

乌尔逊油田乌 39-1 区块大磨拐河组  
二段油层 2023 年产能建设工程  
环境影响报告书



建设单位：大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司

评价单位：山东海纳环境工程有限公司

打印编号: 1738909106000

## 编制单位和编制人员情况表

项目编号	23k4e4		
建设项目名称	乌尔逊油田乌39-1区块大磨拐河组二段油层2023年产能建设工程		
建设项目类别	05-007陆地石油开采		
环境影响评价文件类型	报告书		
一、建设单位情况			
单位名称 (盖章)	大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司		
统一社会信用代码	91150724701354995Q		
法定代表人 (签章)	王朋		
主要负责人 (签字)	谷银龙		
直接负责的主管人员 (签字)	蔡金航		
二、编制单位情况			
单位名称 (盖章)	山东海纳环境工程有限公司		
统一社会信用代码	91370211MA3CGU23XQ		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
孙雷	201905035370000018	BH 002165	孙雷
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
孙雷	建设项目工程分析、环境影响预测与评价、环境保护措施及其可行性论证、环境影响评价结论	BH 002165	孙雷
刘丽	概述、总则、环境现状调查与评价、环境风险评价、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划	BH 067422	刘丽

# 目 录

<b>第一章 概 述</b> .....	<b>1</b>
1.1 建设项目由来.....	1
1.2 建设项目特点.....	2
1.3 环境影响评价工作过程.....	6
1.4 分析判定相关情况.....	8
1.5 关注的主要环境问题及环境影响.....	44
1.6 环境影响评价的主要结论.....	47
<b>第二章 总则</b> .....	<b>49</b>
2.1 编制依据.....	49
2.2 评价目的及原则.....	54
2.3 环境影响识别与评价因子筛选.....	55
2.4 评价标准.....	59
2.5 评价等级.....	67
2.6 评价范围.....	79
2.7 环境保护目标.....	82
2.8 评价工作内容及重点.....	83
<b>第三章 建设项目工程分析</b> .....	<b>88</b>
3.1 现有工程分析.....	88
3.2 建设项目概况.....	134
3.3 环境影响因素分析.....	165
3.4 污染源源强核算.....	170
3.5 清洁生产分析与温室气体排放评价.....	183
<b>第四章 环境现状调查与评价</b> .....	<b>190</b>
4.1 自然环境状况.....	190
4.2 环境质量现状调查与评价.....	197
4.3 区域污染源调查.....	244
<b>第五章 环境影响预测与评价</b> .....	<b>247</b>

5.1 大气环境影响预测与评价 .....	247
5.2 地表水环境影响评价 .....	254
5.3 地下水环境影响预测与评价 .....	257
5.4 声环境影响预测与评价 .....	278
5.5 固体废物环境影响分析 .....	281
5.6 生态环境影响预测分析 .....	287
5.7 土壤环境影响预测分析 .....	295
5.8 环境风险分析 .....	305
<b>第六章 环境保护措施及其可行性论证 .....</b>	<b>318</b>
6.1 大气污染防治措施 .....	318
6.2 废水污染防治措施 .....	322
6.3 地下水污染防治措施 .....	325
6.4 噪声污染防治措施 .....	331
6.5 固体废物污染防治措施 .....	332
6.6 生态保护措施 .....	334
6.7 土壤污染防治措施 .....	338
6.8 环境风险防范措施 .....	340
6.9 环保投资估算 .....	353
<b>第七章 环境影响经济损益分析 .....</b>	<b>356</b>
7.1 环境损失费估算 .....	356
7.2 环保投资估算及环境效益分析 .....	356
7.3 环保验收“三同时”一览表 .....	356
7.4 环境经济损益分析结论 .....	360
<b>第八章 环境管理与监测计划 .....</b>	<b>361</b>
8.1 HSE 管理体系的建立和运行 .....	361
8.2 环境监控 .....	363
8.3 本工程污染源排放清单 .....	365
8.4 总量控制 .....	367

8.5 运营期环境管理与监测计划 .....	367
<b>第九章 环境影响评价结论 .....</b>	<b>372</b>
9.1 建设项目概况 .....	372
9.2 产业政策符合性 .....	372
9.3 选址合理性结论 .....	372
9.4 环境质量现状评价结论 .....	373
9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论 .....	374
9.6 公众意见采纳情况 .....	376
9.7 环境经济损益分析结论 .....	376
9.8 环境管理与监测结论 .....	376
9.9 综合评价结论 .....	377

## 附 件

- 附件 1 现有工程环保手续
- 附件 2 突发环境事件应急预案备案表
- 附件 3 乌尔逊油田采矿证
- 附件 4 排污许可登记回执
- 附件 5 依托场站环保手续（乌东联、贝 28 含油污泥暂存池、德二联压裂返排液站、危废暂存库）
- 附件 6 危险废物处置合同
- 附件 7 生活饮用水承诺函
- 附件 8 关于大庆油田呼伦贝尔分公司查询作业地块是否在生态保护红线范围内的说明
- 附件 9 三线一单查询报告
- 附件 10 伴生气成分报告
- 附件 11 关于项目划定区域是否涉及文物保护区范围内的复函
- 附件 12 检测报告（中检（HN）字 2024 第 10-002 号）
- 附件 13 企业例行检测报告（有组织废气）
- 附件 14 企业例行检测报告（地下水）
- 附件 15 企业例行检测报告（噪声）
- 附件 16 企业例行检测报告（废水）
- 附件 17 企业例行检测报告（土壤）
- 附件 18 内蒙古自治区“十四五”新增污染物排放建设项目总量确认书

# 第一章 概 述

## 1.1 建设项目由来

随着我国经济的持续增长，国家对石油资源的需求越来越大。随着原油含水升高和自然递减，油田老区产量呈现逐年下降的态势。为了保障国家原油战略安全，大庆油田公司不断加大对大庆油田外围的勘探开发力度，为此大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司进行《乌尔逊油田乌 39-1 区块大磨拐河组二段油层 2023 年产能建设项目》的建设，对乌尔逊油田乌 39-1 区块进行优选。

本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，乌尔逊油田乌 39-1 区块内，乌尔逊油田乌 39-1 区块开发主要目的层为大磨拐河组二段，发育扇三角洲-湖泊沉积体系，外扩区发育扇三角洲前缘的河漫亚相，微相主要有分流河道、河漫滩、河漫沼泽等。乌 39-1 区块现有油井 5 口，注水井 2 口，无退役井。布井区大二段动用含油面积  $0.76\text{km}^2$ ，动用地质储量  $51.91 \times 10^4\text{t}$ ，平均孔隙度 17.7%，渗透率 16.53mD，属于中孔低渗透储层。乌尔逊油田乌 39-1 区块自 2020 年 4 月陆续投产，主要采用  $200 \times 200\text{m}$  正方形井网，截至 2022 年 3 月份，年产油  $0.22 \times 10^4\text{t}$ ，采油速度 2.2%，累计产油  $0.93 \times 10^4\text{t}$ ，采出程度 2.32%；年注水  $0.34 \times 10^4\text{m}^3$ ，年注采比 1.48，累计注水  $0.69 \times 10^4\text{m}^3$ ，累计注采比 0.74，综合含水 15.8%。

本项目乌 39-1 区块共设计新井 13 口，其中采油井 10 口，注水井 3 口（已在《乌尔逊凹陷 2023-2025 年油藏钻井工程环境影响报告书》中完成钻井环评，并于 2022 年 1 月 5 日取得呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎左旗分局批复（新左环审表字〔2021〕14 号）后开工，现均已射孔完井，乌 39-1 区块共批复 35 口油水井），即本项目涉及的油水井均已完工，设计平均完钻井深 1650m，设计产能  $0.99 \times 10^4\text{t/a}$ ，单井初期产油 3.3t/d。动用含油面积  $0.76\text{km}^2$ ，地质储量  $51.91 \times 10^4\text{t}$ ，可采储量  $13.0 \times 10^4\text{t}$ 。本项目新建油井采用电加热集油流程，新建油井接入已建集油干线，新建集油管道 2.17km，管道均设管道集肤加热装置，共 2.17km，端点井及次端点井设井口电加热，共计 10 台，产液进入乌东联合站处理；基建注水井采用多井配水流程，新建注水井接入已建 39-1 号注配间，扩建注水阀组 3

套，新建注水管道 1.5km；本项目新建进井通道 2.5km；按呼伦贝尔分公司的数字化建设方案配套完善新井的数字化建设。

## 1.2 建设项目特点

### 1.2.1 工程特点

本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，乌东联合站以南 4.5km（项目地理位置见图 1.1-1）。本项目主要在乌尔逊油田乌 39-1 区块内布设油井及其配套设施，属于现有区块的滚动开发，建设性质为改扩建。

本项目基建油水井 13 口（油井 10 口、水井 3 口），均为独立井；项目基建油井采用电加热集油流程，新建油井接入已建集油干线，新建集油管道 2.17km，管道均设管道集肤加热装置，共 2.17km，端点井及次端点井设井口电加热，共设 10 台，产液进入乌东联合站处理；基建注水井采用多井配水流程，新建注水井接入已建 39-1 号注配间，扩建注水阀组 3 套，新建注水管道 1.5km；本项目新建进井通道 2.5km。项目总投资 4698.57 万元，环保投资 161.97 万元。

本项目占地类型主要为基本草原。项目总占地 4.261hm<sup>2</sup>，其中临时占地面积 3.386hm<sup>2</sup>，永久占地面积 0.875hm<sup>2</sup>。



图 1.1-1 项目地理位置图

## 1.2.2 工艺特点

### (1) 施工期

本项目为产能建设地面工程，基建油水井 13 口，包括油井 10 口，水井 3 口。本项目基建 13 口油水井，在《乌尔逊凹陷 2023-2025 年油藏钻井工程环境影响报告书》中完成钻井环评，并于 2022 年 1 月 5 日取得呼伦贝尔市生态环境局新

巴尔虎左旗分局批复（新左环审表字〔2021〕13 号）后开工，现均已射孔完井。本项目管道施工以机械开挖为主，集油管线临时占地作业面宽度为 8m，注水管线临时占地作业面宽度为 11m，站外集油系统采用电加热工艺，本项目施工期 13 口油水井均不涉及射孔作业，对 10 口油井进行压裂作业，产能地面建设主要是 13 口油水井的井场的建设、管线敷设、通井路的建设等。井场建设包括井场平整，井场垫高，井台平整以及抽油机及电机安装；管线建设采用机械开挖直埋方式；本项目新建的通井路均为土路，首先对线路进行清理平整，然后将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实。

## （2）运营期

本项目运营期 10 口油井产能  $0.99 \times 10^4 \text{t/a}$ ，全部采用抽油机采油方式。本工程基建油井 10 口，为独立井，分布相对集中，位于已建电加热集油干线附近。规划采用电加热工艺，产液经已建集油干线集输至乌东脱水站处理。

### 1.2.3 排污特点

#### （1）施工期

本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、施工设备和运输车辆排放的尾气及焊接烟尘等。施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；加强对施工机械设备及车辆的维护、保养；焊接过程中采用环保型焊材。

本项目施工过程中产生的废水主要为生活污水、试压废水及压裂返排液。施工人员的生活污水排入驻地已建防渗化粪池，定期进行清掏后外运至乌东联合站生活污水处理装置，处理后排入生活污水蒸发池自然蒸发或用作站场绿化；压裂返排液由罐车拉运至德二联压裂返排液处理站处理，分离出的污水输至德二联污水处理站处理达标后回注油层；试压废水由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排。

施工过程中产生的噪声主要为施工设备及运输车辆产生的噪声。项目施工期合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工，避免夜间施工；合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时避免在同一地点

安排较多的动力机械；选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声；运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。

施工期固体废物主要是生活垃圾，统一收集至井场生活垃圾存放点，拉运至新巴尔虎左旗生活填埋场填埋处理。

## (2) 运营期

运营期产生的废气主要为油井采油过程中产生的非甲烷总烃、依托场站加热炉产生的烟气。本项目油气集输采用密闭集油工艺流程，井口安装密封垫，管道密闭集输，定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，井场及依托场站排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求；依托场站加热炉燃料均采用天然气，为清洁能源，天然气经燃烧后经 8m 高烟囱排放，加热炉排放的废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉标准限值要求。

本项目运营期产生的废水主要为油水井作业废水、油井采出液分离出的含油污水以及清防蜡废水。油水井作业废水通过罐车拉运到乌东联合站含油污水处理站进行处理，不外排；油田采出水最终管输进入乌东联合站含油污水处理站处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排；清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。

本项目运营期噪声源主要来自抽油机等设备运行噪声。项目尽可能选用低噪声设备；对噪声值较高的设备采用相应的减振、隔声等降噪措施；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。

项目运营期产生的固体废物主要有正常工况下产生的含油污泥，非正常工况下产生的落地油、含油废防渗布。含油污泥及落地油送贝 28 作业区含油污泥暂存池暂存，后委托有资质单位处理，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司进行处理；含油废防渗布经收集后送呼伦贝尔油田危废暂存库暂存，后委托有资质单位处理，现阶段由阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司进行处理。

## (3) 退役期

本项目退役期将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在此期间，将会产生少量扬尘、车辆及机械尾气和噪声，另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑垃圾等固体废物，将其进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑垃圾外运至指定处理场填埋处理。

#### 1.2.4 周边环境特点

本项目位于呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内。项目占地范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林、生态红线管控范围、重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、基本农田等重要保护目标，但本项目位于基本草原内且涉及水土流失重点预防区；项目环境敏感目标主要为牧民、基本草原等。

本项目开发区域周边环境敏感点主要为井场周边牧民以及基本草原、水土流失重点预防区。根据《呼伦贝尔市生态环境准入清单》，本项目位于重点管控单元内，不在呼伦贝尔市生态保护红线范围内，符合“准入清单”相关要求。

### 1.3 环境影响评价工作过程

根据《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日起施行）、《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修订）和《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（2021 年 1 月 1 日起施行）等法律法规，本项目属于“五、石油和天然气开采业 07，陆地石油开采 0711”，本项目位于基本草原内且属于水土流失重点防控区，涉及环境敏感区，因此需编制环境影响报告书。

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司委托山东海纳环境工程有限公司承担本项目的环评工作。我单位接受委托后，项目组对项目的设计方案进行了详细分析，并对项目选址进行实地考察，对环境敏感因子和评价因子进行了识别和筛选；结合有关环境保护法规和当地实际情况，确定了本次评价的评价等级、评价标准、评价范围，制定了工作方案。根据项目工程分析确定污染源强及

生态影响因素，并委托大庆中环评价检测有限公司对项目所在区域环境质量现状进行监测，掌握区域环境质量现状；结合相关评价导则的要求、项目的工艺特点及项目所在地区的环境特征，对本项目各环境要素进行了具体分析、预测和评价，对项目所采取的各项环保措施进行论证分析，并提出减缓不利环境影响的对策与措施，从环境保护角度论证项目建设的可行性，按照生态环境部关于环境影响评价深度和广度的要求，开展环评报告书的编制工作。目前已编制完成了《乌尔逊油田乌 39-1 区块大磨拐河组二段油层 2023 年产能建设项目环境影响报告书》。

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），建设项目环境影响评价工作程序如图 1.3-1 所示。

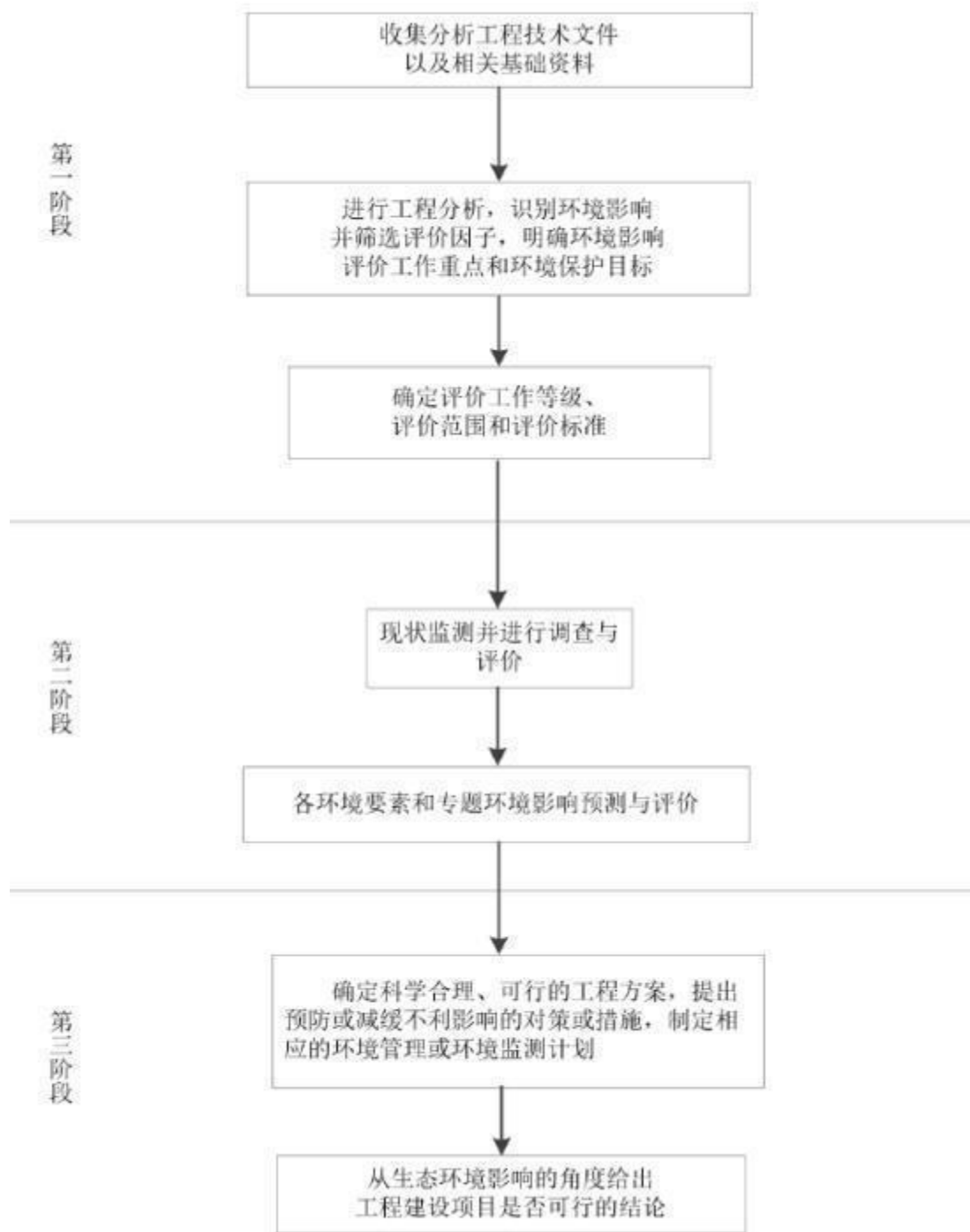


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

## 1.4 分析判定相关情况

### 1.4.1 产业政策符合性分析

本项目为油田开发建设项目，根据《产业结构调整指导目录（2024年）》（2024年2月1日施行），本项目属于鼓励类“七、石油、天然气”中“1、常规石

油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家产业政策要求。

#### 1.4.2 相关规划、政策符合性分析

##### 1.4.2.1 与《内蒙古自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

根据《内蒙古自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》第五十章“强化经济安全保障”第三节“加强能源安全保障”中明确提出“稳妥推进鄂尔多斯等煤制油气战略基地建设，建立产能和技术储备”。

本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，属于石油天然气开发工程，为国家能源建设项目，符合规划要求。

##### 1.4.2.2 与《呼伦贝尔市国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

《呼伦贝尔市国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》（呼政发〔2021〕21 号）中第八章第一节提出：加强能源和资源储备能力建设。贯彻落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，坚持能源的安全性、经济性和可持续性并举，积极对接国家能源和资源储备政策需求，提升以煤炭为重点的能源和资源储备能力。调整矿产资源勘查方向，重点向矿业集中区、大中型矿山区域倾斜，聚焦重点矿种，实施绿色勘查示范项目，切实提高勘查质量和效率。增强煤炭、石油资源储备能力，着眼产地储备，促进产品储备、产能储备，通过深入调查评估、绿色勘查等方式，储备一批煤炭矿产地，保障国家煤炭、石油资源长期有效供给和可持续利用，在国家战略需要时，努力实现快速响应，保障能源供应链安全。

本项目为陆地石油开采项目，项目建设有利于增强能源储备能力，保障能源安全，因此本项目符合《呼伦贝尔市国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》要求。

##### 1.4.2.3 与《内蒙古自治区政府关于印发自治区国家重点生态功能区产业准入负面清单的通知》符合性分析

根据《内蒙古自治区政府关于印发自治区国家重点生态功能区产业准入负面清单的通知》（内政发〔2018〕11号，2018.3.12）的内容，本项目属于“B采矿业07石油和天然气开采业”，管控要求为“新建工程生产规模必须达到国家和自治区行业准入要求，生产工艺，设备水平、清洁水平必须达到国内先进水平。现有工程推广节能技改，生产工艺、设备水平、清洁生产水平必须提升至国内先进水平。生产废水全部回收循环利用”。

本项目为陆地石油开采项目，属于国家鼓励类项目，目前无国家和自治区行业准入要求。本项目的生产工艺、设备水平能够达到国内先进水平。工程选用节能型设备，生产废水为含油污水，通过含油污水处理站处理后回注地下驱油，可以做到全部回收循环利用，能够符合上述产业准入的要求。

#### 1.4.2.4 与《内蒙古自治区“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

根据《内蒙古自治区“十四五”生态环境保护规划》（内政办发〔2021〕51号）内容：落实生态环境分区管控，全面实施“三线一单”（生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线、生态环境准入清单）生态环境分区管控意见，建立全区精细化的生态环境分区管控体系，用环境保护准入推动经济转型、低碳、绿色发展。对接各地区绿色发展重大项目信息，建立环保服务清单，大气、水、重金属等主要污染物排放总量指标予以优先支持。推进油气勘查开发和基地建设，加快油气长输管道建设，完善油气管网，提高供应保障。控制非二氧化碳温室气体排放，减少油气开采、收集、加工、输送及贮存和配送等各环节甲烷泄漏，控制煤炭油气开发行业甲烷气体排放。

本项目为陆地石油开采项目，属于国家鼓励类项目，评价范围内无自然保护区、风景名胜区、水源地保护区等环境保护目标，本项目的建设符合“三线一单”要求。生产工艺、设备水平能够达到国内先进水平。工程选用节能型设备，生产废水为含油污水，通过乌东联合含油污水处理站处理后回注地下驱油，可以做到全部回收循环利用，因此本项目符合《内蒙古自治区“十四五”生态环境保护规划》（内政办发〔2021〕51号）的要求。

#### 1.4.2.5 与《呼伦贝尔市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

表 1.4-1 本项目与《呼伦贝尔市“十四五”生态环境保护规划》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	<p>推进低空扬尘污染综合防治。建立施工工地管理清单和扬尘控制责任制度，做到工地周边围挡、物料堆放覆盖、土方开挖湿法作业、路面硬化、出入车辆清洗、渣土车辆密闭运输“六个百分之百”。强化城区道路扬尘管控，规范道路清扫保洁作业规程，提高春季清扫频次。加强城市裸露地面、堆场、料场规范化整治，确保扬尘污染防治措施落实到位。加快推进绿色矿山建设，加大露天矿山综合整治力度，强化矿产开采、储存、装卸、运输过程污染防治和减尘抑尘，到 2025 年底前全部达到绿色矿山标准。</p>	<p>①本项目施工期应建立施工工地管理清单和扬尘控制责任制度。                      ②运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。                      ③运料车辆在运输时，应当采取全密闭措施，在运料顶部加盖篷布，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。                      ④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。                      ⑤合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业。                      ⑥施工结束后，在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复，并确保绿化面积和植被成活率。                      ⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。                      ⑧根据《内蒙古自治区自然资源厅关于内蒙古自治区 2021 年度第三批列入自治区级绿色矿山名录及更名、移出自治区级绿色矿山名录的公告》，“内蒙古自治区海拉尔盆地乌尔逊油田开采”列入内蒙古自治区 2021 年度第三批列入绿色矿山名录名单，因此本项目符合绿色矿山标准。</p>	符合
2	<p>强化土壤重点监管行业环境监管。鼓励土壤污染重点监管单位因地制宜实施管道化、密闭化及防腐防渗改造，以及物料、污水、废气管线架空建设和改造，从源头上消除土壤污染。对化工、冶金、矿山采掘等可能对土壤环境产生影响的建设项目，严格土壤环境影响评价。根</p>	<p>大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司作为土壤污染重点监管企业，每年对区域内土壤进行监测，并在大庆油田网站进行信息公开。根据监测结果，各监测点位污染物浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中第二类用地风险筛选值。同时，本次评价设</p>	符合

	<p>据典型行业有毒有害物质排放、腾退地块土壤污染情况，动态更新重点监管单位名录。对土壤污染重点监管企业定期开展周边土壤和地下水监督性监测，督促企业定期开展土壤及地下水自行监测、污染隐患排查，到 2025 年底，至少完成一次土壤和地下水污染隐患排查，建立台账并制定整治方案。</p>	<p>置了土壤跟踪监测点位，并纳入企业日常监测体系，能够及时有效的跟踪调查项目土壤的受污染情况。</p>	
<p>3</p>	<p>加强地下水污染协同防治。强化土壤和地下水污染协同防治，对可能影响地下水污染的建设用地地块，制定污染防治方案、污染状况调查、风险管控措施、治理修复方案，突出协同防治。强化地下水污染风险防控，对高风险的化工生产企业以及工业集聚区、重点尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等区域开展必要的防渗处理，防止持续污染地下水。实施报废矿井、钻井、取水井封井回填，强化示范评估。</p>	<p>本项目施工期定期对油井套管进行检查等，以消除对地下水的污染隐患，项目污水均不外排，并对项目进行分区防渗，对场站罐区、危废暂存库、含油污泥暂存池、压裂返排液处理站污水回收池、污泥池、收油池及废液储存池、集输管线、油井作业时地面等进行重点防渗处理，对作业区防渗生活污水池进行一般防渗处理，对井场地面、站场其他地面进行简单防渗处理，最大程度保证不污染地下水环境。</p> <p>运行期含油污泥、落地油由密闭防渗槽车拉运至贝 28 作业区含油污泥暂存池暂存，委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司处理。废含油防渗布属于危险废物，由密闭防渗槽车拉运至贝 28 作业区危险废物暂存库暂存，委托有资质单位处理。含油污水经乌东联合油污水处理站处理后回注现役油层。油井作业废水经罐车拉运至乌东联合油污水处理站处理后回注现役油层，不外排。回注水均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）“含油量≤10.0mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5.0μm”标准限值。结合项目区域共布设 9 口跟踪监测井，其中潜水井 6 口，承压水井 3 口，于区块上游、区块下游各布设 1 口潜水井和 1 口承压水井，于乌东联生活污水池上游、下游各布设 1 口潜水井，于德二联压裂返排液处理站、含油污泥暂存池、危废暂存库下游各布设 1 口潜水监测井，每半年对监测点位的 pH、总硬度、</p>	<p>符合</p>

