

金龙2区块密闭改造项目

环境影响报告书

(征求意见稿)

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

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：二〇二二年七月

目 录

1 概述	1
1.1 项目背景	1
1.2 建设项目主要特点	1
1.3 环境影响评价的工作过程	1
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	2
1.5 分析判定相关情况	3
1.6 环境影响评价的主要结论	4
2 总则	5
2.1 编制依据	5
2.2 评价目的与原则	9
2.3 评价时段	10
2.4 环境影响因素识别与评价因子确定	10
2.5 环境功能区划与评价标准	11
2.6 评价等级与评价范围	14
2.7 环境保护目标	18
2.8 评价内容和评价重点	19
2.9 相关规划及政策符合性分析	20
3 现有工程建设现状回顾	30
3.1 金龙 2 区块建设现状	30
3.2 拟部署井勘探期及其环境影响回顾	34
4 建设项目概况及工程分析	36
4.1 建设项目概况	36
4.2 项目建设内容	38
4.3 环境影响因素分析及污染源源强核算	42
4.4 总量控制指标	51

4.5 清洁生产分析.....	51
5 环境质量现状调查与评价.....	58
5.1 自然环境现状调查与评价.....	58
5.2 环境质量现状调查与评价.....	65
5.3 环境保护目标调查.....	75
6 环境影响预测与评价.....	75
6.1 施工期环境影响预测与评价.....	75
6.2 运营期环境影响预测与评价.....	81
6.3 退役期影响分析.....	92
6.4 环境风险分析.....	93
6.5 环境风险事故防范措施.....	96
7 环境保护措施论证分析.....	100
7.1 施工期环境保护措施.....	100
7.2 运营期环境保护措施.....	103
7.3 退役期环境保护措施.....	108
7.4 环保投资分析.....	110
7.5 依托可行性分析.....	111
8 环境管理与监测计划.....	113
8.1 环境管理机构.....	113
8.2 生产区环境管理.....	114
8.3 污染物排放的管理要求.....	119
8.4 企业环境信息公开.....	121
8.5 环境监测与监控.....	121
9 环境影响经济损益分析.....	125
9.1 环境社会效益分析.....	125

9.2 环境经济损益分析结论.....	126
10 环境影响评价结论.....	127
10.1 建设项目概况.....	127
10.2 环境质量现状.....	127
10.3 主要环境影响及环保措施.....	128
10.4 经济损益性分析结论.....	131
10.5 环境管理与监测计划结论.....	132
10.6 公众参与.....	132
10.7 总结论.....	132

1 概述

1.1 项目背景

金龙 2 区块行政隶属新疆维吾尔自治区克拉玛依市，构造位于准噶尔盆地西部隆起中拐五八区金龙 2 井区二叠系。区内通讯、电力线路、油田公路纵横交错，具备较好的地面开发条件。金龙 2 区块上乌尔禾组和佳木河组油藏发现于 2012 年 3 月，截止至 2022 年 6 月，金龙 2 区块共有生产井 65 口，日产液 1700m^3 ，综合含水率 40%。目前油藏地质储量丰富，具备良好的开发潜力。

为提高金龙 2 区块油气开采力度，并减少油气挥发，实现气液密闭混输，中国石油新疆油田分公司拟在金龙 2 区块部署 13 口采油井，其中开发建设 6 口井地面，并将 7 口井进行密闭集输改造；新建金龙 2 转液管线一条，管线自金龙 2 转油站起至红山嘴联合站止，管线长度 48km，阀池 4 个，伴行四级道路 28km，配套建设通信系统、仪表自动化等公辅工程。本工程实施单位为开发公司，建成后移交给中国石油新疆油田分公司重油开发公司运营管理。

1.2 建设项目主要特点

金龙 2 区块共部署 13 口采油井，其中开发建设 6 口井地面，并将 7 口井进行密闭集输改造；新建金龙 2 转液管线 48km，阀池 4 个，伴行四级道路 28km，并配套建设供配电、仪表自动化、道路及消防等配套工程；有着从石油开采→集输→处理→外输的全套生产流程，是一个完整的油气开采区块。项目施工期对生态环境影响较小，项目的建设将提高区域整体开发效益。

1.3 环境影响评价的工作过程

金龙 2 区块为石油开采老区块，本项目属于金龙 2 区块扩边开发项目，扩边区域为未进行过产能建设的新区块，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》“五、石油和石油开采业—8、陆地石油开采—新区块开发，应编制环境影响报告书。环境影响评价工作一般分为三个阶段，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（表）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 5 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，并按照环境影响评价技术导则的要求编制完成本项目环境影响报告书，报告书经生态环境部门审批后将作为项目建设、运营过程中环境管理的技术依据。环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

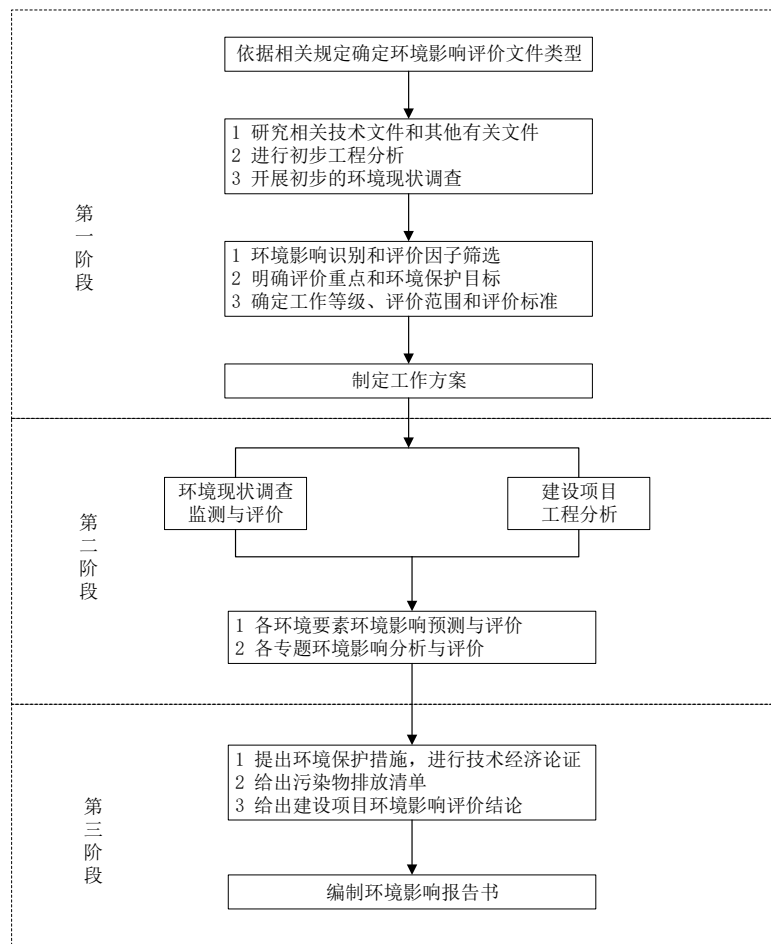


图 1.3-1 环境影响评价工作程序图

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为陆地石油开采项目，主要特点为污染与生态影响并存，即因项目建设占地、地表扰动等产生的生态影响与污染物排放导致的环境污染并存。

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

本项目为陆地石油开采项目，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”，为鼓励类项目，符合国家产业政策。

1.5.2 选址选线合理性分析

本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的相关要求，根据现场调查，金龙 2 区块周边无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、海洋特别保护区、饮用水保护区，无基本草原、地质公园、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。从选址选线的角度分析无重大环境制约因素，在切实落实报告提出的环保措施的前提下，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》、《阿勒泰地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》、《阿勒泰地区工业高质量发展“十四五”规划》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、“三线一单”、《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

本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；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。从环境保护角度论证建设可行。

2 总则

2.1 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 1 月 1 日；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 1 月 1 日；
- (5) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日；
- (6) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，2022 年 6 月 5 日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 9 月 1 日；
- (8) 《中华人民共和国环境保护税法》，2018 年 1 月 1 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 3 月 1 日；
- (12) 《中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）》，2012 年 7 月 1 日。

2.1.2 环境保护规章

- (1) 《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 7 日；
- (2) 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令第 682 号，2017 年 10 月 1 日；
- (3) 《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 8 月 22 日；
- (4) 《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 1 月 1 日；
- (5) 《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号，2019 年 1 月 1 日；

(6)《国家危险废物名录(2021年版)》，生态环境部令第15号，2021年1月1日；

(7)《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1月1日；

(8)《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012年第18号，2012年3月7日；

(9)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》，2018年10月1日；

(10)《水污染防治行动计划》，国发〔2015〕17号，2015年4月2日；

(11)《土壤污染防治行动计划》，国发〔2015〕31号，2016年5月28日；

(12)《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；

(13)《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2月1日；

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

(15)《排污许可管理条例》，国务院令第736号，2021年3月1日；

(16)《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；

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

(18)《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；

(19)《生产建设项目水土流失防治标准》(GB/T50434—2018)；

(20)《关于印发<环境保护综合名录(2021年版)>的通知》(环办综合函〔2021〕495号)，2021年11月2日；

(21)《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)，2013年3月1日；

(22)《危险废物转移管理办法》(部令第23号)，2021年11月30日；

(23)《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。

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1月1日;
- (3)《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》,2016年1月29日;
- (4)《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》,2017年3月20日;
- (5)《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》,2010年5月1日;
- (6)《新疆生态环境保护“十四五”规划》,2021年12月24日;
- (7)《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》,2018年9月21日;
- (8)《新疆生态功能区划》,2005年7月14日;
- (9)《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》,2002年12月。
- (10)《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7月30日;
- (11)《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》,2020年9月4日;
- (12)《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》,2019年1月21日;
- (13)《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》,2018年8月;
- (14)《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;
- (15)《关于印发阿勒泰地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》,2021年6月26日;
- (16)《阿勒泰地区水土保持规划》(2019~2030年),2019年6月;
- (17)《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2月5日;
- (18)《新疆国家重点保护野生动物名录》,2021年7月28日;

(19)《阿勒泰地区工业高质量发展“十四五”规划》(阿行署发〔2021〕10)号,2021年12月31日;

(20)《阿勒泰地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10月22日。

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1月1日;

(2)《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018),2018年12月1日;

(3)《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009),2010年4月1日;

(4)《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018),2019年7月1日;

(5)《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011),2011年9月1日;

(6)《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018),2019年3月1日。

(7)《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016),2016年1月7日;

(8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018),2019年3月1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8月1日;

(10)《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017),2017年6月1日;

(12)《污染源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018),2019年1月1日;

(13)《石油和石油开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》,2009年2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)《关于发布<排放源统计调查产排污核算方法和系数手册>的公告》(生态环境部公告2021年第24号),2021年6月11日;

(16)《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南(试行)》(HJ 1209—

2021)》，2022 年 1 月 1 日。

2.1.5 相关文件和技术资料

(1)《金龙 2 区块密闭改造项目环评委托书》，中国石油新疆油田分公司开发公司，2021 年 12 月 25 日；

(2)《金龙 2 井区转油站及外输工程方案》，中油（新疆）石油工程有限公司，2022 年 5 月；

(3)《2022 年金龙 2 井区老井进系统工程》，中油（新疆）石油工程有限公司，2022 年 3 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、生态环境及区域规划、产业政策情况，掌握项目所在区域的环境质量及生态现状。

(2) 通过工程分析，明确本项目施工期、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，预测和评价本项目施工期、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性和合理性。

(4) 分析本项目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，对建设项目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，确定本项目的评价时段为施工期、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

本项目的环境影响因素包括：

施工期——对环境的影响主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气、管道试压废水、噪声、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、井下作业废水、井下作业废液、噪声、废防渗膜、废机油及落地油等，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

环境要素	影响因子	施工期					运营期					退役期		
		生态	废气	废水	固废	噪声	废气	废水	固废	噪声	风险事故	废气	噪声	固废
		占地	施工机械及车辆尾气、扬尘	管道试压废水	建筑垃圾	施工车辆、施工设备	无组织挥发烃类	井下作业废水、井下作业废液	清管废渣、废防渗膜、废机油及落地油	井下作业、机泵、运输车辆	管线泄漏、井壁破裂泄漏	施工扬尘、汽车尾气	施工车辆及机械	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线
环境空气		0	+	0	0	0	++	0	0	0	0	+	0	0
地下水		0	0	0	0	0	0	++	+	0	0	0	0	0
声环境		0	0	0	0	+	0	0	0	+	++	0	+	0
土壤环境		++	0	0	+	0	0	+	++	0	0	+	0	+
植被		+	+	0	+	0	+	+	+	0	0	+	0	+
动物		+	+	0	+	+	+	+	+	0	+	+	+	+

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

根据项目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，筛选本项目评价因子，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	项目	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	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
生态环境	现状评价	调查项目区土地利用类型、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、水土流失、土地沙化现状
	影响评价	项目建设可能造成的植被、野生动物、生态景观、水土流失和土地沙化的影响
环境风险	影响分析	对运营期可能发生的油气泄漏事故进行分析

2.5 环境功能区划与评价标准

2.5.1 环境功能区划

本项目环境功能区划情况详见表 2.5-1。

表 2.5-1 项目所在区域的环境功能区划一览表

环境要素	环境功能区划
环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类功能区
地下水环境	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类功能区
声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）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
生态环境	根据《新疆生态功能区划简表》，项目位于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区（II）——准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区 II 2——大拐-小拐农业开发生态功能区（18）

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）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	μ g/m ³	GB3095-2012（二级）
		1 小时平均	500		
2	NO ₂	年平均	40	μ g/m ³	
		1 小时平均	200		
3	PM ₁₀	年平均	70	μ g/m ³	
		24 小时平均	150		
4	PM _{2.5}	年平均	35		
		24 小时平均	75		
5	CO	24 小时平均	4	μ g/m ³	
6	O ₃	日最大 8 小时平均	160	mg/m ³	
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m ³	GB16297-1996
8	H ₂ S	1 小时平均	10	μ g/m ³	HJ2.2-2018 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

②地下水

区域地下水执行《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]

指标	单位	标准值（III类）	指标	标准值（III类）
pH	无量纲	6.5~8.5	硫酸盐	≤250
总硬度	mg/L	≤450	氟化物	≤1.0
溶解性总固体	mg/L	≤1000	氰化物	≤0.05
耗氧量	mg/L	≤3.0	挥发性酚类	≤0.002
氨氮	mg/L	≤0.50	铬（六价）	≤0.05
亚硝酸盐氮	mg/L	≤1.0	砷	≤0.01
汞	mg/L	≤0.001	镉	≤0.005
氯化物	mg/L	≤250	石油类	≤0.05

③声环境

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的相关要求并结合生态环境部门的规定，判定项目区位于 2 类声环境功能区，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

项目区土壤环境质量执行《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

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)
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 4.0mg/m³)。详见表 2.5-6。

表 2.5-6 大气污染物排放标准

污染物	排放限值 (mg/m ³)	标准来源
NMHC	4	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728—2020)

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
井场	60	50	GB12348-2008 2 类

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, 选取 NMHC 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

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 (%)
采油井场	NMHC	22.16	1.11
15 号计量站	NMHC	11.39	0.54
8 号计量站	NMHC	11.39	0.54
2 号计量站	NMHC	11.39	0.54
11 号计量站	NMHC	22.77	1.14
16 号计量站	NMHC	11.39	0.54
7 号计量站	NMHC	22.77	1.14
17 号计量站	NMHC	11.39	0.54
18 号计量站	NMHC	45.54	2.28
单个阀池	NMHC	5.69	0.27

由表 2.6-1 可知：本项目各污染物最大落地浓度占标率最高为 2.28%，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

废水主要为井下作业废水、废洗井液、压裂返排液和酸化返排液。井下作业均带罐作业，井下作业废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理系统处理，不外排。

项目产生的废水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，本项目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

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

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项目，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 判定项目属于 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，井区周边无声环境敏感目标。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 6.1.2 确定评价等级，项目所在区域无国家公园、自然保护区、世界自然遗产、自然公园、生态保护红线，且地下水水位或土壤影响范围内无分布天然林、公益林、湿地等生态保护目标，工程总占地面积为 1028756m²，因此项目所在生态影响评价等级确定为三级。

（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。

① 占地规模

本项目永久占地面积约 25.6756hm²，占地规模为中型。

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	-	-

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，项目区环境敏感程度为不敏感。

本项目属于石油开采项目，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 综合判定本项目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)，建设项目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采油管线、转液线，本项目危险物质与临界量的比值(Q 值)小于 1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJT169-2018)相关规定，本项目风险潜势为 I，因此，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、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	井区内以单井井场为中心，边长为 5km 矩形形成的包络线范围
地 下 水	金龙 2 区块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
声 环 境	项目区及边界向外延伸 200m
土壤环境	项目区及边界向外延伸 200m
生态环境	项目占地范围内
环境风险	不设评价范围

2.7 环境保护目标

根据现场调查，本项目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，水土流失重点预防区和重点治理区。本项目各环境要素及环境保护目标相关保护级别见表 2.7-1。

表 2.7-1 项目环境保护目标一览表

保护要素	环境保护目标	与项目区位置关系	各要素保护级别及要求
环境空气	项目区环境空气	/	GB3095-2012 二级
土壤环境	项目区土壤	/	GB36600-2018 第二类用地筛选值标准；
地下水环境	项目区地下水	/	GB/T14848-2017 III类
声环境	项目区声环境	/	GB3096-2008 2类
生态环境	梭梭、白梭梭	项目区及其周边	自治区 I 级保护植物
	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》要求，结合建设项目具体特点、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、环境影响经济效益分析、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，核算无组织的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	分为施工期和运营期。对施工期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析，并提出切实可行的减缓措施。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。根据项目特点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	环境影响经济效益分析	从项目社会效益、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，给出项目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	结论与建议	根据上述各章节的相关分析结果，从环保角度给出项目可行性结论及建议

