

中国石油新疆油田分公司采油二厂 2021~2025 年

环境影响后评价 报告书

(拟报批稿)

建设单位：中国石油新疆油田分公司采油二厂

评价单位：中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

编制时间：二〇二六年七月

目 录

1 总论	1
1.1 编制目的	1
1.2 评价目的	2
1.3 编制依据	3
1.4 评价内容及评价重点	11
1.5 评价范围和评价时段	12
1.6 评价标准	15
1.7 环境保护目标	21
1.8 评价工作程序	23
2 采油二厂建设概况	25
2.1 上一轮后评价回顾	25
2.2 评价区块基本情况	37
2.3 工程运行现状	95
2.4 建设项目实施情况	126
2.5 环境保护工作回顾	144
3 环境质量现状调查与评价	181
3.1 自然环境现状调查与评价	181
3.2 自然环境变化	188
3.3 环境保护目标变化	188
3.4 污染源或其他影响源变化	189
3.5 区域环境质量现状及变化分析	189
3.6 生态环境现状与变化分析	258
3.7 项目区土地利用现状与变化情况评价	259
3.8 生态景观评价	263
3.9 土壤分布特征及类型	264
3.10 植被现状调查与变化情况评价	269
3.11 野生动物现状	276

3.12 区域沙化土地现状	277
3.13 水土流失	279
4 生态环境影响后评价	280
4.1 生态环境影响回顾	280
4.2 生态治理措施及其有效性评价	284
4.3 生态环境影响验证	288
4.4 现存环境问题	289
5 大气环境影响后评价	290
5.1 大气环境影响回顾	290
5.2 已采取的大气污染防治措施有效性评价	292
5.3 大气环境影响预测验证	303
6 水环境影响后评价	304
6.1 水环境影响回顾	304
6.2 已采取的废水处理措施有效性评价	307
6.3 水环境影响预测验证	311
7 声环境影响后评价	312
7.1 声环境影响回顾	312
7.2 已采取的声环境污染防治措施有效性评价	312
7.3 声环境影响预测验证	313
7.4 土壤环境影响后评价	315
7.5 已采取的土壤污染措施有效性评价	316
7.6 土壤环境影响预测验证	317
8 固体废物环境影响后评价	318
8.1 固体废物环境影响回顾	318
8.2 已采取的固体废物处置措施有效性评价	318
8.3 固体废物环境影响预测验证	325
9 环境风险后评价	326
9.1 风险识别	326

9.2 环境风险防范措施调查	338
9.3 环境风险防范措施的有效性评价	342
9.4 突发环境事件应急预案	342
9.5 环境风险影响预测验证	350
10 环境管理	352
10.1 环境管理措施落实情况回顾	352
10.2 各级生态环境主管部门提出的环保要求落实情况	353
10.3 存在问题	353
11 公众参与信息公开	354
11.1 公众参与与信息公开开展情况回顾	354
11.2 环保投诉及处理情况回顾	355
11.3 后评价公众参与与信息公开情况	355
12 环境保护措施补救方案和改进措施	357
12.1 生态保护措施补救方案和改进措施	357
12.2 大气污染防治补救方案和改进措施	357
12.3 地表水污染防治设施补救方案和改进措施	357
12.4 地下水保护措施补救方案及改进措施	357
12.5 声污染防治设施补救方案和改进措施	357
12.6 土壤污染防治设施补救方案和改进措施	358
12.7 固体废物处置措施补救方案和改进措施	358
12.8 环境风险防范补救方案和改进措施	358
12.9 环境管理改进措施	358
12.10 环境监测存在的问题及改进措施	359
12.11 整改计划	359
13 环境影响后评价结论	360
13.1 环境影响分析结论	360
13.2 环保措施的有效性	363
13.3 相符性评价结论	364

13.4 存在的问题及补救方案和改进措施	364
13.5 总体评价结论	364
13.6 建议	365

1 总论

1.1 编制目的

中国石油新疆油田分公司采油二厂（以下简称“采油二厂”）成立于 1960 年 11 月，行政隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市白碱滩区和乌尔禾区，是中国石油新疆油田分公司下属的二级单位，下辖克拉玛依油田一区、三区、五区、六区、七区、八区、九区、玛湖区块等 119 个井区，是一个集石油勘探开发、油气开采、油气脱水、集输为一体的现代化采油厂。截至 2025 年 12 月，采油二厂辖区面积 1800km²，开发区叠加面积 369km²，辖区共探明油藏（层块）86 个，探明地质储量 9.38 亿吨，其中探明已开发地质储量 6.31 亿吨，探明未开发地质储量 3.07 亿吨，控制地质储量 2.16 亿吨，预测地质储量 1.35 亿吨。

采油二厂首次后评价包含在《中国石油新疆油田分公司克拉玛依油田环境影响后评价报告书》中，原自治区环保厅以新环函〔2014〕900 号文予以审查，该后评价对采油二厂首次开发至 2012 年间总体建设情况、运行状况、环境影响及环境保护措施落实情况进行了详细调查，并针对存在的环境问题提出了改进措施和整改方案。采油二厂第二次后评价包含在《中国石油新疆油田分公司采油二厂 2013~2020 年环境影响后评价报告书》中，2021 年 11 月 12 日新疆维吾尔自治区生态环境厅以新环环评函〔2021〕1036 号予以备案（见附件 2），该后评价对采油二厂 2013 年~2020 年间总体建设情况、运行状况、环境影响及环境保护措施落实情况进行了详细调查，并针对存在的环境问题提出了改进措施和整改方案。

2021 年至 2025 年间，伴随着油气开发技术的日益成熟、油田滚动开发的持续进行，采油二厂的油气开采规模日益增大，油气生产设施建设规模较上一轮后评价有较大增长，同时一系列环境影响在产能开发建设项目建成运行一定时期后逐步显现。根据《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年修订）、《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》（生态环境部令第 37 号）、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133 号）、《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）、《关于

加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162 号）要求和 2021 年至 2025 年间开展的项目环评及环评批复要求，油气资源开发项目每 3-5 年需开展一次环境影响后评价工作。本次后评价评价时段主要为新疆维吾尔自治区生态环境厅批复的项目和克拉玛依市生态环境局批复的项目，本次后评价报送至新疆维吾尔自治区生态环境厅备案。

为此，采油二厂于 2026 年月委托中勘冶金勘察设计院有限责任公司进行《采油二厂 2021~2025 年环境影响后评价报告书》编制工作（见附件 1）。本次后评价针对中国石油新疆油田分公司采油二厂 2021~2025 年建设的井场、站场、各类管线、道路及相关的辅助工程进行环境影响回顾。

接受委托之后，中勘冶金勘察设计院有限责任公司通过现场实地踏勘，对采油二厂实际建设情况进行深入调查，分析其与原环评批复文件内容的相符性；收集并分析评价范围内的环境资料，对评价范围内的环境空气、地下水、地表水、声环境及土壤环境质量现状进行评价；详细阐述了采油二厂的建设现状、运行状况，分析其产生的环境污染影响和生态影响；通过分析污染源例行监测数据及竣工环境保护验收数据，对采油二厂采取的各项环保措施的有效性进行了验证分析，评价其污染物达标排放情况，并针对采油二厂现存环境问题提出了建议和整改措施。

1.2 评价目的

建设项目环境影响后评价是在通过环境保护设施竣工验收且稳定运行一定时期后，对其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，并提出补救方案或者改进措施，以提高环境影响评价有效性。

本次后评价目的在于以下几点：

- （1）调查上一轮后评价存在问题及整改措施落实情况。
- （2）通过调查已运行的生产井、油气集输和油气处理设施的生产运营现状，掌握各个生产阶段主要污染源、污染源种类、排放强度，分析环境污染的影响特征、影响程度。
- （3）环境质量现状及生态环境现状。

调查评价时段评价范围内环境空气、水环境、生态环境、声环境、土壤环境质量现状及变化趋势评价。

(3) 结合现场调查发现的环境污染、污染设施运行和生态恢复方面存在的问题，客观评估各项污染防治措施和生态保护措施的落实情况，并针对现存环境问题提出后续整改措施和要求。经备案后的后评价文件作为生态环境主管部门环境管理的依据，为油气田日常环保监督管理和排污许可提供技术支撑。采油二厂生产过程中涉及 IV 类放射源（含水分析仪）， ^{41}Am 放射源（单枚活度 $1.45 \times 10^9 \text{Bq}$ – $3.0 \times 10^9 \text{Bq}$ ），通过查阅放射源使用台账，核查放射源的管理是否符合要求、是否有废弃的放射源产生，放射源对工作人员、附近停留人员以及周围环境的实际影响，核查污染防治措施落实情况。

(4) 对原环境影响评价文件中各环境要素预测结果进行验证，分析实际影响与预测影响之间的差异及原因，核实原环境影响评价文件内容和结论是否存在重大漏项或明显错误。

1.3 编制依据

1.3.1 国家环保法律法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 1 月 1 日；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 1 月 1 日；
- (5) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日；
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 6 月 5 日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年修订），2020 年 9 月 1 日；
- (8) 《中华人民共和国土地管理法》（2019 年修订），2020 年 1 月 1 日；
- (9) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2021 年修订），2021 年 9 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》（2022 年修订），2023 年 5 月 1 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 3 月 1 日；
- (14) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011 年修订），2011 年 1 月 8 日；
- (15) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年修订），2012 年 7 月 1 日；
- (16) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010 年 10 月 1 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 7 日；
- (18) 《中华人民共和国突发事件应对法》（2024 年修订），2024 年 11 月 1 日；
- (19) 《中华人民共和国矿产资源法》（2024 年修订），2025 年 7 月 1 日；
- (20) 《中华人民共和国生态环境法典》，2026 年 8 月 15 日实施。

1.3.2 环境保护规章

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》，2017 年 10 月 1 日；
- (2) 《排污许可管理办法》，生态环境部部令第 32 号（6），2024 年 4 月 1 日；
- (3) 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》，环发〔2013〕37 号，2013 年 9 月 10 日；
- (4) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》，国发〔2015〕17 号，2015 年 4 月 2 日；
- (5) 《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》，国发〔2016〕31 号，2016 年 5 月 28 日；
- (6) 《关于印发地下水污染防治实施方案的通知》（环土壤〔2019〕25），2019 年 3 月 28 日；
- (7) 《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；

(8) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》，环发〔2012〕77 号，2012 年 7 月 3 日；

(9) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第 7 号，2024 年 2 月 1 日；

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

(11) 《关于加强西部地区环境影响评价工作的通知》，环发〔2011〕150 号，2011 年 12 月 29 日；

(12) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》，环发〔2012〕98 号，2012 年 8 月 7 日；

(13) 《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》，环办〔2014〕30 号，2014 年 3 月 25 日；

(14) 《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》（环环评〔2018〕11 号），2018 年 1 月 26 日；

(15) 《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》（环境保护部令第 37 号），2016 年 1 月 1 日；

(16) 《国家危险废物名录（2025 年版）》，部令第 36 号，2025 年 1 月 1 日；

(17) 《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 9 月 7 日；

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

(19) 《危险废物转移联单管理办法》，原国家环境保护总局令 第 5 号，1999 年 6 月 22 日；

(20) 《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令 第 4 号，2019 年 1 月 1 日；

(21) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》，原环境保护部公告 2012 年第 18 号，2012 年 3 月 7 日；

(22) 《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；

(23) 《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》，2013 年第 31 号，2013 年 5 月 24 日；

(24) 《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 5 月 1 日；

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

(26) 《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 1 月 1 日；

(27) 《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 2 月 8 日；

(28) 《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 2 月 8 日；

(29) 《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；

(30) 《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。

(31) 《排污许可管理条例》，国务院令第 736 号，2021 年 3 月 1 日；

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

(33) 《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 1 月 3 日；

(34) 《地下水管理条例》(国务院令第 748 号)，2021 年 10 月 21 日；

(35) 《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，发改办气候〔2014〕2920 号，2014 年 12 月 3 日；

(36) 《石油天然气开采企业二氧化碳排放计算方法》，2017 年 5 月 1 日；

(37) 《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》，2021 年 12 月 28 日；

(38) 《关于发布〈固体废物分类与代码目录〉的公告》，生态环境部公告 2024 年第 4 号，2024 年 1 月 22 日；

(39) 《关于印发〈固体废物污染环境防治信息发布指南〉的通知》（环办固体函〔2024〕37 号），2024 年 2 月 4 日；

(40) 《空气质量持续改善行动计划》，国发〔2023〕24 号，2023 年 12 月 7 日；

(41) 《关于“十四五”大宗固体废弃物综合利用的指导意见》（发改环资〔2021〕381 号），2021 年 3 月 18 日；

(42) 《危险化学品安全管理条例》（国务院令第 344 号公布，2013 年修订），2013 年 12 月 7 日；

(43) 《放射性同位素与射线装置安全和防护条例》（国务院第 449 号令），2005 年 12 月 1 日；

(44) 《放射性同位素与射线装置安全和防护管理办法》（环境保护部令第 18 号），2011 年 4 月 18 日。

1.3.3 地方有关环保法规

(1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2016 年修订）》，2018 年 9 月 21 日；

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

(3) 《新疆国家重点保护野生动物名录》，2021 年 7 月 28 日；

(4) 《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 7 月 30 日；

(5) 《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》，新环环评发〔2020〕162 号，2020 年 9 月 11 日；

(6) 《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》，2019 年 1 月 21 日；

(7) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，2018 年 8 月；

(8) 《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号），2021 年 2 月 22 日；

(9) 关于印发《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》的通知（新

环环评发〔2024〕157 号），2024 年 11 月 15 日；

（10）《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案》，2021 年 6 月；

（11）《克拉玛依市生态环境准入清单》，2021 年 6 月；

（12）《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 3 月 13 日；

（13）《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 9 月 4 日；

（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 9 月 21 日；

（15）《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，2024 年 1 月 18 日；

（16）《新疆国家重点保护野生植物名录》，（新林护字〔2022〕8 号），2022 年 3 月 9 日；

（17）《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水〔2019〕4 号）；

（18）《克拉玛依市水土保持规划（2019—2023 年）》，2020 年 11 月；

（19）《新疆生态环境保护“十四五”规划》，2021 年 12 月 24 日；

（20）《克拉玛依市“十四五”生态环境保护规划》，2022 年 1 月 28 日；

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

（22）《关于印发〈新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）〉的通知》（新环环评发〔2024〕4 号），2024 年 6 月 9 日；

（23）《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发〔2014〕35 号），2014 年 4 月 17 日；

（24）《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》（新政发〔2017〕25 号），2017 年 3 月 1 日；

（25）《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》，2022 年 11 月 1 日；

（26）《新疆生态功能区划》，2005 年 7 月 14 日；

（27）《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 5 月 30 日；

(28) 《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。

(29) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》(2024 年 11 月 28 日新疆维吾尔自治区第十四届人民代表大会常务委员会第十六次会议修订)，2025 年 1 月 1 日；

(30) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》，2026 年 3 月；

(31) 《克拉玛依市国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》，2026 年 4 月 20 日；

(32) 《新疆油田公司“十四五”发展规划》，2022 年 8 月；

(33) 《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》，2022 年 8 月。

1.3.4 技术规范

(1) 《建设项目环境影响后评价技术导则》(DB65/T 4321-2020)，2020 年 2 月 1 日；

(2) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)，2017 年 1 月 1 日；

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

(4) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)，2022 年 7 月 1 日；

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

(6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)，2022 年 7 月 1 日；

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

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

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

- (10) 《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), 2024 年 1 月 1 日;
- (11) 《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017), 2017 年 6 月 1 日;
- (12) 《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 7 月 1 日;
- (13) 《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 6 月 9 日;
- (14) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》, 2009 年 2 月;
- (15) 《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》, 环办〔2015〕104 号, 2015 年 11 月 17 日;
- (16) 《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018), 2019 年 1 月 1 日;
- (17) 《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017), 2017 年 8 月 22 日;
- (18) 《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 1 日;
- (19) 《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022), 2023 年 7 月 1 日;
- (20) 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1259-2022), 2022 年 10 月 1 日;
- (21) 关于印发《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》等七项危险废物环境管理指南的公告(公告 2021 年第 74 号), 2021 年 12 月 22 日;
- (22) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012), 2013 年 3 月 1 日;
- (23) 《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)。

1.3.5 引用材料

- (1) 《中国石油新疆油田分公司采油二厂 2021~2025 年环境影响后评价委托

书》，采油二厂，2026 年 2 月；

（2）《中国石油新疆油田分公司克拉玛依油田环境影响后评价报告书》，中国石油大学（华东），2014 年 7 月；

（3）《关于中国石油新疆油田分公司克拉玛依油田环境影响后评价报告书》（新环函〔2014〕900 号），原新疆维吾尔自治区环境保护厅，2014 年 7 月 23 日；

（4）《中国石油新疆油田分公司采油二厂 2013~2020 年环境影响后评价报告书》，中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司，2021 年 10 月；

（5）《关于中国石油新疆油田分公司采油二厂 2013~2020 年环境影响后评价报告书备案意见的函》（新环环评函〔2021〕1036 号），新疆维吾尔自治区生态环境厅，2021 年 11 月 12 日；

（6）《中国石油新疆油田分公司采油二厂第四轮清洁生产审核报告》，新疆维吾尔自治区环境工程评估中心，2024 年 6 月；

（7）关于《新疆油田分公司采油二厂清洁生产审核评估报告》的审查意见，克拉玛依市生态环境局，2024 年 9 月 8 日；

（8）采油二厂历年环境影响评价报告书、竣工验收报告及相关批复文件。

1.4 评价内容及评价重点

1.4.1 评价内容

（1）通过现场实地踏勘和收集资料，对项目实际建设及运营情况进行深入调查，分析建设项目主体工程、环保设施及配套设施在实际建设过程中的变更情况，对工程实施和运行情况进行回顾；

（2）收集并分析建设项目环评、竣工环保验收调查、监督检查、污染源例行监测与监控以及环境管理等资料，对建设项目运行至今实际产生的环境影响、污染防治、生态保护和风险防范措施等环境保护工作的落实情况进行回顾；

（3）收集并分析评价范围内的环境资料，对评价范围内的环境空气、地下水及声环境质量现状及变化趋势进行评价，说明环境保护目标变化情况；

（4）分析论证实际发生的环境影响与环境影响评价文件预测结果作对照，验证

评价方法的合理性和评价结论的正确性；

(5) 分析评价时段内采油二厂各个生产单元运行时产生的环境影响和环境保护措施有效性评价结果，以区域环境质量改善为目标，提出环境保护补救方案和改进措施。

1.4.2 评价工作重点

针对油田开发项目特点和区域环境特征，结合环境影响评价文件及管理要求，本次后评价的评价重点如下：

- (1) 对采油二厂 2021 年~2025 年间评价时段内所有建设项目环保手续进行梳理，判定建设项目实际建设情况与环评批复内容的相符性；
- (2) 油气开采对采油二厂环境质量的影响及其变化趋势分析；
- (3) 采油二厂采取的各项污染防治措施的有效性和各项污染物的达标排放情况；
- (4) 针对现存环境问题，提出有效的环保措施与改进方案。

1.5 评价范围和评价时段

1.5.1 评价时段

评价时段自上次后评价时段末起至 2025 年 12 月，即本次评价时段为：2021 年 1 月至 2025 年 12 月。

1.5.2 评价范围

评价范围原则上与环境影响评价文件保持一致，具体结合生态敏感目标、环境保护要求及工程实际影响等情况调整。

(1) 建设项目评价范围

根据各环境要素导则要求，结合周边环境，确定本项目各环境要素的评价范围见表 1.5-1。

表 1.5-1 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、处理站、增压站、注入站、混输泵站、转油站、联合站为中心，边长为 5km 矩形形成的包络线范围

地 下 水	井场、场站：以地下水流向为长轴，各井场和站场四周边界上游 1.5km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km 范围； 集输管道：管道两侧各向外延伸 200m 范围
声 环 境	井场、场站边界外 200m 范围
土壤环境	生态影响型：井场、场站边界向外延伸 5km，管线边界向外延伸 200m； 污染影响型：井场、场站边界向外延伸 0.2km，管线边界向外延伸 200m
生态环境	井场、场站厂界周围 50m 范围内，管线两侧外延 300m。
环境风险	不设评价范围

（2）环境影响后评价评价范围

由于油田滚动开发的特点，评价范围难以与单个项目环评文件一一对应，因此本次后评价的范围确定为 2021 年 1 月之后，2025 年 12 月之前采油二厂已开发建设的区域。

图 1.5- 1 采油二厂后评价范围示意图

1.6 评价标准

1.6.1 环境质量标准

(1) 环境空气

SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃六项基本污染物执行《环境空气质量标准》(GB3095-2026)过渡阶段浓度限值中二级浓度限值；非甲烷总烃环境质量标准参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m³执行，硫化氢和氨参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。各标准取值见表 1.6- 1。

表 1.6- 1 环境空气质量标准一览表

序号	污染物名称	取值时间	标准值	单位	标准来源
1	二氧化硫 (SO ₂)	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2026) 过渡阶段浓度 限值中二级浓度限值
		1 小时平均	500		
2	二氧化氮 (NO ₂)	年平均	40		
		1 小时平均	200		
3	可吸入颗粒 物 (PM ₁₀)	年平均	60		
		24 小时平均	120		
4	可吸入颗粒 物 (PM _{2.5})	年平均	30		
		24 小时平均	60		
5	一氧化碳 (CO)	24 小时平均	4	μg/m ³	《〈大气污染物综合排放标 准〉详解》
6	臭氧 (O ₃)	日最大 8 小时平 均	160	mg/m ³	
7	非甲烷总烃 (NMHC)	一次浓度限值	2.0	mg/m ³	《〈大气污染物综合排放标 准〉详解》
8	硫化氢 (H ₂ S)	1 小时平均	10	μg/m ³	《环境影响评价技术导则 大 气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值
	氨 (NH ₃)	1 小时平均	200	μg/m ³	

(2) 地下水

区域地下水执行《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 1.6- 2。

表 1.6- 2 地下水水质评价标准一览表

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	六价铬	>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

根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的相关要求并结合生态环境部门的规定,井场、计量站、配注站、注入站、处理站和联合站的声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类区限值;51号联合处理站位于克拉玛依市高新技术开发区,根据《克拉玛依高新技术产业开发区总体规划环境影响跟踪评价报告书》声环境功能区划可知,51号联合处理站的声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)3类区限值,具体详见表 1.6-3。

表 1.6-3 声环境质量评价标准一览表

评价因子	标准值 [dB(A)]		标准来源
	昼间	夜间	
等效连续 A 声级	60	50	GB3096-2008 2 类
	65	55	GB3096-2008 3 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,标准值见表 1.6-4。

表 1.6-4 土壤环境质量评价标准一览表

序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)	序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)
基本项目 (重金属和无机物)					
1	砷	60	5	铅	800
2	镉	65	6	汞	38
3	铬(六价)	5.7	7	镍	900
4	铜	18000	/		

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

1.6.2 污染物排放标准

（1）废气

①有组织废气排放源

锅炉、加热炉燃烧烟气各污染物排放浓度执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 3 新建锅炉大气污染物特别排放浓度限值，具体数值详见表 1.6-5。

②无组织排放源废气排放标准

各场站无组织非甲烷总烃排放厂界非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（厂界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m³）；H₂S、NH₃和臭气浓度执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新改扩建二级标准值。

目前国家尚未颁布燃气发电机燃烧烟气的污染物排放标准，根据原国家环境保护总局《关于柴油发电机排气执行标准的复函》（环函〔2005〕350 号）及部长信箱 2017 年 1 月 11 日《关于〈大气污染物综合排放标准〉（GB16297-1996）的适用范围的回复》，柴油发电机污染物排放浓度按照《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的最高允许排放浓度指标进行控制，对排气筒高度和排放速率暂不作要求。燃气发电机、汽油发电机与柴油发电机工作原理相同，因此也适用于此条解释。综上所述，燃气发电机、柴油发电机和汽油发电机中各污染物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的最高允许排放浓度指标进行控制。

上述各项标准详见表 1.6- 5。

表 1.6- 5 污染物排放标准一览表

污染源	污染物	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
燃气锅炉/加热炉	二氧化硫	50	GB13271-2014 表 3 新建锅炉大气污染物特别排放限值
	氮氧化物	150	
	颗粒物	20	
	烟气黑度	≤1	
油气无组织挥发	非甲烷总烃	4	GB39728-2020
	硫化氢	0.06	GB14554-93
	氨	1.5	
燃气发电机燃烧烟气	NO _x	240	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）最高允许排放浓度限值
	SO ₂	550	
	颗粒物	120	
应急状态下柴油发电机、汽油发电机烟气	NO _x	240	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）最高允许排放浓度限值
	SO ₂	550	
	颗粒物	120	

③事故状态下火炬系统管控要求

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）中相关规定，各场站的火炬系统应符合下列规定：

- 1) 采取措施回收排入火炬系统的液体；
- 2) VOCs 和天然气进入火炬应能及时点燃并充分燃烧；
- 3) 连续监测火炬及其引燃设施的工作状态（火炬气流量、火炬火焰温度、火种气流量、火种温度等），编制监测记录并至少保存 3 年。

(2) 废水

运营期生产过程中产生的废水主要为井下作业废水，各辖区井下作业废水送至所属处理站采出水处理系统进行处理，处理后回注油藏。处理后出水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的Ⅲ级指标要求后，回注地层，不外排，水质指标见表 1.6-6。

表 1.6-6 采油二厂注水水质推荐指标

储层空气渗透率 (μm^2)	(0.05, 0.5)
水质标准分级	Ⅲ级
悬浮固体含量 (mg/L)	≤ 20.0
悬浮物颗粒直径中值 (μm)	≤ 5.0
含油量 (mg/L)	≤ 15.0
平均腐蚀率 (mm/a)	≤ 0.076

生活污水排至地理式一体化污水处理装置，出水水质满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准限值后回收至采出水回收池中，最终进入采出水处理系统。

(3) 噪声

运营期各井场、站场厂界环境噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，51 号联合处理站厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准，见表 1.6-7。

表 1.6-7 环境噪声排放标准

〔单位：dB (A)〕

执行地点	昼间	夜间	标准来源
站场厂界	60	50	GB12348-2008 2 类
51 号联合处理站厂界	65	55	GB12348-2008 3 类

1.6.3 污染控制标准

清罐底泥、含油污泥、废防渗膜、废机油桶、废润滑油桶、事故状态下的落地油、原油处理及水处理过程中产生的废药剂及药剂包装及沾油包装物、废吸附剂等各类危险废物临时贮存收集、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）、《危险废物转移联单管理办法》和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》等相关要求；一般工业固体废物贮存、运输及处置须符合《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标

准》（GB 18599-2020）；一般工业固废收集和暂存满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中相关要求；生活垃圾处置执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》（GB16889-2024）。

1.6.4 评价标准变化情况

对比评价时段内已完成环境影响评价工作的建设项目使用的评价标准与本次后评价所采用评价标准，环境质量标准无变化，污染物排放标准发生了一定的变化，具体见表 1.6-8。

表 1.6-8 评价标准与技术导则变化情况表

序号	标准	评价时段内部分环评报告采用的标准	本次后评价采用标准	变化情况
1	环境质量标准	六项基本污染物执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单中二级标准；非甲烷总烃参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值执行，NH ₃ 和 H ₂ S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值	六项基本污染物执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2026）过渡阶段浓度限值中二级浓度限值；非甲烷总烃参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值执行，NH ₃ 和 H ₂ S、臭气浓度执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值	变化，标准更新
2		《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 V 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类执行	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 V 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类执行	无变化
3		占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。站外执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准	占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。站外执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准	无变化
4		《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准；51 号联合处理站厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准；51 号联合处理站厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准	无变化

5		《建筑施工现场环境噪声排放标准》（GB12523-2011）、《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准；《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准	《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）、《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准；《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准	变化，标准更新
6	污 染 物 排 放 标 准	油田场站各类燃气锅炉烟气排放执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 新建锅炉大气污染物特别排放限值；厂界外执行《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；燃气压缩机排放废气执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 排放浓度限值；H ₂ S、NH ₃ 臭气浓度执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 现有工程厂界二级限值要求。	加热炉、锅炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 新建锅炉大气污染物特别排放限值；厂界外执行《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；燃气发电机燃烧烟气、应急状态下柴油发电机、汽油发电机烟气执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）最高允许排放浓度限值要求；H ₂ S、NH ₃ 臭气浓度执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 现有工程厂界二级限值要求。	燃气压缩机改为电压缩机
7		《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准	采出水执行《碎屑岩油藏注水水质要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）	变化，标准更新
8		《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关规定； 《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》（SY/T7301-2016）	《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关规定； 《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》（SY/T7301-2016）	无变化
9		《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）	变化，标准更新

1.7 环境保护目标

现场踏勘结果表明，采油二厂所在区域为荒漠戈壁，主要为荒漠生态系统。评价区范围内没有自然保护区、风景名胜区、文物古迹等特殊敏感目标，无固定集中的人群活动区。与原环评及验收报告环境保护目标对照，并结合现行环保要求，确定本次后评价环境保护目标为水土流失重点预防区以及野生动植物，环境保护目标见表

1.7- 1。

表 1.7- 1 采油二厂主要环境保护目标一览表

序号	环境要素	环境保护目标	环境功能区划	各要素保护级别	保护要求
1	环境空气	白碱滩区、三平镇	二类功能区	GB3095-2012 二级浓度限值	防止对大气环境造成污染
2	声环境	白碱滩区、三平镇、采油二厂内	2 类功能区； 3 类功能区	GB3096-2008 2 类； GB3096-2008 3 类	防止对声环境造成污染
3	水环境	项目所在区域地下水（潜水含水层）	V 类功能区	GB/T14848-2017 V 类标准	不对地下水水质产生影响
4	土壤环境	项目所在区域土壤	/	GB36600-2018 第二类用地筛选值	不对土壤环境造成污染
5	生态环境	防止沙化程度加剧	/	防止沙丘活化，沙化程度不因项目实施而加剧	
		野生植被、野生动物	/	生境不受破坏	

1.8 评价工作程序

本次环境影响后评价工作分为三个阶段，即前期准备阶段，调查分析与评价阶段，报告编制阶段。

（1）前期准备阶段

中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司接受环评委托后，即组织技术人员进行了环境现状初步调查和资料收集，结合有关规划和当地环境特征，按国家和自治区环境保护法律法规、规范、标准的要求，开展本次环境影响后评价工作。

收集现行环境保护法律法规及政策标准、环评文件、竣工环保验收文件、相关工程设计等相关文件，对采油二厂日常运行过程中的环境监测、环境管理等相关资料，在充分研读的基础上，开展现场踏勘，对项目建设情况、环保设施建设及运行情况、周边环境变化情况进行实地调查和验证，确定评价时段、评价范围、评价标准和环境保护目标等。

