

2025 年长实合作区块油维、改造工程

# 环境影响报告书

(送审稿)

建设单位：长庆实业集团有限公司  
编制单位：陕西新溢环境工程有限公司  
编制时间：二〇二五年九月

# 目录

概述 .....	1
一、项目由来 .....	1
二、建设项目特点 .....	1
三、评价工作过程 .....	2
四、相关符合性分析判定 .....	3
五、评价关注的主要环境问题及环境影响 .....	30
六、报告书主要结论 .....	30
1 总则 .....	31
1.1 编制依据 .....	31
1.2 评价原则 .....	34
1.3 环境影响因素识别与评价因子筛选 .....	35
1.4 环境功能区划及评价标准 .....	40
1.5 评价工作等级和评价范围 .....	46
1.5 评价时段与评价重点 .....	61
1.6 环境保护目标 .....	61
2 项目概况 .....	67
2.1 现有工程概况 .....	67
2.2 改建工程概况 .....	81
3 工程分析 .....	111
3.1 施工期 .....	111
3.2 运行期 .....	120
3.3 三废排放汇总 .....	129
4 环境现状调查与评价 .....	132
4.1 自然环境现状调查与评价 .....	132
4.2 生态环境现状调查 .....	152
4.3 环境保护目标调查 .....	178
4.4 区域环境质量现状调查与评价 .....	178
4.5 区域污染源 .....	208

5 环境影响预测与评价 .....	209
5.1 施工期环境影响分析 .....	209
5.2 运行期环境影响预测与评价 .....	221
6 环境保护措施及可行性分析 .....	267
6.1 施工期污染防治措施及可行性分析 .....	267
6.2 运行期环境保护措施及可行性分析 .....	276
7 环境风险评价 .....	285
7.1 风险调查 .....	285
7.2 环境敏感目标概况 .....	285
7.3 环境风险识别 .....	285
7.4 环境风险分析 .....	288
7.5 环境风险管理 .....	290
7.6 环境风险分析结论 .....	298
8 环境经济损益分析 .....	300
8.1 环境经济效益分析 .....	300
8.2 环境经济损益分析 .....	300
9 环境管理与监测计划 .....	302
9.1 环境管理体系 .....	302
9.2 污染物排放管理要求 .....	306
9.3 项目竣工环保验收 .....	307
9.4 环境监测计划 .....	310
9.5 环保投资估算 .....	312
10 评价结论 .....	314
10.1 建设项目概况 .....	314
10.2 产业政策及规划相符性 .....	314
10.3 环境质量现状 .....	314
10.4 主要环境影响及环境保护措施 .....	315
10.5 环境影响经济损益 .....	319
10.6 环境管理与监测计划 .....	319

10.7 公众参与情况说明 .....	319
10.8 总结论 .....	320
10.9 要求与建议 .....	320

## 概述

### 一、项目由来

长庆实业集团有限公司（以下简称“长实集团”）管辖开发区块共 8 个，矿权面积 881.9km<sup>2</sup>，横跨 2 省 6 县 10 乡，整体呈现区块分散、层系多、规模小的特点。由于油区地质地貌复杂，管道线路大多沿梁峁、河流或公路敷设，沿线地形复杂。随着开发时间延长，部分管道穿越河道、公路或受到自然灾害的影响，造成管道悬空、管道占压或管道泄漏等现象，一旦管线发生泄漏，原油泄漏后将直接进入河道或土壤，后果严重，同时部分站场设备老旧存在安全隐患，需对存在安全隐患的管线、站场开展隐患治理。

鉴此，长庆实业集团有限公司拟实施 2025 年长实合作区块油维、改造工程。本次工程内容涉及长庆实业集团有限公司大梁湾采油作业区和镰刀湾采油作业区存在安全隐患的管线、站场，具体位于在定边县、安塞区境内。本项目包括站场工程和管线工程，站场工程为梁一转、梁二转、梁 2 增、梁 7 增、镰 75 脱、镰 85 脱、镰 93 脱、简 4 危废贮存库、大 16-2 危废贮存库、镰 35-1 危废贮存库、镰 80 危废贮存库 11 座站场的站内改造工程；管线工程包括注水管线 8 条，长度 16.27km，出油集油管线 4 条，长度 8.53km，管线总长 24.8km。

项目实施后可更加有效的杜绝油区管线泄漏，项目建设具有较好的社会经济效益和环境效益。

### 二、建设项目特点

- (1) 项目建设性质属改建，为油田维护及隐患治理项目。
- (2) 项目属于生态与污染并存的建设项目。涉及定边、安塞两个区县，具有区域广、污染源分散的特点。
- (3) 项目站场工程不新增占地，在现有站内进行改造；管线工程占地除管线“三桩”永久占地外，均为临时占地。
- (4) 项目对环境的影响主要来自管线、站场等，主要关注施工期生态环境影响、扬尘影响、噪声影响以及运营期管道泄漏对地表水、地下水、土壤的环境影响及泄漏造成的火灾、爆炸等次生环境风险。

### 三、评价工作过程

根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》等法律法规的规定, 本项目应进行环境影响评价。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2021年版), 项目属于“五、石油和天然气开采业 07”中“7、陆地石油开采 0711”中的石油开采新区块开发; 页岩油开采; 涉及环境敏感区的(含内部集输管线建设)。本项目所在区域属于“陕西省水土流失重点治理区”, 涉及临时占用永久基本农田, 因此本项目涉及《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021年版)》中“第三条(二)中的永久基本农田、水土流失重点治理区环境敏感区”, 本项目需编制环境影响报告书。

鉴于此, 2025年8月21日, 长庆实业集团有限公司委托陕西新溢环境工程有限公司(以下简称“我单位”)承担该项目环境评价工作。接受委托后, 我单位组织技术人员成立评价工作组, 在资料研究的基础上, 实施了现场调查; 并委托监测单位实施了环境质量现状监测; 在工程分析、影响预测、措施论证等工作的基础上, 按照环境影响评价相关技术导则要求编制完成了《2025年长实合作区块油维、改造工程环境影响报告书》。

同时, 报告编制期间, 建设单位按《环境影响评价公众参与暂行办法》等要求进行了项目评价信息公示、评价区公众意见征询工作、环境影响报告书全文公示等公众参与工作。

具体工作程序见图1。

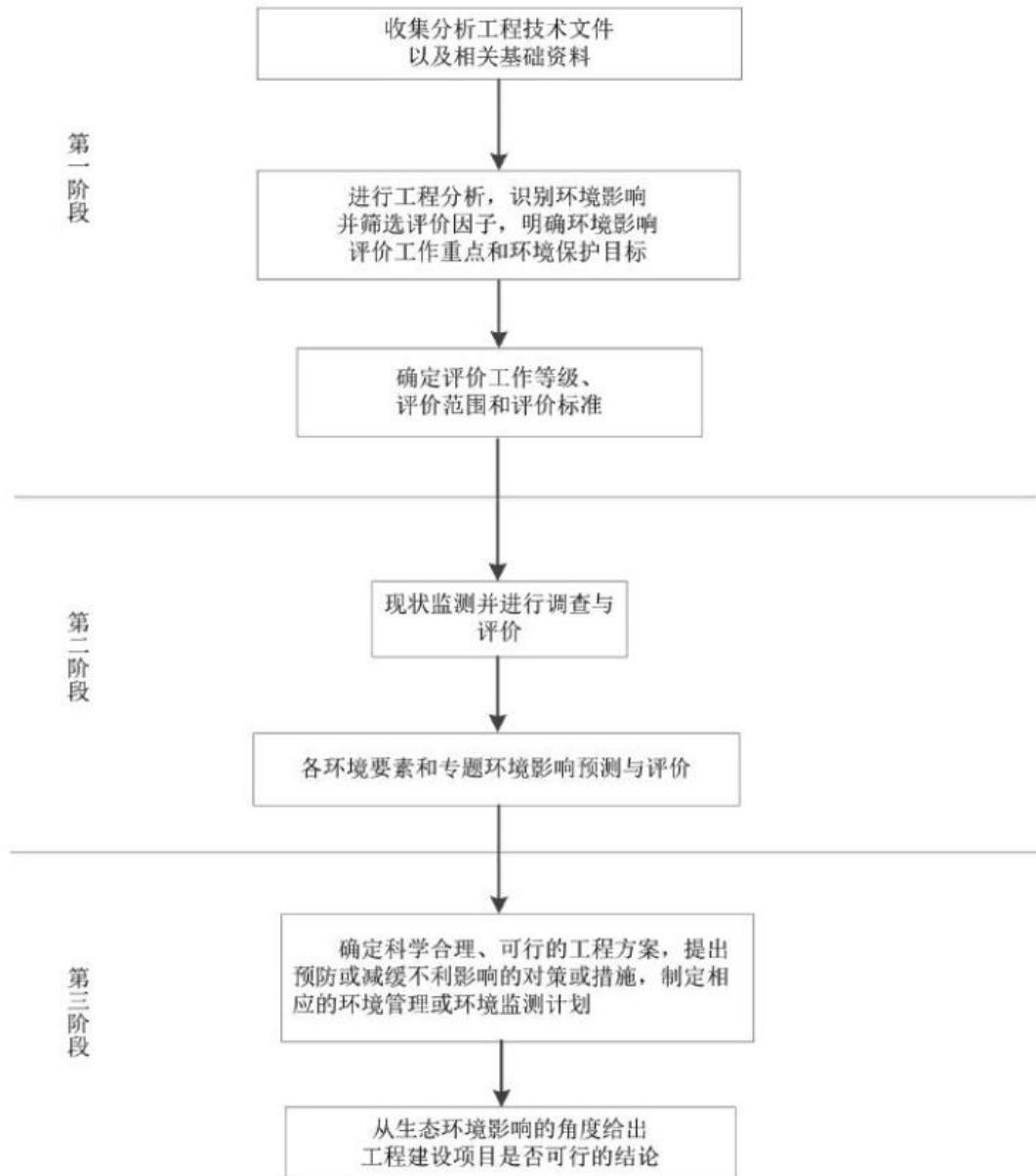


图 1 本项目环境影响评价工作程序图

## 四、相关符合性分析判定

### 1 与产业政策符合性分析

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类中“七、石油天然气——1、石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采；2、油气管网建设：原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施”，符合国家产业政策。

### 2 与相关法规、规章、政策符合性分析

（1）与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相符

## 性分析

表1 项目与《关于进一步加强石油天然气环评工作的通知》的相符性

序号	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	本项目情况	符合性
1	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	本次环评针对施工期生态环境影响和运行期环境风险影响,提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	符合
2	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控,通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施,有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。	本项目为油田维护项目,包含站内维护及站外管线隐患治理,均采用密闭流程。	符合
3	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,降低生态环境影响。施工结束后,应当及时落实环评提出的生态保护措施。	项目控制施工作业带范围为管线中心线两侧3m范围,减少临时占地面积,落实环境敏感区管控要求,施工结束后平整土地、用适地植物进行植被恢复。	符合
4	陆地油气长输管道项目,原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油田内部集输管道应当优先避让环境敏感区,并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险,尽量远离沿线居民。	本项目属于油田内部集输管线更换或改线项目,更换段管线走向与原管线走向一致,管线局部优化路由改线,已避让环境敏感区。	符合
5	油气企业应当加强风险防控,按规定编制突发环境事件应急预案,报所在地生态环境主管部门备案。海洋油气勘探开发溢油应急计划报相关海域生态环境监督管理局备案。	长庆实业集团有限公司已编制突发环境事件应急预案,并完成备案。本次改建内容纳入现有应急预案管理中。	符合

## (2) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环保部2012年第18号)相符性分析见表2。

表2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析表

石油天然气开采业污染防治技术政策		技术政策符合情况分析	相符性
一、总则			
1	在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的,要在开发前对生态、环境影响进行充分论证,并严格执行环境影响评价文件的要求,积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	评价对本项目所在地环境敏感性进行了充分的论证,建设单位承诺严格执行环评文件及专家提出的要求。	符合
二、清洁生产			

2	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。	本项目为油田维护项目，包含站内维护及站外管线隐患治理，均采用密闭流程。	符合
三、生态保护			
3	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。	项目实施后可显著降低原油泄漏引发的环境污染。项目施工期通过严格控制作业范围减少临时占地面积，对表土分层堆放和回填，土方开挖和堆放采取措施防治水土流失，施工结束后立即对临时占地进行植被恢复。	符合
四、污染治理			
5	回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	原油管线报废后，经热洗、吹扫后，项目清管废水经管道进入下游站场储罐，进入原油集输系统，与含水原油一同进行脱水净化处理，废水依托采出水处理站处理后回注油层，不外排。	符合
六、运行管理与风险防范			
6	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	油田公司已建立了完善的环境管理体系。	符合
7	油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	建设单位已建立了完善的环境保护人员培训制度，所有人员均培训后上岗。	符合
8	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	建设单位已建立了完善的突发环境事件应急预案、消除事故隐患的措施及应急处理办法，并定期演练。	符合

(3) 与《陕西省生态环境厅办公室关于印发石油天然气开采等四个行业建设项目影响评价文件审批要点(试行)的通知》(陕环办发[2020]34号)文件符合性分析

表3 与“陕环办发[2020]34号”通知符合性分析

通知要求(摘录)		本项目情况	符合性
1	项目应符合生态环境保护相关法律法规和政策，符合“三线一单”要求，并与环境功能区划、生态环境保护规划等规划相协调。	本项目在已建油区内建设，根据榆林市多规合一检测结果及“三线一单”符合性分析，本项目不涉及生态保护红线，符合“三线一单”要求，符合相关规划、法律法规及政策要求。	符合

2	项目选址应符合区域油气开采总体规划、规划环评及其审查意见等相关要求。禁止在居民区和国务院或者省人民政府划定的重要水源涵养区、饮用水水源保护区，国家公园，自然保护区，风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园等自然公园、文物保护单位等区域内进行石油、天然气开发。	本项目在已建油区内建设，项目建设符合相关规划要求，不新建井场、站场。项目所涉及管线-虎72-82出油管线进行了线路优化，其余管线选址沿原管线走向敷设，管线选址不涉及重要水源涵养区、饮用水水源保护区，国家公园，自然保护区，风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园等区域。	符合
3	对挥发性有机物无组织排放进行有效管控。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。	项目改造的站场采用密闭设施，管线采用密闭集输。	符合
4	油气开采企业应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测。	本次评价针对项目排污情况，提出了相应的运行期自行监测计划。	符合
5	选用低噪声工艺和设备，采取隔声、消声、减振和优化总平面布置等措施有效控制噪声污染。	本项目选用设备均为常用设备，技术成熟，同时采取隔声、消声、减振和优化总平面布置等。	符合
6	提出合理的环境风险应急预案编制要求和有效的环境风险防范及应急措施。	区域已编制应急预案，环评要求将本项目纳入区域应急预案，并对预案进行完善。	符合
7	开展了信息公开和公众参与，公众参与内容、格式、程序满足《环境影响评价公众参与办法》要求。	项目建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》要求开展了信息公开及公众参与。	符合

#### (4) 与《报废油气长输管道处置技术规范》(SY/T7413-2018)符合性分析

本项目与《报废油气长输管道处置技术规范》符合性分析见下表。

**表4 与《报废油气长输管道处置技术规范》(SY/T7413-2018)的符合性分析**

技术规范要求		本项目情况	符合性
3 一般要求	3.1 应综合考虑法律法规、标准规范、安全环保、处置成本、土地规划等因素，制定报废管道处置方案。	本项目报废管道处置方案包括就地弃置和拆除。就地弃置方案为热洗、氮气吹扫、测试、钢制盲板分段封堵弃置。拆除管线经无害化处理后，统一收集至作业区废料库，最终由长庆实业集团有限公司财务资产部及生产保障部登记按照国有资产处置流程统一处置。报废管道处置方案符合规范要求。	符合
	3.2 就地弃置管段应将残留物清理至规定要求，再根据需要进行分段隔离或注浆填充处置。	本项目就地弃置管段经过清管后进行钢制盲板分段封堵处置。	符合
	3.3 拆除管段宜先进行残留物清理，再进行拆除。	本项目共拆除地上裸露管线300m(见表2.2.5-11)，拆除管段拆除前进行热	符合

		洗、吹扫、测试等处理。	
	3.4 对于已达到报废条件的管道，报审后可先进行残留物清理。	本项目原管道经清管（主要包括通球扫线、热洗、氮气吹扫、测试）达到内壁无油无蜡、无积液、可燃气体检测满足火焰切割条件的洁净程度后，进行钢制盲板分段封堵弃置或拆除。	符合
5 处置方式选择	5.1 常用的报废管道处置方式包括拆除和就地弃置两种。	本项目旧管线经无害化处理后就地处置或拆除，共拆除地上裸露管线 300m，其余管段为地下管段，均就地处置。	符合
	<b>5.2 应拆除的管段：</b> ①地上管段及其附属设施； ②裸露管段。		符合
	<b>5.3 宜拆除管段：</b> ①土地纳入政府开发规划且有明确拆除需求的管段。 ②国家基本农田段的管段。 ③环境、生态敏感区的陆地部分管段。 ④埋深不符合要求的河流穿越段。 ⑤穿越铁路、公路且具备拆除条件的管段。 ⑥便于拆除的其他管段。	①原有管道不属于土地纳入政府开发规划且有明确拆除需求的管段，无穿跨越河流段。 ②原有管线部分穿越基本农田及公路。埋深为 1.2m，拆除易损伤同管沟其余管线，且农田段主要是种植玉米、小麦，不属于深根植物，为了减少开挖拆除对基本农田、公路段的影响，因此本次仅涉及因水土流失裸露的地上管段的拆除。	符合
	5.4 其他管段宜就地弃置。		符合
	6.1 残留物清理措施应根据管道输送介质、清管情况，扫线方式、残留物情况等制定。 6.2 残留物清理的方法包括通球扫线、蒸汽吹扫，化学清洗等。 6.3 残留物清理应达到内壁无油无蜡、无积液、可燃气体检测满足火焰切割条件的洁净程度。 6.4 残留物清理完成后应在管道两端及至少一个中间部位进行效果验证，中间部位宜选择在管道的相对低点。 6.5 残留物清理时管道压力不应超过管道停输前允许的最大运行压力。 6.6 残留物清理期间产生的固废、液废应进行集中收集并规范处置。 6.7 原油管道宜通过管道清洗的方式进行残留物清理。	①本项目原管道经清管（主要包括通球扫线、热洗、氮气吹扫、测试）处置后，进行钢制盲板分段封堵弃置或拆除。 ②清理残留物进入管线下游站场原油集输系统处理。	符合
8 就地弃置	8.1 分段隔离 8.1.1 所有就地弃置管段的两端应进行隔离。 8.1.2 穿越水体、环境敏感区等就地弃置管段应在穿越的入土点和出土点进	本项目就地弃置管段经清管（主要包括通球扫线、热洗、氮气吹扫、测试）处置后采取钢制盲板分段封堵。 本项目管道不穿越水体，穿越永久基本农田区域就地弃置，管线采取穿越入土	符合

<p>行隔离。其他就地弃置管段宜每 2km-4km 设置一处隔离, 可根据管道周围地形状况适当调整隔离间距。</p> <p>8.1.3 分段隔离可采用焊接封头、盲板或者管塞等方式进行, 分段隔离材料应满足环保、防水、防渗透、耐老化、不可压缩、防腐蚀等性能要求。</p>	<p>点和出土点进行隔离, 且根据地形及管线长度进行隔离</p> <p>本项目就地弃置管段采取钢制盲板分段封堵方案分段隔离, 符合环保、防水、防渗透、耐老化、不可压缩、防腐蚀等性能要求。</p>	
<p>8.2 管道注浆</p> <p>8.2.1 下列管段应进行注浆: ①以直埋(非定向钻)方式穿公路、铁路、水体等处的管段。②建筑物占压的管段。③塌陷后会引发严重后果的管段</p> <p>8.2.2 外径小于 300mm 的管道可不做防塌陷注浆处理</p>	<p>本项目各管线外径均小于 300mm, 可不进行防塌陷注浆处理, 本次采取钢制盲板分段封堵</p>	符合

### (5) 与基本农田相关政策符合性分析

本项目与《基本农田保护条例》(2011.1.8 修订)、自然资源部和农业农村部《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》(自然资规〔2019〕1号)《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》符合性分析见下表。

表 5 与基本农田相关政策的符合性分析

序号	法规	相关要求(摘录)	本项目情况	符合性
1	《基本农田保护条例》	第十五条 基本农田保护区经依法划定后, 任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区, 需要占用基本农田, 涉及农用地转用或者征收土地的, 必须经国务院批准。	本项目为石油开采项目的老油田改造, 不涉及条例中禁止类施工活动。项目永久占地不涉及占用永久基本农田, 只有部分管线临时占地涉及永久基本农田, 属于临时占用, 建设单位按要求依法办理相关用地手续, 在施工结束后, 及时进行生态恢复及复垦, 对基本农田的影响较小。	符合
2		第十七条 禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。		符合
2	《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久	临时用地一般不得占用永久基本农田, 建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的, 在不修建永久性建(构)筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下, 土地使用者按法定程序申请临时用地并编	本项目为改建项目, 管线周边广泛分布有永久基本农田, 管线布设时, 将不可避免穿越永久基本农	符合

	基本农田保护工作的通知》	制土地复垦方案,经县级自然资源主管部门批准可临时占用,并在市级自然资源主管部门备案,一般不超过两年,同时,通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施,减少对耕作层的破坏。	田。管线施工结束后可恢复原种植条件。评价要求建设单位按要求依法办理相关用地手续,编制土地复垦方案,在施工结束后,及时进行生态恢复及复垦,对基本农田的影响较小。	
3	《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2号)	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”,尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地,要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目,应科学组织施工,节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田,可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地确需占用永久基本农田的,必须能够恢复原种植条件,并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》(自然资规〔2019〕1号)中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地,期限不超过四年。临时用地使用期限,从批准之日起算。	符合	

综上,本项目建设符合基本农田相关政策要求。

#### (6) 与林地相关法规符合性分析

本项目与《中华人民共和国森林法》相符性分析见下表。

表6 与林地相关法规符合性分析

序号	相关要求(摘录)	本项目情况	符合性
1	矿藏勘查、开采以及其他各类工程建设,应当不占或者少占林地;确需占用林地的,应当经县级以上人民政府林业主管部门审核同意,依法办理建设用地审批手续。占用林地的单位应当缴纳森林植被恢复费。森林植被恢复费征收使用管理办法由国务院财政部门会同林业主管部门制定。	根据三线一单及多规合一比对结果,项目部分管线路由占用林地,但不涉及公益林地,建设单位正在办理相关用地审批手续,项目管线施工采取分段施工方式,周期较短,不会超过2年,评价要求用地手续未办理完成前禁止施工,管线设计施工过程中应采取优化局部施工路线、控制施工作业带宽度等措施,尽量少占用林地,且对占用的林地进行补偿和生态恢复。	符合
2	需要临时使用林地的,应当经县级以上人民政府林业主管部门批准;临时使用林地的期限一般不超过二年,并不得在临时使用的林地上修建永久性建筑物。临时使用林地期满后一年内,用地单位或者个人应当恢复植被和林业生产条件。	根据三线一单及多规合一比对结果,项目部分管线路由占用林地,但不涉及公益林地,建设单位正在办理相关用地审批手续,项目管线施工采取分段施工方式,周期较短,不会超过2年,评价要求用地手续未办理完成前禁止施工,管线设计施工过程中应采取优化局部施工路线、控制施工作业带宽度等措施,尽量少占用林地,且对占用的林地进行补偿和生态恢复。	符合

通过对比分析可知，本项目符合林地相关法规要求。

#### (7) 与防沙治沙相关法律法规、政策符合性分析

本项目位于榆林市定边县、延安市安塞区境内，通过当地林业主管部门查询，本项目工程内容不涉及国家沙化土地封禁保护区，但应按相关要求落实防沙治沙工作。

项目与《国家沙化土地封禁保护区管理办法》、《中华人民共和国防沙治沙法》、《陕西省人民政府关于进一步加强防沙治沙工作的意见》（陕政发[2006]59号）、《陕西省防沙治沙规划（2021-2030年）》、《榆林市防止二次沙化及国土绿化5年行动方案（2021-2025年）》相符性分析见下表。

表7 项目与防沙治沙相关法律、政策符合性分析表

序号	法律法规、政策、名称	相关要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	《国家沙化土地封禁保护区管理办法》	除国家另有规定外，在国家沙化土地封禁保护区范围内禁止下列行为。 (一)禁止砍伐、樵采、开垦、放牧、采药、狩猎、勘探、开矿和滥用水资源等一切破坏植被的活动； (二)禁止在国家沙化土地封禁保护区范围内安置移民； (三)未经批准，禁止在国家沙化土地封禁保护区范围内进行修建铁路、公路等建设活动。	经调查，定边县分布有1处国家化土地封禁保护区（定边县北部风沙滩区国家沙化土地封禁保护区），根据三线一单比对结果，本项目工程建设内容不涉及沙化土地封禁保护区。	符合
2	《中华人民共和国防沙治沙法》	第十七条 禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。	根据本项目土地利用现状解译结果以及多规合一检测结果，项目工程占地范围内不涉及沙地，评价要求施工中严格控制施工作业范围，禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物，并采取生态保护与修复措施，恢复植被，减少水土流失。	符合
		第二十二条 在沙化土地封禁保护区范围内，禁止一切破坏植被的活动。未经国务院或者国务院指定的部门同意，不得在沙化土地封禁保护区范围内进行修建铁路、公路等建设活动。	根据三线一单比对结果，本项目占地不涉及沙化土地封禁保护区。本项目为石油开发项目的老油田维护改造，不属于修建铁路、公路等建设活动。	符合
3	《陕西省切实保护好沙区植被。禁止在沙漠边缘地	本项目主要为管线施工		符合

4	《陕西省防沙治沙规划(2021-2030年)》	带和林地、草原开垦耕地...切实加强沙区封育保护,充分发挥大自然自我修复能力,加快沙区林草植被恢复。	临时占地,在施工结束后及时进行生态恢复,采用当地适生物种。	
		严格管理好防风固沙林。沙化地区的防风固沙林网、林带只允许进行抚育和更新性质的采伐...林木更新困难地区现有的防风固沙林网、林带,不得采伐。严禁砍挖现有灌木林重新造林。	本项目不涉及永久占地占用林地,管线选线避让防风固沙林网、林带。	符合
		强化沙区水资源管理...严格控制沙区开采地下水,合理确定生活、生产和生态用水比例...严格限制高耗水、低产出的产业发展,切实提高水资源利用效率。	本项目为老油田改造项目,不涉及开采地下水。	符合
		加强沙区开发建设项目的监管。沙区开发建设项目建设,必须进行环境影响评价、水资源论证...批准实施的开发建设项目建设,必须严格按照环境影响评价和水资源论证规定的内容,同步实施生态保护建设,搞好水资源保护及节约用水工作。	根据本项目土地利用现状解译结果以及多规合一检测结果,本项目不涉及沙化土地封禁保护区及沙地。	符合
		严格控制沙区征占用林地审批。要按照“总量控制、占补平衡、严加监管”的原则,从严审批沙区征占用林地。建设项目确须征收、征用、占用沙区林地的,要严格按照有关规定报经省级以上林业行政主管部门审核同意后,依照土地管理的有关法律法规和政策规定,办理征占用手续。	本项目主要为管线施工临时占地,建设单位按照相关要求,依法合规办理相关林业及土地手续。	符合
4	《陕西省防沙治沙规划(2021-2030年)》	原则:保护优先,科学修复,对于矿产资源开采区严格落实“谁开发、谁治理,谁破坏、谁修复”治理责任,恢复和改善矿区生态环境。	本项目为老油田改造项目,建设单位为生态保护的责任主体,在施工及运营期严格落实生态保护与措施,恢复和改善采矿区生态环境。	符合
		建设重点:强化沙区林草植被保护。严格保护自然保护地和沙化土地封禁保护区,加强公益林保护,深入落实林草植被保护制度。在沙区内严禁滥开垦、滥放牧、滥樵采、滥开发、滥用水资源,全面实施封山禁牧,加强森林防火和有害生物防治,保护沙区现有林草植被。通过实施严格的保护措施,促进林草生态系统休养生息,恢复和提高沙区林草植被盖度。	本项目不涉及自然保护地和沙化土地封禁保护区,不涉及公益林,不涉及规划中要求的禁止类活动。	符合
		主要保护措施:严格自然保护地及封禁保护区沙化地管理,要严格执行《中华人民共和国自然保护区条例》等法律法规,认真落实国家沙化土地封禁保护区相关规		符合

		<p>定,全面加强自然保护地及封禁保护区管理,加大对自然保护地及封禁保护区的巡护、监管力度,不得从事砍伐、椎采、开垦、放牧、采药、狩猎、勘探、开矿和滥用水资源等一切违法违规行为。</p> <p>合理利用水资源,坚持科学用水、依法用水,在黄河陕西段及其一级支流区域充分考虑生态环境用水需要,严格论证,合理利用水资源。在地下水超采地区,严格落实地下水管理办法,加强监督,合理利用,避免过度开采地下水。</p>		
5	<p>《榆林市防止二次沙化及国土绿化五年行动方案(2021-2025年)》</p>	<p>开展矿区生态复绿。按照“谁污染、谁治理,谁破坏、谁修复”原则,动员各类资源开采企业履行社会责任,对矿区及其周边、生产生活区进行绿化,提高矿区林草植被盖度,建设绿色矿区。由市资源规划局牵头,市生态环境局、市农业农村局、市水利局、市林草局配合,加强顶层设计,充分利用矿山地质环境治理恢复与土地复垦基金,加快全市采煤沉陷区综合治理试点示范项目建设,坚持“乔灌草、林田路”相结合,矿井水综合利用思路,加大区域生态保护与修复,实现生态效益和经济效益协调发展。</p>	<p>本项目为老油田改造项目,建设单位为生态保护的责任主体,在施工及运营期严格落实生态保护与措施,恢复和改善采矿区生态环境。不属于煤矿开采项目,不涉及沉陷区、矿井水等</p>	符合
		符合		
		符合		

通过对比分析可知，本项目工程不涉及沙化土地封禁保护区，符合《国家沙化土地封禁保护区管理办法》及防沙治沙相关法律、法规中要求。

#### (8) 与其他相关政策、相关条例、办法及管理要求符合性

本项目与其他相关政策、相关条例、办法及管理要求符合性分析见下表。

表8 项目与相关文件的相容性分析

序号	产业政策	相关法律法规概要（摘录）	本项目情况	符合性
1	《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例(2019年修订)》	禁止在居民区和国务院或者省人民政府划定的重要水源涵养区、饮用水水源保护区，国家公园，自然保护区，风景名胜区、森林公园、地质公园、草原公园、湿地公园等自然公园、文物保护单位等区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本项目在已建油区内建设，项目建设符合相关规划要求，不新建井场、站场。根据《榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告》和“三线一单”查询结果，项目管线选址不涉及居民区、国务院或省级划定的重要水源涵养区、饮用水水源保护区，国家公园，自然保护区，风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园等区域。	符合
		煤炭、石油、天然气开发单位应当实行清洁生产，通过采用先进技术、工艺和设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免污染物的产生和排放。	项目采用的技术、设备均为国内先进水平，管线均为全密闭压力输送，减少了污染物排放。	符合
		煤炭、石油、天然气开发单位收集、贮存、运输、利用和处置危险废物，应当严格执行国家和本省有关规定，不得将危险废物交由不具备资质的单位处置。禁止在废弃矿坑、渗坑、裂隙、沟渠内储存或者排放含油的废水、泥浆和其他有毒有害物质。	本项目旧管线无害化处理产生的废防渗布和管线清管产生的清管废渣暂存至就近的危废贮存库，最终交有资质单位处置。	符合
		煤炭、石油、天然气开发单位应当开展突发环境事件风险评估，确定风险等级；制定突发环境事件应急预案，按照规定报县级生态环境、应急管理行政主管部门备案；完善突发环境事件风险防控措施，开展环境安全隐患排查治理工	长庆实业集团有限公司已编制《突发环境事件应急预案》，并按规定报生态环境主管部门进行了备案，各生产单位均	符合

		作,建立隐患排查治理档案;定期开展应急培训和应急演练,储备必要的环境应急装备和物资,并保证应急所用的设施、设备正常使用。	储备有必要的环境应急装备和物资,定期开展应急演练,符合要求,本次改扩建内容纳入现有应急预案管理中。	
		石油、天然气开发单位应当对技术关闭井、报废井实施安全封堵,并将相关资料报县级自然资源、生态环境行政主管部门备案。自备案之日起六个月内拆除无利用价值的井场、联合站、集输站、中转站等生产设施、设备以及建筑物、构筑物,实施生态修复。技术关闭井重新启动应当向县级自然资源、生态环境行政主管部门备案。对套管破损的油(水)井应当及时采取修补更换、安全封堵或者关闭等措施,实施生态修复。	本项目共拆除地上裸露管线300m(见表2.2.5-11),就地弃置管段经过清管后进行钢制盲板分段封堵处置。本次评价要求建设单位将相关拆除、封堵管线资料报县级自然资源、生态环境行政主管部门备案,自备案之日起六个月内进行拆除封堵,采取相应的土壤污染防治措施,并实施生态修复。	符合
2	《陕西省加强陕北地区环境保护的若干意见》	城市规划区、生态保护区、试验区、自然保护区内不得开采煤、气、油、盐。	项目建设内容不在城市规划区、生态保护区、试验区、自然保护区内、一二级水源保护区内。	符合
		城市饮用水水源一、二级保护区、革命圣地遗址、风景名胜区等具有特殊保护价值的地区,不得新建各类有污染的项目。	油田公司制定有年度污染治理规划,实施原油管输。	符合
		长庆、延长石油集团公司要制订分年度污染治理规划,加大投入,重点实施原油管输。		符合
3	《榆林市大气污染治理专项行动方案(2023-2027年)》(榆发[2023]3号)	5.强化扬尘污染防治。落实《榆林市扬尘污染防治条例》,强化建筑工地、裸露土地、城市道路、涉煤企业、运煤专线等扬尘污染管控。施工场地严格执行“六个百分之百”要求,场界扬尘排放超过《施工场界扬尘排放限制》(DB61/1078-2017)的立即停工整改,严格落实施工工地重污染天气应急减排措施。	评价要求严格按照方案中各项扬尘控制措施进行施工,严格执行“六个百分之百”,和“红黄绿”牌联系管理制度,减缓施工期扬尘污染。所有物料运输车辆须密闭上路。运渣车辆必须密闭化改造,确保运输过程无扬尘、无遗漏、无抛洒。	符合
4	《定边县大气污染治理专项行动方案	强化扬尘污染防治。落实《榆林市扬尘污染防治条例》强化建筑工地、裸露土地、城市道路等扬尘污染管控。场界扬尘排放超过《施工场界扬尘排放限制》	符合	

	(2023-2027年)》	(DB61/1078-2017)的立即停工整改。		
5	《延安市大气污染治理专项行动方案(2023-2027年)》	8.扬尘治理工程。强力推进扬尘综合治理,施工场地严格执行“六个百分百”防护措施,建立工地扬尘监管体系,安装建筑工地扬尘在线监测系统和视频监控,与行业部门联网,常态化开展建筑工地扬尘治理专项督查,场界扬尘排放超过《施工场界扬尘排放限值(DB61/1078-2017)》的立即停工整改。		符合
5	《定边县2024年生态环境保护攻坚行动方案》(定办发[2024]5号)	严格落实《榆林市扬尘污染防治条例》,将防治扬尘污染费用纳入工程造价,中心城区及周边所有履行基本建设程序的建筑(房屋建筑、道路工程)施工以及商砼站必须做到工地周边围挡、物料裸土覆盖、土方开挖(拆迁)湿法作业、路面硬化、出入车辆清洗、渣土车辆密闭运输“六个百分之百”;严格落实车辆出入工地清洗制度,严禁带泥上路;定边街道、贺圈镇、盐场堡镇按照属地管理原则,对小散工程扬尘污染防治工作进行监管;城市市区施工工地禁止现场搅拌混凝土和砂浆;严格落实建筑工地重污染天气应急减排措施。	本项目扬尘污染防治费用纳入工程造价,项目不在榆林中心城区和各县市区城区及周边,项目采取洒水抑尘、物料遮盖等措施降低扬尘影响。	符合
		非道路移动机械管控行动。强化非道路移动机械尾气排放管控,定边县行政区域内禁止未编码挂牌及检测不合格的非道路机械使用。	评价要求项目建设单位禁止使用高排放非道路移动机械,禁止使用未编码登记挂牌及检测不合格的非道路移动机械。	符合
6	《土壤污染源头防控行动计划》(环土壤〔2024〕80号)	强化重点单位环境管理。严格环境监管重点单位名录管理,确保土壤污染重点监管单位和地下水污染防治重点排污单位应纳尽纳。加强以排污许可为核心的环境管理,督促土壤污染重点监管单位按照排污许可证规定和标准规范落实控制有毒有害物质排放、土壤污染隐患排查、自行监测等要求。完善重点场所和设施设备清单,全面查清隐患并落实整改,优化提升自行监测工作质量,积极推进防腐防渗改造、存储转运密闭化、管道输送可视化等绿色化改造。	长庆实业集团有限公司已开展土壤污染隐患排查“回头看”工作,形成了新的土壤污染隐患排查整改台账,并按期完成了隐患整改工作。根据榆林市生态环境局关于印发《榆林市2025年环境监管重点单位名录》的通知,长庆实业集团有限公司已退出土	符合

			土壤污染重点监管单位名录企业名单。	
--	--	--	-------------------	--

综上所述,本项目符合《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例(2019年修订)》、《陕西省加强陕北地区环境保护的若干意见》、《榆林市大气污染治理专项行动方案(2023-2027年)》(榆发[2023]3号)、《定边县大气污染治理专项行动方案(2023-2027年)》、《延安市大气污染治理专项行动方案(2023-2027年)》、《定边县2024年生态环境保护攻坚行动方案》(定办发[2024]5号)、《土壤污染源头防控行动计划》(环土壤〔2024〕80号)等相关政策文件管理要求。

### 3 与相关规划符合性分析

#### (1) 项目与经济发展及矿产资源相关规划符合性分析

项目与国家和省地相关经济发展及矿产资源相关规划符合性见下表。

表9 项目建设与经济发展及矿产资源相关规划的相容性

序号	相关规划	规划要求(摘录)	本项目情况	符合性
1	《黄河流域生态保护和高质量发展规划纲要》	有序有效开发山西、鄂尔多斯盆地综合能源基地资源,推动宁夏宁东、甘肃陇东、陕北、青海海西等重要能源基地高质量发展。……加大石油、天然气勘探力度,稳步推进煤层气、页岩气等非常规油气资源开采利用。	本项目位于陕北地区,项目的建设符合规划中加大石油天然气勘探力度的要求。	符合
2	《陕西省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	推动煤油气高效集约绿色开发。坚持常规与非常规资源开发并重,注重生态保护和新技术推广应用,提高石油采收率,降低开采成本,保持原油产量、加工量基本稳定,天然气产量较大增长。到2025年,全省原煤、原油和天然气产量分别达到7.4亿吨、2700万吨、360亿立方米。	本项目属于石油开发项目的老油田改造,采用管线密闭集输,符合纲要要求。	符合
3	《陕西省矿产资源总体规划(2021~2025)》	规划目标:以秦岭造山带、鄂尔多斯盆地为重点,打造一山一盆多区带的勘查空间布局,战略性金属非金属矿产保障能力有所提高,油气、煤炭、地热等能源资源保障地位得到巩固;以能源资源基地、国家规划矿区为重点,优化三区六片多集群的开发空间结构,优先保障陕北、关中、陕南战略性矿产开发,科技创新驱动矿产资源利用效率稳步提升。	项目处于鄂尔多斯盆地,属于陕北油气能源开发,属于总体规划确定的开发重点。	符合

		升；以国土空间“三条控制线”和自然保护地为前提，构建三线两域多屏障的保护空间格局，筑牢秦岭区域、黄河流域等重要生态屏障，矿山生态环境持续好转。		
4	《榆林市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	深化精细勘探开发，促进石油增储稳产、天然气持续增产，进一步提高原油采收率……到2025年油、气产量分别达到1200万吨、230亿方左右。		符合
5	《延安市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	大力实施科技兴油，提高石油采收率和煤炭回采率，稳步推进油煤共炼，加快页岩油、煤层气、页岩气、石油伴生气等非常规油气资源开发利用；坚持系统治理、精准施策，扎实开展道路交通、煤矿、油气管线、危险化学品、建设工程、城市消防等“安全攻坚行动”，持续推进特种设备、燃气、农机、电力、旅游、民航、铁路、光纤通信等行业领域专项整治，切实提高安全风险防控水平，有效遏制重特大事故发生。	本项目属于石油开发项目的老油田改造，有利于油田稳产开发，符合纲要要求。	符合
5	《榆林市经济社会发展总体规划（2016~2030）》	构建“一轴一带一核三区多点”的产业发展格局，促进产业集聚发展。长城沿线能源化工产业发展轴，重点发展煤炭、煤化工、油气、煤电、有色、新能源及装备制造业。		符合
		西部油气综合利用区，包括定边、靖边，重点发展油、气及化工等产业，培育新能源、现代农业、物流、文化旅游等产业。	大梁湾采油作业区油维项目位于定边县，属于长城沿线能源化工产业发展轴，项目区为定边油田开发区域。	符合
		重点开发靖安油田、靖边油田、定边油田、新安边油田以及苏里格气田、大牛地气田和靖边、子洲、横山、榆阳、米脂气田；原油产量稳定到1500万吨，天然气产量达到200亿立方米。		符合
6	《榆林市矿产资源总体规划（2021~2025）》	规划目标：矿产资源勘查程度进一步提高。加强石油、天然气、煤层气等能源矿产的调查评价与勘查，稳步提升煤炭和岩盐资源的勘查程度。	大梁湾采油作业区油维项目位于定边县，属于石油开发项目，工程建设有利于区域石油产能的增长。	符合
		矿产资源勘察开发与保护布局：统筹勘查开发保护区域布局。在充分考虑榆林自然资源和环境承载能力的基础上，进一步夯实能源资源基地，加强国家规划		符合

		矿区建设，稳定煤炭总产能，确保“控制总量、兜住底线”；加大定边、靖边、横山、子洲等地石油、天然气勘探力度，促进石油增储稳产、天然气持续增产。		
7	《延安市矿产资源总体规划（2021-2025年）》	采矿权投放应符合国土空间规划、生态环境保护规划以及“三线一单”生态分区管控要求。在不得开采矿产资源的区域内禁止从事采矿活动。	项目站场工程不新增占地，在现有站内改造，符合国土空间规划、生态环境保护规划以及“三线一单”生态分区管控要求。	符合
		按照“谁开采、谁治理，边开采、边治理”原则，制定完备的治理措施，严格落实采矿权人矿山地质环境保护、水土流失防治、生态环境修复与土地复垦的主体责任，认真落实矿山地质环境恢复治理基金制度。		符合

## (2) 与生态环境保护规划的符合性分析

表7 规划与生态环境保护规划的符合性

序号	相关规划	规划要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	《陕西省黄河流域生态环境保护规划》（陕环发〔2022〕9号）	加强扬尘精细化管控。建立扬尘污染源清单，实现扬尘污染源动态管理，构建“过程全覆盖、管理全方位、责任全链条”扬尘防治体系。全面推行绿色施工，将绿色施工纳入企业资质、信用评价。重点区域道路、水务等线性工程进行分段施工。大力推进低尘机械化湿式清扫作业，加大重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施硬覆盖与全密闭运输，强化道路绿化用地扬尘治理。	本项目施工时临时土方堆放采用全覆盖方式，明确管理及责任要求。	符合
		推进企业实施绿色化改造，鼓励土壤污染重点监管单位因地制宜实施管道化、密闭化改造，重点区域防腐防渗改造，物料、污水、废气管线架空建设和改造，从源头上消除土壤污染。实施在产企业土壤污染风险管控，通过采取防渗漏改造、污染阻隔、监测自然衰减等土壤污染风险管控措施，防止污染扩散。	本项目为油田维护及隐患治理项目，本项目实施后从源头上消除土壤污染，同时采取土壤监测等风险防范措施，防止污染扩散。	符合
2	《陕西省“十四五”生态环境保护规划》	开展陕北涉油地区环境安全整治工作，对采油、输油、炼油和危废处置单位及附近重点河流、重要湖库、集中式饮用水水源地等敏感目标开展风险隐患排查整治。	长庆实业已开展隐患排查，本项目为大梁湾采油作业区和镰刀湾采油作业区老油田改造项目。	符合
		以矿产资源开发活动集中的区域为重点……强化土壤污染重点监管单位管理，	长庆实业已委托开展土壤污染隐患排查和	符合

		督促重点单位规范实施土壤污染隐患排查和自行监测,严控有毒有害物质,2023年底前,至少完成一次全面、系统的土壤污染隐患排查。	自行监测。	
3	《定边县“十四五”生态环境保护规划》	稳定油气勘探开发工程。有序推动中省油气企业资源勘探开发,大规模提高油气储量。到2025年,新打油、气井5000口,配套建设油气田地面储运工程,年稳油气当量1000万吨以上。	本项目属于长庆实业集团有限公司石油开发重点区域,项目实施有利于稳定油气产量。	符合
4	《延安市生态环境保护“十四五”规划(2021—2025年)》	加强油煤油气环境风险防控。强化油煤油气开采污染源专项治理和风险全过程管控,对采油、输油、炼油和危废处置单位及附近重点河流湖库、集中式饮用水水源地等环境风险敏感点土壤和地下水监测以及隐患排查整治。长庆油田、延长石油等油气企业要及时修订突发环境事件应急预案,制定完善重点风险源专项突发环境事件应急预案,加大应急物资储备,加强突发环境事件应急演练。北洛河、清涧河、延河设置关键性拦截设施,配套建设突发事故预警预报系统。加强对输油气管线检测报告制度,及时更换达到使用年限或老化输油气管线,充分运用现代化手段加强管线巡查,坚决遏制油气管道泄漏导致的突发环境污染事件发生。	本项目现有管线已纳入区域应急预案,建设单位建立了输油气管线检测报告制度,及时更换达到使用年限或老化管线,及时对各类隐患进行治理,定期采用先进的技术手段对管道壁厚进行检测,加强管线巡查,防止管道泄漏导致的突发环境污染事件发生。项目属于隐患排查后,对现有管道存在的环境安全隐患进行治理的项目。	符合

### (3) 与《陕西省生态功能区划》的符合性分析

根据《陕西省生态功能区划》,项目大梁湾采油作业区在生态功能分区上属于白于山河源水土保持区,水源涵养功能重要,水土流失极敏感,主要保护对策是开展流域综合治理,退耕还林还草,控制水土流失;镰刀湾采油作业区在生态功能分区上属于黄土梁峁沟壑水土流失控制区,水源涵养功能较重要,土壤侵蚀极敏感-高度敏感,主要保护对策是沟谷地建设农田,坡地退耕还林还草,发展人工草地和特色经济林木。项目施工期、运行期均采取相应措施防治水土流失,包括工程防治措施和植物修复措施,能够有效的控制项目区水土流失状况,维护项目所在地的生态环境功能。

综上,项目建设符合《陕西省生态功能区划》相关规定。具体见下表。

**表 10 项目地生态功能区划及生态服务功能重要性或敏感性特征及保护对策**

油区	生态区	生态亚区	生态功能区	生态服务功能重要性或敏感性特征及保护对策
----	-----	------	-------	----------------------

大梁湾采油作业区	长城沿线风沙草原生态区	白于山河源水土保持生态亚区	白于山河源水土保持区	靖边、定边重要的水源地，无定河等河流的源头，水源涵养功能重要，水土流失极敏感，开展流域综合治理，退耕还林还草，控制水土流失
镰刀湾采油作业区	黄土高原农牧生态区	黄土丘陵沟壑水土流失控制生态亚区	黄土梁峁沟壑水土流失控制区	水源涵养功能较重要，土壤侵蚀极敏感-高度敏感。沟谷地建设农田，坡地退耕还林还草，发展人工草地和特色经济林木。

### (5) 与《陕西省主体功能区划》的符合性分析

根据《陕西省主体功能区划》，本项目区域不属于禁止开发区，大梁湾采油区属于省级层面重点生态功能区-其他区域。镰刀湾采油作业区属于国家层面重点生态功能区-黄土高原丘陵沟壑水土保持生态功能区。

根据项目区主体生态功能区划保护和发展方向：在不损害生态功能的前提下，适度开发石油等优势资源，但在开发过程中要加强生态保护，项目施工期尽可能控制施工作业范围，控制临时占地面积，施工结束后，及时对临时占地进行植被恢复，并采取相应的水土保持措施，将有效降低项目工程引起的水土流失，维护项目所在地的生态功能。

因此，本项目的建设符合《陕西省主体功能区划》的要求。具体见下表。

表 11 项目地主体功能区划及保护和发展方向

区块	主体生态功能区划		保护和发展方向
大梁湾采油区	省级层面重点生态功能区	其他区域	陕北地区要加强荒漠治理、湿地保护与林草生态系统保护，实施退耕还林、“三北”防护工程和京津风沙源治理工程，提高林草覆盖率，恢复矿区生态环境。
镰刀湾采油作业区	国家层面重点生态功能区	黄土高原丘陵沟壑水土保持生态功能区	①在不损害生态功能的前提下，适度开发煤炭、石油、天然气、岩盐等优势资源； ②加强对能源和矿产资源开发及建设的监管，加大矿山环境整治修复力度，最大限度地减少人为因素造成新的水土流失。

### (6) 与《陕西省水土保持规划（2016~2030年）》符合性分析

根据《陕西省水土保持规划（2016~2030年）》，本项目所在区域属于陕北丘陵沟壑重点治理区。经分析，通过采取水土保持措施，项目可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能，不违背该区域的治理目标。具体见下表。

表 12 陕西省水土保持规划（2016~2030年）符合性分析

水土保持分区	规划要求	本项目情况	符合性
--------	------	-------	-----

<p>2) 水土流失重点治理区包括陕北及大荔沙地重点治理区、陕北丘陵沟壑重点治理区、渭北高原沟壑重点治理区、秦岭北麓低山台塬重点治理区、丹江周边低山丘陵重点治理区和汉江周边低山丘陵重点治理区六部分，水土流失面积 8.85 万 km<sup>2</sup>，占该区总土地面积的 69.52%。</p>	<p>(4) 治理目标任务</p> <p>1) 近期治理目标任务 通过五年努力，治理水土流失面积 3.25 万 km<sup>2</sup>，新修加固淤地坝 8000 座，综合治理小流域 1000 条，建设 74 个水土保持示范园和 65 条清洁型小流域。全省水土流失治理程度达 25%，减少水土流失面积 0.80 万 km<sup>2</sup>，水土流失面积中的 20% 侵蚀强度不同程度降低，年新增减少土壤侵蚀能力 1 亿 t，年新增蓄水能力 8 亿 m<sup>3</sup>。</p> <p>2) 远期治理目标任务 规划建设期末治理水土流失面积 9.75 万 km<sup>2</sup>，新修加固淤地坝 40503 座，综合治理小流域 3000 条。全省水土流失治理程度达 75%，减少水土流失面积 2.40 万 km<sup>2</sup>，水土流失面积中的 60% 侵蚀强度不同程度降低，年新增减少土壤侵蚀能力 3 亿 t，年新增蓄水能力 24 亿 m<sup>3</sup>。</p>	<p>本项目所在区域属于陕北丘陵沟壑重点治理区，属于水土流失重点治理区。</p> <p>本项目施工期尽可能控制施工作业范围，控制临时占地面积，施工结束后，及时对临时占地进行植被恢复，并采取相应的水土保持措施，将有效降低项目工程引起的水土流失，维护项目所在地的生态功能。</p>	<p>符合</p>
---	---	--	-----------

## 4 与榆林市“多规合一”符合性分析

本项目为老油田维护改造项目,位于榆林市定边县樊学镇的大梁湾采油作业区涉及 6 座站场、12 条管线,本次“多规合一”符合性控制线检测结果见下表和附件 3。

表 13 本项目与榆林市“多规合一”控制线检测符合性分析

控制线名称	检测结果					
	文件编号	总用地规模	长城文物保护线	生态保护红线	永久基本农田	土地利用现状
梁 2 增、大 16-2	2025 (5392) 号	0.4449 公顷	0 公顷	0 公顷	0 公顷	占用工矿用地 0.4449 公顷。
梁 7 增	2025 (5394) 号	0.4766 公顷	0 公顷	0 公顷	0 公顷	占用工矿用地 0.4569 公顷。
梁二转、简 4	2025 (5395) 号	2.3484 公顷	0 公顷	0 公顷	0 公顷	工矿用地 2.3484 公顷。
梁二转至虎 74-77 注水管线、梁 3 增至插输点集油管线等 7 条管线	2025 (5396) 号	7.1012 公顷	0 公顷	0 公顷	2.2767 公顷	占用耕地 2.7184 公顷、占用住宅用地 0.0041 公顷、占用交通运输用地 2.9313 公顷、占用工矿用地 0.2893 公顷、占用种植园用地 0.0015 公顷、占用林地 0.0535 公顷、占用草地 1.0991 公顷、占用其他土地 0.0040 公顷。
梁一转	2025 (5397) 号	0.9644 公顷	0 公顷	0 公顷	0 公顷	占用工矿用地 0.9644 公顷。
梁一转至梁 7 增注水管线	2025 (5398) 号	3.0328 公顷	0 公顷	0 公顷	0.2603 公顷	其中占用耕地 0.3160 公顷、占用林地 0.1209 公顷、占用工矿用地 0.1102 公顷、占用交通运输用地 1.1318 公顷、占用草地 1.3539 公顷。
梁 6 增至梁 1 增集油管线和虎 68-77、虎 69-75、姬 75 扩注水管线	2025 (5430) 号	2.7194 公顷	0 公顷	0 公顷	1.1480 公顷	其中占用工矿用地 0.0797 公顷、占用耕地 1.2556 公顷、占用草地 0.5737 公顷、占用交通运输用地 0.8104 公顷。

综上所述,根据“一张图”控制线检测结果,本项目临时占地不涉及生态保护红线及文物保护线,涉及永久基本农田(分布情况见图 5)。

根据《基本农田保护条例》:“禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏

基本农田的活动”，本项目占地为临时占地，施工完成后恢复，不涉及在基本农田保护区内从事上述破坏基本农田的活动。

根据“多规合一”查询结果，本项目部分管线施工作业带临时占用住宅用地。根据《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）中“4.1.6 原油、成品油管道与城镇居民点或重要的公共建筑的距离不应小于 5m”的规定。根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》第三十条规定，在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止危害管道安全的行为，建设单位应当配合当地政府确保管道 5 米范围内不得建设居民住宅及其他危害管道安全的行为。本次评价要求建设单位在项目实施过程中严格按照《输油管道工程设计规范》和《中华人民共和国石油天然气管道保护法》中的要求，对管线途经居民点采取避让措施，距离居民点不得小于 5m，无法避让的应当与当地政府相关部门联系，取得相关手续后方可施工。项目选线已对管线途径村庄居民点进行了避让，距离居民点最近距离为 18m。

综上，项目建设符合榆林市“多规合一”要求。

## 5 与“三线一单”的符合性分析

根据《陕西省生态环境厅办公室关于印发〈陕西省“三线一单”生态环境分区管控应用技术指南：环境影响评价（试行）〉的通知》（陕环办发[2022]76号）中环评文件规范化要求中的规定：环评文件涉及“三线一单”生态环境分区管控符合性分析采取“一图一表一说明”的表达方式，对照分析结果，并论证建设项目的符合性。

（1）“一图”：指的是建设项目与环境管控单元对照分析示意图

根据榆林市人民政府《关于印发榆林市“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（榆政发〔2021〕17号）和延安市人民政府关于印发《延安市“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知（延政发〔2021〕14号），全市统筹划定优先保护、重点管控、一般管控三类环境管控单元，实施生态环境分区管控。本项目位于榆林市定边县和延安市安塞区，根据环境管控单元对照分析结果，本项目涉及定边县一般管控单元、安塞区优先保护单元和一般管控单元，详见图6和图7。

（2）“一表”：指的是项目范围涉及的生态环境管控单元准入清单

根据项目与“三线一单”管控单元比对成果（对照分析报告见附件），本项目与生态环境管控单元比对结果见表14。

表14 项目涉及的生态环境管控单元准入要求

序号	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	管控要求	长度/面积	本项目情况	相符合性	
1	安塞区	陕西省延安市安塞区优先保护单元2	一般生态空间	优先保护单元	空间布局约束	一般生态空间：原则上按照限制开发区进行管理。功能属性单一、管控要求明确的一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性且均有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确管理要求的一般生态空间，以保护为主，限制有损主导生态服务功能的开发建设活动。	21351.6 4m <sup>2</sup>	本项目管线工程位于安塞区，根据《陕西省主体功能区规划》，属于黄土高原丘陵沟壑水土保持生态功能区，功能定位为保障生态安全的重要区域，人与自然和谐相处的示范区。在限制开发区域内，资源环境承载力相对较强的特定区域，在不损害主体功能的前提下，可因地制宜适度发展和能源、矿产资源开发利用相关产业。本项目为油气资源开发地面工程项目，符合相应要求。	符合
2	安塞区	陕西省延安市安塞区一般管控单元	/	一般管控单元	空间布局约束	农用地优先保护区执行延安市生态环境要素分区总体准入清单中“4.1农用地优先保护区”准入要求。 江河湖库岸线优先保护区执行延安市生态环境要素分区总体准入清单中“4.2江河湖库岸线优先保护区”准入要求。 江河湖库岸线重点管控区执行延安市生态环境要素分区总体准入清单中“5.12江河湖库岸线重点管控区”准入要求。 区域内执行延安市生态环境要素分区总体准入清单中“6一般管控单元”准入要求。	901.92 m <sup>2</sup>	本项目涉及站场在现有站场内建设，不新增占地，涉及管线均为临时占地。项目运营期和施工期采取各类措施后污染物可实现达标排放或不外排。	符合
3	定边县	陕西省榆林市定边县一般管控单元1	/	一般管控单元	空间布局约束	执行全省、陕北地区、榆林市生态环境总体准入清单中空间布局约束相关要求。	24.8km/ 42146.2 0m <sup>2</sup>	项目施工期尽可能控制施工作业范围，控制临时占地面积，施工结束后，及时对临时占地进行植被恢复，并采取相应的水土保持措施，将有效降低项目工程引起的水土流失，维护项目所在地的生态功能。	符合

(3) “一说明”：指的是依据“一图”和“一表”结果，论证建设项目符合性的说明

本项目涉及榆林市“三线一单”生态环境分区中一般管控单元和延安市“三线一单”生态环境分区中优先保护单元2、一般管控单元，评价要求建设单位施工期严格控制施工作业范围，施工结束后立即对临时占地进行植被恢复，并采取相应的水土保持措施；项目施工期、运行期均按设计及环评要求采取环保措施及生态保护措施后，对周围环境的影响较小。经分析，项目建设符合延安市、榆林市生态环境准入清单中的环境分区管控的要求。

综上所述，本项目建设符合“三线一单”管控要求。

## 6 与“三区三线”符合性分析

“三区三线”指的是农业空间、生态空间、城镇空间三种类型的国土空间，以及分别对应划定的永久基本农田、生态保护红线、城镇开发边界三条控制线。

由于本项目站场全部在现有站场内改造，不新增用地，故本次“三区三线”重点针对管线工程进行分析说明。

### ①永久基本农田

永久基本农田是为保障国家粮食安全和重要农产品供给，实施永久特殊保护的耕地。严格落实永久基本农田保护任务，推进永久基本农田核实整改补足，确保永久基本农田数量不减、质量不降、布局稳定。

根据国土空间控制线规划叠图分析，本项目管线临时占地局部因线路选线避让地质不良地段，确实无法避让基本农田，因此，本项目临时占用少量基本农田（见图5）。

结合《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号），“临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件；临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年；县（市）自然资源主管部门负责临时用地审批，其中涉及占用耕地和永久基本农田的，由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批。”本项目管线属于临时占地，基本农田范围内无永久性建筑，建成后可恢复原种植。

### ②生态保护红线

生态保护红线是指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域。按照生态功能划定生态保护红线，按照自然保护地核心保护区分类落实国家级生态保护红线管控要求。

根据国土空间控制线规划叠图分析和“三线一单”查询，本项目工程占地不涉及生态保护红线。

### ③城镇开发边界

城镇开发边界是在一定时期内因城镇发展需要，可以集中进行城镇开发建设，以城镇功能为主的区域。划定城镇开发边界，防止城镇无序蔓延，优化城市结构，美化空间形态，提升空间效率。

根据国土空间控制线规划叠图分析，本项目工程占地不占用城镇开发边界。

综上所述，项目符合“三区三线”相关要求。

## 7 选址选线合理性分析

根据项目建设方案，对项目选址、选线的合理性进行分析，详见下表。

表 15 选址、管线方案的环境特征表

项目	环境影响特征
环境敏感目标	站场工程在现有站场内进行改造，不新增占地，管线基本沿现有隐患管线路径敷设，管道两侧 5m 范围内无居民等敏感目标，管线敷设避让城市规划区、饮用水水源地、森林公园等敏感目标，部分管线涉及临时占用永久基本农田。
占地性质	项目涉及站场均利用现有站场，不新增永久占地；管线占地类型主要为耕地、草地和农村道路，项目不占用自然与文化遗产保护区，部分临时占用基本农田。管线占地已尽量避让了基本农田，确实占用和无法避让的基本农田，建设单位应按照《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》、《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》等要求办理临时占地手续。
水环境	项目运营期采出水处理达标后同层回注油层，不外排；本项目管线不涉及穿跨越河流冲沟，正常情况下不会对地表水体产生影响。
空气环境	采用全密闭管道输送，生产设施密闭，正常情况下对空气环境影响很小。

### （1）站场选址合理性分析

项目涉及站场均在现有站场内改建，不新增占地。项目站场周边 1km 不涉及市县级及乡镇级集中供水水源地保护区、自然保护区、风景名胜区、文物保护区等保护范围内；且本项目大气污染物产生量较少，而且项目所在地大气扩散条件良好，生产废水不外排，固体废物处置率 100%，厂界噪声可达标排放，运营期对周围环境影响较小，项目选址基本可行。

### （2）管线选线合理性分析

本项目管线主要是出油集油管线、注水管线，已对现有管线进行了线路优化，新建管线沿道路和油区管线现有走向铺设，其余管线沿原管线走向敷设，项目管线布局图见图 2.2.5-1，治理前后管线走向图见图 2.2.5-2~图 2.2.5-5。根据本项目多规合一检测结果，本项目管线沿途所经区域生态系统以草地生态系统及农田生态系统为主，占地类型主要为草地、耕地和交通运输用地，主要为临时占地，不涉及自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、重要湿地等特殊敏感区。

#### ①永久基本农田不可避让性及环境合理性分析

由于定边县永久基本农田分布较广，关联站场和道路周边广泛分布有永久基本农田，项目各管线沿道路边沟铺设或因地势影响沿梁峁上现有管道管沟平行铺设时，施工作业带（宽 6m）不可避免压占到永久基本农田。本项目已通过线路优化尽量减少施工作业带对永久基本农田面积的临时占用。根据“多规合一”符合

性控制线检测，本项目管线施工临时占用永久基本农田共计 3.685hm<sup>2</sup>。

根据《基本农田保护条例》（2011 年修订）要求，禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。经核实，本项目不涉及以上禁止类施工活动，永久占地不占用基本农田，只有部分管线临时占地涉及基本农田，本次评价要求涉及基本农田等区域应办理相关临时用地手续，在工程完工后将及时进行复垦，采取相应措施后本项目管线选线基本符合《基本农田保护条例》相关要求。

根据《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规[2019]1 号）文件要求，临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。

根据《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）文件要求，制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。本项目不涉及制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的工程内容，管线选址时尽量避开永久基本农田，但由于关联站场分布位置关系原因，导致部分管线无法避让基本农田，但本项目管线施工时不建设永久性建（构）筑物，评价要求项目开工前，建设单位应按程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，县级自然资源主管部门会同农业农村等相关部门开展土地复垦验收。

## ②其他

项目管线途径村庄时，已避让了居民点，输油管线两侧 5m 范围内无城镇居民点或独立的人群密集的房屋，与居民点距离满足《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 中“4.1.6 原油、成品油管道与城镇居民点或重要的公共建筑的距离不应小于 5m”的规定。从建设内容及周边环境特征考虑，项目管线选线基本合理。

项目输油管线与《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 中选线原则进行对比见下表。

**表 16 输油管线选线与《输油管道工程设计规范》相符性分析**

序号	规范要求	本项目情况	符合性
1	管道不应通过饮用水源地一级保护区、飞机场、火车站、海(河)港码头、军事禁区、国家重点文物保护区、自然保护区的核心区。	项目输油管线沿线不涉及饮用水源地一级保护区、飞机场、火车站、海(河)港码头、军事禁区、国家重点文物保护区、自然保护区。	符合
2	原油、成品油管道与城镇居民点或重要公共建筑的距离不应小于 5m。	项目输油管线两侧 5m 范围内无城镇居民点或独立的人群密集的房屋。	符合
3	原油、成品油管道临近飞机场、海(河)港码头、大中型水库和水工建(构)筑物敷设时，间距不宜小于 20m。	项目输油管线不涉及机场、码头、水库和水工建筑物。	符合
4	输油管道与铁路并行敷设时，管道应敷设在铁路用地范围边线 3m 以外，且原油、成品油管道距铁路线不应小于 25m、液化石油气管道距铁路线不应小于 50m。如受制于地形或其他条件限制不满足本条要求时，应征得铁路管理部门的同意。	项目输油管线不涉及铁路线。	符合
5	输油管道与公路并行敷设时，管道应敷设在公路用地范围边线以外，距用地边线不应小于 3m。如受制于地形或其他条件限制不满足本条要求时，应征得公路管理部门的同意。	项目输油管线与公路并行敷设时，管线敷设在公路用地范围边线以外，距离公路用地边界最近距离为 3m。	符合
6	原油、成品油管道与军工厂、军事设施、炸药库、国家重点文物保护设施的最小距离应同有关部门协商确定。液化石油气管道与军工厂、军事设施、炸药库、国家重点文物保护设施的距离不应小于 100m。	项目输油管线沿线不涉及军工厂、军事设施、炸药库和国家重点文物保护设施。	符合

综上所述，本项目合理优化了管线选线，减少了管线的长度，管道两侧 5m 范围内无居民等敏感目标，敷设区域无生态保护红线、城市规划区、水源保护地、

森林公园等敏感目标，管线主要为临时占地，占地类型主要为草地、耕地和交通运输占地，涉及永久基本农田的部分按要求办理相关临时用地手续，在工程完工后将及时进行复垦，采取相应措施后本项目管线选线基本符合《基本农田保护条例》相关要求。评价认为，从环境保护角度看，项目选线基本可行。

## 五、评价关注的主要环境问题及环境影响

(1) 施工期重点关注施工活动产生的生态影响和植被恢复，施工活动对沿线居民点的影响，特别关注涉及永久基本农田的施工段表层土的堆存、水保措施与恢复耕种情况。

(2) 运行期重点关注管线泄漏对地下水环境、土壤环境和环境风险的影响，提出相应处置措施及论证可行性。

(3) 整体上根据项目环境污染特征和当地环境状况，评价重点关注项目施工期生态环境、运行期环境风险中地下水、土壤的影响，兼顾其它环境影响，根据预测可能造成环境影响的范围和程度，有针对性、有侧重地提出预防、减缓和补偿等环保措施。

## 六、报告书主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录》中鼓励类项目，符合国家产业政策，符合国家和地方的相关规划要求。在严格按照“三同时”制度落实工程设计、环评报告提出的各项污染防治措施、生态保护、恢复和补偿措施以及风险防范措施，并强化环境管理后，主要污染物可做到达标排放，固体废物全部得到合理处置，对生态环境的影响可降低到当地环境能够容许的程度，满足评价区各环境功能区划要求。从环境影响角度分析，项目建设可行。

# 1 总则

## 1.1 编制依据

### 1.1.1 国家有关法律、法规、规章及政策

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 1 月 1 日起施行；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法（修订）》，2018 年 12 月 29 日起施行；
- (3) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 1 月 1 日起施行；
- (4) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 6 月 5 日起施行；
- (5) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日起施行；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 9 月 1 日起施行；
- (7) 《中华人民共和国土地管理法》，2020 年 1 月 1 日起施行；
- (8) 《中华人民共和国水土保持法》，2011 年 3 月 1 日起施行；
- (9) 《中华人民共和国水法》，2016 年 9 月 1 日起施行；
- (10) 《中华人民共和国黄河保护法》，2022 年 10 月 30 日通过；
- (11) 《中华人民共和国森林法》，2019 年 9 月 1 日起施行；
- (12) 《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012 年 7 月 1 日实施；
- (13) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010 年 10 月 1 日起施行；
- (14) 《中华人民共和国矿产资源法》，2009 年 8 月 27 日起施行
- (15) 《地下水管理条例》（国令第 748 号），2021 年 12 月 28 日修订；
- (16) 《基本农田保护条例》，2011 年 1 月 8 日起施行；
- (17) 《中华人民共和国野生植物保护条例》，2017 年 10 月 7 日起施行；
- (18) 《危险化学品安全管理条例》（2013 年 12 月 7 日修订）；
- (19) 《建设项目环境保护管理条例》（国务院第 682 号），2017 年 10 月 1 日；
- (20) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》，2021 年 1 月 1 日实施；
- (21) 《产业结构调整指导目录（2024 年）》，2024 年 2 月 1 日起施行；

- (22) 《国家危险废物名录》(2025 版)；
- (23) 《市场准入负面清单(2025 年版)》；
- (24) 《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)；
- (25) 《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)；
- (26) 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》(国发〔2013〕37 号)；
- (27) 《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)；
- (28) 《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》(环办环评[2017]84 号)，2017 年 11 月 15 日起施行；
- (29) 《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)；
- (30) 《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》(环发 2014 第 197 号)；
- (31) 《排污许可管理办法(试行)》(部令第 32 号)，2024 年 7 月 1 日起施行；
- (32) 《环境影响评价公众参与办法》环境保护部令第 4 号，2019 年 1 月 1 日起施行；
- (33) 《甲烷排放控制行动方案》(环气候[2023]67 号)；
- (34) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环保部公告 2012 年第 18 号)。

### 1.1.2 地方有关法律、法规、规章及政策

- (1) 《陕西省大气污染防治条例》(2023 年修正)，2023 年 11 月 30 日；
- (2) 《陕西省固体废物污染环境防治条例》(2019 年修正)，2019 年 11 月 7 日；
- (3) 《陕西省地下水条例》(2024 年修正)，2024 年 3 月 26 日；
- (4) 《陕西省湿地保护条例》，2023 年 3 月 28 日；
- (5) 《陕西省饮用水水源保护条例》，2021 年 5 月 1 日；

- (6) 《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例（2019 年修订）》，2019 年 9 月 27 日；
- (7) 《陕西省生态功能区划》（陕政发〔2004〕115 号），2004 年 11 月；
- (8) 《陕西省主体功能区规划》（陕政发〔2013〕15 号），2013 年 3 月 13 日；
- (9) 《陕西省水功能区划》，2004 年 9 月；
- (10) 《陕西省水土保持规划（2016~2030）》；
- (11) 《陕西省矿产资源总体规划》（2021~2025）；
- (12) 陕西省人民政府办公厅《陕西省“十四五”生态环境保护规划》（陕政办发〔2021〕25 号），2021 年 9 月 18 日；
- (13) 《陕西省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》，2021 年 1 月 29 日；
- (14) 《陕西省加强陕北地区环境保护若干意见》（陕环函〔2006〕402 号）；
- (15) 《陕西省人民政府关于加快实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》，2020 年 12 月 24 日；
- (16) 《陕西省实施<中华人民共和国环境影响评价法>办法（2020 年修正）》，2020 年 6 月 23 日；
- (17) 陕西省生态环境厅办公室关于印发《陕西省“三线一单”生态环境分区管控应用技术指南：环境影响评价（试行）的通知》，陕环办发〔2022〕76 号，2022 年 7 月 15 日；
- (18) 《关于印发石油天然气开采等四个行业建设项目环境影响评价文件审批要点（试行）的通知》（陕环办法〔2020〕34 号），2020 年 6 月 4 日。

### 1.1.3 技术标准及规范

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则-总纲》（HJ2.1-2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则-地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）；
- (5) 《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2021）；
- (6) 《环境影响评价技术导则-土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

- (7) 《环境影响评价技术导则-生态影响》(HJ19-2022)；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；
- (9) 《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018)；
- (10) 《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)；
- (11) 《固体废物处理处置工程技术导则》(HJ2035-2013)；
- (12) 《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；
- (13) 《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)；
- (14) 《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2020)；
- (15) 《输油管线工程设计规范》(GB50253-2014)；
- (16) 《石油和天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)；
- (17) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》(SY/T6628-2005)；
- (18) 《生产建设项目水土保持技术标准》(GB50433-2018)；
- (19) 《生产建设项目水土流失防治标准》(GB50434-2018)；
- (20) 《水土保持工程设计规范》(GB51018-2014)；
- (21) 《报废油气长输管道处置技术规范》(SY/T 7413-2018)；
- (22) 《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)；
- (23) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)。

#### 1.1.4 项目的相关资料

- (1) 项目管道隐患治理设计方案相关资料；
- (2) 现有工程涉及的产建环评、批复及竣工环保验收意见；
- (3) 突发环境事件应急预案备案文件；
- (4) 建设单位提供与建设项目有关的其它技术资料。

### 1.2 评价原则

- (1) 依法评价

本次环境影响评价工作执行国家、陕西省颁布的有关环境保护法律、法规、规范、标准，优化项目建设，服务环境管理。

- (2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析建设项目对环境质量的影响。

### （3）突出重点

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

## 1.3 环境影响因素识别与评价因子筛选

根据油田隐患治理工程的特点及工程所在区域的环境特征分析，工程在施工期环境影响的特点是持续时间短，破坏性强，建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如，对生态环境的破坏。运营期管线在正常情况下无污染物排放，但存在泄漏的环境风险。

### 1.3.1 环境影响因素识别

根据油田维护工程及工程所在区域的环境特征分析，结合《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），工程在施工期、运行期影响周围环境的因素有环境空气、地表水、地下水、声环境、土壤、生态环境、固废等。

本项目环境影响因素识别见表 1.3.1-1。

施工扬尘、运输扬尘等对评价区环境空气质量形成短期较大不利影响，油气集输工程的管沟开挖等施工活动形成地表扰动、植被破坏，油气处理工程在现有工程内部进行，不会造成生态破坏，工程永久和临时占地影响土地利用结构和功能，导致局部生境的改变，对评价区生态环境造成一定程度的不利影响；同时，施工活动对评价区声环境也构成较大不利影响。

运行期，由于本项目仅包含站内设备的维护更换、新增和危废贮存库危险废物种类的新增，新增的泵类设备将产生废气和噪声，新增的危险废物将产生废气，集输管线在正常情况下无污染物排放。

表 1.3.1-1 环境影响因素识别矩阵

环境要素			自然环境						生态环境					
			环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	环境风险	物种	生物群落	生境	生态系统	生物多样性	生态敏感区
工程阶段														
施工期	油气集输工程	管沟开挖、管线敷设、站场改造	-1	-1	-1	-1	-1	/	-1	-1	-1	-1	-1	-1
	油气处理工程	站场改造	-1	-1	/	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/
运行期	油气集输工程	集输管线	/	-1	-1	/	-1	-1	/	/	/	/	-1	/
		梁2增新建一体化混输装置、梁7增新建缓冲罐和结垢器、罐75脱新建卸油台	-2	-1	-1	-1	-1	-1	/	/	/	/	/	/
	油气处理工程	梁一转新增三相分离器	-2	-1	-1	-1	-1	-1	/	/	/	/	/	/
		罐85脱采出水处理装置、罐93脱采出水处理装置	-2	-1	-1	-1	-1	-1	/	/	/	/	/	/
	环保工程	罐4危废贮存库、大16-2危废贮存库、罐35-1危废贮存库、罐80危废贮存库新增危险废物种类	-1	-1	-1	/	-1	-1	/	/	/	/	/	/

注：3—重大影响；2—中等影响；1—轻微影响；“—”—不利影响。

采用环境影响性质识别表对工程影响环境的性质进行识别。影响性质分为不利影响和有利影响，长期影响和短期影响，可逆影响与不可逆影响，局部影响与广泛影响，识别结果见表 1.3.1-2。

表 1.3.1-2 项目建设工程对环境影响的性质分析

环境分析		不利影响						有利影响			
		短期	长期	可逆	不可逆	局部	广泛	短期	长期	局部	广泛
自然环境	环境空气	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/
	地表水	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/
	地下水	/	√	/	√	√	√	/	/	/	/
	声环境	√	√	√	/	√	√	/	/	/	/
	土壤	√	√	√	√	√	√	/	/	/	/
生态环境	物种	√	/	√	√	√	√	/	/	/	/
	生物群落	√	/	√	√	√	√	/	/	/	/
	生境	√	/	√	√	√	√	/	/	/	/
	生态系统	√	/	√	/	√	√	/	/	/	/
	生物多样性	√	/	√	/	√	√	/	/	/	/
	生态敏感区	√	/	√	/	√	√	/	/	/	/
	自然景观	√	/	√	/	√	√	/	/	/	/

根据上表，本项目对环境要素不利影响主要表现在地下水、水土流失、环境空气、声环境等方面，这些影响大部分是短期局部可逆影响，长期影响（运行期）也是相对短期而言，项目服役期满影响基本可以消除。

### 1.3.2 评价因子的筛选

结合工程特点及其环境影响特征，结合《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），通过环境影响因素识别，确定本次评价的评价因子见表 1.3.2-1 和表 1.3.2-2。

表 1.3.2-1 现状评价因子筛选结果表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
油气集输工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	硫化氢、非甲烷总烃	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级 (Ld)、夜间等效声级 (Ln)
油气处理工程、环保工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	硫化氢、非甲烷总烃	/	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH、石油类、石油烃 (C6~C9)、石油烃 (C10~C40)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级 (Ld)、夜间等效声级 (Ln)

注：本项目为油维隐患治理项目，集输管线无穿（跨）越地表水体，无涉水施工，因此不进行地表水环境现状监测；项目站场改造不涉及加热炉，运营期不产生 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 废气污染物。

表 1.3.2-2 影响评价因子筛选结果表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
油气集输工程	施工期	颗粒物	废水处理设施 可依托性	/	/	地表扰动面积及类型、 植被覆盖度、生物量损 失、物种多样性、生态 系统完整性等	/
	运营期	非甲烷总烃	废水处理设施 可依托性	耗氧量、石油类	石油烃 (C10~C40)	土壤肥力或林地立地 条件、生物多样性、生 态系统完整性等	昼间等效声级 (Ld)、夜间等 效声级 (Ln)
油气处理工程、 环保工程	施工期	颗粒物	废水处理设施 可依托性	/	/	地表扰动面积及类型、 植被覆盖度、生物量损 失、物种多样性、生态 系统完整性等	/
	运营期	非甲烷总烃	废水处理设施 可依托性	耗氧量、石油类	石油烃 (C10~C40)	/	昼间等效声级 (Ld)、夜间等 效声级 (Ln)

## 1.4 环境功能区划及评价标准

### 1.4.1 环境功能区划

#### (1) 环境空气

本项目评价范围内主要为农村地区，根据《环境空气质量功能区划分原则与技术方法》(HJ14-1996)和《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中的规定，本项目评价区环境空气质量功能区划属二类区。

#### (2) 地表水环境

本项目镰刀湾采油作业区河流为延河，大梁湾采油作业区周边河流为十字河和石涝川河(分属泾河和北洛河水系)，根据《陕西省水功能区划》，上述河流均属III类水体功能，执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准。

#### (3) 地下水环境

根据现状调查，本项目评价区域地下水主要用于人畜饮用和工、农业用水，根据《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的地下水质量分类，评价区地下水功能为III类。

#### (4) 声环境

根据现状调查，本项目作业区域主要工矿企业和村庄混杂区域，根据《声环境功能区划分技术规范》(GB/T15190-2014)以及《声环境质量标准》(GB3096-2008)中声环境功能区分类要求，属于2类声环境功能区。

#### (5) 生态环境

根据《陕西省生态功能区划》(陕政办发〔2004〕115号)，本项目大梁湾采油作业区所在区一级分区属于长城沿线风沙草原生态区，二级分区属于白于山河源水土保持生态功能区，三级分区属于白于山河源水土保持区。本项目镰刀湾采油作业区所在区一级分区属于黄土高原农牧生态区，二级分区属于黄土丘陵沟壑水土流失控制生态亚区，三级分区属于黄土梁峁沟壑水土流失控制区。

### 1.4.2 环境质量标准

#### (1) 环境空气质量标准

项目评价区域为二类环境空气质量功能区，SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、CO、O<sub>3</sub>执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准；非甲烷总烃参照执

行《大气污染物综合排放标准详解》中规定限值；硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中相关标准限值。

表 1.4.2-1 环境空气质量标准

序号	污染物项目	平均时间	浓度限值	单位	标准来源
1	SO <sub>2</sub>	年平均	60	μg/m <sup>3</sup>	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 中的二级标准
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
2	NO <sub>2</sub>	年平均	40	mg/m <sup>3</sup>	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 中的二级标准
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
3	CO	24 小时平均	4	mg/m <sup>3</sup>	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 中的二级标准
		1 小时平均	10		
4	O <sub>3</sub>	日最大 8 小时平均	160	μg/m <sup>3</sup>	《大气污染物综合排放标 准详解》
		1 小时平均	200		
5	PM <sub>2.5</sub>	年平均	35	μg/m <sup>3</sup>	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018） 附录 D
		24 小时平均	75		
6	PM <sub>10</sub>	年平均	70	mg/m <sup>3</sup>	《大气污染物综合排放标 准详解》
		24 小时平均	150		
7	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m <sup>3</sup>	《大气污染物综合排放标 准详解》
8	H <sub>2</sub> S	1 小时平均	10	μg/m <sup>3</sup>	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018） 附录 D

### （2）声环境质量标准

本项目处于居住、工矿业混杂地区，执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准，标准值详见表 1.4.2-2 所示。

表 1.4.2-2 《声环境质量标准》（GB3096-2008）

类别	等效声级[dB (A) ]	
	昼间	夜间
2 类	60	50

### （3）地表水环境质量评价标准

本项目所在区域地表水环境质量执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准，具体标准限值见表 1.4.2-3。

表 1.4.2-3 《地表水环境质量标准》(摘录) (单位: mg/L, pH 除外)

类别	项目	pH	COD	BOD <sub>5</sub>	TP	NH <sub>3</sub> -N	石油类	挥发酚	硫化物
III类标准		6~9	≤20	≤4	≤0.2	≤1.0	≤0.05	≤0.005	≤0.2

### （4）地下水环境质量评价标准

本项目区域地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值，具体标准限值见表 1.4.2-4。

表 1.4.2-4 地下水质量标准

标准名称及级（类）别	污染因子	标准值	
		单位	限值
《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)III类 标准	pH 值	无量纲	6.5-8.5
	氨氮	mg/L	≤0.50
	硝酸盐	mg/L	≤20.0
	亚硝酸盐	mg/L	≤1.00
	挥发酚	mg/L	≤0.002
	氟化物	mg/L	≤0.05
	砷	mg/L	≤0.01
	汞	mg/L	≤0.001
	六价铬	mg/L	≤0.05
	铅	mg/L	≤0.01
	镉	mg/L	≤0.005
	铁	mg/L	≤0.3
	锰	mg/L	≤0.10
	总硬度(以 CaCO <sub>3</sub> 计)	mg/L	≤450
	氟化物	mg/L	≤1.0
	溶解性总固体	mg/L	≤1000
	耗氧量	(CODMn 法, 以 O <sub>2</sub> 计)	≤3.0
	硫酸盐	mg/L	≤250
	氯化物	mg/L	≤250
参照《地表水环境质量 标准》(GB3838-2002) III类标准	总大肠菌群	MPN/100ml	≤3
	细菌总数	CFU/ml	≤100
	钠	mg/L	≤200
	硫化物	mg/L	≤0.02
	石油类	mg/L	≤0.05

### (5) 土壤环境质量评价标准

本项目土壤环境质量执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)二类用地筛选值、《土壤环境农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 标准。

表 1.4.2-5 土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 单位: mg/kg

污染物项目	CAS 编号	第二类用地筛选值
-------	--------	----------

砷	7440-38-2	60
镉	7440-43-9	65
铬(六价)	18540-29-9	5.7
铜	7440-50-8	18000
铅	7439-92-1	800
汞	7439-97-6	38
镍	7440-02-0	900
四氯化碳	56-23-5	2.8
氯仿	67-66-3	0.9
氯甲烷	74-87-3	37
1,1-二氯乙烷	75-34-3	9
1,2-二氯乙烷	107-06-2	5
1,1-二氯乙烯	75-35-4	66
顺-1,2-二氯乙烷	156-59-2	596
反-1,2-二氯乙烷	156-60-5	54
二氯甲烷	75-09-2	616
1,2-二氯丙烷	78-87-5	5
1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6	10
1,1,2,2-四氯乙烷	79-34-5	6.8
四氯乙烯	127-18-4	53
1,1,1-三氯乙烷	71-55-6	840
1,1,2-三氯乙烷	79-00-5	2.8
三氯乙烯	79-01-6	2.8
1,2,3-三氯丙烷	96-18-4	0.5
氯乙烯	75-01-4	0.43
苯	71-43-2	4
氯苯	108-90-7	270
1,2-二氯苯	95-50-1	560
1,4-二氯苯	106-46-7	20
乙苯	100-41-4	28
苯乙烯	100-42-5	1290
甲苯	108-88-3	1200
间-二甲苯+对-二甲苯	108-38-3, 106-42-3	570
邻-二甲苯	95-47-6	640
硝基苯	98-95-3	76
苯胺	62-53-3	260
2-氯酚	95-57-8	2256
苯并[a]蒽	56-55-3	15
苯并[a]芘	50-32-8	1.5
苯并[b]荧蒽	205-99-2	15
苯并[k]荧蒽	207-08-9	151
䓛	218-01-9	1293
二苯并[a,h]蒽	53-70-3	1.5

茚并[1,2,3-cd]芘	193-39-5	15
萘	91-20-3	70
石油烃	—	4500

表 1.4.2-6 农用地土壤污染风险筛选值 单位: mg/kg

污染物项目	风险筛选值			
	pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
镉	0.3	0.3	0.3	0.6
汞	1.3	1.8	2.4	3.4
砷	40	40	30	25
铅	70	90	120	170
铬	150	150	200	250
铜	50	50	100	100
镍	60	70	100	190
锌	200	200	250	300

### 1.4.3 污染物排放标准

#### 1、大气污染物排放标准

施工扬尘执行《施工场界扬尘排放限值》(DB61/1078-2017)中标准限值;工程机械装用柴油机排气等执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、第四阶段)》(GB20891-2014)及2020修改单中相关要求;管线补口处防腐废气非甲烷总烃和焊接烟尘执行《大气污染综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放限值;运行期站场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)排放控制要求,场界内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)中相关要求,具体见表 1.4.3-1。

表 1.4.3-1 大气污染物排放标准。

类别	标准名称	评价因子	标准值	
			单位	限值
施工扬尘	《施工场界扬尘排放限值》(DB61/1078-2017)	TSP	mg/m <sup>3</sup>	土方 0.8
			mg/m <sup>3</sup>	基础 0.7
焊接烟尘	《大气污染综合排放标准》(GB16297-1996)	颗粒物	mg/m <sup>3</sup>	1.0
			非甲烷总烃	mg/m <sup>3</sup> 4.0
运行期非甲烷总烃	场界外执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	非甲烷总烃	mg/m <sup>3</sup>	4.0
	场界内最高浓度点执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)	非甲烷总烃	mg/m <sup>3</sup>	监控点处 1h 平均浓度值: 10

非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值						
阶段	额定净功率 (Pmax) (kW)	CO (g/kWh)	HC (g/kWh)	NO (g/kWh)	HC+NOx (g/kWh)	PM (g/kWh)
第四阶段	Pmax > 560	3.5	0.40	3.5, 0.67 <sup>(1)</sup>	/	0.10
	130 ≤ Pmax ≤ 560	3.5	0.19	2.0	/	0.025
	75 ≤ Pmax < 130	5.0	0.19	3.3	/	0.025
	56 ≤ Pmax < 75	5.0	0.19	3.3	/	0.025
	37 ≤ Pmax < 56	5.0	/	/	4.7	0.025
	Pmax < 37	5.5	/	/	7.5	0.60

(1) 适用于可移动式发电机组用 Pmax > 900kW 的柴油机

## 2、水污染物排放标准

本项目施工期生活依托沿线站场，生活污水中盥洗水洒水降尘、如厕水经旱厕处理后用于农田施肥；管线分段试压，试压废水由罐车拉运，依托采出水处理站处理后回注油层，不外排；清管废水全部经管道进入下游站场储罐，进入原油集输系统，与含水原油一同进行脱水净化处理，废水依托采出水处理站处理后回注油层，不外排。

本项目运行期不新增劳动定员，不新增生活污水，生产废水为油田采出水。油田采出水经采出水处理设施处理后的净化水须满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注油层。

根据建设单位提供的资料，目前大梁湾采油作业区回注井配注率约为 96%，回注层位为长 4+5，镰刀湾采油作业区回注井配注率约为 95%，回注层位为长 2。根据《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）和陕西省生态环境厅办公室《关于碎屑岩油藏注水水质指标技术要求事宜的复函》（陕环办函[2024]12 号），采用压裂后的储层空气渗透率确定水质标准。结合《长庆油田分公司关于碎屑岩油藏储层空气渗透率有关情况的说明函》，延长组长 4+5 层位真实气测渗透率（即压裂后的储层空气渗透率）为  $3.216/5.446\mu\text{m}^2$  ( $\geq 2.0\mu\text{m}^2$ )，长 2 层位真实气测渗透率（即压裂后的储层空气渗透率）为  $5.384/6.842\mu\text{m}^2$  ( $\geq 2.0\mu\text{m}^2$ )，执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 表 1 中 V 类水质标准。