		<p>溶解性总固体、铁、锰、汞、砷、镉、铬（六价）、铅、挥发性酚类（以苯酚计）、耗氧量（COD<sub>Mn</sub>法，以O<sub>2</sub>计）、氨氮、总大肠菌群、菌落总数、硝酸盐、亚硝酸盐、氟化物、钡、石油类、硫化物进行1次监测。</p> <p>采取以上措施后可有效防控地下水生态环境风险。</p>	
4	<p>严守生态保护红线。推进精细化空间管控，严禁不符合主体功能定位的各类开发活动，进一步推动违法违规侵占生态空间的退出和修复。将生态保护红线作为维持全市生态功能的底线，确保生态功能不降低、面积不减少、性质不改变，有效保护重要生态功能区域、重要生态系统及主要物种，提高全市生态产品供给能力。</p>	<p>项目不占用生态红线，临时占用草地施工结束后及时进行植被恢复，永久占地严格控制占地面积。</p>	符合
5	<p>提高危险废物利用处置和监管能力。提升危险废物环境监管能力，促进利用处置设施合理布局，实现利用处置能力与产废情况总体匹配。支持适时建设油田开采中产生的油基钻井岩屑等危险废物利用处置设施，支持建设水泥窑协同处置设施。</p>	<p>运营期含油污泥和落地油暂存于贝28作业区含油污泥暂存池，委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司处置；废含油防渗布暂存于贝28作业区危险废物暂存库，委托有资质单位处置。</p>	符合

#### 1.4.2.6 与《内蒙古自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》符合性分析

根据《内蒙古自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》内容，重点开采煤炭、石油、天然气、铀矿、地热、富铁、铜、镍、铬、锰、金及优质高效非金属矿产，在符合准入条件下，适度扩大开发规模，提高资源供应能力；进一步完善符合自治区实际的绿色矿山建设标准体系，将绿色发展理念贯穿矿产资源开发全过程，开展绿色矿山建设行动。

本项目为陆地石油开采项目，属于国家鼓励类项目，本项目的建设符合“三线一单”要求。生产工艺、设备水平能够达到国内先进水平。工程选用节能型设备，生产废水为含油污水，通过含油污水处理站处理后回注地下驱油，可以做到全部回收循环利用，本项目符合《内蒙古自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》。

#### 1.4.2.7 与《内蒙古自治区“十四五”能源发展规划》（内政办发〔2022〕16号）符合性分析

《内蒙古自治区“十四五”能源发展规划》（内政办发〔2022〕16号）中第十四章提出“油气行业要大力推进技术改造，采用清洁生产工艺，促进废水循环利用；依照油气管道运行规范，加强油气管道安全监督与管理，加大隐患治理力度，完善应急预案，防止发生泄漏、爆炸、火灾等事故对环境的影响；优化油气管网布局，推进管道共建、廊道共享和委托代输，减少土地占用和建筑物拆迁，及时组织复垦，保护地形地貌。”

本项目采用清洁生产工艺，产生的废水经处理合格后回注地下油层，不外排；呼伦贝尔分公司已经编制应急预案，包括了原油泄漏污染、污水泄漏污染、给排水系统泄漏污染、天然气泄漏污染和施工时发生事故造成污油、污水排放污染等事故的分类、应急响应等内容；本项目施工严格按照《石油天然气工程项目用地控制指标》（国土资规〔2016〕14号）规范进行，尽量减少土地占用，同时本项目提出了详细的生态恢复措施，可有效保护地形地貌。因此本项目符合《内蒙古自治区“十四五”能源发展规划》（内政办发〔2022〕16号）要求。

#### 1.4.2.8 与《呼伦贝尔市矿产资源总体规划（2021-2025年）》符合性分析

《呼伦贝尔市矿产资源总体规划（2021-2025年）》第五章第一节提出：重点开采煤炭、石油、天然气（煤层气）、铜、金、地热及优质高效非金属矿产。限制开采资源利用效益不抵生态环境破坏补偿的矿产，限制开采非紧缺低品位矿产。禁止开采可耕地砖瓦粘土、河道砂金及超贫磁铁矿。禁止新建对生态环境产生不可恢复性破坏的开采项目。

本项目为油田开发建设项目，为重点开采矿产，因此本项目符合《呼伦贝尔市矿产资源总体规划（2021-2025年）》要求。

### 1.4.3 相关环保政策符合性

#### 1.4.3.1“三线一单”符合性分析

表 1.4-2 本项目与《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150号）符合性分析

名称	文件要求	符合性分析	结论
----	------	-------	----

<p>生态保护红线</p>	<p>生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。</p>	<p>根据《呼伦贝尔市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》和《呼伦贝尔市生态环境准入清单》，本项目位于重点管控单元“ZH15072620008 新巴尔虎左旗生态用水补给区、ZH15072620010 呼伦湖呼伦贝尔市甘珠花控制单元、ZH15072620002 辉河呼伦贝尔市入伊敏河控制单元”（详见图 1.4-1），管控要求详见表 1.4-4。本项目属于陆地石油开采项目，施工期和运行期均采取了合理有效的污染防治措施以及环境风险防控要求，对周围生态环境的影响较小，环境影响可接受，不会突破环境质量底线。</p> <p>本项目乌 39-1 井场距呼伦湖国家级自然保护区边界约 6.2km，项目与自然保护区位置关系见图 1.4-2。因此，项目不在自然保护区范围内，本项目不涉及生态保护红线，符合生态保护红线划定要求。新巴尔虎左旗自然资源局出具的相关查询说明见附件 8</p>	<p>符合</p>
<p>环境质量底线</p>	<p>环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。</p>	<p>根据《2023 年内蒙古自治区生态环境状况公报》，项目选址区域环境空气质量能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准及修改单要求，环境空气质量较好。通过环境影响分析可知，本项目建设投产后的环境空气质量能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准及修改单要求；根据地下水质量现状的监测数据，项目评价范围内，地下水中部分氟化物、铁、锰存在超标问题，其余各监测因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》中III类水体限值（≤0.05mg/L）。本项目废水均不外排，均能得到合理处置，正常运行下不会对周围地表水环境和地下水环境产生污染影响，非正常情况下，采取积极有效的措施后，污染事件均可防可控，对周边水环境影响较小；本项目评价范围内土壤敏感保护目标主要为基本草原，根据土壤环境现状的监测数据，牧草地各监测项目均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）标准要求，建设用地各监测项目均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。通过环境影响分析可知，本项目建成投产后土壤环境质量能满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值中第二类用地限值要求。因此，本项目建设符合环境质</p>	<p>符合</p>

资源利用上线	<p>资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。</p>	<p>量底线要求。</p> <p>本项目为陆地石油开采项目，本身属于资源开发利用项目，采用清洁生产工艺，产生的废水经处理合格后回注地下油层，不外排；本项目施工严格按照《石油天然气工程项目用地控制指标》（国土资规〔2016〕14号）规范进行，尽量减少土地占用，同时本次评价提出了详细的生态恢复措施，可有效保护地形地貌。</p> <p>本项目消耗燃料为油田采出液分离出的伴生气，本项目新增各类用电负荷共208.5kW，电源由乌东变电所提供。本项目运营期油水井作业用水、油井清防蜡用水以及回注用水来源为乌东联合站含油污水处理站的深度处理水及乌东作业区水源井（生产用水），共消耗新鲜水23019.33m<sup>3</sup>/a，含油污水经处理达标后回注现役油气层，最大限度降低水资源的消耗。</p> <p>本项目永久占地0.875hm<sup>2</sup>，临时占地3.386hm<sup>2</sup>，在选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少对土地的占用，土地资源消耗符合要求。因此，本项目建设符合资源利用上线要求。</p>	符合
生态环境准入清单	<p>环境准入清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在环评清单式管理试点的基础上，从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，制定环境准入清单，充分发挥准入清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用。</p>	<p>对照呼伦贝尔市生态环境准入清单，本项目位于重点管控单元，项目符合生态环境准入清单要求，具体符合性分析详见表1.4-3。</p>	符合

表 1.4-3 本项目与《呼伦贝尔市生态环境准入清单》（2024 年）中呼伦贝尔市生态环境准入清单符合性分析

管控类别	管控要求	符合性分析	结论
空间布局约束	<p>禁止在生态保护红线内的草原上规划煤炭等矿产资源开发项目。严格控制在生态保护红线外的基本草原上规划建设新的煤炭等矿产资源开发项目、扩大煤炭等矿产资源露天开采区域。为了保障国家能源安全确需开采的，由自治区人民政府依照有关规定审批。严格落实草原征占用审核审批制度，严禁不符合主体功能定位的各类建设项</p>	<p>本项目为陆地石油开采项目，有利于增强能源储备能力，保障能源安全，因此本项目符合《呼伦贝尔市国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》要求，符合《呼伦贝尔市矿产资源总体规划（2021-2025年）》等，本项目永久</p>	符合

	<p>目和高耗能、高排放项目占用草原。严格控制矿产资源开发项目外排土场占用草原，严格控制矿区范围外布局的进场道路、工业广场、尾矿库等生产辅助设施占用草原。</p> <p>严格工业园区产业布局管理。积极引导工业项目向工业园区集中，除矿山、电力等特殊项目外，新建工业项目原则上要统一布局在工业园区内。不符合园区产业规划、与主导产业定位无关联的项目，原则上不得入园。新建项目生产工艺、设备、污染治理技术和单位产品能耗、水耗、污染物排放以及资源利用率必须达到同行业先进标准，低于同行业先进标准的原则上不得入园。新建化工项目一律入驻化工园区。未通过认定的化工园区或达不到一般风险等级的化工园区，不得新建、改扩建化工项目(安全、环保、节能和智能化改造项目除外)。对布局在园区外的现有重化工企业，严禁在原址审批新增产能项目。</p> <p>严格控制钢铁、电解铝、水泥、电石、PVC、铁合金、平板玻璃等行业新增产能，严格落实水泥熟料、煤化工等产能控制政策。除国家规划布局 and 自治区延链补链的现代煤化工项目外，“十四五”期间原则上不再审批新的现代煤化工项目。未纳入国家相关领域产业规划的，一律不得新改扩建炼油和新建乙烯、对二甲苯、煤制烯烃项目。各旗市区城市建成区原则上不再新建每小时 35 蒸吨及以下燃煤锅炉，其他区域原则上不再新建每小时 10 蒸吨及以下燃煤锅炉。</p> <p>严格落实国家自然保护区内全面禁牧要求，推动呼伦湖自然保护核心区牧民转产。针对克鲁伦河中下游、乌尔逊河中下游、呼伦湖东岸等区域，采用封禁恢复、补播改良、工程治理及风滚草拦截资源化利用等修复手段，有效遏制草原荒漠化扩展和生物多样性丧失，减轻干草入水风险。</p>	<p>占用基本草原 0.875hm<sup>2</sup>，项目开工前需由自治区以上人民政府草原行政主管部门审核同意后办理建设用地审批手续。</p> <p>本项目不属于煤炭开采、化工项目，不涉及燃煤锅炉，本项目距 39-1 井场距呼伦湖国家级自然保护区边界约 6.2km，本项目施工期和运营期均严禁工作人员对野生动植物进行滥捕滥采，主动避让动物栖息地。施工期缩短临时占地时间，施工完毕后立即恢复临时占地，及时进行植被恢复，永久占用草地按照规定进行经济补偿。采取相应措施后能够有效遏制草原荒漠化扩展和生物多样性丧失，减轻干草入水风险。</p>	
<p>污染物排放管控</p>	<p>新建“两高”项目应按照《关于加强重点行业建设项目区域削减措施监督管理的通知》要求，依据区域环境质量改善目标，制定配套区域污染物削减方案，采取有效的污染物区域削减措施，腾出足够的环境容量。</p> <p>出台超低排放要求的“两高”行业建设项目应满足超低排放要求。推进水泥行业超低排放改造，对采用简易碱法脱硫、湿法脱硫脱硝除尘一体化、脱硫脱硝一体化等末端治理工艺的企业，实施低</p>	<p>本项目为石油开发项目，不属于“两高”项目，不属于涉重金属行业，不涉及新建城镇污水处理设施，含油污水经处理达标后回注现役油气层，不外排。本项目在乌尔逊油田内进行石油开采，根据《内蒙古自治区自然资源厅关于内蒙古自治区 2021 年度第三批列入自治区级绿色矿山名录及更名、移出自治区级绿色矿山名录的</p>	<p>符合</p>

	<p>效治污设施升级改造。</p> <p>新建城镇污水处理设施应执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》一级A排放标准。严格城市建成区内排污单位污水排放管理和污水处理设施运营监控，做到应收尽收、达标排放。</p> <p>严格执行《内蒙古自治区绿色矿山建设方案》《呼伦贝尔市绿色矿山建设实施方案》，新建矿山全部达到绿色矿山建设标准；生产矿山应加快改造升级，限期达到绿色矿山建设标准。</p> <p>加强涉重金属行业污染防治，严格执行重金属污染物排放标准并落实相关总量控制指标，新改扩建重点行业建设项目遵循重点重金属污染物排放“等量替代”原则。</p>	<p>公告》，“内蒙古自治区海拉尔盆地乌尔逊油田开采”列入内蒙古自治区2021年度第三批列入绿色矿山名录名单，因此本项目符合绿色矿山标准。</p>	
<p>环境 风险 防控</p>	<p>强化政府、园区、企业环境风险防控，构建区域环境风险联防联控机制，提高突发环境事件应急处置能力。</p> <p>松花江流域干流沿岸严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施。</p> <p>加强采矿引起的滑坡、塌陷等次生地质灾害的防范和治理，及时回填废弃巷道和采空区，要充分利用采矿疏干排出的地下水，最大限度的维持矿区生态平衡。</p> <p>严格建设用地土壤污染风险管控和修复名录内地块的准入管理，严禁将不符合建设用地土壤环境质量标准的地块开发作为住宅、公共管理和公共服务用地。</p>	<p>本项目所属乌东作业区设有《大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司乌东作业区突发环境事件专项应急预案》，该预案已于2023年7月16日在呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎左旗分局备案（备案回执150726-2023-062-L）。大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司环保部门与大庆油田有限责任公司及地方社会力量保持应急状态联动，保障事故控制及事故救援得到迅速有效地处理。</p> <p>本项目不位于松花江流域干流沿岸，不属于石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等行业；本项目为石油开采项目，不会引起滑坡、塌陷等次生地质灾害。</p>	<p>符合</p>
<p>资源 利用 效率</p>	<p>优化呼伦湖水资源调度运行管理，加强湖水流通，同时适当控制入湖污染负荷，开展呼伦湖生态补水调度控制、水资源优化配置、新开河泄水闸等工程，以维持湖体水量稳定及湿地生态系统恢复。</p> <p>严格执行取用水总量控制制度，推进矿井水综合利用，煤炭矿区的补充用水、周边地区生产和生态用水应优先使用矿井水，加强洗煤废水循环利用。强化水资源论证管理，优化水源配置，鼓励优先配置利用中水、疏干水等非常规水源。</p> <p>实行地下水取用水总量控制和水位控制制度。禁止取用深层地下水用于农业灌溉。新建、改建、</p>	<p>本项目计划基建油水井13口，其中油井10口，注水井3口。新井初期平均单井日产油3.3t，设计产能0.99×10<sup>4</sup>t，为保障石油天然气实现稳产增产提供了保障。本项目为陆地石油开采项目，不涉及呼伦湖水资源利用，不属于高耗能项目，消耗伴生气为油田采出液分离出的伴生气，含油污水经处理达标后回注现役油气。本项目含油污水经处理达标后回注现役油气层，最大限度降低水资源的消</p>	<p>符合</p>

<p>扩建工业和服务业项目用水水平不得低于国家或者自治区行业用水定额的先进值；尚未制定先进值的，应当不低于通用用水定额。用水水平低于通用用水定额的工业和服务业企业应当限期实施节水改造。新建、改建、扩建火力发电、钢铁、纺织、造纸、石化和化工等高耗水工业项目禁止取用地下水。对水质有特殊要求的食品、药品等工业项目或者不具备其他水源供水条件的其他工业项目，符合地下水取用水量和水位控制要求的，可以依法取用地下水。城市绿化优先使用再生水，严禁取用地下水用于城市水景观、水上娱乐项目和人工造雪。</p> <p>新建、改扩建《内蒙古自治区坚决遏制“两高一低”项目盲目发展管控目录》中的“两高”项目，工艺技术装备必须达到同行业先进水平，单位产品能耗必须达到国家能效标杆水平或先进标准；单位增加值能耗既要达到所在盟市标杆值，也要达到自治区平均标杆值。</p>	<p>耗。</p> <p>本项目永久占地 0.875hm<sup>2</sup>，临时占地 3.386hm<sup>2</sup>，在选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少对土地的占用。临时占用草地在施工结束后恢复，进行复垦。</p>
---	--

表 1.4-4 本项目与《呼伦贝尔市生态环境准入清单》中新巴尔虎左旗生态环境准入清单符合性分析

环境管控单元	管控单元类别	管控要求	符合性分析	结论
ZH15072 620008 新巴尔虎左旗生态用水补给区	重点管控单元	<p>资源利用效率要求</p> <p>1.实施生态流量保障考核评估，强化生态流量管控，落实河湖生态水量（流量）保障的目标要求。</p> <p>2.新增用水项目应满足国家相关节水要求。建立高耗水行业负面清单，同时结合呼伦贝尔市优势产业发展布局，限制高耗水项目入驻，加快发展新能源、新科技以及现代物流等新兴节水产业。</p> <p>3.实行规划和建设项目节水评价，强化规划制定、建设项目立项、水资源论证中节水有关内容和要求；规范取水许可管理。</p> <p>4.优化呼伦湖调配流域水资源</p>	<p>本项目运营期油水井作业用水、油井清防蜡用水及新增注水来源为乌东联合站含油污水处理站的深度处理水及乌东作业区水源井（作业区用水），共消耗新鲜水 23019.33m<sup>3</sup>/a，本项目废水均不外排，含油污水经处理达标后回注现役油气层，最大限度降低水资源的消耗。根据《大庆油田呼伦贝尔分公司乌东作业区水平衡测试报告》，年取水量为 17.25 万 m<sup>3</sup>/a，运行期用水量 25696.67m<sup>3</sup>/a，乌东联合站含油污水处理站的深度处理水 2677.34m<sup>3</sup>/a，实际新增取水量为 23019.33m<sup>3</sup>/a，满足要</p>	

			源。科学优化现行生态调水方案，增强流域生态补水、调水及流域水源的涵养能力，保持呼伦湖多年平均湖面水位在 542.5 米（对应湖面面积 2006.5 平方公里）以上。	求。施工结束后，临时占地通过播撒草籽等措施恢复为原有占地类型，项目“三率”水平满足要求。	
ZH15072 620010 呼伦湖 呼伦贝尔市甘 珠花控制单元	重点 管控 单元	空间 布局 约束	<p>1.针对克鲁伦河中下游、乌尔逊河中下游、呼伦湖东岸等区域，采用封禁恢复、补播改良、工程治理及风滚草拦截资源化利用等修复手段，有效遏制草原荒漠化扩展和生物多样性丧失，减轻干草入水风险。</p> <p>2.从湖泊陆域到水域，划定缓冲防护隔离空间，对嘎拉达白辛、呼伦沟等重点区域进行保护修复。</p>	<p>施工期缩短临时占地时间，施工完毕后立即恢复临时占地，及时进行植被恢复，永久占用草地按照规定进行经济补偿。采取相应措施后能够有效遏制草原荒漠化扩展和生物多样性丧失，减轻干草入水风险。</p> <p>本项目属于国家重要战略保障能源，符合占用基本草原的条件，施工建设前，必须按照规定办理草原临时征占用手续，通过审批并最终取得草原临时作业行政许可后方可组织施工。</p>	符合
		污 染 物 排 放 管 控	<p>1.实施控肥增效，深入推进化肥负增长行动，推广增施有机肥，到 2025 年，化肥总用量持续保持负增长。实施控药减害，优先选用生物农药和高效、低毒、低残留农药，到 2025 年，农药用量持续保持负增长。实施控膜减污，禁止生产、销售和使用不符合规定的农用地膜，在农产品主产区开展规模化推广可降解地膜试点，健全废弃地膜回收体系，推动生产者、销售者和使用者落实回收责任。整县推进秸秆综合利用，完善秸秆收储体系，大力推动秸秆肥料化、饲料化、能源化、基料化、原料化综合利用，支持秸秆代木、纤维原料、清洁</p>	<p>1、项目属于石油开采项目，不涉及化肥和农药，不涉及农用地膜，不涉及秸秆利用等。</p> <p>2、本项目是陆地石油开采项目，不涉及畜禽养殖及粪污综合利用。</p>	符合

			<p>制浆、生物质能、商品有机肥等新技术产业化发展。</p> <p>2.强化畜禽养殖污染防治，对设有固定排污口的畜禽养殖场实施排污许可制度，加大规模化养殖场粪污治理及资源化利用设施建设力度，到2025年，规模化养殖场（小区）全部配套建设粪污处理设施，畜禽粪污综合利用率达90%以上。散养密集区要实行畜禽粪便污水分户收集、集中处理资源化。</p> <p>3.对农户分散养殖的村庄要利用堆肥工艺处理粪便污染。把畜禽养殖粪污资源化利用与绿色食品、有机食品种植基地建设结合起来。依法规范禁养区环境监管。</p>		
ZH15072 620002 辉河呼伦贝尔市入伊敏河控制单元	重点管控单元	污染物排放管控	<p>1.实施控肥增效，深入推进化肥负增长行动，推广增施有机肥，到2025年，化肥总用量持续保持负增长。实施控药减害，优先选用生物农药和高效、低毒、低残留农药，到2025年，农药用量持续保持负增长。实施控膜减污，禁止生产、销售和使用不符合规定的农用地膜，健全废弃地膜回收体系，推动生产者、销售者和使用者落实回收责任。整县推进秸秆综合利用，完善秸秆收储体系，大力推动秸秆肥料化、饲料化、能源化、基料化、原料化综合利用，支持秸秆代木、纤维原料、清洁制浆、生物质能、商品有机肥等新技术产业化发展。</p> <p>2.强化畜禽养殖污染防治，</p>	<p>1、项目属于石油开采项目，不涉及化肥和农药，不涉及农用地膜，不涉及秸秆利用等。</p> <p>2、本项目是陆地石油开采项目，不涉及畜禽养殖及粪污综合利用。</p> <p>3、本项目废水均不外排，生活污水排入驻地已建防渗化粪池，定期进行清掏后外运至乌东联合站生活污水处理装置，处理后排入生活污水蒸发池自然蒸发或者用作站场绿化。</p>	符合

		<p>对设有固定排污口的畜禽养殖场实施排污许可制度，加大规模化养殖场粪污治理及资源化利用设施建设力度，到2025年，规模化养殖场（小区）全部配套建设粪污处理设施，畜禽粪污综合利用率达90%以上。散养密集区要实行畜禽粪便污水分户收集、集中处理资源化</p> <p>3.对农户分散养殖的村庄要利用堆肥工艺处理粪便污染。把畜禽养殖粪污资源化利用与绿色食品、有机食品种植基地建设结合起来。依法规范禁养区环境监管。</p> <p>4.到2025年，全市农村牧区生活污水治理率达到25%。统筹推进污水治理与厕所改造、城乡建设工作相结合到2025年底，全市农村牧区生活污水治理已建成设施正常运行率达到80%以上。农村生活污水排放标准执行《内蒙古自治区农村生活污水处理设施污染物排放标准》。</p>	
	<p>资源利用效率要求</p>	<p>1.实施控肥增效，深入推进化肥负增长行动，推广增施有机肥，到2025年，化肥总用量持续保持负增长。实施控药减害，优先选用生物农药和高效、低毒、低残留农药，到2025年，农药用量持续保持负增长。实施控膜减污，禁止生产、销售和使用不符合规定的农用地膜，健全废弃地膜回收体系，推动生产者、销售者和使用者落实回收责任。整县推进秸秆综合利用，完善秸</p>	<p>1、项目属于石油开采项目，不涉及化肥和农药，不涉及农用地膜，不涉及秸秆利用等。</p> <p>2、本项目是陆地石油开采项目，不涉及畜禽养殖及粪污综合利用。</p> <p>3、本项目废水均不外排，生活污水排入驻地已建防渗化粪池，定期进行清掏，依托乌东联合站生活污水处理装置处理，处理后排入生活污水蒸发池自然蒸发或者用作站场绿化。</p>

		<p>秆收储体系，大力推动秸秆肥料化、饲料化、能源化、基料化、原料化综合利用，支持秸秆代木、纤维原料、清洁制浆、生物质能、商品有机肥等新技术产业化发展。</p> <p>2.强化畜禽养殖污染防治，对设有固定排污口的畜禽养殖场实施排污许可制度，加大规模化养殖场粪污治理及资源化利用设施建设力度，到2025年，规模化养殖场（小区）全部配套建设粪污处理设施，畜禽粪污综合利用率达90%以上。散养密集区要实行畜禽粪污水分户收集、集中处理资源化。</p> <p>3.对农户分散养殖的村庄要利用堆肥工艺处理粪便污染。把畜禽养殖粪污资源化利用与绿色食品、有机食品种植基地建设结合起来。依法规范禁养区环境监管。</p> <p>4.到2025年，全市农村牧区生活污水治理率达到25%。统筹推进污水治理与厕所改造、城乡建设工作相结合到2025年底，全市农村牧区生活污水治理已建成设施正常运行率达到80%以上。农村生活污水排放标准执行《内蒙古自治区农村生活污水处理设施污染物排放标准》。</p>		
--	--	---	--	--

