

克拉玛依油田二西 1 区克下组油藏二三结合开发建设工程

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：二〇二四年十二月

达 17 井井场安全标识

富城能源玛 131 浅冷站

项目区代表性植被——梭梭

项目区地貌概况

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 环境影响评价过程.....	1
1.4 分析判定相关情况.....	3
1.5 关注的主要环境问题及环境影响.....	3
1.6 报告书主要结论.....	4
2 总则	5
2.1 编制依据.....	5
2.2 评价目的与原则.....	10
2.3 评价时段.....	11
2.4 评价因子与标准.....	11
2.5 评价等级与评价范围.....	16
2.6 环境功能区划.....	23
2.7 环境保护目标.....	23
2.8 评价内容与重点.....	30
2.9 相关规划及政策符合性分析.....	31
3 建设项目工程分析	44
3.1 区域位置.....	44
3.2 油气资源概况.....	46
3.3 建设项目概况.....	48
3.4 建设内容.....	50
3.5 生产工艺及环境影响因素分析.....	70
3.6 污染源源强核算.....	74
3.7 总量控制指标.....	88

3.8 清洁生产分析.....	88
4 环境质量现状调查与评价.....	94
4.1 自然环境现状调查与评价.....	94
4.2 环境保护目标调查.....	96
4.3 环境质量现状调查与评价.....	96
5 环境影响预测与评价.....	96
5.1 施工期环境影响预测与评价.....	96
5.2 运营期环境影响预测与评价.....	103
5.3 退役期影响分析.....	117
5.4 环境风险分析.....	117
6 环境保护措施论证分析.....	124
6.1 施工期环境保护措施.....	124
6.2 运营期环境保护措施.....	128
6.3 退役期环境保护措施.....	133
6.4 环境风险防范措施及应急要求.....	135
6.5 环境风险简单分析一览表.....	140
6.6 环保投资分析.....	141
6.7 依托可行性分析.....	142
7 环境管理与监测计划.....	147
7.1 环境管理机构.....	147
7.2 生产区环境管理.....	148
7.3 污染物排放的管理要求.....	153
7.4 企业环境信息公开.....	156
7.5 环境监测与监管.....	156
8 环境影响经济损益分析.....	160

8.1 环境效益分析.....	160
8.2 社会效益分析.....	160
8.3 环境经济损益分析结论.....	160
9 结论与建议.....	162
9.1 建设项目概况.....	162
9.2 环境质量现状结论.....	162
9.3 污染物排放情况结论.....	163
9.4 环境保护措施.....	165
9.5 公众意见采纳情况.....	165
9.6 经济损益性分析.....	166
9.7 环境管理与监测计划.....	166
9.8 总结论.....	166

1 概述

1.1 项目背景

克拉玛依油田二西 1 区位于克拉玛依市克拉玛依区东南部，东部与二中区相邻，部分生产设施可充分依托二中区，地表较为平坦，交通便利，具有较好的开发条件。本次拟对二西 1 区克下组油藏进行开发，油藏南部以南黑油山断裂为界，探明含油面积约 8.9km²。

本次为二西 1 区首次进行地面开发建设，拟采用“二三结合”化学驱开发方式对区块克下组油藏进行开采，即一期采用水驱，二期采用化学驱。一期建设钻井工程，采注井网部署方法采用 200m~250m 井距五点法，共计在区块部署 61 口生产井，其中新钻采油井 41 口，新钻注入井 20 口，新建水驱产能 4.29×10⁴t/a；二期拟将 5 口采油井转为注水井，共计部署 36 口采油井，25 口注入井，新建化学驱产能 4.82×10⁴t/a。配套采注管线、供配电、自动化、消防等设施。

1.2 建设项目主要特点

本次是对二西 1 区块的首次开发，属于陆地石油开采新区块建设项目。项目区距离克拉玛依区城区较近，大气评价范围内涉及居民区、医院、学校及行政办公区等环境敏感区。建设内容包括钻井工程、产能井建设、采注管线以及配注站等的建设，主要特点为污染与生态影响并存，即因项目建设占地、地表扰动等产生的生态影响与污染物排放导致的环境污染并存。

1.3 环境影响评价过程

本工程为油田新区块建设项目，且项目大气评价范围内涉及居民区、医院、学校及行政办公区等环境敏感区，按照《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》中相关要求，本工程属于“五、石油和天然气开采业—8、陆地天然气开采—涉及环境敏感区”，应编制环境影响报告书。

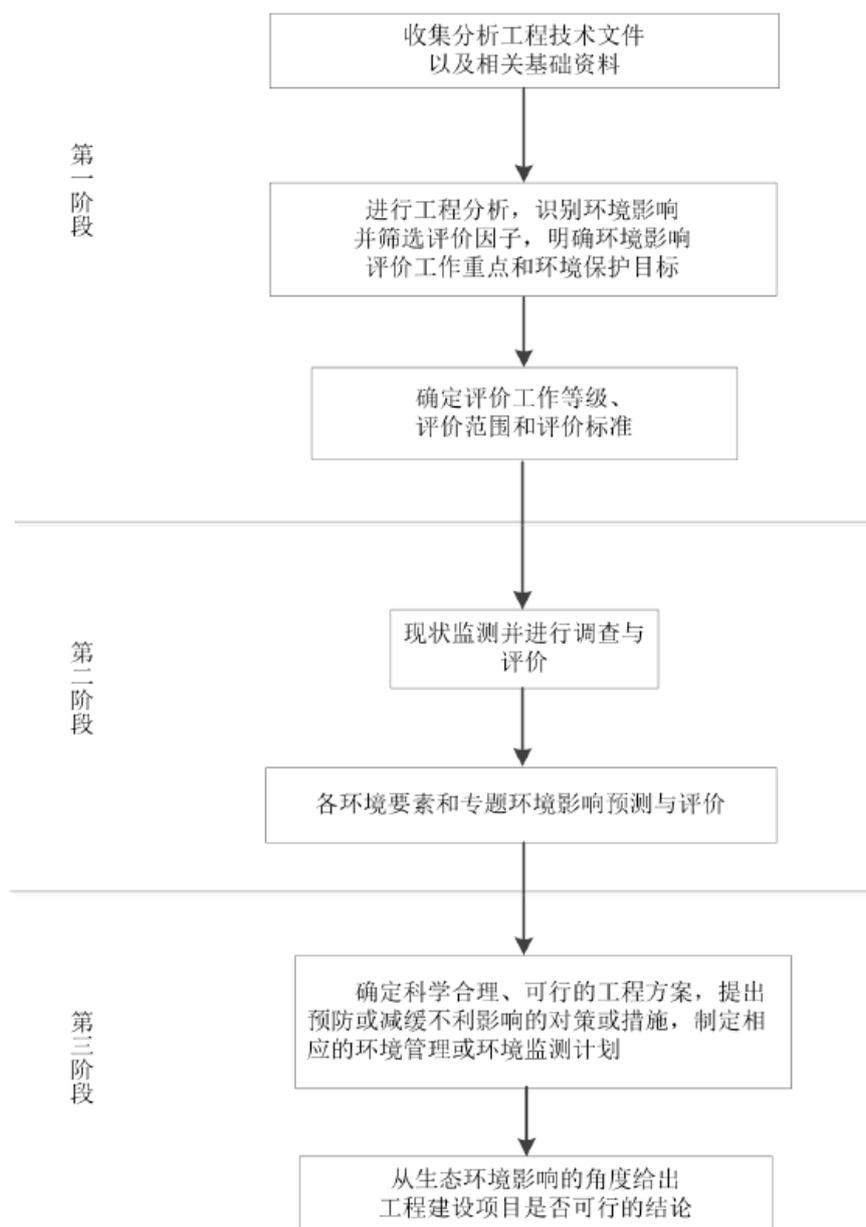


图1.3-1 环境影响评价工作程序图

中国石油新疆油田分公司开发公司于 2024 年 10 月委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司承担本工程的环境影响评价工作（附件 1）。环评单位接受委托后收集了有关资料，并按照环境影响评价技术导则的要求编制完成本工程环境影响报告书，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。

1.4 分析判定相关情况

1.5.1 产业政策相符性分析

根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》，本工程属于“第一类 鼓励类——一七、石油天然气——1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家产业政策。

1.5.2 选址选线合理性分析

本工程符合《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，根据调查结果，本工程评价范围内除涉及居民区、医院、学校及行政办公区等环境敏感区外，不涉及其他环境敏感区。本次新部署的生产井主要依据油气资源分布情况，井口装置、集输管线等在选址、选线时按照避让植被生长茂盛地带的原则设计，管线已尽量取直，最大限度的减少工程占地。运营期井场、配注站边界油气无组织挥发废气可实现达标排放，井下作业废水及废液依托稀油处理站处理，废防渗材料及事故状态下的落地油均可妥善处置。在切实落实报告提出的环保措施、按规定办理征地手续的前提下，项目选址、选线合理。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本工程为陆地石油开采项目，环境影响主要来源于钻井、地面工程建设、采油、聚合物注入以及井下作业等工艺过程，主要特点为污染与生态影响并存，即因项目占地、施工作业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影响并存。根据调查结果，本工程大气评价范围内除涉及居民区、医院、学校等环境敏感区外，无其他环境敏感区分布。

本次评价主要针对工程建设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、提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低以及可能发生的风险事故进行分析和论述，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、处理过程中产生的无组织挥发烃类、聚合物上料粉尘、噪声、废水、固体废物等环境影响及事故状态下的含油污泥对环境特别是所涉及的环境敏感区的影响分析。

1.6 报告书主要结论

本工程符合国家相关产业政策；运营期废气、噪声能实现达标排放，废水“零”排放，固体废物实现无害化处置；项目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项目建设可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家环保法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015年01月01日；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018年12月29日；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018年10月26日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018年01月01日；
- (5) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019年01月01日；
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022年06月05日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020年修订），2020年09月01日；
- (8) 《中华人民共和国土地管理法》（2019年修订），2020年01月01日；
- (9) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2021年修订），2021年09月21日；
- (10) 《中华人民共和国环境保护税法》（2018年修订），2018年10月26日；
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法》，2018年10月26日；
- (12) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018年10月26日；
- (13) 《中华人民共和国水土保持法》（2010年修订），2011年03月01日；
- (14) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011年修订），2011年01月08日；
- (15) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012年修订），2012年07月01日；
- (16) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010年10月01日；
- (17) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017年修订），2017年10月07日；
- (18) 《建设项目环境保护管理条例》，2017年10月01日；
- (19) 《排污许可管理条例》，2021年03月01日。

2.1.2 环境保护规章

- (1) 《排污许可管理办法》，生态环境部部令第 32 号，2024 年 04 月 01 日；
- (2) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，生态环境部令第 16 号，2021 年 01 月 01 日；
- (3) 《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号，2019 年 01 月 01 日；
- (4) 《国家危险废物名录（2021 年版）》，环保部令第 15 号，2021 年 01 月 01 日；
- (5) 《产业结构调整指导目录（2024 本）》，国家发展和改革委员会令第 7 号，2024 年 2 月 1 日；
- (6) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012 年第 18 号，2012 年 03 月 07 日；
- (7) 《水污染防治行动计划》，国发〔2015〕17 号，2015 年 04 月 02 日；
- (8) 《土壤污染防治行动计划》，国发〔2015〕31 号，2016 年 05 月 28 日；
- (9) 《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》，国发〔2023〕24 号，2023 年 11 月 30 日；
- (10) 《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；
- (11) 《国家重点保护野生植物名录》，国家林业和草原局、农业农村部公告，2021 年第 15 号，2021 年 09 月 07 日；
- (12) 《关于印发〈2020 年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》（环大气〔2020〕33 号），2020 年 06 月 23 日；
- (13) 《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》（环大气〔2019〕53 号），2019 年 06 月 26 日；
- (14) 《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 15 日；
- (15) 《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 01 日；

- (16) 《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;
- (17) 《国家重点保护野生动物名录》, 国家林业和草原局、农业农村部公告, 2021年第3号, 2021年02月01日;
- (18) 《危险废物转移管理办法》(生态环境部、公安部、交通运输部 部令第23号), 2022年01月01日;
- (19) 《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部部令 第24号), 2022年02月08日;
- (20) 《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), 2022年02月08日;
- (21) 《关于发布〈一般工业固体废物管理台账制定指南(试行)〉的公告》(生态环境部公告2021年第82号), 2021年12月31日;
- (22) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》, 生态环境部公告, 2021年第74号, 2021年12月22日
- (23) 《关于印发〈“十四五”噪声污染防治行动计划〉的通知》(环大气〔2023〕1号), 2023年01月03日。。

2.1.3 地方环保法律

- (1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》(2018年修改), 2018年09月21日;
- (2) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》, 2019年01月01日;
- (3) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》, 2018年09月21日。

2.1.4 地方环境保护相关文件

- (1) 《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》, 2010年05月01日;
- (2) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管线法〉办法》, 2022年11月01日;
- (3) 《新疆生态功能区划》, 2005年07月14日;

- (4) 《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，2002年12月；
- (5) 《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》，2020年07月30日；
- (6) 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号），2020年09月04日；
- (7) 《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控动态更新成果》（2023年版）；
- (8) 《关于印发克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案（2023版）的通知》（新克政发〔2024〕22号），2024年03月13日；
- (9) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》，2021年02月05日；
- (10) 《克拉玛依市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11月11日；
- (11) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》，2021年12月24日；
- (12) 《克拉玛依市“十四五”生态环境保护规划》，2022年01月28日；
- (13) 《克拉玛依市水土保持规划（2019-2023年）》，2020年11月；
- (14) 《新疆维吾尔自治区国家重点保护野生动物名录（修订）》，2022年09月21日；
- (15) 《新疆国家重点保护野生植物名录》，2022年03月08日；
- (16) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，2024年01月18日；
- (17) 《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/T7301-2016），2017年05月01日；
- (18) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017），2017年05月30日；
- (19) 《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号），2018年12月20日。

2.1.5 环评有关技术规定

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016), 2017 年 01 月 01 日;
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018), 2018 年 12 月 01 日;
- (3) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021), 2022 年 07 月 01 日;
- (4) 《环境影响评价技术导则 土壤环境 (试行)》(HJ964-2018), 2019 年 7 月 1 日;
- (5) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022), 2022 年 07 月 01 日;
- (6) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018), 2019 年 03 月 01 日;
- (7) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 2016 年 01 月 07 日;
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018), 2019 年 03 月 01 日;
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023), 2024 年 01 月 01 日;
- (10) 《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017), 2017 年 06 月 01 日;
- (11) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采业》(HJ1248-2022), 2022 年 07 月 01 日;
- (12) 《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(公告 2021 年第 24 号), 2021 年 06 月 09 日;
- (13) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系 (试行)》, 2009 年 02 月;
- (14) 《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018), 2019 年 01 月 01 日;
- (15) 《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017), 2017 年 08 月 22 日;
- (16) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(公告 2021 年第 74 号), 2021 年 12 月 21 日;
- (17) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018), 2018 年 10 月 01 日
- (18) 《废弃井封井回填技术指南 (试行)》, 2020 年 2 月。

2.1.6 相关文件和技术资料

(1) 《克拉玛依油田二西 1 区克下组油藏二三结合开发建设工程环评委托书》，中国石油新疆油田分公司开发公司，2024 年 10 月；

(2) 《克拉玛依油田二西 1 区克下组油藏二三结合开发部署方案地面工程方案》，大庆油田设计院有限公司大庆钻探工程公司，2024 年 08 月。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

(1) 通过调查和现状监测，了解建设项目所在地的自然环境、生态环境、自然资源及区域规划、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，明确本工程施工期和运营期主要污染源、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，预测和评价本工程施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并对污染物达标排放进行分析。

(3) 提出预防或者减轻不良环境影响的对策和措施，并论述拟采取的环境保护措施的可行性和合理性。

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

(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

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务环境管理。

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.3 评价时段

根据项目的建设规模和性质，确定本工程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 评价因子与标准

2.4.1 评价因子

本工程的环境影响因素包括：

施工期——对环境的影响主要来自钻井井场柴油机和发电机燃烧烟气、钻井岩屑、施工扬尘、施工机械尾气、管线试压废水、噪声及建筑垃圾等污染影响，以及工程占地、施工活动对生态环境的影响；

运营期——对环境的影响主要来自油气集输过程中的 VOCs（以 NMHC 计）的无组织排放、生产废水、噪声、废防渗材料和事故状态下的落地油等，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

时段	影响因素		环境要素					
			环境空气	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物
施工期	生态	占地	0	0	0	++	+	+
	废气	施工扬尘、柴油机烟气、施工机械及车辆尾气、焊接废气	+	0	0	0	+	+
	废水	管道试压废水、储层改造压裂返排液	0	0	0	0	0	0
	固废	钻井岩屑、建筑垃圾、废润滑油、废防渗材料	0	0	0	+	+	+
	噪声	钻机、柴油机、施工车辆、施工设备	0	0	+	0	0	+
运营期	废气	无组织挥发烃类、聚合物上料粉尘	++	0	0	0	+	+
	废水	井下作业废液	0	++	0	+	+	+
	固废	危险废物（废润滑油、废防渗材料）、聚合物废包装物等	0	+	0	++	+	+

	噪声	采油设备、注入站运转、巡检车辆以及井下作业过程中的机泵	0	0	+	0	0	0
	风险事故	管线泄漏	+	+	0	+	+	+
退役期	废气	施工扬尘、汽车尾气	+	0	0	+	+	+
	噪声	施工车辆及机械	0	0	+	0	0	+
	固废	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线	0	0	0	+	+	+
	废水	管线吹扫废水	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，筛选评价因子见表2.4-2。

表2.4-2 环境影响评价因子筛选一览表

环境要素	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
单项工程							
钻前工程	施工期	TSP	/	氨氮、耗氧量、石油类	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、NMHC	/	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、氯化物、石油类、总硬度、汞、砷、六价铬	pH值、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)
储层改造工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、NMHC	/	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、氯化物、石油类、总硬度、汞、砷、六价铬	pH值、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)
油气集输工程	施工期	颗粒物	/	悬浮物	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	NMHC、TSP	/	石油烃	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/

2.4.2 评价标准

(1) 环境质量标准

①环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 六项基本项目和 TSP 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 参照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中附录 D 推荐值，TSP 各标准取值见表 2.4-3。

表 2.4-3 环境空气质量标准一览表

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源	
1	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	GB3095-2012 二级	
		24 小时平均	150			
		1 小时平均	500			
2	NO ₂	年平均	40			
		24 小时平均	80			
		1 小时平均	200			
3	PM ₁₀	年平均	70			
		24 小时平均	150			
4	PM _{2.5}	年平均	35			
		24 小时平均	75			
5	O ₃	日最大 8 小时平均	160			
		1 小时评价	200			
6	CO	24 小时平均	4			mg/m ³
		1 小时评价	10			
7	TSP	年平均	200			μg/m ³
		24 小时平均	300			
8	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》详解	
9	H ₂ S	1 小时平均	10	μg/m ³	HJ2.2-2018 附录 D 参考限值	

②水环境

运营期废水依托稀油处理站处理，地表水评价等级确定为三级 B，不开展地表水环境质量现状评价。

地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14843-2017) V 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) V 类标准，具体标准值见表 2.4-4。

表 2.4-4 地下水质量标准值 单位：mg/L, pH 无量纲

序号	监测因子	标准值 (V 类)	序号	监测因子	标准值 (V 类)
1	pH 值	<5.5 或 >9.0	11	氰化物	>0.1

2	总硬度	>650	12	挥发酚	>0.01
3	溶解性总固体	>2000	13	铬(六价)	>0.10
4	耗氧量	>10.0	14	砷	>0.05
5	氨氮	>1.5	15	镉	>0.01
6	硝酸盐	>30.0	16	石油类	≤1.0
7	亚硝酸盐	>4.80	17	铁	>2.0
8	氯化物	>350	18	锰	>1.50
9	硫酸盐	>350	19	铅	>0.10
10	氟化物	>2.0	20	汞	>0.002

③声环境

声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类限值,具体详见表2.4-5。

表2.4-5 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 60	夜间 50	
等效连续A声级			GB3096-2008 2类

④土壤环境

土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值,标准限值见表2.4-6。

表2.4-6 土壤环境质量评价标准 [单位: mg/kg, pH无量纲]

序号	污染物项目	第二类用地筛选值(mg/kg)	序号	污染物项目	第二类用地筛选值(mg/kg)
基本项目(重金属和无机物)					
1	砷	60	5	铅	800
2	镉	65	6	汞	38
3	铬(六价)	5.7	7	镍	900
4	铜	18000	/	/	/
基本项目(挥发性有机物)					
8	四氯化碳	2.8	22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
9	氯仿	0.9	23	三氯乙烯	2.8
10	氯甲烷	37	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
11	1,1-二氯乙烷	9	25	氯乙烯	0.43
12	1,2-二氯乙烷	5	26	苯	4
13	1,1-二氯乙烯	66	27	氯苯	270
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	28	1,2-二氯苯	560
15	反-1,2-二氯乙烯	54	29	1,4-二氯苯	20
16	二氯甲烷	616	30	乙苯	28
17	1,2-二氯丙烷	5	31	苯乙烯	1290

18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	32	甲苯	1200
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	33	间二甲苯+对二甲苯	570
20	四氯乙烯	53	34	邻二甲苯	640
21	1,1,1-三氯乙烷	840	/	/	/
基本项目（半挥发性有机物）					
35	硝基苯	76	41	苯并（k）荧蒽	151
36	苯胺	260	42	蒽	1293
37	2-氯酚	2256	43	二苯并（a, h）蒽	1.5
38	苯并（a）蒽	15	44	茚并（1,2,3-cd）芘	15
39	苯并（a）芘	1.5	45	萘	70
40	苯并（b）荧蒽	15	/	/	/
其他项目					
46	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	4500	/	/	/

（2）污染物排放标准

①废气

井场、计量站厂界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（站场边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m³）；聚合物上料除尘装置有组织废气和配注站厂界无组织颗粒物均执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 限值要求。上述标准详见表2.4-7。

表2.4-7 大气污染物排放标准

污染源	污染物	排放限值（mg/m ³ ）	标准来源
井场、计量站边界	NMHC	4	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）
组合物上料除尘装置尾气	颗粒物	120	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
配注站厂界无组织废气	颗粒物	1.0	

②废水

生产废水主要为洗井废水及压裂返排液、修井废液，井下作业时进专用储罐集中进行收集，采用罐车拉运至稀油处理站处理，处理达标后回注油藏。稀油处理站采出水处理系统回注二中区克下组油藏（储层渗透率 0.166 μm²~0.274 μm²），因此出水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 中Ⅲ标准限值。

③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、站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 2.4-8。

表 2.4-8 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、计量站、配注站边界	60	50	GB12348-2008 2 类

(3) 污染控制标准

危险废物的收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》中相关要求。

2.5 评价等级与评价范围

2.5.1 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、PM₁₀、TSP 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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

源强参数见大气环境影响分析章节，计算结果见表 2.5-1。

表 2.5-1 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

污染源名称	污染物	落地浓度（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	占标率（%）	最大落地浓度离源距离（m）
井场油气挥发无组织废气	NMHC	18.962	0.948	18
计量站油气挥发无组织废气	NMHC	23.909	1.195	35
配注站上料除	PM ₁₀	50.982	5.665	19

尘装置				
配注站粉尘无组织废气	TSP	0.421	0.093	556

由表2.5-1 可知，本工程各污染物最大落地浓度占标率最高为 5.665%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据（表2.5-2），评价等级判定为二级。

表2.5-2 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

运营期生产废水依托稀油处理站处理，地表水评价等级确定为三级 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2.5-3。

表2.5-3 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

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”。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），井区产能建设属于陆地石油开采属于 I 类建设项目，根据导则附录 A 及表

2.5-4 要求，判定地下水评价等级为二级。

表2.5-4 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

(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，集输管线运营期无噪声排放。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》(HJ19-2021) 生态敏感性和影响程度，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级。就本工程而言，评价范围内不涉及生态敏感区，也不属于水文要素型建设项目。经判定本工程生态环境影响评价等级为三级，判定依据及结果见表2.5-5。

表2.5-5 生态影响评价工作等级划分表

评价等级判定依据	评价等级	判定结果
a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产地，重要生境时，等级为一级	一级	不涉及
b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	二级	不涉及
c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级		不涉及
d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态环境影响评价等级不低于二级		不属于水文要素影响型建设项目
e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级		工程实施不影响地下水水位，土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标分布
f) 当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定		工程总占地 0.56km ² ，不涉及该款
除 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	三级	不涉及前述条款，评价等级确定为三级

(6) 土壤环境评价等级

根据现状监测数据，项目区土壤盐分含量大于 4g/kg，属于土壤盐化区域。根

据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，土壤盐化区域应按照土壤污染影响型和生态影响型，按照相应等级分别开展评价工作。

据此对项目土壤环境影响评价等级进行判定，结果如下：

①土壤污染影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)(试行)，土壤污染型评价等级按照项目类别、占地规模与敏感程度划分，见表2.5-6。

表2.5-6 土壤污染类项目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	-	-

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2.5-7。

表2.5-7 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

本工程永久占地面积 59464m²，大于 5hm²、小于 50hm²，占地规模为中星型，占地类型为戈壁，土壤环境敏感程度为不敏感。根据表 2.5-6 判定，项目区土壤环境影响评价工作等级为二级。

②土壤生态影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，生态影响型评价工作等级划分见表2.5-8。

表2.5-8 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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	二	三
较敏感	二	二	三
不敏感	二	三	/

石油开采属于 I 类建设项目，项目区属于土壤盐化区域，环境敏感程度为敏感，据此判定井区产能井建设生态影响型评价等级为一级。

(7) 环境风险评价等级

本工程主要风险单元为油气集输管线，经计算危险物质与临界量的比值（Q 值）为 0.032，小于 1，风险潜势为 I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中工作级别划分依据，项目环境风险评价等级为简单分析。详见表 2.5-9。

表2.5-9 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。

2.5.2 评价范围

根据各环境要素导则要求，结合周边环境，确定本工程各环境要素的评价范围见表2.5-10、图 2.5-1 及图 2.5-2。

表2.5-10 各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围
大气	以井场、计量站、配注站为中心，边长 5km 的矩形形成的包络线
地下水	按照查表法确定地下水评价范围，以地下水流向为长轴，以井区为中心四周边界上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km；采注管线两侧外延 200m
声环境	各井场、计量站、配注站边界、采注管线中心线两侧外延 200m
土壤环境	生态影响型评价范围井场、计量站、1 号配注站边界外延 5km；污染影响型评价范围井场、计量站、配注站边界外延 200m；采注管线边界外延 200m
生态环境	井场、计量站、配注站边界外延 50m；采注管线两侧外延 300m
环境风险	不设评价范围

图2.5-1 本工程评价范围示意图（一期）

图2.5-2 本工程评价范围示意图（二期）

2.6 环境功能区划

本工程环境功能区划情况详见表2.6-1。

表2.6-1 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）中第二类用地筛选值
生态环境	II准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区—II ₂ 准噶尔盆地西部灌木荒漠及绿洲农业生态亚区—17 克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区

2.7 环境保护目标

根据现场调查，本工程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。环境保护目标为大气评价范围内的居民区、医院、学校。

本工程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 本工程环境保护目标一览表

保护要素	环境保护目标	与项目区的位置关系	各要素保护级别及要求
环境空气	评价范围内环境空气保护目标（详见表2.7-2、表2.7-3）	/	GB3095-2012 二级
土壤环境	项目区土壤环境	/	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	野生动植物	项目区内	保护野生动植物及其生境不被破坏，不得破坏占地范围外的野生植物，不得捕杀野生动物

