



南京国环科技股份有限公司
NANJING GUOHUAN TECHNOLOGY CO LTD

陆梁油田陆 11 井区侏罗系西山窑组
油藏 2025 年开发工程

环境影响报告书

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

编制单位：南京国环科技股份有限公司

二〇二四年十二月

目 录

1 概述	1
1.1 建设项目的特点	1
1.2 环境影响评价的工作过程	1
1.3 分析判定相关情况	3
1.4 关注的主要环境问题	4
1.5 环境影响报告的主要结论	4
2 总则	6
2.1 编制依据	6
2.2 评价工作原则	10
2.3 环境影响识别与评价因子筛选	10
2.4 环境功能区划和评价标准	17
2.5 评价等级和评价范围	23
2.6 评价内容及评价重点	33
2.7 控制污染与环境保护目标	33
2.8 与相关法规、规划的相符性分析	35
3 建设项目工程分析	59
3.1 工程开发现状与环境影响回顾	59
3.2 建设项目概况	70
3.3 工程分析	98
4 环境现状调查与评价	135
4.1 自然环境概况	135
4.2 环境空气现状调查与评价	138
4.3 水环境现状调查与评价	140
4.4 声环境现状调查与评价	145
4.5 土壤环境现状调查与评价	145
4.6 生态环境现状调查与评价	150
5 环境影响预测与评价	161
5.1 大气环境影响分析	161
5.2 水环境影响分析与评价	167
5.3 声环境影响分析与评价	175
5.4 固体废物环境影响分析与评价	179
5.5 土壤环境影响分析与评价	183
5.6 生态环境影响分析	192
5.7 环境风险评价	202
6 环境保护措施及其可行性论证	219
6.1 大气污染防治措施	219
6.2 水环境保护措施	220
6.3 噪声污染防治措施	224
6.4 固废污染防治措施	225
6.5 土壤环境保护措施	230
6.6 生态环境保护措施	231

6.7 生态恢复方案.....	236
6.8 水土保持方案.....	237
6.9 防沙治沙方案.....	239
6.10 温室气体管控措施.....	241
7 环境影响经济损益分析.....	244
7.1 经济效益分析.....	244
7.2 社会效益分析.....	244
7.3 环境经济损益分析.....	245
7.4 环境经济损益分析结论.....	246
8 环境管理与监测计划.....	247
8.1 环境管理.....	247
8.2 环境监理与监测计划.....	255
8.3 环境影响后评价.....	257
8.4 污染物排放清单.....	258
9 环境影响评价结论与建议.....	261
9.1 结论.....	261
9.2 要求与建议.....	267

1 概述

1.1 建设项目的特点

陆梁油田陆 11 井区位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠北部，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，位于陆 9 井区西约 4.3km 处。所在区域地表为未固定~半固定的沙丘覆盖，地面海拔 480m~520m。工区温差悬殊，夏季干热，最高气温可达 43.6℃ 以上，冬季寒冷，最低气温可达-36.3℃ 以下。区内平均年降水量 35.92mm，属大陆干旱性气候。该区紧邻已开发的陆梁油田陆 9 井区，陆 11 井区至陆 9 井区建有公路，交通便利。

本工程计划在陆 11 井区部署开发井 11 口，其中采油井 8 口（新钻井 6 口，老井利用 2 口），注水井 3 口（新钻井 2 口，老井转注 1 口），单井设计井深 2210m，钻井总进尺 1.77×10^4 m，部署总产能 1.44×10^4 t。配套安装采油井井口装置 8 口、新建单井采油管线 2.75km、计量站 1 座；安装注水井井口装置 3 口，单井注水管线 2.2km、注水站 2 座、配水撬 1 座，配套建设供配电、仪表工程等。

1.2 环境影响评价的工作过程

根据新疆生态环境厅发布的《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），经核对，本次已实施工程均位于“一张图”范围内（见图 1.2-1），本项目不属于“石油开采新区块开发”。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》《关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号）和《新疆维吾尔自治区 2020 年水土流失动态监测数据》，项目所在区域属于天山北坡诸小河流域重点治理区。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，中的“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）”，需编制环境影响报告书。

根据《关于印发<新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价文件分级审批目

录（2023 年本）>的通知》（新环环评发〔2023〕91 号），将涉及水土流失重点预防区和重点治理区、沙化土地封禁保护区两类环境敏感区的（含内部集输管线建设）的老区块陆地石油天然气建设项目下放至地（州、市）生态环境主管部门。

中国石油新疆油田分公司开发公司于 2024 年 10 月委托南京国环科技股份有限公司开展《陆梁油田陆 11 井区侏罗系西山窑组油藏开发工程环境影响报告书》的编制工作（委托书见附件 1）。

本公司接受环评委托后，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，最后制定工作方案。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。

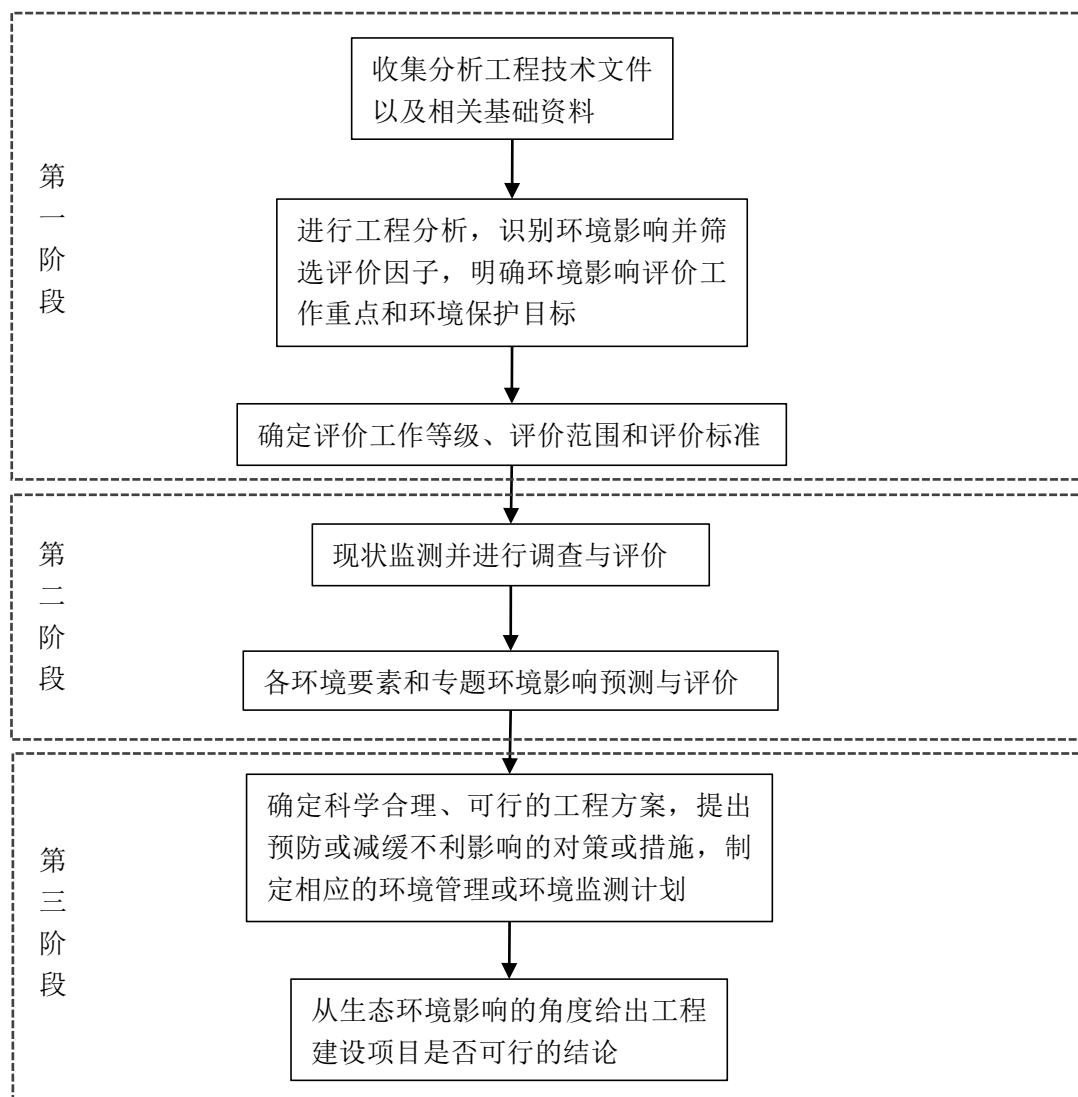


图 1.2-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.3 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（2024 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》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态环境功能区划》《塔城地

区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划（2018-2030 年）》《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）《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》等文件要求。

项目建设内容也符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）

《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018 年修订）等石油开采政策文件要求。

本工程位于新疆维吾尔自治区、塔城地区的一般管控单元，建设内容满足各一般管控单元的管控要求，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》一般管控单元管控要求相符。

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。

1.4 关注的主要环境问题

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、废水、噪声达标排放情况，固体废物处置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。

1.5 环境影响报告的主要结论

本项目的建设符合国家相关产业政策，相关规划、“三线一单”要求，选址合理。运营期废气能实现达标排放，无生产废水外排，固体废物妥善处置；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，不会破坏区域生态系统的稳定性及生物多样性；项目在运行过程中存在一定的环境

风险，但采取相应的防范措施后，其风险值可以接受。本项目已按《环境影响评价公众参与办法》要求开展了公众参与调查，公示期间均未收到公众反馈意见。综上所述，从环境保护角度论证项目建设可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家法律法规与条例

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日）；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日）；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018 年 1 月 1 日）；
- (5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018 年 12 月 29 日）；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 9 月 1 日）；
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019 年 1 月 1 日）；
- (8) 《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国令第 682 号，2017 年 10 月 1 日）；
- (9) 《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日）；
- (10) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 7 月 1 日）；
- (11) 《中华人民共和国节约能源法》（2018 年 10 月 26 日）；
- (12) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年 10 月 7 日）；
- (13) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2017 年 1 月 1 日）。

2.1.2 法规及规范性文件

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（2021 年 1 月 1 日）；
- (2) 《国家危险废物名录（2025 年版）》（2025 年 1 月 1 日）；
- (3) 《危险废物污染防治技术政策》（2001 年 12 月 17 日）；
- (4) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（2024 年 2 月 1 日）；
- (5) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（2012 年 7 月 3 日）；
- (6) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（2012 年 8 月 7 日）；

- (7) 《突发环境事件应急预案管理暂行办法》（环发〔2010〕113 号，2010 年 9 月 28 日）；
- (8) 《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）；
- (9) 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（2013 年 5 月 24 日）；
- (10) 《中华人民共和国矿产资源法》（1997 年 1 月 1 日）；
- (11) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日）；
- (12) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）；
- (13) 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日）；
- (14) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号，2019 年 12 月 13 日）；
- (15) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）；
- (16) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》（2009 年 2 月 19 日）；
- (17) 《排污许可证管理条例》（2021 年 3 月 1 日起施行）；
- (18) 《排污许可证管理办法（试行）》（2018 年 1 月 10 日）；
- (19) 《国家重点保护野生动物名录》（2021 年 2 月 9 日）；
- (20) 《国家重点保护野生植物名录》（2021 年 9 月 7 日）。

2.1.3 地方法律、法规及文件

- (1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）》（2018 年 9 月 21 日）；
- (2) 《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》（新政发〔2016〕21 号）；
- (3) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案》（新政发〔2014〕35 号）；
- (4) 《新疆维吾尔自治区人民政府办公厅转发贯彻落实<全国生态环境保护纲要>实施意见的通知》（新政办〔2001〕147 号，2001 年 9 月 30 日）；
- (5) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会，2018 年 9 月 21 日）；
- (6) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63 号）；
- (7) 《新疆国家重点保护野生植物名录》（2022 年 3 月）；

- (8) 《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021 年 7 月 28 日）；
- (9) 《关于修改〈自治区实施中华人民共和国野生动物保护法办法〉的决定》（新疆维吾尔自治区人大常委会，1997 年 1 月 22 日）；
- (10) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》（1999 年 10 月 1 日）；
- (11) 《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》（2017 年 3 月 7 日）；
- (12) 《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，2019 年 1 月 21 日）；
- (13) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；
- (14) 《新疆生态功能区划》（新政函〔2005〕96 号，2005 年 7 月 14 日）；
- (15) 《新疆水环境功能区划》（新政函〔2002〕194 号，2002 年 11 月 16 日）；
- (16) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》（2013 年 11 月 28 日新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会第五次会议通过）；
- (17) 《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》（2017 年 7 月 1 日）；
- (18) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）》（2018 年 9 月 21 日）；
- (19) 《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号，2018 年 12 月 20 日）；
- (20) 《新疆维吾尔自治区林业厅关于印发〈进一步加强防沙治沙工作方案〉的通知》（新林造字〔2012〕763 号）；
- (21) 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评〔2020〕138 号）；
- (22) 《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）；
- (23) 《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，2021 年 2 月 21 日）；
- (24) 《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》的通知（新环

环评发〔2024〕157 号)；

(25) 《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》(2021 年 6 月 4 日)；

(26) 《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, 2021 年 6 月 26 日)。

2.1.4 技术标准及规范

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；

(3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)；

(4) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)；

(5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；

(6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)；

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

(8) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ612-2011)；

(9) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；

(10) 《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)；

(11) 《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ 819-2017)；

(12) 《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018)；

(13) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》(2017 年 10 月 1 日)；

(14) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)；

(15) 《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T 3999-2017)；

(16) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/7 3997-2017)。

2.1.5 委托书及相关技术资料

(1) 《陆梁油田陆 11 井区侏罗系西山窑组油藏开发部署方案(地面工程)》(中国石油新疆油田分公司工程技术研究院, 2024 年 7 月)；

(2) 油田陆 11 井区侏罗系西山窑组油藏开发工程委托书。

2.2 评价工作原则

2.2.1 评价目的

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

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

(3) 论述拟采取的环境保护措施的技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

(4) 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，为项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为环境保护主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

(1) 结合当地发展规划开展评价工作，评价工作坚持政策性、针对性、科学性和实用性原则，实事求是和客观公正地开展评价工作。

(2) 严格执行国家和地方的有关环保法律、法规、标准和规范。

(3) 贯彻“清洁生产”、“循环经济”、“节约用水”的原则；针对拟建项目存在的环境问题提出污染防治和生态保护补救措施及建议。

(4) 尽量利用现有有效资料，避免重复工作，结合类比调查和现状监测进行评价。

2.3 环境影响识别与评价因子筛选

2.3.1 环境影响识别

本项目对环境的影响时段主要为施工期、运营期和退役期。

施工期的环境影响主要为钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输管线敷设等工程施工活动对周围环境产生的不利影响。一种影响是对土壤扰动和自然植被等的破坏,这种影响是比较持久的,在施工完成后的一段时间内仍将存在,逐步恢复;另一种是在施工过程中产生的污染物排放对环境造成的不利影响,这种影响是短暂的,待施工结束后将随之消失。

运营期的环境影响主要为井场、站场产生的污染物排放对环境造成的不利影响,这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括输油管线、井场发生原油泄漏、火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响,同时还涉及社会经济等问题。

退役期环境的影响主要表现为井场封井、管道拆除等施工活动,这种影响是短期的。

环境影响因素识别见表2.3-1~表2.3-4。

表 2.3-1 施工期环境影响因素识别矩阵

环境影响要素		占地	钻前工程	钻井工程					储层改造工程				油气集输工程				注水工程（老井转注）				
			废气	废气	废水	噪声	固废	环境风险	废气	噪声	固废	环境风险	废气	废水	噪声	固废	废气	废水	噪声	固废	
			施工扬尘	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	钻井废水	发电机、钻机和各类泵的噪声	岩屑、机械设备废油、生活垃圾	井喷井漏	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气、测试放喷废气	发电机、测试放喷和各类泵的噪声	机械设备废油、废弃防渗膜、落地油、生活垃圾	井喷、套管破损	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	管道试压废水	发电机等噪声	弃土、机械设备废油、建筑垃圾、生活垃圾	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	管道试压废水	发电机等噪声	弃土、机械设备废油、建筑垃圾、生活垃圾	
污染影响	大气环境	○	+	+	○	○	+	+	+	○	+	+	+	○	○	+	+	○	○	+	
	地表水	○	○	○	○	○	○	+	○	○	○	+	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	地下水	○	○	○	○	○	+	+	○	○	+	+	○	○	○	+	○	○	○	○	+
	声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	+	○	○	○	○	○	+	○	○	○	+	○
生	土壤	++	○	○	○	○	+	++	○	○	+	++	○	+	○	+	○	+	○	+	

态影响	环境																			
	野生植物	+	+	+	○	○	+	+	+	○	+	+	+	+	○	+	+	+	○	+
	野生动物	+	○	○	○	+	○	+	○	+	○	+	○	○	+	○	○	○	+	○
	地表扰动	+	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	生态环境自然景观	+	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-2 运营期环境影响因素识别矩阵

环境影响要素		占地	采油、油气集输工程				
			废气	废水	噪声	固废	环境风险
			无组织挥发烃类	采出水、井下作业废水、井下作业废液	站场设备等噪声	含油污泥、清管废渣、废润滑油、废弃防渗膜	石油、天然气泄漏
污染影响	大气环境	○	++	○	○	+	+
	地表水	○	○	○	○	○	○
	地下水	○	○	+	○	○	+
	声环境	○	○	○	++	○	+
生态影响	土壤环境	++	+	+	○	+	++
	野生植物	++	+	○	○	+	++
	野生动物	+	+	○	○	+	+
	地表扰动	++	○	○	○	○	○
	生态环境自然景观	++	○	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-3 退役期环境影响因素识别矩阵

环境影响要素		废气	废水	噪声	固废
		工程车辆、设备拆除施工扬尘	管道清洗	车辆、施工噪声	拆除的管道、废旧设备等
污染影响	大气环境	+	○	○	○
	地表水	○	○	○	○
	地下水	○	○	○	○
	声环境	○	○	+	+
生态影响	土壤环境	○	+	○	○
	野生植物	○	+	○	○
	野生动物	○	○	+	○
	地表扰动	○	○	○	+
	生态环境自然景观	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-4 温室气体影响因素识别矩阵

环境影响要素	钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气集输工程
甲烷 (CH ₄)	○	○	○	+
二氧化碳 (CO ₂)	○	○	○	+

注：○：无影响；+：有影响；

2.3.2 评价因子

项目各阶段的环境影响因子不同，根据工程分析和生产工艺，施工期、运营期、退役期环境影响评价因子见表 2.3-5。

表 2.3-5 建设项目环境影响评价因子一览表

单项工程环境要素	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)
储层改造工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)
	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/

油气集输工程	运营期	SO ₂ 、NO _x 、硫化氢、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级(Ld)、夜间等效声级(Ln)
油气处理工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、硫化氢、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级(Ld)、夜间等效声级(Ln)
注水工程	施工期	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级(Ld)、夜间等效声级(Ln)

2.4 环境功能区划和评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的规定，本项目所在区域环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

（1）地表水：本项目所在区域内无地表水体。

（2）地下水：本项目所在区域内地下水按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的规定，该区域地下水属III类功能区划。

2.4.1.3 声环境

本项目区块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。

2.4.1.4 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。本工程场地土壤特征污染物为石油烃。

2.4.1.5 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，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—II₃ 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。

根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（办水保〔2013〕188 号），本项目属于天山北坡国家级水土流失重点预防区。

根据《新疆维吾尔自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》(新水(2019)4号),项目区属于II2天山北坡诸小河流域重点治理区。

表 2.4-1 本项目生态环境判断依据

判断依据	本项目
《新疆生态功能区划》	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区
《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》(办水保(2013)188号)	天山北坡国家级水土流失重点预防区
《新疆维吾尔自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》(新水(2019)4号)	II2 天山北坡诸小河流域重点治理区

2.4.2 评价标准

2.4.2.1 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点,采用以下环境标准。

(1) 环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单二级浓度限值;非甲烷总烃参照《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值 2.0mg/m³执行,标准取值见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境空气质量标准 (单位: μg/Nm³)

类别	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
基本污染物	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单二级标准
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	PM ₁₀	年平均	70		
		24 小时平均	150		
	PM _{2.5}	年平均	35		
		24 小时平均	75		
	NO ₂	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
CO	24 小时平均	4	mg/m ³		
	1 小时平均	10			
O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³		
	1 小时平均	200			
特征污染物	非甲烷总烃	1 小时平均	2	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》
	硫化氢	1 小时平均	10	μg/m ³	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D

(2) 水环境评价标准

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《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准，具体标准值见表 2.4-3。

表 2.4-3 地下水质量标准（单位：除 pH 外，mg/L）

序号	监测项目	标准值（III类）	标准来源
1	pH 值	6.5~8.5	《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	
5	氨氮	0.5	
6	亚硝酸盐氮	1	
7	挥发酚	0.002	
8	氰化物	0.05	
9	六价铬	0.05	
10	硝酸盐氮	20	
11	硫酸盐	250	
12	氯化物	250	
13	氟化物	1	
14	汞	0.001	
15	砷	0.01	
16	铅	0.01	
17	镉	0.005	
18	铁	0.3	
19	锰	0.1	
20	高锰酸盐指数	3.0	
21	石油类	0.05	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002)

(3) 声环境

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

(4) 土壤环境

项目占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，具体标准值见表 2.4-4。

表 2.4-4 土壤环境质量标准（单位：pH 无量纲，其他 mg/kg 干土）

序号	污染物项目	第二类用地筛选值（mg/kg）
基本项目（重金属和无机物）		

1	砷	60
2	镉	65
3	铬（六价）	5.7
4	铜	18000
5	铅	800
6	汞	38
7	镍	900
基本项目（挥发性有机物）		
8	四氯化碳	2.8
9	氯仿	0.9
10	氯甲烷	37
11	1,1-二氯乙烷	9
12	1,2-二氯乙烷	5
13	1,1-二氯乙烯	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	596
15	反-1,2-二氯乙烯	54
16	二氯甲烷	616
17	1,2-二氯丙烷	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8
20	四氯乙烯	53
21	1,1,1-三氯乙烷	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
23	三氯乙烯	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
25	氯乙烯	0.43
26	苯	4
27	氯苯	270
28	1,2-二氯苯	560
29	1,4-二氯苯	20
30	乙苯	28
31	苯乙烯	1290
32	甲苯	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570
34	邻二甲苯	640
基本项目（半挥发性有机物）		
35	硝基苯	76
36	苯胺	260
37	2-氯酚	2256
38	苯并（a）蒽	15
39	苯并（a）芘	1.5
40	苯并（b）荧蒽	15
41	苯并（k）荧蒽	151

42	蒽	1293
43	二苯并 (a, h) 蒽	1.5
44	茚并 (1,2,3-cd) 芘	15
45	萘	70
其他项目		
46	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	4500

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（基本项目），具体标准值见表 2.4-5。

表 2.4-5 土壤环境质量标准 （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
8	锌		200	200	250	300

2.4.2.2 污染物排放标准

(1) 废气

①施工期

施工期产生的颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度 1.0mg/m³ 限值要求。

②运营期

油气开采过程中井场厂界无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照《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，硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）。具体标准限值要求见表 2.4-6。

表 2.4-6 大气污染物排放标准一览表 （单位：mg/m³）

阶段	污染物	标准值	标准来源
施工期	颗粒物	1.0mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求
运营期	非甲烷总烃	4.0mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求
	硫化氢		

（2）废水排放标准

①施工期

本项目施工期不设置施工营地，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。管线试压废水循环使用，最终用于场地洒水降尘。

②运营期

运营期不新增工作人员，不新增生活污水；井下作业废水（洗井废水、废压裂返排液、修井废液）和采出水经陆梁集中处理站污水处理系统处理达标后回注地层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，用于回注油藏，不向外环境排放。标准值见表 2.4-7。

表 2.4-7 碎屑岩油藏注水水质主要控制指标

储层空气渗透率, μm ²	<0.01	[0.01,0.05]	[0.05,0.5]	[0.5,2.0]	≥2.0
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量, mg/L	≤8.0	≤15.0	≤20.0	≤25.0	≤35.0
悬浮物颗粒直径中值, μm	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0	≤5.5
含油量, mg/L	≤5.0	≤10.0	≤15.0	≤30.0	≤100.0
平均腐蚀率, mm/a	≤0.076				

（3）噪声

①施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），见表 2.4-8；②运营期采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，见表 2.4-9。

表 2.4-8 建筑施工场界环境噪声排放标准

标准来源	主要噪声源	噪声限值 dB (A)	
		昼间	夜间

《建筑施工场界环境噪声排放标准》 (GB12523-2011)	推土机、挖掘机、装载机等	70	55
------------------------------------	--------------	----	----

表 2.4-9 工业企业厂界环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB (A)	
		昼间	夜间
《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008)	2 类	60	50

(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》(GB18597-2023)，危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《危险废物转移管理办法》(部令第 23 号，2022 年 1 月 1 日实施)及《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)进行监督和管理。

钻井岩屑执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB 65/T 3997-2017)，可用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；但为防止土壤污染，不得用于填充自然坑洼。

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，评价工作等级按表 2.5-1 的分级判据进行划分。

表 2.5-1 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	$P_{\max} \geq 10\%$
二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$

根据项目工程分析污染物参数，选取《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中推荐的 AERSCREEN 估算模式来计算污染物的最大落地浓度和最大落地浓度占标率。计算公式如下：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

式中：

P_i ——第 i 种污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

C_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

估算模式参数见表 2.5-2。

表 2.5-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		42.3
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-34.5
土地利用类型		沙漠
区域湿度条件		干
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/ $^{\circ}$	/

污染物排放参数见表 2.5-3。

表 2.5-3 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	440	0.009	25m	25m	5m	8760
单座计量站	NMHC	440	0.007	30m	50m	4m	8760

评价因子和评价标准见表 2.5-4。

表 2.5-4 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准来源
非甲烷总烃	1h 平均浓度	2000	参考《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”环境浓度选用值，确定环境空气中非甲烷总烃浓度限值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$

预测结果见表 2.5-5。

表 2.5-5 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

序号	污染源	评价因子	下风向最大质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度出现距离 (m)	最大落地浓度占标率 P_{\max} (%)	$D_{10\%}$ (m)
1	单井井场	非甲烷总烃	20.569	25	1.028	0
2	单座计量站		15.559	76	0.778	0

从表 2.5-5 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，油气集输无组织排放的非甲烷总烃最大落地浓度占标率 P_i 为 1.028%，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 $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，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，分别以单井井口、计量站为中心，向四周外延 2.5km 的矩形叠合的包络线作为大气评价范围。

2.5.2 生态环境评价等级和评价范围

(1) 评价等级

依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）生态敏感性和影响程度，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级，经判定本项目生态环境影响评价等级为三级，判定依据及结果见表 2.5-6。

表 2.5-6 生态环境影响评价工程等级划分

评价等级判定依据	评价等级	判定结果
a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产地，重要生境时，等级为一级	一级	不涉及
b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	二级	不涉及
c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级		不涉及
d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态环境影响评价等级不低于二级		不属于水文要素影响型项目
e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级		不涉及
f) 当工程占地规模大于 20km^2 时（包括永久和临时占用），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定		本项目占地面积为 $0.138775\text{km}^2 < 20\text{km}^2$
除 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	三级	不涉及

(2) 评价范围

结合《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)中的相关规定“井场、站场(含净化厂)等工程以场界周围 50 米范围、集输管道等线性工程两侧外延 300 米为评价范围。通过大气、地表水、噪声等环境要素间接影响生态保护目标的项目,其评价范围应涵盖污染物排放产生的间接生态影响区域。”

本项目生态评价范围为各井场边界向外延伸 50m, 管线工程两侧各 300m。

2.5.3 水环境评价等级和评价范围

2.5.3.1 地表水评价等级

项目区内无地表水体,输油管道沿线无穿越任何地表水体。在油田正常开采及油气集输过程中,本项目产生的含油污水不直接向外环境排放,不与周边地表水体发生水力联系。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)相关要求,确定本项目地表水环境影响评价工作等级为三级 B。见表 2.5-7。

表 2.5-7 地表水环境影响评价工作等级判定表

排放方式	废水排放量 (m ³ /d)	水污染当量数(无量纲)	评价工作等级
间接排放	0	—	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。

2.5.3.2 地下水评价等级和评价范围

(1) 评价等级

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

表 2.5-8 地下水环境敏感程度分级表

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

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

表 2.5-9 地下水环境影响评价工作等级分级表

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

根据表 2.5-8、表 2.5-9 可知，由于项目区内无集中式饮用水水源准保护区及
补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏
感特征为不敏感。

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

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中地下水调查
范围的确定的方法，本环评采用查表法确定地下水环境现状调查的评价范围，具
体见表2.5-10。

表2.5-10 地下水环境现状评价范围参照表

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

由上述分析可知，本项目地下水环境影响评价工作等级为二级，项目地下水
环境现状调查评价范围周边区域的6-20km²；由于本项目地下水环境不敏感，评
价范围确定为：以本次开发区块中心为中心，西北-东南方向边长4.5km，西南-
东北方向边长3km的矩形，评价范围面积13.5km²。

2.5.4 声环境影响评价等级和评价范围

（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 2.4-2021）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》（HJ2.4-2021）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》（HJ2.4-2021）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，本次噪声评价以单井井场边界外扩 200m 作为声环境评价范围。

2.5.5 环境风险评价等级和评价范围

2.5.5.1 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）评价项目的物质危险性和功能单元重大危险源判定结果以及环境敏感程度等因素，将环境风险评价工作划分为一、二、三级，评价工作等级划分见表 2.5-11。

表2.5-11 环境风险评价工作级别划分一览表

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

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

项目运营期涉及的主要危险物质为采出液（主要成分为原油、水和天然气混合液）。涉及的风险为运行过程中集输管线破损造成的采出液泄漏。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）本项目风险评价等级判定如下：

（1）环境风险潜势划分

建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV+级。

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 2.5-12 确定环境风险潜势。

表2.5-12 项目环境风险潜势划分依据一览表

环境敏感度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	IV ⁺	IV	III	III

环境中度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
环境低度敏感区 (E3)	III	III	II	I

(2) P 的分级确定

①危险物质数量与临界量的比值 (Q)

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，定量分析危险物质数量与临界量的比值 (Q)，见表 2.5-13。

表2.5-13 本项目重大危险源辨识一览表

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	油类物质 (采出液)	/	2500
2	天然气 (甲烷)	/	10

项目单井管线 (DN50) 6km，原油密度 0.899t/m³，原油充满管线情况下最大存在量为 10.6t。区域油气比 34.05m³/t，天然气密度 0.7958kg/m³，管线内天然气最大存在量为 0.29t。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值：

$$Q = \frac{q1}{Q1} + \frac{q2}{Q2} + \dots + \frac{qn}{Qn}$$

式中：q1, q2.....qn—每种危险物质的最大存在量，t；

Q1, Q2...Qn—每种危险物质的临界量，t。

当 Q<1 时，环境风险潜势为 I。

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

Q 的确定见表 2.5-14。

表2.5-14 建设项目Q值确定表

序号	分段	危险物质名称	最大存在总量 qn	临界量 Qn	Q 值
1	井区	原油	10.6	2500	0.004
2		天然气	0.29	10	0.029
项目 Q 值Σ					0.033

根据上表计算结果，本项目 Q=0.033，其中：井区 Q<1，风险潜势为 I，可进行简单分析。

表2.5-15 项目各环境要素风险评价工作等级划分表

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境
环境风险工作评价等级	简单分析	简单分析	简单分析

工作内容	定性分析说明大气环境影响后果	定性分析说明地表水环境影响后果	采用解析法进行地下水影响分析与评价
------	----------------	-----------------	-------------------

2.5.5.2 评价范围

工程风险评价等级为简单分析，本次不设环境风险评价范围。

2.5.6 土壤环境评价等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023) 7.4“依据 HJ964 土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作；非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作。”项目所在区域属于土壤盐化地区，本项目类别按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

(1) 项目类别

依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018) 附录 A 土壤环境影响评价项目类别表，本项目涉及的“石油开采（井场）”、“集油管线”分别属于“采矿业—金属矿、石油、页岩油开采”、“交通运输仓储邮政业—石油及成品油的输送管线”，对应项目类别分别为 I 类、II 类。

(2) 占地规模

污染影响型建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，将建设项目占地规模分为大型($\geq 50\text{hm}^2$)、中型($5-50\text{hm}^2$)、小型($\leq 5\text{hm}^2$)。本项目占地主要为永久占地，总占地面积为 1.1975hm^2 ，占地规模为小型。

(3) 环境敏感程度

① 污染影响型

建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏和不敏感，判别依据见表 2.5-16。根据现场调查，项目井场占地主要为采矿用地及其他林地，不存在耕地、园地、牧草地，因此，判定土壤环境敏感程度为不敏感。

表2.5-16 污染影响型敏感程度分级表

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

②生态影响型

表2.5-17 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度>2.5 且常年地下水埋深<1.5m 的地势平坦区域；或土壤含盐量>4g/kg 的区域	pH≤4.5	pH≥9.0
较敏感	建设项目所在地干燥度>2.5 且常年地下水埋深≥1.5m 的，或 1.8<干燥度≤2.5 且常年地下水埋深<1.8m 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度>2.5 或常年地下水埋深<1.5m 的平原区；或 2g/kg<土壤含盐量≤4g/kg 的区域	4.5<pH≤5.5	8.5≤pH<9.0
不敏感	其他		5.5<pH<8.5

a 是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。

根据检测报告，本项目土壤含盐量最大值为 2.4g/kg，属于中度盐化，敏感程度为“较敏感”。

(4) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，污染影响型和生态影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-18 和表 2.5-19。

表2.5-18 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

表2.5-19 生态影响型评价工作等级划分表

评价工作等级	I 类	II 类	III 类
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

本项目采油井场开发属于 I 类项目，原油集输管线属于 II 类项目，因此本项目采油井场土壤污染影响型评价工作等级为二级，原油集输管线土壤污染影响型评价工作等级为三级。

本项目采油井场生态影响型土壤评价工作等级为二级，原油集输管线生态影

响型土壤评价工作等级为二级。

(5) 评价范围

①土壤污染影响型评价范围

井场取占地范围内及占地范围外 0.2km 范围，管线边界两侧 0.05km 范围内。

②土壤生态影响型评价范围

井场取占地范围内及占地范围外 2km 范围，管线边界两侧 0.2km 范围内。

现状调查范围详见表 2.5-20。

表 2.5-20 现状调查范围

评价工作等级	影响类型	调查范围 ^①		备注
		占地范围内 ^②	占地范围外	
二级	生态影响型	全部	2km 范围内	井场和管线
	污染影响型		0.2km 范围内	井场
三级	污染影响型		0.05km 范围内	管线

①涉及大气沉降途径影响的，可根据主导风向下风向的最大落地浓度点适当调整。
②矿山类项目只开采区与各场地的占地；改、扩建的指现有工程与拟建工程的占地。

2.5.7 评价范围一览表

拟建项目各评价专题的环境影响评价范围汇总情况见表 2.5-21。

表2.5-21 环境评价范围一览表

序号	项目	评价等级			评价范围
1	环境空气	二级			以单井井口、站场为中心，向井场、站场四周各外延 2.5km 的矩形叠合的包络线，见图 2.5-1
2	地表水	三级 B			—
3	地下水	二级			以本次开发区块中心为中心，西北-东南方向边长 4.5km，西南-东北方向边长 3km 的矩形，评价范围面积 13.5km ² ，见图 2.5-2
4	噪声	二级			以井场、站场边界向外 200m，见图 2.5-3
5	土壤	污染影响型	石油开采	二级	井场、站场取占地范围内及占地范围外 0.2km 范围，见图 2.5-4
			管线	三级	
		生态影响型	石油开采	二级	井场、站场取占地范围内及占地范围外 2km 范围，见图 2.5-4
			管线	二级	
6	生态	三级			井场、站场周边 50m 范围内，管线两侧各 300m 带状区域，见图 2.5-5
7	环境风险	简单分析			—

2.6 评价内容及评价重点

2.6.1 评价工作内容

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

2.6.2 评价重点

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

- (1) 建设项目工程分析；
- (2) 生态环境影响评价；
- (3) 大气、地下水环境影响评价；
- (4) 环境风险影响评价及风险管理；
- (5) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.6.3 评价时段

根据本项目实施的不同阶段和环境影响特点，评价时段包括勘探建设期、生产运营期和退役期三个时段，以勘探建设期和生产运营期两个时段为评价重点。

2.6.4 评价对象

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

2.7 控制污染与环境保护目标

2.7.1 控制污染目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制对象目标如下：

- (1) 控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对生态环境的破坏，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化。
- (2) 保证项目建成后，废气达标排放、废水达标回注，场界噪声达标，固

废得到合理利用及无害化处置。

(3) 进一步控制各种污染物排放量，在总体上符合区域环境污染物质量控制目标以及清洁生产的要求。

(4) 保证评价区域空气质量、地下水质量维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响程度降低到最小程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

2.7.2 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、文物保护单位等其他特殊敏感目标，除油区工作人员外，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工作生活区及油区的工作人员。

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集中处理站污水处理系统达标处理后，回注油藏不外排。

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

(3) 声环境

评价区内声环境保护目标主要为油区的工作人员。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) 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。所在区域存在国家 II 级重点保护野生动物：沙狐、狼、草原斑猫、兔狲、鹅喉羚、雀鹰、草原鹞、红隼、云雀、东方沙鹨、黑腹沙鸡、棕尾鹛；存在自治区 I 级重点保护野生动物：虎鼬。

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。

生态敏感点为评价范围内的自然植被和野生动物，见表2.7-1。

表 2.7-1 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 (方位, 距离)	保护要求
大气环境	项目区大气环境	评价范围内	《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
生态环境	荒漠植被(梭梭、白梭梭)	评价区域内	落实工程占地以及管道沿线周边生态环境保护措施, 临时占地 3-5 年可基本恢复到自然状态
	国家 II 级重点保护野生动物: 沙狐、狼、草原斑猫、兔孙、鹅喉羚、雀鹰、草原鹞、红隼、云雀、东方沙鹀、黑腹沙鸡、棕尾鵟 自治区 I 级重点保护野生动物: 虎鼬	评价区域内	禁止破坏保护动物的生境和捕杀保护动物
	水土流失重点治理区	评价区域内	保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性, 保护土壤环境质量, 做好植被恢复与水土保持工作, 使项目区现有生态环境不因本项目的建设受到破坏

2.8 与相关法规、规划的相符性分析

2.8.1 相关规划符合性分析

2.8.1.1 与《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》相符性分析

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出“实施能源资源安全战略”按照“供应安全兜底、油气核心需求依靠自保、电力供应稳定可靠。夯实国内产量基础, 保持原油和天然气稳产增产, 做好煤制油气战略基地规划布局和管控。扩大油气储备规模, 健全政府储备和企业社会责任储备有机结合、互为补充的油气储备体系。加强战略性矿产资源规划管控, 提升储备安全保障能力, 实施新一轮找矿突破战略行动。”

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

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

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

建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

本项目的建设与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》相符。

2.8.1.3 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》：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。

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，和布克赛尔蒙古自治县属于自治区级重点生态功能区（详见图 2.8-1）。这类区域的功能定位是：推进新型工业化、农牧业现代化、新型城镇化的重要节点；加强城市建设，完善城市功能，增强经济实力，实现人口集聚，强化对周边经济发展的辐射带动作用；依托当地生态与资源优势，重点发展优势资源加工业、生态旅游业，鼓励发展新兴产业；加强水土流失综合治理，实施重点生态环境综合治理、退牧还草、水土保持等工程，保护和建设好绿色生态屏障。

相符性分析：本项目为石油开采项目，位于和布克赛尔蒙古自治县古尔班通古特沙漠腹地，根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），项目区属于天山北坡诸小河流域重点治理区。项目属于一般管控单元，不在新疆重点生态功能区范围内，不在生态红线区内。所占土地类型均为戈壁荒漠、沙丘，不占用天然草地、林地、水库水域、河流水面、湖泊水面等。为了实现区域的生态功能，项目对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰，加强水土流失防范措施；在项目实施过程中需重点保护区域动植物，加强水土流失防治、防沙治沙，维护自然生态环境，落实本次环评提出的各项生态环境保护措施，因此，本项目的建设符合《新

疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

2.8.1.4 与《新疆生态环境功能区划》协调性分析

根据《新疆生态功能区划》，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—II₃ 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（详见图 2.8-2）。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。

陆 11 区井区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。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。

2.8.1.5 与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评符合性分析

（1）与《新疆油田公司“十四五”发展规划》符合性分析

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。

根据《新疆油田公司“十四五”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，运营后属于中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区管辖，符合规划要求。

（2）与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》审查意见的符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》已于 2022 年 12 月 1 日

取得新疆维吾尔自治区生态环境厅的审查意见（新环审〔2022〕252号）。项目与审查意见符合性分析详见表 2.8-1。

表 2.8-1 与新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书审查意见相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏	本项目建设不在生态保护红线内，符合塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案的管控要求。本报告对于项目占地已提出了保护措施及恢复要求	符合
2	合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整	本项目对选址选线进行了合理性分析，本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、文化区等环境敏感区	符合
3	严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质	①本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，未添加磺化物，为环境友好的钻井液，水基泥浆随钻井队用于后续钻井使用；水基岩屑收集于水基岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置； ②运营期井下作业废水、压裂返排液、废洗井液进罐收集后拉运至陆梁集中处理站处理，处理达标后用于回注油	符合