（2）调查分析与评价阶段

在第一阶段的基础上，做进一步的工程评价，进行充分的环境现状调查，对建设项目工程建设情况、环境质量现状及变化趋势进行评价，分析验证环境影响评价预测的正确性，对环保措施的有效性进行评价，识别项目运行过程中存在的环境问题，提出整改措施。

（3）环境影响评价文件编制阶段

汇总、分析调查分析与评价阶段工作所得的各种资料、数据，根据工程的环境影响、法律法规和标准等要求，提出环境保护补救方案和改进措施。从环境保护的角度，针对项目特点与区域环境特征以及已产生的环境影响，给出后评价结论和提出进一步开展环境影响后评价工作的建议，并最终完成环境影响后评价报告书编制。环境影响后评价的工作程序见图 1.8-1。

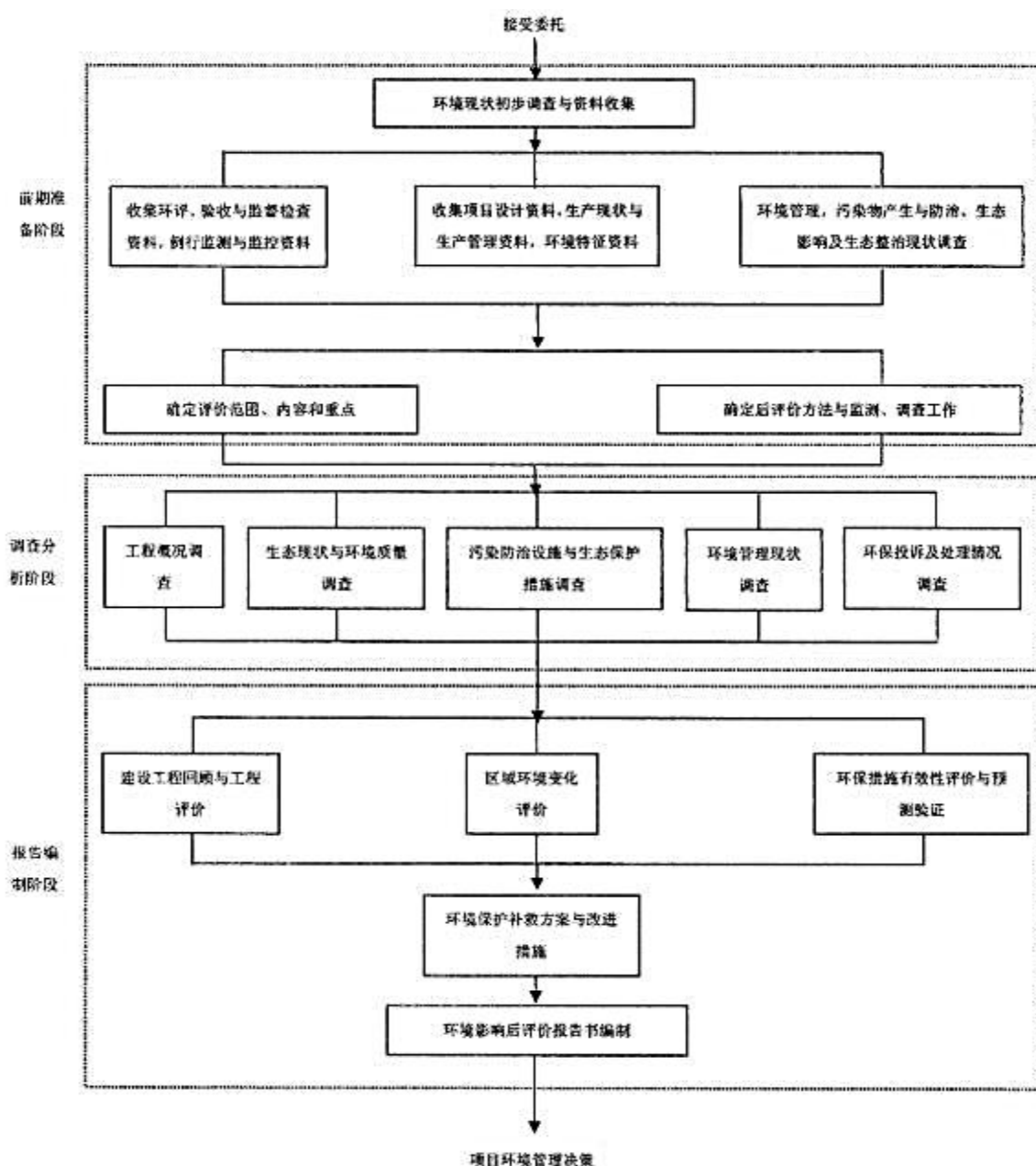


图 1.8-1 建设项目环境影响后评价技术工作程序图

2 采油二厂建设概况

2.1 上一轮后评价回顾

中国石油新疆油田分公司采油二厂（以下简称“采油二厂”）成立于 1960 年 11 月，于 2021 年进行了第二次后评价，委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司编制了《中国石油新疆油田分公司采油二厂 2013~2020 年环境影响后评价报告书》，2021 年 11 月 12 日新疆维吾尔自治区生态环境厅以新环环评函〔2021〕1036 号予以备案。此次后评价对 2013~2020 年间采油二厂生产建设情况及其对所在区域环境造成的环境影响进行了回顾和评价。通过回顾评价、区域环境变化评价分析及环境保护措施有效性评估和环境影响预测验证，在油田建设生产周期过程中，各项生态保护和污染防治措施落实有效，区域环境质量总体满足相应质量标准要求。

2.1.1 生产设施建设概况

采油二厂位于克拉玛依市白碱滩区，所辖油区位于准噶尔盆地西北缘克-乌逆掩断裂带上，白碱滩南断裂横贯全区，油田面积 217km²，油藏埋深 400~3500m，有四套含油层系，十套开发井网。下辖克拉玛依油田一区、三区、五区、六区、七区、八区、九区、玛湖区块等 119 个井区，是一个集石油勘探开发、油气开采、油气脱水、集输为一体的现代化采油厂。采油二厂现有第一至第九采油作业区、注输联合一站（包括 81#原油处理站、72#三采联合站、701 注水站、702 注水站、703 注水站、801 注水站、802 注水站、803 注水站、804 注水站、82 号转油站）、注输联合二站（51 号联合处理站 71 号转油站、53#转油站、103 注水站）、天然气处理站。上一轮后评价采油二厂地质开发坐标见表 2.1-1，开发建设范围见图 2.1-1 和图 2.1-2。

表 2.1-1 上一轮后评价采油二厂地质开发范围坐标一览表

截至 2020 年底，采油二厂现有油水井总井数为 8703 口，其中采油井 6272 口，开井数 3727 口；注水井 2280 口，开井 1187 口，注聚井 151 口；4 座处理站、4 座转油站、2 座天然气增压站、4 座配注站、1 座混输泵站、5 座注入站、446 座注水站、905 座计量站、3 座拉油站；采油二厂现建有单井采油管线 1480.84km、集油干支线 505.23km、单井注水管线 543.78km、注水干支线 523.63km、道路 294.35km。

上一轮后评价采油二厂开发建设情况见表 2.1-2。

图2.1-1 上一轮后评价采油二厂管辖范围示意图

图2.1-2 上一轮后评价采油二厂管辖范围示意图

表 2.1-2 上一轮后评价采油二厂建设情况概况一览表

[illegible]

采油二厂现有第一至第九采油作业区,各作业区管辖生产井、计量站等设施情况见表 2.1-3,各采油作业区分布见图 2.1-3。

表 2.1-3 各采油站管辖生产井、计量站等设施情况一览表

图 2.1-3 各采油作业区分布示意图

2.1.2 主要环境影响回顾

采油二厂开发建设过程中对环境的影响主要表现在生态、大气、地下水、土壤和声环境方面。本次评价引用《中国石油新疆油田分公司采油二厂 2013~2020 年环境影响后评价报告书》（以下简称“报告书”）及其审查意见的结论，具体内容如下：

（1）主要环境影响结论

①生态环境

※土地利用类型

采油二厂已开发区大部分位于荒漠未利用地，部分开发密集区已转为工矿用地。根据现场踏勘及相关资料，各场站地面都已永久硬化，转为工矿用地，油气田等生产区部分区域敷设了输油、输气管线，以及伴行公路、电力线等设施。采油二厂开发范围内仍保持原有荒漠景观，对比 2014 年、2020 年土地利用类型可知，除灌木林地和其他草地占比有所减少外，其余占比均有微小增长。总体而言，评价时段内区域土地利用类型变化不大。

※土壤环境

根据现场调查结果及全疆土壤类型图分析，采油二厂开发区域内分布的土壤类型较为单一，主要为灰棕漠土和少量风沙土。

※植被

荒漠区，北疆荒漠亚区—准噶尔荒漠省—准噶尔荒漠亚省—玛纳斯湖州，主要植物群落为梭梭壤漠、梭梭沙漠、刚毛怪柳荒漠和芦苇草甸。植被类型见图 3.5-1。

梭梭壤漠和梭梭沙漠分布于采油二厂开发区内的大部分区域，是准噶尔盆地沙漠边缘常见植被群系，梭梭常与耐盐潜水超旱生灌木形成的群落。伴生种多为超旱生灌木或超旱生半灌木，常见的有怪柳、木蓼、琵琶柴、盐生木、合头草等；在靠近白一克明渠和白碱滩水库等人工地表水体的区域，或地表低洼易积水处，有少量芦苇等植物生长。

※野生动物

按中国动物地理区划的分级标准，采油二厂开发区域的野生动物属古北界、中亚界、蒙新区、西北荒漠亚区、准噶尔盆地小区。梭梭生长较好的地带，有鹅喉羚、沙狐和刺猬

等野生动物出没。而在油气生产设施建设密集的地区，人类活动频繁，野生动物以伴人型的啮齿类、爬行类的小型动物为主。

※生态景观格局调查与评价

采油二厂已开发区域荒漠景观所占面积最大，分布最为广泛。荒漠景观以干旱荒漠植被为主，区域水分条件相对较差，人为干扰强度较小。草地景观在评价区也占有一定比例，主要分布在水分等自然条件相对较好的地带，也是人类活动的重点影响区域。城市或居住地景观是典型的人为干扰景观类型，其发展变化的程度直接反映了人类活动强度，总体看来，评估区域人为干扰景观所占比例相对较小。

油田开发对评价区景观影响主要体现在道路数量增加，使得荒漠景观向着破碎化方向发展（斑块数增加）。但总体来讲，以上人为活动对整个景观的差异性没有产生较大影响，即使荒漠有破碎化趋势，但道路均为开放式道路，不会对各景观功能发挥及景观类型之间能量流通产生较大影响，也不会改变该区域景观基底类型。

（2）大气环境

①环境空气质量

根据报告书评价结论，采油二厂所在区域属于环境空气质量达标区，根据收集各环评阶段环境空气质量监测数据可知，采油二厂管辖区域内 NMHC 满足《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求；硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。收集 2013~2020 年的历次环境监测数据可知：采油二厂管辖区域内 NMHC 浓度整体呈降低的趋势，硫化氢浓度变化有所增加。

②大气环境影响分析结论

废气污染源主要为锅炉烟气、加热炉烟气和燃气压缩机烟气，无组织废气主要为各类储罐、油气开采、集输和处理过程中产生的挥发性有机废气和硫化氢。

③环境保护措施有效性评价结论

根据监测数据锅炉及加热炉烟气中各污染物浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求。燃气压缩机烟气中各污染物浓度均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中的排放限值要求。无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》

(GB39728-2020) 企业边界污染物控制要求、硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中新建项目二级标准要求。

(3) 水环境

①地表水环境质量

本次评价引用《克拉玛依市 2020 年第二季度水环境质量状况公示》中白碱滩水库和三坪水库水质来说明地表水环境质量现状。根据公示结果可知：白碱滩水库和三坪水库水质均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 II 类标准要求。对比分析环评阶段、验收阶段及运行阶段白碱滩水库和三坪水库水质监测结果可知，油田开发建设未对白碱滩水库和三坪水库水质产生明显影响。

②地下水环境质量

评价阶段收集历次环评阶段地下水监测数据可知，区域地下水水质中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物均有不同程度的超标，其余监测因子均满足《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。超标原因主要是天然背景值偏高。评价范围内石油类浓度呈下降趋势，也满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 V 类标准。说明采油二厂油气开采活动未对区域地下水造成不良影响。

③水环境影响分析结论

运营期废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水。采出水进入站内采出水处理系统进行处理；井下作业过程中铺设防渗膜，作业单位自带回收罐回收作业废水，最后由罐车拉运至 81#原油处理站处理，处理达标后回注油藏。81 号联合处理站生活污水经埋地式一体化污水处理装置处理后，水质满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 二级标准限值后回收至采出水回收池中，最终进入采出水处理系统。其他站场生活污水排至站外化粪池中，定期由吸污车拉运至石化园区污水处理厂处理。

④环境保护措施有效性评价结论

根据监测数据可知，81#原油处理站、51 号联合处理站及 72#三采联合站采出水处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中的相关标准要求。

（4）声环境

①声环境质量

根据历次监测数据可知，各站场边界昼夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类标准。本次收集了评价时段内采油二厂各场站的噪声监测数据，并与近历年的监测进行对比分析，由对比结果可知：各站场历史监测值昼夜间噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 3 类标准要求。将近两年各监测值与环评阶段噪声值进行对比分析，均高于未开发区域噪声值，说明采油二厂开发运营噪声对周围声环境质量产生了影响，但未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

②声环境影响分析结论

施工期噪声源主要为钻井设备、施工机械及施工车辆等；运营期噪声源主要为各站场的各类机泵、运输车辆等。

③环境保护措施有效性评价结论

噪声监测结果表明，各监测点噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中声环境功能区 3 类区排放标准。

（5）土壤环境

①土壤环境质量

根据环评阶段土壤监测数据可知：土壤中各监测因子均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。历次环评中土壤监测点位少，监测项目也仅限于 pH、石油类、铬、铜锌铅，与本次后评价相比，评价标准发生变化，采样监测项目和监测点位也大不同，基本没有可比性。后评价结果表明：土壤中石油类的没有超过“六五”国家《土壤环境含量研究》中提出的建议标准 300mg/kg，本次后评价石油烃含量较低，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）第二类用地风险筛选值要求。土壤中的石油烃和重金属的含量并未因油田的开发建设而明显增加。

②土壤环境影响分析结论

施工期对土壤环境的影响主要为因施工带来的人为扰动和水土流失影响。各项施工作业活动不可避免地会对土壤环境造成影响，主要产生于钻井工程、站场建设、

管道敷设和道路建设过程中，具体表现为施工场地平整、构筑物基础建设、管沟建设对土壤的开挖，以及车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。油田工程施工作业区域呈点线状分布，施工期人为扰动和土石方作业均会对施工区域造成水土流失影响，其程度因所在区域自然环境的不同而有所差异。

运营期正常工况下，采油二厂开发建设过程中产生的废水和固体废物均得以妥善处置，不会造成土壤环境污染。但在事故状态下，如发生井喷、管线及储罐泄漏等事故，泄漏的油品会对土壤环境产生污染影响。油类物质进入土壤后，覆盖于地表会使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，进而导致土壤质地、结构发生改变，直接影响地表植被的生长。

③环境保护措施有效性评价结论

采油二厂对 81#三千方排污池、81#三万方事故池、7844 废液池、七东 1#注聚站围墙外西北面废液池、801 泵站东面土油坑、802 泵站东北面土油坑、8539 站 85187 井附近（西钻）废液池、701 油库东侧废液池进行了治理，现已完成验收。根据验收结论可知，采油二厂对 81#三千方排污池、81#三万方事故池、7844 废液池治理后土壤含油率全部小于 2%，剩余废液池治理后池底及池壁土壤满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）中的要求。本次现场踏勘期间，废液池地貌基本平整，未见遗留污泥。

（6）固体废物

①固体废物影响分析

施工期固体废物主要为钻井岩屑、生活垃圾及建筑垃圾，运营期固体废物主要为含油污泥、沾油废物和生活垃圾等。固体废物均根据固体废物属性得到妥善处置，未对周围环境产生不良影响。

②环境保护措施有效性评价结论

采油二厂污泥暂存点建设符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单中相关要求；含油污泥交由克拉玛依博达环保科技有限公司进行处置，沾油废物交由克拉玛依沃森环保科技有限公司回收处置，危险废物的收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行了国家《危险废物转移联单管理办法》；生活垃圾集中收集后送至克拉玛依市生活垃圾填埋场处置。

（7）环境风险

采油二厂涉及的风险物质主要为原油、天然气及硫化氢，可能发生的风险事故为各类储罐、集油管线等泄漏及引发的火灾、爆炸事故。

采油二厂于 2020 年 6 月编制了《新疆油田采油二厂突发环境事件综合应急预案》，该应急预案于 2020 年 7 月 1 日在克拉玛依市生态环境局完成备案（备案编号：650204-2020-015-M）。

近年来，采油二厂各单位严格执行应急预案相关要求，定期组织应急演练，制定了并实施了各单位应急预案演练计划采油二厂在后评价段内未发生过井喷事故，发现管线刺漏等事故后，采油二厂及时组织抢修，并对污染场地进行了治理，污染影响范围均控制在泄漏点周边，未造成外部大范围环境污染，发生的环境风险事故可控。

2.1.3 存在的主要问题及整改方案

（1）主要存在的问题

①日常监测计划中未对厂界噪声进行监测；未将燃气压缩机烟气列入日常监测计划，联合处理站厂界无组织废气监测中缺少非甲烷总烃监测因子。

②采油二厂部分站场危险废物临时暂存设施标志牌设置不规范。

③采油二厂管辖油区内存在车辆乱碾乱轧现场。

（2）建议整改方案

①根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），将各站场厂界噪声、燃气压缩机烟气列入采油二厂自行监测方案，自行监测方案中补充联合处理站厂界无组织废气监测。

②逐一排查辖区内危险废物临时暂存设施标志牌设置情况，对不符合规范要求的进行整改。

③采油二厂规定本厂车辆严格按照已有道路行驶，严禁乱碾乱轧，同时应督促第三方服务机构车辆按照已有道路行驶，严禁乱碾乱轧。

2.1.4 整改措施落实情况

（1）采油二厂在后续运营过程中已将各站场厂界噪声列入采油二厂自行监测方

表 2.1-4 无组织废气排放监测结果 单位: mg/m³

(2) 采油二厂已逐一排查辖区内各危险废物暂存设施，关闭各场站危险废物暂存设施，改为清运至采油二厂单独设置的危废贮存点，并对现有危废贮存点进行整改，杜绝危险废物暂存不规范的情形，危废贮存点满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求。

(3) 危险废物暂存设施不满足现行环保要求

采油二厂严格规定本厂车辆严格按照已有道路行驶，严禁乱碾乱轧，同时督促第三方服务机构车辆按照已有道路行驶，严禁乱碾乱轧。

2.2 评价区块基本情况

2.2.1 勘探开发历程

采油二厂成立于 1960 年 11 月，地处准噶尔盆地西北边缘，位于新疆克拉玛依市白碱滩区和乌尔禾区，距市中心约 23 公里。全厂在岗员工 1689 人（在册 1763 人），平均年龄 45.8 岁，“十五五”期间，平均每年在岗退休 106 人；地面系统管理及技术员工 499 人，占比 29.5%。

1956 年 10 月 19 日，白碱滩地区第一口油井 65 号探井喷出工业油流，揭开了找油会战的序幕。1958 年 8 月 29 日，新中国第一口百吨井 193 号井试产获日产原油 260 吨。1960 年建厂当年为国家生产原油 88 万吨。1978 年，年产油突破 200 万吨，跻身全国十大采油厂之列，成为西北地区最大的采油厂。1987 年产油 266 万吨、创建厂以来最高水平，此后有效克服自然递减、取得原油稳产 200 万吨以上 16 年的佳绩。新世纪以来，通过加大滚动勘探力度，开展精细油藏描述，实施老油田二次开发工程，2010 年原油产量重上 200 万吨，并连续 14 年稳产 200 万吨以上。2020 年累计生产原油超亿吨，成为油田公司第一个原油产量过亿吨的采油厂。2021 年油气当量首次突破 300 万吨、创历史新高。2022 年生产原油 277.5 万吨，突破 266 万吨历

史高峰。2023 年生产原油 295.2 万吨、天然气 8.28 亿方，折合油气当量 361 万吨，连续三年刷新原油产量、油气当量最高纪录。截至 2025 年 12 月，采油二厂辖区面积 1800km²，开发区叠加面积 369km²，辖区共探明油藏（层块）86 个，探明地质储量 9.38 亿吨，其中探明已开发地质储量 6.31 亿吨，探明未开发地质储量 3.07 亿吨，控制地质储量 2.16 亿吨，预测地质储量 1.35 亿吨。

采油二厂始终传承“安下心、扎下根、不出油、不死心”的新疆石油精神，培育了英雄 193 井、101 窑洞遗址等爱国主义教育基地和集团公司石油精神教育基地，形成了“情系家园干在实处、奉献能源走在前列、科技创新追求卓越”企业精神理念，涌现出王延明、段吉斌、黄秀梅、朱安江、陈其亮、李婷等模范典型，先后获得“五一劳动奖状”“全国文明单位”“全国民族团结进步创建示范单位”“全国企业文化建设先进单位”“集团公司思想政治工作先进集体”等 100 多项省部级以上荣誉。

“十四五”期间，采油二厂深入贯彻落实习近平总书记“提升国内油气勘探开发力度”“能源的饭碗必须端在自己手里”重要指示批示精神，完整、准确、全面贯彻新发展理念和新时代党的治疆方略，聚焦落实油田公司“12234”总体规划，突出价值创造，夯实管理基础，防范化解风险，扎实推进“六大工程”，着力打造化学驱三次采油、玛湖高效立体开发、老区信息自动化运营、新型采油管理区建设“四个示范”，逐步实现油气当量 300 万吨、原油产量 300 万吨、油气当量 400 万吨“三步走”战略目标，加快建设“卓越、高效、智慧、绿色、幸福”的现代化采油厂，为油田公司能源供给总量实现 2000 万吨跨越贡献骨干力量。

步入“十五五”，采油二厂深入践行能源安全新战略，全面落实油田公司“12234”总体规划、“五化”发展思路和“六位一体”工作布局，紧扣“高质量、稳增长、强基础、促转型”发展思路，提出了“11345”规划布局，坚持围绕“坚持党的领导、加强党的建设”一个中心，坚定建设“卓越、高效、智慧、绿色、幸福”现代化采油厂的发展目标，实施“三步走”发展战略，深化创新驱动、管理提升、绿色转型、人才强企四条战略路径，打造老区压舱石长效稳产、化学驱三次采油、CCUS 绿色发展、油气生产物联网深度应用、新型油气田作业区建设五个示范场景，全力以赴加快建设 400 万吨现代化采油厂，为高质量建设基业长青百年油田作出新的更大贡献。

2.2.2 油气藏构造特征

采油二厂常规区块勘探开发始于 1956 年，已开发 60 多年。采油二厂辖区开发区块主要包括克拉玛依油田一区、三区、五区、六区、七区、八区、九区及玛湖油田，开采层系自下而上包括石炭系，二叠系佳木禾组、风城组、乌尔禾组，三叠系百口泉组、克拉玛依组、白碱滩组，侏罗系三工河组、八道湾组。

2.2.3 企业组织机构

采油二厂设有 10 个机关职能科室：党委办公室、计划经营部、财务 3、单位组织部/人力资源部、生产运行部、生产技术部、质量健康安全环保部、党群工作部；3 个机关直属部门：维稳信访中心、员工培训中心、物资管理中心；13 个下属基层生产单位：生产指挥中心、运行维护一中心、第一至第九采油作业区、联合处理一站、联合处理二站、联合注入站、天然气处理站、油田地质研究所、油田工艺研究所、信息管理站、监督中心、项目经理部。采油二厂组织机构图见图 2.2-1。

图 2.2-1 采油二厂组织机构图

2.2.4 油气资源概况

表 2.2- 1 采油二厂油藏概况

表 2.2-3 采油二厂近五年原油、天然气产能变化情况

2.3 工程运行现状

2.3.1 开发方式

采油二厂所辖区块采用天然能量开发、注水开发、注二氧化碳开发和注聚开发四种开发方式。具体见表 2.3-1。

表 2.3-1 各井区开采工艺一览表

序号	开采工艺	各区块名称

(1) 天然能量开发

依靠油层天然能量将原油采出地面，其动力来源于油层压力。

(2) 注水开发

采油二厂开采的原油基本全是稀油，开采方式以注水驱动为主，注水开发即利用注水井把水注入油层，以补充和保持油层压力的措施称为注水。注水驱油工艺流程为高压注水管网来水通过注水井进入地下油层，驱动原油流向采油井井筒，通过采油设备举升到地面的井口，然后经过输油管线进入计量间。

注水泵站增压通过（注水干线）管线输送至配水间进行分水计量后，通过单井管

线输送至井口（油层）。从注水泵站增压通过（注水干线）管线输送，到单井管线输送到井口（油层）。

（3）注聚开发

注聚开发原理：在注入水中加入水溶性聚合物，从而增加注入水的黏度，提高驱油体系的黏弹性，降低注入液与原油之间的流度比，从而驱动残余油。

注聚工艺包括分散熟化、过滤外输、增压复配、单井输送四大部分，工艺过程为：聚合物干粉由清水流动时产生的负压吸入分散撬，均匀分散于清水中，再输送至熟化罐进行熟化。当聚合物干粉经充分熟化形成聚合物母液后，由负责外输的螺杆泵送至母液增压泵，增压后的母液在复配环节经母液流量调节器与高压清水复配，形成目的液；最后经静态混合器初步混合后由单井管线输送至各个注入井。注聚工艺流程见图 2.3-1。

图 2.3-1 注聚工艺流程示意图

（4）注二氧化碳开发

①二氧化碳驱油工艺原理

CO₂驱油技术具有成本低、采油率提高的特点，二氧化碳制造企业捕集液态二氧化碳，再经注入井二氧化碳加压注入至合适的地层中，利用地层的孔隙空间储存了注入的绝大多数二氧化碳，不但解决了 CO₂封存问题，减少温室的排放保护大气环境，而且将二氧化碳注入地层，提高了采油效率。

1) 二氧化碳性质

在常温常压下，二氧化碳是一种比较浓的无色无味气体，其密度比常温条件下的空气重 50%，并且具有很低的压缩系数。二氧化碳临界温度为 31.11℃，临界压力为 7.53MPa。在高于此临界温度时，二氧化碳呈气态，且密度随着压力的增高而增大。二氧化碳三相点温度为-78℃，压力为 0.58MPa。二氧化碳标准液态的温度-17℃，压

力 2.1MPa。二氧化碳较易溶于水，其溶解度随压力增加而增加，随温度增加而降低，随水中的矿化度的增加而减少。在大部分混相驱中，油藏温度在临界温度之上，因此在油层中很难形成二氧化碳液态驱。

2) CO_2 驱油是一种化学驱的方式采油的方法， CO_2 驱油的机理具体如下：

※降低原油的黏度

CO_2 与原油有很好的互溶性，原油中溶解二氧化碳后，原油的黏度会大幅度降低。当完全饱和二氧化碳后，原油的黏度甚至可以降到 $1/10 \sim 1/100$ 。原油黏度越高，其黏度下降得越多，粘度的降低和其对原油流度的影响在中粘和重油中相当明显。原油黏度的降低，促使原油流动性提高，即注入少量的二氧化碳就可达到一定的驱油效率，另外，原油流动性的提高，使原来难以开采或根本不能开采的原油可以开采。

※提高渗透率作用

CO_2 溶于原油和水，与油藏中的碳酸盐反应，生成碳酸氢盐。碳酸氢盐易溶于水，使地层的渗透率得以改善，可以使砂岩渗透率提高 $5\% \sim 15\%$ ，同时 CO_2 还有利于抑制粘土膨胀。另外，碳酸的酸化作用可以在一定程度上解除无机垢堵塞、疏通油流通道、提高孔隙度。

※改善原油与水的流度比

CO_2 溶于原油和水，原油密度随之降低，同时也降低了水的流度，减小了水油流度比，扩大了水的“指进”现象，扩大了波及体积。

※膨胀作用

原油溶解二氧化碳后体积膨胀，主要表现三个方面：

原油体积增大，促使充满油的孔隙体积也增大，为油在孔隙介质中流动提供了有利条件；

水驱后留在油层中的不可动残余油随二氧化碳溶解而膨胀，并被挤出孔道中，使残余油饱和度变小；

膨胀的油滴将水挤出孔隙空间，使水湿系统形成一种排水而不是吸水过程，发生相渗透率转换，形成了一种在任何饱和度条件下都适合油流动的有利环境。

※混相效应

二氧化碳注入地层后与地层原油通过多次接触，在一定的温度和压力下，二氧化碳与原油形成单一的混合物，达到混相驱油。此时界面张力最低，可动用油量最大，采收率可达 90% 以上。在较低的压力下，二氧化碳与原油之间只存在部分混相；当压力较高（6.9MPa~9.7MPa）、温度较高（>55℃）时，二氧化碳不断从原油中萃取低分子烃，形成二氧化碳富气相，通过汽化作用使二氧化碳与原油的混相程度增大；在高压下（13.8MPa~20.5MPa），二氧化碳的密度与原油密度接近，可迅速地汽化大量的原油，与原油形成完全混相。

※降低界面张力

二氧化碳在油和水中都有一定的溶解度，使由分子间作用力而产生的界面张力有所降低。这样使油水相对渗透率发生改变，即油相相对渗透率提高，水相相对渗透率降低，使更多的油被采出。

二氧化碳是非常强的蒸发剂，可萃取原油中 $C_5 \sim C_{30}$ 范围的烃类，增加原油的流动性。 CO_2 抽提原油中的轻质组分或使其汽化，从而降低表面张力。

※溶解气驱作用

大量的 CO_2 溶于原油中，具有溶解气驱的作用。随着压力的降低， CO_2 从液体中逸出，液体内产生气体驱动力，提高了驱油效果。

② CO_2 整体注入工艺

采用超临界-密相组合注入工艺，接转注入站伴生气注入部分采用超临界压缩机增压方式进行注入，管输 CO_2 采用密相增压方式进行注入，密相注入采用橇装形式。具体工艺流程为：自二氧化碳管道来气压力为 8~10MPa，来气温度 28~46℃，二氧化碳为密相，采用密相泵使管道来二氧化碳增压至注气压力 25MPa、35℃，然后与接转注入站超临界 CO_2 通过静态混合器掺混后通过注气干线管输至计量配注阀组进行分配回注。