表 1.4.3-2 采出水回注技术指标

标准名称	储层空气渗透率 $\mu\text{m}^2$	<0.01	[0.01, 0.05)	[0.05, 0.5)	[0.5, 2.0)	$\geq 2.0$
《碎屑岩油藏注水	水质标准分级	I	II	III	IV	V
	悬浮物固体含量	$\leq 8.0$	$\leq 15.0$	$\leq 20.0$	$\leq 25.0$	$\leq 35.0$

水质指标 技术要求 及分析方 法》 SY/T5329 -2022	mg/L					
	悬浮物颗粒直径中 值 $\mu\text{m}$	$\leq 3.0$	$\leq 5.0$	$\leq 5.0$	$\leq 5.0$	$\leq 5.5$
	含油量 mg/L	$\leq 5.0$	$\leq 10.0$	$\leq 15.0$	$\leq 30.0$	$\leq 100.0$
	平均腐蚀率 mm/a	$\leq 0.076$				

### 3、噪声排放标准

施工期场界噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)。运营期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准。

表 1.4.3-3 《建筑施工场界环境噪声排放标准》

类别	标准名称	限值 dB(A)	
		昼间	70
场界噪声	《建筑施工场界环境噪声排放标准》 (GB12523-2011)	夜间	55

表 1.4.3-4 《工业企业厂界环境噪声排放标准》

类别	功能区	限值 dB(A)	
		昼间	60
厂界噪声	2类	夜间	50

### 4、固体废物排放标准

一般固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中有关要求,危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)中的有关规定。

## 1.5 评价工作等级和评价范围

根据本项目的工程特点及所在地区的环境特征,依据环境影响评价技术导则的具体要求,确定本项目主要环境要素的评价工作等级及范围。

### 1.5.1 生态环境

#### (1) 评价工作等级

本项目改造站场均在现有站场占地范围内,不新增永久占地,建设时已办理相关环保手续。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)中 6.1.8“符合生态环境分区管控要求且位于原厂界(或永久用地)范围内的污染影响类改扩建项目,位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目,可不确定评价等级,直接进行生态影响简单分析”,本项目改造站场工程可不确定评价等级。本次生态环境影响评价主要考虑管线工

程。

本项目管线工程临时占地约为 12.85hm<sup>2</sup>，根据《环境影响评价技术导则-生态影响》（HJ19-2022），生态影响评价等级依据影响区域的生态敏感性和评价项目的工程新增占地（含水域）情况，确定本项目生态环境影响评价等级为三级，判定过程详见表 1.5.1-1。

**表 1.5.1-1 生态影响评价工作等级划分表**

HJ19-2022 判定原则	本项目
a)涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；	根据《榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告》和“三线一单”查询结果，本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产和重要生境。
b) 涉及自然公园时，评价等级为二级；	根据《榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告》和“三线一单”查询结果，本项目不涉及自然公园。
c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	根据《榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告》和“三线一单”查询结果，本项目不涉及生态保护红线。
d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型项目地表水评价等级不低于二级的建设项目生态影响评价等级不低于二级；	本项目地表水评价等级为三级 B。
e) 根据 H610、H964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	根据“三线一单”查询和国家森林资源智慧管理平台，本项目地下水水位或土壤影响范围不涉及公益林，不涉及天然林（见图 1.4.1-1），生态影响评价等级为三级。
f) 当工程占地规模大于 20km <sup>2</sup> 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级，改建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	本项目各管线占地规模均小于 20km <sup>2</sup> 。
g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级；	本项目其余管线不涉及 a)、b)、c)、d)、e)、f)，评价等级为三级。
h) 当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。	管线工程：三级； 站场工程：简单分析。

## （2）评价范围

依据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349—2023），项目生态环境评价范围为管线中心线向两侧外延 300m，评价范围合计 11.67km<sup>2</sup>。具体见图 1.5.1-2。

## 1.5.2 环境空气

本项目管线运行期无废气产生及排放，站场改造中梁一转、梁 7 增、梁 2 增、罐 93 脱、罐 75 脱、罐 85 脱需新增三相分离器、缓冲罐、一体化混输装置、卸油箱、采出水处理装置等设施，简 4 危废贮存库、大 16-2 危废贮存库、罐 35-1 危废贮存库、罐 80 危废贮存库新增危险废物（HW49 其他废物：900-039-49（废活性炭）、900-041-49（废滤料、废油泥包装袋）、900-047-49（实验废液）等），处置储存过程中会有烃类气体排放。

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），采用 AERSCREEN 模型在考虑地形的条件下，本项目对梁一转、梁 7 增、梁 2 增、罐 93 脱、罐 75 脱、罐 85 脱、简 4 危废贮存库、大 16-2 危废贮存库、罐 35-1 危废贮存库、罐 80 危废贮存库无组织排放的工艺废气进行了预测，对其大气污染物 Cmax 和 Pmax 进行计算，计算结果见表 1.5.2-1。按照评价工作等级判定原则，本项目环境空气评价工作级别为二级，见表 1.5.2-2。

表 1.5.2-1 主要污染物 Pmax 和 D10% 计算结果表

污染源	污染物	Cmax(mg/m <sup>3</sup> )	Pmax(%)	D10%(m)	评价等级
梁一转	非甲烷总烃	0.0923	4.62	/	二级
梁 2 增	非甲烷总烃	0.0200	1.00	/	二级
梁 7 增	非甲烷总烃	0.0148	0.74	/	三级
罐 75 脱	非甲烷总烃	0.0586	2.93	/	二级
罐 85 脱	非甲烷总烃	0.0252	1.26	/	二级
罐 93 脱	非甲烷总烃	0.0618	3.09	/	二级
简 4 危废贮存库	非甲烷总烃	0.0034	0.17	/	三级
大 16-2 危废贮存库	非甲烷总烃	0.0030	0.15	/	三级
罐 35-1 危废贮存库	非甲烷总烃	0.0033	0.16	/	三级
罐 80 危废贮存库	非甲烷总烃	0.0033	0.16	/	三级

表 1.5.2-2 环境空气评价等级判别依据表

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

根据本项目的特点，本次大气评价范围以梁一转、梁 7 增、梁 2 增、罐 93 脱、罐 75 脱、罐 85 脱、简 4 危废贮存库、大 16-2 危废贮存库、罐 35-1 危废贮存库、罐 80 危废贮存库厂界外扩边长 5km 矩形范围，评价范围见图 1.5.2-1 和图 1.5.2-2。

### 1.5.3 地表水环境

根据《环境影响评价技术导则-地表水环境》(HJ2.3-2018)中相关规定,项目评价等级确定依据见下表所示:

表 1.5.3-1 水污染影响型建设项目评价等级判定一览表

评价等级	判定依据	
	排放方式	
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其它
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级 B	间接排放	/

本工程改造的采出水处理工艺设施将采出水处理后回注油层,不排入地表水体;施工期产生的试压废水及清管废水经收集后送附近采出水处理站处理后回注油层,不外排。依据《建设项目环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)“建设项目生产工艺中有废水产生,但作为回水利用,不排放到外环境的,按三级 B 评价”,本项目地表水评价等级为三级 B,主要分析污废水依托处理的可行性和可靠性。

### 1.5.4 声环境

#### (1) 评价工作等级

依据《环境影响评价技术导则-声环境》(HJ2.4-2021)规定,通过对本项目具体情况与判定对比分析,分析结果具体见表 1.5.4-1 所示。

表 1.5.4-1 环境噪声影响评价工作等级一览表

判定依据	声环境功能	项目建设前后噪声级的变化程度	受噪声影响范围内的人口
一级评价判定依据	0 类区	增高量 $> 5 \text{dB(A)}$	显著增多
二级评价判定依据	1、2 类区	$3 \text{dB(A)} < \text{增高量} < 5 \text{dB(A)}$	增加较多
三级评价判定依据	3、4 类区	增高量 $< 3 \text{dB(A)}$	变化不大

根据本项目所处地理位置及周围环境,本工程所在地为 2 类声环境功能区,项目噪声影响主要集中在施工期,运行期噪声源影响范围仅限于站场内部,站场改造工程中梁 2 增、镰 75 脱、镰 85 脱、镰 93 脱新增产噪设备,开发前后评价范围敏感目标噪声级增量  $< 3 \text{dB(A)}$ ,通过采取选址避让措施,受影响的人口变化不大。

依据《环境影响评价技术导则-声环境》规定,综合判定,本项目声环境评

价等级确定为二级。

### (2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则-声环境》(HJ2.4-2021)中规定,本次环境噪声评价范围为:梁2增、镰75脱、镰85脱、镰93脱厂界外200m范围;管线两侧向外延伸200m范围。声环境影响评价范围见图1.5.4-1~图1.5.4-5。

## 1.5.4 土壤环境

### (1) 项目影响类型

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》中“土壤环境评价等级和评价范围-项目类别-依据 HJ964 的规定,土壤盐化、酸化和碱化地区,建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型,按相应等级分别开展评价工作;非土壤盐化、酸化和碱化地区,按照土壤污染影响型,按相应等级开展评价工作”。

本次环评对项目区域土壤 pH 值以及含盐量进行了监测,大梁湾采油作业区土壤含盐量为 0.1~1.2g/kg, pH 值为 7.34~8.54,区域土壤盐化级别为轻度盐化,土壤酸化、碱化级别为轻度碱化;镰刀湾采油作业区 pH 监测值 8.05~8.75,盐分含量 0.48~1.7g/kg,区域土壤盐化级别为轻度盐化,土壤酸化、碱化级别为轻度碱化。

因此,本项目应按照土壤污染影响型和生态影响型开展评价工作。其中污染影响型的影响途径主要为石油类等污染物发生非正常泄漏后的垂直入渗影响,生态影响型的影响途径主要为采出水回注对项目区浅层地下水水位的影响引起的土壤盐化。

### (2) 评价工作等级

#### 1) 项目类别

本项目站场改造站场共 11 座,其中梁二转主要是更换站内设备,主要生产工艺及生产规模均不变。本次环评主要针对新增工艺和污染影响的站场(梁一转、梁7增、梁2增、镰75脱、镰85脱、镰93脱、简4危废贮存库、大16-2危废贮存库、镰35-1危废贮存库、镰80危废贮存库)进行定级分析。

根据《环境影响评价技术导则-土壤环境(试行)(HJ964-2018)附录 A——土壤环境影响评价项目类别表,结合《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023),本项目出油、集油管线工程和注水管线工程土壤

环境影响评价项目类别为 II 类项目。本项目涉及的改造站场工程（梁一转、梁 7 增、梁 2 增、镰 75 脱、镰 85 脱、镰 93 脱、筒 4 危废贮存库、大 16-2 危废贮存库、镰 35-1 危废贮存库、镰 80 危废贮存库）土壤环境影响评价类别属 I 类项目。

### 2) 占地规模

建设项目占地规模分为大型 ( $\geq 50\text{hm}^2$ )、中型 ( $5\sim 50\text{hm}^2$ ) 和小型 ( $\leq 5\text{hm}^2$ )。根据项目占地统计，本项目改造站场永久占地面积均小于  $5\text{hm}^2$ ，管线工程永久占地为“三桩”等，占地面积较小，因此项目占地规模属于“小型”。

### 3) 环境敏感程度

#### a、土壤污染影响型

建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感和不敏感，判别依据见表 1.5.4-1。根据现场调查，项目可能产生污染影响的范围内存在耕地、居民区等敏感目标，因此敏感程度属于“敏感”。

表 1.5.4-1 污染影响型敏感程度分级表

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

#### B、土壤生态影响型

建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感和不敏感，判别依据见表 1.5.4-2。根据收集资料及环境现状监测数据，项目大梁湾采油作业区土壤含盐量为  $0.1\sim 1.2\text{g/kg}$ ，不属于  $2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$  区域或土壤含盐量  $\geq 4\text{g/kg}$  的区域，因此盐化程度属于“不敏感”，土壤 pH 值为  $7.34\sim 8.54$ ，其酸、碱敏感程度属于“较敏感”；镰刀湾采油作业区土壤含盐量为  $0.48\sim 1.7\text{g/kg}$ ，不属于  $2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$  区域或土壤含盐量  $\geq 4\text{g/kg}$  的区域，因此盐化程度属于“不敏感”；项目所在区土壤 pH 值为  $8.05\sim 8.75$ ，其酸、碱敏感程度属于“较敏感”。

根据表 1.5.4-2，判断项目土壤生态敏感程度整体属于“较敏感”。

表 1.5.4-2 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 $> 2.5$ 且常年地下水位平均	$\text{pH} \leq 4.5$	$\text{pH} \geq 9.0$

	埋深<1.5m 的地势平坦区域; 或土壤含盐量>4g/kg 的区域		
较敏感	建设项目所在地干燥度>2.5 且常年地下水位平均埋深≥1.5m 的, 或 1.8<干燥度≤2.5 且常年地下水位平均埋深<1.8m 的地势平坦区域; 建设项目所在地干燥度>2.5 或常年地下水位平均埋深<1.5m 的平原区; 或 2g/kg<土壤含盐量≤4g/kg 的区域	4.5<pH≤5.5	8.5≤pH<9.0
不敏感	其他		5.5<pH<8.5
a*是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值, 即蒸降比值。			

#### 4) 评价等级确定

##### a、土壤污染影响型评价工作等级

依据污染影响型评价工作等级划分表(见表 1.5.4-3), 并结合项目占地规模和环境

敏感程度判定结果, 确定本项目土壤环境评价工作等级为一级和二级, 见表 1.5.4-4。

表 1.5.4-3 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	占地规模	I 类			II 类			III 类		
		大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-	-

注: “-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

表 1.5.4-4 项目土壤环境影响评价污染影响型工作等级判定表

项目名称	污染影响型评价等级
改造站场	一级
注水管线	二级
出油、集油管线	二级

##### b、土壤生态影响型评价工作等级

依据生态影响型评价工作等级划分表(见表 1.5.4-5), 并结合项目环境敏感程度,

判定本项目土壤环境生态影响型评价工作等级为二级, 见表 1.5.4-6。

表 1.5.4-5 生态影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	占地规模	I 类	II 类	III 类

敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	-

表 1.5.4-6 本项目土壤环境影响评价生态影响型工作等级判定表

项目名称	生态影响型评价等级
改造站场	二级
注水管线	二级
出油、集油管线	二级

### (3) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）及项目土壤环境评价工作等级，土壤环境评价范围如下：

#### ①土壤污染影响型评价范围

项目土壤污染影响调查评价范围为：站场取厂界外扩 1km 范围，集输管线取管线两侧向外延伸 0.2km 范围。

#### ②土壤生态影响型评价范围

项目土壤生态影响调查评价范围为：站场取厂界外扩 2km 范围，集输管线取管线两侧向外延伸 0.2km 范围。

项目管线土壤环境影响评价范围见图 1.5.4-1。站场土壤环境影响评价范围见图 1.5.4-2~图 1.5.4-3。

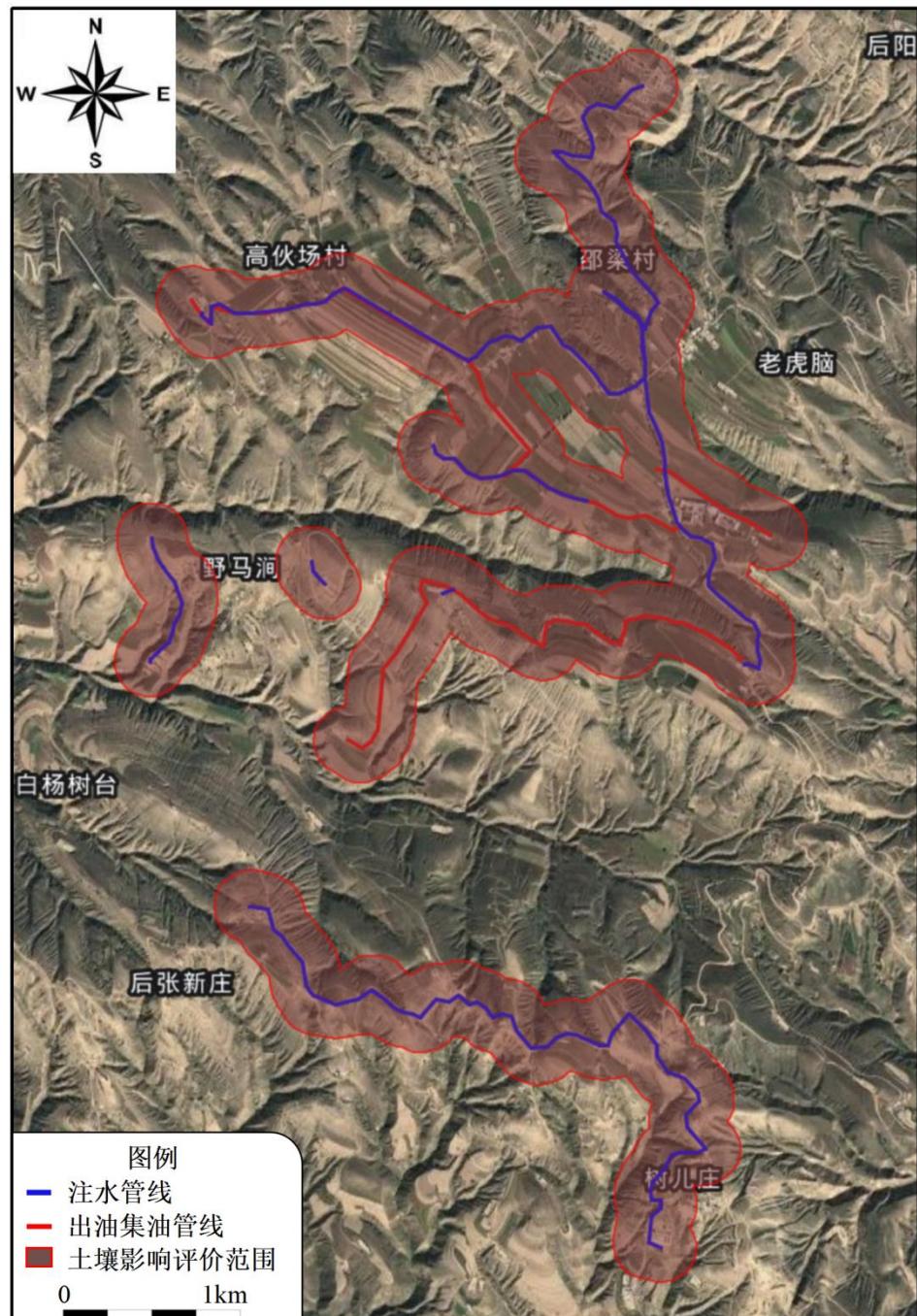


图 1.5.4-1 项目管线工程土壤环境影响评价范围

## 1.5.5 地下水环境

### (1) 评价工作等级

#### ①项目类别

根据本项目拟建工程内容,结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《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),确定本项目工程涉及的站场改造工程(梁一转、梁7增、梁2增、镰75脱、镰85脱、镰93脱)项目类别属其中“F 石油、天然气”中“37、石油开采”,输油管线、采出水管线属于“41、石油、天然气、成品油管线(不含城市天然气管线)”,站场改造工程(简4 危废贮存库、大16-2 危废贮存库、镰35-1 危废贮存库、镰80 危废贮存库)项目类别属“U 城镇基础设施及房地产”中“151、危险废物(含医疗废物)集中处置及综合利用”,其中“37、石油开采”所属的地下水环境影响评价项目类别为 I 类,“油类和废水等输送管道”所属的地下水环境影响评价项目类别为 II 类,“危废贮存库”所属的地下水环境影响评价项目类别为 I 类。

#### ②地下水环境敏感程度

本工程主要为油田维护工程,主要涉及站内设备更换和站外管线建设,其对地下水的污染影响一般局限于管道和工艺设施区域。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016),管线按照两侧 200m 范围调查周围地下水开发利用情况,以确定地下水评价范围及环境敏感性。

本次评价按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中的公式确定改造站场的调查影响评价范围。

计算公式如下:

$$L=\alpha \times K \times I \times T/n$$

式中: L——质点迁移距离, m;

$\alpha$ ——变化系数,  $\alpha \geq 1$ , 一般取 2(为了安全起见,在理论计算的基础上加上一定量,以防未来用水量的增加以及干早期影响造成半径的扩大);

K——含水层渗透系数, m/d;

I——水力坡度, 无量纲;

T——质点迁移时间, d (取 5000d) ;

$n_e$ ——有效孔隙度, 无量纲。

场地上游距离根据评价需求确定, 场地两侧不小于 L/2。

本项目大梁湾采油作业区梁一转、梁 7 增、梁 2 增、简 4 危废贮存库、大 16-2 危废贮存库等改造站场位于榆林市定边县樊学镇, 评价区地下水赋存于多个含水层当中 (第四系黄土潜水含水层、白垩系环河组含水层)。本项目镰刀湾采油作业区镰 75 脱、镰 85 脱、镰 93 脱、镰 35-1 危废贮存库、镰 80 危废贮存库等改造站场位于延安市安塞区镰刀湾镇, 评价区地下水赋存于多个含水层当中 (第四系黄土潜水含水层、白垩系洛河组含水层)。

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016), 地下水环境影响评价关注对潜水含水层和具有饮用水开发利用价值的含水层的影响, 油田开发建设、运行可能会对含水层产生影响, 因此评价针对可能受影响的潜水含水层和具有饮用水开发利用价值的含水层计算其影响范围, 计算结果见表 1.5.5-1。

表 1.5.5-1 地下水评价范围计算表

作业区	含水层	K (m/d)	I (%)	T (d)	n	L (m)
大梁湾采油作业区	第四系风积黄土含水层	渗透系数 0.26~0.46m/d, 本次评价取值 0.46m/d	10	5000	0.3	153.3
	白垩系环河组含水层	渗透系数 0.22~0.53m/d, 本次评价取值 0.53m/d	5	5000	0.18	147.2
镰刀湾采油作业区	第四系风积黄土含水层	渗透系数 0.26~0.46m/d, 本次评价取值 0.46m/d	8	5000	0.3	122.7
	白垩系洛河组含水层	渗透系数 0.20m/d~1.0m/d, 本次评价取值 1.0m/d	4	5000	0.2	200
取值依据	参数取值来源于《鄂尔多斯盆地地下水勘查研究》、《志丹幅 J-49-251/20 万区域水文地质普查报告》、《榆林市定边县地下水勘查报告》					

由表可见, 由于不同水文地质单元水文地质参数不同, 其地下水调查影响评价范围也不同, 但最大不超过 200m。本次评价站场工程按照场站下游 200m、两侧 100m、上游 100m 的范围, 管线两侧 200m 范围, 调查各站场与管线周边地下水开发利用情况, 以确定地下水评价范围及环境敏感性。

1.5.5-2 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源 (包括已建成的在用、备用、应急水源地, 在建和规划的水源地) 准保护区; 除生活供水水源地以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区, 如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源 (包括已建成的在用、备用、应急水源地, 在建和规划的水

	源地)准保护区以外的补给径流区;特殊地下水水资源(如矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区以及分散居民饮用水源等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区 <sup>a</sup> 。
不敏感	上述地区之外的其他地区。

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

根据走访调查,项目大梁湾采油作业区潜水无统一稳定的含水层,无供水意义,区域主要含水层为承压水,评价区内居民主要以窖水或外运水作为饮用水源。镰刀湾采油作业区改造站场均位于梁峁上,周边人烟稀少,评价范围内存在零星居民点,用水采取从村镇饮用水井拉运的方式。综上,项目地下水评价范围内无分散式饮用水源井和集中式饮用水水源地,地下水环境敏感程度为“不敏感”。

### ③地下水评价等级判定

地下水等级判定按照表 1.5.5-3 的原则进行判定。

表 1.5.5-3 地下水环境影响评价工作等级分级表

项目类别	I 类项目	II 类项目	III类项目
环境敏感程度			
敏感	一级	一级	二级
较敏感	一级	二级	三级
不敏感	二级	三级	三级

依据上表将项目地下水环境评价工作等级定为二级,详见表 1.5.5-4。

表 1.5.5-4 评价工作等级划分

项目类别			和周边饮用水源的关系	敏感程度	评价等级	
改造站场	梁一转	I 类项目	常规石油开采	评价范围内无居民饮用水井	不敏感	二级
	梁 2 增			评价范围内无居民饮用水井	不敏感	二级
	梁 7 增			评价范围内无居民饮用水井	不敏感	二级
	镰 75 脱			评价范围内无居民饮用水井	不敏感	二级
	镰 85 脱			评价范围内无居民饮用水井	不敏感	二级
	镰 93 脱			评价范围内无居民饮用水井	不敏感	二级
出油、集油管线	简 4 危废贮存库	I 类项目	危险废物(含医疗废物)集中处置及综合利用	评价范围内无居民饮用水井	不敏感	二级
	大 16-2 危废贮存库			评价范围内无居民饮用水井	不敏感	二级
	镰 35-1 危废贮存库			评价范围内无居民饮用水井	不敏感	二级
	镰 80 危废贮存库			评价范围内无居民饮用水井	不敏感	二级
出油、集油管线	梁 3 增至插输点集油管线	II 类项目	油类输送管道	评价范围内无居民饮用水井	不敏感	三级
	姬 62 扩出油管线			评价范围内无居民饮用水井	不敏感	三级
	虎 72-82 出油管线			评价范围内无居民饮用水井	不敏感	三级
	梁 6 增至梁 1 增集油			评价范围内无居民饮用水井	不敏感	三级

管线		II类 项目	废水输送管道					
注水管线				评价范围内无居民饮用水井				
梁1增至姬62注水管线				不敏感				
梁一转至梁7增注水管线				评价范围内无居民饮用水井				
梁二转至虎74-77注水管线				不敏感				
虎74-77至梁3增注水管线				评价范围内无居民饮用水井				
虎74-77至梁1增注水管线				不敏感				
虎68-77注水管线				评价范围内无居民饮用水井				
虎69-75注水管线				不敏感				
姬75扩注水管线				评价范围内无居民饮用水井				

## (2) 地下水调查评价范围

依据《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016), 同时参照《环境影响评价技术导则-陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007), 地下水评价范围以废水渗入地下, 与地下水发生水力、水质联系, 经稀释扩散后, 地下水水质可能达标的范围为地下水评价范围。区域地下水调查范围主要考虑开发区块范围并兼顾周围水文地质单元, 地下水评价范围: 单个站场工程评价范围为下游200m、两侧上游各100m, 管线评价范围为两侧200m。

由于本项目评价区内无集中式、分散式饮用水井, 为满足本次评价水文地质调查与地下水环境质量现状监测工作要求, 在确定评价范围的基础上, 调查区外扩, 确定本项目大梁湾采油作业区地下水调查范围为: 东至石涝川河和背井沟, 南至寺畔沟和西沟, 西至十字河, 北至阳湾沟, 属于天然排泄边界, 确定调查区面积176.66km<sup>2</sup>; 镰刀湾采油作业区地下水调查范围为: 东至坪桥川, 南至杏树沟河、玉皇沟河以及其他沟谷河流分水岭, 西至杏子河, 北至刘河、九家沟河及其他沟谷河流分水岭, 属于天然排泄边界, 确定调查区面积692.92km<sup>2</sup>。

### 1.5.7 环境风险

#### (1) 评价工作等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，危险单元是指由一个或多个风险源构成的具有相对独立功能的单元，事故状况下应可实现与其他功能单元的分割。

本项目涉及的危险物质主要为原油。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)，本项目危险物质原油的临界量为2500t。

本项目改造站场中仅梁7增、镰75脱改造均涉及储油罐，项目站场Q值<1，环境风险潜势为I。改造站场环境风险评价等级均为简单分析。

本项目建设的管线均为单独运行的管线工程，分管线单独判定临界量。根据判定，项目管线中原油在线量均低于临界量，项目管线Q值<1，环境风险潜势为I。管线环境风险评价等级均为简单分析

判定环境风险评价工作等级见表1.5.7-1~表1.5.7-3。

表 1.5.7-1 项目管线危险物质临界量计算结果表

序号	风险单元	危险物质	最大存在总量(t)	临界量(t)	比值Q	备注	环境风险潜势
1	梁6增至梁1增集油管线(至插输点)	原油	6.869	2500	0.0027	DN50, 3500m	I
2	梁3增至插输点集油管线		12.994	2500	0.0052	L245N-Φ76×5mm, 3800m	I
3	姬62扩出油管线(至插输点)		1.550	2500	0.0006	L245N-Φ60×5mm, 790m	I
4	虎72-82出油管线(至插输点)		0.864	2500	0.0003	L245N-Φ60×5mm, 440m	I

注：①原油密度取850kg/m<sup>3</sup>，含水率取50%；②原油管线带压运行，充填度为100%；③采出水处理过程油的含量较少，本次环境风险潜势初判不予考虑；④各插输点均设置有闸阀，各管线计算Q值均按照至插输点管段考虑。

表 1.5.7-2 项目站场危险物质临界量计算结果表

站场情况						最大存在总量(t)	临界量(t)	比值Q	环境风险潜势
序号	站场名称	储罐类型	新增原油储罐容量	现有原油储罐容量	介质				
1	梁7增	缓冲罐	20m <sup>3</sup>	8m <sup>3</sup> (拆除)	含水油	8.5	2500	0.0034	I
2	镰75脱	卸油箱	30m <sup>3</sup>	/	含水油	89.25	2500	0.0357	I

		净化油罐	/	2×30m <sup>3</sup>	含水油				
		沉降油罐	/	2×30m <sup>3</sup>	含水油				

注：①原油密度取 850kg/m<sup>3</sup>，含水率取 50%。

表 1.5.2-3 项目管线危险物质临界量计算结果表

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析
本项目	危险物质数量与临界量比值<1，判定项目风险潜势为 I，开展简单分析			

## (2) 评价范围

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），简单分析工程内容的环境风险评价不需要设置评价范围。

## 1.5.8 评价等级和范围汇总

项目各环境要素的评价等级及评价范围汇总见表 1.5.8-1。

表 1.5.8-1 各环境要素的评价等级及评价范围

环境要素	评价等级		评价范围
生态环境	三级		各管线中心线两侧外延 300m 范围
大气	二级		以梁一转、梁 7 增、梁 2 增、镰 93 脱、镰 75 脱、镰 85 脱、简 4 危废贮存库、大 16-2 危废贮存库、镰 35-1 危废贮存库、镰 80 危废贮存库各站场为中心，边长 5km 矩形范围
地表水	三级 B		/
地下水	站场工程（梁一转、梁 7 增、梁 2 增、镰 75 脱、镰 85 脱、镰 93 脱、简 4 危废贮存库、大 16-2 危废贮存库、镰 35-1 危废贮存库、镰 80 危废贮存库）	二级	各改造站场下游 200m，两侧及上游 100m 的范围
	管线工程		各管线两侧向外延伸 200m 范围
声	二级		梁 2 增、镰 75 脱、镰 85 脱、镰 93 脱厂界外 200m 范围；各管线两侧向外延伸 200m

			范围
土壤	站场工程（梁一转、梁 7 增、梁 2 增、罐 75 脱、罐 85 脱、罐 93 脱、筒 4 危废贮存库、大 16-2 危废贮存库、罐 35-1 危废贮存库、罐 80 危废贮存库）	污染性：一级；生态型：二级	污染影响评价范围：各站场厂界外扩 1km 范围；生态影响评价范围：各站场厂界外扩 2km 范围
	管线工程	二级	各管线两侧向外延伸 200m 范围
环境风险	简单分析		/

## 1.5 评价时段与评价重点

### 1.5.1 评价时段

按施工期和运行期两个时段进行评价。

### 1.5.2 评价重点

本次评价重点包括：工程分析、施工期环境影响分析、土壤环境影响预测、地下水环境影响预测、环境风险影响预测、环保措施可行性论证等。

## 1.6 环境保护目标

根据现场调查，项目评价范围内无自然保护区、世界文化和自然遗产地、风景名胜区、地质公园、重要湿地及饮用水保护区等重要环境敏感区。不涉及包括法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。不涉及受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。

本项目环境保护目标主要包括村庄、环境空气、声环境、地表水、地下水、土壤及生态环境等。本项目总体环境保护目标见表 1.6-1。

表 1.6-1 总体环境保护目标

环境要素	保护对象	保护内容	保护目标
环境空气	大气环境评价范围内的居民点等敏感点，详见表 1.6-2。	人群健康、环境空气质量	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准
声环境	声环境评价范围内的居民点等敏感点，详见表 1.6-3。	声环境质量	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准
地表水	十字河、石涝川河、延河	地表水水质	《地表水环境质量标准》

环境			
地下水环境	评价区内第四系黄土层潜水含水层、白垩系环河组含水层、白垩系洛河组含水层	地下水水质	(GB3838-2002) III类标准 《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准
土壤环境	土壤环境评价范围内的耕地等敏感目标	土壤环境	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)、《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》(GB15618-2018)标准
环境风险	周边居民	大气环境	环境空气二级标准
	开发范围所在区地表水流域河流	地表水	地表水III类标准
	开发范围内潜水	地下水	地下水III类标准
生态环境	土壤、植被、景观、水土流失、生态系统等	各管线中心线向两侧外延300m 范围	生态环境质量
	永久基本农田		

## 1、大气环境保护目标

本项目大气环境保护目标主要为评价范围内各村庄居民点，具体情况见下表和图 1.5.2-1~1.5.2-2。

表 1.6-2 站场大气评价范围内敏感目标分布表

序号	敏感目标	坐标	保护内容	人数	环境功能区划	相对站场位置		
						相对最近站场	方位	相对厂界距离(m)
1	贾台	g107°32'24.4988",37°16'40.7220"	人群健康	20	二类区	梁 2 增	NNE	2708
2	宋阳湾	g107°30'10.6588",37°16'26.9892"		36	二类区	大 16-2	WNW	1951
3	郑学梁	g107°33'03.0086",37°15'42.6634"		24	二类区	梁 2 增	ENE	1886
4	上湾	g107°33'15.6424",37°15'12.4634"		9	二类区	梁 2 增	E	2068
5	高小湾	g107°30'30.7404",37°14'59.7975"		15	二类区	大 16-2	SW	1410
6	高档塬	g107°32'03.0106",37°14'24.1389"		6	二类区	简 4	ENE	891
7	付崾崄	g107°32'33.5747",37°14'25.0146"		4	二类区	梁二转	SW	283
8	邵梁村	g107°32'42.4286",37°13'40.0565"		160	二类区	梁二转	S	1350
9	高伙场村	g107°31'35.2803",37°13'54.5706"		60	二类区	简 4	S	352
10	沈崾崄村	g107°30'57.7126",37°13'43.1715"		15	二类区	简 4	SW	1100
11	赵台	g107°30'21.5315",37°13'02.8747"		8	二类区	梁 7 增	NNW	2277
12	野马涧	g107°31'03.5590",37°13'01.7337"		18	二类区	梁 7 增	N	1611
13	吴杨坬	g107°32'05.8801",37°12'50.2020"		20	二类区	梁 7 增	NE	1890
14	后张新庄	g107°30'54.6231",37°11'48.0111"		15	二类区	梁 7 增	SW	540
15	前张新庄	g107°30'35.3974",37°11'31.6290"		21	二类区	梁 7 增	SW	1249
16	芦新庄	g107°32'18.4824",37°11'24.5795"		18	二类区	梁一转	NW	1008
17	树儿庄	g107°32'52.8914",37°11'07.6706"		90	二类区	梁一转	N	254
18	后湾	g107°31'18.1702",37°10'19.3287"		30	二类区	梁一转	WSW	2472
19	背窝	g107°32'39.9066",37°10'13.1362"		12	二类区	梁一转	S	1327
20	敦梁坬	g107°33'49.6042",37°10'01.9679"		45	二类区	梁一转	SE	2213
21	刘家坬	g108°55'13.0265",37°13'32.8346"		28	二类区	镰 93 脱	NE	2110
22	新胜村	g108°56'15.8330",37°12'52.0685"		55	二类区	镰 93 脱	W	118

23	黄家塬	g108°55'08.4179",37°12'27.1564"	人群健康	10	二类区	镰 35-1	W	1156
24	罗庄科	g108°54'49.6609",37°12'03.1388"		120	二类区	镰 35-1	WSW	1904
25	杨路台	g108°56'15.6289",37°11'44.0651"		6	二类区	镰 35-1	S	1379
26	邵家湾	g108°57'04.2359",37°12'01.6311"		30	二类区	镰 93 脱	SE	1695
27	塌庙	g108°56'56.6480",37°12'58.3125"		27	二类区	镰 93 脱	E	794
28	武庆义	g108°57'55.3086",37°13'19.1659"		36	二类区	镰 93 脱	ENE	2343
29	杨石寺村	g108°57'29.2375",37°14'03.2204"		4	二类区	镰 93 脱	NE	2694
30	牛毛河台	g108°59'40.3122",37°14'19.7155"		7	二类区	镰 85 脱	NNW	2194
31	关路台	g108°59'13.3060",37°13'07.5100"		5	二类区	镰 85 脱	1053	W
32	黄家峁	g109°00'04.5136",37°13'04.6769"		15	二类区	镰 85 脱	SE	105
33	镰刀湾村	g108°59'24.1628",37°12'17.8660"		450	二类区	镰 85 脱	SW	1804
34	火石界	g109°02'03.2098",37°11'53.3999"		30	二类区	镰 75 脱	S	2020
35	龙石头湾	g109°01'43.9375",37°12'23.3596"		25	二类区	镰 75 脱	S	1059
36	崾湾	g109°01'34.8444",37°12'48.8649"		10	二类区	镰 75 脱	S	234
37	段先则村	g109°01'37.5790",37°12'55.2597"		15	二类区	镰 75 脱	S	30
38	康家河	g109°03'22.2961",37°12'39.8833"		6	二类区	镰 75 脱	ESE	2488
39	麻地渠	g109°02'34.3156",37°13'18.3682"		8	二类区	镰 75 脱	ESE	1130
40	高山洋坬	g109°01'43.0929",37°13'53.9891"		11	二类区	镰 80	W	459
41	白杨树湾	g109°00'41.1444",37°14'18.0529"		6	二类区	镰 80	WNW	2199
42	米家山	g109°01'41.1978",37°14'50.9621"		30	二类区	镰 80	NNW	1893

## 2、声环境保护目标

项目声环境保护目标具体见下表和图 1.5.4-1~图 1.5.4-7。

表 1.6-3 声环境评价范围内居民点分布情况一览表

编号	管线名称	保护目标	坐标	相对集输管线方位	相对集输管线最近距离/m	人口数/人
1	梁二转至虎74-77注水管线	付崾崄	g107°32'33.4342", 37°14'24.9529"	E	30	4
2	梁3增至插输点集油管线	高伙场村	g107°31'17.3163", 37°13'50.0125"	S	18	25
3	虎74-77至梁3增注水管线	绍梁村	g107°32'43.5826", 37°13'36.8117"	S	25	60
4	虎74-77至梁1增注水管线	散户1	g107°32'48.4352", 37°13'19.9021"	W	20	4
6	姬75扩注水管线	野马涧	g107°31'00.4184", 37°13'03.4645"	E	115	10
7	梁6增至梁1增集油管线	吴杨坬	g107°32'01.9268", 37°12'55.0829"	S	69	15
8	梁一转至梁7增注水管线	芦新庄	g107°32'34.2356", 37°11'30.5600"	S	88	14
9		树儿庄	g107°32'50.3417", 37°11'10.4137"	E	49	27
10		散户2	g107°31'09.8233", 37°11'58.7116"	SW	88	4
11	镰93脱	新胜村	g108°56'15.8330", 37°12'52.0685"	W	118	55
12	镰85脱	黄家峁	g109°00'04.5136", 37°13'04.6769"	SE	105	15
13	镰75脱	段先则村	g109°01'37.5790", 37°12'55.2597"	S	30	15

## 3、地表水环境保护目标

本项目大梁湾采油作业区地表水环境保护目标为十字河、石涝川河，镰刀湾采油作业区地表水环境保护目标为延河。十字河、石涝川河、延河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

## 4、地下水环境保护目标

根据现场调查，本项目调查范围内位于河谷附近的居民多饮用井水，位于梁峁上居民多饮用窖水或饮用附近城镇拉运来的饮用水，部分梁峁区居民以村为单位建有水源井供水，居民水井水源主要来自白垩系洛河组。调查区内主要是旱耕地，农业生产不依靠地下水。工业生产用水主要为油田开发用水。本项目改造站

场及管线地下水评价范围内均无分散式水源井分布。

根据本次水文地质调查,结合搜集到的水文地质钻孔勘察资料,评价区内具有开采利用价值的含水层主要为第四系风积黄土含水层、白垩系环河组合含水层和白垩系洛河组合含水层,属于本次评价的目标含水层。

## 5、生态环境保护目标

表 1.6-4 生态环境保护目标一览表

保护类别	保护对象	保护目标	与项目关系	备注
生态环境 (占地范围)	土壤、土地利用	达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)第二类用地和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》(GB15618-2018),合理利用土地	项目所有管线施工作业带占地	管线施工场地及其周围为重点
	植被	植被恢复率要达到 95%以上,生态系统完整性与稳定性	项目所有管线施工作业带占地	
	永久基本农田	施工结束后尽快进行土地复耕和复肥工作,确保施工前后基本农田保护区产量不降低	项目管线施工临时占用基本农田 3.685m <sup>2</sup>	按照《中华人民共和国基本农田保护条例》进行管理
生态环境 (评价范围)	土壤、土地利用	达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)第二类用地和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》(GB15618-2018),合理利用土地	项目所有管线中心线向两侧外延 300m 范围	管线施工场地及其周围为重点
	植被	植被恢复率达到 95%以上,生态系统完整性与稳定性	项目所有管线中心线向两侧外延 300m 范围	
	永久基本农田	施工结束后尽快进行土地复耕和复肥工作,确保施工前后基本农田保护区产量不降低	项目管线中心线向两侧外延 300m 范围	按照《中华人民共和国基本农田保护条例》进行管理

## 2 项目概况

### 2.1 现有工程概况

#### 2.1.1 油区概况

本次工程内容涉及长庆实业集团有限公司大梁湾采油作业区和镰刀湾采油作业区，具体油区概况如下：

##### (1) 大梁湾采油作业区概况

长庆实业集团有限公司大梁湾采油区位于陕西省榆林市定边县樊学镇，区域面积  $48.1\text{km}^2$ ，主要含油层系为三叠系延长组长 2、长 4+5、长 6，长 8 及侏罗系延安组延 9、延 10 等油层，探明含油面积  $31.8\text{km}^2$ ，探明地质储量  $1425\times10^4\text{t}$ 。

长庆实业集团有限公司大梁湾采油区已开展 5 次产能环评工作，共规划产能  $16.3\times10^4\text{t/a}$ ，目前实际产能约  $11.43\times10^4\text{t/a}$ ，现有井场 132 座、采油井 358 口、注水井 113 口、接转站 2 座、增压站 9 座、脱水站 4 座、输油管线 13.44km、集油管线 28.25km、出油管线 91.71km、注水管线 79.49km、供水管线 17.02km、集气管道 56.80km。

目前长庆实业集团有限公司大梁湾采油区以梁一转、梁二转为为中心，接转站为骨架，井组增压站为补充的较为完善的原油集输系统。井组采用增压站增压输送，集输系统全密闭，少数偏远井组无法管道集输的采取拉油罐车运输，净化原油通过梁一转输至采油八厂的学一联。

##### (2) 镰刀湾采油作业区概况

长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区位于陕西省延安市安塞区镰刀湾镇，区域面积  $120\text{km}^2$ ，开采主力油层为三叠系延长组长 2<sub>1</sub>，次为延长组长 6，探明含油面积  $13.0\text{km}^2$ ，地质储量  $877\times10^4\text{t}$ 。

长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区已开展 2 次产能环评工作，共规划产能  $11\times10^4\text{t/a}$ ，目前实际产能约  $5\times10^4\text{t/a}$ ，现有井场 66 座（目前运行 37 座）、采油井 252 口（目前运行 95 口）、注水井 118 口（目前运行 51 口）、注水站 19 座、集油管线 31km、出油管线 101.6km、集气管线 24km、注水干线 18km、注水支线 65.4km。油区原油经罐车拉至采油一厂坪桥集输站集中处理。

## 2.1.2 现有工程环保手续

### (1) 现有工程环评和验收手续

本项目涉及的现有工程均在单体或区域产能建设中履行环保手续,具体履行情况见表 2.1.2-1。

表 2.1.2-1 现有工程环评和验收手续履行情况

序号	工程名称	环评文件名称	环评批复文号	竣工环保验收文号
1	管线工程			
2	梁 2 增			
3	梁 7 增			
4	梁一转	《姬塬油田 90×10 <sup>4</sup> t/a 产能开发项目环境影响报告书》	(陕环批复[2008]40 号)	(陕环批复[2010]560 号)
		《邵梁计量拉油注水站工程环境影响报告表》	定政环函[2013]75 号	定环批复[2016]221 号
		《长庆实业集团有限公司梁一转采出水处理系统改造及外输管线项目环境影响报告表》	定环批复(2018)77 号	2019 年 6 月企业自主验收
		《长庆实业集团有限公司大梁湾采油作业区 2022 年隐患治理工程环境影响报告书》	榆环定批(2022)51 号	2024 年 5 月企业自主验收
		《长庆实业集团有限公司 2023 年麻黄山项目组油维、改造工程环境影响报告书》	榆政环批复(2025)75 号	正在建设
5	梁二转	《梁二计量接转站环境影响报告表》	定政环函[2013]76 号	定环批复[2016]220 号
		《大梁湾采油作业区梁二计量接转站长 2 以上层系原油处理系统改造及措施返排液处理装置建设项目环境影响报告表》	定环批复(2018)77 号	2022 年 4 月自主验收
		《长庆实业集团有限公司 2023 年麻黄山项目组油维、改造工程环境影响报告书》	榆政环批复(2025)75 号	正在建设
6	镰 75 脱、镰 85 脱、 镰 93 脱	《长庆油田陕西长乐石化有限公司镰刀湾油区 10×10 <sup>4</sup> 吨/年产能开发建设项目环境影响报告书》	延市环函(2013)226 号)	2016.12.30, 安塞区环境保护局同意
		《2024 年长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区地面系统优化完善项目环境影响报告书》	延行审城环发(2024)148 号	正在建设
7	大 16-2 危废贮存库	《大 16-2 井场危废暂存点建设项目环境影响报告表》	定环批复[2018]111 号	定环验[2020]11 号
8	简 4 危废贮存库	《简 4 井场危废暂存点建设项目环境影响报告表》	定环批复[2018]78 号	定环验[2019]47 号
9	镰 35-1 危废贮存库、 镰 80 危废贮存库	《长庆实业集团有限公司镰刀湾作业区东西山污油泥存放点环境影响报告表》	2019.1.21, 塞环函[2019]12	2019.11.18, 延安市生态环境局安塞分局同意

### (2) 现有工程排污许可手续

根据调查,长庆实业集团有限公司大梁湾采油作业区和镰刀湾采油作业区均

已办理了排污许可登记，具体见下表和附件。

表 2.1.2-2 现有工程排污许可证办理情况一览表

序号	作业区	排污许可登记编号	登记日期	有效期
1	大梁湾采油作业区	916101327103008686001W	2024.10.24	2024.10.24 至 2029.10.23
2	镰刀湾采油作业区	91610624MA6YFHOUE002Y	2024.9.20	2024.9.20 至 2029.9.19

### (3) 环境风险应急预案备案情况

根据调查，长庆实业集团有限公司大梁湾采油作业区和镰刀湾采油作业区均已修订完成突发环境事件应急预案并完成备案，具体见下表和附件。

表 2.1.2-3 现有工程排污许可证办理情况一览表

序号	作业区	应急预案名称	备案部门	备案时间	备案编号
1	大梁湾采油作业区	《长庆实业集团有限公司大梁湾采油作业区突发环境事件应急预案》	榆林市生态环境局定边分局	2023.2.6	610825-2023-003-M
2	镰刀湾采油作业区	《长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区突发环境事件应急预案》	延安市突发环境事件应急办公室	2024.6.25	ya610603-2024-167-L

## 2.1.3 现有工程基本情况

### 2.1.3.1 现有站场概况

现有工程涉及站场为梁一转、梁二转、梁2增、梁7增、镰75脱、镰85脱、镰93脱、简4危废贮存库、大16-2危废贮存库、镰35-1危废贮存库、镰80危废贮存库11座站场，站场工程涉及大梁湾采油作业区和镰刀湾采油作业区，现有站场工程具体情况详见下表。

表 2.1.3-1 现有项目站场基本情况

项目名称	所属作业区	现有工程主要内容	存在问题	“以新带老”措施
梁一转	大梁湾采油作业区	梁一转脱水系统设计规模900m <sup>3</sup> /d，目前站内有2台三相分离器（长2层系设计450m <sup>3</sup> /d，实际处理98.7m <sup>3</sup> /d；长4+5和长6层系设计450m <sup>3</sup> /d，实际处理33.9m <sup>3</sup> /d）。	经集油流程优化后，梁一转来液量增加至300m <sup>3</sup> /d，需要处理长2、长4+5、侏罗系的来液，但站内无备用三相分离器。	站内迁建燃气调压阀组，新建一处一井式总机关及收球筒，新建2台38m <sup>3</sup> 三相分离器。
梁二转		梁二转设计清水注水规模为1000m <sup>3</sup> /d。梁二转清水注水泵房内现有4台喂水泵，4台注水泵。	注水泵泵压不足。	更换2台注水泵(22m <sup>3</sup> /h)，更换分水器1座。
梁2增		梁2增投运于2008年，站场功能为增压、计量、加热和原油外输，设计处理能力为320m <sup>3</sup> /d。	梁2增负荷率较低，缓冲罐也达到使用年限，急需进行改造。	拆除20m <sup>3</sup> 缓冲罐，配套一体化混输装置1套(200m <sup>3</sup> /d)。

梁 7 增	梁 7 增投运于 2012 年, 目前管辖井组 3 个, 设计处理能力为 $130\text{m}^3/\text{d}$ , 目前梁 7 增进液 $77\text{m}^3/\text{d}$ , 处理层位主要为三叠系和侏罗系。	梁 7 增区域产建部署增加, 来液量在未来三年将增加至 $150\text{m}^3/\text{d}$ , 现有的 $8\text{m}^3$ 缓冲罐无法满足需求; 梁 7 增来液为延 9、长 4+5、长 6 多层混进, 导致总机关下汇管结垢严重。	①新增 1 台结垢器; ②将原 $8\text{m}^3$ 缓冲罐更换为 $20\text{m}^3$ 缓冲罐。
简 4 危废贮存库	简 4 危废贮存库设计规模为 $240\text{m}^3$ , 存储危废类型为存储危废类型 HW08 废矿物油与含矿物油废物 (071-001-08、071-002-08、251-003-08、900-210-08、900-217-08、900-249-08 等)。	长庆实业集团有限公司大梁湾采油作业区生产运行过程中, 采出水处理系统、实验室、VOCs 治理系统等单元还会产生 HW49 其他废物 (900-039-49、900-041-49、900-047-49 等)。	将 HW49 其他废物纳入存储危废类型。
大 16-2 危废贮存库	大 16-2 危废贮存库设计规模为 $300\text{m}^3$ , 存储危废类型为存储危废类型 HW08 废矿物油与含矿物油废物 (071-001-08、071-002-08、251-003-08、900-210-08、900-217-08、900-249-08 等)。	长庆实业集团有限公司大梁湾采油作业区生产运行过程中, 采出水处理系统、实验室、VOCs 治理系统等单元还会产生 HW49 其他废物 (900-039-49、900-041-49、900-047-49 等)。	将 HW49 其他废物纳入存储危废类型。
镰 75 脱	镰 75 脱于 1999 年 6 月建成投用, 处理层位为长 2, 来液包括镰 75、镰 76、镰 69、镰 70、镰 2-1、镰 2、镰 60 拉、镰 66 拉、镰 58 拉, 配套采出水处理系统设计处理规模为 $200\text{m}^3/\text{d}$ 。	根据生产安排镰 75 脱接收镰 63 卸油台的底部的混合液及其他井口捞油的混合液, 需增加卸油台、卸油箱、转油泵装置, 将来油输送至镰 75 储油罐。	新建一车位卸油台 1 座 ( $19\text{m} \times 4.5\text{m}$ ), $30\text{m}^3$ 密闭卸油箱 1 座, 转油泵 1 台 ( $Q=6\text{m}^3/\text{h}$ , $P=0.6\text{Mpa}$ )
镰 85 脱	镰 85 脱于 2006 年 8 月建成投用, 处理层位为长 2, 来液包括镰 85、镰 84、镰 101、镰 102、镰 78。配套采出水处理系统安装有 $60\text{m}^3/\text{d}$ 油田采出水一体化处理设备 (处理工艺为“气浮除油+过滤”)。	随着镰 85 井站采出水量日益增大, 预计将达到采出水量为 $120\text{m}^3/\text{d}$ , 采出水处理系统能力不足。	拆除原 $60\text{m}^3$ 一体化处理设备, 新建 $160\text{m}^3$ 一体化设备 (处理工艺为“气浮除油+过滤”), 与原镰 85 站内管路连接, 以满足镰 85 水处理要求。
镰 93 脱	镰 93 脱于 1998 年 9 月建成投用, 处理层位长 2, 来液包括镰 93、镰 38、镰 33、镰 37、镰 45、镰 35、镰 5、镰 5-1、镰 4-1、镰 41、镰 42、镰 43。配套采出水处理系统安装有 $200\text{m}^3/\text{d}$ 油田采出水一体化处理设备 (处理工艺为“气浮除油+过滤”)。	随着镰 93 井站采出水量日益增大, 预计采出水量将达到 $400\text{m}^3/\text{d}$ , 原站内采出水处理量为 $200\text{m}^3/\text{d}$ , 无法满足生产需要。	①拆除废弃发电机房和刮渣箱 ②对镰 93 井站一体化设备进行维修扩容, 扩容后采出水处理能力为 $500\text{m}^3/\text{d}$ , 处理工艺为“气浮除油+过滤”, 可满足镰 93 水处理要求。

镰 35-1 危废 贮存 库	镰 35-1 危废贮存库设计规模为 158m <sup>3</sup> ，存储危废类型为 存储危废类型 HW08 废矿物油与含矿物油 废物（071-001-08、 071-002-08、251-003-08、 900-210-08、900-217-08、 900-249-08 等）。	长庆实业集团有限公司镰 刀湾采油作业区生产运行 过程中，采出水处理系统、 实验室、VOCs 治理系统 等单元还会产生 HW49 其他废物（900-039-49、 900-041-49、900-047-49 等）。	将 HW49 其他废 物纳入存储危废 类型。
镰 80 危废 贮存 库	镰 80 危废贮存库设计规模为 158m <sup>3</sup> ，存储危废类型为存储 危废类型 HW08 废矿物油与含矿物油 废物（071-001-08、 071-002-08、251-003-08、 900-210-08、900-217-08、 900-249-08 等）。		

### 2.1.3.2 现有管线概况

本项目涉及 7 条现有管线，基本情况见下表。

表 2.1.3-2 涉及管线基本情况一览表

序号	管线名称	长度(km)	设计压力(MPa)	输送介质	管线规格	存在问题	治理方案
1	梁6增至梁1增集油管线	3.50	6.3	含水油	L245N-φ76×4.5 mm 无缝钢管	梁6增至梁1增管道投运于2014年,负责外输梁6增、梁7增液量,运行至今已有10年。目前管线内壁结垢严重,管线超压运行,安全风险较大,需更换外输管道降低运行风险。	全段更换管线,沿原线路平行敷设。管线设计长度1.90km,设计压力6.3MPa,规格为RFS-DN50-PN40柔性复合高压输送管。
2	梁3增至梁1增集油管线	5.01	6.3	含水油	L245N-φ76×4.5 mm 无缝钢管	因前期合作开发,新老区油井交叉部署、原油处理系统各自独立运行,滚动开发建站考虑新老区原油交接,整体形成比较低效的集输系统模式,需进行集油流程优化。	局部更换管线,沿原线路平行敷设。管线设计3.8km,插输至梁1增至梁2转集油管道上,设计压力6.3MPa,管道规格为L245N-Φ76*5.0mm 无缝钢管。
3	姬62扩至梁1增出油管线	2.71	4.0	含水油	L245N-φ60×3.5 mm 无缝钢管		局部更换管线,沿原线路平行敷设。管线设计0.44km,插输至梁3增至插输点管道上,设计压力6.3MPa,管道规格为L245N-Φ60*5.0mm 无缝钢管。
4	虎72-82至梁1增出油管线	1.48	4.0	含水油	L245N-φ60×3.5 mm 无缝钢管		将虎72-82出油管线改线插输至梁1增至梁2转集油管道上,改线后管线长0.79km,设计压力6.3MPa,管道规格为L245N-Φ60*5.0mm 无缝钢管。
5	梁1增至梁2转集油管道	5.5	6.3	含水油	L245N-φ89×4.5 mm 无缝钢管		接入原梁3增至梁1增集油管线和改线后虎72-82出油管线。
6	梁1增至姬62注水管线	2.82	25	清水	L245N-Φ48*6.0 mm 无缝钢管	经过多年持续运行,其所缠绕的防腐层多半脱落,管线外腐蚀较为严重,有效壁厚不足以承受注水压力。现已对钢制注水管线进行试压,依据承压情况进行更换。	局部更换管线,沿原线路平行敷设。管线设计1.03km,设计压力25MPa,管道规格为L245N-Φ48*6.0mm 无缝钢管。
7	梁1增至姬81注水管线	5.51	25	清水	柔性复合管 DN80	大梁湾采油作业区共有注水站7座,系统运行效率低,平均负荷率39.11%,需进行注水系统调整改造。	接入新建虎68-77注水管线、虎69-75注水管线、姬75扩注水管线。

## 2.1.4 现有工程污染物排放情况

现有工程主要涉及管线和站场，正常运行情况下，管线不会产生废气、废水、噪声等。因此本次评价重点对改造的现有站场污染物排放情况和管线涉及的固废产生情况进行说明。

### 2.1.4.1 废气

#### (1) 加热炉烟气

结合建设单位提供资料和现场踏勘，本项目涉及镰刀湾采油作业区站场加热炉均为电加热炉，不产生加热炉烟气。本项目涉及大梁湾采油作业区站场加热炉均采用伴生气作为燃料，加热炉废气通过不低于 8m 高排气筒排放，主要污染物 SO<sub>2</sub>、NOx 及颗粒物。

本次收集了大梁湾采油作业区涉及改造站场 2024 年加热炉废气监测数据，统计结果见表 2.1.4-1，现有场站加热炉废气主要污染物排放情况见表 2.1.4-2。由监测结果可知，现有加热炉废气中 SO<sub>2</sub>、NOx 及颗粒物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》(DB61/1226-2018) 中表 3 其他燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，废气可达标排放。

表 2.1.4-1 现有工程加热炉烟气监测结果一览表

站场	加热炉	功率	排气筒高度(m)	监测时间	污染物排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )				数据来源
					颗粒物	SO <sub>2</sub>	NOx	格林曼黑度	
梁一转	1#加热炉	800kw	20	2024.11.23	1.0ND	3ND	98	<1	长实集团 2024 年大梁湾作业区加热炉废气检测数据
	2#加热炉	800kw	15		1.0ND	3ND	79	<1	
	3#加热炉	800kw	20		1.0ND	3ND	123	<1	
梁 2 增	1#加热炉	360kw	16	2024.11.12	1.9	3ND	57	<1	长实集团 2024 年大梁湾作业区加热炉废气检测数据
	2#加热炉	360kw	20		1.7	3ND	60	<1	
梁 7 增	1#加热炉	240kw	12	2024.12.1	1.0ND	3ND	28	<1	长实集团 2024 年大梁湾作业区加热炉废气检测数据
	2#加热炉	240kw	12		1.0ND	3ND	20	<1	
平均值					1.4	3ND	65	<1	/
《锅炉大气污染物排放标准》(DB61/1226-2018) 表 3 燃气锅炉大气污染物排放浓度限值 (其他燃气)					10	50	150	<1	/

表 2.1.4-2 现有站场加热炉废气主要污染物排放情况

站场	加热炉规模	废气排放量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)	主要污染物排放量 (t/a)		
			颗粒物	SO <sub>2</sub>	NOx
梁一转	800kw×3	2718.7	0.038	0.041	1.767
梁 2 增	360kw×2	815.6	0.011	0.012	0.530
梁 7 增	240kw×2	543.7	0.008	0.008	0.353
合计		4078.0	0.057	0.061	2.650

#### (2) 无组织排放烃类气体

### ①现有站场厂界无组织排放达标情况

现有工程站场原油采用密闭集输工艺。本次评价收集了大梁湾采油作业区和镰刀湾采油作业区2024年例行监测数据（梁一转、梁2增、简4、大16-2、镰80、镰35-1、镰65）。其中，梁2增设计原油处理能力为320m<sup>3</sup>/d，梁7增设计原油处理能力为130m<sup>3</sup>/d，梁7增站场无组织排放情况可类比梁2增监测数据；镰65采出水处理系统规模为200m<sup>3</sup>/d，镰93脱、镰75脱、镰85脱采出水处理系统规模分别为200m<sup>3</sup>/d、200m<sup>3</sup>/d、60m<sup>3</sup>/d，镰93脱、镰75脱、镰85脱站场无组织排放情况可类比镰65监测数据。

表 2.1.4-3 现有站场厂界无组织非甲烷总烃监测结果表 单位: mg/m<sup>3</sup>

监测点位		监测时间	监测结果				标准限值	达标分析	数据来源
梁一转	1#厂界上风向	2024.10.24	1.51	1.73	1.75	1.76	4.0	达标	长实集团2024年大梁湾作业区梁一转厂界无组织监测报告
	2#厂界上风向		2.57	2.83	3.02	3.19	4.0	达标	
	3#厂界上风向		1.89	1.86	1.89	1.94	4.0	达标	
	4#厂界下风向		1.40	1.37	1.35	1.76	4.0	达标	
梁2增	1#厂界上风向	2024.5.23	1.92	2.21	2.00	1.96	4.0	达标	长实集团2024年大梁湾作业区梁2增厂界无组织监测报告
	2#厂界上风向		2.27	1.59	1.62	1.64	4.0	达标	
	3#厂界上风向		3.12	2.71	2.64	2.65	4.0	达标	
	4#厂界下风向		3.34	3.07	3.13	3.29	4.0	达标	
简4	1#厂界上风向	2024.5.23	1.35	1.38	1.37	1.41	4.0	达标	长实集团2024年大梁湾作业区简4井站厂界无组织监测报告
	2#厂界上风向		1.99	2.10	2.20	2.27	4.0	达标	
	3#厂界上风向		1.83	1.55	1.56	1.56	4.0	达标	
	4#厂界下风向		1.46	1.42	1.40	1.41	4.0	达标	
大16-2	1#厂界上风向	2024.5.22	2.72	2.62	2.48	2.49	4.0	达标	长实集团2024年大梁湾作业区大16-2井站厂界无组织监测报告
	2#厂界上风向		2.82	2.33	2.29	2.25	4.0	达标	
	3#厂界上风向		2.20	2.11	2.16	2.23	4.0	达标	
	4#厂界下风向		1.35	1.36	1.42	1.43	4.0	达标	
镰80	1#厂界上风向	2024.5.16	0.31	0.35	0.37	0.36	4.0	达标	2024年长实集团环境监测:镰刀湾作业区(80#站)无组织废气监测
	2#厂界上风向		0.57	0.63	0.61	0.62	4.0	达标	
	3#厂界上风向		0.69	0.66	0.74	0.64	4.0	达标	
	4#厂界下风向		0.71	0.69	0.73	0.82	4.0	达标	
镰35-1	1#厂界上风向	2024.5.17	0.33	0.38	0.55	0.40	4.0	达标	2024年长实集团环境监测:镰刀湾作业区(35-1#站)无组织废气监测
	2#厂界上风向		0.58	0.60	0.63	0.62	4.0	达标	
	3#厂界上风向		0.67	0.64	0.72	0.61	4.0	达标	
	4#厂界下风向		0.71	0.76	0.69	0.78	4.0	达标	
镰65	1#厂界上风向	2024.5.17	0.38	0.31	0.33	0.39	4.0	达标	2024年长实集团环境监测:镰刀湾作业区
	2#厂界上风向		0.51	0.59	0.57	0.62	4.0	达标	
	3#厂界上风向		0.68	0.73	0.62	0.69	4.0	达标	

	4#厂界下风向		0.76	0.66	0.73	0.70	4.0	达标	(65#站)
--	---------	--	------	------	------	------	-----	----	--------

监测结果表明，各站场边界监测点位非甲烷总烃均符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39729-2020），即边界非甲烷总烃浓度 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求。

#### ②现有工程无组织烃类气体排放情况

现有工程运行过程中在原油开采与集输过程会挥发、泄漏少量烃类气体，主要来自采油井口、站场阀门、泵等设备动静密封点、储油罐呼吸阀等。生产设施均为密闭装置，根据原油损耗统计资料，开放式流程损耗为 1.4%~2.0%，密闭流程小于 0.2%（石油天然气开采业清洁生产指标体系的研究，李何，《油气田环境保护》2003 年 3 月）。根据建设单位提供资料，长实集团大梁湾采油作业区现有相关站场原油集输能力为 1350m<sup>3</sup>/d，镰刀湾采油作业区现有相关站场原油集输能力为 550m<sup>3</sup>/d，则大梁湾采油作业区现有工程伴生气无组织排放量约 985.5m<sup>3</sup>/a，镰刀湾采油作业区现有工程伴生气无组织排放量约 401.5m<sup>3</sup>/a。伴生气平均密度为 0.89kg/m<sup>3</sup>，根据长庆实业集团有限公司油区伴生气体积分数换算区域伴生气中甲烷化系数为 44%，非甲烷总烃平均占比约 56%，则大梁湾采油作业区无组织非甲烷总烃排放量为 0.552t/a，镰刀湾采油作业区无组织非甲烷总烃排放量为 0.200t/a。

#### 2.1.4.2 废水

现有工程涉及废水主要为原油脱水产生的油田采出水。油田采出水是一种含有石油类、固体悬浮颗粒、添加的化学药剂、可溶性盐类和一些有机物等的杂质多相体系。采出水经处理后均回注油层。

镰 93 脱、镰 85 脱处理工艺均为“气浮除油+过滤”，根据镰 93 脱、镰 85 脱例行监测数据，现有工程采出水处理水质可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）回注水质指标 V 级标准。具体见下表。

表 2.1.4-4 镰 93 脱、镰 85 脱采出水处理后水质一览表

处理站	处理工艺	监测时间	控制指标	监测结果	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）V 级水质标准
镰 93 脱	气浮除油+过滤	2025.4.10	PH (无量纲)	7.0	/
			含油量 (mg/L)	0.49	$\leq 100$
			悬浮物固体含量 (mg/L)	22	$\leq 35$
镰 85	气浮	2025.4.10	PH (无量纲)	7.1	/

脱	除油+过滤		含油量 (mg/L)	0.73	≤100
			悬浮物固体含量 (mg/L)	20	≤35

#### 2.1.4.3 噪声

现有工程的站场噪声源主要为泵类等设备噪声。本次评价收集了新增噪声源的梁2增、镰93脱站场的2024年例行监测报告，同时委托陕西泽希检测服务有限公司于2025年9月5日对新增噪声源的镰75脱、镰85脱站场四周厂界进行了噪声监测。经过分析可知，梁2增、镰93脱、镰75脱、镰85脱站场昼、夜间厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的2类标准要求。具体见下表。

表 2.1.4-5 现有工程主要场站厂界噪声监测表 单位: dB(A)

站场名称	测点位置	监测时间	昼间	夜间	达标情况		数据来源
					昼间	夜间	
梁2增	1#厂界东侧	2024.1 0.26	50	47	60	50	长实集团2024年环境监测大梁湾作业区梁二增噪声
	2#厂界南侧		52	48	60	50	
	3#厂界西侧		50	40	60	50	
	4#厂界北侧		58	49	60	50	
镰93脱	1#厂界东侧	2024.5. 15	46	39	60	50	2024年长实集团环境监测:镰刀湾作业区(93#井站)噪声监测
	2#厂界南侧		49	46	60	50	
	3#厂界西侧		50	47	60	50	
	4#厂界北侧		50	41	60	50	
镰75脱	1#厂界东侧	2025.0 9.5	46	45	60	50	2025年长实合作区块油维、改造工程环境质量现状监测
	2#厂界南侧		49	46	60	50	
	3#厂界西侧		48	43	60	50	
	4#厂界北侧		48	44	60	50	
镰85脱	1#厂界东侧	2025.0 9.5	50	47	60	50	2025年长实合作区块油维、改造工程环境质量现状监测
	2#厂界南侧		53	47	60	50	
	3#厂界西侧		42	42	60	50	
	4#厂界北侧		46	41	60	50	

#### 2.1.4.4 固废

根据现场调查结合长实集团的固废管理台账，现有工程固废主要包括生活垃圾、集输管线定期清管会产生少量清管废渣、含油污泥、废滤料和采出水处理系统浮油、浮渣、污泥。

##### (1) 清管废渣

现有集输管线运行过程中定期清管会产生少量清管废渣。本项目建设前现有相关原油管线合计约18.2km，每年清管2次，根据调查，现有管线清管废渣产生量为0.18t/a。清管废渣主要成分为铁屑、石油类等。根据《国家危险废物名录》(2025年版)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，清管废渣属于危险废物(HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码：900-249-08)，暂存于附

近危废贮存库（大 16-2 污油泥贮存库、简 4 污油泥贮存库），定期交由有资质单位处理。

#### （2）废滤料

镰 93 脱水站目前采出水处理规模为 200m<sup>3</sup>/d、镰 85 脱目前采出水处理规模为 60m<sup>3</sup>/d，站场一般每年补充一次反冲洗过程中损失的少量滤料，平均 2 年对全部滤料更换一次，主要含有矿物油等，属于《国家危险废物名录》规定的 HW49 其他废物，危废代码 900-041-49。根据调查，现有镰 93 脱站场废滤料产生量为 1.5t/两年，现有镰 85 脱站场废滤料产生量为 0.5t/两年，定期由有资质单位处置。

#### （3）含油污泥

根据调查，涉及的梁一转原油处理油泥产生量为 2.4t/a；梁 7 增清罐油泥产生量为 0.6t/a；镰 75 脱清罐油泥产生量为 1.6t/a。

含油污泥主要含矿物油，属于《国家危险废物名录》规定的 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码 071-001-08，定期由有资质单位处置。

#### （4）采出水处理系统浮油、浮渣、污泥

根据调查，镰 93 脱采出水处理系统浮油、浮渣、污泥产生量为 4.0t/a；镰 85 脱采出水处理系统浮油、浮渣、污泥产生量为 1.2t/a。

采出水处理系统产生的浮油、浮渣、污泥主要含矿物油，属于《国家危险废物名录》规定的 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码 900-210-08，定期由有资质单位处置。

#### （5）生活垃圾

根据调查，大梁湾采油作业区现有工程年产生活垃圾 51.6t，镰刀湾采油作业区现有工程年产生活垃圾 21.9t，收集后交由当地环卫部门处置。

### 2.1.4.5 现有工程污染物排放统计

现有工程“三废”排放统计见下表。

表 2.1.4-6 现有工程固废产生情况一览表

类别	污染源	污染物		排放量	备注
废气	各站场	加热炉烟气	颗粒物	0.057t/a	燃用伴生气，部分加热炉采用低氮燃烧器，废气经不低于 8m 高排气筒达标排放
			SO <sub>2</sub>	0.061t/a	
			NOx	2.650t/a	
	无组织废气	非甲烷总烃	0.722t/a		无组织排放
废水	镰 93 脱(采出水处理规模)	原油采出水	石油类、SS	0	全部回注、不外排

	200m <sup>3</sup> /d)				
	镰85脱(采出水处理规模60m <sup>3</sup> /d)	原油采出水	石油类、SS	0	全部回注、不外排
噪声	站场	集输过程	主要噪声源为加热炉、泵类等,噪声源强65~95dB(A)		采用低噪声设备、基础减振等措施
固废	集输管线	清管废渣	0.18t/a	交有资质单位处置	
	各站场	废滤料	2t/2a		
		含油污泥	4.6t/a		
		浮油、浮渣、污泥	5.2t/a		
		生活垃圾	73.5t/a	收集后交由当地环卫部门处置	

## 2.1.5 现有工程已采取的地下水环境保护措施调查

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收,严格遵守设计确定的敷设和连接方式。

②管线焊接完成后对所有对接焊缝进行100%的射线探伤和超声波探伤。在管线投入使用前,对集输管线采取防腐措施,防腐等级采用特加强级别,并在施工结束后检查集输管线密闭性。

③在管线的敷设线路上设置有永久性标志,包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

④定期对管线进行巡视,加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤管线沿线设压力检测装置,管线破裂原油发生渗漏后,压力检测装置及时响应,并启动两端截断阀,切断污染源;

⑥定期开展管道体检。

⑦对所在区域地下水水质进行定期跟踪监测。

通过采取上述措施,从源头上减少因管线腐蚀或老化发生泄漏事故后原油及采出水对地下水的影响。根据现场调查及监测结果,现有工程未发生地下水污染事故,现有工程采取的地下水环境保护措施是可行的。

## 2.1.6 现有工程已采取的土壤环境保护措施调查

### (1) 现有工程已采取的土壤环境保护措施

①集油管线敷设前,加强对管材和焊接质量的检查,严禁使用不合格管材。跨越道路段管线应加厚管壁,提高管线强度,防止因质量缺陷造成泄漏事故的发生。

②加强管线巡线，定期对管线进行壁厚检测，对腐蚀严重的管线及时更换管线沿路敷设，便于后期维修更换。

③对土壤最可能受到污染同时受到污染后较严重的区域进行定期跟踪监测。

④管线穿越不良地段时采取必要的水保措施。管线穿越河流等敏感点时两岸做毛石护坡。

根据现场调查，现有工程未发生土壤污染事故，现有工程采取的土壤环境保护措施是可行的。

#### （2）现有工程土壤隐患排查工作落实情况调查

长庆实业集团有限公司于2024年被列入“陕西省2024年度回头看工作企业名单”，长庆实业集团有限公司按照《关于开展土壤污染重点监管单位土壤污染隐患排查“回头看”试点工作的通知》（陕环土壤函（2023）8号）和《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》相关要求，开展了相关排查工作，2024年6月开展了土壤污染隐患排查“回头看”工作，形成了新的土壤污染隐患排查整改台账，并按期完成了隐患整改工作。

#### 2.1.7 现有工程存在的环境问题及“以新带老”措施

本项目涉及现有站场11座，现有管线7条，站场为现有站内内部的维护工程，管线为除对现有管线进行隐患治理，对现有运行时间长、存在腐蚀泄漏隐患的管线进行更换，同时新建7条注水管线，对注水系统调整改造。

表 2.1.7-1 现有工程存在环保问题及“以新带老”措施

序号	存在环保问题	“以新带老”措施	整改期限
1	大梁湾采油作业区共有注水站7座，系统运行效率低，平均负荷率39.11%，需进行注水系统调整改造。	新建梁二转至虎74-77注水管线2.62km，管道规格为DN80PN250柔性复合高压输送管。 新建虎74-77至梁3增注水管线3.81km，管道规格为DN65PN250柔性复合高压输送管。 新建虎74-77至梁1增注水管线2.68km，管道规格为DN80PN250柔性复合高压输送管。 新建虎68-77注水管线0.06km，管道规格为DN40PN250柔性复合高压输送管。 新建虎69-75注水管线0.17km，管道规格为DN40PN250柔性复合高压输送管。 新建虎69-75注水管线0.85km，管道	本项目竣工前验收完成

		规格为 DN40PN250 柔性复合高压输送管。	
2	大梁湾采油作业区集油流程优化后， 梁 7 增进液直接输至梁一转进行处 理，梁 7 增需停注，由梁一转采出水 注水系统注水。	新建梁一转至梁 7 增注水管线 5.05km，管道规格为 DN50 PN200 柔 性复合高压输送管。	

## 2.2 改建工程概况

### 2.2.1 基本情况

- (1) 项目名称：2025 年长实合作区块油维、改造工程
- (2) 建设单位：长庆实业集团有限公司
- (3) 建设地点：榆林市定边县樊学镇、延安市安塞区镰刀湾镇
- (4) 建设性质：改建
- (5) 主要建设内容：包括站场工程和管线工程，站场工程为梁一转、梁二转、梁 2 增、梁 7 增、镰 75 脱、镰 85 脱、镰 93 脱、筒 4 危废贮存库、大 16-2 危废贮存库、镰 35-1 危废贮存库、镰 80 危废贮存库等 11 座站场站内改造；管线工程包括注水管线 8 条，长度 16.27km，出油集油管线 4 条，长度 8.53km，管线总长 24.8km。
- (6) 建设投资：1846.94 万元。

### 2.2.2 地理位置与交通情况

本项目位于榆林市定边县樊学镇和延安市安塞区镰刀湾镇，油区内省道、地方沥青道路和油田专用道路组成路网，交通较为方便，地理位置图见图 2.2.2-1 和图 2.2.2-2。

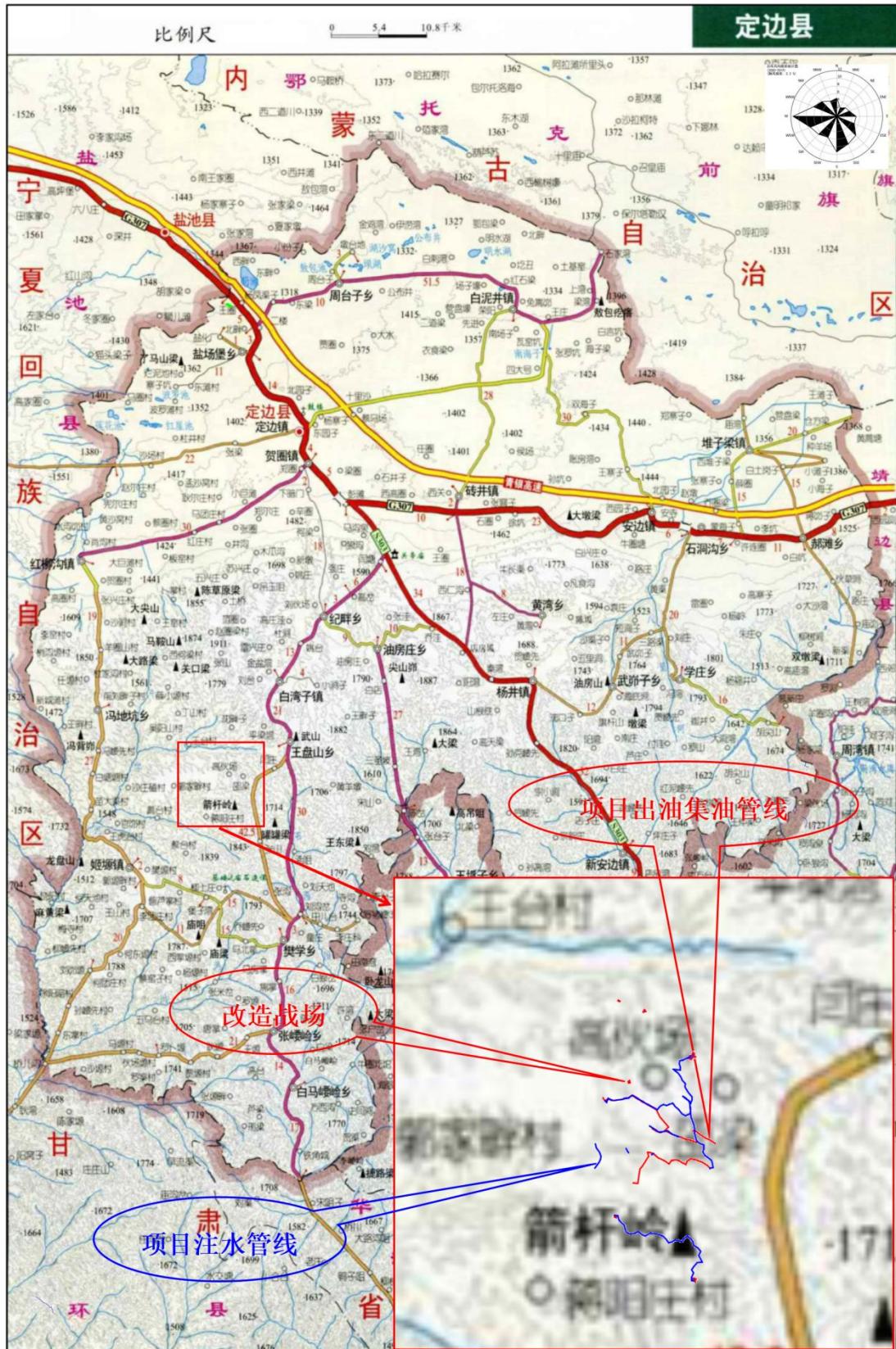


图 2.2.2-1 地理位置示意图（大梁湾采油作业区）

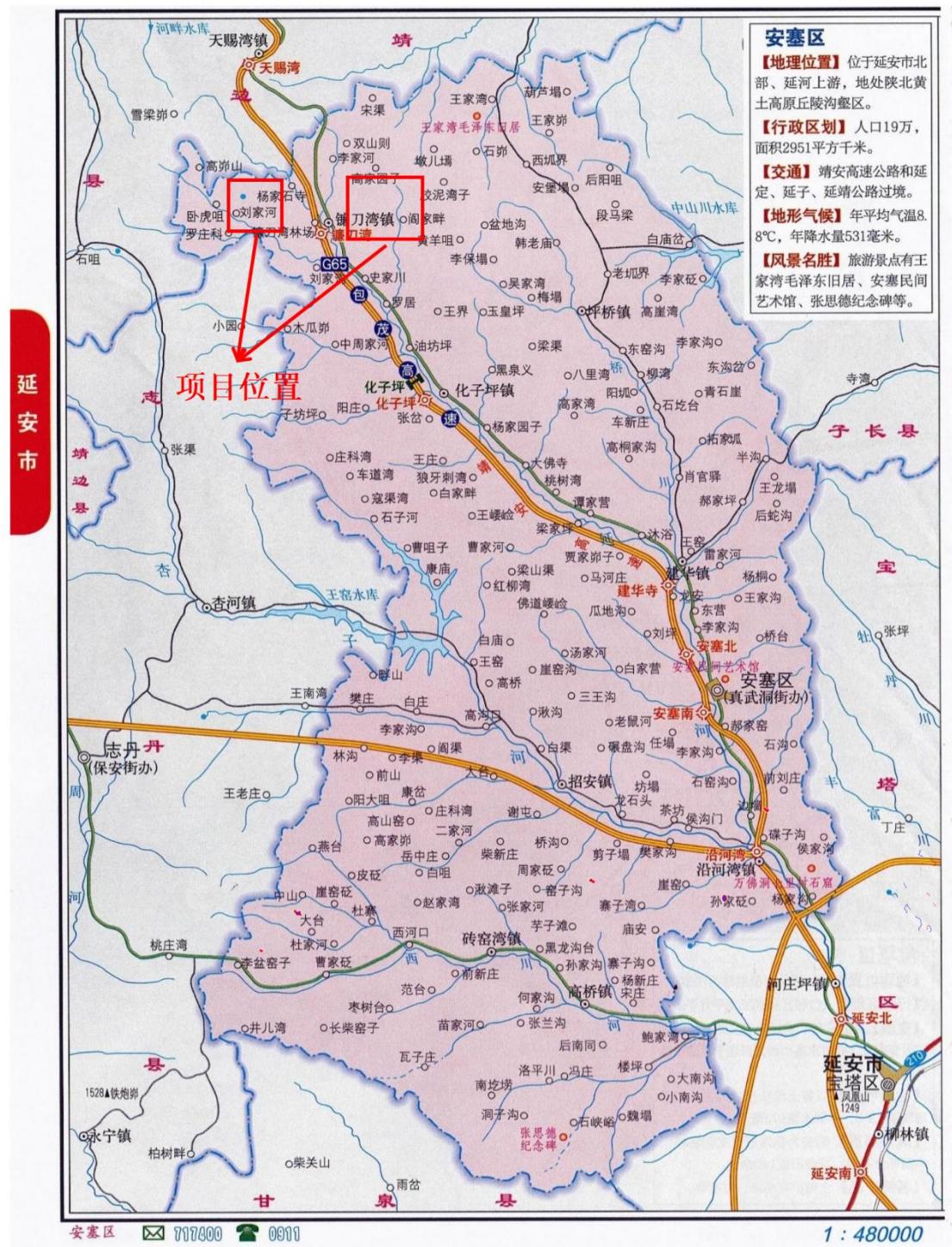


图 2.2.2-2 地理位置示意图（镰刀湾采油作业区）

### 2.2.3 项目组成及主要建设内容

项目组成表见表 2.2.3-1。

表 2.2.3-1 项目组成一览表

类别	项目组成	建设内容	备注
主	站 大梁湾采油作业	梁一转： 站内迁建燃气调压阀组，新建一处一井式总机关及收球筒，新建 2	

体 工 程	场 工 程	区集油流程优化	台 38m <sup>3</sup> 三相分离器。 梁 7 增： 拆除原 8m <sup>3</sup> 缓冲罐，新建 20m <sup>3</sup> 缓冲罐 1 套；新建一台结垢器。
		大梁湾采油作业区注水系统调整改造	梁二转： 更换 2 台注水泵(22m <sup>3</sup> /h)，更换分水器 1 座。
		大梁湾采油作业区油气集输场站及站外管线调整改造	梁 2 增： 拆除 20 方缓冲罐，配套一体化混输装置 1 套 (200m <sup>3</sup> /d)。
		镰 75 脱污水污油处理系统配套	镰 75 脱： 在镰 75 脱配套建设一车位卸油台 1 座，30m <sup>3</sup> 卸油箱 1 座，转油泵 1 台 (Q=60m <sup>3</sup> /h, P=0.6Mpa)。
		镰 85 水处理改造	镰 85 脱： 拆除原 60m <sup>3</sup> 一体化处理设备，新建 160m <sup>3</sup> 一体化设备 (处理工艺为“气浮除油+过滤”)。
		镰 93 水处理改造	镰 93 脱： 对①拆除废弃发电机房和刮渣箱 ②对镰 93 井站一体化设备进行维修扩容，扩容后采出水处理能力为 500m <sup>3</sup> /d，处理工艺为“气浮除油+过滤”。
		油泥暂存点暂存类别扩大	简 4、大 16-2、镰 35-1、镰 80 危废贮存库： 扩大危废暂存类别，加入 HW49 类
		大梁湾采油作业区油气集输场站及站外管线调整改造	全线更换梁 6 增至梁 1 增集油管线 3.50km，与梁 1 增至梁二转输油管道连头，管道规格为 RFS-DN50-PN40 柔性复合高压输送管。 全线更换
		大梁湾采油作业区集油流程优化	局部更换梁 3 增至梁 1 增集油管线 3.8km，插输至梁 1 增至梁二转集油管道上，管道规格为 L245N-Φ76*5.0mm 无缝钢管。 局部更换
			局部更换姬 62 扩出油管线 0.44km，插输至梁 3 增至插输点管道上，管道规格为 L245N-Φ60*5.0mm 无缝钢管。 局部更换
			将虎 72-82 出油管线改线插输至梁 1 增至梁二转集油管道上，改线后管线长 0.79km，管道规格为 L245N-Φ60*5.0mm 无缝钢管。 改线
			新建梁一转至梁 7 增注水管线 5.05km，管道规格为 DN50 PN200 柔性复合高压输送管。 新建
管 线 工 程	姬 62 注水管线局部更新		局部更换姬 62 注水管线 1.03km，管道规格为 L245N-Φ48*6.0mm 无缝钢管。 局部更换
	大梁湾采油作业区注水系统调整改造		新建梁二转至虎 74-77 注水管线 2.62km，管道规格为 DN80PN250 柔性复合高压输送管。 新建
			新建虎 74-77 至梁 3 增注水管线 3.81km，管道规格为 DN65PN250 柔性复合高压输送管。 新建
			新建虎 74-77 至梁 1 增注水管线 2.68km，管道规格为 DN80PN250 柔性复合高压输送管。 新建
			新建虎 68-77 注水管线 0.06km，管道规格为 DN40PN250 柔性复合高压输送管。 新建
			新建虎 69-75 注水管线 0.17km，管道规格为 DN40PN250 柔性复合高压输送管。 新建
			新建虎 69-75 注水管线 0.85km，管道规格为 DN40PN250 柔性复合高压输送管。 新建

辅助工程	穿跨越工程		穿越水泥路 24 处, 采用顶管穿越, 设置钢保护套管。 穿越土路、砂石路 12 处, 采用大开挖, 设置钢保护套管。	/
	线路附属设施		里程桩 29 个, 标志桩 72 个, 警示牌 24 个	/
	水工保护		草袋素土截水墙 56 道, 浆砌石截水墙 8 道, 草袋子护面 830m。	/
公用工程	供水		施工期: 管线试压用水及清管用水由管线附近站场水源井供水, 经罐车拉运到工地; 生活用水主要依托管线附近站场。 运行期: 不新增劳动定员, 不新增给排水。	
	供电		管线施工期临时接入油区供电系统, 用完恢复。运营期接入油区供电系统, 站场依托原有配电室。	
	供暖		管线工程不供热; 梁 2 增依托橇上自带电磁加热器, 保留现有加热炉作为备用热源; 梁一转、梁 7 增依托现有燃气加热炉, 不新增; 镰 75 脱、镰 85 脱依托原有电加热炉, 不新增。	
环保工程	废气	施工期	施工扬尘采取加强施工期环境管理、禁止大风天气作业、对开挖土方苫盖、运输车辆不得超载、不得超速行驶等措施; 施工机械和运输车辆尾气采取加强施工车辆运行管理与维护保养, 使用轻质柴油等措施; 选用发尘量少的焊条; 使用经过防腐处理的管道。	
		运行期	油气混输装置密闭输送, 加强管理, 减少无组织排放。	
	废水	施工期	施工废水产生地点较分散, 产生量较小, 主要污染物为 SS, 设置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水, 不外排。管道试压废水依托梁一转、梁二转采出水处理系统处理后用于油田回注, 不外排; 项目清管废水全部经过管道进入末端站点储油罐, 进入原油集输系统, 与含水原油一同进行脱水净化处理, 废水依托梁一转采出水处理系统处理后回注油层, 不外排; 生活污水依托附近站场收集后用于农田施肥, 不外排。	
		运行期	不新增生活污水。采出水处理达标后同层回注油层, 不外排。	
	噪声	施工期	施工期对机械噪声采取加强管理, 使用低噪声设备, 定期对其进行维护, 合理安排施工工序, 避免高噪声设备在同一作业面同时施工等措施。	
		运行期	站场新增设备选用低噪声设备, 设备基础减振。	
	固废	施工期	施工期产生弃土全部回填; 施工人员生活垃圾依托站场收集后及时运至生活垃圾收集点; 施工期施工废料回收利用; 旧管线无害化处理产生的废防渗布暂存至就近的危废贮存库, 最终交由资质单位处置。拆除管线暂存于作业区废料库, 最终由长庆实业集团有限公司财务资产部及生产保障部登记按照国有资产处置流程统一回收处置。	
		运行期	运行期产生的清管废渣、废滤料、含油污泥和采出水处理系统产生的浮油、浮渣、污泥暂存于附近危废贮存库, 交由资质单位处置。	
	生态保护		开挖土方临时堆放于管沟一侧。采取分层开挖、分层堆放、分层回填。回填后及时进行植被恢复。	
			项目施工过程涉及临时占地, 主要为草地、耕地和交通运输用地等, 施工完成后按照要求进行土地平整及植被恢复工作。	
	环境风险		内外防腐、水工保护, 穿越地段增加管道壁厚、加大管道埋深、增设管道标识牌、警示带保护, 双百检测、设置管道泄漏检测系统, 加强巡检等。	