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) 环境保护措施分析论证。

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

本项目位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的准噶尔西部荒漠草原生态功能区，属于限制开发区。要求根据资源环境承载能力合理布局能源基地和矿产基地，尽可能减少对农业空间、生态空间的占用并同步修复生态环境。本项目合理布局管线及井场，减少对生态空间的占用，符合主体功能区对项目所在区域的开发管制原则。

(3) 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

本项目建设符合《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 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	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。	本项目为陆地石油开采项目，不属于“高污染、高环境风险产品”的工业项目。项目区位于一般管控单元，不涉及生态红线；本项目产生的废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处理，不会突破区域环境质量底线；本项目运营过程中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；项目的建设符合“三线一单”的要求	符合
2	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。	本项目属于陆地石油开采，项目建成后交由中国石油新疆油田分公司重油开发公司运营管理，重油开发公司已积极开展了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，目前正在进行清洁生产方案的实施工作。	符合
3	加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	项目实施后由中国石油新疆油田分公司重油开发公司运营管理，重油开发公司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

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，相符性分析详见表 2.9-2。

表 2.9-2 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	采取的相关措施	符合性分析
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
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	油田采出水送至由红山嘴联合站采出水处理系统处理达到《油田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和企业内部标准《油田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）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	本项目采用密闭集输工艺流程工艺，油气集输损耗率小于0.5%	符合

序号	《政策》中相关规定	采取的相关措施	相符性分析
	耗率不高于 0.5%		
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	本项目产生的伴生气由管线管输至 81 号天然气处理站处理，不放空	符合
6	在钻井和井下作业过程中，鼓励油污、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的油污、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	井下作业废水、废洗井液、压裂返排液和酸化返排液由罐车拉运至红山嘴联合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《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	项目实施后由中国石油新疆油田分公司重油开发公司运营管理，将本项目纳入中国石油新疆油田分公司重油开发公司已有的 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 2.9-3。

表 2.9-3 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	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	项目的建设符合相关规划，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，从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	符合

序号	《规范》中相关规定	采取的相关措施	相符性分析
	态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油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	恢复，退役期要及时释放永久占地	
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	本项目仅建设地面工程，不涉及钻井工程	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、泄露，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资	项目实施后由中国石油新疆油田分公司重油开发公司运营管理，重油开发公司具备完善的应急管理体系，本项目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，综合开发利用油藏伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；油田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的原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	伴生气最终送至 81 号天然气处理站处理，处理合格后外输；采出液送至红山嘴联合站进行处理；井下作业带罐作业，产生的井下作业废水、废洗井液、酸化返排液和压裂返排液由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理装置处理；事故状态下的含油污泥委托有资质的单位处置	符合
6	建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化；结合生产实际分级建立监控平台，达到油气生产、计量、集输与处理等主要环节自动化、数字化远程监控管理；建立场站区监控系统，实时采集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息，录入生产运行中人工化验或记录数据，进行系统化实时监控管理；利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备控制和安全生产的信息化管理	每座采油井场新建 1 套 RTU 及现场一次仪表，负责完成仪表及控制阀门的采集、报警及控制功能	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2.9-4。

表2.9-4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》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	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	目前中国石油新疆油田分公司编制的《新疆油田公司“十四五”发展规划纲要》和《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划环境影响评价》正在进行技术审查	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。	本项目以金龙2区块为单位开展环评，包括拟建的新井、设备、管道及配套工程等，在报告中对项目施工期、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藏或枯竭废弃油藏。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	本项目产生的井下作业废水、废洗井液、酸化返排液和压裂返排液由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理系统处理，油田采出液送至红山嘴联合站处理；本项目为石油开采项目，油田采出水处理系统达到《油田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和企业内部标准《油田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）中的相关要求后，回注油藏；回注水源为处理达标后的采出水，采出净化水回注层位远远超出区域地下水含水层的深度，且回注井在钻井过程中对潜水所在的地层进行了水泥浆固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，且固井深度远远超过了含水层埋深，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效防止造成地下水污染；钻井工程已结束，不再使用	

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	采取的相关措施	相符性分析
	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	钻井液；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为盐酸，具体成分涉及商业秘密，不便公开	
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	本项目无钻井岩屑产生。清管废渣、废机油和废防渗材料定期交由有相应危废处理资质的单位进行回收处置，事故状态下含油污泥交由有相应危险废物处置资质的单位回收、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。涉及高含硫石油开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫油田回注采出水，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	本项目采用密闭集输工艺，减少了油气的无组织挥发；天然气中硫化氢含量为未检出，不属于高含硫石油开采，井场均采用电加热器，项目不涉及燃气设施	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。	项目的建设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，	符合

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	采取的相关措施	相符性分析
	施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	项目周边无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束后应及时对项目区进行平整、清理，恢复临时占地	
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	项目实施后由中国石油新疆油田分公司重油开发公司运营管理，重油开发公司具备完善的应急管理体系，本项目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 2.9-5。

表 2.9-5 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	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	项目区无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区	符合
2	开发单位应当对污染物排放及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、土壤环境提出了运营期监测计划，建设单位应接受自治区生态环境厅、阿勒泰地区生态环境局及福海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》（环综合〔2021〕43号）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	本报告提出井场施工结束后，应对施工场地进行清理平整，由于区域的蒸发量大于降水量，不需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄露，造成环境污染	本报告提出运营期要定期对井场各设备设施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
5	石油、天然气开发单位应当采取保护措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体；运输石油、天然	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的	符合

序号	相关规定	采取的相关措施	符合性分析
	气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄露、溢流和散落	发生	
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、利用条件的，应当送交有资质的单位处置	清管废渣、废机油、废防渗材料和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	符合
7	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放	本项目产生的伴生气由管线管输至 81 号天然气处理站处理，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	项目管线施工时土方分层堆放、分层回填，临时占地均进行场地平整清理，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。场站均采取了地面硬化的措施，退役期场站内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，平整后依靠自然恢复	符合
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	项目实施后由中国石油新疆油田分公司重油开发公司运营管理，项目实施区域纳入《中国石油新疆油田分公司重油开发公司突发环境污染事件应急预案》	符合

2.9.3 “三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

项目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《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控实施方案》（新克政发〔2021〕49 号）可知，项目区位于克拉玛依市克拉玛依区一般管控单元（ZH65020330003），不在生态保护红线范围内。

（2）环境质量底线

废气主要为油气集输过程中无组织挥发性废气，采取相应措施后井场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；运营期废水为井下作业废水、废洗井液、酸化返排液和压裂返排液。井下作业均带罐作业，井下作业废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理系统处理，不外排；噪声源主要为集气站内设备、井下作业各类机泵及巡检车辆，采取相应措施后井场昼夜厂界噪声满足《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；固体废物主要为清管废渣、废机油和废防渗材料等，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。

本项目产生的废气、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

本项目运营过程中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，符合资源利用上限要求。

（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》（新政发〔2021〕18 号）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》，本项目属于克奎乌-博州片区，该区重点突出大气污染治理、资源能源利用效率提升。本项目水套加热炉以天然气为燃料，污染物排放水平较低；轻烃储存采用压力罐，装载采用底部装载，并设气相平衡系统，最大限度的减少了油气的无组织挥发；项目的减少资源能源消耗少，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”的总体验控要求。

②与关于《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》的通知（新克政发〔2021〕49 号）中关于“三线一单”的管控分区的符合性分析

根据《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清

单》，本项目位于编码 ZH65020330002 的一般管控单元，因此不在优先保护单元内的生态环保红线区，项目区最近距离克拉玛依区优先保护单元 01 约 2km，项目的建设符合该管控单元的要求。相关符合性分析详见下表，项目与克拉玛依市环境管控单元位置示意图 2.8-7。

表 2.8-7 本项目与克拉玛依市“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		本项目采取的相关措施	符合性分析
一般管控单元 (ZH65020330003)	空间布局约束	①执行自治区总体准入要求中【A1.4-1】【A1.4-2】【A1.4-3】条要求。 ②执行自治区管控单元分区管控要求【A7.1-1】条要求。 ③执行“克奎乌-博州片区”管控要求【B1.1-5】条要求。 ④执行克拉玛依市总体管控要求 1.1、1.2、1.3、1.5、1.6、1.8 条要求。	金龙2区块为油田已开发老区块，不占用耕地，占地范围内无水源涵养区、饮用水水源地保护区等环境敏感区；项目的建设符合产业政策，符合自治区生态功能区规划，不属于《新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单》和《新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》；伴生气与采出物一起经密闭管网管输至处理站处理；运营期天然气加热炉烟气中各污染物排放浓度能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 特别排放限值要求。符合【A1.4-1】【B1.1-5】条要求；本项目不涉及【A1.4-2】【A1.4-3】【A7.1-1】和 1.1、1.2、1.3、1.5、1.6、1.8 条要求	符合
	污染物排放管控	①执行自治区管控单元分区管控要求【A7.2-1】条要求。 ②执行克拉玛依市总体管控要求 2.1、2.2、2.3、2.4、2.5、2.7 条要求。	运营期不新增氨氮和 COD 排放，VOCs 削减量为 2.5465t/a；运营期洗井废水、压裂返排液、酸化返排液及废洗井液进红山嘴联合站采出水处理系统处理，处理达标后回用于生产，不外排。运营期产生的固体废物均委托具有处置资质的单位接收处置，不外排。符合【A7.2-1】、2.5 和 2.7 条要求；本项目不涉及 2.1、2.2、2.3、2.4 条要求	符合
	环境风险防控	①执行自治区管控单元分区管控要求【A7.3-1】条要求。 ②执行克拉玛依市总体管控要求 3.11 条要求。	严格落实报告提出的水土流失措施，落实各项污染防治措施，防止污染项目区土壤及地下水，防止对周围耕地造成污染；严格落实运营期污染源监测计划，符合【A7.3-1】和 3.6 条要求；不涉及【A3.1-1】【A3.1-2】和 3.4 条要求	符合
	资源利用效率	①执行自治区总体准入要求中【A4.1-2】【A4.1-3】【A4.2-1】【A4.5-2】条要求。 ②执行自治区管控单元分区管控要求【A7.4-1】条要求。 ③执行克拉玛依市总体管控要求 4.1、4.2 条要求。	用水就近从大拐镇由罐车拉运至项目区，不占用耕地，不开采地下水，运营期产生的固废妥善处置。符合【A4.1-3】【A4.5-2】条要求；本项目不涉及【A4.1-2】【A4.2-1】【A7.4-1】和 4.1、4.2 条要求	符合

3 现有工程建设现状回顾

3.1 金龙 2 区块建设现状

3.1.1 金龙 2 区块开发建设现状

(1) 地理位置

金龙 2 区块现有工程行政隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市、和布克赛尔蒙古自治县和沙湾县交界地带，西北距克拉玛依市中心城区约 30.7km~40.5km，西距 S221 约 14.2km~20km，东南距无名湖湖面最近距离为 40m，东南距玛纳斯河最近距离为 210m。

(2) 现有工程建设现状

金龙 2 区块大规模开发建设始于 2014 年，截至 2021 年 11 月，金龙 2 区块共有生产井 65 口，日产液 1700，综合含水率 40%。

(3) 集输及处理工艺

①集输工艺

金龙 2 井区集输工艺采用三级布站模式，即“井口→计量站→转油站→集中处理站”的三级布站方式，单井来液经计量站计量，通过管汇进入金龙 2 转油站，气液分离后的含水原油转输至红山嘴原油处理站，伴生气转输至 81 号天然气处理站进行处理。部分偏远零散单罐井采用单罐拉油的生产模式。

②处理工艺

龙 2 井区已建金龙 2 转油站 1 座，设计转液能力为 $150 \times 10^4 \text{t/a}$ ，转气能力为 $100 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，2021 年 12 月 31 日投产，负责将金龙 2 采出液以及周边偏远零散井罐车拉运来液转输至红山嘴原油处理站。目前由于金龙 2 转油站至红山嘴原油处理站转液管道尚未建设完成，金龙 2 井区采出液在金龙 2 转油站进行气液分离后，采出液装车拉运至 61 号原油处理站进行处理，伴生气转输至 81 号天然气处理站进行处理。

(6) 在建工程建设现状

金龙 2 区块在建工程为《金龙 2 区块二叠系佳木河组、上乌尔禾组油藏规划部署及 2020 年地面工程（克拉玛依区）》、《金龙 2 区块 2020 年水平井加密调整开发工程》、《金龙 2 区块开发建设工程（变更）环境影响报告表》，建设内容主要为拟部署 52 口采油井（其中新钻井 41 口，老井利用 11 口），并配套建设相应的集输工程及公用工程，同时为完善区块集输系统，对金龙 2 转油站、伴生气增压站及依托设施红山嘴联合站进行改扩建。该工程已取得克拉玛依市生态环境局的批复（克环函〔2022〕35 号）。该项目于 2021 年 3 月开工，目前已完钻 18 口采油井（JLHW2019、JLHW248、JLHW2055、JLHW301、JLHW302、JLHW303、JLHW2039、JLHW218、JLHW219、JLHW220、JLHW221、JLHW279、JLHW280、JLHW281、JLHW2017、JLHW2018、JLHW245、JLHW246），均采用油基钻井液；金龙 2 转油站、伴生气增压站、依托设施红山嘴联合站的改扩建以及伴生气管线均已完工。

3.1.2 环境影响回顾

在《新疆油田公司“十四五”地面发展规划》及规划环评实施之前，金龙 2 区块未进行过油气田规划及规划环评。

（1）环保手续履行情况

现有工程环保手续履行情况见表 3.1-1。

表 3.1-1 现有工程环保手续履行情况一览表

序号	工程名称	环评批复机关、文号	环保竣工验收批复机关、文号及时间
1	中国石油新疆油田分公司金龙油田金龙 2 区块二叠系佳木河组、上乌尔禾组油藏开发工程	原自治区环境保护局 新环函〔2014〕1432 号	2018 年 12 月第一批通过自主竣工保护验收
2	金龙 2 区块二叠系佳木河组、上乌尔禾组油藏规划部署及 2020 年地面工程（克拉玛依区）	克拉玛依市生态环境局 克环函〔2020〕71 号	正在建设
3	金龙 2 区块 2020 年水平井加密调整开发工程	克拉玛依市生态环境局 克环函〔2020〕143 号	正在建设
4	金龙 2 区块开发建设工程（变更）	克拉玛依市生态环境局 克环函〔2022〕35 号	正在建设

（2）金龙 2 区块现有环境影响回顾

①废气

根据《中国石油新疆油田分公司金龙油田金龙 2 区块二叠系佳木河组、上乌尔禾组油藏开发工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》中对拉油站及井场厂界的监测数据知：拉油站、井场厂界无组织排放的非甲烷总烃满足《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。

表 3.1-2 厂界非甲烷总烃监测结果一览表

监测点位	浓度范围 (mg/m ³)	浓度最高值 (mg/m ³)	标准限值 (mg/m ³)	达标情况
1 号拉油站	0.17~0.58	0.58	4.0	达标
2 号拉油站	0.22~0.77	0.77	4.0	达标
油井 JLHW261	0.2~0.70	0.70	4.0	达标

②废水

区块内井下作业废水集中收集后送至 51#联合处理站采出水处理系统处理，无废水外排。

③噪声

根据《中国石油新疆油田分公司金龙油田金龙 2 区块二叠系佳木河组、上乌尔禾组油藏开发工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》中对拉油站及井场厂界噪声的监测数据知：拉油站、井场噪声昼夜均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类声功能区限值要求。

表 3.1-2 拉油站及井场厂界噪声监测值一览表

监测 点位	时间		厂界噪声[dB (A)]				标准限值 [dB (A)]	结果
			东	西	南	北		
1 号拉油站	第一天	昼	45	48	50	43	60	达标
		夜	41	47	48	42	50	达标
	第二天	昼	46	49	50	43	60	达标
		夜	42	47	48	42	50	达标
2 号拉油站	第一天	昼	36	35	36	35	60	达标
		夜	35	35	35	35	50	达标
	第二天	昼	36	35	36	35	60	达标
		夜	35	36	36	35	50	达标
油井 JLHW261	第一天	昼	40	40	40	39	60	达标
		夜	38	38	38	38	50	达标
	第二天	昼	43	41	43	40	60	达标
		夜	40	40	40	40	50	达标

④固体废物

井下作业单位实施井下作业带罐操作，作业管架下部地表铺设防渗膜，做到原油不落地，不产生落地原油，正常工况下固体废物主要为清罐污泥，集中收集后交由克拉玛依博达环保科技有限公司。

⑤生态环境

现有工程对生态的影响主要为占地对植被、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，对井场周围已建成的永久性占地进行砾石铺垫，临时占地范围内的植被正在恢复中。

(3) 金龙2区块在建工程环境影响

金龙2区块内部分产能工程尚未建设完成，本次环境影响回顾主要引用《金龙2区块二叠系佳木河组、上乌尔禾组油藏规划部署及2020年地面工程（克拉玛依区）环境影响报告表》、《金龙2区块2020年水平井加密调整开发工程环境影响报告表》中的结论。

①废气

在建工程非甲烷总烃排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中新污染源无组织排放监控点浓度限值；加热炉燃烧烟气排放污染物满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)标准要求，对大气环境影响可接受。

