石树 1 块先导开发实验工程
环境影响报告书
（送审稿）

项目建设单位：中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东勘探开发项目经理部

项目评价单位：南京国环科技股份有限公司

2022 年 1 月

目 录

0 概述.....1

0.1 建设项目的特点 1

0.2 环境影响评价技术路线 1

0.3 分析判定相关情况 3

0.4 关注的主要环境问题 4

0.5 环境影响报告的主要结论 4

1 总则.....6

1.1 编制依据 6

1.2 评价目的、原则及方法 14

1.3 环境影响因素识别和评价因子 16

1.4 环境功能区划和评价标准 17

1.5 评价工作等级与评价范围 24

1.6 评价内容和评价重点 31

1.7 环境保护目标 32

1.8 相关规划相符性分析 34

2 建设项目工程分析 49

2.1 区块油气资源概况 49

2.2 区块开发现状及环境影响回顾 53

2.3 建设项目概况 58

2.4 主要工程内容 65

2.5 工程分析 86

2.6 清洁生产分析 105

2.7 污染物排放总量控制 118

3 环境现状调查与评价 120

3.1 自然环境概况 120

3.2 环境空气现状调查与评价 123
3.3 水环境现状调查与评价 125
3.4 声环境现状调查与评价 131
3.5 土壤环境现状调查与评价 132
3.6 生态环境现状调查与评价 137
4 环境影响预测与评价 148
4.1 大气环境影响分析与评价 148
4.2 地表水环境影响分析 152
4.3 地下水环境影响分析与评价 153
4.4 声环境影响分析与评价 164
4.5 固体废物影响分析 168
4.6 土壤环境影响分析 170
4.7 生态环境影响分析 172
4.8 水土流失影响分析 182
4.9 采出原油运输过程影响分析 184
5 环境风险评价与分析 186
5.1 环境风险评价目的 186
5.2 风险潜势初判 186
5.3 环境风险识别及分析 192
5.4 源项分析 196
5.5 环境风险影响分析 197
5.6 环境风险防范措施 199
5.7 突发环境事件应急预案 204
5.8 环境风险评价小结 206
6 环境保护措施及其可行性论证 208
6.1 大气污染防治措施 208
6.2 地表水环境保护措施 213

6.3 地下水环境保护措施 217
6.4 噪声污染防治措施 220
6.5 固废污染防治措施 221
6.6 生态环境保护措施 226
6.7 生态恢复方案 231
6.8 水土保持方案 235
6.9 防沙治沙方案 238
7 环境影响经济损益分析 240
7.1 社会效益分析 240
7.2 环境经济损益分析 240
7.3 环境经济损益分析结论 243
8 环境管理与监测计划 244
8.1 环境管理 244
8.2 企业自主验收 252
8.3 环境信息公开 258
8.4 环境监测计划 258
8.5 污染物排放清单 261
9 环境影响评价结论与建议 263
9.1 结论 263
9.2 要求与建议 271

附表：

1、建设项目审批登记表；

2、大气环境影响评价自查表；

3、地表水环境影响评价自查表；

4、土壤环境影响评价自查表；

5、环境风险评价自查表。

0 概述

0.1 建设项目的特点

石树 1 区块位于准噶尔盆地东部隆起石树沟凹陷，行政隶属于昌吉州吉木萨尔县，南距吉木萨尔县城约 100km，西距离乌鲁木齐约 200km。

石树沟凹陷勘探程度较低。2019 年吐哈油田分公司获得石树沟油田石树 1 块采矿权后，重新认识石树沟区域二叠系，2019 年相继钻探石树 101、石树 102、石树 1-1、石树 103、石树 104、石树 4、石树 6 等 7 口直井（包括 5 口导眼井），其中石树 101H 和石树 102 均获工业油流。

为此，中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东勘探开发项目经理部在石树 1 区块开展先导开发实验工程，部署 13 口水平井（平二段部署 10 口，平三段部署 3 口），利用 2 口老井（石树 101H、石树 102）。单井设计产能在 10～14.5t/d，新建产能 6.0×10^4t。新建采油平台 4 座（石树 1-1、石树 2-1、石树 2-2、石树 2-3 平台），新建集输管线 3.9km、单井集输管道 0.66km，单井集油支线 0.65km、新建油区道路 6.2km；配套新建脱水站 1 座（设计原油处理规模 240t/d，设计液量处理规模 650m^3/d）。配套自控系统、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通等辅助设施。

0.2 环境影响评价技术路线

本项目为页岩油开采项目，且项目区块属于“自治区级水土流失重点治理区”。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）中“五、石油和天然气开采业 07、陆地石油开采 0711—石油开采新区块开发、**页岩油开采**、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。

中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东勘探开发项目经理部（以下简称“准东勘探项目部”）于 2021 年 9 月委托南京国环科技股份有限公司开展《石树 1 块先导开发实验工程环境影响报告书》的编制工作。

本单位接受环评委托后，在建设单位的大力协助下，进行了现场踏勘和资料

收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、自治区环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展该项目的环境影响评价工作。对本项目进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本项目的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

受评价单位委托，新疆天熙环保科技有限公司于 2021 年 11 月对拟建项目评价区域声环境、土壤环境及环境空气质量现状进行了监测。在以上工作基础上，评价单位编制完成了本项目环境影响报告书。

具体评价工程程序图如下：



图 0.2-2　建设项目环境影响评价工作程序图

0.3 分析判定相关情况

本项目为石油天然气开采项目，石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），本项目属于第一类鼓励类中的“石油、天然气“中的”常规石油、天然气勘探与开采”。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的相关政策。

本项目为石树 1 区块产能开发项目，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》的相关要求。

项目所在区域属于吉木萨尔县重点管控单元（吉木萨尔油页岩开采区 ZH65232720004），吉木萨尔县重点发展文化旅游、农副产品精深加工、油气加工、**页岩油气综合利用**等产业，项目的建设符合《昌吉州“三线一单”生态环境分区管控方案》具体生态环境准入清单要求。

本项目符合国家相关法律法规及产业政策，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。

0.4 关注的主要环境问题

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、废水、噪声、固体废物的达标排放情况以及提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的环境保护及风险防范措施的可行性进行分析。根据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区。

关注的主要环境问题有：施工期废气、废水、钻井泥浆、岩屑以及施工临时占地造成的生态影响；运营期油气集输过程中的环境影响及环境风险和油气处理过程中产生的无组织挥发烃类、采出水、井下作业废水、落地原油及含油污泥等环境影响，永久占地生态影响等。

0.5 环境影响报告的主要结论

施工期间采用符合国五标准的柴油，加强车辆的管理可减少对大气环境的影响；钻井施工过程中产生的钻井废水综合利用，废水不外排；各井场生活污水排入移动式卫生厕所；产噪设备合理布局，采用降噪控制措施后，对周边环境影响甚微；产生的岩屑、废弃泥浆、生活垃圾、施工土方均能得到有效的处置，对环境影响较小；运营期油气集输及处理采用全密闭流程，可减少非甲烷总烃的无组织排放；采出水经处理后回注含油层，不外排进入环境；落地原油 100%回收，清罐底泥委托有资质的单位进行无害化处置；产噪设备合理布局，采用降噪控制。

综上所述，项目的建设符合相关国家产业政策及规划。项目采用的各项污染

防治措施切实可行，项目建成后，在落实各项污染防治措施及确保达标排放的前提下，项目污染物能够达标排放，区域环境质量基本保持现状，对区域环境影响较小；环境风险水平可以接受；清洁生产水平较高，项目社会效益较好。从环境保护角度考虑，该项目可行。

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 法律

（1）《中华人民共和国环境保护法》（全国人大常委会，2014.4.24 修订，2015 年 1 月 1 日施行）；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席第四十八号令，2018 年 12 月 29 日第二次修正）；

（3）《中华人民共和国大气污染防治法》（中华人民共和国主席第三十一号令，2018 年 10 月 26 日修正）；

（4）《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年第二次修正，2018 年 1 月 1 日起施行）；

（5）《中华人民共和国噪声污染防治法》（2021 年 12 月 24 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第三十二次会议通过），2022 年 6 月 5 日起施行；

（6）《中华人民共和国土壤污染防治法》（全国人民代表大会常务委员会，2019 年 1 月 1 日实施）；

（7）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 4 月 29 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十七次会议第二次修订）；

（8）《中华人民共和国土地管理法》（全国人大常委会，2004 年 8 月 28 日第二次修正）；

（9）《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席第三十九号令，2011 年 3 月 1 日施行）；

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

（11）《中华人民共和国清洁生产促进法》（全国人大常委会，2012 年 7 月 1 日施行）；

（12）《中华人民共和国循环经济促进法》（2018 年修订，2018 年 10 月 26 日施行）；

（13）《中华人民共和国节约能源法》（2016 年 7 月修订，2016 年 7 月 2 日

施行）；

（14）《中华人民共和国防洪法》（全国人大常委会，2015 年 4 月 24 日第二次修正）；

（15）《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年修订），2018 年 10 月 26 日施行；

（16）《中华人民共和国草原法》（全国人大常委会，2013 年 6 月 29 日第二次修正）；

（17）《中华人民共和国森林法》（2019 年 12 月 28 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十五次会议修订）；

（18）《中华人民共和国野生动物保护法》（2016 年修订，2017 年 1 月 1 日施行）；

（19）《中华人民共和国矿产资源法》（2009 年修订，2009 年 8 月 27 日起施行）；

（20）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年修订，2010 年 10 月 1 日施行）；

（21）《中华人民共和国突发事件应对法》（全国人大会常会，2007 年 11 月 1 日起施行）。

1.1.2 法规及规范性文件

（1）《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 253 号，1998 年 11 月 29 日发布施行；2017 年 7 月 16 日修订，2017 年 10 月 1 日起施行）；

（2）《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）；

（3）《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）；

（4）《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发[2015]17 号）；

（5）《关于落实<水污染防治行动计划>区域差别化环境准入的指导意见》（环环评[2016]190 号）；

（6）《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）；

（7）《中共中央国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》；

（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）；

（9）《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》（环办[2014]30 号）；

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

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

（12）《关于加强环境噪声污染防治工作改善城乡声环境质量的指导意见》（环发[2010]144 号）；

（13）《关于印发〈全国地下水污染防治规划（2011-2020 年）〉的通知》（环发[2011]128 号）；

（14）《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》（中共中央办公厅、国务院办公厅，2017 年 2 月 7 日印发）；

（15）《关于在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》（中共中央办公厅 国务院办公厅印发，2019.11.01）；

（16）《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》；

（17）《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》（国发[2010]46 号）；

（18）《国务院关于印发全国生态环境保护纲要的通知》（国发[2000]38 号）；

（19）《中华人民共和国土地管理法实施条例》（国务院令第 256 号，1999 年 1 月 1 日施行，2014 年 7 月 29 日第二次修订）；

（20）《土地复垦条例》（2011 年 3 月 5 日实施）；

（21）《基本农田保护条例》（国务院令第 257 号，1999 年 1 月 1 日施行，2011 年 1 月 8 日修订）；

（22）《关于进一步做好基本农田保护有关工作的意见》（国土资发[2005]196 号，2005 年 9 月 28）；

（23）《中华人民共和国水土保持法实施条例》（国务院令第 120 号，1993 年 8 月 1 日施行，2011 年 1 月 8 日修订）；

（24）《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》（水利部公告 2006 年

第 2 号）；

（25）《水利部办公厅关于印发<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>的通知》（办水保[2013]118 号）

（26）《中华人民共和国自然保护区条例》（国务院于 1994 年 10 月 9 日中华人民共和国国务院令第 167 号发布，2017 年 10 月 7 日修订）；

（27）《关于加强自然保护区管理有关问题的通知》（环办[2004]101 号）；

（28）《关于进一步加强涉及自然保护区开发建设活动监督管理的通知》（环发[2015]57 号）；

（29）《中华人民共和国森林法实施条例》（国务院令第 278 号，2000 年 1 月 29 日实施，2018 年 3 月 19 日修订）；

（30）《国家级公益林管理办法》（林资发[2013]71 号）；

（31）《中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例》（国务院批准，1993 年 3 月 1 日林业部发布，2016 年 2 月 6 日第二次修订）；

（34）《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号，2021 年 2 月 1 日）；

（35）《中华人民共和国野生植物保护条例》（国务院令第 204 号，1997 年 1 月 1 日施行，2017 年 10 月 7 日修订）；

（36）《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告，2021 年第 15 号，2021 年 8 月 7 日）；

（37）《关于加强资源开发生态环境保护监管工作的意见》（环发[2004]24 号）；

（38）《国务院关于实行最严格水资源管理制度的意见》（国发[2012]3 号）；

（39）《工业和信息化部关于进一步加强工业节水工作的意见》（工信部节[2010]218 号）；

（40）《产业结构调整指导目录》（2019 年本，2020 年 1 月 1 日施行）；

（41）《国家危险废物名录》（部令第 15 号，2021 年 1 月 1 日起实施）；

（42）《危险废物污染防治技术政策》（国家环保总局、国家经济贸易委员会、科学技术部，环发[2001]199 号）；

（43）《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号，2022 年 1 月 1 日实施）；

（44）《危险废物排除管理清单（2021 年版）》，公告 2021 年第 66 号；

（45）《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，2021 年 12 月 21 日实施；

（46）《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）；

（47）《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）；

（48）《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）；

（49）《关于切实加强环境影响评价监督管理工作的通知》（环办[2013]104 号）；

（50）《中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》（2021 年 11 月 2 日公开发布）

（51）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号，2012 年 03 月 07 实施）；

（52）《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）；

（53）《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号），2019 年 1 月 1 日起施行；

（54）《关于发布《环境影响评价公众参与办法》配套文件的公告》（环办[2018]48 号）；

（55）《突发环境事件应急管理办法》（环境保护部令第 34 号，2015 年 6 月 5 日起实施）；

（56）《突发环境事件信息报告办法》（环境保护部第 17 号，2011 年 4 月 18 日）。

1.1.3 地方法律、法规和文件

（1）《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会公告（第 11 号），2018 年 9 月 21 日修订）；

（2）《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》（新政发[2016]21 号）；

（3）《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案》（新政发[2014]35

号）；

（4）《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》（新疆维吾尔自治区人民政府办公厅，2017 年 3 月 7 日印发）；

（5）《新疆维吾尔自治区人民政府办公厅转发贯彻落实<全国生态环境保护纲要>实施意见的通知》（新政办[2001]147 号）；

（6）《新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国土地管理法>办法》（新疆维吾尔自治区人大常委会，1999.10.1）；

（7）《新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国防沙治沙法>办法》，根据 2020 年 9 月 19 日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第十八次会议修正，2020 年 9 月 19 日实施）；

（8）新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水土保持法》办法（2013 年修订本），自 2013 年 10 月 1 日起施行；

（9）《新疆自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4 号）；

（10）《关于开展规划水资源论证工作的通知》（新政办发[2012]150 号）；

（11）《新疆实施最严格水资源管理制度考核办法》；

（12）《关于实行最严格水资源管理制度、落实“三条红线”控制指标的通知》（新政函[2013]111 号）；

（13）《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》（新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告（第 40 号），自 2017 年 7 月 1 日起施行；

（14）《关于进一步加强地下水管理工作的通知》；

（15）《新疆地下水利用与保护规划》；

（16）《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》，2014 年 3 月 1 日施行；

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

（18）《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[2017]175 号），2007 年 8 月 1 日施行；

（19）《关于修改〈自治区实施中华人民共和国野生动物保护法办法〉的决

定》（新疆维吾尔自治区人大常委会，1997.1.22）；

（20）《新疆国家重点保护野生动物名录》（自治区林业和草原局自治区农业农村厅 2021 年 7 月 28 日）；

（21）《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〕》；

（22）《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纲要》；

（23）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

（24）《新疆生态功能区划》（新政函[2005]96 号），2005 年 12 月 21 日施行；

（25）《新疆水环境功能区划》（新政函[2002]194 号），2002 年 12 月；

（26）《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 年 1 月 1 日施行；

（27）《新疆污染环维吾尔自治区危险废物环境防治办法》（新疆维吾尔自治区人民政府令第 163 号），自 2010 年 5 月 1 日起施行；

（28）《新疆维吾尔自治区矿产资源管理条例》，1997.10.11；

（29）关于印发《新疆维吾尔自治区矿产资源管理若干事项暂行办法》的通知（新自然资规〔2021〕1 号）

（30）《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会，2015 年 03 月 1 日起施行）；

（31）《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》（新疆维吾尔自治区人民政府令第 50 号），1995 年 3 月 1 日实施；

（32）《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），2018 年 9 月 21 日施行；

（33）《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）；

（34）《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发[2018]20 号）；

（35）关于印发《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知（新政发[2021]18 号）；

（36）《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》（昌州政办发[2021]41 号）。

1.1.4 相关导则及技术规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）；

（5）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）；

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

（10）《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）；

（11）《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；

（12）《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（公告 2021 年 第 24 号）；

（13）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号，2017 年 10 月 1 日起施行）；

（14）《采油废水治理工程技术规范》（HJ2041-2014）；

（15）《含油污水处理工程技术规范》（HJ580-2010）；

（16）《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行，中华人民共和国国家发展和改革委员会、工业和信息化部，公告 2009 年第 3 号）；

（17）《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）；

（18）《石油化工企业环境保护设计规范》（SH3024-1995）；

（19）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZT 0317-2018）；

（20）《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）；

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

（22）《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）；

（23）《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）。

1.1.5 其他相关文件

（1）《石树 1 块先导开发实验工程环境影响评价委托书》，中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司勘探开发项目经理部，2021 年 9 月；

（2）《石树 1 块先导开发实验工程方案（地面工程）》，中国石油吐哈油田勘察设计院，2021 年 7 月；

（3）《关于下发吐哈油田公司准东区域 100 万吨产能建设规划方案的通知》，吐哈油公务字[2021]109 号，2021 年 7 月。

1.2 评价目的、原则及方法

1.2.1 评价目的

（1）通过实地调查和现状监测，了解项目开发区域的自然环境、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、运营期以及服役期满后对环境的影响程度，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）评价该项目对国家产业政策、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，为环境保护主管部门提供决策依据。

1.2.2 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，充分利用符合时效的数据资料及成果，补充必要的现状监测，结合工程设计和预测数据，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

1.2.3 评价方法

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）的要求，本次评价主要采用现场调查与监测法、模型法等方法开展环评工作。主要评价环节和要素的评价方法见表 1.2-1。

表 1.2-1 环境影响评价方法一览表

评价环节及环境要素		评价方法
工程分析		类比分析法、资料分析法
环境现状调查分析与评价	地表水、地下水环境	监测法
	大气环境现状	
	声环境现状	
	土壤环境现状	
	生态环境现状	资料收集法、现场调查法
环境影响识别		矩阵法
环境影响评价	大气、地下水、声环境影响预测	数学模式法
	地表水、生态、固废、土壤环境影响预测	类比分析法、资料分析法
风险评价		数学模式法

1.3 环境影响因素识别和评价因子

1.3.1 环境影响因素识别

本项目主要包括钻井工程、地面工程建设、采油、油气集输处理等内容，对环境的影响时段主要为施工期、运营期和退役期。施工期以管线敷设、站场建设等过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采、集输和处理过程中的污染为主。环境影响因素识别见表 1.3-1。

表 1.3-1　环境影响因素识别表

影响因素 / 环境要素	施工期						运营期					退役期		
	占地	废气	废水	固体废物	噪声震动	环境风险	废气	废水	固体废物	噪声	风险事故	废气	噪声	固体废物
		柴油机废气车辆废气扬尘	生活污水	泥浆岩屑弃土	施工车辆施工设备	井喷井漏	放散管废气无组织挥发烃类	井下作业废水	油泥	设备运转	管线破裂原油泄漏	拆卸扬尘	施工车辆施工设备	拆卸后的建筑垃圾
大气	〇	+	〇	+	〇	+	++	〇	+	〇	+	+	〇	+
地下水	〇	〇	〇	〇	〇	+	〇	〇	〇	〇	+	〇	〇	〇
声环境	〇	〇	〇	〇	+	〇	〇	〇	〇	++	+	〇	+	〇
土壤	++	+	+	+	〇	+	+	+	+	〇	++	+	〇	+
植被	+	+	+	+	〇	+	+	〇	+	〇	++	+	〇	+
动物	+	+	〇	+	+	+	+	〇	+	〇	+	+	+	+

注：〇：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

1.3.2 评价因子

根据建设项目环境影响因素识别结果，筛选出本项目环境影响评价因子，见表 1.3-2。

表 1.3-2　项目评价因子一览表

环境要素	现状评价因子	影响预测因子
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、非甲烷总烃	SO_2、NO_2、非甲烷总烃
地下水	pH 值、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、氟化物、砷、汞、六价铬、铅、镉、铁、锰、石油类、氯化物、硫酸盐、K+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-	石油类
声环境	Leq[dB(A)]	Leq[dB(A)]
土壤	《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、表 2 中石油烃	石油烃

环境要素	现状评价因子	影响预测因子
生态环境	调查评价区域土地利用、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、生态景观	（1）分析油田开发建设对土地利用结构的影响； （2）分析油田开发建设可能造成的植被破坏影响； （3）分析油田开发建设对评价区域野生动物的影响； （4）分析油田开发建设对生态景观的影响； （5）分析油田开发建设对土壤环境质量的影响。
环境风险	/	结合当地的气象条件，对运营期间可能发生的油气泄漏事故进行预测分析

1.4 环境功能区划和评价标准

1.4.1 环境功能区划

1.4.1.1 环境空气

本项目油田所在地位于吉木萨尔县，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

1.4.1.2 水环境

（1）地表水：本项目所在区域内无地表水体。

（2）地下水：按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的规定，该区域地下水属III类功能区划。

1.4.1.3 声环境

本项目区块位于准噶尔盆地东部荒漠，为戈壁荒漠，以无人区为主，参照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的有关要求，划分为 2 类声环境功能区。

1.4.1.4 生态环境

（1）生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区-$Ⅱ_4$ 准噶尔盆地东部荒漠、野生动物保护生态亚区-24.将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区。

（2）水土流失区划

①根据《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》、《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》，项目区属于“国家级水土流失重点预防区”。

表 1.4-1　项目区域在国家级水土流失区划中情况

涉及水土流失区划的行政区域	大类	区名称
阜康市、吉木萨尔县	国家级水土流失重点预防区	天山北坡国家级水土流失重点预防区

②根据《新疆自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4 号），项目区属于“自治区级水土流失重点治理区”。

表 1.4-2　项目区域在自治区级水土流失区划中情况

片区	涉及水土流失区划的行政区域	大类	区名称
东部	阜康市、吉木萨尔县	自治区级水土流失重点治理区	Ⅱ$_2$ 天山北坡诸小河流域重点治理区

1.4.2 环境质量标准

1.4.2.1 环境空气质量标准

本项目油田区域属于大气环境二类功能区。

环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准浓度限值；非甲烷总烃参照《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值 2.0mg/m^3 执行。

具体标准限值见表 1.4-3。

表 1.4-3　环境空气质量评价标准

类别	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
基本污染物	SO_2	年平均	60	μg/m^3	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	PM_{10}	年平均	70		
		24 小时平均	150		
	TSP	年平均	200		
		24 小时平均	300		
	NO_2	年平均	40		

类别	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4	mg/m^3	
		1 小时平均	10		
	O_3	日最大 8 小时平均	160	μg/m^3	
		1 小时平均	200		
	NO_x	年平均	50		
		24 小时平均	100		
		1 小时平均	250		
特征污染物	非甲烷总烃	1 小时平均	2	mg/m^3	《大气污染物综合排放标准详解》

1.4.2.2 地下水环境质量标准

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，具体标准值见表 1.4-4。

表 1.4-4　地下水质量标准（单位：mg/L）

序号	项目	标准值	序号	项目	标准值
1	pH	6.5-8.5	12	砷	≤0.01
2	总硬度	≤450	13	汞	≤0.001
3	溶解性总固体	≤1000	14	铬（六价）	≤0.05
4	耗氧量（COD_{Mn}法）	≤3.0	15	铅	≤0.01
5	氨氮	≤0.5	16	镉	≤0.005
6	硝酸盐	≤20	17	铁	≤0.3
7	亚硝酸盐	≤1.0	18	锰	≤0.1
8	挥发性酚类	≤0.002	19	硫酸盐	≤250
9	氰化物	≤0.05	20	氯化物	≤250
10	氟化物	≤1.0	21	钠	≤200
11	石油类	≤0.05			

1.4.2.3 声环境质量标准

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)。

1.4.2.5 土壤环境质量标准

项目所在地周边无耕地，评价区内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，具体标准值见表 1.4-5。

表 1.4-5 建设用地土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	风险筛选值（第二类用地）
基本项目（重金属和无机物）		
1	铬（六价）	5.7
2	镉	65
3	铜	18000
4	铅	800
5	砷	60
6	汞	38
7	镍	900
基本项目（挥发性有机物）		
8	四氯化碳	2.8
9	氯仿	0.9
10	氯甲烷	37
11	1,1-二氯乙烷	9
12	1,2-二氯乙烷	5
13	1,1-二氯乙烯	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	596
15	反-1,2-二氯乙烯	54
16	二氯甲烷	616
17	1,2-二氯丙烷	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8
20	四氯乙烯	53
21	1,1,1-三氯乙烷	840

序号	污染物项目	风险筛选值（第二类用地）
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
23	三氯乙烯	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
25	氯乙烯	0.43
26	苯	4
27	氯苯	270
28	1,2-二氯苯	560
29	1,4-二氯苯	20
30	乙苯	28
31	苯乙烯	1290
32	甲苯	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570
34	领二甲苯	640
基本项目（半挥发性有机物）		
35	硝基苯	76
36	苯胺	260
37	2-氯酚	2256
38	苯并[a] 蒽	15
39	苯并[a] 芘	1.5
40	苯并[b] 荧蒽	15
41	苯并[k] 荧蒽	151
42	䓛	1293
43	二苯并[a,h] 蒽	1.5
44	茚并[1,2,3-cd] 芘	15
45	萘	70
其他项目		
46	石油烃	4500

1.4.3 污染物排放标准

1.4.3.1 废气排放标准

本项目运营期无燃气锅炉，采用电加热。运营期废气污染物主要为油气集输、处理及储存过程无组织排放的烃类气体及伴生气放空的燃烧废气。

（1）采油及集输过程中无组织排放的非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度要求。

（2）脱水站等站场无组织排放的非甲烷总烃（标准采用非甲烷总烃（NMHC）作为 VOCs 排放控制项目）执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）。

（3）伴生气放散燃烧废气（二氧化硫、氮氧化物）执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度要求。

具体标准值见表 1.4-6。

表 1.4-6 大气污染物排放标准 （单位：mg/m³）

污染物	无组织排放监控浓度限值		标准来源
	监控点	浓度	
非甲烷总烃	周界外最高浓度点	4.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2
二氧化硫	周界外最高浓度点	0.4	
氮氧化物	周界外最高浓度点	0.12	
VOCs（NMHC）	石树 1 块脱水站边界	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）

1.4.3.2 废水排放标准

项目运营期废水主要包括井下作业废水、采出水和生活污水。

（1）采出水：项目石树 1 块脱水站产生的采出水依托吉祥联合站处理，处理后达到《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，由吉祥联合站统一调配，回注含油层，不向外环境排放，标准值见表 1.4-7。

表 1.4-7 碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法

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

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
	平均腐蚀率，mm/a	≤0.076				
	硫酸盐还原菌（SRB），个/Ml	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	铁细菌（IB），个/mL	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	腐生菌（TGB），个/mL	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$

注：①1<n<10；②清水水质指标中去掉含油量；

（2）生活污水：脱水站职工生活污水经自建化粪池+撬装埋地一体化污水处理装置处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中表 4 二级标准，回用于脱水站内的绿化等，不外排。

表 1.4-8　污水综合排放标准 （单位：mg/L，pH 除外）

评 价 标 准	pH	COD	NH_3-N	SS	TP	动植物油
《污水综合排放标准》(GB8978－1996)二级	6～9	≤150	≤25	≤150	≤1.0	≤15

1.4.3.3 噪声排放标准

（1）施工期：施工期场界噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），标准限值见表 1.4-9。

表 1.4-9　建筑施工场界噪声限值（单位：dB(A)）

昼间	夜间
70	55（夜间噪声最大声级超过限值的幅度不高于 15dB(A)）

（2）运营期：厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准，即昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)。

1.4.3.4 固体废物

固体废物处置执行：

（1）危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013 年修正）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求；

（2）一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中“防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求”；

（3）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017.10.1 实施）

（4）《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）；

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

（6）《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）；

（7）《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发[2018]20 号）。

1.5 评价工作等级与评价范围

1.5.1 环境空气

（1）评价等级

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，分别计算每一种污染物的最大地面浓度占标率 Pi（第 i 个污染物），及第 i 个污染物地面浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 D10%，其中 Pi 定义为：

$$P_i=C_i/C_{0i}\times100\%$$

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1 小时地面空气质量浓度，μg/m^3；

C_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；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，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

估算模式 AERSCREEN 是基于 AERMOD 估算模式的单源估算模型，可计算污染源包括点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，能够考虑地形、熏烟和建筑物下洗的影响，可以输出 1 小时、8 小时、24 小时及年均地面浓度最大值，评价污染源对周边空气环境的影响程度和范围。本次评价将根据建设项目所在地的地貌特征及气象条件，利用环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）公布的 AERSCREEN 估算模式确定大气评价等级。

表 1.5-1　大气环境评价工作等级分级判据

评价工作等级	评价工作等级分级判据
一级	Pmax≥10%
二级	1%≤Pmax＜10%
三级	Pmax＜1%

表 1.5-2　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/℃		38.9
最低环境温度/℃		-26.0
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地型	☑是　□否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是　☑否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

筛选结果见表 1.5-3。

表 1.5-3　主要污染物估算模型计算结果表

类别	污染源	污染物	下风向最大质量浓度/(μg/m³)	下风向最大质量浓度占标率 P_{max}/%	下风向最大质量浓度出现距离/m	D10%/m
无组织排放	A1 油气集输	非甲烷总烃	125	6.25	1400	/
	A2 石树 1 脱水站储罐废气	非甲烷总烃	47.5	2.34	138	/
	A3 石树 1 脱水站放散燃烧尾气	SO_2	2.67×10^{-3}	5.34E-04	1630	/
		NO_X	1.13×10^{-2}	4.52E-03	1630	/

根据筛选结果可知，项目污染物浓度最大占标率为非甲烷总烃，占标率 Pmax=6.25%，属于 1%≤Pmax＜10%，根据《环境影响评价技术导则大气环境》中附录 B 推荐的估算模型 AERSCREEN 估算分析，判定本项目大气环境评价等级为二级。

（2）评价范围

本次大气环境评价等级定为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定和估算结果，确定本次环境空气评价范围为：以项目区块为中心区域，边长为 5km 的矩形。评价范围见图 1.5-1。

1.5.2 水环境

1.5.2.1 地表水评价等级和评价范围

（1）评价等级

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。项目井区位于准噶尔盆地东部荒漠，井区内无地表水体，输油管道沿线无穿越任何地表水体。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经处理后回注含油层，不直接向外环境排放，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）评价范围

项目运营阶段正常情况无废水排放，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。

1.5.2.2 地下水评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 分级标准，本项目属于 F 类“石油、天然气”中的石油开采项目，属于Ⅰ类建设项目。

表 1.5-4 地下水环境敏感程度分级表

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

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

表 1.5-5 地下水环境影响评价工作等级分级表

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

根据表 1.5-4、表 1.5-5 可知，由于项目区内无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目属于Ⅰ类建设项目，地下水环境敏感特征为不敏感，由此判定本项目地下水评价等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中地下水调查范围的确定的方法，本环评采用查表法确定地下水环境现状调查的评价范围，具体见表 1.5-6。

表 1.5-6 地下水环境现状评价范围参照表

评价等级	调查评价面积（km^2）	备注
一级	≥20	应包括重要的地下水保护目标，必要时适当扩大范围
二级	6-20	
三级	≤6	

由上述分析可知，本项目地下水环境影响评价工作等级为二级，项目地下水环境现状调查评价范围为周边区域的 6-20km^2；评价范围确定为：以本次开发区块中心为中心，北东-南西方向边长 5km，北西-南东方向边长 4km 的矩形，评价范围面积 20km^2。

1.5.3 声环境

（1）评价等级

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2009）的规定，项目区属于 2 类功能区，开发建设的噪声影响仅在建设施工期较大，进入生产期后，整个开发建设区噪声源数量相对较少，主要集中在井场，且噪声影响范围内无固定人群居住。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）的有关要求，确定本项目声环境评价等级为二级。

（2）评价范围

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类别及敏感目标等实际情况

适当缩小”。根据项目特征，本次噪声评价以各井场和脱水站边界/场界向外 200m 作为噪声评价范围。

1.5.4 土壤环境

（1）建设项目土壤环境影响类型与影响途径

表 1.5-7 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
施工期			√					
运营期								
退役期								
注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。								

项目对土壤环境可能产生的影响主要为原油泄漏入渗造成的土壤污染和石油开采过程中。故将本次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入渗。

（2）评价等级

本项目属于污染影响型项目，按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 A 土壤环境影响评价项目类别，项目属于“采矿业”中“金属矿、石油、**页岩油开采**”项目，属于Ⅰ类项目。

本项目总占地规模为 13.388hm^2，属于中型（5～50hm^2），项目周边均为戈壁，不存在耕地、园地等土壤环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标，敏感程度为“不敏感”，因此按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中表 4 污染影响型评价工作等级划分表，本项目土壤环境影响评价等级为二级。

表 1.5-8 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

表 1.5-9 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级	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	-

评价工作等级	Ⅰ类			Ⅱ类			Ⅲ类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-
注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作									

（3）现场调查范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境》（HJ964-2018），本项目评价工作等级为二级，为污染影响型项目，调查范围为占地范围内和占地范围外 0.2km 范围内。

表 1.5-10　现状调查范围

评价工作等级	影响类型	调查范围①	
		占地范围内②	占地范围外
一级	生态影响型	全部	5 km 范围内
	污染影响型		1km 范围内
二级	生态影响型		2km 范围内
	污染影响型		0.2km 范围内
三级	生态影响型		1km 范围内
	污染影响型		0.05km 范围内
①涉及大气沉降途径影响的，可根据主导风向下风向的最大落地浓度点适当调整。 ②矿山类项目只开采区与各场地的占地；改、扩建的指现有工程与拟建工程的占地。			

1.5.5 环境风险

（1）评价等级

本项目危险物质影响环境的途径主要为大气环境和地下水环境，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 和附录 C，本项目 Q 值<1；M 分值为 10，以 M3 表示；不存在工艺系统危险性（P）；根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D，项目大气环境敏感程度为 E3，地表水环境敏感程度为 E3，地下水环境敏感程度为 E2；详见表 1.5-11。

表 1.5-11　环境敏感程度（E）分级

环境要素	大气	地表水		地下水	
判断依据	5km 范围内人数<1 万	环境敏感目标	地表水功能敏感性	包气带防污性能	地下水功能敏感性
	E3	S3	F3	D2	G3
	大气环境敏感程度	地表水环境敏感程度		地下水环境敏感程度	
	E3	E3		E2	

本项目环境风险潜势综合等级为Ⅰ，评价工作等级判定为简单分析。详见表 1.5-12、表 1.5-13。

表 1.5-12　评价工作等级划分

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。				

表 1.5-13　项目各环境要素风险评价工作等级划分表

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境
环境风险工作评价等级	简单分析	简单分析	简单分析
工作内容	定性分析说明大气环境影响后果	定性分析说明地表水环境影响后果	采用解析法进行地下水影响分析与评价

（2）评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的规定，本项目环境风险评价范围为：开发边界外 3km 范围；地下水环境风险评价范围同地下水环境评价范围。

1.5.6 生态环境

（1）评价等级

依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ/T19-2011）中的规定，本工程总占地面积为 0.13388km^2，项目区集输管线总长度共计 5.21km（埋地 4.56km，地面敷设 0.65km）；项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、森林公园等生态敏感区；项目区域位于自治区级水土流失重点治理区，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）“水土流失重点预防区和重点治理区”属于环境敏感区，故本次评价按重要生态敏感区进行评价。

综上，本项目的生态环境评价工作等级判定为三级。生态环境影响评价等级判定依据见表 1.5-15。

表 1.5-15　生态环境影响评价工程等级划分

影响区域 生态敏感性	工程占地范围		
	面积≥20km^2 或长度≥100km	面积 2—20km^2 或长度 50—100km	面积≤2km^2 或长度 ≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

（2）评价范围

油田天然气开发工程具有分布面积广的特点。但是因为各站场相距较远，且

基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于站场及内部集输管线较近的范围。本生态评价范围为井场、站场边界外扩 1km 范围内，管线、道路两侧各 200m 区域。

1.5.7 评价范围一览表

拟建项目各评价专题的环境影响评价范围汇总情况见表1.5-16。

表 1.5-16　环境评价范围一览表

序号	项目	评价等级	评价范围
1	环境空气	二级	以项目厂址中心，边长为 5km 的方形区域，见图 1.5-1；
2	地表水	三级 B	——
3	地下水	二级	以本次开发区块中心为中心，北东-南西方向边长 5km，北西-南东方向边长 4km 的矩形，评价范围面积 20km^2，见图 1.5-1；
4	噪声	二级	以井场/石树 1 块脱水站边界向外 200m；
5	生态	三级	以井场、站场边界外扩 1km 范围内，管线、道路两侧各 200m 区域，见图 1.5-1；
6	土壤	二级	占地范围内和占地范围外 0.2km 范围内；
7	环境风险	简单分析	开发边界外 3km 的范围，见图 1.5-1； 地下水环境风险评价范围同地下水环境评价范围；

1.6 评价内容和评价重点

1.6.1 评价工作内容

本次评价的主要内容包括工程分析、环境概况调查、环境质量现状与影响分析，环境影响预测与评价、环境保护措施及可行性分析、总量控制、环境风险评价、环境经济损益分析，环境管理与监控计划，结论及建议。

1.6.2 评价重点

根据工程特点及评价因子筛选的结果，结合项目区域环境状况，确定本次环境影响评价工作的重点为：

（1）建设项目工程分析；

（2）生态环境影响评价；

（3）大气、地下水环境影响评价；

（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。

1.6.3 评价时段

根据本项目实施的不同阶段和环境影响特点，评价时段包括施工期、运营期和退役期三个时段，以施工期和运营期两个时段为评价重点。

1.6.4 评价对象

根据工程内容和环境现状调查，本次评价的对象包括本项目开发建设所涉及到的井场、站场、集输管线及道路。

1.7 环境保护目标

现场踏勘结果表明，项目区评价范围无自然保护区、森林公园、风景名胜区、水源保护区、地质公园等环境敏感区。除油区工作人员外没有固定集中的人群居住区。考虑到本项目位于准葛尔盆地东部戈壁荒漠，生态系统脆弱，可恢复性差，地下水和自然荒漠生态系统是重点保护目标。

（1）大气环境

评价区内环境空气保护目标为油区内部的工作人员，具体见表 1.7-1。

在钻井和采油过程中，采取各种工程措施，将各种大气污染物排放控制在最低程度，确保区域内大气环境质量符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准。

（2）水环境

根据现场调查可知，评价区域内无地表水域、无地下水井和坎儿井的分布。

项目采出水依托吉祥联合站污水处理系统达标处理后，回注吉 7 井区含油层，不外排。

在钻井和采油过程中控制开采量，保护区域地下水资源和水质，确保项目区水环境质量不因本项目的建设而产生不利影响，保证地下水质量维持现有水平。

（3）声环境

评价区内声环境保护目标主要为油区的工作人员。

（4）生态环境

根据现场调查可知，评价区域内只有零星植被分布（覆盖度小于 5%），以荒漠植物为主，偶见梭梭、白梭梭、膜果麻黄，均为自治区Ⅰ级保护植物。评价区域内无需要保护的野生动物。

为防止评价区生态破坏和土壤污染，建设项目的开发及运行将采取生态保护措施，保护油田区内的野生动、植物及其生境不受破坏。最大限度地减少地表土壤扰动和植被破坏，抑制荒漠化的发展。

表 1.7-1　环境敏感目标一览表

环境要素	环境敏感目标	与园区相对位置（方位，距离）	规模	保护要求
空气环境	油区工作人员	油区内部	6 人	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准
地下水环境	评价区域内地下水	—	—	《地下水质量标准》(GB/T14848-93)Ⅲ类标准
声环境	油区工作人员	油区内部	6 人	《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准
生态环境	荒漠植被（梭梭、白梭梭、膜果麻黄）	评价区域内	—	自治区Ⅰ级保护植物
	新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区			

注：距离均为最近距离。

表 1.7-2 风险环境敏感特征表

类别	环境敏感特征					
	厂址周边 5km 范围内					
环境空气	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数/人
	1	油区工作人员	油区内部	——	工作人员	6
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					6
	厂址周边 5km 范围内人口数小计					6
	大气环境敏感程度 E					E3
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	/	/		/	
	内陆水体排放点下游 10km 范围内敏感目标					

类别	环境敏感特征				
	厂址周边 5km 范围内				
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/m
	1	/	/	/	/
	地表水环境敏感程度 E				E3
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	1	/	/	/	/	/
	地下水环境敏感程度 E					E2

1.8 相关规划相符性分析

1.8.1 与区域发展规划的相符性分析

1.8.1.1 与《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》相符性分析

（1）文件要求

《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》提出：“实施能源资源安全战略”按照“供应安全兜底、油气核心需求依靠自保、电力供应稳定可靠。夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产，做好煤制油气战略基地规划布局和管控。扩大油气储备规模，健全政府储备和企业社会责任储备有机结合、互为补充的油气储备体系。加强战略性矿产资源规划管控，提升储备安全保障能力，实施新一轮找矿突破战略行动。”

（2）相符性分析

本项目属于陆地石油开采建设项目，符合规划中夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产要求。

1.8.1.2 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》相符性分析

（1）文件要求

根据《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》：建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、

塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。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。

（2）相符性分析

本项目为准噶尔盆地东部隆起石树沟凹陷石树 1 区块，行政隶属于昌吉州吉木萨尔县，项目建成后将新建原油产能 6.0×10^4 吨/年。项目的开发建设与《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》相符。

1.8.2 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符性分析

（1）文件要求

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》：主体功能区按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。

（2）划分情况

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的划分，本项目位于吉木萨尔县境内，所在区域属于限值开发区域（国家级农产品主产区），为天山北坡主产区。其位置关系见图 1.8-1；

这些农产品主产区县市的城区或城关镇及其境内的重要工业园区是国家级重点开发区域，但这些县市以享受国家农产品主产区的政策为主。

其功能定位是：保障农牧产品供给安全的重要区域，农牧民安居乐业的美好家园，社会主义新农村建设的示范区。

其开发管制原则：要求位于农产品主产区的点状能源和矿产资源基地建设，必须进行生态环境影响评估，并尽可能减少对生态空间与农业空间的占用，同步修复生态环境。其中，在水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱、地震和地质灾害频发的地区，要严格控制能源和矿产资源开发。

（3）相符性分析：

本项目为石油开采项目，不在主体功能区划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域内，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。

项目所在区域不在生态红线区内，所占土地类型均为戈壁荒漠，不占用天然草地、林地、水库水域、河流水面、湖泊水面等。为了实现区域的生态功能，项目对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰；在项目实施过程中需要积极采取生态补偿措施，加强对荒漠生态功能区保护和恢复，高度注意保护荒漠植被，保护野生动物，保护地貌，维护自然生态环境，积极落实本次环评提出的各项生态环境保护措施。

综上，本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》对于项目区块的开发管制原则，与区域生态功能的保护是协调的。

1.8.3 与《新疆生态环境功能区划》相符性分析

对照《新疆生态环境功能区划》，本项目所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ$_4$准噶尔盆地东部荒漠、野生动物保护生态亚区—24.将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区。其生态功能见表 1.8-1。

表 1.8-1　项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属行政区	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区							
Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区	Ⅱ4 准噶尔盆地东部灌木荒漠野生动物保护生态亚区	24.将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区	富蕴县、青河县、吉木萨尔县、奇台县、木垒县	①生物多样性和景观多样性维护；②煤炭资源	硅化木风化与偷盗破坏、野生动物生境破碎化、风蚀危害、煤炭自燃及开发造成生态破坏与环境污染	①生物多样性及其生境高度敏感；②土壤侵蚀极度敏感；③土地沙漠化高度敏感；④土壤盐渍化高度敏感	①保护硅化木林；②保护野生动物；③保护魔鬼城自然景观；④保护煤炭资源；⑤保护砾幕	①减少人类干扰；②加强保护区管理；③加强煤炭灭火与规范开采	加强保护区管理，促进自然遗产与生物多样性的保护

相符性分析：本项目将采取严格的生态保护及恢复措施对戈壁的生态环境进行保护及恢复，本次环评针对砾幕、荒漠植被等方面提出了相应的保护措施。总体来看，相对整个功能区划范围而言，本项目的实施占地相对较小，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，项目建设与《新疆生态环境功能区划》对本项目建设区域的生态功能定位不冲突。

1.8.4 与《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》相符性分析

本项目与《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》的相关要求相符性如下：

表 1.8-2　与《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》相符性分析

序号	规划相关要求	本项目	相符性
1	在阿尔泰山、塔里木盆地、准噶尔盆地等矿产资源富集区，实施矿区生态建设与修复工程，保障区域水源涵养和水土保持功能。在塔里木河中下游油气资源开发区实施生态修复，开展禁牧、休牧，封育保护荒漠林。在准噶尔盆地、吐哈盆地、淖毛湖、三塘湖等风蚀严重地区开展生态修复工程，保护荒漠地表结皮，推进荒漠植被自然修复。	本次环评要求建设项目在施工过程中，合理规划临时占地和永久占地，严格控制临时占地面积；设计选线选址过程中，尽量避开植被密集的区域，避免破坏荒漠植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。施工结束后，及时对施工场地范围内的临时占地进行清理平整，以便后期自然恢复，对永久占地进行砾石铺垫等地面硬化处理，以减少风蚀量。签订征地协议，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。采取上述措施后，可有效保护荒漠地表结皮，减少风蚀量，以便临时占地范围内的植被自然恢复，通过生态经济补偿进行异地生态恢复，将因本项目实施而产生的生态影响降至最低	符合
2	严格落实环境准入要求。严禁“三高”项目进新疆，严格禁止固体废物进口，限制“三高”企业进园区。坚持能源、矿产资源开发自治区政府“一支笔”制度，环境保护“一票否决”制度。	本项目为陆地石油天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录》（2019 本），将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目，不属于“高污染、高环境风险产品的工业项目	相符

综上，本项目符合《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》（2018 年 6 月 27 日）的要求。

1.8.5 与行业相关政策相符性分析

1.8.5.1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关要求相符性如下：

表 1.8-3　与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
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%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	项目为新建项目，采用了清洁生产工艺和技术。项目采出水拉运至吉祥联合站污水处理系统处理后回注含油层，工业废水回用率大于 90%；落地油 100%回收。本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措施和应急预案。	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目钻井期间使用的油气田化学剂均为无毒，环境友好的化学剂，无含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂。	符合
3	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%。	井下作业过程中配备了泄油器、刮油器等设备井下作业时带罐，落地油 100%回收。	符合

序号	要求	本项目	相符性
4	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目钻井期间使用无害化水基泥浆，钻井液体系为环保水基泥浆，未添加磺化物，为环境友好的钻井液，采用“钻井泥浆不落地技术”，钻井液循环使用，钻井废水全部回用。	符合
5	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%。	本项目井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至吉祥联合站污水处理系统处理达标后，上清液回注含油层，底泥暂存在联合站，交由有资质的单位进行无害化处置。	符合
6	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用。	①本项目钻井期间采用泥浆不落地技术收集，进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备；②本项目井下作业废水由作业单位自带回收罐回收作业废水，运至吉祥联合站污水处理系统处理达标后，上清液回注含油层。	符合
7	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥(砂)等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	①本项目落地油 100%进行回收，回收后的落地原油运至石树 1 块脱水站原油处理系统进行处理； ②石树 1 块脱水站原油处理系统产生的清罐底泥作为危险废物定期委托有资质的单位进行无害化处置。	符合
8	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。	吐哈油田分公司目前已建立了完善的健康、安全与环境管理体系（QHSE 管理体系）。	符合
9	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。	环评要求项目开展工程环境监理，并拟定了施工期环境监理计划。	符合

综上所述，本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关要求。

1.8.5.2 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》相符性分析

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）相符性如下：

表 1.8-4　与环办环评函[2019]910 号相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。	本次为石树 1 区块先导开发，包括拟建的开发井、站场（石树 1 块脱水站）及配套集输管线、道路、供配电等地面工程。	符合
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	项目环境影响及风险评价详见第 4 章环境影响预测与评价章节与第 5 张环境风险评价与分析章节。	符合
3	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本报告分析了依托工程及其可行性分析详见 2.4.6 节	符合
4	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。	本项目运营期采出废水拉运至吉祥联合站污水处理系统处理达标后用于回注含油层。本项目采取了地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染，详见报告第 6 章环保措施章节。	符合
6	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。	本项目钻井期间无油基泥浆；运营期清罐底泥委托有资质的单位进行处置。	符合
7	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。	施工期严格控制占地面积，施工单位在占地范围内施工，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。具体详见环境保护措施章节。	符合
8	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	建设单位设置安全环保科室及人员，建有 HSE 管理体系，监督落实建设、运营及退役期各项生态环境保护措施。	符合

综上所述，本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）的相关要求。

1.8.5.3 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》相符性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中要求的相符性如下：