## 2.2.4 站场工程

本项目站场改造工程共 11 处, 均在现有站场范围内建设, 不新增占地。

### 2.2.4.1 梁一转

#### (1) 站场现状

梁一转位于陕西省榆林市定边县樊学镇张山村，始建于2006年，主要负责接收上游梁二转净化油外输及周边井组来液的脱水处理、外输及采出水处理。原油处理规模2000m<sup>3</sup>/d，脱水系统设计规模900m<sup>3</sup>/d，目前站内有2台三相分离器（长2层系设计450m<sup>3</sup>/d，实际处理98.7m<sup>3</sup>/d；长4+5和长6层系设计450m<sup>3</sup>/d，实际处理33.9m<sup>3</sup>/d）。

表 2.2.4-1 梁一转集输处理主要设施

序号	名称	规格	单位	数量
1	总机关	/	座	2
2	气液分离器	Φ800	具	1
3	结垢器	/	具	1
4	1#加热炉	800kw	台	1
5	2#加热炉	630kw	台	1
6	3#加热炉	800kw	台	1
7	38m <sup>3</sup> 三相分离器（长2）	450m <sup>3</sup> /d	台	1
8	38m <sup>3</sup> 三相分离器（长4+长5）	450m <sup>3</sup> /d	台	1
9	缓冲罐	40m <sup>3</sup>	具	1
10	净化油罐	1000m <sup>3</sup>	具	2
11	燃气调压装置	/	处	1

#### (2) 存在问题

梁一转经集油流程优化（梁7增原油流向改变，直接输至梁一转，梁7增至梁一转集油管线已纳入2023年麻黄山项目组油维、改造工程环评中，本次不再评价），来液量将增加至300m<sup>3</sup>/d，需要处理长2、长4+5、侏罗系的来液，但站内目前无备用三相分离器。

#### (3) 改造方案

- ①站内迁建燃气调压阀组；
- ②新建一处一井式总机关及收球筒；
- ③新建2台38m<sup>3</sup>三相分离器及配套附属设施（用于处理侏罗系的来液，处理能力450m<sup>3</sup>/d，一用一备）。

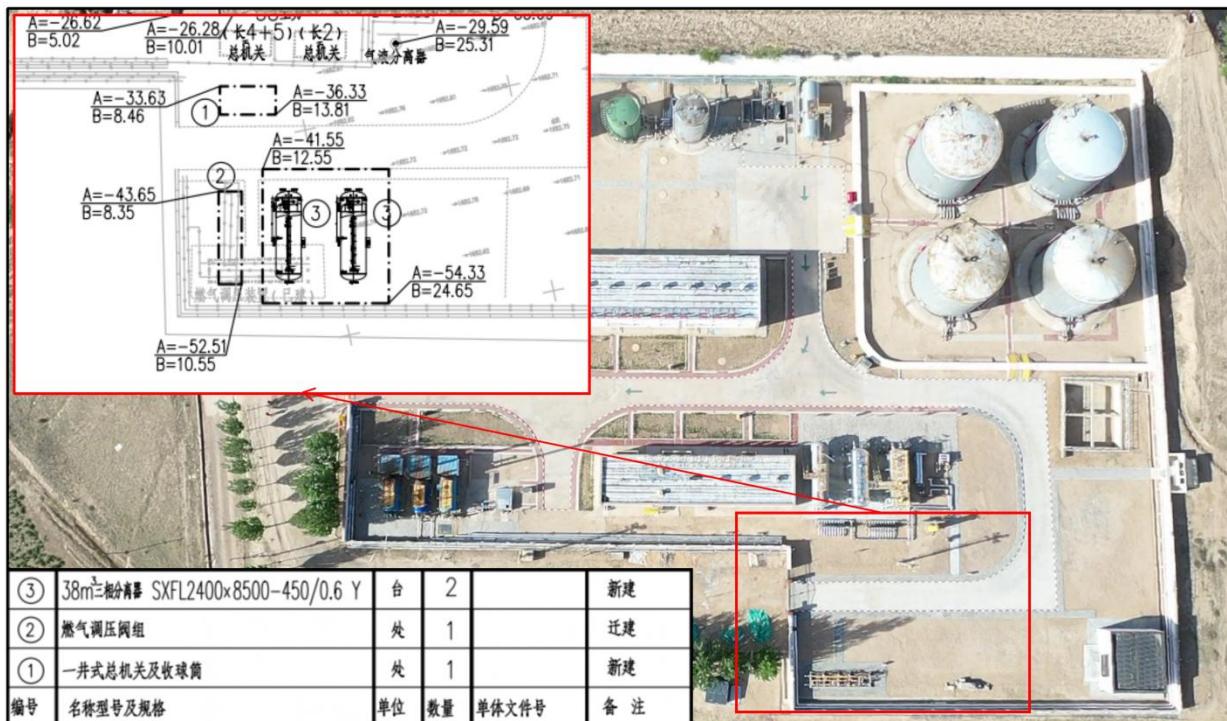


图 2.2.4-1 梁一转改造示意图

#### 2.2.4.2 梁二转

梁二转于 2009 年投运，位于陕西省榆林市定边县樊学镇邵梁村，主要负责所辖梁一增、梁二增、姬 79、姬 80 等站来液的收集、加温、脱水、外输等任务。该站处理后的净化油外输至梁一转。该站设计年处理原油能力 36 万吨，设计采出水处理规模为 700m<sup>3</sup>/d，设计采出水注水规模为 700m<sup>3</sup>/d，设计清水注水规模为 1000m<sup>3</sup>/d。

梁二转清水注水泵房内现有 4 台喂水泵，4 台注水泵，现需更换 2 台注水泵 (22m<sup>3</sup>/h)，更换分水器 1 座。



图 2.2.4-2 梁二转清水注水泵房现场照片

#### 2.2.4.3 梁 2 增

(1) 站场现状及存在问题

梁2增投运于2008年，站场功能为增压、计量、加热和原油外输，设计处理能力为320m<sup>3</sup>/d，目前负荷率较低，缓冲罐也达到使用年限，急需进行改造。



图 2.2.4-3 梁2增平面布置图

#### (2) 改造方案

拆除20m<sup>3</sup>缓冲罐，配套一体化混输装置1套（200m<sup>3</sup>/d）。

表 2.2.4-2 主要工程量一览表

序号	设施名称	规格型号	单位	数量	备注
1	一体化混输装置	200m <sup>3</sup> /d, 搭上自带电磁加热器	座	1	新建，保留现有加热炉作为备用热源，原有输送装置停用
2	缓冲罐	20m <sup>3</sup>	具	1	拆除

#### 2.2.4.4 梁7增

##### (1) 站场现状

梁7增投运于2012年，目前管辖井组3个，设计处理能力为130m<sup>3</sup>/d，目前梁2增进液77m<sup>3</sup>/d，处理层位主要为三叠系和侏罗系。

因前期合作开发，新老区油井交叉部署、原油处理系统各自独立运行，滚动开发建站考虑新老区原油交接，整体形成比较低效的集输系统模式。油区正在建设梁7增至梁一转集油管道（梁7增至梁一转集油管线已纳入2023年麻黄山项目组油维、改造工程环评中，本次不再评价），将梁7增进液直接输至梁一转进行处理，用于解决油区地面集输流程复杂，系统运行效率低的问题。

表 2.2.4-3 梁7增主要设施

序号	名称	规格	单位	数量
1	240kw 加热炉	240kw	台	2

2	三相分离器	40m <sup>3</sup>	台	1
3	缓冲罐	8m <sup>3</sup>	具	1
4	事故罐	40m <sup>3</sup>	具	1
5	输油泵	6m <sup>3</sup> /h, 1.2MPa	台	2
6	原水罐	200m <sup>3</sup>	具	1

### (2) 存在问题

①梁 7 增区域产建部署增加, 经校核, 来液量在未来三年将增加至 150m<sup>3</sup>/d, 现有的 8m<sup>3</sup> 缓冲罐无法满足需求;

②梁 7 增 9 井式总机关建于 2014 年, 为老式地埋立式总机关, 来液为延 9、长 4+5、长 6 多层混进, 导致总机关下汇管结垢严重。

### (3) 改造方案

①新增 1 台结垢器;

②将原 8m<sup>3</sup> 缓冲罐更换为 20m<sup>3</sup> 缓冲罐。



图 2.2.4-4 梁 7 增改造示意图

### 2.2.4.5 镰 75 脱

#### (1) 站场现状

镰 75 脱于 1999 年 6 月建成投用, 处理层位为长 2, 来液包括镰 75、镰 76、镰 69、镰 70、镰 2-1、镰 2、镰 60 拉、镰 66 拉、镰 58 拉, 配套采出水处理系统设计处理规模为 200m<sup>3</sup>/d。

根据生产安排镰 75 脱接收镰 63 卸油台的底部的混合液及其他井口捞油的混合液, 需增加卸油台、卸油箱、转油泵装置, 将来油输送至镰 75 储油罐。

#### (2) 改造方案

新建一车位卸油台1座（19m\*4.5m），30m<sup>3</sup>密闭卸油箱1座，转油泵1台（Q=6m<sup>3</sup>/h，P=0.6Mpa）。

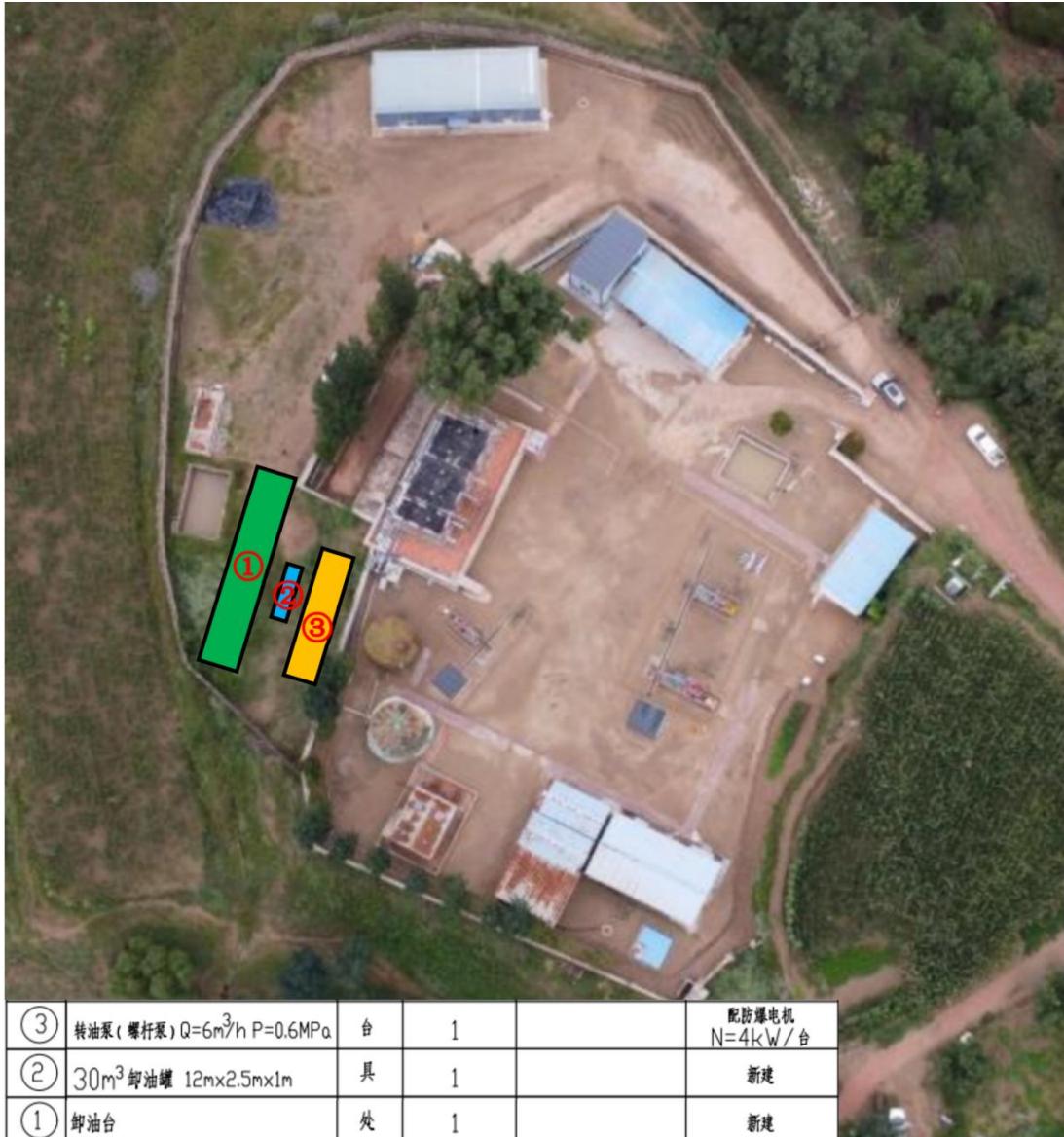


图 2.2.4-5 镰 75 脱站场改造示意图

#### 2.2.4.6 镰 85 脱

##### (1) 站场现状及存在问题

镰 85 脱于 2006 年 8 月建成投用，处理层位为长 2，来液包括镰 85、镰 84、镰 101、镰 102、镰 78。配套采出水处理系统安装有 60m<sup>3</sup>/d 油田采出水一体化处理设备（处理工艺为“气浮除油+过滤”）。

随着镰 85 井站采出水量日益增大，预计将达到采出水量为 120m<sup>3</sup>/d，采出水处理系统能力不足。

##### (2) 改造方案

拆除原  $60\text{m}^3$  一体化处理设备，新建  $160\text{m}^3$  一体化设备（处理工艺为“气浮除油+过滤”），与原镰 85 站内管路连接，以满足镰 85 水处理要求。

新建采出水处理系统设备将一级提升泵、高效涡旋密闭气浮装置、一体化反应分离浮选处理装置、二级提升泵、加药设备集中于一撬（气浮除油撬），将核桃壳过滤器、多介质过滤器、改性纤维球过滤器、反冲洗泵等集中于一撬（精细过滤撬）。



图 2.2.4-6 镰 85 脱站场改造示意图

#### 2.2.4.7 镰 93 脱

##### (1) 站场现状及存在问题

镰 93 脱于 1998 年 9 月建成投用，处理层位长 2，来液包括镰 93、镰 38、镰 33、镰 37、镰 45、镰 35、镰 5、镰 5-1、镰 4-1、镰 41、镰 42、镰 43。配套采出水处理系统安装有  $200\text{m}^3/\text{d}$  油田采出水一体化处理设备（处理工艺为“气浮除油+过滤”）。

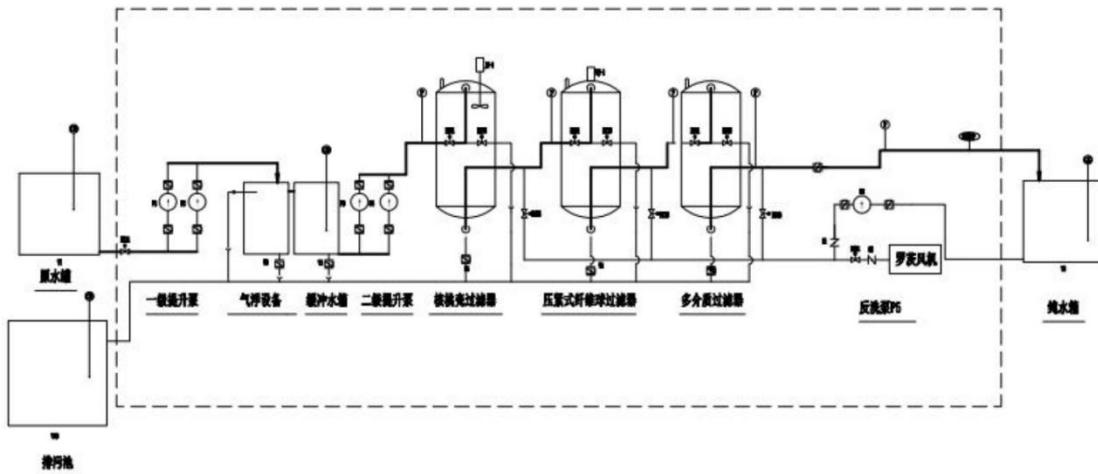


图 2.2.4-7 镰 93 脱采出水处理系统工艺流程图 (改造前)

随着镰93井站采出水量日益增大，预计采出水量将达到400m<sup>3</sup>/d，原站内采出水处理量为200m<sup>3</sup>/d，无法满足生产需要。

## (2) 改造方案

- ①拆除废弃发电机房和刮渣箱
- ②对镰93井站一体化设备进行维修扩容，扩容后采出水处理能力为500m<sup>3</sup>/d，处理工艺为“气浮除油+过滤”，可满足镰95水处理要求。

表 2.2.4-4 主要工程量一览表

序号	设施名称	单位	数量	备注
1	发电机房	间	1	拆除
2	刮渣机	台	1	拆除
3	提升泵	台	5	利旧4台，新增1台
4	旋流气浮设备	具	1	利旧
5	缓冲水罐	台	1	利旧
6	核桃壳过滤器	台	2	拆除现有1台，新装2台
7	纤维球过滤器	台	2	拆除现有1台，新装2台
8	多介质过滤器	台	1	更换
9	反洗泵	台	1	利旧
10	罗茨风机	间	1	利旧



图 2.2.4-8 镰 93 脱站场改造示意图

#### 2.2.4.8 简 4 危废贮存库、大 16-2 危废贮存库、镰 35-1 危废贮存库、镰 80 危废贮存库

##### (1) 站场现状

长庆实业集团有限公司在大梁湾采油作业区已建成简4和大16-2共2个危废贮存库，在镰刀湾采油作业区已建成镰35-1和镰80共2个危废贮存库，主要用于储存长庆实业集团有限公司原油开采和油田集输过程产生的含油污泥，均已取得环评和验收批复，具体见下表。

表 2.2.10-11 污油泥贮存库概况

所在作业区	所在井场	地理位置和坐标	项目名称	环评手续	验收手续	设计规模	存储危废类型
大梁湾采油作业区	大 16-2	高伙场村 g107°31'18.6029" ,37°15'26.8598"	《大 16-2 井场危废暂存点建设项目环境影响报告表》	定环批复 [2018]111号	定环验 [2020]11号	300m <sup>3</sup>	HW08 废矿物油与含矿物油废物 (071-001-08、071-002-08、900-210-08、900-217-08、900-249-08等)
	简 4	高伙场村 g107°31'30.9628" ,37°14'09.1208"	《简 4 井场危废暂存点建设项目环境影响报告表》	定环批复 [2018]78号	定环验 [2019]47号	240m <sup>3</sup>	
镰刀湾采油作业区	镰 35-1	黄家塬村 g108°55'57.1970" ,37°12'27.7523"	《长庆实业集团有限公司镰刀湾作业区东西山污油泥存放点环境影响报告表》	2019.1.21,塞环函 [2019]12	2019.11.18,延安市生态环境局安塞分局同意	158m <sup>3</sup>	900-210-08、900-217-08、900-249-08等)
	镰 80	高山阳洼村 g109°02'08.2100" ,37°13'49.9121"				158m <sup>3</sup>	

##### (2) 存在问题及解决方案

长庆实业集团有限公司大梁湾采油作业区和镰刀湾采油作业区生产运行过程中，井场站场、采出水处理系统、实验室、VOCs 治理系统等单元还会产生

HW49 其他废物（900-039-49（废活性炭）、900-041-49（废滤料、废油泥包装袋）、900-047-49（实验废液）等），简 4、大 16-2、镰 35-1、镰 80 站场各危废贮存库需将 HW49 其他废物纳入存储危废类型。

根据调查，简 4、大 16-2、镰 35-1、镰 80 站场各危废贮存库环保手续完备，危废贮存库地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、隔墙和墙体采用抗渗混凝土建造，表面无裂缝，已进行基础防渗，防渗层为 1m 厚黏土层（渗透系数不大于  $10^{-7}$  cm/s）。贮存区进行了分区设计，不同贮存分区之间采取了墙体隔离措施，设有收集沟槽、收集池及 10cm 高围堰，同时各区域铺设有防渗布，符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求。

根据调查，长庆实业集团有限公司大梁湾采油作业区现有工程生产运行过程中，HW08 废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、251-003-08、900-210-08、900-217-08、900-249-08 等）产生量约 600t/a，油泥密度为 1.5t/m<sup>3</sup>，即实际存储量不超过 100m<sup>3</sup>，存储周期不超过 3 个月。现有简 4 危废贮存库设计存储量为 240m<sup>3</sup>，大 16-2 危废贮存库设计存储量为 300m<sup>3</sup>，仍有很大贮存空间。现有工程生产运行过程中，HW49 其他废物的产生量为 15t/a（远期约 20t/a），存储周期不超过 3 个月，现有简 4、大 16-2 危废贮存库可满足储存需求。

根据调查，长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区现有工程生产运行过程中，HW08 废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、251-003-08、900-210-08、900-217-08、900-249-08 等）产生量约 480t/a，油泥密度为 1.5t/m<sup>3</sup>，即实际存储量不超过 80m<sup>3</sup>，存储周期不超过 3 个月。现有镰 35-1 危废贮存库设计存储量为 158m<sup>3</sup>，镰 80 危废贮存库设计存储量为 158m<sup>3</sup>，仍有很大贮存空间。现有工程生产运行过程中，HW49 其他废物的产生量为 12t/a（远期约 16t/a），存储周期不超过 3 个月，现有镰 35-1、镰 80 危废贮存库可满足储存需求。

因此，各危废贮存库无需进行改造，本次环评分析各危废贮存库新增 HW49 其他废物对周边环境的影响。

## 2.2.5 管线工程

### 2.2.5.1 管线布局情况

项目管线输送情况见表 2.2.5-1，项目管线布局图见图 2.2.5-1。

表 2.2.5-1 管线输送情况一览表

序号	工程名称	管线名称	管线路由	管线长度/km		功能	输送介质	管线规格		设计压力/Mpa		备注
				治理前	治理后			治理前	治理后	治理前	治理后	
1	大梁湾采油作业区 油气集输场站及站 外管线调整改造	梁 6 增至梁 1 增集油管线	见 2025 (5430) 号“一张 图”控制线检测报告，地 块 1 界址点 J15 至 J65	3.50	3.50	集油 管线	含水 油	L245N-φ89 ×4.5mm 无 缝钢管	FS-DN50-PN40 柔性复合高压 输送管	6.3	6.3	全线 更换
2	大梁湾采油作业区 集油流程优化	梁 3 增至插输 点集油管线	见 2025 (5396) 号“一张 图”控制线检测报告，地 块 1 界址点 J117 至 J43	3.80(全 线 5.01)	3.80	集油 管线	含水 油	L245N-φ76 ×4.5mm 无 缝钢管	L245N-Φ76*5. 0mm 无缝钢管	6.3	6.3	局部 更换
3		姬 62 扩出油 管线	见 2025 (5396) 号“一张 图”控制线检测报告，地 块 1 界址点 J79 至 J74	0.79(全 线 2.71)	0.79	出油 管线	含水 油	L245N-φ60 ×3.5mm 无 缝钢管	L245N-Φ60*5. 0mm 无缝钢管	4.0	4.0	局部 更换
4		虎 72-82 出油 管线	见 2025 (5396) 号“一张 图”控制线检测报告，地 块 1 界址点 J409 至 J60	0.44(全 线 1.48)	0.44	出油 管线	含水 油	L245N-φ60 ×3.5mm 无 缝钢管	L245N-Φ60*5. 0mm 无缝钢管	4.0	4.0	改线
小计				4 条出油集油管线 8.53km								
1	大梁湾采油作业区 集油流程优化	梁一转至梁 7 增注水管线	见 2025 (5398) 号“一张 图”控制线检测报告，地 块 1 界址点 J1 至 J105	/	5.05	注水 管线	采出 水	/	DN50 PN200 柔性复合高压 输送管	/	20	新建
2	姬 62 注水管线局 部更新	姬 62 注水管 线	见 2025 (5396) 号“一张 图”控制线检测报告，地 块 1 界址点 J60 至 J79	1.03(全 线 2.82)	1.03		清水	L245N-Φ48 *6.0mm 无缝钢管	L245N-Φ48*6. 0mm 无缝钢管	25	25	局部 更换
3	大梁湾采油作业区 注水系统调整改造	梁二转至虎 74-77 注水管 线	见 2025 (5396) 号“一张 图”控制线检测报告，地 块 1 界址点 J157 至 J265	/	2.62		清水	/	DN80 PN250 柔性复合高压 输送管	/	25	新建
4		虎 74-77 至梁	见 2025 (5396) 号“一张	/	3.81		清水	/	DN65 PN250 柔性复合高压	/	25	新建

		3 增注水管线	图”控制线检测报告, 地块 1 界址点 J157 至 J117					输送管			
5		虎 74-77 至梁 1 增注水管线	见 2025 (5396) 号“一张图”控制线检测报告, 地块 1 界址点 J157 至 J394	/	2.68		清水	/	DN65 PN250 柔性复合高压输送管	/	25 新建
6		虎 68-77 注水管线	见 2025 (5430) 号“一张图”控制线检测报告, 地块 1 界址点 J25 至 J32	/	0.06		清水	/	Φ48×7.0mm L245N 无缝钢管	/	25 新建
7		虎 69-75 注水管线	见 2025 (5430) 号“一张图”控制线检测报告, 地块 3 界址点 J8 至 J15	/	0.17		清水	/	DN40 PN250 柔性复合高压输送管	/	25 新建
8		姬 75 扩注水管线	见 2025 (5430) 号“一张图”控制线检测报告, 地块 2 界址点 J1 至 J22	/	0.85		清水	/	DN40 PN250 柔性复合高压输送管	/	25 新建
小计		8 条注水管线 16.27km									
合计		24.8km									

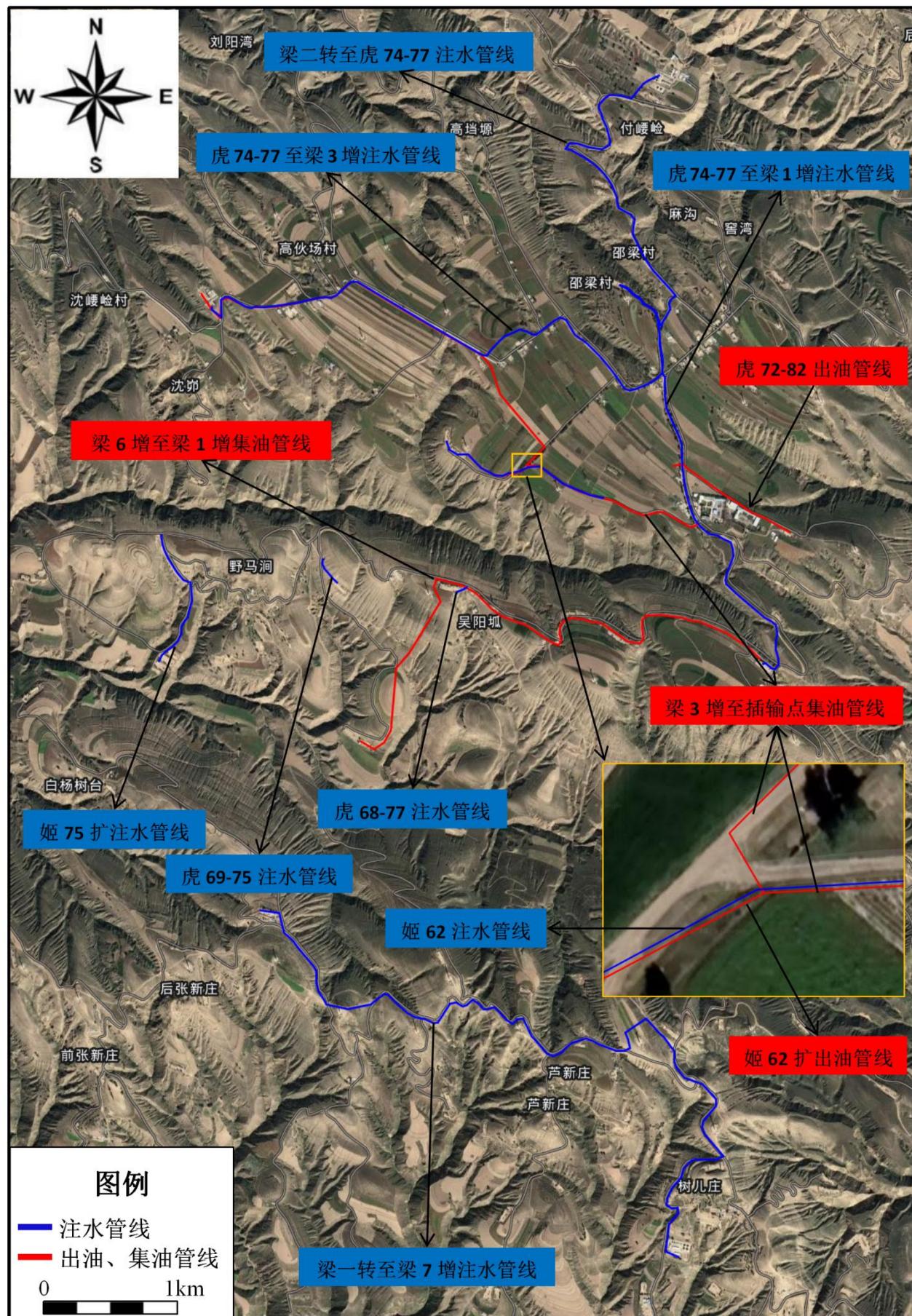


图 2.2.5-1 项目管线布局图

### 2.2.5.2 管线线路走向

项目管线均采用地理方式，沿山峁及油区道路敷设。更换管线基本沿原路由一侧平行敷设，新建管线沿山峁、油区道路和油区现有管线平行敷设，其中虎72-82出油管线改线插输至梁1增至梁2转集油管道上，优化了集油流程，详见图2.2.5-2~图2.2.5-5。

### 2.2.5.3 管道敷设方式

#### (1) 管道敷设原则与方式

管线全线采用埋地敷设方式，该方式施工简单，技术成熟，对环境影响小，运行比较安全，维护和管理方便，施工作业带设计宽度为6m，管线埋设深度为管顶覆土不小于1.2m。

#### (2) 一般地段管道敷设

管沟断面形式采用倒梯形，沟底宽度根据管径、土质、施工方法等确定，采用沟上焊接，沟底一般为“管外径+0.5m”，边坡根据土质、挖深等确定，边坡比取1:0.5。管沟开挖、回填遵从“分层开挖、分层堆放、分层回填”原则，将表层土和下层土分别堆放，管沟回填土高出地回填土需填至超过自然地面约0.3m，在农田地区开挖管沟时，应将表层耕作土和底层生土分层堆放，回填时先填生土后回填表层耕作土。

#### (3) 特殊地段管道敷设

管道通过斜坡、陡坎等地段时，由于回填后的管沟已属于扰动土，极易被冲刷，因此，在这些地段管道敷设完毕后，需增设水工保护措施。防止管沟回填处的水土流失及岸坡坍塌，避免因此而产生的管道裸露及破坏。水工保护工程是针对管道附近地表或地基的防护工程，防止由于洪水、重力作用、风蚀及人为改变地貌的活动给管道造成破坏。

管道穿越沥青路、土路时加钢保护套管，防止管道直接受载荷和外界的直接破坏，保护管道的安全运行。

#### (4) 管道转向

尽可能采用弹性敷设、现场冷弯、热煨弯管三种型式来满足管道变向安装要求。在满足最小埋深要求的前提下，管道纵向曲线尽可能少设弯头、弯管。当管道水平转角或竖向转角较小时，应优先采用弹性敷设，弹性敷设曲率半径

$R \geq 1000D$ ; 弹性敷设无法满足时采用热煨弯管, 热煨弯管曲率半径  $R=6D$ , 两热煨弯头间需保持不小于 0.5m 的直管段。

### 2.2.5.5 管道穿跨越

本项目管线涉及穿跨越工程主要包括穿越当地水泥路及砂石土路, 不涉及高速、国道等高等级公路和冲沟的穿跨越, 其中以顶管形式穿越水泥路 24 次, 以大开挖形式穿越乡村土路、砂石路 12 次, 详见表 2.2.5-2 及图 2.2.5-6~2.2.5-16。

表 2.2.5-2 本项目主要穿跨越工程统计表

序号	管线名称	穿(跨)越对象	穿(跨)越方式	穿跨越坐标 (°)	数量(m/次)
1	梁二转至虎 74-77 注水管线	土路、砂石路	大开挖加钢套管	T1, g107.54179716,37.24125760;	4/1
		水泥路	顶管+套管	S1, g107.54235506,37.24168039; S2, g107.54404485,37.23543657; S3, g107.54664391,37.23153072; S4, g107.54567832,37.22988845;	20/4
2	虎 74-77 至梁 3 增注水管线	土路、砂石路	大开挖加钢套管	T2, g107.53937244,37.23046934; T3, g107.53812253,37.22979876;	8/2
		水泥路	顶管+套管	S5, g107.53447271,37.22851952;	5/1
3	虎 74-77 至梁 3 增注水管线、梁 3 增至插输点集油管线	土路、砂石路	大开挖加钢套管	T4, g107.52346158,37.23136842;	4/1
		水泥路	顶管+套管	S6, g107.52466455,37.23146826; S7, g107.51957372,37.23090927; S8, g107.51763716,37.23042235;	15/3
4	梁 3 增至插输点集油管线、姬 62 扩出油管线、姬 62 注水管线	土路、砂石路	大开挖加钢套管	T5, g107.53972650,37.22187948;	4/1
		水泥路	顶管+套管	S9, g107.53715694,37.22281924;	5/1
5	梁 3 增至插输点集油管线	土路、砂石路	大开挖加钢套管	T6, g107.53608406,37.22594387;	4/1
		水泥路	顶管+套管	S10, g107.54796562,37.21984263;	5/1
6	虎 72-82 出油管线	水泥路	顶管+套管	S11, g107.55091173,37.22091134; S12, g107.54710326,37.22297539;	10/2
7	虎 74-77 至梁 1 增注水管线	水泥路	顶管+套管	S13, g107.54600286,37.22740256; S14, g107.54711931,37.22293048; S15, g107.54755514,37.22100507; S16, g107.54952911,37.21929522; S17, g107.55306788,37.21258951;	30/5
8	梁 6 增至梁 1 增集油管线	土路、砂石路	大开挖加钢套管	T7, g107.54732385,37.21508079; T8, g107.53877163,37.21383120;	8/2

		水泥路	顶管+套管	S18, g107.53388183,37.21637894; S19, g107.53139287,37.21710786;	10/2
9	虎 68-77 注水管线	水泥路	顶管+套管	S20, g107.53327042,37.21664649;	5/1
9	姬 75 扩注水管线	土路、砂石路	大开挖加钢套管	T9, g107.51410067,37.21850477; T10, g107.51571268,37.21688144;	8/2
10	梁一转至梁 7 增注水管线	土路、砂石路	大开挖加钢套管	T11, g107.52737760,37.19543101; T12, g107.53055334,37.19466396;	8/2
		水泥路	顶管+套管	S21, g107.52454519,37.19537331; S22, g107.54927784,37.19025814; S23, g107.54805744,37.19147607; S24, g107.53859997,37.19289056;	20/4

### 2.2.5.6 管道防腐、保温

#### ①管道外防腐层的选用

合理选择管道防腐层，其评价标准应包括：原材料、涂敷工艺、管道施工及运行的外界条件、管道工作寿命、费用等因素进行综合技术经济对比。但首先必须保证所选的涂层应具有预期的功能，即必须保证在管道所要求的寿命期内不能因为腐蚀而中断管道的正常运行；同时必须服从管道施工、运行的要求，在满足防腐要求的前提下尽可能降低工程成本。本项目输油管线全部在生产厂内进行防腐保温，施工过程中接缝采用保温条密封，基本不会产生废弃防腐保温材料，采出水管线不进行防腐。

#### ②补口、补伤

综合各补口方式的经济性、可靠性，粘弹体价格高于辐射交联聚乙烯热收缩带，辐射交联三层结构热收缩带是国内成熟的、广泛采用的对三层 PE 防腐管的补口方式，热收缩带（带配套底漆，底漆厚度 $\geq 200\mu\text{m}$ ）同样形成三层结构，增加了补口的可靠性，它与 PE 层、钢的粘结性能、搭接剪切强度、耐阴极剥离及抗冲击性能等重要指标均可以满足本工程的要求，因此管道焊缝的补口推荐采用辐射交联聚乙烯热收缩带进行防腐处理。热收缩带经过加热后，基层收缩、胶层熔化，紧密的收缩包覆在补口处，与原管道防腐层形成一个牢固、连续的防腐体。

穿越管段的焊口处，再增加一层光固化套，保证补口的强度。

#### ③弯管防腐

冷弯弯管直接采用防腐好的直管弯制而成。

热煨弯管采用双层熔结环氧粉末(总厚度 $\geq 800\mu\text{m}$ )+增强纤维聚丙烯胶带(带厚 1.1mm, 搭接宽度为带宽的 50%-55%)。

#### 2.2.5.7 管道试压及探伤

管道完成对接后, 要对管线进行试压检测, 本项目管线均采用清水试压; 管道焊接检验采取射线和超声波相结合检验方式进行探伤, 检验管道焊接接头焊缝内部质量是否合格, 探伤检验由第三方公司进行, 所产生的污染物由第三方公司负责回收, 不在本次评价范围内。试验方法及合格标准见下表。

表 2.2.5-3 管道试压试验方法及合格标准

检验项目	强度	严密性
试验压力 (MPa)	1.5 倍设计压力	1 倍设计压力
升压步骤	升压阶段间隔 30min 升压速度不大于 0.1MPa/min	/
稳压时间 (h)	4	24
合格标准	管道目测无变形、无渗漏压降小于或者等于试验压力的 1%	压降小于或者等于试验压力的 1%

#### 2.2.5.8 线路附属设施

##### (1) 管线三桩

管线沿线应设置三桩, 如里程桩、标志桩、警示牌, 便于管道维护和管理。根据《油气管道线路标识设置技术规范》(SY/T6064-2017) 的规定, 地面标识的主色调为黄色, 黄土地区宜采用白色, 字体颜色为红色, 各种地面标志设置要求如下:

里程桩: 里程桩应每 1km 设置一个。因地面限制无法设置的, 可隔桩设置, 编号顺延, 本项目共设置 29 个。

标志桩: 管道穿越道路两侧均设置穿越标志桩, 穿越标志桩上标明管线名称、穿越类型、公路名称, 线路里程, 穿越长度, 有套管的应注明套管的长度、规格和材质, 本项目共设置 72 个穿越标志桩。

警示牌: 宜设置在管道穿越河流、山谷、隧道、临近水库及泄洪区、铁路、公路、水渠、人口和建(构)筑物密集区、自然与地质灾害频发区、地震断裂带、矿山采空区、第三方施工活动频繁区等地段。管道穿越一级公路、二级公路时, 应在其两侧设置警示牌; 管道穿越三级、四级公路时, 应在其一侧设置警示牌。本项目共设置 24 个。

表 2.2.5-4 本项目线路标识设置一览表

类别 管线	里程桩	标志桩（穿越桩）	警示牌
梁 6 增至梁 1 增集油管线	4个	8个	2个
梁 3 增至插输点集油管线	4个	16个	5个
姬 62 扩出油管线	1个	0个（和梁3增至插输点集油管线共用2个）	0个（和梁3增至插输点集油管线共用1个）
虎 72-82 出油管线	1个	4个	2个
梁一转至梁 7 增注水管线	5个	12个	4个
姬 62 注水管线	1个	0个（和梁3增至插输点集油管线共用4个）	0个（和梁3增至插输点集油管线共用1个）
梁二转至虎 74-77 注水管线	3个	10个	4个
虎 74-77 至梁 3 增注水管线	4个	6个（和梁3增至插输点集油管线共用8个）	1个（和梁3增至插输点集油管线共用3个）
虎 74-77 至梁 1 增注水管线	3个	10个	5个
虎 68-77 注水管线	1个	2个	1个
虎 69-75 注水管线	1个	0个	0个
姬 75 扩注水管线	1个	4个	0个
合计	29个	72个	24个

### 2.2.5.9 水工保护

工程管道敷设地以黄土斜坡、黄土塬等地形为主，主要危害管线安全的情况为湿陷性黄土被水冲刷对管沟造成的破坏，采取针对性措施对管道进行防护，如下：

#### (1) 挡土墙类、堡坎类、护岸、护坡类

一般适用于陡坎、陡坡、河流岸坡处，根据不同的工程地质类型和有无水环境采用不同的形式，根据实际地形挡土墙类、堡坎类、护岸、坡类也可以组合使用。

#### (2) 截水墙类

一般用于沿坡敷设段的管沟回填土保持，主要分为草袋素土截水墙、浆砌石截水墙。土质地段采用草袋素土截水墙，碎石土、卵砾石地段采用浆砌石截水墙。

本项目主要设置草袋素土截水墙、浆砌石截水墙、草袋子护面，管线水土保持工程量一览表见下表。

表 2.2.5-5 本项目管线水土保持工程量一览表

截水墙类	草袋素土截水墙	浆砌石截水墙	草袋子护面
数量	56 道	8 道	830m

#### (3) 陡坡的治理

①对坡长大于 10m、坡度在 15°以下时，采用原状土直接回填夯实。

②对坡长大于10m、坡度大于15°且小于25°，每12m设置一道截水墙，截水墙为草袋子装素土，管沟沟口为原土回填。

③对坡长大于10m、坡度大于25°且小于35°，每10m设置一道截水墙，截水墙为石砌截水墙，管沟沟口采用草袋子装原土护面，护面沟口下部埋深300mm，上部高出地面50mm。对坡长小于10m、坡度大于25°且小于35°，不设截水墙，管沟上部采用草袋子装原土护面。

④对坡长大于10m、坡度大于35°且小于45°，每10m设置1道截水墙，截水墙为钢筋混凝土截水墙，管沟沟口采用草袋子装原土护面，护面沟口下部埋深300mm，上部高出地面500mm。对坡长小于10m、坡度大于35°且小于45°，不设截水墙，管沟上部采用草袋子装原土护面。

⑤对坡长不大于30m且坡度在45°-60°之间，每10m设置1道截水墙，截水墙为钢筋混凝土截水墙，管沟沟口采用草袋子装原土护面，护面沟口下部埋深300mm，上部高出地面500mm。

⑥有冲沟等不良地质段，采用草袋护面。

## 2.2.6 旧管线和设备无害化处置

### 2.2.6.1 旧管线无害化处置

项目旧管线运行时间较长，且埋深大于1.2m，拆除时易损伤同管沟的其余管线，因此旧管线不进行开挖。为保证安全，新管线连接完成前，旧输油管道进行通球清管、热洗、氮气吹扫、测试后，旧注水管线采用氮气吹扫管线后，除因水土流失裸露的地上管段拆除外，其余地下管段采用盲板分段封堵弃置。旧注水管线中水全部吹扫至上游站场水罐，不外排。

旧输油管线清理产生的残留物主要为含热水的原油，回收的残留物进入管线下游站场原油集输系统，详见下表。

表 2.2.6-1 项目旧管线残留物去向一览表

序号	管线名称	输送介质	旧管线规格	旧管线长度	残留物去向	依托处理站场
1	梁6增至梁1增集油管线	含水油	L245N-φ76×4.5mm	3.50km	梁1增	梁二转
2	梁3增至梁1增集油管线	含水油	L245N-φ76×4.5mm	5.01km	梁1增	梁二转
3	姬62扩至梁1增出油管线	含水油	L245N-φ60×3.5mm	2.71km	梁1增	梁二转
4	虎72-82至梁1增出油管线	含水油	L245N-φ60×3.5mm	1.48km	梁1增	梁二转
5	梁1增至梁二转集油管道	含水油	L245N-φ89×4.5mm	5.5km	梁1增	梁二转

### 2.2.6.2 主要原辅材料

#### 1、热水

本项目现有管道就地弃置，管道扫线后对管线热洗（60℃~80℃）2次，项目采用油田移动式电锅炉车提供热水。根据本项目管线的规格和长度，项目各管线清管废水产生量统计见下表，清管废水全部经管道进入下游站场储罐，进入原油集输系统，与含水原油一同进行脱水净化处理，废水依托采出水处理站处理后回注油层，不外排。

表2.2.6-2 本项目现有管线清管废水统计表

热洗管线	长度(km)	管线规格(mm)	清管废水量(m <sup>3</sup> )	备注
梁6增至梁1增集油管线	3.50km	L245N-φ76×4.5mm	12.33	
梁3增至梁1增集油管线	5.01km	L245N-φ76×4.5mm	17.65	
姬62扩至梁1增出油管线	2.71km	L245N-φ60×3.5mm	6.79	合计68.11m <sup>3</sup> 进入梁二转
虎72-82至梁1增出油管线	1.48km	L245N-φ60×3.5mm	3.71	
梁1增至梁二转集油管道	5.5km	L245N-φ89×4.5mm	27.63	

#### 2、吹扫用氮气

弃置管线在经过通球清扫和热水清洗后，采取氮气吹扫进一步清理管线。项目采用油田移动式氮气车提供氮气，在管线两端站场进行吹扫。移动式氮气车为现场制氮方式，采用膜分离制氮，利用不同气体通过膜速度不同的特性对空气分离制氮。

### 2.2.6.3 拆除管线及设备

根据本项目共拆除地上裸露的旧管段300m，同时拆除改造站场的部分设备，拆除设备进行无害化处理（采用压风车进行吹扫，再使用法兰进行盲堵出入口）。拆除设备及管线情况见下表。拆除管线按照《报废油气长输管道处置技术规范》（SY/T7413-2018）进行无害化处理后，与拆除设备均属于废旧物资。根据《关于在集团公司全面开展资产集中处置工作有关事宜的通知》（中国石油财务〔2024〕164号）、《中国石油天然气集团有限公司资产集中处置工作方案》，拆除管线和设备属于纳入集中处置的实物资产，统一收集至作业区废料库，最终由长

庆实业集团有限公司财务资产部及生产保障部登记按照国有资产处置流程统一处置。

表 2.2.6-3 本项目拆除设备及管线情况一览表

类型	位置	设备名称	型号/长度	数量(个)	备注
拆除设备	梁二转	注水泵	22.5m <sup>3</sup> /h	2	
		分水器	/	1	
	梁 2 增	缓冲罐	20m <sup>3</sup>	1	
	梁 7 增	缓冲罐	8m <sup>3</sup>	1	
	镰 85 脱	现有一体化采出水处理设备	60m <sup>3</sup>	1	
	镰 93 脱	刮渣机	/	1	
		旋流气浮设备	/	1	
		核桃壳过滤器	/	1	
		纤维球过滤器	/	1	
		多介质过滤器	/	1	
拆除管线	梁 6 增至梁 1 增集油管线		200	/	部分裸露段
	梁 3 增至梁 1 增集油管线		100	/	部分裸露段

## 2.2.7 依托工程及可行性分析

### 1、集输系统

本项目在现有管线基础上建设，项目建成后原管线弃置，管线整体设计集输规模未变化，实际现状站场集输规模未变化，管线施工时将旧管线清管废水经管道进入末端站场，进入集输系统进行分离，故需校核依托站场（梁二转）能否满足增加清管废水量的处理需求。

表2.2.7-1 各站场依托可行分析表

依托站场	设计规模	当前负荷	剩余负荷	新增处理规模	依托可行性
梁二转	2000m <sup>3</sup> /d	480m <sup>3</sup> /d	1520m <sup>3</sup> /d	68.11m <sup>3</sup>	满足

根据调查，梁二转自投运以来运行良好。根据校核，梁二转含水油处理规模可满足本项目清管废水进入集输系统处理需求。

### 2、废水处理

本项目清管废水和试压废水最终进入梁一转、梁二转采出水处理系统，经处理后回注油层，不外排。本次评价针对梁一转、梁二转的采出水处理规模、工艺和出水水质进行校核。

#### （1）试压废水产生量

本项目采用清水为试压介质，采取分段试压的方式，试压水循环使用，一处用完后由罐车运至下一处需充水试压处。根据项目管线长度及直径，各管线试压

废水产生量见表2.2.6-2，则本项目试压废水产生量约6.37m<sup>3</sup>（以最大计），试压废水主要污染物为SS，基本没有其它污染物。试压废水由罐车拉运，依托梁一转、梁二转采出水处理系统处理后回注油层，不外排。

表 2.2.7-2 本项目各管线试压废水统计表

序号	管线	管线长度(km)	管线材质(mm)	试压废水(m <sup>3</sup> )	依托站场
1	梁6增至梁1增集油管线	3.50	FS-DN50-PN40 柔性复合高压输送管	6.87	本项目试压废水产生量约13.16m <sup>3</sup> （以最大计），依托梁一转采出水处理系统处理。
2	梁3增至插输点集油管线	3.80	L245N-Φ76*5.0mm 无缝钢管	12.99	
3	姬62扩出油管线	0.79	L245N-Φ60*5.0mm 无缝钢管	1.55	
4	虎72-82出油管线	0.44	L245N-Φ60*5.0mm 无缝钢管	0.86	
5	梁一转至梁7增注水管线	5.05	DN50 PN200 柔性复合高压输送管	9.91	
6	姬62注水管线	1.03	L245N-Φ48*6.0mm 无缝钢管	0.83	
7	梁二转至虎74-77注水管线	2.62	DN80 PN250 柔性复合高压输送管	13.16	
8	虎74-77至梁3增注水管线	3.81	DN65 PN250 柔性复合高压输送管	12.64	
9	虎74-77至梁1增注水管线	2.68	DN65 PN250 柔性复合高压输送管	8.89	
10	虎68-77注水管线	0.06	Φ48×7.0mm L245N 无缝钢管	0.05	
11	虎69-75注水管线	0.17	DN40 PN250 柔性复合高压输送管	0.21	
12	姬75扩注水管线	0.85	DN40 PN250 柔性复合高压输送管	1.07	

## （2）废水处理规模依托可行性分析

本项目清管废水和试压废水依托梁一转、梁二转采出水处理系统进行处理，具体处理能力校核见下表。

表 2.2.7-3 采出水处理规模校核依托可行分析表

依托站场	设计规模	当前负荷	剩余负荷	新增处理规模	依托可行性
梁一转	500m <sup>3</sup> /d	150m <sup>3</sup> /d	350m <sup>3</sup> /d	13.16m <sup>3</sup>	满足
梁二转	500m <sup>3</sup> /d	350m <sup>3</sup> /d	150m <sup>3</sup> /d	68.11m <sup>3</sup>	满足

由上表可知，采出水处理系统处理规模可满足本项目废水处理需求。

### (3) 梁一转、梁二转处理工艺及出水水质

根据调查,梁一转、梁二转采出水处理采用“沉降除油+气浮过滤”处理工艺,本次评价收集了梁一转、梁二转采出水常规监测数据(见附件9),出水水质监测结果见下表。

表 2.2.7-4 采出水“沉降除油+气浮+过滤”处理后出水水质

处理站	监测时间	控制指标	监测结果		《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)V级水质标准
			第一次	第二次	
梁一转	2024.10.18	PH(无量纲)	8.2	8.3	/
		含油量(mg/L)	2.28	2.49	≤100
		悬浮物固体含量(mg/L)	13	11	≤35
梁二转	2024.10.18	PH(无量纲)	8.3	8.4	/
		含油量(mg/L)	16.4	16.7	≤100
		悬浮物固体含量(mg/L)	14	12	≤35

由以上常规监测数据可知,梁一转、梁二转采出水处理系统出水中含油量、悬浮物固体含量满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)V级水质标准限值,依托可行。

### 3、危废暂存和处置

项目施工期产生的废防渗布属于危险废物,暂存于作业区设置的现有危废贮存库,然后由有资质单位拉运处置。运营期产生的危废主要为清管废渣、废滤料和浮油、浮渣、污泥。

#### (1) 危险废物暂存

目前,长庆实业集团有限公司在大梁湾作业区已建成简4和大16-2危废贮存库,在镰刀湾作业区已建成镰80和镰35-1危废贮存库,主要用于储存长庆实业集团有限公司原油开采和油田集输过程产生的含油污泥,危废贮存库均已取得环评和验收批复,具体见表2.2.10-11。

本项目依托的危废贮存库环保手续完备,经现场勘查,危废贮存库地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、隔墙和墙体采用抗渗混凝土建造,表面无裂缝,已进行基础防渗,防渗层为1m厚黏土层(渗透系数不大于 $10^{-7}$ cm/s)。贮存区进行了分区设计,不同贮存分区之间采取了墙体隔离措施,设有收集沟槽、收集池及10cm高围堰,同时储存污油泥的区域铺设有防渗布,符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)中相关要求。目前污油泥贮存库满足现有工程使

用需求，本项目施工时新增危废（旧管线无害化处理产生的废防渗布0.3t）极少，运营期产生危废（清罐废渣0.14t；废滤料18.24；浮油、浮渣、污泥4t/2a）极少，对贮存库运转基本无影响，因此项目危险废物暂存依托贮存库可行。

## （2）污油泥处置

根据建设单位提供资料，长庆实业集团有限公司大梁湾采油作业区危废定期由榆林海螺环保科技有限责任公司拉运处置，长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区危废定期由延安鑫和工贸有限公司拉运处置。

榆林海螺环保科技有限责任公司于2024年1月31日取得陕西省危险废物经营许可证，发证机关为陕西省生态环境厅，编号为HW6108250001，经营能力：22.5万吨/年（HW08废矿物油与含矿物油废物18万吨/年、HW49其他废物3.5万吨/年等），经营方式：收集、贮存、利用、处置，有效期为2023年2月15日至2028年2月14日。延安鑫和工贸有限公司于2023年12月13日取得陕西省危险废物经营许可证，/年（HW08废矿物油与含矿物油废物95000吨、HW49其他废物5985吨等），经营方式：收集、贮存、利用、处置，有效期为2023年12月13日至2028年12月12日。

本项目产生的固废主要为HW08废矿物油与含矿物油废物（900-249-08）、HW49其他废物（900-041-49）类危废，产生量较少，陕西邦达环保工程有限公司和延安鑫和工贸有限公司完全可满足本项目处理需求。

## 2.2.7 施工方案及施工组织

### 1、施工工艺

管线工程施工过程包括作业线路清理、管沟开挖、布管焊接、管道入沟、清管试压、覆土回填、植被恢复等。

### 2、施工计划

工程预计2025年11月开工建设，2026年10月竣工，建设工期12个月。

### 3、施工营地

本工程不单独设置施工营地，施工场地依托附近井场空地。

### 4、堆管场、堆料场

本工程不设置堆管场、堆料场，依托管线附近井场、站场做堆管场、堆料场。

### 5、施工便道

本项目管线基本沿油区道路敷设，施工中，车辆运输主要依托油区现有道路，但局部地段线路，管线两侧无平行的道路，管线敷设时采用人工搬运、人工开挖管沟，本项目不设置施工便道。

## 2.2.8 工程占地及土石方平衡

### 1、工程占地

本项目站场改造均在现有站场内施工，工程量较小，不新增占地。本项目管线工程占地包括临时占地和永久占地，临时占地为施工作业带占地，永久占地为管线“三桩”永久占地。

#### (1) 永久占地

本项目管线永久占地主要为管线“三桩”占地，占地面积约  $125m^2$ ，占地类型主要为草地、交通运输用地。

#### (2) 临时占地

本项目管线总长度为 24.8km，施工作业带宽度为 6m，部分管线同沟敷设，扣除顶管穿越管段，项目管线施工临时占地面积为  $12.853hm^2$ ，临时占地类型主要为草地、交通运输用地和耕地。本工程不设置施工营地、堆管场、取弃土场等。施工期间开挖出的土方和物料堆放于作业带内，不再设置临时堆放场，无相应的临时占地。

工程占地情况统计见下表。

表 2.2.8-1 工程占地情况统计表

项目名称	数量	备注
永久占地	$125m^2$	管线“三桩”占地，占地类型主要为草地、交通运输用地。
临时占地	$12.853hm^2$	管线作业带占地，施工作业带宽度为 6m，管线总长度为 24.8km，部分管线同沟敷设，占地类型主要为草地、交通运输用地和耕地。

### 2、土石方平衡

扣除顶管穿越管段、同沟敷设长度，本项目管线管沟开挖长度为  $21.422km$ ，管沟开挖宽度 0.5m，开挖深度约 1.2m，挖方量为  $26356m^3$ 。土石方平衡见下表。

表 2.2.8-2 土石方平衡 单位：  $m^3$

序号	管线名称	挖方	填方	借方	弃土
1	注水管线、出油集油管线	28277	28277	0	0

注：土石方数据源自设计文件，开挖土方全部用于管沟回填和平整施工作业带。

## 2.2.9 劳动定员

本项目不新增劳动定员，由长庆实业集团有限公司各站场所在作业区现有员  
工调配。

### 3 工程分析

#### 3.1 施工期

##### 3.1.1 施工期工艺流程

###### 3.1.1.1 管线工程施工工艺

项目管线部分施工内容包括新建管线敷设和废管线的无害化、拆除、弃置。

1、新管线施工

(1) 新管线敷设施工流程

本项目主要施工流程为：管线作业带清理、管沟开挖、下管入沟、覆土回填、恢复植被等工序。

管线施工首先进行施工作业带的清理、平整，之后将管材防腐绝缘后运至现场开始布管。在完成管沟开挖、冲沟、道路穿跨越等基础工作后，按照施工规范，将运至各施工现场的管道进行组装焊接、无损探伤、补口及防腐检漏，然后下至管沟内。之后对接入系统的新管道进行试压，试压完成后对管沟覆土回填，清理作业现场；恢复地表植被，竣工验收。

本项目施工主要为管线施工，整个施工由具有相应施工机械设备的专业化队伍完成，项目管线施工期环境问题主要是管沟的开挖对植被、道路等环境的影响，施工扬尘、管线防腐废气和焊接烟尘对空气环境的影响，管线试压废水以及车辆行驶噪声、施工期机械噪声、汽车尾气、施工场地对沿线环境的影响，项目施工流程图见图 3.1.1-1。

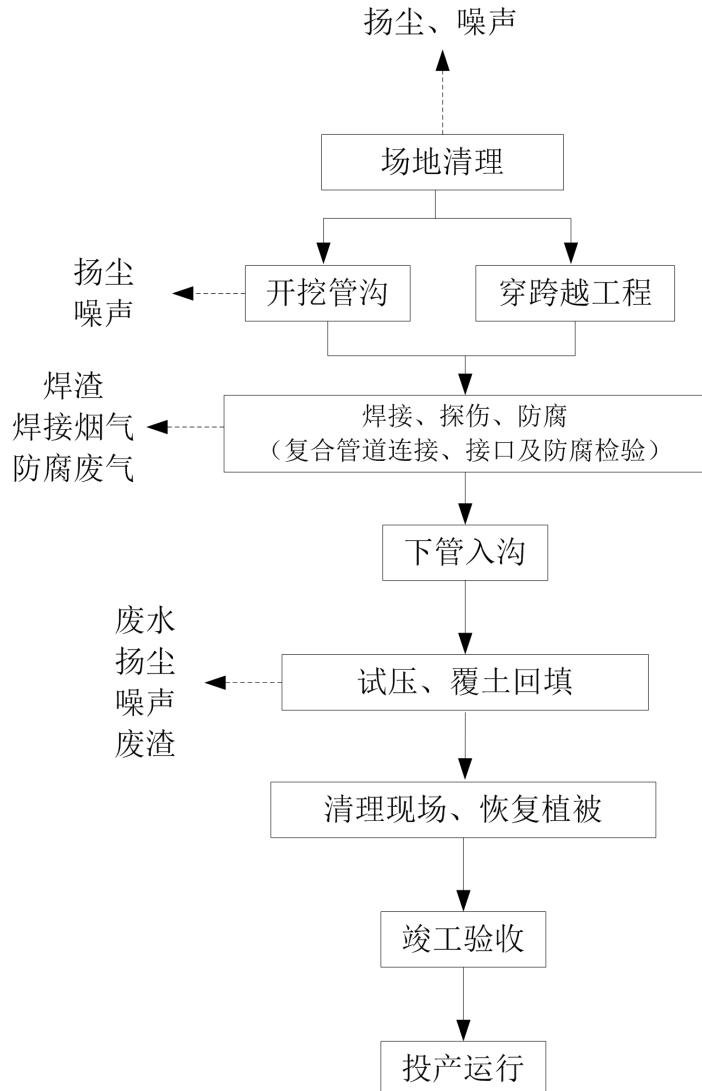


图 3.1.1-1 新管道施工流程

## (2) 穿跨越工程施工工艺

### ① 大开挖穿越施工

本工程管线沿线穿越乡村土路、砂石路、荒草地、空地和林地等一般地段时采取大开挖方式施工，管道安装完毕后，立即按原貌恢复地面和路面。

本项目更换的管线基本沿油区道路敷设，在旧管线一侧敷设新管线。施工中，车辆运输主要依托油区现有道路，但局部地段线路，管线两侧无平行的道路，管线敷设时采用机械与人工施工、开挖管沟，管线埋设深度为管顶覆土不小于 1.2m。

管沟开挖、回填遵从“分层开挖、分层堆放、分层回填”原则，将表层土和下层土分别堆放，管沟回填土高出地面回填土需填至超过自然地面约 0.3m，在农田地区开挖管沟时，应将表层耕作土和底层生土分层堆放，回填时先填生土后回填

表层耕作土。

管道大开挖施工工艺示意图详见图 3.1.1-2。

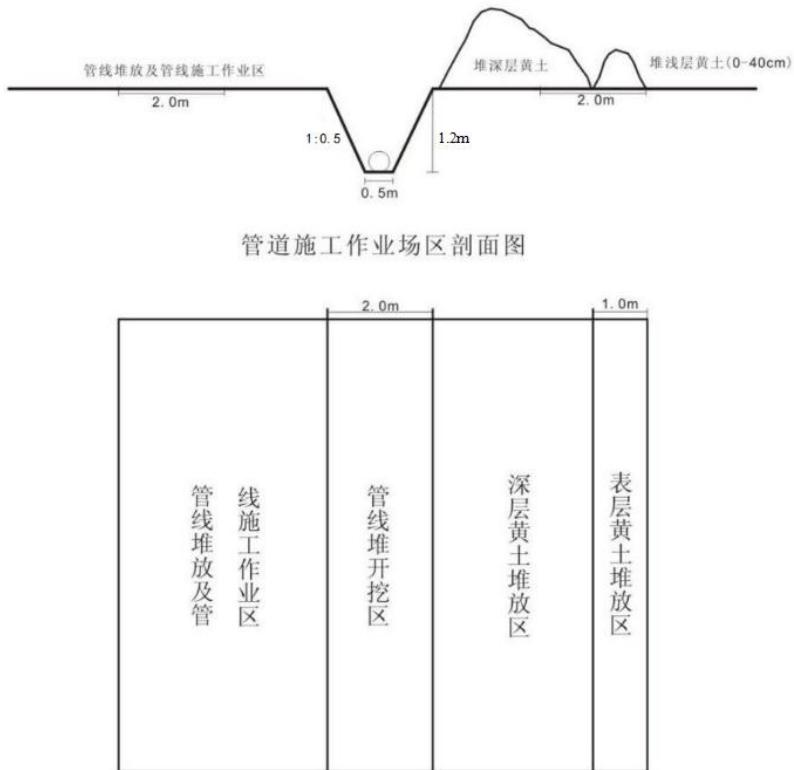


图 3.1.1-2 管道大开挖施工断面示意图

## ②管线穿越公路施工

本工程管线穿越水泥路 24 处，均采用顶管方式，穿越公路施工前必须经公路主管部门同意。

顶管施工技术是国内外比较成熟的一项非开挖敷设管线的施工技术，该技术分为泥水平衡法、土压平衡法和人工掘土顶进法。项目采用顶进混凝土套管穿越方式，用大推力的千斤顶直接将预制套管压入土层中，再在管内采用人工或机械掏挖土石、清除余土而成管的施工方法。主要分为测量放线、开挖工作坑、铺设导向轨道、安装液压千斤顶、吊放混凝土预制管、挖土、顶管、再挖土、再顶管、竣工验收等工序。

顶管作业对交通基本无影响，施工过程中将产生部分土方，开挖的临时土方堆放于施工作业带范围内施工作业点附近，待顶管作业完成后用于作业面回填，多余土方就近平整，无弃土产生，不设弃土场，作业完成后立即对占地范围进行生态恢复。

顶管施工工艺示意图见下图。

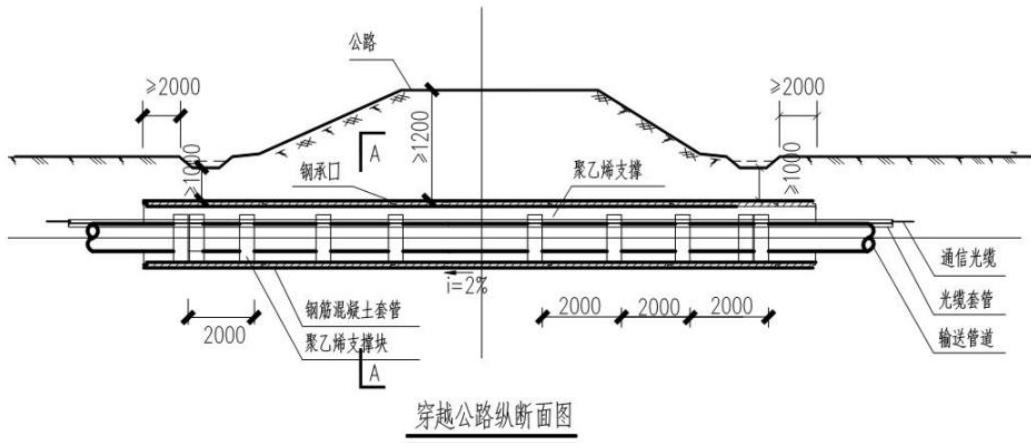


图 3.1.1-3 管道顶管施工断面示意图

### (3) 焊接与防腐

钢管采用焊接的方式进行组装，复合管之间通过管件连接起来，连接形式一般为扣压连接式、螺纹连接式、法兰连接式和活接头连接式，现场常采用扣压接头活螺纹连接。

项目管道焊接不得低于《钢制管道焊接及验收》GB/T31032-2014 的相关要求；采用氟电联焊焊接，焊条选用 E4315 焊条；动火作业过程中，应根据安全工作方案中规定的气体检测时间和频次进行检测。动火作业需要管线打开的，具体执行《管线打开安全管理规范》Q/SY1243-2009。挖掘作业中的动火作业还应遵循《挖掘作业安全管理规范》Q/SY1247-2009 的相关要求，采取安全措施，确保动火作业人员的安全和逃生。

施工现场需对焊缝进行防腐处理，热收缩带经过加热后，基层收缩、胶层熔化，紧密的收缩包覆在补口处，与原管道防腐层形成一个牢固、连续的防腐体。

### (4) 探伤

环形焊缝均采用 100% 的射线照相检验，对于穿越路段，采用射线和超声波探伤相结合检验方式。射线和超声波探伤检验，应符合《石油天然气钢制管道无损检测》(SY/T4109-2005) 的相关规定。现场进行 X 射线照相检测时，应采用剂量测试设备测定环境的辐射剂量，按 GB16357 的规定划定控制区和监督区，设置警告标志。现场进行  $\gamma$  射线照相检测时，应采用剂量测试设备测定环境的辐射剂量，按 GB18465 的规定划定控制区和监督区，设置警告标志。

本项目无损探伤委托有资质单位完成，无损探伤不在本次评价范围内。

### （5）管道清管试压

管道填埋前及下沟后必须进行管道试压。本项目采用清水为试压介质，采取分段试压的方式，试压水循环使用，一处用完后由罐车运至下一处需充水试压处。试压完成后拉运至附近站场处理后回注油层，不外排。管道清管试压程序如下：采用空气扫线→管段测径→管段上水→管段升压→管段稳压→管段泄压、排水→氮气扫水。试压废水由罐车拉运，依托梁一转、梁二转采出水处理系统处理后回注油层，不外排。

### （6）覆土回填

管沟回填遵从“分层开挖、分层堆放、分层回填”原则，管沟回填按生、熟土顺序分层填放，保护耕作层。管沟回填土高出地回填土需填至超过自然地面约0.3m，在耕地地区回填时先填生土后回填表层耕作土。

### （7）清理现场、恢复植被

施工结束后，对施工作业带内垃圾进行清理，将施工人员的生活垃圾及和焊接过程中产生的废焊条、钢材切割过程中产生的废料等全部收集。施工结束后，对施工作业带内植被进行恢复，草地植被恢复以植草绿化为主，必要时可考虑浅根性半灌木、灌木绿化。

## 2、废旧管线无害化、拆除或弃置

本项目现有管线隐患治理包括全段更换和局部更换（改线）。

全段更换流程为：项目新管线全段敷设完成后，管线上游站场阀门关闭，然后对旧管线全段进行热洗、吹扫，管线内残留物进入下游站场原油集输系统，然后将新管线进行链接运行，再最后对旧管线进行切割、盲堵，切割施工过程中地面铺设防渗布，防止管线内残留物流出发生污染事故。

局部更换（改线）流程为：项目新管线局部敷设完成后，管线上游站场阀门关闭，然后对旧管线全段进行热洗、吹扫，管线内残留物进入下游站场原油集输系统，然后将旧管线进行切割，局部更换的新管线链接运行，再最后对旧管线进行盲堵，切割施工过程中地面铺设防渗布，防止管线内残留物流出发生污染事故。

废弃管线首先清洗、吹扫，清除内部油类物质、油泥等，然后根据所处位置分别进行拆除、封堵弃置。

### ①清洗吹扫

将站场管线接口与撬装锅炉车清洗接口连接，出口与站内事故罐连接，之后用锅炉车内热水（60℃~80℃）直接对废弃管线进行带压清洗，清洗水量为管线长度 2 倍以上管程的热水，清洗完成后用氮气对管道进行吹扫。最后对管道残留物浓度及管道清洁度进行测试，然后两头进行盲堵。

### ②拆除

本项目共拆除管线 300m，清洗吹扫后切割下来的旧管线暂存于作业区废料库，最终由长庆实业集团有限公司财务资产部及生产保障部登记按照国有资产处置流程统一处置。

### ③封堵

其余位置不拆除的管线采用封堵处理，两端使用盲板封堵，本项目管线外径均小于 300mm，管道不做防塌陷注浆处理，如后期出现坍塌等现象应及时修复。

#### 3.1.1.2 现有站场改造施工工艺

本项目对梁一转、梁 2 增、镰 75 脱等站场设备进行拆除更换，主要包括设备的拆除，基础的重修以及新设备的安装与调试等。具体施工工艺及产污环节见图 3.1.1-4。

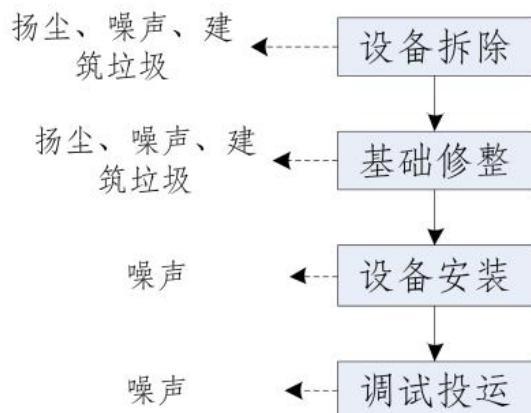


图 3.1.1-4 拆改工程施工流程及产污环节

拆除设备进行无害化处理（采用压风车进行吹扫，再使用法兰进行盲堵出入口）。拆除设备暂存于作业区废料库，最终由长庆实业集团有限公司财务资产部及生产保障部登记按照国有资产处置流程统一处置。

### 3.1.2 产污环节分析

#### 3.1.2.1 废气

项目施工期环境空气污染主要包括施工扬尘、施工机械和运输车辆产生的尾气以及焊接烟尘、防腐废气。

##### ①施工扬尘

施工建设阶段开挖土方、回填和装运过程产生粉尘和二次扬尘，属无组织排放。施工扬尘量的大小与施工场地条件、管理水平、机械化程度及施工季节、土质结构、天气条件等诸多因素有关，是一个复杂、难于定量的问题。根据类比资料，施工场地扬尘一般为  $2.2\sim3.4\text{mg}/\text{m}^3$ ，施工场地下风向 100m 处施工扬尘可控制在  $0.8\text{mg}/\text{m}^3$  范围内。

##### ②施工机械、运输车辆尾气

本项目施工机械主要有挖掘机、装载机、载重汽车、撬装锅炉车等等，它们以柴油为燃料，会产生一定量的废气，主要污染物为 CO、NO<sub>x</sub>、THC 等，其产生量较小。

##### ③焊接烟尘

本项目管线焊接以焊条电弧焊根焊+自保护药芯焊丝半自动焊填充盖面的半自动焊接方式为主。焊接过程中将产生少量焊接烟尘，焊接烟尘的排放具有分散、间断排放和排放量小的特点。

##### ④防腐废气

项目使用的管道是经过防腐处理后的成品管道，仅在管道敷设补口补伤时产生防腐废气，产生量较少，防腐废气主要污染物为非甲烷总烃，本项目管线周围地域开阔，防腐废气经大气扩散后对周围环境影响较小。

#### 3.1.2.2 噪声

施工期噪声源主要为挖掘机、载重汽车、切割机和焊机等设备产生的噪声，声功率级在 84~100dB(A)。噪声源声级见下表。

表 3.1.2-1 施工期噪声源表

噪声源位置	设备名称	数量	声功率级 /dB (A)	声源性质	备注
站场施工	挖掘机、载重汽车、切割	若干	84~100	连续稳定声	施工结束

管线施工	机、焊机等			源	后噪声即消失
	挖掘机、切割机、焊机、锅炉车等	若干	84~100	流动声源	

### 3.2.2.3 废水

#### ①施工生产废水

施工生产废水包括砂石冲洗水、砼养护水、场地冲洗水以及输送车辆冲洗废水等，这部分废水主要污染物为 SS，基本没有其它污染物，经过沉淀池沉淀处理后回用。

#### ②施工生活污水

施工期生活用水指标参照《陕西省行业用水定额（2020 版）》中陕北农村地区定额，人均用水 65L/d，排污系数取 0.8。施工人员 30 人，则生活废水产生量为 1.56m<sup>3</sup>/d。本项目施工 12 个月，共产生 569.4m<sup>3</sup> 施工生活废水。

管线施工人员可依托沿线井场旱厕，生活废水均不外排。

#### ③管线试压废水

本项目采取分段试压的方式，试压水循环使用，一处用完后由罐车运至下一处需充水试压处。根据项目管线长度及直径，本项目试压废水产生量约 13.16m<sup>3</sup> 试压废水主要污染物为 SS，试压结束后拉运至附近采出水处理站处理后用于油田回注，不外排。

#### ④废旧管道清管废水

本项目现有管道报废，管道扫线后对旧管线热洗（60~80℃）2 次，将产生清管废水。根据现有管线规格及长度，项目清管废水产生量约为 68.11m<sup>3</sup>。清管废水全部经管道进入下游站场储罐，进入原油集输系统，与含水原油一同进行脱水净化处理，废水依托采出水处理站处理后回注油层，不外排。

### 3.1.2.4 固废

固体废物主要包括施工弃土、施工废料、废防渗布、施工人员生活垃圾和拆除管线。

#### ①施工弃土

扣除桁架、顶管穿越管段、同沟敷设长度，本项目管线管沟开挖长度为 21.422km，管沟开挖宽度 0.5m，开挖深度约 1.2m，挖方量为 26356m<sup>3</sup>，回填土

需填至超过自然地面约 0.3m，可全部回填，不会产生废弃土方。

站场施工均在现有站场范围内施工，场地较平整，主要为设备基础挖方，挖方量较小，回填后少量弃土用于站内低洼地段回填，不产生废弃土石方。

#### ②施工废料

本工程管道运至施工现场前，已进行了相应的防腐处理。因此，施工废料主要包括废包装材料、废焊条以及施工过程中产生的废金属、焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约 0.05t/km，则本项目施工过程中产生的施工废料量 1.24t，施工废料收集后外售综合利用。

#### ③废防渗布

旧管线无害化处置过程中需铺设防渗布，施工结束后，土工膜上可能沾染油污，属于危险废物（HW08 900-249-08），产生量约 0.3t，施工结束后暂存至就近的危废贮存库，最终交有资质单位处置。

#### ④生活垃圾

根据施工期人员配置，施工人员 30 人，每人每天产生生活垃圾按 0.5kg 计，则生活垃圾产生量为 15kg/d。生活垃圾依托沿线站场垃圾桶收集后，送当地生活垃圾收集点处理。

#### ⑤拆除管线和设备

根据设计资料，本项目管线工程需拆除地面裸露管线 300m，站场改造需要拆除部分设备，拆除前应对管线进行通球扫线、热洗、吹扫等，采用机械方式进行切割；拆除后设备进行无害化处理（采用压风车进行吹扫，再使用法兰进行盲堵出入口）。拆除管线和设备暂存于作业区废料库，最终由长庆实业集团有限公司财务资产部及生产保障部登记按照国有资产处置流程统一处置。

### 3.1.2.5 生态环境

项目对生态环境的影响主要在施工期。项目施工期由于占用土地、填挖方及临时用地等，使评价区内的林地和草丛等遭到铲除、剥离、压占等一系列人为破坏，造成评价区内植被破坏，生物量、生物多样性及生态价值下降，同时项目施工改变项目区原有地形地貌，改变土地利用现状等都对植被和动物生存造成影响。

## 3.2 运行期

### 3.2.1 运行期工艺流程

本项目包括站场工程和管线工程，站场工程为梁一转、梁二转、梁 2 增、梁 7 增、镰 75 脱、镰 85 脱、镰 93 脱、简 4 危废贮存库、大 16-2 危废贮存库、镰 35-1 危废贮存库、镰 80 危废贮存库等 11 座站场站内改造；管线工程包括注水管线 8 条，长度 16.27km，出油集油管线 4 条，长度 8.53km，管线总长 24.8km。

本项目管线采用密闭输送方式，主要输送介质为含水原油和采出水，注水管线在正常运行状况下不产生污染物，对环境基本没有影响。集油管线正常运行情况下，不会产生废水、噪声。定期清管是由管线两端站场定期收发球，发球和收球口产生的少量无组织非甲烷总烃已包含在两端站场评价中，本次不再评价。项目输油管线运行期产生的固体废物为清管废渣。

运营期主要影响为站场工程，本次主要对现有站场进行改造，不新建站场。其中梁二转主要是更换站内设备，主要生产工艺及生产规模均不变化，不新增污染源；因此本次主要对梁一转、梁 2 增、梁 7 增、镰 75 脱、镰 85 脱、镰 93 脱、简 4 危废贮存库、大 16-2 危废贮存库、镰 35-1 危废贮存库、镰 80 危废贮存库具体工艺进行说明。

本次改造站场涉及污染物排放的主要见下表。

表 3.2.1-1 改造站场涉及污染物排放一览表

序号	站场名称	改造措施	污染物类型	产污设备	产污种类	备注
1	梁一转	新建 2 台 38m <sup>3</sup> 三相分离器（一用一备）	废气	三相分离器	非甲烷总烃	设计原油处理规模增大
			固废		含油污泥	
2	梁二转	更换 2 台注水泵(22m <sup>3</sup> /h)，更换分水器 1 座	/	/	/	更换同规格设备
3	梁 2 增	拆除 20m <sup>3</sup> 缓冲罐，配套一体化混输装置 1 套 (200m <sup>3</sup> /d)	废气	一体化混输装置	非甲烷总烃	设计集输规模减小
			噪声		dB(A)	
4	梁 7 增	新增 1 台结垢器；将原 8m <sup>3</sup> 缓冲罐更换为 20m <sup>3</sup> 缓冲罐	废气	缓冲罐	非甲烷总烃	设计集输规模增大
			固废	结垢器	含油污泥	
5	镰 75 脱	新建车位卸油台 1 座	废气	卸油台	非甲烷总烃	设计集输

		(19m*4.5m), 30m <sup>3</sup> 密闭卸油箱 1 座, 转油泵 1 台 (Q=6m <sup>3</sup> /h, P=0.6Mpa)	噪声 固废	转油泵 卸油箱	dB(A) 含油污泥	规模增大
6	镰 85 脱	拆除原 60m <sup>3</sup> /d 一体化处理设备, 新建 160m <sup>3</sup> /d 一体化设备	废气	一体化处理设备	非甲烷总烃	设计采出水处理能力增大
			噪声		dB(A)	
			固废		废滤料和浮油、浮渣、污泥	
7	镰 93 脱	对镰 93 井站一体化设备进行维修扩容, 扩容后采出水处理能力为 500m <sup>3</sup> /d	废气	一体化设备	非甲烷总烃	设计采出水处理能力增大
			噪声		dB(A)	
			固废		废滤料和浮油、浮渣、污泥	
8	简 4、大 16-2、镰 35-1、镰 80 危废贮存库	新增 HW49 其他废物	废气	危废贮存库	非甲烷总烃	新增

本次涉及站场工程运营期主要工艺流程及产污分析如下:

### (1) 梁一转

梁一转本次改造在站内迁建燃气调压阀组; 新建一处一井式总机关及收球筒; 新建 2 台 38m<sup>3</sup> 三相分离器 (用于处理侏罗系的来液, 处理能力 450m<sup>3</sup>/d, 一用一备)。

梁一转主要工艺流程为:

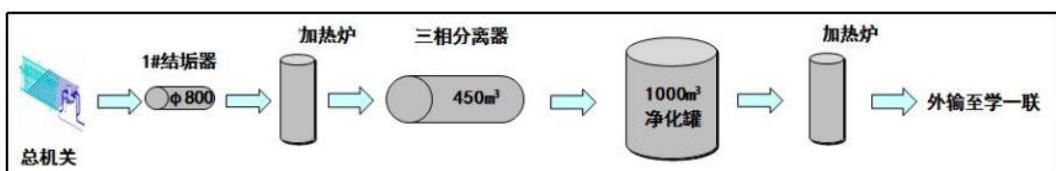


图 3.2.1-1 梁一转原油处理工艺流程图

梁一转改造后新增原油处理能力 450m<sup>3</sup>/d, 无组织烃类气体逸散量增大, 固体废物 (含油污泥) 产生量增大 (本次站场改造不涉及加热炉, 已按加热炉设计能力对加热炉烟气影响进行评价, 本次不再评价)。

### (2) 梁 2 增

梁 2 增本次改造拆除 20m<sup>3</sup> 缓冲罐, 配套一体化混输装置 1 套 (200m<sup>3</sup>/d), 梁 2 增改造后工艺流程见下图。新增油气混输装置会逸散无组织烃类气体 (以非

甲烷总烃计)对大气环境的影响和新增泵类设备会产生设备运行噪声对声环境的影响,



图 3.2.1-2 梁 2 增改造后工艺流程图

### (3) 梁 7 增

梁7增本次改造新增1台结垢器；将原8m<sup>3</sup>缓冲罐更换为20m<sup>3</sup>缓冲罐。

梁7增主要工艺流程为：

上游井场来油进入总机关，经收球装置收球、结垢器除垢后，送加热炉加热，加热至26℃后进入分离缓冲罐，最后经过外输阀组外输至下游梁一增。增压点内设置40m<sup>3</sup>的事故罐1具，接收站外管线吹扫来油和事故储存。分离出的伴生气经过伴生气液分离器后供站内加热炉利用。

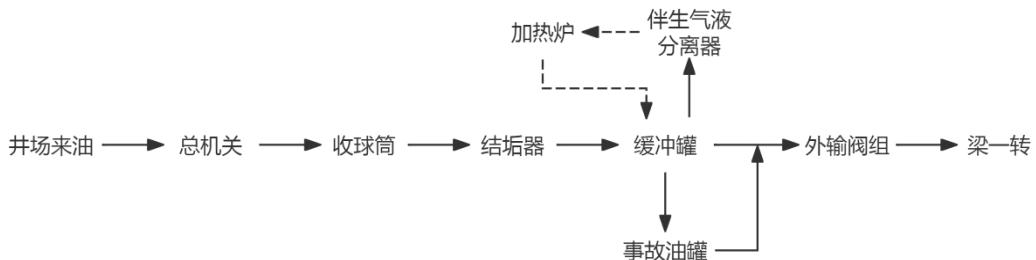


图 3.2.1-3 梁 7 增改造后工艺流程图

梁7增改造后集输规模增加至150m<sup>3</sup>/d，无组织烃类气体逸散量增大，固体废物（含油污泥）产生量增大（本次站场改造不涉及加热炉，现有加热炉已在之前产能环评中按设计能力对加热炉烟气进行了环境影响评价，本次环评不再评价）。

### (4) 镰 75 脱

镰75脱本次改造新建一车位卸油台1座（19m\*4.5m），30m<sup>3</sup>密闭卸油箱1座，转油泵1台（Q=6m<sup>3</sup>/h，P=0.6Mpa）。镰75脱卸油台工艺流程如下：

罐车来油——>卸油箱——>转油泵——>储油罐

图 3.2.1-4 镰 75 脱改造后工艺流程图

镰75脱卸油台设计规模为30m<sup>3</sup>/d，年卸油量为10950m<sup>3</sup>，卸油后在卸油箱储油，通过管道运站区储油罐。卸油台会有无组织挥发废气产生，新增泵类设施

等设备产生噪声，储油罐清罐油泥量增大。

### (5) 镰 85 脱

镰 85 脱主要工艺流程为：

脱水罐底水→原水箱→一级提升泵→高效涡旋密闭气浮装置→一体化反应分离浮选处理装置→二级提升泵→核桃壳过滤器→多介质过滤器→改性纤维球过滤器→净化水箱

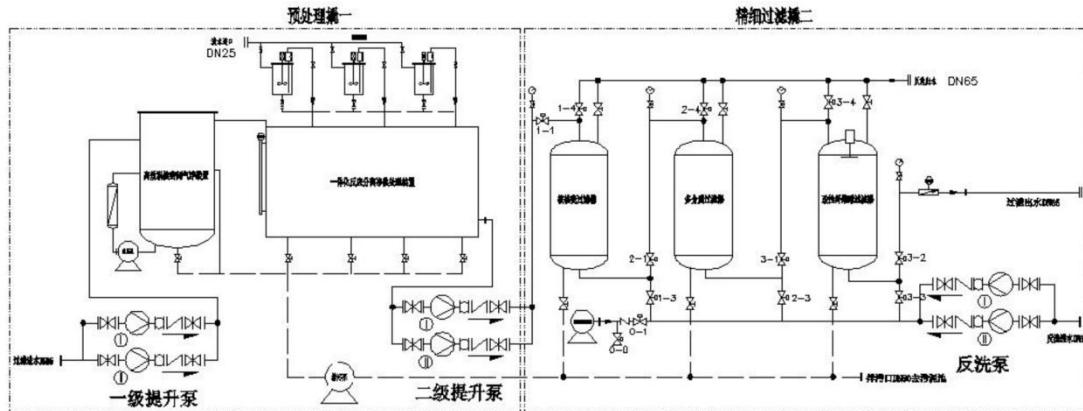


图 3.2.1-5 镰 85 脱采出水处理系统工艺流程图 (改造后)

镰 85 脱改造完成后，采出水处理能力由  $60\text{m}^3/\text{d}$  提升为  $160\text{m}^3/\text{d}$ ，采出水处理系统产生的废气（无组织非甲烷总烃）增加，固体废物（含油污泥、废滤料）增加，新增泵类设施等设备产生噪声。采出水经处理后，可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）回注水质指标 V 级标准指标要求。

### (6) 镰 93 脱

镰 93 脱主要工艺流程为：

脱水罐底水→原水箱→一级提升泵→高效涡旋密闭气浮装置→二级提升泵→核桃壳过滤器→改性纤维球过滤器→多介质过滤器→净化水箱

脱水罐底水首先进入原水箱，经一级提升泵增压后送入高效涡旋密闭气浮装置进行初步净化。经气浮除油后的水体通过二级提升泵输送至核桃壳过滤器，利用核桃壳的多孔结构和吸附性能，拦截并吸附残留的油分及粒径较大的悬浮物。随后水流进入改性纤维球过滤器，有效截留微细颗粒及胶体物质。经前两级过滤的水体继续进入多介质过滤器，通过石英砂、无烟煤和磁铁矿的级配滤层实现深层过滤，进一步去除的杂质。