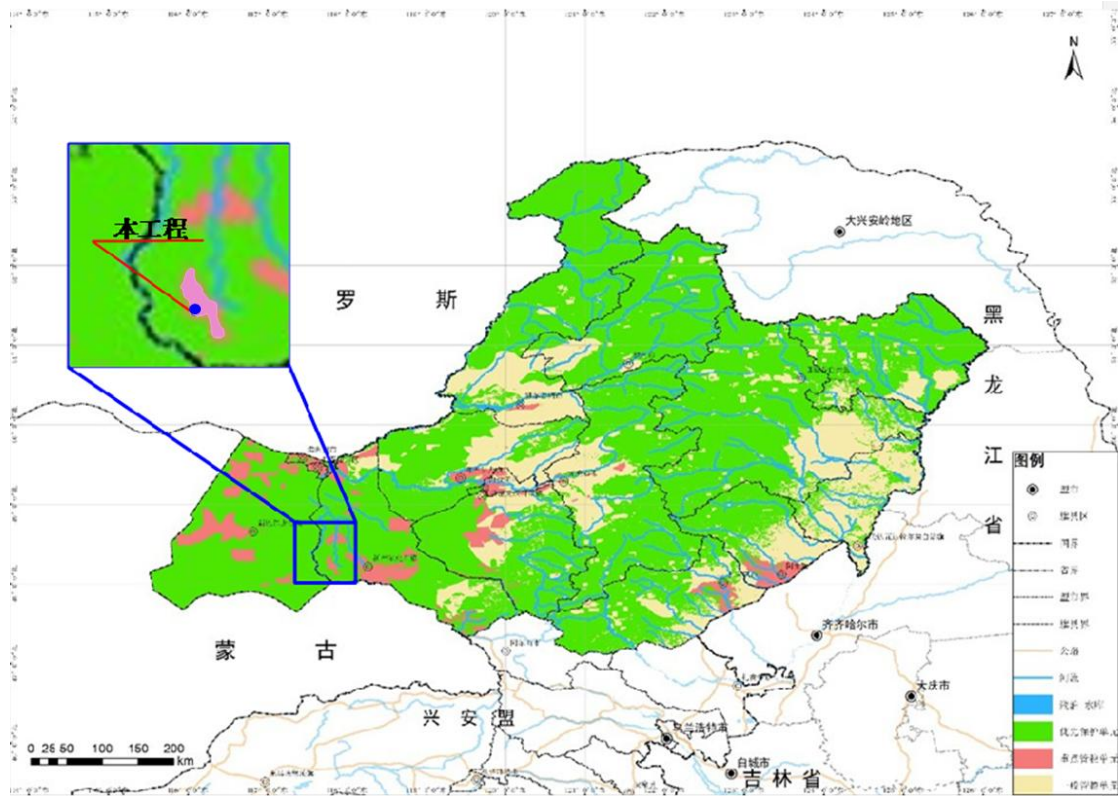


图 1.4-1 本项目与呼伦贝尔市环境管控单元相对位置关系

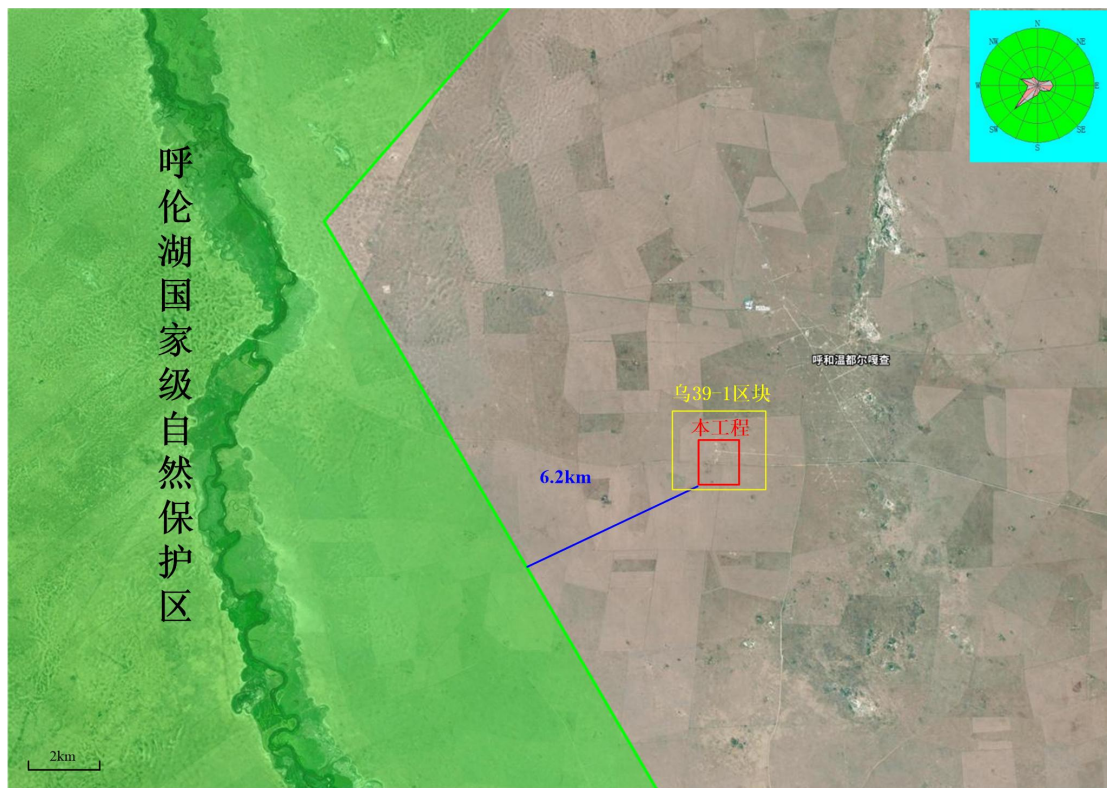


图 1.4-2 项目与自然保护区的相对位置关系示意图

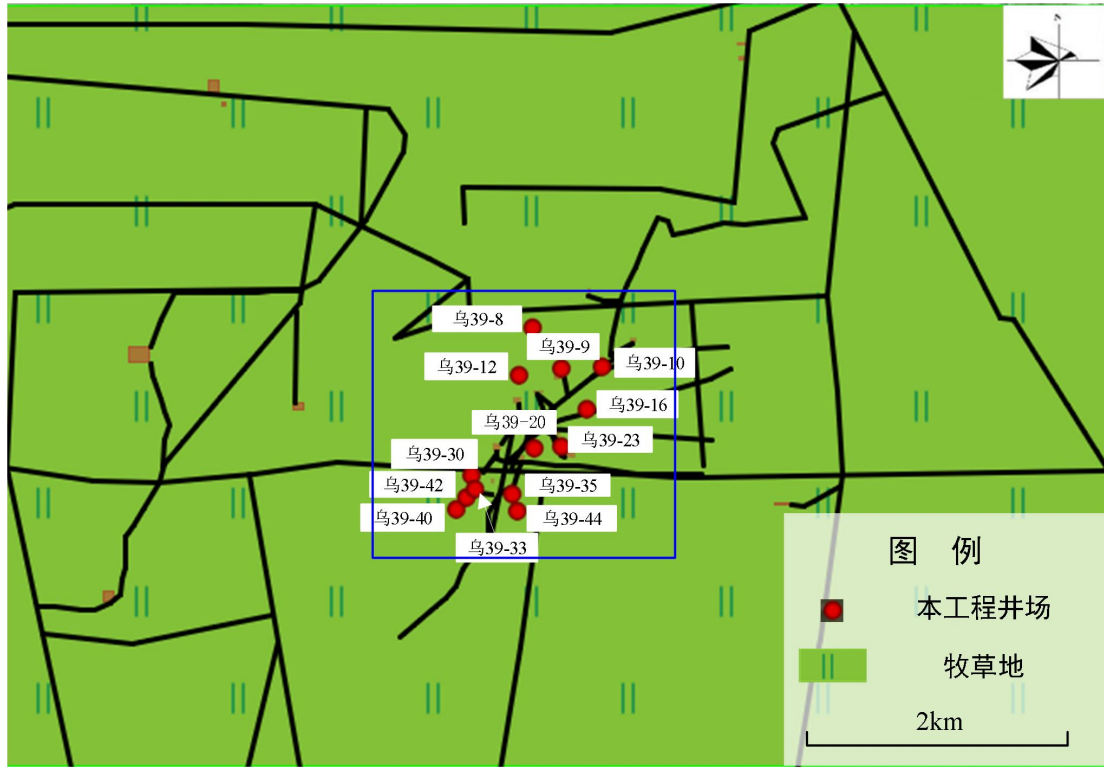


图 1.4-3 项目与周边基本草原位置关系图

#### 1.4.3.2“三区三线”位置关系分析

本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，用地类型为草地，且不在生态保护红线、永久基本农田保护红线、城镇开发边界内，距离城镇开发边界约 32.7km，距离永久基本农田约 31.9km，距离生态保护红线约 1.4km，故本项目符合“三区三线”的相关要求，建设可行（详见图 1.4-4）。

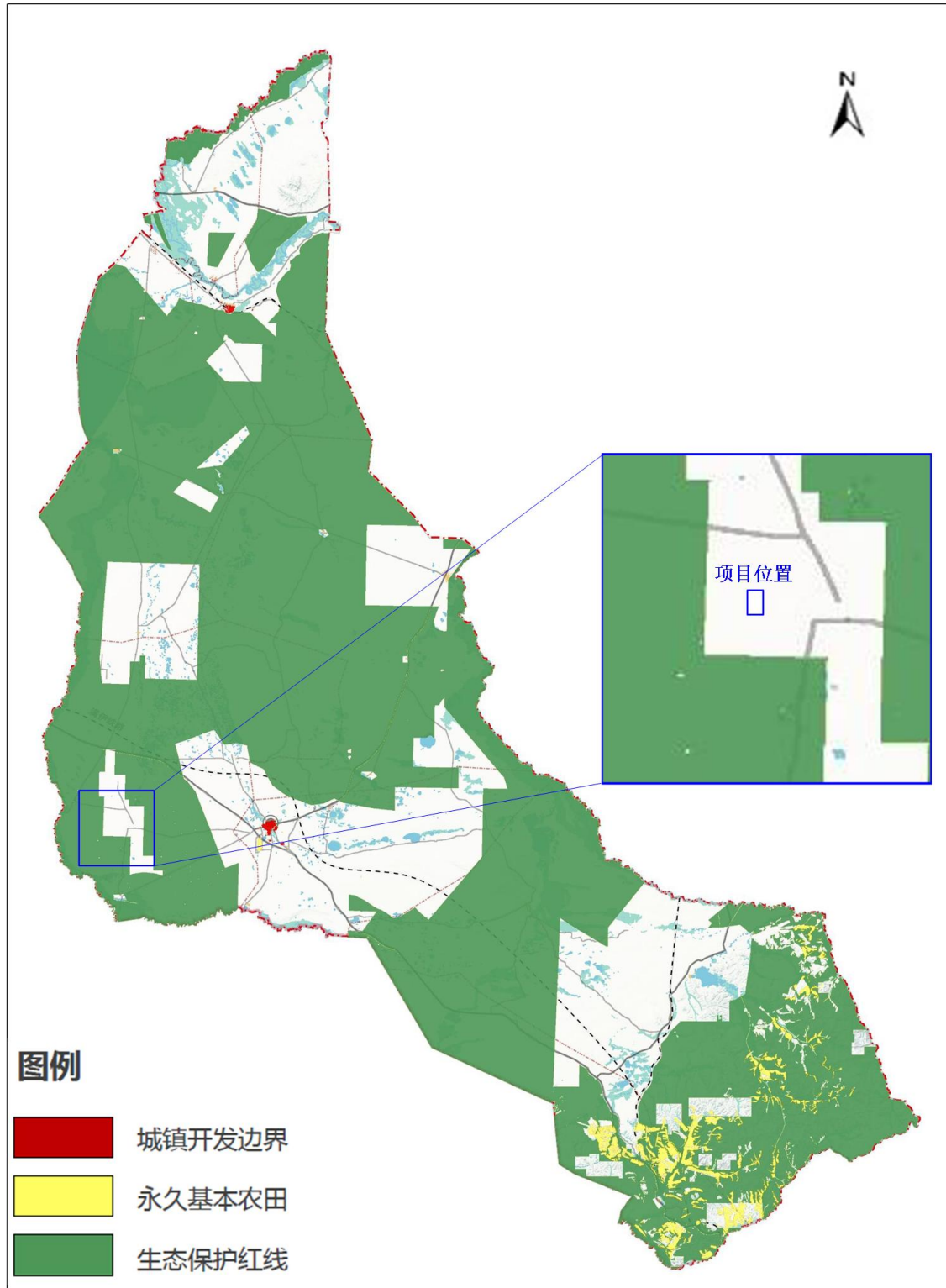


图 1.4-4 项目与新巴尔虎左旗“三区三线”相对位置关系图

### 1.4.3.3 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（生态环境部办公厅，2019年12月13日）符合性分析

表 1.4-5 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》（环办环评函〔2019〕910号）符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应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。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本工程在现有乌尔逊油田内进行开发，上述区块属于滚动开发区块。 本次环评对乌尔逊油田现有工程环境影响进行了回顾性评价，区块内油田生产设施主要包括油水井场和集油管线以及场站。废气主要为井场和集输管线逸散的非甲烷总烃；废水主要为油水井作业污水，经罐车运往乌东联合污水处理站处理后回注油层；噪声主要为井场抽油机噪声；固废主要为油水作业产生的含油污泥，含油污泥委托有资质单位处理。	符合
2	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	项目作业污水、洗井污水经乌东联合污水处理站处理达标后回注油层，回注水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”。	符合
3	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管道组件泄漏、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。	本项目油井井口安装密封垫，降低了非甲烷总烃的挥发；集输等过程均采用管道输送，管道均为无缝钢管焊接形成密闭集输系统，能够控制管道非甲烷总烃的挥发。依托场站（乌东联）内处理装置均为密闭耐压容器，依托场站内储油罐均为密闭耐压储存容器，能够有效储存项目采出液并控制非甲烷总烃的挥发。作业产生的落地油、储罐清淤产生的	符合

		<p>含油污泥暂存于贝 28 作业区含油污泥暂存池内，委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司处理。</p> <p>采出液中的伴生气经油气分离器装置处理后进入天然气除油干燥器进行天然气脱水、干燥，处理后的伴生气用于依托场站加热炉的自耗，伴生气处理均是在密闭的压力容器内进行，有效控制了非甲烷总烃的无组织挥发。本项目主要通过采取设备密闭的方式控制非甲烷总烃的挥发。</p>	
4	<p>油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。</p>	<p>本项目 13 口油水井在《乌鲁木齐凹陷 2023-2025 年油藏钻井工程环境影响报告书》中完成钻井环评，并取得批复，现均已射孔完井，不涉及废弃油基泥浆、含油钻屑。运营期含油污泥、落地油由密闭防渗槽车拉运至贝 28 作业区含油污泥暂存池暂存，委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司处理。废含油防渗布属于危险废物，由密闭防渗槽车拉运至贝 28 作业区危险废物暂存库暂存，委托有资质单位处理。</p>	符合
5	<p>施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。</p>	<p>施工期施工均在临时用地内进行，严格控制施工作业面宽度，井场临时占地严格按照《石油天然气工程项目用地控制指标》（国土资规〔2016〕14 号）。施工期管道、道路均在临时用地内进行施工，施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式；临时占用草地在施工结束后进行地表植被恢复。</p>	符合
6	<p>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。</p>	<p>大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司设有突发环境事件专项应急预案，该预案已于 2023 年 7 月 16 日在呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎左旗分局备案（备案回执 150726-2023-062-L）。大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司现</p>	符合

		<p>有《环境突发事件专项应急预案》主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容。</p>	
<p>7</p>	<p>陆地区块产能建设项目实施后，建设单位或生产经营单位应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测，发现问题应及时整改。</p>	<p>结合项目区域共布设 9 口跟踪监测井，其中潜水井 6 口，承压水井 3 口，于区块上游、区块下游各布设 1 口潜水井和 1 口承压水井，于乌东联生活污水池上游、下游各布设 1 口潜水井，于德二联压裂返排液处理站、含油污泥暂存池、危废暂存库下游各布设 1 口潜水监测井，每半年对监测点位的 pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、汞、砷、镉、铬（六价）、铅、挥发性酚类（以苯酚计）、耗氧量（COD<sub>Mn</sub>法，以 O<sub>2</sub> 计）、氨氮、总大肠菌群、菌落总数、硝酸盐、亚硝酸盐、氟化物、钡、石油类、硫化物进行 1 次监测。</p> <p>本次评价在乌 39-8 井场永久占地内、乌东联合站罐区、德二联压裂返排液处理站废液池未硬化地面、含油污泥暂存池永久占地范围内未硬化地面、危险废物暂存库永久占地范围内未硬化地面及占地外共设置 10 个监测点位，每年对土壤跟踪监测点位进行监测，占地范围内监测点位的监测因子为 pH、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>）、铬（六价）、土壤盐分含量（水溶性盐总量）、汞、砷、铜、铅、镍、镉、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙</p>	<p>符合</p>

	烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、屈二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘，共52项；占地范围外监测点位的监测因子为：pH、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> ）、铬（六价）、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍、土壤盐分含量（水溶性盐总量）。
--	--

由上表可知，本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中要求。

#### 1.4.3.4 与《内蒙古自治区基本草原保护条例》符合性分析

表 1.4-6 与《内蒙古自治区基本草原保护条例》符合性一览表

序号	要求	本项目分析	符合性
十八	进行矿藏开采和工程建设确需征收、征用或者使用基本草原的，必须经自治区以上人民政府草原行政主管部门审核同意后，依照有关土地管理的法律、行政法规办理建设用地审批手续。	本项目位于已确定矿权范围的乌鲁木齐油田内，由于油藏方案无法避让基本草原，永久占用基本草原 0.875hm <sup>2</sup> ，项目开工前需由自治区以上人民政府草原行政主管部门审核同意后办理建设用地审批手续。	符合
十九	在基本草原上进行勘探、钻井、修筑地上地下工程、采土、采砂、采石、开采矿产资源等作业活动临时占用基本草原不足2公顷的，由旗县级人民政府草原行政主管部门审核同意；2公顷以上不足30公顷的，由盟行政公署、设区的市人民政府草原行政主管部门审核同意；30公顷以上的，由自治区人民政府草原行政主管部门审核同意。 临时占用基本草原的期限不得超过二年，并不得在临时占用的基本草原上修建永久性建筑物、构筑物。	本项目位于已确定矿权范围的乌鲁木齐油田内，由于油藏方案无法避让基本草原，临时占用基本草原 3.386hm <sup>2</sup> ，项目开工前需由自治区以上人民政府草原行政主管部门审核同意后办理建设用地审批手续。本项目临时占地时间不超过2年，临时占地范围内不得修建永久性建筑物、构筑物。	符合

二十	经批准征收、征用基本草原的，应当支付草原补偿费、安置补助费和附着物补偿费。 草原补偿费、安置补助费标准按照国家和自治区有关规定执行，附着物补偿费按照实际损失合理支付。	大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司对于永久占用的基本草原按照政府部门的规定缴纳相应的补偿费用，并依法缴纳草原植被恢复费并对草原进行复垦。	符合
二十一	征收、征用、使用基本草原或者临时占用基本草原未履行恢复义务的，应当依法缴纳草原植被恢复费，并采取相应预防措施，保障草原植被恢复。草原植被恢复费专款专用，由草原行政主管部门按照规定用于恢复草原植被，任何单位和个人不得截留、挪用。	大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司对于永久占用的基本草原按照政府部门的规定缴纳相应的补偿费用，并依法缴纳草原植被恢复费并对草原进行复垦。	符合
二十五	征收、征用、使用或者临时占用基本草原的，应当遵守有关建设项目环境保护法律、法规的规定，在建设项目环境影响报告书中，应当有基本草原环境保护方案。建设项目批准后，基本草原环境保护方案应当与建设项目同时实施。	本次评价中已规定基本草原环境保护方案，具体见 6.6 章节，建设项目批准后，基本草原环境保护方案需与建设项目同时实施。	符合

#### 1.4.3.5 与《内蒙古自治区水土保持条例》符合性分析

表 1.4-7 与《内蒙古自治区水土保持条例》符合性一览表

序号	要求	本项目分析	符合性
十九	生产建设单位应当加强对建设施工和生产过程的管理，严格控制施工生产活动扰动地表的范围，合理安排施工工序，减少土石方重复倒运和地表裸露时间，保护地貌植被。 矿产资源开发、生产建设项目施工等生产活动占压的林草植被，能够移植、移栽的，生产建设单位应当进行移植、移栽。	本项目因地制宜选择施工季节，尽量避开植被生长季节，减少损失，同时避开大风及强降水季节。施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆、重型机械设备作业范围，以及施工人员的活动范围，由专人负责管理，减少施工作业对周围土壤和植被的破坏范围和程度。	符合
二十	在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域，开办下列可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报水行政主管部门或者政府	本项目为陆地石油开采项目，开工前应编制水土保持方案报水行政主管部门或者政府确定的具有审批职能的部门审批。	符合

	<p>确定的具有审批职能的部门审批：</p> <p>（一）矿产和石油天然气开采以及冶炼、电力、化工、建材、输油输气管道等能源、工业项目；</p> <p>（二）公路、铁路、机场、市政、水利水电枢纽等基础设施项目；</p> <p>（三）其他可能造成水土流失的生产建设项目。</p> <p>分期建设以及改建、扩建的生产建设项目，水土保持方案应当分期编制。</p>	
三十	<p>对生产建设活动所占用的土地，生产建设单位应当对其地表土进行分层剥离、保存和利用，做到土石方挖填平衡，减少地表扰动范围；对废弃的砂、石、土、矸石、尾矿、废渣等存放地，应当采取拦挡、坡面防护、防洪排导等措施。</p> <p>生产建设项目设计中应当采取措施，减少取弃土（石、渣）场设置和土石方数量。</p> <p>生产建设项目施工中，生产建设单位对施工生产场地应当采取拦挡、苫盖、砾石压盖、洒水降尘、排水、沉沙等临时措施，防止水土流失。</p> <p>生产建设活动结束后，生产建设单位应当及时在取土场、开挖面和存放地的裸露土地上植树种草、恢复植被，对闭库的尾矿库进行复垦。</p>	<p>本项目施工过程中执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”制度，严格控制油田内各井场和管线的作业面积，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，施工结束后及时回填平整压实，及时进行植被恢复。</p> <p>符合</p>

**1.4.3.6 与《内蒙古自治区人民政府办公厅关于矿产资源开发中加强草原生态保护的意見》（内政办发〔2021〕7号）符合性分析**

**表 1.4-8 《内蒙古自治区人民政府办公厅关于矿产资源开发中加强草原生态保护的意見》（内政办发〔2021〕7号）符合性一览表**

序号	要求	本项目分析	符合性
(一)	<p>严格控制草原上新建矿产资源开发项目。落实最严格的草原生态环境保护制度，在草原生态红线内严禁乱采滥挖、新上矿产资源开发项目，其他草原除经依法依规批准的保障国家能源战略安全项目外，不得新上矿产资源开发项目。新上矿产资</p>	<p>本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，位于现有矿权乌尔逊油田内，乌尔逊油田尚未进行油气田规划及规划环评。</p> <p>本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，本项目井场距呼伦湖国家级自然保护区边界约 6.2km，项目与自然保护</p>	符合

	<p>源开发项目在开展前期工作时，应征求林业和草原行政主管部门意见，严格执行国家林草局《草原征占用审核审批管理规范》《内蒙古自治区草原征占用审核审批管理规定》等草原征占用审核审批管理制度，把先预审、再立项、后建设的源头把控原则落到实处。矿产资源在勘查时确需临时占用草原的，由旗县级以上人民政府林业和草原行政主管部门依据确定的权限分级审批。在临时占用的草原上不得修建永久性建筑物、构筑物，使用期限不得超过两年，占用期届满后，使用草原的单位应恢复草原植被并及时退还。</p>	<p>区位置关系见图 1.4-2。本项目位于“ZH15072620008 新巴尔虎左旗生态用水补给区、ZH15072620010 呼伦湖呼伦贝尔市甘珠花控制单元、ZH15072620002 辉河呼伦贝尔市入伊敏河控制单元”重点管控单元，项目不在自然保护区范围内，亦不在呼伦贝尔市生态保护红线范围内，新巴尔虎左旗自然资源局出具的相关查询说明见附件 8。</p> <p>本项目属于油田滚动开发项目，建设性质改扩建，不属于新建项目。根据《内蒙古自治区自然资源厅关于进一步做好核发建设项目用地预审与选址意见书有关工作的通知》（内自然资字〔2020〕206 号），第二条 需进一步强调的问题第（二）关于石油、天然气等油气战略性矿产项目 石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产项目的钻井及配套施用地，在试采和取得采矿权后转为开采井的，不需办理建设项目用地预审与选址意见书，直接依法办理农用地转用和土地征收审批手续，涉及占用永久基本农田的按要求补划。本项目位于乌尔逊油田采矿权范围内，不占用基本农田，临时占用基本草原 3.386hm<sup>2</sup>，本项目施工建设前，必须按照规定办理草原临时征占用手续，通过审批并最终取得草原临时作业行政许可后方可组织施工。</p>	
<p>(二)</p>	<p>严格规范草原上已建矿产资源开发项目。对依法批准的草原上已建和在建矿产资源开发项目，要严格执行矿产资源开发和草原生态保护法律法规和政策，不得在依法确定的矿区范围外平面增扩面积，不得未经批准由井工开采变为露天开采，严格控制排渣场、排土场、煤矸石堆场、场区道路占用草原面积。对申请接续用地占用草原的，要按照矿山地质环境保护与土地复垦方案要求，对原有矿山用地进行相应治理后，方可申请使用草原，资源枯竭服务期满后退出并恢复植被。严格落实中央环境保护督察、自治区</p>	<p>本项目位于已确定矿权范围的乌尔逊油田内，本项目永久占地 0.875hm<sup>2</sup>，临时占用基本草原 3.386hm<sup>2</sup>，由自治区以上人民政府草原行政主管部门审核同意后办理建设用地审批手续。</p> <p>大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司制定了《海拉尔油田基本建设工程新巴尔虎左旗土地复垦方案》，对征用的基本草原按照规定支付补偿费，并依法缴纳草原植被恢复费、对草原进行复垦。</p> <p>建设单位在施工过程中，应严格执行《中华人民共和国草原法》《中华人民共和国土地管理法》《石油天然气工程项目用地控制指标》的相关规定，切实采取有效的保护措施，对生态环境进行正确的保护，并进行补偿和</p>	<p>符合</p>

<p>煤炭资源领域违法违规问题专项整治和矿产资源领域专项整治要求，切实解决已建煤矿等矿产资源领域遗留问题。</p>	<p>恢复。对永久占用的草原，应当缴纳草原植被恢复费。草原植被恢复费专款专用，由草原行政主管部门按照规定用于恢复草原植被，任何单位和个人不得截留、挪用。对临时占用的草原，使用期限不得超过二年，并不得在临时占用的草原上修建永久性建筑物、构筑物；占用期满，用地单位必须恢复草原植被并及时退还。</p> <p>施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件。对于本项目占用的临时占地，应严格控制相应占地面积，并且在施工结束后及时进行植被恢复，包括施工前表土剥离后的土地恢复及播撒草籽等恢复措施；恢复采取自然恢复与人工恢复相结合的方式进行。其中管沟开挖土方、井场建设等施工活动将使地表植被全部被破坏，自然恢复较困难，因此需采取人工撒播草籽的方式进行恢复；道路建设及电力线路过程中的临时占地主要表现在车辆碾压和人员践踏，对地表植被的破坏相对较小，以自然恢复为主，人工恢复为辅。自然恢复和人工恢复相结合的方式进行植被恢复，本项目预计 2025 年 7 月完工，施工完成后，于当年播撒草籽（选择草原 3 号杂花苜蓿+披碱草+羊草+黑麦草（或紫花苜蓿、杨柴等）4-6 种适宜草种混播）进行生态恢复，直至项目区的植被覆盖率为四周相同。</p>
---	--