表 1.8-5 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	本工程部署的 15 口采油井中，14 口井采用密闭管线集输；剩余 1 口井（石树 101H）采用单井拉油方式生产。 各井场采出液经管输或罐车拉运至新建脱水站内进行处理，采出水依托吉祥联合站污水处理系统进行处理后。 各接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施	相符
2	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m^3。	经预测，本项目石树 1 块脱水站边界非甲烷总烃浓度不超过 4.0mg/m^3。	相符

1.8.5.4 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）相符性分析

本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）相符性分析如下：

表 1.8-6 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符性分析

序号	规范内容		本工程	相符性
1	总则	矿山企业应遵守国家法律法规和相关产业政策，依法办矿	本工程符合国家产业政策，依法办理相关勘探开采手续	符合
2	基本要求	矿区功能分区布局合理，生产、运输和储存等管理规范有序	功能分区清晰、合理，各分区均按照 HSE 要求规范管理	符合
3	矿容矿貌	矿区按生产区、管理区、生活区等功能区，应运行有序，管理规范	各分区运行有序，按照 HSE 要求规范管理	符合
		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。 在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标识牌	项目区各项供水、供电、依托环保基础设施较为完善；生产区均设置有各类操作提示牌、说明牌、警示牌等	符合
4	资源开发方式	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求	根据矿区油藏地质情况，选用适宜的开采工艺及装备，符合清洁生产要求，清洁生产分析详见 2.6 小节	符合
		贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境	边开采，边治理，施工期临时用地及时平整、恢复	符合
5	绿色发	应遵循油气资源赋存状况，生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	根据油藏勘探情况及地质特征，合理制定区块开发方案，选用先进的开采工艺和技术，未使用淘汰的技术工艺及装备	符合

序号	规范内容		本工程	相符性
		合理确定场址、站址、管网、路网建设占地规模	根据油藏分布及环境情况合理布置各井场、采油管线的分布，合理确定占地规模，不扰动占地范围外土地	符合
		实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配套完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	项目钻井期间采用环境友好型水基钻井液；钻井期配备了完善的固井设施；钻井采用泥浆不落地工艺，钻井泥浆循环使用	符合
		油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制	运营期设水质监测井，落实地下水监测计划	符合
		对伴生有硫化氢气体的油气藏，硫化氢气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效的处置方案	本项目伴生气不含硫化氢	符合
6	矿区生态环境保护	认真落实矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求；应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作	施工期、运营期、退役期落实各项环境保护和生态恢复措施；制定了运营期环境监测方案，建设单位积极配合各级生态环境主管部门监督管理	符合
		防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄露，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资	本报告要求根据项目运行过程中存在的风险事故类型，制定突发环境事件应急预案，并配备相应的应急物资	符合
7	资源综合利用	按照减量化、再利用、资源化的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物，废水等，发展循环经济	无组织挥发烃类达标排放；项目采出水、井下作业废水均处理达标后回注含油层，不外排；清罐底泥交由有资质的单位无害化处置，处置率 100%；落地油 100%进行回收，回收后的落地原油运至石树 1 块脱水站原油处理系统进行处理	符合
		油气生产过程中废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%		符合
		油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其他有效利用方式		符合
		油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收		符合
8	节能减排	“三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求	各类污染物排放符合环境保护标准	符合
		生产主要环境选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备	选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备	符合

综上，本项目符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）的要求。

1.8.5.5 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

本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性如下：

表 1.8-7 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

条款	要求	本项目	相符性
八	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。	项目所在区域不属于水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、重要湿地及人群密集区等敏感区域。	符合
十	煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	环评要求项目开展工程环境监理，并拟定了环境监理计划，要求项目严格执行“三同时”制度	符合
十一	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。	报告要求建设单位制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。	符合
十二	煤炭、石油、天然气开发项目防治污染的设施应当符合经批准的环境影响评价文件的要求。 煤炭、石油、天然气开发单位应当保证污染防治设施正常运行，不得擅自拆除或者停止使用；确有必要拆除或者停止使用的，应当征得环境保护主管部门的同意。 鼓励开发单位将污染防治设施委托给具有环境污染治理设施运营资质的单位进行运行管理。	本次评价为陆地石油开采建设项目，项目应依法取得环境保护主管部门的审查意见，并按本报告提出的要求保证污染防治设施正常运行。	符合
十四	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况。	项目应按本报告提出的监测计划实施监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况。	符合
十五	煤炭、石油、天然气开发单位排放污染物的，应当向县级以上人民政府环境保护主管部门申报排放污染物的种类、浓度和数量，经依法审查后领取《排污许可证》。	项目应按《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》的要求申领《排污许可证》。	符合
二十二	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。	严格落实中吐哈油田分公司 HSEQ 管理措施，对施工场地进行清理平整；由于工程所在地属于大陆性干旱气候，蒸发量远大于降水量，故未设置挡水墙、防洪渠道。井下作业铺设防渗膜，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

条款	要求	本项目	相符性
二十三	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、泄露，造成环境污染。	本报告提出运营期要定期对井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；定期对井场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合
二十四	石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境；对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排；对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理。	本项目钻井期间使用无害化水基泥浆，钻井液体系为环保水基泥浆，未添加磺化物，为环境友好的钻井液，采用“钻井泥浆不落地技术”，钻井液循环使用，钻井废水全部回用；运营期井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至吉祥联合站污水处理系统处理达标后，上清液回注含油层，底泥暂存在联合站，交由有资质的单位进行无害化处置。	符合
二十五	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体。	本报告提出钻井期采用下套管注水泥固井完井方式进行水泥固井，保证表层套管封固质量完好；按设计规定实施，确保施工质量；同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，并防止油气泄漏污染地下水。	符合
二十六	运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄露、溢流和散落。	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
二十七	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。	本报告要求建设单位加强危险废物的管理。危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013 年修正）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求，防止污染大气、土壤、水体。	符合
二十八	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。	本项目不具备回收利用条件，伴生气通过放散火炬充分燃烧后，达标排放	符合

条款	要求	本项目	相符性
二十九	煤炭、石油、天然气开发单位应当在开发范围内因地制宜植树种草，在风沙侵蚀区域应当采取设置人工沙障或者网格林带等措施，保护和改善生态环境。	本项目施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，自然恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于井场表层，临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧，减少水土流失，植被自然恢复	符合
三十一	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。	环评要求施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，自然恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于井场表层，临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧	符合
三十二	煤炭、石油、天然气开发单位应当在矿井、油井、气井关闭前，向县级以上环境保护主管部门提交生态恢复报告并提请验收。	本环评要求在油井关闭前，向县级以上环境保护主管部门提交生态恢复报告并提请验收	符合
三十三	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。	本报告要求根据项目运行过程中存在的风险事故类型，制定突发环境事件应急预案，并配备相应的应急物资。	符合

综上所述，本项目符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关要求。

1.8.6 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》相符性分析

本项目与《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）中要求的相符性分析如下：

表 1.8-8 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	按照《中华人民共和国防沙治沙法》要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理	本项目防沙治沙评价内容见 6.9 节。	相符
2	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本项目按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）要求进行了生态环境影响分析，并提出了相应的生态环境保护措施，详见 4.7 节和 6. 6、6.7、6.9 节	相符

序号	要求	本项目	相符性
3	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏。	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》和《新疆自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4号），项目区属于“自治区级水土流失重点治理区”	相符

1.8.7“三线一单”生态环境分区管控方案的相符性分析

1.8.7.1 与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。

（1）优先保护单元 465 个：主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。

（2）重点管控单元 699 个：主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

（3）一般管控单元 159 个：主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

本项目所在区域属于吉木萨尔县重点管控单元，具体位置关系详见图 1.8-3，吉木萨尔县重点发展文化旅游、农副产品精深加工、油气加工、页岩油气综合利用等产业。

本项目为陆地石油天然气开采项目，符合重点管控单元的发展方向。

1.8.7.2 与《昌吉州“三线一单”生态环境分区管控方案》相符性分析

根据《昌吉州“三线一单”生态环境分区管控方案》，自治州共划定 119 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。

本项目所在区域属于吉木萨尔县重点管控单元（吉木萨尔油页岩开采区 ZH65232720004），具体位置关系详见图 1.8-4；重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。具体生态环境准入清单要求见表 1.8-10。

表 1.8-10　吉木萨尔县环境管控单元生态环境准入清单（重点管控单元）

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		相符性分析
ZH65232720004	吉木萨尔油页岩开采区	重点管控单元	空间布局约束	1、执行自治区总体准入要求中关于重点管控单元空间布局约束的准入要求（表 2-3 A6.1）。	项目为陆地石油天然气开采项目，符合重点管控单元的空间布局准入要求
			污染物排放管控	1、执行自治区总体准入要求中关于重点管控单元污染物排放管控的准入要求（表 2-3 A6.2）。 2、在矿产资源开发利用过程中，坚持“矿产资源开发与矿山生态环境保护并重”的原则，坚持“预防为主、防治结合”的原则，坚持“谁开发，谁保护；谁破坏谁恢复；谁投资谁受益”，不断改善和提高矿山生态环境质量，实现矿业开发和生态环境保护的协调发展。 3、加强环境管理，使建设项目运行各种污染物排放达到国家相应标准或无害化处理；采取先进的污染物处理工艺和处理设施，提高项目污染物处理率；妥善处理施工期产生的各种废物、生活垃圾等、不得随意弃置，以免遇强降雨引起严重的水土污染。	环评要求施工结束后，应进行生态修复。对临时占地内的土地进行平整，自然恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于井场表层，临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧； 项目配备符合要求的废水、废气等污染治理设施，并可以确保达标排放：项目采出水、井下作业废水均处理达标后回注含油层，不外排；清罐底泥交由有资质的单位无害化处置，处置率 100%；落地油 100%进行回收，回收的落地原油运至石树 1 块脱水站原油处理系统进行处理 环评要求项目应加强环境管理，严格落实环评要求的各项措施，使建设项目运行各种污染物排放达到国家相应标准或无害化处理
			环境风险防控	1、执行自治区总体准入要求中关于重点管控单元环境风险防控的准入要求（表 2-3 A6.3）。 2、现有矿山企业必须依法履行地质环境保护与矿山环境恢复治理、土地复垦等义务。建立矿山地质环境、土地资源破坏监测、报告和监管制度，加强对采矿权人履行矿山地质环境治理义务情况的监督检查，对违反法律、法规和有关政策规定造成生态环境破坏和环境污染的，要依法查处，限期整改达标，并按照国家规定予以补偿，逾期不达标的，实行限产或关闭。因	吐哈油田分公司目前已建立了完善的健康、安全与环境管理体系（QHSE 管理体系）。本报告要求根据项目运行过程中存在的风险事故类型，制定突发环境事件应急预案，并配备相应的应急物资；报告要求建设单位制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施；开展工程环境监理，并拟定了环境监理计划，要求项目严格执行“三同时”制度

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		相符性分析
				采矿活动引发地质灾害的，治理经费由责任单位解决。 3、建成州、县（市）、矿山三级矿山地质环境保护与恢复治理动态监测体系，制定完善的监测制度，以高新技术为支撑，构建面向地质矿产管理的矿政管理信息系统和数据库。	
			资源利用效率	1、执行自治区总体准入要求中关于重点管控单元资源利用效率的准入要求（表 2-3 A6.4）。 2、引导和扶持矿山企业开展矿产资源利用技术的研发和创新，提高矿产资源综合利用水平，推动矿业循环经济发展；开展矿产的选矿、开采、新加工和新产品开发技术应用研究，不断提高资源利用效能、效率和效益。	项目选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备；项目使用的能源均为清洁能源。工业废水回用率大于 90%；落地油 100%回收。

2 建设项目工程分析

2.1 区块油气资源概况

2.1.1 勘探开发历程

石树沟凹陷勘探程度较低。工区在上世纪 80 年代之前先后完成 1:50 万重磁力普查、1:20 万石油地质普查、1:5 万地质详查。石树沟工区地震勘探始于 1984 年，1984 年、1985 年、1987 年、1989 年、1998 年、1999 年实施了常规二维地震普查，测网较密，可达 1km×2km～4km×6km。2000 年以后，工区再未进行过地震勘探。石树沟地区三维地震勘探空白。

石树沟凹陷自 1984 年开始进行石油钻探工作以来，在平地泉组等均见到良好的油气显示，其中 1986 年完钻的大 2 井在平地泉组一段 2425m～2434m 进行压裂试油，累产油 0.255m^3；2368m～2434m 压裂试油累产油 0.2m^3；大 6 井在地泉组井一段 2004.5m～2028.5m 井段测试获日产 0.01m^3 的低产油流；2012 年～2014 年针对石树沟凹陷二叠系平地泉组钻探了石树 1 井、石树 011 井、石树 2 井、石树 3 井等探井。石树 1 井在平地泉组三段 2401m～2410m 井段压裂试油，日产油 3.46m^3，石树 011 井在平地泉组三段 2374m～2379m 井段压裂试油，日产油 3.11m^3。为探索平地泉组三段砂岩油藏经济有效开发技术路线，2018 年开始开展了水平井+大型体积压裂技术攻关，在石树 1 区块实施了石树 011_H 水平井钻探，水平段长度 1000m，但油层钻遇率较低，测井解释油层、差油层共 252.7m。

2019 年吐哈油田获得石树沟油田石树 1 块采矿权后，重新认识石树沟区域二叠系，在石树 011 井复试获日产 5.56 方工业油流，发现平二段页岩油。按照“直井控藏、水平井提产”的思路，相继钻探石树 101、石树 102、石树 1-1、石树 103、石树 104、石树 4、石树 6 等 7 口直井（包括 5 口导眼井），其中 6 口井在平二段钻遇油层，石树 101H 和石树 102 均获工业油流，其中石树 102 井获得日产油 23.05 方工业油流。石树沟区域初步刻画有利区面积 60km^2，预测资源 4000 万吨，其中石树 1 块井控落实含油面积 35km^2，预测储量 2694 万吨。

石树沟油田石树 1 块位于准噶尔盆地东部石树沟凹陷，石树 1 块其有效探矿权面积 3643.045m^2，行政隶属新疆维吾尔自治区吉木萨尔县，地表为周边多戈壁

滩，地广人稀。石树 1 块在准噶尔盆地吉木萨尔凹陷区域位置示意图见图 2.1-1。

2.1.2 油气资源概况

2.1.2.1 区域地层特征

依据已钻井探井资料，结合地震解释成果：石树沟凹陷发育地层自上而下有第四系（Q）、古近系（E）、白垩系（K），侏罗系西山窑组（J_2x）、三间房组（J_1s）、八道湾组（J_1b），三叠系克拉玛依组（T_2k）、烧房沟组（T_1s）、韭菜园组（T_1j），二叠系梧桐沟组（P_3wt）、平地泉组（P_2p）、将军庙组（P_2j），石炭系巴塔玛依内山组（C_2b），石炭系下统（C_1），石树沟地区地层发育特征简图详见图 2.1-2。

本次区块自上而下地层特征为：

古近系（E）：厚层杂色砂砾岩体。

白垩系（K）：以厚层黄灰色泥质细砂岩为主夹褐色、浅褐色泥岩。

侏罗系西山窑组（J_2x）：主要为浅灰、灰绿色粉砂质泥岩、深灰色泥岩夹煤层和灰色砂岩。

三工河组（J_1s）：深灰色泥岩、粉砂质泥岩及灰黑色泥岩组成，下部为巨厚层灰色砂岩。

八道湾（J_1b）：中上部为厚层灰色、深灰色砂质泥岩、泥岩夹薄煤线或煤层和灰色、灰白色泥质粉砂岩、泥质细砂岩；下部为巨厚层灰色泥质细砂岩、砂砾岩为主，夹中厚层深灰色泥岩、薄层黑色煤。

三叠系克拉玛依组（T_2k）：为中厚层—巨厚层灰色泥质粉砂岩、泥质细砂岩、深灰色泥质粉砂岩夹灰色泥岩、粉砂质泥岩，底部为巨厚层灰色泥质粉砂岩。

烧房沟组（T_1s）：上部为灰色、褐色泥岩、含砾泥岩，灰褐色粉砂质泥岩夹褐色、灰色泥质粉砂岩、杂色砂砾岩；中部为褐色、红褐色泥岩、灰褐色粉砂质泥岩、含砾泥岩偶夹灰色泥质砂岩；下部为中厚层—巨厚层灰色、灰褐色泥质粉砂岩、灰色细砾岩夹灰褐色泥岩、含砾泥岩、粉砂质泥岩。底部为中厚层杂色细砾岩。

韭菜园组（T_1j）：以红褐色、褐色、棕色泥岩、棕色粉砂质泥岩、含砾泥岩为主，夹灰色、棕色、灰褐色泥质粉砂岩、泥质细砂岩；底部为巨厚层灰色泥质粉砂岩。

二叠系梧桐沟组（P_3wt）：为灰色泥岩、泥质粉砂岩、泥质细砂岩不等厚互

层。

平地泉组（P_2p）：上部为深灰色泥岩、砂质泥岩为主，偶夹灰色泥质粉砂岩；中部为深灰色、深褐色、灰黑色泥岩、白云质泥岩为主，夹灰色粉、细砂岩；下部为灰黑色、褐灰色泥岩、白云质泥岩为主，夹灰色粉、细砂岩。

将军庙组（P_2j）：以灰褐色、红褐色砂质泥岩、凝灰质粉、细砂岩为主，夹褐灰色、灰色、浅灰色泥质粉砂岩、细砂岩。

石炭系巴塔玛依内山组（C_2b）：以火山角砾岩、安山岩为主，夹深灰色凝灰岩、玄武岩。

石炭系下统（C_1）：以紫褐色、灰绿色火山角砾岩、安山岩为主。

2.1.2.2 区域构造特征

石树沟油田位于石树沟凹陷，该凹陷西临沙帐断褶带，东接黄草湖凸起，北抵克拉美丽山，南与沙奇凸起相临。主要经历了以下四个阶段的构造演化过程。海西中期，沿克拉美丽山一线形成坳陷，发育巨厚的海陆交互沉积，其中巴塔玛依内山组发育两期规模较大的火山喷发活动，形成两套正序列的火山岩地层；之后的构造变动，造成山前坳陷西部抬升，在东部石钱滩凹陷沉积了石炭系石钱滩组和下二叠统金沟组。海西晚期，该区整体下沉，二叠纪前陆盆地形成，地层北厚南薄，前缘凸起位于沙奇凸起一线。黄草湖低凸开始发育，二叠系东西（石树沟凹陷、石钱滩凹陷）厚、中间（黄草湖凸起）薄。印支－燕山早中期：前陆盆地消亡，该区以平稳沉降为主，黄草湖低凸起基本消失，沉积了比较稳定的三叠－侏罗系。受印支－燕山构造运动影响，断裂活动比较强烈，发育了控制构造带及局部构造的主要断层。晚燕山－早喜马拉雅期：该区整体抬升较高，在此基础上，早期断层进一步活动，特别是周边断层抬升强烈，形成了该区现今的构造格局，详见图 2.1-3。

图 2.1-3　石树沟地区平地泉组勘探部署图

2.1.2.3 油藏类型

（1）平三段致密油储层 P3-1 号、P3-2 号砂层，仅在构造顶部发育。油藏类型为构造-岩性油藏。油藏类型为构造-岩性油藏；

（2）平二段为页岩油，油藏埋深在 2100-3000m，详见图 2.1-4。

图 2.1-4　平地泉组油藏剖面图

2.1.2.4 油气物性

（1）原油物性

平二段地面原油性质：地面原油密度 0.8639～0.8997g/cm^3，平均值为 0.881g/cm^3。原油粘度 18.29～269.85mPa·s，平均值为 80.15mPa·s（50℃），凝固点 14～39℃，初馏点 78.9～209.2℃，汽油含量 0.5～28.5%，含蜡量 20.16～42.81%，属于中质油藏。

平三段地面原油性质：地面原油密度 0.8785～0.8994g/cm^3，平均值为 0.888g/cm^3。原油粘度 36.81～67.02mPa·s，平均值为 54.06mPa·s（50℃），凝固点 24～33℃，初馏点 79.1～102.0℃，汽油含量 0.5～16%，含蜡量 11.22～35.25%，属于中质油藏。

（2）天然气性质

根据石树 1 块的构造特征、储层物性特征及前期勘探情况，石树 1 块试油、试采没有天然气产生。由于目前没有伴生气物性数据，本次方案伴生气物性参考常规稀油区块。

伴生气组分见表 2.1-1。

表 2.1-1　天然气分析结果数据表

相对密度	甲烷 (%)	乙烷 (%)	丙烷 (%)	异丁烷 (%)	正丁烷 (%)	异戊烷 (%)	正戊烷 (%)	己烷 (%)	二氧化碳 (%)	氧 (%)	氮 (%)
0.677	85.81	10.29	1.11	0.25	0.37	0.12	0.20	0.02	0.43	0.35	1.05

（3）地层水

石树 1 区块试油、试采没有见到明显水层。

2.2 区块开发现状及环境影响回顾

2.2.1 区块开发现状

截止 2021 年 6 月，石树区块主要为勘探钻探工程，共部署了评价井/预探井 24 口，每座单井站试油均采用“单井—油罐”的集油流程，含水原油通过油罐自带装车系统装车外运至吉祥联合站，进行原油处理、储存、外运。

2.2.1.1 石树区块勘探概况

（1）评价井/预探井

石树区块共部署了评价井/预探井 24 口，其中水平井 19 口，直井 5 口。具体各井口坐标见表 2.2-1，井型情况见表 2.2-2。

表 2.2-1　石树 1 区块各井口坐标一览表

序号	井号		坐标	
			经度	纬度
1	石树 1			
2	石树 101H			
3	石树 102			
4	石树 103			
5	石树 104			
6	石树 6			
7	石树 1-1 井组	石树 1-1H		
8		石树 1-1-1H		
9		石树 1-1-2H		
10	石树 1-2 井组	石树 1-21H		
11		石树 1-2H		
12		石树 1-22H		
13	石树 2-1 井组	石树 2-1H		
14		石树 2-11H		
15		石树 2-12H		
16	石树 2-2 井组	石树 2-2H		
17		石树 2-21H		
18		石树 2-22H		
19		石树 2-23H		
20	石树 1-3 井组	石树 1-3H		
21		石树 1-31H		
22		石树 1-32H		
23	石树 7 井组	石树 7H		
24		石树 7-1H		
25		石树 7-2H		

表 2.2-2　已开发评价井/预探井井型情况

井型	井号	井数(口)
水平井	石树 101H、石树 1-1H、石树 1-1-1H、石树 1-1-2H、石树 1-21H、石树 1-2H、石树 1-22H、石树 2-1H、石树 2-11H、石树 2-12H、石树 2-2H、石树 2-21H、石树 2-22H、石树 2-23H、石树 1-3H、石树 1-31H、石树 1-32H、石树 7H、石树 7-1H、石树 7-2H	20
直井	石树 1、石树 102、石树 103、石树 104、石树 6	5
合计		25

（2）平台单井站

石树沟区块已建有石树 1、石树 102 平台单井站 2 座。

石树 1、石树 102 平台单井站各设有撬装 60m^3 油罐 2 具（自带装车鹤管、装车泵等）。

2.2.1.2 石树区块勘探期环保手续情况

现有 25 口井勘探钻试工程环评及验收情况如下表所示：

表 2.2-3　现有 24 口井勘探钻试工程环评及验收情况

序号	项目名称	主要建设内容	环评批复	验收情况	实际建设情况
1	石树 101H 及石树 1 井钻试工程	新钻**石树 101H 井**，完钻后进行试油，并对老井石树 1 井进行试油工程	新准环评[2019]17 号，新疆准东经济技术开发区环境保护局，2019 年 7 月 1 日	自主验收	已建成并试油
2	石树 102 井钻试工程	新钻**石树 102 井**，完钻后进行试油	新准环评[2019]32 号，新疆准东经济技术开发区环境保护局，2019 年 9 月 26 日	自主验收	已建成并试油
3	准噶尔盆地东部隆起石树沟凹陷石树 1-1 井组钻试工程	新建评价井 3 口（**石树 1-1H、石树 1-1-1H、石树 1-1-2H**）	昌州环评[2020]79 号，昌吉州生态环境局，2020 年 7 月 14 日	未验收	正在施工
4	石树 103、石树 104、石树 6 井钻试工程	新建评价井 2 口，预探井 1 口（石树 103、石树 104、石树 6）	昌州环评[2020]91 号，昌吉州生态环境局，2020 年 8 月 23 日	未验收	正在施工
5	准噶尔盆地东部隆起石树沟凹陷石树区块 5 个井组钻试工程	新钻评价井 16 口（石树 1-21H、石树 1-2H、石树 1-22H、**石树 2-1H、石树 2-11H、石树 2-12H、石树 2-2H、石树 2-21H、石树 2-22H、石树 2-23H**、石树 1-3H、石树 1-31H、石树 1-32H、石树 7H、石树 7-1H、石树 7-2H）	昌州环评[2021]39 号，昌吉州生态环境局，2021 年 4 月 19 日	未验收	正在施工

注：本次工程转产能井的评价井为：石树 101H 井、石树 102 井、石树 1-1H、石树 1-1-1H、石树 1-1-2H、石树 2-1H、石树 2-11H、石树 2-12H、石树 2-2H、石树 2-21H、石树 2-22H、石树 2-23H。

2.2.2 勘探期环境影响回顾

石树 1 区块部分评价井/预探井部分建设完成，部分尚未开工建设，钻试过程中要严格按照环评报告和批复中的要求执行，已完钻井的环境影响回顾如下：

2.3.2.1 勘探期废气污染物排放达标性分析

施工期废气主要为柴油机、柴油发电机燃料燃烧废气、施工扬尘、伴生气放空废气。燃料燃烧废气、施工扬尘随施工结束后消散；试油期间分离出的天然气经过管线引至放散管燃烧后排放，随工程的结束而消失。钻井及试油期废气属于阶段性的短暂排放，该井区地域空旷，扩散能力较好，对环境质量影响较小，对周围大气环境影响较小。

2.3.2.2 勘探期废水污染物排放达标性分析

废水主要为钻井期生活营地产生的生活污水和试油期的井下作业废水。

（1）试油期井场不设施工营地，生活污水只在钻井期产生。生活污水经配套移动式卫生厕所收集，污水不外排，施工结束后，原地覆土填埋。对环境影响很小。

（2）井下作业废水主要污染物为石油类、悬浮物等，井场设有专用储罐，该废水已经全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至吉祥联合站污水处理系统处理，井区现状无废水外排。

2.3.2.3 勘探期固废

勘探期产生的固体废物主要为钻井岩屑、废弃钻井泥浆及生活垃圾。

（1）钻井岩屑、泥浆：经调查，项目采用的钻井液为“坂土钻井液+GRD 聚合物钻井液体系”，为水基钻井液，未使用油基钻井液。

项目钻井期采用“钻井泥浆不落地技术”，进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于铺筑井场、道路等。

（2）施工生活垃圾：井场营地生活垃圾集中收集至垃圾箱中，拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。井区现状无固体废物产生或遗留。

2.3.2.4 勘探期噪声

已完钻井区目前无噪声源，对声环境没有不良影响。

2.3.2.5 勘探期生态环境影响

勘探期对生态的影响主要为占地（井场、探临道路等）对植被和土壤结构的破坏。

根据现场调查结果可知，现有井场已进行平整，由砾石铺垫，井场岩屑池已经覆土，井场及周边均没有污油出现，井场周边也形成了较稳定的生态结构，野生植被得到了一定程度的恢复。

2.2.3 现存主要问题及整改措施建议

2.2.3.1 现存主要问题

根据现场调查结果可知：井场已平整，由砾石铺垫，井场钻屑储集防渗池上部已经覆土，井场及钻屑储集防渗池上部没有污油出现，油区道路总体规范，无有车辆乱碾乱轧的痕迹。但井场道路目前仍属于砂石简易便道，无路基，仅在表面覆盖戈壁砾石，路况较差，车辆碾压和行驶产生的扬尘对区域空气环境、地表植被影响较大。

2.2.3.2 整改建议措施

针对区域遗留的环境问题，在本次开发调整建设过程中，建议重点采取以下措施：本项目建设中应严格规定施工车辆、施工机械及施工人员的活动范围，不得乱碾乱轧，随意开设便道，减少对油田区域地表的扰动和破坏，施工结束后，要及时平整施工场地，清理施工废弃物，以便临时占地自然恢复。

2.3 建设项目概况

2.3.1 工程基本情况

2.3.1.1 项目名称和性质

项目名称：石树 1 块先导开发实验工程；

建设单位：中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东勘探开发项目经理部；

项目性质：新建；

2.3.1.2 建设地点

项目位于准噶尔盆地东部隆起石树沟凹陷石树 1 区块，行政隶属于昌吉州吉木萨尔县，南距吉木萨尔县城约 100km，西距离乌鲁木齐约 200km。

中心点经纬度坐标。地理位置见图 2.3-1。

2.3.1.3 建设规模及组成

根据项目开发方案，在石树 1 区块部署 13 口水平井（平二段部署 10 口，平三段部署 3 口），利用 2 口老井（石树 101H、石树 102）。

其中新钻采油井 3 口，评价井转产 10 口，老井 2 口，单井设计产能在 10～14.5t/d，新建产能 6.0×10^4t。

新建采油平台 4 座（石树 1-1、石树 2-1、石树 2-2、石树 2-3 平台），新建集输管线 3.9km（DN100，1.4km；DN80，2.5km），单井集输管道 0.66km（DN65），单井集油支线 0.65km（DN76）、新建油区道路 6.2km。

新建脱水站 1 座（设计原油处理规模 240t/d，设计液量处理规模 650m^3/d）。

各井场采出液经管输或罐车拉运至新建脱水站内进行处理，采出水依托吉祥联合站污水处理系统进行处理后，优先用于复配压裂液，剩余部分回注吉 7 井区含油层。

工程项目组成见表 2.3-1。

表 2.3-1　本项目主要工程组成一览表

类别	名称	工程量		建设内容	备注
主体工程	钻井工程	采油井	15 口	新钻采油井 3 口，评价井转产 10 口，利用老井 2 口	新建
		注水井	——	——	——
	采油工程	采油井井口装置	13 口	标准化采油井口安装，采用螺杆泵采油。	新建
		老井利用	2 口		依托
		采油平台	4 座	石树 1-1、石树 2-1、石树 2-2、石树 2-3 平台；各平台配套撬装节能型防爆电磁加热器	新建
		计量阀组	4 套	各平台 1 套撬装 4 井式数控多通阀选井+质量流量计装置	
	集输工程	石树 2-1、石树 2-3 平台平台集输管道	2.5km	20 无缝钢管，DN80×4	

类别	名称	工程量		建设内容	备注
		石树 2-2、石树 1-1 平台平台集输管道	1.4km	20 无缝钢管，DN100×4	依托
		石树 102 井单井集输管线	660m	20 无缝钢管，DN65×4	新建
		各平台单井、石树 101 井集油管线	650m	20 无缝钢管，DN76×4	新建
	地面工程	石树 1 脱水站	1 座	原油处理规模 240t/d，液量（含水原油）处理规模 650m^3/d	新建
		石树 101 单井站	1 座	单井井场 1 座，配套 2 具橇装 60m^3 油罐	新建
	注水工程	本工程不考虑注水工程			——
公用工程	供配电	依托石树 1 区块已建有地方 10kV 供电线路			依托
	供水	生活用水采用车载拉运方式供水；脱水站内设置 8m^3 撬装高架水箱 1 具			依托
	消防	按《吐哈油田分公司钻井井控管理实施细则》配备各种消防器材			新建
	道路	新建 6.2km 的井场道路，路面宽度为 4.5m，砂石路面			新建
依托工程	采出水处理	石树 1 块脱水站处理产生的采出水暂存至石树 1-1 平台污水罐区（配套 6 具橇装 60m^3 水罐）；定期拉至吉祥联合站污水处理系统进行处理			依托
	清罐底泥	定期委托有资质的单位进行无害化处置			依托
	生活垃圾	依托吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理，设计处理规模 100 吨/天，采用卫生填埋工艺			依托
环保工程	废气	施工扬尘：材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输用苫布遮盖			——
		钻井废气：采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施			新建
		无组织非甲烷总烃：①项目采油井至脱水站采用密闭混合集输工艺；②石树 1 块脱水站储罐区加装油气回收装置 1 套；			新建
	废气	伴生气燃烧废气：经三相分离器分离出伴生气，经管道进入自动点火放空装置燃烧处理，无组织排放			
	废水	钻井废水：每个施工井场配备临时罐体，规格为 5m^3×2 个。钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置			新建
		施工生活污水：设置移动式卫生厕所，施工生活污水排入移动式卫生厕所自然蒸发，施工结束覆土填埋			新建
		管道试压废水：用于施工现场洒水降尘			
		运营期井下作业废水和采出水依托吉祥联合站污水处理系统			依托
		运营期脱水站职工生活污水经自建化粪池+撬装埋地一体化污水处理装置（设计能力 0.5m^3/h）处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准，回用于脱水站内的绿化等，不外排			新建

类别	名称	工程量	建设内容	备注
	防渗膜铺装	修井及井下作业过程铺设防渗膜		新建
	噪声	施工期噪声：采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用		新建
		运营期噪声：①尽量选用低噪声设备；②采取减噪措施；③尽量将发声源集中统一布置；④切合实际地提高工艺过程自动化水平；⑤定时保养设备		新建
	固废	每个钻井井场设置不落地处理系统，由振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备组成，钻井岩屑、泥浆采用钻井不落地技术收集，处理并实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于铺筑井场、道路等		新建
		岩屑堆存场地：每个钻井井场设置岩屑临时防渗堆放场地，占地面积约 200m^2（10m×20m）		新建
		施工射孔压裂返排液自带回收罐回收，依托吉祥联合站污水处理系统处理		依托
		施工生活垃圾依托吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行填埋处理		依托
		清罐底泥定期委托有资质的单位进行无害化处置		依托
		井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至石树 1 块脱水站卸油缓冲罐内，进入站内原油处理系统进行处理		依托
	环境风险	①安装防喷器和井控装置等安全措施；②按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其它消防器材；③井下作业配备回收罐		新建
		应急救援设备和仪器依托吐哈分公司		依托
	生态恢复	①严格控制占地范围；②开挖时分层开挖、分层回填；③施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实；④永久占地地面硬化；⑤对临时占地进行平整，实施砾石覆盖等措施		新建

2.3.1.4 工程投资及工期安排

（1）工程投资估算

项目总投资 3363 万元，其中环保投资 575 万元，占总投资的 17.1%。

（2）工期安排

单井钻井场一般人员为 30 人，按 3 个井场一同施工，施工期共 100 天。

2.3.1.5 劳动组织及定员

石树 1 区块采用作业区的管理模式，从事工艺过程操作和辅助操作的工人采用轮班工作制。岗位定员的标准依据中国石油天然气总公司《油田地面建设工程设计定员标准》，同时考虑本项目的实际情况、生产装置的自动化水平、以及生产岗位的连续性。本项目用工实行轮休制度，采用四班两倒工作制。

本项目运营期工作人员计划 6 人，其中 2 人为脱水站管理人员，4 人为巡查

人员。本次项目不新增定员，运营期人员均依托吐哈油田分公司已有人员进行管理。

2.3.2 开发部署方案

2.3.2.1 部署情况

根据《石树 1 块先导开发实验方案（地面工程）》：区块动用石油地质储量 404×10^4t，建成产能 6.0×10^4t。

新建采油平台 4 座（石树 1-1、石树 2-1、石树 2-2、石树 2-3 平台），部署 13 口水平井（平二段部署 10 口，平三段部署 3 口），利用 2 口老井（石树 101H、石树 102），衰竭式开发。

区块开发部署表见表 2.3-2，区块开发区域坐标见表 2.3-3，区块产量指标预测详见表 2.3-4，区块总井网部署图见图 2.3-2。

表 2.3-2　石树 1 区块油藏开发部署表

断块	采油平台	井号	井数/口	单井产能/(t/d)	新建产能/(10^4t/a)	备注
平二段	石树 2-1 平台	石树 2-1H、石树 2-11H、石树 2-12H	3	14.5	6.0	评价井转产，正在施工
	石树 2-2 平台	石树 2-2H、石树 2-21H、石树 2-22H、石树 2-23H	4	14.5		评价井转产，正在施工
	石树 2-3 平台	石树 2-3H、石树 2-31H、石树 2-32H	3	14.5		新钻
平三段	石树 1-1 平台	石树 1-1H、石树 1-1-1H、石树 1-1-2H	3	10		评价井转产，正在施工
/	石树 101 单井站	石树 101	1	12		老井利用，已完钻并试油
/	石树 102 单井站	石树 102	1	12		老井利用，已完钻并试油
合计			15	199	6.0	

图 2.3-2-1　平二段井网部署图

图 2.3-2-2　平三段井网部署图

表 2.3-3　区块开发区域坐标表

序号	区块	井号	坐标			
			X	Y	经度	纬度
1	石树 1 区块	石树 1-1H				
2		石树 1-1-1H				
3		石树 1-1-2H				
4		石树 2-1H				
5		石树 2-11H				
6		石树 2-12H				
7		石树 2-2H				

序号	区块	井号	坐标			
			X	Y	经度	纬度
8		石树 2-21H				
9		石树 2-22H				
10		石树 2-23H				
11		石树 2-3H				
12		石树 2-31H				
13		石树 2-32H				
14		石树 101				
15		石树 102				
开发区块			拐点坐标			
			X	Y	经度	纬度
石树 1 区块						

表 2.3-4　石树 1 块平二段开发先导试验开发指标预测表

年度	采油井数（口）	地质储量（10^4t）	日产油量（t）	年产油量（10^4t）	年产液量（10^4m^3）	采油速度（%）	采出程度（%）	含水（%）	累计油量（10^4t）
2022	10	300	85.1	2.55	6.03	0.85	1.0	52	3.04
2023	10	300	153.9	4.62	10.90	1.54	2.6	52	7.66
2024	10	300	135.8	4.08	9.62	1.36	3.9	52	11.74
2025	10	300	98.0	2.94	6.93	0.98	4.9	52	14.68
2026	10	300	75.0	2.25	5.31	0.75	5.6	52	16.93
2027	10	300	59.7	1.79	4.22	0.60	6.2	52	18.72
2028	10	300	49.4	1.48	3.50	0.49	6.7	52	20.20
2029	10	300	42.4	1.27	3.00	0.42	7.2	52	21.47
2030	10	300	36.6	1.10	2.59	0.37	7.5	52	22.57
2031	10	300	31.8	0.95	2.25	0.32	7.8	52	23.52
2032	10	300	27.9	0.84	1.98	0.28	8.1	52	24.36
2033	10	300	24.6	0.74	1.74	0.25	8.4	52	25.10
2034	10	300	21.7	0.65	1.54	0.22	8.6	52	25.75

年度	采油井数（口）	地质储量（10^4t）	日产油量（t）	年产油量（10^4t）	年产液量（10^4m^3）	采油速度（%）	采出程度（%）	含水（%）	累计油量（10^4t）
2035	10	300	19.3	0.58	1.37	0.19	8.8	52	26.33

2.3.2.2 总体布局

项目的主要建设内容包括：新建采油平台 4 座（石树 1-1、石树 2-1、石树 2-2、石树 2-3 平台），新建集输管线 3.9km、单井集输管线 660m，单井集油管道 650m，新建油区道路 6.2km。

根据开发井位部署情况，在石树 1-1 平台西侧新建脱水站 1 座。

站外平台井来液管输进站，实现密闭集油。新建 DN80 集输管线 2 条（2.5km）、DN100 集输管线 2 条（1.4km），DN65 单井管线 1 条（660m），石树 1-1、2-1、2-2、2-3 等 4 个平台产液均管输至脱水站。在石树 101 井新建单井站 1 座，单井产液拉运至脱水站。

项目区块总平面布置图见图 2.3-3。

2.4 主要工程内容

本项目主体工程包括钻井工程、采油工程、集输工程及地面工程。

2.4.1 钻井工程

根据开发方案，部署开发采油井数 15 口，其中新钻水平井 3 口，均为水平井。

本项目采用水平井压裂开发。钻井工艺流程包括确定井位、井场准备、钻井、完井和连接集输管线等步骤。

（1）井网与布井方式

根据区块地应力方位，断层规模及构造趋势，确定不同位置水平井方位及长度；根据部署原则及油藏特征，结合调整区开采现状，按照 200-400 井距，动用石油地质储量 404 万吨，立体交错、不同井距探索页岩油有效开发方式，开展先导开发试验。

（2）井身结构

本项目新钻采油井采用二开井身结构。

导眼：Φ444.5mm×Φ339.7mm×20m。

一开：Φ311mm×Φ244.5mm×660m。

二开：Φ216mm×Φ139.7mm×3800m（完钻井深）。

采油井井身结构设计数据表见表 2.4-1 和图 2.4-1。

表 2.4-1　石树 1 区块新钻采油井（石树 2-3 平台）井身结构设计数据表

开钻次序	井深 (m)	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	套管下入层位	套管下入深度 (m)	环空水泥返深 (m)
导眼	20	Φ444.5	Φ339.7	Q	20	0
1	660	Φ311	Φ244.5	J1b	660	0
2	3800	Φ216	Φ139.7	P2p	3800	常规 1300
						增韧 2250

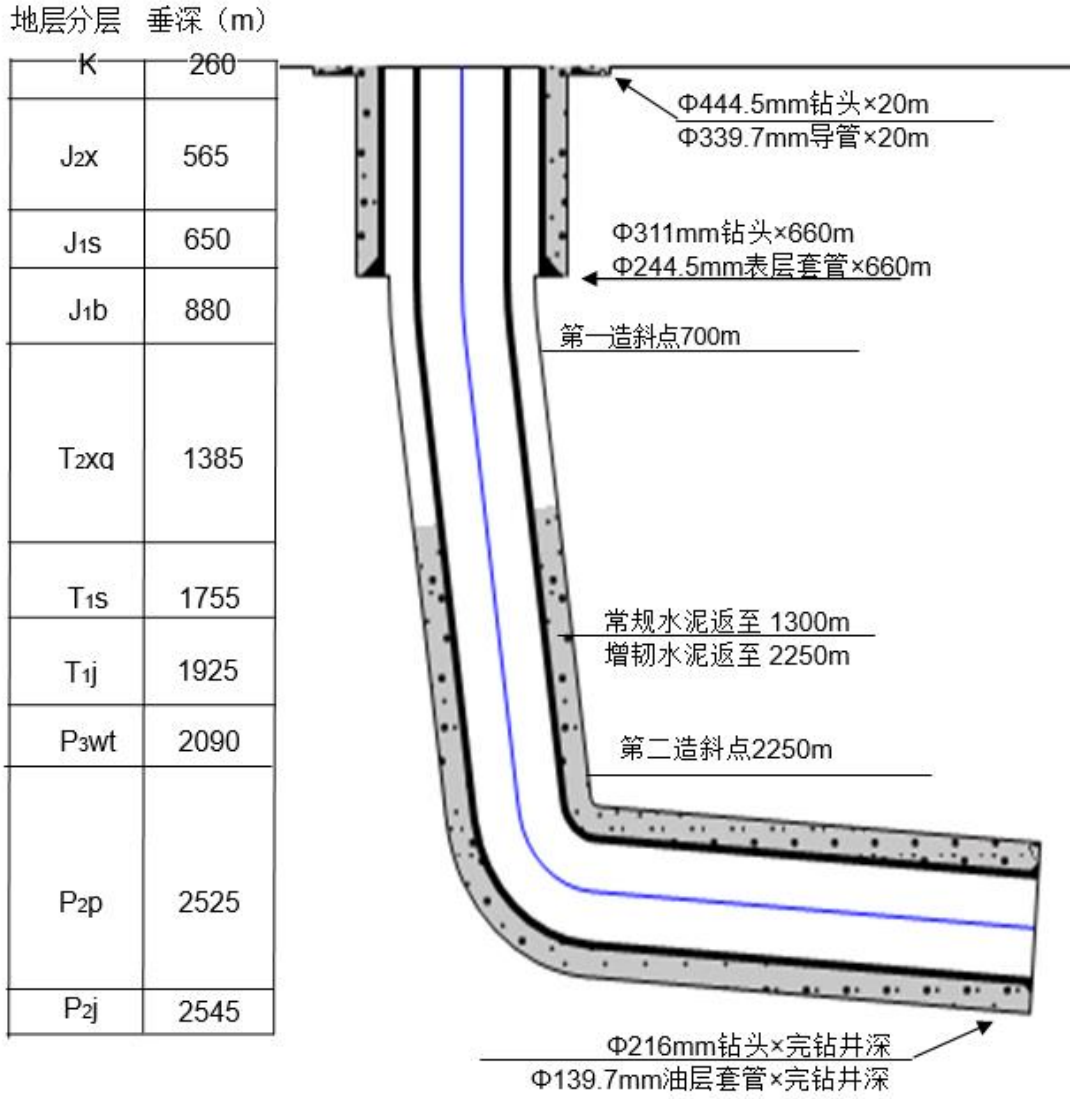


图 2.4-1　新钻井（水平井）结构示意图

（3）钻具选择

钻井钻机优选 ZJ50 及以上钻机。

目的层采用 SP1635L、MD6645A 等高效 PDC 钻头，配合高压喷射复合钻井

达到快速钻进的目的。一开表层采用单扶塔式钻具组合，二开水平井直井段采用稳斜钻具组合，定向段采用复合导向钻具组合控制井斜，满足对井身质量的控制要求。

（4）钻井设备

本项目单井钻井主要设备见表 2.4-2。

表 2.4-2　钻井主要设备配置

序号	名称		型号	载荷	单位	数量
1	钻机		ZJ-50		部	1
2	井架		ZJ-50	3500KN	部	1
3	天车		TC-350	3500KN	个	1
4	游动滑车		YC-350	3500KN	个	1
5	大钩		DG-350	3500KN	个	1
6	水龙头		SL-350	3500KN	个	1
7	转盘		ZP-520A/ZP-205	200T	个	1
8	绞车		JC-200		个	1
9	泥浆泵	#1	3NB-1300		台	1
		#2	3NB-1300		台	1
10	柴油机	#1	PZ12V190B		台	1
		#2	PZ12V190B		台	1
		#3	PZ12V190B		台	1
12	四级固控装置	振动筛×3	ZX-60×300		组	1
		除砂器	NCS250×2		台	1
		除泥器	ZQJ125×8-1.3×0.6		台	1
		离心机	LW450-842N		台	1
		除气器	HZQ1/4		台	1
13	柴油发电机	#1	Vovol		台	1
		#2	Vovol		台	1
14	净化罐		40m^3		个	4
15	套装水罐		60m^3		个	1
16	油水罐		40m^3		个	3

序号	名称	型号	载荷	单位	数量
17	钻井液不落地设备			套	1

（5）钻井液体系

一开：采用坂土钻井液；

二开：采用 GRD 聚合物钻井液体系，钻井液密度控制在 1.30g/cm^3 以内。

根据钻井工程设计，本项目新钻井组钻井液设计及用量详见表 2.4-3，钻井液性能指标详见表 2.4-4。

表 2.4-3　钻井液体系及用量一览表

井组	井号	钻井液用量（m^3）	钻井液体系
石树 2-3 井组	石树 2-3H	900	坂土钻井液+GRD 聚合物钻井液体系
	石树 2-31H	900	
	石树 2-32H	900	
合计		2700	

表 2.4-4　钻井液性能指标表

开钻次序	密度 (g/cm^3)	钻井液类型	配方
一开	1.05-1.10	坂土钻井液	6-10%坂土+0.2-0.3%Na2CO3
二开	1.10-1.15	GRD 聚合物钻井液	井浆+0.3-0.8%ZNP-1/YFKN+0.1-0.3%NaOH+0.5-1%DRGJ-1+0.5-1%NaHPAN+0.5-1%CMC+0.5-1%JY-1+0.5-1.0%DRGJ-1+0.1-0.2%XY-27+0.5-1%DRGNJ-1+2-4%NFA-25+1-2%DRGF-1+1-3%QCX+石粉
	1.15-1.25	GRD 聚合物钻井液	井浆+0.5%%NaOH+0.5%ZNP-1/YFKN+2-3%DRGJ-1+2-3%JY-1+0.5%-1%CMC+0.5%-1%NaHPAN+0.5-1%DRGJN-1+0.1-0.2%XY-27+2-3%DRGF-1+3-5%NFA-25+1.5-3%QCX+石粉
	≤1.25	GRD 聚合物钻井液	井浆+0.5%NaOH+0.5%ZNP-1/YFKN+2-3%DRGJ-1+2-3%JY-1+0.5%-1%CMC+0.5%-1%NaHPAN+0.1-0.2%XY-27+1-1.5%DRGJN-1+2-3%DRGF-1+3-8%NFA-25+1.5-3%QCX+0.5%TCLT-1+2-5%MEG/WR-1+石粉

（6）固井工艺设计

采用套管固井完井。

导眼：采用 Φ444.5mm 钻头打导眼 20m，下入 Φ339.7mm 的导管固井，水泥返至地面。

一开：采用 311mm 钻头一开，钻至井深 660m，下入 244.5mm 表层套管固井，水泥返至地面；

二开：采用 Φ216mm 钻头从 2188m 侧钻，按设计轨迹钻进至井深 2545m 达

到 A 点，水平钻进至 3800m 完钻，下入 Φ139.7mm 油层套管。采用抗盐增韧+抗盐水泥浆体系固井。抗盐增韧水泥上返至 2250m，封固段长 1550m；常规水泥上返至 1300m，封固段长 950m。

