跃满区块2021年产能建设项目（一期）

环境影响报告书

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

2021年12月

目　　录

1 概述.....1
1.1 项目特点.....1
1.2 环境影响评价过程.....1
1.3 分析判定相关情况.....4
1.4 关注的主要环境问题和环境影响.....5
1.5 环境影响评价主要结论.....5
2.总则.....7
2.1 评价目的与原则.....7
2.2 编制依据.....8
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选.....11
2.4 环境功能区划.....13
2.5 评价因子和评价标准.....14
2.6 评价工作等级和评价范围.....18
2.7 评价时段与评价重点.....25
2.8 控制污染与环境保护目标.....25
2.9 评价方法.....26
3.建设项目工程分析.....27
3.1 项目开发现状及环境影响回顾.....27
3.2 工程概况.....38
3.3 工程分析.....51
3.4 清洁生产水平分析.....64
3.5 污染物排放总量控制.....71
3.6 相关法规、政策符合性分析.....72
3.7 相关规划符合性分析.....77
3.8 选址、选线合理性分析.....78
3.9“三线一单”符合性分析.....78
4 环境现状调查与评价.....83
4.1 自然环境概况.....83
4.2 环境质量现状调查与评价.....87
5 环境影响预测与评价.....115
5.1 生态环境影响分析.....115
5.2 大气环境影响分析.....120
5.3 声环境影响分析与评价.....124
5.4 水环境影响分析.....129
5.5 固体废物影响分析.....133
5.6 土壤环境影响分析.....135
5.7 环境风险评价.....140
6 环境保护措施及可行性论证.....156
6.1 建设期环境保护措施.....156
6.2 运营期环境保护措施.....166

6.3 服役期满后环境保护措施.....174
7 环境影响经济损益分析.....177
7.1 环保投资分析.....177
7.2 环境效益.....178
7.3 社会效益分析.....179
7.4 小结.....179
8 环境管理与监测计划.....181
8.1 环境管理制度.....181
8.2 HSE（健康、安全与环境）管理体系建立.....182
8.3 环境管理计划.....184
8.4 污染物排放的管理要求.....188
8.5 环境监测.....189
8.6 施工期开展环境工程现场监理建议.....191
8.7 环保设施竣工验收管理.....192
9.结论与建议.....196
9.1 评价结论.....196
9.2 要求及建议.....202

1 概述

1.1 项目特点

跃满区块位于哈拉哈塘油田，隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，行政区划隶属于阿克苏地区库车市和沙雅县。根据油田公司提供资料，目前该油田主要开采范围为东经******，北纬******，东西约42km、南北约118km，面积约4956km^2。哈拉哈塘油田共包括哈6、新垦、热瓦普、金跃、跃满、富源、哈得逊、玉科等8 个区块。根据哈拉哈塘油田整体开发规划，哈拉哈塘油田一期产能建设区主要包含哈6区块，建产区面积732.8km^2，建产规模50万吨。二期产能建设主要包含新垦、热瓦普和金跃区块，建产区面积1334.0km^2，建产规模71万吨。哈拉哈塘油田外围区块，包括跃满、富源、哈得逊和玉科区块，建产规模40万吨。跃满区块现有工程环评包含在《哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程环境影响报告书》中，于2016年取得原自治区环保厅批复（新环函[2016]1264号），并于2020年完成竣工环保验收。

跃满区块2021年产能建设项目（一期）建设内容包括：（1）新建井场16座，包括：YueM20-H8、YueM211H、YueM2-H10、YueM20-1X、YueM20-H3、YueM21-5X、YueM22-H7、YueM2-2C1、YueM2-H7、YueM703-H3、YueM7-H4、YueM701-H6、YueM7-H6、YueM2-H11、YueM211-H2、YueM3-H13；（2）新建YueM2-H11计量阀组站1座，包括4井阀组+计量橇+电磁加热器；（3）油气集输管线69.6km；（4）各井场均配备60kw电磁加热器用于井场采出物加热。以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。

1.2 环境影响评价过程

本项目为油气开采项目，所有工程均呈点线状分布在已开发油区范围内，为老区块改扩建项目；依据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4号），阿克苏地区沙雅县属于水土流失重点治理区、重点预防区，涉及《新疆建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年）第三条中的环境敏感区。因此，本项目为《新疆建设项目环境

影响评价分类管理名录》（2021年）中第7项陆地石油开采中“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。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《国务院关于修改<建设项目环境保护管理条例>的决定》，2021年7月20日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本项目的环境影响评价工作（委托书见附件1）。

天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。

受天合公司委托，新疆新环监测检测研究院（有限公司）对本项目区域大气、地下水、土壤、声环境质量现状进行了监测，在以上基础上，天合公司编制完成了《跃满区块2021年产能建设项目（一期）环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图1.2-1。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本项目施工期、运营期、退役期的环境保护管理依据。

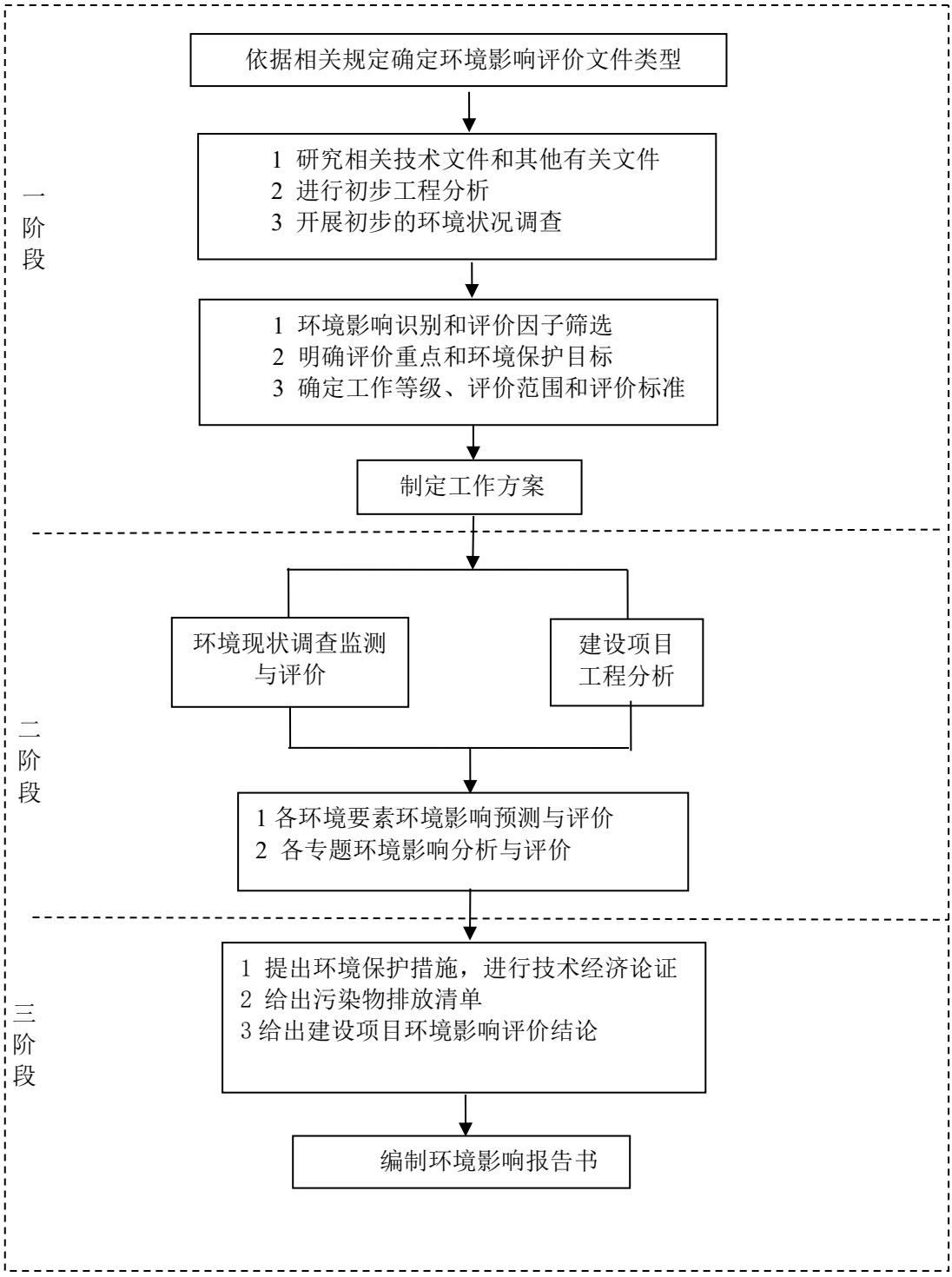


图 1.2-1　　环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

根据《产业结构调整指导目录（2019年本）》，“常规石油、天然气勘探与开采，原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设”属鼓励类项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家产业政策。

（2）规划符合性判定结论

本项目属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司勘探开发项目，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》和《新疆维吾尔自治区第三轮矿产资源规划》（2016-2020）的相关要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目位于塔里木油田矿权范围内，不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部、塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区（IV3），塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）。本项目占地相对较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

（3）选址合理性分析判定结论

本项目为老油区内滚动开发，符合《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，拟建工程内无水源涵养区、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等重点保护区域内，符合新疆及阿克苏地区经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。本项目土地利用类型为沙地、草地，项目区周边5km范围内无地表水分布，无长期居住人群。

本项目运营期废气主要为单井开采过程中排放的无组织挥发烃类，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

（4）三线一单符合性判定结论

根据《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案方案》，本项目位于一般管控单元内，项目区环境质量可以达到功能区要求，可以满足沙雅县一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

本项目符合国家和新疆相关法律法规及产业政策，不涉及生态红线，符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本项目为油气开采项目，环境影响因素主要来源于油气开采、井下作业、集油、输油等各工艺过程，本次评价关注的主要环境问题为油田开发施工期废气、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期烃类无组织挥发、油田采出水、井下作业废水、含油污泥、井场永久占地等对周围环境的影响，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行性。影响因素包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，本项目评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区。重点保护目标是：项目区内现状分布的动植物。

1.5 环境影响评价主要结论

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，本项目属于《产业结构调整指导目录（2019年本）》中“石油、天然气勘探及开采”鼓励类项目，项目建设符合国家的相关政策。

本项目符合国家产业政策、相关规划、“三线一单”要求，项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境敏感目标的影响属可接受的范围，从环保角度分析，项目是可行的。

本项目采取了行之有效的环境保护措施，总体布局合理，在坚持“三同时”原则的基础上，严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放。

本项目生产过程中，井下作业、油气处理集输等作业的资源（新鲜水）和能源的消耗指标较低，生产工艺成熟、设备先进，污染物排放达到国家规定的排放标准，环境管理体系（HSE管理体系）健全。属于清洁生产企业，各工序的生产工艺均达到国内较先进的技术水平。

从环境现状监测结果和环境空气、地下水环境、生态环境和声环境预测及评价结果看，在严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施的前提下，区块内的环境质量不会因为本项目的建设而发生明显改变。本项目建设后，排放的各种污染物对周围环境造成的影响较小，不会导致本地区环境质量的下降，环境空气质量、水环境质量、声环境质量可以符合相应的环境功能区划要求。

综上所述，本项目开发产生的废水、废气、固废及对局部生态环境带来的影响，在落实报告书中提出的各项环境保护措施后，污染物可实现达标排放，对环境的影响是可接受的，从环境保护的角度看，本项目建设是可行的。

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

（1）通过实地调查和现状监测，了解项目所在区域的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

（2）通过工程分析，明确本项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期以及退役期对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

（3）评述拟采取的环境保护措施的可行性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

（4）评价本项目与国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

通过上述评价，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.1.2 评价原则

（1）依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化本项目建设，服务环境管理。

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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，根据规划环境影响评价结论和审查意见，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。

2.2 编制依据

2.2.1 国家及地方法律、法规、条例、规章

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1　　国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	**环境保护相关法律**		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2018-01-01
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2020 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国野生动物保护法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
13	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
14	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
15	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
16	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
二	**行政法规与国务院发布的规范性文件**		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修订）	国务院令 653 号	2014-07-29
5	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
6	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-9-10
7	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	2016-05-28
8	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	2018-06-27
9	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案	中发〔2018〕17 号	2018-06-16

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
三	**部门规章与部门发布的规范性文件**		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）	生态环境部令第16号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部领第4号	2019-01-01
3	国家危险废物名录（2021年版）	生态环境部令第15号	2020-11-25
4	产业结构调整指导目录（2019本）	国家发展和改革委员会令〔2019〕第29号令	2019-08-27
5	国家重点保护野生植物名录(2021年)	国家林业和草原局 农业农村部公告2021年第3号	2021-02-01
6	国家重点保护野生动物名录（2021年）	国家林业和草原局 农业农村部公告2021年第3号	2021-02-01
7	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	2015-01-08
8	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103号	2014-01-01
9	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	2012-07-03
10	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	2012-08-07
11	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16号	2013-01-22
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25号	2019-03-28
14	建设项目环境影响后评价管理办法(试行)	环境保护部令第37号	2016-01-01
15	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	2019-12-13
16	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石化能评〔2020〕1号	2020-03-19
17	危险废物经营许可证管理办法（2016修订）	国务院令第666号	2016-02-16
18	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	环境保护部公告2013年第31号	2013-05-24
19	排污许可管理条例	国务院令第736号	2021-03-01
22	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	2017-11-14
23	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	环办环评〔2016〕150 号	2016-10-26
24	关于印发<建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）>的通知	环发〔2015〕163 号	2015-12-10
25	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态〔2017〕48 号	2015-05-27
26	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告2012年第18号	2012-03-17
27	工矿用地土壤环境管理办法（试行）	生态环境部2018第3号	2018-08-01
28	重点排污单位土壤污染隐患排查指南（试行）	生态环境部2021第1号	2020-01-04
29	污染地块土壤环境管理办法（试行）	生态环境部令2017第42号	2017-07-01
四	**地方法规及通知**		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-09-21

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
5	新疆维吾尔自治区大气条例防治条例（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
6	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	12 届人大第 29 次会议	2017-05-27
7	关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4 号	2019-01-21
8	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》	新政办发〔2007〕175 号	2007-08-01
9	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录	新林动植字〔2000〕201 号	2000-02-01
10	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-11-16
11	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
12	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	2014-04-17
13	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	2016-01-29
14	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	2017-03-01
15	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发〔2017〕1 号	2017-01-01
16	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27
17	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	新环发〔2018〕133 号	2018-09-06
18	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
19	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	新政发〔2018〕66 号	2018-09-29
20	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
21	转发《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》的通知	新环评价发 2020〕142 号	2020- 07-29
22	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162 号	2020-09-01

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2　　环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则　总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则　大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则　声环境	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则　生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07

序号	依据名称	标准号	实施时间
7	环境影响评价技术导则 土壤环境	HJ964-2018	2019-07-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
10	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	2007-08-01
11	建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采	HJ612-2011	2011-06-01
12	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	发改委公告2009年第3号	2009-02-19
13	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
14	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
15	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB 65/T 3997-2017	2017-05-30
16	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
17	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
18	陆上石油天然气开采工业污染物排放标准	GB39728-2020	2020-01-01
19	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2020-07-01
20	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
21	排放源统计调查产排污核算方法和系数手册		2021-06-11

2.2.3 其他

（1）跃满区块2021年产能建设项目（一期）环境影响评价委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司；

（2）跃满区块2021年产能建设项目（一期）相关设计资料，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本项目主要包括井场工程、集输管线等内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场建设、管线敷设等地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主，环境影响因素识别详见表2.3-1。

表2.3-1　　影响因素识别

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场	占地、动植物影响	-
		管线建设	破坏土壤和植被	-
			引起水土流失	-

			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
		生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	-
		施工机械和车辆尾气	NO_2、CO、SO_2、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期（正常工况）	采出水	石油类	-
		井下作业废水	石油类	-
		井场无组织废气排放	非甲烷总烃	-
		设备噪声	影响声环境质量	-
		含油污泥	送有资质单位处置	
		原油生产	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	＋＋
3	运营期（事故工况）	集输管线破损泄漏	污染土壤环境、水环境、火灾爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼，拆除井口装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

注：“- -”为负影响较大；“-”为负影响较小；“+ +”正影响较大；“+”为正影响较小。

2.3.2 评价因子

根据本项目环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2　　环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态环境	调查评价区域土地利用、动植物资源、土壤侵蚀、生态景观、和生物多样性	（1）分析油田开发建设对土地利用结构的影响 （2）对油田建设可能造成的土地沙化、水土流失、植被破坏以及土壤污染等进行影响分析 （3）油田开发建设对评价区域野生动物的影响分析 （4）油田开发建设对生态景观的影响 （5）废弃井及废弃管道对生态环境的影响
土壤	基本因子：《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 中 45 项基本因子 特征因子：石油烃	石油烃
地下水	水位、pH 值、石油类、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶	石油类

	解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氟化物、氯化物、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-	
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、非甲烷总烃、H_2S	非甲烷总烃、H_2S
噪　声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废物	-	废弃钻井泥浆、岩屑、油泥、建筑垃圾、生活垃圾
环境风险	-	原油、硫化氢、甲烷等 （1）对油田钻井期可能发生的井喷事故进行影响分析 （2）结合当地的气象条件，对油田运营期间井场、输油管道可能发生的原油泄漏事故进行预测分析

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境空气

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单要求，项目所在区域属于二类功能区。

2.4.2 水环境

项目所在区域属塔里木盆地的塔克拉玛干沙漠北缘，无地表水体，故不对区域内地表水进行现状调查。

评价区地下水自然地质因素，属较差水质，不适宜直接饮用，经脱盐后可以作为生活、生产用水，执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的IV类标准，其中石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）IV类标准限值。

2.4.3 声环境

项目区为油田开发区，目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为2类声环境功能区。

2.4.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，项目区属于塔里木盆地暖温带荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区，渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区，塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境质量评价因子及标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10}、CO、O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，H_2S 参考执行《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。指标标准取值见表 2.5-1。

表 2.5-1　　环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值（μg /m³）			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	二氧化硫（SO_2）	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单
2	二氧化氮（NO_2）	50	80	200	
3	细颗粒物（粒径小于等于 2.5 微米，$PM_{2.5}$）	35	75		
4	可吸入颗粒物（粒径小于等于 10 微米，PM_{10}）	70	150		
5	一氧化碳（CO）		4000	10000	
6	臭氧（O_3）		160	200	
7	氮氧化物（NOx）	50	100	250	
8	非甲烷总烃（NMHC）			2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
9	硫化氢（H_2S）			10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值

（2）水环境

评价区地下水自然地质因素，属较差水质，不适宜直接饮用，经脱盐后可以作为生活、生产用水，执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 IV 类

标准，其中石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）IV 类标准限值。地下水水质评价标准值见表 2.5-2。

表 2.5-2　　地下水质量标准值　　单位：mg/L

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色（铂钴色度单位）	≤25	20	钠（mg/L）	≤400
2	嗅和味	无	21	总大肠菌群（MPN/100mL 或 CFU/100mL）	≤100
3	浑浊度（NTU）	≤10	22	菌落总数（CFU/mL）	≤1000
4	肉眼可见物	无	23	亚硝酸盐（以N计）（mg/L）	≤4.8
5	pH（无量纲）	8.5≤pH＜9	24	硝酸盐（以N计）（mg/L）	≤30.0
6	总硬度（以 $CaCO_3$ 计）（mg/L）	≤650	25	氰化物（mg/L）	≤0.1
7	溶解性总固体	≤2000	26	氟化物（mg/L）	≤2.0
8	硫酸盐（mg/L）	≤350	27	碘化物（mg/L）	≤0.50
9	氯化物（mg/L）	≤350	28	汞（mg/L）	≤0.002
10	铁（mg/L）	≤2.0	29	砷（mg/L）	≤0.05
11	锰（mg/L）	≤1.50	30	硒（mg/L）	≤0.1
12	铜（mg/L）	≤1.50	31	镉（mg/L）	≤0.01
13	锌（mg/L）	≤5.00	32	铬(六价)（mg/L）	≤0.10
14	铝（mg/L）	≤0.50	33	铅（mg/L）	≤0.10
15	挥发性酚类(以苯酚计)（mg/L）	≤0.01	34	三氯甲烷（μg/L）	≤300
16	阴离子表面活性剂（mg/L）	≤0.3	35	四氯化碳（μg/L）	≤50.0
17	耗氧量（COD_{Mn}法，以 O_2 计）（mg/L）	≤10.0	36	苯（μg/L）	≤120
18	氨氮（以N计）（mg/L）	≤1.50	37	甲苯（μg/L）	≤1400
19	硫化物（mg/L）	≤0.1	38	石油类（mg/L）	≤0.5

（3）声环境

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

（4）土壤环境

根据项目所在区域环境特征，油田内井场等建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 筛选值标准。见表 2.5-3。井场外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值，见表 2.5-4。

表 2.5-3　　建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	24	三氯乙烯	mg/kg	2.8
2	砷	mg/kg	60	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
3	镉	mg/kg	65	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	27	苯	mg/kg	4

5	铜	mg/kg	18000	28	氯苯	mg/kg	270
6	铅	mg/kg	800	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
7	汞	mg/kg	38	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
8	镍	mg/kg	900	31	乙苯	mg/kg	28
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	32	苯乙烯	mg/kg	1290
10	氯仿	mg/kg	0.9	33	甲苯	mg/kg	1200
11	氯甲烷	mg/kg	37	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	35	邻二甲苯	mg/kg	640
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	36	硝基苯	mg/kg	76
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	37	苯胺	mg/kg	260
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	38	2-氯酚	mg/kg	2256
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	39	苯并[a]蒽	mg/kg	15
17	二氯甲烷	mg/kg	616	40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	43	䓛	mg/kg	1293
21	四氯乙烯	mg/kg	53	44	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	1.5
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	45	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	46	萘	mg/kg	70
				47	石油烃	mg/kg	4500

表 2.5-4　　农用地土壤污染风险筛选值　单位：mg/kg

序号	监测因子	标准值
1	pH 值	pH＞7.5 时各因子风险筛选值
2	砷	25
3	镉	0.6
4	铬	250
5	铜	100
6	铅	170
7	汞	3.4
8	镍	190
9	锌	300
10	石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500

2.5.2 污染物排放因子及标准

（1）废气

非甲烷总烃无组织排放执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值；H_2S 无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准。具体标准限值要求见表 2.5-5。

表 2.5-5　　大气污染物排放标准值

污染物	最高允许排放浓度（mg/m³）（表 2）	标准来源
非甲烷总烃	4.0	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值
H_2S	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新建项目二级标准

（2）废水

按照《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）规定：在相关行业污染物标准发布前，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/T5329-2012》等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

项目运营期产生的采出水依托跃满转油站、哈一联合站处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注入层平均空气渗透率＞1.5μm²的有关标准，标准值见表 2.5-6。工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

表 2.5-6　　《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）

注入层平均空气渗透率（μm²）		≤0.01	＞0.01-≤0.05	＞0.05-≤0.5	＞0.5-≤1.5	＞1.5
控制指标	悬浮固体含量（mg/L）	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值（μm）	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量（mg/L）	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率（mm/a）	≤0.076				
	SRB（个/Ml）	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	TGB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$

（3）噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）（即昼间 70dB（A），夜间 55dB（A））；

运营期采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准（即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

（4）固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相

关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）要求；钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求。生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2008）；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》（GB 18599-2020）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年第 36 号）。

2.6 评价工作等级和评价范围

2.6.1 环境空气

（1）评价等级

本项目废气排放源主要为油气集输过程烃类废气。排放污染物主要有非甲烷总烃（NMHC）、硫化氢（H_2S）。

根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中规定的方法，选取非甲烷总烃（NMHC）、硫化氢（H_2S）为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i 及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$。其中 P_i 定义为：

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i—采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面环境空气质量浓度，μg/m³；

C_{oi}—环境空气质量标准，μg/m³。

注：C_{oi} 一般选用 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择响应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，分别可按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.6-1。

表 2.6-1　　评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	P_{max}≥100%
二级评价	1%≤P_{max}＜10%
三级评价	P_{max}＜1%

估算模式所用参数见表 2.6-2。

表 2.6-2　　估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		36.8
最低环境温度/℃		-32.0
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	√是 □否
	地形数据分辨率/m	/
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/°	/

估算结果详见表 2.6-3。

表 2.6-3　　估算模式计算结果表

参数名称	单位	NMHC	H_2S
下风向最大落地浓度	mg/m³	0.18	0.0009
最大浓度出现距离	m	180	180
评价标准	mg/m³	4	0.01
最大占标率	%	4.6	8.96
D10%	m	0	0

表 2.6-3 的计算结果表明，非甲烷总烃最大占标率 Pmax 为 4.6%、硫化氢最大占标率 8.96%，1%≤Pmax＜10%，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境评价工作分级判据判别，确定本次环评大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018），并结合本项目特点，最终确定将开采井场为中心，外延 2.5km 作为大气环境评价范围。具体见图 2.6-1 评价范围图。

2.6.2 地下水

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中附录A地下水环境影响评价行业分类表（表2.6-4），本项目属石油、天然气开采项目，为I类项目。本项目周围不存在集中式饮用水源地，不位于区内集中式饮用水水源的补给径流区，项目场地不涉及分散式饮用水水源地，区域地下水划分为不敏感，依据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表及建设项目评价工作等级分级表（表2.6-5、表2.6-6），确定本项目地下水评价等级为二级。

表2.6-4　　地下水环境影响评价行业分类表

行业类别 环评类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
F 石油、天然气				
37、石油开采	全部	/	I类	

表2.6-5　　地下水环境敏感程度分级

分级	项目场地的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、应急水源地，在建和规划的饮用水水源)准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（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。
不敏感	上述地区之外的其它地区。

表2.6-6　　地下水环境影响评价工作等级划分

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

（2）评价范围

按照导则要求，调查评价范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标，以能说明地下水环境现状，反映调查评价区地下水的基本流场特征，满足地

下水环境影响预测与评价为基本原则。因此判定本项目地下水评价范围以井场为中心，东、南、西、北以区块边界外扩约 3km。各井场地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域，及管线边界两侧 200m 范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.3 地表水

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。但是本项目评价区内无地表水体，在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

2.6.4 生态

（1）评价等级

本项目总占地面积为 71.04hm^2，以荒漠生态系统为主。项目影响区域属于水土流失重点治理区，涉及国家二级公益林，本次评价将区域生态敏感性定为重要生态敏感区。本项目占地面积＜2km^2，按工程占地范围判定，评价等级为三级。项目新建集输管线长度为 69.6km，按线性工程长度判定，评价等级为二级。

根据《环境影响技术评价技术导则—生态影响》（HJ19-2011）的有关要求，当工程占地或长度分别属于两个不同评价工作等级时，原则上应按其中较高的评价工作等级进行评价。综上，本项目生态评价工作等级定为二级。

表 2.6-7　　生态评价等级判定

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

（2）评价范围

油田开发生态影响包括直接影响和间接影响，因此，本项目生态评价范围为：将井场等外围扩展 2.0km，集输管线两侧各 0.2km 带状区域的范围，进行重点评价。评价范围见图 2.6-1。

2.6.5 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，本项目突发环境事件风险物质主要是原油、天然气（甲烷）、H_2S 等，分别属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）附录 B 中的油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等，生物柴油等），临界量 2500t；硫化氢临界量 2.5t；甲烷临界量 10t。本项目主要风险单元为密闭集输单元。

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本项目涉及的危险物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中：　q_1，q_2，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t。当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为I。当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。

通过计算，工程区危险物质数量与临界量比值 Q=0.085。本项目 Q＜1，环境风险潜势为I。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）评价工作等级划分要求，确定本项目环境风险评价等级为简单分析。见表 2.6-8。

表 2.6-8　　环境风险评价等级划分

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

2.6.6 声环境

本项目噪声源主要包括施工期施工机械噪声、生产运行期井场机泵噪声和井场井下作业噪声。

本项目所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技

术导则-声环境》（HJ2.4-2009）中的规定，本项目声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则　声环境》（HJ2.4-2009）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境评价范围为各井场边界、管线两侧向外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.7 土壤环境

从油田对土壤环境的影响途径来看，本项目属于污染类项目，项目区周边存在耕地等土壤环境敏感目标，土壤敏感程度为“敏感”。油田开发属于I类项目，本项目永久占地 15.36hm^2，属中型（5～50hm^2），因此评价工作等级划分为一级。土壤评价等级划分依据见表 2.6-9。

表 2.6-9　　土壤污染类项目评价工作等级划分表

占地规模 / 敏感程度 / 评价等级	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	-	-

根据评价工作等级，并结合本项目特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为井场边界向外扩展 1km 范围，管线两侧向外扩展 0.2km 范围。评价范围见图 2.6-1。

图 1.6-1　评价范围图

2.7 评价时段与评价重点

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

经对项目区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及工程排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

（1）生态环境影响评价；

（2）地下水环境影响评价；

（3）固体废物影响评价；

（4）环境风险影响评价及风险管理；

（5）环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 控制污染与环境保护目标

2.8.1 污染控制目标

根据工程排污特点和周围环境情况，确定本评价污染控制及保护环境的目标为：工程建设应符合清洁生产的原则，采取成熟可靠的工艺技术，保证拟建项目污染物实现达标排放（符合相应标准要求，并使固体废物得到合理利用或无害化处置），使工程主要污染物排放总量符合国家和地方总量控制的要求。项目建成后，当地环境质量不发生较大改变，仍保持相应环境功能区划要求。

2.8.2 环境保护目标

据现场调查，确定本项目评价范围内主要环境保护敏感目标见表2.8-1。

表2.8-1　　环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置/环保目标特征	环境保护要求
1	生态环境	野生保护动植物	评价范围内	尽量减少因施工对植被的破坏、严禁猎杀野生动物
2	大气环境	评价范围内环境空气	评价范围内	《环境空气质量标准》及修改单（GB3095-2012）中二级标准
3	地下水	评价范围内地下水	井区及周边	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅳ类

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置/环保目标特征	环境保护要求
4	土壤环境	评价范围内土壤	井区、管线及周边	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值
5	声环境	项目区声环境	井区、管线及周边	《声环境质量标准》（GB3096—2008）中2类标准
6	环境风险	项目区土壤、地表水、地下水	油区内部	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

2.9 评价方法

本项目环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法、排污系数法等。本次环境评价使用的评价方法见表2.9-1。

表2.9-1 评价内容一览表

序号	项目	采用方法
1	环境影响因素识别方法	矩阵法
1	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
2	工程分析	类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法
3	影响评价	类比分析法、数学模式法、物理模型法

3.建设项目工程分析

3.1 项目开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

哈拉哈塘油田隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，具体日常运行管理由东河油气开发部负责。

哈拉哈塘油田包括哈6、新垦、热瓦普、金跃、跃满、富源、哈得逊、玉科等8个区块。哈拉哈塘油田一期产能建设区主要包含哈6区块，建产区面积732.8km^2，建产规模50万吨。哈拉哈塘油田二期产能建设主要包含新垦、热瓦普和金跃区块，建产区面积1334.0km^2，建产规模71万吨。哈拉哈塘油田外围区块，包括跃满、富源、哈得和玉科，建产规模40万吨。

哈拉哈塘油田一期产能建设内容包括：2座转油站（哈601转油站、哈15转油站），铺设单井管线177.72千米，站间管线69.41千米。新建联合站1座，实际原油产量50×10^{4}吨/年，伴生气处理规模70×10^{4}立方米/天。项目投资13.05亿元，环保投资10542.38万元，占总投资的8.3%。

哈拉哈塘油田二期产能建设内容包括：转油站2座（热普转油站、新垦转油站）、清管站2座、集油集气及注水干线288公里，集输单井88口（现实际建成62口），建成产能71×10^{4}t/a。配套建设原油及天然气外输、给排水及消防、供配电、自动控制、通信、机械、暖通、道路等设施。项目投资15.2亿元，其中环保投资12663万元。

