

石西油田陆南 1 井区侏罗系三工河组油藏

水平井开发建设工程

环境影响报告书

(公示版)

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

编制单位：中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

编制时间：二〇二三年三月

目 录

1 概述	4
1.1 项目背景.....	4
1.2 建设项目主要特点.....	4
1.3 环境影响评价的工作过程.....	5
1.4 关注的主要环境问题及环境影响.....	5
1.5 分析判定相关情况.....	6
1.6 环境影响评价的主要结论.....	7
2 总则	8
2.1 编制依据.....	8
2.2 评价目的与原则.....	12
2.3 评价时段.....	13
2.4 环境影响因素识别与评价因子确定.....	13
2.5 环境功能区划与评价标准.....	15
2.6 评价等级与评价范围.....	18
2.7 环境保护目标.....	23
2.8 评价内容和评价重点.....	24
2.9 相关规划及政策符合性分析.....	25
3 建设项目工程分析	39
3.1 陆南 1 井区建设现状.....	39
3.2 改扩建项目工程分析.....	45
3.3 污染源源强核算.....	59
4 环境质量现状调查与评价	84
4.1 自然环境现状调查与评价.....	84
4.2 环境保护目标调查.....	85
4.3 环境质量现状调查与评价.....	85

5 环境影响预测与评价	104
5.1 施工期环境影响预测与评价.....	104
5.2 运营期环境影响预测与评价.....	110
5.3 退役期影响分析.....	124
5.4 环境风险分析.....	125
6 环境保护措施及其可行性论证	131
6.1 施工期环境保护措施及其可行性论证.....	131
6.2 运营期环境保护措施.....	136
6.3 环境风险事故防范措施.....	140
6.4 退役期环境保护措施.....	146
6.5 环境保护措施可行性分析.....	149
6.6 环保投资分析.....	149
6.7 依托可行性分析.....	150
7 环境管理与监测计划	155
7.1 环境管理机构.....	155
7.2 生产区环境管理.....	155
7.3 污染物排放的管理要求.....	158
7.4 企业环境信息公开.....	158
7.5 环境监测与监控.....	161
8 环境影响经济损益分析	166
8.1 环境社会效益分析.....	166
8.2 环境经济损益分析结论.....	167
9 环境影响评价结论	168
9.1 建设项目概况.....	168
9.2 环境质量现状.....	168

9.3 主要环境影响及环保措施.....	169
9.4 经济损益性分析结论.....	173
9.5 环境管理与监测计划结论.....	173
9.6 公众参与.....	173
9.7 总结论.....	173

1 概述

1.1 项目背景

陆南1井区行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州昌吉市，由中国石油新疆油田分公司石西油田作业区（以下简称“石西油田作业区”）管辖。陆南1井区三工河组油藏已探明石油地质储量 $86.03 \times 10^4 \text{t}$ ，含油面积 6.84km^2 ，天然气地质储量 $7.98 \times 10^8 \text{m}^3$ ，含气面积 5.28km^2 ，油层平均有效厚度为 5.3m 。截至2021年10月，陆南1井区三工河组油藏现有开发井11口，开井2口，累积产油 $10.47 \times 10^4 \text{t}$ ，累积产气 $0.71 \times 10^8 \text{m}^3$ ，采出程度9.7%；已开发井累积产量较高、剩余石油地质储量较大，具有较大的开发潜力。

为提高陆南1井区油气开采力度，增加油气产能，中国石油新疆油田分公司拟在陆南1井区部署新部署6口采油井，合计钻井进尺 $2.42 \times 10^4 \text{m}$ ，新建产能 $3.06 \times 10^4 \text{t/a}$ ，并将现有2口生产老井由集中拉油生产改为密闭集输工艺。新建采油井场6座、计量站（计量拉油站）1座、单井采油管线 9.5km 、集油支线 23.9km ，并配套建设供配电、消防、仪表自动化、道路等公用工程。

1.2 建设项目主要特点

本项目具有如下特点：

（1）项目分期建设，一期实施2口采油井及配套地面工程，并将现有2口生产井采出液接入新建计量拉油站；二期实施4口采油井及配套地面工程。

（2）目前陆南1井区周围无密闭集输管线，现有生产井采用拉油方式生产；一期仍采用拉油方式生产，计量拉油站分离出的伴生气部分经伴生气脱水装置脱水后，管输至燃气发电机进行发电，供新建2座采油井、1座计量拉油站用电设施和现有2口老井用电，多余的伴生气送至放空火炬燃烧放空。二期新建集输支线投产后，陆南1井区油气采用密闭集输工艺，减少了无组织挥发性有机物的产生，减少了对大气环境的影响。

（3）现有生产井L3029、L3005采用柴油机发电，柴油燃烧会产生大量污染物，

对周围大气环境产生不利影响。项目实施后井场用电由国家电网提供，由柴油机运行产生的大气污染物随之消失。

(4) 一期工程井场、计量拉油站用电由燃气发电机供电，二期工程井场、计量站用电由石西 110kV 变电站 10kV 配电室供给，燃气发电站进行拆除，由其产生的燃烧烟气随之消失。

(5) 新建的集油支线起点位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州昌吉市境内的陆南 2 号计量站，终点为新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内的石西 17 计量站，穿越区域位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土流失重点预防区——沙漠风力侵蚀预防保护区。

1.3 环境影响评价的工作过程

本项目属于老区块陆南 1 井区扩边开发项目，且新建集油支线涉及水土流失重点预防区，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》“五、石油和天然气开采业—7、陆地石油开采—石油开采新区块、页岩油开采、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”类别，应编制环境影响报告书。

环境影响评价工作分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段、分析论证和预测评价阶段、环境影响报告书编制阶段。具体流程见图 1.3-1。中国石油新疆油田分公司开发公司于 2022 年 12 月委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司承担本项目的环境影响评价工作（附件 1）。环评单位接受委托后进行了现场踏勘并收集了有关资料，在此基础上严格按照环境影响评价相关技术导则、规范要求编制完成了《石西油田陆南 1 井区侏罗系三工河组油藏水平井开发建设工程环境影响报告书》。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、废水、噪声的达标排放情况，固体废物的妥善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：施工期产生的废气、废水、噪声、固体废物以及施工

临时占地带来的生态影响，运营期油气集输过程中产生的各类燃烧烟气、无组织挥发烃类、噪声、废水、固体废物等环境影响及事故状态下的含油污泥对环境特别是所涉及的环境敏感区的影响分析。

1.5 分析判定相关情况

1.5.1 产业政策相符性分析

本项目属于《产业结构调整指导目录（2019年本）》中的“七、石油、天然气——1、常规石油、天然气勘探与开采”，为鼓励类，符合国家产业政策。

1.5.2 选址选线合理性分析

本项目位于古尔班通古特沙漠腹地，各井场选址处植被比较稀疏，野生动物较少，对周围生态环境影响较小。陆南2号计量站选址处距离各单井较近，缩短了单井采油管线长度，可减少单井采油管线占地；单井采油管线和集油支线力求线路顺直，缩短线路长度，减少管线占地；同时单井采油管线和集油支线选线过程中同时避开植被稀疏区域，减少了对周围植被的影响，路由两侧野生动物分布较少，对周围生态环境影响较小。无组织废气可实现达标排放，废水和固体废物均可得到妥善处置；项目区周围无自然保护区、风景名胜区、居民区、医院、学校等环境保护目标，不涉及生态环境保护红线。报告中提出了严格的水土流失防治措施，在切实落实报告提出的环保措施和按规定办理征地手续的前提下，项目选址、选线合理。

1.5.3 相关规划及政策符合性分析

项目建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》及规划环评、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《昌吉市生态环境保护“十四五”规划》、《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》、《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》、《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）》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《陆上石油天然气开采

业绿色矿山建设规范》、《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》、《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的相关要求。

1.6 环境影响评价的主要结论

项目符合国家相关规划、环保政策及“三线一单”的要求，选址选线合理。运营期废气、噪声能实现达标排放，废水和固体废物均可实现妥善处置，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，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的；项目进行了三次网上公示、1次张贴公告、2次报纸公示，公示期间均未收到公众反馈意见。从生态环境保护角度论证建设可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家环保法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015年01月01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01月01日；
- (5) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019年01月01日；
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022年06月05日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020年09月01日；
- (8) 《中华人民共和国环境保护税法》，2018年01月01日；
- (9) 《中华人民共和国野生动物保护法》，2018年10月26日；
- (10) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018年10月26日；
- (11) 《中华人民共和国水土保持法》（2010年修订），2011年03月01日；
- (12) 《中华人民共和国清洁生产促进法（2012年修订）》，2012年07月01日。

2.1.2 环境保护规章

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令第682号，2017年10月01日；
- (2) 《排污许可管理办法（试行）》（2019年修订），生态环境部部令第7号（6），2019年08月22日；
- (3) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》，生态环境部令第16号，2021年01月01日；
- (4) 《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第4号，2019年01月01日；
- (5) 《国家危险废物名录（2021年版）》，生态环境部令第15号，2021年01月01日；
- (6) 《产业结构调整指导目录（2019本）》，国家发展和改革委员会令第29号，

2020年01月01日；

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

(8)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》，2018年10月01日；

(9)《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；

(10)《国家重点保护野生植物名录》，国家林业局、农业部2021年第3号，2021年02月01日；

(11)《国家重点保护野生动物名录》，国家林业和草原局、农业农村部公告，2021年第3号，2021年02月01日；

(12)《中华人民共和国野生植物保护条例》，国务院令第204号，2017年10月07日；

(15)《排污许可管理条例》，国务院令第736号，2021年03月01日；

(13)《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84号），2017年11月14日；

(14)《建设项目危险废物环境影响评价指南》（原环境保护部公告2017第43号），2017年10月01日；

(15)《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150号），2016年10月26日；

(16)《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部 部令第23号），2021年11月30日；

(17)《关于印发〈企业环境信息依法披露格式准则〉的通知》（环办综合〔2021〕32号），2021年12月31日；

(18)《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部 部令第24号），2021年12月21日；

(19)《关于印发〈“十四五”噪声污染防治行动计划〉的通知》，（环大气〔2023〕1号），2023年01月03日。

2.1.3 地方有关环保法规

- (1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》(修订), 2018 年 9 月 21 日;
- (2) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》, 2019 年 01 月 01 日;
- (3) 《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》, 2010 年 05 月 01 日;
- (4) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》, 2021 年 12 月 24 日;
- (5) 《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 09 月 21 日;
- (6) 《新疆生态功能区划》, 2005 年 07 月 14 日;
- (7) 《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》, 2002 年 12 月。
- (8) 《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》(新环环评发〔2020〕142 号), 2020 年 07 月 30 日;
- (9) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》, 2018 年 08 月;
- (10) 《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》, 2021 年 2 月 22 日;
- (11) 《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 02 月 05 日;
- (12) 《新疆国家重点保护野生动物名录》, 2021 年 07 月 28 日;
- (13) 《关于印发塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》, 2021 年 06 月 26 日;
- (14) 《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)》, 2018 年 06 月;
- (15) 《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》, (昌州政办发〔2021〕41 号), 2021 年 06 月 30 日;
- (16) 《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划(2021-2030 年)》, 2021 年 07 月;
- (17) 《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〔2019〕4 号);

- (18)《昌吉市生态环境保护“十四五”规划》，2022年02月；
- (19)《新疆油田公司“十四五”发展规划》，2022年08月；
- (20)《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》，2022年08月；
- (21)《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》，2022年08月；
- (22)《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》，2022年05月。

2.1.4 环评有关技术规定

- (1)《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)，2017年01月01日；
- (2)《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，2018年12月01日；
- (3)《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)，2022年07月01日；
- (4)《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，2019年07月01日；
- (5)《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)，2022年07月01日；
- (6)《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)，2019年03月01日。
- (7)《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，2016年01月07日；
- (8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，2019年03月01日；
- (9)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007)，2007年08月01日；
- (10)《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1259-2022)，2022年10月01日。
- (11)《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)，2017年06月01日；
- (12)《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018)，2019年01月01日；

- (13) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，2009 年 02 月；
- (14) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，2021 年 12 月 21 日；
- (15) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采业》（HJ1248-2022），2022 年 07 月 01 日。
- (16) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012），2013 年 03 月 01 日。

2.1.5 相关文件和技术资料

- (1) 《石西油田陆南 1 井区侏罗系三工河组油藏水平井开发建设工程环评委托书》，中国石油新疆油田分公司开发公司，2022 年 12 月；
- (2) 《石西油田陆南 1 井区侏罗系三工河组油藏水平井开发地面工程》，中油（新疆）石油工程有限公司，2023 年 02 月；
- (3) 《石西油田陆南 1 井区侏罗系三工河组油藏水平井开发部署方案》，中国石油新疆油田分公司石西油田作业区，2021 年 12 月。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

- (1) 通过现场调查和环境质量现状监测，了解建设项目所在地的自然环境、大气环境、水环境、声环境、土壤环境及生态环境情况，掌握区域的环境质量现状。
- (2) 通过工程分析，明确施工期、运营期和退役期主要污染源、污染物种类、源强、排放强度、排放方式及排放去向，分析环境污染的影响特征，预测和评价施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并对污染物达标排放进行分析。
- (3) 提出预防或者减轻不良环境影响的对策和措施，并论述拟采取的环境保护措施的可行性和合理性。
- (4) 分析可能存在的环境风险事故隐患，分析环境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。
- (5) 通过上述评价，论证项目对环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

贯彻执行国家和地方环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设、服务环境管理。

(2) 科学评价

采用规范的环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，充分利用符合时效的数据资料及成果，对主要环境影响予以重点分析和评价。

2.3 评价时段

根据项目特点，确定评价时段为施工期、运营期和退役期，其中以施工期和运营期为主。

2.4 环境影响因素识别与评价因子确定

环境影响因素包括：施工期——对环境的影响主要为柴油机和发电机燃烧烟气、施工扬尘、施工机械及车辆尾气、生活污水、管道试压废水、噪声、钻井岩屑、废润滑油、废防渗材料、生活垃圾、建筑垃圾及工程占地对生态环境的影响；

运营期——对环境的影响主要为无组织挥发性有机物、放空火炬燃烧烟气、发电机燃烧烟气、洗井废水、井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液及废洗井液）、含油污水、噪声、清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废防渗材料等，各要素的影响程度见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素识别一览表

时段	影响因素		环境要素					
			环境空气	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物
施工期	生态	占地	0	0	0	++	+	+
	废气	柴油机、发电机燃烧烟气；施工机械及车辆尾气、扬尘	+	0	0	0	+	+

	废水	生活污水、管道试压废水	0	0	0	0	0	0
	固废	钻井岩屑、废润滑油、废防渗材料、生活垃圾、建筑垃圾	0	0	0	+	+	+
	噪声	施工车辆、施工设备	0	0	+	0	0	+
运营期	废气	无组织挥发烃类、放空火炬燃烧烟气、发电机燃烧烟气	++	0	0	0	+	+
	废水	洗井废水、井下作业废液、含油污水	0	++	0	+	+	+
	固废	清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废防渗材料	0	+	0	++	+	+
	噪声	井下作业设备、巡检车辆	0	0	+	0	0	0
	风险事故	拉油罐、管线泄漏、井壁破裂泄漏	0	0	++	0	0	+
退役期	废气	施工扬尘、汽车尾气	+	0	0	+	+	+
	噪声	施工车辆及机械	0	0	+	0	0	+
	固废	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线	0	0	0	+	+	+

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

根据环境影响因素和特征污染因子识别结果，结合本区环境质量状况，筛选本次评价因子，详见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境影响评价因子筛选一览表

环境要素	类别	评价因子
地下水	现状评价	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、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类
	影响分析	石油类
环境空气	现状评价	PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、NMHC、H ₂ S
	影响分析	PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、NMHC
声环境	现状评价	等效连续 A 声级
	影响评价	等效连续 A 声级
土壤环境	现状评价	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃
	影响评价	石油烃

环境要素	类别	评价因子
生态环境	现状评价	调查土地利用类型、植被类型、野生动物组成及分布特征；生态系统的类型、面积及空间分布、水土流失、土地沙化现状；现有工程产生的实际生态影响及采取的生态保护措施
	影响评价	对植物群落及植被覆盖度变化、梭梭和白梭梭的分布变化、生态系统结构和功能变化、生物多样性变化、土地利用及野生动物等进行预测分析
环境风险	影响分析	对运营期可能发生的事故进行分析

2.5 环境功能区划与评价标准

2.5.1 环境功能区划

环境功能区划情况详见表 2.5-1。

表 2.5-1 区域环境功能区划一览表

环境要素	环境功能区划	划分依据
环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类功能区	项目区不属于自然保护区、风景名胜区和其 需要特殊保护的区域
地下水环境	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类功能区	主要用于工业用水
声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类功能区	位于2类功能区
土壤环境	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值	占地属于第二类建设项目用地
生态环境	II 准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区—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	

2.5.2 评价标准

（1）环境质量标准

①环境空气

SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 六项基本项目执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级浓度限值；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，H₂S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值，各标准取值见表 2.5-2。

表 2.5-2 环境空气质量标准一览表

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
1	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	GB3095-2012 及修改单 (二级)
		1 小时平均	500		

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
2	NO ₂	年平均	40		
		1小时平均	200		
3	PM ₁₀	年平均	70		
		24小时平均	150		
4	PM _{2.5}	年平均	35		
		24小时平均	75		
5	O ₃	日最大8小时平均	160		
6	CO	24小时平均	4		
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》详解
8	H ₂ S	1小时平均	10	μg/m ³	HJ2.2-2018附录D中的1h平均浓度限值

②地下水

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14843-2017）III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，具体标准值见表2.5-3。

表 2.5-3 地下水质量标准值 [单位 mg/L, pH 无量纲]

序号	监测因子	标准值 (III类)	序号	监测因子	标准值 (III类)
1	pH 值	6.5 ≤ pH ≤ 8.5	11	氰化物	≤ 0.05
2	总硬度	≤ 450	12	挥发酚	≤ 0.002
3	溶解性总固体	≤ 1000	13	六价铬	≤ 0.05
4	耗氧量	≤ 3.0	14	砷	≤ 0.01
5	氨氮	≤ 0.50	15	镉	≤ 0.005
6	硝酸盐	≤ 20.0	16	石油类	≤ 0.05
7	亚硝酸盐	≤ 1.00	17	铁	≤ 0.3
8	氯化物	≤ 250	18	锰	≤ 1.5
9	硫酸盐	≤ 250	19	铅	≤ 0.01
10	氟化物	≤ 1.0	20	汞	≤ 0.001

③声环境

声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类限值，具体详见表2.5-4。

表 2.5-4 声环境质量评价标准一览表

评价因子	标准值 [dB (A)]		标准来源
	昼间	夜间	
等效连续 A 声级	60	50	GB3096-2008 2类

④土壤环境

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，标准限值见表 2.5-5。

表 2.5-5 土壤环境质量评价标准一览表

序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)	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	5	铅	800
2	镉	65	6	汞	38
3	铬（六价）	5.7	7	镍	900
4	铜	18000			
基本项目（挥发性有机物）					
8	四氯化碳	2.8	22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
9	氯仿	0.9	23	三氯乙烯	2.8
10	氯甲烷	37	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
11	1,1-二氯乙烷	9	25	氯乙烯	0.43
12	1,2-二氯乙烷	5	26	苯	4
13	1,1-二氯乙烯	66	27	氯苯	270
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	28	1,2-二氯苯	560
15	反-1,2-二氯乙烯	54	29	1,4-二氯苯	20
16	二氯甲烷	616	30	乙苯	28
17	1,2-二氯丙烷	5	31	苯乙烯	1290
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	32	甲苯	1200
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	33	间二甲苯+对二甲苯	570
20	四氯乙烯	53	34	邻二甲苯	640
21	1,1,1-三氯乙烷	840			
基本项目（半挥发性有机物）					
35	硝基苯	76	41	苯并（k）荧蒽	151
36	苯胺	260	42	蒽	1293
37	2-氯酚	2256	43	二苯并（a, h）蒽	1.5
38	苯并（a）蒽	15	44	茚并（1,2,3-cd）芘	15
39	苯并（a）芘	1.5	45	萘	70
40	苯并（b）荧蒽	15			
其他项目（特征污染因子）					
46	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	4500			

(2) 污染物排放标准

①废气

无组织挥发性有机物执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求(厂界非甲烷总烃浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$)。放空火炬和燃气发电机中各污染物执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)无组织排放监控浓度限值,详见表2.5-6。

表 2.5-6 大气污染物排放标准

污染源	污染物	排放限值 (mg/m^3)	排放速率 (kg/h)	标准来源
井场、计量站 (计量拉油站)	NMHC	4	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020)
放空火炬和燃气 发电机	NO_x	0.12	0.77	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)无组织排放监控浓度 限值
	SO_2	0.4	2.6	
	颗粒物	1.0	3.5	

②噪声

施工场界环境噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)相关标准;运营期各井场、计量站边界环境噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类限值,具体见表2.5-7。

表 2.5-7 环境噪声排放标准一览表

[单位: dB(A)]

执行地点	昼间[dB(A)]	夜间[dB(A)]	标准来源
建筑施工场界	70	55	GB12523-2011
各井场、计量站边界	60	50	GB12348-2008 2类

(3) 污染物控制标准

危险废物贮存满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求。

2.6 评价等级与评价范围

2.6.1 评价等级

(1) 环境空气评价等级

根据工程特点和污染特征,本次评价选取NMHC、二氧化硫、氮氧化物、颗粒物为预测因子,采用《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地面空气质量浓度占标率(P_i), P_i 定义如下:

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

其中： 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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

源强参数见 6.2.1 章节，预测结果见表 2.6-1。

表 2.6-1 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

阶段	污染源	污染因子	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)	最大落地浓度 对应距离 (m)
一期	无组织废气	NMHC	29.916	1.5	1515
		NO_x	23.329	9.33	
		SO_2	2.3584	0.47	
		颗粒物	1.8485	0.21	
	放空火炬	NO_x	5.4636	2.73	21
		SO_2	0.564	0.11	
颗粒物		0.4347	0.1		
二期	无组织废气	NMHC	3.4973	0.17	1260

由表 2.6-1 可知：各污染物最大落地浓度占标率最高为 9.52%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 分级判据 (表 2.6-2)，评价等级判定为二级。

表 2.6-2 评价工作等级判定依据表

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	$P_{\max} < 1\%$

(2) 地表水评价等级

本项目无废水外排，周边无地表水，且与地表水无水力联系，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018) 要求，地表水环境影响评价等级为三级 B。

(3) 地下水评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 中的评价工作等级

划分，建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感，不敏感三级，分级原则见表 2.6-3，评价工作等级分级表见表 2.6-4。

表 2.6-3 地下水环境敏感程度分级表

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

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

表 2.6-4 建设项目评价工作等级分级表

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

项目周边无“集中式水源区的准保护区、除集中水源地的国家或地方政府设定的地下水环境相关的保护区”，也无“集中式水源区的准保护区以外的补给径流区、分散式饮用水水源地、特殊地下水资源保护区”，敏感程度为“不敏感”。

本项目属于陆地石油开采行业，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 判定属于 I 类建设项目，根据表 2.6-4 判定地下水评价等级为二级。

（4）声环境评价等级

项目区属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类功能区，评价范围内无声环境敏感目标，受影响人口数量变化不大。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的有关要求，确定声环境评价等级为二级。

（5）生态环境评价等级

《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，评价等级划分为一级、二级和三级，具体判定情况见表 2.5-5。

表 2.5-5 生态环境影响评级等级判定一览表

判定原则	判定结果
a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时, 评价等级为一级	占地范围内不涉及
b) 涉及自然公园时, 评价等级为二级	占地范围内不涉及
c) 涉及生态保护红线时, 评价等级不低于二级	占地范围内不涉及
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, 生态影响评价等级不低于二级	不属于水文要素影响型建设项目
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	占地范围内不涉及天然林、公益林和湿地
f) 当工程占地规模大于 20km ² 时 (包括永久和临时占用陆域和水域), 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	新增占地 0.62km ² , 小于 20km ²
g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况, 评价等级为三级	属于《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)6.1.2 评价等级确定原则 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况, 评价等级为三级
h) 当评价等级判定同时符合上述多种情况时, 应采用其中最高的评价等级	仅符合上述 g 条, 评价等级为三级
建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时, 可适当上调评价等级。	占地范围内不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域, 无需上调评价等级

由表 2.6-5 可知, 生态影响评价等级为三级。

(6) 土壤环境评价等级

本项目对土壤环境的影响为污染影响型, 根据评价类别、占地规模与敏感程度划分评价等级, 见表 2.6-6。

表 2.6-6 污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度 评价等级	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

① 占地规模

永久占地面积约 0.733hm², 占地规模为小型。

② 土壤环境敏感程度

建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感, 判别依

据详见表 2.6-7。

表 2.6-7 污染影响型敏感程度分级表

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

项目位于古尔班通古特沙漠腹地，评价范围内无耕地、园地、饮用水源地、居民区、学校等环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标，环境敏感程度为不敏感。

本项目属于陆地石油开采行业，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）（试行）中附录 A 判定为 I 类建设项目，根据表 2.6-6 综合判定土壤评价等级为二级。

（7）环境风险评价等级

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），环境风险评价工作级别按表 2.6-8 进行划分。

表 2.6-8 环境风险评价工作级别划分表

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说明。

本项目主要风险单元为单井井场、计量站（计量拉油站）、单井采油管线和集油支线，各风险单元的原油、天然气在线量与临界量的比值（Q 值）合计为 0.2473，小于 1，风险潜势为 I。根据表 2.6-8 判定本次风险评价仅进行简单分析。

2.6.2 评价范围

根据各环境要素导则要求，结合周边环境，确定本项目各环境要素的评价范围见表 2.6-9 和图 2.6-1 和图 2.6-2。

表 2.6-9 各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围	
大 气	一期	以单井井场、计量拉油站为中心，边长为 5km 矩形形成的包络线范围
	二期	以单井井场、计量站为中心，边长为 5km 矩形形成的包络线范围
地 下 水	一期	以地下水流向为长轴，项目区四周边界上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km
	二期	以地下水流向为长轴，项目区四周边界上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km；集油支线外延 200m
声 环 境	一期	采油井场、计量拉油站占地范围内及边界向外延伸 200m
	二期	采油井场、计量站占地范围内及边界向外延伸 200m；集油支线外延 200m
土壤环境	一期	采油井场、计量拉油站占地范围内及边界向外延伸 200m，集油支线中心线两侧外延 200m 范围
	二期	采油井场、计量站占地范围内及边界向外延伸 200m，集油支线中心线两侧外延 200m 范围
生态环境	一、二期	生态影响主要是因占地造成的植被损失和野生动物减少，影响范围主要集中在占地范围内，故生态影响评价范围为项目占地范围内
	二期	集油支线中心线两侧外延 300m 范围
环境风险	一、二期	不设评价范围

2.7 环境保护目标

根据现场调查，评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、海洋特别保护区、饮用水水源保护区，无基本草原、自然公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地；集油支线部分位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县的水土流失重点预防区——3.2 沙漠风力侵蚀预防保护区。环境保护目标为评价范围内的梭梭、白梭梭、其他野生动植物及水土流失重点预防区。各环境要素保护级别见表 2.7-1 和图 2.7-1。

表 2.7-1 环境保护目标一览表

保护要素	环境保护目标	与项目区的位置关系	各要素保护级别及要求
环境空气	评价范围内的环境空气质量	/	GB3095-2012 二级
土壤环境	评价范围内的土壤	/	GB36600-2018 第二类用地筛选值标准
地下水环境	评价范围内的潜层地下水	/	GB/T14848-2017 III类
声环境	评价范围内的声环境	/	GB3096-2008 2类
生态环境	水土流失重点预防区	项目区内	做好植被恢复与水土保持工作，维持水土流失的程度不因项目建设而加剧

	防止沙化程度加剧		沙化程度不因项目实施而加剧
	梭梭、白梭梭		自治区 I 级保护植物
	其他野生动植物		保护野生动植物生境不被破坏

2.8 评价内容和评价重点

2.8.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》要求，结合项目特点、周围区域环境现状、环境功能区划，确定本次评价内容包括建设项目工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价、环境保护措施及其可行性论证、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、环境影响评价结论，见表 2.8-1。

表 2.8-1 评价内容一览表

序号	评价专题	评价内容
1	工程分析	改扩建项目概况、主体工程、公用工程、环保工程、依托工程，根据污染物产生环节、方式及治理措施，核算污染物产生和排放强度，给出污染因子及其产生和排放的方式及数量等
2	环境现状调查与评价	自然环境、环境保护目标调查、环境质量现状调查（包括环境空气、地下水、声环境、土壤和生态环境）
3	环境影响预测与评价	分为施工期、运营期和退役期。对施工期和退役期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析。运营期对废气、废水、噪声、固体废物、土壤进行了影响预测和分析，并开展了环境风险评价
4	环保措施及其可行性论证	针对废气、废水、噪声、固体废物、土壤、生态污染防治措施进行论证
5	环境影响经济损益分析	从社会效益、经济效益和环境效益等方面叙述
6	环境管理与环境监测计划	根据国家环境管理与监测要求，给出环境管理制度和日常监测计划，给出污染物排放清单、制定环保三同时验收一览表
7	结论	根据上述各章节的相关分析结果，从环保角度给出建设可行性结论

2.8.2 评价重点

根据工程特点及评价因子筛选的结果，结合区域环境状况，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) 大气、地下水、土壤、生态环境影响评价及环境风险分析；
- (3) 环境保护措施及其可行性论证。

2.9 相关规划及政策符合性分析

2.9.1 相关规划符合性分析

(1) 区域发展规划符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》中指出：“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”。本项目位于准噶尔盆地，属于陆地石油开采行业，符合规划及纲要中的相关要求。

(2) 主体功能区规划相符性分析

项目所在地昌吉市和和布克赛尔蒙古自治县位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的重点开发区，功能定位是：我国面向中亚、西亚地区对外开放的陆路交通枢纽和重要门户，全国重要的能源基地，我国进口资源的国际大通道，西北地区重要的国际商贸中心、物流中心和对外合作加工基地，石油天然气化工、煤电、煤化工、机电工业及纺织工业基地。本项目为陆地石油开采行业，符合要求。

(3) 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

项目建设符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》中的相关要求，详见表2.9-1。

表 2.9-1 项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性分析
1	实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。	本项目不属于“高污染、高环境风险产品”项目；位于一般管控单元，不涉及生态红线；废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处置，不会突破区域环境质量底线；施工期和运营期会消耗少量的电能和水，工程资源消耗量相对区域资料利用总量较少，符合资源上限要求；符合“三线一单”的要求	符合
2	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细	全部实施后油气集输采取密闭集输工艺，无组织废气通过选用质量可靠的设备和加强泄漏检测与修复工作进行防治；项目建成后交由石西油田作业区管辖，目前作业区已进行了整体原油密闭处理与稳定改造，大大降低了作业区整体 VOCs 的排放水平	符合

化管控			
3	积极引导重点产废企业自建危险废物利用设施，支持大型企业集团内部共享危险废物利用处置设施，推进工业废盐、废催化剂、煤焦油、电解铝大修渣等利用处置设施建设，适度发展水泥窑协同处置危险废物，引导推进有害废物处理处置能力建设，引导推进含油污泥处置、废矿物油回收利用能力过剩问题化解和布局优化。坚持兵地统筹、区域协同规划和建设危险废物利用处置设施，实现疆内危险废物处置能力与产废情况总体匹配。深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氧化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理	施工期危险废物为废润滑油和废防渗材料，运营期危险废物为清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废防渗材料，均委托有相应处置资质的单位进行处置；产生的危废废物分类收集，交由有相应资质的单位处置	符合
4	强化危险废物全过程环境监管。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	投产后交由石西油田作业区运营，石西油田作业区已定期申报危险废物产生处置情况，并制定有危险废物管理计划，危险废物转移时执行危险废物转移联单制度	符合
5	支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展。	投产后交由石西油田作业区运营，石西油田作业区已积极开展第三轮清洁生产审核工作，审核过程中已工艺改进、节能降耗和提质增效作为目标进行了清洁生产方案的制订，且第三轮清洁生产审核已通过竣工验收	符合
6	加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	投产后交由石西油田作业区运营，石西油田作业区已编制突发环境事件应急预案并进行备案工作，并定期进行应急演练工作	符合