表 2.3-2 超临界-密相组合注入工艺流程

2.3.2 集输工艺

由于采油二厂地处荒漠，面积广阔，所处区域地形条件差异较大，加之各井区开发程度不同，因此地面工程因地制宜，采取不同的油气集输形式。

（1）密闭集输系统

采油二厂原油采用三级和四级布站工艺，即单井—→计量站—→集中处理站或单井—→计量站—→转油站—→集中处理站。

（2）拉油输送

各作业区均分布着一些边远单井，由于产量低、位置偏僻，无法接入管道集输系统。各边远单井采出液由罐车拉运至就近的处理站卸油台，汇入处理站原油处理系统。

2.3.3 油气集输及处理系统运行现状

采油二厂现管辖 3 座联合处理站、1 座天然气处理站、转油（混输）泵站 10 座（含 CCUS 先导试验站 2 座）、2 座天然气增压站、8 座注水泵站、2 座增压站/撬、603 座计量站、457 座配水间，具体见表 2.3-2。主要站场位置示意图见图 2.3-3。

表 2.3-3 主要站场位置示意图

表 2.3-2 采油二厂所辖站场情况一览表

(1) 81 号联合处理站

81 号原油处理站始建于 1989 年，担负着采油二厂东油区（六区、七区、八区、一东、三 1 区、七西区、八区克下等区块生产的原油及八区 530、九区杂探、446 井区）的处理及原油外输。处理站平面布置图见图 2.3-5。该站集原油处理、采出水处理及注水为一体，现已建成原油处理能力 $340 \times 10^4 \text{t/a}$ ，原稳处理能力 $330 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采出水处理能力 $25000 \text{m}^3/\text{d}$ 。环保手续履行情况见表 2.3-3。

表 2.3-3 81 号联合处理站环保手续一览表

项目名称	环评批复文号	验收情况

①原油处理系统

原油处理系统根据采出液物性不同采取分质处理原则，分为常规水驱原油处理系统，化学驱原油处理系统及玛南原油处理系统，其中常规水驱原油处理系统采用“两段热化学”密闭脱水工艺，处理能力 $160 \times 10^4 \text{t/a}$ 。化学驱原油处理系统采用“聚结整流+热电化学脱水”工艺，处理能力 $80 \times 10^4 \text{t/a}$ ，玛南原油处理系统采用“一段

聚结脱水+二段电化学脱水”工艺，处理能力 $160 \times 10^4 \text{t/a}$ 。转油站来液进入压力脱水器橇进行油水分离，分离出含水低于 15% 的原油自压进入换热器进行换热，换热至 60°C 进入电脱水器橇内进行油水分离，分离出净化油进入原油稳定装置，然后经外输泵输送至 701 站。压力脱水器橇分离出的水，进入去玛南水处理系统，电脱水器橇分离出的水自压至压力缓冲罐橇，经提升泵提升回掺至压力脱水器橇进口。工艺流程见图 2.3-4。

图 2.3-4 81 号联合处理站原油处理系统工艺流程

②81号联合站采出水处理系统工艺流程

81号联合处理站采出水处理系统根据采出水物性不同采取分质处理原则，分为化学驱采出水处理系统、常规水驱采出水处理系统及玛南采出水处理系统，其中常规水驱水处理系统处理能力 $17000 \text{m}^3/\text{d}$ ，化学驱水处理系统处理能力 $20000 \text{m}^3/\text{d}$ ，玛南水处理系统处理能力 $5000 \text{m}^3/\text{d}$ 。

1) 化学驱采出水处理

化学驱采出水处理规模为 $20000 \text{m}^3/\text{d}$ ，包括二元驱和水驱两部分，由于二元采出水无法满足二元配剂用水水量需求，需要引入 81 号联合处理站的常规采出水。工艺流程见图 2.3-5。

图 2.3-5 81 号原油处理站化学驱（二元驱）采出水处理系统工艺流程示意图

15000m³/d 二元采出水出水水质含油<2000mg/L、悬浮物<300mg/L 调储除油罐内混合，停留后去除浮油，出水含油<300mg/L、悬浮物<250mg/L，调储除油罐出水进入曝气缓冲罐进行初步曝气去除浮油和悬浮物、硫、铁出水含油<250mg/L、悬浮物<200mg/L、硫化物<5mg/L、总铁<5mg/L，曝气缓冲罐出水自流进入预处理池去除部分钙镁、进一步去除硫铁，出水钙镁<70mg/L、硫化物<0.5mg/L、总铁<0.5mg/L，预处理池出水提升至溶气气浮机去除油、悬浮物出水含油<150mg/L、悬浮物<150mg/L，气浮出水进入生物池去除乳化油和部分有机物，出水含油<50mg/L、悬浮物<40mg/L，出水经过两级过滤实现含油<20mg/L 悬浮物<20mg/L，在外输水罐内与常规净化水（钙镁<5mg/L）混合后用于配剂。

图 2.3-6 81 号原油处理站化学驱（水驱）采出水处理系统工艺流程示意图

5000m³/d 水驱采出水（含油<1000mg/L、悬浮物<300mg/L）在调储除油罐停留后去除浮油，出水含油<150mg/L、悬浮物<200mg/L，调储除油罐出水自流进入预处理池去除部分钙镁、进一步去除硫铁，出水钙镁<80mg/L、硫化物<0.5mg/L、总铁<0.5mg/L、含油<100mg/L、悬浮物<100mg/L，进入生物池去除乳化油和部分有机物，出水含油<15mg/L、悬浮物<15mg/L，出水经过两级过滤实现含油<5mg/L、悬浮物<5mg/L 进入软化器进一步去除钙镁，钙镁<5mg/L 后进入外输罐与二元净化水混合后配剂。二元污水处理系统建有外输泵 1 台，参数为 Q=500m³/h，H=135m，N=275kW，输水至 701、702、703、801、802 注水站管汇。

2) 常规采出水处理

常规采出水处理系统（NaHCO₃水型+CaCl₂水型混合水）采用重力沉降+混凝沉降+压力过滤处理工艺。流程说明：原油系统来水（T<50℃，含油量≤1000mg/L，悬浮物≤200mg/L）进入 2 座 3000m³除油罐和 2 座 2000m³除油罐进行水量、水质调节，使得来水经初步沉降后可除去大部分浮油和大颗粒悬浮物，保证出水含油小于 200mg/L，悬浮物含量小于 100mg/L。污水经调储罐除油后经提升进反应沉降单元。这一单元由

3 座 300m³ 反应罐和 2 座 2000m³ 混凝沉降罐组成。在反应单元按一定顺序和时间间隔连续加入 3 种药剂，污水经过药剂反应后经 2000m³ 缓冲罐缓冲沉降，再经一级双滤料过滤器处理，保证出水含油小于 15mg/L，悬浮物含量小于 15mg/L，出水进入 2 座 2000m³ 净化水罐，通过 3 台净化水外输泵（Q=400m³/h、H=138m，2 用 1 备）分别输往 701、702、703、801、802 注水站。

常规采出水处理系统工艺流程见图 2.3-7。

图2.3-7 81号原油处理站常规采出水处理系统工艺流程示意图

③VOCs 回收工艺流程

玛湖油田采用“水平井+体积压裂”开发，富余水量大，且由于新疆油田气候特点，冬季气候严寒，无压裂作业用水，但压裂返排液仍持续产出，压裂返排液排至压裂返排液存储池冬季存储夏季回用。考虑到污水中含一定量气体，从三相分离器进入缓冲罐后存在减压后气体释放及扰动的过程，VOCs 有超标风险，需对缓冲罐进行排气处理，在污水输送至储存池之前，需将污水中的挥发性气体排出并处理，避免在存储池增加 VOCs 收集及处理设施。VOCs 回收采用跌水+负压回收工艺，采用负压塔作为回收设备，并在设备内部设置跌水扰动措施和溢流收油功能，以加速水体 VOCs 释放，VOCs 增压后回收至伴生气系统集中处理。具体工艺流程如下：三相分离器来水进入 VOCs 回收塔（塔底部通入干天然气），塔顶 VOCs 集中进入螺杆压缩机增压，然后输送至三相分离器出口伴生气管道，进入伴生气系统进行处理。回收塔出水由外输水泵增压输至返排液存储池。塔顶出口设置湿气补气线，气量不足时进行补气。

图 2.3-8 81 号联合处理站平面布置图

(2) 81 号天然气处理站

①站场工艺流程

81号天然气处理站承担着采油二厂东油区全部油田伴生气的处理任务，建有三套天然气浅冷处理装置。1号浅冷装置建于2003年10月，设计处理规模 $60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；2号浅冷装置建于2007年6月，设计处理规模 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前运行良好；3号浅冷装置建于2016年，2018年投产运行，设计处理规模 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。3号浅冷装置原料气压缩机处理能力 $100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，为3号 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 浅冷装置和1号浅冷装置入口原料气增压，上述三套浅冷装置共用凝液处理系统、乙二醇注入及再生系统，81号站总设计规模达 $140 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ （最大处理量为 $158 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ）。81号天然气站目前在建的深冷装置设计规模为 $100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，利用3号浅冷装置的天然气压缩机，新建一套深冷装置，回收乙烷、液化气（LPG）和稳定轻烃。已建深冷装置和2号浅冷装置压缩及制冷系统同时运行，1号浅冷装置、3号浅冷装置制冷及凝液回收系统均作为备用装置。81号天然气处理站处理工艺流程如下图。

图2.3-9 81号天然气处理站工艺流程示意图

采油二厂所产商品天然气，除一部分输到加热炉等用气设备外，大部分直接输送至克拉玛依电厂及配气站，作为发电机及注汽锅炉燃料气使用；所产液化石油气、稳定轻烃运送至中石油独山子石化分公司及新疆华澳能源化工股份有限公司作为化工原料，乙烷输送至独山子石化作为化工原料。

液化气存储及装车流程：自凝析油处理单元来液化气经管道输送进液化气储罐存储，经液化气装车泵增压后经底装式液化气密闭装车接头装车外运。

稳定轻烃存储及装车流程：自凝析油处理单元来稳定轻烃经管道输送进稳定轻

烃储罐存储，经稳定轻烃装车泵增压后经稳定轻烃装车鹤管装车外运。

不合格品回炼流程：不合格的油品自油品储罐经回炼泵增压后返回脱乙烷塔入口重新进行处理。

②产品存储及装车

81号站内已建有完整的液化气和稳定轻烃储存及装车系统；包括3座100m³的卧式液化气储罐、2座500m³的常压内浮顶轻烃储罐、液化气泵和稳定轻烃泵。

液化气存储及装车流程：自凝析油处理单元来液化气经管道输送进液化气储罐存储，经液化气装车泵增压后经底装式液化气密闭装车接头装车外运。

稳定轻烃存储及装车流程：自凝析油处理单元来稳定轻烃经管道输送进稳定轻烃储罐存储，经稳定轻烃装车泵增压后经稳定轻烃装车鹤管装车外运。

不合格品回炼流程：不合格的油品自油品储罐经回炼泵增压后返回脱乙烷塔入口重新进行处理。

③外输管线

81号天然气处理站已建有3条外输气管道，分别是处理站~电厂DN300的高压气管道、处理站~电厂DN400的低压气管道及处理站~九区二级4号站DN400的输气管道。

图 2.3-10 天然气处理站平面布置图

(3) 51 号联合处理站

51 号联合处理站于 2002 年建成投产，2016 年进行改造，现主要负责采油二厂西油区（第七作业区、第八作业区、五 3 东转油站）、71 号转油站的处理及原油外输。

①原油处理工艺

采油二厂西油区第七作业区、第八作业区、五 3 东转油站、71 号转油站（ $10^{\circ}\text{C}\sim 20^{\circ}\text{C}$ 、 $0.3\text{MPa}\sim 0.35\text{MPa}$ ）来液进入三相分离器进行油、气、水三相分离，分离出的高含水原油与金龙 2 转油站来液和罐车拉运区块来液混合后（ $10^{\circ}\text{C}\sim 30^{\circ}\text{C}$ 、 $0.3\text{MPa}\sim 0.35\text{MPa}$ ）进入一段相变加热炉进行加热，加热至 30°C 进入沉降罐，沉降罐分离出的低含水原油，通过提升泵增压（ 30°C 、 $0.25\text{MPa}\sim 0.30\text{MPa}$ ）进入二段相变加热炉进行加热，加热至 $50\sim 55^{\circ}\text{C}$ 进入原油处理器进行压力沉降脱水（ $50\sim 55^{\circ}\text{C}$ 、 $0.2\text{MPa}\sim 0.25\text{MPa}$ ），合格原油进入净化油储罐。原油处理系统设计处理规模 $100\times 10^4\text{t/a}$ ，采出液处理规模 $440\times 10^4\text{t/a}$ 。

图 2.3-11 51 号联合处理站原油处理系统处理工艺流程示意图

②采出水处理系统

采出水处理系统设计处理能力为 $20000\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“高效水质净化与稳定技术”处理含油污水，采用重力沉降-混凝沉降-压力过滤三段式工艺流程，处理合格的净化水外输至 103 注水站、53 号转油注水站及采油一厂 205 注水站。

③伴生气工艺流程

气液分离器分离出的天然气进天然气除液器除液后，自压输至五 3 东天然气增压站。

④卸油工艺流程

设计卸油规模为 $2362\text{m}^3/\text{d}$ 。油区未进入集输系统的单井原油采用汽车拉运至处理站卸油台，卸车至 1 座 2000m^3 缓冲罐中，然后通过卸油泵输至 8 号掺油罐，缓冲后通过转输泵输至一段沉降脱水罐进行沉降脱水。

图 2.3-12 采油二厂 51 号联合处理站污水处理系统工艺流程

图 2.3-13 51 号联合处理站平面布置示意图

(4) 72#三采联合处理站

72#三采联合处理站始建于 2012 年，包括原油处理、采出水处理及配套的净化油、伴生气、净化水外输管道等设施，主要负责七东₁区工程、七东₁区二元复合驱及七东₁区聚驱扩大区采出液的处理。72#三采联合处理站平面布置见图 2.3-14。

①原油处理系统

原油处理系统设计处理能力为 $35 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际处理能力为 $14 \times 10^4 \text{t/a}$ ，主要工艺流程为：三次采油油区来的油、气、水混合物（温度为 $10 \sim 20^\circ\text{C}$ ，压力 $0.3 \sim 0.44 \text{MPa}$ ），进入两相分离器进行气、液分离，分离器分出的油水混合物进入相变加热炉加热至 $20 \sim 30^\circ\text{C}$ ，加热后的油水混合液进入一段沉降罐进行自然沉降脱水，脱出的饱和含水原油（含水率为 $40\% \sim 50\%$ ）由罐内设置的收油槽收集，经泵提升进入相变加热装置加热至 $30 \sim 40^\circ\text{C}$ 进入二段沉降罐进行热化学沉降脱水，脱出的低含水原油（含水率 $< 30\%$ ）由罐内设置的收油槽收集，经泵提升后进入相变加热装置进行二次加热至 $50 \sim 55^\circ\text{C}$ ，加热后的含水原油进入电脱水器进行处理（电脱未投），处理后原油（含水率小于 5% ）进入净化油罐，经外输泵提升、计量后输至 81#原油处理站。

分离器分出的气体，经除油器处理、稳压后，一部分除液器处理后经调压作为相变加热装置及采暖锅炉燃料气，剩余部分自压输至 81#天然气处理站进行处理。

二段沉降罐及电脱水器分离出的采出水，自压至一段沉降罐充分利用脱出水中的热能；一段沉降脱水罐脱出水自压至采出水处理部分进行处理。工艺流程见图 2.3-14。

图 2.3-14 72#三采联合站原油处理系统工艺流程示意图

②采出水处理系统

采出水处理系统设计处理能力为 $6000\text{m}^3/\text{d}$ 。原油处理系统来水(含油 $\leq 3000\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 300\text{mg/L}$)进入 1 座 3000m^3 和 2 座 1000m^3 调储罐进行调储除油,停留时间 8h。调储罐出水(含油 $\leq 400\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 300\text{mg/L}$)经气浮提升泵进入 4#相变加热炉加热,再经管式反应器后进入一级气浮装置,一级气浮装置出水(含油 $\leq 100\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 150\text{mg/L}$)自流进降垢池,除垢后进生物池,在生物池内通过投加专属菌群,对污水中的油及有机污染物等进行生物降解,生物池处理(含油 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 150\text{mg/L}$)进入固液分离装置进行固液分离,出水进入缓冲水池(含油 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 30\text{mg/L}$),经过滤泵提升进入双滤料过滤器,出水(含油 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 20\text{mg/L}$)端经电解盐杀菌,处理后合格净化水输送至 701 注水泵站、702 注水泵站、530 井区 1#注聚站作为注水水源。

图 2.3-15 72#三采联合站采出水处理系统工艺流程示意图

图 2.3-16 72#三采联合站平面布置示意图

(5) 转油（混输）泵站

①71 号转油站

71 号转油站油区油气集输采用单管常温密闭输送，设计转液能力为 $154 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际转液能力为 $140 \times 10^4 \text{t/a}$ ，工艺流程为站外油区共有 6 条集油管线 7101、7102、7103、7104、7105、7106 号线来液进站，在油阀组间内合并为三条线分别进 3 台气液分离器进行油、气分离，分离器压力控制在 0.25MPa，液出分离器后经含水分析仪、转子流量计进行含水测量、流量计量后，进储油罐，经外输泵增压后外输至 81 号站。

②82 号转油站

82 号转油站油区油气集输采用单管常温输送计量，工艺流程为：油井来气液混合物进站后分别进入油气分离器进行分离，分离出的含水油进入压力缓冲罐缓冲，通过转油泵增压计量后（1.8MPa）输送至 81#集中处理站、三采联合站进行处理。

③53 号转油站

53 号转油站油区油气集输采用单管常温输送计量，设计转液能力 $45 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际转液能力为 $30 \times 10^4 \text{t/a}$ ，工艺流程为：来液经二相分离器油、气分离后，进水蒸汽发生器，再由外输泵输至 51#站。气体经过除油器至克拉玛依市富城能源有限责任公司。

④玛湖 1 转油站

玛湖 1 转油站始建于 2019 年，设计转液能力 $140 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气增压转输规模 $30 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。工艺流程为：玛湖 1 井区来液将通过玛湖 1 转油站转输至 81#原油处理站。油区油气混输进站，经进站管汇进入生产分离器，进行气液分离。分离出的伴生气除液后，一部分作为站内燃料气，用于原油加热和采暖，其余经天然气增压撬增压后转输至 81#原油处理站天然气处理系统。分离出的液相进相变加热炉升温至 $30^\circ\text{C} \sim 35^\circ\text{C}$ ，压裂用水期间，液相经分离缓冲撬进行进一步分离，分离出的含油污水供压裂用水，低含水原油转输至 81#原油处理站；其他生产阶段，加热后含水原油经分离缓冲撬缓冲后直接转输至 81#原油处理站。此外，玛湖 1 井区拉油生产进口罐车来液拉运至转油站卸油台，经卸油泵输送至站内 2000m^3 事故罐，罐内原油由提升泵输至进站管汇，与其他采出液一起混合，经加热、缓冲、增压后转输至 81#原油处理站。站内布置相变加热炉撬、三相分离器、天然气增压撬、1 座卸油台，设 2 座 60m^3

卸油罐、2 台卸油泵。

⑤玛湖 1CO₂接转注入站

玛湖 1 井区 CO₂接转注气站位于准噶尔盆地玛湖凹陷南斜坡，于 2025 年 6 月建成投产，是玛湖油田二叠系上乌尔禾组油藏 CO₂驱开发试验的地面核心工程。CO₂接转注气站设计原油年产能 4.5 万吨，CO₂年注入能力 10 万吨，伴生气日处理能力 8 万立方米。采用集输、处理和注入一体化工艺：采出液经计量撬后输送至接转注气站，伴生气经伴生气增压、脱水、脱碳分离出天然气及 CO₂，分离出的天然气与原油混合外输，分离出的 CO₂经多级压缩后与液态高纯度 CO₂通过存储增压后一同注入地层。

⑥八区 530CCUS 先导试验站

中心地理坐标：北纬 45° 42' 15.16"，东经 85° 18' 03.12"，配注间 2 座，位于试验站内，试验站内设二氧化碳注入系统、伴生气回收系统。注入系统：采用“液态 CO₂多泵多井、集中注入”的工艺；设计注气压力 25MPa；注水压力 25MPa。伴生气回收系统：采用产出气增压变压吸附脱 CO₂、CO₂增压变温吸附脱水和丙烷冷液化工工艺，包含伴生气增压、脱 CO₂、CO₂增压脱水、液化装置。

工艺流程：敦华石化拉运的液态 CO₂，经卸车泵输至 2 座 100m³CO₂储罐，储罐来 CO₂气经喂液泵至注入泵增压，至 20MPa 后去注入阀组进行分注。单井来液经计量站计量后进入先导试验站气液分离单元进行气液分离，气液分离单元分离出的原油和采出水经管线集输至 81 号集中处理站处理，分离出的伴生气经预处理、脱碳、CO₂增压脱水、液化后，CO₂至 2 座 100m³CO₂储罐储存，进注入系统混注，实现 CO₂的回收和全部循环注入，脱碳后净化的天然气外输至 81 号天然气处理站处理。

图2.3-17 CO₂罐车拉运、液相注入方案工艺流程简图

⑦示范区混输泵站

玛湖 1 示范区混输站 1 座（转液规模 $45 \times 10^4 \text{t/a}$ ，输气规模 $6 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ），负责将示范区采出液及玛湖 18 采出液增压输送至玛湖 1 转油站，在转油站内气液分离、增压，然后分输至 81 号联合处理站进行处理。

井口采出液经“井口→计量站→混输站”的流程进入混输站，井区来液（ $Q_{\text{液}}=1230 \text{t/d}$ ， $Q_{\text{气}}=10 \sim 33 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ， $T=25 \sim 35^\circ\text{C}$ 、 $P=0.45 \sim 0.75 \text{MPa}$ ）进站后仍进已建两相分离器撬进行气液分离，分离后液相进现有混输装置区，加热升温后增压转输至玛湖 1 转油站，最终进 81#联合站；两相分离器撬出来的气相（ $T=25 \sim 35^\circ\text{C}$ 、 $P=0.45 \sim 0.75 \text{MPa}$ ）分为两部分，一部分进已建燃料气系统作为相变炉燃料，富余伴生气进新建除油器撬，除液后的伴生气（ $T=25 \sim 35^\circ\text{C}$ 、 $P=0.42 \sim 0.60 \text{MPa}$ ）自压输送至玛湖 1 井区清管站，最终集输至 81 号天然气处理；新建除油器撬除掉的液相，以及火炬系统除液器撬除下来的液相均进入新建污油回收罐撬，由内置污油泵转输至混输泵入口，与液相一同转输。

⑧13#油气转输站

13#油气转输站接收一中区、三 2 区、五 2 东区来液。13 号混输泵站具备油气分离和油气混输功能。已建有 2 台离心泵（ $Q=180 \text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=120 \text{m}$ 、 $N=132 \text{kW}$ ）和 2 台螺杆泵（ $Q=160 \text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=120 \text{m}$ 、 $N=75 \text{kW}$ ），由于分离后的产液中溶解气较多，因此将离心泵作为备用泵，目前运行 1 台螺杆泵，输送液量为 $111.4 \text{m}^3/\text{h}$ ，含水率 80%，出口压力 1.04MPa ，产气量 $9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。13#油气转输站工艺流程：进站油气进气液分离器油气分离，液经缓冲罐缓冲后由泵输至 51 号原油处理站，进行原油处理；气就地去往富城能源进行就地回收。13 号混输泵站旁天然气处理站已建 4 台压缩机，1 台设计能力 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，其余 3 台单台设计能力 $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，合计设计处理能力 $14 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理量 $9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。油气分离器（ $2.0 \times 8.0-0.78$ ）4 台，分离缓冲罐（ $3.0 \times 11.4-0.6$ ）1 台。

⑨三 2 区混输泵站

站内目前共两台泵，其中一台螺杆泵（ $Q=90 \text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=120 \text{m}$ 、 $N=45 \text{kW}$ ）建于 2002 年，另一台螺杆泵（ $Q=220 \text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=120 \text{m}$ 、 $N=132 \text{kW}$ ）建于 2019 年。目前正在运行螺杆泵（ $Q=220 \text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=120 \text{m}$ 、 $N=132 \text{kW}$ ）1 台，而（ $Q=90 \text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=120 \text{m}$ 、 $N=45 \text{kW}$ ）螺杆泵已运

行 19 年，易出故障，约每半年大修一次，两台泵同时运行会产生排量不匹配，导致严重偏流现象和泵效过低等。三 2 区混输泵站泵输送液量约为 $25.6\text{m}^3/\text{h}$ ，出口压力为 0.27MPa 。油气集输工艺：采用常温密闭集输，即单井来液进入多通阀橇，需计量的单井来液进入计量橇，计量后与其余来液汇集输送至三 2 区混输泵站进行气液分离，液转输至 51 号原油处理站处理，气由富城能源就地处理回收。

⑩一西混输泵站

2022年4月，由中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司编制了《克拉玛依油田一区深层石炭系油藏2022年开发建设工程环境影响报告表》，于2022年5月7日取得克拉玛依市生态环境局批复（克环函〔2022〕70号）。2024年4月15日，一西混输泵站完成企业自主验收。一西混输泵站原油转接系统设计转液规模为 $200\times 10^4\text{t/a}$ 。分为常规（转液规模为 $100\times 10^4\text{t/a}$ ，含水75.89%）和非常规（转液规模为 $100\times 10^4\text{t/a}$ ，含水54.08%）接转系统。非常规油区各计量站来气液进入进站管汇（温度 18°C ，压力 0.30MPa ），管汇出液进入生产分离器（压力 0.3MPa ），分离出伴生气除液后，去天然气增压部分；含水原油（非常规）通过新建转输泵增压转输至81号站玛南原油处理系统进行处理。一西混输泵站工艺流程见图2.3-17。

图2.3-17 一西混输泵站工艺流程图

（6）天然气增压站

①71#天然气增压站

71#天然气增压站工程于 2004 年 10 月投产，2012 年该站进行扩建。目前设计日处理天然气 $16\times 10^4\text{Nm}^3\sim 22\times 10^4\text{Nm}^3$ 。处理工艺为从除油器来的天然气（温度 20°C ，

压力 0.2MPa) 进入一级旋流分离器除去杂质和水, 进入压缩机气液分离器进一步除尘脱水, 进入压缩机进气缓冲罐。然后进入压缩机进行增压, 经过升压的天然气(温度 $70^{\circ}\text{C}\sim 130^{\circ}\text{C}$, 压力 0.5MPa ~1.0MPa) 进入空冷器冷却, 冷却天然气(温度 $20^{\circ}\text{C}\sim 60^{\circ}\text{C}$, 压力 0.5MPa~1.0MPa) 进入二级旋流分离器除尘脱水, 天然气计量后输送到 81#处理站进行处理。站内主要设备有 2 台压缩机、一二级旋流分离器、空气压缩机、燃气压缩机启动风压缩机、火炬分液罐、放空火炬等。

②82#天然气增压站

82#天然气增压站于 2008 年 6 月投产, 设计日处理天然气 $25\times 10^4\text{Nm}^3$, 处理工艺: 来气(温度 20°C , 压力 0.2MPa~0.3MPa) 进入压缩机入口高效旋流分离器除尘脱水, 进入压缩机气液分离器进一步除尘脱水, 进入压缩机进气缓冲罐。气体进入压缩机进行压缩增压, 升压天然气(温度 $70^{\circ}\text{C}\sim 130^{\circ}\text{C}$, 压力 0.4MPa~0.6MPa) 进入空冷器冷却, 冷却天然气(温度 $20^{\circ}\text{C}\sim 60^{\circ}\text{C}$) 进入压缩机出口高效旋流分离器除尘脱水、计量后输送到 81#天然气处理站处理。站内主要设备有压缩机、一二级旋流分离器、空气压缩机、火炬分液罐、放空火炬等。

71#天然气增压站平面布置如图 2.3-18 所示、82#天然气增压站平面布置如图 2.3-19 所示。

图 2.3-18 71#天然气增压站平面布置图

图 2.3-19 82#天然气增压站平面布置图

(7) 集输管网现状

管道总数 8721 条（3879.9km）。其中油线 6258 条（2468.2km）；水线 2365 条（1105.8km）；气线 11 条（79.6km）。金属管道 2434.97km，非金属 1444.939km（39%），投用 10 年以上管道占比 77%。管网情况见表 2.3-4。

表 2.3-4 集输管网情况一览表

2.3.4 注入系统

采油二厂现有 3 座配注站、5 座注入站、8 座注水站、2 座增压站/撬。各站情况见表 2.3-10。

表 2.3-10 注入系统情况一览表

采油二厂现有道路总长度 290km, 其中主要巡线道路为三级沥青路面, 其余单井巡线道路为简易砂石路面。

各站场均设有燃气采暖设备,燃料为自产天然气,采油二厂办公大楼由白碱滩城区集中供暖。

采油二厂生活垃圾集中收集后送至克拉玛依市生活垃圾填埋场处理，采油二厂现有 1 座集中危险废物暂存设施。

采油二厂地面工程建设现状见表 2.3-15。

表 2.3-15 采油二厂地面工程建设现状一览表

2.3.6 非正常工况

采油二厂 2021 年 1 月至 2025 年 12 月运行期间未出现井喷、井漏、储油罐泄漏、

采出水处理系统故障、废气处理设施故障等非正常工况。

2.4 建设项目实施情况

本次后评价对评价时段内采油二厂开展的各类建设项目的环评设计建设内容与实际实施情况进行了统计与分析,统计资料以收集到的环评文件和验收文件为主,经现场踏勘和与建设单位确认,评价范围内实施的各项工程均按规定开展了环境影响评价。通过对比分析环评批复内容和验收实际建设内容变动情况对建设实施情况进行分析评价,分析结果表明环评拟建内容与实际建设内容不尽相同,不符之处主要表现在产能、采油井口数、钻井井口数以及各类管线及道路长度等的实际建设较环评设计内容基本上呈减少趋势,但不存在不属于原环评及批复文件中的建设内容。统计分析结果详见表 2.4-1。

由表 2.4-1 可知,评价时段内各区块共计实施各类建设项目 99 个,总体而言,场站类建设工程(新建、改扩建)环评拟建内容与实际建设内容基本相符;而地面工程、钻井工程建设时环评拟建内容与实际建设内容不尽相同,不符之处主要表现在产能、采油井口数、钻井井口数以及各类管线及道路长度等的实际建设较环评设计内容基本上呈减少趋势。究其原因,一方面受油气田滚动开发原则限制,实际建设内容往往较拟建的少,产能、生产井数及集输管线方面尤其明显;另一方面,根据实际情况,通过关停井调整各井区生产情况,以协调各个生产单元,此举亦会造成实际建设和拟建内容的不相符。

对照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》环办环评函(2019)910 号第十七条中:“陆地油气开采区块项目环评批复后,产能总规模、新钻井总数量增加 30%及以上,回注井增加,占地面积范围内新增环境敏感区,井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增加,开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加,与经批复的环境影响评价文件相比危险废物实际产生种类增加或数量增加、危险废物处置方式由外委改为自行处置或处置方式变化导致不利环境影响加重,主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低等情形,依法应当重新报批环评文件”的规定,根据验收报告及验收意见结论,采油二厂 2021~2025 年实施的项目未发生重新报批环评文件的情况。