一期环境保护目标概况及分布详见表 2.7-2、图 2.7-1；一期环境保护目标概况及分布详见表 2.7-3、图 2.7-2。

表2.7-2 一期大气评价范围内环境空气保护目标一览表

序号	名称				保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方位	相对厂界距离(m)
1	克拉玛依区	中国石油大学(北京)克拉玛依校区			师生	保护克居民区、医院医护人员及病人、学校师生、办公区工作人员	环境空气二类区	S	1840
2		新疆第二医学院博学院			师生		环境空气二类区	SW	1620
3		安居苑			居民		环境空气二类区	SW	2938
4		在建小区1			居民		环境空气二类区	SW	2656
5		城南艺术幼儿园			师生		环境空气二类区	SW	2875
6		壹景阁花园			居民		环境空气二类区	SW	2425
7		壹号景家园			居民		环境空气二类区	SW	2172
8		壹号景小区			居民		环境空气二类区	SW	1883
9		克拉玛依市中心医院			医护人员及病人		环境空气二类区	SW	1082
10		在建小区2			居民		环境空气二类区	SW	718
11		北京师范大学克拉玛依附属学校(绿色康城校区)			师生		环境空气二类区	SW	1435
12		平安苑			居民		环境空气二类区	SW	1641
13		康城御祥园			居民		环境空气二类区	SW	2230
14		康城花园吉祥苑			居民		环境空气二类区	SW	1927
15		绿色康城			居民		环境空气二类区	SW	1572
16		七色花托儿所			师生		环境空气二类区	SW	1127
17		康城花园御庭苑			居民		环境空气二类区	SW	1029
18		康城花园祥和苑			居民		环境空气二类区	SW	737
19		克拉玛依市康城小学			居民		环境空气二类区	SW	1190
20		克拉玛依区卫生健康委员会			居民		环境空气二类区	SW	1168

克拉玛依油田二西1区克下组油藏二三结合开发建设工程环境影响报告书

21		康城花园御景苑			居民		环境空气二类区	W	1283
22		鼎升嘉园			居民		环境空气二类区	W	921
23		康城花园如意苑			居民		环境空气二类区	W	2425
24		南泉小区			居民		环境空气二类区	W	2028
25		南湖小区			居民		环境空气二类区	W	2218
26		南湖小学			师生		环境空气二类区	W	1500
27		东彩小区			居民		环境空气二类区	W	854
28		克拉玛依区委党校			师生		环境空气二类区	W	1178
29		鼎福嘉园			居民		环境空气二类区	W	2425
30		克拉玛依市南湖中学			师生		环境空气二类区	W	2480
31		金龙湖景区			市民		环境空气二类区	W	940
32		黑油山景区			市民		环境空气二类区	NW	3104
33		九龙潭景区			市民		环境空气二类区	NW	2476
34	克拉玛依区	大气评价范围内其他的零散的居民、行政办公区			/		环境空气二类区	/	/

图2.7-1 一期大气评价范围内环境空气保护目标分布示意图

表2.7-3 二期大气评价范围内环境空气保护目标一览表

序号	名称				保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方位	相对厂界距离(m)
1	克拉玛依区	中国石油大学(北京)克拉玛依校区			师生	保护克居民区、医院医护人员及病人、学校师生、办公区工作人员	环境空气二类区	S	1840
2		新疆第二医学院博学院			师生		环境空气二类区	SW	1620
3		安居苑			居民		环境空气二类区	SW	2938
4		在建小区1			居民		环境空气二类区	SW	2656
5		城南艺术幼儿园			师生		环境空气二类区	SW	2875
6		壹景阁花园			居民		环境空气二类区	SW	2425
7		壹号景家园			居民		环境空气二类区	SW	2172
8		壹号景小区			居民		环境空气二类区	SW	1883
9		克拉玛依市中心医院			医护人员及病人		环境空气二类区	SW	1082
10		在建小区2			居民		环境空气二类区	SW	718
11		北京师范大学克拉玛依附属学校(绿色康城校区)			师生		环境空气二类区	SW	1435
12		平安苑			居民		环境空气二类区	SW	1641
13		康城御祥园			居民		环境空气二类区	SW	2230
14		康城花园吉祥苑			居民		环境空气二类区	SW	1927
15		绿色康城			居民		环境空气二类区	SW	1572
16		七色花托儿所			师生		环境空气二类区	SW	1127
17		康城花园御庭苑			居民		环境空气二类区	SW	1029
18		康城花园祥和苑			居民		环境空气二类区	SW	737
19		克拉玛依市康城小学			居民		环境空气二类区	SW	1190
20		克拉玛依区卫生健康委员会			居民		环境空气二类区	SW	1168
21		康城花园御景苑			居民		环境空气二类区	W	1283
22		鼎升嘉园			居民		环境空气二类区	W	921

克拉玛依油田二西1区克下组油藏二三结合开发建设工程环境影响报告书

23		康城花园如意苑		居民		环境空气二类区	W	2425
24		南泉小区		居民		环境空气二类区	W	2028
25		南湖小区		居民		环境空气二类区	W	2218
26		南湖小学		师生		环境空气二类区	W	1500
27		东彩小区		居民		环境空气二类区	W	854
28		克拉玛依区委党校		师生		环境空气二类区	W	1178
29		鼎福嘉园		居民		环境空气二类区	W	2425
30		克拉玛依市南湖中学		师生		环境空气二类区	W	2480
31		金龙湖景区		市民		环境空气二类区	W	940
32		黑油山景区		市民		环境空气二类区	NW	3104
33		九龙潭景区		市民		环境空气二类区	NW	2476
34		油龙小区		居民		环境空气二类区	NE	2487
35		金龙镇派出所		办公人员		环境空气二类区	E	3743
36		金华小区		居民		环境空气二类区	NE	2865
37		金龙镇人民法院		办公人员		环境空气二类区	E	3140
38		金龙镇社区医疗服务中心		医护人员及病人		环境空气二类区	NE	3133
39		金龙幼儿园		师生	保护克居民区、医院医护人员及病人、学校师生、办公区工作人员	环境空气二类区	NE	3016
40	金龙镇	炼油东社区		居民		环境空气二类区	NE	2935
41		友好小区		师生		环境空气二类区	NE	3161
42		第十四小学		师生		环境空气二类区	NE	3356
43		克拉玛依市第九中学		师生		环境空气二类区	NE	3312
44		田园小区		居民		环境空气二类区	NE	3675
45		万向小区		居民		环境空气二类区	NE	3795
46		石化园区管委会		工作人员		环境空气二类区	NE	3885
47	克拉玛依区	大气评价范围内其他的零散的居民、行政办公区		/			环境空气二类区	/

图2.7-2 二期大气评价范围内环境空气保护目标分布示意

2.8 评价内容与重点

2.8.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》要求，结合建设项目具体特点、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、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、环境影响评价结论，见表2.8-1。

表2.8-1 评价内容一览表

序号	评价专题	评价内容
1	工程分析	项目概况、主体工程、公用工程、环保工程、依托工程，根据污染物产生环节、方式及治理措施，核算污染物源强，给出污染因子及其产生和排放的方式、浓度及数量等
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、土壤污染防治、生态保护措施及风险防范措施进行论证
5	环境影响经济损益分析	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) 生态环境影响评价；
- (3) 大气、地下水、声、土壤环境和环境风险影响评价；
- (4) 环境保护措施及环境风险防范措施分析论证。

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》指出，要落实国家能源发展战略，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。本项目位于准噶尔盆地，属于陆地石油开采行业，符合规划及纲要中的相关要求。

《克拉玛依市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：“全力保障新疆油田公司增储上产，进一步加大常规油气、页岩油、油砂等资源的勘探开发力度，提高勘探开发技术与效率，扩大勘探区域；积极争取中石油集团调整增加新疆油田排产计划”。项目实施后可增加原油的产能，符合规划及纲要中的相关要求。

(2) 主体功能规划相符性分析

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

(3) 与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评相符性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划》指出，‘十四五’期间，除措施产能 100 万吨以外，稀油老区在西北缘新建产能 80.9 万吨、腹部新建产能 23.2 万吨、东部新建产能 209.8 万吨，‘十四五’期间主要建产区块分别分布在采油一厂、重油公司和准东采油厂辖区。二西 1 区即属于采油一厂管辖，是新疆油田“十四五”期间上产的主力区块之一。报告对项目施工期废气、废水、噪声及固废和运营期噪声等污染影响采取相应的治理措施，并对项目实施过程中产生的生态影响提出了有效的减缓措施，符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评相关要求。

(4) 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

本工程与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相关符合性分析详见表2.9-1。

表2.9-1 本工程与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	本工程拟采取措施	符合性分析
1	加快发展现代煤化工、新材料、有色金属、煤炭、煤电、矿产开采及加工等优势产业，培育壮大先进装备制造、页岩油气加工、节能环保、新型建材、新能源等新兴产业和生产性服务业	本工程为陆地石油开采项目，属于区域优势矿产资源	符合
2	推进石化、化工、工业涂装、家具制造、塑料、橡胶、包装印刷、汽修等重点行业领域VOCs整治，加强VOCs源头、过程、末端全流程控制，重点加强对光化学反应活性强的VOCs物质控制，开展企业深度治理和精细化管控	油气集输采取密闭集输工艺，无组织废气通过选用质量可靠的设备和加强泄漏检测与修复工作进行防治	符合
3	积极引导重点产废企业自建危险废物利用设施，支持大型企业集团内部共享危险废物利用处置设施，推进工业废盐、废催化剂、煤焦油、电解铝大修渣等利用处置设施建设，适度发展水泥窑协同处置危险废物，引导推进有害废物处理处置能力建设，引导推进含油污泥处置、矿物油回收利用能力过剩问题化解和布局优化。坚持兵地统筹、区域协同规划和建设危险废物利用处置设施，实现疆内危险废物处置能力与产废情况总体匹配。深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理	施工期危险废物为废润滑油和废防渗材料，运营期危险废物为废润滑油、废防渗材料，均委托有相应处置资质的单位进行处置；产生的危废废物分类收集，最终交由有相应资质的单位处置	符合
4	强化危险废物全过程环境监管。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	投产后交由采油一厂运营管理，采油一厂已定期申报危险废物产生处置情况，并制定有危险废物管理计划，危险废物转移时执行危险废物转移联单制度，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	符合
5	支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展。	投产后交由采油一厂运营管理，采油一厂已积极开展第三轮清洁生产审核工作，审核过程中已工艺改进、节能降耗和提质增效作为目标进行了清洁生产方案的制订	符合
6	加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	投产后交由采油一厂运营管理，采油一厂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

由表2.9-1可知，本工程建设符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》中的相关要求。

(5) 与《克拉玛依市“十四五”生态环境保护规划》的符合性分析

《克拉玛依市“十四五”生态环境保护规划》指出，持续深化工业污染防治。一是加强挥发性有机物（VOCs）污染治理，抓好 VOCs 和氮氧化物协同治理。重点推进石油开采、石油炼化、包装印刷、工业涂装等重点行业 VOCs 污染防治，完成 VOCs 减排任务。加强油（气）资源开发集中区域土壤环境风险管控。以克拉玛依油田为重点，加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用。

本项目油气均采用密闭集输，油气开采过程中的无组织废气通过选用质量可靠的设备和加强检修进行防治，整体而言项目运营期 VOCs 排放水平不高；项目建成后交由采油一厂运营，采油一厂已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照即定计划进行危废管理，针对本工程新增的危险废物，应建立危废台账，落实危废转移联单制度。

综上所述，项目建设符合《克拉玛依市“十四五”生态环境保护规划》相关要求。

2.9.2 环保政策符合性分析

（1）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中要求的相符性分析详见表2.9-2。

表2.9-2 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《政策》中相关规定	本工程采取的相关措施	相符性分析
1	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	井下作业时带罐，作业范围采取防渗措施，防止产生落地油	符合
2	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用	新钻井均为二开设计，一开、二开采用水基非磺化钻井液，钻井时配备了钻井液不落地设备，钻井液循环率大于 95%；二开、三开配备了井控装置	符合
3	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。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	井下作业废液送至稀油处理站采出水处理系统，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关标准后回注油藏，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。气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建	油气集输采用密闭集输流程，油气损耗率较低，伴生气最终送至采油一厂天然气处理站处理，不放空	符合

	油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于0.5%		
5	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地	新钻井均为平台井设计，共计建设19个平台	符合
6	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。燃烧放空设施应避免鸟类迁徙通道	伴生气最终送至采油一厂天然气处理站处理，不放空	符合
7	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染	项目建设及运营过程中，尽量避让植被生产密集地带，减少占地面积。受气候条件限制及项目区实际情况，区域干旱少雨，占地为盐碱地，不宜采取植物种植等措施。井场岩屑采用方罐收集，方罐下放铺设防渗膜，定期由岩屑处置单位负责清运、处置；运营期对地下水提出了跟踪监测计划	符合
8	油气田退役前应进行环境影响后评价，油气田企业应按照后评价要求进行生态恢复	建设单位应在项目完成竣工环保验收并稳定运行3至5年后、退役前开展后评价工作	符合
9	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	井下作业废液依托稀油处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏	符合
10	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别	井下作业时带罐、覆膜作业，防止产生落地油；事故状态下产生的落地油交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
11	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	工程建成投产后交由采油一厂运营，建成内容将纳入采油一厂已有的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

由表2.9-2 可知，本工程建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

(2) 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相符性分析

本工程的建设与《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》的相关要求相符，相关符合性分析见表2.9-3。

表2.9-3 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》的符合性分析

序号	《通知》中相关规定	本工程采取的相关措施	相符性分析
1	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	本工程为新区块开发，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	符合
2	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	运营期废润滑油、废防渗材料及事故状态下落地油等危险废物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
3	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	油气开采过程中的无组织废气通过选用质量可靠的设备和加强检修进行防治	符合
4	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	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；柴油机、发电机及各类施工机械均使用符合国家标准的油品；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减振措施，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清理、平整，恢复临时占地	符合
5	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	项目建成后归属采油一厂管辖，该厂具备完善的应急管理体系，本工程建成后，采油一厂应对其应急预案进行修编，将本工程纳入其应急预案	符合

(3) 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》要求的相符

性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中要求的相符性分析详见表2.9-4。

表2.9-4 本工程与《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	《条例》中相关规定	本工程采取的相关措施	相符性分析
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区内进行煤炭、石油、天然气开发	项目区域内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜、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	针对本工程运营期排放的废气、噪声以及大气、土壤环境提出了运营期监测计划，建设单位应接受自治区生态环境厅、克拉玛依市生态环境局及克拉玛依市生态环境局克拉玛依分局的监督与管理，并按照《企业环境信息依法披露管理办法》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、站场及管线施工结束后，均应对施工场地进行清理平整，项目区气候干燥、少雨，无需设置挡水墙、雨水出口和防洪渠道等。运营期产生的废防渗材料和事故状态下产生的落地油均交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染	本报告提出运营期要定期对站场各设备设施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
5	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水；运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物质，应当采取防范措施，防止渗漏、泄漏、溢流和散落	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
6	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置	运营期产生的废防渗材料和事故状态下产生的落地油均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《危险废物转移管理办法》要求中有关运输的规定，采用有资质的车辆运输，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	伴生气最终送至采油一厂天然气处理站处理，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	项目管线施工时土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，临时占地均进行场地平整	符合

	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	清理，集输管线占地应及时平整，使其自然恢复。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	
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	项目建成后归属采油一厂管辖，该厂具备完善的应急管理体系，本工程建成后，采油一厂应对其应急预案进行修编，将本工程纳入其应急预案	符合

由表2.9-4 可知，本工程建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关规定。

（4）与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求的符合性分析

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

表2.9-5 本工程与《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		本工程采取的相关措施	相符性分析
1	总则	矿山应遵守国家法律法规和相关产业政策，依法办矿。矿山应贯彻创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念。遵循因矿制宜的原则，实现矿产资源开发全过程的资源利用、节能减排、环境保护、土地复垦、企业文化和企地和谐等统筹兼顾和全面发展。矿山以人为本，保护职工身体健康，预防、控制和消除职业危害。新建、改扩建矿山应根据本标准建设，生产矿山应根据本标准进行升级改造。绿色矿山建设应贯穿设计、建设、生产、闭坑全过程	项目的建设符合国家和法律法规、相关规划相关要求，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；针对油藏类型选用专用开采设备，从采油及井下作业均符合清洁生产要求；采油一厂建有完善的HSE管理体系；报告提出，要按照规定对占地进行补偿，施工结束后释放临时	符合
2	资源开发方式	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	占地，退役期要及时释放永久占地，对运营期污染影响采取环境保护措施，对退役期生产设施拆除污染影响和生态恢复均提出了保护措施	符合
3	绿色	应遵循矿区油气资源赋存状况、生	本次开发方案结合油气藏特征、区块	符合

	开发	态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备；集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	开发实际确定开采方案，所选抽油机为节能型，未使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备；制定施工方案时在满足施工要求的前提下，已尽量减少管线、站场施工作业带宽度，并按规定办理相关征地手续	
		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	新钻井为二开设计，采用水基非磺化钻井液，钻井时配备了钻井液不落地设备	符合
		油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制	报告提出了地下水质量跟踪监测的要求，并给出了建议的监测计划	符合
4	矿区生态环境保护	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资	项目建成后归属采油一厂管辖，采油一厂具备完善的应急管理体系，项目建成后应将本工程实施范围纳入其应急预案，并及时对应急预案进行修编	符合
5	资源综合利用	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于 90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收	采出水进油田采出水处理系统，出水用于油气田注水开发，不外排；井下作业带罐作业，防止落地油产生；危险废物交由有资质的单位处置	符合
6	节能降耗	建立油气田生产全过程能耗核算体系，通过采取节能减排措施，控制并减少单位产品能耗、物耗、水耗，减少“三废”排放；生产主要环节应选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备	采油一厂按要求开展了清洁生产审核与验收工作，针对节能降耗、新工艺、新设备等的环保效果进行严格把控，确保清洁生产水平保持先进	符合
7	科技创新与信息化	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	数据采集层为井场无线仪表及现场控制器（井场 RTU）及监控摄像机，负责对现场温度、压力等工艺参数、抽	符合

	<p>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、网络信息技术等，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</p>	<p>油机运行状态以及油区监控视频进行实时采集、处理及上传，并接受厂级生产调度中心的远程控制；管理监控层为采油一厂厂级生产调度中心，负责对集油区井、站数据的集中采集、监控和远程控制；配套建设相应的数据传输网络</p>	
--	---	--	--

由表2.9-5 可知，本工程建设符合《陆上石油天然气开采绿色矿山建设规范》中的相关要求。

2.9.3 与“三线一单”符合性分析

(1) 生态保护红线

项目区位于荒漠区，周围无世界文化和自然遗产地、自然保护区、国家公园、风景名胜区、饮用水水源保护区等；根据《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 版）》，二西 1 区涉及克拉玛依区重点管控单元 01（环境管控单元编码：ZH65020320001）、一般管控单元 03（环境管控单元编码：ZH65020330003），不涉及生态保护红线。

(2) 环境质量底线

废气主要为废气主要为油气集输过程中阀门、法兰等部位产生的无组织挥发性有机物和聚合物上料粉尘。井场、计量站厂界非甲烷总烃排放浓度可满足《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，聚合物上料粉尘颗粒物排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 限值要求，配注站厂界颗粒物排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放限值要求；运营期生产废水为井下作业废液，集中收集后由罐车拉运至稀油处理站进行处理，处理达标后回注油藏；噪声源主要为井下作业、场站各类机泵及巡检车辆噪声，采取相应措施后井场厂界噪声可满足《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；运营期产生的废防渗材料、废润滑油和事故状态下产生的落地油等危险废物，集中收集后送至采油一厂危险废物临时贮存点暂存，统一交由有相应危险废物

处理资质的单位进行回收处置。

综上所述，本工程产生的废气、噪声均可实现达标排放，工业废水实现“零”排放，固体废物均得到妥善处置。不会突破区域环境质量底线。

(3) 资源利用上线

本工程运营过程中会消耗少量的电能和水等，工程资源消耗量相对区域资源利用总量较少，符合资源利用上限要求。

(4) 生态环境准入清单

本工程有小部分井位于克拉玛依区生态环境准入清单重点管控单元 01（环境管控单元编码：ZH65020320001），其余大部分井位于克拉玛依区生态环境准入清单一般管控单元 03（环境管控单元编码：ZH65020330003）。结合各单元管控要求，与本工程采取的相关措施对比分析，项目的建设符合和克拉玛依区生态环境准入清单一般管控单元的要求，详见下表。

表2.9-6 本工程与克拉玛依区生态环境准入清单一般管控单元的符合性分析一览表

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求		本工程采取的相关措施	符合性分析
重点管控单元 01 (环境管控单元编码： ZH65020320001)	空间布局约束	1、执行克拉玛依市总体管控要求中空间布局约束要求。 2、执行克拉玛依市重点环境管控单元分类管控要求中空间布局约束的相应管控要求。 3、克拉玛依区建成区淘汰 35 蒸吨/小时及以下的燃煤锅炉。	项目建设符合国家产业政策，不属于“两高”类等禁止建设、遏制发展的建设项目；项目建设符合区域发展规划、行业发展规划以及生态环境保护规划；项目区不涉及生态红线，不建设锅炉。	符合
	污染物排放	1、执行克拉玛依市总体管控要求中污染物排放管控要求。 2、执行克拉玛依市重点环境管控单元分类管控要求中污染物排放管控的相应管控要求。	项目为石油开采项目，不属于重点行业；运营期油气集输采用密闭流程，VOCs 排放水平低；施工期及运营期产生的危险废物均集中收集，统一在采油一厂危废暂存点暂存，最终交由有相应资质的单位处置；项目不涉及重金属、农药等。	符合
	环境风险防控	1、执行克拉玛依市总体管控要求中环境风险防控要求。 2、执行克拉玛依市重点环境管控单元分类管控要求中环境风险防控的相应管控要求。 3、加强重污染天气应对能力建设，完善重污染天气应急预案，强化应急减排措施清单化管理，强化重污染天气应对监督执法。	项目区不涉及饮用水水源地；油品、危险废物等交由有运输资质的运输车辆拉运，严格按照规划路线行驶；项目建成后由采油一厂运营，采油一厂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
	资源利用效率	1、执行克拉玛依市总体管控要求中资源利用效率要求。 2、执行克拉玛依市重点环境管	项目新鲜水消耗量不大，不消耗煤，占地均按照规定办理征地手续，足额缴纳生态补偿费用。项目不建设燃煤锅炉。	符合

		控单元分类管控要求中资源利用效率的相应管控要求。 3、鼓励使用清洁燃料，重点区域建设项目原则上不新建燃煤自备锅炉。 4、禁燃区在规定的期限内停止使用散煤等高污染燃料，改用天然气、电、太阳能等清洁能源，逐步完善禁燃区建设，实现禁燃区内无煤化。		
	空间布局约束	1、执行克拉玛依市总体管控要求中空间布局约束要求。 2、执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中空间布局约束的相应管控要求。 3、避免大规模排放大气污染物的项目布局建设，已有改扩建项目要提高节能环保准入门槛。区内严格落实钢铁、有色、煤炭、电力、石油化工、建材、纺织等行业新建、改建和扩建的建设项目环境准入，不符合准入条件的项目一律不予批准。	项目建设符合国家产业政策，不属于“两高”类等禁止建设、遏制发展的建设项目；项目建设符合区域发展规划、行业发展规划以及生态环境保护规划；项目区不涉及生态红线。	符合
一般管控单元 (ZH65020530002)	污染物排放	1、执行克拉玛依市总体管控要求中污染物排放管控要求。 2、执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中污染物排放管控的相应管控要求。 3、现有排放大气污染物的工业企业应持续开展节能减排，严格执行大气污染物特别排放限值或超低排放要求。	项目为石油开采项目，不属于重点行业；运营期油气集输采用密闭流程，VOCs 排放水平低；施工期及运营期产生的危险废物均集中收集，统一在采油一厂危废暂存点暂存，最终交由有相应资质的单位处置；项目不涉及重金属、农药等。	符合
	环境风险防控	1、执行克拉玛依市总体管控要求中环境风险防控要求。 2、执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中环境风险防控的相应管控要求。	项目区不涉及饮用水水源地；油品、危险废物等交由有运输资质的运输车辆拉运，严格按照规划路线行驶；项目建成后由采油一厂运营，采油一厂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
	资源利用效率	1、执行克拉玛依市总体管控要求中资源开发利用要求。 2、执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中资源开发利用的相应管控要求。	项目新鲜水消耗量不大，不消耗煤，占地均按照规定办理征地手续，足额缴纳生态补偿费用。	符合

(5) 与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控动态更新成果》(2023 年版) 相关要求的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控动态更新成果》(2023 年版)，全疆共划定环境管控单元 1784 个，其中优先保护单元 933 个、重点管控单元 712 个、一般管控单元 139 个。本项目所在区域为重点管控单元及一般管控单元，不涉及基本农田，不开采地下水，项目区评价范围内无地表水分布。采注管线选线时尽量取直，避让植被茂密地带，建设单位应足额缴纳生态补偿费用，

最大程度的降低项目实施带来的生态影响。项目建设符合其所在管控单元生态环境准入清单要求，因此，也符合自治区“三线一单”的总体管控要求。

(6) 与《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案（2023版）》相关要求的符合性分析

根据《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案（2023版）》，全市共划定环境管控单元45个（不含兵团），分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。其中一般管控单元12个，占全市国土面积的91.29%。主要包括优先保护单元、重点管控单元以外的其他区域。项目区位于克拉玛依市重点管控单元及一般管控单元（见图2.9-1），一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。报告针对项目施工期、运营期和退役期生态影响和污染影响均提出了有效措施，在严格落实环保措施的前提下，建设及运营过程中污染物均可实现达标排放，不会突破区域环境质量底线，项目建立了完善的风险防范及应急管控措施，在严格落实各项环境保护措施的前提下，不会发生风险事故。符合克拉玛依市“三线一单”的管控要求。

图2.9-1 本工程在克拉玛依市环境管控单元中的位置

3 建设项目工程分析

3.1 区域位置

二西 1 区行政隶属新疆维吾尔自治区克拉玛依市克拉玛依区，项目区边界西北距克拉玛依城区约 2.6km，东南距稀油处理站 1.4km，南距奎北铁路 3.6km。详见图 3.1-1。

图3.1-1 本工程地理位置示意图

3.2 油气资源概况

3.2.1 勘探开发简况

二西 1 区克下组油藏发现井为 1 号井，该井于 1955 年 10 月完钻，11 月在克下组试油，10mm 油嘴获日产油 8.1t，发现了克下组油藏。1956 年~1968 年勘探评价阶段，试采油井总数 16 口。1974 年上报二西 1 区探明地质储量 $862.33 \times 10^4 \text{t}$ ；2006 年《克拉玛依油田石油天然气探明储量套改报告》中二西 1 区克下组油藏石油地质储量为 $910.25 \times 10^4 \text{t}$ 。