②废水

废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，运营期80%采出水进入压裂返排液池用于复配压裂液，剩余20%低含水采出液由罐车运至51#联合处理站，待红山嘴联合站建成后由管输运至红山嘴联合站新建采出水处理系统处理；井下作业废水收集至专用收集罐中，由罐车拉运至51#联合处理站采出水处理系统；生活污水排入防渗污水收集池，定期拉运至克拉玛依市第二污水处理厂进行处理。运营期废水得到妥善处置，不会对区域地下水环境产生不利影响。

③噪声

运营期正常生产时噪声较小，运营期噪声主要来自井场抽油机泵、计量站内各

类机泵等产生的噪声，主要对油区内工作人员产生影响，不会造成噪声扰民现象，对环境的影响较小。

④固体废物

固体废物主要为清罐底泥、落地油泥、清罐废渣委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处理；井下作业单位实施井下作业带罐操作，作业管架下部地表铺设防渗膜，单井落地油由作业单位100%回收；生活垃圾收集后送至克拉玛依市生活垃圾填埋场。上述固体废物均可得到妥善处理，不会对环境造成不良影响。

3.1.3 现存环境问题及整改方案

根据现场调查结果可知：金龙 2 区块内各现有井场已平整，由砾石铺垫，钻井岩屑已妥善处理，施工结束后施工场地已进行清理，无遗留的环境问题。油区道路总体规范，目前区块部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。

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

3.2 拟部署井勘探期及其环境影响回顾

本次拟将 6 口评价井转为生产井，各评价井号及井深见表 3.2-1。

表 3.2-1 拟部署井基本情况一览表

序号	井号	井位坐标	实际完钻 井深 (m)	开钻 时间	完钻 时间	井型	转为生 产井后 井类别
1	JLHW215		5410	2020.1.16	2020.6.23	水平 井	采油井
2	金 221		4622	2017.4.18	2017.6.29	直井	采油井
3	金 223		4090	尚未开钻	/	直井	采油井
4	JLHW22001		4130	尚未开钻	/	水平 井	采油井
5	金 228		4020	尚未开钻	/	水平 井	采油井
6	金龙 243-X		3585	尚未开钻	/	定向 井	采油井

(1) 环保手续履行情况

各井的环保手续履行情况见表 3.2-2。

表 3.2-2 钻试工程环保手续履行情况一览表

序号	井号	工程名称	批复机构、文号及时间	验收情况
1	JLHW215、 金龙 243-X	金龙 2 井区二叠系佳木河组、上乌尔禾组油藏 2020 年钻井工程（克拉玛依区）环境影响报告表	克拉玛依市生态环境局 克环函（2020）10 号 2020 年 1 月 15 日	2021 年 10 月 27 日 通过了自主竣工环境保护验收
2	金 221	中拐凸起白 25-金 214 井区块二叠系风城组油藏金 221 评价井工程环境影响报告表	原和布克赛尔蒙古自治县环境保护局 和环评函字（2016） 256 号 2016 年 12 月 30 日	2019 年 6 月 10 日 通过了自主竣工环境保护验收
3	JLHW22001	金龙油田金龙 2 井西二叠系上乌尔禾组油藏第二轮评价井工程环境影响报告表	克拉玛依市生态环境局 克环函（2021）112 号 2021 年 8 月 6 日	尚未开钻
4	金 228			尚未开钻
5	金 223	金龙油田金龙 2 井西二叠系上乌尔禾组油藏评价井工程（变更）环境影响报告表	塔城地区生态环境局 塔地环字（2021）245 号 2021 年 11 月 26 日	尚未开钻

4 建设项目概况及工程分析

4.1 建设项目概况

(1) 项目名称

金龙 2 区块密闭改造项目。

(2) 项目性质

本项目属于金龙 2 区块，为金龙 2 区块扩边开发项目，项目性质为改扩建。本次评价的金龙 2 区块以及金龙 2 转液线拐点坐标见表 4.1-1，与新疆油田公司“一张图”及已批复范围的相对位置关系见图 4.1-1。项目实施后金龙 2 区块的范围见图 4.1-2。

(3) 建设地点

金龙 2 区块现有工程行政隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市、和布克赛尔蒙古自治县和沙湾县交界地带，西北距克拉玛依市中心城区约 30.7km~40.5km，西距 S221 约 14.2km~20km，东南距无名湖湖面最近距离为 40m，东南距玛纳斯河最近距离为 210m。区域位置见图 4.1-3。

(4) 劳动定员

项目实施后由重油开发公司现有工作人员负责运营管理，不新增劳动定员。

(5) 工程投资

项目总投资 18000 万元，环保投资约 883 万元，占总投资的 4.9%。

(6) 建设内容

项目建设内容包括新建和改造两部分，具体如下：

①新建工程

拟在金龙 2 区块部署 6 口采油井（均为评价井转为生产井）；新建 6 座采油井场；新建井场至计量站单井采油管线 13.5km、金龙 2 转油站至红山嘴联合站转液管线 48km；并配套建设供配电、仪表自动化、道路及消防等配套工程。

②改造工程

金龙 2 井区共有边远单罐井 7 口，目前均采取单罐拉油的生产模式，在该生产

模式下，拉油费用高，伴生气均就地放空，环保压力大。针对这些问题，需要对金龙 2 井区 7 口单罐井进行密闭整改。

项目实施后井区新增原油产能为 $5.4 \times 10^4 \text{t/a}$ 。具体预测指标见表 4.1-1。

表 4.1-1 产能预测一览表

时间	年产油量 (10^4t)	年产水量 (10^4t)	年产液量 (10^4t)	含水率 (%)	气油比 (m^3/t)
2022	5.40	7.41	12.80	55.65	376.08
2023	4.50	5.56	10.05	64.18	572.09
2024	3.41	3.44	6.85	57.45	648.85
2025	3.22	2.34	5.57	57.54	685.50
2026	2.79	1.52	4.31	52.52	752.19
2027	2.33	1.05	3.38	43.70	752.29
2028	1.98	0.83	2.80	37.73	756.78
2029	1.71	0.73	2.44	32.99	767.04
2030	1.49	0.61	2.11	29.20	774.88
2031	1.31	0.47	1.78	26.07	785.91
2032	1.17	0.43	1.59	23.42	788.35
2033	1.04	0.38	1.43	20.95	791.58
2034	0.86	0.45	1.30	19.05	869.86

(7) 油气水物性

金龙 2 区块原油、伴生气及地层水的性质分别见表 4.1-2、表 4.1-3 和表 4.1-4，天然气中不含硫化氢。

表 4.1-2 金龙 2 区块二叠系 P_{1j} (佳木河组)， P_{3w} (上乌尔禾组) 油藏地面原油物性表 (平均值)

层位	原油性质				
	密度 (g/cm^3)	50℃粘度 ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	含蜡 (%)	凝固点 (℃)	初馏点 (℃)
P_{1j}	0.859	26.2	10.4	23.7	166.1
P_{3w1}	0.858	18.1	9.8	22.6	177.0
P_{3w2}	0.887	607.2	5.5	9.8	177.7

表 4.1-3 金龙 2 区块二叠系 P_{1j} (佳木河组)， P_{3w} (上乌尔禾组) 油气藏伴生气物性表

层位	相对密度	烃组分 (%)								二氧化碳 (%)	氮气 (%)
		甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	异己烷以上		
P_{1j}	0.6533	87.10	5.07	2.50	0.69	0.89	0.27	0.29	0.02	0.1	3.08
P_{3w1}	0.6586	86.43	5.13	2.61	0.72	0.97	0.29	0.3	0.06	0.11	3.41
P_{3w2}	0.7370	77.48	10.24	4.97	1.08	1.84	0.51	0.66	0.06	0.09	2.96

表 4.1-4 金龙 2 区块二叠系 P_{1j} (佳木河组), P_{3W} (上乌尔禾组) 油藏地层水物性表

层位	密度 (g/cm ³)	主要离子						矿化度 (mg/L)	水型
		HCO ₃ ⁻ (mg/L)	Cl ⁻ (mg/L)	SO ₄ ²⁻ (mg/L)	Ca ²⁺ (mg/L)	Mg ²⁺ (mg/L)	K ⁺ 和 Na ⁺ (mg/L)		
P_{1j}	1.012	430.4	5305.6	486.0	1193.2	27.1	2416.4	9858.8	CaCl ₂
P_{3W1}	1.009	481.4	6515.0	358.6	1297.5	56.0	2985.0	11693.6	
P_{3W2}	1.013	421.6	11905.9	124.6	3151.9	49.1	4232.7	19885.8	

4.2 项目建设内容

本次拟将 6 口评价井转为采油井, 评价井的钻井结构可以满足采油工艺要求。拟部署井的钻井工程已开展了相应的环境影响评价工作, 本次仅对各井建设的地面工程进行环境影响评价, 钻井工程的环境影响评价工作不在本次评价范围内。

项目建设内容包括主体工程 (主要包括采油工程、集输工程、改造工程)、公用工程、依托工程和环保工程四个部分, 分述如下:

4.2.1 主体工程

(1) 采油工程

①采油工艺

本项目均采用抽油机采油, 天然能量开发。

②采油井场

新建单井采油井场 6 座; 新建采油井口装置 6 座, 单套装置配备 14 型游梁式抽油机、37kW 电机; 井口设保温盒保温, 内设 300W 防爆电加热器, 压力表置于保温盒内; 井口还设置有清蜡和热洗接口, 以及安全标志牌。

(2) 老井改造工程

金龙 2 井区共有边远单罐井 7 口, 目前均采用单罐拉油的生产模式, 在该生产模式下, 拉油费用高, 伴生气均就地放空, 环保压力大。针对这些问题, 需要对金龙 2 井区 7 口井进行密闭整改, 井口设置 40kW 管道电加热器以提高起输温度, 将采出物均就近管输至计量站。7 口井井号为: JL2001、JL2008、JL2009、金 219、JL2002、金 212、金 201, 坐标见表 4.2-1。

(3) 集输工程

①单井采油管线

单井井口采出物采用管线密闭集输进计量站。新建单井采油管线 13.5km，管径为 DN65 PN2.5MPa，管材为耐温 90℃的柔性复合管，管底埋深-1.8m，本次部署的 6 口新井和 7 口老井进站情况具体见表 4.2-2。

表 4.2-2 各井进站情况一览表

序号	接入计量站/多通阀	空头数量 (个)	新增井数 (口)	井号
1	已建 2 号计量站	2	1	金 221
2	已建 7 号计量站	2	2	金 219、金 228
3	已建 8 号计量站	2	1	金龙 243-X
4	在建 11 号计量站	3	2	JL2001、JLHW22001
5	在建 15 号计量站	5	1	JHW215
6	在建 16 号计量站	8	1	JL2009
7	在建 17 号计量站	7	1	JL2008
8	在建 18 号计量站	5	4	JL2002、金 212、金 201、金 223

②金龙 2 转液线

新建金龙 2 转液管线一条，集输管线自金龙 2 转油站起至红山嘴联合站止，金龙 2 转油站出站后向南至已建道路，沿已建道路继续向南穿越部分零星自开荒地后，穿越玛纳斯河，沿着在建 335 国道，最后沿高速两侧的管廊带（右侧为西部管道管廊带、左侧为储运公司克乌线管廊带）与已建管线相接，管道线路全长约 48km，光纤 48km，伴行四级道路 28km，道路穿越 2 处，管线穿越 6 次，河流穿越 1 处。主要工程量见表 4.2-3。

表 4.2-3 金龙 2 转液线工程量表

序号	项 目 名 称	数量	单位	备 注
1)	金龙 2-4#阀池转液管线 DN250 PN6MPa	29	km	玻璃钢管，耐温 65℃
2)	4#阀池-红联站转液管线 DN250 PN3.5MPa	19	km	玻璃钢管，耐温 65℃
3)	阀池	4	座	
4)	不锈钢腐蚀挂片监测装置 6MPa	2	套	
5)	防蜡剂加药橇	1	套	
6)	河流穿越	1	处	550m

7)	公路穿越（高速）	2	处	
8)	管线穿越	6	处	
9)	24 芯铠装光缆	48	km	
10)	分布式光纤测温泄漏监测系统	2	套	
11)	道路	28	km	
12)	扫线	172800	m ³	
3)	固沙	567000	m ²	

4.2.2 公用工程

（1）供配电

用电负荷等级为二级，通信仪表等重要用电负荷采用 UPS 供电，电压等级均为 0.22/0.38kV。

每座井场分别架设 1 座 125kVA 杆架式变电站，变电站下设 1 只动力配电箱给采油井场用电设备供电。

（2）仪表自动化

采油井场采用“无人值守、故障巡检、远程控制”的管理模式进行设计。本工程在每座采油井场新建 1 套 RTU 及现场一次仪表，实现井场工艺参数的实时采集、显示、报警、联锁和存储等功能。

为满足金龙 2 转油站至红联站新建转油管线的泄漏自动监测功能，本工程计划在金龙 2 转油站及红联站内各设置分布式光纤测温泄漏监测系统 1 套，实现金龙 2 转油站至红联站的泄漏分析计算、监测机系统运维管理。

（3）消防

在井场配置一定数量的 MF/ABC8 型手提式磷酸铵盐干粉灭火器及 MFT/ABC35 型推车式磷酸铵盐干粉灭火器。

（4）通信

新敷设金龙 2 转油站至新建红山嘴联合站（24 芯×48km）光缆一条（与工艺管道同沟敷设），最终上传至重油公司厂级生产调度中心集中监控。

（5）道路

本次方案新建转液线伴行道路 28km，路宽 9m，采用砂石路面。

（7）给排水

给水主要为管道试压用水和井下作业用水，井区周围无已建供水管网，用水就近从大拐镇由罐车拉运至用水场地。

排水主要是管道试压废水、井下作业废水、废洗井液、压裂返排液、酸化返排液、采出水。管道试压废水主要用于项目区洒水抑尘，井下作业废水、废洗井液、压裂返排液和酸化返排液集中收集后由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理装置处理，不外排。

4.2.3 依托工程

伴生气处理依托 81 号天然气处理站；井下作业废水、废洗井液、压裂返排液和酸化返排液依托红山嘴联合站采出水处理系统处理；清管废渣、废防渗膜、废机油及落地油依托有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

4.2.4 项目组成

项目组成详见表 4.2-8。

表 4.2-8 项目工程组成一览表

工程类别	名称	工 程 量		备 注
主体工程	采油工程	井场	6 口	采油井场 6 座，井场采用电加热器加热
	改造工程	井场	7 口	井场采用电加热器加热
	集输工程	单井采油管线	13.5km	DN65 PN2.5MPa，耐温 90℃的柔性复合管
		金龙 2 转液线	48km	DN250 PN3.5MPa，耐温 65℃的柔性复合管
公用工程	供配电	每座采油井架设 1 座 125kVA 杆架式变电站		
	仪表自动化	每座采油井场新建 1 套 RTU 及现场一次仪表		
	通信	新敷设金龙 2 转油站至新建红山嘴联合站光缆一条（与工艺管道同沟敷设）		
	道路	新建转液线伴行道路 28km，路宽 9m，采用砂石路面		
依托工程	伴生气	依托 81 号天然气处理站		
	井下作业废水、废洗井液、压裂返排液和酸化返排液	依托红山嘴联合站采出水处理系统		
	清管废渣、废防渗膜、废机油及落地油	依托有相应危险废物处理资质的单位回收处置		

4.3 环境影响因素分析及污染源源强核算

4.3.1 环境影响因素分析

(1) 施工期

施工期环境影响因素主要表现在井场、各类管线及道路等建设过程中，产生的污染物主要为施工扬尘、施工机械和施工车辆尾气、管道试压废水、噪声、建筑垃圾等。

(2) 运营期

运营期环境影响因素主要表现在油气集输及处理过程中，产生的污染物主要为油气集输过程中产生的无组织非甲烷总烃、井下作业废水、废洗井液、压裂返排液和酸化返排液、噪声、清管底泥、废机油、废防渗材料及落地油等。

(3) 退役期

退役期环境影响因素主要表现在地面设施的拆除、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。

4.3.2 污染源源强核算

(1) 施工期

①废气

废气主要为施工扬尘、施工机械及施工车辆尾气。

※施工扬尘

扬尘主要来自于施工场地的清理、平整，土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料的装卸、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

施工期不设施工营地，无生活污水产生，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。

③噪声

噪声源主要为施工机械及施工车辆噪声，噪声级在 80dB（A）~105dB（A）之间。

④固体废物

管沟施工过程中的挖方全部回填，无弃方。固体废物主要为废边角料、废包装物等建筑垃圾，产生量较少集中收集后送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理。

⑤生态影响分析

※工程占地

本项目总占地面积为 1028756m²，其中永久占地 256756m²，临时占地 772000m²，详见表 4.3-1。本次部署的 6 口评价井转为生产井，因评价井在勘探期的占地是临时占地，使用期限为签订临时用地植被恢复协议后 2 年，到期后对临时占地进行恢复平整。本项目井场占地为永久占地，需重新进行征地，故井场占地需重新核算。

表 4.3-1 本项目占地概况一览表

序号	建设项目	占地面积 (m ²)	占地性质		备注
			永久征地 (m ²)	临时占地 (m ²)	
1	井场	4500	4500	0	单井尺寸 30m×25m，共 6 口井场
2	单井采油管线	100000	0	100000	长度 12.5km、施工作业带宽度 8m
3	金龙2转液线	672000	0	672000	长度 48km、施工作业带宽度 14m
4	道路区	252000	252000	0	道路长度 28km、宽度 9m
5	阀池	256	256	0	阀池永久占地 8m×8m，共 4 个阀池
6	合计	1028756	256756	772000	/

