陆9井区呼图壁河组油藏2022年水平井开发工程建设项目环境影响报告书

（征求意见稿）

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

评价单位：南京国环科技股份有限公司

二〇二二年一月

目录

1 概述 1
1.1 项目背景 1
1.2 项目特点 1
1.3 环境影响评价的工作过程 1
1.4 分析判定相关情况 3
1.5 关注的主要环境问题 4
1.6 报告书主要结论 4
2 总则 5
2.1 评价目的与原则 5
2.1.1 评价目的 5
2.1.2 评价原则 5
2.2 编制依据 6
2.2.1 法律法规 6
2.2.2 国务院行政法规、部门规章与规范 6
2.2.3 地方相关规章与规范 7
2.2.4 环境影响评价技术导则与技术规范 9
2.2.5 项目依据文件 10
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选 11
2.3.1 环境影响因素识别 11
2.3.2 评价因子 12
2.4 环境功能区划 13
2.4.1 环境功能区划 13
2.4.2 环境质量标准 14
2.4.3 污染物排放标准 18
2.5 评价工作等级与评价范围 19
2.5.1 大气环境 19
2.5.2 水环境 21
2.5.3 噪声环境 22
2.5.4 土壤环境 23
2.5.5 生态环境 24
2.5.6 环境风险 24
2.6 评价内容及环境保护目标 25

2.6.1 评价内容.....25
2.6.2 环境保护目标.....25
2.7 相关规划及政策符合性分析.....27
2.7.1 与产业政策相符性分析.....27
2.7.2 项目选址符合性分析.....27
2.7.3 与相关规划符合性分析.....28
2.7.4 与环境保护政策及法规相符性分析.....33
2.7.5 与“三线一单”相符性分析.....40
3 工程概况与工程分析.....44
3.1 陆 9 井区呼图壁河组油藏开发过程.....44
3.1.1 陆 9 井区呼图壁河组油藏概述.....44
3.1.2 区块开发现状.....45
3.1.4 区块现状开发环境影响回顾分析.....46
3.1.5 环境管理现状.....50
3.2 建设项目概况.....53
3.2.1 工程基本情况.....53
3.2.2 油气资源概况.....56
3.2.3 开发方案.....57
3.2.4 主体工程.....58
3.2.5 配套工程.....64
3.2.6 依托工程.....66
3.3 环境影响因素识别及污染源分析.....75
3.3.1 环境影响因素分析.....75
3.3.2 污染源分析.....82
3.4 清洁生产水平分析.....93
3.4.1 清洁生产水平技术指标对比分析.....93
3.5.2 清洁生产水平结论.....101
3.5 污染物排放“三本帐”及总量控制.....101
3.5.1 污染物排放“三本帐”.....101
3.5.2 总量控制.....102
4 环境质量现状调查与评价.....103
4.1 自然环境现状调查与评价.....103
4.1.1 地理位置.....103
4.1.2 地形、地貌.....103

4.1.3 水文地质.....104
4.1.4 气候气象.....104
4.1.5 土壤与植被.....105
4.1.6 地震.....105
4.1.7 水土流失情况.....105
4.2 大气环境质量现状调查与评价.....106
4.3 地下水环境质量现状调查与评价.....108
4.4 声环境质量现状调查与评价.....112
4.5 土壤环境质量现状与评价.....113
4.6 生态环境质量现状调查与评价.....120
4.6.1 生态系统调查与评价.....120
4.6.2 植被现状调查与评价.....121
4.6.3 野生动物现状调查与评价.....124
4.6.4 土壤类型及特征.....126
4.6.5 土地利用现状与评价.....127
4.6.6 沙化、水土流失及水土保持现状调查.....127
5 环境影响预测与评价.....131
5.1 施工期环境影响分析.....131
5.1.1 施工期大气环境影响分析.....131
5.1.2 施工期水环境影响分析.....131
5.1.3 施工期声环境影响分析.....132
5.1.4 施工期固体废物环境影响分析.....133
5.1.5 施工期土壤环境影响分析.....134
5.1.6 施工期生态环境影响分析.....136
5.2 运营期环境影响预测与评价.....141
5.2.1 大气环境影响预测与评价.....141
5.2.2 水环境影响预测与评价.....144
5.2.3 声环境影响预测与评价.....157
5.2.4 固体废物环境影响预测与评价.....159
5.2.5 土壤环境影响预测与评价.....161
5.2.6 生态环境影响预测与评价.....164
5.3 闭井期环境影响分析.....164
6 环境风险评价.....165
6.1 风险调查.....165

6.1.1 风险源调查.....165
6.1.2 环境敏感目标调查.....166
6.2 环境风险潜势、评价等级、评价范围.....166
6.2.1 环境风险潜势.....166
6.2.2 评价等级.....167
6.2.3 评价范围.....167
6.3 环境风险识别.....167
6.3.1 物质危险性识别.....167
6.3.2 生产系统危险性识别.....173
6.3.3 环境风险类型及危害识别.....173
6.3.4 环境风险识别结果.....174
6.4 环境风险分析.....175
6.4.1 对大气环境的危害.....175
6.4.2 对水环境的危害.....176
6.4.3 对土壤环境的危害.....178
6.4.4 对生态环境的危害.....179
6.5 环境风险防范措施和应急要求.....179
6.5.1 风险事故防范措施.....179
6.5.2 应急处置要求.....182
6.5.3 应急预案.....184
6.6 结论.....184
7 环境保护措施及其可行性论证.....187
7.1 大气环境保护措施.....187
7.1.1 施工期.....187
7.1.2 运营期.....187
7.1.3 闭井期.....188
7.2 水环境保护措施.....188
7.2.1 施工期.....188
7.2.2 运营期.....189
7.2.3 地下水环境保护措施.....192
7.3 噪声环境保护措施.....193
7.3.1 施工期.....193
7.3.2 运营期.....193
7.4 固废保护措施.....193

7.4.1 施工期.....193
7.4.2 运营期.....193
7.4.3 退役期.....195
7.5 土壤环境保护措施.....195
7.6 生态环境保护措施.....196
7.6.1 施工期.....196
7.6.2 运营期.....199
7.6.3 退役期.....200
7.7 生态恢复方案.....201
7.7.1 井场生态恢复措施.....202
7.7.2 管线生态恢复措施.....202
7.7.3 植被恢复要求.....203
7.8 水土保持方案.....203
7.8.1 防治目标.....203
7.8.2 水土流失防治责任范围.....203
7.8.3 水土保持措施.....204
7.9 防沙治沙方案.....205
7.9.1 防治目标.....205
7.9.2 防沙治沙措施.....206
8 环境影响经济损益分析.....208
8.1 经济效益分析.....208
8.2 社会效益分析.....208
8.3 环境经济损益分析.....209
8.3.1 环境损失分析.....209
8.3.2 环保投资分析.....209
8.4 环境经济损益分析结论.....210
9 环境管理与监测计划.....211
9.1 环境管理 211
9.1.1 环境管理机构.....211
9.1.2 环境管理体制.....211
9.1.3 环境管理计划.....213
9.2 环境监理与监测计划.....219
9.2.1 施工期环境监理计划.....219
9.2.2 运营期环境监测计划.....220

9.3 环境影响后评价.....221
9.4 排污许可 222
9.5 污染物排放清单.....223
10 环境影响评价结论与建议.....225
10.1 结论 225
10.1.1 项目建设概况.....225
10.1.2 环境质量现状.....225
10.1.3 主要环境影响.....226
10.1.4 环境保护防治措施.....229
10.1.5 污染物总量控制符合要求.....230
10.1.6 符合产业政策并与相关规划相协调.....230
10.1.7 公参意见采纳情况.....230
10.2 要求与建议 231

附件

附件 1 项目委托书

附件 2 项目所在区块现有项目的环保手续

附件 3 依托处理系统的相关环保手续

附件 4 排污许可登记

附件 5 采矿许可证

附件 6 环境质量现状监测

附件 7 应急预案备案表及应急演练实施情况

附件 8 清洁生产审查意见

1 概述

1.1 项目背景

陆梁油田位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠北端，距克拉玛依市以东约120km，行政区隶属新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县管辖。陆梁油田含油气层位主要为侏罗系西山窑组、头屯河组和白垩系呼图壁河组，包括陆 9、陆 11、陆 12、陆 13、陆 15、陆 22 等 14 个井区，均位于三个泉凸起西段的局部构造高点。构造闭合度低（8～33m），纵向上油层多、跨度大，陆 9 井区部分区域纵向上油层多达 40 个，从西山窑组到呼图壁河组油层跨度达到 1130m。储层渗透性好，以中高孔、中高渗透储层为主。

陆梁油田陆 9 井区位于陆梁油田的中部，为陆梁油田主要的开发区块，现在为了提高区域整体开发效益，带动地区经济的发展。中国石油新疆油田分公司开发公司在陆 9 井区计划新钻采油水平井 5 口，原油最大产能 0.93×10^4t/a，天然气最大产能 74.4×10^4m^3/a。项目配置 10 型节能抽油机（22kW）5 座，井口设置 10kW 电加热器 1 座，新建 8 井式多通阀 2 座，新建 DN50 PN2.5MPa 单井出油管线 2.4km 和 DN100PN3.5MPa 集油支线 0.2km，并配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。

1.2 项目特点

（1）根据《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），要求对油田开发区域情况划分一张图（即：老区块范围），本项目新钻 5 口水平井均在“一张图”范围内（见图 1.2-1）。

（2）本项目位于《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号）文件中的重点治理区，项目在施工、运营及闭井期过程应严格执行各项水土保持措施。

（3）本项目为石油天然气开采项目，环境影响主要来源于地面工程建设、井下作业等各工艺过程，主要特点为污染与生态影响并存，即因项目建设占地、地表扰动等产生的生态影响与污染物排放导致的环境污染并存。

1.3 环境影响评价的工作过程

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》中的“五、石油

和天然气开采业—7、陆地石油开采—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）”，本项目位于油田开发老区块内，且项目所在区域属于自治区级重点治理区，属于“涉及环境敏感区”，应编制环境影响报告书。

为此，中国石油新疆油田分公司开发公司于 2021 年 11 月委托南京国环科技股份有限公司开展《陆 9 井区呼图壁河组油藏 2022 年水平井开发工程环境影响报告书》的编制工作。本单位接受环评委托后，在开发公司的大力协助下，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。

具体评价工程程序图见图 1.2-1。

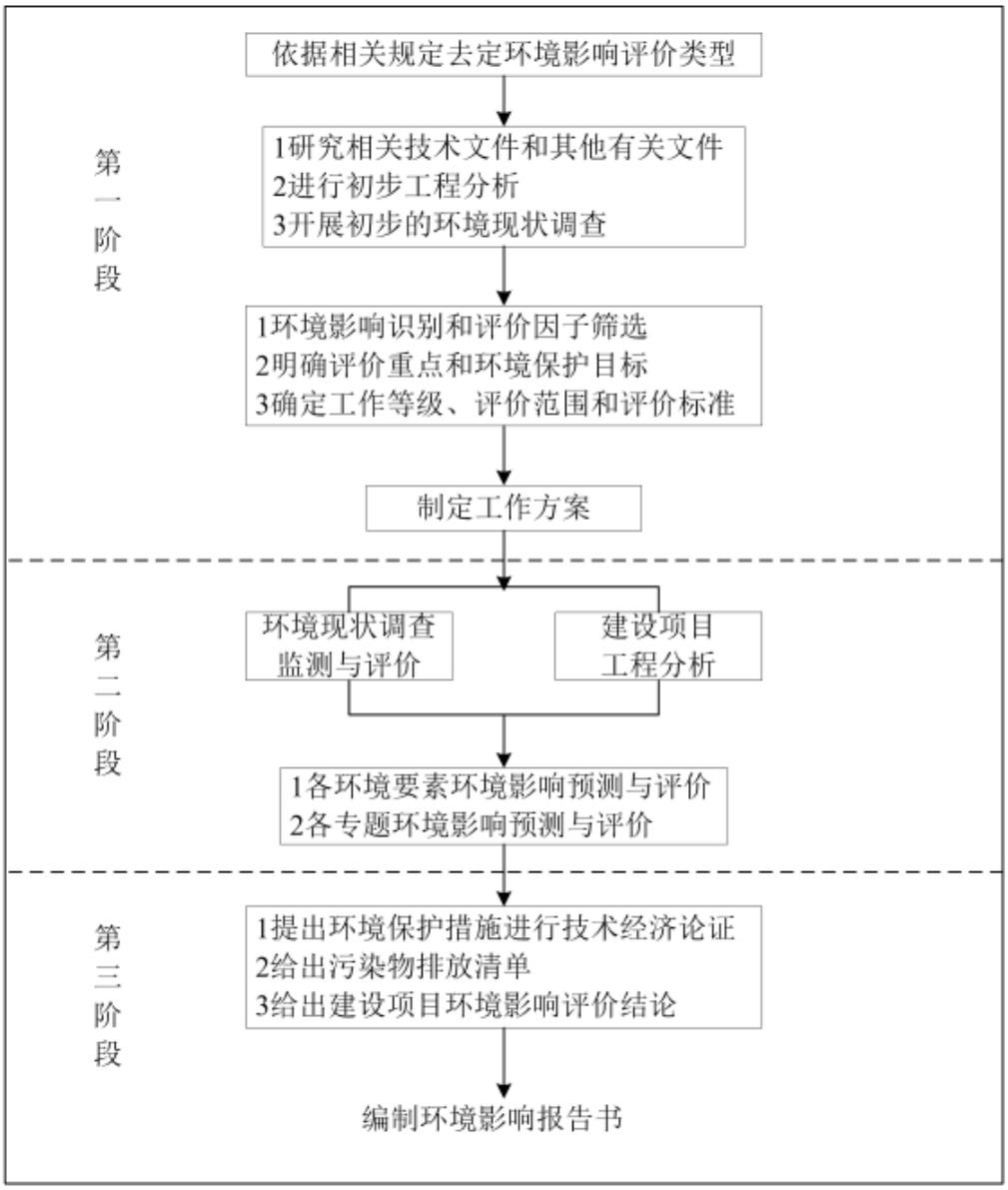


图 1.2-1　建设项目环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

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，本项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年）》“鼓励类”中“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”。本项目属于鼓励类项目，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。

本项目属于中国石油新疆油田分公司开发公司产能开发项目，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。

1.5 关注的主要环境问题

本次评价针对施工期、运营期和闭井期产生的废气、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。

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。

1.6 报告书主要结论

本项目符合国家相关产业政策、规划及“三线一单”的要求，选址合理。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水零排放，固体废物实现“无害化”处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。从环境保护角度论证建设可行。

2 总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

（1）通过实地调查与现状监测，了解项目区的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握油田所在区域的环境质量和生态现状。

（2）通过工程分析，明确本工程施工期、运行期和闭井期满主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工期、运行期及闭井期对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

（3）对油田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出油田开发建设施工期、运行期和闭井期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

（4）评价本工程对国家产业政策、区域总体发展规划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物放总量控制的符合性；

（5）分析本工程可能存在的事故隐患，预测风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

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

2.1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（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，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规

（1）《中华人民共和国环境保护法》（主席令第九号，2015 年 1 月 1 日起施行）；

（2）《中华人民共和国水法》（2016 年 7 月修订）；

（3）《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日修订）；

（4）《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年 6 月 27 日第二次修正）；

（5）《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019.1.1 起施行）；

（6）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018.12.29 修订）；

（7）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020.4.29 修订）；

（8）《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修订）；

（9）《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 7 月 1 日起实行）；

（10）《中华人民共和国土地管理法》（2019 年 8 月 26 日第三次修正）；

（11）《中华人民共和国节约能源法》（2018 年 10 月 26 日第二次修正）；

（12）《中华人民共和国突发事件应对法》（2007 年 11 月 1 日）；

（13）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日）；

（14）《中华人民共和国水土保持法》（2010 年 12 月 25 日修订）；

（15）《中华人民共和国城乡规划法》（2019 年 4 月 23 日修正）；

（16）《中华人民共和国矿产资源法》（2009 年 8 月 27 日修正）；

（17）《中华人民共和国野生动物保护法》（2018 年 10 月 26 日修正）；

（18）《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日修订）。

2.2.2 国务院行政法规、部门规章与规范

（1）《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国务院令第 682 号，2017 年 10 月 1 日起施行）；

（2）《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（国家发展和改革委员会令第 29 号）；

（3）《市场准入负面清单（2019 年版）》；

（4）《建设项目环境影响评价分类管理名录》（部令第 16 号，2021 年 1 月 1

日起施行）；

（5）《关于发布实施〈限制用地项目目录（2012 年本）〉和〈禁止用地项目目录（2012 年本）〉的通知》；

（6）《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）；

（7）《排污许可管理条例》（2021 年 3 月 1 日）；

（8）《关于印发<控制污染物排放许可制实施方案>的通知》（国办发〔2016〕81 号）；

（9）《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）；

（10）《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）；

（11）《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150 号）；

（12）《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》（环评〔2018〕11 号）；

（13）《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）；

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

（15）《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）；

（16）《关于加强固定污染源废气挥发性有机物监测工作的通知》（环办监测函〔2018〕123 号）；

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

（18）《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）；

（19）《关于印发<建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）>的通知》（环办〔2013〕103 号）；

（20）《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》（环发〔2015〕162 号）。

2.2.3 地方相关规章与规范

（1）《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018 年 9 月 21 日）；

（2）《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（2018 年 9 月 21 日）；

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

（4）《新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例》（2018 年 9 月 21 日修订）；

（5）《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》（2017 年 7 月 1 日）；

（6）《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019 年 1 月 1 日）；

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

（8）《关于发布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）的通知》（新政发〔2007〕175 号）；

（9）《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》（新政函〔2002〕194 号）；

（10）《新疆生态功能区划》（新政函〔2005〕96 号）；

（11）《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）》（2017 年 9 月 26 日）；

（12）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》（2012 年 12 月 27 日）；

（13）《和布克赛尔蒙古自治县总体规划》；

（14）《和布克赛尔蒙古自治县土地利用规划》；

（15）《关于印发<新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划>的通知》（新环发〔2017〕124 号）；

（16）《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）；

（17）《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133 号）；

（18）《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（新环环评发〔2020〕142 号）；

（19）新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案（新政发〔2021〕18 号）；

（20）《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162 号）；

（21）《关于印发塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（塔行发〔2021〕48 号）；

（22）《关于印发<自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）>的通知》（新政发〔2018〕66 号）；

（23）《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发〔2014〕35 号）；

（24）《塔城市打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）》（塔市政办〔2019〕17 号）；

（25）《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》（新政发〔2016〕21 号）；

（26）《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》（新政发〔2017〕25 号）；

（27）《塔城市土壤环境保护方案》（塔市政办〔2019〕55 号）；

（28）《关于做好危险废物安全处置工作的通知》（新环防发〔2011〕389 号）；

（29）《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环发〔2018〕20 号）；

（30）《新疆维吾尔自治区清洁生产审核暂行办法》（2005 年 11 月 1 日）；

2.2.4 环境影响评价技术导则与技术规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）；

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

（5）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2009）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2011）；

（7）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）；

（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/T 349-2007）；

（10）《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ 942-2018）；

（11）《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）；

（12）《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ 589-2010）；

（13）《危险废物鉴别标准 通则》（GB 5085.7-2019）；

（14）《国家危险废物名录》（2021 年版）；

（15）《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3998-2017）；

（16）《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范》（DB 65/T 3999-2017）；

（17）《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013 年修订）；

（18）《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）；

（19）《一般工业固体废水贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；

（20）《大气污染治理工程技术导则》（HJ2000-2010）；

（21）《水污染治理工程技术导则》（HJ 2015-2012）；

（22）《采油废水治理工程技术规范》（HJ 2041-2014）；

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

（24）《石油化工企业环境保护设计规范》（SH/T3024-2017）；

（25）《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T 6628-2005）；

（26）《陆上钻井作业环境保护推荐作法》（SY/T 6629-2005）；

（27）《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）；

（28）《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ 612-2011）；

（29）《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）；

（30）《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；

（31）《石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）》（2009 年 2 月 19 日）；

（32）《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ 651-2013）；

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

（34）《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〕。

2.2.5 项目依据文件

（1）《陆 9 井区呼图壁河组油藏 2022 年水平井地面工程》；

（2）《陆 9 井区呼图壁河组油藏 2022 年水平井部署方案》；

（3）本项目委托书，中国石油新疆油田分公司开发公司，2021.11；

（4）与项目有关的其他文件。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本项目主要包括地面工程、油气开采、集输等作业内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和闭井期。

1、施工期

（1）本项目井场、管线等地面建设施工带来对土地表层的扰动、地貌改变、地表植被的破坏、土地利用格局变化；施工临时道路占用土地，会造成水土流失和地表植被破坏；

（2）施工机械排放的废气，施工现场产生的施工扬尘对大气环境的影响；

（3）施工期施工机械产生的施工噪声对周围声环境的影响；

（4）施工期产生的钻井固废、建筑和施工垃圾、生活垃圾对项目周围环境的影响；

（5）施工期产生的钻井废水、探井试油废水、施工作业废液、试压废水、施工人员产生的生活污水对地下水环境的影响。

2、运营期

项目建成运营后，将促进项目周边地区经济发展，对产业结构调整起到一定作用，同时也会带来一些环境问题，主要表现在以下几个方面：

（1）地面工程永久占地将改变土地利用性质，改变原有地貌；

（2）井场无组织挥发废气对大气环境的影响；

（3）采油设备噪声对周围声环境的影响，以及井下作业期间机械设备产生的井下作业噪声对周围声环境的影响；

（4）事故状态落地油对土壤的影响。

3、闭井期

（1）闭井期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中，将有少量施工扬尘和施工机械废气产生，主要污染物为颗粒物、SO_2、C_mH_n 等，对大气环境产生一定的影响；

（2）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃设备、油泥砂等固体废物，会对周围环境造成一定的影响；

（3）井场设备拆卸和车辆运输产生的噪声会对周围声环境产生影响。

通过对本项目开发的环境影响活动分析，归纳列出了环境影响矩阵，具体见表 2.3.1-1。

表 2.3.1-1 本项目对环境影响矩阵表

工程活动		自然环境因素			生态环境因素			社会环境因素	
		大气	地表水	声环境	土壤	植被	水土流失	土地利用	经济
施工期	钻井工程	-1S		-2S	-2S	-2S	-2S	-1L	
	作业	-1S		-2S	-2S		-2S		
	道路修建	-1S		-1S	-1L	-1L			+2L
	施工临时占地				-1S	-1S		-1S	
	地面施工活动	-1S		-1S	-2L	-1L		-1S	
运营期	工程永久占地				-2L				+2L
	采油工程	-1L		-1L	-1L	-1L			+2L
	集输工程	-1L			-1S				+1L
	井下作业	-1S		-1S					+1S
闭井期	井口封堵	-1S							
	设备拆除			-1S					
	井场清理	-1S			-1S				
	车辆运输	-1S		-1S					

注：表中“1”表示影响较小；“2”表示影响较大；“+”表示有利影响；“-”表示不利影响；“L”表示长期影响；“S”表示短期影响。

2.3.2 评价因子

根据本工程环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见下表。

表 2.3.2-1 本项目评价因子

环境类别	现状评价因子	影响预测评价因子	总量控制因子
大气	基本因子：SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 其他因子：非甲烷总烃	非甲烷总烃	/
地表水	/	/	/
地下水	pH 值、水温、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、石油类、氟化物、硝酸盐氮、汞、铅、铁、锰	石油类	/

声环境	等效 A 声级	Leq(dB(A))	/
土壤环境	45 项基本因子、pH 值、石油烃（石油烃 C_{10}~C_{40}）	石油烃（C_{10}~C_{40}）	/
固体废物	/	油泥、建筑垃圾、生活垃圾等	/
生态环境	调查评价区域土地利用结构、动植物资源、土壤侵蚀等	植被、动物、土壤、土地利用功能	/

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境功能区划

1、环境空气

本项目位于准噶尔盆地腹部，隶属和布克塞尔蒙古自治县管辖，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。

2、水环境

本项目评价区域内无地表水体。根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为 III 类功能区，地下水水质执行《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）中的 III 类标准值。

3、声环境

本项目位于和布克赛尔蒙古自治县建成区以外，尚未进行声环境功能区划。项目位于石油气探矿区范围内，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的有关要求，执行 2 类声环境功能区要求。

4、土壤环境

占地范围内的土壤环境质量执行《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；占地范围外的土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地风险筛选值，石油烃参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 执行。本工程场地土壤特征污染物为石油烃。

5、生态环境

（1）生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，本工程所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，II_3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区，23.古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。

（2）水土流失区划

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》（水利部办公厅 办水保[2013]188 号），项目区不属于国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果内。根据新疆维吾尔自治区水利厅《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水办水保[2019]4 号），项目区属于新疆维吾尔自治区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）。

表 2.4.1-1 新疆自治区级水土流失划分表

Ⅱ.重点治理区				
防治区名称	范围		县个数（个）	重点治理面积（km^2）
	地区	县市		
Ⅱ2 天山北坡诸小河流域重点治理区	博尔塔蒙古自治州	温泉县、精河县、博乐市	23	90496
	塔城地区	乌苏市、沙湾县、和布克赛尔蒙古自治县、塔城市、额敏县、托里县、裕民县		
	昌吉回族自治州	玛纳斯县、呼图壁县、昌吉市、阜康市、吉木萨尔县、木垒县		
	乌鲁木齐市	乌鲁木齐县、米东区、达坂城区、头屯河区		
	克拉玛依市	独山子区		
	哈密市	巴里坤县、伊吾县		

2.4.2 环境质量标准

1、环境空气

项目地属于环境空气质量功能二类地区，环境空气中 SO_2、NO_2、PM_{10}、NO_2、CO、$PM_{2.5}$ 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准要求。

非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求。

表 2.4.2-1 环境空气质量标准（单位：μg/m³）

污染物项目	平均时间	浓度限值	标准来源
SO_2	年平均	60	《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	
NO_2	年平均	40	

	24 小时平均	80	
	1 小时平均	200	
PM_{10}	年平均	70	
	24 小时平均	150	
NO_X	年平均	50	
	24 小时平均	100	
	1 小时平均	250	
CO	24 小时平均	4000	
	1 小时平均	10000	
$PM_{2.5}$	年平均	35	
	24 小时平均	75	
非甲烷总烃	一次值	2000	大气污染物综合排放标准详解

2、水环境

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准，具体标准值见表 2.4.2-2。

表 2.4.2-2 地下水质量标准（单位：pH 无量纲，mg/L）

序号	监测项目	标准值（III类）	标准来源
1	pH 值	6.5≤pH≤8.5	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）
2	总硬度	≤450	
3	溶解性总固体	≤1000	
4	耗氧量	≤3.0	
5	氨氮	≤0.5	
6	亚硝酸盐氮	≤1.0	
7	挥发酚	≤0.002	
8	硝酸盐氮	≤20.0	
9	氟化物	≤1.0	
10	汞	≤0.001	
11	铅	≤0.01	
12	铁	≤0.3	
13	锰	≤0.1	
14	石油类	≤0.05	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）

3、声环境

项目所在地声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，具体详见下表。

表 2.4.2-3 环境噪声标准限值

标准类别		昼间 dB（A）	夜间 dB（A）
环境噪声	2 类标准	60	50

标准来源	《声环境质量标准》（GB3096-2008）

4、土壤环境

项目区占地范围内土壤执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值标准，占地范围外土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值，石油烃参照《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2 第二类用地筛选值。具体标准值如表 2.4.2-4 和表 2.4.2-5 所示。

表 2.4.2-4 占地范围内土壤评价标准（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	CAS 编号	第二类用地
			筛选值
重金属和无机物			
1	砷	7440-38-2	60①
2	镉	7440-43-9	65
3	铬（六价）	18540-29-9	5.7
4	铜	7440-50-8	18000
5	铅	7439-92-1	800
6	汞	7439-97-6	38
7	镍	7440-02-0	900
挥发性有机物			
8	四氯化碳	56-23-5	2.8
9	氯仿	67-66-3	0.9
10	氯甲烷	74-87-3	37
11	1,1-1,2-二氯乙烷	75-34-3	9
12	1,2-二氯乙烷	107-06-2	5
13	1,1-二氯乙烯	75-35-4	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	156-59-2	596
15	反-1,2-二氯乙烯	156-60-5	54
16	二氯甲烷	75-09-2	616
17	1,2-二氯丙烷	78-87-5	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	79-34-5	6.8
20	四氯乙烯	127-18-4	53
21	1,1,1-三氯乙烷	71-55-6	840
22	1,1,2-三氯乙烷	79-00-5	2.8
23	三氯乙烯	9-01-6	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	96-18-4	0.5
25	氯乙烯	75-01-4	0.43
26	苯	71-43-2	4

27	氯苯	108-90-7	270
28	1,2-二氯苯	95-50-1	560
29	1,4-二氯苯	106-46-7	20
30	乙苯	100-41-4	28
31	苯乙烯	100-42-5	1290
32	甲苯	108-88-3	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3、106-42-3	570
34	邻二甲苯	95-47-6	640
半挥发性有机物			
35	硝基苯	98-95-3	76
36	苯胺	62-53-3	260
37	2-氯酚	95-57-8	2256
38	苯并[a]蒽	56-55-3	15
39	苯并[a]芘	50-32-8	1.5
40	苯并[b]荧蒽	205-99-2	15
41	苯并[k]荧蒽	207-08-9	151
42	䓛	218-01-9	1293
43	二苯并[a,h]蒽	53-70-3	1.5
44	茚并[1,2,3-cd]芘	193-39-5	15
45	萘	91-20-3	70
其他			
46	石油烃（C_{10}~C_{40}）	-	4500
注：①具体地块土壤中污染物检测含量超过筛选值，但等于或者低于土壤环境背景值水平的，不纳入污染地块管理。土壤环境背景值可参见附录 A。			

表 2.4.2-5 占地范围外土壤评价标准（单位：mg/kg）

序号	污染物项目		风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	水田	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
注：石油烃参照《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600—2018）中 4500mg/kg 执行。						

2.4.3 污染物排放标准

1、废气

油气开采过程中井场、站场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。具体标准限值要求见下表。

表 2.4.3-1 污染物排放限值

污染物	项目	最高允许排放浓度（mg/m^3）
NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0

2、废水

运营期本项目产生的采出水在陆梁油田集中处理站污水处理系统处理达标后全部回注陆 9 等井区，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准要求，具体如下表所示。

表 2.4.3-2 回注水控制指标一览表

注入层平均空气渗透率（μm^2）		≤0.01	＞0.01~≤0.05	＞0.05~≤0.5	＞0.5~≤1.5	＞1.5
控制指标	悬浮固体含量（mg/L）	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值（μm）	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量（mg/L）	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率（mm/a）	≤0.0076				
	SRB（个/Ml）	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	TGB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
注：①1＜n＜1.5；②清水水质指标中去掉含油量。						

3、噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求；运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，具体限值见下表。

表 2.4.3-3 环境噪声排放标准

标准	执行级别	标准限值（dB（A））	
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	2 类	昼间	60
		夜间	50
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	厂界环境噪声	昼间	70
		夜间	55

4、固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向：

一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；

危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001，2013 年修订）、危险废物的转移依照《危险废物转移联单管理办法》（国家环境保护总局令第 5 号）及《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号）进行监督和管理。

含油污泥的处理需满足《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发[2018]20 号）中的相关标准要求。

2.5 评价工作等级与评价范围

2.5.1 大气环境

1、评价等级

（1）评价等级划分依据

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中对评价工作的分级要求，选择推荐模式中的估算模式对本次评价的大气环境评价分级，选择正常排放情况下，各种废气的排放量及排放参数，采用推荐测估算模式计算相应浓度占标率及第 i 个污染物的地面浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 D10%。同一项目有多个（两个以上，含两个）污染源排放同一种污染物时，则按各污染源分别确定其评价等级，并取评价级别最高者作为项目的评价等级。HJ2.2-2018 中最大地面浓度占标率 P_i 的计算公式为：

$$\boldsymbol{P_i = \frac{C_i}{C_{oi}}}$$

式中：P_i－第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

C_{0i}－第 i 个污染物的环境空气质量标准，mg/m^3；一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值。

评价工作等级的判定依据见表 2.5.1-1。

表 2.5.1-1 评价工作等级

评价工作等级	评价工作等级判据

一级	Pmax ≥10%
二级	1%≤ Pmax <10%
三级	Pmax< 1%

（2）污染因子选取

本项目确定选取非甲烷总烃计算评价等级。

（3）评价标准

非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求，即 2.0mg/m³ 。

（4）等级判定

估算数值计算各污染物参数见表 2.5.1-1。

表 2.5.1-1 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(城市人口数)	/
最高环境温度		42.3
最低环境温度		-34.5
土地利用类型		沙漠
区域湿度条件		干燥区
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率(m)	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/m	/
	岸线方向/°	/

污染物排放参数见表 2.5.1-1。

表 2.5.1-1 本项目运营期无组织排放污染源参数调查清单

污染源产生工序	预测因子	面源海拔高度/m	污染物排放速率（kg/h）	面源参数			年排放小时数（h）
				长度	宽度	高度	
单井井场	NMHC	480	0.0849	50m	30m	5m	8760

（5）估算模式结果

预测结果见表 2.5.1-2。

表 2.5.1-2 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

污染源	评价因子	下风向最大质量浓度（μg/m³）	最大浓度出现距离（m）	最大落地浓度占标率 Pmax（%）
单井井场	非甲烷总烃	146.0	55.0	7.30%

从表 2.5.1-2 估算的结果可以看出，污染源所排放的污染物最大地面浓度均不超过其环境质量标准，单井井场无组织排放的非甲烷总烃最大落地浓度占标率

Pi 为 7.30%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中评价工作等级确定方法，最大占标率 1%≤Pmax＜10%，因此确定本次大气环境影响评价工作等级为二级。

2、评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对大气环境的区域影响，评价范围为以永久占地为中心向外扩 2.5km 作为大气评价范围。大气评价范围见图 2.5.1-1。

2.5.2 水环境

2.5.2.1 地表水

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，项目区周边无天然地表水体，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

项目运营阶段正常情况无生产废水排放，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。

2.5.2.2 地下水

1、评价等级

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），地下水评价等级的确定主要依据项目类型和建设项目地下水环境敏感程度等参数进行确定，详见表 2.5.2-1~2。

表 2.5.2-1 项目类型划分

行业类别 / 环评类别	报告书	报告表	项目属性
F 石油、天然气			
37、石油开采	全部	/	I类

表 2.5.2-2 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	项目属性
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下资源保护区。	不敏感
较敏感	集中式饮用水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和	

	规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中水式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下资（如矿泉水、温泉等）保护分散式饮用水源地；特殊地下资源（如矿泉、温等）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：a“环境敏感区是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 版）中所界定的涉及地下水的环境敏感区。		

本项目属于石油天然气开采，根据导则判别属于I类项目，项目周边无集中式饮用水源、特殊地下资源等环境敏感区，因此，本项目位于不敏感区。依据以上判定，确定项目地下水评价工作等级为二级，详见下表。

表 2.5.2-3 评价工作等级分级表

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

2、评价范围

按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于“二级评价”范围的规定，本项目调查、评价范围为 252km^2，根据地下水流向为自北向南，选取北侧（上游）9.0km，东侧 11.5km，西侧 2.5km，南侧（下游）9.0km 为评价范围。评价范围见图 2.5.1-1。

2.5.3 噪声环境

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，本次噪声评价以永久占地场地向外 200m 作为噪声

评价范围。

2.5.4 土壤环境

1、建设项目土壤环境影响类型与影响途径

表 2.5.4-1 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
建设期			√					
运营期			√					
服务期满后								
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。

项目新增永久占地面积 0.78hm²，临时占地面积 6.10hm²，总占地面积为 6.88hm²，属于中型（5~50hm^2），项目周边存为沙地及采矿用地，不存在耕地、园地、牧草地等土壤环境敏感目标，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。

具体判定依据见表 2.5.4-2~3。

表 2.5.4-2 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、医院、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 2.5.4-3 污染影响型评价工作等级分级表

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

敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

3、现场调查范围

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，集输管线土壤评价范围设定为管道沿线 200m 的带状区域；井场和计量站的土壤评价范围为井场和计量站边界向外扩展 200m 范围。

2.5.5 生态环境

1、评价等级

评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊和重要敏感区。本项目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。项目新增永久占地面积 0.78hm²，临时占地面积 6.10hm²，总占地面积为 6.88hm²，占地面积＜2km²，单井出油管线和集油管线总长度共计 2.6km。根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2011），确定本项目生态影响评价工作等级为三级，具本见表 2.5.5-1。

表 2.5.5-1 生态影响评价工作等级划分表

影响区域生态敏感性	工程占地（含水域）范围		
	面积≥20km² 或长度≥100km	面积 2~20km² 或长度 50~100km	面积≤2km² 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

油田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于各站场及内部输送管线较近的范围。考虑油田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为以井场（永久占地）向外扩展 500m 范围。生态评价范围见图 2.5.1-1。

2.5.6 环境风险

1、评价等级

根据本评价报告 6.2 章节分析结果可知：本项目 Q 值为 0.076，小于 1，环

境风险潜势为Ⅰ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，对环境风险进行简单分析，评价的基本内容主要包括风险调查、环境敏感目标概况、环境风险识别、环境风险分析、环境风险防范措施及应急要求、分析结论等。

2、评价范围

本项目风险评价等级为简单分析，不设环境风险评价范围。

2.6 评价内容及环境保护目标

2.6.1 评价内容

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。

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。

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、运营期和闭井期三个时段，以施工期和运营期两个时段为评价重点。

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区和集输管线。

2.6.2 环境保护目标

据现场调查，评价范围内没有自然保护区、水源地保护区、文物保护单元等其他特殊敏感目标，除油区工作人员公寓外，没有固定人群居住。

（1）大气环境

评价区内环境空气保护目标为油田作业区公寓及油区的工作人员。

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。本项目采出水经陆梁油田集中处理站的污水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准要求后，回注陆 9 井区油藏不外排。

在钻井和采油过程中需要控制开采量，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的水平。

（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。保护油田区域噪声符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。

（4）土壤环境

占地范围内土壤执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值标准；占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值，石油烃参照《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2 第二类用地筛选值。

（5）生态环境

根据现场调查可知，评价区域内以荒漠植物为主，植被以梭梭、白梭梭为主，属于自治区一级保护植物。此外，项目所在区域存在蒙古野驴、鹅喉羚、草原斑猫、兔狲、沙狐、黑鸢、雀鹰、草原鹞、棕尾鵟及红隼等国家和自治区一、二级保护动物。

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，重点保护野生动物，抑制荒漠化的发展。

本项目环境敏感目标，详见表 2.6.2-1。

表 2.6.2-1 环境敏感目标一览表

环境要素	环境敏感目标	与项目区相对位置及规模（方位，距离）	保护要求
大气环境	陆梁公寓	项目西南方向 485m 处，现有人员约 476 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/T14848-2017）III类标准
声环境	油区工作人员	—	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准
土壤环境	评价区域内	占地范围内	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值
		占地范围外	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值，石油烃参照占地范围内标准执行
生态环境	荒漠植被（梭梭、白梭梭）	评价区域内	自治区一级保护植物
	蒙古野驴、鹅喉羚、草原斑猫、兔狲、沙狐、黑鸢、雀鹰、草原鹞、棕尾鵟及红隼	评价区域内	国家和自治区一、二级保护动物

2.7 相关规划及政策符合性分析

2.7.1 与产业政策相符性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），本项目为目录中“七、石油、天然气”中的“1、常规石油、天然气勘探与开采”，属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

同时对照《市场准入负面清单（2019 年版）》，本项目已经取得采矿权审批登记（编号 0200000730376），属于许可准入类项目。

2.7.2 项目选址符合性分析

1、工程选址原则

（1）井场道路尽量依托现有井场及周边已有道路，缩减新建道路工程量，最大限度减少植被破坏；

（2）道路选在植被较少的地段，在植被较多的路段，不得就近取土，尽可能少破坏植被；

（3）线路应尽量直接、连续、均衡，并与地形、地物相适应，与周围环境相协调，不刻意追求高等级线型井场路；

（4）新建井场选址尽量临近现有井场，便于统一管理，减少巡井人员，同时最大限度减少工程占地面积；

（5）新建井场应尽量选择在地表无植被或植被较少处。

2、井场、计量站选址可行性分析

根据项目周边关系图，本项目开发区域位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县古尔班通古特沙漠腹地，开发区域属城市建成区以外，该区域位于陆梁油田开采矿权范围内，所属矿山名称为新疆准噶尔盆地陆梁油田开采，该矿权区域面积 112.409 平方公里，矿权期限 2007 年 10 月至 2030 年 12 月，采矿许可证（编号 0200000730376）。

综合以上的分析看，本项目选址是可行的。

3、管线合理性分析

本工程新建管线主要是单井集油管线、集输集油管线。项目管线全部位于陆 9 项目区范围内，沿途所经区域生态系统以荒漠生态系统为主。管线在设计选线时走向力求顺直、平缓，并尽量减少与天然、人工障碍物交叉；选择有利地形，确保管线长期、安全、可靠运行。根据现场调查和资料搜集，项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

项目区占地均在规划的油区内，属于 II_2 天山北坡诸小河流域重点治理区，项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据项目影响预测分析，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内，项目选址合理。

2.7.3 与相关规划符合性分析

2.7.3.1 与《全国矿产资源规划（2016-2020 年）》符合性分析

《全国矿产资源规划（2016-2020 年）》第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保

持在 2 亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采油技术，增储挖潜，努力减缓老油田产量递减。**西部以塔里木、鄂尔多斯、准噶尔等盆地为重点，**探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。”

本项目属于准噶尔盆地的原油开采项目，符合《全国矿产资源规划（2016-2020 年）》要求。

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

2021 年 2 月 5 日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会第四次会议通过《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》，纲要“第五篇推动工业强基增效和转型升级提升新型工业化发展水平”中“第一章加快建设国家‘三基地一通道’”明确提出发展：建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

本项目位于准噶尔盆地内，与新疆维吾尔自治区十四五重点布局相一致。

2.7.3.3 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆分为以下主体功能区：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。

本项目位于新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县，属于准噶尔西部荒漠草原生态功能区，该功能区也是自治区级的重点开发区域，定位：推进新型工业化、农牧业现代化、新型城镇化的重要节点。

本项目属于石油天然气开采行业，符合自治区对该区域的功能定位要求。具体见图 2.7.3-1。

2.7.3.4 与《新疆生态功能区划（修订稿）》相符性分析

根据《新疆生态功能区划》（2004 年 8 月），本工程所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，II_3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区，23.古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。功能区主要生态服务功能为沙漠化控制、生物多样性保护。主要保护措施要求为：加强对沙漠边缘流动沙丘、活化沙地进行封沙育林、退耕还林（草），禁止樵采和放牧，禁止开荒，主要保护目标为保护沙漠植被、防止沙丘活化。

本项目位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地，地势平坦，道路纵横，水、电、交通运输便利，具有良好的地面开发条件，由陆梁作业区运营管理。本次环评针对保护沙漠植被、防沙治沙等方面提出了相应的保护措施。项目井场、管线及道路选址避让植被集中区域，施工扰动结束后，恢复地貌，对井场临时占地采用砾石（戈壁料）覆盖，集输支线采用草方格固沙。运营期保护区域荒漠固沙植被，维护防沙治沙措施，加强对沙区监管，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。

2.7.3.5 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划》（2016-2020 年）相符性分析

新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等 4 类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区；准东阜康矿区白杨河、准南乌鲁木齐矿区碱沟、库拜矿区拜城煤层气抽采区。