哈拉哈塘油田外围区块建设内容包括：新增产能38×10^{4}t/a，天然气1.02×10^{8}m^3/a，部署井98口，新建转油站4座，扩建哈一联合站；单井集输管道长408km，外输油（气）管道长186km；新建生活区1座，注水系统。以及电力、给排水及消防、结构、通信、自控、暖通、防腐、热工等配套项目。项目投资12.03亿元，环保投资共计7859万元，占总投资额的6.53%。

区块开发现状见图3.1-1。

图 3.1-1　开发现状图

3.1.2“三同时”执行情况

根据《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司东河油气开发部哈拉哈塘油田环境影响后评价报告书》（备案意见：新环环评函〔2021〕221号，附件2）环保手续梳理情况，本项目主要依托工程“三同时”执行情况见表3.1-1（具体见附件3-11）。

表3.1-1 哈拉哈塘油田开发现状环评及验收情况一览表

序号	建设项目名称	环评手续			验收手续		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	哈拉哈塘油田6区块产能建设项目	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2011]1094号	2011年11月18日	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2017]1548号	2017年10月1日
2	哈拉哈塘二期产能建设地面工程	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2015]935号	2015年8月20日	自主验收	油勘[2018]210号	2018年6月12日
3	哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]1264号	2016年8月31日	自主验收		2020年8月
4	哈拉哈塘地区新建晒水池和固体填埋场工程	阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2010]350号	2010年11月18日	/	/	/
5	哈拉哈塘固废场扩建工程	阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2012]154号	2012年4月25日	阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2012]683号	2012年12月12日
6	新垦地区修建固废场及污水蒸发池工程	阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2012]191号	2012年5月9日	阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2012]682号	2012年12月12日

3.1.3 已建工程环境影响回顾评价

跃满区块现有工程环评包含在《哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程环境影响报告书》中，根据该报告书内容，区块油气田开发的环境影响主要包括：

（1）生态影响

该工程永久占地和临时占地分别为22.56hm^{2}和603.26hm^2，施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

该项目生态敏感，涉及沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区、重点公益林和农田。可研阶段有9口钻井计划位于自然保护区内，环评过程中已取消上述9口井。同时采取严格环境保护措施，降低对重点公益林和农田的影响。

（2）环境空气影响

该工程运行期间集输过程无组织挥发的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值，对周围环境不产生不利影响。项目在生产工艺中采用全密闭流程，可有效减少无组织烃类的排放。哈得转油站和跃满转油站的燃气加热炉燃烧天然气排放的污染物SO_2、NOx、烟尘均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准。车辆消耗的油品属国家合格产品，且车辆排放尾气具有不连续性，对周围环境空气产生影响较小。

综上所述，该工程排放的废气对项目所在区域环境产生的影响较小。

（3）噪声环境影响

项目区内声环境敏感点较少，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

项目运营期噪声污染源主要包括：井场、转油站的燃气电机和各类机泵等。类比项目区其它已建成的集气站噪声值在48dB（A）-56dB（A）之间，因此项目运营期噪声对周围环境的影响较小。

（4）水环境影响

项目运营期产生废水主要包括含油生产水及生活污水。含油生产水处理后回注，生活污水经处理后用于绿化，正常运行状态下不会对地表水产生影响。地下水环境水文地质复杂程度为简单型，地下水环境敏感程度为不敏感。

项目注水方式采用正注，注水深度为4500m～5000m，穿越地下含水层。若井套管在地下含水层段经腐蚀发生破裂，回注废水进入到地下含水层中，则会造成地下水的严重污染，对地下水环境造成极大的破坏。

正常情况下，管套未发生破裂，由于地下水的相对稳定性，废水回注油井对地下水影响很小。

（5）固体废物环境影响

钻井泥浆岩屑直排干化填埋的处理方法处理，对位于农田区、胡杨林区的钻井，采用“钻井废弃泥浆不落地达标处理技术”，做到资源化、减量化及无害化处理后，全部清运至哈得固废填埋场。含油泥砂主要来自站场储油罐，主要成分为石油类和泥沙，年产生量58t/a，该项目产生的含油污泥运至轮南塔里木油田绿色环保站处理。本工程施工期及运营期工作人员产生的生活垃圾拉至统一运至哈得固废填埋场处理。

项目开发期及运营期产生的固体废物根据其废物属性，按照一般固废和危险固废要求分类安全处置，不会对区域环境造成不利影响。

（6）水土流失与水土保持

依据自治区人民政府关于全疆水土流失“三区”划分的公告，项目区属于自治区重点治理区。根据水土流失防治分区，在分析评价主体设计中的水土保持工程的基础上，把站场工程、管道工程作为建设期水土流失防治的重点区。针对工程建设施工活动引发水土流失的特点和造成的危害程度，采取有效的防治措施，确定水土保持措施的总体布局，以形成完整、科学的水土流失防治体系。

（7）环境风险影响

该工程发生风险事故的类型主要有井喷；站场装置泄漏；管线破裂以及泄漏物质发生火灾等几种类型。

以上风险评价和分析主要采用计算的方法，分析预测了哈一联脱水站、单井、管线发生事故，以及产生的次生污染物CO、SO_2等对环境的影响范围、程度等。

发生井喷事故后，漫流的含水原油会影响周围的农作物、植被以及土壤，泄漏的天然气会对附近村庄的环境空气质量造成短期的污染影响。根据对高含硫井（YUEM1井）的预测结果，在0.5h内泄露的H_2S，会对距其0.60km的库木博斯坦村的环境空气质量造成短期污染影响，但没有达到立即危害浓度（IDLH）和半致死浓度（LC_{50}），因此不会威胁到村民的生命安全。井喷泄漏物质发生火灾产生的次生污染物CO、SO_2、烟尘等会对周围2km以内的村庄的环境空气质量造成短期污染影响。

油罐若发生泄漏，泄漏的油品未超出防火堤的容量，仅在防火堤内漫流。脱硫系统若发生泄漏，在0.5h以内在年平均风速，D稳定度条件下H_2S没有出现半致死浓度；IDLH影响的范围在31.1m以内。哈一联脱水站泄漏物质发生火灾产生的次生污染物CO、SO_2、烟尘等会对当地的环境空气质量造成短期污染影响。当火炬事故放空时，在0.5h内，D稳定度年平均风速条件下，产生的SO_2未出现LC_{50}和IDLH影响范围。但是，产生的污染物会对当地的环境空气质量造成短期污染影响，所以要及时采取措施，减少事故污染物对周围环境的影响。

当输油气管道发生泄漏后，周围的农作物、植被、土壤将受到不同程度的影响。泄漏物质发生火灾产生的次生污染物CO、SO_2等出现了半致死浓度，但是周围的敏感目标均不在此范围内。

3.1.4 已建工程三废排放情况

根据《哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程环境影响报告书》，现有工程污染物排放情况见表3.1-3。

表3.1-3　　现有工程污染物排放情况一览表　　单位：t/a

类别	废气				废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃		
现有工程排放量	0.28	0.038	0.75	167.2	0	0

3.1.5 存在环保问题及整改措施

目前，哈拉哈塘油田已开展后评价工作并完成备案，根据后评价报告，目前哈拉哈塘油田开发存在的环境问题及改进措施包括：

3.1.5.1 生态保护措施补救方案及改进措施

（1）正在生产的井场

根据岩屑池采样分析结果，对于未按规定掺杂了磺化废弃物、含油污泥的岩屑池，进行清理；符合规定未掺杂磺化废弃物、含油污泥的岩屑池，进行覆土平整。

（2）已明确关停的井场

对于不再利用或确定无开采价值的油气井，应按照油田公司有关封井要求进行封井，对井场遗留水泥基础进行拆除、清理，油田公司督促相关方落实相关协议与责任，保证其做好场地恢复工作。

（3）目前未明确关停仍有开采价值的井场

对列入进一步勘探或将来技术成熟时具备开采条件的井场，可以保留水泥基础。

（4）继续落实保护区井场退出方案

根据生产情况和环保要求，按油田公司制定的退出方案，逐步将位于沙雅县塔里木河上游湿地保护区的井分批逐年退出。

3.1.5.2 大气污染防治措施补救方案及改进措施

根据现状调查结果以及现行法律法规文件要求，对大气污染防治措施不符合要求的地方提出以下补救方案及改进措施。

（1）推进 VOCs 调查及治理

根据《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》(环境保护部公告 2013 年 第 31 号)规定：“石油和天然气开采业、制药工业以及机动车排放的 VOCs 污染防治可分别参照相应的污染防治技术政策”。《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)要求：“新建企业自 2019 年 7 月 1 日起，现有企业自 2020 年 7 月 1 日起，VOCs 无组织排放控制按照本标准的规定执行。各地可根据当地环境保护需要和经济与技术条件，由省级人民政府提前实施本标准。”本次后评价建议，对联合站、转油站等站场内主要阀门及其他连接件等进行泄漏检测与控制计划，定期进行泄漏检测，并记录事故台账。

根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)中储罐控制要求、储罐运行维护要求，VOCs 物料转移和输送无组织排放控制要求，挥发性有机液体装载。本次后评价建议建设单位按照 GB 37822-2019 中储罐控制要求、储罐运行维护要求，VOCs 物料转移和输送无组织排放控制要求，挥发性有机液体装载要求完善相关管理。对联合站、转油站等站场内主要阀门及其他连接件等进行泄漏检测与控制计划，定期进行泄漏检测，并记录事故台账。

（2）废气采样口规范化

哈拉哈塘油田区域内部分加热炉、锅炉烟囱未设置采样孔或采样孔、采样平台不规范，需参考《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》(GB/T 16157-1996)对相关燃料炉设置采样孔，并按照相关监测计划定期监测；对于排污口标志牌缺失的加热炉、锅炉，按照《排污口规范化整治技术要求(试行)》(环监[1996]470号)、《环境保护图形标志——排放口(源)》(GB15562.1-1995)规范排污口标志牌。

（3）伴生气回收率有待进一步提高

根据《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）“（四）在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。”针对不在油气集输管网的偏远井场，建议根据油气资源储量及开采能力，储量丰富且开采稳定、产量高的井场，应尽快完善伴生气回收利用装置与措施，可采取就地油气分离回收装置，也可采取管道输送至现有场站纳入集输系统，从而实现回收气体资源、减少放空燃烧产生的废气和污染物排放量。

3.1.5.3 水污染防治措施补救方案及改进措施

根据现状调查结果以及现行法律法规文件要求，对水环境保护措施不符合要求的地方提出以下补救方案及改进措施。

（1）生活污水

哈拉哈塘油田现有生活污水处理装置运维管理存在不规范和不到位的情况，导致出水不能稳定达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)二级标准。针对生活污水存在问题，加强生活污水的收集和处理，强化运行设施的检修、维护与正常运行，对运营单位加大运行不达标的处罚力度，以保证出水水质达标和提高达标生活污水的综合利用率。

零散井场、试采点等有人值守场站，生活污水排入了铺有防渗的坑内，以自然蒸发为主，罐车拉运频次较少。建议增加罐车抽吸和运输频次，拉至作业区现有生活污水处理设施处理；通过完善油田内部集输管网，将有人值守的井场改为无人值守、自动控制，从源头减少生活污水的产生和排放。

新疆维吾尔自治区《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）已于2019年10月24日发布，2019年11月15日起施行，该标准适用于城镇建成区以

外的 500m³/d(不含)以下规模的农村生活污水处理设施的水污染物排放，边远矿山、远离城镇的公路、铁路服务区、收费站、变电站、管道和输变电线路配套生活设施的 500m³/d(不含)以下规模的生活污水处理设施，经有审批权的生态环境部门批准后，按照该标准执行。因此，本次后评价建议油田公司请示当地生态环境部门，进一步确认生活污水执行标准。

（2）采出水

油田采出水回注执行的是企业标准，不排入外环境。哈 6 联、热普转油站采出水处理设施出水水质中悬浮物暂时不满足《生产回注水指标》(Q/SY TZ0466-2016)表 2 碳酸盐岩回注水水质主要控制指标，需要整改。加强采出水的处理处置，强化运行设施的检修、维护与正常运行，对运营单位加大运行不达标的处罚力度，以保证出水水质达标，确保回注水水质满足回注标准要求；同时加强废水水质监测频率。

（3）地下水跟踪监测

根据《生活垃圾填埋场污染物控制标准》(GB 16889-2008)和《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001)及其修改单(环保部公告 2013 第 36 号)中有关环境和污染控制要求，结合油田内现有固废填埋场分布及建设情况，补充地下水跟踪监测井，满足标准要求，并建立跟踪监测制度。今后新建生活垃圾填埋场和工业固废填埋场，在设计阶段就应充分考虑标准要求。

现有生活垃圾填埋场无渗滤液产生和排放，结合《生活垃圾填埋场污染物控制标准》(GB 16889-2008)标准要求，本次后评价提出按标准要求并结合实际情况，在生活填埋场地下水流向上游 30～50m 处布置一眼本底井，分别在垂直填埋场地下水走向的两侧各 30～50m 处各布置 1 眼共 2 眼污染扩散井，在填埋场地下水流向下游 30m、50m 处各布置 1 眼共 2 眼污染监视井。

新垦固废场结合《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001)标准要求，本次后评价提出按标准要求并结合实际情况，按II类场要求，在填埋场周边设置 3 口地下水水质监控井。“一口沿地下水流向设置在贮存、处置场上游，作为对照井；第二口沿地下水流向设置在贮存、处置场下游，作为污染监视井；第三口设置在最可能出现扩散影响的贮存、处置场周边，作为污染扩散监视井。”

鉴于油田内填埋场为生活垃圾与工业固废填埋池各自独立但相邻处于同一个场地的情况，建议哈拉哈塘填埋场地下水跟踪监测井按《生活垃圾填埋场污染物控制标准》（GB 16889-2008）标准要求，结合整个填埋池占地范围，至少设置5口地下水监测井。

3.1.5.4 声环境污染防治措施补救方案及改进措施

邻近村庄（距离小于200m）的井场，在修井作业期间，尽可能昼间作业，夜间施工需征求当地居民同意后方可施工。

3.1.5.5 固体废物处置措施补救方案及改进措施

（1）生活垃圾

加强油田井场、场站和道路巡检，对遗撒的垃圾，特别是各种饮料瓶进行收集、清理，同时加强油田公司内部和对乙方单位的环保教育与要求，保持油田井场、场站及道路两侧清洁。

（2）井场遗留固废及填埋场不符合填埋种类的固废

根据油田调查和本次后评价调查综合汇总，哈拉哈塘油田固体废物存在历史遗留问题。其中含油污泥：新垦固废场、晒水池历史遗留含油污泥约8.7438万m^3；哈拉哈塘固废填埋场、晒水池历史遗留含油污泥约6.4279万m^3；6口单井历史遗留含油污泥约1.73万m^3。磺化废弃物：哈拉哈塘固废填埋场历史遗留磺化泥浆约6.9万m^3，新垦固废填埋场历史遗留磺化废弃物约20.375万m^3；42口井的历史遗留磺化泥浆约12.49万m^3。

针对上述问题，东河油气开发部目前已制定清运计划(《东河油气开发部历史遗留废弃物治理方案》(2019年11月)，该方案已纳入《塔里木油田历史遗留环保隐患治理方案(总体)》(2019年11月))，将分期分区进行清理清运工作，解决历史遗留的固废贮存问题。

3.1.5.6 环境风险防范补救方案及改进措施

根据应急预案内容分析，应急预案内容完善，各类事故风险防范措施切实可行，本次评价提出的改进措施及建议如下：

（1）作业区应定期对作业区环境应急预案进行修编更新，并且按照相关要求进行备案；

（2）作业区在后期运营中严格按照应急预案中的要求进行员工培训及开展应急演练。根据应急预案培训要求，由应急救援领导小组对救援队伍每半年组织一次应急培训。

（3）深入开展环境风险排查与评估。落实以预防为主的环境风险管理制度，常态化与动态化相结合，开展生态环境保护违法违规事件和突发环境事件隐患的全面排查和风险评估，建立清单。建立环境风险预测预警体系，逐步实现重大环境风险源可视化、智能化管控。

（4）进一步完善环境风险防控措施。持续健全环境风险防范与应急救援体系，完善应急设施配备、物资储备和应急队伍建设，维护相关设施、材料等完好性，有效落实环境风险防控措施，完善突发环境事件应急预案并开展演练，实现持续改进。

3.1.5.7 环境管理改进措施

（1）加强环境管理，严格执行三同时制度

对已有环评手续工程尽快开展下一阶段的竣工环保验收工作。目前哈拉哈塘油田建设过程中两期建设项目已开展过首轮竣工环保验收，但陆地石油天然气开发具备滚动开发的特点，自上次竣工环保验收之后，继续按原环评建设的井场和管线已建成一定规模，还未开展分期竣工环保验收，建议根据滚动开发情况尽快开展第二次竣工环保验收，后续滚动开发完成一批、验收一批，形成建设和验收的良性循环。

（2）加强固体废物管理

①严格固体废物分类管理，严格废物转移监管

遵循“减量化、再利用、资源化和无害化”原则，着力实施含油污泥、钻井废物、酸碱废渣等收集、贮存、运输、利用、处置的全过程管控与污染防治。

②进一步完善固体废物环境管理档案

组织开展固废填埋场调查工作，建立各类固体废物填埋场清单，摸清需要治理的历史遗留泥浆或污泥的种类、属性和存量，在此基础上，制定封场、污染场地治理和生态恢复计划、方案。

③进一步规范危险废物全过程管理

一是树立危险废物从产生、贮存、转移、利用、处置全生命周期管理理念，提高信息化管理水平。二是及时跟进国家、自治区环保部门固体废物信息管理系统；三是理顺公司内部信息管理机制。四是对标对表，按照《固废法》、《危险废物规范化考核指标体系》、《危险废物鉴别标准》、《国家危险废物名录》及豁免管理清单具体要求，认真落实危险废物各项管理制度。五是结合现有国家突发环境事件相关政策要求，完善突发环境事件应对和处理措施。

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：跃满区块2021年产能建设项目（一期）

项目性质：滚动开发（改扩建）

3.2.1.2 建设地点

拟建项目位于哈拉哈塘油田三期跃满区块，该区块位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，地处塔里木河中游北岸洪泛平原、渭干河冲积平原交汇区。北距东河油田公路约30km、库车市城约70km，东距沙雅县城约35km，库车-哈尼喀塔木乡-塔里木乡公路横穿工区，交通运输条件便利。

3.2.1.3 建设规模

本项目主要建设内容为:①井场工程,新建16座井场地面工程（YueM20-H8、YueM211H、YueM2-H10、YueM20-1X、YueM20-H3、YueM21-5X、YueM22-H7、YueM2-2C1、YueM2-H7、YueM703-H3、YueM7-H4、YueM701-H6、YueM7-H6、YueM2-H11、YueM211-H2、YueM3-H13）；②计量阀组站，新建YueM2-H11计量阀组站1座，包括4井阀组+计量橇+电磁加热器；③集输管线，新建油气集输管线69.6km，主要为各井场至周边的计量站、转油站的集输管线；④各井场均配备60kw电磁加热器用于井场采出物加热。以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。

3.2.1.4 工程组成

本项目组成包括16口部署井的井场工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、结构、消防、防腐、热工、道路等工程。项目工程组成见表3.2-1。

表 3.2-1　　工程组成一览表

序号	项目名称	内容		单位	总计	备注
1	新增产能	原油		万 t/a	42.23	新增 16 口油井产能
		天然气		亿 m^3/a	1.05	新增 13 口井伴生气产能
2	地面工程	井场		座	16	单个井场占地 80m×120m
		计量阀组站		座	1	新建 YueM2-H11 计量阀组站
		集输管线	油气集输管线	km	69.6	管径 80～200mm，平均 100mm，施工作业带宽度平均为 8m。管线输送压力 4Mpa
		井场加热	电磁加热器	座	16	各井场均配备 60kw 电磁加热器
3	公用及配套工程	自动化控制	井场 RTU	套	16	各井场设一套 RTU 控制系统和一套 GDS 系统
		供电	采油井场供配电	套	16	依托油区已有供电系统
		通信工程	井场数据及视频传输	套	16	传输设备均采用华为 OSN7500，站内建有 4G 基站，用于油区生产及视频数据接入
		供水	生产、生活用水	依托油区现有供水设施		
		道路	井场交通	跃满区块的对外交通主要依托沙雅县各乡县道和塔里木沙漠公路，油田内部已建成沙漠公路→哈得→跃满的干线公路（沥青路面）。		
4	依托工程	跃满转油站		本项目油气初步处理及采出水处理依托跃满转油站。跃满转油站于 2016 年建设，建设规模包括：预脱水 $20\times10^4t/a$，天然气增压 $23\times10^4m^3/a$，采出水沉降 $1100m^3/d$，外输油规模 $20\times10^4t/a$，外输气规模 $23\times10^4m^3/a$。		
		哈一联合站		本项目油气处理依托哈一联合站。哈一联合站 2005 年底投产，2016 年进行了扩建。目前哈一联合站原油汽提脱硫规模为 $45\times10^4t/a$，天然气脱硫脱水脱烃规模为 $45\times10^4t/a$，污水回灌规模 $300m^3/d$，外输气规模为 $43\times10^4t/a$。		
		塔河南岸油田废弃物处理站		本项目的生活垃圾、一般固废、修井废水等依托塔河南岸油田废弃物处理站，包括 $15000m^3$ 磺化泥浆暂存池 1 座、$300m^3$ 污油池 1 座、$200m^3$ 循环水池 1 座、$20000m^3$ 污水池 1 座、$10000m^3$ 生活垃圾池 2 座、$10000m^3$ 工业固废池 2 座、$1500m^3$ 隔离沉淀池 1 座。		
		塔里木油田绿色环保站		本项目的含油污泥运至塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。绿色环保站年处理含油污泥能力为 1 万立方米，采用热洗和萃取法进行处理，处理后的泥土达标后填埋处理。		

3.2.1.5 工程投资

本项目总投资为10760.5万元，其中环保投资336万元，占总投资9.9%。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本项目不新增劳动定员，均依托现有油气田开发工作人员，井场无人值守。

3.2.2 油气水物性

（1）天然气

塔河南区块天然气取样分析结果表明，天然气相对密度0.6400~1.2750，平均0.7774；甲烷含量2.57%~87.5%，平均71.78%，乙烷以上含量平均14.11%，表现出典型湿气特征，氮气平均含量4.12%，二氧化碳平均含量3.4%，H_2S含量总体偏高，但个别井不含H_2S，分布范围0~31800mg/m^3，平均2089mg/m^3。

采出液中天然气组成见表3.2-2。

表3.2-2 天然气组成及油品物性表

区块		跃满	富源	哈得23	合计
相对密度	范围	0.6668~1.27	0.6728~0.85	0.6400~1.030	0.6400~1.275
	平均	0.7841	0.7781	0.7700	0.7774
甲烷（%）	范围	2.57~84.60	63.00~84.40	46.8~87.50	2.57~87.50
	平均	70.33	71.53	72.60	71.78
乙烷及以上（%）	范围	1.13~16.00	9.40~30.95	5.71~16.60	1.13~30.95
	平均	9.17	23.00	10.17	14.11
H_2S（mg/m^3）	范围	0~31800	0~230	0~2900	0~31800
	平均	3833	104	321	2089
干燥系数		0.79	3.72	4.52	3.01

（2）原油

塔河南区块原油属于低粘度、低含硫、中高含蜡、少胶质和沥青质的中轻质原油。地面原油密度0.7950~0.8772g/cm^3，平均0.8243g/cm^3，整体表现为从西向东依次变高；原油粘度1.23~5.47mPas，平均2.64mPas；原油凝固点-30~22℃，平均-8℃；原油含硫量0.008%~0.7%，平均0.238%；原油含蜡量1.7%~21.8%，平均6.67%；胶质+沥青质含量0.12%~7.71%，平均1.08%。原油分析数据见表3.2-3。

表3.2-3 本项目油品物性表

区块		跃满	富源	哈得23	合计
20℃原油密度 g/cm^3	范围	0.7950~0.84	0.8032~0.847	0.8124~0.877	0.7950~0.877
	平均	0.8110	0.8280	0.8338	0.8243
50℃粘度（mPa·s）	范围	1.23~3.04	1.53~4.94	1.85~5.47	1.23~5.47
	平均	1.81	3.127	2.91	2.64

凝固点℃	范围	-30~10	-26~22	-30~8	-30~22
	平均	-14	2.4	-12	-8
含硫量%	范围	0.108~0.428	0.047~0.355	0.008~0.700	0.008~0.700
	平均	0.21	0.173	0.33	0.238
含蜡量%	范围	3.4~9.2	2.8~21.8	1.7~13.0	1.7~21.8
	平均	5.3	9	5.7	6.67
胶质+沥青质%	范围	0.12~2.97	0.35~2.59	0.30~7.71	0.12~7.71
	平均	0.79	1.32	1.12	1.08

（3）地层水

塔河南区块出水井取样分析化验结果表明，本区地层水水型为$CaCl_2$型，地层水密度1.0373~1.1614g/cm^3，平均1.0793g/cm^3；pH值5.78~7.37，平均6.53；氯离子11400~144000mg/L，平均64715mg/L；总矿化度49010~239600mg/L，平均111100mg/L。

3.2.3 总体开发方案

3.2.3.1 开发部署

根据本项目的地理位置、油井分布、原油物性及产能规模，并结合现状地面设施能力和原油总体流向，总体布局上不考虑新建集中处理站，就近充分利用现有的原油脱水、污水处理等地面设施能力。

本项目主要建设内容为：①井场工程，新建16座井场地面工程（YueM20-H8、YueM211H、YueM2-H10、YueM20-1X、YueM20-H3、YueM21-5X、YueM22-H7、YueM2-2C1、YueM2-H7、YueM703-H3、YueM7-H4、YueM701-H6、YueM7-H6、YueM2-H11、YueM211-H2、YueM3-H13）；②计量阀组站，新建YueM2-H11计量阀组站1座，包括4井阀组+计量橇+电磁加热器；③集输管线，新建油气集输管线69.6km，主要为各井场至周边的计量站、转油站的集输管线；④各井场均配备60kw电磁加热器用于井场采出物加热。以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。

本项目油气集输主要依靠集输管线，但YueM20-H8、YueM211H、YueM20-1X三口井由于距离转油站较远，暂计划采用井场拉油的方式进行集输转运。油气预处理、采出水处理依托跃满转油站，油气处理依托哈一联合站，固废处理依托塔河南岸油田废弃物处理站和塔里木油田绿色环保站。

各部署井基本情况表见表3.2-4。

表 3.2-4 各部署井基本情况表

序号	井名	油气集输	油气去向	油气处理
1	YueM20-H8	井场拉油，液下鹤管装车	跃满转油站	跃满转油站进行预处理，哈一联合站进一步处理
2	YueM211H	井场拉油，液下鹤管装车	跃满转油站	
3	YueM2-H10	管线集输，6100m	YueM5-3 集油阀组	
4	YueM20-1X	井场拉油，液下鹤管装车	跃满转油站	
5	YueM20-H3	管线集输，3800m	跃满 20C 试采点	
6	YueM21-5X	管线集输，4300m	跃满 21 井	
7	YueM22-H7	管线集输，1020m	YueM22 井集中试采点	
8	YueM2-2C1	管线集输，4750m	YueM5-3 集油阀组	
9	YueM2-H7	管线集输，8300m	YueM5-3 串接阀组	
10	YueM703-H3	管线集输，3600m	YueM702C	
11	YueM7-H4	管线集输，840m	YueM7 集油阀组	
12	YueM701-H6	管线集输，4720m	跃满转油站集油阀组	
13	YueM7-H6	管线集输，6060m	YueM7 集油阀组	
14	YueM2-H11	管线集输，11240m	跃满转油站集油阀组	
15	YueM211-H2	管线集输，6170m	YueM211-H 试采点	
16	YueM3-H13	管线集输，8724m	YueM7JS 串接阀组	

3.2.3.2 开发指标预测

本项目开发指标预测见表 3.2-5。

表 3.2-5 生产指标预测总表

区块	井号	设计日产油	设计日产气
		（t/d）	（m^3/d）
跃满区块	YueM20-H8	50	/
	YueM211H	80	4000
	YueM2-H10	80	20000
	YueM20-1X	300	100000
	YueM20-H3	45	/
	YueM21-5X	100	/
	YueM22-H7	45	9000
	YueM2-2C1	40	12400
	YueM2-H7	60	12600
	YueM703-H3	45	6800
	YueM7-H4	40	24000
	YueM701-H6	45	25000
	YueM7-H6	50	25000
	YueM2-H11	50	10000
	YueM211-H2	77	20000
	YueM3-H13	50	20000
合计		1157	288800

3.2.4 主体工程

主体工程包括井场工程、油气集输工程等，纳入本次工程内容的主要为井场工程和油气集输工程，其他均依托区内原有集气站、转油站、联合站等设施。

3.2.4.1 井场工程

根据开发方案，本工程投产井2口。本项目部署井采用单井就近进站。本项目井场主要工程量见下表3.2-6。

表3.2-6　本项目井场主要工程量一览表

序号	井号	主要工程量
1	YueM20-H8	新建油井1口，井口电磁加热炉1套，50m^{3}原油储罐4座，值班室1套，4人间营房1套，抗硫卧式分离器撬块1套，齿轮泵2台，加药装置1套，装车鹤管2套，天然气防控火炬D89*12000，及配套电气、仪控、视频监控、消防等专业。
2	YueM211H	新建油井1口，井口电磁加热炉1套，50m^{3}原油储罐4座，值班室1套，4人间营房1套，抗硫卧式分离器撬块1套，齿轮泵2台，加药装置1套，装车鹤管2套，天然气防控火炬D89*12000，及配套电气、仪控、视频监控、消防等专业。
3	YueM2-H10	新建油井1口，新建YueM2-H10井集输管线至YueM5-3集油阀组管线，总长为6100m。集油管道除自然井场内及阀组周围20m采用钢制管道外其余均采用玻璃钢管道，压力等级4.0MPa。钢制管道采用无缝钢管，材质为20G。本工程配套建设电力、土建、防腐、自控等工程，井口配套电磁加热器1套。
4	YueM20-1X	新建油井1口，井口电磁加热炉1套，50m^{3}原油储罐6座，值班室1套，4人间营房2套，抗硫卧式分离器撬块1套，齿轮泵2台，加药装置1套，装车鹤管2套，地火炬DN150，及配套电气、仪控、视频监控、消防等专业。
5	YueM20-H3	新建油井1口，新建YueM20-H3井集输管线至跃满20C试采点，总长为3800m。集油管道除自然井场内及阀组周围20m采用钢制管道外其余均采用玻璃钢管道，压力等级4.0MPa。钢制管道采用无缝钢管，材质为20G。本工程配套建设电力、土建、防腐、自控等工程，井口配套电磁加热器1套。
6	YueM21-5X	新建油井1口，新建YueM21-5X井集输管线至跃满21井，总长为4300m。集油管道除自然井场内及阀组周围20m采用钢制管道外其余均采用玻璃钢管道，压力等级4.0MPa。钢制管道采用无缝钢管，材质为20G。本工程配套建设电力、土建、防腐、自控等工程，井口配套电磁加热器1套。
7	YueM22-H7	新建油井1口，新建YueM22-H7井集输管线至YueM22井集中试采点，总长为1020m。集油管道除自然井场内及阀组周围20m采用钢制管道外其余均采用玻璃钢管道，压力等级4.0MPa。钢制管道采用无缝钢管，材质为20G。本工程配套建设电力、土建、防腐、自控等工程，井口配套电磁加热器1套。
8	YueM2-2C1	新建油井1口，新建YueM2-2C1井集输管线至YueM5-3集油阀组，总长为4750m。集油管道除自然井场内及阀组周围20m采用钢制管道外其余均采用玻璃钢管道，压力等级4.0MPa。钢制管道采用无缝钢管，材质为20G。本工

