3.3.8.1 废气污染源及其治理措施

结合《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017）、《污染源源强核算技术指南准则》（HJ884—2018）、《污染源源强核算技术指南锅炉》（HJ991—2018）和《排污许可证申请与核发技术规范锅炉》（HJ953—2019）等要求对源强进行核算，本项目实施后废气污染源及其治理措施见表3.3-15。

表3.3-15　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	1座350kW加热炉烟气	颗粒物	17.61	使用清洁天然气	8	529.9	17.61	0.0093	4800	0.0448
		SO_2	2.95				2.95	0.00156		0.0075
		NOx	68.72				68.72	0.0728		0.3493
2	7座井场及试采点阀组装置区无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.0054	8760	0.475
3	合计	7座采油井场及试采点污染物排放量合计								

3.3.8.2 废水污染源及其治理措施

拟建工程采出水随采出液一起进入哈一联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注地层，井下作业废水送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。拟建工程营运期井场废水产生情况见表3.3-16

表3.3-16　拟建工程营运期井场废水产生情况一览表

类别	序号	污染源	产生量（m^3/a）	排放量（t/a）	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	1	采出水	6000	0	石油类、SS	连续	送至联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注地层
	2	井下作业废水	160	0	石油类、SS、COD	间歇	送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理

3.3.8.3 噪声污染源及其治理措施

拟建工程实施后，单座井场噪声污染源治理措施情况见表3.3-17。

表3.3-17　营运期单座井场噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称	数量/（台/套）	源强（dB（A））	降噪措施	降噪效果（dB（A））
1	采油树	1	85	基础减震	10

3.3.8.4 固体废物及其治理措施

拟建工程营运期产生的固体废物主要为落地油泥和清管废渣。根据《国家危险废物名录（2021年版）》（部令第15号）和《危险废物鉴别标准通则》（GB5085.7-2019），落地油泥（HW08 071-001-08）和清管废渣（HW08 900-249-08）属于危险废物，桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置。危险废物处理处置情况见表3.3-18。

表3.3-18　拟建工程营运期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量（t/a）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油泥	HW08	071-001-08	2.0	阀门、法兰等设施原油渗漏及井下作业原油溅溢	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	桶装收集后，由有危废处置资质单位接收处置
清管废渣	HW08	900-249-08	0.07	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2年1次	T，I	桶装收集后，由有危废处置资质单位接收处置

3.3.9　闭井期污染源及其防治措施

闭井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塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处置。

3.3.10　非正常排放

拟建工程非正常排放主要包括井口压力过高时的放喷和集输管线刺漏等情况。

拟建工程油气集输过程中，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。

表3.3-19　非正常排放情况一览表

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

本项目集输管线刺漏时，采出液从刺漏处泄漏，会对周边土壤造成一定的污染。刺漏处修复后，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，委托有资质单位进行接收处置。

3.3.11　清洁生产分析

3.3.11.1　　清洁生产技术和措施分析

3.3.11.1.1　　运行期清洁生产工艺

(1)　集输及处理清洁生产工艺

①本项目各井场采出液经集输管线输送至计转站或阀组，最终进入哈一联集中处理，全过程密闭集输，降低了损耗，减少烃类物质的挥发量。

②采采用全自动控制系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

③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，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

④在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。

⑤原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出；另外，对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

⑥在井下作业过程中，对产生的废液拟采用循环作业罐（车）收集。

(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。

3.3.11.2　　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、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。

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表3.3-20、表3.3-21。

表3.3-19　井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

（2）生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%	25	100	100%	25
（3）资源综合利用指标	25	落地原油回收利用率	%	8	100	100%	8
		生产过程排出物利用率	%	9	100	100%	9
		剩余作业液回收率	%	8	100	100%	8
（4）污染物产生指标	25	废弃洗井液	kg/井次	5	--	正常水平	5
		修井废水	kg/井次	5	--	正常水平	5
		废气	kg/井次	5	--	正常水平	5
		油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50 乙类区：≤70	；≤50	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本工程	
（1）原辅材料	15	洗井液的毒性		无毒	15	15	
（2）生产工艺及设备要求	40	防喷措施有效性		有效	7	7	
		地面管线防刺防漏措施		按标准试压	6	6	
		防溢设备（防溢池设置）		具备	6	6	
		防渗范围		废水、使用液、原油等可能落地处	5	5	
		作业废液污染控制措施		集中回收处理	8	8	
		防止落地原油产生措施		具备原油回收设施	8	8	
（3）符合国家政策的生产规模	10	废液、落地油处理符合现行国家政策法规			10	10	
（4）管理体系建设及清洁生产审核	20	建立HSE管理体系并通过认证			15	15	
		开展清洁生产审核			5	5	
（5）贯彻执行环境保护法规符合性	15	污染物排放总量控制与减排措施情况			15	15	

表3.3-20　采油作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	拟建工程	
						估算值	得分

（1）资源和能源消耗指标	25	吨采出液综合能耗	kg标煤/t采出液	25	稀油：≤65 稠油：≤160	稠油：100	25
（2）生产技术特征指标	30	密闭集输	--	30	--	--	30
（3）资源综合利用指标	25	余热利用率	%	5	--	--	5
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	0	10
		落地油泥资源化利用率	%	10	--	95	10
（4）污染物产生指标	20	落地原油回收率	%	5	--	100	5
		采油废水回用率	%	5	≥60	100	5
		油井伴生气外排率	%	5	≤20	100	5
		采出废水达标排放率	%	5	≥100	100	5

定性指标

一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	拟建工程评价得分
（1）原辅材料	10	注水水质	采出水处理达标后回注	10	10
（2）生产工艺及设备要求	35	井筒设施完好		5	5
		采气过程醇回收设施		5	5
		天然气净化设施		5	5
		集输流程	全密闭流程	5	5
		采油（气）方式	自喷	5	5
		套管气回收装置		5	5
		防止落地原油产生措施	定期巡检	5	5
（3）符合国家政策的生产规模	10	集输方式符合现行国家政策法规		10	10
（4）环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立HSE管理体系并通过认证		10	10
		开展清洁生产审核		10	10
（5）贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	5
		老污染源限期治理项目完成情况		5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	5

（2）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P1——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；

Si——第i项评价指标的单项评价指数；

Ki——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标见表3.3-21。

表3.3-21　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表3.3-23、表3.3-24计算得出：拟建工程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；采油作业定量指标得分100分，定性指标得分100分，综合评价指数得分100分；综合评价指数平均得分100分，该分值与表3.3-27中相比，达到P≥90，属于清洁生产先进企业。

3.3.11.3　　清洁生产结论

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。本项目在采油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。

3.3.11.4　　清洁生产建议

根据《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》中的相关指标要求并结合本次开发方案工程内容，初步分析可知，拟建工程基本符合国家清洁生产指标，其各项工艺技术较先进，总体水平能够达到国内清洁生产基本水平，个别指标达到国内清洁生产先进水平，整体达到国内清洁生产先进企业水平。拟建工程较好地考虑了清洁生产的要求，但为更好地、持续地进行清洁生产，结合拟建工程开发方案，提出以下建议：

（1）地面工程设计、采油设计、集输设计等方案设计阶段充分考虑清洁生产水平要求，明确指标要求；

（2）加强内部人员管理和培训，提高员工清洁生产意识；

（3）加强设备检修和维护，减少生产过程中的跑、冒、滴、漏现象；

（4）根据开发特点，应在油田现有清洁生产水平基础上进行提高，整体达到国内先进水平，并建立和完善清洁生产组织、机构（清洁生产审核小组）和完善清洁生产管理制度；同时制定持续清洁生产计划。

3.3.12　三本账

拟建工程“三本账”的排放情况见表3.3-22。

表3.3-22　拟建工程“三本账”的排放情况一览表单位：t/a

类别	废气					废水				固废
	颗粒物	SO_2	NO_X	非甲烷总烃	H_2S	SS	COD	BOD_5	氨氮	
现有工程排放量	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
拟建工程排放量	0	0	0	0.475	0.0016	0	0	0	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
拟建工程实施后排放量	0	0	0	0.475	0.0016	0	0	0	0	0
拟建工程实施后增减量	0	0	0	+0.475	+0.0016	0	0	0	0	0

3.3.13 污染物总量控制分析

3.3.13.1 总量控制因子

根据国家现行总量控制因子及“十四五”总量控制要求，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：$S0_2$、NOx、和VOCs

废水污染物：COD、NH_3-N

3.3.13.2 本工程污染物排放总量

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），挥发性有机物（VOCs）是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本标准采用非甲烷总烃作为VOCs排放控制项目。根据计算，项目运营期VOCs（即非甲烷总烃）排放量估算为0.175t/a。

综上所述，拟建工程总量控制指标为：SO_2 0.0075t/a，NO_X 0.3493t/a，VOC_S 0.175/a，COD0t/a，氨氮0t/a。

3.4 依托工程

3.4.1 哈一联合站

（1）基本情况哈一联合站是哈得油田第2座多功能大型沙漠油气集中处理站，地处塔克拉玛干沙漠边缘，距哈四联西北7.0km，占地面积3.5×104m^3。哈一联合站为《哈德4油田新增90万吨产能开发建设工程环境影响报告书》内的建设内容，该项目与2005年4月29日取得新疆维吾尔自治区环境保护局关于《哈德4油田新增90万吨产能开发建设工程环境影响报告书》的批复（新环评价函〔2005〕161号）。哈一联扩建包含在《哈拉哈塘油田跃满西区块奥陶系碳酸盐岩油藏初步开发方案地面工程环境影响报告书》中，单独环评。

（2）处理工艺

哈一联采用单管集油一级布站与二级布站相结合的密闭集输工艺流程，油气处理采用两段分离沉降、热化学脱水原油处理工艺：单井来油进站后经过计量进入三相分离器，进行油、气、水三相沉降分离（一段），脱去大部分的伴生气和游离水；一段脱出的原油经换热器进行预热后进相变加热炉加热，然后进入原油脱水器进行热化学沉降分离（二段），脱出原油中的乳化水和部分伴生气，最后进原油缓冲罐进行油气分离缓冲，合格原油经外输泵外输至轮南。

②天然气处理流程

天然气处理采用两级除油工艺：三相分离器分离出来的天然气（一段气）经一级天然气除油器除油后依靠自压输送至哈四联，经原油脱水器分离出来的天然气（二段气）进入二级天然气除油器除油，再经天然气压缩机增压后与一段气汇合，外输至哈四联伴生气处理装置进行处理。

③采出水处理流程

采出水处理采用一级压力除油、二级压力过滤的污水处理工艺：生产污水经加热后进入污水接收罐，然后经升压泵升压进入污水除油器除去污水中原油，出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物，滤后水进入注水罐进行污水回注或经污水外输泵外输至哈四联。

（3）依托可行性

哈一联设计原油处理规模100×10^4t/a，预留可扩展原油处理规模50×10^4t/a，含油污水处理规模5000m^3/d，注水规模3050m^3/d，清水处理能力为90m^3/d（消防用水、生活用水）。可以满足富源区块接入后轻质油处理要求。

3.4.2　塔河南岸钻试修废弃物环保处理站

（1）基本情况

塔河南岸钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县南部，该环保站的四周均为荒漠，周边无居民点。环保站占地面积约91955m^2，站址西部由北向南依次为2座生活垃圾填埋池、20000m^3污水蒸发池、污水处理设施兼注水设施区、1500m^3隔油池、注水系统等；东部由北向南依次为2座工业固废填埋池、固废处理装置区、循环水池、15000m^3聚磺泥浆暂存池。钻井聚磺泥浆体系固废处理规模120m^3/d，钻试修废水处理规模300m^3/d。

塔河南岸钻试修废弃物环保处理站是塔里木油田钻试修废弃物环保处理站的组成部分，已于2016年11月取得原自治区环保厅《关于塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程

（哈拉哈塘、轮南、克拉苏、英买力、塔中、塔河南岸、塔西南区块）环境影响报告书的批复》（新环函[2016]1626号）。

（2）工艺流程

①钻井聚磺泥浆体系固废处理

采用高温氧化处理技术对钻井聚磺泥浆体系固废进行无害化处置，即通过高温氧化窑内的高温环境（850℃以上）使钻井固废中的有机质等有毒有害物质氧化、分解，彻底破坏其毒害性，从而达到无害化处理的目的，处理后剩余的固相物含油率＜2%，符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）、《关于落地油泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）的要求，用于铺设通井路、铺垫井场。

该工艺路线中物料走向包括固废暂存池——上料装置——输送装置——给料装置——物料预烘——高温氧化窑，烟气走向包括二次燃烧室——烟气急冷（物料预烘）——旋风除尘——水膜（或袋式）除尘——洗涤塔——烟囱排放。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。

②生活垃圾及固废填埋

塔河南岸站址建设有两座生活垃圾填埋池和两座一般工业固体废物填埋池，主要对区块内钻井作业区产生的人员生活垃圾及废包装材料等一般工业固废进行填埋处理。填埋法是将垃圾等固体废物运到指定地点，通过底层防渗处理，分层填埋，压实后顶层用土覆盖，以达到无害处理的目的。