（7）钻井周期

直导眼+水平井钻井周期为 90 天，建井周期为 93 天。

（8）钻井井场平面布置

钻井井场的布置本着结构简单、流程合理的原则进行布局。钻井井场布置有值班房、录井房、配电房、罐区、不落地设备区、岩屑堆放场地等。

井场平面布置图详见图 2.4-2。

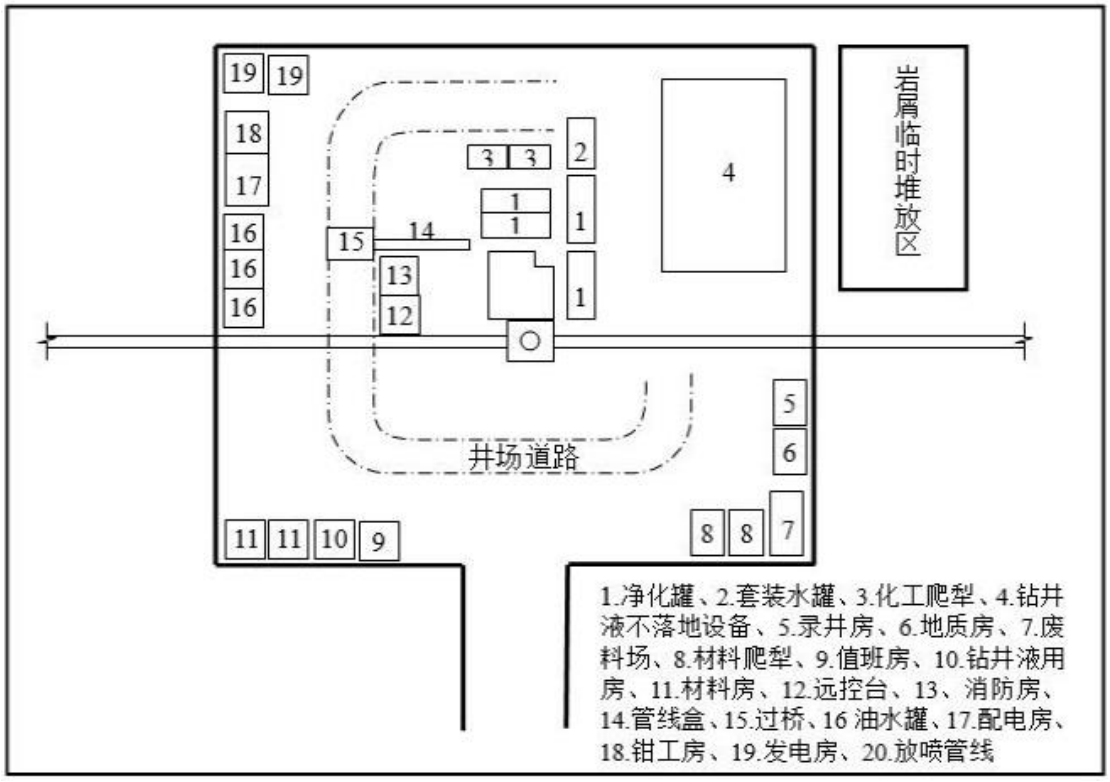


图 2.4-2　单井钻井井场平面布置示意图

2.4.2 采油工程

本工程采用工厂化压裂作业，采用水平井+大液量蓄能+体积压裂开发方式开展前置 CO_2 提采增产试验，开发后期考虑吞吐补能。前期 1-2 年为自喷产油，后期采用螺杆泵采油，不设抽油机。

本工程 15 座井场中，其中 2 座井场采用单井形式生产，剩余 13 座井场采用平台井形式生产，布置 4 座采油平台，其中 3 井式平台（石树 1-1 平台，石树 2-1 平台，石树 2-3 平台）3 座、4 井式平台（石树 2-2 平台）1 座。

2.4.3 油气集输工程

（1）采油井口

项目采油井前期为自喷生产，后期均采用螺杆泵进行生产，功率 21kW。井口安装、标志标识等均采用标准化设计。

（2）原油加热

在石树 2-1、石树 2-2、石树 2-3 平台各设置 50kW 撬装节能型防爆电磁加热器 1 台，合计 3 台；石树 1-1 平台和石树 102 井各设置 30kW 电磁加热器 1 台；设计压力均为 PN1.6MPa，满足集输温度要求。

（3）单井计量

采用数控多通阀选井+质量流量计装置进行周期性连续倒井计量。在石树 1-1、石树 2-1、石树 2-2、石树 2-3 平台各设置 4 井式数控多通阀选井+质量流量计装置 1 套，合计 4 套，设计压力为 1.6MPa。

（4）集输工艺

本工程采用井口→脱水站→联合站的二级布站工艺流程，油气混输工艺。新建脱水站 1 座、单井站 1 座。

本工程部署的 15 口采油井中，14 口井采用密闭管线集输；剩余 1 口井（石树 101H）因远离集输管网，受距离和地形条件限制，采用单井拉油方式生产。

各平台单井采出液经单井集油管线，通过各平台数控多通阀选井+计量装置计量后，通过管道输送进入自建脱水站进行处理，产生的采出水依托吉祥联合站污水处理系统；石树 102 单井站采出液通过管道输送至 2-1 平台；石树 101 单井站采出液经单井集油管线输送至配套的 2 具撬装式储油罐（60m^3）内，通过罐车拉运至脱水站内处理。具体工艺见图 2.4-3。

（5）集输管道建设

在石树 2-1、石树 2-3 平台各新建 DN80 来液集输管道 1 条，总长度 2.5km；在石树 2-2、石树 1-1 平台各新建 DN100 来液集输管道 1 条，总长度 1.4km；石树 102 井新建 DN65 单井管道 1 条，长度 660m；新建集输管道均选用 20 无缝钢管，采用 40mm 硬质聚氨酯泡沫塑料保温防腐，埋地弹性敷设，管底埋深-1.8m。

具体集输管道情况见表 2.4-5。

表 2.4-5　集输管道情况

起终点	距离/km	管道规格
102 井至 2-1 平台	0.66	DN65
2-1 至 2-2 平台	0.9	DN80
2-2 平台至脱水站	1.3	DN100
2-3 至 1-1 平台	1.6	DN80
1-1 平台至脱水站	0.1	DN100
合计	4.56	

（6）单井集油管道

根据油品性质及相关规范要求，各平台单井、石树 101 单井站集油管线选用 D76×4 的 20 无缝钢管，采用 40mm 硬质聚氨酯泡沫塑料保温防腐，地面低支架敷设，采用电伴热加热。

（7）油气集输主要工程量

本项目油气集输主要工程量详见表 2.4-6，集输管线示意图详见图 2.3-2。

表 2.4-6　新建集输工程主要工程量表

序号	项目名称	规格	数量	备注
一	**单井部分**			
1	标准化采油井口安装（保温型）		15 座	新钻水平井 3 座、评价井转产能井 10 座，老井（直井）利用 2 座
2	螺杆泵		15 台	
3	撬装节能型防爆电磁加热器		3 台	石树 2-1、石树 2-2、石树 2-3 平台
4	撬装节能型防爆电磁加热器		1 台	石树 1-1 平台、石树 102 井
5	撬装 4 井式数控多通阀选井+质量流量计装置		4 套	各平台 1 套
二	**石树 101 单井站**			
1	撬装 60m^3 钢制油罐		2 具	整体成撬
2	撬装装车泵		2 台	
3	装车鹤管		1 套	
三	**油气集输系统**			
1	石树 2-1、石树 2-3 平台平台集输管道		2500m	40mm 厚黑夹克防腐保温，埋地弹性敷设
2	石树 2-2、石树 1-1 平台平台集输管道		1400m	40mm 厚黑夹克防腐保温，埋地弹性敷设

序号	项目名称	规格	数量	备注
3	石树 102 井单井集输管线		660m	40mm 厚黑夹克防腐保温，埋地弹性敷设
4	各平台单井、石树 101 单井站集油管线		650m	40mm 厚黑夹克防腐保温，地面低支架敷设
5	闸阀		21 个	
6	防爆电伴热带		1300m	

2.4.4 地面工程

2.4.4.1 石树 1 块脱水站基本情况

根据开发井位部署情况，在石树 1-1 平台西侧新建脱水站 1 座，站场建设一次规划，分两期工程实施，预留二期模块建设位置（二期工程不在本次评价范围内）。

（1）一期工程：新建原油卸车、缓冲、加药、预脱水（分离器）、储存和污水接收缓冲储存等模块，实现原油处理规模 240t/d，液量处理规模 650m^3/d，满足石树 1 块原油集输、预脱水、储存及外运，污水接收缓冲及外运要求。站外平台井来液管输进站，实现密闭集油。

（2）二期工程：视生产实际需求，实时扩建原油升温、脱水设备、储油罐及储水罐，满足原油处理规模 550t/d，液量处理规模 2100m^3/d；满足石树 1 块原油集输、处理、储存及外运，污水接收缓冲及外运要求。预留空地，不在本次评价范围内。

2.4.4.2 石树 1 块脱水站设计规模及功能

原油处理规模 240t/d，液量（含水原油）处理规模 650m^3/d。

功能：原油预脱水、低含水油储存及外运，污水接收缓冲及外运。

2.4.4.3 石树 1 块脱水站工艺

原油处理流程采用“常温化学沉降”一级预脱水工艺。

站外管输及车载来液（42℃）经加药后，进入三相分离器进行常温化学沉降预脱水，处理后的低含水油进入储油罐，通过油罐自带装车系统外运。三相分离器的气相由氮气瓶进行补气，事故状态下的气相进入放空系统燃烧，尾气排入大气。三相分离器脱出的污水进入 1-1 平台污水接收罐内暂存，同三相分离器排污由罐车定期拉运至吉祥联合站进行处理。

工艺流程图见 2.4-4。

2.4.2.4 设备选型

（1）原油卸车模块

设撬装密闭卸油装置 1 套，装置自带卸车泵 1 台（Q=50m^3/h，H=60m，P=11kW），满足边远单井卸油需求。采用密闭卸油流程，增加了卸油的安全性，减少了油气的蒸发损耗。

（2）原油缓冲模块

设 3 具 60m^3 撬装卸油缓冲罐，其中 2 具罐各自带提升泵 1 台（Q=21m^3/h，H=73m，P=15kW，带变频）。缓冲罐采用常压油罐，由于原油基本不含气，原油蒸发损耗量较少。

（3）原油加药模块

设加药撬 1 座，包括自动加药装置 1 套，制备量 25L/h，功率 4kW。其中自动加药装置配加药泵 2 台（Q=25L/h，P=1.0MPa，N=4kW），1 用 1 备，4m^3 卧式加药罐 1 具（2m×2m×1.5m）。

（4）一段脱水模块（撬装高效三相分离器）

根据设计资料，石树 1 块最大日产液量 650m^3/d。原油停留时间按 1h 计，经计算：选用 1 台，Φ2.6×11m（筒体长度）撬装式高效三相分离器，设计压力 0.6MPa。采用密闭压力脱水流程，实现水、油、气的分离。脱出的废水经管道输送至石树 1-1 平台的污水罐；伴生气经管道进入自动点火放空装置燃烧；三相分离器排污由罐车定期拉运吉祥联合站进行处理。

（5）油品储存模块

根据设计资料，石树 1 块最大日产油量 240m^3/d，设 5 具撬装 60m^3 储油罐，原油储存时间为 1 天。储油罐采用常压油罐。

（6）原油装车模块

撬装 60m^3 油罐自带装车系统，包括装车鹤管 1 套，装车泵 1 台，其中装车泵规格为：Q=50m^3/h，H=60m，P=11kW。

（7）含油污水接收、缓冲模块

根据设计资料，石树 1 块最大日产水量 380m^3/d，在石树 1-1 平台设 6 具撬装 60m^3 污水接收罐，污水储存时间为 22h。三相分离器脱出的含油污水进入污

水接收罐，定期拉运至吉祥联合站进行处理。

（8）储油罐含油底水回掺模块

储油罐切出的含油底水通过回掺流程进入卸油缓冲罐出口汇管，然后进入原油处理系统进行再处理。

（9）储罐区配套油气回收装置

储罐区设置一套油气回收装置，采取冷凝+吸附方式，各储罐（储罐区及卸油区）产生的无组织挥发烃类通过主管道收集，进入油气回收装置冷凝、吸附。

主要设备情况见表 2.4-7。

表 2.4-7　石树 1 块脱水站主要设备表

序号	项目名称	规格	数量	备注
1	撬装密闭卸油装置		1 套	卸车模块
2	撬装 60m^3 钢制油罐		3 具	卸油缓冲罐
3	撬装加药装置		1 座	加药模块
4	撬装高效三相分离器		1 具	一段脱水模块
5	撬装 60m^3 钢制油罐		5 具	储油罐
6	撬装 60m^3 钢制储罐		6 具	污水罐
7	油气回收装置		1 套	
8	油水化验分析设备		1 套	
9	撬装 100t 地磅		1 套	
10	闸阀		16 个	
11	闸阀		40 个	
12	闸阀		16 个	
13	20 无缝钢管		800m	
14	防爆电伴热带		800m	

2.4.2.5 石树 1 块脱水站总平面布置

石树 1 块脱水站主要分为脱水站和辅助生产区两部分，总占地 11950m^2。

（1）脱水站的平面布置严格执行《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）中的相关规定。站内设备均采用撬装化设备。

石树 1 块脱水站长 120m、宽 85m，占地面积 11050m^2（含站外水罐区和地

磅），绿化面积 1200m^2。由生产区和装卸油、污水区组成。卸油区布置有 1 座密闭卸油装置、卸车台 2 座、3 具撬装 60m^3 缓冲罐；生产区布置有三相分离器 1 具；装油区布置有 5 具撬装 60m^3 油罐；污水区布置有 6 具撬装 60m^3 水罐，站外布置，位于石树 1-1 平台；站外布置有 100t 地磅 1 台，配套地磅计量房 1 间。

石树 1 块脱水站四周采用 1.7m 栅栏围墙，设出入口 3 个。

（2）辅助生产区

石树 1 块脱水站辅助生产区长 30m、宽 22m，占地面积 900m^2。设置化验室 1 间，药剂库房 1 间、库房 1 间、值班室 2 间、机柜间 1 间、休息室 1 间、宿舍 1 间、卫生间 1 间，均采用撬装活动板房。

①油水化验分析模块：为满足石树 1 块原油及污水化验分析需要，配套化验室 1 间、药剂房 1 间，合计 2 间，均采用撬装活动板房。

②配套设施：为满足石树 1 块脱水站配电、仪控、生活等需要，设置值班室 2 间、机柜间 1 间、宿舍 1 间、休息室 1 间、卫生间 1 间、库房 1 间，合计 7 间，均采用撬装活动板房。

具体平面布置见表 2.4-8 和图 2.4-5。

表 2.4-8　石树 1 块脱水站主要工程量表

功能分区		占地面积/m^2	备注
脱水站	卸油区		
	生产区		
	储油罐区		
	撬装地磅计量房		
	污水罐区		
	二期模块预留用地		
辅助生产区	撬装化验室		
	撬装药剂房		
	撬装值班室		
	撬装机柜间		
	撬装宿舍		
	撬装休息室		
	撬装卫生间		
	撬装库房		

功能分区	占地面积/m^2	备注
合计		

2.4.4.6 石树 101 单井站

单井井场长 60m、宽 45m，占地面积 3150m^2。由井场和拉油区组成。井场布置有单井井场 1 座，拉油区布置有 2 具橇装 60m^3 油罐。

单井站四周采用 1.7m 栅栏围墙，设出入口 2 个。

2.4.5 配套工程

2.4.5.1 道路工程

本项目新建油区道路 6.2km，其中平台间支线道路 4.56km；石树 101 单井站至干线公路 0.4km；脱水站至干线公路（吉彩路）1.6km。采用砂石路面，路宽 4.5m，简易道路。

2.4.5.2 供排水工程

（1）供水

①注水工程：根据设计方案，考虑区块位置及距离因素，石树 1 块暂不进行注水工程；

②生活用水：采用车载拉运方式供水，脱水站内设置 8m^3 撬装高架水箱 1 具，配套撬装移动式卸水泵 1 台（Q=25m^3/h，H=20m，P=3kW）。

（2）排水

①采出废水：项目新增采出水 380m^3/d，依托吉祥联合站污水处理系统处理达标后回注含油层，不向外环境排放。

②生活污水：脱水站职工生活污水经自建化粪池+撬装埋地一体化污水处理装置处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准，回用于脱水站内的绿化等，不外排。

（3）消防

①石树 1 块脱水站

根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004），新建石树 1 块脱水站为五级站场，火灾危险性属甲级，消防设施主要保护对象包括 5 具 60m^3 储油罐，3 具 60m^3 卸油缓冲罐。根据规范要求：偏远缺水处总容量不大于 4000m^3、

且储罐直径不大于 12m 的原油罐区（凝析油罐区除外），可设置烟雾灭火系统，且可不设消防冷却水系统。

综上，石树 1 块脱水站储油罐各设置烟雾灭火系统 1 套。每具 60m^3 油罐设置 ZWW10 型烟雾自动灭火装置 1 套，合计 8 套。

在石树 1 块脱水站设置移动式消防器材，用于扑救零星火灾。在站内设置 MF/ABC8 型磷酸铵盐干粉灭火器 26 具，设置 MFT35 型磷酸铵盐干粉灭火器 12 具。

②石树 101 单井站

根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004），新建石树 101 单井站火灾危险性属甲级，消防设施主要保护对象包括 2 具 60m^3 储油罐。根据规范要求：总容量不大于 500m^3、且单罐容量不大于 100m^3 的井场卧式油罐区，可不设灭火系统和消防冷却水系统。

在石树 101 单井站储油罐设置移动式消防器材，用于扑救零星火灾。在站内设置 MF/ABC8 型磷酸铵盐干粉灭火器 4 具，设置 MFT35 型磷酸铵盐干粉灭火器 2 具。

2.4.5.3 供配电

石树 1 区块已建有地方 10kV 供电线路。

石树 1 块脱水站、石树 1-1 平台、石树 2-1 平台、石树 2-2 平台、石树 2-3 平台、石树 101 单井站、石树 102 井均为五级站场，其负荷按三级负荷设计，采用单回路 10KV 电源供电，引自地方 10kV 线路。

2.4.5.4 管线防腐及保温

（1）单井集输管线（石树 102 井）的埋地管线防腐采用 40mm 厚黑夹克聚氨酯防腐保温；

（2）各平台间集输管线采用埋地弹性敷设，焊接连接，管底埋深-1.8m，采用 40mm 硬质聚氨酯泡沫塑料保温防腐；

（3）各平台单井、石树 101 单井站集油管线在地面低支架敷设，焊接连接，采用 40mm 厚黑夹克聚氨酯防腐保温。

（4）脱水站内集输管线在地面低支架敷设，焊接连接，采用 40mm 厚黑夹克聚氨酯防腐保温。

2.4.5.5 仪表自控工程

（1）石树 1 块脱水站、石树 1-1 平台

①数据采集与处理系统

在石树 1 块脱水站辅助生产区机柜间设置 1 套 PLC 系统，完成石树 1 块脱水站及石树 1-1 平台相关工艺参数（平台各螺杆泵井油压、套压、泵电机综合电参量等参数、脱水站各撬装设备数据）的采集、处理与集中监控。

②火气系统

石树 1 块脱水站及石树 1-1 平台火气系统由安装在现场的固定式可燃气体检测变送器（集成就地声光报警器）、硫化氢气体检测变送器（集成就地声光报警器）、机柜间气体报警控制器及值班室监控计算机组成。

（2）石树 2-1、2-2、2-3 平台

在石树 2-1、2-2、2-3 平台内各设置 1 套 PLC 系统，用于平台内相关工艺参数（平台各螺杆泵井油压、套压、泵电机综合电参量等参数）的采集、处理与上传。现场仪表检测信号均通过有线方式接入 PLC 系统，螺杆泵、撬装 4 井式数控多通阀选井+质量流量计装置等设备配套 PLC 系统与平台 PLC 系统之间通过 RS485 通讯电缆进行数据交换，平台 PLC 系统将采集到的数据依托通信专业新建光缆传输至石树 1 块脱水站辅助生产区进行集中监控与上传。

（3）石树 102 井

在石树 102 井场设置 1 套 PLC 系统，用于井口相关工艺参数的采集、处理与上传。现场仪表检测信号均通过有线方式接入 PLC 系统，螺杆泵配套 PLC 系统与井场 PLC 系统之间通过 RS485 通讯电缆进行数据交换，井场 PLC 系统将采集到的数据依托通信专业新建光缆传输至石树 1 块脱水站辅助生产区进行集中监控与上传。

（4）石树 101 单井站

在石树 101 单井站设置 1 套 PLC 系统，用于单井站内相关工艺参数的采集、处理与上传。现场仪表检测信号均通过有线方式接入 PLC 系统，螺杆泵、撬装 60m^3 储油罐配套 PLC 系统与单井站 PLC 系统之间通过 RS485 通讯电缆进行数据交换，单井站 PLC 系统将采集到的数据依托通信专业新建无线网桥传输至石树 1 块脱水站辅助生产区进行集中监控与上传。

2.4.6 依托工程

本工程井场采出液经管输或罐车拉运至石树 1 块脱水站，处理合格的原油外送；采出水及压裂返排液等拉运至吉祥联合站进行处理后，优先用于复配压裂液，剩余部分输至吉 7 井区含油层；伴生气经管道进入自动点火放空装置燃烧；清罐底泥委托有危废处理资质的单位处理；生活垃圾送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

2.4.6.1 吉祥联合站

（1）基本情况

吉祥联合站前身为吉 7 井区集中拉油注水站，2018 年改扩建为原油处理站，并更名为吉祥联合站，是集原油脱水及交油、天然气处理、油田注水、污水处理、供变电及辅助生产设施运行于一身的联合作业站。位于吉 7 井区，主要负责吉 7 井区、致密油试验区采出液的处理、井口回掺、井口注水任务。

（2）环保手续

表 2.4-9　吉祥联合站环保手续履行情况一览表

项目	建设内容	项目名称	环评批复	验收情况
吉 7 井区集中拉油注水站				
吉祥联合站				

（3）主体工程情况

吉祥联合站建设规模见下表。

表 2.4-10　吉祥联合站开发建设规模

序号	工程名称	处理工艺	单位	设计规模	实际处理量	负荷率/%
1	原油处理系统	两段大罐+热化学沉降	10^4t/a			
2	污水处理系统	重力沉降—压力反应器—过滤	m^3/d			

①原油处理系统

吉祥联合站原油处理采用“两段大罐热化学沉降脱水”工艺。

原油处理工艺：油区密闭来气液（T=30℃，含水 70%）与净化油罐底水混合后进入三相分离器，分离出的含水原油（T=30℃，含水 60%）进入一段相变加热炉的油-汽换热器与蒸汽换热，加热后原油（T=55℃，含水 60%）进入 2 座 2000m^3 一段沉降罐内沉降 12h，沉降脱水罐出含水原油（T=60℃，含水 20%）自压进入 1 座 1000m3 缓冲罐，再经提升泵提升进入二段相变加热炉加热至 75℃后与预脱水站来净化原油一块进入 2 座 1000m3 罐与 2 座 4000m3 净化油罐（可兼作二段沉降脱水罐进一步静态沉降脱水），最终净化油装车拉运至北三台油库。

三相分离器分出的伴生气经除液器除液后去天然气处理装置（第三方回收）。三相分离器分出的一部分采出水（T=30℃，含油≤500ppm）自压去往掺水罐，其余部分采出水自压（T=30℃，含油≤500ppm）去往回采出水处理系统；一段沉降脱水罐出采出水（T=55℃，含油≤500ppm）去往回掺水罐；掺水罐内采出水经掺水泵增压、相变加热炉加热后进入油区掺水管网。二段沉降脱水罐底水通过底水泵回掺至进站三相分离器。

工艺流程图见图 2.4-6。

图 2.4-6　吉祥联合站原油处理系统工艺流程图

②采出水处理系统

吉祥联合站采出水处理系统采用“重力除油+压力式混凝沉降+过滤”工艺流程，即：原油处理系统来水（含油≤1000mg/L，悬浮物≤300mg/L）进入 2 座 500m^3 调储罐，串联运行，实现对采出水处理系统来水的水质水量调节和初步除油功能，经重力沉降除油物理过程，500m^3 调储罐出水（含油≤200mg/L、悬浮物≤120mg/L）经污水反应提升泵提升进入 2 座卧式污水聚结除油装置，通过加药反应沉降后，装置出水（含油≤20mg/L、悬浮物≤20mg/L）进一级双滤料和二级纤维束过滤器，过滤器出水含油≤5mg/L、悬浮物≤2mg/L。采出水处理系统投加 3 种药剂，在卧式污水聚结除油装置进水管线上加入净水剂、在卧式污水聚结除油装置内加入助凝剂，在污水反应提升泵进口加催化剂。

污水处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准限值要求后回注。

工艺流程图见图 2.4-7。

图 2.4-7　吉祥联合站采出水处理系统工艺流程图

（4）依托可行性分析

根据《新疆准葛尔盆地准东地区油气勘查区块内部流转协议》，吐哈油田分公司在准东流转区块内所产油、气、水统一进入新疆油田公司处理系统，处理费用由吐哈油田分公司承担。

本项目采出水处理依托吉祥联合站，处理系统能力平衡见表 2.4-11。

表 2.4-11　依托吉祥联合站采出水处理系统情况

名称	设计能力（m^3/d）	运行现状（m^3/d）	现状负荷（%）	新增规模（m^3/d）	新增负荷（%）	依托可行性
吉祥联合站采出水处理系统					11.1	可行

根据上表可知，本次新增采出水处理量在吉祥联合站采出水处理系统处理能力范围内，依托可行。

2.4.6.2 吉木萨尔县生活垃圾填埋场

吉木萨尔县生活垃圾填埋场位于吉木萨尔县新地乡，距吉木萨尔县城西南约 9.5km，北距乌奇南路约 2km 处，中心地理坐标为：东经 89°04′15.8″，北纬 43°59′10.1″。已于 2008 年 12 月取得原新疆维吾尔自治区环保厅《关于吉木萨尔县生活垃圾处理工程环境影响报告书的批复》（新环监函[2008]537 号）。

卫生填埋场主要由填埋场、生产管理区、道路、垃圾收集系统等组成。填埋场主要处置城镇生活垃圾，不作为工业固体废物和危险废弃物处置场所。总占地面积约 $21.94\times10^4m^2$，其中近期为 $7.0\times10^4m^2$，远期约 $10.5\times10^4m^2$。管理站区 $0.64\times10^4m^2$，绿化面积 $3.8\times10^4m^2$。近期工程设计规模：生活垃圾清运处理量 100t/d，总库容 $63\times10^4m^3$，服务年限 11 年。远期工程设计规模：生活垃圾清运处理量 130t/d，总库容 $94.5\times10^4m^3$，服务年限 12 年。

垃圾填埋场采用卫生填埋工艺，推进式填埋法，工艺过程主要包括机械卸料、铺平、压实、覆土、喷水降尘、灭虫等。渗滤液经场底收集系统排至渗滤液收集池，经处理后回喷垃圾堆体；填埋气经导气石笼收集后导出。填埋场底部和边坡采取严格防渗的设计方案。

目前该垃圾填埋场日处理量约 40t 左右，因此，吉木萨尔县生活垃圾填埋场可以满足本工程垃圾处理的需求，可以依托。

2.5 工程分析

2.5.1 环境影响因素分析

本项目开发建设可分为施工期、运营期和退役期三个阶段。

（1）施工期

施工期主要包括钻井、地面工程建设等施工作业内容，其环境影响因素主要来源于钻井、地面工程建设等施工过程，主要包括生态影响，以及钻井过程排放的污染物质导致的环境污染。施工期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，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。

（2）运营期

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。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关的采油、井下作业、油气集输、处理等各工艺过程，主要包括生态影响以及排放的污染物质导致的环境污染。

（3）退役期

退役期的环境影响主要为油田停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，由施工单位运至指定位置进行处理。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。

表 2.5-1　环境影响因素识别表

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
钻井	排放钻井泥浆、岩屑	土壤、地下水	临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中	施工期
	排放污水	土壤、地下水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	车辆、设备尾气	环境空气	临时性污染源，随作业结束而消除	
	井喷爆炸、火灾等	土壤、水、环境空气及生态环境	事故污染源，随作业结束而消除	事故

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
管线敷设	油田建设施工、车辆碾压等	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	施工期
	排放设备、车辆尾气	环境空气	临时性污染源，随作业结束而消除	
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	试压废水	地表水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	施工固体废物	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除	
道路建设	占用土地	土壤、植被	持续性影响环境，永久占地	生产期
采油/气、油气集输、石树 1 脱水站处理	采油废水、生活污水	地表水	持续性影响环境的污染源	生产期
	燃烧烟气、烃类气体	环境空气	持续性影响环境的污染源	
	产生设备噪声	声环境	持续性影响环境的污染源	
	废油泥砂、落地原油	土壤、地下水	持续性影响环境的污染源	
	油气泄漏、含油污水泄漏	土壤、地下水	事故污染源	事故
井下作业	修井废水、洗井废水、压裂液	土壤、地表水	间断性污染源	生产期
	产生设备噪声	声环境	间断性污染源	
	落地原油	土壤、地下水	间断性污染源	
拆除/清理作业	废弃设施、废弃管线等固体废物	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除	退役期

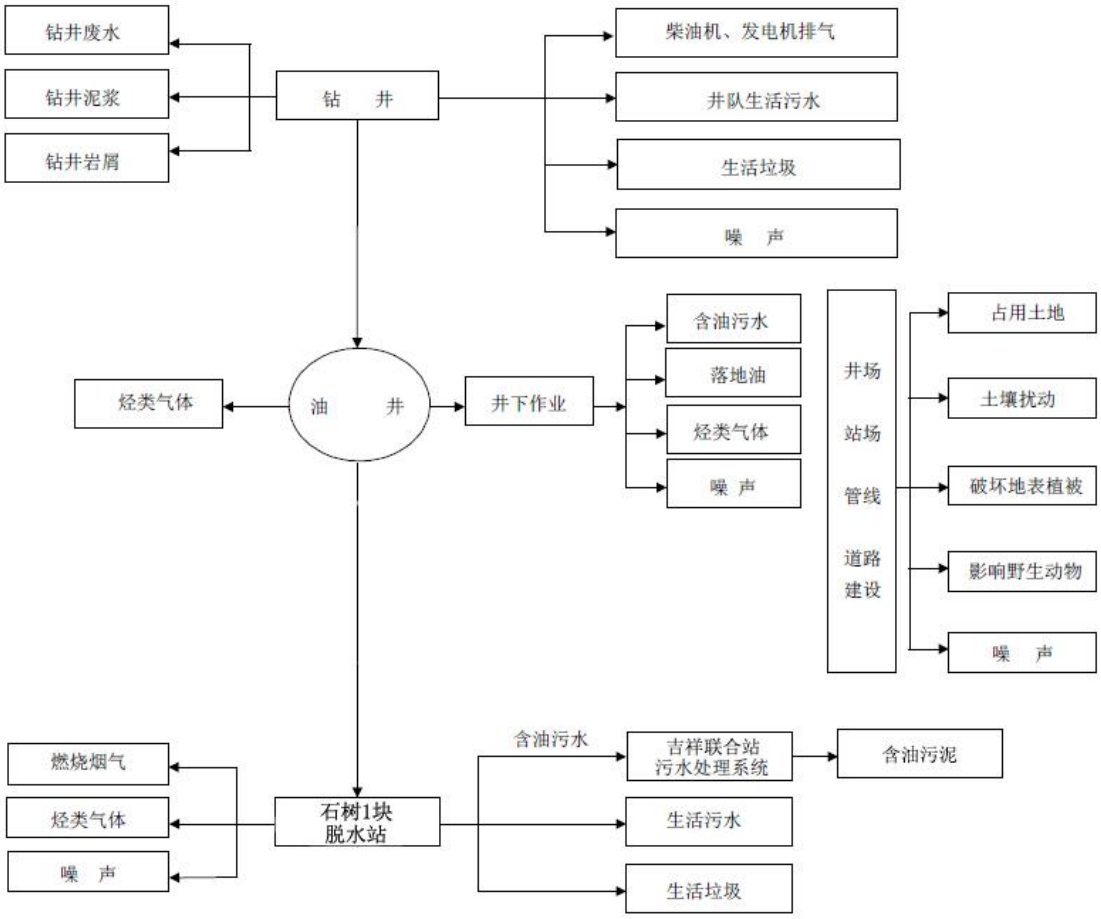


图 2.5-1　石树 1 区块油田开发过程污染物排放流程

2.5.2 施工期污染源与污染物分析

本次施工期主要污染来自钻井工程产生的燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井岩屑、废弃钻井泥浆及钻井液、钻井噪声、管道试压废水、井队工作人员的生活污水和生活垃圾、设备渗油等，平整场地和堆放设备破坏地表等。

2.5.2.1 废气污染源

施工期燃料废气主要为钻井施工活动中大功率柴油机和发电机燃料燃烧产生的废气及运输车辆尾气排放，主要污染物为烟尘（PM_{10}、$PM_{2.5}$）、烃类、CO、NO_x、SO_2 等。

（1）钻井废气

每个井队配备钻井钻机（电钻）2 台，柴油发电机 2 台，柴油消耗量平均 1.4t/d，本项目新钻井 3 口，均为水平井。水平井单井平均钻井周期 90d，施工期间共耗柴油 378t。

根据《非道路移动源大气污染物排放清单编制技术指南（试行）》：

①非道路移动机械（柴油发电机组）大气污染物排放量计算公式为：

$$E = (Y \times EF) \times 10^{-6}$$

式中，E—非道路移动机械的 CO、HC、NO_X、$PM_{2.5}$ 和 PM_{10} 排放量，t；

Y—燃油消耗量，kg；

EY—排放系数，g/kg 燃料。

②二氧化硫排放量根据非道路移动源燃油中的硫含量计算，计算公式为：

$$E = 2 \times Y \times S \times 10^{-6}$$

式中，E—非道路移动机械的 SO_2 排放量，t；

Y—燃油消耗量，kg；

S—燃油硫含量，g/kg 燃料。

③适用排放系数：

表 2.5 -2　适用的非道路移动机械平均排放系数（g/kg 燃料）

	PM_{10}	$PM_{2.5}$	HC	NO_X	CO	SO_2
柴油发电机组	2.09	2.09	3.39	32.79	10.72	0.35

施工期大气污染物排放情况详见表 2.5-3。

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

（2）车辆尾气

施工期各类工程及运输车辆较多，排放的尾气会对大气环境造成一定污染。经调查，平均每辆车日耗油量为 11.52kg/d，平均每辆车日排放 CO 0.157kg/d，烃类物质 0.269kg/d，NO_2 为 0.723kg/d，SO_2 为 0.008kg/d。

本项目开发施工期每个单井钻井场各类车辆 8 余驾次/日，预计每天可排放 CO1.26kg/d，烃类物质 2.15kg/d，NO_2 为 5.78kg/d，SO_2 为 0.064kg/d。本次施工期以 100d 计，则施工期施工车辆排放的大气污染物排放情况详见表 2.5-3。

表 2.5-3　施工期大气污染物排放统计表

污染源	**污染物排放（t）**					
	烃类	**CO**	**NO_X**	**SO_2**	**PM_{10}**	**$PM_{2.5}$**
柴油机燃料烟气	1.28	10.72	12.39	0.26	0.79	0.79
车辆尾气	0.646	0.377	1.74	0.019	——	——

2.5.2.2 废水污染源

（1）施工生活污水

单井钻井场一般人员为 30 人，按 3 个井场一同施工，施工期共 100 天。按每人每天用水量 100L 计算，则每个井场每天生活用水为 3 m^3，每个井场施工期间生活用水为 300 m^3，整个施工期间生活用水为 900m^3，按排污系数 0.85 计算，则整个施工期间施工生活污水产生量为 765t。其水质与一般城市生活污水相类似，主要污染物浓度为化学需氧量 350mg/L、悬浮物 250mg/L、氨氮 25mg/L，配套移动式卫生厕所进行收集，自然蒸发，施工结束覆土填埋。

（2）管道试压废水

本项目新建集输管线 3.9km（DN100，1.4km；DN80，2.5km），单井集输管道 0.66km（DN65），单井集油支线 0.65km（DN76）。

管道试压用水量一般为充满整个管道容积的 1.2 倍，则本项目管道试压用水量约 34.4m^3，损耗约 10%，则试压废水量 31m^3，试压废水中主要污染物为悬浮物，悬浮物浓度值在 200mg/L 左右，回用于施工现场洒水降尘。

2.5.2.3 噪声污染源

施工期的噪声源主要是钻井过程发电机、钻机和各类泵的噪声以及地面工程建设过程中推土机、挖掘机等施工机械噪声。

施工期主要噪声源详见表 2.5-4。

表 2.5-4　施工期主要噪声源情况

序号	设备名称		数量	噪声强度（dB(A)）
1	钻井	钻机	1 台/队	90-110
		柴油机	3 台/队	95-100
		柴油发电机	2 台/队	100-105
		泥浆泵	2 台/队	80-90
2	地面工程建设	运输车辆	2 辆	80-95
		推土机	1 台	90-100
		挖掘机	2 台	80-95
		电焊机	1 台	90-100

2.5.2.4 固体废物

（1）钻井岩屑、泥浆

①钻井岩屑：本项目新钻井 3 口，均为水平井。钻井岩屑按照下式进行计算：

$$W=1/4\times л\times D^2\times h$$

式中：W—钻井岩屑排放量，m^3；

D—井的直径，m；

h—井深，m。

计算可知，3 口新钻井岩屑量为 502.47m^3。

②钻井泥浆：经调查，项目钻井期使用的泥浆体系，为环保水基泥浆，未添加磺化物。

钻井泥浆的排放量随井的深度而增加，其排放量计算采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式：

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

式中：V—排到地面上的泥浆量（m^3）；

D—井眼的平均直径（m）；

h—井深（m）。

计算得知：单井最大排放泥浆量约为 460.54m^3，则本项目泥浆总产生量为 1381.63m^3。

表 2.5-5　钻井岩屑及泥浆估算表

类型	结构	D 井眼直径（m）	h 深度（m）	W 单井岩屑量（m^3）	总岩屑量（m^3）	V 单井泥浆量（m^3）	总泥浆量（m^3）
新钻水平井 3 口	导眼	0.445	20	3.11	9.33	82.27	246.81
	一开	0.311	660	50.11	150.33	128.82	386.46
	二开	0.216	3120	114.27	342.81	249.45	748.36
合计		/	/	167.49	502.47	460.54	1381.63

（2）钻井废水

钻井液由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及下钻时泥浆流失物、泥浆循环系统渗透物组成。

根据类比调查，钻井液中主要污染物浓度见表 2.5-6。

表 2.5-6　钻井废水水质表

污染物	SS	COD	石油类	挥发酚	硫化物
浓度（mg/L）	2000～2500	3000～4000	60～70	0.1～0.2	0.2～0.3

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”，钻井液按固体废物分析，具体产排情况见下表。

表 2.5-7　石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	污染物指标	单位	排污系数	末端治理技术
钻井作业	钻井液	普通油井	≥3.5 千米进尺	固体废物	废弃钻井液	吨/百米	29.73	无害化处理/处置/利用
			2.5～3.5 千米进尺			吨/百米	21.43	
			≤2.5 千米进尺			吨/百米	18.81	

根据开发方案，本项目共新钻井 3 口井，为普通油井，新钻井总进尺 1.14×10^4m，故钻井作业废水每百米进尺排污系数为 29.73 吨，则废弃钻井液产生量约为 3389 吨。

（3）井下射孔压裂返排液

石油钻井完井时，用专用射孔器射穿油层套管、水泥环并穿透油层一定深度从而建立起油气流的通道。在此过程中须使用射孔液，以防止射孔时发生井喷、射孔堵塞、地层报害等事故或不良后果。

经调查，本项目射孔液的主要成分为氯化钠或氯化钾类无机盐类水溶液，加适量黏土稳定剂，单井排放的压裂液为 20～40m^3，总计排放最大量为 120m^3。

（4）施工土方

管线施工土方主要来自于埋地敷设管线开挖造成的土方。本项目新建埋地管线 4.56km，经类比计算，本项目共产生施工土方量为 4924m^3。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施。本项目不设置集中弃土场。

（5）钻井队生活垃圾

井场开发建设阶段，将有一部分人驻留在钻井、生产及建筑营地，常驻井场人员按 30 人计算，按 3 个井场一同施工，施工期 100 天，按每人每天产生生活垃圾 1.0kg 计算，则整个油田施工期间产生的生活垃圾为 9t。

结合工艺流程及生产运营过程中的副产物产生情况，根据《固体废物鉴别标

准 通则》（GB34330-2017）的规定，判断其是否属于固体废物，给出判定依据及结果，根据《国家危险废物名录》（2016），判定是否属于危险废物，见表 2.5-8，施工期项目固废的名称、类别、属性和数量等情况见表 2.5-9。

表 2.4-8　固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量（施工期）	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	钻井岩屑、泥浆	钻井	半固态	钙、镁等矿物、水	1884.1m^3	√	/	《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）
2	钻井液	钻井	液态	钙、镁等矿物、水	3389t	√		
3	井下射孔压裂返排液	井下射孔	液态	氯化钠或氯化钾等无机盐	120m^3	√	/	
4	施工弃土	管线施工	固态	土	4924m^3	√	/	
5	生活垃圾	施工生活	固态	食品废物、纸、包装材料等	9t	√	/	

表 2.4-9　项目施工期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量（施工期）	拟采取的处理处置方式
1	钻井岩屑、泥浆	一般工业固废	钻井	半固态	钙、镁等矿物、水	/	/	/	/	1884.1m^3	采用钻井不落地技术收集，一开和二开为非磺化水基泥浆，进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于铺筑井场、道路等
2	钻井液		钻井	液态	钙、镁等矿物、水	/	/	/	/	3389t	
3	井下射孔压裂返排液		井下射孔	液态	氯化钠或氯化钾等无机盐	/	/	/	/	120m^3	收集入罐，统一收集运至吉祥联合站污水处理系统处理
4	施工弃土		管线施工	固态	土	/	/	/	/	4924m^3	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施
5	生活垃圾		施工生活	固态	食品废物、纸、包装材料等	/	/	/	/	9t	集中收集，统一拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行填埋处理

2.5.2.5 生态影响

生态影响主要体现在井场、道路、管线及脱水站的建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。

本工程部署采油井 15 口，其中新钻井 3 口，新建单井站 1 座；新建脱水站 1 座，新建集输管线（埋地）4.56km；道路 6.2km。

本工程总占地面积 13.388hm^2，其中永久占地面积 5.98hm^2，临时占地面积 7.408hm^2，土地类型为裸地。

针对本项目建设内容的占地情况，分别从永久占地和临时占地两方面进行核算，详见表 2.5-10。

表 2.5-10　本项目占地情况一览表

序号	工程内容	占地面积（hm^2）			说明
		永久	临时	总占地	
1	采油井（10 口转产井、1 口老井、3 口新钻井）	1.68	2.52	4.2	单井永久占地控制在 30m×40m，新钻井施工总占地 80m×120m 转产井和老井的临时占地在钻井工程环评中已核算
2	集输管道（埋地）	/	3.648	3.648	4.56km，作业带宽度 8m
3	井场道路	2.79	1.24	4.03	简易砂石路面，长度 6.2km，路面宽度 4.5m，扰动宽度 2m
4	石树 1 块脱水站	1.195	/	1.195	1 座，脱水站占地 120m×85m，含站外水罐区和地磅
5	石树 101 单井站	0.315	/	0.315	1 座，由井场和拉油区组成
合计		5.98	7.408	13.388	/

2.5.2.6 施工期污染物排放情况汇总

综上所述，本项目施工期各种污染物汇总见表 2.5-11。

表 2.5-11 施工期污染物产生情况汇总

项目	工程	污染源	污染物	产生量（完钻后）	主要处理措施及排放去向
废气	井场	钻井废气	PM_{10}	0.79t	环境空气
			$PM_{2.5}$	0.79t	
			烃类	1.926t	
			CO	11.097t	
			NO_X	14.13t	
			SO_2	0.279t	

项目	工程	污染源	污染物	产生量（完钻后）	主要处理措施及排放去向
废水	井场	生活污水	废水量	765t	生活污水进入移动式卫生厕所
			SS	0.19t	
			COD	0.26t	
			氨氮	0.019t	
		管道试压废水	废水量	31t	回用于施工现场洒水降尘
			SS	0.0062t	
固体废物	井场	钻井岩屑、泥浆	/	1884.1m^3	采用泥浆不落地技术收集，一开和二开为非磺化水基泥浆，进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于铺筑井场、道路等
		钻井废水	/	3389t	钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置
		射孔压裂返排液	无机盐、水	120m^3	收集入罐，统一收集运至吉祥联合站污水处理系统处理
		施工土方	/	4924m^3	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施
		生活垃圾	/	9t	集中收集，统一拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行填埋处理
噪声	井场	柴油发电机	/	80～90	声环境
		钻机	/	80～90	
		泥浆泵	/	95～100	
	管道	施工机械	/	80～105	声环境

2.5.3 运营期污染源分析及污染物排放

2.5.3.1 废气污染物

运营期间，采油井场采用电加热，废气污染物主要为：油气集输、处理及储存过程无组织排放的烃类气体及伴生气放空的燃烧废气。

（1）油气集输无组织废气

本项目油气集输过程废气主要为无组织挥发性有机物。项目各采油平台采用电磁加热器（规格为 50kW/30kW /1.6MPa）集输工艺，油气集输采用密闭混合输送工艺，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量。

参照《环境影响评价实用技术指南（第二版）》（机械工业出版社）中提供的无组织排放源强估算系数，非甲烷总烃产生量为原料年用量或产品年产量的 0.1‰～0.4‰。本项目站外平台井来液管输进站，实现密闭集油，产污系数取 0.2‰，按新建产能 6.0×10^4t 计算，则非甲烷总烃排放量为 12t/a。

根据指南中的规定“本指南适用的挥发性有机物包括烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃的 C2～C12 非甲烷碳氢化合物，醛、酮、醇、醚、酯、酚等 C1～C10 含氧有机物，卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等几类 152 种化合物”可知：依据上述排放系数计算的 VOCs 量中不包含甲烷，对本工程而言，VOCs 的排放量基本等同于非甲烷总烃。

（2）储罐的大小呼吸

①石树 1 块脱水站：石树 1 块脱水站内设置了 3 具卸油缓冲罐（60m^3）和 5 具储油罐（60m^3），根据对国内同类企业原油、储油罐的大、小呼吸过程损失量的类比调查，确定油品在储运过程中蒸发损耗的烃类气体排放系数按原油损耗的 0.044%计算，原油产能按年产量最大 6×10^4t/a 计算，则烃类挥发量为 26.4t/a。

评价要求对于油品储运过程油气采用油气回收装置回收，确保油气回收率大于 97%。按回收率 97%计算，则石树 1 块脱水站储罐废气（即非甲烷总烃）排放量为 0.792t/a。

②石树 101 单井站：石树 101 单井站设置了 2 具储油罐（60m^3），按单个储罐大小呼吸计算：单座 60m^3 原油储罐“小呼吸”产生量为 0.18t/a，则 2 座储罐“小呼吸”产生量为 0.36t/a；单座 60m^3 原油储罐“大呼吸”产生量为 0.06t/a，则 3 座储罐“大呼吸”产生量为 0.12t/a。

单井拉油罐设计参数表，见表 2.5-12。

表 2.5-12　单个储油罐设计参数表

序号	储罐名称	周转周期	设计温度	介质	设备类型	储罐直径（m）	罐壁高度（m）	介质密度（kg/m^3）
1	60m^3 原油储罐	2d	≥55℃	原油	固定顶罐	5.2	3.2	881

（3）伴生气燃烧废气

本项目部署的 15 口采油井中，14 口井采用密闭集输，集输至石树 1 块脱水站内，经三相分离器分离出伴生气，经管道进入自动点火放空装置燃烧处理，火炬高度为 10m。

原油伴生气是一种与石油共生的天然气，主要成分是甲烷、含有少量的乙烷、丙烷、丁烷等，与天然气成分类似。伴生气是一种与石油共生的天然气，开采初期产生量较大，之后逐年递减，本区区块油层中本身不含硫化氢，由于项目开发，压入油层的压裂液和原油中含硫物质发生反应生成少量的硫化氢。本项目伴生气含硫量参照《天然气》（GB 17820-2018）中一类气含硫量（20mg/m^3）。

类比同区域采油井产气量，单井产气量约 23.04×$10^4$$m^3$（64$m^3$/d）。则本工程产气量 345.6×$10^4$$m^3$。

根据《排污申报登记实用手册》第 231 页的计算实例，完全燃烧 1m^3 的天然气产生的废气量为 10.89m^3，每燃烧 10000m^3 的天然气产生的 SO_2 为 1.5kg，每燃烧 10000m^3 的天然气产生的 NOx 为 6.3kg。

类比同区域采油井产气量，本次评价按 1 口井最大产气量 2.065 万 m^3/a 进行核算。

表 2.5-13　伴生气放散燃烧烟气排放情况一览表

工段	污染物	烟气量（万 m^3/a）	污染物排放情况			排放方式
			排放浓度 mg/m^3	排放速率 kg/h	排放量 t/a	
石树 1 块脱水站放散燃烧	SO_2	3763	13.76	5.9×10^{-5}	0.518	无组织排放
	NOx		57.88	0.00025	2.178	