根据新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）全区划分为 9 个鼓励开采规划区：①阿尔泰山黄金、有色金属、黑色金属、稀有金属、白云母、宝石矿产开采规划区；②塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、油砂、煤炭、煤层气、页岩气开采规划区；③西准噶尔铬、金、膨润土、煤炭、石材矿产开采规划区；④东准噶尔金、煤炭、有色金属、建材非金属矿产开采规划区；⑤西天山黑色金属、有色金属、金、煤炭、铀矿产开采规划区；⑥东天山金、黑色金属、有色金属、煤炭、化工、建材非金属矿产开采规划区；⑦南天山黑色金属、金、有色金属、煤炭、化工、特色非金属矿产开采规划区；⑧西昆仑煤炭、黑色金属、有色金属、金、宝玉石矿产开采规划区；⑨阿尔金山有色金属、金、

石棉、玉石矿产开采规划区。限制开采规划区：马兰基地军事管理区边缘缓冲区；国家和自治区级 6 处风景名胜区；国家和自治区 14 处重要人文历史古迹保护区；26 处自然保护区的试验区。禁止开采规划区：军事管理区、风景名胜、历史遗迹保护等核心区；重要饮用水水源保护区；铁路、高速公路、国道、省道、油气管线等线型工程两侧一定距离内；重要工业区、大型水利工程设施、城镇市政工程设施等一定范围内；机场、国防工程设施圈定的地区、自然保护区的核心区和缓冲区。

本项目属于油气开发项目，位于准噶尔盆地，开发区域位于新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）九个鼓励开采规划区中的“西准噶尔铬、金、膨润土、煤炭、石材矿产开采规划区”。

本项目符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划》（2016~2020 年）要求。

2.7.3.6 与《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》及规划环评相符性分析

为满足油气田产能建设和重大开发试验需求，满足已建系统安全平稳运行、提质增效需求，促进传统生产向精益生产转变，助力安全、环保、节能上台阶，中国石油新疆油田分公司于 2020 年 11 月编制了《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》。规划总体部署包括五大重点工程：玛湖 500 万吨上产工程、吉木萨尔页岩油建产工程、南缘建产工程、老区千万吨稳产工程（稠油 400 万吨稳产工程、常规稀油稳产工程）和天然气加快发展工程。本项目属于“老区千万吨稳产工程”部分。

根据《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》，稀油老区在西北缘新建产能 323.4 万吨、腹部新建产能 23.7 万吨、东部新建产能 136.3 万吨。**本项目属于“腹部新建产能 23.7 万吨”中规划内容，运营后属于陆梁作业区管辖，符合规划要求。**

目前，新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划环评正组织编制中。

2.7.3.7 与《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》相符性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》提出：“到 2020 年，基本建成安全、稳定、经济的矿产资源保障体系，基本形成节约高效、环境友好、矿地和谐的绿色矿业发展格局。矿业经济发展支撑自治区经济中高速增长，资源开发迈向中高端水平。基本建成统一开放、竞争有序的现代矿业市场体系，形成

矿产资源开发保护与矿业发展新格局。……强化矿产资源的安全可持续供应与应急保障能力，对于油气、页岩气、煤层气、铜、钾盐等矿产实施鼓励性勘察开发政策。”《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》将规划分区划分为重点矿区、限制开采区和禁止开采区。重点矿区：全区划分为 9 大矿产资源开发区域。限制开采区：严重供大于求以及下游产业产能过剩、耗能大、污染重的矿产分布区域；具有地方特色且需保护性限量开采矿种的分布区域；虽有可靠的资源基础，但当前市场容量有限，应用研究不够，资源利用方式不合理的区域；在较高技术经济条件与一定外部条件下，才能达到资源合理利用的区域；需要进行矿产资源储备和保护的矿产地；钨矿分布区域；国家和地方规定的其他限制开采矿产资源的区域。区内要进一步严格矿业权管理，按照现行法律法规加强监督管理。禁止开采区：军事管理区，国家和自治区级自然保护区、重要水源涵养区、风景名胜区、历史遗迹保护区，重要饮用水水源保护区；铁路、高速公路、国道、省道、油气管线等线型工程两侧一定距离内，重要工业区、大型水利工程设施、城镇市政工程设施等一定范围内，机场、国防工程设施圈定的地区。

本项目属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采区和禁止开采区，本项目符合《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》。

2.7.3.8 与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》相符性分析

本项目位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，地处准噶尔盆地西北缘，水土流失类型为风力侵蚀为主，受风沙危害大，风蚀强烈。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030 年）》。本项目属于 3-1 盐湖风力侵蚀预防保护区。《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030 年）》中指出，盐湖风力侵蚀预防保护区不适宜做封育措施，要加强监督和管理。本工程水土流失防治将执行建设类项目一级标准。工程主体设计中应进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

本项目符合《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》要求。

2.7.4 与环境保护政策及法规相符性分析

2.7.4.1 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》相符性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。

第四十四条 矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。

本项目施工期产生的垃圾集中收集后送至陆梁集中站，施工结束后对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。本项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

2.7.4.2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中要求的相符性分析详见表 2.7.4-1。

表 2.7.4-1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析表

序号	具体要求	本项目情况	相符性分析
1	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%。	作业时采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，防止产生落地原油。事故状态下产生落地原油后，及时回收，100%回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置。	符合
2	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	采出水送至陆梁集中站采出水处理系统，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，全部回注油藏，不外排。	符合
3	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%。	本项目采用密闭集输工艺，油气集输损耗率小于 0.5。	符合
4	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，	本项目开发过程中，产生的伴生气依托陆梁天然气处理	符合

	应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	及外输系统进行回收利用，回收利用率为 100%。	
5	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	井下作业废水集中收集，送至陆梁集中站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排。	符合
6	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。	均委托相应处理资质的单位进行回收、处置。	符合
7	1）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；2）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；3）在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；4）建立环境保护人员培训制度；5）油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	本次开发建设项目实施过程中，将依托中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系）。项目建成后由中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区统一管理，纳入中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。同时运营期间需对生产过程产生的“三废”进行严格管理，定期对“三废”进行监测。	符合

2.7.4.3 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

本项目运营期采取的各项环保措施与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中要求的相符性分析详见下表 2.7.4-2。

表 2.7.4-2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析表

序号	具体要求	本项目情况	相符性分析
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	项目位于古尔班通古特沙漠，项目区域内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区。	符合
2	开发单位应当对污染物排放及	针对本项目运营期排放的废气、噪声以	符合

	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。	及大气、土壤环境提出了运营期监测计划，建设单位应接受自治区生态环境厅、塔城地区生态环境局及和布克赛尔蒙古自治县分局的监督与管理，并按照《企业事业单位环境信息公开办法》（原环保部第 31 号）等规定，公开运营期监测情况。	
3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	本报告提出，井场、站场施工结束后，均应对施工场地进行清理平整，由于项目所在区域的蒸发量大于降水量，不需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。	符合
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄露，造成环境污染。	本报告提出运营期要定期对站场各设备设施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合
5	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；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
6	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。	本项目产生的含油污泥等危险废物委托有资质单位进行处置。	符合
7	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。	本项目开发过程中，产生的伴生气依托陆梁天然气处理及外输系统进行回收利用，回收利用率为 100%。	符合

8	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：（1）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（2）震裂、压占等造成土地破坏的；（3）占用土地作为临时道路的；（4）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	项目管线施工时土方分层堆放、分层回填，临时占地均进行场地平整清理，项目区植被盖度较低，由于特殊的气候条件，不适宜采取植被复垦的生态保护措施。场站均采取了地面硬化的措施，闭井期场站内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，平整后依靠自然恢复。	符合
9	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。	本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区管理，将项目实施区域纳入《中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区突发环境污染事件应急预案》。	符合

2.7.4.4 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）相符性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）符合性分析见下表 2.7.4-3。

表 2.7.4-3 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）相符性分析表

序号	具体要求	本项目情况	相符性分析
1	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。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。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本项目评价了项目施工期、运营期和闭井期带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行。	符合
2	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根	本项目为产能项目，建成投产后，原油最大产能 0.93 万 t/a，天然气最大产能 $74.4\times10^4m^3/a$，项目位于“一张图”范围内。	符合

	据实际情况，报批区块环评或单井环。		
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）等排放标准要求。	本项目废水依托陆梁集中站采出水处理系统处理达标后回注油层，不外排，不涉及水污染物总量控制指标。	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。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	本项目废水依托陆梁集中站采出水处理系统处理达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）要求，回注到陆 9 油藏区。本项目包括钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息。	符合
5	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。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017 年 10 月 1 日）要求评价。	本项目为无油基泥浆；运营期含油污泥委托有资质的单位进行处置。	符合
6	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 H_2S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少 SO_2 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	根据建设单位提供的陆 9 井区呼图壁河组天然气性质参数，本项目产生的天然气中不含硫。	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。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束	本项目对施工期环境影响进行了重点分析并提出生态环境保护措施。本次评价对施工期噪声提出相应措施，施工对周边生态环境影响较小。	符合

	后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。		
8	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	本项目不涉及生态保护红线区。	符合
9	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	符合

2.7.4.5 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）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）中要求的相符性分析详见下表。

表 2.7.4-4 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》的相符性分析

序号	具体要求	本项目情况	相符性分析
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。	本项目采出液、分离采出水均采用管道密闭集输，经计量最终输至陆梁油田集中处理站处理。	符合
2	油气田内将气井采出的井产物进行汇集、处理、输送的全过程应采用密闭工艺流程		符合
3	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经浓度不应超过 4.0mg/m^3。	本项目采取密闭集输，加强运营期管理等措施情况下，厂界非甲烷总烃可满足标准限值。	符合

2.7.4.6 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）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详见下表。

表 2.7.4-5 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	具体要求	本项目情况	相符性分析
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	本项目沙化、水土流失现状调查见 4.6.6 章节，水土	符合

	查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理。	保持和防沙治沙方案见 7.8、7.9 章节。	
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）要求进行生态环境影响分析和环境保护措施分析见第 5 章节。	符合
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。	本项目不涉及沙化土地封禁保护区	符合

2.7.4.7 与《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》相符性分析

《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》指出，“防治地下水污染。石化生产存贮销售企业和工业园区、矿山开采区、垃圾填埋场等区域应进行必要的防渗处理。报废矿井、钻井、取水井应实施封井回填。”

相符性分析：本项目钻井期生活污水污水直接排入陆梁公寓生活污水一体化处理装置进行处理，达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）中一级 A 标准后，夏季用于生活区绿化，冬季排入储水池。井下带罐作业，作业废水采用专用收集罐集中收集；采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；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。服务期满后地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。符合《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》相关要求。

2.7.4.8 与《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》相符性分析

《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》指出，“4.加强油（气）资源开发区土壤污染综合整治。2017 年起，开展油（气）资源开发区土壤环境污染专项调查工作，加强油（气）田废弃物的无害化处理和资源化利用，严防油（气）田勘探、开发、运行过程以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染。”“6.大力推进固体废物资源化利用，到 2020 年全区工业固体废物综合利用达到 60%。提高油（气）田开采废弃物等危险废物的综合利用和处置水平。石油和天然气开采业等自建危险废物处置、利用设施，推进行业危险废物资源化综合利用和安全处置。”

相符性分析：本项目使用非磺化类泥浆，钻井采用“泥浆不落地工艺”，分

离出的岩屑进入储罐，委托第三方处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》DB65/T3997-2017）中的综合利用污染物限值后综合利用。本项目井下作业废液收集后拉运至陆梁油田集中处理站污水处理系统处理达标后回注油藏。井下作业产生的落地油收集后临时贮存在陆梁油田作业区危险废物临时储存场，定期委托有危废处置资质的单位处理。符合《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》相关要求。

2.7.5 与“三线一单”相符性分析

1、总体要求

本项目建设与“三线一单”总体要求，即生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线的符合性分析具体如下。

（1）生态保护红线

目前新疆维吾尔自治区、塔城地区生态保护红线尚未发布。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。本项目位于古尔班通古特沙漠，属于一般管控单元，评价范围内没有自然保护区、森林公园的生态保育区和核心景观区、地质公园的地质遗迹保护区、世界自然遗产的核心区和缓冲区、湿地公园的湿地保育区和恢复重建区、饮用水水源的级保护区、水产种质资源保护区的核心区以及其他类型禁止开发区的核心保护区域。本项目建设不在生态保护红线内。

（2）环境质量底线

本项目为石油天然气开采项目，采出水依托陆梁集中站采出水处理系统达标后回注陆 9 油藏区；项目正常运行期不会对周围地下水环境造成影响；含油污泥等危废依托有资质单位进行处置，固废能得到合理规范处置。

项目区域内环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准；地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准限值；声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准，项目区占地范围内土壤基本项目执行《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛

选值。

本次环境质量现状调查显示，项目区域环境质量总体满足相应质量标准要求，符合环境质量底线要求。

（3）资源利用上限

本项目开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源。部分井口设井口电加热器，不涉及燃料的使用；能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本项目用地性质主要是未利用地（沙地），土地资源消耗符合要求。总之，本项目开发符合资源利用上线要求。

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

（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

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。

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。

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。

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。

本项目所在区域位于一般管控单元，详见图 2.7.5-1。

（2）与《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》相符性

塔城地区国土空间共划定 108 个环境管控单元，主要为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三大类。

优先保护单元 43 个。主要包括自然保护地、生态保护红线区和红线外饮用水源保护区、水源涵养区、生态多样性保护区、土地流失防控区、防风固沙区等一般生态空间管控区。自然保护地按照国家公园、自然保护区、自然公园等有关法律法规进行分区管理;生态红线区执行生态保护红线管理办法有关要求;一般生态空间控制区以改善提升生态功能为主要目标，遵循生态环境保护优先、节约集约、绿色发展的原则，开发建设和人为活动应执行相应区域基本草原、生态公益林、天然林保护、饮用水源保护区等有关法律法规要求，严格生态空间占用，保障生态安全底线，确保生态功能不降低。

重点管控单元 41 个。主要包括城镇建成区、工业园区、国家规划矿区、地下水开采重点管控区等重点区域。重点管控单元要优化建设用地和产业空间布局，提升资源利用效益，促进绿色低碳发展，有针对性的加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

一般管控单元 24 个。主要包括优先保护单元和重点保护单元以外的其他区域。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。

本项目主体场站工程位于塔城和布克赛尔蒙古自治县，属于一般管控单元，具体如图 2.7.5-2 所示，管控要求相符性详见表 2.7.5-1。

表 2.7.5-1 本项目与塔城地区环境管控要求相符性一览表

序号	管控要求		本项目	相符性
1	空间布局约束	1.2 禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建容、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。	本项目不在基本农田保护区内。	符合
2		1.6 严禁“三高”项目进塔城，对石化、有色、钢铁、建材、火电、煤炭、装备、纺织服装、轻工、电子产品制造十大产业类型，做好禁止类项目管控工作。	本项目不属于“三高”及其他所列十大行业。	符合
3	污染物排放管控	2.5 严控工业污染源，做好土壤污染预防工作。开展土壤环境监督性监测。根据工矿企业分布和污染排放情况，加强对有色金属采选、冶炼、石油、焦化、化工、危险废物处置以及污水处理厂的重点排查、监控和治理。	本评价已提出土壤监测要求。	符合
4	环境风险防控	3.1 完善环境突发事故应急预案，加强环境风险防控体系建设。大气污染联防联控区域制定环境风险应急预案，成立应急组织机构，定期开展应急风险排查工作。园区应建立危险源数据	项目投产后纳入陆梁作业区应急管理体系，按照《陆梁油田作业	符合

		库，并动态更新。建立园区、企业、装置三级应急联动方案，强化区域环境风险应急防范能力。	区突发环境事件专项应急预案》及其他专项应急预案执行。	
5	资源开发利用效率	4.3 持续推进电气化工作，制定实施地区清洁能源消纳行动计划，加大可再生能源消纳力度。	本项目运营期使用的能源以电力为主，为清洁能源。	符合

3 工程概况与工程分析

3.1 陆 9 井区呼图壁河组油藏开发过程

3.1.1 陆 9 井区呼图壁河组油藏概述

3.1.1.1 油藏勘探开发概述

陆梁油田陆 9 井区位于准噶尔盆地腹部，行政隶属和布克赛尔蒙古自治县管辖，区域构造属准噶尔盆地陆梁隆起三个泉凸起。

2000 年 6 月 10 日首先发现陆 9 井区侏罗系西山窑组（J_2x_4）油藏，后又相继发现西山窑组（J_2x_1）、头屯河组（J_2t）和白垩系呼图壁河组（K_1h_1、K_1h_2）油藏，2005 年该区西部侏罗系西山窑组（J_2x_4）油藏和白垩系呼图壁河组（K_1h_2）油藏扩边新增探明石油地质储量共计 193.89×10^4t；2008 年陆 9 井区白垩系呼图壁河组（$K_1h_2^1$）油藏滚动勘探新增探明石油地质储量 114×10^4t；2012 年陆 9 井区侏罗系西山窑组（J_2x）、头屯河组（J_2t）、白垩系呼图壁河组（K_1h）油藏复算探明石油地质储量共计 6158.49×10^4t，其中陆 9 井区白垩系呼图壁河组（K_1h）油藏合计申报复算探明石油地质储量 5117.89×10^4t。

2001 年～2002 年，陆 9 井区六套井网共完钻开发井 366 口，其中采油井 269 口，注水井 97 口。通过深入研究各开发层系地质特征和生产动态，陆 9 井区于 2003 年～2006 年连续 4 年实施滚动扩边，共完钻扩边开发井 106 口，其中采油井 82 口，注水井 24 口。截至 2006 年底，陆 9 井区累积建产能 104.1×10^4t。

2006 年～2007 年，为有效动用呼图壁河组油藏剩余储量，进行了水平井开发低幅度薄层边底水油层的试验，在呼图壁河组（$K_1h_1^5$、$K_1h_1^{3\text{-}1}$、$K_1h_2^{6\text{-}2}$ 和 $K_1h_2^{3\text{-}2}$）油藏部署实施了 11 口试验水平井，取得了良好的效果。在此基础上，结合《新疆陆梁陆 9 井区立体综合调整方案研究》的研究成果，不断深化油藏认识，深挖油藏开发潜力，于 2008~2017 年进行规模开发、滚动实施，截止目前累积实施采油水平井 219 口，累积动用地质储量为 2645×10^4t，水平井累计建产能 57.6×10^4t，累产油 380.1×10^4t，目前水平井日产油为 671t，整体开发效果较好。

3.1.1.2 油藏地质简述

呼图壁河组地层为多套砂泥岩互层，砂体横向及垂向上变化较快，连续性较差。储层主要为细砂岩、中-细砂岩和中砂岩，岩石颗粒以岩屑为主，含量 35%～

61%，平均 49.8%。各砂组储层物性变化不大，均为高孔、高渗储集层，其中，K_1h_1 段储层平均孔隙度为 26.15%，平均渗透率为 $124.8\times10^{-3}\ \mu m^2$，油层孔隙度 24.5%～33.2%，平均为 28.4%，渗透率（10.3~3870）$\times10^{-3}\ \mu m^2$，平均为 $312.9\times10^{-3}\ \mu m^2$；$K_1h_2$ 段储层平均孔隙度为 28.15%，平均渗透率为 $141.84\times10^{-3}\ \mu m^2$，油层孔隙度 26.1%～34.1%，平均为 30.12%，渗透率（10.4~5000）$\times10^{-3}\ \mu m^2$，平均为 $522.9\times10^{-3}\ \mu m^2$。

呼图壁河组含油层系多，纵向跨度大，各油藏性质基本类似，多为有底水或边水的岩性构造或构造岩性油藏，且具有构造幅度低（小于 14m）、单油层厚度薄（一般小于 5m）、平面连续性差，各油层普遍发育边底水，油水分布关系复杂和“一砂一藏”等特点。

3.1.2 区块开发现状

截至至 2021 年 11 月，陆 9 井区现有工程情况详见表 3.1.2-1。

表 3.1.2-1 陆 9 井区现有工程组成表

序号	工程项目		建设内容
1	主体工程	钻井工程	已实施采油井 793 口，日产液 18968t/d，日产油 1908t/d，日产气 192237m^3/d，含水率 89%。
		地面集输工程	已建有 64 座计量站，单井采出液经单井出油管线输送至计量站，计量后再通过集油管线集中密闭集输至陆梁处理站进行气液分离，分理出的液在陆梁处理站处理，分离出的气在陆梁伴生气处理站处理。
		原油处理	陆梁处理站设计处理能力为 120×10^4t/a，目前原油处理量为 75×10^4t/a(包含玛东 2、夏盐 11 的 15×10^4t/a 油量）。同时陆梁集中处理站正在进行密闭改造，采用“游离水脱除器+相变加热炉+多功能处理器”脱水工艺，设计处理能力将调整为 70×10^4t/a。
		原油稳定	石西集中处理站设计处理能力为 100×10^4t/a，原油处理现状约为 45×10^4t/a。目前正在进行石西原油密闭处理与稳定改造工程，稳定改造后处理站设计处理规模为 180×10^4t/a，扩建后预计现状稳定油量约为 155×10^4t/a。
		伴生气处理	陆梁伴生气处理站设计能力 15 万方/天，目前处理量约 8 万方。
		采出水处理	陆梁油田集中处理站采出水处理系统采用“重力除油-旋流反应-沉降过滤”工艺流程。设计处理能力为 20000m^3/d，现状处理能力约为 19370 m^3/d。
2	公用工程	供配电工程	井区内已建成 3 条 10kV 架空线路，分别是陆井一线、陆井二线、陆井三线，2021 年 3 条线路平均负荷分别为 1.88MW、1.33MW、1.72MW。

		道路工程	陆 9 井区有完善的油田路网。
3	环保工程	废气	油气集输非甲烷总烃为无组织排放。
		废水	生产废水处理依托陆梁集中处理站污水处理系统处理，达标后回注井区。
			生活污水依托陆梁公寓生活污水一体化处理装置进行处置，设计处理能力为 350m³ /d，目前实际处理量约为 100m³ /d，仍有较大的余量。
		固废	落地油百分之百回收；油泥（砂）委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。
		噪声	选用低噪声设备，安装基础减振垫

3.1.4 区块现状开发环境影响回顾分析

1、废气

废气主要为油气集输产生的无组织挥发性有机物，参照《陆梁油田陆 9 井区呼图壁河组油藏 2017 年开发建设工程》中核算数据，陆 9 井区无组织废气排放量约为 337t/a。根据《陆梁油田陆 9 井区呼图壁河组油藏 2017 年开发建设工程竣工环境保护验收调查报告》和《陆梁油田陆 9 井区西山窑组油藏 2016 年产能建设工程（第二批）竣工环境保护验收调查报告》对井场厂界非甲烷总烃监测数据（见表 3.4-1）可知：厂界非甲烷总烃排放能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（厂界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m^3）。

表 3.1.4-1 井场厂界非甲烷总烃监测数据一览表

类别	监测点位	监测时间	浓度范围（mg/m³）	标准限值（mg/m³）	达标情况
《陆梁油田陆 9 井区呼图壁河组油藏 2017 年开发建设工程竣工环境保护验收调查报告》					达标
					达标
《陆梁油田陆 9 井区西山窑组油藏 2016 年产能建设工程（第二批）竣工环境保护验收调查报告》					达标
					达标
					达标

2、废水

（1）生活污水

施工期井场不单独设置施工营地，施工人员生活污水均依托陆梁公寓生活污水处理系统进行处理。出水水质满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）中一级 A 标准后，夏季用于生活区绿化，冬季排入储水池。本次评

价引用 2017 年 6 月《陆梁集中处理站改扩建工程环境保护验收监测报告》中的监测数据进行达标分析。

表 3.1.4-2 陆梁公寓一体化污水处理系统排口水质监测数据一览表

序号	监测因子	单位	监测值	标准值	达标情况
1	pH	无量纲			达标
2	化学需氧量	mg/L			达标
3	五日生化需氧量	mg/L			达标
4	氨氮	mg/L			达标
5	动植物油	mg/L			达标
6	阴离子表面活性剂	mg/L			达标
7	铜	mg/L			达标
8	锌	mg/L			达标
9	锰	mg/L			达标
10	挥发酚	mg/L			达标
11	苯	mg/L			达标
12	甲苯	mg/L			达标
13	硒	mg/L			达标
14	色度	mg/L			达标
15	硫化物	mg/L			达标
16	石油类	mg/L			达标
17	悬浮物	mg/L			达标
18	甲醛	mg/L			达标

监测结果表明：陆梁公寓一体化污水处理系统，尾水可以满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）中一级 A 标准。

（2）生产废水

陆 9 井区井下作业废水依托陆梁集中处理站污水处理系统进行处理，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后用于回注油藏。本次评价引用《陆梁集中处理站改扩建工程环境保护验收监测报告》中的监测数据进行达标分析。

表 3.1.4-3 陆梁集中处理站污水处理系统排口水质监测数据一览表

监测点位	监测时间		监测结果（单位 mg/L，pH 无量纲）		
采出水处理系统总排口	2017.4.20	第 1 次			
		第 2 次			
		第 3 次			
		第 4 次			
	日均值				
	标准值		/	≤15	≤10
	判定情况		/	达标	达标

采出水处理系统总排口	2017.4.21	第 1 次			
		第 2 次			
		第 3 次			
		第 4 次			
	日均值				
	标准值		/	≤15	≤10
	判定情况		/	达标	达标

监测结果表明：陆梁集中处理站污水处理系统回注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）要求。

3、噪声

现有工程噪声主要为站场的各类机泵运行时产生的机械噪声，采取了基础减震及厂房隔声等措施，根据《陆梁油田作业区陆 9 井区呼图壁河组油藏补钻更新井工程环境保护竣工验收调查报告》和《陆梁油田陆 9 井区西山窑组油藏 2016 年产能建设工程（第二批）竣工环境保护验收调查报告》中的监测数据（见表 3.1.4-4）可知：各站场边界噪声排放能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

表 3.1.4-4 噪声监测结果（单位：dB（A））

监测点		昼间				夜间			
		第 1 天	第 2 天	标准	达标情况	第 1 天	第 2 天	标准	达标情况
LUT2601 井场	1#			60	达标			50	达标
	2#				达标				达标
	3#				达标				达标
	4#				达标				达标
LUT2604 井场	1#				达标				达标
	2#				达标				达标
	3#				达标				达标
	4#				达标				达标
LUD1296 井场	北				达标				达标
	东				达标				达标
	南				达标				达标
	西				达标				达标
LUD1328 井场	北				达标				达标
	东				达标				达标
	南				达标				达标
	西				达标				达标
LUD1238 井场	北				达标				达标
	东				达标				达标

	南				达标				达标
	西				达标				达标

4、固体废物

（1）施工期

油田开发建设项目总体开发过程中，施工期主要固废为钻井岩屑、建筑垃圾和钻井施工营地产生的生活垃圾。2016 年 11 月之前，废弃钻井液和岩屑等排入钻屑储集防渗池固化后，覆土填埋处理；2016 年 11 月以后，作业区严格执行《关于进一步加强和规范油气田勘探废弃物污染防治工作的通知》（新环发〔2016〕360 号）的相关要求，钻井井场岩屑及钻井液逐渐采用钻井液不落地设备在井场就地处理，分离出的液相可回用于钻井工程，固相严格按照新环发〔2016〕360 号相关要求处理。钻井期生活垃圾由钻井队进行收集，委托第三方拉运至乌尔禾生活垃圾填埋场，建筑垃圾收集后拉运至当地政府指定建筑垃圾填埋场处置。

（2）运营期

运营期产生的固体废物主要为清罐底泥、含油污泥、落地原油、生活垃圾。对照《国家危险废物目录（2021 年）》和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采（生态环境部公告 2021 年第 74 号）》文件，清罐底泥、含油污泥和落地原油属于 HW08 类危险废物，交由具有相应资质的单位进行回收、处置；运营期间作业区工作人员食宿会产生生活垃圾，生活垃圾经陆梁公寓集中收集后，运至乌尔禾生活垃圾填埋场进行处理。

5、土壤环境

含油污水（泥）是油田开发区域可能对土壤环境造成污染的主要物质，油田作业区制定了严格的环保措施和管理规定，井下作业带罐（车）铺膜操作，防止含油废液落地对土壤的污染，井下作业产生的废液拉运至陆梁集中处理站处理，根据《陆梁油田陆 9 井区呼图壁河组油藏 2017 年开发建设工程竣工环境保护验收调查报告》和《陆梁油田陆 9 井区西山窑组油藏 2016 年产能建设工程（第二批）竣工环境保护验收调查报告》中对井场周围土壤环境质量监测数据（见表 3.1.4-5）知：井场周边土壤监测结果符合《土壤质量 建设地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）相关标准限值。

表 3.1.4-5 土壤监测结果一览表

点位	监测井位	监测结果（mg/kg）							
		石油烃	六价铬	镉	砷	铜	铅	汞	镍

1#	LUT2601								
2#	LUT2604								
3#	LUT1296								
4#	LUT1328								
5#	LUT1238								
标准限值		4500	5.7	65	60	18000	800	38	900
达标情况		达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标

6、生态环境

根据《陆梁油田陆 9 井区呼图壁河组油藏 2017 年开发建设工程竣工环境保护验收调查报告》和《陆梁油田陆 9 井区西山窑组油藏 2016 年产能建设工程（第二批）竣工环境保护验收调查报告》对生态环境影响及环保措施落实情况可知：陆 9 井区现有工程对周围生态环境的造成的环境影响是可接受的。井区内的施工井场、岩屑堆放场地等临时占地均已平整，临时占占地范围内植被主要靠自然恢复。道路沿线及井场周边植被生长良好，场地内无遗留的建筑垃圾。对占用的土地进行了经济补偿。

3.1.5 环境管理现状

3.1.5.1 环保手续履行情况

陆 9 井区环保手续履行情况详见表 3.1.5-1。

表 3.1.5-1 陆 9 井区建设历程及环保手续履行情况一览表

工程名称	环评批复机关、文号及时间	环保竣工验收批复机关、文号及时间
关于中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区环境影响后评价		
陆梁油田陆 9 井区 2014 年产能建设项目		
陆梁油田陆 9 井区 2015 年产能建设项目		
陆梁油田陆 9 井区西山窑组油藏 2016 年产能建设工程		
陆 9 井区呼图壁河组油藏 2016 年加密调整建设开发工程		
陆梁油田陆 9 井区头屯河组(J2t2)		

油藏 2016 年扩边工程		
陆梁油田陆 9 井区呼图壁河组油藏 2017 年开发建设工程		
陆梁油田作业区 2021 年补钻井地面工程		

3.1.5.2 排污许可及自行监测执行情况

1、现有排污许可证执行情况

《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》于 2019 年 12 月 20 日发布实施（以下简称“《名录》”），《名录》第二条规定：“国家根据排放污染物的企业事业单位和其他生产经营者（以下简称排污单位）污染物产生量、排放量、对环境的影响程度等因素，实行排污许可重点管理、简化管理和登记管理……对污染物产生量、排放量和对环境的影响程度小的排污单位，实行排污登记管理。实行登记管理的排污单位，不需要申请取得排污许可证，应当在全国排污许可证管理信息平台填报排污登记表，登记基本信息、污染物排放去向、执行的污染物排放标准以及采取的污染防治措施等信息。”

本项目位于陆梁油田作业区，依托工程取得排污登记回执以及排污许可证获得情况详见表 3.1.5-2。

表 3.1.5-2 本项目依托工程排污登记（许可证）一览表

单位名称	登记回执编号	排污许可证有效期
中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区（综合服务站）	91650200715597998M049W	2020.9.29 至 2025.9.28
中国石油新疆油田分公司石西油田作业区（集中处理站）	91650200715597998M051Z	2020.9.28 至 2025.9.27
新疆油田分公司陆梁油田作业区陆梁集中处理站	91650200715597998M056Q	2020.11.10 至 2025.11.9

2、自行监测情况

运营管理单位已制定《新疆油田公司陆梁油田作业区 2022 年自行监测方案》，为履行排污单位自行监测的职责，自行监测手段为自动监测和手工监测相结合。目前，陆梁作业区已完成 2021 年度自行监测计划。

3.1.5.3 环境应急预案及应急演练情况

现有工程由陆梁作业区统一管理，根据调查，陆梁作业区已编制《陆梁油田

作业区突发环境事件专项应急预案》并于 2019 年 1 月 2 日在塔城地区生态环境局进行备案（654200-2019-001-M）。

根据对陆梁作业区应急管理情况调查，陆梁作业区制定有“突发环境事件应急演练计划”，每年进行 1 次突发环境事件应急演练，演练完成后编制《突发环境事件应急评价总结》。

3.1.5.4 现有工程污染物排放量

本项目现有工程污染物排放情况汇总见表 3.1.5-3。

表 3.1.5-3 现有工程污染物排放情况汇总表

类型		类别	单位	现有工程产生量	消减量	排放量
废气	无组织	SO_2	t/a			
		NOx	t/a			
		VOCs	t/a			
废水		采出水	10^4t/a			
		生活污水	10^4t/a			
固废		含油污泥	t/a			
		井下作业废液（废压裂返排液、洗井废液）	10^4t/a			
		落地原油	t/a			

注：现有工程污染物排放情况参照《陆梁油田陆 9 井区呼图壁河组油藏 2017 年开发建设工程》中相关数据。

3.1.5.5 存在问题及整改措施

（1）存在的环境问题

现场调查中油区正按照部署进行，根据现场调查结果大部分井场平整，由砾石铺垫，井场泥浆池上部已经覆土，井场及泥浆池上部没有污油出现。油区道路总体规范，仅有部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。由于陆 9 井区为老油区，现有的油田设施较多，井场和管线纵横，因此存在一定的安全风险问题。

（2）整改措施

陆 9 井区地处准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠，生态环境较恶劣，建设单位应持续加强项目区生态保护和恢复工作，严格钻井期及修井作业时各种废弃物的处理，落实各项环境保护管理制度，已达到改善和保护区域环境的目的。本项目建设过程中，应组织施工人员对已完钻井场及管道未压实和平整的地段进行地表恢复。对未恢复地段重新覆土压实、平整，并适当洒水，促进植被恢复，减少扬尘及水土流失。规范施工车辆道路，严禁车辆乱碾乱轧。

本工程在施工期、运营期和闭井期应严格按照地面工程方案、水土保持方案中提出的要求落实，施工时严格执行新疆油田公司提出的对现有油区设施保护的要求。

3.2 建设项目概况

3.2.1 工程基本情况

3.2.1.1 基本情况

项目名称：陆 9 井区呼图壁河组油藏 2022 年水平井开发工程建设项目

项目性质：扩建

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

建设地点：陆 9 井区呼图壁河组油藏位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地，西南侧与陆 11 井区、东南侧与陆 22 井区相邻，行政隶属新疆塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，中心坐标：东经 ；北纬 。

投资估算：工程总投资 4196.03 万元，其中采油工程 3298 万元、地面工程 898.03 万元。环保投资约 140 万元，占总投资的 3.3%。

劳动组成及定员：工程建成后由陆梁油田作业区负责运行管理，本次不新增劳动人员。

3.2.1.2 建设内容及规模

本项目新建采油井场 5 座 ，扩建现有 17-1#计量站和 10#计量站（增加 8 井式多通阀 2 座），新建 DN50 PN2.5MPa 单井出油管线 2.4km 和 DN100PN3.5MPa 集油支线 0.2km，并配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。新建产能原油最大产能 0.93 万 t/a，天然气最大产能 $74.4\times10^4 m^3/a$。

具体工程组成见表 3.2.1-1。

表 3.2.1-1 本项目工程组成一览表

类别	建设内容		建设规模及建设内容	备注
主体工程	钻井工程	采油井	新钻采油井 5 口，井型为水平井，单井井深在 1600~2100m 范围内。	新建
		钻井液循环设施	设置在井场靠近井口位置，控制钻井液注入和回用。一开钻井液采用坂土-CMC 钻井液体系，二开钻井液采用聚合物钻井完井液体系。	-
		地面安全阀	防止突发事故，在管道爆裂或其他情况下控制钻井液注	-

			入。	
		井口控制面板	设置在每座井场井口，控制地面各安全阀门，防止突发事故。	-
		防喷装置	设置在每座井场井口，用于防止地下承压水和深层油气喷出；每口井防喷装置包括：双闸板防喷器 2 套、环形防喷器 1 套、单闸板防喷器 1 套，放喷池 1 座等。	-
		储存装置	发电机柴油罐（1 个）、各类罐体罐基础和应急放喷池（1 个，容积 300m^3）。	-
	地面工程	采油井口	新建 5 座采油井口（LUHW2532、LUHW2744、LUHW2745、LUHW2442 和 LUHW1341），均选用 10 型节能抽油机，配套选用功率为 22kW 的电机。仅 LUHW2442 井口设 0.25kW 防爆电加热器，其余 4 座无加热设备。	新建
		扩建计量站	分别在 17-1#计量站、10#计量站各增设 8 井式多通阀 1 座。	扩建
		单井集油管线	单井管线 DN50 PN2.5Mpa，2.4km；耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管。	新建
		集油支线	单井管线 DN100 PN3.5Mpa，0.2km；耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管。	新建
配套工程	给水		本项目施工期、运营期所需新鲜水由陆梁作业区供应，可满足用水需求。	-
	供配电		新增电力负荷为 39.96kW，用电依托陆井一线。	依托
			新建 10kV 架空线路 1.0km，电力电缆 1.9km，杆架式变电站 5 座，井口配电箱 5 只，井口无功电容补偿箱 5 只。	新建
	供热		项目冬季不施工，不涉及供热，营运期井口加热采用电加热。	新建
	物联网	通信	新增无线网桥 5.8G 基站设备 1 套，安装在 9 井已建通信塔（H=40m）上。	依托
		仪表	依托陆 9 井区已建自动化 SCADA 系统，在抽油井口设置远程终端 RTU，完成对抽油井口的回压、套压等参数的监测，并具备遥控抽油机的启停功能；橇装计量站 RTU 对管汇橇、计量橇进行监测和自动计量。油井 RTU 和计量站 RTU 数据采用无线网桥通信方式进行传输。	依托
	消防		井区采用移动式消防。17-1#和 10#计量站新建 2 座 8 井式的多通阀，各配备 2 个 8kg 干粉灭火器。	-
	道路		依托已建道路	依托
环保工程	废气		施工期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，施工现场洒水降尘；运营期油田开发采用密闭集输流程。	-
	废水		施工期钻井采用“泥浆不落地工艺”，钻井泥浆循环使用。	新建
			施工期井场不单独设置施工营地，施工人员生活污水均	依托

		依托陆梁公寓一体化生活污水处理系统进行处理。	
		运营期井下作业废水采用井口收集罐收集，拉运至陆梁联合站。	-
	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	钻井岩屑进入泥浆不落地装置，委托第三方处理满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求后综合利用。	-
		施工生活垃圾经陆梁公寓集中收集后拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处理。	依托
		落地原油和含油污泥交由有资质的单位进行无害化处置。	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。	–
依托工程	原油处理	本项目原油处理依托陆梁集中处理站，改造后设计处理能力为 70×10^4t/a，目前原油处理量为 60×10^4t/a，本次新增 0.93×10^4t/a，依托可行。	依托
	原油稳定	项目原油稳定依托石西集中处理站进行处理，稳定改造后处理站设计处理规模为 180×10^4t/a，扩建后预计现状稳定油量约为 155×10^4t/a，本次新增 0.93×10^4t/a，仍在余量范围内，依托可行。	依托
	采出水处理	本项目采出水依托陆梁集中处理站进行处理，该处理站始建于 2001 年，原设计规模 5000m³/d，采用“重力除油-旋流反应-沉降过滤”工艺流程。该站于 2013 年扩建至 10000m³/d，2016 年增设 1 座 250m³ 反应罐，2019 年作业区实施《陆梁油田采出水及注水系统扩建整体工程》，将陆梁集中处理站采出水处理能力由 10000m³/d 扩建至 20000m³/d。目前实际日处理采出水量约 19370m³/d，本次新增最大采出水量约 30 m³/d，依托可行。	依托
	伴生气处理	本项目伴生气依托陆梁集中处理站伴生气处理系统进行处理，设计能力 15 万方/天，目前处理量约 8 万方/天，本次日产气量最大为 0.23×10^4m³/d，依托可行。	依托
	油泥处理	本项目产生的油泥属于危险废物，经收集后委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处理，设计处理能力为 52 万 t/a。5 口采油井全部投产后预计油泥最大产生量为 2.0t/a，占比较小，在克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处理能力范围内，依托可行。	依托
	生活垃圾处理	本项目施工期不单独设置营地，依托陆梁公寓，生活垃圾经收集后拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处理。填埋	依托

		场设计总库容为 77 万 m^3，服务年限为 2018 年至 2030 年。目前仍有较大容量，本项目整个钻井期生活垃圾量约为 3.0 吨，产生量较少，依托可行。	
	生活污水处理	本项目施工期不单独设置营地，生活污水依托陆梁公寓一体化污水处理系统进行处理，处理工艺为“调节+接触氧化+斜管沉淀+二氧化氯消毒”，设计处理能力为 350m^3/d，实际处理量约为 100m^3/d，仍有较大的余量，本项目施工期最大废水产生量约为 1.92m^3/d，依托可行。	依托

3.2.2 油气资源概况

1、地面原油性质

根据部署区陆 9 井区呼图壁河组油藏地面原油资料统计显示，密度范围为 0.8576g/cm^3~0.8741 g/cm^3，50℃粘度范围为 11.0mPas~18.40mPas，凝固点范围为-12.60℃~13.91℃，含蜡量范围为 3.55%~8.54%，初馏点范围为 119℃~178℃，详细数据见下表。

表 3.2.2-1 陆 9 井区呼图壁河组地面原油性质参数表

油藏	密度（g/cm^3）	50℃粘度（mPa.s）	含蜡（%）	凝固点（℃）	初馏点（℃）
$K_1h_2^4$	0.8741	18.40	6.20	13.91	178
$K_1h_2^5$	0.8733	17.41	3.55	-12.60	174
$K_1h_2^7$	0.8576	11.00	8.54	8.90	119
$K_1h_1^3$	0.8619	11.89	6.78	5.20	151

2、天然气性质

根据部署区陆 9 井区呼图壁河组油藏地面原油资料统计显示，天然气相对密度范围为 0.574~0.630，甲烷含量范围为 90.7%~96.3%。该区块原油伴生气乙烷、丙烷含量高，伴生气组分丰富，不含硫化氢。

表 3.2.2-2 陆 9 井区呼图壁河组天然气性质主要参数表

层位	相对密度	甲烷含量（%）	乙烷含量（%）	丙烷含量（%）	二氧化碳含量（%）	氮气含量（%）
$K_1h_2^3$～$K_1h_2^5$	0.574	96.3	2.7	0.00	0.25	0.75
$K_1h_2^7$	0.590	92.8	5.00	0.60	0.00	1.60
$K_1h_1^1$～$K_1h_1^{3-1}$	0.620	91.0	5.93	0.86	0.18	2.03
$K_1h_1^{3-2}$～$K_1h_1^{4-2}$	0.630	90.7	6.79	0.80	0.06	1.65

3、采出水性质

根据部署区陆 9 井区呼图壁河组油藏地面原油资料统计显示，项目区地层水型为 $CaCl_2$ 或 $NaHCO_3$，氯离子含量范围为 4767.7 mg/L~7933.09 mg/L，碳酸氢