		程配套建设电力、土建、防腐、自控等工程，井口配套电磁加热器1套。
9	YueM2-H7	新建油井1口，新建YueM2-H7井集输管线至YueM5-3集油阀组，总长为8300m。集油管道除自然井场内及阀组周围20m采用钢制管道外其余均采用玻璃钢管道，压力等级4.0MPa。钢制管道采用无缝钢管，材质为20G。本工程配套建设电力、土建、防腐、自控等工程，井口配套电磁加热器1套。
10	YueM703-H3	新建油井1口，新建YueM703-H3井集输管线至YueM702C井，总长为3600m。集油管道除自然井场内及阀组周围20m采用钢制管道外其余均采用玻璃钢管道，压力等级4.0MPa。钢制管道采用无缝钢管，材质为20G。本工程配套建设电力、土建、防腐、自控等工程，井口配套电磁加热器1套。
11	YueM7-H4	新建油井1口，新建YueM7-H4井集输管线至YueM7集油阀组，总长为840m。集油管道除自然井场内及阀组周围20m采用钢制管道外其余均采用玻璃钢管道，压力等级4.0MPa。钢制管道采用无缝钢管，材质为20G。本工程配套建设电力、土建、防腐、自控等工程，井口配套电磁加热器1套。
12	YueM701-H6	新建油井1口，新建YueM701-H6井集输管线至跃满转油站集油阀组，总长为4720m。集油管道除自然井场内及阀组周围20m采用钢制管道外其余均采用玻璃钢管道，压力等级4.0MPa。钢制管道采用无缝钢管，材质为20G。本工程配套建设电力、土建、防腐、自控等工程，井口配套电磁加热器1套。
13	YueM7-H6	新建油井1口，新建YueM7-H6井集输管线至YueM7集油阀组，总长为6060m。集油管道除自然井场内及阀组周围20m采用钢制管道外其余均采用玻璃钢管道，压力等级4.0MPa。钢制管道采用无缝钢管，材质为20G。本工程配套建设电力、土建、防腐、自控等工程，井口配套电磁加热器1套。
14	YueM2-H11	新建油井1口，新建YueM2-H11井集输管线至跃满转油站集油阀组，总长为11240m。集油管道除自然井场内及阀组周围20m采用钢制管道外其余均采用玻璃钢管道，压力等级4.0MPa。钢制管道采用无缝钢管，材质为20G。本工程配套建设电力、土建、防腐、自控等工程，井口配套电磁加热器1套。
15	YueM211-H2	新建油井1口，新建YueM211-H2井集输管线至YueM211-H试采点，总长为6170m。集油管道除自然井场内及阀组周围20m采用钢制管道外其余均采用玻璃钢管道，压力等级4.0MPa。钢制管道采用无缝钢管，材质为20G。本工程配套建设电力、土建、防腐、自控等工程，井口配套电磁加热器1套。
16	YueM3-H13	新建油井1口，新建YueM3-H13井集输管线至YueM7JS串接阀组，总长为8724m。集油管道除自然井场内及阀组周围20m采用钢制管道外其余均采用玻璃钢管道，压力等级4.0MPa。钢制管道采用无缝钢管，材质为20G。本工程配套建设电力、土建、防腐、自控等工程，井口配套电磁加热器1套。

3.2.4.2 油气集输工程

本项目油气集输主要依靠集输管线，但YueM20-H8、YueM211H、YueM20-1X三口井由于距离转油站较远，暂计划采用井场拉油的方式进行集输转运。

YueM20-H8、YueM211H、YueM20-1X在井场设原油储罐，采用液下鹤管装车方式运输，运至跃满转油站进行初步分离处理，然后通过跃满转油站管线集输至哈一联合站进一步处理。原油储罐均为50m^3，3座井场共设置14座储罐。

其余13座井场均采用密闭集输管线运输至周边已有管网，最终统一集输至跃满转油站处理。集输管线总长度69.6km，管径80～200mm，平均100mm。集输管道除自然井场内及阀组周围20m采用钢制管道外其余均采用玻璃钢管道，压力等级4.0MPa。

3.2.5 配套工程

3.2.5.1 给排水工程

本项目施工期不设置生活营地，生活依托跃满作业区倒班公寓。倒班公寓建有地埋式一体化污水处理设施，本项目生活污水依托倒班公寓污水处理设施处理。

油田营运期各生产井的采出水随油气混合物输送至跃满转油站、哈一联合站处理，处理达标废水用于注水水源。井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至塔河南岸油田废弃物处理站处理。

3.2.5.2 供配电工程

项目区供电依托油田现有供配电设施，井场内部各设1座电控信一体化撬为井场设备供电。

3.2.5.3 自控、通信工程

各井场设一套RTU控制系统和一套GDS系统，井场通信传输设备均采用华为OSN7500，站内建有4G基站，用于油区生产及视频数据接入。

3.2.5.4 道路工程

油气田内部道路配套完善，其中主要巡线道路为三级沥青路面，其余单井巡线道路为简易砂石路面。本项目不新增道路，各井场进场道路均在钻井期已建设完成。

3.2.5.5 防腐设计

（1）不保温管道外防腐结构

防腐采用2道环氧富锌底漆60μm+1道环氧云铁中间漆80μm+2道丙烯酸聚氨酯面漆60μm，总干膜厚度≥200μm。

（2）电伴热保温管道外防腐结构

防腐采用环氧酚醛涂料，2底4面，总干膜厚度300μm。

（3）管道保温结构

地上管道保温采用憎水复合硅酸盐保温管壳，中159以下单管保温层厚度为40mm。外护层为0.8mm厚铝合金薄板。

（4）室外阀门保温

与地上保温管道相连的阀门保温采用现场制作可拆卸式保温盒，由内向外依次宜为金属铁丝网+保温层（憎水软质复合硅酸盐板材，厚度同所连接管道保温层）+固定件+0.8mm厚铝合金薄板。

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

3.2.6 依托工程

3.2.6.1 跃满转油站

跃满转油站包含集中试采单元、采出水处理单元、天然气增压单元、35kV变电所等。站外4座串接阀组对单井来液进行计量(串接阀组共接收16口单井来液)，串接阀组来液通过集油干线进入跃满转油站(其中有2口单井直接进站)内进行油气水三相分离。分离出的低含水原油输送至哈一联处理，分离出的天然气经压缩机增压后外输至哈一联处理。分离出污水处理后通过污水外输泵输送至串接阀组，通过串接阀组分配至注水替油井口，再经井口增压泵增压后注水。转油站包括配电系统、自控系统、空氮站、给排水系统、燃料气及火炬放空系统5大公用系统。处理规模原油预脱水规模20×10^4t/a，天然气增压规模$23\times10^4m^3/d$，污水处理规模$1200m^3/d$。

跃满转油站主要设备见表3.2-7，工艺流程见图3.2-1。

表3.2-7　跃满转油站实际建设主要设备一览表

序号	设备名称	规格	单位	数量
1	单螺杆卸油泵	$Q=50m^3$　△p=0.6Mpa	台	2
2	卸油罐	$Q=50m^3$	座	2
3	外输泵	$Q=50m^3$　H=240m	台	2
4	转油泵	$Q=20m^3$　H=60m	台	2
5	真空加热炉	1.5MW	套	2
6	含水油缓冲罐	Φ2200×7624	台	1

图 3.2-1　跃满转油站工艺流程图

3.2.6.2 哈一联合站

哈一联合站2005年底投产，设计原油脱水规模：100×10⁴t/a，采出水处理规模5000m³/d。

2016年进行了扩建，在哈一联合站内新建原油脱硫单元、原油脱水单元、原油稳定单元、天然气处理及增压单元。其设计处理规模为原油45×10⁴t/a，天然气45×10⁴m³/d，污水回灌300m³/d。原油经脱硫、脱水脱盐、稳定后，增压外输至塔轮凝析油管线，天然气经增压、脱硫、脱水、脱烃、增压外输至塔轮线，分离出的水经采出水缓冲罐后外输至HD26计转站回注。哈一联合站扩建部分分为油水处理系统和天然气处理系统两大系统，包含原油脱硫单元、脱水脱盐单元、稳定单元、天然气增压单元、天然气脱硫单元、天然气脱水脱烃单元，六套主体装置；乙二醇再生系统、丙烷制冷系统、污水回灌系统三套辅助生产装置；消防系统、高低压变配电系统、自控系统、燃料气系统、排污系统、火炬及放空系统、净化风系统、制氮系统8套公用装置。

（1）原油脱硫单元

在哈一联合站新建原油气提塔及相关设施1套，原油脱硫规模45×10⁴t/a(液量)，质量含水率10%。气提气来自哈四联合站不含硫天然气，气提后的含硫化氢天然气去天然气处理单元进行脱硫处理。来油压力为0.4MPa，温度为60℃，进入气提塔。天然气由0.5MPa调压至0.3MPa后进入气提塔，天然气与原油在气提塔内逆向对流进行接触，天然气将原油中的硫化氢气提出来，气提后原油硫化氢含量控制在60mg/kg以下。塔顶含硫化氢气去天然气处理单元进行脱硫化氢处理。

（2）原油脱水单元

扩建哈一联合站，新建的原油脱水单元设计规模为45×104t/a(油量)，采用热化学脱水工艺，将各转油站来含水油(含水≤10%)经加热、脱硫后进新建原油脱水单元处理，经脱水、脱盐、稳定后，增压外输至塔轮凝析油管线；分离出的水经采出水缓冲罐后外输至HD26计转站回注(区块内油井现阶段回注水量有限，哈一联合站扩建部分产生的采出水经处理后排入哈一联东侧晒水池暂存，待后续具备注水条件后，用于回注)。

（3）原油稳定单元

本装置采用微正压闪蒸工艺。由原油脱水单元换热后来的未稳定原油(50℃、0.5MPa)与稳后原油换热升温至65℃，再经加热炉加热，升温至90℃后进入原油稳定塔，稳定塔操作压力为0.15MPa(a)，操作温度为90℃。塔顶气相经空冷器却至50℃后，然后进入三相分离器，在0.13MPa压力下进行油、气、水三相分离。三相分离器分离出的采出水经采出水罐、采出水泵加压后回注到稳后油中或进入到原油脱水单元用于洗盐。分离出的轻烃经泵增压进入新建天然气处理单元轻烃闪蒸罐。不凝气进入不凝气压缩机增压后输送至新建天然气处理单元压缩机入口。稳后原油经泵加压后去与原油脱水单元与来油换热。

（4）天然气增压单元

哈得区块、哈一联合站的低压湿气(0.1MPa，20℃)经集配气阀组，与原油气提塔顶低压气(0.15MPa，60℃)、乙二醇闪蒸罐闪蒸气、轻烃闪蒸罐不凝气等混合后进低压气压缩机入口分离器，脱除凝析水和油滴后，进入低压气压缩机，气体压缩到0.5MPa，经空冷器冷却到50℃，与跃满、富源区块来的高压湿气(0.5MPa，5℃)混合，进入高压气压缩机入口分离器、过滤分离器，分离出冷凝液及固体杂质后，进入高压气压缩机，经一级压缩到1.2MPa，经空冷器冷却到50℃，进高压气压缩机级间分离器分离出冷凝液后进入脱硫系统。脱水脱烃后干气经高压气压缩机二、三级增压至7.5Mpa后打入塔轮线外输。

（5）天然气脱硫单元

脱硫装置设置4组8台脱硫塔，六用两备，正常运行方式三组塔并联，组内串联。脱硫剂采用羟基氧化铁，压缩系统来的含硫原料气(1.2MPa，50℃)从脱硫塔顶部均匀分布进入脱硫塔，经脱硫剂床层进行化学反应，脱硫后天然气(硫化氢含量不超过20mg/m^3)从塔底引出进入脱水脱烃系统。脱硫装置的放空气均引入哈一联新建放空设施，分离器分出的含油污水接入压力排污罐出口管线去原油脱水单元。

（6）天然气脱水脱烃单元

脱硫后的湿净化气(1.18MPa，50℃)与哈四联合站来的湿气混合后，分成两路，一路进入烃气换热器与出低温分离器的醇烃液换热至0.6℃左右。进换热器前，气相加入质量分数为80%的乙二醇防冻剂；另一路进入一级贫富气换热器与出二级贫富气换热器干气进行换热，换热后温度降为27.3℃，进入一级分离器分离，气

相加入质量分数为80%的乙二醇防冻剂，经二级贫富气换热器与出低温分离器干气换热至0.2℃，两路混合进入二级分离器分离，分离后的气相进入丙烷蒸发器冷却至-30℃，最后进入低温分离器进行天然气、烃醇液(轻烃+乙二醇水溶液)两相分离。脱水脱烃后的天然气(1.07MPa，-30℃)自低温分离器顶部出来，经二级贫富气换热器、一级贫富气换热器换热后，去增压单元。低温分离器分出的醇烃液去轻烃换热器与湿天然气换热至25℃后，与二级分离器的凝液混合后，进入轻烃闪蒸罐，进行闪蒸天然气、轻烃、乙二醇水溶液三相分离，闪蒸气经调压后去低压气压缩机入口分离器，轻烃经轻烃增压泵增压至7.0MPa打入哈一联已建原油外输管道中，乙二醇水溶液去乙二醇再生系统。

3.2.6.3 塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站

本项目的生活垃圾、一般固废、修井废水等依托塔河南岸油田废弃物处理站工程。

本项目的生活垃圾、一般固废、修井废水、磺化泥浆等依托塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站。塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县南部，设施的中心坐标为北纬******，东经******，该环保站的四周均为荒漠，周边无居民点。环保处理站是为周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的，于2016年11月7日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2016]1626号)。塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站包括15000m^3磺化泥浆暂存池1座、300m^3污油池1座、200m^3循环水池1座、20000m^3污水池1座、10000m^3生活垃圾池2座、10000m^3工业固废池2座、1500m^3隔离沉淀池1座。目前，塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站已正常运行且处理余量充足，可用于接收本项目开发过程中产生的生活垃圾、一般固废、修井废水及磺化泥浆等。

3.2.6.4 塔里木油田绿色环保站

本项目的含油污泥运至塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。2011年7月，绿色环保站在轮南正式建成投产，由下属公司（塔里木石油勘探开发指挥部沙漠运输公司-危险废物经营许可证的编号6528220025）总组织承包。绿色环保站年处理含油污泥1万立方米，还可回收其中的原油，每年节约100多万元资金。绿化环保站没有单独立项，包含在英买力潜山油藏地面工程中，中勘冶金勘察设计研

究院有限责任公司编制环评报告，自治区环保厅以新环评价函[2010]251号进行批复，新疆环境监测总站编制验收报告，已上报自治区环保厅。

绿色环保站采用国内领先水平的热洗和萃取法，即采用物理加化学法将含油污泥中的油和泥沙进行分离、萃取出来，并配合先进的间歇式三级混合洗涤工艺，处理后的泥土达到《危险废物鉴别标准-浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）无害化标准要求后，送站场周围无植被平铺堆存。绿色环保站自2011年建成投产以来，已累计处理含油污泥9941立方米，生产还原土6483立方米，回收原油550吨，经济效益275万元。

工艺流程如下：

含油污泥由各产生单元送储存池，经抓斗送振动筛进行分选，5cm以上的石块及其它杂物通过导流槽进入清洗池，清洗后送污泥干化场；筛下物进入粗料池。粗料池中的油泥分别在回旋式混合机与药剂混合粉碎，在一级粗料洗涤机、二级粗料洗涤机中洗涤，在细料分选筛中分选，选出5mm-0.5mm的细砂，经检验合格后送污泥干化棚。

冲洗分选过程中产生的浮油进油水分离罐，含水油泥加药剂后进行三相分离和泥浆压滤，泥土经检验合格后送污泥干化棚。上清液回用到工艺中。工艺中回收的浮油全部进油水分离罐，得到的油送联合站外输，产生的废水全部回用于工艺。处理后的泥土达到《危险废物鉴别标准-浸出毒性鉴别》（GB5085.3－2007）无害化标准要求后，送处理厂周围无植被平铺堆存。

工艺流程简图见图3.2-2。

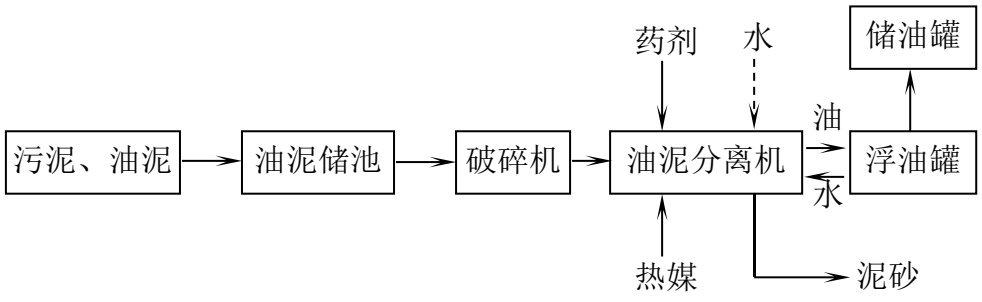


图3.2-2　绿色环保站处理流程简图

绿色环保站年处理含油污泥1万立方米，是目前塔里木油田公司唯一的含油污泥处理站。其他区块建设有含油污4泥暂存池，罐车定期拉运至绿色环保站进

行处理。目前绿色环保站满负荷运行，根据生产状况，优先处理新产生含油污泥，在有余量的情况下，从各区块暂存池拉运含油污泥进行处理，可以满足需求。

3.3 工程分析

油田开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括勘探、钻井、测井、井下作业、采油、原油集输和供水、供电、道路、通讯等配套工程。

3.3.1 主要生产工艺过程

3.3.1.1 地面工程建设

本项目地面工程主要包括井场设备安装及管线连接，管线敷设、道路建设（以道路修复为主）等。

管线施工工艺流程详见图3.3-1。

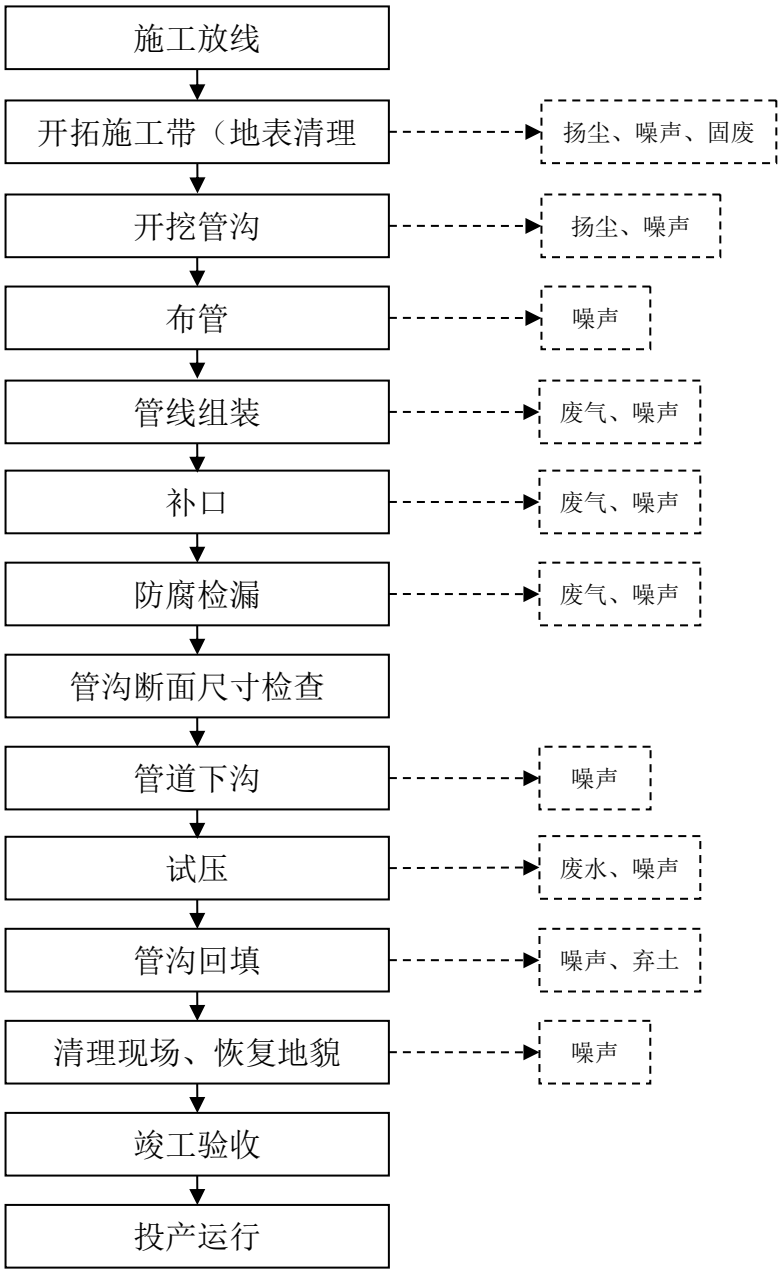


图 3.3-1　　管线施工工艺流程及产污环节示意图

管线施工工艺流程简介：

（1）施工放线

施工放线时，施工单位必须对设计图纸进行现场核对，根据设计图纸进行放线，打百米桩，标桩上注明标号、里程、高程，转角桩应注明角度、外矢矩及切线长度，在地形起伏及较大拐弯处应打加密桩。施工时按管道两侧土地占用范围划定临时用地边界线，特殊地段增加用地宽度时应与当地有关部门协商。

（2）管沟开挖

开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩塌堆积物 。施工前应按照设计图纸要求及各个区域的地质情况向施工人员作好管沟断面开挖要求（开挖深度及边坡比）、堆土位置及技术要求等的交底工作。管沟开挖可采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，有地下障碍物时，障碍物两侧5m范围内，应采用人工开挖。对于重要设施，开挖前应征得其管理方的同意，并应在其监督下开挖管沟。施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。管沟沟底单管开挖宽度为0.8m，管沟边坡比为1:1.5。管沟成型后，应进行检查。

管线施工作业带宽度为8m，管线埋深为1.2m。

（3）管线组装

集输管线采用柔性复合高压输送管，连接方式应符合《石油天然气工业用非金属复合管 第2部分：柔性复合高压输送管》（SY/T6662.2-2012）、《柔性复合管施工及验收规范》（Q/SY TZ 0407-2014）中的相关要求；燃料气管线采用无缝钢管，采用焊接方式连接，严格按照《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）等相关要求执行。柔性复合高压输送管采用弹性敷设，燃料气管线采用弹性敷设、冷弯弯管、热煨弯头三种型式来满足管道变向安装要求。

（4）管道下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管道进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底表面贴实且放到管沟中心位置。如出现管底局部悬空应用细土填塞，不得出现浅埋。

（5）吹扫与试压

管道在试压前应进行吹扫，当吹扫出的气体无铁锈、尘土、焊渣、水等脏物时为合格，吹扫气体在管道内流速应大于20m/s。

集输管线试压介质采用中性洁净水；燃料气管线使用空气试压。有高差的管道，应考虑静水压的影响，管道试验压力应以高处的压力表为准，各试压段的最低点强度试验压力应保证该试压段最低点的管道环向应力不超过其屈服强度的95%，且最高点压力应为管道设计压力的1.5倍。

试压过程中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压，直至合格。

（6）穿越工程

1）光、电缆及其它管道穿越

一般情况下，管道与其它埋地构筑物交叉，原则上在其下方通过。

与电（光）缆交叉时，管道与电（光）缆净距不小于0.5m，还要对电（光）缆采取保护措施。与管道交叉时，两管间净距不小于0.3m，并采取措施将两管道隔离；管沟开挖前，首先探明被穿越管道位置，并作出明显标记。在交叉点两侧各5m范围内必须采用人工开挖。

2）公路穿越

本项目公路穿越主要为油气田内部公路穿越，穿越方式采用大开挖穿越，穿越管段加20#无缝钢制套管保护，套管规格为φ219×7.0mm，穿越段长度共计30m。

（7）管沟回填

管道下沟后应及时进行管沟回填，管道穿越地下电缆、管道、构筑物处的保护处理，应在管沟回填前按设计的要求配合管沟回填施工。

回填前应清除管沟中的杂物，应检查管沟底部是否平整，管道下面的回填土是否夯实，管道在沟底是否有悬空的现象，检查管道埋深是否符合设计文件要求。

管沟回填应分两次进行，第一次回填在试压前进行，应先用人工回填，用细土或沙回填管道两侧和管顶上部，当回填至管顶以上500mm左右时，进行夯实，之后可采用机械回填，第一次回填应留出接头部位。第二次回填在试压合格后进行，管沟回填后，回填土应高出自然地面300mm。

3.3.1.2 井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般在采油井投产前及投产以后进行，一般包括酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

3.3.1.3 采油

采油就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠油层自身压力进行采油的方法称为自喷采油法，而需要用抽油泵等方法进行采油的则叫机械采油法。在原油开采中为了保持油层的压力，达到稳产的目的，往往需要向油层注入一定的介质，用以驱替原油。根据注入介质的不同，常见有水驱采油和蒸汽驱采油。

根据油气藏目前生产情况、油藏原油性质和配产情况，本项目选择采油方式为：初期自喷开采，当油层压力下降，油井停喷或需要提液时根据部署井不同掺稀比采用有杆泵或电泵、注水采油等。

3.3.1.4 原油集输及处理

本项目单井输油采用加热集输流程，油气处理依托已建跃满转油站、哈一联合站。单井采出液就近进入已建计转站，通过集气站、转油站最终输往区内联合站进行处理。

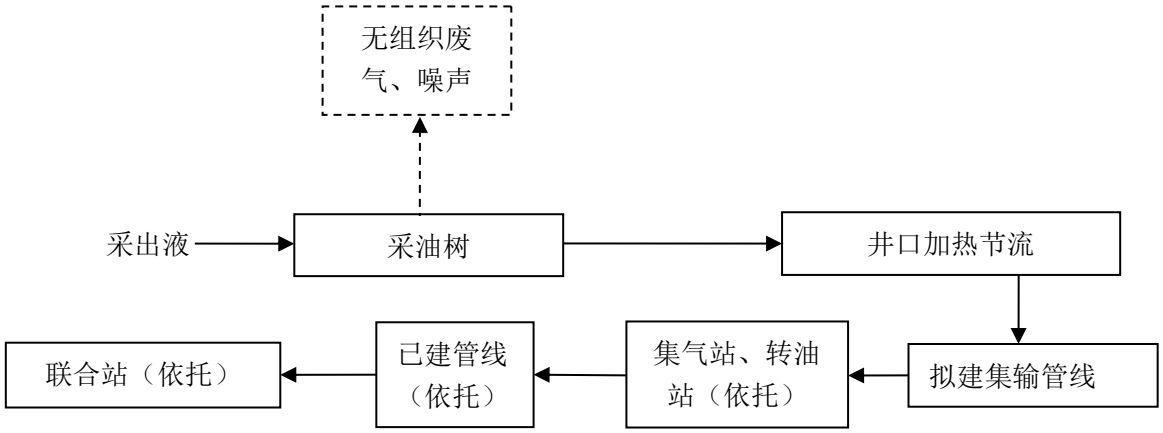


图 3.3-2　运营期工艺流程示意图

3.3.2 环境影响因素分析

本项目建设可分为开发施工期、生产运营期、退役期三个阶段。

开发施工期环境影响的特点是持续时间短，破坏性强，在本项目建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。退役期，如果封井和井场处置等

措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

本项目包括地面工程建设、采油、油品集输等施工作业内容，属于开发施工期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关采油、井下作业、原油储运等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染，详见表3.3-1、图3.3-3。

表3.3-1　　环境影响因素识别表

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场、站场	永久性占地、临时占地、动植物影响	-
		管线、道路建设	破坏土壤和植被	-
			引起水土流失	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
		生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	-
		施工机械和车辆尾气	NO_2、CO、SO_2、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期（正常工况）	采出水	石油类	-
		井下作业废水	石油类	-
		井场无组织废气排放	非甲烷总烃、硫化氢	-
		设备噪声	影响声环境质量	-
		落地油、含油污泥	送有资质单位处置	
		原油生产	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	＋＋
3	运营期（事故工况）	集输管线、阀组破损泄漏	污染土壤、火灾爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼，拆除井口装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

注：“- -”为负影响较大；“-”为负影响较小；“+ +”正影响较大；“+”为正影响较小。

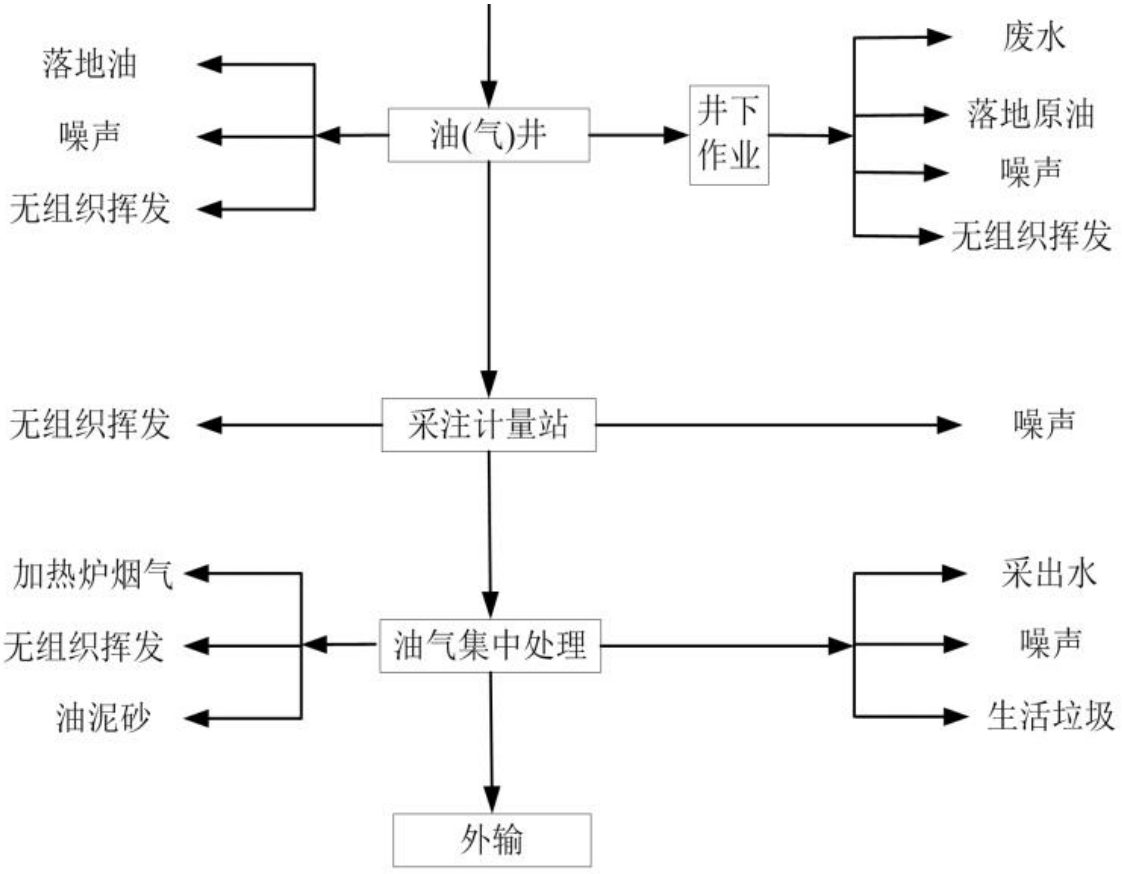


图 3.3-3　　油田开发过程污染物排放流程

3.3.3 施工期环境影响因素分析

施工期主要污染来自地面设施施工产生的燃料燃烧废气及汽车尾气排放、施工机械噪声、设备渗油等，平整场地和堆放设备破坏地表等。

3.3.3.1 生态影响因素

生态影响主要体现在站场、管线、道路建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。集油管道开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采油井场的永久占地。