(4) 与《昌吉市生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

项目建设符合《昌吉市生态环境保护“十四五”规划》要求，具体见表 2.9-2。

表 2.9-2 项目与《昌吉市生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性分析
1	严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放	两期工程全部实施后，油气集输采用密闭集输工艺	符合
2	新（改、扩）建涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的建设项目，须提出并落实土壤和地下水污染防治要求	各类废水和个固体废物均得到妥善处置，井场、计量站均进行了分区防渗处理；对地下水和土壤环境质量进行跟踪监测	符合
3	加强对道路、管道建设等开发建设活动的管控，尽量减少临时占地面积，减少扰动。继续实施昌吉州防沙治沙规划，重点实施北部沙漠边缘防沙治沙工程	单井采油管线和集油支线尽量趋直，严格控制施工作业带宽度，以减少临时占地面积	符合

(5) 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》及规划环评

符合性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》取得中华人民共和国自然资源部批复（自然资函〔2022〕1092号），《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》取得了中华人民共和国生态环境部的审查意见（环审〔2022〕124号）。

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》将石油天然气列为安全战略资源，项目位于规划中提出的环准噶尔能源矿产勘查开发区，该开发区指出：“加快玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘等大型油气田建设，促进增储上产，支撑克拉玛依、吉木萨尔油气能源资源基地建设”。项目实施后能更好的给区域油气资源安全使用提供保障，有利于支撑准噶尔盆地油气能源资源基地建设，符合规划要求；并按照《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》要求对石油开采过程中的废气、废水、噪声、固体废物采取相应的治理措施，对实施过程中产生的生态影响采取有效的减缓措施，符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》的要求。

（6）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

《新疆油田公司“十四五”发展规划》规定：“‘十四五’期间，除措施产能100万吨以外，稀油老区在西北缘新建产能80.9万吨、腹部新建产能23.2万吨、东部新建产能209.8万吨”，腹部主要包括石西油田作业区和中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区。陆南1井区由石西油田作业区管辖，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》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》于2022年12月1日通过了新疆维吾尔自治区生态环境厅的审查，文号新环审〔2022〕252号，项目建设符合《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》中的相关要求，具体见表2.9-3。

表 2.9-3 项目与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
1	井下作业带罐作业，产生的井下作业废	本次环评要求井下作业带罐作业，洗	符合

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	水采用专用收集罐集中收集后送至就近已有或配套新建的联合站污水处理系统处理。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	井废水、井下作业废液和含油污水集中收集后送至石西集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注地层，不外排	
2	根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)表7和《石油化工防渗工程技术规范》(GB/T50934-2013)对项目区进行防渗分区，防渗应满足相应防渗等级的防渗要求，并布设一定数量的长期监测井	本项目对站场进行了分区防渗，并提出了利用现有水源井作为地下水监测井	符合
3	含油污泥、废分子筛等危险废物交由有相应处理资质的单位进行无害化处置。危险废物贮存设施必须满足存场所必须满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)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。)工作人员的生活垃圾设置垃圾桶集中收集后交由当地的环卫部门及时清运	固体废物主要为清罐底泥、废分子筛、废滤料、废防渗材料、废润滑油，集中收集后最终交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置	符合
4	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。	地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至当地建筑垃圾填埋场，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。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	符合
5	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；在油气集输过程中，为减轻烃类的排放，油田开发采用管道密闭集输流程，一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。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；设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作	本次环评提出的大气污染防治措施为：选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修；井口采出物汇集、输送及处理的全过程均采用密闭工艺流程	符合
6	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理；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	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。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；加强噪声防范，做好个人防护工作	符合

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
7	合理规划占地，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布设，避让梭梭、白梭梭等保护植物；严格控制管线施工作业带宽度，管沟分层开挖、分层堆放、分层回填；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏，避免破坏荒漠植物；开展环境监理；永久占地进行砾石铺垫，定期检查管线、井场等	对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积；施工结束后，对单井井场、计量站进行地面硬化处理；设计选线选址过程中，尽量避开植被密集的区域，避免破坏荒漠植物（尤其是自治区一级保护植物——梭梭、白梭梭）；管线敷设时，严格控制施工作业带宽度，管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地；施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复。并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿；加强施工期环境监理	符合

(7) 与《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）》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）》，本项目属于水土流失重点预防区中的3-2沙漠风力侵蚀预防保护区，水土流失防治标准等级为一级。本项目水土流失防治将执行建设类项目一级标准，工程主体设计中应进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失，符合规划要求。

2.9.2 环保政策符合性分析

(1) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目采取的各项环保措施符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关要求，详见表2.9-4。

表2.9-4 项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%	井下作业时带罐，防止产生落地原油。产生的落地油100%回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置	符合

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
2	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注	石西集中处理站分离出的采出水送至站内采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）中的相关要求后，回注地层，不外排	符合
4	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于0.5%	整体工程实施后油气采用密闭集输工艺，油气集输损耗率为0.009%，小于0.5%	符合
5	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	整体工程实施后分离出的伴生气最终送至石西天然气处理站处理，不放空	符合
6	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	洗井废水、废洗井液、压裂返排液和酸化返排液和含油污水由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排	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	事故状态下产生的落地油100%回收，含油污泥交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
8	1) 油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系；2) 加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理；3) 在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；4) 建立环境保护人员培训制度；5) 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	运营后建设单位应将本项目纳入石西油田作业区已有的HSE管理体系、突发环境污染事件应急预案及污染源日常监控计划	符合

(2) 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求的相符性分析

本项目采取的各项环保措施符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中相关要求，相符性分析详见表2.9-5。

表 2.9-5 本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《规范》中相关规定	拟采取的相关措施	相符性分析
1	资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式；因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求；应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地；应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备；集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	建设符合相关规划，符合区域“三线一单”中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源利用效率相关要求；针对井型、油藏类型选用专用井控设备、开采设备，采油及井下作业均符合清洁生产要求；报告提出，要按照规定对占地进行补偿，施工结束后临时占地要及时恢复，退役期要及时释放永久占地	符合
2	应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，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	采用非磺化水基钻井液，配备有井控措施、完善的固控系统；产生的钻井岩屑采用岩屑方罐收集，交由钻井岩屑处置单位处理	符合
3	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制	运营期利用油区已有地下水水源井落实地下水监测计划	符合
4	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资	运营单位石西油田作业区具备完善的应急管理体系，可依托其应急预案及应急物资	符合
5	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏共生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于 90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收	采出物经石西集中处理站三相分离器分离后，原油进站内原油处理系统处理，采出水进站内采出水处理系统处理，伴生气管输至石西天然气处理站处理，综合利用率为 100%；洗井废水、废洗井液、酸化返排液、压裂返排液和含油污水由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理装置处理，处理达标后回注地层，不外排；清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废防渗材料及事故状态下的含油污泥委托有相应处理资质的单位处置	符合

(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》的相符性分析

本项目的建设符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中的相关要求，具体见表 2.9-6。

表 2.9-6 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》的符合性分析

序号	《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》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书，重点就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影响的对策措施，自行组织专家论证，相关成果向省级生态环境主管部门通报	中国石油新疆油田分公司编制了《新疆油田公司“十四五”发展规划》和《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》，规划环境影响报告书已取得自治区生态环境厅审查意见（新环函（2022）252号）	符合
2	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应以区块为单位开展环评，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。项目环评应深入评价项目建设、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。滚动开发区块产能建设项目，还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应在环评中论证其可行性和有效性。	本次以陆南1区块为单位开展环评，包括拟部署的井、设备、管道及配套工程等，在报告中对施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究，重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等，提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外	洗井废水、废洗井液、酸化返排液、压裂返排液和含油污水由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理；油区采用天然能量开发，不涉及废水回注工程；采用非磺化水基钻井液，压裂液主要成分为坂土、CMC和Na ₂ CO ₃ 等；运营期井下作业过程中可能会用到压裂液进行压裂增注，压裂过程中采用水基压裂液，其主要成分为有机硼胍胶、KCl、杀菌剂、防膨剂、助排剂、稳定剂、有机金属盐类胶黏剂等，酸化压裂液采用的酸化液主要为盐酸，具体成分涉及商业秘密，不便公开	

序号	《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》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
4	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置	钻井液循环利用，钻井岩屑交由岩屑处置单位处理；清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废防渗材料及事故状态下的含油污泥委托有相应处理资质的单位处置；固体废物均得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响	符合
5	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、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。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	全部实施后油气采用密闭集输工艺，减少了油气的无组织挥发；伴生气中不含硫化氢，燃气发电机采用清洁燃料天然气，燃烧烟气中各污染物浓度均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放监控浓度限值	符合
6	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	符合相关规划及区域“三线一单”要求，选址选线合理；施工期严格按照即定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减震措施，评价范围内无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束后应及时对施工区进行平整、清理，恢复临时占地	符合
7	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	石西油田作业区具备完善的应急管理体系，可依托其应急预案及应急物资	符合

(4) 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》要求的相符性分析

本项目采取的各项环保措施符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的要求，详见表 2.9-7。

表 2.9-7 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》的相符性分析

序号	相关规定	拟采取的相关措施	符合性分析
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	周围无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地等生态敏感区	符合
2	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况	针对运营期排放的废气、噪声以及地下水、土壤环境提出了监测计划，建设单位应接受自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局昌吉市分局、塔城地区生态环境局、塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局的监督与管理，并按照《环境信息依法披露制度改革方案》等规定，公开运营期监测情况	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	施工结束后，应对施工场地进行清理平整，由于项目所在区域的蒸发量大于降水量，不需要在装置区、井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染	定期对计量站（计量拉油站）、井场各设备设施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
5	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体；运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄漏、溢流和散落	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对计量站（计量拉油站）、井场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
6	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家 and 自治区有关规定；不具备处置、	清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废防渗材料及事故状态下的含油污泥交由相应危险废物处理资质的单位回收处理，其贮存期限应符合《中华人民共和国	符合

序号	相关规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	利用条件的，应当送交有资质的单位处置	《固体废物污染环境防治法》。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，运输过程中运输车辆应加盖篷布，以免散落，应按规定的行驶路线运输	
7	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放	全部实施后分离出的伴生气管输至石西天然气处理站处理，不放空	符合
9	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被：（1）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（2）震裂、压占等造成土地破坏的；（3）占用土地作为临时道路的；（4）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的	管线临时占地均进行场地平整清理，井区植被盖度较低，由于特殊的气候条件，不适宜采取植被复垦的生态保护措施，采用自然恢复。计量站和井场采用砂砾石铺垫，退役期计量站及采油井场砂砾石铺垫被清理，平整后依靠自然恢复	符合
10	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	实施区域纳入《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区突发环境污染事件应急预案》	符合

(5) 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析

项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求，具体见表 2.9-8。

表 2.9-8 项目与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析

序号	条例规定	拟采取的相关措施	符合性分析
1	各级人民政府应当加强对建筑施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。	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	符合
2	及时对施工现场进行清理和平整，不得从高处向下倾倒或者抛洒各类物料和建筑垃圾	施工结束后，对施工现场进行清理和平整；建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理，不得擅自倾倒、抛撒或者堆放工程施工过程中产生的建筑垃圾	符合

2.9.3 “三线一单”符合性分析

(1) 生态保护红线

项目区位于荒漠区，周围无世界文化和自然遗产地、自然保护区、国家公园、风景名胜区、饮用水水源保护区等；根据《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》可知，陆南1井区及穿越新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州昌吉市的集油支线位于昌吉市一般管控单元（单元编码为ZH65230130001）；根据《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》可知，穿越新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县的集油支线位于和布克赛尔县环境管控单元04——一般管控单元（单元编码为ZH65420130003）。

(2) 环境质量底线

废气主要为无组织挥发性废气、放空火炬燃烧烟气和发电机燃烧烟气，采取相应措施后井场、计量站（计量拉油站）无组织非甲烷总烃满足《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，放空火炬和燃气发电机燃烧烟气中各污染物均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297—1996）无组织排放监控浓度限值要求；洗井废水、废洗井液、酸化返排液、压裂返排液和含油污水集中收集后由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统，处理达标后回注地层，不外排；噪声源主要为各类机泵、井下作业各类设备及巡检车辆，采取相应措施后计量站（计量拉油站）、井场边界昼夜噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348—2008）中的2类区标准要求；固体废物主要为清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油和废防渗材料集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。

综上所述，废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处置，符合环境质量底线的要求。

(3) 资源利用上线

运营期消耗少量的电能、水和天然气。用量较少，不会突破区域总量控制指标，符合资源上限要求。

(4) 生态环境准入清单

①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》，本项目属于

北疆北部片区，该区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。本项目废气主要为无组织非甲烷总烃，采用管线密闭集输工艺，最大限度的减少了油气的无组织挥发；项目资源能源消耗少，且能为区域经济发展提供助力，为民生用气提供保障。符合自治区“三线一单”的总体管控要求。

②与《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》符合性分析

根据《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》可知，陆南1井区及位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州昌吉市的集油支线位于昌吉市一般管控单元，单元编码为ZH65230130001，其建设符合管控要求，具体见表2.9-10。

表 2.9-10 项目与昌吉市环境管控单元生态环境准入清单符合性分析一览表

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求		拟采取的相关措施	符合性分析
昌吉市一般管控单元 (ZH65230130001)	空间布局约束	执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4A7.1）：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。	产品主要为原油和伴生气，不属于“高污染、高环境风险产品”；项目位于古尔班通古特沙漠腹地，不涉及耕地、畜禽养殖	符合
	污染物排放管控	执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4A7.2）：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。	项目无组织氮氧化物、VOCs 排放，故本次不设总量控制指标；不涉及农业	符合
	环境风险防控	执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4A7.3）：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。	项目周围无生态公益林、农用地，报告中提出了油罐防止水土流失的措施	符合
	资源利用	执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4A7.4）：实行水资源消耗总量	项目消耗水量较少，且不涉及农	

要求	和强度双控，推进农业节水，提高农业用水效率。 优化能源结构，加强能源清洁利用。	业。	
----	--	----	--

③与《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析

根据《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》可知，穿越新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县的集油支线位于和布克赛尔县环境管控单元04——一般管控单元，单元编码为ZH65420130003，其建设符合一般管控单元管控要求，具体见表2.9-11和图2.9-2。

表2.9-11 与塔城地区“三线一单”符合性分析一览表

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求	拟采取的相关措施	符合性分析
一般管控单元 (ZH65420130003)	<p>1. 执行自治区总体准入要求中[A1.4-1][A1.4-2]条要求。</p> <p>2. 执行自治区管控单元分区管控要求[A7.1-1]条要求。</p> <p>3. 执行塔城地区总体管控要求[1.6][1.8]条要求。</p> <p>各条例要求如下：</p> <p>[A1.4-1]：一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、城乡总体规划、土地利用规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。</p> <p>[A1.4-2]：重大项目原则上布局在优化开发区和重点开发区，并符合城乡规划和土地利用总体规划。</p> <p>[A7.1-1]：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。</p> <p>[1.6]：严禁“三高”项目进塔城，对石化、有色、钢铁、建材、火电、煤炭、装备、纺织服装、轻工、电子产品制造十大产业类型，做好禁止类项目管控工作。</p> <p>[1.8]：全面规划、合理布局，优化规模化畜禽养殖场(小区)及其污染防治设施的布局，拟定畜禽养殖区划定方案，明确禁养、限养和适养区，实施禁养区关停，限养区总量控制</p>	<p>本项目符合自治区主体功能区规划、生态环境功能区划、国民经济发展规划；不属于重点项目；产品为原油和伴生气，不属于“高污染、高环境风险产品”；位于古尔班通古特沙漠腹地，不涉及农业及畜禽养殖业；不属于“三高”项目</p>	符合

3 建设项目工程分析

3.1 陆南 1 井区建设现状

3.1.1 地理位置

陆南 1 井区行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州昌吉市，南距昌吉市中心城区约 144km，西北距和布克赛尔蒙古自治县城区约 198km，西北距石西集中处理站约 24km，区域地理位置见图 3.1-1。

3.1.2 油气资源特征

(1) 勘探开发概况、地质构造、层系、储层特征等概况

陆南 1 井区勘探开发概况、地质构造、层系、储层特征、油藏类型及油气层分布、开发进程见表 3.1-1。

表 3.1-1 陆南 1 井区油气资源特征一览表

勘探开发概况	石西油田陆南 1 井区三工河组 $J_1S_2^{1-2}$ 油藏的发现井为陆南 1 井，该井于 1993 年 4 月 28 日开钻，11 月 26 日完钻，1994 年 8 月 29 日进行试油，获日产 15.48t 工业油流，从而发现了陆南 1 井区三工河组 $J_1S_2^{1-2}$ 油藏。1995 年 9 月上交控制储量 $171.00 \times 10^4 t$ ，含油面积 $7.00 km^2$ 。1996 年共投产开发井 11 口。1998 年上报探明石油地质储量 $256.00 \times 10^4 t$ ，含油面积 $8.20 km^2$ 。2005 年进行储量复算，复算后石油地质储量 $86.03 \times 10^4 t$ ，含油面积 $6.84 km^2$ ，天然气地质储量 $7.98 \times 10^8 m^3$ ，含气面积 $5.28 km^2$	
地质构造	地层特征	地层自下而上发育有石炭系、二叠系上乌尔禾组 (P_2W)，三叠系百口泉组 (T_1b)、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)、白垩系吐谷鲁组 (K_1t) 等层系。目的层侏罗系三工河组 J_1s 自下而上分为 J_1s_1 、 J_1s_2 、 J_1s_3 三段，其中 J_1s_2 细分为 $J_1s_2^1$ 、 $J_1s_2^2$ 两套砂层组， $J_1s_2^1$ 进一步细分为 $J_1s_2^{1-1}$ 和 $J_1s_2^{1-2}$ 两个小层
	构造特征	三工河组油藏整体为一背斜构造，平面上主要发育两组正断裂，一组呈北东-南西向、一组呈北西-南东向，两组断裂相互切割，形成了陆南 1、陆 002 井两个断鼻圈闭。陆南 1 井区主要发育 5 条正断裂，分别为陆南 1 井北 1 号断裂、陆南 1 井北 2 号断裂、陆南 6 井东断裂、陆南 6 井南断裂、陆 002 井西断裂，断开层位为侏罗系三工河组至白垩系清水河组
层系	部署层系为陆南 1 井断块三工河组 $J_1S_2^{1-2}$	
储层特征	沉积特征	油藏为三角洲前缘亚相沉积，主要发育水下分流河道，砂体厚度 6.5m~17.5m，平均 13.4m，砂体连续性好，分布稳定
	岩矿特征	储层主要以细、中粒岩屑砂岩为主，少量为含砾不等粒砂岩、砂砾
	物性特性	油层孔隙度为 7.70%~16.33%，平均孔隙度 13.03%；渗透率为 4.07mD~197.90mD，平均 72.77mD

储层敏感性特征	油藏储层具有中等偏强水敏性、中等偏强盐敏性、强体积流量敏感性和中等速度敏感性
油藏类型及油气层分布	油藏为受断裂控制的带边水气顶的构造油藏。陆南1井区三工河组 $J_1s_2^{1-2}$ 油藏气层厚度向构造低部位逐渐减薄，气层厚度 0m~9.0m，平均有效厚度平均 4.7m；油层厚度在构造位置中部较厚，向构造低部位、高部位逐渐减薄，油层厚度 0m~8.5m，平均有效厚度 3.9m

(2) 油气藏流体性质

陆南1井区采出物中原油、伴生气和地下水性质见表 3.1-2。根据建设单位提供资料可知，采出物中硫化氢为未检出。

表 3.1-2 陆南1井区三工河组油藏采出物性质一览表

类别	层位	密度 (g/cm ³)	50℃粘度 (mPa·s)	含蜡 (%)	凝固点 (°C)	初馏点 (°C)
原油	$J_1s_2^{1-2}$	0.822	2.30	9.89	4.0	100.0
伴生气	$J_1s_2^{1-2}$	相对密度	甲烷 (%)	乙烷 (%)	二氧化碳 (%)	氮气 (%)
		0.7083	81.4	4.74	0.12	5.87
地下水	$J_1s_2^{1-2}$	水型	Cl ⁻ (mg/L)	HCO ₃ ⁻ (mg/L)	SO ₄ ²⁻ (mg/L)	矿化度 (mg/L)
		NaHCO ₃	6860.11	1101.84	949.90	14317.26

3.1.3 现有工程建设现状

陆南1井区现有采油井 11 口、计量拉油站 1 座——陆南 1#计量拉油站、单井采油管线。

(1) 采油井

11 口采油井中有 2 口井在生产，6 口井处于关井，3 口井已封井，具体井号见表 3.1-3。目前产液量为 28.7t/d，产油量 8.16t/d，含水量为 72%。

表 3.1-3 陆南 11 井区现有采油井井号一览表

状态	正在生产的井	停关井号	封井井号	合计
井号	L3005、L3029	陆南1、L3001、L3002、L3006、 L3007、L3013	L3000、L3015、 L3025	/
合计	2口	6口	3口	11口

(2) 陆南 1 号计量拉油站

陆南 1 号计量拉油站内现有计量分离器一座、生产分离器一座、400m³ 储油罐一座、18 井式管汇橇一座、180kW 水套炉一座、放空火炬一座。其中 180kW 水套炉已停用，计量管汇腐蚀严重、400m³ 储油罐已出现腐蚀现象，难以高液位安全生产。

(3) 单井采油管线

陆南 1 井区现有井口至陆南 1#计量拉油站的单井采油管线。管线走向及各井分布情况见图 3.1-2。

3.1.4 集输工艺

陆南 1 井区现有采油井采用天然能量开发、集中拉油方式生产，采出物通过单井采油管线管输至陆南 1#计量拉油站的 18 井式管汇橇，经计量橇计量后输至生产分离橇进行气液分离，分离的液相通过进入拉油罐，再由罐车拉运至石西集中处理站处理，分离出的伴生气经放空火炬燃烧放空。

3.1.5 公用工程

(1) 供配电

陆南 1 附近没有已建 10kV 电力线，L3029 井采用柴油发电机驱动抽油机采油，L3005 井采用柴油机直接驱动抽油机采油。井场均不设柴油储罐，柴油消耗量为 76t。

(2) 仪表自动化

陆南 1 井区目前尚未建设油区无线数据传输网络，已建井场仪表数据采用人工巡检方式进行采集，再由属地工作人员采用人工输入方式上传至石西作业区生产调度中心 SCADA 系统。

(3) 给排水

给水主要为洗井用水，由罐车拉运至陆南 1 井区；排水主要为压裂返排液、废洗井液和洗井废水，产生量分别为 240m³/a、51m³/a、152m³/a，采用罐车直接拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中的相关标准后回注地层，不外排。

3.1.6 现有工程环境影响回顾

陆南 1 井区现有采油井和管线等开发建设较早，建设时未办理相应的环保手续，《石西油田作业区 2010~2019 年环境影响后评价报告书》(备案文号新环函〔2021〕240 号) 对陆南 1 井区各生产设施产生的环境影响进行了回顾。本次评价结合后评价结论并结合现有环保要求，对陆南 1 井区现有工程产生的环境影响进行回顾。

(1) 废气影响回顾

根据建设单位提供资料可知，陆南1#计量拉油站内的水套炉未使用，无颗粒物、二氧化硫和氮氧化物排放，废气主要为放空火炬燃烧废气、储罐无组织挥发废气（以非甲烷总烃计）及油气集输过程中阀门、法兰等处产生的无组织挥发废气（以非甲烷总烃计）、采出液装车废气及柴油机燃烧烟气。放空火炬燃烧废气中污染物主要为二氧化硫、氮氧化物和总烃，现有两口井伴生气产生量为 $376.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，二氧化硫、氮氧化物和颗粒物产生量分别为 $0.68\text{t}/\text{a}$ 、 $6.62\text{t}/\text{a}$ 、 $0.53\text{t}/\text{a}$ 。根据井场处阀门、法兰的数量核算出无组织非甲烷总烃的排放量约为 $0.1194\text{t}/\text{a}$ ；参照储罐大小呼吸计算公式计算出储罐处产生的非甲烷总烃量为 $1.87\text{t}/\text{a}$ 。采出液装车废气参照《污染源核算技术指南 石油炼制》（HJ982-2018）中挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量进行核算，产生量为 $0.85\text{t}/\text{a}$ 。柴油机燃烧烟气污染物主要为二氧化硫、氮氧化物和总烃，根据《社会区域类环境影响评价》一书中提供的资料，柴油燃烧产污系数为（ SO_2 ： $2.24\text{kg}/\text{t}$ ， NO_x ： $2.92\text{kg}/\text{t}$ ，总烃： $2.13\text{kg}/\text{t}$ ）来计算各污染物的产生情况，二氧化硫、氮氧化物和总烃产生量分别为 $0.17\text{t}/\text{a}$ 、 $0.22\text{t}/\text{a}$ 、 $0.16\text{t}/\text{a}$ 。选用质量可靠的设备、仪表、阀门，及时转运储罐的采出液；定期对井场、计量拉油站的设备、阀门、储罐及集输管线巡检。类比西油田作业区现有采油井场、计量拉油站厂界无组织非甲烷总烃监测数据进行达标分析，现有采油井及计量集中拉油站与本项目基本相似，具有可比性，根据《石南油田盐238井区侏罗系三工河组油藏地面工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》对采油井场及计量拉油站的监测数据（见表3.1-4）可知，井场和计量拉油站边界无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（厂界非甲烷总烃浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

表 3.1-4 井场及计量站厂界无组织非甲烷总烃监测数据一览表

监测点位		浓度范围 (mg/m^3)	达标情况	监测点位		浓度范围 (mg/m^3)	达标情况
Y2004 井场	上风向1#	0.10~0.37	达标	集中 拉油 计量 站	上风向1#	0.19~0.47	达标
	下风向2#	0.10~0.76	达标		下风向2#	0.23~0.54	达标
	下风向3#	0.11~0.83	达标		下风向3#	0.31~0.73	达标
	下风向4#	0.08~0.79	达标		下风向4#	0.27~0.92	达标

(2) 水环境影响回顾

废水主要为排水主要为压裂返排液、废洗井液和洗井废水，根据井下作业过程中各污染物产生排污系数核算出管各废水产生量分别为 $240\text{m}^3/\text{a}$ 、 $51\text{m}^3/\text{a}$ 、 $152\text{m}^3/\text{a}$ ，采用罐车直接拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，根据《石西油田作业区 2010~2019 年环境影响后评价报告书》中的监测数据可知，石西集中处理站采出水处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 中的相关标准后回注地层，不外排。

(3) 声环境影响回顾

噪声源主要为陆南 1 计量拉油站内设备、井下作业、巡检车辆及罐车等，类比石西油田作业区现有采油井场及计量拉油站厂界噪声监测数据说明厂界噪声达标情况，现有采油井及计量集中拉油站与本项目基本相似，具有可比性；根据《石南油田盐 238 井区侏罗系三工河组油藏地面工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》中对井场和计量拉油站边界的监测数据（见表 3.1-5）可知，井场和计量拉油站边界四周昼夜噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类区限值要求。

表 3.1-5 井场及计量拉油站厂界噪声监测数据一览表

监测点位	监测时段	厂界噪声[dB(A)]			
		东	南	西	北
Y2004井	昼间	43	44	44	43
	夜间	37	38	36	37
计量拉油站	昼间	46	48	48	48
	夜间	38	39	39	39

(4) 固体废物影响回顾

固体废物主要为清罐底泥。储油罐每年清理一次，每次底泥产生量为 $3\text{t}/\text{a}$ ，清管底泥属于《国家危险废物名录》(2021 年版) HW08 类危险废物，集中收集后交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司回收处置，集中收集后交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司回收处置，产生的固体废物均得到妥善处置。

(5) 生态环境影响回顾

现有工程对生态的影响主要为工程占地对植被的破坏和野生动物的影响，工程占地分为临时占地和永久占地，施工期尽量减少了施工用地，施工结束后，及时清除施工垃圾，对施工现场进行了回填平整，尽可能覆土压实，使其恢复至相对自然的状态，对井场和计量拉油站已建成的永久占地进行砾石铺垫，临时占地范围内的植被正在恢复中，恢复程度因施工完成时间不同而有所差异。对报废已无生产价值的采油井实施了封井，封井措施符合《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）中的相关要求，并对井场实施了平整，根据《石西油田作业区2010~2019年环境影响后评价报告书》结论可知，陆南1井区的开发活动对周围生态环境影响不大。

（6）土壤环境影响回顾

根据《石西油田作业区2010~2019年环境影响后评价报告书》结论可知，正常工况下，油田开发建设过程中产生的废水和固体废物均得以妥善处置，未对土壤环境产生污染影响。事故状态下，泄漏原油和被污染的土壤均得到妥善处置，未对土壤环境产生明显影响。根据《石西油田作业区2010~2019年环境影响后评价报告书》中的监测数据可知，石西油田作业区各生产设施运行多年未对土壤产生明显影响。

陆南1井区污染物产生排放情况见表3.1-6。

表3.1-6 陆南1井区各污染物产生排放情况一览表

名称	污染物	单位	现有工程产生量	排放量
废气	无组织非甲烷总烃	t/a	2.9994	2.9994
	二氧化硫	t/a	0.85	0.181
	氮氧化物	t/a	6.84	6.84
	颗粒物	t/a	0.53	0.53
废水	洗井废水	t/a	152	0
	压裂返排液	m ³ /a	240	0
	废洗井液	t/a	51	0
固体废物	清罐底泥	t/a	3	0

（7）现存环境问题及“以新带老”措施

①存在问题

根据现场踏勘和资料收集可知，陆南1井区废气、噪声均可实现达标排放，产生的废水、固体废物均得到妥善处置，目前存在以下环境问题：

※陆南1井区现有生产采用集中拉油方式生产，伴生气燃烧后直接放空，不仅

对周围环境产生污染影响，同时浪费伴生气资源；

※现有陆南 1 号计量拉油站中的储油罐、计量管汇橇腐蚀严重。

② “以新带老”措施

针对以上存在的环境问题，提出以下整改措施：

※整体工程实施后将现有两口老井接入拟建计量站，项目全部实施后通过拟建集油支线管输至石西集中处理站处理，不仅可减少污染物的排放，同时实现了伴生气的全部回收利用。

※一期工程新建 2 号计量拉油站，将现有生产井接入 2 号计量拉油站生产，陆南 1 号计量拉油站停用，本次不拆除。整体工程实施后现有老井接入拟建计量站，采出物通过集输支线管输至石西集中处理站。

3.2 改扩建项目工程分析

3.2.1 建设项目情况

(1) 项目名称

石西油田陆南 1 井区侏罗系三工河组油藏水平井开发建设工程。

(2) 建设单位

中国石油新疆油田分公司开发公司。

(3) 项目性质

改扩建。

(4) 建设地点

本次部署的采油井在现有陆南 1 井区范围内实施，并对陆南 1 井区进行了扩边，新建的集油支线起点位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州昌吉市境内的陆南 2 号计量站，终点位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内的石西 17 计量站。具体位置见图 3.2-1。

(5) 建设内容及产能规模

建设内容为：在陆南 1 井区部署 6 口采油井，合计钻井进尺 $2.42 \times 10^4 \text{m}$ ，新建产能 $3.06 \times 10^4 \text{t/a}$ ，新建采油井场 6 座、计量站 1 座、单井采油管线 9.5km、集油

支线 23.9km，将现有 2 口生产老井由集中拉油生产改为密闭集输工艺；配套建设供配电、消防、仪表自动化、道路等公用工程，

按照“整体设计、分批实施”的原则，根据《石西油田陆南 1 井区侏罗系三工河组油藏水平井开发部署方案》规定本次分两期建设，一期建设内容为：拟在陆南 1 井区部署 2 口采油井，合计钻井进尺 $0.81 \times 10^4 \text{m}$ ，新建产能 $1.02 \times 10^4 \text{t/a}$ ，并将现有 2 口生产井由接入陆南 1 号计量拉油站改为接入新建计量拉油站进行生产；新建采油井场 2 座、计量拉油站 1 座、单井采油管线 4.1km、并配套建设供配电、消防、仪表自动化、道路等公用工程；陆南 1 号计量拉油站停用，本次不拆除。