核桃壳过滤器和改性纤维球采用并联设计，当某台设备需要反冲洗时，系统

自动切换至备用单元，确保连续运行。

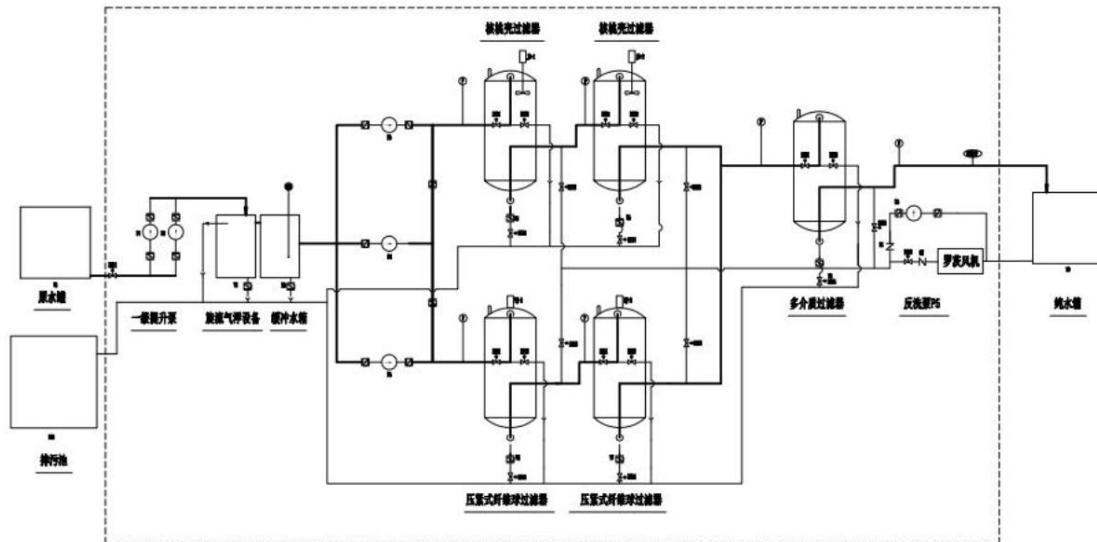


图 3.2.1-6 镰 93 脱采出水处理系统工艺流程图（改造后）

镰 93 脱改造完成后，采出水处理能力由  $200\text{m}^3/\text{d}$  提升为  $500\text{m}^3/\text{d}$ ，采出水处理系统产生的废气（无组织非甲烷总烃）增加，固体废物（含油污泥、废滤料）增加，新增泵类设施等设备产生噪声。采出水经处理后，可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）回注水质指标 V 级标准指标要求。

（7）简 4 危废贮存库、大 16-2 危废贮存库、镰 35-1 危废贮存库、镰 80 危废贮存库

本次环评将 HW49 其他废物（900-039-49（废活性炭）、900-041-49（废滤料、废油泥包装袋）、900-047-49（实验废液）等）纳入简 4、大 16-2、镰 35-1、镰 80 站场各危废贮存库存储危废类型。根据调查，各危废贮存库环保手续完备，危废贮存库地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、隔墙和墙体采用抗渗混凝土建造，表面无裂缝，已进行基础防渗。贮存区进行了分区设计，不同贮存分区之间采取了墙体隔离措施，设有收集沟槽、收集池及 10cm 高围堰，同时各区域铺设有防渗布，符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求。

因此各危废贮存库无改造内容，本次环评主要分析各危废贮存库新增 HW49 其他废物逸散的非甲烷总烃对周边大气环境的影响。

### 3.2.2 产污环节分析

#### 3.2.2.1 废气

项目改造后涉及废气排放改变的主要为梁一转、梁 2 增、梁 7 增、镰 75 脱、

罐 85 脱、罐 93 脱、简 4 危废贮存库、大 16-2 危废贮存库、罐 35-1 危废贮存库、罐 80 危废贮存库，涉及的污染物排放为无组织烃类气体逸散。

#### (1) 梁一转

梁一转改造后原油处理规模  $1350\text{m}^3/\text{d}$ ，生产设施均为密闭装置，根据原油损耗统计资料，开放式流程损耗为 1.4%~2.0%，密闭流程小于 0.2%（石油天然气开采业清洁生产指标体系的研究，李何，《油气田环境保护》2003 年 3 月），则梁 7 增伴生气无组织排放量约  $328.5\text{m}^3/\text{a}$ ，平均密度为  $0.89\text{kg/m}^3$ 。根据长庆实业集团有限公司油区伴生气体积分数换算区域伴生气中甲烷化系数为 44%，则非甲烷总烃平均占比约 56%，则无组织非甲烷总烃排放量为  $0.492\text{t/a}$ 。

#### (2) 梁 2 增

梁 2 增改造后集输规模为  $200\text{m}^3/\text{d}$ ，生产设施均为密闭装置，根据原油损耗统计资料，开放式流程损耗为 1.4%~2.0%，密闭流程小于 0.2%（石油天然气开采业清洁生产指标体系的研究，李何，《油气田环境保护》2003 年 3 月），则梁 7 增伴生气无组织排放量约  $146\text{m}^3/\text{a}$ ，平均密度为  $0.89\text{kg/m}^3$ 。根据长庆实业集团有限公司油区伴生气体积分数换算区域伴生气中甲烷化系数为 44%，则非甲烷总烃平均占比约 56%，则无组织非甲烷总烃排放量为  $0.073\text{t/a}$ 。

#### (3) 梁 7 增

梁 7 增改造后集输规模由  $77\text{m}^3/\text{d}$  增加至  $150\text{m}^3/\text{d}$ ，生产设施均为密闭装置，根据原油损耗统计资料，开放式流程损耗为 1.4%~2.0%，密闭流程小于 0.2%（石油天然气开采业清洁生产指标体系的研究，李何，《油气田环境保护》2003 年 3 月），则梁 7 增伴生气无组织排放量约  $109.5\text{m}^3/\text{a}$ ，平均密度为  $0.89\text{kg/m}^3$ 。根据长庆实业集团有限公司油区伴生气体积分数换算区域伴生气中甲烷化系数为 44%，则非甲烷总烃平均占比约 56%，则无组织非甲烷总烃排放量为  $0.055\text{t/a}$ 。

#### (4) 罐 75 脱

罐 75 卸油台设计规模为  $30\text{m}^3/\text{d}$ ，年卸油量为  $10950\text{m}^3$ ，卸油后在卸油台储油，通过管道运联合站。卸油台无组织排放废气量参考《散装液态石油产品损耗》（GB11085-89）中煤、柴油卸车（船）损耗率 0.05%（重量百分比）进行估算，项目为密闭卸油，油气同原油一起管输至联合站，进行油气分离、回收利用，油

气收集率按照 90%计算，则镰 75 卸油台非甲烷总烃无组织排放量为 0.259t/a。

### 3.2.2-1 镰 75 卸油台 VOCs 无组织排放量

站场	年卸油量 (m <sup>3</sup> /a)	净化油密度 (g/cm <sup>3</sup> )	损耗率	损耗量 (t/a)	甲烷化系数	非甲烷总烃产生量 (t/a)	收集率 (%)	非甲烷总烃无组织排放量 (t/a)
镰 75 卸油台	10950	0.845	0.05%	4.626	0.44	2.591	90	0.259

### (5) 镰 85 脱、镰 93 脱

参照《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南》附录 B《挥发性有机物各类源排放系数的推荐值》中 P37“污水处理过程有机废气产生量为 0.0011g/kg-污水”。镰 85 脱、镰 93 脱采出水处理系统无组织有机废气（非甲烷总烃）产生量如下：

表 3.2.2-2 镰 85 脱采出水系统改造工程新增非甲烷总烃排放情况一览表

站场	改造后采出水处理处理规模		产生速率 (kg/h)	无组织挥发量 (t/a)
镰 85 脱	160m <sup>3</sup> /d	58400m <sup>3</sup> /a	0.007	0.064
镰 93 脱	500m <sup>3</sup> /d	182500m <sup>3</sup> /a	0.023	0.201

### (6) 简 4 危废贮存库、大 16-2 危废贮存库、镰 35-1 危废贮存库、镰 80 危废贮存库

本次环评主要分析各危废贮存库新增 HW49 其他废物（900-039-49（废活性炭）、900-041-49（废滤料、废油泥包装袋）、900-047-49（实验废液）等）逸散的非甲烷总烃对周边大气环境的影响。大梁湾采油作业区简 4、大 16-2 危废贮存库新增 HW49 其他废物贮存量按 20t/a 计，镰刀湾采油作业区镰 35-1、镰 80 危废贮存库新增 HW49 其他废物贮存量为 16t/a。HW49 其他废物以废油泥包装袋为主，类比陕西邦达污油泥无害化处置和资源化利用改（扩）建项目中废油泥包装袋成分，HW49 其他废物沾染的油类约占 7%，根据《环境影响评价实用技术指南》中建议，石化行业挥发性无组织排放量可按照原料年用量或产品年产量的 0.1%~0.4%进行核算，本项目新增 HW49 其他废物挥发有机废气按 0.4%计算，主要污染物为非甲烷总烃，则大梁湾采油作业区简 4 危废贮存库、大 16-2 危废贮存库新增挥发的非甲烷总烃为 0.0056t/a（0.00064kg/h）。镰刀湾采油作业区镰 35-1 危废贮存库、镰 80 危废贮存库新增挥发的非甲烷总烃为 0.0045t/a

(0.00051kg/h)。

### 3.2.2.2 废水

本项目不新增劳动定员，运行期不涉及生活污水。本项目站场改造镰 93 脱、镰 85 脱仅涉及采出水处理系统改造，因此项目运行期废水主要为油田采出水，污染物主要为石油类、SS，经处理达标后全部同层回注，不外排。

镰 93 脱、镰 85 脱改造前后处理工艺均为“气浮除油+过滤”，处理水质相似。镰 93 脱、镰 85 脱采出水处理后水质监测结果下表。

表 3.2.2-1 镰 93 脱、镰 85 脱采出水处理后水质一览表

处理站	处理工艺	监测时间	控制指标	监测结果	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) V 级水质标准
镰 93 脱	气浮除油+过滤	2025.4.10	PH (无量纲)	7.0	/
			含油量 (mg/L)	0.49	≤100
			悬浮物固体含量 (mg/L)	22	≤35
镰 85 脱	气浮除油+过滤	2025.4.10	PH (无量纲)	7.1	/
			含油量 (mg/L)	0.73	≤100
			悬浮物固体含量 (mg/L)	20	≤35

由上表可知，镰 93 脱、镰 85 脱采出水经处理后，可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022) 回注水质指标 V 级标准指标要求，说明项目采用该工艺可行。

镰 93 脱水站采出水处理规模由 200m<sup>3</sup>/d 增大为 500m<sup>3</sup>/d、镰 85 脱采出水处理规模由 60m<sup>3</sup>/d 增大为 160m<sup>3</sup>/d，镰刀湾采油作业区采出水处理总量保持不变，现有采出水回注井配注规模可完全满足现有采出水水量要求，采出水经处理后全部同层回注，不外排。

### 3.2.2.3 噪声

本项目管线全线密闭输送，正常工况下，运营期不产生噪声。站场运营期噪声主要来自新增泵类设施等设备。

表 3.2.2-2 设备噪声产生及治理情况

序号	站场名称	设备名称	数量	治理前声压级 dB (A)	噪声减缓措施	特性
1	梁 2 增	一体化油气混输装置	1 台	80	选用低噪声设备，基础减振	连续

2	镰 75 脱	转油泵	1 台	85		间断
3	镰 85 脱	一体化采出水处理设备	1 台	85	选用低噪声设备，基础减振、置于室内	连续
4	镰 93 脱	提升泵	1 台	85		连续

### 3.2.2.4 固体废物

本项目不新增劳动定员，运行期不涉及新增生活垃圾，项目运行期新增固废污染物主要为清管废渣、含油污泥、废滤料和采出水处理系统浮油、浮渣、污泥。

#### ①清管废渣

本项目建设后输油管线合计 14.03km（考虑上梁 1 增至梁二转集油管道），每年清管 2 次，参考同类项目，管线中清管产生的含油废渣约 5kg/km，则清管废渣产生量为 0.14t/a。清管废渣主要成分为铁屑、石油类等。根据《国家危险废物名录》（2025 年版），清管废渣属于危险废物（HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码：900-249-08），暂存于危废贮存库（大 16-2 污油泥贮存库、简 4 污油泥贮存库），定期交由有资质单位处理。

#### ②含油污泥

目涉及的梁一转、梁 7 增、镰 75 脱改造完成后原油处理规模增大，清罐含油污泥（结垢污泥）产生量将增加。含油污泥主要含有矿物油，属于《国家危险废物名录》规定的 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码 071-001-08。

#### ③采出水处理系统浮油、浮渣、污泥

项目涉及的镰 93 脱、镰 85 脱改造完成后采出水处理规模将增大，采出水处理中的沉降、气浮、沉淀及污泥脱水环节产生的浮油、浮渣、污泥将增加。浮油、浮渣、污泥主要含有矿物油，属于《国家危险废物名录》规定的 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码 900-210-08。

类比现有工程，梁一转、梁 7 增、镰 75 脱、镰 93 脱、镰 85 脱改造完成后浮油、浮渣、污泥产生量见下表。浮油、浮渣、污泥，定期由有资质单位处置。

表 3.2.2-3 浮油、浮渣、污泥产生量一览表

序号	站场名称	固废	产生环节	改造后产生量	处置措施
1	梁一转	含油污泥	三相分离器	3.6t/a	定期交由有资质单位处理
2	梁 7 增	含油污泥	原油集输	1.2t/a	
3	镰 75 脱	含油污泥	原油集输	1.84t/a	
4	镰 93 脱	浮油、浮渣、	采出水处理	10t/a	

		污泥			
5	镰 85 脱	浮油、浮渣、污泥	采出水处理	3.2t/a	

#### ④废滤料

镰 93 脱水站改造完成后采出水处理规模由  $200\text{m}^3/\text{d}$  增大为  $500\text{m}^3/\text{d}$ 、镰 85 脱改造完成后采出水处理规模由  $60\text{m}^3/\text{d}$  增大为  $160\text{m}^3/\text{d}$ ，产生的采出水滤料将增加。根据统计，站场一般每年补充一次反冲洗过程中损失的少量滤料，平均 2 年对全部滤料更换一次，主要含有矿物油等，属于《国家危险废物名录》规定的 HW49 其他废物，危废代码 900-041-49。

类比现有工程，镰 93 脱改造后废滤料产生量为 3t/两年，镰 85 脱改造后废滤料产生量为 1t/两年，定期由有资质单位处置。

### 3.3 三废排放汇总

项目施工期污染物排放汇总见表 3.3-1。

表 3.3-1 施工期污染物排放情况汇总表

污染源		主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	机械、车辆尾气	NOx	少量	少量	无组织排放
		烃类	少量	少量	
	施工扬尘	颗粒物	少量	少量	无组织排放，采用及时洒水降尘、开挖土方苫盖等措施。
	焊接烟尘	颗粒物	少量	少量	无组织排放
	防腐废气	非甲烷总烃	少量	少量	无组织排放
废水	施工废水	SS	少量	0	经沉淀处理后回用
	试压废水	SS	$13.16\text{m}^3$	0	依托站场采出水处理系统处理后用于油田回注，不外排。
	清管废水	SS、石油类	$68.11\text{m}^3$	0	经管道进入末端站点储油罐，进入原油集输系统，与含水原油一同进行脱水净化处理，废水依托站场采出水处理系统处理后回注油层，不外排。
	生活污水	COD、氨氮、 $\text{BOD}_5$ 、SS	$569.4\text{m}^3$	0	生活污水依托附近站场收集后用于农田施肥，不外排
噪声	设备噪声	工程机械等，源强 $84\sim100\text{dB}(\text{A})$			调整施工时间，避让敏感目标，优选低噪设备
固废	管线施工	施工弃土	0	0	项目挖方全部回用填方及水工防护工程使用，无弃方产生。
		施工废料	1.24t	0	收集后外售综合利用。

污染源	主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
	废防渗布	0.3t	0	暂存于附近危废贮存库, 定期由有资质单位处置。
	拆除管线	300m	0	暂存于作业区废料库, 最终由长庆实业集团有限公司财务资产部及生产保障部登记按照国有资产处置流程统一回收处置。
	站场施工	拆除设备	若干	0
	施工保障	生活垃圾	5.48t	生活垃圾依托沿线站场垃圾桶收集后, 送当地生活垃圾收集点处理。

项目运行期污染物排放汇总见表 3.3-2。

表 3.3-2 运行期污染物排放情况汇总表

类别	污染源	产污环节	污染物	产生量	排放量	备注
废气	各站场	无组织废气	非甲烷总烃	1.154t/a	1.154t/a	设施密闭, 无组织排放
废水	镰 93 脱、镰 85 脱	原油采出水	石油类、SS	/	0	经脱水站采出水处理系统处理达标后全部回注、不外排
噪声	站场	设备噪声	主要噪声源为加热炉、泵类等, 噪声源强 80~85dB(A)			采用低噪声设备、基础减振等措施
固废	集输管线	清管废渣	0.14t/a	0		交有资质单位处置
	各站场	含油污泥	6.64t/a	0		
		废滤料	4t/2a	0		
		浮油、浮渣、污泥	13.2t/a	0		

本项目改造前后运行期主要污染物排放“三本账”见表 3.3-3。

表 3.3-3 本项目改造前后运行期主要污染物排放“三本账”一览表

污染物名称			现有工程排放量(t/a)	本工程排放量(t/a)	“以新带老”削减量(t/a)	项目实施后污染物排放量(t/a)	增减量(t/a)
废气	各站场	颗粒物	0.057	0	0	0.057	0
		SO <sub>2</sub>	0.061	0	0	0.061	0
		NO <sub>x</sub>	2.650	0	0	2.650	0
		非甲烷总烃	0.722	1.154	0.722	1.154	+0.432
固体废物 (产生量)	危险废物	清管废渣	0.18	0.14	-0.18	0.14	-0.04
		含油污泥	4.6	6.64	-4.6	6.64	+2.04
		废滤料	2t/2a	4t/2a	-2t/2a	4t/2a	+2t/2a
		浮油、浮渣、污泥	5.2	13.2	-5.2	13.2	+8.0

	生活垃圾	73.5t/a	0	0	73.5t/a	0
--	------	---------	---	---	---------	---

## 4 环境现状调查与评价

### 4.1 自然环境现状调查与评价

#### 4.1.1 地理位置

本项目主要位于榆林市定边县、延安市安塞区。

##### (1) 定边县

定边县位于陕西省西北部，榆林市最西端，陕甘宁蒙四省（区）七县（旗）交界处，古有“东接榆延，西通甘凉，南邻环庆，北枕沙漠，土广边长，三秦要塞”之称；是陕西省的西北门户、榆林市的西大门，自古以来，商贾云集，素有“旱码头”之称，与靖边县、本县安边镇合称“塞上三边”。全县辖 1 个街道办事处、2 个乡、16 个镇，19 个社区 185 个行政村，总土地面积 6920 平方公里，总人口 36.1 万人。

##### (2) 安塞区

安塞区位于陕西省北部，延安市正北，西毗志丹县，北靠榆林市靖边县，东接子长市，南与甘泉县、宝塔区相连，属典型的黄土高原丘陵沟壑区，总土地面积 2950 平方公里，占延安市总面积的 8.04%，其中耕地 106.4 万亩，95% 属于山地。全区辖 8 镇、3 个街道办事处、117 个行政村，总人口 16.3 万，土地总面积 2950 平方公里。

#### 4.1.2 地貌特征

##### (1) 定边县

定边县境地域辽阔，地形地貌复杂，在地貌特征上有两大分水岭：一是位于县境中部的白于山，横亘东西，辐射南北，为内流区与外流区及无定河与洛河的分水岭。二是位于县境西南-东北走向的子午岭北段，为洛河与泾河流域的分水岭，两大分水岭呈“T”字形隆起，将山区分为西南部泾河、南部洛河、东南部无定河三大外流河的河源区及北部内流区。

根据地质、水文、气候及植被等差异，以白于山为分水岭，定边县分为南部黄土高原丘陵沟壑区和北部风沙滩区两个地形。南部为白于山区丘陵沟壑区，占总面积的 52.78%；北部为毛乌素沙漠南缘风沙滩区，占总面积的 47.22%，定边县海拔 1303~1907m。

沟壑区含张崾岘镇（含白马崾岘）、樊学镇（包括王盘山）、姬塬镇、冯地坑镇、白湾子镇、油房庄乡、杨井镇（包括武峁子）、学庄乡、新安边镇共九个乡镇和红柳沟镇、贺圈镇（包括纪畔）、砖井镇（包括黄湾）、安边镇、郝滩镇五个镇的一部分，面积  $4186\text{km}^2$ ，占全县总面积的 61%。由于该区地势较高，坡度较大，除部分河流下切的河槽及陡崖有砂岩出露外，其余皆为黄土层堆积物覆盖，土层最厚为 100m。经河水的冲刷和其它外因力的侵蚀，完整的黄土高原被切割成梁、峁、塬、涧、崾岘和河谷等各种不同的地貌景观。长期的水土流失使地块支离破碎，千沟万壑，纵横交错。

本项目大梁湾采油作业区工程位于定边县南部黄土高原丘陵沟壑区。

## （2）安塞区

安塞区地形地貌复杂多样，境内沟壑纵横、川道狭长、梁峁遍布，由南向北呈梁、峁、塌、湾、坪、川等地貌。县境内地貌主要有以下四种类型：黄土梁涧、黄土梁峁状丘陵、黄土峁梁状丘陵、河谷涧地。大理河上游的小块地为梁涧地带，约有  $1038\text{km}^2$ ，占本县总面积的 35.2%；黄土梁峁状丘陵主要分布于本区南部地区和崂山毗邻的几个乡，主要形态以梁为主，梁顶间或有大型的孤立峁，约有  $670\text{km}^2$ ，占本县总面积的 22.7%；黄土峁梁状丘陵主要分布于延河中游地带，约有  $1242\text{km}^2$ ，占总面积的 42.1%；河谷涧地主要分布在延河及杏子河、西川河两岸。本项目镰刀湾采油作业区分布在安塞区北部地区，主要地貌类型为黄土梁峁状。

### 4.1.3 地质构造及地震

#### （1）定边县

定边县位于祁吕贺山字形脊柱东侧的伊陕盾地，为新华夏一级沉降带中心部位，构造作用微弱，是相对稳定的区域构造部位。区内地层走向近于南北，为一套向西微偏北缓倾的岩层。在这一缓倾的岩层内，只发育有零星且规模很小的，以压性及压扭性为主的错断，尚未发现较大的断层和褶皱，仅见一些节理裂隙。

定边县区域内第四纪以来主要作震荡性上升运动，其特点是以整体上升、下降运动为主，在上升阶段，全区尽遭侵蚀剥蚀，下降阶段沉积作用主要发生在前期侵蚀沟槽中，地形较高的分水岭、梁峁等部位仍遭剥蚀侵蚀，只有周期性寒冷气候出现时，全区才全面接受风成黄土的堆积。所以第四纪以来的地壳振荡型运

动和古气候的周期性变化决定了本区第四纪沉积物的分布规律和地貌形态的发展演化。

根据《中国地震烈度区划图》划分, 定边县建筑抗震设防烈度为 VI 度, 设计地震分组为第三组, 场地地震动峰值加速度为 0.05g, 地震动峰值加速度反应谱特征周期为 0.35s。

## (2) 安塞区

安塞区位于鄂尔多斯沉积盆地陕北斜坡中段, 区域构造背景为一平缓的西倾单斜, 倾角仅半度左右, 平均坡降 10m/km。局部地区发育着多排近东西向的低缓压实鼻状隆起带。延长组地层内部各层局部鼻状构造一般具有较好的继承性, 上下多叠合, 鼻状隆起与砂体配合, 形成构造一岩性油藏。

根据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)的划分, 安塞区建筑抗震设防烈度为 VI 度, 设计地震分组为第三组, 场地地震动峰值加速度为 0.05g, 地震动峰值加速度反应谱特征周期为 0.45s。

### 4.1.4 气候特征

定边县和安塞区属温带半干旱大陆性季风气候区。四季变化较大, 冬季严寒而少雪; 春季温差大, 寒潮霜冻不时发生, 并多有大风, 间以沙暴; 夏季暑热, 雨量增多, 多以暴雨出现, 同时常有夏旱和伏旱; 秋季多雨, 降温快, 早霜冻频繁。定边县和安塞区多年气象观测统计资料见下表。

表 4.1.4-1 区域多年气象要素统计表

气象要素	单位	数值	
		定边县	安塞区
平均气压	hPa	863.8	895.8
气温	年平均	℃	8.3
	极端最高	℃	37.7
	极端最低	℃	-29.4
平均相对湿度	%	52	67
年平均降水量	mm	314.0	505.3
年平均蒸发量	mm	2291.1	1512.4
风速	平均	m/s	3.2
	最大	m/s	33.0
	主导风向	/	S N(夏)/NNW(冬)
地面温度	平均	℃	12.7
	极端最高	℃	73.8
	极端最低	℃	-24.9
			-30.5

日照时数	h	2768.3	2367
最大积雪深度	mm	11	14
最大冻土深度	mm	101	86

#### 4.1.5 地表水

##### (1) 定边县

定边县南部山区有 6 条主要河流分布，分别为八里河、红柳河、新安边河、石涝川、安川河、东川（十字河）。除八里河为内河外，其余均为外河，以无定河、北洛河、泾河为源头。

本项目管线附近涉及的河流为东川（十字河）和石涝川河，东川（十字河）属于泾河水系，石涝川河属北洛河水系。

东川（十字河）发源于红柳沟镇杜家沟一带，在黄崾湾以北称为“十字河”；在洪德咸家湾以北至黄崾湾称为“东川”。沿冯地坑镇境内有北向南流至该镇南端苗咀咀汇集继续南下经姬塬、刘峁塬至五股掌与安川河相汇，流入甘肃环县，名“环河”。东川河长 48km，流域面积 498.73km<sup>2</sup>，常年径流量 0.05~0.20m<sup>3</sup>/s，河宽 1.2~4.0m，河深 0.3~0.8m，河流比降 1.53%，最大洪流量 7100m<sup>3</sup>/s，水质极苦，不适宜人畜饮用。

石涝川源于樊学镇刘湾村，于樊学镇田尔台村出定边县境，于定边县铁边城镇张涧村汇入北洛河。属北洛河右岸支流，流域为黄土丘陵沟壑区，总流域面积 93.5km<sup>2</sup>，沟道全长 18km，境内沟道长 5.63km。

根据《陕西省水功能区划》，以上河流均属III类水环境功能区。项目定边区域地表水系图见图 4.1.5-1。

##### (2) 安塞区

项目安塞区域地处黄河流域，区域内河流主要为延河及其支流。

延河为延安第二大河，属黄河流域一级支流，由西北向东南横贯安塞区。延河发源于靖边县天赐湾乡周山，由西北向东南流至延长县凉水岸汇入黄河。全长 286.9km，流域面积 7725km<sup>2</sup>，年平均径流总量  $2.94 \times 10^8 \text{m}^3$ ，河道总落差 860m，平均比降 3.3‰。由镰刀湾乡杨石寺入安塞区境，沿河湾罗家沟出境。境内河长 90km，流域面积 2649km<sup>2</sup>，流速 0.8m/s，延河常年流量 0.5~1.5m<sup>3</sup>/s，洪峰流量一般 100~2000m<sup>3</sup>/s，最大洪峰流量 4170m<sup>3</sup>/s。汛期含沙量 300~675kg/m<sup>3</sup>。

根据《陕西省水功能区划》，延河属III类水环境功能区。项目安塞区域地表

水系图见图 4.1.5-2。

## 4.1.6 水文地质条件

### 4.1.6.1 区域水文地质条件

#### 1、定边区域水文地质条件

##### (1) 水文地质结构

根据《榆林市定边县地下水勘查报告》(2011 年 3 月)，定边县地下水分为碎屑岩裂隙水、孔隙水两大类。碎屑岩裂隙水赋存分布于白垩系的碎屑岩裂隙中，孔隙水赋存分布于第四系松散堆积层孔隙中。

定边县地下水含水系统可划分为白垩系碎屑岩裂隙含水系统和第四系松散层孔隙含水系统。后者还包括第四系萨拉乌苏组孔隙含水系统、第四系黄土层裂隙孔隙含水系统，详见表 4.1.6-1 和图 4.1.6-1。

表 4.1.6-1 区域地下水含水系统划分表

含水系统		水流系统	水流子系统
白垩系碎屑岩裂隙含水层系统	白垩系裂隙孔隙含水系统 (I)	白于山北部水流系统 (I <sub>1</sub> )	定边闭流区水流系统 (I <sub>1-1</sub> )
			八里河水流系统 (I <sub>1-2</sub> )
			无定河水流系统 (I <sub>1-3</sub> )
		白于山南部水流系统 (I <sub>2</sub> )	马莲河水流系统 (I <sub>2-1</sub> )
			洛河-延河水流系统 (I <sub>2-2</sub> )
第四系松散层孔隙含水层系统	第四系萨拉乌苏组孔隙含水系统 (II)	定边闭流区萨拉乌苏组水流系统 (II <sub>1</sub> )	定边闭流区萨拉乌苏组水流系统 (II <sub>1</sub> )
			八里河萨拉乌苏组水流系统 (II <sub>2</sub> )
	第四系黄土层裂隙孔隙含水系统 (III)	白于山北坡水流系统 (III <sub>1</sub> )	白于山北坡水流系统 (III <sub>1</sub> )
			白于山南坡水流系统 (III <sub>2</sub> )

其中：白垩系裂隙孔隙含水系统分布于全区，为鄂尔多斯盆地白垩系裂隙孔隙含水系统的一部分。第四系萨拉乌苏组孔隙含水系统分布于定边北部风沙滩地区，是鄂尔多斯盆地第四系萨拉乌苏组孔隙含水系统的一部分；第四系黄土层裂隙孔隙含水系统主要分布于黄土斜坡、残塬及宽梁等地段，呈片状或岛状分布。本区白垩系裂隙与第四系萨拉乌苏组孔隙含水系统地下水具有一定开发利用价值。

项目定边区域内地下水按含水介质及水力特征划分为第四系松散层孔隙含水层系统中的第四系黄土层裂隙孔隙含水系统(白于山南坡水流系统(III<sub>2</sub>))，白垩系碎屑岩裂隙含水层系统中白垩系裂隙孔隙含水系统(洛河-延河水流系统(I<sub>2-2</sub>))，各类型地下水赋存条件受地形地貌、地层岩性、古地理环境等诸因素的综合制约。

白垩系盆地为多层结构含水层系统,上部不连续的分布有第四系黄土层潜水。部分地段因新近系泥岩的存在,阻断了黄土层地下水与下伏白垩系地下水的水力联系。在白垩系含水岩系中,由于在环河组顶部和底部分布区域性隔水层,白垩系环河和洛河含水岩组在空间上构成了相对独立的含水体,并呈现出多层结构的特点。岩性及富水性、渗透性、水化学等水文地质特征基本相近,而不同含水岩组间存在较大的差异。根据这种特点,将该含水岩系在垂直上划分为第四系黄土含水岩组、白垩系环河含水岩组和洛河含水岩组三个不同的含水层位,它们在空间上呈多层上下叠置关系,横向呈向斜构造形态(图 4.1.6-2)。

白垩系孔隙裂隙水全区均有分布,含水层厚度大且水平分布连续,其特点是富水性变化大,水特性不稳定,是区内重要的开采层之一。区域上,控制白垩系地下水赋存条件的主要因素包括地表分水岭、节理与裂隙的导水作用、沉积相的影响等。具体如下:

**地表分水岭对地下水的控制作用:**与项目相关的地表分水岭主要有白于山和子午岭分水岭。白于山与子午岭分水岭区,地质结构上表现为砂岩与泥岩相间叠置的多层结构,垂向上水文地质分层明显,风化裂隙带地下水与洛河组地下水联系不密切,因此它对环河组地下水的控制明显强于深层地下水,具体表现为地表分水岭与浅环河组地下水分水岭一致,根据环河组、洛河组流场可以看出,白于山及子午岭地表分水岭对浅环河组地下水起到较好的控制作用。

**节理与裂隙的导水作用:**受中新生代区域构造应力场和局部构造的控制,在白垩系盆地内不同地段发育了不同方向、不同性质的节理与裂隙系统。裂隙的发育程度与岩性关系较为密切,其从强到弱大致排序为:粗砂岩、含砾砂岩、钙质砂岩、中砂岩、细砂岩、粉砂岩、泥岩。在泥质岩石中,主要以风化裂隙和原裂隙为主,裂隙发育密度大,延伸较短,多呈闭合状,不利于地下水渗透,往往构成区域上的隔水层。砂类岩石构造裂隙较发育,裂隙发育密度小,但延伸长,开启性好,是地下水良好的导水通道。

**沉积相对地下水的影响:**项目所在区域属于鄂尔多斯白垩系盆地南部,自下而上,沉积相组成和分布的旋回性变化明显,沉积相空间叠置结构极为复杂、呈现出多层地质结构特征,从而决定了不同含水岩组之间具较差的水力联系。洛河含水岩组:主要由沙漠相和辫状河相构成,并以沙漠相沉积为主体,构成区域上的主要含水层。环河含水岩组:总体以湖泊相、三角洲相细碎屑岩和泥质岩为主,

总体上地下水赋存条件较差。

## (2) 区域水文地质条件

### 1) 地下水类型及富水性特征

根据《榆林市南部地下水勘查—榆林市定边县地下水勘查报告》，定边区域内地下水依据赋存条件、水力特征和含水介质条件，主要包括第四系河谷冲积层孔隙水、第四系风积黄土孔隙水、白垩系裂隙孔隙潜水、白垩系裂隙孔隙承压水几大类型。其赋存条件受地形地貌、地层岩性和古地理环境诸因素的综合控制。区域水文地质见图 4.1.6-3。

#### ①第四系松散岩类孔隙、裂隙潜水

##### A.第四系冲积、冲湖积层孔隙潜水

岩性为粉土、粉质粘土夹粉砂岩，潜水位埋深由涧掌沿潜流方向逐步变深，一般为 10~50m 不等，当径流至主涧深谷，潜水即排泄。含水层厚度与第四系沉积厚度及侵蚀切割深度有关，一般在 48~89.3m。在主涧地，由于河谷切割，高差 50~100m，地下水以泉水形式呈线状排泄，流量一般小于 1.0L/s，潜水主要赋存于支涧地中，埋深为 1.85~5.4m，向涧地外逐渐增加，单井涌水量 150~205m<sup>3</sup>/d，含水层渗透系数为 0.079~4.74m/d，由于涧地分布范围小，其补径排途径及深度较小，浅部易接受大气降水补给，且易于循环至下部河流切割面以泉的形式排泄，部分进图较深层，但补给有限，是动力条件差，地下水循环缓慢。

##### B.风积黄土裂隙孔隙潜水

主要分布于区内黄土梁峁，岩性为粉土质黄土状亚砂土，质地较均一，具垂直节理，孔隙发育。由于沟谷切割深，潜水赋存条件差，故无统一稳定的含水层，零星分布于个沟脑部位，均以泉的形式出露，流量小且不稳定，一般流量为 0.02~0.05L/s。

区域第四系富水性分区图见图 4.1.6-4。

#### ②白垩系地下水

##### A.环河组含水层

环河组含水层在定边区域广泛分布，呈多层结构，岩性复杂，以湖泊相沉积组合为主，岩性以砂岩为主，夹有泥岩、砂质泥岩及泥质砂岩，厚度 40~200m，分布极不稳定，含水层渗透系数一般在 0.01~0.31m/d。其地下水接受裸露区地表水及大气降水补给，从分水岭分别向各级河流方向径流，最终排泄于洛河。该区

环河组富水性受到地层岩性及地下水补径排条件的影响,总体表现为中等富水至弱富水,单井涌水量一般 $<500\text{m}^3/\text{d}$ 。根据钻孔,含水层厚度 292.63m,水位埋深 40.24m,单位涌水量  $6.71\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ ,渗透系数  $0.042\text{m/d}$ ,矿化度  $2.58\text{g/L}$ 。环河含水岩组的砂岩孔隙度平均在 10%以上。

环河含水岩组主要接受河流入渗补给,其次是在基岩裸露区和浅覆盖区接受大气降水补给。在河流控制下,地下水流向与地表水系基本一致,总的径流方向为自西北向东南运移。水力坡度在子午岭附近为 10‰左右,向东南变缓,为 1~3‰。自白于山、子午岭一带向东南径流,最终向北洛河排泄。

#### B.洛河组合含水层

洛河组砂岩是定边县主要含水岩层之一,境内均有分布。含水层岩性为棕红色、浅棕红色砂岩,中细粒、细粒结构,块状构造,泥质胶结,具大型交错层理,岩层结构疏松,孔隙较发育。该含水岩组隐伏于环河含水岩组之下,其埋藏深度自东向西、自南向北逐渐增大,顶板埋深多在400-700m之间,含水层厚度较稳定,一般300-500m,地下水主要赋存于洛河组砂岩孔隙之中。环河组泥岩、泥质粉砂岩构成其隔水顶板,下部侏罗系透水性微弱,构成白垩型系底部相对稳定的隔水底板,形成良好的储存条件,水动力特征为承压水。按富水性可划分为水量较丰富区(强富水)和水量中等区(弱富水)。

水量较丰富区主要分布于安边-学庄以东地带以及南部白于山区油房庄以西等地区。根据钻孔资料,水头埋深160.72-296.25m,含水层厚度269.29-351.30m,当降深4.25-71.10m时,涌水量227.49-566.35 $\text{m}^3/\text{d}$ ,单井涌水量946.76-1391.52 $\text{m}^3/\text{d}$ ,溶解性总固体为1070-6590mg/L。

水量中等区主要分布于砖井以北及白泥井以西一带以及南部白于山区中部分水的一带,根据钻孔资料,水头埋深 33.50-241.00m,含水层厚度 95.20-449.70m,当降深 46.00-70.15m 时,涌水量 287.88-603.42 $\text{m}^3/\text{d}$ ,单井涌水量 151.55-168.81 $\text{m}^3/\text{d}$ ,溶解性总固体为 2650-4990mg/L。

区域白垩系富水性分区图见图 4.1.6-5。

#### 2) 区域地下水补给、径流、排泄特征

##### ①第四系松散层地下水

第四系松散层地下水包括黄土层潜水、涧地冲湖积层潜水,其中黄土层潜水直接接受大气降水补给,涧地冲湖积层潜水接受降水、周围黄土层潜水及基岩潜

流的补给。另外，农灌区的第四系地下水接受灌溉入渗补给。

黄土层潜水在各补给汇水范围内获得补给后，短途径流至就近各沟源以泉水或渗流溢出形式排泄；河谷冲积层潜水一般顺河流方向排泄于河谷；涧地潜水则沿涧地的延伸方向由上游支涧地进而汇集至主涧地近下游河流切割含水层沿河两侧呈线状溢出带排泄。

## ②白垩系地下水

### A.环河组

大气降水入渗构成了环河组地下水的主要补给来源，其次为第四系地下水越流、河流渗漏、小面积田间灌溉入渗、洛河组地下水的顶托补给。大气降水入渗主要集中分布在各大小河流之间，其中在靠近白于山、子午岭及其余二级分水岭一带，受泥岩、粘土分布的影响，补给条件较差，而向分水岭两侧该地层逐渐侵蚀尖灭，黄土垂直节理发育，有利于降雨的垂直入渗补给，该类型补给区占总补给面积的 62%，其次河道入渗补给构成了环河组地下水另一补给源，由于该系统地处黄土高原山区，受河道切割，地形支离破碎，环河组在河道中大多切割裸露，可直接接受补给地下水径流方向和循环深度在盆地尺度受控于白于山、子午岭。环河组上部地下水流向与地表水系基本一致，由于其埋深浅且易于接受大气降水补给，其径流形态受到勘查区各大小河流控制，整体表现为接受补给后就近河谷两侧排泄，径流途径短，总体上由子午岭向延河-洛河径流。整体环河组地下水自白于山、子午岭向东南径流，最终排向延河、洛河、葫芦河。

### B.洛河组

洛河组地下水主要补给源可按地质条件分为两类，一为环河组分布区，该区地下水主要接受上覆含水层垂向渗入，二为仅洛河组裸露区降水、河道入渗补给，因该区多靠近河流中下游，地层结构单一，多覆盖于第四系马兰黄土之下，局部少量分布泥岩、粘土，易接受降水补给，另外在河流切割裸露区地下水水位低于地表水水位时，接受河道入渗补给，因该地层主要为砂岩，地表水主要通过地层孔隙入渗补给进入地下水，局部也有少量构造裂隙传导。

深循环水流系统发育在洛河含水岩组中，地下水整体受白于山影响，靠近西北部受到子午岭分水岭控制，总体上由北向南方向径流。

洛河组地下水排泄主要有以下两部分：一是在洛河、葫芦河等较大河流中下

游，地下水位高于地表水，形成地下水集中排泄带；二是人工开采排泄，该地层在深埋区其开采类型较为简单，主要为石油工业水源井和各乡镇、县城集中供水井开采，开采较为集中，且开采量大，在地层浅埋区及裸露区其开采对象为各类用水需求，包括城镇、县城、工业集中供水、农村居民及牲畜生活用水、局部灌溉用水等。

### 3) 地下水动态特征

白垩系环河组地下水主要由基岩裸露区大气降水、河水直接入渗补给和黄土覆盖区第四系松散孔隙水垂向越流补给，但由于含水层厚度、水位埋深等不同，因此其动态变化各异。本次评价工作搜集到了评价区周边个别环河组水源井的水位动态监测资料，因与本工程属于同一地貌类型及同一含水层系统，因此具有一定代表性。大体可以总结为两种类型，一种是波动型，该类型呈现无规律的波动，但总体而言水位基本保持平稳，一般变化幅度为 0.5~1.0m，另一种为波动下降型，该类型主要受集中开采影响，地下水水位呈现逐年下降趋势。

### 4) 区域地下水水化学特征

#### ①区域环河组地下水水化学特征

区域环河组地下水矿化度 641.3~6730mg/L，整体规律表现为自东向西、自南向北矿化度逐渐呈增加趋势，一是在靠近吴起县东部环河组边界潜水区，矿化度一般小于 1000mg/L，主要影响因素为地层厚度减小，接受大气降水补给后径流速度加快，地下水对地层中盐分的溶解时间短，另一重要原因是靠近吴起县东部环河组地层岩性表现为泥质砂岩、砂岩为主，泥岩比率减小，地层中本身含盐量减小；靠近白于山、子午岭一带由于地下水补径排条件较弱，径流缓慢，甚至局部为相对滞留水。水化学类型主要有  $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$  型、 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}\cdot\text{HCO}_3$  型、 $\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3$  型、 $\text{HCO}_3$  型为主，局部水化学类型较为复杂。

#### ②区域洛河组地下水水化学特征

区域洛河组矿化度为 454.0~3683.9mg/L，其规律相似于环河组变化趋势，自东向西矿化度逐渐增加，靠近子午岭、白于山交界处矿化度最高，白于山一带矿化度一般表现为 2000mg/L 左右，而吴起县界限以东整体矿化度小于 1000mg/L，形成该矿化度特征的原因有：一是洛河组岩层中本身含盐量较小，使得地下水补给进入地层中后可溶解的盐分相对较少，所以矿化度整体低于环河组，二是自东

向西地层接受补给难度增加, 补给难度的增加势必导致地下水径流变缓, 从而在时间尺度上增加了进入地下水中的盐分, 导致矿化度增加。水化学类型主要有  $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$  型、 $\text{HCO}_3$  型为主, 局部水化学类型为  $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}\cdot\text{HCO}_3$  型、 $\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3$  型、 $\text{HCO}_3$  型。

## 2、安塞区域水文地质条件

### (1) 区域水文地质构造

延安市在地质构造上属鄂尔多斯盆地的南缘。区内河流密布, 切割强烈, 地貌类型多样, 地层岩性组合复杂, 决定了本区水文地质条件的特殊性和复杂性。主要表现在两个方面: 一是含水介质的多样性, 既有孔隙和裂隙含水介质, 还有孔隙-裂隙双重含水介质; 二是水流系统的复杂性, 受密集的水网和分水岭控制, 区域上没有统一、连续的地下水水流场, 地下水顺地势向附近沟谷排泄, 形成相互独立的地下水水流系统。

项目位于镰刀湾采油作业区安塞区。根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查报告》(西安地质矿产研究所, 2006 年), 项目所在的安塞区区域地下水系统可划分为白垩系地下水碎屑岩裂隙孔隙含水层系统和石炭系-侏罗系碎屑岩裂隙与上覆松散层孔隙含水层系统两大系统, 两个含水系统之间水力联系不密切。本次评价区镰刀湾采油作业区位于白垩系地下水碎屑岩裂隙孔隙含水层系统, 所处水流系统为洛河-延河水流系统; 含水层系统与水流系统划分具体见表 4.1.6-2 和图 4.1.6-8。

4.1.6-2 地下水系统划分表

含水层系统		水流系统	备注
系统	亚系统		
白垩系碎屑岩裂隙孔隙含水层系统 (II)	北部沙漠高原单一结构含水层亚系统	乌兰木伦河-无定河水流系统 (II <sub>1</sub> )	
	南部黄土高原多层结构含水层亚系统	洛河-延河水流系统 (II <sub>4</sub> )	本次改造工程位于此区域
		泾河-马莲河水流系统 (II <sub>5</sub> )	

### 2) 区域地下水类型及富水性特征

本项目所在区域整体含水层水文地质结构为多层结构, 含水系统主要由第四系、白垩系含水层构成。第四系黄土含水层的介质特征、渗透性、补给条件、水化学特性基本相近, 但受河流密集切割作用影响, 总体上富水性很差, 很多地段为疏干区。白垩系地下水系统垂向上富水性差异显著, 横向上富水性差异明显,

具体分述如下：

①第四系河谷冲积孔隙潜水含水层

第四系冲积层潜水仅在延河河谷区的漫滩及一、二级堆积阶地区域分布，潜水沿河谷呈带状分布，漫滩及一级阶地被蛇形河曲分割，在河流两侧断续状态分布，潜水位埋深一般 4.5-15.0m，二级阶地被切割仅局部残存，潜水位埋深一般 30.0-40.0m，潜水层厚度一般 6-12m，岩性主要是砂砾石，微含泥质。该潜水含水层与下覆基岩风化层潜水密切联系，期间无稳定隔水层。冲积层潜水径流方向朝河流下游并与之斜交，河水与潜流存在相互补排关系。

②第四系风积黄土孔隙含水层

分布于黄土塬和梁、峁区。其地下水主要接受大气降水补给，受地表水系的强烈切割，大部分地段为疏干区，黄土地下水一般赋存于沟脑的掌形地、杖形地等低洼部位，径流途径较短，交替积极，水质较好，矿化度一般小于 1000mg/L，并横向形成了多个相互独立的水流系统。

③白垩系洛河组含水层

在延河-洛河地下水子系统中均有分布，含水介质总体为一套红色沙漠相风积砂岩，厚度 50~400m，结构单一，孔隙较发育，渗透系数一般在 0.2~1m/d。在白垩系地下水系统东部边缘地带，洛河组含水层裸露于地表，西部埋藏于环河组之下，顶面埋深由西北向南东变浅。洛河组裸露区或者中上更新统黄土覆盖区地下水表现为潜水，第三系和环河组埋藏区为承压水。其地下水接受系统周边裸露区地表水及大气降水补给，向洛河和延河径流排泄。较为单一的砂岩结构特征和较大的含水层厚度决定洛河组地下水具有较好的赋存条件和富水性。大部分地区洛河组含水层单井涌水量一般在 500~1000m<sup>3</sup>/d，局部达 3000m<sup>3</sup>/d 以上，是区域最主要的含水层。

### 3) 区域地下水循环特征

**地下水补给：**延河-洛河水流系统中，降水是地下水最主要的补给来源，其次为河流入渗和田间灌溉入渗补给。地下水主要向河流自然排泄，其次为潜水蒸发和人工开采，其中向地表水排泄占总排泄量的 70.68%。

**地下水径流与排泄：**地下水径流方向和循环深度在盆地尺度受控于白于山、子午岭。浅层白垩系地下水流向与地表水系基本一致，总体上由子午岭向延河-

洛河径流。中循环地下水自白于山、子午岭向东南径流，最终排向延河、洛河、葫芦河和沮河。深循环水流系统发育在洛河含水岩组中，地下水总体上由西北向东南方向径流，南端地下水穿过子午岭分水岭而向马莲河方向汇集。

#### 4.1.6.3 调查评价区水文地质条件

##### 1、定边区域评价区水文地质条件

###### (1) 地下水类型及富水性特征

根据本次水文地质调查,结合搜集到的水文地质钻孔勘察资料,评价区内地下水类型主要为:第四系上更新统风积黄土孔隙潜水含水层、白垩系环河组及洛河组碎屑岩类裂隙含水层。各含水层特征详述如下:

###### 1) 第四系风积黄土裂隙孔隙潜水

评价区全区地表厚度整体北厚南薄,梁峁部位厚度较薄,为5~20m,残塬和宽梁上较厚,一般45~65m,水化学类型主要为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}\cdot\text{Na}\cdot\text{Mg}$ 型等。该含水岩组无明显隔水层,由于沟谷切割深,潜水赋存条件差,故无统一稳定的含水层,多呈“片”状或“点”状零星分布于各沟脑、沟边部位,以泉的形式出露,流量小且不稳定,该含水层无供水意义。

###### 2) 白垩系环河组碎屑岩类裂隙水含水层

该含水层在评价区内广泛分布,在黄土丘陵区隐伏于第四系地层之下,而切割较深的沟谷区则大量出露于地表。含水层岩性主要为浅紫红色、紫褐色细砂岩与暗紫色泥岩互层状结构,大部分为承压水,仅在沟谷出露地段上部表现为潜水。根据区内钻孔资料,含水层厚度40~200m,渗透系数0.01~0.31m/d,单井涌水量一般小于100m<sup>3</sup>/d。水化学类型主要为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Na}$ 型,矿化度2.44~3.14g/L。总体而言该含水层为弱富水性,但因沟谷内环河组地层普遍有出露,水位埋藏相对较浅,该含水层仍然是该地区居民使用地下水的主要开采层位之一。

###### 3) 白垩系洛河组碎屑岩类裂隙水含水层

该含水层在评价区内广泛分布,隐伏于环河组地层之下,地表未见出露。含水层岩性主要为棕红色细-中粒砂岩,为承压含水层。根据区内钻孔资料,评价区内洛河组含水层埋深一般在200~450m之间。一般单井涌水量小于100m<sup>3</sup>/d,渗透系数在0.2~0.53m/d之间,地下水水质总体较差,水化学类型主要为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}\cdot\text{Na}$ 型,矿化度1.33~1.39g/L。总体而言该含水层厚度大,渗透性及富水性强于白垩系环河组含水层,属弱-中等富水性,是当地重要的集中供水水源。

评价区水文地质图见图4.1.6-10。水文地质剖面图见图4.1.6-11。

## 2) 地下水补径排条件

补给：评价区内年降雨量较小，第四系松散地层在接受大气降雨入渗补给，常因强烈的蒸发作用而消耗，或沿着陡峭的斜坡地形快速流走散失，仅在强降雨或持续性降雨作用下才能入渗补给地下水，下渗的地下水又因储存条件较差，常沿致密的粘土层顶面径流后在沟谷地带溢出，或继续下渗补给下部基岩裂隙水；白垩系环河组基岩裂隙水的补给来源除接受裸露区降雨和地表水直接入渗补给外，在第四系覆盖区可能还有上覆第四系松散孔隙含水层的垂向渗流补给；白垩系洛河组基岩裂隙水的补给来源主要为上部环河组的垂向越流补给。

径流：评价区内白垩系环河组基岩裂隙水径流主要受地形及侵蚀的沟谷所控制，整体表现为分别从评价区的北侧、西侧，向调查区东侧、南侧切割较深的沟谷流动；白垩系洛河组基岩裂隙水径流方向与环河组基本一致，整体由西北向东南流动。

排泄：评价区内白垩系环河组与洛河组基岩裂隙水的排泄途径有人工开采、侧向径流以及通过泉的形式向河流或沟谷排泄。其中环河组含水层人工开采以分散开采为主，主要为农村居民及牲畜生活用水、局部灌溉用水等，井深往往较小，开采量也较小；洛河组含水层人工开采以集中开采供水为主，主要为村镇等集中供水井；白垩系含水层侧向径流主要为地下水整体上从调查区的北侧向下游径流排泄。

## 3) 地下水动态特征

### ①第四系地下水动态

#### A. 梁峁区风积黄土潜水动态

黄土潜水主要由大气降水入渗补给，因此其动态变化受大气降水影响，年内水位呈单峰单谷形态，低水位期出现在3~4月份，高水位期出现在8~9月份；高水位期一般滞后雨季1~2个月，水位年变幅小于1m。年际间呈周期变化。

#### B. 河谷冲积层潜水动态

河谷潜水动态变化除受降水影响外，还受河流的影响，特点是变幅较小，多年间呈周期变化。

### ②白垩系地下水动态

白垩系地下水由于多呈半封闭状态，动态特征表现为：盆地边缘含水层出露

区，地下水动态多呈波动型，水位年变化幅度在 0.5~1.0m，其它地区水头（水位）呈稳定型，水位年变幅在 0.2~0.5m 之间。

## 2、安塞区域评价区水文地质条件

### （1）评价区水文地质

根据地下水水力特征，评价区地下水根据含水介质可划分为松散岩类孔隙水和碎屑岩类裂隙孔隙水两大类。

#### ①松散岩类孔隙水

包括第四系松散冲积层孔隙潜水和风积黄土层裂隙孔隙潜水。

##### **A.第四系松散冲积层孔隙潜水**

主要分布于延河及主要支流漫滩、I 级阶地等河谷区，其含水层岩性主要为含泥质砾卵石层及中细砂层，厚度一般 1~3m，该潜水含水层与下伏基岩潜水有密切的水力联系，两者间无隔水层存在，与下部基岩风化带联合开采时厚度则大于 10m。水位埋深一般小于 10m，单井出水量在安塞及以南延河阶地为 100~500m<sup>3</sup>/d，属较弱~中等富水；其余河段多<100m<sup>3</sup>/d，属弱富水。水化学类型多属  $\text{HCO}_3$  型、 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4$  型，矿化度<1g/L 或 1~3g/L。

##### **B.第四系风积黄土层裂隙孔隙潜水**

本项目建设内容中站场改造工程主要涉及第四系风积黄土孔隙潜水含水层。该含水层广泛分布于调查评价区内黄土梁峁区，其含水介质为中、晚更新世夹多层古土壤的砾石黄土。由于梁峁区地形起伏较大，沟谷切割强烈，切割深度一般都在基岩面以下数十米，致使第四系黄土含水层不能连续分布，不具有连续的潜水面，且由于地下水沿黄土与基岩接触面的持续排泄，黄土层多为透水而不含水地层。梁峁区地形坡降大，不利于大气降水的入渗补给，大气降水多以地表径流形式流入沟道，难以大量下渗补给，储水条件极差，为一局部性微弱含水体，分布零星，一般在沟谷边缘以泉的形式出露，泉流量多<0.1l/s，属极弱富水。

#### ②白垩系裂隙孔隙含水层

白垩系裂隙孔隙含水层分布于第四系黄土层之下，主要出露于区内主要河流沟谷及其支流河谷地段，含水层岩性为白垩系洛河组中细砂岩，含水层厚度从东向西增厚。由于该区域主要位于洛河组砂岩浅埋区，区内新近系红色泥岩分布不稳定，不能形成区域隔水层，同时本区排泄基准面（延河）已经下切到洛河组砂

岩含水层之中，所以洛河组砂岩含水层总体表现为潜水含水层。

洛河组地层岩性为一套棕红色沙漠相中粗砂岩夹泥岩，斜层理、交错层理发育，结构疏松，富水性和渗透性均较好，孔隙度平均为 19.41%，巨型交错层理极为发育，在河谷地区补给来源充沛的情况下，为区内较好的含水岩层。根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查》，渗透系数  $0.20\sim 1.00\text{m/d}$ ，在黄土梁峁正地形区，水位埋深大于 80m，单井涌水量  $500\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，属中等富水；在河谷地区负地形，水位埋深一般 5~20m，单井涌水量  $100\sim 500\text{m}^3/\text{d}$ ，属较弱富水。

#### ④隔水层

评价区内新近系红土层，岩性为深红、紫红及棕红色富含钙质结核的粘土岩，其出露于区内各支沟的沟脑和山坡局部地段，该岩组透水性极差，该层为第四系松散潜水的统一隔水层。在深部基岩中，厚度较大且连续分布的泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩等与含水层相间分布，厚度一般大于 30m，为层间裂隙承压水的隔水层。

综上所述，本项目镰刀湾采油作业区评价区内具有供水意义的含水层最主要的为第四系风积黄土孔隙潜水含水层和白垩系洛河组裂隙潜水含水层。

镰刀湾采油作业区评价区水文地质图见图 4.1.6-12，水文地质剖面图见图 4.1.6-13。

#### 2) 地下水补径排条件

##### ①补给方式

大气降水和地表水的下渗补给为区内潜水的主要补给来源，此外，区内潜水还接受渠灌水入渗补给。承压水受侧向径流补给量有限，主要接受上覆潜水的越流补给。

##### ②径流特点

区内地下水径流方向和径流强度等随地面坡度和含水层岩性不同而异。黄土梁峁区第四系潜水流向主要受地形控制，沿黄土垂直节理及大孔隙由梁峁向两侧冲沟径流；涧地潜水径流方向与地表地势一致；洛河组裂隙孔隙潜水流向则主要受制于河水，在平直河段一般向河流下游偏移，而河曲地带，则截弯取直流向下游，总体由西北向东南流动，白垩系地下水水流场见图 4.1.6-14。

##### ③排泄特点

泉水排泄与人工开采排泄是区内潜水的主要排泄方式。地下径流排泄、顶托补给排泄及人工开采排泄是区内承压水主要排泄方式。

#### 4.1.6.4 典型场地水文地质条件

##### 1、大梁湾采油作业区水文地质条件

本次大梁湾采油作业区工程内容主要涉及站场改造 6 座, 注水管线 8 条共 16.27km, 出油集油管线 4 条共长度 8.53km, 全部位于黄土梁峁区。拟建项目非正常状况下可能影响到的含水层为第四系风积黄土潜水含水层和白垩系环河组裂隙含水层。

**第四系黄土潜水含水层:** 该含水层为可能受本项目管线工程影响的主要含水层, 因沟谷切割, 含水层分布不连续, 多呈条块状; 水位埋深在 45~50m 之间。该含水层富水性较差, 一般以泉的形式出露, 流量为 0.02~0.05L/s。根据《榆林市南部地下水勘查—榆林市定边县地下水勘查报告》成果, 项目所在区域第四系风积黄土潜水含水层渗透系数约为 0.26~0.46m/d, 区域水力坡度约为 0.015。

**白垩系环河组含水层:** 环河组为多层结构, 岩性较为复杂, 岩相变化较大, 厚度 40~200m, 分布极不稳定。其风化裂隙较发育, 在子午岭一带发育有走向 150°与 256°两组近于直交的垂直裂隙, 宽 3~5mm, 裂隙率为 0.25, 孔隙度一般在 10~20%。这些裂隙连同孔隙提供了地下水赋存空间和运移通道, 渗透系数一般在 0.01~0.31m/d。

##### 2、镰刀湾采油作业区水文地质条件

本次镰刀湾采油作业区工程内容主要涉及站场改造 5 座, 根据工程布局, 改造站场主要位于黄土塬或梁峁区顶相对平坦的部位。

###### (1) 第四系风积黄土层裂隙孔隙潜水

黄土残塬区的包气带岩性结构类型为单一的风积黄土型, 垂直渗透系数一般大于  $10^{-4}$ cm/s, 包气带渗透性强, 防污性能分级属弱级。其含水层介质为中、晚更新世风积黄土, 也是评价区内主要出露地层。评价范围内, 地下水分布不连续。但由于区域整体地形坡降大, 不利于大气降水的入渗补给, 大气降水多以地表径流形式流入沟道, 难以大量下渗补给, 储水条件差, 属极弱富水。

###### (2) 镰 93 脱站场水文地质条件

镰 93 脱站场位于黄土梁峁地貌单元内, 站场周边地形起伏大, 评价区内地

面海拔标高在 1375m~1385m, 站场地表为黄土覆盖层, 场地地表出露含水层为第四系风积黄土孔隙潜水含水层。

评价区包气带岩性主要为黄土状土, 根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 渗透系数经验表, 包气带垂向渗透系数约  $1.6 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ 。

判定本场区包气带防污性能为“弱”。

表 4.1.6-3 包气带防污性能

分级	包气带岩土的渗透性能	本项目情况
强	$Mb \geq 1.0 \text{m}$ , $K \leq 1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$ , 且分布连续、稳定	本项目场地包气带厚度大于 1m, 分布连续稳定, 且单层厚度 $\geq 1 \text{m}$ 。包气带垂向渗透系数约 $1.6 \times 10^{-4} \text{cm/s} \geq 1.0 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ , 综上判定评价区包气带防污性能为“弱”
中	$0.5 \text{m} \leq Mb < 1.0 \text{m}$ , $K \leq 1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$ , 且分布连续、稳定 $Mb \geq 1.0 \text{m}$ , $1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s} < K \leq 1.0 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ , 且分布连续、稳定	
弱	岩(土)层不满足上述“强”和“中”条件	

Mb: 岩土层单层厚度。K: 渗透系数。

#### 4.1.6.6 区域地下水开发利用现状

##### (1) 定边区域

本项目大梁湾采油作业区位于定边县樊学镇, 根据现场调查, 由于评价区沟谷切割深, 潜水赋存条件差, 第四系黄土含水层富水性极弱, 无供水意义; 白垩系地下水埋藏深, 一般井深在 700~1000m, 开采难度大, 且多为环河组与洛河组混合开采, 全盐量较高, 远超过《农田灌溉水质标准》中标准要求(非盐碱地  $\leq 1 \text{g/L}$ , 盐碱地  $\leq 2 \text{g/L}$ ), 水质差, 不宜用于饮用及灌溉, 因此评价区范围内各村镇居民农村生活用水长期依赖水窖积存的雨水, 所占比例在 95% 以上, 遇干旱年份无水可用时, 则依赖购买区外水解决生活用水问题。

评价区内无集中饮用水水源地, 区内主要是旱耕地, 无农灌设施。该区域地下水开发利用程度低, 主要用于以油田开发为主的工业生产。

##### (2) 安塞区域

本项目镰刀湾采油作业区位于延安市安塞区境内。根据《安塞水资源综合规划》, 安塞区供水工程包括地表水供水工程和地下水供水工程, 其中地表水工程供水量占总供水量的 46.2%, 地下水工程供水占 53.8%。地下水供水中浅井供水占 37%, 取水层位为第四系松散层含水层, 水位埋深较浅; 深井供水占 63%, 取水层位为白垩系裂隙孔隙承压含水层水, 含水层埋深 300~500m。安塞区居民生活水源中地下水占比例较大。安塞区人口居住分散, 交通不便, 经济发展相对落后。安塞区居民生活及公共用水通过自来水厂提供, 供水水源为延河马家沟

水库及王窑水库地表水。山区水源工程较少，调控能力差，居民用水困难，农村供水总体水平不高。农村人畜饮水主要采取小高抽、机井、大口井、水窖等形式，以地表水和浅层地下水（主要开采第四系潜水层，部分开采洛河组潜水层和侏罗系顶部风化裂隙带潜水）为水源。川地大棚灌溉一般是利用泉水自流灌溉或利用河水打大口井建小高抽解决，梁峁区的耕地多为旱地，无灌溉设施。深部地下水开发（深井开采）主要用作油田回注水。长庆油田第一采油厂、第四采油厂、长庆油田镰刀湾项目组、延长油田杏子川采油厂主要开采洛河组含水层作为回注水源，是油区最主要的地下水开发利用部分。

#### 4.1.6.7 区域水文地质问题

##### （1）原生环境水文地质问题

通过资料分析，调查评价区范围内未发现原生环境水文地质问题，即未发现天然劣质水分布，以及由此引发的地方疾病等环境问题。

##### （2）人类活动引起的环境水文地质问题

调查表明，本调查评价区范围内的地下水资源开发利用主要是城镇居民和农村居民的饮用以及农田灌溉开采，据统计分析，这部分开采量和调查评价区的地下水补给资源量相比占比很小，仅占地下水补给资源量的10%左右，目前未出现因地下水开发或者其它工程导致的地下水损耗所引起的区域地下水水位下降。另外，调查区内也未发现人为活动造成的地面沉降、地裂缝、湿地退化、土地荒漠化、土壤盐渍化、沼泽化等环境水文地质问题。

##### （3）油田开发引起的环境水文地质问题

石油开采过程中，污染物排放对地下水环境可能造成影响的主要污染物为：钻井岩屑、废弃钻井泥浆及钻井废水、井队工作人员的生活污水和生活垃圾等。为了避免对地下水环境造成影响，在建设过程中，产污环节基本都采取了环境保护措施，暂未引发环境水文地质问题。

#### 4.1.7 土壤类型

根据《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中的分类，项目大梁湾采油作业区土壤类型以黄绵土和黑垆土为主，镰刀湾采油作业区土壤类型以黄绵土为主。

黄绵土广泛分布在梁、峁顶部和向阳的坡地、台地、阶地上，大部分农耕地

属于此类土壤。黄绵土具有颗粒细小、质地疏松、结构较好、易于渗水、保墒性差等特点，性热、口松、粘性小、利于耕作。抗蚀性随降雨程度而异，中、小雨有减轻水土流失的作用，遇大雨和暴雨，水土流失严重。

黑垆土是发育于黄土母质上的具有残积粘化层（俗称黑垆土层）的黑钙土型土壤，主要分布在河谷阶地。黑垆土的颗粒组成以粉砂粒为主，其含量约占一半以上；物理性粘粒在腐殖质层约占 40%，在母质层和耕作层约占 28~30%。微团聚体较多，结构呈多孔状，容量低。

## 4.2 生态环境现状调查

本项目管线工程生态环境影响评价等级为三级，站场工程生态环境影响评价等级为简单分析，依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中规定，本项目生态调查范围为项目管线外扩 300m，调查面积为 1166.9903hm<sup>2</sup>。

本次生态环境质量现状调查在充分搜集和利用现有研究成果与资料的基础上，采取现场调查、3S 技术相结合的方法，对调查区内 2024 年度的生态环境质量现状进行了调查。

本次生态环境质量现状评价中，植被类型、植被覆盖度、土地利用现状、生态系统类型等采用遥感影像解译方法，土壤侵蚀度情况利用高程和坡度数据进行计算得出。

### 4.2.1 遥感调查方法及信息来源

本次生态环境质量现状评价中，因评价区范围跨度较大，且解译类型涉及较多，遥感影像以中巴资源系列卫星影像为基础影像，包括资源 3 号卫星、吉林一号卫星、云瑶卫星等，形成多源复合影像集，用于处理不同的解译目的。其中，基础影像数据空间分辨率为 2.10m。同时。结合云量信息选取 6-10 月份的卫星遥感影像。该时段土地利用现状类型分异明显，可以直观反映植被类型和植被覆盖度的空间差异，辅助开展土壤侵蚀调查。评价所选用遥感影像的时间、分辨率和光谱数据生态环境信息丰富，保证了遥感解译结果的科学性和准确性，满足生态评价工作等级要求。具体见遥感影像图。

表 4.2.1-1 卫星参数及各波段主要用途

有效载荷	波段	波长范围 (μm)	地面分辨率 (m)	主要用途
------	----	-----------	-----------	------

CCD 相机	1	0.45~0.52	20	水体穿透性良好, 很适用于海岸制图; 用于区分针叶林与阔叶林、土壤与植被
	2	0.52~0.60	20	对应健康植被的绿反射区, 很适合干植被的绿反射峰测量研究, 也适用于水体污染监测
	3	0.63~0.68	20	探测绿色植物叶绿素吸收的差异, 是区分土壤边界和地质体边界的最有用的可见光波段, 受大气影响小, 分辨率较高
	4	0.77~0.89	20	对应于植被峰值反射区, 适用于植被探测和评估; 用于估算生物量, 分辨潮湿土壤
	5	0.51~0.73	20	用于分辨道路, 裸露土壤, 水, 还能在不同植被之间有好的对比度, 并且有较好的大气、云雾分辨能力
高分辨率相机 (HR)	6	0.50~0.80	2.10	为 2.10 米分辨率的黑白图像, 用于增强分辨率

### （1）遥感影像处理方法

评价采用 ENVI 3.0 图像处理软件对数字图像进行镶嵌、几何精校正和波段合成等图像处理, 利用彩色合成得出 img 格式的基础影像。然后利用 ArcGIS 10.8 软件平台对处理后的基础影像进行目视解译, 而后结合土地利用变更调查数据和野外调查采集的样点数据对解译成果进行校核、优化地块边界, 最后利用空间分析模块进行统计分析。

### （2）统计方法

①在目视解译成果的基础上, 利用 ArcMap 模块, 以上一步输出的 Shapefile 文件为基础, 添加“VEG”(植被类型)、“ERO”(土壤侵蚀类型)、地貌类型等字段, 并叠加相应的地理国情普查数据, 参照野外调查所采集的样点描述, 逐一确定各多边形的专题属性并进行属性转换。

②根据调查区的边界, 挖取各单元的专题数据。利用 ArcGIS 提供的 ArcMap 模块, 完成全部区域和各单元的专题数据统计及制图工作。

### （3）分类系统

本次调查区分类系统包括土地利用、植被类型、植被覆盖度、土壤侵蚀度等四个生态专题分类系统。植被分类采用《陕西植被》(雷明德著)提出的生态学植被分类系统, 生态系统分类采用《全国生态状况调查评估技术规范——生态系统遥感解译与野外核查》(HJ 1166-2021), 以 II 级类型作为基础。并依据地理国情监测数据的地表覆盖类型的内在特征, 将已有的地理国情监测数据进行数据

转换，转换成专题属性数据，并依据分类标准完成专题分类系统。然后根据转化属性后的专题数据进行统计分析；先统计二级类型，统计内容包括监测区内各专题类型的斑块数、面积（km<sup>2</sup>）及占整个监测区面积的百分比；再根据二级类型数据统计一级类型的斑块数、面积和一级类型占监测区面积的百分比。最后对获得的专题数据进行分析。本次评价采用《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）附录 C 中 C.8.1 植被覆盖度方法评价生态系统现状，采用植被指数法进行分析，并结合实际地物覆盖情况对结果进行校核。

项目专题图件具体制作流程见下图。

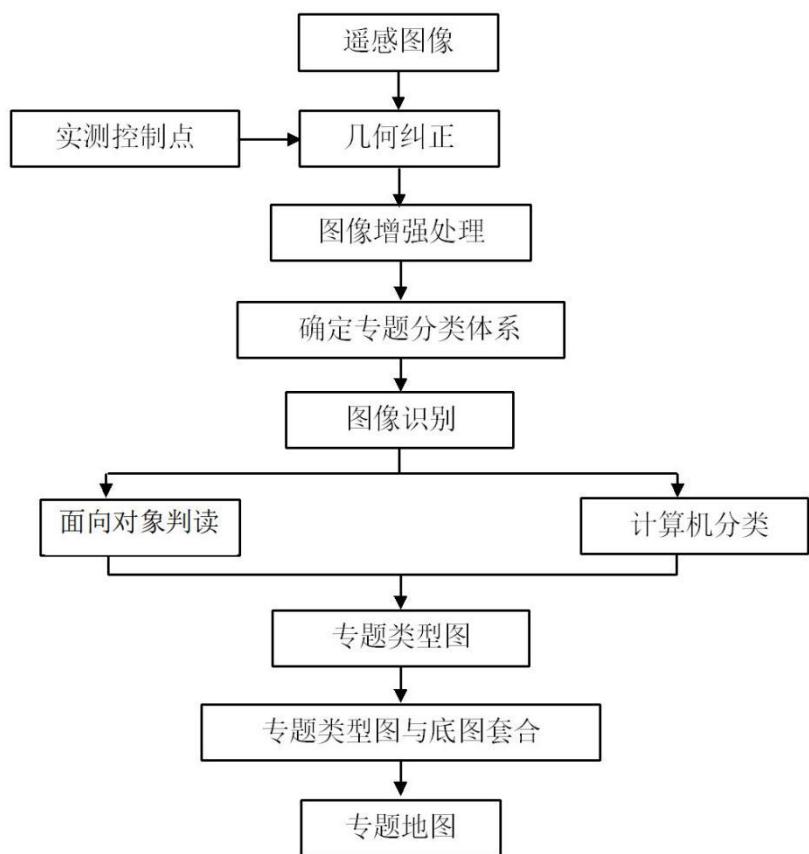


图 4.2.1-1 遥感解译图具体制作流程

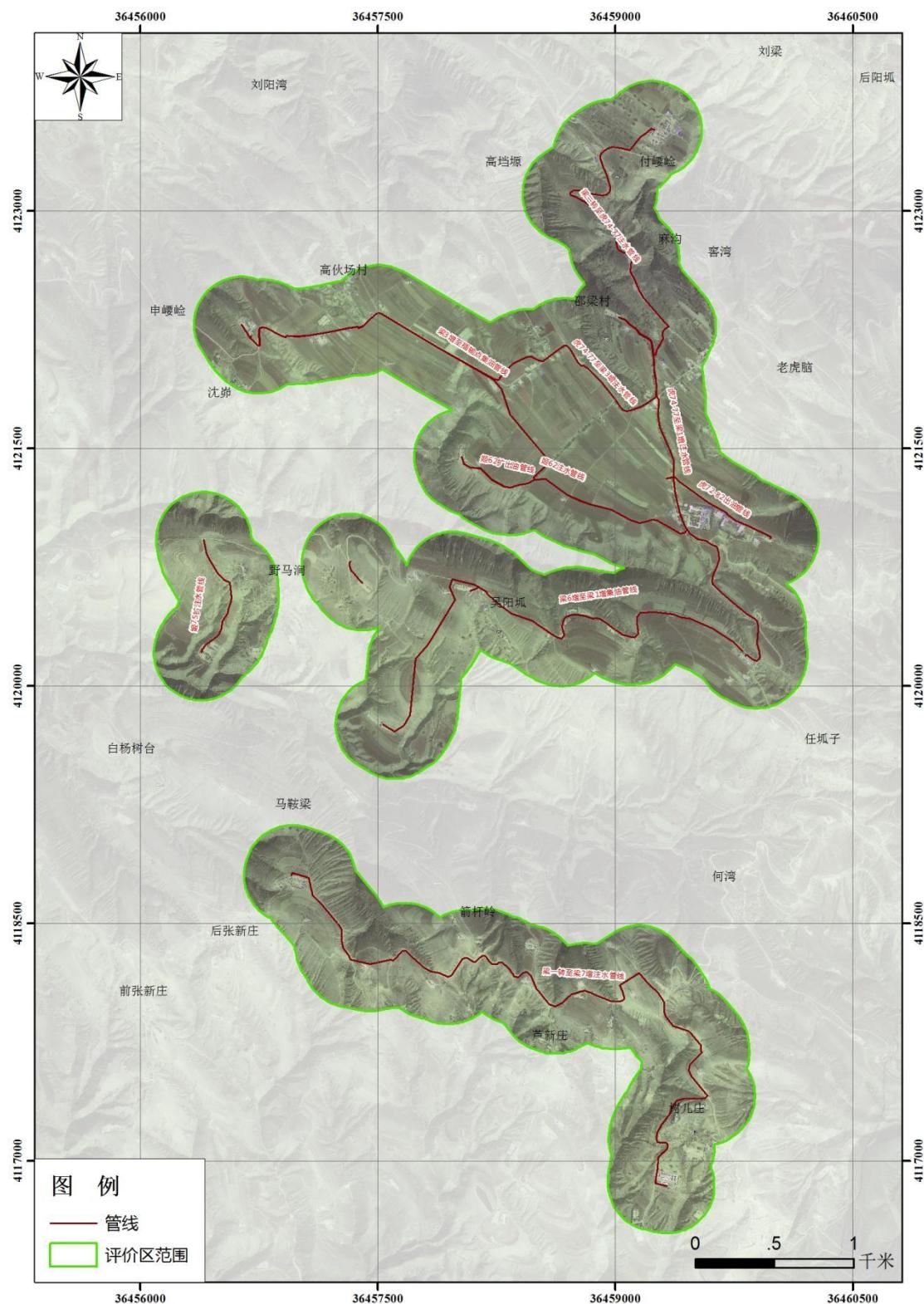


图 4.2.1-2 评价区遥感影像图

#### 4.2.2 生态系统类型及特征

#### 4.2.2.1 生态功能区划

本项目管线工程位于榆林市定边县，根据《陕西省生态功能区划》，本项目

开发区块所属生态功能分区、生态敏感性特征及生态保护对策详见下表。

表 4.2.2-1 生态功能区划

项目地	生态区	生态亚区	生态功能区	生态服务功能重要性或敏感性特征及保护对策
定边县南部	长城沿线风沙草原生态区	白于山河源水土保持生态亚区	白于山河源水土保持区	靖边、定边重要的水源地，无定河等河流的源头，水源涵养功能重要，水土流失极敏感，开展流域综合治理，退耕还林还草，控制水土流失

#### 4.2.2.2 生态系统类型

按照《全国生态状况调查评估技术规范——生态系统遥感解译与野外核查》(HJ1166-2021) 技术规范，对调查区范围内的生态系统进行了分类。调查及评价范围内主要包括森林、灌丛、草地、湿地、农田、城镇等 6 个类型。具体见表 4.2.2-2 及图 4.2.2-1。

表 4.2.2-2 评价范围内生态系统类型及其在区域中所占比例

序号	生态系统类型		评价区范围		管线施工占地范围	
			面积( $hm^2$ )	比例	面积( $hm^2$ )	比例
1	1 森林生态系统	13 稀疏林	4.7793	0.41%	0.0074	0.06%
2	2 灌丛生态系统	23 稀疏灌丛	33.6503	2.88%	0.5696	4.43%
3	3 草地生态系统	32 草丛	536.1642	45.94%	1.8464	14.36%
4	4 湿地生态系统	34 稀疏草地	64.2233	5.50%	2.1745	16.92%
5	5 农田生态系统	51 耕地	456.3829	39.11%	4.6616	36.27%
6		52 园地	7.8152	0.67%	0.2332	1.81%
7	6 城镇生态系统	61 居住地	13.2036	1.13%	0.0084	0.07%
8		63 工矿交通	50.7716	4.35%	3.5861	26.08%
合计			1166.9903	100.00%	12.8533	100.00%

根据统计结果，评价区主要以草地生态系统、农田生态系统为主，其中草地占评价区总面积的 45.94%，农田占 39.78%，其他占地较少。占地范围内主要以农田生态系统、城镇生态系统为主，其中农田占 38.08%，城镇占 26.15%，其他占地较少。

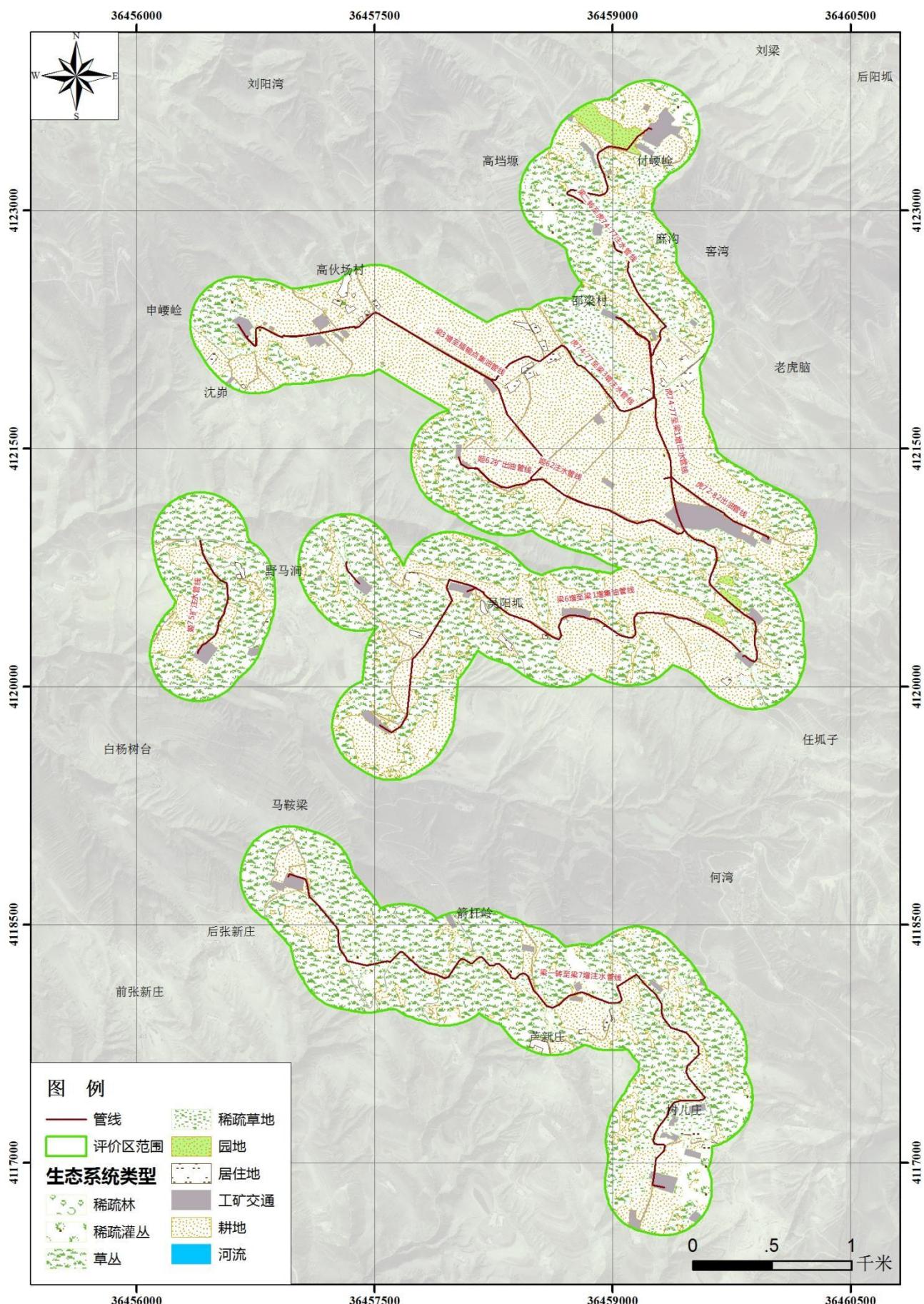


图 4.2.2-1 评价区生态系统类型图

## 4.2.3 土地利用现状调查

### 4.2.3.1 土地利用现状

本次土地利用现状依据《国土空间调查、规划、用途管制用地用海分类指南》（自然资办发〔2023〕134号）要求，在“国土变更调查数据”的基础上，通过3S技术和现场调查综合得出，结果见表4.2.3-1及图4.2.3-1。

表4.2.3-1 评价范围内各类土地面积统计

序号	地类名称		评价区范围		管线施工占地范围	
	一级类	二级类	面积 (hm <sup>2</sup> )	比例	面积(hm <sup>2</sup> )	比例
1	01 耕地	0102 水浇地	3.0734	0.26%	0.0951	0.74%
2		0103 旱地	453.3095	38.84%	4.5666	35.53%
3	02 园地	0201 果园	7.8152	0.67%	0.2332	1.81%
4	03 林地	0301 乔木林地	1.0411	0.09%	0.0000	0.00%
5		0305 灌木林地	33.6503	2.88%	0.5696	4.43%
6		0307 其他林地	3.7382	0.32%	0.0074	0.06%
7	04 草地	0401 天然牧草地	536.1642	45.94%	1.8464	14.36%
8		0404 其他草地	64.2233	5.50%	2.1745	16.92%
9	05 商服用地	05H1 商业服务业 设施用地	0.3263	0.03%	0.0000	0.00%
10	06 工矿仓储用 地	0601 工业用地	1.7841	0.15%	0.0000	0.00%
11		0602 采矿用地	27.8296	2.38%	0.6191	3.00%
12	08 公共管理与 公共服务用地	0809 公用设施用 地	0.1644	0.01%	0.0000	0.00%
13	09 特殊用地		0.3500	0.03%	0.0000	0.00%
14	10 交通运输用 地	1003 公路用地	2.0100	0.17%	0.4086	3.18%
15		1006 农村道路	18.1673	1.56%	2.5669	19.97%
16	12 其他土地	1202 设施农用地	0.1399	0.01%	0.0000	0.00%
17	20 城镇村	203 村庄	13.2036	1.13%	0.0000	0.00%
合计			1166.9903	100.00%	12.8533	100.00%

通过上表可知：总体而言，评价区主要土地类型为天然牧草地、旱地，分别占评价区总面积的45.94%、38.84%，其他土地类型很少。占地范围内主要土地类型为旱地、农村道路、其他草地和天然牧草地，分别占管线施工占地总面积的35.53%、19.97%、16.92%、14.36%，其他土地类型很少。

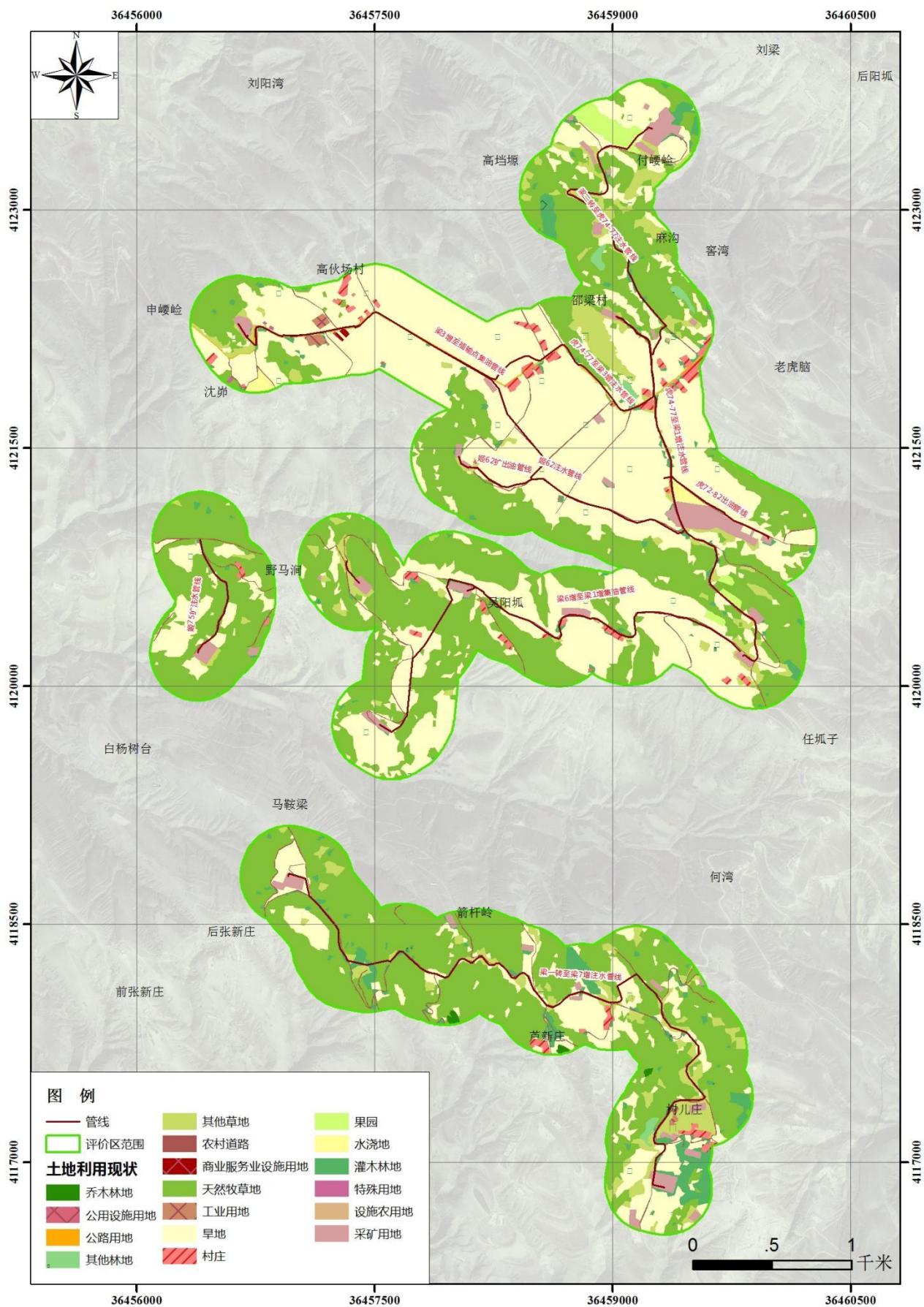


图 4.2.3-1 评价区土地利用现状图

#### 4.2.3.2 土壤侵蚀现状调查

土壤侵蚀强度分级根据 SL190 要求, 按照高程、坡度以及植被覆盖情况确定土壤侵蚀强度等级。评价区土壤侵蚀现状分布及表 4.2.3-2 及图 4.2.3-2。

表 4.2.3-2 评价范围内土壤侵蚀强度面积统计

序号	土壤侵蚀强度	评价区范围		管线施工占地范围	
		面积( $hm^2$ )	比例	面积( $hm^2$ )	比例
1	微度侵蚀区	92.4256	7.92%	0.9529	7.42%
2	轻度侵蚀区	303.2529	25.99%	5.3959	41.98%
3	中度侵蚀区	589.9615	50.55%	5.8357	45.40%
4	强烈度侵蚀区	159.5276	13.67%	0.6688	5.20%
5	极强烈度侵蚀区	21.8227	1.87%	0.0000	0.00%
合计		1166.9903	100.00%	12.8533	100.00%

根据上表统计结果, 评价区域内以中度水力侵蚀为主, 占比 50.55%, 其次为轻度水力侵蚀, 占比 25.99%。占地范围内以中度水力侵蚀为主, 占比 45.40%, 其次为轻度水力侵蚀, 占比 41.98%。