本次后评价阶段包含的 99 个项目中，有 20 个项目正在建设，16 个项目暂未实施，40 个项目属于滚动开发，分批建设分批验收，目前尚未完全验收。本次后评价只回顾了已建项目的环境影响情况及环境保护措施有效性，未分析正在建设和暂未实施的内容。

下一轮后评价工作开展时，应回顾分析本轮后评价中 20 个正在建设项目、16 个暂未实施项目的建设情况及验收情况，以及 40 个滚动开发项目在下一轮后评价阶段的开发建设情况和验收情况。

[illegible]

2.5 环境保护工作回顾

2.5.1 环保手续履行情况

采油二厂首次后评价包含在《中国石油新疆油田分公司克拉玛依油田环境影响后评价报告书》中，原自治区环保厅以新环函〔2014〕900 号文予以审查，该后评价对采油二厂首次开发至 2012 年间总体建设情况、运行状况、环境影响及环境保护措施落实情况进行了详细调查，并针对存在的环境问题提出了改进措施和整改方案。采油二厂第二次后评价包含在《中国石油新疆油田分公司采油二厂 2013~2020 年环境影响后评价报告书》中，2021 年 11 月 12 日新疆维吾尔自治区生态环境厅以新环环评函〔2021〕1036 号予以备案（见附件 2），该后评价对采油二厂 2013 年~2020 年间总体建设情况、运行状况、环境影响及环境保护措施落实情况进行了详细调查，并针对存在的环境问题提出了改进措施和整改方案。2021 年~2025 年，采油二厂进行了多次产能扩建及场站、附属设施技术改造，共计实施各类建设项目 99 个，其中产能建设项目 51 个，钻井工程 38 个，站场改造类 10 个，其他改造类工程 2 个，详见表 2.5-1，根据调查结果，评价时段内采油二厂基本落实了“三同时”制度和竣工环境保护验收工作。

中国石油新疆油田分公司采油二厂 2021~2025 年实施项目多为滚动开发，分批建设，分批验收。部分未实施完工程目前暂未进行验收。

评价时段内各项目环评批复及环保竣工验收文件见附件 3。

表 2.5- 1 采油二厂各作业区评价时段内环保手续履行情况

2.5.2 清洁生产审核情况

采油二厂自开发以来开展了四轮清洁生产审核，三轮已通过清洁生产审核验收。2024 年 6 月，新疆维吾尔自治区环境工程评估中心编制完成《中国石油新疆油田分公司采油二厂第四轮清洁生产审核报告》，2024 年 9 月 8 日，取得克拉玛依市生态环境局出具关于《新疆油田分公司采油二厂清洁生产审核评估报告》的审查意见。根据《中国石油新疆油田分公司采油二厂第四轮清洁生产审核报告》清洁生产水平分析结论和审查意见结论可知，采油二厂清洁生产审核工作取得预期效益，属于清洁生产先进企业。目前正在开展第四轮清洁生产审核的验收工作。

2.5.3 环境管理

（1）环境管理体系建设情况

采油二厂隶属于新疆油田公司管辖，环境管理依托新疆油田公司建立的 HSE 管理体系，组织贯彻健康、安全与环境的法律、法规和其他要求。新疆油田公司负责审定公司的 HSE 方针、目标、管理手册和管理方案；审定重大突发事件应急预案；组织公司的 HSE 管理体系审核工作，审定 HSE 管理体系审核计划和报告；审定 HSE 业绩考核方案和考核结果；审定事故调查、处理报告。下设有体系办公室，负责公司 HSE 管理体系的建立和运行管理；组织编制 HSE 年度工作计划，检查和考核 HSE 工作计划的实施情况；开展年度 HSE 管理体系内部审核、外部审核，配合开展管理评审；指导和协调解决 HSE 管理体系运行中存在的问题；HSE 管理体系的培训计划；HSE 管理体系方法的应用和推广。

在此基础上，采油二厂结合自身运营实际，建立和完善了采油二厂 HSE 管理体系的职责，制定了一系列环境管理制度及办法，如《采油二厂健康安全环境（HSE）考核办法》《采油二厂健康安全环境（HSE）风险防控管理规定》《采油二厂健康安全环境（HSE）事故隐患处罚办法（试行）》《（有内控）采油二厂安全环保事故隐患管理规定》《采油二厂安全生产与环境保护管理职责规定》、《采油二厂承包商健康安全环境（HSE）监督管理规定》《采油二厂环境保护管理办法》及《采油二厂危险化学品及重大危险源管理办法（试行）》《采油二厂固体废物污染防治管理办法》《采油二厂危险废物管理计划》《采油二厂安全环保事故隐患管理规定》等。

综上所述，采油二厂在新疆油田公司环境管理体系的基础上，结合自身运营特点建立了比较完善的环境管理体系，整体而言，环境管理制度健全，但在环保手续等档案管理方面仍需加强与油田公司的交接。

（2）档案管理情况

随着国家、自治区和集团公司环境管理要求的提高，采油二厂围绕 HSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。

（3）排污口的规范化管理

采油二厂危险废物贮存场所设置有标志牌，各站场废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，加热炉、采暖锅炉和燃气压缩机均设置了排污口标识，压缩机房、泵房均设置了噪声排放口标志牌，基本能做到排污口规范化。

废气排放口标志牌

（4）绿色矿山建设情况

根据克拉玛依市人民政府发布的《克拉玛依市 2023 年度第三批次绿色矿山建设入库第三方评估结果公告》：新疆准噶尔盆地玛湖油田玛湖 1 井区石油开采评估合格，拟申报纳入自治区级绿色矿山名录库。

根据新疆维吾尔自治区自然资源厅发布的《关于 2023 年第四批拟纳入自治区绿色矿山名录矿山名单的公示》中的 2023 年第四批拟纳入自治区绿色矿山名录矿山名单：新疆准噶尔盆地玛湖油田玛湖 1 井区石油开采位于名单内。

采油二厂组织第三方机构对辖区内的生产设施进行评估，并编制有《绿色矿山第三方评估报告》，评估结论为采油二厂符合绿色矿山建设规范要求，为国家绿色矿山

企业。

2.5.4 环境监测计划执行情况

(1) 环境监测

① 现行环境监测计划

受油气田滚动开发特点影响，建设项目逐年增多，尤其是老区块加密开发，存在单个建设项目环评监测计划与在建或已建工程重复的现象。因此，为避免重复监测，同时兼顾单个建设项目监测需求，采油二厂统筹安排全厂运营期监测计划，并且每年更新，本次评价收集了《新疆油田公司采油二厂 2026 年自行监测方案》，建设单位严格按照自行监测方案执行对废气（有组织废气、无组织废气）、废水、噪声进行监测。同时建立有例行监测台账，对现有污染源和各污染物排放量、达标情况等进行了统计汇总。

《新疆油田公司采油二厂 2026 年自行监测方案》（2026 年 1 月），主要包括锅炉废气、无组织废气、废水、噪声、地下水环境质量、土壤环境质量、环境空气质量的监测。

[illegible]

2021 年、2022 年、2023 年、2024 年和 2025 年采油二厂委托克拉玛依市三达检测分析有限责任公司开展了污染源和环境质量监测。监测单位按照监测计划的点位、监测因子、监测频次分别对评价范围内的有组织废气、无组织废气、废水、厂界噪声、

土壤环境质量和地下水环境质量进行了监测，落实了监测计划。

2.5.5 排污许可执行情况

采油二厂联合处理一站和联合处理二站实行简化管理，第九采油作业区、联合注入站、天然气处理站实行登记管理，已取得 2 个简化管理排污许可证，3 个排污登记回执，并完成了 2021-2025 年年报表，具体如下：

表 2.5- 10 2021 年~2025 年采油二厂排污登记完成情况一览表

由于采油二厂各场站距离较远，按照内部不同组织机构进行了排污许可证的登记管理，不存在降低排污许可管理的现象。

固定污染源简化管理排污许可证和排污登记回执见附件 4。

2.5.6 环境风险管理情况

（1）应急预案

采油二厂编制有《中国石油新疆油田分公司采油二厂突发环境事件专项应急预案》，该应急预案已于 2023 年 8 月 22 日在克拉玛依市生态环境局白碱滩区（克拉玛依高新技术产业开发区）进行了备案，备案号 650204-2023-032-M；采油二厂编制有《中国石油新疆油田分公司采油二厂（乌尔禾区）突发环境事件专项应急预案》，该应急预案已于 2025 年 3 月 25 日在克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局进行了备案，备案号 650204-2025-004-M。目前，正在进行应急预案修订工作。

（2）应急演练

采油二厂制定了突发环境事件应急演练方案及应急演练计划，定期按照方案开展了应急演练，总结了演练过程中暴露的问题，并及时修订了突发环境事件应急预案。

应急演练现场照片

应急演练记录（1）

应急演练记录（2）

应急演练记录（3）

2.5.7 污染物排放及总量指标要求落实情况

(1) 污染物排放情况

①废气

废气主要为有组织废气锅炉烟气、加热炉烟气和无组织废气，有组织废气中污染物主要为二氧化硫、氮氧化物和颗粒物。

②废水

废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水。采出水进入站内采出水处理系统进行处理；井下作业过程中铺设防渗膜，作业单位自带回收罐回收作业废水，最后由罐车拉运至 81 号联合处理站处理，处理达标后回注油藏。81 号联合处理站站场内设一体化生活污水处理装置，生活污水经处理后，出水水质满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）表 4 第二类污染物最高允许排放浓度二级标准后回收至采出水回收池中，最终进入采出水处理系统；其他站场生活污水由罐车拉运至石化园区污水处理厂处理。

③固体废物

固体废物主要为含油污泥、沾油废物和生活垃圾。

(2) 总量控制指标

评价区块内产生的各类生产废水自行处理后回注或者依托处理后全部回注；废气排放主要为锅炉烟气，涉及总量的污染物为二氧化硫和氮氧化物。评价区块各类锅炉以天然气为燃料，属于不含硫天然气，燃烧后产污较小，因此仅氮氧化物设总量指标。评价区块排污许可管理为简化管理和登记管理，采油二厂联合处理一站二氧化硫许可排放量 0.895t/a，氮氧化物许可排放量 22.5156t/a；采油二厂联合处理二站氮氧化物许可排放量 4.45t/a。

2.5.8 污染防治设施实际建设及运行情况

已建污染防治设施包括 81 号联合处理站、51 号联合处理站和 72 号三采联合站站内的采出水处理系统；81 号联合处理站生活污水处理系统；采油二厂危险废物临时贮存点。

各污染防治设施建设及运行情况见下表。

表 2.5- 2 已建污染防治设施建设及运行情况

--	--	--	--	--

2.5.9 环境保护工作回顾小结

综上所述，采油二厂基本落实了“三同时”制度，评价时段内实施的各个项目均按法律法规要求履行了环保手续，企业环境管理制度较为健全，各项污染防治设施和措施基本落实，但仍存在以下问题：

采油二厂在新疆油田公司环境管理体系的基础上，结合自身运营特点建立了比较完善的环境管理体系，整体而言，环境管理制度健全，监测计划严格落实，定期开展了突发环境事件应急演练，但在环保手续等档案管理方面仍需加强与油田公司的交接。

3 环境质量现状调查与评价

3.1 自然环境现状调查与评价

3.1.1 地理位置

采油二厂行政隶属于克拉玛依市，克拉玛依市位于准噶尔盆地西北边缘，东经 $84^{\circ} 14' \sim 86^{\circ} 01'$ ，北纬 $44^{\circ} 07' \sim 46^{\circ} 18'$ ，东部与古尔班通古特沙漠接壤，南面为沙湾市和乌苏市，西部和西北部与托里县相连，北面与布克赛尔蒙古自治县相邻。地理位置见图 3.1-1。

图 3.1-1 采油二厂地理位置示意图

3.1.2 地形地貌

克拉玛依市位于天山—阿尔泰山地槽褶皱系大型山间凹陷中西北边缘断裂带上，自西北向东南呈阶梯状下降，其基底为加里东期及华力西中期以前的沉积构造，海拔 200~500m 之间。区域地貌特征为开阔平坦的戈壁滩，西北高、东南低，由北向南、由西向东坡度均为 $2''$ 。西北缘为南北走向的扎依尔山脉，海拔 600~800m。金龙镇

处于玛纳斯河流域下游，是准噶尔盆地西部扎依尔前冲洪积扇区与玛纳斯河下游三角洲沉积交接地带。

采油二厂所辖区块大部分位于平坦的戈壁滩上，区块内多为油田生产设施，部分靠近白碱滩城区的井已关停。

3.1.3 水文及水文地质条件

(1) 地表水

克拉玛依地区属内流区，境内分布有三大水系，分别是天山北麓中段水系的白杨河下游、达尔布图河、卡拉苏河和玛纳斯河下游，艾比湖水系的奎屯河独山子段；阿尔泰山南麓诸河水系的调水工程。境内河流为流程短、水量小的季节河，主要有 5 条河流（白杨河、克拉苏河、达尔布图河、玛纳斯河、奎屯河），2 座湖泊（艾里克湖和小艾里克湖），6 座水库（白杨河水库、白碱滩水库、黄羊泉水库、风城水库、三平水库、阿依库勒水库）。白杨河发源于额敏县境内的乌肯拉嘎尔山，由北向南流入克拉玛依境内，全长 160km，流域面积约 6256km²，年径流量为 $1.4 \times 10^8 \text{m}^3$ 。克拉苏河和达尔布图河均发源于扎依尔山，年径流量分别为 $0.3 \times 10^8 \text{m}^3$ 和 $0.15 \times 10^8 \text{m}^3$ ，由北向南流入克拉玛依境内，是百口泉地下水的主要补给源。以上三条河流均属内流河，河流水的补给来源主要是雪融水，降雨和少量的裂隙水。河流类型属于硫酸-重碳酸盐型。白碱滩水库（调节水库）和黄羊泉水库为白杨河水库的二级水库，是克拉玛依冬季的调节水源。

采油二厂管辖范围内涉及的地表水体主要为白碱滩水库、三坪水库和白-克明渠。根据《克拉玛依市饮用水水源保护区划分技术报告》知白碱滩水库、三坪水库水源保护区划分为一级保护区和二级保护区，具体保护范围如下：

①白碱滩水库

白碱滩水库的总库容约 0.19 亿 m³，根据规范属于中型水库（ $0.1 \text{亿 m}^3 \leq \text{水库总库容} < 1 \text{亿 m}^3$ ）。划分方案如下：

※一级保护区

白碱滩水库一级保护区水域面积 2.44km²，陆域面积 0.31km²，总面积 2.75km²，拐点坐标见表 3.1-1。

表 3.1-1 白碱滩水库一级保护区拐点坐标

水域范围：白碱滩水库为克拉玛依市主要饮用水供给水库，功能单一，根据规范，将白碱滩水库全部水域（大坝侧以坝体为界）划为一级保护区水域范围。

陆域范围：白碱滩水库一级保护区陆域范围确定为取水口侧大坝边界外延 200m 的陆域区域。

※二级保护区

白碱滩水库二级保护区总面积 3.63km²，拐点坐标见表 3.1-2。

表 3.1-2 白碱滩水库二级保护区拐点坐标

陆域范围：考虑到水库北面和西南面有油井，东南面有 217 国道等实际情况，白碱滩水库二级保护区陆域范围确定为：

水库东南面以 217 国道为界，包括水厂和鱼塘，西南面以水库管理站旁现状道路为界，东北面以一级保护区边界为界外延 200m，西北面以一级保护区边界为界外延 2000m 的扇形区域范围，包括白-克明渠部分渠段。

②三坪水库

三坪水库的总库容约 0.33 亿 m³，根据规范属于中型水库（0.1 亿 m³≤水库总库容<1 亿 m³）。划分方案如下：

※一级保护区

三坪水库全部水域（大坝侧以坝体为界）划为一级保护区水域范围。一级保护区水域面积 2.67km²；三坪水库一级保护区陆域范围确定为饮用水取水口侧大坝边界外

延 200m 的陆域区域。一级保护区陆域面积 0.81km²。拐点坐标见表 3.1-3。

表 3.1-3 三坪水库一级保护区拐点坐标

※二级保护区

三坪水库二级保护区陆域范围确定：水库东面、东南面大坝侧以现状公路为界，水库西北面为引水干渠三坪水库段背向水库外延 2000m 的扇形区域（三坪水库西北方向的集水区域）。三坪水库二级保护区总面积 7.23km²。

表 3.1-4 三坪水库二级保护区拐点坐标

(2) 地下水

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<1m³/(h·m)，水质差，不具有供水意义。

克拉玛依北部冲洪积平原下伏以古近一新近系、白垩系和侏罗系砂岩、砾岩、砾状砂岩为主，属碎屑岩类裂隙-孔隙含水岩组。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5m~39m，沉积物颗粒粗大，岩性以砂砾石、砂为主，砾石成分复杂，以变质岩、岩浆岩为主，砾径一般为3cm~5cm，大者可达10cm~15cm，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 $140\text{m}^3/\text{d}\sim 170\text{m}^3/\text{d}$ ，为水量中等含水层，地下水矿化度一般为 $0.5\text{g/L}\sim 0.7\text{g/L}$ ，属 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{—Na}$ 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 $40.5\text{m}\sim 91.7\text{m}$ 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 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{—Ca}\cdot\text{Na}$ 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 $1\text{g/L}\sim 3\text{g/L}$ ，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 。

3.1.4 气候气象

克拉玛依市地处沙漠边缘，深居欧亚大陆腹地，远离海洋，属典型大陆性干旱气候。夏季酷热，冬季严寒，冬夏两季漫长，春秋两季时间短，季节更替不明显。降水和干湿度：区域气候十分干燥，全年少雨，多年平均降水量为 105.7mm ，主要集中在 $6\sim 8$ 月，冬季无稳定积雪。气象数据表明，20世纪80年代前降水量只有 100mm 左右；进入20世纪80年代以后，降水量有所增加，1991~1995年平均年降水量约 130.4mm 左右；近年又有微量增加。克拉玛依地处沙漠戈壁地区，全年蒸发量可达 3000mm 。相对湿度较低， $4\sim 10$ 月相对湿度最低，可达20%左右， $11\sim 3$ 月相对湿度较高，可达80%。气温变化幅度较大，多年平均气温为 9.0°C 。其中，七月为最热月，月平均气温 28°C ，极端最高气温可达 44.0°C ；一月为最冷月，月平均气温 -15.3°C ，极端最

低气温为-31.7℃。全年天气晴朗少云,全年晴天日数约 220 天,≥10℃积温约 4300℃,平均无霜期 190 天,日照时间长,全年日照时数 2455.3 小时,平均冻土厚度 163.4cm。克拉玛依是全国有名的风口之一,风大且多,活动频繁。大风春季最多,秋季次之,夏季大风较少,冬季小风居多。全年平均风速为 2.5m/s,最大风速可达 31.3m/s,最大风力可达 12 级以上,主导风向为西北。全年 3~5 月风速最大,最大可达 25m/s,2 月风速最小,常为 7m/s 左右,并且最大风速有逐年减小的趋势。

3.2 自然环境变化

评价时段内采油二厂实施的项目大多数为老区块加密开发,油气田开发作业施工期会对生态环境造成一定影响,但随着施工结束,其影响随时间推移逐步恢复至自然状态,对区域自然环境基本无影响,多年来区域自然环境变化甚微。

3.3 环境保护目标变化

3.3.1 环境保护目标变化情况

本次环境影响后评价范围内不涉及保护区,评价范围内涉及的环境保护目标主要为白碱滩区、三平镇居民,白碱滩水库、三坪水库、白-克明渠、野生动植物。

2009 年原克拉玛依市环境保护局将白-克明渠划分为饮用水源保护区(《克拉玛依市饮用水源保护区划分技术报告》),2021 年 9 月新疆维吾尔自治区人民政府办公厅发布的《关于取消克拉玛依市部分饮用水水源保护区的复函》中同意取消白-克明渠水源保护区。根据本次后评价调查成果,白碱滩水库、三坪水库保护区范围内的生产井已全部退出。

由于 2024 年 1 月 18 日《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》正式发布实施,原本属于自治区 I 级保护野生植物的梭梭和白梭梭从保护植物名录里移除,不再是保护植物。

与环评阶段相比保护植物中少了梭梭和白梭梭。

3.3.2 项目运行对环境保护目标的影响

(1) 对白碱滩区和三平镇的影响

根据现场调查可知，距离白碱滩区和三坪镇居民区较近的生产井均采用了密闭集输工艺，评价时段内未发生过井喷、火灾、爆炸等风险事故，未对白碱滩区和三坪镇居民区产生明显影响。

（2）对白碱滩水库和三坪水库的影响

根据本次后评价调查结论，评价时段内在水源保护区内未发生过污染地表水质的现象，白碱滩水库、三坪水库及白-克明渠水质未因采油二厂的开发作业而受到影响。随着白-克明渠水源保护区的取消以及白碱滩水库、三坪水库保护区范围内的油田生产设施退出，采油二厂运营期各项生产活动对水源保护区影响较小。

（3）对野生动植物的影响

调查期间未见毁坏受保护的野生植物事件，未见伤害野生动物情况，但油气田的正常生产对野生动物的生境造成了一定的干扰。

3.4 污染源或其他影响源变化

根据现场调查、资料收集等方法，了解作业区运营期间污染源或其他环境影响源变化情况。与上一轮后评价相比，本次后评价采油井和注水井的数量均有减少。采油井减少 359 座，注水井减少 229 座，转油混输站增加 5 座，计量站减少 298 座。本轮后评价较上轮后评价场站及油区燃气加热炉减少 12 台，减少燃气加热炉均改为电加热炉，有组织废气排放量减少；对现有 13 台工业锅炉中 4 台进行低氮改造，对 22 台燃气加热炉中 17 台进行低氮改造，采油二厂辖区内的燃气压缩机均改为电压缩机。据前节建设项目实施情况分析结论，与原环评设计建设内容相比，项目实际建设的产能、生产井口数、钻井井口数以及各类管线及道路长度等工程基本上呈减少趋势，因工程实施而带来的环境影响也是同步减少的。评价时段内作业区废气源、废水源、噪声源及固体废物与环评阶段分析结论相比是减少的。

3.5 区域环境质量现状及变化分析

3.5.1 数据来源及有效性分析

本次后评价采用资料收集法来说明区域环境质量现状及变化情况，收集并分析

了区域评价时段内的历史监测资料及其变化情况。监测数据主要来源为采油二厂日常监测、竣工环保验收监测及评价范围内新近审批的环评项目。

环境质量现状评价数据监测时间为 2021 年至 2025 年之间，能够反映评价区块的环境质量，符合《建设项目环境影响后评价技术导则》（DB65/T 4321-2020）第 6.1.3 款，“评价采用的监测与调查资料应能够反映后评价期间建设项目稳定运行实际的环境质量和污染物排放状况，引用资料应为后评价开始前一年内项目稳定运行时的实测数据并满足后评价工作相关技术要求”。

3.5.2 环境空气质量现状与变化分析

评价范围内运行的各项工程，运营期对环境空气的影响主要表现为以下几个方面：一是加热炉、采暖锅炉、燃气压缩机和火炬排放的天然气燃烧烟气，二是石油开采、集输和处理全过程中油气的无组织逸散，三是含油污水、含油污泥等的处理、暂存及装载过程中产生的臭气。本次评价从采油二厂所在克拉玛依市的整体环境质量现状，以及评价范围内代表性区域的特征因子近期的监测数据对环境空气质量现状进行评价；同时收集评价范围内代表性区域的特征因子的历史监测数据，分析其变化情况。

（1）基本污染物环境质量现状及变化趋势

本次收集了克拉玛依市近五年的环境空气质量监测数据，数据来自中华人民共和国生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”，数据分析结果见下表。

表 3.5-1 基本污染物环境质量现状及评价结果

由表 3.5- 1 可知，克拉玛依市 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 长期浓度均可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段浓度限值中二级浓度限值，为环境空气质量达标区。

分析近五年变化趋势，O₃ 有增加趋势，其他污染物变化趋势不太明显，详见图 3.5- 1。

图 3.5- 1 克拉玛依市环境空气基本污染物变化趋势图

（2）特征污染物环境质量现状评价

①数据来源

根据评价区块生产特点，判定特征污染物主要为非甲烷总烃和硫化氢，本次采用资料收集的方法对区域环境空气质量现状进行评价。数据来源及监测点位等见表 3.5-2，监测点位见图 3.5-2。

表 3.5-2 特征污染物环境质量现状监测方案一览表

数据来源	监测时间	点位名称	点位 编号	坐标	
				东经	北纬

图 3.5-3 特征污染物环境质量现状监测点位示意图

⑤特征污染物变化分析

对比分析评价范围内不同时期特征因子的监测结果，评价范围内 NMHC 浓度整体呈逐年下降趋势，详见表 3.5-4。

表 3.5-4 评价范围内不同时段大气特征因子监测数据一览表

图 3.5-3 评价时段内 NMHC 变化趋势图

分析其背后原因，一是日益严格的环保要求，促使企业环保意识不断提高，运营期各项环境管理措施落到了实处，有效地降低了运营期 NMHC 的排放；二是随着油气开采及处理技术的不断提高，尤其是新疆油田公司整体原油密闭处理技术的应用，大大减少了油气的无组织挥发；三是近年来各市加大了 VOCs 综合整治力度，取得了显著效果。区域的大气仍有较大的环境容量。

3.5.3 地下水环境质量现状调查与评价

(1) 地下水环境质量现状

①数据来源

本次收集了区域已有监测数据对地下水环境质量现状进行评价。引用数据基本情况见表 3.5-5，点位分布见图 3.5-4。

表 3.5-5 地下水监测井基本信息

图 3.5-5 地下水监测井点位示意图

②监测因子

监测因子： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 的浓度，pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类、总大肠菌群、细菌总数、色、浑浊度、肉眼可见物、钠、硫化物，水位、水温。

③评价标准

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

④评价方法

采用单因子标准指数法，模式如下：

$$S_{ij} = \frac{C_i}{C_{oi}}$$

式中：

S_{ij} —单因子标准指数；

C_i —i 类监测物现状监测浓度，mg/L；

C_{oi} —i 类监测物浓度标准，mg/L。

pH 的标准指数为：

$$S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH_j > 7.0$$

$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH_j \leq 7.0$$

式中：

$S_{pH,j}$ —pH 值的标准指数；

pH_j —pH 的实测值；

pH_{sd} —评价标准中 pH 的下限值；

pH_{su} —评价标准中 pH 的上限值。

⑤评价结果

评价区地下水质量评价结果见下表。

(单位: mg/L, pH 无量纲)

[illegible]

(单位: mg/L, pH 无量纲)

[illegible]

(单位: mg/L, pH 无量纲)

--	--	--	--	--	--	--

[illegible]

地下监测结果表明，地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 V 类标准限值，其余各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 V 类标准的限值。项目区地下水已高度矿化，水质较差，无农业、工业及生活利用价值。

数据来源：本次收集了 2026 年采油二厂对区域地下水的例行监测数据，监测点位见表 3.5-10，监测结果见表 3.5-11、表 3.5-12。

序号	监测点位置
1#	
2#	
3#	
4#	
5#	
6#	
7#	
8#	
9#	
10#	
11#	
12#	
13#	
14#	

[illegible]

[illegible]

表3.5-12 采油二厂2026年地下水监测情况一览表

[illegible]

[illegible]

[illegible]

表3.5-14 采油二厂危废贮存场地下水监测情况一览表

[illegible]

(3) 地下水环境质量变化分析

表3.5-15 采油二厂地下水特征因子监测情况一览表

[illegible]

（1）声环境质量现状

本次声环境质量现状收集了建设单位例行监测数据，以及验收监测文件中的监测数据对评价范围的声环境质量现状进行评价，引用数据基本信息见下表。

数据来源	监测地点

 中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

本次收集了评价时段内不同时期采油二厂代表性站场的监测数据，监测结果见表 3.5-19。根据监测结果，评价时段内各点监测噪声值变化不大且均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

		A		B		C		D	
		1	2	1	2	1	2	1	2
1									
2									
3									
4									

--	--	--	--	--	--

表 3.5-22 土壤监测点位

表 3.5-23 土壤监测点位

表 3.5-24 土壤监测点位

表 3.5-25 土壤监测点位

③监测因子

全项点监测因子为：pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷、1，2-二氯乙烷、1，1-二氯乙烯、顺-1，2-二氯乙烯、反-1，2-二氯乙烯、二氯甲烷、1，2-二氯丙烷、1，1，1，2-四氯乙烷、1，1，2，2-四氯乙烷、四氯乙烯、1，1，1-三氯乙烷、1，1，2-三氯乙烷、三氯乙烯、1，2，3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1，2-二氯苯、1，4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并〔a〕蒽、苯并〔a〕芘、苯并〔b〕荧蒽、苯并〔k〕荧蒽、蒽、二苯并〔a，h〕蒽、茚并〔1，2，3-cd〕芘、萘、石油烃、土壤盐分含量，共计 48 项。

其余监测因子：pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃和土壤盐分含量。

④评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。

占地范围外 pH、镉、镍、铬、铜、铅、汞、砷、锌执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准；其余因子执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值。

⑤评价方法

采用单因子标准指数法，计算公式为：

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

式中： $S_{i,j}$ —单项土壤参数 i 在 j 点的标准指数；

$C_{i,j}$ —土壤参数 i 在 j 点的监测浓度，mg/L；

C_{si} —土壤参数 i 的土壤环境质量标准，mg/L。

⑥评价结果

监测及评价结果见表 3.5-26-表 3.5-43。

表 3.5-26 S1 和 S2 监测点基本项目监测结果及评价结果一览表

--	--	--	--	--	--

[illegible]

[illegible]

表 3.5-27 其他监测因子监测及评价结果一览表（表层样）

表 3.5-28 其他监测因子监测及评价结果一览表（柱状样）

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

表 3.5-33 S22 (沼泽土) 监测点土壤现状监测及评价结果 (基本项目)

[illegible]

[单位: mg/kg]

[illegible]

表 3.5-36 土壤监测结果一览表 [单位: mg/kg]

[illegible]

[illegible]

表 3.5-38 S35 监测点监测结果及评价结果一览表(柱状样)

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

 中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司
SINCE 1954

[illegible]

[illegible]

[illegible]

--	--	--	--	--	--

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

(2) 土壤环境质量变化趋势



测数据和新疆油田公司采油二厂 2021 年、2022 年、2023 年、2024 年和 2025 年自行监测台账的监测数据及评价结果来说明已开发区域土壤的现状变化情况，具体如下：

统计及分析结果见表 3.5-54。评价结果表明，通过变化趋势分析可知，基本污染物监测数据均低于检出限，评价时段内各站场已开发区域与建设项目环评阶段拟开发区域的特征因子石油烃检测值相差不大，均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类标准限值，说明油气田开发对土壤环境质量影响极小，土壤环境质量没有受到油气田开发的影响。