2.5.3.2 废水污染物

本项目运营期废水主要包括井下作业废水、采出水和生活污水。

（1）井下作业废水

井下作业废水的产生是临时性的。主要是由油井洗井工段产生的。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”，井下作业洗井废水产排情况详见下表。

表 2.5-14　石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	末端治理技术去除效率
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	废水	工业废水量	吨/井	76	物理+化学+回注	100
					化学需氧量	克/井次	104525		
					石油类	克/井次	17645		

本项目均为非低渗透油井，作业区井下作业每 2 年 1 次，则井下作业废水中各污染物产生情况详见表 2.5-15。

表 2.5-15　井下作业废水产生及排放情况一览表

序号	污染物指标	产生量（t/次）	排放量	主要处理措施及排放去向
1	废水量	1140	0	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至吉祥联合站污水处理系统处理达标后，上清液回注含油层，底泥暂存在联合站，交由有资质的单位进行无害化处置
2	COD	1.56	0	
3	石油类	0.26	0	

（2）采出水

油藏采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，油田开发初期，采出液中含水率相对油田开发后期较低，但随着开采时间延长，采出液的含水率也会不断加大。

根据开发方案预测，运营期单日采出水最大为 380m^3，年产生量为 11.4×10^{4}m^3/a，依托吉祥联合站污水处理系统处理，处理后水质符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后，由联合站统一调配，回注含油层。

表 2.5-16　采出水处理前后水质表

采出水水质		污染物						
		pH	SS	COD	氨氮	石油类	挥发酚	硫化物
处理前	污染物浓度(mg/L)	7～8	860	1200	80	200	2.1	1.6
处理后	污染物浓度(mg/L)	7～8	25	150	25	10	0.5	1.0
	污染物排放量(t)	/	2.85	17.1	2.85	1.14	0.057	0.114

（3）生活污水

运营期工作人员计划 6 人，按每人每天用水量 100L 计算，则运营期生活用水量为 219t/a，按排污系数 0.85 计算，则生活污水排放量为 186t/a。

2.5.3.3 噪声污染源

运营期间噪声源主要噪声源为：

（1）站场生产设备的机械设备噪声，如风机、各类机泵等，排放特征是点源、连续。

（2）井场井下作业产生的作业噪声，如压裂、修井作业，排放特征是点源、间歇。

表 2.5-17　运营期噪声排放情况（单位：dB(A)）

噪声源名称		声级值	降噪措施	降噪效果
井场	井下作业 (压裂、修井等)	80～120	采用低噪声设备，局部加装隔声罩	30
站场	风机	95～100	选用低噪声设备、厂房隔声、加装消声器	25
	机泵	85～90	独立基础，加减震垫，采用软连接	25

2.5.3.4 固体废物

本工程运营期固体废弃物主要为井下作业的压裂液、洗井液等、清罐底泥、落地原油及生活垃圾。

（1）井下作业固体废物

井下作业产生的固体废物是临时性的。主要是由油井维修、大修、压裂等工段产生的。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”，井下作业产生的固体废物产排情况详见表 2.5-18。

表 2.5-18　石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称
井下作业	压裂液	非低渗透油井加砂压裂	所有规模	固体废物	废压裂液 (压裂返排液)	立方米/井	119.94	无害化处理/处置/利用
	洗井液	修井			废洗井液	吨/井	25.29	

本项目均为非低渗透油井，作业区井下作业每 2 年 1 次，各井下作业废液产生量为：废压裂液 1799.1m^3/次、废洗井液 379.35t/次。属于《国家危险废物名录（2021 年版）》中的 HW08 类危险废物。

井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废液，井下作业废液先运至

吉祥联合站的暂存池内，稳定后进入污水处理系统处理，处理达标的上清液回注含油层，底泥暂存在吉祥联合站，交由有资质的单位进行无害化处置。

井下作业废液（废压裂液、废洗井液）在联合站内处置属于《固体废物鉴别标准 通则》（GB 34330-2017）第 7 条中不作为液态废物管理的物质，因此本项目压裂返排液在联合站中进入废水处理系统处置不作为固体废物管理。

（2）清罐底泥（脱水站三相分离器排污）

清罐底泥产生量与油井的出砂情况有关，根据类比调查，油田开采的油泥(砂)产生量为 0.5～0.73t/万 t 原油，本工程最大产油量 6×10^4t/a 计算，油泥(砂)最大产生量为 4.38t/a。清罐底泥属于《国家危险废物名录（2021 年版）》中的 HW08 类危险废物，定期委托有资质的单位进行无害化处置。

（3）落地原油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本项目运行后共 15 口油井，落地油总产生量约 1.5t/a。

根据吐哈油田公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至石树 1 块脱水站卸油缓冲罐，进入原油处理系统进行处理。

（4）生活垃圾

运营期工作人员计划 6 人，按每人每天产生生活垃圾 1.0kg 计算，则运营期员工生活垃圾产生量为 2.19t/a。

结合工艺流程及生产运营过程中的副产物产生情况，根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）的规定，判断其是否属于固体废物，给出判定依据及结果，根据《国家危险废物名录》（2021 年版），判定是否属于危险废物，见表 2.5-19，运营期项目固废的名称、类别、属性和数量等情况见表 2.5-20。

表 2.5-19　固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量（t/a）	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	废压裂液、废洗井液	井下作业	液态	油/水混合物	2178.45 t/次	√	/	《国家危险废物名录》（2021年版）
2	清罐底泥	石树 1 块脱水站原油处理系统	半固态	油/水和烃/水混合物	4.38	√	/	
3	落地油	井下作业、阀门泄漏、管线破损等	液态	原油	1.5	√	/	
4	生活垃圾	日常办公、生活	固态	食品废物、纸、包装材料等	2.19	√	/	《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017）

表 2.5-20　项目运营期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量（t/a）	拟采取的处理处置方式
1	废压裂液、废洗井液	危险废物	井下作业	液态	油/水混合物	危险废物鉴别标准	毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	2178.45 t/次	作业单位自带回收罐回收作业废液，井下作业废液先运至吉祥联合站的暂存池内，稳定后进入污水处理系统处理，处理达标的上清液回注含油层，底泥暂存在吉祥联合站，交由有资质的单位进行无害化处置
2	清罐底泥		石树 1 块脱水站原油处理系统	半固态	油/水和烃/水混合物		毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	4.38	定期委托有资质的单位进行无害化处置。
3	落地油		井下作业、阀门泄漏、管线破损等	液态	原油		毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	1.5	作业单位 100%回收，回收后的落地原油运至石树 1 块脱水站原油处理系统进行处理
4	生活垃圾	生活垃圾	日常办公、生活	固态	食品废物、纸、包装材料等	/	/	/	/	2.19	集中收集，统一拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行填埋处理

2.5.3.5 运营期污染物排放情况汇总

综上所述，本项目运营期污染物产排情况汇总见表 2.5-21。

表 2.5-21　运营期产排污情况汇总（单位：t/a）

项目	工程	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	油气集输、石树 101 单井站	无组织废气	非甲烷总烃	12.48	12.48	无组织排放
	石树 1 块脱水站储罐废气	无组织废气	非甲烷总烃	26.4	0.792	采用油气回收装置回收，回收率>97%，处理后无组织排放
	伴生气放散燃烧废气	无组织废气	SO_2	0.518	0.518	无组织排放
			NOx	2.178	2.178	
废水	石树 1 块脱水站	采出水	废水量	114000	0	暂存至石树 1-1 平台污水罐区（配套 6 具橇装 60m³ 污水罐）；定期拉至吉祥联合站污水处理系统进行处理，达标后回注含油层
			SS	2.85	0	
			COD	17.1	0	
			氨氮	2.85	0	
			石油类	1.14	0	
			挥发酚	0.057	0	
			硫化物	0.114	0	
		生活污水	废水量	186	186	脱水站职工生活污水经自建化粪池+撬装埋地一体化污水处理装置（设计能力 0.5m³/h）处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准，回用于脱水站内的绿化等，不外排
			COD	0.0744	0.0279	
			SS	0.0558	0.0279	
			氨氮	0.00465	0.00465	
	井下作业	井下作业废水	废水量	1140	0	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至吉祥联合站污水处理系统处理达标后，上清液回注含油层，底泥暂存在联合站，交由有资质的单位进行无害化处置
			COD	1.56	0	
			石油类	0.26	0	
固体废物		废压裂液、废洗井液		2178.45	0	
	石树 1 块脱水站原油处理系统	清罐底泥		4.38	0	定期委托有资质的单位进行无害化处置
	井场	落地油		1.5	0	作业单位 100%回收，回收后的落地原油运至石树 1 块脱水站原油处理系统进行处理
	石树 1 块脱水站	生活垃圾		2.19	0	集中收集，统一拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行填埋处理

2.5.4 服役期满

服役期满后，对完成采油的废弃井，进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用；废弃建筑垃圾由施工单位运至指定位置进行处理。通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

2.6 清洁生产分析

本节对本项目钻井过程、运营期、原油集输及处理过程、管理等方面进行清洁生产分析。

2.6.1 清洁生产技术和措施分析

2.6.1.1 钻井过程的清洁生产工艺

（1）采取小井眼钻井工艺技术，减少固体废物的排放。

（2）在钻井、注水、防砂等钻采工艺中，采取防渗漏措施（下入表层套管），防止钻井化学药剂对地下水的污染。

（3）钻井过程中，采用钻井泥浆循环系统、泥浆泵冷却水循环系统、废油品回收专用罐、钻井废水循环回收罐等环保设施，最大限度减少污染物排放量。

（4）作业井场采用泥浆循环系统、废油品回收专用罐等环保设施，泥浆循环利用率（重复利用）达到 90%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。

具体做法如下。

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

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用；井队充分回收利用污水，泥浆泵、水刹车的冷却水循环使用，冲洗钻台等污水经防渗污水池（防渗材料：采用土工膜）沉淀处理后，打入污水循环回收罐循环使用。

③配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用

固相含量为最低，保证其性能优良，从而大大减少了废弃泥浆产生量。

④完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油、洗件油及其他油品全部清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

（5）采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

（6）设置井控装置（防喷器等），并采取了防止井喷和井漏的技术措施，以及防止井喷事故对环境造成污染影响。

（7）钻井废水、废钻井泥浆等采用钻井废弃物不落地达标处理技术，以避免对土壤和地下水环境造成污染影响。

2.6.1.2 原油集输及处理清洁生产工艺

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

（2）系统采用气液混输工艺，简化流程，方便操作。全密闭混合输送工艺能够减少投资，避免含油污水分散处理。

（3）油气集输采用密闭集输流程

在集输方案的设计上进行了优化，充分考虑和利用油藏的自然能量，确定合理的采油方式和油井回压。在集输流程上，油气从井口至计量站，再输送至处理站，采用密闭流程，降低了油气的损耗，减少烃类物质的挥发量，从而节约了能源，降低了对大气环境的污染影响。

（4）优化布局，减少建设用地

对井场及站场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。在集油区将油、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，避免切割沙漠，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。为减少风季产生的风蚀作用，在集油支线、电力设施底部地面敷设的地表采用芦苇草方格固沙屏障。

2.6.1.3 运营期井下作业清洁生产工艺

（1）在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发；计量站及管汇撬阀门、油泵等设备采用密闭性能可靠的装置，杜绝跑、冒、滴、漏现象发生。

（2）原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷

出。

（3）采油井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

（4）在井下作业过程中，对产生的井下作业废水采用循环作业罐（车）收集，运至吉祥联合站污水处理系统处理达标后，上清液回注含油层，节约了新鲜水的同时减少的外排；底泥暂存在废渣场，下一步交由有资质的单位进行无害化处置；井下作业过程中铺膜防止原油落地，对作业过程中散落的落地油，及时收集清运，拉运至石树 1 块脱水站原油处理系统进行处理。

2.6.1.4 节能及其它清洁生产措施分析

（1）采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

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

（3）采用先进、可靠的自动控制技术，提高生产运行参数的安全性、准确性。集油区采用自动化管理，实现无人值守，提高了管理水平。

2.6.1.5 建立有效的环境管理制度

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

本项目主要采取的环境管理措施如下：

（1）落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

（2）在钻井生产过程中，防止泥浆、污水外溢，发生外溢时及时清理，并恢复原貌。泥浆药品按照标准化管理规定妥善存放，如在装卸过程中发生散落要及时清理回收。

（3）井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；在采油过程中加强管理，对管线管线及井口设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

通过以上分析可以看出，本项目无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，

还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是该项目注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，并使废物在生产过程中转化为可用资源，最大限度的降低了工程对环境造成的污染。

2.6.2 清洁水平分析

（1）评价指标体系

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

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

清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 2.6-1～表 2.6-3。

（2）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：P_1——定量评价考核总分值；

n——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

Si——第 *i* 项评价指标的单项评价指数；

Ki——第 *i* 项评价指标的权重值。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：P_2——定性评价二级指标考核总分值；

Fi——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中：*P*——清洁生产综合评价指数；

P_1——定量评价指标考核总分值；

P_2———定性评价指标考核总分值。

表 2.6-1　钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	占地面积	hm^2	15	符合行业标准要求	13.388	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	20	15
（2）生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	95	5
（3）资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000-3000m； 3000m 以上	10	≥40%；≥50%；≥60%	本工程井深 3800m：钻井液循环率 90%	10
		柴油机效率	%	10	≥80	85	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
（4）污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30； 乙类区：≤35	29.73	10
		废弃钻井液产生量	m^3/100m 标准进尺	10	≤10	2.1	10
		柴油机烟气排放浓度	——	5	符合排放标准要求	符合《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	5
		石油类排放浓度	mg/L	5	≤10	项目废水不外排	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	项目废水不外排	5

定性指标					本工程	
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程指标	得分
（1）资源与能源消耗指标	15	钻井液消毒	可生物降解或无毒钻井液	10	一开：采用坂土钻井液； 二开：GRD 聚合物钻井液体系，钻井液密度控制在 1.30g/cm^3 以内。	10
		柴油消耗	具有节油措施	5	具有节油措施	5
（2）生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	国内领先	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备欠平衡技术	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	井下作业时带罐作业	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备了振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5
		井控措施	具备	5	具备	5
		有无防噪措施	有	5	有	5
（3）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	吐哈油田分公司建立有 HSE 管理体系	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		定制节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
（4）贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	废弃钻井泥浆采用钻井不落地技术收集，一开和二开为非磺化水基泥浆，进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于铺筑井场、道路等，符合相关法规要求	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5
		满足其他法律法规要求		5	满足	5

表 2.6-2　井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	1.8	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	0	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
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
（4）污染物产生指标	30	作业废液排放量	m^3/井次	10	≤3.0	0	10
		石油类排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		含油污泥排放量	m^3/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	m^3/井次	5	符合环保要求	符合	5

定性指标					本工程	
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程指标	得分
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	具备	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	具备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	废水、使用液、原油等可能落地处	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	井下作业时带罐作业	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	井下作业时带罐作业，落地原油运至石树 1 块脱水站原油处理系统进行处理	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	吐哈油田分公司建立了 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核		20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制订节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
（3）贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	满足其他法律法规要求	20

表 2.6-3　采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本工程	
						本工程指标	得分
（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	0.03	30
（2）资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	——	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	90	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
（3）污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	0	5
		COD	mg/L	5	乙类区：≤150	0	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5

定性指标									
一级指标	指标分值	二级指标					指标分值	本工程	
								本工程指标	得分
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5	井筒设施完好	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	有套管气回收装置	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施	10	井下作业时带罐作业	10
		采油方式			采油方式经过综合评价确定		10	注水采油	10
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	井场至脱水站为密闭混合输送工艺，脱水站设置了油气回收装置回收	10
（2）环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证					10	吐哈油田分公司建立了 HSE 管理体系并通过认证	10
		开展清洁生产审核，并通过验收					20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制定节能减排工作计划					5	制定有节能减排工作计划	5
（3）贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况					5	按要求执行	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况					5	按要求执行	5
		老污染源限期治理项目完成情况					5	已完成	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况					5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5

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 2.6-4。

表 2.6-4　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 2.6-1～表 2.6-3 计算得出：本工程钻井作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 94 分；综合评价指数平均得分 98 分，达到 P≥90，属于清洁生产先进企业。

2.6.3 清洁生产建议

本项目较好地考虑了清洁生产的要求，但为更好地、持续地进行清洁生产，针对钻井液循环率低的情况，提出以下建议。

（1）采用闭合泥浆循环系统。对钻井液性能进行四级净化，避免钻井液的频繁稀释及反复加药，这样可以使钻井液体积减小，耗药量降低，从而使完井后的废钻井液处理量降低。

（2）回收再利用：可以用机械方法将废弃泥浆转化为干粉再用，主要回收加重剂和少量钻屑及膨润土。老井钻井泥浆用于新井压井。

（3）搞好固井，防止固井工程事故，而增加钻井废液的排放量。

（4）提高钻井泥浆固相控制效率。钻井液密度是一项重要的性能指标，其必须控制在一定范围内。随着钻井液的重复使用，泥浆中的固相含量一般会逐渐升高，升至一定限度后必须加药加水重新调制，因此，提高钻井液固控系统的处理效率，控制钻井液中固相含量的升高，对减少钻井液的产生和排放量起着重要作用。

（5）提高钻井泥浆抑制能力，控制地层造浆。具体措施是采用具有抑制泥页岩水化作用的钻井液，抑制由于地层水向井筒浸渗而形成的表面造浆，从而减少在表层钻进时泥浆量的迅速增加。

（6）搞好钻井设计，合理选择井身结构、井眼尺寸及钻井技术。采用定向

井、丛式井组可节约井场占地，可以减少钻井过程对地貌的破坏。另外，丛式井在一个井场打多口井，可以提高泥浆和泥浆废水的重复利用率，减少钻井废水的排放量。钻水平井与取得相同产量的钻直井相比，可以减少钻井占地，节约钻井进尺，从而减少钻井液排放。分支井钻井是指在一口主井眼中钻两口或多口水平井。分支井在节约钻井进尺、减少能源消耗、提高钻井泥浆及废水的重复利用率，与水平井所起的作用相似。小井眼技术是指井眼直径不于常规井的钻井工艺。当钻井深度一定时，井眼直径越小，废钻井液的产生量越少。在可能的情况下，采用细孔井工艺会大幅度降低钻井废液产生量。

针对废洗井液产生指标高的情况，提出以下建议：利用井口出水压力降污水注入洗井车内进行净化处理，处理后的清水排入水箱，再用泵车注入井内，如此循环直至合格。

2.6.4 持续清洁生产

清洁生产是一个相对的概念，推行清洁生产是一个不间断的过程。作为业主应成立相应的组织机构（或由环保、安全等部门牵头，其它部门参加），依据有关环保法规和节能、节水规定，在工程的开发建设和生产运营中，制定相应的预防污染计划和措施，并根据企业的经营发展情况，有组织、有计划地安排和协调，有序地实行清洁生产；广泛收集新的工艺信息，国内外先进技术信息，清洁生产技术信息，不断地开发研究和应用新的清洁生产技术；同时还要不断地对员工进行培训，以提高他们对清洁生产的认识和自觉推行清洁生产的意识，把清洁生产持续地推向各个生产岗位。

由于清洁生产是一个相对的动态过程，因此，保持清洁生产的 P（计划）、D（实施）、C（检查）、A（改进）—持续改进是极其重要的。为了使清洁生产不间断的开展下去，必须做到以下几点：

（1）建立和完善清洁生产组织；

（2）建立和完善清洁生产管理制度；

（3）制定持续清洁生产计划。

企业要在生产运营中，制定相应的预防污染计划，有序地推行清洁生产，定期对清洁生产情况作出评价。

①全面评价企业生产全过程及其各个过程单元或环节的运行管理现状，掌握

运营过程的原材料、能源与产品、废物（污染物）的输入输出状况；

②分析识别影响资源能源有效利用，造成废物产生，以及制约企业生产效率的原因或“瓶颈”问题；

③产生并确定企业从产品、原材料、技术工艺、生产运行管理、以及废物循环利用等多途径进行综合污染预防的机会、方案与实施计划；

④不断提高企业管理者与广大职工清洁生产的意识与参与程度，促进清洁生产在企业的持续改进。

2.7 污染物排放总量控制

2.7.1 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。

2.7.2 污染物总量控制因子

根据国家环境保护总量控制要求，结合本项目污染特征，确定本项总量控制及考核因子如下：

（1）废气污染物

①总量控制指标：SO_2、NO_X；

②建议考核指标：非甲烷总烃；

（2）废水污染物：循环利用不外排；

（3）固体废物： 固废排放总量；

2.7.3 总量控制建议指标

（1）施工期

由于施工期的钻井作业集中于较短时间内，钻井期间排放的污染物将随钻井工程的结束而消亡，故不考虑对施工期间产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

根据工程分析，本项目运营期废气污染物主要为非甲烷总烃、SO_2、NO_X，均为无组织排放，无组织排放量估算量分别为 13.272t/a、0.518t/a、2.718t/a，本次环评建议本项目不核定污染物总量控制指标。

3 环境现状调查与评价

3.1 自然环境概况

3.1.1 地理位置

吉木萨尔县位于新疆维吾尔自治区东北部，天山山脉东段北麓，准噶尔盆地东南缘，地理坐标为东径 88°30′~89°30′，北纬 43°30′~45°30′之间，东同奇台县为邻，西与阜康市接壤，北与卡拉麦里山和富蕴相连，南以博格达山分水岭同吐鲁番市、乌鲁木齐县为界。县城西距自治区首府乌鲁木齐市 165km，距昌吉回族自治州首府昌吉市 200km，东离哈密市 550km，吐-乌-大高等级公路、国道 216 线及省道 303 线贯穿全境，交通便利。县域总面积 8848km^2。

石树 1 区块位于准噶尔盆地东部隆起石树沟凹陷，行政隶属昌吉州吉木萨尔县，南距吉木萨尔县城约 100km，西距离乌鲁木齐约 200km。区块中心坐标：　　。地理位置见图 2.3-1。

3.1.2 地形地貌

吉木萨尔县地势南北高、中间低，地貌可分为南部山区、中部平原、北部沙漠三种类型。南部山区为高山雪岭，北部为卡拉麦里山岭的低山残丘，两山之间是山前倾斜平原和低缓起伏的沙丘，最高点是二工河源头的雪峰，海拔 500m。

准噶尔盆地东部海拔为 1000m 左右，中部海拔在 600m 左右，西部艾比湖最低，海拔为 189m。中部是面积近 5×10^{4}km^2 的古尔班通古特沙漠，占盆地面积的 16.3%，是我国第二大沙漠。沙漠区海拔 360～400m，地表形态多表现为蜂窝状固定或半固定沙丘，其次为活动性链丘和新月形沙丘，沙丘链长度一般有百米至数公里不等，延伸方向随风向而异。准东区地势由东南向西北倾斜，地形平坦宽阔，地质构造条件较好，自然坡度约为 3-8‰。

项目区地貌上属卡拉麦里山南坡前山丘陵地冲洪积平原，主要为荒漠戈壁地貌类型。准东地区地处天山纬向构造体系凸弧形构造带的东翼，南部中低山区属天山地槽区北天山褶皱带，总地势南高北低。北有卡拉麦里山，南部靠近天山山脉，中部地势由东南向西北倾斜，东西高差较大。东部、西部和南部均为沙漠区。

3.1.3 地质概况

项目区所在区域属于准噶尔坳陷区，从石炭系到第四系均有出露，泥盆系、石炭系主要分布在卡拉麦里山的低山丘陵区，主要岩性为火山岩、碎屑岩等。二叠系、三叠系在项目区内有出露，白垩系仅在北部卡拉麦里低山丘陵西侧及南部的沟谷中有零星出露，其它地段未见该层出露。第四系广布于山前及平原地带。

3.1.4 气候、气象

吉木萨尔地处欧亚大陆的腹地，远离海洋属典型的温带大陆性干旱气候。其特点为：日照充足，热量丰富，气温变化大，降水少，蒸发大，气候干燥；春季增温快，此时多风，多冷空气入侵；夏季干热；秋季凉爽；冬季寒冷漫长。

春季通常在 3 月下旬开春。升温迅速而不稳，天气多变，平均每月有一到两次强冷空气入侵，使气温变化幅度较大，降水增多。夏季炎热干燥，空气湿度小，无闷热感，多阵性风雨天气，降水较多。秋季秋高气爽，晴天日数最多。平均每月有一到两次强冷空气入侵，使得气温下降迅速。冬季严寒而漫长，有稳定积雪，空气湿度明显加大。冬季上空多有逆温形成，平均风速为四季最小。

表 3.1-1　吉木萨尔气象站常规气象项目统计（2001-2020 年）

统计项目		统计值
多年平均气温（℃）		8.1
累年极端最高气温（℃）		38.9
累年极端最低气温（℃）		-26.0
多年平均气压（hPa）		933.8
多年平均水汽压（hPa）		6.3
多年平均相对湿度（%）		55.4
多年平均降雨量（mm）		193.5
灾害天气统计	多年平均沙暴日数（d）	1.0
	多年平均雷暴日数（d）	5.4
	多年平均冰雹日数（d）	0.0
	多年平均大风日数（d）	10.7
多年实测极大风速（m/s）、相应风向		24.4 WNW
多年平均风速		1.8

统计项目	统计值
多年主导风向、风向频率（%）	WNW 12.6%
多年静风频率（风速≤0.2m/s）（%）	10.5

3.1.5 水文及水文地质

3.1.5.1 河流水系

吉木萨尔县境有大小河流 10 条，南部山区 7 条，平原区 3 条。自西向东分别为二工河、西大龙口河、小龙口河、新地沟、水溪沟、渭户沟、东大龙口河、吾塘沟、贡开沟、白杨河等。

项目地处准噶尔盆地东部荒漠，所在区域内无地表河流，季节性降雨也无法形成大的洪水，无坎儿井，无常年地表径流。

3.1.5.2 区域水文地质

项目所在区域为准东地区，属于卡拉麦里平原区地下水子系统，该区上部为第四纪孔隙潜水，下部为第三系裂隙孔隙层间水，上部潜水的北部地下水由北向东西南流向，南部的地下水由东南向北西流向，总流向为北西向，以人工开采和蒸发的方式进行排泄。 埋深在 200m 以内的局部地区有极稀少的浅层地下水分布，但其硫酸盐含量极高，不宜开发利用。埋深在 200m 以下的第三纪地层中局部地区有少量的裂隙承压水，其量小质差，不宜大量开采和直接利用。

3.1.6 地震

根据《中国地震烈度区划图》（50 年超越概率 10%），项目区域地震烈度为Ⅵ度。

3.2 环境空气现状调查与评价

3.2.1 项目所在区域环境质量达标情况

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），“依据评价所需环境空气质量现状、气象资料等数据可获得性、数据质量、代表性等因素，选择近 3 年中数据相对完整的 1 个日历年作为评价基准年”。对于项目所在区判定，导则中指出“优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告书中的数据或结论”。

根据吉木萨尔县环境空气质量监测站点（E 89.1765°、N 43.9979°）2020 年环境质量数据，PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年均值不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，故项目所在区域为不达标区。

表 3.2-1　基本污染物环境质量现状

污染物	评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	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	19	40	47.50	达标
PM_{10}	年平均质量浓度	78	70	111.43	超标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	48	35	137.14	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	0.6 mg/m3	4 mg/m3	15.00	达标
O_3	最大 8 小时平均第 90 百分位数	67	160	41.88	超标

3.2.2 特征因子补充监测

本次大气环境质量补充监测特征因子委托新疆天熙环保科技有限公司进行监测。

3.2.2.1 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，在项目所在地及主导风向下风向 5km 范围内各设置 2 个监测点进行补充监测，详见表 3.2-2 和图 3.2-1 所示。

表 3.2-2　项目大气现状监测点相对位置

标号	监测点位名称	监测点位坐标	相对位置关系	监测因子
G1	项目所在地		——	非甲烷总烃
G2	区块下风向		下风向 2.2km	

3.2.2.2 监测因子

补充监测因子均为特征污染物，为非甲烷总烃。监测时同步记录监测期间气象条件（风向、风速、气温、气压、稳定度等常规气象参数值）。

3.2.2.3 监测时间及频次

非甲烷总烃监测时间为 2021 年 11 月 11 日至 11 月 17 日共 7 天，每天监测 4 次小时平均浓度，每小时至少有 45min 采样时间。采样时间及频次见表 3.2-3。

表 3.2-3　各污染物采样时间及频率

污染物名称	采样频率	采样时段	采样时间
非甲烷总烃	一次采样		

3.2.2.4 监测及分析方法

监测分析方法均按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及国家环保局颁发的《环境监测技术规范》（大气部分）、《空气和废气监测分析方法》的有关要求进行。具体见表 3.2-4。

表 3.2-4　监测方法

序号	监测项目	监测方法	检出限
1	非甲烷总烃	气相色谱法（HJ604-2017)）	0.07mg/m^3（以碳计）

3.2.2.5 现状质量监测结果及评价

（1）评价方法

采用单因子标准指数法。

$$I_{ij}=\frac{C_{ij}}{C_{si}}$$

式中：I_{ij}—i 指标 j 测点指数；

C_{ij}—i 指标 j 测点监测值（mg/m^3）；

C_{si}—i 指标二级标准值（mg/m^3）。

（2）评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》（GB16297-1996）中监控点无组织排放监控浓度限值 2.0mg/m^3 进行评价。

（3）评价结果

监测时间段大气环境现状监测结果见表 3.2-5。

表 3.2-5　项目特征污染物监测结果汇总

监测点位	监测点坐标/m		污染物	平均时间	评价标准/mg/m^3	监测浓度范围/mg/m^3	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
	X	Y							
G1	679641	4961562	非甲烷总烃	1h	2.0		46	——	达标
G2	683299	4960994		1h	2.0		40	——	达标

由表 3.2-5 监测结果可知，评价区域内各监测点非甲烷总烃小时浓度值在 0.25~0.92mg/m^3 之间，符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”2.0mg/m^3 标准，未出现超标现象，评价区域现状环境空气质量较好。

3.3 水环境现状调查与评价

项目评价区域内无地表水域、无地下水井和坎儿井的分布。因此，本次环评仅对评价区域地下水质量进行现状监测与评价。

3.3.1 现状监测

本次环评地下水现状引用：

（1）《新疆盛鼎龙新材料科技有限责任公司 2500 吨/年高效偶联剂 5000 吨/年甲基苯基硅油及 3 万吨/年硅酮胶项目》委托新疆锡水金山环境科技有限公司于 2020 年 10 月 22 日进行监测的 5 个地下水监测点位中的两个点位（项目区 1#、项目区 3#）的监测数据。

（2）《乌鲁木齐准东产业园控制性详细规划环境影响报告书》委托新疆天熙环保科技有限公司于 2021 年 5 月 10 日进行监测的 3 个地下水监测点位中的监测数据。

3.3.1.1 引用监测点位

引用监测点位均于准东地区，具体引用监测点位布置及监测项目见表 3.3-1 及图 3.3-1。

表 3.3-1　地下水环境监测点布置

编号	监测点位坐标	与项目区位置相对关系	监测点类型	监测因子
GW1		项目区上游	水质、水位	水位、pH 值、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、氟化物、砷、汞、六价铬、铅、镉、铁、锰、石油类、氯化物、硫酸盐、K+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-
GW2		项目区上游		
GW3		项目区两侧		
GW4		项目区两侧		
GW5		项目区下游		

表 3.3-2　引用监测点位与本项目监测点位的对应关系

本项目监测点位	引用监测点位	
	监测点位	引用报告
GW1		《乌鲁木齐准东产业园控制性详细规划环境影响报告书》
GW2		
GW5		
GW3		《新疆盛鼎龙新材料科技有限责任公司 2500 吨/年高效偶联剂 5000 吨/年甲基苯基硅油及 3 万吨/年硅酮胶项目》
GW4		

3.3.1.2 监测项目

监测项目：pH 值、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、氟化物、砷、汞、六价铬、铅、镉、铁、锰、石油类、氯化物、硫酸盐、K+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-，同时记录井深、地面高程、现场 GPS 定位、水温、水位。

3.3.1.3 监测时间及频次

GW1、GW2、GW5 监测时间为 2021 年 5 月 10 日，监测 1 次。

GW3、GW4 监测时间为 2020 年 10 月 22 日，监测 1 次。

3.3.1.4 采样及分析方法

监测采样技术方法按照《中华人民共和国环境保护行业标准地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）以及《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）规范规定的方法进行。

3.3.2 现状质量监测结果及评价

3.3.2.1 采样及分析方法

监测采样技术方法按照《中华人民共和国环境保护行业标准地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）及《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）规范规定的方法进行。

3.3.2.2 现状质量监测结果及评价

（1）评价标准

采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准限值对地下水水质进行评价。

（2）评价方法

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），地下水水质现状评价采用标准指数法进行评价。标准指数>1，表明该水质因子已超过了规定的水质标准，指数值越大，超标越严重。标准指数计算分为以下两种情况：

1）对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算方法如下：

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

式中：P_i—第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i—第 i 个水质因子的监测浓度值（mg/L）；

C_{si}—第 i 个水质因子的标准浓度值（mg/L）。

2）对于评价标准为区间值得水质因子（如 pH 值），其标准指数计算方法如下：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \left(pH \le 7.0\right)$$

$$P_{pH,j}=\frac{pH_j-7.0}{pH_{su}-7.0}\left(pHj>7.0\right)$$

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—地下水水质标准中规定的 pH 值下限；

pH_{su}—地下水水质标准中规定的 pH 值上限。

（3）监测结果及评价

评价区域地下水水质监测统计结果见表 3.3-3。

由表 3.3-3 监测结果可知：GW3、GW4 监测点位地下水各项指标均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准要求；GW1、GW2、GW3 监测点位的总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、钠均有不同程度的超标，其余各项监测指标满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类水标准的要求。超标主要和所在区域地质环境有关，该地区分布的地下水类型主要为 C1-SO_4-Na 型。

表 3.3-3　引用地下水监测点监测及评价结果（单位：mg/l，pH 值无量纲）

项目	标准值	GW1		GW2		GW3		GW4		GW5	
		监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数
pH	6.5-8.5										
总硬度	≤450										
溶解性总固体	≤1000										
耗氧量	≤3.0										
氨氮	≤0.5										
硝酸盐氮	≤20										
亚硝酸盐氮	≤1.0										
挥发酚	≤0.002										
氰化物	≤0.05										
氟化物	≤1.0										
砷	≤0.01										
汞	≤0.001										
六价铬	≤0.05										
铅	≤0.01										
镉	≤0.005										

项目	标准值	GW1		GW2		GW3		GW4		GW5	
		监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数
铁	≤0.06										
锰	≤0.1										
石油类	≤0.05										
氯化物	≤250										
硫酸盐	≤250										
钾	——										
钠	——										
钙	——										
镁	——										
碳酸根	——										
重碳酸根	——										
地下水位深度（m）	——										

由表 3.3-4 监测结果可知：评价区域地下水 GW1 井硫酸盐和氟化物超标；除此之外其他各项指标均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准要求。

GW1 井硫酸盐和氟化物超标主要原因是该地区分布的地下水类型主要为 SO_4·HCO_3-Ca·Na 型，地下水矿化度范围 1g/L～10g/L，监测的是浅层地下水水质，因地下水埋深浅，气候干旱，地下水径流过程伴随着蒸发浓缩和土壤盐渍化造成水中含盐量升高，导致超标属于正常现象。

3.4 声环境现状调查与评价

3.4.1 现状监测

（1）监测布点

结合评价范围、环境功能区划分布，在本项目井区边界设 4 个监测点进行实测，监测点位图见图 3.4-1。

所有监测点设在场地红线外一米。

表 3.4-1　噪声监测点布置一览表

标号	监测点位	监测点位坐标	监测因子
N1	区块边界北		LAeq
N2	区块边界东		LAeq
N3	区块边界南		LAeq
N4	区块边界西		LAeq

（2）监测日期、频率

2021 年 11 月 18 日至 19 日进行了现场监测，连续两天，每天昼间、夜间各监测 1 次，每次 20 分钟。

（3）监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）和《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中有关规定执行。

3.4.2 现状质量监测结果及评价

其监测结果见表 3.4-2。

表 3.4-2 声环境质量现状监测及评价结果（单位：dB(A)）

测点序号	测量时段	等效 A 声级 dB(A)		平均值 dB(A)	评价标准	超标率
		11 月 18 日	11 月 19 日			
N1	昼间	41.8	37.2	40.08	60	0
	夜间	42.7	38.2	41.01	50	0
N2	昼间	40.3	36.4	38.77	60	0
	夜间	40.5	37.4	39.22	50	0
N3	昼间	39.4	37.6	38.59	60	0
	夜间	39.6	36.1	38.19	50	0
N4	昼间	41.3	37.8	39.89	60	0
	夜间	38.5	35.7	37.32	50	0

由监测结果可以看出，评价区域各监测点在监测期间昼夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096–2008）2 类标准要求，无超标现象，说明区域声环境质量较好。

3.5 土壤环境现状调查与评价

（1）监测点位及监测因子

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的要求布设监测点。现状监测点位图见图 3.4-1，监测项目见表 3.5-1。

（2）监测时间及频次

2021 年 11 月 19 日在各监测点采样一次。

（3）采样要求

①表层样：在 0~0.2m 处取样。

②柱状样：在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 处分别采样。

（4）监测分析方法

①占地范围内建设用地：按 GB36600-2018 表 3 土壤污染物分析方法执行。

②占地范围外调查范围内戈壁：参照 GB36600-2018 表 3 土壤污染物分析方法执行。

（5）监测结果及评价

土壤环境质量现状监测统计结果见表 3.5-2、表 3.5-3。

表 3.5-1 土壤环境现状监测点位

标号	布点位置	相对位置	土地性质	取土样类型	取样深度	选点依据	监测点位坐标	监测因子
D1	脱水站	占地范围内	建设用地	表层样	0～0.2m	可能受影响最重的区域		GB36600-2018 表 1 中的基本项目（45 项）、pH、石油烃、土壤含盐量
D2	2-1 平台	占地范围内	建设用地	柱状样	0～3m	可能发生渗漏的区域		pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍及石油烃、土壤含盐量
D3	2-2 平台	占地范围内	建设用地	柱状样	0～3m	可能发生渗漏的区域		
D4	2-3 平台	占地范围内	建设用地	柱状样	0～3m	可能发生渗漏的区域		
D5	土壤背景样	占地范围外	戈壁	表层样	0～0.2m	受人为扰动较少的土壤背景样		GB36600-2018 表 1 中的基本项目（45 项）、pH、石油烃、土壤含盐量
D6	地表漫流上游	占地范围外	戈壁	表层样	0～0.2m	可能受地面漫流途径影响		pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃、土壤含盐量

表 3.5-2　建设用地土壤检测结果表（全测样）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	监测值		筛选值	管控值
		D1(0-0.2m)	D5(0-0.2m)		
重金属和无机物					
1	砷			60	140
2	镉			65	172
3	铬（六价）			5.7	78
4	铜			18000	36000
5	铅			800	2500
6	汞			38	82
7	镍			900	2000
挥发性有机物					
8	四氯化碳	ND	ND	2.8	36
9	氯仿	ND	ND	0.9	10
10	氯甲烷	ND	ND	37	120
11	1,1-二氯乙烷	ND	ND	9	100
12	1,2-二氯乙烷	ND	ND	5	21
13	1,1-二氯乙烯	ND	ND	66	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	596	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	54	163
16	二氯甲烷	ND	ND	616	2000
17	1,2-二氯丙烷	ND	ND	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	10	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	6.8	50
20	四氯乙烯	ND	ND	53	183
21	1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	2.8	15
23	三氯乙烯	ND	ND	2.8	20
24	1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	0.5	5
25	氯乙烯	ND	ND	0.43	4.3

序号	污染物项目	监测值		筛选值	管控值
		D1(0-0.2m)	D5(0-0.2m)		
26	苯	ND	ND	4	40
27	氯苯	ND	ND	270	1000
28	1,2-二氯苯	ND	ND	560	560
29	1,4-二氯苯	ND	ND	20	200
30	乙苯	ND	ND	28	280
31	苯乙烯	ND	ND	1290	1290
32	甲苯	ND	ND	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	ND	ND	570	570
34	邻二甲苯	ND	ND	640	640
半挥发性有机物					
35	硝基苯	ND	ND	76	760
36	苯胺	ND	ND	260	663
37	2-氯酚	ND	ND	2256	4500
38	苯并[a] 蒽	ND	ND	15	151
39	苯并[a] 芘	ND	ND	1.5	15
40	苯并[b] 荧蒽	ND	ND	15	151
41	苯并[k] 荧蒽	ND	ND	151	1500
42	䓛	ND	ND	1293	12900
43	二苯并[a,h] 蒽	ND	ND	1.5	15
44	茚并[1,2,3-cd] 芘	ND	ND	15	151
45	萘	ND	ND	70	700
其他项目					
46	石油烃			4500	9000

注：ND 表示未检出。

表 3.5-3　建设用地土壤检测结果表（特征因子）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	监测值										筛选值	管控值
		D2 (0-0.5m)	D2 (0.5-1.5m)	D2 (1.5-3m)	D3 (0-0.5m)	D3 (0.5-1.5m)	D3 (1.5-3m)	D4 (0-0.5m)	D4 (0.5-1.5m)	D4 (1.5-3m)	D6 (0-0.2m)		
重金属和无机物													
1	砷											60	140
2	镉											65	172
3	铬（六价）											5.7	78
4	铜											18000	36000
5	铅											800	2500
6	汞											38	82
7	镍											900	2000
其他项目													
8	石油烃											4500	9000

根据监测结果，项目建设场地及占地范围外评价区的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

3.6 生态环境现状调查与评价

3.6.1 生态系统调查与评价

3.6.1.1 生态功能定位

（1）在《全国生态功能区划》中的定位

根据《全国生态功能区划（2015 年修编）》，全国共划出生态功能区 242 个，其中包括生态功能 3 大类（即生态调节功能区、产品提供功能区和人居保障功能区）和生态功能 9 大类型（即水源涵养、生物多样性保护、土壤保持、防风固沙、洪水调蓄、农产品提供、林产品提供、大都市群、重点城镇群）。

根据分析，项目区属于生态调节大类、生物多样性保护类型、准噶尔盆地东部生物多样性保护与防风固沙功能区（I-02-42）。

表 3.6-1　项目区域在全国生态功能区划中具体情况

生态功能大类	生态功能类型	生态功能区	主要生态问题	生态保护主要措施
Ⅰ生态调节功能区	Ⅰ-02 生物多样性保护功能区	Ⅰ-02-42 准噶尔盆地东部生物多样性保护与防风固沙功能区（全国重要生态功能区）	该区以荒漠植被为主，生态环境非常脆弱，一旦遭到人为破坏就很难恢复。这里有我国最大的整装煤田，煤炭的开发造成大片宝贵的植被被破坏，同时未经处理的工业垃圾和生活垃圾直接堆砌在荒漠里，导致环境污染	①加强自然保护区的建设，加大保护力度；②改善灌溉基础设施，发展节水农业，控制种植高耗水作物，提高水资源利用效益；③加强煤炭、油、气资源开发利用管理，实现资源开发与荒漠生态保护的双赢

（2）在《新疆生态功能区划》中的定位

根据《新疆生态功能区划》，新疆生态功能区划采用生态区、生态亚区、生态功能区三级分区系统。根据地貌特点、温湿状况和典型生态系统类型，将全疆划分为 5 个生态区，18 个生态亚区，同时根据生态服务功能重要性与生态环境敏感性，在生态亚区内再续分生态功能区，全疆共划分出 76 个生态功能区。

根据分析，项目所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ$_4$准噶尔盆地东部荒漠、野生动物保护生态亚区—24.将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区。其生态功能见表 3.6-2，项目与新疆生态功能区划位置关系见图 1.8-2。

表 3.6-2　项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属行政区	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区							
Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区	Ⅱ$_4$准噶尔盆地东部灌木荒漠野生动物保护生态亚区	24.将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区	富蕴县、青河县、吉木萨尔县、奇台县、木垒县	①生物多样性和景观多样性维护；②煤炭资源	硅化木风化与偷盗破坏、野生动物生境破碎化、风蚀危害、煤炭自燃及开发造成生态破坏与环境污染	①生物多样性及其生境高度敏感；②土壤侵蚀极度敏感；③土地沙漠化高度敏感；④土壤盐渍化高度敏感	①保护硅化木林；②保护野生动物；③保护魔鬼城自然景观；④保护煤炭资源；⑤保护砾幕	①减少人类干扰；②加强保护区管理；③加强煤炭灭火与规范开采	加强保护区管理，促进自然遗产与生物多样性的保护

（3）在《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》和《新疆维吾尔自治区人民政府关于全疆水土流失重点预防保护区、重点监督区、重点治理区划分的公告》中的定位

①根据《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》、《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》，项目区属于“国家级水土流失重点预防区”。

②根据《新疆自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4 号），项目区属于“自治区级水土流失重点治理区”。项目应进一步加强水土保持工作，加大对水土保持事业的投入，加快防治步伐，严格按照开发项目必须编制水土保持方案的规定，搞好建设项目水土保持方案实施工作，控制人为活动造成新的水土流失。

3.6.1.2 生态系统及其服务功能调查与评价

（1）生态系统类型

项目区所处区域属于荒漠生态系统，主要由荒漠灌木、半灌木、小灌木、荒漠草本植物，荒漠野生动物及其栖息地，戈壁砾幕层、裸土地、地表冲沟构成。

该区域干旱、缺乏水分，地表呈现大片由砾幕层覆盖的裸土地被少量地表冲沟分隔，植被稀疏且种类单调集中分布在冲沟沿线，生物量较小，地上分布大量有蹄类野生动物，地下层栖息有少量穴居荒漠野生动物，生物多样性相对单一，生产力不高，生态系统内物质循环和能量流动过程较慢。

（2）生态系统服务功能重要性

由于项目区所处荒漠生态系统，结合所在地生态功能区划，其主要服务功能重要性包括防风固沙、水土保持及生物多样性保护。

①防风固沙重要性

项目区荒漠生态系统中，由于荒漠植被多沿地表冲沟分布，因此冲沟沿线防风固沙能力相对较强；戈壁砾幕层也相对稳定，其以古老火成岩为基底，经历强烈的剥蚀作用，砾石表面具黑褐色的荒漠漆皮，在未经人为破坏的情况下也具有一定防风固沙能力；遭受破坏的植被分布区及砾幕层，逐渐演化为小面积沙漠或裸土地，几乎无防风固沙功能。

②水土保持重要性

项目区荒漠生态系统的水土保持能力普遍较低，主要是由于区域风力侵蚀力较强。

③生物多样性保护重要性

项目区荒漠生态系统，由于荒漠植被多沿地表冲沟分布，野生动物多以此为休憩区、引水区与取食区，取食和迁徙过程中已在此留下粪便，粪便中有机质进入土壤有利于植被生长，在局地形成生物化学循环，因此冲沟沿线区域生物多样性保护能力较强，戈壁砾幕区几乎无植被覆盖，仅可见动物迁徙，难以提供栖息环境，生物多样性保护能力较弱。

（3）生态系统服务功能敏感性

由于项目区所处荒漠生态系统，结合所在地生态功能区划，其主要服务功能敏感性包括土地沙化及气候变化。

①土地沙化敏感性

项目区荒漠生态系统中，遭受破坏的植被分布区及砾幕层土地沙化敏感性强，土壤质地多为沙质，极易受到风蚀影响；戈壁砾幕层也相对稳定，土地沙化敏感性相对略低，主要是由于区域土壤质地多为基岩，受风蚀的影响较小；由于荒漠植被多沿地表冲沟分布，因此冲沟沿线土地沙化敏感性较低。

②气候变化敏感性

项目区荒漠生态系统中植被覆盖与生长季、夏季气温变化呈显著负相关，与生长季、夏季降水变化相关性不强，与生长季、夏季潜在蒸散情况变化呈显著负

相关，与生长季、夏季湿润指数变化相关性不强。表明项目区荒漠生态系统的植被覆盖受到水热条件共同调节，尤其是受到水分条件的控制。同时，气温升高、蒸散作用增强可能使得水分亏缺更为严重，影响了植被生长。

3.6.2 植被与植物资源现状调查与评价

3.6.2.1区域植被区划

根据《中国植被区系与植被地理》，区域属于Ⅶ温带荒漠区域—ⅦA 西部荒漠亚区域—ⅦAi-1 准噶尔盆地小半乔木、半灌木荒漠区。

区域分布着由盐生假木贼等为主组成的小半灌木荒漠，土壤为薄层的淡棕钙土和灰漠土，机械组成通常含较多的沙砾，因风蚀等原因地表常覆盖着一些砾石。群落中盐生假木贼常单独占优势，种类组成比较少，伴生植物有小蓬、木地肤、角果藜、叉毛蓬、盐生草、刺果鹤虱、东方旱麦草、四齿芥、独行菜等。在沙质土上还常见沙拐枣、驼绒藜、沙生针茅、小车前、小胡卢巴等。群落优势层高度一般不足 20cm，总盖度通常不足 20%。古尔班通古特沙漠主要为固定和半固定沙丘，其东缘分布少量半流动沙丘。梭梭荒漠分布于固定沙丘、丘间平沙地和盐化沙壤质或壤质土上，地下水位通常在四五米以下，物种组成可达 50 种，群落盖度为 20%~50%。白梭梭荒漠分布于流动、半流动或半固定沙丘的顶部及向风坡的中上部，群落盖度 15%~30%。驼绒藜荒漠分布在沙漠东北部缓起伏固定、半固定沙丘和平坦的沙壤质土上，地下水位一般在 5m 以下，群落盖度通常在 25%以上。东疆沙拐枣荒漠分布于沙漠东南部半固定沙丘的迎风坡，群落盖度约为 20%。红果沙拐枣(*Calligonum rubicundum*)分布在沙漠北缘的半流动沙丘，盖度约 15%。蛇麻黄荒漠分布在固定、半固定沙丘的斜坡中下部及丘间窝状沙地，盖度一般大于 30%。准噶尔无叶豆 (*Eremosparton songoricum*) 荒漠分布在沙漠中半固定或半流动沙丘的迎风破和风蚀谷地侧坡。白茎绢蒿荒漠分布在缓起伏沙地和低缓沙垄向平地过渡的坡脚。沙蒿荒漠分布在半固定沙垄顶部和迎风坡中上部，盖度约 20%。上述群落常见的伴生种囊果薹草、沙米、弯角四齿芥(*Teracme recurvata*)、角果藜以及小果白刺、柽柳灌丛和胡杨林等。