地面工程施工作业包括站场场地平整、管线敷设等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

本项目主要占地井场建设的永久占地、管线建设的临时占地。本项目总占地面积为71.04hm^2，其中永久占地面积为15.36hm^2，临时占地55.68hm^2，详见表3.3-2。工程占地类型主要为未利用地（沙地）和少部分草地。

表3.3-2　　占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积（hm²）			说明
		永久	临时	总占地	
1	井场	15.36	-	15.36	单个井场永久占地面积80m×120m
2	集输管线	-	55.68	55.68	集输管线69.6kmm，施工作业带范围按8m计算。
合计		15.36	55.68	71.04	/

3.3.3.2 污染源分析

（1）废气污染源

本项目在施工期对环境空气的影响主要来自以下几个方面：一是在管线敷设、井场地面工程建设过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬；二是施工机械及运输车辆尾气，本项目施工期用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。燃油废气中主要污染物为颗粒物、NOx、SO_2、烃类等。施工机械及运输车辆的使用情况具有不确定性，其污染物的排放具有排放时间短等特点。

（2）废水污染源

施工期不设置生活营地，依托周边跃满区块已建生活公寓。

施工期产生的废水主要为试压废水。

管道施工期间产生的废水主要为试压废水，主要污染物有SS。管道试压采用清洁水，试压作业分段进行，每段试压水排出后进入下一段管线循环使用，可减少水资源消耗。试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘，对项目区周边水环境没有不良影响。

（3）固体废物污染源

本项目挖方全部回填，无弃方，固体废物主要为管材边角料等建筑垃圾。

①弃土弃渣

作为区域土地平整土方来源或井场垫方加以利用。

②施工废料

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填埋处理。

（4）噪声污染源

工程施工期的土石方作业、汽车运输、自备柴油发电机工作产生的噪声，施工期机械设备有：推土机、挖掘机、震动碾、自卸汽车、柴油发电机等，均系强噪声源，主要施工机械产噪情况见下表3.3-3。

表3.3-3 主要施工机械产噪情况

噪声源	推土机	挖掘机	运载车辆	搅拌机	吊车
噪声级	85	83	83	82	86
噪声源	打桩机	混凝土泵	空压机	电锯	焊接机
噪声级	110	85	110	90	78

工程施工期间施工机械活动及土石方开挖产生的噪声将使周围噪声级有所增加，但影响范围内无声环境敏感目标分布；影响时段及范围小，工程结束后随即消失，本工程对声环境影响可接受。

3.3.4 运营期环境影响因素分析

3.3.4.1 废水污染源

（1）采出水

本工程采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，随着开采年限的增加呈逐渐上升状态。根据开发方案，本工程新增原油产能42.23万t/a，天然气产能1.05亿m^3/a，按1000立方米天然气=1吨原油，本工程新增总产能以52.73万t/a进行计算。根据跃满区块油气特性，油气含水量以50%计算，则新增污水量为723t/d（26.4×10^4t/a）。油藏采出废水分别输送至跃满转油站、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，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。

（2）生活污水

井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。故运营期不新增生活污水。

（3）井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（见表3.3-4），计算井下作业废水的产生量。

表3.3-4　　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井	104525	回收回注	0
				石油类	克/井	17645	回收回注	0

本项目油藏储层为非低渗透油藏储层，根据上表计算井下作业废水产生量为76.0t/井次，化学需氧量产生量为104525g/井次，石油类产生量为17645g/井次。按井下作业每2年1次计算，则单井每年产生井下作业废水38.0t、化学需氧量52262g、石油类8823g，则本项目16口采油井井下作业工程产生的井下作业废水、化学需氧量、石油类分别为608 t/a、0.832t/a、0.141t/a。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理。

3.3.4.2 废气污染源

本项目井场加热采用电磁加热炉，无加热炉燃烧废气。油气田生产过程中大气污染物主要是油气集输、处理及外运过程中无组织挥发的烃类气体及硫化氢。

（1）原油罐储存与装载过程挥发性有机物

YueM20-H8、YueM211H、YueM20-1X在井场设原油储罐，采用液下鹤管装车方式运输。原油储罐均为50m^3，3座井场共设置14座储罐。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册，挥发性有机液体储存挥发性有机物产生量计算公式如下：

$$D=\sum\left(k_1\times Q_i+n\times k_2\right)$$

式中：

D——挥发性有机物年产生量，千克/年；

k1——工作损失排放系数，千克/吨-周转量；

k2——静置损失排放系数，千克/年；

n——相同物料、储罐类型、储罐容积、储存温度下的储罐个数；

Qi——物料的年周转量，吨/年；

挥发性有机液体装载挥发性有机物产生量计算公式如下：

$$D=\sum(k\times Q_i)$$

式中：

D——挥发性有机物年产生量，千克/年；

K——装载系数，千克/吨-装载量；

Qi——物料的年装载量，吨/年；

根据《工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》中附表 6 固定顶罐油品挥发性有机物产污系数表，固定顶罐、容积＜100 立方米、储存温度 30℃，工作损失排放系数为 0.219kg/t 周转量，静置损失排放系数为 80.97kg/a。

本项目原油储罐均为固定顶罐，容积 50m^3，储存温度 25～35℃，14 座原油储罐周转量为 71175t/a。经过计算，本项目原油储存的挥发性有机物产生量为 16.72t/a。

根据《工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》中附表 8 公路/铁路装载挥发损失挥发性有机物产污系数表，没有针对原油装载的挥发性有机物产生系数，产生系数以 0 计。

因此本项目原油罐储存与装载过程挥发性有机物合计为 16.72t/a。

（2）油气集输管线挥发量

参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册，设备动静密封点挥发性有机物排放量计算公式如下：

$$E_{设备}=0.003\times\sum_{i=1}^{n}(A\times EF\times t_i)$$

其中，E 设备——设备与管线组件密封点的挥发性有机物年排放量，kg/a。

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点类型。

A——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点类型个数。

EF——排放系数，kg/h/排放源。

ti——密封点 i 年运行时间，h/a。

根据建设单位提供的设计资料，本项目 16 口井场各类动静密封点统计数据见表 3.3-5。

表3.3-5 动静密封点统计表（个）

序号	单井	泵	阀门	法兰	搅拌器
1	YueM20-H8	1	27	54	1
2	YueM211H	1	27	52	1
3	YueM2-H10		11	1	
4	YueM20-1X	2	113	20	
5	YueM20-H3		21	4	
6	YueM21-5X		22	1	
7	YueM22-H7		22	1	
8	YueM2-2C1		12		
9	YueM2-H7		10	18	
10	YueM703-H3		12		
11	YueM7-H4		11		
12	YueM701-H6		12		
13	YueM7-H6		12		
14	YueM2-H11		13	3	
15	YueM211-H2		13	3	
16	YueM3-H13		10		
合计		4	348	157	2
排放速率（kg/h）		0.074	0.064	0.085	0.073

根据《工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》中附表10设备动静密封点排污系数，泵、阀门、法兰、搅拌器的排放速率分别为0.074kg/h、0.064kg/h、0.085kg/h、0.073kg/h，密封点运行时间按照8760h/a计算。最终经计算，本项目动静密封点挥发性有机物排放量为0.95t/a。

（3）硫化氢排放量

根据跃满区块油气参数，伴生气中硫化氢含量平均值为3833mg/m^3。以本项目挥发性有机物排放量17.67t/a计算，天然气密度以0.7841kg/m^{3}计算，则硫化氢排放量为0.086t/a。

3.3.4.3 固体废物污染源

（1）油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，属危险废物（HW08）。正常生产的情况下，各井不产生油泥，主要为设备检修、维护时产生少量油泥。根据类比调查，1口井含油废物产生量约为0.2t/a，16口单井含油废物产生量约为3.2t/a。

对照《国家危险废物名录(2021年版)》，油泥（砂）危险废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物中071-001-08石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，本项目产生的油泥（砂）桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置。

（2）生活垃圾

运营期工作人员由跃满油气开发部内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

（3）清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每年清管1～2次。根据类别调查，一般清管废渣产生量为1.15kg/km，本项目新建集输管线总长为69.6km，每次废渣产生量约80kg，产生量约为0.16t/a。清管废渣的主要成分为石油类、SS和氧化铁等。清管时在收球装置的四周铺设土工布，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，收集后定期由有危废处置资质的公司接收处置。

3.3.4.4 噪声源

本项目主要噪声源是井场机泵、井下作业等设备噪声，噪声级为80～120dB(A)，见表3.3-10。

表3.3-10　　噪声源设备

位置	噪声源	声源强dB（A）
井场	机泵	90-100
	井下作业	80-120

3.3.4.5 合计

本项目运营期三废排放状况见表3.3-11。

表3.3-11　　运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气集输	无组织排放废气	VOCs	17.67	17.67	大气
			H_2S	0.086	0.086	大气
生产废水	采出水		废水量	26.4×10^4	0	采出水进入跃满转油站、哈一联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注油层，不外排
	井下作业废水		井下作业废水	608	0	采用专用罐回收作业废水，拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理
			COD	0.832	0	
			石油类	0.141	0	

固体废物	井场、管线等	油泥	-	3.2	0	桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置
	管线	清管废渣	石油类、SS 和氧化铁等	0.16	0	桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	80～120dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

3.3.5 污染物排放“三本帐”

本评价现有工程污染源数据引用《中哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程环境影响报告书》，本项目建成后运行期污染物排放变化情况见表 3.3-12。

表 3.3-12　　运营期污染物排放“三本账”表

序号	影响类别	污染物	现有工程排放量(t/a)	本项目排放量(t/a)	总体工程		
					排放量(t/a)	以新带老削减量(t/a)	排放增减量（t/a）
1	废气	SO_2	0.038	0	0.038	-	0
		NO_X	0.75	0	0.75	-	0
		VOCs	167.2	17.67	184.87	-	+17.67
2	废水	生产废水	0	0	0	-	0
3	固体废物	含油污泥	0	0	0	-	0
		清管废渣	0	0	0	-	0

3.4 清洁生产水平分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本项目为油田开发建设项目，生产过程主要包括钻井、采油、油气集输和伴生气回收、井下作业及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对污染防治措施先进性及集输工艺先进性进行清洁生产分析。

3.4.1 清洁生产水平技术指标对比分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部2009年联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）对本项目的清洁生产水平进行评价。

（1）评价指标体系

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。

——定量评价指标

选取有代表性的、能反映“节约能源、降低消耗、减轻污染、增加效益”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式；通过对比各项指标的实际达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评清洁生产的状况和水平。

——定性评价指标

根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核建设单位对有关政策、法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

（2）评价依据

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：

——凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的，执行国家要求的数值。

——凡国家或行业对该项指标尚无明确要求值的，则选用国内重点大中型油气勘探开发企业近年来清洁生产所实际达到的中上等以上水平的指标值。

——定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”或“否”两种选择来评定。

（3）权重分值

清洁生产评价指标的权重值反映了该指标在整个清洁生产评价指标体系中所占的比重。它原则上是根据该项指标对油气勘探开发企业清洁生产实际效益和水平的影响程度大小及其实施的难易程度来确定的。

（4）评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。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（如物料消耗量、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（如水的钻井液循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。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。

井下作业、采油和集输作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表3.4-1。

（5）评价指标考核评分计算

（1）定量评价考核总分值计算

①单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i=S_{xi}/S_{oi}$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i=S_{oi}/S_{xi}$$

式中：S_i—第i项评价指标的单项评价指数。

S_{xi}—第i项评价指标的实际值

S_{oi}—第 i 项评价指标的评价基准值

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当实际数值远小于（或远大于)评价基准值时，计算得出的 S_i 值就会越大，计算结果就会偏离实际，对其他评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 $S_i > k/m$ 时（其中 k 为该类一级指标的权重值，m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取 S_i 值为 k/m。

表 3.4-1　井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
（1）资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	0	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	27.13	0
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
（2）生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
（3）资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
（4）污染物产生指标	30	作业废液量	m^3/井次	10	≤3.0	27.13	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	219	0
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	1429	0
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5

定性指标

一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本项目评分
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	5
		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	10	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	40	建立HSE管理体系并通过验证		15	15
		开展清洁生产审核		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
（5）贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求		20	20

表 3.4-2　采油（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65　稠油：≤160 天然气：≤50	＜160	30
（2）资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
（3）污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5
		COD	%	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10

定性指标

一级指标	指标分值	二级指标					指标分值	本项目评分
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量				井筒设施完好	5	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	20		防治落地原油产生措施	20	20
		集输流程				全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证					10	10
		开展清洁生产审核					20	20
		制定节能减排工作计划					5	5
（3）环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况					5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况					5	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况					5	5
		老污染源限期治理项目完成情况					5	5

②定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

$$P1=\sum_{i=1}^{n}S_i\cdot K_i$$

式中：P_1—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i—第 i 项评价指标的权重值。

（2）定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

$$P2=\sum_{i=1}^{n}F_i$$

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

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P_1—定量评价考核总分值；

P_2—定性评价二级指标考核总分值。

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 3.4-3。

表 3.4-3　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，计算可得：

——井下作业：定量指标 70 分，定性指标 100 分，综合评价 82 分。

——采油和集输：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

3.4.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产企业。

本项目采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备，采用水基钻井液；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了钻井废物、废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.5.2 污染物总量控制因子

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

废气污染物：NO_x和VOC_s。

废水污染物：COD、NH_3-N。

本项目井场加热均采用电磁加热器，无新增燃料燃烧废气排放。油气集输和处理过程中会排放少量的挥发性有机物。

运营期产生的采出水进入联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层；井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理处理，不外排，因此不对废水污染物进行总量控制建议。

根据本项目开采处理的工艺特点及本项目具体情况，在生产过程中总量控制的指标为VOCs。

3.5.3 总量控制建议指标

根据《关于印发<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)及《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)要求，废气污染物排放总量按照排污系数进行核算。

根据3.3.4节核算结果，本项目VOCs排放分为两部分进行核算，分别为原油储罐储存和装载过程挥发性有机物排放、油气集输管线动静密封点挥发性有机物排放，排放量分别为16.72t/a、0.95t/a，合计17.67t/a。

综上所述，本项目总量控制指标为：VOCs 17.67t/a。

3.6 相关法规、政策符合性分析

3.6.1 与国家产业政策符合性分析

石油天然气开采业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），“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

3.6.2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

项目运营期采取的各项环保措施与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中要求的相符性分析详见表3.6-1。

表3.6-1 项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关规定	项目采取的相关措施	相符合分析
1	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。	项目区域内 无水源涵养区、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。	符合
2	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	项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，大气、水体、固体废物等	符合

	时施工、同时投产使用。	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。	
3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。 散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	本报告提出，井场施工结束后，均应对施工场地进行清理平整，由于项目所在区域的蒸发量大于降水量，不需要在井 场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。	符合
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。	本报告提出运营期要定期对站场各设备设 施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合
5	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。 煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体。	本项目运营期清管废渣桶装收集后，交由有资质的单位合理处置。	符合
6	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被：（一）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（二）震裂、压占等造成土地破坏的；（三）占用土地作为临时道路的；（四）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	项目管线施工时土方全部回填，临时占地均进行场地平整清理，项目区为沙地，不适宜采取植被复垦的生态保护措施。场站均采取了地面硬化的措施，闭井期场站内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，平整后依靠自然恢复。	符合
7	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定 突发环境事件应急预案，报环境保护主 管部门和有关部门备案。发生突发环境 事件的，应当立即启动应急预案，采取 应急措施，防止环境污染事故发生。	项目投产后，由跃满油气开发部管理，区块开发突发环境应急预案纳入管辖作业区应急管理体系中。	符合

由表 3.6-1 可知，项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关规定。

3.6.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》 中要求的相符性分析详见表 3.6-2。

表 3.6-2　　本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关规定	项目采取的相关措施	相符合分析
1	到2015年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%。	采用清洁生产工艺和技术	符合
2	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。	落地原油回收率应达到 100%	符合
3	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。 酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	井下作业全部带罐铺膜作业。	符合
4	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	采出水处理满足标准后回注	符合
5	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m^3 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。	采用密闭流程	符合
6	（一）油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。（二）加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。（三）在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。（四）油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。（五）油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，	项目投产后，由跃满油气开发部管理，区块开发突发环境应急预案纳入管辖作业区应急管理体系中。	符合

	采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。		

由表3.6-2可知，项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

3.6.4 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定：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。

第四十四条　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。

项目施工过程采取“下垫上盖”措施，结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

3.6.5 与《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）符合性分析

本项目与《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）符合性分析见表3.6-3。

表 3.6-3　　与“环办环评函[2019]910号”符合性

序号	[2019]910号要求	项目情况	符合性
1	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目周边5km范围内无地表水，且本项目废水均不外排。	符合

2	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指标及分析方法》（SY/T5329-2012）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。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	油藏采出废水分别输送至跃满转油站、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，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。	符合
3	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）要求评价。	本项目产生的油泥（砂）桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置。	符合
4	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 H_2S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少 SO_2 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污物排放标准要求。	本项目采用电磁加热炉，无燃烧废气排放。	符合
5	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目施工周期较短，报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响。	符合
6	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	本项目不涉及生态保护红线。	符合

7	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	本企业已按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息。	符合

3.7 相关规划符合性分析

3.7.1 与《全国矿产资源规划》符合性分析

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在2亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采油技术，增储挖潜，努力减缓老油田产量递减。西部以**塔里木、**鄂尔多斯、准噶尔等盆地为重点，探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。”本项目属于**塔里木区域的原油开采项目，**符合《全国矿产资源规划》要求。

3.7.2 与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》符合性分析

《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》提出，坚持把发展经济着力点放在实体经济上，深化工业供给侧结构性改革，推动工业强基增效和转型升级，全面提升新型工业化发展水平。建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、**塔里木**三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

本项目属于**塔里木盆地油气基地**，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》的要求。

3.7.3《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》

《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》以《全国主体功能区规划》为依据，结合新疆实际编制的第一个国土空间开发规划，是战略性、基础性、约束性的规划。该规划将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区，按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域是指有一定经济基础，资源环境承载能力较强，发展潜力较大，集聚人口和经济条件较好，从而应该重点进行工业化城镇化开发的城市化地区，主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及59个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡23个县市，重点生态功能区涉及53个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共107处。

本项目属于石油开采项目，行政区隶属新疆沙雅县管辖，属于重点开发区域，本项目建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

3.8 选址、选线合理性分析

本项目组成包括16口部署井的采油工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、道路等工程。根据现场调查和资料搜集，工程区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

本项目井场、管线占地土地类型主要为沙地、草地，位于塔克拉玛干沙漠北缘，塔里木油田规划开发区内，工程周边5km范围内无地表水分布，无长期居住人群，因此本项目选址选线合理。

3.9“三线一单”符合性分析

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），本工程位于新划定的塔里木河流域重点治理区，但不在自然保护地核心保护区，而且本工程属于符合国土空间规划的油气田开发建设工程；工程运营

期车辆产生的噪声和尾气满足相应标准限值要求，污水采取了严格的治理和处置措施，污染物能达标排放，采取相应措施后经预测能够满足相关标准要求，符合环境质量底线的要求，不会对环境质量底线产生冲击；工程运营期水、电等能源、资源利用均在区域供水、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；项目对照《产业结构调整指导目录(2019年本)》，为允许类，项目建设符合国家产业政策，对照国家发改委和商务厅发布了《市场准入负面清单（2019年版）》，属于许可准入类。

终上所述，本工程符合“新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案”要求。

现根据《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》，对项目所在管控单元及管控要求进行符合性分析，见表3.9-1。

由表3.9-1分析可知，本项目涉及的管控单元为ZH65292430001沙雅县一般管控单元。本项目在实施过程中较好地落实了相关法律法规提出的要求和措施，本项目符合《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》的相关要求。综上，本项目建设符合“三线一单”要求。

图 3.9-1 本项目与生态保护红线位置关系图

表3.9-1　项目与阿克苏地区生态环境准入清单符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65292430001	沙雅县一般管控单元	一般管控单元	区域包含乡镇、部分基本农田。	
控维度	**管控要求**			**符合性**
空间布局约束	1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。 2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。 3 对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采涨控的露天矿山，依法整治;对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭;对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。			本项目为石油、天然气开采工程，项目用占地为沙地、草地，污染物排放均按相关标准要求执行。符合本单元管控要求。
污染物排放管控	1 执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。 2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。			本项目按要求进行总量控制和削减污染物排放总量，符合本单元管控要求。
环境风险防控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求。			项目投产后，由跃满油气开发部管理，区块开发突发环境应急预案纳入管辖作业区应急管理体系中。符合本单元管控要求。
资源利用效率	1 执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。			本项目会消耗一定量的水资源，但资源

	2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长。 4.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。	消耗量对于区域资源利用总量较少，符合本单元管控要求。

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

沙雅县地处东经81°45′~84°47′，北纬39°31′~41°25′间，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。沙雅县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，东西宽180km，南北长220km，总面积31955.15km^2。县城距省府乌鲁木齐市的直线距离486km，公路里程832km，距阿克苏市公路里程252km。

拟建项目位于哈拉哈塘油田三期跃满区块，该区块位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，地处塔里木河中游北岸洪泛平原、渭干河冲积平原交汇区。北距东河油田公路约30km、库车市城约70km，东距沙雅县城约35km，库车-哈尼喀塔木乡-塔里木乡公路横穿工区，交通运输条件便利。中心区地理坐标：东经******、北纬******。

本项目地理位置见图4.1-1。

图 4.1-1　项目地理位置示意图

4.1.2 地形地貌

评价项目所在地区地域辽阔，属于塔里木盆地北缘，大致可分为沙漠区和塔里木河谷平原两部分。塔里木盆地是我国最大的内陆盆地，北依天山，南临昆仑，总面积56万km^2，地势从西南向东北倾斜，平均海拔1000m左右，盆地中部为塔克拉玛干沙漠，面积约为32.4万km^2，是我国最大的沙漠，也是世界上第二大流动沙漠，流动沙丘占沙漠总面积的85%。区块所在的沙漠区地貌类型属于半固定沙丘，地势南高北低，地形起伏不大，部分开阔而平坦，相对低洼区地下水埋藏较浅，并有盐土分布，地表有少量或零星胡杨及草甸植被，平均海拔1000m左右。河谷平原区属于塔里木河冲积－洪积平原地貌单元，地势南高北低，地形总体开阔平坦，局部起伏，高差较小，发育多条冲沟。该段沙化、盐化相间分布，盐土相对偏多，地表有沙柳、沙蒿及草甸植物，零星或成片分布胡杨树木，近岸地带相对密集，但枯萎呈疏现象亦在加剧。

4.1.3 水文与水文地质

4.1.3.1 水文

塔里木河是我国最长的内陆河流，干流全长1321千米，位于我区天山以南，是沿塔里木盆地周边的叶尔羌河、喀什噶尔河、阿克苏河和孔雀河以及包括渭干河在内的144条河流汇集而成，流域总面积103万平方千米，流域内144条大小河流的水资源总量为429亿立方，但塔里木河本身不产水，只起到向下游输水的作用。

沿塔里木河两岸依靠各源流可系的水资源繁衍发展起来的，以胡杨林和灌木林为主体形成的绿色走廊是保护流域的绿洲经济和各族人民生存发展以及防止塔克拉玛干大沙漠风沙侵害的重要屏障，对维护塔里木盆地的生态环境有着不可替代的作用。塔里木河自西向东流径沙雅县中部偏北，横贯全县，总长220千米，先后流径本县的二牧场，海楼乡牧场、托依堡勒迪乡（沙雅监狱）、塔里木乡、古力巴克乡牧场、一牧场等7个乡、场。由于上游的叶尔羌河、喀什噶尔河已有20多年不向塔里木河输水，全县湖泊集中在塔里木河两岸，其特点是：面积不大，咸水皆分布于沼泽及荒漠地区，无养殖价值。只有和田河(季节性输水)及阿克苏河还向塔里木河干流输水，因此，造成沙雅县塔里木河灌区春季用水无保证，每年的春旱一直持续到6月底。另外，径流量减少，而输沙量增加，输沙量由80年代的1870万吨增加为90

年代的2452万吨，增加了76.76%，加之塔里木河在本县境内弯道多，叉河多，河道的纵坡缓(1/4000-1/5000)，因此造成河床较二十世纪五、六十年代平均抬高1.2~1.4米，河道的泄洪能力锐减。

4.1.3.2 区域水文地质

项目区地下水主要受塔里木河水渗透及洪水泛滥补给为主，洪水及枯水季节对地下水影响较大。地下水排泄主要以蒸发和植物蒸腾方式排泄。区内地下水埋藏相对较深，埋深为4.90～6.10m，水位标高为965.58～965.75m，属潜水类型，该区地下水矿化度较高，对普通混凝土及金属有较强的腐蚀性。

4.1.4 气候、气象

沙雅县属暖温带沙漠边缘气候区，受北部荒漠沙地和南部塔克拉玛干大沙漠的影响极大，县内长年日照充足，热量充沛，降水稀少，气候干燥，昼夜温差大，常年主风向为西北风，沙雅县气象资料见表4.1-1。

表4.1-1　　沙雅县主要气候气象参数一览表

序号	项　目	统计结果	序号	项　目	统计结果
1	年平均气温	11.4℃	6	年平均蒸发量	2044.6mm
2	年极端最高气温	41.2℃	7	年最大冻土深度	0.77m
3	年极端最低气温	-24.2℃	8	年平均相对湿度	49%
4	年平均降水量	47.3mm	9	多年平均风速	1.37m/s
5	年平均大气压	956.5hPa			

4.1.5 土壤、植被及野生动物分布

项目区在塔里木河流域的植被区划中属暖温带灌木，半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。该区域气候极端干旱，但热量丰富，又受塔里木河水的影响，非地带性的水热条件又丰富了一些植被类型。该区域的植被类型在中国植被区划中属塔里木荒漠省、塔克拉玛干亚省、塔里木河谷洲。该区域的植被除塔里木河沿岸分布有胡杨及人工植被外，基本均属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸。调查区域高等植被有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），评价区有保护植物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。项目区的自然植被主要有3种植被类型，即荒

漠植被、灌丛植被和森林；3个群系，即多枝柽柳群系、胡杨群系、芦苇群系。按中国动物地理区划，调查区域动物区系属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原州、塔里木河中游区。通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，本工程区栖息分布着各种野生脊椎动物38种，其中两栖类1种，爬行类4种，鸟类25种，哺乳类8种。其中以鸟类为主，占所有动物的63.8%。据统计，该区域共有国家级重点保护动物8种，自治区级重点保护动物2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，但已被列为“世界濒危鸟种”和“全球狭布鸟种”，被编入“亚洲鸟类红皮书”之中。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。

4.2 环境质量现状调查与评价

4.2.1 环境空气质量现状调查与评价

4.2.1.1 区域大气环境质量达标判定

本项目地处阿克苏地区沙雅县，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，对本工程所在区域进行环境质量达标判定。

根据中国环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统提供的数据，阿克苏地区2019年SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$年均浓度分别为7μg/m^3、31μg/m^3、101μg/m^3、39μg/m^3；CO 24小时平均第95百分位数为1.9mg/m^3，O_3日最大8小时平均第90百分位数为130μg/m^3。

表4.2-1　环境空气质量达标判定结果　单位μg/m^3

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	7	60	11.67	达标
NO_2	年平均质量浓度	31	40	77.5	达标
PM_{10}	年平均质量浓度	101	70	144.29	超标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	39	35	111.43	超标
CO	24小时平均第95百分位数	1900	4000	47.5	达标
O_3	日最大8小时滑动平均值的第90百分位数	130	160	81.25	达标

项目所在区域SO_2、NO_2年平均浓度及CO、O_3日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；$PM_{2.5}$、PM_{10}年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。故项目区为环境空气质量不达标区。

4.2.1.2 特征因子补充监测

（1）监测点位及监测项目

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，本次委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）对拟建工程所在区域环境空气质量现状进行实地监测。监测报告见附件12。

本项目在跃满区块内共布设2个大气监测点。

监测点位基本信息见表4.2-2和图4.2-1。

表4.2-2 环境空气质量现状监测点位及因子一览表

编号	位置	坐标	监测因子	监测频次
1	跃满2-H7井		监测因子包括非甲烷总烃、H_2S。	井场上下风向各监测一个点位，每天采样4次，共监测7天
2	跃满21-5X井			

（2）监测时间及频率

监测时间为2021年8月30日～9月5日。其中，H_2S 1小时浓度每天采样4次，每次采样45分钟。非甲烷总烃为每天采样4次，每次取1小时等时间间隔4各样品的平均值。

（3）监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表4.2-3。

表4.2-3 环境空气各监测因子分析方法及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	H_2S	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法亚甲基蓝分光光度法》	GB 11742-89	mg/m^3	0.005
2	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2010	mg/m^3	0.07

图 4.2-1　监测点位图

（4）评价标准

非甲烷总烃1小时评价浓度参考执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的浓度限值2.0mg/m³，H_2S执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中其他污染物空气质量浓度参考限值（10μg/m³）的浓度限值要求。

（5）评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：

P_i——第i个污染物的最大占标百分比，%；

C_i——第i个污染物监测浓度，μg/m³；

C_{oi}——第i个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

（6）评价结果

监测及评价结果见表4.2-4。

表4.2-4　其他污染物环境质量现状评价表

监测点位	污染物	评价标准(μg/m³)	监测浓度范围(μg/m³)	最大浓度占标率/%	达标情况
跃满2-H7井	非甲烷总烃	2000	440～570	28.5	达标
	硫化氢	10	＜5	-	达标
跃满21-5X井	非甲烷总烃	2000	450～690	34.5	达标
	硫化氢	10	＜5	-	达标

从上表可以看出，在监测期间，本项目区域特征污染物H_2S小时平均值均未检出，能满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中其他污染物空气质量浓度参考限值（10μg/m³）的浓度限值要求；非甲烷总烃小时平均值在440～690μg/m³之间，最大占标率为34.5%，能满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值2000μg/m³要求。

4.2.2 声环境现状评价

声环境现状委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）进行现场监测。

（1）监测点位

根据项目位置情况和周围敏感点关系，在跃满区块内共布设4个噪声监测点。具体布置情况见表4.2-5。

表4.2-5　声环境现状监测点位表

序号	点位	坐标	监测因子	监测频次
1	YueM23-H5		L_{eq}（A）	监测2天，每天昼间、夜间各检测1次
2	YueM21-5X			
3	YueM2-H7			
4	YueM703-H3			

（2）监测项目：连续等效A声级Leq(A)。

（3）监测方法：依据《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的方法进行监测。

（4）监测时间：本次现状监测时间为2021年8月30日-8月31日。各监测点位监测2天，分昼、夜进行监测。

（5）评价标准

区域声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区标准。

（6）评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

（7）监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表4.2-6。

表4.2-6　声环境现状监测及评价结果表

检测点位置	昼间				夜间			
	监测值		标准值	评价结果	监测值		标准值	评价结果
	第一天	第二天			第一天	第二天		
YueM23-H5	45.6	46.2	60	达标	44.7	45.1	50	达标
YueM21-5X	44.7	45.1	60	达标	43.8	44.3	50	达标
YueM2-H7	46.5	46.8	60	达标	45.4	45.7	50	达标
YueM703-H3	45.8	44.9	60	达标	44.1	43.2	50	达标

从上表可以看出，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。

4.2.3 地表水环境现状调查与评价

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，且本项目周边5km范围内无天然地表水体，项目地表水环境影