根离子范围为 258.11 mg/L~515.4 mg/L，矿化度范围为 8435mg/L~13401 mg/L。具体的参数信息见表 3.2.2-3。

表 3.2.2-3 陆 9 井区呼图壁河组地层水性质主要参数表

层位	水型	pH 值	Cl^-（mg/L）	HCO_3^-（mg/L）	矿化度（mg/L）
$K_1h_2^3$～$K_1h_2^5$	$CaCl_2$ 或 $NaHCO_3$	7.16	4960.8	258.11	8741.2
$K_1h_2^7$	$CaCl_2$	6.97	7933.09	369.88	13401
$K_1h_1^1$～$K_1h_1^{3-1}$	$CaCl_2$	7.04	5385.0	326.7	10943
$K_1h_1^{3-2}$～$K_1h_1^{4-2}$	$CaCl_2$ 或 $NaHCO_3$	7.3	4767.7	515.4	8435

3.2.3 开发方案

1、部署结果

陆 9 井区呼图壁河组油藏 2022 年水平井开发布井方案共部署采油水平井 5 口，具体位置如下表 3.2.3-1 所示，井位部署图如图 3.2.3-1 所示。方案部署动用地质储量 25.0×10^4t，钻井总进尺为 0.88×10^4m，区日产油 31.0t，年产能 0.93×10^4t，具体详见下表 3.2.3-2。

表 3.2.3-1 水平井位置统计表

序号	井号	经度	纬度
1	LUHW2442		
2	LUHW1341		
3	LUHW2532		
4	LUHW2745		
5	LUHW2744		

表 3.2.3-2 陆 9 井区呼图壁河组油藏 2022 年开发方案部署结果

层位	采油水平井数(口)	动用面积(km^2)	动用储量(×10^4t)	设计井深(m)	钻井进尺(×10^4m)	单井产能(t/d)	区块日产油(t)	年产能(×10^4t)
$K_1h_2^{4-3-1}$	1							
$K_1h_2^{5-2-2}$	1							
$K_1h_2^{7-4}$	2							
$K_1h_1^{3-2-1}$	1							
合计/平均	5							

2、钻井实施顺序

本次新钻采油井 5 口，按照“整体部署、分批实施”的原则，分两批钻井实施，具体实施井号见下表。

表 3.2.3-2 陆 9 井区呼图壁河组水平井钻井顺序表

实施顺序	井　　号	井数（口）	实施时间
第一批	LUHW2442、LUHW1341、LUHW2532、LUHW2745	4	2022 年
第二批	LUHW2744	1	2023 年

3、产量预测

根据注采平衡关系，对部署井今后十五年开发指标进行预测见表 3.2.3-3，其中 2023 年产液量、产油量和产气量分别达到最大值为 1.39×10^4t、0.93×10^4t 和 2255m³，具体如下所示。

表 3.2.3-3 陆 9 井区呼图壁河组油藏水平井产能设计表

时间（年）	年产液（10^4t）	年产油（10^4t）	日产气（m³）	综合含水率（%）	汽油比（m³/t）
2022	0.50	0.35	848	30.0	80
2023	1.39	0.93	2255	33.0	80
2024	1.17	0.73	1758	38.0	80
2025	1.06	0.58	1407	45.0	80
2026	0.99	0.48	1154	52.0	80
2027	0.97	0.40	969	59.0	80
2028	1.00	0.34	824	66.0	80
2029	1.04	0.29	708	72.0	80
2030	1.11	0.25	616	77.0	80
2031	1.18	0.22	542	81.0	80
2032	1.25	0.20	479	84.2	80
2033	1.27	0.18	425	86.2	80
2034	1.25	0.16	378	87.5	80
2035	1.16	0.14	338	88.0	80
2036	1.06	0.13	304	88.2	80

3.2.4 主体工程

本项目主体工程包括钻井工程、采油工程和油气集输工程。

3.2.4.1 钻井工程

根据开发方案，本项目共部署开发井 5 口（水平井），均为新钻采油水平井，钻井总进尺为 0.88×10^4m，水平井钻井深度范围为 1600~2100m。优先实行滚动钻井，预计单井完井周期为 20 天，第一批（LUHW2442、LUHW1341、LUHW2532、LUHW2745）完井周期为 80 天；第二批（LUHW2744）完井周期为 20 天。

1、井深结构

本工程水平井采用二开完井井身结构，具体设计数据见表 3.2.4-1 和图 3.2.4-

1。

一开：采用 Φ311.2mm 钻头钻至井深 450m，下入 Φ244.5mm 表层套管，采用常规固井，水泥浆返至地面。封隔地表松散易塌地层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件。

二开：采用 Φ215.9mm 钻头钻至水平段靶窗终点（B 点）完钻，完井下入 Φ139.7mm 生产套管和 Φ139.7mm 筛管，管外封隔器和分级箍下至水平段入口 A 点以上 30m，采用微珠低密度水泥半程固井，固井水泥浆返至 400m 左右。

表 3.2.4-1 水平井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）	套管下入深度（m）	环空水泥浆返至井深（m）
一开	450	311.2	244.5	450	地面
二开	1600~2100	215.9	139.7	完钻井深（1600~2100）	水泥浆预返至井深 400m 左右

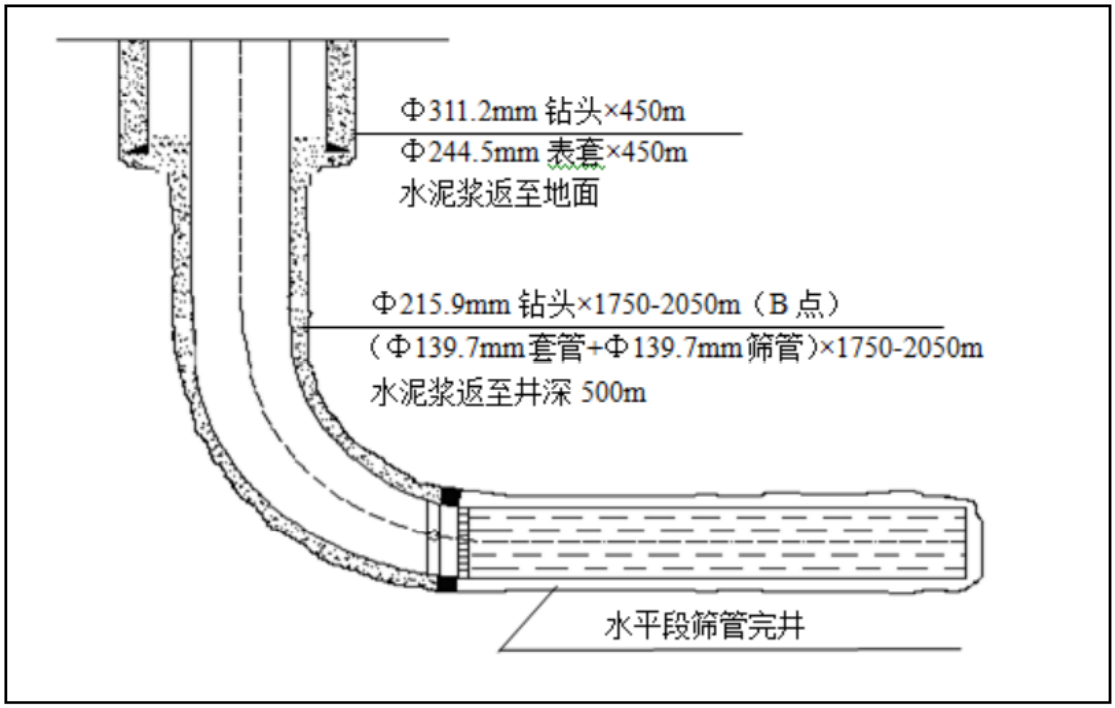


表 3.2.4-1 本项目采油井井深结构图

2、钻井主要设备

选用 ZJ30 钻机，安装 2FZ35-21 型双闸板防喷器、JG-21 型节流管汇，YG-21 型压井管汇，FKQ3204 型控制装置，处理量不低于 1200m³/h 的液气分离器，配备至少 5 套便携式硫化氢检测仪。

3、钻井液方案

（1）一开钻井液

钻井液体系：坂土-CMC 钻井液

配方：7%~8%坂土＋0.4%Na_2CO_3 +0.3%~0.4%CMC（中）

主控性能指标参数见下表 3.2.4-2。

表 3.2.4-2 一开主控性能指标参数表

密度（g/cm³）	泄露粘度（s）	API 失水（mL）
1.05~1.15	60~90	≤12

（2）二开钻井液

钻井液体系：聚合物钻井完井液

配方：4%坂土+0.2%Na_2CO_3+0.2%NaOH +0.2%~0.4%MAN101（SY-3、SP-8、HJ-3、SJ-1、NAT20、JK-3、JT888、SD-HBJ、BLA-HV）+0.3%~0.5% MAN104（JTAOF、GJD-4、YLJB、PMHA-2、JB-66、FA367、IND30）+0.5%~0.7%复配铵盐+2%SMP-1 (SHY-1、YLSHA、SHP-3、SHC-1、SD-KYG、TSH-1、WF-1) +1%润滑剂+1%QCX-1+2%WC-1+0.2%消泡剂+堵漏剂。

主控性能指标参数见下表 3.2.4-3。

表 3.2.4-3 二开主控性能指标参数表

密度（g/cm³）	泄露粘度（s）	API 失水（mL）	泥饼（mm）	pH	塑性粘度（mPa·s）	动切力（Pa）	静切力（Pa）
1.07~1.15	40~75	≤8~≤5	≤1~≤0.5	9~10	12~30	5~15	1~5/3~7

（3）钻井液材料消耗计划

钻井液体系消耗见下表 3.2.4-4。

表 3.2.4-4 本工程钻井液体系消耗一览表

开钻次序		一开	二开	
钻头尺寸（mm）		311.2	215.9	
井段（m）		0~450	~2100	
井筒容积（m³）		34	81	
钻井液用量（m³）		138	232	
储备钻井液				
材料名称		用量（t 或 m³）		合计（t 或 m³）
坂土		11.0	9.3	20.3
CMC（中）		0.6		0.6
Na_2CO_3		0.6	0.5	1.1

NaOH		1.4	1.4
MAN101（SY-2、SP-8、HJ-3、JK-3、JT888、SD-HBJ）		1.4	1.4
MAN104（JTAOF、GJD-4、YLJB 、PMHA-2、JB-66、FA367）		1.4	1.4
复配铵盐		1.9	1.9
SMP-1 胶(SHY-1、YLSHA、SHP-3、SHC-1、SD-KYG、TSH-1、WF-1)		4.6	4.6
QCX-1		10.0	10.0
WC-1		5.0	5.0
综合堵漏剂		4.6	4.6
核桃壳		0.04	0.04
消泡剂		0.5	0.5
润滑剂		4.6	4.6
雷特超细纤维		0.04	0.04
重晶石		40.0	40.0
备用材料名称	用量（t 或 m^3）		合计（t 或 m^3）
重晶石			20.0
堵漏剂			10.0
碱式碳酸锌			1.0

4、井场布置

钻井期井场布置有值班房、钳工房、录井房、配电房、发电房、罐区、不落地系统、岩屑堆放场等，具体井场平面布置见图 3.2.4-2。

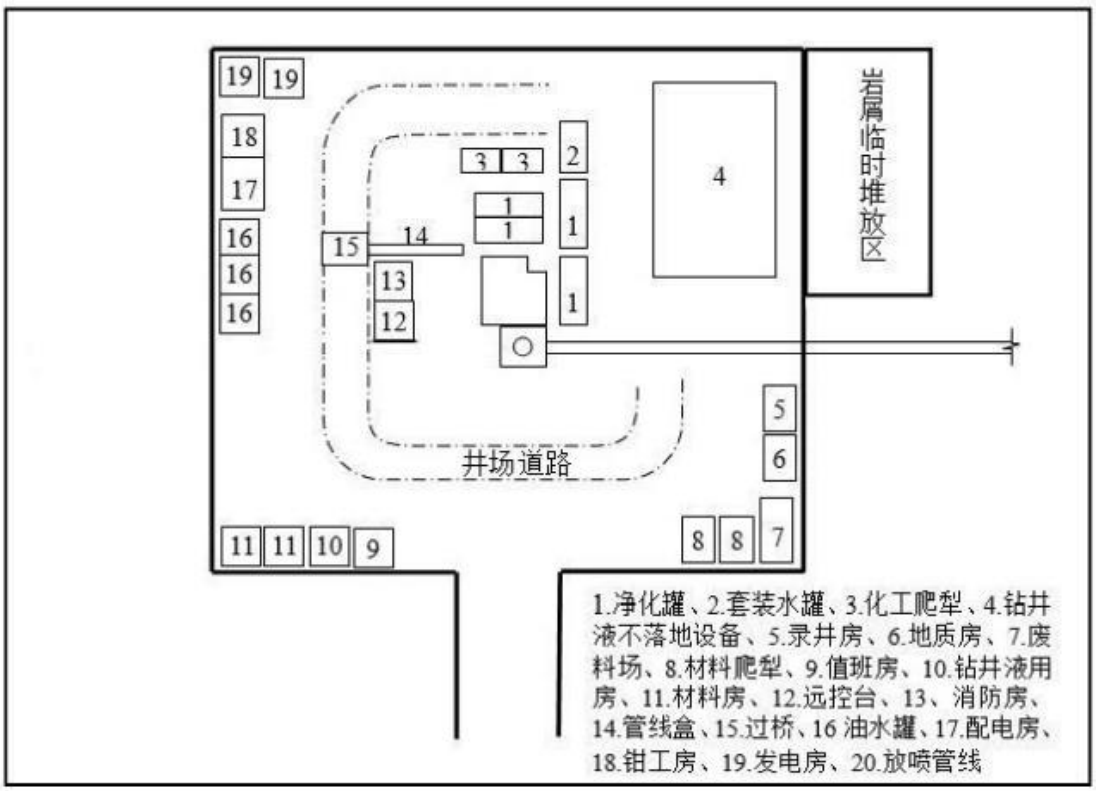


图 3.2.4-2 钻井井场布置示意图

5、固井完井方案

——Φ244.5mm 表层套管下入深度 450m，采用 G 级水泥常规固井，水泥浆返至地面。

——Φ139.7mm 油层套管下入完钻井深 1750m，采用微珠低密度水泥单级有控固井，水泥浆预返至井深 400m。

3.2.4.2 采油工程

（1）采油井口：采用 10 型节能抽油机，配套选用功率为 22.0kW 的电机。

（2）清蜡方式：K_1h 油藏含蜡量高、油藏温度在 50℃以下，生产过程中井筒结蜡严重，抽油杆采用尼龙刮蜡杆，配合环保隔漏热洗管柱。推荐采用井口连续加药装置，化学清防蜡方式或其他适合的本区块的清防蜡方式，清蜡周期根据实际结蜡情况，以不影响油井正常生产为原则。

（3）开发方式：本项目开发调整油藏部署区含油面积较小，各油藏尽量利用老井分层注水或本层低效井转注，注采井距基本上在 140m~270m 之间。在无注水井的油藏，初期利用天然能量进行开采，后期采用气体吞吐增能提升开发效果。

3.2.4.3 油气集输工程

1、集输工艺

本工程共部署水平井数 5 口，新井接入周边已建成完善的集输系统，具体进站情况见表 3.2.4-5。

表 3.2.4-5 采油井接入计量站情况

接入计量站	现有剩余空头数量（个）	接入油井数（口）	接入井号	备注
17-1#计量站	0	3	LUHW2532、LUHW2744、LUHW2745	本次新建 8 井式多通阀
10#计量站	0	2	LUHW2442、LUHW1341	本次新建 8 井式多通阀

2、采油井口

新建采油井口装置 5 座，配置 10 型（22.0kW）节能抽油机。新建 5 口采油井部署在不同的四个层位上，$K_1h_2^{4-3-1}$ 层凝固较高（13.9℃），根据企业提供的设计方案仅 LUHW2442 井口需要设井口电加热器，并设保温盒，保温盒内设 0.25kW 防爆电加热器，压力表置于保温盒内，设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌。$K_1h_2^{5-2-1}$、$K_1h_2^{7-4}$ 和 $K_1h_1^{3-2-1}$ 层油藏原油凝固点较低，井口（LUHW2532、LUHW2744、LUHW2745、LUHW1341）无需设置电加热器。

3、计量站

本工程扩建 17-1#计量站和 10#计量站，共新增永久占地 0.016hm^2，分别增设 8 井式多通阀 1 座。

4、管线

新建 DN50 PN2.5MPa 单井出油管线 2.4km，采用耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，保温层采用 30mm 硬质聚氨酯泡沫塑料；新建 DN100 PN3.5MPa 集油支线 0.2km，集油管线采用耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管。保温层采用 30mm 厚聚氨酯泡沫做保温层，防护层采用 2mm 厚高密度聚乙烯。管线均埋至冻土深度以下（-1.87m），集油管线地面设标志桩。

表 3.2.4-6 本项目新增管线统计表

类别	起点坐标		终点坐标		长度（km）	备注
	经度	纬度	经度	纬度		
单井管线（DN50）						LUHW2532
						LUHW2744
						LUHW2745

						LUHW1341
						LUHW2442
合计					2.4	/
集油管线（D100）						/
						/
合计					0.2	/

5、油气集输主要工程量

本项目油气集输主要工程量详见表 3.2.4-7，集输系统部署见图 3.2.4-1。

表 3.2.4-7　陆 9 井区集输工艺系统主要工程量

序号	项目名称	单位	工程量	备注
1	直井采油井口（10 型）	座	5	配套电机功率为 22.0kW
2	8 井式管汇橇	座	2	/
3	井口电加热器	座	1	LUHW2442 井口电加热器 10kW
4	单井管线 DN50 PN2.5MPa	km	2.4	耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管
5	集油线 DN100 PN3.5MPa	km	0.2	耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管

3.2.5 配套工程

3.2.5.1 管线防腐及保温

管线防腐：本工程管线选用非金属管材，管道自身属材质防腐，无需对管道增加内外防腐涂层。

保温：单井出油管线保温层采用 30mm 保温橡塑海绵，防护层采用 2mm 高密度聚乙烯粘胶带；集油支干线保温层采用 30mm 硬质聚氨酯泡沫，防护层采用 2mm 高密度聚乙烯。

管线埋至冻土深度以下，集输支线、干线地面设标志桩。

3.2.5.2 供配电工程

新增电力负荷采用 0.38/0.22kV 电压等级配电，负荷等级为二级，主要用电设施为采油井、电加热器装置等。根据负荷预测，总体方案新增电力负荷为 39.96kW，用电依托陆井一线。

采油井采用单变单井配电方式，杆架式变电站变压器容量选择，变压器均采用节能型变压器，电源引自新建 10kV 架空线路，采用电缆直埋地敷设引至井口配电箱。

3.2.5.3 物联网

本工程涉及自动化工程量包括：新建抽油井 5 口、扩建已建计量站 2 座（分别新增 8 井式多通阀橇各 1 套）。

依托陆 9 井区已建自动化 SCADA 系统，在抽油井口设置远程终端 RTU，完成对抽油井口的回压、套压等参数的监测，并具备遥控抽油机的启停功能；橇装计量站 RTU 对管汇橇、计量橇进行监测和自动计量。油井 RTU 和计量站 RTU 数据采用无线网桥通信方式进行传输。

3.2.5.4 给排水

1、给水

本项目施工期用水主要为管道试压用水、钻井液配置用水和施工人员生活用水。该作业区供水来自陆梁作业区，可满足用水需求。在钻井过程中施工人员依托陆梁集中公寓，井场不单独设置施工营地，项目区无生活污水产生。管道试压用水量 6.8m^3，用水量较小，由陆梁作业区供应。根据建设单位提供的资料，钻井液配比用水约为钻井液用量的 90%，则钻井期配比用水 1655m^3，由陆梁作业区供应，可满足用水需求。

运营期洗井用水占洗井液（单井洗井液约为33m^3，5 口井洗井液用量165m^3）用量的 90%，预计用水量 148.5m^3。压裂用水量为压裂液（单井压裂液 220m^3，5 口井压裂液用量 1100m^3）的 90%，预计用水量 990m^3。

（2）排水

本项目管道试压废水量约 6.8m^3，就地用于洒水降尘。钻井期生活污水产生量 192m^3，依托陆梁公寓一体化生活污水处理系统进行处理，达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）中一级 A 标准后，夏季用于生活区绿化，冬季排入储水池。钻井期采用泥浆不落地工艺，无生产废水产生。

本项目运营期井下作业废水、采出水依托陆梁集中处理站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后用于回注油藏，不向外环境排放。

3.2.5.5 道路

本次开发部署区域位于老区，区内建有比较完善的油田路网，交通便利，依托性较好。本次方案不需新建道路，巡井道路可依托已建道路。

3.2.6 依托工程

本项目原油、伴生气及采出水均依托陆梁集中处理站进行处理。陆梁油田作业区于 2011 年对该作业区开发区域进行了环境影响后评价工作，并于 2011 年 11 月 24 日取得《关于中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区环境影响后评价报告书的审查意见》（新环评价函[2011]1120 号）。

3.2.6.1 陆梁集中处理站

1、基本情况

陆梁集中处理站地处陆梁油田主力产油区的南面，距油田东西向主干道以北 150m。陆梁集中处理站于 2001 年 11 月全面建成投产，是一座高效集油、气、水集中处理，油田注水和站区采暖与一体的综合性站库。处理站内概况见下图 3.2.6-3。

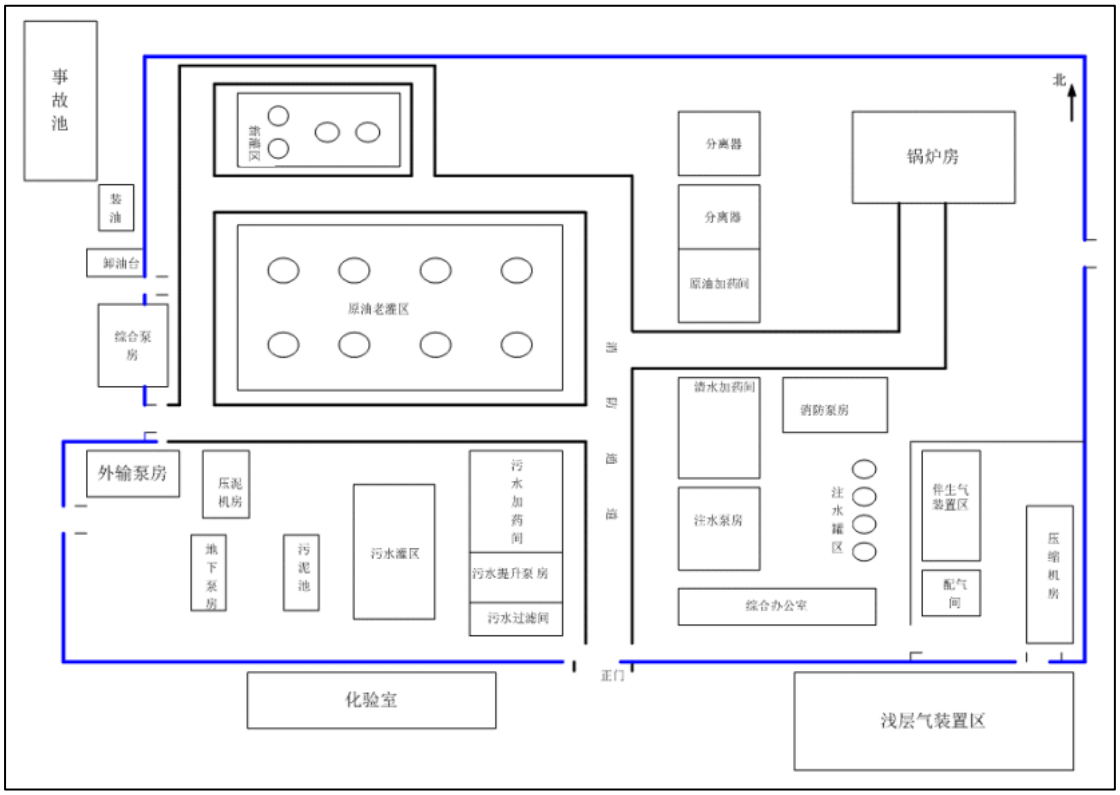


图 3.2.6-3 陆梁集中处理站平面布置图

2、环保手续

陆梁集中处理站设有原油处理系统、天然气处理系统、老化油处理系统、污水处理系统、注水系统和外输系统，具体的环保手续履行情况详见下表 3.2.6-1。

表 3.2.6-1 陆梁集中处理站主要环保手续履行情况

工程名称	主要建设内容	环评批复	验收批复

		及时间	及时间
中国石油新疆油田分公司陆梁油田开发建设项目	配套建设原油处理系统、天然气处理系统、污水处理系统等。	环审[2003]69号，2003 年 2 月 25 日	环验[2005]071号，2005 年 8 月 16 日
新疆油田公司陆梁集中处理站污水处理系统扩建工程	在现有陆梁油田集中处理站现有场地新建 1 座污水处理设施，新增污废水处理能力 5000m³ /天，改扩建后陆梁油田集中处理站污水处理系统处理规模达到 10000m³ /天。	新环评价函[2013]273 号，2013 年 4 月 9 日	新环函[2016]23号，2016 年 1 月 7 日
陆梁集中处理站改扩建工程	对原油处理系统进行改造，在两相分离器后增加卧式三相分离器 3 座；老化油处理系统改扩建，利用旧 60m³ 缓冲罐 1 座、破乳剂加药橇 1 座以及 5m³ /小时提升泵 1 合，500 千瓦蒸汽加热器 1 台；污水处理系统，增加 1 座 250 立方米反应罐，配套建设净化剂、助凝剂加药橇 2 套及管网、阀门等。	新环函[2015]877 号，2015 年 8 月 4 日	塔地环验收[2017]3 号，2017 年 7 月 12 日
陆梁油田污水及注水系统扩建整体工程	对现有的污水处理系进行改造，废水处理能力由 10000m³ /d 提升为 20000m³ /d。	新环函[2018]16号，2018 年 1 月 5 日	自主验收，2020 年 9 月 18 日
新疆油田陆梁和石西原油密闭处理与稳定改造工程（陆梁部分）	新建 1 套 70×10⁴t/a 的原油密闭处理系统，并对外输和配套系统改造。	和生环评函字[2019]26 号，2019 年 7 月 12 日	正在改造中，暂时未验收

3、主要依托工程内容

（1）原油处理系统

本工程原油处理依托陆梁集中处理站，设计处理能力为 120×10⁴t/a，目前原油处理量为 75×10⁴t/a（包含玛东 2、夏盐 11 的 15×10⁴t/a 油量，改造完成后该部分原油不接管至陆梁集中处理站），含水 89%，陆梁处理系统现状采用“三相分离脱水+两段大罐热化学沉降脱水”脱水工艺。

根据《新疆油田陆梁和石西原油密闭处理与稳定改造工程》2021 年进行陆梁集中处理站原油处理系统进行密闭改造，改造后采用“游离水脱除器+相变加热炉+多功能处理器”处理工艺，设计处理能力为 70×10⁴t/a。改造后工艺流程图如下所示。

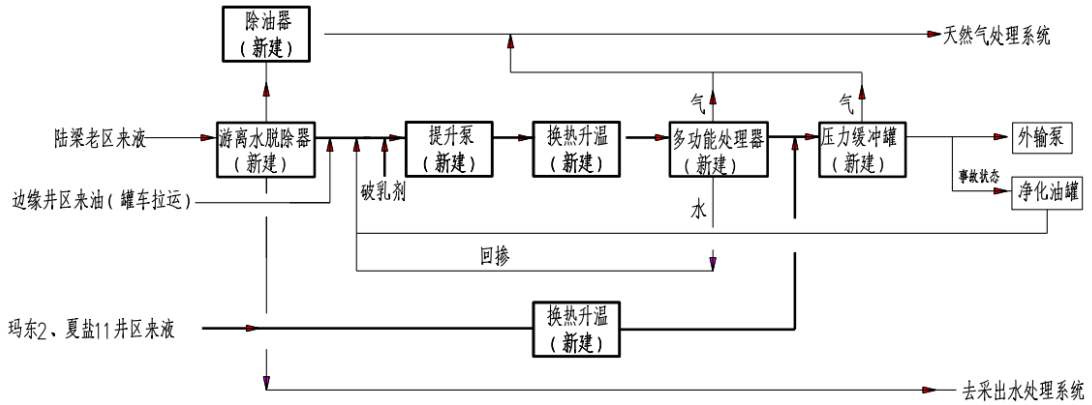


图 3.2.6-4 陆梁集中处理站原油处理（改造后）流程图

陆梁处理站（密闭）处理流程：

油区来液（18~22℃、0.30~0.35MPa，含水≤92%）先进入游离水脱除器，分离出低含水原油（含水率≤30%）经提升泵升压至 0.50~0.55MPa，进相变加热炉加热（55~60℃、0.40~0.45MPa）后进入多功能处理器进行加热、电化学脱水，合格净化油（55~60℃、0.30~0.35MPa，含水≤0.5%）至压力缓冲罐经外输泵连续输送至石西集中处理站进行原油稳定。游离水脱除器分离出的伴生气经除油器脱液、压控后，输送到伴生气处理系统处理。游离水脱除器脱出的含油污水进入采出水处理系统。

（2）伴生气处理系统

陆梁集中处理站天然气处理装置 2002 年 9 月施工建设，于 2002 年 12 月 30 日正式投产。伴生气设计处理能力 $15\times10^4m^3/d$，目前实际处理量为 $8.0\times10^4m^3/d$。

①主要生产设施

陆梁集中处理站天然气处理系统主要生产设备见下表。

表 3.2.6-2 伴生气处理系统主要生产设备

序号	名称	压力（MPa）	数量（台）	备注
1	天然气压缩机	5.8	2	排量 $7.8\text{-}8.5\times10^4Nm^3/d$，转速 440r/min，功率 473kW
2	精滤器	5.8	2	容器净重 1394.32kg，设计温度 75℃，介质容积 $0.55m^3$
3	出口分离器	6.0	1	容器净重 3089kg，设计温度 40℃，介质容积 $1.26m^3$
4	井口分离器	0.4	1	容器净重 3089kg，设计温度 40℃，介质容积 $1.26m^3$

②主要工艺流程

油田伴生气（0.25MPa，25℃ ）进入压缩机进口分离器进行分离，分离后天然气约 4 万方气去旁边的燃气发电站，剩余天然气进入压缩机增压，增压至 3.5~3.8MPa，经空冷器冷却至 45℃ 后进入压缩机出口分离器分离，分离出的气相注入乙二醇去气气换热器进行预冷，温度降至 0~5℃ ，预冷后天然气先进入一级低温分离器进行分离，分离出的气相注入乙二醇后去丙烷制冷橇，温度降至-15℃后，进入二级低温分离器进行气液分离，分出的天然气去气气换热器、气液换热器进行复热，复热后温度升为 33~38℃ 后计量外输，外输压力 2.3~2.7MPa，经配气间后进入彩石克管网。 一级低温分离器分出的烃液（0.4MPa、5℃）及二级低温分离器分出的烃液（0.4MPa、-15℃）混合后，进入液烃分离器进行分离，分离出的气相去压缩机进口分离器，油相进入埋地污油罐，水相进入天然气处理站的乙二醇再生装置进行再生。具体流程如下图所示。

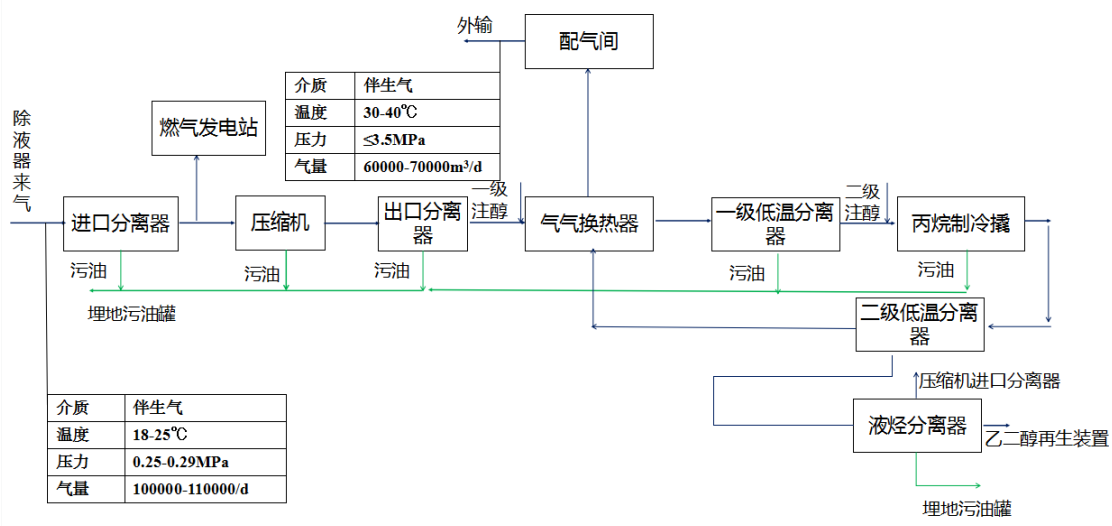


图 3.6.2-5 陆梁集中处理站伴生气处理流程示意图

（3）污水处理系统

①处理规模

陆梁油田集中处理站采出水处理系统始建于 2001 年，原设计规模 5000m³/d，采用“重力除油-旋流反应-沉降过滤”工艺流程。该站于 2013 年扩建至 10000m³/d，2016 年增设 1 座 250m³ 反应罐，2019 年作业区实施《陆梁油田采出水及注水系统扩建整体工程》，将陆梁集中处理站采出水处理能力由 10000m³/d 扩建至 20000m³/d。目前实际日处理采出水量约 19370m³/d，采出水处理合格后全部回注陆 9 等井区。

②主要生产设施

陆梁污水处理站站内主要装置见表 3.2.6-3。

表 3.2.6-3 陆梁污水处理站主要装置一览表

序号	设备设施名称	数量
1	2000m^3 新调储罐	1 座
2	新反应提升泵 Q=280m^3/h、H =45m	2 台
3	2000m^3 除油缓冲罐	1 座
4	2000m^3 老调储罐	2 座
5	老反应提升泵 Q=280m^3/h、H =45m	4 台
6	300m^3 反应罐	6 座
7	1000m^3 混凝沉降罐	2 座
8	300m^3 过滤缓冲罐	2 座
9	60m^3 污油罐	1 座
10	新地下泵房反洗泵 Q=100m^3/h、H =75m	2 台
11	新地下泵房回收水泵 Q=100m^3/h、H =30m	2 台
12	新地下泵房回收污泥泵 Q=30m^3/h、H =60m	2 台
13	300m^3 污泥沉降池	2 座
14	1000m^3 污泥沉降池	2 座
15	400m^3 回收水池	2 座
16	次氯酸水罐、浓盐水罐、稀盐水罐、软化水罐、除垢罐、次氯酸钠罐	各 1 个
17	次氯酸泵 Q=3m^3/h、H =50m	2 台
18	老过滤器 29.3 m^3	6 台
19	新过滤器 29.3 m^3	6 台

③主要工艺流程

污水处理工艺以新疆油田“离子调整旋流反应法处理技术”为基础，采用重力除油、旋流反应、混凝沉降、过滤流程，使出水水质悬浮物≤5.0mg/l、含油≤5.0mg/l，水质达到《油田注入水分级水质指标》（Q/SY XJ0030-2015）标准后回注地层。

原油系统来水（T＜50℃，含油量≤1000mg/L，悬浮物≤300mg/L）进入 3 座 2000m^3 调储罐进行水量、水质调节，使得来水经初步沉降后可除去大部分浮油和大颗粒悬浮物，保证出水含油小于 150mg/L，悬浮物含量小于 150mg/L。污水经调储罐除油后经提升进入反应沉降单元。这一单元由 6 座 250m^3 反应罐和 2 座 1000m^3 混凝沉降罐组成，在反应单元按一定顺序和时间间隔连续加入 3 种药剂，污水经过化学反应后经 1000m^3 混凝沉降罐沉降，再经两级过滤处理，净化水经投加次氯酸钠杀菌剂后直接进入注水泵进口用于油田注水。

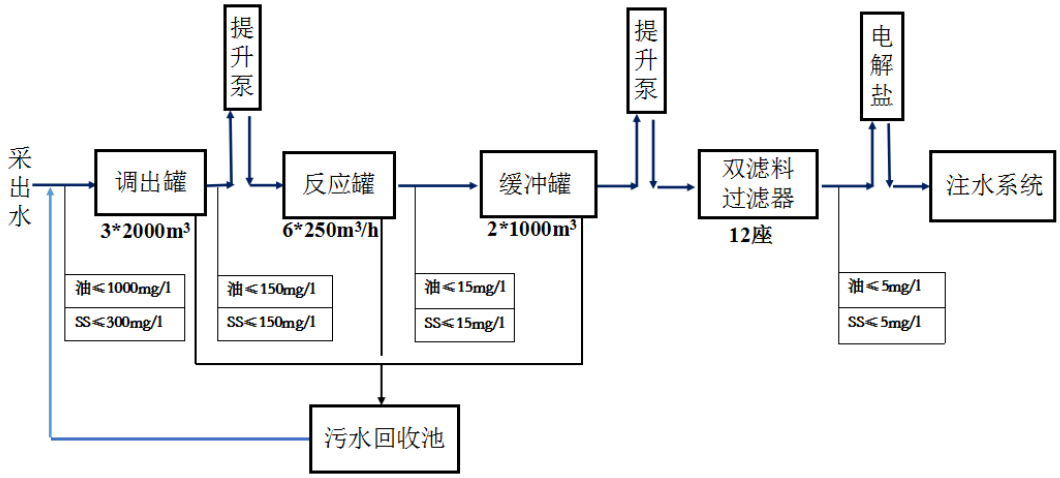


图 3.2.6-6 陆梁集中处理站污水处理工艺流程图

4、依托可行性分析

（1）原油处理系统

陆梁集中处理站设计处理原油能力为 120×10^4t/a，目前原油处理量为 75×10^4t/a（包含玛东 2、夏盐 11 的 15×10^4t/a 油量），仍有较多余量。改造后设计处理能力为 70×10^4t/a，但是玛东 2、夏盐 11 原油不再接入本处理站，相当于现有处理原油量为 60×10^4t/a，本次新增 0.93×10^4t/a，在处理能力余量 10×10^4t/a 的范围内，依托可行。

（2）伴生气处理系统

陆梁集中处理站内天然气处理装置伴生气设计处理能力 15×$10^4$$m^3$/d，目前实际处理量为 8.0×$10^4$$m^3$/d。本工程日产气量最大为 0.23×$10^4$$m^3$/d，产生的伴生气量较少，因此，陆梁集中处理站天然气处理装置能够满足本项目天然气处理量，可以依托。

（3）污水处理系统

陆梁集中处理站污水处理系统扩建后处理能力为 20000m^3/d，目前污水实际处理量在 19370m^3/d 左右。本工程未来 15 年新区产能建设新增最大采出水量约 30m^3/d，同时根据《陆梁油田陆 136 井区侏罗系头屯组油藏开发控制井部署意见》、《陆 22 井区西山窑组 J2x4 油藏加密调整地面工程》、《陆梁油田陆 22 井区西山窑组油藏扩边布井地面工程》和《陆梁油田陆 12 井区侏罗系西山窑组 J2x4 油藏开发调整地面工程》可知，上述未建或者拟建项目也依托该污水处理系统，根据设计资料，未来 15 年内接入污水处理系统新增的最大水量为 630m^3/d（预

计为 2036 年），仍在余量范围内。综上所述，本项目可以依托陆梁集中处理站污水处理系统进行处理。

3.2.6.2 石西集中处理站

1、基本概况及环保手续履行情况

石西集中处理站位于石 204 井区东南方向约 33km 处，距离石南油田油气处理站约 23km，隶属石西油田作业区，地处准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹部，距克拉玛依市 170km。石 204 井区原油处理、天然气处理依托该站。

石西集中处理站于 1997 年 11 月建成投产，是集原油脱水及交油、天然气调压、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库。该站具有原油处理装置、污水处理系统及天然气预处理装置，主要采用重力沉降和热化学脱水工艺对石西、石南、莫北、石南 31 区块来油气进行处理。根据《新疆油田陆梁和石西原油密闭处理与稳定改造工程》（石西部分），2021 年拟对石西集中处理站原油处理、稳定和外输系统进行改造，目前该工程正在建设尚未完工。石西集中处理站环保手续见下表。

表 3.2.6-2 石西集中处理站环保手续履行情况一览表

工程名称	环评批复及时间	验收批复及时间
新疆石油管理局石西油田开发建设环境影响报告书	环发[1998]201 号，1998 年 8 月 4 日	环验[2005]007 号，2005 年 1 月 13 日
新疆油田陆梁和石西原油密闭处理与稳定改造工程（石西部分）	和生环评函字[2019]27 号，2019 年 7 月 12 日	验收中

2、原油稳定工艺

石西集中处理站采用负压闪蒸原油稳定工艺，原油稳定设计处理规模 100×10^4t/a，目前实际处理量 45×10^4t/a，目前负责处理石西作业区的原油。根据《新疆油田陆梁和石西原油密闭处理与稳定改造工程》，2021 年石西新建原油稳定装置 1 套（80×10^4t/a），扩建后原油稳定规模为 180×10^4t/a，扩建后新增陆梁、石南 21 的原油稳定，扩建后现状预处理规模达到 155×10^4t/a。原油稳定采用负压闪蒸工艺。具体工艺流程如下图所示。

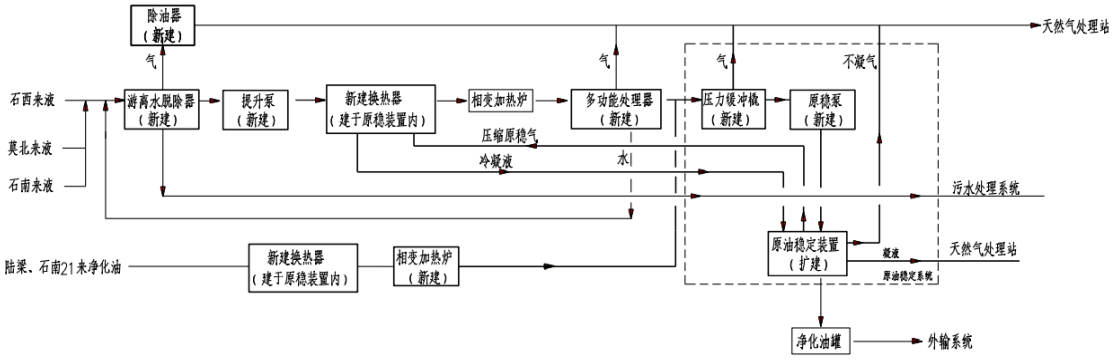


图 3.2.6-7 石西集中处理站原油稳定处理工艺流程图

3、依托可行性分析

本项目原油稳定依托石西集中处理站进行处理，稳定改造后处理站设计处理规模为 180×10^4t/a，扩建后预计现状稳定油量约为 155×10^4t/a，本次新增 0.93×10^4t/a，仍在余量范围内，依托可行。

3.2.6.3 克拉玛依博达环保生态环境科技有限责任公司

博达生态环保有限公司是一家有危险废物处理运营资质的单位，自主研制了助溶剂体系萃取法。通过助溶剂体系萃取法处理后，油田污泥可分解为土、水和油。分离出的土可以作为绿化用土，水可以达标排放，而油可用于炼化合格原料。可以使油田污泥转化为再生资源，一年可循环利用 12.5 万吨油田污泥。

博达公司于 2006 年开始建设，原设计处理能力为 $100m^3/d$，并履行了环保手续，但由于后期的市场调研将扩大含油污泥的处理规模，追加投资将处理规模扩大至 $300m^3/d$，并委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司对其进行了环境影响评价，克拉玛依市环保局于 2007 年 4 月以克环保函[2007]28 号文件对项目进行了批复。根据《建设项目环境保护管理条例》和《建设项目竣工环境保护验收管理办法》的有关规定及程序，2007 年 11 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对现有工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。2010 年由于生产的需要，建设单位在厂区北侧扩建 2 座 50m×70m×6m 的污水沉降池，作为含油污水进入厂区的预处理分离油水，并于 2010 年 9 月报克拉玛依市环境保护局以克环保函[2010]127 号文件进行了批复，于 2011 年 4 月建设投入使用，2011 年 8 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对污水储池扩量工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。验收监测报告认为，落地油及清罐油泥治理及扩量工程，立项、环评、初步设计及试