填埋场共设两座填埋区，即生活垃圾填埋区和工业固废填埋区，进行分区填埋。每个作业区由分区坝相隔，坝高1 m，顶宽2 m，边坡1:2。

鉴于生活垃圾与固废填埋作业流程基本相同，本次一并进行介绍。填埋采用“收集-拉运-填埋场堆存-覆土-碾压-覆土碾压封闭”的工艺。

⑵　依托可行性

塔河南岸钻试修废弃物环保处理站设计钻井聚磺泥浆体系固废处理规模100m^3/d，钻试修废水处理规模120m^3/d，可以满足富源区块产生的井下作业废水处理量，完全可依托塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理。

3.4.3哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站

（1）基本情况

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县东北部，分南北两个站址，其中北

站址为废水处理环保站,站址东侧由北向南依次为注水系统、污水处理装置区和危废暂存库，西侧由北向南依次为隔油池、污水暂存池；南站址为固废处理环保站，站址由西向东依次为15000m^{3}聚磺泥浆暂存池、循环水池、固废处理装置区。

目前，固废环保处理站建设有一套撬装化钻井聚磺泥浆体系固废处理装置，采用高温氧化处理工艺，处理规模为150m^3/d。废水处理环保站建设有一套撬装化钻试修废水处理装置，采用“涡凹气浮+溶气气浮+多介质过滤+袋式过滤”处理工艺，处理规模为300m^3/d。

（2）依托可行性

目前，哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站废水环保处理站处理规模为300m^3/d，可以满足本区块落地油泥处理的需求。

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

沙雅县位于新疆维吾尔自治区西南部，阿克苏地区东偏南，处于塔里木盆地北部，渭干河绿洲平原的南端，北靠天山，南拥大漠。地处东经81°45'~84°47'，北纬39°31'~41°25'间，东西宽180km，南北长220km，总面积31972.5km^2。北接天山南缘的库车、新和两县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与阿克苏市毗邻，东南和巴州的尉犁县接壤。我国最长的内陆河---塔里木河由西向东从境域中偏北部横穿而过。全境海拔943－1050米之间，北高南低，由西向东略有坡降，县城距省府乌鲁木齐市的直线距离486千米，公路里程832km，距阿克苏市公路里程252km。

4.1.2 地形、地貌

沙雅县地域辽阔，地面高程海拔943～1050m，地势北高南低、西高东低，地貌奇特。县域内从南向北有三种地貌类型：渭干河冲积扇平原、塔里木河河谷平原、塔克拉玛干沙漠。

①渭干河冲积洪积缓倾斜细土平原

渭干河冲积洪积平原位于县城北部，村落及田园分部于渭干河及其支流，干、支渠道的两侧。县辖面积880km^2，占全县总面积的2.75％，是全县的主要耕作区，亦是人口集中、村舍毗邻的地方。地势北高南低，海拔由最北部的1020m降至塔里木河沿岸的950m。坡度南北3‰～4‰、东西2‰。是渭干河冲积平原水力侵蚀堆积而成的地貌。地表物质主要由冲积粉细沙、亚沙土、亚粘土组成，属山前缓倾土质平原，系现代山前绿洲带。

②塔里木河河谷冲积细土平原

塔里木河谷平原主要分部在县域中偏北部，西自喀玛亚朗东到喀达墩，横贯全境，由塔里本河泛滥冲积而成，长约180km；南北20-60km，宽窄不等，呈长条状。县内面积5343.15km^2，占全县总面积的16.85％。由第四纪最新沉积物组成，地形西高东低，由北向南倾斜，坡度为20‰～25‰。由于塔里木河的作用，区域内河床低浅，湖泊星布，是天然胡杨林及甘草的主要生长地，生长有天然胡杨林2133.33km^2，其次还有166.67km^{2}的野生甘草、200km^{2}的罗布麻及其他如野生麻黄、假木贼等野生植物，构成一条绿色的屏障，对阻挡塔克拉玛干沙漠的北袭风沙有不可替代的作用。

③塔克拉玛干沙漠区

塔克拉玛干沙漠区位于县城南部，面积颇大，在塔里木河冲积平原基底上由风蚀风积而成。南北长约160km，东西宽约170km，县境面积25732km^2，占全县总面积的80.4％。地势自西向东略有倾斜，自南向北稍有抬升，平均坡降为1/6000。地表形态均为连绵起伏的沙丘，相对高差一般在10～50m之间。由于该区域气候干旱，植被稀少，在风力的作用下，沙丘的形态和位置不断在变化和移动。该区无有人类居住，但地下油气资源丰富，为我国西气东输的主要气源地之一；沙漠中植被稀少，部分地区分布有稀疏胡杨、柽柳及面积不等的麻黄、沙棘、假木贼、骆驼刺等。

拟建工程所在区域位于沙雅县中部塔里木河以南，属于沙漠，沙丘起伏不大。

4.1.3　水文地质

塔里木盆地是天山和昆仑山两个强烈褶皱带之间的大型地块凹陷，盆地中央分布有第三纪背斜褶隆起带（即中央隆起带），并将盆地分割成构造形式上接近对称的大型单向断褶盆地，但并未完全封闭，两个大型单向断褶盆地构成了统一的塔里木盆地。富满油田地处于塔里木盆地北缘，构造上处于塔北断裂隆起带和塔中凹陷带的边缘交汇地带，构造条件较为复杂，塔北隆起带呈NNE向延伸约300km，南北宽8～40km，面积约6000km^2，断裂和局部构造较为发育。

拟建工程位于跃进一号长垣构造带，跃进一号长垣西临顺托果勒凹陷，东靠满加尔凹陷，南北分别为塔中隆起和塔北隆起。跃进一号长垣为一近南北向长条状构造。在震旦-奥陶纪属于库满坳陷拉槽的西部延生部分，志留纪后由于南北二隆起的继承性活动，该地区显示坳陷性质，但自老而新其坳陷特征逐渐变弱。

沙雅县地下水资源较为贫乏，主要集中于渭干河流域和塔里木河流域，属渗入——蒸发型。县境南部大面积的沙漠地区尚无资料。近年来石油勘探钻井资料证明，有些地方的地下水还相当丰富。

渭干河平原地下水年均储量有2亿m^3，水力坡度1/1000，水位1～3m。灌区地下水位普遍升高，潜水主要靠滩地和地面蒸发，从而使盐碱聚集，形成土壤次生盐渍化。矿化度在5～30g/L。县城区水化学类型为SO4-Cl-Na-Mg。

塔里木河冲积平原具有深厚的第四纪冲积层，其地下水分布在由细砂组成的含水层中。地下水资源主要由地表水的转化量和区外地下水潜流侧向补给量组成。降水补给甚微，地下水可开采1.21亿m^3。地下水埋深在河滩地为1～2m，水力坡度小于6/1000，矿化度1g/L；距现代河床3～5km，埋深5～8m，矿化度5～10g/L；在古老冲积平原上，埋深7～

10m，矿化度10～30g/L。

拟建工程位于塔里木河南岸，地下水埋深在7～10m左右，自西南向东北流动。但该层水含盐量高，不适合饮用。

4.1.4　地表水

沙雅县境内的主要河流为塔里木河及渭干河，两河年总径流量为56亿m^3。沙雅县每年从渭干河引水6.9亿m^3，占渭干河总流量的31.7%。

①渭干河

渭干河发源于拜城盆地的哈尔他乌山汗腾格里峰冰川，上游干流称为木扎提河（径流量14.6亿m^3），沿途汇入喀普斯浪河（径流量6.29亿m^3），台尔维其克河（径流量1.9亿m^3）、喀拉苏河（径流量8.29亿m^3）及克孜勒苏河（径流量3.88亿m^3）后，最终流入渭干河。

渭干河由西向东沿拜城盆地南缘经克孜尔千佛洞东侧折向南，穿过却勒塔格山进入塔里木盆地的北缘，最后消失在塔里木河北岸附近，全长340km。渭干河上游克孜尔水文站建有克孜尔水库，总库容6.4亿m^3，防洪库容3.2亿m^3，是以防洪灌溉为主，兼有发电、水产养殖、供水等功能的大（Ⅰ）型水库。

渭干河经龙口将河水分配给库车、新和、沙雅3县进行农业灌溉。按现行分水比例库车县占38.5%，灌溉面积400km^2；沙雅县年分水6.889亿m^3，占总径流量的31.7%；新和县分水比例为29.0%，每年可引水6.24亿m^3，但多年平均实际引水量为5.45亿m^3，灌溉面积为305.8km^2。

②塔里木河

塔里木河西起阿克苏河、和田河和叶尔羌河交汇处的肖夹克，东到台特玛湖，全长1224km，是新疆境内最长的河流，也是全国最长的内陆河。塔里木河流经塔里木盆地北部的阿克苏市、沙雅县、轮台县和尉犁县，止于若羌县，沙雅县境内的塔里木河属于中游段。

拟建工程周边无地表水分布。

4.1.5　气候气象

项目所在地沙雅县地处暖温带，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。

沙雅县主要气象数据见表4.1-1。

表4.1-1 沙雅县主要气候要素一览表

气象要素	单位	数值	气象要素	单位	数值
平均气温	℃	11.4	年平均降水量	mm	47.3
历年极端最高气温	℃	41.2	年均相对湿度	%	49
历年极端最低气温	℃	-24.2	年平均大气压	hPa	956.5h
年主导风向	--	NE	年均蒸发量	mm	2044.6
最大风速极限	m/s	28.0	最大冻土深度	m	0.77
年平均风速	m/s	1.37			

4.1.6 土壤

评价区土壤类型较为简单，主要以荒漠风沙土为主。荒漠风沙土形成于漠境生物气候带，属典型大陆气候。冬季干燥寒冷，夏季酷热，年均温6～9℃，年降水量一般在50～150mm，50%集中在7、8月，多突发性暴雨，年温差、日温差悬殊，干燥度≥3.50。沙丘起伏大，多为流动格状、链状沙丘链，有的已形成沙山，相对高度达500米。植被以旱生、超旱生灌木、半灌木为主，覆盖率小于20%。风沙土剖面无明显的腐殖质层和淋溶淀积层，一般由薄而淡的腐殖质层和深厚的母质层组成，剖面构型为A-C或C型。流动阶段土壤剖面分异不明显，呈灰黄色或淡黄色，单粒状结构。

评价区域土壤类型为荒漠风沙土。

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、水源地保护区、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

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

目前新疆维吾尔自治区生态保护红线正在编制修改中，本项目距离拟定生态保护红线（水源涵养生态保护红线区）最近为1.4km，不在红线内。

4.2.2 沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区

新疆塔里木河上游湿地自然保护区位于新疆塔里木河流域上游范围内，涵盖了塔里木河有沙雅县境内164.38km流域，包括塔河流域的古河道、自然积水坑、河漫滩、冲蚀阶地

和台地等；河流两岸的沼泽、湖泊、水塘、人工水库、排水沟渠等；以及荒漠中的积水洼地。行政上跨越沙雅县一牧场、二牧场、英买里镇、海楼乡、托依堡镇、塔里木乡，地理坐标为：东经81°44’45"～83°39’06"、北纬41°09’55"～40°40’05"总面积为256840hm^2，海拔950-1020m。

新疆沙雅塔里木河上游湿地自然保护区典型干旱荒漠隐域性湿地，是新疆内陆干旱区塔里木河流域集河流湿地、湖泊湿地、沼泽湿地的人工湿地于一体的典型的、永久性湿地。其建设内容主要包括塔里木河上游鸟类、鱼类、有蹄类野生动物、生物多样性等保护小区。是集生态保护、生态重建、科研监测、宣传教育、生态旅游等可持续利用为一体的资源管理保护区。新疆塔里木河上游湿地自然保护区属于大型湿地自然保护区，保护区面积256840hm^2，其中核心区面积为71586hm^2，占保护区总面积的27.87%；缓冲区面积为149468hm^2，占保护区面积的58.08%，实验区面积为36086hm^2，占保护区面积14.05%。

本项目距离新疆塔里木河上游湿地自然保护区最近为9.7km，不在自然保护区内。

4.2.3　沙雅国家沙漠公园

沙漠公园是以沙漠景观为主体，以保护荒漠生态、合理利用沙漠资源为目的，在促进防沙治沙和维护生态服务功能的基础上，开展公众游憩休闲或进行科学、文化和教育活动的特定区域。

2014年9月，沙雅国家沙漠公园成为全国首批国家级沙漠公园之一。沙雅国家沙漠公园位于新疆阿克苏沙雅县，面积为27800公顷。建于沙雅县盖孜库木乡，于塔里木古河道范围内，距离沙雅县城60公里。规划面积27800公顷，建设期限为2014年-2020年，规划有沙地保育区、宣教展示区、沙漠体验区、服务管理区等。