综上，项目符合上述文件的管理要求。

#### 1.4.3.7 与《内蒙古自治区人民政府办公厅关于矿产资源开发项目征占用草原等手续办理有关问题的通知》（内政办发〔2024〕33 号）符合性分析

表 1.4-9 《内蒙古自治区人民政府办公厅关于矿产资源开发项目征占用草原等手续办理有关问题的通知》（内政办发〔2024〕33 号）符合性一览表

序号	要求	本项目分析	符合性
(一)	<p>根据《内蒙古自治区人民政府办公厅关于矿产资源开发中加强草原生态保护的意見》（内政办发〔2021〕7 号）和自治区林草局、发展改革委、自然资源厅、工业和信息化厅、</p>	<p>本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，位于现有矿权乌尔逊油田内（采矿证编号 0200001220023），位于“ZH15072620008 新巴尔虎左旗生态用水补给区、ZH15072620010 呼伦湖呼伦贝尔市</p>	符合

	<p>能源局《关于实行征占用草原林地分区用途管控的通知》（内林草草监发〔2021〕257号）等文件规定，“新开露天矿山”是指2021年2月6日内政办发〔2021〕7号文件印发之后新出让的采取露天方式开采的矿业权项目；内政办发〔2021〕7号文件出台之前已经依法取得探矿权、探矿权转采矿权、采矿权，或者已经完成市场出让、矿业权出让收益缴纳的矿产资源勘查开发项目，不认定为新开矿山；“草原生态红线内”是指生态保护红线内的草原和生态保护红线外的基本草原，除此之外的草原属于一般草原，实行草原分区用途管控制度</p>	<p>甘珠花控制单元、ZH15072620002 辉河呼伦贝尔市入伊敏河控制单元”重点管控单元，项目不在自然保护区范围内，亦不在呼伦贝尔市生态保护红线范围内，新巴尔虎左旗自然资源局出具的相关查询说明见附件8。</p>	
<p>(四)</p>	<p>对涉及占用基本草原的国家战略性矿产项目，不再区分东西部地区，按照国发〔2023〕16号文件中关于“基本草原内允许新设经依法依规批准的国家重大矿产资源勘探开发项目”、自然资函〔2024〕224号文件中关于“允许在基本草原内新设经依法依规批准的战略性矿产勘探开发项目”的规定，依法依规推进草原征占用等手续办理。</p>	<p>根据《国务院关于推动内蒙古高质量发展奋力书写中国式现代化新篇章的意见》（国发〔2023〕16号）中“五、构建新型能源体系，增强国家重要能源和战略资源基地保供能力”“（十五）提升传统能源供给保障能力。支持内蒙古油气勘探开发，加大油气勘查区块出让力度，推进鄂尔多斯非常规天然气勘探开发，高质量建设鄂尔多斯现代煤化工产业示范区和煤制油气战略基地，带动煤基新材料高端化发展。”</p> <p>本项目为石油开采项目，为国家战略性矿产开发项目，位于已确定矿权范围的乌尔逊油田内，本项目永久占地0.875hm<sup>2</sup>，临时占用基本草原3.386hm<sup>2</sup>，本项目正式施工前需严格按照国家林业和草原局《草原征占用审核审批管理规范》和《内蒙古自治区草原征占用审核审批管理规定》，办理草原征占手续。</p>	<p>符合</p>

综上，项目符合上述文件的管理要求。

#### 1.4.3.8 与《内蒙古自治区水土保持规划（2016~2030年）》符合性分析

根据《内蒙古自治区水土保持规划（2016-2030年）》，本项目位于呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，属于 I-6 呼伦贝尔丘陵平原防沙生态维护区和 I-2 呼伦贝尔国家级水土流失重点预防区，具体见图 1.4-5 和图 1.4-6。

该区域主导功能为防风固沙和生态维护；社会经济功能为牧业生产、绿洲防护、自然景观保护、土地生产力保护等。水土保持的重点是沙化草场、沙地、坡耕地治理，保护草地植被；强化生产建设项目管理。

附图二 内蒙古自治区水土保持区划图

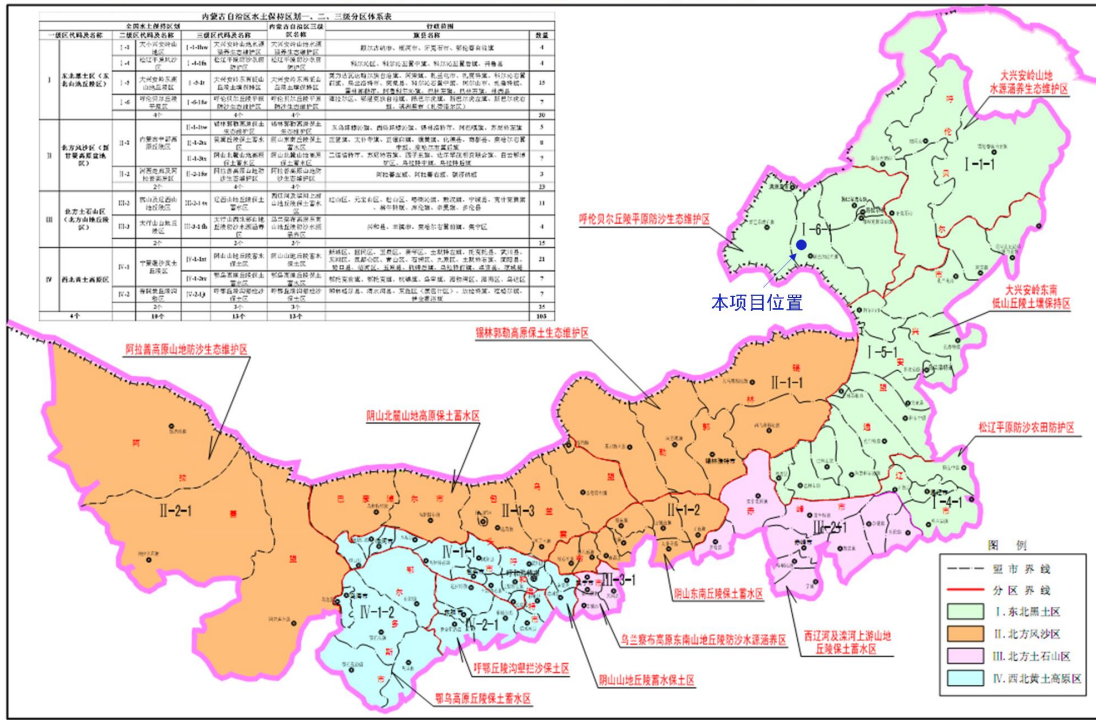


图 1.4-5 项目与内蒙古自治区水土保持区划的相对位置关系图

附图三 内蒙古自治区水土流失重点预防区和重点治理区划分图

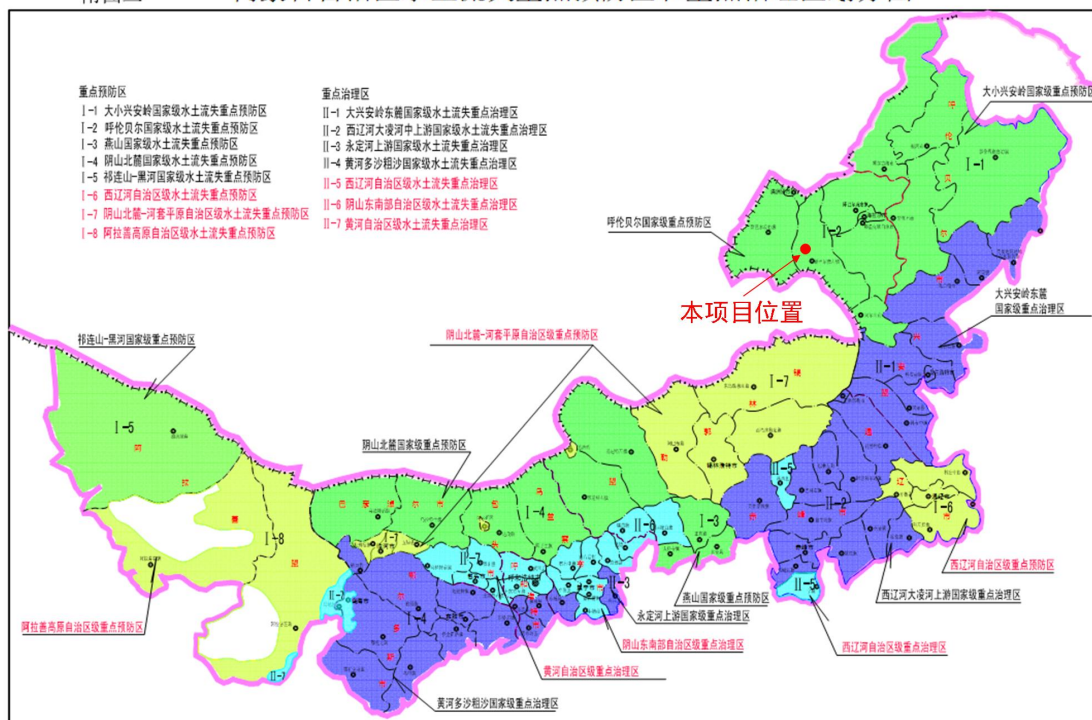


图 1.4-6 项目与内蒙古自治区水土流失重点预防区和重点治理区的相对位置关系图

本项目临时占用基本草原 3.386hm<sup>2</sup>。施工期临时占用的土地均在施工结束后进行恢复，临时占用的草地以散播草籽的方式进行恢复，临时占地恢复按照先填心、底土，后平覆表土的顺序进行回填，同时施工期严格控制作业面积，不占用碾压临时占地面积外的土地。项目在施工期间定期进行洒水，防止出现土壤沙化起尘。

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司制定了《海拉尔油田基本建设工程新巴尔虎左旗土地复垦方案》，对征用的基本草原按照规定支付补偿费，并依法缴纳草原植被恢复费并对草原进行复垦。本项目用地由自治区以上人民政府草原行政主管部门审核同意后办理建设用地审批手续。因此本项目符合《内蒙古自治区水土保持规划（2016~2030年）》的要求。

### 1.4.3.9 与《内蒙古自治区空气质量持续改善行动实施方案》（内政发〔2024〕17号）符合性分析

表 1.4-10 与《内蒙古自治区空气质量持续改善行动实施方案》（内政发〔2024〕17号）符合性分析一览表

序号	要求	本项目分析	符合性
(十七)	<p>强化 VOCs 全流程全环节综合治理。实施低效 VOCs 治理设施提升工程，大力推行先进生产工艺和高效治污设施。开展含 VOCs 物料生产、存储、运输、使用等全过程排查，对达不到相关标准要求的限期整治到位。汽车罐车推广使用密封式快速接头，污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理。含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。在保障安全的前提下，推进储油库、油罐车、加油站油气回收治理。加大油品储运销全过程 VOCs 排放控制力度，各地区每年至少开展 1 次油气回收系统专项检查工作。重点区域涉 VOCs 重点行业严格执行特别控制要求。</p>	<p>本项目油气开采采用密闭集输系统，生产过程中能够有效控制 VOCs 的挥发，项目分离出的天然气用于场站加热炉自耗，充分燃烧后避免 VOCs 排放。含油污水通过密闭管道输送至乌东联合含油污水处理站处理合格后回注现役油层，不外排。</p> <p>企业定期对集输管道进行检测，加强日常管理制度，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。企业应每年对井场、乌东联合站、德二联、贝 28 作业区含油污泥暂存池、贝 28 作业区危险废物暂存库等依托场站占地范围内及厂界非甲烷总烃进行监测，并建立监测台账。</p>	符合

#### 1.4.3.10 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》符合性判定

表 1.4-11 本项目与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	<p>“VOCs 污染防治应遵循源头和过程控制与末端治理相结合的综合防治原则。在工业生产中采用清洁生产技术，严格控制含 VOCs 原料与产品在生产和储运销过程中的 VOCs 排放，鼓励对资源和能源的回收利用；鼓励在生产和生活中使用不含 VOCs 的替代产品或低 VOCs 含量的产品。”</p> <p>“鼓励研发的新技术、新材料和新装备，鼓励以下新技术、新材料和新装备的研发和推广：工业生产过程中能够减少 VOCs 形成和挥发的清洁生产技术。”</p> <p>“运行与监测：鼓励企业自行开展 VOCs 监测，并及时主动向当地环保行政主管部门报</p>	<p>本项目油气开采采用密闭集输处理流程，生产过程中能够有效控制 VOCs 的挥发，项目分离出的天然气用于场站加热炉自耗，充分燃烧后避免 VOCs 排放。</p> <p>企业定期对集输管道进行检测，加强日常管理制度，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。企业每年对井场、乌东联合站、德二联、贝 28 作业区含油污泥暂存池、贝 28 作业区危险废物暂存库等依托场站占地范围内及厂界非</p>	符合

<p>送监测结果。企业应建立健全 VOCs 治理设施的运行维护规程和台账等日常管理制度，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。”</p>	<p>甲烷总烃进行监测，并建立监测台账。</p>
---	--------------------------

#### 1.4.3.11 与《内蒙古自治区水污染防治条例》符合性分析

根据《内蒙古自治区水污染防治条例》第三条水污染防治应当坚持统筹规划、预防为主、防治结合、综合治理、公众参与、损害担责的原则。

第十六条排放工业废水的企业应当采取有效措施，收集和处理产生的全部废水，应当达标排放。含有毒有害水污染物的工业废水应当分类收集和处理，禁止稀释排放。

第十八条工业企业应当采取循环用水、分质用水以及废水处理回用等措施，降低用水单耗，提高水的重复利用率，减少废水排放量。

本项目施工期试压废水由罐车拉至乌东联合站含油污水处理站处理，达标后回注油层；压裂返排液由罐车拉运至德二联压裂返排液处理站处理，分离出的污水进入德二联污水处理站处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）“含油量≤10.0mg/L、悬浮固体含量≤15.0mg/L、粒径中值≤5.0μm”标准限值后回注现役油层；施工人员生活污水排入驻地已建防渗化粪池，定期进行清掏后外运至乌东联合站生活污水处理装置，处理后排入生活污水蒸发池自然蒸发或者用作站场绿化。油水井作业废水、洗井废水通过罐车拉运到乌东联合站含油污水处理站进行处理，处理达标后回注油层，不外排；油田采出水最终管输至乌东联合站含油污水处理站处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”规定后回注油层，不外排；清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。

因此本项目的建设符合《内蒙古自治区水污染防治条例》的要求。

#### 1.4.3.12 与《呼伦贝尔市挥发性有机物综合整治工作方案》符合性判定

表 1.4-12 本项目与《呼伦贝尔市挥发性有机物综合整治工作方案》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
----	------	-------	-----

1	<p>实施石油开采业 VOCs 综合治理。结合企业实际生产情况，选择合适的末端控制技术，以有效控制 VOCs 的排放。建立设备与管线组件泄漏检测与修复（LDAR）管理制度，定期检测、及时修复；对 VOCs 工艺排气宜优先回收利用，不能（或不能完全）回收利用的可利用燃烧塔（火炬）经过充分燃烧后排放。</p>	<p>本项目油气开采采用密闭集输系统，生产过程中能够有效控制 VOCs 的挥发，项目分离出的天然气用于场站加热炉自耗，充分燃烧后避免 VOCs 排放。企业定期对集输管道进行检测，加强日常管理制度，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。企业将针对公司生产区域建立设备与管线组件泄漏检测与修复（LDAR）管理制度，定期检测、及时修复。</p>	符合
---	---	--	----

**1.4.3.13 与《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）符合性判定**

表 1.4-13 本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	<p>到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90% 以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。</p>	<p>本项目工业废水回用率达到了 100%，项目油田采出水最终管输至乌东联合站含油污水处理站处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”规定后回注油层，不外排。 工业固废资源化及无害化处理处置率达到了 100%，运营期含油污泥、落地油由密闭防渗槽车拉运至贝 28 作业区含油污泥暂存池暂存，委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司处理；废含油防渗布由密闭防渗槽车拉运至贝 28 作业区危险废物暂存库暂存，委托有资质单位处置。</p>	符合
2	<p>油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。</p>	<p>本项目永久占地 0.875hm<sup>2</sup>，临时占地 3.386hm<sup>2</sup>；项目采出液经密闭管道输送至依托场站，能够有效控制非甲烷总烃的无组织挥发并实现油气集中收集；运营期产生的含油污泥由密闭加盖防渗槽车拉运至贝 28 作业区含油污泥暂存池暂存，委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司处理，油井作业产生的废含油防渗布，由防渗槽车拉运至贝 28 作业区危废暂存库，委托有资质单位处理。项目能够实现油气和废物的集中收集、处理处置。</p>	符合

3	井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。	呼伦贝尔分公司井下作业中配备泄油器、刮油器等配套措施。油井作业时铺设2mm高密度聚乙烯（HDPE）膜，保证落地油在施工结束后100%回收。运行期作业废水回收率100%。	符合
4	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管道防刺、防漏、防溢等措施。	压裂液为集中配置好后由罐车拉运至现场，本项目产生的压裂返排液由罐车拉运至压裂返排液处理站处理，固相形成废液池底泥，定期清淤拉运至贝28作业区含油污泥暂存池，液相进入德二联含油污水处理站处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）“含油量≤10.0mg/L、悬浮固体含量≤15.0mg/L、粒径中值≤5.0μm”标准限值后回注现役油层，不外排。压裂过程采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	符合
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	本项目采出水处理后，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）“含油量≤10.0mg/L、悬浮固体含量≤15.0mg/L、粒径中值≤5.0μm”要求，回注现役油层。	符合
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于0.5%	本项目油气集输均采用密闭流程，集输过程中伴生气烃类挥发系数低于0.5%，有效控制烃类气体挥发。	符合
7	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	本项目伴生气经油气分离、干燥后用于依托场站加热炉自耗。	符合
8	应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	结合项目区域共布设9口跟踪监测井，其中潜水井6口，承压水井3口，于区块上游、区块下游各布设1口潜水井和1口承压水井，于乌东联生活污水池上游、下游各布设1口潜水井，于德二联压裂返排液处理站、含油污泥暂存池、危废暂存库下游各布设1口潜水监测井，每半年对监测点位的pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、汞、砷、镉、铬（六价）、铅、挥发性酚类（以苯酚计）、耗氧量（COD <sub>Mn</sub> 法，以O <sub>2</sub> 计）、氨氮、总大肠菌群、菌落总数、硝酸盐、亚硝酸盐、氟化物、钡、石油类、硫化物进行1次监测。	符合

9	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	本项目油田采出水最终管输至乌东联合站含油污水处理站处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）“含油量≤10.0mg/L、悬浮固体含量≤15.0mg/L、粒径中值≤5.0μm”规定后回注油层，不外排。	符合
10	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本项目产生的落地油、油泥（砂）由密闭加盖防渗槽车拉运至贝 28 作业区含油污泥暂存池暂存，委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司处理。	符合

#### 1.4.4 项目选址合理性判定

本项目位于已确定矿权范围的乌尔逊油田内，采矿证详见附件 3。本项目基建油水井 13 口，建设内容包括井场、集输管线、道路工程、供配电工程等。施工区域周围主要为草地（基本草原），项目不在国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区、永久基本农田、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等区域内；项目未涉及文物保护单位。

本项目永久占地 0.875hm<sup>2</sup>，临时占用基本草原 3.386hm<sup>2</sup>。本项目由自治区以上人民政府草原行政主管部门审核同意后办理建设用地审批手续后方可开工建设。

本项目与《关于实行征占用草原林地分区用途管控的通知》（内林草草监发〔2021〕257 号）符合性分析见表 1.4-14。

表 1.4-14 本项目与《关于实行征占用草原林地分区用途管控的通知》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	严格落实生态保护红线、环境质量底线，资源利用上线和生态环境准入清单，积极引导各类建设项目集约节约使用草原林地，重点保障基础设施、公共事业和	本项目属于石油开采项目，不属于高耗能、高排放项目，根据 1.4.3.1 节的分析，本项目符合生态保护红线、环境质量底线，资源利用上线和生态环境准入清单要求。本项目不	符合

	<p>民生工程建设项目使用草原林地需求，严格不符合主体功能定位的各类建设项目和高耗能、高排放项目占用草原林地。具备地下开采条件的矿产资源开发项目，从严控制露天开采。符合主体功能定位和产业发展布局的已批准在建运营矿产资源开发项目，生产接续用地需占用草原林地的，应依法依规办理相关手续。严格控制矿产资源开发项目外排土场占用草原林地，严格控制矿区范围外布局的进场道路、工业广场、尾矿库等生产辅助设施占用草原林地，确需占用的，需按照可行性研究报告、初步设计规模或开发利用方案，一次性申请办理征占用草原林地手续。</p>	<p>涉及露天开采，临时占地3.386hm<sup>2</sup>，在选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少对土地的占用。临时占用草地在施工结束后恢复，进行复垦。 本项目施工建设前，应按照规定办理草原临时征占用手续，通过审批并最终取得草原临时作业行政许可后方可组织施工。</p>	
2	<p>生态保护红线外的基本草原区是我区草原生态系统的重要保护区，实行严格保护措施。符合该区准入草原规定的各类建设项目，严格按照国家林业和草原局《草原征占用审核审批管理规范》和《内蒙古自治区草原征占用审核审批管理规定》执行。东部区域严禁新上矿产资源开发项目，已批准在建运营的矿产资源开发项目不得平面增扩面积。西部区域严格控制欣赏矿产资源开发项目，除保障国家能源战略安全的项目外，不得新设（增扩）矿业权。</p>	<p>本项目为石油开采，属于保障国家能源战略安全项目，根据《内蒙古自治区自然资源厅关于进一步做好核发建设项目用地预审与选址意见书有关工作的通知》（内自然资字〔2020〕206号），第二条需进一步强调的问题第（二）关于石油、天然气等油气战略性矿产项目石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产项目的钻井及配套设用地，在试采和取得采矿权后转为开采井的，不需办理建设项目用地预审与选址意见书，直接依法办理农用地转用和土地征收审批手续，涉及占用永久基本农田的按要求补划。因此本项目施工建设前，必须按照规定办理草原临时征占用手续，通过审批并最终取得草原临时作业行政许可后方可组织施工。</p>	符合

本项目在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，本项目严格按照《石油天然气工程项目用地控制指标》（国土资规〔2016〕14号）进行占地施工，尽量避绕周围环境敏感点，减少对草地的占用，并对占地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最低。工程建设实施后，通过采取相应的废气、废水、噪声、固体废物等污染控制措施，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，环评中提出相应的环境保护措施，可将生态环境的影响降至最低。工程选址在环境保护方面较合理。

同时，为降低对区域生态环境的影响，施工前对施工人员和管理人员加强宣传教育，优化管线走向，优化施工方案，不设置施工营地和施工料场，不设置拌合站等，严格控制施工用地边界，避免对用地界以外土地造成不必要的占用和破坏，合理规划施工工序，尽量减少临时占地面积，缩短使用时间，及时恢复土地原有功能；施工期间产生的固废均得到妥善处置，不得随意丢弃。通过采取以上措施，将对区域生态环境的影响控制在最低程度。

本项目主要环境风险是油井套损、集输管线泄漏等，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境、生态环境有潜在危害性。在采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。同时，建设单位应加强突发环境污染事件中的汇报流程、处理过程，避免重大环境污染事故的发生。

因此，本项目选址合理。

## 1.5 关注的主要环境问题及环境影响

营运期主要依托站场为乌东联合站（乌东联合油污水处理站、乌东联合油污水处理站）、德二联压裂返排液处理站、贝 28 作业区含油污泥暂存池、贝 28 危险废物暂存库等，通过现场调查及查阅资料，本项目涉及的站场依托可行，不存在环境问题。

本项目为原油开采项目，环境影响主要来源于井场建设、原油集输、井下作业、管道和道路施工等工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本区块未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境敏感保护目标为评价范围内的草地、区块周边分布的牧民等。

本次评价重点关注施工过程的各项污染物的产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；施工设备和运输车辆运行产生的噪声、施工过程中产生的扬尘、施工设备和运输车辆尾气、焊接烟尘、压裂返排液、试压废水、生活污水、生活垃圾等；运行期井场及依托场站无组织挥发的非甲烷总烃和加热装置产生的烟气、油井作业废水、含油污水、含油污泥、落地油、废含油防渗布、噪声等对环境产生的影响。

### 1.5.1 环境空气

本项目施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘、施工设备和运输车辆尾气以及焊接烟尘等对环境空气产生的短期影响。运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；施工机械、运输车辆排放的尾气在车辆及机械设备排气口加装废气过滤器，同时保持车辆及有关设备化油器、空气滤清器等部分设备的清洁，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小；焊接烟尘项目管道焊接主要方式为电焊，由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小，且随着施工期的结束，废气对周边环境空气的影响会逐渐消失。

运行期对空气环境的影响主要为依托场站乌东联加热装置产生的燃烧烟气，油井采油及集输过程中产生的无组织挥发烃类。本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，井场排放的非甲烷总烃在厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，依托场站排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求；依托场站加热炉燃料均采用天然气，为清洁能源，天然气经燃烧后均经 8m 高烟囱排放，加热炉排放的废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用锅炉标准限值要求。

### 1.5.2 地下水环境

本项目施工期可能对地下水产生影响的主要为生活污水、管道试压废水、压裂过程产生的压裂返排液。施工人员产生的生活污水排入驻地已建防渗化粪池，定期进行清掏后外运至乌东联合站生活污水处理装置，处理后排入生活污水蒸发池自然蒸发或者用作站场绿化；试压废水经罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排；压裂返排液由罐车拉运至压裂返排液处理站处

理，固相形成废液池底泥，定期清淤拉运至贝 28 作业区含油污泥暂存池，液相进入德二联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。管线试压废水由罐车拉运至乌东联合含油污水处理站处理后回注现役油层。

运营期产生的废水主要为油井采出液分离出的含油污水、作业废水、洗井废水以及清防蜡废水。油水井作业废水、洗井废水通过罐车拉运到乌东联合站含油污水处理站进行处理，不外排；油田采出水最终管输至乌东联合站含油污水处理站处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排；清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。

施工期和运行期废水均不外排，不会对环境产生影响。对地下水可能产生的影响主要为井漏、管线泄漏等事故状况下，含油污水渗漏到含水层，对地下水产生污染影响。在严格做好防渗措施和地下水防控措施的前提下，可最大限度的预防建设项目对地下水环境产生不利影响，对地下水的影响可接受。

### 1.5.3 声环境

本项目施工期对声环境的影响主要为地面建设施工机械、车辆运行产生的噪声污染，运营期对声环境的影响主要为井场抽油机、依托场站机泵等运行噪声。合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工，避免夜间施工；合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械；选用低噪声设备，定期对设备进行维护和保养，保持设备在最佳运行状态；运输车辆选择避开居民点路线，且尽量不鸣笛。采取以上措施后井场厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准的要求，对周边声环境敏感点影响较小。