表 3.5-54 历年评价范围内石油烃监测数据一览表

3.6 生态环境现状与变化分析

3.6.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划简表》，项目所在区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 3.6-1。

表 3.6-1 评价区块所属生态功能区划一览表

生态功能分区单元	生态区	Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区
	生态亚区	Ⅱ ₃ 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区
	生态功能区	17 克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区
主要生态服务功能		石油工业产品、人居环境、荒漠化控制
主要生态环境问题		工业污染，土地盐渍化和沼泽化、风沙危害
主要生态敏感因子、敏感程度		土地沙漠化轻度敏感，土壤侵蚀极度敏感
主要保护目标		改善城市生产生活环境、保护荒漠植被
主要保护措施		加强污染治理、废弃物资源化利用、完善城市防护林体系、扩大城市绿地面积、加强油区植被保护和管理
主要发展方向		建设现代化石油工业基地和良好的人居环境，实现经济、社会、环境和谐与健康发展

3.6.2 生态系统类型与特征

评价区域生态系统以荒漠生态系统为主。

环境水分稀少是荒漠生态系统的最基本环境特征。在气候上，该区域处于干旱和极干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀，主要集中在冬季（非植物生长季）。由于降水稀少和蒸散十分强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮而稀疏，且分布不均匀。由低矮、稀疏植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运，所形成的强大有害物质流（风沙），威胁人类生存环境，同时对农林牧业生产潜在的灾害性影响。

荒漠生态系统的植被稀少，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后很难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀、沙化，或成为沙尘暴的发源地。

本次后评价建议采油二厂根据《环境影响评价技术导则 生态环境》（HJ19-2022）的相关要求施工期重点监测施工活动干扰下生态保护目标的受影响状况，如植物群落变

化、重要物种的活动、分布变化、生境质量变化等，运行期重点监测对生态保护目标的实际影响、生态保护对策措施的有效性以及生态修复效果等（如恢复前后的物种多样性、植被覆盖率、生物量、盖度等）。

3.7 项目区土地利用现状与变化情况评价

占地能够直接改变地表覆盖状况，导致土地利用类型的变化。还会进一步影响到生物多样性、区域的水分循环特征，改变生态系统的结构以及组成，从而对生态系统的功能产生影响，进而影响生态环境质量。

评价区域已开发区大部分位于荒漠区域，部分开发密集区已转为工矿用地。根据现场踏勘及相关资料，各场站地面都已永久硬化，转为工矿用地，油气田等生产区部分区域敷设了集输管线，以及伴行公路、电力线等设施。参照全国土地利用现状调查技术规范、全国土地利用现状分类系统，对比 2021 年和 2025 年两个年份间隔的地理信息遥感影像进行土地利用类型图的绘制。两个不同年份的遥感影像具有一定的年度间隔，可用于分析该区域的后评价时段土地利用变化情况，土地利用类型划分参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017）要求。

根据实地调查和遥感卫星影像，将该区域土地利用情况划分为 5 类，区块土地利用结构变化见表 3.7-1。评价范围 2021 年和 2025 年土地利用类型图分别见图 3.7-1、图 3.7-2。

表 3.7-1 后评价区土地利用类型变化表

由该区域土地利用变化情况可以看出，该区域的土地利用类型在油气田开发前后有

一定的变化。但由于油气田开发增加的工矿用地并未有明显的增加，评价时段内区域土地利用类型未因油气田开发而发生较大变化。总体上以荒漠生态景观为主；评价时段其他草地、盐碱地、裸土地占比呈逐年减少趋势，这种变化与油气田开发作业活动关系甚微。总体而言，区域的土地利用类型受油气田开发活动的影响较小。

图 3.7-1 土地利用类型图（2021 年）

图 3.7-2 土地利用类型图（2025 年）

3.8 生态景观评价

(1) 景观类型分类

从影像上看，采油二厂开发区域生态景观以荒漠景观为主，部分区域紧邻白碱滩城区，存在居民、工矿等人为干扰景观。鉴于本文所采用的信息源为 LANDSAT TM 数据，属于分辨率相对较低的遥感影像资料，按照可以解译的详细程度，参考有关研究成果，本评价区景观类型的划分采用陈俊、宫鹏所提出的适用于遥感资料的景观分类系统的一级分类标准进行。评价区共划分为 3 类景观，分别为城市或居住地景观、草地景观、荒漠景观。具体见表 3.8-1，本项目草地占比较高，因此可以认为草地景观为评价区景观的基底。

表 3.8-1 评价区景观类型分类体系表

序号	一级类	二级类
1	城市或居住地景观	/
2	农业景观	/
3	草地	/
4	荒漠景观	盐碱地
		沙地
		裸地
		戈壁
		沼泽

(2) 景观格局总体分析

在景观的三个组分：斑块、廊道和基底中，基底是景观的背景地域，是一种重要的景观元素类型，在很大程度上决定了景观的性质，对景观的动态起着主导作用。面积上的优势、空间上的高度连续性和对景观总体动态的支配作用是识别基底的 3 个基本标准。

采油二厂已开发区域荒漠景观所占面积最大，分布最为广泛。荒漠景观以干旱荒漠植被为主，区域水分条件相对较差，人为干扰强度较小。草地景观在评价区也占有一定比例，主要分布在水分等自然条件相对较好的地带，也是人类活动的重点影响区域。城市或居住地景观是典型的人为干扰景观类型，其发展变化的程度直接反映了人类活动强度，总体看来，评估区域人为干扰景观所占比例相对较小。

油田开发对评价区景观影响主要体现在道路数量增加，使得荒漠景观向着破碎化方向发展（斑块数增加）。但总体来讲，以上人为活动对整个景观的差异性没有产生较大影响，即使荒漠有破碎化趋势，但道路均为开放式道路，不会对各景观功能发挥及景观类型之间能量流通产生较大影响，也不会改变该区域景观基底类型。

3.9 土壤分布特征及类型

3.9.1 土壤分布特征

根据现场调查结果及全疆土壤类型图分析，采油二厂开发区域内分布的土壤类型较为单一，主要为灰棕漠土和少量风沙土。

3.9.2 土壤类型

（1）灰棕漠土

灰棕漠土是新疆北部地区温带荒漠的地带性土壤，也是本油田所在区域的主要土壤类型之一。灰棕漠土是在新疆温带地区干旱荒漠气候条件和粗骨质（砾质-砂质）成土母质上形成的，它的形成与分布与大风的作用密切相关。灰棕漠土分布区的风速多在 4~6m/s，最大风速可达 20~50m/s，平均大风日数多在 70~160d。在大风的作用下，地表细颗粒物质被强大的风力搬运殆尽，存留的砾石和砂粒在风和短暂暴雨的作用下，互相镶嵌形成部分较密实的砾幕，也就是黑褐色的荒漠漆皮。因而其生产性能较差，植物生长极少。仅有的少量植被主要为早生和超早生的灌木、半灌木如梭梭、假木贼等，植被盖度一般在 10%—15%以下，部分区域甚至为不毛之地。

在灰棕漠土的形成过程中，砾质化作用起了主导性的作用，砾质化过程是土壤矿物质的弱风化作用与大风吹蚀作用相结合的过程。在干旱气候条件下，成土母质的细土物质特别是粉粒和粘粒含量本来就不高，在不断遭受大风吹蚀后，致使砾石和砂粒在土壤表层的比重越来越大，粗骨性越来越强，当地表细颗粒被强大的风力搬运殆尽时，大小砾石和砂粒在风力和短暂暴雨作用下互相镶嵌形成部分较密实的砾幕。在灰棕漠土的形成过程中，生物积累作用小，土壤表层的有机质含量仅为 3~5g/kg，在剖面中无明显聚积层，土壤肥力甚低。

灰棕漠土的剖面特征为：地表具有黑褐色的荒漠漆皮和部分砾幕。由于地下水位

较深，降水稀少，土体非常干燥，表层有 2~3cm 孔状结皮，并混生有砾石和碎石。

土壤剖面母质为古老洪积-冲积物，地面生长着极其稀疏的梭梭及假木贼。地势平坦，风蚀强烈，地表砾幕发育良好，砾石大者直径约 5cm，其形态特征如下：

0~2cm 淡灰棕色，壤质粘土，蜂窝状结皮，干，松脆，无植物根系；

2~6cm 灰棕色，壤质粘土，小块状结构，干，稍紧，中量细孔，无植物根；

6~24cm 淡棕色，壤质粘土，若团块状，干，松散，有石膏斑点；

24~35cm 灰白色夹黑褐色，砂质粘土，干，块状，较紧，多量灰白色石膏晶粒与小砾石及细土胶结在一起的石膏聚积层；

35~60cm 砂砾石层，壤质沙土，有含多量石膏的细土粒混杂其间。

(2) 风沙土

风沙土主要处于温带半干旱、干旱、极端干旱的草原、荒漠草原及荒漠地带。气温变化大，年温差和日温差悬殊，常年多风，风期长，风力大，是风沙土形成的基本动力。风沙土是在风沙性母质上发育起来的，质地较粗，物理性粘粒很少，因风蚀风积交替作用，使土壤发育处于不断的复幼状况下，植被稀疏，生物作用微弱，使有机物质积累很少，成土过程十分微弱，只在土壤表层 0.5~1cm 有微弱的分化，有机质含量明显高于下层。这是由于古尔班通古特沙漠冬季有稳定的积雪，在春季积雪融化后，沙土层中便得到一定量的水分补给，在 4~5 月间，土壤含水率可达 20~30g/kg，为短命和类短命植物生长提供了生存条件，地表植被覆盖度可达 40%~60%，到 7~8 月处于休眠状态。正是这些短命和类短命植物生长和循环过程，使沙土层地表形成了微弱的有机质积累，其他土壤理化性状无明显差异，剖面层次分化不明显。

图 3.9-1 采油二厂土壤侵蚀度图（2021 年）

图 3.9-2 采油二厂土壤侵蚀度图（2025 年）

3.9.3 土壤理化性质

针对工程占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为七东 1 区计量站内表层样。监测工作由新疆西域质信检验检测有限公司完成。分析结果，见表 3.9-3。

表 3.9-3 土壤理化特性调查表

3.10 植被现状调查与变化情况评价

3.10.1 植被现状调查

受气候及水分条件限制，开发公司开发区域自然植被稀疏，植被类型属蒙新区、新疆荒漠区，北疆荒漠亚区—准噶尔荒漠省—准噶尔荒漠亚省—玛纳斯湖州，主要植物群落为梭梭壤漠、梭梭沙漠、刚毛怪柳荒漠和芦苇草甸。植被类型见图 3.5-1。

梭梭壤漠和梭梭沙漠分布于采油二厂开发区内的大部分区域，是准噶尔盆地沙漠边缘常见植被群系，梭梭常与耐盐潜水超旱生灌木形成的群落。伴生种多为超旱生灌木或超旱生半灌木，常见的有怪柳、木蓼、琵琶柴、盐生木、合头草等；在靠近白一克明渠和白碱滩水库等人工地表水体的区域，或地表低洼易积水处，有少量芦苇等植物生长。植被类型见图 3.10-1，主要植物见表 3.10-1。

表 3.10-1 主要植物种类及分布

中文名	学名	分布	备注
琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>	++	
梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	++	
假木贼	<i>Anabasis salsa</i>	+	
芨芨草	<i>Achnatherum splendens</i>	+	
猪毛菜	<i>Salsola sp.</i>	++	
骆驼刺	<i>Karelinia caspia</i>	+	
盐爪爪	<i>Kalidium foliatum</i>	++	
铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>	+	
苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>	+	
独尾草	<i>Eremurus anisopterus</i>	+	
戈壁针茅	<i>Stipa tianshanica</i>	+	
小蓬	<i>Nanophyton erinaceum</i>	+	
黑果枸杞	<i>Lycium ruthenicum</i>	+	
盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>	+	
盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>	+	
刺木蓼	<i>Atraphaxis spinosa</i>	+	
木地肤	<i>Kochia prostrata</i>	+	
大白刺	<i>Nitraria roborowskii</i>	+	
泡泡刺	<i>N. sphaerocarpa</i>	+	
小果白刺	<i>N. sibirica</i>	+	
准噶尔大戟	<i>Euphorbia soonarica</i>	+	
骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>	+	
苦马豆	<i>Swainsonia salsula</i>	+	
驼绒藜	<i>Ceratocarpus latens</i>	+	
木碱蓬	<i>Suaeda dendroides</i>	+	

叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	+	
芦苇	<i>Phragmites australis</i> (Cav.) Trin. ex Steu	+	
菖蒲	<i>Acorus calamus</i> L.	+	

注：++ 常见种，+ 少见种，- 偶见种

3.10.2 植被变化情况

(1) 植被类型

通过历史遥感影像解译，对评价区域 2021 年和 2025 年植被类型进行对比，评价区内植被类型变化均较小，说明油气田开发建设对区域内的自然植被类型造成的影响很小。

图 3.10-1 采油二厂植被类型示意图（2021 年）

图 3.10-2 采油二厂植被类型示意图（2025 年）

(2) 生态指标变化

进入正常运营过程后，由于地表永久性构筑物（场站、道路、井场等）全部建设完成，使其永久性占地范围内的植被全部消失。工程建设过程中临时性占地范围内的植被，在施工过程中虽然会受到不同程度的影响，施工结束后，则会逐渐恢复。自然条件较好的地段会在较短的时期内逐渐恢复，在自然条件恶劣的地段，植被的自然恢复则需要较长的时间。在采油二厂开发建设过程中，表现为植被覆盖度的变化。

植被覆盖度是生态环境质量评价的重要指标之一。归一化植被指数（NDVI）可以反映植被生长情况并准确识别多种植被，因此常用于对遥感影像进行植被研究。通过对 2021 年、2025 年生长季（7 月—8 月）遥感影像解译，得到评价区块内的植被覆盖度变化数据，结果见表 3.10-3，评价时段内的植被覆盖度图见图 3.10-3、图 3.10-4。

表 3.10-3 评价时段内植被覆盖度变化情况

根据评价时段内植被覆盖度变化情况统计结果，盖度在 20%~40%的区间有减少；其余各区间植被盖度均有增加，变化较小。评价区域生长季植被盖度变化情况与当年草本植被的生长状况有关，而草本植被的生长状况则与全年降水有关，如春季融雪对短命植物和一年生草本植被的萌发具有决定性作用，而草本植被的生长状况则与春夏两季降水量息息相关。

植被覆盖度（平均值）、生物多样性指数和植被净初级生产力对比数据见表 3.9-6。由于后评价区内荒漠面积较大，总体上植被盖度较低，2025 年生长季植被平均覆盖度较 2021 年均有降低，评价范围内——尤其是油气田开发区域内——总体上植被盖度基本无变化；综上所述，生长季植被盖度变化主要受当年降水情况影响，与区域气候整体变化情况有关，而与油气田开发活动关系较小。

图 3.10-3 评价时段内植被覆盖度图（2021 年）

图 3.10-4 评价时段内植被覆盖度图（2025 年）

3.11 野生动物现状

按中国动物地理区划的分级标准,采油二厂开发区域的野生动物属古北界、中亚界、蒙新区、西北荒漠亚区、准噶尔盆地小区。梭梭生长较好的地带,有鹅喉羚、沙狐和刺猬等野生动物出没。而在油气生产设施建设密集的地区,人类活动频繁,野生动物以伴人型的啮齿类、爬行类的小型动物为主。根据《国家重点保护野生动物名录》(2021)及《新疆国家重点保护野生动物名录》(2021),采油二厂区域内未发现国家重点保护野生动物及其生境。野生动物种类详见表 3.11-1。

表 3.11-1 评价范围内主要脊椎动物的种类及分布

种类	学名	分 布	备注
两栖类			
绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	—	
爬行类			
密点麻蜥	<i>Eremias multiflora</i>	+	
快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	+	
荒漠麻蜥	<i>Phrynocephalus grumgrizimaloi</i>	+	
兽类			
黄兔尾鼠	<i>Lagarus luteus</i>	+	
沙狐	<i>Vulpes corsac</i>	+	
鹅喉羚	<i>G. s. sairensis Lydekker</i>	+	
刺猬	<i>Erinaceus europaeus</i>	+	
大沙鼠	<i>Phylomys opimus</i>	+	
小五趾跳鼠	<i>Allagatta sibirica</i>	+	
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	+	
红尾沙鼠	<i>Meriones erythrurus</i>	—	
鸟类			
小沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	+	
家燕(指名亚种)	<i>Hirunda rustica rustica</i>	—	
红尾伯劳(北疆亚种)	<i>Lanius cristatus phoenicuroides</i>	+	
大杜鹃	<i>Cuculus canorus</i>	+	
家麻雀(新疆亚种)	<i>Passer domesticus bactrianus</i>	—	
树麻雀	<i>Passer montanus</i>	+	
漠	<i>Oenanthe Jesevli atrogularis</i>	+	
灰鹡鸰	<i>Motacilla cinera</i>	+	

注: ++多见, +少见, -偶见

由于准噶尔盆地严酷的气候条件,夏季酷热,冬季严寒而且极为干旱,所以野生动

物种类分布较少，没有区域特有种类。项目区人类活动频繁，因此大型哺乳动物种类相对较少。本次现场调查和走访中，未发现大型野生动物和受保护野生动物。

3.12 区域沙化土地现状

根据《新疆第六次沙化监测报告》（2021 年），新疆维吾尔自治区沙化土地面积为 $7468.21 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，其中：轻度沙化土地 $466.44 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，占沙化面积的 6.25%；中度沙化土地 $1029.83 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，占沙化面积的 13.79%；重度沙化土地 $1509.95 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，占沙化面积的 20.21%；极重度沙化土地 $4461.99 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，占沙化面积的 59.75%。

古尔班通古特沙漠面积 57473km^2 ，占全疆沙漠的 13.04%；是我国第二大沙漠，也是我国最大的固定、半固定沙漠。主要由五片沙漠组成，奇台以东为霍景涅里辛沙漠，中部为德佐索腾艾里松沙漠，分布在三个泉干谷以南，西部是索布古尔布格莱沙漠，北部是阔布什和阿克库姆沙漠。

沙漠中的沙化土地面积 $521.58 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，其中：流动沙地 $11.53 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，半固定沙地 $107.34 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，固定沙地 $396.65 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，沙化耕地 $6.06 \times 10^4 \text{hm}^2$ 。古尔班通古特主体沙漠面积 48695km^2 ，占全疆沙漠的 11.05%；沙漠中的沙化土地面积 $449.44 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，其中：流动沙地 $3.57 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，半固定沙地 $96.92 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，固定沙地 $344.54 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，沙化耕地 $4.41 \times 10^4 \text{hm}^2$ 。该沙漠地貌特征是高山与盆地相间，沙漠四周为高山环抱，地形十分闭塞。该区属温带大陆性气候，气候干旱，降雨少，生态环境比较脆弱。该沙漠北部主要是南北走向的树枝状沙垅，南部为蜂窝状复合沙垄，新月形沙丘及丛草沙丘，东部分布着复合型沙垄，格状沙丘和线状沙垄等。沙丘高度一般在 50m 以下，有的可高达 100m。沙漠年降水量 100~120mm（沙漠中年蒸发量 1400~2000mm），四季均匀，植被发育较好，春雨型短命植物较多，在固定沙丘上植被覆盖度可达 40%~50%，在半固定沙丘上也有 15%，主要生长梭梭、怪柳和一些草本植物。土地沙化形成的自然因素主要为气候干旱、降水稀少是土地沙化的主要自然因素，多风的动力条件是沙化土地发生发展的主要自然营力，丰富的沙物质是发生土地沙化的物质基础。人口快速增长，盲目开垦土地，过度放牧，过度樵采和不合理的水资源利用等是土地沙化的人为因素。采油二厂位于古尔班通古特沙漠西北缘，属于非沙化土地，具体位置见图 3.12-1。

图 3.11-1 沙化土地分布示意图

3.13 水土流失

根据《克拉玛依市水土保持规划（2019-2023 年）》，项目区水土保持区划属于北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）II——北疆山地盆地区（II-3）——天山北坡人居环境农田防护区（II-3-2rn）——中部平原人居环境农田防护区，不属于水土流失重点预防区和重点治理区。

4 生态环境影响后评价

4.1 生态环境影响回顾

油气田开发建设项目总体开发过程中，对生态的影响主要为占地对生态环境造成的影响，主要生态影响包括：对生态景观格局的影响、对植被的影响以及对野生动物的影响，按照影响时段可分为施工期、运营期和退役期的生态影响。

4.1.1 施工期生态影响回顾

（1）生态影响因素

施工期生态影响主要表现为占地影响，包括钻井工程、集输工程、公用工程和站场工程等各类工程的临时占地和永久占地。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤——植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤——植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤——植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

①对植物影响分析

油气田开发对植被的影响主要表现在井场、管线、道路、电力线、站场等施工过程中对植被的破坏及人类活动对植被的破坏，其次污染物的排放也将对天然植被产生一定的不利影响。采油二厂经过了多年的开发后，现在已占用了一定面积的土地，使永久占地范围内的荒漠植物受到一定程度的破坏。整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况，采油二厂的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场有围墙或护栏围护。井场及道路永久占地范围内的植被完全清除，站场内有零星植被分布。

临时占地主要是修建道路、敷设管线、架设电力线、井场施工时占用的土地，施

工结束后对占地进行了平整。临时性占地（或破坏）区域将被自然植物逐步覆盖，随着时间的推移，被破坏的植被将逐渐恢复到原有自然景观。

油气田进入正式生产运营期后，未对区域内的自然植被产生新的和破坏性的影响，通过在场站、公寓种植人工植被，增加了局部生态环境中的植被覆盖度，有效地改善了局部的生态环境。

②对动物影响分析

油田开发过程对野生动物的影响主要体现在栖息环境的变化和人类活动的干扰两方面。

※破坏栖息环境

油田开发建设，除各种占地直接破坏动物栖息环境外，各面、线状构筑物对栖息地造成分割，加上各种机械产生的噪声和人员活动，使原先相对完整的栖息地破碎化，连通程度下降，对物种的扩散和迁徙产生阻碍和限制。

※人类活动对野生动物生存的干扰

在油田工程实施过程中，人为活动不断侵入野生动物活动领域，迫使一些对人为影响敏感的物种逃往邻近未影响区域。随着地面工程影响结束和油田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，除未逃离的种类继续生存外，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感（两栖类、爬行类）的种类，又重新返回油田区影响较弱的地带生存，同时增加一些适应人类影响的种类（如某些鼠类和鸟类）。

根据油田开发对野生动物的影响特征，此次现场调查中着重注意了爬行类及啮齿动物的分布情况。结果表明：井场、站场附近少有动物活动的迹象。主要原因：在油田投入运行后，适应人类影响的物种进入生态系统中，此类动物主要在人类的影响范围内活动较为频繁；井场附近为原生生态环境，动物种类和数量较少，活动频次较少。

③景观生态影响

油气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，就评价区域而言，它是由荒漠生态系统和道路等景观相间组成。对景观生态格局的影响主要表现在油气田道路、管线及各类场站的建设，对生态景观的切割，增大了区域景观生态格局的破碎化程度。

各项工程的建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动中断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时项目区内系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程度的影响。

④土壤沙化的影响

采油井场、注水井场、注聚井场、注二氧化碳井场、联合处理站、天然气处理站、转油混输泵站、注入站、计量站、配水间、道路、单井采油/注水/注聚/注二氧化碳管线、集输管线和输电线路等地面工程施工过程中将会破坏占地范围内的土壤表层稳定砾幕和地表荒漠植被，管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。油气田开发区域具有多风、降水量偏低等气候特征，地表稳定结皮被破坏后，在大风天气条件下，项目施工会使占地范围内的土地就地起沙，局部形成沙化土地。

但是由于各区块开发占地范围相对较小，施工结束后对永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对临时占地范围内场地进行平整和清理，尽量利用施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复。集油/集气/注水支线和干线、部分电杆底部采用草方格进行防风固沙，采取以上措施后，油气田开发对区域土地沙化影响不大。

⑤水土流失的影响

油气田开发活动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。施工时场地平整、土方堆放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

井场、道路、站场等永久占地范围内进行砾石铺垫或地面硬化处理，不会加剧区域水土流失。

管线和输电线路施工时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，降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。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。

（2）环境影响回顾

施工期对生态造成的影响随施工作业结束而停止，并随着时间的推移可逐步自然恢复。油气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。但评价区域生态系统完整性变化主要受区域自然环境变化影响，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此，油气田开发对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。根据本次现场踏勘调查结果，评价区域内除了正在建设的工程区域外，已实施工程临时占地均已平整，恢复程度因施工完成时间不同而有所差异。

4.1.2 运营期生态影响回顾

（1）环境影响因素

运营期不新增占地，随着施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复，油气田生产运营期正常的巡检、各类运输车辆等活动会对野生动物的生存及栖息造成影响。

（2）环境影响回顾

随着采油二厂对运营期生产工作的规范化管理，以及环境保护工作宣传力度的加大，评价范围内的野生动植物未因油气田的开发作业活动而受到不利影响。员工遇到受伤的野生动物时，都能提供及时的救助。

4.1.3 退役期生态影响回顾

（1）环境影响因素

受油气田滚动开发特点的影响，不断有枯竭油气藏关停井，对于进入退役期的生产设施，应及时进行清退。退役期的清理工作包括地面设施拆除、井口地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，

管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

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

（2）退役期环境影响回顾

根据现场踏勘结果，采油二厂对退役井口均进行了封井，对停用的地面设施进行拆除并释放了永久占地。但部分井区部分有废弃物遗留，已经停止使用的生产设施未拆除相关设施。

4.2 生态治理措施及其有效性评价

4.2.1 施工期及运营期生态保护措施有效性评价

（1）环评及批复生态保护措施落实情况

油气田开发对生态的影响主要为占地对生态的影响和对植被的破坏。现场踏勘期间未见施工垃圾遗留，施工迹地均已平整，永久占地范围均采取了地面硬化措施，或砾石铺垫，或水泥硬化，详见下表。

表 4.2-1 生态保护措施落实情况

序号	环评要求	实施情况及有效性
1	严格落实各项生态环境保护措施和生态恢复方案，严格控制临时占地面积，不得随意扩大地表扰动范围，表土要集中堆存。完井后用于施工迹地恢复时用作表层覆土。施工期要提高工效，缩短工期，严格划定车辆行驶路线及探临道路开拓路线，严禁擅自开辟其他行驶便道。必须做到各类油品不落地，不得对土壤、植被和地下水造成污染。严禁捕猎野生动物、破坏野生动物巢穴。施工结束后须做好扰动区域的地表恢复，及时清理平整场地，复垦植被，防止土地沙化造成水土流失和生态破坏。	基本落实，施工期间未发生乱碾乱压的情况，采取了有效的水土保持和防沙治沙措施，保护措施有效。
2	建设期严格控制占地范围，管沟分层开挖，分层堆放，分层回填	基本落实，有效减少表层土壤肥力的流失
3	加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野	施工过程中没有发生猎杀野生动物现象，

	生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物	由于人类活动较多，井区野生动物数量很少，为常见的鸟类、鼠类和蜥蜴等，未见野生保护动物，保护措施有效。 从区域上宏观上看，油气田开发基本呈点、线状分布，运营过程中占地面积较小，未造成野生动物栖息生境造成严重破坏，已建工程未阻隔野生动物种质交流和迁徙，油气田开发未对野生动物的种类、分布、种群数量及种群结构造成明显影响
4	施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏	钻井施工队和管线开挖施工作业过程中均划定了施工作业范围，并严格控制施工车辆的运行线路。控制施工占地，减少了对植被、土壤的扰动范围，保护措施有效
5	施工结束后，应进行地貌恢复	施工结束后对施工迹地进行了平整、清理，可见部分占地的植被正在自然恢复过程中，保护措施有效
6	对油气田区域内的永久性占地（井场、站场等）合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少的区域布点	选择了合理的线路走向和站场布置，在植被覆盖度较低区域进行布点，减少了对植被的破坏和野生动物的影响，保护措施有效
7	对油气田区域内的临时性占地合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域	
8	对于地面工程建设扰动的地表要进行地面硬化处理，以减少风蚀量	站场硬化及砾石覆盖，可有效减少风力扬尘，并起到保水作用，有利于植被的恢复，现场可见砾石硬化后场地的植被正在恢复，且硬化砾石很好地起到了防止风蚀的作用，保护措施有效
9	严格按照有关规定办理建设用地审批手续	按规定缴纳了征地费用及植被补偿费用，对生态进行了经济补偿。征地费用和植被补偿费用的交纳有利于相关部门组织植被恢复及水土保持工作的开展，保护措施有效
10	加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是注意对野生动物和自然植被的保护。严禁在施工场地外砍伐植被，在施工现场设置宣传牌，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	井区设置了生态环保宣传牌。并对工作人员进行安全环保方面的教育。通过加强宣传教育可减少人为造成的生态破坏，保护措施有效
11	选线过程中，在满足设计需求的前提下，尽量避开植被密集的区域，集油支线尽可能沿油区已建道路敷设，尽可能避免破坏自然植物	设计选线时，已避开植被茂密的区域，集油支干线沿现有巡检道路铺设
12	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，应集中堆置于管沟一侧，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。并在管线上方设置管线走向标志	管沟分层开挖、分层堆放、分层回填，管线上方设置管线走向标志
13	加强施工期管理，对施工人员宣讲生态环境保护相关保护措施，施工期禁止掩埋废弃污染物，应派专人监管	施工期施工单位安排专人监管
14	管线及道路施工中尽可能利用就近油田现有道路，减少对地表和植被的破坏	管线及道路沿现有巡检道路铺设
15	设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，加强对施工人员和职工的教育，强化保	各作业区设置了环境保护标识牌及警示牌

护野生动植物的观念，严禁捕杀任何野生动物

（2）临时占地植被恢复情况

现有井场已进行平整，由砾石铺垫，井场岩屑堆放场地上部已经覆土，井场及周边均没有油污出现，井场周边也形成了较稳定的生态结构，野生植被得到了一定程度的恢复。

（3）防沙治沙措施落实情况

采油二厂采取的防沙治沙措施主要为对站场进行地面硬化和砾石铺垫、临时开挖土石方及时回填、施工结束后及时进行清理、平整，对有条件的站场空地进行了绿化。采取上述措施后减少了风沙侵蚀，采取的防沙治沙措施有效。具体措施如下：

①施工过程中不得随意碾压区域其他固沙植被，严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对占地范围外的区域造成扰动；严禁施工人员在荒漠地段随意踩踏、占用。

②施工结束后对井场采取水泥硬化或砾石压盖、站场永久占地采用砾石压盖等地面硬化处理。

③遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。

④严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

⑤粉状材料及临时土方等在堆场应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用篷布遮盖，减少施工扬尘产生量和起沙量。