本项目距离沙雅国家沙漠公园最近为33.4km，不在沙雅国家沙漠公园内。

4.2.4　沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区

根据《中华人民共和国防沙治沙法》（中华人民共和国主席令第五十五号）《国家沙化土地封禁保护区管理办法》（林沙发[2015]66号）有关规定，2016年12月28日，国家林业局正式将沙雅县盖孜库木乡南部2.1万公顷的沙化土地划分为国家级沙化土地封禁保护区（国家林业局公告（2016年第22号）），距离沙雅县城约46km，地处塔里木河南岸，塔克拉玛干沙漠北缘。四至地理坐标N40°39′04″，E82°34′22″；N40°48′19″，E83°02′20″；N40°48′45″，E82°34′36″；N40°38′38″，E83°02′02″。

封禁意义：对封禁区人为活动频繁地段采取全封方式修建围栏，对风沙流动频繁地段

采取机械固沙埋设草方格沙障，通过采取固沙压沙、生态修复等方式，促进封禁保护区内植被的自然恢复和地表皮的形成，拯救现有天然荒漠植被，环保生态环境，遏制沙化扩展趋势。

2016年开始实施沙化土地封禁保护试点补助项目（新林计字[2016]385号，主要包括刺丝围栏40.34km，维修刺丝围栏3.2km，草方格沙障69.03hm^2，建设护管站1座，建筑面积289.21m^2，检查哨卡1座，建设输电线路4.638km，维修道路4.43km，设置警示牌147个，安装监控设备1套，购置相关检测、保护等设施设备。

封禁期限：永久。

本项目距离沙化土地封禁保护区最近为1.4km，不在沙化土地封禁保护区内。

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

项目所在区域沙雅县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范围。

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

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

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

电代柴工程，保护河谷林草。

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

项目区域环境空气现状调查与评价采用环境空气质量模型技术支持服务系统中新疆维吾尔自治区阿克苏地区2020年环境空气质量数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，现状评价结果见表4.3-1所示。

表4.3-1 区域环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	超标倍数	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	7μg/m³	60μg/m³		达标
NO_2	年平均质量浓度	28μg/m³	40μg/m³		达标
CO	24 小时平均第 95 百分数	1.5mg/m³	4mg/m³		达标
O_3	日最大 8 小时平均第 90 百分数	122μg/m³	160μg/m³		达标
PM_{10}	年平均质量浓度	95μg/m³	70μg/m³	0.36	**超标**
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	39μg/m³	35μg/m³	0.11	**超标**

由表4.3-1可知，根据环境空气质量模型技术支持服务系统中新疆维吾尔自治区阿克苏地区2020年环境空气质量数据统计结果，SO_2、NO_2年平均质量浓度、CO24小时平均质量浓度、O_3日最大8小时平均质量浓度值均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及其修改单要求；PM_{10}、$PM_{2.5}$年平均质量浓度值超标，超标率分别为0.36、0.11，其超标原因与当地气候干燥、风沙较大、易产生扬尘有密切关系。根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则大气环境（HJ2.2-2018）>差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函[2019]590号）要求，对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减。本项目实施后塔里木油田公司应不断强化大气污染源防治措施。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状数据

（1）补充监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次监测点的环境空气质量现状监测数据见下表，监测数据在一定程度上能够反映本工程所在区域环境质量现状。

4.3.1.3 各污染物环境质量现状评价

（1）评价因子

评价因子为非甲烷总烃、H_2S。

（2）评价方法

采用最大占标百分比，计算公式为：

$$Pi = \frac{Ci}{Cio} \times 100\%$$

式中：

P_i——i评价因子最大占标百分比；

Ci——i评价因子最大监测浓度（mg/m^3）；

Cio——i评价因子评价标准（mg/m^3）。

(3)　评价标准

非甲烷总烃1小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m^3的标准；H_2S参照执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中附录D其他污染物空气质量浓度参考限值。

(4)　其他污染物环境质量现状评价

根据补充监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果。详见检测报告

4.3.2　地下水环境现状监测

详见检测报告

4.3.3　声环境现状监测与评价

4.3.3.1声环境质量现状监测

根据项目位置情况和周围敏感点关系，在井场边界各布设4个噪声监测点。详见检测报告

4.3.4　土壤环境现状监测与评价

4.3.4.1土壤环境现状监测

见检测报告

4.3.5　生态环境调查

4.3.5.1 生态系统类型

项目所在区域属于荒漠生态系统和工矿用地生态系统的复合生态类型，其结构简单，沙漠和油田生产设施相嵌分布。

（1）荒漠生态系统

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。

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

（2）工矿用地生态系统

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

4.3.5.2 生态系统特点

（1）天然降水稀少

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

（2）沙漠包围绿洲

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

（3）植被分布不均，生态服务功能受到限制

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

（4）生态环境的结构脆弱，破坏后不易

恢复物种和生态系统类型是在长期发展进化的过程中，适应复杂条件和生存环境的产物，两者间已形成了相关的平衡关系。沙漠生态系统的植被低矮，物种贫乏，异质性较

差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后较难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。植被破坏后，在自然状况下经历几十年都难以恢复到原来的植被状况，甚至永远不能逆转。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀。

4.3.5.3 土地利用现状调查及评价

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，即将遥感影像与平面布置图进行叠加，以确定富满油田果勒西区块内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。

项目区域为荒漠，基本处于未开发状态，主要为荒漠生态系统，占地为裸地，不占用耕地和灌木林地。

4.3.5.4 植被环境现状调查及评价

本项目所在区域为荒漠生态系统，主要为荒漠带，植被稀疏，植株矮小，以旱生灌木为主，呈典型的荒漠生态系统。

4.3.5.4.1 区域自然植被区系类型

按中国植被自然地理区划划分，评价区属暖温带灌木，半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。本区域生态环境条件较差，荒漠景观决定了该区植被组成简单，类型单一，种类贫乏等特点。区域高等植被有43种，分属16科。

根据《国家重点保护野生植物名录》（第一批）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（第一批），项目区域有保护植物6种，胡杨、灰杨和肉苁蓉为国家Ⅱ级保护植物，膜果麻黄、胀果甘草、罗布麻为自治区Ⅰ级保护植物。

4.3.5.4.2 评价区植被类型

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，荒漠景观决定了该区域植被组成简单，类型单一，种类贫乏等特点，植被多为耐旱型，主要植被群系有多枝柽柳灌丛。

柽柳灌丛主要的建群种为多枝柽柳，生长在沙丘顶部，丘高一般2～4m，有的达5～6m，从整个景观上看，灌丛生长状况不良，并且由于风蚀的作用，多枝柽柳所在的沙丘成园锥形，形成了“柽柳包”。群落非常单调，柽柳的枝干从灌丛丘上伸出，高度0.5～1.5m，盖度5%～30%。灌木层下草本较少，只有在水分条件较好的部分地段草本较丰富，主要有疏叶骆驼刺、盐穗木、花花柴、鹿角草、芦苇、盐爪爪、碱蓬等。

4.3.5.4.3 野生动物现状调查及评价

项目区位于塔里木盆地北部，按中国动物地理区划分级标准，评价区域属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中上游区。通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，区域内栖息分布着各种野生脊椎动物37种，其中两栖类1种，爬行类4种，鸟类24种，哺乳类8种。

该区域共有国家级重点保护动物7种，自治区级重点保护动物3种，其中地区特有种中塔里木兔、塔里木马鹿被列入保护名录，白尾地鸦是我国新疆的独有物种，目前的数量已不足7000只，虽然在我国仍未被纳入国家和地区的野生动物保护名录中，但是是国际知名的濒危物种。

在油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难见大中型的野生动物，偶尔可见到塔里木兔的踪迹。

4.3.5.5 水土流失现状

(1) 水土流失重点防治分区

根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（办水保[2013]188号）及关于印发《新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》的通知（新水水保[2019]4号），拟建工程所在沙雅县属于I2塔里木河中上游水土流失重点预防区和Ⅱ3塔里木河流域重点治理区。

(2) 水土流失成因

项目区地形起伏大，地表地表裸露植被稀少，林草覆盖率较低，扰动后易引发侵蚀。从年降雨频率、平均风速、最大风速分析，具备发生侵蚀的条件。

(3) 项目区水土流失现状

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190—2007），结合项目区的地理位置、地形地貌、气候特征、河流特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以中度风力侵蚀为主，土壤侵蚀模数背景值取为2700t/km^2·a。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定项目区容许土壤流失量取值为2200t/km^2·a。

4.3.5.6 区域荒漠化土地现状

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

沙雅县沙化土地总面积为2697317.85hm^2，占沙雅县国土总面积的84.34%。其中：流动沙地1625570.97hm^2，占60.27%；半固定沙地1006795hm^2，占37.33%；固定沙地59434.31hm^2，占2.20%；戈壁2242.15hm^2，占0.08%。

4.4 区域污染源调查

评价范围内项目区块现有工程及在建工程为区域主要污染源，具体见工程分析区块现有工程、在建工程内容。

4.4.1废气污染源调查

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），二级评价项目需调查："①调查本项目不同排放方案有组织及无组织排放源，对于改建、扩建项目还应调查本项目现有污染源；②调查本项目所有拟被替代的污染源（如有）。"

（1）拟建工程有组织及无组织排放源情况见工程分析章节。

（2）拟建工程无拟被替代的污染源。

4.4.2地下水污染源调查

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），"调查评价区内具有与建设项目产生或排放同种特征因子的地下水污染源"。

拟建工程调查评价范围内的废水污染源主要为石油开采的生产废水及公寓生活污水。评价区域内生产废水经处理后回注油层用于水驱油，公寓生活污水经管网排入化粪池，再经公寓内一体化污水处理装置进行处理后，夏季回用于场区植被绿化，冬季回用于还原土堆场洒水抑尘。

5施工期环境影响分析

5.1 施工期环境影响分析

油田开发过程中施工内容主要为集输管道敷设、井场及站场设备安装等，不同的施工阶段，除有一定量的施工机械进驻现场外，还伴有一定量物料运输作业，从而产生施工废气、施工废水、施工噪声和一定量的建筑垃圾。此外，物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气、声环境产生不利影响；油田地面工程施工过程中除永久占地外，为了施工方便还将有一部分临时占地，新建井场呈点状分布在开发区块内，集输管线地下敷设，在生态影响方面表现为占用土地，改变土地利用类型，破坏占地区域植被，造成水土流失，扰动占地区域周边或两侧生境。

5.1.1 施工废气影响分析

5.1.1.1 施工废气来源及影响分析

(1) 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。施工期只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工期结束后，所有施工影响即可消除。

(2) 焊接烟气、机械设备和车辆废气

在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NOx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。

(3)　环境影响分析

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

5.1.1.2 施工废气污染防治措施

（1）施工扬尘污染防治措施

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

表5.1-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监督管理部门、举报投诉电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
2	洒水抑尘措施	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	
3	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。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表A.2和类比油气田开发工程中井场、管线铺设实际情况，本工程各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表5.1-2。

表5.1-2 施工机械产噪值一览表 单位：[dB（A）/m]

序号	设备名称	噪声值/距离[dB（A）/m]	序号	设备名称	噪声值/距离[dB（A）/m]
1	挖掘机	84/5	4	运输车辆	86/5
2	装载机	93/5	5	吊装机	95/5
3	压路机	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：

$$Lr=Lro-20lg（r/ro）$$

式中：Lr——距声源r处的A声压级，dB（A）；

Lro——距声源ro处的A声压级，dB（A）；

r——预测点与声源的距离，m；

ro——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

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。根据站场位置，与最近的噪声敏感点的距离大于500m，施工噪声不会对周围声环境产生明显影响。

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。

5.1.2.2 施工噪声污染防治措施

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

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。

②施工现场设置施工标志，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。

(1) 合理安排施工时间

在博大公寓附近的地面工程建设施工时，采取控制施工时间，缓解、避免强噪声设备集中施工来减缓影响。

(2) 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。加强施工机械的保养维护，使其处于良好的运行状态。倡导科学管理和文明施工。

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

5.1.3 施工期固体废物影响分析

5.1.3.1 施工固废来源及影响分析

本工程施工期固体废物主要为施工土方、施工废料和生活垃圾。

①施工土方、施工废料

施工土方全部用于管沟和井场回填，施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理，借方主要来自于场地平整，无弃方。

②生活垃圾

本工程在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理。

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。

5.1.4　施工废水影响分析

项目施工期废水主要有地面工程与管线工程施工时产生的管道试压废水和少量生活污水等。

(1)　管线试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

(2)　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，排入生活污水池（采用撬装组合型钢板池）暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。

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。

5.1.5　施工期生态影响分析

5.1.5.1 占地影响分析

本项目占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场占地，临时占地主要为管线

作业带占地，本项目部署的7口单井已履行单井钻井环评手续，其井场、进场道路等占地影响已评价过，本项目不再重复评价。

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

5.1.5.2 对土壤环境影响

拟建工程永久占地面积2.5259hm^2，临时占地13.6933hm^2，主要土壤类型是风沙土。

（1）管线临时占地对土壤环境的影响

管线临时占地中开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

（2）车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的践踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地存在这种影响。