二期建设内容为：拟在陆南 1 井区部署 4 口采油井，合计钻井进尺 $1.61 \times 10^4 \text{m}$ ，新建产能 $2.04 \times 10^4 \text{t/a}$ ；新建采油井场 4 座、单井采油管线 5.4km、集油支线 23.9km；将一期工程建设的拉油罐、燃气发电机组、生产分离器等拆除拉走，计量站内保留 12 井式一体化选井计量装置 1 座、排污池 1 座、1 座橇装值班室，命名为陆南 2 号计量站；并配套建设供配电、消防、仪表自动化、道路等公用工程。

两期工程全部实施后陆南 1 井区共有 8 口生产井，采出物均通过集油支线管输至石西集中处理站处理，实现了油气密闭集输。

(6) 劳动定员和工作制度

项目实施后由石西油田作业区现有工作人员负责运营管理，不新增劳动定员。

(7) 工程投资

总投资 7571.94 万元，环保投资约 358 万元，占总投资的 4.73%。

(8) 开发方式及产能预测

新部署井采用天然能量开发，项目实施后新建产能 $3.06 \times 10^4 \text{t/a}$ ，具体产生指标预测见表 3.2-1。

表 3.2-1 开发试验指标预测表

时间 (a)	油井数 (口)	年产油 (10^4t)	年产水 (10^4m^3)	年产气 (10^4m^3)	含水 (%)	采出程 度 (%)
1	2	0.41	0.08	96.70	16.1	0.71
2	6	1.73	0.49	410.96	22.1	3.73
3	6	2.46	1.32	583.08	35.0	8.02
4	6	1.60	1.53	379.00	48.9	10.81
5	6	1.06	1.58	250.14	60.0	12.64

6	6	0.73	1.61	172.60	68.9	13.91
7	6	0.52	1.45	124.27	73.4	14.83
8	6	0.39	1.31	93.20	76.8	15.51
9	6	0.30	1.16	70.83	79.5	16.03
10	6	0.23	1.03	55.25	81.5	16.44
11	6	0.18	0.90	43.65	83.1	16.76
12	6	0.15	0.78	34.48	84.4	17.01
13	6	0.12	0.70	28.27	85.4	17.22
14	6	0.10	0.62	23.47	86.3	17.39
15	6	0.08	0.56	19.95	87.0	17.54

(9) 建设周期、施工方式及时序

①建设周期

单井钻前工程施工周期 7 天，施工人数 10 人；单井钻井周期 50 天，单井施工人员 35 人，钻井期设置生活营地；地面工程建设周期为 120 天，施工人数 50 人，施工现场不设施工营地，施工人员食宿在石西油田作业区公寓。

②施工方式

单井采油管线和集油支线均采用埋地敷设，穿越油区碎石路道路采用大开挖方式，穿越沥青路采用顶管穿越。

③施工时序

根据方案可知本次部署的 6 口井分 2 期实施，一期实施 LNHW101、LNHW102 共 2 口井及其配套地面工程，二期实施其余 4 口井（LNHW103、LNHW104、LNHW105、LNHW106）及其配套地面工程。一期工程建成投产时间为 2024 年，二期工程预计建成投产时间为 2025 年。

钻前工程和钻井工程先施工建设，钻井工程完成后进行储层改造；建设单位根据实际情况，井口装置、计量站、单井采油管线、集油支线等地面工程及其他公用工程同时进行施工建设。

(10) 原辅材料及能源消耗

施工期原辅助材料主要为柴油、钻井液，能源消耗主要为电能、新鲜水；运营期无原辅材料消耗，能源消耗主要为电能。主要消耗情况见表 3.2-2。

表 3.2-2 原辅材料及能源消耗情况一览表

阶段	名称	一期消耗量	二期消耗量	合计消耗量
施工期	钻井液	1436m ³	2872m ³	4308m ³
	柴油	200t	400t	600t
	新鲜水	70m ³	140m ³	210m ³
运营期	分子筛	0.5t/a	0	0.5t/a
	滤料	0.1t/a	0	0.1t/a
	电能	/	168.91×10 ⁴ kW·h/a	168.91×10 ⁴ kW·h
	天然气	220.5×10 ⁴ m ³ /a (6300m ³ /d)	0	220.5×10 ⁴ m ³ /a (6300m ³ /d)

3.2.2 主体工程

建设内容包括主体工程、公用工程、依托工程和环保工程四个部分。主体工程包括钻前工程、钻井工程、储层改造和油气集输工程三部分。

(1) 钻前工程

钻前工程包括井场平整、钻机基础、生活营地建设及进场道路建设等。一期对2座井场进行平整，新建2座钻机基础、2座生活营地和进场道路，进场道路采用砂石路面，宽度为7m。二期对4座井场进行平整，新建4座钻机基础、4座生活营地和进场道路，进场道路采用砂石路面，宽度为7m。

(2) 钻井工程

新钻6口采油井，其中一期新钻LNHW101、LNHW102共2口井，合计钻井进尺8100m，二期实施其余4口，合计钻井进尺16100m；钻井井号、井位坐标及设计井深见表3.2-3。井位分布见图3.2-2。

表 3.2-3 新钻井井号、坐标、设计钻井进尺一览表

阶段	井号	大地坐标		经纬度坐标		钻井进尺(m)	完钻层位
		X	Y	N	E		
一期	LNHW101	5018915.960	15513253.990	45° 18' 17"	87° 10' 08"	4200	J ₁ S ₂ ¹⁻²
	LNHW102	5019768.530	15512245.670	45° 18' 45"	87° 09' 22"	3900	J ₁ S ₂ ¹⁻²
二期	LNHW103	5020083.490	15512966.320	45° 18' 55"	87° 09' 55"	4200	J ₁ S ₂ ¹⁻²
	LNHW104	5019763.310	15511673.570	45° 18' 45"	87° 08' 56"	3900	J ₁ S ₂ ¹⁻²
	LNHW105	5019396.580	15511445.870	45° 18' 33"	87° 08' 46"	3800	J ₁ S ₂ ¹⁻²
	LNHW106	5019738.600	15510794.100	45° 18' 44"	87° 08' 15"	4200	J ₁ S ₂ ¹⁻²

/	合计	/	/	/	24200	/
---	----	---	---	---	-------	---

①井身结构

一期、二期新钻井均采用二开水平井井身结构，井身结构设计见表 3.2-4 和图 3.2-3。

表 3.2-4 新钻井井身结构设计参数一览表

开钻次数	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	设计说明
一开	Φ381mm	Φ273.1mm	采用Φ381.0mm 钻头钻至井深 500m，下入Φ273.1mm 表层套管，固井水泥浆返至地面，为井口控制和后续安全钻井创造条件。
二开	Φ241.3mm	Φ215.9mm	先用Φ241.3mm 钻头钻穿侏罗系八道湾组底界，然后采用Φ215.9mm 钻头钻至完钻井深，下入Φ139.7mm 表层套管，水泥浆返至 2150m 左右。

②钻井设备

钻井设备见表 3.2-5。

表 3.2-5 单井井场主要钻井设备一览表

序号	名称	型号	规格	备注
1	钻机	ZJ50	/	1 台
2	井架	JJ315/43A	/	1 台
3	钻井泵	F-1600	/	2 台
4	钻井液罐	/	总容量≥220m ³	1 座
5	柴油机	CAT3512	/	3 台
6	发电机	PZ8V-190D-2	/	2 台
7	钻井液不落地设备	/	/	1 套
8	井控系统	二开	/	1 套
		三开	/	1 套
9	硫化氢检测仪	便携式	/	≥1 台
10	液压大钳	/	Q10Y-M	1 套
11	柴油储罐	20m ³	/	1 座

③钻井液体系

采用非磺化水基钻井液体系，钻井液用量及主要成分见表 3.2-6。

表 3.2-6 钻井液用量及成分一览表

开钻次序	单井用量 (m ³)	用量 (m ³)			钻井液成分
		一期	二期	两期合计	
一开	164	328	656	984	坂土、CMC 和碳酸钠
二开	554	1108	2216	3324	坂土、Na ₂ CO ₃ 、KOH、KCl、MAN101、MAN10、复配铵盐、重晶石等

合计	718	1436	2872	4308	/
----	-----	------	------	------	---

④钻井井场平面布置

钻井期井场布置有值班房、钳工房、录井房、发电房、钻井液不落地系统和应急放喷池，井场平面布置见图 3.2-4。

⑤钻井周期

单井钻井周期 50 天，施工人数 35 人。

(3) 储层改造工程

储层改造主要包括射孔、压裂，一期压裂液用量为 600m³，二期压裂液用量 1200m³，两期合计用量 1800m³。

(4) 一期油气集输工程

一期实施的 2 口井采用集中拉油方式生产，并将现有 2 口生产井接入新建计量拉油站，油气集输工程主要包括采油井场、单井采油管线、计量拉油站和燃气发电机组等。

①采油井场

新建采油井场 2 座，每座井场内设置 14 型节能抽油机 1 台（配套电机 37kW）、抽油基础 1 座、井口设置保温盒（内设 0.15kW 防爆电加热器）保温。

②单井采油管线

新建单井采油井场至计量拉油站的单井采油管线 4.1km（新钻井 2.3km、老井 1.8km），采用 DN50 2.5MPa 柔性复合管（II 型），埋地保温敷设，管底标高-1.7m。管线走向见图 3.2-5。

③计量拉油站

计量拉油站内新建 12 井式一体化选井计量装置 1 座、排污池 1 座；2 座 60m³拉油罐（采用固定顶罐）、1 座生产分离器、1 座放空火炬、2 个储罐防爆电加热器、1 座定量装车撬（1 台 40m³/h 装车泵、DN50 装车鹤管）、1 座撬装值班室（不设固定值班人员，主要用于巡检人员休息）、拉油罐防火堤 204m、1 套撬装伴生气脱水装置、4 台装机容量为 250kW 的撬装发电机组（3 用 1 备）。主要设备见表 3.2-7，平面布置见图 3.2-6。

表 3.2-7 主要设备一览表

序号	设备名称	单位	数量	备注	
1	12井式一体化选井计量装置	座	1		
2	排污池	座	1		
3	60m ³ 拉油罐	座	2	采用固定顶罐，有效容积为51m ³	
4	生产分离器（D0.8m×2.4m）	座	1		
5	放空火炬（DN100 10m）	座	1		
6	定量装车撬（5m×1m×2m）	座	1	1台40m ³ /h装车泵、DN50装车鹤管	
7	撬装值班室	座	1		
8	拉油罐防火堤	m	204	高1m	
9	储罐防爆电加热器	个	2		
10	撬装伴生气脱水装置（1座）	分子筛吸附塔（处理量：1.0×10 ⁴ Nm ³ /d）	座	2	
		入口过滤器（处理量：1.0×10 ⁴ Nm ³ /d）	台	1	过滤精度≤5μm
		缓冲稳压罐	台	1	
		干气过滤器（处理量：1.0×10 ⁴ Nm ³ /d）	台	1	过滤精度≤2μm
		再生气加热器	台	1	
		再生气冷却器	座	1	
		再生气压缩机	座	1	
		再生气分离器	台	1	
	水露点分析仪	台	1		
11	250kW撬装发电机组	台	4	燃气内燃发电机，3用1备	

（4）二期油气集输工程

二期工程实施后油气集输均采用密闭集输工艺，油气集输工程包括采油井场、陆南2号计量站、单井采油管线和集油支线，具体介绍如下：

①采油井场：新建采油井场4座，每座井场内设置14型节能抽油机1台（配套电机37kW）、抽油基础1座、井口设置保温盒（内设0.15kW防爆电加热器）保温。

②计量站：二期工程实施后，一期工程建设的拉油罐、燃气发电机组、生产分离器等均进行拆除拉走，计量站内保留12井式一体化选井计量装置1座、排污池1座、1座撬装值班室，命名为陆南2号计量站。

③单井采油管线：新建采油井口至陆南 2 号计量站的单井采油管线 5.4km，管线选用 DN50 2.5MPa 柔性复合管（II 型），埋地保温敷设，管底埋深-1.8m。

④集油支线：新建陆南 2 号计量站至石西 17 号计量站的集油支线 23.9km，管线选用 DN100 3.5MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 70℃），埋地保温敷设，埋深-1.9m；沿线设置转角桩、标志桩和里程桩。

二期工程实施后，管线走向见图 3.2-7，整体工程实施后陆南 1 井区采油井、计量站及管线分布见图 3.2-8。

3.2.3 储运工程

一期储运工程为 2 座 60m³ 储罐，二期无储运工程。

3.2.4 公用工程

①供配电

施工期用电采用柴油发电机供给。运营期一期工程用电由新建燃气内燃发电机供给，发电机发出的电能经过升压后，经 10kV 电缆接到新建 10kV 架空线架设至各个井场等用电点，发电机组外新建 1 座 0.4kV 变配电撬、1 台 1250kVA 0.4/10kV 升压变压器、4km 的 10kV 架空线路，导线采用 JL/G1A-95/20。二期工程各设备用电负荷等级为二级，供电电压为 10kV、用电电压等级为 0.38kV、0.22kV，整体工程年有功用电量为 168.91×10⁴kW·h，用电电源为石西 110kV 变电站 10kV 配电室，在 10kV 配电室内新建 1 面 10kV 配电柜，并新建 1 条 10kV 架空线路 30km，导线采用 2×JL/G1A-150/20。

②仪表自动化

施工期不涉及仪表自动化；运营期一期新建计量拉油站采用无线网桥通信方式将计量拉油站生产数据上传至新建的无线网桥 AP 汇聚基站，最终上传至石西油田作业区生产调度中心 SCADA 系统进行集中监控。一期、二期每座采油井场均设置 1 套 5.8GHz 无线网桥 RT 远端站，RTU 监控数据通过至网线经井场网桥 RT 设备上传至新建无线网桥 AP 汇聚基站。

③防腐、保温

一期工程和二期工程单井采油管线采用的柔性复合管管体保温层厂家自带，现场补口处保温层采用憎水型复合硅酸盐毡，厚度 30mm，保温层外采用弹性聚氨酯涂料及玻璃布做防护层，一层玻璃布，两道弹性聚氨酯面漆，一层玻璃布，两道弹性聚氨酯面漆，防护层厚度 $\geq 0.4\text{mm}$ 。

一期工程天然气脱水部分新建管道防腐保温具体结构为：管道外壁防腐层为无溶剂环氧涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度 $\geq 300\ \mu\text{m}$ ；地面管道外壁保温采用憎水型复合硅酸盐毡，厚度 50mm；埋地管道外壁保温采用聚氨酯泡沫塑料，厚度 50mm，防护层采用聚乙烯专用料，厚度 $\geq 3.0\text{mm}$ 。

二期工程集油支线管体为热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，属于非金属材料，具有良好的耐腐蚀性，无需额外的防腐措施，集油支线管道钢塑转换接头为钢质，采用外防腐层防腐，防腐层结构为：弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 0.20\text{mm}$ ；外壁保温采用聚氨酯泡沫塑料，厚度 30mm，防护层采用聚乙烯专用料，厚度 $\geq 3.0\text{mm}$ 。采用“管中管”施工工艺。保温层端面防水采用弹性聚氨酯防腐漆，一道底漆-二道面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 0.20\text{mm}$ 。

④道路

计量拉油站紧邻现有道路，本次不新建巡检道路。

⑤消防

一期新建计量拉油站不设消防给水设施，配置 4 具 MF/ABC8 手提式磷酸铵盐干粉灭火器，一期、二期各井场均不设灭火器。外部消防设施可依托中国石油新疆油田分公司应急抢险救援中心消防四大队，该消防队有消防车 12 辆，其中泡沫消防车 8 辆，载泡沫液 59t，清水 90t，抢险救援器材 335 件套，消防车能在 30min 内到达项目所属位置。

⑥给排水

一期工程施工期用水主要为生活用水和管道试压用水；运营期用水主要为井下作业用水。周围无已建供水管网，用水水源采用罐车由石西油田作业区拉运至项目区。

一期工程施工期排水主要为生活污水和管道试压废水，生活污水排至防渗池中，施工结束后由罐车拉运至乌尔禾区生活污水处理厂处理，管道试压废水主要用

于项目区洒水抑尘。运营期排水主要为洗井废水、压裂返排液、酸化返排液、废洗井液和含油污水，均采用专用收集罐收集，最终由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理。

二期工程施工期用水及排水与一期工程相同。

3.2.5 环保工程

一期施工期环保工程主要为生活污水防渗池 2 座，钻井液不落地系统 2 套，岩屑方罐、钻井期设置的放喷管线，井场的防渗措施。二期施工期环保工程主要为生活污水防渗池 4 座，钻井液不落地系统 4 套，岩屑方罐、钻井期设置的放喷管线，井场的防渗措施。

运营期一期环保工程主要为计量拉油站设的一座排污池，放空火炬；二期环保工程为电杆下设置的草方格固沙。

3.2.6 依托工程

施工期生活污水依托乌尔禾区生活污水处理厂处理，生活垃圾依托石西油田作业区生活垃圾填埋场。

运营期一期采出液依托石西集中处理站处理，洗井废水、压裂返排液、酸化返排液、废洗井液和含油污水依托石西集中处理站采出水处理系统处理；危险废物依托有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

二期采出液输送依托石西 17 号计量站至石西集中处理站的集油支线，原油依托石西集中处理站原油处理系统，伴生气依托石西天然气处理站；洗井废水、压裂返排液、酸化返排液和废洗井液依托石西集中处理站采出水处理系统处理；危险废物依托有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

以上工程汇总见表 3.2-8。

表 3.2-8 工程组成一览表

工程类别		具体内容		
主体工程	钻前工程	一期	对 2 座井场进行平整，新建 2 座钻机基础、2 座生活营地和进场道路，进场道路采用砂石路面，宽度为 7m。	
		二期	对 4 座井场进行平整，新建 4 座钻机基础、4 座生活营地和进场道路，进场道路采用砂石路面，宽度为 7m。	
	钻井工程	一期	新钻 LNHW101、LNHW102 共 2 口井，合计钻井进尺 8100m，均采用二开水平井井身结构、非磺化水基钻井液	
		二期	新钻 4 口井，合计钻井进尺 16100m；均采用二开水平井井身结构、非磺化水基钻井液	
	油气集输工程	一期	采油井场	新建采油井场 2 座，每座井场内设置 14 型节能抽油机 1 台（配套电机 37kW）、抽油基础 1 座、井口设置保温盒
			计量拉油站	计量拉油站内新建 12 井式一体化选井计量装置 1 座、排污池 1 座；2 座 60m ³ 拉油罐、1 座生产分离器、1 座放空火炬、2 个储罐防爆电加热器、1 座定量装车撬、1 座撬装值班室、拉油罐防火堤 204m、1 座撬装伴生气脱水装置（规模为 1.0×10 ⁴ Nm ³ /d）、4 台装机容量为 250kW 的撬装发电机组（3 用 1 备）
			单井采油管线	新建单井采油井场至计量拉油站的单井采油管线 4.1km（新钻井 2.3km、老井 1.8km），采用 DN50 2.5MPa 柔性复合管（II 型），埋地保温敷设，管底标高-1.8m
		二期	采油井场	新建采油井场 4 座，每座井场内设置 14 型节能抽油机 1 台（配套电机 37kW）、抽油基础 1 座、井口设置保温盒
			计量站	二期工程实施后，一期工程建设的拉油罐、燃气发电机组、生产分离器等均进行拆除拉走，计量站内保留 12 井式一体化选井计量装置 1 座、排污池 1 座、1 座撬装值班室，命名为陆南 2 号计量站。
			单井采油管线	新建采油井口至陆南 2 号计量站的单井采油管线 5.4km，管线选用 DN50 2.5MPa 柔性复合管（II 型），埋地保温敷设，管底埋深-1.8m
	集油支线	新建陆南 2 号计量站至石西 17 号计量站的集油支线 23.9km，管线选用 DN100 3.5MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 70℃），埋地保温敷设，埋深-1.9m；沿线设置转角桩、标志桩和里程桩		
储运工程	一期	2 座 60m ³ 储罐		
公用工程	供配电	一期	用电由新建燃气发电机供给，发电机发出的电能经过升压后，经 10kV 电缆接到新建 10kV 架空线架设至各个井场等用电点，发电机组外新建 1 座 0.4kV 变配电撬、1 台 1250kVA 0.4/10kV 升压变压器、4km 的 10kV 架空线路，导线采用 JL/G1A-95/20	
		二期	各设备用电负荷等级为二级，供电电压为 10kV、用电电压等级为 0.38kV、0.22kV，整体工程年有用电量为 168.91×10 ⁴ kW·h，用电电源为石西 110kV 变电站 10kV 配电室，在 10kV 配电室内新建 1 面 10kV 配电柜，并新建 1 条 10kV 架空线路 30km，导线采用 2×JL/G1A-150/20	
	仪表自动化	一期新建计量拉油站采用无线网桥通信方式将计量拉油站生产数据上传至新建的无线网桥 AP 汇聚基站，最终上传至石西油田作业区生产调度中心 SCADA 系统进行集中监控。一期、二期每座采油井场均设置 1 套 5.8GHz 无线网桥 RT 远端站，RTU 监控数据通过至网线经井场网桥 RT 设备上传至新建无线网桥 AP 汇聚基站		

工程类别		具体内容	
	消防		一期新建计量拉油站不设消防给水设施，配置4具MF/ABC8手提式磷酸铵盐干粉灭火器，一期、二期各井场均不设灭火器。外部消防设施可依托中国石油新疆油田分公司应急抢险救援中心消防四大队，该消防队有消防车12辆，其中泡沫消防车8辆，载泡沫液59t，清水90t，抢险救援器材335件套，消防车能在30min内到达项目所属位置
	给排水	一期	一期工程施工期用水主要为生活用水和管道试压用水；运营期用水主要为井下作业用水。周围无已建供水管网，用水水源采用罐车由石西油田作业区拉运至项目区。 一期工程施工期排水主要为生活污水和管道试压废水，生活污水排至防渗池中，施工结束后由罐车拉运至乌尔禾区生活污水处理厂处理，管道试压废水主要用于项目区洒水抑尘。运营期排水主要为洗井废水、压裂返排液、酸化返排液、废洗井液和含油污水，均采用专用收集罐收集，最终由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理
		二期	
环保工程	废气	一、二期	钻井井场内设置的放喷管线、放空火炬；泄漏检测与修复
	废水	一期	生活污水防渗池2座、计量拉油站设的一座排污池
		二期	生活污水防渗池6座、计量站内的排污池
	固体废物	一期	钻井井场内设置的钻井液不落地系统2座、岩屑方罐
		二期	钻井井场内设置的钻井液不落地系统4座、岩屑方罐
	生态环境	二期	电杆下设置的草方格固沙
环境风险	一、二期	井场的防渗措施	
依托工程	转输	二期	依托石西17号计量站及集油支线
	原油	一、二期	依托石西集中处理站原油处理系统
	伴生气	二期	依托石西天然气处理站
	洗井废水、井下作业废液	一、二期	依托石西集中处理站采出水处理系统处理
	含油污水	一期	依托石西集中处理站采出水处理系统处理
	生活污水		依托乌尔禾区生活污水处理厂处理
	危险废物	一、二期	依托有相应危险废物处理资质的单位回收处置
	生活垃圾		依托石西油田作业区生活垃圾填埋场处理

(5) 主要技术经济指标

一期、二期全部实施后主要技术经济指标见表 3.2-11。

表 3.2-11 主要技术经济指标一览表

类别	数量	类别	数量
设计动用资源储量	$3.06 \times 10^4 \text{t/a}$	临时占地面积	610950m^2
设计井数	8 口	永久占地面积	7330m^2
计量站（拉油站）	1 座	工作制度	年运行 350 天
管道长度	33.4km	总投资	5945.72
电能消耗量	$335.36 \times 10^4 \text{kW}\cdot\text{h}$	环保投资	358

3.2.7 生产工艺及环境影响因素分析

(1) 施工期施工工艺及环境影响因素分析

① 钻前工程

钻前工程主要包括井场平整、钻机基础、生活营地建设及进场道路建设等，产生的环境影响主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气、噪声及建筑垃圾等。

② 钻井工艺流程及产污环节

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，以保证持续钻进。钻井工程作业流程见图 3.2-9。

③ 油气集输工程

油气集输工程主要包括采油井场、计量站（计量拉油站）、管线建设，其施工工艺及产污节点见图 3.2-10。

废气主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气，废水主要为管道试压废水，固体废物主要为建筑垃圾，噪声源主要为施工机械及车辆。

(2) 运营期工艺流程及环境影响因素分析

① 一期工艺流程

※ 油气整体集输工艺

井口采用不加热拉油方式生产，井口采出物由单井采油管线密闭集输至计量拉油站的一体化自动选井计量装置计量后在生产分离器进行气液分离，分离出的采出液由罐车拉运至石西集中处理站处理，分离出的伴生气约 $6300 \text{m}^3/\text{d}$ 输至伴生气脱水

装置，脱水后输送至燃气发电机组进行发电，约 8000m³/d 输至火炬进行燃烧放空。

※井场工艺

井口采出物由单井采油管线密闭集输至计量拉油站。井场定期进行井下作业，井下作业包括压裂、修井、洗井等工艺。

废气主要为井场阀门、法兰等处产生的无组织挥发性废气；废水主要为洗井废水、压裂返排液、酸化返排液和废洗井液；噪声源主要为抽油机、井下作业时各类机泵；固体废物主要为废润滑油和废防渗材料。

※计量拉油站处理工艺

单井采油管线输送来的采出物进入站内一体化自动选井计量装置进行计量，计量后进入生产分离器进行气液分离，分离出的采出液管输至站内拉油罐，最终由罐车拉运至石西集中处理站处理，分离出的伴生气部分输至伴生气脱水装置、燃气发电机组进行发电，多余部分输至火炬进行燃烧放空。

陆南 1 井区伴生气不含硫化氢，伴生气脱水采用分子筛脱水法，具体工艺流程为陆南 1 井区 2 号计量站生产分离器出口来伴生气（15~20℃，0.4~0.6MPa，6300Nm³/d），通过自力式调压阀稳压到 0.2~0.4MPa，进入分子筛脱水橇内经稳压缓冲罐缓冲后，经脱水塔脱水，使水露点≤-40℃，再经出口过滤器过滤后，燃气中杂质粒度应小于 0.005mm，含量不大于 0.03g/m³，再经过电动压力调节阀组，调压至 10~50kPa，送至燃气发电机使用，脱除的含油污水排至污水储罐，最后由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理。

废气主要为计量拉油站内的各类阀门、法兰等产生的无组织挥发性废气，燃气发电机燃烧烟气、放空火炬燃烧烟气，废水主要为含油污水，噪声源主要发电机、压缩机、各类机泵及罐车，固体废物主要为清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废防渗材料等。

②二期工艺流程

采用二级布站密闭集输工艺，具体流程如下：井口采出物通过单井采油管线管输至新建陆南 2 号计量站，在计量橇内完成计量后通过集油支线管输至石西集中处理站处理。

废气主要为油气集输过程中产生的无组织挥发性废气，废水主要为洗井废水、

压裂返排液、酸化返排液和废洗井液，噪声源主要为井下作业设备及巡检车辆，固体废物主要为废防渗材料、废润滑油。

(3) 退役期

退役期环境影响因素主要表现在井场、计量站、各类管线等设施的拆除、封井、井场清理等施工活动，产生的污染物主要为扬尘、噪声、废弃管线、建筑垃圾等。

3.3 污染源强核算

3.3.1 施工期污染源强核算

(1) 废气

废气主要为柴油机、发电机组燃烧烟气、施工扬尘、施工机械及车辆尾气。

※柴油机、发电机组燃烧烟气

钻井期单井井场动力系统共设 3 台柴油机和 2 台柴油发电机，为钻机及井场提供动力、电力和照明，柴油机、发电机工作时消耗的燃料主要为柴油。根据设计资料，单井钻井期柴油消耗量为 100t，一期 2 口井柴油消耗量 200t，二期 4 口井柴油消耗总量为 400t。柴油燃烧烟气中各污染物的产生量参考国家环境工程评估中心编制的《社会区域类环境影响评价》一书中提供的柴油燃烧产污系数进行核算（SO₂ 2.24kg/t，NO_x 2.92kg/t，总烃 2.13kg/t）。则钻井期一期污染物排放总量为：SO₂ 0.448t、NO_x 0.584t、总烃 0.426t，二期污染物排放量为 SO₂ 0.896t、NO_x 1.168 t、总烃 0.852t。

※施工扬尘

扬尘主要来自于施工场地的清理、平整，施工建筑材料、设备及各类管线的装卸、运输、堆放以及施工车辆运输。

※施工机械及施工车辆尾气

施工期各类机械及运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。

(2) 废水

废水主要为生活污水、管道试压废水和储层改造产生的废压裂液。

钻井工程井场设生活营地，单井钻井周期为 50 天，钻井人数为 35 人，按每人每天用水量 20L 计算，则单井生活用水 35m³，一期 2 口井总用水量 70m³、二期 4 口

井用水共 140m³，两期合计用水量 210m³。排水系数取 0.8，则一期生活污水产生量约 56m³、二期生活污水产生量约 112m³，两期合计产生量 168m³。生活污水水质与一般城市生活污水相类似，主要的污染物为化学需氧量 350mg/L、悬浮物 200mg/L、氨氮 30mg/L。钻井期生活污水暂存在生活营地内设置的临时防渗池内，施工结束后由吸污车吸走，清运至乌尔禾区生活污水处理厂处理处理。

地面工程建设不设施工营地，废水主要为管道试压废水。本次采用清水试压，试压完毕后产生少量的试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在 40~60mg/L，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。

储层改造过程中会产生一定的废压裂液，一期产生量约为 600m³、二期产生量约 1200m³，两期合计产生量为 1800m³。废压裂液排至收集罐中，集中收集后送至石西集中处理站采出水处理系统，处理达标后回注地层，不外排。

(3) 噪声

噪声源主要为施工机械及施工车辆噪声，噪声级在 60dB(A)~105dB(A) 之间。各噪声源噪声排放情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 施工期噪声排放情况一览表

噪声源名称	噪声源位置	声功率级[dB(A)]	排放规律	噪声特性	降噪措施
柴油发电机	钻井井场	80~90	间歇	机械	设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施
钻机		100~105		机械	
钻井液循环泵		95~100		机械	
施工机械		85~100		机械	
施工车辆	交通噪声	60~90	间歇	机械	加强保养维修

(4) 固体废物

固体废物主要为钻井岩屑、生活垃圾、建筑垃圾、废润滑油和废防渗材料。

※钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑，随钻井液排出井口，进入钻井液不落地系统进行处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队带至下一个井场继续使用，不外排。分离出固相即为钻井岩屑，进井场岩屑储罐，交由岩屑处置单位处理。岩屑产生量与井身结构有关，可按下式计算：

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

式中：W——产生的岩屑量，m³；

D ——井眼平均井径，m；

h ——裸眼长度，m；

d ——岩屑膨胀系数，取 $d=2.2$ 。

根据上述公式及井身结构计算岩屑产生量见表 3.3-2。

表 3.3-2 岩屑产生量一览表

井号		钻井岩屑产生量体积 (m ³)
一期	LNHW101	802
	LNHW102	747
	合计	1549
二期	LNHW103	802
	LNHW104	747
	LNHW105	729
	LNHW106	802
	合计	3080

②生活垃圾

单井钻井周期为 50 天、钻井人数为 35 人，按平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，则单井井场生活垃圾产生量为 0.88t，则一期 2 口井生活垃圾产生量为 1.76t、二期 4 口井生活垃圾产生量为 3.52t，两期合计产生量为 5.28t，集中收集后送至石西油田作业区生活垃圾填埋场。