响评价等级为三级B，无需开展地表水环境影响评价。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，污、废水处理设施的依托可行性。

4.2.4 地下水环境现状调查与评价

4.2.4.1 地下水现状调查

一、区域水文地质

（1）地下水的赋存条件及分布特征

该区域分布于314国道以南塔里木河以北却勒塔格山洪积冲积平原，部分凝析气田区位于渭干河冲洪积平原尾缘地段，与塔里木河冲积平原相衔，地貌上属细土平原带。凝析气田地表岩性以粘土、亚粘土、亚沙土、粉细沙为主，局部有固定和半固定沙丘及洪水冲沟分布，凝析气田区为荒漠地区。

含水层的特征为：区域内水文地质条件因地形地貌的变化有一定的差异，凝析气田区位于渭干河洪冲积平原边缘与塔里木河冲积平原交接处，表层岩性为粘土、亚粘土及粉细砂、亚砂土，部分地区土壤盐渍化严重，地下水径流滞缓，属弱富水的潜水及承压水区，潜水位2m～10m，潜水矿化度大于3g/L。根据已有的资料在150m内有潜水和三层承压含水层。

（2）区域含水层的分布及富水性

潜水含水层岩性为细砂、亚砂土，含水层厚度在25m～35m，第一层承压含水层顶板埋深45m～55m，含水层岩性为粉细砂，含水层厚度12m～16m；第二层承压含水层顶板埋深70m～80m，含水层岩性为粉细砂，含水层厚度10m～15m；第三层承压含水层顶板埋深90m～100m，含水层岩性为粉细砂、细砂，含水层厚度15m～20m。承压含水层富水性弱，单位涌水量0.8L/s·m～1L/s·m左右，渗透系数3m/d～5m/d，水质较差，矿化度1g/L-3g/L左右，水化学类型为$HCO_3^{-}\cdot Cl^{-}-Ca^{2+}\ Na^{+}$。

（3）水文地质分区

本区域内地下主要有单一结构富水性极强的潜水层，多层结构富水性中等的潜水及富水性较强的承压水含水层，多层结构富水性弱的潜水及承压水含水层三种类型，上中部含水层颗粒粗大，为单一潜水层，单井出水量1000m^3/d～5000m^3/d，为HCO_3^{-}Ca•Na型水，矿化度小于0.5g/L，下部为多层结构，潜水水量亦丰富，单井出

水量达1000m³/d以上。库车地段承压水顶板埋深20m～40m，最大出水量270m³/d～829m³/d，属Cl^-Na或$Cl•SO_4•HCO_3^-Na•Ca$型水，矿化度小于0.3g/L，而大涝坝、二八台、新和、沙雅地区，承压水顶板埋深7m～42m，最大出水量1025m³/d～5514m³/d,矿化度0.3g/L～0.6g/L，新和南可增至11.97g/L。

二、评价区水文地质条件

本区域赋存第四系松散岩类孔隙潜水和承压水含水构造。

（1）碎屑岩裂隙孔隙水

第三系的砂岩、砾岩为含水层，泥岩和砂质泥岩为隔水层。岩层中孔隙裂隙极不发育，使该类型地下水循环条件极差，富水性极差，水质极差。矿化度大于3g/L，多为Cl-Na及$Cl•SO_4$－Na型水，无供水意义。

（2）松散岩类孔隙水

分布于调查区大部分地区，根据含水层特征，分为潜水和承压水两大类。

①潜水

潜水含水层岩性均为细砂、粉砂，夹薄层粉土，含水层富水性为100～1000m³/d，含水层的渗透系数为2.38～6.78m/d，水位埋深1.25～10.5m，补给来源主要为渭干河洪积扇侧向补给，其次为渠水、田间水等入渗补给。以垂直蒸发和水平径流方式排泄。

详查区内的潜水水质差，矿化度0.42～72.58g/L，溶解性总固体含量在1g/L以上，多为$Cl•SO_4$－Na、Cl－Na型咸水，不适合生活用水。

②承压水

第四系沉积厚度在调查区为200～300m。赋存浅层、中层、深层多层结构的承压水含水层，单层厚度最大的为35m，单层最小厚度为10m。承压水的主要补给来源为东北部地下水的侧向流入，地下水径流方向为自东北向西南。

承压水含水层岩性以细砂、粉砂为主，开采目的层的埋藏深度在75m～200m。钻孔的单位涌水量为62～111m³/d•m，富水性为中等(100～1000m³/d)，含水层的渗透系数1.30～3.71m/d之间，承压水的水头在+0.5～-1.32m之间，承压水含水层的富水性为水量中等，水化学类型为$Cl•SO_4$—Na及SO_4•Cl—Na(Ca)型水。

（3）地下水的补、径、排条件

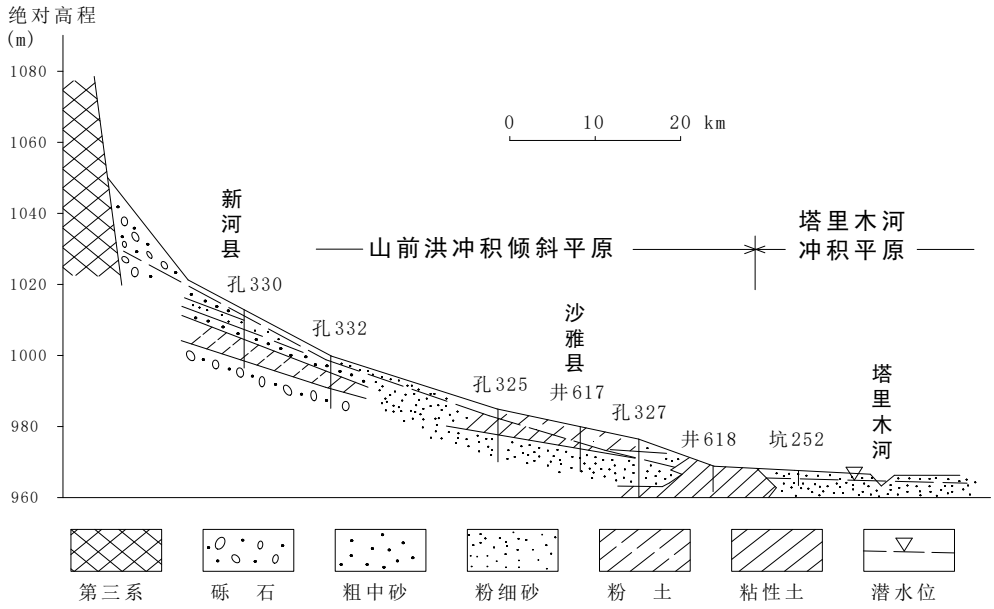
项目区处于渭干河冲洪积平原前缘地带，含水层为多层结构，地下水具多层结构特征。潜水可接受人工渠系、田间灌溉和大气降水的入渗补给以及上游潜水的侧向迳流补给，受地表平坦、地下水水力坡度小（千分之一左右）、含水层颗粒细的控制，地下水迳流运移十分缓慢，以潜水面蒸发、植被蒸腾、人工排碱渠排水等方式排泄；承压水主要从上游地段地下水侧向迳流为补给来源，水平迳流运移十分缓慢，为弱径流－停滞状态。目前，人工开采深层地下水也是其排泄的另一种方式。

（4）地下水化学类型

评价区内仅研究地表以下70m内的地下水情况，该区域地下水受地表情况与区域内河流影响最大。本区降水较少，因此降雨相对于塔里木河与渭干河对本区地下水的影响几可忽略不计，但本区气候干旱，常年日照，蒸发量巨大，并且地下水径流较为缓慢，所以本区地下水矿化度较高。地下水阴离子以Cl^-，SO_4^{2-}为主，阳离子以Na^+为主，水化学类型主要为$Cl·SO_4$-Na型和Cl-Na型。区域水文地质剖面示意图见图4.2-2。

（5）工程场区包气带特征

项目所在区域包气带普遍存在于地表以下，包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂，其结构总体来说比较松散，包气带厚度约3～7m左右，粉土的垂向渗透系数为0.22～0.79m/d，细砂、粉砂的垂向渗透系数为1.15～1.93m/d。



编　　号	孔330	孔332	孔325	井617	孔327	井618	坑252
地面高程(m)	1014	1000	985.11	980.43	977.23	968.79	968.08
潜水位深(m)	0.70		1.55	3.85	2.22	4.00	1.30

图 4.2-2　　水文地质剖面示意图

4.2.4.2 地下水质量现状评价

本次评价对区域内地下水现状数据由新疆新环监测检测研究院（有限公司）进行实地监测。

（1）监测点位

根据本工程所在区域水文地质条件及地下水流向，选择5个监测点位。监测点位信息详见表4.2-7。

表 4.2-7　地下水环境监测点位信息

序号	监测点名称	点位坐标	采样时间及频次	监测因子
1#	跃满 2-H7		2021年9月1日，检测1天，每个点位采样1次	pH、溶解性总固体、高锰酸盐指数、挥发酚、氰化物、氨氮、氯化物、硫酸盐、硝酸盐氮、亚硝酸盐、镉、铁、锰、砷、汞、六价铬、铅、铜、锌、镍、总铬、氟化物、总硬度，共23项。
2#	跃满 211H			
3#	跃满 21-5X			
4#	跃满 20-H3			
5#	跃满 703-H3			

（2）监测含水层

项目区域水文地质特征为单一潜水含水层，监测含水层为潜水含水层。

（3）监测及分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2020)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)有关标准和规范执行。各地下水监测因子和检测分析因子分析方法及检出限情况见表4.2-8。

表4.2-8 地下水环境监测因子和检测因子分析方法一览表

检测项目	检测的标准（方法）名称及编号（含年号）
砷、汞	土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 原子荧光法 HJ 680-2013
镉、铅	土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T 17141-1997
铜、镍、铅、锌	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019
pH值	水质 pH值的测定 电极法 HJ 1147-2020
总硬度	水质 钙和镁总量的测定 EDTA滴定法 GB7477-1987
溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GB/T5750.4-2006
硫酸盐	水质 无机阴离子的测定 离子色谱法 HJ84-2016
氯化物	
硝酸盐（以氮计）	
氟化物	
铁、锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB11911-1989
铜、锌、铅、镉	水质 铜、锌、铅、镉的测定 GB7475-1987
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ503-2009
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ535-2009
亚硝酸盐氮	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法 GB7493-1987
氰化物	水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法 HJ484-2009
汞、砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694—2014
六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB7467-1987
铬	水质 铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ757-2015
镍	水质 32种元素的测定电感耦合等离子体发射光谱法 HJ776-2015
高锰酸盐指数	水质 高锰酸盐指数的测定 GB 11892-1989
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法 HJ970-2018

（4）评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)IV类标准；其他因子执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）IV类标准。

（5）评价方法

采用标准指数法对监测结果进行评价。标准指数＞1，表明该水质因子已超标，标准指数越大，超标越严重。标准指数计算公式如下：

1）对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式为：

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

2）对于评价标准为区间值的水质因子（如pH值），其标准指数计算公式为：

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

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

式中：Pi——第i个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第i个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si}——第i个水质因子的标准浓度值，mg/L；

P_{pH}——pH的标准指数，无量纲；

pH——pH监测值；

pH_{sd}——标准中pH的下限值；

pH_{su}——标准中pH的上限值。

（6）监测及评价结果

评价区地下水水质监测及评价结果详见表4.2-9。

表4.2-9 地下水水质监测及评价结果 单位：mg/L（pH及总大肠菌群除外）

序号	检测项目	标准值	监测结果	1#	2#	3#	4#	5#
1	pH值	5.5～6.5 8.5～9.0	监测值	7.9	7.7	7.9	7.9	7.9
			标准指数	0.3	0.4	0.3	0.3	0.3
2	总硬度	≤650	监测值	2100	818	2020	1200	1260
			标准指数	**3.2**	**1.3**	**3.1**	**1.8**	**1.9**
3	溶解性总固体	≤2000	监测值	7679	2426	7585	3168	3374
			标准指数	**3.8**	**1.2**	**3.8**	**1.6**	**1.7**
4	硫酸盐	≤350	监测值	2380	357	2380	926	820
			标准指数	**6.8**	**1.0**	**6.8**	**2.6**	**2.3**
5	氯化物	≤350	监测值	2830	902	2810	886	948
			标准指数	**8.1**	**2.6**	**8.0**	**2.5**	**2.7**
6	铁	≤2.0	监测值	0.09	0.04	0.06	0.06	0.05
			标准指数	0.045	0.02	0.03	0.03	0.025
7	锰	≤1.5	监测值	0.04	＜0.01	0.02	0.02	＜0.01
			标准指数	0.027	0.007	0.013	0.013	0.007
8	铜	≤1.5	监测值	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05
			标准指数	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
9	锌	≤5	监测值	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05
			标准指数	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
10	挥发酚	≤0.01	监测值	＜0.0003	＜0.0003	＜0.0003	＜0.0003	＜0.0003
			标准指数	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03

11	高锰酸盐指数	≤10.0	监测值	0.7	0.5	0.9	0.6	0.7
			标准指数	0.07	0.05	0.09	0.06	0.07
12	氨氮	≤1.5	监测值	0.134	0.042	0.178	0.053	0.164
			标准指数	0.09	0.03	0.12	0.04	0.11
13	亚硝酸盐氮	≤4.8	监测值	0.034	＜0.003	0.004	＜0.003	0.004
			标准指数	0.007	0.001	0.001	0.001	0.001
14	氰化物	≤0.1	监测值	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004
			标准指数	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
15	硝酸盐氮	≤30	监测值	0.684	0.584	＜0.004	＜0.004	＜0.004
			标准指数	0.0228	0.0195	0.0001	0.0001	0.0001
16	氟化物	≤2	监测值	1.34	1.67	5.68	1.81	1.59
			标准指数	0.67	0.835	2.84	0.905	0.795
17	汞	≤0.002	监测值	＜0.00004	＜0.00004	＜0.00004	＜0.00004	＜0.00004
			标准指数	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
18	砷	≤0.05	监测值	0.0006	0.0020	0.0011	0.0028	0.0013
			标准指数	0.012	0.04	0.022	0.056	0.026
19	镉	≤0.01	监测值	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
			标准指数	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
20	六价铬	≤0.10	监测值	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004
			标准指数	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
21	铅	≤0.10	监测值	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01
			标准指数	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
22	镍	≤0.10	监测值	＜0.007	＜0.007	＜0.007	＜0.007	＜0.007
			标准指数	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
23	石油类	≤0.5	监测值	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01
			标准指数	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02

由上表可以看出，各检出因子的标准指数中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标外，其他因子均未超过《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)IV类水质要求。其中评价区地下水中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标与其地质条件和地下水的赋存条件有关，受人类活动影响较小。

4.2.5 土壤环境现状调查与评价

（1）土壤概况

该区域属极端干旱的暖温带气候，气候干旱、高温、不利于土壤中矿物质分解，土壤发育较差，类型较为简单，成土母质由沙、粉沙和粘粒组成。在本油田区域分布的土壤类型有盐土。盐土是项目区分布最广的一类土壤，在油气田区主要分布典型盐土亚类和漠境盐土亚类。

典型盐土土壤中养分含量不高，有机质累积量少，植被以盐生和耐盐植物为主，有盐穗木、盐爪爪、盐节木、柽柳等植物，覆盖度10%～20%，土壤含盐量较高，表聚性强，表层盐壳覆盖厚度一般在3cm左右。

漠境残余盐土由于其位于荒漠边缘地带，受风沙影响，多以砂壤土或砂土为主，地表比较平坦，盐壳厚度较薄，一般在1cm左右。地表植被以盐生耐旱植物为主，覆盖度不足10%。

（2）土壤环境现状质量监测

根据项目区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地和农用地进行评价。

本次评价委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）对评价区域内各土类及代表性监测点进行了采样和分析，采样时间为2021年9月1日。

①监测布点

占地范围内5个柱状样：YueM23-H5、YueM22-H7、YueM211H、YueM21-5X、YueM2-H7，在0～0.5m、0.5～1.5m、1.5～3m分别取样，分别监测。

占地范围内2个表层样：YueM703-H3、YueM20-H3，取井场内表层样进行监测。

占地范围外4个表层样：YueM23-H5、YueM21-5X、YueM2-H7、YueM703-H3，取井场外表层样进行监测。

土壤环境监测布点见图4.2-1。

表4.2-10　土壤现状监测点位及监测因子一览表

监测点名称	监测点位置	监测因子
YueM21-5X井1#	占地范围内柱状样	砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃共计47项因子。
YueM23-H5井2#	占地范围外表层样	砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、锌、pH、石油烃共计10项因子。
YueM2-H7井3#		
YueM23-H5井4#	占地范围内柱状样	石油烃
YueM22-H7井5#	占地范围内柱状样	石油烃
YueM211H井6#	占地范围内柱状样	石油烃

YueM2-H7井 7#	占地范围内柱状样	石油烃
YueM703-H3井 8#	占地范围内表层样	石油烃
YueM20-H3井 9#	占地范围内表层样	石油烃
YueM21-5X井 10#	占地范围外表层样	石油烃
YueM703-H3井11#	占地范围外表层样	石油烃

评价标准：建设用地45项基本因子执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值标准。农用地基本项目执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的pH>7.5所列标准；石油烃参考《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值。

评价方法：采用标准指数法。

土壤环境质量评价结果见表4.2-11～4.2-13。

表4.2-11　　建设用地土壤环境质量评价

序号	污染物项目	单位	YueM21-5X井 1#		评价标准（GB36600-2018第二类用地筛选值）
			监测值	Pi	
1	pH	/	/	/	/
2	镉	mg/kg	0.18	0.0028	65
3	汞	mg/kg	0.077	0.002	38
4	砷	mg/kg	20.6	0.34	60
5	铅	mg/kg	22.4	0.028	800
6	铬(六价)	mg/kg	<0.5	/	5.7
7	铜	mg/kg	37	0.002	18000
8	镍	mg/kg	31	0.034	900
9	石油烃	mg/kg	37	0.008	4500
10	四氯化碳	mg/kg	<1.3	/	2.8
11	氯仿	mg/kg	<1.1	/	0.9
12	氯甲烷	mg/kg	<1.0	/	37
13	1,1-二氯乙烷	mg/kg	<1.2	/	9
14	1,2-二氯乙烷	mg/kg	<1.3	/	5
15	1,1-二氯乙烯	mg/kg	<1.0	/	66
16	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	<1.3	/	596
17	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	<1.4	/	54
18	二氯甲烷	mg/kg	<1.5	/	616
19	1,2-二氯丙烷	mg/kg	<1.1	/	5
20	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	<1.2	/	10
21	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	<1.2	/	6.8
22	四氯乙烯	mg/kg	<1.4	/	53
23	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	<1.3	/	840
24	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	<1.2	/	2.8
25	三氯乙烯	mg/kg	<1.2	/	2.8

26	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	<1.2	/	0.5
27	氯乙烯	mg/kg	<1.0	/	0.43
28	苯	mg/kg	<1.9	/	4
29	氯苯	mg/kg	<1.2	/	270
30	1,2-二氯苯	mg/kg	<1.5	/	560
31	1,4-二氯苯	mg/kg	<1.5	/	20
32	乙苯	mg/kg	<1.2	/	28
33	苯乙烯	mg/kg	<1.1	/	1290
34	甲苯	mg/kg	<1.3	/	1200
35	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	<1.2	/	570
36	邻二甲苯	mg/kg	<1.2	/	640
37	硝基苯	mg/kg	<0.09	/	76
38	苯胺	mg/kg	<0.1	/	260
39	2-氯酚	mg/kg	<0.06	/	2256
40	苯并〔a〕蒽	mg/kg	<0.1	/	15
41	苯并〔a〕芘	mg/kg	<0.1	/	1.5
42	苯并〔b〕荧蒽	mg/kg	<0.2	/	15
43	苯并〔k〕荧蒽	mg/kg	<0.1	/	151
44	䓛	mg/kg	<0.1	/	1293
45	苯并〔a,h〕蒽二	mg/kg	<0.1	/	1.5
46	茚并〔1,2,3-cd〕芘	mg/kg	<0.1	/	15
47	萘	mg/kg	<0.09	/	70

表 4.2-12　　农用地土壤环境质量评价结果

监测项目	单位	YueM23-H5 井 2#		YueM2-H7 井 3#		标准值（pH>7.5）
		监测值	Pi	监测值	Pi	
pH	/	8.46	/	8.98	/	—
镉	mg/kg	0.10	0.17	0.11	0.18	0.6
汞	mg/kg	0.084	0.02	0.105	0.03	3.4
砷	mg/kg	7.09	0.28	7.80	0.31	25
铅	mg/kg	16.0	0.09	16.8	0.10	170
铬	mg/kg	55	0.22	57	0.23	250
铜	mg/kg	16	0.16	17	0.17	100
镍	mg/kg	16	0.08	22	0.12	190
锌	mg/kg	56	0.19	131	0.44	300

表 4.2-13　　土壤环境质量评价结果（石油烃）

监测项目	单位	YueM23-H5 井 4#		YueM22-H7 井 5#		YueM211H 井 6#		YueM2-H7 井 7#		标准值（pH>7.5）
		监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
石油烃	mg/kg	24	0.005	25	0.006	25	0.006	36	0.008	4500
监测项目	单位	YueM703-H3 井 8#		YueM20-H3 井 9#		YueM21-5X 井 10#		YueM703-H3 井 11#		标准值（pH>7.5）
		监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
石油烃	mg/kg	19	0.004	55	0.012	26	0.006	23	0.005	4500

（3）评价结果

从评价结果可以看出，区块内建设用地土壤pH值均大于7.5，说明土壤呈碱性；土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃含量较低，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）第二类用地风险筛选值要求。重金属元素含量相对较低，场站内土壤满足《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1 第二类用地筛选值标准要求。

区块内农用地土壤pH值均大于7.5，说明土壤呈碱性；土壤中重金属元素含量相对较低，远小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的pH>7.5所列标准；土壤中石油烃含量较低，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）第二类用地风险筛选值要求。

4.2.6 生态环境现状调查与评价

4.2.6.1 区域生态功能区划

本项目位于阿克苏地区沙雅县境内。根据现场调查和资料搜集，工程所在区域不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊生态敏感区域和重要生态敏感区域。

根据《新疆生态功能区划》(新疆维吾尔自治区环境保护局2003年9月)，本工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表4.2-14和图4.2-3。

表4.2-14　　工程区生态功能区划表

项　目		主　要　内　容
生态功能分区单元	生态区	IV 塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区
	生态亚区	IV1 塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区
	生态功能区	56.塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区
隶属行政区		阿克苏市、沙雅县、库车市、轮台县、库尔勒市、尉犁县
主要生态服务功能		沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产
主要生态环境问题		河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性和生境高度敏感，土壤侵蚀中度敏感，土地沙漠化不敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻
主要保护措施		退耕还林草、控制农排水、生态移民、废弃部分平原水库、禁止采伐与砍头放牧、

	禁止乱挖甘草和罗布麻
适宜发展方向	加大保护力度，建设好国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区

由表可知，跃满区块属于“塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区、塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区”，主要生态服务功能为“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产”。本工程新建井场场占地面积小、管线占地为临时占地，施工具有临时性、短暂性特点，周围无水源补给区，通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，在项目建设的过程中大力保护地表植被，减少水土流失，工程结束后及时对占地进行恢复，不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响，符合区域生态服务功能定位。

图 4.2-3　项目区生态功能区划图

4.2.6.2 生态单元划分

本项目部署16口采油井井场工程，油气集输管线69.6km，根据项目的生态环境特征和工程特点，将其生态单元划分如下表4.2-15。

表4.2-15　　生态环境现状调查

工程内容	工程范围	占用土地利用类型	占用植被类型	占用土壤类型
YueM22-H7、YueM2-H11、YueM2-H7	采油井井场及周边	绿洲区	以人工植被和荒漠植被为主，人工植被以护路林、棉花为主，荒漠植被以胡杨树、盐爪爪、盐穗木为主	农用地
YueM2-H10、YueM3-H13	采油井井场及周边	绿洲荒漠交错区	以荒漠植被为主，主要有胡杨树、盐爪爪、盐穗木等	沙地
YueM20-H8、YueM211H、YueM20-1X、YueM20-H3、YueM21-5X、YueM2-2C1、YueM703-H3、YueM7-H4、YueM701-H6、YueM7-H6、YueM211-H2	采油井井场及周边	荒漠区	以荒漠植被为主，主要有胡杨树、盐爪爪、盐穗木等	沙地
YueM22-H7、YueM2-H11、YueM2-H7	集输管线及周边	绿洲区	以人工植被为主，主要是护路林、棉花等	农用地
YueM2-H10、YueM3-H13、YueM20-H8、YueM211H、YueM20-1X、YueM20-H3、YueM21-5X、YueM2-2C1、YueM703-H3、YueM7-H4、YueM701-H6、YueM7-H6、YueM211-H2	集输管线及周边	荒漠区	以荒漠植被为主，主要有胡杨树、盐爪爪、盐穗木等	沙地

4.2.6.3 生态系统类型和特征

（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，荒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。

（2）生态系统特征

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。

4.2.6.4 土地利用现状

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，根据实地调查和TM影像数据的解读分类，通过ArcGIS地理信息系统软件处理得到项目区域及周边地区的土地利用类型。跃满区块所在区域土地利用类型均为未利用土地中的沙地和少部分草地。项目区土地利用现状见图4.2-4。

本项目所在区域YueM22-H7、YueM2-H11、YueM2-H7井场土地利用类型为农用地，地表主要为棉花地；其余井场土地利用类型均为未利用土地中的沙地，土地现状以自然状态为主，呈典型的干旱荒漠，人为干扰较小。

4.2.6.5 土壤类型及分布

根据遥感影像图、新疆自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，该区域属极端干旱的暖温带气候，气候干旱、高温、不利于土壤中矿物质分解，土壤发育较差，类型较为简单，成土母质由沙、粉沙和粘粒组成。在本油田区域分布的土壤类型有盐土、风沙土。盐土是项目区分布最广的一类土壤，在油气田区主要分布漠境盐土亚类。项目区土壤类型见图4.2-5。

漠境盐土位于荒漠边缘地带，受风沙影响，多以砂壤土或砂土为主，地表比较平坦，盐壳厚度较薄，一般在1cm左右。地表植被以盐生耐旱植物为主，覆盖度不足10%。风沙土，地表土壤成土母质主要为风积物，无发育层次，只有干沙层和湿沙层之分。流动性风沙土养份含量极低，盐分含量轻微，组成以细沙颗粒为主。

4.2.6.6 植被现状调查与评价

（1）区域自然植被区系类型

按中国植被自然地理区系划分，油气田区域植被类型属于新疆荒漠区、南疆荒漠亚区、塔里木荒漠省、塔克拉玛干荒漠亚省、阿克苏－库尔勒州。该区域的植被基本均属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木，在平原区扇缘带以耐盐碱的盐柴类植被为主。该区域的主要植被类型有：灌木荒漠、小半灌木荒漠、半灌木荒漠、多汁木本盐柴类荒漠等4种类型。区域主要的野生植物具体名录见表4.2-16。区域植被类型图见图4.2-6。

由表可以看出，油气田区以荒漠植被的生活型谱是：高位芽植物占78%，地上芽植物占11%，地下芽植物占11%。显而易见，冬季寒冷、夏季高温、干旱少雨和多风的影响，使该区植物生活型组成多样化，且一年生和地上芽植物具有较高的比重，这是在极干旱荒漠地区植被生存策略的一个显著特点。

评价范围内的保护植物主要为梭梭，梭梭属于《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(第一批)中的I级保护植物。

表 4.2-16　　沙漠常见植物名录一览表

植物名称	植物生活型					出现度较大的种	优势种	保护植物	资源植物
	高位芽植物	地上芽植物	地面芽植物	地下芽植物	一年生植物				
多枝柽柳 *Tamarix arcenthoides*	√					√	√		
盐生草Halogeton glomeratus	√					√	√		
盐穗木*Halostachys belangeriana*	√					√			
梭梭 *Haloxylon ammodendron*	√					√	√	√	
盐生假木贼 *Anabasis salsa*		√					√		
塔里木沙拐枣 *Calligonum roborowskii*	√							√	
芦苇 *Phragmites adans*				√		√	√		√
合头草*Sympegma regelii*	√					√	√		
骆驼刺*Alhagi sparsifolia*	√					√	√		

（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。

多枝柽柳群系

大部分土壤为盐土，总盖度6%。柽柳盖度3%左右，高度约1m～1.2m，盐穗木盖度2%左右，高度约0.3m～0.4m，另外还有盐爪爪等植物，盖度1%左右，高度约0.3m。总体盖度约10%，局部低于5%。

芦苇群系

在洪水期常被淹没，地面有时积水，土壤为典型盐土。该区域芦苇长势稀疏，高度0.5m～0.8m,盖度达20%～30%。有时其中夹杂小量盐穗木或柽柳。

图 4.2-4　项目区土地利用现状图

图 4.2-5　　项目区土壤类型图

图 4.2-6　项目区植被类型图

4.2.6.7 野生动物资源现状调查与评价

（1）野生动物栖息生境类型

项目区位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘，地貌为却勒塔格山前冲洪积平原和塔里木河冲积平原，呈平原微丘地貌，气候极端干燥，地处荒漠，生境简单。

（2）野生动物的区系与分布

项目区位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘，按中国动物地理区划分级标准，评价区域属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。通过对区域野生动物的实地调查和有关调查资料的查询，主要动物名录见表4.2-17。

表4.2-17　　项目区主要动物种类及分布一览表

中文名	学名	居住特性	分布及频度
两栖、爬行类	5种		
绿蟾蜍	Bufo viridis		++
南疆沙蜥	Phrynocephalus forsythi		++
密点麻蜥	Eremias multiocellata		++
荒漠麻蜥	Eremias przewalskii		++
红沙蟒	Eryx miliaris		
鸟类	32种		
石鸡	*Alectoris graeca*	B	
环颈雉	*Phasianus colchicus*	R	
凤头麦鸡	*Vanellus vancllus*	B	±
毛脚沙鸡	*Syrrhates paradoxus*	R	+
原鸽	*Columba livia*	R	+
欧斑鸠	*Streptopelia turtur*	B	
灰斑鸠	*Streptopelia decaocto*	R	
大杜鹃	*Streptopelia turtur*	S	
楼燕	*Apus apus*	B	
戴胜	*Upupa epops*	R	
白翅啄木鸟	*Dendrocopos leucopterus*	B	
沙百灵	*Calandrella rufescens*	R	++
凤头百灵	*Galerida cristata*	R	++
角百灵	*Eremophila alpestris*	R	+
云雀	*Alauda arvensis*	B	±
白鹡鸰	*Motacilla alba*	B	+
红尾伯劳	*Lanius cristatus*	B	±
喜鹊	*Pica pica*	R	
黑尾地鸦	*Podoces hendersoni*	S	++
寒鸦	*Corvus monedula*	W	±
小嘴乌鸦	*Corvua corone*	B	±
树麻雀	*Passer montanus*	R	
黑顶麻雀	*Passer ammodendri*	R	
漠雀	*Rhodopechys githagineus*	B	+

中文名	学名	居住特性	分布及频度
哺乳类	**12种**		
草兔	*Lepus capensis*	—	
三趾跳鼠	*Dipus sagitta*	—	±
长耳跳鼠	*Euchoreutes naso*	—	+
小家鼠	*Mus musculus*	—	
褐家鼠	*Rattus noevegicus*	—	
灰仓鼠	*Cricetulus migratorius*	—	
子午沙鼠	*Meriones meridianus*	—	+
狼	*Canis lupus*	—	±

注：(1)R——留鸟　　B——繁殖鸟　　W——冬候鸟　　S——夏候鸟

(2)±：偶见种类　　+：常见种　　++：多见种

经过咨询当地林业局野生动物保护科以及当地环保局等单位，该区域共有国家级重点保护动物5种，分别为黑尾地鸦、云雀、白翅啄木鸟、红沙蟒、塔里木兔，其中地区特有种中塔里木兔被列入保护名录。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。