### 1.5.4 固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要是生活垃圾，生活垃圾统一收集至井场生活垃圾存放点，拉运至新巴尔虎左旗生活填埋场填埋处理。

项目运营期产生的固体废物主要有正常工况下产生的含油污泥，非正常工况下产生的落地油、含油废防渗布。含油污泥及落地油委托有资质单位进行处理；

含油废防渗布经收集后送呼伦贝尔油田危废暂存库暂存，后委托有资质单位进行处理。

本项目施工期及运营期固体废物均妥善处置，不会对周边环境产生影响。

#### 1.5.5 土壤环境

本项目施工期可能对土壤产生的影响主要为管线及道路建设时扰动土壤，可能造成一定的土壤侵蚀；运营期的主要影响为油井作业和事故状态下管线泄漏产生的落地油、泄漏原油对土壤造成的污染。

#### 1.5.6 生态环境

本项目施工期井场、道路及管道建设发生的永久占地和临时占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏。临时占地暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内0.3m的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于施工井场内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。在采取必要的措施后，本项目施工期、运营期、退役期对生态环境的影响较小。

#### 1.5.7 环境风险

本项目的主要环境风险是油井套损集输管道泄漏导致管道内介质（含水油）泄漏、管道泄漏的含水油引燃而发生的火灾爆炸，对区域内的环境空气、土壤环境、地下水环境和生态环境等有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施，并切实落实各项环保、安全措施基础上，在可控的范围内，项目产生的环境风险环境可接受。

### 1.6 环境影响评价的主要结论

本项目符合国家产业政策，符合国家及地方相关政策规划和环保政策要求。按照《环境影响评价公众参与办法》的要求，本项目环评工作进行过程中建设单位开展了公众参与调查。

乌尔逊油田乌 39-1 区块大磨拐河组二段油层 2023 年产能建设项目符合国家产业政策和当地经济发展规划，公众认同性较好。只要在建设过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目选址合理，建设是可行的。

## 第二章 总则

### 2.1 编制依据

#### 2.1.1 环境保护相关法律、法规及规章

- (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》（2018 年 12 月 29 日起施行）；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日起施行）；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018 年 1 月 1 日起施行）；
- (5) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019 年 1 月 1 日起施行）；
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022 年 6 月 5 日起施行）；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 9 月 1 日起施行）；
- (8) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2022 年 12 月 30 日修订施行）；
- (9) 《中华人民共和国草原法》（2021 年 4 月 29 日修正）；
- (10) 《中华人民共和国畜牧法》（2023 年 3 月 1 日起施行）；
- (11) 《中华人民共和国土地管理法》（2019 年 8 月 26 日起施行）；
- (12) 《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日起施行）；
- (13) 《建设项目环境保护管理条例》（2017 年 10 月 1 日起施行）；
- (14) 《地下水管理条例》（2021 年 12 月 1 日起施行）；
- (15) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年 10 月 7 日修订施行）；
- (16) 《全国生态环境保护纲要》（国发〔2000〕38 号，2000 年 11 月 26 日）；
- (17) 《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号，2023 年 11 月 30 日）；
- (18) 《排污许可管理办法》（2024 年 7 月 1 日起施行）；
- (19) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（2024 年 2 月 1 日起施行）；
- (20) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（2021 年 1 月 1 日起施行）；

- (21) 《关于切实加强环境影响评价监督管理工作的通知》（环办〔2013〕104号，2013年11月15日）；
- (22) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号，2019年12月13日）；
- (23) 《关于印发<生态环境分区管控管理暂行规定>的通知》（环环评〔2024〕41号）；
- (24) 《自然资源部办公厅关于加强临时用地监管有关工作的通知》（自然资源办函〔2023〕1280号）；
- (25) 《自然资源部 生态环境部 财政部 国家市场监督管理总局 国家金融监督管理总局 中国证券监督管理委员会 国家林业和草原局关于进一步加强绿色矿山建设的通知》（2024年4月15日起施行）；
- (26) 《国家突发环境事件应急预案》（国办函〔2014〕119号，2014年12月29日起实施）；
- (27) 《国家危险废物名录（2025年版）》（2025年1月1日起实施）；
- (28) 《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（办水保〔2013〕188号）；
- (29) 《国家重点保护野生植物名录》（2021年9月7日国家林业和草原局农业农村部公告（2021年第15号））；
- (30) 《国家重点保护野生动物名录》（2021年2月1日国家林业和草原局农业农村部公告）；
- (31) 《内蒙古自治区环境保护条例》（2018年12月6日起施行）；
- (32) 《内蒙古自治区地下水保护和管理条例》（2022年1月1日起施行）；
- (33) 《内蒙古自治区水污染防治条例》（2020年1月1日起施行）；
- (34) 《内蒙古自治区基本草原保护条例》（2016年3月30日起施行）；
- (35) 《内蒙古自治区水土保持条例》（2024年9月1日起施行）；

- (36) 《内蒙古自治区国民经济和社会发展的第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》（内蒙古自治区人民政府，2021 年 2 月 7 日）；
- (37) 《内蒙古自治区实施<中华人民共和国环境影响评价法>办法》（内蒙古自治区人大，2018 年 12 月 6 日起实施）；
- (38) 《内蒙古自治区人民政府关于自治区主体功能区规划的实施意见》（内政发〔2015〕18 号，2015 年 1 月 26 日）；
- (39) 《内蒙古自治区人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（内政发〔2020〕24 号，2020 年 12 月 29 日）；
- (40) 《内蒙古自治区人民政府办公厅关于矿产资源开发项目征占用草原等手续办理有关问题的通知》（内政办发〔2024〕33 号，2024 年 7 月 3 日施行）；
- (41) 《内蒙古自治区人民政府办公厅关于印发自治区“十四五”生态环境保护规划的通知》（内政办发〔2021〕51 号，2021 年 9 月 26 日）；
- (42) 《内蒙古自治区人民政府办公厅关于矿产资源开发中加强草原生态保护的意見》（内政办发〔2021〕7 号，2021 年 2 月 6 日）；
- (43) 《内蒙古自治区空气质量持续改善行动实施方案》（内政发〔2024〕17 号，2024 年 5 月 14 日）；
- (44) 《内蒙古自治区人民政府办公厅关于公布<内蒙古自治区重点保护陆生野生动物名录>的通知》（内政办发〔2021〕78 号，2021 年 11 月 17 日）；
- (45) 《内蒙古自治区人民政府办公厅关于印发水污染防治工作方案的通知》，（内政办发〔2015〕155 号，2015 年 12 月 31 日）；
- (46) 《内蒙古自治区水功能区管理办法》（内政办发〔2015〕37 号，2015 年 6 月 1 日起施行）；
- (47) 《内蒙古自治区人民政府关于印发自治区国家重点生态功能区产业准入负面清单（试行）的通知》（内政发〔2018〕11 号，2018 年 3 月 12 日）；
- (48) 《内蒙古自治区国土空间规划（2021-2035 年）》（国函〔2023〕148 号，2023 年 12 月 21 日）；

- (49) 《内蒙古自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》（内政发〔2022〕24 号，2022 年 8 月 19 日）；
- (50) 《内蒙古自治区水土保持规划（2016-2030 年）》；
- (51) 《内蒙古自治区重点保护陆生野生动物名录》（内政办发〔2021〕78 号）；
- (52) 《内蒙古重点保护草原野生植物名录》（2009 年 7 月 30 日实施）；
- (53) 《呼伦贝尔市国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》（呼政发〔2021〕21 号）；
- (54) 《呼伦贝尔市“十四五”生态环境保护规划》（呼政办发〔2022〕69 号，2022 年 9 月 15 日）；
- (55) 《呼伦贝尔市挥发性有机物综合整治工作方案》（2019 年 6 月 14 日）；
- (56) 《呼伦贝尔市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（呼政发〔2021〕26 号，2021 年 11 月 3 日）；
- (57) 《呼伦贝尔市国土空间总体规划（2021-2035 年）》（内政字〔2024〕51 号，2024 年 3 月 25 日）；
- (58) 《呼伦贝尔市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》；
- (59) 《呼伦贝尔市生态环境准入清单》（2021 年 11 月 29 日）。

### 2.1.2 技术依据

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）；
- (5) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）；

- (9) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）；
- (10) 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（环境保护部公告 2013 年第 31 号）；
- (11) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环境保护部公告 2012 年第 18 号）；
- (12) 《分散式饮用水水源地环境保护指南（试行）》（2010 年 9 月）；
- (13) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）；
- (14) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）；
- (15) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）；
- (16) 《危险废物转移管理办法》（2022 年 1 月 1 日起施行）；
- (17) 《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276-2022）；
- (18) 《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）；
- (19) 《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号）；
- (20) 《固体废物污染环境防治信息发布指南》（环办固体函〔2024〕37 号）；
- (21) 《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年）》（生态环境部令第 11 号）；
- (22) 《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ 953-2018）；
- (23) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）；
- (24) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）；
- (25) 《排污许可管理条例》（2021 年 3 月 1 日起施行）；
- (26) 《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则(试行)》（HJ 944-2018）；
- (27) 《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）；

- (28) 《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》;
- (29) 《甲烷排放控制行动方案》(环气候〔2023〕67号);
- (30) 《大庆油田有限责任公司固体废物污染防治管理规定》(庆油发〔2020〕125号)。

### 2.1.3 其它相关依据及支持性文件

- (1)《乌尔逊油田乌 39-1 井区大磨拐河组二段油层 2023 年产能建设工程方案》(大庆油田有限责任公司, 2022.10);
- (2) 环境质量现状监测报告;
- (3) 建设单位提供的其他相关资料。

## 2.2 评价目的及原则

### 2.2.1 评价目的

(1) 对该建设项目的工程内容和工艺流程进行分析, 明确污染源和可能产生的污染因素, 明确污染物的排放源强。

(2) 对建设项目所在地的自然环境和环境质量进行现状调查, 查清拟建项目所在地区的环境质量现状, 得到当地环境质量现状结论及存在的主要环境制约因素。

(3) 分析、预测、评价油田开发对评价区域内大气环境、地下水环境、声环境、生态环境和环境风险可能造成的影响程度和范围。

(4) 对油田开发过程中拟采取的环保措施进行论证, 提出污染防治措施及生态保护对策与建议。

(5) 从环境保护和环境风险角度论证油田开发建设工程的可行性, 并从设计、生产、管理和环境污染防治等方面提出环境保护和减缓措施, 最大限度降低油田开发对环境的不利影响, 确保经济、社会和环境的可持续发展。

### 2.2.2 评价原则

#### (1) 依法评价

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

## (2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

## (3) 突出重点

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

## 2.3 环境影响识别与评价因子筛选

### 2.3.1 评价时段

施工期主要是地面工程建设（包括井场建设、管线敷设及道路建设）；运行期主要是原油开采和集输；退役期主要是设备的拆除等。其中，施工期和运行期是对环境造成影响的主要时期。因此，评价重点关注施工期和运行期，兼顾退役期。

### 2.3.2 环境影响因素识别

#### (1) 环境影响要素识别

施工期的环境影响主要为地面工程施工过程中施工活动对周围环境产生的不利影响。一种影响是对土壤扰动和自然植被等的破坏，这种影响是比较持久的，在施工完成后的一段时间内仍将存在；另一种是在施工过程中产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是短暂的，待施工结束后将随之消失。

运营期的环境影响主要为井场及依托站场产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括输油管线、井场发生原油泄漏、火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，以及管线泄漏或油井泄漏对地下水环境的影响，同时还涉及社会经济等问题。

退役期原油产量明显下降，油井相继关闭，因此油田退役期对各种环境因素的影响范围和程度上均有所降低。

根据工程实际情况，结合工程区域的自然环境特征，采用矩阵法对工程建设期间和运营期产生的影响进行识别，具体见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响要素与影响程度识别表

要素	自然环境	生态环境	环
----	------	------	---

施工阶段		环境空气	地下水	声环境	固体废物	土壤环境	水土保持	野生植物	野生动物	环境风险
施工期	压裂作业	-1	-2	-1	-1	-1	/	/	/	/
	交通运输	-1	/	-1	/	/	/	-1	/	/
	安装建设	-1	/	/	-1	/	/	/	/	/
	材料堆放	-1	/	/	/	/	/	-1	/	/
运行期	采油作业	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	管道集输	-1	-1	/	/	/	/	/	/	-1
	罐车拉运	-1	/	-1	/	/	/	-1	/	-1
退役期	危废运输	-1	/	/	/	/	/	/	/	-1
	工程车辆	-1	/	-1	/	/	/	/	/	/
井场	井场	/	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	/

注：3—重大影响；2—中等影响；1—轻微影响；“-”表示不利影响；“+”表示有利影响

本项目施工期主要为地面设施建设，如管线敷设、交通运输、安装建设、材料堆放等活动，主要对周围生态环境产生一定不利影响，主要体现在施工扬尘、施工机械及车辆尾气、噪声、试压废水等对周围大气、声环境、地下水、土壤环境、水土保持等的影响以及施工期占用土地、破坏土壤、地表植被等对野生动植物的影响。施工期环境影响主要表现为短期内影响，随着施工期的结束而消失。

本项目运行期正常工况条件下污染物排放主要集中在井场及依托站场，与施工期相比，运行期对环境的污染影响稍轻，但持续的时间较长。

本项目油田开发进入退役期，产量明显下降，生产设施相继关闭，因此油田退役期对各环境因素的影响范围和程度上均有所降低。退役期的环境影响主要表现为生产设施拆除、封井等施工活动，施工将造成一定程度的水土流失、扬尘等。

## (2) 项目环境影响要素与影响程度识别

表 2.3-2 项目建设工程对环境影响的性质分析

环境分析 环境资源	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	广泛	局部

自然 环境	环境空气	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/
	地下水	/	√	/	√	/	/	/	/	/	/
	声环境	√	/	√	/	/	/	/	/	/	/
	水土流失	√	/	/	/	√	/	/	/	/	/
	土壤	/	√	/	√	√	/	/	/	/	/
	景观	/	√	√	/	√	/	/	/	/	/
生态	野生植被	√	√	√	/	√	/	/	/	/	/
	野生动物	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/

根据表 2.3-2 可知，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，项目服务期满影响基本可以消除。

### 2.3.3 评价因子筛选

经过对本工程产生污染物排放特点及施工区域周围环境情况进行分析后，确定本工程评价因子详见表 2.3-3、表 2.3-4、表 2.3-5。

表 2.3-3 建设项目环境影响评价因子一览表

环境要素 单项 工程	时期	大气	地表水	地下水	包气带	土壤	生态	噪声
储层改造工程	施工期	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、非甲烷总烃	/	K <sup>+</sup> 、Na <sup>+</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、氯化物、硫酸盐、pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、汞、砷、镉、铬（六价）、铅、挥发性酚类（以苯酚计）、耗氧量（COD <sub>Mn</sub> 法，以 O <sub>2</sub> 计）、氨氮、总大肠菌群、菌落总数、硝酸盐、亚硝酸盐、氟化物、钡、石油类、	pH、汞、砷、铅、铬（六价）、石油类、挥发酚	pH 值、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、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（L <sub>d</sub> ）、夜间等效声级（L <sub>n</sub> ）
油气集输工程	施工期	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、颗粒物、非甲烷总烃	/	挥发性酚类（以苯酚计）、耗氧量（COD <sub>Mn</sub> 法，以 O <sub>2</sub> 计）、氨氮、总大肠菌群、菌落总数、硝酸盐、亚硝酸盐、氟化物、钡、石油类、	pH、汞、砷、铅、铬（六价）、石油类、挥发酚	/	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	昼间等效声级（L <sub>d</sub> ）、夜间等效声级（L <sub>n</sub> ）

				硫化物、氰化物 包气带：pH、挥 发性酚类、铅、 六价铬、汞、砷、 石油类			完整性	
	运营 期	SO <sub>2</sub> 、 NO <sub>x</sub> 、 颗粒 物、非 甲烷 总烃	/			pH 值、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、土壤 盐分含量等	土壤肥力 、生物多 样性、生 态系统完 整性	昼间等 效声级 (L <sub>d</sub> )、 夜间等 效声级 (L <sub>n</sub> )

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ 19-2022)并结合现场调查,本项目周边无法定生态保护区域、重要生境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。施工期生态影响评价因子筛选表见表 2.3-4、运行期生态影响评价因子筛选表见表 2.3-5。

表 2.3-4 施工期生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为等	新建井场永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		管线敷设临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱
		新建通井路永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
生境	生境面积、质量、连通性等	新建井场永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		管线敷设临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱
		新建通井路永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
生物群落	物种组成、群落结构等	新建井场永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		管线敷设临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱
		新建通井路永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能、水土流失等	新建井场永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		管线敷设临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱
		新建通井路永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度等	新建井场永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		管线敷设临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱
		新建通井路永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
生态敏	主要保护对象、生态	新建井场永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中

感区	功能等	管线敷设临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱
		新建通井路永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
自然景观	景观多样性、完整性等	新建井场永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		管线敷设临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱
		新建通井路永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
自然遗迹	遗迹多样性、完整性等	/	/	/

表 2.3-5 运行期生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为等	油井井下作业产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
		油井套管破损、油水管线泄漏产生的直接生态影响	短期、不可逆	弱
生境	生境面积、质量、连通性等	油井井下作业产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
		油井套管破损、油水管线泄漏产生的直接生态影响	短期、不可逆	弱
生物群落	物种组成、群落结构等	油井井下作业产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
		油井套管破损、油水管线泄漏产生的直接生态影响	短期、不可逆	弱
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能等	油井井下作业产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
		油井套管破损、油水管线泄漏产生的直接生态影响	短期、不可逆	弱
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度等	油井井下作业产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
		油井套管破损、油水管线泄漏产生的直接生态影响	短期、不可逆	弱
生态敏感区	主要保护对象、生态功能等	油井井下作业产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
		油井套管破损、油水管线泄漏产生的直接生态影响	短期、不可逆	弱
自然景观	景观多样性、完整性等	油井井下作业产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
		油井套管破损、油水管线泄漏产生的直接生态影响	短期、不可逆	弱
自然遗迹	遗迹多样性、完整性等	/	/	/

## 2.4 评价标准

## 2.4.1 环境质量标准

### 2.4.1.1 环境空气质量标准

本项目区域环境空气中 CO、O<sub>3</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub> 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及其修改单，非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》相关要求。标准限值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	污染物	取值时	标准限值	单位	标准来源
1	二氧化硫	年平均	60	μg/m <sup>3</sup>	《环境空气质量标准》 （GB3095-2012）表 1 中二级及其修改单
		24 小时平均	150	μg/m <sup>3</sup>	
		1 小时平均	500	μg/m <sup>3</sup>	
2	二氧化氮	年平均	40	μg/m <sup>3</sup>	
		24 小时平均	80	μg/m <sup>3</sup>	
		1 小时平均	200	μg/m <sup>3</sup>	
3	一氧化碳	24 小时平均	4	mg/m <sup>3</sup>	
		1 小时平均	10	mg/m <sup>3</sup>	
4	臭氧	日最大 8 小时平均	160	μg/m <sup>3</sup>	
		1 小时平均	200	μg/m <sup>3</sup>	
5	PM <sub>10</sub>	年平均	70	μg/m <sup>3</sup>	
		24 小时平均	150	μg/m <sup>3</sup>	
6	PM <sub>2.5</sub>	年平均	35	μg/m <sup>3</sup>	
		24 小时平均	75	μg/m <sup>3</sup>	
7	TSP	年平均值	200	μg/m <sup>3</sup>	
		24 小时平均值	300	μg/m <sup>3</sup>	
8	非甲烷总烃	/	2.0	mg/m <sup>3</sup>	《大气污染物综合排放标准详解》中第 244 页环境浓度

### 2.4.1.2 声环境

本项目开发区域周边牧民执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 1 类标准。井场、扩建阀组间等区域声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类区标准，具体见表 2.4-2。

表 2.4-2 声环境质量标准 单位：dB（A）

时段	昼间	夜间	标准
标准值	55	45	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准
标准值	60	50	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准

### 2.4.1.3 土壤环境

本项目永久占地内土壤评价执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2 建设用地土壤污染风险筛选值（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值标准，本项目开发区域井场周边草地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 基本项目筛选值标准。具体标准详见表 2.4-3~2.4-4。

表 2.4-3 土壤环境质量建设用地第二类用地土壤污染风险管控标准 单位：mg/kg

序号	污染物项目	筛选值	序号	污染物项目	筛选值
1	砷	60	24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43
3	铬（六价）	5.7	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270
5	铅	800	28	1, 2-二氯苯	560
6	汞	38	29	1, 4-二氯苯	20
7	镍	900	30	乙苯	28
8	四氯化碳	2.8	31	苯乙烯	1290
9	氯仿	0.9	32	甲苯	1200
10	氯甲烷	37	33	间二甲苯+对二甲苯	570
11	1, 1-二氯乙烷	9	34	邻二甲苯	640
12	1, 2-二氯乙烷	5	35	硝基苯	76
13	1, 1-二氯乙烯	66	36	苯胺	260
14	顺-1, 2-二氯乙烯	596	37	2-氯酚	2256
15	反-1, 2-二氯乙烯	54	38	苯并[a]蒽	15
16	二氯甲烷	616	39	苯并[a]芘	1.5
17	1, 2-二氯丙烷	5	40	苯并[b]荧蒽	15
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	10	41	苯并[k]荧蒽	151

19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8	42	蒾	1293
20	四氯乙烯	53	43	二苯并[a, h]蒽	1.5
21	1, 1, 1-三氯乙烷	840	44	茚并[1, 2, 3-cd]芘	15
22	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8	45	萘	70
23	三氯乙烯	2.8	46	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	4500

表 2.4-4 土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准 单位: mg/kg

序号	污染物项目		筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	其它	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	其它	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	其它	40	40	30	25
4	铅	其它	70	90	120	170
5	铬	其它	150	150	200	250
6	铜	其它	50	50	100	100
7	镍		60	70	1000	190
8	锌		200	200	250	300

#### 2.4.1.4 地下水质量标准

评价区域内地下水环境质量执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准,石油类参考执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准限值。

表 2.4-5 地下水质量标准

类别 项目	标准	标准来源
pH	6.5~8.5 (无纲量)	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中III类标准
氨氮 (mg/L)	≤0.5	
硝酸盐(以 N 计) (mg/L)	≤20	
亚硝酸盐(以 N 计) (mg/L)	≤1.0	
挥发性酚类 (mg/L)	≤0.002	
氰化物 (mg/L)	≤0.05	
砷 (mg/L)	≤0.01	
汞 (mg/L)	≤0.001	
铬(六价) (mg/L)	≤0.05	
总硬度 (mg/L)	≤450	
铅 (mg/L)	≤0.01	
氟化物 (mg/L)	≤1.0	

镉 (mg/L)	≤0.005	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 表 1 中的 III 类标准限值要求
钠 (mg/L)	≤200	
铁 (mg/L)	≤0.3	
锰 (mg/L)	≤0.1	
溶解性总固体 (mg/L)	≤1000	
耗氧量 (mg/L)	≤3.0	
硫酸盐 (mg/L)	≤250	
氯化物 (mg/L)	≤250	
总大肠菌群 (MPN/100mL)	≤3.0	
菌落总数 (CFU/mL)	≤100	
硫化物	≤0.02	
钡	≤0.7	
石油类	≤0.05	

## 2.4.2 污染物排放标准

### 2.4.2.1 废气

(1) 施工机械废气排放标准执行《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, 四阶段)(GB 20891-2014)及 2020 修改单中第三阶段标准限值, 柴油燃烧排气的不透光发烟度(光吸收系数)和林格曼黑度级数执行《非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法》(GB 36886-2018)中表 1 中 II 类标准限值, 具体见表 2.4-6 和表 2.4-7。

表 2.4-6 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+NO <sub>x</sub> (g/kWh)	PM(g/kWh)
第三 阶段	Pmax > 560	3.5	6.4	0.20
	130 ≤ Pmax ≤ 560	3.5	4.0	0.20
	75 ≤ Pmax < 130	5.0	4.0	0.30
	37 ≤ Pmax < 75	5.0	4.7	0.40
	Pmax < 37	5.5	7.5	0.60

表 2.4-7 GB36886-2018 中污染物排放限值

类别	额定净功率 (Pmax) (kW)	光吸收系数 (m <sup>-1</sup> )	林格曼黑度级数
II	Pmax < 19	2.00	1

	19≤Pmax<37	1.00	1（不能有可见烟）
--	------------	------	-----------

（2）项目施工期扬尘（颗粒物）执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值，见表 2.4-8。

表 2.4-8 大气污染物综合排放标准 单位：mg/m<sup>3</sup>

污染物	无组织排放监控浓度限值		来源
	监控点	浓度	
颗粒物	周界外浓度最高点	1.0	《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值

（2）井场运行期排放的 VOCs（以非甲烷总烃计）执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，见表 2.4-9。依托场站厂区内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求，见表 2.4-10。

表 2.4-9 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

标准	规定要求
《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	5.2.2.1 要求 现有设计容积>100m <sup>3</sup> ，物料真实蒸气压>66.7kPa 的原油储罐需符合下列要求之一：①采用压力罐或低压罐。②采用固定顶罐，采取油罐烃蒸气回收措施。③采取其他等效措施。 现有设计容积>500m <sup>3</sup> ，物料真实蒸气压≥27.6 但≤66.7kPa 的原油储罐需符合下列要求之一：①采用浮顶罐。外浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用双重密封，且一次密封采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；内浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式。②采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%。③采用气相平衡系统。④采取其他等效措施。
	5.2.3 要求 ①固定顶罐罐体应保持完好。②储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。③应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求
	5.3 要求 ①装载方式要求：挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200 mm。②油气集中处理站、天然气处理厂、储油库装载真实蒸气压≥27.6kPa 的原油应符合下列规定之一： a) 对装载排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%。b) 采用气相平衡系统。
	5.4 要求 油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐

		排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。
	5.9 要求	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m <sup>3</sup> 。

表 2.4-10 场站内非甲烷总烃排放浓度限值 单位：mg/m<sup>3</sup>

污染物项目	排放限值	特别排放限值	限值含义	无组织排放监控位置	来源
非甲烷总烃	4.0	/	/	周界外浓度最高点	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	10	6	监控点处 1h 平均浓度值	在厂房外设置监控点	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）
	30	20	监控点处任意一次浓度值		

(3) 本项目依托场站满足本项目开发需求，不进行改扩建，场站排放的 VOCs（以非甲烷总烃计）执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，见表 2.4-7。根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，原油储存控制符合标准中第 5.2.2.1 要求；储罐运行维护符合标准中第 5.2.3 要求；挥发性有机液体装载排放控制符合标准中 5.3 要求；废水集输和处理系统排放控制符合标准中 5.4 要求；设备与管线组件泄漏排放控制符合标准中 5.5 要求。本项目依托场站（乌东联）站内储罐均为固定顶罐，包括污水沉降罐和事故罐，无储油罐，详见表 2.4-11。