③建筑垃圾

建筑垃圾主要为废边角料、废包装物等，产生量较少，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。

④废润滑油

钻井井场中的发电机、钻机和钻井液循环泵及其他动力设备，需要定期保养维护，保养维修过程中会产生一定量的废润滑油，参照新疆油田其他使用相同动力设备的并在钻井过程中产生废润滑油的数量可知，单井井场钻井期产生的废润滑油为 0.05t，一期废润滑油产生量 0.1t、二期废润滑油产生量 0.2t，两期合计产生量 0.3t。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，废物代码为 900-214-08，危险特性为 T，I，集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

⑤废防渗材料

钻井结束对场地进行清理时会产生废防渗膜，沾油的废防渗材料属于《国家危险废物名录》（2021年版）中的HW08废矿物油与含矿物油类危险废物（废物代码为900-249-08，危险特性为毒性和易燃性），施工结束后委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置。根据建设单位提供的经验数据，单井废防渗材料产生量约0.03t/井次，一期废防渗材料产生量0.06，二期废防渗材料产生量0.12t，两期合计产生量0.18t。

(5) 生态影响分析

※工程占地

总占地面积为618280m²，其中永久占地7330m²，临时占地610950m²，详见表3.3-3。

表 3.3-3 占地概况一览表

序号	建设内容	一期 单位: m ²			二期 单位: m ²			总合计 (m ²)	备注
		永久征地	临时占地	合计	永久征地	临时占地	合计		
1	井场	1250	11550	12800	2500	23100	25600	38400	永久占地 25m×25m
2	计量站	2500	0	2500	0	0	0	2500	尺寸50m×50m
3	单井采油管线	0	65600	65600	0	86400	86400	152000	长度9.5km、施工作业带宽度16m
4	集油支线	0	0	0	0	406300	406300	406300	长度23.9km、施工作业带宽度17m
7	输电线路	0	0	0	1080	18000	19080	19080	长度30km
8	合计	3750	77150	80900	3580	533800	537380	618280	/

※土石方平衡

土石方主要产生于单井采油管线和集油支线敷设和道路建设过程中。管线作业时无弃方产生，全部回填或就地平整，多余土方敷设于管线上方作为管廊，无弃方产生。具体见表3.3-4。

表 3.3-4 土石方平衡表

工程类别		挖方量 (m ³)	填方量 (m ³)	弃方量 (m ³)
单井采油管线	一期	11764	11764	0
	二期	15494	15494	0
集油支线	一期	0	0	0
	二期	68573.88	68573.88	0

3.3.2 运营期污染源源强核算

(1) 一期工程污染源源强核算

① 废气

废气主要为油气集输过程中阀门、法兰等部位产生的无组织挥发性有机物、拉油储罐无组织挥发性有机物、采出液装卸过程中产生的无组织废气、燃气发电机燃烧废气和放空火炬燃烧废气。

※ 油气集输无组织挥发性有机物

该废气目前无相应的源强核算技术指南，本次参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018)中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算，计算公式具体如下：

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

式中：D_{设备}：一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；

WF_{VOCs,i}—流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，扣除采出物中甲烷、采出水、氮气等，本次取 32.15%；

WF_{TOC,i}—流经密封点 i 的物料中总有机碳 (TOC) 平均质量分数，扣除采出水、氮气等，本次取 36.47%；

e_{TOC,i}—密封点 i 的总有机碳 (TOC) 排放速率 (泄漏浓度大于 10000umol/mol)，kg/h；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

t_i—核算时段内密封点 i 的运行时间，h，本次取 7920h。

根据上述公式计算油气集输过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.3-5。

表 3.3-5 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型		排放速率 (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)
单口采油井	阀门	0.064	5	0.0067
	法兰	0.085	10	0.0178
	连接件	0.028	60	0.0352
	小计	/	/	0.0597
2口采油井	合计	/	/	0.1194
计量拉油站	阀门	0.064	37	0.0496
	法兰	0.085	74	0.1317
	连接件	0.028	444	0.2604
	小计	/	/	0.4417

※拉油罐无组织挥发性有机物

储油罐均采用固定顶罐，储罐因大小呼吸作用排放无组织非甲烷总烃，小呼吸排放是由于温度和大气压力的变化引起蒸气的膨胀和收缩而产生的蒸气排出，它出现在罐内液面无任何变化的情况，是非人为干扰的自然排放方式；大呼吸排放是由于人为的装料与卸料而产生的损失。因装料时罐内压力超过释放压力，蒸气从罐内压出，而卸料损失发生于液面排出，空气被抽入罐体内，因空气变成有机蒸气饱和的气体而膨胀，因而超过蒸气空间容纳的能力。

本次采用中国石油化工系统编制的经验公式计算大小呼吸损失，经验公式如下：

大呼吸：

$$L_{DW}=4.35 \times 10^{-5} \times P \times \rho \times V \times K_T \times K_E$$

式中： L_{DW} —拱顶罐的年大呼吸损耗量，kg/a；

P —储罐内平均温度下油品真实蒸汽压，Pa(原油真实蒸汽压取21.7kPa)；

ρ —储存油品的平均密度， t/m^3 ，(取 $0.822t/m^3$)；

V —油品年泵送入罐体积， m^3/a ；

K_T —周转系数，(按 $K_T=1$ 计算)；

K_E —油品系数，(汽油取1.0，原油取0.75)。

小呼吸：

$$L_{DS}=12.751 \times 10^{-3} \times K_E \times [P_y / (P_a - P_y)]^{0.68} \times \rho \times D^{1.73} \times H^{0.51} \times \Delta T^{0.5} \times K_p \times C$$

式中： L_{DS} —拱顶罐的年小呼吸损耗量，kg/a；

ρ —储存油品的平均密度， t/m^3 ；

K_E —油品系数，（汽油取24，其他油品取14）

P_a —当地大气压，mmHg；

P_y —油品本体温度下的真实蒸汽压，mmHg；

D —储罐直径，m；

H —储罐内气相空间的高度，包括罐顶部分的相当高度，m；

ΔT —每日大气温度变化的年平均值， $^{\circ}C$ ；

K_p —涂层因子或涂料系数（铅漆为1.39，白漆为1.02）；

C —小罐修正系数。

根据上述公式计算得出储罐的大小呼吸量，具体见表3.3-6。

表3.3-6 各储罐的大小呼吸量一览表

储罐	大呼吸损耗量 (t/a)	小呼吸损耗量 (t/a)	合计 (t/a)
2个拉油罐合计	2.832	0.0003	2.8323

※采出液装卸过程中无组织挥发性有机物

采出液装车时产生的无组织挥发性有机物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》（HJ982-2018）中挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量计算，计算公式如下：

式中： $D_{\text{产生量}}$ —核算时段内挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量，t/a；

Q —核算时段内物料装载量， m^3/a ；

L_L —挥发性有机液体装载过程的排放系数， kg/m^3 ，计算公式如下：

式中： S —饱和系数，无量纲，一般取0.6。

P_T —温度 T 时装载物料的真实蒸气压，Pa；本次取21.7kPa。

M_{vap} —油气分子量，g/mol；本次取50g/mol。

T —物料装载温度， $^{\circ}C$ ；本次取25 $^{\circ}C$ 。

根据 L_L 计算公式计算出 L_L 为0.26，根据产能预测表可知拉油生产时年均产油量

为 $0.41 \times 10^4 \text{t/a}$ ，原油密度为 0.822t/m^3 。根据上述计算公式计算出采出液装车时产生的无组织挥发性有机物为 1.3t/a 。

※发电机燃烧烟气

计量拉油站内新建4台（3用1备）燃气发电机，单台功率为250kW，年运行时间7920h，3台设备的最大耗气量 $207.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （ $6300 \text{m}^3/\text{d}$ ）。燃烧烟气中污染物主要为 SO_2 、 NO_x 和颗粒物，燃气发电机中各污染物的产生量目前无相应源强核算技术指南，其产生量参照《社会区域类环境影响评价》一书中天然气燃料产污系数（ SO_2 : $0.18 \text{kg}/\text{km}^3$ 天然气， NO_x : $1.76 \text{kg}/\text{km}^3$ 天然气，颗粒物: $0.14 \text{kg}/\text{km}^3$ 天然气）进行核算，根据上述系数计算燃气发电机燃烧烟气各污染物排放情况，见表 3.3-7。

表 3.3-7 燃气发电机大气污染物排放统计表

污染源	天然气 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	污染物排放量 (t/a)		
		SO_2	NO_x	颗粒物
燃气发电机	220.5	0.37	3.66	0.29

※放空火炬燃烧废气

石油天然气开采业中未回收的伴生气通过放空火炬燃烧放空，燃烧烟气污染物为二氧化硫、氮氧化物和颗粒物，目前石油天然气开采业的放空火炬燃烧烟气中各污染物的产生量无相应的源强核算技术指南，本次评价参照《社会区域类环境影响评价》一书中天然气燃料产污系数（ SO_2 : $0.18 \text{kg}/\text{km}^3$ 天然气， NO_x : $1.76 \text{kg}/\text{km}^3$ 天然气，颗粒物: $0.14 \text{kg}/\text{km}^3$ 天然气）核算各污染物的产生量，根据上述系数计算放空火炬燃烧烟气中各污染物排放情况，见表 3.3-7。

表 3.3-7 燃气发电机大气污染物排放统计表

污染源	天然气 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	燃烧总热释放率 (Cal/s)	污染物排放量 (t/a)		
			SO_2	NO_x	颗粒物
放空火炬	264	787040	0.48	4.65	0.37

表 3.3-10 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家污染物排放标准		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m^3)	
1	M1	采油井场	NMHC	选用质量可靠的设备、仪表、阀	GB39728-2020 中企业边界污染	4	0.1194

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家污染物排放标准		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
				门等；定期对井场的设备、阀门等检查	物控制要求		
2	M2	计量拉油站阀门、拉油罐及装车废气	NMHC	采用固定顶罐，装车采用顶部浸没式装载			4.574
3	M3	发电机燃烧烟气	SO ₂	采用低氮燃烧器，及时检维修	GB16297-1996 表2无组织排放 监控浓度限值	0.12	0.37
			NO _x			0.4	3.66
			颗粒物			4.0	0.29
4	M4	放空火炬燃烧烟气	SO ₂	及时检维修		0.12	0.48
			NO _x			0.4	4.65
			颗粒物			4.0	0.37

表 3.3-11 各污染物排放量一览表

序号	污染物名称	一期污染物排放量 (t/a)
1	NMHC	4.6934
2	SO ₂	0.85
3	NO _x	8.31
4	颗粒物	0.66

※一期工程实施后污染物减排

一期工程实施后现有 2 口老井井口设施用电由新建燃气发电机提供，采油井场现有的柴油机由运营单位搬迁，搬迁工程不在本次评价范围内。随着柴油机的搬迁，评价范围内柴油机燃烧烟气也随之消失，二氧化硫、氮氧化物及总烃的减排量分别为 0.17t/a、0.22t/a、0.16t/a。

②废水

废水主要为洗井废水、井下作业废液（酸化返排液、压裂返排液和废洗井液）和含油污水。

※洗井废水

洗井废水产生量无相应的源强核算技术指南，本次评价参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021 年第 24 号）中的《工业源产排污核算方法和系数手册》-1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数

(见表 3.3-12) 进行核算。

表 3.3-12 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

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
非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	t/井次-产品	76.0	回收回注	0
		化学需氧量	g/井次-产品	104525	回收回注	0
		石油类	g/井次-产品	17645	回收回注	0
低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	t/井次-产品	27.13	回收回注	0
		化学需氧量	g/井次-产品	34679	回收回注	0
		石油类	g/井次-产品	6122	回收回注	0

陆南1井区为非低渗透油井，采用表 3.3-12 非低渗透油井洗井作业产污系数计算洗井废水及废水中各污染物的产生量，计算结果详见表 3.3-13。

表 3.3-13 洗井废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	产生量 (t/a)
工业废水量	76t/井次-产品	152
化学需氧量	104525g/井次-产品	0.21
石油类	17645g/井次-产品	0.035

※井下作业废液

井下作业进行压裂工序时，会产生一定的压裂返排液和酸化返排液，修井时会产生一定的废洗井液，井下作业废液主要包括压裂返排液、酸化返排液和废洗井液。其产生量无相应的源强核算指南，本次评价采用《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的《工业源产排污核算方法和系数手册》-1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算，产污系数见表 3.3-14。

表 3.3-14 压裂返排液、酸化返排液及废洗井液产生量一览表

污染物名称		产污系数	产生量
非低渗透油井	压裂返排液	119.94m ³ /井·次	239.88m ³ /a
	酸化返排液	26.56m ³ /井·次	53.12m ³ /a
	废洗井液	25.29t/井	50.58t/a

压裂返排液、酸化返排液及废洗井液收集至专用储罐中，由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，出水水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 相关标注后回注地层，不外排。

※含油污水

天然气经气液分离器及高压脱水装置处理后产生一定量含油污水。伴生气中含水量约 3%。伴生气脱水装置处理量 $6300\text{Nm}^3/\text{d}$ ($220.5 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$)，则产生的含油污水量约为 $48\text{m}^3/\text{a}$ 。污染物主要为石油类，排至排污池中，由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理。

③噪声

噪声源主要为计量拉油站内的发电机、机泵、压缩机、放空火炬、井场井下作业各设备、罐车及巡检车辆等，噪声排放情况见表 3.3-15。

表 3.3-15 运营期噪声排放情况一览表

噪声源名称		声功率级[dB (A)]	排放规律	降噪措施
计量拉油站	机泵	80~95	连续	加润滑油、减振垫加强保养维修
	压缩机	85~95	连续	
	发电机	80~90	连续	
	放空火炬	90	间歇	
	罐车、巡检车辆	60~90	间歇	
采油井场	井下作业设备	80~95	间歇	
巡检车辆	交通噪声	60~90	间歇	加强保养维修

④固体废物

井下作业时要求带罐作业，并安装接液盒防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。固体废物主要为清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油和废防渗材料。

※清罐底泥

拉油罐定期进行清理，清理过程中会产生一定的清罐底泥，目前无相应的源强核算技术指南，本次参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021年第24号）中的《工业源产排污核算方法和系数手册》-07 石油和天然气开采行业系数手册——非稠油检修清罐、管线刺漏、晒水隔油池等清淤环节含油污泥产污系数（ $90.76\text{t}/10^4\text{t}$ 产品）来核算清罐底泥的产生量，一期工程年平均产油量约为 $0.41 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，据此计算清罐底泥产生量为 $37.2\text{t}/\text{a}$ 。清罐底泥属于《国家危险废物名录》（2021版）HW08 废矿物油和含矿物油废物（废物代码 071-001-08，危险特性为 T、I），直接交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置，不贮存。

※废分子筛

伴生气脱水装置中的分子筛需定期更换，更换频率为1年更换1次，每次更换量为0.5t/a，更换下来的废分子筛属于《国家危险废物名录》（2021年版）中HW49其他废物（废物代码900-041-49，危险特性为T/In），集中收集后临时贮存在石西油田作业区危险废物暂存设施中，交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

※废滤料

伴生气脱水装置过滤器中的滤料需定期更换，更换频率为每年更换1次，每次更换产生量为0.1t/a，更换下来的废滤料属于《国家危险废物名录》（2021年版）中HW49其他废物（废物代码900-041-49，危险特性为T/In），集中收集后临时贮存在石西油田作业区危险废物暂存设施，交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

※废润滑油

计量拉油站中的设备维修及井下作业时会产生废润滑油，产生量约为2t/a，属于《国家危险废物名录》（2021年版）HW08废矿物油和含矿物油废物（废物代码为900-214-08，危险特性为T、I），临时贮存在采油一厂危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

※废防渗材料

采油井场日常巡检、检修过程中会产生一定的废防渗材料，废防渗材料属于HW08类危险废物（废物代码900-249-08，危险特性为T、I），根据作业区采油井场实际产生情况估算，其单井产生量约0.07t/a，则2口井废防渗材料产生量约为0.14t/a。

各类危险废物汇总情况见表3.3-16。

表3.3-16 危险废物汇总情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	清罐底泥	HW08	071-001-08	37.2	拉油罐清罐	半固体	油类	油类	每年	T, I	集中收集后交由有相应危险
2	废分子筛	HW49	900-41-49	0.5	伴生气脱水装置	固态	硅酸盐、油类	油类	每年	T/In	

3	废滤料	HW49	900-41-49	0.1	伴生气脱水装置	固态	油类	油类	每年	T/In	废物处理资质的单位处理
4	废润滑油	HW08	900-214-08	2	设备检修维修	液态	油类	油类	/	T, I	
5	废防渗材料	HW08	900-249-08	0.14	井下作业	固态	油类	油类	/	T, I	

(2) 二期工程污染源源强核算

① 废气

废气主要为新建4座采油井场、计量站内的阀门、法兰等处产生的无组织挥发性有机物，其计算方法同一期工程，未采取相应的污染防治措施，其产生量及排放量，则新增排放量见表3.3-17。

表3.3-17 二期工程排放系数、设备类型数量及污染物新增排放量

设备类型		排放速率 (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)
单口采油井	阀门	0.064	5	0.0067
	法兰	0.085	10	0.0178
	连接件	0.028	60	0.0352
	小计	/	/	0.0597
4口采油井	合计	/	/	0.2388
计量站	阀门	0.064	13	0.0174
	法兰	0.085	26	0.0463
	连接件	0.028	156	0.0915
	小计	/	/	0.1552

无组织废气排放量别见表3.3-18。

表3.3-18 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家污染物排放标准		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1	M1	采油井场	NMHC	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查	GB39728-2020 中企业边界污染物控制要求	4	0.2388
2	M2	计量站	NMHC				0.1552
合计		/	/	/	/	/	0.394

※二期工程全部实施后废气削减情况

二期工程实施后，拉油罐、燃气发电机、放空火炬、柴油机拆除，则由拉油罐、

采出液装车及伴生气脱水装置阀门、法兰处产生的无组织挥发性有机物、燃气发电机燃烧烟气、放空火炬燃烧烟气和柴油机燃烧烟气随之消失。现有的陆南1号计量拉油站停用，由陆南1号计量拉油站阀门、法兰、拉油罐及采出液装车时产生的无组织挥发性废气、放空火炬燃烧烟气、井场柴油机燃烧烟气产生的废气随之消失。仅有8口采油井井场及1座计量站的阀门、法兰等处产生的NMHC，其排放量为0.6328t/a，非甲烷总烃、二氧化硫、氮氧化物和颗粒物的减排量分别为7.454t/a、1.7t/a、15.15t/a、1.49t/a。

②废水

废水主要为洗井废水和井下作业废液（酸化返排液、压裂返排液和废洗井液），其计算方法同一期工程，二期新增产生量见表3.3-19。

表3.3-15 洗井废水、压裂返排液、酸化返排液及废洗井液新增产生量一览表

污染物名称		产污系数	二期产生量	
非低渗透油井	洗井废水	废水量	76t/井次-产品	
		化学需氧量	104525g/井次-产品	
		石油类	17645g/井次-产品	
	压裂返排液		119.94m ³ /井·次	479.76m ³ /a
	酸化返排液		26.56m ³ /井·次	106.24m ³ /a
	废洗井液		25.29t/井	101.16t/a

※两期工程全部实施后的废水

两期全部实施后无含油污水产生，仅有洗井废水和井下作业废液产生，其合计产生量见表3.3-20。

表3.3-20 两期工程废水合计产生量一览表

污染物名称		产污系数	二期产生量
非低渗透油井	洗井废水	76t/井次-产品	456t/a
	压裂返排液	119.94m ³ /井·次	719.64m ³ /a
	酸化返排液	26.56m ³ /井·次	159.36m ³ /a
	废洗井液	25.29t/井	151.74t/a

③噪声

噪声源主要为井场井下作业各设备及巡检车辆，噪声排放情况见表3.3-21。

表 3.3-21 运营期噪声排放情况一览表

噪声源名称		声功率级[dB (A)]	排放规律	降噪措施
采油井场	井下作业设备	80~95	间歇	基础减振、加强 保养维修
巡检车辆	交通噪声	60~90	间歇	

④固体废物

固体废物主要为废润滑油、废防渗材料。

※废润滑油

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，类比同类井场废润滑油的产生量可知，单井井场产生的废润滑油量为 0.05t/a，则4口井废润滑油的产生量约为0.2t/a。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物（废物代码为 900-214-08，危险特性为 T、I），集中收集后临时贮存在石西油田作业区危险废物暂存设施中，最终交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。

※废防渗材料

采油井场日常巡检、检修过程中会产生一定的废防渗材料，废防渗材料属于 HW08 类危险废物（废物代码为 900-249-08，危险特性为 T、I），根据作业区采油井场实际产生情况估算，其单井产生量约 0.07t/a，则 4 口井废防渗材料产生量约为 0.28t/a。

危险废物汇总情况见表 3.3-22。

表 3.3-22 危险废物汇总情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	污染防治措施
4	废润滑油	HW08	900-214-08	0.2	设备检修维修	液态	油类	油类	T, I	集中收集后交由有相应处理资质的单位回收处置
5	废防渗材料	HW08	900-249-08	0.28	井下作业	固态	油类	油类	T、I	

※两期工程全部实施后固体废物

两期工程全部实施后固体废物仅有废润滑油和废防渗材料，其产生量分别为 0.3t/a、0.42t/a。

(3) 生态影响

一二期工程运营期均不新增占地，临时占地植被进行自然恢复，人类活动及巡检车辆可能对项目区及周边野生动物产生一定的影响。

(4) 污染物排放量汇总

运营期一期、二期工程污染物排放情况见表 3.3-23，整体排放情况见表 3-24。一期实施后，现有 2 口生产井供电由燃气发电机供电，柴油机燃烧烟气随之消失，则现有工程及一期改扩建后各污染物排放量情况汇总见表 3.3-25，二期工程实施后，一期建设的燃气发电机、放空火炬和拉油罐均进行拆除拉走，由其产生的污染物也随之消失，则二期实施后各污染物排放量汇总情况见表 3.3-26。

3.3.3 退役期污染源分析

退役期施工过程中会产生少量的扬尘、废弃管线、建筑垃圾等。

3.3.4 事故状态环境影响分析

可能出现的事故主要有井喷、井漏、管线泄漏事故。

①井喷事故

井喷主要是在油田钻井和井下作业过程中发生的事故。在钻井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，伴生气、采出水、原油和钻井液一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

②井漏事故

井漏事故一般发生在井下作业修井过程中，通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层造成一定的污染和危害。

③管线泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，单井采油管线、集油支线和拉油罐发生破裂导致原油、伴生气泄漏，泄漏的原油可能污染土壤和地下水。

表 3.3-23 运营期污染物产生及排放一览表

类别	污染源	污染物名称	污染因子	产生量	排放量	处理措施及排放去向
一期工程						
废气	井口采油设施	油气集输无组织废气	非甲烷总烃	0.1194t/a	0.1194t/a	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查；采用固定顶罐，装车采用顶部浸没式装载；大气环境
	计量拉油站阀门、法兰、拉油罐及装车过程中无组织废气	油气集输无组织废气	非甲烷总烃	0.4417t/a	0.4417t/a	
		拉油罐无组织废气	非甲烷总烃	2.8323t/a	2.8323t/a	
		采出液装卸无组织废气	非甲烷总烃	1.3t/a	1.3t/a	
	燃气发电机	燃气发电机燃烧烟气	SO ₂	0.37t/a	0.37t/a	燃气发电机采用低氮燃烧器，大气环境
			NO _x	3.66t/a	3.66t/a	
			颗粒物	0.29t/a	0.29t/a	
	放空火炬	放空火炬燃烧烟气	SO ₂	0.48/a	0.48/a	大气环境
			NO _x	4.65t/a	4.65t/a	
			颗粒物	0.37t/a	0.37t/a	
废水	井下作业洗井作业	洗井废水	COD、石油类	152t/a	0	由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理装置处理，处理达标后回注地层，不外排
	井下作业压裂作业	压裂返排液	COD、石油类	239.88m ³ /a	0	
		酸化返排液	pH、COD、石油类	53.12m ³ /a	0	
	井下作业修井作业	废洗井液	石油类	50.58t/a	0	
	伴生气脱水装置	含油污水	石油类	48t/a	0	
噪声	各类机泵及车辆	噪声	连续等效 A 声级	/	/	采用低噪声设备、基础减震
固体废物	拉油罐	清罐底泥	清罐底泥	37.2t/a	0	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置
	伴生气脱水装置	废分子筛	废分子筛	0.5t/a	0	
		废滤料	废滤料	0.1t/a	0	
	计量拉油站、井下作业	废润滑油	废润滑油	2t/a	0	
		废防渗材料	废防渗材料	0.14t/a	0	

二期工程新增						
废气	井口采油设施	油气集输无组织废气	非甲烷总烃	0.2388t/a	0.2388t/a	外环境
	计量站	油气集输无组织废气	非甲烷总烃	0.1552t/a	0.1552t/a	
废水	井下作业洗井作业	洗井废水	COD、石油类	304t/a	0	由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理装置处理，处理达标后回注地层，不外排
	井下作业压裂作业	压裂返排液	COD、石油类	479.76m ³ /a	0	
		酸化返排液	pH、COD、石油类	106.24m ³ /a	0	
	井下作业修井作业	废洗井液	石油类	101.16t/a	0	
噪声	井下作业设备及巡检车辆	噪声	连续等效 A 声级	/	/	采用低噪声设备、基础减震
固体废物	计量站、井下作业	废润滑油	废润滑油	0.2t/a	0	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置
		废防渗材料	废防渗材料	0.28t/a	0	

表 3.3-24 整体工程实施后污染物产生排放情况一览表

类别	污染源	污染物名称	污染因子	产生量	排放量	处理措施及排放去向
废气	井口采油设施	油气集输无组织废气	非甲烷总烃	0.4776t/a	0.4776t/a	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查；大气环境
	计量站	油气集输无组织废气	非甲烷总烃	0.1552t/a	0.1552t/a	
废水	井下作业洗井作业	洗井废水	COD、石油类	456t/a	0	由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理装置处理，处理达标后回注地层，不外排
	井下作业压裂作业	压裂返排液	COD、石油类	719.64m ³ /a	0	
		酸化返排液	pH、COD、石油类	159.36m ³ /a	0	
	井下作业修井作业	废洗井液	石油类	151.74t/a	0	
噪声	井下作业设备及巡检车辆	噪声	连续等效 A 声级	/	/	采用低噪声设备、基础减震
固体废物	计量站、井下作业	废润滑油	废润滑油	0.3t/a	0	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置
		废防渗材料	废防渗材料	0.42t/a	0	

表 3.3-25 污染物排放量汇总一览表（一期）

名称	污染物	单位	现有工程排放量	本项目		以新带老削减	总排放量
				产生量	排放量		
废气	二氧化硫	t/a	0.85	0.85	0.85	0.17	1.53
	氮氧化物	t/a	6.84	8.31	8.31	0.22	14.93
	颗粒物	t/a	0.53	0.66	0.66	0	1.19
	无组织非甲烷总烃	t/a	2.9994	4.6934	4.6934	0.16	7.5328
废水	洗井废水	t/a	0	152	0	0	0
	压裂返排液	m ³ /a	0	239.88	0	0	0
	酸化返排液	m ³ /a	0	53.12	0	0	0
	废洗井液	t/a	0	50.28	0	0	0
	含油污水	m ³ /a	0	48	0	0	0
固体废物	清罐底泥	t/a	0	37.2	0	0	0
	废分子筛	t/a	0	0.5	0	0	0
	废滤芯	t/a	0	0.1	0	0	0
	废润滑油	t/a	0	2	0	0	0
	废防渗材料	t/a	0	0.14	0	0	0

表 3.3-26 污染物排放量汇总一览表（二期实施后整体）

名称	污染物	单位	现有工程排放量 (包含一期)	二期新增量		以新带老 削减量	总排放量
				产生量	排放量		
废气	二氧化硫	t/a	1.53	0	0	1.53	0
	氮氧化物	t/a	14.93	0	0	14.93	0
	颗粒物	t/a	1.19	0	0	1.19	0
	无组织非甲烷总烃	t/a	7.5328	0.394	0.394	7.294	0.6328
废水	洗井废水	t/a	0	465	0	0	0
	压裂返排液	m ³ /a	0	719.64	0	0	0
	酸化返排液	m ³ /a	0	159.36	0	0	0
	废洗井液	t/a	0	151.74	0	0	0
固体废物	废润滑油	t/a	0	0.3	0	0	0
	废防渗材料	t/a	0	0.42	0	0	0

3.3.5 总量控制指标

根据《“十四五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，大气污染物减排因子为NO_x、VOCs，水污染物减排因子为COD和氨氮。洗井废水、压裂返排液、酸化返排液、废洗井液和含油污水集中收集后送至石西集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注地层，不外排；本项目非甲烷总烃为无组织排放，无有组织非甲烷总烃排放，两期工程全部实施后无有组织氮氧化物产生，故本次不进行总量控制指标申请。

3.3.6 清洁生产分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

(1) 指标分析

①指标

根据《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）进行清洁生产水平评价。钻井作业、井下作业、采油作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 4.5-1、表 4.5-2 和表 4.5-3。

②综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P_1 —定量评价考核总分值；

P_2 —定性评价二级指标考核总分值。

表 4.5-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	m ²	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	2.59	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95%	100	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下； 2000m~3000m；3000m 以上	10	≥40%； ≥50%； ≥60%	100	10
		柴油机效率	%	10	≥80	≥85	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
(4) 污染物产生指标	35	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30；乙类区：≤35	0	10
		废弃钻井液	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	0	10
		采油机烟气	-	5	符合排放标准要求	符合	5
		石油类	mg/L	5	≤10	0	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本项目评分		
(1) 原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	10		
		柴油消耗	具有节油措施	5	5		
(2) 生产工艺及设备要求	30	钻井设备	国内领先	5	5		
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	0		
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	5		
		固井设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5		
		井控措施	具备	5	5		
		有无防噪措施	有	5	5		
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	10		
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	20		
		制定节能减排工作计划		5	5		
(4) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井液处置措施满足法规要求		10	10		
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5		
		满足其他法律法规要求		5	5		

表 4.5-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	<5	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m ³ /井次	10	≤3.0	<3	10
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	225	0
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	1278	0
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目评分	
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	5	
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	10	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		10	10	
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证			15	15	
		开展清洁生产审核			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	5	
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求			20	20	

表 4.5-2 采油定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油: ≤65 稠油: ≤160 天然气: ≤50	4.42	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	100	10	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10	
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5	
		COD	%	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	0	5	
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10	
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10	
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10	
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	本项目评分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5	5
		采气	/		10	套管气回收装置	10	10
			/		20		防止落地原油产生措施	20
		采油方式			采油方式经过综合评价确定		10	10
		集输流程			全密闭流程		10	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证				10	10	
		开展清洁生产审核				20	20	
		制定节能减排工作计划				5	5	
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况				5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5	
		污染物排放总量控制与减排措施情况				5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5	

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表 4.5-3。

表 4.5-3 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

——井下作业：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

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

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

(2) 石西油田作业区清洁生产水平

陆南1井区归属石西油田作业区管辖，作业区于2009年开展了第一轮清洁生产审核，2011年12月通过了验收（新环估清验〔2011〕075号），本轮提出并实施了4个可行的无/低费方案，2个中高费方案，实现了清洁生产审核预期目标。

第二轮清洁生产审核于2010年开始，2014年4月通过验收，本轮清洁生产审核共提出并实施了10项无低费方案、2项中高费方案，实现了本轮清洁生产审核的预期目标。

第三轮清洁生产于2018年7月开始，2022年8月通过验收（新环函〔2022〕84号），本轮清洁生产审核提出了9项无低费方案、7项中高费方案，已实施9项无低费方案、6项中高费方案，基本实现了本轮清洁生产审核的预期目标。第三轮清洁生产审核《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》《关于开展油气田企业绿色矿山创建工作的通知》中的相关要求对石西油田作业区进行了综合客观的分析判定可知：石西油田作业区第三轮清洁生产审核定量指标得分89.5，定性指标得分93，综合评价指数得分90.9，属于清洁生产先进企业。

(3) 本项目清洁生产水平分析

根据综合评价指数得分判定，项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。钻井采用先进的钻井工艺、钻井液不落地设备，可实现钻井液的高效循环利用，钻井岩屑进专用罐，最终交由岩屑处置单位处置后综合利用，钻井过程中的清洁生产水平较高；项目建设成后即交由石西油田作业区运营，继续执行作业区相关清洁生