3.2.2 油气资源特征

二西 1 区地质构造、层系、储层特征、油藏类型及油气层分布规律等油气资源特征详情见下表。

表3.2-1 油气资源特征一览表

类别	油气资源特征
地质构造	地层特征 二西 1 区克下组底部不整合沉积在石炭系 (C) 基底上，上覆地层为三叠系克上组 (T_2k_2)、白碱滩组 (T_3b)、侏罗系的八道湾组 (J_1b)、三工河组 (J_1s)、西山窑组 (J_2x)、齐古组 (J_3q)、白垩系的吐谷鲁组 (K_1tg)。克下组自下而上划分为 S_7 和 S_6 两个砂层组，细分为 S_7^4 、 S_7^3 、 S_7^2 、 S_7^1 、 R_6 、 S_6^3 、 S_6^2 、 S_6^1 共 8 个小层，进一步可细分为 14 个单层 (表 1-1)。主力油层为 S_6^3 、 S_7^{2-4} 、 S_7^{2-2} ，其中 S_6^3 在全区范围内普遍发育， S_7 油层分布比较零散。
	构造特征 二西 1 区克下组南部为南黑油山断裂，构造主体为一短轴背斜，背斜构造平缓，走向近东西向，构造轴线与断裂一致，不同层位构造呈继承性发育特点。克下组顶面海拔深度 -63m~-150m，最大高差 87m；背斜北缓南陡，地层倾角 $0^\circ \sim 8^\circ$ ，油藏埋深 410m~580m，平均 460m。
储层特征	岩矿特征 二西 1 区克下组岩性以灰色、灰绿色中~粗砂岩、砾岩为主，其次为粉~细砂岩夹薄层棕红色泥岩，砾石成分复杂、磨圆差~中等。克下组 S_6 砂层组以细砂岩、粉砂岩为主，分别占 34.1%和 37.3%，其次为泥质粉砂岩和泥质细砂岩，分别占 12.4%和 4.8%。 S_7 砂层组以中~粗砂岩、砾岩为主，分别占 17.8%和 21.4%，其次为泥质中粗砂岩、含砾砂岩，分别占 9.2%和 8.8%，同时含泥不等粒砂岩、泥质砾岩也有一定的含量。
	物性特性 岩心分析 S_6 储层孔隙度介于 5.3%~32.3%，渗透率介于 0.1mD~1918mD； S_7 油层孔隙度介于 4.8%~35.9%，渗透率介于 0.5mD~236mD。克下组油层平均孔隙度 20.7%，平均渗透率 54.9mD。其中 S_6 油层平均孔隙度 23.1%，平均渗透率 86.2mD，属于中孔、中渗储层； S_7 油层平均孔隙度 19.5%，平均渗透率 26.3mD，属于中孔、低渗储层。
油藏类型及油气层分布	S_6 砂层组原油性质平面上变化较大，南部为稀油，向北过渡为稠油，50℃地面原油粘度南部多为 50mPa.s 以下，向北增加为 100mPa.s，比二西 1 区略

	低，原油密度 0.8738g/cm ³ ；S7 层原油属于稀油，原始地下原油粘度为 12.0 mPa·s，20℃地面原油粘度平均为 85.6mPa·s，50℃地面原油粘度平均为 34.2mPa·s，与二西 1 区接近，原油密度 0.8629g/cm ³
开发进程	克下组油藏于 1956 年~1959 年进行整体开发，采用 250m~300m 井距排状注水井网方式，整个开发历程可分为四个阶段：①产能建设（1956~1960），该阶段钻井 246 口，最高年产油达 41.3×10 ⁴ t，驱动方式以溶解气驱为主；②注水见效-稳产期（1961~1980），此阶段油藏全面注水开发，陆续实施了分层开采、加密调整、措施稳油等工作，年产油在 18.0×10 ⁴ t 左右，实现了油田长达 20 年时间的稳产；③含水上升-递减期（1981~1992），从 1981 年开始油藏受注入水水窜影响，含水迅速上升，含水上升率为 6.0%。同时油水井大范围出砂、套破，年产油仅 5.5×10 ⁴ t 左右；④低速生产期（1993~目前），受出砂、井况等影响，报废井增多，此阶段油井平均开井数 50 口，注水井开井数 15 口，年采液速度 0.29%，年采油速度 0.13%。截至目前油藏共有油井 68 口，开井 37 口，水井 31 口，开井 6 口，平均单井日产液 5.9t，日产油 3.0t，含水 48.5%，年产油 2.6×10 ⁴ t，核实累产油 628.9×10 ⁴ t，平均单井累产油 1.34×10 ⁴ t，采出程度 32.1%，累积注水 1943.4×10 ⁴ m ³ ，累积注采比 1.05。

3.2.3 油气藏流体性质

二西 1 区克下组采出物中原油、伴生气和地下水性质见表3.2-2~表3.2-4。根据《克拉玛依油田二西 1 区克下组油藏开发调整地面工程》中硫化氢含量提示可知，二西 1 区采出物中硫化氢为未检出。

表3.2-2 原油性质一览表

层位	密度 (g/cm ³)	50℃粘度 (mPa·s)	原始气油比 (m ³ /t)	凝固点 (℃)	饱和压力 (MPa)
S ₆	0.8738	50	46	-35	7.08
S ₇	0.8629	34.2	46	-35	7.08
/	0.8684	42.1	46	-35	7.08

表3.2-3 伴生气性质一览表

单位：mol/mol，%

N ₂	CO ₂	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9~C12
1.24	0.33	74.44	8.31	7.24	2.52	2.93	0.75	0.16	0.14	0
0.09	0.10	70.14	11.07	8.85	3.09	3.45	0.78	0.1	0.05	0

表3.2-4 地层采出水性质一览表

主要离子含量 (mg/L)							矿化度 (mg/L)	水型
CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	K ⁺ 、Na ⁺	Mg ²⁺		
0	1474	4040	0	83	3003	42	7904.19	碳酸氢钠

3.3 建设项目概况

(1) 项目基本情况

项目名称：克拉玛依油田二西 1 区克下组油藏二三结合开发建设工程。

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司。

项目性质：本工程为新区块开发，项目性质为新建。

建设地点：二西 1 区行政隶属新疆维吾尔自治区克拉玛依市克拉玛依区，项目区边界西北距克拉玛依城区约 2.6km，东南距稀油处理站 1.4km，南距奎北铁路 3.6km。

建设规模：一期建设钻井工程，采注井网部署方法采用 200m~250m 井距五点法，共计在区块部署 61 口生产井，其中新钻采油井 41 口，新钻注入井 20 口，新建水驱产能 $4.29 \times 10^4 \text{t/a}$ ；二期拟将 5 口采油井转为注水井，共计部署 36 口采油井，25 口注入井，新建化学驱产能 $4.82 \times 10^4 \text{t/a}$ 。配套采注管线、供配电、自动化、消防等设施。

劳动定员：二西 1 区运营期需 30 名工作人员，自采油一厂现有员工中调配。

工程投资：项目总投资 9785.83 万元，一期环保投资约 407 万元，占总投资的 4.16%；二期环保投资约 23 万元，占总投资的 0.24%。

(2) 产能规模

一期新建水驱产能 $4.29 \times 10^4 \text{t/a}$ ，二期拟新建化学驱产能 $4.82 \times 10^4 \text{t/a}$ 。二西 1 区产能预测详见下表。

表3.3-1 二西 1 区产能预测表

年份 指标	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
日产液/t	145	455	808	743	756	704	755	773	773	810	924
日产油/t	47	104	146	138	171	193	198	181	160	128	104
日产水/t	98	351	662	605	584	511	557	592	613	682	819
日产气/方	2333	5200	7300	6900	8567	9667	9900	9033	8000	6400	5200
日注水/方	293	720	720	1097	1096	1096	1096	1097	1096	1096	1096
气油比	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50

(3) 施工组织

①建设周期

单井钻前工程施工周期 2 天，施工人数 10 人；直井、定向井单井钻井周期 12 天，水平井单井钻井周期 14 天；单井施工人数均为 35 人。地面工程建设周期为 360 天，施工人数 50 人，施工现场不设施工营地，施工人员食宿在金龙镇。

②施工方式

采油及注入管线、输水管线均采用埋地敷设。穿越 217 国道、沥青和水泥路面采用顶管穿越，穿越油区碎石路、土路采用大开挖穿越。

③施工时序

钻前工程和钻井工程先施工建设，多口井可同时开钻；钻井工程钻井时，建设单位根据实际情况，可同步建设单井采油管线、集油干支线、单井注入管线、配注站及注入站、二元母液管道和高压水管道及其他公用工程。施工组织方式主要为平行施工和流水施工相结合的组织方式。本次分两期建设，第一期实施时间为 2025 年~2026 年，第二期实施时间为 2027 年。

④施工布局

地面工程平面布置包括采油井场、注入井场、计量站、配注站、注入站、稀油处理站、单井采油管线、集油干支线、单井入管线、注水管线、二元母液管线、输送管线、高压水管线等。

施工现场布置主要为油井场、注入井场、计量站、配注站、注入站及集输管网的布置，其中钻井井场以部署井井口为中心按照钻井期井场平面布置图布置，钻井结束后将钻井井场改为采油井场或注入井场，井场在施工现场在项目区内点状分布；各类管线严格控制施工作业宽度，施工现场施工材料放置在管沟一侧，另一侧堆放管沟开挖产生的土方；计量站、配注站、注入站和按照相应的平面布置图布置；施工不设置生活营地。

(4) 原辅材料及能源消耗

施工期原辅助材料主要为钻井液，能源消耗主要为柴油；运营期原辅材料主要为表面活性剂和聚合物。能源消耗主要为电能，消耗情况见表3.3-2，原辅材料理化性质见表3.3-3。

表3.3-2 原辅材料及能源消耗情况一览表

阶段	名称	形态	一期消耗量	二期消耗量
施工期	钻井液	液态	16388m ³	0
	柴油	液态	1512t	0
运营期	配注站	表面活性剂	0	5381m ³ /a
		聚合物	0	481t/a
	电能	/	784.4×10 ⁴ kW·h	1298.1×10 ⁴ kW·h

表3.3-3 原辅材料理化性质一览表

名称	理化性质
表面活性剂	通常是两亲性的有机化合物，两性离子（两性）表面活性剂在同一分子上同时具有阳离子和阴离子中心。阳离子部分基于伯胺、仲胺或叔胺或季铵阳离子。阴离子部分可以更加可变并且包括磺酸盐，如在磺基甜菜碱和椰油酰胺丙基羟基磺基甜菜碱中。甜菜碱如椰油酰胺丙基甜菜碱具有与铵的羧酸盐。最常见的生物两性离子表面活性剂具有带有胺或铵的磷酸根阴离子，例如磷脂磷脂酰丝氨酸，磷脂酰乙醇胺、磷脂酰胆碱和鞘磷脂
聚合物	主要为聚丙烯酰胺，聚丙烯酰胺是一种线状的有机高分子聚合物，P 能有效地降低流体的摩擦阻力，水中加入微量 PAM 就能降阻 50%~80%。在中性和酸条件下均有增稠作用，当 pH 值在 10 以上 PAM 易水解。呈半网状结构时，增稠将更明显

3.4 建设内容

本工程主体工程主要包括 61 口井（其中油井 41 口，注入井 20 口）的钻井工程、采油工程、注入工程以及采注管网建设工程；公用工程主要为供配电、消防、自动化等工程；依托工程包括钻井岩屑和施工期建筑垃圾、废机油等固体废物的处置，以及运营期井下作业废水、危险废物的处置；环保工程主要包括施工期井场钻井液不落地系统、岩屑方罐、放喷管线，运营期配注站排污池、井下作业时防渗工程等。工程分两期建设，现分述如下：

3.4.1 一期主体工程组成

(1) 钻井工程

钻井工程主要包括钻前和钻井两部分。

①钻前工程

钻前工程包括井场平整、钻机基础及进场道路建设等。本次新钻井 61 口井，其中 20 做平台井，其余 13 口为单井，进场道路采用砂石路面设计，宽 7m。

②钻井工程

本次拟新钻 61 口井，其中 7 口直井，12 口水平井，其余为 42 定向井，定向井、直井单井平均进尺 790m，合计进尺约 3.871×10^4 m；水平井单井平均进尺 1900m，合计进尺 2.28×10^4 m；总钻井进尺 6.151×10^4 m。拟钻井基本参数见表 3.4-1。

表3.4-1 新钻井井号及井别

序号	平台	井号	井身结构	井别	备注
1	平台 1	2366A	直井	注水井	
2		2388A	直井	注水井	
3		TD23106	定向井	采油井	
4	平台 2	TD23111	定向井	采油井	
5		TD23209	定向井	注水井	
6	平台 3	TD23202	定向井	注水井	
7		TD23103	定向井	采油井	
8		TD23203	定向井	注水井	
9	平台 4	TD23112	定向井	采油井	
10		2384A	直井	采油井	
11		TD23210	定向井	注水井	
12	平台 5	TD23105	定向井	采油井	
13		TD23114	定向井	采油井	
14	平台 6	TD23104	定向井	采油井	
15		TD23204	定向井	注水井	
16	平台 7	TD23113	定向井	采油井	
17		TD23211	定向井	注水井	
18		TD23122	定向井	采油井	
19		2385B	直井	注水井	
20	平台 8	TD23115	定向井	采油井	
21		TD23123	定向井	采油井	
22		TD23217	定向井	注水井	
23	平台 9	TD23212	定向井	注水井	
24	平台 10	TD23116	定向井	采油井	
25		TD23117	定向井	采油井	
26		TD23213	定向井	注水井	
27		TD23124	定向井	采油井	
28		TD23125	定向井	采油井	
29	平台 14	TD23119	定向井	采油井	
30		TD23215	定向井	注水井	
31	平台 15	TD23109	定向井	采油井	

32		TD23120	定向井	采油井	
33		TD23216	定向井	注水井	
34	平台 16	TD23207	定向井	注水井	
35		TD23110	定向井	采油井	
36	平台 17	TD23121	定向井	采油井	
37	平台 18	HW23007	水平井	采油井	
38	平台 19	HW23006	水平井	采油井	
39	平台 20	TD23101	定向井	采油井	
40		TD23102	定向井	采油井	
41		TD23201	定向井	注水井	
42		TD23208	定向井	注水井	
43	平台 21	TD23118	定向井	采油井	
44		TD23214	定向井	注水井	
45		TD23107	定向井	采油井	
46	平台 22	TD23205	定向井	注水井	
47		TD23108	定向井	采油井	
48		TD23206	定向井	注水井	
49	单井	2365	直井	采油井	
50	单井	2399A	直井	采油井	
51	单井	320	直井	采油井	
52	单井	HW23001	水平井	采油井	
53	单井	HW23002	水平井	采油井	
54	单井	HW23003	水平井	采油井	
55	单井	HW23004	水平井	采油井	
56	单井	HW23005	水平井	采油井	后期转为注入井
57	单井	HW23008	水平井	采油井	
58	单井	HW23009	水平井	采油井	
59	单井	HW23010	水平井	采油井	
60	单井	HW23011	水平井	采油井	
61	单井	HW23012	水平井	采油井	

图3.4-1 拟部署井位分布示意图

③井身结构

各井均采用二开井身结构，井身结构参数及设计详见表3.4-2、图3.4-2。

表3.4-2 单井井身结构设计数据表

井别	开钻次数	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	设计说明
直井	一开	Φ444.5mm	Φ339.7mm	采用Φ444.5mm 钻头钻至井深 100m，下入Φ339.7mm 表层套管，封隔地表水层及胶结松散易漏、易塌地层，为安装井口和后续安全钻进创造条件，固井水泥浆返至地面。
	二开	Φ215.9mm	Φ139.7mm	采用Φ215.9mm 钻头钻至完钻井深，下入Φ139.7mm 油层套管，固井水泥浆返至地面。
定向井	一开	Φ444.5mm	Φ339.7mm	采用Φ444.5mm 钻头钻至井深 100m，下入Φ339.7mm 表层套管，水泥浆返至地面。
	二开	Φ215.9mm	Φ139.7mm	采用Φ215.9mm 钻头钻至完钻井深，下入Φ139.7mm 油层套管，水泥浆返至地面。
水平井	一开	Φ381mm	Φ273.1mm	采用 Φ381mm 钻头钻至井深 120m，下入Φ273.1mm 表层套管，水泥浆返至地面，封隔上部松散易塌地层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件
	二开	Φ241.3mm	Φ215.9+139.7mm	采油Φ241.3mm 钻头钻至设计完钻井深，完井下入Φ215.9mm+Φ139.7mm 油层套管，固井水泥浆返至200m。

④钻井液体系

一开、二开均采用非磺化水基钻井液，钻井液性能及用量详见下表。

表3.4-3 钻井液性能指标及用量一览表

井别	开钻次序	单井用量 (m ³)	合计用量 (m ³)	钻井液成分
直井 (7口)	一开	106	742	坂土、CMC和Na ₂ CO ₃
	二开	130	910	坂土、Na ₂ CO ₃ 、NaOH、KCl、MAN101、MAN10、复配铵盐、重晶石等
	合计	/	1652	/
定向井 (42口)	一开	106	4452	坂土、CMC和Na ₂ CO ₃
	二开	166	6972	坂土、Na ₂ CO ₃ 、NaOH、KCl、MAN101、MAN10、复配铵盐、重晶石等
	合计	11424	11424	/
水平井 (12口)	一开	97	1164	坂土、CMC和Na ₂ CO ₃
	二开	179	2148	坂土、Na ₂ CO ₃ 、NaOH、KCl、MAN101、MAN10、复配铵盐、重晶石等
	合计	/	3312	/
总计		/	16388	/

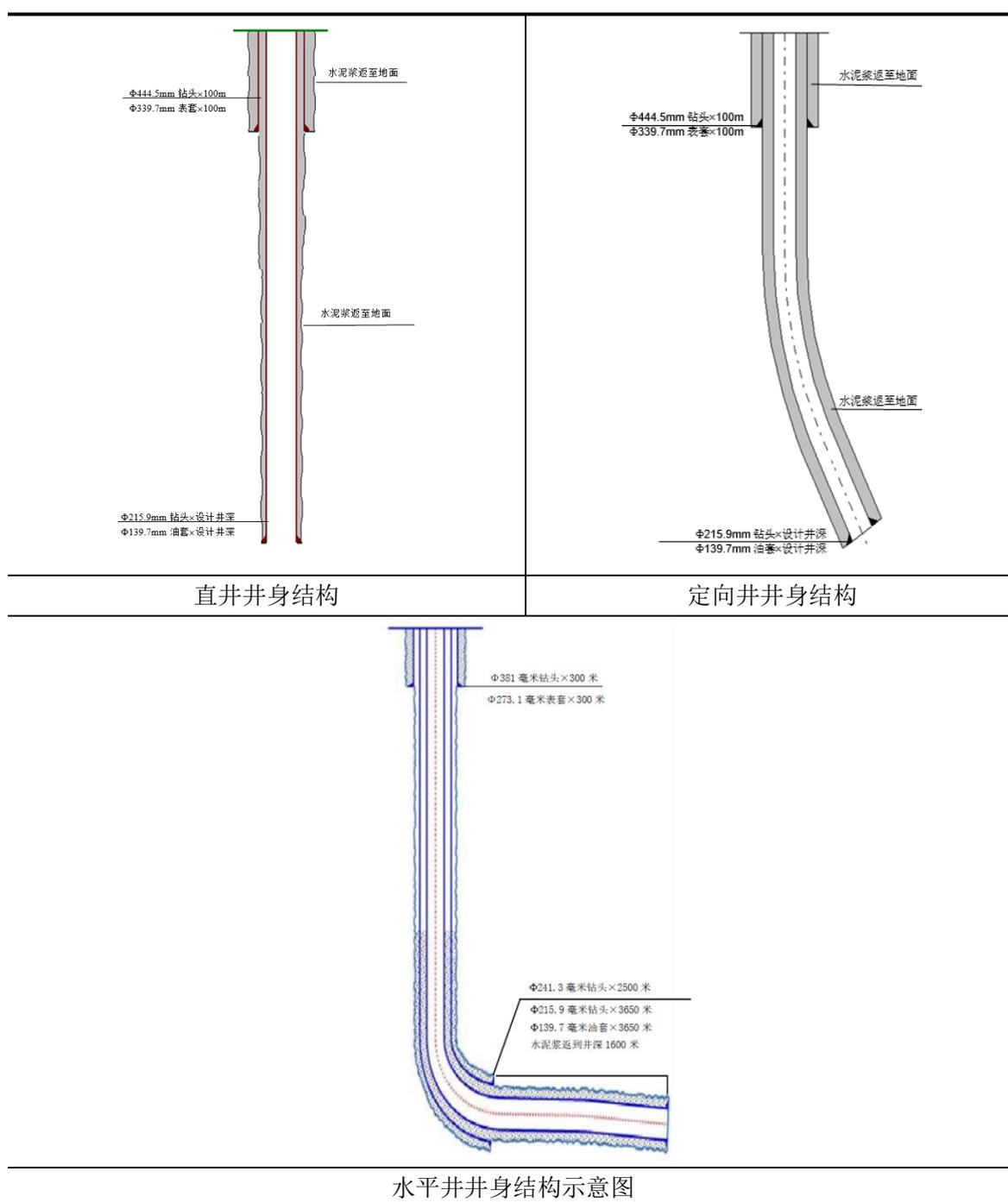


图3.4-2 井身结构示意图

⑤钻井设备

单井井场主要钻井设备见下表。

表3.4-4 单井井场主要钻井设备一览表

序号	名称	型号	规格	备注
1	钻机	ZJ20B	/	1台
2	井架	JJ315/43A	/	1台
3	钻井泵	F-1600	/	2台

4	钻井液罐	/	总容量 $\geq 220\text{m}^3$	1 座
5	柴油机	PV12V190B	/	3 台
6	发电机	PZ8V-190D-2	/	2 台
7	钻井液不落地设备	/	/	1 套
8	井控系统	二开	/	1 套
9	硫化氢检测仪	便携式	/	≥ 1 台
10	液压大钳	/	Q10Y-M	1 套
11	柴油储罐	20m^3	/	1 座

⑥井场平面布置

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

图3.4-3 钻井期井场平面布置示意图

(2) 储层改造工程

储层改造主要包括射孔、压裂。

本工程新钻井射孔工艺采用油管传输射孔，该工艺技术成熟，实施情况良好。

射孔参数推荐：枪型：DP-89 型， 60° 相位角、16 孔/m、螺旋布孔。

本工程各井采用体积压裂工艺。体积压裂技术主要是通过对水力的整体压裂作用，在岩层中存在的天然裂缝中不断的形成一种扩张力，并在扩展的过程中形成脆

性的岩石发生剪力的行为，并产生相应的滑移作用，从而形成一种天然裂缝的网格化系统模式。天然裂缝形成过程中，与岩石层的不断沟通，就会产生主裂缝的侧向力，进而形成一些次生裂缝，在这种作用下，裂缝的整体网络不断扩大，改造的体积不断增加，实现可进行渗流的有效储层的打碎处理，完成在储层中长宽高的三维立体化改造。经过体积压裂，储层渗流面积增加、导流能力提升，有效提高油藏的采收率。本工程体积压裂时采用水基压裂液，单井压裂液使用量约 300m³，41 口井合计 12300m³。压裂返排液产生量为 7380m³，返排率为 60%。

压裂施工设备分为地面动力机械设备和井下工具，具体设备设施情况见表 3.4-5。

表3.4-5 单座井场压裂施工所用机械一览表

设备或部件名称	数量	备注
2000 型主压车	8 辆	向井内注入高压的压裂液
供液车	1 辆	压裂液和返排液罐均位于车上
管汇车	1 辆	由高压三通、四通、单流阀、控制阀等部件组成
仪表车	1 辆	计量仪表
压裂液在线混配车	1 辆	在线混配压裂液
喷砂器	2 套	向地层喷砂液，同时形成节流压差
封隔器	2 套	分隔井的压裂层段
水力锚	2 套	固定井下管柱

(3) 采油工程

①采油井口

一期工程新建 41 口采油井，各井储层改造完毕后下入油管，采用水驱方式开采。单井采油井场配备节能抽油机，型号为 CYJ3-2.1-9HY（25 台）/CYJ4-2.1-13HY（8 台）/一体双井型（4 台）；井口装置型号均为 KY65/25 型采油井口，井口设有保温盒（内设 300W 防爆电加热器）、清蜡和热洗接口以及安全标志。

表3.4-6 采油井场设备一览表（单井）

序号	设备名称	建设内容	数量（套）
1	井口装置	KY65/25 型采油井口，工作压力 25MPa	1
2	抽油机	CYJ3-2.1-9HY/CYJ4-2.1-13HY/一体双井型	1
3	抽油泵	有杆泵机械采油方式，采用 H 级杆三级组合	1
4	保温盒	/	1
5	压力表	/	1

6	安全标志	/	1
---	------	---	---

②井站关系

集输采用二级布站工艺，即“井口→计量站→稀油处理站”。井口采出液经单井管线集输井计量站，经一体化自动选井计量装置计量后进稀油处理站。各采油井进站关系详见下表。

表3.4-7 采油井进站关系表

站号	井式 (油井)	接入井号 (油井)	接入 井数	所属集 油干线	备注
1号计量站	14井式	TD23111、TD23112、TD23114、2365、 HW23001、HW23002、HW23003、2384A、 TD23101、TD23102、TD23103、TD23104、 TD23105	13	集油 C线	新建
2号计量站	14井式	TD23106、TD23113、TD23115、TD23116、 TD23117、TD23118、TD23122、TD23123、 TD23124、TD23125、2399A、HW23004、HW23005	13	集油 C线	新建
3号计量站	12井式	TD23107、TD23108、TD23109、TD23110、 TD23119、TD23120、HW23008、HW23009、 HW23010、320	10	集油 C线	新建
4号计量站	8井式	HW23006、HW23007、HW23011、HW23012、 TD23121	5	集油 C线	新建
合计	/	/	41	/	/

③计量站

新建 4 座计量站，其中 14 井式一体化选井计量装置 2 座，12 井式一体化选井计量装置 1 座，8 井式一体化选井计量装置 1 座，计量站采用橇装化设计。

计量站内工艺流程为：单井来液进计量站多通阀，需计量的单井来液通过计量管道进入计量装置计量，计量后的原油和天然气与未计量的油井来液进入集油管道混合后外输，每座计量橇配含水分析 1 套。

④采油管线

新建单井采油管线采用 DN50 2.5MPa 高压玻璃纤维线保温管，总长度为 21.18km，要求热洗温度 $\leq 65^{\circ}\text{C}$ ，热洗时间 $< 5\text{h}$ ，埋地保温敷设，管底埋深-1.90m。集油支线管道选择 DN150 2.5MPa 高压玻璃纤维线管（耐温 65°C ），总长度为 2.93km，埋地保温敷设。集油干线管道选择 DN200 2.5MPa 高压玻璃纤维线管（耐温 65°C ），总长度为 2.15km，埋地保温敷设，管底埋深-1.90m。

地面设管道标志桩，集油干支线直管段每隔 200m 设置 1 处固定墩，遇到 90° 弯头处设置 1 处止推墩。

(4) 注入工程

一期新建注入井 20 口，二期时 5 口采油井将转为注入井，工程总计建设注入井 25 口。配注站、注入井口及注入管线考虑一次建成，一期采用注水开发，二期改为化学驱开发。

①注水井口

新建注入井 25 口，其中新钻井 20 口，5 口井由采油井转为注水井。注入井口采用 KY25/65 型注入井口。

②井站关系

新建注入井由二中区 1 号配注站提供高压水和二元液，定向井、直井注入井单井平均注入量为 30m³/d，水平注入井单井平均注入量为 60m³/d，注入井和平台关系见下表。