5.1.5.3 对植被的影响分析

（1）占地

由影响因素分析和油田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，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。

⑵ 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，呈典型的荒漠生态系统，占地对植被影响较小。

⑶ 生物量损失

本工程永久占地面积2.5259hm^2，临时占地13.6933hm^2，本工程站场、管线施工区域以砾质土琵琶柴荒漠为主。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：

$$Y＝Si•Wi$$

式中，Y——永久性生物量损失，t；

Si——占地面积，hm^2；

Wi——单位面积生物量，t/hm^2。

拟建工程站场和管线穿越施工区域为荒漠，植被覆盖率较低，植被覆盖度约为5%，平均生物量0.4t/hm^2。拟建工程的实施，将造成1.010t永久植被损失和5.477t临时植被损失。新增植被损失主要来自临时占地，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

施工期废水主要有地面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，其中试压废水试压结束后排入防渗的暂存池；生活污水定期拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理，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的喧闹、施工机械噪声，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 生态环境影响减缓措施

5.1.5.5.1　　井场生态环境保护措施

①工程施工临时占地，应按照国家和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。

5.1.5.5.2　　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，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。

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。

⑨施工开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

5.1.5.6 水土流失影响分析

（1）拟建工程对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

①管沟开挖过程及回填土方的堆放等活动，破坏了原有地貌及地表结皮，使原来相对稳定的表土层收到不同程度的扰动和破坏，在降雨作用下，加剧水土流失，还可能加剧区域风灾天气，增加空气中粉尘含量；

②管道临时占地导致施工区域地表植被减少、造成植物的生物量损失，使土壤结构疏松，并产生一定面积的裸露地面。对原地貌的扰动降低了项目临时占地范围内的土壤抗侵蚀能力，扩大侵蚀面积，诱发土壤侵蚀危害，加剧了水土流失。

拟建工程所在区域沙雅县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，减小因拟建工程的建设而产生的水土流失。

(2)　水土流失保护措施

根据项目建设特点和区域自然条件，因地制宜、有针对性的提出适宜的水土流失防治措施，主要包括工程措施、临时措施两部分。

①工程措施：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。管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲土机铲运土方回填，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地再塑，而且要稳坡固表，防止水土流失。

②临时措施：施工机械在不得在道路、井场以外的区域行驶和作业，保持地表不被扰动；在管沟施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界；项目所在区域具有降水量

少、蒸发量较大的特点，管沟施工过程中，定期对区域进行洒水抑尘，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失。

5.1.5.7 防沙治沙分析及措施

5.1.5.7.1　　项目背景说明

⑴　项目名称（主体工程、附属工程）、性质、规模、总投资等要素

本项目性质属于改扩建项目，项目总投资*****万元。

建设内容包括：

①新建采油井场7座（FY206-H2井、FY201-H12井、FY302H井、FY303H井、FY3井、FY303-H7井、FY303-H1井）；

②FY206-H1试采点技改（新增一台350KW真空加热炉等），FY3井场新建4井式阀组装置，FY303-H7试采点新建8井式阀组装置；

③新建输油管线，总长26.03km，其中干线2.83km、支线23.2km；

④配套建设通信、防腐、自控、供配电等工程。

本项目建成后配产产气11.06×10^4m^3/d，产油345t/d。

⑵　项目区地理位置、范围和面积

拟建工程位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，富满油田富源区块。项目总占地预计16.2192hm^2，其中永久占地2.5259hm^2（主要包括井场、站场、电力设施永久占地），临时占地13.6933hm^2（主要包括井场、管线临时占地）。项目平面布置情况见图3.4-1。

⑶　项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

拟建工程位于塔克拉玛干沙漠区，地形简单，地貌单一。项目区主要植被为多枝柽柳、假木贼、骆驼刺等。所在区域河流主要为塔里木河、渭干河、库车河，工程场地及周边临近区域无地表水体分布。评价区位于塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。塔河是塔河冲洪积泛滥平原区地下水的主要补给来源，它以沿途渗漏方式补给地下水。此外，地下径流的侧向补给以及洪水泛滥都直接、间接地补给地下水，以垂直蒸发和植物垂直蒸腾方式排泄。地下水化学类型为Cl·SO4-Na型水，矿化度为12.44～14.40g/L，水质差，为咸水。

⑷　项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

沙雅县沙化土地总面积为2697317.85hm^2，占沙雅县国土总面积的84.34%。

区域防沙治沙工作已实施“塔里木河流域近期综合治理项目”，“塔里木河流域近期综合治理项目”是在流域节水改造和河道治理的基础上，通过实施退耕封育和荒漠林封育恢复，治理沙化土地，保护和恢复荒漠林草植被，改善流域生态环境建设工程。项目实施以来，在塔北区累计完成生态建设工程面积6.69万hm^2，其中完成退耕封育保护0.44万hm^2；荒漠林封育保护5.92万hm^2；草地改良保护0.33万hm^2。

5.1.5.7.2　　项目实施过程中对周边沙化土地的影响

⑴　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

拟建工程总占地16.2192hm^2，其中永久占地2.5259hm^2，临时占地13.6933hm^2，主要基本为沙化土地。

⑵　弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

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

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

⑶　损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）

拟建工程占地主要为裸地，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。

⑷　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地面工程，地面工程包括管沟开挖等。池体开挖、场地平整施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

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

5.1.5.7.3　　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，得到有效保护。

⑶ 治沙措施（物理、化学治沙措施及机械、植物沙障措施）

本项目占地主要为地，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。

⑷ 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。③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。⑤管沟分层开挖、分层回填。

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。

⑸ 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

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

5.1.5.7.4　　方案实施保障措施

（1）组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本项目防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人，各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。

(3)　防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

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

(4)　生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计克拉苏气田FY区块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，得到有效保护。

5.2　营运期环境影响评价

5.2.1　大气环境影响评价

5.2.1.1 多年气候统计资料分析

本项目位于阿克苏地区沙雅县境内，最近的气象站为沙雅县气象站，项目周边地形、气候条件与沙雅县气象站一致。根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）规定，地面气象资料可直接采用沙雅县气象站的常规地面气象观测资料。本次评价收集了该气象站多年主要气候统计资料，主要包括气温、风速、风向、年平均相对湿度、降水量等。

(1)　温度

该站近20年（2000年～2019年）的年，区域近20年平均温度为12.5℃，4～10月月平均温度均高于多年平均值，其它月份均低于多年平均值，7月份平均气温最高，为26.7℃，12

月份平均气温最低，为-8.7℃。沙雅县多年平均温度的月变化情况见表5.2-1。

表5.2-1　多年平均温度的月变化

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

(2)　风速

区域内近20年各月平均风速变化情况见表5.2-2。

表5.2-2　近20年各月平均风速变化统计表

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

由表5.2-2分析可知，区域近20年平均风速为2.6m/s，5月份平均风速最大为3.6m/s，12月份平均风速最低，为1.7m/s。

(3)　风向、风频

沙雅县风向频率玫瑰见图5.2-1。

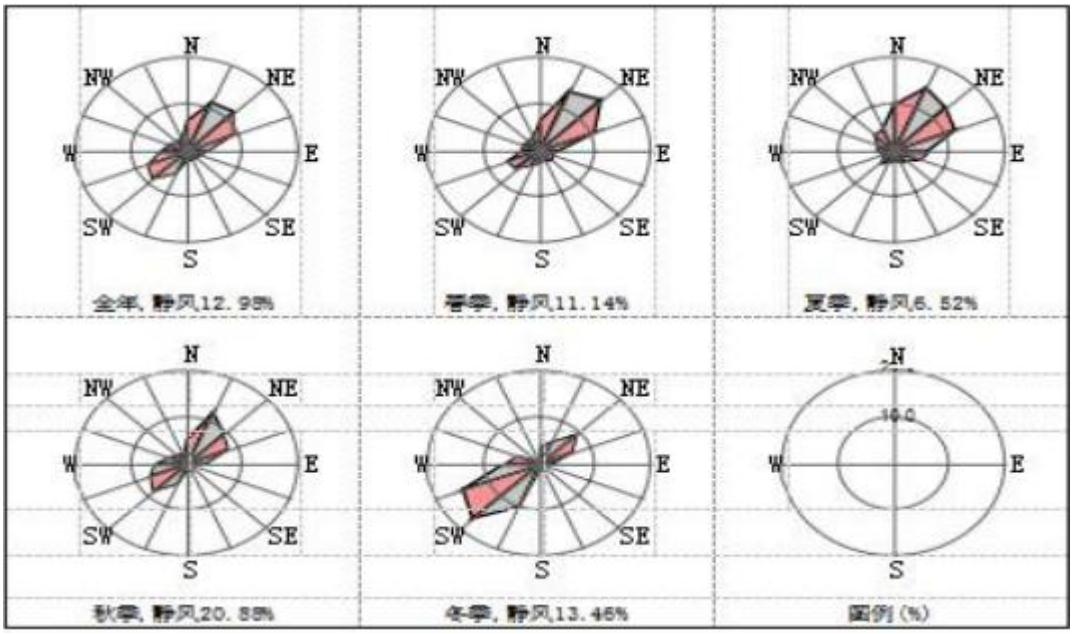


图5.2-1　沙雅县各季风向、全年风向玫瑰图

由各季、全年风向玫瑰图可以看出：全年盛行以NNE-NE-NNE 方向的风向，其风向角合计频率达32.04%。全年静风频率为12.98%，其中，秋季最高，20.88%，其次为冬季，为13.46%，夏季最少，为6.52%。

5.2.1.2 环境空气影响预测与分析

（1）预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）所推

荐采用的估算模式AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最大影响程度和影响范围。AERSCREEN模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表5.2-3。

表5.2-3 项目估算模式参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数（城市选项时）	--
2	最高环境温度/℃		41.2
3	最低环境温度/℃		-24.2
4	土地利用类型		沙漠化荒地
5	区域湿度条件		干燥气候
6	测风高度		10
7	最小风速		0.5
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/°	--

由表5.2-6可知，项目废气中PM_{10}、NO_2、二氧化硫、非甲烷总烃最大落地浓度占标率均小于10%，$D_{10\%}$均未出现。

5.1.3废气源对四周厂界贡献浓度

为说明本工程实施后厂界无组织排放达标情况，本次新建井场预测四周厂界贡献值，无组织废气对站场四周无组织贡献浓度情况如表5.2-7。

由表5.2-7预测结果可知，本工程实施后，站场无组织排放非甲烷总烃四周厂界浓度贡献值较小，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。

5.2.1.3 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，本项目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。

5.2.1.4 非正常排放影响分析

5.2.1.4.1 污染源强

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

本项目属于单井集输过程，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将FY206-H2井口压力异常情况作为非正常排放考虑，源强情况见表5.2-8。

表5.2-8 非正常工况下污染物排放一览表

序号	污染源	非正常排放原因	污染物	非正常排放浓度/（μg/m³）	非正常排放速率/（kg/h）	单次持续时间/h	年发生频次/次	应对措施
1	放喷口	井口压力过高	H_2S	--	0.001	0.17	1	修复后，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，委托有资质单位进行接收处置
			非甲烷总烃	--	0.1			

注：本项目包括7座井场，各井场放喷口废气污染源面源长度、宽度、高度及排放速率基本一致，因此选取FY206-H2放喷口废气进行预测。

5.2.1.4.2 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表5.2-9。

由表5.2-9计算结果表明，非正常工况条件下，井场放喷废气中非甲烷总烃、PM_{10}、NO_X、二氧化硫最大落地浓度、占标率、对应距离均较高。

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。

5.2.1.5 污染物排放量核算

（1）有组织排放量核算

本项目有组织排放量核算情况见表5.2-10。

表5.2-10 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度（mg/m³）	核算排放速率（kg/h）	核算年排放量（t/a）
1	350kW井场加热炉烟气	颗粒物	20	0.0127	0.061
		NOx	150	0.0954	0.458
4	合计	仅FY206-H1试采点新建1座350kW的加热炉，污染物排放量合计		颗粒物	0.061
				NOx	0.458

(2) 无组织排放量核算

项目无组织排放量核算情况见表5.2-11。

表5.2-11 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产物环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量（t/a）
				标准名称	浓度限值（mg/m^3）	
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	密闭工艺	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求	非甲烷总烃≤4.0	0.025
2	试采点阀组装置区无组织废气	非甲烷总烃	密闭工艺	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求	非甲烷总烃≤4.0	0.3
	合计	非甲烷总烃	7座采油井场污染物排放量合计			0.475

(3) 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5.2-12。

表5.2-12 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	颗粒物	0.0448
2	氮氧化物	0.3493
3	SO_2	0.0075
4	非甲烷总烃	0.475

5.2.1.6 评价结论

项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下颗粒物、氮氧化物、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。项目废气污染源对站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。项目实施后大气环境影响可以接受。