	量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平	藏，不外排	
4	加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作	本报告提出了生态保护及恢复措施，详见 6.7、6.8 节	符合
5	加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施	本报告已提出跟踪监测计划	符合

2.8.3.6 与《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划（2018-2030 年）》符合性分析

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 28784km²，2018 年度全县水土流失面积 25229.39km²，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 1.71km²，占水土流失面积的 0.01%；水力侵蚀面积为 110.02km²，占水土流失面积的 0.44%；风力侵蚀面积为 25117.66km²，占水土流失面积的 99.56%。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—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。

本项目为油气开采项目，位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，项目区属于 3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区。针对项目所在区域的特点，本报告在“6.11”和“6.10”小节中提出相应的防沙治沙措施和水土保持方案，建设单位在施工期和运营期需严格落实水土流失工程防治、分区防治、水土保持和管理等措施，在落实各项防治措施后，可提高项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，减少区域水土流失

量。因此，本项目在严格落实报告中提出的水土流失防治措施和生态保护措施后，与《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划》（2018-2030 年）中的内容相符。

2.8.2 相关法规、政策相符性分析

2.8.2.1 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018 年修订）的符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018 年修订）相符性见表 2.8-2。

表 2.8-2 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

序号	要求	本项目	相符性
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	项目用地不属于水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、重要湿地及人群密集区等敏感区域	符合
2	煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用	环评要求项目开展工程环境监理，并拟定了环境监理计划，要求项目严格执行“三同时”制度	符合
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	严格落实中石油 SHEQ 管理措施，平整井场；工程所在地属于大陆性干旱气候，降水量远小于蒸发量，未设置挡水墙、防洪渠道。井下作业铺设防渗膜，事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
4	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督	环评要求建设单位制定生态保护和恢复治理方案，开展生态环境恢复治理工作	符合
5	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	项目使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。未使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备，较好地考虑了清洁生产的要求，属于清洁生产先进企业	符合
6	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染	本项目运营作业区人员定期对井场、站场及管线进行巡检。集输管线定期进行腐蚀、泄漏检测，检测出腐蚀管线进行更换，合格管线出具合格报告	符合

7	石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境。对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理	①本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，未添加磺化物，为环境友好的钻井液，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；水基岩屑收集于水基岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置；②运营期井下作业废水、压裂返排液、废洗井液进罐收集后拉运至陆梁集中处理站处理，经处理后废水水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，用于回注油藏，不向外环境排放	符合
9	石油、天然气开发单位应当采取保护措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体	本项目采用下套管注水泥固井完井方式进行水泥固井，保证表层套管封固质量完好；按设计规定实施，确保施工质量；同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，并防止油气泄漏污染地下水	符合
10	运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物质，应当采取防范措施，防止渗漏、泄露、溢流和散落	本项目井下作业废水进入进口方罐收集，防止油水泄漏；钻井采用泥浆不落地工艺，钻井液采用非磺化类泥浆，泥浆循环使用，剩余泥浆回收用于后续钻井液配置	符合
11	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	本环评提出危险废物管理及运输等环节要求	符合
12	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	本项目伴生气 100%回收利用	符合
13	煤炭、石油、天然气开发单位应当在开发范围内因地制宜植树种草，在风沙侵蚀区域应当采取设置人工沙障或者网格林带等措施，保护和改善生态环境	本项目施工结束后，对临时占地清理平整，井场采用戈壁料覆盖地表，植被自然恢复	符合
14	对勘探、开采遗留的探槽、探井、钻孔、巷道等进行安全封闭或者回填	本项目后期不具备后续开发利用的则进行封井，封井需拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后进行场地清理、恢复地貌	符合
15	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被： （一）建设工程临时占地破坏腐殖质	环评要求钻井结束后，应对临时占地内的土地进行平整，自然恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土	符合

	层、剥离土石的；（二）震裂、压占等造成土地破坏的；（三）占用土地作为临时道路的；（四）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的	覆盖于井场表层，临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧	
16	煤炭、石油、天然气开发单位应当在矿井、油井、气井关闭前，向县级以上环境保护主管部门提交生态恢复报告并提请验收	本环评在闭井期措施章节提出该要求	符合
17	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	中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区已制定了完善的突发环境事件应急预案，并取得塔城地区生态环境局备案，备案编号为 654200-2022-024-M	符合

本项目开发区域位于古尔班通古特沙漠腹地，不在上述环境敏感区及人群集聚区；开发区域依托设施完善，项目采出液密闭集输，项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

2.8.2.2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）的符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）的相关要求相符性见表 2.8-3。

表2.8-3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	项目钻井废水循环利用，采出水经陆梁集中处理站污水处理系统处理后回注油藏，工业废水回用率大于 90%；钻井泥浆经“钻井泥浆不落地技术”处理后循环使用，落地油 100%回收。本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措施和应急预案	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	本项目使用的油气田化学剂均为无毒，环境友好的化学剂，无含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	井下作业过程中配备了泄油器、刮油器等设备井下作业时带罐，落地油 100%回收	符合
4	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；	本项目使用无害化水基泥浆，钻井液体系为环保水基泥浆，未添加磺化物，为环境友好的钻井液，采用“钻井泥浆不	符合

	钻井过程产生的废水应回用	落地技术”，钻井液循环使用，钻井废水全部回用	
5	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%	本项目井下作业过程中，严格按照中国石油新疆油田分公司开发公司环境保护规定的要求，带罐作业，100%回收；采出废水经陆梁集中处理站处理达标后回注油藏，严禁直接外排	符合
6	在钻井和井下作业过程中，鼓励油污、污水进入生产流程循环利用	本项目采用钻井泥浆不落地技术，无钻井废水排放，运营期废水经陆梁集中处理站污水处理系统处理达标后，先用于压裂液配置，后全部回注油藏	符合
7	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置	将落地油 100%进行回收，定期交由有相应危险废物处理资质的单位处置	符合
8	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系	中国石油新疆油田分公司开发公司目前已建立了完善的健康、安全与环境管理体系（QHSE 管理体系）	符合
9	加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理	环评要求项目开展工程环境监理，并拟定了开发期环境监理计划	符合

2.8.2.3 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）的符合性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）相符性见表 2.8-4。

表 2.8-4 与进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评),一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等	本次以陆 11 区块为单位进行评价,包括拟建开发井及配套集输管线、供配电等地面工程	符合
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施	项目环境影响及风险评价详见后文“环境影响分析”章节与环境风险评价	符合
3	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,应当论证其可行性和有效性	本项目依托工程及其可行性分析详见后文	符合
4	涉及废水回注的,应当论证回注的环境可行性,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染	本项目运营期采出废水经陆梁集中处理站污水处理系统处理达标后用于回注油藏,已论证依托可行性分析。本项目采取了地下水污染防治和监控措施,防止造成地下水污染,详见报告第 6 章环保措施章	符合

		节	
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置	本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，未添加磺化物，为环境友好的钻井液，水基泥浆随钻井队用于后续钻井使用；水基岩屑收集于岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响	施工期严格控制占地面积，施工单位在占地范围内施工，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。具体详见环境保护措施章节	符合
8	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施	建设单位设置安全环保科室及人员，建有 HSE 管理体系，监督落实建设、运营及退役期各项生态环境保护措施	符合

2.8.2.4 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）

符合性分析

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表 2.8-5。

表2.8-5 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	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准中要求	本项目	是否相符
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集中处理站处理	相符
2	在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		相符
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浓度不应超过 4.0mg/m ³	在采取密闭集输，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	相符

2.8.2.5 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）符合性分析

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表 2.8-6。

表2.8-6 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	是否相符
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，水土保持和防	相符

	查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理	沙治沙方案见 6.8、6.9	
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 5.6 和 6.7	相符
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	相符
4	落实“双随机、一公开”要求，加强涉沙区建设项目环境保护管，督促建设单位严格落实环境影响评价文件及其批复要求，并按规定开展建设项目环境影响后评价，完善环保措施，提高环境影响评价的有效性	建设单位将落实环境影响评价文件及其批复要求，并按照《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）进行环境影响后评价	符合

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

本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）相符性分析详见表 2.8-7。

表2.8-7 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符性分析一览表

序号	规范内容		本工程	是否相符
1	总则	矿山企业应遵守国家法律法规和相关产业政策，依法办矿	本工程符合国家产业政策，依法办理相关勘探开采手续	符合
2	基本要求	矿区功能分区布局合理，生产、运输和储存等管理规范有序	功能分区清晰、合理，各分区均按照 SHE 要求规范管理	符合
3	矿容矿貌	矿区按生产区、管理区、生活区等功能区，应运行有序，管理规范	各分区运行有序，按照 SHE 要求规范管理	符合
		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标识牌	项目区各项供水、供电、依托环保基础设施较为完善；道路、生产区均设置有各类操作提示牌、说明牌、警示牌等	符合
4	资源开发方式	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求	根据矿区油藏地质情况，选用适宜的开采工艺及装备，符合清洁生产要求，清洁生产分析详见 3.3.3 小节	符合
		贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境	边开采，边治理，钻井期临时用地及时平整、恢复	符合
5	绿色开发	应遵循油气资源赋存状况，生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，	根据油藏勘探情况及地质特征，合理制定区块开发	符合

		选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	方案，选用先进的开采工艺和技术，未使用淘汰的技术工艺及装备	
		合理确定场址、站址、管网、路网建设占地规模	根据油藏分布及环境情况合理布置各井场、站场、道路、集输管线的分布，合理确定占地规模，不扰动占地范围外土地	符合
		实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配套完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	钻井采用环境友好型水基钻井液；钻井期配备了完善的固井设施；钻井采用泥浆不落地工艺，钻井泥浆循环使用	符合
		对伴生有硫化氢气体的油气藏，硫化氢气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效的处置方案	本项目伴生气不含硫化氢	符合
6	矿区生态环境保护	认真落实矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求；应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作	钻井期、运营期、退役期落实各项环境保护和生态恢复措施；制定了运营期环境监测方案，建设单位积极配合各级生态环境主管部门监督管理	符合
7	资源综合利用	按照减量化、再利用、资源化的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物，废水等，发展循环经济	回收伴生气资源，钻井期泥浆循环利用；采出水、井下作业废水均处理达标后回注油藏，不外排；油泥砂交由有资质的单位无害化处置	符合
		中高渗透油藏伴生气综合利用指标不低于 90%，低渗透-特低渗透油藏不低于 70%	油区属于低渗透油田，运营期伴生气回收利用，综合利用率不低于 70%	符合
8	节能减排	“三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求	各类污染物排放符合环境保护标准	符合
		生产主要环境选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备	选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备	符合
		废液、废气、固体废物分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%	无组织挥发烃类达标排放；采出水、井下作业废水均处理达标后回注油藏，不外排；含油污泥交由有资质的单位无害化处置，处置率 100%	符合
		油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收	落地油 100%回收	符合
		油气开采过程中产生的含油污泥，采取技术措施进行原油回收处理和利用	落地油 100%回收	符合

2.8.2.7 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》相符性见表 2.8-8。

表 2.8-8 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
(一)	选址与空间布局		
1	石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作	本项目选址与布局符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，本项目以区块为单位开展环境影响评价工作	符合
2	在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址	本项目属于天然气开采项目	符合
3	涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行	本项目不涉及自然保护区	符合
(二)	污染防治与环境影响		
1	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、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，有效降低生态环境影响	本项目施工期尽量减少施工占地，严格控制施工作业面积，缩短施工时间，落实各项生态环境保护措施；本项目不在环境敏感区	符合
2	陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。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。高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硫化氢的无组织排放。高含硫天	本项目采取密闭集输工艺；经预测，井场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求；本项目不涉及锅炉；本项目天然气中不含硫	符合

	然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放		
3	油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放	本项目伴生气全部密闭管线收集至陆梁集中处理站集中处理	符合
4	陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐	本项目生产废水经处理后回注油藏；压裂返排液进罐收集后拉运至陆梁集中处理站处理后回注油藏；钻井液随钻井队用于后续钻井使用	符合
5	涉及废水回注的，应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，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉	本项目生产废水经处理后回注油藏，回注水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）相关标准要求	符合
6	废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%	本项目落地油 100%回收；钻井泥浆回用于钻井液配备；水基岩屑收集于岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置；含油污泥、含油清管废渣委托有危废处置资质的单位处置；固体废物无害化处置率达到 100%	符合
7	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求	经预测，本项目井场、站场厂界噪声符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）2 类标准要求	符合
8	对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试	本环评对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施提出生态修复措施，并要求满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试	符合

	行)》、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求	行)》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求	
--	---	--	--

2.8.3“三线一单”与分区管控符合性分析

2.8.3.1“三线一单”符合性分析

“三线一单”，是指生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单，是推进生态环境保护精细化管理、强化国土空间环境管控、推进绿色发展高质量发展的一项重要工作。

(1) 生态保护红线

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

本项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，地处准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地，本项目不在划定的生态保护红线范围内。本项目与生态保护红线位置关系图见图 2.8-1。

(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处理站处理达标后回注油藏，正常运行期不会对周围地下水环境造成影响。含油污泥等危废委托有危险废物处置资质的单位回收、处置，固废能得到合理规范处置。本次环评调查显示，项目区域环境质量总体满足相应质量标准要求，对环境影响较小，符合环境质量底线要求。

(3) 资源利用上线

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。能源利用均在区域供水、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。总之，本项目开发符合资源利用上线要求。

(4) 生态环境准入清单

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》(2024 本), 将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。可知, 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。

本项目单井井场、管线工程等占地均位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县, 属于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县一般管控单元 (ZH65422630001), 具体如图 2.8-3 所示, 本项目与塔城地区生态环境准入清单 (2023 年版) 更新后的管控要求分析见表 2.8-9。

表 2.8-9 项目与塔城地区生态环境准入清单 (2023年版) 管控要求相符性分析

环境管控单元类别		管控要求	本项目	相符性	
一般管控单元 01	ZH65422630001	空间布局约束	1.建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定, 根据区域用地和消纳水平, 合理确定养殖规模。 2.永久基本农田经依法划定后, 任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实难以避让外, 其他任何建设不得占用	1.本工程属于陆地石油开采, 不属于养殖业。 2.本项目占地类型为采矿用地和其他草地 (低覆盖草地), 不占用基本农田	相符
		污染物排放管控	1.排污企业一般管控要求: 满足总量控制、排污许可、排放标准等相关管理制度要求。 2.农业面源和生活污染源一般管控要求: 因地制宜推进农村厕所革命, 分类分区推进农村生活污水治理, 全面提升农村生活垃圾治理水平, 建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合, 整县推进畜禽粪污资源化利用	1.本工程属于陆地石油开采, 本次环评建议本项目不核定污染物总量控制指标, 不涉及排污许可, 环评要求油气开采过程中井场、站场厂界无组织挥发产生的非甲烷总烃排放满足《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。 2.本项目不涉及农业面源和生活污染源	相符
		环境风险防控	1.额敏河、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流以及其他重要环境敏感目标的河流, 按照“一河一策一图”环境应急响应方案实施应急演练, 视情加强闸坝、应急池、物资库等工程建设。 2.塔城地区行政公署和各县市人民政府有关	1.本项目及周边不涉及集中式饮用水水源地的河流以及其他重要环境敏感目标的河流。 2.本项目涉及泄漏的区域均要求做防	相符

		<p>部门应当制定水污染事故、饮用水安全突发事件、城乡供水突发事件等相关应急预案，并定期进行演练，加强应急物资储备，依法做好突发事件的应急准备、应急处置和事后恢复等工作。饮用水水源发生水污染事故，或者发生其他可能影响饮用水安全的突发性事件的，饮用水供水单位应当及时采取应急处理措施，向塔城地区行政公署、所在地县（市、区）人民政府报告，并向社会公开。有关人民政府应当采取启用备用水源等措施，保障供水安全。</p> <p>3.实施农用地土壤镉等重金属污染源头防治行动。依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。严格落实粮食收购和销售出库质量安全检验制度和追溯制度。</p> <p>4.健全地区医疗废弃物分类收集转运体系，实施现有医疗废物集中处置设施扩能提质改造，加快推进县（市）级医疗废物集中收集和处置设施体系建设以及城市医疗废物集中处置设施应急备用能力建设，推动医疗废物集中处置设施收集范围覆盖城、乡，实现城市、乡（镇）、农村地区医疗废物安全收集处置全覆盖。针对不具备集中处置条件的医疗卫生机构，应配套自建符合要求的医疗废物处置设施。鼓励发展移动式医疗废物处置设施，为偏远乡（镇）、牧业村（队）提供就地处置服务。根据自治区统一部署，建立兵地医疗废物协同应急处置机制，保障突发疫情、处置设施检修等期间医疗废物应急处置能力。坚持医疗废物收集处置调度制度，持续强化医疗废物收集转运处置环境监管，确保医疗废物得到及时有效收集，转运和处置。完善地区医疗废物集中处置应急预案，满足突发情况下医疗废物应急处置需要。</p>	<p>渗，不涉及污染源。</p> <p>3.本项目不涉及农用地土壤镉等重金属污染。</p> <p>4.本工程属于陆地石油开采项目，不属于医疗废弃物分类收集转运项目。</p>	
	<p>资源开发效率要求</p>	<p>1.至 2025 年塔城地区超采区地下水位年均下降速率控制在 0.67m/a 左右，至 2030 年超采区全部实现地下水采补平衡，地下水位下降速率控制在 0.2m/a，至 2035 年，塔城地区超采区全域保持地下水采补平衡或补大于采，地下水水位逐渐恢复，水位恢复速率在 0.1m/a 以上。</p> <p>2.结合高标准农田建设，加大田间节水设施建设力度，提高农业用水效率。塔城地区 2025</p>	<p>1.本工程属于陆地石油开采项目，不属于地下水开采项目。</p> <p>2.本项目不涉及农田建设，不涉及农业节水等</p>	<p>相符</p>

		年、2030 年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为 0.64、0.68，塔城地区 2025 年、2030 年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为 0.66、0.69。		
--	--	--	--	--

综上所述，本项目建设符合“三线一单”要求。

2.8.3.2 与《自治区生态环境分区管控方案和七大片区管控要求》（新环环评发〔2021〕162 号）相符性分析

根据《自治区生态环境分区管控方案和七大片区管控要求》（新环环评发〔2021〕162 号），自治区层面确定优先保护、重点管控、一般管控单元的生态环境管控要求。同时，按照《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，全区划分为七大片区，包括北疆北部(塔城地区、阿勒泰地区)、伊犁河谷、克奎乌-博州、乌昌石、吐哈、天山南坡(巴州、阿克苏地区)和南疆三地州片区，新疆维吾尔自治区生态环境厅制定《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》。塔城地区（不含沙湾市和乌苏市）主要涉及“北疆北部片区”，乌苏市涉及“克奎乌-博州片区”，沙湾市涉及乌昌石片区。

本项目 6 口采油井及配套工程位于自治区生态环境分区的一般管控单元，位于七大片区的北疆北部片区。其管控要求见表 2.8-10。

表2.8-10 本项目与新环环评发〔2021〕162号文相符性分析

管控要求			本项目符合性分析
A7 一般 管 控 单 元	空间布局约束	限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目，原则上不增加产能，现有“高污染、高环境风险产品”工业项目持续削减污染物排放总量并严格控制环境风险。原则上禁止建设涉及一类重金属、持久性有机污染物排放的工业项目。建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。	本项目不属于高污染、高环境风险项目，不属于建设类的工业项目，本项目不占用耕地。本项目符合空间布局约束要求、符合一般管控单元的其他方面的要求。
	污染物排放管控	落实污染物总量控制制度，根据区域环境质量改善目标，削减污染物排放总量。加强农业面源污染治理，严格控制化肥农药施加量，逐步削减农业面源污染物排放量。	
	环境风险防控	加强生态公益林保护与建设，防止水土流失。禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的尾矿、矿渣等。加强农田土壤、灌溉水的监测及评价，对周边或区域环境风险源进行评估。	
	资源利用	实行水资源消耗总量和强度双控，推进农业节水，提高农业	

	要求	用水效率。优化能源结构，加强能源清洁利用。	
北疆北部片区	空间布局约束	严格执行国家、自治区产业政策和环境准入要求，严禁“三高”项目进新疆，坚决遏制“两高”项目盲目发展。不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目。推动项目集聚发展，新建、改建、扩建工业项目原则上应布置于由县级及以上人民政府批准建立、环境保护基础设施完善的产业园区、工业聚集区或规划矿区，并且符合相关规划和规划环评要求。	符合
	总体排放要求	深化行业污染源头治理，深入开展火电行业减排，全力推进钢铁行业超低排放改造，有序推进石化行业“泄漏检测与修复”技术改造。强化煤化工、石化、有机化工、表面涂装、包装印刷等重点行业挥发性有机物控制。深入开展燃煤锅炉污染综合整治，深化工业炉窑综合治理。加强“散乱污”企业综合整治。优化区域交通运输结构，加快货物运输绿色转型，做好车油联合管控。以改善流域水环境质量为核心，强化源头控制，“一河（湖）一策”精准施治，减少水污染物排放，持续改善水环境质量。强化园区（工业集聚区）水污染防治，不断提高工业用水重复利用率。加快实施城镇污水处理设施提质增效，补齐生活污水收集和处理设施短板，提高再生水回用比例。持续推进农业农村污染防治。提升土壤环境监管能力，加强污染地块安全利用监管。强化工矿用地管理，严格建设用地土壤环境风险管控。加强农用地土壤污染源头控制，科学施用化肥农药，提高农膜回收率。	符合
	环境风险防控	禁止在化工园区外新建、扩建危险化学品生产项目。严格落实危险废物处置相关要求。加强重点流域水环境风险管控，保障水环境安全。	符合
	资源利用效率要求	优化能源结构，控制煤炭等化石能源使用量，鼓励使用清洁能源，协同推进减污降碳。全面实施节水工程，合理开发利用水资源，提升水资源利用效率，保障生态用水，严防地下水超采。	符合
	片区管控要求	加强对阿尔泰山西北部喀纳斯自然景观及南泰加林生态功能区内湖泊、湿地、森林和野生动植物保护，维护阿尔泰山、准噶尔西部山地等水源涵养功能和生物多样性功能。加大区域建设与管理力度，实现生态环境保护、矿产资源开发、旅游与畜牧业协调发展。 巩固塔额盆地绿洲农业生态功能区基本农田土壤环境质量。积极推进地下水超采治理，逐步压减超采量，实现地下水采补平衡。 强化额尔齐斯河、额敏河等跨界河流突发水环境污染事故的环境风险防控；严格管控河流两岸汇水区内分布的排污口、尾矿库以及沿河公路段危险品运输、上游山区段矿产资源开发等活动，建立风险防控体系。加强废弃矿区土壤重金属污染风险管控及修复治理。	符合

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

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，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。

本项目所在区域位于一般管控单元。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。

本项目与一般管控单元管控要求相符性分析详见表 2.8-11，与新疆“三线一单”管控单元位置关系详见图 2.8-2。

表2.8-11 新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控要求相符性分析

序号	管控要求	本项目	相符性
1	石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	本项目采用先进技术、工艺及设备，实行清洁生产。未使用国家和自治区淘汰的技术、工艺及设备。	符合
2	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。	本项目井场均进行了场地平整，钻井及井下作业地面铺垫防渗膜，固体废物分类收集，统一清运，采用泥浆不落地工艺，散落油和油水混合液回收处理。项目区属于大陆性干旱气候，降水量远小于蒸发量，不需要设置挡水墙、防洪渠道。	符合
3	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。	生产运行单位定期对本项目输送管线及油气储存设施进行巡检。	符合
4	石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境。对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。 对钻井作业产生的油污、废矿物油应当回收处理。	本项目使用无害化水基泥浆，采用泥浆不落地工艺，钻井作业不产生钻井废水。钻井作业产生的落地原油 100%回收处理。	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。	本项目采用下套管注水泥固井完井方式进行水泥固井，保证表层套管封固质量完好；按设计规定实施，确保施工质量；同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，并防止油气泄漏污染地下水。	符合
6	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	本项目运输石油、钻井液等采用专用罐车进行拉运，本环评已提	符合

	范措施，防止渗漏、泄漏、溢流和散落。	出相应运输风险防范措施，详见风险专项第 5.7 小节。	
7	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。	本项目陆 11 区井区整体采用密闭集输工艺，采出液中的伴生气经管道进入陆梁集中处理站统一处理。	符合

2.8.3.4 与《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》相符性分析

根据《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）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。

本项目所在区域位于一般管控单元，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。与塔城地区“三线一单”管控单元位置关系详见图 2.8-3。

本项目与塔城地区总体管控要求见表 2.8-12。

表 2.8-12 塔城地区总体管控要求相符性分析

序号	管控要求		本项目	是否相符
1	空间布局约束	禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、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	本项目不占用基本农田	符合
		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
2	污染物排放管控	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	本项目制定了土壤监督性监测，企业定期安排巡井工作，对井场、管线等进行隐患排查，防止设备损坏、管线腐蚀等情况，及时排查防止造成土壤污染	-
3	环境风险防控	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	开发公司编制了《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》，并在塔城地区生态环境局备案，运营单位定期开展隐患排查	符合

2.8.4 选址选线合理性分析

根据现场调查和资料搜集，项目区域和管道沿线内均不涉及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）中第三条中的（一）国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区；不涉及（三）中的以居住、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域，以及文物保护单位，但属于（二）中的水土流失重点治理区。

根据《和布克赛尔蒙古自治县国土空间总体规划（2021-2035）》（公示稿），战略定位为：“自治区能源化工合作发展区”，本项目为陆 11 井区油田产能建设项目，属于能源设施重点建设项目，符合《和布克赛尔蒙古自治县国土空间总体规划（2021-2035）》（公示稿）规定。

2.8.4.1 工程选址原则

该采区范围不属于禁止开采区或限制开采区。本工程对敏感区域及敏感目标进行避让，工程选址做到以下内容：

①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；

②新建井场应尽量选择在地表无植被或植被较少处；

③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；

④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；

⑤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；

⑥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。

⑦本项目区远离人群居住区，不在铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧 200m 范围以内；

⑧本项目不在自然保护区、饮用水水源保护区等特殊敏感区域，符合区域经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

2.8.4.2 管线合理性分析

①拟建项目新建管线主要是单井出油管线、单井注水管线。拟建管线沿途所

经区域生态系统以荒漠生态系统为主，项目所在区域分布的植被类型为红皮沙拐枣荒漠，植被较稀疏，项目井场、管线敷设不占用国家和自治区保护植物；

②本项目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，同时管线开挖临时作业宽度控制在 13m 内，严格控制土壤扰动面积；

③本项目管线建设距离油田道路均较近，项目区野生动物极少出入油田区域，本项目的建设不会对动物生境产生明显影响；

④管道穿越油区简易路采用大开挖方式，穿越完毕后恢复原有路面。穿越沥青路采用顶管方式。

⑤项目区年降蒸发量 2287.7mm，属于降雨少，蒸发量大，项目管线开挖在两侧修筑地边埂，施工结束尽快进行回填，发生洪水的概率极低，且项目管线开挖不涉及重型机械，因此管线施工对地质稳定性不会造成影响。

⑥本项目要求严格控制临时占地范围，施工期施工现场设立围栏，施工期严格控制和运营期均采取避让、保护等措施，项目选址符合塔城地区“三线一单”的相关要求。本次产能建设不占用保护文物、风景名胜区、自然保护区、森林公园以及生态红线等环境敏感区。符合区域经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

⑦项目所在区域属于天山北坡诸小河流域重点治理区。本工程无法避让天山北坡诸小河流域重点治理区，建设单位必须在项目前期按照《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）的要求，编制符合要求的水土保持方案，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

本项目在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感点。工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，本项目建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

综上所述，拟建项目选址充分考虑了工程对沿线区域环境的影响，基本合理可行。

3 建设项目工程分析

3.1 工程开发现状与环境影响回顾

3.1.1 油藏开发现状

3.1.1.1 油藏勘探开发过程

三个泉凸起西段油气资源丰富，2000 年利用三维地震资料落实了三个泉 1 号背斜多个高点，并上钻了陆 11 井，该井在侏罗系西山窑组 J_{2x4} 层 2166.0m~2173.9m 取心，获含油岩心 7.9m，其中油浸级 4.13m，油斑级 3.77m，同年 8 月 15 日射开西山窑组 J_{2x4} 层 2165.0m~2168.0m 井段试油，抽汲获日产油 0.39t，日产水 45.8m³，试油效果不理想，与地质条件不符，综合分析认为固井质量差，底水管外窜导致高含水（2020 年 9 月报废封井）。随后该区又部署实施了评价井陆 105、陆 106，其中陆 105 井于 2000 年 10 月 22 日射开西山窑组 J_{2x4} 层 2192.0~2198.0m 井段试油，抽汲日产油 5.62t、日产水 4.17m³，获得工业油流，从而发现了陆 11 井区西山窑组 J_{2x4} 油藏；陆 106 井于 2001 年 7 月 20 日射开西山窑组 J_{2x4} 层 2147.5m~2151.0m 井段试油，抽汲获日产油 3.49t、日产水 4.30m³。2001 年 12 月，陆 11 井区西山窑组 J_{2x4} 油藏按构造控藏上报探明石油地质储量 170.08×10⁴t，含油面积 6.80km²。

表 3.1-1 陆 11 井区西山窑组 J_{2x4} 油藏试油成果表

井号	层位	井段 m	求产 方法	日产油 t	日产水 m ³	累产油 t	累产水 m ³	试油 结论
陆 11	J _{2x4}	2165.0-2168.0	抽汲	0.39	45.8	2.18	251.71	含油水层
陆 105	J _{2x4}	2192.0-2198.0	抽汲	5.62	4.17	48.58	64.93	油水同层
陆 106	J _{2x4}	2147.5-2151.0	抽汲	3.49	4.30	63.48	90.23	油水同层
陆 166	J _{2x4}	2259.0-2266.0	4.0mm	15.60		67.47		油层

3.1.1.2 油藏地质特性

(1) 地层特征

陆 11 井区自下而上发育的地层为：石炭系（C），三叠系克拉玛依组（T_{2k}）、白碱滩组（T_{3b}），侏罗系八道湾组（J_{1b}）、三工河组（J_{1s}）、西山窑组（J_{2x}）、头屯河组（J_{2t}），白垩系清水河组（K_{1q}）、呼图壁河组（K_{1h}）、胜金口组（K_{1s}）、

连木沁组 (K_1l)、艾里克湖组 (K_2a)。缺失了二叠系、下三叠统及侏罗系上统、部分中统,其中石炭系与三叠系、侏罗系与白垩系为区域性不整合接触。西山窑组自下而上可分为 J_{2x_4} 、 $J_{2x_{2+3}}$ 和 J_{2x_1} 。

J_{2x_4} 自下而上可细分为 $J_{2x_4^3}$ 、 $J_{2x_4^2}$ 、 $J_{2x_4^1}$ 三个砂层,其中 $J_{2x_4^3}$ 、 $J_{2x_4^2}$ 层的厚度在 8.0m-12.0m 之间,主要为中细粒砂岩,层内发育不稳定的钙质、泥质夹层; $J_{2x_4^1}$ 为本区主要含油目的层,厚度在 12.0m-15.0m 之间,岩性以中细粒砂岩为主,顶部发育一套 3.0m-8.0m 的泥质夹层,为本区有效的盖层。

(2) 储层特征

① 沉积特征

陆 11 井区侏罗系西山窑组 J_{2x_4} 为三角洲前缘沉积,主要发育河口砂坝、河道沉积微相,物源来自北西方向。

侏罗系西山窑组 J_{2x_4} 砂体在陆 11 井区分布稳定,厚度 18.5m~28.0m,平均 23.5m,砂体内部隔夹层较为发育,以钙质砂岩、泥岩为主。 $J_{2x_4^1}$ 砂体厚度在 4.0m-11.0m 之间, $J_{2x_4^2}$ 、 $J_{2x_4^3}$ 砂体厚度在 6.0m-10.0m 之间,完钻井证实砂体平面均连续分布。

② 岩矿特征

陆 11 井区西山窑组 J_{2x_4} 储层岩性主要为中-细粒岩屑砂岩及细粒岩屑砂岩。碎屑成分以石英、长石为主,石英含量平均为 28.6%,长石含量平均为 21.0%;岩屑中凝灰岩含量平均为 33.1%,其次为霏细岩、千枚岩等。碎屑颗粒主要为次棱角状,分选中等,接触方式以点~线接触为主,杂基主要为高岭石和泥质,胶结物以铁白云石为主,胶结类型以孔隙型~压嵌型为主。

③ 孔隙结构特征

据陆 11 井区压汞资料统计分析,进汞饱和度平均 81.6%,孔喉变异系数平均 0.25,排驱压力平均 0.14MPa,饱和度中值压力平均 1.19MPa,最大孔喉半径平均 8.1 μ m,退汞效率平均 32.9%,平均毛管半径平均 2.19 μ m,均质系数平均 0.22。进汞效率高,排驱压力较小,孔喉适中且分选较好,储集空间较好。

④ 物性特征

陆 11 井区西山窑组 J_{2x_4} 储层孔隙度在 5.6%~24.6%之间,中值为 18.1%,渗透率在 0.183mD~535mD 之间,中值为 15.7mD; $J_{2x_4^1}$ 油层孔隙度在 15.7%~24.6%

之间，中值为 18.2%，渗透率在 0.503mD~535.0mD 之间，中值 23.7mD，为中孔、低渗储集层。

(3) 油藏类型

根据构造、储层展布特征及试油试采资料分析，陆 11 井区西山窑组 J_{2x4} 油藏为受断裂遮挡的层状构造油藏，油层发育在 J_{2x4} 砂体顶部 J_{2x4}¹ 小层，下部发育一套较稳定的隔层，油藏北部受陆 106 井北断裂和陆 11 井北断裂控制，西部、东部分别受陆 11 井西断裂、陆 11 井东断裂控制，南部构造低部位受油水界面控制。

3.1.2 区块开发现状

为落实陆 11 井断块侏罗系西山窑组 J_{2x4} 油藏规模及产能，2022 年 4 月在陆 11 井西侧实施了陆 166 井，该井 2022 年 5 月 23 日射开西山窑组 J_{2x4} 层 2259.0m~2266.0m 井段试油，4.0mm 油嘴自喷生产，日产油 15.6t，累积产油 67.47t，试油结论为油层。

为进一步落实陆 11 井区西山窑组 J_{2x4} 油藏的建产潜力，陆 166 井于 2022 年 6 月 8 日试采，目前日产液 21.4t、日产油 19.2t、含水率 10.1%，累计生产 550 天，累计产油 8299t、累计产水 897t，平均单井日产油 15.1t。后相继实施了开发控制井 2 口，其中 LU1609 井于 2023 年 7 月 4 日试采，目前日产液 14.8t、日产油 6.3t、含水率 57.7%，累计生产 180 天，累计产油 1145t，累计产水 1131t，平均单井日产油 6.3t；LU1614 井于 2023 年 8 月 29 日新投开，目前日产液 15.2t/d，日产油 8.2t/d，含水率 46.0%，累计生产 122 天，累计产油 1454t，累计产水 890t，平均单井日产油 11.9t。三口井试采均取得良好的生产效果，展现出陆 11 井区西山窑组 J_{2x4} 油藏具有较好产能。

表 3.1-2 陆 11 井区西山窑组 J_{2x4} 油藏试采情况表

井号	初期生产情况			目前生产情况			累积生产情况			平均单井日产油 t/d
	日产液 t	日产油 t	含水率 %	日产液 t	日产油 t	含水率 %	天数	油 t	水 m ³	
陆 166	20.8	18.4	11.5	21.4	19.2	10.1	550	8299	897	15.1
LU1609	9.6	6.2	35.4	14.8	6.3	57.7	180	1145	1131	6.4
LU1614	27.9	20.6	26.1	15.2	8.2	46.0	122	1454	890	11.9

陆梁油田陆 11 井区现有工程情况详见表 3.1-3。

表 3.1-3 陆梁油田陆 11 井区现有工程组成

类别	本批工程实际建设内容及建设规模
----	-----------------

钻井工程		采油井	采油井 2 口（LU1614、LU1609），井型为二开直井井身结构， 钻井总进尺 4456m
		评价井	评价井 1 口（陆 166H）
采油集输	采油井场	采油井口	2 套 12 型抽油机、配套电机功率 30kW，25MPa DN50 采油井口
		井口电加热器	2 个井口设电保温盒，0.15kW 防爆电加热器，设清蜡和热洗接口， 同时设安全标志牌
	多通阀站	多通阀站	1 座陆 11 井区 1 号多通阀站：12 井式多通阀撬 1 座，40kW 电加 热器 1 台
	管线	单井出油管线	DN50 PN2.5MPa 单井出油管线 605m，地理保温敷设，管底埋深 -1.8m
		集输支线	0.314km DN150 2.5MPa 集油支线，地理保温敷设，管底埋深-2.0m； 设标志桩、里程桩
公用工程	供配电		施工期用电由柴油发电机提供；运营期新建 10kV 架空线路 0.5km
	供排水		给水：主要为生活用水、管道试压用水和井下作业洗井用水；井 区位于荒漠地区，周围无成熟的供水管网，用水由罐车从陆梁油 田作业区拉运至用水场地； 排水：主要为采出水、井下作业废水、管道试压废水和生活污水； 井下作业废水集中收集进罐，由罐车拉运至陆梁集中处理站采出 水处理系统处理；采出液管输至陆梁集中处理站处理出水水质满 足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》 （SY/T5329-2022）标准后回注油藏，不外排；管道试压废水污染 物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘
	物联网		单井：在每座单井设置 1 套带 ZigBeePro 网关功能的 RTU；多通 阀站：站内设计量撬 RTU 内实现就地显示及控制功能。RTU 配 套提供 5.8GHz 无线网桥将数据传输至公寓（生产监控中心） SCADA 系统
	防腐保温		单井管道、集油支线管道材质为热塑性塑料内衬玻璃钢复合管， 具有优良的耐蚀性，具有优良的耐蚀性，非金属管道连接接头、 钢塑转换接头为钢质，采用外防腐层防腐
	道路		道路 0.374km，为四级简易道路，采用天然砂石路面，设计行车 速度 20km/h
依托工程	生活污水		施工期钻井队未单独设置施工营地，生活依托陆 9 集中生活区， 生活污水收集后定期清运至乌鲁木齐区污水处理厂
	生活垃圾		施工生活垃圾经陆 9 集中生活区收集后拉运至乌鲁木齐区生活垃圾 填埋场处理
	钻井岩屑		钻井岩屑进入泥浆不落地装置，委托新疆宇洲能源科技有限责任 公司处理满足《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
	采出水、井下作 业废水、压裂返 排液、废洗井液		依托陆梁集中处理站采出水处理系统处理
	清管废渣、废防 渗膜、废机油		施工期防渗膜均回收利用，无废防渗膜产生；废机油由钻井单位 收集统一委托新疆聚力环保科技有限公司处置；运行期产生的清 管废渣委托有资质单位处置

环保工程	废气	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
	废水	施工期钻井队未单独设置施工营地，生活依托陆9集中生活区，生活污水收集后定期清运至乌尔禾区污水处理厂
	噪声	选用低噪声设备，并对高噪声设备采取基础减振和隔声等降噪措施
	固体废物	钻井期钻井采用不落地处理系统，钻井岩屑分离后委托新疆宇洲能源科技有限责任公司清运处置
	防渗膜铺垫	井下作业过程铺设防渗膜，防止污染土壤

(1) 陆11井区油气集输现状

陆11井区已建评价井陆166未转产，采油井LU1614和LU1609均在生产。项目采用密闭集输工艺，2口采油井采出液经已建单井出油管线进入陆11井区1号多通阀管汇站计量加热，再通过已建集油支线管输接入陆136混输管线集输至陆梁集中处理站进行处置。集输采用集中加热输送工艺。