塔里木兔：分布在新疆南部塔里木盆地，为国家二级保护动物。塔里木兔的耳朵特别大，体形较小，体长35～43厘米，尾长5～10厘米，体重不到2千克。由于长期适应干旱自然环境，其形态高度特化；毛色浅淡，背部沙黄褐色，尾部无黑毛，整体毛色与栖息环境非常接近；听觉器官非常发达，耳长达10厘米，超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响，及时发现并逃脱天敌。栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲，白天活动，晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以灌木的树皮和细枝为食，也取食芦苇嫩茎。每年于5月和8月份繁殖两次，每窝产仔2～5只。

4.2.6.8 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；新和县属于II3塔里木河流域重点治理区。

（2）水土流失成因

项目区地形平坦，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）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。

4.2.6.9 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%。

4.2.6.10 小结

跃满区块位于塔克拉玛干沙漠北缘，评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。评价区域内以自然状态为主，项目区域无地表径流，仅分布季节性洪水冲沟，为典型的干旱荒漠，人为干扰较小。根据《新疆生态功能区划》，评价区属于塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区，塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为盐土、风沙土所覆盖，少量植物生长，为裸地，野生动物极少。

4.2.7 环境敏感区调查

本工程位于塔克拉玛干沙漠腹地，主要为荒漠生态系统。评价区范围内无自然保护区、风景旅游区、文物古迹、地表水等特殊敏感目标，除现场工作人员外，

无固定集中的人群活动区。本项目环境敏感目标为I2塔里木河中上游重点预防区和II3塔里木河流域重点治理区范围。

4.2.7.1 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。

拟建工程不在生态保护红线范围内，敷设管线未穿越红线。

4.2.7.2 水土流失重点治理区和预防区

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

根据《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。

（1）水土保持区划

根据《全国水土保持规划（2015-2030年）》（国函〔2015〕160号），全国水土保持区划采用三级分区体系，一级区为总体格局区，二级区为区域协调区，三级区为基本功能区。全国水土保持区划共划分为8个一级区、40个二级区、115个三级区。

新疆在全国水土保持区划中位于北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）一级分区，包含北疆山地盆地区和南疆山地盆地区两个二级分区，准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区、天山北坡人居环境农田防护区、伊犁河谷减灾蓄水区、吐哈盆地生

态维护防沙区、塔里木盆地北部农田防护水源涵养区、塔里木盆地南部农田防护防沙区、塔里木盆地西部农田防护减灾区七个三级区。

（2）水土流失现状

本项目建设地点位于塔克拉玛干沙漠腹地，属于南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（III区）。该区属于塔克拉玛干大沙漠的一部分，区内气候极端干燥，植被稀疏，地貌形态多表现为高大起伏的流动沙丘、沙地。区内盛行北风，全年大风日数在20天以上。因为没有水源和耕作土壤存在，再加上自然条件极其恶劣，所以就农业生产而言，该区暂无利用价值。

该区是极强度的风力侵蚀区，地表多为流动的沙丘或沙地，植被覆盖度不足10%，区内全年大风日数在20天以上，盛行风向为北风。沙漠以风为外营力，不断北侵，对农区造成威胁，造成土壤沙化。该地区的植被（梭梭、红柳、胡杨等）遭到极为严重的破坏，特别是胡杨，由于河水断流，加之人为的樵采，大部分被破坏，近几年来在林业部门的管护下，有部分得到恢复。

（3）治理措施

保护好现有荒漠植被，对重点地区进行封育治理，减少乱砍乱伐现象，同时利用洪水灌溉荒地，恢复已稀疏的植被。

应加大对沙漠内部原生自然植物资源的保护，严禁在沙漠内部采挖，制定相关法规条例来进行保护，对破坏者应给予行政处罚，行为特别严重的应追究其法律责任。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

从本项目工程特点和所处区域的环境特征出发分析工程建设过程中和工程建成运营中对生态环境影响的特点。

（1）油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

（2）在工程开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在干旱荒漠背景下，工程开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

油田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表5.1-1。

表5.1-1　　油田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		勘探期	开发期（地面工程）	运营期
影响分析	影响程度	重	重	轻
	影响特征	可逆	部分可逆	可逆
	影响时间	短期	中、短期	短期
	影响范围	大、不固定	大、固定	小、固定

5.1.2 施工期生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本项目占地主要包括采油井16口，新建单井集输管线69.6km，占地类型未利用地和少部分草地，土壤类型主要为漠境盐土和风沙土，地表有稀疏植被。

本项目永久占地15.36hm^2、临时占地55.68hm^2。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，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。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。

由于项目区地处荒漠，因此石油开发工程占地开辟了土地利用的途径，对区域生态环境基本无影响。

当油田转入正常运营期后，人群的活动范围缩小，受到破坏的临时占地逐渐地得到恢复，工程占地影响也会逐步减弱。

5.1.2.2 施工活动对土壤环境的影响

本项目施工期对土壤环境的影响主要表现在，输气管道建设工程对土壤结构和质地等的影响。本项目区的土壤类型主要是漠境盐土和风沙土。

（1）对土壤结构和质地影响

土体结构是土壤剖面中各种土层组合情况，不同土层的特征及理化性质差异较大。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为破坏土壤原有结构。土壤上层的团粒结构一经破坏将需要长时间培育才能恢复和发展。

（2）对土壤紧实度的影响

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

（3）固体废物对土壤的影响

在管道建设过程中，管道外层保温材料的包扎、防护涂层的抹刷等都将可能有固体物质落入土壤中，这些固体物质在土壤中一般难于分解。因此在施工中应教育工作人员不要乱丢弃施工废料，做到文明施工。

（4）对土壤物理性质的影响

在施工中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植被受到破坏，使得表层填筑物对太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运行期间，地表土壤温度比

相邻地段高出1-3℃，蒸发量加大，土壤水分减少，冬季土表积雪提前融化，将可能形成一条明显的沟带。

（5）工程对土壤沙化的影响

沙漠化影响主要发生在荒漠地带及盆地边缘地区。主要表现为：

①施工中的机械开挖，修路对原地表、地貌的扰动；

②施工人员、车辆对沿线地表层的破坏；

③破坏了原有的较固定的地表，使之活化。

5.1.2.3 对植被的影响分析

工程对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。

本项目植被影响主要表现为永久占地影响和临时性施工对植被的破坏影响，但本项目所在区域地表植被较少。因此工程的建设对植被影响较小。

5.1.2.4 对野生动物的影响分析

项目区仅有少量植物生长，基本上无野生动物生长的条件。所以，项目施工活动对野生动物影响很小。

5.1.2.5 管线生态环境影响分析

根据开发方案，新建单井集输管道69.6km，管线工程临时占地面积约为55.68hm²，占地类型为漠境盐土和风沙土。现状调查结果来看，沿线为漠境盐土和风沙土，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。在管线施工期间，管线施工作业带8m范围的土体将被扰动，土壤侵蚀模数和侵蚀量增大。

5.1.3 运营期对生态环境的影响

本项目运营期对生态环境的影响主要表现为生产期对土壤环境的永久占地的影响；事故对周围土壤产生的影响，这也是本工程对土壤环境的主要影响。

5.1.3.1 运营期永久占地对土壤的影响

本项目运营期期对土壤环境的影响较轻，范围也相对较小。这一时期对土地的占用为永久性占用，共占地15.36hm^2，全部为井场占地。生产期对土壤的占地影响较少，不是对土壤环境的主要影响，但改变土地利用方式，同样改变了原有土壤理化性质和结构，并且难以恢复。

5.1.3.2 落地油对土壤环境的影响

根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：油气成产过程中落地油对土壤污染的深度为0cm～20cm，其中85%的石油残留在0cm～10cm的土层中，93.7%石油残留在20cm以上的土层当中。落地油对土壤环境的影响是局部的，且呈斑状，由于本区域气候干旱、降水少、数量有限的落地油随降水迁移而对土壤影响扩大的可能性较小。因此，对土壤环境的落地油污染仅限于井口附近。

石油在土壤表面的挥发，是土壤自净能力之一。根据有关部门所做的土壤表面石油挥发实验结果表明，当土壤有机质含量低时，石油挥发性大，说明有机质对石油有一定吸附作用，并且时间与石油挥发量成负指数相关，本油气田地处荒漠，土壤有机质含量低，有利于落地石油的挥发，有利于土壤中石油污染物的自净。特别是凝析油分轻，更易挥发，对土壤的影响相对较小。

由于本油气田区域气温高，干旱少雨，落地油随降水迁移对土壤影响范围扩大的可能性极小；加之土壤本身有一定的自净能力，落地油的影响深度集中在表层0cm～20cm，因此落地油下渗污染深层土壤的可能性很小，对土壤的影响仅在局部和表层。

5.1.3.3 事故对土壤环境的影响

油气泄漏时，其中的轻组份－轻烃随天然气一同挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷和管道泄漏会造成大量凝析油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化。一次井喷可抛洒大量的原油，污染范围较大；井喷时间一般持续1～12h，喷出液体量约27m^3/h，这些原油洒落在100×100m^{2}的地表上。井喷和管道泄漏发生的时间越长，污染面积越大，对土壤污染越严重。凝析油对其它环境因素的影响主要取决对土壤的污染，进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构。

5.1.4 退役期生态环境影响分析

退役期内，对完成采油气的废弃井，封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下1m管头，清理场地，清除、填埋各种固体废弃物；对工业垃圾填埋场，及时清理覆土填埋、压实，并立警示标志。

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.1.5 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

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本上生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

本项目开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如井场、站场、管线和道路等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于工程占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.1.6 小结

本项目新增永久占地面积15.36hm²，临时占地面积55.68hm²，由于项目区地处荒漠，项目区基本无野生动植物分布，因此工程占地对生态环境影响较小。本项目施工期对土壤环境的影响主要表现在：施工中的机械开挖，修路对原地表、

地貌的扰动；施工人员、车辆对沿线地表层的破坏；破坏了原有的较固定的沙丘及沙垄，使之活化。

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 污染源分析

本项目开发过程中的大气污染源主要是地面工程及管道工程施工废气、机械设备和车辆废气。地面工程及管道施工过程中将产生一定的施工扬尘，机械设备和车辆在运行过程中主要污染物为NO_x、CO、SO_2、THC等，施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，对环境的影响是暂时的、不连续的、可接受的。

生产运营期的大气污染源主要是油气集输、处理及外输过程中的烃类挥发。

5.2.2 开发期环境空气影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

施工期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施砾石覆盖后，每天洒水抑尘作业4~5次，其扬尘造成的污染距离可缩小到20~50m范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，施工车辆废气对周围大气环境质量影响是有限的。

在油田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、管道等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为人工铺垫的砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（2）地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①管沟、地基、土地平整及地基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染少年；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本项目的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

工程施工在混合土工序阶段，灰土拌和、混凝土拌和是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

（3）施工机械及运输车辆尾气影响分析

施工机械及运输车辆所排放的废气主要污染物为NO_x、CO、SO_2、THC等。在空间上和时间上具有较集中的特点，在局部的范围内污染物的浓度较高。本项目所在区域扩散条件良好，施工机械及运输车辆产生的尾气很快被空气稀释，且大气污染物随钻井工程的结束而消失，井场进入采油阶段，区域空气环境质量将会有所改善。

5.2.3 运营期大气环境影响分析

5.2.3.1 大气环境影响预测

运营期本项目产生的无组织大气污染物主要为油气开采和集油外输过程中的烃类无组织挥发，其中挥发性有机物排放量17.67t/a、硫化氢排放量0.086t/a。

（1）污染源参数

运营期本项目产生的烃类无组织排放参数见表5.2-4。

表5.2-4 单井井场面源参数表

污染源名称	海拔高度(m)	矩形面源		年排放小时数(h)	污染物排放速率(kg/h)	
		长度(km)	宽度(km)		VOCs	硫化氢
无组织废气	984.27	30	19.5	8760	2.017	0.0098

（2）预测结果

根据《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，以导则中推荐的估算模型进行计算，挥发性有机物、硫化氢无组织排放预测结果见表5.2-5。

本项目最大落地浓度因子为硫化氢，最大落地浓度为0.0009mg/m^3，最大占标率8.96%，最大落地浓度出现距离为180m。

本工程大气污染物产生量较少，且项目区大气扩散条件较好，不会使区域环境空气质量发生显著改变，挥发性有机物无组织排放可以满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）厂界无组织排放监控限值4.0mg/m³的要求。

表5.2-5 本项目无组织废气污染物的占标率和落地浓度计算结果表

离源距离(m)	VOCs		H_2S	
	占标率%	落地浓度 mg/m³	占标率%	落地浓度 mg/m³
10	0.82	0.033	1.61	0.00016
50	4.41	0.176	8.57	0.00086
100	4.41	0.176	8.57	0.00086
180	4.60	0.184	8.96	0.00090
200	4.54	0.181	8.81	0.00088
500	3.40	0.136	6.62	0.00066
1000	1.49	0.059	2.87	0.00029
1500	0.85	0.034	1.65	0.00017
2000	0.56	0.023	1.12	0.00011
2500	0.41	0.017	0.83	0.00008
Pmax	4.60	0.184	8.96	0.00090
Dmax（m）	180			

5.2.3.2 大气污染物核算

本项目共有16座井场，运行期大气污染物排放量见表5.2-8。

表5.2-8 本项目大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	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	
1	井场	挥发性有机物	日常维护，做好密闭措施	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）	井场外4.0mg/m³	17.67
2		硫化氢		《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新建项目二级标准	井场外0.06mg/m³	0.086

建设项目大气环境影响评价自查表见表5.2-9。

表5.2-9 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☑
	评价因子	基本污染物（$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3）其他污染物（非甲烷总烃、H_2S）		包括二次$PM_{2.5}$□ 不包括二次$PM_{2.5}$☑	
评价	评价标准	国家标准☑	地方标准□	附录D□	其他标准□

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（NMHC ）				包括二次$PM_{2.5}$☐ 不包括二次$PM_{2.5}$☑	
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%☑				$C_{本项目}$最大占标率＞100%☐	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{本项目}$最大占标率≤10%☐			$C_{本项目}$最大占标率＞10%☐	
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%☐			$C_{本项目}$最大占标率＞30%☐	
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长（ ）h		$C_{非正常}$占标率≤100%☐		$C_{非正常}$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	监测因子：（非甲烷总烃、硫化氢）		有组织废气监测☐ 无组织废气监测☑		无监测☐	
	环境质量监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）		无监测☑	
评价结论	环境影响	可以接受☑ 不可以接受☐					
	大气环境防护距离	距（ ）厂界最远（ ）m					
	污染源年排放量	SO_2：（0）t/a	NO_X：（0）t/a	颗粒物：（0）t/a		VOC_s：（17.67）t/a；硫化氢：0.086t/a	
注：“☐”为勾选项，填“√”；“（ ）”为内容填写项							

5.2.4 退役期大气环境影响分析

油井退役后各种相关辅助工作均停止，采油造成的环境空气污染源将消失，油井停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内活动人群较少，主要为井场清理的油田工作人员。

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

5.3.1.1 地面工程声环境影响分析

本项目地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。

地面工程施工范围大，距离长，但是施工范围内无任何居民区居住点。

由于管线施工期较短，施工速度快，而且无任何居民点，对施工人员的影响随着施工期的结束而结束。

地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果见表5.3-1。

表5.3-1　施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离，m	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
混凝土搅拌机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43
混凝土翻斗车	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38

通过类比分析可知，运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场50m以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间75dB(A)），而在夜间则会超标（夜间55dB(A)）。工程区200m内无居民，地面工程噪声不影响当地居民正常生活，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.3.1.2 井下作业噪声环境影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达120dB(A)，导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求，但是由于油井多分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源具有不固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

5.3.2 运营期声环境影响分析

5.3.2.1 运营期主要噪声源

本项目运营期噪声源主要为井场采油树、机泵噪声。

5.3.2.2 运营期井场噪声环境影响预测

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、泵类等设备。

（一）预测模式

（1）单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

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

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

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

式中：$L_p(r)$—距离声源r处的倍频带声压级，dB；

L_w—倍频带声功率级，dB；

D_c—指向性校正，dB；

A—倍频带衰减，dB；

A_{div}—几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar}—声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

（2）室内点声源对场界噪声预测点贡献值预测模式

室内声源首先换算为等效室外声源，再按各类声源模式计算。

①首先计算出某个室内声源靠近围护结构处的倍频带声压级：

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

式中：L_{p1}—室内声源在靠近围护结构处产生的倍频带声压级，dB；

L_w—声源的倍频带声功率级，dB；

r—声源到靠近围护结构某点处的距离，m；

Q—指向性因子；

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

②计算出所有室内声源在靠近围护结构处产生的i倍频带叠加声压级：

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

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

L_{p1ij}—室内j声源i倍频带的声压级，dB；

N—室内声源总数。

③计算出室外靠近围护结构处的声压级：

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

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

TL_i—围护结构i倍频带的隔声量，dB；

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

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

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

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

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

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

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

（3）计算总声压级

①计算拟建工程各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值设第i个室外声源在预测点产生的A声级为L_{Ai}，在T时间内该声源工作时间为t_i；第j个等效室外声源在预测点产生的A声级为L_{Aj}，在T时间内该声源工作时间为t_j，则拟建工程声源对预测点产生的贡献值(L_{eqg})为:

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

②预测点的噪声预测值

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

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb}—预测点的背景值，dB(A)。

（4）噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

（二）噪声源参数的确定

本项目各井场噪声源类似，井场面积及平面布置基本相同，井场及计转站噪声源噪声参数见表5.3-2。

表 5.3-2　井场噪声源参数一览表

序号	分类	声源名称	噪声源强[dB(A)]	降噪措施	降噪效果[dB(A)]
1	井场	采油树	85	基础减振	10
2	井场	泵类	95	基础减振	10

（三）预测结果及评价

按照噪声预测模式，以单个井场设备为例，预测单个井场噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.3-3。

表 5.3-3　单个井场噪声预测结果一览表　单位：dB(A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
井场采油树	东场界	44.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	41.5	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	41.7	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	44.0	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
井场泵类	东场界	42.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	46.6	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	41.8	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	43.6	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由上表可知，井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为 41.5～46.6dB(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，且项目周边无噪声敏感目标，不会造成噪声污染。

5.3.3 退役期声环境影响分析

油井进入退役期时，噪声主要源自井场设备拆卸，由于油区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.3.4 声环境影响评价小结

综上所述，本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工期噪声影响是短暂的，随施工结束即消失。

本工程运营期产生的噪声主要包括井口装置等设备产生的噪声，以及井下作业噪声等。井场设备噪声源强较低，影响范围有限，类比同类井场，正常生产时，单井井场厂界噪声值较低，能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类区标准要求；井下作业将产生高强度噪声，厂界噪声会出现短期超标现象，但井下作业具有阶段性特征，井下作业结束其噪声影响即消失。井场周边范围内无居民区，不会出现噪声扰民现象。

5.4 水环境影响分析

项目区域内无地表水系。

项目废水主要包括采出水、井下作业废水。采出水经跃满转油站、哈一联合站处理达标后回注，井下作业废水带罐收集后拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保站处理。本次水环境影响评价仅进行简要分析。

5.4.1 水污染源分析

（1）施工期中产生的废水

施工期不设置生活营地，依托跃满区块已建倒班公寓。

施工期产生的废水主要为试压废水。

管道施工期间产生的废水主要为试压废水，主要污染物有SS。管道试压采用清洁水，试压作业分段进行，每段试压水排出后进入下一段管线循环使用，可减少水资源消耗。试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘，对项目区周边水环境没有不良影响。

（2）运营期废水

井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。故运营期不新增生活污水。运营期废水主要包括采出水、井下作业废水。

① 油藏采出水

采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，采出液在联合站经脱水处理排出。根据开发方案，运行期采出油藏采出水最大量723t/d（26.4×10⁴t/a）。油藏采出废水进入跃满转油站、哈一联合站污水处理系统处理，经处理达标后全部回注，不外排。

② 井下作业废水

井下作业废水的产生是临时性的。本项目每年的井下作业废水最大产生量为608t/a，井下作业废水严禁直接外排。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理。

5.4.2 油田正常运行时对地下水环境影响

（1）洗井和修井等作业的废水收集后拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理，塔里木油田公司分区块建设钻试修处理站，对建设制定了统一的建设、施工规范，要求全部进行防渗处理，以保护区域地下水。

（2）井区采出水送至跃满转油站、哈一联合站污水处理系统处理达标后全部回注，不外排。

5.4.3 事故状态下对地下水环境影响分析

运行生产过程中，各种环节都存在着事故的可能性，除危害工程本身安全外，同时会严重污染地下水环境。主要表现在钻井过程及井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷、井漏等工程事故；自然灾害引起的区域污染事故；输油管线、输气管线运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使原油泄漏；污水处理过程中因操作失误，仪表失灵等原因发生沉罐、缓冲罐冒罐等污染事故，使大量含油污水溢流。

（1）井喷事故

井喷事故是以面源形式的油品渗漏污染地下水，管道泄漏是以点源形式渗漏污染地下水，污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。

井喷事故为瞬时排放，管线泄漏则分为短期大量排放和长期少量排放两类。短期大量排放，一般能及时发现，并可通过一定方式加以控制，影响范围不大。

而长期少量排放一般较难发现，对地下水可产生一定影响，人为破坏也可造成管线破裂，使大量油品漏出。但此类泄漏为非连续性行为，其影响仅限表层，污染物不易进入地下含水层。从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面1m以内，石油类污染物很难下渗到2m以下，对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

（2）集输过程中的泄漏事故

油气集输过程中常见的事故有油气管线或设备因腐蚀穿孔、操作失误、自然灾害等原因而造成的原油、天然气的泄漏。事故发生时会有大量原油溢出。若在穿越河流段发生则会直接污染水环境。

自然灾害因素，如雷击、地震等自然灾害，也可引起油气集输及处理过程的油气泄漏事故，对地面工程、输油气管线带来一定的不利影响，会引起油、气泄漏，直接污染地表水环境。

（3）油水窜层对地下水的污染影响

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，才可能会对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油气层几乎没有多少压力，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。

（4）泄漏事故对地下水的污染影响

管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。管线发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。贮污设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。

根据类比资料分析可知，发生石油类物质泄漏事故后其污染物主要聚集在泄漏点周边土壤剖面1m以内，很难下渗到2m以外。本项目外输油管线的埋深

不小于1.5m（管底），即发生油品泄漏事故后的下渗透影响范围将限制在地下3.5m以内，而区域内的潜水水位埋深20m-80m，所以，泄漏事故对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，不会造成地下水污染。

5.4.4 地下水环境影响预测与评价

5.4.4.1 石油类污染源的特性及污染途径与污染方式的分析

以往的油、气田开发工程极注重地表可视性污染源（正常运行过程中的污染源）的防范，采用的预防措施非常成熟且行之有效，杜绝了这类污染源造成的危害。而对隐蔽性污染源却关心较少，对浅部隐蔽源也有一些防范措施，而长期忽视深部隐蔽源，而大多数油气田对环境造成的危害恰恰是隐蔽源造成的，尤其是深部源。石油类隐蔽污染源污染地下水的特点是：①隐蔽性；②延缓性或局部性；③难以逆转性。

地表可视性污染源的污染途径为入渗型，即由地表入渗到潜水中，浅部隐蔽性污染途径也为入渗型，由下包气带入渗到潜水；深部隐蔽性污染源的污染途径可认为是越流型，主要由地层深处经井管越流至潜水层，而钻井液的漏失属径流型。除废渣淋溶水为间接污染外，污染方式皆表现为直接污染。

5.4.4.2 正常运行时废水排放对地下水环境的影响分析

（1）污水回注的影响分析

塔里木油田分公司多年的实践均是将处理后的采出水回注到地下废弃油层，本次开发建设的采出水亦延用此处理方案。

注水方式采用正注，注水深度为6000m以下，穿越地下含水层。若井套管在地下含水层段经腐蚀发生破裂，回注废水进入到地下含水层中，则会造成地下水的严重污染，对地下水环境造成极大的破坏。

正常情况下，管套未发生破裂，由于地下水的相对稳定性，废水回注油井对地下水影响很小。

（2）生产废水对地下水的影响分析

①井下作业废水全部进入污水罐外运集中拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理；塔里木油田分公司对蒸发池的建设制定了统一的建设、施工规范，要求全部进行防渗处理，以保护区域地下水。

②采出水经污水处理场处理达到回注水指标控制标准后回注，可避免对环境和地下水的污染。

（4）原油散落对地下水污染分析

油田在修井、洗井及采油气等过程中都可能产生散落。根据塔里木油田分公司作业要求，井下作业必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，不得产生落地油。

石油类污染物主要积聚在土壤表层，且可以挥发，一般难以渗入到2m以下，加之区域气候干旱少雨，无地表径流，不存在大量降水的淋滤作用，因此在正常状态下，落地油下渗不会对地下水产生影响。

塔里木油田分公司要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免原油散落，一旦散落须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少散漏而产生落地油，故对开发区域地下水的影响很小。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本次油田建设在开发期产生的固体废物为管材边角料等建筑垃圾。

①弃土弃渣

作为区域土地平整土方来源或井场垫方加以利用。

②施工废料

部分回收利用，剩余收集后运至塔河南岸油田废弃物处理站填埋处置。

施工期固体废物在处置和运行管理中严格落实《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）等的相关要求，对环境所造成的影响可以接受。

5.5.2 运营期固体废物影响

本项目运营期主要产生的固体废物有油泥（砂）和清管废渣。

5.5.2.1 油泥(砂)的处置及对环境的影响分析

（1）油泥(砂)对环境的影响

油泥(砂)是石油勘探开采、油田建设以及油品加工生产过程中产生的废弃物，特别是在油井开采和井下作业施工过程中，会不可避免地有部分原油放喷或被油管、抽油杆、泵及其他井下工具携带至井场，这些原油渗入地面土壤就会形成油田污泥。油田污泥不仅含水率高、含油量大，而且还含有其他有害物质。

（2）油泥（砂）处理的可行性分析

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，属危险废物（HW08）。正常生产的情况下，各井不产生油泥，主要为设备检修、维护时产生少量油泥。根据类比调查，1口井含油废物产生量约为0.2t/a，16口单井含油废物产生量约为3.2t/a。

对照《国家危险废物名录(2021年版)》，油泥（砂）危险废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物中071-001-08石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚。含油污泥由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。本项目产生的油泥（砂）桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置，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》，拟建工程危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表5.5-1。

表5.5-1　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
油泥(砂)	HW08	071-001-08	3.2	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	油泥（砂）由塔中含油污泥资源回收站进行无害化处理

5.5.2.2 生活垃圾的处置及对环境的影响分析

运营期工作人员由跃满区块内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

5.5.2.3 清管废渣的处置及对环境的影响分析

集输管线清管作业产生清管废渣，每年清管1～2次。根据类别调查，一般清管废渣产生量为1.15kg/km，本项目新建集输管线总长为69.6km，每次废渣产生量约80kg，产生量约为0.16t/a。清管废渣的主要成分为石油类、SS和氧化铁等。清管时在收球装置的四周铺设土工布，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，收集后定期由有危废处置资质的公司接收处置，基本不会对环境产生不利影响。

5.5.3 小结

本项目的固体废物包括油泥砂和清管废渣。本项目产生的油泥（砂）和清管废渣均定期由有危废处置资质的公司接收处置，基本不会对环境产生不利影响。

固体废物在处置和运行管理中严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）中的相关要求，则本项目在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。只要严格管理，基本不会对环境产生影响。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

（1）地面工程施工对土壤环境的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场建设、管道敷设建设过程中，车辆行驶、机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩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）在地表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。本工程评价区域内土壤类型主要是漠

境盐土和风沙土，有稀疏植被临星分布在评价区域内，土壤受盐化影响，肥力较弱，无法用于农田种植，因此，当地土壤不具备农业生产价值，石油开发工程占地开辟了土地利用的途径，井场和管道的施工场地、临时施工营地等产生的这种影响非常轻微。

（2）水土流失及沙化影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，这种影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目地面建设的内容主要包括站场、各类管线的敷设等，但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

综上所述，施工期对项目区土壤环境影响不大。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

（1）土壤影响分析

本项目土壤影响类型于途径见表5.6-1，影响因子见表5.6-2。

表5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途经表

不同时段	污染影响型

	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
施工期			√	
运营期			√	
退役期后				

表 5.6-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
输油管线	/	垂直入渗	石油类	/

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为管线垂直下渗造成的土壤污染。故将本项目土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直下渗。

（2）正常状况下对土壤环境的影响分析

本项目污染土壤的途径主要为采出液输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。

本项目正常生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄露情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄露等事故情况，可及时发现，及时处理。

（3）非正常状况下对土壤环境的影响分析

①项目污废水产生情况

项目运行期最有可能对土壤环境造成影响的情况为原油泄露，本次土壤预测考虑为石油类。

②土壤污染途径

污染物从污染源进入土壤所经过的路径称为土壤污染途径，土壤污染途径是多种多样的。根据工程分析，拟建项目可能对土壤造成污染的途径主要有：管线发生泄露对土壤造成的影响。

③主要评价因子

本次预测评价因子为石油类。

④类比分析

类比同类型输油管线事故泄漏情况，非正常情况下，表层土壤中石油烃类含量可达5000mg/kg。考虑持续注入非饱和带土层中10min、20min、1h、2h后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见表5.6-3。

表 5.6-3 非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

污染物种类	计算值	污染物运移的超标扩散深度			
		10min	30min	1h	2h
石油类	影响深度（m）	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度
	包气带底部石油类浓度（mg/L）	515.1569	769.3116	875.3160	942.9776

从上表中看出，原油发生泄露2h的情况下，随着时间的增加，污染物很快将非饱和带贯穿，包气带底部石油类浓度越来越大。

从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在0-20cm的土层中，石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始5h内石油蒸发强烈，24h后石油在土壤表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

运行期须定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运行期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

综上，本项目采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生井喷及管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

本项目土壤环境影响评价自查表，见表5.6-4。

表5.6-4　土壤环境影响评价自查表

	工作内容	完成情况	备注

<table>
<tr><td rowspan="10">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="4">污染影响型☑；生态影响型□；两种兼有 □</td><td></td></tr>
<tr><td>土地利用类型</td><td colspan="4">建设用地☑；农用地☑；未利用地☑</td><td>土地利用类型图</td></tr>
<tr><td>占地规模</td><td colspan="4">（15.36）hm^2</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="4">敏感目标（）、方位（）、距离（）</td><td></td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="4">大气沉降 □；地面漫流 □；垂直入渗☑；地下水位 □；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="4">石油类</td><td></td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="4">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="4">I类☑； II类 □； III类 □； IV类 □</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="4">敏感□；较敏感感□；不敏感☑</td><td></td></tr>
<tr><td></td><td>评价工作等级</td><td colspan="4">一级□；二级☑；三级 □</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="4">a） ☑； b） ☑； c） ☑； d） □</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="4"></td><td>同附录 C</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td></td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3">点位布置图</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>2</td><td>4</td><td>20cm</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>5</td><td>/</td><td>0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="4">《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中基本项目 45 项和 pH、石油烃；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中基本项目 8 项和 pH、石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="4">石油烃等</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="4">GB 15618□☑； GB 36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="4">土壤中各项监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 筛选值标准要求</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="4">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="4">附录 E□；附录 F□；其他（☑）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="4">影响范围（）影响程度（☑）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="4">达标结论： a）□； b） □； c）☑
不达标结论： a） □； b） □</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="4">土壤环境质量现状保障 ☑；源头控制☑；过程防控 ☑；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td>监测点数</td><td colspan="2">监测指标</td><td>监测频次</td><td rowspan="2"></td></tr>
<tr><td>井场</td><td colspan="2">石油烃</td><td>1 次/5 年</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="4"></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="4">项目区主要土壤类型是漠境盐土和风沙土，油田开发对土壤影响，呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线）分布，影响范围明确。本项目在施工期对土壤环境影响较大，运行期一般影响较小。</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="6">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。</td></tr>
</table>