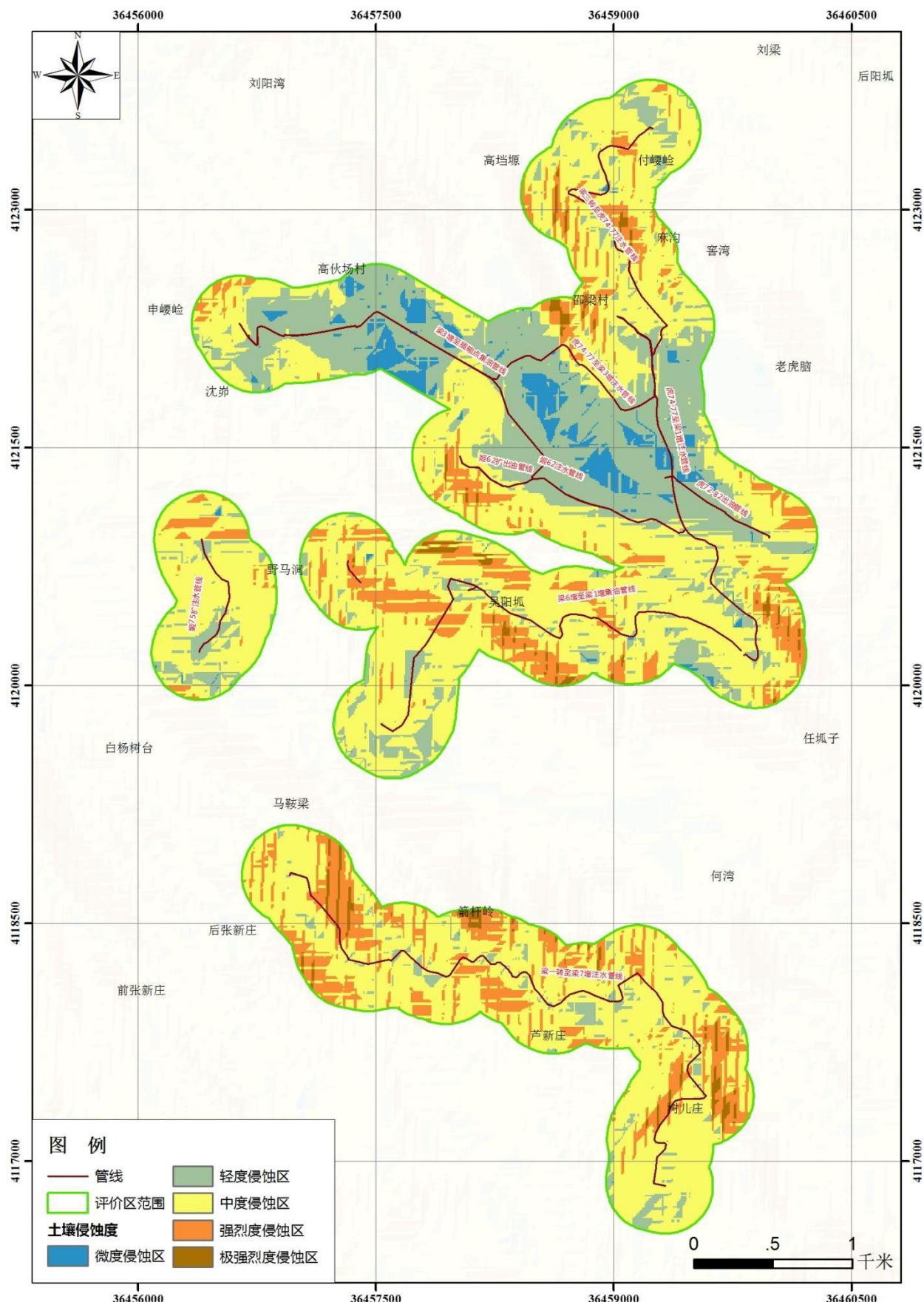


图 4.2.3-2 评价区土壤侵蚀度图

## 4.2.4 植物资源现状调查

### 4.2.4.1 植被类型

评价区位于陕北高原中部，属温带森林草原分布区，区内主要以栽培植被为主，局部分布有乔木、灌丛、草地，农业植被主要为小麦、玉米、谷类。灌草丛与农田混杂分布。按照《中国植被志》（方精云）将调查区的植被类型分为4个植被型组。植被类型面积及占总面积比例见下表。

表 4.2.4-1 各植被类型面积及占总面积比例

序号	植被类型				评价区范围		管线施工占地范围				
	植被型组	植被型	植被亚型	群系	面积( $hm^2$ )	比例	面积( $hm^2$ )	比例			
1	I草本植被(草地)	一、杂类草草地	(一)温带其他丛生禾草草地	蒿草、禾草草丛	573.9222	49.18%	3.7464	29.15%			
2				长芒草草丛	26.4652	2.27%	0.2745	2.14%			
3	II灌丛	二、落叶阔叶灌丛	(二)温带落叶阔叶灌丛	柠条锦鸡儿灌丛	33.6503	2.88%	0.5696	4.43%			
4	III森林	三、落叶阔叶林	(三)温带落叶阔叶林	杨树林、榆树林	4.7793	0.41%	0.0074	0.06%			
5	IV栽培植被	四、落叶果园			7.8152	0.67%	0.2332	1.81%			
6		五、粮食作物或经济作物田			456.3829	39.11%	4.6616	36.27%			
7	V生产生活服务区				63.9752	5.48%	3.3606	26.14%			
合计					1166.9903	100.00%	12.8533	100.00%			

从植被类型面积统计看：评价区野生植被主要以长芒草、蒿草、禾草为主，占评价区总面积的 51.45%，其次为柠条锦鸡儿灌丛，占 2.28%，其他类型野生植被很少；栽培植被以小麦、玉米等种植为主的粮食作物或经济作物田为主，占评价区总面积的 39.11%。占地范围内野生植被主要以长芒草、蒿草、禾草为主，占管线施工占地总面积的 31.29%，其他类型野生植被很少；栽培植被以小麦、玉米等种植为主的粮食作物或经济作物田，占管线施工占地总面积的 36.27%。

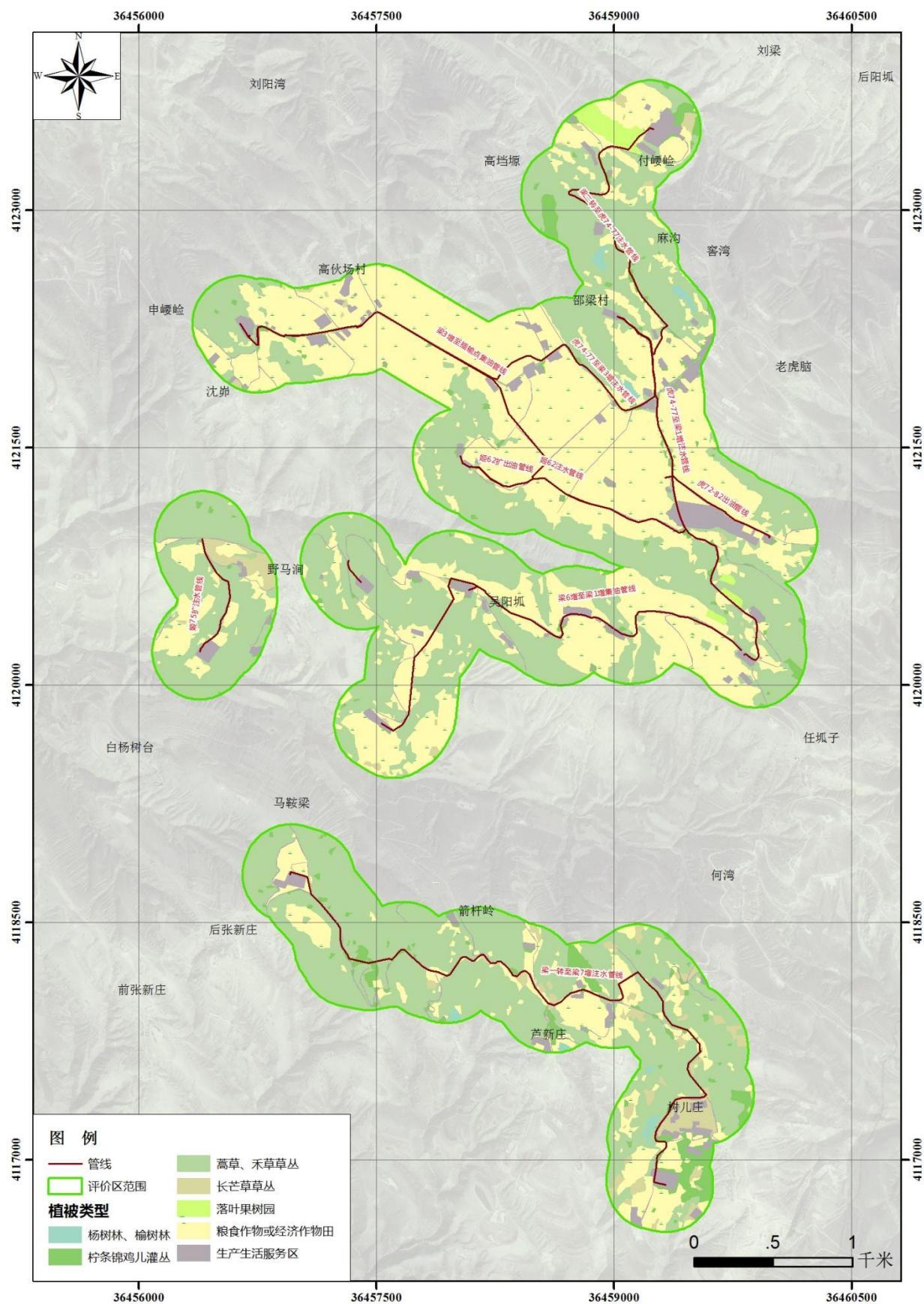


图 4.2.4-1 评价区植被类型图

#### 4.2.4.2 植被覆盖度

植被覆盖度指森林、草地、灌丛、农业植被等在地面的垂直投影面积占统计区总面积的百分比。本区域内植被覆盖度的调查利用遥感估算的方法，通过 NDVI 指数进行计算，并根据 NDVI 指数值通过等间隔断裂法，将植被覆盖度分为低覆盖度、中低覆盖度、中覆盖度、中高覆盖度、高覆盖度等五类。

评价范围内植被覆盖度情况见表 4.2.4-2 及图 4.2.4-2。

表 4.2.4-2 植被覆盖现状表

序号	植被覆盖度	评价区范围		各项施工占地范围	
		面积( $hm^2$ )	比例	面积( $hm^2$ )	比例
1	低覆盖度 (<10%)	73.3422	6.28%	3.8045	29.60%
2	中低覆盖度 (10%~30%)	172.8320	14.81%	2.1598	16.80%
3	中覆盖度 (30%~50%)	385.0493	33.00%	1.8260	14.21%
4	中高覆盖度 (50%~70%)	60.0078	5.14%	0.3507	2.73%
5	高覆盖度 (>70%)	19.3760	1.66%	0.0507	0.39%
6	农业植被覆盖区	456.3829	39.11%	4.6616	36.27%
合计		1166.9903	100.00%	12.8533	100.00%

根据植被覆盖度遥感影像解译结果图和数据统计结果，评价区内植被覆盖度除农业植被覆盖区占 39.11% 外，以中覆盖度和中低覆盖度为主，分别占 33.00%、14.81%。占地范围内植被覆盖度除农业植被覆盖区占 36.27% 外，以低覆盖度、中低覆盖度、中覆盖度为主，分别占 29.60%、16.80%、14.21%。

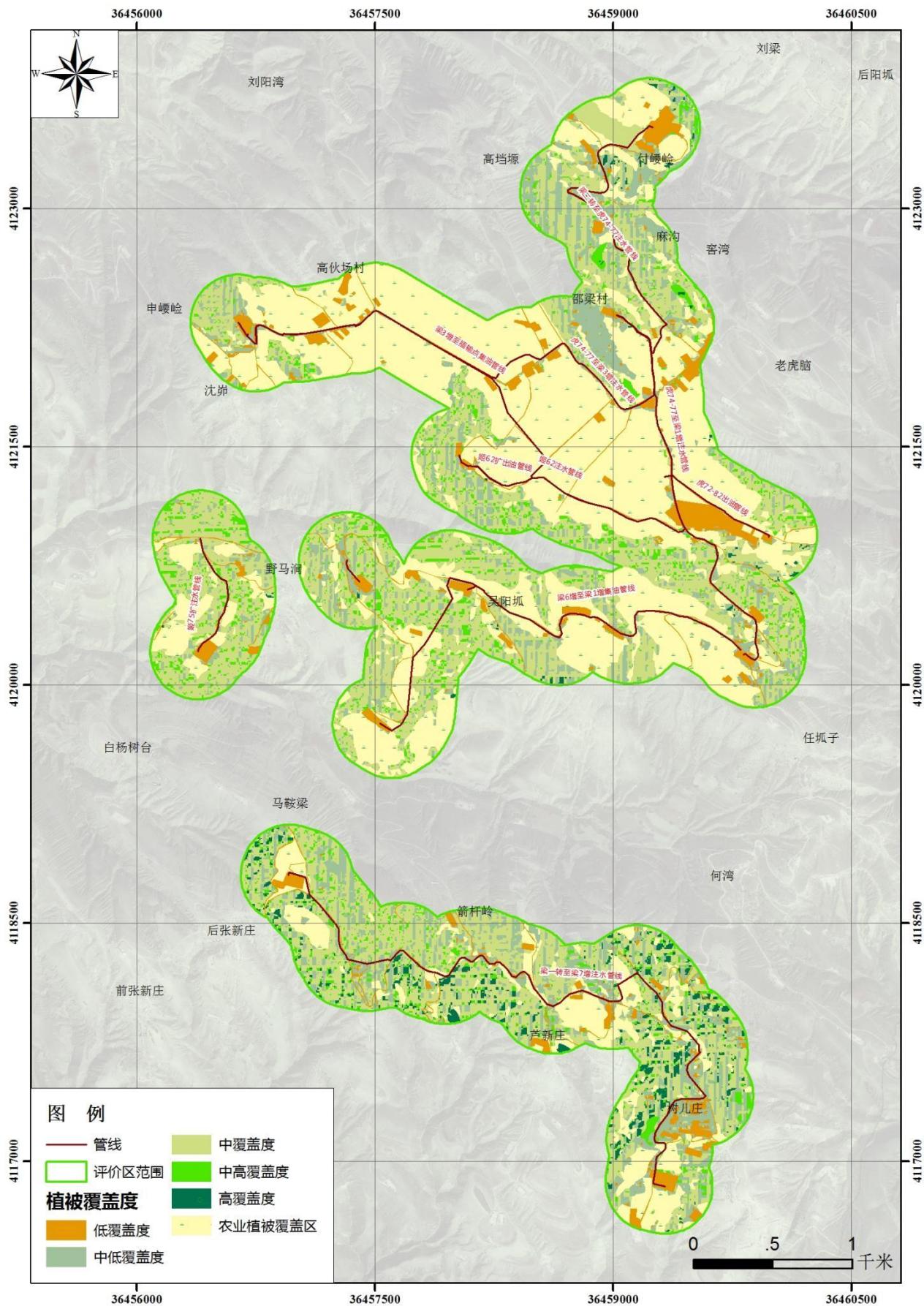


图 4.2.4-2 评价区植被覆盖度图

#### 4.2.4.3 植物资源

根据资料收集和现场调查，调查评价区植物资源总结如下：

##### （1）植物生态系统多样性

###### ①森林生态系统

在评价区内的森林生态系统分为人工生态系统和自然生态系统，人工生态系统位于坡塬中上部，有小面积人工油松林和路边的刺槐林，天然森林系统主要为路边的小叶杨林和杂木灌木丛林。评价区域内森林生态系统由于沟坡地形以及耕地限制，多为小斑块状或者沿路分布。

本区域林地的主要乔木种类为杨树、榆树，此外有少数油松、刺槐、旱柳等种类。本区域坡塬山地杨树高度一般在 6-14 米，自然更新良好。杨树林内有不同粗细和高度的植株，林内灌木和草本比较少，种类和盖度都比较低。在林缘一般有较好的灌木和草本植物生长，灌木种类主要为锦鸡儿，总体植被良好。

###### ②草地生态系统

该区域的草地生态系统分为坡塬边坡和顶部的自然草地和道路、田边的草地。坡塬顶部以低矮的草本植物为主，在绝大部分范围内只有草本植物，植被高度一般在 10-70 厘米之内，主要种类为禾本科矮小草本和蒿类等，种类主要有蒿草、长芒草、披碱草、狗尾草、苜蓿、赖草、阿尔泰狗娃花等，自然生态系统中植物多样性高。在沟壑部位有少数小型乔木或者灌木，在坡塬阴坡形成针茅、蒿类以及草木樨等的草地。在路边、田边，主要的草本植物以耐旱的阳生植物为主，如长芒草、狗尾草等，人为影响明显。

###### ③农田生态系统

评价的多条管线从农田边缘通过，本区域种的农田一般修筑为梯田，种植的植物为北方耐旱作物，如小麦、玉米、马铃薯等，该生态系统的状况主要由耕种的季节性决定。

##### （2）主要植被群落类型

###### ①蒿草群系

蒿草植物种类主要由黄蒿、艾蒿、黄花蒿等。蒿草可食用，常用于配料。一、二年生或多年生草本，少数为半灌木或小灌木；常有浓烈的挥发性香气。根状茎粗或细小，直立、斜上升或匍匐，常有营养枝；茎直立，单生，少数或多数，从

生，具明显的纵棱；分枝长或短，稀不分枝；茎、枝、叶及头状花序的总苞片常被蛛丝状的绵毛，或为柔毛、粘质的柔毛、腺毛，稀无毛或部分无毛。

评价区蒿草群系计  $573.9222\text{hm}^2$ ，占评价范围总面积 49.18%，蒿草常伴生有羊草、飞蓬草、猪毛菜、沙蓬、沙米等。

### ②长芒草群系

长芒草，是一种禾本科针茅属植物。秆丛生，基部膝曲；叶鞘光滑无毛或边缘具纤毛，基生者有隐藏小穗；基生叶舌钝圆形，先端具短柔毛，秆生者披针形，两侧下延与叶鞘边缘结合，先端常两裂；叶片纵卷似针状，圆锥花序为顶生叶鞘所包，成熟后渐抽出，细弱分枝小穗灰绿色或紫色；背部沿脉密生短毛，其下有微刺毛，基盘尖锐，密生柔毛，芒两回膝曲扭转，有光泽，边缘微粗糙，芒针稍弯曲；内稃与外稃等长；颖果长圆柱形，但在隐藏小穗中者则为卵圆形，被无芒且无毛之稃体紧密包裹；花果期 6-8 月。长芒草主产中国西部，从东北、华北、西北、西南，向东南延伸到江苏、安徽。长芒草常生于海拔 500-4000 米的石质山坡，黄土丘陵，河谷阶地或路旁；在蒙古、日本也有分布。长芒草，秋季，在叶鞘基部生有珠芽，珠芽脱离母体能形成新的植株，这是长芒草的一种特殊繁殖方式。长芒草为下繁禾草，耐践踏，是温带、暖温带山地家畜重要的放牧型野生牧草，为山、绵羊喜食，牛次之。春季萌发甚早，是山地早期放牧的一种重要牧草，这在其他草尚未大量生长而家畜多在春乏情况下，有其重要的生产价值与饲用价值。

评价区长芒草群系计  $26.4652\text{hm}^2$ ，占评价范围总面积 2.27%，长芒草常伴生有白羊草、沙蓬、紫花苜蓿、狗尾草、赖草、蒿草等。

### ③锦鸡儿群系

锦鸡儿，是豆科锦鸡儿属植物，灌木，有时小乔状，高 1-4 米；老枝金黄色，有光泽；嫩枝被白色柔毛。羽状复叶有 6-8 对小叶；托叶宿存；叶轴脱落；小叶披针形或狭长圆形，先端锐尖或稍钝，有刺尖，灰绿色。花梗密被柔毛，关节在中上部；花萼管状钟形，密被伏贴短柔毛，萼齿三角形或披针状三角形；花冠旗瓣宽卵形或近圆形，稍短于瓣片，耳短小，耳极短；子房披针形，无毛。荚果扁，披针形，有时被疏柔毛。花期 5 月，果期 6 月。分布于中国内蒙古、宁夏、甘肃。生长于半固定和固定沙地。常为优势种。锦鸡儿枝叶可作绿肥和饲料。茎皮可制

“毛条麻”，供搓绳、织麻袋等用。开花繁盛，为优良蜜源树种；是西北地区营造防风固沙林及水土保持林的重要树种。

评价区分布有锦鸡儿群系  $33.6503\text{hm}^2$ ，占评价范围的 2.88%，锦鸡儿群系平均树高 1m，草本层常伴生有蒿草、长芒草、沙蓬、猪毛菜、沙米等。

#### ④杨树林、榆树林群落

杨树林、榆树林群落为评价区的主要乔木群落，主要分布于坡塬边坡和小坡沟，分布极少。该群落乔木种类单一，生长稀疏，群落内的灌木层一般缺失，偶有沙棘生长，坡地的林下草本植物少，在沟谷生长的杨树林、榆树林内草本较多。在该区域乔木种类少，景观明显。

#### （3）植物物种多样性

根据收集区域植被资料，在评价范围共调查野生植物 33 科，118 种。油区植物名录见下表。

表 4.3.4-4 评价区植物名录

序号	中文名	学名	生活型	水分生态类型
一、松科 Pinaceae				
1	樟子松	<i>Pinus sylvestris</i> var. <i>mongolica</i>	乔木	中旱生
二、柏科 Cupressaceae				
2	侧柏	<i>Platycladus orientalis</i>	乔木	旱中生
三、杨柳科 Salicaceae				
3	小叶杨	<i>Populus simonii</i>	乔木	旱中生
4	旱柳	<i>Salix mastudana</i>	乔木	中生
5	沙柳	<i>Salix psammophyla</i>	灌木	旱生
四、榆科 Ulmaceae				
6	灰榆	<i>Ulmus glaucescens</i>	乔木	旱中生
7	榆	<i>Ulmus pumila</i>	乔木	旱中生
五、藜科 Chenopodiaceae				
8	沙米	<i>Agriophyllum arenarium</i>	一年生草本	旱生
9	沙蓬	<i>Agriophyllum squarrosum</i>	一年生草本	旱生
10	雾冰藜	<i>Bassia dasypylla</i>	一年生草本	旱生
11	灰绿藜	<i>Chenopodium album</i>	一年生草本	中旱生
12	小藜	<i>Chenopodium serotinum</i>	一年生草本	中旱生
13	绵蓬	<i>Corispermum hysopifolium</i>	一年生草本	旱生
15	猪毛菜	<i>SalSola collina</i>	一年生草本	旱生
16	碱蓬	<i>Suaeda glauca</i>	一年生草本	中旱生
六、蓼科 Polygonaceae				
17	萹蓄	<i>Polygonum aviculare</i>	一年生草本	中生

序号	中文名	学名	生活型	水分生态类型
七、苋科 Amaranthaceae				
18	反枝苋	<i>Amaranthus retroflexus</i>	一年生草本	旱中生
八、瑞香科 Thymelaeaceae				
19	河朔芫花	<i>Wikstroemia chamaedaphne</i>	灌木	旱中生
九、马齿苋科 Portulacaceae				
20	马齿苋	<i>Portulaca oleracea</i>	一年生草本	中生
十、石竹科 Caryophyllaceae				
21	鹅肠菜	<i>Malachium aquaticum</i>	多年生草本	中生
22	蝇子草	<i>Silene gallica</i>	一年生草本	中生
十一、毛茛科 Ranunculaceae				
23	芹叶铁线莲	<i>Clematis aethusaefolia</i>	多年生草质藤本	旱中生
24	长叶碱毛茛	<i>Halerpestes ruthenica</i>	多年生草本	湿草地、盐碱沼泽
十二、罂粟科 Papaveraceae				
25	地丁	<i>Corydalis bungeana</i>	二年生草本	中旱生
十三、十字花科 Cruciferae				
26	独行菜	<i>Lepidium apetalum</i>	一年生草本	中生
十四、蔷薇科 Rosaceae				
27	龙牙草	<i>Agrimonia pilosa</i>	多年生草本	中生
28	委陵菜	<i>Potentilla chinensis</i>	多年生草本	中旱生
十五、豆科 Leguminosae				
29	紫穗槐	<i>Amorpha fruticosa</i>	灌木	旱中生
30	沙打旺	<i>Astragalus adsurgens</i>	多年生草本	旱生
31	紫花苜蓿	<i>Medicago lupulina</i>	一年生草本	中生
32	草木樨状黄芪	<i>Astragalus melilotoides</i>	多年生草本	中旱生
33	柠条	<i>Caragana korshinskii</i>	灌木	旱生
34	小叶锦鸡儿	<i>Caragana microphylla</i>	灌木	中旱生
35	狭叶米口袋	<i>Gueldenstaedtia stenophylla</i>	多年生草本	旱生
36	花棒	<i>Hedysarum scoparium</i>	灌木	旱生
37	截叶铁扫帚	<i>Lespedeza cuneata</i>	小灌木	中生
38	达乌里胡枝子	<i>Lespedeza davurica</i>	半灌木	中旱生
39	天蓝苜蓿	<i>Medicago lupulina</i>	一年生草本	中生
40	黄花草木樨	<i>Melilotus officinalis</i>	一或二年生草本	旱中生
41	草木樨	<i>Melilotus suaveolens</i>	一或二年生草本	旱中生
42	二色棘豆	<i>Oxytropis bicolor</i>	多年生草本	中旱生
43	砂珍棘豆	<i>Oxytropis psammocharis</i>	多年生草本	旱中生
44	苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>	多年生草本	旱生
45	披针叶黄华	<i>Thermopsis shischkinii</i>	多年生草本	中旱生
46	野豌豆	<i>Vicia sepium</i>	多年生草本	中生

序号	中文名	学名	生活型	水分生态类型
十六、牻牛儿苗科 Geraniaceae				
47	牻牛儿苗	<i>Erodium stephanianum</i>	一或二年生草本	中旱生
48	老鹳草	<i>Geranium wilfordii</i>	多年生草本	中生
十七、蒺藜科 Zygophyllaceae				
49	蒺藜	<i>Tribulus terrestris</i>	一年生草本	旱中生
十八、苦木科 Simarubaceae				
50	臭椿	<i>Ailanthus altissima</i>	乔木	旱中生
十九、大戟科 Euphorbiaceae				
51	乳浆大戟	<i>Euphorbia esula</i>	多年生草本	旱生
52	地锦	<i>Euphorbia humifusa</i>	一年生小草本	旱中生
53	大戟	<i>Euphorbia pskinensis</i>	多年生草本	中生
二十、锦葵科 Malvaceae				
54	冬葵	<i>Malva verticillata</i>	二年生草本	旱中生
55	蜀葵	<i>Althaea rosea</i>	二年生直立草本	旱中生
二十一、柽柳科 Tamaricaceae				
56	紫花地丁	<i>Viola philippica</i>	多年生草本	中生
57	柽柳	<i>Tamarix chinensis</i>	灌木	旱生
58	红柳	<i>Reaumuria soongorica</i>	灌木	旱生
二十二、玄参科 Scrophulariaceae				
59	阴行草	<i>Siphonostegia chinensis</i>	一年生草本	旱中生
60	地黄	<i>Rehmannia glutinosa</i>	多年生草本植物	/
61	二色补血草	<i>Limonium bicolor</i>	多年生草本	旱生
二十三、萝藦科 Asclepiadaceae				
62	牛皮消	<i>Cynanchum auriculatum</i>	蔓生半灌木	旱生
63	地梢瓜	<i>Cynanchum thesioides</i>	多年生草本	旱生
64	杠柳	<i>Periploca sepium</i>	木质藤本	旱中生
二十四、旋花科 Convolvulaceae				
65	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>	一年生草本	中生
66	藤长苗	<i>Calystegia pellita</i>	多年生草本	旱中生
67	田旋花	<i>Convolvulus ervensis</i>	多年生草本	中生
二十五、紫草科 Boraginaceae				
68	砂引草	<i>Messerschmidia sibirica</i>	一年生草本	中旱生
二十六、唇形科 Labiate				
69	香青兰	<i>Dracocephalum moldavica</i>	一年生草本	旱中生
70	益母草	<i>Leonurus artemisia</i>	多年生草本	中生
71	黄芩	<i>Scutellaria baicalensis</i>	多年生草本	旱中生
二十七、茄科 Solanaceae				
72	龙葵	<i>Solanum nigrum</i>	一年生草本	旱生
二十八、百合科 Liliaceae				
73	野蒜	<i>Allium macrostemon</i>	多年生草本	中生
74	沙葱	<i>Allium mongolicum</i>	多年生草本	旱生

序号	中文名	学名	生活型	水分生态类型
75	戈壁天门冬	<i>Asparagus gobicus</i>	多年生草本	旱生
二十九、紫葳科 <i>Bignoniaceae</i>				
76	黄花角蒿	<i>Incarvillea sinensis</i> var. <i>przewalskii</i>	一年生草本	旱中生
77	角蒿	<i>Incarvillea sinensis</i>	一年生草本	中旱生
三十、车前科 <i>Plantaginaceae</i>				
78	车前	<i>Plantago asiatica</i>	多年生草本	中生
三十一、茜草科 <i>Rubiaceae</i>				
79	蓬子菜	<i>Galium verum</i>	多年生草本	旱中生
80	茜草	<i>Rubia cordifolia</i>	多年生草本	中生
三十二、菊科 <i>Compositae</i>				
81	黄花蒿	<i>Artemisia annua</i>	一或二年生草本	旱中生
82	艾蒿	<i>Artemisia argyi</i>	多年生草本	中生
83	冷蒿	<i>Artemisia frigida</i>	多年生草本	旱生
84	铁杆蒿	<i>Artemisia gmelinii</i>	多年生草本	中旱生
85	油蒿	<i>Artemisia ordosia</i>	半灌木	旱生
86	猪毛蒿	<i>Artemisia scoparia</i>	多年生草本	旱中生
87	籽蒿	<i>Artemisia sphaerocephala</i>	多年生草本	旱生
88	刺薊	<i>Cephalanoplos segetum</i>	二年生草本	中生
89	刺儿菜	<i>Cephalanoplos segetum</i>	多年生草本	中生
90	野菊花	<i>Dendranthema lavandulifolium</i>	多年生草本	中生
91	阿尔泰狗娃花	<i>Heteropappus altaicus</i>	多年生草本	旱中生
92	黄背草	<i>Themedia japonica</i>	多年生草本	中生
93	山苦荬	<i>Ixeris chinensis</i>	多年生草本	中生
94	抱茎苦荬菜	<i>Ixeris sonchifolia</i>	多年生草本	中生
95	刺疙瘩	<i>Olgaea tangutica</i>	多年生草本	旱中生
96	风毛菊	<i>Saussurea japonica</i>	两年生草本	旱生
97	拐轴鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>	多年生草本	旱中生
98	苦苣菜	<i>Sonchus oleraceus</i>	一或二年生草本	旱中生
99	蒲公英	<i>Taraxacum mongolicum</i>	多年生草本	旱中生
100	苍耳	<i>Xanthium sibiricum</i>	一年生草本	中生
三十三、禾本科 <i>Gramineae</i>				
101	芨芨草	<i>Achnatherum splendens</i>	多年生草本	旱生
102	冰草	<i>Agropyron cristatum</i>	多年生草本	中生
103	白羊草	<i>Bothriochloa ischaemum</i>	多年生草本	旱中生
104	野青茅	<i>Deyeuxia sylvatica</i>	多年生草本	中生
105	披碱草	<i>Elymus dahuricus</i>	多年生草本	旱中生
106	画眉草	<i>Eragrostis pilosa</i>	多年生草本	中生
107	隐子草	<i>Kengia hancei</i>	多年生草本	旱中生
108	羊草	<i>Leymus chinensis</i>	多年生草本	旱中生

序号	中文名	学名	生活型	水分生态类型
109	赖草	<i>Leymus secalinus</i>	多年生根茎禾草	中旱生
110	臭草	<i>Melica scabrosa</i>	多年生草本	中生
111	针茅	<i>Stipa capillata L.</i>	多年生草本	旱生
112	白草	<i>Pennisetum centraasiaticum</i>	多年生密丛型禾草	旱中生
113	芦苇	<i>Phragmites australis</i>	多年生草本	生态多型
114	早熟禾	<i>Poa annua</i>	一或二年生草本	中旱生
115	碱茅	<i>Puccinellia tenuiflora</i>	多年生密丛型禾草	中旱生
116	鹅观草	<i>Roegneria kamoji</i>	多年生草本	中生
117	狗尾草	<i>Setaria viridis</i>	一年生草本	中生
118	长芒草	<i>Stipa bungeana</i>	多年生密丛型禾草	旱生

注：水分生态类型的划分充分考虑了每个物种在其所有分布区内的水分状况，而不仅限于在评价区内的分布地段的水分特征。中生类型指其主要分布区集中在森林区的典型地段；旱中生类型指其主要分布区集中在森林区的偏干暖地段；中旱生类型指其主要分布于草原区偏湿润地段；旱生类型则指其分布区集中在草原区的典型地段。湿生植物指其主要分布于季节性积水的地段，水生植物则指其主要分布于常年积水地段。

#### 4.2.4.4 重要植物物种

按照《国家重点保护野生植物名录》（2021年第15号），榆林地区有国家I级重点保护植物银杏1种，II级重点保护植物有短芒披碱草、无芒披碱草、蒙古冰草（沙芦草）和野大豆4种。根据《陕西省地方重点保护野生植物名录》（陕政函[2022]54号），榆林市有陕西省重点保护植物11种，主要为叉子圆柏、蒙古苓菊、木贼麻黄、草麻黄、东北木蓼、多枝柽柳、长梗扁桃、绶草、角盘兰、细毛火烧兰和火烧兰。主要分布在定边、横山和榆阳地区。

根据实地考察及对相关资料进行综合分析，本项目生态评价范围内无上述重点保护植物分布，工程建设地及周边也未发现重点保护野生植物分布。

#### 4.2.4.5 生物量、生产力核算分析

##### （1）植被生物量

通过遥感解译的评价区内植被类型面积统计数据，估算处不同植被类型的群落组成比例，参照有关区域植被生物量测算结果，得出评价区不同植被类型单位面积生物量指标；以评价区植被类型图量算的面积数据为基础，计算出评价区生物量见下表。

表 4.2.4-5 评价区植被生物量统计表

类型	平均生物量 (t/hm <sup>2</sup> )	2024 年面积	2024 年总生物量比例 (t)
----	----------------------------	----------	------------------

		(hm <sup>2</sup> )	
乔木林地	70.62	4.78	337.51
灌木林地	19.76	33.65	664.93
草地	2.37	600.39	1422.92
耕地	8.32	456.38	3797.11
园地	21.93	7.82	171.39
合计	/	1103.02	6393.85

注: 各植被类型平均生物量取值参考: 1) 方精云、刘国华等, 我国森林植被的生物量和净生物量, 生态学报, 1996 (5); 2) 冯宗炜, 王效科, 吴刚. 中国森林生态系统的生物量和生产力, 北京: 科学出版社, 1999; 3) 黄政, 季劲钩、曹明奎、李克让, 中国区域植被地上与地下生物量模拟, 生态学报, 2006 (26)

由上表可知, 评价区总生物量 6393.85t, 其中耕地生物量最多, 为 3797.11t, 占评价区生物量的 59.39%, 其次是灌木林地生物量, 为 664.93t, 占评价区生物量的 10.40%, 草地生物量为 1422.92t, 占评价区生物量的 22.25%, 乔木林地生物量为 337.51t, 占评价区生物量的 5.28%。

## (2) 自然体系生产力

在对评价区自然体系生产力进行评价时, 主要根据评价区不同植被的平均净生产力来推算评价范围平均净生产力, 其计算公示为: 式中:  $Sa$ —评价范围平均净生产力 (gC/ (m<sup>2</sup>.a)) ;

$$Sa = \sum (Si \times Mi) / Ma$$

$Si$ —某一植被类型平均净生产力 (gC/ (m<sup>2</sup>.a)) ;

$Mi$ —某一植被类型在评价区的面积 (m<sup>2</sup>) ;

在对不同植被的平均净生产力进行取值时, 主要参照国内该区域中关于自然生态系统生产力和植被生物量的研究成果, 并结合评价区内地表植被覆盖现状和植被立地情况综合判断, 评价区各植被类型自然体系生产力情况见表 4.2.4-6。

表 4.2.4-6 评价区植被平均净生产力统计

植被类型	面积 (hm <sup>2</sup> )	占调查区总面积比 (%)	平均净生产力 (gC/ (m <sup>2</sup> .a))	总生产力 (tC)	
				2024 年	
乔木林地	17.908	0.41%	1023.6	48.92	
灌木林地	626.839	2.88%	822.99	276.94	
草地	623.705	51.45%	267.5	1606.04	
耕地	230.214	39.11%	891.98	4070.84	
园地	26.250	0.67%	832.92	65.09	
合计	1524.916	94.52%	608.7314247	6067.83	
2024 年调查区平均净生产力			550.11		

评价标准	642.48
注: (1) 调查区总面积不含居民用地、水域等; (2) 各植被类型平均净生产力取值参考 smith (1976) 和国内学者对本区域植被平均净生产力的研究结果; (3) 评价标准采取中科院地理科学和资源研究所陈利军等对国内大陆生态系统平均净生产力值的研究结果。	

从上表中可以看出: 评价区生产力水平较高的草地植被面积较大, 且各植被类型平均净生产力水平在全国均属较低水平, 因此整个评价区自然体系平均净生产力 (NPP) 达到  $550.11\text{gC}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$ , 低于国内大陆平均水平。

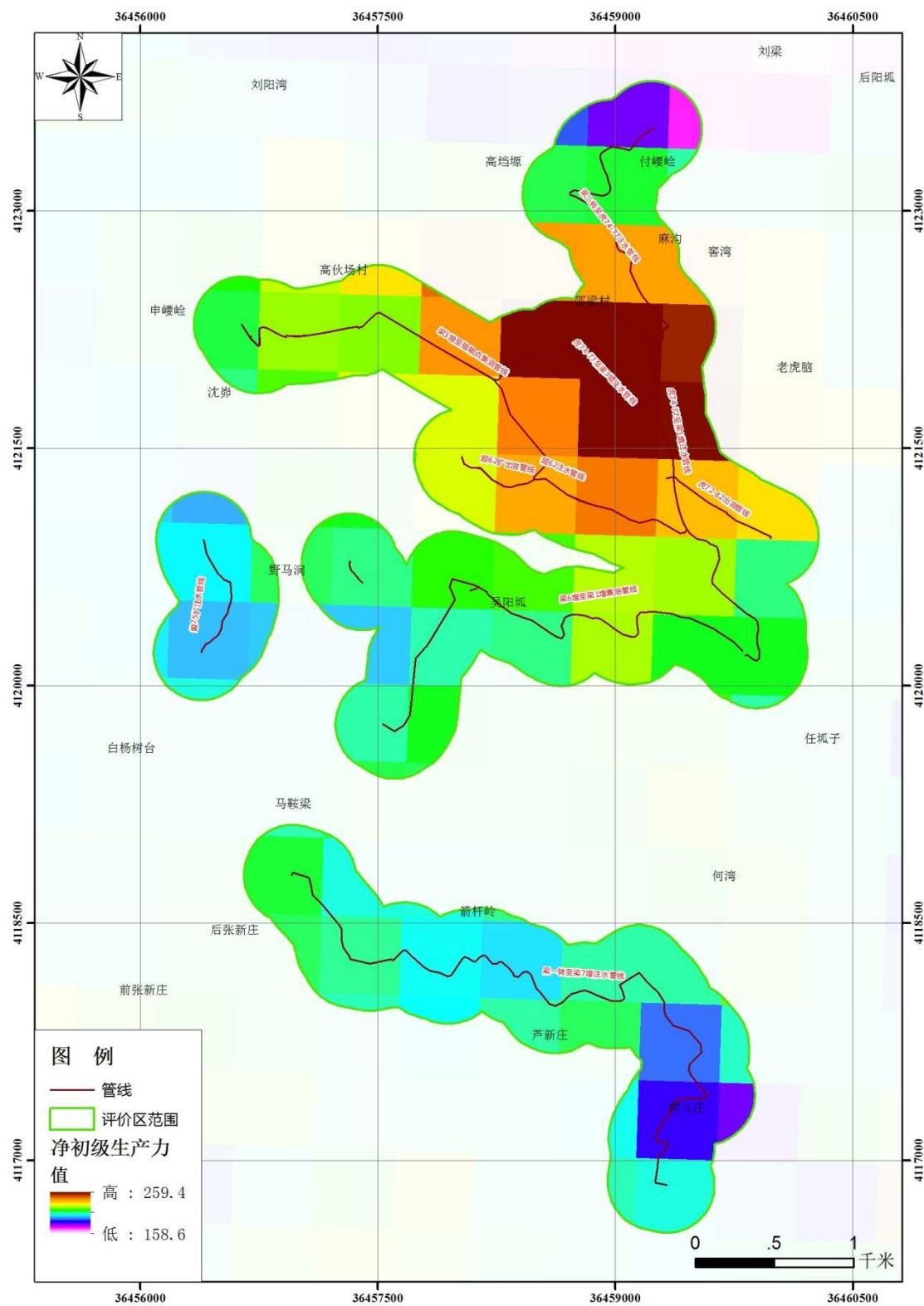


图 4.2.4-3 评价区净初级生产力图

## 4.2.5 动物资源现状

### 4.2.5.1 野生动物种类组成

根据中国动物地理区划, 评价区属于古北界的蒙新区。该区的野生动物组成比例比较简单, 种类较少。根据现场调查及查阅《陕西动物志》, 评价区及周边区域共有野生动物 4 纲 10 目 33 种, 评价区常见野生动物名录见下表。

表 4.2.5-1 区域常见野生脊椎动物名录

序号	中文名	学名	栖息生境
一、两栖纲			
(一) 无尾目 SALIENTIA			
1	大蟾蜍	<i>Bufo bufo</i>	低湿地、农田
2	花背蟾蜍	<i>B. raddei</i>	低湿地、农田
3	黑斑蛙	<i>Pelophylax nigromaculatus</i>	低湿地
二、爬行纲			
(二) 有鳞目 SQUAMATA			
4	蝮蛇	<i>Agkistrodon halys</i>	荒地
5	黄脊游蛇	<i>Coluber spinalis</i>	荒地
6	麻蜥	<i>Eremias argus</i>	沙质地
7	白条锦蛇	<i>Elaphe dione</i>	低湿地、农田
三、鸟纲			
(三) 鸡形目 GALLIFORMES			
8	石鸡	<i>Alectoris graeca</i>	草地、灌丛
9	鹌鹑	<i>Coturnix coturnix</i>	草地、灌丛
(四) 鸽形目 COLUMBIFORMES			
10	山斑鸠	<i>Streptopelia orientalis</i>	农田、沟谷
11	沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>	农田
(五) 鹌形目 CUCULIFORMES			
12	大杜鹃	<i>Cuculus canorus</i>	林地、居民点
(六) 雀形目 PASSERIFORMES			
13	云雀	<i>Alauda arvensis</i>	草地、灌丛
14	乌鸦	<i>C. corone</i>	林地、居民点、农田
15	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	草地、灌丛
16	凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	草地、灌丛
17	家燕	<i>Hirundo rustica</i>	低湿地、居民点、农田
18	红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	林地
19	灰伯劳	<i>L. sphenocercus</i>	林地
20	兰点颏	<i>Luscinia svecica</i>	林地、灌丛
21	白脸山雀	<i>Parus major</i>	林地、灌丛
22	树麻雀	<i>Passer montanus</i>	农田、居民点
23	喜鹊	<i>Pica pica</i>	林地、居民点
24	红咀山鸦	<i>Pyrrhocorax pyrrhocorax</i>	农田、沟谷

25	灰沙燕	<i>Riparia riparia</i>	沟谷
26	北红尾鸲	<i>Phoenicurus auroreus auroreus</i>	森林、沟谷
四、哺乳纲			
(七) 食肉目 INSETIVORA			
27	黄鼬	<i>M. sibirica</i>	林地、农田
(八) 兔形目 LAGOMORPHA			
28	草兔	<i>Lepus capensis</i>	沟谷、农田
(九) 啮齿目 RODENTIA			
29	大仓鼠	<i>Cricetulus triton</i>	农田、荒地
30	黑线仓鼠	<i>Cricetulus barabensis</i>	农田、荒地
31	褐家鼠	<i>Rattus norvegicus</i>	居民点、农田、荒地
32	小家鼠	<i>Mus musculus</i>	居民点、农田、荒地
(十) 翼手目 CHIROPTERA			
33	东方蝙蝠	<i>Vespertilio syperans</i>	居民点、农田、沟谷

#### 4.2.5.2 重要动物物种

根据实地考察及对相关资料进行综合分析, 调查评价区野生动物组成比较简单, 种类较少, 多为常见种类, 野生动物主要有爬行动物及鸟类。根据对比《陕西省重点保护野生动物名录》, 调查评价区无国家或省级重点保护野生动物。

#### 4.2.6 项目区主要生态环境问题

根据现场调查, 项目管线工程区域现有管线运行时间较久, 其施工作业带临时占地均已按照占地类型进行植被恢复, 恢复效果良好。根据《陕西省生态功能区划》, 本项目调查评价区内涉及白于山河源水土保持生态功能区, 项目区目前主要生态问题表现为雨季的水土流失。

白于山河源水土保持生态功能区位于定边的中南部, 白于山东西走向, 地势高亢, 山峦起伏, 1500m 以上的山峰较多, 最高峰魏梁, 海拔 1907m, 地势高亢, 山峦起伏, 沙大沟深, 梁面宽广, 梁峁交错, 水土流失严重。白于山是无定河(红柳河)等众多河流的发源地, 是定边县、靖边县、横山县等城市的水源区, 具重要的水源涵养功能和土壤保持功能。

该区的生态蓄水保土功能下降。退耕还林种草, 恢复“草山梁”植被, 控制水土流失, 保护河源地生态, 已成为当务之急。生态保护与建设方向是积极退耕还林还草, 开展流域治理, 恢复草灌植被, 控制水土流失, 提高河源区的水源涵养能力。

## 4.3 环境保护目标调查

通过现场调查, 本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区等需要特殊保护的区域。

## 4.4 区域环境质量现状调查与评价

### 4.4.1 环境空气现状监测与评价

#### 1、项目所在区域达标判定

本项目位于榆林市定边县樊学镇和延安市安塞区镰刀湾镇。根据环境空气功能区划, 本项目所在地为二类功能区, 环境空气质量标准执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准。根据陕西省生态环境厅办公室于 2025 年 1 月 21 日发布的《环保快报》2024 年 1~12 月全省环境空气质量状况, 定边县和安塞区 2024 年 1 月~12 月  $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_2$ 、 $\text{PM}_{10}$ 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 $\text{CO}$  和  $\text{O}_3$  六项基本污染物监测数据见下表。

表 4.4.1-1 定边县区域空气质量现状评价表

区域	污染物	评价指标	评价标准 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	现状浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)	超标倍数	达标情况
定边县	$\text{PM}_{10}$	年平均质量浓度	70	54	77.14	0	达标
	$\text{PM}_{2.5}$	年平均质量浓度	35	24	68.57	0	达标
	$\text{SO}_2$	年平均质量浓度	60	9	15.00	0	达标
	$\text{NO}_2$	年平均质量浓度	40	23	57.50	0	达标
	$\text{CO}$	95%日平均浓度	$4\text{mg}/\text{m}^3$	$1.2\text{mg}/\text{m}^3$	30.00	0	达标
	$\text{O}_3$	90%8h 平均浓度	160	158	98.75	0	达标
安塞区	$\text{PM}_{10}$	年平均质量浓度	70	50	71.43	0	达标
	$\text{PM}_{2.5}$	年平均质量浓度	35	25	71.43	0	达标
	$\text{SO}_2$	年平均质量浓度	60	8	13.33	0	达标
	$\text{NO}_2$	年平均质量浓度	40	33	82.50	0	达标
	$\text{CO}$	95%日平均浓度	$4\text{mg}/\text{m}^3$	$1.3\text{mg}/\text{m}^3$	32.50	0	达标
	$\text{O}_3$	90%8h 平均浓度	160	142	88.75	0	达标

由上表可知, 定边县和安塞区 2024 年环境空气质量现状中  $\text{PM}_{10}$ 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_2$ 、 $\text{CO}$ 、 $\text{O}_3$  现状浓度值均符合《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中二级标准规定的浓度限值, 因此项目所在地属于环境空气质量达标区。

#### 2、其他污染物环境质量现状监测与评价

为了解本项目区域其他污染物环境质量现状, 本次评价通过引用现有资料的方式来说明区域环境空气质量现状。

### (1) 监测点位、监测因子及监测时段

本项目通过引用《长庆实业集团有限公司 2023 年麻黄山项目组油维、改造工程环境影响报告书》、《2024 年长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区地面系统优化完善项目环境影响报告书》、《长庆实业集团有限公司 2025 年产能建设工程姬黄 37#区块环境影响报告书》中设置的环境空气监测点的监测数据来说明其他污染物环境空气现状，监测点位信息表见表 4.4.1-2，监测点位见图 4.4.1-1。

表 4.4.1-2 监测点位基本信息

序号	监测点名称	监测点坐标	监测因子	监测时段	位置	来源
1	梁一转	g107°32'45.4681",37°11'00.1674"	非甲烷总烃、硫化氢、TSP	2023.11.10~2023.11.16	榆林市定边县樊学镇	《长庆实业集团有限公司 2023 年麻黄山项目组油维、改造工程环境影响报告书》
2	梁二转	g107°32'48.1530",37°14'33.2250"	非甲烷总烃、硫化氢、TSP	2023.11.10~2023.11.16	榆林市定边县樊学镇	《长庆实业集团有限公司 2025 年产能建设工程姬黄 37#区块环境影响报告书》
3	后张新庄	g107°30'57.0279",37°11'45.3864"	非甲烷总烃、硫化氢、TSP	2025.6.9~2025.6.15	榆林市定边县樊学镇	《长庆实业集团有限公司 2025 年产能建设工程姬黄 37#区块环境影响报告书》
4	邵家湾	g108°57'10.3231",37°12'00.2626"	非甲烷总烃、硫化氢	2024.7.23~2024.7.29	延安市安塞区镰刀湾镇	《2024 年长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区地面系统优化完善项目环境影响报告书》
5	黄家峁	g109°00'04.3873",37°13'04.5369"	非甲烷总烃、硫化氢	2024.7.23~2024.7.29	延安市安塞区镰刀湾镇	《2024 年长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区地面系统优化完善项目环境影响报告书》
6	段先则村	g109°01'47.7118",37°12'56.4944"	非甲烷总烃、硫化氢	2024.7.23~2024.7.29	延安市安塞区镰刀湾镇	《2024 年长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区地面系统优化完善项目环境影响报告书》

### (2) 监测合理性分析

本项目引用的监测点可覆盖环境空气评价范围，距离各站场改造工程在 5km 范围之内，监测因子包含本项目特征污染因子“非甲烷总烃、硫化氢、TSP”，监测点处取得 7 天有效数据，符合《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018) 规定，因此本项目监测点位设置合理。

### (3) 监测结果

表 4.4.1-3 环境空气质量现状监测

序号	监测点位	污染物	平均时间	评价标准	监测浓度范围	最大浓度占比率 (%)	超标率 (%)	达标情况
1	梁一转	非甲烷总烃	1 小时浓度值	2.0mg/m <sup>3</sup>	0.28~0.42	21	0	达标

		硫化氢	1 小时浓度值	0.01mg/m <sup>3</sup>	ND0.001~0.001	10	0	达标
		TSP	24 小时浓度值	300ug/m <sup>3</sup>	84~93	31	0	达标
2	梁二转	非甲烷总烃	1 小时浓度值	2.0mg/m <sup>3</sup>	0.29~0.42	21	0	达标
		硫化氢	1 小时浓度值	0.01mg/m <sup>3</sup>	ND0.001~0.002	20	0	达标
		TSP	24 小时浓度值	300ug/m <sup>3</sup>	84~93	31	0	达标
3	后张新庄	非甲烷总烃	1 小时浓度值	2.0mg/m <sup>3</sup>	0.67~0.94	47	0	达标
		硫化氢	1 小时浓度值	0.01mg/m <sup>3</sup>	ND0.001~0.006	60	0	达标
		TSP	24 小时浓度值	300ug/m <sup>3</sup>	181~291	97	0	达标
4	邵家湾	非甲烷总烃	1 小时浓度值	2.0mg/m <sup>3</sup>	1.0~1.8	90	0	达标
		硫化氢	1 小时浓度值	0.01mg/m <sup>3</sup>	ND0.2	/	0	达标
5	黄家峁	非甲烷总烃	1 小时浓度值	2.0mg/m <sup>3</sup>	1.0~1.8	90	0	达标
		硫化氢	1 小时浓度值	0.01mg/m <sup>3</sup>	ND0.2	/	0	达标
6	段先则村	非甲烷总烃	1 小时浓度值	2.0mg/m <sup>3</sup>	1.0~1.7	85	0	达标
		硫化氢	1 小时浓度值	0.01mg/m <sup>3</sup>	ND0.2	/	0	达标

#### (4) 环境空气质量评价

监测数据表明, 各监测点非甲烷总烃小时浓度均符合《大气污染物综合排放标准详解》中小时 2.0mg/m<sup>3</sup> 的限值; 硫化氢小时浓度均符合《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中小时 10μg/m<sup>3</sup> 的限值, 颗粒物 TSP 24 小时浓度均符合《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中二级标准 300μg/m<sup>3</sup> 的参考值, 区域环境空气质量较好。

#### 4.4.2 环境噪声现状监测与评价

##### 1、监测点布置

为了解区域声环境质量现状, 本次评价委托陕西泽希检测服务有限公司开展声环境质量监测, 在管线沿线代表性敏感点分别布设监测点位, 评价共布设 9

个监测点位。监测点位见表 4.4.2-1。项目声环境监测点位示意图见图 4.4.2-1~图 4.4.2-4。

表 4.4.2-1 噪声监测点位一览表

编号	点位名称	相对位置
N1	付崾崄	梁二转至虎 74-77 注水管线东侧 30m
N2	高伙场村	梁 3 增至插输点集油管线南侧 18m
N3	绍梁村	虎 74-77 至梁 3 增注水管线南侧 25m
N4	散户 1	虎 74-77 至梁 1 增注水管线西侧 20m
N5	野马涧	姬 75 扩注水管线东侧 115m
N6	吴杨坬	梁 6 增至梁 1 增集油管线南侧 69m
N7	芦新庄	梁一转至梁 7 增注水管线南侧 88m
N8	树儿庄	梁一转至梁 7 增注水管线东侧 49m
N9	散户 2	梁一转至梁 7 增注水管线西南侧 88m
N10	新胜村	镰 93 脱西侧 118m
N11	黄家峁	镰 85 脱东南侧 105m
N12	段先则村	镰 75 脱南侧 30m

## 2、监测要求

### (1) 监测时间、频次及方法

监测时间为 2025 年 9 月 4 日-2025 年 9 月 7 日，每个点位连续监测 2 天。

### (2) 监测项目

等效连续 A 声级。

### (3) 监测方法

监测方法严格按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）进行。

## 3、监测结果及评价

监测结果具体见下表。

表 4.4.2-2 噪声现状监测结果 单位:dB(A)

序号	监测点	监测结果				标准		达标情况					
		2025.9.6		2025.9.7									
		昼间	夜间	昼间	夜间								
N1	付崾崄	42	39	42	39	60	50	达标	达标				
N2	高伙场村	42	39	42	39			达标	达标				
N3	绍梁村	41	38	43	40			达标	达标				
N4	散户 1	43	38	49	39			达标	达标				
N5	野马涧	39	38	40	39			达标	达标				
N6	吴杨坬	42	40	46	41			达标	达标				

N7	芦新庄	43	43	47	40			达标	达标
N8	树儿庄	44	41	43	39			达标	达标
N9	散户 2	41	39	40	39			达标	达标
序号	监测点	监测结果						达标情况	
		2025.9.4	2025.9.5	2025.9.6	昼间			昼间	夜间
		夜间	昼间	夜间	昼间			昼间	夜间
N10	新胜村	41	41	41	41			达标	达标
N11	黄家峁	40	42	40	41	60	50	达标	达标
N12	段先则村	40	41	38	40			达标	达标

监测结果表明，项目周边敏感目标处昼间、夜间的监测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准要求，评价区声环境质量现状较好。

#### 4.4.3 地下水环境质量现状监测与评价

##### 1、监测布点

本项目地下水评价工作等级为二级,根据《环境影响评价技术导则 地下水》(HJ610-2016)要求,水质监测点不少于5个,水位监测点不少于10个。地下水监测主要考虑区域内敏感点附近具有供水意义的地下水含水层。项目地下水监测主要利用现有水井,主要包括当地民井和采油厂水源井等,共布设地下水监测点位22个。

大梁湾采油作业区布置水质监测点位5个,水位监测点位10个,其中引用《长庆实业集团有限公司2025年产能建设工程姬黄37#区块环境质量监测》中监测点位2个(监测单位为陕西正盛环境检测有限公司,监测时间为2025年6月7日),引用《长庆实业集团有限公司2023年麻黄山项目组油维、改造工程环境质量检测》中监测点位5个(监测单位为甘肃水木青华检测科技有限公司,监测时间为2023年11月10日、11月11日),引用《长庆油田分公司第八采油厂2024年老油田改造项目环境质量现状监测》中监测点位1个(监测单位为陕西泽希检测服务有限公司,监测时间为2024年12月1日),引用《长庆油田分公司第八采油厂2023年定边区域管道隐患治理项目环境质量现状监测》中监测点位2个(监测单位为陕西恒信检测有限公司,监测时间为2023年7月20日)。

镰刀湾采油作业区布置水质监测点位5个,水位监测点位12个,其中引用《2024年长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区地面系统优化完善项目环境质量现状监测》中监测点位9个(监测单位为陕西阔成检测服务有限公司,监测时间为2024年7月23日~7月25日、8月12日),委托陕西泽希检测服务有限公司在项目区域布置3个补充监测点(监测时间为2025年9月5日~9月6日)。

本项目设置的地下水水质和水位监测点对项目涉及的各个区域进行了全面覆盖,同时从表4.4.3-1中可以看出,在本次工程建设内容的上游、下游均设置了监测点。本次评价引用的历史监测点位监测时间均处于3年有效期范围内,水质监测点监测因子均包含基本水质因子和本项目特征污染因子,总体符合《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016)规定,因此本项目设置的地下水现状监测点位合理。具体监测点位见下表和图4.4.3-1、图4.4.3-2。

表 4.4.3-1 地下水监测点位布设

编号	点位名称	GCJ-02 坐标	与项目的位置关系	监测项目	备注
W1	郭畔村水源井	g107°25'12.3728",37°12'36.5398"	项目区下游	水质、井口高程、水位高程、井深	引用《长庆油田分公司第八采油厂 2024 年老油田改造项目环境质量现状监测》(泽希检测(综)202411037 号)
W2	学一联水源井	g107°33'26.7833",37°09'54.6227"	项目区下游		引用《长庆油田分公司第八采油厂 2023 年定边区域管道隐患治理项目环境质量现状监测》(环(监)SXHX20230728 6ZH 号)
W3	学三脱中心站水源井 1	g107°35'01.6300",37°11'43.3700"	项目区下游		引用《长庆实业集团有限公司 2025 年产能建设工程姬黄 37#区块环境质量现状监测》(ZSJC2025106412 G)
W4	姬 81 水源井	g107°30'18.4222",37°13'01.4228"	姬 75 扩注水管线下游		引用《长庆实业集团有限公司 2023 年麻黄山项目组油维、改造工程环境质量检测》(甘青检字第[2023]408 号)
W5	姬 63 水源井	g107°33'11.5917",37°12'54.1158"	虎 74-77 至梁 1 增注水管线附近		引用《长庆实业集团有限公司 2024 年长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区地面系统优化完善项目环境质量现状监测》(KC2024HB08040、KC2024HB08142)
W6	大 13-6 水源井	g107°31'56.8214",37°14'59.3646"	梁 2 增附近		引用《2024 年长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区地面系统优化完善项目环境质量现状监测》(KC2024HB08040、KC2024HB08142)
W7	大 9-13 水源井	g107°33'20.5766",37°14'12.1420"	梁二转至虎 74-77 注水管线上游		引用《2024 年长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区地面系统优化完善项目环境质量现状监测》(KC2024HB08040、KC2024HB08142)
W8	耿 204 水源井	g109°03'33.4937",37°06'44.8236"	梁 3 增至插输点集油管线下游		引用《2024 年长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区地面系统优化完善项目环境质量现状监测》(KC2024HB08040、KC2024HB08142)
W9	梁 7 增水源井	g107°31'13.2301",37°12'00.8026"	梁 7 增站内		引用《2024 年长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区地面系统优化完善项目环境质量现状监测》(KC2024HB08040、KC2024HB08142)
W10	姬 42-42 水源井	g107°32'11.7530",37°10'56.1875"	梁一转至梁 7 增注水管线下游		引用《2024 年长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区地面系统优化完善项目环境质量现状监测》(KC2024HB08040、KC2024HB08142)
W11	镰 93 脱水源井	g108°56'23.1786",37°12'49.3442"	镰 93 脱站内		引用《2024 年长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区地面系统优化完善项目环境质量现状监测》(KC2024HB08040、KC2024HB08142)
W12	镰 85 脱水源井	g108°59'58.3876",37°13'09.2483"	镰 85 脱站内		引用《2024 年长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区地面系统优化完善项目环境质量现状监测》(KC2024HB08040、KC2024HB08142)
W13	镰 42 水源井	g108°55'38.8106",37°12'52.2760"	镰刀湾西区上游		引用《2024 年长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区地面系统优化完善项目环境质量现状监测》(KC2024HB08040、KC2024HB08142)
W14	塌庙水源井(附近站场水井)	g108°56'54.8590",37°12'50.5752"	镰刀湾西区下游		引用《2024 年长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区地面系统优化完善项目环境质量现状监测》(KC2024HB08040、KC2024HB08142)
W15	镰 35 拉水源井	g108°55'56.7169",37°12'31.5902"	镰 35-1 危废贮存库上游		引用《2024 年长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区地面系统优化完善项目环境质量现状监测》(KC2024HB08040、KC2024HB08142)
W16	镰 69 水	g109°01'33.9114",37°	镰刀湾东区上游		引用《2024 年长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区地面系统优化完善项目环境质量现状监测》(KC2024HB08040、KC2024HB08142)

	源井	13°32.4013"			
W17	镰 75 脱 水源井	g109°01'37.4183",37 °12'57.5820"	镰 75 脱站内	水质、井 口高 程、水 位高 程、井 深	补测
W18	镰 73 水 源井	g109°01'14.2947",37 °13'48.1312"	镰刀湾东区上游		
W19	镰一转 水源井	g109°02'05.5037",37 °10'38.3487"	镰刀湾东区下游		
W20	镰 33 水 源井	g108°55'57.7833",37 °12'53.0013"	镰刀湾西区上游		
W21	枣湾村 水源井	g108°57'52.4891",37 °10'52.2968"	镰刀湾西区下游		
W22	镰 65 脱 水源井	g109°02'09.6657",37 °13'56.6704"	镰刀湾东区上游		

## 2、监测因子及分析方法

- (1) 阴阳离子:  $K^+$ 、 $Na^+$ 、 $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $CO_3^{2-}$ 、 $HCO_3^-$ 、 $Cl^-$ 、 $SO_4^{2-}$ 。
- (2) 基本因子: pH 值、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、钡、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、细菌总数、硫化物。
- (3) 特征因子: 石油类。
- (4) 水位。

各项监测因子、分析方法依据及限值等详见下表。

表 4.4.3-2 地下水水质监测因子及分析方法

序号	检测项目	方法名称及来源	检出限
1	$K^+$	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB/T 11904-1989	0.05mg/L
2	$Na^+$		0.01mg/L
3	$Ca^{2+}$	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法 GB/T 11905-1989	0.02mg/L
4	$Mg^{2+}$		0.002mg/L
5	$CO_3^{2-}$	地下水水质分析方法 第 49 部分: 碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法 DZ/T 0064.49-2021	5mg/L
6	$HCO_3^-$		5mg/L
7	$Cl^-$	生活饮用水标准检验方法 第 5 部分: 无机非金属指标 5.1 硝酸银容量法 GB/T 5750.5-2023	1.0mg/L
8	$SO_4^{2-}$	生活饮用水标准检验方法 第 5 部分: 无机非金属指标 铬酸钡分光光度法（热法） GB/T 5750.5-2023	5mg/L
9	pH 值	生活饮用水标准检验方法	/

		第 4 部分：感官性状和物理指标 8.1 玻璃电极法 GB/T 5750.4-2023	
10	溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 第 4 部分 感官性状和物理指标 11.1 称量法 GB/T 5750.4-2023	/
11	氨氮	生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金属指标 11.1 纳氏试分光度法 GB/T 5750.5-2023	0.02mg/L
12	溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 第 4 部分 感官性状和物理指标 11.1 称量法 GB/T 5750.4-2023	/
13	氨氮	生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金属指标 11.1 纳氏试分光度法 GB/T 5750.5-2023	0.02mg/L
14	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行） HJ 970-2018	0.01mg/L
15	硝酸盐	生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金属指标 8.2 紫外分光光度法 GB/T 5750.5-2023	0.2mg/L
16	亚硝酸盐	生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金属指标 12.1 重氮偶合分光光度法 GB/T 5750.5-2023	0.001mg/L
17	挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009	0.0003mg/L
18	氰化物	生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金属指标 7.1 异烟酸-毗唑酮分光光度法 GB/T 5750.5-2023	0.002mg/L
19	汞	生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标 11.1 原子荧光法 GB/T 5750.6-2023	0.1 $\mu$ g/L
20	砷	生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标 9.1 氢化物原子荧光法 GB/T 5750.6-2023	1.0 $\mu$ g/L
21	镉	生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标 (12.1 无火焰原子吸收分光光度法) GB/T 5750.6-2023	0.5 $\mu$ g/L
22	钡	生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标 (19.1 无火焰原子吸收分光光度法) GB/T 5750.6-2023	10 $\mu$ g/L
23	铅	生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标 (14.1 无火焰原子吸收分光光度法) GB/T 5750.6-2023	0.625 $\mu$ g/L

24	六价铬	生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标 13.1 二苯碳酰二肼分光光度法 GB/T 5750.6-2023	0.004mg/L
25	氟化物	生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金属指标 6.1 离子选择电极法 GB/T 5750.5-2023	0.05mg/L
26	耗氧量	生活饮用水标准检验方法 第 7 部分：有机物综合指标 (4.1 酸性高锰酸钾滴定法) GB/T 5750.7-2023	0.05mg/L
27	总大肠菌群	生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标总大肠菌群 5.1 多管发酵法 GB/T 5750.12-2023	/
28	细菌总数	水质细菌总数的测定 平皿计数法 HJ1000-2018	/
29	总硬度	生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标 10.1 乙二胺四乙酸二钠滴定法 GB/T 5750.4-2023	1.0mg/L
30	硫化物	生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金属指标 (9.1 N,N-二乙基对 苯二胺分光光度法) GB/T 5750.5-2023	0.02mg/L
31	氯化物	生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金属指标 5.1 硝酸银容量法 GB/T 5750.5-2023	1.0mg/L
32	总硬度	生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标 10.1 乙二胺四乙酸二钠滴定法 GB/T 5750.4-2023	1.0mg/L

### 3、采样时间及频率

按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》中“表 4 地下水环境现状监测频率参照表”，项目评价区属于“黄土地区”，评价等级为二级，应进行一期水质、水位监测。监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）中规定执行。

### 4、监测结果

#### (1) 地下水水位监测结果

各监测点位地下水水位监测结果见下表。

表 4.4.3-3 地下水位监测结果

编号	监测点位	井口标高	井深	水位埋深	水位标高	用途
W1	郭畔村水源井	1756	1000	500	1256	生产用水
W2	学一联水源井	1653	1500	409	1244	生产用水
W3	学三脱中心站水源井	1573	1500	454	1119	生产用水

	1					
W4	姬 81 水源井	1608	1213	375	1233	生产用水
W5	姬 63 水源井	1810	1306	525	1285	生产用水
W6	大 13-6 水源井	1558	1050	493	1065	生产用水
W7	大 9-13 水源井	1634	1250	453	1181	生产用水
W8	耿 204 水源井	1624	1143	384	1240	生产用水
W9	梁 7 增水源井	1807	1320	441	1366	生产用水
W10	姬 42-42 水源井	1656	1200	345	1311	生产用水
W11	镰 93 脱水源井	1355	260	180	1175	生产用水
W12	镰 85 脱水源井	1323	280	200	1123	生产用水
W13	镰 42 水源井	1391	180	150	1341	生产用水
W14	塌庙(附近站场水井)	1398	200	160	1238	生产用水
W15	镰 35 拉水源井	1359	210	160	1199	生产用水
W16	镰 69 水源井	1316	220	170	1096	生产用水
W17	镰 75 脱水源井	1360	200	160	1200	生产用水
W18	镰 73 水源井	1382	230	170	1152	生产用水
W19	镰一转水源井	1351	120	90	1261	生产用水
W20	镰 33 水源井	1398	284	260	1138	生产用水
W21	枣湾村水源井	1260	90	80	1180	生产用水
W22	镰 65 脱水源井	1410	300	1130	280	生产用水

(2) 各监测点位地下水阴阳离子平衡见下表。

表 4.4.3-4 监测点位地下水阴阳离子平衡

监测点位 阴阳离子	镰 33 水源井	枣湾村水源井	镰 65 脱水源井
K <sup>+</sup>	2.13	2	4.5
Na <sup>+</sup>	79.6	96.9	91.6
Ca <sup>2+</sup>	10.7	25.8	120
Mg <sup>2+</sup>	30.9	26	85
Cl <sup>-</sup>	52	85.8	301
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	25.5	55.9	295
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	5ND	5ND	5ND
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	259	237	222
Σmc	6.593	7.692	17.080
Σma	6.326	7.552	18.355
E/%	-2.06	-0.92	3.60

根据离子平衡的检查公式:  $E=100 \times (\Sigma mc - \Sigma ma) / (\Sigma mc + \Sigma ma)$  , 计算得阴阳离子相对误差在数值上应小于±10%, 从上表可知, 阴阳离子相对误差在允许范围内, 因此监测数据可靠。

(3) 本项目地下水水质监测结果见下表。

表 4.4.3-5 地下水水质监测结果（大梁湾采油作业区）

监测项目	W1 郭畔村水源井		W2 学一联水源井		W3 学三脱中心站水 源井 1		W4 姬 81 水源井		W9 姬 63 水源井		单位	III类 标准
	监测结果	超标倍数	监测结果	超标倍数	监测结果	超标倍数	监测结果	超标倍数	监测结果	超标倍数		
K <sup>+</sup>	1.29	/	3.57	/	5.25	/	3.34	0	2.25	0	mg/L	/
Na <sup>+</sup>	28.6	0	653	2.27	1010	4.05	472	1.36	300	0.5	mg/L	200
Ca <sup>2+</sup>	225	/	98.5	/	195	/	282	0	84	0	mg/L	/
Mg <sup>2+</sup>	249	/	52.6	/	123	/	103	0	20.8	0	mg/L	/
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	5ND	/	2ND	/	2ND	/	5ND	0	5ND	0	mg/L	/
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	80.1	/	633	/	899	/	74	0	69	0	mg/L	/
Cl <sup>-</sup>	675	1.7	536	1.14	884	2.54	1020	3.08	69	0	mg/L	250
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	760	2.04	524	1.10	871	2.48	782	2.13	772	2.09	mg/L	250
pH 值	7.55	0	7.4	0	7.4	0	7.9	0	8.1	0	无量纲	6.5~8.5
耗氧量	2.21	0	1.61	0	1.64	0	1.00	0	1.02	0	mg/L	3.0
总硬度	1489	2.31	445	0	956	1.12	/	/	/	/	mg/L	450
溶解性总固 体	1818	0.82	2260	1.26	3610	2.61	2770	1.77	1260	0.26	mg/L	1000
氨氮	0.041	0	0.37	0	0.370	0	0.293	0	0.042	0	mg/L	0.5
硝酸盐(以 N 计)	4.84	0	4.79	0	3.94	0	4.81	0	1.22	0	mg/L	20
亚硝酸盐氮	0.010	0	0.008	0	0.006	0	0.282	0	0.165	0	mg/L	1.00
挥发酚	0.0003ND	0	0.0003ND	0	0.0003N D	0	0.0003N D	0	0.0003ND	0	mg/L	0.002
氟化物	0.38	0	0.58	0	0.58	0	/	0	/	0	mg/L	1.0
氰化物	0.002ND	0	0.002ND	0	0.002ND	0	0.002ND	0	0.002ND	0	mg/L	0.05

汞	0.1ND	0	0.84	0	0.04ND	0	0.04ND	0	0.04ND	0	ug/L	1
砷	1.0ND	0	0.3ND	0	0.3ND	0	6.8	0	3.8	0	ug/L	10
镉	0.5ND	0	0.45	0	0.35	0	0.6	0	0.4	0	ug/L	5
铅	0.625ND	0	0.62	0	0.42ND	0	2	0	8	0	ug/L	10
铁	0.03ND	0	0.0021	0	0.00321	0	0.03ND	0	0.03ND	0	mg/L	0.3
锰	0.01ND	0	0.00142	0	0.00267	0	0.02	0	0.01ND	0	mg/L	0.10
六价铬	0.004ND	0	mg/L	0.05								
总大肠菌群	未检出	0	未检出	0	未检出	0	/	/	/	/	MPN/100ml	3
细菌总数	29	0	40	0	45	0	/	/	/	/	CFU/m <sup>1</sup>	100
石油类	0.01ND	0	mg/L	0.05								
硫化物	0.003ND	0	/	/	/	/	0.003ND	0	0.003ND	0	mg/L	0.02
钡	/	/	/	/	/	/	0.018	0	0.0127	0	mg/L	0.70

由上表可知，项目区域地下水水质的钠、硫酸盐、氯化物、溶解性总固体、总硬度存在超标，其余监测因子符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准限值。石油类均未检出，满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类水质要求。

根据《榆林市定边县地下水勘查报告》，定边县 93% 地区潜水属于未污染区与轻微污染区。未污染区、轻微污染区、中等污染区、严重污染区分别占勘区总面积的 28%、65%、6%、1%。定边县白垩系地下水及第四系萨拉乌苏组地下水质量综合评定为水质极差，绝大多数为不宜直接使用的水体，原因在于区域本底值大，例如总硬度、TDS、硫酸盐和氯化物等，不属于污染造成的超标。

表 4.4.3-6 地下水水质监测结果（镰刀湾采油作业区）

监测项目	W18 镰 73 水源井		W19 镰一转水源井		W20 镰 33 水源井		W21 枣湾村水源井		W22 镰 65 水源井		单位	III类标准
	监测结果	超标倍数	监测结果	超标倍数	监测结果	超标倍数	监测结果	超标倍数	监测结果	超标倍数		
K <sup>+</sup>	1.62	/	1.76	/	2.13	/	4.5	/	2	/	mg/L	/
Na <sup>+</sup>	95.6	0	133	0	79.6	0	91.6	0	96.9	0	mg/L	200
Ca <sup>2+</sup>	50.9	/	70.7	/	10.7	/	120	/	25.8	/	mg/L	/
Mg <sup>2+</sup>	61.7	/	79.3	/	30.9	/	85	/	26	/	mg/L	/
Cl <sup>-</sup>	78.8	0	151	0	52	0	301	0.20	85.8	0	mg/L	250
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	137	0	306	0.25	25.5	0	295	0.18	55.9	0	mg/L	250
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0	/	0	/	5ND	/	5ND	/	5ND	/	mg/L	/
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	421	/	312	/	259	/	222	/	237	/	mg/L	/
pH 值	7.5	0	8.1	0	7.991	0	7.571	0	7.876	0	无量纲	6.5~8.5
耗氧量	2.21	0	0.75	0	1.05	0	0.61	0	0.78	0	mg/L	3.0
总硬度	387	0	517	0.15	147	0	650	0.44	170	0	mg/L	450
溶解性总固体	636	0	902	0	355	0	982	0	372	0	mg/L	1000
氨氮	0.039	0	0.039	0	0.092	0	0.061	0	0.055	0	mg/L	0.5
硝酸盐(以 N 计)	4.06	0	5.22	0	1.62	0	16.4	0	1.32	0	mg/L	20
亚硝酸盐氮	0.003ND	0	0.003ND	0	0.001	0	0.001ND	0	0.001ND	0	mg/L	1.00
挥发酚	0.0003ND	0	0.0003ND	0	0.0007	0	0.0008	0	0.001	0	mg/L	0.002
氟化物	0.42	0	0.34	0	0.66	0	0.23	0	0.78	0	mg/L	1.0
氰化物	0.002ND	0	0.002ND	0	0.002ND	0	0.002ND	0	0.002ND	0	mg/L	0.05
汞	0.23	0	0.23	0	0.1ND	0	0.1ND	0	0.1ND	0	ug/L	1
砷	2.3	0	1.5	0	1.0ND	0	1.0ND	0	1.0ND	0	ug/L	10

镉	0.05ND	0	0.05ND	0	0.5ND	0	0.5ND	0	0.5ND	0	ug/L	5
铅	0.09ND	0	0.09ND	0	0.625ND	0	0.625ND	0	0.625ND	0	ug/L	10
铁	$2.67 \times 10^{-3}$	0	$4.32 \times 10^{-3}$	0	0.03ND	0	0.03ND	0	0.03ND	0	mg/L	0.3
锰	$4.15 \times 10^{-3}$	0	$3.68 \times 10^{-3}$	0	0.01ND	0	0.01ND	0	0.01ND	0	mg/L	0.10
六价铬	0.004ND	0	0.064	0	0.002	0	0.025	0	0.009	0	mg/L	0.05
总大肠菌群	未检出	0	未检出	0	未检出	0	未检出	0	未检出	0	MPN/100ml	3
细菌总数	34	0	86	0	36	0	36	0	24	0	CFU/m <sup>1</sup>	100
石油类	0.01ND	0	0.01ND	0	0.01ND	0	0.01ND	0	0.01ND	0	mg/L	0.05
硫化物	0.003ND	0	0.003ND	0	0.02ND	0	0.02ND	0	0.02ND	0	mg/L	0.02
钡	0.08	0	0.11	0	0.01ND	0	0.01ND	0	0.01ND	0	mg/L	0.70

根据地下水水质监测结果, 枣湾村水源井氯离子、硫酸根离子、总硬度超标, 氯离子最大超标倍数为 0.20, 硫酸根离子最大超标倍数为 0.18, 总硬度最大超标倍数为 0.44; 镰一转水源井硫酸根离子、总硬度超标, 硫酸根离子最大超标倍数为 0.25, 总硬度最大超标倍数为 0.15。超标原因主要是由于当地部分地区地下水自然背景值偏高。其余各监测点位监测因子标准指数均<1, 故满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类水质要求; 石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类水质要求。

#### 4.4.4 现有工程场地包气带污染现状调查

##### (1) 监测点位和因子

按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016)要求,对于一、二级评价的改、扩建类建设项目,应开展现有工业场地的包气带污染现状调查。因此本次评价委托陕西泽希检测服务有限公司开展包气带监测,共布设4个包气带污染现状监测点。包气带分层取样,对样品进行浸溶试验,对浸溶液进行测试分析。具体信息见下表。

表 4.4.4-1 包气带监测点位一览表

序号	监测点位		坐标	取样位置	取样深度	备注
B1	代表性注水管线	姬 62 注水管线占地范围内	g107°32'18.6895", ,37°13'20.7037"	污染源处	在 0-20cm 和 120cm-140cm 两层 各取 1 个样	补测
B2		姬 62 注水管线占地范围外空地	g107°32'19.5006", ,37°13'23.5640"	背景值处		
B3	代表性出油管线	梁 6 增至梁 1 增集油管线占地范围内	g107°32'43.9109", ,37°12'53.8525"	污染源处	在 0-20cm 和 20cm-60cm 两层各 取 1 个样	引用《长庆实业集团有限公司 2023 年麻黄山项目组油维、改造工程环境质量检测》中监测数据
B4		梁 6 增至梁 1 增集油管线占地范围外空地	g107°32'46.2283", ,37°12'50.4690"	背景值处		
B5	代表性站场	梁一转污油污水池外 1m	g107°32'18.6895", ,37°13'20.7037"	污染源处	在 0-20cm 和 0~20cm 各取 1 个表层样	引用《2024 年长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区地面系统优化完善项目环境质量现状监测》中监测数据
B6		梁一转南侧耕地	g107°32'19.5006", ,37°13'23.5640"	背景值处		
B7		镰 93 脱水罐附近(占地范围内)	g107°32'18.6895", ,37°13'20.7037"	污染源处		
B8		镰 93 脱站外(占地范围外)	g107°32'19.5006", ,37°13'23.5640"	背景值处		

##### (2) 监测时间与频率

监测时间为 2025 年 9 月 6 日,监测一天,各站场及站外背景点监测点位各监测一次。

##### (3) 监测项目及分析方法

监测项目为:pH 值、砷、汞、六价铬、石油类、挥发酚、硫化物、氨氮、氯化物。参照国家颁布的相关土壤监测方法进行采样,参照国家颁布的相关土壤样

品浸溶方法、水质监测方法进行分析。浸溶液中各监测因子及监测方法如下表。

表 4.4.4-2 包气带浸溶液监测因子及监测方法

分析项目	分析依据及方法	检出限	仪器设备名称/型号
pH 值	生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标 8.1 玻璃电极法 GB/T 5750.4-2023	PH 计 /PHS-3C/ ZXJC-YQ-019	/
砷	生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标 9.1 氢化物原子荧光法 GB/T 5750.6-2023	原子荧光分光光度 计/AF-7500B/ ZXJC-YQ-089	1.0 $\mu$ g/L
汞	生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标 11.1 原子荧光法 GB/T 5750.6-2023	原子荧光分光光度 计/AF-7500B/ ZXJC-YQ-089	0.1 $\mu$ g/L
六价铬	生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标 13.1 二苯碳酰二肼分光光度法 GB/T 5750.6-2023	可见分光光度计/ N2S/ ZXJC-YQ-021	0.004mg/L
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行） HJ 970-2018	紫外可见分光光度 计/SP-756P/ ZXJC-YQ-027	0.01mg/L
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009	可见分光光度计/ N2S/ ZXJC-YQ-021	0.0003mg/L
硫化物	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 (6.1 N,N-二乙基对苯二胺分光光度 法) GB/T 5750.5-2023	可见分光光度计/ N2S/ ZXJC-YQ-021	0.02mg/L
氨氮	生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金属指标 11.1 纳氏试分光度法 GB/T 5750.5-2023	可见分光光度计/ N2S/ ZXJC-YQ-021	0.02mg/L
氯化物	生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金属指标 5.1 硝酸银容量法 GB/T 5750.5-2023	50ml 滴定管 A 级	1.0mg/L

#### (4) 监测结果与评价

包气带监测结果见下表。

表 4.4.4-3 包气带监测结果

监测因子	单位	梁 6 增至梁 1 增集油管线占地范围内		梁 6 增至梁 1 增集油管线占地范围外空地		梁 1 增至姬 62 注水管线占地范围内		梁 1 增至姬 62 注水管线占地范围外空地		梁一转污油污水池外 1m		梁一转南侧耕地		镍 93 脱水罐附近	镍 93 脱站外
		0-20cm	120-140cm	0-20cm	120-140cm	0-20cm	120-140cm	0-20cm	120-140cm	0-20cm	20-60cm	0-20cm	20-60cm	0-20cm	0-20cm
pH 值	无量纲	8.484	8.504	8.004	8.013	8.016	8.024	8.031	8.054	8.06	8.01	8.24	8.15	7.9	7.7
砷	μg/L	1.0ND	1.0ND	1.0ND	1.0ND	1.0ND	1.0ND	1.0ND	1.0ND	/	/	/	/	0.8	0.6
汞	μg/L	0.1ND	0.1ND	0.1ND	0.1ND	0.1ND	0.1ND	0.1ND	0.1ND	/	/	/	/	0.45	0.17
氯化物	mg/L	8.9	10.0	9.7	10.9	10.6	10.3	10.2	9.9	/	/	/	/	10ND	10ND
六价铬	mg/L	0.004ND	0.004ND	0.004ND	0.004ND	0.004ND	0.004ND	0.004ND	0.004ND	0.015	0.030	0.020	0.036	/	/
挥发酚	mg/L	0.0010	0.0012	0.0015	0.0014	0.0012	0.0014	0.0013	0.0016	0.01L	0.015	0.01L	0.026	0.0003ND	0.0003ND
硫化物	mg/L	0.02ND	0.02ND	0.02ND	0.02ND	0.02ND	0.02ND	0.02ND	0.02ND	/	/	/	/	0.003ND	0.003ND
氨氮	mg/L	0.049	0.043	0.079	0.092	0.152	0.098	0.249	0.128	0.494	0.486	0.340	0.352	0.094	0.090
石油类	mg/L	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.12	0.13	0.12	0.14	0.01ND	0.01ND

从上表可以看出，将现有工程的包气带监测值与背景值对照可以看出无明显差异，说明已建工程对包气带土壤环境影响较小。

#### 4.4.5 土壤环境质量现状监测与评价

##### 1、监测点位

本项目土壤环境影响类型包括污染影响型和生态影响型，评价工作等级分别为一级和二级，项目所在区域土壤类型主要为黄绵土和黑垆土，为充分反映建设项目调查评价范围内的土壤环境现状，本次土壤监测点位设置依据如下：

①土壤污染影响型一级评价，原则上土壤取样最少在占地范围内设 5 个柱状样，2 个表层样，占地范围外设 4 个表层样；土壤生态影响型二级评价，原则上土壤取样最少在占地范围内设 3 个表层样，占地范围外设 4 个表层样。

②本项目所在区域土壤类型主要为黄绵土和黑垆土，每种土壤类型至少设置 1 个表层样监测点，尽量布置在未受人为污染或相对未受污染的区域。

③本项目永久占地主要为场站，分别选择有代表性的场站设置柱状样及表层样，可能涉及入渗途径影响的，在主要产污装置区附近设置柱状样监测点。

④本项目工程包含原油集输管线及采出水回注管线，根据评价范围内土壤环境敏感目标确定监测点布设位置。

⑤本项目属于改扩建项目，评价工作等级为污染影响型一级、生态影响型二级，在现有工程厂界外可能产生影响的土壤环境敏感目标处设置监测点。

⑥为判断本项目工程所在区域是否为土壤盐化、酸化或碱化地区，根据建设项目所在地的地形特征，主要在本次工程拟建场地、现有工程装置区、工程周边土壤环境敏感目标处设置监测点。

综合以上原则，采用均布性与代表性相结合的原则，本次土壤环境现状监测共设置 24 个监测点位。大梁湾采油作业区设置 12 个监测点位，其中引用《长庆实业集团有限公司 2025 年产能建设工程姬黄 37#区块环境质量监测》中监测点位 3 个（监测单位为陕西正盛环境检测有限公司，监测时间为 2025 年 6 月 6 日、6 月 7 日），引用《长庆实业集团有限公司 2023 年麻黄山项目组油维、改造工程环境质量检测》中监测点位 7 个（监测单位为苏州环优检测有限公司，监测时间为 2024 年 7 月 3 日），委托陕西泽希检测服务有限公司在项目区域布置 2 个补充监测点（监测时间为 2025 年 9 月 6 日）。镰刀湾采油作业区设置 12 个监测点位，其中引用《2024 年长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区地面系统优化完善项目环境质量现状监测》中监测点位 11 个（监测单位为陕西正盛环境检

测有限公司，监测时间为 2025 年 7 月 23 日~25 日），委托陕西泽希检测服务有限公司在项目区域布置 1 个补充监测点（监测时间为 2025 年 9 月 5 日）。

## 2、监测因子

本次土壤监测点位按土地类型分为建设用地和农用地，监测因子选为 GB15618-2018 和 GB36600-2018 规定的基本因子和本项目特征因子“pH 值、含盐量、石油烃”，满足《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的要求。

项目监测点位及监测内容信息见表 4.4.5-1。项目土壤监测点位示意图见图 4.4.5-1。

表 4.4.5-1 项目土壤监测点位及监测内容一览表

序号	名称	坐标	采样深度	监测因子	监测频次	监测时间	点位类别	土壤类型	备注	
S1	梁7增占地范围外(康10-4井场至梁7增出油管线)	g107.51750611, 37.19817590	0~0.2m	镉、汞、砷、铅、总铬、铜、镍、锌、pH值、石油烃(C6~C9)、石油烃(C10~C40)、石油类、六价铬、含盐量	监测1天, 监测1次	2025.6.7	占地范围外表层样	黄绵土	引用《长庆实业集团有限公司 2025 年产能建设工程姬黄 37# 区块环境质量监测》(ZSJC2025106412G)	
S2	梁7增	g107.52032773, 37.20007890	0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3.0m	pH 值、含盐量、石油烃 (C6~C9)、石油烃 (C10~C40)、石油类、砷、汞、六价铬		2025.6.7	占地范围内	黄绵土		
S3	大16-2 危废暂存点	g107.52166699, 37.25757937	0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3.0m	pH 值、含盐量、石油烃 (C6~C9)、石油烃 (C10~C40)、石油类、砷、汞、六价铬		2025.6.6		黑垆土		
S4	梁一转进站总机关处	g107.54720989, 37.18264698	0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3.0m	pH 值、GB36600-2018 基本因子 45 项、石油烃(C6~C9)石油烃(C10~C40)、石油类、汞、砷、六价铬、土壤理化性质、含盐量		2024.7.3	柱状样	黄绵土		
S5	梁二转进站总机关处	g107.54638374, 37.24246617	0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3.0m	pH 值、石油烃 (C6~C9)、石油烃 (C10~C40)、石油类、汞、砷、六价铬		2024.7.3		黄绵土		
S6	梁一转新建大罐抽气装置	g107.54718304, 37.18301213	0~0.2m	pH 值、GB36600-2018 基本因子 45 项、石油烃(C6~C9)石油烃(C10~C40)、石油类、汞、砷、六价铬、土壤理化性质、含盐量		2024.7.3	占地范围内表层样	黄绵土	引用《长庆实业集团有限公司 2023 年麻黄山项目组油维、改造工程环境质量检测》(环(监)SXHX202307286 ZH 号)	
S7	梁二转污油污水池外 1m	g107.54577756, 37.24236261	0~0.2m	pH 值、石油烃 (C6~C9)、石油烃 (C10~C40)、石油类、汞、砷、六价铬		2024.7.3		黄绵土		
S8	梁2增站外耕地	g107.52973025, 37.25487631	0~0.2m	pH 值、GB15618-2018 基本因子 8 项、石油烃(C6~C9)、石油烃(C10~C40)、石油类、六价铬、含盐量		2024.7.3	占地范围外表层样	黑垆土		
S9	梁1增站外耕地	g107.55112588, 37.21276743	0~0.2m			2024.7.3		黄绵土		
S10	梁一转至梁7增注水管线 (梁7增至梁一转集油管道外耕地)	g107.53978014, 37.19274954	0~0.2m			2024.7.3		黄绵土		
S11	梁3增至插输点集油管线	g107.53004909	0~0.5m、0.5~1.5m	镉、汞、砷、铅、总铬、铜、镍、锌、pH		2025.9.	占地范围内	黄绵土	补测	