陆11井区油气集输现状见图3.1-1，陆11井区已实施地面管网见图3.1-2。

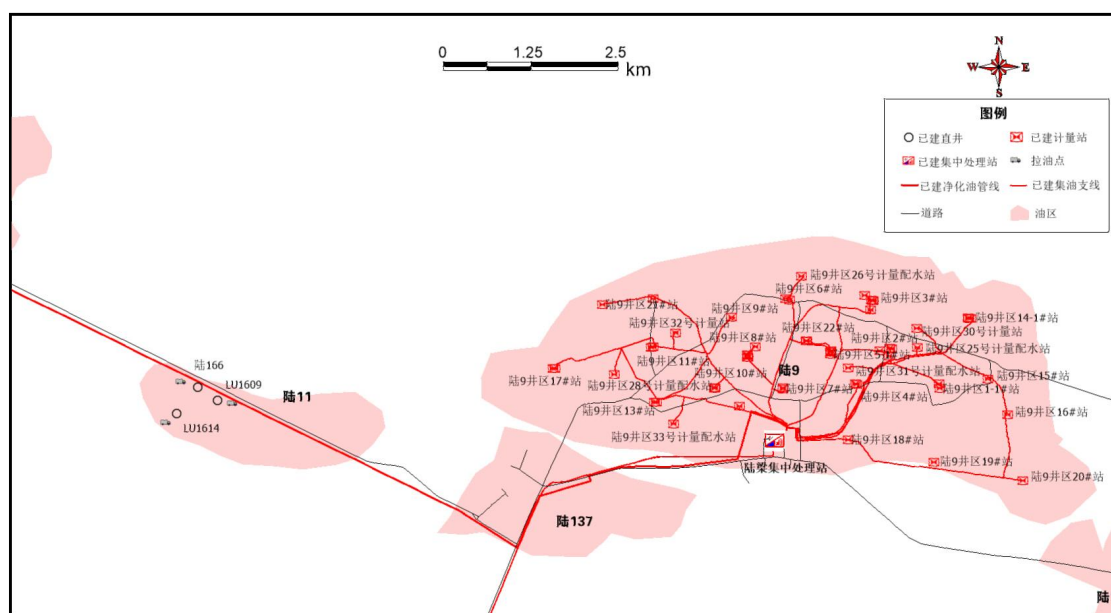


图 3.1-1 油气集输现状图

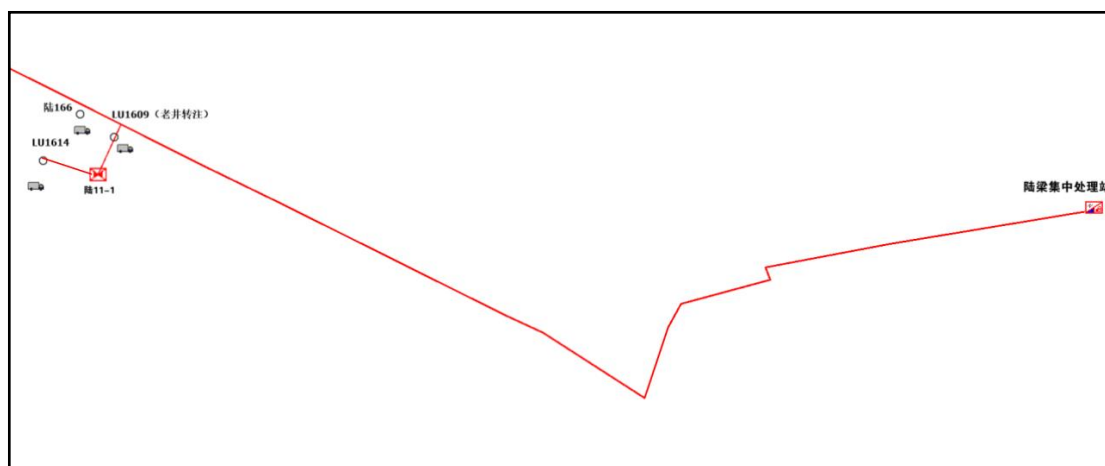


图 3.1-2 陆 11 井区现状平面管网图

(2) 注水现状

目前，陆 11 井区无注水系统，无需供水。另外，陆梁集中处理站至陆 12 井区已建一条长 21km、管径 150mm、管线压力 3.5MPa 的供水管线，穿越陆 11 井区；处理站内已建 $Q=46\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=300\text{m}$ 的输水泵 1 台，具体运行参数见表 3.1-4。

表 3.1-4 陆梁集中处理站至陆 12 供水管线运行参数表

供水管线	长度 km	水量 m^3/d	数量 台	扬程 (m)		流量 (m^3/d)		功率 kW
				设计	实际	设计	实际	
处理站-LU5101 井	10	900	/	/	/	/	/	/
处理站-陆 12	21	100	/	/	/	/	/	/
输水泵	/	/	1	300	280-295	1104	1000	75

备注：LU5101 为减排回注井。

由上表可以看出，目前只有一台输水泵，设计流量 $1104\text{m}^3/\text{d}$ ，实际流量 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ，但实际压损达到了 2.8-2.95MPa。

(3) 消防

油区外部消防依托新疆油田消防四大队陆梁中队，每个班组为 14 人，执勤车辆 5 部：依维柯破拆工具车 1 辆，装有各类消防工具和防化服等；豪沃中型泡沫消防车 1 辆，清水泡沫 2m^3 ，清水 5m^3 ；斯太尔王重型泡沫消防车 1 辆，清水泡沫 3m^3 ，清水 12m^3 ；豪沃多功能泡沫消防车 1 辆，清水泡沫 4m^3 ，清水 8m^3 ；豪沃重型水罐消防车 1 辆，清水 25m^3 。距离井区约 10km，10min 内可到达。

陆梁集中处理站已建消防系统包括：1 座 1000m^3 消防水罐、1 座地面上消防泵房，内设 3 台消防泵（2 用 1 备）， $Q=200\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=125\text{m}$ ；2 台柴油消防泵， $Q=60\text{L/s}$ ， $H=125\text{m}$ ；已建 1 座压力空气泡沫比例混合装置，储罐容积 10m^3 ，混合液流量 64L/s ，压力等级 0.6-1.2MPa。

(4) 供配电现状

陆 11 井区属于陆梁 110kV 变电站供电范围，该变电站主变容量 2×25MVA，最大供电能力 45MW，2023 年最大运行负荷 31MW，平均运行负荷为 25.8MW。

陆 11 井区内已建成 10kV 架空线路—陆水源线，导线采用 JL/G1A-95/20，目前该线路最大负荷为 0.62MW，平均负荷为 0.47MW。

(5) 物联网现状

陆梁油田作业区已于 2019 年完成物联网改造，采油井场的仪表、设备信号均接入井口 RTU，实现井口工艺参数的采集、监控等功能。RTU 采用 5.8GHz 无线网桥，传输至陆梁油田作业区公寓（生产监控中心）的 SCADA 系统，实现集中监控、生产管理等功能。

3.1.3 本次拟利旧老井现状

本项目拟利用老井 3 口，其中 1 口评价井陆 166 和 2 口采油井 LU1614 和 LU1609。实施情况及环保手续见表 3.1-5。

表 3.1-5 本次老井利用情况

序号	项目	井号	井别	井深 (m)	现状情况		环评手续	验收手续
					开钻时间	完钻时间		
1	老井利用	陆 166	评价井	2328	2022/4/6	2022/4/23	2021 年 12 月 6 日取得塔城地区生态环境局批复，塔地环字〔2021〕260 号	2023 年 11 月 23 日，第一批工程完成自主验收
2		LU1614	采油井	2222	2023/7/20	2023/7/29	2023 年 5 月 18 日取得塔城地区生态环境局批复，塔地环字〔2023〕103 号	2024 年 10 月 20 日，第一批工程完成自主验收
3		LU1609	采油井	2234	2023/5/16	2023/5/28		

3.1.4 环境管理现状

3.1.4.1 环保手续履行情况

经统计，陆梁油田陆 11 井区前期勘探井和开发井均开展了环境影响评价，现有环评手续和验收情况见表 3.1-6。

表 3.1-6 项目环保手续履行情况表

序号	工程名称	环评类别	环评批复	环保竣工验收
1	中国石油新疆油田分公司陆梁油田开发建设项目环境影响报告书	报告书	环审〔2003〕69 号	2004 年 11 月 28 日通过原国家环保总局验收

2	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	后评价	原自治区环保厅批复，新环评价函（2011）1120号	/
3	陆梁油田作业区 2011~2017 年环境影响后评价报告书	后评价	2018 年 12 月 24 日	/
4	陆梁油田陆 11 井区侏罗系西山窑组油藏评价井工程	报告表	2021 年 12 月 6 日取得塔城地区生态环境局批复，塔地环字（2021）260 号	2023 年 11 月 23 日，第一批工程完成自主验收
5	陆梁油田陆 11 井区侏罗系西山窑组油藏开发工程环境影响报告书	报告书	2023 年 5 月 18 日取得塔城地区生态环境局批复，塔地环字（2023）103 号	2024 年 10 月 20 日，第一批工程完成自主验收

3.1.4.2 现有工程排污许可执行情况

《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 3.1-7。

表3.1-7 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
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

3.1.4.3 环境应急预案及应急演练情况

中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区已制定了完善的突发环境事件应急预案，并取得塔城地区生态环境局的备案，备案编号为 654200-2022-024-M。

3.1.4.4 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 3.1-8

表 3.1-8 现有工程污染物排放情况汇总表

项目	污染源	污染物	现有工程产生量	现有工程排放量
废气	采油集输过程无组织挥发	烃类 t/a	0.1154	0.1154
废水	井场-井下作业废水	废水量 t/a	81.39	0
		化学需氧量 t/a	0.10	0
		石油类 t/a	0.02	0
	陆梁集中处理站	采出水 10 ⁴ m ³ /a	3.69	0
固体废物	含油污泥 (t/a)		106.19	0
	落地油 (t/a)		/	0
	清管废渣 (t/次)		0.005	0
	废机油 (t/次)		0.12	0
	废防渗膜 (t/次作业)		1.5	0
	废洗井液 (t/2a)		75.87	0
	压裂返排液 (t/a)		919.26	0

注: 现有工程总量来自《陆梁油田陆 11 井区侏罗系西山窑组油藏开发工程环境影响报告书》。

3.1.5 区块现状开发环境影响回顾分析

3.1.5.1 生态环境影响回顾

目前陆梁油田陆 11 井区已建成的井场永久性占地范围内进行硬化处理或砾石覆盖, 永久占地上的植被已完全清除, 临时占地范围内的植被正在进行自然恢复。

油区内道路规范, 没有车辆乱碾乱轧的情况发生, 没有随意开设便道, 减少和避免了对油田区域生态环境的扰动和破坏。目前, 无环境遗留问题。

3.1.5.2 大气环境影响回顾

现有工程运营期间废气污染源主要为油田集输处理过程中, 由于阀门、法兰等连接处的泄漏或设备超压放空等, 会产生无组织挥发性烃类排放。根据《陆梁油田陆 11 井区侏罗系西山窑组油藏开发工程 (第一批) 竣工环境保护验收调查报告》(2024 年 9 月), LU1614 井、LU1609 井、陆 11 井区 1 号多通阀站和陆梁集中处理站周边无组织非甲烷总烃监测结果见表 3.1-9。

表 3.1-9 无组织非甲烷总烃监测结果 单位: mg/m³

监测点位	监测时间		监测结果				最大值	标准限值	达标情况
			第一次	第二次	第三次	第四次			
LU1614 井	2024.8.10	G1	0.21	0.23	0.22	0.22	0.23	4.0	达标

		G2	0.21	0.24	0.32	0.28	0.32	4.0	达标	
		G3	0.24	0.26	0.23	0.22	0.26		达标	
		G4	0.26	0.28	0.30	0.24	0.30		达标	
		2024.8.11	G1	0.28	0.28	0.25	0.22		0.28	达标
			G2	0.22	0.23	0.25	0.25		0.25	达标
			G3	0.24	0.21	0.23	0.23		0.24	达标
			G4	0.22	0.27	0.24	0.23		0.27	达标
LU1609 井	2024.8.10	G5	0.28	0.26	0.28	0.28	0.28	4.0	达标	
		G6	0.25	0.24	0.26	0.26	0.26		达标	
		G7	0.29	0.30	0.27	0.28	0.30		达标	
		G8	0.21	0.24	0.25	0.24	0.25		达标	
	2024.8.11	G5	0.23	0.23	0.22	0.21	0.23		达标	
		G6	0.22	0.22	0.22	0.24	0.24		达标	
		G7	0.24	0.23	0.24	0.24	0.24		达标	
		G8	0.23	0.22	0.23	0.24	0.24		达标	
陆 11 井区 1 号多通阀管汇站	2024.8.10	G9	0.22	0.22	0.27	0.27	0.27	4.0	达标	
		G10	0.26	0.27	0.25	0.25	0.27		达标	
		G11	0.25	0.28	0.25	0.24	0.28		达标	
		G12	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25		达标	
	2024.8.11	G9	0.23	0.22	0.22	0.22	0.23		达标	
		G10	0.24	0.23	0.25	0.24	0.25		达标	
		G11	0.22	0.22	0.29	0.28	0.29		达标	
		G12	0.28	0.26	0.26	0.26	0.28		达标	
陆梁集中处理站	2024.8.10	G13	0.24	0.23	0.23	0.25	0.25	4.0	达标	
		G14	0.26	0.26	0.23	0.23	0.26		达标	
		G15	0.23	0.22	0.26	0.29	0.29		达标	
		G16	0.25	0.26	0.25	0.23	0.26		达标	
	2024.8.11	G13	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26		达标	
		G14	0.26	0.24	0.22	0.22	0.26		达标	
		G15	0.21	0.20	0.20	0.22	0.22		达标	
		G16	0.22	0.23	0.21	0.22	0.23		达标	

根据监测结果表明：LU1614 井、LU1609 井、陆 11 井区 1 号多通阀站和陆梁集中处理站厂界无组织非甲烷总烃最大排放浓度，符合《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。

3.1.5.3 水环境影响回顾

单井采出液采用功图法计量后直接从井口管输至陆 11 井区 1 号多通阀站内汇总，再依托陆 136 集输支线管输至陆梁集中处理站处理，分离出的采出水经站内污水处理系统处理达标后回注油藏。

井下作业废液主要是修井、酸化、压裂、冲砂作业时产生，属于临时性的，在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废液，拉运至陆梁集中处理站处理。

采出水和井下作业废水经陆梁油田集中处理站污水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注油藏不外排。

根据《陆梁油田陆 11 井区侏罗系西山窑组油藏开发工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》（2024 年 9 月），陆梁集中处理站回注水水质监测结果详见下表 3.1-10。

表3.1-10 陆梁集中处理站回注水监测结果

监测时间	监测指标	监测结果（mg/L）				标准限值	是否达标
		第一次	第二次	第三次	第四次		
2024.8.8	悬浮固体含量	15	18	17	16	25	达标
	含油量	13.1	13.4	11.3	12.5	30	达标
2024.8.9	悬浮固体含量	15	18	15	18	25	达标
	含油量	13.4	12.8	11.6	12.2	30	达标

监测结果表明：验收监测期间，陆梁集中处理站回注水所测指标均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求。

3.1.5.4 声环境影响回顾

井场噪声主要来自各种抽油机机泵产生的噪声。根据《陆梁油田陆 11 井区侏罗系西山窑组油藏开发工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》（2024 年 9 月）中对陆 11 井区现有采油井、管汇站及陆梁集中处理站厂界进行监测，监测结果见表 3.1-11。

表3.1-11 噪声监测结果及结论（单位：dB(A)）

监测点位		2024 年 8 月 10 日-11 日		2024 年 8 月 11 日-12 日	
		昼	夜	昼	夜
LU1614 井	Z1	45	43	45	43
	Z2	45	44	45	43
	Z3	45	44	45	43
	Z4	45	44	46	43
LU1609 井	Z5	45	44	45	44
	Z6	45	43	45	44
	Z7	45	43	45	44
	Z8	46	44	45	43
陆 11 井区 1 号 多通阀管汇站	Z9	46	45	47	45
	Z10	46	45	46	45
	Z11	47	44	46	46
	Z12	46	45	46	45
陆梁集中处理 站	Z13	47	45	47	45
	Z14	47	44	46	46
	Z15	46	45	46	45
	Z16	46	46	47	45
标准限值		60	50	60	50

达标情况	达标	达标	达标	达标
------	----	----	----	----

监测结果表明：LU1614 井、LU1609 井、陆 11 井区 1 号多通阀管汇站及陆梁集中处理站厂界四周噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。

3.1.5.5 固体废物环境影响回顾

（1）施工期

钻井井场岩屑堆场采取土工膜防渗；钻井采用泥浆不落地技术，钻井岩屑进入储罐，由新疆宇洲能源科技有限责任公司清运处置，检测均符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）指标限值，综合利用。

（2）运营期

运营期井下作业单位实施带罐操作，作业管架下部地表铺设防渗膜，做到原油不落地。集输采用密闭式管道输送，不产生落地原油。运营期产生的固体废物主要是含油污泥、落地原油和井下作业废液（压裂返排液和洗井废液）、废机油和清管渣，验收调查期间暂未产生。产生后含油污泥采用专用收集罐收集，先在陆梁集中处理站污泥贮存场暂存后委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处置；清管废渣、废机油、废防渗膜交具有危废处置资质单位处置；落地油由作业单位 100%回收后运至陆梁集中处理站原油处理系统进行处理；废洗井液、压裂返排液依托陆梁集中处理站处置。生活垃圾集中收集后运送至陆梁油田作业区生活垃圾填埋场处置。

3.1.6 存在环境问题及整改措施

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，已完钻的陆 11 井区内 1 口评价井和 2 口采油井及配套管线等工程，在施工期、运营期都严格按照工程方案、水土保持方案中提出的环境保护要求，井场采取了废气、废水、固废、生态措施，不存在现有环境问题。

3.2 建设项目概况

3.2.1 工程基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：陆梁油田陆 11 井区侏罗系西山窑组油藏开发工程；

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司；

项目性质：扩建。

3.2.1.2 建设地点

陆梁油田陆 11 井区位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠北部，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，中心坐标：*。

陆 11 区井区地理位置见图 3.2-1。外环境关系见图 3.2-2。

3.2.1.3 建设规模及组成

本工程主要建设内容有：

(1) 拟在陆 11 区井区部署采油井 8 口，注水井 3 口。其中新钻采油井 6 口，老井利用 2 口，设计单井产能 6.0t/d，部署总产能 1.44×10^4 t；新钻注水井 2 口，老井利用 1 口，单井注水量为 29m³/d，新增注水规模 87m³/d。

(2) 配套安装采油井井口装置 8 口、新建单井采油管线 6km、计量站 1 座；安装注水井井口装置 3 口，单井注水管线 2.2km、注水站 2 座、配水撬 1 座，配套建设供配电、仪表工程等。

具体工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1 陆 11 区井区产能建设主要工程组成一览表

类别	名称	工程量	建设内容	备注	
钻井工程	新钻采油井	6 口	井型为直井，单井井深 2210m；井号 LU1601、LU1602、LU1604、LU1606、LU1608、LU1612	新建	
	新钻注水井	2 口	井型为直井，单井井深 2210m；井号 LU1605、LU1611		
	井口地面设施	钻井液循环设施		设置在每座井场靠近井口位置，控制钻井液注入和循环使用；钻井液均采用非磺化水基泥浆	新建
		地面安全阀		防止突发事件，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，防止突发事件	
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 ）		
老井利	老井转采	2 口	老井转采油井 2 口，井号：陆 166、LU1614	改建	

用	油井					
	老井转注水井		1 口	老井转注水井 1 口，井号 LU1609	改建	
地面工程	井口装置	采油井口装置	6 座	采油井口采用 10 型抽油机，配套电机 22kW。井口设保温盒，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	新建	
		注水井口装置	3 座	采用标准化设计，井口设防冻压力表，置于保温盒内	新建	
	采油工程	计量站	1 座	陆 11-1 多通阀管汇橇	新建	
		单井管线	6km	单井管线 DN50 PN2.5MPa，热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 70℃）	新建	
	注水工程	注水站	2 座	每座注水站设有 1 台 Q=6m ³ /h P=20MPa N=45kW 柱塞泵，设 1 套变频器、流量计、橇装彩板房、工艺管线及阀门等	新建	
		配水橇	1 座	新建注水泵橇旁新建座 6 井式 25MPa 配水橇，新增 3 口注水井接入新建配水橇内	新建	
		注水管线	2.2km	注水管线 DN50 PN20MPa，注水管线采用玻璃钢管线，管线埋至冻土层以下	新建	
	油区配套辅助工程	供配电		新增电力负荷 189.45kW，陆 11 井区已建 10kV 架空线路陆水源线可满足新增负荷用电需求，新建杆架式变电站电源可由该线就近 T 接		依托
				新建 10kV 架空线路 2.1km，电力电缆 0.835km，杆架式变电站 7 座		新建
物联网		在采油井、计量配水站设置 RTU，井站场 RTU 数据通过无线网桥方式上传至已建混输泵站，再通过已建光缆传输至陆梁中控室 SCADA 系统，实现远程监测		新建		
消防		陆 11 井区外部消防依托新疆油田消防四大队陆梁中队，距离陆 11 井区约 10km，30min 内可到达；陆梁集中处理站及井区内部消防采用移动消防，共计配备 8kg 干粉灭火器 6 具		新建		
巡检道路		利用现有井场道路		新建		
公用工程	供电		用电依托陆 12 变电站，电源由 10kV 架空线路—陆 12 井二线、三线引接。每口井设 1 座杆架式变电站，新建输电线路 4.2km，采用 0.4kV 电缆线路配电		-	
	供水		生活用水依托陆梁作业区用水，水源为石西水源井		-	
	供暖		项目冬季不施工，不涉及供热；运营期井口采用电加热		-	
	施工营地		本项目不单独设置施工营地，施工人员住宿依托陆梁作业区公寓		-	
环保工程	废气	施工期	柴油发电机	废气产生量较少，属无组织排放	-	
		运营期	油气集输、装卸	废气产生量较少，属无组织排放	-	
	废水	施工期	钻井废水	采用“钻井泥浆不落地技术”，钻井废水循环使用，不外排	-	

	运营期	生活污水	施工期生活污水依托陆梁集中公寓生活污水处理设施处理达标后冬储夏灌	-	
		井下作业废水	作业单位自带回收罐（50m ³ ，双层防渗钢制撬装罐）回收作业废水，拉运至陆梁集中处理站污水处理系统处理达标后回注	-	
		采出水	经陆梁集中处理站污水处理系统处理达标后回注	-	
		生活污水	本项目运营期不新增工作人员，在陆梁作业区已有人员中调配，不新增生活污水	-	
	噪声	施工期	设备、钻井机械噪声	在施工期产生的机械噪声，通过距离衰减和隔声等设施达标排放	-
		运营期	机械噪声	选用低噪声设备，安装基础减振垫	-
	固废	施工期	钻井岩屑	钻井泥浆不落地装置处理，产生的钻井岩屑经检测合格的综合利用，检测不合格交由有资质的单位进行无害化处置	-
			生活垃圾	在陆梁作业区公寓范围集中清运至乌尔禾生活垃圾填埋场填埋	-
		运营期	含油污泥	交由有资质的单位处置	-
			废防渗膜	交由有资质的单位处置	-
			废机油	交由有资质的单位处置	-
			落地油	本项目井下作业时带罐（50m ³ ，双层防渗钢制撬装罐）作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油交由有相应危险废物处理资质的单位处置	-
			压裂返排液和废洗井液	本项目产生的压裂返排液和废洗井液拉运至陆梁集中处理站污水处理系统处理后回注地层	-
生活垃圾			依托陆梁作业区公寓，生活垃圾集中清运至陆梁生活垃圾填埋场填埋	-	
生态	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等措施	-		
依托工程	陆梁集中处理站	本项目采出液进入陆梁集中处理站处理，该站设计原油处理能力 120×10 ⁴ t/a，污水处理系统处理规模为 20000m ³ /d，现状实际原油处理量为 75×10 ⁴ t/a，实际污水处理量为 19370m ³ /d，本项目原油产能 1.08×10 ⁴ t/a，采出水为 17800t/a，井下作业废水（洗井水）产生量为 81.39t/a，可以依托	-		
	陆梁作业区公寓	属于《新疆油田分公司陆梁油田开发建设项目》中的配套设施，占地面积 10.5 万 m ² ，建筑面积 12191.11m ² ，配套生活居住能力为 258 人。本次施工期不设置施工营地，依托陆梁作业区公寓	-		
	陆梁油田生活垃圾填埋场	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陆梁油田生活垃圾填埋场；设计总容积 54000m ³ ，设计日填埋量 3t/d，2018 年投运，服务年限为 10 年，目前正常运行，依托可行	-		

2.2.1.4 投资估算

项目总投资 4602 万元，其中地面投资 1950 万元，钻井投资 2652 万元，全部为企业自筹。

3.2.1.5 劳动组织及定员

本工程建成后由陆梁作业区负责运行管理，本次不新增劳动人员。

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 原油性质

陆 11 井区西山窑组地面原油密度为 0.848g/cm^3 ， 30°C 地面原油粘度为 $18.49\text{mPa}\cdot\text{s}$ ； 50°C 地面原油粘度为 $10.22\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，凝固点为 17.3°C ，含蜡量为 7.86%。

表 3.2-2 陆 11 井区原油性质表

区块	层位	密度 g/cm^3	30°C 粘度 $\text{mPa}\cdot\text{s}$	35°C 粘度 $\text{mPa}\cdot\text{s}$	40°C 粘度 $\text{mPa}\cdot\text{s}$	50°C 粘度 $\text{mPa}\cdot\text{s}$	凝固点 $^\circ\text{C}$	含蜡量 %
陆 11	J _{2x4}	0.848	18.49	15.60	13.01	10.22	17.3	7.86

3.2.2.2 天然气性质

陆 11 井区西山窑组 J_{2x4} 油藏天然气为溶解气，相对密度为 0.7958，甲烷含量为 69.93%。具体见表 3.2-3。

表 3.2-3 陆 11 井区天然气性质表

区块	层位	相对密度	组分含量 (%)				
			甲烷	乙烷	丙烷	二氧化碳	氮气
陆 11	J _{2x4}	0.7958	69.93	7.59	3.55	0.11	12.01

3.2.2.3 采出水性质

陆 11 井区西山窑组 J_{2x4} 油藏地层水矿化度在 13834.73mg/L ~ 19000.51mg/L 之间，平均为 16271.87mg/L ，氯离子含量在 7763.55mg/L ~ 10946.11mg/L 之间，平均为 9498.58mg/L ，水型为 NaHCO_3 型。具体见表 3.2-4。

表 3.2-4 陆 11 井区地层水性质表

区块	层位	主要离子(mg/L)						矿化度 (mg/L)	水型
		HCO_3^-	Cl^-	SO_4^{2-}	Ca^{2+}	Mg^{2+}	K^+ 和 Na^+		
陆 11	J _{2x4}	639.95	9498.58	72.84	243.43	24.73	6112.31	16271.87	NaHCO_3

3.2.3 开发方案

(1) 部署情况

陆 11 井区侏罗系西山窑组 J_{2x4} 油藏采用 260m~300m 井距不规则反七点面积注水井网，共部署开发井 11 口，其中采油井 8 口（新钻井 6 口，老井利用 2 口），注水井 3 口（新钻井 2 口，老井转注 1 口），单井设计井深 2210m，钻井总进尺 1.77×10⁴m。设计单井产能 6.0t/d，部署总产能 1.44×10⁴t，其中新建产能 1.08×10⁴t，老井标定产能 0.36×10⁴t。实施表详见表 3.2-5，具体部署井号见 3.2-6。

表 3.2-5 陆 11 井区西山窑组 J_{2x4} 油藏开发部署表

区块	层位	总井数 (口)	新钻井 (口)		采油井老井 利用 (口)	老井转 注 (口)	单井 产能 (t/d)	设计 井深 (m)	区块 日产 油 (t)	部署 总产能 (10 ⁴ t)	新建 产能 (10 ⁴ t)	老井利 用产能 (10 ⁴ t)	井型
			采油 井	注水 井									
陆 11	J _{2x4}	11	6	2	2	1	6.0	2210	48.0	1.44	1.08	0.36	直井

表 3.2-6 陆 11 井区西山窑组 J_{2x4} 油藏开发井号明细表

层位	新钻井 (8 口)		老井利用采油 井 (2 口)	老井转注 (1 口)
J _{2x4}	采油井 (6 口)		陆 166、LU1614	LU1609
	注水井 (2 口)			
	LU1601、LU1602、LU1604、 LU1606、LU1608、LU1612		LU1605、LU1611	

(2) 钻井实施顺序

在整体部署的基础上择优分批实施，在第一批中优先开钻 2 口注水井和 3 口采油井，第二批开钻 3 口采油井。后续实施过程中，根据地质条件变化情况，及时调整，保证钻井成功率。

表 3.2-7 陆 11 井区西山窑组 J_{2x4} 油藏开发实施明细表

实施顺序	井别		井数 (口)
	采油井	注水井	
第一批	LU1608、LU1606、LU1612	LU1611、LU1605	5
第二批	LU1604、LU1601、LU1602	/	3
合计 (口)	6	2	8

(3) 新钻井产量预测

陆 11 井区总体实施新钻 6 口采油井、2 口注水井，预测 15 年，累产油达 6.26×10⁴t，累产液 23.72×10⁴t，累产气 209.53×10⁴m³，综合平均含水 72.3%。第 3 年产油量达到最大值 0.98×10⁴t，具体见表 3.2-8。

表 3.2-8 陆 11 井区西山窑组 J2x4 油藏新钻井开发指标预测表

时间	采油井数 (口)	注水井数 (口)	年注水 (10 ⁴ m ³)	年产油 (10 ⁴ t)	年产液 (10 ⁴ t)	年产气 (10 ⁴ m ³)	综合 含水 (%)	气油比 (m ³ /t)
1	3	2	0.27	0.14	0.27	4.52	50.0	32.29
2	6	2	1.38	0.68	1.38	22.58	51.5	33.21
3	6	2	2.07	0.98	2.07	32.87	53.6	33.54
4	6	2	1.79	0.81	1.79	26.96	56.4	33.28
5	6	2	1.56	0.66	1.56	22.23	58.8	33.68
6	6	2	1.40	0.55	1.40	18.55	62.0	33.73
7	6	2	1.29	0.47	1.29	15.67	65.7	33.34
8	6	2	1.26	0.40	1.26	13.32	71.0	33.30
9	6	2	1.29	0.34	1.29	11.32	76.3	33.29
10	6	2	1.44	0.29	1.44	9.67	83.0	33.34
11	6	2	1.70	0.25	1.70	8.32	87.5	33.28
12	6	2	1.93	0.21	1.93	7.15	90.3	34.05
13	6	2	2.08	0.18	2.08	6.19	91.9	34.39
14	6	2	2.14	0.16	2.14	5.41	93.0	33.81
15	6	2	2.13	0.14	2.13	4.79	93.6	34.21

(4) 总体部署产量预测 (含老井利用)

陆 11 井区总体部署 8 口采油井 (2 口老井)、3 口注水井 (1 口老井转注), 预测 15 年, 累产油达 8.65×10^4 t, 累产液 32.58×10^4 t, 累产气 289.45×10^4 m³, 综合平均含水 72.3%。第 3 年产油量达到最大值 1.28×10^4 t, 具体见表 3.2-9。

表 3.2-9 陆 11 井区西山窑组 J2x4 油藏总开发指标预测表

时间	采油井数 (口)	注水井数 (口)	年注水 (10 ⁴ m ³)	年产油 (10 ⁴ t)	年产液 (10 ⁴ t)	年产气 (10 ⁴ m ³)	综合 含水 (%)	气油比 (m ³ /t)
1	5	3	1.00	0.50	1.00	16.73	50.0	33.46
2	8	3	2.13	1.04	2.13	34.62	51.5	33.29
3	8	3	2.70	1.28	2.70	42.75	53.6	33.40
4	8	3	2.34	1.05	2.34	35.05	56.4	33.38
5	8	3	2.05	0.87	2.05	28.95	58.8	33.28
6	8	3	1.84	0.72	1.84	24.19	62.0	33.60
7	8	3	1.71	0.61	1.71	20.46	65.7	33.54
8	8	3	1.68	0.52	1.68	17.39	71.0	33.44
9	8	3	1.72	0.44	1.72	14.79	76.3	33.61
10	8	3	1.96	0.38	1.96	12.65	83.0	33.29
11	8	3	2.32	0.33	2.32	10.88	87.5	32.97
12	8	3	2.61	0.28	2.61	9.36	90.3	33.43
13	8	3	2.78	0.24	2.78	8.10	91.9	33.75
14	8	3	2.87	0.21	2.87	7.15	93.0	34.05

15	8	3	2.86	0.19	2.86	6.36	93.6	33.47
----	---	---	------	------	------	------	------	-------

(5) 井口坐标

本项目拟实施井口坐标见表 3.2-10。

3.2.4 主体工程

本项目主体工程包括钻井工程、采油工程、集输工程、注水工程。

3.2.4.1 钻井工程

(1) 井身结构

陆 11 区井区钻井基本情况见表 3.2-11。井身结构设计数据见表 3.2-12，井身结构设计说明见表 3.2-13。

表 3.2-11 陆 11 区井区西山窑组油藏井身结构

新钻井		井型	单井井深 (m)	进尺×10 ⁴ m	井身结构	单井钻井天数 (d)
采油井	注水井					
6	2	直井	2210	1.77	二开	20

3.2-12 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)	套管下入地层层位	套管下入深度 (m)	环空水泥浆返至井深 (m)
一开	0~500	311.2	244.5	K _{2a}	500	地面
二开	~2571	193.7	139.7	J _{2x}	2210	1905 (采油井)
						地面 (注水井)

3.2-13 井身结构设计说明

开钻次序	套管尺寸 (mm)	设计说明
一开	244.5	开钻前表层需打导管 10m。采用Φ311.2mm 钻头钻至井深 500m 并进入稳定泥岩层，下入Φ244.5mm 表层套管，以封隔地表流沙层和水层，水泥浆返至地面，为井口控制和后续安全钻井创造条件。
二开	139.7	采用Φ193.7mm 钻头钻至设计完钻井深 2210m，下入Φ139.7mm 油层套管，采油井水泥浆返至井深 1905m，注水井水泥浆返至地面。

直井采用二开井身结构，一开采用Φ311.2mm 钻头钻至井深 500m，下入Φ244.5mm 表层套管，采用内管注水泥固井，水泥浆返至地面。二开采用Φ193.7mm 钻头钻至设计完钻井深，下入Φ139.7mm 油层套管至完钻井深，采油井水泥浆预返至技套内 1905m，注水井水泥浆返至地面。

地层	井身结构

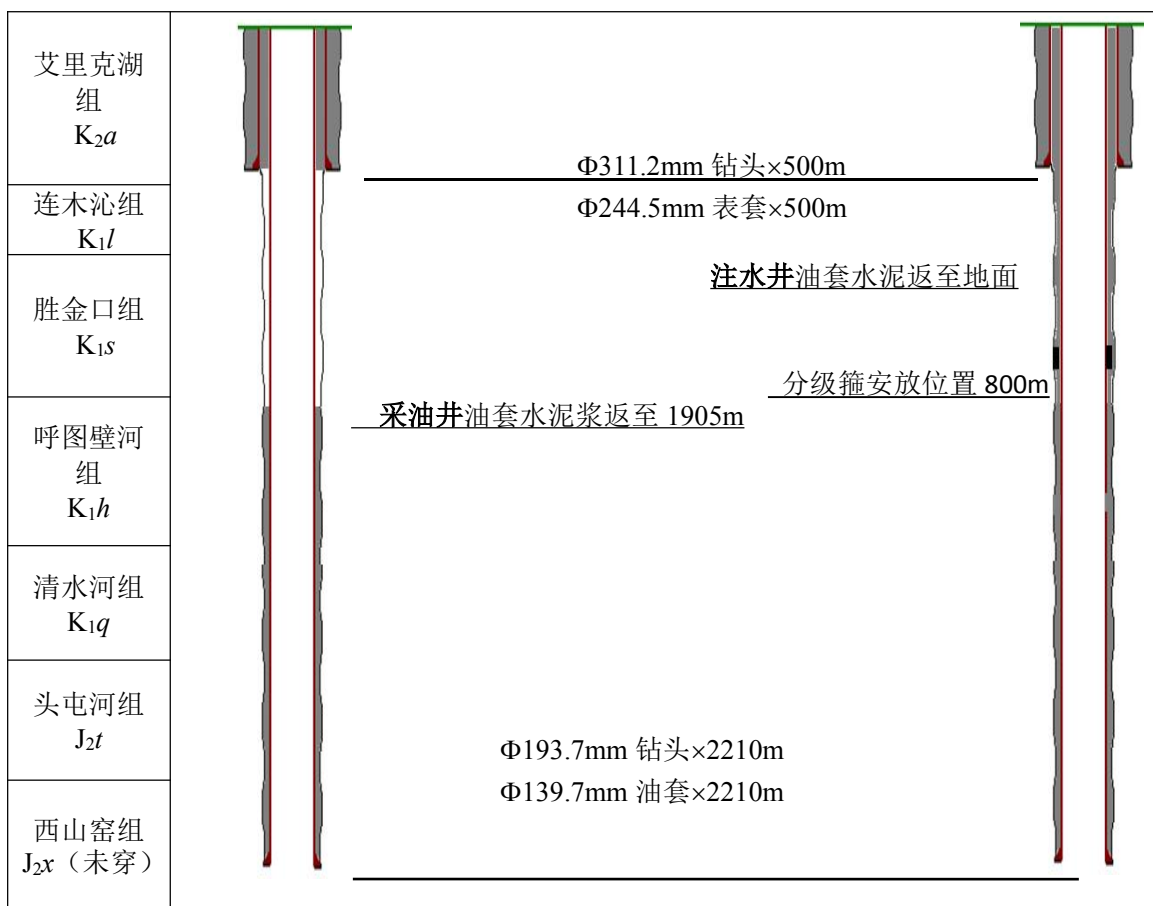


图 3.2-3 直井井身结构图

(2) 钻具选择

本工程钻井钻具组合见表 3.2-14。

表 3.2-14 钻具组合设计表

开钻次序	井眼尺寸 mm	钻进井段 m	钻具组合
一开	311.2	0~500	Φ311.2mm 钻头+Φ203.2mm 钻铤 6 根+Φ177.8mm 钻铤 6 根+Φ158.8mm 钻铤 6 根+Φ127mm 钻杆
二开	193.7	~2210	①钟摆防斜钻具组合：Φ193.7mm 钻头+Φ158.8 钻铤 2 根+Φ190mm 稳定器+Φ158.8 钻铤 16 根+Φ158.8mm 随钻震击器+Φ158.8 钻铤 4 根+Φ101.6mm 钻杆 ②常规钻具组合：Φ193.7mm 钻头+Φ158.8 钻铤 18 根+Φ158.8mm 随钻震击器+Φ158.8 钻铤 4 根+Φ101.6mm 钻杆

(3) 钻井设备

钻井主要设备详见表 3.2-15。

表 3.2-15 钻井主要设备表

序号	名称	型号	载荷 (kN)	功率 (kW)	备注

一	钻 机	ZJ30/1700	1700			
二	井 架	JJ170/32-KS	1700			
三	提升系统	绞 车	JC30		400-600	
		天 车	TC-170	1700		
		游动滑车	YC-170	1700		
		大 钩	DG-170	1700		
		水龙头	XSL-170	1700		
四	转 盘	ZP225				
五	循环系统配置	钻井泵 1#	F-1000		735	
		钻井泵 2#	F-1000		735	
		钻井液罐	13000×3000×2500			总容量：196m ³
		搅拌器	NJ-7.5			6 个
六	钻机动力系统	柴油机 1#	CAT3406C		343	
		柴油机 2#	CAT3406C		343	
		柴油机 3#				
七	发电机组	发电机 1#	Vovol		400	
		发电机 2#	Vovol		400	
八	钻机控制系统	自动压风机	2V6.5/12		55	
		电动压风机	2V6.5/12		55	
		气源净化装置				
		刹车系统				
		辅助刹车				
九	固控系统	振动筛 1#	RCZ2000		2.2	1 套
		振动筛 2#				
		除砂除泥器	RCZ2000			1 套
		离 心 机	LW450X842N		24	40m ³ /h
十	加重装置	加重漏斗				1 套
		电动加重泵				1 套
		气动下灰装置				
十一	井控系统	双闸板防喷器	2FZ35-35			1 套
		节流管汇	JG-35			1 套
		压井管汇	YG-35			1 套
		控制装置	FKQ3204			1 套
		除气器	ZCQ2-1/4		11	1 套

十二	仪器仪表	钻井参数仪表	多参数仪			1 套
		测斜仪	自浮单点			1 套
十三	防硫设备	便携式硫化氢监测仪				≥1 套
		防爆排风扇				4 台
十四	液压大钳			1 套		十四

(4) 钻井液体系

本井全井钻井液设计为“非磺”钻井液体系。

一开：坂土-CMC 钻井液体系；

配方提示：8%坂土+0.4%Na₂CO₃+0.4%CMC (中)+重晶石。

二开：聚合物钻井液体系；

配方提示：4%坂土+0.2%Na₂CO₃+0.3%NaOH+0.4%~0.6%SP-8+0.4%~0.6% FA367+0.5%复配铵盐+1~2%HY-2+3%阳离子乳化沥青+0.5%液体润滑剂+3%~4%YB-1+1%YB-3+2%超细碳酸钙+1%WC-1+重晶石。

(注：阳离子乳化沥青适用于水基钻井液体系，可用于不同温度地层的堵水调剖。由多种表面活性剂及阳离子页岩抑制剂及一定范围软化点的沥青经特种工艺加工而成。起到封堵、桥接、防膨、防塌、降失水及保护油气层作用。可用于钻井泥浆和油水井堵水调剖。)

钻井液材料用量详见表 3.2-16。

表 3.2-16 钻井液材料用量表

开钻次序	一开	二开	
钻头尺寸 mm	311.2	193.7	
井段 m	0~500	~2210	
井筒容积 m ³	38	87	
钻井液用量 m ³	101	176	
新配钻井液用量 m ³	101	176	
储备钻井液	密度 g/cm ³		
	体积 m ³		
材料名称(代号)	用 量 t (m ³)		合 计 t (m ³)
坂土	8.1	7.0	15.1
CMC(中)	0.4		0.4
Na ₂ CO ₃	0.4	0.4	0.8
NaOH		0.5	0.5
FA367		0.9	0.9
SP-8		0.9	0.9
复配铵盐		0.9	0.9
HY-2		2.6	2.6
阳离子乳化沥青		5.3	5.3