（2）运营期污染源强核算

①废气

※新建工程产生的废气

新部署单井井场均采用电加热器加热，本项目不新增燃气设施，无二氧化硫、

氮氧化物及颗粒物产生。废气主要为油气集输及处理过程中产生的无组织挥发性有机物，以非甲烷总烃计，目前无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染源强核算技术指南 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，%（取最大值 100%）；

WF_{TOC,i}—流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数，%（取最大值 100%）；

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、处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表 4.3-3。

表 4.3-3 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)
单井 采油井场	阀门	0.064	11	0.0011
	法兰	0.085	31	0.0041
	连接件	0.028	64	0.0028
	合计	/	106	0.0080
6 口采油井	合计	/	/	0.048
15 号计量站	阀门	0.064	4	0.0061
	法兰	0.085	8	0.0162
	连接件	0.028	15	0.0100
	合计	/	27	0.0313
8 号计量站	阀门	0.064	4	0.0061
	法兰	0.085	8	0.0162

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)
	连接件	0.028	15	0.0100
	合计	/	27	0.0313
2 号计量站	阀门	0.064	4	0.0061
	法兰	0.085	8	0.0162
	连接件	0.028	15	0.0100
	合计	/	27	0.0313
11 号计量站	阀门	0.064	8	0.0122
	法兰	0.085	16	0.0323
	连接件	0.028	30	0.0200
	合计	/	54	0.0645
16 号计量站	阀门	0.064	4	0.0061
	法兰	0.085	8	0.0162
	连接件	0.028	15	0.0100
	合计	/	27	0.0313
7 号计量站	阀门	0.064	8	0.0122
	法兰	0.085	16	0.0323
	连接件	0.028	30	0.0200
	合计	/	54	0.0645
17 号计量站	阀门	0.064	4	0.0061
	法兰	0.085	8	0.0162
	连接件	0.028	15	0.0100
	合计	/	27	0.0313
18 号计量站	阀门	0.064	16	0.0243
	法兰	0.085	32	0.0646
	连接件	0.028	60	0.0399
	合计	/	108	0.1288
单个阀池	阀门	0.064	2	0.0030
	法兰	0.085	4	0.0081
	连接件	0.028	7	0.0047
	合计	/	13	0.0158
4 个阀池	合计	/	/	0.0632
合计				0.5255

无组织废气排放量见表 4.3-4，年排放量见表 4.3-5。

表 4.3-4 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	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；定期对集输管线进行巡检；加强对密闭管线及密封点的巡检；定期对设备及管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测	GB39728-2020 中企业边界污染物控制要求	4	0.048
2	M2	计量站	NMHC				0.4143
3	M3	阀池	NMHC				0.0632

表 4.3-5 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	NMHC	0.5255

※老井改造工程的以新带老量

本项目对金龙 2 井区 7 口井进行密闭整改，7 口老井原有工程均采用拉油方式生产，产污系数取 0.4‰，7 口井原油产能为 7821t/a，VOCs 排放量为 3.128t/a。现 7 口井均接入集输管网，单井井场均采用电加热器加热，由表 4.3-3 可知单井采油井场 VOCs 产生量为 0.008t/a，因此 7 口老井改造后采油井场 VOCs 产生量共计为 0.056t/a。因此老井改造工程 VOCs 的削减量为 3.072t/a。

本项目新建工程 VOCs 新增量为 0.5255t/a，老井改造工程 VOCs 的削减量为 3.072t/a，因此本项目 VOCs 的削减量为 2.5465t/a。

(2) 废水

废水主要包括井下作业废水、井下作业废液（酸化返排液、压裂返排液和废洗井液）。

①井下作业废水

井下作业废水产生量无相应的源强核算技术站南，采用生态环境部 2021 年 6 月《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》（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 4.3-6）进行核算。

表 4.3-6 与石油和石油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

金龙 2 区块采油井为非低渗透油井，井下作业每 2 年 1 次。采用表 21 非低渗透油井洗井作业产污系数计算本项目运营期洗井废水及废水中各污染物的产生量，计算结果详见表 4.3-7。

表 4.3-7 井下作业废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	6 口井合计产生量 (t/a)
工业废水量	76.0t/井次-产品	228
化学需氧量	104525g/井次-产品	0.314
石油类	17645g/井次-产品	0.053

③井下作业废液

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。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。压裂返排液、酸化返排液和废洗井液最终经红山嘴联合站采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的相关要求后回注地层，不外排。根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）“7 不作为液体废物管理的物质——7.2 经过物理处理、化学处理、物理化学处理和生物处理等废水处理工艺处理后，可以满足向环境水体或市政污水管网和处理设施排放的相关法规和排放标准要求的废水、污水”可知，压裂返排液、酸化返排液和废洗井液可不作为液态废物管理。

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，采用生态环境部 2021 年 6 月《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》（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 4.3-8）进行核

算，具体产污系数见表 4.3-8。

表 4.3-8 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	合计产生量
压裂返排液	263.98 m ³ /井·次	1583.88m ³ /a
酸化返排液	82.3 m ³ /井·次	493.8m ³ /a
废洗井液	25.29t/井	151.74t/a

压裂返排液、酸化返排液及废洗井液收集至专用储罐中，由罐车拉运至红山嘴联合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。红山嘴联合站采出水处理系统处理后的净化水回注油藏，用于采油井的开采，出水水质执行标准为《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。

（3）噪声

噪声源主要包括井下作业各设备及巡检车辆等，噪声排放情况见表 4.3-9。

表 4.3-9 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	噪声特性
井场	井下作业设备	80~100	间歇	机械
巡检车辆	交通噪声	60~90	间歇	机械

（4）固体废物

井下作业时要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。固体废物主要为清管废渣、清管废渣、废防渗材料、废机油和落地油。

①清管废渣

金龙 2 转液线两端安装收发球，用于发射和接收清管器。清管作业每年 1 次，清管废渣主要含有矿物油，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，新建集输管线 48km，每次废渣量约 0.055t/a。清管废渣属于《国家危险废物名录》（2021 年版）中的 HW08 废矿物油和含矿物油废物，废物代码为 251-001-08，危险特性为 T，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。

④废防渗材料

采油井场日常巡检、检修过程中会有废防渗材料产生，类比同类井场，产生量约 0.6t/a。废防渗材料属于《国家危险废物名录》（2021 年版）中的 HW08 废矿物油和含矿物油废物，废物代码为 900-249-08，危险特性为 T、I，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废机油

项目在修井过程中会产生废机油，属于 HW08 类危险废物（废物代码：900-214-08），类比同类井场，本次废机油新增量约为 0.3t/a，集中收集后临时贮存在金龙 2 转油站危险废物暂存间贮存，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

⑥落地油

井喷、管线刺漏等事故状态下会产生一定量的落地油，落地油产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 07 石油和天然气开采行业—非稠油检修清罐、管线刺漏、晒水池隔油池清淤等的产污系数 90.76t/10⁴t 计算，本工程产能为 5.4×10⁴t/a，落地油产生量约为 490t/a。落地油属于《国家危险废物名录》（2021 年版）中的 HW08 废矿物油和含矿物油废物，废物代码为 071-001-08，危险特性为 T、I，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。

本次评价根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中的相关要求对固体废物危险性进行识别、分析，详见表 4.3-10。

表 4.3-10 危险废物危险特性详情一览表

名称	类别	代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性
清管废渣	HW08	251-001-08	0.055t/a	管线清管作业	固态	矿物油、硫化铁	石油类	T
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.6t/a	井场巡检、检修	固态	矿物油	石油类	T、I
废机油	HW08	900-214-08	0.3t/a	设备检维修	固态	矿物油	石油类	T、I
落地油	HW08	071-001-08	490t/a	井喷、管线刺漏等事故状态下	固态	油土混合物	石油类	T、I

（5）生态影响

运营期不新增占地，临时占地正在进行自然恢复，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。

(6) 污染物排放量汇总

本项目污染物排放情况见表 4.3-11。

表 4.3-11 运营期污染物产生及排放一览表

类别	污染源	污染物名称	产生量	排放量	处理措施及排放去向
废气	无组织排放	非甲烷总烃	-2.5465t/a	-2.5465t/a	环境空气
废水	井下作业废水	石油类	228t/a	0	由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理装置处理，处理达标后回注地层，不外排
	压裂返排液	石油类	1583.88m ³ /a	0	
	酸化返排液	pH、石油类	493.8m ³ /a	0	
	废洗井液	石油类	151.74t/a	0	
噪声	井场及巡检车辆	连续等效 A 声级	/	/	采用低噪声设备、基础减震
固废	清管废渣	石油类	0.055t/a	0	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
	废防渗材料	石油类	0.6t/a	0	
	废机油	石油类	0.3t/a	0	
	落地油	石油类	490t/a	0	

(7) 污染物减排量

项目实施后，因老井进行了密闭改造，因此 VOCs 的削减量了 2.5465t/a。

4.3.3 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。

4.3.4 事故状态环境影响分析

本项目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

井喷主要是在井下作业过程中发生的事故。本项目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，采出物冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。事故状态下伴生气全部燃烧放空，采出液一同进入放喷池中收集，事故结束后由罐车拉运至红山嘴处理站处理。

(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）管道泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，集输管线发生破裂导致原油、伴生气、采出水泄漏，造成环境污染。

4.4 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。本项目产生的油田采出水由红山嘴联合站采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排；井下作业废水、压裂返排液、废洗井液、酸化返排液集中收集后由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排；故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制；本项目无氮氧化物排放，非甲烷总烃削减量为 2.5465t/a，故本项目不设总量控制指标。

4.5 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。

本项目为油田开发建设项目，生产过程主要包括采油、集输及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对井下作业工艺清洁性和采油清洁性进行分析。

4.5.1 清洁生产水平技术指标对比分析

（1）指标分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、

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

本项目井下作业、采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 4.5-1 和表 4.5-2。

（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。

根据目前我国石油和石油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数表 4.5-3。

表 4.5-3 石油和石油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 100 分，定性指标 100 分，综合评价 100 分。

4.5.2 与《陆上石油天然气开采绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）要求对比分析

根据《陆上石油天然气开采绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）中的相关要求分析本项目清洁生产情况，本项目采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求相符性分析见表 4.5-4。

4.5.3 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

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

表 4.5-1 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	<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（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160 天然气：≤50	6.8	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
		采油	采油过程醇回收设施		10	/	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		20		20	
		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	

表 4.5-4 本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求对比分析

序号	《规范》中相关规定	本项目采取的相关措施	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	项目的建设符合相关规划，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，从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	本项目仅建设地面工程，不涉及钻井工程	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源井落实地下水监测计划	符合
4	按照矿山地质环境保护与土地复垦方案进行地质环境治理和土地复垦。具体要求如下：矿区井场、联合处理站等相关站场址、矿区专用道路等生态环境保护与恢复治理符合 HJ651 的规定	本次评价要求对井场、站场、道路及管线生态环境保护与恢复治理严格按照《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范》（HJ651-2013）规定执行	符合
5	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄露，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资	项目实施后由中国石油新疆油田分公司重油开发公司运营管理，重油开发公司具备完善的应急管理体系，本项目可依托其应急预案及应急物资	符合
6	油田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的原油综合利用率不低于 90%	伴生气最终送至 81 号天然气处理站处理，处理合格后外输，采出液最终送至红山嘴联合站处理，其综合利用率为 100%	符合
7	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、回注或采取其他有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收；油气开采过程	本项目井下作业废液集中收集后拉运至红山嘴联合站采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排；固体废物分类收集，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，处置率达到 100%；井下作业时，带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防	符合

序号	《规范》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
	中产生的含油污泥，采取技术措施进行原油回收处理和利用，处理后固体废物含油率低于 2%	止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收；项目产生的清管底泥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，处置后固体废物含油率低于 2%	
8	建立油气生产全过程能耗核算体系，控制单位产品能耗，应达到设计标准及相关产品年度节能指标；生产主要环节应选用高效节能的新技术、新工艺、新设备及新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和设备	本项目油气集输综合单耗为 $6.6\text{kgce}/10^4\text{m}^3$ ，低于《油气田地面工程技术经济指标手册》中常规油田集输能耗和常规油田处理能耗的先进值要求；本项目各生产设施均采用节能设备	符合
9	油气生产过程中应采取有效的污染防治措施，全面实施清洁生产，从源头减少污染物的产生；矿区 COD、氨氮、 SO_2 和 NO_x 等排放应符合批复环评报告中指标要求，排放总量低于国家和地方环保主管部门下达的总量限值	井场加热撬及老井压缩机均采用电加热，无 SO_2 和 NO_x 等排放，从源头上减少了污染物的产生；项目产生的油田采出水、井下作业废水（液）及装置排污水均经采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排，故无 COD、氨氮排放	符合
10	建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化；结合生产实际分级建立监控平台，达到油气生产、计量、集输与处理等主要环节自动化、数字化远程监控管理；建立场站区监控系统，实时采集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息，录入生产运行中人工化验或记录数据，进行系统化实时监控管理；利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备控制和安全生产的信息化管理	每座采油井场新建 1 套 RTU 及现场一次仪表，实现井场工艺参数的实时采集、显示、报警、联锁和存储等功能	符合

由表 4.5-4 可知，本项目建设符合《陆上石油天然气开采绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）中的相关要求。

5 环境质量现状调查与评价

5.1 自然环境现状调查与评价

5.1.1 地理位置

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市，该市位于新疆准噶尔盆地西北缘，下辖克拉玛依、独山子、白碱滩、乌尔禾四个行政区，东与沙湾县接壤，南与奎屯市毗邻，西临托里县、乌苏市，总面积 7733km²。地理位置图见图 5.1-1。

图 5.1-1 地理位置示意图

5.1.2 地形、地貌

克拉玛依市呈南北长、东西窄的斜条状。总的地貌特征是广阔平坦的戈壁滩，海拔高度 270m~500m。地势是西北高于东南，北-南和西-东的坡度均为 2%。中心城区位于山脉与盆地之间，西北缘是南、北走向的扎依尔山脉（成吉思汗山），山势较低，海拔高度 600m~800m，由构造剥蚀低山和丘陵地形组成；南部为独山子山，海拔高度 1283m；东南面是戈壁滩，一直伸展到准噶尔盆地中部的沙漠区。本项目区地貌以平原为主。

5.1.3 水文地质

（1）区域水文地质条件

项目所在的克拉玛依市位于准噶尔盆地西北缘，地下水的赋存与分布直接受构造控制，水文地质分带明显，并与地貌岩相带相适应，从加依尔山山前向准噶尔盆地中心，即由山地过渡为山前洪积倾斜平原-洪积冲积平原-冲积湖积平原。地下水含水层结构，由单一的卵砾石层变为砂砾（卵）石、砂、粘性土的综合互层。地下水类型由基岩裂隙水、碎屑岩类孔隙裂隙水、松散岩类裂隙水单层结构的潜水过渡到多层结构的潜水-承压（自流）水。从山前洪积砾质倾斜平原到冲积湖积平原，潜水的埋藏深度由深逐渐变浅，呈平行山地的带状分布。地下水在山区接受大气降水直接渗入的补给，在强烈的构造断裂、节理、裂隙的控制下径流、赋存、运移，以侧向径流的形式排泄向南东方向，大部分以地下径流的形式排泄到盆地中部冲湖积平原，小部分以泉的形式溢出地表。

项目区大部分位于天山北麓冲洪积细土平原，地貌以冲洪积细土平原为主。天山北麓冲洪积细土平原地形平坦开阔，微向北西倾斜。为各大河流下游汇聚、游荡、冲积而成，古河道、牛轭湖、现代人工渠系十分发育，植被茂盛，土壤盐渍化程度较高，局部有零星分布沙漠；地表以下数十米均为第四系全新统冲积物，岩性为亚粘土、粘土与砂层互层。古尔班通古特沙漠西缘边小拐镇以南一带为沙漠区。

形态主要有活动性新月形沙丘、沙垄，多呈近南北向或北西向展布，复合形沙垄及固定-半固定性灌丛沙丘、平沙地等。在沙丘、沙垄之间分布有风蚀洼地，呈长带状、浅碟状，局部裸露出下垫层的第四系全新统冲积物。风成平原整体地形呈波状起伏，东高西低，主风向北西。西北侧成吉思汗山倾斜平原，西北侧起山前接触带，南至项目区一带，地层岩性为砂砾层、含砾亚砂土。倾斜平原区以及细土平原区砂石层为松散岩类孔隙裂隙水提供了良好地下水储存场所。

项目区所在区域绝大部分属于南部的天山水系地下水系统，从南部天山山区分水岭到平原、古尔班通古特沙漠西缘构成一个完整的水文地质单元。按区域地下水运动规律，南侧的天山山区是地下水的总发源地和补给区，中山带是地下水补给、径流、排泄交替带，山前倾斜砾质平原及细土平原区是地下水径流、排泄区，沙漠地带是以蒸发为主的地下水排泄区。

（2）水文地质分区

分区原则：主要是结合地貌、第四纪上部地层沉积条件、考虑水源补给及水文地质条件综合进行划分的，再根据水文埋深、富水程度、矿化度的高低进行地带和地段的划分。

① 包古图河洪-冲积潜水区

富水地带，处于低洼地积洪和冲积扇的边缘，现代包古图河河水流经地区。靠上部为砾石含水层，近补给水源，但地势较陡，储水条件不利，含水层很薄。水型为重碳酸盐类型的低矿化度水地段。靠下部地势平坦，岩性变细，水层多为细砂薄层，水型为硫酸、重碳酸盐型，矿化度 4~35g/L，潜水不丰富。贫水地带，处于陡地带，又远离河流，所以推测水源贫乏。