产要求，实现持续清洁生产。在项目开发的各阶段，应严格落实各项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）；制定合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少钻井、油气开采过程中固体废物、废水、废气等污染物的产生量，从源头上减少了污染物的排放。

综上所述，本项目在严格执行落实各项环保措施，节约高效利用资源能源，制定合理有效的废物管理方案的前提下符合现行的清洁生产要求，项目实施后，石西油田作业区仍为清洁生产先进企业。

4 环境质量现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

陆南 1 井区行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州昌吉市，该市位于天山北麓、准噶尔盆地南缘，地处东经 $86^{\circ} 24' \sim 87^{\circ} 37'$ ，北纬 $43^{\circ} 06' \sim 45^{\circ} 20'$ 。东邻乌鲁木齐市，西毗呼图壁县，南与巴音郭楞蒙古自治州和静县相接，北与塔城地区和布克赛尔蒙古自治县、阿勒泰地区福海县接壤。南北长 260km，东西宽 30km，全市总面积 8000km^2 。

二期建设的集油支线穿越新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州昌吉市和新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，该县位于新疆维吾尔自治区西北部，准噶尔盆地西北部。东邻阿勒泰地区，西与额敏县、托里县以白杨河为界，南部与玛纳斯县、沙湾市接壤，北部与哈萨克斯坦共和国毗邻，总面积为 $3.06 \times 10^4\text{km}^2$ 。

区域地理位置见图 4.1-1。

4.1.2 地形地貌

昌吉市地貌类型大体分为山地、平原、沙漠三大部分。整个地势为南高北低，呈阶梯状，南北高差 4000 多米。南部山地为天山山区，天格尔山等 55 个海拔 400m 以上的山峰横空矗立。中部为冲积平原，北部沙漠属古尔班通古特大沙漠一部分，沙丘为固定和半固定型，丘间地势平坦。

项目位于古尔班通古特沙漠，为北部沙漠地貌，即半固定沙丘和沙梁。地表植被稀少，地貌类型单一，地形起伏较大，地面海拔一般为 450~470m。

4.1.3 水文地质

区域内巨厚的第四系松散堆积物，为地下水的赋存、运移提供了良好的空间，其中埋藏着丰富的第四系孔隙潜水、承压水。头屯河与三屯河冲洪扇相互叠置而成的山前倾斜平原，具有干旱-半干旱区山前冲洪积扇的一般水文地质规律。区域地质构造，第四系地质、地貌、岩性及气象水文条件控制着地下水的埋藏及分布规

律。根据区域物探资料，受山前隐伏断裂和乌-伊公路附近隐伏断裂及呼图壁背斜的影响，使断裂间的地块相对下拗，沿山前形成一个近东西向的断陷谷地，中心在阿苇滩机场以南，饱水带厚度达 1000m 以上，平均厚度 700m。向北含水层厚度变薄，地下水通过扇缘向平原区过渡。自扇顶向扇缘水文地质分带规律很明显，大致以物探队-光明大队-勇进五队一带为界，南部为单一结构大厚度的卵砾石、砂砾石潜水含水层；北部为多层结构的上层潜水-下伏承压水含水层。

4.1.4 气候气象

昌吉市属中温带区，为典型的大陆性干旱气候，具有冬季寒冷、夏季炎热、昼夜温差大的特点。由于地形条件的影响，由南向北气候差异较大，南部山区气候特征明显。夏季降水充沛；北部沙漠性气候特征显著。年平均降雨量 277.6mm、日最大降雨量 57.7mm、时最大降雨量 13.7mm、最大积雪厚度 39cm。年均蒸发量 2266mm、年最多风向及频率 SW，14%、年最大风速 30m/s、年平均风速 3.2m/s。

4.2 环境保护目标调查

评价范围内无自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护、自然公园等环境敏感区、居民区、医院、学校等环境敏感目标，和布克赛尔蒙古自治县属于水土流失重点预防区，环境保护目标主要为梭梭、白梭梭和水土流失重点预防区。

梭梭、白梭梭是自治区 I 级保护植物，覆盖度一般 10%~20%。梭梭属于沙丘间低地常见乔灌木，分布于评价区北部风沙土地带，地势较平坦且开阔，群落中梭梭植株一般高约 0.5m~1m，最高可达 1.5m~2m。

4.3 环境质量现状调查与评价

4.3.1 大气环境质量现状调查与评价

(1) 区域大气环境质量达标判定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)可知，评价范围内没有环境空气质量监测网数据或公开发布的环境空气质量现状数据的，可选择符合 HJ664 规定，并且与评价范围地理位置临近，地形、气候条件相近的环境空气质量

城市点或区域点监测数据。

评价范围内无环境空气质量监测网数据及公开发布的环境空气质量现状数据，根据《新疆维吾尔自治区 2021 年生态环境状况公报》，陆南 1 井区所在地昌吉市属于环境空气质量不达标区，集油支线经过的塔城地区和布克赛尔蒙古自治县属于环境空气质量达标区。具体数据（来自中华人民共和国生态环境部环境工程评估中心“环境空气质量模型技术支持服务系统”）见表 4.3-1 和表 4.3-2。

表 4.3-1 昌吉市大气环境质量及评价结果一览表

昌吉市					
监测因子	年评价指标	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均值	60	11	18.33	达标
NO ₂	年平均值	40	35	87.5	达标
PM ₁₀	年平均值	70	84	1.2	超标
PM _{2.5}	年平均值	35	51	1.46	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	4 (mg/m^3)	2.6 (mg/m^3)	65	达标
O ₃	最大 8 小时平均第 90 百分位数	160	138	86.3	达标
塔城地区					
监测因子	年评价指标	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均值	60	5	8.33	达标
NO ₂	年平均值	40	11	27.5	达标
PM ₁₀	年平均值	70	38	54.3	超标
PM _{2.5}	年平均值	35	12	34.3	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	4 (mg/m^3)	0.9 (mg/m^3)	22.5	达标
O ₃	最大 8 小时平均第 90 百分位数	160	102	63.75	达标

由表 4.3-1 可知，2021 年昌吉市 PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，为环境空气质量不达标区。2021 年塔城地区基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 年均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，为环境空气质量达标区。

（2）特征污染因子环境质量现状评价

① 监测因子及监测点位

油气开采的大气特征污染因子为非甲烷总烃和硫化氢。根据工程分析中的资料，陆南 1 井区油藏不含硫化氢，但为保留本底值，本次评价仍然对非甲烷总烃、硫化

氢均进行实测。

监测点位：根据导则要求并结合各生产设施分布情况，在陆南 1 井区上风向、下风向 1km 处各布设一个 1 个监测点，监测点坐标*****，具体见图 4.3-1。

②监测时间及监测单位

监测时间：2023 年 2 月 10 日~2 月 27 日。

监测单位：新疆钧仪衡环境技术有限公司。

③评价标准

NMHC 参照执行《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中的推荐值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 执行， H_2S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值。

④评价方法

采用最大占标率法来评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状，计算公式如下：

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

P_i —第 i 种污染物的最大地面质量浓度占标率，%；

C_i —污染物 i 的实测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{oi} —污染物 i 的环境空气标准浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

⑤评价结果

监测数据及评价结果详见表 4.3-2。

表 4.3-2 大气环境质量现状监测及评价结果一览表

监测点位	监测因子	评价指标	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大占标率 (%)	达标情况
G1	NMHC	一次值				达标
	H_2S	一次值				达标
G2	NMHC	一次值				达标
	H_2S	一次值				达标

由表 4.3-2 可知，NMHC 监测浓度满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求， H_2S 监测浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值要求。

4.3.2 水环境质量现状调查与评价

本项目地表水评价等级为三级B，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中的相关要求，不需对地表水环境质量现状调查，本次仅对地下水环境质量现状进行调查和评价。

（1）监测点位

本次采用资料收集和现场实测的方法来说明区域地下水环境质量现状，项目区周边地下水监测井较少，选取距离项目区最近的5个地下水监测点，数据来源及监测点位与项目区位置关系等见表4.3-3和图4.3-2。

表4.3-3 地下水监测坐标一览表

监测点	数据来源	井号名称	采样时间	与项目区位置关系
W1	滴西121井区侏罗系头屯河组气藏产能调整地面工程	滴水10	2022年2月12日	上游
W2	石西油田作业区石南4原油转输管线安全隐患治理工程	石水2	2022年2月10日	下游
W3		石水4		下游
W4	实测	石水18	2023年2月	下游
W5		莫北9		侧向

（2）监测因子

监测因子为 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 的浓度，pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类、水位和水温。

（3）监测时间及监测单位

采样时间：2023年2月21日。

监测单位：新疆钧仪衡环境技术有限公司。

（4）评价标准

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

（5）评价方法

采用单项标准指数法对地下水进行评价。

$$P_i = C_i / C_{si}$$

式中： P_i ——水质单项标准指数；

$C_{i,j}$ ——水质评价因子 i 在第 j 取样点的浓度，mg/L；

C_{si} —— i 因子的评价标准, mg/L;

pH 的单项标准指数表达式为:

$$\text{pH}_j \leq 7.0 \text{ 时: } S_{pH,j} = \frac{7.0 - \text{pH}_j}{7.0 - \text{pH}_{sd}}$$

$$\text{pH}_j > 7.0 \text{ 时: } S_{pH,j} = \frac{\text{pH}_j - 7.0}{\text{pH}_{su} - 7.0}$$

式中: $S_{pH,j}$ —pH 标准指数;

pH_j —j 点实测 pH 值;

pH_{sd} —标准中的 pH 值的下限值;

pH_{su} —标准中的 pH 值的上限值。

(6) 评价结果

监测及评价结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 地下水现状监测数据一览表 (单位: mg/L, pH 无量纲)

序号	监测项目	标准值	石水 2			石水 10			石水 18			莫北水 9				
			监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况		
1	pH 值	6.5-8.5														
2	总硬度	≤450														
3	耗氧量	≤3														
4	溶解性总固体	≤1000														
5	挥发酚类	≤0.002														
6	氨氮	≤0.5														
7	氰化物	≤0.05														
8	氟化物	≤1														
9	氯化物	≤250														
10	硫酸盐	≤250														
11	亚硝酸盐氮	≤1														
12	石油类	≤0.05														
13	六价铬	≤0.05														
14	镉	≤0.005														
15	汞	≤0.001														
16	砷	≤0.01														
17	硝酸盐	≤20														
18	铅	≤0.01														
19	铁	≤0.3														
20	锰	≤0.1														

由表 4.3-4 可知，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准要求，其余监测因子中除了总硬度、溶解性总固体、氯化物和硫酸盐超标外，其余各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，超标原因是天然背景值偏高。

4.3.3 声环境质量现状调查与评价

（1）监测点位

评价范围内无声环境敏感目标，在各井场、计量拉油站各布设 1 个监测点，在管线沿线布设 2 个监测点，石西 17 计量站布设 1 个监测点，共布设 10 个监测点，坐标见表 4.3-5 和图 4.3-3。

表 4.3-5 噪声监测点坐标一览表

序号	井号	井位坐标
Z1	LNHW101	
Z2	LNHW102	
Z3	LNHW103	
Z4	LNHW104	
Z5	LNHW105	
Z6	LNHW106	
Z7	新建计量拉油站	
Z8	管线沿线	
Z9	管线沿线	
Z10	石西 17 计量站	

（2）监测单位及监测时间

监测时间：2023 年 2 月 21 日~2023 年 2 月 22 日。

监测单位：新疆钧仪衡环境技术有限公司。

（3）评价标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准限值。

（4）评价方法

监测值与标准值直接比对，说明噪声源及是否超标。

（5）评价结果

声环境现状监测结果见表 4.3-6。

表 4.3-6 声环境现状监测结果

[单位：dB (A)]

监测点	昼间			夜间		
	监测值	标准值	达标情况	监测值	标准值	达标情况
Z1	40	60	达标	38	50	达标
Z2	39	60	达标	37	50	达标
Z3	40	60	达标	38	50	达标
Z4	38	60	达标	38	50	达标
Z5	39	60	达标	37	50	达标
Z6	40	60	达标	37	50	达标
Z7	39	60	达标	36	50	达标
Z8	39	60	达标	37	50	达标
Z9	39	60	达标	36	50	达标
Z10	40	60	达标	38	50	达标

由表 4.3-6 可知，各监测点昼、夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

4.3.4 土壤环境质量现状调查与评价

（1）土壤类型

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型只有风沙土一种，具体分布见图 4.3-4。

（2）土壤环境质量现状调查及评价

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）要求，本次共布设 8 个监测点，监测点坐标见表 4.3-7 和图 4.3-5。

表 4.3-7 实测土壤监测点位

编号	坐标		性质	采样要求
	N	E		
占地范围内	T1		柱状样	在 0~0.5m、 0.5~1.5m、 1.5~3m 分别取样
	T2			
	T3			
	T7			
	T4			
占地范围外	T8		表层样	0~0.2m 处取样
	T5			
	T6			

②监测因子

T4 监测因子为《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中的基本项目、石油烃、pH，共计47项；

其余监测因子为pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍和石油烃。

③监测单位及监测时间

采样时间：2023年2月21日。

监测单位：新疆钧仪衡环境技术有限公司。

④评价标准

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。

⑤评价方法

采用单因子标准指数法，计算公式为：

$$S_{i,j} = C_{i,j} / C_{si}$$

式中： $S_{i,j}$ —单项土壤参数*i*在*j*点的标准指数；

$C_{i,j}$ —土壤参数*i*在*j*点的监测浓度，mg/L；

C_{si} —土壤参数*i*的土壤环境质量标准，mg/L。

⑥评价结果

土壤监测及评价结果见表4.3-8、表4.3-9、表4.3-10和表4.3-11。

表4.3-8 T4监测点监测结果及评价结果一览表

序号	名称	标准限值	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
1	砷	60	mg/kg	6.09	0.102	达标
2	镉	65	mg/kg	0.61	0.009	达标
3	六价铬	5.7	mg/kg	ND	/	达标
4	铜	18000	mg/kg	10	0.0006	达标
5	铅	800	mg/kg	1.8	0.0023	达标
6	汞	38	mg/kg	0.251	0.007	达标
7	镍	900	mg/kg	9	0.01	达标
8	四氯化碳	2.8	μg/kg	ND	/	达标
9	氯仿	0.9	μg/kg	ND	/	达标
10	氯甲烷	37	μg/kg	ND	/	达标

序号	名称	标准限值	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
11	1,1-二氯乙烷	9	μg/kg	ND	/	达标
12	1,2-二氯乙烷	5	μg/kg	ND	/	达标
13	1,1-二氯乙烯	66	μg/kg	ND	/	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	μg/kg	ND	/	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	54	μg/kg	ND	/	达标
16	二氯甲烷	616	μg/kg	1.7	/	达标
17	1,2-二氯丙烷	5	μg/kg	ND	/	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	μg/kg	ND	/	达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	μg/kg	ND	/	达标
20	四氯乙烯	53	μg/kg	ND	/	达标
21	1,1,1-三氯乙烷	840	μg/kg	ND	/	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	μg/kg	ND	/	达标
23	三氯乙烯	2.8	μg/kg	ND	/	达标
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	μg/kg	ND	/	达标
25	氯乙烯	0.43	μg/kg	ND	/	达标
26	苯	4	μg/kg	ND	/	达标
27	氯苯	270	μg/kg	ND	/	达标
28	1,2-二氯苯	560	μg/kg	ND	/	达标
29	1,4-二氯苯	20	μg/kg	ND	/	达标
30	乙苯	28	μg/kg	ND	/	达标
31	苯乙烯	1290	μg/kg	ND	/	达标
32	甲苯	1200	μg/kg	ND	/	达标
33	间二甲苯+对二甲苯	570	μg/kg	ND	/	达标
34	邻二甲苯	640	μg/kg	ND	/	达标
35	硝基苯	76	mg/kg	ND	/	达标
36	苯胺	260	mg/kg	ND	/	达标
37	2-氯酚	2256	mg/kg	ND	/	达标
38	苯并[a]蒽	15	μg/kg	ND	/	达标
39	苯并[a]芘	1.5	μg/kg	ND	/	达标
40	苯并[b]荧蒽	15	μg/kg	ND	/	达标
41	苯并[k]荧蒽	151	μg/kg	ND	/	达标
42	蒽	1293	μg/kg	ND	/	达标
43	二苯并[a,h]蒽	1.5	μg/kg	ND	/	达标
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15	μg/kg	ND	/	达标
45	萘	70	μg/kg	ND	/	达标

表 4.3-9 特征因子石油烃监测结果及评价结果一览表

监测因子	标准限值 (mg/kg)	监测点	采样深度	检测值 (mg/kg)	标准指数	达标情况
石油烃	4500	T1	0~0.5m	13	0.0029	达标
			0.5~1.5m	14	0.0031	达标
			1.5~3m	13	0.0029	达标
		T2	0~0.5m	11	0.0024	达标
			0.5~1.5m	14	0.0031	达标
			1.5~3m	15	0.0033	达标
		T3	0~0.5m	11	0.0024	达标
			0.5~1.5m	13	0.0029	达标
			1.5~3m	11	0.0024	达标
		T4	0~20cm	12	0.0027	达标
		T5	0~20cm	10	0.0022	达标
		T6	0~20cm	11	0.0024	达标
		T7	0~0.5m	13	0.0029	达标
			0.5~1.5m	14	0.0031	达标
			1.5~3m	11	0.0024	达标
T8	0~20cm	13	0.0029	达标		

表 4.3-13 重金属监测因子监测结果及评价结果一览表

监测因子	标准限值 (mg/kg)	监测点	采样深度	检测值 (mg/kg)	标准指数	达标情况
砷	60	T1	0~0.5m	5.74	0.0957	达标
			0.5~1.5m	5.50	0.0917	达标
			1.5~3m	4.86	0.0810	达标
		T2	0~0.5m	5.73	0.0955	达标
			0.5~1.5m	4.30	0.0717	达标
			1.5~3m	4.16	0.0693	达标
		T3	0~0.5m	4.44	0.0740	达标
			0.5~1.5m	6.23	0.1038	达标
			1.5~3m	4.38	0.0730	达标
		T5	0~20cm	4.05	0.0675	达标
		T6	0~20cm	4.41	0.0735	达标
		T7	0~0.5m	8.41	0.1402	达标
			0.5~1.5m	4.16	0.0693	达标
			1.5~3m	4.01	0.0668	达标
		T8	0~20cm	4.48	0.0747	达标
镉	65	T1	0~0.5m	0.83	0.0128	达标
			0.5~1.5m	0.42	0.0065	达标
			1.5~3m	0.59	0.0091	达标

监测因子	标准限值 (mg/kg)	监测点	采样深度	检测值 (mg/kg)	标准指数	达标情况
		T2	0~0.5m	0.33	0.0051	达标
			0.5~1.5m	0.41	0.0063	达标
			1.5~3m	0.40	0.0062	达标
		T3	0~0.5m	0.49	0.0075	达标
			0.5~1.5m	0.33	0.0051	达标
			1.5~3m	0.45	0.0069	达标
		T5	0~20cm	0.50	0.0077	达标
		T6	0~20cm	0.47	0.0072	达标
		T7	0~0.5m	0.48	0.0074	达标
			0.5~1.5m	0.43	0.0066	达标
			1.5~3m	0.37	0.0057	达标
		T8	0~20cm	0.36	0.0055	达标
六价铬	5.7	T1	0~0.5m	ND	/	达标
			0.5~1.5m	ND	/	达标
			1.5~3m	ND	/	达标
		T2	0~0.5m	ND	/	达标
			0.5~1.5m	ND	/	达标
			1.5~3m	ND	/	达标
		T3	0~0.5m	ND	/	达标
			0.5~1.5m	ND	/	达标
			1.5~3m	ND	/	达标
		T5	0~20cm	ND	/	达标
		T6	0~20cm	ND	/	达标
		T7	0~0.5m	ND	/	达标
0.5~1.5m	ND		/	达标		
1.5~3m	ND		/	达标		
T8	0~20cm	ND	/	达标		
铜	18000	T1	0~0.5m	8	0.0004	达标
			0.5~1.5m	10	0.0006	达标
			1.5~3m	7	0.0004	达标
		T2	0~0.5m	7	0.0004	达标
			0.5~1.5m	9	0.0005	达标
			1.5~3m	10	0.0006	达标
		T3	0~0.5m	9	0.0005	达标
			0.5~1.5m	13	0.0007	达标
			1.5~3m	9	0.0005	达标
T5	0~20cm	8	0.0004	达标		
T6	0~20cm	8	0.0004	达标		

监测因子	标准限值 (mg/kg)	监测点	采样深度	检测值 (mg/kg)	标准指数	达标情况
		T7	0~0.5m	10	0.0006	达标
			0.5~1.5m	10	0.0006	达标
			1.5~3m	10	0.0006	达标
		T8	0~20cm	13	0.0007	达标
		铅	800	T1	0~0.5m	1.9
0.5~1.5m	2.0				0.0024	达标
1.5~3m	1.1				0.0024	达标
T2	0~0.5m			1.9	0.0024	达标
	0.5~1.5m			2.2	0.0024	达标
	1.5~3m			2.4	0.0024	达标
T3	0~0.5m			2.2	0.0024	达标
	0.5~1.5m			1.5	0.0024	达标
	1.5~3m			1.4	0.0024	达标
T5	0~20cm			1.6	0.0024	达标
T6	0~20cm			1.2	0.0024	达标
T7	0~0.5m			1.6	0.0024	达标
	0.5~1.5m			1.3	0.0024	达标
	1.5~3m			1.4	0.0024	达标
T8	0~20cm			1.6	0.0024	达标
汞	38	T1	0~0.5m	0.343	0.0090	达标
			0.5~1.5m	0.315	0.0083	达标
			1.5~3m	0.136	0.0036	达标
		T2	0~0.5m	0.182	0.0048	达标
			0.5~1.5m	0.134	0.0035	达标
			1.5~3m	0.137	0.0036	达标
		T3	0~0.5m	0.148	0.0039	达标
			0.5~1.5m	0.223	0.0059	达标
			1.5~3m	0.128	0.0034	达标
		T5	0~20cm	0.124	0.0033	达标
		T6	0~20cm	0.131	0.0034	达标
		T7	0~0.5m	0.138	0.0036	达标
0.5~1.5m	0.132		0.0035	达标		
1.5~3m	0.133		0.0035	达标		
T8	0~20cm	0.142	0.0037	达标		
镍	900	T1	0~0.5m	8	0.0089	达标
			0.5~1.5m	11	0.0122	达标
			1.5~3m	12	0.0133	达标
		T2	0~0.5m	8	0.0089	达标

监测因子	标准限值 (mg/kg)	监测点	采样深度	检测值 (mg/kg)	标准指数	达标情况
			0.5~1.5m	9	0.01	达标
			1.5~3m	9	0.01	达标
		T3	0~0.5m	11	0.0122	达标
			0.5~1.5m	10	0.0111	达标
			1.5~3m	9	0.01	达标
		T5	0~20cm	9	0.01	达标
		T6	0~20cm	7	0.0078	达标
		T7	0~0.5m	9	0.0100	达标
			0.5~1.5m	10	0.0111	达标
			1.5~3m	7	0.0078	达标
		T8	0~20cm	8	0.0089	达标

表 4.3-14 其他点位 pH 监测结果及评价结果一览表

监测因子	监测点	采样深度	检测值 (mg/kg)	达标情况
pH	T1	0~0.5m	8.14	达标
		0.5~1.5m	8.18	达标
		1.5~3m	8.11	达标
	T2	0~0.5m	8.23	达标
		0.5~1.5m	8.20	达标
		1.5~3m	8.26	达标
	T3	0~0.5m	8.19	达标
		0.5~1.5m	8.21	达标
		1.5~3m	8.24	达标
	T5	0~20cm	8.17	达标
	T6	0~20cm	8.20	达标
	T7	0~0.5m	8.20	达标
		0.5~1.5m	8.22	达标
		1.5~3m	8.25	达标
	T8	0~20cm	8.24	达标

由表 4.3-8、表 4.3-9、表 4.3-10 和表 4.3-11 可知：土壤各监测因子浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。

4.3.5 生态环境现状调查与评价

(1) 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划简表》，项目所属生态功能区的主要生态服务功能、

主要生态环境问题、主要保护目标和主要发展方向等内容见表 4.3-12。

表 4.3-12 区域生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区
	生态亚区	II3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区
	生态功能区	23 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区
主要生态服务功能		荒漠化控制、生物多样性维护
主要生态环境问题		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
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性及其生境高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土地侵蚀高度敏感、土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护沙漠植被、防止沙丘活化
主要保护措施		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
主要发展方向		维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，遏制蔓延

(2) 土地利用现状与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，通过现场踏勘及收集资料绘制土地利用类型示意图，项目区的土地利用类型为沙地，详见图 4.3-6。

(2) 植物现状调查与评价

根据现场调查及查阅相关资料，项目区植被类型属于新疆荒漠区—北疆荒漠亚区—准噶尔荒漠省—准噶尔荒漠亚省—古尔班通古特洲，主要以梭梭壤漠和红皮沙拐枣荒漠为主，建群种为沙拐枣和梭梭，伴生猪毛菜、白刺。植被类型见图 4.3-7，主要植物见表 4.3-13。

梭梭壤漠：属于沙丘间低地常见乔灌木，分布于评价区北部风沙土地带，地势较平坦且开阔，常同红柳混生，群落中梭梭植株一般高约 0.5m~1m，最高可达 1.5m~2m，群落覆盖度一般 10%~20%，局部地段达 25%。其中梭梭为新疆维吾尔自治区 I 级保护植物。

表 4.3-13 主要植物名录

序号	中 文 名	学 名	分 布	
			沙丘	丘间
一、	禾本科	<i>Gramineae</i>		
1	东方旱麦草	<i>Eremopyrum orientale</i>	++	
2	羽状三芒草	<i>Aristida pennata</i>	++	
3	施母草	<i>Schismus arabicus</i>	++	
	二、蓼科	<i>Polygonaceae</i>		
4	白杆沙拐枣	<i>Calligonum leucocladum</i>	++	
	三、藜科	<i>Chenopodiaceae</i>		
5	沙米	<i>Agriophyllum arenarium</i>	++	
6	白梭梭	<i>Haloxylon persicum</i>	++	-
7	梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	+	++
8	猪毛菜	<i>Salsola collina</i>		+
9	散枝梯翅蓬	<i>Salsola brachiata</i>		+
10	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>	+	
11	犁苞滨藜	<i>Atriplex patens dimorphotegria</i>	++	++
12	雾滨藜	<i>Bassia dasyphylla</i>	+	+
13	倒披针叶虫实	<i>Corispermum lehmannianum</i>	++	-
14	角果藜	<i>Ceratocarpus arenarius</i>	++	+
15	对节刺	<i>Horaninowia ulicina</i>	++	
16	叉毛蓬	<i>Petrosimomia sibirica</i>	+	
17	角果碱蓬	<i>Suaeda Comiculata</i>		+
18	囊果碱蓬	<i>Suaeda physophora</i>		+
四、	十字花科	<i>Cruciferae</i>		
19	螺喙芥	<i>Spirorrhynchus sabulosus</i>	++	+
20	四齿芥	<i>Tetracme quadricornis</i>	++	++
21	灰白糖芥	<i>Ergsimum cheiranthides</i>	++	+
22	荒漠庭芥	<i>Alyssum desertorum</i>	++	
23	卷果涩芥	<i>Malclomia scorpioides</i>	++	+
五、	蒺藜科	<i>Zygophyllaceae</i>		
24	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>		+
六、	怪柳科	<i>Tamaricaceae</i>		
25	琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>		+
26	细穗怪柳	<i>Tamarix leptostachys</i>	++	++
27	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>		+
	七、茄科	<i>Solanaceae</i>		
28	黑刺	<i>Lycium ruthenicum</i>		+
	八、菊科	<i>Compsitae</i>		
29	沙蒿	<i>Artemisia desteriorum Spreng</i>	++	++

30	苦艾蒿	<i>Artemisia santolina</i>	++	-
31	地白蒿	<i>Artemisia terrae-ablae</i>	++	-
32	沙地千里光	<i>Senecio subdentatus</i>	+	++
33	九、麻黄科	<i>Ephedraceae</i>		
34	蛇麻黄	<i>Ephedra distachya</i>	+	+

注：++多见，+少见，-偶见。

(4) 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，油田开发区域属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。因该区域地处准噶尔盆地的古尔班通古特沙漠腹地，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单一，梭梭、白梭梭荒漠一种景观类型。

在上述动物生境类型单元中共栖息分布着野生脊椎动物约30种，以鸟类和小型哺乳动物为主。野生动物种类详见表4.3-14。

表4.3-14 评价区及周围主要脊椎动物的种类

种 类		分布状况			保护级别
		多见种	少见种	偶见种	
爬 行 类					
1、变色沙蜥	<i>Phrynocephalus versicolor</i>		+		
2、东疆沙蜥	<i>P. grumgrizimaloi</i>	+			
3、快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	+			
4、东方沙蜥	<i>Eryx tataricus</i>			+	
5、黄脊游蛇	<i>Coluber spinalis</i>			+	
鸟 类					
6、鸢	<i>Milvus korschun</i>		+		国家Ⅱ级、自治区2级保护野生动物
7、雀 鹰	<i>Accipiter nisus</i>		+		国家Ⅱ级保护野生动物
8、草原鹞	<i>Circus macrourus</i>		+		国家Ⅱ级、自治区2级保护野生动物
9、棕尾鵟	<i>Buteo rufinus</i>		+		国家Ⅱ级、自治区2级保护野生动物
10、红 隼	<i>Falco tinnunculus</i>		+		国家Ⅱ级、自治区2级保护野生动物
11、毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>		+		
12、黑腹沙鸡	<i>Pterocles orientalis</i>		+		
13、短趾沙百灵	<i>Calandrella</i>		+		

	<i>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、沙鸻	<i>Oenanthe isabellina</i>		+		
18、红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>		+		
19、黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>			+	
哺乳类					
20、鹅喉羚	<i>Gozella subgutturosa</i>		+		国家Ⅱ级、自治区3级保护野生动物
21、狼	<i>Canis lupus</i>			+	
22、沙狐	<i>Vulpes corsac</i>			+	三有名录保护动物
23、虎鼬	<i>Vormela peregusna</i>			+	
24、草兔	<i>Lepus capensis</i>		+		
25、小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>		+		
26、西伯利亚五趾跳鼠	<i>A. sibirica</i>		+		
27、小地兔	<i>Alactagulus pygmaeus</i>		+		
28、毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	+			
29、大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	+			
30、子午沙鼠	<i>Meriones meridixnus</i>	+			

由于准噶尔盆地严酷的气候条件，夏季酷热，冬季严寒而且极为干旱，所以野生动物种类分布较少，没有区域特有种类。项目区紧邻石西集中处理站，人类活动频繁，因此大型哺乳动物种类相对较少，偶见沙狐出没。本次现场调查和走访中，未发现大型野生动物和受保护野生动物。

4.3.6 区域沙化土地现状

项目位于古尔班通古特沙漠腹地，根据《新疆第五次沙化土地监测报告》（2015年）可知，项目所在区域为沙化土地，建设过程中不占用防沙治沙设施。

4.3.7 水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021~2030年）》规定，项目位于昌吉市区域不属于水土流失重点预防区和水土流失重点治理区，水土

流失类型以风力侵蚀为主，侵蚀强度主要以轻度为主。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）》规定，集油支线穿越的和布克赛尔蒙古自治县区域属于水土流失重点预防区——3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区，水土流失类型以风力侵蚀为主，侵蚀强度主要以轻度为主。