区域生态系统相对脆弱，一方面是超载放牧，另一方面是矿产开发、油气勘探、工业发展和道路建设等对维持生态系统的稳定极为不利，大量的围栏封育也极大地限制了野生动物的活动。

3.6.2.2区域自然植被概况

经资料调查和现场踏勘，项目评价区域内植被大类均为荒漠植被，以强旱生的小半灌木最为普遍，常见的植物有 6 科、10 属、10 种，主要分布在砾石戈壁区。具体植物物种名录见表 3.6-3。

根据《国家重点保护野生植物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（第一批），重点保护的植物 3 种，梭梭、白梭梭、膜果麻黄均为自治区Ⅰ级保护植物。梭梭、白梭梭在评价区域为重要建群种，对防风固沙有很重要的意义。

表 3.6-3　评价区常见植物物种名录

序号	中文名	拉丁学名	科属特征	
			科	属
1	盐生假木贼	*Anabasis salsa*	藜科	假木贼属
2	珍珠猪毛菜	*Salsola passerina*	藜科	猪毛菜属
3	白梭梭	*Haloxylon persicum*	藜科	梭梭属
4	盐爪爪	*Kalidium foliatum*	藜科	盐爪爪属
5	多枝柽柳	*Tamarix ramosissima*	柽柳科	柽柳属
6	骆驼刺	*Alhagi sparsifolia*	豆科	骆驼刺属
7	膜果麻黄	*Ephedra przewalskii*	麻黄科	麻黄属
8	角果藜	*Ceratocarpus arenarius*	藜科	角果藜属
9	沙拐枣	*Calligonum mongolicum*	蓼科	沙拐枣属
10	小果白刺	*Nitraria sibirica*	蒺藜科	白刺属

3.6.2.3油田区块自然植被概况

油田勘探开发区、油区外围道路及防洪设施区域，只有零星植被分布（覆盖度小于 5%），经现场勘查辨认主要以骆驼刺、盐生假木贼、猪毛菜等荒漠植物为主，偶见梭梭、膜果麻黄、白梭梭。绝大部分地段很少或根本无植物生长，为戈壁，地表大面积裸露，景观单调，项目区的植被利用价值低。项目区植被类型见图 3.6-1。

3.6.3 野生动物现状调查与评价

按中国动物地理区划分级标准，评价区域动物区系古北界、中亚亚界、蒙新区、准噶尔亚区、准噶尔盆地省。

通过访问调查和现场踏勘，结合区域科学考察报告等资料，目前区域野生动物（兽类、鸟类、爬行类和两栖类）约有 20 余种，以耐旱荒漠种为主，主要有子午沙鼠、五趾跳鼠、快步麻蜥、百灵等，偶有大型脊椎动物蒙古野驴（*Equushemionus*）、普氏野马（*Equusprzewalskii*）、鹅喉羚（*Gazellasubgutturosa*）活动。

由于准噶尔盆地严酷的气候条件，不仅酷热，而且极为干旱，植被盖度极低，所以野生动物种类并不丰富。近年来，准噶尔盆地荒漠中各种大型动物资源数量显著减少，且多集中在卡拉麦里山有蹄类自然保护区。

评价区自然保护区外的区域环境相对恶劣，气候干旱，植物稀疏，在此区域分布的野生动物相对数量少，再加上保护对象自身的因素即生态系统和物种种群的脆弱性、人类活动的威胁和干扰，使得此区域的野生动物数量越来越少。伴随着评价区内近年来公路、管线的修建及采矿、工业活动等人类影响，加速了荒漠地区的自然环境恶化，荒漠生态系统受到损伤或破坏，物种资源大量减少，同时，人类活动也干扰野生动物的习性及生活规律。

评价区及周边区域常见动物种类见表 3.6-4。

表 3.6-4　评价区及周边区域常见动物种类表

种类	学名	分布
		荒漠区
两栖类		
绿蟾蜍	Bufoviridis	—
爬行类		
密点麻蜥	Eremiasmultionllata	+
快步麻蜥	Eremiasvelox	+
荒漠麻蜥	Phrynocephalusgrumgrizimaloi	+
兽类		
蒙古野驴	Equushemionus	—
普氏野马	Equusprzewalskii	—

种类	学名	分布
		荒漠区
鹅喉羚	Gazellasubgutturosa	＋
沙狐	Vulpescorsac	
蒙古兔（中亚亚种）	Lepustolaicentrasiatius	—
狗獾	Melesmeles	—
长耳跳鼠	Euchoueutesnaso	—
毛脚跳鼠	Dipussagitta	—
小家鼠(奥德萨亚种)	Musmusculushortulanus	
灰仓鼠(优龙芒亚种)	Cricatulusmiaratoriuscaesius	
黄兔尾鼠	LagarusLuteus	＋
大沙鼠	Phyombomysopimus	＋
小五趾跳鼠	Allactagesibirca	＋
子午沙鼠	Merionesmeridianus	＋
红尾沙鼠	Merioneserythrourus	—
鸟类		
红隼	tinnunculus	—
苍鹰	Accipitergentilis	—
长耳鸮	Asiootus	
戴胜(普通亚种)	Upupepopssaturala	
凤头百灵(新疆亚种)	Galeruiacriatata	＋
小沙百灵	Calandrellarufescens	＋
家燕(指名亚种)	Hirundarusticarustica	—
红尾伯劳(北疆亚种)	Laniuncristatusphoenicuroides	＋
大杜鹃	Cuculuscanorus	＋
家麻雀(新疆亚种)	Passderdomesticusbactrianus	—
树麻雀	Passermontanus	＋
漠	OenantheJesevliatrogularis	＋
灰鹡鸰	Motacillacinera	＋

注：“＋”常见种；“—”偶见种。

常见野生动物中，属于国家和自治区级重点保护野生动物有 5 种，具体见表 3.6-5。

表 3.6-5　重点保护野生动物

保护级别		兽类	鸟类
国家	Ⅰ级	蒙古野驴、普氏野马	/
	Ⅱ级	鹅喉羚	棕尾鵟、红隼、苍鹰、猎隼及雀形目鸟类
自治区级		赤狐、沙狐	/

蒙古野驴和普氏野马属于我国国家Ⅰ级保护野生动物，鹅喉羚属于Ⅱ级保护野生动物，主要分布在卡拉麦里山有蹄类自然保护区植被生长相对良好的地带，在评价区内极难见到，本次评价在评价范围内现场踏勘时未见重点野生保护动物活动踪迹。

3.6.4 土壤类型及分布

（1）项目区块土壤类型

项目区块地处古尔班通古特沙漠东缘，为卡拉麦里西南山前戈壁荒漠地带，土壤类型主要以灰棕漠土为主，构成地带性土壤。

灰棕漠土发育在干旱荒漠气候条件下砾质冲洪积物上，粗骨性母质，细土物质很少，土体非常干燥，地表有一层厚约 2～3cm 而略带黄灰色的结皮砾幕，混有砾石和碎石；下为浅褐棕色或褐红棕色、砾质沙壤的不明显层片状层，比较疏松，一般厚约 8～12cm；以下开始出现石膏聚积层，大量石膏聚积在 10～40cm，甚至接近于地表。灰棕漠土土壤表层有机质含量仅 3～5g/kg，在剖面中无明显聚积层，腐殖质组成中的腐殖质碳只占有机碳的 25%左右，而与矿质紧密结合的胡敏素碳占有机碳的 70%以上。灰棕漠土的表层和表下层多存在明显的硝酸盐积累现象。0～30cm 土层的硝态氮含量高达 150～900μg/g，比下层高出 10 几倍至数 10 倍（见表 3.6-6）。这主要是干热的气候条件所致，同时还可能与生物和硝化细菌的活动密切相关。

表 3.6-6　灰棕漠土氮素形态与含量分析结果

剖面号	采土深度(cm)	全氮(g/kg)	NH_4—N（μg/g)	NO_3—N（μg/g)
克普荒 019	0～2	0.62	6	159
	2～9	0.62	5	368
	9～28	0.62	3	518

注：数据引自新疆土壤，1996。

（2）项目区块土壤分布情况

项目分布为灰棕漠土和少量盐土，分布横贯整个准噶尔盆地，在该区域占有绝对优势，井场、集输管道、脱水站等地面工程全部分布在该类土壤上，油区内道路也分布在该类土壤上。该土壤母质为砾质洪积物，植被极少。区域土壤类型图详见图 3.6-2。

3.6.5 土地利用现状

根据现场调查，根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，即将遥感影像与平面布置图进行叠加，并参照《土地利用现状分类》（GBT21010-2017），以确定评价范围内土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。

根据项目土地利用现状图及现场勘查，项目占地类型全部为裸地，项目土地利用类型图详见图 3.6-3。

3.6.6 土壤侵蚀现状调查与评价

根据《新疆自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4 号），项目区属于“自治区级水土流失重点治理区”。结合项目区地理位置、地形地貌和气候环境特点，确定项目区水土流失类型主要为风力侵蚀。

根据水利部《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）中风力侵蚀分级参考指标和《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）中风蚀强度分级指标（见表 3.6-8），对项目区风力侵蚀强度进行评价。

表 3.6-8　土壤风蚀分级指标

侵蚀强度	床面形态（地表形态）	植被覆盖度（%）（非流沙面积）	风蚀厚度（mm/a）	侵蚀模数 [t/(km2·a)]
微度侵蚀	固定沙丘，沙地和滩地	＞70	＜2	＜200
轻度侵蚀	固定沙丘，半固定沙丘，沙地	70-50	2-10	200-2500
中度侵蚀	半固定沙丘，沙地	50-30	10-25	2500-5000
强度侵蚀	半固定沙丘，流动沙丘，沙地	30-10	25-50	5000-8000
极强度侵蚀	流动沙丘，沙地	＜10	20-100	8000-15000
剧烈侵蚀	大片流动沙丘	＜10	＞100	＞15000

根据风力侵蚀分级参考指标，结合项目区的地理位置、地形地貌、气候特征、

土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，评价区气候干旱，降雨量不大，年均降水量 193.5mm，年均蒸发量 1534mm；土壤长期处于干旱状态，地表植被极为稀疏，盖度小于 20%。区域多为半固定沙丘、沙地。

综上，区域以降雨引起水蚀的情况在评价区极其微弱，区域以风力侵蚀为主，水土流失类型为中度风力侵蚀。区域土壤侵蚀情况详见图 3.6-5。

结合评价区现状调查和中华人民共和国水利部《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）中土壤侵蚀类型区的范围及特点。本项目评价区属于Ⅱ级风力侵蚀类型区-$Ⅱ_1$“三北”戈壁沙漠及沙地风沙区。

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）中风蚀强度分级指标，结合油田开发区的风蚀强度及油田建设过程中的土地占用情况，估算出石树 1 井区开发过程中的水土流失量如下：

项目区域按中度侵蚀风蚀厚度 18mm/a 进行计算，侵蚀模数为 3800t/(km^2a)。在地面工程建设过程中，荒漠地区临时占地面积为 7.408hm^2，地面被扰动后失去地表保护层，下层的细小物质成为风蚀的主要对象，所造成的水土流失量为 281.5t/a。随着细土物质不断被吹蚀，以后每年可吹物质减少，风蚀量将逐年降低，直到地表重新形成新的保护层后才能消失。

3.6.7 与重要生态敏感区的位置关系

项目区域内无文物古迹分布，也无地下水源保护区。

项目所在区域的生态系统为将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区，位于吉木萨尔县北部油田勘探区域。项目区以北设有卡拉麦里有蹄类野生动物自然保护区，本项目不在野生动物自然保护区范围内。根据《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区管理条例》中规定“卡山自然保护区外围五公里范围为外围保护地带”，本项目距卡山保护区实验区边界约 18.2km，不属于外围保护地带范围内。经调查，项目评价区内无野生动物饮用水水源，无动物迁徙通道。本项目与保护区位置关系详见图 3.6-5。

3.6.8 评价区生态环境现状综合评价

项目所在区域自然条件十分恶劣，资源和环境非常特殊。区域生态环境基本特征为干旱、降水少、戈壁、沙漠面积大；区域植被稀疏，区域生态环境脆弱，破坏后不易恢复；煤炭、石油等矿产资源丰富，生产潜力巨大。

根据《新疆生态功能区划》，项目区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区、准噶尔盆地东部灌木荒漠野生动物保护生态亚区、将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区。

项目区域土地利用结构比较单一，以戈壁荒漠为主。项目区土壤类型以灰棕漠土为主，项目区显域植被以小半灌木荒漠与小半乔木荒漠占优势，主要分布在砾石戈壁区。主要组成植物有骆驼刺、盐生假木贼、猪毛菜等。

项目区地处温带，在动物地理区划上属古北界—中亚亚界—蒙新区—准噶尔亚区—准噶尔盆地省。由于准噶尔盆地严酷的气候条件，不仅酷热，而且极为干旱，植被盖度极低，所以野生动物种类分布较少。项目区域内国家和自治区级保护动物有 5 种，蒙古野驴和普氏野马属于国家Ⅰ级保护动物，鹅喉羚属于Ⅱ级保护动物，但主要分布在卡拉麦里山有蹄类自然保护区北部植被生长相对良好的地带，在项目区评价范围内则极难见到，项目区野生动物活动极少。

油田前期钻探工作中的勘探、井场占地、修筑道路、人员活动、污染物排放等以及开发行为产生的植被破坏、地表扰动、污染等有可能加快区域环境的恶化，如能很好的控制开发行为并做好后期管理和生态恢复，其对环境的影响可以控制。

4 环境影响预测与评价

4.1 大气环境影响分析与评价

4.1.1 施工期大气环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要来自两个方面：一是施工期钻井过程中产生的废气，主要来自于柴油发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为NOx、SO_2、烃类等；二是在管线敷设、道路工程、场站工程等在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等。

（1）钻井作业柴油发电机烟气排放环境影响分析

钻井作业柴油发电机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之评价区范围内地域辽阔扩散条件较好。类比其它相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《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。因此，钻井作业柴油发电机烟气排放及总烃挥发对周围环境影响较小。

（2）施工扬尘

本项目在井场、场站地面建设及管道敷设过程中会产生扬尘。扬尘主要产生于钻井设备的运输、临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、沙石等材料的装卸、运输、拌合等过程。

据有关研究，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60%以上。扬尘的产生量及扬尘污染程度与车辆运输方式、路面状况、天气条件等因素关系密切，影响可达 150-300m。速度愈快对路面的扰动越大，其扬尘量势必愈大，会对周围环境产生一定的影响。所以应对进入施工区的车辆必须实施限速行驶，一方面是减少扬尘产生量，降低对周边环境的影响，另一方面也是出于施工安全的考虑。

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

4.1.2 运营期大气环境影响分析

4.1.2.1 大气环境影响预测

根据工程分析内容，项目运营期单井加热采用电加热，无燃气加热炉废气污染物排放。本项目的废气污染物主要为油气集输、处理及储存过程无组织排放的烃类气体及伴生气放空的燃烧废气。

本项目核定的大气评价等级为二级，按《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目可不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”，因此，本次评价仅采用 AERSCREEN 模式进行预测评价，不进行进一步预测分析。

4.1.2.1.1 污染源参数

拟建项目无组织污染面源参数调查清单见表 4.1-1。

表 4.1-1　矩形面源参数表

编号	名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/(kg/h)	
		X	Y								污染物	排放速率
A1	集输废气	-1300	-50	1055	2700	1200	0	0.8	7920	正常	非甲烷总烃	1.57
A2	储罐废气	-80	40	1023	85	120	0	8	7920	正常	非甲烷总烃	0.1
A3	燃烧尾气	0	0	1023	2700	1200	0	8	7920	正常	SO_2	5.9×10^{-5}
											NO_X	0.00025

注：以石树 1 脱水站放散燃烧废气排气筒为原点。

4.1.2.1.2 预测模式

（1）模型选用

采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的估算模型 AERSCREEN 进行估算。

（2）估算模型参数

估算模型参数选择见表 4.1-2。

表 4.1-2　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）	/

参数		取值
最高环境温度/℃		38.9
最低环境温度/℃		-26.0
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地型	☑是 □否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 ☑否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

4.1.2.1.3 预测结果

预测结果见表 4.1-3。

表 4.1-3 估算模型计算结果表

污染源	预测结果		
	下风向最大落地浓度 /(μg/m³)	最大浓度占标率 /%	下风向最大质量浓度出现距离 /m
非甲烷总烃	125	6.25	1400
二氧化硫	2.67×10^{-3}	5.34E-04	1630
氮氧化物	1.13×10^{-2}	4.52E-03	1630

由上表可知，本项目无组织排放的非甲烷总烃下风向最大落地浓度为 125μg/m³，最大浓度出现的距离为下风向 1400m，对周围环境空气的贡献值较小，占标率为 Pmax=6.25%。

4.1.2.1.4 评价等级判定结果

根据大气污染源强情况，项目排放废气最大地面浓度占标率 Pmax=6.25%，大于 1%小于 10%，结合《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 B 推荐的估算模型 AERSCREEN 估算分析，判定本项目大气环境评价等级为二级。

4.1.2.2 主要污染物厂界达标情况分析

本次评价采用估算模式，在区块边界设置了 4 个预测点，对无组织非甲烷总烃对区块边界的影响进行了预测分析。

预测结果见表 4.1-4。

表 4.1-4　脱水站废气无组织排放到区块开发边界的浓度

区块开发边界	距离/m	预测值/(μg/m³)	标准
北侧	1050	22.86	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）场界 4mg/m³
东侧	1400	18.6	
南侧	30	32.58	
西侧	1215	16.98	
最大落地浓度	138	47.5	

注：以石树 1 脱水站放散燃烧废气排气筒为原点。

根据表 4.1-4 可知，无组织排放的非甲烷总烃污染物到达区块边界浓度和最大落地浓度都小于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）的场界标准限值，对周围环境基本无影响。

4.1.2.3 小结

由估算结果可知：各井场/脱水站无组织排放的非甲烷总烃最大落地浓度为 125μg/m³，占标率 6.25%，$D_{10\%}$未出现，非甲烷总烃到达区块边界浓度和最大落地浓度均小于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）的场界标准限值（NMHC 无组织排放浓度限值 4mg/m³）；SO_2、NO_X 无组织排放的最大落地浓度分别为 2.67×10^{-3}μg/m³、1.13×10^{-2}μg/m³，$D_{10\%}$未出现，其最大落地浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控限值要求（SO_2 无组织排放浓度限值 0.4mg/m³，NOx 无组织排放浓度限值 0.12mg/m³）

综上所述，项目所排放的大气污染预测浓度能满足相关环境质量标准要求；可满足相关无组织排放浓度排放限值要求，可达标排放，项目周边 2.5km 范围内无环境敏感目标。

4.1.2.4 大气污染物核算

大气污染物排放量核算表见表4.1-5和4.1-6。

表 4.1-4　大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染物防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/（t/a）
					标准名称	浓度限值/（mg/m³）	
1	A1	集输管道、石树 101 单井站	非甲烷总烃	采用密闭混合输送工艺	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度	4.0	12.48
2	A2	石树 1 块脱水站储油罐	非甲烷总烃	采用油气回收装置回收，回收率>97%，处理后无组织排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	4.0	0.792
3	A3	放散燃烧	二氧化硫	/	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度	0.4	0.518
			氮氧化物			0.12	2.178
无组织排放合计/（t/a）							
无组织排放总计			非甲烷总烃		13.272		
			二氧化硫		0.518		
			氮氧化物		2.178		

表 4.1-5　大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量/（t/a）
1	非甲烷总烃	13.272
2	二氧化硫	0.518
3	氮氧化物	2.178

4.2 地表水环境影响分析

项目区域内没有地表水系，集输管道沿线无穿越任何地表水体。在油田正常开采及油气集输过程中，运营期产生的废水主要包括井场产生的井下作业废水、脱水站原油处理产生的采出水及生活污水。

（1）井下作业废水（洗井水）：井下作业严禁废水外排，采用专用废液收集罐收集，拉运至吉祥联合站污水处理系统进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后，由联合站统一调配回注含油层，不外排进入环境，不会对地表水环境产生环境影响。

（2）采出水：石树 1 块脱水站原油处理系统产生的采出水暂存至石树 1-1 平台污水罐区（配套 6 具橇装 60m³ 水罐）；定期拉至吉祥联合站污水处理系统进

行处理，达标后回注含油层，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后，由联合站统一调配回注含油层，不外排进入环境，不会对地表水环境产生环境影响。

（3）生活污水：运营期职工产生的生活污水经自建化粪池+撬装埋地一体化污水处理装置处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准，回用于脱水站内的绿化等，不外排。

综上，本项目产生的废水均不直接向周边地表水环境排放，不与周边地表水体发生水力联系，不会对地表水环境产生环境影响。

4.3 地下水环境影响分析与评价

4.3.1 评价区域水文地质特征

项目地处卡拉麦里山南麓山前与天山北麓沙漠区交汇一带，地貌形态为残丘状的剥蚀准平原。区域地势在沙丘河以北呈向南缓倾的斜坡，在沙丘河以南为向北缓倾的斜坡，属于盆地中间沙漠地带北缘。由于近代强烈的上升作用，在山前普遍堆积了巨厚的冲—洪积物，组成了沿山麓向盆地内部倾斜的倾斜平原，形成了较好的储水构造，分为潜水和自流水分布区。

区内出露地层有三叠系、侏罗系、白垩系、新近系和第四系。地下水主要赋存于砂岩及砾岩的孔隙、裂隙中。在第四系较发育的低洼处或沟谷中的沉积物内可以形成孔隙潜水，基岩露头、煤层露头特别是烧变岩出露区裂隙发育，大气降水可沿裂隙、孔隙渗入地下形成层间承压水。

沙丘河是区内地形最低处，地下水流向与地形坡向基本一致，在沙丘河以北、卡拉麦里山南麓的卡拉麦里地下水系统，地下水流向由北东向南西径流；在沙丘河谷地下水流向由东向西偏北径流；在沙丘河以南、天山北部沙漠区的天山北坡地下水系统，地下水流向由南东往北西径流。卡拉麦里山山区在接受降水、融雪补给后，渗入地下，形成层间裂隙孔隙水，并于自流井一带自溢，形成泉。

区域水文地质图详见图 4.3-2。

4.3.2 施工期地下水环境影响分析

本工程施工期对水环境的影响主要为钻井及管线施工、生活污水等对地下水的影响。

4.3.2.1 钻井对地下水的影响

本项目采用水基钻井液，钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度可有效保护地下水环境不受污染；钻井目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

因此，钻井过程中不会对所在区域地下水产生影响。

4.3.2.2 生活污水对地下水的影响

生活污水中的主要污染物为 COD、SS、氨氮等，整个施工期间施工生活污水产生量为 765m^3。据现场调查，钻井队均设置了可移动式卫生厕所收集处理，施工结束后，原地覆土填埋。不会对环境造成污染。

4.3.2.3 管线施工对地下水的影响

本工程的管道敷设埋深为-1.8m，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，所以管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设对地下水造成影响的很小。

4.3.3 运营期正常状况下对地下水环境影响分析

4.3.3.1 井下作业废水对地下水的影响

井下作业废水严禁直接外排，由作业单位自带回收罐回收，井下作业废水先运至吉祥联合站污水处理系统处理，处理达标的上清液回注含油层，底泥暂存在联合站，定期交由有资质的单位进行无害化处置，不对地下水产生不利影响。

4.3.3.2 油田采出水对地下水的影响

根据开发方案，本项目采出水进入吉祥联合站进行处理，经处理后回注含油层。

吉祥联合站污水装置处理规模为 3400m^3/d，目前实际处理量约 1795m^3/d，石树 1 区块采出水产生量日最大为 380m^3，因此吉祥联合站可满足本区块新增采出废水处理要求，采出水经联合站污水处理工程处理后达到回注标准用于油田注水，不排入外环境。根据油田开发多年的经验，将处理后的采出水回注到油层，回注深度可达到 2000m，远远超出含水层的深度，因此，采出水回注对地下水环境基本无影响。

本项目采出水处理达标后回注含油层，不存在污染地下水的可能，油田注水不会对地下水产生影响。

4.3.3.3 落地油对地下水的影响

本项目钻井过程中产生的落地原油及时回收，并根据油田环境保护的要求，对落地油必须进行 100%的回收。本项目地处干旱少雨的荒漠地带，地表干燥，落地原油主要污染表层土壤。由于土壤对石油分子的吸附作用，土壤中石油类污染物大多集中在 0～20cm 的表层，最大下渗一般不会超过 1m。油田区域的气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用，因此，落地原油没有进入地下水层的途径，不存在污染地下水的可能。

综上所述，正常生产状况下，项目施工期和运营期中落地原油不会对地下水环境产生影响，但考虑到长期积累情况下，可能存在影响，应加强收集措施及管理要求，确保落地原油 100%回收。

4.3.3.4 清罐底泥对地下水的影响

本项目产生的清罐底泥不在站场内暂存，直接交由有资质的单位进行无害化处置，不会对当地地下水产生影响。

4.3.3.5 开采前后对地下水流场的影响

本项目油井在施工过程中采用两层套管序列井身结构，采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井。根据地下水资料可知，本项目区域浅层地下水深度在 5～10m，承压水埋深约在 50～100m，一开钻井采用水泥固井，钻至 600m，对潜水层以及承压水层所在地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层；二开完井井深 3800m；因此，项目开采前后不会对项目区域地下水流场产生影响。

4.3.4 事故工况下对地下水的影响分析

4.3.4.1 井漏事故的泥浆对地下水的影响

井漏事故对地下水的污染是钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分较多，易造成地下含水层水质污染。

就钻井液漏失而言，其径流型污染的范围不大，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使具有多种添加剂的钻井液（特别是混油钻井液）在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入潜水含水层污染地下水，其风险性是存在的。此外，钻井时一般使用水基膨润土为主，并加有碱类添加剂，在高压循环中除形成一定厚度的粘土泥皮护住井壁以外，也使大量的含碱类钻井液进入含水层，虽然没有毒性，但对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。

因此，推广使用清洁无害的泥浆，严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

本项目油井在钻井过程中一开采用 311mm 钻头钻至井深 600m，下入 244.5mm 表层套管，采用内管注固井工艺固井，水泥浆返至地面。封隔上部松散易塌流沙层和地表水层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件。二开采用 216mm 钻头钻至设计井深，下入 139.7mm 油层套管，固井水泥返至地面。根据地下水资料可知，本项目区域地下水深度在 5～10m，钻井采用水泥固井，对潜水所在地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。因此不存在污染地下水的可能，不会对地下水产生影响。

4.3.4.2 油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后原油窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合

环保要求。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，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，原油物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

4.3.4.3 井喷事故对地下水的污染影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要 1-2d 才能得以控制。

据类比资料显示，井喷污染范围在半径约 300m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体有一定的影响，若及时采取有效措施治理污染，井喷对地下水的影响极小。

4.3.4.4 原油泄漏对地下水的影响

一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。通常原油泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而原油泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入到潜水后，原油将随着地下水运移和衰减。考虑最不利情况，结合项目特征及风险物质特征、装置情况以及项目区水文地质条件，本次评价对泄漏的原油全部经过包气带并进入含水层中进行简单预测分析。渗漏污染物通过饱水包气带全部进入浅层地下水。

由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），在常温下，石油类溶解度为 10mg/L，设为石油类在地下水的源强浓度。由于《地下水质量标准（GB/T14848-2017）》Ⅲ类标准中没有对石油类进行说明，参照《生活饮用水卫生标准（GB5749-2006）》，将石油类污染物浓度标准定为 0.3mg/L。

（1）情景设置

本次评价针对单井管线和储罐泄漏对地下水产生的影响进行预测。

①当集输管线发生全管径泄漏，根据伯努利方程进行泄漏量计算，计算公式如下：

$$Q_L = C_d A\rho\sqrt{\frac{2(P-P_0)}{\rho}+2gh}$$

式中：Q_L—液体泄漏速率，kg/s；

P—容器内介质压力，kPa，取 1600kPa；

P_0—环境压力，kPa，取 101.325kPa；

C_d—液体泄漏系数，此值常用 0.6～0.64，取 0.62；

A—裂口面积，m^2，取 0.00785m^2；

g—重力加速度；

h—裂口之上液位高度，m，取 0.045m；

ρ—泄漏液体密度，kg/m^3，在此取 881kg/m^3；

根据上述公式计算出该段集输管线发生全管径泄漏时，泄漏速率为 8.876kg/s，事故应急反应时间为 30min，据此计算液体的泄漏量为 15.97t。管线输送为油水混合物，项目区块最低含水率为 52%，集输管线全管径泄漏最大原油泄漏量为 7.66t，按照表层土壤对污染物截留率 90%计算，进入含水层原油为 0.766t。

②假定油罐底部泄漏孔径大小为 0.01m，裂口之上液位高度为 1.8m。原料泄漏速率为 0.255kg/s，假定发现泄漏后 30min 处理完毕，则单罐泄漏量为 458.66kg。按照土壤表层对污染物截留率 90%计算，进入含水层原油为 0.0448t。

（2）预测因子

选取油田开发项目特征污染物石油类。

（3）预测模型

拟建项目对地下水环境的影响预测分析采用《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）推荐的一维稳定流动一维水动力弥散问题中的计算公式进行估算，概化条件为一维半无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界，且不考虑水流的源汇项目，对污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应等不作考虑，当作保守性污染物考虑，其一维连续污染物运移预测方程为：

$$C(x,t)=\frac{m/w}{2n_e\sqrt{\pi D_L t}}e^{-\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}}$$

$$u=K\text{Ⅰ}/ne$$

$$D_L=a_L\times u$$

式中：x—预测点距污染源强的距离(m)；

t—预测时间(d)；

C(x,t)—t 时刻 x 处的污染物浓度(mg/L)；

m—地下水污染源强浓度(mg/L)；

W—横截面面积，m^2；

u—水流速度(m/d)；

n_e—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

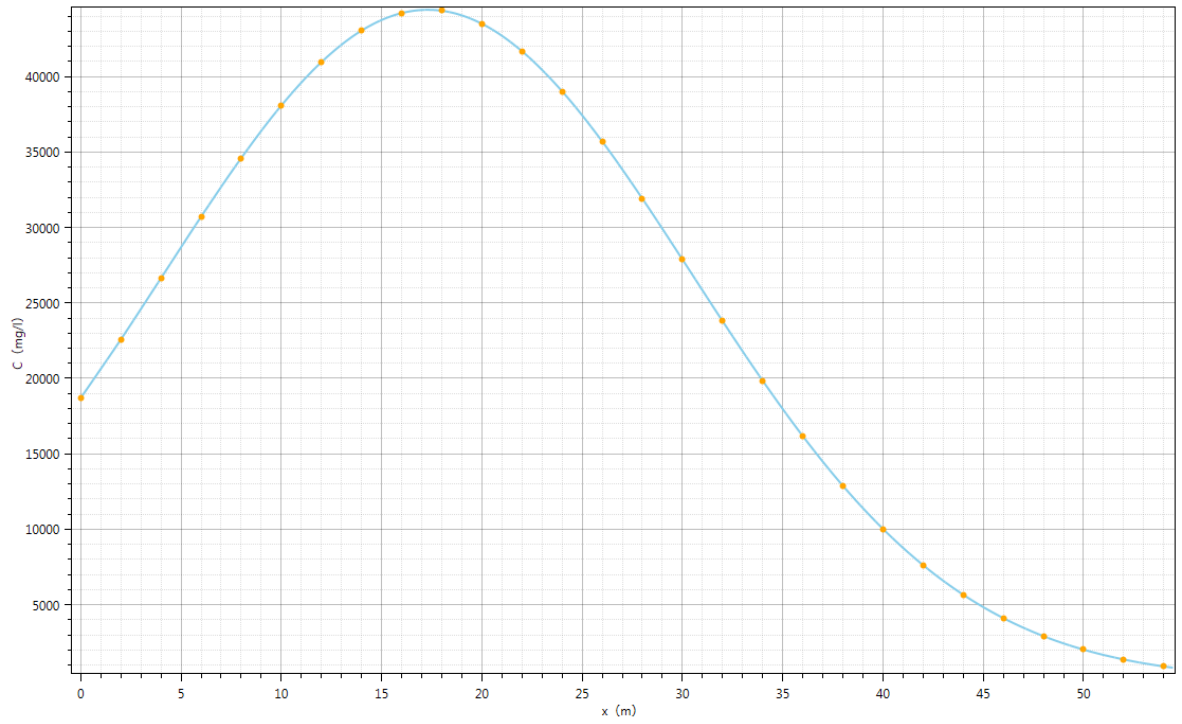
K—渗透系数(m/d)；

Ⅰ—水力坡度；

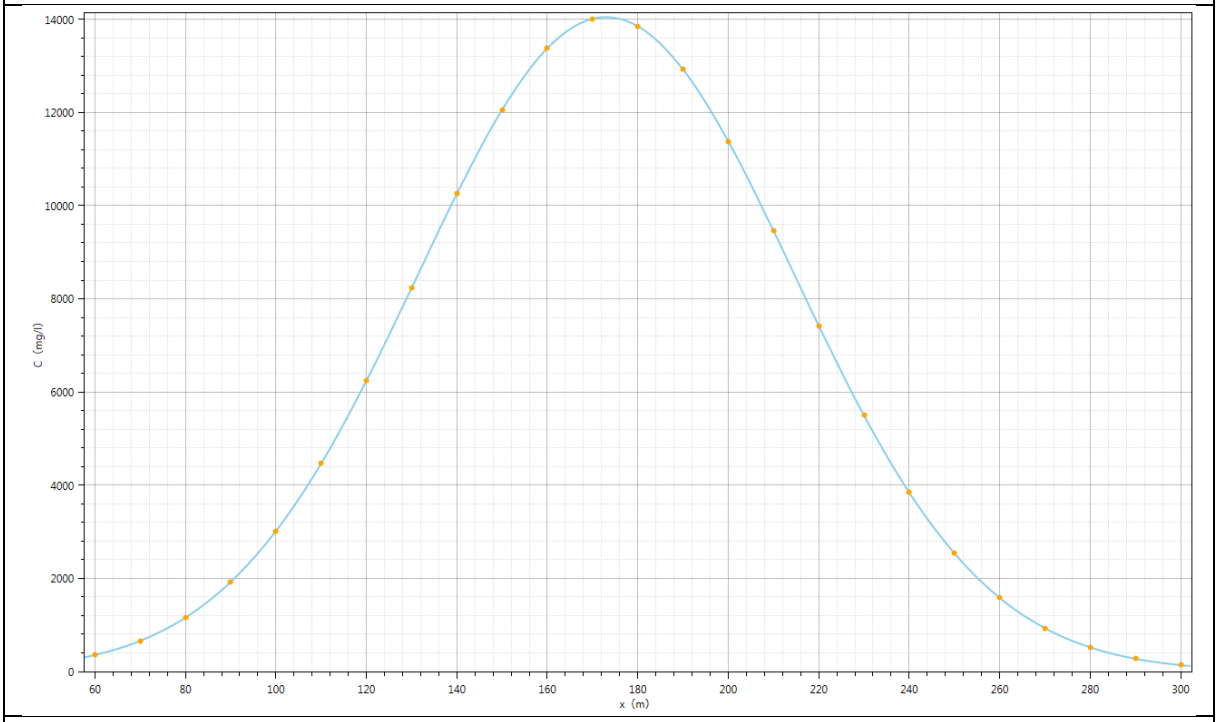
a_L—纵向弥散度(m)。；

（4）预测结果

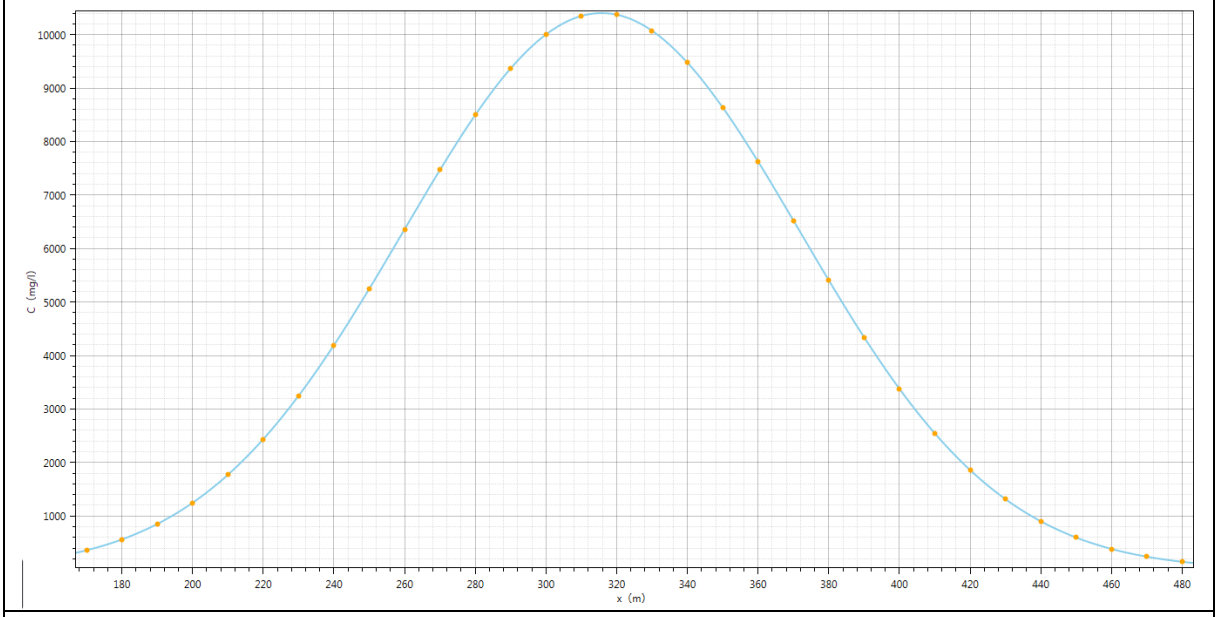
当集输管线发生全管径泄漏及储油罐发生泄漏时，石油类物质经过 100d、1000d、1825d 和 3650d 后在地下水中的扩散结果分别见图 4.3-3、图 4.3-4。



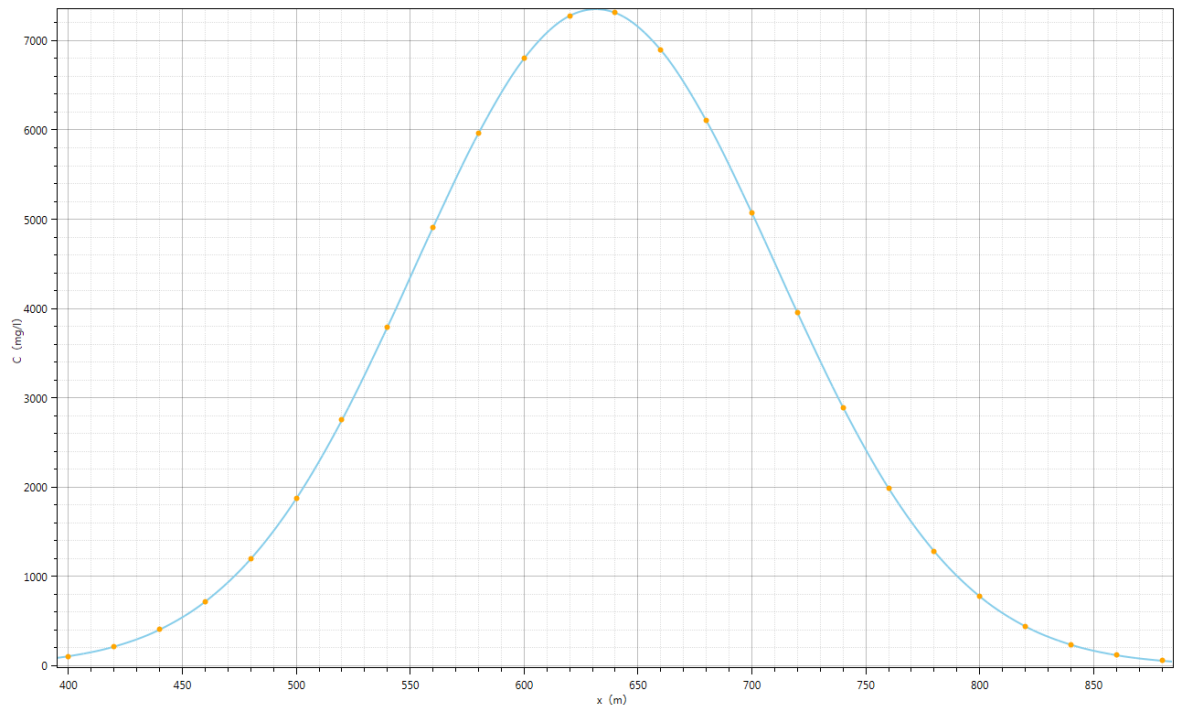
泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

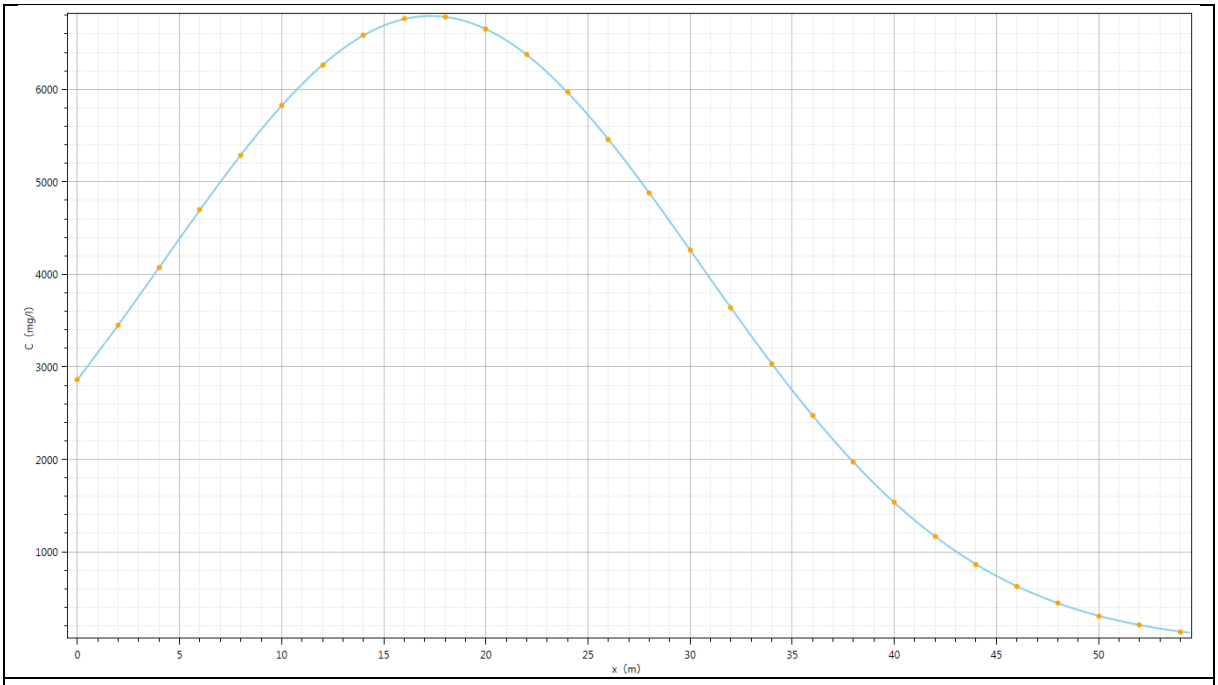


泄漏 1825d 石油类浓度随距离的变化关系

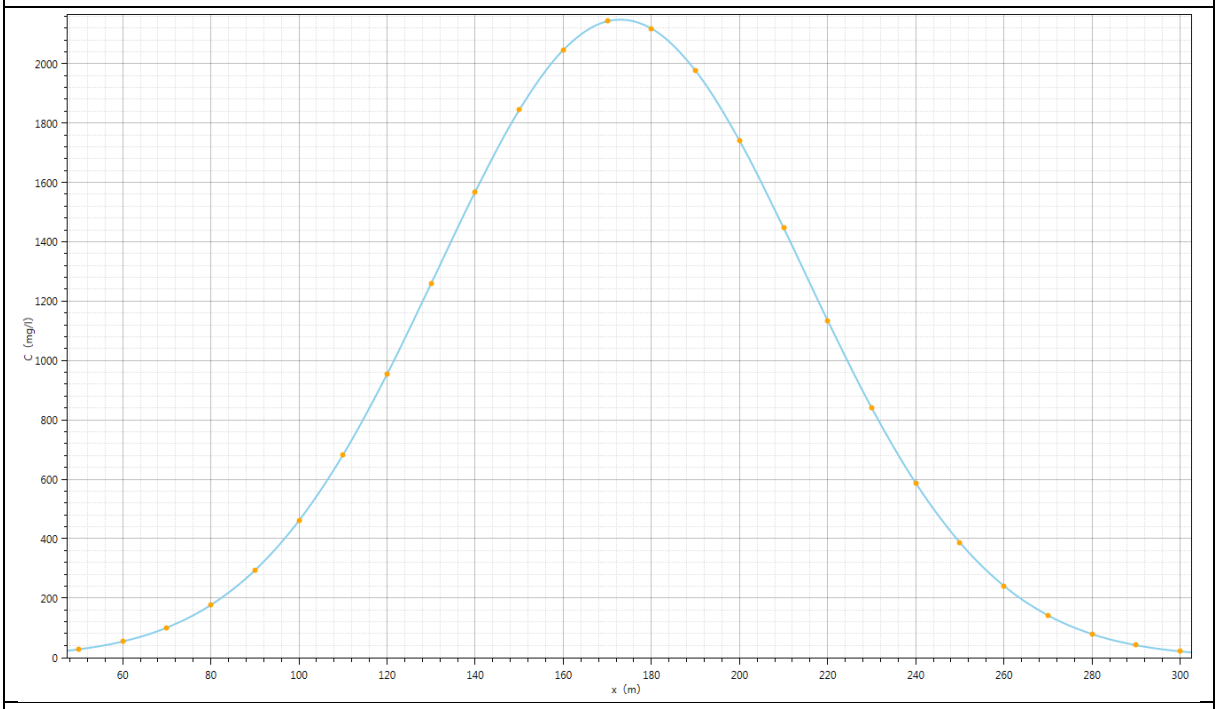


泄漏 3650d 石油类浓度随距离的变化关系

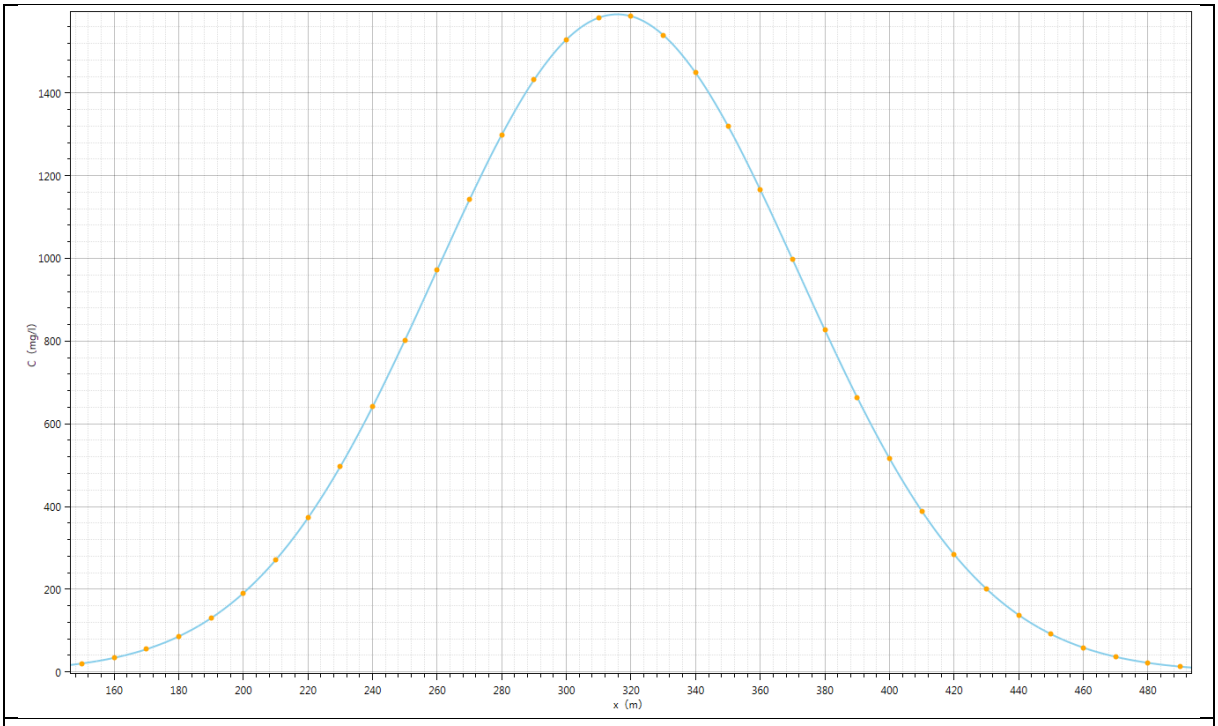
图 4.3-3　集输管线发生全管径泄漏时石油类浓度随距离的变化关系



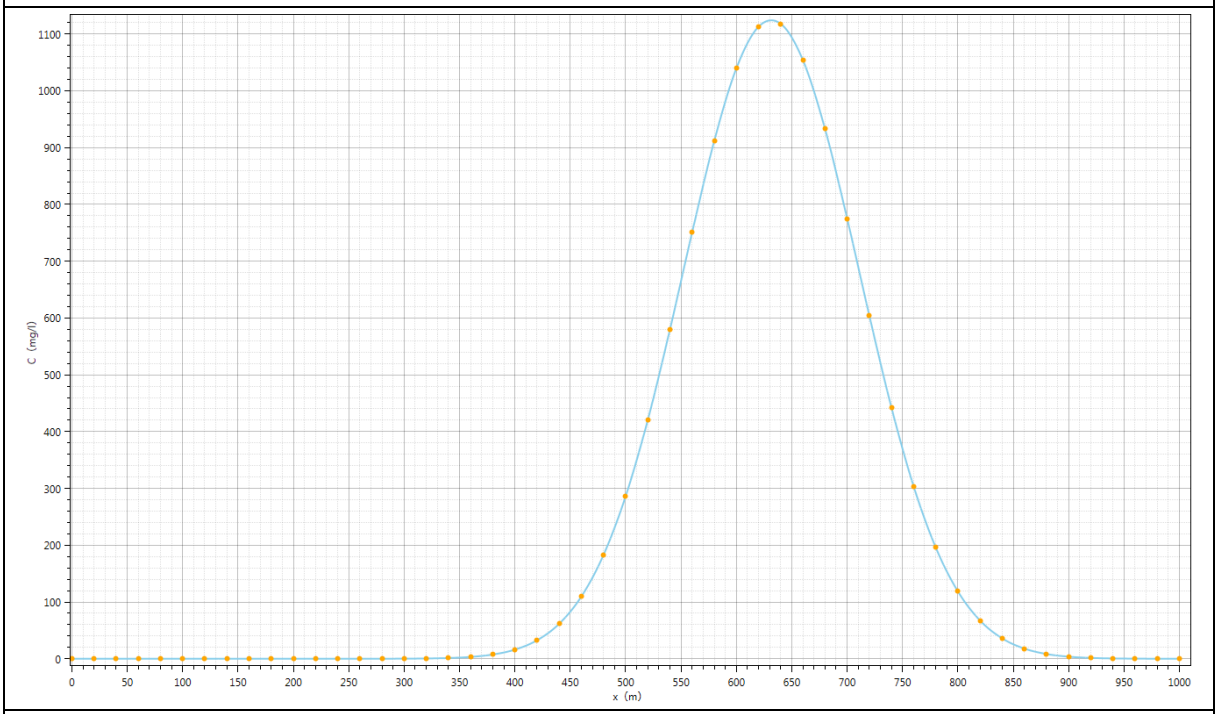
泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 1825d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 3650d 石油类浓度随距离的变化关系