② 奎屯河岸潜水区

低矿化水地带：分布在奎屯河沿岸共青团农场一个狭窄带，受奎屯河水补给，含水层岩性为细砂、粉砂，厚度在 3m~9m，水位埋深较浅，水化学类型为硫酸-重

碳酸盐型，矿化度一般小于 2g/L。

中高矿化度带：分布在独克公路以西，车五坊西南的沿奎屯河地带，含水层岩性为细砂-粉砂薄层，厚度为 4m~10m，最大 15m，主要受奎屯河和东南和南部地下水径流补给，在该点汇合，径流较缓慢，水化学系类型为氯化物-硫酸盐和硫酸盐-氯化物型，矿化度一般小于 2g/L。

③玛纳斯河床浅水区

该区分布狭小，含水岩性为中砂—细砂，含水层厚度约为 20m，直接受玛纳斯河河水补给，水源较可靠，井的涌水量在 0.5~1L/s，矿化度 0.8~5g/L。水化学类型为重碳酸-硫酸盐和硫酸-氯化物盐水型。

④车排子-山前涝坝复杂补给排泄区

农田灌溉地带：在车排子一带大量地灌水，使水位发生一定程度的变化，改变了原来潜水的状况，在较远奎屯河岸灌溉补给地段，水位埋深较浅，含水层岩性为细砂、砂砾，含水层厚度在 4m~10m，矿化度在 2~12g/L，水型为硫酸-重碳酸盐水和硫酸-氯化物水，在靠近奎屯河岸为灌水的排泄地段，矿化度 2g/L，水型为硫酸-重碳酸盐水。

⑤沙漠中部地下水混合聚集区

该区包气带岩性为粉砂、细砂为主，局部夹粘土层。含水层岩性为砂，砾砂，中细砂，水层厚度 20m~30m，储水条件好，但地势平坦，为四周水源的集中地带，地下水循环较慢，地下水埋深较大，通过调查得知该区潜水地下水埋深在 90m 左右，流向为从东南到西北，矿化度 30~50g/L，水化学类型为硫酸盐-氯化物-镁-钙型，为高矿化度地段。

(3) 项目区水文地质

①地下水类型，含水层及富水特征

项目区大部分位于大部分属玛纳斯河冲洪积细土平原。按照地下水含水介质

分，地下水类型为第四系松散岩类孔隙潜水和承压水。具有单一结构和双层、多层结构；双层、多层结构的地下水具有承压性。

1) 单一结构潜水含水层及富水性

潜水在项目区内分布较少，仅分布于项目区西北部边界的山前陡倾斜平原区；西北侧起山前接触带，南至项目区边界一带。含水层岩性为第四纪冲洪积卵砾石层和钙质胶结卵砾石层（砾岩），为单一结构的潜水；其下隔水底板为第三系紫红色泥岩、泥质粉砂岩及粉砂质泥岩等。地下水水位埋深 $>50\text{m}$ ，富水性中等，水量在 $100\sim1000\text{m}^3/\text{d}$ 。

2) 承压水含水层及富水性

大范围的分布于项目区内，主要为项目区车排子镇至一二九团北部的细土平原区和沙漠区。大多地段表现为上部潜水、下伏承压水或自流水的双层或多层含水层结构。

上部潜水：潜水分布于区域绝大部分地段，局部为潜水-承压水互层。含水层岩性以中细砂、粉细砂为主。水位埋深由东向西逐渐增加，潜水水深在 $10\text{m}\sim20\text{m}$ 。含水层厚度不一，厚度 $5\text{m}\sim30\text{m}$ 。富水性极弱区，水量少，单井涌水量 $10\sim100\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ ，渗透系数为 $1.02\text{m}/\text{d}$ 。富水性极弱区，单井涌水量 $10\sim100\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ 。

下伏孔隙承压含水层：承压含水层为双层或多层结构，岩性以粉细砂为主，隔水层为粉质粘土、粉土，厚度不等。区内承压含水层厚度变化较大，整体由东向西，由南向北逐渐变薄，岩性由南向北逐渐变细，其富水性也由强变弱。深部承压水水质较好，咸淡水界面在垂向上由南向北逐渐加深，区内含水层富水性为弱富水性区。依据收集资料，浅部承压水水位埋深 $15\text{m}\sim30\text{m}$ ，含水层单层厚 $3\text{m}\sim30\text{m}$ 不等，富水性较弱，单位涌水量 $100\sim500\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ ，渗透系数 $1.07\text{m}/\text{d}$ 。

②地下水补给、径流、排泄条件

项目区大部分位于冲洪积细土平原，上覆潜水补给来源于渠系入渗、农田灌溉

入渗、降水入渗及下伏承压水的越流补给，下伏承压水主要接受侧向径流补给。地下水径流方向总体为西南-东北向。地下水径流条件较差，以垂向交替运动为主。在含水层内部存在深部承压水的顶托补给，以及上覆潜水与下伏承压水之间的越流补给。地下水的排泄方式主要为细土平原区的人工灌溉开采，油田生产开采，植物蒸腾也是其排泄之一。

③地下水化学特征

项目区地势平缓，岩性颗粒变细，径流条件差，潜水埋深浅，蒸发浓缩作用增强，在地下水处于滞流状态及温度不断增高情况下，产生脱碳酸作用，使水中的 SO_4^{2-} 离子相应增加，潜水多为高矿化的微咸水、咸水，局部还有盐水、卤水。水化学类型主要是 $\text{SO}_4^{2-} \cdot \text{Cl}-\text{Na} \cdot \text{Cl}$ 型水，最终向 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4^{2-}$ 和 $\text{Cl} \cdot \text{Na}$ 型水，矿化度 $1 \sim 3\text{g/L}$ 。零星沙漠一带，矿化度大于 3g/L ，局部可达 50g/L 。

承压（自流）水水质普遍较好，矿化度小于 1g/L ，地下水类型以 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4-\text{Ca}$ 型、 $\text{SO}_4 \cdot \text{HCO}_3-\text{Ca} \cdot \text{Na}$ 型水为主，适合灌溉。

项目区水文地质示意图见图 5.1-2。

图 5.1-2 区域水文地质图

5.1.4 气候气象

克拉玛依市地处沙漠边缘，深居欧亚大陆腹地，远离海洋。因高山阻隔，海洋季风的湿润水汽很难到达本地上空，属大陆性干旱气候。夏季酷热，冬季严寒，冬夏两季气温回升快且时间漫长，而春秋两季时间短且极不稳定。

本工程所在的小拐地区地处准噶尔盆地西部隆起中拐凸起，属典型的大陆性沙漠气候，冬夏气温差悬殊，年温差大，夏季干热，冬季寒冷，降水稀少，蒸发量大，气候干燥，春秋两季风沙大，地面气象资料见表 5.1-1。

表 5.1-1 小拐地区气象资料

名 称		单 位		数 值
气温	最冷月平均	℃		-16.7
	最热月平均	℃		27.5
	极端最高	℃		42.9
	极端最低	℃		-35.9
	年平均	℃		8.1
相湿对度	冬季	%		77.0
	夏季	%		32
	年平均	%		48
平风均速	冬季	m/s		1.5
	夏季	m/s		5.1
	年平均	m/s		3.7
主导风及频率	冬季	%		NW/9
	夏季	%		NW/32
	年平均	%		NW/22
极大风速及风向	风速/标准风压	m/s / Pa		42.2/80
	风向			NW
最大积雪厚度	厚度 / 雪荷	mm / Pa		250/400
最大冻土深度	平均值/极值	cm / cm		163.4/197
地下土壤温度	-0.8m 处历年各月平均值	℃		11.9
	-1.6m 处历年各月平均值	℃		11.3
大压气力	冬季	102	Pa	980.6
	夏季	102	Pa	958.9

5.2 环境质量现状调查与评价

5.2.1 大气环境质量现状调查与评价

(1) 达标情况判定

《新疆维吾尔自治区 2020 年生态环境状况公报》中指出“大气（一）14 城市中，阿勒泰市、塔城市、博乐市、克拉玛依市 4 个城市环境空气质量达到国家二级标准。”

根据中华人民共和国生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”相关数据，2020 年克拉玛依市环境空气质量满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，具体数据见表 5.2-1。

表 5.2-1 大气质量及评价结果一览表

监测因子	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均值	6	60	10.0	达标
NO ₂	年平均值	21	40	52.5	达标
PM ₁₀	年平均值	54	70	77.1	达标
PM _{2.5}	年平均值	26	35	74.3	达标
CO	24小时平均第95百分位数	1.4 (mg/m^3)	4 (mg/m^3)	35.0	达标
O ₃	最大8小时平均第90百分位数	117	160	73.1	达标

(2) 环境质量现状评价

①监测因子及监测点位

监测因子：特征污染物为 NMHC。

监测点位：本项目无组织排放非甲烷总烃主要来自油气集输及处理过程中，项目集输及处理过程中均采用密闭流程，且项目集输及处理过程均在金龙 2 区块内。在因此监测点位于金龙 2 区块下风向 2km 处，坐标：见图 5.2-1。

②监测时间及监测单位

监测时间：

监测单位：

③评价标准

NMHC 参照《〈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。

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

具体监测数据及评价结果详见 5.2-2。

表 5.2-2 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	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大占标率 (%)	达标情况
区块下风向 3.0km	NMHC	一次值		2000		

根据表 5.2-2 可知, 项目区 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。

5.2.2 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, 无需进行地表水环境质量现状调查。项目区地下水环境质量调查内容如下:

(1) 数据来源

本次采用资料收集的方法来说明项目所在区域地下水环境质量现状, 项目区周边地下水监测井较少。根据区域水文地质图, 本次引用的监测井均属于同一水文地质单元, 监测时间未超过 3 年, 具有代表性。引用情况如表 5.2-2 所示, 点位见图 5.2-1。

表 5.2-3 地下水监测点位分布一览表

数据来源	监测时间	监测单位	点位编号	代表性
金龙2区块开发建设工程环境影响报告表	2021年1月6日	新疆国环鸿泰检验检测有限公司	金龙1	项目区侧向
			金龙2	项目区侧向
			金龙3	项目区上游
克拉玛依高新技术开发区（克拉玛依石油化工工业园区）总体规划环境影响跟踪评价报告书	2019年5月20日~22日	PONY 谱尼测试	D4	项目区下游
玛湖1井区、玛湖401井圈闭三工河组油藏滚动扩边部署工程环境影响报告表	2020年8月28~31日	新疆环疆绿源环保科技有限公司	D5	项目区下游

（2）监测因子

pH、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氟化物、氯化物、总硬度、耗氧量、挥发酚、氰化物、氨氮、石油类、六价铬、砷、汞、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、硫酸盐、钾、钠、钙、镁、氯离子、硫酸根离子、碳酸氢根离子、碳酸根离子。

（3）评价标准

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

（4）评价结果

评价结果见表 5.2-4。

5.2.3 声环境质量现状调查与评价

（1）监测点位

本次评价对项目区声环境进行实测，监测点坐标见表 5.2-5。

（2）监测单位及监测时间

监测时间：

监测单位：

（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错误!未找到引用源。6。

5.2.4 土壤环境质量现状评价

(1) 监测点位

项目区土壤类型为草甸土及灰漠土，本次评价在项目区内布设 5 个监测点，其中 3 个柱状点（S1、S2、S3）、2 个表层样点（S4、S5），项目区外布设 2 个表层样点（S6、S7），共布设 7 个监测点。各监测点位取样要求详见下表。

表 5.2-7 土壤监测点位及采样要求一览表

点位编号	经度	纬度	监测项目
S1	/	/	0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S2	/	/	
S3	/	/	
S4	/	/	0~20cm 采样
S5	/	/	
S6	/	/	0~20cm 采样
S7	/	/	

(2) 监测因子

①S4、S5 点表层样监测因子

砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、聚乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒎、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃，共计 46 项。

②其余样监测因子：石油烃。

(3) 监测频次及监测时间

一次采样，时间：

(4) 评价标准

各污染因子执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

（5）评价方法

对各项因子的评价，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）监测及评价结果

土壤中基本项目监测及评价结果见表 5.2-8。

5.2.5 生态环境现状调查与评价

本项目生态环境现状调查采用现场踏勘的调查方法，现场踏勘时间为 2021 年 6 月 15 日~16 日，踏勘期间主要拍摄项目区内生态环境现状以及项目区周围环境，本项目区地貌以平原为主，项目区占地类型为盐碱地、中覆盖度草地、低覆盖度草地、沙地及沼泽地。目前主要为油田开发区域。项目区内景观生态体系较为脆弱，虽有一定的生产能力但受到干扰以后的恢复能力较弱。项目区占地范围内有自治区一级保护植物——梭梭、白梭梭分布，项目占地植被现状见图 5.2.3。

（1）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项目区的土地利用类型示意图，项目区的土地利用类型为盐碱地、中覆盖度草地、低覆盖度草地、沙地及沼泽地，详见图 5.2-4。

（2）土壤类型

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型为草甸土、灰漠土，详见图 5.2-5。

①草甸土

主要分布在项目区的西北部。灰色草甸土主要是处于各类盐化草甸植被下的盐化草甸土，它的形成总是和地下水较高有密切联系。具有生草层，局部有白盐霜，

土壤表层常具有 0.5m~1cm 的盐结皮, 0m~30cm 处含盐量为 0.5%~1.5%。土壤表层有机质含量约 2%~5%。土壤溶液为弱碱性到碱性。剖面中碳酸盐无移动现象, 石膏含量低于 1%。氧化还原层具有锈斑和母质的片状层理。潜育层为灰蓝色或猪肝色, 有时有石灰结核。

②灰漠土

灰漠土是石膏盐层土中稍微湿润的类型, 是温带漠境边缘细土物质上发育的土壤。生物气候条件均较典型荒漠优越。既有漠土成土过程的特点, 又有草原土壤形成过程的雏形, 如腐殖质积累过程略有表现, 碳酸钙弱度淋溶。在干旱少水区域, 灰漠土大部分用来放牧。实践证明, 尽管它有盐化、碱化的弱点, 只要有足够的灌溉条件和合理的耕作施肥管理, 农业生产的效果还是比较好的。

(3) 植物现状调查与评价

按中国植被自然地理区划划分, 项目所在区域属北方植物界、新疆荒漠区、新疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、玛纳斯湖州。由于项目区地处准噶尔盆地西北边缘玛纳斯河流域下游段, 在河流散流地为大面积的盐生草甸, 自然地带性植被主要是芦苇草甸和梭梭荒漠。其中梭梭、白梭梭为自治区 I 级保护野生植物。

项目生态评价区域内主要植物名录见表 5.2-9。植被类型图见图 5.2-6。

表 5.2-9 项目所在区域高等植物种类及分布环境

中文名	学名	主要分布生境	
		荒漠	草甸
白梭梭	<i>Haloxylon persicum</i>	++	
梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	++	+
对节刺	<i>Horaninowia ulicina</i>	++	
倒披针叶虫实	<i>Corispermum lehmannianum</i>	++	
猪毛菜	<i>Salsola collina</i>	++	
沙生角果藜	<i>Ceratocarpus arenarius</i>	++	
钠猪毛菜	<i>Salsola nitraria</i>	++	
盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>	++	
粗茎梯翅蓬	<i>Climacoptera subcrassa</i>	++	
柔毛节节盐木	<i>Halimocnemis villosa</i>	++	
刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>	++	+
叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	++	

鹤虱	<i>Lappula semiglabra</i>	++	
四棱芥	<i>Tetracme quadricornis</i>	++	
膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>	++	
木蓼	<i>Atraphaxis frutescens</i>	++	
琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>	++	
优若藜	<i>Eurotiaceratoides</i>	++	
盐生木	<i>Iljinia regelii</i>	++	+
合头草	<i>Sympegma regelii</i>	++	
白皮沙拐枣	<i>Calligonum leucocladum</i>	+	
施母草	<i>Schismus arabicus</i>	++	
东方旱麦草	<i>Eremopyrum orientale</i>	++	
苦艾蒿	<i>Artemisia santolina</i>	+	
骆驼刺	<i>Alhagi sparsifoila</i>	+	
盐爪爪	<i>Kalidium foliatum</i>	+	
芦苇	<i>Phrogmites australis</i>	+	++
胀果甘草	<i>Glycyrrhhiza inflata</i>		+
大花野麻	<i>Poacynum hendersonii</i>		+
花花柴	<i>Karelinia caspia</i>	+	++
刚毛柽柳	<i>T. hispida</i>		+
盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>	+	+
小獐茅	<i>Aeluropus pungens</i>		++
拂子茅	<i>Calamagrostis epigejos</i>		++
赖草	<i>Leymus secalinus</i>		++
芨芨草	<i>Achnatherum splendens</i>		++
铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>		++
西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>	++	+
黑刺	<i>Lycium ruthenicum</i>		++

注：++为多见；+为少见。

(4) 动物现状调查与评价

①野生动物类型

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准，拟建油田开发所在区域的动物区系属于古北界——中亚亚界——蒙新区——西部荒漠亚区——准噶尔盆地小区。项目区植被盖度较低，野生动物生存条件较差，主要栖息分布着一些耐旱型荒漠野生动物，如沙狐、子午沙鼠、沙百灵等，野生动物分布密度和种群数量相对较小，具体详见表 5.2-10。