4.3.8 既有工程实际生态影响及采取的生态保护措施

（1）既有工程实际生态影响

本项目为改扩建项目，既有工程对生态的影响主要表现在占地对土壤结构破坏、植被损失、对景观格局的影响以及各种机械产生的噪声和人员活动对野生动物的影响。

既有工程对植被的影响主要表现为工程建设过程中，占地范围内的植被灭失，以及永久占地范围内植被生产力的减小。对景观生态格局的影响主要表现在油田道路、管线及各类场站的建设，对生态景观的切割，增大了区域景观生态格局的破碎化程度。对野生动物的影响主要为占地范围内植被的灭失和减少对野生动物生境和食源的影响。既有工程已开发区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场和站场附近则很少有活动的迹象，这主要是由于现有工程各类生产井数量多，开发活动使得区域内自然植被的覆盖度降低，影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。

（2）既有工程实际采取的生态保护措施有效性评价

根据现场踏勘可知，既有工程已建井场永久性占地范围内进行了砾石铺垫，站场地面进行了砾石铺垫。临时占地内的梭梭、白梭梭、沙蒿和红皮沙拐枣等野生植被在自然缓慢恢复。既有工程不存在生态环境问题。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响预测与评价

5.1.1 施工期大气环境影响分析

废气主要为施工扬尘、柴油机及发电机燃烧烟气、施工机械及施工车辆尾气。

(1) 施工扬尘

在井场平整、铺垫，井场进场道路建设，钻机、不落地系统以及其他设备进场及安装等钻前工程施工过程和管沟开挖、回填及穿越工程、井口装置、计量站以及二期工程投产后拆除一期建设的燃气发电机、放空火炬、拉油罐等施工过程中都会产生扬尘，对环境空气造成一定的影响。类比同类工程，本项目施工过程中产生的扬尘不会对环境空气产生明显影响。

(2) 柴油机及发电机组燃烧烟气

钻井过程中柴油机、柴油发电机组均使用符合国家标准的燃料，钻井周期短暂、周边无居民区、地域空旷，大气扩散条件良好，随着钻井工程的结束而停止排放，不会对周围环境产生明显影响。

(3) 施工燃油机械排放废气和汽车尾气

施工运输车辆燃料燃烧产生的汽车尾气会对环境空气造成影响，各施工机械及车辆均采用合格油品，对周围大气环境影响较小。

(4)

5.1.2 施工期水环境影响分析

(1) 生活污水、管道试压废水和废压裂液对周围水环境影响分析

废水主要为生活污水和管道试压废水。施工期生活污水产生量较少，不宜采用生化处理设施，在生活营地内设置防渗池，池内采用HDPE防渗膜防渗，施工结束后生活污水由吸污车吸走，清运至乌尔禾区生活污水处理厂处理，临时储集池覆土填埋，防渗膜回收处置。管道试压采用清水，废水中污染物主要为悬浮物，试压结束后用于项目区的洒水抑尘；废压裂液排至收集罐中，集中收集后送至石西集中

处理站采出水处理系统，处理达标后回注地层，不外排。综上所述，各类废水均得到妥善处置，不会对周围水环境产生不利影响。

(2) 钻井作业对地下水含水层影响分析

钻井作业正常工况下不会对地下水造成影响，钻井对水环境的影响主要表现为钻井过程中可能发生因固井不严而导致的油水窜层、钻井液进入含水层等事故。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满足地下水保护需要，可有效的保护地下水环境不受污染。井场排放的岩屑均进罐，直接由岩屑处置单位直接拉走处置，不会对地下水造成影响；井场柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐、岩屑储罐等关键部位均采用防渗膜防渗，正常情况下，项目对水环境影响不大。

(3) 管线施工对地下水环境影响分析

拟建单井采油管线和集油支线均采用埋地敷设，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，可能进入地下含水层，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。由于管线施工期短，发生降水淋滤的可能性很小，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设不会对地下水造成不利影响。

5.1.3 施工期声环境影响分析

噪声源主要为施工机械及车辆，源强一般为 60~105dB (A)。根据现场调查，声环境评价范围内没有固定居住人群等声敏感目标，不会造成扰民现象，施工期的噪声仅对施工人员产生影响。通过类比调查可知，施工期场界外 200m 处可达到《建筑施工场界噪声排放标准》(GB12523-2011) 中限值要求。

5.1.4 施工期固体废物环境影响分析

施工过程中的挖方全部回填，无弃方产生，固体废物主要为钻井岩屑、废润滑油、废防渗膜、生活垃圾及建筑垃圾。

(1) 钻井岩屑

新部署的 6 口井均采用水基钻井液，钻井时井筒产生的钻井废弃物经不落地系

统处理后，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队回收继续使用，不外排，固相即为钻井岩屑，排至岩屑收集罐，交由岩屑处置公司处置。

(2) 废润滑油、废防渗材料

施工期产生的废润滑油、钻井结束后场地清理过程中产生防渗材料均属于《国家危险废物名录》(2021年版)HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，施工结束后集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

(3) 生活垃圾

生活垃圾集中收集后，定期由协议单位清运至石西油田作业区生活垃圾填埋场填埋处置，禁止随意抛洒。

(4) 建筑垃圾

施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。

产生的各类固体废物均按相应类别进行了收集，且均得到了妥善处置，正常情况下不会对周围环境产生不利影响。

5.1.5 施工期土壤环境影响分析

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

(1) 人为扰动对土壤的影响分析

项目实施过程中不可避免地会对土壤造成扰动，主要是钻井、井场建设、进场道路建设、管道敷设、计量站（计量拉油站）等工程建设过程中对土壤的开挖，以及车辆行驶、机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，设备碾压、人员踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响，而开挖作业则会改变土壤层次。机械碾压和人员踩踏至使土壤紧实度增高，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）反复碾压后的土壤，植物很难再生长，井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。管道的开挖和回填过程中势必会对土壤原有层次产生扰动和破坏，若不同质地、不同层次的土壤混合，将直接影响植物的生长。

(2) 废弃物排放对土壤环境的影响分析

施工期各种原辅料堆放，如各类施工设备、原辅料堆放及各类施工废弃物暂存等，若遇防渗措施破损或大雨淋滤等情况，导致物料泄漏、废弃物渗滤液直接进入土壤，对土壤造成污染影响。

5.1.6 施工期生态环境影响分析

(1) 对土地利用类型的影响分析

占地范围内现状为沙地，施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，使土地利用类型由沙地变为了工矿用地；施工结束后对临时占地进行平整，未改变土地利用类型。项目总占地面积为 618280m²，其中永久占地 7330m²，临时占地 610950m²，永久占地面积较小，不会使区域土地利用类型发生明显改变。类比石西油田作业区现有油田生产设施对土地利用类型的影响来说明项目实施后土地利用类型的影响分析，根据《石西油田作业区 2010~2019 年环境影响后评价报告书》中 2009 年和 2019 年土地利用分布图可知，石西油田作业区的土地利用类型在开发前后有一定变化，但土地利用类型仍以沙地为主，评价时段内土地利用类型变化不大。本项目与石西油田作业区现有生产设施基本相同、集输工艺相近、气候相似，具有可类比性。综上所述，项目实施后对土地利用类型影响不大。

(2) 对植被、植物的影响分析

工程占地施工会对区域植物产生一定的影响，本项目位于古尔班通古特沙漠腹地，属于强烈发展的荒漠化，在施工结束的 2a~3a 中，将影响占地范围内的植被初级生产力，其生物损失量根据《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》(HJ/T349-2007) 中荒漠化量化指标 1.4t/(hm²·a) 计算，约为 87t/a，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将逐渐减少。

①对植被类型及覆盖度变化影响分析

工程占地及施工人员活动会对植被、植物造成一定的影响。施工阶段对占地范围内的植物进行了清理，井场、计量站（计量拉油站）永久占地范围内对植物造成了永久的破坏；临时占地范围内地表结构、土壤理化性质发生了变化，随着地表结构及土壤理化性质的恢复，地表植被在一定时期内得到初步恢复，由施工人员踩踏及机械碾压的植被在一定时间内得到恢复，故项目实施后不会使区域植被覆盖度发生明显变化；临时占地范围内的植被逐渐恢复至与周边植被相同，故项目实施不会

使区域植被类型发生明显变化。

根据《石西油田作业区 2010~2019 年环境影响后评价报告书》中 2009 年和 2019 年植被类型图可知，石油油田作业区从 2009 年至 2019 年的开发建设未造成区域植被类型发生明显变化。根据中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区 2017 年和 2022 年植被覆盖图可知，陆梁油田作业区从 2017 年至 2022 年的开发建设未使区域植被覆盖度发生明显变化。石西油田作业区和中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区的油田生产设施与本项目基本相同，集输工艺相近、气候相似，具有可类比性。

综上所述，项目实施后不会使区域植被类型、覆盖度发生明显变化。

②对梭梭和白梭梭影响分析

梭梭、白梭梭在评价区域内为优势种，植被盖度较低，工程占地面积较小，由工程造成的梭梭、白梭梭生物损失量较少，因此本工程不会对梭梭、白梭梭在区域的分布产生影响。

(3) 对野生动物影响分析

施工期对野生动物生存环境、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项目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减少。钻井工程和地面工程等施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加，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动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

(4) 对生态系统结构、功能的影响

钻井工程、采油井场、道路等建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动中断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时区域系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程度的影响。但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，评价范围内生态完整性受本项目的影 响亦较小。项目区生态系统完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，

不会造成区域的生物多样性下降，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性、结构与功能不会发生明显变化，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

(5) 对区域景观影响分析

景观是指地表空间相对稳定的景物或景象，是一个空间高度异质性的区域，由相互作用的景观元素或生态系统，按一定的空间组合规律及相似的形式重复出现而形成。

油田开发区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，就本项目而言，它是由荒漠生态系统、地面集输管线和道路等景观相间组成。项目实施后可以与现有的区域景观相协调。

5.1.7 水土流失影响分析

对水土流失影响的方式包括地表扰动、植被损坏、管沟开挖及破坏原地貌、地表土壤结构。施工及占地呈点、线状分布，建设期间，场地平整、土方堆放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失，另外由集油支线所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。

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。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。

管线敷设采用明沟开挖方式，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。

通过对施工过程中临时土方采用防尘布（或网）苫盖，井场道路用砾石铺垫，井场、计量站等永久占地范围进行硬化，管沟开挖土方全部回填等减少风蚀的水土保持工程措施，以及加强施工过程中水土保持管理，严格控制各项工程作业面积和

管理运输车辆的运行范围，同时要求建设单位自行或委托有资质的单位编制水土保持方案，并报相关部门审批；并根据相关技术规范进行水土保持监测，并将监测情况定期上报当地水行政主管部门。采取上述措施后，可将本项目对水土流失的影响将至最低，加上项目占地呈点、线状分布，占地面积不大，本项目实施不会明显加剧区域水土流失重点预防区的水土流失程度。

5.1.8 对沙化土地的影响分析

本项目位于古尔班通古特沙漠腹地，施工期井场、单井采油管线、集油支线、计量站等地面工程的建设过程中将会破坏占地范围内的土壤表层稳定砾幕和地表荒漠植被，项目所在区域具有多风、降水量偏低等气候特征，地表稳定结皮被破坏后，在大风天气条件下，项目施工会使占地范围内的土地就地起沙，局部形成沙化土地。

但是由于项目占地范围较小，施工结束后对永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对临时占地范围内场地进行平整和清理，尽量利用井场施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复。综上所述，本项目对区域土地沙化影响不大。

5.2 运营期环境影响预测与评价

5.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

(1) 相关判定

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，本次采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

(2) 模型选用

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

(3) 估算模型使用数据来源

①地形数据

估算模型使用的原始地形数据为美国 NASA 和 NIMA 联合测量并公布的全球 90m×90m 地形数据，自 CSI 的 SRTM 网站获取 (<http://srtm.csi.cgiar.org>)，

符合导则要求。

②地表参数

大气评价范围内通用地表类型为沙漠化荒地，通用地表湿度为干燥气候，该类型土地的经验参数，见表 5.2-1。

表 5.2-1 地表特征参数一览表

扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
0~360	全年	0.3275	7.75	0.2625

③气象数据

以下资料为项目区近 20 年气象数据统计分析，具体详见表 5.2-2。

表 5.2-2 气象数据一览表

统计时间	最低温度	最高温度	最小风速	测风高度
20 年	-37.4℃	44℃	0.5m/s	10

(4) 估算模型参数

估算模型参数选择见表 5.2-3。

表 5.2-3 估算模型参数选择一览表

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/℃		44
最低环境温度/℃		-37.4
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥气候
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/°	/

(5) 污染源参数

一期、二期污染物排放情况分别见表 5.2-4、表 5.2-5。

(6) 预测结果

各采油井场占地面积相同，非甲烷总烃排放量相同，本次预测只选取其中一座进行预测，预测结果详见表 5.2-6 和表 5.2-7。

表 5.2-4 面源污染源参数一览表

名称	海拔高度 (m)	面源长度 (m)	面源宽度 (m)	有效排放高 度 (m)	年排放小时 数 (h)	排放工况	排放速率 (t/a)			
							NMHC	氮氧化物	二氧化硫	颗粒物
一期工程无组织废气	463	725	1625	5	7920	正常工况	4.6934	3.66	0.37	0.29
二期工程无组织废气	463	2400	1400	5	7920	正常工况	0.394	/	/	/

表 5.2-5 放空火炬污染物排放情况一览表

名称	海拔高度 (m)	火炬等效 高度 (m)	等效出口 内径 (m)	年排放 小时数 (h)	排放 工况	燃烧物质及热释放速率			污染物排放速率 (t/a)		
						燃烧 物质	燃烧速率 (kg/h)	总热释放速率 (cal/s)	氮氧化物	二氧化硫	颗粒物
放空 火炬	461	10	0.4	7920	正常 工况	天然 气	19.2	787040	4.65	0.48	0.37

表 5.2-6 一期废气预测结果一览表

燃气发电机								
离源距离 (m)	二氧化硫		颗粒物		氮氧化物		NMHC	
	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)						
10	1.0886	0.22	0.8532	0.09	10.7683	4.31	13.8087	0.69
100	1.2092	0.24	0.9478	0.11	11.9613	4.78	15.3385	0.77
200	1.3369	0.27	1.0478	0.12	13.2245	5.29	16.9584	0.85
300	1.4662	0.29	1.1492	0.13	14.5035	5.8	18.5986	0.93
400	1.5949	0.32	1.2501	0.14	15.7766	6.31	20.2311	1.01
500	1.7182	0.34	1.3467	0.15	16.9963	6.8	21.7951	1.09
600	1.8363	0.37	1.4393	0.16	18.1645	7.27	23.2932	1.16
700	1.9584	0.39	1.5350	0.17	19.3723	7.75	24.8420	1.24
800	2.1052	0.42	1.6500	0.18	20.8244	8.33	26.7042	1.34
900	2.1963	0.44	1.7214	0.19	21.7256	8.69	27.8598	1.39
1000	2.2577	0.45	1.7695	0.2	22.3329	8.93	28.6386	1.43
1100	2.2997	0.46	1.8025	0.2	22.7484	9.1	29.1714	1.46
1200	2.3265	0.47	1.8235	0.2	23.0135	9.21	29.5113	1.48
1300	2.3446	0.47	1.8377	0.2	23.1925	9.28	29.7409	1.49
1400	2.3547	0.47	1.8456	0.21	23.2924	9.32	29.8691	1.49
1500	2.3583	0.47	1.8484	0.21	23.3280	9.33	29.9147	1.5
1515	2.3584	0.47	1.8485	0.21	23.3290	9.33	29.9160	1.5
1600	2.3564	0.47	1.8469	0.21	23.3093	9.32	29.8906	1.49
1700	2.3489	0.47	1.8410	0.2	23.2351	9.29	29.7955	1.49
1800	2.3355	0.47	1.8305	0.2	23.1025	9.24	29.6255	1.48

1900	2.3177	0.46	1.8166	0.2	22.9264	9.17	29.3997	1.47
2000	2.2959	0.46	1.7995	0.2	22.7108	9.08	29.1232	1.46
2100	2.2715	0.45	1.7804	0.2	22.4694	8.99	28.8137	1.44
2200	2.2439	0.45	1.7587	0.2	22.1964	8.88	28.4636	1.42
2300	2.2151	0.44	1.7362	0.19	21.9115	8.76	28.0983	1.4
2400	2.1989	0.44	1.7235	0.19	21.7513	8.7	27.8928	1.39
2500	2.1809	0.44	1.7094	0.19	21.5732	8.63	27.6644	1.38

表 5.2-7 放空火炬燃烧烟气各污染预测结果一览表

离源距离 (m)	放空火炬						二期工程油区无组织废气		
	二氧化硫		氮氧化物		颗粒物		非甲烷总烃		
	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	离源距离 (m)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)
10	0.0761	0.02	0.7375	0.37	0.0587	0.01	10	2.0611	0.1
100	0.5513	0.11	5.3409	2.67	0.4250	0.09	100	2.1846	0.11
121	0.5640	0.11	5.4636	2.73	0.4347	0.1	200	2.3170	0.12
200	0.4692	0.09	4.5458	2.27	0.3617	0.08	300	2.4469	0.12
300	0.3247	0.06	3.1456	1.57	0.2503	0.06	400	2.5742	0.13
400	0.2583	0.05	2.5022	1.25	0.1991	0.04	500	2.6977	0.13
500	0.2061	0.04	1.9968	1	0.1589	0.04	600	2.8174	0.14
600	0.1745	0.03	1.6900	0.84	0.1345	0.03	700	2.9337	0.15
700	0.1649	0.03	1.5977	0.8	0.1271	0.03	800	3.0466	0.15
800	0.1617	0.03	1.5661	0.78	0.1246	0.03	900	3.1563	0.16
900	0.1567	0.03	1.5181	0.76	0.1208	0.03	1000	3.2630	0.16
1000	0.1510	0.03	1.4628	0.73	0.1164	0.03	1100	3.3668	0.17

1100	0.1450	0.03	1.4045	0.7	0.1118	0.02	1200	3.4677	0.17
1200	0.1389	0.03	1.3455	0.67	0.1071	0.02	1260	3.4973	0.17
1300	0.1329	0.03	1.2874	0.64	0.1024	0.02	1300	3.4920	0.17
1400	0.1275	0.03	1.2347	0.62	0.0982	0.02	1400	3.4362	0.17
1500	0.1224	0.02	1.1860	0.59	0.0944	0.02	1500	3.3529	0.17
1600	0.1187	0.02	1.1499	0.57	0.0915	0.02	1600	3.2450	0.16
1700	0.1166	0.02	1.1295	0.56	0.0899	0.02	1700	3.1394	0.16
1800	0.1134	0.02	1.0986	0.55	0.0874	0.02	1800	3.0379	0.15
1900	0.1127	0.02	1.0918	0.55	0.0869	0.02	1900	2.9413	0.15
2000	0.1103	0.02	1.0687	0.53	0.0850	0.02	2000	2.8501	0.14
2100	0.1083	0.02	1.0493	0.52	0.0835	0.02	2100	2.7636	0.14
2200	0.1059	0.02	1.0261	0.51	0.0816	0.02	2200	2.6816	0.13
2300	0.1036	0.02	1.0038	0.5	0.0799	0.02	2300	2.6040	0.13
2400	0.1015	0.02	0.9830	0.49	0.0782	0.02	2400	2.5307	0.13
2500	0.0996	0.02	0.9647	0.48	0.0768	0.02	2500	2.4615	0.12

由预测结果可知：各短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变；项目产生的各类污染物均可实现达标排放，且项目区地域空旷，扩散条件较好，不会对区域大气环境影响较小。

大气环境影响评价自查表见附件 4。

5.2.2 运营期水环境影响分析

(1) 水文地质条件概况

①区域地下水的补给、径流、排泄条件

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，盆地边缘河流沿程地下水的漏失成为盆地中部地下水的主要补给源。

油田开发及运营中地下水的开采是该区地下水重要的排泄方式，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。

②区域地下水的分布

和布克赛尔蒙古自治县地下水可开采量 $0.78 \times 10^8 \text{m}^3$ ，因地质条件复杂，开采难度较大，利用量少。地下水根据水理性质及含水层时代划分为第四系孔隙潜水、第三系孔隙潜水和第三系孔隙承压水。

第四系孔隙潜水：主要分布于哈拉迪尔克山以北，含水层主要由中更新统冲砂砾石组成，厚度 15m~40m，换算单井涌水量（管径 DN377，降深 5m），单井出水量 $500 \text{m}^3/\text{d} \sim 1000 \text{m}^3/\text{d}$ ，渗透系数 $5 \text{m}/\text{d} \sim 10 \text{m}/\text{d}$ 。根据水井抽水实验资料，水埋深约为 67m，涌水量 $131.230 \text{m}^3/\text{d}$ ，换算单井涌水量 $606.380 \text{m}^3/\text{d}$ ，渗透系数 $6.680 \text{m}/\text{d}$ 。

第三系孔隙潜水：主要分布在哈姆图斯隐伏断裂以北的山前倾斜平面一带，上部为透水不含水的第四季松散沙砾石，下部为第三系潜水。含水层岩性为弱胶结的含砾岩石，水位埋深由北部的大于 50m 向南部逐渐变浅至小于 25m，换算单井涌水量 $500 \text{m}^3/\text{d} \sim 10000 \text{m}^3/\text{d}$ ，渗透系数 $1 \text{m}/\text{d} \sim 5 \text{m}/\text{d}$ ，根据水井抽水实验资料，水位埋深 57.01m，涌水量 $87.090 \text{m}^3/\text{d}$ ，换算单井涌水量 $426.060 \text{m}^3/\text{d}$ ，渗透系数 $0.94 \text{m}/\text{d}$ 。

第三系孔隙承压水：主要分布于哈姆图斯隐伏断裂以南，含水层岩性为含砾沙岩石，砂砾岩石为多层结构含水，局部为自流，换算单井涌水量 $500 \text{m}^3/\text{d} \sim 1000 \text{m}^3/\text{d}$ ，

渗透系数为 $1\text{m/d}\sim 5\text{m/d}$ 。

本项目区域水文地质见图 5.2-1，区域水文地质柱状图见图 5.2-2。

(2) 正常工况下对地下水环境影响分析

洗井废水、压裂返排液、废洗井液、酸化返排液和含油污水由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注地层，不外排，项目废水均得到妥善处置，运营期不会对地下水产生不利影响。

(3) 事故状态下对地下水的影响

①井喷对地下水的影响分析

井喷事故主要在井下作业过程中发生。井喷随油藏地层压力的不同，其发生概率和强度有所不同，大多数情况下是难以估计的。据国内油田资料统计，井喷事故发生的概率为 $0.1\sim 0.3\%$ ，根据现场调查，油区采用抽油机进行开采，随着开采年限的增加，区块地层压力逐渐减小，加上油井自喷能力弱，采取了严格的井控制度和井控措施，发生井喷的概率较小。

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

②管线泄漏对地下水环境的影响分析

※地下水污染途径分析

非正常工况下，单井采油管线、集油支线破裂导致原油泄漏，泄漏的原油可能通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

※预测情景设定

据前节工程分析，本次针对集油支线和拉油罐泄漏对地下水产生的影响进行预测。

※泄漏量预测

按最不利情况考虑假设条件，假设集油支线发生15mm孔径泄漏，拉油罐在距离底部0.5m处发生0.01m孔径破裂，泄漏速度 Q_L 用柏努利方程计算：

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

式中：

Q_L ——液体泄漏速度，kg/s；

C_d ——液体泄漏系数，取0.65；

A ——裂口面积， m^2 ；

ρ ——泄漏液体密度；

P ——容器内介质压力，Pa；

P_0 ——环境压力，Pa；

g ——重力加速度， $9.8m/s^2$ ；

h ——裂口之上液位高度，m。

经计算，在设定事故条件下污水的泄漏速率见表5.2-8。

表5.2-8 设定事故条件下管线的泄漏速率计算结果

泄漏	泄漏口面积(m^2)	泄漏口之上液位高度(m)	底部压力(MPa)	环境压力(MPa)	液体密度(kg/m^3)	泄漏速度(kg/s)
集油支线泄漏	0.00018	0.05	1.66	0.101	822	5.93
拉油罐	0.00008	1.7	0.115	0.101	822	0.35

由表5.2-8可知，集油支线和拉油罐的泄漏速率分别为5.93kg/s、0.35kg/s。假定发现泄漏后30min处理完毕，切断事故阀门，则集油支线和拉油罐的泄漏量分别为10.67t、0.63t。按照土壤表层对污染物截留率90%计算，单井采油管线、集油支线和拉油罐泄漏后可能进入含水层的物料为1.067t、0.063t。

※影响预测

预测因子为石油类，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，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二维弥散点源模型进行预测。

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

式中：

x、y—计算点处的位置坐标；

t—时间(d)；

C(x, y, t)—t时刻点 x, y 处的示踪剂浓度(g/L)；

M—含水层厚度(m)；

m_M —瞬时注入的质量(kg)；

U—水流速度(m/d)；

n_e —孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数(m^2/d)；

D_T —横向 y 方向的弥散系数(m^2/d)；

Π —圆周率；

模型中所需参数及来源见表 5.2-9。

表 5.2-9 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	m_M	瞬时注入的质量	1.067t、0.063t
2	t	时间	100d、1000d
3	M	含水层厚度	50m
4	u	水流速度	0.29m/d
5	D_L	纵向弥散系数	0.668 m^2/d
6	D_T	横向 y 方向的弥散系数	0.05 m^2/d
7	n_e	有效孔隙度	0.12

当集油支线和拉油罐发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 5.2-110。

表 5.2-110 地下水影响预测结果一览表

泄漏点名称	污染物	预测时间 d	最大浓度 (mg/L)	下游最大浓度对应距离 (m)	下游达标浓度 (mg/L)	下游达标浓度对应距离 (m)	III类标准 (mg/L)
集油支线	石油类	100	774.34	29	0.046	80	≤ 0.05
		1000	77.43	290	0.045	431	
	石油类	100	45.72	29	0.045	72	≤ 0.05

拉油罐		1000	4.57	290	0.049	400	
-----	--	------	------	-----	-------	-----	--

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，集油支线发生泄漏后 100d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 80m 和 431m；拉油罐发生泄漏后 100d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 72m 和 400m；项目区土壤在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 30cm，项目区地下水埋深约在 50~120m，泄漏的原油进入地下水的可行性很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率将至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

5.2.3 运营期声环境影响分析

(1) 预测模式

噪声源主要为采油井场井下作业过程中机泵产生的噪声，井场和计量拉油站四周均未设围栏，是开放式的，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，计算式如下：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距离声源距离，m。

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

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

式中：

T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

(2) 噪声源源强及分布

噪声源强主要为井下作业时各类机泵，各单井井场尺寸、产噪设备、源强基本相同，本次评价以其中一座单井为例，对运营期井场、计量拉油站厂界噪声进行预测。噪声源强在 80~95dB (A) 之间，设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施，衰减量按 25dB (A) 计，计量拉油站运行噪声不高于 70dB (A)，井场噪声不高于 55dB (A)，噪声源强见表 3.3-16。

(3) 预测结果

根据以上公式，预测运营期单井采油井场、计量拉油站厂界四周噪声贡献值，详见表 5.2-11。

表 5.2-11 厂界噪声贡献值预测结果 [单位: dB (A)]

位置		昼间			夜间		
		贡献值	标准值	达标情况	预测值	标准值	达标情况
单井井场	北厂界	43	60	达标	43	50	达标
	东厂界	43	60	达标	43	50	达标
	南厂界	43	60	达标	43	50	达标
	西厂界	43	60	达标	43	50	达标
计量拉油站	北厂界	48	60	达标	48	50	达标
	东厂界	39	60	达标	39	50	达标
	南厂界	35	60	达标	35	50	达标
	西厂界	37	60	达标	37	50	达标

由预测结果可知：井场、计量拉油站边界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准限值要求。声环境评价范围内无声环境敏感点，不会出现扰民现象，不会对周围声环境产生明显的影响。

5.2.4 运营期固体废物环境影响分析

井下作业时要求带罐作业，并接液盒防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到油 100%回收，固体废物主要为检维修过程中产生废防渗材料、废润滑油，均属于《国家危险废物名录》(2021 年版) HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，集中

收集后直接交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置，不在项目区临时贮存。中国石油新疆油田分公司石西油田作业区已与克拉玛依市博达环保科技有限公司、克拉玛依沃森环保科技有限公司等危险废物处置单位签订了危险废物处置协议，产生的危险废物可得到妥善处置。综上所述，固体废物均得到妥善处理，不会对周围环境造成不利影响。

5.2.5 运营期土壤环境影响分析

(1) 正常工况下对土壤环境影响分析

正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。

(2) 事故状态下对土壤环境影响分析

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），事故状态下对土壤环境的影响主要为污染影响型，对土壤环境的影响主要为单井采油井场发生井喷事故导致采出液地面漫流和垂直入渗对土壤的影响，单井采油管线和集油支线发生破裂泄漏的采出液垂直入渗对土壤的影响，运营期土壤环境影响源及影响因子识别详见表 5.2-12。

表 5.2-12 运营期土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子
井场	采油过程发生井喷事故	地面漫流	石油烃	石油烃
		垂直入渗	石油烃	石油烃
集输管线	管道破损发生泄漏	垂直入渗	石油烃	石油烃

①井喷

单井井场井喷主要是在井下作业中发生的事故。在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，采出液和伴生气一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。井喷喷出的伴生气和原油，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。发生井喷事故后，对受原油浸染的土壤全部回收，均交由有相应危废处置资质的单元进

行接收、转运和处置，对区域的土壤环境质量影响不大。

②单井采油管线和集油支线泄漏

发生管线泄漏事件后，泄漏的采出液通过垂直入渗的方式进入管线下方及周边土壤，使受浸染的土壤理化性状发生变化，对影响范围内的土壤造成严重的污染。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-02018）8.7.3 污染影响型——评价工作等级为二级的建设项目，预测方法可参见附录 E 或类比分析进行预测。本次评价采用类比分析法预测项目实施对土壤环境的影响。

本次评价引用的《石西油田作业区石南4原油转输管线安全隐患治理工程》中发生过原油泄漏并进行过应急处置的管段土壤环境质量现状监测数据来进行类比分析说明本项目单井采油管线事故状态下原油泄漏对土壤环境的影响，监测数据详见表 5.2-13。

表 5.2-13 《石西油田作业区石南4原油转输管线安全隐患治理工程》土壤监测结果一览表

点位编号	监测因子	(柱状样) 检测值 (mg/kg)						达标情况
		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m		
		监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
S1	pH	8.37	/	8.39	/	8.45	/	达标
	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	63	0.0140	35	0.0078	10	0.0022	达标
	镉	0.07	0.0011	0.05	0.0008	0.05	0.0008	达标
	镍	13	0.0144	15	0.0167	13	0.0144	达标
	铬	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
	铜	24	0.0013	25	0.0014	25	0.0014	达标
	铅	33	0.0413	34	0.0425	26	0.0325	达标
	汞	0.062	0.0016	0.062	0.0016	0.058	0.0015	达标
S2	pH	8.49	/	8.54	/	8.62	/	达标
	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	44	0.0098	15	0.0033	10	0.0022	达标
	镉	0.06	0.0009	0.05	0.0008	0.05	0.0008	达标
	镍	14	0.0156	12	0.0133	13	0.0144	达标
	铬	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
	铜	25	0.0014	23	0.0013	25	0.0014	达标
	铅	36	0.0450	34	0.0425	41	0.0513	达标
	汞	0.055	0.0014	0.06	0.0016	0.083	0.0022	达标
S3	pH	8.65	/	8.92	/	8.95	/	达标
	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	31	0.0069	18	0.0040	9	0.0020	达标

镉	0.04	0.0006	0.04	0.0006	0.05	0.0008	达标
镍	14	0.0156	15	0.0167	14	0.0156	达标
铬	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
铜	25	0.0014	25	0.0014	25	0.0014	达标
铅	37	0.0463	34	0.0425	37	0.0463	达标
汞	0.121	0.0032	0.121	0.0032	0.129	0.0034	达标
砷	5.97	0.0995	5.86	0.0977	5.97	0.0995	达标