图 4.3-4　储油罐发生泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可知：瞬时泄露情景下，

①集输管线发生全管径泄漏时，在模拟时间内污染因子的影响范围随着时间的推移逐步扩大，当泄漏后 100d、1000d、1825d 和 3650d，污染因子达标的运移距离分别为 86m、385m、592m 和 1020m；

②储油罐发生泄漏时，在模拟时间内污染因子的影响范围随着时间的推移逐步扩大，当泄漏后 100d、1000d、1825d 和 3650d，污染因子达标的运移距离分别为 82m、365m、575m 和 990m。

根据预测结果和区内水文地质条件，评价区所在区域的地下水在潜水和第一层承压水之间有连续的相对隔水层。当发生泄漏事故后，在采取及时堵漏等风险应急措施的情况下，泄漏的原油虽然可能会对潜水含水层产生一定的影响，但受承压水隔水顶板的保护作用，基本不会对承压水含水层产生影响。

要求建设单位定期对设备进行检修，将事故发生的概率将至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。

综上，在发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

4.3.5 地下水环境影响评价结论

运营期产生的采出水和井下作业废水拉运至吉祥联合站污水处理系统处理，处理达标后回注含油层；管道的选材有效防止管线腐蚀穿孔，降低管道泄漏等事故的发生；正常情况下不会对地下水环境产生影响。

运营期间对地下水可能产生不利影响的主要是突发事件，包括集输管线、油罐发生原油泄漏，若及时采取有效措施治理污染，避免对地下水污染。综上所述，本工程运营期只要建设方严格按照拟定的环保措施进行，对生产废水进行妥善处置，对地下水环境造成的影响很小。

4.4 声环境影响分析与评价

4.4.1 施工期声环境影响分析

施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、柴油机、泥浆泵和柴油发电机等发出的噪声，发电机、泥浆泵、钻机和柴油发电机的声压级一般在 80~110dB(A)，地面工程建设过程中推土机、挖掘机等机械噪声，声压级一般在 80~100dB(A)。

在环境噪声预测中各噪声源作为点声源处理，选用“无指向性点声源几何发散衰减”预测模式，具体计算公式如下：

$$L_p(r)=L_p(r_0)-20\lg(r/r_0)$$

式中：$L_p(r)$—距离声源 r 处的倍频带声压级；

$L_p(r_0)$—参考位置 r_0 处的倍频带声压级；

r—预测点距离声源的距离（m）；

r_0—参考位置距离声源的距离（m）；

预测结果见表 4.4-1。

表 4.4-1　距钻井井场场界不同距离处的噪声预测值

距场界距离 / 方位	1m	10m	20m	30m	50m	100m	150m	200m
东	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
西	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
南	88.18	68.18	62.16	58.63	54.2	48.18	44.66	42.16
北	75.92	55.92	49.90	46.38	41.94	35.92	32.40	29.90

由预测结果可以看出：

（1）钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。昼间距离井场 10m 处，夜间 50m 处噪声值可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)的要求。

（2）昼间施工噪声在 30m 外，夜间施工噪声在 100m 外满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。根据现场调查评价范围内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，没有集中固定居民居住，不产生噪声扰民现象，对局部环境的影响是暂时的，施工期间产生的噪声对周围环境的影响是可以接受的。施工期噪声的影响主要是对钻井队的施工人员的影响，因此必须要做好劳动防护措施。

4.4.2 运营期声环境影响分析

本工程运营期噪声污染源主要为井场和站场的各类机泵和拉油车辆运输等。

4.4.2.1 站场噪声影响分析（固定噪声源影响预测）

根据《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2009），本次评价选用导则中的噪声预测模式——Noisesystem。

（1）预测源强

场站内噪声源主要为各类机泵，机泵噪声源强在 85dB(A)～90dB(A)之间，设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施。

（2）预测评价标准

项目所在区域声环境功能区属于 2 类区。拟建项目东、西、南、北厂界噪声均执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，即昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)。

（3）预测模式

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）的技术要求，本次评价采取导则上推荐模式。

①声级计算

建设项目声源在预测点产生的等效声级贡献值(L_{eqg})计算公式：

$$L_{eqg}=10\lg\left(\frac{1}{T}\sum_i t_i\,10^{0.1L_{Ai}}\right)$$

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_{Ai}—i 声源在预测点产生的 A 声级，dB(A)；

T—预测计算的时间段，s；

t_i—i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

②预测点的预测等效声级(L_{eq})计算公式

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

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb}—预测点的背景值，dB(A)。

③户外声传播衰减计算

户外声传播衰减包括几何发散（A_{div}）、大气吸收（A_{atm}）、地面效应（A_{gr}）、屏障屏蔽（A_{bar}）、其他多方面效应（A_{misc}）引起的衰减。

距声源点 r 处的 A 声级按下式计算：

$$L_p(r)=L_P(r_0)-\left(A_{div}+A_{atm}+A_{bar}+A_{gr}+A_{misc}\right)$$

在预测中考虑反射引起的修正、屏障引起的衰减、双绕射、室内声源等效室外声源等影响和计算方法。

（4）预测结果

项目建成后，正常工况下，脱水站场界噪声预测结果见表 4.4-2。

表 4.4-2　脱水站场界噪声预测结果（单位：dB(A)）

类型	测点位置	固定声源距厂界距离(m)	新建工程贡献值	现状监测值		叠加值		超标值		标准值	
				昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
厂界噪声	N1	1050	7.58	40.08	41.01	40.08	41.01	——	——	60	50
	N2	1400	5.08	38.77	39.22	38.77	39.22	——	——		
	N3	30	38.46	38.59	38.19	41.54	41.34	——	——		
	N4	1215	6.31	39.89	37.32	39.89	37.32	——	——		

由预测结果可知，厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，且周边无环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

4.4.2.2 车辆运输噪声影响分析

本项目建成投产后，进出的运输车辆增加，运输车辆进出时行驶速度较慢，一般为 25～30km/h 左右，主要为大型车辆，大型车在距离行驶中心线处的噪声值约为 77～85dB(A)。

（1）预测模式

运输噪声的预测因子为等效 A 级声级。影响交通噪声的因素很多，主要包括道路的交通参数（车流量、车速、车种类等），道路的地形地貌条件，路面设施等。

本评价次预测模式选择《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）所列预测模式：

Ⅰ第 i 类车等效声级的预测模式

$$L_{eq}(h)_i=\left(\overline{L_{0E}}\right)_i+10\lg\left(\frac{N_i}{V_iT}\right)+10\lg\left(\frac{7.5}{r}\right)+10\lg\left(\frac{\psi_1+\psi_2}{\pi}\right)+\Delta L-16$$

式中：$L_{eq}(h)_i$—第 i 类车的小时等效声级，dB(A)；

$\left(\overline{L_{0E}}\right)_i$—第 i 类车速度为 Vi，km/h；水平距离为 7.5m 处的能量平均 A 声级，dB(A)；

N_i—昼间，夜间通过某个预测点的第 i 类车平均小时车流量，辆/h；

r—从车道中心线到预测点的距离，m，（r>7.5m）；

V_i—第 i 类车的平均车速，km/h；

T—计算等效声级的时间，1h；

ψ_1、ψ_2—预测点到有限长路段两段的张角，弧度；

ΔL—由其他因素引起的修正量，dB(A)。

II 总车流等效声级为：

$$Leq(T)=10\lg\left(10^{0.1Leq(h)大}+10^{0.1Leq(h)中}+10^{0.1Leq(h)小}\right)$$

（2）预测结果

根据上述公式计算得到运输噪声预测结果见表 4.4-3。

表 4.4-3　运输噪声影响预测结果（单位：dB(A)）

距离 道路名称	20m	40m	60m	100m
油区道路	59.0	52.96	49.43	45

注：夜间按不运输计算。

在不考虑高程差的情况下，从预测结果来看，项目油区道路两侧距离 20m 处昼间运输即可以满足 2 类区标准要求。运输路线沿途无声环境敏感点，故本项目交通噪声对周围声环境影响较小。

4.4.3 声环境影响评价小结

项目区施工期的这些噪声均为暂时性的，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为站场各类机泵及运输车辆噪声。经预测，运营期噪声源对背景噪声的贡献较小，厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，且本项目位于戈壁荒漠，周边 200m 范围内无固定居民居住，故在运营期间本项目不会产生扰民现象，运营期噪声影响属于可接受范围内。

4.5 固体废物影响分析

油田开发过程中产生的固体废物主要为：①施工期钻井过程中产生的钻井废弃泥浆、岩屑和废钻井液、射孔压裂返排液、施工弃土和少量施工生活垃圾等；②运营期产生的井下作业废液、清罐底泥及落地原油等。

4.5.1 施工期固体废物影响分析

（1）钻井泥浆、岩屑及废钻井液

①钻井废水：采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

②钻井泥浆、岩屑：采用泥浆不落地技术收集，经泥浆不落地装置固液分离后，液相循环使用，用于钻井液的配制，固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于铺筑井场、道路等。

岩屑本身无污染物，其主要成份为水和膨润土；泥浆中不含磺化物、铬等有毒物质，均属于一般工业固废，对井场周围的环境影响较小。

（2）射孔压裂返排液：射孔作业产生的射孔压裂返排液自带回收罐回收，运至吉祥联合站污水处理系统处理，不外排，对环境影响较小。

（3）施工土方、施工生活垃圾

在地面工程施工中，会产生一定量的施工土方、生活垃圾等。施工生活垃圾运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行卫生填埋；施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场。

与油田开发过程中产生的固体废物对环境的影响相比，地面施工过程影响时间短、影响程度小。

4.5.2 运营期固体废物影响分析

（1）井下作业废液（废压裂液、废洗井液）

井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废液，井下作业废液先运至吉祥联合站的暂存池内，稳定后进入污水处理系统处理，处理达标的上清液回注含油层，底泥暂存在吉祥联合站，交由有资质的单位进行无害化处置。

井下作业废液（废压裂液、废洗井液）在联合站内处置属于《固体废物鉴别标准 通则》（GB 34330-2017）第 7 条中不作为液态废物管理的物质，因此本项目压裂返排液在联合站中进入废水处理系统处置不作为固体废物管理。

（2）落地原油

油田在钻井、试油、修井、采油及运输等过程中将会产生落地油。

根据现场调查，建设单位在落地油处理中采取了有效措施，井下作业必须带

罐（车）操作，作业单位将落地油 100%进行回收，回收后的落地原油拉运至石树 1 块脱水站卸油缓冲罐，进入其原油处理系统进行处理。

井喷、井漏及管线、储罐泄漏等事故状态下产生的落地油，会破坏周围区域的土壤，使土壤中石油类的含量超标，土壤板结，并使区域内的植被遭到破坏。因项目区处于干旱少雨的荒漠地带，以及土壤对石油分子的托顶作用，土壤中石油类污染物大多集中在 0～20cm 的表层，最大下渗一般不会超过 1m。原油落地后上层能收集的原油回收送至石树 1 块脱水站原油处理系统处理，无法收集的原油和受侵染的土壤等清罐底泥属于《国家危险废物名录》（2016 本）HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置，不会对区域环境造成不利影响。

（3）清罐底泥

石树 1 块脱水站原油处理过程中产生的清罐底泥定期委托有资质的单位进行无害化处置。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

4.5.3 退役期固体废物影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣，对这些废弃管线、残渣将进行集中清理收集后外运。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，拉运暂存在吉祥联合站内，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

4.6 土壤环境影响分析

4.6.1 正常情况下对土壤环境的影响

（1）钻井影响

钻井作业产生的固体废弃物主要是排出的泥浆、钻井岩屑等。岩屑对土壤的影响较小，对土壤产生影响的主要是粘附在钻屑上的泥浆。

本工程全部采用钻井废弃物不落地系统，岩屑随钻井泥浆带出，采用钻井不落地技术收集，一开和二开为非磺化水基泥浆，进入钻井废弃物不落地系统中处

理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于铺筑井场、道路等。

综上所述，只要对钻井作业产生废弃泥浆、钻井岩屑，进行妥善的处置，对地表土壤的影响范围和程度都将降到最小。

（2）管线临时占地对土壤环境的影响

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

（3）落地原油影响

正常工况下，油气集输过程中落地油对土壤的污染主要集中在表层 0~20cm，仅在采油井周围 50m 内，一般多呈点片状分布，对土壤的影响仅在局部和表层，环评要求将受原油污染的土壤清理后按照危险废物进行转移处置，影响不大。

（4）施工各种废弃物对土壤的影响

施工废物也会对土壤环境产生影响，包括钻井泥浆、管道防腐材料以及施工生活垃圾，如塑料袋等。这些残留于土壤的固体废物，难于分解，被埋入土壤中会长期残留，影响土壤和植物生长。

综上，油气田开发对土壤影响，呈点块状（如井场、站场等）和线状（如集输管线和井场道路等）分布，影响范围明确。该建设工程在施工期对土壤环境影响较大，运行期一般影响较小。

4.6.2 事故状态对土壤环境的影响

（1）井喷

井喷是油田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，2009），土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层土壤，

只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

（2）集输管线泄漏

若本项目集输管道发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

当管线穿孔发生泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的量少不易被发现；在评价区内的泄漏的落地油对土壤环境的影响是局部的，它受发生源的制约，主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散。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。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。

4.7 生态环境影响分析

4.7.1 生态环境影响因素及类型

本项目开发过程包括钻井工程、油田开采工程、井下作业、油气集输及相应的配套设施建设。除井场、站场、道路为永久性占地外，其它均为临时性占地。该建设工程在施工期对生态环境影响较大，运行期一般影响较小。其对生态环境的影响主要表现为占用土地、改变土地利用性质、破坏植被，即打破了地表的原有平衡状态。若恢复治理措施不当，失去地表植被保护的土壤，在强风力的作用下可能发生风力侵蚀，造成表层土壤的丧失。

从项目工程特点和所处区域的环境特征出发分析项目区域建设过程中和建成运营中对生态环境影响的特点。

（1）本工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征，局限在不大的范围内，影响区域位于沙漠边缘，人烟稀少。

（2）在开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场、站场等）和线状（如集输管线和井场道路等）分布，影响范围明确。

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

项目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 4.7-1。

表 4.7-1　项目不同开发阶段对生态环境的影响

开发建设阶段		生态环境影响
施工期	井场及站场建设	地表植被破坏
	道路建设	地表植被破坏
	设备运输	野生动物
	土方开挖	地表植被破坏
	管道敷设	地表植被破坏
	井喷事故	土壤、植被
运营期	井场	——
	站场	——
	管道事故	土壤、植被
	汽车运输及巡检	野生动物
退役期	井场	——
	站场	——
	集输管线	——

4.7.1.1 生态环境影响类型

（1）占地对地表土壤、植被影响

钻井、运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。

施工期间工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。钻井施工、管线铺设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

油田工程施工完成后，高强度的临时性占地和影响将消除，如井区安全防护距离以外（永久占地以外）可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。而井场、场站、道路等地面建设属永久性占地，将会在原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

（2）污染物排放对生态环境的影响

油田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节的工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形较为复杂。主要污染源集中在钻井工程、油田开采工程、井下作业工程、油气集输和处理工程，其污染源分布广、排放源强小，污染因子简单，具有影响的全方位性、综合性的特点，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

（3）系统重建

油田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能再造一个兼原有生态环境与油田生态环境并存的、稳定的人工生态系统（绿化工程），较之原有生态环境更为适合人们的生产和生活活动，同时有利于当地及周边地区的发展，有利于人类生存环境的改善。

4.7.1.2 生态环境影响因素

环境影响因素识别实际上是对主体（开发建设项目）的识别，包括主要工程和辅助工程。对于本项目来讲，主要从油田开发工程（钻井、地面设施建设、配套设施和道路建设等）、油田内部油气集输管道工程等诸多方面分析环境影响因素。

（1）钻井

本项目共部署井数 15 口，新钻井 3 口，井场的平整会产生土方；钻井过程中废物的排放、钻井机械的运输等施工活动均可对地表原生结构造成破坏，对生态环境带来不利影响。在井场选址过程中，应尽量选择动土作业量小的地段，场地平整所产生的土方随地势进行处置，尽可能填入低洼地带；井场材料整齐堆放，严格管理，不得随地洒落，完井后全部回收外运；施工机械划定运行线路，不得随意开行便道，以减少对地表原生结构的破坏。各种措施的采用，可有效减轻钻井过程对生态环境的影响。

（2）管线

管道敷设过程中的地沟挖掘、下管及填埋过程中，对生态环境的影响主要是对土地的占用、对原生地表及管沟开挖范围内土层结构的破坏。本项目新建各类管线（均为油田内部集输管网）5.21km，施工期结束后，这种影响将随即消失，

受影响的地表将在一定时期内逐步恢复到原生状态。

（3）道路

根据工程分析，在油田区内部需修建道路 6.2km，主要影响因素是修路过程中的施工行为，包括道路修建过程中的土方、路基平整、道路占地及施工机械的运行等。道路建成后的占地为永久性占地，路基两侧影响范围内的占地为临时性占地。

（4）地面构筑物的修建

本工程新建脱水站 1 座及配套的供配电、消防等地面建筑。地面构筑物修建过程中土方的产生及堆放、占地为主要的生态影响因素。设计中已经充分考虑了这些影响，各站场的选址尽可能选在地势平坦，且地表植被较少的地段，最大限度减少土方量，将对植被的影响限制到最小。

生态环境影响因素见表 4.7-2。

表 4.7-2　生态环境影响因素

工程活动	主要影响
钻井工程	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、钻前施工过程对井场周围植被和土壤产生不利影响。
开挖管沟	1、工程扰动使土壤结构、组成及理化特性发生变化。 2、开挖过程对周边植被造成破坏。 3、土方处置不当加剧风蚀。
道路建设	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、施工过程对道路两侧植被和土壤产生不利影响。
地面构筑物建设	1、永久占地改变土地的使用功能，使未利用土地得以利用。 2、施工过程对四周植被和土壤产生不利影响。

4.7.1.3 生态环境影响程度

工程建设对生态环境影响程度主要指所造成的影响是否可逆和可恢复。

（1）永久性占地区域

井场、构筑物、道路等永久性占地对生态环境（地表土壤及植被）的影响是不可逆的，改变了土地原有的利用方式及土地利用价值。

管道铺设占地区域的生态环境影响为临时性影响，在管道敷设完成后对其上部占地区域进行平整、恢复原貌，其生态影响可逐步得以恢复。

（2）临时性占地区域

施工完成后，当施工地的土壤质地及地形条件适于植被生长，在土壤保水能力较强、有水分保证的地段（如冲沟两侧、低洼地段），被破坏的土壤表层结构

和植被可以很快得到自然恢复。但在自然环境水分条件较差的区域，生态环境自然恢复的速度十分缓慢。

4.7.2 施工期生态环境影响分析

4.7.2.1 工程占地影响分析

根据调查，本工程区块建成后新增占地 13.388hm^2，其中永久占地面积 5.98hm^2，临时占地面积 7.408hm^2。

由于项目施工和建设改变了土地利用现状，其排放污染物也可间接影响周围区域现有的生态系统。但由于本工程占地所在区域内没有敏感的、受国家重点保护的动、植物，因此，本工程间接影响的区域一般不会造成当地物种的明显变化，自然组分受干扰较小。

4.7.2.2 对植被的影响分析

本项目钻井工程、集输管道、场站建设及道路工程是造成植被破坏的主要原因，其中以钻井工程、道路和管道建设的影响最为显著。

（1）工程占地对植被的影响及生物量损失

油田开发过程中的占地包括井场、道路、管道等占地，对植被的影响主要表现在施工期，主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的辗压。

项目位于荒漠地区，土地类型为裸地，生物生产量按照 0.75t/（hm^2·a）计算，本项目对开发区域占地类型、植物生物量损失量影响下表 4.7-3。

表 4.7-3　评价区域占地类型及生物量损失

植被类型	占地类型	工程内容	占地面积（hm^2）	生物量损失（t/a）	影响时间(A)
裸地	永久占地	井场	1.68	1.26	永久
		井场道路	2.79	2.0925	永久
		石树 1 块脱水站	1.195	0.89625	
		石树 101 单井站	0.315	0.23625	永久
	小计		5.98	4.485	——
	临时占地	井场	2.52	1.89	3-5 年
		井场道路	1.24	0.93	3-5 年
		管线	3.648	2.736	3-5 年

植被类型	占地类型	工程内容	占地面积（hm^2）	生物量损失（t/a）	影响时间(A)
	小计		7.408	5.556	——
合计			13.388	10.041	——

在油田开发过程中土地被扰动，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有部分地表土地被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。其余土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。本项目在油田开发过程中临时占地面积为 7.408hm^2，永久占地面积为 5.98hm^2。在油田开发初期的 3～5 年中，荒漠植被破坏后不易恢复，因而使得 13.388hm^2 荒漠土地基本没有植物初级生产能力，生物损失量约为 10.041t/a（见表 4.7-3）。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。

此外，评价区有保护植物 3 种，重点保护的植物有膜果麻黄、梭梭、白梭梭，均为自治区Ⅰ级保护植物，在评价区域东部偶有分布，项目采油井口及井场、道路及集输管线全部避让，不占用、破坏自治区Ⅰ级保护植物（膜果麻黄、梭梭、白梭梭）。

通过加强环保宣传教育，普及野生动物保护相关法律法规，以及严格的环境保护管理措施，可以有效的避免施工及人员活动对保护植物的破坏。

（2）道路修建对植被的影响

本项目建设过程中需修建油区简易道路 6.2km。在道路修建过程中，除了路基永久性地占用原有土地外，主要影响的是道路两侧的植被。施工完成后，由于区域内有冬季降雪，在融雪季节道路两侧有积水产生，有利于荒漠植被的自然恢复。

（3）管线敷设对植被的影响

集输管线的敷设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管道敷设过程中管沟部分的植被被彻底清除，而施工带地面上的植被破坏则因施工方式的不同而异。项目油田内部的集输管线管径较小，管线施工完成后，将开挖的表层土壤回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。

（4）人类活动对植被的影响

项目开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频

率大幅度增加。对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区形成次生荒漠化。

但评价区内植被盖度极低，小于 5%，项目在开发建设过程中，尽量避让植被相对较多的区域，因此，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

4.7.2.3 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物的生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目的占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源的减少。

（1）施工期对野生动物的影响

井场构筑物建设、管道敷设及道路修建过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，荒漠型鸟类和大型哺乳类动物将远离施工现场，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦等，一般在离作业区 30m 以外活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着钻井、开发各个过程的变化，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。地面建设工程后期，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，仅少量巡检人员在油田开发区域及管道区域定期活动，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于场站和施工场地等人员活动较多的区域。

（2）对野生动物分布的影响

本项目开发区位于荒漠，原始动物类型中有荒漠型动物类群分布，如二级保护动物鹅喉羚。开发建设进入运营期后，由于场站等的建设，改变了原有的动物食物结构，因而在荒漠区会形成伴人型动物（啮齿类及伴人型鸟类）的新动物群落，改变开发区域内野生动物的原有区系分布状况。

（3）对野生动物生境的影响

区域内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动

范围和分布，开发过程中的钻探和地面建设占地将使原有野生动物的分布、栖息活动范围受到压缩。人为活动的干扰使得开发区域上空活动的鸟类相对于未干扰时有所减少，而使得局部地段二、三级营养结构中的爬行类（啮齿类）和昆虫类数量有所增加或活动频度增大。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用，使原分布区内的种类向外扩散，而钻井作业结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

4.7.2.4 对荒漠生态景观的影响分析

本项目开发区的基质为荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，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较差。项目区内景观的控制性组分是荒漠植被，由于面积偏小，物种较少，尚达不到作为种群源及物种流动的生物廊道要求。此外，作为开放系统的景观，需要不断地与周边环境进行物质能量和物种的交换，才能不断增强景观系统的阻抗和恢复能力。本项目区域内的各种节点，还没有达到自我调节和控制周围环境质量的能力，对外界干扰的抗性差，系统极其脆弱，因此，从该方面来说，本项目区荒漠景观的稳定性较低。

本项目开发过程中永久性占地面积为 5.98hm^2，原地表被永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中减少了 5.98hm^2。对于整个油田开发区来讲，占原有荒漠生态景观的比例极小，同时还增加了局部区域的异质性。

4.7.2.5 生态系统结构和功能完整性

本项目开发区的基质为单一荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和抵御干扰的柔韧性较差。在油田开发如井场、管线和道路等的建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，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。

根据项目区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性状况划分为 5 个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态。在“适度”的生态系统完整性层次，所有

的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。项目区域生态系统完整性等级见表 4.7-4。

表 4.7-4　本项目区域生态环境完整性等级表

标准		生态系统完整性					
		高	好	适度	差	恶化	项目区域
指示物种	指示种	没有或几乎没有指示植物死亡	一般草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构	没有或几乎没有	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	高
	生物量和密度						
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/水质	<1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	适度
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	差
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
结构	种群结构	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
	土壤状况						
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所替代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	差
	斑块连续性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	差
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好

从上表可以看出，项目评价区域生态完整性受本项目的影响较小。项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。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由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。

本项目建设区域内无自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目

标，本项目占地面积 13.388hm^2，其中永久占地面积 5.98hm^2，临时占地面积 7.408hm^2，占地类型主要为戈壁，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。由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

4.7.3 运营期生态环境影响分析

4.7.3.1 对植被的影响

项目永久占地 5.98hm^2，永久占地主要是井场、站场和道路占地。油田开发后，对周边植被造成一定的影响。

4.7.3.2 对野生动物的影响

在运营期内，部分野生鸟类和兽类（啮齿类动物）将逐渐适应新的环境而在开发区域内重新出现；在采油井场、噪声较小的场站周围，常见有麻雀等活动。就整个区域而言，区域内野生脊椎动物种类和种群数量没有明显变化。

4.7.3.3 突发性事故影响

（1）突发性事故对植被的影响

项目开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为原油和含油污水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，植物死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对原油的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

（2）突发性事故对野生动物的影响

发生事故时常常导致原油及天然气的泄出和渗漏，从而可能影响工程区域内的野生脊椎动物的生存环境。事故类型的不同，对野生动物的影响范围和程度也

有所不同。当发生井喷事故时，井场周围范围以内的各种小型脊椎动物会因躲避不及造成死亡，局部区域可能影响到的只是一些啮齿类动物、爬行动物和小型鸟类，对大中型动物，特别是对保护动物不会造成影响。如果发生火灾事故，由于生态环境及空气环境的变化，短时间内会使事故周围动物的分布数量下降。

4.8 水土流失影响分析

4.8.1 水土流失成因分析

（1）侵蚀类型多样

项目区侵蚀类型分为自然侵蚀和人为侵蚀两个方面。自然侵蚀主要为风力侵蚀，人为侵蚀，人为侵蚀主要是由于油田开发对原生地貌植被破坏而产生的新增侵蚀。

由于地表状况、土壤抗蚀性能、植被类型和植被覆盖程度以及侵蚀营力作用强度与作用时间长短的差异性，导致土壤侵蚀程度、方式和类型的多样化。

（2）侵蚀过程集中

土壤侵蚀的变化因侵蚀类型不同而异。风力作用以春季和夏季最为强烈，这是因为大风天气多出现在此时，加之此时植被枯萎、土壤裸露、土质结构松散，易受风力侵蚀。

（3）人为造成水土流失突出

由于人为开发建设活动扰动和破坏地表，使项目区新增水土流失量急剧增加，且防治难度大。造成该区域新增水土流失增加的原因主要是油田开采、修路等建设活动，这些活动不但使当地原生的生态环境遭到破坏，还加剧了水土流失，如不及时采取防治措施，对整个区域的生态环境构成危害。

4.8.2 水土流失影响分析

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、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、伴行公路路基填筑、土方排放、穿越工程临时占地、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。油田开发过程中加剧水土流失的不良影响主要表现在以下几个方面。

4.8.2.1 开发过程

开发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，使荒漠化的过程加剧。

4.8.2.2 地面构筑物建设

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。对于本项目油田的开发建设来讲，地面构筑物

建设的内容主要包括井场、站场、油气集输管线、道路的敷设及配套工程等。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。

4.8.2.3 管线、道路建设

油田道路建设可能引起水土流失的因素较多，如破坏地表结构、砍伐植被、挖取土方等。带来的环境问题是使具有稳定结皮的地表结构被破坏，使其失去原有稳定性，引发流沙的重新分布。如遇起沙风，地表在没有保护的状态下极易被吹蚀，从而引起水土流失。道路施工期间的水土流失影响主要在于动土引起的风沙影响，风沙影响的范围主要集中于油田区域内。施工期结束后，路面风沙影响即告结束，但此时路边作业带的影响还将持续几年，呈逐渐衰减趋势。

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，既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。

4.8.3 小结

项目区域水土流失类型主要为风力侵蚀。在地面工程建设过程中，荒漠地区临时占地面积为 7.408hm^2，地面被扰动后失去地表保护层，下层的细小物质成为风蚀的主要对象，所造成的水土流失量为 281.5t/a。随着细土物质不断被吹蚀，以后每年可吹物质减少，风蚀量将逐年降低，直到地表重新形成新的保护层后才能消失。

建设单位在采取一系列的水土保持措施后，对防止荒漠化促进生态环境的恢复起到了良好的作用，可将水土流失的程度降低到最小限度。

4.9 采出原油运输过程影响分析

4.9.1 扬尘影响

车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况，可按以下经验公式计算：

$$Q = 0.123\left(\frac{v}{5}\right)\left(\frac{w}{6.8}\right)^{0.85}\left(\frac{p}{0.5}\right)^{0.75}$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘量，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，吨；

P—道路表面粉尘量，kg/m^2。

表 4.9-1 为一辆 10 吨卡车，通过一段长为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 4.9-1 可见，在同样的路面条件下，车速越快，扬尘量越大；在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表4.9-1 不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量 （单位：kg/km·辆）

清洁 车速	0.1 (kg/m^2)	0.2 (kg/m^2)	0.3 (kg/m^2)	0.4 (kg/m^2)	0.5 (kg/m^2)	1.0 (kg/m^2)
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

若在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4~5 次，可使扬尘减少 70%左右。表 4.9-2 为施工场地洒水抑尘的实验结果，结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘，可有效的控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20~50m 范围。

表 4.9-2 施工场地洒水抑尘实验结果

距离（m）		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度（mg/m^3）	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

综上，项目运输路线两侧无环境敏感点，只要控制车速，做到减速慢行，并定期洒水抑尘，保持路面清洁，运输车辆道路扬尘对环境空气影响总体较小。

4.9.2 噪声影响

运输车噪声源约为 85dB(A)，经计算在道路两侧无任何障碍的情况下，道路两则 6m 以外的地方等效连续声级为 69.4dB(A)，即在道路两侧 6 米以外的地方，交通噪声符合昼间交通干线两侧等效连续声级低于 70dB(A)的要求，但超过夜间噪声标准 55dB(A)；在距公路 32 米的地方，等效连续声级为 54.9dB(A)，符合夜间交通干线两侧 55.0dB(A)的要求。

综上，运输路线两侧无环境敏感点，运输噪声对整体区域声环境的影响较小。

4.9.3 环境风险影响

要求运输过程中使用密闭运输罐车，在采取环评报告提出的风险防范措施（详见 5.6.5 节）的前提下，运输车运输过程风险影响很小。

5 环境风险评价与分析

5.1 环境风险评价目的

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素、项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起的有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故率、损失和环境影响达到可接收水平。

本项目为油田开采项目，石油原油属于易燃易爆危险物质，在储存、运输过程中可能发生泄漏、火灾爆炸等突发事故。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的要求，需要对本项目建设进行环境风险评价，通过评价认识本项目的风险程度、危险环节和事故后果影响大小，从中提高风险管理的意识，提出本项目环境风险防范措施和应急预案，杜绝环境污染事故的发生。

5.2 风险潜势初判

5.2.1 环境敏感程度（E）的确定

（1）大气环境敏感程度

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），大气环境敏感程度分级见下表：

表 5.2-1　大气环境敏感程度分级

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

本项目周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人（油区内部工作人员 6 人）；项目周边 500m 范围内人员仅为油区工作人员（6 人）小于 500 人；油气输送管线管段周边 200m 范围内无大气环境敏感目标，因此，本项目大气环境敏感程度为 E3。

（2）地表水环境敏感程度

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），地表水环境敏感程度分级见下表：

表 5.2-2　地表水环境敏感程度分级

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

表 5.2-3　地表水功能敏感性分区

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

表 5.2-4　环境敏感目标分级

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

分级	地表水环境敏感特征
S3	排放点下游（顺水流向）10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类 2 包括的敏感保护目标

本项目区域内无地表水体，项目产生的废水不外排。因此，地表水功能敏感性分区为 F3，环境敏感目标分级为 S3，因此，地表水环境敏感程度分级为 E3。

（3）地下水环境敏感程度

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），地下水环境敏感程度分级见下表：

表 5.2-5　地下水环境敏感程度分级

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

表 5.2-6　地下水功能敏感性分区

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

表 5.2-7　包气带防污性能分级

敏感性	地下水环境敏感特征
D3	Mb≥1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定
D2	0.5m≤Mb<1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定 Mb≥1.0m，1.0×10^{-6}cm/s＜K≤1.0×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定
D1	岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件
Mb：岩土层单层厚度。K：渗透系数。	

由表 5.2-5 可知，本项目地下水环境敏感程度分级为 E2。

5.2.2 危险物质及工艺系统危害性（P）的确定

（1）Q 值的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，Q 按下式进行计算：

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

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。

Q 值的确定见表 5.2-8。

本项目石树 1 块脱水站和石树 101 单井站共设置 10 具 60m^3 油罐，体积充装系数为 0.85，密度取 0.881g/cm^3，则原油最大储存量为 450 吨；集输管线共计 5.21km，则管线最大原油储存量为 21.5 吨。

表 5.2-8　建设项目 Q 值确定表

序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 qn/t	Q 值
1	原油	8002-05-9*	471.5	2500	0.19
项目 Q 值 Σ					0.19

注：原油 CAS 号根据《危险化学品目录》（2018）确定。

综上，本项目 Q=0.19<1，环境风险潜势为Ⅰ。

（2）M 值的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，本项目为页岩油开采项目，根据表 5.2-9 判定，本项目 M 分值为 10，以 M3 表示（M1>20；10<M2≤20；5<M3≤10；M4=5）。

表 5.2-9　行业及生产工艺（M）

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套

行业	评估依据	分值
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程[a]、危险物质贮存罐区	5/套（罐区）
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线[b]（不含城镇燃气管线）	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5
[a] 高温指工艺温度≥300 ℃，高压指压力容器的设计压力（P）≥10.0MPa； [b] 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。		

（3）P 值的确定

对照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，本项目 Q<1，环境风险潜势为Ⅰ，根据表 5.2-10 判定，本项目不存在工艺系统危险性（P）。

表 5.2-10　危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

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

5.2.3 风险潜势判断

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）划分依据，本项目大气环境（环境低度敏感区 E3）、地表水（环境低度敏感区 E3）、地下水环境（环境中度敏感区 E2），不存在工艺系统危险性（P），环境风险潜势综合等级为Ⅰ级，风险评价等级为简单分析，定性分析说明影响后果。

5.2.4 评价工作等级划分

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。本项目环境风险潜势综合等级为Ⅰ，评价工作等级判定为**简单分析**。

表 5.2-11　评价工作等级划分

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。				

表 5.2-12　项目各环境要素风险评价工作等级划分表

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境
环境风险工作评价等级	简单分析	简单分析	简单分析
工作内容	定性分析说明大气环境影响后果	定性分析说明地表水环境影响后果	采用解析法进行地下水影响分析与评价

5.2.5 环境保护目标识别

本项目所在区域为戈壁地区，干旱少雨，项目区周围 3km 范围内没有固定的居民居住、无重要生物群落、无地表水体。

表 5.2-13　风险环境敏感特征表

类别	环境敏感特征					
	厂址周边 5km 范围内					
环境空气	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数/人
	1	油区工作人员	油区内部	——	工作人员	6
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					6
	厂址周边 5km 范围内人口数小计					6
	大气环境敏感程度 E					E3
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	/	/		/	
	内陆水体排放点下游 10km 范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征		水质目标	与排放点距离/m
	1	/	/		/	/
	地表水环境敏感程度 E					E3
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	1	/	/	/	/	/
	地下水环境敏感程度 E					E2

5.3 环境风险识别及分析

5.3.1 物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质为原油，其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.3-1。

表 5.3-1　原油的理化特性及毒理特性一览表

理化性质	化学品名称	原油（未经处理的石油）	热值	41870KJ/kg
	主要成分	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物	火焰温度	1100℃
	外观及性状	黑褐色并带有绿色荧光，具有特殊气味的粘稠性油状液体	自然燃点	380-530℃
	沸点	300-325℃	闪点	-6.7～32.2℃
	熔（凝固）点	-60℃	爆炸极限	1.1-6.4%（v）
	相对密度	（水=1）：0.8332～0.8775g/cm^3，平均值为 0.861g/cm^3	溶解性	不溶于水
	稳定性	常温常压稳定		
危险特性	易燃易爆。 【燃烧与爆炸特性】其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。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。蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。			
毒理学资料	急性毒性：LD_{50}≥4300mg/kg；LC_{50} 无资料。 健康危害：刺激眼睛和皮肤，导致皮肤红肿、干燥和皮炎，食入将引发恶心、呕吐和腹泻，影响中枢神经系统，表现为兴奋，继而引发头痛、眼花、困倦及恶心，更严重者将精神崩溃、失去意识、陷入昏迷，甚至由于呼吸系统衰竭导致死亡。吸入高浓度蒸汽将影响中枢神经系统肺损伤，引发恶心、头痛、眼花至昏迷。			
应急处置原则	【急救措施】 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。 吸入：迅速撤离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。 食入：催吐，就医。 【灭火方法】 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。灭火剂：二氧化碳、干粉、泡沫。 【泄漏应急处置】 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等)，以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。			

防护措施	工程控制：采用通风装置； 呼吸系统防护：无资料； 眼睛防护：化学安全防护眼镜； 身体防护：橡胶工作服； 手防护：防护手套。
安全措施	【操作安全】 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。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)，戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。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、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。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及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 【储存安全】 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、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。 【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输。

5.3.2 生产系统危险性识别

根据工程内容，结合油田项目的风险经验分析，项目可能发生风险事故的单元为井场、站场、输油管道。

（1）井场危险性识别

井喷事故风险：井喷为井场常见事故。钻井过程中遇到地下油、气、水层时，油、气或水窜进井内的钻井液里，加快了即将流动和循环的速度。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、气、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。

井漏事故风险：钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如钻井液漏失、油气上窜造成地下水污染等。

（2）站场危险性识别

脱水站等油气集输、储运设施等发生泄漏会引发火灾、爆炸事故。站场常见的事故主要是因腐蚀造成管汇撬、管线等发生泄漏，泄漏后还有可能引起火灾和

爆炸，在影响人身和设备安全的同时，污染环境。根据国内石油化工系统事故类型及引发原因统计，见表 5.3-2。站场可能产生的风险事故类型主要为储罐引起的火灾爆炸事故，占 28.5%，事故发生的原因主要为明火，占 66%。

表 5.3-2　国内石油化工系统事故类型及原因统计

序号	事故类型	比例（%）	引发事故原因	比例（%）
1	火灾爆炸事故	28.5	明火	66
2	人身伤亡事故	20.8	电气及设备	13
3	设备损坏事故	24.0	静电	8
4	跑、冒油事故	15.7	雷电	4
5	其他	11.0	其他	9

（3）贮运系统危险性识别

①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，事故发生时会有大量的原油溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的原油遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

②罐车原油泄漏

本项目石树 101 单井站原油由罐车拉运至石树 1 块脱水站，因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，原油拉运过程有泄漏事故发生的风险。事故发生时罐车内采出液溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的油气如遇到明火还可能生火灾、爆炸事故。

另据中国石化总公司《石油化工典型事故汇编》（1983-1993 年）统计，炼油系统共发生 293 起事故，其中储运系统 74 起，占 25.3%。可见罐区事故发生较多。尽管随着防灾减灾技术的不断提高，目前事故率及作业伤亡人数在不断降低，以一亿工作小时事故死亡人数比较，远低于建筑业和矿业，但是储运系统事故发生率仍然较高。

5.3.3 风险事故类型分析

根据工程分析中本工程可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括以下几方面的内容：

（1）火灾危险性

当原油等危险物质和空气等共存，遇到有导致着火的初始点火能源，如：明火、摩擦、撞击、电火花、静电火花、雷电等可发生火灾事故。

（2）爆炸危险性

油品爆炸多数是混合气体的爆炸，即油气与空气的混合物，其浓度在爆炸极限范围内的化学爆炸。其次，受压容器等由于超压超温或意外情况，泄压装置同时失效发生的高压物理爆炸。

（3）挥发及泄漏危险性

本工程正常生产过程中，原油是在密闭条件下输送，不具备发生火灾爆炸的条件，发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、人为破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

（4）其他危险性

此外，工程危险性特征化包括：静电危害、机械伤害、高处坠落危害、高温低温作业危害、噪声危害等。

5.3.4 环境影响途经识别

根据项目物质危险性识别、生产系统危险性识别，本项目危险物质在事故情形下对环境的影响途径主要是油罐泄漏导致火灾爆炸事故对周围环境产生影响。

表 5.3-3　项目环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	石树 1 块脱水站	油罐	原油	泄漏	大气 地下水	周边 3 公里
2				火灾	大气	
3				爆炸	大气	
4	集输管道	集输管道	原油	泄漏	大气 地下水	

5.3.5 风险事故情形设定

5.3.5.1 大气风险事故情形设定

（1）石树 1 块脱水站原油储罐发生泄漏，无组织烃类挥发对周围环境的影响；

（2）石树 1 块脱水站原油储罐火灾产生次生影响；

（3）石树 1 块脱水站原油储罐爆炸对周围环境造成的影响。

5.3.5.2 地下水风险事故情形设定

（1）集输管道原油泄漏对地下水的影响。

5.4 源项分析

5.4.1 大气环境影响事故源强

5.4.1.1 油罐泄漏源强计算

本项目石树 1 块脱水站共设置 8 具 60m^3 油罐，选取单具原油储罐阀门、接头处破裂导致原油泄漏作为最大可信事故。

原油泄漏速度 Q_L 选用《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）推荐的伯努利方程计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P-P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：Q_L—液体泄漏速度，kg/s；

C_d—液体泄漏系数，此值常用 0.6～0.64，取 0.62；

A—裂口面积，m^2；

P—容器内介质压力，油罐为常压罐，取 101325Pa；

P_0—环境压力，取 101325Pa；

g—重力加速度，9.81m/s^2；

h—裂口之上液位高度，取 1.8m；

ρ—密度，取 881kg/m^3。

原油泄漏孔径采用《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中标 E.1 中数据，原油泄漏孔径为 0.01m，孔径面积 0.0000785m^2，泄漏持续时间为

30min。

由上式估算原油泄漏速度为 0.255kg/s，则 30mim 内泄漏原油 458.66kg。

5.4.1.2 原油储罐火灾次生危害源强计算

（1）二氧化硫产生量

油品火灾伴生/次生二氧化硫产生量计算：

$$G_{二氧化硫}=2BS$$

式中：$G_{二氧化硫}$—二氧化硫排放速率，kg/h

B—物质燃烧量，kg/h

S—物质中硫的含量，本项目取 0.52%。

（2）一氧化碳产生量

油品火灾伴生/次生一氧化碳产生量计算：

$$G_{一氧化碳}=2330qCQ$$

式中：$G_{一氧化碳}$—氧化碳排放速率，kg/s；

C—物质中碳的含量，本项目取 85%；

q—化学不完全燃烧值，本项目取 6.0%；

Q—参与燃烧的物质量，t/s。

经计算，本项目考虑石树 1 块脱水站内储罐区发生火灾，原油燃烧速率为 0.042kg/(m^2·s)，油罐区围堰面积 360m^2，则二氧化硫排放速率为 0.157kg/s，一氧化碳排放速率为 1.796kg/s。

5.4.2 地下水环境影响事故源强

在事故情景下，集输管线、脱水站或石树 101 单井站储油罐一旦发生损坏破裂，会有原油泄漏，穿过包气带从而进入地下水。

具体源项计算见第 4.3.3.4 节。

5.5 环境风险影响分析

本次环境风险评价重点从环境的角度对事故后果的影响进行分析。当发生储罐泄漏主要会对环境空气、水、生态环境产生不利影响。

5.5.1 对环境空气的影响分析

油罐泄漏后，原油进入环境空气，其中的轻组分烃类可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区周围无环境敏感目标，且地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

5.5.2 对地下水环境的影响分析

原油泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，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，定期对原油储罐及集输管线上的设置安全保护设施，如截断阀进行检查，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回收，送至主体装置区进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，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，不会对当地地下水体环境产生大的影响。

5.5.3 对生态环境的影响分析

原油泄漏对生态系统的影响主要表现为对土壤和植被的破坏。

（1）对土壤的影响分析

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。

根据类比调查结果可知，原油泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

（2）对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

5.6 环境风险防范措施

5.6.1 钻井风险防范措施

（1）建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节，为防止事故的发生能起到非常积极的作用。现场作业严格按照《健康、安全与环境管理体系第 1 部分：规范》（Q/SY1002.1-2013）；《健康、安全与环境管理体系第 2 部分：实施指南》（Q/SY1002.2-2014）；《健康、安全与环境管理体系第 3 部分：审核指南》（Q/SY1002.3-2015）；《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》（Q/SY 08053-2017）的要求执行。建设单位依托项目管理部门负责指导本项目的环境保护和安全工作，建立事故应急领导小组，设置抢险组、消防组、救护组、警戒组和环境保护组，负责整个工程的环境风险管理，建立与地方政府的环境风险应急联动机制。本项目按照一级井控要求落实好环境风险防范、应急措施以及管理措施。

（2）在井场右侧设置 1 条放喷管线，1 条燃烧管线，放喷伴生气通过液气

分离器进行分离，经排气管道输送至点火装置燃烧。本项目要加强对放喷管线、燃烧管线、点火装置的等放喷系统的维护、保养、检查，一旦发现问题，及时整改，放喷过程中若发现管线泄漏、点火装置发生故障等非正常工况，应立即关闭井口，停止放喷作业。