⑥管线选线尽量避开植被较密集的区域。管线开挖的土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，表层土单独堆放，主要用于临时占地植被的恢复，挖方全部回填，管廊上方土方平整压实；管线施工产生的临时堆土采用防尘网苫盖。管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。

⑦大力宣传《中华人民共和国防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙

植物。

⑧施工结束后对占地进行平整，清运现场遗留的污染物，按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿。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。

⑨加强对野生植物的保护，尽量减少对梭梭等优良固沙植被的破坏。

(4) 水土保持措施落实情况

各区块地面工程建设项目按照环评及批复的要求编制了相应的水土保持方案，并取得了属地水利行政主管部门的批复。建设单位按照批复的方案全面落实了各项水土保持措施。水土保持措施具体如下：

①严格控制各项工程作业面积，井场范围采取彩条旗县界措施，控制施工边界减少扰动地表面积；严禁毁坏占地范围外的自然植被。

②永久占地采用砾石铺垫，各类管线选线时尽量避开植被密集区域，严格控制管线施工作业带宽度，管线管沟开挖时产生的临时土方临时堆放管沟旁，采用防尘布（或网）进行苫盖；道路采用砂石路面结构。

③严格控制和管理运输车辆的运行范围，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

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

⑤管沟开挖土方全部回填，管沟回填应分层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

⑥工程主管部门积极主动，加强水土保持管理，对工作人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，不随意乱采乱挖沿线植被。

⑦施工区域设置水土保持宣传警示牌，切实增强保护生态环境的意识。

⑧优化施工组织，避免大风、雨天气下施工，特别是管线管沟开挖和回填作业；合理安排施工进度与时序，缩小裸露面积和减少裸露时间，减少施工过程中因降水和风等水土流失影响因素可能产生的水土流失。

⑨管线施工作业结束后，对现场进行回填平整，并尽可能覆土压实，以防水土流失。

⑩采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行植被恢复。

⑪严格控制各项工程作业面积，严禁毁坏占地范围外的自然植被。

⑫对施工过程中产生的临时土方采用防尘布（或网）进行苫盖。

⑬井场道路用砾石铺垫，减少扬尘；对井场永久占地范围采用 0.5m 厚夯实黏土+砂砾层铺垫，减少扬尘。

⑭严禁施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大。

⑮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。由专人负责监督负责，以防破坏土壤和植被。

⑯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。地面建设挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多惜土。

⑰对管线及井场边缘土坎的边侧进行平整压实处理。

⑱工程主管部门积极主动，加强水土保持管理，加强水土保持法治宣传和水土保持执法管理，将其纳入依法办事的轨道上来，并对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，宣传保护生态环境和防治荒漠化的重要性。

⑲工程建设主管部门，应严格要求施工单位，对技术文件中的有关环境保护条款认真执行，全面落实，确保各类环保措施在工程施工中得到体现，保证同时设计，同时施工，同时验收的“三同时”落到实处。

4.2.2 退役期生态保护措施有效性评价

进入退役期的生产设施，将按规定进行拆除。首先由地质技术部门出具封井意见，工艺技术部门出具封井设计、地面拆除方案，经批准后方可实施拆除，拆除设备按照《采油二厂固定资产管理办法》进行管理。

4.3 生态环境影响验证

根据评价时段内各项环评文件评价的总体结论，“油气田建设工程对生态环境的

影响主要集中在施工期，随着施工期的结束，生态影响即停止，随后逐步自然恢复，在落实各项生态保护措施的前提下，对生态的影响是可接受的。”

根据现场踏勘及分析相关验收资料，评价范围内除新增部分场站，改变了局部的用地类型之外，总体而言，在评价时段内的生态环境基本无变化。油气田建设项目对生态环境的影响，从空间上分析主要在各项建设工程的临时占地范围，从时间上分析主要集中在施工期至项目建成后 3 至 5 年。

对比分析项目区评价时段内土地利用类型的变化情况，油气田开发区域内用地类型仍以荒漠为主，新增场站多为小型站场，占地面积小，对区域景观格局改变不大。根据现场踏勘结论，各项生态保护措施均得以落实。因此，从评价时段内土地利用类型和生态保护措施落实情况上分析，项目环评阶段生态环境影响结论总体可信。

4.4 现存环境问题

根据现场踏勘结果，采油二厂管辖区内存在少量车辆乱碾乱轧现象。

5 大气环境影响后评价

5.1 大气环境影响回顾

5.1.1 施工期大气环境影响回顾

根据油气田开发建设内容,施工期产生的废气主要是钻井作业柴油机废气、施工扬尘以及车辆尾气、试油期采出液储罐及装车过程产生的废气、钻井岩屑暂存扬尘、储层改造废气及测试放喷废气、管线焊接废气等。

(1) 钻井作业柴油机烟气

钻井作业柴油机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段,且排放量不大,加之大气环境影响评价范围内地域辽阔,扩散条件较好,钻井作业柴油机烟气排放对周围环境影响较小。

(2) 试油期采出液储罐及装车过程产生的废气

类比其他相似钻井井场,试油期采出液储存及装车过程产生的无组织非甲烷总烃符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中相关标准限值要求,硫化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1二级新改扩建浓度要求,不会对区域环境产生较大影响。

(3) 施工扬尘

施工期内,在站场、井场、管线和道路等地面工程建设过程中产生的扬尘,如细小建筑物料(如水泥、沙土等)的飞扬,及其土壤被扰动后导致的尘土,施工运输车辆排放的少量尾气和运输中产生的扬尘等,对环境空气会造成一定的影响。但由于施工期间定期洒水抑尘,其影响将限制在较小的范围内,而且要加强管理,可将影响降至较低水平。开发期污染属于阶段性局部污染,随着工程结束,其影响也相应消失。

(4) 车辆尾气

车辆行驶过程中,对该区域产生间断性、不连续排放,并且汽车油料为国家合格产品,其尾气排放的污染物均符合国家标准,对周围环境不产生不利影响。

(5) 储层改造废气

储层改造过程废气主要来源于压裂液、酸化压裂液现场暂存过程、压裂液、酸化

压裂液注入过程以及压裂返排液、酸化返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为非甲烷总烃、HCl 等，采取压裂液、酸化压裂液和压裂返排液、酸化返排液密闭罐存放措施，有效降低无组织废气排放。

（6）管线焊接废气

无缝钢管管道组对连接过程中将产生一定量的焊接烟尘，对周围大气环境产生一定的影响。但由于施工期短暂，区域大气环境扩散条件好，管线焊接废气对环境空气质量影响不大。

（7）测试放喷废气

钻井至目的层后，对油气应进行油气测试。测试放喷前安装井口放喷专用管线、计量设备、油气两相分离设备、原油罐等。测试放喷期间，产出液经两相分离器分离后，原油进入原油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，充分燃烧后排放。测试放喷时间依据具体情况确定。

测试放喷废气为天然气燃烧废气，主要污染物包括烟尘、SO₂、NO_x 等。一般情况下，测试放喷时间较短，污染物排放为短暂性排放。

（8）钻井岩屑暂存扬尘

钻井岩屑暂存于岩屑专用方罐，暂存过程中会产生少量的扬尘，不落地系统分离出的钻井岩屑含水率较高且及时清运，钻井岩屑临时暂存产生的扬尘量很少，不会对周围大气环境产生不利影响。

5.1.2 运营期大气环境影响回顾

运营期间的大气污染源主要为加热炉、锅炉等有组织排放源以及油气集输处理过程中烃类的无组织挥发，污水处理设施无组织排放的氨、硫化氢。

（1）有组织排放废气

运营期废气主要为加热炉、锅炉等采用天然气作为燃料，通过排气筒排放烟气，烟气中主要污染物为二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、烟气黑度。

（2）无组织废气

①油气集输会有挥发性有机气体产生。目前，评价区块油气集输方式为密闭集输工艺和单井拉油工艺。烃类损失主要为原油、液化天然气、稳定轻烃等装卸车、采油

井场以及计量站、转油混输泵站、天然气处理站、联合处理站、天然气增压站等站场的泵、压缩机、连接件、法兰、阀门等动静密封点无组织挥发排放的非甲烷总烃。

②站场内原油储罐、液化石油气储罐、轻烃储罐、含油废水储罐、采出水处理系统和污水储罐等储罐装卸和储存过程中“大、小呼吸”无组织排放的非甲烷总烃。

③事故状态下火炬燃烧烟气，主要污染物为二氧化硫、氮氧化物和总烃。

④污水处理设施无组织排放的氨、硫化氢。

5.2 已采取的大气污染防治措施有效性评价

5.2.1 已采取的污染防治措施

(1) 有组织废气

选用高效节能的加热炉和锅炉设备，采用低氮燃烧技术，配备燃烧控制系统，实时监测燃烧过程，调整燃烧参数，确保燃烧充分、高效。建立废气排放报告制度，定期向上级部门报送废气排放情况。加强对锅炉操作人员的培训和管理，确保锅炉运行正常。定期对锅炉进行检查和维护，确保设备的安全运行和排放的稳定性，同时确保其处于最佳运行状态，减少因设备故障或操作不当导致的废气排放。

有组织废气主要为锅炉、加热炉燃烧烟气，污染物主要为二氧化硫、氮氧化物及颗粒物，锅炉所用燃料采用清洁燃料天然气，各类锅炉和加热炉废气排放均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 3 排放限值要求。

(2) 无组织废气

无组织废气主要为井场、计量站、转油混输泵站、联合处理站及油气集输过程中产生的无组织挥发性有机物，采取的大气污染防治措施如下：

①油气集输以密闭集输工艺为主，可有效减少无组织挥发性有机物的排放。

②井口设切断阀，集输过程、场站进口处设置紧急切断阀，集输干支线分段设置紧急切断阀，一旦发生事故，可紧急切断油源，最大限度地减少油气集输过程中的无组织挥发性有机物的排放。

③对各站场的设备、管线、阀门等定期检查、检修，减少了跑、冒、滴、漏的发生，同时定期对油气集输管线进行巡检。

④在站场设置了可燃气体检测仪，可及时发现天然气泄漏并及时处理。

⑤生产运行期加热炉、锅炉采用清洁能源天然气为原料。

⑥加强了轻烃罐、油罐的保温和绝热措施，有效控制了罐内温度，减少了油罐呼吸量。

⑦挥发性有机物（VOCs）

采油二厂定期对区块处理站实施 VOCs 物料识别工作，并系统排查动静密封点数量。对于密封点数量达到或超过 2000 个的站场，严格按照挥发性有机物泄漏检测与修复工作的规定执行。对动密封点实施一年两次的检测，对静密封点则执行一年一次的检测工作。在检测过程中，一旦发现泄漏点浓度超过规定的泄漏修复标准，将立即启动泄漏点的修复工作，随之进行泄漏点复测，通过上述严格规范的 VOCs 防治举措，可以实现周围环境空气中的 VOC 浓度含量显著降低，能够及时排除生产现场的安全隐患，也能有效减轻对环境的污染。

采油二厂主要站场开展了 2 次/年的泄漏检测与修复，建立了采油二厂 LDAR 的合规密封点管理档案，通过开展 LDAR 项目，贯彻落实了《新疆维吾尔自治区工业企业挥发性有机物泄漏检测与修复（LDAR）技术要求（试行）》，遵循了关于 LDAR 实施的技术要求，通过对目标装置的每个密封点的泄漏值进行定量，明确了装置内泄漏点的数量及位置。通过对泄漏点的修复完成，可实现：①提前发现安全隐患，提高工艺安全性和可靠性；②提前发现设备泄漏，降低维修成本；③降低人群暴露在有害化学品中的风险；④减少空气污染，削减 VOCs 无组织排放；⑤降低原料损耗，提高产品收率，获得更多的经济效益。

在实际生产运行过程中，出现以下情况，则认定发生了泄漏：

1）有机气体和挥发性有机液体流经的设备与管线组件，采用氢火焰离子化检测仪（以甲烷或丙烷为校正气体），泄漏检测值大于等于 500ppm。

2）其他挥发性有机物流经的设备与管线组件，采用氢火焰离子化检测仪（以甲烷或丙烷为校正气体），泄漏检测值大于等于 500ppm。检测或检查过程中发现泄漏点，应及时悬挂泄漏牌。泄漏牌至少记录密封点编码，检测值，检查时间等。对于结构复杂或尺寸较大泄漏点，利用防爆相机拍照记录泄漏具体位置。

根据《新疆维吾尔自治区工业企业挥发性有机物泄漏检测与修复（LDAR）技术要

求（试行）》（新环发〔2015〕600 号）的要求，泄漏修复的规定如下：

（1）泄漏修复管理

①修复时限。不同等级的泄漏应在以下时限内进行修复：

1) 严重泄漏源须于发现之时起，48 小时内进行修复。

2) 较大泄漏源应于发现之日起 5 日内以紧固、密封、填胶或其他方式进行修复。

无法以紧固或密封等方式修复的，应于发现之日起 15 日内以更换零件等方式修复。

超过 15 日仍无法修复的，企业应立即向当地环保部门填报延期修复备案。延期修复应具备以下条件：

※除了停车检修外，泄漏源的维修在技术上存在困难；

※该泄漏源在修复前可采取措施与生产系统进行隔离，不进行使用和操作；

※如采取修复措施可能会导致更严重的泄漏；

※修复组件采购时间超过修复时限要求；

※其他可以证明延期修复必要性的。

3) 一般泄漏源可于发现之日起 15 日内进行修复，如有必要，也可向当地生态环境主管部门填报延期修复申请。

依据《石化企业泄漏检测与修复工作指南》10.4 修复质量控制：泄漏密封点首次维修或实质性维修后，应在 5 日内完成验证检测（复测）。停工检修期间维修的延迟修复泄漏点，应在装置开工稳定后 15 日内复测。

现场检测过程中，发现有密封点检测值超过泄漏定义值时，新疆油田公司采油二厂安排人员进行了及时维修，同时进行复测，泄漏点复测值均低于泄漏定义值，并已摘除泄漏标识牌。

5.2.2 大气污染防治措施有效性评价

（1）有组织废气污染防治措施有效性分析

①锅炉、加热炉采用清洁燃料天然气，从源头减少了污染物的产生。

②加强对燃气设备（加热炉、锅炉等）燃烧废气的环境管理。

本次评价收集评价区块内锅炉烟气例行监测数据，分析锅炉烟气达标排放情况。

①监测因子

--	--	--	--	--

由统计结果可知，站场和危险废物临时贮存点厂界四周无组织废气非甲烷总烃最高浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（厂界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m³）。

表 5.2- 4 采出水处理装置无组织废气排放监测结果（氨） 单位：mg/m³

表 5.2- 4 采出水处理装置无组织废气排放监测结果（硫化氢） 单位：mg/m³

表 5.2- 4 采出水处理装置无组织废气排放监测结果（臭气浓度） 单位：mg/m³

由统计结果可知，采出水处理装置厂界无组织废气均满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 中恶臭污染物厂界标准值。

①作业区大部分采用管线密闭集输工艺，从源头减少了挥发性有机物的产生；井口设切断阀，集输过程、场站进口处设置紧急切断阀，输气、输油干线分段设置紧急切断系统，一旦发生事故，紧急切断油、气源，最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

②对各站场的设备、管线、阀门等定期进行了检查、检修，减少了跑、冒、滴、漏的发生；同时定期对油气集输管线进行巡检。

③加强了油罐的保温和绝热措施，有效控制了罐内温度，减少了油罐呼吸量。

④各站场储罐采用固定顶罐，罐体保持完好，无孔洞和裂隙；定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求。

⑤罐车装卸时采用底部装载或顶部浸没式装载方式。

根据采油二厂日常监测数据及各项目竣工环境保护验收数据可知：各井场、站场非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准要求。

综上所述，评价区块各有组织废气源及场站边界无组织废气均可实现达标排放，

已采取的各项大气污染防治措施有效。

根据现场调查，新疆油田分公司采油二厂各作业区内现有的各井场采出物集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气组分稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低，后评价阶段监测的结果显示，站场锅炉废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 锅炉大气污染物排放浓度限值要求；各场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 恶臭污染物厂界标准值新建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）“边界非甲烷总烃浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ”的排放限值。

采油二厂采取的大气污染防治措施基本可行、有效，大气污染物排放满足现行标准要求，结合区域环境空气质量变化情况来看，新疆油田分公司采油二厂采取的大气污染防治措施在一定程度上取得了较好的效果。

建议在后续工作中进一步规范排污口；加强对火炬排放控制的要求。连续监测火炬及其引燃设施的工作状态（火炬气流量、火炬火焰温度、火种气流量、火种温度等），编制监测记录并至少保存 3 年。

（3）已采取措施与《空气质量持续改善行动计划》和《自治区大气污染防治行动计划实施方案》相关要求的符合性分析

采油二厂已采取措施与《空气质量持续改善行动计划》和《自治区大气污染防治行动计划实施方案》中的相关要求的相符性分析，具体分析见表 5.2-4。

表 5.2-4 采油二厂已采取措施与《空气质量持续改善行动计划》和《自治区大气污染防治行动计划实施方案》的相符性分析

计划相关要求		已采取措施情况	符合性
《自治区大气污染防治行动计划实施方案》			
推进挥发性有机物污染治理	在煤化工、石化、有机化工、表面涂装、包装印刷等重点行业开展挥发性有机物综合治理，在煤化工、石化行业开展“泄漏检测与修复”技术改造。	评价时段内采油二厂采出物通过管线密闭集输至相应的处理站进行处理，运营期加强巡检、设备阀门等巡检，根据采油二厂例行监测数据、各项目竣工环保验收监测数据可知，井场和各站场厂界非甲烷总烃	符合

计划相关要求		已采取措施情况	符合性
		均可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）；H ₂ S、NH ₃ 均可满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新改扩建二级标准值。	
加大城市扬尘综合整治力度	加强施工扬尘监管，积极推进绿色施工。各类建筑施工、道路施工、市政工程等工地和构筑物拆除场地周边应全封闭设置围挡墙、湿法作业。严禁敞开式作业。	本次后评价的项目为陆地石油天然气开采项目，不属于城市大型煤炭、矿石等干散货码头物料堆场项目。通过调查各项目竣工环保验收文件，本次后评价时段评价范围内的项目施工期采取了相应的防治扬尘的措施。	符合
全面推行清洁生产	对钢铁、水泥、化工、石化、有色金属冶炼等重点行业进行清洁生产审核，针对节能减排关键领域和薄弱环节，采用先进适用的技术、工艺和装备，实施清洁生产技术改造，提高清洁生产水平。	本次后评价涉及的行业类型为陆地石油天然气开采，本次后评价时段内，采油二厂开展了第四轮清洁生产审核及验收工作。	符合
加快清洁能源替代利用	加大天然气勘探开发力度。积极开发利用风能、太阳能、生物质能。加快煤层气开发步伐，科学有序发展水电。提高清洁能源、可再生能源在能源结构中的比例。新增天然气应优先保障居民生活或用于替代燃煤。在终端用能环节实施电能替代，提高电气化水平。	井口采用电加热和燃气加热炉，不使用煤炭、石油等能源；处理站及处理设施处理后的天然气，一部分用于各站内燃气设施燃料、站场及生活基地供暖等。	符合
调整产业布局	按照主体功能区规划要求，合理确定重点产业发展布局、结构和规模。所有新、改、扩建项目，必须全部进行环境影响评价；未通过环境影响评价审批的。一律不准开工建设；违规建设的，要依法进行处罚。加强产业政策在产业转移过程中的引导和约束作用，严禁在生态环境敏感地区建设“两高”行业项目。加强对各类产业发展规划的环境影响评价。	评价时段内采油二厂新建、改扩建及技改项目建设符合国家产业政策及属地生态环境分区管控更新成果（2023 版）等的相关要求，评价时段内所有新、改、扩建项目，全部进行了环境影响评价；未发生未批先建等违法情况。	符合
《空气质量持续改善行动计划》			
优化产业结构，促进产业产品绿色升级	新改扩建项目严格落实国家产业规划、产业政策、生态环境分区管控方案、规划环评、项目环评、节能审查、产能置换、重点污染物总量	评价时段内采油二厂新建、改扩建及技改项目建设符合国家产业政策及属地生态环境分区管控更新成果（2023 版）等的	符合

计划相关要求		已采取措施情况	符合性
	控制、污染物排放区域削减、碳排放达峰目标等相关要求，原则上采用清洁运输方式。	相关要求	
	优化含 VOCs 原辅材料和产品结构。严格控制生产和使用高 VOCs 含量涂料、油墨、胶黏剂、清洗剂等建设项目，提高低（无）VOCs 含量产品比重。实施源头替代工程，加大工业涂装、包装印刷和电子行业低（无）VOCs 含量原辅材料替代力度。室外构筑物防护和城市道路交通标志推广使用低（无）VOCs 含量涂料。在生产、销售、进口、使用等环节严格执行 VOCs 含量限值标准。	评价时段内采油二厂采出物通过管线密闭集输至相应的处理站进行处理，运营期加强巡检、设备阀门等巡检，根据采油二厂例行监测数据、各项目竣工环保验收监测数据可知，井场和各站场厂界非甲烷总烃均可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）；H ₂ S、NH ₃ 均可满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新改扩建二级标准值。	符合
优化能源结构，加速能源清洁低碳高效发展	大力发展新能源和清洁能源。到 2025 年，非化石能源消费比重达 20%左右，电能占终端能源消费比重达 30%左右。持续增加天然气生产供应，新增天然气优先保障居民生活和清洁取暖需求。	井口采用电加热和燃气加热炉，不使用煤炭、石油等能源作业区天然气处理站及处理设施处理后的天然气，一部分用于各站内燃气设施燃料、站场及生活基地供暖等。	符合
强化面源污染治理，提升精细化管理水平	鼓励经济发达地区 5000 平方米及以上建筑工地安装视频监控并接入当地监管平台；重点区域道路、水务等长距离线性工程实行分段施工。将防治扬尘污染费用纳入工程造价。到 2025 年，装配式建筑占新建建筑面积比例达 30%；地级及以上城市建成区道路机械化清扫率达 80%左右，县城达 70%左右。对城市公共裸地进行排查建档并采取防尘措施。城市大型煤炭、矿石等干散货码头物料堆场基本完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造。	本次后评价的项目为陆地石油天然气开采项目，不属于城市大型煤炭、矿石等干散货码头物料堆场项目。通过调查各项目竣工环保验收文件，本次后评价时段评价范围内的项目施工期采取了相应的防治扬尘的措施。	符合
	新建矿山原则上要同步建设铁路专用线或采用其他清洁运输方式。到 2025 年，京津冀及周边地区原则上不再新建露天矿山（省级矿产资源规划确定的重点开采区或经安全论证不宜采用地下开采方式的除外）。对限期整改仍不达标的矿山，根据安全生产、水土保持、生态环境等要求依法关闭。	井口采出物通过管线密闭集输至相应的处理站进行处理，评价时段内各项目均采取了环评文件及环评批复文件中提出的生态环境保护、水土保持等措施。	符合

计划相关要求		已采取措施情况	符合性
强化多污染物减排，切实降低排放强度	强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。	井口采出物通过管线密闭集输至相应的处理站进行处理进行，液化天然气采用压力球罐储存，无废气产生，装载接驳设置有气相平衡系统，可有效回收装载产生的无组织废气。各处理站均定期开展了泄漏检测与修复，以减少无组织逸散的非甲烷总烃。 开停工、检维修期间，采油二厂及时收集处理产生的 VOCs 废气，通过火炬燃烧装置充分燃烧后放空。	符合

5.3 大气环境影响预测验证

环评文件对有组织排放废气污染源的排放浓度及排放量进行了预测，针对无组织废气给出了厂界可达标排放的结论。本次后评价选取有代表性的场站，将有组织废气检测结果以及厂界污染物检测结果与环评文件中的预测结果进行预测验证。

根据验证结果，锅炉有组织烟气中各污染物的检测结果小于环评预测结果，NMHC 实际检测结果均实现了达标排放，与环评预测结论相符。

6 水环境影响后评价

6.1 水环境影响回顾

6.1.1 施工期水环境影响回顾

施工期废水主要为钻井过程中产生的钻井废水及生活污水，地面工程产生的管道试压废水、混凝土养护废水，储层改造产生的压裂返排液、酸化返排液。

(1) 钻井废水

随着钻井液不落地系统的普及，本次后评价阶段钻井时钻井液及钻井岩屑均采用不落地系统进行处理，分离出的液相继续回用于钻井液复配，无钻井废水外排。

(2) 生活污水

油气田开发建设期间生活污水主要来自钻井期井场生活营地，其产生特点为产生量小且分散。生活营地设有生活污水防渗池用于收集生活污水，采用 HDPE 防渗膜防渗，本轮后评价期间，采油二厂实施的钻井生活污水排入生活污水池暂存，定期就近由施工单位用罐车拉运至附近的生活污水处理厂处理，不外排。

(3) 管道试压废水、混凝土养护废水

管道采用清水试压，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。混凝土养护废水自然蒸发。

(4) 压裂返排液、酸化返排液

压裂期间产生压裂返排液，主要污染物为石油类、悬浮物等。产生的废压裂液排至收集罐中，集中收集后送至联合站站采出水处理系统处理。

6.1.2 运营期水环境影响回顾

采油二厂正常生产过程中产生的废水主要为生产废水和生活污水。

(1) 生产废水

作业区生产运营期产生的主要井下作业废水，各采油站生产水均进入相应联合站的采出水处理系统处理，处理后的净化水送至注水系统，用于油田注水开发。本次

评价以 81 号联合站、51 号联合处理站、72 号三采联合站采出水系统为例，对采油二厂生产废水防治措施有效性进行评价。

(1) 81 号联合站采出水处理系统

81 号联合站污水处理排口进行了监测，监测数据见表 6.1-2，验收时出水水质标准执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关要求

表 6.2- 1 81 号联合站采出水处理系统进出口水质监测数据

(2) 51 号联合处理站采出水处理系统

表 6.2- 2 51 号联合处理站采出水处理系统进出口水质监测数据

(2) 72 号三采联合站采出水处理系统

72 号三采联合站采出水处理排口进行了监测，监测数据见表 6.2- 2，验收时出水水质标准执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关要求

表 6.2- 3 72 号三采联合站采出水处理系统进出口水质监测数据

--	--	--	--

(2) 生活污水

81 号联合处理站站场内设一体化生活污水处理装置，生活污水经处理后，出水水质满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）表 4 第二类污染物最高允许排放浓度二级标准后回收至采出水回收池中，最终进入采出水处理系统；其他站场生活污水由罐车拉运至石化园区污水处理厂处理。

监测时间：2024 年 11 月 8 日，监测数据见表 6.2- 4。

表 6.2- 4 化粪池出口水质监测数据

由监测结果可知，监测期间排放的废水中各项检测因子满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）表 4 第二类污染物最高允许排放浓度二级标准。

6.2 已采取的废水处理措施有效性评价

6.2.1 已采取的水污染防治措施

(1) 施工期已采取的水污染防治措施

①钻井废水处理措施

钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，分离出的液相回用，无废水产生排放。

②生活污水

根据调查,钻井时生活营地设防渗池,生活污水排入防渗池暂存,完井后清运至属地污水处理厂处理。

③管道试压废水、混凝土养护废水

管道试压采用清水试压,应尽可能重复利用,试压结束后,就地洒水抑尘。混凝土养护废水自然蒸发。

④储层改造废水

储层改造工程产生的压裂返排液、酸化返排液由专用方罐收集后,拉运至联合站采出水处理系统进行处理,处理达标后全部回注油藏。

⑤分区防渗

施工期间钻井井场分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。

分区防渗情况详见表 6.2-1 和图 6.2-1。

表 6.2-1 项目分区防渗表

时期	防渗分区	生产单元	防渗性能要求
钻井井场	一般防渗区	化工爬犁、材料爬犁、材料房	等效黏土防渗层 $MB \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$
	重点防渗区	净化罐、油水罐区、废料场、钻井液用房、发电房、废料场、不落地系统、岩屑储罐区、钻井井口、危险废物贮存点、放喷池（事故状态下开挖）	铺设 2mm 厚的 HDPE 防渗膜（渗透系数不大于 $10^{-10} cm/s$ ）或者采取铺设渗透系数不大于 $10^{-10} cm/s$ 、至少 2mm 厚的其他人工材料的防渗措施
	简单防渗区	套装水罐区、地质房、录井房、值班房、远控台、远控台、消防房、管线盒、过桥、配电房、钳工房	一般地面硬化

建设单位应监督施工单位严格按照表 6.2-1 的分区防渗要求执行,确保防渗措施的落实和有效性。

分区防渗见图 6.2-1。

图 6.2-1 钻井期井场分区防渗示意图

⑥钻井时采用套管与地层隔离开、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。油井套管技术状况合格,按《套管柱试压规范》(SY/T5467-2007)的要求进行套管试压。

⑦表层套管、技术套管、生产套管固井水泥应返至地面,固井质量合格。井口装

置结构完整、密封良好，压力级别满足要求，材质满足防腐要求。

⑧压裂返排液、酸化返排液建立了台账管理制度，并实施全过程管理，记录废水的产生量、转移量及去向等。

后评价期间未发现井场周围污水乱流污染环境情形，采取的水污染防治措施有效。

（2）运营期水污染防治措施

①采出水

原油处理系统分离出的采出水进站内采出水处理系统，处理达标后回注油藏，不外排。井下作业废水集中收集至专用收集罐中，由罐车拉运至联合站处理。

②生活污水

81 号联合处理站站场内设一体化生活污水处理装置，生活污水经处理后，出水水质满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）表 4 第二类污染物最高允许排放浓度二级标准后回收至采出水回收池中，最终进入采出水处理系统；其他站场生活污水由罐车拉运至石化园区污水处理厂处理。

③洗井废水、井下作业废液

洗井废水、井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）由罐车拉运至联合站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求回注地层，不外排。对洗井废水、井下作业废液转移车辆全程 GPS 定位，并保存相关影像资料。井下作业过程需建立完善的运行台账，严禁废水随意倾倒。

④地下水污染防治措施

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

2) 定期做好站井场、计量站内设备、阀门、管线等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，防止“跑、冒、滴、漏”的发生。

⑤分区防渗

采油二厂主要污染物为石油类，根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表 5 污染控制难易程度分级参照表、表 6 天然包气带防污性能分级参照表、表 7 地下水污染防渗分区参照表，将采油井场井口处、注水井场井口处、注聚井场井口处、井场管线区域、计量站设备区、注入站设备区、注水站设备区、转油混输泵站设备区、联合站、天然气处理站、天然气增压站危废贮存点划为重点防渗区，其余区域为一般防渗区，重点防渗区防渗性能不应低于 6m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能，一般防渗区防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。

6.2.2 已采取的水污染防治设施有效性评价

本次评价通过分析论证采出水处理系统处理后的净化水水质达标情况对废水处理措施有效性进行评价。

（1）采出水处理系统处理后的净化水水质

本次评价收集了 2025 年采油二厂对注水水质例行监测数据，监测时间为 2025 年 12 月。由监测结果可知，检测指标符合《碎屑岩油藏注水水质技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关要求后回注指标要求，处理设施有效。