表3.4-8 注入井和平台关系

序号	井号	类型	平台号
1	TD23201	定向井	平台 1
2	TD23208	定向井	平台 1
3	TD23209	定向井	平台 2
4	TD23202	定向井	平台 3
5	TD23203	定向井	平台 3
6	TD23210	定向井	平台 4
7	TD23204	定向井	平台 6
8	TD23212	定向井	平台 7
9	TD23217	定向井	平台 8
10	TD23211	定向井	平台 9
11	HW23004	水平井	平台 9
12	TD23213	定向井	平台 10
13	TD23205	定向井	平台 11
14	TD23214	定向井	平台 11
15	TD23206	定向井	平台 12
16	TD23215	定向井	平台 12
17	HW23009	水平井	平台 12
18	TD23216	定向井	平台 13
19	TD23207	定向井	平台 14
20	HW23011	水平井	平台 15
21	2388A	定向井	平台 16
22	2366A	定向井	平台 16
23	HW23007	水平井	平台 17
24	HW23002	水平井	平台 19
25	2385B	定向井	/

③注入站

一期采用注水开发，20口注入井的注水水源由相邻二中区的配注站提供，该站已建水区注水泵3台、注水储罐2座，可满足本项目一期注水需求。本次需新建1座注入站，设计注入规模900m³/d，辖井25口，采用“一泵多井”工艺，注入站平面布置见下图。

图3.4-4 新建注入站平面布置示意图

注入站主要设备详见下表。

表3.4-9 注入站内设备一览表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
一	一期注水设备			
1	15井式高压水调控装置橇，每套包括：	套	2	P=16MPa
(1)	静态混合器 DN50 PN160	个	15	
(2)	高压水流量控制装置（配套前段电动阀）	套	15	
(3)	取样器 V=300cm ³ ，16MPa	只	2	
(4)	橇装板房 14m×3.0m×3.5m	座	1	
(5)	PLC控制系统（含接线、组态、调试等工作）	套	1	
(6)	配电箱、照明系统、接线箱、摄像机、电暖气	台	1	
(7)	手提式干粉灭火器 MFZL/ABC3	具	2	
2	计量维修间橇，包括以下内容：	套	1	
(1)	高压水流量计 DN150 PN160	台	1	
(2)	母液流量计 DN100 PN25	台	1	
(3)	母液流量调节器 DN100 PN25	台	1	
(4)	橇装板房 10m×3.5m×3.5m	座	1	
(5)	PLC控制系统（含接线、组态、调试等工作）	套	1	
(6)	配电箱、照明系统、接线箱、摄像机、电暖气	台	1	
(7)	手提式干粉灭火器 MFZL/ABC3	具	2	

3	值班室橇，包括以下内容：	套	1	
(1)	橇装板房 8m×3.5m×3.5m	座	1	
(2)	照明系统、电暖器、空调、灭火器	套	1	
二	二期化学驱注入设备			
1	母液增压装置，其中每套包含：	套	4	
(1)	集装箱板房 8.0m×4m×3.5m，包括电暖气、室内照明、灭火器等	座	1	
(2)	注聚泵 Q=5.0m ³ /h P =16MPa N=37kW	台	1	
(3)	变频控制柜（一拖一）37kW	台	1	
(4)	泵进口连接软管 DN65 PN16 L=1000mm	套	1	
(5)	电伴热系统 2kW	套	1	
(6)	视频监控系统	套	1	
(7)	相关仪器仪表			
2	15 井式母液阀组橇	座	2	
(1)	集装箱板房 14.0m×4m×3.5m，包括电暖气、室内照明、灭火器等	座	1	
(2)	流量计 DN25 PN160	个	15	
(3)	流量调节器计 DN25 PN160	个	15	
(4)	电伴热系统 2kW	套	15	
(5)	视频监控系统	套	1	
(6)	相关仪器仪表，PLC 控制系统（含接线、组态、调试等工作）			

④配注站扩建

二期将采用化学驱，25 口注入井的二元母液仍依托二中区的 1 号配注站，由于二中区与本项目所在的二西 1 区同时进入化学驱，已建二中区 1 号配注站不能满足两个井区的注入需求，因此需对该配注站进行扩建。扩建复配水泵房 1 座，新增喂水泵 1 台，柱塞泵 1 台；新建分散装置 2 套、二元熟化罐 5 座（120m³）、表活剂储罐 4 座（120m³），配套建设表活剂卸车泵、提升泵、增压泵、二元液外输泵等。上述扩建工程将在一期统一建设，二期投入运行。扩建后配注站平面布置详见下图。

图3.4-5 扩建后配注站平面布置示意图

配注站新增设备详见下表。

表3.4-10 配注站扩建新增设备一览表

序号	设备名称及规格	单位	数量
一	分散转输间		
1	配液水提升泵, Q=80m ³ /h P=1.0MPa N=45kW; 配进、出口阀门; 进、出口压力表、管线、支墩等	套	2
2	聚合物分散装置, Q=80m ³ /h P=0.6MPa N=60kW	套	2
3	过滤器, Q=80m ³ /h P=1.0MPa 5目	套	2
4	聚合物密闭上料装置, Q=80m ³ /h N=18kW	套	2
5	除尘装置, Q=12500Nm ³ /h P=350Pa	套	1
6	二元母液提升泵, Q=18m ³ /h P=1.2MPa N=30kW, 配套不锈钢丝网(20目), 配进、出口阀门; 进、出口压力表、管线、支墩等	套	2
7	二元母液提升泵, Q=30m ³ /h P=1.2MPa N=37kW, 配套不锈钢丝网(20目), 配进、出口阀门; 进、出口压力表、管线、支墩等	套	2
8	二元母液粗过滤器, Q=45m ³ /h 过滤精度 100目	套	2
9	二元母液精过滤器, Q=45m ³ /h 过滤精度 25μm	套	2
10	气液分离器, DN250 PN1.6	套	1
11	排污装置, 污油泵: Q=3m ³ /h, P=0.6MPa, 配进、出口阀门; 出口压力表、管线、支墩等, 回收罐体: 2.8m×1.2m×2.0m	套	1
12	表活剂母液排污罐, 规格: V=1m ³ D=1m H=1m,	套	1
13	表活剂原液卸车泵, Q=60m ³ /h P=0.6MPa N=18.5kW, 配进、出口阀门; 进、出口压力表、管线、支墩等	套	2
14	表活剂原液提升泵, Q=5m ³ /h P=0.6MPa N=3kW, 配进、出口阀门; 进、出口压力表、管线、支墩等	套	2

15	表活剂原液增压泵, Q=2.0m ³ /h P=0.6Pa N=2.2kW, 配进、出口阀门; 进、出口压力表、管线、支墩等	套	2
16	3t 行吊	台	1
17	2t 行吊	台	1
二	母液罐操作区单元		
1	120m ³ 二元母液熟化罐, $\phi=5.5\text{m}$, H=6.1m, 配搅拌器 N=37kW、电伴热 20kW、外保温, 配套进出口电动阀安装、管道安装、自动化仪表	座	5
2	120m ³ 表活剂母液储罐, $\phi=5.5\text{m}$, H=6.1m, 配搅拌器 N=22kW、电伴热 20kW, 配套进出口电动阀安装、管道安装、自动化仪表	座	4

⑤注入管线

新建单井注入管道, 管道采用热塑性塑料内衬玻璃钢复合管, DN50 PN160, 长度 25km, 埋地不保温敷设, 管顶埋深-1.7m。

新建 1 号配注站至新建注入站低压二元和高压一元管道各 1 条, 单条管线长约 2km, 总长度约 4km。低压二元母液管道设计压力 1.6MPa, 管径 DN100, 流速为 0.4m/s, 二元母液输送能力 270m³/d; 高压一元母液管道设计压力 16MPa, 管径 DN150, 流速为 0.41m/s, 一元母液输送能力 630m³/d, 该管道一期水驱阶段用于输送高压水, 输水规模为 900m³/d, 流速为 0.6m/s。

⑥输水管道

二中区稀油处理站至二中区 1 号配注站已建玻璃钢管道 1 条, 管径 DN200, 设计压力 1.6MPa, 输水量 130m³/h。由于二中区和二西 1 区先后开发, 总需水量将增加至 215m³/h, 已建管道输量不满足要求, 需新建 1 条稀油处理站至二中区 1 号配注站的输水管道, 设计压力 1.6MPa, 管径 DN200, 长度约 3.5km, 流速为 0.8m/s。

项目拟建主体工程总平面布局详见下图。

图3.4-6 项目主体工程总平面布置图

3.4.2 二期主体工程组成

二期二西 1 区整体进入化学驱，拟将一期建设的 5 口采油井转为注入井，届时井区共有采油井 36 口，注入井 25 口，新建化学驱产能新建化学驱产能 $4.82 \times 10^4 \text{t/a}$ 。采油工程、注入工程一期均已建成，二期不新建工程设施，仅进行井口装置改造，将 5 口采油井口改为注水井口。

3.4.3 公用工程

供配电、消防、自控系统、道路等公用工程一期建成，二期无需建设。公用工程主要建设内容如下：

(1) 供配电

本项目新增负荷由 W101 变供电，由配注线（该条线路在克拉玛依油田二中区克下组油藏开发调整地面工程中正在建设中，暂命名为配注线）和 205 二线 T 接。根据油井和计量间布置形式，集油区采用单变带多井的供电方式，共计新建架空线路约 16km。

1 号配注站内新建低压配电室设低压配电柜 4 面、无功补偿柜 2 面、低压变频调速控制柜 3 面。电源由站内已建供电设施供给。

新建注入站部分负荷等级为三级。采用单回路供电，由配注线进行 T 接满足供电要求。站内设电控一体化撬内设高低压变配电室，6kV 变配电室内设 6kV 高压环网柜 2 面（1 面进线柜、1 面出线柜）、400kVA 干式变压器 1 台，0.4kV 配电室内设低压开关柜 12 面。

(2) 自控系统

每座抽油机自带控制柜 1 面，RTU 安装在抽油机控制柜内，与油井同平台的水井现场仪表信号也接入同平台的油井的 RTU。现场仪表通过 Zigbee Pro 无线通信接入 RTU，实现数据采集及 4G 无线数据上传功能，将运行数据上传至采油一厂厂级生产调度中心生产监控云平台集中监控、管理。

计量站主要包含 1 座橇装化自动选井计量一体化装置和 1 座多通阀选井装置，自动化选井计量一体化装置 RTU 内配置 4G 通信模块，用于完成计量橇、多通阀的数

据采集及监控功能。计量站数据通过 4G CPE 客户端上传至就近 4G 基站，最终上传至采油一厂调度中心 SCADA 系统进行集中监控管理。

注入站电控橇内新建 1 套 PLC 站控系统，用于完成注入站新增测控内容的采集、汇聚、报警、控制等功能。由于注入站为无人值守站场，仪表测控数据通过已建通信设备传输至实验大队集中监控中心实现远程集中监控功能。

1 号配注站机柜间内已建 1 套 DCS 站控系统，本工程对已建 DCS 系统进行扩容，用于完成二元调配站新增测控内容的采集、汇聚、报警等功能。

(3) 消防

本工程二中区属于新疆油田应急救援中心消防二大队辖区范围内，外部消防依托新疆油田应急救援中心消防二大队。

新建建筑及装置需设置一定数量的移动式灭火器材用于扑灭初期火灾。根据各新建装置及建筑的火灾种类、危险等级、配置级别分别配置磷酸铵盐干粉灭火器。

(4) 道路

为集油区平台井、单井及 4 座计量间设计道路，设计时速 20km/h，共计长 4.1km。每隔 500m 设一处错车道，路基宽 4.5m，行车道路面宽 3.5m，两侧各设 0.5m 土路肩，路面为砂石路设计。

(5) 给排水

①给水

施工期用水主要为管道试压用水，用水水源采用罐车从克拉玛依市拉运至项目区。

运营期一期主要为洗井用水，二期用水主要洗井用水、1 号配注站的配液用水，水源由 1 号配注站已建供水设施供给。洗井用水采用罐车自克拉玛依市拉运至井下作业现场。

②排水

施工期一期排水主要为管道试压废水和储层改造时的压裂返排液，管道试压废水主要用于项目区洒水抑尘，压裂返排液采用罐车拉运至 51#联合处理站处理。

运营期一期、二期排水主要为井下作业废水，采用罐车拉运至 51#联合处理站采出水处理系统处理。

3.4.4 环保工程

施工期环保工程主要为钻井井场设置的钻井液不落地系统、岩屑方罐、放喷管线。运营期一期环保工程主要为井场、1 号配注站和注入站的防渗措施，注入站外的 1 座排污池以及井下作业及维修过程中采取的防渗措施；二期环保工程主要为 1 号配注站扩建区设置的 1 套布袋除尘装置，井场防渗措施以及井下作业及修井过程中采取的防渗措施。

3.4.5 依托工程

一期钻井期的钻井岩屑依托第三方岩屑处理单位处置；一期、二期产生的伴生气依托采油一厂天然气处理站处理，井下作业废液依托 51#联合处理站采出水处理系统处理，各类危险废物依托有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

一期项目工程组成详见表3.4-11。

表3.4-11 一期项目工程组成一览表

工程类别	工 程 量		具体内容	
主体工程	钻前工程	包括井场平整、钻机基础、生活营地及进场道路建设等		
	钻井工程	水平井	12 口	单井平均井深 790m，采用二开井身设计，一开、二开均采用非磺化水基钻井液
		直井	7 口	单井平均井深 790m，采用二开井身设计，一开、二开均采用非磺化水基钻井液
		定向井	42 口	单井平均井深 1900m，采用二开井身设计，一开、二开均采用非磺化水基钻井液
	储层改造工程	41 口	包括射孔和压裂作业，压裂采用体积压裂，使用水基压裂液，单井使用量 12300m ³ ，返排率约 60%，压裂返排液产生总量约 7380m ³	
	采油工程	采油井场	41 座	单井设抽油泵、抽油机、井口装置、保温盒等
		计量站	4 座	新建 4 座计量站，其中 14 井式一体化选井计量装置 2 座，12 井式一体化选井计量装置 1 座，8 井式一体化选井计量装置 1 座，计量站采用橇装化设计
		单井管线	21.18km	单井管道采用 DN50、2.5MPa 高压玻璃纤维管道，保温埋地敷设，管底埋深-1.90m
		集油支线	2.93km	DN150 2.5MPa 高压玻璃纤维线管（耐温 65℃），总长度为 2.93km，埋地保温敷设
		集油干线	2.15km	DN200 2.5MPa 高压玻璃纤维管道，保温埋地敷设，管底埋深-1.90m
	注入工程	注入井场	20 口	井口设有保温盒、井口压力显示仪表等
		注入站	1 座	设计注入规模 900m ³ /d，辖井 25 口，采用“一泵多井”工艺
1 号配注站扩建		1 座	扩建复配水泵房 1 座，新增喂水泵 1 台，柱塞泵 1 台；新建分散装置 2 套、二元熟化罐 5 座（120m ³ ）、表面活性剂罐 4 座	

			(120m ³), 配套建设表活剂卸车泵、提升泵、增压泵、二元液外输泵等
	单井注入管线	25km	管道采用热塑性塑料内衬玻璃钢复合管, DN50 PN160, 埋地不保温敷设, 管顶埋深-1.7m
	母液输送管线	4km	新建 1 号配注站至新建注入站低压二元和高压一元管道各 1 条, 单条管线长约 2km, 总长度约 4km。低压二元母液管道设计压力 1.6MPa, 管径 DN100, 二元母液输送能力 270m ³ /d; 高压一元母液管道设计压力 16MPa, 管径 DN150, 一元母液输送能力 630m ³ /d, 该管道一期水驱阶段用于输送高压水, 输水规模为 900m ³ /d
	输水管线	3.5km	新建 1 条稀油处理站至二中区 1 号配注站的输水管道, 设计压力 1.6MPa, 管径 DN200, 长度约 3.5km, 流速为 0.8m/s
公用工程	供配电		运营期供电以电网供电为主, 电源由由配注线和 205 二线 T 接。油区新建架空线路约 16km
	自控系统		井场、计量站设有 RTU, 注入站电控橇内新建 1 套 PLC 站控系统, 1 号配注站机柜间内已建 1 套 DCS 站控系统, 对生产现场进行实时采集、处理及上传, 并接受厂级生产调度中心的远程控制
	消防		外部消防依托新疆油田应急救援中心消防二大队, 新建建筑及装置需设置一定数量的移动式灭火器材
	道路		为集油区平台井、单井及 4 座计量间设计道路, 设计时速 20km/h, 共计长 4.1km。路基宽 4.5m, 行车道路面宽 3.5m, 两侧各设 0.5m 土路肩, 路面为砂石路设计
	给水		施工期用水主要为管道试压用水, 用水水源采用罐车从克拉玛依市拉运至项目区。运营期一期主要为洗井用水, 洗井用水采用罐车自克拉玛依市拉运至井下作业现场
	排水		施工期排水主要为管道试压废水和和储层改造时的压裂返排液, 管道试压废水主要用于项目区洒水抑尘, 压裂返排液采用罐车拉运至 51#联合处理站。运营期排水主要为井下作业废水, 采用罐车拉运至 51#联合处理站
依托工程	生产废水		生产废水主要为井下作业产生的废水, 集中收集后拉运至 51#联合站处理
	钻井岩屑		水基岩屑依托第三方岩屑处置单位
	危险废物		井区日常检修产生的废防渗材料、废润滑油危险废物暂存依托采油一厂危险废物临时贮存点, 集中暂存、统一处理, 最终均交由有资质的单位进行处置
	伴生气处理		采油一厂天然气处理站处理
环保工程	废气		施工期各类施工机械、柴油机等采用质量合格设备, 燃料使用符合国家标准的油品; 管线焊接使用无毒焊条; 通过加强施工管理、合理安排施工时序、避免在大风天气施工等对扬尘进行防治。 运营期废气主要为油气开采和集输过程产生的无组织挥发油气, 通过采用质量合格的产品, 加强设备保养和检修进行防治
	废水		施工期管线试压采用清水, 试压废水就地用于洒水抑尘; 储层改造产生的压裂返排液采用专用罐车拉运至 51#联合站处理。运营期井下作业废水拉运至 51#联合站处理
	噪声		施工期噪声主要为施工活动人员噪声、施工设备机械噪声, 施工期短暂且项目区地处沙漠, 较为空旷, 评价范围内无声环境敏感目标分布, 通过选用低噪声设备、加强施工管理进行防治。运营期噪声主要为采油井场采油设施噪声、计量站运转噪声、注入站注入设备噪声, 通过选用低噪声设备、基础减振等措施进行防治
	固体废物		施工期钻井岩屑采用专用储罐存放, 水基岩屑交由岩屑处置单位处置; 建

		筑垃圾优先回收利用，不具备回收利用价值的送至当地建筑垃圾填埋场；废润滑油、废防渗材料等危险废物送至采油一厂危废暂存点暂存，统一委托有资质的单位进行无害化处置。运营期常检检修产生的废防渗材料、废润滑油一同送至采油一厂危废暂存点暂存，统一委托有资质的单位进行无害化处置
生态环境		设计阶段管线在满足生产需要的前提下已充分取直，避让植被生长茂密地带；建设单位按规定办理了征地手续，对项目造成的植被损失采取经济补偿措施；施工时加强管理，严格按照既定范围施工，严禁乱碾乱轧

二期项目工程组成详见表3.4-12。

表3.4-12 二期项目工程组成一览表

工程类别	工程量	具体内容
主体工程	采油工程	采油井场 36 座 单井设抽油泵、抽油机、井口装置、保温盒等
		计量站 4 座 同一期
		单井管线 21.18km 同一期
		集油支线 2.93km 同一期
		集油干线 2.15km 同一期
	注入工程	注入井场 25 口 井口设有保温盒、井口压力显示仪表等
		注入站 1 座 同一期
		1 号配注站扩建 1 座 同一期
		单井注入管线 25km 同一期
		母液输送管线 4km 同一期
		输水管线 3.5km 同一期
	公用工程	供配电 同一期
自控系统 同一期		
消防 同一期		
道路 同一期		
给水 二期用水主要洗井用水、1 号配注站的配液用水，水源由 1 号配注站已建供水设施供给。洗井用水采用罐车自克拉玛依市拉运至井下作业现场		
排水 运营期排水主要为井下作业废水，采用罐车拉运至 51#联合处理站采出水处理系统处理		
依托工程	生产废水 同一期	
	危险废物 同一期	
	伴生气处理 同一期	
环保工程	废气 运营期废气主要为油气开采和集输过程产生的无组织挥发油气，通过采用质量合格的产品，加强设备保养和检修进行防治；1 号配注站扩建区聚合物上料装置设不带除尘装置，设 1 根 15m 高排气筒	
	废水 运营期井下作业废水拉运至 51#联合站处理	
	噪声 运营期噪声主要为采油、注入设施噪声、计量分站运转噪声、注入站注入设备、1 号配注站设备运行噪声，通过选用低噪声设备、基础减振等措施进行防治	
	固体废物 运营期常检检修产生的废防渗材料、废润滑油一同送至采油一厂危废暂存点暂存，统一委托有资质的单位进行无害化处置	

3.4.6 主要指标

本工程拟新建部分油气产能，不对达 13 转油站主体工程进行改动，仅新建达 13 转油站至玛 131 浅冷站的输气管线。项目建成后由已部署人员运营管理，不新增劳动定员。项目主要技术经济指标见表3.4-13。

表3.4-13 主要技术经济指标一览表

类别	数量	类别	数量
不同规模站场数	6	临时占地面积	578825m ²
新建原油产能	一期新建 4.29×10 ⁴ t/a; 二期新建 4.82×10 ⁴ t/a	永久占地面积	59464m ²
电能消耗量	644×10 ⁴ kW·h	工作制度	年运行 330 天
工作制度	年运行 330 天	总投资	9785.83 万元
管道长度	31.83km	环保投资	一期 407 万元；二期 23 万元

3.5 生产工艺及环境影响因素分析

3.5.1 施工期施工工艺及环境影响因素分析

本工程一期建成，二期仅进行 5 口采油井转注入井的井口装置更换作业。

一期工程施工期主要建设内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场及站场和油气集输管线的建设，各工程施工工艺现分述如下：

(1) 钻前工程

钻前工程包括井场平整、铺垫、钻机基础建设、探临道路建设，以及设备进场。施工工艺流程详见下图。

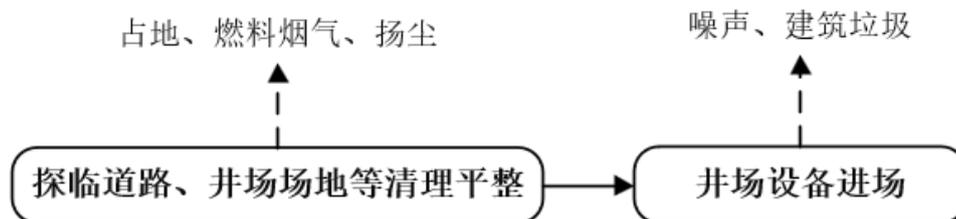


图3.5-1 钻前工程施工工艺流程

(2) 钻井工程

钻井是破岩和加深井眼的过程，首先埋设导管后下钻达下表层套管深度后，再下入表层套管并固井试压；然后继续钻进，待安全钻达目标深度后下油层套管；最

后根据钻井设计要求，及时进行储层改造等其他作业。施工工艺流程见下图。

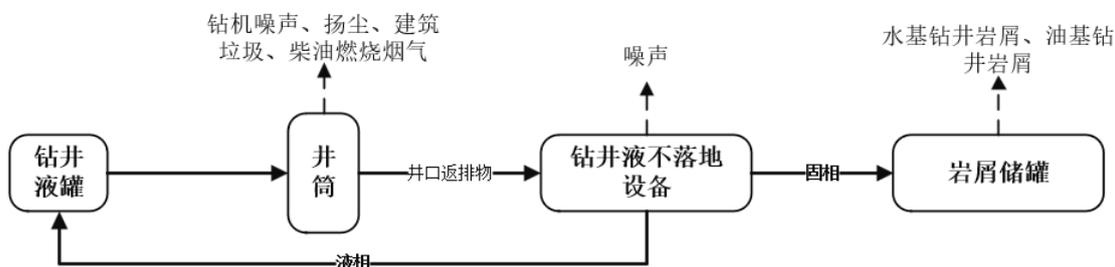


图3.5-2 钻井工程施工工艺流程

(3) 储层改造工程

储层改造主要包括射孔和压裂两道工序，立足于细分切割体积压裂理念，采用固井桥塞+分簇射孔分段压裂工艺，桥塞选用速钻桥塞。

射孔方式采用首段油管射孔，其余段采用电缆传输射孔，采用 DP-89 型射孔枪，等孔径射孔弹，孔密 16 孔/m，等孔径射孔弹，螺旋布孔，相位角 60°。

压裂采用体积压裂工艺，使用水基压裂液，配比好的成品压裂液采用罐车拉运至井场，通过加压泵由井口泵注压裂液，依靠水力的整体压裂作用实现增加储层渗流面积、提高储层导流能力的目的。停泵后，压裂返排液自喷返排至地面专用废液收集罐中，拉运至 51# 联合站处理。压裂后需采用石英砂、陶粒作为支撑剂，确保地层不闭合、保障储层渗流畅通。



图3.5-3 储层改造工程施工工艺流程

(4) 地面工程

地面工程主要包括采油井口、注入井口、计量站、注入站、配注站扩建基础设施建设及设备安装，以及各类管线的敷设。

① 站场施工

采油井口、注入井口、计量站、注入站和配注站扩建设首先需对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至施工场地，进行安装调试。施工

结束后对临时占地进行清理、平整恢复。

②管线施工

管线总体采用大开发方式施工，总体施工流程为“放线→扫线→管沟开挖→管线组装→管线下沟→吹扫、试压→调试运行”。

放线时施工单位对照图示进行现场校核，根据图纸打桩，标桩上注明标号、里程、高程，转角桩应注明角度、外矢矩及切线长度，在地形起伏及较大拐弯处应打加密桩。施工时按管道两侧土地占用范围划定临时用地边界线，并对临时占地范围进行清扫，为管沟开挖做准备。

管沟开挖可采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，有地下障碍物时，障碍物两侧 5m 范围内，应采用人工开挖。管沟沟底单管开挖宽度为 0.8m，管沟边坡比为 1:1.5。管沟成型后，应进行检查。本工程单井采油、注入管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，集油干支线、一元/二元母液输送管线、输水管线管线作业带宽控制在 12m 以内。