（3）井喷事件发生时，通过放喷管线将井喷液体排放至应急放喷池内，待事故结束后，对应急放喷池内物体进行清理，污染的土壤由有相应处理资质单位转运、处理。

（4）井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习。

5.6.2 井下作业风险防范措施

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

（2）固井作业时要求选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格。固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主，声幅、变密度测井选择最佳时间测井，测深要达到要求。

（3）钻井、井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地侵染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。

5.6.3 井场事故风险防范措施

（1）井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

（2）在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（3）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材，并定期进行检查，保持完好可用。

（4）储罐设置在井场主导风向下风向，并与井口距离不得小于 50m。

5.6.4 油气集输事故风险防范措施

（1）油田石油工艺管道和输油管道所采用的钢管和管道附件的材质选择应根据使用压力、温度和介质的物理性质等因素，经技术经济比较后确定，采用的

钢管和钢材应具有良好的韧性和可焊性。

用于管道上的钢管，应符合 GB9711、GB6479、GB8163、SY/T5037、SY5297 的要求。材料生产单位，应按相应标准的规定提供材料质量证明书。

管道选用的阀门应符合 GB4981、GB12234、GB12237、GB12241、GB/T12252 等标准的要求。

管道强度试验和严密性试验应按照设计图纸进行执行，强度试验的介质宜采用水。

（2）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

输油管线敷设前，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。

（3）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。

（4）按规定定期对设备进行维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

其中定期检验分为外部检验和全面检验。外部检验除日常巡检外，一年至少一次，有使用单位专职人员进行。全面检验每五年一次，由中国石油天然气总公司质量主管部门认可的专业检验单位承担。管道停用一年后再启用，应进行全面检验。若管道多次发生事故；防腐层损害较严重；修理、修复和改造后；受自然灾害破坏；投用超过 15 年，全面检验的周期可以缩短。

（5）在集输系统运行期间，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。

（6）严禁在管线两侧各 5m 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。

（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）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（9）抢修作业施焊前，应对焊点周围可燃气体的浓度进行测定，并制定防护措施。焊接操作期间，宜用防爆的轴流风机对焊接点周围和可能出现的泄漏进行强制排风，并跟踪检查和监测。

（10）对于突发性管道断裂事故，应立即启动应急预案，采取减少管道原油外泄和防止干线凝管的应急措施，防止事故扩大和次生灾害。

5.6.5 场站（脱水站和单井站）事故风险防范措施

（1）石树 1 块脱水站和石树 101 单井站平面布局应科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离。

（2）在储罐区严格用火管理；站内所有设备、管线应做防雷、防静电接地，必要时可加装消雷器；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

（3）原油储罐应进行防腐，焊接要经过 100%探伤，选择刚性不燃的坚固基础，投用前须严格按照《压力容器安全技术监察规程》进行强度和气密性试验。

（4）加强储罐和管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换。

（5）根据《建筑设计防火规范》、《化工装置设备布置设计技术规定》、《石油化工企业设计防火规范》等要求，站内原油储罐区设置 50cm 高围堰，围堰规格为 40.3m×14m，围堰区底部用 HDPE 防渗膜进行防渗，渗透系数≤10^{-7}cm/s，使储罐漏液时不至于外流。

（6）场站内的油罐区、装卸区等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

（7）安装火灾设备检测仪表、消防自控设施。

（8）按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用；定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。

（9）在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规范设置可燃可燃气体报警装置，以便及时发现事故隐患。

（10）优化站场自动化控制系统和紧急停车连锁系统，采用电脑自动监测和报警机制，根据压力变化对事故风险迅速做出判断，并及时报告并采取合法程序进行事故控制。

5.6.6 罐车运输过程风险防范措施

（1）罐车必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关锅炉压力容器的规定。

（2）车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求。

（3）认真执行罐车巡检、回检以及维护、修理管理办法，保持罐车完整性。

（4）配备具有危险货物运输资质和经验的驾驶员和押运员，严格执行特车公司反“违章指挥、违章操作、违反劳动纪律的行为”管理规定，并使用 GPS 监控车辆动态。

（5）出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，确保车辆安全状况和安全性能合格。发现故障排除后方可投入运行。杜绝跑、冒、滴、漏，故障未处置好不得承运。要保持驾驶室干净，不得有发火用具，危险品标志灯、标志牌要完好。

（6）采出液装卸参照《汽车运输危险货物规则》（JT617-2004）配装表中进行，车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合 JT230 规定的导静电橡胶拖地带装置。罐体装采出液时，应预留容积不得少于罐体总容量 5%的膨胀余量。采出液中的石油类容易污染土地和水源。卸货时尤其要注意。

（7）行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速，保持与前车安全距离，严禁违法超车，不能疲劳驾驶，行车途中要勤于检查，当行驶一定时间后要查看车箱底部四周有无泄漏液体，若有原油泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。

（8）检查随车配备的消防器材的数量及有效性。要随车携带不发火的工具、专业堵漏设备、劳动防护用品，不得穿钉子鞋和化纤服装。运输过程中如发生事故时，驾驶员和押运员应立即向安全生产管理部门、环境保护部门、质检部门报告，并应看护好车辆，共同配合采取一切可能的警示、救援措施。

5.6.7 重视和加强管理

除采取上述分项防范措施外，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）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。

（2）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，并严格遵守开、停工规程。

（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）对事故易发部位、易泄漏地点，除本岗工人及时检查外，应设安全员巡检。

对本工程具有较大危险因素的重点部位（如：井控装置、管线、储罐等）进行必要的定期巡检。

（5）施工、设备、材料应按规章进行认真的检查、验收。设计、工艺、管理三部门通力合作，严防不合格设备、材料蒙混过关。

（6）提高自动化水平，保证各系统在优化和安全状态下进行操作。

（7）对各种典型的事故要注意研究，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。

5.7 突发环境事件应急预案

本工程针对环境风险事故已采取多种防范措施，将风险事故的概率降至较低的水平，但概率不会降为零，一旦发生事故仍需采取应急措施，控制和减少事故危害，根据《突发环境事件应急管理办法》（原环境保护部令第 34 号）、《危险废物经营单位编制应急预案指南》（原国家环境保护总局公告 2007 年第 48 号）、《新疆维吾尔自治区突发环境事件应急预案编制导则(试行)》（新环发(2014)234 号）、《危险废物经营单位审查和许可指南》（环境保护部公告 2009 年第 65 号）等文件要求，以及项目运行过程中存在的风险事故类型，需制定适用于本工程的事故应急预案，以便在事故发生后，迅速有效的采取应急措施，在短时间内使事故得到有效控制。

5.7.1 应急预案编制程序

环境风险应急预案编制程序见图 5.7-1。

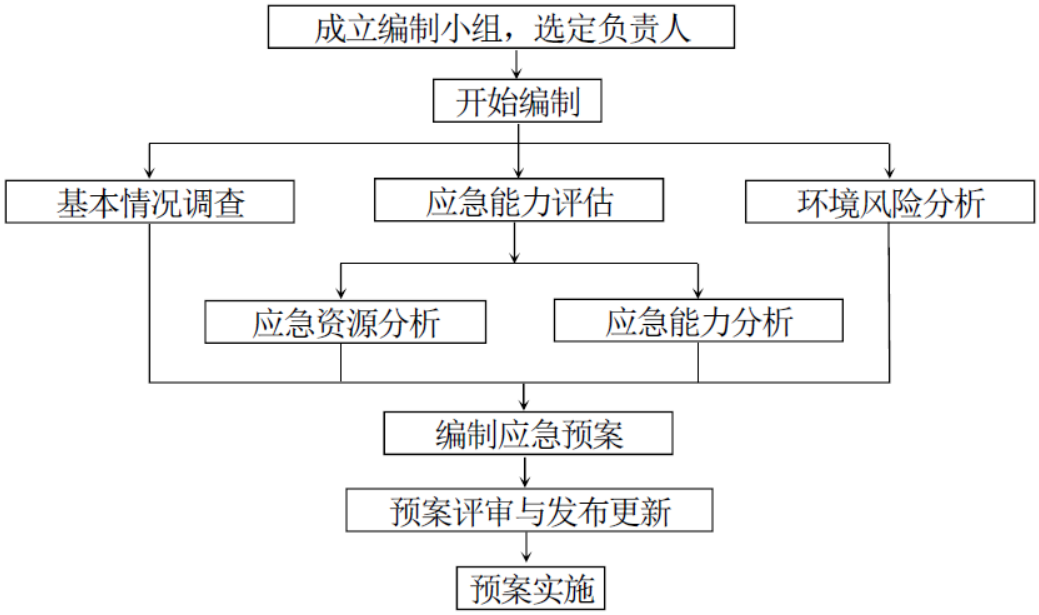


图 5.7-1　环境风险应急预案编制工作程序

5.7.2 应急预案主要内容

本工程应根据环境风险特点，制定相应的应急预案，具体应急预案编写内容及要求见表 5.7-1。

表 5.7-1　　环境风险事故应急预案内容

序号	项目	内容及要求
1	应急预案简介	包括应急预案编制目的、适用范围、文本管理及修订
2	单位基本情况及周围环境综述	包括单位基本情况、危险废物及其经营设施基本情况、周边环境状况
3	启动应急预案的情形	明确启动应急预案的条件和标准
4	应急组织机构	以事故应急响应为主线，明确事故报警、响应、结束、善后处置等环节的主管部门与协作部门及其职责；以应急准备及保障机构为支线，明确各应急日常管理部门及其职责；要体现应急联动机制；明确发生事故时应请求支援的外部应急/救援力量名单及其可保障的支持方式和支持能力，装备水平、联系人员及联系方式、抵达时限等，并定期更新。
5	应急响应程序-事故发现及报警(发现紧急状态时)	规定单位内部发现紧急状态时，应当采取的措施及有关报警、求援、报告等程序、方式、时限要求、内容等；明确哪些状态下(如泄漏、火灾或爆炸可能威胁单位/厂区外的环境或人体健康时)应当报告外部应急/救援力量并请求 支援；明确哪些状态下(如在事故可能影响到厂外的情况下)应当自行或协助地方政府向周边临近单位、社区、受影响区域人群发出警报信息以及警报方式

序号	项目	内容及要求
6	应急响应程序-事故控制(紧急状态控制阶段)	明确接到发生事故后，各应急机构应当采取的具体行动措施。包括响应分级、警戒与治安、应急监测、现场应急处置措施和应急响应终止程序。明确应急预案的启动级别及条件；明确事故应急状态下的现场警戒与治安秩序维护的方案，包括单位内部警戒和治安的人员以及同当地公安机关的协作关系；明确事故状态下的监测方案，包括检测泄漏、压力集聚情况，气体发生的情况，阀门、管道或其他装置的破裂情况，以及污染物的排放情况等；明确各事故类型的现场应急处置的工作方案，包括现场危险区、隔离区、安全区的设定方法和每个区域的人员管理规定，切断污染源和处置污染物所采用的技术措施及操作程序，控制污染扩散和消除污染的紧急措施；预防和控制污染事故扩大或恶化的措施，污染事故可能扩大后的应对措施，有关现场应急过程记录的规定等
7	应急响应程序-后续事项(紧急状态控制后阶段)	明确事故得到控制后的工作内容。如应急协调人必须组织进行后期污染监测和治理，清理事故现场，进行事故总结和责任认定，报告事故，将事故记录生成记录，补充和完善应急装备，修订和完善应急预案等
8	人员安全及救护	明确紧急状态下，对伤员现场急救、安全转送、人员撤离以及危害区域内人员防护等方案
9	应急装备	列明应急装备、设施和器材清单，清单应当包括种类、名称、数量以及存放位置、规格、性能、用途和用法等信息，以利于在紧急状态下使用。规定应急装备定期检查和维护措施，以保证其有效性
10	应急预防和保障方案	包括预防事故的方案、应急设施设备器材及药剂的配备、保存、更新、养护等方案；应急培训和演习方案
11	事故报告	规定向政府部门或其他部门报告事故的时限、程序、方式和内容等
12	事故的新闻发布	明确事故的新闻发布方案，负责处理公共信息的部门，以确保提供准确信息，避免错误报道
13	应急预案实施和生效时间	明确应急预案实施和生效的时间
14	附件	包括组织机构名单、值班联系通讯表、组织应急响应有关人员联系通讯表、危险废物相关方应急咨询服务通讯表、外部应急救援单位联系通讯表、政府有关部门联系通讯表、单位平面布置图及撤离路线、危险废物相关生产环节流程图、危险废物理化特性及处理措施简表、应急设施配置图、周边区域道路交通示意图和疏散路线、交通管制示意图，周边区域的单位、社区、重要基础设施分布图及有关联系方式，供水、供电单位的联系方式，风险事故评估报告，保障制度等

5.8 环境风险评价小结

本工程发生风险事故的类型主要为原油储罐破裂泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故

风险防范措施、制定应急预案，尽可能杜绝各类事故的产生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、营运中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

表 5.8-1　建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	石树 1 块先导开发实验工程			
建设地点	（新疆维吾尔自治区）省（昌吉）州（吉木萨尔）县			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	场站（石树 1 块脱水站、石树 101 单井站）及集输管道内原油			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	原油泄漏导致火灾爆炸事故对大气、地下水的影响			
风险防范措施要求	项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能杜绝各类事故的产生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。			
填报说明（列出项目相关信息及评价说明）： 在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、营运中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。				

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 施工期大气污染防治措施

（1）钻井过程大气污染防治措施

①钻井期大气污染主要为钻井场柴油发电机燃料产生的废气，可以通过采用高效设备的方式，减少污染物影响。

②钻井期间定期对柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，使污染物达标排放，减轻对大气环境的影响。

（2）地面施工大气污染防治措施

地面施工过程中对于扬尘，针对不同的产生原因，应采取相应的防治措施。

①在井场建设初期，为防止因交通运输量的增加产生扬尘污染，首先应合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度＜40km/h）。

②井场设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成戈壁砾石移动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬。

③集输管线尽可能沿公路走向，这样可避免施工运输对土地的扰动；在保证施工、安全的前提下，管沟开挖深度控制 1.5m 以内，避免因施工破坏土地可能带来的水土流失，对开挖土壤及时回填，减少风蚀概率；土方应放置在背风一侧，尽量平摊，从管沟挖土往地面送土时，施工人员应该低抛；如有风时，为防止沙土受风移动，应人为在上风向设置风障。

④水泥、石灰等建材采用罐装或袋装运输，尽量不采用散装运输。散装运输的车辆应完好，定时检修汽车档扳，凡装载不宜过满，防止建筑材料的抛撒产生运输扬尘。

⑤对砂石堆场应定时洒水，使其保持一定的湿度（含水率），减少二次起尘

量；材料堆放应有蓬布遮盖和防风防雨措施。

⑥风速过大时，应停止施工作业。

6.1.2 运营期大气污染控制措施

本项目运营期的大气污染物排放源主要为无组织排放源。无组织排放的污染物油气集输、处理及储存过程无组织排放的烃类气体及伴生气放空的燃烧废气。

6.1.2.1 油罐暂存废气污染治理措施

本项目石树 1 块脱水站内设有 8 具 60m^3 油罐（卸油缓冲罐 3 具、储油罐 5 具），在油品储运过程中会产生无组织挥发烃类。

（1）VOCs 污染防治技术选用

根据“关于发布《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》指导性文件的公告（环境保护部公告 2013 年第 31 号）”中第八条在油类（燃油、溶剂）的储存、运输和销售过程中的 VOCs 污染防治技术措施包括：

①储油库、加油站和油罐车宜配备相应的油气收集系统，储油库、加油站宜配备相应的油气回收系统；

②油类（燃油、溶剂等）储罐宜采用高效密封的内（外）浮顶罐，当采用固定顶罐时，通过密闭排气系统将含 VOCs 气体输送至回收设备；

③油类（燃油、溶剂等）运载工具（汽车油罐车、铁路油槽车、油轮等）在装载过程中排放的 VOCs 密闭收集输送至回收设备，也可返回储罐或送入气体管网。

本项目结合《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》和《2016 年国家先进污染防治技术目录（VOCs）》（环境保护部公告第 2016 年第 75 号）的要求：

①油类储罐：本项目油类储罐为固定顶罐，设置油气回收装置进行回收。

②油类运载工具：对原油运载工具（汽车油罐车）在装载过程中排放的 VOCs 密闭收集输送至回收设备。

③建议本工程运营后期开展泄漏检测与修复（LDAR），建立健全管理制度，加强压缩机等动密封点，以及液位计、仪表连接件等静密封点的泄漏管理。

④严格控制储存、装卸损失，原油装卸必须采取密闭底部装载、顶部浸没式装载等方式，原油装卸过程采取油气回收措施，使用具有油气回收接口的车辆。

（2）油气回收处置方案

本项目在石树 1 块脱水站内设置一套油气回收装置，采取冷凝+吸附方式，各储罐产生的无组织挥发烃类通过主管道收集，进入油气回收装置冷凝、吸附，达标后在脱水站内无组织排放。

本项目油气回收装置设计处理流量 1000m^3/h，采用冷凝+活性炭吸附技术，油气处理效率≥97%。

（3）油气回收处置工艺说明

本项目采取冷凝+活性炭吸附工艺：先采用二级冷凝法将油气冷凝到-40 度至-50 度，冷凝后 85%以上的油气均冷凝转化为液态原油，未冷凝为液态的浓度较低的油气再通过活性炭吸附系统，对油气进行富集，使油气浓度大大提高，富集的油气再进入三级冷凝系统进行深度冷凝，达到回收利用的目的。

①当处理量较低时，采用二级冷凝法，将油气冷凝回收后，达标尾气经排放口在脱水站内无组织排放；

②当处理量较高时，采用冷凝+吸附组合工艺进行油气回收处理，达标尾气经排放口在脱水站内无组织排放。

（4）本项目采用油气回收技术控制 VOCs 的可行性分析

油气回收是节能环保型的新技术，运用油气回收技术回收油品在储运、装卸过程中排放的油气，防止油气挥发造成的大气污染，消除安全隐患，通过提高对能源的利用率，减小经济损失，从而得到可观的效益回报。

①冷凝法：利用烃类物质在不同温度下的蒸汽压差异，通过降温使油气中一些烃类蒸汽压达到过饱和状态，过饱和蒸汽冷凝成液态，实现油气组分从气相到液相的直接转换。一般采用多级连续冷却方法降低油气的温度，使之凝聚为液体回收，根据挥发气的成分、要求的回收率及最后排放到大气中的尾气中有机化合物浓度限值，来确定冷凝装置的最低温度。

②活性炭吸附法：利用油气中空气和轻烃组分与吸附剂活性炭间结合力强弱的差别，实现油气与空气的分离。

本项目油气回收装置活性炭吸附区分为吸附单元、真空再生（脱附）单元：

1）吸附：主要是利用活性炭对油气进行吸附，实现油气与空气的分离，微量未被吸附的油气达标排放。吸附过程不发生化学反应。

2）脱附：利用真空将吸附在活性炭中的大量油气抽出，对油气进行富集，集中进入三级冷凝系统进行深度冷凝。经脱附后的活性炭恢复原有功能，可重新对油气进行吸附。

通过上述工艺，油气的净化效率可达到 97%以上。

6.1.2.2 挥发性有机物无组织排放控制措施

本工程部署的 15 口采油井中，14 口井采用密闭管线集输；剩余 1 口井（石树 101H）因远离集输管网，受距离和地形条件限制，采用单井拉油方式生产。采油装置、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。

（1）储油罐挥发性有机物控制措施

根据《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，本工程原油储存应符合表 2 规定的储存控制要求，详见表 6.1-1。

表 6.1-1　原油储存控制要求

物料	现有或新建储罐	物料真实蒸气压，kPa	单罐设计容积，m^3	排放控制要求
原油	现有	>66.7	>100	①
		≥27.6 但≤66.7	>500	②
	新建	>66.7	≥75	①
		≥27.6 但≤66.7	≥75	②
①符合下列要求之一： a）采用压力罐或低压罐； b）采用固定顶罐，采取油罐烃蒸气回收措施； c）采取其他等效措施。 ②符合下列要求之一： a）采用浮顶罐。外浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用双重密封，且一次密封采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；内浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式； b）采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%； c）采用气相平衡系统； d）采取其他等效措施。				

根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》附件中石化行业 VOCs 污染源排查参考计算表格中油品理化参数可知，原油真实蒸汽压为 32kPa。

本工程石树 101 单井站和脱水站均采用 60m^3 的储油灌。该罐运行成熟稳定，考虑避免极端天气等突发因素导致溢油、停产情况发生，60m^3 容积罐出现问题可随时调剂，不影响区块的正常生产，根据“标准化设计的思路”建设 60m^3 罐，

根据区块产液波动可进行罐数量增减吊装调配，施工快捷方便，快速建产，因此本项目储油罐容量确定为 60m^3。

根据《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）中表 2（具体见表 6.1-1），本工程真实蒸气压、单罐设计容积等均未达到《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）中表 2 的控制要求的前提条件，无需执行表 2 规定的排放控制要求。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：

①本工程各储油罐为固定顶罐，单罐容积 60m^3，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编制检查与修复记录并至少保存 3 年。

④石树 1 块脱水站储罐配套设置一套油气回收装置，采取冷凝+吸附方式，油气处理效率≥97%。

（2）挥发性有机物无组织排放控制管理措施

①采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

②本项目油气集输过程废气主要为无组织挥发性有机物。项目采用”井口加热”工艺，油气集输采用密闭混合输送工艺，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量。

一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

③对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、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，防止油气泄漏进入大气环境。

6.1.2.3 石树 101 单井站采用单井拉油方式可行性分析

石树 101H 井远离集输管网，受距离和地形条件限制，采用单井拉油方式生产。

由于目前石树 1 块为先导实验区块，部署井位较少，集输管网尚未建成，石树 101H 井距离石树 1 块脱水站 3.5km，且穿越铁路（乌准铁路），若采用集输管线，工程量较大，且对管材的运行影响较大，能耗较高，综合考虑，目前采用单井拉油的方式生产。

项目所在区域运行过程中随着开采程度的变化，如油品符合集输条件，应采取集输生产工艺。

6.1.2.4 伴生气放空燃烧可行性分析

本项目放空火炬不低于 8m。采用加强管理措施，减少天然气的泄漏量，严禁伴生气直接放空。

经调查，目前市场上技术可行的可回收最低气量不低于 10000$m^{3/}$d，同时要求伴生气连续稳定产生。本项目区块受地质储存条件影响，伴生气产生量不稳定，不连续，递减速度快，类比同区域采油井产气量，单井产气量约 64m^3/d，无法满足油气回收装置的最低运行要求。

综上所述，本区块不具备伴生气回收的技术条件，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中“不具备回收利用条件，在单井拉油点设放空火炬充分燃烧后放空”的相关规定。

6.2 地表水环境保护措施

6.2.1 施工期废水防治措施

6.2.1.1 钻井废水防治措施

对钻井废水的污染防治，应从源头减量和处置两方面加以考虑。

（1）节水减少排放量

由于钻井过程中因设备清洗、冷却等需消耗大量清水，如不采取有效节水措施，在浪费水资源的同时，也造成钻井废水大量的产生，给废水存储设施造成容量的负担，并带来后续处理负荷的增加。因此，必须在源头上节水降污，使钻井

废水予以减量。

本项目在工程和技术管理上可采取以下节水减排措施：

①以钻井队为单位，积累资料，分析研究在各种气候、各类施工作业条件下的合理用水量，以此为定额，在保证正常作业的情况下，控制清水用量。

②合理用水，实行用水管理。动力设备等冷却水要循环使用；不得耗用新鲜水冲洗设备，设备冲洗应使用回用水，尽量采用擦洗的方法清洗设备；做好污水循环系统，水的重复利用率要求达到 40-50%。

③做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

（2）废水处置

本项目在钻井过程产生的废水主要包括泥浆废水和钻台、钻具冲洗水。

钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

6.2.1.2 管道试压废水

管道试压使用清水主要污染物为 SS，成分比较简单，试压结束后，用于洒水抑尘，不会对项目区地下水产生明显影响。

6.2.1.3 施工期生活污水防治措施

根据现场调查，目前油田钻井队均设置了移动式卫生厕所，生活污水均排入移动式卫生厕所，粪便等集中收集送往吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理，无害化。

施工结束后，原地覆土填埋。

6.2.2 运营期废水防治措施

本项目运营期废水主要包括井下作业废水（洗井水）、采出水及生活污水。

6.2.2.1井下作业废水

（1）井下作业废水的产生是临时性的。井下作业过程中，严格按照吐哈油田分公司环境保护规定的要求，带罐作业，井下作业废水严禁直接外排，作业单位自带回收罐回收作业废水，井下作业废水拉运至吉祥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）后，全部回注含油层，底泥暂存在联合站，下一步交由有资质的单位进行无害化处置。

（2）井下作业过程中所使用的各种化学药剂严格控制落地，落地残液要彻底清理干净，不得向环境排放。

（3）井下作业施工单位应配备具有足够容量的油水罐，保证施工中产生的废液、废水全部进罐回收。

（4）采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝跑冒滴漏的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

（5）修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

6.2.2.2 采出水

本项目石树 1 块脱水站原油处理系统产生的采出水暂存至石树 1-1 平台污水罐区（配套 6 具橇装 60m^3 水罐）；定期拉至吉祥联合站污水处理系统进行处理，达标后回注含油层，不向外环境排放。

根据设计资料，石树 1 块最大日产水量 380m^3/d，在石树 1-1 平台设置了 6 具撬装 60m^3 污水接收罐，可接收 360m^3 的污水，污水储存时间为 22h，6 具撬装 60m^3 污水接收罐完全具备可接纳能力。

6.2.2.3 生活污水

项目脱水站职工生活污水经自建化粪池+撬装埋地一体化污水处理装置（设计能力 0.5m^3/h）处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准，回用于脱水站内的绿化等，不外排。职工生活污水产生量为 186t/a。主要污染物为 COD、SS、氨氮等。具体生活污水处理工艺流程见图 6.2-1。

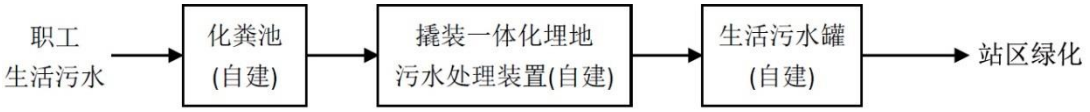


图 6.2-1　生活污水处理工艺流程图

（1）生活污水处理措施情况

①化粪池

新建化粪池 1 座，有效容积为 5m^3，污水停留时间 24h，污泥清掏周期为 360 日。钢筋混凝土结构。

原理：化粪池是将生活废水分格沉淀及对污泥进行厌氧消化的小型处理构筑物。化粪池是处理粪便并加以过滤沉淀的设备，其原理是：固化物在池底分解上层的水化物体进入管道流走，防止了管道堵塞给固化物体（粪便等垃圾）有充足的时间水解。

②橇装一体化埋地污水处理装置

新建橇装一体化埋地污水处理装置 1 套，设计处理能力为 0.5m^3/h，并配套 1 具生活污水罐（橇装地下玻璃钢生活污水罐，有效容积 8m^3，可暂存 15d）。

工艺流程说明：生活污水先进入化粪池中，通过自流的方式进入一体化埋地污水处理装置。

一体化埋地污水处理装置主要由格栅、调节池、生化池组成。生活污水先经格栅渠拦截了污水中的废纸等较大的杂物；再自流进入污水调节池，在调节池内进行水质和水量的调节与均化，并进行一定程度的厌氧水解预处理，经接种培植于池中的兼氧菌群生化作用下，使污水中不溶和难于溶解的大分子重新释放到废水中去，提高废水的 BOD_5/COD 比值，提高污水处理运行可生化性，达到运行稳定可靠；再自流进入生化池内进行处理，出水水质可以稳定达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准，暂存至地下玻璃钢生活污水罐内，用于站区绿化。

（2）生活污水处理达标可行性分析

根据工程分析可知，职工生活污水产生量为 186t/a（0.51t/d），经自建化粪池+撬装埋地一体化污水处理装置处理后，各主要污水设施处理效率见 6.2-1。

表 6.2-1　各主要污水设施处理效率

设施		COD (mg/L)	SS (mg/L)	NH_4-N (mg/L)	TP （mg/L）	动植物油
化粪池	进水	400	350	25	1	10
	出水	360	315	25	1	9
	去除率	10	10	——	——	10
一体化埋地污	进水	360	315	25	1	9

设施		COD (mg/L)	SS (mg/L)	NH_4-N (mg/L)	TP （mg/L）	动植物油
水处理装置	出水	72	63	12	0.5	2
	去除率	80	80	50	50	80
回用标准		≤150	≤150	≤25	≤1.0	≤15

从上表可看出，项目所产生的废水经处理后，出水水质可以稳定达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准要求，可作为绿化用水回用，工艺是可行、可靠的，能够保证出水水质达标回用。

（3）回用水量可行性分析

项目脱水站站场绿化面积为 1200m^2，绿化用水按照 1.5L/m^2 的用量，则绿化用水量为 1.8t/d。绿化用水由处理后的生活污水（0.51t/d）供给，绿化用水所需水量大于本项目所要处理回用的废水。

因此，本项目产生的废水经处理后全部在站场内消纳，不对外排放，站场产生的废水的消纳能力可行。

综上，项目生活污水经处理后水质可稳定达标，生活污水处理措施是可行的。

6.3 地下水环境保护措施

6.3.1 地下水污染防治措施

6.3.1.1 总体原则

地下水污染防治措施坚持“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结合”的原则，即采取主动控制和被动控制相结合的措施。

（1）主动控制，即从源头控制措施，主要包括在井口、钻井设备等位置采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；

（2）被动控制，即末端控制措施，主要包括井场地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在井场可能受到污染的区域地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来，集中送至往有资质单位处置；

（3）应急响应措施，包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、

采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理；

（4）各污染区防渗设计采取地上污染地上防治，地下污染地下防治的设计原则。

6.3.1.2 污染防治措施

（1）确保固井质量以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。

钻井中遇到浅层地下含水层（带）时，下套管注水泥封固，套管长度必须穿透含水层（带），避免潜水层受到钻井泥浆等的污染；在固井、下套管时必须严格按照操作规范操作，防止因固井质量问题和套管破裂、报废等原因使泥浆废水窜入含水层而污染地下水。

本项目油井在施工过程中采用两层套管序列井身结构，采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井。根据地下水资料可知，本项目区域浅层地下水深度在 5～10m，承压水埋深约在 50～100m，一开钻井采用水泥固井，钻至 600m，对潜水层以及承压水层所在地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。

在固井完井过程中，要按设计规定实施，确保施工质量，不得因固井不合格造成油气窜入地层，污染地下水源；应保证表层套管封固质量完好，防止井漏及油气窜层而污染地下水。防止井漏对区域地下水环境的影响。

同时，推广使用清洁无害的泥浆，严格要求套管下入深度，有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

（2）确保固井质量以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。

（3）落实地下水分区防控。

根据《环境影响技术导则地下水环境》（HJ610-2016），根据每个生产装置、以及布置相应的辅助设施和公用工程设施，将项目区分为污染防治区和非污染防治区，其中污染防治区分为重点污染防治区和一般污染防治区。

①重点污染防治区：石树 101 单井站油罐区；脱水站油罐区、污水罐区、原油及废水装卸区、生产装置区及附属管道；集输管线。

对储油罐内表面、油罐区地面、输油管线外表面做“六胶两布”防渗防腐处理，

防火堤采用钢筋混凝土结构，防渗技术要求达到等效黏土防渗层≥6m，防渗层渗透系数≤10^{-10}cm/s。

具体防渗措施：石树 1 块脱水站原油罐区和卸油区、石树 101 单井站设置 50cm 高围堰，围堰区底部用 HDPE 防渗膜进行防渗，渗透系数≤10^{-7}cm/s，防止原油泄漏污染站场/井场地下水。

石树 1 块脱水站原油罐区：围堰规格为 25.5m×12m，高度 50cm；

石树 1 块卸油区：围堰规格 15m×12m，高度 50cm；

石树 101 单井站：围堰规格 12m×12m，高度 50cm。

②一般污染防治区：各井场基础、提升泵基础，石树 1 脱水站辅助生产区。基础采用混凝土结构，防渗技术要求达到等效黏土防渗层≥1.5m，防渗层渗透系数≤10^{-7}cm/s。

③非污染防治区：油区道路等区域，采用一般地面硬化。

具体见表 6.3-1 和图 6.3-1。

表 6.3-1　本项目防渗区划分及防渗措施一览表

防渗分区	本项目分区	防渗处理措施
重点防渗区	石树 101 单井站油罐区；脱水站油罐区、污水罐区、原油及废水装卸区、生产装置区及附属管道；集输管线	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，渗透系数 K≤1×10^{-7}cm/s；或按照 GB16889 执行
一般防渗区	各井场基础、提升泵基础，石树 1 脱水站辅助生产区、生活污水处理区	当天然基础层的渗透系数大于 1.0×10^{-7}cm/s 时，应采用天然或人工材料构筑防渗层，防渗层的厚度应相当于渗透系数 1.0×10^{-7}cm/s 和厚度 1.5m 的粘土层的防渗性能
简单防渗区	油区道路、石树 1 脱水站门卫、计量房等	一般地面硬化

6.3.2 地下水污染应急措施

一旦发生风险事故，大量物料泄漏至地表，首先污染包气带，因此首先要查明污染物污染的范围及深度，尽可能的将污染物控制在包气带的范围内，根据污染情况酌情对污染区域的土壤进行置换处理，以免扩大对土壤和地下水的污染影响。

一旦污染物进入到饱和地下水中，就会较快地在地下水体中迁移，从而威胁地下水的质量。因此，一旦发现渗漏进入地下水饱水带后，应立刻采取如下措施：

（1）在风险情况下（井喷等），物料可能大量泄漏至地表，通常物料会控制在一定区域内，风险发生后，只要尽快对物料进行收集处理，对污染的防渗土层

进行清理，则可避免物料大量进入地下水。

（2）如果发生井喷等风险事故，应在井场地下水流向下游 30m、50m 处设置潜水含水层地下水观测井，并定期进行监测监控油田开采地下水污染情况，掌握地下水污染情况。监测孔便于及时发现地下水污染事故及其影响范围和程度，根据地下水由北东向南西的主导流向，密切监视污染物所到达的范围，为迅速采取地下水应急措施提供信息保障。

（3）一旦监测到地下水污染，及时查清污染范围和程度，发生事故时，应该迅速组织环保、消防、安全等部门参与的协调领导小组，组织有关技术人员赴现场勘查、开展监测，制定消除污染方案。

6.4 噪声污染防治措施

6.4.1 施工期噪声污染防治措施

（1）泥浆泵、钻机、柴油发电机等设备采用低噪声设备，降低噪声源强，加快施工进度，避免及减少形成污染影响。在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的油田工作人员发放噪声个人防护器材，消除噪声污染影响；

（2）定期维护泥浆泵、钻机、柴油发电机、压裂车等高噪声设备；

（3）泥浆泵、柴油发电机和钻机等高噪声设备，应装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用；

（4）做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作；

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

6.4.2 运营期噪声防治措施

（1）尽量选用低噪声设备。

（2）对噪声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。

（3）尽量将发声源集中统一布置。

（4）切合实际地提高工艺过程自动化水平。

（5）实行工人巡检制，减少操作工人在该岗位停留时间，同时提供一定劳

动保护。

（6）定时保养设备，避免设备转动部件在无润滑条件下运转。

6.5 固废污染防治措施

6.5.1 施工期固废污染防治措施

6.5.1.1 钻井泥浆污染防治措施

由于开挖大循环池存放钻井液、岩屑及泥浆的形式会造成土壤及地下水污染，破坏生态环境，本工程施工期产生的钻井液、岩屑及泥浆全部进行不落地处理，使施工期固体废物实现回用及妥善处理，不外排。岩屑及泥浆进入钻井废弃物不落地系统中处理并实现固液分离，分离后的液相循环使用，钻井结束后，剩余的少量液相由钻井施工单位回收至钻井液配制站，用于其他区块井场的钻井液配制，固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于铺筑井场、道路等。

（1）不落地达标处理工艺

不落地系统由振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备组成，具体设备详见表 6.5-1。

表 6.5-1 不落地系统设备一览表

序号	设备名称	数量	备注
1	振动筛	3 台	
2	除砂器	2 台	
3	离心机	3 台	
4	甩干机	1 台	
5	混拌机	1 台	
6	收集泵	1 台	
7	收集箱	1 座	
8	储存罐	1 座	固化罐

钻井废弃物不落地达标处理技术工艺流程如图 6.5-1 所示。工艺流程说明如下：

①钻井液、岩屑及泥浆经振动筛、除砂器、离心机多级分离后，实现初步分

离，分离后的固相进入收集箱，再输送至甩干机和离心机进行二次深度固液分离，二次分离出的液相回用，分离出的固相进入储存罐（即固化罐），投加固化剂，进行钻井固体废弃物固化/稳定化作业。固化后进行检测，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）用于铺筑井场、道路等。

②初步分离出的液相进入废水收集罐。通过废水收集罐进行处理，处理后的再生钻井液进入处理水储罐内用于钻井液配制。

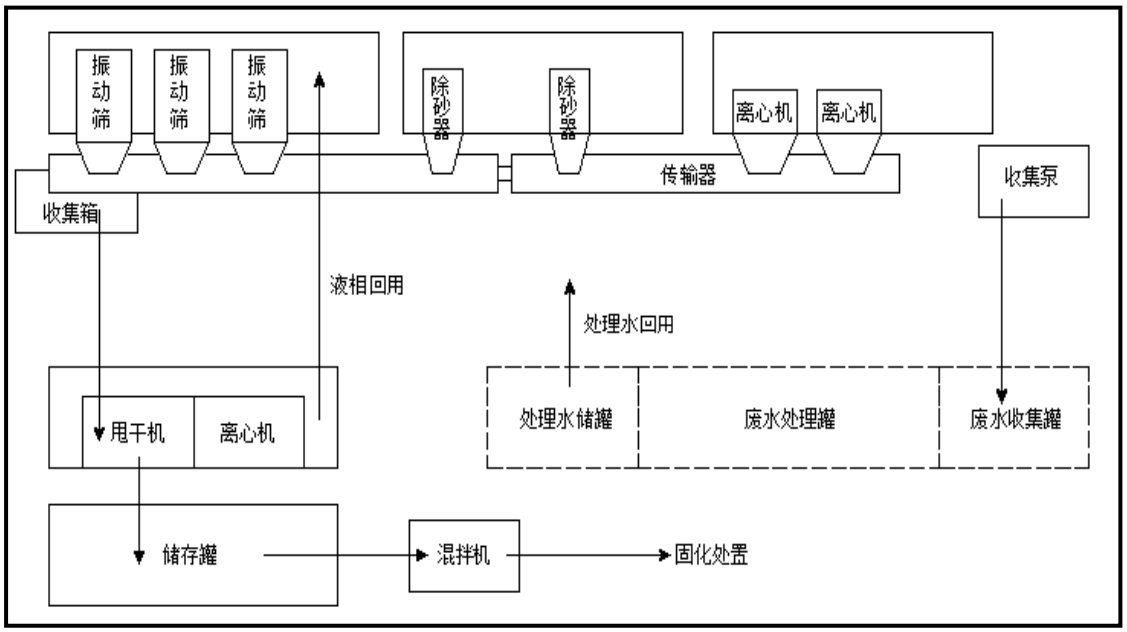


图 6.5-1 不落地处理系统工艺流程图



不落地设备



大颗粒筛分器

图 6.5-2 设备现场照片

（2）控制钻井废弃物产生量的措施

保护环境的首要工作是控制污染源，因此，要从源头上控制钻井废弃物的产生量。

①优选钻井液材料，尽可能采用无毒、低毒材料，聚合物钻井液能满足的井段不使用聚磺钻井液。禁止使用国家明文规定有毒有害成分的钻井液材料。

②加强油料的管理，避免外泄，含油废弃物单独堆放，减少含油废弃物的产生量。

③含油固废必须与水基固废分开存放，不得混放。

④采用固液分离装置进行固液分离，并分类存放在各自收集系统内，钻井过程应尽可能回用分离后的油基钻井液。

6.5.1.2 其它固体废物污染防治措施

（1）射孔压裂返排液

项目射孔作业产生的射孔压裂返排液主要成分为无机盐和水，为一般工业固废，自带回收罐回收，依托吉祥联合站污水处理系统处理。

（2）施工土方

本项目新建管线施工产生的土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场。

（3）施工生活垃圾

施工生活垃圾集中清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行卫生填埋。

（4）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。

（5）完井后，井场废物全部进行清理，对可回收物优先回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

上述技术措施在实际应用中，对各类的固废产生取得了很好的效果。只要加强管理，采取切实可行的措施，本项目施工期的固体废物不会对周围环境产生影响。

6.5.2 运营期固废污染防治措施

6.5.2.1 落地原油污染防治措施

（1）加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时严格执行“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，必须带罐（车）操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油 100%回收。回收的落地原油拉运至石树 1 块脱水站卸油缓冲罐，

进入原油处理系统进行处理。

（2）地面工程完成后，落地油基本不再产生，甚至为零。应按照清洁生产的原则，实施源头控制，对井口泄漏油、井下作业时产生的油及时回收，使之“不落地”。

（3）在钻井过程中及完成井后，严格执行井控技术规定和井口装置试压要求，落实好防喷、防漏技术措施。

（4）加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝气井跑、冒、滴、漏，以及油品泄漏事件的发生。

6.5.2.2 清罐污泥污染防治措施

本项目原油在处理过程中所产生的清罐污泥属于危险废物，编号为 HW08。委托有资质的单位拉运并进行无害化处置。

6.5.3 固废贮存方式可行性分析

6.5.3.1 施工期一般工业固废暂存方式可行性分析

本项目施工期一般工业固废主要为钻井过程产生的泥浆、岩屑、射孔作业产生的射孔压裂返排液、施工土方。

（1）钻井过程产生的泥浆、岩屑采用钻井不落地技术收集处理后，分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地。

岩屑堆存场地：固化后的固相暂存在岩屑堆存场地，每个井场均设置 1 座岩屑堆存场地，占地面积为 200m^2（10m×20m），场地设有 50cm 高的围堰，围堰及岩屑堆存场地底部均采用 HDPE 防渗膜进行防渗，渗透系数≤10^{-7}cm/s，满足《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2011）中的相关标准要求。

（2）射孔作业产生的射孔压裂返排液自带回收罐回收，暂存在回收罐内，经汽车运输拉运至吉祥联合站污水处理系统处理。

（3）施工土方：回填，不设置集中弃土场。

6.5.3.2 运营期危险废物暂存方式可行性分析

运营期危险废物主要为单井落地原油、修井落地原油及石树 1 块脱水站原油处理系统产生的清罐污泥。

（1)单井落地原油、修井落地原油由作业单位 100%回收，暂存在回收罐内，运至牛石树 1 块脱水站原油处理系统进行处理。

（2）清罐污泥

本项目原油在处理过程中所产生的清罐污泥不在站场内暂存，按照原油处理系统的清淤年限，及时清淤并妥善处置。

清罐工作交由有资质的单位进行，产生的清罐污泥直接委托有资质的单位拉运并进行无害化处置。

6.5.4 危险废物管理要求

本次环评提出，建设单位运营过程中应该对本项目的危险废物从收集、贮存、运输、利用、处置各环节进行全程的监督，各环节管理严格执行《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013 年修正）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》、《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）的相关要求。具体**危险废物环境管理要求**如下：

（1）落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。

（2）落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

（3）落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

（4）落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

（5）落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

（6）落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

（7）产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度；已经取得排污许可

证的，执行排污许可管理制度的规定。

（8）落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行；禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597）《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025）等有关规定。

（9）落实环境影响评价制度及环境保护三同时制度，需要配套建设的危险废物贮存、利用和处置设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

（10）落实环境应急预案制度，参考《危险废物经营单位编制应急预案指南》有关规定制定意外事故的防范措施和环境应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染环境防治监督管理职责的部门备案。

（11）建设单位应加强危险废物规范化环境管理，按照《危险废物规范化环境管理评估指标》有关要求，提升危险废物规范化环境管理水平。

（12）对于列入《国家危险废物名录》附录《危险废物豁免管理清单》中的废弃的含油抹布和劳保用品等危险废物，当满足《危险废物豁免管理清单》中列出的豁免条件时，在所列的豁免环节可不按危险废物管理。

6.6 生态环境保护措施

该区域气候极其干旱，生态恢复与补偿措施主要依靠植被自然恢复的方式进行，重点是防止因工程建设引起水土流失而导致土地沙化。

6.6.1 施工期生态环境保护措施

6.6.1.1 井场、站场工程生态保护措施要求

（1）井场、站场建设前，选址阶段应对施工场地周边进行现场调查，避开植被长势良好、茂密的区域，并全线避让自治区Ⅰ级保护植物（膜果麻黄、梭梭、白梭梭），不占用、不破坏。选择裸地或植被稀疏的区域进行井场和站场的建设。

（2）对井场的临时性占地合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围。严格

控制施工区域，将临时占地面积控制在最低。

①井场（采油井）永久占地 30m×40m；

②施工占地：控制在 80m×120m；

（3）钻井废弃物 100%回收，减少对周围土壤、植被的影响。

（4）一切作业尽量利用原有公路，按原有车辙行驶，若无原有公路，要严格执行先修道路，后施工的原则。不得随意开设便道，杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。

（5）井场施工结束后，应及时对现场回填平整，清除残留的废弃物，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生；站场进行平整、覆土、地面硬化处理。

6.6.1.2 管线工程生态保护措施要求

（1）对油田区域内的临时性占地（管线埋设）合理规划，严格控制临时占地面积，在选线阶段避开植被长势良好、茂密的区域，并全线避让自治区Ⅰ级保护植物（膜果麻黄、梭梭、白梭梭），不占用、不破坏。

（2）管道施工作业带应严格控制在规定范围以内，不应随意扩大，施工作业带宽度控制在 8m。

（3）管沟开挖，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地，根据管径的大小尽可能少占地。

（4）根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（5）管线敷设力求线路顺直，缩短线路长度。在满足有关安全规范的基础上，减少扰动土地。

（6）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渡，不得形成汇水区域，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。

（7）施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，

提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

6.6.1.3 道路工程生态保护措施要求

（1）无道路区域作业车辆“一”字型行驶

道路施工时，注意保护原始地表与天然植被，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，所有车辆沿原有道路行驶，不得并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围，不得破坏自治区Ⅰ级保护植物（膜果麻黄、梭梭、白梭梭）。

（2）道路选线过程中应尽量利用原有道路，新建井场道路选线尽量沿管线敷设走向铺设，避让植被密集区域，并全线避让自治区Ⅰ级保护植物（膜果麻黄、梭梭、白梭梭），不占用、不破坏。

（3）道路施工作业宽度控制在 2m。

（4）严禁在道路两侧取弃土。

6.6.1.4 对荒漠植物生态保护措施要求

经调查，项目区域绝大部分地段很少或根本无植物生长，为戈壁，地表大面积裸露，景观单调，项目区的植被利用价值低。无重点保护野生植物。

对于荒漠植物的生态保护要求如下：

（1）设计选线过程中，避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物，项目采油井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段全部避让自治区Ⅰ级保护植物（膜果麻黄、梭梭、白梭梭），不占用、不破坏。

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

（3）确保各环保设施正常运行，污水进罐、落地油回收、固体废物填埋，避免各种污染物对土壤环境的影响从而进一步影响其上部生长的沙生植被。

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

（5）强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对荒漠野生植物生存环境造成威胁。

（6）加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。

6.6.1.5 对野生动物的生态环保措施要求

经调查，项目评价区域气候极端干燥，为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单一，没有国家及自治区级保护动物。

对于野生动物的生态保护要求如下：

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

（2）为了更好的保护野生动物，建设单位在项目实施过程中要严格规定工作人员的活动范围，使之限于在施工作业带范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

（3）对施工人员开展保护野生动物宣传教育工作，强化保护野生动物的观念，禁止施工人员随意惊吓、捕猎、宰杀野生动物。

（4）加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

6.6.1.6 开展生态环境监理

建议委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线和道路施工期和钻井期。

监理的重点内容是：表土分层堆放，管道施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

生态监理要求应落实在管线、道路、井工程等项目承包招标书中。

6.6.1.7 其它生态保护措施要求

（1）在工程管理和施工人员进场前进行环境教育及相关培训；

（2）严禁施工人员进行非石油生产的其它活动，如：严禁在施工场地外砍伐植被，严禁捕杀任何野生动物；并在在施工营地、施工便道及钻井区设置“保护野生动植物”等警示牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

（3）施工期避开大风天气作业，避免风蚀引起的水土流失。所有挖方均进行回填，不产生弃土。

（4）施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实，做的工完料净场

地清，以利于植被的自然恢复。

6.6.2 运营期生态环境保护措施

本项目严格遵守国家和地方有关野生动植物保护和水土保持等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展起到了一定的积极作用。

6.6.2.1 井场等永久占地工程生态保护措施要求

永久占地地面硬化：由于油田开发区域内自然条件的限制，植被的自然恢复极其困难，因而对于地面工程永久占地要进行地面硬化处理，以减少风蚀量；对油田区及油田公路、集输管线上方、电力设施底部地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量。

6.6.2.2 其它生态保护措施要求

（1）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是注意对野生动物和自然植被的保护。

（2）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。

（3）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；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染。

通过上述处理方法，油田运营期产生的污染物不会对环境造成危害。

6.6.3 退役期生态环境保护措施

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

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。

退役期生态环境保护措施如下：

（1）扬沙污染防治措施

油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m

的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止产生飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