表 5.2-10 项目区常见动物组成

序号	中 名	学 名	分布
1	快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	++
2	变色沙蜥	<i>Phrynocephalus versicolor</i>	+
3	东疆沙蜥	<i>p. grumgrizimaloi</i>	++
4	黄脊游蛇	<i>Coluber spinalis</i>	+
5	旱地沙蜥	<i>Phrynocephalus helioseopus</i>	++
6	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	+
7	石鸡	<i>Alectoris graeca</i>	+
8	灰雁	<i>Anser anser</i>	±
9	鸢	<i>Milvus korschun</i>	+
10	漠鸢	<i>Sylvia nana</i>	+
11	毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>	+
12	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	+
13	短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>	+
14	小沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	+
15	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	+
16	凤头白灵	<i>Galerida cristata</i>	+
17	毛脚燕	<i>Delichon urbica</i>	+
18	云雀	<i>Alauda arvensis</i>	+
19	沙鸟	<i>Oenanthe isabellina</i>	+
20	小嘴乌鸦	<i>Corvus frugilegus</i>	+
21	红隼	<i>Falco naumanni</i>	+
22	猎隼	<i>Falco cherrylg</i>	+
23	漠即鸟	<i>Oenanthe deserti</i>	+
24	树麻雀	<i>Passer montanus</i>	+
25	小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>	+
26	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	+
27	大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	+
28	赤颊黄鼠	<i>Citellus erythrogenus</i>	+
序号	中 名	学 名	分布
29	形田鼠	<i>Ellobius talpinus</i>	+
30	灰仓鼠	<i>Cricetulus migratorius</i>	+
31	小林姬鼠	<i>Apodemus sylvaticus</i>	+
32	黄兔尾鼠	<i>Lagurus luteus</i>	+
33	大耳蝠	<i>Hemiechinus auritus</i>	+
34	赤狐	<i>Vulpes vulpes</i>	+
35	狼	<i>Canis cuus</i>	+
36	沙狐	<i>Vulpes corsac</i>	+

37	鹅喉羚	Gazella subgutturosa	+
38	虎鼬	Vormela peregusna	+
39	草原斑猫	Felis libyca	+

注：++为多见种；+为常见种；+为偶见种

注：表中 R 留鸟 B 繁殖鸟 ++多见种 +常见种 ±偶见种

（2）野生动物现状评价

由于克拉玛依油田已开发多年，区块内有多条油田公路通过，并且该油区的开发建设活动时间较长，大量人员、机械的进入，荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，使得大型脊椎动物早已离开，因此，评价区域内野生动物种类和种群数量的减少是多年来开发所导致的必然趋势。

目前，油田开发力度和范围将逐步加大，会继续导致该区域野生动物种类和种群数量的减少，同时，由于人群的活动，该区域可能会增加一些特殊的伴人型动物物种，使局部地区动物组成发生一定变化。

5.2.6 区域水土流失现状

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），项目区不在新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区范围内。

根据《2019 新疆维吾尔自治区水土保持公报》（以下简称《公报》）中的水土流失动态监测数据，克拉玛依市克拉玛依区水土流失类型主要是风力侵蚀，其中轻度侵蚀面积 3467.94km²，占县域面积的 97.96%，根据 2019 年自治区土壤侵蚀现状图，本项目位于轻度侵蚀范围内。

5.2.7 区域沙化土地现状

本项目位于克拉玛依市克拉玛依区，根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测面积汇总表》（2014 年），项目区为半固定沙地。详见图 5.2-7。

5.3 环境保护目标调查

评价区范围内无自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，无固定集中的人群活动区，保护目标为梭梭、白梭梭和玛纳斯河。

(1) 梭梭及白梭梭

梭梭和白梭梭为新疆维吾尔自治区 I 级保护植物，盖度约为 15%~20%。梭梭是藜科梭梭属植物，小乔木，高 1~9m，树杆地径可达 50cm；树皮灰白色，木材坚而脆。白梭梭是藜科梭梭属植物，小乔木，高 1~7m。树皮灰白色，木材坚而脆；老枝灰褐色或淡黄褐色。叶鳞片状，三角形，先端具芒尖，平伏于枝，腋间具棉毛。

(2) 玛纳斯河

本项目区位于玛纳斯河（以下简称玛河）下游小拐乡境内、玛纳斯湖上游段。玛河发源于天山北坡的依连哈比尔尕山，流域内地势由东南向西北倾斜，干流全长约 324km(河源至小拐)，集水面积 5156km²，平均海拔高程 3000m。沿程有花牛沟、韭菜萨依、吉兰德、回回沟、希喀特萨依、哈熊沟、芦草沟、大(小)白杨沟、清水河等支流，在肯斯瓦特水文站以上汇入干流。河流出山口后，地势变缓、泥沙大量堆积，形成坡降平缓的山前冲洪积倾斜平原，径流在此被分解，在洪积扇缘一带有大量的泉水出露。洪积扇以下，为广阔的冲积平原区，与古尔班通古特沙漠接壤，尾闾进入玛纳斯湖。

玛河洪水主要集中于七、八月份的汛期内。洪水的成因，以高温期的冰川及永久性积雪融化为主，以降水补给为辅。项目区所在河段位于夹河子水库下游 206km 处，海拔 270~300m，地形平坦开阔。目前从小拐乡以下至玛纳斯湖上百公里的河段，除泄洪期有来水外，其它年份基本处于断流状态。

6 环境影响预测与评价

6.1 施工期环境影响预测与评价

6.1.1 施工期大气环境影响分析

废气主要为施工扬尘、施工机械及施工车辆尾气。

（1）施工扬尘

在井场、管线等地面工程建设过程中会产生扬尘，如建筑材料堆积、土壤扰动及施工运输车辆行驶等，对环境空气造成一定的影响。项目区周围无居民区，地域空旷，扩散条件较好，类比新疆油田公司同类工程，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）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，且施工期比较短暂、周边无居民区，地域空旷，大气扩散条件较好；施工期废气排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工期的结束而停止排放，不会对周围大气环境影响产生明显影响。

6.1.2 施工期水环境影响分析

（1）管道试压废水

管道试压采用清水，产生的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；项目区废水均得到妥善处置，对项目区水环境基本无影响。

（2）管线施工对地下水的影响

管线敷设埋深一般在 2m 以内，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，对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，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。

6.1.3 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 85~105dB (A)。根据现场调查，本项目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。

6.1.4 施工期固体废物环境影响分析

管沟施工过程中的挖方全部回填，无弃方。固体废物主要为建筑垃圾，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进行填埋处理。

6.1.5 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

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

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

（2）废弃物排放对土壤环境的影响分析

项目产生的管道试压废水污染物主要为悬浮物，主要用于项目区洒水抑尘；建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理；项目区周边无土壤环境保护目标，项目施工过程中不会对土壤环境产生明显影响。

6.1.6 施工期生态环境影响分析

本项目总占地面积为 1028756m^2 ，其中永久占地 256756m^2 ，临时占地 772000m^2 ，临时占地主要为各类集输管线、道路、输电线等施工临时占用，永久占地主要为井场、道路及输电线路占地。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤——植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤——植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤——植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景。

状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

（1）对植物影响分析

工程占地是造成植被破坏的主要原因，此外，施工人员活动也会对植被造成一定的影响。

①工程占地对植物的影响分析

对植被的主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。井场内的植被尚未恢复，井场永久占地范围内几乎无植被生长，井场施工活动对植被影响很小；道路及阀池等永久占地范围内永久性的改变了土地的利用类型，对原有植被造成了永久的破坏。各类集输管线等临时占地在工程结束后土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了较大的变化。地表保护层被破坏后，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。被破坏的地表植被将在一定时期内逐步恢复。

本项目总占地面积为 1028756m^2 ，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）中荒漠化量化指标计算，项目区属于强烈发展的荒漠化，生物生产量按照 $1.4\text{t}/(\text{hm}^2 \cdot \text{a})$ 计算，生物损失量为 144t/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。

②施工人员活动对植物的影响分析

项目开发建设过程中大量人员、机械进入项目区，使项目区环境中人类活动频率大幅度增加，对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加。

③对保护植物梭梭、白梭梭的影响分析

评价区域内占优势的自然植被是梭梭和白梭梭。梭梭在评价区域内为广布种，植被盖度较低，由上述计算可知，工程造成的梭梭和白梭梭生物损失量较少，因此

本工程不会对梭梭和白梭梭在区域的分布产生影响。

对管线敷设过程及道路建设等临时占地施工时，应尽量避免对梭梭和白梭梭的扰动，特别是梭梭和白梭梭集中生长的地方，无法避开的，在施工过程中尽量减少碾压，保护其根系，施工结束尽快平整、恢复地貌，尽可能减少对梭梭和白梭梭的损害。永久占地尽量选在植被稀疏区，加强对施工人员的环保宣传，尽最大可能保护梭梭和白梭梭等荒漠植被。

（2）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建设项目占地，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。井场、管线和道路等施工过程中，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。

（3）对景观及生态系统结构、功能影响分析

①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。

项目开发区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，它是由荒漠生态系统、道路、油田设施有规律地相间组成。本项目占地面积较小，且项目区周边有已开发的油田生产区，项目实施后可以与现有的油田开发区域景观相协调。

②对生态系统结构、功能的影响

本项目井场、管线及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。同时项目区内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。油田开发建设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。项目占地地表植被稀疏，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。并且由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

③生态系统稳定性分析

项目区内的生态系统以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单，由于项目所在区域地表较干燥，导致项目区植被盖度较低，项目所在区域植物种类少。从现场调查来看，目前项目所在区域内的人为干扰较小，基本保持自然荒漠生态环境，生态完整性较好。本项目建设施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，会造成一定生态系统的破坏。但施工结束后，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少。因此，拟建项目对生态系统的影响不大。

6.1.7 对区域沙化土地的影响分析

施工期井场、管线、道路等地面工程的建设过程中将会破坏项目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，尽量利用站场施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，在集输管线上方和道路两侧铺设草方格，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 3a~5a 时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。综上所述，本项目对项目所在区域土地沙化影响不大。

6.1.8 水土流失影响分析

本项目的开发建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原

地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈点、线状分布，所造成的水土流失因管线、道路所经过的区域不同而不同。建设期间，开挖管沟、土方堆放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

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

6.2 运营期环境影响预测与评价

6.2.1 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：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

（2）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

项目大气评价范围占地类型主要为草地，地表特征参数为该类型土地的经验参数，见表 6.2-1。

表 6.2-1 本项目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	0.29	1.75	0.04025

③气象数据

以下资料为项目区内近 20 年气象数据统计分析，具体详见表 6.2-2。

表 6.2-2 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	-31.7℃	44.0℃	0.5m/s	10m

(4) 估算模型参数

估算模型参数选择见表 6.2-3。

表 6.2-3 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/℃		44.0
最低环境温度/℃		-31.7
土地利用类型		草地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(5) 污染源参数

本项目污染源参数见表 6.2-4。

表 6.2-4 面源污染源参数一览表

污染源	污染物	排放速率 (t/a)	排放形式	排放参数
采油井场	NMHC	0.008	无组织排放	30m×25m×5m
15 号计量站	NMHC	0.0313	无组织排放	30m×25m×5m
8 号计量站	NMHC	0.0313	无组织排放	30m×25m×5m
2 号计量站	NMHC	0.0313	无组织排放	30m×25m×5m
11 号计量站	NMHC	0.0645	无组织排放	30m×25m×5m
16 号计量站	NMHC	0.0313	无组织排放	30m×25m×5m
7 号计量站	NMHC	0.0645	无组织排放	30m×25m×5m
17 号计量站	NMHC	0.0313	无组织排放	30m×25m×5m
18 号计量站	NMHC	0.1288	无组织排放	30m×25m×5m
单个阀池	NMHC	0.0158	无组织排放	8m×8m×5m

(6) 预测结果

预测结果详见表 6.2-4。

表 6.2-5 无组织废气预测结果一览表

污染源	主要污染物	
	非甲烷总烃	
	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
采油井场	22.16	1.11
15 号计量站	11.39	0.54
8 号计量站	11.39	0.54
2 号计量站	11.39	0.54
11 号计量站	22.77	1.14
16 号计量站	11.39	0.54
7 号计量站	22.77	1.14
17 号计量站	11.39	0.54
18 号计量站	45.54	2.28
单个阀池	5.69	0.27

由预测结果可知：本项目各大气污染物占标率较小，其短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，对区域大气环境影响较小。

(7) 大气环境影响评价结论

本项目运营时期为持续的长期影响，项目区大气扩散条件较好，经预测对大气污染物浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生显著改变；井场边界浓度可满

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；项目区地域空旷，无集中固定人群居住，项目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。

大气环境影响评价自查表见附件 4。

6.2.2 运营期水环境影响分析

（1）水文地质条件概况

①项目区水文地质条件概况

项目区位于玛河冲洪积细土平原区和沙漠区，是松散岩类孔隙水赋存的良好地段。冲洪积平原的松散堆积物，由砂和粘性土组成多层结构，储存了潜水-承压水-自流水层。潜水-承压水水量相对贫乏，但在省道 201 线小拐-135 团场一带，水量中等，潜水水质较差，矿化度多大于 3g/l，为咸水；承压水水质相对较好，矿化度 1—3g/l，为微咸水。

①地下水类型及含水层岩组富水特征

本项目位于玛河冲洪积细土平原区和沙漠区，出露的地层主要为第四系冲洪积低液限粉土、粘土及风积中粗砂等。按照含水层岩性结构，项目区地下水类型分为第四系松散岩类孔隙水和碎屑岩类裂隙孔隙水；按照埋藏条件又分为潜水和承压水，具双层或多层结构。第四系松散岩类孔隙水分布在项目区东南细颗粒地层一带；碎屑岩类裂隙孔隙水主要分布在项目区西北侧下伏基岩地层中。

※第四系松散岩类孔隙水

潜水：广泛分布于评价区内。在评价区南部，地下水位埋深一般 5~30m，潜水位埋深由南向北逐渐变浅，在个别地势低洼处有地下水直接出露地表，地下水埋深小于 1m。含水层岩性为粉细砂及中粗砂，其富水性中等，单井涌水量一般在 100~1000m³/d。但水质普遍较差，矿化度在 3~10g/l，仅在玛河现代河床附近或有较强地表水入渗补给地段，存在淡水或淡化水分布，矿化度小于 1g/l。在评价区北部，潜水地下水位埋深<10m，潜水位埋深由北向南逐渐变浅。含水层岩性为单一的粉细砂及中粗砂，其富水性差，单井涌水量一般<100m³/d。但水质普遍较差，矿化度在 3~10g/l。

承压水：在地表以下 30m 至 150m 为浅层承压水，该层为微承压，隔水顶板分布不连续，含水层结构为粉细砂或中粗砂，水质比较好。深层承压水分布深度一般在 150m 以下，含水层岩性主要为第四系粉细砂、中粗砂层，含水层厚度 5~53m 不等。有 2~3 个隔水层，隔水顶板为粉土、粉质粘土层，厚度一般在 5~25m。通过对评价区内已有成井资料，深部（150m 以下）隔水层分布较稳定，含水层均为承压水。

※碎屑岩类裂隙孔隙水

承压水：主要分布于评价区北部，上覆第四系松散岩类孔隙水。承压水顶板埋深在 50~150m，隔水顶板多为白垩纪泥岩，分布较为连续，主要含水层为白垩纪砂岩、粉砂岩组，其富水性差，单井涌水量一般 $<100\text{m}^3/\text{d}$ 。但水质相对比较好，矿化度在 1~3g/l。

②地下水补给、径流、排泄条件

在区域上，准噶尔盆地天山山前的戈壁平原为地下水的主要补给区。地表水流出水口后在戈壁平原大量渗漏，成为地下水的重要补给来源。地下水的总径流方向由西南向东北。地下水的排泄方式主要为东北方向下游断面的地下侧向迳流排泄、地面蒸发、植物蒸腾等。

※补给

潜水补给途径主要为平原区的河渠、农田灌溉渗漏补给。玛河河水入渗补给是本区潜水的主要补给来源。在洪水季节，玛河主要以垂直渗漏及侧渗方式补给地下水。在平、枯水季节，玛河水主要以河床垂直渗漏的方式补给地下水。其补给量也随地表径流量的季节变化而改变，洪水季节河水对地下水的补给强度最大，平、枯水季节河水对地下水的补给强度较小。

项目区承压水的补给途径主要是在山前倾斜砾质平原区地表河流、渠系等通过粗颗粒地层入渗补给地下水后，在项目区南侧以地下迳流的方式补给承压水。地下迳流对项目区承压水的补给受季节性影响相对较小，补给量比较稳定。由于承压水的补给源主要来自上游，因此深层承压水的水质相对较好。

※迳流与排泄

项目区地处玛河冲洪积平原区，地势平坦，坡度小，地下水的水力坡度也较

小，地下水大体由西南向东北迳流，迳流速度小，运移迟缓。地下水以侧向迳流方式向下游地段排泄。

本区潜水大部分沿玛河径流方向向下游缓慢运移，以地下侧向迳流方式排泄于区外，部分则以蒸发、植物蒸腾形式进行垂向排泄。此外，南侧农田灌溉机井在春、夏季灌溉高峰期大面积抽取地下水，也是地下水的一种排泄方式。

项目区承压水在砾质平原区接受了玛河以及大气降水入渗补给后，总体上由西南向东北向下游迳流。由于地处玛河下游，地层变化大，地下水的迳流方式也不相同。浅层承压水因隔水顶板不稳定，也有少部分以越流方式向潜水含水层排泄。

③地下水化学特征

※潜水和浅层承压水

项目区潜水主要接受玛河渗漏补给、农业灌溉和降水入渗补给，地下水位埋藏浅，迳流条件差，地下水运移缓慢，地面蒸发及植物蒸腾作用强烈，地下水类型较复杂。在玛河河道附近地下水中 SO_4^{2-} 、 Cl^- 、 HCO_3^- 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 离子含量及矿化度较低，表明地下水淡化带的分布与距地表水体近有密切的关系。远离玛河河道，潜水受玛河侧向补给影响变小，地下水 SO_4^{2-} 、 Cl^- 、 HCO_3^- 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 离子含量及矿化度明显增高。根据已有测试结果：地下水 SO_4^{2-} 、 Cl^- 、 HCO_3^- 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 离子含量及矿化度总体变化规律是：由南向北、由玛河向两侧呈增高趋势。区内地下水类型主要为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$ — Na 型，水质矿化度为 1.799g/L。