本次类比的石西油田作业区石南 4 原油转输管线已发生过数次泄漏事故，表 5.2-13 中 3 个监测点均为位于发生过原油泄漏并进行过应急处置的管段沿线的柱状样监测点，表 6.2-12 监测数据表明，发生过泄漏事件的管段土壤环境质量监测的柱状样点石油烃 (C₁₀~C₄₀) 均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018) 中第二类用地筛选值要求，说明输油管线泄漏应急处置措施有效，应急处置措施具体如下：当发生管线泄漏后，快速做出响应，关闭单井采油管线物料来源，挖出管线破点，可回收原油回收至处理站原油处理系统；采用管卡对管线破点进行修复，挖出的含油污泥全部清理，交由具有相应危废处置资质的单位负责接收、转运和处置。应急处理完后，用外购砂土回填管沟。

本项目管线输送的介质与石南 4 井区已经完成原油泄漏事故治理的管段类似，均为含水原油，对土壤的污染途径均为垂直入渗，通过类比分析可知，即使本项目运营期发生了管线等泄漏事故，在继续落实作业区现有应急管理要求，建设单位及时响应，采取应急处置措施封堵泄漏点，并将泄漏油污和含油污泥全部清理的情况下，不会对项目区土壤环境产生不良影响。

5.2.6 运营期生态环境影响分析

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

5.3 退役期影响分析

退役期内，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，大气污染物、废水、噪声

及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

退役期的清理工作包括地面设施拆除、地下截去至少1m的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和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，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台被清理，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，站场及其他占地范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.4 环境风险分析

5.4.1 评价依据

本项目涉及的风险物质为原油、伴生气。风险单元为计量站、单井采油管线和集油支线，且为相互独立的风险单元，本次评价按照对环境最不利条件进行考虑，本次选取最长单井采油管线来计算单井采油管线危险物质最大存在量，各风险单元危险物质与临界量的比值（Q值）计算结果详见表5.4-1。

表 5.4-1 各风险单元 Q 值一览表

风险单元	风险物质在线量 (t)		风险物质临界量 (t)	Q 值
单井采油管线	原油	2.5	2500	0.001
	伴生气	0.002	10	0.0002
集油支线	原油	347	2500	0.1388
	伴生气	0.303	10	0.0303
一期的计量拉油站	原油	98.64	2500	0.0396
	伴生气	0.3	10	0.03
二期的计量站	原油	15.3	2500	0.0061
	伴生气	0.013	10	0.0013
合计	/	/	/	0.2473

根据上表计算结果可知， $Q=0.2473$ ，小于 1，判断风险潜势为 I。根据《建设

项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)相关要求,本次评价仅对可能存在的环境风险进行简单分析。

5.4.2 环境敏感目标

简单分析不设评价范围,项目区周围无环境风险敏感目标。

5.4.3 环境风险识别

(1) 物质危险性识别

施工期危险物质主要为柴油,运营期危险物质主要为原油和伴生气,其主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 5.4-2。

表 5.4-2 原油、伴生气的理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
1	原油	由各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾,吸入大量可引起危害:有刺激和麻痹作用,吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪,随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	热值: 41870KJ/kg 火焰温度: 1100℃ 沸点: 300℃~325℃ 闪点: 23.5℃ 爆炸极限 1.1%~6.4% (v) 自然燃点 380℃~530℃	属于高闪点液体
2	伴生气	多种可燃性气体的总称,主要成分包括甲烷、乙烷等	天然气中含有的甲烷,是一种无毒气体,当空气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	热值: 50009KJ/kg 爆炸极限 5%~14% (v) 自然燃点 482℃~632℃	属于 5.1 类中易燃气体
3	柴油	复杂烃类(碳原子数约 10~22)混合物	柴油的毒性类似于煤油,但由于添加剂(如硫化酯类)的影响,毒性可能比煤油略大。主要有麻醉和刺激作用。柴油的雾滴吸入后可致吸入性肺炎。皮肤接触柴油可致接触性皮炎。多见于两手、腕部与前臂。	热值为 3.3×10^7 J/L 沸点范围有 180℃~370℃和 350℃~410℃两类闪点: 38℃	属于高闪点液体

(2) 生产设施危险性识别

①井场危险性识别

单井井场主要发生的风险事故为井喷、井漏和柴油储罐泄漏。井漏主要由于生产井固井质量不好,导致井筒内物质进入地层,从而发生窜层污染事故。井喷主要是在井下作业中发生的事故。对本项目而言,在钻井和井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵,均可能发生井喷事故;发生井喷事故时,采

出液和伴生气一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故；柴油储罐可能因储罐质量或人为破坏造成柴油储罐泄漏。

②管线危险性识别

单井采油管线和集油支线因管线本身的设计、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。发生的事事故主要为管线破裂造成的原油、伴生气泄漏，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发生火灾、爆炸事故。

③酸化液、压裂液泄漏事故识别

井下作业时，酸化液及压裂液配置完成后由罐车拉运至井场，罐体可能因腐蚀过薄甚至穿孔、焊缝开裂、密封损坏、附件失灵等原因造成酸化液和压裂液泄漏。

④计量拉油站、拉油罐危险性识别

计量站内油气集输、计量设施、伴生气脱水装置、燃气发电站可能发生泄漏事故，如因腐蚀造成管汇撬、计量装置、伴生气脱水装置和燃气发电站各设备的泄漏，泄漏的油气遇明火会引发火灾、爆炸事故，在影响人身和设备安全的同时还可能污染环境。

拉油罐设计、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。发生的事事故主要为拉油罐发生破裂造成的原油泄漏，事故发生时会有大量的原油溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的原油遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

⑤拉油运输风险识别

计量拉油站至石西集中处理站沿途无环境敏感目标。因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，原油拉运过程有泄漏事故发生的风险。事故发生时罐车内采出液溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的油气如遇到明火还可能生火灾、爆炸事故。

(3) 风险类型识别

环境风险类型主要为原油、伴生气泄漏，火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

(4) 危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

施工期井喷、井漏、柴油储罐泄漏造成油气泄漏，污染大气环境和土壤环境，泄漏的油品可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；运营期管线、井场、计量站（计量拉油站）设备发生破损造成原油和伴生气发生泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.4.4 施工期环境风险分析

（1）井漏事故影响分析

井漏事故一般发生在钻井过程或井下作业修井过程中，通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致钻井液或修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量钻井液或修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层和油层造成一定的污染和危害。本次拟部署采油井钻井表层套管下入深度为500m，远超出本区域地下水含水层深度，在钻井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，发生井漏的可能性较小，不会对地下水环境产生明显影响。

（2）井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层1m以内，一般很难渗入到2m以下。同时项目所在区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。事故性释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧对周围产热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，产生的次污染物环境；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周边环境空气。

（3）柴油储罐泄漏环境影响分析

钻井期井场设有柴油储罐，如储罐破损或遇外力则可能发生柴油泄漏事故，泄漏的油品可能对土壤、地下水和环境空气造成影响，若遇明火还会导致火灾和爆炸事故。柴油储罐泄漏事故的影响范围集中在井场，且储罐底部已采取防渗措施，即使发生事故也难以对土壤和地下水造成污染影响。

5.4.5 运营期环境风险分析

(1) 井喷事故影响分析

井下作业过程中可能发生井喷事故，其环境影响与钻井期井喷事故产生的环境影响相同，具体见 5.4.4 施工期环境风险分析章节。

(2) 泄漏事故环境影响分析

①对土壤的影响分析

单井采油管线、集油支线、计量拉油站发生泄漏后相当于向土壤中直接注入油品，油品渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。根据类比调查结果可知，油品泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小，在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

②对植被的影响

原油泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏油品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；三是泄漏的油品中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

③对地下水环境的影响

单井采油管线、集油支线、计量拉油站的设备发生泄漏后，泄漏的油品下渗，进而导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时发现、及时维修处理，即

使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

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

⑤对大气环境的影响分析

单井采油管线、集油支线、计量拉油站内设备发生泄漏事故后，油气进入环境空气，其中的NMHC可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区周围无环境敏感目标，且地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

⑥酸化液及压裂液泄漏事故风险分析

酸化液和压裂液罐车发生泄漏后，泄漏的酸化液和压裂液可能对土壤和地下水产生一定的影响。采用质量合格的储罐；液体装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出；罐车司机驾驶技术娴熟，发生交通事故的概率较低；日常加强日常管理和维护，发生泄漏事故的几率很小。一旦发生泄漏事故，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 施工期环境保护措施及其可行性论证

6.1.1 施工期大气污染防治措施

(1) 使用高质量柴油机、发电机和符合国家标准的柴油，并定期对设备进行保养维护。

(2) 合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。严禁在大风天气进行土方作业。

(3) 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。

(4) 优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

(5) 施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

(6) 加强对施工人员的环保教育，提高全体施工人员的环保意识，坚持文明施工、科学施工，减少施工期的大气污染。

(7) 运输车辆及施工机械采用符合国家标准的油品。

6.1.2 施工期废水污染防治措施

(1) 生活污水排至生活营地内的防渗池（采用 HDPE 防渗膜防渗），施工结束后生活污水由吸污车清运至乌尔禾区生活污水处理厂处理，临时储集池覆土填埋，防渗膜回收处置。

(2) 管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘；废压裂液排至收集罐中，集中收集后送至石西集中处理站采出水处理系统，处理达标后回注地层，不外排。

(3) 钻井作业中使用非磺化水基钻井液，钻井时采用两层套管技术，在钻井过程中，严格要求套管下入深度，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。由于拟部署采油井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，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。钻井过程中产生的废水不

与当地水体发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域地下水产生影响。加上区域内气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。

钻井井场内的水基岩屑罐区及材料堆场等设为一般防渗区，采用铺设 HDPE 防渗膜进行防渗，其防渗性能须满足等效黏土防渗层 $MB \geq 1.5m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；钻井井口、钻井液不落地设备区、柴油储罐区以及应急放喷池设为重点防渗区，采取的防渗措施为钻井井口和钻井液不落地设备区底部先敷设钢板，再铺设 HDPE 防渗膜进行防渗。

6.1.3 施工期噪声污染防治措施

(1) 在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施。

(2) 加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.1.4 施工期固体废物防治措施

(1) 生活垃圾集中收集后送至中国石油新疆油田分公司石西油田作业区生活垃圾填埋场；建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

(2) 施工单位应严格按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求对建筑垃圾进行妥善处置，具体措施如下：

①编制建筑垃圾处理方案，采取污染防治措施，并报相关人民政府环境卫生主管部门备案。

②及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾等固体废物，并按照当地环境卫生主管部门的规定进行利用或者处置。施工建筑垃圾中的一部分如建筑废模块、建筑材料下角料、废管材、断残钢筋头等可以回收利用的优先回收利用；另一部分无法回收利用的，施工单位集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理。

③不得擅自倾倒、抛撒或者堆放工程施工过程中产生的建筑垃圾，做到及时处置，避免占用土地对城市景观造成不良影响。

(2) 钻井废弃物采用不落地系统处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻

井结束后由钻井队带至下一个钻井井场继续使用，不外排；分离出的固相即为水基岩屑，在岩屑储罐内贮存，交由岩屑处置单位处理。

(3) 施工期产生的废润滑油、沾油废防渗膜均属于《国家危险废物名录》(2021年版)中的HW08废矿物油与含矿物油类危险废物，集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

(4) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

(5) 施工结束后，站场废物全部进行清理，对可回收物优先回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

6.1.5 施工期土壤污染防治措施

(1) 严格控制施工期占地面积，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) 钻井井场内的柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐等均铺设HDPE防渗膜，施工产生的生活垃圾、建筑垃圾、钻井岩屑、废润滑油和废防渗材料不得随意抛洒，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。

6.1.6 施工期生态环境保护措施

(1) 避让：钻井井场、生活营地、计量站等选址时，单井采油管线、集油支线和选线时应避开植被密集区域，尤其要避开梭梭、白梭梭生长区域；施工过程中尽量避免破坏野生植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(2) 合理规划井场、生活营地和计量站等永久占地面积；严格控制单井采油管线、集油支线、进场道路和巡检道路施工作业带宽度，以减少工程占地；其中单井采油管线不得超过16m，集油支线不得超过17m，进场道路施工作业带宽度不得超过6.5m。

(3) 施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

(4) 管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，特别是表层土壤分层堆放，以

保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失；土石方不得随意堆放，应集中堆置与管沟一侧，且不影响施工安全的距离内，施工完毕后全部用于回填并分层压实。并管线上方设置管线走向标志。

(5) 电线杆底部设置草方格固沙，固沙面积约为6000m²；施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期植被自然恢复；对永久占地进行砾石铺垫等地面硬化处理，以减少风蚀量；尽量利用施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定；采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地内植被在未来3~5年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复；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。

(6) 建设单位应按照《中华人民共和国土地管理法》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳生态补偿费。因项目占地造成的植被损失应按规定进行经济补偿，对无法避让而占毁的梭梭和白梭梭等自治区Ⅰ级保护野生植物应按照相关要求缴纳经济补偿费用，专款用于植被恢复。本工程经济补偿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。

(7) 环境管理措施

①确保各环保设施正常运行，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；避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

②加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动植物的观念，严禁捕杀任何野生动物。

③加强施工期环境监理，监理的重点内容：钻前工程、钻井工程、管线及道路等工程施工情况、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。

6.1.7 水土流失防治措施

(1) 严格控制各项工程作业面积，严禁毁坏占地范围外的自然植被。

(2) 对施工过程中产生的临时土方采用防尘布（或网）进行苫盖。

(3) 严格控制和管理运输车辆的运行范围，不得离开运输道路及随意驾驶。

由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

(4) 建设单位自行或委托有资质的单位编制水土保持方案，并报相关部门审批；并根据相关技术规范进行水土保持监测，并将监测情况定期上报当地水行政主管部门。

(5) 管沟开挖土方全部回填，管沟回填应分层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失。

(5) 电线杆底部设置草方格固沙，固沙面积约为6000m²；工程主管部门积极主动，加强水土保持管理，对工作人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，不随意乱采乱挖沿线植被。

(6) 施工区域设置水土保持宣传警示牌，切实提高保护生态环境的意识。

6.1.8 防沙治沙措施

为避免项目区土壤沙化，建设单位应严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》《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）中有关规定，执行以下防沙治沙防治措施：

(1) 土地临时使用过程中发现土地沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

(2) 大力宣传《防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。

(3) 施工结束后对占地进行平整，清运现场遗留的污染物，按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿。

(4) 严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动；电线杆底部设置草方格固沙，固沙面积约为6000m²。

(5) 对采油井场永久占地范围进行0.5m厚夯实粘土+砂砾层铺垫，减少风蚀量，降低沙丘流动性。

(6) 加强对野生植物的保护，严禁破坏梭梭、白梭梭等受保护的优良固沙植被；加强运营期管理，严禁随意开设巡检道路，防止因人为扰动而加剧项目区沙化程度。

(7) 优化施工组织，避免在大风天气进行土方作业。缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，开挖的土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，挖方全部回填，管廊上方土方平整压实，防止沙丘活化，减少水土流失。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 运营期大气污染防治措施

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020)中的相关要求，针对废气提出如下防治措施：

(1) 选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、计量站（计量拉油站）设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏、漏现象的发生。

(2) 一期拉油罐采用固定顶罐，《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020)中表3规定 $27.6\text{kPa} \leq \text{真实蒸气压} \leq 66.7\text{kPa}$ ，单罐容积 $\geq 75\text{m}^3$ 的固定顶罐应采取油罐烃蒸气回收措施，一期新建拉油罐单罐容积为 60m^3 ，小于 75m^3 ，且真实蒸气压小于 27.6kPa ，故可不采取油罐烃蒸气回收措施。

固定顶罐罐体应保持完好，不应有孔洞；储罐附件开口（孔），除采样、计量和例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；定期监测呼吸阀的定压是否符合设定要求。

(3) 一期采出液装载采用底部装载或顶部浸没式装载方式，采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐底部高度应小于 200m 。

(4) 计量拉油站分离出的伴生气部分用于燃气发电机发电，部分回收伴生气，可减少对环境的影响。

(5) 二期工程设施后井口采出物通过集油支线密闭输送至石西集中处理站，可减少大气污染物的产生；将现有老井接入拟建计量站，然后通过集油支线管输至石西集中处理站处理，现有老井实现了密闭集输，不仅可减少污染物的排放，同时实现了伴生气的回收利用。

(6) 二期工程实施后现有井场设备用电由国家电网提供，由柴油机产生的大气污染物消失，对周围环境有利。

(7) 定期对单井采油管线和集油支线进行巡检，以便及时发现问题，防止原油、伴生气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等。

(8) 加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并在 5 日内完成修复。

在采取上述措施后，井场、计量站边界 NMHC 的浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020) 中企业边界污染物控制要求。

6.2.2 运营期废水污染防治措施

(1) 废水处理方案

井下作业均带罐作业，洗井废水、压裂返排液、废洗井液、酸化返排液和含油污水由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。

(2) 地下水污染防治措施

①采取源头控制措施，使用先进、成熟、可靠的工艺技术，良好合格的防渗材料，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险；同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量。

②井下作业均带罐作业，洗井废水、压裂返排液、废洗井液、酸化返排液和含油污水由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。

③定期做好井场的设备、阀门、管线等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，防止“跑、冒、滴、漏”的发生。

④设备定期检验、维修、保养，定期对油井的固井质量进行检查，防止发生井漏等事故。

⑤分区防渗

项目主要污染物为石油类，属于持久性污染物，项目区防渗系数约为 4.6×10^{-4} cm/s (约为 0.4m/d)，根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016) 中表 5 污染控制难易程度分级参照表、表 6 天然包气带防污性能分级参照表、表 7

地下水污染防渗分区参照表，将井场、计量拉油站、排污池划为重点防渗区，防渗性能不应低于6m厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s的黏土层的防渗性能。

日常井场防渗措施为永久占地基层为0.5m厚夯实粘土+砂砾层，井下作业时防渗措施为铺设防渗膜；计量拉油站拉油罐区防渗措施参照《石油化工工程防渗技术规范》(GBT50934-2013)中对储罐的防渗要求：具体为储罐采用承台式罐基础，承台及承台以上环墙应采用抗渗混凝土，抗渗等级不应低于P6；承台及承台以上环墙内表面涂刷聚合物水泥等柔性防水涂料，厚度不应小于1.0mm；承台顶面应找坡，由中心坡向四周，坡度不宜小于0.3%；防火堤内地面防渗层设计同装置区防渗措施；防火堤采用抗渗钢筋混凝土，抗渗等级不低于P6；防火堤的变形缝应设置不锈钢板止水带，厚度不小于2.0m，变形缝内应设置嵌缝板、背衬材料和嵌缝密封料。排污池和天然气脱水橇防渗措施为铺设2m厚防渗膜。

⑥污染监控

按照《环境影响评价技术导则 地下水》(HJ610-2016)中的相关规定并结合工程实际情况，建设单位可利用油区已有水源井作为地下水监测井，地下水监测点数量应不少于3个。

⑦应急响应

针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，成立应急指挥中心，负责编制应急方案，组建应急队伍，组织实施演习，协调各级、各专业应急力量支援行动。

⑧定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过3年。

6.2.3 运营期噪声污染防治措施

- (1) 尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。
- (2) 定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。
- (3) 井下作业时，各产噪设备尽可能位于井场中心。
- (4) 加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，各站场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》

(GB12348-2008) 2类声功能区环境噪声限值要求。

6.2.4 运营期固体废物污染防治措施

(1) 井下作业时要求带罐作业，并安装接液盒防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油100%回收。废防渗材料、废润滑油属于《国家危险废物名录》

(2021年版)HW08废矿物油与含矿物油类危险废物，临时贮存在满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求的中国石油新疆油田分公司石西油田作业区危险废物暂存场暂存，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

(2) 废防渗材料、废润滑油及事故状态产生的含油污泥其收集、贮存、运输须符合《危险废物收集 贮存 运输 技术规范》(HJ2025-2012)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》(生态环境部、公安部、交通运输部令第23号)要求，相关资料存档备查。

(3) 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设置危险废物识别标志。

(4) 石西油田作业区已建立了完善的危险废物管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照即定计划进行危险废物管理

(5) 石西油田作业区已建立了污染环境防治责任制度，建立了危险废物产生、收集、贮存、处置等全过程的污染环境防治责任制度；

(6) 运营单位应根据《危险废物产生单位管理计划制定指南》有关要求制定包含本项目的危险废物管理计划；根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1259-2022)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。

(7) 运营单位应建立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。

(8) 运营单位应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。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则。

6.2.5 运营期土壤污染防治措施

(1) 源头控制

井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，井下作业废水、压裂返排液、废洗井液、酸化返排液和含油污水由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注地层，不外排；各类危险废物集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；产生的各类废物均可得到妥善处置，从源头减少了污染物的产生。

(2) 防渗措施

井场的具体防渗措施见“7.2.2 运营期废水污染防治措施”章节。

6.2.6 运营期生态环境保护措施

(1) 管线上方设标示桩、警示桩，防止其他工程施工活动对管线造成破坏；定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

(2) 定时巡查井场、计量站设备设施等，严防跑、冒、滴、漏，避免泄漏油品污染生态环境。

(3) 加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被。

(4) 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。

(5) 严禁捕杀任何野生动物。

6.3 环境风险事故防范措施

6.3.1 施工期环境风险防范措施

(1) 管理措施

建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，

把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节，为防止事故的发生能起到非常积极的作用。现场作业严格按照《健康、安全与环境管理体系 第 1 部分：规范》(Q/SY 1002.1-2013)；《健康、安全与环境管理体系 第 2 部分：实施指南》(Q/SY 1002.2-2014)；《健康、安全与环境管理体系 第 3 部分：审核指南》(Q/SY 1002.3-2015)；《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》(Q/SY 08053-2017)的要求执行。

建设单位依托项目管理部门负责指导本项目的环境保护和安全工作，建立事故应急领导小组，设置抢险组、消防组、救护组、警戒组 and 环境保护组，负责整个工程的环境风险管理，建立与地方政府的环境风险应急联动机制。本项目按照二级井控要求落实好环境风险防范、应急措施以及管理措施。

(2) 井喷失控风险防范措施

※钻井工程中确保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，储备加重钻井液定期循环处理，防止沉淀；准备一根防喷单根或防喷立柱（上端接旋塞），防喷单根(防喷立柱)在提下钻铤前，应置于坡道或便于快速取用的位置；各岗位必须按分工规定，对井控装置进行维护、保养、检查，保证井控装置及工具灵活好用，始终处于待命状态；落实溢流监测岗位、关井操作岗和钻井队干部 24h 值班制度；严格执行钻开油气层前的申报、审批制度以及程序。

※钻进油层后：落实专人坐岗观察井口和循环池液面变化，发现溢流立即关井，疑似液流关井检查；加强溢流预兆显示的观察，及时发现溢流。坐岗人员发现溢流、井漏及油气显示等异常情况，应立即报告司钻；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；起钻杆时每 3~5 柱向环空灌满钻井液，起钻铤要连续灌浆，作好记录、校对，若灌入钻井液量大于或小于灌入量，均应停止起钻作业，进行观察。如有溢流，应及时关井。如有井漏，应及时采取相应措施。起完钻要及时下钻，检修设备时应保持井内有一定数量的钻具，并安排专人观察出口罐钻井液返出情况。严禁在空井情况下检修设备；钻开油气层后，所有车辆应停放在距井口 30m 以外，必须进入距井口 30m 以内的车辆，应安装阻火器，车头朝外停放。

※井喷事件发生时，通过放喷管线将井喷液体排放至应急放喷池内，待事故结束后，对应急放喷池内物体进行清理，污染的土壤由有相应处置资质单位转运、处理。

※溢流处理和压井措施：最大允许关井套压不得超过井口装置额定工作压力、套管抗内压强度的80%和薄弱地层破裂压力所允许关井套压三者中的最小值。在允许关井套压内严禁放喷。在等候加重材料或加重过程中，视情况间隔一段时间向井内灌注加重钻井液，同时用节流管汇控制回压，保持井底压力要略大于地层压力，排放井口附近含气钻井液。若等候时间长，应及时实施司钻法第一时间排除溢流，防止井口压力过高。空井溢流关井后，根据溢流的严重程度，可采用强行下钻分段压井法、置换法、压回法等方法进行处置。

※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。

（3）柴油罐环境风险防范措施

柴油储罐底部铺设防渗膜；罐区周边设置警示标识，严禁烟火和不相关人员靠近；日常加强油罐的管理及安全检查，防止发生泄漏等安全事故。

（4）环境风险应急预案

钻井施工队应制定《井喷及井喷失控应急预案》，主要包括针对井喷失控的应急监测、抢险、救援、疏散及消除、减缓、控制技术方法和设施等相关内容。应急演练应定期开展，通过演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力，同时加强抢险应急设备的维护保养，检查是否备足所需应急材料。

6.3.2 井下作业事故风险预防措施

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

（2）井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地污染土壤产生的含油污泥交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。

（3）井场设置明显的禁止烟火标志。

（4）在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上

风向疏散。

(5) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

6.3.3 油气集输事故风险预防措施

(1) 定期对单井采油管线和集油支线进行巡检，严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

(2) 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。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。

(3) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(4) 严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

(5) 井场设置明显的禁止烟火标志。

(6) 定期对各井场易损及老化部件进行更换，防止油气泄漏事故的发生。

(7) 对操作、维修人员进行培训，持证上岗。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。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。定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。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。

6.3.4 计量拉油站环境风险防范措施

(1) 定期对计量拉油站内的设备进行巡检，发生破损及时进行维修。

(2) 选用质量合格的拉油罐，并进行防腐；加强巡检，确保罐体保持完整，发现孔洞、缝隙等破损时及时检修。

(3) 拉油罐周围设置围堰，并对罐区进行防渗。

(4) 配备一定的消防设施。

6.3.5 拉油运输风险预防措施

由于采出液在运输过程中具有爆炸、易燃等危险性，对项目区的生态环境具有一定的潜在危险，完成运输任务是一项技术性和专业性强的工作，在运输过程中稍有不慎，便可对环境造成损失。为防止采出液运输过程中的风险事故，主要从以下几个方面进行防范：

※配备具有危险货物运输资质的驾驶员和押运员。

采出液运输的驾驶员和押运员必须经过专门培训并取得道路危险货物运输驾驶证和押运证才能上岗作业。危险货物驾驶员除了掌握一定的驾驶技能外，还要学习掌握一定的化工知识，熟悉采出液的物理化学性质、危险特性、注意事项。

※车辆安全状况和安全性能合格

出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，发现故障排除后方可投入运行。要特别注意检查罐车罐体的安全性能，逐个部位检查液位计、压力表、阀门、温度表、紧急切断阀、导静电装置等安全装置是否安全可靠，杜绝跑、冒、滴、漏，故障未处置好不得承运。要保持驾驶室干净，不得有发火用具，危险品标志灯、标志牌要完好。

※采出液装卸注意事项

参照《汽车运输危险货物规则》(JT617-2004)配装表中进行。承载易燃易爆的采出液时，车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合JT230规定的导静电橡胶拖地带装置。罐体装采出液时，应预留容积不得少于罐体总容量5%的膨胀余量。采出液中的石油类容易污染土地和水源。卸货时尤其要注意。

※精心驾驶，平稳行车

行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速，保持与前车安全距离，严禁违法超车，不能疲劳驾驶。

※行车途中勤检查

危险品运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有原油泄漏，应查找泄

漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

6.3.6 酸化液及压裂液泄漏事故风险防范措施

(1) 采用质量合格的酸化液罐和压裂液罐。

(2) 加强日常管理，对压裂液罐和酸化液罐液位采取监控设施，做好罐体防腐防漏工作，严防压裂液罐和酸化液罐泄漏。

(3) 液体装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出。

(4) 罐车司机选用驾驶技术娴熟的。

6.3.7 环境风险应急措施

(1) 应急处置措施

发生事故时，如管线泄漏事故时，上层能收集的原油回收送石西集中处理站处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置；对于固井质量不合格的生产井，应及时采取有效措施进行修井，以减少井漏对区域地下水的污染。若发生不可控风险事故，应立即启动《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区突发环境事件应急预案》，由应急领导小组对事故进行处理。

(2) 应急预案

项目投产后交由中国石油新疆油田分公司石西油田作业区，应纳入《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区突发环境事件应急预案》，从而对环境风险进行有效防治。《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区突发环境事件应急预案》已在昌吉回族自治州和塔城地区进行了备案。根据实际建设情况对应急预案中的环境风险源基本情况、环境风险源识别、装置风险识别进行修改完善，其余与现有应急预案保持一致，并根据风险等级要求对现有应急预案进行修订。

环境风险简单分析内容详见表 6.3-1。

表 6.3-1 环境风险简单分析一览表

建设项目名称	石西油田陆南1井区侏罗系三工河组油藏水平井开发建设工程
建设地点	本次部署的采油井在现有陆南1井区范围内实施，并对陆南1井区进行了扩边，拟部署的集油支线穿越新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州昌吉市和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	
主要危险物质及分布	施工期危险物质主要为柴油，运营期危险物质主要为原油、伴生气。柴油主要分布在柴油储罐中；原油和伴生气主要分布在单井采油管线、集油支线、计量拉油站、伴生气脱水橇和拉油罐等
环境影响途径及危害后果	施工期井喷、井漏、柴油储罐泄漏造成油气泄漏，污染大气环境和土壤环境，泄漏的油品可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；运营期管线、井场、计量站（计量拉油站）设备发生破损造成原油和伴生气发生泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。事故发生概率较低，发生事故后，及时采取相应的应急措施，不会对周围环境产生明显影响。
环境风险防范措施要求	<p>（1）井口安装防喷器和控制装置；柴油储罐底部铺设防渗膜，罐区周边设置警示标识，日常加强油罐的管理及安全检查；制定《井喷及井喷失控应急预案》，配备应急物资并加强演练。</p> <p>（2）井口安装防喷器和控制装置；井下作业时要求带罐操作；井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。</p> <p>（3）管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品；定期对单井采油管线和集油支线进行巡检，对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查；严禁在管线两侧各5m范围内修筑工程。</p> <p>（4）定期对计量拉油站内的设备进行巡检，发生破损及时进行维修；选用质量合格的拉油罐，并进行防腐；加强巡检，确保罐体保持完整，发现孔洞、缝隙等破损时及时检修；拉油罐周围设置围堰，并对罐区进行防渗；配备一定的消防设施。</p> <p>（5）采用质量合格的酸化液罐和压裂液罐；加强日常管理，对压裂液罐和酸化液罐液位采取监控设施，做好罐体防腐防漏工作，严防压裂液罐和酸化液罐泄漏；液体装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出；罐车司机选用驾驶技术娴熟的。</p> <p>（6）项目投产后交由中国石油新疆油田分公司石西油田作业区运营管理，应纳入《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区突发环境事件应急预案》。</p>

6.4 退役期环境保护措施

6.4.1 退役期大气环境保护措施

- （1）运输车辆使用符合国家标准的油品。
- （2）在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避

开大风天气进行作业。

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

6.4.2 退役期水环境保护措施

对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下1m内管头，废弃井应根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求要求进行封井回填，防止发生井漏事故，污染地下水资源。

6.4.3 退役期噪声污染防治措施

- (1) 选用低噪声机械和车辆。
- (2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。
- (3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.4.4 退役期固废及土壤污染防治措施

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

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

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.4.5 退役期生态环境保护措施

对完成采油的废弃井封堵井眼，拆除井口装置，截去地下1m内管头，对永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，确保无环境遗留问题后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场、计量站恢复到相对自然的一种状态。

6.4.6 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

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

弃井封井回填技术指南》（试行）的相关要求，制定生态环境保护与恢复治理方案时需遵循以下要求：

①禁止在依法划定的饮用水水源保护区内进行开采。

②采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

③坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

④贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

⑤遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

（2）井场生态恢复治理

各井封井时需拆除井口装置，截去地下1m内管头，并按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求进行了封井回填，防止发生油水窜层；拆除井场各项生产设施，清除地面硬化、砾石铺垫，释放永久占地。最后进行场地清理，清除各种固体废物，并对占地进行平整，避免影响植被自然恢复。

（3）管线生态恢复

单井采油管线和集油支线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵。

（4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，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植被恢复。

6.5 环境保护措施可行性分析

本次评价类比中国石油新疆油田分公司石西油田作业区同类项目来说明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。中国石油新疆油田分公司石西油田作业区开发多年来，油气集输大部分采用密闭集输工艺，且近年来实际生产运行过程均未发生环境风险事故，各类油气生产和储存设备、设施运转、维护基本正常。