（2）固体废物污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、垃圾等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用；废弃建筑垃圾由施工单位运至指定位置进行处理。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。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

（3）及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，

（4）确保对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，污染地下水和土壤。

（4）井场地表恢复

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

（5）加强环保宣传

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区域生长的自治区Ⅰ级保护植物：梭梭和膜果麻黄，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，严禁踩踏破坏。加强对《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自治区Ⅰ级保护植物的法律后果。

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。

6.7 生态恢复方案

6.7.1 生态环境保护与恢复治理的一般要求

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，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

（1）禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其它法律法规规定的禁采区域内开采。禁止在重要道路、航道两侧及重要生态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采。

（2）油藏开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求，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。

（3）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。

6.7.2 生态环境分区恢复治理

6.7.2.1 勘探期生态恢复治理

油田勘探爆破、探查活动结束后，对勘探活动造成的地表土壤破坏进行平整，对地表植被进行恢复，恢复其原有生态功能。

6.7.2.2 井场生态恢复治理

（1）井场生态恢复治理范围

本项目部署 15 口井。所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

（2）生态环境恢复治理措施

①永久占地治理措施

施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

②临时占地治理措施

工程施工结束后，应对井场等施工共计 2.52hm^2 的临时占地内的土地进行平整，实施砾石覆盖等措施。

1）施工前治理措施

钻井开始前应先对井场占地范围内进行平整，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，单独收集暂存。

施工产生的弃土集中专门堆放。将弃土装入编织袋堆放在外侧，形成拦挡，并做好排水引流。

2）钻井结束后治理措施

钻井结束后，应对临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定；临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。

工程施工结束后临时占地采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地内植被在未来 3-5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

典型生态保护措施平面示意见图 6.7-1 井场砾石压盖措施典型设计图。

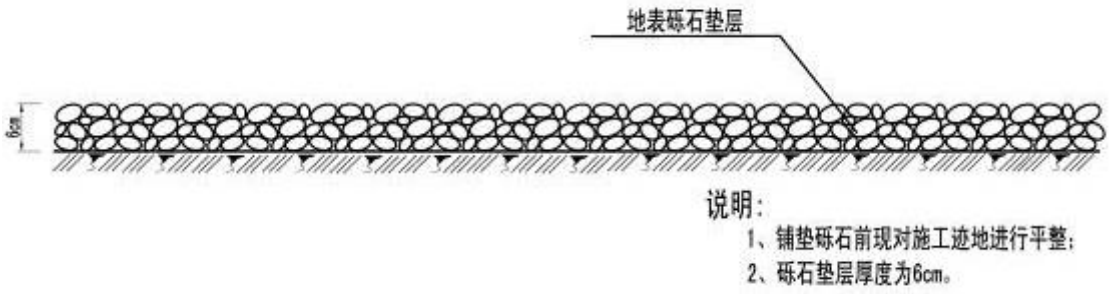


图 6.7-1　井场砾石压盖措施典型设计图

6.7.2.3 管线生态恢复治理

（1）管线生态恢复治理范围

本项目需新建各类单井管线，共计临时占地 3.648hm^2，该范围内需进行生态环境恢复治理。

（2）生态环境恢复治理措施

①工程保护措施

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

②植被恢复措施

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

6.7.2.4 道路生态恢复治理

（1）道路生态恢复治理范围

本项目需修建简易油田公路，路面宽度 4.5m，临时占地 1.24hm^2，该范围内需进行生态环境恢复治理。

（2）生态环境恢复治理措施

①工程保护措施路面用简易砂石铺设，路宽控制在 4.5m，不设路肩及路基。开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存，必要时应设置截排水沟、挡土墙等相应保护措施。

工程结束后，取弃土应及时回填、平整、压实，并利用堆存的表土对 7.408hm^2 临时占地进行植被和景观恢复，与原有地貌和荒漠景观协调。

②植被恢复措施

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

（3）植被恢复要求

植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行植被恢复。

6.7.2.5 岩屑堆存场地生态恢复治理

本项目在限定的井场范围内修筑岩屑堆存场地，用于暂存固化后的岩屑，钻井结束后对暂存的岩屑进行清运，并对每个井场 0.02hm^2 临时占地内的土地（包含在每个井场的施工临时占地内）进行生态环境恢复治理。

（1）施工前治理措施

岩屑堆存场地施工前应先对占地范围内进行平整，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，单独收集暂存。

施工产生的弃土集中专门堆放。将弃土装入编织袋堆放在外侧，形成拦挡，并做好排水引流。

（2）钻井结束后治理措施

钻井结束后，应对临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于岩屑堆存场地表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定；临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面

积，以防止侵蚀加剧。

工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地内植被在未来 3-5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

典型生态保护措施平面示意见图 6.7-1 井场砾石压盖措施典型设计图。

6.7.2.6 各阶段生态恢复措施汇总

综上，本项目生态恢复措施见表 6.7-1。

表 6.7-1　本工程具体生态恢复措施

恢复对象		生态恢复方案		
		硬化面积（hm^2）	恢复面积（hm^2）	主要恢复措施
永久占地	井场占地恢复	1.68	/	平整、清理固体废物无遗留、覆土、进行地面水泥或砂石硬化处理，防止侵蚀
	道路占地恢复	2.79	/	平整、进行地面水泥或砂石硬化处理，防止侵蚀
	石树 1 块脱水站	1.195	/	——
	石树 101 单井站	0.315	/	——
临时占地	井场占地恢复(含岩屑堆存场地)	/	2.52	地表平整、恢复植被、清理固体废物无遗留
	道路占地恢复	/	1.24	施工中严格限定施工的工作范围，规定运输车辆行驶路线，不得随意碾压植被，不得随意取弃土，施工结束一律平整土地，清除用地范围内的一切固体废物
	管线占地恢复	/	3.648	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

6.7.3 生态环境恢复进度安排

生态环境恢复计划将贯穿油田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、运营期及退役期。

6.8 水土保持方案

井场、场站、道路等施工扰动，将使井场、场站及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧，还可能将加剧地表直接破坏区的水土流失，对区域的水土流失有加剧的趋势。

本环评将从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制订合理可行的水土保持措施，防止砾幕层破坏造成的土壤沙化，尤其是防止在风力作用下形成的风沙流对邻近区域造成危害。项目建设过程中应严格参照水土保持措施执行，防止区域水土流失的加剧。

6.8.1 指导原则

（1）严格遵循《中华人民共和国水土保持法》、《中华人民共和国水土保持法实施条例》、《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》等有关规定，贯彻执行“预防为主，全面规划，综合防治，因地制宜，加强管理，注重效益”水土保持方针，尽量减少施工过程中造成的人为水土流失。

（2）根据“因地制宜，因害设防、重点治理与一般防治兼顾”的原则，采取各项水土保持措施，做到工程措施、植物措施相结合，治理与开发利用相结合，形成项目建设水土保持的综合治理体系，保证项目在施工和运营期间的安全，控制和减少水土流失，使项目沿线生态环境得到保护、恢复和改善。

（3）坚持“谁开发谁保护，谁造成水土流失谁治理”的原则，合理界定本项目水土流失防治的责任范围。

（4）各项治理措施要符合有关技术规范要求，采取工程措施与植物措施相结合，永久措施与临时措施相结合的原则，对项目造成的水土流失采取适当的防治措施体系进行治理，治理时坚持“三同时”原则。水土保持工作以控制水土流失、改善生态环境、恢复植被为重点。在不影响水土保持效能的前提下尽量减少资金的投入，要做到经济上合理，技术上可行，实施后有明显的生态和环境效益。

6.8.1 防治目标和范围

根据《新疆自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4号），项目区属于“自治区级水土流失重点治理区”。

总体防治目标是：预防和治理水土流失防治责任范围内的水土流失，减少和控制新增水土流失危害，维持工程施工、运营安全及项目区生态环境的良性循环。为此，在自然环境调查的基础上，根据工程实际设计合理可行的水土保持工程，达到恢复植被，减少水土流失，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.8.2 水土流失防治责任范围

结合《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）中的有关规定，根据工程特点和总体布局，确定本项目水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。防治责任范围主体属于吉木萨尔县管辖。

项目建设区：指开发建设单位工程建设征用、占用、租用及管辖等的土地范围，是建设项目直接造成的损坏和扰动的区域。其中用地范围包括井场、脱水站场、管线及道路区。

直接影响区：项目建设区以外因开发建设活动而造成的水土流失及其直接危害的范围，包括施工过程可能造成践踏、碾压的周边地带，以及因工程建设改变原地貌汇流路径，对周边地区带来潜在水土流失危害的区域。

6.8.3 水土保持措施

根据水土流失防治分区，在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上，针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度，将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起，合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程中具有水土保持功能工程，纳入到方案的水土保持措施体系当中，使之与方案新增水土保持措施一起，形成一个完整、严密、科学的水土流失防治措施体系。

（1）井场、场站区

①为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边梗；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。

②植物措施：项目采油井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，全部避让自治区Ⅰ级保护植物（膜果麻黄、梭梭、白梭梭），不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

（2）道路区

新建道路选线尽量选已有便道或简单道路，若无此条件，对天然植被生长良好的地段采用避让方案，迂回绕道。施工期要完善开辟的临时便道，要严格控制占地面积，指定施工期车辆行驶路线，严禁道外行驶。

路基填料尽量利用处理达标的钻井岩屑及场地平整产生的施工弃方。路基边坡人工洒上一次水后进行“封育”，利用当地的降水进行自然恢复。在有灌溉条件

的路段两侧进行人工绿化。

（3）管线区

本项目水土流失主要发生在施工期，本次环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中，要限制施工作业扰动范围，开挖出的土按表层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层，表层土覆于上层，然后洒水“封育”。

由于管线敷设地面还形成一条高于地面的土埂，因此若供排水与地表天然排水方向垂直，则要分段设排水沟。

（4）植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则，根项目自身特点和所处地区的气候特点，选择耐寒、耐旱、抗盐碱沙生植物种作为场内恢复绿化和造林的骨干植物种，如当地适生的优势免灌植物为多枝柽柳、琵琶柴等。当地有灌溉条件的地方可人工种植的乔木选择适于当地生长的广布种。

（5）编制防洪规划和水土保持规划的要求

建议建设单位必须在项目前期按《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）的要求，编制符合要求的水土保持方案，以便有效防止水土流失。

6.9 防沙治沙方案

根据《国家林业局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）：沙区开发建设项目是指在沙漠、戈壁、沙地、沙化土地和潜在沙化土地上实施的开发建设项目，主要包括在沙区范围内开发的工业、农业、畜牧业、能源、水利、交通、城市建设、旅游、自然资源等建设项目。按照《防沙治沙法》的规定，“沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价”。

6.9.1 防治目标

开展沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的主要目的，是对开发建设项目实施后可能造成对沙区植被、生态的影响和土地沙化趋势变化进行综合分析、预测和评估，提出预防或者减轻不良影响的对策和措施，为沙区开发建设项目的立项决策提供生态承载能力等方面的科学依据。

本项目区块开发涉及到的区域基本为原始的戈壁荒漠地带，只有零星植被分布，植被覆盖度小于 5%，地表大面积裸露，景观单调。总体防治目标为：维持生态环境现状，预防遏制新的沙化形成，保护沙区植被。根据工程实际设计合理可行的防沙治沙工程，达到恢复植被，遏制沙化，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.9.2 防沙治沙措施

在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合措施，加强地表覆盖，减少尘源。具体措施有：

（1）严禁在戈壁滩和荒漠结皮地段随意踩踏、占用，破坏地表植被和稳定的结皮层。施工结束后，对施工场地及时进行清理、平整，减少沙物质来源。

（2）项目所在区域都是荒漠戈壁，表层基本都为砾石构成的砾幕。为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边梗；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。禁止随意剥离工程占地以外的剥离砾石。

（3）植物措施：项目采油井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，全部避让自治区Ⅰ级保护植物（膜果麻黄、梭梭、白梭梭），不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

（4）工程项目所在地采取风沙防护工程，治理结束后，恢复期应在充分利用既有防沙治沙措施的基础上，进一步采取机械治沙和生物治沙等综合整治措施，控制土地沙漠化的扩展。

7 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，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。社会因子、经济因子、环境因子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。

石树 1 区块的开发建设必将带来极大的经济效益，可以提高油气田开发的社会效益，但是任何一种开发或生产活动和行为，都不可避免地会对环境（资源）产生一定的影响，特别是与石油相关的建设工程，在忽视环境保护的情况下，所造成的环境污染和生态破坏是相当严重的，环境遭受的经济损失则是巨大的。为了减少不利环境影响造成的经济损失，该项目在开发建设工程和污染防治方面均采取了一定的措施，投入了一定的资金来减少项目建设对环境的影响。

7.1 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。

本项目开发是中国石油天然气股份有限公司积极支持西部大开发、支持新疆地区经济发展的一项重大举措。对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地国税、地税有着显著的作用。因此，本项目具有良好的社会效益。

7.2 环境经济损益分析

7.2.1 环境损失分析

油田开发建设对环境造成的损失主要表现在：

（1）工程占地造成的环境损失；

（2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）其他环境损失。

工程占地主要为井场建设和外输（输油管线）管道占地以及道路建设占地。工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都有不利影响。本项目地面建设工程区域主要影响是生态影响，包括破坏原有地表砾幕结构，地表裸露导致水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目施工期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道、井场区泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.2.2 环保投资分析

项目总投资 3363 万元，环保投资约 575 万元，占总投资的 17.1%。本工程环保投资估算见表 7.2-1。

表 7.2-1　环境保护投资估算

阶段	项目名称	环保措施	投资（万元）
施工期	临时占地	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	14
	站场、道路和管线施工产生的施工扬尘	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布；管线分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整。	5
	钻井废气	采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施	——
	施工营地生活污水	移动式卫生厕所，1 座	3
	施工噪声	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	4
	钻井液、钻井固废	回收罐若干	165
		不落地处理系统 1 套，撬装式	
		每个井场配套 1 座岩屑堆存场地 200m^2（底部铺设 HDPE 防渗膜，10m×20m）	
	射孔压裂返排液	回收罐若干	1
	施工土方	表土分层堆放，分类回填，严禁大量集中弃置	2

阶段	项目名称	环保措施	投资（万元）
	生活垃圾	清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场	1
运营期	油气集输、处理、储存无组织挥发非甲烷总烃	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等与站场、管线同步建设	7
		脱水站油气回收装置，1 套	60
	防渗膜铺装	修井及井下作业过程中铺设防渗膜	15
	清罐污泥	委托有资质单位处理处置	4
	落地原油	回收罐若干，带罐作业，100%回收，运至石树 1 块脱水站原油处理系统进行处理	3
	采出水、井下作业废水	橇装污水罐（60m^3，6 具）	180
		回收罐若干	2
		由罐车送至吉祥联合站污水处理系统处理	20
	生活污水	化粪池（有效容积为 5m^3）	1
		撬装埋地一体化污水处理装置 1 座（设计能力 0.5m^3/h）	7.6
		橇装地下玻璃钢生活污水罐 1 具（有效容积 8m^3，φ1.6m×4.8m）	14
	井场、站场噪声	采用低噪声设备、基础减震、隔声等	4
	地下水	石树 1 块脱水站原油罐区和卸油区、石树 101 单井站设置 50cm 高围堰，围堰区底部用 HDPE 防渗膜进行防渗，渗透系数≤10^{-7}cm/s，防止原油泄漏污染站场/井场地下水	40（计入工程投资）
	生活垃圾	清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场	0.4
退役期	地面构筑物、管线拆除产生的施工扬尘	严格按国家环保部《防治城市扬尘污染技术规范》的要求采取各项防尘抑尘措施	8
	建筑垃圾	由施工单位运至指定位置进行处理	6
	生态保护及恢复	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来站场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	16
事故风险		井口防喷器，若干	30
合计			575

7.3 环境经济损益分析结论

项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、地面设施建设、道路修建、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 575 万元，环境保护投资占总投资的 17.1%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8环境管理与监测计划

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营期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运营期的事故，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，本章针对本项目在施工期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工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

8.1.1 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。环境管理包括机构设置及职责、管理制度、管理计划、环保责任制等内容。

中国石油吐哈油田分公司依据《健康安全与环境管理体系第一部分：规范》（Q/SY1002），对照《中国石油天然气集团公司 HSE 管理体系管理手册》及《中国石油天然气股份公司勘探与生产分公司 HSE 管理体系管理手册》的要求，编制并批准了《吐哈油田分公司健康、安全与环境管理体系管理手册》。

作业区所属的中国石油吐哈油田分公司目前已建立了完善的健康、安全与环境管理体系，为减少运营井和退役井对周围环境的影响，落实各项环保和安全措

施，起到了积极作用。

8.1.1.1机构设置

中国石油吐哈油田分公司在环境管理机构设置上实行逐级负责制。

油田公司管理体系最高管理者负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障等；日常环境管理工作由安全环保科负责，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；公司安全环保科负责环境标准的贯彻实施，确保所有有关管理体系方面要求和管理文件能正确、完全的执行；各单位安全环保负责人负责解决油田开发过程中出现的各类环境问题以及发生污染事故的处理等。

8.1.1.2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。

8.1.1.3生产区环境管理

（1）日常环境管理

①搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按“总体规划、达标排放”的原则，在生产过程中，油田采出水全部回注。

废气污染源的控制是重点加强对油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染，达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

②加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

③落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）环境污染事故的预防与管理

①对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，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。对各类重大事故隐患，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预案。

②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和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，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及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

③加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.1.1.4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。

8.1.2 管理体系及体系运行

石树 1 区块建成后由吐哈油田分公司统一管理。在本次开发建设项目的实施过程中，将依托吐哈油田分公司在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系（QHSE 管理体系），减少施工期和运营期对周围环境的影响，落实各项环保和安全措施。

中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司在环境管理机构设置上为多级 HSE 管理网络，实行逐级负责制。

HSE 最高管理者为公司经理，主要负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障；日常环境管理工作由任 HSE 管理者代表的副经理主持，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；公司安全环保处负责监督 HSE 标准、环境标准的贯彻实施，确保所有有关 HSE 方面的要求能正确、完全的执行；各单位安全环保负责人负责解决油田开发过程中出现的环境问题以及发生污染事故的处理等。中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司在生产经营管理方面采用精细化管理，强化执行力，关注细节，注重过程管理，形成了具有现代企业经营的管理模式。

8.1.3 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，减少运营期事故的发生，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、运营期及退役提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 8.1-1　本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，划定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低	施工单位及建设单位	环境监理公司 环境监察总队 昌吉州生态环境局 自治区生态环境厅
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁施工人员采摘植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地		
		植被	保护荒漠灌丛植被，避让自治区Ⅰ级保护植物(膜果麻黄、梭梭、白梭梭)；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		
		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		
		重点区段	项目采油井口及井场、道路及集输管线全部避让，不占用、破坏自治区Ⅰ级保护植物（膜果麻黄、梭梭、白梭梭）		
	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置；运送建筑材料的卡车须用帆布遮盖，严禁散落和随风飞扬；施工现场设置围栏等		
		废水	以钻井队为单位，核算清水的用水定额，建立奖惩制度，控制和减少清水用量。杜绝水的跑、冒、滴、漏现象。钻井废水综合利用		
		固体废物	钻井岩屑、泥浆按规范处置；施工土方回收利用，不能利用的弃渣送弃渣场		
		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	生态保护		继续做好施工迹地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季少量的降水使景观慢慢得以自然恢复； 培训巡线人员相关的水土保护知识，使之在保护沿线植被的同时，随时观察沿线的水土流失状况，以便能及时的采取补救措施。 定期维护集输支线、电力设施底部等设施的地面砾石	建设单位	自治区生态环境厅 自治区环境监察总队 昌吉州生态环境局
	污染防治	废水	污水处理装置		
		废气	油气回收装置定期检测、维护； 对大气环境进行定期监测		
		固体废物	集中堆放，委外处理		
		噪声	选用低噪声设备、加消声减振设施		
		地下水	对地下水环境进行监控		
	事故风险		事故预防及原油泄漏应急预案		

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
退役期	生态恢复		做好退役期的地表恢复工作，人工种植地表原有植物，拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土（拉运并填埋具有原来特性的土质），恢复原有生态机能	建设单位	自治区生态环境厅 自治区环境监察总队 昌吉州生态环境局
	污染防治	废气	在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染		
		废水	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响		
		噪声	采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随退役期工作结束而终止		

8.1.3.1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，本工程在施工期间要实施 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；负责协调与吉木萨尔县环保、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。

本工程施工期环境管理监督内容见表 8.1-2。

表 8.1-2　施工期环境管理内容

重点地段	重点管理内容	目的
井位钻井	1、 弃渣是否按规定堆放在指定弃渣场； 2、 对地下水采取的保护措施是否合理。	减少地下水污染
管线道路	1、是否严格执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”； 2、施工作业场地设置是否合理，施工、运输车辆是否按指定路线行驶； 3、施工人员是否超越施工作业带施工；	减少土壤和植被的破坏，减少水土流失

重点地段	重点管理内容	目的
	4、施工人员是否超越施工活动范围； 5、垃圾、废物是否有指定地点堆放，是否及时清理； 6、施工结束后临时用地是否彻底恢复。 7、施工是否利用现有便道。	

8.1.3.2运营期环境管理

（1）日常环境管理

1）搞好环境监测，掌握污染现状

①定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

②废水管理应按“总体规划”原则，在生产过程中，油田采出水全部回注，均不外排。

③废气污染源的控制是重点加强对油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

2）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。

3）落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

1）对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，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。对各类重大事故隐患，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预案。

2）制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本工程性质、国内外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和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时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及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

4）加强风险管理

由于在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.1.4 其他环境管理要求

8.1.4.1排污口规范化管理及排污许可手续

根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年修订），产生工业固体废物的单位应当取得排污许可证。排污许可的具体办法和实施步骤由国务院规定。现暂未出台固体废物排污许可工作申领的具体办法和实施步骤，待后续相关办法出台后，建设单位需按照相关办法进行固体废物排污许可证的申领。工程实施后，建设单位应建立健全工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度，建立固体废物管理台账，如实记录产生工业

固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息，实现工业固体废物可追溯、可查询。应当向所在地生态环境主管部门提供工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等有关资料，以及减少工业固体废物产生、促进综合利用的具体措施，并执行排污许可管理制度的相关规定。

另外，本工程需根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》、《<环境保护图形标志>实施细则》、《环境保护图形标志》、《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017），建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度。

8.1.4.2环境影响后评价要求

根据《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）严格落实《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》要求。

在本工程通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收、且稳定运行满 5 年后，须组织开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施，推动油气田开发建设绿色高质量发展。

8.2 企业自主验收

（1）建设项目主体工程竣工后，其配套建设的环境保护设施必须与主体工程同时投入生产或者运行。需要进行试生产或试运行的，其配套建设的环境保护设施必须与主体工程同时投入试生产或试运行。

（2）建设项目主体工程竣工后、正式投产或运行前，企业应自行组织开展建设项目竣工环境保护验收，并编制建设项目竣工环境保护验收调查(监测)报告。

（3）建设项目竣工环境保护企业自行验收范围

①环境影响报告书及其批复文件规定的与建设项目有关的各项环境保护设施，包括为防治污染和保护环境所建成或配备的工程、设备、装置和监测手段，各项生态保护设施。

②环境影响报告书及其批复文件和有关项目设计文件规定应采取的其他各项环境保护措施。

③与建设项目有关的各项环境保护设施、环境保护措施运行效果。

（4）建设项目竣工环境保护企业自行验收工作程序

①在建设项目竣工后、正式投入生产或运行前，企业按照环境影响报告书及其批复文件要求，对与主体工程配套建设的环境保护设施落实情况进行查验。

②按照环境保护主管部门制定的竣工环境保护验收技术规范，企业自行编制或委托具备相应技术能力的机构，对建设项目环境保护设施落实情况进行调查，开展相关环境监测，编制竣工环境保护验收调查（监测）报告。

③验收调查（监测）报告编制完成后，由企业组织对建设项目环境保护设施和环境保护措施进行验收，形成书面报告备查，并向社会公开。

④企业自行组织竣工环境保护验收时，应成立验收组，对建设项目环境保护设施及其他环境保护措施进行资料审查、现场踏勘，形成验收意见，验收组成员名单附后。验收意见应经三分之二以上验收组成员同意。

⑤企业应对验收意见中提出的环保问题进行整改。环境保护设施未经验收或者验收不合格的，建设项目主体工程不得投入生产或者使用。

⑥企业应自验收通过之日起 30 个工作日内，制作竣工环境保护验收意见书，并将验收意见书、验收调查（监测）报告和“三同时”验收登记表上传至建设项目竣工环境保护企业自行验收信息平台，并如实向社会公开。

（5）企业应向社会及时公开建设项目环境保护设施和环境保护措施落实情况、竣工环境保护验收情况，并接受社会监督。

①在施工期间应主动公开下列信息：主要环境保护设施实施情况；施工期环境保护措施落实情况；施工期环境监测情况及监测结果。

②在投入生产或者使用前应主动公开下列信息：各项环境保护设施落实情况；环境保护措施落实情况；环境监测报告；突发环境事件应急预案及备案情况；竣工环境保护验收调查（监测）报告；竣工环境保护企业自行验收意见。

③在运行期间应定期公开下列信息：各项环境保护设施运行情况；主要污染物排放情况；突发环境事件应急演练和应急预案完善情况；环境影响后评价开展情况。

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表 8.2-1。

表 8.2-1　拟建项目环境保护“三同时”验收一览表

类别		污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
				治理措施	工程量	
施工期	废水	钻井废水	钻井井场	钻井废水采用临时罐体收集，综合利用	每个施工井场配备临时罐体，规格为 5m³×2 个	综合利用，不外排
		管道试压废水	管线	回用于施工现场洒水降尘	/	综合利用，不外排
		生活废水	钻井井场	排入移动式卫生厕所自然蒸发，施工结束覆土填埋	移动式卫生厕所，1 座	不外排
	废气	施工扬尘	钻井井场	采取覆盖防尘布，分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整	——	——
		钻井废气	钻井井场	采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施	——	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度要求
	噪声	施工噪声	钻井井场	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	——	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）
	固废	钻井液、钻井岩屑、泥浆	钻井井场	①钻井液采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置； ②钻井岩屑、泥浆一同排入不落地系统中处理并实现固液分离，分离后的液相循环使用，固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地，经检测达标后用于铺筑井场、道路等	回收罐若干 不落地处理系统 1 套，撬装式 每个井场配套 1 座岩屑堆存场地 200m² (底部铺设 HDPE 防渗膜)	钻井固体废物预处理后需满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于铺筑井场、道路等
		射孔压裂返排液	钻井井场	收集入罐，统一收集运至吉祥联合站污水处理系统处理	回收罐若干，依托吉祥联合站污水处理系统	零排放
		施工土方	钻井井场	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施	不设集中弃土场	零排放

类别		污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
				治理措施	工程量	
		生活垃圾	钻井井场	集中收集，统一拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行填埋处理	依托吉木萨尔县生活垃圾填埋场	零排放
	生态恢复	水土流失	井场、管线	恢复地貌	永久占地：5.98hm^2 临时占地：7.408hm^2	恢复地貌
		植被破坏	临时占地范围	植被恢复情况：种类、优势物种、数量、覆盖度		《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）
		工程占地	井场、管线、脱水站、道路	严格控制占地范围		
		土壤	管线	开挖时分层开挖、分层回填；井场泥浆、落地油处理情况		
运营期	废水	采出水	石树 1 块脱水站原油处理系统	暂存至石树 1-1 平台污水罐区（配套 6 具橇装 60m^3 污水罐）；定期拉至吉祥联合站污水处理系统进行处理，达标后回注含油层	6 具橇装 60m^3 污水罐	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)相关标准
					依托吉祥联合站污水处理系统	
		井下作业废水	井场	作业单位自带回收罐回收，运至吉祥联合站污水处理系统处理达标后，上清液回注含油层，底泥暂存在联合站，交由有资质的单位进行无害化处置	回收罐若干	
					依托吉祥联合站污水处理系统	
		生活污水	石树 1 块脱水站办公生活	经自建化粪池+撬装埋地一体化污水处理装置（设计能力 0.5m^3/h）处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准，回用于脱水站内的绿化等，不外排	化粪池 1 座（有效容积为 5m^3）	《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准
					撬装埋地一体化污水处理装置 1 座（设计能力 0.5m^3/h）	
	废气	烃类无组织挥发	井场/脱水站集输、储存、处理过程	密闭管线集输。采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵	若干	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度要求

类别	污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
			治理措施	工程量	
			石树 1 块脱水站储罐废气采用油气回收装置回收，回收率>97%，处理后无组织排放	油气回收装置 1 套	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
废气	伴生气放散燃烧	石树 1 块脱水站	放散燃烧，无组织排放	/	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度要求
噪声	各类机泵	石树 1 块脱水站	低噪声设备	若干	设备设在密闭房间内
固废	清罐污泥	石树 1 块脱水站原油处理系统	交由有资质的单位进行无害化处置	——	《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）、危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013 年修正）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求
	落地油	井场	回收罐回收，作业单位 100%回收，回收后的落地原油运至石树 1 块脱水站原油处理系统进行处理	回收罐若干	井场无落地油痕迹
地下水污染防治措施	石树 1 块脱水站原油罐区和卸油区、石树 101 单井站设置 50cm 高围堰，围堰区底部用 HDPE 防渗膜进行防渗，渗透系数≤10^{-7}cm/s				防止原油泄漏污染站场/井场地下水
环境风险	详细的井场井喷、井漏事故应急预案，并配套井场防喷器等风险防范措施；管道断裂、泄漏、火灾等风险事故应急预案				严格落实风险事故防范措施，有效应对和排除各种突发事故的不利影响
环境监测	发挥其施工期和运营期的监控作用				污染源达标排放

类别	污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
			治理措施	工程量	
环境管理	成立环保领导小组，安排专职环保管理工作人员 1 人				环境质量达标
	环保设施与措施、环境管理规章制度、施工期环境监理报告、环境风险事故应急预案				

8.3环境信息公开

参考《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》的有关规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公开内容应包括：

（1）基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；

（2）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；

（3）防治污染设施的建设和运行情况；

（4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

8.4 环境监测计划

8.4.1 施工期环境监理计划

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。

8.4.1.1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管道建设的现场施工经验。

8.4.1.2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 8.4-1。

表 8.4-1　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）各井场的环保设施，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）废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	集油气管沟开挖现场	（1）集油气线路由是否满足环评要求 （2）是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； （3）施工作业是否超越了作业带宽度； (4)挖土方放置是符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； （5）施工人员是否按操作规程及相关规定作业； （6）施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种。	环评中环保措施落实到位
3	道路建设现场	（1）道路路由是否满足环评要求 （2）施工作业是否超越了限定范围； （3）临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施； （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、临时占地是否恢复植被及耕种；	各项环保措施落实到位
4	保护动物和保护植物	（1）是否有滥捕和滥挖保护动物和植物行为 （2）是否严格施工作业带宽度，减少占地	环评中环保措施落实到位
5	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）有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	环评中环保措施落实到位

8.4.2 环境监测计划

本工程在施工和运营期间，施工机械和生产设备均投入使用，故在各个阶段需对生产过程产生的三废和生态影响进行严格监管，定期对各个阶段产生的三废和生态影响进行监测，减少对周围环境影响。

本工程在运营期的排污主要集中在井场、单井站和脱水站，其在运营期的监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017），并参照《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业（征求意见稿）》制定自行监测方案并开展监测。自行监测方案按要求向相关生态环境部门备案。

具体环境监测计划见表 8.4-2。

表 8.4-2 运营期环境监测计划

监测对象		监测频率	监测点位		监测项目	监测单位
环境质量	生态环境	/	项目区块		临时占地恢复	委托监测或建设单位自行监测
	大气	半年	项目区下风侧距边界 10m 处		非甲烷总烃、二氧化硫、氮氧化物	
	地下水*①	半年	项目区上游、下游各 1 个监测点		石油类、石油烃（C_6～C_9）、砷、六价铬	
	土壤*②	年	石树 1 块脱水站、至少 1 座井场（已开采）及其 200m 范围内		石油类、石油烃（C_6～C_9）、砷、六价铬	
污染源	无组织废气	季度	脱水站场界		非甲烷总烃	
		半年	设备与管线组件泄漏检测*③	泵、压缩机、搅拌器（机）、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统	泄漏监测值	
		年		法兰及其他连接件、其他密封设备	泄漏监测值	
	生活污水	半年	自建污水处理设施		废水量、COD、SS、氨氮	
	昼夜噪声	季度	单井站及石树 1 块脱水站边界四周围墙外 1m 处		等效连续 A 声级	

注：①当监测指标出现异常时，应按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

②当监测指标出现异常时，应按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

③泄漏检测值的监测方法及其他相关要求按 HJ733、GB39728 的规定执行。

每次监测都应有完整的记录。监测数据应及时整理、统计，按时向管理部门、调度部门报告，做好监测资料的归档工作。

8.5 污染物排放清单

本工程污染物排放清单及管理要求见表 8.5-1。

表 8.5-1　本项目污染物排放清单

污染物类别	生产工序	污染源名称	污染物	治理措施	运行参数	排污口参数		排放状况				执行标准	
						编号	排污口参数	浓度 (mg/m^3)	速率 (kg/h)	年排放量 (t/a)	排放方式	排放浓度限值	
无组织废气	井场/脱水站集输、储存	无组织挥发烃类	非甲烷总烃	14 口井采用密闭管线集输；石树 101 单井站采用单井拉油，拉油过程采用密闭容器、罐车	/	A1	排放高度 0.8m	/	1.57	12.48	连续	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要求
	石树 1 块脱水站储罐废气	无组织挥发烃类	非甲烷总烃	采用油气回收装置回收，回收率>97%，处理后无组织排放	收集效率≥97%	A2	排放高度 8m	/	0.1	0.792	连续	4.0mg/m³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	伴生气放散燃烧废气	无组织废气	SO_2	无组织排放	/	A3	排放高度 8m	/	5.9×10^{-5}	0.518	连续	0.4mg/m³	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度要求
			NOx					/	0.00025	2.178		0.12mg/m³	
废水	石树 1 块脱水站原油处理系统	采出水	COD、SS、氨氮、石油类、挥发酚、硫化物	暂存至石树 1-1 平台污水罐区，定期拉至吉祥联合站污水处理系统进行处理，达标后回注含油层	/	/	零排放，全部回用	/	/	0	连续	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)相关标准	
	井下作业	洗井水	COD、石油类	作业单位自带回收罐回收，运至吉祥联合站污水处理系统处理达标后，上清液回注含油层，底泥暂存在联合站，交由有资质的单位进行无害化处置	/	/	零排放，全部回用	/	/	0	间歇		
	生活污水		COD、SS、氨氮	经自建化粪池+撬装埋地一体化污水处理装置处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准，回用于脱水站内的绿化等，不外排	撬装埋地一体化污水处理装置 1 座（设计能力 $0.5m^3/h$）	/	零排放，全部回用	/	/	186	间歇	《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准	
噪声	石树 1 块脱水站	各类机泵		合理布局、隔声、减震、距离衰减等	/	/	/	/	/	/	连续	《工厂企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准	
危险废物	石树 1 块脱水站原油处理系统	清罐污泥		委托有资质单位处理	/	/	/	/	/	0	间歇	《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）、危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013 年修正）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求	
	井场	落地油		作业单位 100%回收，回收后的落地原油运至石树 1 块脱水站原油处理系统进行处理	/	/	/	/	/	0	间歇	/	
一般工业固废	生产	/		/	/	/	/	/	/	0	间歇	/	
生活垃圾	生活	生活垃圾		集中收集，统一拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行填埋处理	/	/	/	/	/	0	间歇	/	

9 环境影响评价结论与建议

9.1 结论

9.1.1 项目建设概况

根据项目开发方案，在石树 1 区块部署 13 口水平井（平二段部署 10 口，平三段部署 3 口），利用 2 口老井（石树 101H、石树 102）。

其中新钻采油井 3 口，评价井转产 10 口，老井 2 口，单井设计产能在 10～14.5t/d，新建产能 6.0×10^4t。

新建采油平台 4 座（石树 1-1、石树 2-1、石树 2-2、石树 2-3 平台），新建集输管线 3.9km、单井集输管道 0.66km，单井集油支线 0.65km、新建油区道路 6.2km。

新建脱水站 1 座（设计原油处理规模 240t/d，设计液量处理规模 650m^3/d）。

各井场采出液经管输或罐车拉运至新建脱水站内进行处理，采出水依托吉祥联合站污水处理系统进行处理后，优先用于复配压裂液，剩余部分输至吉 7 井区作为注水水源。

9.1.2 环境质量现状

9.1.2.1 环境空气质量现状

根据吉木萨尔县环境空气质量监测站点 2020 年环境质量数据，吉木萨尔县 PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年均值不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，故项目所在区域为不达标区。

根据特征因子补充监测结果，评价范围内各监测点的非甲烷总烃小时平均浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃的标准要求，未出现超标现象，评价区域现状环境空气质量较好。

9.1.2.2 水环境质量现状

根据地下水监测结果表明，GW1 井硫酸盐和氟化物超标；除此之外其他各项指标均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准要求。

9.1.2.3 声环境质量现状

根据监测结果表明：项目评价区域各监测点在监测期间昼夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096–2008）2 类标准要求，无超标现象，说明区域声环境质量较好。

9.1.2.4 土壤环境质量现状

根据监测结果，项目建设场地及占地范围外评价区的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

9.1.2.5 生态环境质量现状

根据《新疆生态功能区划》，项目区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区、准噶尔盆地东部灌木荒漠野生动物保护生态亚区、将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区。

项目区域土地利用结构比较单一，以戈壁荒漠为主。项目区土壤类型以灰棕漠土为主，项目区显域植被以小半灌木荒漠与小半乔木荒漠占优势，主要分布在砾石戈壁区。主要组成植物有骆驼刺、盐生假木贼、猪毛菜等。

项目区地处温带，在动物地理区划上属古北界—中亚亚界—蒙新区—准噶尔亚区—准噶尔盆地省。由于准噶尔盆地严酷的气候条件，不仅酷热，而且极为干旱，植被盖度极低，所以野生动物种类分布较少。项目区域内国家和自治区级保护动物有 5 种，蒙古野驴和普氏野马属于国家Ⅰ级保护动物，鹅喉羚属于Ⅱ级保护动物，但主要分布在卡拉麦里山有蹄类自然保护区北部植被生长相对良好的地带，在项目区评价范围内则极难见到，项目区野生动物活动极少。

油田前期钻探工作中的勘探、井场占地、修筑道路、人员活动、污染物排放等以及开发行为产生的植被破坏、地表扰动、污染等有可能加快区域环境的恶化，如能很好的控制开发行为并做好后期管理和生态恢复，其对环境的影响可以控制。

9.1.3 主要环境影响

9.1.3.1 环境空气影响评价结论

（1）施工期废气：主要为钻井期间发电机、柴油机等设备产生的废气、管

线施工产生的扬尘及施工车辆尾气等，均为无组织排放，随施工结束而消失，对周围环境影响较小。

（2）运营期废气：主要为油气集输、处理及储存过程无组织排放的烃类气体及伴生气放空的燃烧废气。经预测，各井场/脱水站无组织排放的非甲烷总烃最大落地浓度为 125μg/m^3，占标率 6.25%，$D_{10\%}$未出现，非甲烷总烃到达区块边界浓度和最大落地浓度均小于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）的场界标准限值（NMHC 无组织排放浓度限值 4mg/m^3）；SO_2、NO_X 无组织排放的最大落地浓度分别为 2.67×10^{-3}μg/m^3、1.13×10^{-2}μg/m^3，$D_{10\%}$未出现，其最大落地浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控限值要求（SO_2 无组织排放浓度限值 0.4mg/m^3，NOx 无组织排放浓度限值 0.12mg/m^3）。因此，项目所排放的大气污染预测浓度能满足相关环境质量标准要求；可满足相关无组织排放浓度排放限值要求，可达标排放，项目周边 2.5km 范围内无环境敏感目标。

综上所述，本项目施工期和运营期排放的废气对区域环境产生的影响较小。

9.1.3.2 水环境影响评价结论

（1）施工期废水：管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，施工现场洒水降尘；施工生活污水排入移动式卫生厕所自然蒸发，施工结束覆土填埋。

（2）运营期废水：采出水及井下作业废水送至吉祥联合站污水处理系统处理，达标后回注含油层；脱水站职工生活污水经自建化粪池+撬装埋地一体化污水处理装置处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准，回用于脱水站内的绿化等，不外排。

（3）事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、井漏、油水窜层等，管道泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层；井喷事故是以面源形式的原油渗漏污染地下水，井漏事故对水环境的污染是油气窜层，造成地下含水层水质污染。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

本项目开发过程中对区域水环境的影响主要来自于非正常状态。非正常的状态可通过加强管理和采取有效的控制措施加以防范，只要加强管理，防患于未然，对水环境可能造成的影响可以避免。

综上所述，正常生产状况下，项目施工期和运营期的废水及固废均得到了有效的处理处置，不会对地表水环境及地下水环境产生不利影响。

9.1.3.3 声环境影响评价结论

项目钻井期噪声随施工结束而消失。运营期，井场和管线正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。井区周围噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求，且本项目位于戈壁荒漠，周边 500m 范围内无固定居民居住，故在运营期间本项目不会产生扰民现象。同时，本项目对各类机泵设施加装变频，有效地使设备在各种工况下达到最佳状态，降低噪声影响。

9.1.3.4 固体废物环境影响评价结论

本项目可能对环境造成影响的固体废物主要为钻井废弃物（钻井废弃岩屑、泥浆）、射孔压裂返排液、施工弃土、施工期生活垃圾和运营期产生的井下作业废液、清罐底泥、落地原油及运营期生活垃圾。

（1）施工期：本项目钻井期间产生的钻井岩屑、泥浆采用钻井不落地技术收集，在钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于铺筑井场、道路等，可以有效减缓工程建设对井场周围环境的影响；钻井完井时射孔作业产生的射孔压裂返排液自带回收罐回收，依托吉祥联合站污水处理系统处理；施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场；施工人员生活垃圾集中收集统一拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行填埋处理。

（2）运营期：运营期井下作业废液（废压裂液、废洗井液）自带回收罐回收作业废液，井下作业废液先运至吉祥联合站的暂存池内，稳定后进入污水处理系统处理，处理达标的上清液回注含油层，底泥暂存在吉祥联合站，交由有资质的单位进行无害化处置；石树 1 块脱水站原油处理过程中产生的清罐底泥定期委托有资质的单位进行无害化处置；单井落地原油由作业单位 100%回收，回收后的落地原油拉运至石树 1 块脱水站卸油缓冲罐，进入其原油处理系统进行处理。采取以上措施后，运营期固体废物不会对周围环境产生影响。

综上分析，建设单位在建设、处置和运行管理中严格执行防治措施及吐哈油田分公司各项要求的条件下，本项目在开发建设和生产运营过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，不会对周围环境产生影响。

9.1.3.5 生态环境影响评价结论

本项目建设区域内无自然保护区、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，工程永久性占地面积为 5.98hm^2，临时占地面积 7.408hm^2，占地类型主要为裸地，地表植被稀疏，工程区地表植被为本区域广布的荒漠植被，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。

油田开发过程中，施工迹地植被将消失而形成裸地。但施工区域与周围植被没有明显的隔离，临时占地一般在 3-5 年或更长时间内将向原生植被群落演替。在整个油田开发过程中，临时占地和永久占地的影响范围较小，建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

9.1.3.6 环境风险评价结论

本工程发生风险事故的类型主要为原油储罐破裂泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能杜绝各类事故的产生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、营运中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

9.1.4 环境保护防治措施

9.1.4.1 施工期

本项目钻井过程中，将产生一定量的废水、废气、固体废物和噪声。

（1）废气防治措施：

①钻井废气：采用高效设备的方式，定期对钻机（电钻）、柴油发电机等设备进行维护，并采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施；

②施工扬尘：首先合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬；水泥、石灰等建材采用罐装或袋装运输，尽量不采用散装运输；对砂石堆场应定时洒水，使其保持一定的湿度（含水率），减少二次起尘量；材料堆放应有蓬布遮盖和防风防雨措施。

（2）废水防治措施：本项目施工废水主要为施工生活污水和管道试压废水。油田钻井队均设置了移动式卫生厕所，生活污水排入移动式卫生厕所自然蒸发。施工结束后，原地覆土填埋；管道试压废水回用于施工现场洒水降尘。

（3）噪声防治措施：泥浆泵、柴油发电机、钻机等设备采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。

（4）固废防治措施：①钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置；②钻井过程产生的泥浆、岩屑采用钻井不落地技术收集，一开和二开为非磺化水基泥浆，进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于铺筑井场、道路等；③射孔作业产生的射孔压裂返排液自带回收罐回收，运至吉祥联合站污水处理系统处理；④施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场；⑤施工生活垃圾运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行卫生填埋。

（5）生态保护措施：①项目采油井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，全部避让自治区Ⅰ级保护植物（膜果麻黄、梭梭、白梭梭），不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围。严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低；②设计选址选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏和避免破坏

野生动物的活动场所和生存环境，做好野生动物的保护工作；③开展施工环境监理；④施工时对开挖土壤进行表土剥离、分层堆放，分层回填压实；⑤施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实，做的工完料净场地清，以利于植被的恢复。

污染物的排放仅发生在施工期内，钻井作业结束后，污染物的排放即告结束。

9.1.4.2 运营期

本项目运营期主要包括采油、集输、处理过程，在整个生产过程中，将产生无组织排放的非甲烷总烃、伴生气放空的燃烧废气、采出水、井下作业废水、井下作业固体废液（废压裂液、废洗井液）、落地原油、清罐底泥及泵类等设备产生的噪声。

（1）废气防治措施：

①油气集输过程废气：采用密闭混合输送工艺，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量；采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵，严格控制油气泄漏；对各井场内的设备、阀门等进行定期检查、检修。

②脱水站储运过程废气：石树 1 块脱水站油罐区设置一套油气回收装置，设计处理流量 1000m^3/h，采取冷凝+吸附方式，油气处理效率≥97%。油罐区及装车区（鹤管装车油气）产生的无组织挥发烃类通过主管道收集，进入油气回收装置冷凝、吸附，达标后在脱水站内无组织排放。经预测，区块开发边界的非甲烷总烃无组织排放浓度可满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m^3）要求。

（2）废水防治措施：

①井下作业废水：本项目井下作业废水严禁外排，作业单位作业单位自带回收罐回收作业废水，运至吉祥联合站污水处理系统处理达标后，上清液回注含油层，底泥暂存在联合站，交由有资质的单位进行无害化处置。

②采出水：石树 1 块脱水站原油处理系统产生的采出水暂存至石树 1-1 平台污水罐区（配套 6 具撬装 60m^3 污水罐），定期拉至吉祥联合站污水处理系统进行处理，达标后回注含油层，不外排进入环境。

③石树 1 脱水站职工生活污水：经自建化粪池+撬装埋地一体化污水处理装

置（设计能力 0.5m^3/h）处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准，回用于脱水站内的绿化等，不外排。

（3）噪声：发声设备进行合理的布局，减弱噪声对操作人员的影响，同时针对设备，采用降噪控制，避免不必要的噪声产生。

（4）固废：清罐污泥定期委托有资质的单位进行无害化处置；单井落地原油、修井落地原油由作业单位 100%回收，回收后的落地原油运至石树 1 块脱水站原油处理系统进行处理。

（5）生态保护措施：①对于永久占地（油田井场、场站、道路）地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量；②在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染；③开展生态环境恢复治理工作。

通过采取各类污染防治措施，可以有效降低施工期和运营期油田开发对周围环境的影响。

9.1.5 污染物总量控制符合要求

本项目无需申请总量控制指标。

9.1.6 符合产业政策并与相关规划相协调

本项目为石油天然气开采项目，石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），将“常规石油、天然气勘探及开采”列入“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的相关政策。

本项目为石树 1 区块产能开发项目，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》的相关要求。

本项目符合国家相关法律法规及产业政策，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。

9.1.7 公参意见采纳情况

本环评根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）等法律、法规及有关规定，建设单位利用网络、报

纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价简本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

9.1.8 总结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，项目所在区域环境质量较好，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风险性，但其影响和风险是可以接受的。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，本报告书认为，该项目建设在环境保护方面可行。

9.2 要求与建议

（1）在项目建设运行中，应积极采用先进的新工艺、新技术，减少污染物的产生量、排放量，确保污染物稳定达标。

（2）加强管材腐蚀机理研究、推广应用新型防腐管材，加强作业废水处理系统和输水管线管理，防止管道腐蚀穿孔。

（3）作业废水在环保部门监督下，处理满足回注标准后方可回注。

（4）建立健全地下水动态监控机制，增设监测点，加大监测频次，掌握地下水水质动态变化情况，为水质保护提供动态信息和科学依据。

（5）清罐底泥、落地原油等危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013 年修正）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求进行贮存、处置，禁止随意掩埋或倾倒。

（6）项目采油井口及井场、道路及集输管线全部避让自治区Ⅰ级保护植物（膜果麻黄、梭梭、白梭梭），不占用、不破坏。

（7）项目的环境污染治理措施和生态保护措施必须与主体工程“三同时”：其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行；建设单位应在项目设计、

施工建设、投产运行阶段严格按照本环评文件及批复要求，落实项目各项环境保护措施，确保“三废”稳定达标排放。

（8）针对可能发生的重大环境风险事故，建设单位必须制定详细的环境风险防范措施和应急预案，并定期进行预案演练。