5.2.1.7 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表5.2-13。

表5.2-13 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级☑	三级□
	评价范围	边长=50km□	边长5～50km□	边长=5km☑
评价因子	SO_2+NO_X排放量	≥2000t/a□	500～2000t/a□	＜500t/a☑

评价标准	评价因子	基本污染物（$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O3）其他污染物（非甲烷总烃）			包括二次PM2.5□ 不含二次PM2.5□		
	评价标准	国家标准☑	地方标准□		附录D☑	其他标准□	
现状评价	环境功能区	一类区□	二类区☑		一类区和二类区□		
	评价基准年	（2019）年					
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据☑	主管部门发布的数据□		现状补充监测☑		
	现状评价	达标区□			不达标区☑		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源☑ 现有污染源☑	拟替代的污染源（		其他在建、拟建项目污染源（	区区域污染源（	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他☑
	预测范围	边长≥50km□	边长5～50km□				边长=5km☑
	预测因子	预测因子（H_2S、非甲烷总烃）			包括二次Pm2.5□ 不包括二次Pm2.5□		
	正常排放短期浓度贡献值	C本项目最大占标率≤100%☑			C本项目最大占标率＞100%□		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C本项目最大占标率≤10%□		C本项目最大标率＞10%□		
		二类区	C本项目最大占标率≤30%□		C本项目最大标率＞30%□		
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长（0.5）h	C本项目占标率≤100%□		C非正常占标率＞100%		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标□			$C_{叠加}$不达标□		
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□			k＞-20%□		
环境监测计划	污染源监测	监测因监测因子：（颗粒物、SO_2、NO_X、H_2S、非甲烷总烃）			有组织废气监测 无组织废气监测☑	无监测□	
	环境质量监测	监测因子：（）			监测点位数（）	无监测☑	
评价结论	环境影响	可以接受☑			不可以接受□		
	大气环境防护距离	距（）厂界最远（）m					
	污染源年排放量	SO2:（0）t/a	NO_X:（0）t/a		颗粒物:（0）t/a	VOC_S:（0）t/a	
注：“□”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项							

5.2.2　地表水环境影响评价

根据《环境影响评价技术导则·地表水环境》（HJ2.3-2018）评价工作分级判据规定，

本项目地表水环境影响评价工作等级为三级B。

本工程运期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。采出水随采出液一起进入联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。拟建工程水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.2.2.1 依托污水处理设施的环境可行性评价

（1）哈一联采出水处理单元

拟建工程建成投运后，采出水随采出液通过新建输油干线输送至满深清管站纵向干线1号阀组，搭接满深干线最终进入哈一联处理。工艺流程为：含油污水→接收罐→污水提升泵→污水除油器→双滤料过滤器→注水罐→外输注水站。处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注地层。处理后净化污水经高压注水泵增压，通过注水系统回注，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。

哈一联碎屑岩采出水处理单元设计处理规模5000m^3/d，实际处理量3812m^3/d，富余处理能力为1188m^3/d。拟建工程预计进入哈一联采出水量60m^3/d，哈一联采出水处理单元满足拟建工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

（2）哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站废水处理环保站建设有一套撬装化钻试修废水处理装置，采用“涡凹气浮+溶气气浮+多介质过滤+袋式过滤”处理工艺，处理规模为300m^3/d，富余量120m^3/d，拟建工程井下作业废水为160m^3/a，仅占哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站废水处理环保站年处理规模的0.15%，因此塔哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理能力可满足拟建工程需求。

综上，本工程评价范围内无地表水体，采取的废水处置措施有效且采出水、井下作业废水不外排，故本工程实施对地表水环境可接受。

表5.2-14　地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目
影响识别	影响类型	水污染影响型□；水文要素影响型□
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水□；涉水的自然保护区□；重要湿地□ 重点保护与珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他□

	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放□；间接排放□；其他□	水温□；径流□；水域面积□
	影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物□；非持久性污染物□；pH值□；热污染□；富营养化□；其他□	水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级□；二级□；三级A□；三级B□	一级□；二级□；三级□

5.2.3　地下水环境影响评价

5.2.3.1 区域水文地质条件

（1）地下水赋存条件

①地下水的赋存条件及分布特征

评价区位于塔克拉玛干沙漠，本工程距离塔里木河盖孜库木乡断面距离为50km，很难得到塔里木河的侧向补给。项目区平均降雨量为47.3mm，平均蒸发量为2044.6mm，蒸发量是降雨量的43倍，因地下水埋深较深，降水补给地下水的影响微乎其微，因此项目区属于地下水资源贫乏地区（地下水资源小于10万m^3/km^2.年）。

项目所在区域地下水潜水类型为第四系孔隙水，潜水地下水水位埋深大于1.43-5.13m，含水层厚度为38.2-38.57m，区域内地下水水化学背景是Cl-SO_4-Na型高矿化咸水，无供水功能。

根据相关资料研究表明，塔里木河是一条在先成平原上河道多变迁的游荡性河流，河流改道频繁，使得现塔里木河以南冲积泛滥平原的大片区域留下许多羽状分布的干枯河道。一般来讲，不同的古河道由于过水流量的不同，含水层岩性有一定的差异，地下水的赋水性也不相同。但从整体上看，与河间地相比，沿古河道沉积物颗粒相对较粗，地下水的径流条件相对较好，其地下水的富水性也相对较好。与次同时，矿化度较低的河水的淡化作用，在高矿化水化学背景中，形成了以干枯河道为轴线的浅层淡化水体带。

根据塔河三源汇流资料：昆仑山北麓及天山南麓是塔河冲积平原的沉积物质来源地。因其气候环境的差异，使塔河所携带的沉积物中包含透水性能好的砂土及透水性能差的粉质粘土或粘土不稳定层，粉质粘土或粘土一般呈薄层状或透镜体状。在塔河中段的第四系松散沉积层，以松散粉砂、细砂为主，夹薄层透镜体状粉质粘土、粘土。地下水类型为第四系松散岩类孔隙潜水。

②含水层的分布及富水性

区域地下水类型主要为松散岩类孔隙水，以潜水为主。在评估区塔里木河南岸的冲积

泛滥平原区和古河道内广泛分布，冲积泛滥平原区潜水含水层组成含水层的岩性主要为冲积细砂、粉细砂，夹粉质粘土、粘土透镜体，地下水位埋深一般1-5m，在评价区南侧区域地下水埋深多大于5m。受塔里木河径流以及洪流期补给，地下水越是靠近塔里木河流域地下水富水性越好，涌水量为100-1000m^3/d，

富水等级中等；距离塔里木河流域较远的地段，受地下水补给源相对匮乏，地下水富水性相对较差，涌水量多在小于100m^3/d。组成古河道潜水含水层的地层岩性为细砂、粉细砂，地下水位埋深3-10m，富水程度小到中等。

根据资料显示，本工程距离塔里木河较远，区域潜水地下水水位埋深为1.43-5.13m。

③地下水的补给、径流、排泄条件

在塔里木河以南地区，大气降水量稀少。虽降水过程短，但多以暴雨形式集中降落，且分布不均。在塔河南岸冲积泛滥平原区，地下水位埋深一般1-5m，地下水可以直接得到降水的补给，在其他地区，因地下水位埋深较大，降水只能形成一定深度的半饱和砂地水份，对沙漠地下水的补给作用很微弱。塔河是塔河冲洪积泛滥平原区地下水的主要补给来源，它以沿途渗漏方式补给地下水。此外，地下径流的侧向补给以及洪水泛滥都直接、间接地补给地下水。

有古河道分布的塔河现代冲积平原，地下水位埋深一般在1~10m之间，地下水受垂直蒸发作用的影响基本可以认为不存在。在塔河两岸及古河道两岸地段，分布有疏密不等的深根系耐盐、耐旱的胡杨林及红柳林地，植被的覆盖率高大40~50%，在干旱、炎热的环境中，植物的垂直蒸腾作用也是详查区地下水的排泄方式之一。因此，详查区地下水的排泄方式主要为地下径流的形式由西向东向下游排泄；其次为垂直蒸发和蒸腾方式垂直排泄；此外，随着区内油田建设的日益发展，油区开采地下水也是地下水排泄的一个途径。

区域内地下水径流方向总体上是由西向东，由两侧向塔里木河径流，但在局部地段地下水的流向并不一致。塔河现代冲积平原内地下水径流速度非常缓慢，以浅层潜水为主的地下水在强烈的蒸发蒸腾作用下浓缩，形成了一个水化学类型以Cl•SO^4—Na型为主的高矿化背景地下水。评价区地下水的径流方向与区域内地下水的径流方向基本一致。

④地下水水化学特征

评价区属典型的内陆干旱气候，干燥炎热、降水稀少、蒸发强烈、光照充足，夏季干热、冬季干冷，春季干旱多风，昼夜温差大，日照时间长。区域内地下水水化学背景是Cl-SO^4-Na型高矿化咸水。受塔里木河的影响，形成了塔河南岸一定范围内河水泛滥区及古河

道分布地段的是地下淡水与淡化水带，这些地区内的水化学特征与区域地下水水化学背景的Cl-SO_4-Na型咸水不同。塔河南岸冲积及河水泛滥区地下水矿化度与距离塔里木河相对位置相关联，距离塔河近的地段地下水矿化度1-3g/L，与塔河河水水质成分相近，但浅层潜水的化学类型和组分稍有变化，地下水的HCO^{3-}占阴离子摩尔总量的百分比明显增高；Na^{+}所占的百分比相应有所降低，而Ca^{2+}、Mg^{2+}的摩尔百分比则有所增高，地下水化学类型为Cl-SO_4-Na-Mg型及Cl-SO_4-Na-Ca型水；古河道及淡化带地下水的矿化度一般小于5g/L，水化学类型一般为Cl-SO_4-HCO^3-Na型或HCO^3-Cl-Na型。而距离塔里木河较远的地段，受强烈蒸发蒸腾作用，地下水矿化多大于10g/L，地下水类型多为Cl-SO_4-Na型咸水。

（2）地下水补径排条件

因塔克拉玛干沙漠气候异常干燥，因而降水入渗补给微乎其微，可忽略不计。评价区因缺少充足的补给来源，补给条件较差。

评价区地下水的径流方向是从西向东。评价区内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。地下水的水力坡度约0.37%。

5.2.3.2 区域地下水污染源调查

本项目引用区域地下水监测点位，监测结果表明，区域地下水潜水含水层监测因子均未超标。

5.2.3.3 地下水环境影响评价

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

5.2.3.3.1　　正常状况

拟建工程运营期间采出水随采出液一起进入联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。集输管道采用柔性复合管，正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2)　落地油泥

采油过程中产生的落地油泥，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），土壤中油类物质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。落地油泥一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油泥量，故落地油泥对区块区域地下水的影响可接受。

(3) 集输管线

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

5.2.3.3.2 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。由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，可能对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

（2）集输管道原油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原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

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

拟建工程非正常状况下，采油树管线与法兰连接处破损泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下采油树管线与法兰连接处泄漏情景运用解析模型进行预测，以评价对下水环境的影响。

5.2.3.4 预测因子筛选

拟建工程污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅳ类标准。各评价因子检出限及评价标准见表5.2-15。

表5.2-15 评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准（mg/L）	检出下限值（mg/L）	现状监测值最大值（mg/L）
石油类	0.5	0.01	0.02

5.2.3.5 预测源强

根据油田实际操作经验，考虑非正常状况下，管线连接和阀门处泄漏，发生1小时后发现并关闭阀门，则采出液渗漏量0.1m^3。

5.2.3.6 预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。拟建工程所在区域地下水埋深大于5m，本次预测考虑泄漏原油1%进入潜水含水层，则石油类进入地下水的量为0.8kg。然后污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建工程非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

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

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

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

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

式中：

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C（x,y,t）—t时刻点x,y处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度取30m；

m_M—点源瞬时注入污染物的质量，kg。

u—地下水流速度，m/d；渗透系数取0.5m/d，水力坡度I为0.7‰。因此地下水的渗透流速u=K×I/n=0.5m/d×0.7‰/0.32=0.001m/d；

n_e—有效孔隙度，无量纲，取0.32；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；根据水文地质调查，取0.12m^2/d；

D_T—横向y方向的弥散系数，m^2/d；横向弥散系数D_T=0.012m^2/d；

π—圆周率。

5.2.3.3.6预测内容

在事故状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，取《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅳ类标准值等值线作为石油类的超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表5.2-16。

表5.2-16　事故状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

预测时间	超标范围（m^2）	影响范围（m^2）	背景浓度（mg/L）	贡献浓度（mg/L）	叠加浓度（mg/L）	污染晕最大运移距离（m）	超标范围是否出场界	超出场界最远距离（m）
100d	353	597	0.02	0.05	0.07	38	否	——
365d	--	--	0.02	0.004	0.024	--	否	——
1000d	--	--	0.02	--	--	--	否	——
7300d	--	--	0.02	--	--	--	否	——