（2）生活污水处置

本次评价收集了克拉玛依市三达环境检测有限责任公司对一体化生活污水处理装置出口水质检测，监测时间为 2024 年 11 月。监测项目包括：pH、化学需氧量、动植物油、氨氮、生化需氧量悬浮物、石油类、悬浮物等。检测结果显示，生活污水经化粪池预处理后水质符合《污水综合排放标准》（GB8978-1996）表 4 第二类污染物最高允许排放浓度二级标准后回收至采出水回收池中，最终进入采出水处理系统；其他站场生活污水由罐车拉运至石化园区污水处理厂处理。

（3）其他水污染防治措施

①储层改造工程产生的压裂返排液、酸化返排液由专用方罐收集后，拉运至联合站采出水处理系统进行处理，处理达标后全部回注油藏。

②井场、场站均按要求进行了分区防渗。

上述分析可知，采油二厂在开发建设及运营的过程中基本落实了环评及验收中

提出的地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

6.3 水环境影响预测验证

根据环评文件的预测结论，建设单位在严格落实环评文件提出的各项地下水保护措施的情况下，不会对地下水环境产生不利影响。据调查，评价时段内评价区块未发生过污染地下水的事故，根据地下水环境质量现状调查结果，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 V 类标准要求，说明油气田开发作业未对地下水造成污染影响，与预测结果一致。

7 声环境影响后评价

7.1 声环境影响回顾

7.1.1 施工期声环境影响回顾

施工期噪声源主要为钻井设备、施工机械及施工车辆，施工期噪声对环境的影响是暂时的，影响时间短，并随着施工期的结束而消失。

7.1.2 运营期声环境影响回顾

运营期主要以站场、井场的各类机泵运行时产生的机械噪声，如处理站污水泵、噪声源主要为加热炉、热水锅炉、燃气发电机组及压缩机及机泵等噪声，井下作业噪声、巡检车辆噪声。

7.2 已采取的声污染防治措施有效性评价

7.2.1 已采取的声污染防治措施

正常运行情况下采油二厂在生产运行期间主要的噪声源是压缩机、泵机组等设备，其他还有高压气体通过汇气管变径和转弯处产生的噪声以及气体分离除尘产生的噪声。

根据对站场内各类噪声源的调查结果知：在室外 1m 处噪声强度为 45~65dB(A)，已建成的井场噪声值在 37~48dB(A)，运营期噪声对周围声环境影响较小，生产运行过程中不会导致声环境质量超出相应功能区的要求。采取的污染防治措施主要为：

(1) 选用低噪声设备。

(2) 对各类产噪设备采取基础减振措施，并置于厂房内，厂房内墙采用吸声好的隔声材料。

(3) 合理布置产噪设施在厂区内的位置，通过距离衰减减少对厂界声环境的影响。

(4) 放空火炬设计时，限制火炬头的出口气体流动最大马赫数，降低气体放空时的噪声。

(5) 对节流阀、放空阀、放空管道等控制节流比和气体流速，尽量减低噪音。

监测数据，各点监测值均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求，与环评文件预测结果相符。

7.4 土壤环境影响后评价

2019 年 7 月 1 日《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》正式实施，本次后评价时间段内审批的环评项目均设置了土壤环境要素环境影响评价章节。

7.4.1 施工期土壤环境影响回顾

施工期对土壤环境的影响主要为因施工带来的人为扰动和水土流失影响。

（1）人为扰动对土壤的影响

油气田开发过程中，不可避免地会对土壤环境造成影响，主要是钻井工程、站场建设、管道敷设、电力线敷设和道路建设过程中，施工场地平整、构筑物基础建设、管沟建设对土壤的开挖，以及车辆行驶和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的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。管道的开挖和回填过程中势必会对土壤原有层次产生扰动和破坏，若不同质地、不同层次的土壤混合，将直接影响植被的生长。

（2）水土流失影响分析

油气田开发建设过程中，施工作业区域呈点线状分布，施工期人为扰动和土石方作业均会对施工区域造成水土流失影响，其程度因所在区域自然环境的不同而有所差异。油气田开发主要进行钻井工程、站场修建、管线敷设、电力线敷设、道路施工等作业。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，会对所经过地段的植被和地表结构带来不同程度的破坏，最直接的表现地表保护层变得松散，风蚀量增加，管线敷设时的土石方作业时这种影响尤其明显。这种影响在短时间内不会完全恢复，施工扰动结束后，地表恢复至原有稳定水平需要一定的时间，但在地面构筑物建设中，场站硬化措施可有效防止风蚀造成的水土流失影响。

7.4.2 运营期土壤环境影响回顾

正常工况下，油气田开发作业过程中产生的废水和固体废物均得以妥善处置，不会造成土壤环境污染。但在事故状态下，如发生井喷、管线及储罐泄漏等事故，泄漏的油品会对土壤环境产生污染影响。油类物质进入土壤后，覆盖于地表会使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，进而导致土壤质地、结构发生改变，直接影响地表植被的生长。

7.5 已采取的土壤污染措施有效性评价

7.5.1 施工期土壤污染防治措施

(1) 严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆按既定的道路行驶，有效减少了碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

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

7.5.2 运营期土壤污染防治措施

(1) 运营期间各类运输车辆严格按照拉运路线行驶，不得因乱碾乱，破坏土壤结构。

(2) 加强井场、计量站、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) 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。

7.5.3 土壤污染措施有效性评价

（1）特征因子监测结果

据前节土壤环境质量现状调查分析结论，评价范围内各监测点石油烃均能满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中第二类用地筛选值。说明评价范围内土壤环境质量未因油气田开发作业而下降。

（2）现场踏勘调查结果

本次现场踏勘期间，钻井井场未见钻井岩屑等固废遗留，井口、管线连接处、阀门法兰、罐区等区域未见落地油泥；井场、各处理站等场站地面基本采取了硬化措施，油气水处理装置区以及储罐罐区均采取了防渗措施，且防渗措施完整有效，未见破碎。

综上所述，运营期已采取的土壤污染防治措施有效可行。

7.6 土壤环境影响预测验证

根据环评文件预测结论，建设单位在严格落实相关土壤防治措施的前提下，不会对土壤造成污染影响。据前节土壤环境质量现状及评价时段内石油烃变化情况评价结果，各点监测值石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类标准限值，说明评价区土壤环境中石油烃未受油气田开发影响，与环评文件预测结果相符。

8 固体废物环境影响后评价

8.1 固体废物环境影响回顾

油气田开发建设项目总体开发过程中，施工期主要固废为钻井岩屑、建筑垃圾、焊接及吹扫废渣、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和钻井施工营地产生的生活垃圾。采油二厂严格执行《关于进一步加强和规范油气田勘探废弃物污染防治工作的通知》（新环发〔2016〕360 号）的相关要求，钻井井场岩屑及钻井液全部采用钻井液不落地设备在井场就地处理，分离出的液相可回用于钻井工程，固相严格按照新环发〔2016〕360 号相关要求处理。

运营期产生的固体废物主要为含油污泥、废防渗膜、废机油、废机油桶、废润滑油、废润滑油桶、落地油、废变压器油、废液压油、废分子筛、原油处理及水处理过程中产生的废药剂及药剂包装及沾油包装物、废吸附剂、化验分析产生的溶剂油和生活垃圾。含油污泥、废防渗膜、废机油、废机油桶、废润滑油、废润滑油桶、落地油、废变压器油、废液压油、原油处理及水处理过程中产生的废药剂及药剂包装及沾油包装物、废吸附剂、化验分析产生的溶剂油均属于《国家危险废物名录（2025 年版）》危险废物。废机油、废润滑油、落地油、废变压器油、废液压油、化验分析产生的溶剂油均进入联合站原油处理系统处理，含油污泥、废防渗膜、废机油桶、废润滑油桶、原油处理及水处理过程中产生的废药剂及药剂包装及沾油包装物、废吸附剂交由具有相应资质的单位进行回收、处置；运营期间采油二厂工作人员在各处理站会产生生活垃圾，生活垃圾定期清运至克拉玛依市生活垃圾填埋场。

8.2 已采取的固体废物处置措施有效性评价

8.2.1 已采取的固废污染防治措施

（1）钻井井场固废处置

钻井液是钻井必备材料，主要起到携带、悬浮钻屑，稳定井壁，平衡地层压力，冷却、润滑钻头钻具的作用。如不加处理直接排放，会对土壤、地下水造成一定影响，进而影响动植物生长和生存。钻井岩屑主要成分为岩石，岩石本身无污染物，因沾染

部分井钻井过程中采用油基钻井液体系，产生的油基钻井岩屑属于 HW08 类危险废物。在井场经井口振动筛、清洁器、离心机等设备进行初步分离后，液相回用于钻井液配置，固体先由甩干机进行第一次固液分离，再由离心机对甩干机排出的液体进行第二次固液分离，实现深度分离，分离出的液相回用于钻井液配置，分离出的固相属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-002-08），采用专用的方罐进行收集，并交由具有相应危废处置资质的单位进行转运、处置。

生活垃圾主要是各站场值班室及场站内工作人员日常办公产生的生活垃圾，各值班室及场站均设有垃圾箱，收集后清运至克拉玛依市生活垃圾填埋场。

①危險廢物處置

 中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

产生的溶剂油均进入联合站原油处理系统处理，含油污泥、废防渗膜、废机油桶、废润滑油桶、原油处理及水处理过程中产生的废药剂及药剂包装及沾油包装物、废吸附剂交由具有相应资质的单位进行回收、处置。

采油二厂按照生产环节全过程梳理，全面识别了运营过程中可能产生的危险废物，形成危险废物识别管控清单，并按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259）的管理要求制定台账，进行管理（附件 7）。

通过采油二厂 2025 年危险废物识别管控清单和采油二厂危险废物产生与处理处置情况对比可知，2025 年采油二厂在制定危险废物管理计划的过程中，充分考虑了生产过程中可能产生的危险废物的种类，实行了危险废物“管理计划的零申报”，在危险废物识别管控清单中识别的危险废物种类齐全，多于实际产生的危险废物种类，实际产生的危险废物均由具有危险废物道路运输资质的单位进行运输，最终交由具有相应危险废物处置资质的单位进行了处置，实现了危险废物的无害化处置。

②危险废物管理

采油二厂建立了较为完备的危险废物管理制度，制定了《新疆油田采油二厂固体废物管理规定》以及《危险废物管理计划》，并按年度更新，对危险废物的产生、贮存及转运全过程提出了完备的管理措施，提出了建立危险废物管理台账、危险废物转移记录、危险废物转移计划申请和危险废物贮存记录等档案的要求。

③危险废物临时贮存点

采油二厂在转油站站内西南角建有一座危险废物储存库棚，配套建设一座 10m^3 集污池，库棚采用半封闭地上半敞开棚式结构，宽度 12m，长度 42m，有效使用面积 330m^2 ，四周设砖砌体围护墙，屋面板为彩钢板压型钢板，室内地面采用防渗设计（2mm 厚高密度聚乙烯膜，防渗系数 $\leq 10^{-10}\text{cm/s}$ ），并设集污排放槽，最终汇集至室外埋地集污池收集。该危险废物暂存场于 2018 年 8 月通过了原克拉玛依市环境保护局的审批，并于 2019 年 8 月 3 日通过了自主竣工环境保护验收。

已建危险废物临时贮存点具有固体的区域边界，可以与其他区域隔离开，贮存点满足防风、防雨、防晒和防止危险物流失、扬散的要求，危险废物地坪防渗做法采用了 2mm 厚高密度聚乙烯防渗膜，满足防渗、防漏等污染防治措施。危险废物分区放置，危险废物进行了及时清运，实时贮存量未超过 3t，符合《危险废物贮存污染控

制标准》（GB18597-2023）中相关要求。本次环境影响后评价现场踏勘过程中，危险废物贮存库无危险废物暂存。

8.2.2 固废污染防治措施有效性评价

（1）生活垃圾

施工期：井场和生活营地设置生活垃圾收集箱，箱底铺设防渗膜，上部遮盖篷布。生活垃圾集中收集后由施工单位负责清运至属地生活垃圾填埋场填埋。

运营期：采油二厂生活垃圾实现规范化管理，日常生产办公产生的生活垃圾在各场站、采油站以及井区集中收集后，拉运至克拉玛依市生活垃圾填埋场集中填埋处理，生活垃圾处置措施有效可行。

（2）钻井井场固废处置

①建筑垃圾

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；

②沾油废防渗材料

施工结束后清理场地时产生的未沾油防渗材料由施工单位集中回收利用，沾油废防渗材料（废物代码为 900-249-08，危险特性为毒性和易燃性），产生后由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置。

③废润滑油、废润滑油桶

施工过程中机械、设备检修和维护过程中产生的废润滑油、废润滑油桶分区暂存在井场设置的危废暂存点，定期由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置。

④钻井岩屑

非磺化水基钻井岩屑和油基岩屑均经不落地系统进行固液分离，分离出的液相（钻井泥浆）全部排入钻井泥浆储罐，循环使用，完井后拉运至下一口井再利用，钻井过程中钻井泥浆的循环利用率约为 95%，剩余未利用的约为 5%沾到钻井岩屑上未完全分离，作为废弃钻井泥浆同钻井岩屑一同处置。不落地系统分离出的固相即为废弃钻井泥浆和钻井岩屑。其中分离出的非磺化水基钻井岩屑和废弃非磺化水基钻井

泥浆属于一般工业固体废物，固体废物代码为 071-001-S12，进钻井井场专用储罐暂存，委托岩屑处置资质的单位拉运处置，经处置检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中限值要求，石油烃满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值后用于铺垫油区内的井场、道路等。分离出的油基钻井岩屑和废弃油基钻井泥浆属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-002-08）交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置。

⑤生活垃圾

井场和生活营地设置生活垃圾收集箱，箱底铺设防渗膜，上部遮盖篷布。生活垃圾集中收集后清运至属地生活垃圾填埋场填埋。

钻井井场固废处置措施总体有效可行。

（3）危险废物

危险废物均分类收集，采油二厂已与克拉玛依市博达环保科技有限公司签订了危险废物处置协议，产生的危险废物可得到妥善处置。处置措施有效可行。

（4）与更新后的标准相关要求的符合性分析

由于《危险废物污染控制标准》更新，目前正式实施的标准是《危险废物污染控制标准》（GB18597-2023），上述标准中对危险废物贮存点的要求具体如下：

①一般规定

1) 贮存设施应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式和污染物迁移途径，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不应露天堆放危险废物。

2) 贮存设施应根据危险废物的类别、数量、形态、物理化学性质和污染防治等要求设置必要的贮存分区，避免不相容的危险废物接触、混合。

3) 贮存设施或贮存分区内地面、墙面裙角、堵截泄漏的围堰、接触危险废物的隔板和墙体等应采用坚固的材料建造，表面无裂缝。

4) 贮存设施地面与裙脚应采取表面防渗措施；表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存的危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至

少 1m 厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7} cm/s），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10} cm/s），或其他防渗性能等效的材料。

5) 同一贮存设施宜采用相同的防渗、防腐工艺（包括防渗、防腐结构或材料），防渗、防腐材料应覆盖所有可能与废物及其渗滤液、泄漏液等接触的构筑物表面；采用不同防渗、防腐工艺应分别建设贮存分区。

6) 贮存设施应采取技术和管理措施防止无关人员进入。

②危险废物暂存库环境管理要求

1) 贮存库应具有固定的区域边界，并应采取与其他区域进行隔离的措施。2) 贮存库应采取防风、防雨、防晒和防止危险物流失、扬散等措施。3) 贮存库贮存的危险废物应置于容器或包装物中，不应直接散堆。4) 贮存库应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式等，采取防渗、防漏等污染防治措施或采用具有相应功能的装置。5) 贮存库应及时清运贮存的危险废物，实时贮存量不应超过 3 吨。

③采油二厂已建危废暂存场所与新标准的符合性分析

采油二厂已建危废暂存场所均有固定的边界，可与其他区域隔离开，储存场所设有顶棚和围墙，具有防风、防雨、防晒和防止危险物流失、扬散的措施，暂存区进行了基础防渗，地面铺有防渗膜，防渗膜完好无损，防渗系数满足《危险废物污染控制标准》（GB18597-2023）的防渗要求，配套建有集液池，采取了防渗、防漏等措施。实时贮存量均未超过 3 吨。

采油二厂已建危废暂存场所库房设置双人双锁，采用防爆电器，设置了火焰探测器、火灾自动监测报警系统，预防并及时控制火灾。

已建的危废暂存场所建设现状与《危险废物污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求对比可知，已建的危废暂存场所符合《危险废物污染控制标准》（GB18597-2023）的相关要求。

⑥危险废物排放口标识

作业区危废暂存库设置了识别标志，并按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）进行了更新，设置了二维码。

(5) 采油二厂已按照《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。

（6）一般工业固体废物处置措施落实情况

采油二厂按照作业环节全过程梳理，对一般工业固体废物进行了全面识别，实现一般工业固体废物全过程管控。

作业区产生的一般工业固体废物主要为检修作业/保温修复过程中产生的保温材料（硅酸盐版）（废物代码：sw17）和改造工程产生的铁皮、废旧管线（废物代码：sw17），均由施工单位委外处置。

采油二厂固体废物得到妥善处置，采取的固体废物污染防治措施有效。

8.3 固体废物环境影响预测验证

项目产生的固体废物落实了分类管理，最终得以妥善处置，采取的污染防治措施有效可行；总体而言，项目固体废物对环境影响较小，与原环评预测结论一致。

9 环境风险后评价

9.1 风险识别

(1) 物质危险性识别

各生产单元风险物质主要为原油、天然气（包括伴生气）、稳定轻烃、液化石油气、乙醇、硫化氢、破乳剂、水处理剂、次氯酸钠等各类化学助剂。产生的危险废物主要为含油污泥、沾油废物。

①原油

原油主要存在于处理站的卸油台、油罐区、管汇间、油气（计量）分离器间、换热区和油泵房以及采油井、集输计量设施等区域。另外，含油污水处理区也存在有少量的原油（污油），其理化性质及危险特性见表 9.1- 1。

表 9.1- 1 原油的理化性质及危险特性

标识	中文名：石油原油				危险货物编号：32003	
	分子式：	/	分子量：	/	CAS 号：8002-05-9	
理化性质	外观与性状	暗黄、棕色或绿黑色液体				
	熔点（℃）	/	相对密度	0.78~0.97	相对密度（空气=1）	/
	溶解性	不溶于水				
毒性及健康危害	毒性及健康危害	吸入、食入				
	健康危害	热分解释出有毒烟雾。吸入大量蒸气可引起神经症状				
	急救方法	皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15 分钟。就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，保持呼吸道通畅，如呼吸困难，给输氧。食入：误服者用水漱口，就医				
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃		燃烧分解物	一氧化碳、二氧化碳	
	闪点（℃）	7~32		爆炸上限（v%）	8.7	
	引燃温度（℃）	/		爆炸下限（v%）	1.1	
	危险特性	遇明火、高热能引起燃烧爆炸；能与氧化剂反应				
	建筑火险分级	乙	稳定性	稳定	聚合危害	不聚合
	禁忌物	还原剂、碱类、醇类、碱金属、铜、胺类。				
燃烧爆炸危险性	储运条件与泄漏处理	储存于阴凉、通风房间内。远离火种、热源。防止阳光直射。与氧化剂分开存放。泄漏处理：迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。用砂土吸收，倒至空旷地方掩埋；对污染地面用水冲洗，清肥皂或洗涤剂刷洗，经稀释的污水放入废水系统				

	灭火方法	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。小面积可用雾状水扑救
--	------	------------------------------

②天然气

天然气主要分布于井场、管线管汇间、分离器间和油气（计量）分离器间等处，伴生天然气的主要成分是甲烷，理化性质及危险特性见表 9.1- 2。

表 9.1- 2 天然气的理化性质及危险特性

标识	中文名：天然气	英文名：Natural gas	CAS 号：74-82-8	危险货物编号：21007
理化性质	外观与性状：	无色、无臭气体		沸点：-160
	主要用途：	是重要的有机化工原料，可用作制造炭黑、合成氨、甲醇以及其他有机化合物，亦是优良的燃料		
	溶解性：溶于水	相对密度（水=1）：约 0.45（液化）		
燃烧爆炸危险性	燃烧性：	易燃。最大爆炸压力：（100kPa）：6.8		
	建筑火险分级：	甲		
	自燃温度（℃）：	引燃温度（℃）：482～632		
	爆炸限（V%）：	5～14		
	危险特性：	与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。其蒸汽遇明火会引着回燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险		
	燃烧（分解）产物：	一氧化碳、二氧化碳		
	稳定性：	稳定		
	聚合危害：	不能出现		
	禁忌物：	强氧化剂、卤素		
	灭火方法：	切断气源。不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，将容器从火场移至空旷处。雾状水、泡沫、二氧化碳		
毒性危害	侵入途径：	吸入		
	健康危害：	急性中毒时，可有头昏、头痛、呕吐、乏力甚至昏迷。病程中尚可出现精神症状，步态不稳，昏迷过程久者，醒后可有运动性失语及偏瘫。长期接触天然气者，可出现神经衰弱综合征。		
急救	吸入：	脱离有毒环境，至空气新鲜处，给氧，对症治疗。注意防治脑水肿		
防护措施	工程控制：	密闭操作。提供良好的自然通风条件		
	呼吸系统防护：	高浓度环境中，佩戴供气式呼吸器		
	眼睛防护：	一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴化学安全防护眼镜		
	防护服：	穿防静电工作服		
	手防护：	必要时戴防护手套		
	其他：	工作现场严禁吸烟。避免高浓度吸入		
泄漏处置	切断火源。戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间，以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风			

(室外)。漏气容器不能再用，且要经过技术处理以清除可能剩下的气体

③液化气（石油气）

液化石油气主要由丙烷、丙烯、丁烷、丁烯等烃类介质组成，还含有少量 H_2S 、 CO 、 CO_2 等杂质。主要分布在 81 号天然气处理站。

液化石油气的危险、有害特性详见表 9.1-3。

表 9.1-3 液化气危险、有害特性表

标识	中文名：石油气；液化石油气	英文名：Liquefied petroleum gas	别名：
	危险货物编号：21053	UN 编号：1075	CAS 号：68476-5-7
	危险性类别：第 2.1 类 易燃气体	火灾危险类别：甲类	
理化特性	主要组成：丙烷、丙烯、丁烷、丁烯等烃类介质组成	外观：无色气体或黄棕色油状液体，有特殊臭味。	
	分子量：	稳定性：稳定	
	相对密度（空气=1）：1.5~2.0	溶解性：微溶于水	
燃爆特性	沸点/℃：-0.5~-42	闪点/℃：-74	
	引燃温度/℃：426~537	火焰表面温度/℃：2200~2400	
	易燃易爆性：易燃	最大爆炸压力/MPa：	
	最小点火能/mJ：3.84~6.62	爆炸极限[%（V/V）]：5~33	
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。液化石油气与皮肤接触会造成严重灼伤。		
	灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。用雾状水、泡沫、二氧化碳灭火。		
健康危害	本品有麻醉作用。中毒症状有头晕、头痛、兴奋或嗜睡、恶心、呕吐、脉缓等症状，严重时 有麻醉状态及意识丧失。长期接触低浓度者，可出现头痛、头晕、睡眠不佳、易疲劳、情绪不稳、自主神经功能障碍等。		
物料特性	毒性：属微毒类。有麻醉作用。 危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。禁忌物强化剂、卤素。		
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。		

防护措施	工程控制：密闭操作，提供良好的自然通风条件。 呼吸系统防护：高浓度环境中，佩戴供气式呼吸器。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴化学安全防护眼镜。 防护服：穿防静电工作服。 手防护：必要时戴防护手套。 其他：工作现场严禁吸烟。避免高浓度吸入。进入罐或其他高浓度区作业，须有人监护。
急救措施	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。

④稳定轻烃

轻烃危险、有害特性表详见表 9.1-4。

表 9.1-4 轻烃危险、有害特性表

标识	中文名称：轻烃			英文名称：Lighthouse hydrocarbon solvent oil			
	危险性类别			第3.1类 低闪点液体			
物化特性	沸点（℃）	20～180		比重（水=1）	0.63～0.68		
	饱和蒸汽压（kPa）	无资料		熔点（℃）	无资料		
	蒸气密度（空气=1）	无资料		溶解性	不溶于水，溶于多数有机溶剂		
	外观与气味	无色或浅黄色液体，有特殊气味					
火灾爆炸危险数据	闪点（℃）	<-50	爆炸极限	爆炸上限%（V/V）：5.0；爆炸下限%（V/V）：1.1			
	灭火剂	抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、砂土					
	灭火方法	尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。					
	危险特性	易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起危险特性燃烧爆炸的危险。与氧化剂接触猛烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。					
反应活性数据	稳定性	不稳定		避免条件			
		稳定	√				
	聚合危险性	可能存在		避免条件			
		不存在	√				
	禁忌物	强氧化剂	燃烧（分解）产物		无资料		
健康危害数据	侵入途径	吸入	√	皮肤	√	口	√
	急性毒性	LD50	无资料	LC50	大鼠吸入	16000mg/m ³ ，4小时	

急救措施	吸入：如果吸入本品蒸气或其燃烧物，迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：饮水，禁止催吐。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗15分钟，立即就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。			
急性中毒	对中枢神经系统有麻醉作用。 经度中毒症状有头晕、头痛、恶心、呕吐、步态不稳、共济失调。 高浓度吸入出现中毒性脑病。 极高浓度吸入引起意识突然丧失、反射性呼吸停止。可伴有中毒性周围神经病及化脓性肺炎。部分患者出现中毒性精神病。 液体吸入呼吸道可引起吸入性肺炎。溅入眼内可致角膜溃疡、穿孔，甚至失明。皮肤接触致急性接触性皮炎，甚至灼伤。 吞咽引起急性胃肠炎，重者出现类似急性吸入中毒症状，并可引起肝、肾损害。 慢性影响：神经衰弱综合征、自主神经功能紊乱、周围神经病。严重中毒出现中毒性脑病，症状类似精神分裂症。皮肤损害。			
泄漏紧急处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。 禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。 防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。 小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。 大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用飞尘或石灰粉吸收大量液体。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。			
储运注意事项	用储罐储存。远离火种、热源。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。			
防护措施	车间卫生标准	未制定		
	工程控制	生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。		
	呼吸系统防护	空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）	身体防护	穿防静电工作服
	手防护	戴橡胶耐油手套	眼防护	戴安全防护眼镜
	其他	工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣。注意个人清洁卫生。		

⑦硫化氢

硫化氢危险、有害特性表详见表 9.1-5。

表 9.1-5 硫化氢危险、有害特性表

标识	中文名称：硫化氢		英文名称：Hydrogen sulfide	
	危险性类别		易燃、有毒气体	
物化	沸点（℃）	-61.8	比重（水=1）	

特性	饱和蒸汽压（kPa）	无资料		熔点（℃）	-82.9		
	蒸气密度（空气=1）	无资料		溶解性	易溶于水，易溶于醇类、石油溶剂和原油中		
	外观与气味	无色气体。具有臭蛋气味					
火灾爆炸危险数据	闪点（℃）	/	爆炸极限	爆炸上限%（V/V）：46.0；爆炸下限%（V/V）：4.0			
	灭火剂	抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、雾状水					
	灭火方法	尽可能将容器从火场移至空旷处。上风向喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。					
	危险特性	易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起危险特性燃烧爆炸的危险。与浓硝酸、发烟硝酸接触发生剧烈反应，易爆炸。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。					
反应活性数据	稳定性	不稳定		避免条件			
		稳定	√				
	聚合危险性	可能存在		避免条件			
		不存在	√				
禁忌物	强氧化剂	燃烧（分解）产物		无资料			
健康危害数据	侵入途径	吸入	√	皮肤	√	口	√
	急性毒性	10	无资料	LC50	大鼠吸入	16000mg/m ³ ，4小时	
急救措施	吸入：如果吸入本品蒸气或其燃烧物，迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：饮水，禁止催吐。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗15分钟，立即就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。						
急性中毒	职业接触：由于硫化氢可溶于水及油中，有时可随水或油流至远离发生源处，而引起意外中毒事故。硫化氢经黏膜吸收快，皮肤吸收甚少。误服含硫盐类与胃酸作用后产生硫化氢可经肠道吸收而引起中毒。 中毒后的临床表现：硫化氢是一种神经毒剂。亦为窒息性和刺激性气体。减毒作用的主要靶器是中枢神经系统和呼吸系统，亦可伴有心脏等多器官损害，对毒作用最敏感的组织是脑和黏膜接触部位。 硫化氢的急性毒作用靶器官和中毒机制可因其不同的浓度和接触时间而异。浓度越高则中枢神经抑制作用越明显，浓度相对较低时黏膜刺激作用明显。人吸入70～150mg/m ³ /1～2小时，出现呼吸道及眼刺激征状，吸2～5分钟后嗅觉疲劳，不再闻到臭气。吸入300mg/m ³ /1小时，6～8分钟出现眼急性刺激征状，稍长时间接触引起肺水肿。吸入760mg/m ³ /15～60分钟，发生肺水肿、支气管炎及肺炎，头痛、头昏、步态不稳、恶心、呕吐。吸入1000mg/m ³ 数秒钟，很快出现急性中毒，呼吸加快后呼吸麻痹而死亡。 急性硫化氢中毒一般发病迅速，出现以脑和（或）呼吸系统损害为主的中毒后的临床表现，亦可伴有心脏等器官功能障碍。中毒后的临床表现可因接触硫化氢的浓度等因素不同而有明显差异。						

各单元涉及的主要环境风险物质具体情况见表 9.1-6，危险废物情况见表 9.1-

[illegible]

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

①井场

②计量设备及管汇的破裂

 中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

备及管汇的破裂，由此造成原油和天然气泄漏，进而引起火灾、爆炸。

③天然气处理站/转油混输泵站/联合站/注入站

站内的储罐因储罐本身的设计、制造、操作、管理等各环节存在缺陷的可能性，原油、轻烃和液化天然气发生泄漏，并可能引发火灾、爆炸事故。

原油、轻烃和液化天然气储罐：由于原油、轻烃和液化天然气储罐储存的原油、轻烃和液化天然气为易燃介质，因此在储存过程中危险因素较多，储罐区主要危险有火灾爆炸、物理爆炸等。各装置储罐的储存量一般很大，一旦发生火灾、爆炸事故，危害特别大，造成火灾爆炸的原因可能有：

※检修时储罐内的介质未完全置换或清理不干净。

※储罐用于监测温度、压力、液位等安全附件或相应控制系统发生故障，造成控制失灵，引发安全事故。特别是液位报警系统失灵时，引发泄漏。

※使用过程中，罐体的腐蚀造成罐体厚度减薄、罐强度下降，介质泄漏后不能及时发现。液态烃储罐焊缝或管线法兰、阀门泄漏，液态烃在常温常压下会立即气化成气体，与空气形成爆炸性气体，遇明火发生爆炸，燃起大火。