生产报批手续齐全，环保设施与主体工程同时设计，同时施工，同时投入使用，环保设施运行基本正常，对环评和初步设计的要求落实到位。

为将油田废弃物这些废弃物进行无害化和资源化处理，克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司污油泥处置装置位于克拉玛依石化工业园南二路以北、东六街以西之间地块，经过近 8 年生产运行，已累计为克拉玛依油田回收处理污油泥近 50 万吨。为了达到节能减排，提高生产效率和降低生产运行成本的目的，博达环保公司在污油泥处置装置原址多次进行提升改造，于 2018 年将设备升级改造、优化工艺，处理能力提升至 52 万 t/a。

依托可行性分析：

克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司具有自治区环保厅颁发的《危险废物经营许可证》（编号 6502040047），年处理能力 52 万 t/a。本项目 5 口采油井全部投产后预计油泥最大产生量为 2.0t/a，占比较小，完全在博达公司的处理能力范围内。

3.2.6.4 乌尔禾生活垃圾填埋场

本项目钻井期生活垃圾经陆梁公寓收集后，运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。

克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾处理工程位于克拉玛依乌尔禾区西南方，217 国道东侧，卫生填埋场占地面积 11.31ha，填埋场设计总库容为 77 万 m^3。服务年限为 2018 年至 2030 年。近期（2023 年）生活垃圾日清运处置 87t，累计处理量 23.56 万 t；远期（2030 年）生活垃圾日清运处置 98t，累计处理量 47.64 万 t。

克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾处理工程于 2016 年 7 月通过原克拉玛依市环境保护局审批，文号“克环保函评价[2016]376 号”。2017 年 11 月完成近期和管理区主体工程建设，2019 年 6 月通过环保竣工验收。

依托可行性分析：

本项目整个钻井期生活垃圾量约为 3.0 吨，产生量较少，克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾处理工程可接收本项目钻井期生活垃圾，依托可行。

3.2.6.5 陆梁公寓生活污水一体化处理设施

1、基本概况

陆梁公寓生活污水处理设施建于 2002 年，设计规模为 168m^3/d。污水处理流

程为：生活污水→集水池→一元化污水处理装置→外排，该设施投产初期出水水质良好，后期由于装置腐蚀、污水泵堵塞、自动化程度低、管理不便等系列问题导致出水逐渐超标，因此作业区于 2014 年对该装置进行了改扩建，设计处理规模提升至 350m³/d。一体化污水处理设施工艺流程见下图。

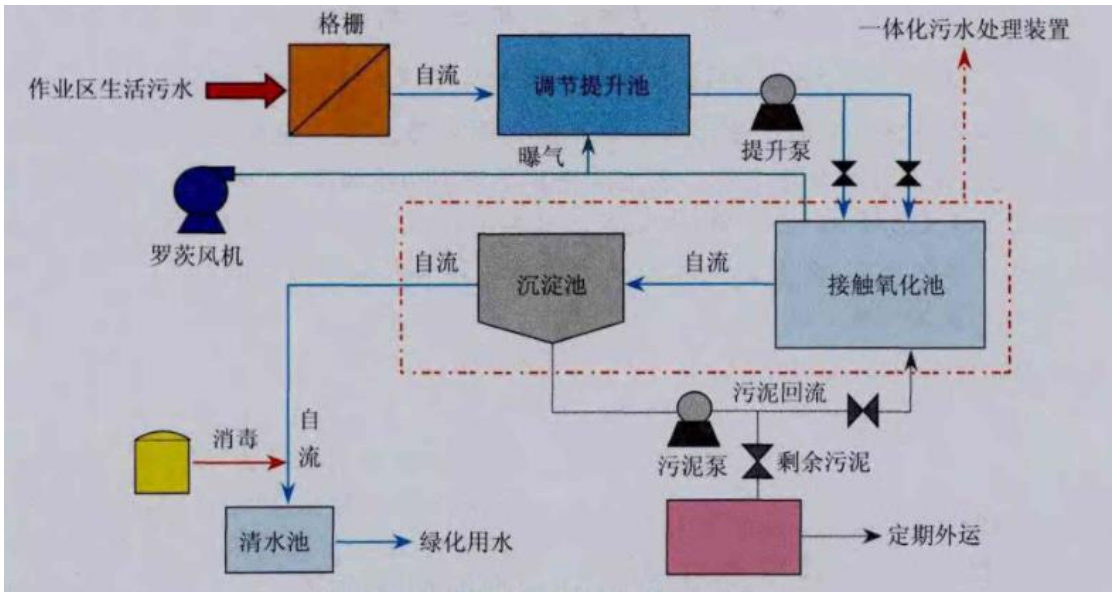


图 3.2.6-8 陆梁公寓生活污水一体化处理装置工艺流程图

2、环保手续

陆梁公寓生活污水一体化处理装置环保手续履行情况如下表所示。

表 3.2.6-3 陆梁公寓生活污水处理环保手续履行情况一览表

工程名称	环评批复及时间	验收批复及时间

3、依托可行性分析

陆梁公寓生活污水一体化处理装置设计处理能力为 350m³/d，目前实际处理量约为 100m³/d，仍有较大的余量，本项目施工期最大废水产生量约为 1.92m³/d，依托可行。

3.3 环境影响因素识别及污染源分析

3.3.1 环境影响因素分析

本项目建设分为施工期、生产运营期和服役期满三个阶段。

开发建设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。生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。服役期满后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

本项目包括钻井、地面工程建设、采油、油气集输等施工作业内容，基本属于开发建设期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关的钻井、采油、井下作业、油气集输等各工艺过程，主要包括生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染，详见表 3.3.1-1。油田开发过程污染物排放流程见图 3.3.1-1。

表 3.3.1-1 环境影响因素识别表

建设活动	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	备注
钻井	钻井泥浆、岩屑	土壤	施工期
	生活污水	土壤、地下水	
	设备、车辆产生噪声	声环境	
	柴油发电机产生的烟气、扬尘	环境空气	
	井喷爆炸、火灾等	土壤、水、环境空气及生态环境	事故
管线敷设	油田建设施工、车辆碾压等	土壤、植被	施工期
	排放设备、车辆尾气	环境空气	
	设备、车辆产生噪声	声环境	
	施工固体废物	土壤	
油气集输	排放含油废水	地下水	非正常
	排放废气	环境空气	运营期
	设备噪声	声环境	
	油气泄漏、含油污水泄漏	土壤、地下水	事故
井下作业	作业废水	土壤、地表水	施工期 运营期
	作业废气	环境空气	
	设备噪声	声环境	

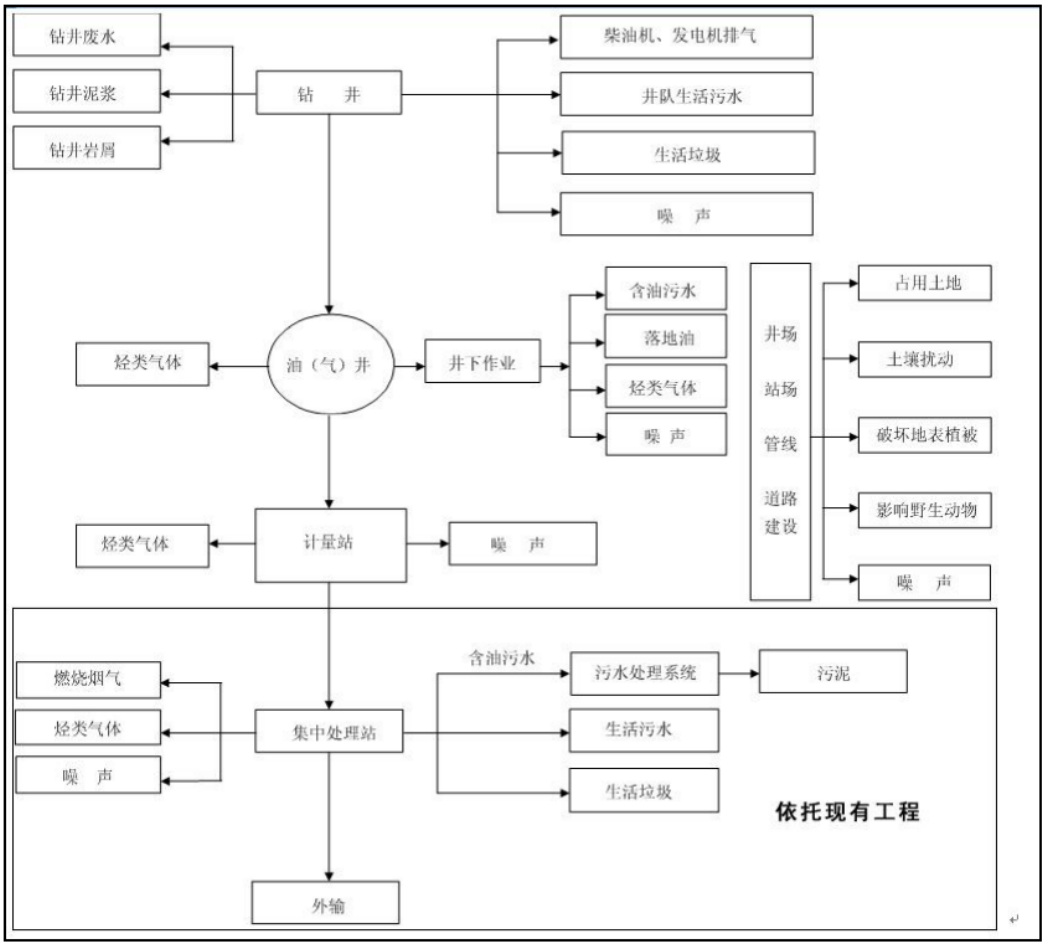


图 3.3.1-1 油田开发过程污染物排放流程

3.3.1.1 施工期

（1）钻井工艺流程

钻井工程包括：钻前准备、钻井施工（钻井、固井）、井场清理平整。

钻前准备主要包括巡井道路建设、井场平整、铺垫、钻机基础和设备进场。

钻井是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井液将钻屑带出井眼，以保证持续钻井。钻井时井筒排出的钻井液及岩屑进入钻井液不落地循环系统，该系统设置振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级处理，经四级处理后，岩屑与钻井液完全分离，钻井液返回井筒，岩屑排至储罐暂存。

固井是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，可防止复杂情况以保证安全继续钻进下一段井眼或保证顺利开采生产层中的油、气。

固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管就是在已经钻成的井眼中按

规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥就是在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。固井作业的主要设备有水泥搅拌机、下灰罐车、混合漏斗和其他附属安全放喷设备等。

另外，现场施工前根据实际情况要作水泥浆配方及性能复核试验，同时，如果是钻井中井漏严重，则应考虑采用双凝水泥浆体系固井，从而提高固井质量，防止因为井漏事故造成地下水环境污染。

钻井工程作业流程见图 3.3.1-2 所示。

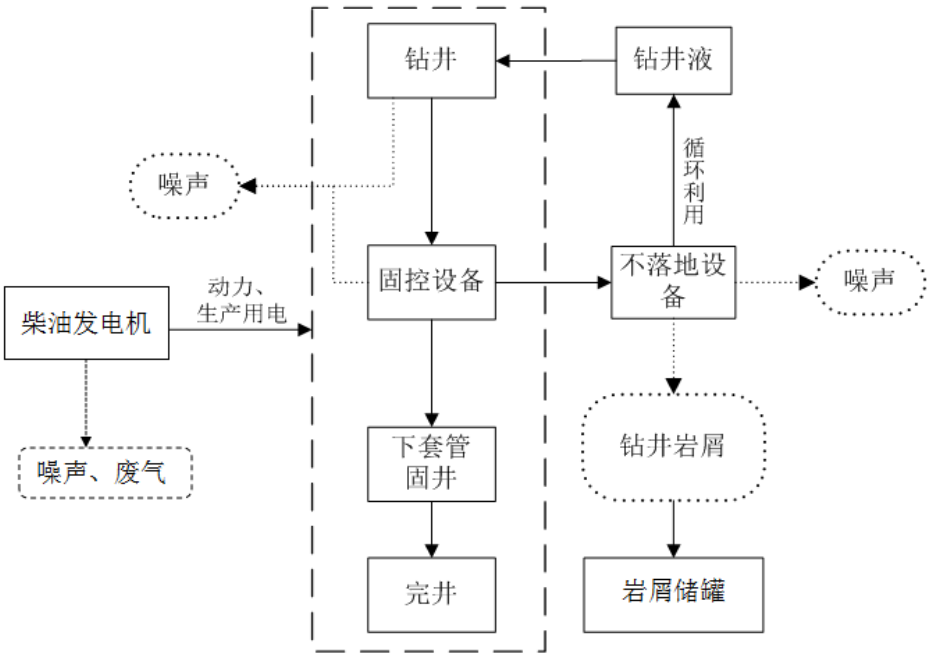


图 3.3.1-2 钻井工程作业流程图

本项目钻井泥浆不落地设备工艺如下：

由于开挖大循环池存放钻井液及岩屑的形式会造成土壤及地下水污染，破坏生态环境，对本工程施工期产生的岩屑及钻井液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。泥浆进入钻井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岩屑储罐（方罐 2 用 1 备，容积 30m^3）。

具体工艺流程说明：

不落地系统由振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备组成，钻井液（泥浆）进入不落地系统后，经以下步骤进行处理：

①钻井液（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（泥浆）回用，分离出的固相（岩屑）临时贮存在井场内的岩屑储罐内；

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。

工艺流程图见图 3.3.1-3，不落地设备照片如图 3.3.1-4 所示。

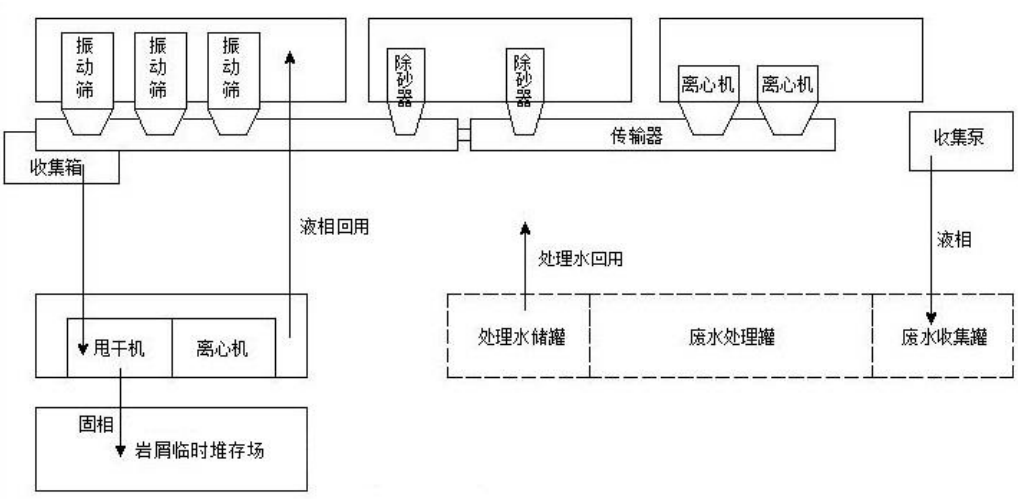


图 3.3.1-3 泥浆不落地工艺流程图



不落地设备



大颗粒筛分器

图 3.3.1-4 泥浆不落地装置照片

建设单位于 2016 年 11 月以后，全部采取泥浆不落地装置，该装置已使用多年工艺成熟可行，不用需再建泥浆池和岩屑堆场，满足《关于进一步加强和规范

油气田勘探废弃物污染防治工作的通知》（新环发〔2016〕360 号）的相关要求，进一步保护土壤及地下水环境。

（2）井口设备安装

采油井口采用 10 型（22.0kW）节能抽油机及个别井口（LUHW2442）配置保温盒，保温盒内设 0.25kW 防爆电加热器。

采油井安装井口装置、抽油机及配套电机等。主要工程活动包括抽油机基础施工、抽油机安装、电加热设备等安装。

抽油机安装顺序为：施工准备→基础验收划线→机座安装→抽油机主体安装→ 电机安装→电控箱安装→加注润滑油坚固螺栓。

注水井井口安装 DN50 16MPa 采油树即可。

（3）管线敷设工艺流程

①管线敷设

根据施工图坐标点施工放线，打百米桩和转角桩并撒白灰线作为施工作业带边界。项目单井管线施工作业带宽 8m、支线施工作业带宽 10m。管线敷设方式主要为埋地敷设，管线顶埋深-1.8m。施工过程要经过测量定线、清理施工现场、平整工作带、修筑施工便道（以便施工人员、施工车辆、管材等进入施工场地），管材经过防腐绝缘后运到现场，开始布管、组装焊接、探伤、补口及防腐检漏。在完成管沟开挖工作以后下沟并进行管线系统安装。

②清管和试压

管线系统安装完毕后，在投入生产前，必须进行吹扫及试压，清出管线内部的杂物并检验管线及焊缝的质量。当吹扫出的气体无铁锈、尘土、石块、水等脏物时为吹扫合格，吹扫合格后应及时封堵。管线液体压力试验介质为洁净水，强度试验压力为设计压力的 1.5 倍。液体压力试验时，必须排净系统内的空气。升压应分级缓慢，达到试验压力后停压 2h，然后降至设计压力，进行严密性试验，达到试验压力后停压 4h，不降压、无泄漏和无变形为合格。

③回填、地貌恢复

分段试压后对管沟覆土回填，然后清理作业现场，做好恢复地貌、地表植被工作，最后通过竣工验收。

管道敷设工艺流程见图 3.3.1-5。

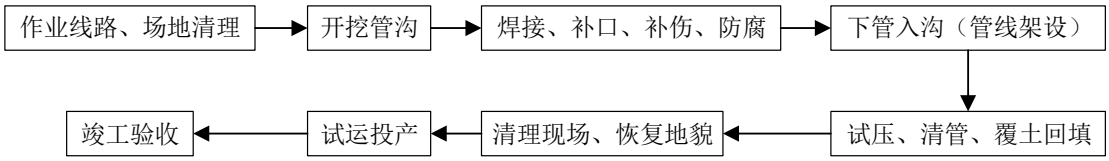


图 3.3.1-5 管道敷设工艺流程图

3.3.1.2 运营期

（1）井下作业工艺流程

本项目钻井结束后，需对完钻后的井进行洗井和压裂工艺，作业程序见图 3.3.1-6。

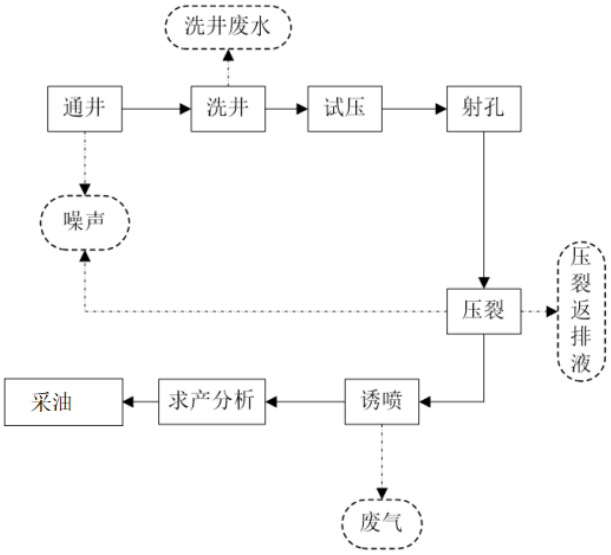


图 3.3.1-6 井下作业流程图

（2）油气集输工艺

本工程采用井口→计量站→集中处理站的布站方式，考虑 $K_1h_2^{4-3-1}$ 层油品凝固点较高，因此考虑采用单井加热集输工艺。

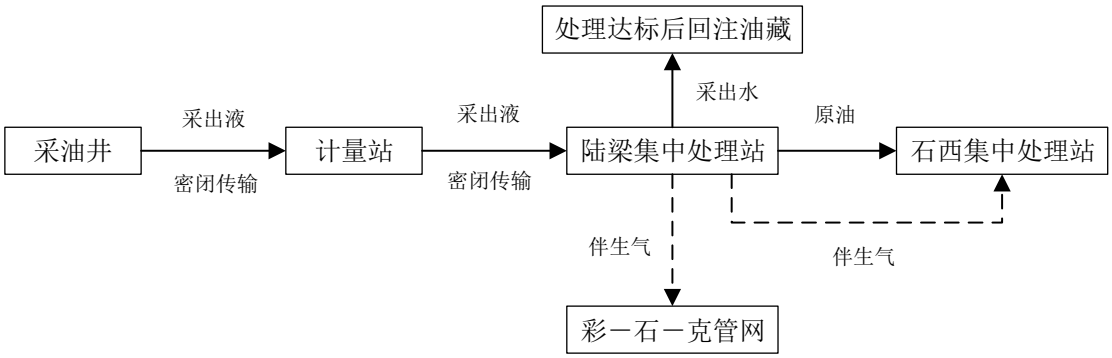


图 3.3.1-7 陆 9 井区油气集输工艺流程图

3.3.1.3 闭井期

（1）油、水井退役封井

闭井期为油井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能时段。闭井后作业主要包括拆除井场的采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，井场清理等。具体流程如下。

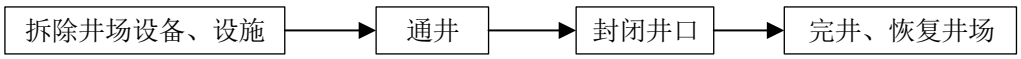


图 3.3.1-8 油、水井闭井期工艺流程图

（2）集输管线退役

随着油水井的关闭，相应的集输管线也将停止使用。对于停用退役的管线，进行扫线清理完管线内的残油或者污水后，两端封死，保留于地下，不做开挖处理。

（3）闭井期环境影响因素及产污环节

闭井期污染源主要为施工扬尘、车辆噪声、清管废水及施工固废，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；清管废水通过管道驱至联合站采出水处理系统处置后，回注油层；固废污染源主要为废弃管线进行综合利用；废弃建筑垃圾运至建筑垃圾填埋场。

3.3.2 污染源分析

3.3.2.1 施工期

钻井阶段排放的主要污染物为：柴油发电机产生的烟气、运输扬尘、钻井岩屑、剩余钻井泥浆、施工土方、钻井噪声、井队钻井人员的生活污水和生活垃圾等。

1、废气

（1）柴油机组燃烧废气

施工期钻井过程中使用柴油发电机，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为烃类、CO、NO_X、SO_2 等。

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 2t/d，本项目新钻采油井 5 口，预计完井周期为 20 天，整个钻井期总消耗柴油 200t。

根据《非道路移动污染源排放清单编制技术指南》，柴油机污染物排放系数为每消耗 1kg 柴油产生 CO：10.72g，NOx：32.79g，HC：3.39g。计算可知本项

目钻井期间共向大气中排放 CO：2.144t，NO_2：6.558t，THC：0.678t。根据《车用柴油》（GB19147-2016）表 3 要求，车用柴油（VI）中硫的含量≤10mg/kg。在此按柴油中硫含量为 10mg/kg 估算，燃烧 1t 柴油产生的 SO_2 为 0.02kg，钻井期间 SO_2 排放量为 0.004t。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

（2）扬尘

施工扬尘污染主要造成大气中 TSP 值增高，根据类比资料，施工扬尘的起尘量与许多因素有关。影响起尘量的因素包括：基础开挖起尘量、施工渣土堆场起尘量、进出车辆带泥砂量、以及起尘高度、采取的防护措施、空气湿度、风速等。

2、废水

（1）生活污水

单井钻井施工人数为 30 人，每人每天用水量约 80L，预计单井完井周期为 20 天（合计完井周期为 100d），则整个钻井期间生活用水为 240.0m^3，按照排污系数 0.80 计算，则整个钻井期间施工生活污水产生量为 192m^3。其水质与一般城市生活污水相类似，主要的污染物浓度为化学需氧量 350mg/L、悬浮物 200mg/L、氨氮 30mg/L，产生量分别为：0.067t、0.038t、0.006t；钻井井场不单独设置生活营地，依托陆梁生活公寓，生活污水直接排入陆梁公寓生活污水一体化处理装置进行处理，达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）中一级 A 标准后，夏季用于生活区绿化，冬季排入储水池。

（2）管道试压废水

本项目新建单井出油管线 2.4km（管径 DN50），集输线 0.2km（管径 DN100）。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 7.5m^3，损耗按照 10%计，则试压废水量 6.8m^3，试压废水中主要污染物为悬浮物，悬浮物浓度值在 300mg/L 左右，经沉淀后用于施工现场洒水降尘。

3、噪声

钻井过程中的噪声源主要是发电机、钻机和各类泵的噪声。噪声排放情况见表 3.3.2-1。

表 3.3.2-1 钻井期噪声排放情况

位置	噪声源	声源强（dB(A)）
井场	柴油发电机	80～90
	钻机（电钻）	80～90
	泥浆泵	95～100

4、固体废物排放量分析

本项目在钻井期产生的固体废物为钻井泥浆、岩屑、施工土方及生活垃圾。

（1）钻井泥浆

钻井泥浆的排放量依井的深度而增加，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：

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

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。

钻井泥浆计算参数一览表如下所示。

表 3.3.2-2 钻井泥浆计算参数

类型	结构	D 井眼直径（m）	h 深度（m）	W 单井泥浆量（m^3）	总泥浆量（m^3）
共钻 5 口	一开	0.3112	450	113.3	566.5
	二开	0.2159	1760（均值）	175.6	878
合计					1444.5

计算得知：本工程 5 口井钻井泥浆量约为 1444.5m^3，根据钻井液配方分析，钻井泥浆为水基泥浆，全部进入泥浆不落地系统循环使用，完井后剩余泥浆回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用。

（2）钻井岩屑

钻井岩屑产生、排放量与井身结构等因素有关，岩屑产生量可按下式计算：

$$W=1/4\times л\times D^2\times h\times d\times \alpha$$

式中：W－钻井岩屑排放量，t；

D—井的直径，m；

h－井深，m；

d－所钻岩石的密度（g/cm^3），取 2.5g/cm^3；

α －岩石膨胀系数，取 2.2。

表 3.3.2-3 钻井岩屑估算表

类型	结构	D 井眼直径（m）	h 深度（m）	W 单井岩屑量（t）	总岩屑量（t）
共钻 5 口	一开	0.3112	450	188.3	941.5
	二开	0.2159	1760（均值）	354.4	1772
合计					2713.5

计算得知：本项目 5 口井共产生水基钻井岩屑 2713.5t，属于一般固体废物。产生的钻井岩屑进入岩屑储罐内，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）中的综合利用污染物限值，委托第三方综合利用。检测不合格的岩屑委托有处置能力的第三方单位进行处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用限值后综合利用。

（3）施工土方

本项目施工土方主要由埋地敷设管线开挖产生，待管线铺设完成后回填至管沟，将剩余的土方量回填在管廊上并压实，管线工程不产生集中弃土。

（4）钻井队生活垃圾

钻井阶段，井场人员按 30 人计算，单井钻井周期为 20 天（合计完井周期为 100d），每人每天产生生活垃圾 1.0kg，整个油田施工期间产生的生活垃圾为 3.0t。由陆梁公寓集中收集后，统一拉至乌尔禾生活垃圾填埋场。

5、对生态环境的影响分析

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

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线、井场施工扰动的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为井场井口、多通阀管汇等。

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

本项目占地分为永久占地和临时占地，占地面积统计详见表 3.3.2-4。

表 3.3.2-4 工程占地一览表

占地类型	工程内容	占地面积（hm^2）

永久占地	井场区	0.75
	多通阀管汇	0.016
	杆架式变电站	0.018
临时占地	井场区	1.34
	管线区	4.42
	杆架式变电站	0.332

6、施工期污染物排放情况汇总

本项目施工期各种污染物汇总见表 3.3.2-5。

表 3.3.2-5 施工期污染物产生排放情况汇总表

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	井场	施工期钻井废气	烃类	0.678t	0.678t	环境空气
			CO	2.144t	2.144t	
			NO_2	6.558t	6.558t	
			SO_2	0.004t	0.004t	
废水	井场	管道试压废水	废水量	6.8m³	6.8m³	回用于荒漠绿化或道路降尘
		生活污水	废水量	192m³	192m³	施工期井场不单独设置施工营地，施工人员生活污水均依托陆梁公寓生活污水处理系统进行处理。
			COD	0.067t	0.067t	
			SS	0.038t	0.038t	
			氨氮	0.006t	0.006t	
固体废物	井场	钻井岩屑	/	2713.5t	0	岩屑存入储罐，委托第三方处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》DB65/T3997-2017）中的综合利用污染物限值后综合利用。
		钻井泥浆	/	1444.5m³	0	钻井泥浆进入泥浆不落地系统循环使用，完井后剩余泥浆回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用。
		施工土方	/	/	/	施工结束后回填管堤之上，进行压实、平整。
		生活垃圾	/	3.0t	0	陆梁公寓集中收集后，统一拉至乌尔禾生活垃圾填埋场。
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

3.3.2.2 运营期

1、废气

生产运营期间，单井加热采用电加热，无废气污染物排放，仅在油气集输过

程中产生一定量的挥发性有机物。

本项目油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，对本工程而言 VOCs 主要为 NMHC。参照《环境影响评价试用技术指南（第二版）》（机械化工出版社）中提供的无组织排放源强估算系数，有机废气产生量为原料年用量或产品年产量的 0.1‰~0.4‰，本次按照最不利条件 0.4‰计算。

根据设计资料，5 口油井全部投产后预计 2023 年达到最大产油量（产品）0.93×10^4t/a，经计算有机废气（按 NMHC 计）排放总量为 3.72t/a。

2、废水

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，主要通过洗井作业产生。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）中“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”（续表 1）可知：“低渗透油井洗井作业”废水产生量为 27.13t/井次。本项目部署油井 5 口，每 2 年进行 1 次井下作业。井下作业废水水质、水量见表 3.3.2-6。

表 3.3.2-6 石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数表（续 1）

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次－产品	27.13	物理+回注①	0
				化学需氧量	克/井次－产品	34679	物理+回注①	0
				石油类	克/井次－产品	6122	物理+回注①	0

注：①洗井废水全部回注油层，故排污系数为 0。

本项目洗井废水产生量为 67.8m^3/a（5 口井）。化学需氧量产生量为 0.087t/a，产生浓度 1278mg/L；石油类产生量为 0.015t/a，产生浓度 226mg/L。

井下作业（洗井）废水严禁直接外排，井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废水收集罐收集后运至石陆梁集中处理站污水处理系统处理。

（2）采出水

本项目采出水随着开采年限的增加呈逐渐上升趋势。根据开发方案，本项目投产后第 12 年采出水水量为 1.09 万 m^3/a（约为 $30m^3/d$），采出水进入陆梁集中处理站污水处理系统处理，经处理达标后回注地层。具体见表 3.3.2-7。

表 3.3.2-7 本项目采出水一览表

时间（年）	年产油（10^4t）	年产液（10^4t）	综合含水率（%）	采出水（$10^4t/a$）	采出水（t/d）
1	0.35	0.50	30.0	0.15	4.11
2	0.93	1.39	33.0	0.46	12.57
3	0.73	1.17	38.0	0.44	12.18
4	0.58	1.06	45.0	0.48	13.07
5	0.48	0.99	52.0	0.51	14.10
6	0.40	0.97	59.0	0.57	15.68
7	0.34	1.00	66.0	0.66	18.08
8	0.29	1.04	72.0	0.75	20.52
9	0.25	1.11	77.0	0.85	23.42
10	0.22	1.18	81.0	0.96	26.19
11	0.20	1.25	84.2	1.05	28.84
12	0.18	1.27	86.2	1.09	29.99
13	0.16	1.25	87.5	1.09	29.97
14	0.14	1.16	88.0	1.02	27.97
15	0.13	1.06	88.2	0.93	25.61

类比《采油废水治理工程技术规范》（HJ2041-2014）中采油废水水质，具体见表 3.3.2-8。

表 3.3.2-8 采油废水污染物浓度一览表（单位：mg/L，pH 无量纲）

污染物	pH	石油类	COD	BOD	聚合物	氨氮	SS
浓度	6.5~8.5	20~200	100~800	50~150	0~200	6~80	10~150

（3）生活污水

本项目集油区新增管理人员从陆梁作业区已有人员进行调配，故不新增生活污水。

3、固体废物

（1）井下作业废液

本项目运营期井下作业为压裂作业和修井作业，此过程会产生一定量的压裂返排液和洗井废液。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”，压裂返排液作为固废，具体的产污系数详见表 3.3.2-9。

表 3.3.2-9 井下作业废液产生量一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	污染物指标项	产物系数	末端治理技术	排放量
井下作业	压裂液	低渗透油井加砂压裂	废压裂液（压裂返排液）	153.21m³/井	无害化处理/处置/利用	0
	洗井液	修井	废洗井液	25.59t/井	无害化处理/处置/利用	0

经计算 5 口油井废压裂返排液产生量为 766.05m³/a，废洗井液产生量 127.95t/a。参考同地区压裂返排液污染物浓度调查，COD 浓度 1000~5000mg/L，石油类浓度 200~500mg/L。进入罐车拉运至陆梁集中处理站，拉运过程中要求满足《危险废物收集 贮存 运输技术规范（HJ 2025-2012）》；根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采（生态环境部公告 2021 年第 74 号）》，本项目产生的压裂返排液不属于危险废物，同时参考《新疆准葛尔盆地准东地区油气勘查区块内部流转协议》，本项目进入陆梁集中处理站属于内部流转；压裂返排液进入联合站暂存池，后期上清液进入污水处理系统处理，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站处置不作为固体废物管理；压裂返排液进入污水处理系统处理污水处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准限值后回注油藏；油泥等危险废物委托有资质单位进行处置。

（2）含油泥沙

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、砂、水的混合物，属于危险废物（HW08）。根据类比调查，油田开采的油泥（砂）产生量为 1.5～2.2t/万 t 计算，根据陆 9 井区呼图壁河组油藏开发指标预测表（表 3.2.3-3），年产油量随开发年限由低增高再降低，本项目 5 口采油井全部投产后预计 2023 年达到最大产油量 0.93 万吨，计算含油污泥最大产生量为 2.0t/a。陆梁集中处理站产生的含油污泥属于危险废物，定期委托有危险废物处置资质的单位回收、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 5 口油井，落地油总产生量约 0.5t/a。本项目井下作业时带罐作业，

作业区域铺设防渗膜，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至陆梁集中处理站暂存，定期委托有资质单位处置。

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号），本项目运营期危险废物汇总见表 3.3.2-10。

表 3.3.2-10 运营期危险废物汇总表

名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
油泥（砂）	HW08	071-001-08	2.0	石油开采和联合在贮存产生的油泥和油脚	半固态	石油类、泥沙	石油类	每天	T/I	袋装收集后，贮存在陆梁油田作业区危废仓库，委托有资质单位进行处置
落地原油	HW08	071-001-08	0.5	井场	半固态	石油类	石油类	事故状态下	T/I	
废压裂返排液	HW08	900-249-08	766.05	井场	液态	石油类	石油类	每年 1 次	T/I	收集至储罐内，送至陆梁集中处理站，废液回收进入污水处理系统处理后回注油藏，池内底泥委托有危废处置资质的单位进行处置
废洗井废液	HW08	900-249-08	127.95	井场	液态	石油类	石油类	每年 1 次	T/I	

（4）生活垃圾

本项目新增管理人员从陆梁作业区已有人员进行调配，故不新增生活垃圾。

4、噪声

运营期噪声污染源主要包括：单井和计量站中各类机泵等。噪声排放情况见表 3.3.2-11。

表 3.3.2-11 运营期噪声排放情况

位置	噪声源	数量（台）	源强 dB(A)
井场	机泵	2	80～90
	井下作业（压裂、修井等）	1	80～95

5、运营期污染物产生及排放量

综上所述，本项目运营期污染物产排情况汇总见表 3.3.2-12。

表 3.3.2-12 运营期产排污情况汇总（单位：t/a，噪声 dB(A)）

类别	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	采油及集输	无组织挥发	烃类	3.72	3.72	大气环境
废水	井场	井下作业废水	COD 石油类	67.8	0	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，拉运至是陆梁集中处理站
		采出水		1.09 万	0	经陆梁集中处理站污水处理系统处理达标后回注藏
固体废物	井场	压裂返排液		766.05	0	井下作业采用带罐作业，将作业产生的废液收集后拉运至陆梁集中处理站修井废液池内，上层原油回收进入陆梁集中处理站原油处理系统，中层废水通过泵打回陆梁集中处理站污水处理系统，其处理后回注油藏，池内底泥委托有危废处置资质的单位进行处置。
		洗井废液		127.95	0	
	依托联合站	油泥（砂）		2.0	0	交由有危废处置资质的单位回收、处置。
	井场事故状态下	落地油		0.5	0	井下带罐作业，作业区域铺设防渗膜，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至陆梁集中处理站暂存，定期委托有资质单位处置。
噪声	井场	机泵		/	80~90	声环境
		井下作业（压裂、修井等）		/	85～95	声环境

3.3.2.3 闭井期

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。

井场拆除的抽油机、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。对工业垃圾填埋场，及时清理覆土填埋、压实，并立警示标志。通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

3.4 清洁生产水平分析

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

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

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

3.4.1 清洁生产水平技术指标对比分析

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

1、评价指标体系

清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

——定量评价指标

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

——定性评价指标

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

2、评价依据

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

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

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

——定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

3、权重分值

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

4、评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的钻井液循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，

即清洁生产具有较高水平。

钻井作业、井下作业、采油和集输作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.4.1-1、表 3.4.1-2 和表 3.4.1-3。

5、评价指标考核评分计算

（1）定量评级指标的考核评分计算

①单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

式中：S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数；

S_{xi}—第 i 项评价指标的实际值；

S_{oi}—第 i 项评价指标的评价基准值。

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

②定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

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

式中：P_1—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i—第 i 项评价指标的权重值。

（2）定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

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

式中：P_2—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

（3）综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P_1—定量评价考核总分值；

P_2—定性评价二级指标考核总分值。

表 3.4.1-1 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						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	估算值	评分
（1）资源和能源消耗指标	30	占地面积	㎡	15	符合行业标准要求	符合	0
		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%	100%	100
（3）资源综合利用指标	30	钻井液循环液	井深：2km 以下；2km～3km；3km 以上	10	≥40%；≥50%；≥60%	90%	10
		柴油机效率	%	10	≥80	95%	10
		污油回收率	%	10	≥90	100%	10
（4）污染物产生指标	35	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30；乙类区：≤35	0	10
		废弃钻井液	m^3/100m 标准进尺	10	≤10	0	10
		采油机烟气	-	5	符合排放标准要求	符合	5
		石油类	mg/L	5	≤10	项目废水不外排	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	项目废水不外排	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标				指标分值	评分
（1）原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液			10	10
		柴油消耗	具有节油措施			5	5
（2）生产工艺及设备要求	30	钻井设备	国内领先			5	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术			5	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地			5	5

		固井设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5
		井控措施	具备	5	5
		有无防噪措施	有	5	5
（3）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过		10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
（4）贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井液处置措施满足法规要求		10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5
		满足其他法律法规要求		5	5

表 3.4.1-2 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						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	估算值	评分
（1）资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	0	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	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	≥40%；≥50%；≥60%	100%	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	≥90	100%	10
（4）污染物产生指标	30	作业废液量	m^3/井次	10	≤3.0	0	10
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5

		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0.58	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5
定性指标							
一级指标	**权重值**	**二级指标**				**指标分值**	**评分**
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施			具备	5	5
		地面管线防刺防漏措施			防溢设备（防溢池设置）	5	5
		防溢设备（防溢池设置）			具备	5	5
		防渗范围			废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施			集中回收处理	10	10
		防止落地原油产生措施			具备原油回收设施	10	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证				15	15
		开展清洁生产审核				20	20
		制定节能减排工作计划				5	5
（3）贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求				20	20

表 3.4.1-3 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						**本项目**	
一级指标	**权重值**	**二级指标**	**单位**	**权重值**	**评价基准值**	**估算值**	**评分**
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160 天然气：≤50	18.36	30

（2）资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100%	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100%	10
（3）污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5
		COD	%	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		采油废水回用率	%	10	≥60	100%	10
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10
定性指标							
一级指标	**权重值**	**二级指标**				**指标分值**	**评分**
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好	5	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油 套管气回收装置	10	10
		采气	天然气净化设施先进、净化效率高	20	采油 防治落地原油产生措施	20	20
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	0
（2）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证				10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收				20	20
		制定节能减排工作计划				5	5
（3）环保政策法规执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况				5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况				5	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 3.4.1-4。

表 3.4.1-4 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 3.4.1-1~3 计算可得：

——钻井作业：定量指标 85 分，定性指标 100 分，综合评价 91 分。

——井下作业：定量指标 100 分，定性指标 90 分，综合评价 96 分。

——采油（气）作业：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

3.5.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

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

3.5 污染物排放“三本帐”及总量控制

3.5.1 污染物排放“三本帐”

本工程运营期污染物排放“三本账”详见表 3.5.1-1。

表 3.5.1-1 污染物排放“三本账”

类型		类别	单位	现有工程	本工程		扩建后	
				排放量	排放量	“以新带老”削减量	排放量	增减量
废气	无组织	SO_2	t/a					
		NOx	t/a					
		VOCs	t/a					
废水		采出水	t/a					
		井下作业废水	t/a					
固废		含油污泥	t/a					

	井下作业废液（废压裂返排液、洗井废液）	t/a					
	井场事故状态下	t/a					

3.5.2 总量控制

3.5.2.1 总量控制原则

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

3.5.2.2 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

总量控制指标：无。

建议考核指标：非甲烷总烃。

（2）废水污染物：循环利用不外排。

3.5.2.3 总量控制建议指标

（1）开发期

由于开发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，故不考虑对钻井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，均为无组织排放，无组织排放量估算量为 3.72t/a，不纳入总量控制指标内。

4 环境质量现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，该县位于准噶尔盆地西北边缘，地处塔城、克拉玛依、阿勒泰三地区中心，北与阿勒泰、哈萨克斯坦共和国交界，南部与玛纳斯县、沙湾县接壤，西南部以乌尔禾为界与克拉玛依市相连，西与额敏县、托里县以白杨河为界，东邻阿勒泰地区，东西最长 210 公里，南北最宽 207 公里，辖区总面积 3.06 万平方公里；地理坐标为北纬 ，东经 之间。

陆 9 井区呼图壁河组油藏位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地，西南侧与陆 11 井区、东南侧与陆 22 井区相邻，行政隶属新疆塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，距克拉玛依市东约 120km，属陆梁油田作业区管辖。中心坐标：东经 ；北纬 。具体地理位置见图 4.1.1-1。

4.1.2 地形、地貌

和布克赛尔蒙古自治县地势西北高，东南低，县境内最高点为北部萨吾尔山的木斯套峰，海拔 3835m，最低点为南缘已干涸的玛纳斯湖，海拔 249m，垂直高差达 3586m。地形地貌复杂，从北往南分布有山区、丘陵区、平原区三大地形，平原区中包括荒漠平原区、绿洲区平原区、沙漠区和盐湖区。