管线整体敷设完后进行吹扫、试压作业。采用空气吹扫清理管道内部杂质，再用清水进行强度试验和严密性试验。

地面工程总体施工工艺流程及产污节点见下图。

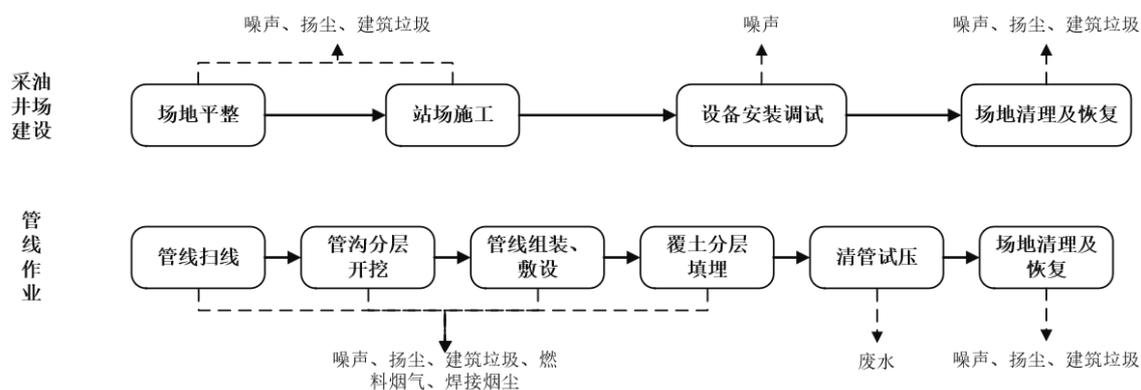


图3.5-4 地面工程总体工艺流程

3.5.2 运营期生产工艺环境影响因素分析

一期、二期油气总体集输工艺流程基本一致，仅油气开发方式由注水开发改为注聚合物开发。

一期采用注水开发，水源为稀油处理站处理后的净化水，由新建输水管线输送

至 1 号配注站，再经高压一元母液管线输送至新建注入站，由注入站像各单井配注。油气采用密闭集输，采用二级布站工艺，即“井口→计量站→稀油处理站”。

井口采出液经单井管线集输井计量站，经一体化自动选井计量装置计量后进稀油处

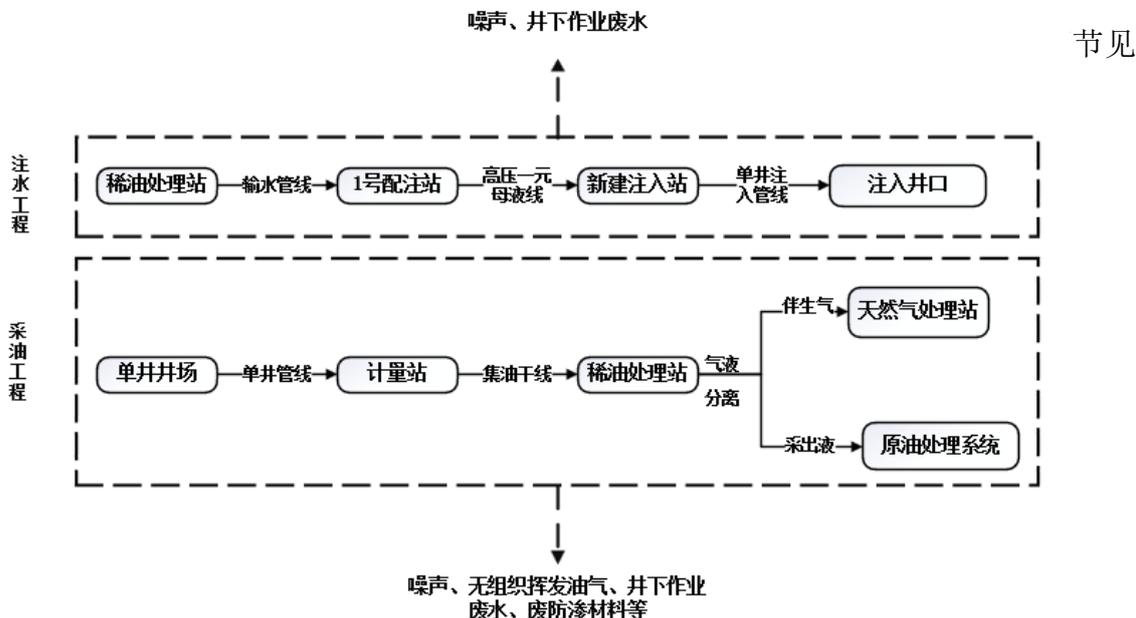


图3.5-5 一期运营期工艺流程及产污环节示意图

二期采用注聚合物开发，聚合物母液由 1 号配注站供给，站内建有分散装置、

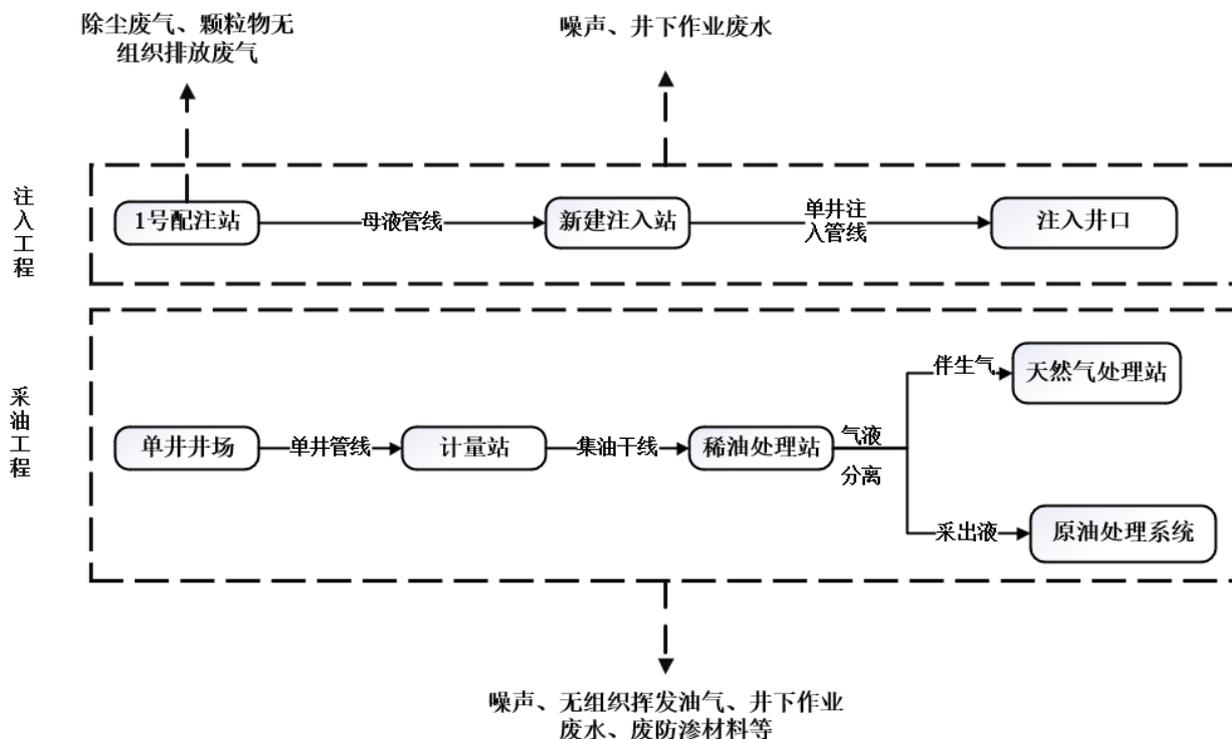


图3.5-6 二期运营期工艺流程及产污环节示意图

3.5.3 退役期施工工艺环境影响因素分析

退役期主要进行采油、注入设施的拆除、管线封堵和场地的清理，释放永久占地。产生的污染物主要为施工扬尘、施工机械尾气、噪声、废弃管线、废弃采油及注入设施、建筑垃圾等。施工工艺流程见下图。

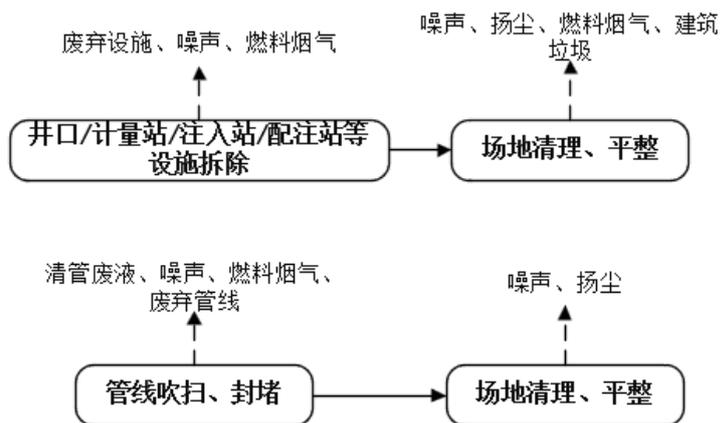


图3.5-7 退役期施工工艺流程

3.6 污染源源强核算

3.6.1 施工期污染源强核算

施工期环境影响因素主要表现在钻井、各类管线（单井采油管线、单井注入管线、母液输送管线及输水管线）建设等施工活动中。废气主要来自钻井期柴油机、发电机烟气、管线等建设过程中产生的扬尘和施工机械尾气等；废水主要为储层改造时的压裂返排液和管道试压废水；噪声主要为钻井、发电机、柴油机等各类施工机械及施工车辆噪声；固体废物为钻井岩屑和建筑垃圾。此外，施工人员和相关施工活动会对施工范围内的生态环境造成一定影响。

(1) 废气

废气主要为柴油机、发电机组燃烧烟气、施工扬尘、管线焊接烟尘、施工机械及车辆尾气。

① 柴油机、发电机组燃烧烟气

钻井期单井井场动力系统共设 3 台柴油机和 2 台柴油发电机，为钻机及井场提

供动力、电力和照明，柴油机、发电机工作时消耗的燃料主要为柴油。根据设计资料，单井钻井期单日柴油消耗量约为 2t，钻井期柴油消耗总量为 1512t。柴油燃烧烟气中各污染物的产生量参考国家环境工程评估中心编制的《社会区域类环境影响评价》一书中提供的柴油燃烧产污系数进行核算（SO₂ 2.24kg/t，NO_x 2.92kg/t，总烃 2.13kg/t）。钻井期污染物排放总量为：SO₂ 3.387t、NO_x 4.415t、总烃 3.221t。

②施工扬尘

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

③焊接烟尘

项目管道采用焊接方式，焊接过程使用合格无毒焊条，污染物主要为金属氧化物。管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

④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

钻井期及地面工程建设时均不设施工营地，施工期废水主要为储层改造时的压裂返排液、生活营地的生活污水和管道试压废水。

①压裂返排液

单井压裂液使用量约 300m³，41 口井合计 12300m³，返排率为 60%，则压裂返排液产生量为 7380m³，采用罐车拉运至 51#联合站进行处理。

②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噪声，噪声级在 60dB (A) ~105dB (A) 之间。各噪声源噪声排放情况见表3.6-1。

表3.6-1 施工期噪声排放情况一览表

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

(4) 固体废物

施工期固体废物主要为钻井岩屑、废润滑油、废防渗材料和少量的建筑垃圾。

① 钻井岩屑

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

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

式中：W——产生的岩屑量，m³；

D——井眼平均井径，m；

h——裸眼长度，m；

d——岩屑膨胀系数，使用水基钻井液体系时取 d=4。

根据上述公式及井身结构计算岩屑产生量见表 3.3-2。

表 3.3-2 岩屑产生量一览表

井号	水基岩屑	
	井段	体积 (m ³)
直井/定向井	一开	62
	二开	76
单井小计	/	138
水平井	一开	55
	二开	244
单井小计	/	299
61口井合计	/	10350

② 建筑垃圾

建筑垃圾主要为管线废边角料、废包装物等，可作为废品进行回收，无法回收

利用的集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。

③废润滑油

钻井井场中的发电机、钻机和钻井液循环泵及其他动力设备，需要定期保养维护，保养维修过程中会产生一定量的废润滑油，参照新疆油田其他使用相同动力设备的井在钻井过程中产生废润滑油的数量可知，单井井场钻井期产生的废润滑油为 0.05t，61 口井废润滑油产生量为 3.05t。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，废物代码为 900-214-08，危险特性为 T，I，集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

④废防渗材料

钻井结束对场地进行清理时会产生废防渗膜等废防渗材料，废防渗材料属于《国家危险废物名录》（2021 年版）中的 HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物（废物代码为 900-249-08，危险特性为毒性和易燃性），施工结束后委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置。根据建设单位提供的经验数据，沾油废防渗膜产生量约 0.03t/井次，则 61 口井沾油废防渗膜产生量为 1.83t。

（5）生态影响因素

①占地面积

各站场及管线均一期建成，二期不新增占地。项目占地类型为草地，1 号配注站扩建在站内预留空地实施，不新增占地。总占地面积为 938289m²，其中永久占地 59464m²，临时占地 878825m²。详见表 3.6-2。

表 3.6-2 本工程占地概况一览表

工程内容	工程占地 临时占地 (m ²)	永久占地 (m ²)	总占地 (m ²)	占地类型
井场	352275	38125	390400	草地
新建注入站	0	2889	2889	草地
单井采油管线	169440	0	169440	草地
单井注入管线	200000	0	200000	草地
集油支线	35160	0	35160	草地
集油干线	25800	0	25800	草地
一元/二元母液管线	48000	0	48000	草地
输水管线	42000	0	42000	草地
道路	6150	18450	24600	草地
合计	878825	59464	938289	/

②土石方平衡

单井管线作业带宽 8m，集油干支线、母液输送管线及输水管线作业带宽 12m，道路作业带宽 6m；管线施工作业时无弃方产生，挖方全部回填，多余土方敷设于管线上方作为管廊；井场建设场地平整时挖方就地回填，无弃方产生。

3.6.2 一期运营期污染源强核算

运营期废气主要为油气开采及集输过程中产生的无组织挥发废气；废水主要为井下作业废液；噪声源主要为井场抽油设备、输气管线终点计量设备、井下作业及运输车辆；固体废物主要为清管废渣、废防渗材料等。

(1) 废气

油气开采及集输过程中的油气无组织挥发主要产生于油气集输过程中阀门、法兰等组件处，主要污染物为 NMHC。该废气目前无相应的源强核算技术指南，本次参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018)中设备与管线组件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：

$D_{\text{设备}}$ ：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；

$WF_{\text{VOCs},i}$ —流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，本次取 31.91%；

$WF_{\text{TOC},i}$ —流经密封点 i 的物料中总有机碳 (TOC) 平均质量分数，本次取 32.41%；

$e_{\text{TOC},i}$ —密封点 i 的总有机碳 (TOC) 排放速率 (泄漏浓度大于 2000 $\mu\text{mol/mol}$)，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。

据此根据上述公式计算无组织废气产生量见表3.6-3。

表3.6-3 一期排放系数、设备类型数量及污染物排放量 (NMHC)

设备类型		e _{TOC} (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)
单井	阀门	0.064	5	0.007
	法兰	0.085	10	0.020
单井	连接件	0.028	60	0.039
小计		/	/	0.066
41 口井合计				2.706
计量站	阀门	0.064	13	0.019
	法兰	0.085	26	0.052
	连接件	0.028	156	0.102
小计		/	/	0.173
4 座计量站合计				0.692
合计				3.398

表3.6-4 一期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
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1	M1	采油井场	NMHC	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查	GB39728-2020 中企业边界污染物控制要求	4	0.066t/a
2	M2	计量站	NMHC				0.173t/a

(2) 废水

井下作业进行压裂工序时，会产生一定的压裂返排液，修井时会产生废洗井液，上述污染物的产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算。二西 1 区 S₆油层属于中渗储层、S₇油层属于低渗储层，按照最不利影响，产污系数选用低渗透油井的污染物指标，压裂作业频次按照 1 次/年、洗井作业按照 1 次/2 年计，具体产污系数及产生量见表3.6-5。

表3.6-5 一期压裂返排液及废洗井液产生量一览表

污染物名称	产污系数	产生量	备注
	低渗透油井		
压裂返排液	153.21 m ³ /井·次	6282m ³ /a	仅 41 口油井进行压裂作业
废洗井液	25.29 t/井·次	1543t/a	61 口生产井需进行洗井作业

(3) 噪声

噪声主要包括单井井场抽油机、输气管线终点计量站的运转噪声、井下作业噪声和罐车等交通噪声等，均为室外声源，噪声排放情况见表3.6-6。

表3.6-6 一期运营期噪声源强清单

序号	噪声源所在站场	空间相对位置			噪声源名称	数量	声功率级[dB(A)]	声源控制措施	室内边界声级/dB[A]	运行规律	建筑插入损失/dB[A]	建筑物外噪声[dB(A)]	噪声特性
		X	Y	Z									
1	单井井场	40	38	330.38	抽油设施、井下作业	3	75~80	选用低噪声设备、基础减振	/	连续	/	60~65	机械
2	新建注入站	23	10	309.37	高压水调控装置	4	85~90	选用低噪声设备、基础减振	85	连续	20	50	机械
3	计量站	9	8	307.05	一体化计量橇	1	75~85	选用低噪声设备、基础减振	80	连续	20	60	机械
4	罐车	/	/	/	交通噪声	若干	60~90	低速行驶，禁止随意鸣笛	/	间歇	/	60~90	交通噪声

备注：井场、计量站坐标系原点为站界西南角[A1]。

(4) 固体废物

井下作业时要求带罐作业，井口敷设防渗膜防止产生落地油，井口排出物全部进罐。运营期固体废物主要为日常巡检维护产生的废润滑油、废防渗膜等废防渗材料。

①废润滑油

采注井场、配注站、注入站等处设备维修会产生废润滑油，类比采油一厂同类站场运行经验数据，单井产生量约为 0.05t/a，配注站及注入站单座站场产生量约 0.08t/a，则运营期总产生量约 3.21t/a。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，废物代码为 900-214-08，危险特性为 T、I，临时贮存在采油一厂危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

②废防渗材料

运营期井场日常巡检、检修过程中会有废防渗膜等废防渗材料产生，属于 HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08，危险特性：毒性，易燃性/T，I），根据采油一厂生产实际，单井及计量站产生量约 0.07t/a，配注站/注入站产生量约 0.1t/a，则项目运营期废防渗材料产生量约 4.47t/a。

表3.6-7 一期固体废物产生情况一览表

名称	类别	代码	主要成分	物料性状	危险特性	产生量
废润滑油	危险废物	900-214-08	石油类	液态	毒性、易燃性/T, I	3.21t/a
废防渗材料	危险废物	900-249-08	石油类	固态	毒性	4.47t/a

3.6.3 二期运营期污染源强核算

二期拟将一期部署的 5 口采油井转为注水井，运营期油气开采及集输过程中产生的无组织挥发废气将有所减少。此外，进入化学驱后，1 号配注站将新增聚合物上料装置除尘废气及颗粒物无组织排放废气；废水方面，由于注入井无需压裂作业，运营期压裂返排液产生量将减少；噪声新增 1 号配注站扩建新增设备运转噪声；固废新增聚合物废包装袋。

(1) 废气

①油气开采及集输过程中的油气无组织挥发废气

核算方法同一期，经计算，二期油气开采及集输过程中无组织废气产生量见表3.6-3。

表3.6-8 二期排放系数、设备类型数量及污染物排放量 (NMHC)

设备类型		e _{TOC} (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)
单井	阀门	0.064	5	0.007
	法兰	0.085	10	0.020
单井	连接件	0.028	60	0.039
小计		/	/	0.066
36口井合计				2.376
计量站	阀门	0.064	13	0.019
	法兰	0.085	26	0.052
	连接件	0.028	156	0.102
小计		/	/	0.173
4座计量站合计				0.692
合计				3.068

②聚合物上料粉尘

聚合物上料和下料过程中会产生一定的粉尘，污染物主要为颗粒物，目前无相应的源强核算技术指南，本次评价参照《逸散性工业粉尘控制技术》卸料过程中颗粒物的产生系数[0.01~4kg/(装卸料)]中的最大值4kg/(t装卸料)进行核算。根据工程分析可知，聚合物用量为481t/a，则颗粒物产生量为1.9t/a，产生的颗粒物采用收集效率为90%的集气罩进行收集后送至布袋除尘器（除尘效率按99%计）处理达标后排放，未收集的颗粒物以无组织形式逸散，则无组织颗粒物产生量为0.19t/a，有组织颗粒物产生情况见表3.6-9。

表3.6-9 二期有组织废气产生及排放情况表

序号	排气筒编号	污染物	风机风量 (m ³ /h)	有组织产生量			排放量		
				(mg/m ³)	(kg/h)	(t/a)	(mg/m ³)	(kg/h)	(t/a)
1	DA001	颗粒物	1000	220	0.22	1.71	2	0.002	0.017

由表3.6-9可知，颗粒物排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2限值要求。

有组织废气排放量见表3.6-10，无组织废气排放量见表3.6-11。

表3.6-10 二期大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口 编号	污染物		核算排放浓度 (mg/m ³)	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放 量 (t/a)
一般排放口						
1	DA002	聚合物上料粉尘	颗粒物	2	0.002	0.017

表3.6-11 二期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
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1	M1	采油井场	NMHC	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查	GB39728-2020 中企业边界污染物控制要求	4	0.066t/a
2	M2	计量站	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			0.173t/a
3	M3	1号配注站	颗粒物	采用负压集气罩收集粉尘	GB16297-1996 表2 限值要求	1	0.19t/a

(2) 废水

井下作业废液计算方法同一期，二期产生量详见下表。

表3.6-12 一期压裂返排液及废洗井液产生量一览表

污染物名称	产污系数		产生量	备注
	低渗透油井			
压裂返排液	153.21 m ³ /井·次		5516m ³ /a	仅 36 口油井进行压裂作业
废洗井液	25.29 t/井·次		1543t/a	61 口生产井需进行洗井作业

(3) 噪声

二期新增噪声源配注站新增设备噪声，噪声排放情况见表3.6-6。

(4) 固体废物

二期废润滑油、废防渗材料产生量同一期，1号配注站新增聚合物废包装袋。

聚合物主要成分为聚丙烯酰胺，其废包装袋属于一般工业废物，根据聚合物使用量，废包装袋产生量约 0.01t/a。可作为废品进行回收。

二期固体废物产生情况见表3.6-14。

表3.6-13 二期运营期噪声源强清单

序号	噪声源所在站场	空间相对位置			噪声源名称	数量	声功率级[dB(A)]	声源控制措施	室内边界声级/dB[A]	运行规律	建筑插入损失/dB[A]	建筑物外噪声[dB(A)]	噪声特性
		X	Y	Z									
1	单井井场	2	1	263.01	抽油设施、井下作业	3	75~80	选用低噪声设备、基础减振	/	连续	/	60~65	机械
2	新建注入站	2	2	260.07	高压水调控装置	1	85~90	选用低噪声设备、基础减振	85	连续	20	65	机械
3	配注站扩建装置	26	33	284.18	配液水提升泵	2	85~90	选用低噪声设备、基础减振	78	连续	20	58	机械
		45	34	284.12	母液提升泵	4	85~90	选用低噪声设备、基础减振	71	连续	20	61	机械
		58	33	284.29	表活原液提升泵	2	85~90	选用低噪声设备、基础减振	78	间歇	20	58	机械
		80	35	283.46	表活原液卸车泵	2	85~90	选用低噪声设备、基础减振	78	间歇	20	58	机械
		89	33	283.17	污油泵	1	85~90	选用低噪声设备、基础减振	75	间歇	20	55	机械
4	计量站				一体化计量橇	1	75~85	选用低噪声设备、基础减振	80	连续	20	60	机械
5	罐车	/	/	/	交通噪声	若干	60~90	低速行驶，禁止随意鸣笛	/	间歇	/	60~90	交通噪声

备注：井场、计量站坐标系原点为站界西南角[A2]。

表3.6-14 二期固体废物产生情况一览表

名称	类别	代码	主要成分	物料性状	危险特性	产生量
废润滑油	危险废物	900-214-08	石油类	液态	毒性、易燃性 /T, I	3.21t/a
废防渗材料	危险废物	900-249-08	石油类	固态	毒性	4.47t/a
聚合物废包装	一般固体废物	/	聚丙烯酰胺	固态	/	0.01t/a

3.6.4 温室气体排放影响因素分析及排放量核算

根据《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。就本工程而言，涉及碳排放的环节为油气开采过程中 CH₄ 排放、伴生气输送过程中的 CH₄ 排放和净购入电力隐含的 CO₂ 排放。

(1) 油气开采过程中 CH₄ 逃逸排放量

油气开采过程中 H₄ 逃逸排放量按照下式计算：

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

式中，

$E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

J——不同的设施类型；

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

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

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

$EF_{gas,j}$ ——采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

拟建工程为同时涉及原油开采和天然气开采，相关参数取值及计算结果见下表。

表3.6-15 油气开采过程甲烷逃逸排放量计算参数及结果一览表

时段	场所	天然气系统	设施逃逸	井场个数	甲烷排放量 (t/a)
一期	41 座采油井场	井口装置	0.23 吨/年·个	41	9.43
二期	36 座采油井场	井口装置	0.23 吨/年·个	36	8.28

根据表中参数，结合公式计算可知，一期甲烷逃逸排放 9.43 吨；二期甲烷逃逸排放 8.28 吨。

(2) 净购入电力隐含的 CO₂ 排放量

购入电力生产的二氧化碳排放量按如下公式计算：

$$E_{\text{CO}_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

E_{CO_2} ——净报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

AD 电力为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时 (MW·h)；

EF 电力为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MW·h。

据此计算购入电力所产生的二氧化碳，详见下表。

表3.6-16 年净购入电力所产生的二氧化碳排放情况

时段	净购入电量 (MW·h)	排放因子 (tCO ₂ /MW·h)	排放量 (tCO ₂)
一期	7844	0.8922	6998
二期	12981	0.8922	11582

备注：排放因子来源于生态环境部 2020 年 12 月 29 日发布的《2019 年度减排项目中国区域电网基准线排放因子》中规定的西北电网的排放因子

根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH₄ 相当于 21 吨 CO₂ 的增温能力，据此折算。工程一期运营期 CO₂ 总排放量为 7196t/a，二期运营期 CO₂ 总排放量为 11756t/a。

3.6.5 退役期环境影响因素分析

退役期的环境影响主要为井区停采后进行一系列的清理工作。井场、计量站、注入站、配注站及各类管线的拆除，部分设备拆除后可重复使用。油区内退役期施工内容包括地面设施的拆除、封井、站场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，运至当地建筑垃圾填埋场。

3.6.6 事故状态环境影响因素分析

(1) 井喷事故

井喷主要是在井下作业过程中发生的事故，井喷影响范围一般是以井场为圆心，半径 200m 的范围内。本工程中，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、地层水、原油和洗井液等一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

(2) 井漏事故

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

(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油品、伴生气泄漏，造成环境污染。

3.6.7 污染物排放量汇总

拟建工程一期污染物排放情况见表3.6-17，二期污染物排放情况见表 3.6-18。

表3.6-17 一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	拟处理措施及排放去向
废气	油气集输无组织排放废气	非甲烷总烃	3.398t/a	3.398t/a	采出液和伴生气采用密闭集输工艺，定期巡检维护，减少 VOCs 无组织排放
废水	井下作业废液	石油类、COD	7825m ³ /a	0	送至 51#联合站处理
噪声	站场机泵及罐车	连续等效 A 声级	/	/	采取基础减振等消声降噪措施
固体废物	废润滑油	石油类	3.21t/a	0	产生后清运至采油一厂危废暂存点进行暂存，最终交由有资质的单位处置
	废防渗材料	石油类	4.47t/a	0	

表3.6-18 二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	拟处理措施及排放去向
废气	无组织排放废气	非甲烷总烃	3.068t/a	3.068t/a	采出液和伴生气采用密闭集输工艺，定期巡检维

					护, 减少 VOCs 无组织排放
		颗粒物	0.19t/a	0.19t/a	密闭上料+采用负压集气罩收集
	有组织废气	废气量	$792 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	$792 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	经布袋除尘器处理达标后通过 15m 高排气筒排放
		颗粒物	1.71t/a	0.017t/a	
废水	井下作业废液	石油类、COD	$7059 \text{m}^3/\text{a}$	0	送至 51# 联合站处理
噪声	站场机泵及罐车	连续等效 A 声级	/	/	采取基础减振等消声降噪措施
固体废物	废润滑油	石油类	3.21t/a	0	产生后清运至采油一厂危废暂存点进行暂存, 最终交由有资质的单位处置
	废防渗材料	石油类	4.47t/a	0	
	聚合物废包装	聚丙烯酰胺	0.01t/a	0	作为废品回收

3.7 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。本工程运营期洗井废水、压裂返排液等集中收集后送至 51# 联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注地层，不外排；本项目不设置总量指标，一期 VOCs 无组织排放量为 3.398t/a，二期 VOCs 无组织排放量为 3.068t/a。