	占地范围内	37.23009774	1.5~3.0m	值、石油烃(C6~C9)、石油烃(C10~C40)、石油类、六价铬、含盐量	监测1天,监测1次	6	柱状样			引用《2024年长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区地面系统优化完善项目环境质量现状监测》(KC2024HB08040)	
S12	梁 6 增至梁 1 增集油管线 占地范围内	g107.52890110, 37.21173783	0~0.2m			2025.9.6	占地范围内表层样	黄绵土	补测		
S13	镰 93 脱水罐旁	g108.93970471, 37.21391255	0~0.5m、0.5~1.5m、 1.5~3.0m	pH 值、石油烃(C6~C9)、石油烃(C10~C40)、石油类、含盐量		2024.7.25	占地范围内柱状样	黄绵土			
S14	镰 93 污油池旁	g108.94006749, 37.21393071	0~0.5m、0.5~1.5m、 1.5~3.0m			2024.7.25		黄绵土			
S15	镰 75 脱新建净化油罐旁	g109.02686612, 37.2163494	0~0.5m、0.5~1.5m、 1.5~3.0m			2024.7.25		黄绵土			
S16	镰 85 脱污油池旁	g109.00007594, 37.21905021	0~0.5m、0.5~1.5m、 1.5~3.0m			2024.7.25		黄绵土			
S17	镰 93 脱厂区西北角处	g108.93937357, 37.21427924	0~0.2m			2024.7.25		黄绵土			
S18	镰 75 脱厂区西北角处	g109.02654316, 37.21612858	0~0.2m	pH 值、GB36600-2018 基本因子 45 项、石油烃(C6~C9)、石油烃(C10~C40)、石油类、含盐量		2024.7.25	占地范围内表层样	黄绵土			
S19	镰 85 脱厂区西北角处	g108.99967742, 37.21934730	0~0.2m			2024.7.25		黄绵土			
S20	镰 93 脱厂界北侧	g108.93911560, 37.21524967	0~0.2m			2024.7.25		黄绵土			
S21	镰 75 脱厂界北侧	g109.02650550, 37.21708380	0~0.2m			2024.7.25		黄绵土			
S22	镰 85 脱厂界北侧	g109.00037453, 37.21922150	0~0.2m			2024.7.25		黄绵土			
S23	镰 35-1、镰 93 附近耕地(镰 42 至镰 33 管线北侧)	g108.93129450, 37.21388615	0~0.2m	pH 值、GB36600-2018 基本因子 45 项、石油烃(C6~C9)、石油烃(C10~C40)、石油类、含盐量		2024.7.25	占地范围外表层样	黄绵土		引用《2024年长庆实业集团有限公司镰刀湾采油作业区地面系统优化完善项目环境质量现状监测》(KC2024HB08040)	
S24	镰 80 危废贮存库	g109.03556496, 37.23061669	0~0.5m、0.5~1.5m、 1.5~3.0m			2025.9.5		柱状样	补测		

## 3、采样及分析方法

表 4.4.5-2 土壤监测分析方法及使用仪器

检测项目	检测依据	仪器名称/型号/管理编号	检出限
pH 值	土壤 pH 值的测定 电位法 HJ 962-2018	PH 计 /PHS-3C/ZXJC-YQ-01 9	/
汞	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第 1 部分： 土壤中总汞的测定 GB/T 22105.1-2008	原子荧光分光光度计 /AF-7500B/ ZXJC-YQ-089	0.002mg/kg
砷	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第 2 部分： 土壤中总砷的测定 GB/T 22105.2-2008	原子荧光分光光度计 /AF-7500B/ ZXJC-YQ-089	0.01mg/kg
六价铬	土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰 原子吸收分光光度法 HJ1082-2019	原子吸收分光光度计 /SP-3500AA(4AT)/ ZXJC-YQ-083	0.5mg/kg
镉	土壤质量铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T 17141-1997	原子吸收分光光度计 /SP-3500AA(4AT)/ ZXJC-YQ-083	0.01mg/kg
镍	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	原子吸收分光光度计 /SP-3500AA(4AT)/ ZXJC-YQ-083	3mg/kg
铜			1mg/kg
铅			10mg/kg
锌			1mg/kg
总铬			4mg/kg
四氯化碳	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气质联用仪 /8860-5977B/ ZXJC-YQ-126	1.3 $\mu$ g/kg
氯仿			1.1 $\mu$ g/kg
氯甲烷			1.0 $\mu$ g/kg
1,1-二氯乙烷			1.2 $\mu$ g/kg
1,2-二氯乙烷			1.3 $\mu$ g/kg
1,1-二氯乙烯			1.0 $\mu$ g/kg
顺式-1,2-二氯乙烯			1.3 $\mu$ g/kg
反式-1,2-二氯乙烯			1.4 $\mu$ g/kg
二氯甲烷			1.5 $\mu$ g/kg
1,2-二氯丙烷			1.1 $\mu$ g/kg
1,1,1,2-四氯乙烷			1.2 $\mu$ g/kg
1,1,2,2-四氯乙烷			1.2 $\mu$ g/kg

四氯乙烯			1.4μg/kg
1,1,1-三氯乙烷			1.3μg/kg
1,1,2-三氯乙烷			1.2μg/kg
三氯乙烯			1.2μg/kg
1,2,3-三氯丙烷			1.2μg/kg
氯乙烯			1.0μg/kg
苯			1.9μg/kg
氯苯			1.2μg/kg
1,2-二氯苯			1.5μg/kg
1,4-二氯苯			1.5μg/kg
乙苯			1.2μg/kg
苯乙烯			1.1μg/kg
甲苯			1.3μg/kg
间、对二甲苯			1.2μg/kg
邻-二甲苯			1.2μg/kg
苯胺	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气质联用仪 /TRACE 1600-ISQ 7610/ ZXJC-YQ-124	0.02mg/kg
硝基苯			0.09mg/kg
2-氯苯酚			0.06mg/kg
苯并[a]蒽			0.1mg/kg
苯并[a]芘			0.1mg/kg
苯并[b]荧蒽			0.2mg/kg
苯并[k]荧蒽			0.1mg/kg
䓛			0.1mg/kg
二苯并[a,h]蒽			0.1mg/kg
茚并[1,2,3-cd]芘			0.1mg/kg
萘			0.09mg/kg
石油类	土壤石油类的测定 红外分光光度法 HJ1051-2019	红外测油仪 /OIL460/ ZXJC-YQ-025	4mg/kg
*石油烃 (C6~C9)	土壤和沉积物石油烃 (C6~C9) 的测定吹扫捕集/气相色谱法 HJ 1020-2019	福立 气相色谱仪 /F70/ IE-0775	0.04mg/kg
石油烃 (C10~C40)	土壤和沉积物 石油烃 (C10-C40) 的测定气相色谱法 HJ 1021-2019	气相色谱仪 /GC-4000A/ ZXJC-YQ-090	6mg/kg
全盐量	森林土壤水溶性盐分分析 LY/T 1251-1999(3)	PR 系列天平 (万分之一) /PR224ZH/E/ ZXJC-YQ-022	/

#### 4、土壤理化性质调查

本次监测土壤构型（土壤剖面）调查表见表 4.4.5-3，土壤理化性质调查结果见表 4.4.5-4。

表 4.4.5-3 土壤构型（土壤剖面）调查表

镰 80 危废贮存库旁	
土壤剖面照片	层次
	<p>表层（0-0.5m）：红棕色、轻壤土、团粒状结构、中量植物根系；  中层（0.5-1.5m）：红棕色、轻壤土、团粒状结构、中量植物根系；  深层（1.5-3.0m）：红棕色、轻壤土、团粒状结构、少量植物根系。</p>
梁 3 增至插输点集油管线占地范围内	
土壤剖面照片	层次
	<p>表层（0-0.5m）：红棕色、轻壤土、团粒状结构、中量植物根系；  中层（0.5-1.5m）：红棕色、轻壤土、团粒状结构、中量植物根系；  深层（1.5-3.0m）：红棕色、轻壤土、团粒状结构、少量植物根系。</p>
梁 6 增至梁 1 增集油管线占地范围内	
土壤剖面照片	层次



表 4.4.5-3 土壤理化性质调查结果

序号	监测项目	单位	调查结果						S12 梁 6 增至梁 1 增集油 管线占地范围 内
			S24 镰 80 危废贮存库旁			S11 梁 3 增至插输点集油管线占地范围内			
			0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.2m
现场记录	颜色	/	红棕	红棕	红棕	红棕	红棕	红棕	红棕
	结构	/	轻壤土	轻壤土	轻壤土	轻壤土	轻壤土	轻壤土	轻壤土
	质地	/	团粒	团粒	团粒	团粒	团粒	团粒	团粒
	砂粒含量	/	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量
	其他异物	/	中量植物根系	中量植物根系	少量植物根系	中量植物根系	中量植物根系	少量植物根系	多量植物根系
实验室测定	pH 值	/	8.364	8.471	8.657	8.176	8.383	8.536	8.278
	阳离子交换量	cmol +/kg	2.53	2.36	2.76	2.04	2.14	2.1	2.28
	氧化还原电位	mV	533			540			553
	饱和导水率	cm/s	$1.60 \times 10^{-4}$	$1.58 \times 10^{-4}$	$1.53 \times 10^{-4}$	$1.52 \times 10^{-4}$	$1.58 \times 10^{-4}$	$1.52 \times 10^{-4}$	$1.59 \times 10^{-4}$
	土壤容重	g/cm <sup>3</sup>	1.45	1.49	1.46	1.45	1.51	1.53	1.48
	孔隙度	%	36	38	38	38	36	35	37

## 5、监测结果

本次评价土壤监测结果见表 4.4.5-4~表 4.4.5-7。

表 4.4.5-4 土壤监测结果一览表 (1)

序号	监测项目	单位	监测结果										标准	达标情况		
			S1 梁 7 增占 地范 围外	S8 梁 2 增站外 耕地	S9 梁 1 增站 外耕 地	S10 梁 一转至 梁 7 增 注水管 线	S11 梁 3 增至插输点集油管线 占地范围内			S12 梁 6 增至梁 1 增集油管 线占地范 围内	S20 镰 93 脱 厂界北 侧	S21 镰 75 脱 厂界北 侧	S22 镰 85 脱厂 界北	S23 镰 35-1、镰 93 附近 耕地		
			0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	
1	PH 值	无量纲	8.13	7.53	7.39	7.47	8.176	8.383	8.536	8.278	8.54	8.23	8.57	8.49	/	/
2	汞	mg/kg	0.0217	0.015	0.428	0.436	1.1	1.78	3.0	1.1	0.0406	0.0326	0.0512	0.0680	3.4	达标
3	砷	mg/kg	10.0	9.42	11.61	11.36	2.39	2.72	2.58	4.95	11.3	11.9	10.5	11.7	25	达标
4	镉	mg/kg	0.05	0.02	0.146	0.074	0.350	0.162	0.268	0.769	0.10	0.11	0.11	0.12	0.6	达标
5	铅	mg/kg	37.7	17.6	22.3	22.3	35	45	44	54	13.5	14.6	14.2	15.1	170	达标
6	总铬	mg/kg	59	63	15	13	42	48	71	39	39	42	40	40	250	达标
7	铜	mg/kg	21	24	36	53	37	47	42	36	22	20	18	22	100	达标
8	镍	mg/kg	24	27	28	16	28	29	19	10	31	29	35	32	190	达标
9	锌	mg/kg	76	56	18	21	55	51	46	40	57	61	56	55	300	达标
10	六价铬	mg/kg	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	/	/	/	/	5.7	达标
11	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	mg/kg	0.04ND	0.13	0.23	0.17	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	/	/
12	石油烃	mg/kg	13	35	37	57	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	4500	达标

	(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )													
13	石油类	mg/kg	17	/	/	/	4ND	4ND	4ND	75	85	92	96	/
14	全盐量	g/kg	0.9	0.3	0.2	0.1	0.68	0.62	0.64	0.54	1.3	1.7	1.2	1.4

表 4.4.5-5 土壤监测结果一览表 (2)

序号	监测项目	单位	监测结果												标准	达标情况	
			S2 梁 7 增			S3 大 16-2 危废暂存点			S5 梁二转进站总机关处			S7 梁二转污油污水池外 1m					
			0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.2m					
1	PH 值	无量纲	8.20	8.21	8.23	8.18	8.19	8.22	7.66	7.58	7.41	7.47		/	/		
2	汞	mg/kg	0.0240	0.0178	0.0134	0.0322	0.0312	0.0253	0.014	0.028	0.018	0.383	38	达标			
3	砷	mg/kg	10.7	8.65	7.47	10.2	9.71	6.22	16.1	11.4	13.1	14.27	60	达标			
4	六价铬	mg/kg	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	5.7	达标			
5	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	mg/kg	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.07	0.07	0.15	0.11		/	/		
6	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	mg/kg	6ND	11	6ND	15	9	6ND	42	54	47	36	4500	达标			
7	石油类	mg/kg	15	10	9	17	14	9	/	/	/	/		/	/		
8	全盐量	g/kg	1.0	1.1	0.9	1.0	1.2	0.9	/	/	/	0.3		/	/		

表 4.4.5-6 土壤监测结果一览表 (3)

序号	监测项目	单位	监测结果												标准	达标情况		
			S13 镰 93 脱水罐旁			S14 镰 93 污油池旁			S15 镰 75 脱新建净化油罐旁			S16 镰 85 脱污油池旁						
			0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m				
1	PH 值	无量	8.16	8.07	8.05	8.75	8.41	8.32	8.74	8.53	8.42	8.34	8.11	8.07	/	/		

		纲														
2	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	mg/kg	0.04N D	0.04N D	0.04N D	0.04N D	0.04ND	0.04ND	0.04N D	0.04ND	0.04ND	0.04N D	0.04ND	0.04ND	/	/
3	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	mg/kg	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	450 0	达标
4	石油类	mg/kg	78	80	67	49	51	45	58	58	59	66	61	62	/	/
5	全盐量	g/kg	1.1	1.2	1.1	1.7	1.6	1.4	1.5	1.3	1.2	1.4	1.3	1.3	/	/

表 4.4.5-7 土壤监测结果一览表 (4)

序号	监测项目	单位	监测结果									标准	达标情况		
			S4 梁一转进站总机关处			S6 梁一 转新建 大罐抽 气装置	S17 镰 93 脱厂 区西北 角处	S18 镰 75 脱厂 区西北 角处	S19 镰 85 脱厂区 西北角 处	S24 镰 80 危废贮存库					
			0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m			
1	pH 值	无量纲	7.34	7.38	7.31	7.42	8.27	8.56	8.74	8.364	8.471	8.657	/	/	
2	汞	mg/kg	0.018	0.026	0.014	0.028	0.0423	0.0539	0.0564	1.12	1.3	0.969	38	达标	
3	砷	mg/kg	13.1	17	16.1	11.4	8.82	10.8	9.84	3.21	2.71	2.5	60	达标	
4	铜	mg/kg	13	16	12	15	21	19	19	25	36	12	18000	达标	
5	镍	mg/kg	22	18	15	24	31	33	31	13	8	21	900	达标	
6	铅	mg/kg	13.3	14.2	11.6	12.7	14.2	15.5	14.6	67	63	65	800	达标	
7	镉	mg/kg	0.03	0.11	0.07	0.06	0.12	0.10	0.11	0.481	0.401	0.435	65	达标	
8	六价铬	mg/kg	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	5.7	达标	
9	石油类	mg/kg	/	/	/	/	100	103	61	16	14	14	/	/	
10	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	mg/kg	0.15	0.11	0.17	0.33	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	/	/	
11	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	mg/kg	65	64	57	73	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	4500	达标	

12	全盐量	g/kg	0.2	0.3	0.1	0.3	1.2	1.4	1.3	0.51	0.48	0.52	/	/
13	四氯化碳	μg/kg	ND1.3	2800	达标									
14	氯仿	μg/kg	ND1.1	900	达标									
15	氯甲烷	μg/kg	ND1.0	37000	达标									
16	1,1-二氯乙烷	μg/kg	ND1.2	9000	达标									
17	1,2-二氯乙烷	μg/kg	ND1.3	5000	达标									
18	1,1-二氯乙烯	μg/kg	ND1.0	66000	达标									
19	顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	ND1.3	596000	达标									
20	反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	ND1.4	54000	达标									
21	二氯甲烷	μg/kg	ND1.5	616000	达标									
22	1,2-二氯丙烷	μg/kg	ND1.1	5000	达标									
23	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	ND1.2	10000	达标									
24	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	ND1.2	6800	达标									
25	四氯乙烯	μg/kg	ND1.4	53000	达标									
26	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	ND1.3	840000	达标									
27	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	ND1.2	2800	达标									
28	三氯乙烯	μg/kg	ND1.2	2800	达标									
29	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	ND1.2	500	达标									
30	氯乙烯	μg/kg	ND1.0	430	达标									
31	苯	μg/kg	ND1.9	4000	达标									
32	氯苯	μg/kg	ND1.2	270000	达标									
33	1,2-二氯苯	μg/kg	ND1.5	560000	达标									
34	1,4-二氯苯	μg/kg	ND1.5	20000	达标									
35	乙苯	μg/kg	ND1.2	28000	达标									
36	苯乙烯	μg/kg	ND1.1	1290000	达标									

37	甲苯	μg/kg	ND1.3	1200000	达标										
38	间二甲苯+对二甲苯	μg/kg	ND1.2	570000	达标										
39	邻二甲苯	μg/kg	ND1.2	640000	达标										
40	硝基苯	mg/kg	ND0.09	76	达标										
41	苯胺	mg/kg	ND0.09	260	达标										
42	2-氯酚	mg/kg	ND0.06	2256	达标										
43	苯并[a]蒽	mg/kg	ND0.1	15	达标										
44	苯并[a]芘	mg/kg	ND0.1	1.5	达标										
45	苯并[b]荧蒽	mg/kg	ND0.2	15	达标										
46	苯并[k]荧蒽	mg/kg	ND0.1	151	达标										
47	䓛	mg/kg	ND0.1	1293	达标										
48	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	ND0.1	1.5	达标										
49	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	ND0.1	15	达标										
50	萘	mg/kg	ND0.09	70	达标										

根据监测结果，建设用地的土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）中第二类建设用地土壤污染风险筛选值标准，项目占地范围内及周边的农用地满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618）中农用地土壤污染风险筛选值标准。项目所在区域土壤环境质量良好。

## 4.5 区域污染源

根据环境现状调查和收集区域污染源资料，区域工业污染源以石油开发企业为主，无其他工业污染源。

根据对工程所在区域现场踏勘及资料收集，本次项目所在区域地下水污染源主要为石油开采作业。

## 5 环境影响预测与评价

### 5.1 施工期环境影响分析

本项目施工主要呈现以下特点：

- (1) 施工现场分散，施工人员较多；
- (2) 施工期对环境的影响主要来自施工作业区清理、开挖管沟等施工活动中，施工扬尘、施工废气、施工噪声、施工固废、施工废水对周边环境的影响，以及施工活动和占地对局部生态环境的影响；
- (3) 施工期影响主要集中在管线施工作业带内，对外环境影响较小。

本次评价，根据项目施工特点、污染类型及环境影响程度，确定本项目建设期主要环境污染特征见下表。

表 5.1-1 本项目建设期主要环境污染特征

影响分类	影响来源	污染物	影响范围	特征
施工废气	运输、基础工程、物料堆放等	TSP	施工场所周围及管线作业	与施工期同步
	施工机械、运输车辆尾气	CO、NOx、THC	施工场所周围及管线作业	与施工期同步
	焊接烟尘	颗粒物	管线作业带周围	与施工期同步
	防腐废气	非甲烷总烃	管线作业带周围	与施工期同步
噪声	运输、施工机械	连续等效 A 声级	施工场地周围、运输沿线	间断
废水	生活、施工废水	COD、BOD <sub>5</sub> 、氨氮、SS	施工现场	间断
固废	生活、建筑垃圾、废防渗布、拆除管线和设备等	有机物、无机物、石油类	施工现场	间断
生态环境	渣土临时堆放、临时占地、施工活动	土方	施工场地带、两管侧线作业	间断

#### 5.1.1 施工期大气环境影响分析

项目建设期管沟、设备基础处理，土方、建筑材料、施工设备的装卸、转运等，都会形成施工扬尘。受施工现场条件、管理水平、机械化程度及施工季节、土质结构、天气条件等诸多因素的影响，扬尘量的确定较为复杂、难于定量。

##### 1、施工扬尘

###### (1) 裸露地面扬尘

施工期间必然会形成一定量的裸露地面，在不利气候如大风（风速≥6m/s）

条件下，扬尘会从地表进入空气。项目建设区干燥少雨，冬春季多风，极易形成扬尘污染。

### （2）施工扬尘

管线施工、堆料及运输抛洒等产生的扬尘在施工高峰期会不断增多。在施工过程中，如果采取粗放式施工，管理措施不够完善，不能及时清理和覆盖建筑垃圾、弃土弃渣，不及时清扫现场，极易产生施工扬尘。

### （3）道路扬尘

交通运输过程中洒落于道路上的沙、土、灰、渣、建筑垃圾以及沉积在道路上的其它排放源排放的颗粒物，经来往的车辆碾压后形成粒径较小的颗粒物进入空气，形成道路扬尘。

施工扬尘对环境造成的不良影响表现为：①导致环境空气中的 TSP 浓度升高；②影响植物的光合作用与正常生长，使局部区域农作物减产；③影响施工场地附近村民的身体健康。

经类比有关项目建设期的环境空气监测资料，施工场地扬尘影响范围基本在下风向 100~150m，浓度一般为 2.2~3.4mg/m<sup>3</sup>。项目施工过程中，管道两侧 200m 范围内村庄住户会受到影响。项目管线采用分段施工，其影响是小范围短期负面影响，采取覆盖抑尘等控制措施后，管线施工对评价区内的村庄居民点影响不大。

由于施工扬尘粒径较大，飘移距离短，采取洒水抑尘等控制措施后，施工扬尘影响范围有限，对区域环境空气质量影响小。施工造成的不利影响是局部的、短期的，项目建成后影响将会消失。

## 2、施工机械尾气

项目建设施工期间，施工机械废气主要来自施工机械排放废气、各种物料运输车辆排放汽车尾气等对环境空气的影响，主要污染物为 CO、NOx、THC 等，属间断排放；根据类比调查，每辆车日耗油量约 11.52kg/d，则每辆车平均日排放烃类 0.025kg/d、NOx 为 0.034kg/d。施工期施工机械及运输车辆尾气将对管道施工沿线环境空气有一定影响，影响范围主要在 50m 范围内。项目在施工过程中采用低硫柴油机同时在加强施工机械及车辆运行管理与维护保养情况下，采用符合《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB36886-2018）和《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、第四阶段）

(GB20891-2014) 中第四阶段的标准限值的机械, 可减少尾气排放对环境的污染, 对环境空气影响小。

### 3、施工焊接烟尘

本项目施工过程会产生少量的焊烟, 但由于施工时间短, 项目施工现场位于开阔地带, 有利于废气扩散, 且废气污染源具有间歇性和流动性, 因此对局部地区的环境影响较轻。

### 4、防腐废气影响分析

项目使用的管道是经过防腐处理后的成品管道, 项目只在管道敷设补口补伤时产生防腐废气, 产生量较少, 防腐废气主要污染物为非甲烷总烃, 而且管线周围地域开阔, 防腐废气经大气扩散后对周围环境影响较小。

综上所述, 项目在采取积极的大气污染防治措施后, 工程施工对周边环境空气影响较小, 可接受。

## 5.1.2 施工期地表水环境影响分析

### 1、施工废水

施工生产废水包括砂石冲洗水、砼养护水、场地冲洗水以及输送车辆冲洗废水等, 这部分废水主要污染物为 SS, 基本没有其它污染物, 施工废水产生地点较分散, 产生量较小, 主要污染物为 SS, 设置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水不外排, 影响较小。

### 2、施工生活污水

根据工程分析, 项目施工期生活污水产生量约  $1.56\text{m}^3/\text{d}$ 。由于施工较为分散, 生活污水难以集中收集处理。管线施工人员可依托沿线井场旱厕, 生活废水均不外排。施工期生活污水产生量小, 对地表水环境影响小。

### 3、管道试压废水

本项目采取分段试压的方式, 试压水循环使用, 一处用完后由罐车运至下一处需充水试压处。根据项目管线长度及直径, 本项目试压废水产生量约  $13.16\text{m}^3$  试压废水主要污染物为 SS, 试压结束后拉运至附近采出水处理站处理后用于油田回注, 不外排。

### 4、废旧管道清管废水

本项目现有管道报废, 管道扫线后对旧管线热洗 ( $60\sim80^\circ\text{C}$ ) 2 次, 将产生

清管废水。根据工程分析，项目清管废水产生量约为  $68.11\text{m}^3$ 。清管废水全部经管道进入下游站场储罐，进入原油集输系统，与含水原油一同进行脱水净化处理，废水依托采出水处理站处理后回注油层，不外排。

综上，本项目管线工程未跨越地表水，施工期施工废水和生活污水均不排放，项目施工对地表水环境影响小。

### 5.1.3 施工期噪声环境影响分析

#### 1、噪声源

项目施工期噪声源主要为挖掘机、切割机、焊机等设备产生的噪声，声级在  $84\sim100\text{dB(A)}$ 。

#### 2、预测模式

由于本项目工程分散的施工特点，采用分区分段施工，因此本次评价根据使用数量、时间、频次以及噪声级选取对声环境影响较大施工机械等进行预测。点源扩散衰减采用半球扩散模型计算，以噪声源为中心，噪声传到不同距离处的强度值采用下式计算：

$$L_p = L_0 - 20 \lg \left( \frac{r}{r_0} \right)$$

式中：  $L_p$ —距声源  $r$  处的声压级；  $L_0$ —距声源  $r_0$  处的声压级。

对于多台施工机械对某个预测点的影响，应进行声级迭加：

$$L = 10 \lg \sum 10^{0.1L_i}$$

#### 3、施工噪声预测结果及影响分析

主要施工机械噪声随距离衰减情况见下表。

表 5.1.3-1 主要施工机械环境噪声源及噪声影响预测结果表

机械\距离	10m		50m		80m		100m		150m		200m		300m	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
挖掘机	68	68	54	55	50	52	48	51	44	48	41	48	38	48
切割机	78	78	64	64	60	60	58	58	54	55	51	53	48	51
焊机	75	75	61	61	57	57	55	56	51	52	48	51	45	49
空压机	80	80	66	66	62	62	60	60	56	56	53	54	50	52
氮气车	75	75	61	61	57	57	55	56	51	52	48	51	45	49
锅炉车	70	70	56	57	52	53	50	52	46	49	43	49	40	48

注：背景值取敏感点最大监测值为  $47\text{dB}$ 。

由于项目仅在昼间施工，按照《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)的规定，昼间噪声限值为70dB，夜间限值为55dB。根据表5.1.3-2的噪声预测结果表明：

- (1) 昼间施工机械噪声在距施工场地50m范围内可达到标准限值；
- (2) 项目管线沿线周围200m范围内存在居民，项目施工噪声叠加背景值后100m范围外村庄方可满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准；
- (3) 本项目管线距离最近的居民点18m，根据预测，在距离管线100m处施工设备使用会造成施工噪声超标；评价要求在管线施工前，应提前告知周边村民，并避开居民休息时间，征得村民谅解，尽可能采取人工开挖，减轻施工噪声对村民的影响；
- (4) 项目主要为线性工程施工，施工进度较快，施工活动噪声对村民的影响时间较短，征得村民谅解后，对其影响不大；
- (5) 工程其他部分主要布置在人烟稀少的空旷地区，交通噪声仅对道路沿线居民产生影响，施工噪声对环境影响较小。

#### 5.1.4 施工期固废影响分析

本项目施工期固体废物主要包括施工弃土、施工废料、施工人员生活垃圾、拆除管线和拆除设备等。

##### ①施工弃土

扣除顶管穿越管段、同沟敷设长度，本项目管线管沟开挖长度为21.422km，管沟开挖宽度0.5m，开挖深度约1.2m，挖方量为26356m<sup>3</sup>，回填土需填至超过自然地面约0.3m，可全部回填，不会产生废弃土方。

站场施工均在现有站场范围内施工，场地较平整，主要为设备基础挖方，挖方量较小，回填后少量弃土用于站内低洼地段回填，不产生废弃土石方。

##### ②施工废料

本工程管道运至施工现场前，已进行了相应的防腐处理。因此，施工废料主要包括废包装材料、废焊条以及施工过程中产生的废金属、焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约0.05t/km，则本项目施工过程中产生的施工废料量1.24t，施工废料回收综合利用。

##### ③废防渗布

旧管线无害化处置过程中需铺设防渗布，施工结束后，土工膜上可能沾染油污，属于危险废物（HW08 900-249-08），产生量约 0.3t，施工结束后暂存至就近的危废贮存库，最终交有资质单位处置，不外排。

#### ④生活垃圾

根据工程分析，本项目施工期生活垃圾产生量为 15kg/d。生活垃圾依托沿线站场垃圾桶收集后，送当地生活垃圾收集点处理。

#### ⑤拆除管线

根据设计资料，本项目共拆除地上裸露的管线 300m，拆除前应对管线进行热洗、吹扫等，采用机械方式进行切割，切割下来的旧管线暂存于作业区废料库，最终由长庆实业集团有限公司财务资产部及生产保障部登记按照国有资产处置流程统一处置。

### 5.1.5 施工期土壤影响分析

施工期对土壤的影响主要是占压造成土壤压实和对土壤表层的剥离，由于土石方开挖、土层扰动以及对土壤肥力和性质的破坏，使土壤失去其原有的农业生产和植物生产能力。根据工程建设内容，管线工程施工过程的土石方开挖、回填对土壤的影响最大。工程对土壤的影响，主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响和土壤污染三个方面。

#### （1）土壤性质影响

施工过程中，土石方开挖、堆放、回填、人工践踏、机械设备碾压等活动将对土壤理化性质产生影响，特别对农业生产区的土壤影响较大。

##### ①扰乱土壤耕作层，破坏土壤耕层结构

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，管沟的开挖和回填必将破坏土壤的结构。尤其是土壤中的团粒状结构，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复和发展。对农田土壤影响更大，农田土壤耕作层是保证农业生产的前提，它的深度一般在15cm~25cm，是农作物根系生长和发展的前提。管道的开挖必定扰乱和破坏土壤的耕作层，除管道开挖的部分受到直接的破坏外，开挖土堆放过程中占用农田，也会破坏农田的耕作土。此外，土层的混合和扰动，同样会改变原有农田耕作层的性质。

##### ②混合土壤层次，改变土体构型

土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化，即使同一土壤剖面，表层的土壤质地与底层的质地也截然不同。管道的开挖与回填，必定混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育，植被的恢复；在农田区将降低土壤的耕作性能，影响农作物的生长，最终导致农作物产量下降。

### ③影响土壤紧实度

自然土壤在自重作用下，形成上松下紧的土壤紧实度垂直差异。施工过程中的机械碾压，将大大改变土壤的紧实程度，极不利于土壤的通气、透水作用，影响作物生长，甚至导致压实地表寸草不生，形成局部人工荒漠现象。

## （2）土壤肥力影响

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分状况而言，表土层（腐殖质层或耕层）远较新土层好，其有机质、全氮、速效磷、钾等含量高，紧实度、空隙状况适中，适耕性强。施工对原有土体构型势必扰动，使土壤养分状况受到影响，严重者将使土壤性质恶化，并波及其上生长的植物，甚至难以恢复。

根据有关资料统计，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性状密切相关。在实行分层堆放，分层覆土回填的措施下，土壤中的有机质将下降30%~40%，土壤养分将下降30%~50%，其中全氮下降43%左右，磷素下降40%，钾素下降43%。这表明即使是对表土实行分层堆放和分层覆土回填，管道工程对土壤养分仍具有明显的影响，仍然会导致土地生物生产量的下降。

## （3）土壤污染影响

工程施工过程中将产生生活垃圾以及废焊条等金属废物，这些残留于土壤中的固体废物，难于分解，埋于土壤中长时间残留。若在农田中，将影响土壤耕作和农作物生长。因此，施工人员不应随意丢弃固体废物，施工结束后，必须把残留的固体废物清除干净，不得埋入土中。同时，施工季节尽量选在非雨季，可有效降低水土流失产生量。

## 5.1.6 施工期生态环境影响分析

项目对生态环境的影响主要在施工期。项目施工期由于占用土地、施工机械的碾压、施工人员的践踏、土体的扰动等，使评价区内的林地和草丛等遭到铲除、

剥离、压占等一系列人为破坏，造成评价区内植被破坏，生物量、生物多样性及生态价值下降，同时项目施工改变项目区原有地形地貌，改变土地利用现状等都对植被和动物生存造成影响。

#### 5.1.6.1 土地利用影响分析

##### (1) 永久占地的环境影响分析

本项目永久占地仅为“三桩”占地，面积为 $125\text{m}^2$ ，占地类型主要为草地和交通运输用地。这会使这些土地失去原有的生物生产功能和生态功能，土壤结构及植被遭到破坏，但永久占地仅占评价区域总面积的比重极小，土地扰动面积相对不大，对整个区域土地利用类型影响不大。

##### (2) 临时占地的环境影响分析

本项目临时占地为管线施工作业带临时占地，占地面积 $12.853\text{hm}^2$ ，占地破坏类型主要为草地、耕地和交通运输用地，其次为采矿用地等；破坏方式主要为管沟开挖；项目占地破坏程度以中度破坏为主，临时性占地将破坏暂时占用土地上的植被，对土地利用功能影响较大。但施工结束后，经土方回填，种植生长快、耐干旱的植物进行植被恢复，临时占地可基本恢复原土地利用类型。

总体来看，临时占地占总占地99.9%，该类占地经过1~2年即可恢复。永久占地占评价区面积的0.1%，所占比例较小，故项目对评价区土地利用结构影响小。

#### 5.1.6.2 对地表植被影响分析

施工期对植被的影响主要有占地范围内原有植物的剥离、清理及占压。在施工过程中，土壤开挖区范围内植物的地上部分与根系均被清除，施工带两侧的植被由于挖掘土石的堆放、人员的践踏、施工车辆和机具的碾压而受到不同程度的破坏，会造成地上部分破坏甚至死亡。

工程填挖方均占压和清除一定数量的地表植物，使填挖区被生土覆盖或出露生土，植物恢复须经过较长时间。

本工程不单独设置施工营地，施工人员生活依托管线两端站场保障点等；不单独设置堆管场，依托管线附近站场、井场做堆管场；不设置施工便道，车辆运输主要依托油区现有道路。

管线工程对植被的影响呈线状分布，从工程类别的影响来看，管线施工为临时占地，施工过程中原有植被破坏面积可占到80%以上，其中大部分在2~3年内可得到恢复，要达到较好的恢复程度，需要3~5年时间。

工程占地范围内破坏的植被均为该区域内的常见种或广布种，不会对当地植物群落的种类组成产生影响，也不会造成植物物种的消失，总体看来，工程对当地植被的影响是可以接受的。

#### 5.1.6.3 对草地的影响分析

施工结束后，应及时回填开挖的管沟，拆除施工过程中的临时设施，对施工作业带遗留的废弃碎石等进行清理，对因施工活动导致硬化的地面进行翻松，然后将表土回填在地表，将施工对生态系统的影响降至最低。按照绿化设计方案对临时占地进行植被恢复，恢复临时占地原有的生态功能，以减少对周围植被的影响，采用自然恢复与播种相结合的方式，由于管线两侧 5m 范围内不得种植深根植物，因此撒播选择乡土种、优势种中浅根植物，如蒿草、披碱草等进行植被恢复。

#### 5.1.6.4 对耕地的影响

本项目管线穿越农业区段耕地主要为旱地，临时占用旱地 4.5666hm<sup>2</sup>，其中主要为永久基本农田（占用面积为 3.685hm<sup>2</sup>，见图 5），主要农作物为玉米和小麦。施工期间，在管线穿越段填挖方占压和清除一定数量的农作物，使填挖区被生土覆盖或出露生土，会影响土壤肥力从而影响农作物生长。在管线建设中，管沟范围内农作物的地上部分与根系均被开挖铲除，同时还会伤及附近农作物的根系，施工带两侧的农作物由于挖掘出的土石堆放、人员践踏、施工车辆和机具的碾压，会造成地上部分破坏甚至死亡。

评价要求穿越农作物区段施工选择合理施工时段，避开播种和植物生长期，尽可能选择在农作物收获后的时段施工，如确因工期需要，应提前与周边农户沟通协商补偿。施工过程中应分层开挖分层堆放，施工结束后表层耕作土应回填至耕地和园地范围内，将利于农作物生长。

表 5.1.6-1 项目永久基本农田占用情况

序号	管线	永久基本农田临时占用面积 (hm <sup>2</sup> )
1	梁二转至虎 74-77 注水管线、梁 3 增至插输点集油管线等 7 条管线	2.2767
2	梁一转至梁 7 增注水管线	0.2603
3	梁 6 增至梁 1 增集油管线和虎 68-77、虎 69-75、姬 75 扩注水管线	1.148
合计		3.685

### 5.1.6.5 对永久基本农田影响分析

根据国务院《关于深化改革严格土地管理的决定》等相关要求，基本农田是确保国家粮食安全的基础，必须保证现有基本农田总量不减少，质量不降低。基本农田一经划定，任何单位和个人不得擅自占用，或者擅自改变用途。

本项目永久占地未占用基本农田。但管线工程建设过程中管线铺设通过了农业区，占用部分基本农田耕地。由于对部分农田开挖，使被开挖地段的土壤层耕作层发生破坏，导致耕地质量下降，主要表现为可能耽误一季农作物生产，但这种影响是暂时的。由于管道施工分段进行，每段的施工周期较短，一般不超过1个月，故施工作业带和施工便道临时占地仅影响基本农田一季的产出功能。施工结束后即可对临时征占基本农田恢复生产。

本次评价要求建设单位应在施工过程中严格控制施工范围，减少对基本农田的破坏，并在施工结束后对临时占用的基本农田立即恢复，保证其耕地质量。此外，建设单位在补偿因临时占地对农田产量的直接损失的同时，还应考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失对基本农田造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。在恢复期，应对土壤进行熟化和培肥，落实耕地质量调查及监测工作，及时掌握耕地质量变化状况，直至恢复到原来的生产力水平。建设单位应按法定程序编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准后才可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案。同时，建设单位应通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏，并在临时用地到期后及时复垦恢复原种植条件。

综上，经采取植被恢复保护措施等后，该临时占地一般在2-3年内基本可恢复原有土地利用功能，林草地恢复目标为不低于临时占地被占用前植被覆盖度，耕地恢复其原有质量。因此，本项目施工期对土地利用功能影响不大。

### 5.1.6.6 对野生动物影响分析

评价区野生动物资源不丰富，由于植被覆盖率较低、自然条件以及人类活动等原因，大型野生动物已经罕见。

工程建设期将造成植被的损失和对局部土地类型的破坏，导致动物栖息地的消失。特别是甲壳虫和其它无脊椎动物、爬行动物和小型啮齿类动物等将会暂时迁移，但由于管线工程呈线状分布，占地面积相对较小，且施工影响时间短，施

工后又可恢复，对动物食物链影响较小。施工期场地附近地区相似生境的栖息地较多，周围地区的空间足以确保迁移的物种找到替代栖息地，当植被恢复后，迁出的动物会迁回原区域，因此就整个区域而言施工对区域动物的影响较小。

### ①对兽类影响分析

在施工期对兽类的影响主要体现在对动物栖息、觅食地所在生境的破坏，施工区植被的破坏、施工设备产生的噪声、施工人员以及各施工机械的干扰等均会使施工区及其周边环境发生改变，迫使动物迁徙至它处，使施工范围内动物的种类和数量减少。由于本评价区域野生动物主要以小型哺乳动物和鸟类为主，其迁徙和活动能力较强，能迁移至附近受干扰小的区域，对整个区域内的动物数量影响不大。工程建成后，随着植被的逐渐恢复，生态环境的好转，人为干扰逐渐减少，许多外迁的兽类会陆续回到原来的栖息地。

### ②对鸟类影响分析

施工期间，人为活动的增加以及管沟的开挖、机械的振动、噪声，均会惊吓、干扰鸟类，破坏其原有生活环境，使施工范围内的鸟类无法在此觅食、筑巢和繁殖，从而影响施工区域内的鸟群数量。由于评价区域鸟类本身具有躲避危险的本能，可通过迁移和飞翔至场址区域内与其生活环境类似的区域避免工程对其造成的影响。环评要求优化施工时序，避开鸟类的繁殖季节，减少对鸟类的影响。本项目施工对区域内的鸟类影响不大，不会造成鸟类数量的下降。

### ③对爬行类影响分析

爬行类动物常出没于生境较好的树林、灌丛中。同时，它们基本都属于个体较小的种类。因此，在林地施工期间，管沟开挖等活动对它们将产生轻微的影响，同时由于它们扩散、迁移能力较两栖类要强，因此，它们受到的影响较小。

## 5.1.6.7 水土流失影响分析

管道工程建设对生态环境影响主要是指在施工期其对沿线生态环境结构、功能与过程的破坏，在管沟开挖过程中，削坡、挖方、填方、管材堆放等会损坏地表土，破坏土壤的原有结构，造成土壤板结、土壤沙化、贫瘠化、干旱化等土壤退化现象，尤其在险难段及敏感段，会增加水土流失、滑坡、泥石流等地质灾害的发生频率。施工期其对区域水土流失的影响，扰动强度大影响范围集中，工程扰动地表和损坏植被呈明显的线状分布，所造成的水土流失也呈线状分布。

同时，陕北地区干旱少雨、植被覆盖度低、风力较大，因此本项目管沟开挖过程中开挖、堆放土方等均会使得当地本来脆弱的土地沙化；同时施工中大量的土体被剥离、扰动以及土体表面植被破坏，使沙化区域土壤沙化加剧。

定边区域属于黄土梁状丘陵沟壑区，主导生态功能为水土保持。因此本项目在施工中需严格控制施工范围，对陡坡段设置拦挡以及排水措施，保护坡脚稳定，防止地表被降雨径流冲刷；施工结束后及时播撒草籽，还耕复种，恢复当地生态功能。

#### 5.1.6.8 对生态系统影响分析

管道工程的建设将使评价区植被生境遭到一定程度的破坏、一些生物个体可能丧失部分生长环境，生物多样性会出现一定程度的下降。从调查情况可知，项目占地类型主要为草地，自然体系的生产力将下降，但施工完毕后随着临时占地的恢复生产力将有所回升，基本上恢复到建设前的状况。

总体来看，工程影响范围是线条状，地表植被的损失将对现有生态系统产生一定的影响，但由于损失的面积相对于沿线地区是少量的，且完工后的恢复又将弥补部分损失的生物量；同时，根据现场调查，在工程影响范围内、受工程影响的植被均属一般常见种，其生长范围广，适应性强，不存在因局部植被管理不慎而导致植物种群消失或灭绝。因此，本工程的建设不会影响区域生态系统的稳定性和完整性。

#### 5.1.6.9 对生物量的影响分析

施工过程中扰动土地，标志桩设置在管线上方，位于管线作业带内，占地范围很小，对评价区域植物生物量影响很小。临时占地造成的生物量损失在施工结束后通过及时植被恢复措施可弥补生物量损失，因此其影响是暂时的。

#### 5.1.6.10 景观生态影响分析

##### （1）景观格局影响分析

施工期主要是对原有景观的破坏，管线工程的建设，对原有景观的连通性造成一定程度的破坏影响，同时将形成线状景观。管线工程不会使评价区内的基底景观格局发生变化，但将增加评价区范围的廊道和斑块的数量和多样性，使景观格局的破碎化程度有所增大。由于工程占地面积小，临时占地施工完后很快可以得到恢复，评价认为拟建工程对评价区景观格局影响小。

##### （2）景观生态影响分析

从景观生态功能和生态关系分析, 管线工程的建设, 会造成项目所涉及的地表其两侧一定程度上的景观隔离, 从而产生生境切割效应。但由于施工路段全部依黄土梁峁地势建设, 无高填段或深挖段路段, 不会对施工两侧生境造成较大的破坏, 此外, 从生物传播关系来看, 由于管线施工带宽度有限, 线状工程的生境隔离作用仅限于土壤微生物和对以根系作为传播途径的植物有较大的影响, 对花粉和种子传播植物以及动物的隔离作用较小。从生态系统中的食物链关系以及更广范围的生物互惠关系来看, 由于隐患治理工程在区域总面积中所占比重很小, 其影响相对较小。

#### 5.1.6.11 小结

工程施工占地破坏土壤结构, 对耕地产生影响。管道穿越草地和林地, 破坏植被, 保持水土和维持生物多样性功能下降。受项目影响的植被在当地分布广、数量大, 施工最大的影响就是造成物种个体数量减少, 但不会发生某种植物区系成分的丧失或者消亡。项目临时占地及施工范围内不涉及珍稀濒危野生动物分布区, 也没有涉及野生动物的通道、栖息地等敏感区, 对野生动物多样性影响非常小。随着施工结束后的复种、复垦以及植被恢复, 工程施工对生态环境的影响将逐渐减弱。总体上看, 工程建设对生态环境影响较小。

## 5.2 运行期环境影响预测与评价

### 5.2.1 大气环境影响分析

本项目运行期产生的废气为梁一转、梁 2 增、梁 7 增、镰 75 脱、镰 85 脱、镰 93 脱、简 4 危废贮存库、大 16-2 危废贮存库、镰 35-1 危废贮存库、镰 80 危废贮存库各站场储存处置装置逸散的非甲烷总烃。

#### 5.2.1.1 估算模式所需参数及预测因子

##### 1、估算模式所需参数

AERSCREEN 估算模式计算所需参数见下表 5.2.1-1。

表 5.2.1-1 估算模式所需参数

参数		定边区域	安塞区域
城市/农村选项	城市/农村	农村	农村
	人口数 (城市选项时)	/	/
最高环境温度/℃		37.7	37.3
最低环境温度/℃		-29.4	-24.3
土地利用类型		草地	草地

区域湿度条件		中等湿度	中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是	是
	地形数据分辨率/m	90	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否	否
	岸线距离/km	/	/
	岸线方向/°	/	/

## 2、预测因子

本次评价预测因子有：非甲烷总烃。

### 5.2.1.2 无组织废气影响分析

根据工程分析，本次分析梁一转、梁2增、梁7增、罐75脱、罐85脱、罐93脱、简4危废贮存库、大16-2危废贮存库、罐35-1危废贮存库、罐80危废贮存库各站场无组织排放的非甲烷总烃对环境空气的影响。

#### 1、污染物排放源强

根据工程分析，预测无组织面源排放参数见下表。

表 5.2.1-2 本项目无组织面源排放源强统计一览表

面源名称	X 向宽度 (m)	Y 向长度 (m)	旋转角度 (°)	面源初始排放高度 (m)	年排放小时数 (h)	排放工况	排放因子源强 (kg/h)
							非甲烷总烃
梁一转	133	94	15	3	8760	连续	0.056
梁2增	50	87	60	3	8760	连续	0.008
梁7增	73	61	30	3	8760	连续	0.006
罐75脱	78	108	0	3	8760	连续	0.030
罐85脱	92	30	30	3	8760	连续	0.007
罐93脱	151	45	40	3	8760	连续	0.023
简4危废贮存库	17	13	60	4	8760	连续	0.00064
大16-2危废贮存库	16	17	40	4	8760	连续	0.00064
罐35-1危废贮存库	12	12	30	4	8760	连续	0.00051
罐80危废贮存库	12	12	30	4	8760	连续	0.00051

#### 2、预测结果及影响分析

项目无组织非甲烷总烃下风向最大落地浓度预测结果见下表。

表 5.2.1-3 面源预测结果一览表

污染源	污染物	下风向距离 (m)	最大落地浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)	评价等级
梁一转	非甲烷总烃	114	0.0923	4.62	二级

梁 2 增	非甲烷总烃	88	0.0200	1.00	二级
梁 7 增	非甲烷总烃	81	0.0148	0.74	三级
镰 75 脱	非甲烷总烃	100	0.0586	2.93	二级
镰 85 脱	非甲烷总烃	68	0.0252	1.26	二级
镰 93 脱	非甲烷总烃	99	0.0618	3.09	二级
简 4 危废贮存库	非甲烷总烃	10	0.0034	0.17	三级
大 16-2 危废贮存库	非甲烷总烃	11	0.0030	0.15	三级
镰 35-1 危废贮存库	非甲烷总烃	10	0.0033	0.16	三级
镰 80 危废贮存库	非甲烷总烃	10	0.0033	0.16	三级

根据预测结果，本项目非甲烷总烃最大落地浓度为 0.0923mg/m<sup>3</sup>，最大占标率为 4.62%。因此，本项目建成后对周边环境质量影响较小。

根据现场调查，项目站场选址处扩散条件较好，污染物扩散条件较好，其无组织排放的烃类气体不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目建设对区域大气环境的影响程度在环境可接受范围之内。

### 5.2.1.3 项目大气污染物排放量核算

根据工程分析，本项目主要大气污染物排放量核算见下表。

表 5.2.1-4 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	排放标准		年排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m <sup>3</sup> )	
1	梁一转	非甲烷总烃	密闭集输	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	4.0	0.492
2	梁 2 增	非甲烷总烃	密闭集输	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	4.0	0.073
3	梁 7 增	非甲烷总烃	密闭集输	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	4.0	0.055
4	镰 75 脱	非甲烷总烃	密闭集输	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	4.0	0.259
5	镰 85 脱	非甲烷总烃	装置密闭	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	4.0	0.064
6	镰 93 脱	非甲烷总烃	设施密闭	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	4.0	0.201
7	简 4、大 16-2 危废贮存库	非甲烷总烃	设施密闭	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	4.0	0.0056
8	镰 35-1、镰 80 危废贮存库	非甲烷总烃	设施密闭	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	4.0	0.0045

表 5.2.1-5 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	非甲烷总烃	1.154

#### 5.2.1.4 环境防护距离

根据预测结果, 项目无组织污染物最大落地浓度占标率均小于 10%。下风向不会出现超标点, 可不设大气环境防护距离。

#### 5.2.1.5 自查表

大气环境影响评价自查表见下表。

表 5.2.1-6 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级☑		三级□	
	评价范围	边长=50km□			边长=5~50km□		边长=5km□
评价因子	SO <sub>2</sub> +NO <sub>x</sub> 排放量	≥2000t/a□	500~2000t/a□			<500t/a√	
	评价因子	基本污染物 (/) 其他污染物 (/)			包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5☑		
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准□		附录 D□	其他标准□
现状评价	评价功能区	一类区□			二类区☑		一类区和二类区□
	评价基准年	(2024) 年					
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□			主管部门发布的数据□		现状补充监测□
	现状评价	达标区☑				不达标区□	
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源□ 现有污染源□		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源□
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERM OD□	ADMS□	AUSTAL2 000□	EDMS/AEDT □	CALPUFF□	网格模型□ 其他□
	预测范围	边长≥50km□			边长 5~50km□		边长=5km□
	预测因子	预测因子 (/)				包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5□	
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100%□				C 本项目最大占标率>100%□	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C 本项目最大占标率 ≤10%□		C 本项目最大占标率>10%□	
		二类区		C 本项目最大占标率		C 本项目最大占标率>30%□	

工作内容		自查项目		
环境 监测 计划	非正常 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 ( ) h	<input checked="" type="checkbox"/> $\leq 30\%$	<input type="checkbox"/> C 非正常占标率 $\leq 100\%$
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值		<input checked="" type="checkbox"/> C 叠加达标	<input type="checkbox"/> C 叠加不达标
	区域环境质量的整体变化情况		<input checked="" type="checkbox"/> $k \leq -20\%$	<input type="checkbox"/> $k > -20\%$
评价 结论	污染源监测	监测因子: (/)	<input checked="" type="checkbox"/> 有组织废气监测	<input type="checkbox"/> 无组织废气监测
	环境质量监测	监测因子: (/)	<input checked="" type="checkbox"/> 监测点位数 (/)	<input type="checkbox"/> 无监测
	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/>	不可以接受 <input type="checkbox"/>	
	大气环境防护距离	距厂界最远 (/) m		
	污染源年排放量	SO <sub>2</sub> :(/)t/a	NO <sub>x</sub> :(/)t/a	颗粒物:(/)t/a
				VOCs:(1.154) t/a

## 5.2.2 地表水环境影响分析

本项目无废（污）水排放，依据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）判定地表水评价工作等级为三级 B，评价重点是对项目废水处理措施进行环境可行性分析。

本项目管线未穿跨越河流和冲沟。项目正常运行过程中，不会对地表水体造成影响。本次环评对现有腐蚀管线进行更换，可更有效杜绝管线泄漏；环评要求项目增加穿跨越段管道壁厚，提高防护等级；在跨越工程下游加大巡线频率，定期检查管道安全保护系统和测量管线内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段及时更换，对管线泄漏事故及时发现、及时处理。采取以上措施后，非正常情况下管线泄漏对地表水的影响是可控的。

项目运行期主要废水为采出水。采出水产生情况见下表。

表 5.2.2-1 站场采出水处理及回注情况汇总表

站场	采出水处理规模 (m <sup>3</sup> /d)	处理工艺	处理达标情况	回注层位
镰 93 脱	500	“气浮+过滤”	符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）回注水质指标 V 级标准	长 2
镰 85 脱	160	“气浮+过滤”		长 2

由表 2.1.4-4 可知，镰 93 脱、镰 85 脱水站采出水经处理后，可达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）回注水质指标 V 级标准要求（SS 含量 $\leq 35\text{mg/L}$ ，石油类 $\leq 100\text{mg/L}$ ）。经调查，镰 93 脱采出水回注系统总的配注量为  $535\text{m}^3/\text{d}$ ，镰 93 脱采出水回注系统总的配注量为  $210\text{m}^3/\text{d}$ ，回注水可全部同层回注，不外排。

综上所述，在采取上述环保措施后，项目的建设对地表水环境影响很小，不会改变区内地表水环境功能现状。

### 5.2.3 地下水环境影响分析与评价

#### 5.2.3.1 地下水影响识别

本项目为站场改造和管线隐患治理项目，站场工程涉及梁一转、梁二转、梁 2 增、梁 7 增、镰 75 脱、镰 85 脱、镰 93 脱、简 4 危废贮存库、大 16-2 危废贮存库、镰 35-1 危废贮存库、镰 80 危废贮存库等 11 座站场。管线工程包括 8 条注水管线和 4 条出油集油管线，管线输送介质为采出水、清水和含水原油，运行期可能对地下水产生影响的因素主要是管道或站场设施泄漏后污染物通过包气带进入含水层使浅层地下水受到污染。

#### 5.2.3.2 正常状况下地下水影响分析

项目管线采用密闭输送方式，管道在投入使用前采取试压和探伤检测管道的密闭性，投入使用后，正常运行状况下，管线不会渗漏污染物，不会对地下水产生污染。

正常状况下，项目产生的废水、固体废物经收集后均进行了妥善处理，不直接排入外环境，同时，各站场将进行有效的分区防渗，各污染物存贮建筑物基本不会有污水的泄漏情况发生，从而在源头上减少了污染物进入含水层的渗漏量。另外，本项目将建立完善的风险应急预案、设置合理有效的监测井，加强地下水环境监测。因此，正常状况下，项目对地下水的影响较小。按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中地下水污染防治措施要求采取分区防渗措施后，可不进行正常状况情景下的预测。

#### 5.2.3.3 非正常状况下地下水影响分析

本项目运行过程中可能导致地下水污染的非正常工况包括：

- (1) 出油集油管线运行过程中，管线腐蚀穿孔、误操作及人为破坏等原因

造成的管线破裂使原油泄漏；

(2) 注水管线运行过程中，管线腐蚀穿孔、误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使采出水泄漏；

(3) 站场储罐罐底破裂且罐区地面防渗层失效，采出水或原油泄漏。

发生泄漏事故时，可能对地下水产生不利影响。

#### 5.2.3.4 非正常状况下地下水影响预测

##### 1.出油集油管线泄漏对地下水环境影响分析

(1) 预测情景及源强

由于原油管线为压力管道，因此在运行期管线有可能受腐蚀、在压力传输过程中发生破裂等情况，由于管线发生破裂泄漏的位置难以确定。因此，本次评价选择管径和压力最大的梁6增至梁1增集油管线进行预测。

假设原油管线在输送过程中由于腐蚀、管线压力等原因产生破裂，破裂10min后传感器检测管线压力异常后关闭破裂管线，之后启动应急排查措施，1小时后排查到泄漏点进行封堵，停止泄漏。

采用孔口流量公式估算泄漏流量：

$$Q = C \times A \times \sqrt{2gH}$$

式中：

Q——泄漏流量 (m<sup>3</sup>/s)；

C——流量系数 (取 0.6)；

A——漏水面积 (m<sup>2</sup>)，假设泄漏点为直径 1cm 的小孔，泄漏面积计算为泄漏点横断面计算，0.0000785m<sup>2</sup>；

H——孔口压力 (m)，管道破裂后截断阀启动前，小孔对管道压力影响较小，按输送压力 6.3MPa 进行计算，H 为 630m；截断阀启动后，管道压力较小至无压，小孔孔口按大气压计算，H 为 10m。

因此，管线破裂泄漏后，有压部分泄漏速率估算为0.00523m<sup>3</sup>/s，压力检测装置应急响应时间为10min，即含水原油的总渗漏量3.138m<sup>3</sup>。两端截断阀启动后，含水原油在重力作用下继续自流，泄漏速度Q为0.00066m<sup>3</sup>/s，排查1小时后确定泄漏位置，停止泄漏，则此部分管线含水原油泄漏量为2.376m<sup>3</sup>。因此管道因腐蚀、老化等原因泄漏，含水原油的泄漏总量为5.514m<sup>3</sup>。本次评价按照含水率平

均值50%计算，按照石油类在水中最大溶解度做为原油的初始浓度，即18mg/L考虑，则石油类进入含水层中的总量为49.6g。

#### （2）预测因子及评价标准

原油中的特征污染因子主要为石油类，本次评价重点对特征污染因子石油类进行预测。由于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中无石油类指标，本次评价参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002），按地表水环境质量III类标准取0.05mg/L作为地下水超标限值来评价地下水污染影响。

**表 5.2.3-1 预测因子的检出限值和标准限值 (mg/L)**

预测因子	检出限		标准限	
	分析方法及依据	检出限值	参考标准	标准限值
石油类	紫外分光光度法 (HJ970-2018)	0.01	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) 中 III 类	0.05

#### （3）预测时段

地下水环境影响预测时段选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染发生后100d、1000d、服务年限或者能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。本项目拟按照相关法律法规及规范要求，采取“源头控制、分区防控”等污染防治措施，并加强管理和监管。考虑到废水的污染性，本次预测时段选择100d、1000d、3650d。

#### （4）预测方法

本次采用地下水溶质运移解析法预测。

#### （5）预测模型

事故状态下的地下水溶质运移模拟可看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），此次预测采用平面瞬时点源污染问题水动力弥散方程作为预测数学模型。

#### （6）预测参数

根据前文水文地质条件分析及工程特点，主要对以下含水层进行分析预测：第四系黄土潜水含水层和白垩系环河组含水层。

根据西安地质矿产研究所2011年3月编制的《榆林市定边县地下水勘察报告》以及《榆林市南部地下水勘查报告》、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录B水文地质参数经验值表，预测模式参数见下表。

**表 5.2.3-2 预测模式参数选取表**

地貌	名称	含水层厚度 (m)	渗透系数 K (m/d)	水力坡度 I	有效孔隙度 n	地下水水流速 u (m/d)	纵向弥散系数 DL (m <sup>2</sup> /d)	横向弥散系数 DT (m <sup>2</sup> /d)
黄土梁峁区	第四系黄土潜水含水层	33	0.46	0.015	0.25	0.0276	0.276	0.0276
沟谷区	白垩系环河组含水层	177	0.31	0.01	0.20	0.0155	0.155	0.0155
参数依据	根据《榆林市定边县地下水勘察报告》等水文地质资料各含水层厚度的平均值	区域含水层抽水试验结果确定	根据水文地质资料确定	根据含水层岩性、渗透性能,根据根据附表取经验值	$u=KI/n^e$	$\alpha L=10$	$\alpha T=1$	

### (7) 预测结果分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解,计算并画出平面二维等值线图,当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下:

#### ①第四系风积黄土含水层预测分析

根据预测结果,在非正常状况下,原油管线泄漏后污染物进入第四系黄土潜水含水层之后,污染羽将随地下水不断向下游运移与扩散,石油类的影响范围、超标范围和最大运移距离见表5.2.3-3,原油管线泄漏后泄漏地下水中石油类浓度等值线分布图见图5.2.3-1~图5.2.3-3。

表 5.2.3-3 原油管线泄漏后黄土潜水含水层石油类运移特征表

位置	预测因子	预测时段	下游最大浓度(mg/L)	最远超标距离 (m)	超标范围 (m <sup>2</sup> )	影响距离 (m)	影响范围 (m <sup>2</sup> )
原油管道	石油类	100d	0.14550	13.76	122	20.76	296
		1000d	0.01455	/	/	48.60	412
		3650d	0.00399	/	/	/	/
		运移期最远超标距离 (m)		15.58	最远超标距离对应超标时间 (d)		202

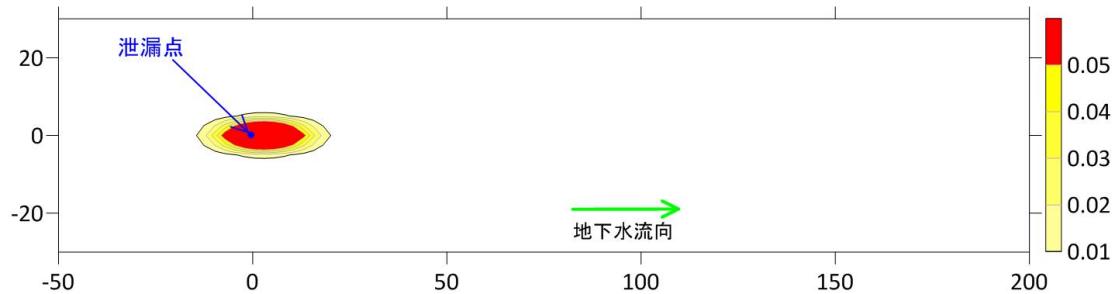


图 5.2.3-1 原油管线泄漏后石油类在黄土含水层中运移 100d 污染晕

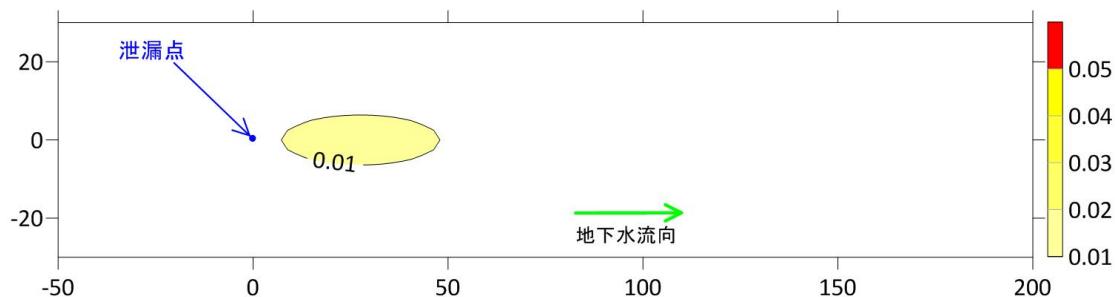


图 5.2.3-2 原油管线泄漏后石油类在黄土含水层中运移 1000d 污染晕

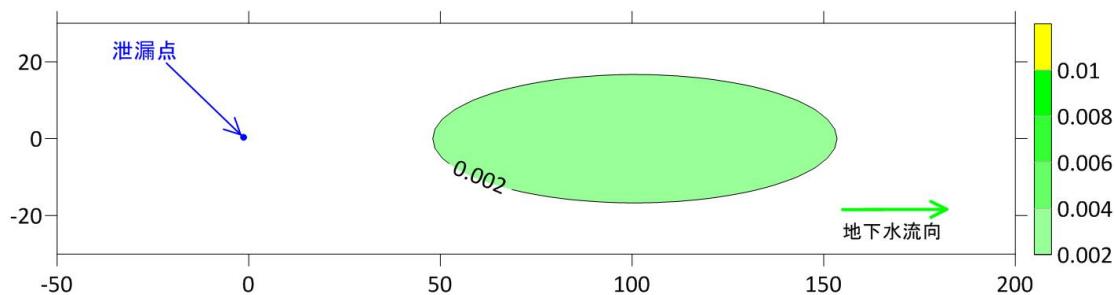


图 5.2.3-3 原油管线泄漏后石油类在黄土含水层中运移 3650d 污染晕

从图表中可以看出，在原油管线泄漏后，预测初期（泄漏100d时），石油类浓度最大为0.14550mg/L，此时污染晕最大迁移距离为20.76m，对应影响范围为296m<sup>2</sup>，最大超标距离为13.76m，对应超标范围为122m<sup>2</sup>；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，在第1000d时，石油类最大浓度为0.01455mg/L，此时污染晕最大迁移距离为48.6m，对应影响范围为412m<sup>2</sup>，已不再超标；在第3650d时，石油类最大浓度为0.00399mg/L，已低于检出限；运移期最远超标距离为15.58m，对地下水影响很小。

## ②白垩系环河组含水层预测分析

根据预测结果，在非正常状况下，原油管线泄漏后，污染物进入白垩系环河组含水层之后，污染羽将随地下水不断向下游迁移与扩散，石油类的影响范围、超标范围和最大运移距离见表5.2.3-4，原油管线泄漏后泄漏地下水中石油类浓度等值线分布图见图5.2.3-4~图5.2.3-6。

表 5.2.3-4 原油管线泄漏后白垩系环河组含水层石油类运移特征表

位置	预测因子	预测时段	下游最大浓度(mg/L)	最远超标距离(m)	超标范围(m <sup>2</sup> )	影响距离(m)	影响范围(m <sup>2</sup> )
原油管道	石油类	100d	0.06040	5.55	10	12.55	116
		1000d	0.00604	/	/	/	/
		3650d	0.00165	/	/	/	/
		运移期最远超标距离(m)	5.63	最远超标距离对应超标时间(d)			105

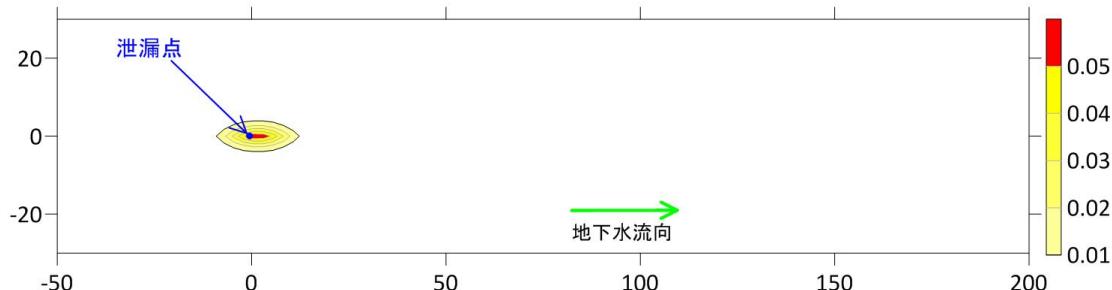


图 5.2.3-4 原油管线泄漏后石油类在白垩系环河组含水层中运移 100d 污染晕

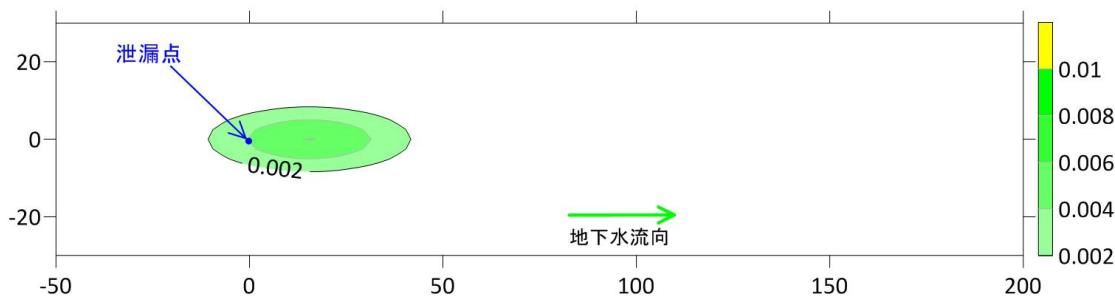


图 5.2.3-5 原油管线泄漏后石油类在白垩系环河组含水层中运移 1000d 污染晕

从图表中可以看出，原油管线泄漏后，在预测初期（泄漏100d时），石油类浓度最大为0.06040mg/L，此时污染晕最大迁移距离为12.55m，对应影响范围为116m<sup>2</sup>，最大超标距离为5.55m，对应超标范围为10m<sup>2</sup>；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，在第1000d时，石油类最大浓度为0.00604mg/L，已低于检出限；运移期最远超标距离为5.63m，对地下水影响很小。

## 2. 注水管线泄漏对地下水环境影响分析

由于注水管线为压力管道，输送过程中压力可达 25Mpa，因此在运行期注水管线在压力传输过程中可能发生脱扣、破裂等情况，本项目注水管线注水介质为采出水和清水，本次评价选择梁一转至梁 7 增采出水注水管线进行预测。

### (1) 预测情景

采用孔口流量公式估算泄漏流量：

$$Q = C \times A \times \sqrt{2gH}$$

式中：

Q——泄漏流量 (m<sup>3</sup>/s)；

C——流量系数 (取 0.6)；

A——漏水面积 (m<sup>2</sup>)，假设泄漏点为直径 1cm 的小孔，泄漏面积计算为泄漏点横断面计算，0.0000785m<sup>2</sup>；

H——孔口压力 (m)，管道破裂后截断阀启动前，小孔对管道压力影响较小，按输送压力 25MPa 进行计算，H 为 2500m；截断阀启动后，管道压力较小至无压，小孔孔口按大气压计算，H 为 10m。

因此，管线破裂泄漏后，有压部分泄漏速率估算为 0.01043m<sup>3</sup>/s，压力检测装置应急响应时间为 10min，即采出水的总渗漏量 6.258m<sup>3</sup>。两端截断阀启动后，采出水在重力作用下继续自流，泄漏速度 Q 为 0.00066m<sup>3</sup>/s，假设排查 1 小时后确定泄漏位置，停止泄漏，则此部分管线采出水泄漏量为 2.376m<sup>3</sup>。因此管道因腐蚀、老化等原因泄漏，采出水的泄漏总量为 8.634m<sup>3</sup>。

## (2) 评价因子及源强

采出水主要污染物为 COD、SS、氨氮、石油类、氯化物、挥发酚、铁、六价铬、砷、钙、镁。由于石油类在水中的溶解度一般为 5-18mg/L，因此采出水中的石油类多以悬浮态存在，悬浮态石油类不能有效参与地下水污染物运移，因此本次取石油类在水中最大溶解度做为采出水的初始浓度，即 18mg/L，其他因子类比长庆实业集团有限公司长庆油田分公司第六采油厂同类采出水水质检测数据。

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)，预测因子要按照重金属、持久性有机污染物和其他类别进行分类，并对每一类别中的各项因子采用标准指数法进行排序，分别选取标准指数最大的因子作为预测因子。最大浓度值及标准指数计算值见表 6.2.2-4。根据各成分标准指数统计结果，选取耗氧量和石油类作为预测因子（重金属砷、六价铬标准指数<1）。

表 5.2.3-5 采出水中其他污染物标准指数

分类	污染物 (mg/L)							
	耗氧量	氨氮	石油类	氯化物	硫化物	铁	挥发酚	砷
污染因子								

浓度	1203	27.8	18	165	0.58	5.93	0.178	0.00066	0.006
地下水质量标准 III类标准限值	3	0.5	0.05	250	0.02	0.3	0.002	0.01	0.05
P <sub>i</sub>	401	55.6	360	1.06	29	19.8	89	0.066	0.12

注: COD 污水中是 Cr 法测的, 质量标准是 Mn 法测的, 这两个之间有一个换算比例, 根据刘巍《BOD、COD 与高锰酸盐指数的理论内涵及倍率关系研究》一文中指出 Cr 法 COD 浓度为高锰酸钾指数的 3 倍, 因此为后续分析对标, 本次将废水中的 COD 浓度直接折算成耗氧量 (COD<sub>Mn</sub>) 的浓度。

经计算, 因此注水管线因腐蚀、老化等原因泄漏, 采出水的泄漏总量为 8.634m<sup>3</sup>, 则石油类污染物泄漏量为 155.41g, 耗氧量污染物泄漏量为 10386.70g。

### (3) 预测模型

事故状态下的地下水溶质运移模拟可看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题, 根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016), 此次预测采用平面瞬时点源污染问题水动力弥散方程作为预测数学模型。

### (4) 预测时段及标准

根据导则预测时段的要求, 本次确定的预测时段确定别为污染发生后的 100d、1000d、3650d。

石油类水质标准为 0.05mg/L (参照地表水质量标准), 石油类在水中的检出限为 0.01mg/L; 耗氧量水质标准为 3mg/L, 耗氧量在水中的检出限为 0.05mg/L。

### (5) 预测参数

根据前文水文地质条件分析及工程特点, 主要对以下含水层进行分析预测: 第四系黄土潜水含水层和白垩系环河组含水层。本次按管线直接影响的含水层类型分别进行预测。各含水层类型的计算模式中各参数值见表5.2.3-2。

### (6) 预测结果

#### 1) 第四系风积黄土孔隙潜水含水层预测分析

根据预测结果, 在非正常状况下, 注水管线泄漏后, 污染物进入第四系黄土潜水含水层之后, 污染羽将随地下水不断向下游运移与扩散, 石油类、耗氧量的影响范围、超标范围和最大运移距离见表5.2.3-6, 泄漏地下水中石油类浓度等值线分布图见图5.2.3-7~图5.2.3-9, 泄漏地下水中耗氧量浓度等值线分布图见图5.2.3-10~图5.2.3-11。

表 5.2.3-6 注水管线泄漏后黄土潜水含水层污染物运移特征表

污染物	预测时段	下游最大浓度 (mg/L)	最远超标距 离 (m)	超标范围 (m <sup>2</sup> )	影响距离 (m)	影响范围 (m <sup>2</sup> )
石油类	100d	0.33466	17.76	209	22.76	389

	1000d	0.03347	/	/	64.6	1321
	3650d	0.00917	/	/	/	/
	运移期最远超标距离 (m)		28.02	最远超标距离对应超标时间 (d)		508
耗氧量	100d	22.9580	17.76	220	29.76	674
	1000d	2.29580	/	/	92.6	4202
	3650d	0.62899	/	/	202.7	10120
	运移期最远超标距离 (m)		30.11	最远超标距离对应超标时间 (d)		620

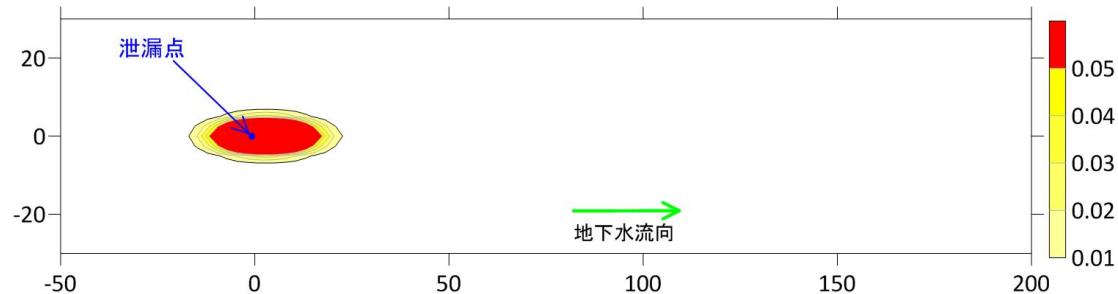


图 5.2.3-6 注水管线泄漏后石油类在黄土潜水含水层中运移 100d 污染晕

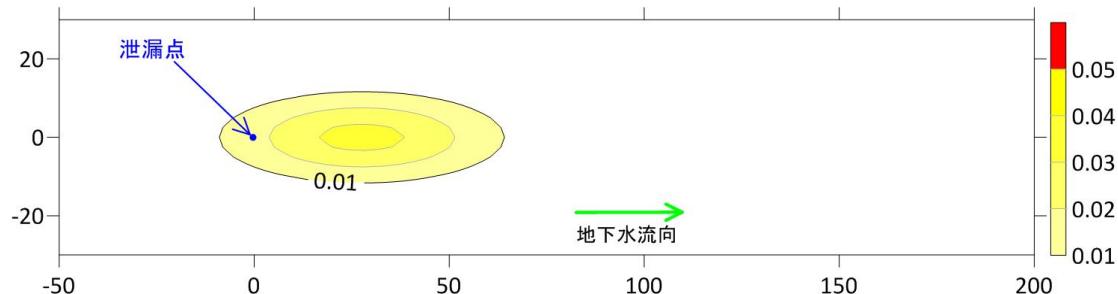


图 5.2.3-7 注水管线泄漏后石油类在黄土潜水含水层中运移 1000d 污染晕

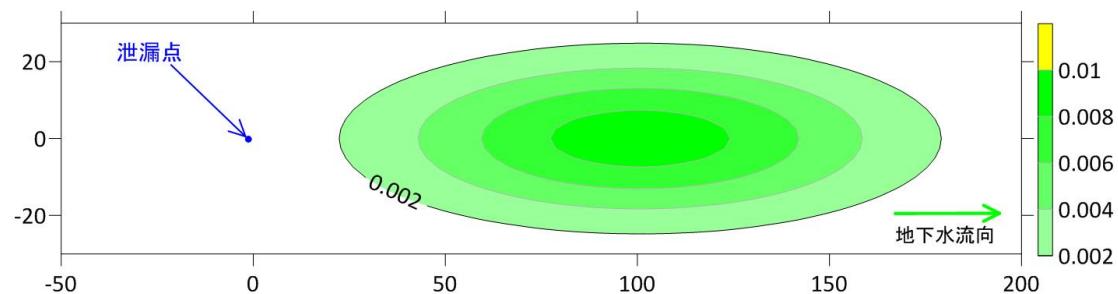


图 5.2.3-8 注水管线泄漏后石油类在黄土潜水含水层中运移 3650d 污染晕

从图表中可以看出，注水管线泄漏后，在预测初期（泄漏 100d 时），石油类浓度最大为  $0.33466\text{mg/L}$ ，此时污染晕最大迁移距离为  $22.76\text{m}$ ，对应影响范围为  $389\text{m}^2$ ，最大超标距离为  $17.66\text{m}$ ，对应超标范围为  $209\text{m}^2$ ；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，在第 1000d 时，石油类最大浓度为  $0.03347\text{mg/L}$ ，此时污染晕最大迁移距离为  $64.6\text{m}$ ，对应影响范围为  $1321\text{m}^2$ ，已不超标；在第 3650d

时，石油类最大浓度为  $0.00917\text{mg/L}$ ，已低于检出限；运移期最远超标距离为  $28.02\text{m}$ ，对地下水影响很小。

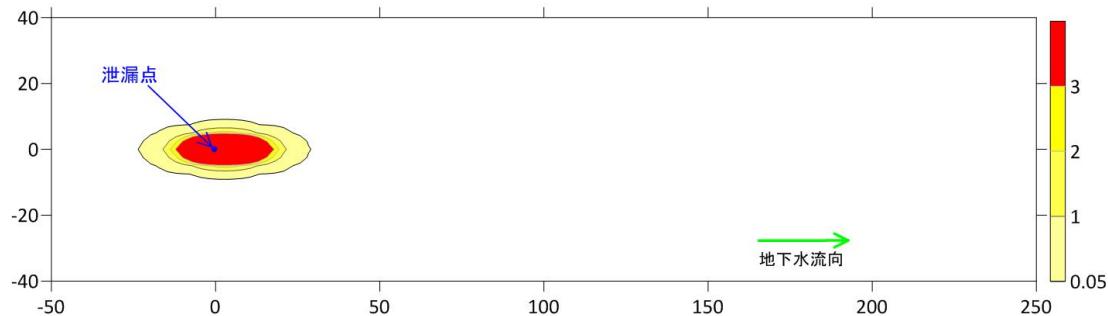


图 5.2.3-10 注水管线泄漏后耗氧量在黄土潜水含水层中运移 100d 污染晕

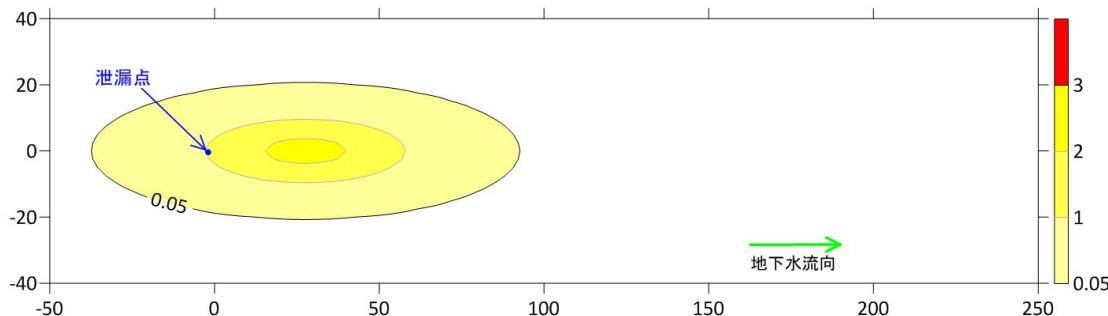


图 5.2.3-11 注水管线泄漏后耗氧量在黄土潜水含水层中运移 1000d 污染晕

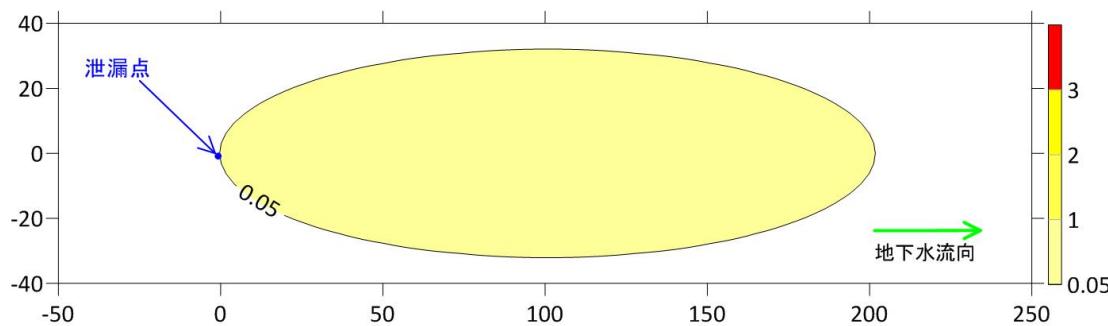


图 5.2.3-12 注水管线泄漏后耗氧量在黄土潜水含水层中运移 3650d 污染晕

从图表中可以看出，注水管线泄漏后，在预测初期（泄漏100d时），耗氧量浓度最大为  $22.9580\text{mg/L}$ ，此时污染晕最大迁移距离为  $29.76\text{m}$ ，对应影响范围为  $674\text{m}^2$ ，最大超标距离为  $17.76\text{m}$ ，对应超标范围为  $220\text{m}^2$ ；随着时间的推移，耗氧量浓度逐渐变小，在第1000d时，耗氧量最大浓度为  $2.2958\text{mg/L}$ ，此时污染晕最大迁移距离为  $92.6\text{m}$ ，对应影响范围为  $4202\text{m}^2$ ，未超标；在第3650d时，耗氧量最大浓度为  $0.62899\text{mg/L}$ ，此时污染晕最大迁移距离为  $202.7\text{m}$ ，对应影响范围为  $10120\text{m}^2$ ，未超标；运移期最远超标距离为  $30.11\text{m}$ ，对地下水影响很小。

## 2) 白垩系环河组含水层预测分析

根据预测结果，在非正常状况下，注水管线泄漏后，污染物进入白垩系环河组含水层之后，污染羽将随地下水不断向下游运移与扩散，石油类、耗氧量的影

响范围、超标范围和最大运移距离见表5.2.3-6, 泄漏地下水中石油类浓度等值线分布图见图5.2.3-7~图5.2.3-9, 泄漏地下水中耗氧量浓度等值线分布图见图5.2.3-10~图5.2.3-11。

表 5.2.3-6 注水管线泄漏后白垩系环河组含水层污染物运移特征表

污染物	预测时段	下游最大浓度 (mg/L)	最远超标距离 (m)	超标范围 (m <sup>2</sup> )	影响距离 (m)	影响范围 (m <sup>2</sup> )
石油类	100d	0.21382	11.55	83	15.55	190
	1000d	0.02138	/	/	37.5	468
	3650d	0.00586	/	/	/	/
	运移期最远超标距离 (m)		15.55	最远超标距离对应超标时间 (d)		237
耗氧量	100d	9.52714	10.55	73	20.55	324
	1000d	0.95271	/	/	58.5	1826
	3650d	0.26102	/	/	118.6	3714
	运移期最远超标距离 (m)		11.44	最远超标距离对应超标时间 (d)		222

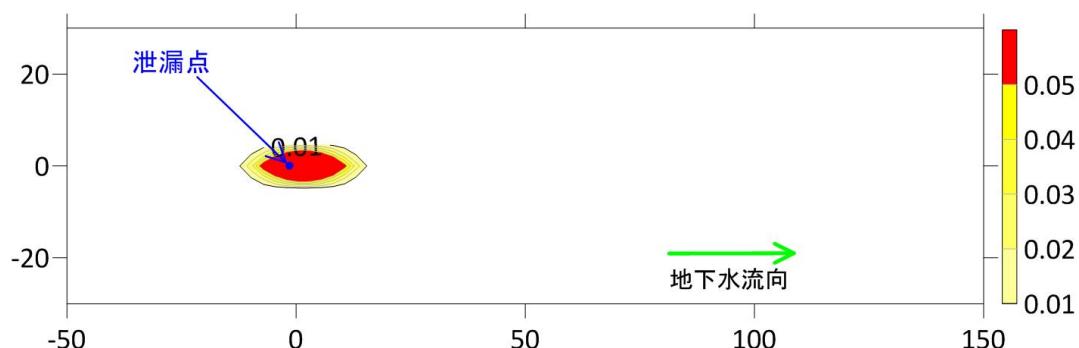


图 5.2.3-7 注水管线泄漏后石油类在白垩系环河组含水层中运移 100d 污染晕

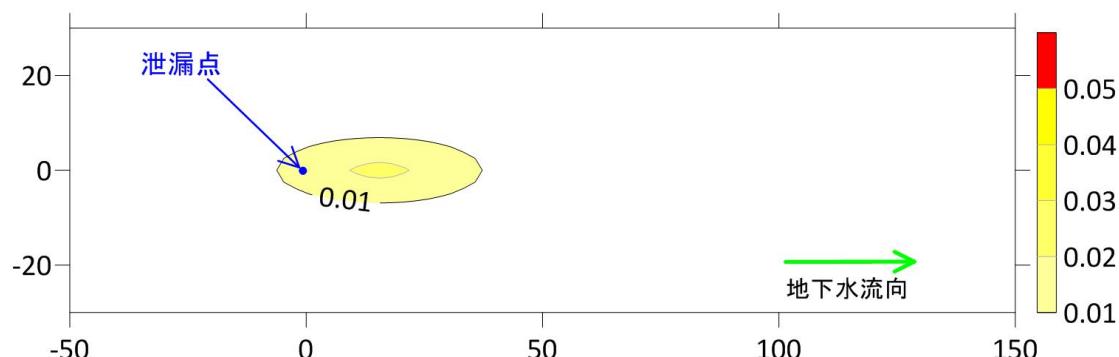


图 5.2.3-8 注水管线泄漏后石油类在白垩系环河组含水层中运移 1000d 污染晕

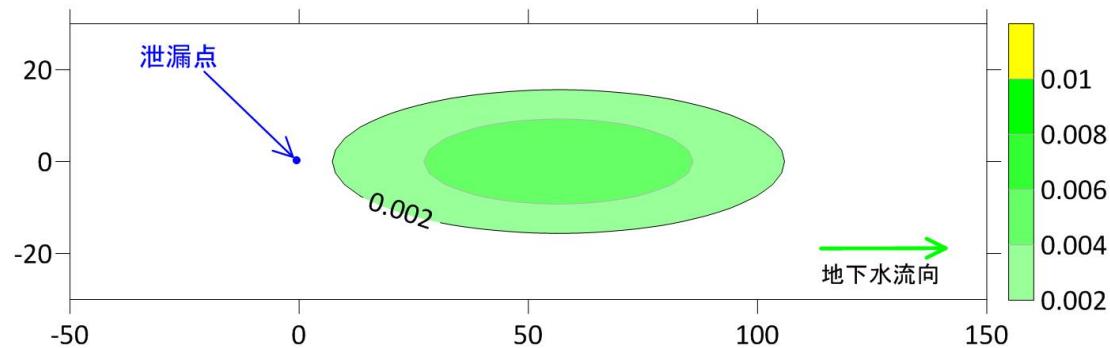


图 5.2.3-9 注水管线泄漏后石油类在白垩系环河组含水层中运移 3650d 污染晕

从图表中可以看出，注水管线泄漏后，在预测初期（泄漏 100d 时），石油类浓度最大为  $0.21382\text{mg/L}$ ，此时污染晕最大迁移距离为  $15.55\text{m}$ ，对应影响范围为  $190\text{m}^2$ ，最大超标距离为  $11.55\text{m}$ ，对应超标范围为  $83\text{m}^2$ ；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，在第 1000d 时，石油类最大浓度为  $0.03290\text{mg/L}$ ，此时污染晕最大迁移距离为  $37.5\text{m}$ ，对应影响范围为  $468\text{m}^2$ ，已不超标；在第 3650d 时，石油类最大浓度为  $0.00586\text{mg/L}$ ，已低于检出限；运移期最远超标距离为  $15.55\text{m}$ ，对地下水影响很小。