※深层承压水

区内深层承压水主要来源于上游地表迳流及灌溉入渗补给，且常年保持一个相对稳定的态势，受承压顶板阻隔在运移过程中基本不受气候因素的影响，水化学作用主要表现为地下水与含水层颗粒之间的溶滤作用，因此区内地下水水化学类型相对单一且较稳定。地下水类型主要为 $\text{HCO}_3\cdot\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$ — Na 型水，水质矿化度为 0.381g/L。地下水 SO_4^{2-} 、 Cl^- 、 HCO_3^- 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 离子含量及矿化度总体变化规律虽由南向北呈增高趋势，但增高的幅度远较潜水小得多。

(2) 地表水

项目区附近的地表水体主要为无名湖和玛纳斯河。

①无名湖

无名湖（原无名湖，俗称沙湖），属于季节性湖泊，位于克拉玛依区小拐乡境内（部分在白碱滩境内），克拉玛依市大农业蓝天大道以南 20km 处，湖水来源主要是上游玛纳斯河来水，城市外排中水分别汇集至无名湖中、下湖。

②玛纳斯河

本项目区位于玛纳斯河（以下简称玛河）下游小拐乡境内、玛纳斯湖上游段。玛河发源于天山北坡的依连哈比尔尕山，流域内地势由东南向西北倾斜，干流全长约 324km(河源至小拐)，集水面积 5156km²，平均海拔高程 3000m。沿程有花牛沟、韭菜萨依、吉兰德、回回沟、希喀特萨依、哈熊沟、芦草沟、大(小)白杨沟、清水河等支流，在肯斯瓦特水文站以上汇入干流。河流出山口后，地势变缓、泥沙大量堆积，形成坡降平缓的山前冲洪积倾斜平原，径流在此被分解，在洪积扇缘一带有大量的泉水出露。洪积扇以下，为广阔的冲积平原区，与古尔班通古特沙漠接壤，尾间进入玛纳斯湖。

玛河洪水主要集中于七、八月份的汛期内。洪水的成因，以高温期的冰川及永久性积雪融化为主，以降水补给为辅。项目区所在河段位于夹河子水库下游 206km 处，海拔 270~300m，地形平坦开阔。目前从小拐乡以下至玛纳斯湖上百公里的河段，除泄洪期有来水外，其它年份基本处于断流状态。

（2）正常工况下对地下水环境影响分析

油田采出水送至红山嘴联合站采出水处理系统处理；井下作业废水、压裂返排液、废洗井液、酸化返排液由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注地层，不外排，正常工况下项目无废水外排，运营期不会对地下水产生不利影响。

废水处理达标后回注层位为开采油层，回注层位与地下水处于不同层系，远远超出区域地下水含水层的深度，且回注井在钻井过程中对潜水所在的地层进行了水泥浆固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，且固井深度远远超过了含水层埋深，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。因此，运营期废水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

据环境风险分析可知，本项目运营期风险潜势为 I，环境风险发生概率及危险

性较小，风险事故情形为集输管线发生泄露。

①泄漏量预测

本项目按最不利情况考虑假设条件，假设 DN250 集输支线发生全管破裂，根据转液量预测情况，2023 年转液规模最大，输送原油量为 666300t，据此计算，当集输管线某处发生断裂时每分钟原油泄漏量约 1.27t，假定发现泄漏后 10 分钟内切断事故阀门，则油品泄露量约为 12.7t。由于土壤对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm~10cm 或 0cm~20cm 表层土壤中，其中表层 0cm~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。按照土壤表层及包气带对污染物截留率 90%计算，可能进入含水层的原油为 1.27t。

②影响预测

预测因子选取油田特征污染物石油类，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三维水动力弥散模型进行预测。由于集输管线泄漏时

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

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(m²/d)；

D_T—横向 y 方向的弥散系数(m²/d)；

Π—圆周率；

模型中所需参数及来源见表 5.2-1。

表 5.2-1 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	m_i	瞬时注入的质量	1.27t
2	t	时间	100d、500d、1000d
3	M	含水层厚度	50m
4	u	水流速度	0.25m/d
5	D_L	纵向弥散系数	$0.5m^2/d$
6	D_T	横向 y 方向的弥散系数	$0.05m^2/d$
7	n_e	有效孔隙度	0.12

当集输管线破裂发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见下表。

表 5.2-2 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)
集输 管线	石油类	100	24.47	100
		500	4.89	500
		1000	2.45	1000

从预测结果可知：发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物最大浓度对应运移距离分别为 100m、500m 和 250m，随着时间增加污染物浓度逐渐降低。管线敷设范围主要土壤类型为草甸土，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 5~30m，无裸露潜水，泄漏的原油进入地下水的概率极小，定期对管线进行检修，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。评价范围内不存在地下水环境保护目标，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。

6.2.3 运营期声环境影响分析

噪声源主要为井下作业各设备及巡检车辆等，源强 60~100dB(A)，采油井场四周设栅栏。采取低噪声设备、基础减震，并经距离衰减后可降低噪声值。

(1) 预测模式

鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》(HJ2.4-2009)中所推荐的预测模

式，计算式如下：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距声源距离，m。

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

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

式中：

T ——计算等效声级的时间；

N ——为室外声源个数；

M ——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级 (L_{eq}) 计算公式：

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

式中： L_{eqg} ——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb} ——预测点的背景值，dB(A)。

(2) 噪声源源强及分布

噪声源强主要分布在集气站和井场，噪声源强为 85~100dB(A)，设备选用低噪设备，并采取设置隔声间、基础减震等措施，衰减量按 25dB(A) 计，其运行噪声不高于 75dB(A)。

(3) 预测结果

6 座井场尺寸产噪设备、源强基本相同，本次评价以其中一座为例，根据以上公式，预测项目建成后井场贡献值见表 6.2-6、图 6.2-1 和图 6.2-2。

表 6.2-6 厂界噪声贡献值预测结果 [单位: dB (A)]

位置		噪声贡献量[dB（A）]	评价标准[dB（A）]	是否达标
单座井场	北厂界	54	60	达标
	东厂界	53	60	达标
	南厂界	58	60	达标
	西厂界	56	60	达标

由预测结果可知：井场厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求；项目区声环境评价范围内无声环境敏感点，不会出现扰民现象。

综上所述，本项目运营期不会对周围声环境产生明显的影响。

6.2.4 运营期固体废物环境影响分析

井下作业时要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到油 100%回收，固体废物主要为清管废渣、废防渗材料、废机油和落地油，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，集中收集后临时贮存在金龙 2 转油站危险废物暂存间暂存，最终交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。重油开发公司与克拉玛依市博达生态环保科技有限责任公司、克拉玛依拓源化工有限公司签订危险废物处置协议，产生的危险废物均可得到妥善处置，不会对项目区环境造成不利影响。

6.2.5 运营期土壤环境影响分析

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。如果发生井喷、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，且发生事故后及时采取相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。本次评价引用已开发老区块—玛北斜坡区玛 131 区块百口泉油藏开发建设工程的特征因子石油烃及重金属的现状监测数据类比分析可知（详见表 42），油田开采开发对开发区域土壤环境影响很小，即本次油气开采项目对土壤环

境质量基本不会造成不良影响。

表 6.2-7 玛北斜坡区玛 131 区块百口泉油藏开发建设工程土壤石油烃及重金属监测结果一览表

序号	检测项	检测值 (mg/kg)		标准限值	达标情况
		MaHW1290	MaHW1291		
1	石油烃	<6	<6	4500mg/kg	达标
2	镉	0.17	0.13	65mg/kg	达标
3	砷	0.437	0.424	60mg/kg	达标
4	铜	29	32	18000mg/kg	达标
5	铅	8.4	8.6	800mg/kg	达标
6	汞	0.196	0.213	38mg/kg	达标
7	镍	26	24	900mg/kg	达标
8	铬(六价)	3.6	4.5	5.7	达标

6.2.6 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。本项目运营期正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响，但是由于作业区加强对环境保护的宣传工作，员工的环保意识，特别是对野生动物的保护意识不断加强，对野生动物不会产生太大影响。

6.3 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。

退役期各生产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。

6.4 环境风险分析

6.4.1 评价依据

本项目涉及的风险物质为原油、伴生气。风险单元为单井采油管线、金龙 2 转液线，计算风险单元危险物质与临界量的比值（Q 值），计算结果详见表 6.4-1。

表 6.4-1 本项目各风险单元 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	风险潜势等级
单井采油管线	原油	0.82	2500	0.00033	I
	伴生气	0.0006	10	0.00006	
金龙 2 转液线	原油	916	2500	0.3664	I
	伴生气	0.79	10	0.079	

根据上表计算结果可知，本项目的 $Q < 1$ ，判断项目风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

6.4.2 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。

6.4.3 环境风险识别

（1）物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为原油和天然气，其主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 6.4-2。

表 6.4-2 原油、天然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	热值：41870KJ/kg 火焰温度：1100℃ 沸点：300℃～325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限 1.1%～	属于高闪点液体

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
			样症状	6.4% (v) 自然燃点 380℃~530℃	
2	天然气	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，在危险货物品名表中编号 21007

(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漏和井喷。井漏主要由于生产井固井质量不好，井下作业是可能引发油水窜层，污染地下水。井喷主要是在井下作业中发生的事故。本项目中，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，天然气、原油和地层水一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

②管线危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，事故发生时会有大量的天然气和油品溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油品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。

(3) 风险类型识别

本项目环境风险类型主要为油气泄漏，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

运营期管线、站内设备发生破损造成油品和天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明

火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

6.4.4 环境风险分析

（1）对土壤的影响分析

各类集输管线中原油，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

集输管线发生泄漏后，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。

（4）对大气环境的影响分析

集输管线发生泄漏事故后，大量的天然气进入环境空气，可能造成局部地区浓度过高，极易造成小范围的缺氧，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速，严重时窒息死亡。天然气及原油若遇明火，可发生火灾、爆炸，其伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。项目区地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

（5）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。

6.5 环境风险事故防范措施

6.5.1 井下作业事故风险预防措施

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

（2）井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地侵染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）井下作业时要求带罐操作，原油 100%回收，而泄漏物料和落地原油应及

时回收、处置。

(7) 事故状态下伴生气全部燃烧放空，原油同采出水一同进入放喷池中收集，事故结束后由罐车拉运至红山嘴联合站处理。

6.5.2 油气集输事故风险预防措施

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

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

(3) 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。

(4) 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。

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

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

(7) 井场设置明显的禁止烟火标志。

(8) 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。

(9) 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。

6.5.3 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。

6.5.4 环境风险应急措施

(1) 应急处置措施

发生事故时，如井喷、管线泄漏等事故时，上层能收集的原油回收送 81 号天然气处理站原油稳定装置处理，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重油开发公司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

本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司重油开发公司管理，应将项目实施区域纳入《中国石油新疆油田分公司重油开发公司突发环境事件应急预案》，从而对环境风险进行有效防治。项目实施后，应根据本项目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，并新增一定量的应急物资，以保证应急物资能满足事故状态下的需求，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更新。

本项目环境风险简单分析内容详见表 6.5-1。

表 6.5-1 环境风险简单分析一览表

建设项目名称	金龙 2 区块密闭改造项目
建设地点	行政隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市、和布克赛尔蒙古自治县和沙湾县交界地带，西北距克拉玛依市中心城区约 30.7km~40.5km，西距 S221 约

	14. 2km~20km, 东南距无名湖湖面最近距离为 40m, 东南距玛纳斯河最近距离为 210m。
地理坐标	
主要危险物质及分布	主要危险物质为原油、天然气, 主要分布在集输管线及井场
环境影响途径及危害后果	管线、设备发生破损造成原油和天然气泄漏, 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, 发生事故时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	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重油开发公司突发环境应急预案

7 环境保护措施论证分析

7.1 施工期环境保护措施

7.1.1 施工期大气污染防治措施

(1) 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。

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

(3) 优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

(4) 施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

(5) 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。

7.1.2 施工期废水污染防治措施

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 SS，试压结束后，用于项目区洒水抑尘。

7.1.3 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。

7.1.4 施工期固体废物防治措施

(1) 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) 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。

(3) 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”。

(4) 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、废旧供水设备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。

7.1.5 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) 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。

7.1.6 施工期生态环境保护措施

(1) 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。

(2) 施工结束后，对单井井场和集气站进行地面硬化处理，以减少风蚀量。

(3) 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），最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(4) 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，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。

（5）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。

（6）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。

（7）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。

（8）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。

（9）加强施工期环境监理，监理的重点内容：站场建设、管线和道路等工程施工、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。

7.1.7 水土流失防治措施

（1）严格控制各项工程作业面积，尽量选取平坦地带，植被稀疏区域建立井场。

（2）井场用砾石铺垫，减少扬尘；施工区域四周拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

（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）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；管沟开挖土方全部回填，避免弃方产生。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。管线施工产生的临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施，分段施工可重复使用。

(5) 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。

(6) 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。

(7) 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。

7.1.8 防沙治沙生态环境保护措施

为避免项目区土壤沙化，本次环评要求建设单位严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》、《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》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的，应当及时报告当地人民政府。

(2) 施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

(3) 优化施工组织，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。

(4) 施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。

(5) 严禁破坏占地范围外的植被，尤其是梭梭、白刺等优良固沙植物。对因项目占地而造成的植被损失，应当按照正式征地文件，按规定进行经济补偿。

(6) 严禁在大风天气下施工，特别是路基修筑、管沟开挖、管道回填作业等，避免在大风天气作业，造成风蚀影响。

7.2 运营期环境保护措施

7.2.1 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)和《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)中的相关要求，针对本工

程产生的无组织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；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。

（2）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，定期对集输管线进行巡检，以便及时发现问题，防止原油、天然气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等。

（3）加强生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好采油（气）井的压力监测，并准备应急措施。

（4）站内设备及其管道在开停工（车）、检维修和清洗时，在退料阶段将残存物料退净，并用密闭容器收集，退料过程的气体排至站内火炬系统燃烧放空。

在采取上述措施后，井场厂界 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。

7.2.2 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，井下作业废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理系统处理，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，井下作业废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理系统处理，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，定期对油气井的固井质量进行检查，防止发生井漏等事故。

⑤污染监控

项目区周边地下水监测井比较少，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，建设单位可利用作业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 1 个。

⑥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。

7.2.3 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）加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，各井场厂界能够满足《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。

7.2.4 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，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。

（2）清管废渣、废防渗膜、废机油及落地油集中收集后临时贮存在满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求的金龙 2 转油站危险废物临时储存场储存，最终交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。

（3）清管废渣、废防渗膜、废机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）。

（4）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，并通过国家危险废物信息管理系统填写、运行危险废物电子转移联单，并按照国家有关规定公开危险废物转移相关污染防治信息。

（5）危险废物转移联单应当根据危险废物管理计划中填报的危险废物转移等

备案信息填写、运行；试行全国统一编号，编号由十四位的阿拉伯数字组成；移出人每转移一车次同类危险废物应当填写、运行一份危险废物转移联单；每车次转移多类危险废物的，可以填写、运行一份危险废物转移联单，也可以每一类危险废物填写、运行一份危险废物转移联单；危险废物电子转移联单数据应当在信息系统中至少保存十年。

（6）危险废物移出人、危险废物承运人、危险废物接受人（以下分别简称移出人、承运人和接受人）在危险废物转移过程中应当采取防扬散、防流失、防渗漏或者其他防止污染环境的措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒危险废物，并对所造成的环境污染及生态破坏依法承担责任。

（7）危险废物产生单位对危险废物运输、处置应依法签订书面合同，并在合同中约定运输、利用处置危险废物的污染防治要求及相关责任；制定危险废物管理计划，明确拟转移危险废物的种类、重量（数量）和流向等信息；建立危险废物管理台账，对转移的危险废物进行计量称重，如实记录、妥善保管转移危险废物的种类、重量（数量）和接受人等相关信息；填写、运行危险废物转移联单，在危险废物转移联单中如实填写移出人、承运人、接受人信息，转移危险废物的种类、重量（数量）、危险废物特性等信息，以及突发环境事件的防范措施等；禁止将危险废物以副产品等名义提供或者委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

（8）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。

（9）危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行；禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。危险废物的收集、贮存过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》。

（10）按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

（11）按照贮存含油废物等的容器或构筑物的清淤年限，及时清淤并妥善处

置。

(12) 按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

(13) 建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，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。

(14) 应加强危险废物规范化环境管理，按照《危险废物规范化环境管理评估指标》有关要求，提升危险废物规范化环境管理水平。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则。

7.2.5 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、废洗井液和酸化返排液由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注地层，不外排。项目产生的废物均可得到妥善处置，从源头减少污染物的产生。

(2) 防渗措施

井场的具体防渗措施见“7.2.1 运营期废水污染防治措施”章节。

7.2.6 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) 定时巡查井场设备设施等，严防原油跑、冒、滴、漏，避免泄露油品污染生态环境。

(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，在井区和站场设置宣传牌，通过宣传和严格的

检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

7.3 退役期环境保护措施

7.3.1 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

(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。

7.3.2 退役期水环境保护措施

对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，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，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

7.3.3 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。

7.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至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。

7.3.5 退役期生态环境保护措施

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

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

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

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

7.3.6 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，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

- ①禁止在依法划定的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

各生产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

各类集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出物，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，应对井场和站场的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。

工程施工结束后荒漠生态系统的植被采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复。井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