※罐体材质、制造、安装存在缺陷导致罐破裂或撕裂后泄漏。

※操作失误导致罐压力升高，超压引起罐体爆裂。

※防火堤如发生坍塌、存在孔洞和裂缝，都会对安全构成威胁，在事故状态下，不能有效地收集泄漏的易燃易爆物料，造成事故的扩大。

※储罐支撑立柱严重下沉，尤其是不均匀下沉，将直接危及罐体的稳定，造成罐体焊缝开裂，导致储存的易燃、易爆物料泄漏，遇火源有发生火灾、爆炸的危险。罐体腐蚀减薄甚至穿孔等因素都是安全生产的重大隐患。

※防雷接地需要经常检查的设施主要是引下线和接地装置，如发生断裂松脱，影响雷电通路，或土壤电阻增大，影响雷电流散，则可能在雷雨季节，遭受雷击，引起着火爆炸事故。

※储罐还可能存在检修清罐作业时的人员中毒与窒息，罐上介质大量泄漏时的冻伤，罐上维修、调试以及日常巡检的高处坠落危害。

④集输管线

集输管线输送的介质是原油、天然气等具有一定环境污染性质的介质，其在输送

过程中存在一定的压力，正常情况下是在密闭的管线中及密闭性良好的设备间加热输送，一旦发生泄漏等异常现象，带压、高温的原油、天然气泄漏后，遇火源会发生火灾事故，同时，由于原油、天然气具有挥发性，如果其挥发在空气中形成爆炸性气体且达到爆炸极限，遇火源会形成爆炸事故。

集输管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。

发生的事故主要为集输管线破裂造成的油气泄漏，事故发生时会有大量的油品和天然气溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油品、天然气等易燃物质遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

集输管线除管线自身老化或运行操作不当等因素或其他工程施工等，还有可能因自然灾害冲击因素导致管线泄漏，从而发生火灾、爆炸等事故，污染大气和土壤、地下水。

⑤运输车辆

车祸（撞车、翻车等）造成油罐破裂溢油；静电释放不畅造成火灾溢油。

采油二厂各装置风险见表 9.1-8 放射源台账见表 9.1-9。

表 9.1-8 危险识别结果

生产系统	危险单元	主要物料	风险装置	风险分析	风险类型	发生部位	对环境的影响
采油作业区	采油井	原油	抽油机	抽油过程中发生原油泄漏。地层压力突然变大等情况时发生井喷。原油泄漏后遇火发生火灾	井喷、火灾	抽油机	井喷污染土壤，火灾污染大气
	采区内输油管线		管线	原油输送过程中发生泄漏，泄漏后遇火发生火灾。	泄漏、火灾	管道、阀门、法兰	泄漏污染土壤，火灾污染大气
	采区内输气管线	天然气	管线	天然气输送过程中发生泄漏	蒸汽泄漏	管道、阀门、法兰	不会对环境产生影响
	计量站	原油	储油罐	油罐罐体发生泄漏，油罐连接管道发生泄漏，泄漏后遇火发生火灾。	泄漏、火灾	储油罐、管道、阀门、法兰	泄漏污染土壤，火灾污染大气
	管线	/	含水计量仪	²⁴¹ Am 放射源(单枚活度 $1.45 \times 10^9 \text{Bq}$ - $2.88 \times 10^9 \text{Bq}$)，属 IV 类放射	辐射	管线	不会对环境产生影响

[illegible]

(3) 环境风险类型

(4) 危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

（5）环境敏感目标识别

9.2 环境风险防范措施调查

9.2.1 井喷防范措施



(2) 井控装置严格进行试压检查，验收合格后方可开钻。在运行过程中定期检查，保证井控装置的可靠性。

(3) 在井下作业过程中认真进行地层压力监测，密切观察油气显示情况，在钻达目的层位前，对防喷设施和泥浆加重材料进行专门验收检查，井场备有足够的压井材料、重泥浆等防喷器材。

(4) 每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

(5) 井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习。

(6) 井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电气设备、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。

(7) 按消防规定配备干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

(8) 各井队配备一名专职井控工程师，加强对井控设备的日常维护管理，负责钻井各阶段的井控工作。

(9) 若井喷失控，则立即成立有领导干部参加的现场抢险组，迅速制定抢险方案，集中统一领导，由一人负责现场指挥。各岗位工人在井喷信号发出后 2 分钟内完成钻井作业中关井程序，控制好井口。

(10) 注采井井场井下作业时，严格遵守操作规程，并配备正压式呼吸器、防冻服等相应防护装备，防范二氧化碳泄漏导致窒息事故的发生。进行大气 CO₂ 动态监测，CO₂ 异常泄漏时停止作业，人员撤离施工井场。

9.2.2 油气集输事故风险预防措施

(1) 严格按照输油气管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集输管道敷设前，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、转角柱、交叉标志和警示牌等。

(3) 为减轻管线的内外腐蚀，外部采用防腐涂层，涂层为沥青布结构；内验可

在井场和处理站定期注入防腐缓蚀剂。

(4) 制定了供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

(5) 制定了应急操作规程，在规定中说明了发生管道事故时应采取的操作步骤。

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

(7) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(8) 在集输系统运行期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声检查，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。

(9) 定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

(10) 区域设置二氧化碳地表气窜监测装置，尽早识别泄漏，保障驱油埋存的安全稳定运行。

9.2.3 站场事故风险防范措施

(1) 站场平面布置严格遵循国家颁布的设计防火规范《原油和天然气工程设计防火规范》以及《建筑设计防火规范》。

(2) 严格按防火规范进行平面布置，站场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。

(3) 油、气厂房均采用非燃烧建筑结构，耐火等级达到规范要求，电气设备选型符合防爆规范，厂房泄爆泄压面积符合有关规范。

(4) 站场内各工艺单元采取防雷、防静电措施，油气管道及设备容器均作防静电接地保护。

(5) 站内均设有可燃气体浓度检测器远传到中心控制室进行声光报警。

(6) 对油气田上岗人员进行安全教育和消防方法的训练，同时加强油气田职工安全防火意识。

(7) 明确了各要害部位、重点岗位的管理责任，建立了一整套的安全生产管理规定、安全生产操作规程和各种设备的运行操作规范，定期进行安全生产检查，并对查出的问题认真整改，通过加强安全管理来消除事故隐患。

(8) 重视员工的专业技能培训，培训内容包括安全环保新增规定宣传、环保统计系统培训、锅炉压力容器管理系统培训、HSE 体系内审员培训、安全评价培训和安全生产法宣传等。

9.2.4 同类油气田事故风险案例分析及应急防范措施的相关要求

根据查阅资料，同类油气田的环境风险事故主要为设备故障或者人员误操作引发的原油、天然气泄漏及爆炸事故、钻井过程中井喷失控、管线泄漏事故及井下作业导致的井漏等风险事故。事故直接原因设备老化、维护不及时，导致关键部件失效。事故间接原因管理制度缺失，安全管理不到位，安全培训不足，员工安全意识淡薄。技术原因主要是技术缺陷、设计缺陷、技术更新不及时等，事故造成多人受伤，设备损坏严重，直接经济损失巨大，同时对周围的生态环境尤其是大气环境造成污染。

针对上述事故，在发生事故后，油气田所属单位采取了紧急处置措施，包括疏散人员、封锁现场、启动应急预案。

目前，采油二厂编制有应急预案并进行了备案，应急预案在有效期内，目前新版突发环境事件应急预案正在备案。结合同类油气田的环境风险事故，为进一步加强采油二厂的环境风险事故的防范措施的有效性，将风险事故的发生概率降至最低，本次环境影响后评价要求：

(1) 采油二厂认真梳理管辖范围内各建设项目尤其是新增风险源、危险单元的项目，针对新增风险源、危险单元的建设项目如新增产能项目或者相关标准规范更新后应及时修订和更新环境风险应急预案并备案，定期开展应急演练、配备应急物资，对应急物资的有效性进行检查，并加强与当地政府的联动。确保管辖单位的所有区块范围新增风险源、危险单元等全部纳入应急预案体系及应急预案的有效性。

(2) 建立完善的监督管理机制，作业区实施全过程严格的安全监管，确保各项安全环保措施得到有效执行。

(3) 加强设备检查维修与保养维护，增强员工安全意识，加强技能培训，并定

期对油气田井口、设备、阀门、管道等进行隐患排查，并针对排查出的隐患进行限期整改。

9.3 环境风险防范措施的有效性评价

采油二厂开发已久，对辖区内的油气藏性质及地层特征已基本掌握，伴随着钻井工艺的发展，钻井工艺日益精进，加之各项先进完备的井控措施，钻井时井场发生井喷事故的可能性较低。本次评价对评价区块的生产情况进行了调查，评价时段内，各作业区未发生过井喷事故。

运营期可能发生的风险事故主要是由于管线、阀门等设施可能出现老化、腐蚀，导致管线刺漏、穿孔等小型风险事故。管线刺漏等事故发生后，作业区可及时组织抢修，并对污染场地进行了治理，污染影响范围均控制在泄漏点周边，未造成外部大范围环境污染。根据向工作人员询问结果和本次环境影响后评价收集到的资料可知评价时段内未发生过因油气泄漏而引发的火灾或爆炸事故。作业区所采取的各项风险防范措施是有效的。

9.4 突发环境事件应急预案

9.4.1 应急预案基本情况

采油二厂编制有《中国石油新疆油田分公司采油二厂突发环境事件专项应急预案》，该应急预案已于 2023 年 8 月 22 日在克拉玛依市生态环境局白碱滩区（克拉玛依高新技术产业开发区）进行了备案，备案号 650204-2023-032-M；采油二厂编制有《中国石油新疆油田分公司采油二厂（乌尔禾区）突发环境事件专项应急预案》，该应急预案已于 2025 年 3 月 25 日在克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局进行了备案，备案号 650204-2025-004-M。目前，正在进行应急预案修订工作。

9.4.2 环境风险事故调查

（1）井喷事故调查

采油二厂开发历史较久，对区块内油气藏性质及地层特征已基本掌握，伴随着钻井工艺的发展，钻井工艺日益精进，加之各项先进完备的井控措施，基本上可以对井

喷事故做到事前防范。据统计，评价时段内，采油二厂各评价区块内未发生过井喷事故。

（2）泄漏、火灾及爆炸事故调查

运营期可能发生的风险事故主要是由于管线、阀门等设施可能出现老化、腐蚀，导致管线刺漏、穿孔等小型风险事故。管线泄漏事故发生后，采油二厂可以及时组织抢修，并对污染场地进行治理，污染影响范围均控制在泄漏点周边，未造成外部大范围环境污染。根据采油二厂工作人员询问结果及收集到的资料统计分析，结果表明评价时段内采油二厂未发生过因油气泄漏而引发的火灾及爆炸事故。

9.4.3 应急演练执行情况

根据应急预案要求，每年要开展环境应急演练预案培训、环境突发事件应急演练。根据本次评价调查结论，采油二厂基本落实了应急演练计划。

9.4.4 应急物资配置情况

（1）应急物资数量、位置

采油二厂按照在属地生态环境局备案的应急预案的要求，设置应急物资库房，应急物资存放在应急库房内。

应急救援物资装备主要有：消防栓、消防水桶、防爆工具、紧急切断阀、灭火器、应急照明灯等。主要防护用品包括：防护服、安全帽、防静电工作服、手套、安全带、防毒面罩等。

消防器材包括：灭火器、灭火剂以及固定消防设施等。

急救设备与器材包括：急救药箱等。

抢险与抢修设备与器材包括：封堵设备及堵漏配件、工程车辆、

营救设备、登高设备、维修工具、标志明显的服装、袖标、旗帜、应

急照明灯等。

交通运输车辆包括：救援物资运输车辆、疏散人员运输车辆等。

企业应配备应急设施（备）物资表和消防器材配置情况如下表。

[illegible]

(2) 应急物资定期检查更新（每年检查更新一次）

应急设备与资源的准备是应急救援工作的重要保障，应根据潜在事故的性质和后果分析，合理组建专业救援力量，配备应急救援所需的消防手段、各种救援机械和设备、堵漏和清消材料、交通工具、个体防护设备、医疗设备和药品、生活保障物资等，并定期检查、维护和补充，以免由于资源缺乏延误应急行动。此外，如果设备选择不当，可能导致对应急人员或附近公众的严重伤害。所以，在应急预案中应明确应急物资和装备的类型、数量、存放位置、管理责任人及其联系

方式等。通常现场必需的应急设备与工具如下：

①灭火设备：便携式灭火器、消火栓等。

②危险物质泄漏控制设备：泄漏控制工具、封堵设备、解除封堵设备等。

③个人防护设备：防护服、手套、靴子、呼吸保护装置等。

④通信联络设备：移动电话、传真机、电报等。

⑤医疗支持设备：消防车（干粉、沫灭）、担架、急救箱等。

⑥相关资料：计算机及有关数据库、工艺文件、行动计划、材料清单、事故分析和报告、地图图纸等。

9.5 环境风险影响预测验证

根据环评文件预测结论，在严格落实各项风险防范措施的前提下，环境风险是可防可控的。

采油二厂开发已久，对辖区内的油气藏性质及地层特征已基本掌握，伴随着钻井工艺的发展，钻井工艺日益精进，加之各项先进完备的井控措施，钻井时井场发生井喷事故的可能性较低。本次评价对评价区块的生产情况进行了调查，评价时段内，采油二厂未发生过井喷事故。

运营期可能发生的风险事故主要是由于管线、阀门等设施可能出现老化、腐蚀，导致管线刺漏、穿孔等小型风险事故。管线刺漏等事故发生后，采油二厂可及时组织抢修，并对污染场地进行了治理，污染影响范围均控制在泄漏点周边，未造成外部大范围环境污染。根据向工作人员询问结果和本次环境影响后评价收集到的资料可知

评价时段内未发生过因油气泄漏而引发的火灾或爆炸事故。

综上所述，评价时段内未发生过环境风险事故，说明所采取的各项风险防范措施有效，与环评文件预测结论一致。

10 环境管理

10.1 环境管理措施落实情况回顾

（1）环境管理要求落实情况

采油二厂是中石油新疆油田分公司下属的二级单位，主要从事石油、天然气开发生产，目前所辖生产现场分布于克拉玛依市白碱滩区和乌尔禾区，厂机关位于克拉玛依市白碱滩区。采油二厂依法取得采矿许可、排污许可，依法依规开展环境影响评价、竣工环保验收及环境影响后评价，开发建设严格遵守《中华人民共和国矿产资源法》《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国大气污染防治法》《中华人民共和国水污染防治法》《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》《中华人民共和国噪声污染防治法》等法律法规，《新疆维吾尔自治区环境保护条例》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件》（2024 年）等地方性法规及规章以及《国家危险废物名录》《排污许可管理办法（试行）》等规章。

采油二厂自开发以来开展了四轮清洁生产审核，三轮已通过清洁生产审核验收。2024 年 6 月，新疆维吾尔自治区环境工程评估中心编制完成《中国石油新疆油田分公司采油二厂第四轮清洁生产审核报告》，2024 年 9 月 8 日，取得克拉玛依市生态环境局出具关于《新疆油田分公司采油二厂清洁生产审核评估报告》的审查意见。根据《中国石油新疆油田分公司采油二厂第四轮清洁生产审核报告》清洁生产水平分析结论和审查意见结论可知，采油二厂清洁生产审核工作取得预期效益，属于清洁生产先进企业。目前正在开展第四轮清洁生产审核的验收工作。

（2）土壤污染隐患排查落实情况

《中华人民共和国土壤污染防治法》第四条规定：任何组织和个人都有保护土壤、防止土壤污染的义务。《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部令第 3 号，2018）第十一条规定：重点单位应当建立土壤和地下水污染隐患排查治理制度，定期对重点区域、重点设施开展隐患排查。发现污染隐患的，应当制定改进方案，及时采取技术、管理措施消除隐患。隐患排查、治理情况应当如实记录并建立档案。

依据《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》（生态环境部公告 2021 年第 1 号），重点监管单位原则上应在本指南发布后一年内，以厂区为单位开展一次全面、系统的土壤污染隐患排查。之后原则上针对生产经营活动中涉及有毒有害物质的场所、设施设备，每 2~3 年开展一次排查。重点监管单位可结合行业特点和生产实际，优化调整排查频次和排查范围。对于新、改、扩建项目，应在投产后一年内开展补充排查。

采油二厂对作业区日常管理、生产、环保设施运行和维护情况、污染物产排情况及环境安全隐患等情况开展土壤污染隐患排查工作，与白碱滩区人民政府签订了《中国石油新疆油田分公司采油二厂土壤污染防治责任书》，对辖区内的土壤进行环境质量监测；并根据排查结果制定整改方案，在此基础上完成了《新疆油田公司采油二厂土壤污染隐患排查报告》并备案。

10.2 各级生态环境主管部门提出的环保要求落实情况

根据评价时段内竣工环境保护验收调查报告，各项目落实了生态环境主管部门提出的环保要求，经与采油二厂核实，2021 年 1 月 1 日至 2025 年 12 月 31 日，采油二厂未受到各级生态环境主管部门的行政处罚。

10.3 存在问题

（1）对施工单位等第三方承包商的环境保护机制、体制监管不到位。

（2）有 17 个项目于 2015 年-2019 年取得批复；目前仍未组织开展竣工环境保护验收工作，需与中国石油新疆油田分公司开发公司对接项目环保手续履行情况。

11 公众参与信息公开

11.1 公众参与与信息公开开展情况回顾

上一轮后评价公众参与在上报前，于新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会公开了环境影响评价文件（<http://www.xjhbcy.cn/blog/article/8156>），接受社会的监督，在网络公示期间均未收到公众反馈意见。公示截图见图 11.1-1。

图 11.1-1 上一轮后评价公众参与公示截图

11.2 环保投诉及处理情况回顾

根据资料搜集和访谈当地生态环境主管部门，截至目前，采油二厂未收到任何有关环境污染的投诉，也未发生污染事故。公众未提出其他意见和建议。

11.3 后评价公众参与与信息公开情况

11.3.1 后评价公众参与

本次后评价在新疆维吾尔自治区生态环保产业协会发布了本次后评价的相关情况，提出了公众比较关心的相关环保问题，并预留了公众意见收集表及反馈渠道。在公示中预留的各种信息收集渠道均没有收到公众反馈的相关信息。公示截图见下图。

图 11.3-1 本次后评价公众参与公示截图

11.3.2 信息公开情况

本项目后评价环境影响报告书在完成技术审查后，由建设单位按照《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》要求，在新疆维吾尔自治区生态环境厅网站上公开环境影响评价文件，接受社会监督。

12 环境保护措施补救方案和改进措施

12.1 生态保护措施补救方案和改进措施

根据现状调查结果以及现行法律法规文件要求，对生态环境保护措施不符合要求的地方提出以下补救方案及改进措施：

规定本作业区车辆严格按照已有道路行驶，严禁乱碾乱轧，同时应督促第三方服务机构车辆按照已有道路行驶，严禁乱碾乱轧。

12.2 大气污染防治补救方案和改进措施

根据现状调查结果以及现行法律法规文件要求，采油二厂项目环评期间所采取大气污染防治合理有效，无不符合要求的大气污染防治措施。采油二厂后期运营中继续做好大气污染防治，有效防止事故状态下废气对周边大气环境的影响。

12.3 地表水污染防治设施补救方案和改进措施

根据现状调查结果以及现行法律法规文件要求，采油二厂项目环评期间所采取地表水污染防治措施合理有效，无不符合要求的地表水污染防治措施。采油二厂后期运营中继续做好地表水污染防治，有效防止事故状态下废水对周边地表水环境的影响。

12.4 地下水保护措施补救方案及改进措施

根据现状调查结果以及现行法律法规文件要求，采油二厂项目环评期间所采取地下水污染防治措施合理有效，无不符合要求的地下水污染防治措施。采油二厂后期运营中继续做好地下水污染防治，有效防止事故状态下废水、固废对周边地下水环境的影响。

12.5 声环境污染防治设施补救方案和改进措施

根据现状调查结果以及现行法律法规文件要求，采油二厂项目环评期间所采取

噪声防治措施合理有效，无不符合要求的噪声污染防治措施。采油二厂后期运营中继续做好噪声防护措施，有效防止噪声对周边环境的影响。

12.6 土壤污染防治设施补救方案和改进措施

根据现状调查结果以及现行法律法规文件要求，采油二厂项目环评期间所采取土壤污染防治措施合理有效，无不符合要求的土壤污染防治措施。采油二厂后期运营中继续做好土壤防护措施，有效防止生产过程对周边土壤环境的影响。

12.7 固体废物处置措施补救方案和改进措施

根据现状调查结果以及现行法律法规文件要求，采油二厂项目环评期间所采取固体废物处置措施合理有效，无不符合要求的固体废物处置措施。采油二厂后期运营中继续做好固体废物处置，规范危险废物全过程管理。

12.8 环境风险防范补救方案和改进措施

采油二厂采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。根据现状调查结果以及现行法律法规文件要求，采油二厂无不符合要求的环境风险防范措施。

12.9 环境管理改进措施

（1）加强档案交接

完善环境管理制度，加强与油田公司的环保档案的交接。

（2）完善信息公开

健全环境信息公开制度。按照《企业事业单位环境信息公开办法》（环境保护部令第 31 号）及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》（环发〔2013〕81 号）、《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》等进行企业相关信息公开。

12.10 环境监测存在的问题及改进措施

采油二厂依据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采业》(HJ 1248-2022) 及《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南(试行)》(HJ 1209-2021) 制定了自行监测方案, 并委托有资质的第三方检测单位对下辖各油气田实施监测。

若监测结果出现异常或超标现象, 应及时分析原因并制订治理方案; 同时做好各类废弃物的处理、场地的清理等例行环保工作。

12.11 整改计划

本次后评价提出的补救方案、改进措施和环境保护效果见表 12.8- 1。

表 12.8- 1 本次后评价存在的问题整改计划及投资一览表

序号	存在问题	整改措施	实施进度安排	投资估算(万元)	环境保护效果	实施责任主体

13 环境影响后评价结论

13.1 环境影响分析结论

13.1.1 生态环境影响

油气田开发建设项目总体开发过程中，对生态的影响主要为占地对生态环境造成的影响，主要生态影响包括，对生态景观格局的影响、对植被的影响以及对野生动物的影响，按照影响时段可分为施工期、运营期和退役期的生态影响。

施工期生态影响主要表现为占地影响，包括钻井工程、集输工程和处理工程等各类工程的临时占地和永久占地。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏。

运营期不新增占地，随着施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复，油气田生产运营期正常的巡检、各类运输车辆等活动会对野生动物的生存及栖息造成影响。

受油气田滚动开发特点的影响，不断有枯竭油藏关停井，对于进入退役期的生产设施，应及时进行清退。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场。管线清洗废水、固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

13.1.2 环境空气影响

（1）施工期

施工期废气主要来自钻井、管线、井场入场道路及井场建设、场站建设、供电线架设等施工活动中产生的扬尘、柴油储罐无组织挥发废气、管线焊接废气、储层改造废气、测试放喷废气、柴油机及发电机组燃烧烟气、施工机械及施工车辆尾气等。

（2）运营期

采油二厂开发过程中产生的废气污染源主要包括各类锅炉、加热炉、柴油发电机、泵、压缩机、火炬、阀门和法兰等动静密封点产生的废气，以及油气开采、集输和处理过程中产生的油气无组织挥发废气，危险废物贮存库、生活污水处理设施运行过程中产生的无组织废气。

13.1.3 地下水环境影响

(1) 施工期

评价区块内施工过程中产生的废水主要为洗井废水、废压裂液、管道试压废水、混凝土养护废水和生活污水。

管线施工采用清水试压，试压完毕后产生少量的试压废水，用于施工区域内的洒水降尘。混凝土养护废水自然蒸发。钻井期生活污水暂存在生活营地内设置的临时储集池内，施工结束后由施工单位组织吸污车吸走，清运至项目属地生活污水处理厂处理。洗井废水、废压裂液排至收集罐中，集中收集后送至联合站采出水处理系统处理。

(2) 运营期

评价区块内正常生产过程中产生的废水主要为采出水和生活污水。

采出水属于含油污水，采出水油管线集输或由罐车拉运至就近联合处理站采出水处理系统处理，出水水质均需满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的III级指标要求后，回注地层，不外排。

81 号联合处理站站场内设一体化生活污水处理装置，生活污水经处理后，出水水质满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）表 4 第二类污染物最高允许排放浓度二级标准后回收至采出水回收池中，最终进入采出水处理系统；其他站场生活污水由罐车拉运至石化园区污水处理厂处理。

正常工况下不会对区域地下水造成不利影响。

13.1.4 声环境影响

(1) 施工期

施工期噪声源主要为钻井设备、施工机械及施工车辆，施工期噪声对环境的影响

是暂时的，影响时间短，并随着施工期的结束而消失。

（2）运营期

运营期主要为站场的各类机泵和压缩机运行时产生的机械噪声、井下作业噪声和巡检车辆噪声等，由于各开发区块周围均无声环境保护目标，生产运行过程不会对周围声环境产生明显影响。

13.1.5 土壤环境影响

（1）施工期

施工期对土壤环境的影响主要为因施工带来的人为扰动和水土流失影响。各项施工作业活动不可避免地会对土壤环境造成影响，主要产生于钻井工程、站场建设、管道敷设、供电线架设和道路建设过程中，具体表现为施工场地平整、构筑物基础建设、管沟建设对土壤的开挖，以及车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。油气田工程施工作业区域呈点线状分布，施工期人为扰动和土石方作业均会对施工区域造成水土流失影响，其程度因所在区域自然环境的不同而有所差异。

（2）运营期

运营期正常工况下，运营期产生的废水和固体废物均得以妥善处置，不会造成土壤环境污染。但在事故状态下，如发生井喷、管线及储罐泄漏等事故，泄漏的油品会对土壤环境产生污染影响。油类物质进入土壤后，覆盖于地表会使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，进而导致土壤质地、结构发生改变，直接影响地表植被的生长。

13.1.6 固体废物环境影响

油气田开发建设项目总体开发过程中，施工期主要固废为钻井岩屑、建筑垃圾、焊接及吹扫废渣、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和钻井施工营地产生的生活垃圾。运营期产生的固体废物主要为含油污泥、废防渗膜、废机油、废机油桶、废润滑油、废润滑油桶、落地油、废变压器油、废液压油、原油处理及水处理过程中产生的废药剂及药剂包装及沾油包装物、废吸附剂、化验分析产生的溶剂油和生活垃圾。

13.1.7 环境风险

根据《中国石油新疆油田分公司采油二厂突发环境事件专项应急预案》及《中国石油新疆油田分公司采油二厂（乌尔禾区域）突发环境事件专项应急预案》，采油二厂开发过程中涉及的危险物质主要为原油、天然气（包括伴生气）、稳定轻烃、液化石油气、硫化氢、破乳剂、水处理剂、次氯酸钠等各类化学助剂。产生的危险废物主要为含油污泥、沾油废物。

可能发生的风险事故为：计量/生产设备及管汇的破裂导致原油及伴生气泄漏，天然气处理站液化石油气、稳定轻烃和液化天然气储罐泄漏，压缩机、加热炉天然气管道破裂导致天然气泄漏，采出水拉运罐车泄漏，油气集输管线泄漏，井喷、井漏等事故引发的火灾，原油装卸过程操作不当引发火灾及爆炸，放空管线或火炬故障引发火灾及爆炸，变配电系统短路、故障引发火灾及爆炸等。

13.2 环保措施的有效性

（1）生态环境保护措施有效性评价结论

根据验收文件及本次现场调查结论，采油二厂基本落实了各个建设项目环评及其批复的生态保护措施，加之运营期合理运营管理，已采取的生态保护措施有效。

（2）大气环境保护措施有效性评价结论

根据监测数据，站场和危险废物临时贮存点厂界四周无组织废气非甲烷总烃最高浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（厂界非甲烷总烃浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）；各场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 恶臭污染物厂界标准值新建项目二级标准；采出水处理装置厂界无组织废气均满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 中恶臭污染物厂界标准值；锅炉有组织废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）相应排放限值要求。

（3）声环境保护措施有效性评价结论

各站厂界、井区噪声满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中声环境功能区 2 类标准限值要求。

（4）水环境保护措施有效性评价结论

采出水均送至处理站站内采出水处理系统进行处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准要求后回注油藏。

（5）固体废物环境保护措施有效性评价结论

日常生产办公产生的生活垃圾在各场站以及井区集中收集后，拉运至克拉玛依市生活垃圾填埋场集中填埋处理。产生的危险废物均交由有资质的单位处置。综上所述，运营期已采取的各项环保措施有效可行。

13.3 相符性评价结论

在工程内容建设方面，采油二厂各处理站的各类项目环评拟建内容与实际建设内容基本相符；而受油田滚动开发原则影响，地面工程实际建设的工程内容与环评批复中拟建的内容常有出入，实际建设的工程规模往往比环评拟建的少。预测点预测值与实际值相符性方面，由于采油二厂管辖范围大，各类建设项目众多，单个项目环评预测点极易受到其他建设项目的影 响，导致预测值与实际值极难相符。

13.4 存在的问题及补救方案和改进措施

（1）存在的问题

①采油二厂在新疆油田公司环境管理体系的基础上，结合自身运营特点建立了比较完善的环境管理体系，整体而言，环境管理制度健全，但在环保手续等档案管理方面仍需加强与油田公司的交接。

②采油二厂管辖油区内存在车辆乱碾乱轧现场。

（2）补救方案和改进措施

①完善环境管理制度，加强与油田公司的环保档案的交接。

②规定本厂车辆严格按照已有道路行驶，严禁乱碾乱轧，同时应督促第三方服务机构车辆按照已有道路行驶，严禁乱碾乱轧。

13.5 总体评价结论

本次后评价通过对评价时段内采油二厂各工程实施及运行情况、区域环境质量

现状及变化分析，各要素及专题的环境影响回顾及环境保护措施有效性评价，结合现行环境保护法律法规及政策标准，对采油二厂现存环境问题进行全面梳理对标和评价分析。评价时段内各项工程建设过程基本规范，采取的环保措施基本有效，对油气田区域内的原有植被类型未造成影响，各类植被的占地面积基本无变化；废气、废水、固体废物及噪声可做到达标排放。综上所述，运营期已采取的各项环保措施有效可行，因开发建设而造成的各类环境影响，均在环境可承受的范围内。

13.6 建议

（1）加强环保设施的日常管理和维护，确保环保设施运行正常、稳定，各项污染物长期稳定达标排放。

（2）认真落实本次后评价提出的各项环境保护措施补救方案和改进措施。

（3）继续落实环境影响后评价制度，后续每 3 至 5 年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。