根据《石西油田作业区2010~2019年环境影响后评价报告书》结论可知，各井场厂界无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求，油田开发对区域环境空气质量影响不大，采取的大气污染防治措施基本有效；声环境质量满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类标准限值，油田开发对周围声环境影响较小，采取的噪声污染防治措施基本有效；石西集中处理站采出水处理系统出水水质可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的相关标准，采取的废水处理措施基本有效；产生的固体废物均得到妥善处置，没有对周围环境产生重大不利影响；永久性占地地面均进行了硬化处理，临时性占地范围内草本植被正在恢复。

综上所述，本次采取的环境保护措施与中国石油新疆油田分公司石西油田作业区现有的环境保护措施基本相同，均为技术可行、经济合理、稳定可靠、便于实施的成熟措施，在油田开发过程中得到广泛应用。综上所述，本次采取的环境保护措施为技术可行、经济合理、可以达到长期稳定运行和达标排放。

6.6 环保投资分析

总投资7571.94万元，环保投资约358万元，占总投资的4.73%，见表6.6-1。

表 6.6-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	类别	环保措施	投资(万元)
施工期	生态环境	临时占地	对占地造成的生态破坏进行经济补偿，完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复；草方格固沙	150

废气	站场、管线等施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖	2	
	柴油机、发电机、施工机械和施工车辆尾气	使用达标油品，加强设备维护	5	
废水	生活污水	排至防渗池中，施工结束后送至乌尔禾区生活污水处理厂处理	9	
噪声	噪声	采用低噪声设备、基础减震，加强维修	2	
固体废物	钻井岩屑	不落地系统处理后，采用方罐临时贮存，最终交由岩屑处置单位处理	60	
	废润滑油、沾油废防渗材料	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置	5	
	生活垃圾	集中收集后送至石西油田作业区生活垃圾填埋场处理	2	
	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	1	
环境风险	井控装置	安装防喷器	72	
运营期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门，加强巡检	5
	废水	洗井废水、压裂返排液、废洗井液、酸化返排液和含油污水	集中收集后由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理	10
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备、基础减震	2
	固体废物	清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废防渗材料	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置	15
退役期	固体废物	站场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下1m内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	3
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	3
环境管理	环境监理	防渗措施落实情况；严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	5	
地下水保护措施	各钻井井场为一般防渗区，柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐、岩屑储罐等关键部位均采用防渗膜防渗；井场和计量站等永久占地范围内的防渗措施		5	
环境风险防范措施	井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标；严禁在管线两侧各5m范围内修筑工程		2	
合计	/		358	

6.7 依托可行性分析

6.7.1 依托设施环保手续履行情况

原油依托石西集中处理站原油处理系统处理；采出水、洗井废水、压裂返

排液、废洗井液、酸化返排液和含油污水依托石西集中处理站采出水处理系统处理；伴生气依托石西天然气处理站处理；危险废物依托有相应危险废物处理资质的单位回收处置；生活污水依托乌尔禾区生活污水处理厂处理；生活垃圾依托石西油田作业区生活垃圾填埋场处理；依托设施的环保手续履行情况见表 6.7-1。

表 6.7-1 依托工程环保手续履行情况一览表

序号	类别	项目名称	环评批复文号	验收情况
1	/	石西油田作业区 2010 年-2019 年环境影响后评价报告书	自治区生态环境厅 新环环评函（2021）240 号 2021 年 3 月 16 日	/
2	/	中国石油新疆油田分公司石西油田作业区环境影响回顾性评价报告书	原自治区环境保护厅 新环评价函（2011）1123 号 2011 年 11 月 25 日	/
3	原油、 采出水	新疆石油管理局石西油田开发建设环境影响报告书	原国家环境保护总局 环发[1998]201 号 1998 年 8 月 4 日	原国家环境保护总局 环验[2005]007 号 2005 年 1 月 13 日
4	和伴生 气	新疆油田陆梁和石西原油密闭处理与稳定改造工程（石西部分）	原和布克赛尔蒙古自治县 和生环评函字（2019）27 号 2019 年 7 月 12 日	正在组织验收
5	生活垃 圾及危 险废物 贮存	中国石油新疆油田分公司石西油田作业区生活垃圾填埋场及危险废物临时储存场新建工程	原自治区环境保护厅 新环函（2017）616 号 2017 年 4 月 27 日	自治区生态环境厅 新环环评函（2019）516 号 2019 年 4 月 29 日
6	生活 污水	乌尔禾区城乡污水处理厂建设工程	自治区生态环境厅 新环评审函（2010）116 号 2010 年 11 月 10 日	克拉玛依市环境保护局 克环保函（2014）437 号 2014 年 10 月 29 日
7		乌尔禾区污水处理厂提标改造工程	克拉玛依市生态环境局 克乌环函（2018）17 号 2018 年 3 月 24 日	2018 年 6 月通过竣工环境保护验收

6.7.2 原油处理依托可行性分析

石西集中处理站原油处理系统采用“聚结整流+热化学沉降”密闭脱水工艺，主要处理工艺流程如下：井区来液与莫北、石西、石南来液（ $P=0.25\sim 0.30\text{MPa}$ ）在管汇混合后进入游离水脱除器进行油、气、水分离，分离出的低含水原油（含水 $\leq 20\%$ ）经提升泵升压（ $P=0.65\sim 0.75\text{MPa}$ ），与石西低含水原油—原稳塔顶气换热器换热后进相变加热炉加热（ $T=55\sim 60^\circ\text{C}$ ）加热后含水原油至压力脱水器进行热化学脱水，合格净化油（含水 $\leq 0.5\%$ ）自压进入压力缓冲罐，进行原油稳定，稳定后

的原油输至净化油罐暂存，最终外输。分离出的伴生气（ $P=0.25\sim 0.30\text{MPa}$ ）经除液器除液后，输送到石西天然气处理站处理。脱出的含油污水（ $P=0.25\sim 0.30\text{MPa}$ ）进站内采出水处理系统处理。

原油处理系统设计处理能力 $70\times 10^4\text{t/a}$ ，实际处理量为 $35\times 10^4\text{t/a}$ ，富余处理能力 $35\times 10^4\text{t/a}$ ，两期全部实施后新建产能 $3.06\times 10^4\text{t/a}$ ，石西集中处理站富余原油处理能力可满足本项目需求。

6.7.3 采出水、洗井废水、压裂返排液、酸化返排液、废洗井液和含油污水依托可行性分析

采出水处理系统处理工艺流程为：原油处理系统分离出的采出水（含油量 $\leq 300\text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 200\text{mg/L}$ ）在进水口加入次氯酸钠杀菌剂进行第一次杀菌，进入 2 座 1000m^3 调储罐进行水量、水质调节，经初步沉降除去大部分浮油和大颗粒悬浮物，保证调储罐出水悬浮物 $\leq 100\text{mg/L}$ 、含油 $\leq 100\text{mg/L}$ ；调储罐出水进反应沉降单元，经过化学反应、絮凝沉降后，出水（含油 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 20\text{mg/L}$ ）经双滤料过滤器处理，出口水质指标可达到：含油 $\leq 7\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 7\text{mg/L}$ ，在双滤料过滤器新增加药口，出水口加入次氯酸钠杀菌剂进行第二次杀菌，处理后的净化水进入注水罐，用于石西油田和石南 31 井区油藏注水开发。

采出水处理系统设计处理规模 $2600\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理量约 $2300\text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，根据区块产能预测可知，采出水产生量约 $49\text{m}^3/\text{d}$ ，洗井废水压裂返排液、酸化返排液、废洗井液和含油污水产生量合计 $4.5\text{m}^3/\text{d}$ ，石西集中处理站采出水处理系统富余处理能力可以满足本项目采出水、洗井废水、压裂返排液、酸化返排液、废洗井液和含油污水的处理需求。

6.7.4 天然气依托可行性分析

石西集中处理站天然气处理系统建成于 1998 年 10 月，总设计处理规模为 $100\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“增压+丙烷制冷+节流制冷”工艺。目前最大实际处理量 $48\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力为 $52\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，根据区块产能预测情况，天然气产生量约 $1.77\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，石西集中处理站富余天然气处理能力可满足本项目需求。

6.7.5 危险废物贮存及处置依托可行性分析

废分子筛、废滤料、废润滑油、废防渗材料集中收集后临时贮存在石西油田作业区危险废物临时储存场储存，储存一定量后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

(1) 危险废物贮存依托可行性分析

石西油田作业区危险废物临时储存场位于石西油田作业区公寓西北约 2.5km 处，占地约 650m²，为半封闭式储存间，设计危险废物最大暂存量 400m³，最长暂存时间为半年，设计使用年限 25 年，贮存场墙体及地坪防渗采用 2mm 厚高密度聚乙烯防渗膜，主要用于暂存石西油田井下作业过程中产生的含油污泥及沾染废物。本项目产生的危险废物临时贮存在石西油田作业区危险废物临时储存场内，石西油田作业区危险废物不在同一时间进行，其危险废物不在同一时间大量产生，因此危险废物储存场储存量可满足本项目需求。

(2) 危险废物处置依托可行性分析

目前石西油田作业区正在与克拉玛依博达环保科技有限公司签订危险废物处置合同来处置石西油田作业区生产过程中产生的危险废物。

本项目属于石西油田作业区管理，根据前文分析可知，临时贮存危险废物产生量为 3.22t/a，相较于克拉玛依博达环保科技有限公司的处置能力占比极小，故可依托其处置。

项目实施后新增的危险废物的量相对于上述单位危险废物处理能力所占比例很小，故可满足本项目需求。

6.7.6 生活污水依托可行性分析

乌尔禾区污水处理厂污水采用三级深度处理工艺，即：进水→粗格栅及进水泵房→细格栅及沉砂池→MBBR 生化池→反硝化滤池→混凝沉淀池→转盘滤池→次氯酸钠接触消毒池→出水。出水水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准后用于生态灌溉。

乌尔禾污水处理厂设计处理规模为 6000m³/d，目前实际处理规模约为 4500m³/d，富余量 1500m³/d，本项目污水的最大排放量为 10m³/d，水质与一般城镇生活污水相

似，满足污水处理厂设计进水水质要求，且水量小，远低于污水处理厂的富余处理能力，可满足需求。

6.7.7 生活垃圾处置依托可行性分析

中国石油新疆油田分公司石西油田作业区生活垃圾填埋场占地面积 22900m²，采用人工合成材料防渗衬层，设计库容为 25000m³，处理规模为 1320t/a，设计使用年限 15 年，主要负责石西油田作业区生活垃圾的收集处置。钻井期生活垃圾产生量较少，相对于垃圾填埋场的富余处理规模所占比例较下，可满足本项目需求。

7 环境管理与监测计划

7.1 环境管理机构

7.1.1 环境管理机构

中国石油新疆油田分公司下设安全环保处，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。

石西油田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，全面负责该项目建设期的环境管理工作。本项目进入生产运行期后，主要管理工作均依托石西油田作业区完成，设一名专（兼）职环保工程技术人员负责本项目建设期的环保工作检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

7.1.2 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。

7.2 生产区环境管理

7.2.1 环境监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅审批本项目的的环境影响报告书，昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局昌吉市分局、塔城地区生态环境局、塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局监督本项目的环保竣工验收制度执行情况以及日常环境管理。

7.2.2 施工期环境管理

建设单位在施工期应加强对施工单位环境保护工作的监督与管理，施工单位应遵守相关环境保护法律法规，并严格落实本报告以及环评批复中提出的施工期环境保护要求；建立环境保护档案，对施工期采取的环境保护工作进行记录，保留施工前后施工区域的影像资料，便于建设单位进行监督检查。施工期相关的施工期环境保护行动计划见表 7.2-1。

表 7.2-1 施工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
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，规定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快自然恢复，将施工期对生态环境影响降到最低。严禁施工人员踩踏植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。	施工单位	新疆维吾尔自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局昌吉市分局、塔城地区生态环境局、塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局
2	水环境	各类管线试压废水用于施工洒水抑尘，生活污水施工结束后拉运至乌尔禾区生活污水处理厂处理；废压裂液排至收集罐中，集中收集后送至石西集中处理站采出水处理系统，处理达标后回注地层，不外排。		
3	土壤环境	按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，施工产生的建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染		
4	声环境	选用噪声低的设备，并注意设备的正确使用和经常性维护，保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛		
5	大气环境	逸散性材料运输、装卸和堆放过程中采取加盖苫布等抑尘措施，严禁散落和尘土飞扬。施工期各机械设备应使用符合国家标准油品，加强设备的维护，减少大气污染物的排放量		
6	水土流失	严格按规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道。施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等，防止水土流失		
7	固体废物	建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理，钻井岩屑交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置，生活垃圾送至石西油田作业区生活垃圾填埋场		

7.2.3 运营期环境管理

- (1) 建立和实施运营期的健康、安全与环境（HSE）管理体系。
- (2) 贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。
- (3) 加强环保管理人员的培训、教育，学习先进的环保管理理念，提高管理人员的技术水平与业务能力，定期对运营期环境保护工作进行总结和分析，根据环

保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。

(4) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果；参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。

(5) 项目运行后3至5年内，须组织开展环境影响后评价工作，对实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施。

(6) 运营期各环境要素的污染防治措施见表7.2-2。

表7.2-2 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
1	大气环境	采出物采用管线密闭集输，加强对各井场的设备和管线的巡检，定期对设备及管线组件的密封点进行泄漏检测；一期工程中采用燃气发电机回收部分伴生气	中国 石油 新疆 油田 分公司 石西 油田 作业区	新疆维吾尔自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局昌吉市分局、塔城地区生态环境局、塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局
2	水环境	井下作业均带罐作业，洗井废水、压裂返排液、废洗井液、酸化返排液和含油污水由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，不外排		
3	声环境	定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。对装置区、井场厂界噪声进行定期监测		
4	固体废物处置	清罐底泥、废分子筛、废防渗材料、废润滑油、废防渗材料集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置		
5	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，培训巡检人员相关环境保护知识，更好的保护沿线植被；对管道设施定期巡查，及时维修保养		
6	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理		
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		

7.2.4 排污许可管理

《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019年版）第六条规定：“属于本名录第1至107类行业的排污单位，按照本名录第109至112类规定的锅炉、工业炉窑、表面处理、水处理等通用工序实施重点管理或者简化管理的，只需对其涉及的通用工序申请取得排污许可证，不需要对其他生产设施和相应的排放口等申请取得排污

许可证”。本项目属于陆地石油开采行业（07），且不涉及通用工序，故不进行排污许可申请。

7.2.5 退役期环境管理

退役期环境管理的主要内容见表 7.2-3。

表 7.2-3 退役期的环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、迁移设备，恢复地貌	中国石油新疆油田分公司石西油田作业区	昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局昌吉市分局、塔城地区生态环境局、塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局
2	声环境	退役期间加强施工设备维护保养，合理安排施工时间		
3	大气环境	在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘，闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气造成影响		
4	水环境	废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下1m内管头		
5	固体废物	固体废弃物分类收集，及时清运		

7.3 污染物排放的管理要求

污染物排放清单及管理要求见表 7.3-1、表 7.3-2 和表 7.3-3。

7.4 企业环境信息公开

中国石油新疆油田分公司石西油田作业区应根据《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部 部令第 24 号）、《企业环境信息依法披露格式准则》（环办综合〔2021〕32 号）规定，并结合新疆维吾尔自治区的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

（1）企业基本信息，包括中文名称、法定代表人、注册地址、生产地址、行业类别、企业联系人及联系方式、企业性质、以及属于重点排污单位、实施强制性清洁生产审核的企业等情况，还包括主要产品与服务、生产工艺的名称，以及生产工艺属于国家、地方等公布的鼓励类、限制类或淘汰类目录（名录）的情况；

表 7.3-1 无组织废气污染物排放清单

序号	污染源		污染物	产生量 (t/a)	治理措施	实际排放量 (t/a)	厂界浓度 (mg/m ³)
1	一期	采油井场 (2 座)	NMHC	0.1194	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查；采用固定顶罐，装车采用顶部浸没式装载；及时检维修	0.1194	4.0
2		计量拉油站废气	NMHC	4.574		NMHC	4.0
			二氧化硫	0.85		二氧化硫	0.4
			氮氧化物	8.31		氮氧化物	0.1
3			颗粒物	0.66		颗粒物	1.0
4	二期	采油井场 (4 座)	NMHC	0.2388	0.2388	4.0	
5		计量拉油站	NMHC	0.1552	0.1552	4.0	

表 7.3-3 噪声、废水及固废等污染物排放清单

类别		环保措施	运行参数	污染物种类	排放标准	排放浓度	
噪声	一期、二期设备噪声	选用低噪声设备+加防振垫+基础减震等	58~105dB (A)	噪声	昼 60dB (A)、 夜 50dB (A)	/	
废水	一期	集中收集后由罐车拉运至石西集中处理站 采出水处理系统处理，不外排	洗井废水	152t/a	石油类	/	/
			压裂返排液	239.88m ³ /a	石油类	/	/
			酸化返排液	53.12m ³ /a	pH、石油类	/	/
			废洗井液	50.58t/a	石油类	/	/
			含油污水	48t/a	石油类	/	/
	二期	集中收集后由罐车拉运至石西集中处理站 采出水处理系统处理，不外排	洗井废水	304t/a	石油类	/	/
			压裂返排液	479.76m ³ /a	石油类	/	/
			酸化返排液	106.24m ³ /a	pH、石油类	/	/
	废洗井液	101.16t/a	石油类	/	/		
固体	一期	清罐底泥	集中收集后交由有相应危险废物处理资质	37.2t/a	石油类	/	/

废物		废分子筛	的单位进行回收处置	0.5t/a	石油类	/	/
		废滤料		0.1t/a	石油类	/	/
		废润滑油		2t/a	石油类	/	/
		废防渗材料		0.14t/a	石油类	/	/
	二期	废润滑油	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置	0.2t/a	石油类	/	/
		废防渗材料		0.28t/a	石油类	/	/

(2) 环境管理信息，主要为有效期内或正在申请核发或变更的全部生态环境行政许可（包括但不限于排污许可、建设项目环境影响评价等）的相关信息；还包括环境保护税缴纳信息、依法投保环境污染责任保险信息、环保信用评价等级等情况；

(3) 污染物产生、治理与排放信息，包括主要污染防治设施的名称、对应的产污环节、处理的污染物、对应排污口的名称、编号、年度非正常运行的设施名称、排放的污染物、次数、日期及时长、主要原因；污染防治设施由第三方负责运行维护的应当提供运维方信息；

(4) 企业应当就排污许可、建设项目环境影响评价、危险废物经营许可、废弃电器电子产品处理资格许可等生态环境行政许可新获得、变更、撤销等情况，披露变更事项、批复机关、批复文件文号、批复时间、批复原文内容等信息；

(5) 突发环境事件应急预案；

(6) 其他应当公开的环境信息。

7.5 环境监测与监控

7.5.1 施工期开展环境工程现场监理建议

为减轻对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议实施环境监理。

由于建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油新疆油田分公司环保法律、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，确保项目建设符合有关相关要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业阶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，精通国家环境保护相关法律、法规、标准和政策，了解当地生态环境行政主管部门的环保要求。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②协助 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、法规和政策。

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。

环境监理工作计划及重点见表 7.5-1。

表 7.5-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	各装置建设现场	1) 施工作业是否超越了限定范围，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理； 2) 废气、噪声是否达标排放，废水、固体废物是否妥善处理； 3) 防渗措施是否满足要求	环评中环保措施落实到位
2	管线敷设及道路建设现场	1) 管线选线是否满足环评要求。 2) 管线施工作业是否超越了施工宽度； 3) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 4) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被	
3	其它	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； 2) 有无砍伐、破坏施工区以外的植被，有无伤害野生动物等行为	

7.5.2 运营期环境保护监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017) 相关规定需定期对污染源和环境质量进行监测。《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采业》(HJ1248-2022) 中规定：“①对油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库、海上油气田陆岸终端的企业边界进行非甲烷总烃、硫化氢的监测；②对重点地区的油气集中处理、天然气处理厂、储油库、载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或者质量占比 $\geq 10\%$ 的天然气的设备与管线组件，密封点数量 ≥ 2000 个的，应开展设备与管线组件密封点泄漏检测；③采油气井场、配气站、集气站（输气站）、计量站、转油站、污水处理站、配注站、放水站、注水站（回注站）、

脱水站等场站内声源装置稳定运行且厂界环境噪声远低于标准限值的小型场站可不开展厂界环境噪声监测；④周边 2km 范围内无噪声敏感建筑物的场站，可不开展厂界环境噪声监测”。

本项目位于古尔班通古特沙漠腹地，不涉及油气集中处理站、天然气处理站、储油库、海上油气田，且周围 2km 范围内无噪声敏感建筑物，故运营期不对井场、计量站（计量拉油站）开展无组织废气和噪声的监测，仅对环境质量地下水和土壤开展监测。具体监测计划见表 7.5-2。

表 7.5-2 运营期环境监测计划

监测类型	阶段	监测对象	监测频率	监测点	监测因子	执行标准	监测时间
环境质量	一期 二期	地下水	1次/半年	利用下游已有水源井进行监测，一般不少于3个监测点	石油类、砷、六价铬	GB/T14843-2017III类和GB3838-2002III类	竣工验收后
	一期 二期	土壤	1次/年	采油井场、计量站（计量拉油站）各布设1个表层样	砷、六价铬、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	GB36600-2018 第二类用地筛选值	

7.5.3 环境设施验收建议

（1）验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

（2）验收内容

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》中有关规定开展验收，根据建设进度分期开展自主环保竣工验收并应当依法向社会公开验收报告。环保验收建议清单见见表 7.5-3 和表 7.5-4。

表 7.5-3 一期工程“三同时”竣工验收调查建议清单

污染源	污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准	
废气	放空火炬燃气	颗粒物、氮氧化物及二氧化硫	计量拉油站边界	采用清洁燃料天然气	达标排放	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)无组织浓度限值
	燃气发电机烟气	氮氧化物、二氧化硫及颗粒物	计量拉油站边界	采用清洁燃料天然气	达标排放	
	无组织挥发性废气	NMHC	各井场、计量拉油站	对设备进行定期巡检、检修,拉油罐采用固定顶罐	达标排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 4.0mg/m ³
废水	含油污水	COD、石油类	计量拉油站内的伴生气脱水装置	采用罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理	处理达标后回注地层	查阅接收记录
	洗井废水、废洗井液、压裂返排液、酸化返排液	COD、石油类	各井场	采用罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理	处理达标后回注地层	查阅接收记录
噪声	各类机泵、发电机、压缩机、放空火炬	噪声	计量拉油站、各井场	隔声、基础减震,采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类
固体废物	清罐底泥	清罐底泥	计量拉油站	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置		签订处置协议,落实危险废物转移联单
	废分子筛	废分子筛				
	废滤料	废滤料				
	废润滑油	废润滑油	计量拉油站、井场			
	废防渗材料	废防渗材料	井场			
生态环境	工程占地	植被破坏 土壤压覆 地表扰动 水土流失	各井场、计量拉油站	严格控制占地范围;井场用砾石铺垫	井场进行砾石铺垫	
				施工结束后对场地进行清理、平整	井场、管线沿线平整情况	
				按正式征地文件进行经济补偿	是否按征地文件进行经济补偿	
				临时占地范围的植被主要依靠自然恢复	管线等临时占地范围内及周边自然植被恢复情况	
环境管理	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;施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录,是否保留必要的影像资料					

表 7.5-4 二期工程“三同时”竣工验收调查建议清单

污染源		污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
废气	挥发性有机废气	NMHC	各井场、计量站	对设备进行定期巡检、检修	达标排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 4.0mg/m ³
废水	洗井废水、废洗井液、压裂返排液、酸化返排液	COD、石油类	各井场	采用罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理	处理达标后回注地层	查阅接收记录
噪声	各类机泵	噪声	计量站、各井场	隔声、基础减震,采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类
固体废物	废润滑油	废润滑油	计量站、井场	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置		签订处置协议,落实危险废物转移联单
	废防渗材料	废防渗材料	井场			
生态环境	工程占地	植被破坏 土壤压覆 地表扰动 水土流失	各井场、计量站	严格控制占地范围;井场、计量站用砾石铺垫		井场、计量站进行砾石铺垫
				施工结束后对场地进行清理、平整		井场、管线沿线平整情况
				按正式征地文件进行经济补偿		是否按征地文件进行经济补偿
				临时占地范围的植被主要依靠自然恢复		管线等临时占地范围内及周边自然植被恢复情况
				电线杆下铺设草方格		电线杆下草方格铺设情况
环境管理	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;施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录,是否保留必要的影像资料					

8 环境影响经济损益分析

8.1 环境社会效益分析

8.1.1 环境效益分析

项目开发建设对环境造成的损失主要表现在：工程占地造成的环境损失；突发事故污染造成的环境损失和其它环境损失。

占地主要为井场、计量站（计量拉油站）、管线和输电线路等工程占地，对生态环境的影响包括破坏原有地表构造，使地表裸露，加剧水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复措施后，对生态环境的影响是可以接受的。

本项目施工期较短，施工“三废”和噪声影响较小；在初期的 3~5 年内，植被破坏后不易恢复，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；施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工期的结束而消失，不会对周边环境产生影响。

运营期废气、噪声均可实现达标排放，废水及固体废物均可实现妥善处置，正常情况下不会对周围环境产生明显影响。但在事故状态下，由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏、井壁破裂泄漏事故，将对周围环境造成一定的影响。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种补偿费用来体现。

本项目建成投产后，对该地区的资源开发、经济结构的优化及其它相关产业的带动发展都具有非常重要的意义。

8.1.2 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以及人民生活水平的提高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。油田开发是支持当地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，提高当地的 GDP，提高当地税收有着积极的作用。

8.2 环境经济损益分析结论

综上，在建设过程中，由于计量站（计量拉油站）、管线敷设等都需要占用一定量的土地，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生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

中国石油新疆油田分公司开发公司拟在陆南 1 井区部署 6 口采油井，合计钻井进尺 2.42×10^4 m，新建产能 3.06×10^4 t/a，新建采油井场 6 座、计量站 1 座、单井采油管线 9.5 km、集油支线 23.9 km，并配套建设供配电、消防、仪表自动化、道路等公用工程，并将现有 2 口生产老井由集中拉油生产改为密闭集输工艺。本次分两期建设，一期建设内容为部署 2 口采油井及配套设施，并将现有 2 口生产老井由集中拉油生产改为密闭集输工艺；二期建设内容为部署 4 口采油井及配套设施。总投资 7571.94 万元，环保投资约 358 万元，占总投资的 4.73%。

9.2 环境质量现状

(1) 环境空气

SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、CO、 O_3 长期浓度均可满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中二级标准限值，为环境空气质量达标区；NMHC 满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0 mg/m^3 要求， H_2S 监测浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中推荐值要求。

(2) 地下水

石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准要求，其余监测因子中除了总硬度、溶解性总固体、氯化物和硫酸盐超标外，其余各监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准，超标原因是天然背景值偏高。

(3) 声环境

各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类声功能区标准限值。

(4) 土壤

土壤环境各监测因子监测值均可满足《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。

9.3 主要环境影响及环保措施

9.3.1 主要环境影响

（1）生态环境

对生态环境的影响主要表现在工程占地，施工活动和工程占地在项目区范围内呈点、线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。由于油田开发的大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，项目建设对野生动物的影响较小。因此总体上对生态环境影响较小。

（2）大气环境

施工期废气主要为扬尘、柴油机和发电机燃烧烟气、施工机械及车辆尾气等，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。运营期废气主要为无组织挥发烃类、发电机燃烧烟气和放空火炬燃烧烟气，井场、计量站（计量拉油站）厂界浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求，放空火炬和燃气发电机燃烧烟气中各污染物均可满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放监控浓度限值；项目区地域空旷，各污染物预测贡献值较低，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。

（3）水环境

施工期废水主要为管道试压废水、废压裂液和生活污水，管道试压废水产生量较小，主要污染物为SS，试压结束后，管道试压废水洒水抑尘；生活污水排至防渗池中，由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，废压裂液集中收集后送至石西集中处理站采出水处理系统，处理达标后回注地层，不外排；运营期废水为洗井废水、废洗井液、酸化返排液、压裂返排液和含油污水，集中收集后由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注地层，不外排；各类废

水均得到妥善处置，正常情况下不会对周围水环境产生明显影响。

事故状态下对地下水的污染主要为拉油罐、管道泄漏、井漏等，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。

(4) 噪声

施工期噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响；运营期噪声主要为计量拉油站内的各类机泵、压缩机和井下作业各设备及巡检车辆等，源强80~95dB(A)，根据预测计量站（计量拉油站）、井场边界昼夜噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类区标准要求。评价范围内无声环境敏感目标，不会出现扰民影响，对声环境质量影响不大。

(5) 固体废物

施工期固体废物主要为钻井岩屑、建筑垃圾和生活垃圾，钻井岩屑采用岩屑方罐收集，交由岩屑处置单位处置；建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理；生活垃圾送至石西油田作业区生活垃圾填埋场。运营期固体废物主要为清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油和废防渗材料，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置，固体废物得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

(6) 土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。运营期巡检车辆按油田巡检道路行驶，井下作业采取“带罐上岗”的作业模式，加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受浸染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收处置，可降低对土壤环境质量的影响程度。

(7) 环境风险

项目涉及的危险物质为原油和天然气，风险潜势为I，可能发生的风险事故类

型主要包括拉油罐泄漏、油气管线泄漏事故和火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。发生泄漏时，泄漏的天然对周围大气环境产生一定的影响，对土壤、地下水及植被影响较小，泄漏的原油对土壤、植被、地下水会产生一定的影响；包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。发生事故后，在严格落实本报告提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响。

9.3.2 环境保护措施

(1) 生态环境

对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积；施工结束后，对计量站（计量拉油站）进行地面硬化处理；设计选线选址过程中，尽量避开植被密集的区域；管线敷设时，严格控制施工作业带宽度，单井采油管线宽度不得超过16m，集油支线不超过17m，电线杆底部设置草方格固沙；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地；施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿；加强施工期环境监理。

(2) 大气环境

定期对设备进行保养维护；合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。严禁在大风天气进行土方作业；逸散性材料运输采用苫布遮盖；优化施工组织，道管线分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

选用质量可靠的设备、仪表、阀门等，定期巡检，对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀。

(3) 水环境

管道试压废水污染物主要为悬浮物，试压结束后，管道试压废水洒水抑尘；生活污水收集后由罐车拉运至乌尔禾区生活污水处理厂处理处理，废压裂液集中收集

后送至石西集中处理站采出水处理系统，处理达标后回注地层，不外排；洗井废水、废洗井液、酸化返排液、压裂返排液和含油污水集中收集后由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注地层，不外排。

(4) 噪声

施工期设备选型上采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施；加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意鸣笛。

运营期尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理；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；加强噪声防范，做好个人防护工作。

(5) 固体废物

施工期固体废物主要为钻井岩屑、建筑垃圾和生活垃圾，钻井岩屑采用岩屑方罐收集，交由岩屑处置单位处置；建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理；生活垃圾送至石西油田作业区生活垃圾填埋场。运营期固体废物主要为清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油和废防渗材料集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。

(6) 土壤环境

施工期应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；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；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。

井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，洗井废水、废洗井液、酸化返排液、压裂返排液和含油污水集中收集后由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注地层，不外排；清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油和废防渗材料集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。

(7) 环境风险

井下作业时要求带罐操作，井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标；严禁在管线两侧各5m范围内修筑工程；纳入中国石油新疆油田

分公司石西油田作业区突发环境应急预案。

9.4 经济损益性分析结论

本项目在建设过程中，由于地面设施建设等都需要占用一定量的土地，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生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

9.5 环境管理与监测计划结论

本次评价根据工程的特点，提出了相关的环境管理要求和监测计划，要求建设单位务必按照环评要求落实各项措施。

9.6 公众参与

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，项目进行了三次网上公示、1次张贴公告、2次报纸公示，公示期间均未收到公众反馈意见。

9.7 总结论

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