备注：石油类背景浓度选取本次潜水监测结果中石油类监测值最大值。

综上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏100d后污染超标范围为353m^2，影响范围为597m^2，污染物最大贡献浓度为0.05mg/L，叠加背景值后的浓度为0.07mg/L，污染物最大迁移距离为38m，超标范围未出场界；石油类污染物泄漏365d后石油类污染晕影响范围消失。

拟建工程严格按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后，结合地下水污染监控及应急措施，场界内石油类能满足相应标准要求；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，存在泄漏污染物污染晕运移出场界的现象，但厂界外污染晕

未超标，地下水环境影响满足相应标准要求。综上，依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）10.4.1内容，可得出，拟建工程各个不同阶段，地下水中石油类能满足GB/T14848或国家相关标准的要求。

5.2.3.7 地下水环境保护措施与对策

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

(1) 源头控制措施

①输送介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

②输送管道采用地下敷设，对工艺要求必须地下走管的管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，以便出现泄漏问题及时观察、解决，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③对输送管道、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

(2) 分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610–2016）“11.2.2分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934–2013）“4.0.4石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表5.2-17、图5.2-2～图5.2-3。

表5.2-17 分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
营运期井场及试采点	一般防渗区	井口、放喷区	防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10-7cm/s的黏土层的防渗性能
	简单防渗区	电控信一体化撬	实施地面硬化
	重点防渗区	试采点工艺装置区	采取防渗措施后，等效黏土防渗层Mb≥6.0m，K≤1×10-7cm/s；或参照GB18598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，如有突发事件发生则启动应急预案。

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，制定地下水监测计划。

(5) 应急响应

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，在第一时间内尽快上报主管领导，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。

5.2.3.8 地下水环境评价结论

（1）环境水文地质现状

评价区位于塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。塔河是塔河冲洪积泛滥平原区地下水的主要补给来源，它以沿途渗漏方式补给地下水。此外，地下径流的侧向补给以及洪水泛滥都直接、间接地补给地下水，以垂直蒸发和植物垂直蒸腾方式排泄。地下水化学类型为Cl·SO4-Na型水，矿化度为12.44～14.40g/L，水质差，为咸水。

(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，采油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。但企业在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，拟建工程对地下水环境影响可以接受。

(3) 地下水环境污染防控措施

本评价建议本项目依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防控措施。

①通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

②严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610–2016）“11.2.2分区防控措施”相关要求进行分区防渗。防渗措施的设计使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

③建立和完善本项目的地下水环境监测制度和环境管理体系，对集输管线、阀门定期进行严格检测，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。

(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，本项目对地下水环境影响可以接受。

5.2.4 声环境影响评价

拟建工程管线均埋设在地下，埋深大于1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；拟建工程产噪设备主要包括井场采油树、计转站泵类等设备。

5.2.5 固体废物影响分析

5.2.5.1 固体废物产生及处置情况

本工程产生的固体废物包括落地油泥和清管废渣。根据《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020）、《国家危险废物名录（2021年版）》（部令第15号，2020年11月5日发布，2021年1月1日实施）和《危险废物鉴别标准通则》（GB5085.7-2019），本工程固体废物种类、产生量及拟采取的处置措施如下：原油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生落地油泥；根据《国家危险废物名录（2021年版）》，落地油泥和清管废渣属于危险废物，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5.2-18。

表5.2-18　危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量（t/a）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油泥	HW08	071-001-08	2.0	阀门、法兰等设施原油渗漏及井下作业凝析油溅溢	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	桶装收集后，定期由有危废处置资质单位接收处置
清管废渣	HW08	900-249-08	0.07	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2年1次	T，I	桶装收集后，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）相关要求对落地油泥进行收集。

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详实。具体要求如下：

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

b.　危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图5.2-11所示；

危险分类	符号	危险分类	符号
Explosive 爆炸性 黑色字 橙色底		Toxic 有毒	
Flammable 易燃 黑色字 红色底		Harmful 有害	
Oxidizing 助燃 黑色字 黄色底		Corrosive 腐蚀性	
Irritant 刺激性		Asbestos 石棉	

图5.2-2　　危险废物类别标识示意图

c.　　材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图5.2-12所示。

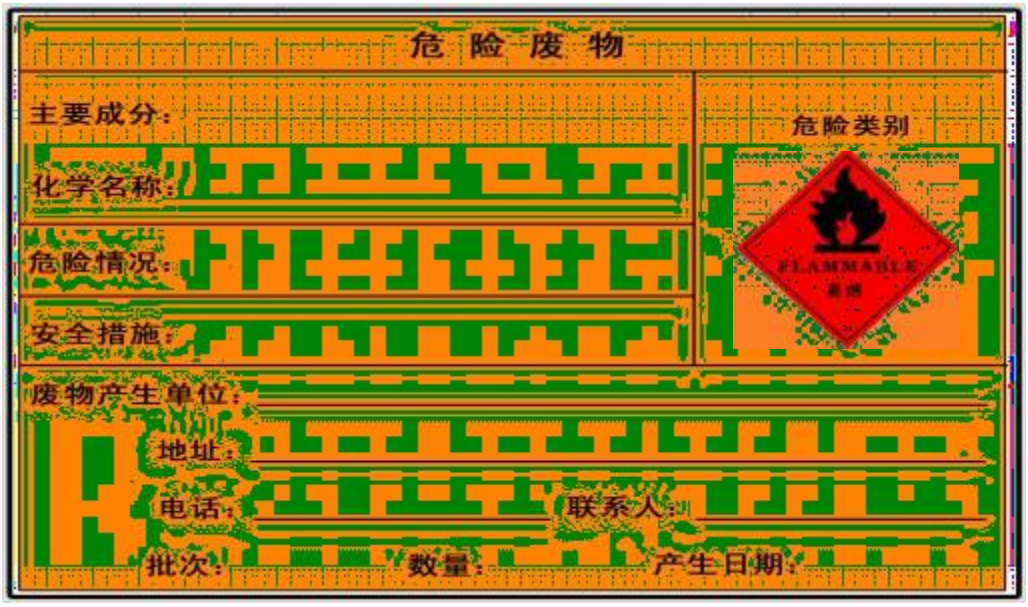


图5.2-3　危险废物相关信息标签

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

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

(2) 危险废物运输过程影响分析

拟建工程产生的危险废物运输过程由塔里木油田分公司哈得油气开发部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，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

沙雅县暂无危险废物处置单位，通过调查可知，距离项目较近的库车市危险废物处置单位信息统计情况如下表。

表5.2-19 拟建工程周边危废处置单位情况一览表

地区	序号	企业名称	危险废物经营类别	危险废物经营代码	经营规模	许可证号
库车市	1	中石化西南石油工程有限公司巴州分公司	HW08、HW49	071-001-08、071-002-08、900-210-08、900-042-49（仅限于废矿物油与含矿物油废物）	70000	6529230053
	2	库车红狮环保科技有限公司	HW04、HW06、HW08、HW11、HW12、HW13、HW17、HW18、HW21、HW46、HW48、HW49、HW50	900-003-04、900-402-06，900-403-06，900-404-06，900-406-06，900-408-06，900-410-06、071-001-08，071-002-08，072-001-08，251-001-08，900-249-08，251-003-08，251-006-08，251-012-08，900-214-08、251-013-11，252-001-11，252-002-11，252-003-11，252-004-11，252-005-11，252-007-11，252-009-11，252-010-11，261-015-11，321-001-11，772-001-11，900-013-11、264-012-12，264-013-12，900-250-12，900-252-12，900-255-12，900-299-12、265-101-13，265-102-13，265-103-13，265-104-13、336-052-17，336-054-17，336-055-17，336-056-17，336-057-17，336-058-17，336-059-17，336-062-17，336-063-17，336-064-17、772-002-18，772-003-18，772-004-18，772-005-18、193-001-21，193-002-21，261-044-21，261-137-21，261-138-21，315-001-21，315-002-21，336-100-21，397-002-21、261-087-46，900-037-46、321-002-48，321-023-48，321-024-48，321-027-48，323-001-48、900-039-49，900-040-49，900-042-49，900-046-49、251-016-50，251-017-50，261-183-50，263-013-50，271-006-50共13大类78小类	100000	6529230063

由上表分析可知，拟建工程周边涉及库车市共计2家有资质单位具备处理拟建工程危险废物，且在处理类别及处理能力上均可满足拟建工程危废处理需求，同时建议拟建工程

优先选择距离较近的有资质危废处置单位，尽量避免危险废物处置长途运输过程中带来的潜在风险。

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生态景观影响。

(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，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。但事故状态如井喷、管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，对荒漠地带植被的影响是可接受的。

(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。

（4）小结

综合上述分析可知，在落实本评价提出的生态恢复措施的前提下，项目的建设不会对动植物资源及区域土地利用产生明显影响，项目通过采取工程措施、临时措施等水土流失防治措施，可最大程度减轻项目建设对区域生态环境造成的水土流失，使项目区域的水土流失可得到有效控制，遭破坏的生态环境可在一定时段内得到自然恢复。

5.2.7　土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

5.2.7.1.1　　项目类型

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附表A.1，本工程建设内容属于“采矿业”中的“石油开采项目”，项目类别为Ⅰ类。

5.2.7.1.2　　影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），拟建工程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。拟建工程营运期外排废气中主要为非甲烷总烃、H_2S。拟建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地面漫流影响，但泄漏事故工况下管线破裂会造成采出液下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。影响类型见表5.2-20。

表5.2-20　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5.2-21可知，本工程不会因人为因素引起地下水位变化造成的土壤盐化、碱化等土壤生态影响后果的影响途径，本工程影响途径主要为运营期事故工况下管线破裂会造成采出液下渗进而对土壤造成垂直入渗影响，因此本工程土壤环境影响类型为“污染影响型”。

（3）影响源及影响因子

本工程输送介质为采出液（石油和天然气），管线连接处破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表5.2-21。

表5.2-21　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 土壤环境现状调查

5.2.7.2.1　　调查范围

本工程土壤环境影响评价等级为三级，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井场边界外扩50m范围及管线两侧外扩200m范围。

5.2.7.2.2　　敏感目标

本项目井场占地外扩50m范围和管线两侧200m范围内无土壤保护目标。

5.2.7.2.3　　土地利用类型调查

（1）土地利用现状

根据现场调查结果，本项目井场新增永久占地、管线占地均为荒漠，分布有少量的荒漠植被。

（2）土地利用历史

根据调查，本项目井场及管线建设之前现状为荒漠

（3）土地利用规划

本项目占地范围暂无相关土地利用规划。

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为石膏棕漠土、淡棕钙土。

5.2.7.3 土壤环境影响评价

5.2.7.3.1土壤预测情景

拟建工程实施后，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，当采油树管线连接和阀门处出现破损造成油品泄漏时，建设单位及时采取措施，不可能任由油品漫流渗漏，任其渗入土壤。因此，仅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。

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

5.2.7.3.2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中预测方法对拟建工程垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测，预测公式如下：

（1）一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m^2/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿z轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ-土壤含水率，%。

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

（2）初始条件

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

（3）边界条件

第一类Dirichlet边界条件：

①连续点源：

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

②非连续点源：

第二类Neumann零梯度边界条件：

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

5.2.7.3.3预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，拟建工程选取果勒3井场进行预测，预测模型参数取值见表5.2-22。

表5.2-22 垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度（m）	渗透系数（m/d）	孔隙度	土壤含水量（%）	弥散系数（m^2/d）	土壤容重（kg/m^3）
杂填土（以人工回填为主）	1.6	0.5	0.32	0.36	1	1.45×10^3

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

表5.2-23 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度mg/L	渗漏特征
泄漏油品	石油烃	795700	瞬时

5.2.7.3.4土壤污染预测结果

（1）石油烃预测结果

采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为795700mg/L，预测时段按项目运行期10950天（30年）考虑。预测时间节点分别为，T1：1年，T2：5年，T3：10年，T4：20年，T5：30年。

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

5.2.7.3.5结论与建议

拟建工程各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。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，拟建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，从土壤环境影响的角度，项目建设可行。

5.2.7.4 保护措施与对策

(1) 源头控制

①定期检修维护场站压力、流量传感器，确保发生泄漏时能及时切断阀门，减少泄漏量；

②人员定期巡检，巡检时应对井口阀门处及管线沿线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发现；

③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；

④井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

(2) 过程防控措施

严格执行《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，将各站场划分为重点防渗区、一般污染防治区和简

单防渗区，重点防渗区防渗层的防渗性能不低于6.0m厚渗透系数为1.0×10-7cm/s的黏土层防渗性能，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10-7cm/s的黏土层的防渗性能，简单防渗区应实施地面硬化。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

5.2.7.5 结论与建议

本工程占地范围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；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30cm以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。因此，本工程需采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防护措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