本项目所属于平原区，评价区域主要位于荒漠区。荒漠平原区包括察和特灌区以南的广大平原、荒漠地区，由此向南至准噶尔腹地，古尔班通古特沙漠以北区域，海拔 300-700m。地势北高南低，东高西低。地面整体起伏不大。地表覆盖物主要为粉土为主。植被稀少，部分区域，生长着白梭梭、木贼、早熟禾等低矮的旱生灌木。该区域面积为 3499km^2，占和布克赛尔蒙古自治县行政区域面积的 12.16%。该区域以风力侵蚀为主。

沙漠区位于和布克赛尔蒙古自治县最南部，属于古尔班通古特沙漠西北角。海拔高程在 380-520m。为固定—半固定沙丘，地貌类型分为新月形沙丘和丘间洼地。沙丘零星分布，相对高度 10-30m。地表为细沙，区域内无地表水资源，各类土壤按新疆土壤盐化程度分级标准属轻－中度盐化土壤，区域内各类土壤按新

疆土壤肥力指标属极低水平。植被主要以白梭梭、梭梭、苦艾蒿和白蒿等多种植物为主。该区域面积为 3862.47km^2。占和布克赛尔蒙古自治县行政区域面积的 13.42%。该区域以风力侵蚀为主。

4.1.3 水文地质

项目所在区域地下水主要为第三系碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水，具有双层或多层结构。其中浅层承压水含水层顶板埋深＜50m，含水层为第三系粉砂岩、细砂岩；深部承压水含水层的顶板埋深一般＞100m，含水层岩性为砂岩、砾质砂岩夹薄层砂质泥岩，根据区内已施工的供水井资料，单井涌水量均在 500～1000m^3/d，属于中等富水，地下水矿化度较高，一般在 10g/L 左右。

项目所在区域无天然地表水体分布，与该地区有补给关系的准噶尔盆地边缘发育多条河流。其中南部有呼图壁河、塔西河、玛纳斯河；北部有乌伦古河、白杨河。这些河流的径流特点均由盆地外围水资源形成的山区河流经盆地边缘汇流至盆地中心—玛纳斯湖。而实际上，由于各流域灌区的大量引水灌溉，加上沿程河道渗漏和蒸发，现已无地表水流入玛纳斯湖，基本上是以地下径流方式汇入盆地中心。

4.1.4 气候气象

项目区属大陆性沙漠气候，温差悬殊，夏季干热，冬季寒冷，降水稀少，蒸发量大，气候干燥。具体气象资料详见表 4.1.4-1。

表 4.1.4-1 地面气象资料

名称		单位	数值
气温	最冷月平均	℃	-20.8
	最热月平均	℃	27.7
	极端最高	℃	42.3
	极端最低	℃	-34.5
	年平均	℃	7.6
相对湿度	冬季	%	79
	夏季	%	35
	年平均	%	53
平均风速	冬季	m/s	1.4
	夏季	m/s	3.0
	年平均	m/s	2.6
主导风及频率	冬季	%	NE/15
	夏季	%	NE/10

	年平均	%	NE/13
极大风速及风向	风速	m/s	27
	风向	/	NW
最大积雪厚度		mm	140
最大冻土深度平均值/极值		cm	114/167
年蒸发量		mm	2590.7
大气压力	冬季	10^2pa	982.9
	夏季	10^2pa	867.0
降水量	一日最大值	mm	14.3
	一小时最大值	mm	\
	10 分钟最大值	mm	\
	历年平均值/极大值	mm	26.2/96.1
	年降水天数平均值/极大值	d/a	43/53

4.1.5 土壤与植被

评价区土壤类型单一，除在丘间低地中分布有面积不大的龟裂外，主要土壤类型为风沙土。

评价区主要植被类型为荒漠草地。按中国自然地理区划分项目所在域属于北方植物界——新疆荒漠区-准噶尔荒漠区-古尔班通古特沙漠区。评价区域大部分位于荒漠平原区，该区主要生长白梭梭、木贼、早熟禾等低矮的旱生灌木。评价区小部分位于沙漠区，该区植被主要以白梭梭、梭梭、苦艾蒿和白蒿等多种植物为主。

4.1.6 地震

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015），油田地震烈度均为Ⅶ度，地震动峰值加速度值均为 0.1g。

4.1.7 水土流失情况

从本项目现场调查来看，项目沿线区域的水土流失类型包含水力侵蚀和风力侵蚀两类。评价区气候干旱，降雨量不大，年均降水量 26.2mm，年均蒸发量 2590.7mm。因此，降雨引起水蚀的情况在评价区极其微弱，主要为风蚀。

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-II1“三北”戈壁沙漠及沙地风沙区。本评价区属于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地荒漠强烈风蚀区。气候干燥，区域多为流动和半流动沙丘，植被稀疏。据风蚀强度分级表，评价区风蚀强度属于风力强烈侵蚀，该区原地貌

土壤侵蚀模数为 1900（$t/km^2 \cdot a$）。

4.2 大气环境质量现状调查与评价

1、区域大气环境质量达标性评价

根据中华人民共和国生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”中塔城地区 2020 年环境质量监测数据来判定项目区环境质量达标情况，具体监测数据及评价结果详见下表 4.2-1。

表 4.2-1 大气环境基本及评价结果一览表

污染物名称	年评价指标	评价标准（ug/m3）	现状浓度（ug/m^3）	浓度占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	60	3.0	5	达标
NO_2	年平均质量浓度	40	10	25	达标
PM_{10}	年平均质量浓度	70	37	52.9	达标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	35	12	34.3	达标
CO	95%保证率日均浓度	4000	1100	27.5	达标
O_3	90%保证率日最大 8h 平均浓度	160	106	66.3	达标

由上表可知，2020 年塔城地区 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年均值、CO24 小时平均第 95 百分位数、O_3 最大 8 小时平均第 90 百分位数均能满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准的要求，区域环境空气质量较好。

2、特征污染物环境质量现状评价

（1）监测项目、采样时间和分析方法

监测单位：新疆天熙环保科技有限公司

监测项目：非甲烷总烃，同时记录风向、风速、气压、气温等常规气象参数。

监测布点：根据近 20 年的气象统计资料，主导风向为东北风，频率为 13%。本次在项目厂址及下风向评价范围内各设置 1 个监测点位，对特征污染物进行补充监测。环境空气质量现状监测点情况见表 4.2-2，监测点具体地理位置见图 4.2-1。

表 4.2-2 环境空气质量现状监测点

序号	监测点位置	与厂址相对位置	与厂址相对距离/m	小时浓度监测因子
G1	项目地	LUHW1344 井区附近	/	非甲烷总烃
G2	下风向（陆梁公寓）	西南侧	/	

监测时间与频率：监测点位 G1、G2 中非甲烷总烃由新疆天熙环保科技有限

公司于 2021.12.16～2021.12.22 进行监测详见下表。

表 4.2-3 大气监测因子时间及频次表

监测时间	监测指标	小时浓度	日均值浓度
2021.12.16～2021.12.22	非甲烷总烃	每天 02、08、14、20 时的一次值，各小时采一次样	每日应有 24 个时采样时间

监测项目的分析方法见表 4.2-4。

表 4.2-4 监测项目、分析方法、方法来源及最低检出浓度

污染物	分析方法	方法来源	检出限
非甲烷总烃	气相色谱法	HJ604-2017	0.07mg/m³

（2）评价标准及方法

①评价标准

本建设项目位于和布克赛尔蒙古自治县，项目所在区域属于二类环境空气质量功能区，非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求。

②评价方法

环境空气质量现状评价采用单因子污染指数法，计算公式为：

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

式中：P_i—第 i 种污染物的等标污染指数；

C_i—第 i 种污染物的实测最大值浓度，mg/cm³；

C_{oi}—第 i 种污染物的环境质量标准，mg/cm³。

若占标率>100%，表明该大气指标超过了规定的大气环境质量标准限值，占标率越大，说明该大气指标超标越严重。

（3）环境空气质量现状监测数据

补充监测结果及评价结果汇总见表 4.2-5。

表 4.2-5 本项目环境质量现状分析一览表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准 (μg/m³)	浓度范围 (μg/m³)	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	最大超标倍数	达标情况
G1	非甲烷总烃	小时值						达标
G2								达标

由上表可知，评价区监测点非甲烷总烃浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》相应标准的要求，项目所在地空气环境质量良好。

4.3 地下水环境质量现状调查与评价

1、引用数据来源及有效性分析

本项目位于沙漠腹地，地下水评价范围内地下水源井较少，本次评价引用《陆 162 井区侏罗系西山窑组 J2x 油藏开发工程项目》中 5 口水源井来说明项目区地下水环境质量现状。引用地下水监测点情况见表 4.3-1。

表 4.3-1 引用地下水环境监测布点表

序号	引用监测点	地下水源井坐标	水井类型	与项目的位置关系	备注	与地下水流向关系
1	1# 陆水 26 井		水源井	西南侧 9.3km	引用	下游
2	2# 陆水 25 井		水源井	西南侧 11.5km	引用	下游
3	3# 陆水 3 井		水源井	西侧 4.0km	引用	左侧
4	4# 陆水 9 井		水源井	西南侧 7.8km	引用	下游
5	5# 陆水 17 井		水源井	西北侧 14.5km	引用	上游

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中的相关要求“地下水环境现状调查评价范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标，以能说明地下水环境的现状，反映调查评价区地下水基本流场特征，满足地下水环境影响预测与评价为基本原则。监测点应主要布设要建设项目场地、周围环境敏感点、地下水污染源以及对于确定边界条件有控制意义的地点。”本次评价选择的 5 口地下水监测井与项目区处于同一水文地质单元，地下水流场特征基本相同，项目区周边不存在地下水环境保护目标。选择的 5 口水源井位于油田已开发的作业区内，周边均为采油井、注水井、计量站等油田生产设施。根据监测数据可知，该区域地下水中石油开采特征污染因子石油类含量很低，说明油田多年来开发运行过程对地下水质量影响较小，本次评价引用监测数据的时间和监测因子能满足项目需求，因此引用监测数据可以说明项目区地下水质量现状。

2、监测项目、采样时间、监测因子

监测单位：新疆天熙环保科技有限公司

采样时间：2021.03.01，采样 1 天。

监测项目：pH 值、水温、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、亚硝酸

盐氮、挥发酚、石油类、氟化物、硝酸盐氮、汞、铅、铁、锰。

监测分析方法：见下表。

表 4.3-2 监测分析方法一览表

检测因子	方法	检出限	仪器名称/型号	仪器编号
pH 值	水质 pH 值的测定 玻璃电极法 GB6920-1986	/	PHB-4	600904N0018030064
水温	水质 水温的测定 温度计或颠倒温度计测定法 GB13195-1991	/	温度计棒式（0-100）℃	/
耗氧量	生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标 GB/T5750.7-2006	0.05mg/L	滴定管	57#
总硬度	水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法 GB7477-1987	5.00mg/L	滴定管	30#
溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GB/T5750.4-2006	/	电子天平 ME204/02	B544630449
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ535-2009	0.025mg/L	紫外可见分光光度计 T6 新世纪	24-1650-01-1594
亚硝酸盐氮	水质 亚硝酸盐氮的测定分光光度法 GB7493-1987	0.003mg/L	紫外可见分光光度计 UV-8000	AQ1801014
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ503-2009	0.0003mg/L	紫外可见分光光度计 T6 新世纪	24-1650-01-1594
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）HJ970-2018	0.01mg/L	红外分光测油仪 OIL 460	111IIC16070192
氟化物	水质 氟化物的测定 离子选择电极法 GB7484-1987	0.05mg/L	离子计 PXS-270	620513N0016020002
硝酸盐氮	水质 无机阴离子（F-、Cl-、NO2-、Br-、NO3、PO43-、SO32-、SO42-）的测定 离子色谱法 HJ84-2016	/	离子色谱仪 CIC-100	16135
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ694-2014	0.00004mg/L	原子荧光光度计 AFS-933	933-15121507
铅	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T5750.6-2006	0.0025mg/L	原子吸收分光光度计 ICE 3300	AA02160305
铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子分光光度法 GB11911-1989	0.03mg/L	原子吸收分光光度计 AA-	A30985731942CS

锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子分光光度法 GB11911-1989	0.01mg/L	6880F	

3、评价标准与评价方法

（1）评价标准

本项目地下水检测因子执行《地下水质量标准》（GT/B14848-93）中的Ⅲ类标准。

（2）评价方法

本项目所在区域地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，评价方法采用标准指数法。

即对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算方法见下式。

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

式中：P_i—第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_j—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。

对于评价标准为区间的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算方法见公下式：

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

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

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值；

pH_{sd}—标准中 pH 的下限值。

当单项评价标准指数 P_i >1，表明该地下水水质参数超过了规定的水质标准。

4、地下水环境监测结果与评价

本项目所在区域地下水水质监测结果如下表所示。

表 4.3-3 地下水水质监测评价结果统计表（单位：mg/L，pH 值无量纲）

项目	标准值	1#		2#		3#		4#		5#	
		结果	标准指数	结果	标准指数	结果	标准指数	结果	标准指数	结果	标准指数
pH 值	6.5~8.5										
水温	/										
总硬度	450										
溶解性总固体	1000										
耗氧量	3.0										
氨氮	0.5										
亚硝酸盐氮	1.0										
挥发酚	0.002										
石油类	0.05										
氟化物	1.0										
硝酸盐氮	20.0										
汞	0.001										
铅	0.01										
铁	0.3										
锰	0.1										

注：ND 表示未检出，标准指数按照检出限计算。

由表 4.3-3 可知：各水井总硬度和溶解性总固体均超标，其余监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类限值，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准值。超标原因：由于水文地球化学原因，地下水补给、径流与排泄条件不利于地下水富集且浅部蒸发作用强烈，在地层岩性及水文地质条件综合作用下，导致局部区域地下水环境本底值较高且不同区域之间呈差异性。

4.4 声环境质量现状调查与评价

1、声环境质量现状监测

监测单位：新疆天熙环保科技有限公司

监测时间和频率：2021.12.17～2021.12.18 连续监测 2 天，每天监测 1 次，分别在昼间（06:00～22:00）、夜间（22:00～06:00）。

监测项目：按《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2009）的要求，选取 A 声级作为测量。

监测点位：根据本项目噪声源的分布、周围噪声敏感点的位置等情况，项目边界共布设 5 个监测点，具体见表 4.4-1、图 4.2-1。

监测方法：测量方法和规范按《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）、《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的有关规定，监测期间天气良好，无雨、风速小于 5m/s，传声器设置户外 1 米处，高度为 1.2～1.5 米。

执行标准：噪声值执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类声环境功能区限值。

表 4.4-1 声环境质量监测点分布一览表

序号	点位位置	坐标
Z1	采油井 LUHW2745	
Z2	采油井 LUHW2744	
Z3	采油井 LUHW2532	
Z4	采油井 LUHW1341	
Z5	采油井 LUHW2442	

2、声环境现状评价

根据本项目噪声源的特点，评价选取等效连续 A 声级 L_{Aeq} 作为环境噪声评价量。

（1）等效连续 A 声级为：

$$L_{Aeq}=10\lg(\frac{1}{T}\int_0^T 10^{0.1L_A}dt)$$

取等时间间隔采样测量，以上公式为：

$$L_{Aeq}=10\lg(\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}10^{0.1L_{Ai}})$$

式中：T 为测量时间；L_A 为 t 时刻瞬时声级；Lai 为第 i 个采样声级（A）声级；n 为测点声级采样个数。

（2）监测结果统计

本项目声环境质量监测及评价结果见表 4.4-2。

表 4.4-2 环境噪声现状监测及评价结果

监测点号	昼间（dB(A)）				夜间（dB(A)）			
	2021.12.17	2021.12.18	标准值	达标情况	2021.12.17	2021.12.18	标准值	达标情况
Z1			60	达标			50	达标
Z2				达标				达标
Z3				达标				达标
Z4				达标				达标
Z5				达标				达标

由上表可知，厂界各噪声监测点的噪声现状监测值无论昼、夜均能达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准的要求。

4.5 土壤环境质量现状与评价

1、监测项目、采样时间及分析方法

（1）布点原则

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）的布点原则，本次现状监测布设应采用均布性和代表性相结合的原则，充分反映建设项目调查评价范围内的土壤环境现状。调查评价范围内的每种土壤类型应设置至少一个表层养监测点，应尽量布置在未受人为污染或相对未污染的区域。涉及大气沉降影响的，应在占地范围外主导风向上、下风向各设置 1 个表层样监测点。

根据近 20 年的气象统计资料，主导风向为东北风，频率为 13%。本项目的土壤环境影响类型属于污染影响型，其评价等级为二级。根据要求，分别在占地范围内设置 4 个监测点（3 个柱状样，1 个表层样），占地范围外设置 2 个监测点（2 个表层样），对特征污染物进行补充监测。

（2）监测布点

本次监测委托新疆天熙环保科技有限公司对项目附近的土壤环境进行现状监测。土壤现状调查具体见表 4.5-1 及图 4.2-1。

表 4.5-1 土壤环境质量监测点分布一览表

类别	位置	类别	监测因子
厂区内		柱状样	（1）砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘 45 项基本因子 （2）pH 值、石油烃。
		柱状样	
		柱状样	
		表层样	
厂区外		表层样	
		表层样	

（3）分析方法

监测分析方法按照《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166-2004）、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）等规范要求执行。

表 4.5-2 土壤监测方法、使用仪器及检出限一览表

因子	方法	检出限	仪器名称/型号
pH 值	《土壤 pH 值的测定 电位法》HJ962-2018	/	pH 计/PHSJ-5
总汞	《土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第 1 部分：土壤中总汞的测定》GB/T 22105.1-2008	0.002mg/kg	原子荧光光度计 AFS-933
总砷	《土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第 2 部分：土壤中总砷的测定》GB/T 22105.2-2008	0.01mg/kg	
六价铬	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》HJ 1082-2019	0.5mg/kg	原子吸收分光光度计 AA-6880F
铅	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》GB/T 17141-1997	0.1mg/kg	原子吸收分光光度计 ICE 3300
镉	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》GB/T 17141-1997	0.01mg/kg	
铜	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》 HJ 491-2019	1mg/kg	原子吸收分光光度计 AA-6880F

镍	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》 HJ 491-2019	3mg/kg	
石油烃（C_{10}-C_{40}）	《土壤和沉积物 石油烃（C_{10}～C_{40}）的测定 气相色谱法》HJ 1021-2019	6mg/kg	气相色谱仪 Trace1300
挥发性有机物 27 项	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱》HJ605-2011	附注 1	气质联用仪 Trace1310-ISQ LT
半挥发性有机物 11 项	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法》HJ 834-2017	附注 2	气质联用仪 Trace1300-ISQ
附注 1	氯甲烷 1.0μg/kg；氯乙烯 1.0μg/kg；1,1-二氯乙烯 1.0μg/kg，二氯甲烷 1.5μg/kg；反式-1,2-二氯乙烯 1.4μg/kg；1,1-二氯乙烷 1.2μg/kg；顺式-1,2-二氯乙烯 1.3μg/kg；氯仿 1.1μg/kg；1,1,1-三氯乙烷 1.3μg/kg；四氯化碳 1.3μg/kg；苯 1.9μg/kg；1,2-二氯乙烷 1.3μg/kg；三氯乙烯 1.2μg/kg；1,2-二氯丙烷 1.1μg/kg；甲苯 1.3μg/kg；1,1,2-三氯乙烷 1.2μg/kg；四氯乙烯 1.4μg/kg；氯苯 1.2μg/kg；1,1,1,2-四氯乙烷 1.2μg/kg；乙苯 1.2μg/kg；间，对-二甲苯 1.2μg/kg；邻-二甲苯 1.2μg/kg；苯乙烯 1.1μg/kg；1,1,2,2-四氯乙烷 1.2μg/kg；1,2,3-三氯丙烷 1.2μg/kg；1,4-二氯苯 1.5μg/kg；1,2-二氯苯 1.5μg/kg。		
附注 2	2-氯苯酚 0.06mg/kg；硝基苯 0.09mg/kg；萘 0.09mg/kg；4-氯苯胺 0.09mg/kg；2-硝基苯胺 0.08mg/kg；3-硝基苯胺 0.1mg/kg；4-硝基苯胺 0.1mg/kg；苯并(a)蒽 0.1mg/kg；䓛0.1mg/kg；苯并(b)荧蒽 0.2mg/kg；苯并(k)荧蒽 0.2mg/kg；苯并(a)芘 0.1mg/kg；茚并(1,2,3-cd)芘 0.1mg/kg；二苯并(a,h)蒽 0.1mg/kg。		

（4）评价标准

T1~T4 监测点均执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB3600-2018）中第二类建设用地筛选值标准；T5~T6 监测点均执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600—2018）表 2 第二类用地筛选值要求。

2、监测结果统计及评价

土壤环境现状监测结果见表 4.5-3 和表 4.5-4。

表 4.5-3 占地范围内土壤环境质量监测结果与评价

监测因子		单位	质量标准（第二类用地筛选值）	结果					
				T1	T2			T3	T4
				0~0.5m	0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0m	0~0.5m	0~0.5m
重金属和无机物	砷	mg/kg	60						
	镉	mg/kg	65						
	铜	mg/kg	18000						
	铅	mg/kg	800						
	汞	mg/kg	38						
	镍	mg/kg	900						
	铬（六价）	mg/kg	5.7						
挥发性有机物	四氯化碳	μg/kg	2800						
	三氯甲烷	μg/kg	900						
	氯甲烷	μg/kg	37000						
	1,1-二氯乙烷	μg/kg	9000						
	1,2-二氯乙烷	μg/kg	5000						
	1,1-二氯乙烯	μg/kg	66000						
	反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	54000						
	顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	596000						
	二氯甲烷	μg/kg	616000						
	1,2-二氯丙烷	μg/kg	5000						
	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	10000						
	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	6800						
	四氯乙烯	μg/kg	53000						

	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	840000						
	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	2800						
	三氯乙烯	μg/kg	2800						
	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	500						
	氯乙烯	μg/kg	430						
	苯	μg/kg	4000						
	氯苯	μg/kg	270000						
	1,2-二氯苯	μg/kg	560000						
	1,4 二氯苯	μg/kg	20000						
	乙苯	μg/kg	28000						
	苯乙烯	μg/kg	1290000						
	甲苯	μg/kg	1200000						
	间二甲苯	μg/kg	570000						
	对二甲苯	μg/kg							
	邻二甲苯	μg/kg	640000						
半挥发性有机物	硝基苯	mg/kg	76						
	苯胺	mg/kg	260						
	2-氯酚	mg/kg	2256						
	苯并[a]蒽	mg/kg	15						
	苯并[a]芘	mg/kg	1.5						
	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15						
	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151						
	䓛	mg/kg	1293						
	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5						

	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15						
	萘	mg/kg	70						
其他	pH 值	无量纲	/						
	石油烃	mg/kg	4500						

注：“ND”表示未检出。

从上述结果可知，占地范围内监测点 T1、T2、T3、T4 均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB3600-2018）第二类用地的风险筛选值。土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

表 4.5-4 占地范围外土壤环境质量监测结果与评价

监测因子	单位	质量标准（第二类用地筛选值）	结果	
			T5（0~0.5m）	T6（0~0.5m）
pH 值	无量纲	/		
总汞	mg/kg	3.4		
总砷	mg/kg	25		
六价铬	mg/kg	250		
铅	mg/kg	170		
镉	mg/kg	0.6		
铜	mg/kg	100		
镍	mg/kg	190		
石油烃(C_{10}-C_{40})	mg/kg	4500		

注：“ND”表示未检出。

从上述结果可知，占地范围外监测点 T5、T6 满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1

中农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600—2018）表 2 第二类用地筛选值要求。土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

4.6 生态环境质量现状调查与评价

4.6.1 生态系统调查与评价

4.6.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》（2004 年 8 月），本工程所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，II_3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区，23.古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区，功能区主要生态服务功能为沙漠化控制、生物多样性保护。主要生态功能区目前存在的问题，生态敏感性及保护发展方向如下表 4.6.1-1，项目与新疆生态功能区划位置关系见图 4.6.1-1。

表 4.6.1-1 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准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区	II_3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区	23.古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区	和布克赛尔县、福海县、沙湾县、玛纳斯县、呼图壁县、昌吉市、米泉市、阜康市、吉木萨尔县、奇台县、木垒县	沙漠化控制、生物多样性维护	人为干扰范围扩大、工程建设引起沙漠植被破坏、鼠害严重、植被退化、沙漠化构成对南缘绿洲的威胁。	生物多样性和生境不敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤侵蚀高度敏感、土壤盐渍化轻度敏感	保护沙漠植被、防止沙丘活化	加强对沙漠边缘流动沙丘、活化沙地进行封沙育林、退耕还林（草），禁止樵采和放牧，禁止开荒	维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，使其逐步达到完全固定。

4.6.1.2 荒漠生态系统

评价区域属于新疆北部地区准噶尔盆地荒漠生态系统。

准噶尔盆地荒漠生态系统中的灌木荒漠以梭梭林群系荒漠植被为主，以及地带性沙漠植被、非地带性草甸、灌丛和疏林等植物群落组成，含沙生、耐沙植被、盐土植被。土壤为典型沙土和盐渍化土，属于典型的沙生荒漠。

区域内荒漠土地面积广阔，野生动物栖息地生境单一，以荒漠野生动物类群构成系统的次级和顶级生物主体。主要分布耐旱和适应缺水环境的爬行类、啮齿

类和鸟类，大型哺乳类的种类和数量较少。

荒漠生态系统功能简单，结构脆弱，一经破坏极难恢复。但因其分布面积大，处于人类活动频繁的区域外围，所以在防止土地荒漠化、维持生物多样性方面具有十分重要的作用。

4.6.1.3 生态系统评价

（1）天然降水稀少

环境水分稀少是生态系统的最基本环境特征。在气候上，评价区处于干旱和极干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀，主要集中在冬季（非植物生长季）。由于降水稀少和蒸散十分强烈（年平均蒸发量 2590.7mm），少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。

（2）植被分布不均，生态服务功能受到限制

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

（3）生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复

物种和生态系统类型是在长期发展进化的过程中，适应复杂条件和生存环境的产物，两者间已形成了相关的平衡关系。荒漠生态系统的植被低矮，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后较难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。荒漠植被破坏后，在自然状况下经历几十年都难以恢复到原来的植被状况，甚至永远不能逆转。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀、沙化，或成为沙尘暴的发源地。

4.6.2 植被现状调查与评价

4.6.2.1 区域植被现状调查

项目区主要植被类型为荒漠植被（荒漠草地），按中国植被自然地理区划划分，项目所在区域属北方植物界—新疆荒漠区—准噶尔荒漠区—古尔班通古特沙漠。该区域植被组成简单、分布不均，种类贫乏。评价区植被类型分布见图 4.6.2-1。评价区常见的高等植物隶属于 8 科 30 种，见表 4.6.2-1。

表 4.6.2-1　区域区内主要高等植物及分布一览表

中文名	学名	分布	
		沙丘	丘间
一、十字花科			
1.螺喙荠	Spirorrhynchus sabulosus		+
2.荒漠庭荠	Alyssum desertorum	++	
二、禾本科			
3.东方旱麦草	Eremopyrum orientale	++	
4.羽状三芒草	Aristida pennata	++	
5.施母草	Schismus arabicus	+	
三、藜科			
6.沙米	Agriophyuum arenarium		+
7.盐穗木	Halostachys caspica	++	-
8.梭梭	Haloxylon ammodendron		++
9.白梭梭	Haloxylon persicum	+	-
10.猪毛菜	Salsola collina		+
11.散枝梯翅蓬	Salsola brachiata		+
12.刺蓬	Salsola pestifer		+
13.黑翅地肤	Kochia melanoptera		+
14.盐爪爪	Kalidium cuspidatum		++
15.犁苞滨藜	Atriplex dimorphostegia Kar. et Kir.	++	+
16.雾冰藜	Bassia dasyphylla	+	+
17.角果碱蓬	Suaeda corniculate		-
18.囊果碱蓬	Suaeda physophora		+
19.倒披针叶虫实	Corispermum lehmannianum	++	-
20.盐角草	Salicornia europaea		
21.盐生草	Halogeton glomeratus	-	
22.对节刺	Horaninowia ulicina	++	
23.叉毛蓬	Petrosimonia sibirica	+	
四、蒺藜科			
24.西伯利亚白刺	Nitraria sibirica		-
五、大戟科			
25.沙生大戟	Euphorbia turczaninowit	++	
六、菊科			
26.苦艾蒿	Artemisia santolina	++	+
27.地白蒿	Areemisia terrae-ablae	++	+
28.沙地千里光	Senecio subdentatus		++
七、莎草科			
29. 囊果苔草	Carex physodes	++	
八、蓼科			
30.沙拐枣	Calligonum arborescens Litv		++
注：++多见，+少见，-偶见。			

根据《关于发布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》，项目所

在地区内分布的野生植物中，白梭梭、梭梭属新疆地方一级保护植物。

4.6.2.2 评价区主要植被群落及其特征

评价区的地质地貌、气候等自然因素处于相对稳定状态，地形、地貌等对植被的影响主要通过水分、盐分、矿质养分的分配差异体现出来，评价区植被类型主要为白梭梭+沙拐枣+三芒草群系，属于半乔木荒漠，见于整个油田开发范围内，此群系分布于沙丘或厚层沙地及固定和半固定的沙丘顶部，小面积出现于半流动沙丘，为典型的沙生植物群系。伴生群系主要有梭梭群系、梭梭+白梭梭群系、梭梭+白刺群系。

（1）白梭梭+沙拐枣+三芒草群系

属于半乔木荒漠，此群系多分布于沙丘或厚层沙地及固定和半固定的沙丘顶部，为典型的沙生植物群系。该群系植被在半固定沙丘上生长最好，形成盖度达10%～20%的建群层片，种类约 5-10 种，在 10m～50m 高的半流动沙丘上的先锋植物沙拐枣、三芒草形成的植物群落，作为优势种的白杆沙拐枣和羽毛三芒草的植株基本形成不同高度的沙堆。群落盖度可达 15%～25%，种类可达 10-18 种，形成的一年生草本均为典型的沙生植物。如倒披针叶虫实、荒漠庭荠、沙米、沙地千里光、苦艾蒿、螺喙荠、囊果苔草、地白蒿、施母草等。

（2）梭梭+白梭梭群系

属于半乔木荒漠，呈不规则条带状，分布于高约 5m～10m 的固定沙丘上，为白梭梭群系和梭梭群系之间的过渡类型。群落总盖度约 10%～20%，白梭梭和梭梭形成高达 0.5m～1.5m 的建群层片，其下有白杆沙拐枣。从属层片为苦艾蒿、对节刺、沙米等草本植物。伴生种有刺蓬、东方旱麦草、施母草、沙生大戟等。

（3）梭梭群系

属于沙丘间低地常见乔灌木，分布于评价区风沙土地带，地势较平坦且开阔，常同红柳混生，群落中梭梭植株一般高约 0.5m～1m，最高可达 1.5m～2m，群落覆盖度一般 10%～30%，局部地段达 40%。伴生种多为一年生多汁盐生类植物，如盐生草、散枝梯翅蓬、叉毛蓬等。

（4）梭梭+白刺群系

属于小半乔木荒漠。在评价区内分布极少，位于低缓的固定沙丘，代表植物有角果碱蓬、囊果碱蓬等。低矮沙丘上形成较发达的西伯利亚白刺灌木层片。沙

丘上混生的一年生植物犁苞滨藜、盐生草、雾冰藜、黑翅地肤等。此外，在群落中也可能见到零星的盐爪爪、盐穗木等盐生半灌木。建群种梭梭的生长高度在 1.5m～2.5m 之间，它在群落中可达到中等密度，群落总盖度约 20%～30%，其中，梭梭的盖度约 10%～15%。

4.6.2.3 植被现状评价

总体看来，评价区域地处荒漠地区，土壤有机质含量低，因此，植被以荒漠植被为主，属典型的荒漠生态景观。

4.6.3 野生动物现状调查与评价

按中国动物地理区划的分级标准，项目区属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。因该区域地处内陆盆地，气候极端干燥，按气候区划为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为简单，主要为荒漠（包括土漠与沙漠等）。在整个项目区域内，野生动物分布的环境主要为沙质荒漠区（即沙丘分布区）和梭梭林荒漠区。

在沙质荒漠区，因干旱和食物短缺，加之乔灌木植被少，无栖息及躲藏之地，野生动物分布数量较少，尤其是大型野生脊椎动物，在该区域野外考察中仅多见啮齿类活动的痕迹。

在梭梭林荒漠区内，植物多为梭梭、琵琶柴、假木贼等乔灌木，植物体高大，群落盖度较高，成为荒漠动物活动及栖息的场所。

区域内栖息主要野生脊椎动物 36 种，其中爬行类 5 种、鸟类 14 种、哺乳类 17 种，具体见表 4.6.3-1。爬行类的蜥蜴和哺乳类的啮齿动物是项目区内主要建群种动物。

根据《国家重点保护野生动物名录》（2021 年 2 月 1 日）和《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021 年 7 月 28 日），鹅喉羚、草原斑猫、兔狲、沙狐及猛禽中的雀鹰、草原鹞、红隼等均为国家二类保护动物，同时属于自治区二类保护动物。具体野生动物保护级别见表 4.6.3-2。

表 4.6.3-1 项目区主要脊椎动物的种类及分布

中文名	学名	分布	
		沙质荒漠	壤质荒漠
一、爬形类			
1.变色沙蜥	Phrynocephalus versicoloor	+	+
2.东疆沙蜥	P．grumgriximaloi	++	+

3.快步麻蜥	Eremisa velos	++	+
4.东方沙蟒	Erys tataricus	+	+
5.黄脊游蛇	Coluber spinalis	+	+
二、鸟类			
6.鸢	Milvus korschum	+	+
7.雀鹰	Accipiter nisus		+
8.草原鹞	Circus macrourus		+
9.棕尾鵟	Buteo rufinus	+	+
10.红隼	Syrrhaptes paradoxus	+	+
11.毛脚沙鸡	Syrrhaptes paradoxus	+	+
12.黑腹沙鸡	Pterocles orientalis	+	+
13.短趾沙百灵	Calandrella cinerea	+	+
14.小沙百灵	C．rufescens	+	+
15.凤头百灵	Galerida cristata	+	+
16.云雀	Alauda arvensis	+	+
17.沙即鸟	Oenanthe isabellina	+	+
18.红尾伯劳	Lanius cristatus	+	+
19.黑尾地鸦	Podoces hendersoni	+	+
三、哺乳类			
20.大耳虫胃	Hemiechinus auritus	+	+
21.狼	Canis lupus	-	+
22.沙狐	Vulpes corsac	-	+
23.兔狲	Felis mamul		+
24.草原斑猫	F．libyca		+
25.虎鼬	Vormela peregusna		+
26.蒙古野驴	Asinus hemionus		+
27.鹅喉羚	Gozella subgutturosa		++
28.草兔	Lepus capensis	+	+
29.小五趾跳鼠	Allactage elater	+	+
30.西伯利亚五趾跳鼠	A．sibirica	+	+
31.小地兔	Alactagullus pygnaeus	+	+
32.毛脚跳鼠	Dipus sagitta	+	+
33.大沙鼠	Rhombomys opimus	+	+
34.子午沙鼠	Meriones meridianus	++	++
35.红尾沙鼠	Meriones erythrourus		+
36.柽柳沙鼠	M．tamariscinus		+
注：++多见，+少见，-偶见。			

表 4.6.3-2 项目所在区域的重点保护动物

保护级别		哺乳类	鸟类	爬行类
国家级	一级	蒙古野驴	-	-
	二级	鹅喉羚、草原斑猫、兔狲	鸢、雀鹰、草原鹞、棕尾鵟、红隼	-

自治区	一级	沙狐、虎鼬	-	-
	二级	-	-	-

4.6.4 土壤类型及特征

根据现场调查和新疆土壤类型分布图，本项目所在区域土壤类型主要为风沙土，区域土壤类型分布见图 4.6.4-1。

风沙土成土母质主要为玛纳斯河冲积物，是在风成性母质上发育起来的，低矮干旱及大风是风沙土形成的主要条件。风沙土质地较粗，物理性粘粒很少，成土过程微弱，因风蚀风积交替作用，使土壤发育处于不断的复幼状况下，有机物质积累很少，成土过程十分微弱，只在土壤表层 0.5cm～1cm 有微弱的分化，通常在剖面中看不见成熟土壤的发生层次，一般仅有不明显的结皮和稍紧实的表土层，有机质含量上层明显高于下层，土壤理化状况无明显差异，剖面层次分化不明显。土壤 pH 值 7.5～9.0，属碱性土壤，土壤有机质含量在 0.1%～0.5%之间，土壤肥力属极低水平。评价区风沙土可分为流动风沙土、半固定风沙土和固定风沙土。

（1）流动风沙土

根据资料调查可知，古尔班通古特沙漠流动性沙丘仅占 3%，评价区内流动风沙土约占 10%，土壤剖面无发育层次，只有干沙和湿沙之分。干沙层在沙丘阳坡厚 60cm～100cm，阴坡 20cm～30cm，表面为沙波纹、疏松、无结构、灰黄色。湿沙层阳坡在 60cm～100cm 以下，阴坡在 20cm～30cm 以下，淡黄色、润湿、疏松。流动风沙土有机质含量和盐分含量极低，其中有机质含量约为 0.14%，颗粒组成以 0.25mm～0.1mm 的细砂为主，0.1mm～0.05mm 次之。植被难以定居，处于成土过程的初级阶段。该类土地表光裸无植被，偶见单个沙生植被。

（2）半固定风沙土

评价区内半固定风沙土约占 40%，其中分布有低矮流动沙丘和固定沙丘。半固定风沙土的有机质、盐分含量较低，其中有机质含量 0.3%～0.5%，土壤颗粒以极细沙为主，细沙次之，但较流动风沙土质地稍细。植被主要有梭梭、白梭梭、沙拐枣、麻黄等，覆盖度 10%～20%。由于有植被保护，抗风蚀能力较强，地表有薄的枯落物并出现微弱的腐殖质染色，形成 0.5cm～10cm 的松脆结皮，地面表层变的紧实。

③固定风沙土

评价区固定风沙土约占 50%，其中分布有固定沙丘。由于该土壤水分条件较好，梭梭、白梭梭、沙拐枣、麻黄等植被覆盖率达 30%以上。当风沙流遇到梭梭灌丛的阻挡时，风速降低，挟带沙物质沉降在植株周围，每年都有一层枯落物堆积在表面，次年在枯落物上又形成一层积沙，年复一年，使固定风沙土剖面形成沙层与枯落物交互成层的明显特征。由于项目区气候干旱，微生物活动受到抑制，使枯落物分解很慢，所在剖面中的枯落物虽多，但大部分未分解，因而土壤有机质含量比半固定和流动风沙土稍高，全剖面出现轻微的腐殖质染色。颗粒组成以极细沙为主，细沙次之。

4.6.5 土地利用现状与评价

根据现场踏勘及相关资料，本项目区位于油田已开发区，部分埋设了输油、注水管线，以及伴行公路、电力线及处理站等。并参照《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017），以确定评价范围内的土地利用类型，项目区土地利用现状见图 4.6.5-1。本项目的土地利用类型为油田已开发区，属于工业用地。

4.6.6 沙化、水土流失及水土保持现状调查

4.6.6.1 区域沙化现状调查（古尔班通古特沙漠）

本项目位于新疆准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹地。根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》（2014 年），古尔班通古特沙漠面积 48695 平方千米，占全疆沙漠的 11.05%；是我国第二大沙漠，也是我国最大的固定、半固定沙漠。主要由四片沙漠组成，奇台以东为霍景涅里辛沙漠，中部为德佐索腾艾里松沙漠，分布在三个泉干谷以南，西部是索布古尔布格莱沙漠，北部是阔布什和阿克库姆沙漠。

该沙漠地貌特征是高山与盆地相间，沙漠四周为高山环抱，地形十分闭塞。盆地具有同心圆的环带状形式的地质结构和地貌特征，由外向内可有规律的划分为山地—丘陵—山前洪积、冲积砾质戈壁-下陷盆地砂质荒漠的地貌基质带。由山地产生的河流向盆地中心汇集成向心水系，地下水主要是山麓侧向渗透补给和平原降雨与积雪入渗补给。该区属温带大陆性气候，气候干旱，降雨少，生态环境比较脆弱。该沙漠北部主要是南北走向的树枝状沙垅，南部为蜂窝状复合沙垄，

新月型沙丘及丛草沙丘，东部分布着复合型沙垄，格状沙丘和线状沙垄等。沙丘高度一般在 50 米以下，有的可高达 100 米。沙漠年降水量 100—120 毫米(沙漠中年蒸发量 1400—2000 毫米)，四季均匀，植被发育较好，春雨型短命植物较多，在固定沙丘上植被覆盖度可达 40—50%，在半固定沙丘上也有 15%，主要生长梭梭、柽柳和一些草本植物。

根据图 4.6.6-1，项目所在区域存在古尔班通古特沙漠中固定沙丘和半固定沙丘。

4.6.6.2 水土流失现状调查

1、和布克赛尔蒙古自治县水土流失情况

（1）水土流失现状及分布

根据《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030 年）》，和布克赛尔蒙古自治县土地总面积 28784km^2，2018 年度全县水土流失面积 25229.39km^2，占全县土地面积的 87.56%。侵蚀类型主要有冻融侵蚀、水力侵蚀、风力侵蚀和冻融侵蚀。其中冻融侵蚀面积为 1.71km^2，占水土流失面积的 0.01%；水力侵蚀面积为 110.02km^2，占水土流失面积的 0.44%；风力侵蚀面积为 25117.66km^2，占水土流失面积的 99.56%。

（2）水土流失区域布局

根据《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030 年）》，全县共划分为北部山地、草原水源涵养区、中部谷地丘陵平原荒漠一绿洲产业发展区、荒漠平原风力侵蚀预防保护区三个生态区，下分 1-1 中低山冻融侵蚀预防保护区；1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区；1-3 北部丘陵风力、水力混合侵蚀治理区。2-1 绿洲区人工生态建设风力侵蚀治理区；2-2 白杨河流域风力、水力侵蚀治理区。3-1 盐湖风力侵蚀预防保护区；3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区；3-3 荒漠平原风力侵蚀预防保护区八个水土保持分区。

（3）水土流失类型

和布克赛尔蒙古自治县水土流失类型以风力侵蚀为主，兼有水力侵蚀。风力侵蚀主要分布在丘陵区、沙漠区、盐湖区和平原荒漠区、绿洲区；水力侵蚀主要分布在丘陵区和绿洲区，主要为面蚀、沟蚀；个别地区存在堆土、河道坡面等重力侵蚀。山区主要以冻融侵蚀为主。

2、项目区水土流失现状及水土流失量分析评价

本项目所属地貌类型为荒漠平原，荒漠平原区包括察和特灌区以南的广大平原、荒漠地区，由此向南至准噶尔腹地，古尔班通古特沙漠以北区域，海拔 300-700m。地势北高南低，东高西低。地面整体起伏不大。地表覆盖物主要为砾石和粉土为主。植被稀少，部分区域，生长着白梭梭、木贼、早熟禾等低矮的旱生灌木。该区域面积为 3499km^2，占和布克赛尔蒙古自治县行政区域面积的 12.16%。该区域以风力侵蚀为主。

3、项目区水土流失治理分区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《全国水土保持规划》项目区属于北方风沙区；根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（水利部办公厅 办水保[2013]188 号），项目区不属于国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果内；根据新疆维吾尔自治区水利厅《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水办水保[2019]4 号），项目区属于新疆维吾尔自治区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）。按照《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T50434-2018）的要求和规定，本项目防治目标为北方风沙区建设类一级标准，原地貌土壤侵蚀模数 1900t/(km^2·a)，项目土壤容许流失量为 1900t/(km^2·a)。