7.4 环保投资分析

项目总投资 18000 万元，环保投资约 883 万元，占总投资的 4.9%，详见表 7.4-1。

表 7.4-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	工程量	投资（万元）
施工期	生态环境	永久及临时占地	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；	/	677
	废气	井场、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	/	10
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	/	6
	固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	/	5

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	/	30
	废水	井下作业废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液	集中收集后由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理系统处理	/	25
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备	/	5
	固体废物	清管废渣、废机油和废防渗材料	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置		50
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	地面设施	10
	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	/	15
环境管理		环境监理	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，监督梭梭的保护措施落实情况	/	20
			环境管理与监测计划的实施、竣工环保验收、环境影响后评价	/	30
合计					883

7.5 依托可行性分析

7.5.1 依托设施环保手续履行情况

伴生气依托 81 号天然气处理站处理，采出液依托红山嘴联合站处理，井下作业废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液依托红山嘴联合站处理，危险废物依托有相应危险废物处理资质的单位回收处置，依托设施的环保手续履行情况见表 7.5-1。各依托设施与项目的位置关系见图 7.6-1。

表 7.6-1 项目依托工程环保手续履行情况一览表

序号	站场名称	项目名称	环评批复文号	验收情况
1	81 号天然气处理站	采油二厂 81 号天然气处理站改扩建工程	原克拉玛依市环保局克环保函（2015）130 号	已验收
2	81 号天然气处理站	采油二厂 81 号天然气处理站深冷提效工程	克拉玛依市生态环境局克环函（2019）8 号	正在建设
3	红山嘴联合站	采油一厂红山嘴油田原油处理站建设工程	克拉玛依市生态环境局克环函（2020）141 号	正在建设

7.5.2 伴生气处理依托可行性分析

81 号天然气处理站始建于 1989 年，本项目天然气设计处理能力为 $200 \times$

$10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ ，采用压缩机增压、空冷+水冷冷却、注乙二醇防冻、气波机节流制冷脱水脱烃的浅冷处理工艺，具体如下：原料气进天然气除液器进行气液分离，分离后液相排入埋地污油罐，分离后气相经除尘器除尘后去原料气压缩机进行增压，原料气经四段增压后经空冷器冷却至 $40\sim 55^\circ\text{C}$ 后进入水冷换热器冷却，以气液混相状态进入旋流分离器，分离出的凝液排入埋地污油罐，分离出的气体注入乙二醇防冻，然后进入三股流换热器，与低温气体和液体换热后，进入一级低温分离器分离，气相注入乙二醇后进入气波机膨胀，之后进入二级低温分离器分离，气相去三股流换热器复热至 $25\sim 35^\circ\text{C}$ 去外输计量区计量外输，一级低温分离器和二级低温分离器液相汇合后与原料气换热至 30°C 后，输至天然气凝液处理装置处理。该项目已于 2019 年 2 月 18 日取的克拉玛依市生态环境局的批复，文号为克环函〔2019〕8 号。

81 号天然气处理站目前的运行负荷 $150\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ ，可满足本项目需求。

7.5.3 原油依托可行性分析

运营期本项目采出液由管线管输至红山嘴联合站原油处理系统处理，红山嘴联合站原油处理系统采用热化学和电化学两段密闭脱水工艺，处理工艺见图 7.5-1。

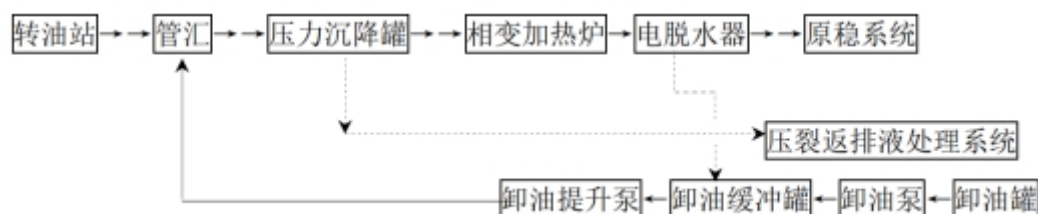


图 7.5-1 原油处理工艺示意图

红山嘴联合站原油处理系统常规原油处理能力 $100\times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，目前还未投产，预计 2022 年 4 月投产，红山嘴联合站设计处理能力可满足本项目需求。

7.5.4 井下作业废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液依托可行性分析

红山嘴联合站采出水处理系统设计处理能力为 $3500\text{m}^3/\text{d}$ ，处理工艺为：原油处理系统来的污水进 2 座压力式聚结除油装置进行油水分离，经初步沉降后可除去部分浮油和悬浮物，保证出水含油 $\leq 150\text{mg}/\text{L}$ ， $\text{SS}\leq 150\text{mg}/\text{L}$ ，出水经反应提升泵加压进入 2 座压力式污水反应桶反应去除大部分乳化油及悬浮物，出水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准回注油藏。目前红山嘴

联合站采出水处理系统还未投产，预计 2022 年 4 月投产，红山嘴联合站采出水处理能力可满足项目需求。

7.5.5 危险废物处置依托可行性分析

清罐底泥、清管废渣、废机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回收处置。为了保证本项目危险废物均得到有效处置，重油开发公司与克拉玛依顺通环保科技有限公司签订了危废处置协议，该公司具备 HW08 类危险废物处理资质，设计处理能力为 $30 \times 10^4 \text{t/a}$ 。处理后的含油污泥在满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T 7301-2016）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3997-2017）等国家及有关部门、地方标准和生态环境保护要求的前提下，可作为铺设通井路、铺垫井场的基础材料。目前项目区附近有 4 家具有相应危险废物处理资质的单位，单位名称、许可证编号、处理规模等详见表 7.6-2。

表 7.6-2 危废处理单位一览表

序号	单位名称	经营地址	许可证编号	处理规模 (t/a)	有效期终止 时间
1	克拉玛依顺通环保科技有限公司	克拉玛依市乌尔禾 风城油田作业区重 32#区北侧	6502040039	1880000	2024 年 8 月 29 日
2	克拉玛依华隆生态 科技有限公司	克拉玛依市乌尔禾 (区) 哈格路以南 217 国道以西	6502050061	100000	2023 年 8 月 17 日

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。

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理机构

8.1.1 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。

重油开发公司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，全面负责该井区开发建设期的环境管理工作。本项目进入生产运行期后，重油开发公司负责本项目生产运行期的环境管理工作，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及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

8.1.2 环境管理体制

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

8.2 生产区环境管理

8.2.1 日常环境管理

（1）搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测站场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废气污染源的控制是重点加强油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染，达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

（2）加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

（3）落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

8.2.2 环境污染事故的预防与管理

（1）对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

（2）强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

（3）加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别不利影响因素，从而将项目运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.2.3 本项目 HSE 管理工作内容

结合本项目施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：工艺流程分析、污染生态危害和影响分析、泄漏事故危害和风险影响分析、建立预防危害的防范措施、制定环境保护措施

以及建立准许作业手册和应急预案。

8.2.4 环境监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅审批本工程的环境影响报告书，克拉玛依生态环境局及塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局和和沙湾县分局监督所辖行政区内该工程的环保竣工验收制度执行情况、排污许可证核发以及日常环境管理。

8.2.5 施工期环境管理

建设单位在本项目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 8.2-1。

表 8.2-1 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。井场建设施工前，也要严格规定临时占地范围。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。施工产生的土方，应合理规划，合理利用。对于开挖管线产生的土方，全部回填	施工单位	新疆维吾尔自治区生态环境厅、克拉玛依生态环境局、塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局和和沙湾县分局
2	水环境	各类管线试压废水用于施工洒水抑尘		
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	选用效率高、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高品质的柴油，加强设备的维护，减少大气污染物的排放量		
6	水土流失、土地沙化	合理安排时间，挖、填方尽量避开大风天气，堆放土方时，尽量减小土方坡度。管沟开挖、填方作业时应尽量做到互补平衡，避免土方堆积。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	建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理		

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
	废物			

8.2.6 运营期环境管理

(1) 建立和实施井区运营期的健康、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，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施。

为确保项目环保实施的落实，最大限度地减轻生产开发对环境的影响，本项目在运营期管理的主要内容见表 8.2-2。

表 8.2-2 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	中国石油新疆油田分公司重油开发公司	新疆维吾尔自治区生态环境厅、克拉玛依生态环境局、塔城地区生态环境局和布克
2	水环境	井下作业均带罐作业，井下作业废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液由罐车拉运至红山嘴联合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。对井场厂界噪声进行定期监测		
4	固体废物处置	清管废渣、废机油、废防渗材料及落地油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；在施工结束		

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
		后，投入运行前，集输干支线要完成永久标志设置，设置安全标志。对管道设施定期巡查，及时维修保养		赛尔蒙古自治县分局和和沙湾县分局
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		

8.2.7 退役期环境管理

本项目在退役期的主要内容见表 8.2-3。

表 8.2-3 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、迁移场站设备，恢复地貌	中国石油新疆油田分公司重油开发公司	新疆维吾尔自治区生态环境厅、克拉玛依生态环境局、塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局和和沙湾县分局
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，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气造成影响		
4	水环境	管线拆除排出的废水，由罐车拉运至 81 号天然气处理站，不排入周围环境，避免对周围环境造成的影响		
5	固体废物	固体废弃物分类收集，及时清运		

8.2.8 事故风险的预防与管理

(1) 对风险事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效的措施，防止事故的发生。根据国内外油气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和失误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监管措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

(2) 制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本项目特点、国内外油气田开发事故统计与分析，制定突发事故的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级汇报事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有的通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

（3）制定事故应急预案培训

强化专业人员培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。在日常生活中要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

8.3 污染物排放的管理要求

本项目污染物排放清单及管理要求见表 8.3-1～表 8.3-3。

表 8.3-1 本项目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	处理效率 (%)	实际排放量 (t/a)	执行标准	面源排放参数			排放时间 (h/a)
							厂界浓度 (mg/m ³)	长 (m)	宽 (m)	排放高度 (m)	
1	采油井场 (6 座)	NMHC	0.048	选用质量可靠的阀门、阀门等连接件,运营期加强检修	/	0.048	4	30	25	5	7920
2	计量站 (8 座)	NMHC	0.4143		/	0.4143	4	30	25	5	7920
4	阀池	NMHC	0.0632		/	0.0632	4	8	8	5	7920

表 8.3-2 本项目噪声、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	设备噪声	选用低噪声设备+加防振垫+基础减震等	85~105dB (A)	噪声	昼 60dB (A)、夜 50dB (A)	/
废水	压裂返排液	集中收集后由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理系统处理,不外排	1583.88m ³ /a	石油类	/	/
	井下作业废水		228t/a	石油类	/	/
	酸化返排液		493.8t/a	pH、石油类	/	/
	废洗井液		151.74t/a	石油类	/	/
固体 废物	清管废渣	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	0.055t/a	石油类	/	/
	废防渗材料		0.6t/a	石油类	/	/
	落地油		490t/a	石油类	/	/
	废机油		0.3t/a	石油类	/	/

8.4 企业环境信息公开

项目实施后由中国石油新疆油田分公司重油开发公司运营管理，重油开发公司应参照《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；

（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、危险废物经营许可证、废弃电器电子产品处理资格许可等）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、危险废物经营许可证、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。

8.5 环境监测与监控

8.5.1 施工期开展环境工程现场监理建议

为减轻建设项目对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管

理，建议本项目充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实施工程环境监理。

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，确保本项目的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 8.5-1。

表 8.5-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	各站场建设现场	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) 站场硬化是否达到要求； 3) 废气、废水、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理； 4) 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) 管线及道路选线是否满足环评要求。 2) 管线及道路施工作业是否超越了施工宽度； 3) 挖土方放置是否符合要求，管沟开挖是否做到挖填平衡。土方是否进行了及时回填，管沟开挖过程中是否采取的有效可	

序号	场地	监督内容	监理要求
		行的扬尘污染防治措施； 4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 5) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被； 6) 草方格铺设情况	
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	

8.5.2 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) 和《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南 (试行)》(HJ1209—2021)》相关规定，定期对污染源和环境质量进行监测，减少对周围环境影响。监测计划见表 8.5-2。

表 8.5-2 运营期环境监测计划

监测类型	监测对象	监测频率	监测点	监测因子	执行标准	监测时间	监测单位
污染源	无组织废气	1 次/年	井场	NMHC	GB39728—2020	竣工验收后开始	委托监测或运营单位自行监测
	噪声	1 次/季度	井场	等效连续 A 声级	GB12348-2008 2 类		
环境质量	地下水	1 次/年	利用项目区下游已有水源井进行监测，一般不少于 3 个监测点	石油类	GB/T14848-2017 III类；石油类参照 GB3838-2002 III类		
	土壤	1 次/年	采油井场及管线沿线布设表层样	石油烃	GB36600-2018 第二类用地筛选值		

8.5.3 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。环保验收建议清单见表 8.5-3。

表 8.5-3 “三同时”竣工验收调查建议清单

治理项目	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、阀池	对设备进行定期检修和工艺运行管理	保持正常运行，减少无组织排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中4.0mg/m ³
废水	井下作业废水、废洗井液、压裂返排液和酸化返排液	pH、石油类	各井场	采用罐车拉运至红山嘴联合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	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
固废	废机油	石油类	修井	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
	清管废渣	石油类	管线			
	废防渗材料	石油类	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 土地沙化	各井场、管线	严格控制占地范围；井场用砾石铺垫	井场进行砾石铺垫	
				管沟分层开挖、分层堆放及分层回填	施工期管线施工作业带宽度是否符合环评要求	
				施工结束后对场地进行清理、平整	井场、管线、道路沿线平整情况	
				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			防渗措施落实情况；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			

9 环境影响经济损益分析

9.1 环境社会效益分析

9.1.1 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；突发事件污染造成的环境损失和其它环境损失。

工程占地主要为井场、集气站、管线、道路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。

本项目开发建设工程施工期短，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。项目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。因此，在正常情况下，基本上不会对周边环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏、井壁破裂泄漏事故，将对周围环境造成较严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各种补偿费用来体现。

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。

9.1.2 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。本项目开发是支持地区经济发展的一项重大举措，对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地的 GDP，提高当地税收有着积极的作用。

9.2 环境经济损益分析结论

综上，在建设过程中，由于井场、地面设施建设、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。

10 环境影响评价结论

10.1 建设项目概况

项目行政隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市、和布克赛尔蒙古自治县和沙湾县交界地带，西北距克拉玛依市中心城区约 30.7km~40.5km，西距 S221 约 14.2km~20km，东南距无名湖湖面最近距离为 40m，东南距玛纳斯河最近距离为 210m。

拟在金龙2区块部署13口采油井，其中开发建设6口井地面，并将7口井进行密闭集输改造；新建金龙2转液管线一条，管线自金龙2转油站起至红山嘴联合站止，管线长度48km，阀池4个，伴行四级道路28km，配套建设通信系统、仪表自动化等公辅工程。项目实施后井区新增原油产能为 $5.4 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本工程实施单位为开发公司，建成后移交给中国石油新疆油田分公司重油开发公司运营管理。项目总投资18000万元，环保投资约883万元，占总投资的4.9%。

10.2 环境质量现状

（1）环境空气

项目所在克拉玛依市SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀、PM_{2.5}长期浓度可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，属于环境空气质量达标区域，NMHC满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值2.0mg/m³要求。

（2）地下水

各因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类限值，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准值。

（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，项目所在区域背景声环境质量现状较好。

（4）土壤

项目区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；项目区外耕地满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值。

10.3 主要环境影响及环保措施

10.3.1 主要环境影响

（1）生态环境

本项目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，项目对野生动物的影响较小。因此总体上看本项目的建设对生态环境影响较小。

（2）大气环境

施工期废气主要为扬尘、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，井场厂界浓度可满足《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，项目区地域空旷，无集中固定人群居住，项目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，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。运营期废水为井下作业废水、废洗井液、酸化返排液和压裂返排液。井下作业均带罐作业，井下作业废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理系统处理，不外排。

事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、井漏、油水窜层等，管道泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层；井喷事故

是以面源形式的油品渗漏污染地下水，井漏事故对水环境的污染是油气窜层，造成地下含水层水质污染。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

（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；运营期噪声主要为井场机泵产生的噪声以及巡检车辆的交通噪声，运营期井场昼夜厂界噪声均能满足《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。本项目边无人居住等声敏感目标，项目开发建设中的噪声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。运营期固体废物主要为清管废渣、废防渗材料、废机油及事故状态下的落地油，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，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，项目可能发生风险事故类型主要包括站场事故风险、油气管线泄漏事故。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。发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；项目区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。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

10.3.2 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，对单井井场和集气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，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；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；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；优化施工组织，道路和管线分段施工，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，做好井口压力监测，并准备应急措施；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；井下作业均带罐作业，井下作业废水、废洗井液、酸化返排液和压裂返排液集中收集后由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理系统处理，不外排；采用高质量的单井管线和罐车，防止油水泄漏；修井作业时，要严格加强防污染措施。采用高质量的油气输送管线，并采用先进的监控手段，管线敷设严格遵守相关规定，并对管线进行

防腐保温等保护措施，防止油品泄漏。

（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。

施工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。

运营期固体废物主要为清管废渣、废防渗材料、废机油及事故状态下落地油，最终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，井下作业废水、废洗井液、酸化返排液和压裂返排液集中收集后由罐车拉运至红山嘴联合站采出水处理系统处理，不外排；固体废物均交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；对井场放喷池进行防渗处理。

（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重油开发公司突发环境应急预案。

10.4 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。

10.5 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。

10.6 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，已进行了一次网上公示，公示期间没有收到反馈。

10.7 总结论

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