本工程土壤环境影响评价自查表见表5.2-24。

表5.2-24 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型（；生态影响型□；两种兼有□				
	土地利用类型	建设用地□；农用地□；未利用地□				
	占地规模	***				
	敏感目标信息	敏感目标（）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗（；地下水位□；其他□				
	全部污染物	石油烃				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	Ⅰ类□；Ⅱ类□ ；Ⅲ类□ ；Ⅳ类□				
	敏感程度	敏感□ ；较敏感□ ；不敏感□				
评价工作等级		一级□；二级□ ；三级□				
现状调查内容	资料收集	a□ ；b□ ；c□ ；d□				
	理化特性	--				同附录C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	—	—	—	
		柱状样点数	—	—	—	

现状调查内容	现状监测因子	占地范围内：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷，1，2-二氯乙烷，1，1-二氯乙烯，顺-1，2-二氯乙烯，反-1，2-二氯乙烯，二氯甲烷，1，2-二氯丙烷，1，1，1，2-四氯乙烷，1，1，2，2-四氯乙烷，四氯乙烯，1，1，1-三氯乙烷，1，1，2-三氯乙烷，三氯乙烯，1，2，3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯1，2-二氯苯，1，4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[ah]蒽，茚并[1，2，3-cd]芘、萘、pH、石油烃（C10-C40） 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C10-C40）	
现状评价	评价因子	占地范围内：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷，1，2-二氯乙烷，1，1-二氯乙烯，顺-1，2-二氯乙烯，反-1，2-二氯乙烯，二氯甲烷，1，2-二氯丙烷，1，1，1，2-四氯乙烷，1，1，2，2-四氯乙烷，四氯乙烯，1，1，1-三氯乙烷，1，1，2-三氯乙烷，三氯乙烯，1，2，3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯1，2-二氯苯，1，4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[ah]蒽，茚并[1，2，3-cd]芘、萘、pH、石油烃（C10-C40）占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C10-C40）	
	评价标准	GB15618（；GB36600□；表D.1□；表D.2□；其他（）		
	现状评价结论	占各评价因子均满足相应标准要求		
影响预测	预测因子	石油烃（C_{10}-C_{40}）		
	预测方法	附录E（）；附录F（）；其他（）		
	预测分析内容	影响范围：井场占地 影响程度：贡献值、预测值		
	预测结论	达标结论：a□；b□；c☐ 不达标结论：a□；b☐；c☐		
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☐；源头控制☐；过程防控☐； 其他（）		
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次
		—	—	—
	信息公开指标	石油烃（C_{10}-C_{40}）		
评价结论		通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度本工程建设可行		
注1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容注2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。				

5.2.8　环境风险评价

环境风险评价是分析和预测建设项目对环境存在的潜在危险、有害因素，针对建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

拟建工程涉及的风险物质主要为甲烷、乙烷、丙烷、原油以及H_2S。

5.2.8.1.2 环境风险潜势初判

①P 的分级确定

a、建设项目 Q 值确定

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

Q= + +…

式中： q1,q2…qn 每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1 ，Q2…Qn 每种危险物质的临界量,t。

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 Ⅰ；

当 Q≧1 时，将 Q 值划分为： (1)1≤Q<10； (2)10≤Q<100； (3)Q≧100。 拟建工程涉及的主要风险源各危险物质 Q 值确定见表5.2-25。

表5.2-25 建设项目Q值确定表

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q_n/t	临界量Q_n/t	该种危险物质Q值
井场及阀组装置(油气混输)	1	原油	--	76.087	2500	0.030
	2	甲烷	74-82-8	9.262	10	0.9262
	3	乙烷	74-84-0	1.32	10	0.132
	4	丙烷	74-98-6	0.616	10	0.0616
	5	H_2S	7783-06-4	0.0836	2.5	0.0334
阀组装置及管线Q值∑						1.1832
集输管线(油气混输)	1	原油	--	114.4	2500	0.45
	2	甲烷	74-82-8	13.92	10	1.3893
	3	乙烷	74-84-0	1.98	10	0.198
	4	丙烷	74-98-6	0.92	10	0.0924
	5	H2S	7783-06-4	0.1254	2.5	0.0501
集输管线Q值∑						1.7748

注： Q=q1/Q1+q2/Q2+…qn/Qn;q1,q2,…,qn 为每种危险物质的最大存在总

量,t;Q1,Q2,…,Qn为每种危险物质临界量,t。

经计算，本项目Q值为2.958，即1≤Q＜10。

b、建设项目M值确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，具有多套工艺单元的项目，对每套生产工艺分别评分并求和，将M划分为(1)M＞20；(2)10＜M≤20；(3)5＜M≤10；(4)M=5，分别以M1、M2、M3、M4表示。行业及生产工艺(M)见表5.2-26。

表5.2-26　行业及生产工艺(M)一览表

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

拟建工程属于石油开采及油气管线(不含城镇燃气管线)项目，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，M值确定结果见表5.2-27。

表5.2-27　拟建工程M值确定一览表

1	石油、天然气开采及集输	石油、天然气、页岩气开采(含净化)及油气管线b (不含城镇燃气管线)	10
项目M值∑			10

由上表可知，拟建工程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

根据危险物质数量与临界量比值(Q)和行业及生产工艺(M)，确定危险物质及工艺系统危险性(P)分级，危险物质及工艺系统危险性等级判断见表5.2-28。

表5.2-28　建设项目危险物质及工艺系统危险性等级判断(P)

危险物质数量与临界量比值(Q)	行业及生产工艺(M)			
	M1(M＞10)	M2(10＜M≤20)	M3(5＜M≤10)	M4(M=5)
Q≥100	P1	P1	P2	P3

10≤Q＜100	P1	P2	P3	P4
1≤Q＜10	P2	P3	P4	P4

根据上表判断，拟建工程危险物质及工艺系统危险性分级为P4。

②环境敏感程度(E)分级

a、大气环境

根据环境敏感目标调查可知，拟建工程井场及站场周边5km范围内、管线 200m范围内均无居民区等敏感点分布。对照表5.2-29，最终确定拟建工程大气环境敏感程度为E3。

表5.2-29　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

b、地表水环境

拟建工程周边5km范围内无地表水，拟建工程事故状况下产生的废水不会进 入地表水体。对照表2.4-14，确定拟建工程地表水功能敏感性为低敏感F3。

5.2.8.1.3　　评价工作等级判定

《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中环境风险评价工作级别划分的判据见表5.2-30。

表5.2-30　环境风险评价工作级别划分一览表

环境风险潜势	Ⅳ+、Ⅳ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
评价工作等级	一	二	三	简单分析a

本项目综合环境风险潜势为Ⅰ级，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）环境风险评价工作级别划分的判据，确定本工程环境风险评价工作级别为简单分析。

5.2.8.2 环境敏感目标概况

项目周边敏感目标分布情况见表5.2-31。

表5.2-31　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	区域大气环境	--	--	--	--
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	--	--	--
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	Ⅳ类	D1	--

5.2.8.3 环境风险识别

5.2.8.3.1　　物质危险性识别

本工程涉及的风险物质主要为甲烷、乙烷、丙烷、原油。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表5.2-32。

表5.2-32 物质危险性一览表

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

5.2.8.3.2　　危险物质分布情况

本工程危险位置主要分布于单井集输管线中。

5.2.8.3.3　　可能影响环境的途径

根据工程分析，本工程开发建设过程中采气、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表5.2-33。

表5.2-33　油气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

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
管线	输油、输气管线泄漏	拟建工程区块内高压输油管线、输气管线由于管道设计缺陷、管材质量缺陷，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，导致原油、天然气泄漏事故	原油、天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故；采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件，油类物质渗流至土壤、地下水；天然气泄漏后，硫化氢进入大气引发中毒事故；甲醇泄漏后，进入大气引发中毒事故	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

在在管道压力下，加压集输油品泄漏时，油品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。采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件，油类物质渗流至地下水；天然气泄漏后，硫化氢进入大气引发中毒事故；甲醇泄漏后，进入大气引发中毒事故。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。

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。喷出油品遇明火燃烧，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。由于井场及管道位于荒漠地带，对大气环境影响较小。

5.2.8.4.2 地表水环境风险分析

拟建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。项目周边无地表水体，因此在事故下造成

油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

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采出液中的石油类，液态物料会泄露至储罐区，在及时发现并清理收集泄露的物质后，对区域地下水造成污染的环境风险可接受；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。因此在事故下造成采出液泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求

各种事故都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。结合本工程特点，采取以下风险防范措施。

5.2.8.5.1　　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。

③按施工验收规范进行水压及密闭试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

④选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

（2）运行阶段的事故防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由RTU箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站SCADA管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

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

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

④在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并

配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(3) 管理措施

①在管道系统投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

(4) 油气泄漏事故防范措施

①加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，普及油气管道输送知识，发现问题及时报告。

②按规定进行设备维修保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。

③完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物。

④按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

⑤操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

⑥制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

5.2.8.5.2 环境风险应急处置措施

（1）管道事故应急措施

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

①按顺序关井

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

②回收泄漏采出液

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

(2) 火灾事故应急措施

①发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，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处置。

5.2.8.6 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤害等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。

塔里木油田分公司编制有《塔里木油田公司开发事业部哈得作业区突发环境事件应急预案》（备案编号：652924-2019-001），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。本评价建议将本次区块建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司哈得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。

（1）事件类型

拟建工程事故类型为天然气泄漏对区域大气环境造成影响、含油污水泄漏对区域地下水环境造成影响。

（2）信息处理

巡检人员发现输送管线泄漏后，应立即上报应急管理办公室，应急管理办公室接到报告后，首报应急管理办公室组长，同时报告应急管理办公室成员部门负责人。应急管理办公室组长立即向应急指挥领导小组组长报告。按照应急指挥领导小组的相关指令，应急管理办公室成员、部门按照职能分别向分公司业务主管部门、地方政府主管部门报告。应急管理办公室接报后，填写《应急报警记录表》。

5.2.8.7 环境风险分析结论

（1）项目危险因素

营运期危险因素为采气管线老化破损导致采出液泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故。

(2)　环境敏感性及事故环境影响

本工程评价范围内的博大油气开发部公寓作为风险目标。本工程实施后的环境风险主要有采出液泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的一氧化碳有害气体进入大气，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 哈得油气开发部现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案 进行必要的完善和补充。

(4)　环境风险评价结论与建议

综上，本工程环境风险是可防控的。

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

5.3　闭井期环境影响分析

5.3.1　闭井期污染物情况

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

闭井期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油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。油气田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.3.2　闭井期生态保护措施

油气田单井进入开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入闭井期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》，项目针对闭井期生态恢复提出如下措施：

(1)　闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物如原油等。经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

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

(3)　各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

(5) 严格控制临时施工场地与施工道路面积和范围，减少对地表植被的破坏。

(6) 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。

(7) 对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下一定深度的表层套管，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

(8) 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环境保护措施及其可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

6.1.1 施工期环境保护措施

6.1.1.1 施工扬尘

⑴ 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；

⑵ 为了控制扬尘，限制井场场地内的车速小于20km/h；

⑶ 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；

⑷ 在管线和道路作业带内施工作业。

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。

6.1.2 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。

⑴ 真空加热炉用气均用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放。

⑵ 油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程采用 密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制天然 气泄漏对油品环境影响；

⑶ 提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

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

⑴ 监测要求，塔里木油田分公司应建立监测制度，制定监测方案，对污染物排放状况及其对周边环境质量的影响开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果；对于设备与管线组件泄漏，监测采样和测定方法按HJ733的规定执行。

⑵ 管控要求，塔里木油田分公司应定期对设备与管线组件的密封点进行VOC_S泄漏检测，对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象。阀门至少每6个月检测一次，法兰至少每12个月检测一次。当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识并及时修复。泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等，台账保存期限不少于3年。

6.1.3　闭井期环境空气保护措施

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

6.2　废水治理措施可行性论证

6.2.1　施工期水环境污染防治措施

6.2.1.1地面工程施工

①管道试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

②施工队生活污水

拟建工程施工周期120天。施工期常住人员按60人计算，按每人每天用水量100L计算，则生活用水量为720m^3，生活污水产生量按用水量的80%计算，则总产生量为576m^3。生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。

沙雅县兴雅污水处理厂位于沙雅县城区西南7.9km处，中心地理坐标为N41°08′28.20"，E82°42′51.61"。项目总占地面积为55000m^2，采用“厌氧+缺氧+好氧”生物处理工艺，处理总规模为10.0万m^3/d：工业园区污水60000m^3/d，城镇生活污水40000m^3/d。出水水质满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）二级标准，排入已建好的储污库内进一步净化后，用于库区外的沙漠生态林灌溉。

沙雅县兴雅污水处理厂实际运行规模8万m^3/d，富余2万m^3/d。拟建工程生活污水产生量为4.8m^3/d。因此沙雅县兴雅污水处理厂处理能力可满足拟建工程需求。

综上，施工期采取的废水处置措施可行。

6.2.2　运营期水环境污染防治措施

项目运营期水环境污染源为采出水和井下作业废水。

（1）采出水

拟建工程采出水随采出液一起最终通过管线送至区域联合站进行处理。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。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测，油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