4.6.6.3 水土保持分区

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030 年）》对水土保持区划的划分，项目区属于北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）Ⅱ-北疆山地盆地区（Ⅱ-3）-荒漠平原风力侵蚀预防保护区。本项目区占地位于 3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区。具体见表 4.6.6-1 和图 4.6.6-2。

表 4.6.6-1 和布克赛尔蒙古自治县区划表

一级区名称及代码	二级区名称及代码	三级区名称及代码	四级区名称及代码	区域
北方风沙区（新甘蒙高原	北疆山地盆地区（II-3）	准噶尔盆地北部水源涵养生	北部山地、草原水源涵养区	1-1 中低山冻融侵蚀预防保护区； 1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区； 1-3 北部丘陵风力、水力混合侵蚀治理区。

盆地区）II		态维护区（II-3-1hw）	中部谷地丘陵平原荒漠一绿洲产业发展区	2-1 绿洲区人工生态建设风力侵蚀治理区； 2-2 白杨河流域风力、水力侵蚀治理区。
			荒漠平原风力侵蚀预防保护区	3-1 盐湖风力侵蚀预防保护区； 3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区； 3-3 荒漠平原风力侵蚀预防保护区

3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区：位于县域境内东南部古尔班通古特沙漠，包括夏孜盖乡，该区域属于限制开发区。其适宜发展方向是维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，遏制蔓延。以恢复、保护植被为重点，在准噶尔盆地北缘荒漠区实施生态修复工程，将荒漠林管护及生态体系建设结合起来，结合土地荒漠化治理，采取防风固沙林营造、飞播造林和封育等措施，增加节水型沙区碳汇植被。鼓励在适宜条件下结合荒漠植被建设进行大芸种植，鼓励个人和集体发展防风林、经济林建设，遏制土地沙漠化的扩展。加强土地开发监管，严禁随意开荒。

本项目结合《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）以及项目水土保持方案中的相关要求，严格执行各项水土保持措施，针对井场、阀组站采取砾石覆盖等防沙治沙措施，集输支线、干线两侧铺设草方格。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

5.1.1 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、车辆运输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

本项目在井场地面建设过程中，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。

钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

5.1.2 施工期水环境影响分析

5.1.2.1 地表水

本项目施工期钻井施工过程中采用“钻井泥浆不落地技术”，无钻井废水产生。施工期井场不单独设置施工营地，施工人员生活污水均依托陆梁公寓生活污水处理系统进行处理，达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）中一级 A 标准后，夏季用于生活区绿化，冬季排入储水池。项目无废水外排，加

之项目周边无地表水体，项目建设、运行不会地表水体产生影响。

5.1.2.2 地下水

（1）钻井对地下水影响

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，并且在钻井施工过程中采用“钻井泥浆不落地技术”，无钻井废水产生。因此，钻井过程中不会对所在区域地下水产生影响。

（2）生活污水

生活污水中的主要污染物为 COD、SS、氨氮等。钻井井场不单独设置生活营地，依托陆梁生活公寓，生活污水直接排入陆梁公寓生活污水一体化处理装置进行处理，达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）中一级 A 标准后，夏季用于生活区绿化，冬季排入储水池。

（3）管道试压废水

本工程的管道敷设埋深为-1.87m 以下，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。

5.1.3 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 80~100dB(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 80~105dB(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 5.1.3-1。

表 5.1.3-1 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
注：《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准：昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)。								

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居民区，LUHW2744 井场西南侧的陆梁公寓离项目地约 485m，不会产生噪声扰民现象，对局部环境的影响是暂时的，钻井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。

5.1.4 施工期固体废物环境影响分析

本项目施工期固废主要是钻井废弃泥浆和岩屑、施工弃土和生活垃圾。固废的名称、类别、属性和数量等情况详见表 5.1.4-1。

表 5.1.4-1 施工期产生固废情况一览表

序号	固废名称	产生工序	固废属性	编号	处置方式
1	剩余泥浆	钻井	一般工业固废	900-999-99	采用“泥浆不落地工艺”进行固液分离，钻井泥浆循环使用，完井后剩余泥浆由专业服务公司进行回收利用。分离出的钻井岩屑经检

2	水基钻井岩屑	钻井		900-999-99	测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用，不合格岩屑委托有处置能力的第三方单位进行处置。
3	生活垃圾	施工生活	生活垃圾	—	由陆梁公寓集中收集后，统一拉至乌尔禾生活垃圾填埋场。

（1）剩余钻井泥浆和钻井岩屑

经调查，项目钻井期使用的泥浆为坂土-CMC 钻井液+聚合物钻井液体系为环保水基泥浆，未添加磺化物，本项目废弃泥浆、岩屑属于非磺化类水基泥浆，为一般工业固体废物。

本项目钻井采用“泥浆不落地技术”，钻井泥浆循环使用，完井后剩余泥浆由专业服务公司进行回收利用。钻井岩屑进入储罐（2 用 1 备，容积 30m^3/座），经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值后委托第三方综合利用，检测不合格岩屑委托有处置能力的第三方机构进行处置，处置合格后再进行综合利用，对环境影响较小。

（2）弃土、生活垃圾

本项目施工期管线施工产生的弃土回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不产生集中弃土。施工期生活垃圾集中收集后，定期清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场卫生填埋，不会对周围环境产生影响。

5.1.5 施工期土壤环境影响分析

对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

1、人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是管道沟埋大面积开挖和填埋土层，翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层是可以生长适宜的植被。土壤层次被翻动后，表层土被破坏，改变土壤质地。管道开挖和回填过程中，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏，影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位，土壤层次变动最为明显。

根据国内外有关资料，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤的有机质将下降

30%～40%，土壤养分将下降 30%～50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土，管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。

2、车辆行驶和机械施工对土壤的影响

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

3、水土流失影响

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

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在单井管线的敷设过程中，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。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

4、施工期污染途径影响

项目施工过程中产生的废水、废气和废渣等典型污染物质，会对土壤产生严重负面影响。主要以占用和污染两种方式污损土壤。

污染影响形式为大气沉降、地面漫流和垂直入渗。

本项目施工期废水主要来源于施工人员生活污水和建筑施工废水。其中施工

期井场不单独设置施工营地，施工人员生活污水均依托陆梁公寓生活污水处理系统进行处理；施工废水采取临时沉淀池处理后回用于工程施工不外排。因此，项目区土壤施工期不会由于废水排放而造成污染。

施工期大气污染主要为施工扬尘和机械设备排放的尾气，而施工扬尘对环境的影响最为明显。由于施工场地设置围栏、洒水抑尘、覆盖防尘、限制车速、保持施工场地洁净、避免大风天气作业等防尘措施，且施工场地已经干化结实，起尘量很小。因此，本项目施工期产生的扬尘不会对土壤环境造成影响。

施工期固体废物主要为土地平整和施工产生的弃渣，弃渣运至弃渣场堆放，弃渣为土石方，不含重金属和无机物、挥发性有机物、半挥发性有机物，因此本项目施工期产生的弃渣不会对土壤环境造成影响。

5.1.6 施工期生态环境影响分析

5.1.6.1 对生态环境影响的途径

1、生态环境影响类型

（1）占地生态影响

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、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。施工期主要污染源集中在钻井工程、油气集输工程管道铺设，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，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。

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，对于本项目来讲，施工期主要从油田开发工程（钻井、地面基本设施建设、配套设施建设等）等诸多方面分析环境影响因素。

（1）钻井

本项目井场平整会产生土方；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）管线修建

管道修建中的地沟挖掘、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）2.6km，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。

生态环境影响因素见表 5.1.6-1。

表 5.1.6-1 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。
井场建设	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。

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。

5.1.6.2 对植被的影响分析

施工期本项目钻井工程、集输管道工程是造成植被破坏的主要原因，其中以钻井工程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、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。

项目区内荒漠植被以梭梭、白梭梭等为主，植被群系较为单一，生产力较低。根据新疆维吾尔自治区畜牧厅编制的《新疆草地资源及其利用》，项目区产草量按照 750kg/hm^2 计算，对开发区域占地类型、植物生物量损失量影响下表 5.1.6-2。

表 5.1.6-2 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）
荒漠草地	永久占地	井场区	0.75	0.563	永久
		多通阀管汇	0.016	0.012	永久

		杆架式变电站	0.018	0.014	永久
	临时占地	井场区	1.34	1.005	3~5
		管线区	4.42	3.315	3~5
		杆架式变电站	0.332	0.249	3~5
合计			6.88	5.517	-

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 6.10hm^2，永久占地面积为 0.78hm^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 6.10hm^2 荒漠土地基本没有植物初级生产能力，生物损失量约为 4.569t/a，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。

2、管线修建对植被的影响

集输管线的建设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管道建设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，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，植物会逐渐自然恢复。

3、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。但评价区植被分布不均匀，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。

5.1.6.3 对野生动物影响分析

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、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生活基地等人员活动较多的区域。

2、对受保护野生动物影响

（1）对保护鸟类的影响

黑鸢、雀鹰、草原鹞、棕尾鵟及红隼均为猛禽。猛禽的活动能力强、活动范围广，常在高空盘旋觅食，能够及时避开工程建设的不利影响。本项目实施区域生境单一，视野开阔，猛禽能及时发现各类威胁，从而有效躲避危害。评价区出现猛禽数量极少，由于这些鸟类的飞行高度较高，并且生性机警，听觉和视觉敏锐，稍有声响，立刻逃遁，工程建设和运营对上述鸟类影响较小。本工程所在区域地势开阔，荒漠连片分布，鸟类有足够的栖息空间，工程对受保护鸟类的影响总体较小。

（2）对保护哺乳类的影响

工程施工期间对受保护兽类的影响主要是植被破坏造成的兽类现有或潜在栖息地损失。根据现场和工作人员调查，项目区内无饮用水水源，不是鹅喉羚、草原斑猫、兔狲、沙狐主要栖息地，建设单位在施工场所醒目处设置“保护生态环境、保护野生动植物”等告示牌，提醒施工人员依法保护野生动物。施工过程中若发现受伤、病残饥饿、受困、迷途珍稀野生动物及野生动物的幼崽和繁殖场所的应及时采取保护，并联系当地的相关主管部门，不得随意惊吓、追赶、捕猎、宰杀野生动物。确保设施正常运行，避免噪声惊扰野生动物。

本项目建成后人类活动降低，仅日常巡井等检查活动，对区域野生动物影响较小。

5.1.6.4 对荒漠生态景观变化的影响分析

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。

5.1.6.5 对土地利用变化的影响分析

根据土地利用类型图可以看出：油田区域建筑从开发前的未经建设到开发后的不断建设，占用了部分戈壁、工矿和交通用地。主要是油田地面建设工程占地，包括井场、集输管线等。本项目建成运营后，将有 0.78hm^2 的土地被永久占用，油田开发区域内的土地利用类型在油田开发前后有一定的变化，土地利用类型主要由戈壁、工矿和交通用地变为建筑、道路用地，但变化幅度很小。因此油田开发建设不会对该区域内的土地利用类型造成较大影响。

5.2 运营期环境影响预测与评价

5.2.1 大气环境影响预测与评价

生产运营期的大气污染源主要是油气集输过程中的烃类挥发对大气环境的影响。

（1）预测模式

本项目大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

（2）预测因子和预测源强

本次大气预测分别以单井井场进行预测。本次油井井场 5 口，集输系统依托 2 个计量站（17-1#计量站和 10#计量站），本次核算单井井场排放量为 0.744t/a（0.0849kg/h）。在石油开采、集输过程中有无组织排放，故将非甲烷总烃作为预测因子。

本项目主要污染源调查参数见表 5.2.1-1。

表 5.2.1-1 本项目运营期无组织排放污染源参数调查清单

污染源产生工序	预测因子	面源海拔高度/m	污染物排放速率（kg/h）	面源参数			年排放小时数（h）
				长度	宽度	高度	
单井井场	NMHC	480	0.0849	50m	30m	5m	8760

（3）估算模型参数

本项目估算模型参数见表 2.5.1-。

（4）评价结果

本项目油气集输无组织排放非甲烷总烃估算结果见表 5.2.1-2。

表 5.2.1-2 非甲烷总烃估算模式计算结果表

距源中心下风向距离 D（m）	本次开发区域	
	下风向预测浓度 C_i（μg/m^3）	占标率 P_i（%）
10	0.117	5.85
25	0.143	7.15
50	0.145	7.25
55	0.146	7.3
75	0.142	7.1
100	0.131	6.55
125	0.119	5.95
150	0.107	5.35
175	0.097	4.85
200	0.089	4.45
225	0.082	4.1
250	0.076	3.8
275	0.072	3.6
300	0.068	3.4
325	0.064	3.2
350	0.061	3.05
375	0.058	2.9
400	0.055	2.75
425	0.053	2.65
450	0.050	2.5
475	0.048	2.4
500	0.046	2.3
600	0.039	1.95
700	0.034	1.7
800	0.030	1.5
900	0.026	1.3
1000	0.023	1.15
1500	0.015	0.75

2000	0.011	0.55
2500	0.008	0.4
3000	0.006	0.3
4000	0.004	0.2
5000	0.003	0.15
最大落地浓度 μg/m³ 及占标率%	0.146	7.3
最大浓度落地点（m）	55.0	

由上表可知，单井井场预测无组织非甲烷总烃下风向最大落地浓度 146μg/m³，最大浓度出现的距离为下风向 55.0m，占标率为 7.3%。。

本项目运营期为老区块开发项目，拟建采油井全部采用密闭集输工艺。类比《陆梁油田陆 9 井区呼图壁河组油藏 2017 年开发建设工程竣工环境保护验收调查报告》和《陆梁油田陆 9 井区西山窑组油藏 2016 年产能建设工程（第二批）竣工环境保护验收调查报告》，井区非甲烷总烃浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中无组织排放监控点浓度限值（4.0mg/m³），井区内非甲烷总烃可以实现达标排放。另外，由于项目区域扩散条件良好，因此，油田开发后对大气环境质量影响很小。

项目大气环境影响自查表见表 5.2.1-3。

表 5.2.1-3 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级☑	三级□	
	评价范围	边长=50km□	边长 5～50 km□	边长=5km☑	
评价因子	SO_2+NOx 排放量	≥2000t/a□	500～2000t/a□	＜500 t/a☑	
	评价因子	基本污染物（SO_2、NO_x、PM_{10}） 其他污染物（非甲烷总烃）		包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5☑	
评价标准	评价标准	国家标准☑	地方标准□	附录 D☑	其他标准☑
现状评价	环境功能区	一类区□	二类区☑	一类区和二类区□	
	评价基准年	（2020）年			
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□	主管部门发布的数据☑	现状补充监测☑	
	现状评价	达标区☑		不达标区□	
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源□	拟替代的污染源□	其他在建、拟建	区域污染源□

<table>
<tr><td></td><td></td><td colspan="2">本项目非正常排放源□
现有污染源□</td><td colspan="2"></td><td colspan="2">项目污染源□</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td rowspan="10">大气环境影响预测与评价</td><td>预测模型</td><td>AERMOD
☑</td><td>ADMS
□</td><td>AUSTAL2000
□</td><td>EDMS/AEDT
□</td><td>CALPUFF
□</td><td>网格模型</td><td>其他</td></tr>
<tr><td>预测范围</td><td colspan="2">边长≥50km□</td><td colspan="3">边长 5～50 km□</td><td colspan="2">边长=5km□</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="4">预测因子（非甲烷总烃）</td><td colspan="3">包括二次 PM2.5□
不包括二次 PM2.5☑</td></tr>
<tr><td>正常排放短期浓度贡献值</td><td colspan="4">C 本项目最大占标率≤100%☑</td><td colspan="3">C 本项目最大占标率＞100% □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">正常排放年均浓度贡献值</td><td>一类区</td><td colspan="3">C 本项目最大占标率≤10%□</td><td colspan="3">C 本项目最大标率＞10% □</td></tr>
<tr><td>二类区</td><td colspan="3">C 本项目最大占标率≤30%□</td><td colspan="3">C 本项目最大标率＞30% □</td></tr>
<tr><td>非正常排放 1 h 浓度贡献值</td><td colspan="2">非正常持续时长（/）h</td><td colspan="3">C 非正常占标率≤100% □</td><td colspan="2">C 非正常占标率＞100%□</td></tr>
<tr><td>保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值</td><td colspan="4">C 叠加达标□</td><td colspan="3">C 叠加不达标 □</td></tr>
<tr><td>区域环境质量的整体变化情况</td><td colspan="4">k ≤−20% □</td><td colspan="3">k＞−20% □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">环境监测计划</td><td>污染源监测</td><td colspan="3">监测因子：（非甲烷总烃）</td><td colspan="3">有组织废气监测□
无组织废气监测☑</td><td>无监测□</td></tr>
<tr><td>环境质量监测</td><td colspan="3">监测因子：（非甲烷总烃）</td><td colspan="3">监测点位数（2）</td><td>无监测□</td></tr>
<tr><td rowspan="3">评价结论</td><td>环境影响</td><td colspan="8">可以接受☑ 不可以接受 □</td></tr>
<tr><td>大气环境防护距离</td><td colspan="8">距离本项目厂界最远/m</td></tr>
<tr><td>污染源年排放量</td><td colspan="8">全厂总量为：非甲烷总烃 3.72t/a</td></tr>
</table>

5.2.2 水环境影响预测与评价

5.2.2.1 地表水环境

1、正常工况下地表水环境影响

在运营期内，项目产生的压裂返排液（采出水）、井下作业废水经陆梁油田集中处理站污水处理系统达标后，作为回注水用于生产，不与地表水产生水力联系。因此，正常情况下本工程废水不会对地表水产生不利影响。

2、事故状态下地表水环境影响

对于本工程来说，可能对地表水环境产生影响的事故为原油泄漏。对地表水的影响一般有两种途径：一种是泄漏的油品直接进入地表水体。另一种是油品或含油污水泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤带入水体。项目区周围无地表水体，故不会出现在泄漏的油品进入地表水的可能。

如发生油品泄漏事故，应立即对泄漏点采取措施。由于本工程的单井集输管道受自动控制系统监控，一旦发生泄漏能够及时发现，通过关闭阀门，可减少泄漏油量，并且根据新疆油田公司的环保要求，作业单位采用“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，防止产生落地原油，并保证落地原油 100%回收。通过采取各种措施，可最大限度防止泄漏事故的发生，使事故后的影响降至最低程度。

5.2.2.2 地下水环境

1、区域水文地质条件

本项目所在区域水文地质资料参考《中国石油新疆油田分公司陆梁油田陆 9 井区呼图壁河组油藏 2017 年开发建设工程环境影响报告书》中相关调查结果。

（1）水文

陆 9 井区开发建设地区无地表水资源。与该地区有补给关系的准噶尔盆地边缘发育有多条河流，这些河流的径流特点均由盆地外围水资源形成的山区河流经盆地边缘汇流至盆地中心—玛纳斯湖。但是实际上，由于各流域灌区的大量引水灌溉，加上沿程河道渗漏和蒸发，现已无地表水流入玛纳斯湖。基本上是以地下径流（方式）汇入盆地，最终流向盆地最低处—玛纳斯湖。

（2）水文地质概况

①区域地质构造

准噶尔盆地在地质构造上是一个古老的陆台，其边缘界线与古代褶皱山脉和断裂线的方向一致，基本是一个被海西、加里东褶皱山系所围绕的盆地。海西运动以后、天山、阿尔泰地槽体系几乎全部褶皱隆起成山变为陆地，盆地在此时初步形成，并成为一个单独的构造单元。后来盆地发生了隆起，海水退出，气候变

得干燥，仅在盆地南缘山前拗陷带保存了三叠纪的湖区，继续进行着沉积作用，其它地区则为剧烈的侵蚀和剥蚀区，大量的砾岩、砂岩与泥岩堆积在山前凹地中。喜马拉雅运动，尤其是晚第三纪末的垂直上升运动，使盆地周围在中生代还是隆起平原或丘陵的地区再度上升，形成现代天山和阿尔泰山山系，山前拗陷带中的中新生代地带随之褶皱隆起，形成与山系大致平行的背向斜构造。

开发区范围内广泛分布有厚度 0m～100m 的第四纪沉积物，以风积物、冲积物为主，兼有湖形冲积物，残积风积物和化学沉积物等，岩性主要为松散的细砂层或亚砂土层，由北向南，第四系沉积厚度逐渐增大。

②区域水文地质条件

评价区地处准噶尔盆地的腹地，玛纳斯湖东侧的隆起区。远离盆地南部的天山山脉，也远离盆地北部的谢米斯赛山、阿勒泰山脉，同时也远离南部天山山脉的山前冲洪积平原，因此区内水文地质条件相对复杂。

玛纳斯湖是区内浅层地下水的排泄基准面，从区域上分析，注入玛纳斯湖的地表水系主要有玛纳斯河、和布克尔河。发育于天山山脉北麓的玛纳斯河汇集了玛纳斯河、安集海河、金沟河、塔西河、呼图壁河，这些河流由南向北径流，在泉水地—莫索湾地区转向西径流，而在小拐地区汇合后折向北流入玛纳斯湖地区。这些河流径流方向的改变，主要是由于地质历史条件的改变引起的，即地质构造作用和玛纳斯湖沉积中心的不断变迁引起的。同时，随着人类活动的加强，以玛纳斯河为主的南部河流的地表径流量在不断减少，输送到河流下游的地表径流日益减少，使河流下游的河床干枯裸露，因而在莫索湾—小拐地区分布有大量干枯的故河道。而在距离石南油田较近的莫索湾地区的北部沙漠地带，沙漠下也覆盖了无数的故河道，从以往的资料表明这些故河道就是早期呼图壁河、塔西河及部分玛纳斯河通向盆地腹地的古河道。由此表明，在莫索湾及其以北地区曾经是南部天山山脉北麓地表径流的汇集地带，当时地表水对该地区地下水的补给是相对强烈的、而且目前来看，这种补给仍有存在的可能。

在石南油田的西侧、北侧，属于白杨河与和布克尔河流域。白杨河从西侧汇流到艾里克湖、和布克尔河从北侧汇入玛纳斯湖，在玛纳斯湖的西侧与北侧形成了白杨河冲洪积扇、和布克尔河冲洪积扇。近一个世纪来，在农业开发与其他人类活动影响下，白杨河及和布克尔河地表径流不能到达玛纳斯湖，玛纳斯湖面的

日渐萎缩使玛纳斯湖到石南地区成为宽阔的荒漠及沙漠地区。本项目所在区域水文地质图见图 5.2.2-1 和区域水文地质柱状图 5.2.2-2。

③地下水类型，含水层及富水特征

评价区位于准噶尔盆地的腹地，玛纳斯湖东侧的隆起区，出露地层岩性多为第三系粉砂岩、细砂岩，局部地段表层覆盖有厚度较小的第四系洪积、风积堆积层。根据地下水赋存条件、水力性质及水利特征，将评价区内地下水划分为第三系碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水，具有双层或多层结构。其中浅层承压水含水层顶板埋深＜50m，含水层为第三系粉砂岩、细砂岩；深部承压水含水层的顶板埋深一般＞100m，含水层岩性为砂岩、砾质砂岩夹薄层砂质泥岩。根据区内已施工的供水井资料，单井涌水量均在 500～1000m^3/d，属于中等富水。地下水矿化度较高，一般在 10g/L 左右。本项目开采油藏层位在地下 1600~2100m 范围内，远超出项目区地下水含水层深度。

④地下水补给、径流、排泄条件

受区域水文地质条件控制，评价区浅层承压水主要接受盆地北部山区、山前冲洪积扇地下水、地表径流垂向渗漏补给，同时向深部承压水进行越流补给。浅层地下水的总体径流方向由东南向西北，浅层承压水的径流强度比深部地下承压水的径流强度要大。深部承压水还可能接受盆地南部补给，无论是来自北部和南部的补给，汇集于此的深部承压水径流速度缓慢，几乎处于滞缓状态。由于气候干燥，浅层的地下水由水平运动转化为垂直运动，大量的消耗、蒸发排泄。

⑤地下水化学特征

由于越靠近盆地的腹地，气候干燥，地下水补给总体上来源匮乏，蒸发浓缩作用强烈，加之径流速度也缓慢，导致其矿化度逐渐升高、地下水质逐渐变差，地下水多为半咸水及咸水。区内地下水水化学特征水平方向上变化很小，但在垂向上，无论是矿化度还是水化学类型均存在一定的变化。在垂向上，地下水化学类型由浅部的 Cl—Na 型过渡到 Cl•SO_4—Na 型；浅层承压水矿化度向深层承压水的矿化度逐渐减，地下水矿化度从＞10000mg/L 变化到 5000～10000mg/L 左右，在石南 21 井区及麦特根哈拉托洛盖一带的浅部地下水矿化度在 10000mg/L 左右，而在陆水 23 号供水井区（井深>400m），矿化度在 7000mg/L 左右。

本区域内有供水意义的水文地质单元极匮乏，属于地下水资源极贫乏区，地

下水的形成严格受到山区地下水和地表水的控制，同时受到大气降水的影响，山区地下水资源类型主要是古生界基岩裂隙水，平原区地下水资源类型主要是松散岩类孔隙水、碎屑岩类孔隙水。井区地下水资源总量为 $2.3187\times10^8m^3/a$，可开采量为 $1.3906\times10^8m^3/a$。地下水的补给主要来源于山区河流渗漏补给、山前侧向渗漏补给、大气降水直接渗入补给以及水库渠系渗漏补给及田间灌溉补给。地下水埋藏深浅不一，贮藏量不均，流向自东南向西北。水质方面基本上是从东南向西北水质由好变差，潜水埋藏较浅，由淡水逐渐变为咸水，矿化度由低到高。

2、生产废水对地下水影响分析

本项目运营期生产废水包括井下作业废水和采出水。

（1）井下作业废水

井下作业废水主要为洗井废水和压裂返排液。井下作业废水严禁直接外排，采用专用废液收集罐收集后运往陆梁集中处理站污水处理系统处理，不会对地下水产生不利影响。

（2）油田采出水回注分析

根据开发方案，本项目采出水进入陆梁集中处理站进行处理，经处理达标后回注油藏，不排入外环境。

根据区域水文地质，陆梁油田区域主要赋存第三系碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水，其中浅层承压水含水层顶板埋深小于 50m，含水层为第三系粉砂岩、细砂岩；深部承压水含水层的顶板埋深一般大于 100m，含水层岩性为砂岩、砾质砂岩夹薄层砂质泥岩。该区块采出水回注层位均在 2500m 以下，采出水回注地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，且回注井在钻井过程中采用表层套管和油层套管，表层套管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，并在油层上下隔层安装管外封隔器，封隔水淹层，在水泥浆中加入增塑剂，提高水泥石抗冲击韧性，防水泥石射孔开裂水窜。采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对潜水所在的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回注水的交换，有效保护地下水层，且处理后的水达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中回注水水质要求，回注条件符合《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中相关要求，正常运行情况下油田注水不会对地下水产生影

响。

3、非正常状态下地下水环境影响分析

运营期非正常状态下，废水污染源主要为油水窜层、井喷、集输管线和压裂返排液储存池废水的泄漏，污染物主要为石油类。

包括油田工程生产过程中，各种环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的油田污染事故；输油、输气管线运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏；油水串层、井喷、集输管道、压裂返排液储存池的泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

（1）集输管道原油泄漏对地下水的影响

一般泄漏于土壤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”。

（2）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。

（3）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。本项目所在区域无潜水层，原油不大可能进入到含水层污染地下水，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，油水窜层污染地下水可能性极小。

（4）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。

（5）事故状态下对地下水影响预测

本次评价针对集输管线、油井井壁破裂泄漏对地下水产生的影响进行预测。

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。

①泄漏源强

➢ 集输管线

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：

$$Q_L = C_d A_r \rho_1 \sqrt{\frac{2(P_1 - P_0)}{\rho_1} + 2gh}$$

式中：Q_L—液体泄漏速率，kg/s；

P—容器内介质压力，KPa，设计压力 1500KPa；

P_0—环境压力，KPa，取 101.325kPa；

C_d—液体泄漏系数，取 0.65；

A—裂口面积，m^2，本评价考虑全管径（100mm）泄露，取 0.00785m^2；

g—重力加速度，9.81m/s^2；

h—裂口之上液位高度，m，在此取 0m；

ρ—泄漏液体密度，kg/m^3，在此取 864kg/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 7.93kg/s，事故应急反应时间为 30min，据此计算液体的泄漏量为 14.28t。管线输送为油水混合物，根据陆 9 井区现状综合含水率 89%，集输管线全管径泄漏最大原油泄漏量为 1.57t，按照表层土壤对污染物截留率 80%计算，进入含水层原油为 0.31t。

➢ 油井井壁破裂发生原油泄漏

本项目单井最大产能为 7.0t/d，泄漏时间取 1h，其原油的泄漏量为 291.7kg。

②预测因子

选取油田特征污染物石油类。石油类检出限 0.01mg/L。由于《地下水质量标准（GB/T14848-2017）》标准中没有对石油类进行说明，本次评价参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准（0.05mg/L）进行设定。

③预测模型

根据《环境影响评价技术导则　地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水

评价等级为二级，含水层的基本参数变化很小，因此可采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动一维水动力弥散瞬时点源模型进行预测。由于单井管线泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

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

式中：x—计算点处的位置坐标；

t—时间(d)；

C(x，t)—t 时刻点 x 处的浓度，g/L；

m—注入的质量，kg；

W—横截面面积，m^2；（取 10）

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)；

π—圆周率；

④参数选取

模型中所需参数及来源见表 5.2.2-1。

表 5.2.2-1 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值	备注
1	U	水流速度	0.33m/d	-
2	n_e	有效孔隙度	0.3	砂岩含水层经验值
3	m	瞬时注入的质量	310kg、291.7kg	计算值
4	t	时间	100d、365d、1000d	-
5	D_L	纵向弥散系数	0.12m^2/d	-

⑤模拟结果

当集输管线发生全管径泄漏、油井井壁破裂发生泄漏时，石油类物质经过 100d、365d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果分别见下表 5.2.2-2、表 5.2.2-3 和图 5.2.2-1~6。

表 5.2.2-2 集输管线发生全管径泄露石油类扩散结果一览表

距离	浓度	距离	浓度	距离	浓度

（m）	（mg/L）	（m）	（mg/L）	（m）	（mg/L）
0	1.18E-09	0	4.79E-36	200	1.36E-15
5	6.79E-07	10	2.53E-30	210	2.49E-13
10	0.000137644	20	4.28E-25	220	3.00E-11
15	0.009852731	30	2.31E-20	230	2.38E-09
20	0.2488663	40	3.98E-16	240	1.25E-07
25	2.218122	50	2.19E-12	250	4.31E-06
30	6.97613	60	3.85E-09	260	9.81E-05
35	7.74201	70	2.16E-06	270	0.001471752
40	3.031815	80	0.000387255	280	0.01455771
45	0.4189495	90	0.02215654	290	0.09492828
50	0.02042822	100	0.4047965	300	0.4080769
55	0.000351487	110	2.361574	310	1.156465
60	2.13E-06	120	4.39943	320	2.160561
65	4.57E-09	130	2.617106	330	2.661
70	3.46E-12	140	0.4971372	340	2.160564
75	9.22E-16	150	0.03015513	350	1.156467
80	8.68E-20	160	0.000584085	360	0.4080782
85	2.88E-24	170	3.61E-06	370	0.0949287
90	3.38E-29	180	7.14E-09	380	0.01455779
95	1.40E-34	190	4.50E-12	390	0.001471762
100	2.04E-40	200	9.06E-16	400	9.81E-05

表 5.2.2-3 油井井壁破裂发生泄露石油类扩散结果一览表

距离（m）	浓度（mg/L）	距离（m）	浓度（mg/L）	距离（m）	浓度（mg/L）
0	1.110612E-09	0	4.506246E-36	200	1.281833E-15
5	6.384726E-07	10	2.384951E-30	210	2.343053E-13
10	0.0001295185	20	4.03064E-25	220	2.823428E-11
15	0.009271102	30	2.175197E-20	230	2.242928E-09
20	0.2341751	40	3.748463E-16	240	1.174622E-07
25	2.087181	50	2.062708E-12	250	4.055314E-06
30	6.564314	60	3.624536E-09	260	9.229859E-05
35	7.284982	70	2.033748E-06	270	0.001384872
40	2.852841	80	0.0003643946	280	0.01369834
45	0.394218	90	0.02084859	290	0.08932445
50	0.0192223	100	0.3809005	300	0.3839872
55	0.0003307379	110	2.222165	310	1.088196
60	2.008042E-06	120	4.139722	320	2.033019
65	4.302008E-09	130	2.462613	330	2.503915
70	3.252218E-12	140	0.4677901	340	2.033021
75	8.675571E-16	150	0.02837501	350	1.088198

80	8.166319E-20	160	0.0005496054	360	0.3839884
85	2.712467E-24	170	3.399351E-06	370	0.08932485
90	3.179161E-29	180	6.713842E-09	380	0.01369842
95	1.314833E-34	190	4.234247E-12	390	0.001384881
100	1.91884E-40	200	8.527296E-16	400	9.229929E-05

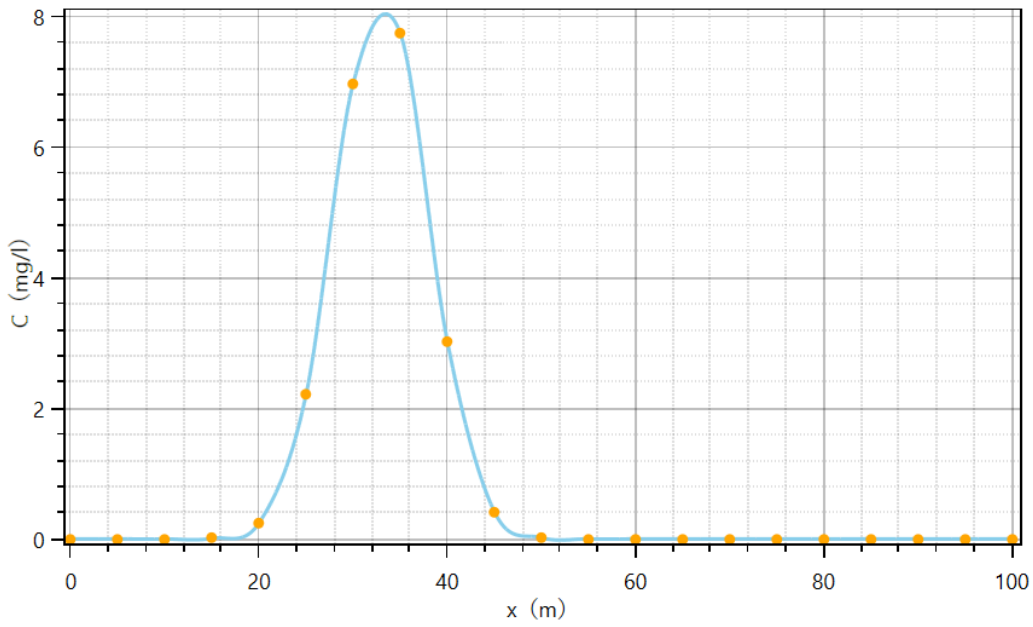


图 5.2.2-1 集输管线发生全管径泄露 100d 扩散结果图

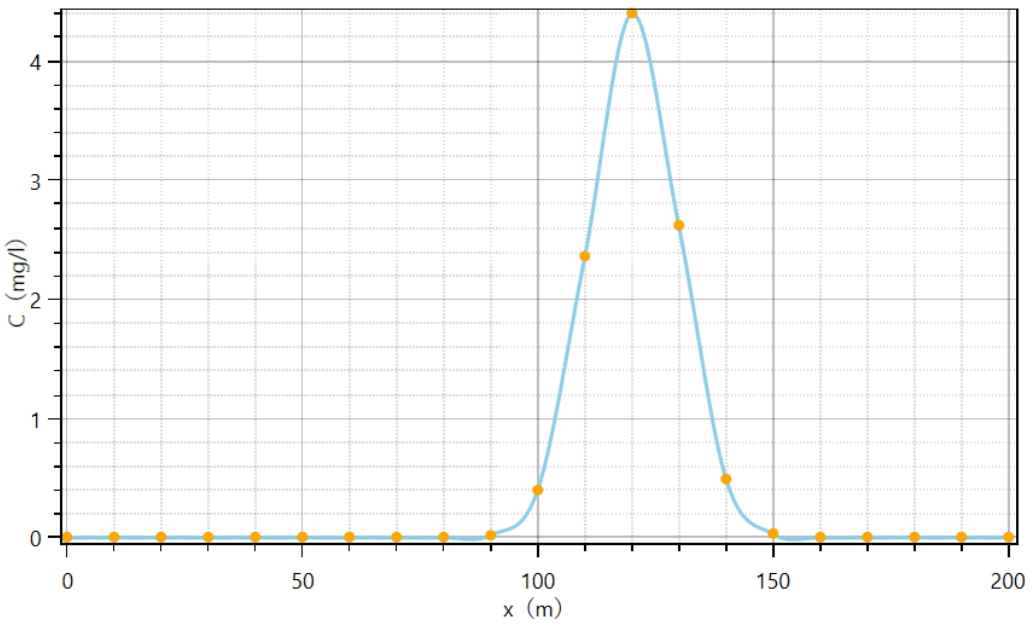


图 5.2.2-2 集输管线发生全管径泄露 365d 扩散结果图

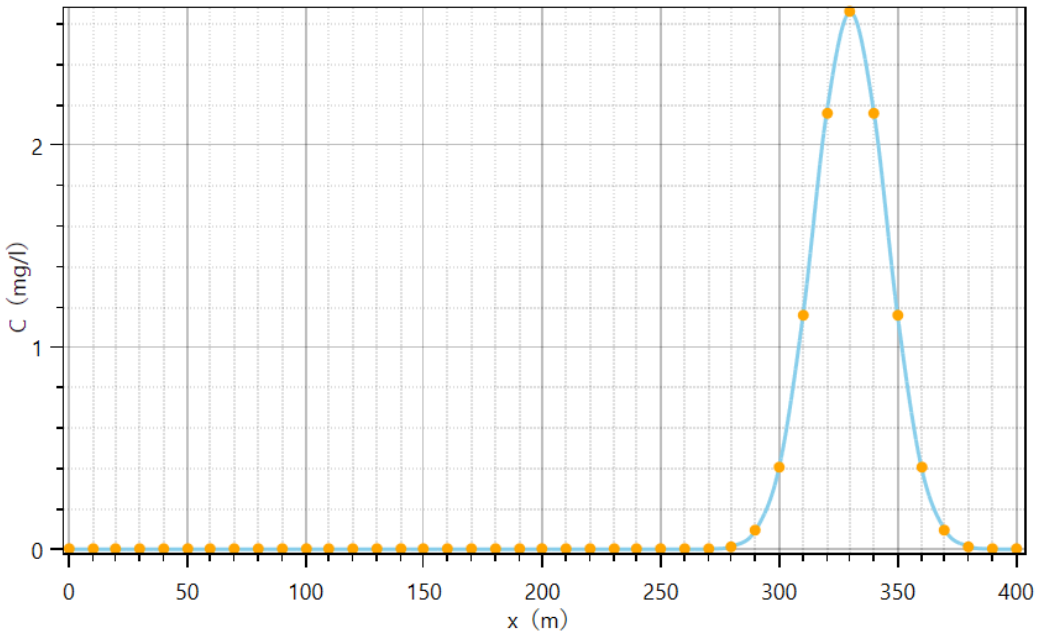


图 5.2.2-3 集输管线发生全管径泄露 1000d 扩散结果图

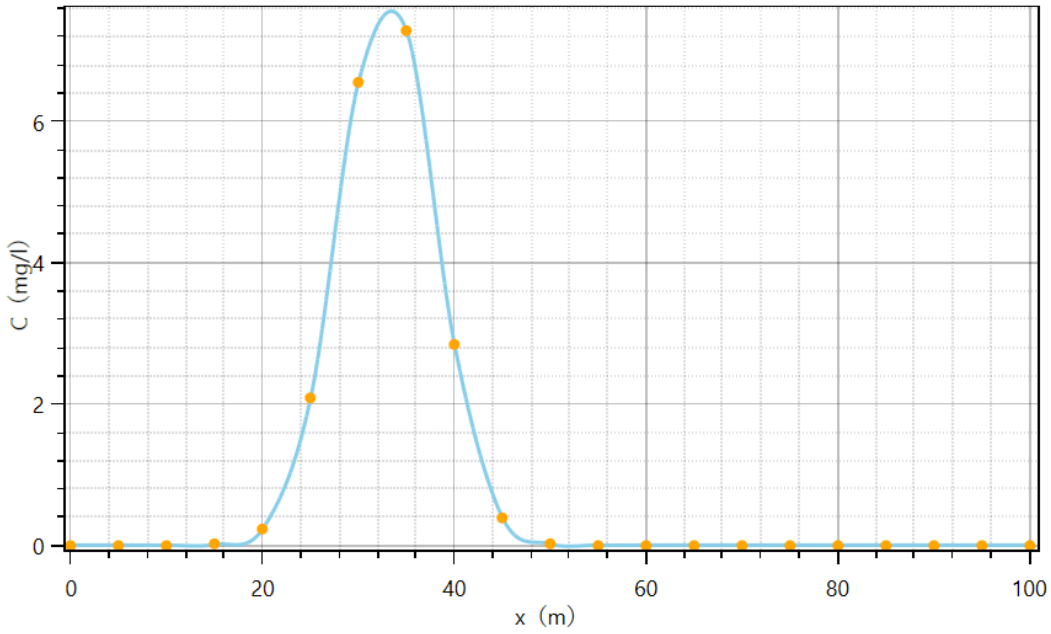


图 5.2.2-4 油井井壁破裂发生泄露 100d 扩散结果图

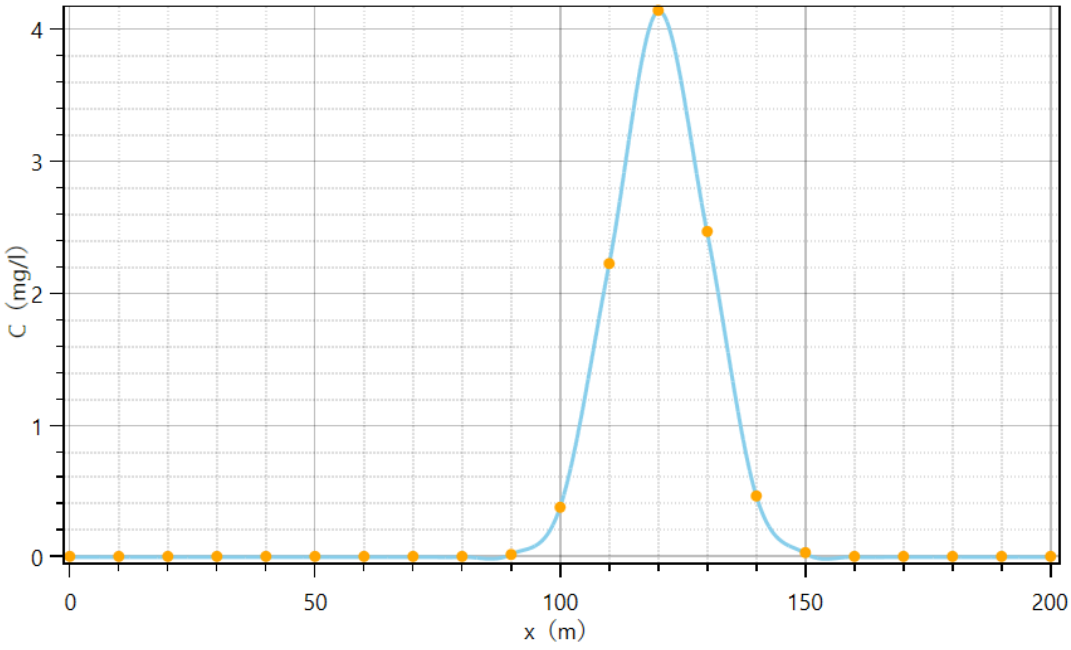


图 5.2.2-5 油井井壁破裂发生泄露 365d 扩散结果图

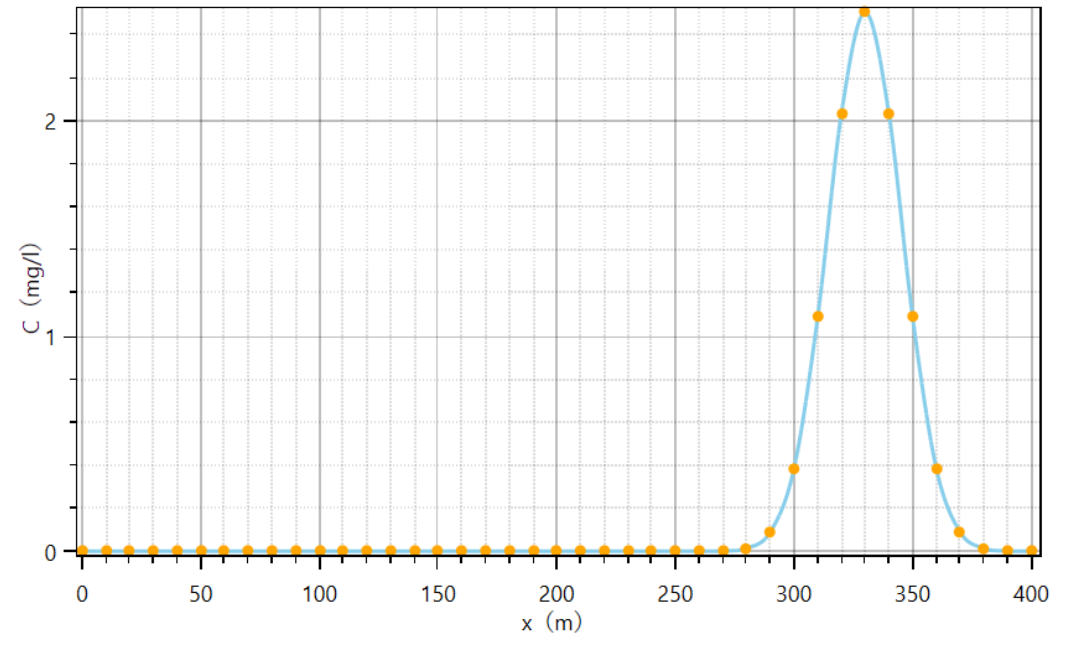


图 5.2.2-6 油井井壁破裂发生泄露 1000d 扩散结果图

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，集输管线发生泄漏和油井破裂发生泄露 100d、365d 和 1000d 后，污染物与进入含水层影响最远距离均约为 45m、140m、370m。