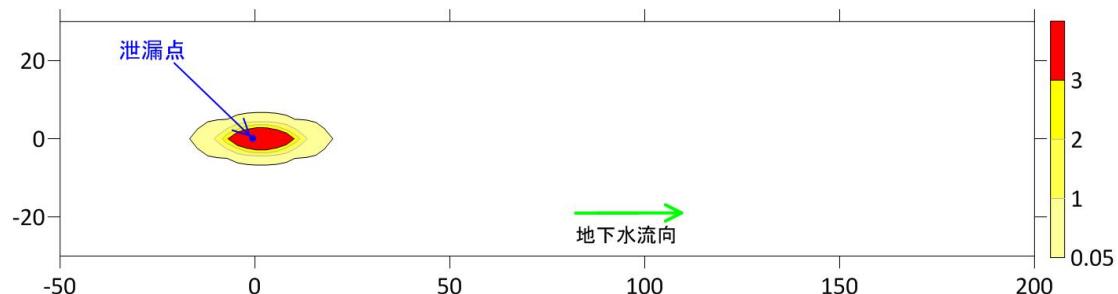


图 5.2.3-10 注水管线泄漏后耗氧量在白垩系环河组含水层中运移 100d 污染晕

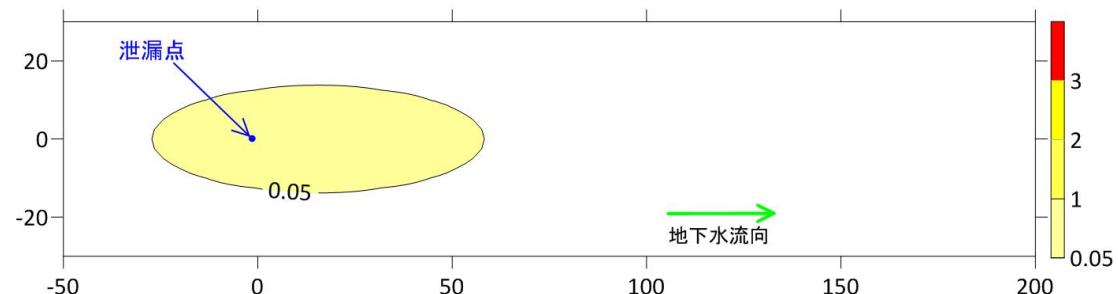


图 5.2.3-11 注水管线泄漏后耗氧量在白垩系环河组含水层中运移 1000d 污染晕

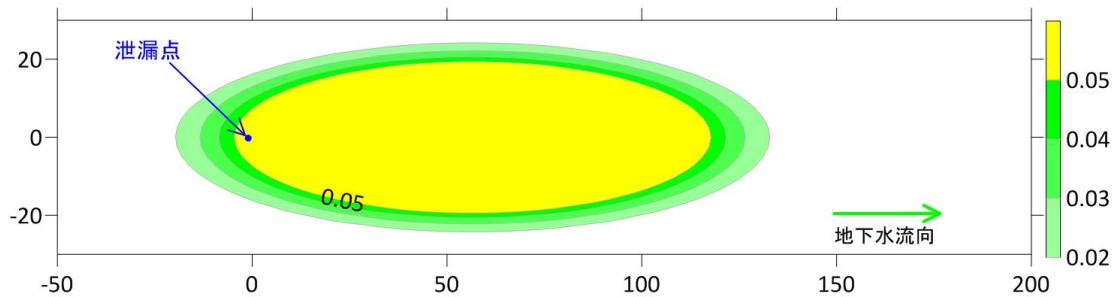


图 5.2.3-12 注水管线泄漏后耗氧量在白垩系环河组含水层中迁移 3650d 污染晕

从图表中可以看出，注水管线泄漏后，在预测初期（泄漏 100d 时），耗氧量浓度最大为 9.52714mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 20.55m，对应影响范围为 324m<sup>2</sup>，最大超标距离为 10.55m，对应超标范围为 73m<sup>2</sup>；随着时间的推移，耗氧量浓度逐渐变小，在第 1000d 时，耗氧量最大浓度为 0.95271mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 58.5m，对应影响范围为 1826m<sup>2</sup>，已不超标；在第 3650d 时，耗氧量最大浓度为 0.26102mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 118.6m，对应影响范围为 3714m<sup>2</sup>，不超标；迁移期最远超标距离为 11.44m，对地下水影响很小。

### 3、站场储罐泄漏对地下水环境影响分析

#### (1) 预测情境及源强

根据工程概况，各站场均已进行防渗处理，原水罐和原油罐属于地上水罐，正常情况下不会对地下水环境产生较大的影响，储罐以外储罐区地面若出现渗透废水和裂缝能够及时发现并采取措施阻止持续渗漏，本项目考虑非正常状况下储罐底部破裂且罐区地面防渗层发生破损，发生小面积渗漏，物料下渗对土壤及地下水造成影响。本次预测选取镍 93 脱原水罐罐底破损，采出水泄漏进行预测。

镍 93 脱原水罐区长宽为 10m×8m，根据《建筑与市政工程防水通用规范》GB55030-2022，中表 4.8.1 中最大允许裂缝宽度 0.2mm，则破损面积为 12.8m（池底对角线长度）×0.0002m=0.00256m<sup>2</sup>，非正常状况下的渗漏量取正常状况下渗漏量的 10 倍，则破损面积为 0.0256m<sup>2</sup>。污水通过裂缝泄漏进入地下造成污染，污水泄漏量计算如下式所示：

$$Q = K * I * A$$

式中：

$Q$  — 污染物泄漏量 (m<sup>3</sup>/d)；

$K$  — 包气带垂向渗透系数, 根据前文取  $0.138\text{m/d}$ ;

$I$  — 垂向水力坡度, 此处取 1;

$A$  — 破损面积, 取  $0.0256\text{m}^2$ 。

综上, 通过计算得出污水收集池因防渗层破损发生非正常状况泄漏量为  $3.53\text{L/d}$ 。

### (2) 评价因子及源强

采出水主要污染物为 COD、SS、氨氮、石油类、氯化物、挥发酚、铁、六价铬、砷。由于石油类在水中的溶解度一般为  $5\text{-}18\text{mg/L}$ , 因此采出水中的石油类多以悬浮态存在, 悬浮态石油类不能有效参与地下水污染物运移, 因此本次取石油类在水中最大溶解度做为采出水的初始浓度, 即  $18\text{mg/L}$ , 其他因子类比长庆油田分公司第六采油厂同类采出水水质检测数据。

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016), 预测因子要按照重金属、持久性有机污染物和其他类别进行分类, 并对每一类别中的各项因子采用标准指数法进行排序, 分别选取标准指数最大的因子作为预测因子。最大浓度值及标准指数计算值见表 5.2.3-7。根据各成分标准指数统计结果, 选取 COD 和石油类作为预测因子(重金属砷、六价铬标准指数 $<1$ )。

表 5.2.3-7 采出水中其他污染物标准指数

分类	污染物 (mg/L)								
	耗氧量	氨氮	石油类	氯化物	硫化物	铁	挥发酚	砷	六价铬
浓度	1203	27.8	18	165	0.58	5.93	0.178	0.00066	0.006
地下水质量标准III类标准限值	3	0.5	0.05	250	0.02	0.3	0.002	0.01	0.05
Pi	401	55.6	360	1.06	29	19.8	89	0.066	0.12

注: COD 污水中是 Cr 法测的, 质量标准是 Mn 法测的, 这两个之间有一个换算比例, 根据刘巍《BOD、COD 与高锰酸盐指数的理论内涵及倍率关系研究》一文中指出 Cr 法 COD 浓度为高锰酸钾指数的 3 倍, 因此为后续分析对标, 本次将废水中的 COD 浓度直接折算成 CODMn 的浓度。

经计算采出水的渗漏量  $QL$  为  $3.53\text{L/d}$ , 则石油类源强为  $0.064\text{g/d}$ , 耗氧量源强为  $4.247\text{g/d}$ 。原水罐的定期检修周期为  $60\text{d}$ , 通过检修发现罐体泄漏后立即采取措施, 防止污染物继续泄露, 已泄露污染物需持向下游运移。

### (3) 预测模型

项目评价区水文地质条件相对简单, 采用解析法进行预测, 预测对象为原水罐, 可将其排放形式概化为点源; 废水在非正常情况下发生渗漏后, 确定废水渗

漏持续时间为 60d，将废水的渗漏规律可概化为非连续恒定排放。根据概化的排放规律，本次采用《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 推荐的一维稳定流动二维水动力弥散问题，连续注入示踪剂-平面连续点源模型进行预测。

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L}} \left[ 2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]$$

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

式中：x，y——计算点出的位置坐标；

t——时间，d；

C(x, y, t)——t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M——含水层，m；

m<sub>t</sub>——单位时间注入示踪剂的质量，kg/d；

u——水流速度，m/d；

n——有效孔隙度，无量纲；

D<sub>L</sub>——纵向弥散系数，m<sup>2</sup>/d；

D<sub>T</sub>——横向 y 方向的弥散系数，m<sup>2</sup>/d；

π——圆周率；

K<sub>0</sub>(β)——第二类零阶修正贝塞尔函数，可查《地下水动力学》获得；

W (u<sup>2</sup>t/(4D<sub>L</sub>), β) ——第一类越流系数井函数，可查《地下水动力学》获得。

#### （4）预测时段及标准

根据导则预测时段的要求，本次确定的预测时段确定别为污染发生后的 100d、1000d。

石油类水质标准为 0.05mg/L（参照地表水质量标准），石油类在水中的检出限为 0.01mg/L 耗氧量水质标准为 3mg/L 耗氧量在水中的检出限为 0.5mg/L。

#### （5）预测参数

镰 93 脱位于黄土梁峁区，黄土梁峁区直接影响的含水层类型为第四系风积黄土含水层，各参数值见下表。

表 5.2.3-8 评价区各含水层预测模型参数

地貌地形	含水层类型	含水层厚度 (m)	渗透系数 K (m/d)	水力坡度 I	有效孔隙度 n	地下水流速 u (m/d)	纵向弥散系数 DL (m <sup>2</sup> /d)	横向弥散系数 DT (m <sup>2</sup> /d)
黄土梁峁区	第四系黄土含水层	40	0.46	0.01	0.3	0.0153	0.153	0.0153
参数依据		根据《鄂尔多斯盆地地下水勘察报告》等水文地质资料	渗透系数 0.26~0.46 m/d, 本次评价取值 0.46m/d	根据水位观测数据计算	根据含水层岩性、渗透性能, 根据根据附表取经验值	u=KI/ne	αL=10	αT=1

#### (6) 预测结果分析

本次预测利用连续源叠加原理进行预测, 其中污染物发生渗漏、泄漏时段, 将污染源概化为平面连续点源, 之后预测大尺度时间轴污染物对下游的影响时, 采用连续源模型叠加原理进行计算, 并画出平面二维等值线图, 当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。

石油类、耗氧量在第四系风积黄土潜水含水层中的运移情况见表 5.2.3-9、图 5.2.3-19-图 5.2.3-22。

表 5.2.3-9 黄土潜水含水层石油类运移特征表

预测因子	预测时段	影响范围 (m <sup>2</sup> )	超标范围 (m <sup>2</sup> )	最大影响距离 (m)	最大超标距离 (m)	最大污染浓度 (mg/L)
石油类	100	21	/	6.53	/	0.01369
	1000	/	/	/	/	0.00122
	运移期最远超标距离 (m)		/	最远超标距离对应超标时间 (d)		/
耗氧量	100	26	/	6.53	/	0.72505
	1000	/	/	/	/	0.06903
	运移期最远超标距离 (m)		/	最远超标距离对应超标时间 (d)		/

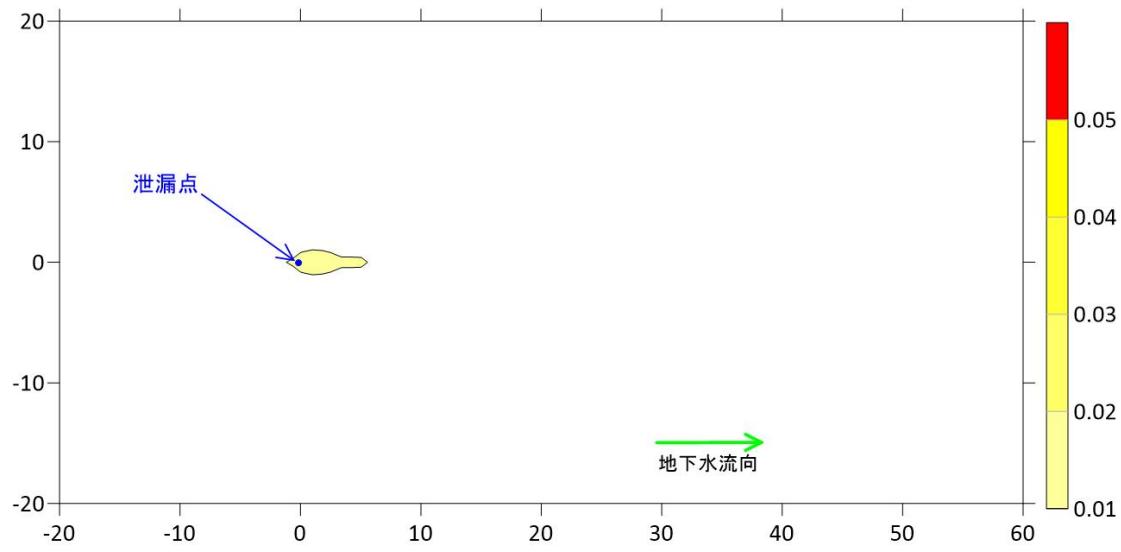


图 5.2.3-19 原水罐泄漏后石油类在黄土含水层中运移 100d 污染晕

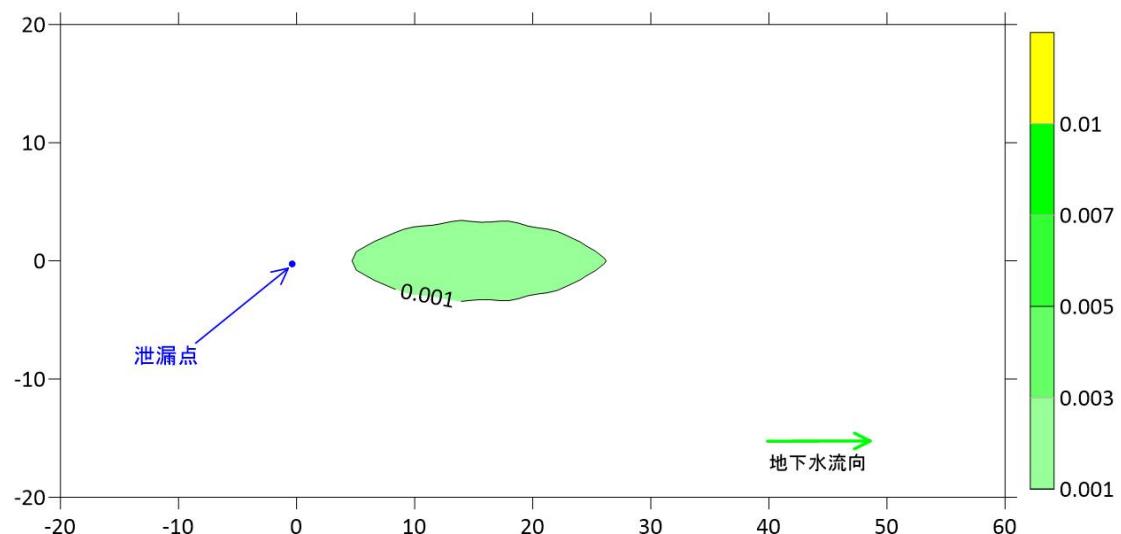


图 5.2.3-20 原水罐泄漏后石油类在黄土含水层中运移 1000d 污染晕

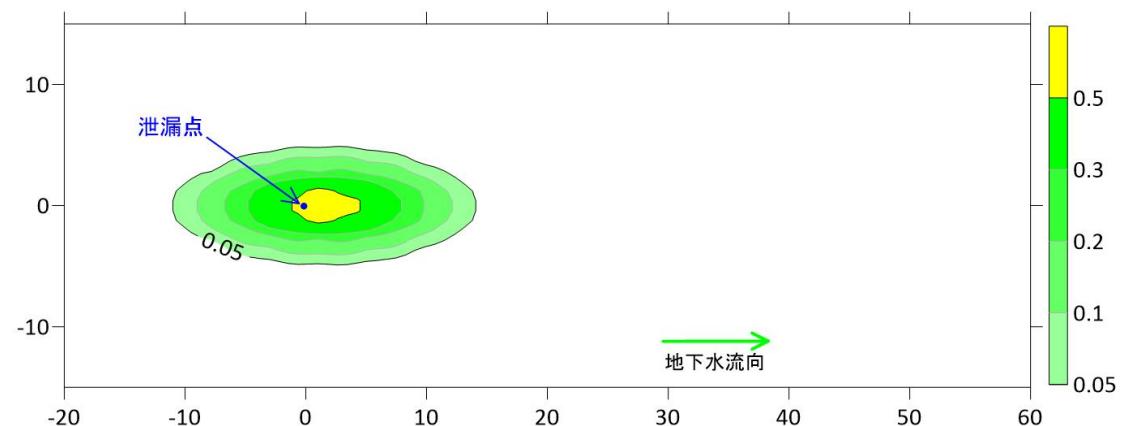


图 5.2.3-21 原水罐泄漏后耗氧量在黄土含水层中运移 100d 污染晕

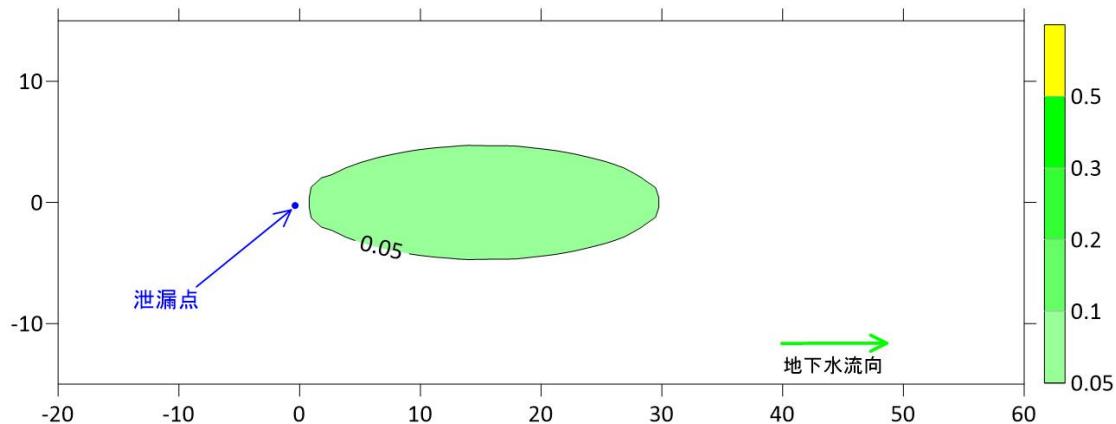


图 5.2.3-22 原水罐泄漏后耗氧量在黄土含水层中运移 1000d 污染晕

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为  $0.01369\text{mg/L}$ ，此时污染晕最大迁移距离为  $6.53\text{m}$ ，最大影响范围为  $21\text{m}^2$ ，未超标；随着时间的推移，污染物浓度逐渐变小。第 1000d 时，石油类的最大浓度为  $0.00122\text{mg/L}$ ，低于检出限。

在假设的非正常状况下，在第 100d 时，耗氧量浓度最大为  $0.72505\text{mg/L}$ ，此时污染晕最大迁移距离为  $6.53\text{m}$ ，最大影响范围为  $26\text{m}^2$ ，未超标；随着时间的推移，污染物浓度逐渐变小。第 1000d 时，耗氧量的最大浓度为  $0.06903\text{mg/L}$ ，低于检出限。

#### 4、地下水环境敏感目标影响分析

本项目地下水环境保护目标有：第四系风积黄土孔隙潜水含水层、白垩系环河组碎屑岩类裂隙含水层。根据前文预测分析，在正常状况下，如果各项目环保措施得当，项目运行阶段原水罐和输油管线、采出水管线等都不会对地下水环境保护目标产生影响。下面简要分析在非正常状况下项目运行对地下水环境保护目标的影响情况。

##### （1）出油管线对地下水环境保护目标的影响分析

项目运行期出油管线可能受腐蚀发生渗漏，污染物可能会对地下水环境保护目标产生影响。根据预测结果，在非正常状况下，对于第四系风积黄土潜水含水层，在预测期内，污染晕顺地下水径流方向最大超标距离  $15.58\text{m}$ ；对于白垩系环河组含水层，在预测期内污染晕顺地下水径流方向最大超标距离  $5.63\text{m}$ 。在预测的最大污染晕范围内无水源开采井，因此项目运行期集输管线发生破损渗漏不会对地下水环境保护目标造成影响。

(2) 采出水管线泄漏对地下水环境保护目标的影响分析项目运行期采出水管线可能受腐蚀发生渗漏, 污染物可能会对地下水环境保护目标产生影响。根据预测结果, 在非正常状况下, 对于第四系风积黄土潜水含水层, 在预测期内, 污染晕顺地下水径流方向最大超标距离30.11m; 对于白垩系环河组含水层, 在预测期内污染晕顺地下水径流方向最大超标距离15.55m。根据地下水径流方向、水源井的开采层位、建设场地和水源井的位置、距离关系等, 在预测的最大污染晕范围内无地下水敏感目标, 因此项目运行期采出水管线发生破损渗漏不会对地下水环境保护目标造成影响。

(3) 原水罐泄漏对地下水环境保护目标的影响分析项目运行期站场原水罐受腐蚀、罐底防渗层破损, 废水发生渗漏, 污染物可能会对地下水环境保护目标产生影响。根据预测结果, 在非正常状况下对第四系风积黄土潜水含水层, 在整个预测期内未超标。在预测的最大污染晕范围内无地下水敏感目标, 因此项目运行期站场原水罐泄漏不会对地下水环境保护目标造成影响。

## 5.2.4 声环境影响分析

### 5.2.4.1 噪声预测条件与模式

噪声预测采用《环境影响评价技术导则声环境》(HJ2.4-2021)中推荐的噪声预测模式。

#### (1) 预测条件假设

- ①所有产噪设备均在正常工况条件下运行;
- ②考虑室内声源所在厂房围护结构的隔声、吸声作用;
- ③衰减仅考虑几何发散衰减。

#### (2) 室内声源

室内声源由室内向室外传播示意图见下图。

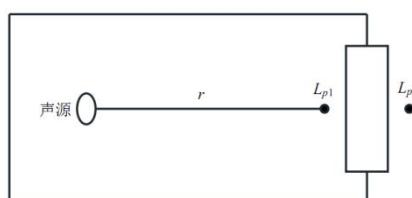


图 5.2.4-1 室内声源向室外传播示意图

- ①如果已知声源的声压级  $L(r_0)$ , 且声源位于地面上, 则

$$L_w = L(r_0) + 20 \lg r_0 + 8$$

②首先计算出某个室内声源靠近围护结构处的声压级：

$$L_{p1} = L_w + 10 \lg \left( \frac{Q}{4\pi r^2} + \frac{4}{R} \right)$$

式中：

$L_{p1}$ ：某个室内声源靠近围护结构处的声压级。

$L_w$ ：某个室内声源靠近围护结构处产生的声功率级。

$Q$ ：指向性因数；通常对无指向性声源，当声源放在房间中心时， $Q=1$ ；当放在一面墙的中心时， $Q=2$ ；当放在两面墙夹角处时， $Q=4$ ；当放在三面墙夹角处时， $Q=8$ 。

$R$ ：房间常数； $R=Sa/(1-a)$ ， $S$ 为房间内表面面积， $m^2$ ； $a$ 为平均吸声系数，本评价 $a$ 取0.15。

$r$ ：声源到靠近围护结构某点处的距离， $m$ 。

③计算出所有室内声源在围护结构处产生的总声压级：

$$L_{p1}(T) = 10 \lg \left[ \sum_{j=1}^N 10^{10 L_{p1,j}} \right]$$

式中：

$L_{p1}(T)$ ：靠近围护结构处室内 $N$ 个声源的叠加声压级， $dB(A)$ ；

$L_{p1,j}$ ： $j$ 声源的声压级， $dB(A)$ ；

$N$ —室内声源总数。

④计算出室外靠近围护结构处的声压级：

$$L_{p2} = L_{p1} - (TL + 6)$$

式中：

$L_{p1}$ ：靠近开口处（或窗户）室内某倍频带的声压级或A声级， $dB(A)$ ；

$L_{p2}$ ：靠近开口处（或窗户）室外某倍频带的声压级或A声级， $dB(A)$ ；

$TL$ ：隔墙（或窗户）倍频带的声压级或A声级的隔声量， $dB(A)$ ；

⑤将室外声级 $L_{p2}(T)$ 和透声面积换算成等效的室外声源，计算出等效声源的声功率级 $LW$ ；

$$L_w = L_{p2}(T) + 10 \lg S$$

式中:  $s$  为透声面积,  $\text{m}^2$ 。

⑥等效室外声源的位置为围护结构的位置, 其声功率级为  $L_w$ , 由此按室外声源方法计算等效室外声源在预测点产生的 A 声级。

### (3) 室外声源

计算某个声源在预测点的声压级

$$L_A(r) = L_A(r_0) - A_{\text{div}} - A_{\text{bar}}$$

式中:

$L_A(r)$ : 点声源在预测点产生的声压级,  $\text{dB(A)}$ ;

$L_A(r_0)$ : 参考位置  $r_0$  处的声压级,  $\text{dB(A)}$ ;

$r$ : 预测点距声源的距离,  $\text{m}$ ;

$r_0$ : 参考位置距声源的距离,  $\text{m}$ ;

$A_{\text{div}}$ : 几何发散引起的衰减,  $\text{dB}$ ;

$A_{\text{bar}}$ : 障碍物屏蔽引起的衰减,  $\text{dB}$ 。

### (4) 计算总声压级

设第  $i$  个室外声源在预测点产生的 A 声级为  $L_{A,i}$ , 在  $T$  时间内该声源工作时间为  $t_i$ ; 第  $j$  个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为  $L_{A,j}$ , 在  $T$  时间内该声源工作时间为  $t_{j,i}$ , 则拟建工程声源对预测点产生的贡献值 ( $L_{\text{eqg}}$ )

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

式中:

$T$ ——用于计算等效声级的时间,  $\text{s}$ ;

$N$ ——室外声源个数;

$t_i$ ——在  $T$  时间内  $i$  声源工作时间,  $\text{s}$ ;

$M$ ——等效室外声源个数;

$t_{j,i}$ ——在  $T$  时间内  $j$  声源工作时间,  $\text{s}$ 。

### (5) 噪声预测计算

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

式中:

$L_{\text{eqg}}$ : 项目声源在预测点的等效声级贡献值,  $\text{dB(A)}$ ;

Leqb: 预测点的背景值, dB(A)。

#### 5.2.4.2 预测因子、预测时段、预测方案

- (1) 预测因子: 等效连续 A 声级 Leq (A)。
- (2) 预测时段: 固定声源投产运行期。
- (3) 预测方案: 预测本项目投产后, 梁 2 增、镰 75 脱、镰 85 脱、镰 93 脱站场四周厂界噪声、新胜村、黄家峁、段先则村达标情况。

#### 5.2.4.3 预测参数

本项目运营期噪声主要来源于新增泵类设施等设备, 具体噪声源强分布情况如下。

- (1) 梁 2 增噪声源输入清单

表 5.2.4-1 梁 2 增新增噪声源强调查清单 (室外声源)

序号	声源名称	空间相对位置/m			声源源强		声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z	(声压级/距声源距离)/(dB(A)/m)	声功率级/dB(A)		
1	一体化油气混输装置	43	33	1	80/1	/	选用低噪声设备, 基础减振, 隔声, 消声	全天

注: 以厂界东南角为原点 (0,0)

表 5.2.4-2 梁 2 增噪声预测点坐标

预测点	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
X 坐标	92	45	25	43
Y 坐标	23	-1	34	84
Z 坐标	1.2	1.2	1.2	1.2

注: 以厂界西南角原点 (0,0)

- (2) 镰 75 脱噪声源输入清单

表 5.2.4-3 镰 75 脱新增噪声源强调查清单 (室外声源)

序号	声源名称	空间相对位置/m			声源源强		声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z	(声压级/距声源距离)/(dB(A)/m)	声功率级/dB(A)		
1	转油泵	22	29	1	85/1	/	选用低噪声设备, 基础减振, 隔声, 消声	全天

注: 以厂界东南角为原点 (0,0)

表 5.2.4-4 镰 75 脱噪声预测点坐标

预测点	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	敏感点(段先则村)
X 坐标	68.23	38.76	-12.69	23.08	49.71

Y 坐标	32.85	-23.47	26.25	85.36	-53.15
Z 坐标	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2

注：以厂界西南角原点 (0,0)

### (3) 镰 85 脱噪声源输入清单

表 5.2.4-5 镰 85 脱新增噪声源强调查清单 (室内声源)

声源名称	治理前 /dB (A)	降噪措施	空间相对位置 (X、Y、Z)	距室内边界 距离	室内边界声压级/dB (A)	运行时段	建筑物外噪声	
							声压级 dB (A)	建筑物外距离 /m
体化采出水处理设备	85	选用低噪声设备，基础减振、厂房隔声、吸声	(50, 5, 1)	东	3	75.46	全天	20
				南	7	68.10		48.1
				西	8	66.94		47.0
				北	5	71.02		51.0

注：以厂界东南角为原点 (0,0)

表 5.2.4-6 镰 85 脱噪声预测点坐标

预测点	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	敏感点(黄家峁)
X 坐标	88	41	14	50	158
Y 坐标	-25	-21	15	12	-117
Z 坐标	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2

注：以厂界西南角原点 (0,0)

### (4) 镰 93 脱噪声源输入清单

表 5.2.4-7 镰 93 脱新增噪声源强调查清单 (室内声源)

声源名称	治理前 /dB (A)	降噪措施	空间相对位置 (X、Y、Z)	距室内边界 距离	室内边界声压级/dB (A)	运行时段	建筑物外噪声	
							声压级 dB (A)	建筑物外距离 /m
提升泵	85	选用低噪声设备，基础减振、厂房隔声、吸声	(125, -60, 1)	东	3	75.46	全天	20
				南	7	68.10		48.1
				西	7	66.94		48.1
				北	3	71.02		55.1

注：以厂界东南角为原点 (0,0)

表 5.2.4-8 镰 93 脱噪声预测点坐标

预测点	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	敏感点(新胜)
-----	-----	-----	-----	-----	---------

					村)
X 坐标	132	66	7	61	-123
Y 坐标	-40	-73	10	-19	23
Z 坐标	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2

注：以厂界西南角原点 (0,0)

#### 5.2.4.4 噪声预测结果与评价

经预测，项目各站场厂界及厂界外敏感点噪声预测结果如下：

表 5.2.4-9 各站场厂界及厂界外敏感点噪声预测结果 单位:dB(A)

站场	预测点	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	/
梁 2 增	贡献值	27.2	31.2	39.1	26.9	/
	背景值	昼间	50	52	58	/
		夜间	47	48	49	/
	预测值	昼间	50.0	52.0	58.0	/
		夜间	47.1	48.1	49.0	/
站场	预测点	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	敏感点 (段先则村)
镰 75 脱	贡献值	30.1	30.5	42.5	30.4	26.2
	背景值	昼间	46	49	48	41
		夜间	45	46	44	38
	预测值	昼间	46.1	49.1	48.1	41.1
		夜间	45.1	46.1	44.2	38.2
站场	预测点	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	敏感点 (黄家峁)
镰 85 脱	贡献值	22.0	20.1	16.1	33.0	11.5
	背景值	昼间	50	53	46	42
		夜间	47	47	41	40
	预测值	昼间	50.0	53.0	46.2	42.0
		夜间	47.0	47.0	41.6	40.0
站场	预测点	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	敏感点 (新胜村)
镰 93 脱	贡献值	35.5	13.3	5.3	14.6	0
	背景值	昼间	46	49	48	41
		夜间	39	46	44	41
	预测值	昼间	46.4	49.0	48.0	41.0
		夜间	40.6	46.0	44.0	41.0

由上表预测结果可以看出，项目运行期各站场四周厂界噪声预测值均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求；各环境敏感目标处噪声预测值均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。

表 5.2.4-4 声环境影响评价自查表

工作内容	自查项目
------	------

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

注“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。

## 5.2.5 固体废物影响分析

本项目不新增劳动定员，运行期不涉及新增生活垃圾，项目运行期新增固废污染物主要为清管废渣、含油污泥、废滤料和采出水处理系统浮油、浮渣、污泥。

根据工程分析，清管废渣产生量为 0.14t/a，含油污泥产生量为 6.64t/a，浮油、浮渣、污泥产生量为 13.2t/a，废滤料产生量为 4t/2a，均为危险废物，暂存于危废贮存库（大 16-2 危废贮存库、简 4 危废贮存库、罐 80 危废贮存库、罐 35-1 危废贮存库），定期由有资质单位处置，不外排。项目产生的危废量较小，现有危废贮存库完全可以收纳本项目产生的危废。

综上所述，本项目产生的固体废物均可得到合理处置，处置率可达 100%，对环境影响较小。

## 5.2.6 土壤环境影响分析

### 5.2.6.1 项目影响类型及影响源判定

#### 1、影响类型

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》中“土壤环境评价等级和评价范围-项目类别-依据 HJ964 的规定, 土壤盐化、酸化和碱化地区, 建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型, 按相应等级分别开展评价工作; 非土壤盐化、酸化和碱化地区, 按照土壤污染影响型, 按相应等级开展评价工作”。

本次环评对项目区域土壤 pH 值以及含盐量进行了监测, 大梁湾采油作业区土壤含盐量为 0.1~1.2g/kg, pH 值为 7.34~8.54, 区域土壤盐化级别为轻度盐化, 土壤酸化、碱化级别为轻度碱化; 镰刀湾采油作业区 pH 监测值 8.05~8.75, 盐分含量 0.48~1.7g/kg, 区域土壤盐化级别为轻度盐化, 土壤酸化、碱化级别为轻度碱化。

因此, 本项目应按照土壤污染影响型和生态影响型开展评价工作。其中污染影响型的影响途径主要为石油类等污染物发生非正常泄漏后的垂直入渗影响, 生态影响型的影响途径主要为采出水回注对项目区浅层地下水水位的影响引起的土壤盐化。

## 2、项目的影响特点

本项目为老油田维护改造项目, 主要涉及原油管线、采出水管线。原油集输可能对土壤环境产生污染, 但均发生在事故排放下。其影响主要是由于石油类污染物排入后造成土壤结构的改变、降低了土壤质量, 影响同外界的物质、能量交换, 影响植被生长。一定条件下, 石油烃中不被土壤吸收的部分还可能渗入地下并污染地下水。

采出水通过管线输送至采出水处理系统处理达标后回注到油层, 正常情况下不会对土壤和地下水环境造成污染。非正常状况下, 泄漏的采出水可能对地下水水质造成一定的不利影响, 使水质矿化度增高。

根据工程概况, 项目所采用的采出水、注水管线两端有压力检测装置, 管线长时间持续泄漏的可能性较小, 同时由于项目区的浅层地下水埋深相对较大, 均大于管线埋深, 因此基本不会影响到下层地下水水位, 不会造成土壤盐化。

### 5.2.6.2 污染影响型土壤环境影响分析

#### 1、项目的影响途径

石油的流动性较差, 泄漏后对土壤的垂直影响范围主要集中在 0~20cm 左右的表层, 通过泄漏事故发生后及时采取应急处置措施, 石油开发对土壤的污染

影响可基本控制在泄漏点周边小范围内，并主要集中在占地范围内。

本项目运营期不涉及重金属等可沉降大气污染物，因此，本次土壤环境影响评价不考虑大气沉降。

本项目站场均采取了防渗措施。通过在场地内采取分区防渗措施，修建围堰、污油污水池等设施，在场外设置截、排水沟，可防止污染物随降水等地表径流进入站外。管线埋地敷设，泄漏后一般是下渗对土壤的影响，不会溢出地表。因此，本次评价土壤环境影响评价不考虑地表径流。

## 2、本项目影响类型、影响源及影响因子的判定

通过以上分析，确定本项目的土壤环境影响类型为污染型影响，影响途径主要是发生泄漏后的垂直入渗影响，见下表。

表 5.2.6-1 项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同阶段	污染影响型			
	大气沉降	地表漫流	垂直入渗	其他
施工期	/	/	/	/
运行期	/	/	√	/
服务期满后	/	/	/	/

项目运行期可能造成土壤影响的因素主要为项目运行过程中可能导致土壤污染的事故主要为原油、采出水管线泄漏及原水罐泄漏后垂直入渗对土壤的污染。污染因子主要为石油烃。

## 3、预测情景

土壤预测情景与地下水预测情景相同，主要为管道破损导致原油、采出水泄漏垂直入渗会对土壤环境形成影响，以及罐 93 脱原水罐罐底破裂且罐区地面防渗层导致含油废水泄漏垂直入渗对土壤的影响，主要污染物为石油烃。本次选取《土壤环境质量建设用地土壤污染风险筛选值》（GB36600-2018）中控制的石油烃类作为本次预测因子。

### （1）管线泄漏

由于原油中含水率较低，一般泄漏后对土壤污染深度较浅，在降雨淋滤作用下才可能会污染深层土壤。而采出水管线含水率较高，泄漏后会快速下渗污染土壤，因此，而本次评价选取采出水管线泄漏情景进行预测。

根据地下水预测情景，注水管线泄漏按照采出水全部在一天内下渗进入土壤，采出水的泄漏总量为  $8.634\text{m}^3$ ，石油类污染物泄漏量为  $155.41\text{g}$ 。本次预测考虑最

不利条件下, 即土壤入渗强度达到饱和状态时石油烃对土壤的影响, 根据土壤理化性质调查饱和导水率为  $1.6 \times 10^{-4} \text{ cm/s}$ , 故入渗强度取土壤饱和渗透系数  $13.8 \text{ cm/d}$ 。

同时, 土壤中残留石油会随降雨入渗对土壤造成影响, 入渗强度为  $74 \text{ mm/a}$ ( $0.020 \text{ cm/d}$ ), 残留区域面积按照  $4 \text{ m} \times 4 \text{ m}$  考虑, 降雨渗漏  $2009 \text{ d}$  后石油类完全入渗, 后续阶段为单纯雨水入渗( $0.020 \text{ cm/d}$ )。

预测源强具体见下表。

表 5.2.6-2 土壤预测源强表

情景设定	工程类型	土壤类型	渗漏点	特征污染物	预测源强		渗漏特征
					下渗量	浓度	
注水管线泄漏	注水管线	黄土	注水管线	石油烃	13.8cm/d	18mg/L	短时下渗 1d
					0.020cm/d	18mg/L	短时下渗 2009d

土壤中残留石油会随降雨入渗对土壤进行影响, 经资料查阅, 区域多年平均降雨量为  $370 \text{ mm/a}$ , 降雨入渗系数为 0.2, 故入渗强度为  $74 \text{ mm/a}$ ( $0.020 \text{ cm/d}$ )。本次预测考虑最不利条件下, 即土壤入渗强度达到饱和状态时石油烃对土壤的影响。

## (2) 原水罐泄露

根据地下水预测情景, 镰 93 脱原水罐区长宽为  $10 \text{ m} \times 8 \text{ m}$ , 根据《建筑与市政工程防水通用规范》GB55030-2022, 中表 4.8.1 中最大允许裂缝宽度  $0.2 \text{ mm}$ , 则破损面积为  $12.8 \text{ m}$  (池底对角线长度)  $\times 0.0002 \text{ m} = 0.00256 \text{ m}^2$ , 非正常状况下的渗漏量取正常状况下渗漏量的 10 倍, 则破损面积为  $0.0256 \text{ m}^2$ 。通过计算得出原水罐因防渗层破损发生非正常状况泄漏量为  $3.53 \text{ L/d}$ , 泄漏通量为  $0.138 \text{ m/d}$ 。渗漏的污水中石油类浓度按照其最大溶解度  $18 \text{ mg/L}$  计算, 石油类源强为  $0.064 \text{ g/d}$ 。假定污水池检修期为  $60 \text{ d}$ , 则连续泄漏  $60$  天后停止。

## 4、预测模型

污染物在包气带中的运移和分布受到诸多因素控制, 如污染物本身的物理化学性质、土壤性质、土壤含水率等。污染物的弥散、吸附和降解所产生的侧向迁移距离远小于垂向迁移距离, 因此, 忽略侧向运移, 重点预测污染物在包气带中垂向向下迁移情况。

### (1) 包气带水分运移控制方程

处于非饱和状态的土壤水和饱和土壤水一样, 从土水势高处向土水势低处运移。Richards 最早将达西定律引入非饱和土壤水流, 本次模拟含水率  $\theta$  为因变

量的垂向一维非饱和土壤水流数学模型（向下为正）为：

$$\begin{cases} \frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left[ D(\theta) \frac{\partial \theta}{\partial z} \right] - \frac{\partial K(\theta)}{\partial z} & 0 \leq t \leq T, 0 \leq z \leq L \\ \theta(z, t) = \theta(z) & t = 0 \text{ 时含水率在剖面上的分布} \\ D(\theta) \frac{\partial \theta}{\partial z} = -K(\theta) \Big|_{z=0} = R(t) & 0 \leq t \leq T, \text{ 上边界入渗量与含水率函数} \\ \theta(z, t) = \theta(L, t) & 0 \leq t \leq T, \text{ 下边界埋深 L 处含水率} \end{cases}$$

式中：

$\theta$  表示含水率， $t$  表示某个时刻， $z$  地表下某处的埋深， $T$  表示模拟最终时间， $L$  表示地表到下边界的深度， $D(\theta)$  表示非饱和带水的扩散率， $K(\theta)$  表示非饱和带渗透系数。

本次评价选用目前使用最广泛的 Van Genuchten 模型计算土壤水力特性参数  $\theta(h)$ 、 $K(h)$ ，且不考虑水流运动的滞后现象。Van Genuchten 模型：

$$\begin{aligned} \theta(h) &= \theta_r + \frac{\theta_s - \theta_r}{[1 + \alpha h^m]^m}, \quad h < 0 \\ \theta(h) &= \theta_s, \quad h \geq 0 \\ K(h) &= k_s s_e^1 \left[ 1 - \left( 1 - s_e^{\frac{1}{m}} \right)^m \right]^2 \\ \text{其中, } m &= 1 - \frac{1}{n} \quad (n > 1), \quad S_e = \frac{\theta - \theta_r}{\theta_s - \theta_r} \end{aligned}$$

式中：

$\theta_r$ 、 $\theta_s$  分别为残余含水量和饱和含水量（%）；

$S_e$  为有效饱和度；

$K_s$  为饱和渗透系数（m/d）；

$\alpha$  为空气进气值的倒数（泡点压力）（ $m^{-1}$ ）；

$m$ 、 $n$  均为土水特征方程的参数；

$l$  为孔隙传导参数，一般为 0.5。

## （2）包气带溶质运移控制方程

一维非饱和溶质垂向运移控制方程如下：

$$\begin{cases} \frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left( \theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc) & 0 \leq t \leq T, 0 \leq z \leq L \\ c(z, t) = c_i(z) & t = 0 \text{ 时溶质浓度在剖面上的分布} \\ q_{mass} = q_{flow} \cdot c_{flow} & \text{上边界溶质通量边界} \\ -\theta \frac{\partial c}{\partial z} = 0 & t > 0, z = L \end{cases}$$

式中：

c——污染物介质中的浓度, mg/L;

D——弥散系数, m<sup>2</sup>/d;

q——渗流速率, m/d;

z——沿 z 轴的距离, m;

t——时间变量, d;

θ——土壤含水率, %。

### (3) 模型概化及条件赋值

石油类比水轻, 且在水中的溶解度较低, 考虑到只有可溶态石油类才会随降雨入渗土壤, 因此参照 TPHCWG (1997) 中关于石油类污染物的溶解度等相关文献, 取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。根据张淼等在室内对保守溶质在黄土中的穿透曲线, 考虑室内和室外的尺度差异, 石油类纵向弥散系数取值为 19.5, 自由水中扩散系数取值为 16.7; 根据吸附解析的实验研究 (参见史红星《石油类污染物在黄土高原地区环境中迁移转化规律的研究》), 采用 Herry 吸附模型刻画石油类的吸附动力学过程, 饱和吸附量取值为 134.07, 吸附系数取值为 0, 经验系数 beta 取值为 1。

根据区域水文地质条件, 包气带主要为第四系上更新统风积黄土, 大梁湾采油作业区包气带厚度约 45~50m, 镰 93 脱包气带厚度为 40m, 项目所在地土壤类型主要为壤土, 本次模拟厚度设置为 40m, 将土壤概化为一层。

#### ①水力边界条件

上边界条件: 概化为大气边界, 可积水;

下边界条件: 概化为自由排水边界。

#### ②溶质运移边界条件

上边界条件: 溶质变通量边界;

下边界条件: 零浓度梯度边界。

#### ③初始条件

HYDRUS-1D 数值模型在求解包气带水流问题时需要给出初始条件, 即每个结点计算初始时刻的压力水头或含水率, 以作为后续计算的基础。而对于剖分后形成的众多结点, 需要采取一定的处理方法来推测出包气带初始含水率。本次预测评价先赋给包气带含水率经验值, 顶边界采用降水入渗补给强度、底边界为潜

水面,模拟重力作用平衡下的稳定含水率分布,作为本次模拟预测的初始含水率。

本次模拟中,根据岩性资料结合 Hydrus1D 自带的不同岩性参数数据包经过调整后的 V-Genuchten-Mualem 公式中各个土壤水力参数值见下表。

表 5.2.6-3 预测参数

参数	$\theta_r$	$\theta_s$	$a$ (l/cm)	$n$	$I$	$K_s$ (cm/d)
壤土	0.078	0.43	0.036	1.56	0.5	13.80
参数来源	HYDRUS 程序中所推荐的不同岩性经验值				固定值	实测土壤饱和导水率

#### (4) 模型剖分

本次预测模型假设入渗面以下的包气带作为模拟剖面,假设入渗面作为上边界,潜水面作为下边界,模型模拟期为 3650d。

模型剖分按 10cm 间隔,共 401 个节点。模型运行 3650d,本次工程设置了 4 个输出时间点,编号依次为 T1~T4,分别为 30d、100d、1000d、3650d。

### 6、预测结果及分析

#### (1) 注水管线泄漏预测结果及分析

利用所建立的包气带模型结构及参数对运营期注水管线渗漏对土壤环境的影响进行预测分析。

输出节点分别为 T1 (30d)、T2 (100d)、T3 (1000d)、T4 (3650d),预测结果见图 5.2.6-1~图 5.2.6-3。

**Profile Information: Water Content**

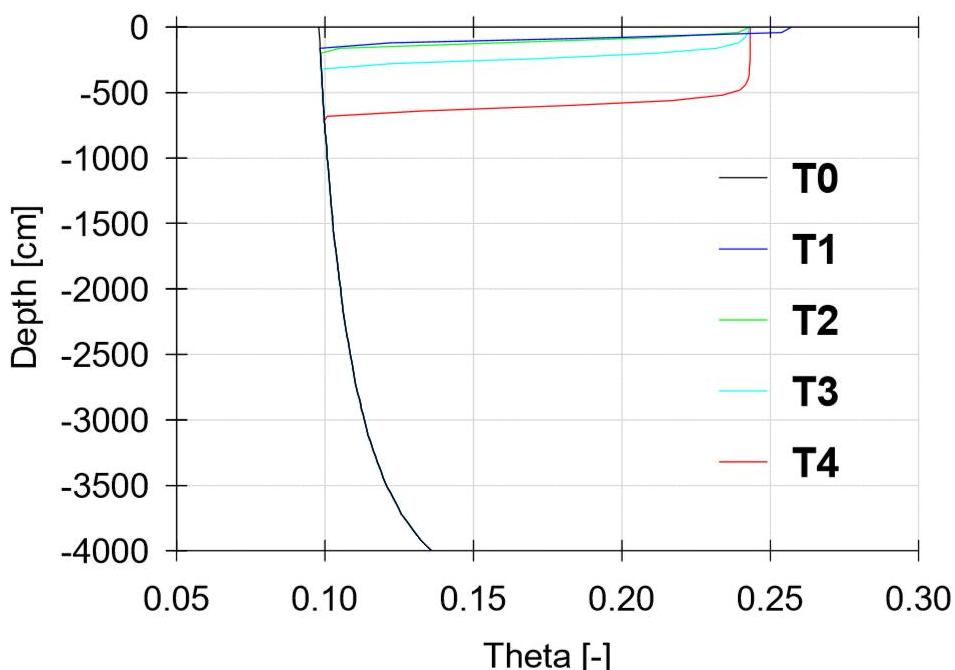


图 5.2.6-1 注水管线泄漏不同预测时刻含水率剖面变化图

### Profile Information: Concentration

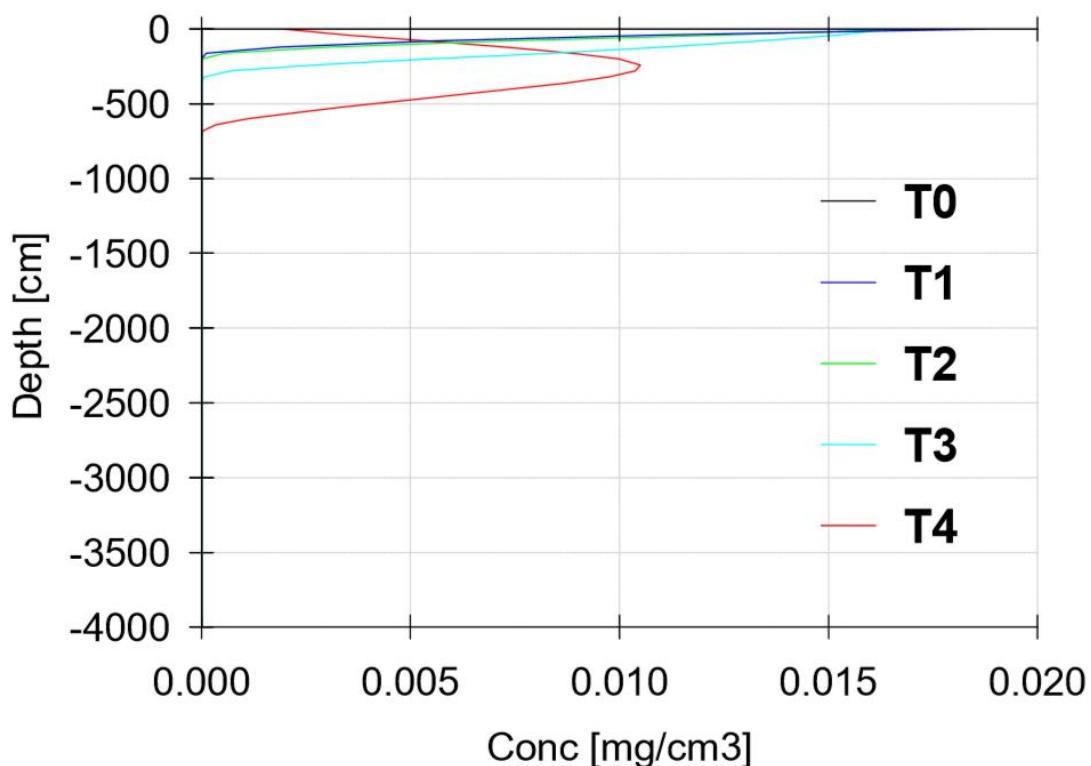


图 5.2.6-2 注水管线泄漏不同预测时刻石油类浓度随土壤深度变化图

土壤环境质量标准单位为 mg/kg, 预测结果为非饱和带土壤水中浓度 (单位为  $\text{mg}/\text{cm}^3$ ), 因此需要对计算结果进行转换, 转换公式为:

$$X = X_0 \times \theta / G_s \times 1000$$

式中:

X-土壤中污染物浓度, mg/kg;

$X_0$ -土壤水中污染物浓度,  $\text{mg}/\text{cm}^3$ ;

$G_s$ -土颗粒容重  $\text{g}/\text{cm}^3$ ; 根据土壤理化性质调查, 取 1.48;

$\theta$ -土壤含水率。

土壤预测结果如下:

表 5.2.6-4 注水管线泄漏石油类一维非饱和溶质运移估算结果

序号	天数 (d)	最大浓度 (mg/kg)	最大浓度对应深度 (cm)	最大运移深度 (cm)
1	30	3.26	0	-160
2	100	2.79	0	-180
3	1000	2.71	0	-320
4	3650	3.24	-250	-670

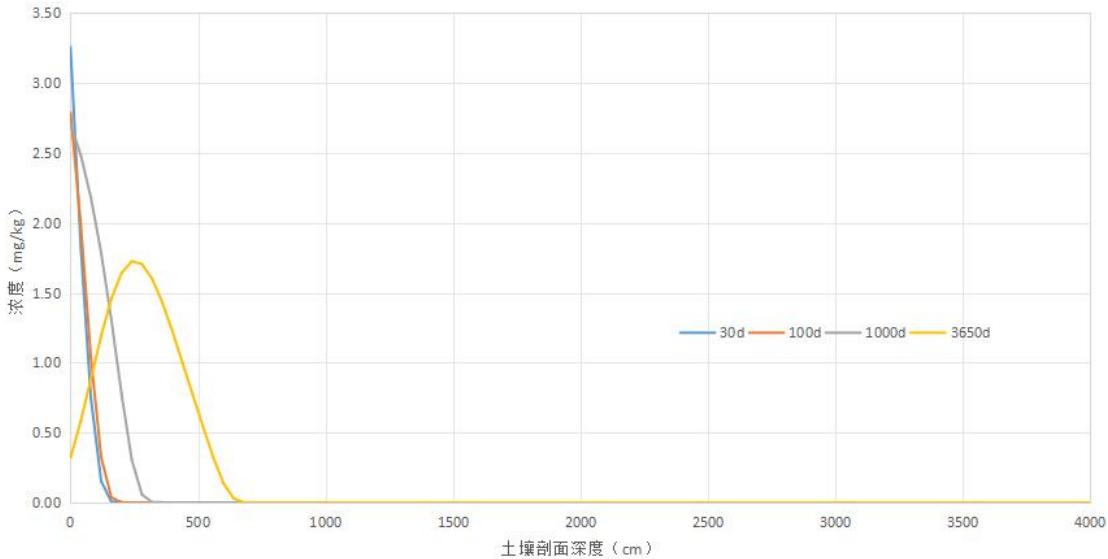


图 5.2.6-3 不同时刻土壤剖面中石油类浓度预测结果 mg/kg

- (1) 运移发生第 30d 时, 最大浓度为 3.26mg/kg, 污染物最大运移深度 0cm; 最大运移深度为 160cm, 对应浓度 0.01mg/kg;
- (2) 运移至 100d 时, 最大浓度 2.79mg/kg, 对应深度 0cm 处; 最大运移深度为 180cm, 对应浓度 0.01mg/kg;
- (3) 运移至 1000d, 最大浓度为 2.71mg/kg, 对应深度 0cm 处; 最大运移深度为 320cm, 对应浓度 0.01mg/kg;
- (4) 运移至 3650d, 最大浓度为 3.24mg/kg, 对应深度 250cm 处; 最大运移深度为 670cm, 对应浓度 0.01mg/kg。

由此可见, 随着时间的推移, 石油类逐渐向土壤垂向深度迁移, 但浓度逐渐降低。可以看出, 当注水管线泄漏后会导致周边的浅层土壤环境在一段时间内受到石油类的污染。随着运移时间的增加, 在土壤自身的净化作用以及迁移条件下, 土壤中的石油类对产生的影响会逐渐消失。

## (2) 站场原水罐泄漏预测结果及分析

利用所建立的包气带模型结构及参数对运营期站场原水罐泄漏对土壤环境的影响进行预测分析。

输出节点分别为 T1 (30d) 、 T2 (100d) 、 T3 (1000d) 、 T4 (3650d) , 预测结果见图 5.2.6-4~图 5.2.6-6。

### Profile Information: Water Content

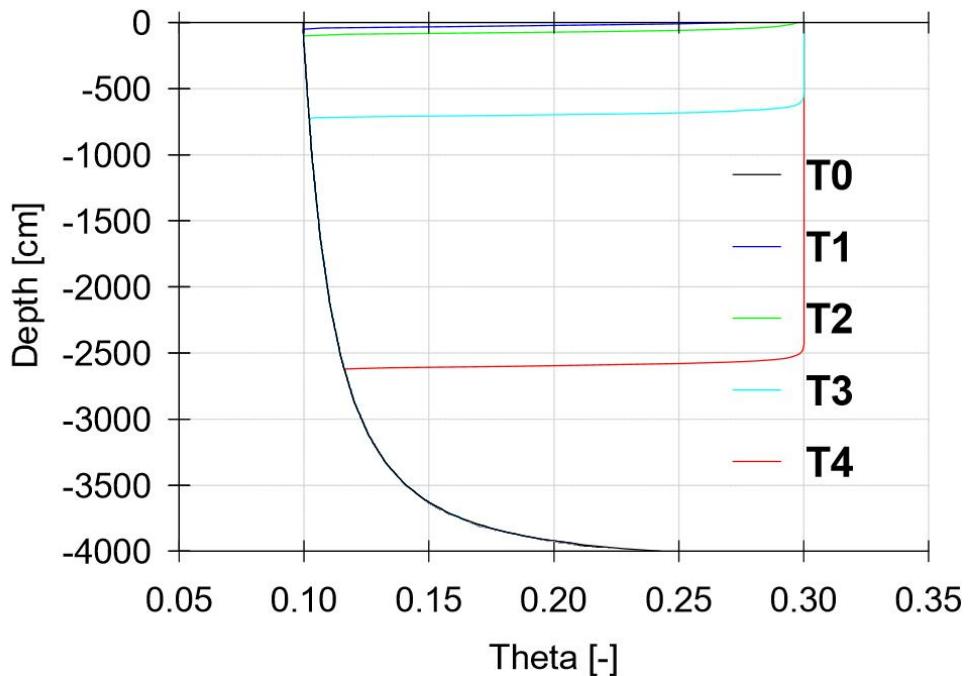


图 5.2.6-4 原水罐泄漏不同预测时刻含水率剖面变化图

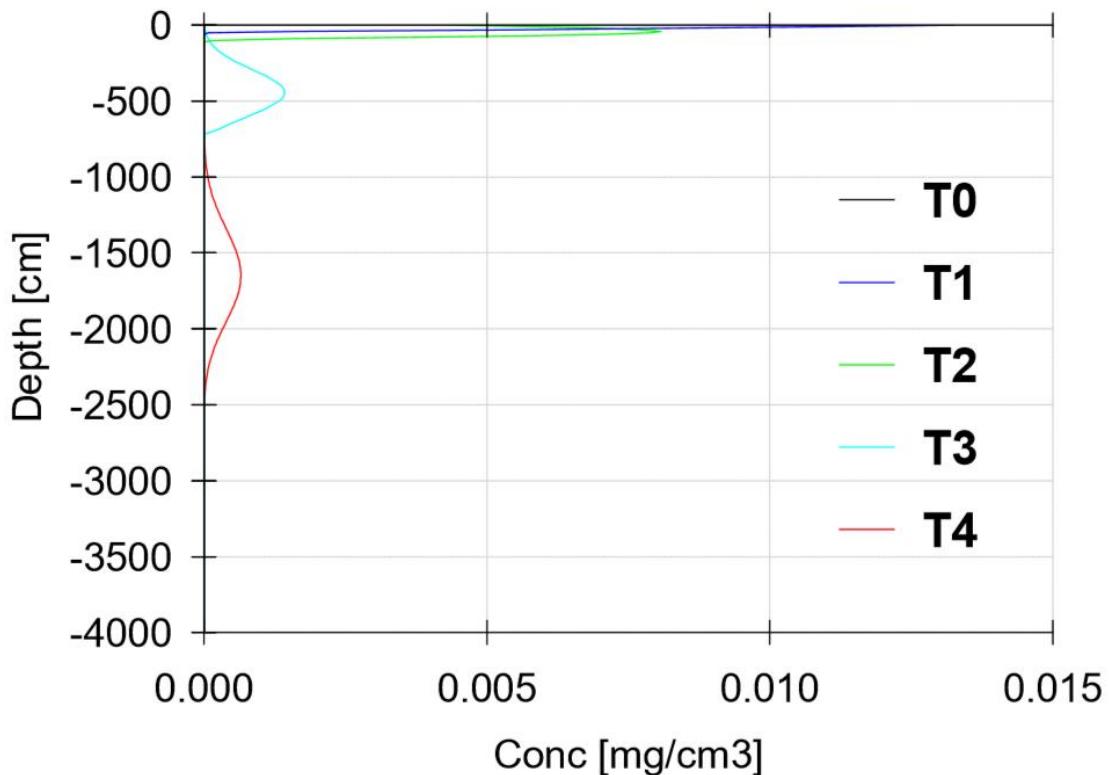


图 5.2.6-5 原水罐泄漏不同预测时刻石油类浓度随土壤深度变化图

土壤环境质量标准单位为 mg/kg，预测结果为非饱和带土壤水中浓度（单位为 mg/cm<sup>3</sup>），因此需要对计算结果进行转换，转换公式为：

$$X=X_0 \times \theta / Gs \times 1000$$

式中：

X-土壤中污染物浓度, mg/kg;

$X_0$ -土壤水中污染物浓度, mg/cm<sup>3</sup>;

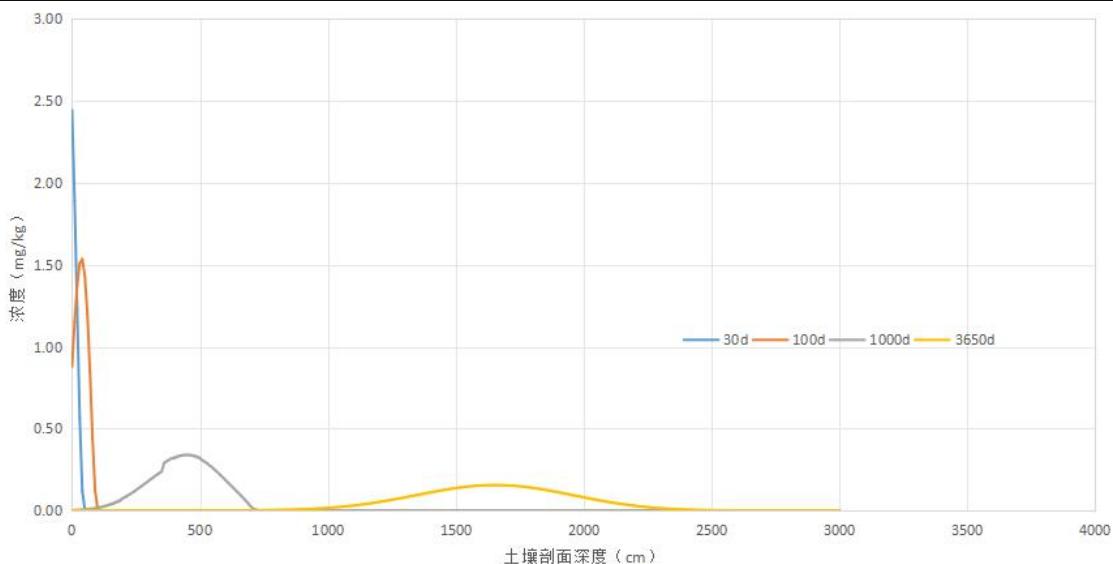
Gs-土颗粒容重 g/cm<sup>3</sup>; 根据土壤理化性质调查, 取 1.48;

$\theta$ -土壤含水率。

土壤预测结果如下：

**表 5.2.6-5 原水罐泄漏石油类一维非饱和溶质运移估算结果**

序号	天数 (d)	最大浓度 (mg/kg)	最大浓度对应深度 (cm)	最大运移深度 (cm)
1	30	2.44	0	-50
2	100	1.53	0	-100
3	1000	0.34	-450	-710
4	3650	0.16	-1680	-2340



**图 5.2.6-6 原水罐泄漏不同时刻土壤剖面中石油类浓度预测结果 mg/kg**

- (1) 运移发生第 30d 时, 最大浓度为 2.44mg/kg, 污染物最大运移深度 0cm; 最大运移深度为 50cm, 对应浓度 0.01mg/kg;
- (2) 运移至 100d 时, 最大浓度 1.53mg/kg, 对应深度 0cm 处; 最大运移深度为 100cm, 对应浓度 0.01mg/kg;
- (3) 运移至 1000d, 最大浓度为 0.34mg/kg, 对应深度 450cm 处; 最大运移深度为 710cm, 对应浓度 0.01mg/kg;
- (4) 运移至 3650d, 最大浓度为 0.16mg/kg, 对应深度 1680cm 处; 最大运移深度为 1340cm, 对应浓度 0.01mg/kg。

由此可见，随着时间的推移，石油类逐渐向土壤垂向深度迁移，但浓度逐渐降低。可以看出，当原水罐泄漏后会导致周边的浅层土壤环境在一段时间内受到石油类的污染。随着迁移时间的增加，在土壤自身的净化作用以及迁移条件下，土壤中的石油类对产生的影响会逐渐消失。

### 5.2.6.3 生态影响型土壤环境影响分析

本项目运行期生态影响型土壤环境影响主要涉及到的是由于区域浅层地下水水位埋深变动引起的土壤盐化。

#### 1、预测方法

本项目生态影响型土壤环境影响预测方法选择《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）附录 F 推荐的土壤盐化综合评分预测方法，预测模式如下：

$$S_a = \sum_{i=1}^n W_{xi} \times I_{xi}$$

式中：Sa—土壤盐化综合评分值；

n—影响因素指标数目；

I<sub>xi</sub>—影响因素 i 指标评分；

W<sub>xi</sub>—影响因素 i 指标权重。

土壤盐化影响因素赋值表见下表。

表 5.2.6-6 土壤盐化影响因素赋值表

影响因素	分值				权重
	0 分	2 分	4 分	6 分	
地下水埋深 (GWD) /(m)	GWD≥2.5	1.5≤GWD<2.5	1.0≤GWD<1.5	GWD<1.0	0.35
干燥度(蒸降比 值) (EPR)	EPR<1.2	1.2≤EPR<2.5	2.5≤EPR<6	EPR≥6	0.25
土壤本底含盐量 SSC/(g/kg)	SSC<1	1≤SSC<2	2≤SSC<4	SSC≥4	0.15
地下水溶解性总 固体(TDS)/(g/L)	TDS<1	1≤TDS<2	2≤TDS<5	TDS≥5	0.15
土壤质地	黏土	砂土	壤土	砂壤、粉 土、砂粉土	0.10

#### 2、预测结果

本项目土壤盐化影响因素各影响因素取值见下表 5.2.6-7 和表 5.2.6-8。

表 5.2.6-7 本项目土壤盐化影响因素分值表（大梁湾采油作业区）

影响因素	数值	分值	权重	备注
地下水埋深 (GWD) /(m)	GWD>2.5	0	0.35	根据监测数据, 地下水埋深大于 2.5m
干燥度 (蒸降比值) (EPR)	7.30	6	0.25	本大梁湾采油作业区干燥度为 7.30
土壤本底含盐量 SSC/ (g/kg)	1.2	2	0.15	根据监测数据, 大梁湾采油作业区土壤本底含盐量最大值为 1.2
地下水溶解性总固体 (TDS) /(g/L)	3.61	4	0.15	大梁湾采油作业区地下水溶解性总固体最大值为 3.61
土壤质地	壤土	4	0.1	本次理化性质调查

表 5.2.6-8 本项目土壤盐化影响因素分值表 (镰刀湾采油作业区)

影响因素	数值	分值	权重	备注
地下水埋深 (GWD) /(m)	GWD>2.5	0	0.35	根据监测数据, 地下水埋深大于 2.5m
干燥度 (蒸降比值) (EPR)	>6	4	0.25	镰刀湾采油作业区干燥度为 2.99
土壤本底含盐量 SSC/ (g/kg)	1.7	2	0.15	根据监测数据, 镰刀湾采油作业区土壤本底含盐量最大值为 1.7
地下水溶解性总固体 (TDS) /(g/L)	0.982	0	0.15	镰刀湾采油作业区地下水溶解性总固体最大值为 0.982
土壤质地	壤土	4	0.1	本次理化性质调查

表 5.2.6-9 土壤盐化预测结果表

土壤盐化综合评分值 (Sa)	Sa<1	1≤Sa<2	2≤Sa<3	3≤Sa<4.5	Sa≥4.5
土壤盐化综合评分预测结果	未盐化	轻度盐化	中度盐化	重度盐化	极重度盐化

经计算, 本项目大梁湾采油作业区的土壤盐化综合评分值 (Sa) 值为 2.8 分, 镰刀湾采油作业区的土壤盐化综合评分值 (Sa) 值为 1.7 分, 根据表 5.2.6-9, 本项目大梁湾采油作业区土壤盐化综合评分预测结果均为中度盐化, 镰刀湾采油作业区土壤盐化综合评分预测结果均为轻度盐化。只要在项目建设和使用过程中, 加强管理, 重视土壤现状保障和建设过程防控措施的实施, 项目对土壤环境的负面影响将很轻微。

#### 5.2.3.4 土壤环境影响评价自查表

5.2.6-10 项目土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影	影响类型	污染影响型□; 生态影响型□; 两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>	/

响 识 别	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>			/		
	占地规模	(12.853) hm <sup>2</sup>			/		
	敏感目标信息	敏感目标（耕地、牧草地等）、方位 (/) 、距离 (/)			/		
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他 ()			/		
	全部污染物	PH、石油烃			/		
	特征因子	PH、石油烃、含盐量			/		
	所属土壤环境影 响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> （站场）；II类 <input checked="" type="checkbox"/> （出油集油管线、注水管线）；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/> （）			/		
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>			/		
评价工作等级		一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>			/		
现 状 调 查 内 容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/>			/		
	理化特性	颜色、结构、质地、其他异物、砂砾含量、pH、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、总孔隙度、土壤容重			同附表		
	现状监测点位	表层样点数	占地范围内	占地范围外	深度	见监 测点 位布 置图	
		柱状样点数	10	8	0-0.2m		
	现状监测因子	柱状样点数	6	/	0-0.5m、0.5-1.5m、 1.5-3.0m		
		pH、建设用地基本因子 45 项、农用地基本因子 8 项、石油类、石 油烃 (C6-9) 、石油烃 (C10-40) 、土壤盐分含量				/	
	现 状 评 价	评价因子	H、建设用地基本因子 45 项、农用地基本因子 8 项、石油类、石 油烃 (C6-9) 、石油烃 (C10-40) 、土壤盐分含量			/	
		评价标准	GB 15618 <input checked="" type="checkbox"/> ；GB 36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表 D.1 <input type="checkbox"/> ；表 D.2 <input type="checkbox"/> ；其他 ()			/	
现状评价结论		建设用地的土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准（试行）》（GB36600）中第二类建设用地土壤污染 风险筛选值标准，项目占地范围内及周边的农用地满足《土壤环 境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618）中 农用地土壤污染风险筛选值标准			/		
					/		
影 响 预 测		预测因子	石油烃、含盐量			/	
		预测方法	附录 E <input checked="" type="checkbox"/> ；附录 F <input type="checkbox"/> ；其他 ()			/	
		预测分析内容	影响范围 () 影响程度（可控）			/	
			达标结论：a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/> ；c) <input type="checkbox"/> 不达标结论：a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/>			/	
	防 治 措 施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ；源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ；过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 ()				
		跟踪监测	监测点数		监测指标	监测频次	/
			4 个	深层样 (1.5~3.0m)	石油类、石油烃 (C10~C40)、汞、砷、 六价铬、镉、铅、铬、 铜、锌、镍	1 次/年（纳入区 域监测计划）	
				表层样： (0~0.5m)			
信息公开指标		公开监测结果					
评价结论		土壤环境影响可接受					
注 1：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。							
注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。							

## 5.2.7 运营期生态环境影响分析

### 5.2.7.1 对农业和基本农田的影响分析

根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（中华人民共和国主席令第30号），管道中心线两侧5m范围内不能再种植深根系植物，由于耕地和基本农田种植农作物均为浅根系植物，因此管道运行期对耕地和基本农田影响不大。但根据对土壤进行熟化培肥恢复生产力的经验，受破坏耕地和基本农田生产力的恢复期一般为2年，第3年完全恢复产量。因此在管道施工完成后的一定时期内，耕地和基本农田产量会有一定的损失，但损失量较小。在建设单位补偿了因临时占地对农田产量的直接、间接损失后，管道运行期对当地农业和基本农田的影响极小。

### 5.2.7.2 对植被影响分析

运行期正常情况下，管线所经地区处于正常状态，地表植被生长逐渐恢复正常。根据对长庆实业集团有限公司管线的类比调查，长庆实业集团有限公司现有管线已运行10余年，在地下铺设集油管线的区域，地表自然生态环境、农业生态环境均未发现不良现象，地表植被、农作物生长与未铺设管线区域无明显区别。这证明了管线输送对生态环境影响最轻，影响范围最小，是一种清洁的运输方式。

同时，油田管道集输采用热输方式，所以集输管线的保温措施和敷设质量直接关系到管线运行期对地表植物、植被和林地的影响。如果管线的保温措施和埋设深度不能满足设计要求，管线的热辐射将对地表植物、植被和林地产生影响，进而影响农作物的生长、发育及产量。评价认为按照设计要求敷设，管道工程对地表植物、植被和林地的影响小。

因此，管线在正常运送过程中，对地表植物、植被和林地无不良影响。

### 5.2.7.3 对动物的影响分析

管线建设完成后，全部埋在地下，地表覆土后，施工期造成的走廊带将在较短的1~2年内恢复为农田或被先锋植物抢占，形成灌草丛。管线营运期不会影响或改变动物生存、繁衍的生态环境。由于管线采取埋设的方式，项目实施过程及运行期，在对临时占地开展有效的植被恢复措施后，不会侵占动物的栖息地和改变动物栖息地的环境，不存在阻隔种质交流；也不影响各类动物的活动、迁徙等。

#### 5.2.7.4 对景观的影响分析

根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的有关规定，在管道中心线两侧5m范围内不得种植深根型植物。因此，施工结束后管道中心线两侧5m的范围内不能恢复林地植被，这在小尺度上加剧了林地林景观破碎化。无法恢复成原有林地植被的施工作业带，在当地湿润、多雨的气候条件及在人工辅助恢复措施下，会逐渐演替成草本或灌丛植被，形成林地景观中灌丛或草丛植被廊道。有别于道路、河流、水渠等廊道，林中灌丛或草丛廊道不仅不会产生阻隔效应，而且具有生境功能，属于自然斑块。自然斑块性有利于生境多样性，也是生物多样性的重要决定因素之一。

可以看出，不能恢复成原有林地植被施工作业带，虽然在小尺度上加剧了林地景观破碎化，但最终演替成灌丛或草丛廊道不但不具有阻隔效应，反而会增加生境多样性，在一定程度会增加物种多样性。因此，项目对林地尽管会有不利影响，但是这种不利影响会逐渐减弱，直至消失，甚至转为有利影响。

#### 5.2.7.5 小结

根据前述分析，项目运行过程中不产生废气、废水，固体废弃物均得到有效处置，对生态环境造成影响很轻微。临时占地在项目运行过程中将得到进一步恢复，因此运行期对生态环境的影响较小。

为保护管道安全，工程施工结束后管道中心线两侧 5m 范围内不能恢复成森林植被，该范围内的水土保持等生态功能将会受到一定影响。不能恢复成森林植被的施工作业带，在自然恢复及人工恢复措施下，会逐渐演替成草本或灌丛植被。总的来说，受工程影响的森林植被在当地均属一般常见种，其生长范围广，工程的实施不会对区域生态环境造成较大影响，影响可接受。

### 5.2.7.6 生态影响评价自查表

项目生态影响评价自查表见下表。

表 5.2.7-1 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目	
生态影响识别	生态保护目标	重要物种口；国家公园口；自然保护区口；自然公园口；世界自然遗产口；生态保护红线口；重要生境口；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域口；其他口	
	影响方式	工程占用口；施工活动干扰口；改变环境条件口；其他口	
	评价因子	物种口（分布范围、种群数量、种群结构、行为等）	
		生境口（生境面积、质量、连通性等）	
		生物群落口（物种组成、群落结构等）	
		生态系统口（植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能）	
		生物多样性口（物种丰富度、均匀度、优势度等）	
		生态敏感区口（）	
		自然景观口（景观多样性、完整性）	
		自然遗迹口（）	
		其他口（）	
评价等级		一级口二级口三级口生态影响简单分析口	
评价范围		陆域面积：(8.867) km <sup>2</sup> ；水域面积：(0) km <sup>2</sup>	
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集口；遥感调查口；调查样方、样线口；调查点位、断面口；专家和公众咨询法口；其他口	
	调查时间	春季口；夏季口；秋季口；冬季口丰水期口；枯水期口；平水期口	
	所在区域的生态问题	水土流失口；沙漠化口；石漠化口；盐渍化口；生物入侵口；污染危害口其他口	
	评价内容	植被/植物群落口；土地利用口；生态系统口；生物多样性口；重要物种口；生态敏感区口；其他口	
生态影响预测与评价	评价方法	定性口；定性和定量口	
	评价内容	植被/植物群落口；土地利用口；生态系统口；生物多样性口；重要物种口；生态敏感区口；生物入侵风险口；土壤沙化口	
生态保护对策措施	对策措施	避让口；减缓口；生态修复口；生态补偿口；科研口；其他口	
	生态监测计划	全生命周期口；长期跟踪口；常规口；无口	
	环境管理	环境监理口；环境影响后评价口；其他口	
评价结论	生态影响	可行口；不可行口	

注：“口”为勾选项，可√；“、（）”为内容填写项。

## 6 环境保护措施及可行性分析

### 6.1 施工期污染防治措施及可行性分析

#### 6.1.1 施工期废气污染防治措施

##### 1、施工扬尘防治措施

施工期对大气环境的影响主要是施工期扬尘，结合项目区周边情况分析，项目施工期应充分考虑到施工扬尘对周围环境的影响，进一步加强扬尘污染控制，施工单位应采取如下防治措施：

- ①管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；
- ②敷设过程中，严格按照施工作业带宽度控制施工范围，避免因施工开挖加剧评价区水土流失；
- ③合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化起尘；
- ④开挖过程中，弃土放置于背风一侧，尽量平摊。由开挖管沟往地面送土时，施工人员应该低抛；如果有风时，为防止沙土受风移动，应人为在上风向设置沙障
- ⑤水泥、石灰、临时堆土等易起扬尘的物料在堆放过程中进行篷布覆盖；
- ⑥施工完成后，及时回填管沟，并对管线作业带进行植被恢复，确保绿化面积和植被成活率。
- ⑦施工场地配备洒水车，定期洒水抑尘，使作业场地保持一定的湿度，减小起尘量。
- ⑧开挖土方回填后，立即开展植被恢复和农作耕种工作，并及时浇水，一方面抚育植被恢复，另一方面抑制松散土壤产生扬尘。

##### 2、道路运输扬尘防治措施

- ①对施工过程中使用频繁或运输负荷较大的道路路面进行硬化处理，以减少路面扬尘；
- ②运输建筑材料和设备的车辆严禁超载，运输沙土、水泥、土方等易起扬尘物料的车辆必须采取加盖篷布、密闭运输等防尘措施，防止物料沿途抛撒导致二次扬尘。
- ③运输车辆在通过路况较差或居民区集中的路段时，应减速慢行，避免扬尘

污染等，必要时进行洒水降尘。

### 3、车辆尾气及施工机械尾气污染防治措施

加强对施工机械和运输车辆的保养及维护，保证发动机正常运行，使汽车燃料充分燃烧。施工机械使用清洁环保型柴油，施工过程中使用的非道路移动机械必须是经有资质的第三方检验机构对烟气进行检测并符合《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、第四阶段）》（GB20891-2014）中第四阶段要求，并按照定边县环保相关要求申请编码登记挂牌的非道路移动机械。

### 4、焊接烟尘、防腐废气污染防治措施

评价要求管道焊接尽量避开人群居住区，防治对周边居民的影响。同时管线在布置时已考虑避开居民等环境敏感点，周围地域开阔，经大气扩散后对环境及周围敏感点影响较小。

## 6.1.2 施工期废水污染防治措施

### 1、施工废水

施工生产废水包括砂石冲洗水、砼养护水、场地冲洗水以及输送车辆冲洗废水等，这部分废水主要污染物为 SS，基本没有其它污染物，施工废水产生地点较分散，产生量较小，主要污染物为 SS，设置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水不外排。

### 2、管道试压废水

本项目采取分段试压的方式，试压水循环使用，一处用完后由罐车运至下一处需充水试压处。根据项目管线长度及直径，本项目试压废水产生量约  $13.16\text{m}^3$  试压废水主要污染物为 SS，试压结束后拉运至附近采出水处理站处理后用于油田回注，不外排。

### 3、施工生活污水

由于施工较为分散，生活污水难以集中收集处理。管线施工人员可依托沿线井场旱厕，生活废水不外排。

### 4、废旧管道清管废水

本项目现有管道报废，管道扫线后对旧管线热洗（ $60\sim80^\circ\text{C}$ ）2 次，将产生清管废水。根据工程分析，项目清管废水产生量约为  $68.11\text{m}^3$ ，全部经管道进入

下游站场储罐，进入原油集输系统，与含水原油一同进行脱水净化处理，废水依托采出水处理站处理后回注油层，不外排。

### 6.1.3 施工期噪声控制措施

为了减轻施工噪声影响，评价提出以下要求：

- (1) 合理安排施工作业时间，严禁在夜间（22: 00~06: 00）进行高噪声施工作业，避免噪声扰民；
- (2) 尽量选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，降低设备声级；同时做好施工设备及运输车辆的维护保养，有效降低机械设备运转及车辆行驶的噪声源强；
- (3) 各种管材轻拿轻放，减少撞击性噪声；
- (4) 合理安排强噪声施工机械的工作频次，合理调配车辆来往行车密度，尽量避开附近居民休息时间；
- (5) 做好劳动保护工作，为强噪声源周围的施工机械操作人员配备耳塞或耳罩等劳动防护用品；
- (6) 合理选择运输车辆线路，尽量避开集中居民区，途径村庄时限速禁止鸣笛，减少噪声扰民影响；
- (7) 施工场地周边存在居民点时，应提前告知周边村民并张贴扰民歉意书，并在临近村民一侧设置围挡，高噪声设备的布设远离居民侧，夜间禁止施工，运输车辆限速禁鸣等。

在采取以上措施后，施工期噪声对环境影响较小，可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，随着施工结束，影响消失，噪声控制措施可行。

### 6.1.4 施工期固体废物污染防治措施

本项目施工期固体废物主要包括施工弃土、施工废料、废防渗布、施工人员生活垃圾、拆除管线等。

#### (1) 施工弃土

项目管线施工开挖土方全部用于管沟回填和平整施工作业带，回填土需填至超过自然地面约0.3m，可全部利用，不会产生废弃土方。

#### (2) 施工废料

本工程管道运至施工现场前，已进行了相应的防腐处理。因此，施工废料主要包括废包装材料、废焊条以及施工过程中产生的废金属、焊渣等。施工废料回收综合利用。

#### （3）废防渗布

旧管线无害化处置过程中需铺设防渗布，施工结束后，防渗布上可能沾染油污，属于危废，产生量约 0.3t，施工结束后暂存至就近的危废贮存库，最终交有资质单位处置。

#### （4）生活垃圾

根据工程分析，本项目施工期生活垃圾产生量为 15kg/d。生活垃圾依托沿线站场垃圾桶收集后，送当地生活垃圾收集点处理。

#### （5）拆除管线

根据设计资料，本项目共拆除地上裸露的管线 300m，拆除前应对管线进行热洗、吹扫等，采用机械方式进行切割，切割下来的旧管线暂存于作业区废料库，最终由长庆实业集团有限公司财务资产部及生产保障部登记按照国有资产处置流程统一处置。

### 6.1.5 施工期土壤污染防治措施

本项目施工期管沟开挖，扰动土壤，造成土壤结构和肥力改变。项目管线工程为临时占地，施工期较短，施工结束后及时平整土地、播撒草籽，对土壤环境的总体影响较轻。

本项目共拆除地上裸露管线 300m，就地弃置管段经过清管后进行钢制盲板分段封堵处置。本次评价要求建设单位将相关拆除、封堵管线资料报县级自然资源、生态环境行政主管部门备案，自备案之日起六个月内进行拆除封堵，采取相应的土壤污染防治措施，并实施生态修复，对土壤环境的总体影响较轻。

### 6.1.6 施工期生态保护与恢复措施

#### 6.1.6.1 占地和土地利用影响及保护措施

工程主要为临时占地，包括管线施工作业带（6m）临时占地，占地面积 12.8533hm<sup>2</sup>。

管线施工过程中主要控制施工作业影响范围，控制管线施工作业面宽度，严格控制临时用地范围。

施工车辆、机械及施工人员均在划定范围内进行施工活动，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。

项目在施工过程中对临时占地带来一定影响，建设单位应与管线所经当地相关部门交付补偿款项，主要针对农作物的影响补偿，临时占地作业带内附着物的补偿费用以及征地协调费等。

#### 6.1.6.2 管线施工对土壤影响及保护措施

管道施工是在预设管线两侧3m范围内进行平整、开发、堆放、放管、回填、碾压平整的过程。

工程应采取以下保护措施来减小管线施工对土壤的影响：

①对管道施工过程中无法避让必须占用的土地，应将管线堆放及管线施工作业区集中于开挖区一侧，尽量减少临时占地。

②管线施工时尽量利用已有路面，沿已有车辙行驶，未随意开设便道，尽量避免农田的占用。

③项目施工时尽量避免在雨季施工，同时为防止开挖土堵塞汇水路径，造成冲刷流失或泥石流灾害。

④挖掘时将剥离表土集中堆放于开挖区另一侧，并应将0~40cm表层土、底层土分开堆放，回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复。

⑤施工过程中严格控制焊接、防腐工序中的废焊条等废弃物收集，施工完成后统一收集外售综合利用。

#### 6.1.6.3 植被影响及恢复措施

管道施工对自然植被的影响主要表现为对植物的直接破坏和多样性的影响。施工过程中，管沟范围内的植物被铲除同时还会伤及近旁植物的根系，施工带其他部位的植被由于土石堆放、人员踩踏、机械碾压等会造成地上部分被破坏，根系仍保留；管道施工期间一次性的干扰和破坏将影响植物的生长和植被的物种多样性。

具体情况见表6.1.6-1。

表 6.1.6-1 施工期项目对植被影响及解决措施

作业	影响原因	解决措施
人工开挖	直接破坏开挖带	分段施工，每段施工完成后及时就地回填土方，进行植被恢复
机械作业	碾压管沟两侧的植被	

下管作业		
回填土	违规回填土，将造成表层土壤严重损失	回填时先填管底，再填两侧，人工填至管顶0.5m处后机械回填

#### 6.1.6.4 动物影响及保护措施

施工时，机械和人员的活动一定程度上影响了动物的栖息。土壤开挖及管线敷设形成了一个暂时的隔离带，影响了区域动物之间的流动。施工期结束后，影响逐渐消失。

#### 6.1.6.5 基本农田及农作物的生产影响与恢复措施

管道施工时临时占用基本农田，同时由于管道施工分段进行，会耽误一季农作物的种植。

项目为减少沿线基本农田的破坏，优化路线，将农田占用量降至最低；项目临时占用基本农田，正在办理相关临时用地手续；对可能破坏的农作物，应与当地政府签订补偿协议及复垦合约。

(1) 在穿越基本农田区域尽可能采取人工开挖，减少施工作业带范围；项目管道运输依托油区现有道路，不设施工便道，堆管场设置在周边井场和站场，避免放置在农田区域。

(2) 施工时间应尽量避开农作物生长季节，并提高施工效率，缩短施工时间，以保证耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失。

(3) 施工过程注意保护农田土壤，对农业熟化土壤采用分层开挖，分别堆放，分层复原的方法，降低因施工生土上翻、耕作层养分损失所造成农作物减产的影响；管沟工程施工前应先行剥离场地内耕地表土，要求耕地表土（30cm以上）单独存放。

(4) 施工后期及时进行地表恢复。施工完毕后，作好现场清理、恢复工作，包括田埂、农田水利设施等，恢复后的土地尽快交由当地农民进行复垦。

(5) 对于施工破坏的农田防护林，由于管线两侧5m范围内禁止种植深根植物，因此需改种浅根植物，也可种植农作物。管线两侧5m以外可恢复农田防护林。

(6) 管线破坏的灌溉渠道填方段或田坎，为保护坡面，防止风蚀，均应按植物护坡技术要求种植，种植可根据当地立地条件选择多种草种进行混播。

### 6.1.6.6 土地沙化影响及防治措施

按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年10月26日修订）及《陕西省生态环境厅关于加强光伏风电等沙区开发建设项目环评管理的通知》（陕环环评函[2022]24号）有关规定，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

根据本项目土地利用现状解译结果以及多规合一检测结果，项目占地范围内不涉及沙化土地封禁保护区及沙地，鉴于定边县已列入防沙治沙范围，评价区土壤侵蚀以中度侵蚀区为主，生态环境脆弱。