表 2.4-11 依托场站储罐情况一览表

站场名称	储罐类型	储罐名称	存储介质	数量	罐容（m <sup>3</sup> ）
乌东联合站	固定顶罐	含水油事故罐	事故废液	2	1000
	固定顶罐	污水沉降罐	污水	1	700

乌东联合站现有储罐为事故罐或污水沉降罐，无原油储罐，根据要求无需采取油罐烃蒸气回收措施和废气处理措施。

(4) 运营期依托场站加热炉燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用燃气锅炉标准限值，具体见表 2.4-12。

表 2.4-12 锅炉大气污染物排放标准 单位: mg/m<sup>3</sup>

污染物	颗粒物	SO <sub>2</sub>	NOx	烟气黑度 (林格曼级)
加热炉 (在用、燃气)	30	100	400	≤1
加热炉 (在用、燃油)	60	300	400	≤1

#### 2.4.2.2 废水

本工程产生的压滤水、油田采出水、作业污水依托乌东联合站含油污水处理站处理达标后回注油层, 根据油藏设计方案, 本项目涉及区块空气渗透率为 0.016μm<sup>2</sup> 之间, 处理后的水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022) 限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”。

表 2.4-13 碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法控制标准

注入层平均空气渗透率		<0.01	0.01-0.05	0.05-0.5	0.5-2.0	>2.0
控制指标	悬浮固体含量, mg/L	≤8.0	≤15.0	≤20.0	≤25.0	≤35.0
	悬浮物颗粒直径中值, μm	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0	≤5.5
	含油量, mg/L	≤5.0	≤10.0	≤15.0	≤30.0	≤100.0

各场站生活污水均采用生活污水处理装置进行处理, 处理后满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 一级标准和《农田灌溉水质标准》(GB5084-2021) 旱作标准后排入站外生活污水蒸发池自然蒸发或者用于厂区绿化。

表 2.4-14 生活污水排放标准

监测项目	《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 一级标准限值	《农田灌溉水质标准》(GB5084-2021) 旱作标准限值
pH	6-9	5.5-8.5
COD	100 mg/L	200 mg/L
BOD <sub>5</sub>	20 mg/L	100 mg/L
氨氮	15 mg/L	/
石油类	5 mg/L	10 mg/L
悬浮物	70 mg/L	100 mg/L

#### 2.4.2.3 噪声

项目施工期噪声排放执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011), 运营期井场和依托站场噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准, 具体见表 2.4-15。

表 2.4-15 环境噪声排放标准 单位：dB（A）

时段	噪声限值	
	昼间	夜间
施工期	70	55
运行期	60	50

#### 2.4.2.4 固体废物

(1) 施工期产生的生活垃圾执行《城市生活垃圾管理办法》（中华人民共和国建设部令 2007 年第 157 号令）。

(2) 施工期管道敷设产生的废包装袋、废防渗布、焊渣执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准。

(2) 运营期产生的含油污泥、落地油、作业废防渗布等危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的规定。

## 2.5 评价等级

### 2.5.1 环境空气

根据对本项目的性质和环境要素分析可知，本工程运行期大气污染源主要为依托场站加热炉产生的燃烧烟气、油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体。

由于本工程未新建锅炉，依托场站加热炉均满足相应的负荷状态下运行，且大气污染物总量在原申请总量范围内，故不对锅炉烟气进行预测。

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，主要排放位置有井场、转油站、联合站等位置，均以面源排放。

根据对伴生气的检测结果，硫化氢未检出（附件 10；本项目均为独立井场，根据工程分析核算各区块单井井场非甲烷总烃排放情况，选取排放速率最大的乌 39-9 单井井场作为预测面源，单井最大产油量为 3.3t/d，则本次评价按照单井产能 3.3t/d 计算。根据无组织挥发烃类废气量计算公式：

$$G=M \times \lambda \times \delta \times \eta \times \rho \times (1-\alpha)$$

式中：G—非甲烷总烃产生量，t/a；

M—原油产量， t/a；

$\eta$ —油气集输系统损耗率， 开放式流程取值 1.4%， 密闭流程取值 0.5%；

$\alpha$ —甲烷化系数， 根据建设单位数据， 甲烷化系数为 65%；

$\rho$ —伴生气密度， 0.0007256t/m<sup>3</sup>；

$\lambda$ —气油比， 参数选取见表 3.2-12， 气油比为 13.54m<sup>3</sup>/t；

$\delta$ —伴生气实际产生系数， 0.5。

本项目单井最大产油量 3.3t/d， 则单井井场非甲烷总烃挥发量约为 0.028kg/d， 排放速率为 0.0012kg/h， 可有效控制烃类物质的排放污染物面源参数调查清单见表 2.5-1。

表 2.5-1 污染物面源参数调查清单

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度 /m	与正北方向夹角/°	面源长度 /m	面源宽度 /m	面源有效排放高度 /m	污染物排放速率(kg/h)
	经度	纬度						NMHC
乌 39-9 井场	117.799253	48.208214	584	90	40	30	3	0.0012

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定，采用估算模式计算本项目正常排放情况下主要污染物的最大影响程度和最远影响范围，按照评价工作分级判据进行分级。

(1) 根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 B 的 B.6.1 城市/农村选项，“当项目周边 3km 半径范围内一半以上属于城市建成区或者规划区时选择城市，否则选择农村”。本项目位于周边 3km 半径范围内无城市建成区，故选取农村选项。

(2) 环境温度取值来源于呼伦贝尔市近 20 年气象数据统计。

(3) 拟建项目周边土地利用类型主要为草原，本次评价的土地利用类型选取草地。

(4) 根据中国干湿湿度分布图判断，本地区属于中等湿润气候。根据 EIA2018 大气预测软件的 DEM 地形文件，地形数据分辨率 90m。估算模型具体参数见下表 2.5-2。

表 2.5-2 估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		41.6
最低环境温度/°C		-40.8
土地利用类型		草地
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率 / m	90
是否考虑岸线熏烟		否

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）中的有关规定，评价工作等级由项目主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率  $P_i$  及第  $i$  个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的 10% 时所对应的最远距离  $D_{10\%}$  进行等级划分。其中， $P_i$  定义为：

$$P_i = C_i / C_{0i} \times 100\%$$

式中： $P_i$ ——第  $i$  个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

$C_i$ ——采用估算模式计算出的第  $i$  个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

$C_{0i}$ ——第  $i$  个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

根据估算模式预测，本项目最大地面浓度占标率计算结果见表 2.5-3。

表 2.5-3 面源估算模式计算结果

面源	序号	落地浓度距离 (m)	最大落地浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)
乌 39-9 井场	1	10	2.76	0.138
	2	25	3.41	0.171
	3	50	3.99	0.200
	4	68	4.09	0.205

	5	75	4.07	0.204
	6	100	3.86	0.193
下风向最大质量浓度及占标率		<b>68</b>	<b>4.09</b>	<b>0.205</b>

《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中评价等级的划分原则见表2.5-4。

表 2.5-4 评价等级判别表

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	$P_{max} < 1\%$

计算结果可以看出，本项目单个井场非甲烷总烃最大地面占标率  $P_{max}=0.205\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)，当  $P_{max} < 1\%$ 时，大气环境评价等级为三级，因此确定本项目大气环境评价等级为三级。

### 2.5.2 地表水

《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)规定，建设项目地表水环境影响评价等级按照影响类型、排放方式、排放量或影响情况、受纳水体环境质量现状、水环境保护目标等综合确定。

本项目为水污染影响型建设项目，其分级是根据排放方式和废水排放量划定排放等级。

直接排放建设项目评价等级分为一级、二级和三级 A，根据废水排放量、水污染物污染当量数确定；间接排放建设项目评价等级为三级 B。

地表水环境评价等级判据见表 2.5-5。

本项目施工期产生的管线试压废水由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注；压裂返排液由罐车拉运至德二联压裂返排液处理站处理，分离出的污水输至德二联污水处理站处理达标后回注油层。施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设暂舍，驻地生活污水排入驻地已建防渗化粪池，定期进行清掏后外运至乌东联合站生活污水处理装置，处理后排入生活污水蒸发池自然蒸发或者用作站场绿化；运行期产生的油水井作业污水、水井洗井废水由罐车拉运至乌东联合站含

油污水处理站处理后回注。以上废水均不外排，因此本项目地表水评价等级为三级 B。

表 2.5-5 地表水环境影响评价分级判据

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/ (m <sup>3</sup> /d)；水污染物当量数 W/ (无量纲)
一级	直接排放	Q≥20000 或 W≥600000
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	Q<200 且 W<6000
三级 B	间接排放	—

注 1：水污染物当量数等于该污染物的年排放量除以该污染物的污染当量值（见附录 A），计算排放污染物的污染物当量数，应区分第一类水污染物和其他类水污染物，统计第一类污染物当量数总和，然后与其他类污染物按照污染物当量数从大到小排序，取最大当量数作为建设项目评价等级确定的依据。

注 2：废水排放量按行业排放标准中规定的废水种类统计，没有相关行业排放标准的通过工程分析合理确定，应统计含热量大的冷却水的排放量，可不统计间接冷却水、循环水以及其他含污染物极少的清净下水的排放量。

注 3：厂区存在堆积物（露天堆放的原料、燃料、废渣等以及垃圾堆放场）、降尘污染的，应将初期雨污水纳入废水排放量，相应的主要污染物纳入水污染当量计算。

注 4：建设项目直接排放第一类污染物的，其评价等级为一级；建设项目直接排放的污染物为受纳水体超标因子的，评价等级不低于二级。

注 5：直接排放受纳水体影响范围涉及饮用水水源保护区、饮用水取水口、重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场等保护目标时，评价等级不低于二级。

注 6：建设项目向河流、湖库排放温排水引起受纳水体水温变化超过水环境质量标准要求，且评价范围有水温敏感目标时，评价等级为一级。

注 7：建设项目利用海水作为调节温度介质，排水量≥500 万 m<sup>3</sup>/d，评价等级为一级；排水量<500 万 m<sup>3</sup>/d，评价等级为二级。

注 8：仅涉及清净下水排放的，如其排放水质满足受纳水体水环境质量标准要求的，评价等级为三级 A。

注 9：依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目，评价等级参照间接排放，定为三级 B。

注 10：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。

### 2.5.3 地下水

#### (1) 划分依据

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》（HJ 349-2023）中 7.2 要求：常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程，按照 I 类建设项目开展地下水环境影响评价，油类和废水等输送管道，按照 II 类建设项

目开展地下水环境影响评价。因此，本项目常规石油开采井场属于 I 类项目，集输管线工程属于 II 类项目。同时根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 A，建设项目地下水环境影响评价行业分类见表 2.5-6。

表 2.5-6 地下水环境影响评价行业分类表

序号	工程类别	地下水环境影响评价项目类别
		报告书
1	井场、站场	I 类
2	油类和废水等输送管道	II 类

(2) 地下水环境敏感程度

建设项目场地的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2.5-7。

表 2.5-7 地下水环境敏感程度分级

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

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

根据现场走访调查井区牧民，牧民水井水质较差，已不适合饮用，目前牧民均由作业区供饮用水。作业区生活用水经处理后供作业区员工以及周边牧民饮用。除此之外，在地下水环境影响调查评价区内，周围均没有特殊地下水资源保护区及其以外的分布区等其他未列入的环境敏感区，同时本项目所在区域没有集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，也不存在集中式饮用水水源准保护区和未划定准保护区的集中式饮用水水源保护区以外的补给径流区。

根据《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南（试行）》划定饮用水源井补给径流区，地下水饮用水源井补给径流区判定依据见表 2.5-8。

表 2.5-8 地下水饮用水源井补给径流区判定表

地下水型饮用水水源划定保护区情况			补给区范围
水源 开采 规模	大型≥5 万 m <sup>3</sup> /d	已划定二级保护区的	以二级保护区边界为基准，按大型水源 30 年流程圈定的范围
		仅划定了一级保护区的	以水源一级保护区边界为基准，按大型水源 30 年+1000 天流程圈定的范围
		未划定保护区的	以水源开采井为基准，按大型水源 30 年+1100 天流程圈定的范围
	中小型<5 万 m <sup>3</sup> /d	已划定二级保护区的	以二级保护区边界为基准，按中小型水源 15 年流程圈定的范围
		仅划定了一级保护区的	以水源一级保护区边界为基准，按中小型水源 15 年+1000 天流程圈定的范围
		未划定保护区的	以水源开采井为基准，按中小型水源 15 年+1100 天流程圈定的范围

质点运移距离采用下述公式计算：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

$\alpha$ —变化系数， $\alpha\geq 1$ ，一般取2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，%，；沿流程每单位距离的水头损失，即总水头线的坡度。恒为正值，是无量纲参数。用J表示，计算公式为：

$$J = \frac{dh}{dS}$$

其中，h 为水头损失，S 为流程距离。

T—质点迁移天数；（15×365+1100）=6575d。

$n_e$ —有效孔隙度，无量纲。

根据《内蒙古自治区新巴尔虎左旗地下水资源勘查与区划报告》中确定的碎屑岩类潜水含水层及湖积层潜水含水层平均渗透系数  $K_{潜}=1.55m/d$ ，潜水平均水力坡度  $I_{潜}=0.0005$ ，有效孔隙度  $n_{e潜}=0.08$ ；碎屑岩类承压含水层渗透系数  $K_{承压}$

=1.25m/d，承压水平均水力坡度 I 承压=0.0004，有效孔隙度 ne 承压=0.07。各参数  
值及计算结果见表 2.5-9。

表 2.5-9 质点运移距离计算表

含水层	K (m/d)	I	ne
潜水	1.55	0.0005	0.08
承压水	1.25	0.0004	0.07

经上述公式计算得出：

① 分散式饮用水源（中小型，承压水，未划定保护区）

补给区 L 为以水源井为基准外扩  $L=2 \times 1.55 \times 0.0005 \times 6575 / 0.08 = 127.4\text{m}$  的区域；  
不敏感区为 127.4m 以外的区域。

② 分散式饮用水源（中小型，潜水，未划定保护区）

补给区 L 为以水源井为基准外扩  $L=2 \times 1.25 \times 0.0004 \times 6575 / 0.07 = 93.9\text{m}$  的区域；  
不敏感区为 93.9m 以外的区域。

根据现场调查，在地下水环境影响调查评价区内没有特殊地下水资源保护区及其以外的分布区等其他未列入的环境敏感区，同时本项目所在区域没有集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，也不存在集中式饮用水水源准保护区和未划定准保护区的集中式饮用水水源保护区以外的补给径流区。调查区域内牧民潜水井均不饮用，乌东水源井距离本项目乌 39-8 井场约 3600m，因此评价区域地下水环境敏感程度为不敏感。

### （3）评价等级判别

本项目地下水环境影响评价项目类别分别属于 I 类和 II 类建设项目，地下水环境敏感程度为不敏感，依据地下水评价工作等级划分原则，地下水评价工作等级为二级，建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.5-10。

表 2.5-10 评价工作等级表

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

综上所述，建设项目地下水环境敏感程度为“不敏感”，本项目井场、站场等工程，按照 I 类建设项目开展地下水环境影响评价，评价等级为二级；项目油类和废水等输送管道，按照 II 类建设项目开展地下水环境影响评价，评价等级为三级；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》（HJ 349-2023）要求，“新建回注井（含开采井转回注井）的场地，地下水评价等级不低于二级”，因此，综合评价本项目地下水评价工作等级为“二级”。

#### 2.5.4 声环境

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中规定的声环境影响评价工作等级划分的基本原则：建设项目所处的声环境功能区为 GB3096 规定的 1 类、2 类地区，或建设项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量达 3dB(A)~5dB(A)（含 5dB(A)），或受噪声影响人口数量增加较多时，评价等级为二级评价。

本工程主要噪声源为施工期重型车辆沿途产生的噪声、焊接管线产生的噪声等，噪声源的种类及数量较少，施工期较短，项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，周围居民受影响人口数量增加不多，敏感目标噪声级增高量在 5dB(A) 以下。

本项目运营期主要噪声源为运营期井场抽油机、依托场站机泵等产生的持续性噪声源、油井作业过程中产生的间断性噪声源。项目周围 200m 内无声环境保护目标。根据项目所在地功能区属于声功能区划的 1 类、2 类地区，敏感目标噪声级增高量在 3dB（A）以下，周围居民受影响人口数量无增加，因此，本项目声环境影响评价等级为二级。

#### 2.5.5 生态环境

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19—2022）相关判定要求，本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、自然公园及生态保护红线，工程新增总占地面积为  $4.261\text{hm}^2 < 20\text{km}^2$ ，主要占地类型为牧草地，因此，本项目的生态评价等级确定为三级。

#### 2.5.6 土壤环境

##### （1）土壤环境影响评价项目类别

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A，建设项目属于“金属矿、石油、页岩油开采”项目，土壤环境影响评价项目类别为 I 类，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。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），常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程，按照 I 类建设项目开展土壤环境影响评价。常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采（含天然气净化厂）站场等工程，油类和废水等输送管道，按照 II 类建设项目开展土壤环境影响评价。

本项目位于半干旱地区，根据现状监测数据，项目所在区域土壤含盐量 SSC 为 0.7-0.8g/kg，属于非土壤盐化地区；项目区域 pH 值为 8.1-8.3，区域土壤无酸化或碱化，按照土壤污染型开展评价工作。

### （2）环境影响类型和途径

土壤是环境的重要组成要素，与水、大气、生物等环境要素之间相互作用、相互影响。该项目油田开发过程中对土壤的影响主要表现在事故状态下钢制泥浆槽泄漏、柴油储罐泄漏、套管破损对土壤环境产生的污染，可对土壤的化学、生物性质等方面造成影响。本项目土壤环境影响类型与影响途径见表 2.5-11。

表 2.5-11 本项目土壤影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
建设期	/	/	√	/
运营期	/	/	√	/

根据上表可知，本项目属于污染型影响建设项目，土壤环境影响源及影响因子识别见表 2.5-12。

表 2.5-12 本项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
管线	/	垂直入渗	石油烃、含盐量	石油烃、含盐量	管线风险事故泄漏

### （3）污染影响型敏感程度分级

土壤污染影响型环境敏感程度分级判据见表 2.5-13。

表 2.5-13 污染影响型敏感程度分级表

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

项目井场占地类型为基本草原，井场周边 1km 范围内主要为基本草原以及牧民，由此判定，本项目土壤环境敏感程度分级为“敏感”。

#### (4) 土壤环境影响评价等级

项目土壤污染影响型评价工作等级划分依据见表 2.5-14。

表 2.5-14 污染影响型评价工作等级划分表

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

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

按照土壤污染影响型，项目井场、站场等工程，按照 I 类建设项目，敏感程度为敏感，评价等级为一级；油类和废水等输送管道，按照 II 类建设项目，敏感程度为敏感，占地面积属于“小型”规模，评价等级为二级。

考虑区块的分布，综合判定本项目土壤污染影响型评价等级为一级。

### 2.5.7 环境风险

#### (1) 风险潜势初判

项目运营期涉及的主要危险物质为原油和石油气，正常情况下无污染物排放，涉及的风险为集输过程中管线破损造成的原油泄露和石油气的泄漏。

本项目运营期主要将集输管道化为危险单元，涉及的物质主要为原油和石油气（天然气），根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 中要求，对于长输管线项目，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。

工程新建集油管道中，原油存在量最大且位于 2 个截断阀之间的管线长度 0.4km，规格为φ56×3mm，区块原油综合含水最小为 5%，则集油管线最大储油量为  $\pi(0.05/2)^2 \times 0.4 \times 1000 \times 0.95 = 0.75\text{m}^3$ ，原油密度以  $0.844\text{t}/\text{m}^3$  计算，则该段管线原油最大存在量为 0.63t；该区块气油比约  $13.54\text{m}^3/\text{t}$ ，天然气密度按  $0.72\text{kg}/\text{m}^3$  计算，则天然气的最大存在量为 0.006t。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的突发环境事件风险物质及临界量表见表 2.5-15。

表 2.5-15 突发环境事件风险物质及临界量

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	石油气	68476-85-7	10
2	油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等）	/	2500

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），危险物质数量与临界量的比值（Q）计算式如下：

$$Q = q_1/Q_1 + q_2/Q_2 + \dots + q_n/Q_n$$

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ ——每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量，t；

当  $Q < 1$  时，该项目环境风险潜势为 I；

当  $Q \geq 1$  时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 C，当  $Q < 1$  时，该项目环境风险潜势为 I，当  $Q \geq 1$  时，按照危险物质及工艺系统危险性确定 P 值，并结合建设项目各环境敏感程度 E 值进行建设项目环境风险潜势的划分。项目所涉及的危险物质数量与临界量的比值计算结果及环境风险潜势判定见表 2.5-16。

表 2.5-16 危险物质数量与临界量的比值（Q）确定情况

序号	危险物质	CAS 号	最大存在总量（t）	临界量（t）	物质 Q 值 $q_n/Q_n$
1	原油（石油）	/	0.63	2500	0.0003
2	天然气（甲烷）	74-82-8	0.006	10	0.0006
项目 $Q = \sum q_n/Q_n$					0.0009

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中评价等级的判定方法（见表 2.5-17），本项目  $Q=0.0009 < 1$ ，环境风险潜势为 I，确定本工程风险评价等级为简单分析。

表 2.5-17 风险评价工作级别表

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a

a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。

## 2.6 评价范围

### 2.6.1 环境空气

本项目大气评价等级为三级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），评价范围为区块外扩 2.5km 及管线两侧 200m 组成的包络线范围。

### 2.6.2 地表水

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中关于地表水评价等级为三级 B 的评价范围要求，应满足依托污水处理设施环境可行性分析的要求；涉及地表水环境风险的，应覆盖环境风险影响范围所及的水环境保护目标水域。本项目周边并无地表水体，项目产生的废水经乌东联合油污水处理站处理后回注地下，不外排，因此本项目不设置地表水评价范围。

### 2.6.3 地下水

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用公式法确定本项目地下水评价范围。计算公式如下：

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

式中：L——下游迁移距离，m；

$\alpha$ —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度（为漏斗范围内的水力坡度），无量纲；

T—质点迁移天数，取值不小于 5000d，取 5000d；；

$n_e$ —有效孔隙度，无量纲，取 0.2。

根据《内蒙古自治区新巴尔虎左旗地下水资源勘查与区划报告》中确定的碎屑岩类潜水含水层及湖积层潜水含水层平均渗透系数  $K_{潜}=1.55\text{m/d}$ ，潜水平均水力坡度  $I_{潜}=0.0005$ ，有效孔隙度  $n_{e潜}=0.08$ ；碎屑岩类承压含水层渗透系数  $K_{承压}=1.25\text{m/d}$ ，承压水平均水力坡度  $I_{承压}=0.0004$ ，有效孔隙度  $n_{e承压}=0.07$ 。

经公式计算， $L_{潜}=96.88\text{m}$ ， $L_{承压}=71.43\text{m}$  区域地下水总体流向为从西南至东北，结合  $L$  值、水文地质条件情况，综合考虑项目以及周边水井的位置关系，确定地下水评价范围：西南侧上游以 591.3m 水位标高线为边界，东北侧下游以 585.4m 水位标高线为边界，西南、东北侧分别外扩 1.0、2.5km，以平行地下水流向的零通量边界为界，面积为 50.13km<sup>2</sup>。

#### 2.6.4 声环境

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 4.2-2021）的要求，结合建设项目特点，本项目声环境影响评价范围为井场和依托场站边界向外 200m 范围内声环境，管道、道路中心线两侧各 200m 范围内的声环境。

#### 2.6.5 生态环境

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）中评价工作范围确定的依据：生态影响评价应能够充分体现生态完整性，涵盖评价项目全部活动的直接影响区域和间接影响区域，评价工作范围应依据评价项目对生态因子的影响方式、影响程度和生态因子之间的相互影响和相互依存关系确定。可综合考虑评价项目与项目区的气候过程、水文过程、生物过程等生物地球化学循环过程的相互作用关系，以评价项目影响区域所涉及的完整气候单元、水文单元、生态单元、地理单元界限为参照边界。

本项目生态环境评价等级为三级，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》（HJ 349-2023），考虑本项目所在区域的地形、地理特征，根据评价工作等级要求，考虑本项目所在区域的地形、地理特征，评价范围为井场边界外扩 1km 及新建油水管道和道路中心线两侧各 300m 的生态环境。

## 2.6.6 土壤环境

本项目为油田产能建设工程,根据现状监测数据,项目所在区域土壤含盐量 SSC 为 0.7-0.8g/kg,属于非土壤盐化地区;项目区域 pH 值为 8.1-8.3,区域土壤无酸化或碱化,根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)“非土壤盐化、酸化和碱化地区,按照土壤污染影响型开展评价工作”,《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中“表 5 现状调查范围”,按照污染影响型,井场土壤调查范围为外延 1km 范围内;新建油水管道以工程边界两侧向外延伸 200m 范围内。

## 2.6.7 环境风险

本项目环境风险潜势为I,风险评价等级为简单分析,环境风险评价范围应根据环境敏感目标的分布情况,事故后果预测结果对环境产生危害的范围综合确定。项目周边所在区域、评价范围外存在需要特别关注的环境敏感目标,评价范围需延伸至所关心的目标。项目区域内无国家、省、市级自然保护区、文物古迹名胜等重要保护目标,本项目为石油开采项目,环境风险评价范围为项目所在各井区外扩 3km 及新建管线两侧外扩 200m 范围的区域。

## 2.6.8 各环境要素评价范围汇总

各环境要素评价范围详见表 2.6-1,地下水评价范围、大气环境评价范围、生态环境、土壤环境评价范围、声环境评价范围见图 2.7-1。

表 2.6-1 评价范围表

项目	评价等级	评价范围
环境空气	三级	区块外扩 2.5km 及管线两侧 200m 组成的包络线范围
声环境	二级	井场和场站边界外扩 200m,管道、道路中心线两侧各 200m 范围内
地表水环境	三级 B	/
地下水环境	二级	西南侧上游以 591.3m 水位标高线为边界,东北侧下游以 585.4m 水位标高线为边界,西南、东北侧分别外扩 1.0、2.5km,以平行地下水流向的零通量边界为界,面积为 50.13km <sup>2</sup> 。
土壤	污染影响型一级	井场外延 1km 范围内、管道边界两侧向外延伸 200m 范围内

生态环境	三级	井场边界外扩 1km、管道和道路中心线两侧各 300m 组成的包络线范围
环境风险	简单分析	以场站、井场为中心，自厂界外延 3km 及新建管线两侧外扩 200m 范围

## 2.7 环境保护目标

根据调查，本项目施工区域内无自然保护区、风景名胜区、文物古迹和饮用水水源保护区分布，不在生态红线范围内。项目主要大气环境保护目标见表 2.7-1，地下水环境保护目标见表 2.7-2，其他环境要素保护目标见表 2.7-4，主要环境保护目标分布图见图 2.7-1。