5.7 环境风险评价

5.7.1 评价依据

（1）风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录B，本项目涉及的风险物质为原油、H_2S。项目不涉及危险物质的存储，运营期风险单元为密闭集输管网。

（2）环境风险潜势初判

根据HJ169-2018附录C，按下式计算本项目涉及的危险物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中：　q_1，q_2，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t。当Q＜1时，该项目环境风险潜势为I。当Q≥1时，将Q值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。

项目不涉及危险物质的存储。运营期密闭集输管网包括单井集输管线、燃料气管线等。本次新建管线主要为井间集输管线和单井至站场的集输管线，各站场和开发井均有控制（截断）阀，发生泄露时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本项目最大存在量按照单井至站场、井间集输管线等各类管线的干线单根最大长度11.24km计算，充满度80%计算，本项目Q值的确定见下表。

表5.7-1　　本项目风险单元Q值一览表

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
集油管线	1	原油	—	213.64	2500	0.085
	2	H_2S	7783-06-4	0.00022	2.5	0.000088
Q值∑						0.085

根据上表计算结果，本项目Q=0.085，Q＜1，判断项目风险潜势为I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

5.7.2 环境敏感目标概况

据现场调查，本项目环境敏感目标见表5.7-2。

表5.7-2　　环境敏感点概况

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置/环保目标特征	环境保护要求
1	大气环境	评价范围内环境空气	井场及周边	《环境空气质量标准》及修改单（GB3095-2012）中二级标准
2	地下水	评价范围内地下水	井区及周边	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅳ类

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 危险物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质为原油（稠油、稀油）、天然气（甲烷）、H_2S，存在于集输管线、燃料气管线内。风险物质危险特性和分布见表5.7-3。

表5.7-3 风险物质危险特性和分布一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	甲烷	易燃气体	燃料气管线
2	硫化氢	有毒气体，易燃气体	集输管线
3	稠油	可燃液体	集输管线
4	稀油	可燃液体	集输管线

①原油

原油理化性质及危险危害特性详见表5.7-4。

表5.7-4 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudl oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占83~87%和11~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第3.2类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸气对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度	

	的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时间接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皲裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。
消防措施	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄露：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄露：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄露应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄露应急处理设备和合适的收容材料。
接触控制/个体防护	工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区作业，须有人监护。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">淋浴和洗眼设备。
手防护：戴一般作业防护手套。
其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>黑色的可燃性黏稠液体</td><td>蒸气压</td><td>无资料</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>自常温至500℃以上</td><td>闪点</td><td>-6~155℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-60℃</td><td>溶解性</td><td>不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）
0.7365-1.0724 g/cm^3</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>1.1%~8.7%（V%）</td><td>自燃温度</td><td>280℃~380℃</td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">稳定性：稳定。
禁配物：氧化剂。
避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。
聚合危害：不聚合。
分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。
LD50：>4300mg/kg(大鼠经口)
LC50：无资料</td></tr>
<tr><td>生态学资料</td><td colspan="4">生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。
生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。
非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难得生物降解性。
生物富集或生物积累性：/。
其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。</td></tr>
<tr><td>废弃处置</td><td colspan="4">废弃物性质：危险废物。
废弃处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。
废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放与下水道，河流，湖泊，大海等。</td></tr>
<tr><td>运输信息</td><td colspan="4">运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。</td></tr>
<tr><td>法规信息</td><td colspan="4">《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第591号（自2011年12月1日起施行），中华人民共和国国务院令第645号修订（自2013年12月7日起施行）、《危险化学品目录（2015版）》（自2015年5月1日起施行）。</td></tr>
<tr><td>其他信息</td><td colspan="4">表格内数据来源于本项目方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015版）》和《危险化学品安全技术全书》。</td></tr>
</table>

②天然气

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）标准，天然气属于甲B类火灾危险物质。具有易燃性、易爆性、低毒性。

易燃性：天然气属于甲类火灾危险物质。天然气常常在作业场所或储存区弥散、扩散或在低洼处聚集，在空气中只需较小的点燃能量就会燃烧，因此具有较大的火灾危险性。

易爆性：天然气与空气组成混合气体，其浓度处于一定范围时，连火即发生爆炸。天然气（甲烷）的爆炸极限范围为5~15%，爆炸浓度极限范围愈宽，爆炸下限浓度值越低，物质爆炸危险性就越大。

毒性：天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合症。

A.甲烷

天然气主要成分为甲烷，甲烷属“单纯窒息性”气体，高浓度时因缺氧窒息而引起中毒，当空气中甲烷浓度达到10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达到25~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。

其危险性和危害特性见表5.7-5。

表5.7-5　甲烷的危险性和危害特性

毒性及健康危害	接触限值	中国MAC	未制定标准	
		前苏联MAC	300mg/m^3	
	侵入途径	吸入		
	健康危害	当空气中甲烷浓度达25~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速等 当甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建规火险等级	甲
	闪点(℃)	-188	爆炸下限(V%)	5
	自燃温度(℃)	538	爆炸上限(V%)	15
	危险特性	甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热能时引起燃烧爆炸 甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险 甲烷与氟、氯等发生剧烈的化学反应		

B.H_2S

硫化氢为无色、有臭鸡蛋气味的有毒气体，是强烈的神经性毒物，经人体粘膜吸收比皮肤吸收造成的中毒更为迅速。根据硫化氢的毒理学特性可知，硫化氢并不是所有浓度都是瞬间致人死亡，其每个浓度致死时间是不同的。

其危险性和危害特性见表5.7-6。

表5.7-6　硫化氢对人的生理影响及危害

<table>
<tr><td rowspan="2">标识</td><td colspan="3">中文名称：硫化氢</td><td colspan="3">英文名称：Hydrogen sulfide)</td></tr>
<tr><td colspan="3">危险性类别</td><td colspan="3">易燃、有毒气体</td></tr>
<tr><td rowspan="4">物化特性</td><td>沸点（℃）</td><td>-61.8</td><td>比重（水=1）</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>饱和蒸气压（kPa）</td><td>无资料</td><td>熔点（℃）</td><td colspan="2">-82.9</td></tr>
<tr><td>蒸气密度（空气=1）</td><td>无资料</td><td>溶解性</td><td colspan="2">易溶于水,亦溶于醇类、石油溶剂和原油中</td></tr>
<tr><td>外观与气味</td><td colspan="5">无色气体。具有臭蛋气味</td></tr>
<tr><td rowspan="4">火灾爆炸危险数据</td><td>闪点（℃）</td><td></td><td>爆炸极限</td><td colspan="2">爆炸上限%(V/V)：46.0；爆炸下限%(V/V)：4.0</td></tr>
<tr><td>灭火剂</td><td colspan="5">抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、雾状水</td></tr>
<tr><td>灭火方法</td><td colspan="5">尽可能将容器从火场移至空旷处。上风向喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</td></tr>
<tr><td>危险特性</td><td colspan="5">易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起危险特性燃烧爆炸的危险。与浓硝酸、发烟硝酸触发生剧烈反应，易爆炸。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">反应活性数据</td><td rowspan="2">稳定性</td><td>不稳定</td><td></td><td>避免条件</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>稳定</td><td>√</td><td></td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td rowspan="2">聚合危险性</td><td>可能存在</td><td></td><td>避免条件</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>不存在</td><td>√</td><td></td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>禁忌物</td><td>强氧化剂</td><td colspan="2">燃烧（分解）产物</td><td colspan="2">无资料</td></tr>
<tr><td rowspan="2">健康危害数据</td><td>侵入途径</td><td>吸入</td><td>√</td><td>皮肤</td><td>√</td><td>口 √</td></tr>
<tr><td>急性毒性</td><td>10</td><td>无资料</td><td>LC50</td><td>大鼠吸入</td><td>16000mg/m^3，4小时</td></tr>
<tr><td>急救措施</td><td colspan="6">吸入：如果吸入本品蒸汽或其燃烧物，迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
食入：饮水，禁止催吐。如有不适感，就医。
眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗15分钟，立即就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。
皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。</td></tr>
<tr><td>急性中毒</td><td colspan="6">职业接触
由于硫化氢可溶于水及油中,有时可随水或油流至远离发生源处,而引起意外中毒事</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">故。硫化氢经粘膜吸收快,皮肤吸收甚少。误服含硫盐类与胃酸作用后产生硫化氢可经肠道吸收而引起中毒。
中毒后的临床表现
硫化氢是一种神经毒剂。亦为窒息性和刺激性气体。其毒作用的主要靶器是中枢神经系统和呼吸系统，亦可伴有心脏等多器官损害，对毒作用最敏感的组织是脑和粘膜接触部位。
硫化氢的急性毒作用靶器官和中毒机制可因其不同的浓度和接触时间而异。浓度越高则中枢神经抑制作用越明显，浓度相对较低时粘膜刺激作用明显。人吸入70～150mg/m^3/1～2小时，出现呼吸道及眼刺激症状，吸2～5分钟后嗅觉疲劳,不再闻到臭气。吸入300mg/m^3/1小时，6～8分钟出现眼急性刺激症状，稍长时间接触引起肺水肿。吸入760mg/m^3/15～60分钟，发生肺水肿、支气管炎及肺炎,头痛、头昏、步态不稳、恶心、呕吐。吸入1000mg/m^{3}数秒钟，很快出现急性中毒,呼吸加快后呼吸麻痹而死亡。

急性硫化氢中毒一般发病迅速，出现以脑和（或）呼吸系统损害为主的中毒后的临床表现，亦可伴有心脏等器官功能障碍。中毒后的临床表现可因接触硫化氢的浓度等因素不同而有明显差异。</td></tr>
<tr><td>泄漏紧急处理</td><td colspan="4">撤离并进行隔离。根据扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。
禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。
防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。
小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。
大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用飞尘或石灰粉吸收大量液体。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</td></tr>
<tr><td rowspan="4"></td><td>工程控制</td><td colspan="3">生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。</td></tr>
<tr><td>呼吸系统防护</td><td>空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）</td><td>身体防护</td><td>穿防静电工作服</td></tr>
<tr><td>手防护</td><td>戴橡胶耐油手套</td><td>眼防护</td><td>戴安全防护眼镜</td></tr>
<tr><td>其他</td><td colspan="3">工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣。注意个人清洁卫生。</td></tr>
</table>

根据已掌握的资料，正常情况下，井场周围空气中硫化氢浓度低于我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度，不构成风险物质，但要注意防漏、防喷工作。

（2）工艺过程危险因素识别

根据工程分析，本项目开发建设过程中采油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表5.7-7。

表 5.7-7　油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
管线	集油管线、燃料气管线及掺稀管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件，采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件，油类物质渗流至地下水；天然气泄漏后，进入大气引发中毒事故。	大气、土壤、地下水

5.7.3.2 井场危险性识别

（1）井喷事故风险

井喷为井场常见事故。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。跃满区块已开发多年，对区域的油气藏情况已基本掌握，井喷的可能性很小，但也不并非绝对不可能，从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

（2）井漏事故风险

固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染等。

5.7.3.3 输油管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

5.7.3.4 风险类型识别

通过分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

运营期管线发生破损造成原油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏柴油或者原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.7.4 环境风险分析

5.7.4.1 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层1m以内，一般很难渗入到2m以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

5.7.4.2 井漏事故影响分析

井漏事故主要为运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

已采用多层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成多层套管、水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.7.4.3 对大气环境的影响分析

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，硫化氢可通过吸入、食入、经皮吸收等方式误入体内，对中枢神经系统有麻醉作用。轻度中毒症状有头晕、头痛、恶心、呕吐、步态不稳、共济失调。高浓度吸入出现中毒性脑病。极高浓度吸入引起意识突然丧失、反射性呼吸停止，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。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0.15MPa/min时，由SCADA系统发出指令，远程自动关闭阀门。由于井场及管道位于灌木林和未利用地，对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的一氧化碳，污染大气环境。

5.7.4.4 对地下水的环境影响分析

集输管道敷设在地表以下，运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才可能影响到地下水。集输管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在0cm～10cm或0cm～20cm表层土壤中，其中表层0cm～5cm土壤截留了90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

5.7.4.5 对土壤环境的影响分析

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的原油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送联合站原油处理系统处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

综上所述，本项目施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.7.5 环境风险管理措施与对策建议

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，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。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

哈拉哈塘油田作业区制定有《哈拉哈塘作业区突发环境事件应急预案》，主要内容包括基本情况、危险源有害因素辨识及分析、组织机构及职责、预防与预警、事件报告、应急响应与措施、应急处置措施、应急中止程序及应急保障等。定期或不定期对应急预案组织进行演练，提高各类施工队伍对突发事件的应急组织、协调配合以及应急处理能力。该应急预案于2019年修订后，6月9日油田公司到库车市环境保护局进行了备案(备案编号：652923-2019-019-H)。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司哈拉哈塘油田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。待本项目实施后，需将本项目相关内容更新至突发环境事件应急预案中。

5.7.5.1 井下作业事故风险预防措施

①设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

②抓好井场建设，根据气候特点，做好井场的防护规划。

③井场设置明显的禁止烟火标志；井下作业设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯。

④按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

⑤井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

⑥每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

5.7.5.2 原油集输事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查．严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

（2）在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

（3）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（5）完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

（6）在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

（8）严禁在管线两侧各50m范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

（9）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

（10）建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

5.7.5.3 硫化氢泄漏的监控与预防措施

（1）硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程》（SY6277-2005）和《含硫化氢的油气生产和天然气处理装置作业的推荐作法》（SY/T6137-2005）要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪（第1级预警阈值应设置为15mg/m³(或10ppm)，第2级报警阈值应设置为 30mg/m³(或 20ppm)，进入上述区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

③当监测到空气中硫化氢的浓度达到 15mg/m³(或 10ppm)时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实施应急程序。

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 30mg/m³(或 20ppm)时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到 150mg/m³(或 100ppm)时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

（2）预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H_2S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

①在钻井作业期间，比如放喷、拆卸井口设备和起下管柱、循环钻井液等，应采取特别预防措施，以避免残存其中的硫化氢释放出来造成危害。

②为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

③应特别注意低洼的工作区域，比如井口方井，由于较重的硫化氢或二氧化硫在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

④当人员在达到硫化氢危险临界浓度[150mg/m³（100ppm）]的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

5.7.5.4 窜层污染事故的防范措施

（1）已采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

（2）利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对油田开发区各地下水层监测井采样分析，每年采样 2 次，分析项目为 COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

（3）及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

5.7.5.5 管线安全运行措施

为了尽量避免管线破裂事故的发生，减轻管线破裂、泄漏事故对环境的影响，应采取以下安全环保措施：

（1）管线敷设过程中应严格按设计要求进行，确保埋设深度、防腐和保温质量，防止腐蚀管道。管线敷设线路上方设置永久性标志，提醒人们在管线两侧活动，保护管线的安全。

（2）为了减轻管线的内外腐蚀，每年定期用超声波检测仪，测量1-2次管线内外防腐情况，若管壁厚度减薄，应及时更换管段。

（3）为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行。

（4）机械失效及施工缺陷是导致事故的重要原因之一。根据我国的经验，管道焊接是最关键的工艺，焊接工应接受专门培训，持证上岗。

（5）加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。

（6）加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

（7）集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。①管道敷设做好安全防范及防腐措施。新建管线跨越道路、沟渠等应根据《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》要求进行；②每年定期用超声波检测仪，测量1～2次管线腐蚀情况，发现如管壁厚度减小，应及时更换管段，以减小管线的盐碱腐蚀造成事故的几率。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

5.7.5.6 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

（1）对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

（2）加强各级干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落实到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

（3）经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

（4）本项目实施后，将本项目相关工程纳入塔中油气开发部环境风险应急预案中。

5.7.6 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质包括原油、甲烷、H_2S，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

本项目环境风险简单分析内容表见表5.7-8。

表5.7-8　环境风险简单分析内容表

建设项目名称	跃满区块2021年产能建设项目（一期）			
建设地点	新疆维吾尔自治区沙雅县			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油、天然气（甲烷）、H_2S，分布于输油管道、掺稀管道和输气管道内			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类物质泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。 运营期管线发生破损造成原油泄漏，以及井喷均会污染土壤和大气，泄漏的油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸、硫化氢中毒等，污染大气环境。			
风险防范措施要	①生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安			

求	装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；④制定环境风险应急预案，定期演练。⑤设置可燃气体检测报警仪、硫化氢检测报警仪等防范设施。详见5.7.4节
结论：工程可能涉及的危险物质包括：原油、天然气（甲烷）、H_2S。项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、集输管道事故风险。环境风险最大可信事故为管线泄漏事故。采取各项风险措施后，本项目环境风险程度属于可接受程度范围内，塔里木油田分公司各油气开发部已制定了风险应急预案，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。	

6 环境保护措施及可行性论证

本项目实施过程中，会对评价区内的水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对项目在施工期、运营期和退役期拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 建设期环境保护措施

本工程建设期对环境的影响主要来自油井开采、管线敷设、道路和站场建设等方面。

6.1.1 施工期生态环境保护措施

6.1.1.1 站场生态环境保护措施

（1）新建的计量阀组站选择避开新疆维吾尔自治区沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区和沙雅国家沙漠公园、胡杨林和农田。

（2）加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

（3）站场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场，防护工程平面图见6.1-1。

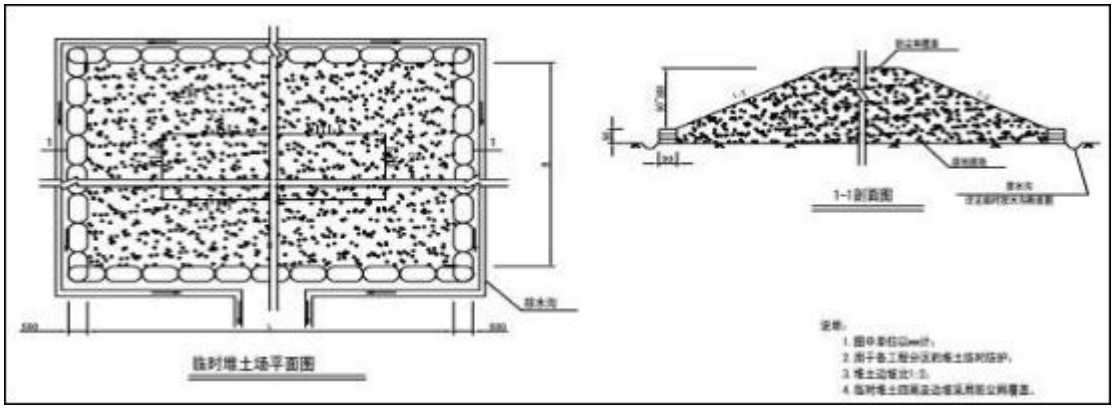


图 6.1-1　临时堆土场防护工程平面布置图

6.1.1.2 管线施工生态保护工程措施

（1）根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（2）管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶1.2m。采油支线就近进入计量转油站、自选计量阀组间。燃料气管线与单井采油管线同沟敷设。

（3）严格控制管线施工作业带宽度，外输管线施工作业带宽12m、单井管线作业带宽8m。

（4）施工结束后，应恢复地貌原状。由于其位于农田区段的3口井（YueM22-H7、YueM2-H11和YueM2-H11）施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

（5）对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

（6）在施工过程中，应加强施工人员的管理，禁止施工人员对野外植被滥砍滥伐，破坏沿线地区的生态环境。

（7）禁止施工人员对野生动物尤其是珍稀动物的滥捕滥杀，作好野生动物的保护工作。

6.1.1.3 保护植物生态保护措施

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），评价区有保护植物4种，胡杨、胀果甘草和肉苁蓉为国家II级保护植物，胀果甘草、罗布麻为自治区I级保护植物。

肉苁蓉、胀果甘草、罗布麻项目区广泛分布，具有明显的防治水土流失的作用。胡杨在本项目区分布较为稀疏，生长高度6-12m不等主要保护措施如下：

①优化站场、管线设计方案，避让胡杨，选在林间空地或稀疏胡杨林区，减少占用胡杨。

②不得随意砍伐胡杨。

③减少胡杨林区占地面积，临时占地减小至100×80 m。

6.1.1.4 工程和施工人员环境教育

在工程管理和施工人员进场前进行环境教育。

环境教育的主要内容包括：

——开展《中华人民共和国管道保护法》、《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国野生动物保护法》、《中华人民共和国土地管理法》和《中华人民共和国野生植物保护条例》宣传教育。

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

——对项目工作人员和施工人员开展相关动植物辨认和生态保护措施方面的短期培训工作；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。

6.1.2 生态保护和恢复措施

（1）施工过程中会产生较大的扬尘，施工现场尽量适时洒水，减少扬尘，施工使用的粉状材料，运输、堆放时应有遮盖，防止扬尘落地影响附近植被的生长。

（2）尽量减少因施工对植被的破坏，施工中大量建筑材料的调运及人员的流动，会增加作业区内的拥挤度，施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。

（3）严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，管线作业带宽度必须控制在8m内，减少对地表的碾压。重点保护项目区内的灌木，最大程度避开项目区对胡杨等植被的占用，选择植被生长稀疏地段进行作业。

（4）耐高温保温管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。管线敷设过程中，应确定施工作业线，不随意改线，尽量减少占用和破坏植被，把破坏和影响严格控制在征地范围内，管线作业带控制在管线两侧8m，尽可能缩小施工作业宽度，减少占地，尽量避开胡杨，并在道路树立

明显标志牌，禁止工作人员在灌木林地践踏，施工取土应单侧堆土，尽量减少占地面积，减少对地表的碾压破坏。施工结束后对破坏和占用的植被及时恢复。

（5）禁止随意增设临时施工道路，各种机动车辆固定线路，禁止随意增开便道，践踏和破坏植被，注意施工过程中地貌的恢复，挖掘管沟时，将表层土与底层土分开堆放，复土回填要保持土壤的基本层次，管沟回填时要分层回填在表面，以恢复原来的土层；回填后多余的土方不随便丢弃，弃土用于平整井场，防止水土流失。对破坏和占用的植被及时恢复。

（6）积极开展工程环境监理工作，在施工招标文件、施工合同和工程监理招标文件中明确环保条款和责任，定期向当地生态环境主管部门提交工程环境监理报告。重点对集输管道施工期进行环境监理，妥善处理处置施工期产生的各类污染物，防止其对生态环境造成污染，特别是对土壤及地下水环境的影响。做好固井和回注工作，防止污染土壤和地下水环境，进而影响植被和生态环境。

（7）项目建设完成后，对施工场地的废渣及一切废弃物资、设备应及时清理，对工地、料场、取土等地方，使用后应立即恢复原状，并及时进行人工干预恢复植被，以维持原有生态环境。工程建设完成后要求对施工料场、便道等临时用地进行清理、平整，禁止对野生动植物水源地的污染。严格执行《土地复垦规定》，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都给予及时的修整，恢复原貌，被破坏的植被在施工结束后尽快恢复。施工期和运营期减少项目区地表的扰动，防止水土流失。

（8）工程施工占用公益林前，应向林草主管部门办理相关手续，按照《国家级公益林管理办法》和《新疆维吾尔自治区建设项目使田林地审核审批管理办法(试行)》（新林资字[2015]497号）等有关工程征地补偿标准进行。相关法律法规进行补偿和恢复；建设项目临时占用灌丛植被区域的期满后，用地单位要在一年内恢复被使用林地的林业生产条件，同时按照“异地补种，占一补一”林地恢复补偿要求，切实保护灌丛植被区域的生态完整性，确保三年内不低于原有的生态环境质量。施工过程中，加强施工人员的管理，确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐公益林作燃料，做好森林火灾的防范工作。

（9）设计选线过程中，管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短，施工及人员活动尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏沙漠植物，不得将沙生植被尤其是保护植物随意作为薪柴使用。

6.1.3 防治沙化措施

根据《新疆第五次沙化土地监测报告》，本工程大部分井位和管线位于沙区。共占用固定沙地、有明显沙化趋势的土地等沙化土地面积约12.2hm^2，约占工程总占地面积的80%。

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

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

（3）施工要求

本工程场地平整、管沟开挖作业、道路施工、车辆碾压等工程对扰动原有地貌，将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化。

①管沟施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，堆放于管沟一侧的临时堆土区且用苫布覆盖，施工结束后先回填深层土，后回填表土层。沙化防治区内施工场地定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失。植被覆盖度较低区域，井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域

表层土再次扰动，引起土地沙化。道路采用沥青路面及砂石路面，可局部减缓土地沙化。

②严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动。施工期间应划定施工活动范围，施工过程中，对于管线工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏；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；

③植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

④针对涉沙的部分管线周边若基本无植被覆盖区域，采取防沙治沙措施。

⑤土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府；在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被；施工期间严格执行生态保护措施，杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

（4）各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

各类措施要求在井场建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

6.1.3.2 方案实施保障措施

（1）组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本工程防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人，各施工队作为措施落实方，属于主要责任人。塔里木油田分公司应在各施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

（2）技术保证措施

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

②准噶尔盆地自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性，管线试压废水综合利用，用于区域植被绿化。

③管沟施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，堆放于管沟一侧的临时堆土区且用苫布覆盖，施工结束后先回填深层土，后回填表土层。沙化防治区内施工场地定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失。植被覆盖度较低区域，井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域表层土再次扰动，引起土地沙化。道路采用沥青路面及砂石路面，可局部减缓土地沙化。

（3）防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本工程防沙治沙措施投资概算预计167.04万，由塔里木油田分公司自行筹措。

（4）生态、经济效益预测

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

6.1.4 水土流失防治措施

项目所在阿克苏地区沙雅县属于水土流失重点治理区、重点预防区。根据《2019年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，沙雅县水土流失主要为风力侵蚀，中度侵蚀比例占95.14%，主要侵蚀土地利用类型为沙地和灌木林地，评价区主要植被类型植被覆盖率为10-20%，本次水土流失防治主要以工程措施为主。

6.1.4.1 工程防治措施

道路及管线施工时，在植被茂密地段，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业方法，走统一车辙，避免加行开辟新路，以减少风沙活动。

施工中严格按照规定的施工占地要求，划定适宜的堆料场，尽量减少地表植被的破坏。避免再大风、雨天施工，特别是路基修筑、管沟开挖、管道回填作业等。

为减少风沙危害，线路走向应尽量与沙龙走向一致，尽量绕开植被， 并在垄间通过。与道路走向一致的管道建设，恢复后的地面应低于路面，并置于道路背风一侧。

做好迹地恢复，施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作，应结合地形修整成一定形状，与周围环境相协调。

在管道施工结束后，要立即对现场进行回填、平整、形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填-平整-覆土-压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到挖填平衡。

6.1.4.2 水土流失分区防治措施

将本项目水土流失防治分区初步划分为3个分区：站场防治区、管线防治区。

（1）站场防治区

严格控制各站场的地面作业面积，尽量选取平坦地带，植被稀疏区域建立井场，严禁车辆离路行驶。新建站场采取砾石压盖，定时洒水，减少因风蚀造成的水土流失，严控在大风季节施工；严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动。

（2）管线防治区

①管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土。对于道路及地面建设产生的弃方不得随处堆放。应合理利用，如建设防洪堤等。

②管沟回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

③管线经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失。

（3）水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机

械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

在管线沿线的植被良好地段禁止人进入打柴和放牧，并设立警示牌，以提醒施工作业人员。

建设项目主管部门应该积极主动，加强水土保护管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

施工营地应选择植被稀疏的地段并减少占地面积。

6.1.5 大气污染防治措施

施工期废气主要为运输车辆产生的扬尘及排放废气。

运输车辆产生的扬尘主要采取洒水降尘，每天洒水3~4次。运输车辆减速行驶，为减少道路扬尘影响，前期要求对路面用石子覆盖，进入采油阶段主干路全部采用沥青或水泥固化地表，减少扬尘污染。

6.1.6 废水污染防治措施

本工程施工期废水主要为施工废水、管道试压废水和生活污水，将采取以下防治措施：

（1）施工废水

施工单位设置临时沉淀池，将生产废水沉淀处理后回用于施工，不外排。废水污染防治措施可行。

（2）生活污水

根据工程分析，施工期不设置生活营地，依托跃满作业区倒班公寓。倒班公寓建有地埋式一体化污水处理设施。该公寓在于2016年8月31日取得环评批复（新环函[2016]1264号）的《哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程环境影响报

告书》，于2020年12月17日自行组织验收，备案号BA652900YS2020-122。本项目施工期生活量很小，可以依托该公寓的污水处理设施进行处理。

（3）试压废水

采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水属于清净废水，主要污染物为SS，由管内排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域喷洒降尘。

综上，本工程施工废水和生活污水均不外排，处置措施可行。

6.1.7 固体废物污染防治措施

（1）生活垃圾由跃满油气开发部内部调剂解决，不新增生活垃圾。

（2）弃土弃渣作为区域土地平整土方来源或井场垫方加以利用。

（3）施工废料部分回收利用，剩余收集后运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站填埋处理。

6.1.8 噪声防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

（1）施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低。

（2）施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

（3）加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

本工程建设期环境保护措施切实可行，对周围环境实施了有效的保护。

6.1.9 土壤污染防治措施

（1）应严格控制施工期临时占地面积，划定施工活动范围，减少土壤扰动。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。

（2）施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

（3）施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

（4）植被覆盖度高及农田区域，局部降低作业带宽度，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；施工土方全部用于管沟回填，开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。

（5）土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府；在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被。

（6）施工期间严格执行生态保护措施，杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 生态环境保护措施

6.2.1.1 监督和管理措施

（1）针对本工程的建设，塔里木油田公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本工程环保措施的实施并与各施工单位签定详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

（2）选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

（3）针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

6.2.1.2 运营期生态保护措施

（1）立即对施工现场进行回填平整。并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填补平”。

（2）平整施工迹地。对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，

防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在的局部凹地，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高，以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致。

（3）加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。对井场及站场永久占地地表进行砾石压盖。

（4）在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

（5）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。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应做好防火，及时控制扩散面积并回收外泄油。管线、道路、站场等施工完毕后，对施工迹地进行恢复和平整。永久占地范围内的地表采用砾石铺垫或者其它硬化措施。

（6）开展生态环境恢复治理工作。选择柽柳、骆驼刺等乡土物种。管线附近区域不宜选用深根植物进行恢复。

（7）为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

（8）管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

（9）本工程事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

6.2.2 废气污染防治措施

YueM20-H8、YueM211H、YueM20-1X 在井场设原油储罐，采用液下鹤管装车方式运输。原油储罐均为 50m^3，3 座井场共设置 14 座储罐，易泄漏的井口、管线接口、阀门、油罐等关键危险部位均采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境的影响，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少无组织烃类的挥发。为了进一步减小本工程运营期无组织排放，油田采取了以下大气污染治理措施：

6.2.2.1 拉油罐挥发性有机物控制措施

（1)本工程单井拉油点拉油罐和分水点油罐均为固定顶罐,单罐容积50m^3，需设计有呼吸阀。按照《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）中固定顶罐的要求，固定顶罐罐体应保持完好，不应有孔洞及缝隙，除计量、检查、维护等正常活动外，罐上开孔应密闭，并定期检查呼吸阀定压是否符合设定要求。