目前哈一联碎屑岩采出水处理单元设计处理规模5000m^3/d，实际处理量3812m^3/d，富余处理能力为1188m^3/d。拟建工程预计进入哈一联采出水量60m^3/d，哈一联采出水处理单

元满足拟建工程采出水处理需求。

（2）井下作业废水

井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站废水处理环保站废液富余处理能力5m^3/h，拟建工程实施后，预计井下作业废水产生量为160m^3/a（折合0.02m^3/h），富余量可以满足项目井下作业废水处理需求。

综上，营运期采取的废水处置措施可行。

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 施工期管线工程

⑴ 管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内，集输管线的作业带宽度为12m。

⑵ 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

⑴ 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。

⑵ 在运营期时给加热炉、计量分离器等设备加减振垫，对各种机械设备定期保养。

根据噪声预测结果并类比同类型项目施工作业，运营期井场场界噪声 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施工期固废处置措施

拟建工程施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理。

塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场现有富余能力填埋施工废料，因此施工废料处置措施可行。

6.4.1.2生活垃圾处理措施

施工期生活垃圾定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理。

塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场现有富余能力可满足拟建工程施工期生活垃圾填埋需求，因此生活垃圾处置措施可行。

6.4.2　运营期

6.4.2.1危险废物处置措施可行性分析

本工程站场涉油设施阀门和法兰等原油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生落地油泥，根据《国家危险废物名录（2021年版）》，落地油泥属于危险废物，收集后定期由有危废处置资质单位接收处理。在加强环境管理的前提下，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6.4-1。

表6.4-1　危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量（t/a）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油泥	HW08	071-001-08	2.0	阀门、法兰等设施原油渗漏及井下作业凝析油溅溢	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	桶装收集后，由有危废处置资质单位接收处理
清管废渣	HW08	900-249-08	0.07	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2年1次	T，I	桶装收集后，由有危废处置资质单位接收处置

6.4.2.3危险废物处置措施可行性分析

（1）危险废物运输过程影响分析

拟建工程产生的危险废物桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置，危险废物运输过程由塔里木油田分公司哈得油气开发部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，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

沙雅县暂无危险废物处置单位，拟建工程周边涉及库车市共计2家有资质单位具备处理拟建工程危险废物，且在处理类别及处理能力上均可满足拟建工程危废处理需求，同时建议拟建工程优先选择距离较近的有资质危废处置单位，尽量避免危险废物处置长途运输

过程中带来的潜在风险 。因此，拟建工程危险 废物处置措施可行。

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) 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。

(3) 管线土层分层开挖、分层堆放、分层回填。

(4) 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。

（6）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：

（1）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。

（2）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。

（3）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。

⑴　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。

⑵　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。

⑶　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戈壁，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。

⑴　对油气田内的永久性占地（井场）合理规划，严格控制占地面积。

⑵　按设计标准规定，严格控制施工作业带（开挖）面积，以减少地表破坏。

⑶　施工机械在不得在道路、井场以外的地方行驶和作业，保持地表不被扰动。

（4）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）井场及站场生态恢复

工程施工结束后，应对井场及站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在未来2～3年时间内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。

（3）管线生态恢复

拟建工程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。

（4）道路生态恢复

拟建工程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

6.6.1闭井期环境空气保护措施

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

（2）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（3）退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

6.6.2闭井期水环境污染防治措施

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

6.6.3闭井期噪声防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.6.4闭井期固体废物处置措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。废弃建筑残渣等收集后送塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场妥善处理。

（2）对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下1m内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.6.5闭井期生态恢复措施

油田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入闭井期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

（1）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

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

（4）将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况。

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拟建地区环境的变化。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4916.48万元，环保投资122.912万元，环保投资占总投资的比例为2.5%。由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

7.2 社会效益分析

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

7.3 环境措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本工程采取的环保措施既保护环境又带来了一定的经济效益。

7.3.1 环保措施的环境效益

（1）废气

拟建工程井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

（2） 废水

拟建工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入哈一联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈 拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

（3） 固体废弃物

本工程运营期固体废物主要为落地油泥和清管废渣，采用桶装收集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。本项目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

本项目在建设过程中，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。

本项目将扰动、影响荒漠生态系统，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

本项目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122.912万元，环境保护投资占总投资的2.5%。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

本工程日常环境管理工作纳入塔里木油田分公司哈得油气开发部现有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。

8.1.2 环境管理制度

按照油田公司QHSE管理制度体系建设要求，建立了博大油气开发部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。

8.1.3 环境管理职责

哈得油气开发部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：

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

⑴ 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；

(2) 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；

(3) 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；

(4) 组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；

(5) 组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；

(6) 组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收；

(7) 配合政府环保部门和上级环保部门检查。

8.1.4 排污口规范化管理

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），采油一厂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，便于污染源的监督管理和常规监测工作的进行。排污口（源）环境保护图形标志见下图。



提示图形符号标志



警告图形符号标志

图8.1-1排放口（源）环境保护图形标志

8.1.5 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少营运期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得

尤为重要。根据QHSE管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和营运期提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表8.1-1。

表8.1-1　本工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，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	主体工程与水保措施同时施工，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
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		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，不能利用的弃渣送塔河南岸钻试修废弃物环保处理站填埋场处置		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	采出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	含硫率低的燃料		
		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		
		设备泄漏检测	对设备与管线组件的密封点进行检测		

	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塔河南岸钻试修废弃物环保处理站填埋场妥善处理		
		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		

8.1.5　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》第十条，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。现场应重点对管线工程等防腐、防渗内容进行环境监理，确保施工期废气、废水达标排放，固废妥善处置，减少对区域土壤、地下水环境和生态环境的影响。

8.1.5.1环境监理目的

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

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

8.1.5.2环境监理实施机构

拟建工程应委托专业的环境监理机构进行监理，环境监理机构由总监理工程师、监理工程师和监理员三级组成。其中总监理工程师1名，监理工程师1名，监理员2～3名。

8.1.5.3环境监理时段

环境监理为全过程监理，分3个阶段进行，即设计阶段、施工阶段和试运行阶段。

8.1.5.3.1设计阶段

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

8.1.5.3.2施工阶段

环境监理施工阶段分为2个阶段，分别为是施工准备阶段和施工阶段。

（1）施工准备阶段

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

（2）施工阶段

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

8.1.5.3.3试运行阶段

收集相关试运行资料，一般包括设备运行台账、生产记录、监测报告、突发环境事件应急预案等。对主体工程和环保设施的试运行情况，环境管理制度、突发环境事件应急预案的执行情况等开展监理工作，编制试运行阶段环境监理工作报告和环境监理工作总结报告。督促建设单位在具备竣工环保验收条件的情况下尽快开展竣工环保验收监测或调查工作。

8.1.6　开展环境影响后评价工作相关要求

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》、《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》、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收、且稳定运行满5年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

本项目实施后，应纳入富满油田富源区块，在5年内开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

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：新疆阿克苏地区沙雅县境内。

主要产品及规模：①新建采油井场7座（FY206-H2井、FY201-H12井、FY302H井、FY303H井、FY3井、FY303-H7井、FY303-H1井），②FY206-H1试采点技改（新增一台350KW真空加热炉等），FY3井场新建4井式阀组装置，FY303-H7试采点新建8井式阀组装置；③新建输油管线，总长26.03km，其中干线2.83km、支线23.2km；④配套建设通信、防腐、自控、供配电等工程。本项目建成后配产产气$11.06\times10^4m^3/d$，产油345t/d。

（2）排污信息

本工程拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表3.4-15、3.4-16、3.4-17、3.4-18。

本工程污染物排放标准见表2.6-4。

本工程污染物排放量情况见表5.2-10。

本工程污染物总量控制指标情况见表3.4-29。

（3）环境风险防范措施

本工程环境风险防范措施见突发环境事件现行应急预案。

（4）环境监测计划

本工程环境监测计划见表8.4-1。

8.2.2 公开方式及时间要求

公式方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律、法规另有规定的，从其规定。

8.3污染物排放清单

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。

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

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，本项目的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担，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

根据本项目生产特征和污染物的排放特征，依据《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）、《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，制定本项目的监测计划和工作方案。

8.5 环保设施“三同时”验收一览表

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：富源区块2021年产能建设项目（一期）

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新建采油井场7座（FY206-H2井、FY201-H12井、FY302H井、FY303H井、FY3井、FY303-H7井、FY303-H1井），②FY206-H1试采点技改（新增一台350KW真空加热炉等），FY3井场新建4井式阀组装置，FY303-H7试采点新建8井式阀组装置；③新建输油管线，总长26.03km，其中干线2.83km、支线23.2km；④配套建设通信、防腐、自控、供配电等工程。

建设规模：本项目建成后产气规模11.06×$10^4$$m^3$/d，产油345t/d。项目投资和环保投资：项目总投资4916.48万元，其中环保投资122.912万元，占总投资的2.5%。

劳动定员及工作制度：依托富源区块现有人员，不新增劳动定员。

9.1.2 项目选址

本项目位于新疆阿克苏地区沙雅县境内。区域以油气开采为主，现状占地以荒漠为主，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第29号）相关内容，“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目。因此，本工程的建设符合国家产业政策要求。

本工程属于塔里木油田分公司油气勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》。

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：监测点非甲烷总烃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。

地下水环境质量现状监测结果表明：监测期间区域地下水中各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。

声环境质量现状监测结果表明：声环境监测值昼间为**～**dB（A），夜间为**～**dB（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，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

拟建工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，因此不再设置环境空气保护目标，鉴于石油开采类项目的特点，本次评价对环境空气的保护目的为不改变区域环境空气功能区质量。拟建工程周边无地表水体，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），将各井场边界及管线两侧200m范围内的土壤作为土壤环境保护目标；拟建工程生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，亦不存在风景名胜区、森林公园等重要生态敏感区及其它特别需要保护的对象，将生态环境影响评价范围内植被、动物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产生明显影响；将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。

9.3　拟采取环保措施的可行性

9.3.1　废气污染源及治理措施

运营期环境空气主要保护措施如下：

(1)　真空加热炉用气均用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放；

(2)　项目采用密闭集输工艺，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，井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；

(3)　本项目定期巡检，确保集输系统安全运行；

(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；

从以往同类管道、井场的验收评价来看，以上环境空气污染防治措施可行。

9.3.2　废水污染源及治理措施

本工程采出水随油气混合物输送至哈一联合站处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注于地层；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，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。加强油气开采和集输过程的动态监测，油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

9.3.3　噪声污染源及治理措施

(1)　提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(2)　在运营期时给机泵等设备加减振垫，对各种机械设备定期保养。

9.3.4　固体废物及处理措施

本工程站场涉油设施阀门和法兰等原油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生落地油泥，根据《国家危险废物名录（2021年版）》，落地油泥和清管废渣属于危险废物，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

本项目实施后，井场各废气污染源污染物的贡献浓度较低，占标率较小，不会对大气环境产生明显影响。

9.4.2　地表水环境影响

拟建工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注地层，

井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。项目采出水、井下作业废水不外排，故拟建工程实施对地表水环境可接受。

9.4.3　地下水环境影响

（1）环境水文地质现状

评价区位于塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。塔河是塔河冲洪积泛滥平原区地下水的主要补给来源，它以沿途渗漏方式补给地下水。此外，地下径流的侧向补给以及洪水泛滥都直接、间接地补给地下水，以垂直蒸发和植物垂直蒸腾方式排泄。地下水化学类型为Cl·SO4-Na型水，矿化度为12.44～14.40g/L，水质差，为咸水。

(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，采油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。但企业在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，拟建工程对地下水环境影响可以接受。

(3)　地下水环境污染防控措施

本评价建议拟建工程依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防控措施。

①通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

②严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610–2016）“11.2.2分区防控措施”相关要求进行分区防渗。防渗措施的设计使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

③建立和完善拟建工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，对集输管线、阀门定期进行严格检测，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。

④在制定全作业区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，拟建工程对地下水环境影响可以接受。

9.4.4 声环境影响

项目实施后，井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为**8dB（A），试采点噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为**dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区昼间、夜间标准要求。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

9.4.5 固体废物环境影响

拟建工程运营期固体废物主要为落地油泥和清管废渣，均属于危险固体废物，分别采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

9.4.6 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，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30cm以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。因此，本工程需采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防护措施后，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行。

9.4.7 生态影响

本工程永久占地面积2.5259hm^2，临时占地13.6933hm^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

结合本工程排放特征，确定总量控制因子为大气污染因子：SO_2、NO_X。项目稳产期SO_2排放量为0.0075t/a，NOx排放量为0.3493t/a。

9.6 环境风险评价

塔里木油田分公司哈得油气开发部制定了应急预案，拟建工程实施后，负 责实施的哈

得油气开发部将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急 预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，在可接受范围之内。

9.7 公众参与分析

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）的有关要求，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。调查结果表明：本项目的建设在公示期间没有公众提出反对意见。

9.8 项目可行性结论

本项目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。