表 2.7-1 大气主要环境保护目标表

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对方位及距离
	经度	纬度				
1#牧民特古斯家	117.79940128	48.20317151	居民	1 户，3 人	二类	乌 39-23 东北侧，190m
2#牧民敖其巴特尔家	117.82495737	48.23199134	居民	1 户，3 人	二类	乌 39-8 东北侧，2990m
3#牧民特木尔家	117.81411052	48.21229138	居民	1 户，3 人	二类	乌 39-10 东北侧，950m
4#牧民呼格吉勒家	117.78015375	48.20810166	居民	1 户，3 人	二类	乌 39-12 西北侧，1100m
5#牧民础鲁家	117.84191966	48.20941724	居民	1 户，3 人	二类	乌 39-10 东北侧，2870m

表 2.7-2 地下水环境保护目标表

环境要素	名称	保护标准及保护级别
地下水环境	区域内第四系潜水含水层	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准 (≤0.05mg/L)
	评价范围内白垩系青元岗组孔隙裂隙水含水层	

表 2.7-3 环境风险主要环境保护目标表

环境要素	保护属性	保护目标	坐标		保护对象 保护内容	相对方位及距离
			经度	纬度		
环境风险	大气	牧民特古斯家	117.79940128	48.20317151	1 户，3 人	乌 39-23 东北侧，190m

	牧民敖其巴 特尔家	117.82495737	48.23199134	1 户, 3 人	乌 39-8 东北侧, 2990m
	牧民特木尔 家	117.81411052	48.21229138	1 户, 3 人	乌 39-10 东北侧, 950m
	牧民呼格吉 勒家	117.78015375	48.20810166	1 户, 3 人	乌 39-12 西北侧, 1100m
	牧民础鲁家	117.84191966	48.20941724	1 户, 3 人	乌 39-10 东北侧, 2870m

表 2.7-4 其他环境因素保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	保护内容	保护标准及保护级别
声环境	200m 范围内声环境			《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 1 类标准
	牧民特古斯家	乌 39-23 东北侧, 190m	牧民	
土壤环境	进井道路等永久占地范围内土壤			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 第二类用地筛选值
	井场边界外延 1km 范围内的土壤环境, 集输管线两侧 200m 范围内土壤环境, 主要为草地			《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 表 1 中农用地土壤污染风险筛选值
生态环境	井场周边草地生态系统, 井场周边土壤、自然植被、动物等	井场边界外扩 1km 区域范围内、集输管线和道路两侧各 300m 范围内草地		土壤满足《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(试行)》(GB15618-2018) 中筛选值要求, 控制水土流失
	基本草原	永久占用基本草原 0.875hm <sup>2</sup> , 临时占用基本草原 3.386hm <sup>2</sup>		临时占用草地施工结束后恢复其原貌并播撒草籽, 永久占用草地按照规定进行经济补偿

## 2.8 评价工作内容及重点

根据评价区域的环境特征及油田开发建设项目的具体特点, 在工程分析的基础上, 以生态环境影响评价、土壤环境影响评价、地下水环境影响评价、环境风险评价及工程污染防治措施评价为重点, 同时进行项目大气环境影响评价、声环境影响评价, 环境影响经济损益分析、环境管理及监测计划等项目的评价与分析, 在评价

过程中力求工业污染防治与生态环境保护并重，提出相应的污染防治措施和生态保护措施及建议。

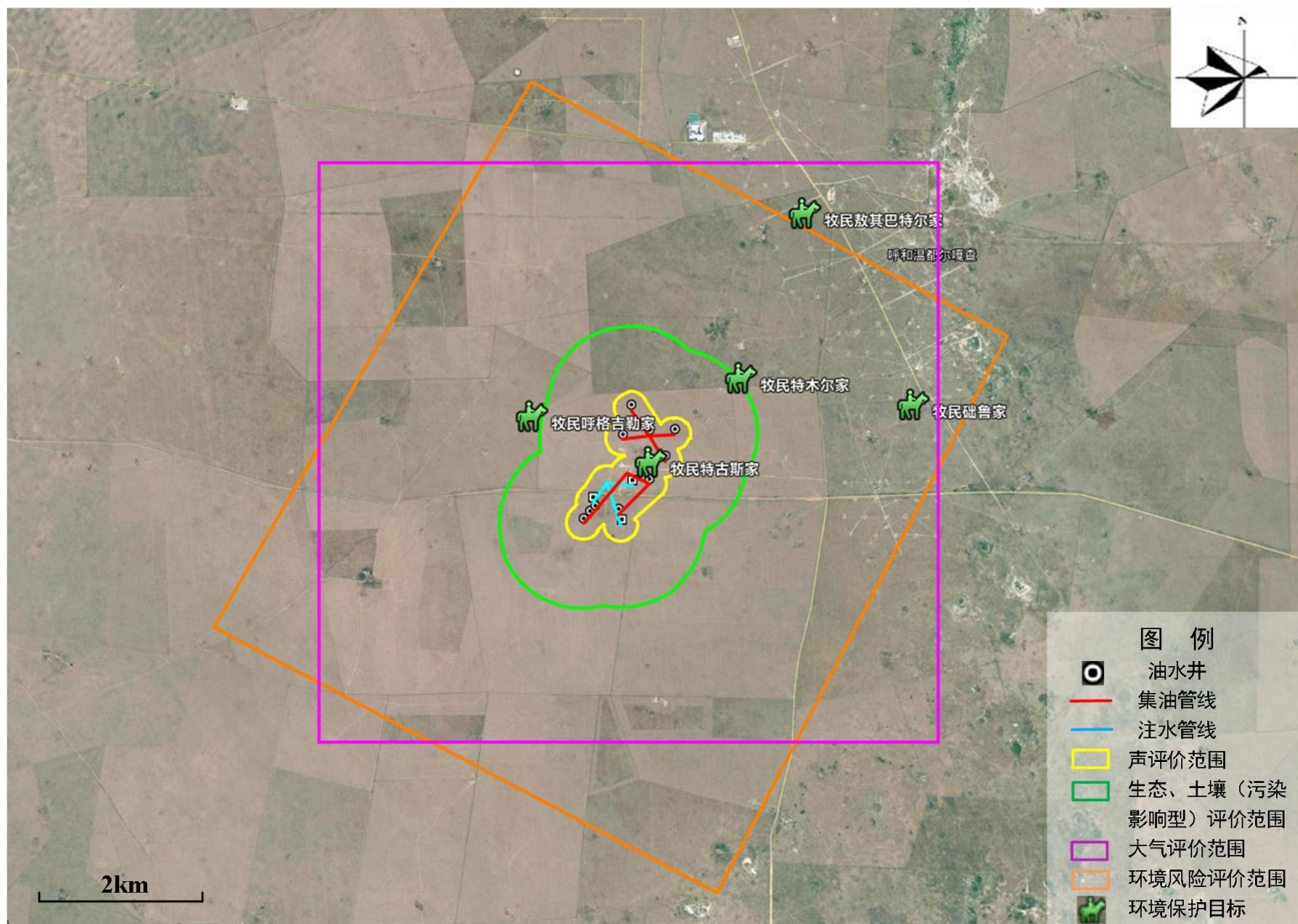


图 2.7-1 项目评价范围及保护目标分布图

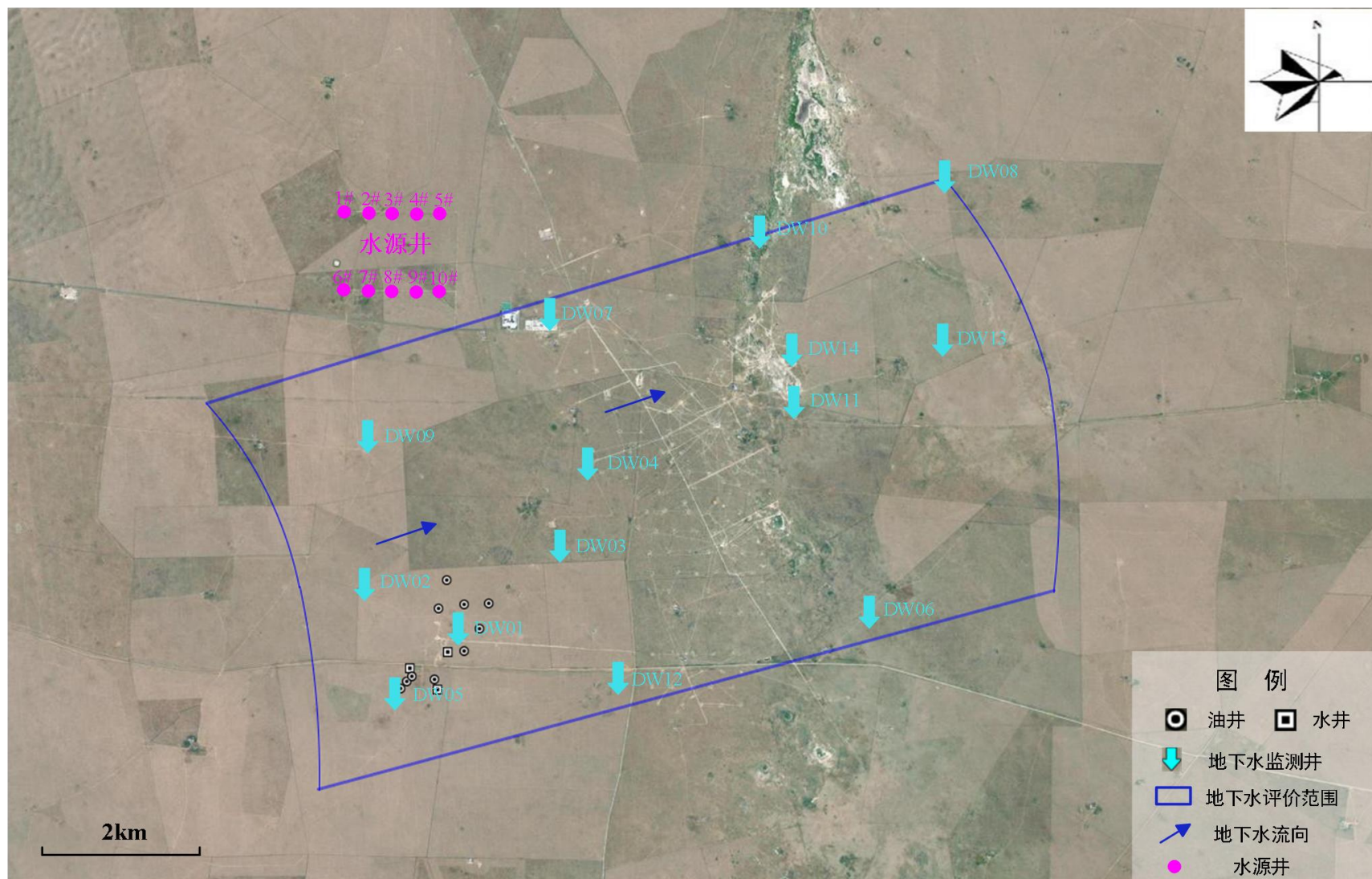


图 2.7-2 项目地下水评价范围图

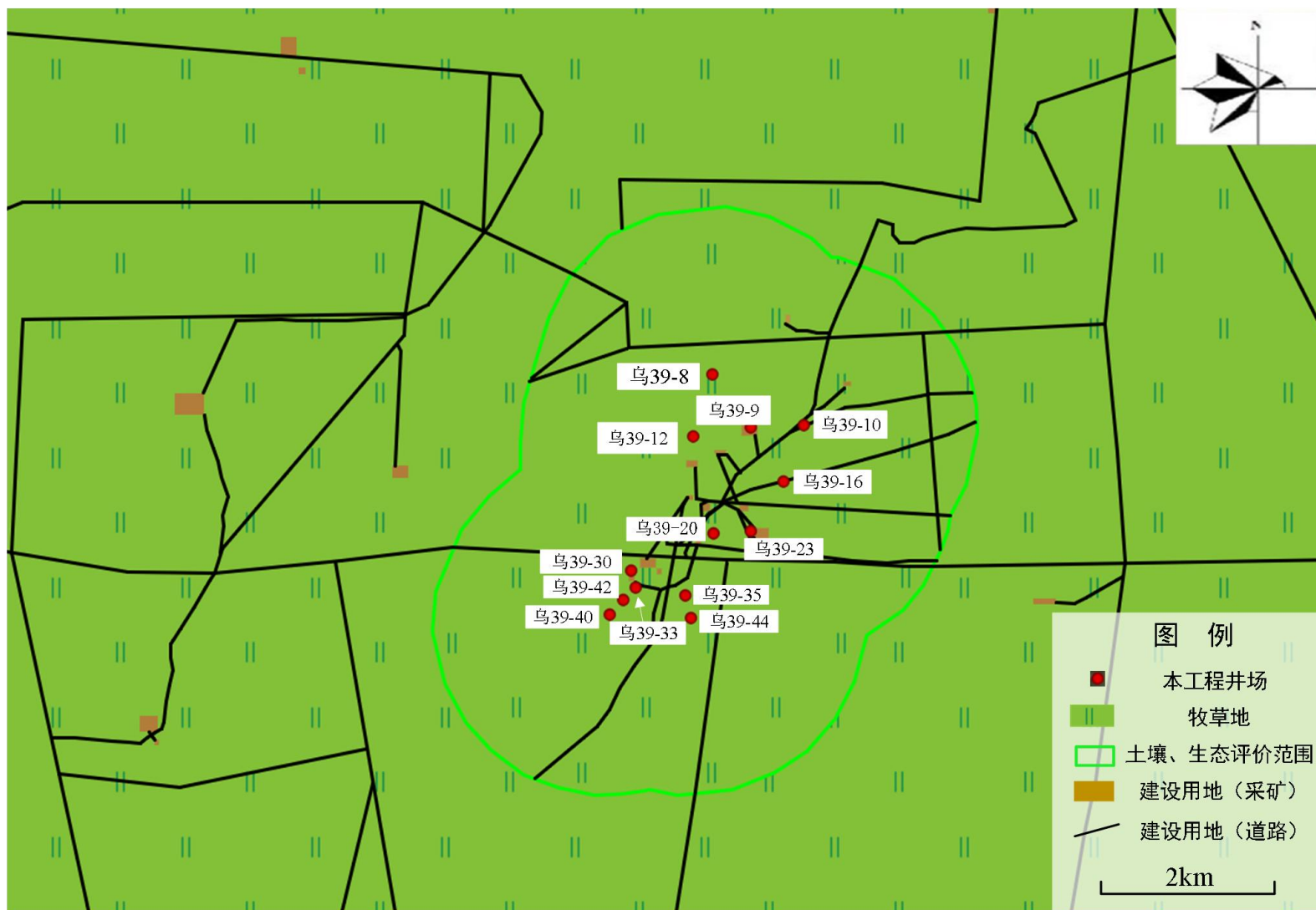


图 2.7-3 本项目土壤、生态环境评价范围与敏感目标分布示意图

## 第三章 建设项目工程分析

### 3.1 现有工程分析

#### 3.1.1 现有区块开发情况

##### 3.1.1.1 勘探历程

海拉尔盆地乌尔逊凹陷从 20 世纪 50 年代即开始了地质调查。勘探开发历程可分为三个阶段：

第一阶段：1982-2002 年为凹陷评价、区带优选阶段 1984 年乌南洼槽内部署了该区第一口参数井海参 1 井，对该井大磨拐河组油层射开厚度 56.0m，MFEI 测试产油 0.109t/d，产水 19.10m<sup>3</sup>/d，为低产油水层，证实了乌南洼槽的含油性。2000 年部署了三维地震 339.95km<sup>2</sup>，进行构造精细解释，整体评价乌南次凹。

第二阶段：2002-2006 年为区带、圈闭评价阶段 2002 年部署了乌 16 井，压后抽汲获 10.585t/d 的工业油流，预测构造高部位是有利的油气聚集带，部署了乌 20 井、乌 21 井、乌 22 井、乌 25 井、乌 28 井，均见到良好油气显示。

2005 年在乌南次凹上部署了乌 27 井，获得 21.464t/d 的工业油流，对南一段 96~113 号层 47.0m/14 层进行合试求产，获得 50.466t/d 的高产工业油流，乌南次凹的勘探获得了重大发现。

第三阶段：2006 年至今为滚动评价与开发阶段。截至 2019 年 12 月，乌南次凹共有探井 54 口，评价井 52 口，其中南一段工业油流井 15 口，南二段工业油流井 9 口，工业气流井 1 口；大磨拐河组工业油流井 5 口；铜钵庙组工业油流井 3 口。累计提交石油探明储量 1158.46×10<sup>4</sup>t。

##### 3.1.1.2 现有区块建设概况

乌尔逊油田乌 39-1 区块自 2020 年 4 月陆续投产，主要采用 200×200m 正方形井网。截至 2023 年 12 月，乌 39-1 区块共有开发井 7 口，其中采油井 5 口，注水井 2 口，无退役井，年产油 0.22×10<sup>4</sup>t，采油速度 2.2%，累计产油 0.93×10<sup>4</sup>t，采出程度 2.32%；年注水 0.34×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>，年注采比 1.48，累计注水 0.69×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>，累计注采比 0.74，综合含水 15.8%。

本项目位于乌尔逊油田的乌 39-1 区块，区块开发概况见表 3.1-1。

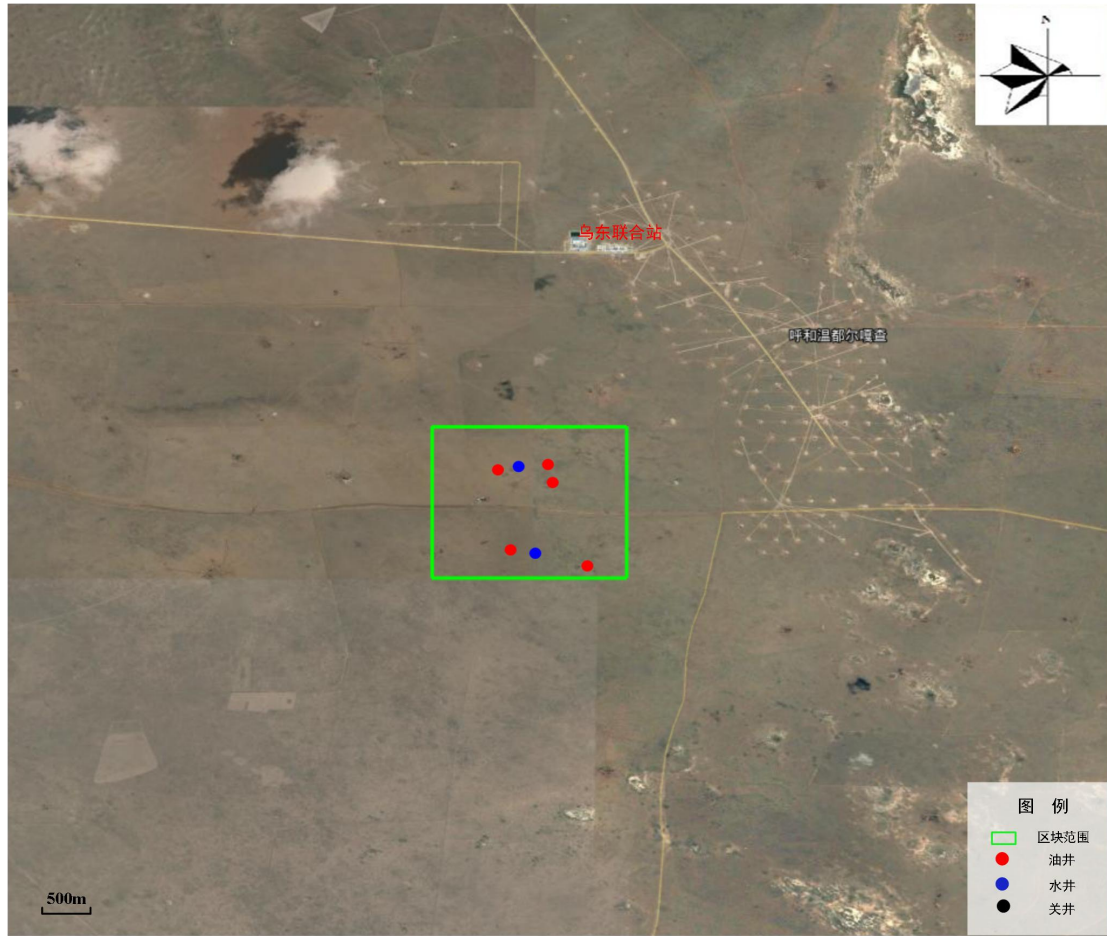


图 3.1-1 乌 39-1 区块范围图

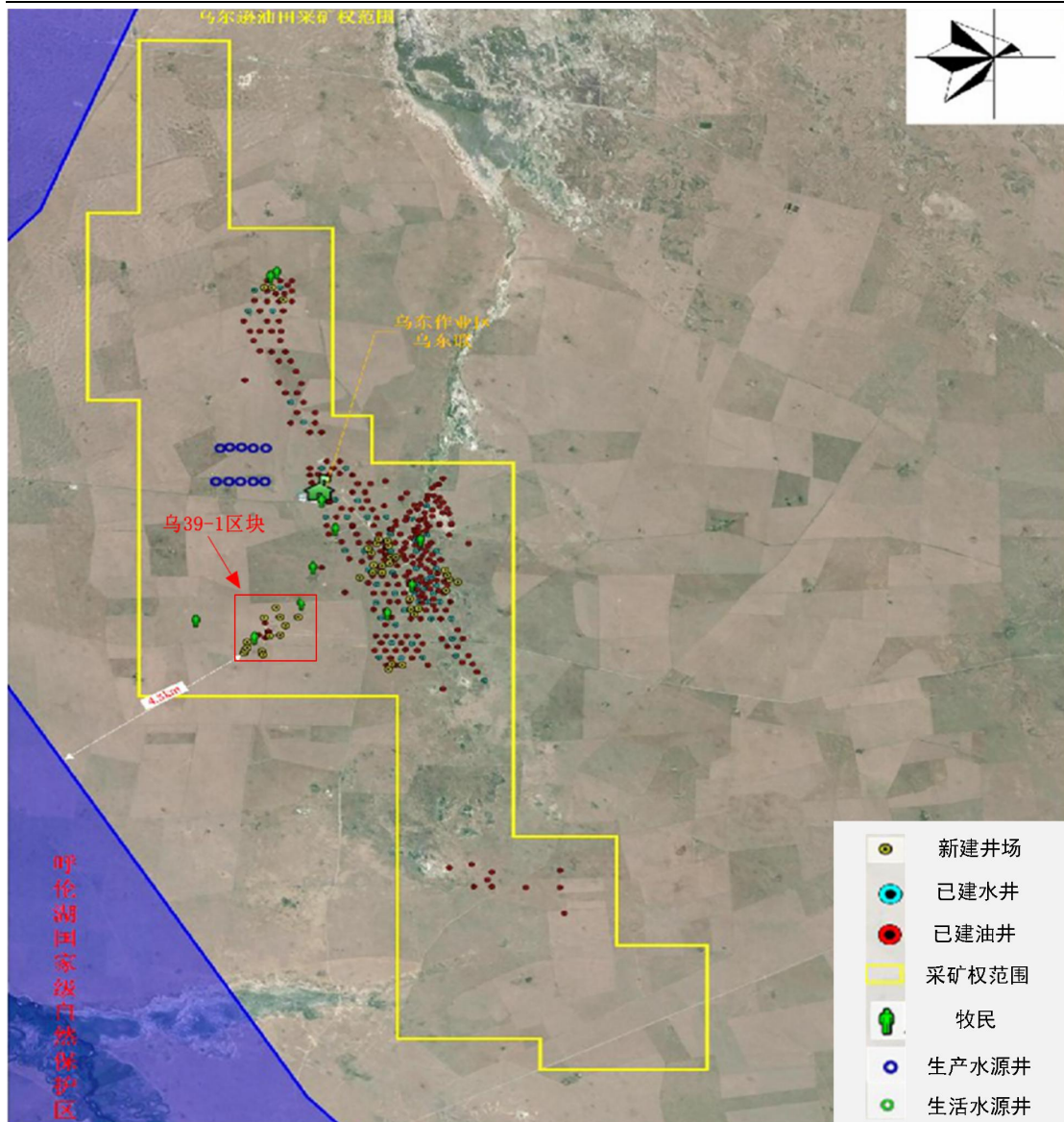


图 3.1-2 乌 39-1 区块与采矿权范围关系图

表 3.1-1 现有区块开发情况

油田	区块	探明含油面积	探明储量	投入开发时间	油水井总量(口)	油井数量(口)		水井数量(口)		累积产油量	累积注水量	依托场站
						开井	关井	开井	关井			
乌尔逊油田	乌 39-1	1.59km <sup>2</sup>	120×10 <sup>4</sup> t	2020	7	5	0	2	0	0.93×10 <sup>4</sup> t	0.69×10 <sup>4</sup> t	乌东联合站

表 3.1-2 环保手续情况一览表

序号	油田名称	项目名称	环评批复	验收情况
1	乌尔逊	《乌 38-1、乌 39-1 区块产能建设工程》	新左环审表(2019)24 号	已完成自主验收
2	油田	《乌尔逊凹陷 2023-2025 年油藏钻井工程》	新左环审表字(2021)14 号	目前未验收

### 3.1.2 现有区块污染物排放情况

截至 2023 年 12 月，乌 39-1 区块共有开发井 7 口，其中采油井 5 口，注水井 2 口；依托场站有乌东联合站、德二联压裂返排液站、贝 28 作业区含油污泥暂存池、贝 28 作业区危废暂存库。

#### 3.1.2.1 废气

现有区块废气主要包括依托站场燃烧烟气及油气集输过程中挥发的无组织烃类。

##### (1) 无组织挥发烃类

油气集输和处理过程中会有挥发性有机气体产生，井区集输工艺整体按密闭集输设计，烃类无组织挥发主要发生在油气集输的管汇阀门、法兰等连接处。

现有区块年产油 0.22×10<sup>4</sup>t，根据原油损耗统计资料，开放式流程的烃类损耗占比约为 1.4%~2%，密闭流程小于 0.5%（环境影响评价工程师职业资格登记培训教材-采掘类，2009 年），伴生气产气量按照地层原始气油比的 50%到达地面计算，因此管输方式按 0.5%估算，年采油时间 300d 计。经计算运行期烃类气体无组织排放量为 0.007×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a，非甲烷总烃排放量为 0.017t/a，具体见表 3.1-3。

表 3.1-3 现有项目烃类气体产生及排放情况

区块	输送	产能	气油比	伴生气	烃类气体	甲烷	相对密	非甲烷
----	----	----	-----	-----	------	----	-----	-----

	方式	(10 <sup>4</sup> t/a)	(m <sup>3</sup> /t)	产量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)	损耗 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)	化系 数	度 (kg/m <sup>3</sup> )	总烃排 放量 (t/a)
乌 39-1 区块	密闭 管输	0.22	13.54	1.49	0.007	0.65	0.72	0.017

## (2) 站场加热炉燃烧烟气

现有乌 39-1 区块油田采出液分离出的伴生气全部用于乌东联合站自耗，通过加热炉燃烧，燃烧产生的废气通过烟囱排放。加热炉燃烧烟气中主要污染物为 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、颗粒物。