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，009），土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污

染仅限于 20cm 表层，只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm。本项目区域浅层地下水深度在 10m 以下，泄漏的原油进入地下水的可能性很小，且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。因此，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。

5.2.3 声环境影响预测与评价

1、计算公式

本项目运营期噪声源主要为井场中的各类机泵以及井下作业设备噪声。经调查，井场为开放式未设遮挡，计量站设备均在设备间内。故只考虑传播距离引起的衰减，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2009）中所推荐的预测模式，计算式如下：

$$L_A（r）=L_A（r_0）-20\lg（r/r_0）$$

式中：L_A（r）—距声源 r 处的 A 声级；

L_A（r_0）—参考位置 r_0 处的 A 声级；

r—预测点距声源距离，m；

r_0—参考位置距离声源距离，m。

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Ain,i}$，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{in,i}$；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Aout,j}$，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{out,j}$，则预测点的总等效声级按照下列公式进行计算：

$$L_{eqg}=10\lg\left(\frac{1}{T}\right)\left[\sum_{i=1}^{N}t_{in,i}10^{0.1L_{A\ in,i}}+\sum_{j=1}^{M}t_{out,j}10^{0.1L_{A\ out,j}}\right]$$

式中：T—计算等效声级的时间；

N—为室外声源个数；

M—为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级(L_{eq})计算公式：

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

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb}—预测点的背景值，dB(A)。

2、噪声源源强及分布

项目噪声源为井下作业时各类设施，本次评价以单井为例，对运营期井场厂界噪声进行预测。噪声源强在 80～95dB（A）之间，设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施，衰减量按 25dB（A）计，其运行噪声不高于 70dB（A）。项目工程主要噪声源强见表 5.2.3-1。

表 5.2.3-1 项目主要噪声源强至厂界距离

噪声源		各源强叠加后噪声值	基础减震噪声值	厂界方位	噪声源至厂界距离（m）
井场	机泵	93	25	东厂界	25
				南厂界	15
				西厂界	15
				北厂界	25
井场	井下作业（压裂、修井等）	95	25	东厂界	25
				南厂界	15
				西厂界	15
				北厂界	25

3、预测结果

根据以上公式，预测项目建成后厂界四周噪声贡献值见表 5.2.3-2。

表 5.2.3-2 厂界噪声贡献值预测结果（单位：dB（A））

噪声源	预测点位置	贡献值		背景值		预测值		评价标准
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	
井场机泵、井下作业（压裂、修井等）	东厂界	44.2	44.2	41.7	38.5	46.1	45.2	昼间：60 夜间：50
	南厂界	48.6	48.6	41.7	38.5	49.4	49.0	
	西厂界	44.2	44.2	41.7	38.5	46.1	45.2	
	北厂界	48.6	48.6	41.7	38.5	49.4	49.0	

注：本次评价背景值取监测报告中最大值。

由表 5.2.3-2 可知：生产运营期井场正常生产时噪声很小，运营期噪声主要来自井场抽油机泵等产生的噪声，对背景噪声的贡献较小。且本项目位于戈壁荒漠，周边 200m 范围内无固定居民居住，根据上述预测井场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，工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.2.4 固体废物环境影响预测与评价

5.2.4.1 固体废物来源及处置

油田生产过程中产生的固体废物主要是井下作业废液（废压裂返排液、废洗井液）、落地原油和油泥（砂）。

根据《国家危险废物名录》（2021 年版），油田生产运营过程中产生的井下作业废液、落地原油、含油污泥作为废矿物油类，属于危险废物（废物类别 HW08）。

表 5.2.4-1　本项目危险废物具体名录

危险废物名称	废物类别	行业来源	废物代码	危险废物	危险特性
油泥(砂)	HW08 废矿物油与含矿物油废物	石油开采	071-001-08	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	T/I
落地原油		石油开采	071-001-08	石油开采产生的油泥	T/I
废压裂返排液		石油开采辅助工程	900-249-08	其他使用过程中产生的废矿物油	T/I
废洗井废液		石油开采辅助工程	900-249-08	其他使用过程中产生的废矿物油	T/I

（1）井下作业废液

本项目运营期压裂作业和修井作业会产生一定量的废压裂返排液和废洗井液，井下带罐作业，产生的废液通过罐车拉运至陆梁集中处理站修井防渗废液池内收集，上层原油回收进入陆梁集中处理站原油处理系统，中层废水通过泵打回陆梁集中处理站污水处理系统，其处理达标后回注油藏，池内底泥委托有危废处置资质的单位进行处置。此过程可将危废减量化。

（2）落地原油

本项目运营期井下作业、修井作业时会产生落地原油。经调查，井下带罐作业，井口排出物全部进罐，运营期修井作业时用防渗膜铺垫井场，做到原油 100%不落地，一旦落地原油收集后拉运至陆梁油田作业区危险废物临时储存场，达到一定量时委托有危废处置资质单位处置。

井喷、井漏及管线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。原油落地后收集的

原油和受侵染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 废矿物油和含矿物油废物，送至陆梁油田作业区危险废物临时储存场，达到一定量时委托有危废处置资质单位处置，不会对区域环境造成不利影响。

（3）含油污泥

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、砂、水的混合物，陆梁集中处理站含油污泥定期委托有危废处置资质的单位负责转运、接收和无害化处理。

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。

5.2.4.2 危险废物贮存及运输环境影响分析

（1）贮存

含油污泥属于危险废物，收集后暂存于陆梁集中处理站固废暂存场，定期委托有危废处置资质单位处置。井下作业废液（废压裂返排液和废洗井液）采用储罐收集后拉运至陆梁集中处理站防渗废液池，废液池内上层原油和废水回收进入陆梁集中处理站处理，底层含油污泥直接委托有危废处置资质单位处理。

危险废物暂存期间应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）的规定暂存，设立危险废物警示标志，由专人进行管理，做好危险废物进出量及处置记录。定期对危险废物暂存场、废液池防渗层进行检查，发生破损情况及时修复；临时贮存间配备通讯装置、照明设施等应急防护设施。

（2）作业区内运输（内部）

项目区事故状态下的落地油和压裂、修井产生的废液均来自井场。井场产生的危险废物在收集和运输至陆梁集中处理站过程中使用专用车辆及专用容器进行收集，不能与其他物质混装。

针对本项目危险废物运输过程提出以下要求：危险废物内部转运填写《危险废物厂内转运记录表》；危险废物内部转运结束后，应对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物遗失在转运路线上，并对转运工具进行清洗。危险废物转移应遵从《危险废物转移联单管理办法》及其他有关规定的要求。

（3）危险废物委托处置环境影响分析

目前陆梁作业区内危险废物由克拉玛依博达环保生态环境科技有限责任公

司处置，后期本项目危险废物运输和处置委托有危险废物处置资质的第三方单位即可。要求盛装危险废物的容器材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）且完好无损；危险废物在运输过程中采用密闭运输；严格执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求。

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。

5.2.5 土壤环境影响预测与评价

1、正常状况下对土壤环境的影响分析

本项目污染土壤的途径主要为液体物料、废水输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响危害土壤环境。

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

综上，本项目从源头控制液体物料、废水泄露，同时采取可视可控措施，若发生泄露可及时发现，对收集泄漏物的管沟、应急池以及污水处理站池体等采取各项防渗措施，通过采取以上措施，液体物料、废水、废液等进入土壤的量很少，不会对周围土壤环境产生明显影响。

2、非正常状况下对土壤环境的影响分析

（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严重的污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤，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；等查漏发

现后，可能已造成大面积土壤环境的污染。泄漏物进入土壤环境中，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

根据类比调查结果：输油管道泄漏事故发生后，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，影响植被的生长和恢复。在泄漏事故发生的初期，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内部 20cm 左右范围内积聚）。

3、土壤环境影响预测与评价

本项目对土壤环境可能产生的影响主要为输油管线事故状况下破裂造成石油垂直下渗导致土壤污染。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下渗。

（1）预测方法

采用类比分析法进行预测。

（2）情景设定

类比数据来自同类型集输管道在非正常工况下，输油管线事故泄漏情况，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度。

（3）预测因子

污染物预测评价因子为石油类，考虑原油中石油类浓度为 1000mg/L。

（4）预测结果

非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在土壤中的迁移深度较浅。石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

因此运行期须定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运行期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严

格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

4、土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.2.5-1。

表 5.2.5-1 土壤环境影响评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="4">完成情况</td><td>备注</td></tr>
<tr><td rowspan="9">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="4">污染影响型 ☑；生态影响型□；两种兼有□</td><td></td></tr>
<tr><td>土地利用类型</td><td colspan="4">建设用地√；农用地□；未利用地□</td><td>/</td></tr>
<tr><td>占地规模</td><td colspan="4">（0.78）hm^2</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="4">敏感目标（）、方位（）、距离（）</td><td></td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="4">大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；
其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="4">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="4">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>所属土壤环境影响评价类别</td><td colspan="4">I 类☑；II 类□；III 类□；IV 类□</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="4">敏感□；较敏感□；不敏感 ☑</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价工作等级</td><td colspan="4">一级☐；二级√；三级☐</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="5">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="4">a）□；b）□；c）□；d）□；</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="4"></td><td>同附录 C</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td></td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3">点位布置图</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>1</td><td>2</td><td>0~20cm</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>3</td><td>0</td><td>在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="4">GB36600-2018 表 1 中 45 项因子和表 2 中石油烃和 pH 值，共 47 项</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="4">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="4">GB36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="4">各监测点监测因子均满足 GB36600 中筛选值</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="4">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="4">附录 E□；附录 F；其他（类比法）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="4">影响范围（）
影响程度（）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="4">达标结论：a）□；b）□；c）□
不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="4">土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>跟踪监测</td><td>监测点数</td><td colspan="2">监测指标</td><td>监测频次</td><td></td></tr>
</table>

		6	pH、石油烃和挥发酚	1 次/5 年	
	信息公开指标				
评价结论		采取环评提出的措施，影响可接受			
注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。 注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。					

5.2.6 生态环境影响预测与评价

运营期不新增占地，临时占地正在进行自然恢复。施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复。油田生产运营期正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响，但是由于作业区加强对环境保护的宣传工作，员工的环保意识，特别是对野生动物的保护意识不断加强，对野生动物不会产生太大影响。

5.3 闭井期环境影响分析

闭井期内，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，大气污染物、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

闭井期的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、井口建设封井水泥台、井场清理等。在此过程中，将会产生少量扬尘、混凝土养护废水、部分废弃管线、废弃建筑垃圾等，项目所在区域蒸发量较大，混凝土养护用水量较少，产生的混凝土养护废水产生较小，不会形成地表径流，主要靠自然蒸发，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

闭井期各注水井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染，闭井期对地下水环境没有不良影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的井架及配套设施被清理，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，站场及其他占地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。

6 环境风险评价

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在潜在危险、有害因素，建设项目建设和运营期间可能发生的突发性事故，引起有毒有害、易燃易爆等物质泄漏、爆炸和火灾等，所造成的人生安全和环境影响损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故频率、损失和环境影响达到可以接受水平。环境风险评价的重点为对事故引起的厂界外人群的伤害、环境质量的恶化及生态系统的预测和防护。

本次评价根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）、《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）、《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）和《油气输送管道风险评价导则》（SY/T6859-2012）对本项目进行环境风险评价，以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

6.1 风险调查

6.1.1 风险源调查

本项目涉及的危险物质主要是石油、柴油和石油气（天然气）气体及井下作业废液等。

钻井期石油仅在井喷时产生，当发生井喷时，井下气体通过放喷管道至放喷池内燃放，故井场不存在该物质。钻井期单井井场设有柴油罐（20m^3），预计柴油最大储存量约为 16.7t。

运营期风险物质根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C.1.1，项目单井管线（DN50）2.4km，集输支线（DN100）0.2km，原油密度 0.8741t/m^3（以 $K_1h_2^4$ 油藏计算），原油充满管线情况下最大存在量约为 6.3t。区域汽油比约为 80m^3/t，天然气密度取 0.630kg/m^3（以 $K_1h_1^{3-2}$～$K_1h_1^{4-2}$ 油藏计算），则管线内天然气最大存在量为 0.32t。井下作业井场最多设 4 座方罐（21m^3/座）用于储存废压裂返排液或洗井废液。

6.1.2 环境敏感目标调查

本项目所在区域为戈壁地区，干旱少雨，评价范围内无地表水体。当物料发生泄漏时应保护区域内土壤和地下水环境质量维持现有状况，不因本项目的风险事故而发生较大变化。项目区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。项目区周边主要分布的环境敏感目标为项目区占地范围外的梭梭、白梭梭等以及位于项目区西南侧的陆梁公寓。

6.2 环境风险潜势、评价等级、评价范围

6.2.1 环境风险潜势

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。

本项目 Q 值确定详见下表 6.2.1-1。

表 6.2.1-1 项目涉及危险物质 q/Q 值计算表（单位：t）

序号	物质名称	CAS 号	临界量 Q_n	最大储存量 q_n	Q	备注
1	柴油	/	2500	16.7	0.007	钻井井场
2	硫化氢	7783-06-4	2.5	0	0	钻井期井喷可能会产生
3	天然气①	74-82-8	10	0	0	钻井期井喷可能会产生
4	油类物质	/	2500	6.3	0.003	运营期油气输送管网
5	天然气①	74-82-8	10	0.32	0.032	运营期油气输送管网
6	井下作业废液②	/	2500	84	0.034	运营期产生的压裂返排液、洗井废液
合计					0.076	/

注：①本项目评价过程天然气以“甲烷”计；②井下作业废液（压裂返排液、洗井废液）属于含矿物油类危险废物，本次评价过程参照油类物质的临界量。

由上表计算可知，本项目 Q 值为 0.076。

6.2.2 评价等级

由上可知本项目 Q 值为 0.076，小于 1，环境风险潜势为Ⅰ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，对环境风险进行简单分析，评价的基本内容主要包括风险调查、环境敏感目标概况、环境风险识别、环境风险分析、环境风险防范措施及应急要求、分析结论等。具体的各环境要素风险评价内容如下表所示。

表 6.2.2-1 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

6.2.3 评价范围

本项目风险评价等级为简单分析，不设环境风险评价范围。

6.3 环境风险识别

6.3.1 物质危险性识别

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）识别出本项目危险物质主要为施工期柴油，运营期油气集输管道中原油和天然气，发生火灾事故下产生的一氧化碳等，具体危险物质的理化性质详见下表。

（1）天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态经外，还有少量二氧化碳、氮气等非怪气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 6.3.1-1。

表 6.3.1-1 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分	甲烷		
	分子式	CH_4	分子量	16.05
危险特性	【危险性类别】 第 2.1 类易燃气体。侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加			

	速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 【环境危害】对环境有害。 【燃爆危险】易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	【皮肤接触】如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38℃~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	【危险特性】易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。 【有害燃烧产物】一氧化碳。 【灭火方法】用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。 储存注意事项:钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，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。			
操作处置与储存	【操作注意事项】密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。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。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。			
接触控制/个体防护	【工程控制】生产过程密闭，全面通风。 【呼吸系统防护】一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具(半面罩）。 【眼睛防护】一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 【身体防护】穿防静电工作服。 【手防护】戴一般作业防护手套。 【其他防护】工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃

	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-161.4℃） 相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5~15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LC_{50}：50%(小鼠吸入，2h)。 LD_{50}：无资料。			
生态学资料	【其它有害作用】温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	【废弃物性质】危险废物。废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	【运输注意事项】采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。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。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源.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。			

（2）原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 6.3.1-2。

表 6.3.1-2 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	原油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C_5 至 C_{11+}烃类的混合物，并含有少量的大于 C_8 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃之间，挥发性好。 【主要用途】 是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 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。

	【健康危害】 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。
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。
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：迅速脱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。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。 【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。

（3）柴油

柴油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 6.3.1-3。

表 6.3.1-3 柴油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆

理化特性	液体，淡棕色，特殊气味，燃点：200~400 闪火点：>61.5，水白色至淡黄色流动性油性液体，特殊气味，易发挥。
危险特性	其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应。 若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。
健康危害	吸入：燃烧时的气体会导致呼吸疼痛及引起昏睡。 误食：会造成肠胃疼痛，引起恶心，呕吐，并可造成肺炎。 眼睛、皮肤接触：造成眼睛疼痛，会造成皮肤剧痛。 灭火时可能遭遇之特殊危害：碳化氢及二氧化碳的毒性气体形成，所产生的废气会造成中毒。
灭火措施	适用灭火剂：干粉、雾状水、二氧化碳、泡沫、砂土。 特殊灭火程序：当其浓度过高使所处环境之含氧量高于 23%时会有爆炸危害。如果可行，将钢瓶移出火灾区或使用水雾冷却，抢救人员需著 SCBA。
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。眼睛接触：提起眼险，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：尽快彻底洗胃。就医。
泄露应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿一般作业工作服。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用活性炭或其它惰性材料吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。
操作处置与存储	【操作注意事项】密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，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中。避免与氧化剂、卤素接触。充装要控制流速，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。 【储存注意事项】储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。应与氧化剂、卤素分开存放，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。
运输信息	运输前应先检查包装容器是否完整、密封，运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不提坏。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、卤素、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。运输车船必须彻底清洗、消毒，否则不得装运其它物品。船运时，配装位置应远离卧室、厨房，并与机舱、电源、火源等部位隔离。公路运输时要按规定路线行驶。

（4）一氧化碳（火灾事故下）

一氧化碳理化性质、危险危害特性及防护措施见表 6.3.1-4。

表 6.3.1-4 一氧化碳理化性质、危险危害特性及防护措施表

危险特性	【健康】一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%;中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、颓躁、步态不稳、浅至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%;重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增虽、频繁抽搐、大小便失禁、休克、肺水肿、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。部分患者昏迷苏醒后，约经 2~60 天的症状绥解期后，又可能出现迟发性脑病，以意识精神障碍、锥体系或锥体外系损害为主。 【环境危害】对环境有害。 【燃爆危险】易燃。			
急救措施	【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	【危险特性】易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。 【有害燃烧产物】二氧化碳。 【灭火方法】切断气源。若不能切新气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。			
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即隔离 150m,严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以用管路导至炉中、凹地焚之。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。			
操作处置与储存	【操作注意事项】严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。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），穿防静电工作服。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空中。避免与氧化剂、碱类接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	沸点	-191.4℃
	引燃温度	610℃	闪点	＜-50℃
	熔点	-199.1℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、苯等
	密度	相对密度（水=1）：0.79	稳定性	稳定
	爆炸极限	12.5~74.2%（V%）		
毒理学资料	LC_{50}：2069mg/m³ (大鼠吸入，4h)。 LD_{50}：无资料。			

6.3.2 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、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。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、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油气泄漏，事故发生时会有大量的油气溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油气遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

6.3.3 环境风险类型及危害识别

1、环境风险类型识别

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）中毒危险性

天然气中甲烷、乙烷属于单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其他组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。发生井喷、管道泄漏事故时可能造成烃类气体的蔓延，造成窒息的危险。

（2）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。

（3）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。此外，本工程中的二氧化碳注入管道、泡沫剂注入管道和注汽管道均为高压设施，最高工作压力可达到 7MPa 以上，如果系统不畅造成超压，或因材质缺陷、制造质量差，以及安全阀失灵等，可能发生物理爆炸。

（4）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。

（5）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。

2、有毒有害物质扩散途径识别

本项目在生产作业过程中涉及到的物料主要为原油和天然气，各物料在采油（气）、集输、处理过程中具有温度高、压力大、操作条件要求苛刻等特点，在外界因素的破坏下，生产和输送设施具有发生物料泄漏、火灾、爆炸等突发性风险事故的可能性。发生泄漏的油气可通过地表土壤下渗，随着扩散程度存在污染地下水的可能性；如泄漏物质遇到明火，造成火灾或爆炸，产生的次生污染（CO、烟尘）存在污染局部环境空气质量的可能性。

6.3.4 环境风险识别结果

本项目环境风险识别结果如下表 6.3.4-1 所示。

表 6.3.4-1 环境风险识别结果表

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
集输管线	管道	石油、天然气、一氧化碳等	泄露	扩散、漫流、渗透、吸收	大气、地下水、土壤等
			火灾、爆炸引发次/伴生	扩散	井区工作人员等

柴油储罐	储罐	柴油、一氧化碳等	泄露	扩散、漫流、渗透、吸收	大气、地下水、土壤等
			火灾、爆炸引发次/伴生	扩散	井区工作人员等
井场	采油井	原油、天然气等	泄露（井喷、串层等）	扩散、吸收	井区工作人员、大气、土壤、地下水等

6.4 环境风险分析

6.4.1 对大气环境的危害

1、集输管线泄露分析

施工期柴油储罐或运营期油气集输管线发生泄漏事故后，柴油/原油进入环境中，其中挥发的 NMHC 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。由于项目区地域空旷，无敏感点分布，大气扩散条件较好，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。

2、井喷事故分析

钻井过程中，当地层与井眼的系统压力平衡遭到破坏，地层流体失去井筒喷出地面，即发生井喷。对于可能发生的井喷情况，若无法借助井控设备采用常规方法对天然气进行有效控制，则出现敞喷势态，即井喷失控。井喷失控一方面将导致大量的天然气资源受到严重破坏；另一方面，当天然气在空气中浓度达到爆炸极限，遇火便会发生爆炸、燃烧，酿成火灾，造成人员伤亡，污染自然环境。因此，井喷危害主要表现为：井喷失控喷射出的天然气遇火燃烧爆炸，造成冲击波和热辐射伤人，并对周围环境造成影响。

天然气主要成分为甲烷，硫化氢检测浓度小于 10ppm。由于甲烷摩尔质量 14 低于空气 29，属于轻质气体，随着时间的推移，扩散到空气中的甲烷会迅速上浮，不会在地面形成稳定气团，不会对居民的健康、生命造成影响，但有突出的温室效应。

根据调查，项目 500m 范围内无居民点，符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2004）：发生井喷时，立即启动井控装置和防止井喷的应急预案，井喷产生的原油排至应急放喷池中，伴生气从管线另一端导入放散管点燃放空。天然气从井口喷出后有自动点火装置，若井场自动点火装置失灵，也可以用点火枪远距离实施点火；从井涌至井喷至少要 20min，足够周边工作人员安全撤离。

油田采取严格的井控制度和井控措施，井喷溢流的原油和逸散的天然气可以得到很好的控制和处理。

此外，钻井施工过程中在临时占地范围四周设置围栏，非施工作业人员禁止出入，井场周边野生动物因施工作业噪声影响，不会出现在井场附近，若发生井喷事故对野生动物影响极小。

3、火灾、爆炸事故分析

火灾、爆炸事故出现的频率较低，但其危害性较大，一旦出现瞬间即可完成，并且很难进行补救和应急，其后果十分严重。施工期柴油储罐或者集输管线中油气泄露后遇到明火发生火灾、爆炸时，主要产生二氧化碳和少量的一氧化碳。通过类比，发生火灾、爆炸对人体可能造成生命危险的范围是距源约 200 m 范围内。项目区地域空旷，无敏感点分布，大气扩散条件较好，发生事故后，周边非工作人员应尽快撤离，有专业人员采取相应的灭火措施后不会对周围环境空气产生明显影响。

6.4.2 对水环境的危害

本项目周边无地表水，本次评价仅考虑对地下水环境的危害。

1、集输管线泄露分析

本项目属油藏开发项目，事故状态对地下水的影响主要表现在油水混输管线的泄漏。根据《陆 9 井区呼图壁河组油藏 2022 年水平井地面工程》设计方案，集输管线敷设在地表以下 1.8m，只有发生泄漏事故才有可能影响到地下水。

一般泄漏于土体中的液态物质可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。通常管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征、含水率及地下水位埋深等因素。

（1）原油采出水对地下水的影响

当采出水连续进入土壤包气带时，如果忽略包气带的持水作用及对污染物的滞留作用和净化作用，采出水在 14d 可到达地下水浅水含水层。因此建设单位需加强管线的巡检工作，一旦发现管线穿刺等问题立即关闭进出阀门，及时对管线进行修补，随后对污染土壤进行挖除，以减少采出水下渗对区域地下水的影响。

（2）石油类对地下水的影响

各种土壤的不同土层对石油类均有着吸附能力。石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0～20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。所以油品泄漏将迅速沿土壤下渗，到达紧实层后下渗缓慢，影响地下水的可能性不大。在事故发生后，建设单位会组织专门力量进行污染物的清除工作，会在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下浅水的可能性较小。

总之，做好管线安全监测及处理泄漏事故的应急方案是减少污染物排放、保护土壤和地下水环境的最佳方法。在管线泄漏事故状态下若能尽快关闭进出阀门，缩短油品泄漏时间，则可大大减少油品泄漏量，将事故状态下原油及采出水泄漏对地下水环境的影响控制在最小程度。

2、钻井井漏事故分析

井漏事故对地下水的污染是钻井液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，造成地下含水层水质污染。

钻井液漏失于地下含水层其径流型污染的范围不大，主要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）固井变径后，继续钻井数百米到达目的层。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，均有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使钻井液在高压循环的过程中，从破坏处进入含水层污染地下水。此外，钻井液从固井环状水泥柱破裂处进入含水层，会对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。因此，使用清洁无害的水基钻井液，严格控制使用有毒有害钻井液及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度、确保固井质量等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，井漏事故对地下水环境的影响在可接受范围内。

3、钻井油水串层分析

钻井完井后试油过程中原油窜层污染的主要原因是：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。

报废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，封堵井口后，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，但原油仍有进入含水层污染地下水的可能，评价区内的井应确保生产井的固井质量，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。

采取上述措施后，油水窜层对地下水环境的影响在可接受范围内。

6.4.3 对土壤环境的危害

1、集输管线泄露分析

油品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下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，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。泄漏到土壤中的原油对环境的污染将受到物理分散作用的影响。原油沿土壤表面横向散开会增大污染面积，但同时将有助于低分子量的烃类挥发。由重力和毛细管力引起的垂直渗透作用会妨碍蒸发，减少生物降解的可利用养分，而且可能引起地下水的污染。

本项目集油管道油品泄漏事故状态下，相当于向土壤中直接注入原油。泄漏的原油进入土壤中后，会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。直观的管道油品泄漏，若不及时处理，会在短时间内导致泄漏区域的大面积污染，而当小量的隐性泄漏发生时，在泄漏初期由于泄漏的油量少而不易被发现，等查漏发现后，往往已造成大面积污染，所以，需要加强集输管道的检测，及时避免这一类小量的隐性泄漏事故。

2、井下作业事故污染分析

若本项目井下作业时产生井下作业废水（含油废水）及油品若不慎滴落在地，含油废水和落地油会对周围土壤产生污染。落地油量越大污染面积越大，对土壤的污染越严重。泄漏物进入土壤环境中，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

根据类比调查结果：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，影响植被的生长和恢复。在泄漏事故发生的初期，

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内部 20cm 左右范围内积聚）。

建设单位井下带罐作业，作业区域铺设防渗膜防止井下作业废水和原油落地，若不慎落地应及时收集落地油及受污染土壤，交由有危废处置资质的单位处理。

6.4.4 对生态环境的危害

1、集输管线泄露分析

集输管线泄漏的油品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。另外，如果原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对事故区附近的植被将产生灾害性影响。

（1）接触毒性危害

接触毒性主要是低沸点烃类物质对植物细胞的类脂膜结构的溶解作用，每类化合物的毒性都随着分子极性的增大而增大，随着分子量的增大而减小。油品低沸点组分较易通过蒸发和淋滤从潮湿但排水良好土壤中的生物活性表层中清除掉，所以这些组分的影响是短期的。油类物质中的低沸点成分对植物嫩芽和根系的脆弱部分有很大的接触毒性，但对乔木和灌木的木质部分影响很小。

（2）间接有害影响

土壤中油类物质污染对植被的间接影响一般为植物根系中氧缺乏（因为烃被微生物降解时消耗了土壤中的氧）。这种缺氧条件可促使生物产生对植物有害的化合物，微生物还要与植物竞争无机养分。油品组分也会改变土壤的物理结构，降低其储存水分和空气的能力。所有这些不利影响既可以立即表现出来，也可在污染油被生物降解时表现出来。中等规模的油品类泄漏，其生物降解一旦结束，上述不利影响就会消失，这是因为土壤的有机质和结合氮都有所增加的缘故。

6.5 环境风险防范措施和应急要求

6.5.1 风险事故防范措施

1、井喷预防措施

虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但在预防措施上还应切实做好防止井喷的落实工作。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

（1）在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，且在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井喷发生。

（2）起下钻时，当发现井内液体流出，而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流体流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突然发生井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板。如果不下过钻铤，则可用万能防喷器关井。当钻头从井眼中起出后发现井内液体流出时，要立即关闭全封闭闸板。

（3）作业班应按钻进、起下钻杆、起下钻铤和空井发生溢流四种工况，按“逢五逢十”防喷演习制度进行防喷演习。作业班每月不少于一次不同工况的防喷演习。二开前应进行四种工况的防喷演习。换班人员应在第一次提下钻作业中进行四种工况的防喷演习，演习不合格不得进行下步作业。

2、钻井、井下作业事故防范措施

（1）在生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

（2）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。在油层钻进过程中，每班进行一次防喷操作演习。

（3）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。

（4）在井架、井场路口等处设风向标，发生事故时人员迅速向上风向疏散。

（5）按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

（6）钻开目的层后提下钻操作要平稳，减小井底压力激动，避免井漏及井喷事故发生。快速钻穿目的层，提高裸眼井段电测一次成功率，快速完井。

（7）钻井、井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地油产生，而泄漏物料和落地原油应及时回收、妥善处置。

3、集输系统风险防范措施

（1）施工阶段的事故防范措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

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

③建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

④按施工验收规范进行水压及密闭性试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

⑤选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

（2）运行阶段的事故防范措施

①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。

②加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

③定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

④定期检查管道安全保护系统，在发生泄漏事故时能够及时处理。

⑤加大巡线频率，提高巡线有效性，发现对管道安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告。

⑥按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

⑦完善各井场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

（3）管理措施

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

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥提高管道巡检人员技术水平，细化巡检范围和职责，确保巡检通讯畅通，在及时发现管道事故隐患的同时能够迅速采取措施减少或避免事故隐患发生。

⑦对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

（4）H_2S 的防范措施

依据该井区原油及天然气理化性质，不含硫化氢，但仍应做好硫化氢监测和防范工作。施工井队应配至少 3 套的便携式硫化氢监测仪，做好硫化氢检测工作，制定防硫化氢应急预案。在井场大门口、钻台、振动筛、坐岗房、防喷器液控房等五处设立风向标（风袋、风飘带、风旗或其它适用的装置），并在不同方向上划定两个紧急集合点，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向疏散。当监测到硫化氢浓度大于 15mg/m^3（10ppm）时，立即按照含硫油气井作业规定配置硫化氢监测仪、正压式呼吸器等设施，按照《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T5087-2005）标准规定执行。

（5）压裂液、废洗井液泄漏事故风险防范措施

采用质量合格的压裂液罐和废液收集罐。加强日常管理，对压裂液罐和废液收集罐采取监控设施，做好罐体防腐防漏工作，严防压裂液罐和废液收集罐泄漏。

6.5.2 应急处置要求

1、井喷事故

一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井喷；最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收原油。事故处理中要有专人负责，管好电源、火源，以免火灾发生。井喷时，需要对井喷的油泥等污染物进行收集处理，运送到专门的固体废物处理场进行处理。

事故状态下泄漏的落地油 100%进行回收，收集后拉运至陆梁油田作业区危险废物临时储存场，达到一定量时委托有危废处置资质单位处置。

2、油气泄漏

（1）发现管线、阀门、法兰等泄漏，应立即佩戴安全防护装备对泄漏点进行紧固或带压非焊堵漏，并立即切断油气来源。容器内部有压力时，对于容器和其连接的进出口管线、接口和第一道阀以内，不得进行修理、焊接、紧固，特殊情况需要带压紧固等必须由使用单位经现场评价后制定检修方案和应急方案，现场请示应急指挥小组并落实好安全措施后，方可作业。

（2）泄漏事故发生时，在岗人员必须佩戴正压呼吸器及安全防护装备，划定危险区域。

（3）若泄漏量很大，工艺操作人员迅速切断泄漏点，不能切断的要采取停车工艺处理。

（4）事故发生后，应根据现场实际状况和风向划定警戒区域，用警戒绳圈定，警戒线内人员必须都佩戴安全防护用具。

（5）严重泄漏事故岗位人员应立即向厂调度及消防队、急救中心等部门报警求救，同时通知临近事故点人员进行必要的防护和撤离。

（6）单井罐一旦发生原油泄漏事故，应利用接转站配备的消防砂、消防锹等设施迅速构筑围堰，再用防爆泵将原油转移至事故罐内，迅速将污染的土壤和砂土收集起来，转移到安全地带，最终交由有资质单位进行无害化处置。

3、火灾、爆炸事故

（1）火灾爆炸发生后，岗位人员报火警（119），并及时向生产调度报告，生产调度报告应急小组指挥部领导，并向毗邻单位提出安全防范要求。

（2）值班调度电话通知应急救援组织机构组长，应急救援组织机构启动应急救援预案，迅速拉响火警报警器。

（3）事故点当班负责人立即通知停止输油、输气、卸油等相关操作，只有在消防人员的保护下才能进行转、倒油等工艺处理。

（4）设置警戒区域，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾或爆炸而造成不必要的损失和伤亡。

（5）进入现场的人员必须佩带或使用安全防护装备和穿好防火服。

（6）组织环保分析专业人员负责对各个重点部位土壤、环境空气进行实时监测，及时上报检测结果，方便应急小组决策。

6.5.3 应急预案

根据属地管理原则，按照有关法律法规，参与相关单位及当地政府相关的管理部门应形成综合应急体系，形成联动。项目投产前有开发公司管理，应按照《中国石油新疆油田分公司开发公司突发环境事件应急预案》（塔城地区备案：654200-2020-036-L）及其各专项应急预案执行。项目投产后纳入陆梁作业区应急管理体系，按照《陆梁油田作业区突发环境事件专项应急预案》及其他专项应急预案执行，建设单位上下级形成应急联动，及时通知相关机构和当地政府部门；视事故地点、规模、危害等，启动相应的应急预案，形成群防群治的应急联动机制，依靠各方的力量，将事故造成的危害降低到最低程度。本评价要求建设单位应该按照突发环境事件应急预案管理暂行办法，每三年至少修订一次应急预案并备案。

6.6 结论

本项目设计中严格执行各种安全标准、规范，采取完善的安全措施，可有效地防止火灾、爆炸、泄漏、井喷等事故的发生。本项目的环境风险在可接受范围之内。

本项目环境风险评价等级为简单分析，项目环境风险自查见表 6.6-1。

表 6.6-1 建设项目环境风险评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="7">对项目进行环境风险调查与评价，并提出相应的预防与应急处置措施。</td></tr>
<tr><td rowspan="8">风险调查</td><td rowspan="2">危险物质</td><td>名称</td><td>石油</td><td>天然气</td><td>柴油</td><td>井下作业废液</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>最大存在量</td><td>6.3t</td><td>0.32t</td><td>16.7t</td><td>84t</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td rowspan="6">环境敏感性</td><td rowspan="2">大气</td><td colspan="5">500m 范围内人口数 10 人</td><td colspan="2">5km 范围内人口数 520 人</td></tr>
<tr><td colspan="7">每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大） 30 人</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地表水</td><td>地表水功能敏感性</td><td colspan="3">F1 □</td><td>F2 □</td><td>F3 □</td></tr>
<tr><td>环境敏感目标分级</td><td colspan="3">S1 □</td><td>S2 □</td><td>S3 □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td>地下水功能敏感性</td><td colspan="3">G1 □</td><td>G2 □</td><td>G3 □</td></tr>
<tr><td>包气带防污性能</td><td colspan="3">D1 □</td><td>D2 □</td><td>D3 □</td></tr>
<tr><td colspan="2">物质及工艺系统危险性</td><td>Q 值</td><td>Q＜1☑</td><td colspan="3">1≤Q＜10 □</td><td>10≤Q＜100 □</td><td>Q＞100 □</td></tr>
</table>

	M 值	M1 □	M2 □	M3 □	M4 □	
	P 值	P1 □	P2 □	P3 □	P4 □	
环境敏感程度	大气	E1 □	E2 □	E3□		
	地表水	E1 □	E2 □	E3 □		
	地下水	E1 □	E2 □	E3 □		
环境风险潜势	IV^+□	IV □	III □	II □	I☑	
评价等级	一级□		二级□	三级□	简单分析☑	
风险识别	物质危险性	有毒有害☑		易燃易爆☑		
	环境风险类型	泄露☑		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放☑		
	影响途径	大气☑		地表水□	地下水☑	
事故情形分析	源强设定方法	计算法□		经验估算法□	其他估算法□	
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB □	AFTOX □	其他□	
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围____m			
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围____m			
	地表水	最近环境敏感目标_____，到达时间_____h				
	地下水	下游厂区边界到达时间_____d				
		最近环境敏感目标_____，到达时间_____d				
重点风险防范措施	安装防喷器和控制装置					
评价结论与建议	本项目无重大危险源，在风险防范措施和应急预案落实到位后，环境风险处于可接受水平					

项目环境风险简单分析内容表见表 6.6-2。

表 6.6-2 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	陆 9 井区呼图壁河组油藏 2022 年水平井开发工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区	塔城地区	和布克赛尔蒙古自治县	
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	分布于井场的集输管线			
环境影响途径及危害后果（大气、地下水）	钻井井喷，如控制不当甚至发生火灾、爆炸等事故，若遇明火，引发的火灾事故。			
风险防范措施要求	（1）钻井过程中钻井队要认真做好地层孔隙压力监测； （2）钻井液性能符合钻井设计要求，特别是钻井液密度必须在设计范围内； （3）起钻过程中，要严格控制起钻速度； （4）钻进中发生井漏应将钻具提离井底、方钻杆提出转盘，以便关井观察；			

	（5）固井作业时不得拆除防喷器，应配套微变径闸板、换与套管直径相匹配的闸板或在钻台配备套管螺纹和防喷钻杆相匹配的接头； （6）井场钻井设备的布局要考虑防火的安全要求； （7）井场内严禁吸烟和动用明火，应有明显的防火标志； （8）制定应急操作规程。
填表说明	无。

7 环境保护措施及其可行性论证

7.1 大气环境保护措施

7.1.1 施工期

1、钻井工程

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《普通柴油》（GB252-2015）标准的柴油，定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）中的标准要求。

2、地面施工

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）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；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度＜40km/h）。

（2）粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖。

（3）优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

（4）施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

7.1.2 运营期

（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）在油气集输过程中，为减轻烃类的排放，油田开发采用管道密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。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。在采取上述措施后，井场 NMHC 的厂界无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）

中周界外浓度最高点浓度限值要求。

（4）油气田采出水、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。

（5）设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作。

（6）场站边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m^3。

上述密闭集输有效抑制非甲烷总烃挥发，在油田应用广泛，经济可行。

7.1.3 闭井期

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洒水降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散。

7.2 水环境保护措施

7.2.1 施工期

1、钻井过程地下水防护措施

施工期钻井液不落地设备分离出的液相全部回用于钻井。由于本项目采油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，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的污染物不与区域水体发生水力联系，同时对产生的污染物排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域地下水产生影响。本项目区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。综上所述，正常生产状况下，油田钻井期废水对地下水环境不会产生不利影响。

2、管道试压废水

管线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。

3、生活污水

施工期井场不单独设置施工营地，施工人员生活污水均依托陆梁公寓生活污水处理系统进行处理，达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）中一级 A 标准后，夏季用于生活区绿化，冬季排入储水池。

4、井喷地下水保护措施

虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但应切实做好防止井喷的落实工作。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

（1）制定具体井控措施及防止井喷预案。

（2）开钻前由建设方地质监督或受委托的相关单位地质员，对相应的停注、泄压等措施进行检查（检查结果记录在井队井控专用本上）落实，直到相应层位套管固井候凝完为止。

（3）钻井液密度及其它性能符合设计要求，并按设计要求储备压井液、加重剂、堵漏材料和其它处理剂，对储备加重钻井液定期循环处理，防止沉淀。

（4）送至井场的防喷器有试压曲线和试压合格证。安装防喷器前要检查闸板心尺寸是否与使用钻杆尺寸相符，液控系统功能是否齐全、可靠，液控管线有无刺漏现象。

（5）钻开油、气层后，每次起下钻（活动时间间隔超过 5d）对闸板防喷器及手动锁紧装置开关活动一次，定期对井控装置进行试压。

（6）测井、固井、完井等作业时，要严格执行安全操作规程和井控措施，避免发生井下复杂情况和井喷失控事故。

（7）要严格控制提下钻速度，防止抽汲压力过大造成井涌、井喷，激动压力过大造成井漏。提钻按规定灌好钻井液，下钻过程中注意观察井口返出钻井液情况并安排中间洗井，起下钻过程中操作要连续，减少钻具静止时间。