YB-1		6.1	6.1
YB-3		1.8	1.8
超细碳酸钙		3.5	3.5
WC-1		1.8	1.8
液体润滑剂		0.9	0.9
重晶石	10.0	12.0	22.0
备用材料名称	用量 t (m ³)		合计 t (m ³)
重晶石			20.0
堵漏剂			5.0
可选材料	SP-8: MAN101、JT-888、SY-3、JK-3、SJ-1、SD-HBJ、HJ-3、Redu1; FA367: MAN104、JC-1000、YL-JB、JB66、PMHA-2、IND10。		

(5) 固井工艺设计

一开：Φ311.2mm 表层套管下入深度 500m，采用内管注水泥固井，水泥浆返至地面。

二开：Φ193.7mm 油层套管下至完钻井深，采用微珠低密度水泥单级有控固井，采油井水泥浆预返至技套内 1905m，注水井水泥浆返至地面。

3.2.4.2 采油工程

新建采油井口装置 6 座，采油井口采用 10 型抽油机，配套电机 22kW。井口设保温盒，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。

3.2.4.3 油气集输工程

(1) 集输工艺

本方案新建采油井根据井位分布情况依托陆 136 井区在建混输干线及陆 11 井区在建集油支线、多通阀管汇橇，采用井口→陆梁集中处理站一级布站工艺，集输工艺采用单井加热集输工艺，陆 11 井区总体计量采用轮井计量工艺。

(2) 集输方案

本次共部署采油井 8 口（含老井），采油井均接入陆 11-1 多通阀橇，并在多通阀管汇橇处新建计量橇 1 座。陆 11 井区集输工艺流向详见图 3.2-4，新井进站情况见表 3.2-17。

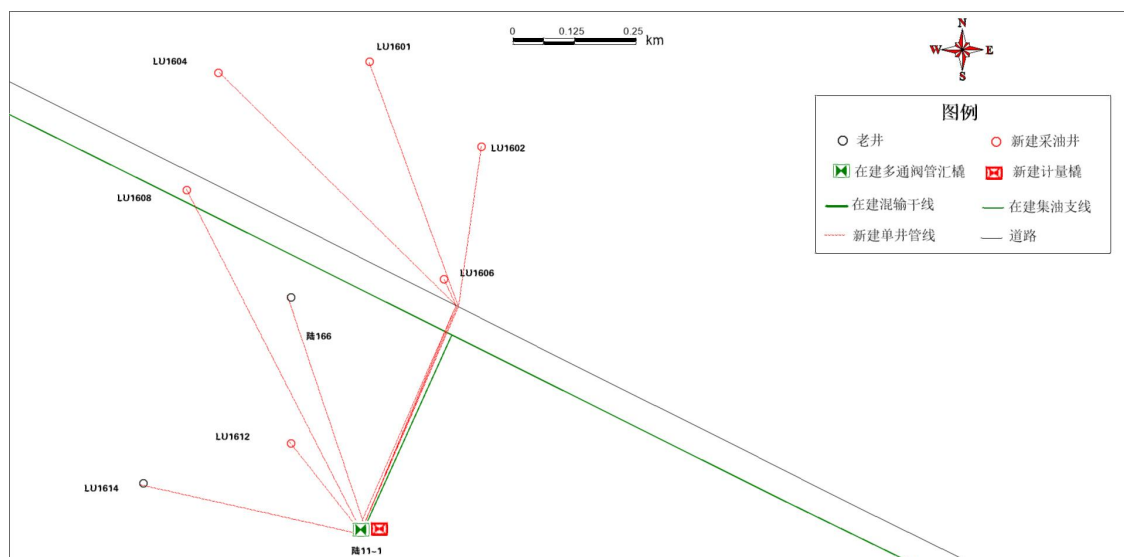


图 3.2-4 陆 11 井区集输工艺流程图

表 3.2-17 陆 11 井站接入情况表

站号	空头（个）	接入井数（口）	新井井号	备注
陆11-1站	12	8	LU1612、LU1608、LU1606、LU1601、LU1602、LU1604、陆166（老井利用）、LU1614（老井利用）	12井式计量橇

(3) 计量站

新建计量橇 1 座，装置内设多通阀、橇装计量分离器、橇内设置压力、温度、液量、气量等计量仪表。

(4) 管线

新建单井出油管道采用 DN50 PN2.5MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐高温 70℃），保温埋地敷设，保温层采用 30mm 厚聚氨酯泡沫塑料，防护层采用 2mm 厚聚乙烯胶粘带，管底埋深 -2.0m。单井管线总长约 6.0km，其中老井新建单井管线 1.04km。

混输管线依托陆 136 井区拟建 DN150 混输管道，该管线规格 DN150 PN3.5MPa，满足集输规范要求。

(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 3.2-18。本项目集输系统部署见图 3.2-5。

表 3.2-18 陆 11 井区集油区新建主要工程量一览表

序号	名称	单位	数量	备注
一	采油井场			
1	10型抽油机（配套电机22kW）	台	6	

序号	名称	单位	数量	备注
2	25MPa DN50采油井口	座	6	通集18101
3	DN50不保温油嘴加热采油井场	座	6	通集18121
4	井口电加热带	km	0.3	
5	10kw电加热器	台	7	LU1608、LU1606、 LU1601、LU1602、 LU1604、陆166、LU1614
二	集油管线			
1	单井管线DN50 PN2.5MPa, 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管 (耐温70℃)	km	6.0	埋地保温
三	计量站			
1	计量橇	座	1	陆11-1多通阀管汇橇处 新建
四	其他			
1	扫线	m ³	12600	

3.2.4.4 伴生气处理及外输

根据地质预测，陆梁油田陆 11 井区西山窑组 J_{2x4} 油藏油藏开发部署 8 口采油井（2 口老井）日产气最高为 0.13×10⁴m³/d，兼顾陆梁油田其他井区，合计最高产气量 11.13×10⁴m³/d，之后逐年递减，陆梁集中处理站设计规模 15×10⁴m³/d，石西天然气处理站设计规模 100×10⁴m³/d，目前进站气量 48×10⁴m³/d，已建装置可满足本次新增处理需求。

表3.2-19 陆梁油田陆11井区西山窑组J_{2x4}油藏伴生气分年预测表

时间	日产气量 (10 ⁴ m ³ /d)	时间	日产气量 (10 ⁴ m ³ /d)
1	0.05	8	0.05
2	0.10	9	0.04
3	0.13	10	0.04
4	0.11	11	0.03
5	0.09	12	0.03
6	0.07	13	0.02
7	0.06	14	0.02

3.2.4.5 注水水质

陆 11 井区西山窑组 J_{2x4} 油藏属于中孔、低渗储层。该油藏注入水水源采用油田采出处理水，注水水质为 II 级，注水水质按照《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准执行见表 3.2-20。

表3.2-20 注水水质主要控制指标

储层空气渗透率 μm^2	<0.01	[0.01, 0.05)	[0.05, 0.5)	[0.5, 2.0)	≥ 2.0
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量 mg/L	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
悬浮物颗粒直径中值 μm	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
含油量 mg/L	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
平均腐蚀率 mm/a	≤ 0.076				

3.2.4.5 注水工程

(1) 注水量预测

根据地质预测，陆 11 井区新增 3 口注水井（含老井）年最大注水量为 $2.87 \times 10^4 \text{m}^3$ ，即日新增注水量为 87m^3 ，见表 3.2-21。

表3.2-21 陆11井区西山窑组J2x4油藏注水量预测表

时间	采油井数（口）	注水井数（口）	年注水（ 10^4m^3 ）	日注水量（ m^3/d ）
1	5	3	1	30
2	8	3	2.13	65
3	8	3	2.7	82
4	8	3	2.34	71
5	8	3	2.05	62
6	8	3	1.84	56
7	8	3	1.71	52
8	8	3	1.68	51
9	8	3	1.72	52
10	8	3	1.96	59
11	8	3	2.32	70
12	8	3	2.61	79
13	8	3	2.78	84
14	8	3	2.87	87
15	8	3	2.86	87

(2) 注水压力

根据采油方案，西山窑组 J2x4 油藏的破裂压裂力为 37.54MPa。若注水井允许的井底最大注入压力以地层破裂压力 85% 为上限，陆 11 井区西山窑组 J2x4 油藏最大井口注入压力为 11.6MPa。参考陆 162 井区实际注入压力，目前该区域实际最大注入压力为 16.4MPa，因此陆 11 井区西山窑组 J2x4 油藏调整后的最大井口注入压力为 16.1MPa。

(3) 注水方案

由于陆 11 井区为新区注水，无可依托注水系统，考虑到后期注水开发的不确定性，降低建设风险，本方案考虑在已建陆 11-1 管汇橇旁，新建 1 座橇装注水站，采用橇装化设计，设计规模为 $140\text{m}^3/\text{d}$ ，设计压力为 20MPa 。

(4) 注水工艺

新建注水泵橇采用密闭注水工艺，即新建供水管线直接与注水泵入口相连，不设注水罐，经柱塞泵提压后直接进新建的配水橇，配水和计量后给注水井进行注水。

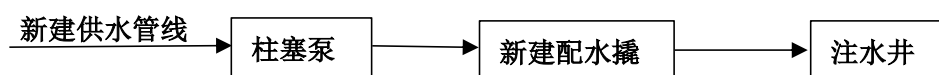


图 3.2-5 注水工艺流程简图

(5) 主要工程量

①注水站

新建 2 座注水泵橇，每座设有 1 台 $Q=6\text{m}^3/\text{h}$ ， $P=20\text{MPa}$ ， $N=45\text{kW}$ 柱塞泵，设 1 套变频器、流量计、橇装彩板房、工艺管线及阀门等。

②配水橇

新建注水泵橇旁新建座 6 井式 25MPa 配水橇，新增 3 口注水井接入新建配水橇内。

③注水井装置

新建 25MPa 注水井口装置 3 座，采用标准化设计，井口设防冻压力表，置于保温盒内。

④注水管线

新建 $\text{DN}50$ $\text{PN}20\text{MPa}$ 单井管线 2.2km ，注水管线采用玻璃钢管线，管线埋至冻土层以下。

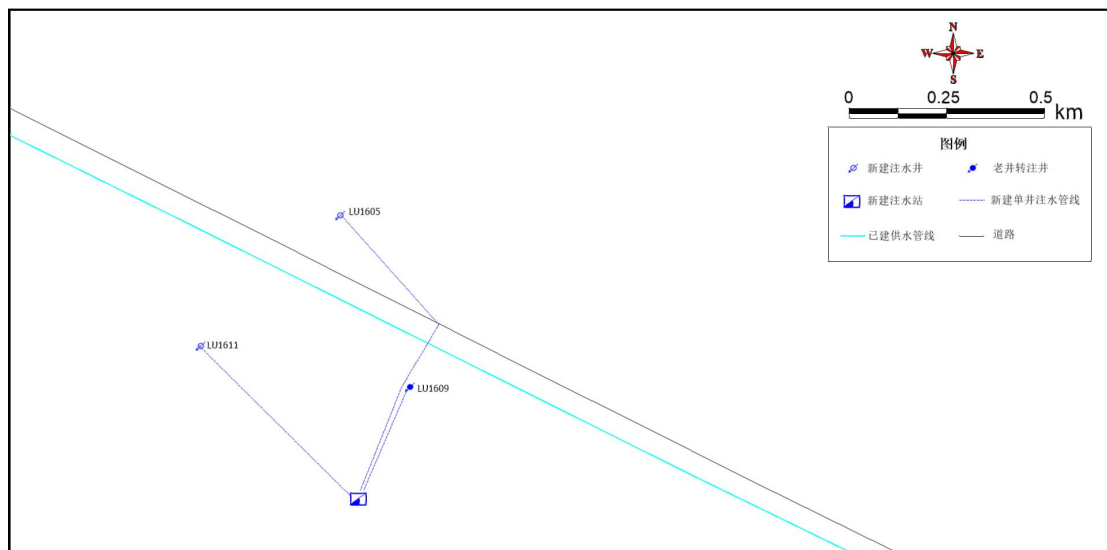


图 3.2-6 总体部署注水管线图

本工程注水部分主要工程量详见表 3.2-22。

表3.2-22 注水系统主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
一	注水站			
1	注水泵橇	座	2	
	每座注水泵橇包含以下：			
1)	柱塞泵 Q=6m ³ /h P=20MPa N=45kW	台	1	配备变频器
2)	泵进出口阀门、回流阀门等			
3)	电暖器	台	2	
4)	橇装彩板房 (8*2.8*3)	座	1	
2	平衡式节流截止阀 LJ46Y-80 DN80 3.5MPa	套	1	
3	无缝钢管 D89×4	m	30	埋地保温
4	无缝钢管 D89×7	m	30	埋地保温
5	无缝钢管 D60×3.5	m	40	埋地保温
6	排污池 1.2*1.2*1.5m	座	1	
二	油区			
1	25MPa 注水井口装置	座	3	通注 18102
2	6 井式恒流配水橇(25MPa)	座	1	通注 18202
3	DN50 PN20MPa 单井管线	km	2.2	玻璃钢管
4	扫线	m ³	10771	
6	穿越道路	处	1	

3.2.5 辅助工程

3.2.5.1 供配电工程

陆 11 井区新增负荷配电采用 0.38/0.22kV 电压等级，负荷等级为二级，主要

用电设备为抽油机、单井电加热器、注水撬等。本工程新增电力负荷 189.45kW。陆 11 井区已建 10kV 架空线路陆水源线可满足新增负荷用电需求，新建杆架式变电站电源可由该线就近 T 接。

(1) 采油井

采用单变带单井的配电方式。每口井设 1 座杆架式变电站，变压器容量均设为 50kVA，变压器采用二级能效标准节能型电力变压器，负荷率为 41.17%，采用电缆直埋地敷设至井口配电箱。

井口配电箱内设无功电容补偿装置，补偿后单井功率因数不低于 0.85。

(2) 注水站

站外设 1 座杆架式变电站，变压器容量为 250kVA，负荷率为 46.02%，变压器采用节能型电力变压器，能效等级为二级能效，采用电缆直埋地敷设至注水撬控制柜。

新建撬装式注水站注水泵电机（45kW）采用变频控制，采用一拖一控制方式，注水撬控制柜由设备供应商配套提供。

(3) 计量撬

计量撬就近从新建注水站杆架式变电站引接，采用电缆直埋地敷设至计量撬。

(4) 接地

a) 接地型式采用 TN-S 系统。

b) 防雷、防静电、工作及保护接地共用一处接地极，变压器容量不小于 100kVA 时，接地电阻 $R \leq 4\Omega$ 。

c) 井区地处沙漠，为确保接地装置安全可靠，采用接地模块作为垂直接地体，接地扁钢作为水平接地体。

(5) 主要工程量

供配电系统主要工程量，见表 3.2-23。

表3.2-23 主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量
1	10kV 架空线路干线 (JL/G1A-95/20)	km	2.1
2	10kV 真空隔离断路器 ZW32A (G) -12/T630-20A、C 相设 CT 变比为 200/5A	套	1
3	避雷器 (HY5WS-17/50 带脱离器)	组	1

序号	项目名称	单位	数量
4	杆架式变电站 (50kVA)	座	6
1)	电力变压器 S20-M, 10/0.4kV 50kVA D _{yn} 11Ud%=4	台	1
2)	开关箱 JXXT-HXT 做防风防沙防雨雪处理	面	1
3)	复合绝缘跌开式熔断器 HRW11-10/100 20A	组	1
4)	10kV 避雷器 HY5WS-17/50TL (带脱离器)	组	1
5	井口部分 每口井内含	座	6
1)	户外配电箱(含井口无功补偿 10kVar)	只	1
2)	电力电缆 VV22-0.6/1kV 4×25+1×16	km	0.125
3)	电力电缆 VV22-0.6/1kV 5×6	km	0.08
4)	电力电缆 VV22-0.6/1kV 3×4	km	0.08
5)	1kV 户外电缆终端头 (5×25)	只	2
6)	镀锌焊接钢管 (SC32)	m	20
7)	安装抱箍	副	2
8)	防爆挠性管	根	2
9)	铜接线端子 DT-25	个	10
6	撬装式注水站		
1)	杆架式变电站 (250kVA)	座	1
(1)	电力变压器 S20-M, 10/0.4kV 250kVA D _{yn} 11Ud%=4	台	1
(2)	开关箱 JXXT-HXT 做防风防沙防雨雪处理	面	1
(3)	复合绝缘跌开式熔断器 HRW11-10/100 32A	组	1
(4)	10kV 避雷器 HY5WS-17/50TL (带脱离器)	组	1
2)	电力电缆 ZA—YJV22-0.6/1kV 4×50+1×25	km	0.3
3)	电力电缆 ZA—YJV22-0.6/1kV 3×4	km	0.1
7	计量撬		
1)	电力电缆 ZA—YJV22-0.6/1kV 3×4	km	0.15

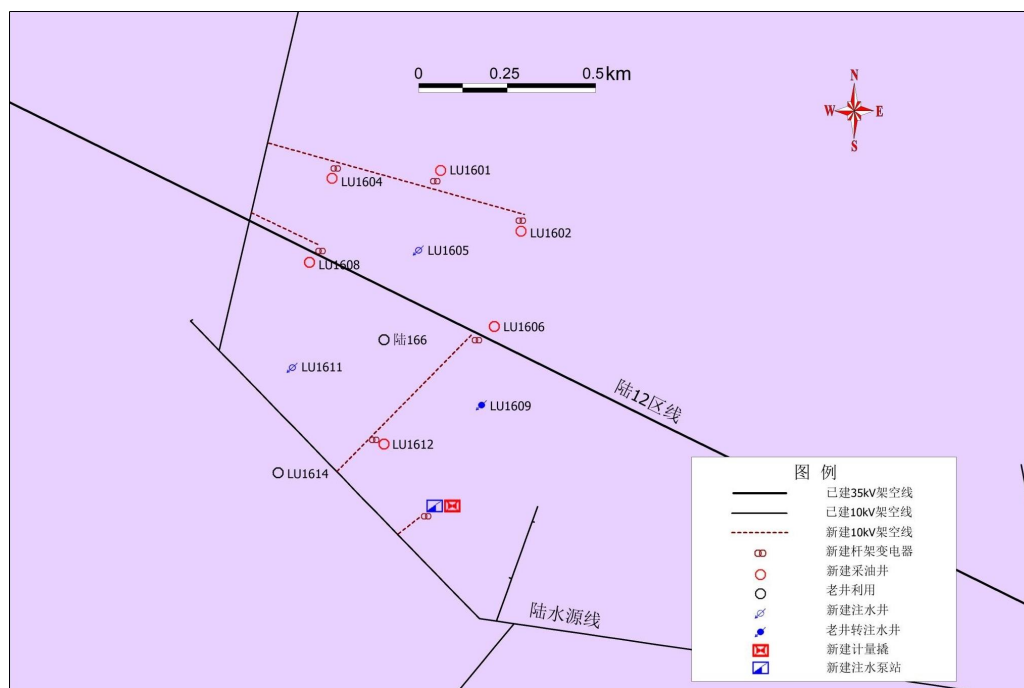


图 3.2-7 总图部署供配电图

3.2.5.2 物联网

陆 11 井区距离陆梁基地信号塔直线距离 5km 左右，现有通讯基站满足容量需求，无新建工程量。

3.2.5.3 供排水

1) 需求供水量

依据本方案地质预测，根据注水量预测及注水方案，未来 15 年最大注水量为 87m³/d，最大配水量为 140m³/d，因此，最大供水量按 140m³/d 供给。

2) 供水方案

陆 11 供水水源为陆梁集中处理站处理完的净化水。依据本方案，新增最大采出水量为 55m³/d，最大注水需求为 140m³/d，注采差为 85m³/d；而目前陆梁集中处理站处理水量为 17368m³/d，油田注水量为 14636m³/d，减排回注量为 2732m³/d，需求注水量可以通过调节减排回注量提供，具体情况见表 3.2-24。

表 3.2-24 陆梁集中处理站供水情况统计

陆梁集中处理站	采出水量 (m ³ /a)	陆 9 井区注水量 (m ³ /a)	减排回注量 (m ³ /a)
	17368	14636	2732

注：陆 12 井区注水水源为该地区的自产净化水。

陆梁集中处理站在现有泵房旁正建一座至陆 12 注水站的输水泵房，新增 2 台输水泵 H=300m、Q=46m³/h、N=75kw 后，输水量达到 1930m³/d。陆 11 所需

注水量可搭接陆 12 输水管线进行输水，另外陆 11 井区周边有一口回注井 LU5101，目前注水量约 900m³/d，为保证陆 11 井区油田注水，陆 11 供水管线搭接点置于 LU5101 的搭接点前端，优先保证油田注水，富裕水量再由 LU5101 井回注，具体见图 3.2-8。

管线拟采用 DN80 非金属管材，长度 1.1km，管线压力 3.5MPa。

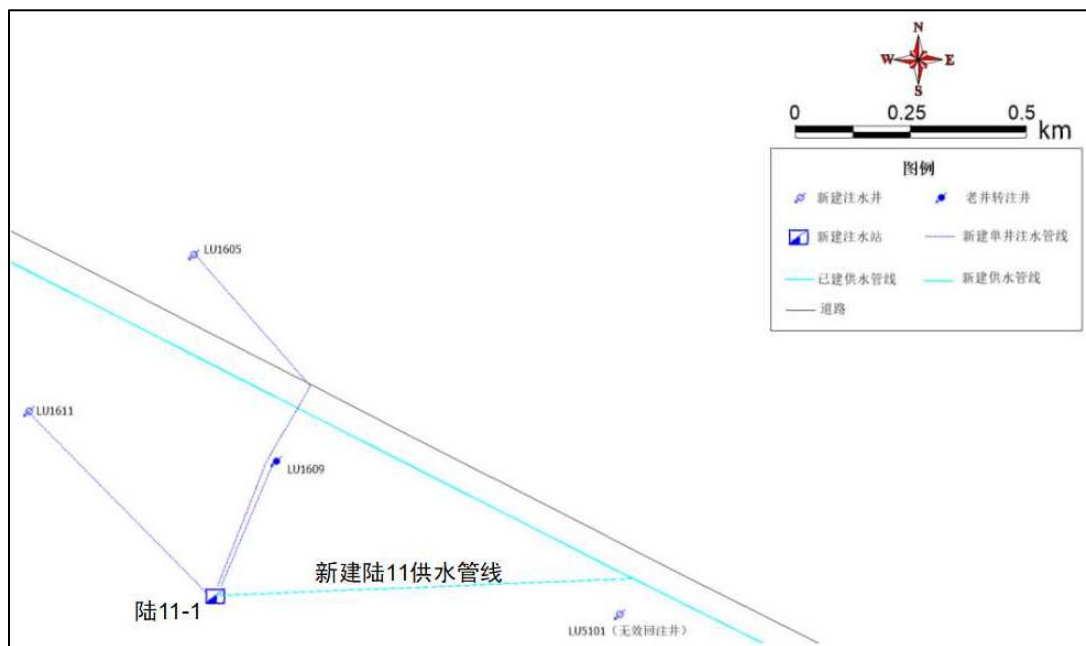


图 3.2-8 陆 11 供水管线示意图

通过理论计算，150mm 的输水管线按照目前的供水现状供水，水力损失约为 150m，该管线长期输水，可能导致管线结垢而变径，导致压损上升，建议在本方案实施前，对该管线进行清管，降低管线压损，确保输水泵平稳运行。

3) 主要工程量

新建供水管线 1 条、阀池 1 座及闸阀 1 套。主要工程量见表 3.2-25。

表 3.2-25 供水系统主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量
一	油区		
1	非金属管 DN80 P=3.5MPa	km	1.1
2	阀池	座	1
3	闸阀 DN80 3.5MPa	套	1

(2) 排水

本项目管道试压废水量约 6.48m³，就地用于洒水降尘。

钻井期生活污水产生量为 307.2m³，施工期不设生活营地，施工人员食宿依托陆梁作业区公寓。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。

3.2.5.4 道路

部署区域位于开发老区内部，周边道路网完善，交通便利，不新建道路。

3.2.6 依托工程

本项目单井井口采出液经管输输送至陆梁集中处理站处理；井下作业废水、废洗井液收集在专用储罐中，由罐车拉运至陆梁集中处理站污水处理系统处理；伴生气在陆梁集中处理站天然气处理系统内进行处置。施工期不设生活营地，工作人员食宿依托陆梁作业区公寓。施工过程产生的生活垃圾送至陆梁油田生活垃圾填埋场处置。本项目依托工程分布见图 3.2-9。

3.2.6.1 陆梁集中处理站

（1）基本情况及环保手续

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。

陆梁集中处理站工艺主要为原油处理系统、天然气处理系统和污水处理系统。其中原油处理设计规模为 $120 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际处理规模 $75 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采用“游离水脱除器+相变加热炉+多功能处理器”工艺；天然气处理站设计处理规模 $15 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，实际处理规模 $8.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；污水处理系统设计规模为 $2 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际处理规模 $1.937 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

环保手续履行情况见表 3.2-26。

表 3.2-26 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 及时间	验收批复 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 $5000 \text{m}^3/\text{天}$ ，改扩建后陆梁油田集中处理站污水处理系统处	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

	理规模达到 10000m ³ /天。		
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 60m ³ 缓冲罐 1 座、破乳剂加药橇 1 座以及 5m ³ /小时提升泵 1 台,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统进行改造,废水处理能力由 10000m ³ /d 提升为 20000m ³ /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 70×10 ⁴ t/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	自主验收,2023 年 5 月 25 日

(2) 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 3.2-4。

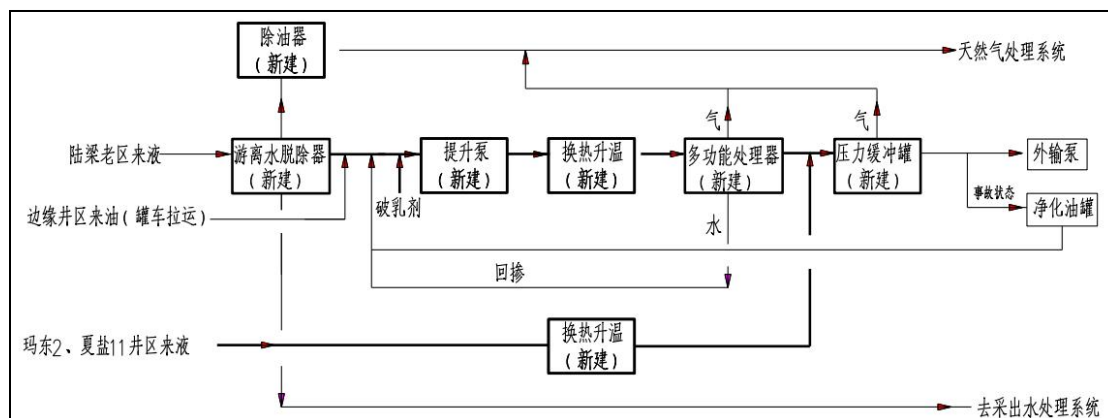


图3.2-4 陆梁集中处理站原油处理(改造后)流程图

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。

(3) 天然气处理系统

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 $15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 目前实际处理量为 $8.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

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施见下表 3.2-27。

表3.2-27 伴生气处理系统主要生产设施

序号	名称	压力 (MPa)	数量 (台)	备注
1	天然气压缩机	5.8	2	排量 $7.8\text{--}8.5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$, 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。

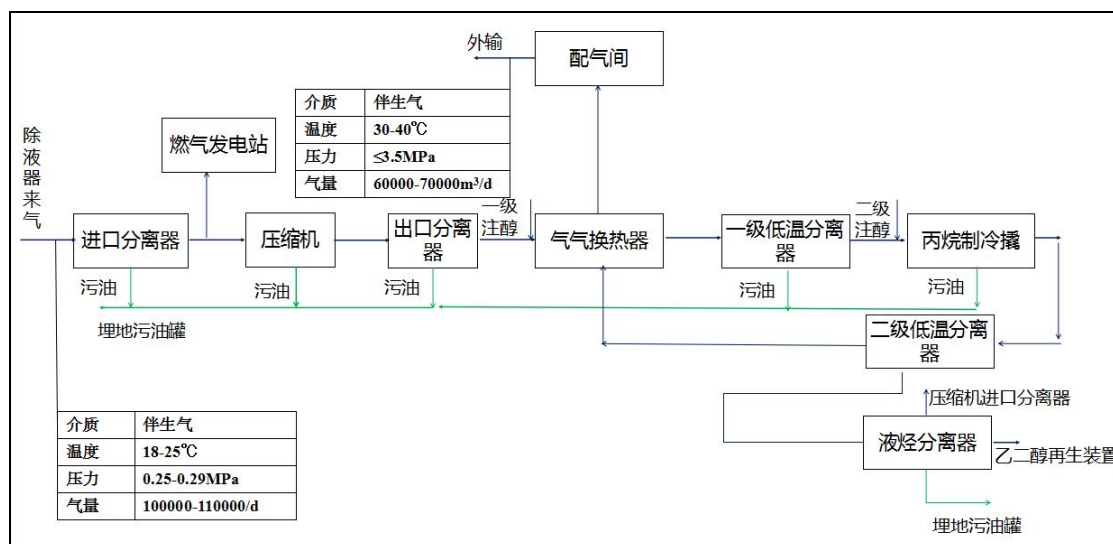


图3.2-5 陆梁集中处理站伴生气处理流程示意图

(4) 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

陆梁污水处理站内主要装置见表 3.2-28。

表3.2-28 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	2000m³ 新调储罐	1 座
2	新反应提升泵 Q=280m³/h、H=45m	2 台
3	2000m³ 除油缓冲罐	1 座
4	2000m³ 老调储罐	2 座
5	老反应提升泵 Q=280m³/h、H=45m	4 台
6	300m³ 反应罐	6 座
7	1000m³ 混凝沉降罐	2 座
8	300m³ 过滤缓冲罐	2 座
9	60m³ 污油罐	1 座
10	新地下泵房反洗泵 Q=100m³/h、H=75m	2 台
11	新地下泵房回收水泵 Q=100m³/h、H=30m	2 台
12	新地下泵房回收污泥泵 Q=30m³/h、H=60m	2 台
13	300m³ 污泥沉降池	2 座
14	1000m³ 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，使水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）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 2000m³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 250m³反应罐和 2 座 1000m³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 1000m³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。

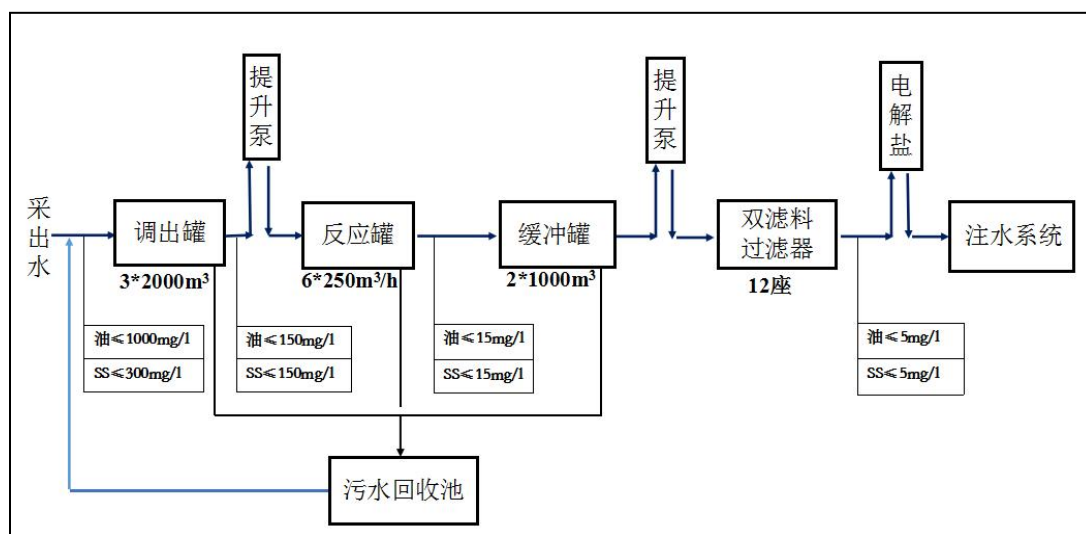


图3.2-6 陆梁集中处理站污水处理工艺流程图

(2) 依托可行性

陆梁集中处理站依托系统能力平衡见表 3.2-29。

表3.2-29 陆梁集中处理站依托系统能力平衡表

名称	设计处理能力	实际处理能力	剩余处理能力	本项目预测量	新增负荷	平衡情况
原油处理	120×10 ⁴ t/a	75×10 ⁴ t/a	45×10 ⁴ t/a	0.98×10 ⁴ t/a	2.18%	可满足
天然气处理	15×10 ⁴ Nm ³ /d	11×10 ⁴ m ³ /d	4×10 ⁴ m ³ /d	0.13×10 ⁴ m ³ /d	3.25%	可满足

采出水处理	20000m ³ /d	19370m ³ /d	630m ³ /d	55m ³ /d	8.7%	可满足
-------	------------------------	------------------------	----------------------	---------------------	------	-----

根据上表 3.2-29，本项目新增原油、采出水均能在陆梁集中处理站处理，故依可行。

3.2.6.2 陆梁作业区公寓

陆梁作业区公寓位于项目区 9.00km 处，占地面积 10.5 万 m²，建筑面积 12191.11 m²，配套生活居住能力为 258 人。陆梁作业区公寓属于“中国石油新疆油田分公司陆梁油田开发建设项目”中辅助工程，该项目于 2003 年 2 月 25 日环评取得原国家环境保护总局的批复（环审〔2003〕69 号）；2005 年 8 月 16 日取得原国家环境保护总局验收批复（环验〔2005〕071 号）。

依托可行性：本项目施工期施工人员食宿依托陆梁作业区公寓，公寓居住能力可以满足本项目施工人员数量要求，依托可行。

3.2.6.3 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 168m³/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 年对该装置进行了提标改造，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。

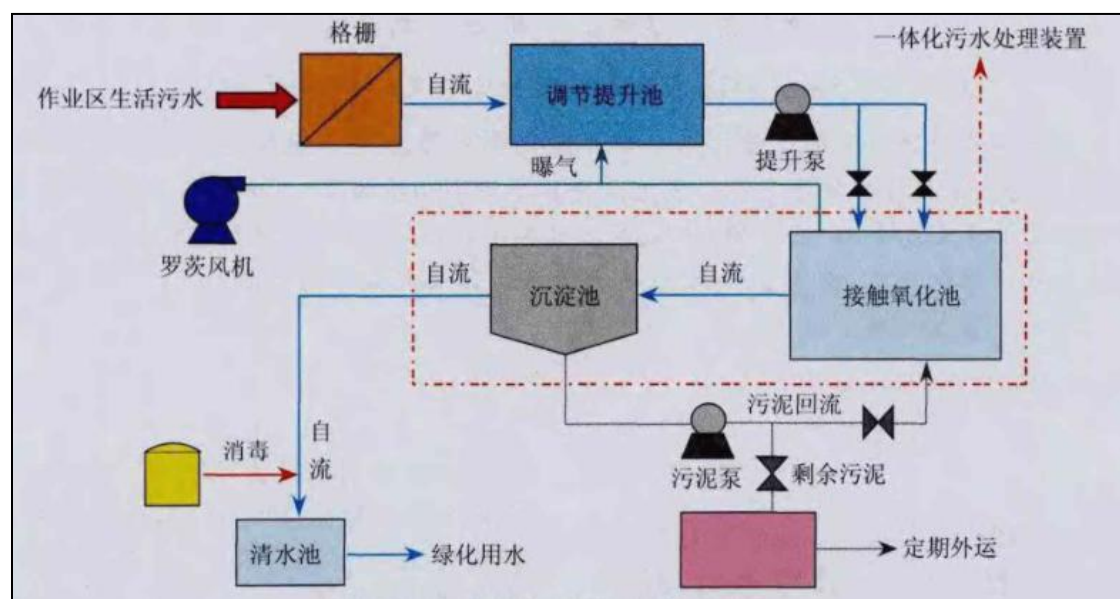


图3.2-9 陆梁公寓生活污水一体化处理装置工艺流程图

(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见表 3.2-30。

表3.2-30 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
中国石油新疆油田分公司陆梁油田开发建设项目	环审(2003)69号, 2003年2月25日	环验(2005)071号, 2005年8月16日

(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, 本项目施工期生活污水产生量约为 1.92m³/d, 依托可行。

3.2.6.4 陆梁油田生活垃圾填埋场

(1) 基本情况及环保手续

本项目钻井期生活垃圾经陆梁公寓收集后, 运至陆梁油田生活垃圾填埋场处置。

陆梁油田生活垃圾填埋场位于陆梁油田生活公寓以北 3km, 卫生填埋场占地面积 21000m², 场址由北向南依次为三座容积各 18000m³ 垃圾填埋池, 总容积 54000m³, 设计日填埋量 3t/d, 服务年限为 10 年。

陆梁油田生活垃圾处理工程于 2017 年 6 月通过原塔城地区环境保护局审批, 文号“塔地环字(2017)124 号”。2017 年 7 月开工建设, 2017 年 9 月工程完工, 2018 年 9 月通过环保竣工验收。

(2) 处理工艺

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

(3) 依托可行性

目前该垃圾填埋场日处理量约 3t 左右, 本项目施工期产生生活垃圾量为 4.8t (0.015t/d), 运营期不新增劳动定员故不新增生活垃圾, 依托可行。

3.3 工程分析

3.3.1 影响因素分析

3.3.1.1 生态影响因素分析

生态影响因素主要来自各种占地、人为活动导致的景观变化、土地类型的改变，以及直接影响野生动物的栖息环境使相对完整的栖息地破碎化，连通程度下降等。

(1) 施工期

① 占用土地、压占破坏植被

工程占地包括永久占地和临时占地。临时占地包括钻井井场、管线、各类站场施工临时占地。永久占地包括井场。临时占地对环境的影响主要来自管道施工作业带清理、开挖管沟、井场土地平整等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。本项目管道施工作业带宽度约 10m~11m，其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧 2m~3m 内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。永久占用的土地将永久性的改变土地利用结构和功能，临时占地将在短期改变土地利用的结构和功能，但施工结束后，可逐步恢复原有使用功能。

② 破坏植被

对植被最主要的影响是施工期占地范围内对植被破坏，另外土地开挖、车辆运输带起的扬尘自然沉降在周围植物的叶片上，阻塞气孔，影响植物呼吸作用和光合作用，有碍作物生长，还有车辆运行和施工机械的尾气含有 NO_x 等气体，可破坏敏感植物的叶组织，造成褪色伤斑。不过以上这些不利影响主要是短期的，随着施工期结束，这些影响也随之消失。

③ 破坏、污染土壤

工程对土壤的影响主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响和土壤污染三个方面。工程土方的开挖和回填，将造成土壤结构的改变，进而导致土壤肥力的降低，对当地植被的生长和产量造成一定影响。

④ 扰动地表，引起新的土壤侵蚀、水土流失

评价区位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，属于项目区属于 II2 天山北坡诸小河流域重点治理区，主要土壤侵蚀类型为风力侵蚀。工程施工活动将破坏地表植被，如不及时进行恢复和重建，土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点加重水土流失。

(2) 运营期

项目生产运营期对生态环境的影响较小，主要为井下作业过程产生的废物发生泄漏对地表土壤的污染以及事故条件下对植被、土壤等生态环境要素的影响等。评价建议建设单位应加强日常设施设备的运行管理，尽量避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生，以减少物料及污染物的逸散对周围生态环境的影响。

同时项目建成后，临时占地得到有效的填充平整、恢复植被，以降低土壤侵蚀，减少水土流失。

(3) 退役期

退役期主要是生产井的陆续停运、关闭、恢复土地使用功能时段。退役期作业主要包括拆除井场的采油设备、设施，封堵油层和封闭井口，对井场等占地进行生态恢复等。

设备拆除时将对地表植被产生破坏和干扰，同时也可能引起新的水土流失；对废弃的井场应采取生态恢复措施，可使油区内人工景观的密度大大下降，而自然景观的连通性得以恢复，生态环境质量逐渐提高。

3.3.1.2 污染影响因素分析

本项目开发建设可分为施工期、运营期和退役期三个阶段。

(1) 施工期

施工期主要包括钻井、修井、井场、管线建设等施工作业内容，其环境影响因素主要来源于钻井、修井、地面工程（井场、管线、计量站/配水站）建设等施工过程，主要包括生态影响，以及钻井、修井过程排放的污染物质导致的环境污染。施工期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

(2) 运营期

运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运

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

(3) 退役期

退役期的环境影响主要为油田停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，由施工单位运至指定位置进行处理。如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

油田开发建设施工、生产运行过程主要产污环节详见图 3.3-1；主要污染源构成见表 3.3-1。

表3.3-1 环境影响因素识别表

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
钻井、储层改造工程	车辆尾气、设备燃料燃烧废气	环境空气	临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中	施工期
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	钻井岩屑	土壤、地下水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	废含油防渗布	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	
	井喷爆炸、火灾等	土壤、水、环境空气及生态环境	事故污染源，随作业结束而消除	事故
修井工程	车辆尾气、设备燃料燃烧废气	环境空气	临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中	施工期
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	试压废水	地表水	临时性污染源，随作业结束而消除	
采油平台、站场建设、管线施工	施工扬尘、车辆尾	环境空气	临时性污染源，随作业结束而消除	施工期
	管道试压废水、施工生产废水	地表水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	施工土方、施工生活垃圾	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除	