本项目拟针对土地沙化采取以下防治措施：

(1) 加强防沙治沙法律法规的宣传，施工过程中不随意乱砍滥伐沿线的植物资源，对沙化区域无法规避的冲沟区域，进行水工保护，如在陡坎、陡坡、冲沟边处应加设堡坎、护坡或挡土墙，穿越陡坡敷设的管道设置稳管式截水墙，在冲刷较大的冲沟底设置浆砌石过水面和防冲墙等，通过以上工程措施减少土壤风蚀沙化；在施工作业带两端树立保护植被的警示牌，提醒运输车辆和重型机械等不得离开道路随意行驶，以防破坏土壤和植被，引发土地沙化及水土流失。

(2) 项目采用分段施工，每段施工完成后及时回填土方并通过种植灌木或播撒草种等措施，增加植被覆盖度，达到固定沙丘的目的。建议建设单位在施工完成后种植当地固沙能力强的植物品种，并在种植后在沙化区域设围栏设施，防止牲畜采食、践踏。在植物品种的选择上，建议选择耐贫瘠、抗风沙、生长快、固氮能力强的植物，如沙柳、沙蒿、沙棘、柠条等。

(3) 管线工程对植被的影响呈线状分布，施工完成后经水工保护、植树种草等措施，该工程对该区域沙化的影响在2~3年内可得到恢复，要达到较好的恢复程度，需要3~5年时间。

为了防止沙化面积扩大，项目施工期尽可能控制施工作业范围，控制临时占地面积，施工结束后，及时对临时占地进行植被恢复，并采取相应的水土保持措施，将有效降低项目工程引起的水土流失，减少土地沙化。

项目运行期间对项目地植被恢复选择当地易生长的植物种类，植苗后当年或第二年，对成活率低于85%的或是具有成块死亡的，成活率不合格的草地，或个别地段有成块死亡的应及时补播。定期进行除草、浇水、施肥、除虫等管护，并

配合进行一年的抚育管理。

建设单位拟投资70万元用于管道临时占地的恢复，改善当地生态环境，较好的控制和减少了施工过程中工程建设中的水土流失。

#### 6.1.6.7 水土流失影响及防治措施

由于本项目管线施工中大量的土体被剥离、扰动，从而使原地表土壤、植被遭到破坏，增加了裸露面积，表土的抗蚀能力减弱，在暴雨及地表径流作用下会产生严重的水土流失。

项目针对水土流失采取以下防治措施：

##### （1）分区防治

水土流失防治措施体系主要由工程措施、植物措施2部分组成，水土流失防治的重点为开挖的边坡。工程措施包括管道作业带和施工场地土地平整，穿越山地和冲沟时的浆砌石护坡、素土挡墙、排水沟等。临时措施包括临时覆盖临时拦挡和临时排水沟等。植物措施包括在施工结束后播撒应急植物、还耕复种等。

本工程为线性工程，且管线到道路进行敷设，施工工程中应在道路两侧布置排水工程，使施工过程中出现的水土流失排水渠拦蓄；施工中对陡坡段采取临时拦挡以及排水措施，保护坡脚稳定，防止地表被降雨径流冲刷；同时在施工结束后进行土地平整、撒播草籽、耕地复耕等恢复措施，使当地生态系统得以恢复，通过以上措施达到保护地表，改善生态环境，防止水土流失的目的。

##### （2）合理安排施工进度

管道工程水土流失主要发生于雨季施工建设阶段，因此管道工程的建设施工期应尽量避开雨季，分段施工，缩短工期。当无法避开时，应注意做好水土保持防护措施，针对不同的施工工艺施工阶段，结合项目区水文气象条件，采用分期分阶段的水土保持综合防治措施，避免水土流失现象的发生。

#### 6.1.6.8 其他生态保护措施

（1）加强对施工人员生态环境保护意识的教育，严禁对野生动物滥捕滥杀，同时严禁对周围林、灌木进行滥砍滥伐、破坏野生动物的栖息环境。

（2）为弥补因工程建设引起的植被占用和破坏导致的生态损失，评价提出要对评价区林地、草地等非农业用地进行植被恢复，生态恢复措施要在紧邻施工完成的生长季节进行。

(3) 为减少工程建设扰动原地表面积,建议施工单位施工时,在满足工程建设设计指标的前提下,要严格控制作业范围,管线施工作业范围控制在管线两侧3m范围内。

(4) 生态恢复应选择当地常见的植物,灌木可选沙柳、杠柳、酸枣、小叶锦鸡儿、丁香、柠条等;草本植物可选紫花苜蓿、长芒草、隐子草、白羊草、胡枝子、宿根早熟禾大针茅等。

#### 6.1.6.9 生态恢复措施及实施计划

根据工程生态保护恢复措施,项目生态恢复措施及实施计划见下表。

表 6.1.6-2 生态恢复措施及实施计划表

占地类型	恢复措施	恢复物种	恢复面积	恢复时限	恢复目标	费用(万元)
草地	按照原来的植被类型开展恢复,人工撒播草籽促进恢复,草籽主要选择长芒草、铁杆蒿、狗尾草等	蒿草、长芒草为主	4.0209 hm <sup>2</sup>	2-3年	恢复后三年内覆盖度不低于60%,要与区域植被景观融合,无明显差异。	16
耕地	植被恢复	农作物	4.6617 hm <sup>2</sup>	1-2年	及时开展土地复垦并验收,完成补偿。	50
道路等其他区域	开展地面平整工作,将区域内土石方就地平整	/	/	1-2年	恢复为原有地貌类型	4

评价根据生态恢复工程量,初步估算生态保护、恢复费用约70万元。评价要求建设单位落实生态保护、恢复与补偿费用,建议当地政府部门根据项目区实际情况制定生态补偿费用指标向建设单位收取费用,并统一安排生态恢复工作。

建设单位应设置专门的生态环境保护组织机构,负责管线影响区域的生态保护与恢复工作的监督落实工作,从组织机构及资金保障两方面确保生态保护措施的落实和资金的投入。

本项目占地类型主要涉及草地、耕地等,总体生态保护与恢复措施平面布置示意图见下图。

综上所述，通过采取以上措施，可将项目在施工期对生态环境的影响降低到最低程度，措施可行。

#### 6.1.6.10 生态恢复目标

项目生态恢复的目标不低于现状水平，同时参考《开发建设项目水土流失防治标准》（GB50434-2008）和水土保持等有关要求，扰动土地治理率需达到95%以上，水土流失治理程度需达到92%以上，林草植被恢复率需达到94%，林草覆盖度需达到22%以上，详见下表。

表 6.1.6-3 生态恢复目标

恢复目标	标准规定	按降水量修正	按土壤侵蚀强度修正	按地形修正	采用标准
扰动土地治理率（%）	95	0	0	0	95
水土流失治理程度（%）	95	-3	0	0	92
林草植被恢复率（%）	97	-3	0	0	94
林草覆盖度（%）	25	-3	0	0	22

根据背景相似原则对生态环境进行生态恢复。

## 6.2 运行期环境保护措施及可行性分析

### 6.2.1 运行期废气污染防治措施

项目管线采用密闭输送方式，主要输送介质为含水原油，管线在正常运行状况下不产生大气污染物，对环境空气基本没有影响。梁一转、梁二转、梁2增、梁7增、罐75脱、罐85脱、罐93脱、罐4危废贮存库、大16-2危废贮存库、罐35-1危废贮存库、罐80危废贮存库等11座站场站内改造时生产装置采取密闭措施，加强管理，减少无组织逸散，对环境空气影响很小。

### 6.2.2 运行期水污染防治措施

根据工程分析，项目建成后不新增劳动定员，不新增生活污水。罐93脱、罐85脱水站采出水经处理后，可达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）回注水质指标V级标准要求，不外排。

本项目管线未穿跨越河流和冲沟。项目正常运行过程中，不会对地表水体造成影响。本次环评对现有腐蚀管线进行更换，可更有效杜绝管线泄漏；环评要求项目增加穿跨越段管道壁厚，提高防护等级；在跨越工程下游加大巡线频率，定期检查管道安全保护系统和测量管线内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段及时更换，

对管线泄漏事故及时发现、及时处理。

综上所述，在采取上述环保措施后，非正常情况下管线泄漏对地表水的影响是可控的，因此，项目对地表水环境影响很小，不会改变区内地表水环境功能现状。

### 6.2.3 运行期噪声控制措施

项目运行期主要噪声源为泵类等设备。噪声控制措施主要包括：

- (1) 泵类等设备选型尽可能选择低噪声设备，并采取基础减振措施，置于厂房内，进行厂房隔声、吸声处理；
- (2) 改造站场合理安排设备布局，针对站场周边居民点分布情况调整设备布局，使主要噪声源尽量远离居民分布一侧。

### 6.2.4 运行期固体废物储存和处置措施

本项目运行期新增固废污染物主要为清管废渣、含油污泥、废滤料和采出水处理系统浮油、浮渣、污泥。

根据工程分析，清管废渣产生量为 0.14t/a，含油污泥产生量为 6.64t/a，浮油、浮渣、污泥产生量为 13.2t/a，废滤料产生量为 4t/2a，均为危险废物，暂存于危废贮存库（大 16-2 危废贮存库、简 4 危废贮存库、罐 80 危废贮存库、罐 35-1 危废贮存库），定期由有资质单位处置，不外排。项目产生的危废量较小，现有危废贮存库完全可以收纳本项目产生的危废。

本次评价要求建设单位建立项目产生的危废送就近的现有危废贮存库，危废的产生和储存建立台账，委托第三方有危废处置资质的单位进行转运处置。危险废物转移过程应按严格《危险废物转移联单管理办法》执行，报批危险废物转移计划。危险废物的拉运采用专用车辆，加装 GPS 定位系统。合理规划原料运输路线，禁止经过水源保护区、自然保护区等敏感目标。运输人员应进行专项的业务培训（包括事故应急处理措施），转运过程中应设专人看护，运输车辆采用厢式货车；运输车辆的车厢、底板必须平坦完好，周围栏板必须牢固，防止在运输过程中渗漏、溢出、扬散。

## 6.2.5 运行期地下水污染防治措施

本次评价依据《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定地下水环境保护措施。

在项目运行期，对地下水环境及环境保护目标，可能会产生影响的工程活动主要有：站场、管线的污废水泄漏、排放等。针对这些影响，从地下水环境保护角度，建设项目设计了多方面的环境保护措施。

### 1、源头控制

- ①管线采用密闭输送方式，采用无缝钢管和柔性复合高压输送管；
- ②管道在投入使用前采取试压和探伤检测管道的密闭性；
- ③安装自动控制装置，时刻检测管线的压力变化情况，一旦检测管线发生破损，应立即采取措施防止泄漏；建立巡检制度，定期对管线壁厚进行测量，一旦发现异常，及时更换管道，杜绝管道污染物泄漏事件的发生，防止对土壤及浅层地下水的造成污染。
- ④定期测量管线的内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段，及时更换，避免发生管线泄漏事故；
- ⑤油田采出水经采出水处理设施处理后达到标准后全部回注区块开发油层。严禁以渗坑储存等形式处置含油污水。
- ⑥优化水资源配置，节约和保护水资源，提高水资源利用效率和效益，制定节水方案，采出水回注率要求达到100%，使有限的水资源得到合理利用。
- ⑦遇到管线破裂发生原油或者采出水泄漏的情况，则就近利用长庆实业环保应急库物资，设置临时拦截设施，及时拦截泄漏物料，减少影响范围并评估对地下水环境及水源地和居民供水井的影响程度。

### 2、分区防渗措施

本项目管线均采取了防腐和密闭性检测措施，不需要采取防渗措施。站场工程改造均为设备的安装与更换，现有站场均已按照原产建环评要求进行了分区防渗，本次改造区域分区防渗措施见下表。

表 6.2.5-1 各站场改造区域地下水污染防治分区表

防渗分区	天然包气带防	污染控制难易	位置	污染物类型	防渗技术要求
------	--------	--------	----	-------	--------

污性能	程度					
重点防渗区	弱	易	简4、大16-2、罐35-1、罐80	危废贮存库	石油类	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)和《石油化工工程防渗技术规范》(GBT50934-2013)防渗要求。
一般防渗区	弱	易	梁一转	总机关、收球筒、三相分离器	石油类	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ , $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ; 或执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)
一般防渗区	弱	易	梁2增	油气混输装置	石油类	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ , $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ; 或执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)
一般防渗区	弱	易	梁7增	缓冲罐、结垢器	石油类	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ , $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ; 或执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)
一般防渗区	弱	易	罐75脱	卸油台、卸油箱、转油泵	石油类	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ , $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ; 或执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)
一般防渗区	弱	易	罐85脱	采出水处理系统	石油类	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ , $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ; 或执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)
一般防渗区	弱	易	罐93脱	采出水处理系统	石油类	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ , $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ; 或执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)
简单防渗区	弱	易	梁二转	清水注水泵房	其他类型	一般地面硬化

### 3、跟踪监测

#### (1) 大梁湾采油作业区

根据《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南(试行)》(HJ1209-2021)和《重点行业企业用地调查疑似污染地块布点技术规定(试行)》，地下水采样并以调查潜水层为主。根据《长庆实业集团有限公司大梁湾作业区地下水监测井建设总结报告》(2023年6月)的说明，大梁湾采油作业区位于黄土梁峁区，区

域第四系黄土层基本为透水不含水，故无统一的潜水分布，仅在沟谷地带存在部分潜水区，以泉水形式出露，因此大梁湾采油作业区无法设置潜水跟踪监测点。

根据调查，目前大梁湾采油作业区并未设置地下水跟踪监测井，本次评价大梁湾采油作业区亦不设置地下水跟踪监测井。

## （2）镰刀湾采油作业区

本次评价调查收集了镰刀湾采油作业区现有的地下水跟踪监测井，重点利用现有经开展地下水跟踪监测。根据前期调查，本项目跟踪监测主要利用区域现有跟踪监测井4口，同时新增3口区域站场水源井作为跟踪监测井。具体见表6.2.5-2 和图6.2.5-1。

### ①监测因子

根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022），地下水跟踪监测因子为：石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞、砷、六价铬。

### ②监测频率

依据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）和《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020），并考虑本项目的情况，每半年监测一次。

### ③分析方法

本项目跟踪监测因子分析方法依据《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）“8.2分析方法”执行。

表 6.2.5-2 跟踪监测计划一览表

序号	1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#
名称	镰 69 水源井	镰 65 水源井	镰 33 水源井	镰刀湾村水源井	镰 75 脱水源井	镰 85 脱水源井	镰 93 脱水源井
坐标	g109°01'33.9114", 37°13'32.4013"	g109°02'09.6657", 37°13'56.6704"	g108°55'57.7833", 37°12'53.0013"	g108°59'25.4642",3 7°12'08.5836"	g109°01'37.4183",3 7°12'57.5820"	g108°59'58.3876",3 7°13'09.2483"	g108°56'23.1786", 37°12'49.3442"
功能	污染扩散监测井						
监测井类型	区域现有地下水跟踪监测系统				新增站场监测井		
井深	220m	300m	284m	50m	200m	280m	260m
水位埋深	170m	250m	260m	30m	160m	200m	180m
监测层位	白垩系洛河组裂隙潜水含水层	白垩系洛河组裂隙潜水含水层	白垩系洛河组裂隙潜水含水层	第四系风积黄土孔隙潜水含水层	白垩系洛河组裂隙潜水含水层	白垩系洛河组裂隙潜水含水层	白垩系洛河组裂隙潜水含水层
监测频率	每半年监测一次						
监测因子	石油类、石油烃 (C <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> )、石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )、汞、砷、六价铬						
备注	发现泄漏采取截断措施后应加强监测频率，10 天一次						

#### 4、应急响应

为了应对事故状况下管线破裂可能会发生污染地下水的事故，应该制定地下水污染应急响应预案，明确污染状况下应采取的控制污染源、切断污染途径等措施，以防止受污染的地下水扩散。

##### (1) 应急响应预案

制定风险事故应急预案的目的是为了在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序的实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对潜水含水层的污染。针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，制定地下水污染应急治理程序见图6.2.5-3。

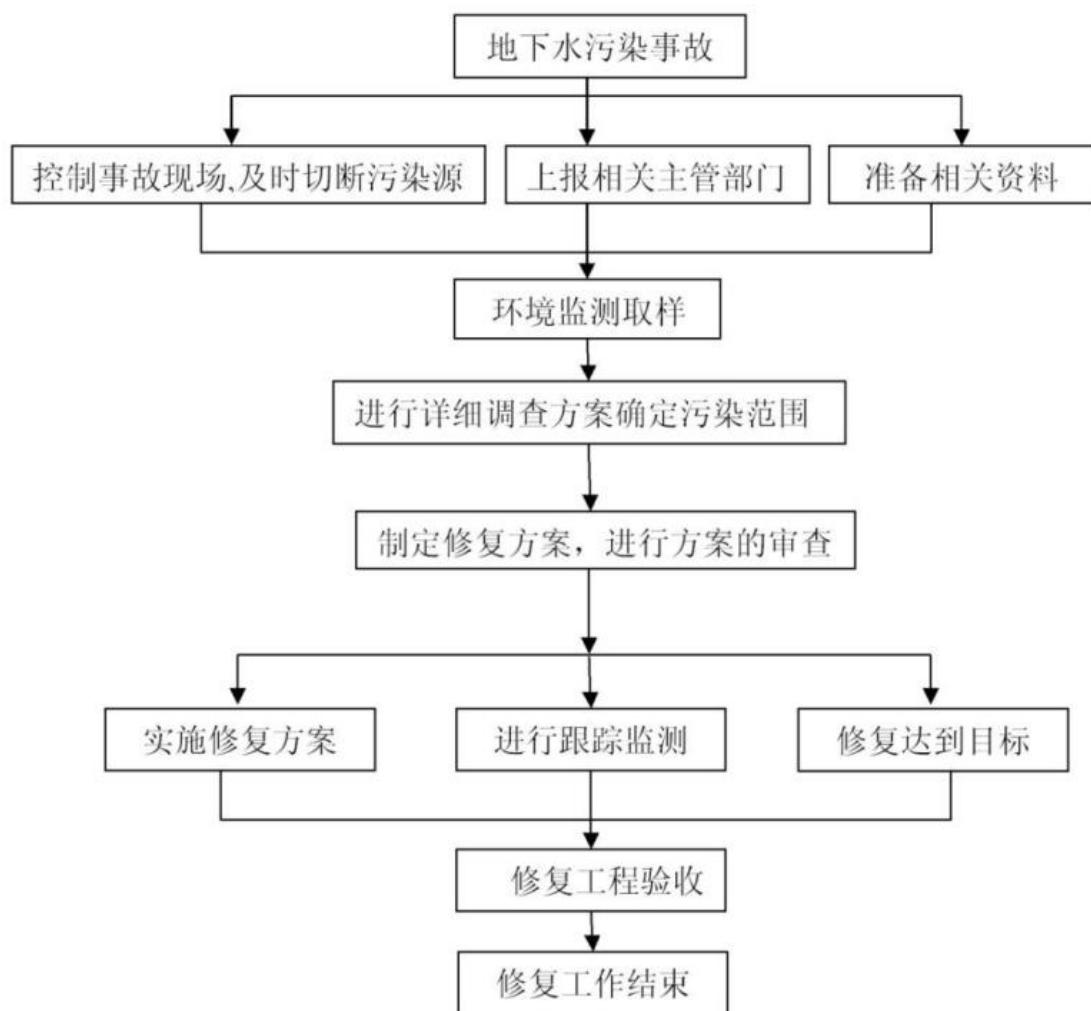


图 6.2.5-2 地下水污染应急治理程序框图

##### (2) 预防治理措施

①管线沿线设压力检测装置，管线破裂原油或采出水发生渗漏后，压力检测装置及时响应，并启动两端站场阀门，切断污染源；

- 
- ②同时抢修队伍人员迅速找到泄漏点，在泄漏点开挖采取防渗措施的集液池，及时收集、围堵或导流，防止泄漏物料向周边流散；
  - ③查明渗漏物料对地下水污染深度、范围和污染程度；
  - ④管线破裂原油或采出水发生泄漏应及时响应，防止污染地下水。

### （3）相关建议

①地下水污染具有不易发现和一旦污染很难治理的特点，因此，防止地下水污染应遵循源头控制、防止渗漏、污染监测及事故应急处理的主动及被动防渗相结合的原则。

②地下水污染情况勘察是一项专业性很强的工作，一旦发生污染事故，应委托具有水文地质勘察资质的单位查明地下水污染情况。

③当污染事故发生后，污染物首先渗透到包气带，然后依据污染物的特性、土壤结构以及场地状况等因素，污染物可能渗透至含水层，而污染地下水。为了预防意外泄漏，本项目应急预案应纳入长庆实业集团有限公司的应急预案体系，并定期进行演练，管线两端站场需配备相应的应急物资，以确保泄漏事故发生时可防可控。

④建设单位应按环评要求定期监测下游水井水质，发现地下水水井水质异常时，需对该水质进行治理。

## 6.2.6 运行期土壤污染防治措施

### （1）源头控制

管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格管材。穿越道路段管线加厚管壁，提高管线强度，防止因质量缺陷造成泄漏污染土壤。加强管线巡线，定期对管线进行壁厚检测，对腐蚀严重的管线及时更换，防止管线泄漏引起的土壤污染。

### （2）过程防控措施

项目运行过程中，加大巡线频率，定期检查管线安全保护系统（如安全阀等）；在有条件的地方安装自动控制装置，对管线泄漏事故及时发现，及时处理；定期测量管线的内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段，及时更换。

站场参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）采取分区防渗措施，将地面设施防渗措施分为：重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区三个

级别。

### (3) 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则土壤环境》(HJ964-2018)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)的要求确定土壤跟踪监测点布设原则,考虑项目运营期土壤最可能受到污染同时受到污染后较严重的区域结合管线走向,确定土壤跟踪监测点,因管线埋深在1.2m左右,因此管线取1.2m以下监控点位进行监测;站场设备均为地上设置,布置表层样进行监测。监测点布设情况见表6.2.6-1。

**表6.2.6-1 土壤环境跟踪监测点位布设**

编号	监测点位	监测项目	监测要求	监测频次
1	管线占地附近(梁3增至插输点集油管线)	石油类、石油烃( $C_{10} \sim C_{40}$ )、汞、砷、六价铬、镉、铅、铬、铜、锌、镍	1.2m以下取样(1.5~3.0m)	1年一次
2	管线沿线土壤敏感目标耕地(梁3增至插输点集油管线)		表层样(0~0.5m)	
3	梁一转站内三相分离装置附近		表层样(0~0.5m)	
6	罐93脱采出水处理房附近		表层样(0~0.5m)	

本次环评要求监测结果应按项目有关规定及时建立档案,并定期向建设单位安全环保部门汇报,对于常规监测数据应该进行公开,特别是对项目所在区域的公众进行公开,满足法律中关于知情权的要求。如发现异常或发生事故,加密监测频次,并分析污染原因,确定泄漏污染源,及时采取对应急措施。

## 6.2.7 运行期生态保护与恢复措施

(1) 在管线上方设置各种标志,特别是穿越地段的管线,必须设立明显的警示标识,以防各类施工活动对管线的破坏。

(2) 建设单位应加强各种防护工程的维护、保养与管理,加强对道路和采油管线沿线生态环境的监测与评估,及时发现滑坡、坍塌、泥石流等隐患,提前采取防治措施。

(3) 加强宣传教育,提高采油管线沿线居民的环保意识,加强对绿化的工程的管理与抚育,防虫、防火,禁止在集油管线沿线附近取土,以避免造成集油管线破坏、导致原油泄漏污染事件。

(4) 加强管线巡检力度,对腐蚀、老化的管线及时更换,降低泄漏事故的发生概率。

(5) 按照区域生态环境治理方案要求落实生态恢复措施。

## 7 环境风险评价

环境风险评价应以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标, 对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估, 提出环境风险预防、控制、减缓措施, 明确环境风险监控及应急建议要求, 为建设项目环境风险防控提出科学依据。

### 7.1 风险调查

#### 7.1.1 建设项目风险源调查

本项目涉及的危险物质主要为原油。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169—2018), 本项目危险物质原油的临界量为 2500t。根据表 1.5.7-1~表 1.5.7-3 可知, 项目 Q 值均<1, 该项目环境风险潜势为 I, 本项目管线和站场环境风险评价等级均为简单分析。

### 7.2 环境敏感目标概况

环境空气: 本项目环境空气保护目标主要为居民, 具体见表 1.6-2 环境空气保护目标。经调查统计, 项目各管线周围 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数均小于 1 万人, 且 500m 范围内人口总数均小于 500 人; 管线两侧 200m 范围内每千米管段人口数均小于 100 人。本项目所有危险单元的大气环境敏感程度分级均为 E3。

地表水: 本项目涉及十字河、石涝川河和延河。本项目正常情况下不会对地表水体排放污染物。

地下水: 项目位于地下水环境的不敏感区, 地下水功能敏感性为 G<sub>3</sub>, 包气带岩土 Mb≥1.0m, K>1.0×10<sup>-4</sup>cm/s, 包气带岩土渗透性较强, 防污性能中, 属 D<sub>1</sub>, 地下水环境敏感程度分级为 E<sub>2</sub>。

### 7.3 环境风险识别

#### 7.3.1 物质危险性识别

本项目主要环境风险物质为原油、发生火灾爆炸产生的次生 CO。

(1) 原油

表 7.3.1-1 原油的理化性质

标识	中文名: 原油	英文名: Petroleum
	危规号: 32003	CAS 号: 75-01-04

理化性质	外观与形状: 红色、红棕色或黑色有绿色 荧光的稠厚性油状液体	溶解性: 不溶于水, 溶于多数有机溶剂
	熔点(℃): -259.2	沸点(℃): 120~200℃
	比重: 0.84~0.86(水=1)	稳定性: 稳定
危险特性	危险性类别: 中闪点易燃液体	燃烧性: 易燃
	闪点(℃): <28℃	爆炸上限(%): 5.4
	爆炸下限(%): 2.1	燃烧(分解)产物: 一氧化碳、二氧化碳 其蒸气与空气形成爆炸性混合物, 遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生 强烈反应。遇高温, 容器内压增大, 有开裂和爆炸危险性。
	灭火方法: 泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。	
	灭火剂: 泡沫、干粉、二氧化碳	
	LD50: 500~5000mg/kg	
健康危害	侵入途径: 吸入、食入	
	健康危害: 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状, 如浓度过高, 几分钟即可引起呼吸 困难、紫绀等缺氧症状。	

由上表可以看出, 原油具有以下特性:

- ①火灾爆炸危险性: 原油属中闪点易燃液体, 其火灾危险性为甲类物质;
- ②易蒸发性: 油田作业场所不同程度地存在因蒸发而产生的可燃性油气;
- ③毒性物质: 原油具有一定的毒性;
- ④易积聚静电荷: 静电放电是导致火灾爆炸事故的一个重要原因;
- ⑤易流淌、扩散性: 原油一旦泄漏将覆盖较大面积, 扩大危险区域; 油品的  
蒸汽一般比空气重, 易沿地表扩散;
- ⑥热膨胀性: 原油受热后, 温度升高, 体积膨胀, 若容器罐装过满, 超过安  
全容量, 或者管线输油后不及时排空, 又无泄压装置, 便可导致容器或管件的损  
坏, 引起油品外溢、渗漏, 增加火灾爆炸危险性。

## (2) 次生 CO

含水原油发生火灾爆炸时产生次生污染物 CO, 其主要理化性质及危险特性  
见下表。

表 7.3.1-2 一氧化碳理化性质及危险特性

标识	中文名: 一氧化碳		英文名: carbon monoxide
	分子式: CO		分子量: 28
	危规号: 21005	UN 编号: 1016	CAS 号: 630-08-0
理化性质	外观与形状: 无色无臭气体		溶解性: 微溶于水, 溶于乙醇、苯等多数有机 溶剂
	熔点(℃): -199.1		沸点(℃): -191.4
	相对密度: (水=1)0.79		相对密度: (空气=1)1.11

	饱和蒸汽压(1(Pa))13.33(-257. 9℃)	禁忌物: 强氧化剂、碱类
	临界压力(MPa): 3.50	临界温度(℃): -140.2
	LC50: 2069mg/m <sup>3</sup> (人吸入 1 小时)	
	稳定性: 稳定	聚合危害: 不聚合
危 险 特 性	危险性类别: 第 2.1 类易燃气体	燃烧性: 易燃
	引燃温度(℃): 610	闪点(℃): <-50
	爆炸下限(%): 12.5	爆炸上限(%): 74.2
	最小点火能(MJ)0.3~0.4	最大爆炸压力(MPa): 0.720
	燃烧热(J/mol): 285624	燃烧(分解)产物: 二氧化碳
危 险 特 性	危险特性: 是一种易燃易爆气体, 与空气混合能形成爆炸性混合物, 遇明火、高位能引起燃烧爆炸	
	灭火方法: 切断气源。若不能切断气源, 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	
	灭火剂: 泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉	
健 康 危 害	侵入途径: 吸入	
	健康危害: CO 在血液中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。	
	急性中毒: 轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力, 血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%; 中度中毒者除上述症状外, 还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、甚至中度昏迷, 血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%; 重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、肺水肿、严重心肌损害等, 血液碳氧血红蛋白可高于 50%。部分患者昏迷苏醒后, 又可能出现迟发性脑病, 以意识精神障碍、锥体系或锥体外系损害为主。慢性影响: 能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。	
	工作场所最高允许浓度: 中国 MAC=30mg/m <sup>3</sup>	

### 7.3.2 生产系统风险识别

本次拟建管线工程运行过程中存在的事故风险有出油集油管线因腐蚀穿孔而造成原油泄漏; 冬季运行时管线因保温性能差等原因发生冻堵、管线破裂; 人为破坏导致管道泄漏, 特别是当地窃油现象时有发生, 窃油者在管道上打孔, 窃油后引起原油泄漏。泄漏的原油会渗入土壤, 并污染地下水, 对土壤和地下水环境造成不利影响。原油泄漏遇明火或高热易引起燃烧、爆炸等重大事故, 对环境空气造成污染。

### 7.3.3 危险物质向环境转移途径识别

本项目环境风险类型包括原油泄漏以及泄漏导致火灾、爆炸等引发的次生 CO 排放。

通过以上物质识别、生产设施识别过程分析可知, 项目所涉及的危险物质向环境转移的可能途径和影响方式主要:

- ①原油泄漏造成环境空气的污染；
- ②原油、采出水泄漏造成土壤及地下水的污染；
- ③原油泄漏导致火灾、爆炸等引发的次生CO排放对环境空气的污染。

### 7.3.4 风险识别结果

各生产设施主要事故风险类型、来源及危害见表。

表 7.3.4-1 项目环境风险识别表

风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
出油集油管线、站场	原油	泄漏	阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，土壤功能破坏，植被死亡；污染大气；污染地下水	大气、土壤、地下水环境
	有害气体	火灾爆炸	有害气体污染大气	大气环境
	消防废水	火灾爆炸	消防废水污染土壤和地下水	土壤、地下水环境
注水管线、站场	采出水	泄漏	污染土壤和地下水	土壤、地下水环境

## 7.4 环境风险分析

### 7.4.1 对大气环境的影响

原油发生泄漏后，石油类污染物会主要积聚在土壤表层，且可以挥发，散落在井场的落地油粘度大，水分和轻质易挥发组份在短时间内挥发掉。据土壤原油蒸发试验，主要挥发组份在8h内就蒸发掉，蒸发量占原油含量的22.7~28.1%。原油挥发的非甲烷总烃在大气中的扩散将对当地环境空气质量造成污染影响，对其范围内的人群健康造成危害，但总体影响较轻。

原油泄漏发生火灾事故，事故为不完全燃烧，产生的主要污染物物质为CO主要影响集中在发生火灾到火灾扑灭前这段时间。在气象条件不稳定的情况下，对外环境的影响范围较大，但由于泄漏量较少，随着时间延续，烟团中心浓度降低，对环境空气的影响将减轻。

建设单位应积极开展公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生火灾爆炸事故，及时疏散周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失。

### 7.4.2 对地表水环境的影响分析

本项目涉及的站场改造为站内降级改造，对站场内旧设备进行更换改造，实现密闭集输，油田采出水经处理达标后可全部同层回注，不外排。各站场站内均

已进行基础硬化，分区防渗，设置有防渗漏、容积满足要求的事故池（罐），一旦发生设备破损油品泄漏易发现，可及时得到处理，确保事故状态下油品不会进入地表水体，危害水环境，因此本次站场改造不会对地表水体造成影响。

本项目管线未穿跨越河流和冲沟，项目正常运行过程中，不会对地表水体造成影响。本次环评对现有腐蚀管线进行更换，可更有效杜绝管线泄漏；环评要求项目增加穿越段管道壁厚，提高防护等级；定期检查管道安全保护系统和测量管线内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段及时更换，对管线泄漏事故及时发现、及时处理。管线发生泄漏后，在及时采取应急措施的前提下，对土壤有一定影响，基本不会影响周边地表水。在采取上述环保措施后，项目的建设，对地表水影响较小。

#### 7.4.3 对地下水的影响

管线泄漏的原油、采出水下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

一般泄漏于土体中的液态物质可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。通常管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征、含水率及地下水位埋深等因素。

#### 7.4.4 对土壤的影响

管道输送过程中有可能会对沿线的土壤造成影响，原油、采出水泄漏因泄漏点位置不同所产生的土壤污染范围也不同。

当管道在埋地敷设段内发生泄漏，原油、采出水在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，排除地质灾害等因素外，石油类一般情况下不会冒出地表形成地面扩散。由于石油类黏度和凝固点较高，且流动性较差，加上黄土对石油类具有很强的截流能力，因此石油类很难向土壤深层迁移。此时影响石油类污染范围的因素有原油、采出水的泄漏量、存留时间及环境温度等。

当管道泄漏点发生在管道跨越时，管道出露地表，泄漏原油、采出水会落入

土壤，在重力作用下向土壤表层渗透。当泄漏量不大时，石油类与土壤干和凝结成较大的含油土块，此时污染范围小；当泄漏量大时就形成地表扩散。影响石油类污染范围的因素除原油、采出水的泄漏量、存留时间及环境温度外，还与泄漏点周围地表地形、地表覆盖物等因素有关。

短期原油、采出水泄漏事故造成的土壤影响一般仅限于直接有泄漏原油、采出水覆盖的区域，且主要对表层 0~20cm 的土层构成污染。

据相关研究结果表明：泄漏石油类污染物对土壤理化性质的影响可以用 pH 值、总含盐量、总碱度等三项指标来说明。据已有的试验和监测资料表明，受到石油类污染的农田和正常农田土壤中的 pH 值、总盐量、总碱度无明显的差别，即石油类污染对土壤的理化性质的影响不会太大。但由于石油是粘稠大分子物质，覆盖表土或渗入土壤后，将堵塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，从而造成土壤长期处于缺氧还原状态，土壤养分释放慢，不能满足农作物生长发育的需要而致其死亡。

一般情况下，发生事故而泄漏于地表的原油、采出水数量有限，若处理及时得当，对周围环境影响可得到有效的控制。

## 7.5 环境风险管理

### 7.5.1 环境风险防范措施

#### 7.5.1.1 企业现有环境风险防范措施

本项目依托工程主要包括原油处理站、采出水处理措施、危废贮存库、注水站等，依托工程已纳入现有应急预案管理体系。现有环境风险防控措施见下表。

表 7.5.1-1 企业现有环境风险防控措施

环境风险单元	环境风险防控措施
集输管线	<p>(1) 原油集输管线严格按照管道规范进行安装，在穿越如河流等敏感地点时对原油集输管线进行加厚并安装套管，全面预防管线泄漏。</p> <p>(2) 管线固定距离安装截止阀以及压力检测装置，确保发生泄漏事故时第一时间切断污染源，在穿越河流等敏感地带时在河岸两次设置截止阀，防止大量原油流入地表水体，并设置岸边应急池，第一时间收集泄漏至水面的原油，防止原油扩散，加重环境污染。</p> <p>(3) 管线沿线设置明显标志，不定时对管线进行巡视，严防窃油事件的发生，按照中石油管道检修标准定时对管道进行维护、检查。</p>
站场	<p>(1) 截流及事故收集措施</p> <p>①各联合站、接转站等站场内部进行雨、污分流，站内建设雨水和污水管网，对</p>

	<p>雨水和污水进行分流收集，防止污水及初期雨水外流出站外；</p> <p>②站内生产区域地面全部硬化处理，原油储罐区设置防火堤，防火堤容积可容纳单罐泄漏的最大量，保证防火堤密封和防渗，防火堤设置排水口，雨水较大的情况下可及时排空雨水。正常作业情况下，雨水阀门处于关闭状态，通向事故池的阀门保持打开状态。</p> <p>③原油进站管线和出站管线均设置手动阀门，可以手动控制，储罐区进料口和出料口全部设置截止阀，确保事故状态下第一时间切断泄漏源。</p> <p>④各站设置含油污水三级隔离池，并对隔离池进行防渗处理，设置提升装置，保证池内液体能及时回收。</p> <p>⑤站内设置安全环保岗位，对截流设施，截断阀，防火堤雨水阀门等进行专人管理。</p> <p>（2）泄漏预警与防护措施</p> <p>站场内部设置有毒有害气体泄漏监控预警系统及紧急切断阀门，能在紧急情况下关闭阀门，起到预警与切断的应急措施。</p>
环境保护措施	<p>（1）场站内设置生活污水处理设备，含油废水经过二级过滤装置处理后回注地下水层，厂区污水不外排，设置清水罐、应急罐，在污水处理设备短时间失效时可以暂存污水，初期雨水收集池设置防渗漏措施。</p> <p>（2）初期雨水通过厂内排水沟进入雨水池蒸发处理，排水沟设置关闭设施，在发生事故时可以将含油废水，消防废水等围堵至厂区内外。</p>

经调查，现有工程未发生环境风险事故及投诉事件，现有环境风险防范措施有效。

### 7.5.1.2 改建工程环境风险防范措施

在项目拟采取的安全措施的基础上，本次评价提出以下补充要求：

#### 1、站场风险防治措施

本项目站场工程量小，环境风险可接受，风险防范措施主要依托站场现有的风险防范措施。要求对长庆实业集团有限公司突发环境事故应急预案进行修订，针对本项目配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

站场油气混输装置、采出水处理装置等设备底部进行防渗处理，一旦发生设备设施破损泄漏易发现，可及时得到处理。

#### 2、管线泄漏防治措施

##### （1）施工期

①严格按照《输油管线工程设计规范》（GB50253-2014）的要求进行设计；

②管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格管材。穿越道路、村庄、地表水体地段管线应加厚管壁，提高管线强度，防止泄漏事故的发生；

③管线尽可能沿道路布设，以便于维护和事故处理。管线敷设深度应在冻土层以下，一般要求为 1.2~1.5m；

④当管线经过坡地、陡坎、易坍塌、易冲刷等不良地段时，为了保护管线的安全和环境，应采取挡土墙、坡面防护、滑坡错落整治、拦石网工程等相应的环保及水土保护措施；

⑤管线穿越活动断裂带时，应确定断层走向，使管线与断层保持合理交角，使埋地管线在断层错位作用下单纯受拉，增加管线抵抗断层位移和保持管身结构完整的能力；

⑥建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，确保施工质量。在施工过程中，加强监理，发现缺陷及时正确修补并做好记录；

⑦贯彻《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，在管线敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等，提醒人们不要在管线两侧 20~50m 范围内活动。

## （2）运行期

①在集输过程中，严格控制油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管线内的腐蚀；

②定期测量管线的内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段，及时更换，避免发生管线泄漏事故；

③定期检查管线安全保护系统（如安全阀等），使管线在超压时能够得到安全处理，将危害影响范围减小到最低程度；

④加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管线安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报。

⑤在穿越点的标志不仅清楚、明确，并且其设置应能从不同方向，不同角度均可看清。

⑥在穿越村庄、跨越河流等敏感点的地方安装自动控制装置，设置管道泄漏监测系统，时刻检测管线的压力变化情况，对管线泄漏事故及时发现，及时处理，杜绝管线泄漏事故的发生，防止雨水冲刷进入水体，污染地表水。

⑦在洪水期，应特别关注穿跨越段管道的安全；加强管线巡线，对管线泄漏事故及时发现，及时处理；河流穿跨越段应加设套管。

### (3) 事故减缓措施

①操作人员定期应进行安全培训，提高职工的安全意识，识别事故发生前的异常状态，并采取相应的措施。

②要求对长庆实业集团有限公司突发环境事故应急预案进行修订，针对本项目配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

## 7.5.2 环境风险管理措施

(1) 制定应急操作规程，在规程中应说明发生火灾、爆炸、泄漏等事故时应采取的操作步骤。

(2) 日常工作要做好安全检查，设备要定期检修，发现问题及时采取补救措施。

(3) 加强各级干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程、将制度落实到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

(4) 针对本项目可能发生的事故类别和应急职责，修订长庆实业集团有限公司突发环境事件应急预案并进行备案。为检验应急预案的有效性、应急准备的完善性、应急响应能力的适应性和应急人员的协同性，应定时进行模拟应急响应演习。

## 7.5.3 突发环境事件应急预案

根据《突发环境事件应急预案管理暂行办法》要求，长庆实业集团有限公司已按要求编制了《突发环境事件应急预案》，并在相应的主管环境保护部门进行了备案，大梁湾采油作业区应急预案备案号为610825-2023-003-AA，镰刀湾采油作业区应急预案备案号为ya610603-2024-167-L，本项目建设后，将本项目应急预案纳入长庆实业集团有限公司的应急预案体系，定期进行演练，管线两端站场需配备相应的应急物资。

表 7.5.3-1 长庆实业集团有限公司事故应急预案主要内容

序号	项目	主要内容
1	总则	编制目的、编制依据、适用范围、工作原则、突发事件应急行动处置原则、应急预案体系
2	组织机构与职责	应急组织体系、组织机构职责（长庆实业集团有限公司产能建设项目组应急领导小组职责、应急领导小组组长、副组长职责、现场应急指挥小组）

3	信息报送	信息报送时限、信息汇报及通报、信息上报
4	风险分析和应急保障	概况、危险性分析、突发事件分类分级、应急保障
5	预防和预警	预防与应急准备、监测与预警
6	应急响应	应急响应的过程、应急响应启动、主要应急管理程序、恢复与重建、应急联动
7	预案管理	宣传和培训、预案演练、预案的修订、预案的评审、预案的发布、备案、考核
8	附件	附件 1 油田公司、长庆实业集团有限公司周边政府应急管理等部门通讯录 附件 2 长庆实业集团有限公司各单位应急值班电话 附件 3 长庆实业集团有限公司周边兄弟单位应急值班电话 附件 4 医疗救护机构通讯联络表 附件 5 长庆实业集团有限公司周边消防专业队伍联络表 附件 6 长庆实业集团有限公司油区道路图
9	专项应急预案	专项应急预案一：自然灾害突发事件专项应急预案 专项应急预案二：井下作业井喷突发事件专项应急预案 专项应急预案三：危险化学品泄漏失控和中毒事故专项应急预案 专项应急预案四：环境突发事故专项应急预案 专项应急预案五：交通事故专项应急预案 专项应急预案六：新闻媒体突发事件专项应急预案 专项应急预案七：群体性突发事件专项应急预案 专项应急预案八：恐怖袭击突发事件专项应急预案 专项应急预案九：公共卫生突发事件专项应急预案

#### 7.5.4 突发环境事故应急措施

根据调查，项目的应急程序如下：

##### （1）分级响应

为防范和应对突发性环境污染事故的发生，要求建立既能对污染隐患进行监控和警告，又能对突发性污染事故实施统一指挥协调、现场快速监测和应急处理的应急系统。事故应急响应程序见图 8.5.4-1。

##### ①一般、较大事故响应程序

A.应急指挥部接到事故报警后，立即下达命令启动应急响应，组织处理，并报相应环保应急部门及同级政府。

B.现场处置组查找污染源，对事故类型、发生时间、地点、主要污染物、影响范围、程度等基本情况初步调查分析，形成初步意见并及时向上级反馈。生产技术总监立即组织人员做好分析检测工作，提供科学依据。技术部提供主要污染物的性质及消解方法。生产部与事故发生单位共同做好污染源治理工作，及时切

断污染源。

C.应急指挥部根据事态发展情况及时向上级主管部门汇报，并及时召开碰头会，根据实际情况，调整救援方案。布置设立警戒和做好人员疏散工作。

D.应急指挥部在污染事故现场处置妥当后，按照《报告环境污染与破坏事故的暂行办法》的要求，向上级部门进行速报。

## ②重大、特大环境污染事故响应

A.立即向省市生态环境部门报告，同时向同级政府报告，省、市、地方政府根据具体情况启动县级环境污染事故应急预案；同时省市环保中心根据污染情况调动各应急相关部门、污控处以及陕西省环境监测中心等相关部门，同时公司应急小组立即启动内部应急预案。

B.对现场进行调查取证，设法查找污染源，有针对性地开展应急救援工作，并将相关技术数据和处理方法等形成初步处理意见报领导小组及上级主管部门。

C.配合上级应急有关人员及专家，及时召开碰头会，并在确保人员安全的前提下紧急处理，防止污染进一步加剧。配合现场警戒疏散组做好人员疏散、现场隔离，伤员救护工作。如果事故难以控制应通过领导小组立即向政府及有关部门报告。

D.污染事故基本控制稳定以后，领导小组应根据有关专家意见迅速开展处置工作。

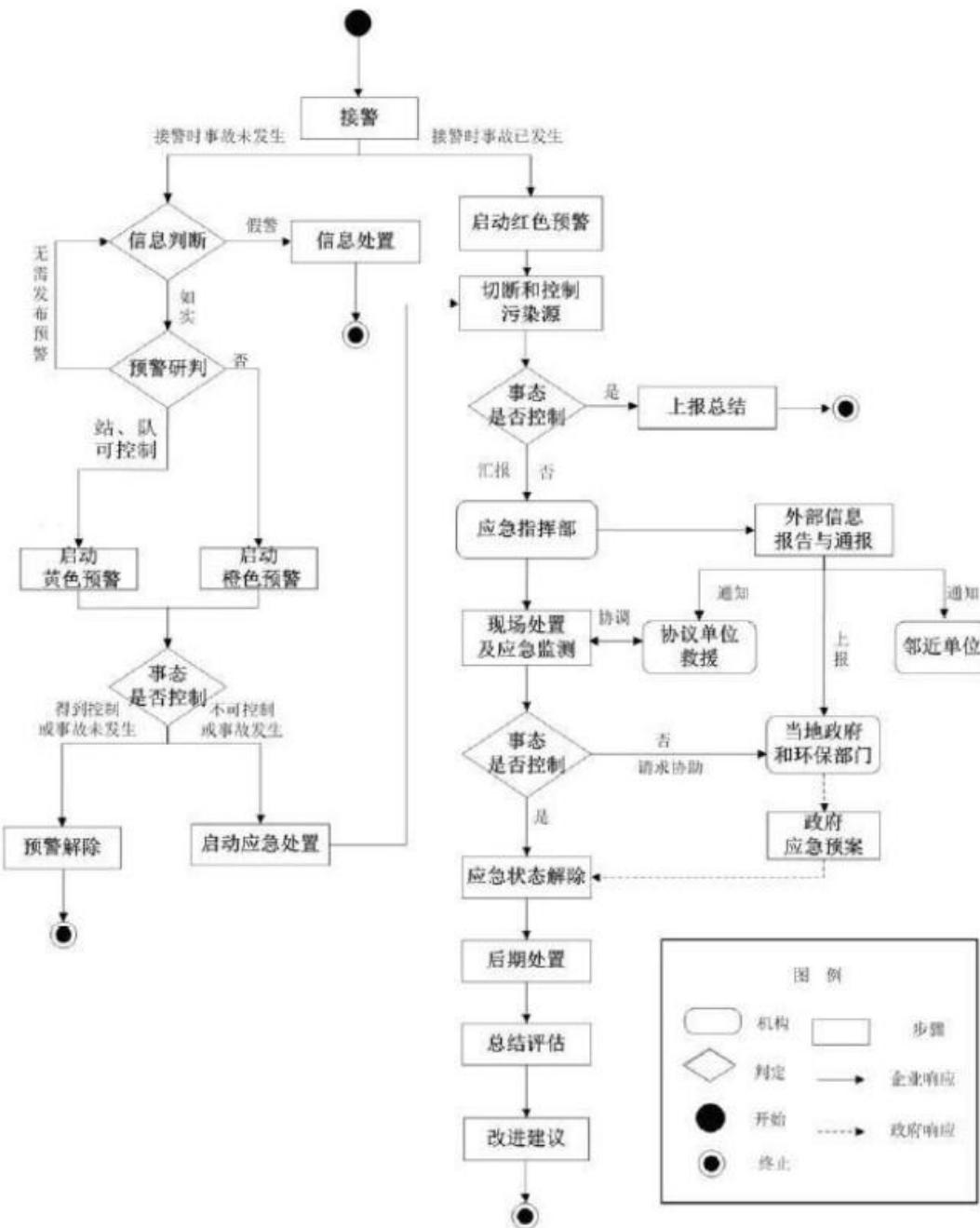


图 7.5.4-1 事故应急响应启动程序

### (2) 应急监测

要求应急监测人员快速赶赴现场，根据事故现场的具体情况布点采样，利用快速监测手段判断污染物的种类，给出定性、半定量和定量监测结果，确认污染事故的危害程度和污染范围等。

### (3) 应急处置措施

评价根据国内外类似企业的事故案例及国家有关标准要求，主要提出以下环境应急处置措施见表 7.5.4-1。

表 7.5.4-1 原油应急处置措施

原油应急处置措施	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。 误服：误服者应充分漱口、饮水。
	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。
泄漏处理	疏散泄漏污染区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断污染区的火源。应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾会减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限空间内的易燃性。用砂土或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。
储运	储存于阴凉、通风的仓间内。远离火种、热源。仓间温度不宜超过30℃。保持容器密闭。应与氧化剂、酸类物质分开存放。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时，要有防火防爆技术措施。禁止使用产生火花的机械设备和工具。灌装时，注意流速不超过3m/s，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时，要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。
急救	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。
	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。
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，穿防寒服。有要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
储运	储存于阴凉、通风仓库内，室内温度小于30℃；远离火种、热源。应与氧化剂、卤素分开存放切忌混储。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。禁止使用易产生火花的机械设备和工具，储区应配置污油回收管（带）、抽油泵等设备对泄漏进入防火堤内的污油进行回收进罐。

## 7.5.5 应急预案其他要求及建议

为了减少事故损失，切实做好应急求援的准备工作，其具体规定和要求如下：

①落实应急救援组织，救援指挥部成员和救援人员应按照专业对口，便于领导、便于集结的原则，建立组织，落实人员，每年初要根据人员变化进行组织调整，确保救援组织的落实。

②做好该应急救援预案中实施应急救援工作所必需的救援物资和防护用品的配置、补充、报废、维护、更新工作，保证应急物资处于良好状态。

③该应急预案应该每年进行一次演练，通过演练协调救援衔接，及时发现问题，调整不合理内容。

④结合新实施的建设内容情况，及时更新预案，报当地环境保护行政主管部

门备案，按照应急预案定期开展演练。

## 7.6 环境风险分析结论

### 7.6.1 环境风险结论

本项目涉及的危险物质主要为原油，经计算，本项目管线 Q 值均小于 1，直接判定环境风险潜势为 I，直接判定为简单分析。

本项目管线泄漏主要对环境空气、地表水、地下水和土壤产生影响，环评要求项目加大巡线频率，提高防护等级，定期检查管道安全保护系统和测量管线内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段及时更换，增加穿跨越段管道壁厚，对管线泄漏事故及时发现，及时处理。一般情况下发生泄漏后可及时发现并处理收集，不会污染环境空气、地表水、地下水和土壤。综上所述，项目在采取环境风险防范措施并修订《长庆实业集团有限公司环境突发事故应急预案》进行备案、强化环境风险管理的前提下，项目的环境风险是可防控的。

### 7.6.2 要求

(1) 建设单位是本项目的环境风险责任主体，必须建立健全企业环境风险管理体系，制定突发性事故应急预案，采取有效的防范和应急措施。建设单位针对可能发生的重大环境风险事故制定详细的环境风险应急预案，定期进行预案演练，并与当地应急机构形成长效联动机制。

(2) 评价要求建设单位设计时充分考虑泄漏风险事故，按设计要求进行试压，并采取防腐保温措施。

(3) 在管线跨越地表水的地方做好支架的防护工作，防止发生滑坡等地质灾害。

(4) 建立企业环境风险应急机制，加强管道巡查、监视力度，强化风险管理。

(5) 加强管线工程重点部位的安全管理，强化对员工的素质教育，杜绝违章作业。

建设项目环境风险简单分析内容表见下表。

表 7.6-1 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	2025年长实合作区块油维、改造工程
建设地点	陕西省榆林市定边县、延安市安塞区

2025 年长实合作区块油维、改造工程环境影响报告书

地理坐标	经度	107.61219978	纬度	37.17953524
主要危险物质及分布	主要危险物质为原油，危险单元主要分布于出油集油管线、站场储油罐。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	原油泄漏对环境空气的污染。原油泄漏发生火灾事故会导致周围环境空气受到污染，原油、采出水泄漏会污染土壤和水体。			
风险防范措施要求	选址避让居民点，按设计要求采取风险防范措施；针对可能发生的重大环境风险事故，制定、修订环境风险应急预案，储备应急物资，定期组织演练。			
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）： 项目主要建设内容包括：站场工程和管线工程，站场工程为梁一转、梁二转、梁 2 增、梁 7 增、罐 75 脱、罐 85 脱、罐 93 脱、简 4 危废贮存库、大 16-2 危废贮存库、罐 35-1 危废贮存库、罐 80 危废贮存库等 11 座站场站内改造；管线工程包括注水管线 8 条，长度 16.27km，出油集油管线 4 条，长度 8.53km，管线总长 24.8km。通过采取环境风险防范措施后，项目环境风险可防控。				

## 8 环境经济损益分析

### 8.1 环境经济效益分析

本项目为长庆实业集团有限公司 2025 年长实合作区块油维、改造工程，总投资 1846.94 万元人民币，项目的实施可有效降低杜绝原油泄漏及应对突发环境事件的经济支出，经济效益显著。

原油一旦发生泄漏事故，不但造成重大经济损失，同时会对管道沿线居民、单位的正常生产生活及人身安全造成重大社会影响。项目的实施可以显著降低现有管道的安全风险，防止管道破裂引发原油泄漏，污染地表水、地下水、土壤，破坏当地生态，引起突发环境事件，确保长庆实业集团有限公司油田正常稳定开发，具有明显的环境正效益及社会效益。

### 8.2 环境经济损益分析

#### 8.2.1 环境代价分析

项目建设过程中由于临时占地的原因，破坏了占地范围的植被，扰动了占地范围内的土壤，造成植被覆盖度的下降，生态系统生物量和生产力的下降，引发水土流失，占用林地还需要进行补偿。运行期原油泄漏会造成各种环境要素的污染和生态的破坏，都属于项目的环境代价。但是项目整体上属于对现有管线的更新维护，主要沿现有管线敷设，仅少量管段需临时占用草地、林地和耕地，总体环境代价较小。

#### 8.2.2 环境成本分析

项目的环境成本包括环境成本包括为恢复生态付出的成本、为防治污染付出的成本和为预防和处理突发环境事件付出的成本。

为恢复生态付出的代价指项目施工期采取的各项减少占地、尽可能避让林地、草地，表土分层堆放和回填、栽种植灌草、在河流上方建设桁架并加厚管壁，设套管等的投资。

项目运营期无需为防治污染进行环保投资。为预防和处置突发环境事件，需编制环境应急预案，储备应急物资，建立应急队伍和制度等。

上述环境成本即为项目环保投资，计 120 万元。

### 8.2.3 环境经济损益分析

由于项目的实施，降低了潜在的环境风险，节约了原油泄漏后的处理处置成本，保护了当地生态安全。与项目环保投资相比，环境经济效益突出。

项目施工期会带来生态破坏、水土流失等问题，但是影响程度有限。与项目实施降低的环境风险相比，在可接受程度和范围之内。在保证各项环境保护措施实施的情况下，项目的经济效益、社会效益和环境效益得到了协调发展，因此从环境经济综合的角度来看，项目建设环境可行。

## 9 环境管理与监测计划

### 9.1 环境管理体系

#### 9.1.1 环境管理现状

根据 QHSE 管理体系标准和中国石油天然气集团公司（CNPC）建立 QHSE 管理体系的规定和要求，参照公司的安全环境管理机构设置情况，长庆实业集团有限公司建立了 QHSE 管理组织机构。

长庆实业集团有限公司 QHSE 管理委员会，对长庆实业集团有限公司生态环境保护工作实行统一领导，审议生态环境保护发展规划、年度工作计划、生态环境保护业绩指标和考核奖惩，讨论决定重大生态环境保护事项。

在各基层生产单位、生产保障单位、项目组级科研两所一中心设 QHSE 管理小组，组长由主任（队长、站长）担任，组员由副主任和技术人员担任，由经过专门 QHSE 管理培训，有一定管理能力的技术人员担任兼职 QHSE 现场监督员。

#### 9.1.2 管理机构设置、人员配备及职责

目前，长庆实业结合 QHSE 管理体系，各项管理导入了“自我监控、自我完善、自我改进”的三级监控机制，企业环境管理实行一级机构二级管理制度。

##### （1）QHSE 委员会

长庆实业 QHSE 委员会及专业 QHSE 委员会是环境保护的管理机构，各专业依照直线责任建立健全环境保护管理机制，形成适应新形势下环境保护工作的管理网络，切实抓好环境保护管理工作。

##### （2）清洁生产审核小组

由主管生产厂长任正组长，主要成员来自下属各作业区、生产管理部门和站场等，具体负责作业区的清洁生产审计。

##### （3）环境保护领导小组

由作业区经理、副经理担任正、副组长，主要职责是加强组织领导，保证石油开发污染防治工作顺利开展，并将环保目标和一票否决制纳入各基层队业绩管理指标中。

##### （4）基层 QHSE 小组

现有专职环境管理人员4人，以站场、井组为单元设兼职环境管理人员；专职负责企业日常环境管理与监督，制定和落实环保岗位职责、环境管理制度和环境监控计划等项工作，接受企业环保第一责任人厂长或主管环保副厂长的直接领导。

### 9.1.3 环境管理规章制度

建设单位已经制定了较为完善的环境管理体系和管理制度，本项目可直接纳入执行。

#### (1) 环境管理体系文件

环境管理程序文件清单见表9.1.3-1。

表9.1.3-1 环境管理体系程序文件清单

实施部门	主要编制内容
长庆实业集团有限公司	<p>1、国家、地方和油田公司的环境保护法律、规定、方针、政策、环境指标与方案管理程序。</p> <p>2、环境管理体系培训管理程序。</p> <p>3、原辅材料、能源及给排水管理程序。</p> <p>4、油田集输送前预处理、站场及其辅助设施管线大气污染物控制、含油污水处理、环境噪声治理及落地油彻底回收、处置管理程序。</p> <p>5、井场、集输站场、管线环境风险应急管理、控制及事故状态下应急响应程序。</p> <p>6、环保设施监督管理及违章、纠正与预防污染措施程序。</p> <p>7、节能降耗、污染预防、减污增效、资源化利用监督、检查管理程序。</p> <p>8、环境监控、文件记录控制管理程序与环境管理内部审核程序。</p> <p>9、强化风险事故应急管理，定期开展HSE审核程序。</p> <p>10、建立合同方环境行为影响程序与供应商管理程序。</p>

#### (2) 环境管理制度

主要环保管理规章制度、规程见表9.1.3-2、9.1.3-3。

表9.1.3-2 环境保护管理职责一览表

实施部门	主要内容
长庆实业集团有限公司	<p>1、负责贯彻落实国家、地方和油田公司的环境保护法律、规定、方针、政策。</p> <p>2、负责制定、修订和发布环境保护规章制度。</p> <p>3、负责定期开展环境保护工作的检查、监督、考核，评选推荐环境保护先进集体和个人。</p> <p>4、负责建立并完善环境保护基础资料、统计报表。</p> <p>5、负责废水、废气、固体废弃物、噪声、振动及放射源等污染物的预防和污染源的治理监管工作。</p> <p>6、负责监督建设项目环境保护“三同时”执行情况，协助相关部门（单位）对建设项目环境保护设施进行竣工验收。</p>

7、负责统计、协调解决环境隐患项目。
8、负责环境保护宣传教育、培训和科研管理工作，开展环保技术信息交流。
9、负责调查处理环境污染与生态破坏事故。
10、负责协调处理与政府环境主管部门相关的问题。

表 9.1.3-3 环保设施管理规程表

实施部门	主要管理内容
长庆实业集团有限公司	1、环保设施与设备使用、维护规程。 2、污水处理设施运行、维护和保养管理规程。 3、隔声降噪、消声设备的维护和保养管理规程。 4、生态恢复管理技术规程。 5、环保设备安全操作规程及安全管理规章。 6、企业生态环境保护、水土保持与环境绿化规划。 7、重点环保设施污染控制点巡回检查制度。

#### (3) 质量安全环保部管理职能

长庆实业在强化安全与环境管理并重的同时，也要结合油田开发特点，重点加强作业区生态保护与水土保持工作，定期对受扰动土地进行植被恢复，种树种草，减缓水土流失。

#### (4) 环境管理台账制度

建立环境管理台账制度，包括电子台账和纸质台账，台账主要内容包括：生产信息、污染防治措施运行记录、监测数据等。

### 9.1.4 现有环境管理分析

根据对现有环境管理体系的调查，建设单位建立了较为完善的环境管理制度，在生产过程中发挥了积极作用。

(1) 污染源能够按照当时的环保要求做到达标排放，及时按照新颁布的排放标准进行升级改造。同时，通过对环保设备的维护保养，确保了环保设备的稳定运行。对污染源有定期和不定期的监测计划，对污染源的排放情况能够及时掌握。

(2) 对于危险固体废物执行了严格的暂存、转运制度，确保了危险废弃物的储运安全。

(3) 有较为完善的风险管理制度和应急预案，按照应急预案进行定期演练，对风险事故有较为可靠的处理能力。

(4) 正在编制相应的生态恢复方案和水土保持方案，对生态环境的保护和恢复起到了积极的作用。

### 9.1.5 环境管理要求

油田开发建设各阶段环境保护管理工作要求见表 9.1.5-1。

表 9.1.5-1 环境管理工作要求

阶段	环境管理主要内容
施工期	<p>1、建立施工期管理体系，签订目标责任书，要求工程设计单位做好服务与配合；  2、制定环境管理工作计划，建立施工期环保档案，确保建设有序进行；  3、规范施工期环境监理制度，处理施工中偶发的环境污染事故与环境纠纷；  4、按照工程环保设计与主体工程同步建设，严格执行“三同时”制度；  5、由专人负责监督、考核各施工单位责任书中任务完成情况；  6、对施工中造成的土地、植被毁坏应在竣工后及时恢复；  7、制定施工期环保与生态恢复计划，认真做好各环保设施施工监理与验收，及时与当地环保行政主管部门沟通。</p>
运行期	<p>1、建立和实施项目运行的 QHSE 管理体系；  2、结合本项目生产和环保实际情况，根据政府和上级主管部门的环保法律法规、标准，制定管理规章制度，并贯彻执行；  3、加强管线临时占地植被恢复；  4、协同有关部门制定防治污染事故的措施，定期进行环保安全检查；  5、定期检查管道安全保护系统，定期测量管线的内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段及时更换。</p> <p>1、加强管线的检修和巡线，减小发生“跑、冒、滴、漏”；  2、加大巡线频率，杜绝其存在长期非正常排放点源的存在，保护项目评价区地下水环境质量不受污染和破坏；  3、针对可能发生泄漏的区域，及时采取修复更换等措施，阻止污染物进一步扩散泄漏。</p>
运行期	<p>1、建立和实施项目运行的 QHSE 管理体系；  2、结合本项目生产和环保实际情况，根据政府和上级主管部门的环保法律法规、标准，制定管理规章制度，并贯彻执行；  3、加强管线临时占地植被恢复；  4、协同有关部门制定防治污染事故的措施，定期进行环保安全检查；  5、定期检查管道安全保护系统，定期测量管线的内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段及时更换。</p>
风险防范	<p>1、严格执行国家的安全卫生标准规范及相关法律法规，在项目建设的同时，对安全和劳动保护等方面综合考虑；  2、制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；  3、定期进行环保安全教育，增强职工环保意识和安全意识；  4、施工过程、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平；  5、作业前进行隐患分析评估，制定切实可行的措施计划，在作业过程中严格监督检查，定期考核，从源头上解决安全隐患问题。  6、定期检查和维护管线，防止原油泄漏事故；  7、定期修订应急预案，并定期组织应急演练。</p>

## 9.2 污染物排放管理要求

### 9.2.1 污染物排放管理

本项目污染物排放清单详见下表。

表 9.2.1-1 本项目污染物排放清单

类别	污染源	污染物排放清单				排污口信息	拟采取的环保措施及主要参数	数量	执行的环境标准及污染物排放管理要求
		污染物种类	排放浓度	排放速率 kg/h	总量指标 t/a				
废气	各站场 油气集输、原油处理、采出水处理	非甲烷总烃	/	/	1.146	不设排污口	设施密闭，加强管理	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)
固废	出油集油管线 投球清管作业	清管废渣	/	/	0.14	不设排污口	属危险废物，暂存于危险贮存库，定期交由有资质单位处理	/	按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准贮存于污泥临时储存点；做好危险废物贮存情况的记录；严格执行危险废物转移联单制；委托有资质的单位进行运输、处置
	原油集输/处理	含油污泥			6.64	不设排污口			
	各站场 采出水处理	废滤料 浮油、浮渣、污泥	/	/	4t/2a	不设排污口			
			/	/	13.2	不设排污口			

### 9.2.2 信息公开

本次评价对长庆实业集团有限公司提出以下环境信息公开要求：

(1) 按照《企业环境信息依法披露管理办法》要求，当地环保部门每年3月底前确定本行政区域内重点排污单位名录，并通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。长庆实业集团有限公司应及时关注，明确本单位是否列入名录。

(2) 如果本单位列入重点排污单位名录，则应当公开下列信息：

- ①企业基本信息，包括企业生产和生态环境保护等方面的基础信息；
- ②企业环境管理信息，包括生态环境行政许可、环境保护税、环境污染责任

保险、环保信用评价等方面的信息；

③污染物产生、治理与排放信息，包括污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；

④碳排放信息，包括排放量、排放设施等方面的信息；

⑤生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等方面的信息；

⑥生态环境违法信息；

⑦本年度临时环境信息依法披露情况；

⑧法律法规规定的其他环境信息。

### 9.3 项目竣工环保验收

#### （1）自主验收要求

根据《建设项目环境保护管理条例》以及《建设项目竣工环境保护技术验收规范 石油天然气开采》（HJ612-2011），企业在后续项目投产后，应按照国家及地方相关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、环境影响报告书、环境影响报告书批复等要求，自主开展相关验收工作，并进行不同阶段的信息公开。建设项目配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用。

竣工验收按《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评〔2017〕4号）及相关规定执行，对工程建设基本情况，工程变动情况、环境保护设施落实情况，环境保护设施调试效果和工程建设对环境影响等进行验收评价，提出验收主要存在问题，验收结论及后续要求。

#### （2）验收内容

根据现行的环保管理要求，对本项目主体工程配套建设的生态恢复措施和污染防治设施等进行验收。

#### （3）竣工验收重点

竣工验收重点验收国家有排放标准的项目，同时，应将事故防范措施和生态恢复情况作为环保竣工验收内容。

#### （4）验收清单

环境保护验收调查建议清单见表9.3-1。

表 9.3-1 竣工环境保护验收清单

验收类别	验收内容	验收要求	
施工期			
施工期	废水治理	①管线试压废水由罐车拉运，依托站场采出水处理系统处理后回注油层，不外排； ②清管废水全部经过管道进入末端站点储油罐，进入原油集输系统，与含水原油一同进行脱水净化处理，废水依托站场采出水处理系统处理后回注油层，不外排。 ③生活污水中盥洗水洒水降尘、如厕水经旱厕处理后用于农田施肥；	生产废水、生活废水 不外排
	扬尘防治	①对临时堆放的挖方实施苫盖，大风天气停止施工，施工阶段定期洒水降尘； ②运输车辆不得超载，减速慢行，减少扬尘的产生； ③有风天气提高洒水频率，大风天气禁止作业； ④开挖土方回填后，即开展植被恢复和农作耕种工作，并及时浇水，一方面抚育植被恢复，另一方面抑制松散土壤产生扬尘； ⑤施工过程中施工机械燃油采取轻质柴油，加强施工机械及车辆维护保养，以减少污染物的排放。	满足《施工场界扬尘排放限值》 (DB61/1078-2017) 中相关限制要求
	噪声治理	①施工过程中选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，降低设备声级； ②严格操作规程，降低人为噪声； ③严格控制施工时段，禁止夜间作业。	施工场界噪声符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》 (GB12523-2011)
	固废治理	①施工期产生弃土全部回填； ②施工人员生活垃圾依托站场收集后及时运至生活垃圾收集点； ③施工期施工废料回收利用； ④旧管线无害化处理产生的废防渗布暂存至就近的危废贮存库，最终交有资质单位处置。 ⑤拆除管线和设备暂存于作业区废料库，最终由长庆实业集团有限公司财务资产部及生产保障部登记按照国有资产处置流程统一回收处置。	分类处置
	生态环境保护	①管线选址时已尽可能避开耕地、村民聚集居住区等敏感区域； ②对陡坡段采取临时拦挡以及排水措施，保护坡脚稳定，防止地表被降雨径流冲刷；施工期尽量避开雨季，减少雨水冲刷造成水土流失； ③加强施工管理，严格控制施工作业带宽度，禁止材料乱堆乱放； ④管线分段施工，土方分层开挖、分层回填，施工结束后及时进行平整和植被恢复。 ⑤由于项目选线无法避绕，需临时占用基本农田，应避开播种和植物生长期，进一步缩小施工作业带范围并在施工	使施工场地周围土壤、植被破坏程度最低

验收类别	验收内容			验收要求
	<p>结束后及时复耕，做好与周边农户的沟通协商和补偿工作，按要求办理土地手续。</p> <p>⑥本项目管线涉及部分林业用地，主要为灌木林地，企业正在办理相关林业手续。</p>			
环境风险	<p>①严格按照《输油管线工程设计规范》（GB50253-2014）要求进行设计施工，确保管道质量；</p> <p>②管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格管材。穿越道路、村庄、地表水体地段管线应加厚管壁；</p> <p>③贯彻《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，在管线敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角庄、交叉标志和警示牌等；</p> <p>④管线尽可能沿道路布设，合理选址选线。</p>			按照设计要求进行设置
<b>运行期</b>				
运行期	废气治理	无组织非甲烷总烃	输送管道、设备密闭，加强管理	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	噪声治理	改造站场新增设备	低噪声设备、隔声、吸声、基础减振等	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准
	固废治理	清管废渣、废滤料和浮油、浮渣、污泥	暂存于附近危废贮存库，定期交由有资质单位处理。	处置率 100%
	生态恢复	场地平整，恢复植被，原耕地恢复为农田，原草地恢复为草地，原灌木可恢复为草灌结合，原林地可恢复为灌木，两侧 5m 范围内不得种植高大乔木。		临时施工占地基本恢复原有土地使用功能，加强地表植被绿化
	环境风险	<p>①站场进行分区防渗；</p> <p>②将本项目应急预案纳入长庆实业集团有限公司的应急预案体系，并定期进行演练，管线两端站场需配备相应的应急物资；</p> <p>③定期清管，定期测量管线的内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段，及时更换；</p> <p>④定期检查管线安全保护系统（如安全阀等）；</p> <p>⑤安装自动控制装置，设置管道泄漏监测系统，时刻检测管线的压力变化情况；</p> <p>⑥管线泄漏后及时对泄漏区域土壤挖除修复；</p> <p>⑦管线穿跨越处设置警示牌；</p> <p>⑧有计划及时更新集输管线，避免管线腐蚀引发的地下和</p>		减少泄漏事故的发生，同时发生泄漏事故时，做到可防可控。

验收类别	验收内容	验收要求
	地表水污染。	

## 9.4 环境监测计划

环境监测是企业环境管理的重要组成部分，既是掌握内部生产工艺过程三废污染物排放浓度和排放规律，正确评价环保设施净化效率，制定控制和治理污染方案的有效依据，也是建立健全环保监测制度与计划，预防环境污染，强化风险事故防范以及保护环境的重要手段。建设单位根据国家技术规范和企业环境信息公开规定，对所排放的污染物进行自行监测，公开企业环境信息，并保存原始监测记录，建立污染物排放档案。

### 9.4.1 环境监测管理

- (1) 对运行期间的污染源及环境监测要求委托具有环境监测资质和国家计量认证资质专业机构承担；
- (2) 从事监测工作人员必须经过专业培训，持证上岗；
- (3) 建立健全污染源监控和环境监测技术档案，掌握三废排放变化状况，强化作业区环境管理，并接受当地和上级环保行政部门的指导、监督和检查。

### 9.4.2 环境监测计划

#### (1) 环境监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、相关技术导则及《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南(试行)》(HJ1209-2021)和《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)，排污单位在生产运行阶段对其排放的水、气污染物，噪声以及对其周边环境质量影响开展监测。

本项目生产运行期间的监测计划如下表所示。

表 9.4.2-1 运行期污染源监测计划表

类别	监测项目	监测点位置	现有监测计划基础上新增的监测点	监测频率	控制指标
无组织废气	非甲烷总烃	梁一转、梁2增、梁7增、罐75脱、罐85脱、	不新增(每年按照10%比例抽测，本工程纳入采油厂整体管理)	一季度一次	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)排放控制

		镰93脱、简4、大16-2、镰35-1、镰80	体区域进行选点抽测)		要求
厂界噪声	Leq(A)	梁2增、镰75脱、镰85脱、镰93脱	四周厂界	一季度一次	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类

表 9.4.2-2 运行期监测计划表

类别	监测项目	监测点位置	计划监测点	监测频率	与现有监测计划关系说明	新增监测点	控制指标
环境空气	非甲烷总烃	/	/	/	现有作业区设置有环境空气质量跟踪监测点,因此本次评价不新增环境空气质量监测点。	不新增	《大气污染物综合排放标准》详解中的参考限值
声环境	Leq(A)	新胜村、黄家峁、段先则村	3	一季度一次	/	新增3个	《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类区标准
地下水	①静水位埋深 ②水质:石油类、石油烃(C10~C40)、汞、砷、六价铬	镰69水源井、镰65水源井、镰33水源井、镰刀湾村水源井、镰75脱水源井、镰85脱水源井、镰93脱水源井	7个	半年一次	在本次工程周边设置有现有跟踪监测井4口,同时本次新增3口站场水源井作为跟踪监测井	新增3个	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类
土壤环境	石油类、石油烃(C10~C40)、汞、砷、六价铬、镉、铅、铬、铜、锌、镍	管线占地附近(梁3增至插输点集油管线) 管线沿线土壤敏感目标耕地(梁3增至插输点集油管线) 梁一转站内三相分离装置附近 镰93脱采出水处理房附近	1个 1个 1个 1个	一年一次 一年一次 一年一次 一年一次	管线已纳入现有的土壤监测计划中,不增加长庆实业油区现有的抽测数量。	不新增	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)风险筛选标准 执行《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》“第二类用地”筛选标准

## (2) 监测方法

污染源监测采样、样品保存分析方法应严格按照国家生态环境部门编制的《地下水环境监测技术规范》、《土壤环境监测技术规范》等监测技术规范要求执行。

## 9.5 环保投资估算

根据《建设项目环境保护设计规定》的有关要求，环保投资必须纳入工程投资概算，主要针对施工期及运行期污染治理及生态恢复费用，本项目估算环保投资约 120 万元，占建设总投资（1846.94 万元）的 6.49%，具体见下表。

环保投资估算最终以设计为准，环保投资应专款专用，并纳入工程投资概算，从设计、施工到实际运行应严格执行“三同时”制度。

表 9.5-1 环保设施及污染防治投资估算表 单位：万元

分期	污染类别	污染源	治理措施、设施	数量	环保投资
施工期	废水	施工废水	设置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水不外排	配套	2.0
		清管废水	清管废水全部经管道进入下游站场储罐，进入原油集输系统，与含水原油一同进行脱水净化处理，废水依托采出水处理站处理后回注油层，不外排。	/	/
		管道试压废水	依托现有罐车收集，拉运至采出水处理站处理后用于油田回注，不外排	/	/
		生活污水	配套防渗旱厕（依托站场设施）	/	/
	废气	施工扬尘	运输车辆遮盖篷布	配套	1.0
			洒水车	配套	2.0
	噪声	噪声源	隔音、减振、消声设施等	配套	2.5
	固废	施工废料	施工废料回收综合利用	/	2
		废防渗布	集中收集后暂存于就近危废贮存库，定期交有资质单位处置。	/	1.0
		生活垃圾	施工生活垃圾收集桶，按环卫要求处理	若干	0.5
		拆除管线	拆除前应对管线进行热洗、吹扫等，切割下来的旧管线暂存于作业区废料库，最终由长庆实业集团有限公司财务资产部及生产保障部登记按照国有资产处置流程统一处置。	/	5.0
运行期	生态	生态恢复	水工保护、临时占地植被恢复、水土流失治理、农业和生态补偿	/	70
	小计				84.0
	土壤、地下水		加强管理、管线带压运行、增加管道壁厚，应加大管线巡检力度等	-	15.0
	噪声		基础减震、厂房隔声	/	10.0
固废		清管废渣、废滤	暂存于就近危废贮存库，定期交有资质单位处	/	2.0

	料和浮油、浮渣、污泥	置。		
环境风险	管线输送压力实时监控设施、堵漏等风险防范设施	/	4.0	
	道路“三桩”，加厚套管等	/	5.0	
小计			36.0	
合计			120.0	

## 10 评价结论

### 10.1 建设项目概况

2025 年长实合作区块油维、改造工程位于榆林市定边县，主要建设内容包括包括站场工程和管线工程，站场工程为梁一转、梁二转、梁 2 增、梁 7 增、镰 75 脱、镰 85 脱、镰 93 脱、简 4 危废贮存库、大 16-2 危废贮存库、镰 35-1 危废贮存库、镰 80 危废贮存库等 11 座站场站内改造；管线工程包括注水管线 8 条，长度 16.27km，出油集油管线 4 条，长度 8.53km，管线总长 24.8km。

项目实施后可更加有效的杜绝油区管线泄漏，项目建设具有较好的社会经济效益和环境效益。

工程总投资 1846.94 万元，其中环保投资约 120 万元，占总投资的 6.49%，项目不新增劳动定员。

### 10.2 产业政策及规划相符性

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类中“七、石油天然气——1、石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采；2、油气管网建设：原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施”，符合国家产业政策。, 符合国家产业政策。

### 10.3 环境质量现状

#### （1）环境空气

根据陕西省生态环境厅办公室 2025 年 1 月 21 日发布的环保快报《2024 年 12 月及 1-12 月全省环境空气质量状况》，定边县、安塞区属于达标区，当地环境空气质量总体状况良好。

根据监测结果，各监测点非甲烷总烃小时浓度均符合《大气污染物综合排放标准详解》中小时  $2.0\text{mg}/\text{m}^3$  的限值；硫化氢小时浓度均符合《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中小时  $10\mu\text{g}/\text{m}^3$  的限值，颗粒物 TSP 24 小时浓度均符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准  $300\mu\text{g}/\text{m}^3$  的参考值，区域环境空气质量较好。

#### （2）声环境

根据监测结果，项目周边敏感目标处昼间、夜间的监测值均满足《声环境质

量标准》（GB3096-2008）2类区标准要求，评价区声环境质量现状较好。

### （3）地下水

根据监测结果，项目油区钠、硫酸盐、氯化物、溶解性总固体、总硬度存在超标，其余监测因子符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准限值。石油类均未检出，满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类水质要求。根据相关文献资料，区域地下水本身矿化度或含盐量高，从而引起了硫酸盐、氯化物等超标。

### （4）包气带

本次评价设包气带污染现状监测点位8个，监测因子包括pH值、砷、汞、六价铬、石油类、挥发酚、硫化物、氨氮、氯化物。通过数据对比，可以看出现有工程内包气带监测值与背景值无明显差异，说明已建工程对包气带产生的影响较小。

### （5）土壤环境

由监测结果可知，土壤监测点的各项指标均符合《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中pH>7.5其他标准，对农产品、农作物生长或土壤生态环境的风险低，可以接受。土壤监测点的特征污染物石油烃《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，对人体健康的风险可接受。

## 10.4 主要环境影响及环境保护措施

### 10.4.1 废气

#### （1）施工期

施工期废气主要包括施工扬尘、施工机械和运输车辆产生的尾气、焊接烟尘及防腐废气。施工地表开挖、回填过程中，应洒水使作业面保持一定湿度；对管道沿线开挖土石方采取覆盖遮蔽措施；施工过程应及时清理堆放在场地上的弃土、弃渣和道路上的抛撒料、渣等；同时，对运输道路、施工作业带洒水抑尘、加强施工机械及车辆运行管理与维护保养；为进一步减轻施工废气对周围居民的影响，评价要求在施工时，必须对开挖土方进行遮盖；在作业时及时洒水，并在施工区距离居民比较近的设置围挡。采取以上措施后，施工期对环境空气影响较小。

#### （2）运行期

本项目运行期产生的废气为各站场装置逸散的非甲烷总烃。通过落实油气密闭输送，加强工艺设备的密封性、减少无组织烃类逸散，优化操作规程，减少操作环节，合理安排储运作业。项目区地形开阔，污染物扩散条件较好，经预测分析，无组织非甲烷总烃浓度最大落地浓度为较小，对油区环境质量影响较小。

## 10.4.2 废水

### (1) 施工期

施工期废水主要包括施工废水，管道试压废水、废旧管道清管废水和生活污水。施工废水产生地点较分散，产生量较小，主要污染物为SS，设置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水，不外排。管道试压废水依托采出水处理站处理后用于油田回注，不外排；项目清管废水全部经管道进入下游站场储罐，进入原油集输系统，与含水原油一同进行脱水净化处理，废水依托采出水处理站处理后回注油层，不外排；生活污水依托附近站场收集后用于农田施肥，不外排。

### (2) 运行期

项目管线采用密闭输送方式，管线正常运行状况下不产生废水，不会对地表水环境产生影响。

油田采出水经处理后，可达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022)回注水质指标V级标准要求，可全部同层回注，不外排。

## 10.4.3 噪声

### (1) 施工期

根据噪声预测结果，施工机械噪声在昼间50m处可达到施工场界噪声标准，项目施工在100m范围外村庄方可满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准，本项目管线工程主要布置在人烟稀少的空旷地区，施工噪声对环境影响较小。但管线通过居民点管段施工时，会对沿线附近居民造成一定影响，施工设备噪声经过距离衰减后，对居民影响不大。为了进一步减轻施工噪声对周围居民的影响，对施工期噪声控制提出以下要求：

①合理安排施工作业时间，严禁在夜间22:00~06:00进行高噪声施工作业，以避免夜间扰民；合理安排强噪声施工机械的工作频次，合理调配车辆来往行车密度，尽量避开附近村民休息时间。

②尽量选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，降低设备声级；同时做好施工机械的维护和保养，有效降低机械设备运转的噪声源强。

③各种管材轻拿轻放，减少撞击性噪声。

④在距离居民比较近施工时，应在作业带设立围挡，进一步减轻对居民的影响。

在采取以上措施后，施工期噪声对环境影响较小，可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，随施工结束，影响消失，噪声控制措施可行。

#### （2）运行期

本项目运营期噪声主要来源于各站场内新增泵类设施等设备。经预测，运行期各站场四周厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求。各环境敏感目标处噪声预测值均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区标准。

### 10.4.4 固体废物

#### （1）施工期

项目施工期固体废物采取的措施如下：

①施工期产生土方全部用于管沟回填和平整施工作业带；  
②施工人员生活垃圾依托站场收集后及时运至生活垃圾收集点；  
③施工期施工废料回收利用；  
④旧管线无害化处理产生的废防渗布暂存至就近的危废贮存库，最终交有资质单位处置。拆除管线暂存于作业区废料库，最终由长庆实业集团有限公司财务资产部及生产保障部登记按照国有资产处置流程统一处置。

采取以上措施后，施工期固废对环境的影响很小。

#### （2）运行期

项目运行期产生的固体废物为清管废渣、含油污泥、废滤料和采出水处理系统产生的浮油、浮渣、污泥，暂存于危废贮存库，定期交由有资质单位处理，不外排。

采取以上处置措施后，运营期固废对环境的影响很小。

### 10.4.5 生态环境的影响

#### (1) 施工期

施工期工程占地将破坏土壤结构，管道穿越草地、林地、耕地，破坏植被，保持水土和维持生物多样性功能下降。受项目影响的植被在当地分布广、数量大，施工最大的影响就是造成物种个体数量减少，但不会发生某种植物区系成分的丧失或者消亡。项目临时占地及施工范围内不涉及珍稀濒危野生动物分布区，也没有涉及野生动物的通道、栖息地等敏感区，对野生动物多样性影响非常小。随着施工结束后的复种、复垦以及植被恢复，工程施工对生态环境的影响将逐渐减弱。总体上看，工程建设对生态环境影响较小。

管线选址时已尽可能避开耕地、村民聚集居住区等敏感区域；施工期尽量避开雨季，减少雨水冲刷造成水土流失；加强施工管理，严格控制施工作业带宽度，禁止材料乱堆乱放；管线分段施工，土方分层开挖、分层回填，施工结束后及时进行平整和植被恢复；本次不单独设置施工营地和堆管场，依托沿线现有站场保障点等，不新建施工道路，依托油区现有道路。由于项目选线无法避绕，需临时占用基本农田，该路段施工中除需落实以上措施外，还应避开播种和植物生长期，进一步缩小施工作业带范围并在施工结束后及时复耕，应做好与周边农户的沟通协商和补偿工作，按要求办理相关手续。

#### (2) 运行期

为保护管道安全，工程施工结束后管道中心线两侧 5m 范围内不能恢复成森林植被，该范围内的水土保持等生态功能将会受到一定影响。不能恢复成森林植被的施工作业带，在自然恢复及人工恢复措施下，会逐渐演替成草本或灌丛植被。总的来说，受工程影响的森林植被在当地均属一般常见种，其生长范围广，工程的实施不会对区域生态环境造成较大影响，影响可接受。

### 10.4.6 土壤环境影响

正常情况下，在措施相应的污染防治措施后，项目运营期不会对土壤环境造成污染；非正常情况下，原油、采出水泄漏可能会对土壤环境造成污染。遇降雨条件，还可能对地下水造成污染。根据土壤环境影响分析内容，采取源头控制措施、过程控制措施等措施，可有效降低对土壤环境的影响，措施可行。

#### 10.4.7 环境风险

本项目涉及的主要危险物质为原油及火灾事故产生的次生 CO，可能存在风险的单元为出油集油管线，主要事故类型包括管道泄漏以及泄露引发的火灾事故等。通过采取可靠的风险防范措施，并严格按照规范进行设计、正确操作，可有效防止泄漏、火灾、爆炸等事故的发生，一旦发生事故，依靠装置内的安全防护设施和事故应急措施也能及时控制事故，防止事故蔓延，减少事故带来的人员伤亡、财产损失和环境影响，项目风险水平可以接受。

### 10.5 环境影响经济损益

本项目的实施，降低了潜在的环境风险，节约了原油泄漏后的处理处置成本，保护了当地生态安全。与项目环保投资相比，环境经济效益突出。

项目施工期会带来生态破坏、水土流失等问题，但是影响程度有限。与项目实施降低的环境风险相比，在可接受程度和范围之内。在保证各项环境保护措施实施的情况下，项目的经济效益、社会效益和环境效益得到了协调发展，因此从环境经济综合的角度来看，项目建设环境可行。

### 10.6 环境管理与监测计划

根据 QHSE 管理体系标准和中国石油天然气集团公司建立 QHSE 管理体系的规定和要求，参照公司的安全环境管理机构设置情况，长庆实业集团有限公司建立了 HSE 管理组织机构，对基层组织 QHSE 权利和责任作出了明确规定，各采油部门均已建立了基本的环境管理规章制度。组织的完善以及制度的落实能够对环境保护起到重要的作用。

本项目在运行期对排放的噪声进行定期监测，并对项目周边的地下水、土壤环境等环境质量进行跟踪监测，并建议了运行期的监测计划。

### 10.7 公众参与情况说明

按照《环境影响评价公众参与办法》的相关规定，建设单位在本项目环评委托后，于 2025 年 8 月 23 日和 8 月 27 日在当地网站“在榆林网”和“延安新闻网”网上发布了项目环境影响评价信息公示；项目环境影响报告书征求意见稿形成后，于 2025 年 9 月 9 日在当地网站“延安新闻网”和“在榆林网”上进行了全文公示，并分别于 2025 年 9 月 10 日和 9 月 11 日在“西北信息报”上进行了报纸公示，同

步在涉及的各乡镇通过张贴公告的方式进行公示。在项目上报审批前，在“延安新闻网”和“在榆林网”网站公示栏发布了全文公示。整个公示期间建设单位和环评单位均未收到关于本项目的反馈意见。

## 10.8 总结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中鼓励类项目，符合相关法律、法规、规划、规范等要求。在按照“三同时”制度认真落实工程设计、环评报告提出的改进措施并强化环境管理后，各项污染防治、生态保护及环境风险防范与应急措施基本可行，可实现经济效益、社会效益和环境效益的协调统一。从满足生态环境质量目标要求的角度，本项目生态环境影响可行。

## 10.9 要求与建议

### 1、要求

- (1) 建立健全企业环境风险管理体系，修订突发性事故应急预案，配备相应的应急物资，采取有效的防范和应急措施。
- (2) 项目加大巡线频率，提高防护等级，定期检查管道安全保护系统和测量管线内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段及时更换。
- (3) 临时占用基本农田，必须办理相关临时用地手续。
- (4) 项目竣工后按照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》规定的程序和标准，组织建设项目竣工环境保护自主验收，验收合格后，方可正式运行。

### 2、建议

- (1) 健全企业环境风险应急机制，强化风险管理；
- (2) 尽可能将本项目环境监测计划纳入区域整体环境监测计划；
- (3) 加强工程重点部位的安全综合管理，强化对员工的职业素质教育，杜绝违章作业。