（8）要求做好固井前的通井、循环钻井液、调整钻井液性能等工作。控制下套管速度，以防憋漏地层。

（9）下套管要操作平稳，严禁猛刹、猛放，防止溜钻、顿钻，按规程下套管，双大钳紧扣，以保证套管连接强度。

（10）目的层钻进时预防井漏和井喷，并做好油气层保护工作。

7.2.2 运营期

1、地下水环境污染防控措施

本项目依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，对本项目区地下水采取严格的污染防控措施。

①建立和完善本工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监

测计划。

②在制定全厂环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

2、采出水和井下作业废水

本项目运营期废水主要包括井下作业废水和采出水。

（1）井下作业废水

①井下作业带罐作业，产生的井下作业废水采用专用收集罐集中收集后送至陆梁集中处理站污水处理系统处理。

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。

（2）本项目采出水经陆梁集中处理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，全部回注油层，不向外环境排放。

3、管道的防护措施

（1）集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

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

（3）加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控。

（4）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）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

（6）加强汛期检查，检测泄洪量。阀池内两端法兰，管道起点及重点连接处，穿越铁路及泄洪区套管的焊接质量严格把关，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

4、站场地下水污染防治措施

定期对站场内的设备和及油气集输管道进行检查，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。

本项目钻井时表层套管下入深度为 450m，采用内管注水泥固井，可有效保护含水层。运营期保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

表 7.2.2-1 废水环保措施经济技术可行性分析

阶段	废水类型	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
施工期	试压废水	用于洒水降尘、不外排	可重复利用，主要污染物为 SS	可节约用于洒水降尘	资源再利用，零排放	可行
	生活污水	依托陆梁公寓一体化生活污水处理装置处理	一体化生活污水处理装置采用“调节+接触氧化+沉淀+二氧化氯消毒”，可以稳定达到 GB/T 18920-2002 一级 A 标准要求。	夏季用于生活区绿化，冬季排入储水池。	再利用，不外排	可行
运营期	井下作业废水	专用收集罐集中收集后送至陆梁集中处理站污水处理系统处理	陆梁集中处理站污水系统处理采用“重力除油-旋流反应-沉降过滤”工艺，处理后回注油田。设计处理能力 20000m^3/d。	处理达标后回注油层用于注水开发，可节约用于注水驱油的新鲜水	再利用，不外排	可行
	采出水	采出水经陆梁集中处理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，全部回注油层，不向外环境排放				

7.2.3 地下水环境保护措施

（1）分区防治措施

本项目运营期全部密闭集输，无储油罐等设施建设，故地下水分区防渗措施主要针对施工期钻井及井下作业时的防渗措施。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）表 7 和《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）的要求，确定本项目防渗分区见表 7.2.3-1。

表 7.2.3-1 项目分区防渗内容及技术要求

污源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井柴油罐区、油水罐区、放喷池	重点防渗	设置围堰；不应低于 6.0m，厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能
机房区	一般防渗	不应低于 1.5m，厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能
办公区域、施工作业区地面	简单防渗	一般地面硬化

（2）污染监控措施

为了及时准确掌握场址及下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，本项目拟建立覆盖影响区的地下水长期监控系统，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备先进的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。

依据地下水监测原则，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）的要求，结合区域水文地质条件，在项目区地下水流向的上游设 1 眼背景值监测井，项目区设置 1 眼污染监控井，下游设置 1 眼污染扩散监控井，共 3 眼。地下水监测计划详见表 7.2.3-2。

表 7.2.3-2 地下水监测计划

监测层位	监测频率	监测因子	监测目的
潜水含水层	每半年监测一次	pH、石油类、挥发酚、总硬度、溶解性总固体、氟化物、铜、砷、六价铬、铁、锰、氯、硫等	监测可能产生的渗漏造成的地下水污染

根据调查，项目区附近无可利用的污染监控井，故需按照上表进行布设，地下水监控井孔径 Φ≥147mm，孔口以下 2.0m 采用粘土或水泥止水，下部为滤水管；监测层位为浅层地下水。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向陆梁作业区安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取

应急措施。

7.3 噪声环境保护措施

7.3.1 施工期

（1）在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施。

（2）加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

7.3.2 运营期

（1）尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。

（2）定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

（3）加强噪声防范，做好个人防护工作。

7.4 固废保护措施

7.4.1 施工期

（1）钻井采用“泥浆不落地工艺”，泥浆循环利用，完井后剩余泥浆回收后用于后续钻井液配制。

（2）单井井场设置 3 座方罐，容积 30m^3，2 用 1 备；岩屑进入储罐暂存经检测合格后委托第三方综合利用，检测不合格的岩屑委托有处置能力的第三方单位进行处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用限值。

（3）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，不产生集中弃土。

（4）施工人员依托陆梁公寓，不单独设置营地，生活垃圾经公寓集中收集后运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处理。

（5）完井后，井场废物全部进行清理、回收处理，做的“工完、料尽、场地清”。

7.4.2 运营期

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。回收的落地原油临时贮存在陆梁油田作业区危险废物临时储存场，达到一定量时交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行回收处置。

（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露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。

（5）加强固体废物的分类管理，严格按照相关要求安全处置。落地原油的收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求，相关资料存档备查。

2、含油污泥污染防治措施

（1）含油污泥储存、运输要求

陆梁集中处理站在原油处理过程中所产生的油泥(砂)属于危险废物，编号为HW08。临时贮存在陆梁油田作业区危险废物临时储存场，定期委托有危废处置资质单位处置。

①危险废物贮存设施应配备通讯设备、照明设施和消防设施，应按危险废物的种类和特性进行分区贮存，贮存区应配置有气体报警、火灾报警和导出静电的接地装置，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。

②含油污泥贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄露等基本要求，暂存场所必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单的相关要求，并按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》、《危险废物标志牌式样》设置明显标志。

③运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）

和《危险废物转移联单管理办法》要求中有关运输的规定，含油污泥处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输含油污泥，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。产生单位向处置单位转移含油污泥时，交接数量必须与环保局批准的转移量相符。

（2）管理要求

①含油污泥产生和处置单位应建立健全含油污泥管理制度，制定管理计划，健全资料台账；

②暂存含油污泥必须采取符合国家环境保护标准的防护措施，并不得超过一年；确需延长期限的，必须报原审批环境保护行政主管部门批准；

③含油污泥产生和处置单位要签订经济合同，内容要满足《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）要求。合同条款中应明确泥土去向，满足政府环保部门要求，不准随意抛弃、堆放；

④含油污泥产生和处置单位应制定相关应急预案，报当地环保部门和公司安全环保处备案；

⑤含油污泥等危险废物收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位应严格执行国家《危险废物转移联单管理办法》，于每月底将转移数量报送当地县级以上政府环保部门及公司安全环保处备案；

⑥禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物污染的，均按照危险废物进行管理和处置；废弃物经固液分离后产生的废水应严格执行废水的相关标准进行处理和管理。

7.4.3 退役期

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、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。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。

7.5 土壤环境保护措施

（1）防渗措施

施工期生活污水收集池、柴油发电机用柴油罐区、钻井施工作业区设置防渗措施，防渗措施详见表 7.5-1。

表 7.5-1 场地防渗措施

场地	防渗分区	污染物类型	防渗措施
发电柴油罐区	重点防渗区	石油类	高密度聚乙烯防渗膜（厚度不小于 1.5mm）；防渗膜防渗系数≤1.0×10^{-7}cm/s
钻井施工作业区	重点防渗区	石油类	施工作业区域下垫高密度聚乙烯防渗膜（厚度不小于 1.5mm）；防渗膜防渗系数≤1.0×10^{-7}cm/s

（2）土壤污染物处理措施

原油落地后收集的原油和受侵染的土壤属于危险废物，要求及时收集拉运至临时贮存在陆梁油田作业区危险废物临时储存场，定期委托有资质单位处置。

7.6 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。

7.6.1 施工期

1、井场、管线等工程生态保护措施要求

（1）对油田区域内的临时性占地（井场、管线、道路）等合理规划，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单个井场永久占地 50m×30m。

②施工占地：单个井控制在 2700 ㎡内。

③单井集油管线施工作业带宽度不得超过 8m；集油支线施工作业带宽度不得超过 10m。

（2）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。

（3）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、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、临时道路）合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域。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，并尽量避让植被。

（2）管线的选线阶段，应对拟敷设管线的地表情况进行现场调查，尽可能选择植被稀疏或裸地进行工程建设，原则上管线开挖、敷设及道路建设过程不得破坏项目区梭梭、白梭梭等受保护植物，尽量避开植被茂密区域，减少因施工造成的植被破坏

（3）施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏，避免破坏荒漠植物（尤其是梭梭等保护植物）。

（4）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。

（5）根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（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。

（8）加强对施工人员和职工的教育，强化保护环境的观念，最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏。

3、对荒漠植物生态保护措施要求

（1）施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏，避免破坏荒漠植物。

（2）确保生产设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的荒漠植被。

（3）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野生植物生存环境造成威胁。

（4）在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。

（5）保护项目区内的灌木，最大程度减少梭梭占用，选择梭梭生长稀疏地段进行作业。管线敷设过程中，应确定施工作业线，不随意改线，尽量减少占用和破坏植被，把破坏和影响严格控制在征地范围内，管线作业带控制在管线两侧8m，尽可能缩小施工作业宽度，减少占地，尽量避开梭梭，并在道路树立明显标志牌，禁止工作人员在灌木林地践踏，施工取土应单侧堆土，尽量减少占地面积，减少对地表的碾压破坏。施工结束后对破坏和占用的植被及时恢复。

4、对保护植物梭梭的生态保护措施要求

（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，原则上应避开植被长势良好、茂密的区域，特别是生长着受保护野生植物梭梭、白梭梭的区域，选择裸地或植被稀疏的区域进行井场、站场建设。

（2）在遵循避让原则进行选址后，应在设计中明确各井场、站场建设位置及占地面积，施工作业严格按照设计规定的位置进行建设，不得随意改变、调整施工区域。

（3）管线的选线阶段，应对拟敷设管线的地表情况进行现场调查，尽可能选择植被稀疏或裸地进行工程建设，原则上管线开挖、敷设及道路建设过程不得破坏项目区梭梭、白梭梭等受保护植物，尽量避开植被茂密区域，减少因施工造成的植被破坏。严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，减少对地表的碾压。重点保护项目区内的灌木，最大程度减少梭梭占用，选择梭梭生长稀疏地段进行作业。

（4）施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏，避免破坏保护植物——梭梭、白梭梭。

（5）严禁破坏占地范围外的植被，尤其是梭梭等优良固沙植物。对因项目占地而造成的植被损失，应当按照正式征地文件，按规定进行经济补偿。

（6）严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少对梭梭的破坏。

（7）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植

被的保护。严禁在场地外砍伐植被，尤其是广泛分布在项目区受保护的植被——梭梭、白梭梭。

5、对荒漠动物生态保护措施要求

（1）加强对工作人员特别是施工和日常巡检人员生物多样性保护方面法律法规及相关知识的宣传和培训，提高生物多样性保护意识，杜绝任何破坏保护区生态环境的行为。

（2）施工期设立宣传牌，简明扼要书写以保护野生动植物为主题的宣传口号和有关法律法规，如有关爱护野生动植物和自然植被、处罚偷捕偷猎和举报电话等内容。

（3）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，避让对野生的动物的惊扰。

6、开展环境监理

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施工期。

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、井场等工程等项目承包招标书中。

7.6.2 运营期

（1）井场永久占地戈壁土压实或砾石覆盖，以减少风蚀量。

（2）定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

（3）定时巡查井场及管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染。

（4）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。

（5）提高驾驶人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。

（6）严禁捕杀任何野生动物，在油区和站场设置宣传牌，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。

（7）加强对工作人员特别是巡线人员生物多样性保护方面法律法规及相关知识的宣传和培训，提高生物多样性保护意识，杜绝任何破坏保护区生态环境的

行为。加强监督管理，坚决杜绝保护区内的偷猎、盗伐等非法活动。

（8）在井区设立宣传牌，简明扼要书写以保护自然为主题的宣传口号和有关法律法规，如有关爱护野生动植物和自然植被、处罚偷捕偷猎和举报电话等内容。

（9）加强巡线人员管理，不得偷猎、伤害、恐吓和惊扰野生动物，如遇到野生动物受到意外伤害，应立即与自然保护区管理机构联系，由专业人员处理。

7.6.3 退役期

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

根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》要求，采取以下措施。

1、废弃矿井封井回填措施

建设单位根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》表 4-1 要求，通过井筒破损情况和地下水污染状况等对废弃矿井进行评估，评估为无风险的废弃矿井根据一般要求封井回填，评估为低风险、中风险、高风险的废弃矿井参照 5.2 开展封井回填。低风险废弃矿井可采用井盖封堵或密闭填充。中风险废弃矿井应针对渗漏点采用分段回填。高风险废弃矿井应针对渗漏点采用分段回填或开展全井筒回填。

（1）一般封井回填要求。回填前先摸清废弃井（筒）管现状。回填材料应无污染，不得使用可能对地下水造成污染的材料。回填后，应开展井盖封堵或密闭填充，确保地表污染物不进入井内，各层位地下水不连通。

（2）井盖封堵或密闭填充。井盖封堵应按井筒边缘外扩 1.0m 作为封闭井筒井盖范围，井筒井壁拆除深度不得小于 1.2m。采用钢筋混凝土结构，浇筑混凝土厚度不得小于 1m，将井筒封闭。盖板上如需回填土，应待混凝土养护达到设计强度后再回填，回填土应分层夯实，压实系数不小于 0.94。井盖应设置导气孔，导气管高出地表 0.5m，露出地面部分应设成倒 U 型。

密闭填充应设置两道密闭墙，密闭墙之间采用黄泥、粘土或混凝土等材料填充。内密闭墙自井口以下垂深大于 20m 处砌筑混凝土墙，强度满足承重要求，

外密闭墙在井口处砌筑厚度不小于 1m 的混凝土墙。两道密闭墙之间应埋设导气管，导气管前端伸出内密闭墙 0.5m，末端高出地表 0.5m，露出地面部分应设成倒 U 型。

（3）分段回填。分段回填方式指针对井筒渗漏点进行回填后再进行井盖封堵，分段回填应根据井筒地质剖面，按照“下托上固”的思路，在井壁合适位置构筑钢筋混凝土栓塞，在栓塞之上针对渗漏点进行止水封堵，止水后压实封闭。

（4）全井筒回填。全井筒回填一般以黄泥、粘土或混凝土等作为回填材料。

2、地面设施拆除措施

对完成采油的废弃井，采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 管头的措施，清理场地，清除各种固体废物，恢复原有地貌。保留各类绿化、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水串层，成为污染地下水的通道。

3、退役期生态恢复措施

（1）退役期对开采活动造成的土壤、植被和地表景观破坏进行恢复，恢复其原有生态功能。具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或地表设施拆除并清理，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。不具备植被恢复条件的，井口建议保留水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。其他占地应采用砂石等材料覆盖，防止风蚀。

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

7.7 生态恢复方案

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

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

7.7.1 井场生态恢复措施

本项目部署采油井 5 口，配套建设集输管线、变电站等地面工程。所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

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

（2）工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

（3）退役期实施封井措施，防止油水串层。

对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失，具体见图 7.7.1-1。

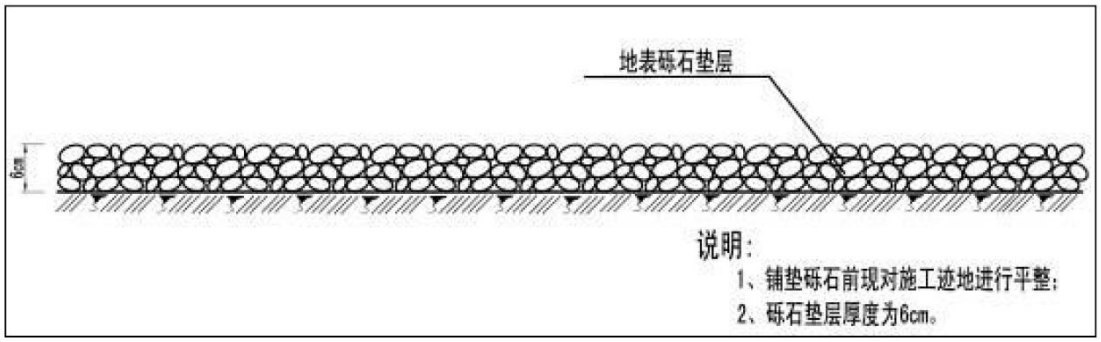


图 7.7.1-1 井场砾石压盖措施典型设计图

7.7.2 管线生态恢复措施

本项目需新建各类集油管线，共计临时占地 4.42hm^2。

（1）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）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。对于恢复状态不

好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。

7.7.3 植被恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

7.8 水土保持方案

井场、道路等施工扰动，将使井场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。

本评价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。

7.8.1 防治目标

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。

7.8.2 水土流失防治责任范围

参考本项目水土保持方案报告书，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塔城地区和布克赛尔蒙古自治县管辖。

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、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。

7.8.3 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）或戈壁料，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，全部避让自治区一级保护植物（白梭梭和梭梭），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。

③井场范围采取彩条旗限界措施，控制施工边界减少扰动地表面积；采取洒水措施，降低施工场地扬尘，减少施工期新增水土流失量；临时土方采取防尘网苫盖措施，防止大风吹蚀临时堆土，减少施工期新增水土流失量。

（2）管线区

本项目水土流失主要发生在施工期，本次评价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。

此外，要求在集油支线和注水支线施工结束后，在管道覆土上方设置草方格防风固沙、涵养水分。

（3）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盐生假木贼群系、梭梭群系植被等。

（4）编制水土保持规划的要求

建设单位在项目前期编制符合要求的水土保持方案，以便有效防止水土流失。本项目水土保持措施体系见图 7.8.3-1。

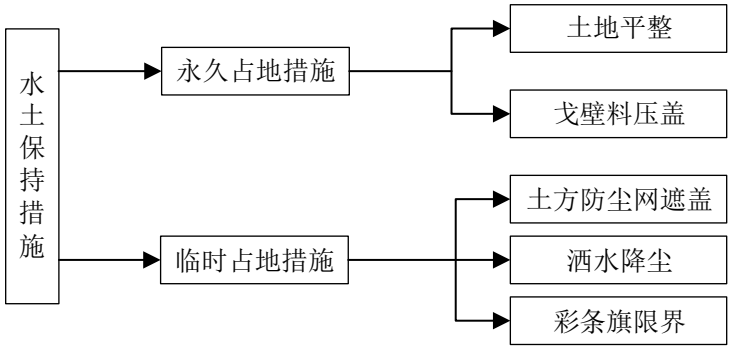


图 7.8.3-1 项目区水土保持措施体系图

7.9 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”。

7.9.1 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区域主要的植被群系为梭梭群系等。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。

7.9.2 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）严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。

（3）项目所在区域都是荒漠，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、计量站进行平整，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。

（4）植物恢复措施：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，全部避让自治区一级保护植物（膜果麻黄和梭梭），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。

（5）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。

（6）草方格固沙措施

草方格是一种防风固沙、涵养水分的治沙方法，是利用废弃的麦草一束束呈方格状铺在沙上，再用铁锹轧进沙中，留麦草的 1/3 或一半自然竖立在四边，然后将方格中心的沙子拨向四周麦草根部，使麦草牢牢地竖立在沙地上。

本项目需在集油管线（2.6km）上方设置草方格进行防风固沙。具体步骤如下：

草方格材料可就地选用芦苇，将之充分压碾使之变柔，且不散碎，用切割机将之分解成长 40-50cm 左右的小段。将清理完毕的芦苇整齐码放在沙地上事先画好的正方形边线上。码放的时候，应注意保持芦苇厚度适中。施工时采用平头

铁锹将插入沙中，插入深度应在 25-30cm 之间，地表留 15-20cm 之间，草方格成形后将其根部压实，并在方格内填沙，使杆向外倾斜形成圆滑过度的凹面。用脚将芦苇根部沙子踩紧，并用铁锹将方格中心沙子向外扒一下，使之形成弧形洼地，即可。草方格在扎下 4 到 5 年后就会风蚀腐烂，需要重新补扎。

8 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。

油藏区块的开发建设必将带来极大的经济效益，同时可以增加就业机会，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。

8.1 经济效益分析

工程总投资 4196.03 万元，其中采油工程 3298 万元、地面工程 898.03 万元。环保投资约 140 万元，占总投资的 3.3%。经过建设项目投资估算分析，在经济上可行。

8.2 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。

本项目开发是对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，提高当地税收有着显著的作用。因此，本项目具有良好的社会效益。

8.3 环境经济损益分析

8.3.1 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集输（输油、注水管线）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，无弃土工程。而且建设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、井场区泄露事故，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。

8.3.2 环保投资分析

在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于保护环境、污染防治和恢复地貌等，环保措施贯穿于油田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、生产运营期及闭井期。经估算该项目环境保护投资约 140 万元，环境保护投资占总投资的 3.3%。环保投资估算见表 8.3.2-1。

表 8.3.2-1 主要环保投资估算

阶段	环保设施/措施	投资（万元）
施工期	施工迹地清理平整、压实，临时占地恢复原始地貌，永久占地砾石覆盖或水泥硬化	30
	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布	2
	钻井防喷器等安全措施	2
	泥浆不落地技术	73
	罐区等重点防渗措施	2
	设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传	2
	临时占地经济补偿	4

运营期	修井及井下作业过程中铺设防渗膜	2
	含油污泥委托有资质的单位处置	20
闭井期	设施拆除后进行地貌恢复	3
合计		140

8.4 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、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 140 万元，环境保护投资占总投资的 3.3%。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。

9 环境管理与监测计划

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号），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。项目正式开工后，油气开采企业应当每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，接受生态环境主管部门依法监管。

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理机构

中国石油新疆油田分公司下设质量安全环保处，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。

陆梁作业区的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该油田开发建设期的环境管理工作。本工程进入生产运行期后，油田主要管理工作由陆梁作业区完成并全面负责该油田生产运行期的环境管理工作。陆梁作业区基层单位至少设一名专职环保工程技术人员负责油田建设期的环保工作及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

9.1.2 环境管理体制

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

9.1.2.1 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“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。

（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。

9.1.2.2 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。

9.1.3 环境管理计划

项目的环境保护行动计划应贯穿于项目全过程，包括施工期、运营期和闭井期，计划内容涉及生态环境、声环境、大气环境、水环境、景观保护以及水土流失等方面不利影响的减缓和保护措施。

9.1.3.1 施工期环境管理计划

建设项目施工期环境监督管理计划见表 9.1.3-1。

表 9.1.3-1 施工期环境保护监督管理计划

序号	影响因素	环保措施
1	生态环境	严格控制占地面积，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。 严禁破坏植被、捕杀野生动物。 对于开挖管道产生的土方，回填在管垄处，土方不集中产生。 施工结束后临时施工营地恢复地貌。
2	声环境	加强对施工机械和车辆的维修，保持较低噪声水平。
3	大气环境	粉状材料（石灰、水泥）的运输要袋装或罐装，禁止散装，堆放时设篷盖。 运送建筑材料的卡车须用帆布遮盖，严禁散落和随风飞扬。 严禁焚烧各类废弃物。
4	水环境	钻井期节约用水。严禁施工废液乱排乱放。
5	固废	管沟回填后多余土方应作为廊覆，不得随意丢弃。 施工垃圾应分类存储，严禁现场抛洒、掩埋。

9.1.3.2 运营期环境管理计划

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）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。

（3）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。

建设项目运营环境监督管理计划见表 9.1.3-2。

表 9.1.3-2 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
1	生态环境	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。	陆梁作业区	自治区生态环境厅及所在行政区环境保护行政主管	纳入工程费用
2	声环境	对井场的厂界噪声进行监测，在噪声超标点位采取必要的隔声降噪措施。			
3	大气环境	对大气进行定期监测。			
4	水环境	对污水的处理设施进行定期维护。			
5	景观保护	对项目区域内的环境保护和生态恢复措施的执行和落实情况进行监督。			
6	管道保护	在施工结束、投入运行之前，集输干支线要完成永久性标志的设置，并对易遭车辆碰撞破坏的局部管道采取防护措施，设置安全标志。 对管道设施定期巡查，及时维修保养； 制定事故应急预案，对安全运行的重大隐患和重大事故能够作出快速反应并及时处理。			
7	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系； 实施环境监测计划。			纳入运行管理费用
8	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和能够快速作出反应并及时处理。			
9	固体废物处置	事故状态产生的落地原油委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理。			

9.1.3.3 闭井期环境管理计划

建设项目运营环境监督管理计划见表 9.1.3-3。

表 9.1.3-3 闭井期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好闭井期的地表清理工作，对占地范围内的设施进行拆除，场地清理平整。	陆梁作业区	自治区生态环境厅及所在行政区环境保护行政主管	纳入闭井期闭井管理费用中
2	声环境	闭井期间采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随闭井期工作结束而终止。			
3	大气环境	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。			
4	水环境	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。			

9.1.3.4 环保设施竣工验收管理

根据《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）要求，建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。分期建设、分期投入生产或者使用的建设项目，其相应的环境保护设施应当分期验收。

1、环境工程设计

（1）必须按照本环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，按要求制定环境风险事故应急预案。

（2）建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理。

（3）项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”；其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

2、环境保护设施验收建议

应按照《关于规范建设单位自主开展建设项目竣工环境保护验收的通知（征求意见稿）》中要求进行自主验收。

（1）验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

（2）验收工作流程

①建设项目竣工后，建设单位或委托的相关技术机构应当依照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、本环境影响报告书和审批决定等要求，如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，同时还应如实记载其他环境保护对策措施“三同时”落实情况，编制竣工环境保护验收报告。验收报告编制人员对其编制的验收报告结论终身负责，不得弄虚作假。

②验收报告编制完成后，建设单位应组织成立验收工作组。验收工作组由建设单位、设计单位、施工单位、环境影响报告书（表）编制机构、验收报告编制机构等单位代表和专业技术专家组成。

③验收工作组应当严格依照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、建设项目环境影响报告书和审批决定等要求对建设项目配套建设的环境保护设施进行验收，形成验收意见。验收意见应当包括工程建设基本情况，工程变更情况，环境保护设施落实情况，环境保护设施调试效果和工程建设对环境的影响，验收存在的主要问题，验收结论和后续要求。

④建设单位应当对验收工作组提出的问题进行整改，合格后方可出具验收合格的意见。建设项目配套建设的环境保护设施经验收合格后，其主体工程才可以投入生产或者使用。

⑤验收报告存档备查。

（3）建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表 9.1.3-4。

表 9.1.3-4　本项目环境保护“三同时”验收一览表

治理项目	污染源	位置	验收标准	
			治理要求	验收标准
一、钻井期				
废水	生活污水	生活营地	陆梁公寓生活污水一体化处理装置进行处理	不外排
	试压废水	管线	洒水降尘、不外排	合规处置，综合利用
废气	车辆运输、材料装卸扬尘	施工场地	原材料运输、堆放要求遮盖；及时清理场地上弃渣料，采取覆盖、洒水抑尘	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）

	烟气	柴油机	选用合格的燃油	
噪声	机械设备	施工场地	低噪声设备	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）
固体废物	钻井泥浆	井场	钻井泥浆经“泥浆不落地工艺”处理后循环使用，剩余泥浆回收	—
	钻井岩屑	井场	岩屑进入储罐存放，经检测达标后综合利用	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)
	生活垃圾	陆梁公寓	陆梁公寓集中收集后拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处理	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）
生态环境	永久占地、临时占地		合理制定施工计划，严格施工现场管理，减少对生态环境的扰动；制定合理、可行的生态恢复计划，并按计划落实	临时占地完成生态恢复
二、运营期				
废水	采出水	陆梁集中处理站	保持正常运行，处理达标后回注油藏	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)
	井下作业废水	井场	作业单位自带回收罐回收作业废水，废水拉运至陆梁集中处理站经污水处理系统处理达标后回注油藏	
废气	井场、计量站	集输过程	全密闭流程	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）（非甲烷总烃 4.0mg/m^3）
	依托陆梁集中处理站	集输过程	全密闭流程	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）（非甲烷总烃 4.0mg/m^3）
噪声	各类机泵	井场、计量站	低噪声设备	《工业企厂界环境噪声排放》（GB12348-2008）2 类
		依托联合站	低噪声设备	《工业企厂界环境噪声排放》（GB12348-2008）3 类
固废	油泥(砂)	陆梁集中处理站	交由有资质的单位进行无害化处置	应符合危险废物暂存、处置的相关要求
	落地油	井场	保证原油不落地，回收率达 100%	井场无落地油痕迹
	废压裂返排液、废洗井液	井场	进入井口方罐拉运至陆梁集中处理站废液池，上层原油回收进入陆梁集中处理站原油处理系统，中层废水进入污水处理系统，底层含油污泥委托有危废处置资质单位	应符合危险废物暂存、处置的相关要求；《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）

			处置应符合危险废物暂存、处置的相关要求	
生态	工程占地	井场、管线	严格控制占地范围；永久占地水泥硬化或砾石覆盖，临时占地地貌恢复	—
	土壤	管线	开挖时分层开挖、分层回填	
	防风固沙	集输管线	采用芦苇草方格固沙	—
环境管理			环保标识牌；环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工人员是否保留必要的影像资料	

9.2 环境监理与监测计划

9.2.1 施工期环境监理计划

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，本项目可以充分借鉴相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

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。

（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具有一定的气田开发和输气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作的重点见表 9.2.1-1。

表 9.2.1-1 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

9.2.2 运营期环境监测计划

各污染物监测和分析方法按照《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）执行。排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业事业单位环境信息公开办法》（环境保护部令第 31 号）执行。本项目在运营期的排污主要集中在井场、计量站，其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。环境监测计划见表 9.2.2-1。

表 9.2.2-1 运营期环境监测计划

类别	监测对象	监测频率	监测点	监测项目	执行标准	监测单位

污染源监测	废气	1 次/季度	井场、计量站	非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控浓度限值	委托监测
	噪声	2 次/年	井场、计量站	等效连续 A 声级	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准	
环境质量监测	土壤	1 次/5 年	井场厂界内、压裂返排液储存池周边	石油烃、pH 和挥发酚	《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）中第二类用地筛选值	
	地下水	1 次/年	利用井区现有水井，监测潜水及承压水水质，监测点位井场、上游及下游	pH、石油类、挥发酚、总硬度、溶解性总固体等	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准	

9.3 环境影响后评价

本项目运用后由陆梁作业区进行统一管理，陆梁作业区已编制《陆梁油田作业区环境影响后评价报告书》并取得批复（新环评价函[2011]1120 号）。根据《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）中要求“陆地区块产能建设项目实施后，建设单位或生产经营单位应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测，发现问题应及时整改。项目正式投入生产或运营后，每 3-5 年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。按要求开展环评的现有滚动开发区块，可以不单独开展环境影响后评价，法律法规另有规定的除外。”本工程属于滚动开发项目，要求以整个陆梁油田开发区域为整体开展后评价，建议以项目投入生产后，每 3-5 年开展一次环境影响后评价。

为验证本工程实施后，各项环境减缓措施的有效性，应对本次环境影响评价的主要结论和项目环境保护措施的实施情况进行跟踪、监测和评价。主要回顾和跟踪评价内容见表 9.3.1。

表 9.3-1 项目环境影响后评价的主要内容

序号	项目	工作内容	主要目的和意义

1	环境监测与回顾评价		（1）大气环境监测与回顾评价； （2）地下水环境监测与回顾评价； （3）土壤环境监测与回顾评价； （4）噪声环境监测与回顾评价； （5）生态环境监测与回顾评价。	掌握环境变化趋势
2	污染源调查		区块污染源调查	掌握基础数据
3	清洁生产水平		区块清洁水平调查	掌握基础数据
4	环境保护措施回顾	施工阶段	（1）审核环保初步设计和 EMP； （2）检查施工临时占地的还原； （3）检查粉尘和噪声污染控制措施，决定施工时间； （4）检查空气污染物的排放； （5）检查施工场所生活污水和含油废水的处理和排放。	（1）严格执行三同时； （2）确保临时占地满足环保要求； （3）减少建设对周围环境的影响，执行相关环保法规和标准； （4）确保水质不被污染； （5）确保景观和土地资源不被严重破坏，避免造成水土流失。
		运营阶段	（1）检查运营期 EMP 的实施； （2）检查监测计划的实施； （3）检查有必要采取一步的环保措施； （4）检查环境敏感点的环境质量是否满足其相应质量标准要求； （5）加强监督，防止突发事故，预先制定紧急事故应对方案，一旦发生施工能及时消除危险。	（1）落实 EMA； （2）落实监测计划； （3）切实保护环境； （4）加强环境管理，切实保护人群健康； （5）确保污水排放满足标准。
5	环境管理		动态管理系统建设；公众意见；环保投资比例。	回顾并修改环境管理各项措施。

9.4 排污许可

根据《排污许可管理办法（试行）》（2019 年 8 月 22 日）有关规定，排污单位应当及时公开有关排污信息，自觉接受公众监督。陆 9 井区运营管理单位中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区（综合服务站）已办理排污许可证（登记编号：91650200715597998M049W，有效期：2020.9.29 至 2025.9.28），并按照管理办法的有关规定在全国排污许可证管理信息平台上公开。

运营管理单位应当遵守排污许可证规定，按照生态环境管理要求运行和维护污染防治设施，建立环境管理制度，严格控制污染物排放。按照生态环境主管部门的规定建设规范化污染物排放口，并设置标志牌。污染物排放口位置和数量、污染物排放方式和排放去向应当与排污许可证规定相符。

9.5 污染物排放清单

本工程污染物施工期和运营期排放清单及管理要求分别见表 9.5-1 和表 9.5-2。

表 9.5-1 本项目施工期污染物排放清单

类别	污染源	污染物	治理措施	产生量(完钻后)	排放量(完钻后)	执行的排放标准	建议总量指标（t/a）
废水	生活污水	COD、BOD_5、SS	进入陆梁公寓生活污水处理系统	192m³	192m³	-	-
	管道试压废水	SS	回用于荒漠绿化或道路降尘	6.8m³	6.8m³	-	-
废气	柴油废气	烃类	无组织排放	0.678t	0.678t	GB16297-1996	-
		CO		2.144t	2.144t		
		NO_X		6.558t	6.558t		
		SO_2		0.004t	0.004t		
固废	钻井岩屑	/	岩屑进入储罐暂存，委托第三方处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》DB65/T3997-2017）中的综合利用污染物限值后综合利用。	2713.5t	0	DB65/T3997-2017	-
	钻井泥浆	/	钻井泥浆进入泥浆不落地系统循环使用，完井后剩余泥浆回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用	1444.5m³	0	-	-
	施工土方	/	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	/	陆梁公寓集中收集后拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处理	3.0t	0		

表 9.6-2 本项目运营期污染物排放清单

类别	污染源	污染物	治理措施	产生量(t/a)	排放量(t/a)	执行的排放标准	建议总量指标（t/a）
废水	井下作业废水	SS、COD、石油类	作业单位自带回收罐回收作业废水，拉运至陆梁集中处理站	67.8	0	SY/T5329-2012	-

	采出水		集输至陆梁集中处理站污水处理系统，处理达标后回注油藏	1.09 万	0		-
废气	采油及集输挥发废气	烃类	无组织排放	3.72	3.72	GB39728-2020	-
固废	压裂返排液	烃类	井下作业采用带罐作业，将作业产生的废液收集后拉运至陆梁集中处理站修井废液池内，上层原油回收进入陆梁集中处理站原油处理系统，中层废水通过泵打回陆梁集中处理站污水处理系统，其处理后回注油藏，池内底泥委托有危废处置资质的单位进行处置。	766.05	0	-	-
	洗井废液	烃类		127.95	0	-	-
	油泥（砂）	烃类	交由有资质的单位进行无害化处置。	2.0	0	-	-
	落地油	烃类	作业单位 100%回收，回收后的落地油临时贮存在陆梁油田作业区危险废物临时储存场。	0.5	0	-	-

10 环境影响评价结论与建议

10.1 结论

10.1.1 项目建设概况

陆 9 井区呼图壁河组油藏位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地，西南侧与陆 11 井区、东南侧与陆 22 井区相邻，行政隶属新疆塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，中心坐标：东经　　；北纬　　。

本项目新建采油（气）井场 5 座

，扩建现有 17-1#计量站和 10#计量站（增加 8 井式多通阀 2 座），新建 DN50 PN2.5MPa 单井出油管线 2.4km 和 DN100PN3.5MPa 集油支线 0.2km，并配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。新建产能预计原油最大产能 0.93 万 t/a，天然气最大产能 74.4×$10^4$$m^3$/a。

10.1.2 环境质量现状

10.1.2.1 环境空气质量现状调查结论

（1）区域环境空气质量监测结果

塔城地区 2020 年 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年均浓度分别为 3.0ug/m^3、10.0 ug/m^3、37.0 ug/m^3、12.0 ug/m^3；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 1100 ug/m^3，O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 106 ug/m^3；各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，属于达标区。

（2）特征污染物监测结果

根据特征因子补充监测结果，各监测点非甲烷总烃小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”标准要求。

10.1.2.2 水环境质量现状调查结论

各水井总硬度和溶解性总固体均超标，其余监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类限值，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准值。超标原因：由于水文地球化学原因，地下水补给、径流与排泄条件不利于地下水富集且浅部蒸发作用强烈，在地层岩性及水文地质条件综合作用下，导致局部区域地下水环境本底值较高且不同区域之间呈差异性。

10.1.2.3 声环境质量现状调查结论

根据监测结果表明：项目区域内背景噪声监测点昼间、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，周围声环境质量良好。

10.1.2.4 土壤环境质量现状调查结论

根据监测结果，占地范围内监测点 T1、T2、T3、T4 均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB3600-2018）第二类用地的风险筛选值。占地范围外监测点 T5 和 T6 满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600—2018）表 2 第二类用地筛选值要求。土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

10.1.2.5 生态环境质量现状调查结论

（1）生态功能区划：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_3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区—23.古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。

（2）土壤类型：项目区分布的土壤为半固定风沙土，土壤肥力属极低水平。

（3）植被：区域主要分布沙拐枣、梭梭、白梭梭、三芒草群系。区域植被中梭梭、白梭梭为国家二级保护植物、自治区一级保护植物。

（4）野生动物：野生动物的栖息生境极为简单，主要为荒漠（包括土漠与沙漠等）。在整个项目区域内，野生动物分布的环境主要为沙质荒漠区（即沙丘分布区）和梭梭林荒漠区。项目区内共栖息主要野生脊椎动物 36 种，其中爬行类 5 种、鸟类 14 种、哺乳类 17 种。爬行类的蜥蜴和哺乳类的啮齿动物是项目区内主要建群种动物。鹅喉羚、草原斑猫、兔狲、沙狐及猛禽中的黑鸢、雀鹰、草原鹞、棕尾鵟、红隼均为国家二类保护动物，同时属于自治区二类保护动物。

（5）土地利用类型：项目区土地利用类型为裸土地和沙地。

10.1.3 主要环境影响

10.1.3.1 大气影响评价结论

（1）施工期废气：本项目使用满足《普通柴油》（GB252-2015）标准现阶段要求的柴油，定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非

道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）中的标准要求。

（2）运营期废气：经预测项目无组织排放的非甲烷总烃下风向最大落地浓度 146.0μg/m^3，最大浓度出现的距离为下风向 55m，对周围环境空气的贡献值较小，最大占标率为 7.30%。根据类比区域集输过程无组织挥发的非甲烷总烃浓度均能满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中无组织排放监控点浓度限值（4.0mg/m^3）要求，不会对周围环境产生不利影响。项目在生产工艺中采用密闭流程，可有效减少无组织烃类的排放，挥发物较少，无组织烃类可达标排放。

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。

10.1.3.2 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，用于周围沙漠植被的绿化，可起到改善生态环境作用。施工期井场不单独设置施工营地，施工人员生活污水均依托陆梁公寓生活污水处理系统进行处理，达标《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）中一级 A 标准后，夏季用于生活区绿化，冬季排入储水池。

（2）运营期废水：采出水及井下作业废水送至陆梁集中处理站污水处理系统处理达标后用于油田注水。本工程运营期产生的废水不会对水环境造成影响。

（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。

10.1.3.3 声环境影响评价结论

本项目钻井期噪声随施工结束而消失。生产运营期，井场机械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《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准（昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)）。根据现场调查评价范围内没有居民区，LUHW2744 井场西南侧的陆梁公寓离项目地约 485m，不会产生噪声扰民现象，对局部环境的

影响是暂时的，钻井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。

10.1.3.4 固体废物环境影响评价结论

（1）施工期固废

本项目钻井采用“泥浆不落地技术”，钻井泥浆循环使用，完井后剩余泥浆由专业服务公司进行回收利用。钻井岩屑进入储罐贮存，委托第三方处理后综合利用。

本项目施工期管线施工产生的弃土回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不产生集中弃土。施工期生活垃圾集中收集后，定期清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场卫生填埋，不会对周围环境产生影响。

（2）运营期固废

根据《国家危险废物名录》（2021 年版）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）》，油田生产运营过程中产生的井下作业废液、落地原油、含油污泥作为废矿物油类，交由具备相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理，不会对区域环境造成不利影响。

10.1.3.5 生态环境影响评价结论

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》、《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），本项目所在区域属于水土流失重点治理区。临时占地面积为 6.10hm^2，永久占地面积为 0.78hm^2。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。企业应严格根据《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）、《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ 651-2013）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）对项目区进行针对性防沙治沙治理、生态恢复治理。

10.1.3.6 环境风险评价结论

本工程发生风险事故的类型主要为集油管线泄漏、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。

10.1.4 环境保护防治措施

10.1.4.1 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：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，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，并且采用符合《普通柴油》（GB252-2015）标准的柴油，定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）中的标准要求；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。

（2）废水防治措施：管道试压废用作为荒漠绿化或道路降尘。钻井井场不单独设置生活营地，依托陆梁生活公寓，生活污水直接排入陆梁公寓生活污水一体化处理装置进行处理，达标后夏季用于生活区绿化，冬季排入储水池。

（3）噪声防治措施：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采用泥浆不落地工艺，完井后剩余泥浆由服务公司回收后用于后续钻井液配备。岩屑进入储罐，委托第三方处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》DB65/T3997-2017）中的综合利用污染物限值后综合利用。②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，不产生集中弃土。③施工建筑垃圾运至当地政府指定建筑垃圾填埋场处理；④施工人员依托陆梁公寓，不单独设置营地，生活垃圾经公寓集中收集后运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处理。

（5）生态保护措施：①严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低；

②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；③开展施工环境监理；④施工结束后，施工迹地清理、平整，做的工完料净场地清。

10.1.4.2 运营期

（1）废气防治措施：本项目装置均采用全密闭流程，尽量减少非甲烷总烃的无组织排放。

（2）废水防治措施：①本项目井下作业废水严禁外排，作业单位自带回收罐收集后，拉运至陆梁集中处理站污水处理系统处理。②采出水密闭集输至陆梁集中处理站处理达标后用于油田注水，不外排进入环境。

（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：①单井落地原油、修井落地原油由作业单位 100%回收，回收后的落地原油临时贮存在陆梁油田作业区危险废物临时储存场，达到一定量时交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行回收处置。②含油污泥定期委托有资质的单位进行无害化处置。

（5）生态保护措施：①对于永久占地（油田区、多通阀管汇、电力设施底部）地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量；②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。

10.1.5 污染物总量控制符合要求

本项目不设总量控制指标。

10.1.6 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。

10.1.7 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全本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

10.1.8 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。

10.2 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）油泥（砂）、落地原油等危废应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准进行贮存、处置，及时交送有资质单位进行处理。