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
	临时占用土地	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	
采油、油气集输	采出水	地表水	持续性影响环境的污染源	生产期
	烃类气体	环境空气	持续性影响环境的污染源	
	生产设备噪声	声环境	持续性影响环境的污染源	
	含油污泥	土壤、地下水	持续性影响环境的污染源	
	废润滑油、落地油、含油污水泄漏	土壤、地下水	事故污染源	事故
井下作业	井下作业废水	土壤、地表水	间断性污染源	生产期
	生产设备噪声	声环境	间断性污染源	
	废含油防渗布	土壤、植被	间断性污染源	
拆除/清理作业	废弃设施、废弃管线等固体废物	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除	退役期

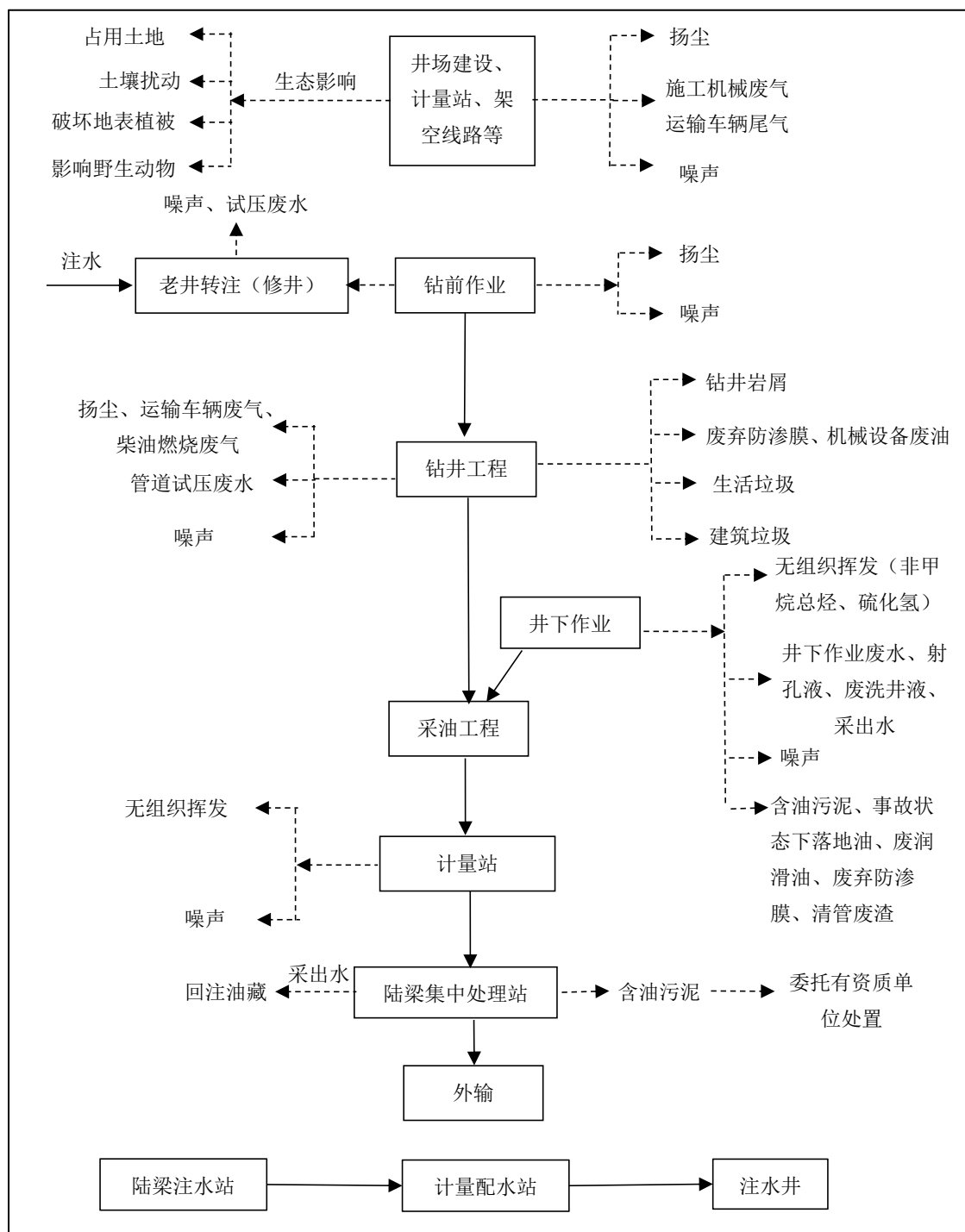


图 3.3-1 油田开发过程污染物排放流程

3.3.3 工艺流程

3.3.3.1 施工期工艺流程

(1) 钻前工程

钻前准备工作中，在预选井位前首先根据井的深浅、设备的类型及设计的要求来进行平整井场，修建进场道路，进行设备基础施工（包括钻井、井架、钻井

泵等基础设施），其次是搬运钻井设备及安装。

（2）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 3.3-2 所示。

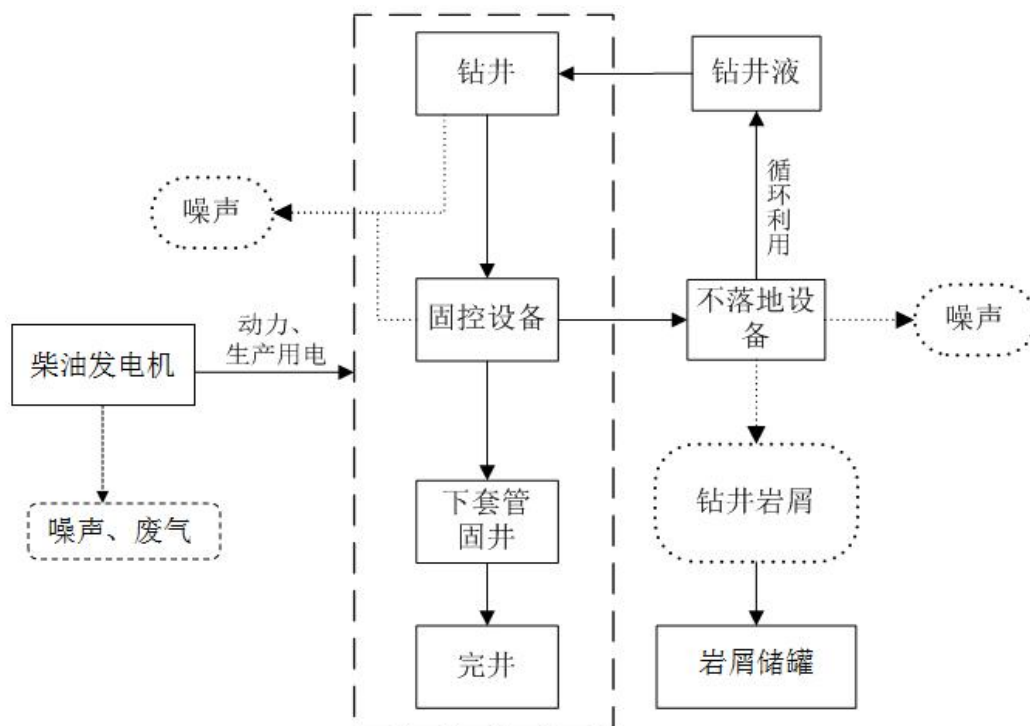


图 3.3-2 钻井工业及产污节点图

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。

※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：

a、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；

b、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 3.3-3。

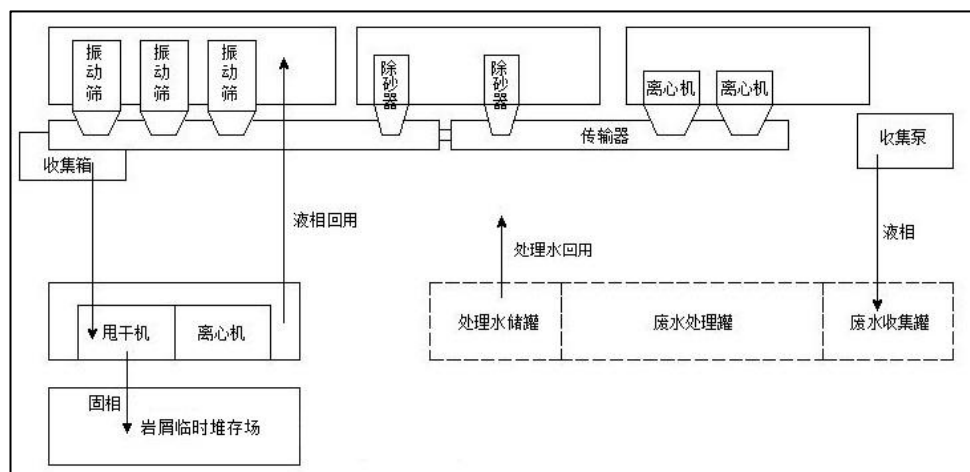


图 3.3-3 泥浆不落地工艺流程图

(2) 井口设备安装

采油井口采用 10 型（22kW）节能抽油机及配置井口保温盒，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→加注润滑油紧固螺栓。

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。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3.3-3。

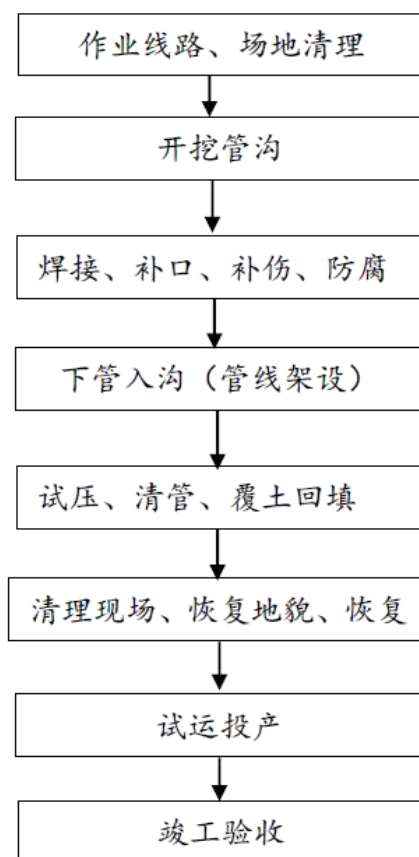


图 3.3-3 管线施工工艺流程图

3.3.1.2 运营期工艺流程

(1) 运营期井下作业工艺流程

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 3.3-4。

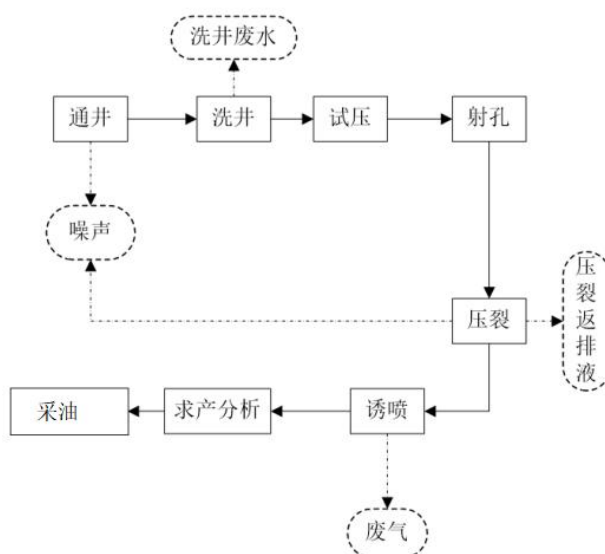


图 3.3-4 井下作业流程图

(2) 油气集输工艺

陆 11 井区采油井口→计量站→陆梁集中处理站的一级布站密闭加热集输工艺，即单井采出液加热后油气混输进标准化计量站计量，再通过混输干线输至陆梁集中处理站进行采出液处理。本项目油气集输工艺见图 3.2-5。

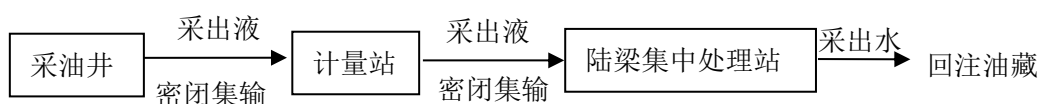


图 3.3-5 陆 11 井区集输工艺流程图

(3) 运营期注水工艺

陆 11 井区注水依托陆梁集中处理站，即经陆梁集中处理站处理合格后的采出水由站内注水站增压后输往陆 11 区井区，经本次拟建注水站增压后输至本次拟建配水撬再注入井口。本项目注水工艺流程见图 3.3-6。

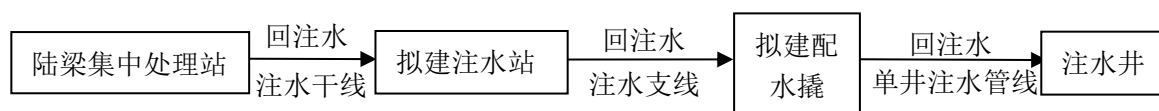


图 3.3-6 注水工艺流程图

(4) 修井工艺流程

本项目运营期对采油井、注水井定期进行修井，修井工艺流程见图 3.7-4。

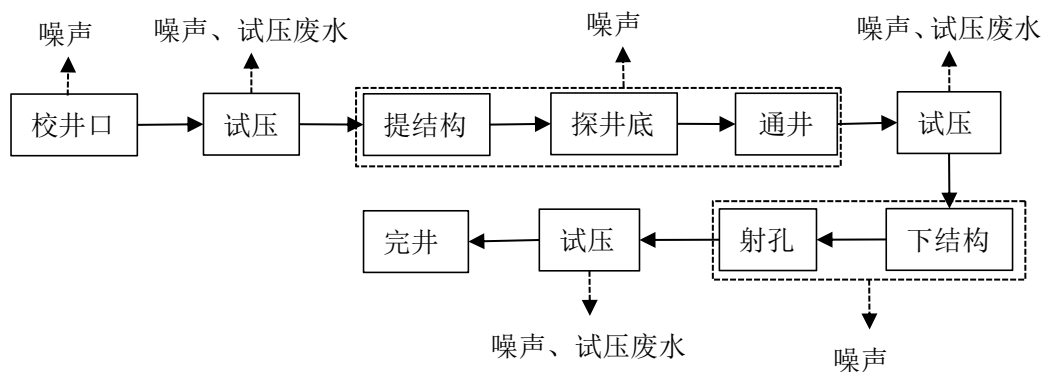


图 3.3-7 修井工艺流程图

①校井口：将修井设备搬家至注水井场，接井，立架子，井场标准化布置，填井口；

②试压：注水净水试压，试吸收性以及井控装置试压，安装 SFZ16.5-35 手动单闸板防喷器，紧固平整所有螺栓，配下 $\Phi 115\text{mm}$ 双皮碗封隔器，对防喷器、防喷管线及放喷阀试压 10MPa；

③提结构：提单管，检查全井油管是否完好，喇叭口是否被堵死，是否存在偏磨、结蜡或结垢；

④探井底、通井：探砂面深度，检查油管及通井是否完好；

⑤试压、下结构：注水净水对上部套管试压，下入油管，以油管传输射孔，注水净水试吸收性是否合格；

⑥完井：架子、收尾，完善井口流程，打扫井场卫生、交井完修。

3.3.1.3 退役期封井流程

(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。

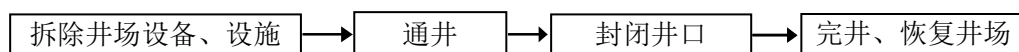


图 3.3-8 油、水井闭井期工艺流程图

(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 工程污染源分析

3.3.2.1 施工期污染源分析及污染物排放

(1) 废气污染源

① 柴油机废气

每个井队配备钻井钻机(电钻)2台，柴油发电机2台，柴油消耗量平均2t/d，本项目新钻井8口，均为直井。单井平均钻井周期20d，施工期间共耗柴油320t。

根据《非道路移动源大气污染物排放清单编制技术指南(试行)》：

A.非道路移动机械(柴油发电机组)大气污染物排放量计算公式为：

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

式中，E—非道路移动机械的CO、HC、NO_x、PM_{2.5}和PM₁₀排放量，t；

Y—燃油消耗量，kg；

EF—排放系数，g/kg 燃料。

B.二氧化硫排放量根据非移动源燃油中的硫含量计算，计算公式为：

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

式中，E—非道路移动机械的SO₂排放量，t；

Y—燃油消耗量，kg；

S—燃油硫含量，g/kg 燃料。

C.适用排放系数：

柴油机污染物排放系数和柴油机组燃烧废气中各污染物产生情况见表3.3-2。

表 3.3-2 柴油机污染物排放量

污染物	排污系数 kg/t	柴油用量 (t)	排放量 (t)
-----	-----------	----------	---------

CO	10.722	320	3.43
NO ₂	32.792		10.49
HC	3.385		1.08
SO ₂	0.02		0.006
PM ₁₀	2.09		0.67
PM _{2.5}	2.09		0.67

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

②扬尘

项目施工扬尘主要是场地平整、井场设备安装，管道施工管沟的开挖回填，站场建设土地平整、设备安装的过程中，由于设备的运输，少量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，均会导致部分尘埃散逸到周围环境空气中，增加环境空气中的颗粒物浓度。

③车辆尾气

本项目开发施工期每个单井钻井场各类车辆 8 余驾次/日，预计每天可排放 CO1.26kg/d，烃类物质 2.15kg/d，NO₂ 为 5.78kg/d，SO₂ 为 0.064kg/d。本次施工期以 320d 计，则施工期施工车辆排放的大气污染物排放情况详见表 3.3-3。

表 3.3-3 施工期大气污染物排放统计表

污染源	污染物排放 (t)			
	烃类	CO	NO _x	SO ₂
车辆尾气	0.688	0.403	1.850	0.02

(2) 废水污染源

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，钻井期 160d，则整个钻井期间生活用水为 384m³，按排污系数 0.80 计算，则整个钻井期间施工生活污水产生量为 307.2m³。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：0.11t、0.06t、0.009t；施工期不设生活营地，施工人员食宿依托陆梁作业区公寓。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

项目集输管线敷设完成后，需进行试压，采用分段试压方式，管道试压用水一般采用清洁水，可重复使用。本项目新建管线主要为单井出油管线 2.75km，

单井注水管线 2.2km。试压水可循环使用，水质不满足试压要求时，再补充试压用水。经核算，实际试压用水为 8.10m³，废水产生率取 80%，则管道试压废水产生量约为 6.48m³，管道试压用水不允许具有腐蚀性，不含无机或有机污染物，试压废水中主要污染物为悬浮物，浓度在 40~60mg/L。现场沉淀后用于场地洒水降尘。

项目试压废水产生量见表 3.3-4。

表 3.3-4 本项目试压废水产生量统计表

序号	管线半径/mm	管线长度/km	系数取值	试压用水量/m ³
1	单井出油管线 25	2.75	1.5	8.10
2	单井注水管线 25	2.2		6.48
按 80%循环量，则废水产生量				6.48
注：1.试压废水计算公式为：管线容积×1.5。 2. 管线试压废水优先考虑循环使用，2 条不同管径的集输管线试压废水产生量最大为 8.10m ³ ，每次循环水量按 80%计，则 2 条不同管径试压后，最终废水产生量为 8.10×80%=6.48m ³ 。				

(3) 噪声污染源

施工期的噪声源主要是钻井过程发电机、钻机和各类泵的噪声以及地面工程建设过程中推土机、挖掘机等施工机械噪声。施工期主要噪声源详见表 3.3-5。

表 3.3-5 施工期主要噪声源情况

序号	设备名称	数量	噪声强度 (dB(A))	
1	钻井	钻机	1 台/队	90-110
		柴油机	3 台/队	95-100
		柴油发电机	2 台/队	100-105
		泥浆泵	2 台/队	80-90
2	储层改造	混砂车	1 台/队	80-85
		仪表车	1 台/队	70-80
		管汇车	1 台/队	70-80
		提液泵	1 台/队	70-80
3	地面工程建设	运输车辆	2 辆	80-95
		推土机	1 台	90-100
		挖掘机	2 台	80-95
		电焊机	1 台	90-100

(4) 固体废物

本项目在钻井期产生的固体废物为钻井岩屑、施工土方、生活垃圾、钻井设备废油及废弃防渗膜。

① 钻井岩屑

钻井过程中的钻井液采用不落地技术处理，分离出的液相继续回用于钻井，待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用，分离出的固相

为钻井岩屑。岩屑产生、排放量与井身结构以及回收率等因素有关，其中岩屑产生量可按下式计算：

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

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/cm³），取 2.5g/cm³；

α —岩石膨胀系数，取 2.2。

表 3.3-6 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)
单井	一开	0.3112	500	209.17
	二开	0.1937	2210	277.15
单井岩屑量 486.32t, 8 口井合计				3890.56

经核算，岩屑产生量约 3890.56t，经不落地系统收集、压滤脱水后，暂存在岩屑储罐（每口井 3 个罐，每个罐 60m³），委托第三方岩屑处置公司处置。

②施工土方

本项目施工土方主要由埋地敷设管线开挖、井场等建设产生；开挖回填管沟多余的土方沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富余量，剩余土方用于井场平整和临时施工场地恢复。项目施工的挖方全部回填，无弃方。

③井场生活垃圾

井场不设生活营地，钻井人员依托陆梁作业区公寓食宿。施工期井场生活垃圾主要为水瓶、纸屑等。井场人员按 30 人计算，钻井周期为 320 天，每人每天产生生活垃圾 0.5kg，整个油田施工期间产生的生活垃圾为 4.8t。生活垃圾由陆梁公寓集中收集后，统一拉至陆梁油田生活垃圾填埋场处置。

④钻井设备废机油

钻井期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油等。类比调查一个钻井期机械设备产生的废机油产生量不足 0.5t，本工程新钻 8 口钻井产生量约 4t，废机油属于《国家危险废物名录》（2025 年版）中“HW08 废矿物油与含矿物油废物”（900-214-08），委托有危废处置资质的单位处置。

⑤废弃防渗膜

本项目钻井施工期在施工区域铺垫防渗膜，防止施工过程中产生的废油污染土壤，防渗膜可重复利用，若使用过程中防渗膜破损无法再次利用，则沾满油泥的废弃防渗膜作为危险废物，委托有危废处置资质的资质单位处置。

废弃防渗膜根据《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采行业》的划分为废弃防渗材料，属于《国家危险废物名录》（2025 年版）中“HW08 废矿物油与含矿物油废物”（900-249-08）。

本项目固体废物污染源源强核算结果见表 3.3-7。

表 3.3-7 固体废物污染源源强核算一览表

工序	污染源	固体废物名称	固废属性	废物类别及代码	危险特征	产生情况	处置措施	最终去向
1	钻井	岩屑	一般工业固废	071-001-S12	/	3890.56t	进入岩屑储罐	委托第三方岩屑处置公司处置
2	井场平整、管线施工	施工土方	一般工业固废	900-001-S70	/	0	管线剩余的土方回填管廊上并压实，道路、井场施工弃土用于区域平整	综合利用，不产生集中弃土
3	钻井设备维护	废机油	危险废物	HW08 900-214-08	T, I	4t/a	-	委托有危废处置资质的单位回收处置
4	钻井	废弃防渗膜	危险废物	HW08 900-249-08	T, I	少量	-	委托有危废处置资质的单位回收处置
5	工作人员	生活垃圾	生活垃圾	/	/	4.8t	垃圾桶集中收集，定期清运	陆梁油田生活垃圾填埋场

注：毒性 T，易燃性 I。

（5）生态影响

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

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

地面工程施工作业包括地面设施的场地平整、管线敷设、计量站/配水撬施工、井口、设备安装等，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。

根据估算，本工程总占地面积为 13.8775hm²，其中临时占地 12.68hm²，永久占地 1.1975hm²。占地类型为采矿用地和其他草地（低覆盖草地）。

(6) 施工期污染物排放情况汇总

综上所述，本项目施工期各种污染物汇总见表 3.3-8。

表 3.3-8 施工期污染物产生情况汇总

项目	工程	污染源	污染物	产生量 (完钻后)	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	施工场地	柴油机废气	CO	3.43t	3.43t	采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施，钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失
			NO ₂	10.49t	10.49t	
			HC	1.08t	1.08t	
			SO ₂	0.006t	0.006t	
			PM ₁₀	0.67t	0.67t	
			PM _{2.5}	0.67t	0.67t	
		施工期扬尘	扬尘	/	/	合理规划车辆运输路线，逸散性材料运输用苫布遮盖，同时采取场区洒水抑尘措施
		汽车尾气	烃类	0.688t	0.688t	车辆定期维护、保养，使用符合国家标准燃料
			CO	0.403t	0.403t	
			NO _x	1.850t	1.850t	
SO ₂	0.02t		0.02t			
废水	井场	管道试压废水	SS	6.48m ³	6.48m ³	回用于荒漠绿化或道路降尘
		生活污水	SS、COD、BOD ₅	307.2m ³	0	施工期不设生活营地，施工人员食宿依托陆梁作业区公寓。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
固体废物	井场	钻井岩屑	一般固废	3890.56t	0	岩屑存入岩屑储罐，委托第三方岩屑处置公司拉运处置
		施工土方	一般固废	0	0	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	/	4.8t	0	生活垃圾由陆梁公寓集中收集后，统一拉至陆梁油田生活垃圾填埋场处置
		机械设备废油	危险废物	4t	0	委托有危废处置资质的资质单位处置
		废弃防渗膜	危险废物	少量	0	委托有危废处置资质的资质单位处置
噪声	井场	柴油发电机、钻机、泥浆泵		80~100		对高噪声设备采取隔声措施，并加强机械设备的保养
	管道	施工机械		80~105		
	地面	运输车辆、推土机、挖		80~100		

项目	工程	污染源	污染物	产生量 (完钻后)	排放量	主要处理措施及排放去向
	工程建设	掘机、电焊机				
	储层改造	混砂车、仪表车、管汇车、提液泵		70~95		

3.3.2.2 运营期污染源分析及污染物排放

(1) 运营期废气污染物

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 8 口采油井、1 座计量站油气集输过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物。

该过程的无组织挥发废气尚无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染源源强核算技术指南石油炼制工业》(HJ982-2018)6.2 产污系数法-6.2.2.2 设备与管线组件密封点中挥发性有机物产生量进行核算。

设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物计算公式：

$$D_{\text{设备}} = \alpha \times \sum_{i=1}^n \left(e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

式中：D 设备：—核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

α —设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

$WF_{\text{VOCs},i}$ —流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，（根据油田采出液组分数数据取采出液最大含油率，取 70%）；

$WF_{\text{TOC},i}$ —流经密封点 i 的物料中总有机碳(TOC)平均质量分数，（根据油田采出液组分数数据取采出液最大含油率，取 70%）；

t_i —核算时段内密封点 i 的运行时间，h；本次取 8760h。

$e_{\text{TOC},i}$ —密封点 i 的总有机碳(TOC)排放速率(泄漏浓度大于 10000 $\mu\text{mol}/\text{mol}$)，kg/h；取值详见表 3.3-9；

表 3.3-9 密封点 TOC 泄漏排放速率 e_{TOC} 取值

序号	设备类型	排放系数/(kg/h/源)
1	连接件	0.028
2	阀门	0.064

序号	设备类型	排放系数/(kg/h/源)
3	法兰	0.085

根据上述公式计算油气集输处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.3-10。

表 3.3-10 油气集输及处理过程中无组织挥发有机废气排放情况

设备类型		排放系数/(kg/h/源)	设备数量(个/套)	污染物排放速率(kg/h)	年运行时间(h/a)	污染物排放量(t/a)
单井井场	阀门	0.064	20	0.00384	8760	0.034
	法兰	0.085	8	0.00204	8760	0.018
	连接件	0.028	36	0.003024	8760	0.026
单井井场						0.078
8 口采油井						0.624
计量站	阀门	0.064	20	0.00384	8760	0.034
	法兰	0.085	10	0.00255	8760	0.022
	连接件	0.028	30	0.00084	8760	0.007
单座计量站						0.063
合计						0.687

(2) 运营期废水排放情况

本项目运营期废水主要包括井下作业（洗井、压裂及修井）废水、采出水和生活污水。

①洗井废水

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 8 口，每 2 年进行 1 次井下作业。部署注水井 3 口，注水井仅注水前洗井 1 次，井下作业废水水质、水量见表 3.3-11。

表 3.3-11 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 298.43m³/a（11 口井）。化学需氧量产生量为 0.38t/a，产生浓度 1273mg/L；石油类产生量为 0.07t/a，产生浓度 235mg/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陆梁集中处理站污水处理系统处理。

②压裂废水、修井废水

本项目 8 口采油井压裂、洗井作业每 2 年 1 次，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”产污系数，废水核算详见表 3.3-12。

表 3.3-12 井下作业废液产生量一览表

产污工段	名称	工艺名称	污染物指标项	产污系数	平均周期	井口数量(个)	产生量
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）	153.21m ³ /井	每 2 年 1 次	8	1225.68m ³ /a
	洗井液	修井	废洗井液	25.59t/井		8	204.72t/a

洗井废水、修井废洗井液、废压裂返排液进入井口方罐拉运至陆梁集中处理站污水处理系统处理后回注油藏。

③采出水

油气田开发过程中的采出水是伴随着原油从地层开采出来的，主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水。单井不设油水分离设施，单井采出液（油、水）经密闭集输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，分离出的采出水进入陆梁集中处理站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注油藏，不外排。

④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) 运营期固体废物排放情况

①含油污泥

本项目采出液通过管线密闭集输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，陆梁集中处理站站内检修清罐、污水处理隔油等工艺会产生清罐底泥，属于危险废物

(HW08 071-001-08)。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(2021.6.11)“07 石油和天然气开采业行业系数手册”续表 35 中产污系数核算含油污泥产生量详见表 3.3-13。

表 3.3-13 石油和天然气开采行业专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
非稠油	非稠油	检修清罐、污水隔油等	所有规模	含油污泥	吨-万吨产品	90.76	无害化处理/处置/利用	0

根据陆 11 井区西山窑组油藏开发指标预测表，年产油量随开发年限由低增高再降低，本项目 8 口采油井全部投产后最大产油量 1.28 万 t，计算含油污泥最大产生量为 116t/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。

②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 8 口油井，落地油总产生量约 0.8t/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原油处理系统处置。

③清管废渣

集输管线每 2~4 年清管 1 次，根据建设单位提供，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本工程新建集输管线 2.75km，每次废渣量约 3.16t。清管废渣中含有少量管道中的油泥。根据《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采行业》，清管废渣属于《国家危险废物名录》(2025 年版)中“HW08 废矿物油与含矿物油废物”，危废代码为 251-001-08，委托持有危险废物经营许可证的单位拉运处置。

④废润滑油

运营期井架及井下作业时各类机械设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，根据建设单位提供数据，单井井场产生的废润滑油量约 0.05t/a，本项目 8 口采油井和 3 口注水井日常维护产生的废润滑油量为 0.55t/a。废润滑油成

分为矿物油与原油成分相似，可进入陆梁集中处理站原油处理系统处置。

⑤废弃防渗膜

项目运营期井下作业时，作业场地下方铺设防渗膜，产生的落地油直接落在防渗膜上，目前油田使用的防渗膜均可重复利用，平均重复利用 1-2 年。单块防渗膜重约 250kg（12m×12m），本工程 8 口采油井每两年井下作业 1 次，每次更换废弃防渗膜约 2t。

作业过程中产生的含油废弃防膜布属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗膜集中收集，不在井场贮存，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处置。

根据《国家危险废物名录》（2025 年版）本项目运营期危险废物汇总见表 3.3-14。

表 3.3-14 运营期危险废物汇总表

序号	名称	废物类别	产生工序及装置	废物代码	产生量(吨/年)	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	去向
1	含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	071-001-08	116	半固态	石油类、泥沙	石油类	每天	毒性 T 易燃性 I	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置
2	落地原油		井下作业环节，采油环节，集输与处理环节	071-001-08	0.8	半固态	石油类	石油类	事故状态下	毒性 T 易燃性 I	进入陆梁集中处理站原油处理系统处置
3	清管废渣		管线集输环节	251-001-08	3.16	固态	废矿物油、泥沙	石油类	2~4 年	毒性 T 易燃性 I	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置
4	废润滑油		机械设备维护、保养	900-214-08	0.55	固态	废矿物油	石油类	定期	毒性 T 易燃性 I	进入陆梁集中处理站原油处理系统处置
5	废弃防渗膜		场地清理环节	900-249-08	2	固态	废矿物油、泥沙	石油类	1~2 年	毒性 T 易燃性 I	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置

⑥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) 运营期噪声排放情况

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 3.3-15。

表 3.3-15 运营期噪声排放情况

位置	噪声源	源强 dB(A)
井场	机泵	80~90
	井下作业（压裂、修井等）	80~120

(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 3.3-16。

表 3.3-16 运营期产排污情况汇总（单位：t/a）

项目	工程	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
采油	采油及集输	无组织挥发	烃类	0.687	0.687	无组织排放至大气环境
废水	井场	洗井废水	废水量	298.43	0	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，拉运至陆梁集中处理站处理达标后回注油藏
			COD	0.38	0	
			石油类	0.07	0	
		压裂废水	/	1225.68	0	
修井废水	/	204.72	0			
固体废物	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	含油污泥		116	0	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置
	井下作业环节，采油环节，集输与处理环节	落地原油		0.8	0	进入陆梁集中处理站原油处理系统处置
	管线集输环节	清管废渣		3.16	0	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置
	机械设备维护、保养	废润滑油		0.55	0	进入陆梁集中处理站原油处理系统处置
	场地清理环节	废弃防渗膜		2	0	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置

(6) 污染物排放三本账

污染物排放“三本账”详见表 3.3-17。

表 3.3-17 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	VOCs	t/a	0.1154	0.687	0	0.8024	+0.687
废水	采出水	t/a	0	0	0	0	0
	井下作业废水(洗井废水、压裂废水、修井废液)	t/a	0	0	0	0	0
固废	含油污泥	t/a	0	0	0	0	0
	落地油	t/a	0	0	0	0	0
	清管废渣	t/次	0	0	0	0	0
	废机油	t/次	0	0	0	0	0
	废防渗膜	t/次	0	0	0	0	0

3.3.2.3 服役期满环境影响分析

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。

3.3.2.4 生态影响（占地）

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

针对本项目建设内容的占地情况，分别从永久占地和临时占地两方面进行核算。见表 3.3-18。经核算，新增永久占地面积 1.1975hm²，临时占地面积 12.68hm²。占地类型为其他草地及采矿用地。

表 3.3-18 本项目新增占地面积汇总表

序号	工程内容	新增占地面积 (hm ²)			说明	用地类型
		永久	临时	总占地		
1	新钻采油井 (6 口)	0.375	4.59	4.965	单井永久占地 25m×25m, 总占地面积 85m×90m	其他草地、采矿用地
2	新钻注水井 (2 口)	0.125	1.53	1.655	单井永久占地 25m×25m, 总占地面积 85m×90m	
3	老井利用 (3 口)	0.1875	0	0.1875	单井永久占地 25m×25m	
4	单井管线 (6km)	0	4.8	4.8	作业带宽度 8m	
5	注水管线 (2.2km)	0	1.76	1.76	作业带宽度 8m	
6	计量站 (1 座)	0.15	0	0.15	永久占地 30m×50m	
7	注水站 (2 座)	0.3	0	0.3	永久占地 30m×50m	

8	配水撬 (1 座)	0.06	0	0.06	永久占地 20m×30m
	合计	1.1975	12.68	13.8775	/

3.3.3 碳排放分析

3.3.3.1 碳排放源强核算

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，石油天然气生产作业温室气体包括燃料燃烧二氧化碳 (CO₂) 排放、火炬燃烧 CO₂ 和甲烷 (CH₄) 排放、工艺放空 CO₂ 和 CH₄ 排放、设备泄露 CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量以及净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

本项目为石油开采项目，按其指南中“油气开采业务温室气体排放”“油气储运业务温室气体排放”计算方法进行核算。

(1) 油气开采业务工艺放空排放

油气开采工艺放空 CH₄ 排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的工艺放空排放因子进行计算：

$$E_{CH_4\text{开采放空}} = \sum_j (Num_j \times EF_j)$$

式中：

$E_{CH_4\text{开采放空}}$ 为油气开采环节产生的工艺放空 CH₄ 排放量，单位为吨 CH₄；

j 为油气开采系统中的装置类型，包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等；

Num_j 为第 j 个装置的数量，单位为个；

EF_j 为第 j 个装置的工艺放空 CH₄ 排放因子，单位为吨 CH₄/ (年·个)。

(2) 油气开采业务 CH₄ 逃逸排放

油气开采业务 CH₄ 逃逸排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的 CH₄ 逃逸排放因子进行计算：

$$E_{CH_4\text{开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中：

$E_{CH_4\text{开采逃逸}}$ 为原油开采或天然气开采中所有设施类型 (包括原油开采的

井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等)产生的 CH₄ 逃逸排放, 单位为吨 CH₄;

j 为不同的设施类型;

$Num_{oil,j}$ 为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量, 单位为个;

$EF_{oil,j}$ 为原油开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子, 单位为吨 CH₄/ (年·个) ;

$Num_{gas,j}$ 为天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量, 单位为个;

$EF_{gas,j}$ 为天然气开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子, 单位为吨 CH₄/ (年·个) 。

(3) 油气储运业务工艺放空排放

原油输送过程中产生的 CH₄ 逃逸排放主要源于原油输送管道的泄漏, 可根据原油输送量估算, 公式如下:

$$E_{CH_4_{油输逃逸}} = Q_{oil} \times EF_{CH_4_{油输逃逸}}$$

式中:

$E_{CH_4_{油输逃逸}}$ 为原油输送过程中产生的 CH₄ 逃逸排放, 单位为吨 CH₄;

Q_{oil} 为原油输送量, 单位为亿吨;

$EF_{CH_4_{油输逃逸}}$ 为原油输送的 CH₄ 逃逸排放因子, 单位为吨 CH₄/亿吨原油。

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》, 参考附录二表 2.2 根据相应的装置类型选用缺省值。

表 3.3-19 油气系统不同设施 CH₄ 排放因子

油气系统	设施/设备 CH ₄ 排放因子	
	设施逃逸	工艺排放
a.) 常规石油开采		
井口装置	0.23 (吨/年·个)	—
单井储油装置	0.38 (吨/年·个)	0.22 (吨/年·个)
接转站	0.18 (吨/年·个)	0.11 (吨/年·个)
联合站	1.40 (吨/年·个)	0.45 (吨/年·个)
b.) 原油储运		
原油输送管道	753.29 (吨/亿吨)	—

根据计算公式和表 3.3-19, 可计算出本项目石油开采过程中 CH₄ 的排放量为 3.991 吨。具体见表 3.3-20。

表 3.3-20 石油开采各工艺 CH₄ 排放量表

排放源	指标	单位	设施/设备	数量	$E_{CH_4_开}$ 采工艺放空	$E_{CH_4_}$ 开采逃逸	$E_{CH_4_油输}$ 逃逸
油气开 采业务 工艺放 空	Num_j	(个)	-	/	/	/	/
	EF_j	CH ₄ / (年·个)	井口装置	8	-	/	/
		CH ₄ / (年·个)	计量站	1	0.11	/	/
		CH ₄ / (年·个)	联合站	1	0.45	/	/
油气开 采业务 CH ₄ 逃 逸	$Num_{oil,j}$	(个)	-	/	/	/	/
	$EF_{oil,j}$	CH ₄ / (年·个)	采油井口装置	8	/	1.84	/
		CH ₄ / (年·个)	计量站	1	/	0.18	/
		CH ₄ / (年·个)	联合站	1	/	1.40	/
	$Num_{gas,j}$	(个)	0	0	/	/	/
	$EF_{gas,j}$	CH ₄ / (年·个)	0	0	/	/	/
油气储 运业务 工艺放 空	Q_{oil}	亿吨	/	1.44×10^{-5}	/	/	0.011
	$EF_{CH_4_}$ 油输逃逸	(吨/亿吨)	原油输送管道	753.29	/	/	
小计					0.56	3.42	0.011
合计					3.991		

注：本项目计量站参照表 3.3-1 表中的接转站设施/设备 CH₄ 排放因子计算。

(4) 二氧化碳

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，涉及燃料燃烧、火炬燃烧、天然气处理过程的需要计算 CO₂，本项目为石油开采项目，不涉及燃料燃烧、火炬燃烧、天然气处理过程，故未进行 CO₂ 计算。

3.3.3.2 碳排放量汇总

根据上述计算，本项目碳排放量汇总可用公式(1)进行计算，本项目碳排放情况见下表 3.3-21。

表 3.3-21 项目碳排放量汇总表

类别	$E_{CH_4_开}$ 开采放空	$E_{CH_4_}$ 开采逃逸	$E_{CH_4_油输}$ 油输逃逸	E
单位	tCH ₄	tCH ₄	tCH ₄	tCH ₄
排放量	0.56	3.42	0.011	3.991

3.3.4 清洁生产与循环经济

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

3.3.4.1 清洁生产技术和措施分析

(1) 钻井过程的清洁生产工艺

①钻采方案的设计技术先进、实用成熟，具有良好的可操作性。工程采用直井钻井方式，使用先进的钻井工艺及设备，钻井效率高，钻井废物产生量少，对地表扰动轻。井身结构设计能够满足油田开发和钻井作业的要求，科学的进行了钻井参数的设计，钻井设备和泥浆泵均能够保证安全施工的需要。