3.8 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。

3.8.1 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《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》(试行)对本工程的清洁生产水平进行评价。

本工程钻井、井下作业、采油和集输处理作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表3.8-2~表 3.8-4。

(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天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标表3.8-1。

表3.8-1 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

表3.8-2 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

表3.8-3 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3.8-4 采油定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油: ≤65 稠油: ≤160 天然气: ≤50	5.17	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	不涉及	10	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10	
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5	
		COD	%	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	0	5	
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10	
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10	
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10	
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	本项目评分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5	5
		采气	/	10	采油	套管气回收装置	10	10
			/	20		防止落地原油产生措施	20	20
		采油方式			采油方式经过综合评价确定		10	10
		集输流程			全密闭流程		10	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证				10	10	
		开展清洁生产审核				20	20	
		制定节能减排工作计划				5	5	
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况				5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5	
		污染物排放总量控制与减排措施情况				5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5	

由表3.8-2~表3.8-4计算可得：

——钻井作业：定量指标100分，定性指标100分，综合评价100分。

——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95分，综合评价98分。

综上所述，本工程清洁生产水平为清洁生产先进企业。

3.8.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本工程清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。本工程采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了天然气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。

4 环境质量现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市，该市位于准噶尔盆地西北缘，加依尔山南麓，地处东经 $80^{\circ} 44' \sim 86^{\circ} 01'$ ，北纬 $44^{\circ} 07' \sim 46^{\circ} 08'$ 之间；东北与和布克赛尔蒙古自治县相邻，东南与沙湾市相接，西部与托里县和乌苏市毗连。地理位置详见下图。

图4.1-1 本工程地理位置示意图

4.1.2 地形、地貌

克拉玛依市区西部有加依尔山、青克斯山，北边有阿拉特山，中部、东部地形

开阔平坦，向准噶尔盆地中心倾斜，南部为独山子。南北长东西窄，东南最宽约 110.3km，南北最长约 240.3km，呈斜条状分布，总面积约 9500km²。西北高，东南低，海拔高程 250m~500m，平均海拔高程约 400m，最低点在艾里克湖，海拔高程约 250m。

项目区地貌类型属于山前冲洪积平原中部的砾质荒漠区，地表植被稀少，地貌类型单一，地形起伏较小。

4.1.3 水文地质

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入渗补给，在强烈的构造断裂、节理、裂隙的控制下径流、赋存、运移，以侧向径流的形式向南东方向排泄，其中大部份以地下径流的形式排泄到盆地中部冲湖积平原，小部份以泉的形式溢出地表。

4.1.4 气候气象

克拉玛依市地处沙漠边缘，属典型大陆性干旱气候。夏季酷热，冬季严寒。冬夏两季时间漫长，春秋两季时间短。春季气温下降迅速。气温年变化大，日变化剧烈，全年平均气温 8.6℃，一月最冷，平均-15℃，七月最热，平均 27.7℃，年较差 42.7℃。当地日照时间长，光照充足，年平均日照时数 2716.4 小时，蒸发量大，年蒸发量可达 2321mm，降水量少且分布不均，1980 年代前降水量只有 100mm 左右，1991-1995 年平均降水量 130.4mm，近年又有微量增加。

克拉玛依是全国有名的风口之一，风多且大，活动频繁。大风春季最多，秋季次之，年平均大风 76 天，最大风力 12 级。夏季由于冷空气势力减弱，所以大风很

少；冬季由于冷空气下沉，存在较强的逆温层，所以冬季大风也很少。一月称无风季，全年主导风向为西北风，风频为85%，年平均风速2.7m/s。

4.2 环境保护目标调查

评价范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护、自然公园等环境敏感区，环境保护目标主要为金龙镇的居民区、学校等，克拉玛依区的居民区、医院、学校等和梭梭。克拉玛依区和金龙镇的地理位置、服务功能、四至范围、保护对象及保护要求见表4.2-1。

表4.2-1 克拉玛依区和金龙镇地理位置、服务功能、四至范围、保护对象及保护要求情况表

保护目标名称	类别	具体内容
克拉玛依区	地理位置	位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市
	服务功能	居民、医院、学校、行政办公区
	四至范围	东经84° 53' 53.30"~84° 56' 59"，北纬45° 32' 29.56"~45° 36' 41.05"
	保护对象	大气评价范围内的克拉玛依区的居民、学生、医护人员及行政办公人员
	保护要求	大气环境质量满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级浓度限值
金龙镇	地理位置	位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市白碱滩区(克拉玛依高新技术开发区)
	服务功能	居民、医院、学校、行政办公区
	四至范围	东经84° 58' 48.17"~85° 0' 23.35"，北纬45° 34' 20.53"~45° 34' 57.54"
	保护对象	金龙镇的居民、学生、医护人员及行政办公人员
	保护要求	大气环境质量满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级浓度限值

4.3 环境质量现状调查与评价

略。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响预测与评价

5.1.1 施工期大气环境影响分析

废气主要为施工扬尘、柴油机及发电机燃烧烟气、施工机械及施工车辆尾气。

(1) 施工扬尘

钻井期扬尘主要产生在井场平整、铺垫，井场进场道路等钻前工程建设，钻井期设备进场、钻井期及完钻后清场等作业。地面工程建设施工扬尘主要产生于管沟开挖及回填、井口装置、计量站等设备进场和安装过程。施工扬尘对环境空气造成一定的影响，类比区域同类工程，本工程施工过程中产生的扬尘不会对环境空气产生明显影响。

(2) 柴油机及发电机组燃烧烟气

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

(3) 焊接烟尘

金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，可为环境所接受。

施工期焊接作业时使用无毒低尘焊条，从源头减少焊接烟尘对环境的影响。

(4) 施工燃油机械排放废气和汽车尾气

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

5.1.2 施工期水环境影响分析

(1) 管道试压废水和压裂返排液对周围水环境影响分析

施工期废水主要为管道试压废水和压裂返排液。管道试压采用清水，废水中污染物主要为悬浮物，试压结束后用于项目区的洒水抑尘；废压裂液排至收集罐中，集中收集后送至51#联合站处理站，处理达标后回注地层，不外排。压裂返排液采用专用罐车拉运至51#联合站处理站，经站内污水处理系统处理达标后回注油藏，不外排。

综上所述，各类废水均得到妥善处置，不会对周围水环境产生不利影响。

(2) 钻井作业对地下水含水层影响分析

钻井作业正常工况下不会对地下水造成影响，钻井对水环境的影响主要表现为钻井过程中可能发生因固井不严而导致的油水窜层、钻井液进入含水层等事故。钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度可满足地下水保护需要，可有效的保护地下水环境不受污染。井场排放的岩屑均进罐，直接由岩屑处置单位直接拉走处置，不会对地下水造成影响；井场柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐、岩屑储罐等关键部位均采用防渗膜防渗，正常情况下，项目对水环境影响不大。

(3) 管线施工对地下水环境影响分析

拟建单井采注管线、母液输送管线及输水管线均采用埋地敷设，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液，可能进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于管线施工期短，且项目区降雨较少、蒸发量大，发生降水淋滤的可能性很小，此外管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设不会对地下水造成不利影响。

5.1.3 施工期声环境影响分析

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

5.1.4 施工期固体废物环境影响分析

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

(1) 钻井岩屑

钻井岩屑进钻井废弃物经不落地系统处理后，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队回收继续使用，不外排。固相即为钻井岩屑，排至井场岩屑收集罐，水基岩屑交由岩屑处置公司处置，满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后进行综合利用。

（2）废润滑油、废防渗材料

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

（3）建筑垃圾

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

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

5.1.5 施工期土壤环境影响分析

（1）人为扰动对土壤的影响分析

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

在施工中，设备碾压、人员踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响，而开挖作业则会改变土壤层次。机械碾压和人员踩踏至使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）反复碾压后的土壤，植物很难再生长，井场、站场和管道的施工场地等都存在这种影响。管道的开挖和回填过程中势必会对土壤原有层次产生扰动和破坏，若不同质地、不同层次的土壤混合，将直接影响植物的生长。

（2）废弃物排放对土壤环境的影响分析

施工期各种原辅料堆放，如各类施工设备、原辅料堆放及各类施工废弃物暂存

等，若遇防渗措施破损或大雨淋滤等情况，导致物料泄漏、废弃物渗滤液直接进入土壤，对土壤造成污染影响。

5.1.6 施工期生态环境影响分析

(1) 对土地利用类型的影响分析

1 号配注站扩建在站内预留空地建设，不改变其建设用地的性质。

项目总占地面积为 938289m²，其中永久占地 59464m²，临时占地 878825m²。井场、计量站、注入站及各类管线占地类型为其他草地，施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，使土地利用类型由其他草地变为了工矿用地；临时占地经清理平整后，可恢复原有用途，不改变土地利用类型。

(2) 对植被的影响分析

工程占地及施工人员、机械活动会对区域植物产生一定的影响，本项目位于荒漠戈壁，属于正在发展的荒漠化，在施工结束的两至三年中，将影响占地范围内的植被初级生产力，其生物损失量根据《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ/T349-2007）中荒漠化量化指标 1.5t/（hm²·a）计算，约为 128t/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。

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

(3) 对野生动物影响分析

施工期对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为项目占地使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。钻井工程和地面工程等施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动

的增加，使区域内单位面积上的动物种群数量下降。但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

(4) 对生态系统结构、功能的影响

钻井工程、采油设施、注入设施、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。同时区域系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程度的影响。但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，评价范围内生态完整性受本工程的影响亦较小。项目区生态系统完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性、结构与功能不会发生明显变化，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

(5) 对区域景观影响分析

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

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

(6) 对生态系统稳定性、完整性分析

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，由于区域地表较干燥，导致区域自然植被盖度较低，在 10%~20%左右，项目所在区域植物种类少。在建设施工过程中，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，项目对生态系统的稳定性和完整性影

响不大。

(7) 对区域生物多样性分析

本项目位于老区块二中区开发范围内，周边多为油田生产设施，区域地表植被稀疏，野生动物相对较少，施工期结束后野生植被逐渐恢复，野生动物逐渐在项目区域活动；原油处理系统密闭改造和采出水处理系统均位于稀油处理站内，对区域野生动植物影响较小，不会造成区域的生物多样性下降，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。

5.1.7 水土流失影响分析

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

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。

管线敷设采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

通过对施工过程中临时土方采用防尘布（或网）苫盖，井场道路用砾石铺垫，井场、计量站、注入站等永久占地范围进行硬化，管沟开挖土方全部回填等减少风蚀的水土保持工程措施，以及加强施工过程中水土保持管理，严格控制各项工程作业面积和管理运输车辆的运行范围，同时要求建设单位自行或委托有资质的单位编制水土保持方案，并报相关部门审批；并根据相关技术规范进行水土保持监测，并将监测情况定期上报当地水行政主管部门。采取上述措施后，可将本工程对水土流

失的影响将至最低，加上项目占地呈点、线状分布，占地面积不大，本工程实施不会明显加剧区域水土流失重点预防区的水土流失程度。

5.2 运营期环境影响预测与评价

5.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

(1) 相关判定

本工程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 AERSCREEN 模型进行估算。

(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 90×90m 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其他草地，地表特征参数为该类型土地的经验参数，见表 6.2-1。

表5.2-1 本工程地表特征参数一览表

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

③气象数据

以下资料为项目区内近 20 年气象数据统计分析，具体详见表 6.2-2。

表5.2-2 气象数据一览表

统计时间	最低温度	最高温度	最小风速	测风高度
20年	-26.2℃	40.2℃	0.5m/s	10

(4) 估算模型参数

估算模型参数选择见表5.2-3。

表5.2-3 估算模型参数选择一览表

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

(5) 污染物源强

一期、二期单座井场、计量站油气无组织挥发废气排放强度相同，本次选取单座井场、计量站对 NMHC 进行预测；二期 1 号配注站新增聚合物上料粉尘。

污染物源强及排放参数见。

表5.2-4 聚合物上料粉尘排放参数一览表

编号	名称	排气筒底部海拔高度 (m)	排气筒高度 (m)	排气筒出口内径 (m)	烟气流速 (m/s)	烟气温度 (°C)	年排放小时数 (h)	排放工况	PM ₁₀ 排放速率 (kg/h)
DA002	聚合物上料粉尘	286	15	0.5	1.42	25	7920	正常工况	0.002

表5.2-5 面源污染源参数一览表

名称	海拔高度 (m)	面源长度 (m)	面源宽度 (m)	有效排放高度 (m)	年排放小时数 (h)	排放工况	排放速率 (t/a)	
							NMHC	颗粒物
井场	318	25	25	5.5	7920	正常工况	0.066	/
计量站	325	50	50	5.5	7920	正常工况	0.173	/
1 号配注站	285	20	35	5.5	7920	正常工况	/	0.19

(6) 预测结果

预测结果详见5.2-6。由预测结果可知，本工程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。

表5.2-6 主要污染源估算模型计算结果一览表

下风向距离 /m	井场（一期、二期）		计量站（一期、二期）		1号配注站（二期）			
	NMHC		NMHC		除尘器排气筒 颗粒物		聚合物上料无组织 排放颗粒物	
	预测质量 浓度（ μ g/m ³ ）	占标率/%	预测质量 浓度（ μ g/m ³ ）	占标率/%	预测质量 浓度（ μ g/m ³ ）	占标率 /%	预测质量 浓度（ μ g/m ³ ）	占标率 /%
10	14.665	0.733	16.627	0.831	41.750	4.639	0.075	0.017
18	18.962	0.948	/	/	/	/	/	/
19	/	/	/	/	50.982	5.665	/	/
25	16.608	0.830	21.773	1.089	50.403	5.600	0.223	0.050
35	/	/	23.909	1.195	/	/	/	/
50	11.572	0.579	22.988	1.149	34.693	3.855	0.191	0.042
75	10.932	0.547	23.753	1.188	32.326	3.592	0.157	0.035
100	10.099	0.505	23.170	1.159	29.635	3.293	0.182	0.040
200	7.012	0.351	17.425	0.871	20.348	2.261	0.210	0.047
300	5.310	0.265	13.507	0.675	15.374	1.708	0.159	0.035
400	4.362	0.218	11.211	0.561	12.603	1.400	0.202	0.045
500	3.719	0.186	9.617	0.481	10.733	1.193	0.224	0.050
556	/	/	/	/	/	/	0.421	0.093
600	3.213	0.161	8.338	0.417	9.306	1.034	0.384	0.085
700	2.821	0.141	7.308	0.365	8.132	0.904	0.315	0.070
800	2.491	0.125	6.472	0.324	7.182	0.798	0.240	0.053
900	2.222	0.111	5.779	0.289	6.404	0.712	0.222	0.049
1000	1.997	0.100	5.203	0.260	5.759	0.640	0.206	0.046
1500	1.290	0.064	3.388	0.169	3.718	0.413	0.142	0.032
2000	0.925	0.046	2.431	0.122	2.668	0.296	0.085	0.019
2500	0.709	0.035	1.862	0.093	2.043	0.227	0.069	0.015
最大浓度离 源距离（m）	18		35		19		556	
最大浓度占 标率（%）	0.948		1.195		5.665		0.093	

（7）大气环境影响评价结论

本工程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，NMHC、颗粒物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。各大气环境保护目标均位于稀油处理站的侧风向，不会对周围大气环境产生明显不利影响。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**错误!未找到引用源。**

5.2.2 运营期地下水环境影响分析

(1) 水文地质条件概况

① 含水层特征

克拉玛依北部山前冲洪积平原上部为第四系孔隙含水层、下伏为侏罗系、白垩系或第三系的碎屑岩类裂隙-孔隙含水岩组。孔隙含水层为在近山前一带为卵砾石、砂砾石，至艾里克湖一带则变为亚砂土，含水层厚度由山前向下游变薄；木依塔河下游的三角地带，基底起伏变化大，含水层厚度不稳定，其厚度从 1m~10m 多变化不等。白碱滩一带含水层厚度为 5.62m，含水层岩性为中粗砂；木依塔河下游的三角地带含水层厚度为 9.80m，含水层岩性为细砂。富水性极弱，单位涌水量 $< 1\text{m}^3/(\text{h}\cdot\text{m})$ ，水质差，不具供水意义。

克拉玛依北部冲洪积平原下伏以古近——新近系、白垩系和侏罗系砂岩、砾岩、砾状砂岩为主，属碎屑岩类孔隙——裂隙含水岩组。百口泉地区分布 2 层含水层：第一层埋藏深度 20m~52m，含水层厚度 10m~12m；第二层埋藏深度为 45m~84m，含水层厚度 2m~12m。乌尔禾、百口泉、白碱滩一带，含水层岩性为砂岩，厚度 4.66m。小艾里克湖一带，分布 2 层含水层，含水层岩性为砂岩，含水层总厚度 15.80m。黄羊泉至白碱滩一带，仅分布 1 层含水层，含水层岩性为细砂岩、粉砂岩，含水层厚度为 42.47m。碎屑岩类孔隙-裂隙水富水性相对较弱，黄羊泉一百口泉一带单位涌水量 $0.14\text{m}^3/(\text{h}\cdot\text{m}) \sim 1.34\text{m}^3/(\text{h}\cdot\text{m})$ ，为富水性弱区；其余地段为富水性极弱区，单位涌水量小于 $1\text{m}^3/(\text{h}\cdot\text{m})$ 。

② 地下水补给、径流、排泄条件

项目区地下水的补给主要由地表水渗透、大气降水以及地下潜流组成，以地表水的渗漏为主，其次是地下潜流和大气降水。地下水总体径流方向由西北、西南向东南进行径流，径流速度缓慢，浅层承压水的径流强度比深部地下承压水的径流强度要大。深部承压水除主要接受北部以及浅层承压水外，还接受南部补给，无论是来自北部和南部的补给，汇集于此的深部承压水径流速度缓慢，几乎处于滞缓状态。由于气候干燥，浅层的地下水由水平运动转化为垂直运动，大量的消耗、蒸发

排泄，同时人工开采也为地下水排泄方式之一。

③地下水类型、富水性、补径排及水化学特征

克拉玛依平原区地下水类型主要有第四系单一结构的潜水，第四系潜水-承压水，第四系潜水-古近系-新近系承压水，及第四系基岩裂隙水。单一结构潜水主要分布在克拉玛依西南山前倾砾质平原，由于北部的成吉思汗山影响，补给条件差，水化学类型为 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Na} \cdot \text{Ca}$ 型，矿化度 $0.8\text{g/L} \sim 3\text{g/L}$ 。上覆潜水由于受补给径流条件差，地面蒸发强烈水质较差，水化学类型为 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Na}$ 型，矿化度 $1\text{g/L} \sim 3\text{g/L}$ 。下伏侏罗系、白垩系或第三系的碎屑岩类裂隙-孔隙含水岩组主要分布在成吉思汗山前倾斜平原，受成吉思汗山影响，水质差，水化学类型主要为 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Na}$ 型、 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4-\text{Na}$ 型，矿化度一般在 $1\text{g/L} \sim 3\text{g/L}$ 。

④地下水类型及其富水特征

根据地下水赋存条件、水理性质及水利特征，将项目区内地下水划分为第四系松散岩类孔隙潜水、第三系孔隙裂隙承压水、基岩裂隙水。

a. 第四系松散岩类孔隙潜水

第四系松散岩类孔隙潜水在项目区广泛分布。埋藏在冲洪积层中的孔隙潜水具有统一的潜水面，沿着扇形坡度由西北向东南流动，处于扇形地上部和中部的含水层为砾石层，向下游堆积物颗粒变细。由图可知，项目区含水层的富水性能极弱，大体在南部潜水趋于贫乏。项目区东北部第四系冲洪积物，厚度 $5\text{m} \sim 39\text{m}$ ，沉积物颗粒粗大，岩性以砂砾石、砂为主，砾石成份复杂，以变质岩、岩浆岩为主，砾径一般为 $3\text{cm} \sim 5\text{cm}$ ，大者可达 $10\text{cm} \sim 15\text{cm}$ ，结构疏松。

据观测资料，每年丰水期（4~6 月）区内水位上升，7 月至次年 3 月水位逐渐下降。该区水文地质条件决定了第四系潜水化学成分的形成特征，项目区西北部多为低矿化的重碳酸型水，靠近冲洪积扇的边缘地带，潜水迅速过渡为中等矿化的硫酸盐和氯化物类型水。

b. 第三系孔隙裂隙承压水

第三系孔隙裂隙承压水在项目区广泛分布。项目区西北部是中新生界的自流水斜地，区内第三系岩层中埋藏着较为丰富的孔隙裂隙承压自流水。第三系沉积层在地貌上是一个由西北向东南展布的冲洪积扇；在构造上表现为由西北向东南倾斜的

单斜构造。第三系沉积层是典型的沉积层，由砂岩、砾岩和泥岩互层组成，岩相变化较大，结构多呈透镜状，沉积厚度在北部为10m~70m，由扇形轴部向东、西两侧变薄而尖灭。由于沉积物的变化导致第三系含水层的不均匀存在。据勘探资料，项目区北部新第三系含水层的层数和厚度分布不均，含水层厚度一般5m~33m。项目区东北部含水层顶板埋深由北西向南东逐渐变深，顶板厚度为11.6m~61.2m，岩性为泥岩。含水层底板埋深为71.8m~203.2m，由北西向南东埋深增大，底板为一层厚约40.5m~91.7m的厚层泥岩。东北部含水层组厚22.2m~60.3m，由北西向南东，含水层厚度随第三系沉积厚度的增大而增大。

新第三系含水层在岩性和渗透性能上的变化特征是，北部地区以砾岩、砂砾岩为主的粗颗粒物质，含水岩层的渗透性能较强，渗透系数在50m/d左右，由西北向东南随着含水层岩性变细，岩层的渗透性能变弱，渗透系数渐变为15m/d~30m/d；在南部地区，岩性多为砂岩、粉砂岩为主的细颗粒物质，分选不好，为泥质胶结，疏松，底部有不规则的细砾岩或砾状砂岩，含水岩层的渗透性能较弱，渗透系数一般为5m/d~10m/d。东北部含水层岩性以粉砂—粗砂岩为主，部分为砾岩。

承压含水层的单井涌水量一般为140m³/d~170m³/d，为水量中等含水层，地下水矿化度一般为0.5g/L~0.7g/L，属HCO₃·SO₄-Na型水，氟化物含量小于1mg/L。承压含水层与供水目的层之间有一层厚约40.5m~91.7m的连续厚层泥岩，为不透水或弱透水的，因此其上下含水层也就是承压含水层与供水目的层之间的水力联系较弱。

c. 基岩裂隙水

该类型地下水蕴藏有基岩裂隙水。由于地势较低，又因无积雪，仅靠微弱的大气降水的补给，致使裂隙水贫乏，水循环交替迟缓，水的含盐量普遍偏高，水质欠佳，无供水意义，尽管水量贫乏，但对山前平原沉积层仍具有一些侧向补给。

⑤地下水化学特征

由于地下水的形成是受地形地貌、地层岩性、埋藏条件以及径流条件等诸多因素的影响或控制。由北部山区、谷底到南部的冲洪积-湖积，地下水化学类型以及矿化度在水平和垂直方向上均存在一定的变化。

项目区西北侧地下水化学类型主要为HCO₃·SO₄-Ca·Na型，地下水水质较好，

矿化度小于 1g/L；项目区内下伏的白垩系承压水，可能受含油地层的影响，矿化度有所增加，达到 1g/L~3g/L，地下水化学类型过渡到 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4\text{-Ca} \cdot \text{Na}$ ，在评价区东南一带，地下水水质进一步变差，无论是上覆第四系潜水还是下伏层间承压水，均为高矿化度的 Cl-Na 型盐水，矿化度多大于 10g/L。

(2) 正常工况下对地下水环境影响分析

运营期井下作业废液集中收集后由罐车拉运至 51#联合站处理，处理达标后回注油藏，不外排。运营期正常工况下无废水外排，不会对地下水产生不利影响。

(3) 事故状态下对地下水的影响

①井喷对地下水的影响分析

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

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。类比新疆境内多个油田的环境影响评价报告，石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

②管线泄漏对地下水环境的影响分析

※地下水污染途径分析

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

※预测情景设定

据前节工程分析，本次针对泄漏量较大、事故后果较为严重的集油干线泄漏对地下水产生的影响进行预测。

※泄漏量预测

本项目按最不利情况考虑，假设集油干线发生泄漏孔径为 10%的泄漏事故，则裂口总面积为 0.0003m²，泄漏速率按照下式计算：

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

式中：

Q_L——液体泄漏速度，kg/s；

C_d——液体泄漏系数，取 0.62；

A——裂口面积，m²；

ρ ——泄漏液体密度，kg/m³；

P——容器内介质压力，Pa；

P₀——环境压力，Pa；

g——重力加速度，9.8m/s²；

h——裂口之上液位高度，m。

经计算，在设定事故条件下污水的泄漏速率见表5.2-7。

表5.2-7 设定事故条件下单井管线的泄漏速率计算结果

泄漏口面积(m ²)	泄漏口之上液位高度(m)	管线内部	环境压力	液体密度(kg/m ³)	泄漏速率(kg/s)
0.0003	0	0.79MPa	0.104MPa	868.4	6.42

据上表，集油干线泄漏速率为 6.42kg/s，假定发现泄漏后 10min 切断事故阀门，则管线漏油品量约为 1.24t（采出液含水约 67.6%）。按照土壤表层对污染物截留率 90%计算，进入含水层物料为 0.124t。

※影响预测

预测因子为石油类，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用解析法

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

的一维稳定流动二

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_i —瞬时注入的质量(kg)；
 U—水流速度(m/d)；
 n_e —孔隙度，无量纲；
 D_L —纵向弥散系数(m^2/d)；
 D_T —横向 y 方向的弥散系数(m^2/d)；
 Π —圆周率；

模型中所需参数及来源见表5.2-8。

表5.2-8 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	0.12t
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

当单井管线发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表5.2-9。

表5.2-9 地下水影响预测结果一览表

污染物	预测时间 (d)	最大浓度 (mg/L)	下游最大浓度对应距离 (m)	下游达标浓度对应距离 (m)	V类标准 (mg/L)
石油类	100	0.101	25	0	≤ 1.0
	500	0.020	125	0	
	1000	0.010	250	0	

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，单井管线发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 下游石油类最大浓度均小于 1.0mg/L。项目区土壤在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 30cm，项目区地下水埋深约在 50~120m，泄漏的原油进入地下水的的可能性很小，并定期对设备进行检

修，将事故发生的概率将至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

5.2.3 运营期声环境影响分析

(1) 预测模式

噪声源主要为井场、计量站、注入站及 1 号配注站各类机泵等，注入站及 1 号配注站的机泵位于泵房内，本次噪声计算根据声源分布及特点，结合各构筑物建筑形式，以构筑物为单位，考虑基础减振、安装形式和建筑物插入损失将声源等效为室外点声源。井场四周未设围栏，是开放式的，为室外噪声源，本次只考虑传播距离引起的衰减，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2021）中所推荐的预测模式，计算式如下：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距声源距离，m。

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

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

式中：

T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级 (L_{eq}) 计算公式：

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

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

L_{eqb} ——预测点的背景值，dB (A)。

(2) 噪声源源强及分布

以二期为例，运营期噪声主要来自井场、计量站、注入站及 1 号配注站运行，以及巡检和运输车辆，噪声源强及分布详见前节表 3.6-13。

(3) 环境数据

项目区影响噪声传播的环境参数见下表。

表 5.2-10 环境数据

年平均风速	主导风向	年平均气温	年平均相对湿度
2.6m/s	西北风	7.6℃	30%

(4) 预测结果

根据以上公式，预测项目建成后单井井场、2 井式平台井井场和计量站边界四周噪声贡献值见表 5.2-11。

表 5.2-11 井场、计量站及注入站厂界噪声贡献值预测结果 [单位：dB (A)]