（2）固定顶罐不符合上述规定的，应在90天内完成修复或排空储罐停止使用。若延迟修复或排空储罐，应将相关方案报生态环境主管部门确定。

（3）在每个停工检修期对内浮顶罐的完好情况进行检查。发现有不符合上述第二条要求的，应在该停工检修期内完成修复。若延迟修复，应将相关方案报生态环境主管部门确定。

（4）编制检查与修复记录并至少保存3年。

6.2.2.2 管道输送挥发性有机物控制措施

本工程单井采油管线应带压密闭，应加强对密闭管线及密封点的巡检，确保设备稳定运行，一旦发生泄漏立即切断控制阀，尽快完成修复。

6.2.2.3 原油装车挥发性有机物控制措施

原油装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式，采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于200mm。分水点原油装载时须采用气相平衡系统。

6.2.2.4 采用管输+拉油工艺流程控制措施

本工程YueM20-H8、YueM211H、YueM20-1X三口井油气集输全过程采用管输+汽车拉运结合的方式，容易泄漏的井口、管线接口、阀门、油罐等关键危险部位均采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境的影响，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少无组织烃类的挥发；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、拉油点储油罐、油罐车和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生，确保NMHC企业边界浓度低于《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）中的浓度限值 4.0mg/m^{3}的要求。

在采取上述措施后，本工程无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业

污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界浓度限值要求。

6.2.3 废水污染防治措施

本工程工程建成运营期的主要废水是气田采出废水及井下作业废水。全部依托已经建成的废水处理设施处理。

（1）采出水依托已建哈一联污水处理系统处理达标后回注地层。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。

（2）井下作业废水严禁直接外排，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后塔里木油田钻试修废弃物塔河南岸环保站，站内包括可对钻试修污水进行处理达标后资源化利用。

6.2.4 噪声污染防治措施

（1）对噪声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。加强拉油罐车日常保养与维护，控制车辆交通噪声。

（2）提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

6.2.5 固体废物污染防治措施

6.2.5.1 固体废物产生及处置情况

（1）危险废物

根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)，本工程产生的油泥砂(HW08 071-001-08)属于危险废物，桶装收集后桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置。本工程危险废物产生情况及危险特性见表6.2-3。

表6.2-3　　危险废物情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	主要成分	有害成分	危废特性	污染防治措施

油泥砂	HW08	071-001-08	3.2	定期清罐	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
落地油泥	HW08	071-001-08	/	管道、阀门、法兰等设施原油渗漏				

（2）清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，产生量约为0.16t/a。清管废渣的主要成分为石油类、SS和氧化铁等。清管时在收球装置的四周铺设土工布，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，收集后定期由有危废处置资质的公司接收处置。

6.2.5.2 危险废物处置措施可行性分析

井下作业必须带罐(车)操作，所使用的各种化学药剂严格控制落地，残液落地要彻底清理干净，不向外环境排放；事故情况下产生的落地油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，危险废物由专用运输车辆进行运输、转移。

（1）危险废物收集措施及可行性分析

拟建工程建成运行后，油田公司应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求对含油废物进行收集。危险废物桶装收集后由有危废处置资质单位运输、处置。

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

①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。

②危险废物类别：按危险废物种类选择。

③材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。

④装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留100mm以上的空间。

（2）危废运输依托可行性分析

拟建工程产生的危险废物运输过程由专用运输车辆进行运输，按要求填写

危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。

6.2.6 土壤环境保护措施

（1）巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。

（2）定期检修维护井场压力、流量传感器；人员定期巡检，巡检时应对井口阀门处、油罐、及管线沿线进行仔细检查；加强油罐、法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理；

（3）井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强井场及管线巡检，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。

6.2.7 地下水污染防治措施

按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

6.2.7.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对管道、阀组采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，以尽量减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染。井场内设置有流量控制仪及压力变送器，远程自动关闭阀门。

6.2.7.2 分区防治措施

对井场、站场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防治洒落地面的污染物渗入地下。一般将于地下或半地下的生产功能单元，污染地下水环境的物料泄漏不容易及时发现和处理的区域定为重点污染防渗区，裸露地面的生产功能单元，污染地下水环境

的物料泄漏容易及时发现和处理的区域，定为一般污染防渗区，没有物料或污染物泄漏，不会对地下水环境造成污染的区域或部位定为简单防渗区。

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中表5污染控制难易程度分级参照表，将本工程主要装置区如井场的罐区划分为一般防渗区。

一般防渗区：根据工程特点，结合水文地质条件，对可能会产生一定程度的污染的主要装置区，划为一般防渗区，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一般防渗区防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能。

6.2.7.3 污染监控措施

本工程应建立地下水环境监控体系，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备相应的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。结合工程区所在区域的水文地质条件和和区块已有的地下水观测井，在监测水质的同时监测地下水水位（监测井位的设置依托原有例行监测井）。

（3）监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作巧效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1）预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，各采油厂环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2）应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3）按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施：

1）定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2）在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每月（季）一次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.7.4 地下水污染应急预案及处理

（1）应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到采油厂应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

①应急预案的曰常协调和指挥机构；

②各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

（2）污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

查明并切断污染源。

探明地下水污染深度、范围和污染程度。

依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。

将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.3 服役期满后环境保护措施

6.3.1 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

（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。

6.3.2 退役期水环境保护措施

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，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.3.3 退役期噪声污染防治措施

加强车辆管理，合理规划路线，禁止车辆随意鸣笛。

6.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至城市建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（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。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。结合《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）》，采取的生态恢复措施如下：

（1）各种机动车辆固定线路，禁止随意开便道，扩大扰动范围。

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

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

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

（5）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。

（6）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域表层土的扰动，引起土地沙化。

另外，通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

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

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.3.6 生态恢复治理方案

（1）根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（2）管线生态恢复

管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

（3）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，灌木林地按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

（4）其他生态恢复治理要求

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）：矿区压占和损毁土地、相关站场址结余用地、功能废弃地等，应及时按 TD/T 1036 的要求开展土地复垦，复垦率 100%。

（6）生态恢复投资

本工程各项生态恢复具体投资见表 6.3-1。

表 6.3-1　　生态恢复投资

恢复对象		生态恢复方案			投资（万元）
		硬化面积（hm^2）	恢复面积（hm^2）	主要恢复措施	
临时占地	管线占地复垦、恢复	/	55.68	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	167.04

7 环境影响经济损益分析

本项目的开发建设，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。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

7.1 环保投资分析

工程占地主要是由井场、集输管网等地面工程构成，占地类型为沙地、草地，项目区占地覆盖稀疏植被。本项目总占地面积为71.04hm^2，其中永久占地面积为15.36hm^2，临时占地55.68hm^2。本项目总投资为10760.5万元，其中环保投资1008万元，占总投资9.3%。估算见表7.1-1。

表7.1-1　　主要环保投资估算

类别	污染源		环保措施	治理效果	投资(万元)
废气	施工扬尘		临时抑尘覆盖物(草包、帆布等)、洒水（防尘、洒水等）	/	30
	无组织排放		装置做好日常维护，做好密闭措施站场采用无泄漏屏蔽泵	非甲烷总烃≤4.0mg/m^3；H_2S≤0.06mg/m^3	75
噪声	设备噪声	采油树	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	场界：昼间≤60dB(A)夜间≤50dB(A)	30
固体废物	地面工程施工		废弃施工材料清运	妥善处理	30
	含油废物		井场作业落地油回收，交由有危废处置资质单位合理处置	妥善处理	75
	清管废渣		桶装收集后定期由有危废处置资质的公司接收处置		30
生态	临时占地		施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度；水土保持措施、防沙治沙等	施工结束后场地平整	45
环境风险管理	环境风险防范措施		地上管道涂刷相应识别色、消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪、硫化氢检测报警仪等防范设施	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	24
	应急预案		根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	45
废水处	施工废水		管道试压采用清洁水，每段试压水排出后	施工废水循环利用	30

类别	污染源		环保措施	治理效果	投资(万元)
理			进入下一段管线循环使用，可减少水资源消耗。试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘		
	井下作业废液		井下作业废液采用专用罐拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理	废水不外排	45
地下水、土壤	简单防渗区	井场永久占地	实施地面硬化	地面硬化	24
	管道防腐		管线采用普通级二层PE防腐，补口采用聚乙烯热收缩套	防腐性能良好	345
环境管理			环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测		150
			环保培训，演练		30
环保投资合计					1008

7.2 环境效益

拟建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，拟建工程采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

7.2.1 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，油藏采出废水进入跃满转油站、哈一联合站污水处理系统处理，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，拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站进行处理达标回注。

（3）固体废弃物

拟建工程运营期固体废物主要为油泥(砂)，运至有危废处置资质的单位合理处理。清管废渣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。

拟建工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。拟建工程选用先进、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。

7.2.2 环境损失分析

拟建工程在建设过程中，由于地面设施建设、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，如是水土流失、土地沙漠化等造成的环境经济损失。

7.2.3 环保措施的经济效益

拟建工程通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

7.3 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在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。

同时，油田的建设有利于改善当地的燃料和能源结构，提高居民的生活水平，促进当地经济发展和生态环境保护。

7.4 小结

拟建工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约1008万元，环境保护投资占总投资的9.3%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

8 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本项目对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运行期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运行期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本项目在开发期期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了开发期和运营期的环境管理、施工环境监理、HSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

8.1 环境管理制度

开展企业环境管理的目的是在项目施工阶段和运营阶段履行监督与管理职责，确保项目在各阶段执行并遵守有关环保法规，协助地方环保管理部门做好监督监测工作，了解项目明显与潜在的环境影响，制定针对性的监督管理计划与措施。

环境管理的内容包括：机构设置及职责、管理制度、管理计划和环保责任制等内容。

8.1.1 机构设置

本项目为油田滚动开发扩建项目，依托塔里木油田公司现有的管理体制，实施HSE管理体系，施工期的环境监理与管理工作以及营运期日常性环保管理工作。

8.1.2 机构职责

主要职责是在本单位组织实施HSE管理体系程序文件相关规定，编写相关作业指导书，保障HSE管理体系在本单位的有效运行。本项目包括井场、油气集输系统、处理厂、外输系统以及相关配套设施，在施工期与运营期对环境造成一定的影响，特别是施工期对周边的生态环境影响较大。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，最大限度地减轻项目建设对沿线地区环境的影响，建设单位除自身实施HSE管理外，还应完善环境监理制度。

8.2 HSE（健康、安全与环境）管理体系建立

HSE管理体系是国际石油石化企业通用的一种管理模式，具有系统化、科学化、规模化的特点，被国外大石油公司广泛采用。

8.2.1 HSE管理概述

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HSE管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位HSE管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位HSE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HSE管理委员会及办公室，领导环境保护工作。按照以上规定，本项目应建立HSE管理领导小组，设HSE专、兼职人员全面负责本项目的环境保护工作。

本项目的HSE包括施工期与运营期的HSE管理，主要HSE组织结构的建立、规章制度的制定和操作规程的编写、应急措施的建立、人员的培训、责任的确定及事故预防等。

8.2.2 HSE组织机构的建立

本项目设立一个环境管理体系领导小组，组员由行政主管、安全环保和技术人员担任，并任命1～2名兼职的HSE现场监督员，由熟悉HSE技术、经过专

门HSE管理培训并有一定管理能力的人员担任。HSE管理小组成立后，公司赋予HSE管理人员权利和责任，并为管理小组HSE管理的各项活动提供必要的物质条件和支持。

8.2.3 HSE管理文件编写

本项目建立HSE管理体系时，应编制HSE管理手册、各种程序管理文件、管理作业文件和各类操作规程。本项目施工期和投入运行后，HSE管理小组应在管理体系框架下，为本项目的HSE管理和安全操作选定必要的规章制度和操作规程。包括：

（1）施工期的安全操作规程；

（2）生产过程安全操作规程；

（3）设备检修过程安全操作规程；

（4）正常运行过程安全操作规程；

（5）非正常运行过程安全操作规程；

（6）应急处理故障、事故过程安全操作规程；

（7）各种特殊作业（吊管起重、动土、危险区域用火、进入设备场地）的安全操作规程；

（8）施工期、运行期的环境保护管理规程。

这些制度和规程是本项目建设和生产过程行之有效的管理文件，有些是针对本项目施工期和运营期的特点建立的。这些文件应及时下发到岗位，并在员工正式上岗前通过专门培训或专门讲解，使员工了解；需专门为本项目不同岗位制度的制度或规程，如生产装置操作岗位、计量操作岗位、自动控制操作岗位及抢修岗位等，应尽快制度适用这些岗位的规程和管理制度，并培训岗位人员熟练掌握。

8.2.4 员工的培训和能力评估

应确保从事本项目健康、安全与环境工作和任务的人员具有良好的个人素质及通过实践提高其技能和不断更新知识的能力。为确保企业员工具备称职资格，应建立相应的培训保证体系，并对员工完成任务的能力进行定期的评审和评价。

（1）员工的培训

培训工作包括上岗前的HSE培训及上岗后的定期HSE培训，培训的方式可采取理论培训和现场演练两种方式，培训的内容包括基础培训、技能培训和应急培训三部分。

（2）能力评估

应通过正规程序对员工的能力进行定期评估，形成文件。公司应建立针对不同职责人员的评估程序，程序内容主要包括资历、工作表现、理论考核和操作考核等。评估合格者，发给上岗证书。评估不合格者，或调离本工作岗位，或安排进一步的培训使其达到上岗要求。评审应每二年一次。

8.2.5 本项目HSE管理工作内容

应结合本项目环评识别的施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：

（1）工艺流程分析；

（2）污染生态危害和影响分析；

（3）泄漏事故危害和风险影响分析；

（4）建立预防危害的防范措施；

（5）制定环境保护措施；

（6）建立准许作业手册和应急预案。

8.3 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。根据中国石油企业HSE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项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表8.3-1。

表 8.3-1　　本项目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，严格控制井位外围作业范围，钻井现场严格管理，尽量少占地，施工结束后及时清理废弃泥浆等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地环保部门
		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等		建设单位环保部门及当地环保部门
		植被	保护当地植被；临时占地及时清理；		建设单位环保部门及当地环保部门
		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环保部门
		重点区段	各井场、管线和道路要做好防风固沙措施，管道施工尽量缩小临时占地范围		建设单位环保部门及当地环保部门
	污染防治	施工扬尘	施工现场粉质材料规范放置，施工现场设置围栏等等		建设单位环保部门及当地环保部门
		废水	处理达标后回注		建设单位环保部门及当地环保部门
		固体废物	废弃泥浆经干化处理后，按规范处置；利用工程弃土；施工废料回收利用，不能利用的弃渣送弃渣场		建设单位环保部门及当地环保部门
		噪声	选用低噪声的设备、加消声设施，保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
运营期	正常工况	废水	试压废水循环利用	建设单位	建设单位环保部门及当地环保部门
		废气	处理后含硫率低的燃料		
		固体废弃物	集中堆放，及时处理；油泥（砂）运至有危废处置资质的单位合理处理		
		噪声	选用低噪声设备、加消声减振设施		
	事故风险		事故预防及天然气（硫化氢）泄漏应急预案	建设单位	当地环保部门

8.3.1 项目施工期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本项目在施工期间要实施HSE管理。施工期HSE管理主要工作是施工现场环境监察，主要任务为：

（1）宣传国家和地方有关环境方面的法律、法规；负责制定拟建管道施工作业的环境保护规定，并根据施工中各工段的作业特点分别制定相应的环境保护要求；

（2）落实环评报告书及施工设计中的环保措施，如保护生态环境、防止水土流失等；

（3）及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施；

（4）记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料；负责协调与沿线各省、市（县）环保、水利、土地、交通等部门的关系；负责有关环保文件、技术资料的收集建档；

（5）制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收。

8.3.2 营运期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本项目在营运期管理的主要内容是：

（1）定期进行环保安全检查和召开有关会议；对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；

（2）制订完备的岗位责任制，明确规定各类人员的职责，有关环保职责及安全、事故预防措施应纳入岗位责任制中；

（3）制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；

（4）主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境污染问题，向主管领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

环境管理工作重点是：环境管理除了应抓好日常站场各项环保设施的运行和维护工作之外，工作重点应针对管道破裂、天然气（硫化氢）泄漏着火爆炸、站场事故排放、着火爆炸等重大事故的预防和处理。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点。为此，必须制订相应的应急预案。

8.3.2.1 正常工况的环境管理

（1）制订必要的规章制度和操作规程，主要包括：

①生产过程中安全操作规程；

②设备检修过程中安全操作规程；

③正常运行过程中安全操作规程；

④各种特殊作业（危险区域用火、进入设备场地等）中的安全操作规程；

⑤不同岗位的规程和管理制度，如输油操作岗位、计量操作岗位、自动控制操作岗位、罐区工作岗位及巡线、抢维修岗位等；

⑥环境保护管理规程。

（2）员工的培训

培训工作包括上岗前培训和上岗后的定期培训，培训的方式可采用理论培训和现场演练两种方式，培训的内容包括：基础培训、技能培训和应急培训三部分。

（3）加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的环保运行记录等。

（4）落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，还需狠抓各项管理制度的落实，制定相应考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

8.3.2.2 事故风险的预防与管理

（1）对事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。根据国内外油气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，

要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

（2）制定事故应急预案和建立应急系统

首先根据本项目性质、国内外油气田开发事故统计与分析，制定突发事故的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级报告事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

（3）强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。日常要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

8.4 污染物排放的管理要求

本项目污染物排放清单及管理要求见表8.4-1。

表8.4-1　　污染物产排情况一览表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气集输	无组织排放废气	VOCs	17.67	17.67	大气
			H_2S	0.086	0.086	大气
生产废水	采出水		废水量	26.4×10^4	0	采出水进入跃满转油站、哈一联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注油层，不外排。

	井下作业废水		井下作业废水	608	0	采用专用罐拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理
			COD	0.832	0	
			石油类	0.141	0	
固体废物	井场、管线等	油泥	-	3.2	0	桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置
	管线	清管废渣	石油类、SS和氧化铁等	0.16	0	桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	80～120dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

8.5 环境监测

8.5.1 监测计划

（1）施工期

① 生态环境及水土保持：根据井场建设计划、管线施工计划，在整个油气田开发建设区域内进行生态调查，调查的内容主要有：各井场占地、管线施工期的占地情况，是否按照水土保持的要求去做。

② 事故状态监测：工程施工单位未落实环境保护措施发生污染事故或公众举报与投诉，以及风险事故发生时，当地环保部门均应迅速赶赴事故现场进行调查，并及时通知当地环境监测站进行现场监测，做到及时向自治区环保厅和塔里木油田分公司提供事故监测分析报告。自治区环保局出具处罚及整改条例，由当地环保局监督执行。

施工期的监测计划见表8.5-1。

表8.5-1　　钻井作业环境监测计划

监测内容	监测地点	监测项目	监测时间或频率
生态环境及水土保持	现场	井场、管线、道路占地、井场防渗等	施工结束后进行控制性监视，每年调查两季
钻井事故时	现场	大气、地表水、地下水、土壤等	即时

（2）营运期

本项目在运行期间，需对生产过程产生的“三废”和生态影响进行严格监管，定期进行监测，减少对周围环境影响。环境监测计划见表8.5-2。

表8.5-2　　环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目	监测方式
废气	井场、站场下风向厂界外10m	1次/年	竣工环保验收后开始	非甲烷总烃、硫化氢	委托监测
噪声	井场、站场边界	1次/年		连续等效A声级（dB）	
土壤	井场、站场下风向10m	1次/5年		石油烃(C_{10}~C_{40})	
生态	井场、站场及管道沿线	1次/年		生态恢复及水土保持措施落实情况	

项目事故应急预案中需包括应急监测程序，项目运行过程中一旦发生事故，应立即启动应急监测程序，制定切实可行的硫化氢监控措施，并跟踪监测硫化氢的迁移情况，直至事故影响根本消除，事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制订和实施。

本项目运行期的HSE管理体系纳入塔里木油田公司HSE系统统一管理，增加相应的应急预案的修编和排污许可的变更工作。

（3）油气田服役后期

生态环境调查：检查服役结束的井场是否按照要求恢复，封固的废井是否有安全保护措施。

8.5.2 监测数据的管理

对于上述监测结果应该按照项目有关规定及时建立档案，并抄送有关环保主管部门，对于常规监测部分应该进行公开。此外，如果发现了污染和破坏问题要及时进行处理、调查并上报有关部门。

8.5.3 环境监督

（1）本项目HSE部门在油田开发建设、运行中的环保工作，除受塔里木分公司HSE的指导、管理外，还应受当地环保部门的监督。在工程建设区内开展对环境和自然生态可能产生不利影响的活动时，必须经当地环保部门批准后方可进行。

（2）在施工期，本项目HSE部门应将施工期进度报告地方环保行政主管部门，以便对环保措施实施和恢复情况进行施工期的监督管理。

（3）塔里木油田分公司HSE部门对本环评报告书中提出的污染治理和生态保护恢复措施的执行情况和完成情况，必须在有审批权的环保行政主管部门确认后上报验收。

（4）在塔里木油田分公司质量安全环保处协调下，本项目的环保工作要接受阿克苏地区环保局的定期和不定期检查。

8.6 施工期开展环境工程现场监理建议

由建设单位聘请有资质的环境监理机构对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油天然气股份有限公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

（1）环境监理人员要求

① 环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

② 必须接受过HSE专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③ 具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

① 监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

② 及时向HSE部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③ 协助HSE部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④ 对HSE工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作的重点见表8.6-1。

表8.6-1　　现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建各井场	1)井位布设是否满足环评要求 2）各站场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； 3）施工作业是否超越了限定范围； 4)站场绿化是否达到要求；	环评中环保措施落实到位

		5）废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	
2	集输管沟开挖现场	1）集输线路由是否满足环评要求 2)施工作业是否超越了作业带宽度； 3)挖土方放置是符合要求，回填后的土方处置是否合理； 4）施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 5）施工完成后是否进行了清理。	环评中环保措施落实到位
3	其　它	1)施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； 2）施工季节是否合适； 3)有无破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	

8.7 环保设施竣工验收管理

8.7.1 环境工程设计

（1）必须按照本环评文件及其批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案；

（2）建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理；

（3）项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”；如需进行试生产，其配套的环保设施必须与主体工程同时建设投入运行。

8.7.2 环境设施验收建议

（1）验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及其批复文件和有关设计文件规定应采取的相应的环保措施。

（2）验收清单

本项目环境保护验收建议清单见表8.7-1。

表8.7-1　　环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							

废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	--	--	--	--
废水	1	试压废水	循环利用	--	不外排	--	--
噪声	1	吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	--	--	--	--
固废	1	施工土方	全部用于管沟和井场回填	--	--	--	--
	2	施工废料	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填埋处理。	--	--	--	--
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度	--	临时占地恢复到之前状态	-	--
			管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土				
		水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘、草方格沙障、水土保持宣传牌	--	防止水土流失		
		防沙治沙	施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；防尘网，洒水抑尘；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围	--	防止土地沙化		

续表 8.7-1　环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
营运期							
废气	1	井场及站场无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	—	场界非甲烷总烃≤4.0mg/m³	—	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2无组织排放监控浓度限值
				–	场界硫化氢≤0.06mg/m³	–	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新扩改建项目二级标准
废水	1	营运期采出水	采出水进入跃满转油站、哈一联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注油层，不外排	--	不外排	--	--
	2	营运期井下作业废水	采用专用废水回收罐收集，运至塔河南岸油田钻试修废弃物环	--	不外排	-	--

			保处理站处理				
噪声	1	采油树	基础减震	—	场界达标：昼间≤60dB(A)夜间≤50dB(A)	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区排放限值
	2	泵类	基础减震	—		—	
固废	1	油泥(砂)(HW08 071-001-08)	油泥（砂）由处理有危废处置资质单位接收处置	--	--	-	--
防渗	1	简单防渗区 井场永久占地	实施地面硬化		地面硬化	-	-
	2	管道防腐	采用普通级二层PE防腐，补口采用聚乙烯热收缩套		防腐性能良好	-	-

续表 8.7-1　　环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
营运期							
风险防范措施		井场及站场	设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌	--	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	-	—
环境管理与监测	1	排污口规范化	按照《排污口规范化整治技术要求(试行)》、《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置	--	--	--	保证实施
	2	井场、站场	按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测	--	--	--	污染源达标排放
	3	环境影响后评价	根据《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》等文件组织开展环境影响后评价	--	--	--	保证实施
闭井期							
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	--	--	--	--
噪	1	车辆	合理安排作业时间	--	--	--	--

声							
固废	1	废弃管线、废弃建筑垃圾	收集后送塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站	--	妥善处置不外排	-	--
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况	--	恢复原貌	-	--
合计				—		-	—

9.结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 项目概况

拟建项目区位于跃满区块，地处塔里木盆地的塔克拉玛干沙漠北缘，行政区划属阿克苏地区沙雅县管辖。本项目主要建设内容为：①井场工程，新建16座井场地面工程（YueM20-H8、YueM211H、YueM2-H10、YueM20-1X、YueM20-H3、YueM21-5X、YueM22-H7、YueM2-2C1、YueM2-H7、YueM703-H3、YueM7-H4、YueM701-H6、YueM7-H6、YueM2-H11、YueM211-H2、YueM3-H13）；②计量阀组站，新建YueM2-H11计量阀组站1座，包括4井阀组+计量橇+电磁加热器；③集输管线，新建油气集输管线69.6km，主要为各井场至周边的计量站、转油站的集输管线；④各井场均配备60kw电磁加热器用于井场采出物加热。以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。结合产量预测及井位，本工程全部依托现有计转站，油气外输及处理均依托已有地面设施。

9.1.2 产业政策符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录》（2019本）中国家鼓励发展的产业，工程建设符合国家的相关政策。

9.1.3 规划符合性

《新疆维吾尔自治区矿产资源勘探开发“十三五”规划》提出，要提高战略性矿产安全供应能力，加强战略性矿产安全供应能力。石油、天然气是战略性矿产，属于重点监管对象，自治区在资源配置、财政投入、重大项目、矿业用地等方面予以重点保障，提高资源安全供应能力和开发利用水平。

本项目为石油开采项目，属于新疆优势矿种、战略性矿产和重点监管对象，本项目的建设有利于提高油气资源的安全供应能力和开发利用水平，符合规划中“对于油气、页岩气、煤层气、铜、钾盐等矿产实施鼓励性勘查开发政策”的要求。

9.1.4 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

本项目所在区域为非达标区，监测期间非甲烷总烃1小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中参考限值，H_2S 1小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的浓度限值。

（2）水环境质量现状

区域内潜水由于径流缓慢，蒸发排泄强烈，水质较差，硫酸盐、氯化物、溶解性总固体、总硬度等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的IV类标准限值，超标主要超标主要是受半干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中IV类标准限值的要求，石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）IV类标准。

（3）声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。

（4）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，本项目占地范围内各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值标准；项目区占地范围外各监测点小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB156 18-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的pH>7.5所列标准；土壤中石油烃含量较低，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）第二类用地风险筛选值要求。

（5）生态环境质量现状

跃满区块地处塔里木盆地的塔克拉玛干沙漠北缘，评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。根据《新疆生态功能区划》，评价区属于塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区，塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能

区。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为盐土、风沙土所覆盖，少量植物生长，野生动物极少。

9.1.5 污染物排放情况

本工程污染物产生及排放情况详见表9.1-1。

表9.1-1　　污染物产排情况一览表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气集输	无组织排放废气	VOCs	17.67	17.67	大气
			H_2S	0.086	0.086	大气
生产废水	采出水		废水量	26.4×10^4	0	采出水进入跃满转油站、哈一联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注油层，不外排
	井下作业废水		井下作业废水	608	0	采用专用罐回收作业废水，拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理
			COD	0.832	0	
			石油类	0.141	0	
固体废物	井场、管线等	油泥	-	3.2	0	桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置
	管线	清管废渣	石油类、SS和氧化铁等	0.16	0	桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	80～120dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

9.1.6 环境影响预测与分析

（1）生态环境影响分析

本项目建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，工程对生态环境的影响主要来自占地影响，本项目总占地面积为71.04hm^2，其中永久占地面积为15.36hm^2，临时占地55.68hm^2，占地类型主要为沙地、草地，工程区地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

（2）大气环境影响分析

根据工程分析，本项目在施工期对环境空气的影响主要来自以下几个方面：一是在管线敷设、井场地面工程建设过程中产生的扬尘；二是施工机械及运输车辆尾气。本项目施工期用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用

电源。燃油废气中主要污染物为颗粒物、NO_x、SO_2、烃类等。施工期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

生产运营期的大气污染源主要是油气田生产过程中油气集输、处理及外运过程中无组织泄露烃类气体。根据预测结果，非甲烷总烃无组织排放可以满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2无组织排放监控浓度限值限值4.0mg/m³的要求，井场界H_2S的监测浓度可满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）标准限值0.06mg/m³要求。项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

（3）声环境影响分析

本项目开发过程中的噪声源主要分为施工期噪声和生产运营期噪声两部分。施工期为主要是施工机械噪声、井下作业噪声、机动车辆噪声等，对环境的影响是短暂的；生产运营期即油田的生产过程的噪声主要以井场的各类机泵等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。本油田开发建设区域声环境质量现状较好，油田开发建设中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

（4）水环境影响分析

本项目进入采油期产生的废水主要有油田开发过程中的采出水和井下作业废水。采出水经跃满转油站、哈一联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层；井下作业废水专用废液收集罐收集后拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理。

（5）固体废物影响分析

施工期固体废物主要为施工弃土、弃渣，施工废料。弃土、弃渣来自管沟开挖，多余土方回填管道上方或场地平整和临时施工场地恢复。施工废料部分回收利用，剩余收集后运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站填埋处置。

本项目运营期产生的油泥(砂)和清管废渣桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置。

固体废物在处置和运行管理中严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）

中的相关要求，则本项目在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

（6）土壤影响分析

正常状况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，正常状况下无土壤污染途径，不会对周围土壤产生影响。非正常状况下，管线阀门连接处发生泄漏，泄漏采出液渗入土壤中，对土壤造成污染。

（7）环境风险分析

本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷）、H_2S，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。总体来说，本项目环境风险可防可控。

9.1.7 环境保护措施

本项目的主要环境保护措施如下：

大气污染防治措施：本项目集输采用密闭流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄露进入大气环境。

噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

废水防治措施：井下作业废水带罐作业，运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理。采出水依托跃满转油站、哈一联合站污水处理系统处理达标后，回注地层。

地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

固体废物防治措施：本项目运营期产生的油泥(砂)和清管废渣桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置。

土壤污染防治措施：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。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对16口井的井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

风险防治措施：本项目集输工程中主要风险是管线破坏引起的天然气、硫化氢泄漏，做好风险防范工作，防止对周围环境、工作人员人身安全造成的危害。本项目的环境风险防范措施及制定的预案切实可行、有效。在落实风险防范措施、应急预案后，其发生事故的概率较低，其环境危害也是较小的，环境风险水平是可接受的，项目建设可行。

9.1.8 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本项目的相关建议。

9.1.9 环境影响经济损益分析

本项目具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本项目环境保护投资约1008万元，环境保护投资占总投资的9.9%。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，为企业带来经济效益。

9.1.10 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本项目制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

9.1.11 结论

跃满区块2021年产能建设项目（一期）属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本项目建设在环境保护方面可行。

9.2 要求及建议

（1）认真落实废水、固体废物等处置措施，确保废水、固体废物得到妥善处置，以保护环境不受影响。在各井站阀门等设备以及原油集输管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生，对于泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。

（2）严格执行各项操作规程，并根据当地情况完善突发事故的应急预案，降低事故发生概率和在发生事故时能将危害控制在最低限度。

（3）在施工完毕办理交接手续时，接受方应对废水处理和固体处置作为重要的验收指标，未达到环保要求时不得进行交接，直至满足要求时方可进行交接。

（4）严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》有关规定，落实防沙治沙措施，控制土地沙漠化的扩展，对于自然恢复条件不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理，最大限度减少对荒漠植物和野生动物生存环境的践踏破坏。