②采用非磺化水基钻井液，同时兼顾了钻井特性和经济性，生物降解性好，环境可接受性强。

③设置井控装置（防喷器等），并采取了防止井喷和井漏的技术措施，以防止井喷事故对环境造成污染事故。

⑤井下作业过程选用性能优良的压裂液、修井液。作业过程配备泄油器、刮油器，作业全程铺设防渗膜。

（2）原油集输及处理清洁生产工艺

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

2) 优化布局，减少建设用地

对井场及站场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。在集油区将油、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。为减少风季产生的风蚀作用，在集油管线、注水管线、电力设施底部地面敷设的地表可采用草方格固沙屏障等措施。

（3）运营期井下作业清洁生产工艺

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

2) 原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

3) 采油井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

4) 在井下作业过程中，对产生的原油和废液拟采用循环作业罐（车）收集，运至陆梁集中处理站污水处理系统处理达标后，上清液回注油层，节约了新鲜水的同时减少的外排；底泥暂存在废渣场，下一步交由有资质的单位进行无害化处置；井下作业过程中铺膜防止原油落地，对作业过程中散落的落地油，及时收集清运，拉运至陆梁油田作业区危险废物临时储存场。

（4）节能及其它清洁生产措施分析

- 1) 采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。
- 2) 选用节能型电气设备。站场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本。
- 3) 采用先进、可靠的自动控制技术，提高生产运行参数的安全性、准确性。集油区采用自动化管理，实现无人值守，提高了管理水平。

(5) 建立有效的环境管理制度

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

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

3.3.4.2 清洁水平分析

(1) 评价指标体系

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

定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如常用纤维原料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）

越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、碱回收率、固体废物综合利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.3-22~表 3.3-24。

（2）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中： P_1 ——定量评价考核总分值；

n ——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i ——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i ——第 i 项评价指标的权重值。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中： P_2 ——定性评价二级指标考核总分值；

F_i ——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n ——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中： P ——清洁生产综合评价指数；

P_1 ——定量评价指标考核总分值；

P_2 ——定性评价指标考核总分值。

表 3.3-22 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	hm ²	15	符合行业标准要求	13.8775	15	
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	20	15	
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	98	5	
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000-3000m； 3000m 以上	10	≥40%；≥50%；≥60%	钻井液循环率 95%	10	
		柴油机效率	%	10	≥80	85	10	
		污油回收率	%	10	≥90	100	10	
(4) 污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30； 乙类区：≤35	0	10	
		废弃钻井液产生量	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	0	10	
		柴油机烟气排放浓度	—	5	符合排放标准要求	符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值	5	
		石油类排放浓度	mg/L	5	≤10	项目废水不外排	5	
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	项目废水不外排	5	
定性指标						本工程		
一级指标	权重值	二级指标		指标分值		本工程指标	得分	
(1) 资源与能源消耗指标	15	钻井液消毒	可生物降解或无毒钻井液		10		本项目钻井液为环保水基泥浆，未添加磺化物	10
		柴油消耗	具有节油措施		5		具有节油措施	5

(2) 生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	国内领先	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备欠平衡技术	5
		钻井液收集设施	配有收集设施, 且使钻井液不落地	5	井下作业时带罐作业	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备了振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5
		井控措施	具备	5	具备	5
		有无防噪措施	有	5	有	5
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	开发公司建立有 HSE 管理体系	10
		开展清洁生产审核, 并通过验收		20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		定制节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
(4) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	采用泥浆不落地工艺, 泥浆循环使用, 完井后剩余泥浆回收入罐, 用于后续钻井配液等环节使用	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5
		满足其他法律法规要求		5	满足	5

表 3.3-23 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	0	10
(2) 生产技术特征	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20

指标							
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液排放量	m ³ /井次	10	≤3.0	0	10
		石油类排放浓度	mg/L	5	甲类区: ≤10; 乙类区: ≤50	0	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	0	5
		含油污泥排放量	m ³ /井次	5	甲类区: ≤50; 乙类区: ≤70	0	5
		一般固体废物 (生活垃圾)	m ³ /井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本工程指标	得分
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施		具备	5	具备	5
		地面管线防刺防漏措施		按标准试压	5	按标准试压	5
		防溢设备 (防溢池设置)		具备	5	具备	5
		防渗范围		废水、使用液、原油等可能落地处	5	废水、使用液、原油等可能落地处	5
		作业废液污染控制措施		集中回收处理	10	井下作业时带罐作业	10
		防止落地原油产生措施		具备原油回收设施	10	井下作业时带罐作业, 作业区域铺垫防渗膜, 收集的落地原油运至陆梁集中处理站处置	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证			15	新疆油田公司开发公司建立了 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核			20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制订节能减排工作计划			5	制定有节能减排工作计划	5
(3) 贯彻执行环境	20	满足其他法律法规要求			20	满足其他法律法规要求	20

保护法规符合性					
---------	--	--	--	--	--

表 3.3-24 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标									
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本工程			
						本工程指标	得分		
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油: ≤65	8.645	30		
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	—	0		
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	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	mg/L	5	≤10	0	5		
		COD	mg/L	5	乙类区: ≤150	0	5		
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5		
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5		
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5		
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5		
定性指标									
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本工程			
						本工程指标	得分		
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	井筒设施完好	5	
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	有套管气回收装置	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施	10	井下作业时带罐作业	10
		采油方式			采油方式经过综合评价确定		10	注水采油	10

		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	全密闭流程，未设置轻烃回收装置	5
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	建立了 HSE 管理体系并通过认证	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制定节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	按要求执行	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	按要求执行	5
		老污染源限期治理项目完成情况		5	已完成	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.3-26。

表 3.3-26 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

由表 3.3-13、表 3.3-14、表 3.3-15 计算得出：本工程钻井作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 95 分，综合评价指数得分 92 分；综合评价指数平均得分 97.3 分，该分值与表 3.3-16 中相比，达到 $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。但清洁生产指标中余热余能利用率未得分。

3.3.4.3 清洁生产结论

根据综合评价指数得分判定，本工程清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

本工程采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备，采用环境友好型钻井液；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了钻井固废、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。

3.3.5 非正常工况

1) 油井停运

拟建项目为油田采掘类项目，油井投入生产后，一般情况下会一直处于运行状态，但为保证油井正常生产，需要对个别油井开展井下作业而使油井停运井下作业过程会产生井下作业废液、噪声等环境污染问题，在运营期中已作介绍，此处不再赘述。当油井发生风险事故时，也会导致油井停运。

陆梁油田作业区具备完善的事故应急预案及风险防范措施，并定期巡线。因此，发生事故的概率很低。

2) 管线泄漏事故

运行过程中，项目集输管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会对周围的土壤造成一定污染。发生事故后，应及时维修，并将被污染的土壤挖出作为落地油，委托有资质的单位进行处置。管线泄漏具体见 5.3.4 章节。

3.3.6 污染物排放总量控制

3.3.6.1 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。

3.3.6.2 污染物总量控制因子

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

(1) 废气污染物

- ①总量控制指标：无。
- ②建议考核指标：非甲烷总烃。

(2) 废水污染物：循环利用不外排。

3.3.6.3 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 0.687t/a，不纳入总量控制指标内。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

和布克赛尔蒙古自治县是新疆维吾尔自治区西北部的一个边境县位于准噶尔盆地西北部,隶属塔城地区。县城距自治区首府乌鲁木齐市直线距离 495 公里,自治县东邻福海县,南抵古尔班通古特沙漠与昌吉市、呼图壁县、沙湾县毗连,西南接克拉玛依市,西以白杨河为界与额敏县相邻,西北与哈萨克斯坦接界,北隔萨吾尔山与吉木乃县相接,位于东经 $84^{\circ}40' - 87^{\circ}20'$,北纬 $45^{\circ}20' - 47^{\circ}07'$ 之间。行政区面积为 28784km^2 。

陆梁油田陆 11 井区位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠北部,行政隶属于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔县,位于陆 9 井区西约 4.3km 处。该区紧邻已开发的陆梁油田陆 9 井区,陆 11 井区至陆 9 井区建有公路,交通便利。区块中心坐标: *。地理位置见图 4.1-1。

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平原,小部分位于沙漠区。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 3862.47km²。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 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 4.1-1。

表 4.1-1 地面气候资料

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	年平均	%	NW
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 ² pa	982.9
	夏季	10 ² pa	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

4.1.4 水文及水文地质

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 $<50\text{m}$ ，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 $>100\text{m}$ ，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 $500\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，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。

4.1.5 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），陆 11 区井区地震烈度均为 6 度。

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/km²·a)。

4.2 环境空气现状调查与评价

4.2.1 区域大气环境质量达标性评价

本项目隶属于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。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 2023 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表 4.2-1。

表 4.2-1 塔城地区 2023 年空气质量现状评价表 (单位: μg/m³)

项目	平均时段	现状浓度	标准值	占标率 (%)	超标倍数	达标情况
SO ₂	年平均	5	60	8.33	/	达标
NO ₂	年平均	23	40	57.5	/	达标
PM ₁₀	年平均	30	70	42.86	/	达标
PM _{2.5}	年平均	14	35	40	/	达标
CO (mg/m ³)	年平均	/	/	/	/	达标
	24 小时平均第 95 百分位数	2.1	4	52.5	/	达标
O ₃	年平均	/	/	/	/	达标
	8 小时平均第 90 百分位数	110	160	68.75	/	达标

塔城地区 2023 年 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度分别为 5μg/m³、23μg/m³、30μg/m³、14μg/m³; CO 24 小时平均第 95 百分位数为 2.1mg/m³, O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 110μg/m³; 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。

4.2.2 特征污染物环境质量现状评价

针对其他污染物(非甲烷总烃、硫化氢)环境质量,本项目采用实测数据,监测单位是新疆天熙环保科技有限公司。

①监测点位、监测因子、监测时段

区域主导风向为西北风，其他污染物补充监测点位信息见表 4.2-2，监测布点图见图 2.5-1。

表 4.2-2 其他污染物补充监测点位基本信息

监测点名称	监测坐标	监测因子	监测时段	相对厂址方位	相对本项目距离/m
G1	*	非甲烷总烃、硫化氢	2024 年 11 月 17 日至 11 月 23 日，连续 7 天，每天监测 4 次	LU1609 东南方向 225m 处	项目区下风向

② 采样及分析方法

各监测项目的采样方法按《环境监测技术规范（大气部分）》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》《环境空气质量标准》（GB3095-2012）引用标准的有关规定执行。具体见表 4.2-3。

表 4.2-3 环境空气监测分析方法

污染物	分析方法	方法来源
非甲烷总烃	气相色谱法	HJ604-2011
硫化氢	亚甲基蓝分光光度法	GB11742-1989

③ 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”环境浓度选用值，确定环境空气中非甲烷总烃浓度限值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

硫化氢小时均值浓度执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求。

④ 评价结果及评价结论

项目所在区域环境空气质量评价结果统计见表 4.2-4。

表 4.2-4 其他污染物环境质量现状（监测结果）表

监测项目	监测点位	平均时间	标准值 (mg/Nm^3)	浓度范围 (mg/Nm^3)	最大浓度占标率 (%)	超标率/%	达标情况
非甲烷总烃	项目区下风向	/	2.0	1.48~1.89	48	0	达标
硫化氢	项目区下风向	/	0.01	ND	/	0	达标

根据表 4.2-4 的监测数据可知，非甲烷总烃小时浓度值在 $1.48\sim 1.89\text{mg}/\text{m}^3$ 之间，符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃” $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，硫化氢均未检出，满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它

污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求，未出现超标现象，评价区域环境空气质量较好。

4.3 水环境现状调查与评价

评价区域内无地表水系。因此，本次环评仅对评价区域地下水质量进行现状监测与评价。

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 W1 地下水监测数据引用《陆梁油田陆 11 井区侏罗系西山窑组油藏开发工程环境影响报告书》，其合理性分析见表 4.3-1。

W2、W3、W4、W5 采用实测，监测公司是新疆天熙环保科技有限公司，采用日期为 2024 年 12 月 22 日、23 日，地下水监测布点图见图 2.5-2。

表 4.3-1 地下水引用数据合理性分析表

序号	分析角度	《陆梁油田陆11井区侏罗系西山窑组油藏开发工程环境影响报告书》	本项目	引用点位合理性判定
		W1陆水32#		
1	所属含水层	承压水	承压水	同一含水层
2	水文地质	第三系孔隙含水层	第三系孔隙含水层	同一水文地质单元
3	水化学类型	Cl·SO ₄ -Na或Cl·SO ₄ -Na·Ca	Cl·SO ₄ -Na或Cl·SO ₄ -Na·Ca	同化学类型
4	监测点方位	项目区两侧	-	-
5	与本项目相对距离/km	6km	-	相对合理
6	时效	2023年1月31日	三年有效期内	

通过表4.3-1可知，本项目地理位置、所属含水层、水化学类型与所引用地下水点位的地理位置、所属含水层、水化学类型一致，引用地下水数据点位距离相对合理，同时监测数据在三年有效期内，因此地下水监测数据具有代表性，有效性。

地下水监测点与本项目的关系详见表 4.3-2。

表 4.3-2 地下水环境监测点布置

编号	样品编号	监测点位坐标	与本项目位置关系	地下水类型	监测类型	水位 (m)	备注

W1	陆水32井	*	上游：西北侧 1.87km	承压水	水质	180	引用
W2	陆水3井	*	下游：西南侧 500m	承压水	水质	110	实测
W3	陆水8井	*	两侧：东南侧 2.5km	承压水	水质	110	实测
W4	陆水9井	*	两侧：东南侧 3.9km	承压水	水质	120	实测
W5	陆水26井	*	两侧：南侧约 5.8km	承压水	水质	110	实测

注：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，深部承压水含水层的顶板埋深一般>100m。项目区域无潜水层。

4.3.1.2 监测项目

W1 监测项目： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 SO_4^{2-} 、pH、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、氯化物、氨氮、砷、汞、镉、铬（六价）、铅、氰化物、挥发酚、耗氧量、氟化物、水温及石油类。

W2、W3、W4、W5 监测项目：pH 值、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、氨氮、石油类、硫化物、亚硝酸盐氮、六价铬、氰化物、挥发酚类、氟化物、氯化物、硝酸、盐(氮)、 SO_4^{2-} 、总大肠菌群、汞、砷、铁、锰、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、铅、镉、镍及锌。

4.3.1.3 采样及分析方法

监测采样技术方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）以及《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）规范规定的方法进行。

4.3.1.4 现状质量监测结果及评价

（1）评价标准

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

（2）评价方法

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

1) 对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算方法如下：

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

式中： P_i —第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i —第 i 个水质因子的监测浓度值（mg/L）；

S_{si} —第 i 个水质因子的标准浓度值（mg/L）。

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

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} (pH \leq 7.0)$$

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

式中： P_{pH} —pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd} —地下水水质标准中规定的 pH 值下限；

pH_{su} —地下水水质标准中规定的 pH 值上限。

(3) 监测结果及评价

评价区域地下水水质监测统计结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 地下水监测点监测及评价结果（单位：mg/L，pH 值无量纲）

检测因子	单位	III类标准 值	陆 32		陆水 3		陆水 8		陆水 9		陆水 26	
			监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数
pH 值	无量纲	6.5-8.5	7.3	0.2	7.2	0.13	7.2	0.13	7.2	0.13	7.2	0.13
总硬度	mg/L	450	1103	2.451	1020	2.267	986	2.191	996	2.213	991	2.202
溶解性总 固体	mg/L	1000	-	0.000	3302	3.302	3657	3.657	3347	3.347	3185	3.185
耗氧量	mg/L	3	0.8	0.267	1.8	0.600	0.9	0.300	1.4	0.467	0.9	0.3
碳酸根	mg/L	-	0	-	不存在	-	不存在	-	不存在	-	不存在	-
重碳酸根	mg/L	-	87.6	-	184	-	116	-	135	-	116	-
氨氮	mg/L	0.5	0.156	0.312	ND	-	ND	-	ND	-	0.043	0.086
挥发酚类	mg/L	0.002	0.0009	0.450	ND	-	0.0004	0.200	ND	-	0.0004	0.2
氰化物	mg/L	0.05	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
石油类	mg/L	0.05	0.01	0.200	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
六价铬	mg/L	0.05	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
亚硝酸盐 氮	mg/L	1	ND	-	0.009	0.009	0.006	0.006	0.01	0.010	0.007	0.007
氟化物	mg/L	1	0.16	0.160	0.171	0.171	0.124	0.124	0.192	0.192	0.243	0.243
氯化物	mg/L	250	1432	5.728	1450	5.800	843	3.372	1400	5.600	1270	5.08
硝酸盐 (氮)	mg/L	20	ND	-	19.4	0.970	11.7	0.585	22.8	1.140	21.7	1.085
硫酸盐	mg/L	250	709	2.836	811	3.244	395	1.580	799	3.196	971	3.884
汞	mg/L	0.001	0.0003	0.3	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
砷	mg/L	0.01	0.0032	0.32	0.0008	0.080	0.0008	0.080	0.0008	0.080	0.0007	0.07
铁	mg/L	0.3	-	0.000	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
锰	mg/L	0.1	-	0.000	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-

钾	mg/L	-	29.7	-	3.69	-	3.7	-	3.72	-	3.71	-
钠	mg/L	200	4.68	0.023	101	0.505	161	0.805	102	0.510	89.6	0.448
钙	mg/L	-	232	-	266	-	266	-	268	-	263	-
镁	mg/L	-	62.2	-	74.8	-	74.4	-	74.9	-	60.4	-
镉	μg/L	5	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
铅	μg/L	10	9.73	0.973	0.1	0.010	ND	-	0.19	0.019	0.13	0.013

由上表结果得：根据各采样井水位，各监测点位于承压水层，监测项目总硬度、溶解性总固体、氯化物、硝酸盐氮、硫酸盐有超标现象，其余监测项目能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准；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 声环境现状调查与评价

4.4.1 现状监测

(1) 监测布点

本次评价采用实测法，委托新疆天熙环保科技有限公司对区域边界进行监测，在本项目井区边界选取代表性的 4 个噪声监测点。监测点位图见图 2.5-3。

(2) 监测日期、频率

2024 年 11 月 20 日进行了现场监测，监测 1 天，昼间、夜间各监测 1 次。

(3) 监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）中有关规定执行。

4.4.2 现状质量监测结果及评价

其监测结果见表 4.4-1。

表 4.4-1 声环境质量现状监测及评价结果（单位：dB(A)）

测点序号	测量时段	等效 A 声级 dB(A)	评价标准	超标率
N1	昼间	43	60	0
	夜间	39	50	0
N2	昼间	48	60	0
	夜间	40	50	0
N3	昼间	48	60	0
	夜间	41	50	0
N4	昼间	48	60	0
	夜间	40	50	0

由监测结果可以看出，各监测点噪声监测值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求，区域声环境质量较好。

4.5 土壤环境现状调查与评价

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的要求布设监测点。本项目在占地范围内布置 3 个柱状样点和 1 个表层样点，占地范围外布置 2 个表层样。现状监测点位图见图 2.5-4，监测项目见表 4.5-1。

(2) 监测时间及频次

2024 年 11 月 20 日在各监测点采样一次。

(3) 采样要求

①表层样：在 0~0.2m 处取样。

②柱状样：在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 处分别采样。

(4) 监测分析方法

①建设用地：按 GB36600-2018 表 3 土壤污染物分析方法执行。

②其他草地：参照 GB15618-2018 表 4 土壤污染物分析方法执行。

(5) 监测结果及评价

土壤环境质量现状监测统计结果见表 4.5-2、表 4.5-3。

表 4.5-1 土壤环境现状监测点位

标号	布点位置	相对位置	土地性质	取土样类型	取样深度	选点依据	监测点位坐标	监测因子
T1	LUD1606	占地范围内	建设用地	柱状样	0~3m	可能受影响最重的区域	*	pH、石油烃、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、砷、土壤盐分含量
T2	LUD1608		建设用地	柱状样	0~3m	可能发生渗漏的区域	*	
T3	LU1602		建设用地	柱状样	0~3m	可能发生渗漏的区域	*	
T4	LU1611		建设用地	表层样	0~0.2m	可能发生渗漏的区域	*	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 中 45 项因子和 pH、石油烃、土壤盐分含量
T5	LU1614		建设用地	表层样	0~0.2m	可能发生渗漏的区域	*	pH、石油烃、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、砷、土壤盐分含量
T6	LU1609		建设用地	表层样	0~0.2m	可能发生渗漏的区域	*	
T7	LU1604 西北侧 200m	占地范围外	其他草地	表层样	0~0.2m	受人为扰动较少的土壤背景样	*	pH、石油烃、镉、铬、铜、铅、汞、镍、砷、锌、土壤盐分含量
T8	陆 166 西北侧 200m		其他草地	表层样	0~0.2m	受人为扰动较少的土壤背景样	*	

标号	布点位置	相对位置	土地性质	取土样类型	取样深度	选点依据	监测点位坐标	监测因子
T9	LU1614 西南侧 200m		其他草地	表层样	0~0.2 m	受人为扰动较少的土壤背景样	*	
T10	LU1609 西南侧 200m		其他草地	表层样	0~0.2 m	受人为扰动较少的土壤背景样	*	

(6) 监测内容和评价结果

占地范围内土壤监测依据《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值进行评价。监测结果见表 4.5-2 和表 4.5-3。

表 4.5-2 土壤现状监测及评价结果 单位: mg/kg

序号	污染物项目	T4	第二类用地筛选值	达标情况
1	pH 值	8.30	-	-
2	汞	0.009	38	达标
3	砷	5.88	60	达标
4	铬(六价)	ND	5.7	达标
5	铅	23.8	800	达标
6	镉	0.14	65	达标
7	铜	29	18000	达标
8	镍	23	900	达标
9	石油烃	21	4500	达标
10	四氯化碳	<0.0014	2.8	达标
11	氯仿	<0.0011	0.9	达标
12	氯甲烷	<0.001	37	达标
13	1,1-二氯乙烷	<0.0012	9	达标
14	二氯甲烷	<0.0015	616	达标
15	1,2-二氯丙烷	<0.0012	5	达标
16	1,1,1,2-四氯乙烷	<0.0012	10	达标
17	1,1,1,2,2-四氯乙烷	<0.0012	6.8	达标
18	四氯乙烯	<0.0014	53	达标
19	1,1,2-三氯乙烷	<0.0012	2.8	达标
20	1,2,3-三氯丙烷	<0.0012	0.5	达标
21	苯	<0.0019	4	达标
22	1,2-二氯乙烷	<0.0013	5	达标
23	1,1-二氯乙烯	<0.001	66	达标
24	顺-1,2-二氯乙烯	<0.0013	596	达标
25	反-1,2-二氯乙烯	<0.0014	54	达标
26	苯乙烯	<0.0010	1290	达标
27	甲苯	<0.0013	1200	达标

序号	污染物项目	T4	第二类用地筛选值	达标情况
28	间二甲苯+对二甲苯	<0.0012	570	达标
29	邻二甲苯	<0.0012	640	达标
30	1,1,1-三氯乙烷	<0.0013	840	达标
31	三氯乙烯	<0.0012	2.8	达标
32	氯乙烯	<0.0010	0.43	达标
33	氯苯	<0.0012	270	达标
34	1,2-二氯苯	<0.0015	560	达标
35	乙苯	<0.0012	28	达标
36	1,4-二氯苯	<0.0015	20	达标
37	硝基苯	<0.00009	76	达标
38	苯胺	ND	260	达标
39	苯并[a]芘	<0.0001	1.5	达标
40	苯并[k]荧蒽	<0.0001	151	达标
41	二苯并[a,h]蒽	<0.0001	1.5	达标
42	萘	<0.00009	70	达标
43	2-氯苯酚	<0.00006	2256	达标
44	苯并[a]蒽	<0.0001	15	达标
45	苯并[b]荧蒽	<0.0002	15	达标
46	蒎	<0.0001	1293	达标
47	茚并[1,2,3-cd]芘	<0.0001	15	达标

表 4.5-3 土壤现状监测及评价结果 单位: mg/kg

序号	污染物项目	T1			T2			T3			T5	T6	第二类用地筛选值	达标情况
		1#	2#	3#	1#	2#	3#	1#	2#	3#	1#	1#		
1	pH	8.56	8.3 1	8.26	8.64	8.37	8.19	8.54	8.68	8.72	8.52	8.54	/	/
2	汞	0.02 9	0.0 1	0.02 6	0.00 7	0.02 3	0.02 9	0.02 2	0.01 1	0.01 7	0.01 8	0.03 0	38	达标
3	砷	8	8.4 1	3.04	7.98	6.54	4.44	6.57	6.87	5.34	4.19	7.68	60	达标
4	六价铬	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	5.7	达标
5	铜	22	28	29	29	27	24	29	24	29	23	26	1800 0	达标
6	镍	19	17	27	27	27	25	23	24	23	24	23	900	达标
7	铅	20.4	23. 9	19.3	22.9	11.1	21.7	15.7	12.2	12.6	19.1	24.8	800	达标
8	镉	0.1	0.1 2	0.12	0.13	0.13	0.13	0.14	0.13	0.2	0.15	0.12	65	达标
9	石油烃	21	32	24	28	28	28	19	21	20	24	22	4500	达标

注：1#为 0~0.5m 土样、2#为 0.5~1.5m 土样、3#为 1.5~3m 土样。

由此可以看出，土壤中 45 项基本污染物及特征污染物石油烃的含量低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中第二类用地筛选值，项目区域土壤环境质量现状较好。

占地范围外土壤监测依据《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）表 1 中风险筛选值进行评价。监测结果见表 4.5-4。

表 4.5-4 土壤现状监测及评价结果 单位：mg/kg

序号	污染物项目	T7	T8	T9	T10	风险筛选值 (pH>7.5)	达标情况
1	pH	8.61	8.39	8.43	8.46	-	-
2	汞	0.013	0.015	0.008	0.019	3.4	达标
3	砷	3.96	10.3	5.99	3.47	25	达标
4	铜	25	18	23	29	100	达标
5	镍	23	24	20	20	190	达标
6	铅	15.2	29.8	23.5	21.0	170	达标
7	镉	0.16	0.16	0.18	0.17	0.6	达标
8	锌	60	60	59	63	300	达标
9	总铬	90	74	73	74	250	达标
10	石油烃	21	16	22	25	-	-

由此可以看出，项目占地范围外土壤中 8 项基本污染物及特征污染物石油烃的含量低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）表 1 中风险筛选值，项目区域土壤环境质量现状较好。

项目区土壤颜色为黄色，质地为砂土，实验室测定的土壤理化特性调查结果见表 4.5-5。

表 4.5-5 土壤理化性质调查表

检测因子	水溶性盐总量	氧化还原电位	渗滤率	容重	总孔隙度	阳离子交换量	
单位	g/kg	mV	mm/min	g/cm ³	%	cmol+/kg	
采样点位	T1#-1	2.9	783	4.08	1.39	34.77	9.3
	T1#-2	2	742	4.23	1.38	34.9	10.5
	T1#-3	1.2	713	4.13	1.49	34.64	13.9
	T2#-1	2.6	763	4.12	1.47	35.19	9.6
	T2#-2	2.7	732	4.22	1.49	33.01	11.5
	T2#-3	1.1	709	4.23	1.58	34.64	12.7
	T3#-1	2.1	764	4.17	1.53	35.27	10.5
	T3#-2	2.3	741	4.13	1.59	34.46	11.8

T3#-3	2.6	719	4.13	1.67	33.73	14.1
T4#-1	2.0	765	4.25	1.50	38.51	11.5
T5#-1	2.0	772	4.10	1.52	39.61	13.2
T6#-1	1.6	782	4.08	1.48	35.37	9.9
T7#-1	1.4	762	4.12	1.53	33.88	10.6
T8#-1	2.4	793	4.10	1.47	35.28	14.4
T9#-1	2.8	782	4.12	1.42	34.76	9.0
T10#-1	1.1	794	4.22	1.47	34.31	12.5

4.6 生态环境现状调查与评价

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》，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—Ⅱ₃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。其生态功能见表 4.6-1，项目与新疆生态功能区划位置关系见图 4.6-1。

表 4.6-1 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 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，具有潜在的危害性影响。

(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

评价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。评价区常见的高等植物隶属于 8 科 30 种，见表 4.6-2。

表 4.6-2 区域区内主要高等植物及分布一览表

中文名	学名	分布	
		丘间	沙丘
一、麻黄科	<i>Ephedraceae</i>		
1. 膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>	+	+
2. 双穗麻黄	<i>E.distachya</i>	++	
二、禾本科	<i>Gramineae</i>		
3. 东方早麦草	<i>Eremopyrum orientale</i>	++	
4. 羽状三芒草	<i>Aristida pennata</i>	++	
5. 施母草	<i>Schismus arabicus</i>	+	
三、藜科	<i>Chenopodiaceae</i>		
6. 沙米	<i>Agriophyuum arenarium</i>		+
7. 盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>	++	-
8. 梭梭	<i>Haloxyton ammodendron</i>		++
9. 白梭梭	<i>Haloxyton persicum</i>	+	-
10. 猪毛菜	<i>Salsola collina</i>		+
11. 散枝梯翅蓬	<i>Salsola brachiata</i>		+
12. 刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>		+
13. 黑翅地肤	<i>Kochia melanoptera</i>		+
14. 盐爪爪	<i>Kalidium cuspidatum</i>		++
15. 犁苞滨藜	<i>Atriplex dimorphostegia Kar. et Kir.</i>	++	+
16. 雾冰藜	<i>Bassia dasyphylla</i>	+	+
17. 角果碱蓬	<i>Suaeda corniculate</i>		-
18. 囊果碱蓬	<i>Suaeda physophora</i>		+
19. 倒披针叶虫实	<i>Corispermum lehmannianum</i>	++	-
20. 盐角草	<i>Salicornia europaea</i>		
21. 盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>	-	
22. 对节刺	<i>Horaninowia ulicina</i>	++	
23. 叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	+	
四、十字花科	<i>Cruciferae</i>		
24. 螺喙芥	<i>Spirorrhynchus sabulosus</i>		+
25. 荒漠庭芥	<i>Alyssum desertorum</i>	++	
五、蒺藜科	<i>Zygophyllaceae</i>		
26. 西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>		-
六、大戟科	<i>Euphorbiaceae</i>		
27. 沙生大戟	<i>Euphorbia turczaninowit</i>	++	

七、菊科	<i>Compositae</i>		
28. 苦艾蒿	<i>Artemisia santolina</i>	++	+
29. 地白蒿	<i>Areemisia terrae-ablae</i>	++	+
30. 沙地千里光	<i>Senecio subdentatus</i>		++
八、莎草科	<i>Cyperaceae</i>		
31. 囊果苔草	<i>Carex physodes</i>	++	

根据《新疆国家重点保护野生植物名录》（新林护字〔2022〕8号）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63号）中，项目评价范围内无国家级和自治区级重点保护野生植物。

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，主要分布沙拐枣、梭梭、白梭梭、三芒草群系。

（1）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 8%~12%。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。

（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）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超旱生植物。如倒披针

叶虫实、荒漠庭荠、沙米、沙地千里光、苦艾蒿、螺喙芥、囊果苔草、地白蒿、施母草、膜果麻黄等。

4.6.2.3 植被现状评价

总体看来，评价区域地处荒漠草地，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，本项目占地涉及公益林。评价区内的草场，冬季只能利用 2 个月左右的时间，属低、劣等草场，有效利用率低，尤其是干旱缺水，作为防风固沙使用。

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 3-8。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。具体野生动物保护级别见表 4.6-3 和表 4.6-4 所示。

表 4.6-3 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	<i>Phrynocephalus versicolor</i>	+	+

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

注：++多见，+少见，-偶见。

表 4.6-4 国家及自治区重点保护野生动物种类

保护级别		兽类	鸟类	分布
国家	二级	鹅喉羚、草原斑猫、兔狲、沙狐	黑鸢、雀鹰、草原鹞、棕尾鸢、红隼	-
自治区	二级	鹅喉羚、草原斑猫、兔狲、	黑鸢、雀鹰、草原鹞、	-

		沙狐	棕尾鵟、红隼	
--	--	----	--------	--

注：++多见，+少见，-偶见。

4.6.4 土壤类型及分布

根据新疆土壤类型分布图，本项目所在区域土壤类型主要为半固定风沙土，区域土壤类型分布见图 4.6-4。

风沙土成土母质主要为呼图壁河冲积物，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。评价区风沙土为半固定风沙土。

半固定风沙土一般分布在低矮半固定沙丘上，植被多为怪柳，盖度为 20-40%。由于有植被保护，抗风蚀能力较强、地表有薄的枯枝落叶层，出现微弱含腐殖质棕色层，形成 0.5-1cm 的松脆结皮，结皮以下有沙与枯落物的混合层，颜色稍暗，湿沙层一般出现在 45cm 以下。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、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。

4.6.5 土地利用现状调查与评价

根据土地利用类型图 4.6-5，项目区土地利用类型主要为裸土地和沙地。

根据业主提供征地资料，项目区用地类型为其他草地和采矿用地。

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》，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。沙漠中的沙化土地面积 4666222.99 公顷，其中：沙质土地 4532361.18 公顷。沙质土地中，流动沙地 38997.61 公顷，半固定沙地 1215775.51 公顷，固定沙地 3223187.31 公顷，沙化耕地 54400.75 公顷。

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、怪柳和一些草本植物。

根据图 4.6-6，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 28784km²，2018 年度全县水土流失面积 25229.39km²，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 1.71km²，占水土流失面积的 0.01%；水力侵蚀面积为 110.02km²，占水土流失面积的 0.44%；风力侵蚀面积为 25117.66km²，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—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 and 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 3499km²，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《关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水办水保[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(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 $1900t/(km^2 \cdot a)$ ，项目土壤容许流失量为 $1900t/(km^2 \cdot a)$ 。

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）》《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。项目区大部分占地位于 3-3 荒漠平原风力侵蚀预防保护区，小部分占地位于 3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区。具体见表 4.6-5 和图 4.6-7。

表 4.6-5 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（新甘蒙高原盆地区）II	北疆山地盆地区（II-3）	准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区（II-3-1hw）	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。
			中部谷地丘陵平原荒漠—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

3-3 荒漠平原风力侵蚀预防保护区：位于察和特灌区以东，古尔班通古特沙漠以北，该区域属于水土保持重点预防保护区。其适宜积极主动保护荒漠平原景观与植被，种植胡杨林，改良盐碱地，预防古尔班通古特蔓延。以恢复、保护植被为重点，在该区域实施生态修复工程，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。

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。

跟项目结合水土保持方案的要求，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。

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响分析

5.1.1 施工期环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要为：①在管线敷设、井场站场建设、道路建设、供配电线路架设等在施工作业过程中产生的扬尘，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；②施工期钻井过程中产生的废气，主要来自柴油发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为 NO_x、SO₂、烃类等；③各种施工燃油机械及运输车辆的尾气。

5.1.1.1 施工扬尘环境影响分析

本项目在井场建设、管道敷设、计量站、注水站建设、道路施工、供配电线路架设过程中会产生扬尘。扬尘主要产生于钻井设备的运输、临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、砂石等材料的装卸、运输、拌合等过程。

湿度、施工机械和运输车辆行驶速度、近地面风速是影响道路扬尘污染强度的最主要因素，此外风速和风向还直接影响道路扬尘的污染范围。

(1) 风力扬尘

建材的露天堆放、裸露场、施工作业产生的风力扬尘，这类扬尘的主要特点是受作业时风速的影响，一般情况下，施工工地在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。

堆场扬尘量的经验计算公式为：

$$Q = 2.1(V_{50} - V_0)^3 e^{-1.023w}$$

式中：Q—起尘量，kg/t·a；

V₅₀—距地面 50m 处风速，m/s；

V₀—起尘风速，m/s；

W—尘粒的含水量，%。

起尘风速与粒径和含水量有关，粉尘在空气中的扩散稀释与风速等气象条件有关，也与粉尘本身的沉降速度有关。不同粒径粉尘的沉降速度见表 5.1-1。由

表可知，粉尘的沉降速度随粒径的增大而迅速增大。当粒径为 250 μm 时，沉降速度为 1.005m/s，因此可认为当尘粒大于 250 μm 时，主要影响范围在扬尘点下风向近距离范围内，而真正对外环境产生影响的是一些微小粒径的粉尘。

表 5.1-1 不同粒径尘粒的沉降速度

粉尘粒径 (μm)	10	20	30	40	50	60	70
沉降速度 (m/s)	0.003	0.012	0.027	0.048	0.075	0.108	0.147
粉尘粒径 (μm)	80	90	100	150	200	250	350
沉降速度 (m/s)	0.158	0.170	0.182	0.239	0.804	1.005	1.829
粉尘粒径 (μm)	450	550	650	750	850	950	1050
沉降速度 (m/s)	2.211	2.614	3.016	3.418	3.820	4.222	4.624

施工场地扬尘对大气的的影响范围主要在工地围墙外 100m 以内，由于距离的不同，其污染影响程度亦不同，在扬尘点下风向 0~50m 为重污染带，50m~100m 为较重污染带，100m~200m 为轻污染带，200m 以外对大气影响甚微。据类比调查，在一般气象条件，施工扬尘的影响范围为其下风向 150m 内，被影响的地区 TSP 浓度平均值为 0.49mg/m³ 左右。

参照同类施工场地的一般做法，施工场地可用塑料编织袋布置围栏，场地经常洒水保持表土湿润，物料运输车辆采用密闭的专用车辆等，在采取有效的防尘措施后，施工场地扬尘的影响范围基本可控制在 50m 范围内，随着距离的增加，浓度迅速减小。本项目距离周边敏感点较远，施工扬尘对周边居民影响很小。

(2) 车辆行驶扬尘

据文献报道，在施工过程中，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60% 以上。车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况，可按以下经验公式计算：

$$Q = 0.123 \left(\frac{V}{5} \right) \left(\frac{W}{6.8} \right)^{0.85} \left(\frac{P}{0.5} \right)^{0.75}$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘量，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，t；

P—道路表面粉尘量，kg/m²。

表 5.1-2 为一辆 10t 卡车，通过一段长为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 5.1-2 可见，在同样的路面条件下，车速越快，扬尘量越大；在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表 5.1-2 不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量 (单位: kg/km·辆)

清洁 车速	0.1 (kg/m ²)	0.2 (kg/m ²)	0.3 (kg/m ²)	0.4 (kg/m ²)	0.5 (kg/m ²)	1.0 (kg/m ²)
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

施工材料运输车辆进出产生的扬尘量较小, 只要控制车速, 做到减速慢行, 项目建设规模小, 施工材料运输量不大, 间断的运输车辆道路扬尘对周边环境敏感点环境空气影响总体小。

减少露天堆放和保证一定的含水率及减少裸露地面是减少风力起尘的有效手段。如果在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘, 每天洒水 4~5 次, 可使扬尘减少 70% 左右。表 5.1-3 为施工场地洒水抑尘的实验结果, 结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘, 可有效地控制施工扬尘, 可将 TSP 污染距离缩小到 20m~50m 范围。

表 5.1-3 施工场地洒水抑尘实验结果

距离 (m)		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度 (mg/m ³)	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

因此, 限速行驶及保持路面清洁, 同时适当洒水是减少汽车扬尘的有效手段。

5.1.1.2 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。类比其他相似钻井井场, 场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中新污染源无组织排放监控点浓度限值。因此, 钻井作业柴油发电机烟气排放及总烃挥发对周围环境影响较小。

5.1.1.3 汽车尾气

施工期施工作业机械有载重汽车、柴油动力机械等燃油机械, 排放的污染物主要有 CO、NO₂。据类似工程监测, 在距离现场 50m 处, CO、NO₂ 1 小时平均浓度分别为 0.2mg/m³ 和 0.13mg/m³, 日平均浓度分别为 0.13mg/m³ 和 0.062mg/m³, 均可达到《大气污染物综合排放标准》无组织排放监控浓度限值标准要求, 其影

响范围在 200m 以内的范围。

同时，施工单位应使用符合国家标准的柴油，其燃料属性符合《普通柴油》（GB252-2015）的标准要求，并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。

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

综上，施工期大气污染源源强不大，而且施工期较短，施工扰动面积有限，污染属于阶段性的局部污染，施工结束后污染即消失，因此，本项目施工对周围大气环境影响较小。

5.1.2 运营期环境影响分析

5.1.2.1 油气集输废气影响分析

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本次开发区域面积、单井井场及单个计量站分别进行预测。本次油井井场 8 口，计量站 1 座。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 2.5-3。

（3）估算模型参数

本项目估算模型参数见表 2.5-2。

（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 5.1-4。

表 5.1-4 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)	单井井场		单座计量站	
	下风向预测浓度 C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 P_i (%)	下风向预测浓度 C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 P_i (%)

10	17.506	0.875	10.912	0.546
25	20.569	1.028	12.884	0.644
50	11.825	0.591	12.335	0.617
75	12.245	0.612	15.554	0.778
100	12.988	0.649	14.509	0.725
125	12.268	0.613	13.005	0.650
150	11.170	0.559	12.214	0.611
175	10.094	0.505	11.238	0.562
200	9.632	0.482	10.313	0.516
225	9.159	0.458	9.535	0.477
250	8.647	0.432	8.820	0.441
275	8.145	0.407	8.163	0.408
300	7.671	0.384	7.565	0.378
325	7.268	0.363	7.031	0.352
350	6.907	0.345	6.553	0.328
375	6.564	0.328	6.255	0.313
400	6.241	0.312	6.011	0.301
425	5.940	0.297	5.773	0.289
450	5.660	0.283	5.543	0.277
475	5.399	0.270	5.324	0.266
500	5.156	0.258	5.114	0.256
600	4.407	0.220	4.413	0.221
700	4.004	0.200	3.896	0.195
800	3.615	0.181	3.495	0.175
900	3.283	0.164	3.209	0.160
1000	3.013	0.151	2.940	0.147
1500	2.163	0.108	1.994	0.100
2000	1.680	0.084	1.461	0.073
2500	1.348	0.067	1.132	0.057
3000	1.112	0.056	0.913	0.046
4000	0.808	0.040	0.643	0.032
5000	0.624	0.031	0.487	0.024