位置	预测点位置	贡献值	评价标准	评价结果
单井井场	东厂界	42	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	37		
	西厂界	37		
	北厂界	48		
计量站	东厂界	34		达标
	南厂界	39		
	西厂界	41		
	北厂界	34		
注入站	东厂界	31		达标
	南厂界	37		
	西厂界	29		
	北厂界	27		

表 5.2-12 1 号配注站厂界噪声贡献值预测结果 [单位：dB (A)]

位置	预测点位置	现状监测值	贡献值	预测值	评价标准	评价结果
1 号配注站	东厂界	38	33	39	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	36	38	40		
	西厂界	35	37	39		
	北厂界	34	37	39		

由预测结果可知：单井井场、计量站、注入站及 1 号配注站边界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.2.4 运营期固体废物环境影响分析

井下作业时要求带罐作业，并设接液盒防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到油 100%回收，固体废物主要为检维修过程中产生废防渗材料、废润滑油，均属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，集中收集后直接交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。2024 年采油一厂已与克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司签订了危险废物处置协议（见**错误！未找到引用源。**），项目产生的危险废物可得到妥善处置。

二期 1 号配注站会产生少量聚合物废包装物，可作为废品进行销售。

综上所述，固体废物均得到妥善处理，不会对周围环境造成不利影响。

5.2.5 运营期土壤环境影响分析

（1）污染影响型

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。事故状态下可能对土壤环境产生一定影响。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），事故状态下对土壤环境的影响主要为污染影响型，对土壤环境的影响主要为采油井口装置、管线等发生破裂，导致泄漏的原油垂直入渗进入土壤，直接对土壤造成污染影响，运营期土壤环境影响源及影响因子识别详见表5.2-13。

表5.2-13 运营期土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子
采油井口装置、计量站管汇橇、管线	采油环节	垂直入渗	石油烃	石油烃

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

事故状态下单井管线发生泄漏，泄漏的采出液通过垂直入渗的方式进入下方及周边土壤，使受浸染的土壤理化性状发生变化，对土壤产生一定的影响。本次评价

采用类比分析法预测项目实施对土壤环境的影响。本次类比采油一厂已有采油井生产设施实际运行情况来说明新增设备对土壤的影响，《中国石油新疆油田分公司采油一厂克拉玛依油田环境影响后评价报告书》土壤环境影响后评价章节中可知，土壤监测结果符合《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值第二类用地标准限值，油田开发建设未对区域土壤环境造成影响。根据环境风险分析结论，本工程风险潜势很低，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。

（2）生态影响型

正常工况下，油气密闭集输，井下作业废水采用罐车拉运，项目运营期无废水、固体废物外排，不会造成土壤环境污染。根据二西 1 区地层水性质，矿化度为 7904.19mg/L，含盐量较高，项目所处区域为盐化地区，采出水泄漏会加剧土壤盐化程度。

事故状态下，采油树管线连接和阀门处泄漏后，采出水进入表层土壤中，井场管线设置有压力和远传信号，当发生采油树管线连接和阀门处泄漏时，可在 2 分钟内切断最近阀门，并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从集输管道中泄漏的采出水量为 20m³。采出水中含盐量为 7904.19mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=20×7904.19=158.08g。

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

①单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b-表层土壤容重，kg/m³；

A-预测评价范围， m^2 ；

D-表层土壤深度，一般取0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=S_b+\Delta S$$

式中：S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为0，预测评价范围为以泄漏点为中心100m×100m范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.44g/cm^3$ ，[A3]根据项目区土壤盐分监测结果，单位质量土壤中含盐量的现状值最大为59g/kg。预测年份为1年(365天)。

根据上述计算结果，在1年内，单位质量土壤中盐分含量的增量为0.21g/kg，叠加现状值后的预测值为59.21g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但增加量不大。在发生泄漏后，作业区会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理或置换，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

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

5.2.7 温室气体影响分析

温室气体排放会加剧温室效应，导致气候异常、破坏生态环境，进而影响农、林、牧、渔等方方面面，对人类生存环境造成威胁。本工程涉及温室气体排放环节为油气开采 CH_4 排放和净购入电力隐含的 CO_2 排放。本工程在工艺技术、节能设备及

碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本工程 CO₂ 排放强度相对较低，温室气体排放对环境的影响不大。

5.3 退役期影响分析

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

退役期的清理工作包括地面设施拆除、井筒用水泥灌注封井、设水泥标桩、井场清理、管线封堵等。项目封井水泥全部由混凝土供应商提供，现场不设置搅拌点。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、管线吹扫废水，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，管线吹扫废水收集后送至六九区污水处理站处理。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.4 环境风险分析

5.4.1 评价依据

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

表5.4-1 各风险单元 Q 值一览表

风险单元	风险物质在线量 (t)		风险物质临界量 (t)	Q 值
单井采油管线	原油	11.6	2500	0.0046
	伴生气	0.031	10	0.0031

集油支线	原油	14.5	2500	0.0058
	伴生气	0.039	10	0.0039
集油干线	原油	18.9	2500	0.0076
	伴生气	0.051	10	0.0051
计量站	原油	3.4	2500	0.0014
	伴生气	0.004	10	0.0004
合计	/	/	/	0.032

根据上表计算结果可知，Q 值为 0.032，小于 1，判断风险潜势为 I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，本次评价仅对可能存在的环境风险进行简单分析。

仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

5.4.2 环境敏感目标

简单分析不设评价范围，无环境敏感目标。

5.4.3 环境风险识别

(1) 物质危险性识别

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

表5.4-2 原油、伴生气的理化性质及危险级别分类情况

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

		皮炎。多见于两手、腕部与前臂。	
--	--	-----------------	--

(2) 生产设施危险性识别

①井场危险性识别

单井井场主要发生的风险事故为井喷、井漏和柴油储罐泄漏。井漏主要由于生产井固井质量不好，导致井筒内物质进入地层，从而发生窜层污染事故。井喷主要是在井下作业中发生的事故。对本工程而言，在钻井和井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故；发生井喷事故时，采出液和伴生气一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故；柴油储罐可能因储罐质量或人为破坏造成柴油储罐泄漏。

②管线危险性识别

单井采油管线和集油干支线因管线本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的原油、伴生气泄漏，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油气遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

③压裂液泄漏事故识别

井下作业时，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压裂液泄漏。

(3) 风险类型识别

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

(4) 危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

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

5.4.4 施工期环境风险分析

(1) 井漏事故影响分析

井漏事故一般发生在钻井过程或井下作业修井过程中，通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致钻井液或修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量钻井液或修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层和油层造成一定的污染和危害。本次拟部署采油井钻井表层套管下入深度为 100m/120m，远超出本区域地下水含水层深度，在钻井过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，发生井漏的可能性较小，不会对地下水环境产生明显影响。

(2) 井喷事故影响分析

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

(3) 柴油储罐泄漏环境影响分析

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

(4) 对大气环境保护目标影响分析

井喷及柴油储罐发生泄漏事故，泄漏的油气可能对评价范围内的大气环境保护目标产生一定的影响；钻井时按照防喷器，柴油储罐定期巡检，若发生泄漏，可及

时被发现，及时清理泄漏物；根据油田相关工程可知，钻井期井喷及柴油储罐发生泄漏的事故较低，发生事故后及时进行处理，不会对大气环境保护目标产生明显影响。

5.4.5 运营期环境风险分析

（1）井喷事故影响分析

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

（2）泄漏事故环境影响分析

①对土壤的影响分析

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

②对植被的影响

原油泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏油品直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的油品中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

③对地下水环境的影响

单井采油管线发生泄漏后，泄漏的油品下渗，进而导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时发现、及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找

到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

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

⑤对大气环境的影响分析

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

⑥压裂液泄漏事故风险分析

压裂液罐车发生泄漏后，泄漏的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。

⑦洗井废水及井下作业废液拉运过程中泄漏事故风险分析

洗井废水及井下作业废液拉运由罐车拉运至51#联合处理站采出水处理系统处理，事故状态下罐车发生泄漏，泄漏的各类废水可能对沿线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，不会对周围环境产生明显影响。洗井废水及井下作业废液运输路线避开了金龙镇、克拉玛依区居民区、医院、学校等环境保护目标，不会对环境保护目标产生不利影响。

（3）井喷、泄漏事故、火灾爆炸等事故对大气环境保护目标环境影响分析

钻井及井下作业时安装防喷器，发生井喷概率较低；各类输油管线为埋地管线，发生泄漏事故后对大气环境影响较小，稀油处理站站内原油处理系统各设备为地上设备，发生泄漏事故可及时发现，及时处理泄漏物；泄漏的油品若遇明火可能发生火灾、爆炸等事故，对周围环境空气及环境保护目标产生一定的影响，各大气环境保护目标位于稀油处理站的上风向和侧风向，泄漏事故、火灾和爆炸事故不会对大气环境保护目标产生明显不利影响。

6 环境保护措施论证分析

6.1 施工期环境保护措施

6.1.1 施工期大气污染防治措施

(1) 使用高质量柴油机、柴油发电机和符合国家标准的柴油，并定期对设备进行保养维护。焊接作业时使用无毒低尘焊条，从源头减少焊接烟尘对环境的不利影响。

(2) 合理规划运输道路线路，尽量利用现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。

(3) 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，运输车辆在施工区域应尽量低速行驶，严禁超载。

(4) 优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

(5) 严格控制施工作业面积，施工区域定期洒水抑尘，避免在大风天气作业。

(6) 施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整。

6.1.2 施工期废水污染防治措施

(1) 管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘；废压裂液排至收集罐中，集中收集后送至51#联合站处理，处理达标后回注地层，不外排。

(2) 钻井作业中使用水基钻井液，钻井时采用两层套管技术，在钻井过程中，严格要求套管下入深度，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。由于拟部署采油井钻井目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。钻井过程中产生的废水不与当地水体发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域地下水产生影响。加上区域内气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。

(4) 钻井井场内的水基岩屑罐区及材料堆场等设为一般防渗区，采用铺设

HDPE 防渗膜进行防渗，其防渗性能须满足等效黏土防渗层 $MB \geq 1.5m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；钻井井口、钻井液不落地设备区、柴油储罐、危废暂存点以及应急放喷池设为重点防渗区，采取的防渗措施为钻井井口和钻井液不落地设备区底部先敷设钢板，再铺设 HDPE 防渗膜进行防渗。

图6.1-1 钻井期井场防渗分区示意图

6.1.3 施工期噪声污染防治措施

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

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

6.1.4 施工期固体废物防治措施

(1) 建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。施工单位应严格按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求对建筑垃圾进行妥善处置，具体措施如下：

①编制建筑垃圾处理方案，采取污染防治措施，并报相关人民政府环境卫生主

管部门备案。

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

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

(2) 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) 钻井废弃物采用不落地系统处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队带至下一个钻井井场继续使用，不外排。水基岩屑进罐贮存，交由岩屑处置单位处理。

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

6.1.5 施工期土壤环境保护措施

(1) 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。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

(4) 合理规划施工作业带宽度，减少占地面积。管沟开挖时应分层开挖、分层堆放、分层回填，表土要妥善保存，避免对土壤肥力造成影响。

6.1.6 施工期生态环境保护措施

(1) 避让措施

钻井井场、计量站、注入站等选址时，各类管线选线时应避开植被密集区域，尤其要避开梭梭、白梭梭等优良固沙植被生长区域；施工过程中尽量避免破坏野生植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(2) 减缓措施

合理规划井场、生活营地和计量站等永久占地面积；严格控制单井管线、集油干支线、母液转输、输水管线及道路施工作业带宽度，以减少工程占地；其中单井采油不得超过 8m，其他各类管线不得超过 12m。

施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

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

(3) 恢复措施

施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期植被自然恢复；对永久占地进行砾石铺垫等地面硬化处理，以减少风蚀量；尽量利用施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定；采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地内植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复；恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率。

(4) 补偿措施

建设单位应按照《中华人民共和国土地管理法》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳生态补偿费。因项目占地造成的植被损失应按规定进行经济补偿，专款用于植被恢复。本工程经济补偿费用由建设单位按规定向林业主管部门缴纳，具体补种及植被恢复由林业主管部门负责实施。

(7) 环境管理措施

①确保各环保设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的荒漠植被；避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

②加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动植物的观念，严禁捕杀任何

野生动物。

③加强施工期环境监理，监理的重点内容：钻前工程、钻井工程、管线及道路等工程施工情况、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

6.1.7 水土流失防治措施

(1) 严格控制各项工程作业面积，尽量选取平坦地带，植被稀疏区域建立场站。

(2) 井场道路用砾石铺垫，减少扬尘；对站场占地范围内进行夯实，永久占地的地表层铺压砾石层，减少扬尘，定期洒水抑尘。

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

(5) 建设单位自行或委托第三方编制水土保持方案，报相关部门审批；根据相关技术规范进行水土保持监测，将监测情况定期上报当地水行政主管部门。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 运营期大气环境保护措施

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，针对废气提出如下防治措施：

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

(2) 应加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏事故立即切断控制阀，切断油、气源，最大限度地减少油气集输过程中烃类的排放量。

(3) 聚合物采用密闭袋装，上料废气采用集气罩收集后，经布袋除尘器除尘后通过排气筒排放。

(4) 企业应建立台账，记录含 VOCs 产品的名称、使用量、回收量、废弃量、去向以及 VOCs 含量等信息，台账保存期限不少于 3 年。

在采取上述措施后，井场、计量站边界 NMHC 的浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求，厂区内可满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 表 A.1 规定限值要求；1 号配注站颗粒物满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 限值要求。

6.2.2 运营期废水污染防治措施

(1) 废水处置措施

井下作业均带罐作业，作业废液采用的专用收集罐集中收集后送至 51#联合站处理，处理达标后回注油藏，不外排。

(2) 地下水保护措施

①定期对井场、计量站的设备、阀门进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

②采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对外输管道进行检查，一旦发现异常，及时维修，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

③定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生井漏事故，避免发生窜层污染等事故。

6.2.3 运营期噪声污染防治措施

(1) 合理布局各生产设备，设备选型尽可能选择低噪声设备。

(2) 将机泵置于泵房内，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) 提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间，加

强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，各站场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类声功能区环境噪声限值要求。

6.2.4 运营期固体废物污染防治措施

（1）废防渗材料、废润滑油等危险废物依托采油一厂危废暂存点暂存，并定期交由有资质的单位负责接收、转运和处置。危险废物的收集、贮存、运输须符合《危险废物收集 贮存 运输 技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号）要求，相关资料存档备查。具体如下：

①危废收集过程污染防治措施

危险废物收集时应根据危险废物的种类、数量、危险特性、物理形态、运输要求等因素确定包装形式，具体包装应符合如下要求：各类危险废物使用符合标准的容器盛装，装载危险废物的容器及材质要满足相应的强度要求，容器必须完好无损，材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）；性质类似的废物可收集到同一容器中，性质不相容的危险废物不应混合包装；危险废物包装应能有效隔断危险废物迁移扩散途径，并达到防渗、防漏要求；容器上必须粘贴符合标准的标签，标签信息填写完整翔实；盛装危废后的废包装桶及时转运至处置场所进行处置；盛装过危险废物的包装袋或包装容器破损后应按危险废物进行管理和处置；在危险废物的收集和转运过程中，应采取相应的安全防护和污染防治措施，包括防爆、防火、防中毒、防感染、防泄漏、防飞扬、防雨等其他防治污染环境的措施。

②危险废物贮存污染防治措施

本工程产生的废防渗材料、废润滑油等临时贮存在采油一厂危险废物暂存点，该危险废物暂存场满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求，运营期间应加强环境管理，危险废物存入危险废物暂存场前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入；应定期检查危险废物暂存场状况，及时清理暂存场地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防

风、防扬尘等设施功能完好；作业设备及车辆等结束作业离开危险废物暂存场时，应对其残留的危险废物进行清理，清理的废物或清洗废水应收集处理；贮存设施运行期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

③危险废物的运输

危险废物运输应由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质；危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通部令〔2005 年〕第 9 号）、JT617 以及 JT618 执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照 GB18597 附录 A 设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按 GB13392 设置车辆标志；危险废物运输时的中转、装卸过程应遵守如下技术要求：卸载区的工作人员应熟悉废物的危险特性，并配备适当的个人防护装备；卸载区应配备必要的消防设备和设施，并设置明显的指示标志；危险废物装卸区应设置隔离设施，液态废物卸载区应设置收集槽和缓冲罐。

（2）落实污染环境防治责任制度，建立危险废物管理台账，落实危废转移联单制度。落实危废产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度，危废暂存周期不得超过 1 年。采油一厂已按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》有关要求制定，按年度建立了完善的危险废物管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照即定计划进行危险废物管理。

（3）加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时按照“带罐上岗”的作业模式，防止产生落地油。

（4）加强巡检，加大巡井频率，提高巡井有效性，发现对井场安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告，尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则，不会对周围环境产生不利影响。

6.2.5 运营期土壤环境保护措施

（1）罐车严格按照拉运路线行驶，不得因乱碾乱破坏土壤结构。

(2) 井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应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，降低对土壤环境质量的影响程度。

(3) 选用耐腐蚀性能、抗老化性能、耐热性能、抗冻性能及耐磨性能好的管材作为集输管线，防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生概率。

6.2.6 运营期生态环境保护措施

(1) 定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

(2) 定时巡查站场设备设施等，及时清理落地油，降低土壤污染。

(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。

6.2.7 温室气体管控措施

(1) 采油井场采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。

(2) 根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

(3) 选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

(4) 各种电力设备尽量选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相

适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

6.3 退役期环境保护措施

6.3.1 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；尽量避开大风天气进行作业。

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

6.3.2 退役期水环境保护措施

退役期的清管废水集中收集后送至 51#联合站采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排；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）》中的相关要求进行了封井回填，防止发生井漏事故，污染地下水资源。

6.3.3 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。

6.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 退役期工程施工单位应编制建筑垃圾处理方案，并报地方人民政府环境卫生主管部门备案。工程施工单位应及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾，清运至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。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。

(4) 对进入退役期的设施进行土壤隐患排查，如发现污染场地，还应进行土壤污染修复。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

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

(2) 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。

6.3.6 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）、《废弃井回填技术指南》（试行）的相关要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①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。

②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。

(2) 井场及站场生态恢复治理

采油井封井需拆除井口装置，截去地下 1m 内管头；拆除井场、计量橇各项生产设施，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

井场集输管线及集输管线维持现状，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。种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

工程施工结束后应按照《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）中矿山工业场地生态恢复要求，进行景观和植被恢复。井场、站场、集输管线等作业，及时清理施工迹地，平整、压实，以便自然恢复。各项清退工作完成后，应向生态环境主管部门提出验收申请，按规定完成退役工程的验收。

6.4 环境风险防范措施及应急要求

6.4.1 施工期环境风险防范措施

(1) 钻井井场风险防范管理措施

建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节，为防止事故的发生能起到非常积极的作用。钻井过程中须按照一级井控要求落实环境风险防范、应急措施以及管理措施。钻井井场设应急放喷池、柴油储罐设围堰。柴油机排气管出口避免指向柴油罐区。

(2) 钻井井场风险防范措施及应急放喷设施

拟部署钻井井口设置防喷器，防喷器远程控制台距井口不小于 25m。同时按照要求在井场配备相应的消防器材，消防砂应堆放在柴油储罐和发电机房附近。

(3) 井喷事故防范措施

钻井时二开设置了井控系统，防止井筒压力不能平衡地层压力的情形发生；若发生井喷事故，应立即疏散人群，待事故结束后，对井口放喷物进行清理，污染的土壤由具有相应危废处置资质的单位接收、转运和处置；井场设置明显的禁止烟火

标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明；柴油储罐储罐区铺设防渗膜，并设置在井场主导风向向下风向，并与井口距离不得小于50m，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。

（4）井漏事故防范措施

钻井时采用水泥浆固井与下套管相结合的方式将井筒与地层分隔开。一开下入表层套管，水泥浆返至地面；二开下入技术套管，水泥浆返至100m。通过采取上述固井及下套管措施，可以有效避免发生井漏事故，从而也避免了钻井液或净化后的采出水漏失发生窜层污染事故。

（5）柴油罐环境风险防范措施

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

（6）环境风险应急预案

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

6.4.2 井下作业事故风险防范措施

（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）固井作业时要求选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格。固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主，声幅、变密度测井选择最佳时间测井，测深要达到要求。

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

（4）井场设置明显的禁止烟火标志，在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

(5) 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。

(6) 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。

(7) 井下作业时要求带罐操作，落地油 100%回收，而泄漏物料和落地原油应及时回收、处置。

6.4.3 油气集输风险防范措施

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

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

6.4.4 火灾爆炸事故风险防范措施

(1) 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。

(2) 采油井场、站场设置明显的禁止烟火标志。

(3) 在井场、计量站设置可燃气体报警装置用于紧急情况发生时保护人员及设备安全。可燃气体检测报警仪的设置符合《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》(GB50493-2009)的要求。在单井管线和集油支线管线设置压力、流

量等检测系统，及时了解危险物质的状态信息，避免重大事故的发生。

(4) 井下作业废液拉运时应明确罐车运输路线，加强运输过程的全程跟踪，一旦发生环境风险事故，立即启动环境应急预案。运输车辆严格按照当地道路限速行车，严禁超速，防范运输过程中环境风险事故发生。

(5) 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。

6.4.5 压裂液泄漏事故风险防范措施

(1) 采用质量合格的压裂液罐，罐车运输的驾驶员和押运员必须经过专门培训才能上岗作业。

(2) 加强日常管理，对压裂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) 出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，发现故障排除后方可投入运行。要特别注意检查罐车罐体的安全性能，逐个部位检查液位计、压力表、阀门、温度表、紧急切断阀、导静电装置等安全装置是否安全可靠，杜绝跑、冒、滴、漏。保持驾驶室干净，不得有发火用具。

(5) 参照《汽车运输危险货物规则》(JT617-2004)配装表中进行，车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合JT230规定的导静电橡胶拖地带装置。

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

(7) 行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行转运、接收和处置。

6.4.6 洗井废水及井下作业废液泄漏事故环境风险防范措施

(1) 采用质量合格的洗井废水储罐和井下作业废液储罐，罐车运输的驾驶员和押运员必须经过专门培训才能上岗作业。

(2) 加强日常管理，对洗井废水储罐和井下作业废液储罐液位采取监控设施，做好罐体防腐防漏工作，严防洗井废水储罐和井下作业废液储罐泄漏。

(3) 运输路线避开克拉玛依区、金龙镇的居民区、医院、学校等环境保护目标。

(4) 废水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。

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

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

(7) 行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行转运、接收和处置。

6.4.7 环境保护目标环境风险防范措施

(1) 钻井及井下作业时安装防喷器，降低发生井喷的可能。

(2) 定期对各井场、计量站、集输管线、稀油处理站、配注站等设施设备进行巡检，定期维修保养。

(3) 发生泄漏事故时应及时清理泄漏物，以减少无组织挥发。

(4) 压裂液、洗井废水和井下作业废液运输线路避开居民区、医院、学校等环境空气保护目标。

6.4.8 环境风险应急处置要求

(1) 应急处置要求

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稀油处理站原油处理系统处理，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，应立即启动应急预案，由应急领导小组对事故进行处理。

(2) 应急预案

项目投产后交由中国石油新疆油田分公司采油一厂运营管理，应纳入《中国石油新疆油田分公司采油一厂突发环境事件专项应急预案》，从而对环境风险进行有效防治。采油一厂编制了《中国石油新疆油田分公司采油一厂突发环境事件专项应急预案》，于 2023 年 10 月 19 日在克拉玛依市生态环境局克拉玛依区分局进行了备案（备案号 650203-2023-041-M7）。根据实际建设情况对应急预案中的环境风险源基本情况、环境风险源识别、装置风险识别进行修改完善，其余与现有应急预案保持一致，并根据风险等级要求对现有应急预案进行更新。

6.5 环境风险简单分析一览表

本工程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	克拉玛依油田二西 1 区克下组油藏二三结合开发建设工程
建设地点	克拉玛依油田二西 1 区
地理坐标	**
主要危险物质及分布	施工期危险物质主要为柴油，柴油主要分布在柴油储罐中；主要危险物质为伴生气和原油，主要分布在单井采油管线、集油干支线及计量站管汇等单元
环境影响途径及危害后果	施工期井喷、井漏、柴油储罐泄漏造成油气泄漏，污染大气环境和土壤环境，泄漏的油品可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；运营期管线、井场、计量站各设备发生破损造成原油和伴生气发生泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。事故发生概率较低，发生事故后，及时采取相应的应急措施，不会对周围环境产生明显影响
环境风险防范措施要求	(1) 井口安装防喷器和控制装置；柴油储罐底部铺设防渗膜，罐区周边设置警示标识，日常加强油罐的管理及安全检查；制定《井喷及井喷失控应急预案》

案》，配备应急物资并加强演练。

(2) 井口安装防喷器和控制装置；井下作业时要求带罐操作；井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

(3) 管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品；定期对单井采油管线和集油支线进行巡检，对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查；严禁在管线两侧各5m范围内修筑工程。

(4) 定期对计量站、井场内的设备进行巡检，发生破损及时进行维修；定期进行维修保养，配备一定的消防设施。

(5) 采用质量合格压裂液罐；加强日常管理，对压裂液罐液位采取监控设施，做好罐体防腐防漏工作，严防压裂液罐泄漏；液体装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出；罐车司机选用驾驶技术娴熟的。

(6) 项目投产后交由中国石油新疆油田分公司采油一厂运营管理，应纳入《中国石油新疆油田分公司采油一厂突发环境事件专项应急预案》。

6.6 环保投资分析

项目总投资 9785.83 万元，一期环保投资约 407 万元，占总投资的 4.16%；二期环保投资约 23 万元，占总投资的 0.24%。本工程环保投资估算见表6.6-1、表6.6-2。

表6.6-1 一期工程环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	类别	环保措施	投资(万元)
施工期	生态环境	临时占地	对占地造成的生态破坏进行经济补偿，完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	175
	废气	站场、管线等施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布(或网)，逸散性材料运输采用苫布遮盖	15
		柴油机、发电机、施工机械和施工车辆尾气	使用达标油品，加强设备维护	10
	噪声	噪声	采用低噪声设备、基础减振，加强维修	5
	固体废物	钻井岩屑	不落地系统处理后，采用方罐临时贮存，最终交由岩屑处置单位处理	120
		废润滑油、废防渗材料	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置	12
		建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	6
环境风险	井控装置	安装防喷器	5	
运营期	废气	无组织废气	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门，定期巡检	5
	废水	洗井废水、压裂返排液	集中收集后由罐车拉运至51#联合处理站采出水处理系统处理	10
	噪声	站场设备	采用低噪声设备、基础减振	5

	固体废物	废润滑油及废防渗材料	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	10
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	5
	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	5
环境管理		环境监理	防渗措施落实情况；严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	5
地下水保护措施		各钻井井场为一般防渗区，柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐、岩屑储罐等关键部位均采用防渗膜防渗；运营期井场永久占地防渗措施基层为 0.5m 厚夯实粘土+砂砾层；站场地面硬化		12
环境风险防范措施		井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程		2
合计		/	/	407

表 6.6-2 二期工程环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	类别	环保措施	投资(万元)
运营期	废气	聚合物上料粉尘	设 1 套布袋除尘器和一根排气筒	15
	噪声	站场设备	采用低噪声设备、基础减振	3
退役期	固体废物	站场拆除的建筑垃圾	站内设备拆除时产生的建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	1
	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	2
环境管理		环境监理	防渗措施落实情况；严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	2
合计		/	/	23