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 20.569 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 25m，占标率为 1.028%。计量站无组织非甲烷总烃下风向最大落地浓度 15.559 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 76m，占标率为 0.778%。项目运营期对周围环境空气的贡献值较小，本项目周边 5km 范围内无环境敏感目标，下风向各个距离的浓度均能满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（4.0 mg/m^3 ），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。

5.1.2.2 大气污染物排放量核算

本项目无组织排放量核算情况详见表 5.1-5。

表 5.1-5 大气污染物无组织排放量核算结果

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	污染物排放标准		年排放量
				标准名称	浓度限值	
1	油气集输、处理、凝析油罐车	非甲烷总烃	采用密闭集输、密闭处理流程	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	4.0mg/m ³	0.687t/a

5.1.2.3 运营期大气环境影响分析结论

烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本项目采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃满足标准限值要求。

5.1.2.4 退役期大气环境影响分析

采油井、注水井退役后各种相关辅助工作均停止，石油开采造成的环境空气污染源将消失，停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内人群活动较少，主要为井场清理的油气田工作人员。设施设备拆除后对大气环境影响消失。

5.1.3 大气环境影响评价自查表

项目大气环境影响自查表见表 5.1-6。

表 5.1-6 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 <input type="checkbox"/>	二级 <input checked="" type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>	边长 5~50km <input type="checkbox"/>	边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>	500~2000t/a <input type="checkbox"/>	<500t/a <input type="checkbox"/>	
	评价因子	基本污染物（） 其他污染物（非甲烷总烃）		包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>	
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>	地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D <input type="checkbox"/>	其他标准 <input type="checkbox"/>
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>	二类区 <input checked="" type="checkbox"/>	一类区和二类区 <input type="checkbox"/>	
	评价基准年	(2023) 年			
	环境空气质	长期例行监测数据	主管部门发布的数据	现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>	

	量现状调查数据来源	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>					
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标区 <input type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input checked="" type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMO D <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL 2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AE DT <input type="checkbox"/>	CALPUF F <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃）				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>				C _{本项目} 最大占标率>100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率>10% <input type="checkbox"/>		
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率>30% <input type="checkbox"/>		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h		c _{非正常} 占标率≤100% <input type="checkbox"/>		c _{非正常} 占标率>100% <input type="checkbox"/>		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 <input type="checkbox"/>				C _{叠加} 不达标 <input type="checkbox"/>		
区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% <input type="checkbox"/>				k>-20% <input type="checkbox"/>			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃）			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>	
	环境质量监测	监测因子：（非甲烷总烃）			监测点位数（4）		无监测 <input type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>						
	大气环境防护距离	距 () 厂界最远 (0) m						
	污染源年排放量	SO ₂ : (0) t/a	NO _x : (0) t/a	颗粒物: (0) t/a	VOCs: (0.687) t/a			
注：“□”为勾选项，填“√”；“()”为内容填写项								

5.2 水环境影响分析与评价

5.2.1 地表水环境影响分析

5.2.1.1 开发过程对地表水环境影响分析

本工程开发建设期间，废水主要为施工拌料、地面、机械设备及车辆清洗废水和施工人员的生活污水。其中施工废水主要污染物为泥沙悬浮颗粒物和矿物油。施工期不设生活营地，施工人员食宿依托陆梁作业区公寓。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。项目集输管线采用分段试压方式，试压废水中主要污染物为悬浮物，浓度在 40~60mg/L，现场沉淀后用于场地洒水降尘。

在运营期内，项目产生的采出水、井下作业废水经陆梁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。

5.2.1.2 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，井下作业带罐作业，落地油 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 地下水环境影响分析与评价

5.2.2.1 区域水文地质条件

（1）水文地质概况

准噶尔盆地腹部偏北的陆梁地区，广泛分布有厚度 0~100m 的第四系沉积物，以风积物、冲积物为主，兼有湖型冲积物、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，不整合地沉积在下覆第三系地层之上，由北向南，第四系沉积厚度逐渐增大。

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、阿尔泰山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地下水类型，含水层及富水特征

第三系碎屑岩类孔隙水：陆梁油田水源地主要含水层为第三系孔隙承压含水层。承压含水层顶板埋深在 50m~100m，单井涌水量 100m³/d~1000m³/d，地下水矿化度一般为 3g/L~10g/L，属半咸水，水化学类型为 Cl•SO₄-Na 或 Cl•SO₄-Na•Ca 型水。

第四系松散岩类孔隙水：根据现有调查资料分析，第四系沉积物基本不含水或含少量水，地下水埋深浅则数米，深则数十米，其水质较差，不适于工、农业开发利用。另一方面，大部分地区，地下水位以上，降水入渗后被包气带地层阻隔，短期内形成局部上层滞水，地下水或以毛细水、结合水形式存在。总之，陆梁油田处在极度缺水的沙漠地区，通过第四系地层接受少量、不定期降水补给的少量重力水、毛细水甚至结合水的存在，成为绿色生态得以维系的前提和关键。

③地下水补给、径流、排泄条件

陆梁地区无地表径流，但在准噶尔盆地边缘发育有多条河流，盆地南部有呼图壁河、塔西河、玛纳斯河，北部有乌伦古河、白杨河等。河流出山口后，不断

地散流渗漏补给地下水，又大量被沿途工、农业生产引灌利用，至盆地中部包括陆梁地区在内的广大范围内已不存在地表水系。受盆地边缘地表水系补给的地下水则沿岩层倾向和地形坡度，由盆地边缘径流向盆地中心。由于盆地中部干旱少雨，蒸发强烈，降水对区域地下水的补给意义不大，盆地边缘及河流沿线地下水汇流为盆地中部地下水的主要补给来源，同时，由于各河流距陆梁地区所在的盆地中部很远，接受补给的地下含水层将主要是第三系或以下含水层，第四系含水层受地下水径流补给的可能性几乎不存在。

油田开发及运营过程中地下水的开采是该区地下水重要的排泄项，地下水补给丰富或开采量不大时，地下水在该区形成的汇流仍可能以径流方式向深层（盆地中心）排泄。

区域水文地质图见图 5.2-1 和区域水文地质柱状图 5.2-2。

5.2.2.2 施工期地下水环境影响分析

（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

本项目施工期不设生活营地，施工人员食宿依托陆梁作业区公寓。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》（GB18918-2002）中一级 A 标准后，夏季用于生活区绿化，冬季排入储水池。因此，施工过程生活污水不会对项目区水环境造成影响。

（3）管道试压废水

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

所以管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设对地下水造成影响的很小。

5.2.2.3 运营期生产废水对下水影响

本项目运营期水污染源为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指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）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。

5.2.2.4 事故状态下地下水环境影响分析

(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，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

本次评价针对单井集输管线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

管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel}=0.1781 \cdot V_{pipe} \cdot f_{rel} \cdot f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中： V_{rel} —原油泄漏量，bbl（1 桶=0.14t）；

V_{pipe} —管段体积， ft^3 （ $1ft^3=2.4m^3$ ）（最大管段长 800m，DN50）；

f_{rel} —最大泄漏率，取 0.2；

f_{GOR} —压力衰减系数，取 0.2；

$V_{pre-shut}$ —截断阀关闭前泄漏量，bbl。

$$V_{pre-shut}=Qt/1440$$

式中：t—截断阀门的时间，min（30min）；

Q—原油流量，stb/d（单口井最大日采油量 6t/d，折算 43stb/d）。

根据上述公式计算得出 Vrel 泄漏量 0.9bbl，折算 30min 泄漏原油 0.13t，按照表层土壤对污染物截留率 90%计算，进入含水层原油为 0.013t。

②预测因子

选取油田开发项目特征污染物石油类。石油类检出限 0.01mg/L。环境质量标准参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）石油类 0.05mg/L。

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，m²；

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(m²/d)；

π—圆周率。

④参数选取

根据本地区的水文地质条件参数参考《陆梁油田陆 11 井区侏罗系西山窑组油藏开发工程环境影响报告书》：有效孔隙度 n 为 0.12；纵向弥散系数 0.12m²/d，横向弥散系数 0.012m²/d，含水层厚度取 80m，流速 0.33m/d。

⑤模拟结果

当集输管线发生全管径泄漏发生泄漏时，石油类物质经过 100d、365d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果分别见图 5.2-2。

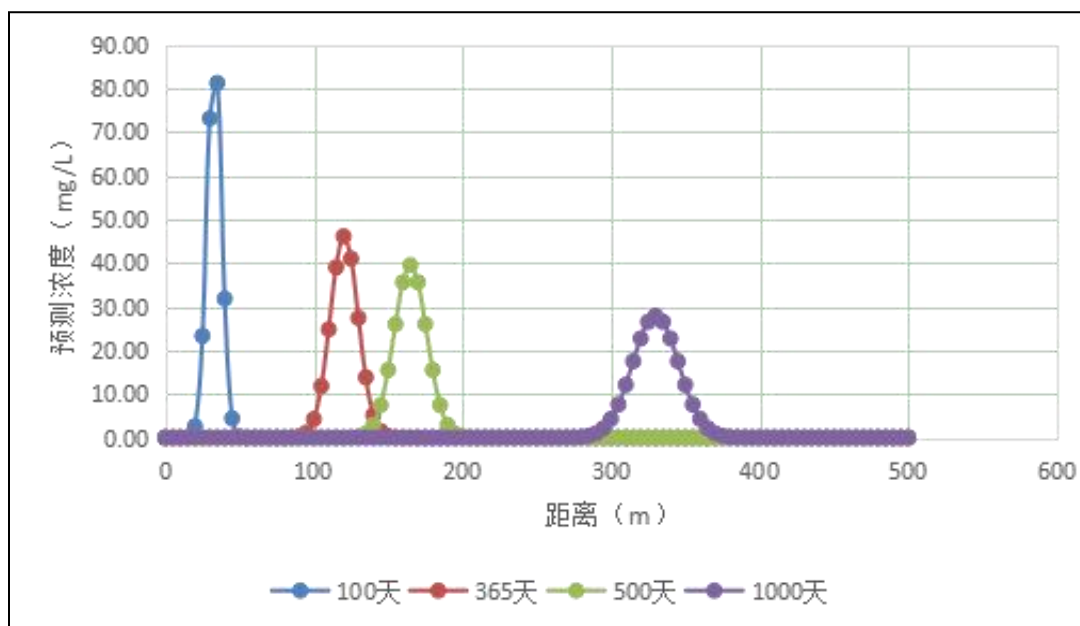


图 5.2-2 集输管线发生全管径泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，集输管线破损发生泄漏后 100d、365d、500d 和 1000d 的污染物预测的最大值分别为 88.22mg/L、46.18mg/L、39.45mg/L、27.90mg/L；预测影响距离最远分别为 53m、158m、209m 和 391m。根据预测结果和区内水文地质条件，评价区所在区域的地下水在潜水和第一层承压水之间有连续的相对隔水层。当发生泄漏事故后，在采取及时关闭阀门、堵漏等风险应急措施的情况下，泄漏的原油虽然可能会对潜水含水层产生一定的影响，但受承压水隔水顶板的保护作用，基本不会对承压水含水层产生影响。

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

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

施工期的噪声主要为钻井过程中钻井设备、柴油机、泥浆泵和柴油发电机等

发出的噪声。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）；

不同类型施工机械在不同距离处的噪声预测值见表 5.3-1。

表 5.3-1 各种施工机械在不同距离的噪声预测值单位：dB (A)

距离 m	源强	隔声后	5m	10 m	15 m	20 m	25 m	30 m	40 m	50 m	60 m	80 m	100 m	160 m	200 m
钻机	110	95	91	85	81	79	77	75	73	71	69	67	65	61	49
泥浆泵	100	85	71	65	61	59	57	55	53	51	49	47	45	42	39
柴油机	105	90	76	70	67	65	63	61	59	57	55	53	51	47	44
推土机、挖掘机	100	100	86	80	76	74	72	70	67	66	64	62	60	56	54
管道焊接	100	90	76	70	67	65	63	61	59	57	55	53	51	47	44

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 60m 处，夜间 200m 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 180m 外，夜间施工噪声在 320m 外满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准（60dB(A)，夜间 50dB(A)）要求。根据现场调查项目区 500m 范围内没有居民居住，不会发生扰民现象。要求对高噪声设备采取隔声措施，并加强机械设备的保养，保证机械设备的正常运转，以降低设备正常运转的噪声。落实以上措施后，钻井噪声对周边环境及施工人员的影响将进一步减少，钻井期产生噪声对周边环境影响不大。

钻井期对局部环境的影响是暂时的。钻井期受机械设备轰鸣惊扰，人群活动的增加，保护区内荒漠型鸟类和大型哺乳类动物将远离施工现场，避开人类活

动的干扰迁至其它区域。随着钻井期结束施工人员撤离作业区域，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。

5.3.2 运营期声环境影响分析

(1) 预测源强

项目正常状况噪声源主要为抽油机、机泵，非正常状况下有井下作业，对运营期井场厂界噪声进行预测。设备选用低噪设备，并采取基础减振等措施，衰减量按 25dB(A) 计。项目工程主要噪声源强见表 5.3-2。

表 5.3-2 项目主要噪声源强情况表（单位：dB(A)）

序号	正常/非正常状况	位置	声源源强	声源源强 dB(A)	声源控制措施	运行时段
1	正常状况	井场	抽油机	75~80	采用低噪声设备，局部加装隔声罩	间断
2		配水撬	机泵	80~90	采用低噪声设备，局部加装隔声罩	连续
3		交通噪声	巡检车辆	60~90	限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等	间断
4	非正常状况	井场	井下作业（修井、压裂等）	80~120	独立基础，加减振垫，采用软连接	连续

(2) 声环境影响分析

本项目运营期噪声源主要为井场中的各类机泵、井下作业设备噪声及巡检车辆噪声。因井下作业为阶段性作业，故本次噪声预测仅考虑井场机泵噪声。经调查，井场为开放式未设遮挡，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》（HJ2.4-2021）中所推荐的预测模式，无指向性点声源几何发散衰减基本计算公示是：

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

式中： $L_p(r)$ —距声源 r 处的 A 声级，dB；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级，dB；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距声源距离，m；

(2) 噪声源源强及分布

项目噪声源为各类机泵，如抽油机、注水井口装置等，噪声源强在 75dB(A)~

80dB (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 20dB (A) 计, 其运行噪声不高于 70dB (A)。项目工程主要噪声源强距厂界距离见表 5.3-3。

表 5.3-3 项目主要噪声源强至四界距离

噪声源		各源强叠加后噪声值	基础减震后噪声值	四界方位	噪声源至四界距离 (m)
井场	抽油机/注水井口装置	85	70	东侧	15
				南侧	20
				西侧	15
				北侧	20

(3) 预测结果

本项目运营期涉及注水井和采油井, 以最大噪声源单口采油井为例进行预测, 单井井场厂界四周噪声贡献值见表 5.3-4。

表 5.3-4 噪声预测结果单位: dB (A)

预测点编号	预测点位置	噪声贡献值		噪声标准	达标情况
		昼间	夜间		
井场 (采油/注水)	东侧	46.5	46.5	昼间 60, 夜间 50	达标
	南侧	44.0	44.0		达标
	西侧	46.5	46.5		达标
	北侧	44.0	44.0		达标

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, 根据预测井场四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准限值要求, 且周边 200m 范围内无声环境敏感点, 因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.3.3 服务期满后声环境影响分析

本项目服务期满后, 由于井架拆除过程中会产生一定的施工噪声。施工噪声主要可分为机械噪声、施工作业噪声和施工车辆噪声。机械噪声主要由施工机械所造成, 如挖土机械、升降机等, 多为点声源; 施工作业噪声主要指一些零星的敲打声、装卸车辆的撞击声、拆卸模板的撞击声等, 多为瞬时噪声。

本项目井区周围没有固定人群居住, 因此项目施工对场区周围声环境质量影响不大。

5.3.4 声环境影响评价自查表

声环境影响评价自查表详见表 5.3-5。

表 5.3-5 声环境影响自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input type="checkbox"/>			三级 <input checked="" type="checkbox"/>	
	评价范围	200 m <input type="checkbox"/>	大于 200m <input checked="" type="checkbox"/>			小于 200m <input type="checkbox"/>	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>	地方标准 <input type="checkbox"/>			国外标准 <input type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>	近期 <input checked="" type="checkbox"/>		中期 <input type="checkbox"/>	远期 <input type="checkbox"/>	
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input type="checkbox"/>					
	现状评价	达标百分比	100%				
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 <input type="checkbox"/>	已有资料 <input checked="" type="checkbox"/> 研究成果 <input type="checkbox"/>				
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>				
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200m <input type="checkbox"/> 小于 200m <input type="checkbox"/>					
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>	不达标 <input type="checkbox"/>				
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>	不达标 <input type="checkbox"/>				
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子: Leq[dB(A)]		监测点位数 (0)		无监测 <input type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>					

注：“”为勾选项，可；“（）”为内容填写项。

5.4 固体废物环境影响分析与评价

5.4.1 施工期固体废物影响分析

本项目施工期固废主要是钻井废弃泥浆和岩屑、施工弃土、生活垃圾、废弃防渗膜和钻井设备废机油。

本项目施工期固废的名称、类别、属性和数量等情况详见表 5.4-1。

表 5.4-1 施工期固废情况一览表

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或带至下一个钻井井场继续使用。
2	水基钻井岩屑	钻井	一般工业固废	071-001-S12	分离出的钻井岩屑委托第三方岩屑公司处置，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/T3997-2017）可用于铺垫井场或铺垫油田内部道路
3	生活垃圾	施工生活	生活垃圾	—	集中收集，统一拉运至陆梁油田生活垃圾填埋场处理
4	弃土	管线施工、井场平整	一般工业固废	900-001-S70	项目施工的挖方全部回填，无弃方
5	钻井设备废机油	设备维护、保养	危险废物	900-214-08	委托有危废处置资质的资质单位处置
6	废弃防渗膜	施工作业区	危险废物	900-249-08	委托有危废处置资质的资质单位处置

5.4.1.1 剩余钻井泥浆和岩屑

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，未添加碘化物，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。

钻井岩屑进入岩屑储罐（每口井 3 个罐，每个罐 60m³），委托第三方岩屑处置公司处置。岩屑经检测符合《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用于铺垫井场和油田内部道路使用，对环境的影响较小。

5.4.1.2 弃土

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。

5.4.1.3 生活垃圾

施工期生活垃圾集中收集后，定期清运至陆梁油田生活垃圾填埋场卫生填埋，不会对周围环境产生影响。

5.4.1.4 钻井设备废油和废弃防渗膜

钻井期间使用的机械设备运行过程中维护、保养产生的废机油（900-214-08）和施工区域铺垫防渗膜破损，产生的沾油废弃防渗膜（900-249-08），均作为危

险废物，委托有危废处置资质的资质单位处置。

5.4.2 运营期固体废物影响分析

5.4.2.1 固体废物来源及处置

根据《国家危险废物名录》（2025 年版），油田生产运营过程中产生的含油污泥、落地原油、清管废渣、废润滑油及废弃防渗膜，属于危险废物（废物类别 HW08）。

表 5.4-2 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	危险废物去向	危险特性
含油污泥	HW08 废矿物油 与含矿物 油废物	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	071-001-08	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	毒性 T 易燃性 I
落地原油		石油开采产生的油泥	071-001-08	进入陆梁集中处理站原油处理系统处置	毒性 T 易燃性 I
清管废渣		管线集输环节	251-001-08	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	毒性 T 易燃性 I
废润滑油		机械设备维护、保养	900-214-08	进入陆梁集中处理站原油处理系统处置	毒性 T 易燃性 I
废弃防渗膜		场地清理环节	900-249-08	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	毒性 T 易燃性 I

（1）含油污泥

本项目井场不产生含油污泥，含油污泥来自依托陆梁集中处理站原油贮存过程中清罐罐底油泥和含油污水在水处理过程中产生的浮油、浮渣和污泥。陆梁集中处理站产生的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。

（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，落地原油收集后拉运至陆梁集中处理站原油处理系统处置。

（3）清管废渣

集输管线每 2~4 年清管 1 次，清管废渣中含有少量管道中的油泥。收集后委托有危险废物处置资质的单位拉运处置。

（4）废润滑油

运营期井架及井下作业时各类机械设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，废润滑油成分为矿物油与原油成分相似，可进入陆梁集中处理站原

油处理系统处置。

(5) 废弃防渗膜

项目运营期井下作业时，作业场地下方铺设防渗膜，产生的落地油直接落在防渗膜上，目前油田使用的防渗膜均可重复利用，平均重复利用 1-2 年。更换破损后的废弃防渗膜布属于危险废物，不在井场贮存，委托有危险废物处置资质的单位拉运处置。

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

5.4.2.2 危险废物贮存及运输环境影响分析

(1) 贮存

井区不设危险废物贮存场所。陆梁集中处理站产生的清罐底泥和污水处理系统产生的含油污泥属于危险废物，收集后暂存于陆梁集中处理站危废暂存场，定期委托有危废处置资质单位处置。危险废物暂存期间应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《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）

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负责处置，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。

5.4.3 退役期固体废物环境影响分析

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

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

5.5 土壤环境影响分析与评价

5.5.1 施工期土壤环境影响

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。

5.5.1.1 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。

5.5.1.2 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。

5.5.1.3 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。

5.5.1.4 施工期污染途径影响

项目建设活动中产生的废水、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。

本项目建设期污废水主要来源于施工人员生活污水和建筑施工废水。施工期不设生活营地，施工人员食宿依托陆梁作业区公寓。生活污水经陆梁公寓污水一体化处理装置处理达标后夏季用于生活区绿化，冬季排入储水池；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。因此，矿区土壤施工期不会由于废水排放而造成污染。

建设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。

建设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。

5.5.2 运营期土壤环境影响分析

5.5.2.1 土壤环境影响类型与途径

本项目土壤影响类型与途径见表5.5-1，影响因子见表5.5-2。

表 5.5-1 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。

表 5.5-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

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

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为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。

5.5.2.2 正常状况下对土壤环境的影响分析

本项目污染土壤的途径主要为液体物料、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。

本次评价采用类比法对土壤影响进行分析，收集了《陆梁油田陆 11 井区侏罗系西山窑组油藏开发工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》中土壤质量现状监测数据进行定性分析，根据陆 11 井区已开发多年，且近年来实际生产运行过程均未发生泄漏事故，根据验收监测结果可以说油田开发对土壤造成的污染影响，土壤监测结果见表 5.5-3。

表 5.5-3 陆 11 已实施井场、站场土壤质量监测结果一览表 单位：mg/kg

监测因子		汞	砷	铜	铅	镍	镉	六价铬	石油烃 C ₁₀ -C ₄₀	pH	挥发酚
LU1614	井场内	0.605	4.11	12	1.8	13	0.02	ND	52	8.72	ND
	井场外 10m	0.629	4.27	9	2.0	12	0.03	ND	26	8.81	ND
	井场外 20m	0.587	3.97	12	2.2	9	0.03	ND	82	8.57	ND
	井场外 30m	0.700	4.53	8	2.2	9	0.03	ND	27	8.52	ND
LU1609	井场内	0.634	3.84	7	2.6	13	0.05	ND	26	8.70	ND
	井场外 10m	0.568	3.69	6	2.3	13	0.11	ND	86	8.64	ND
	井场外 20m	0.582	3.87	9	3.6	10	0.07	ND	89	8.72	ND
	井场外 30m	0.566	2.99	9	2.8	11	0.05	ND	128	8.42	ND
陆 11 井区 1 号多通 阀站	井场内	0.608	4.27	8	2.2	9	0.07	ND	116	8.31	ND
	站场外 10m	0.675	3.92	7	1.6	15	0.11	ND	82	8.46	ND
	站场外 20m	0.470	4.05	7	3.0	17	0.26	ND	82	8.42	ND
	站场外 30m	0.653	4.11	9	3.3	13	0.14	ND	81	8.65	ND
标准限值		38	60	18000	800	900	65	5.7	4500	/	/
达标情况		达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	/	/
备注		低于检出限的用“ND”表示；pH 无量纲。									

根据类比可知，监测结果显示土壤中石油烃监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。说明正常工况下，不会有泄漏情况发生，也不会对土壤环境造成影响。

5.5.2.3 事故状态下对土壤污染环境的影响分析

(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伴生气（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，影响植物的生长和恢复。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）。

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。

（3）事故状态下土壤污染影响预测与评价

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。

根据实际情况分析，本次评价选择项目集输管线泄漏的石油类进行的土壤影响垂直入渗影响。

①事故情形设定

当管线穿孔发生泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的量少不易被发现；在评价区内的泄漏的落地油对土壤环境的影响是局部的，它受发生源的制约，主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散。从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

②预测源强

按集输管线中采出液中石油烃的浓度进行设定，管线输送为油水混合物，项目区块最低含水率为 45%，石油烃污染物浓度按 1577mg/L 计算。

③预测方法

事故设定为石油烃污染物以点源形式垂直进入土壤环境，采用一维非饱和溶

质运移模型预测方法。

A. 水分运动方程

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(K(h) \frac{\partial h}{\partial z} + K(h) \right)$$

式中： θ —体积含水率；

h —压力势，cm；

t —时间，d； z 为垂直坐标，cm；

$K(h)$ —导水率，cm/d。

B. 土壤水力参数 van Genuchten 模型

土壤水力参数 van Genuchten 模型计算公式为：

$$\theta(h) = \begin{cases} \theta_r + \frac{(\theta_s - \theta_r)}{(1 + |\alpha h|^n)^m}, & h < 0 \\ \theta_s, & h \geq 0 \end{cases}$$

$$K(h) = \begin{cases} K_s S_e [1 - (1 - S_e^{1/m})^m]^2, & h < 0 \\ K_s, & h \geq 0 \end{cases}$$

$$S_e = \frac{\theta - \theta_r}{\theta_s - \theta_r}, \quad m = 1 - \frac{1}{n}$$

式中： θ_s —饱和含水率，cm³/cm³；

θ_r —滞留含水率；

α 、 n 、 r —形状系数；

S_e —有效含水率。

C. 溶质运移方程

溶质运移计算公式为：

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

式中： c —土壤液相中石油烃的浓度；

s —土壤固相中污染物的浓度；

D —综合弥散系数，代表分子扩散及水动力弥散，反映土壤水中溶质分子扩散和弥散机；

q —体积流动通量密度；

A——一般取 1；

ρ ——土壤容重，引用区域范围土壤容重（参考区域土壤容重 1402kg/m³，折算结果为 376.8mg/kg）。

④边界条件

模型计算时上边界采用大气可积水边界条件，下边界采用自由下渗边界。

⑤计算情景

假设半年检修一次，检修是发现渗漏，将预测时间取整设定为 100d。

输出时间（T1、T2、T3、T4、T5、T6）分别为 5d、10d、20d、30d、50d、100d。

⑥预测结果

根据地下水现状调查结果，选择自地表向下 1m 范围内进行模拟预测。区域土壤主要为灰棕漠土。

观测点设置：在预测目标层布置 5 个观测点，0cm、10cm、30cm、60cm、100cm。

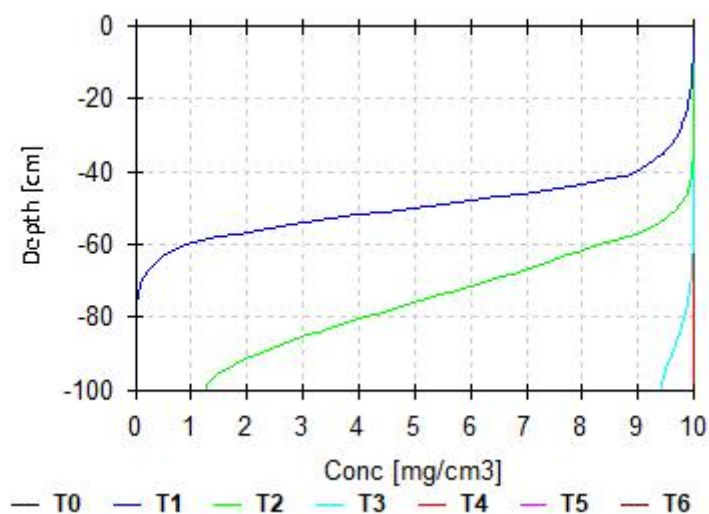


图 5.5-1 持续渗漏 100 天不同深度观测点石油烃浓度图

参考《新疆石油污染土壤修复技术研究》（韩妮，2014）等相关文献，国内外一致认同石油类污染物在土壤中的迁移主要集中在土壤表层(0~40cm)，由上表和上图可知，非正常工况下，输油管线持续渗漏 100 天的情况下，不同深度观测点在预测期内未超过第二类用地筛选值，若发现泄漏，及时将表面含油覆土清理干净。

建设单位应在设计、施工过程中严格做好对罐区、管线等防渗措施，确保避免原油泄漏对土壤的源头污染，同时做好相应监控措施，一旦发现泄漏事故，尽快采取相应处理措施，避免对区域土壤的进一步污染。

5.5.2.4 事故状态下对土壤生态环境影响分析

考虑事故状态下，本次以最不利的集输管线泄漏对土壤环境进行预测分析。集输管线破裂后，采出液进入表层土壤中，集输管线在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，在 1 天内排查到泄漏点并进行封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从集输管道中泄漏的采出液量为 28m³。采出液中的氯根在 12702mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 1117785g。

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

(1) 单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = \frac{n(I_s - L_s - R_s)}{(\rho_b \times A \times D)}$$

式中： ΔS ——单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b ——表层土壤容重，kg/m³；

A ——预测评价范围，m²；

D ——表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n ——持续年份，a。

(2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

式中： S ——单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b ——单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 20m×20m 范围，表层土壤容重根据

区域土壤理化特性调查取值为 1491kg/m³，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为 2.27g/kg。预测年份为 0.137a（50 天）。

根据上述计算结果，在 50 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 1.28g/kg，叠加现状值后的预测值为 3.55g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

5.5.3 土壤环境自查表

本项目土壤环境自查表见表 5.5-4。

表 5.5-4 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>				/
	占地规模	(13.8775) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标（）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他（）				
	全部污染物	石油烃				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价类别	I 类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II 类 <input checked="" type="checkbox"/> ；III 类 <input type="checkbox"/> ；IV 类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input checked="" type="checkbox"/>				
评价工作等级		一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>				
现状调查内容	资料收集	a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/> ；c) <input type="checkbox"/> ；d) <input type="checkbox"/> ；				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	3	4	0~20cm	
柱状样点数	3	0	在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m			
现状监测因子	占地范围内 4 个监测点监测因子为 GB36600-2018 表 1 中 45 项因子和表 2 中石油烃和 pH 值，共 47 项；占地范围外 2 个监测点监测因子为 G15618-2018 表 1 中 8 项因子和石油烃、pH 值，共 10 项					
现状评价	评价因子	石油烃				
	评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ；GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表 D.1 <input type="checkbox"/> ；表 D.2 <input type="checkbox"/> ；其他（）				
	现状评价结论	各监测点监测因子均满足 GB15618 和 GB36600 中筛选值				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录 E <input type="checkbox"/> ；附录 F <input type="checkbox"/> ；其他（）				

	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()		
	预测结论	达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>		
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 ()		
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次
		10	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: “ <input type="checkbox"/> ”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。				

5.6 生态环境影响分析

5.6.1 对生态环境影响的途径

本项目开发过程包括钻井工程、油田开采工程、井下作业工程、油气集输工程及相应的配套设施建设工程。油田开发占地面积大, 一般为网状布局, 不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的污染和破坏。

5.6.1.1 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、场站、道路等地面建设属永久性占地, 将会在原来连续分布的生态环境中形成生态斑点, 产生地表温度、水分等物理异常, 以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息, 长久影响生态环境的类型和结构。

(2) 污染物排放对生态环境的影响

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

(3) 系统重建

油田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能再造一个兼原有生态环境与油田生态环境并存的、稳定的人工生态系统，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。

5.6.1.2 生态环境影响因素

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

(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）8.2km，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 5.6-1。

表 5.6-1 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、钻前施工过程中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、施工过程中对四周植被和土壤产生不利影响。

5.6.1.3 生态环境影响程度

工程建设对生态环境影响程度主要指所造成的影响是否可逆和可恢复。

(1) 永久性占地区域

井场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。

5.6.2 对植被的影响分析

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。

5.6.2.1 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碾压。

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 $750\text{kg}/\text{hm}^2$ 计算，对开发区域占地类型、植物生物量损失量影响下表 5.6-2。

表 5.6-2 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、计量站	1.1975	0.90	永久
	临时占地	井场、管线、 计量站	12.68	9.51	3-5
合计			13.8775	10.41	——

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，其中有一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 12.68hm²，永久占地面积为 1.1975hm²。在油田开发初期的 3~5 年中，荒漠植被破坏后不易恢复，因而使得 13.8775hm² 荒漠土地基本没有植物初级生产能力，生物损失量约为 10.41t/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。

5.6.2.2 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。

5.6.2.3 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。

5.6.2.4 突发性事故对植被的影响

项目开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为原油和含油污水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原

油越多，植物死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对原油的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

5.6.2.5 对其他林地的影响

(1) 占用其他林地分析

本项目临时占用林地类型为其他林地，地类为灌木林地；树种为梭梭、白梭梭，覆盖度 10%。本项目实施前办理林地征地手续即可。

项目建设拟临时占用林地面积占当地林地面积比例较小，且为临时占用，项目使用林地总体上对森林资源不会造成大的破坏，产生的影响较小。另外按照《中华人民共和国森林法》及国家有关规定，向用地者收取森林植被恢复费，项目完成后及时进行地貌恢复等措施，可以弥补因项目建设造成的森林面积和森林资源的减少。

(2) 对生态效能的影响

拟建项目的存在，降低了原有植被防风固沙、涵养水源、保持水土的生态效益。但由于所占林地面积较少，项目完工后在原地进行相应的植被恢复，对区域内生态功能的影响不大。本工程在运行过程中，落实方案设计中的水土保持措施，对因工程造成的裸露土壤、填挖地貌及时进行平整压实或苫布覆盖，减少水土流失，因此项目占用林地对区域森林保持水土、涵养水源效能的影响不大。

(3) 对自然景观的影响

项目建设过程中会不同程度地扰动原有地貌，造成地表植被和土地的破坏，将对项目区的自然景观产生一定的影响，但项目主要为油田勘探开发项目建设，为临时占用林地，项目施工结束后及时进行恢复，对项目区整个景观风貌和生态系统的破坏只是暂时的，整体来看对景观风貌影响不大。

5.6.3 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。

5.6.3.1 施工期对野生动物的影响

井场构筑物建设、管道敷设建过程中，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。

5.6.3.2 运营期对野生动物的影响

本项目开发区内广泛分布于沙质荒漠，植被盖度低，植物种类多为以梭梭建群种的小半乔木荒漠植被。由于干旱和食物短缺，加上区域内乔灌木植被少，难以给野生动物提供栖息及躲藏之地，大型野生动物分布较少，仅以啮齿类动物的活动痕迹较为多见。再加上区内近年来油气田勘探开发，油田公路修建，人为活动频繁，所以野生动物种类分布较少，大型哺乳动物种类更少，基本上没有区域特有种分布。因此，本项目运营期不会对野生动物产生明显影响。

本项目不同于公路、铁路等线性工程，没有在保护区地表形成永久性的线型切割。根据调查，项目区内无野生动物饮用水水源，且不属于野生动物迁徙通道，井区周边和管线上方野生动物仍可正常栖息活动。本项目工程建设对野生动物食源影响较小。总体上，工程运营期对野生动物的影响较小。

5.6.3.3 退役期对野生动物的影响

退役期内，对完成采油气的废弃井，封堵内外井眼，拆除抽油机械设置，截

去地下 1m 管头，清理场地，并立警示标志。

占地范围具备植被恢复条件的，应将井场水泥平台或砂砾石铺垫清理，不具备植被恢复条件的区域，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。同时将井口水泥底座改造成牲畜的饮水槽，既防止沙化，又可以给野生动物提供饮水渠道。

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.6.3.4 对受保护野生动物影响

陆梁作业区区域可能出现国家二级保护野生动物和自治区二级保护野生动物，如鹅喉羚、草原斑猫、兔狲、沙狐、黑鸢、雀鹰、草原鹞、棕尾鵟及红隼等。

(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和运营的不利影响。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) 对保护兽类的影响

工程运营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。

5.6.4 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。

本项目开发过程中永久性占地面积为 1.1975hm^2 ，原地表被永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中减少了 1.1975hm^2 。对于整个油田开发区来讲，占原有荒漠生态景观的比例极小。

5.6.5 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 1.1975hm^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其他草地变为采矿用地，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。

5.6.6 水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖管沟、杆塔施工、工程临时占地、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。油田开发过程中加剧水土流失的不良影响主要表现在以下几个方面。

5.6.6.1 开发过程

开发车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使荒漠化的过程加剧。

5.6.6.2 地面构筑物建设

在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范

围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。对于本项目油田的开发建设来讲，地面构筑物

建设的内容主要包括井场、站场、油气集输管线、架空线路杆塔建设及配套工程等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。

5.6.6.3 管线建设

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。

5.6.6.4 杆塔建设

项目区杆塔塔基等工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧。

5.6.6.5 小结

项目区域水土流失类型主要为风力侵蚀，经查阅资料，项目区土壤侵蚀模数在 $1900t/(km^2 \cdot a)$ 左右。在地面工程建设过程中，荒漠地区临时占地面积为 $12.68hm^2$ ，地面被扰动后失去地表保护层，下层的细小物质成为风蚀的主要对象，所造成的水土流失量为 $240.92t/a$ 。随着细土物质不断被吹蚀，以后每年可吹物质减少，风蚀量将逐年降低，直到地表重新形成新的保护层后才能消失。

建设单位在采取一系列的水土保持措施后，对防止荒漠化促进生态环境的恢复起到了良好的作用，可将水土流失的程度降低到最低限度。

5.6.7 土地沙化影响分析

5.6.7.1 土地沙化成因

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，永久占地和临时占地范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的石油勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下施工期和运营期两个方面。

(1) 土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风选作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

(2) 土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。

由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。评价区内春夏两季为多风季节，尤其是春季大风频繁，沙尘暴天气较多，而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬。

(3) 对油区管线、井场的危害

评价区内油区多为砂石道路，春夏两季为多风季节，尤其是春季大风频繁，沙尘暴天气较多，而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，风沙活动可以风蚀油区道路。在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋季节的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。此外管线穿越冲沟处，水工防护设施设计不当或没有采取水工防护，可能在洪水季节由于水流的冲刷而剥蚀暴露出管线。

5.6.7.2 项目实施对周边沙化土地的影响

本工程钻井前期进行场地平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填。项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干

燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

项目施工期井场建设、管线敷设工程建设可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低区域地表稳定性，加快该区域沙化进程。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，加重土地沙漠化。

5.7 环境风险评价

本项目的环境风险潜势为 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。

5.7.1 风险调查

本项目涉及的危险物质主要是石油、硫化氢和石油气（天然气）气体。钻井期硫化氢和石油仅在井喷时产生，井场不存在该物质。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）6km，原油密度 0.899t/m³，原油充满管线情况下最大存在量为 10.6t。区域油气比 34.05m³/t，天然气密度 0.7958kg/m³，管线内天然气最大存在量为 0.29t。

本项目 Q 值见表 5.7-1，本项目风险物质最大存在量与其临界量的比值（Q）<1 时，可确定该项目环境风险潜势为 I，可开展简单分析。

表 5.7-1 危险物质与临界量比值

物质名称	危险单元	临界量	最大存在总量	Q	是否构成重大危险源
油类物质（矿物油，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等）	输油管线	2500t	10.6t	0.004	否
天然气（石油气）		10t	0.29t	0.029	否
Q值合计				0.033	

5.7.2 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。

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 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为原油和天然气，详见表 5.7-2。

表 5.7-2 本项目环境风险物质风险识别表

类别	项目	原油	天然气
理化性质	外观及性状	黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体	无色无臭的气体
	组分	主要成份为芳香族烃的混合物	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷、二氧化碳、氮气等
	分子量	——	——
	密度(kg/m ³)	884.9	——
	熔点/沸点(°C)	-/500	-182.6/-161.5
	闪点(°C)	120-330	-188
	饱和蒸汽压(kPa)	46.4	53.2
燃烧爆炸危险性	溶解性	不溶于水，溶于多数有机溶剂	微溶于水，溶于乙醇和乙醚
	危险性类别	属于高闪点液体	属于5.1类中易燃气体，在危险货物品名表中编号21007
	引燃温度(°C)	-6.6~32.2/280~380	537
	爆炸极限(vol%)	1.1-8.7	5-14
	稳定性	稳定	稳定
	燃烧热值(kJ/kg)	43995.5	——
	危险特性	其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，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	能与空气形成爆炸性混合物。遇明火有燃烧爆炸危险，与氢、氯等接触会发生剧烈的化学反应
	灭火方法	泡沫、干粉、二氧化碳、砂土	
储运主要事项	远离火种、热源。仓温不宜超过30°C。配备相应品种和数量的消防	储存于阴凉处、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过	