6.7 依托可行性分析

6.7.1 依托设施环保手续履行情况

洗井废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液依托 51#联合处理站采出水处理系统处理；伴生气依托采油一厂天然气处理站处理；危险废物暂存依托采油一厂危险废物临时贮存点；钻井岩屑依托克拉玛依宇洲环保工程有限责任公司处理。依托设施的环保手续履行情况见表 6.7-1。

表 6.7-1 项目依托工程环保手续履行情况一览表

序号	类别	项目名称	环评批复文号	验收情况
1	伴生气	采油一厂天然气处理站安全治理工程	克环保函(2015)253号 原克拉玛依市环保局 2015年6月4日	2017年12月2日通过自主竣工环境保护验收
2	洗井废水、压裂返排液	新疆油田公司 51 号原油处理站改扩建项目	克环保函(2016)166号 原克拉玛依市环保局 2016年4月15日	2018年4月27日通过自主竣工环境保护验收

4	危险废物暂存	采油一厂危险废物临时贮存点建设工程（四区）	克环保函（2018）203号 原克拉玛依市环保局 2018年9月14日	2020年6月13日通过自主竣工环境保护验收
5	钻井岩屑	克拉玛依宇洲环保工程有限公司钻井泥浆、岩屑处置及综合利用项目	师环审（2017）64号 原新疆生产建设兵团第七师环保局 2017年10月30日	2019年12月08日通过了自主竣工环境保护验收

6.7.2 井下作业废液处理依托可行性分析

51#联合处理站污水处理系统设计处理规模 20000m³/d，采用“重力除油—混凝沉降—过滤”的流程，主要处理来自中国石油新疆油田分公司采油二厂、采油一厂稀油处理站的采出水、洗井废水和井下作业废液。目前实际日处理污水量约 7800m³/d，处理合格污水外输至采油二厂 103 注水站和 53 号转油注水站及采油一厂 502 注水站、205 注水站。具体处理工艺见图6.7-1。

采出水处理系统设计处理规模 20000m³/d，实际处理量约 7800m³/d，富余处理能力为 12200m³/d。项目井下作业废液最大产生量约 24m³/d（7825m³/a），51#联合处理站污水处理系统富余处理能力可以满足项目处理需求。

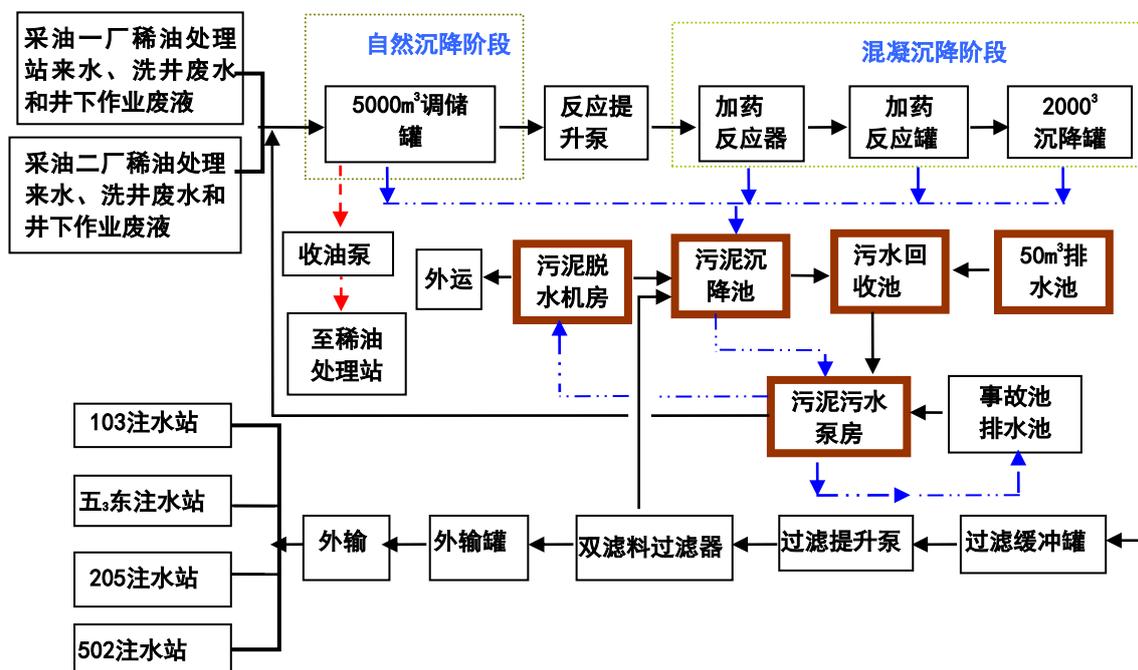


图6.7-1 采油二厂 51#联合处理站污水处理系统工艺流程示意图

6.7.3 天然气处理依托可行性分析

采油一厂天然气处理站处理工艺为原料气在 0.08~0.15MPa，15~20℃条件下进

入首级分离器进行气液分离，分出的气体进入压缩机进口分离器进行再分离，气相进入压缩机增压至 1.6~2.4MPa 后进入空冷器冷却至 45~50℃，然后气体经 1#气气换热器换热至 25~30℃后进入一级分离器除液，分离出的气体进入脱水塔（分子筛，三塔流程）进行脱水，脱水后干气经 2#气气换热器降温至 0~5℃，然后进入二级分离器除液，除液后的天然气经螺杆式制冷压缩机机组进行制冷，降温至-15℃，降温后气体进入低温分离器进行气液分离，气相去 2#气气换热器复热，温度升至 10~20℃后，再与 1#气气换热器复热，温度为 30~45℃，然后与 3#气气换热器换热，温度升至 45~55℃，压力为 1.2~2.0MPa，气体外输至金龙一级配气站。外输管线来中压气，首先通过压力调节阀将压力调至 0.4~0.6MPa，调压后的气体主要分三股气：再生气经过流量调节阀去再生换热器与分子筛塔来高温再生气进行换热，高温再生气温度降至 140~160℃，低温再生气温度升至 110~120℃，换热后的低温再生气去气液换热器进行再加热至 240~260℃，换热后的高温再生气去 3#气气换热器进行再冷却至 50~60℃；冷吹气经过流量调节阀去分子筛塔进行冷吹；一部分作为燃料气给锅炉、导热炉提供气源和排污罐吹扫，多余部分进入低压供气管网。

天然气处理系统设计处理能力 $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，实际处理量为 $3.74 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，富余处理能力 $6.26 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。根据产能预测表，本项目伴生气最大产能 $0.99 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，富余天然气处理能力可满足本项目需求。

6.7.4 钻井岩屑处置依托可行性分析

钻井岩屑经井场内的不落地系统处理后，排至岩屑方罐中临时贮存，达到一定量交由岩屑处置单位回收处置，本项目钻井岩屑交由克拉玛依宇洲环保工程有限责任公司进行处置，采用“化学脱稳+压滤离心+混凝沉淀+精细过滤”的处理工艺，处理后的钻井岩屑能满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关要求，具体监测数据见表6.7-2。

表6.7-2 岩屑监测结果一览表

序号	监测项目	单位	监测值	标准值
1	pH	无量纲	11.27	2.0~12.5
2	六价铬	mg/kg	3.13	13

3	铜	mg/kg	57.3	600
4	锌	mg/kg	99.7	1500
5	镍	mg/kg	40.7	150
6	铅	mg/kg	25.0	600
7	镉	mg/kg	1.96	20
8	砷	mg/kg	6.42	80
9	苯并[a]芘	mg/kg	<0.66	0.7
10	含油率	%	0.05	2
11	含水率	%	5.8	60

该公司钻井岩屑装置设计处理规模为 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，实际处理规模为 $4.56 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，富余处理能力为 $5.44 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，富余处理能力可满足本次钻井岩屑的处理需求，故依托可行。

6.7.5 危险废物依托可行性分析

危险废物集中收集后临时贮存在采油一厂危险废物临时贮存点，贮存一定量后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

(1) 危险废物贮存依托可行性分析

采油一厂危险废物临时贮存点总占地面积为 1026m^2 ，包括 1 座危险废物临时贮存棚、1 座化学药剂库以及前院、围墙和大门等。危险废物临时贮存棚为一座地上半敞开式构筑物，墙体及地坪防渗采用 2mm 厚高密度聚乙烯防渗膜。贮存点设计贮存量为 404t，贮存对象为沾油固废、废滤料、废包装物等。采油一厂建立了专门的危险废物管理台账，包括贮存台账、处置台账。由专人负责，管理人员先进行分类计量，并填写台账表进行登记入册，并按危险废物的种类和特性分区贮存，入库与出库的包装方式不变，不拆包装、不倒罐。其建设管理符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物转移管理办法》中的相关要求。

本项目危险废物临时贮存在采油一厂采油一厂危险废物临时贮存点内，采油一厂各危险废物不在同一时间进行，其危险废物不在同一时间大量产生，因此危险废物储存场储存量可满足本项目需求。

(2) 危险废物处置依托可行性分析

目前中国石油新疆油田分公司采油一厂与克拉玛依博达生态环保科技有限责任

公司签订了危险废物处置合同及含油污泥处置合同。

克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司（危险废物经营许可证编号：6502040117，有效期2022年2月11日—2027年2月10日）经营危险废物类别包括HW08废矿物油与含矿物油废物、HW13有机树脂类废物和HW49其他废物，具体类别包括本工程产生的900-214-08、071-001-08、900-249-08、900-041-49。总经营规模138.5万吨/年（其中，含油污泥30万吨/年，含油泥废液34万吨/年，干化油泥及废矿物油40.5万吨/年、含油钻井废弃物10.5万吨/年、废防渗膜和废树脂3.5万吨/年，废油基泥浆20万吨/年）。

本项目危废产生总量不大，相较于克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司总体处理能力占比很小。此外，克拉玛依市附近多家具有相应处理资质及处理能力的危废处理单位，项目建成后，采油一厂可根据运营期实际需求及各危废处置单位接纳能力选择满足本工程及各项依托设施的危险废物处理需要。

综上所述，项目危废处置依托可行。

7 环境管理与监测计划

7.1 环境管理机构

7.1.1 环境管理机构

采油一厂设置厂长办公室、计划科、生产技术科、生产运行科、质量安全环保科、第一至第六采油作业区、特种技术采油作业区、第一集中处理站和供汽联合站，其中厂长和各单位、部门的行政正职是本单位、部门环境保护工作的第一责任人，全面负责本单位、部门的环境保护工作，负责领导环境保护工作；主管环境保护工作的行政副职是第二责任人，对本单位环境保护工作负直接领导责任；其它行政副职按照“谁主管，谁负责”的原则，对分管工作的环保负领导责任，在计划、布置、检查、总结、评比生产工作的同时，同时计划、布置、检查、总结、评比环保工作，将环保工作纳入生产管理之中，及时协调解决环境保护方面存在的问题。

项目运营后设一名专（兼）职环保工程技术人员负责建设期及运营期的环保工作及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。

7.1.2 环境管理体制

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

采油一厂建立和完善了 HSE 管理体系的职责，制定了一系列环境管理制度及办法，如《采油一厂环境监测管理规定》《采油一厂环境保护管理规定》《采油一厂健康、安全与环境（HSE）事故隐患排查治理管理规定》《采油一厂生产安全事故管理规定》《采油一厂固体废物管理实施细则》等。

7.2 生产区环境管理

7.2.1 日常环境管理

(1) 搞好环境监测，掌握污染现状

定期监测周围环境质量，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、处理和采出水处理过程中无组织排放源的管理以及聚合物上料过程中有组织排放源的管理，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。

7.2.2 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。

7.2.3 HSE 管理工作内容

结合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。

7.2.4 环境监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅审批本项目的环境影响报告书，克拉玛依市生态环境局、克拉玛依市生态环境局克拉玛依区分局监督本项目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。

7.2.5 施工期环境管理

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

表7.2-1 施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，规定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快自然恢复，将施工期对生态环境影响降到最低。严禁施工人员踩踏植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。	施工单位	新疆维吾尔自治区生态环境厅、克拉玛依市生态环境局、克拉玛依市生态环境分局
2	水环境	各类管线试压废水用于施工洒水抑尘，混凝土养护废水自然蒸发；废压裂液排至收集罐中，集中收集后送至 51#联合处理站采出水处理系统，处理达标后回注地层，不外排		
3	土壤环境	按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，施工产生的建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染		
4	声环境	选用噪声低的设备，并注意设备的正确使用和经常性维护，保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛		
5	大气环境	逸散性材料运输、装卸和堆放过程中采取加盖苫布等抑尘措施，严禁散落和尘土飞扬。施工期各机械设备应使用符合国家标准油品，加强设备的维护，减少大气污染物的排放量		
6	水土流失	严格按规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道。施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等，防止水土流失		
7	固体废物	建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理；钻井岩屑交由岩屑处置单位处理		

(2) 环境监理

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

由于建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油新疆油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保项目建设符合有关相关要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业阶段进行环境监理工作。

(1) 环境监理人员要求

- ①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境保护相关法律、法规、标准和政策，了解当地生态环境行政主管部门的环保要求。
- ②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。
- ③具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②协助 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律、法规和政策。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作计划及重点见表 7.2-2。

表 7.2-2 现场环境监理工作计划

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

7.2.6 运营期环境管理

(1) 建立和实施运营期的健康、安全与环境（HSE）管理体系。

(2) 贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。

(3) 加强环保管理人员的培训、教育，学习先进的环保管理理念，提高管理人员的技术水平与业务能力，定期对运营期环境保护工作进行总结和分析，根据环保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。

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

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

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，本工程在运营期管理的主要内容见表 7.2-3。

表 7.2-3 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	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季降雨使地貌慢慢得以自然恢复。培训巡检人员相关环境保护知识，更好的保护沿线植被	中国石油新疆油田分公司采油一厂	运营期	新疆维吾尔自治区生态环境厅、克拉玛依市生态环境局、克拉玛依市生态环境局分局	纳入工程费用
2	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、计量站、注入站、1 号配注站的厂界噪声进行定期监测				
3	大气环境	加强对各井场、站场的设备和管线的巡检，减少油气的跑、冒、滴、漏。加强废气处理设施检修，落实运营期废气监测计划				
4	水环境	落实井下作业废水收集和处理过程中的环保措施				
5	管道保护	在施工结束后，投入运行前，输气管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				纳入运营管理费用
6	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系，实施环境监测计划				
7	风险防范措施	依托采油一厂应急管理体系，对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理				
8	固体废物处置	危险废物委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理				

7.2.7 退役期环境管理

本工程在退役期的主要内容见表 7.2-4。

表 7.2-4 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	实施时间	监督单位	资金保证
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采油一厂	退役期	新疆维吾尔自治区生态环境厅、克拉玛依市生态环境局、克拉玛依市生态环境局分局	纳入退役期闭井管理费用
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	管线拆除排出的废液，由罐车拉运至稀油处理站，不排入周围环境，避免对周围环境造成的影响				
5	固体废物处置	固体废弃物分类收集，及时清运				

7.2.8 排污许可管理

本项目属于陆地石油开采行业，根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版）只针对通用工序进行申请排污许可证。本项目不涉及通用工序，故不需申请排污许可证

7.3 污染物排放的管理要求

本工程污染物排放清单及管理要求见表 7.3-1~表 7.3-5。

表7.3-1 一期无组织废气污染物排放清单

类别	污染源	污染物	产生量	治理措施	处理效率 (%)	污染物排放情况	执行标准	面源排放参数			排放时间 (h/a)
						排放量		厂界浓度 (mg/m ³)	长 (m)	宽 (m)	
无组织废气	单座井场	NMHC	0.066t/a	选用质量可靠的阀门、阀门等连接件，运营期加强检修	/	0.068t/a	4	25	25	5.5	7920
	单座计量站	NMHC	0.173t/a		/	0.007t/a	4	50	50	5.5	7920

表7.3-2 一期噪声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	总量指标
噪声	设备噪声	选用低噪声设备+加防振垫+基础减振等	60~90dB (A)	噪声	昼 60dB (A) 夜 50dB (A)	/	/
废水	井下作业废液	集中收集后由罐车拉运至 51#联合站处理，达标后回注油藏	7825m ³ /a	石油类	/	/	0
固体废物	废润滑油	集中收集后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	3.21t/a	石油类	/	/	/
	废防渗材料		4.47t/a	石油类	/	/	/

表7.3-3 二期无组织废气污染物排放清单

类别	污染源	污染物	产生量	治理措施	处理效率 (%)	污染物排放情况	执行标准	面源排放参数			排放时间 (h/a)
						排放量		厂界浓度 (mg/m ³)	长 (m)	宽 (m)	
无组织废气	单座井场	NMHC	0.066t/a	选用质量可靠的阀门、阀门等连接件，运营期加强检修	/	0.068t/a	4	25	25	5.5	7920
	单座计量站	NMHC	0.173t/a		/	0.007t/a	4	50	50	5.5	7920
	1号配注站	颗粒物	0.19t/a	密闭上料+采用负压集气罩收集	/	0.19t/a	1	35	20	5.5	7920

表7.3-4 二期组织废气污染物排放清单

污染源	排放口 编号	排放量 m ³ /h	污染物	污染物产生情况			治理措施	净化效率 (%)	污染物排放情况			执行标准		排放源参数			运行 时间 h/a
				浓度 mg/m ³	速率 kg/h	产生量 t/a			浓度 mg/m ³	速率 kg/h	排放量 t/a	浓度 mg/m ³	速率 kg/h	高度 m	直径 m	温度 ℃	
聚合物上料装置	DA002	1000	颗粒物	220	0.22	1.71	布袋除尘器除尘	99%	2	0.002	0.017	120	3.5	15	0.4	25	7920

表7.3-5 二期噪声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	总量指标
噪声	设备噪声	选用低噪声设备+加防振垫+基础减振等	60~90dB(A)	噪声	昼 60dB(A) 夜 50dB(A)	/	/
废水	井下作业废液	集中收集后由罐车拉运至51#联合站处理,达标后回注油藏	7059m ³ /a	石油类	/	/	0
固体废物	废润滑油	集中收集后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	3.21t/a	石油类	/	/	/
	废防渗材料		4.47t/a	石油类	/	/	/
	聚合物废包装物	作为废品进行回收	0.01t/a	聚丙烯酰胺	/	/	/

7.4 企业环境信息公开

采油一厂应参照《企业环境信息依法披露管理办法》（部令第 24 号）等规定，并结合地方生态环境主管部门要求，依法披露企业环境信息。企业应公开以下内容：

- （1）企业基本信息，包括企业生产和生态环境保护等方面的基础信息；
- （2）企业环境管理信息，包括生态环境行政许可、环境保护税、环境污染责任保险、环保信用评价等方面的信息；
- （3）污染物产生、治理与排放信息，包括污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；
- （4）生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等方面的信息；
- （5）生态环境违法信息；
- （6）本年度临时环境信息依法披露情况；
- （7）法律法规规定的其他环境信息。

7.5 环境监测与监管

7.5.1 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，建议本工程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，确保本工程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7.5-1。

表7.5-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	各站场建设现场	1) 井位、站场选址布设是否满足环评要求； 2) 各站场施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； 3) 施工作业是否超越了限定范围，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理； 4) 站场硬化是否达到要求； 5) 废水、废气、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理	环评中环保措施落实到位
2	管线敷设现场	1) 管线选线是否满足环评要求； 2) 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	
3	道路建设现场	1) 道路是否满足环评要求； 2) 施工作业是否超越了限定范围； 3) 临时堆放的土石方是否采取了防尘措施； 4) 施工人员是否安操作规程及相关规定作业	
4	其它	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； 2) 施工季节是否合适； 3) 有无砍伐、破坏施工区以外的植被，有无伤害野生动物等行为	

7.5.2 环境保护监测计划

(1) 运营期

本工程运营期间需对生产过程生产的“三废”进行严格管理，根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油

天然气开采工业》(HJ1248-2022) 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。

根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采业》(HJ1248-2022) 中规定: “①对油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库、海上油气田陆岸终端的企业边界进行非甲烷总烃、硫化氢的监测; ②对重点地区的油气集中处理、天然气处理厂、储油库、载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或者质量占比 $\geq 10\%$ 的天然气的设备与管线组件, 密封点数量 ≥ 2000 个的, 应开展设备与管线组件密封点泄漏检测; ③采油气井场、配气站、集气站(输气站)、计量站、转油站、污水处理站、配注站、放水站、注水站(回注站)、脱水站等场站内声源装置稳定运行且厂界环境噪声远低于标准限值的小型场站可不开展厂界环境噪声监测; ④周边 2km 范围内无噪声敏感建筑物的场站, 可不开展厂界环境噪声监测”。

本项目不涉及油气集中处理站、天然气处理站、储油库、海上油气田, 且周围 200m 范围内无噪声敏感建筑物, 故运营期不对井场、计量站开展厂界 NMHC 监测, 不对井场、计量站、注入站、和配注站开展噪声监测。环境监测计划见表 7.5-2。

表 7.5-2 运营期环境监测计划

监测类型	监测对象	监测频率	监测点	监测时段	监测因子	执行标准
污染源	无组织废气	1 次/年	配注站厂界	二期	总悬浮颗粒物	GB16297-1996
	有组织废气	1 次/年	聚合物上料装置排气口	二期	颗粒物	
环境质量	地下水	1 次/半年	利用下游已有水井进行监测, 一般不少于 3 个监测点	一期、二期	石油类、砷、六价铬	GB/T14843-2017 V 和 GB3838-2002 V 类
	土壤	1 次/年	采油井场布设 1 个表层样	一期、二期	砷、六价铬、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	GB36600-2018 第二类用地筛选值

7.5.3 环境设施验收建议

(1) 验收范围

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

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

(2) 验收内容

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》中有关规定开展验收，工程分两期建设，应分期验收。环保验收建议清单见表7.5-3。

表7.5-3 “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	油气集输	NMHC	采油井场、计量站边界	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
	聚合物上料	颗粒物	1号配注站厂界、除尘器排气筒	密闭上料+负压集气罩收集+布袋除尘器	保持正常运行，减少颗粒物排放	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2限值要求
废水	井下作业废液	石油类	各井场	采用专用罐车拉运至51#联合站理站	处理达标后用于油田生产注水	查阅接收协议
噪声	各类机泵	噪声	井场、计量站、注入站、1号配注站	隔声、基础减振，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	废防渗材料、废润滑油、落地油	危险废物	井场、计量站、管线	危废暂存依托采油一厂危废暂存点，发生事故后及时处理和清运落地油及浸染土壤	交由有资质的单位处置	签订危险废物处置协议，落实危险废物转移联单制度
生态环境	工程占地	植被破坏 土壤压覆 地表扰动 水土流失	井场、场站、管线	严格控制占地范围，对临时占地进行平整恢复	生态保护措施落实情况；井场、站场、管线周边自然植被恢复情况	
环境管理			环境管理制度是否建立并完善，环境管理制度及人员是否设置到位；施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录，是否保留必要的影像资料			

8 环境影响经济损益分析

8.1 环境效益分析

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和突发事故污染造成的环境损失和其它环境损失。

工程占地主要为站场、井场、管线等工程占地，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。

本工程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。

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

8.2 社会效益分析

本工程开发的社会效益主要体现在气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。本工程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。

8.3 环境经济损益分析结论

综上所述，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。

9 结论与建议

9.1 建设项目概况

本工程拟对克拉玛依油田二西 1 区进行开发，工程分两期建设：一期建设钻井工程，采注井网部署方法采用 200m~250m 井距五点法，共计在区块部署 61 口生产井，其中新钻采油井 41 口，新钻注入井 20 口，新建水驱产能 $4.29 \times 10^4 \text{t/a}$ ；二期拟将 5 口采油井转为注水井，共计部署 36 口采油井，25 口注入井，新建化学驱产能 $4.82 \times 10^4 \text{t/a}$ 。配套采注管线、供配电、自动化、消防等设施。

项目总投资 9785.83 万元，一期环保投资约 407 万元，占总投资的 4.16%；二期环保投资约 23 万元，占总投资的 0.24%。

9.2 环境质量现状结论

(1) 环境空气

项目区达标区判定引用《新疆维吾尔自治区 2023 年生态环境状况公报》中统计数据及结论，项目区环境空气质量的达标区，基本污染物的现状浓度均符合《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准要求。项目区 NMHC 现状满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m^3 要求， H_2S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中附录 D 推荐值，TSP 满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中二级标准限值。

(2) 地下水

地下水各监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) V 类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 V 类标准要求。

(3) 声环境

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

(4) 土壤

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。

9.3 污染物排放情况结论

（1）生态环境

本工程对生态环境的影响主要表现在工程占地，施工活动和工程占地在项目区范围内呈点、线状分布，对土壤、植物和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。因此总体上看本工程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。本工程施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。运营期废气主要为挥发性有机物、聚合物上料粉尘，产生的废气为持续的长期影响，由于项目区所处地域空旷，各污染物预测贡献值较低，运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

（3）水环境

施工期废水主要为管道试压废水和压裂返排液，管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，洒水抑尘。运营期废水主要为井下作业废液，集中收集后，拉运至 51#联合站处理系统处理达标后回注油藏。

非正常工况下，采油干线破损泄漏导致油品外泄以及井下作业时发生井漏事故时，均有可能导致石油类等污染物通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。通过采用质量合格的生产设备，加强管线巡检，及时更换老旧设备，以及确保固井质量合格等措施进行防范。

（4）噪声

施工期的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

期噪声主要为站场机泵产生的噪声以及罐车的交通噪声，运营期站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（昼间 60dB（A），夜间 50dB（A））。本工程周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和钻井岩屑，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；钻井岩屑依托岩屑处置单位处置。运营期固废主要包括日常检修及巡检产生的废防渗材料、废润滑油和事故状态下的落地油，集中收集后交由有相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理；二期会产生少量聚合物废包装物，可作为废品进行回收。综上所述，本工程产生的固体废物均得以妥善处置，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

本工程涉及的危险物质为原油和天然气，风险潜势为 I，项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、油气管线泄漏事故。油品和天然气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程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。综上所述，在严格落实各项事故风险防范措施的前提下，可将事故发生概率减少到最低，本工程环境风险程度属于可以防控的。

9.4 环境保护措施

(1) 施工期

本工程施工过程中将产生一定量的废气、废水、固体废物和噪声，施工期短暂，上述影响随着施工期的结束而消失。

(2) 运营期

选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、计量站的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；定期对集输管线进行巡检；加强采油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好井口压力监测，并准备应急措施；加强对集输管线及设备等的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并在 5 日内完成修复，确保废气排放满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中排放限值要求。聚合物采用袋装，上料废气采用集气罩收集后，经布袋除尘器除尘后通过排气筒排放。

井下作业均带罐作业，产生的井下作业废水处理达标后的净化水回注油藏，不外排。采用高质量的管线和罐车，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；定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生井漏等事故。

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。

废润滑油、废防渗材料和事故状态下落地油集中收集后交由有相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理。二期会产生少量聚合物废包装物，可作为废品进行回收。

9.5 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，已进行了三次网上公示，在第二次公示期间发布了两次报纸公示并张贴了公告，公示期间没有收到公众

意见反馈。

9.6 经济损益性分析

本工程在建设过程中，由于地面设施建设等都需要占用一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

9.7 环境管理与监测计划

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

9.8 总结论

本工程符合国家相关产业政策。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的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。项目公示期间均未收到公众反馈意见。从环境保护角度论证建设可行。建设单位应在项目完成竣工环保验收并稳定运行 3 至 5 年后、退役前均开展后评价工作。