类别	项目	原油	天然气
		器材。要有防火防爆技术措施，禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速(不超过 3m/s)，且要有接地装置，防止静电积聚	30℃。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆照明、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
毒理	毒性	LD50: 500-5000mg/kg(哺乳动物吸入)	——
	健康危害	稀油中的烷烃成分可影响人的神经系统，引起神经系统功能紊乱，胃肠道发病率增高，机体抵抗力下降等症状。人的皮肤长期接触稠油，可造成外皮脱脂、皮肤裂口、刺激疼痛。稠油还可对人的眼睛、口腔黏膜产生刺激作用，甚至造成黏膜出血、萎缩	天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废
急救措施	皮肤接触	脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗	——
	眼睛接触	立即提起眼睑，用流动清水冲洗	一般不需特殊防护，高浓度接触时可戴化学安全防护眼镜
	吸入	迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，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	误服者给充分漱口、饮水、就医	
	泄漏处置	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸汽，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃	迅速撤离泄漏区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员佩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大量废水。如有可能，将泄漏出气用排风机送至空旷地方或装适当喷头烧掉。也可将泄漏容器移至空旷处，注意通风。泄漏容器要妥善自理修复、检验后再用

5.7.3.2 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。

5.7.3.3 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，分析工程的风险特性，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行性；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。

5.7.4 环境风险事故情形分析

管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算过程详见 5.2.2.4 事故状态下地下水环境影响分析，30min 预测管线最大泄漏量 0.13t。

5.7.5 环境风险影响分析

5.7.5.1 原油泄漏影响分析

根据源项分析，集油管线的原油泄漏量为 0.13t。假定发生泄漏，泄漏的液体无蒸发，并已充分蔓延、地面无渗透，则根据泄漏的液体量和地面性质计算最大池面积：

$$S = \frac{W}{H_{\min} \rho}$$

式中：S—最大池面积，m²；

W—泄漏的液体量，kg；

H_{min}—最小油厚度，最小油厚度取 0.025m（粗糙地面）；

ρ—油的密度，864kg/m³；

由上述公式计算得出：集油管线中油品泄漏后漫流面积为 6m²。影响范围内的植被、土壤、大气将受到不同程度的影响，需采取相应措施进行恢复。

（1）对土壤的影响

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）对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理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。

（3）对地下水的影响

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，影响地下水的的天性不大。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。

5.7.5.2 火灾影响分析

根据事故状态排放模式，预测集输管线原油燃烧后在不同气象条件下下风向轴线不同距离处污染物浓度。预测结果见表 5.7-3。

表 5.7-3 原油火灾事故次生污染 CO 和烟尘环境影响预测结果

预测因子	阈值名称	浓度阈值 (mg/m ³)	最大影响范围			
			D/0.5	D/6.2	F/0.5	F/6.2
CO	半致死浓度 (LC ₅₀)	2069	14.3	33.7	20.0	84.4
	伤害浓度 (IDLH)	1700	16.0	34.3	22.0	88.2
	最高容许浓度 (MAC)	30	104.4	403.5	121.4	521.3
	环境空气质量影响范围	10	150.6	758.7	160.8	546.7
烟尘	最高容许浓度 (MAC)	8.0	95.8	355.3	113.5	515.1
	环境空气质量影响范围	0.15	259.0	982.7	246.9	593.1

由上表预测结果可以看出，发生火灾事故时，次生污染物 CO 超 LC₅₀ 的最远距离为 84.4m，超 IDLH 的最远距离为 88.2m，超 MAC 的最远距离为 521.3m，在 546.7m 处环境质量达标；烟尘超 MAC 的最远距离为 515.1m，在 593.1m 处环境空气质量达标。在半致死浓度范围内无常驻居民，没有保护类动物的巢穴和栖息地。

5.7.5.3 井喷风险事故分析

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。

5.7.5.4 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。

5.7.5.5 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,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。

5.7.5.6 柴油储罐火灾爆炸影响

储罐内油气通过人孔法兰盖间隙外溢,与空气形成爆炸性混合物,污染大气环境;若储罐发生泄漏会对土壤、地下水产生影响。因本项目评价井距离艾里克湖较近,柴油储罐设置在防渗围堰内,防止柴油罐事故泄漏情况下对周边土壤和地表水造成环境污染。

5.7.5.7 井下作业事故污染

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。

5.7.6 环境风险防范措施和应急要求

5.7.6.1 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) H₂S 的防范措施

依据该区域原油物性，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/m³（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。

5.7.6.2 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，收集后拉运至陆梁集中处理站危险废物临时储存场，定期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根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至 600m 之外，防止火灾燃烧中 CO 和烟尘超标对人体的危害。

⑦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。

5.7.6.3 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：654226-2023-016-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《中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区突发环境事件应急预案》（654200-2022-024-M）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。

5.7.7 分析结论

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 5.7-4。

表 5.7-4 建设项目环境风险评价自查表

工作内容		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。				
风 险 调 查	危险物质	名称	石油	天然气		
		存在总量	10.6t	0.29t		
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 <u>0</u> 人		5km 范围内人口数 <u>0</u> 人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大） <u>0</u> 人			
	地表水	地表水功能敏感性	F1 口	F2 口	F3 口	
		环境敏感目标分级	S1 口	S2 口	S3 口	

		地下水	地下水功能敏感性	G1 口	G2 口	G3 口	
			包气带防污性能	D1 口	D2 口	D3 口	
物质及工艺系统 危险性	Q 值	Q < 1 <input checked="" type="checkbox"/>	1 ≤ Q < 10 口	10 ≤ Q < 100 口		Q > 100 口	
	M 值	M1 口	M2 口	M3 口	M4 口		
	P 值	P1 口	P2 口	P3 口	P4 口		
环境敏感程度	大气	E1 口	E2 口		E3 口		
	地表水	E1 口	E2 口		E3 口		
	地下水	E1 口	E2 口		E3 口		
环境风险潜势	IV ⁺ 口	IV 口	III 口	II 口	I <input checked="" type="checkbox"/>		
评价等级	一级口			二级口	三级口	简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>	
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>			易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>		
	环境风险类型	泄露 <input checked="" type="checkbox"/>			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>		
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>			地表水口	地下水 <input checked="" type="checkbox"/>	
事故情形分析	源强设定方法	计算法口		经验估算法口		其他估算法口	
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB 口		AFTOX 口		其他口
		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 5.7-5。

表 5.7-5 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	陆梁油田陆 11 井区侏罗系西山窑组油藏 2025 年开发工程					
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	分布于井场和集输管线					
环境影响途径及危害后果 (大气、地下水)	易燃液体。 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					

	<p>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。</p>
填表说明	/

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 施工期大气污染防治措施

(1) 钻井过程

钻井期间定期对柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施。

(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 $<40\text{km/h}$ ）。

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，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。

6.1.2 运营期大气污染控制措施

(1) 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(2) 在油气集输过程中，为减轻烃类的排放，油田开发采用密闭集输流程，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。一旦发生泄漏事故，紧急切断油气源，实施关井。

(3) 按照 GB 37822 的规定对废气输送管线组件的密封点进行泄漏检测与修复，不应有感官可察觉的泄漏，VOCs 泄漏检测值不应超过 $500\mu\text{mol/mol}$ 。

(4) 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。

6.1.3 退役期大气污染控制措施

油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工过程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。

6.2 水环境保护措施

6.2.1 施工期废水防治措施

6.2.1.1 钻井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。

6.2.1.2 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。

6.2.1.3 生活污水

施工期不设生活营地，施工人员食宿依托陆梁作业区公寓。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。

6.2.1.4 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，以防蹩漏地层。

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。

6.2.2 运营期废水防治措施

6.2.2.1 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。

6.2.2.2 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指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后，全部回注油藏，不向外环境排放。

6.2.2.3 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。

6.2.2.4 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 500m，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6.2-1 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
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处理采用“重力除油、旋流反应、混凝沉降、过滤流程”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指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)后，全部回注油藏，不向外环境排放				

6.2.3 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 6.2-2。

表6.2-2 项目分区防渗内容及技术要求

污染源名称	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 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能
钻井生活污水收集池	一般防渗	防渗膜防渗系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$
井下作业、施工作业区地面	一般防渗	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 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$

(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 6.2-3。

表6.2-3 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 $\Phi \geq 147\text{mm}$ ，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。

6.3 噪声污染防治措施

6.3.1 施工期噪声污染防治措施

(1) 钻井期做好泥浆泵、发电机和柴油机等高噪声设备的基础减振和设置隔声罩减少噪声传播，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；避免形成污染影响；在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的油田工作人员发放噪声个人防护器材，消除噪声污染影响。

(2) 定期维护泥浆泵、钻机、柴油发电机、柴油动力机组、压裂车等高噪声设备。

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

(4) 做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作。

6.3.2 运营期噪声防治措施

- (1) 选用低噪声设备，高噪声设备置于设备间内。
- (2) 对噪声强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，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) 实行工人巡检制，减少操作工人该岗位停留时间，做好个人防护工作。
- (4) 定时保养设备，避免设备转动部件在无润滑条件下运转。

6.3.3 退役期噪声防治措施

退役期噪声污染防治措施要求选用低噪声机械和车辆。合理规划运输路线、禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.4 固废污染防治措施

6.4.1 施工期固废污染防治措施

6.4.1.1 钻井泥浆、岩屑污染防治措施

(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) 水基岩屑经不落地系统收集处理后，液相回用，固相进罐集中收集后交岩屑处置公司处置，处置后经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）可用于铺垫井场或铺垫油田内部道路。

(3) 岩屑收集罐场地需进行防渗处理，罐体与地面接触的部分均铺设防渗膜；岩屑收集罐均采用钢质结构，与收集的岩屑不相互反应；岩屑严禁在井场暂存或长期储存，严格执行收集罐集满即清的要求。

(4) 对项目产生的钻井岩屑设台账管理，须记录固体废物的代码、名称、类别、产生量、委托处置方式及处置量、接收单位等信息，建议参照《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》中附表 1、附表 2、附表 3 内容设置台账。设立专人负责台账的管理与归档。台账记录表各表单的负责人对记录信息的真实性、完整性和规范性负责。

6.4.1.2 其他固体废物污染防治措施

(1) 施工土方

本项目新建管线及杆塔施工产生的土方在施工结束后回填在管堤上和用于塔基护坡，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场。

(2) 施工生活垃圾

施工生活垃圾由陆梁公寓集中收集后，统一拉至陆梁油田生活垃圾填埋场填埋。

6.4.1.3 危险废物污染防治措施

项目钻井期产生的废弃防渗膜、机械设备废油，属于危险废物，直接拉运，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存。

综上，项目固体废物在得到分类收集，合理处置后，对外环境影响较小。为进一步减少施工期固废污染，采取如下措施：

①尽量提高泥浆的重复利用率，减少废弃泥浆产生量。

②加强环境管理，为防止对土壤的污染，经泥浆不落地工艺处理后的固体废物在固废存放点做好防雨、防渗、防外溢等措施。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；在运输的地点和终点之间，不进行中转、存放及装卸作业。

③钻井井场设置生活垃圾箱（桶），分类收集，由陆梁公寓集中收集后，统一拉至陆梁油田生活垃圾填埋场填埋。

④钻井生产施工中，禁止废水、泥浆、药品及其他废物流失和乱排放，严禁机油、柴油等各种油料落地，擦洗设备和更换的废油料要集中到废油回收罐，如果发生外溢和散落则必须及时清理。

⑤在钻台、机房、泥浆罐、柴油机、发电房底部等容易造成环境污染的区域应铺设防渗布等防渗隔层，防止油污、泥浆污染土壤。

⑥完井后回收各种原料，清理井场上的落地泥浆、污水、油料和各种废弃物。泥浆药品、泥浆材料及废油品必须全部回收，不随意遗弃于井场。完井后做到作业现场整洁、平整、卫生，无油污，无固废，做到“工完、料净、场地清”。

6.4.2 运营期固废污染防治措施

6.4.2.1 落地原油污染防治措施

(1) 加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时严格执行“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，必须带罐（车）操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油 100%回收。回收的落地原油临时贮存在陆梁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。

6.4.2.2 含油污泥污染防治措施

(1) 含油污泥储存、运输要求

陆梁集中处理站产生的含油污泥采用专用收集罐收集，收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，定期委托有危废处置资质的单位处置

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。

6.4.2.3 废润滑油、废弃防渗膜

运营期产生的废弃防渗膜委托有资质的单位进行处置，废润滑油回收后运至陆

梁集中处理站原油处理系统进行处理。

6.4.2.4 清管废渣

本工程运营期产生清管废渣委托持有危险废物经营许可证的单位处置。

危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》，通过国家危险废物信息管理系统（以下简称信息系统）填写、运行危险废物电子转移联单，并依照国家有关规定公开危险废物转移相关污染防治信息。

6.4.2.5 危险废物管理要求

本次环评提出，建设单位在运营过程中应该对本项目的危险废物从收集、运输、利用、处置各环节进行全程的监督，根据《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（2021 年 12 月 22 日）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）、《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）的相关要求。具体危险废物环境管理要求如下：

（1）落实污染防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治责任制度。

（2）落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

（3）落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

（4）落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

（5）落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

（6）落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

（7）产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度；已经取得排污许可

证的，执行排污许可管理制度的规定。

(8) 落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行；禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

(9) 落实环境影响评价制度及环境保护“三同时”制度，需要配套建设的危险废物贮存、利用和处置设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

(10) 落实环境应急预案制度，参考《危险废物经营单位编制应急预案指南》有关规定制定意外事故的防范措施和环境应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染防治监督管理职责的部门备案。

(11) 建设单位应加强危险废物规范化环境管理，按照《危险废物规范化环境管理评估指标》有关要求，提升危险废物规范化环境管理水平。

(12) 对于列入《国家危险废物名录（2025 年版）》附录《危险废物豁免管理清单》中的废弃的含油抹布和劳保用品等危险废物，当满足《危险废物豁免管理清单》中列出的豁免条件时，在所列的豁免环节可不按危险废物管理。

(13) 危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料的申报周期应根据产生危险废物的单位的管理类别确定。

(14) 危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期针对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移联单管理、危险废物包装和标识、危险废物运输要求、危险废物事故应急方法等。

6.4.3 退役期固废污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、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。

6.5 土壤环境保护措施

6.5.1 施工期土壤污染防治措施

(1) 严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动；

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

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

(4) 项目区处于风蚀区，应严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

6.5.2 运营期土壤污染防治措施

结合本项目特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.5.2.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期检查井场、管线，是否有采出液泄漏的现象发生。

(2) 本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，防止管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现, 可及时采取必要的处理措施, 使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液渗漏, 建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作, 在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质, 委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置, 因而, 石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

6.5.2.2 过程控制措施

根据本项目特点, 从垂直入渗途径, 采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.5.2.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)的跟踪监测要求, 制定跟踪监测计划, 发生事故泄漏时对井场、管线可能影响区域跟踪监测, 每 5 年监测 1 次。

本项目通过采用严格的管理措施, 在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施, 并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施, 来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响, 措施可行。

6.6 生态环境保护措施

该区域气候极其干旱, 生态恢复与补偿措施主要依靠植被自然恢复的方式进行, 重点是防止因工程建设引起水土流失而导致土地沙化。

6.6.1 施工期生态环境保护措施

6.6.1.1 井场、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)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井场永久占地 25m×25m。

②施工占地: 直井控制在 85m×90m。

③单井集油管线施工作业带宽度不得超过 8m；注水管线施工作业带宽度不得超过 8m。

(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。

6.6.1.2 管线工程生态保护措施要求

(1) 对油田区域内的临时性占地（管线埋设）合理规划，严格控制临时占地面积，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。

(3) 根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(4) 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。

(5) 施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

6.6.1.3 对荒漠植物生态保护措施要求

严格控制施工作业带宽度，减少临时占地面积；在工程施工过程中和施工结束后，及时对井场、站场进行清理、平整，以便后期自然恢复；工程结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。井场按照相关要求规范化建设。

本项目井场占用其他林地,要求按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》办理相应审批程序,项目对荒漠植被以采取避让、减缓、补偿及相应管理措施如下:

避让: 施工场地尽量避开野生植物生长密集的地带。

减缓: 严格遵守油田环境保护规章制度,严格划定车辆行驶路线,运输车辆及勘探车辆应结合植被的分布情况,在限定的路线范围内行使,禁止乱碾乱轧;严格规定各类工作人员的活动范围,使之限于在各工区范围内活动。各固体废物均得到妥善处置,现场禁止遗留任何固体废物,占地清理平整,尽量利用井场及临时道路施工时产生的表层弃土对临时占地进行恢复覆盖,覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定。

补偿: 建设单位办理项目使用林地可行性评价报告审批手续和征地手续,向林业主管部门缴纳森林植被恢复费。植被恢复费用由建设单位按规定向林业主管部门缴纳,具体补种及植被恢复由林业主管部门负责实施。

管理: 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。强化风险意识,制订切实可行的风险防范与应急预案,最大限度降低风险概率,避免可能发生的油品泄漏事故对野生植物生存环境造成威胁。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。

6.6.1.4 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。

6.6.1.5 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、井场、站场等工程等项目承包招标书中。

6.6.2 运营期生态环境保护措施

(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。

6.6.3 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，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）》《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。

6.7 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。

6.7.1 井场生态恢复措施

本项目新钻采油井 6 口，新钻注水井 2 口，新建井场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 6.7-1。

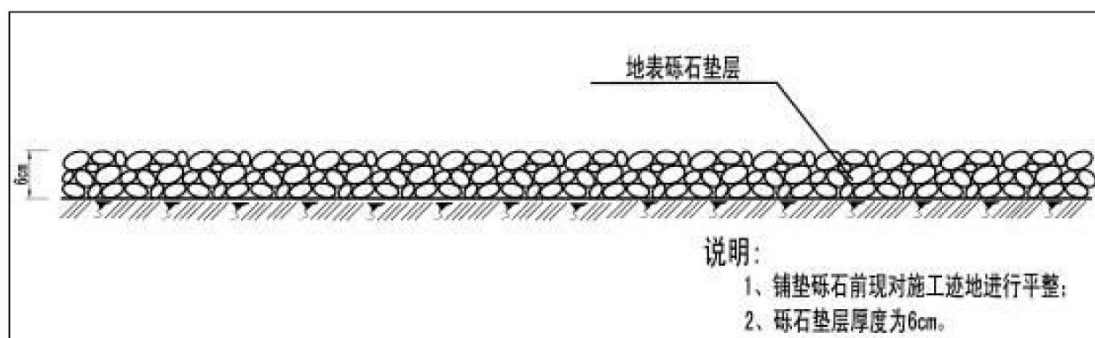


图 6.7-1 井场砾石压盖措施典型设计图

6.7.2 管线生态恢复措施

本项目新建单井管线 6km，新建注水管线 2.2km，管线临时占地 6.56hm²。

①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。

6.7.3 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。

6.8 水土保持方案

井场、站场、管线等施工扰动，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。

本环评将从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制订合理可行的水土保持措施，防止砾幕层破坏造成的土壤沙化，尤其是防止在风力作用下形成的风沙流对邻近区域造成危害。项目建设过程中应严格参照水土保持措施执行，防止区域水土流失的加剧。

6.8.1 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。

6.8.2 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、管线及站场区。

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，包括施工过程中可能造成践踏、碾压的周边地带，以及因工程建设改变原地貌汇流路径，对周边地区带来潜在水土流失危害的区域。

6.8.3 水土保持措施

根据水土流失防治分区，在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上，针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度，将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起，合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程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埂；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。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) 道路区

新建道路选线尽量选已有便道或简单道路，若无此条件，对天然植被生长良好的地段采用避让方案，迂回绕道。施工期要完善开辟的临时便道，要严格控制占地面积，指定施工期车辆行驶路线，严禁道外行驶。

路基填料尽量利用处理达标的钻井岩屑及场地平整产生的施工弃方。路基边坡人工洒上一次水后进行“封育”，利用当地的降水进行自然恢复。在有灌溉条件

的路段两侧进行人工绿化。

进井道路修筑采取彩条旗限界措施，控制施工边界减少扰动地表面积；运输过程采取洒水措施，降低施工场地扬尘，减少施工期新增水土流失量。

(3) 管线区

本项目水土流失主要发生在施工期，本次环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中，要限制施工作业扰动范围，开挖出的土按表层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层，表层土覆于上层，然后洒水“封育”。

由于管线敷设地面还形成一条高于地面的土埂，因此若供排水与地表天然排水方向垂直，则要分段设排水沟。

(4) 植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则，根据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，如当地适生的优势耐旱植物为盐生假木贼群系、梭梭群系植被等。

(5) 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 6.8-1。

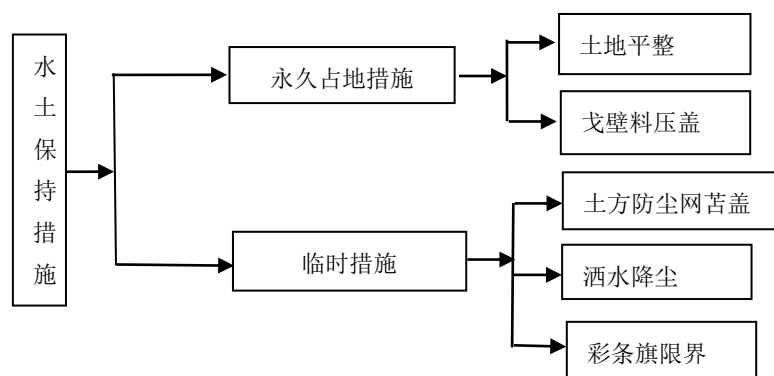


图 6.8-1 项目区水土保持措施体系图

6.9 防沙治沙方案

根据《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136号）：沙区开发建设项目是指在沙漠、戈壁、沙地、沙化土地和潜在沙化土地上实施的开发建设项目，主要包括在沙区范围内开

发的工业、农业、畜牧业、能源、水利、交通、城市建设、旅游、自然资源等建设项目。按照《中华人民共和国防沙治沙法》的规定，“沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价”。

6.9.1 防治目标

开展沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的主要目的，是对开发建设项目实施后可能造成对沙区植被、生态的影响和土地沙化趋势变化进行综合分析、预测和评估，提出预防或者减轻不良影响的对策和措施，为沙区开发建设项目的立项决策提供生态承载能力等方面的科学依据。

本项目区块开发涉及到区域主要的植被群系有梭梭+白梭梭群系、沙拐枣+三芒草群系等，植被覆盖度在 5%-20%之间。总体防治目标为：维持生态环境现状，预防遏制新的沙化形成，保护沙区植被。根据工程实际设计合理可行的防沙治沙工程，达到恢复植被，遏制沙化，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.9.2 防沙治沙措施

在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合措施，加强地表覆盖，减少尘源。具体措施有：

(1) 严禁在荒漠结皮地段随意踩踏、占用，破坏地表植被和稳定的结皮层。施工结束后，对施工场地及时进行清理、平整，减少沙物质来源。

(2) 项目所在区域都是荒漠，表层基本为砾石构成的砾幕。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埂；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。

(3) 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。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

(4) 工程项目所在地采取风沙防护工程，治理结束后，恢复期应在充分利用既有防沙治沙措施的基础上，进一步采取机械治沙和生物治沙等综合整治措

施，控制土地沙漠化的扩展。

6.10 温室气体管控措施

油气行业是关系国计民生的基础性、战略性产业，是国民经济的压舱石和驱动器，能够发挥保障国家能源安全和产业链平稳运行的关键作用。随着我国设定“双碳目标”、生态文明建设进入减污降碳新阶段。油气行业全价值链从开采、运输、储存到终端应用都会产生大量碳排放，全链温室气体排放量达到全球总量的 40%以上，其中生产阶段的排放占 20%，使用阶段的排放占 80%。要实现碳中和目标，油气行业势必成为减排主体。

（1）绿色低碳发展要求

在新的历史背景下，油气行业绿色低碳发展应包括绿色产品和服务、绿色生产和工艺、绿色文化和责任三个维度。

①绿色产品和服务是指优先发展与油气业务相关性强、协同性好的新领域，特别是发挥天然气在能源结构低碳化转型中的重要接替作用，与氢能、太阳能、风能、地热能、生物质能等新能源形成互补，做好社会低碳转型的推动者。同时，发展节能环保、CCUS 等新业务，打造绿色供应链，提升绿色低碳产品产业服务水平。

②绿色生产和工艺是指推动节能减排、生态保护和清洁生产，促进从粗放型生产经营向集约高效型转变，统筹温室气体和污染物的协同控制。扩大生产用能清洁替代规模，加大能源资源的节约利用力度，稳步推进绿色制造体系建设，加强生态环境风险控制，激励企业先行先试零碳排放生产转型，持续提升绿色低碳绩效指标。

③绿色文化和责任是指将绿色低碳发展作为企业文化建设的重要内容，构建完善的绿色低碳组织架构和决策考核机制、系统科学的风险评估体系、完整高效的监测核查系统，扩大国际合作，提升绿色低碳治理能力。加强绿色环保公益行动，建立企业绿色和谐沟通交流渠道，主动公开企业绿色低碳发展信息。

（2）碳减排路径分析

根据麦肯锡分析，油气行业的温室气体排放主要包括二氧化碳与甲烷两类，二氧化碳排放主要由供热与供能需求产生，如使用天然气作为燃料供热及产生蒸

汽、自备电厂发电等带来的尾气排放等。以 20 年为尺度，甲烷的增温潜势约为二氧化碳的 86 倍，是需要优先控制的一类温室气体。在油气产业链贡献的 15% 温室气体减排量当中，超过 60% 来自甲烷减排，剩下 40% 来自二氧化碳减排；其中上游采油减排占比约 10%，下游炼油减排占比约 30%。



图 6.10-1 碳排放路径示意图

①减少甲烷逸散

油气行业现有技术可以解决 70% 的甲烷逃逸，但因为监管法律有待完善、高投资回报率要求以及对常规采油操作的打扰，甲烷减排技术尚未大规模应用。现有可供选择的技术主要包括：

1) 更换高排放器件：通过更换高排放泵、压缩机密封件、压缩机密封杆、仪表空气系统和电动机等控制甲烷高排放环节，可贡献甲烷总减排量的 30%。替换设备质量的不稳定性可能会导致减排量出现一定程度的偏差。

2) 安装排放控制装置：通过安装蒸汽回收装置、排污捕获单元、柱塞、火炬燃烧等对甲烷排放环节加以控制，从而减少甲烷排放，占甲烷总减排量的 7%。然而排放控制设备（尤其是汽油油气回收系统）质量的不可靠，以及在安装、使用新排放控制设备方面的经验不足会影响总减排量。此外，火炬燃烧是通过燃烧将甲烷转化成二氧化碳，一定程度上还产生了温室气体。

3) 泄漏检测和修复 (简称“LDAR”) : 通过使用红外摄像头等技术定位和修复全价值链泄漏, 占甲烷总减排量的 26%。然而, 由于“LDAR”提供商的服务质量和专业知识参差不齐, 需要定期跟踪泄漏情况, 劳动强度相对较大。

4) 其他新兴技术: 如数字传感器、预测分析、应用卫星以及无人机检测泄漏、压缩及液化甲烷气副产物的微技术、减少甲烷的催化剂等, 占甲烷总减排量的 4%。这些新技术需要较高的安装成本和人力资本。

②本身供暖用电的节能

超过 90%的陆上油田已通过电网来为采油设备供电, 采油操作本身只在供暖部分排放少量二氧化碳。

重点是通过改进设备和流程的设计, 并购买节能设备等来提高能效。

对油田生产和生活用能开展清洁替代工作, 主要以联合站为中心的生产油区为单元, 用太阳能、风能、余热等清洁能源资源对油田用热、用电进行合理性替代。

7 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会因子、经济因子、环境因子是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

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。

7.1 经济效益分析

项目总投资 4602 万元，环保投资 226 万元，占总投资的 4.91%。经过建设项目投资估算分析，在经济上可行。

7.2 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。

7.3 环境经济损益分析

7.3.1 环境经济损益分析

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，包括破坏原有地表砾幕结构，地表裸露导致水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目施工期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且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、井场区泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.3.2 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。经估算该项目环保投资 226 万元，环境保护投资占总投资的 4.91%。环保投资估算见表 7.3-1。

表 7.3-1 主要环保投资估算

阶段		环保设施/措施	投资(万元)
施工期	生态	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	8
	废气	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布	8
	废水	井场及重点防渗区域防渗措施	8
	风险	放喷池、放喷管线、钻井防喷器等安全措施	39

阶段		环保设施/措施	投资(万元)
	固废	泥浆不落地技术	141
		施工人员生活垃圾运至陆梁油田生活垃圾填埋场处置	2
		废弃防渗膜、钻井废油等委托有危废处置资质的单位处置	2
	环境管理	设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传	1
		施工期环境监理	1
生态	井场临时占地铺垫戈壁料或砾石覆盖；防沙治沙和水土保持措施	5	
运营期	固废	修井及井下作业过程中铺设防渗膜	1
		含油污泥委托有危险废物资质的单位处置	2
	废水	井下作业废水采用专用废液收集罐收集，集中收集后送至陆梁集中处理站污水处理系统处理	2
退役期	固废	井场及管线等设施拆除后，可回收的再利用，不可回收的建筑垃圾运至政府指定地点处置	1
	生态恢复	施工迹地进行地貌恢复，对于自然恢复较差区域临时占地地表铺垫戈壁料或砾石覆盖，播撒草籽等采取人工恢复地表植被	5
合计			226

7.4 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 226 万元，环境保护投资占总投资的 4.91%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8 环境管理与监测计划

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。

8.1 环境管理

8.1.1 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。

8.1.2 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。

8.1.2.1 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

建立环保设备台账，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，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

2) 强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术

人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

3) 加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.1.2.2 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。

8.1.3 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。

8.1.3.1 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 8.1-1。

表 8.1-1 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，回填在管堑处，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。

序号	影响因素	环保措施
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。

8.1.3.2 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

建立环保设备台账，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，在管理上要强制制度的落实，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 8.1-2。

表 8.1-2 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	所在行政区生态环境行政主管部门	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	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。			

8.1.3.3 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 8.1-3。

表 8.1-3 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	所在行政区环境保护行政主管部门	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			

8.1.3.4 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

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 8.1-4。

表 8.1-4 拟建项目环境保护“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	依托陆梁作业区公寓	不新建生活营地
	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	钻井液采用不落地技术处理，分离出的液相继续回用于钻井，待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用	—

	钻井岩屑	井场	岩屑存入岩屑储罐，委托第三方岩屑处置公司拉运处置	满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)可综合利用
	生活垃圾	井场	收集后运至陆梁油田生活垃圾填埋场	—
	钻井设备废油	设备维护保养	委托有危废处置资质的单位回收处置	—
	废弃防渗膜	施工场地铺垫	委托有危废处置资质的单位回收处置	—
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指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
	井下作业废水(洗井废水、压裂废水及修井废液)	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)
噪声	各类机泵	井场、计量站	低噪声设备	《工业企业厂界环境噪声排放》(GB12348-2008)2类
固废	含油污泥	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，落地油收集到陆梁集中处理站原油处理系统处置
	清罐废渣	管线	委托有危废处置资质的单位回收处置	《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)；《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(2021年12月22日)
	废弃防渗膜	施工迹地	委托有危废处置资质的单位回收处置	
	废润滑油	设备润滑	收集到陆梁集中处理站原油处理系统处置	—
生态	工程占地	井场、管线、临时道路	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	
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	

8.2 环境监理与监测计划

8.2.1 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单位对施工单位、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 8.2-1。

表 8.2-1 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。	各项环保措施落实到位
4	保护动物和保护植物	(1) 是否有滥捕和滥挖野生动物和野生植物行为； (2) 是否严格施工作业带宽度，减少占地。	环评中环保措施落实到位
5	其它	(1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； (2) 施工季节是否合适； (3) 有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	环评中环保措施落实到位

8.2.2 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 8.2-2。

表 8.2-2 运营期环境监测计划

监测对象	监测频率	监测对象	监测项目	监测地点	执行标准
环境质量	1次/年	开发区域	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、	项目区的上游、下游和项目区各布设1个监测点，监测层位为区域潜水	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准

				铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物及石油类		
	土壤	1次/5年	井场、集输管线	石油烃、pH和挥发酚	根据土壤环境监测技术规范（HJ/T166-2004）在项目单井、管线及周边布点采样分析	《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
污染源	废气	1次/年	井场、计量站	非甲烷总烃	根据《大气污染物无组织排放监测技术导则》（HJT55-2000）在项目单井井场下风向10m范围内浓度最高点采样分析，监测点位至少包括至少1口运行单井	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放监控浓度限值
	噪声	1次/年	井场、计量站	等效连续A声级	厂界外1m、厂界四周各1个监测点	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准
跟踪监测	生态环境	1次/年	本次实施井场及管线	检查井场管道沿线生态恢复情况		
	生态	1次/年	本次实施区域	调查植物种类、数量和覆盖度等、土壤侵蚀类型、侵蚀量		
		年初、年中、年末各一次	本次实施区域	水土流失量变化情况，井场内（风蚀监测小区）		

8.3 环境影响后评价

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 8.3-1。

表 8.3-1 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	区块清洁生产水平调查	掌握基础数据
4	环境保护措施	(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
	回顾	(1) 检查运营期EMP的实施 (2) 检查监测计划的实施 (3) 检查有必要采取进一步的环保措施 (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，防止突发事件，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

8.4 污染物排放清单

本工程污染物排放清单及管理要求见表 8.4-1。

表 8.4-1 本项目污染物排放清单

时段	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
施工期	废水	生活污水	COD、 BOD ₅ 、 SS	施工期不设生活营地，施工人员食宿依托陆梁作业区公寓。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	307.2m ³	0	——	——
		管道试压 废水	SS	回用于荒漠绿化或道路降尘	6.48m ³	6.48m ³	——	——
	废气	柴油废气	CO	采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施，钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失	3.43t	3.43t	《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	——
			NO ₂		10.49t	10.49t		
			HC		1.08t	1.08t		
			SO ₂		0.006t	0.006t		
			PM ₁₀		0.67t	0.67t		
			PM _{2.5}		0.67t	0.67t		
		汽车尾气	烃类	车辆定期维护、保养，使用符合国家标准的燃料	0.688t	0.688t		
			CO		0.403t	0.403t		
	NO _x	1.850t	1.850t					
	SO ₂	0.02t	0.02t					
	固废	钻井岩屑	一般固废	岩屑存入岩屑储罐，委托第三方岩屑处置公司拉运处置	3890.56t	0	岩屑经检测符合《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用于铺垫井场和油田内部道路使用	——
		机械设备 废油 废弃防渗膜	危险废物	委托有危废处置资质的资质单位处置	4t	0	——	——
少量					0			
生活垃圾	/	生活垃圾由陆梁公寓集中收集后，统一拉至陆梁油田生活垃圾填埋场处置	4.8t	0				
时段	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

运营期	废水	井下作业废水(洗井废水、压裂废水、修井废液)	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	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污水处理系统	1728.83m ³	0	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)	——
		采出水		密闭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	2.7 万 m ³	0		——
	废气	采油及集输挥发废气	烃类	无组织排放	0.687t	0.687t	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	——
	固废	油泥(砂)	烃类	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	116t	0	——	——
		落地油	烃类	进入陆梁集中处理站原油处理系统处置	0.8t	0	——	——
		废润滑油	烃类		0.55t	0	——	——
		清管废渣	烃类	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	3.16t	0	——	——
		废弃防渗膜	烃类		2t	0	——	——

9 环境影响评价结论与建议

9.1 结论

9.1.1 项目建设概况

陆梁油田陆 11 井区位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠北部，行政隶属于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔县，中心坐标：*。

本次拟在陆 11 区井区部署采油井 8 口，注水井 3 口。其中新钻采油井 6 口，老井利用 2 口，设计单井产能 6.0t/d，部署总产能 1.44×10^4 t；新钻注水井 2 口，老井利用 1 口，单井注水量为 29m³/d，新增注水规模 87m³/d。配套安装采油井井口装置 8 口、新建单井采油管线 6km、计量站 1 座；安装注水井井口装置 3 口，单井注水管线 2.2km、注水站 2 座、配水撬 1 座，配套建设供配电、仪表工程等。

9.1.2 环境质量现状

9.1.2.1 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 2023 年 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度分别为 5μg/m³、23μg/m³、30μg/m³、14μg/m³；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 2.1mg/m³，O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 110μg/m³；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；硫化氢未检出，满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的要求。

9.1.2.2 水环境质量现状调查结论

地下水监测点水质中总硬度、溶解性总固体、氯化物、硝酸盐氮、硫酸盐有超标现象，其余监测项目能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III

类标准的要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。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。

9.1.2.3 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。

9.1.2.4 土壤环境质量现状调查结论

根据监测结果，项目占地范围内土壤监测数据满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。占地范围外土壤监测数据满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）表 1 中风险筛选值。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

9.1.2.5 生态环境质量现状调查结论

（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—II₃ 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。

（3）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。

（4）土地利用类型：项目区土地利用类型为裸土地和沙地。

9.1.3 主要环境影响

9.1.3.1 大气影响评价结论

(1) 施工期废气：主要为井场工程、管线敷设等在施工作业过程中产生的施工扬尘、钻井期间发电机、柴油机等设备产生的废气及施工车辆尾气等，均为无组织排放，随施工结束而消失，对周围环境影响较小。

(2) 运营期废气：单井井场预测无组织非甲烷总烃下风向最大落地浓度 $20.569\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 25m，占标率为 1.028%。计量站无组织非甲烷总烃下风向最大落地浓度 $15.559\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 76m，占标率为 0.778%。下风向各个距离的浓度均能满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ），项目在生产工艺中采用密闭流程，区域地域空旷，无集中固定人群居住，运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

综上所述，本项目施工期和运营期排放的废气对区域环境产生的影响较小。

9.1.3.2 水环境影响评价结论

(1) 施工期废水：管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，用于周围洒水降尘。施工期不设生活营地，施工人员食宿依托陆梁作业区公寓。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) 运营期废水：采出水及井下作业废水（洗井废水、压裂废水、修井废液）送至陆梁集中处理站污水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后用于油藏注水。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。

9.1.3.3 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)）。且本项目位于戈壁荒漠，周边无人居住，项目开发建设中的噪声对环境的影响较小。

9.1.3.4 固体废物环境影响评价结论

（1）施工期固废

钻井采用“泥浆不落地技术”，钻井液循环使用，完井后剩余钻井液由专业服务公司进行回收利用。钻井岩屑暂存于岩屑储罐，委托第三方岩屑公司处置，处理后岩屑经检测符合《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用于铺垫井场等综合利用。

施工期管线施工产生的弃土回填在管堤上，压实平整；井场建设在清理地表、平整场地时产生的土石方不集中收集，用于厂区周边平整，不产生集中弃土。

施工期生活垃圾集中收集后，清运至陆梁油田生活垃圾填埋场卫生填埋。

钻井设备维护产生废机油、施工区域铺垫产生的废弃防渗膜均属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 类危险废物，收集后交由有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。

（2）运营期固废

本项目运营期产生的含油污泥、清管废渣、废弃防渗膜均属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 类危险废物，定期交由有危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理。

事故状态下的落地油、废润滑油装桶收集后直接进入陆梁集中处理站原油处理系统处置，不会对区域环境造成不利影响。

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。

9.1.3.5 生态环境影响评价结论

本项目临时占地面积为 12.68hm²，永久占地面积为 1.1975hm²。油田开发过程中，施工迹地植被将消失而形成裸地。但施工区域与周围植被没有明显的隔离，

临时占地一般在 3-5 年或更长时间内将向原生植被群落演替。在整个油田开发过程中，临时占地和永久占地的影响范围较小，建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

9.1.3.6 环境风险评价结论

本工程发生风险事故的类型主要为集油管线泄漏、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发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、营运中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

9.1.4 环境保护防治措施

9.1.4.1 施工期

本项目钻井过程中，将产生一定量的废水、废气、固体废物和噪声。

(1) 废气防治措施：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，并且采用符合标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施，减轻对大气环境的影响；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。施工不设生活营地，职工食宿依托陆梁集中公寓，生活污水排入陆梁公寓生活污水一体化处理装置处理达标后，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，委托第三方岩屑处置公司处置。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施工生活垃圾运至陆梁油田生活垃圾填埋场处理。④钻井设备废油、废弃防渗膜属于危险废物，委托有危废处置资质的单位处置。

(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。

9.1.4.2 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污水处理系统，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：①陆梁集中处理站产生的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。②运营期井下作业、修井作业时会产生落地原油、运营期井架及井下作业时各类机械设备保养和维护产生的废润滑油，收集后拉运至陆梁集中处理站原油处理系统处置。③项目运营期井下作业时，作业场地下方铺设防渗膜，产生的落地油直接落在防渗膜上，更换的废弃防渗膜、清管产生的含油废渣，收集后直接委托有危险废物处置资质的单位拉运处置。

(5) 生态保护措施：①对于永久占地（油田区及油田公路、集输管线上方、电力设施底部）地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量；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。

9.1.5 污染物总量控制符合要求

本项目不设总量控制指标。

9.1.6 符合产业政策并与相关规划相协调

本项目为石油天然气开采项目，石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2025 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。

9.1.7 公参意见采纳情况

本环评根据《中华人民共和国环境影响评价法》《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）等法律、法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价全本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

9.1.8 总结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，本报告书认为，该项目建设在环境保护方面可行。

9.2 要求与建议

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。