根据大庆中环检测有限公司于 2023 年 4 月 10 日对乌东联合站 1#掺水炉(燃气)、2#采暖炉(燃油)加热炉的监测结果(附件 12)可知，燃气加热炉排放的废气浓度中颗粒物为 10.8~12.5mg/m<sup>3</sup>，NO<sub>x</sub>为 83~88mg/m<sup>3</sup>，SO<sub>2</sub>为 20~23mg/m<sup>3</sup>；燃油加热炉中二氧化硫为 38~49mg/m<sup>3</sup>，氮氧化物为 111~131mg/m<sup>3</sup>，颗粒物为 15.2~16.8mg/m<sup>3</sup>。根据建设单位提供资料，乌东联合站燃烧气量为 32.07×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a，废气量为 362.07 万 Nm<sup>3</sup>/a，则颗粒物排放量为 0.045t/a，氮氧化物排放量为 0.319t/a，二氧化硫排放量为 0.083t/a；燃油量为 1070.77t/a，废气量为 1339.53 万 Nm<sup>3</sup>/a，则颗粒物排放量为 0.225t/a，氮氧化物排放量为 1.755t/a，二氧化硫排放量为 0.656t/a。

加热炉烟气量参考《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2018)，天然气实际烟气量按以下经验公式计算：

$$V_{gy}=0.285Q_{net}+0.343$$

式中： $V_{gy}$ ——基准烟气量，Nm<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>

$Q_{net}$ ——天然气低位发热量，本项目取 38.5MJ/m<sup>3</sup>

燃油实际烟气量按以下经验公式计算：

$$V_{gy}=0.29Q_{net,ar}+0.379$$

式中： $V_{gy}$ ——基准烟气量，Nm<sup>3</sup>/kg

$Q_{net,ar}$ ——固体/液体燃料收到基低位发热量，本项目取 41.816MJ/kg

经计算，天然气基准烟气量为 11.29Nm<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>，原油的基准烟气量为 12.51Nm<sup>3</sup>/kg。

计算结果如下：

表 3.1-4 加热炉烟气排放情况一览表

场站名称	排气筒高度	类型	燃气量	废气量	污染物排放情况 (t/a)		
				万 Nm <sup>3</sup> /a	颗粒物	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>
乌东联合站	8m	燃气	32.07×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a	362.07	0.045	0.319	0.083
		燃油	1070.77t/a	1339.53	0.225	1.755	0.656
		合计	/	1701.6	0.270	2.074	0.739

### 3.1.2.2 废水

现有区块废水主要为井下作业废水、采出液分离产生的采出水以及生活污水。

#### (1) 采出液分离的采出水

根据建设单位提供资料，乌 39-1 区块油田采出水最大量为 0.26×10<sup>4</sup>t/a，采出液分离的采出水中主要污染物为悬浮物、石油类，经乌东联污水处理站处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）“含油量≤10.0mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5.0μm”标准限值要求后全部回注地下。

#### (2) 油水井作业废水

结合大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，油井作业用水量约 4m<sup>3</sup>/井次；乌 39-1 区块现有 5 口油井，则油井作业用水量约 13.3m<sup>3</sup>/a。

注水井作业周期为 1.5 年，水井作业用水量约为 60m<sup>3</sup>/井次；乌 39-1 区块现有 2 口水井，则水井作业用水量约 80m<sup>3</sup>/a。

#### (3) 清防蜡废水

乌 39-1 区块现有 5 口油井清防蜡采用高压蒸汽热洗方式，根据建设单位生产运行统计数据，平均单口油井热洗周期为 1 次/100 天，用水量为 40m<sup>3</sup>，则最大热洗用水量为 730m<sup>3</sup>/a，清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。

#### (4) 生活污水

根据调查，乌尔逊油田作业区现有职工总人数约 100 人，生活用水根据《内蒙古自治区行业用水定额（2019 版）》中农村居民生活用水，按 60L/人/d 计，排污系数按 0.8 计算，则产生生活污水约 1752m<sup>3</sup>/a，主要污染物为氨氮、COD 等。

表 3.1-5 现有区块废水产生情况一览表

区块名称	工序	装置	污染源	污染物	废水产生量 (t/a)	治理措施
乌 39-1 区块	原油集输	原油处理装置	油田采出水	石油类	2600	乌东联合站含油污水处理站进行处理
乌 39-1 区块	井下作业	油水井	作业废水	SS、石油类	93.3	乌东联合站含油污水处理站进行处理
乌 39-1 区块	井场	油井	清防蜡废水	SS、石油类	730	直接进入集油系统，不外排
乌东联	办公生活	生活污水		COD、氨氮	1752	经作业区生活污水处理装置处理

### 3.1.2.3 噪声

噪声主要来自井场抽油机、站内加热炉及各类机泵设备运行以及油区车辆行驶产生的噪声，噪声源强为 65~105dB (A)。

主要采取泵房隔声、基础减震等措施，从源头上进行控制，设备选型尽可能选择低噪声设备；同时在站场周围栽种植物进行绿化，阻挡和吸收一定噪声。

### 3.1.2.4 固体废物

#### (1) 含油污泥

含油污泥主要产生环节包括转油站及脱水站清淤以及其余管道设备油泥的清理，油田区块一般生产万吨原油排泥砂（固相）约 0.2-0.4t（以 0.3t 计）。乌 39-1 区块年产油  $0.22 \times 10^4$ t，则年产油泥（砂）0.07t，根据《国家危险废物名录》（2025 年版），含油污泥属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 071-001-08。

#### (2) 落地油

考虑意外情况，一般每口井作业期间产生的落地油可按 50kg/井·次，作业频率一般 1.5 年，乌 39-1 区块现有 5 口油井，则落地油产生 0.17t/a，落地油全部回收处理，回收处理率为 100%。根据《国家危险废物名录》（2025 年版），落地油属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 071-001-08。

#### (3) 含油废防渗布

井场作业过程中铺设防渗布，工程作业期间产生的落地油滴落到防渗布上，会产生含油废防渗布，目前使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用次数为 100 次。单块防渗布重约 250kg（12m\*12m），平均每口井作业用 2 块，作业频次为 1.5 年/次，乌 39-1 区块现有 5 口油井，则含油废防渗布共产生 0.02t/a。根

据《国家危险废物名录》（2025 年版），含油防渗布属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 900-249-08。

表 3.1-6 现有区块危险废物产生情况汇总表

名称	落地油	含油污泥	废防渗布
类别	HW08 废矿物油与含矿物油废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物
代码	071-001-08	071-001-08	900-249-08
产生量	0.17t/a	0.07t/a	0.02t/a
产生工序	油井作业	井场作业、场站清淤	油井作业
主要成分	油泥砂	油泥砂	油、塑料
有害成分	石油类	石油类	石油类
产废周期	油井作业 1.5 年/次，场站分离器清淤每年一次	万吨原油排泥砂 0.3t	油井作业 1 年/次
危险特性	T/I	T/I	T/I
污染防治措施	统一收集至贝 28 作业区含油污泥暂存池暂存，委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司进行处理	统一收集至贝 28 作业区含油污泥暂存池暂存，委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司进行处理	集中收集至呼伦贝尔油田危废暂存库暂存，委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司处理

### 3.1.3 现有区块开发环保措施和效果回顾调查

#### 3.1.3.1 项目钻井工程环保措施和效果回顾调查

本项目基建 13 口油水井在《乌尔逊凹陷 2023-2025 年油藏钻井工程环境影响报告书》中完成钻井环评，并于 2022 年 1 月 5 日取得呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎左旗分局批复（新左环审表字〔2021〕14 号）后开工，现均已射孔完井。各项环境保护措施均得到落实。具体落实情况如下：

表 3.1-7 钻井工程环保措施落实情况调查表

序号	内容	钻井工程环评中提出措施	环评批复中要求	实际采取环保措施	落实情况调查
1	生态环境影响	永久占地均按照规定进行经济补偿。对临时占用土地进行表土留存，分层回填，整平翻松，恢复植被。	施工结束后对临时占地及时清理现场，对临时占地地面进行生态保护和植被恢复措施。	已对永久占地按规定进行了补偿；施工结束后，已对临时占地进行清理、平整并恢复植被。	已落实
2	大气环境影响	井场洒水抑尘，表土及建材堆放设置挡板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘	施工中产生的扬尘及车辆尾气定时洒水抑尘、表土及建材堆放设置挡风板、上覆遮盖材料，施工运输车	对井场等施工场地每 3~4 天进行一次洒水抑尘，表土及建材堆放设置挡风板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取	已落实

		布。井场柴油发电机采用环保型设备，选用优质轻柴油，调节好柴油机运行工况。	辆采取密闭措施或加盖防尘布等措施。	了密闭措施，选用优质轻柴油发电机，且定期检查柴油机的运行状况。	
3	水环境影响	油田产生的钻井废水拉运至乌东联合油污水处理站处理，乌尔逊油田产生的钻井废水拉运至乌东联合油污水处理站处理。	施工生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕，施工结束清掏外运用作农家肥，旱厕进行卫生填埋处理。	经调查，施工期钻井废水与废钻井液、岩屑进入撬装废弃泥浆处理装置进行处理，产生的废水拉运至乌东联合站含油污水处理站处理满足指标要求后回注油层。	已落实
		生活污水排入临时防渗旱厕，施工结束清掏外运用作农家肥，旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。	乌尔逊油田产生的钻井废水拉运至乌东联合油污水处理站处理。	施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设暂舍，驻地生活污水排入作业区已建防渗化粪池，经作业区内生活污水处理装置处理后排入生活污水池中自然蒸发或用于绿化。	
4	地下水和土壤环境影响	柴油罐区为重点防渗区，地面结构层下铺设厚 2mm 高密度聚乙烯土工膜构筑防渗层，其防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ ；在柴油罐区周边外扩 3m 设置 0.5m 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰，围堰内容积不小于两座柴油罐储量和事故时产生的消防废水总量。 钻井井场设置的临时旱厕、井场地面等为一般防渗，地面结构层下铺设厚 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，其防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 。	井场设置的临时旱厕、井场其他地面为一般污染防治区，地面结构层下铺设厚 2mm 土工膜构筑防渗层，并在周边外扩不少于 3m 设置不低于 0.5m 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰。	经调查项目施工期地下水按照分区防渗要求对柴油罐区、钻井液罐区、发电机房、钢制泥浆槽、废弃泥浆无害化处理装置、钻井泵、钻台地面采取重点防渗，下铺设 2mm 厚土工膜构筑防渗层，并在周边外扩 3m 设置 0.5m 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰。	已落实
5	声环境影响	选用低噪声设备；将柴油机组安装在活动	选用低噪声设备；将柴油机组安装在活动	施工过程选用了低噪声设备，柴油机组安装在	已落实

	响	板房内，使用自带减振装置的振动筛和离心机；定期对施工设备进行保养维护，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度；运输车辆均避开村屯进行运输。	板房内，使用自带减振装置的振动筛和离心机；定期对施工设备进行保养维护，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度；运输车辆均避开村屯进行运输。	活动板房内，使用自带减振装置的振动筛和离心机；定期对施工设备进行保养维护，保证设备维持在最佳运行状态；运输车辆均严格按照规定路线行驶，避开村屯进行运输。	
6	固体废物影响	钻井产生的废钻井液、钻井岩屑及射孔产生的废射孔液均排入井场移动式泥浆不落地处理装置处理，分离出的泥饼检测达标后综合利用。	废钻井泥浆、钻井岩屑、废射孔液排入井场移动式泥浆不落地处理装置处理，分离出的泥饼检测达标后综合利用。	施工期产生废钻井液、钻井岩屑、废射孔液进入撬装废弃泥浆处理装置处理，分离出的泥饼检测达标后进行了综合利用。	已落实
		钻井时期产生的废纯碱、膨润土包装袋、破损的废防渗布属于一般工业固体废物，由钻井单位统一安排拉运至工业固废填埋场进行填埋。	废纯碱、膨润土、水泥等包装袋、破损的废防渗布施工结束后由钻井单位统一安排拉运至工业固废填埋场进行填埋。	膨润土、纯碱、水泥等废弃包装袋已由施工单位统一安排拉运至工业固废填埋场进行填埋。	
7	环境风险	钻井过程中，井口安装防喷器及配套井控设备，防止发生井喷事故。	/	钻井时井口安装了防喷器及配套井控设备，使用地下水双层保护套管，且针对可能发生的风险事故制定了相应地风险防范措施。	已落实

### 3.1.3.2 项目区块开发环保措施和效果回顾调查

#### 3.1.3.2.1 大气环境影响回顾及污染防治措施效果调查

##### (1) 区域特征污染物环境质量变化趋势分析

##### ① 区域特征污染物环境质量变化趋势分析

因乌 39-1 区块相关资料较少，故本次评价引用乌尔逊油田的数据资料。根据收集油田区域已开展环评、验收时的监测数据，乌尔逊油田历年来监测的环境质量空气监测点及监测结果，见表 3.1-8。

表 3.1-8 乌尔逊油田不同时期环境空气质量监测结果 单位：mg/m<sup>3</sup>

区域	监测时间	监测点位	监测值	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
乌尔逊油	2016.12	额孜勒家	0.44~0.64	32	0	达标
		图日布家	0.39~0.64	32	0	达标

2019.5	特古斯家	0.38~0.62	31	0	达标
	巴音家	0.38~0.61	30.5	0	达标
2022.6	额孜勒家	0.62~0.85	42.5	0	达标
	图日布家	0.43~0.67	33.5	0	达标
2023.9	牧民散户	0.29~0.37	18.5	0	达标

根据上表可知，乌尔逊油田各个时期不同年份不同监测点位的非甲烷总烃均满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求（2.0mg/m<sup>3</sup>）。

### (2) 污染源环境影响回顾

现有乌尔逊油田生产采用全密闭工艺流程，烃类气体的损失量可以控制在合理范围以内，井场油井井口安装了密封垫、场站工艺流程均为密闭流程。

表 3.1-10 项目现有工程场站非甲烷总烃例行监测结果调查表(mg/m<sup>3</sup>)

序号	场站名称	监测时间	厂界非甲烷总烃监测结果	达标情况
1	乌东联合站	2020.11	0.72-0.89	达标
		2021.7	0.70-0.89	达标
		2022.6	1.51-1.76	达标
		2023.5	1.37-1.57	达标

根据监测结果，厂界无组织排放非甲烷总烃均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的无组织监控浓度标准，对环境空气影响较小。

表 3.1-11 项目现有工程场站加热炉例行监测结果调查表(mg/m<sup>3</sup>)

站场名称	名称	日期	浓度			烟气黑度
			颗粒物	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	
乌东联	1#采暖炉（燃气）	2020.6.30	10.6-11.2	94	20-21	<1
	1#采暖炉（燃油）	2021.6.1	18.9-21.0	90-98	89-96	<1
	1#掺水炉（燃气）	2022.3.21	11.1-12.7	88-94	22-28	<1
	1#掺水炉（燃气）	2023.4.10	10.8~12.5	83~88	20~23	<1
	2#采暖炉（燃油）	2023.4.10	15.2~16.8	111~131	38~49	<1
	1#掺水炉（燃油）	2024.5.20	ND	217-224	74-80	<1
	2#外输采暖炉（燃气）	2024.5.20	ND	97-99	33-39	<1

乌东联合站加热炉使用天然气、燃料油作燃料，根据场站加热炉例行监测数据情况，场站加热炉废气监测结果满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）在用锅炉相关限值，大气污染防治措施合理。

### (3) 已采取的大气污染防治设施有效性评价

本项目运营期废气排放源分为有组织排放源和无组织排放源两部分。有组织排放源的废气主要是加热炉产生的燃烧烟气，主要污染物为SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、颗粒物。

无组织排放源主要为油气集输、处理过程产生的废气，主要包括储罐呼吸、阀门、站场、管线接口等处以及采出液装卸车过程产生的挥发性有机物。

### ①挥发性有机物排放控制措施

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），现有企业自2023年1月1日起执行，挥发性有机物排放控制按照该标准的规定执行。

#### a 原油储存排放控制措施

根据收集资料以及现场调查，乌东联站内储罐均为固定顶罐，主要包括污水沉降罐、事故罐，详见表3.1-12。

表 3.1-12 储罐情况一览表

站场名称	储罐类型	储罐名称	存储介质	数量	罐容 (m <sup>3</sup> )
乌东联合站	固定顶罐	含水油事故罐	事故废液	2	1000
	固定顶罐	污水沉降罐	污水	1	700

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中5.2.3.2 固定顶罐要求：罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙；储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外应密闭。

根据现场调查，乌东联场站内罐体均完好无裂隙，采样口等均处于密闭状态，罐体周围均设置了围堰，地面进行了硬化。通常站场内设置的事故罐在正常生产情况下应处于空罐状态，只有在事故情况下才起运事故罐。乌东联现有储罐为事故罐或污水罐，无原油储罐，根据要求无需采取油罐烃蒸气回收措施和废气处理措施。

综上，项目依托场站原油储存排放满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关要求。

#### b 挥发性有机液体装载排放控制措施

根据调查，乌尔逊油田老油井的采出液通过油罐车拉运至卸油点，卸油点通常依托转油站建设，卸油点设零位罐及卸油泵，当罐车卸油时将罐车尾部的卸油软管插入零位罐的卸油口内，卸油罐内的含水油经卸油罐缓存后经卸油泵输至处理站集中处理。

## ②废水集输和处理系统排放控制措施

根据调查，乌尔逊油井采出液经转油脱水处理后分离的废水均通过管道密闭集输至含油污水处理站进行处理，经处理后的达标污水全部回注地下，不外排，整个集输、处理和回注过程中，全流程均采用了密闭管道集输。

因此，乌尔逊油田废水集输和处理系统排放措施均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关要求。

## ③其他大气污染防治措施

a 选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场的设备、阀门等检查、检修以防止跑、冒、漏现象的发生；

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

c 加强了油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好了油井的压力监测。

d 加强了对燃烧设备（加热炉）燃烧废气的环境管理，采用高效的燃烧设备，提高燃烧效率，定期监测废气的排放量及主要污染物浓度。运营期加热炉均采用天然气、燃油作为燃料，油田开采产生的伴生气用于场站自耗，同时作为清洁燃料，在油气集输和原油处理过程中，产生的大气污染物较大幅度的减少，最大限度的降低了对项目所在区域大气环境的污染。

e 井口安装密封垫，集输管线均采用密闭管道，同时巡检人员定期对井场进行巡检。

f 建立“泄漏检测与修复”管理制度，定期开展泄漏检测与修复，对易泄漏环节制定针对性改进措施，通过源头控制减少挥发性有机物泄漏排放。经过调查，根据油田公司质量安全环保部《关于进一步加强设备与管线密封点组件排查管控的通知》要求，2022年8月初，油田运行管理部组织各作业区开展站所密封点组件排查工作，共检查机泵、加热炉、分离器、阀门、法兰、连接件、管线等密封点位9065处，未发现泄漏问题。

综上所述，本区块内现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。各监测点厂界无组织非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》

(GB16297-1996) 中无组织排放监控浓度限值；厂区内无组织挥发的非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 厂区内无组织排放限值要求，因此现有废气污染防治措施有效。

### 3.1.3.2.2 地表水环境影响回顾及污染防治措施效果调查

#### (1) 废水影响回顾

工程运行期间，正常情况下对地表水环境可能造成影响的污染源主要来自油田采出水，其次为井下作业废水和生活污水。

##### ① 采出水

乌尔逊油田作业区产液分离的采出水管输至乌东联合油污水处理站进行处理，经含油污水处理站处理后废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) “含油量 $\leq 10.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5.0\mu\text{m}$ ”后回注油层，不外排。

##### ② 井下作业废水

在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，乌尔逊油田作业污水采用专用废液收集罐收集后运至乌东联合油污水处理站进行处理，处理后废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) “含油量 $\leq 10.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5.0\mu\text{m}$ ”后回注油层，不外排。

##### ③ 生活污水

根据调查，乌东联现有职工总人数约 100 人，区部生活污水主要污染物为氨氮、COD 等，生活污水采用作业区内生活污水处理装置进行处理，处理满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 一级标准和《农田灌溉水质标准》(GB5084-2021) 旱作标准后排入站外生活污水蒸发池自然蒸发或者用于厂区绿化。

##### ④ 清防蜡废水

乌 39-1 区块现有 5 口油井清防蜡采用高压蒸汽热洗方式，产生的清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。

#### (2) 废水污染防治措施效果调查

##### ① 生产废水

油田产生的采出水、作业废水均汇集到乌东联合油污水处理站，油井清防蜡废水直接进入集油系统，不外排；油田产生的生产污水均汇集到乌东联合油污水处理站，乌东联合油污水处理站采用了“除油缓冲罐→SSF净化机→单阀滤罐”处理工艺。根据大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司企业自行监测数据统计情况（见表3.1-10），乌东联污水站处理后污水中含油量、悬浮物浓度满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）“含油量≤10.0mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5.0μm”，全部回注油层，生产污水不外排，水污染防治措施合理。

表 3.1-13 项目现有工程污水处理站例行监测结果调查表 单位：mg/L

序号	场站名称	监测时间	废水监测结果		达标情况
			含油量	悬浮固体含量	
1	乌东联合站	2020.7	2.39~3.08	1~3	达标
2		2021.7	2.22~3.24	1~3	达标
3		2022.3	2.65	1	达标
4		2023.10	1.23~3.24	1~3	达标

②生活污水

乌东作业区采用一体化生活污水处理装置，即污水提升泵房来水→水解酸化池→一级生物降解池→二级生物降解池→沉淀池→水箱→站外污水池，处理规模为96t/d，生活污水经处理后排入生活污水蒸发池自然蒸发或者用作站场绿化。经现场调查，乌东作业区站外污水池容积为10000m<sup>3</sup>，目前负荷约50%。根据作业区生活污水经生活污水处理装置处理后水质监测结果可知，所监测污染物各水质均满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准和《农田灌溉水质标准》（GB5084-2021）旱作标准。

表 3.1-14 现有工程生活污水例行监测结果调查表 单位：mg/L(pH无量纲)

监测时间	监测点位	监测项目	监测值	污水综合排放标准	农田灌溉水质标准限值	达标情况
2023.5.17	乌东联合站生活污水处理间处理后	pH	7.8	6-9	5.5-8.5	达标
		COD	48	100	200	达标
		BOD <sub>5</sub>	8.6	20	100	达标
		氨氮	1.14	15	/	达标
		总磷	0.27	/	/	/
		总氮	2.03	/	/	/
		石油类	0.01L	5	10	达标

2023.8.7	悬浮物	4	70	100	达标
	pH	7.6	6-9	5.5-8.5	达标
	COD	49	100	200	达标
	BOD <sub>5</sub>	8.8	20	100	达标
	氨氮	1.25	15	/	/
	总磷	0.40	/	/	/
	总氮	2.69	/	/	/
	石油类	0.01L	5	10	达标
2023.10.13	悬浮物	21	70	100	达标
	pH	7.4	6-9	5.5-8.5	达标
	COD	55	100	200	达标
	BOD <sub>5</sub>	9.9	20	100	达标
	氨氮	1.52	15	/	达标
	总磷	0.47	/	/	/
	总氮	2.29	/	/	/
	石油类	0.01L	5	10	达标
	悬浮物	23	70	100	达标

综上所述，根据各含油污水处理站处理后水质监测结果可知，生产废水经处理后各水质均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）“含油量 $\leq 10.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5.0\mu\text{m}$ ”，达标后回注地层，不外排；根据乌东作业区部生活污水例行监测结果可知，乌东作业区生活污水各监测指标均满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准和《农田灌溉水质标准》（GB5084-2021）标准，排入生活污水蒸发池或者用于站内绿化，因此采取的废水处理设施有效。

### 3.1.3.2.3 噪声环境影响回顾及污染防治措施效果调查

根据调查，油田在开发建设过程中尽可能地选用了低噪声设备；对噪声值较高的设备，根据其产生噪声的特性，采用相应的减振、消音、隔声等降噪措施；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度，对各类机泵划定管理责任人；各类机泵置于室内，采取隔声措施。对站场主要噪声源采取了厂房隔声、固定基座等降噪方式。

表 3.1-15 项目现有工程场站噪声例行监测结果调查表 单位：dB（A）

序号	场站名称	监测时间	噪声监测结果		达标情况
			昼间	夜间	
1	乌东联合站	2016.12	43.4-45.6	42.0-44.2	达标

		2019.5	55.7-58.2	46.4-47.5	达标
		2020.9	53.4-55.5	45.8-47.5	达标
		2021.6	48.6-51.8	44.6-47.7	达标
		2022.3	47.2-50.5	44.2-47.5	达标
		2023.5	50.8-51.9	45.9-47.6	达标
2	乌29-101西南216m处牧民家	2021.10.9	46.7-46.8	42.7-42.8	达标
3	乌131-96井场	2021.3.10	45.6	42.3	达标
	乌120-102井场	2021.3.10	47.2	43.5	达标
	乌127-90井场	2021.3.10	46.6	42.8	达标

根据大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司企业自行监测报告统计结果，乌东联合站及井场噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准限值，牧民家噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中1类标准限值，噪声污染防治措施有效。

### 3.1.3.2.4 固体废物环境影响回顾及污染防治措施效果调查

#### (1) 固体废物环境影响回顾

项目运营期各站场所产生的固体废物主要有生活垃圾、危险废物，其中危险废物主要包括含油污泥、落地油、含油废防渗布等。

根据调查，乌东联生活垃圾产生量约50kg/d，场站设有生活垃圾桶，生活垃圾统一收集，定期拉运至新巴尔虎左旗垃圾填埋场处理。

危险废物主要包括站场清淤产生的含油污泥，井场作业产生的落地油以及含油废防渗布等。主要危险废物统计见表3.1-16。

表3.1-16 危险废物统计一览表

序号	名称	产生的环节	危废代码	主要污染物	暂存设施	处置方式
1	含油污泥	储油罐清淤作业	HW08 071-001-08	废矿物油	贝28作业区 含油污泥暂 存池	委托阿荣 旗海蒙科 技发展有 限责任公 司拉运处 置
2	落地油	油井生产原油散 落、井下作业	HW08 071-001-08	废矿物油		
3	含油废 防渗布	防渗过程、井下作 业、维修等过程	HW08 900-249-08	废矿物油	贝28作业区 危废暂存库	

#### (2) 已采取的固体废物处置措施有效性评价

##### A 危险废物

危险废物主要为含油污泥、落地油、含油废防渗布，主要采取了以下措施：

##### a 危险废物收集、贮存

油井作业产生的落地油、场站清淤产生的含油污泥经收集后运至贝28作业区含油污泥暂存池中进行暂存。贝28作业区含油污泥暂存池于2012年6月8日在呼伦贝尔油田固废处理站工程中取得批复（内环审〔2012〕136号），并于2021年8月5日通过企业自主验收。

根据现场调查，贝28作业区含油污泥暂存池容积为3000m<sup>3</sup>。该暂存池按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）的要求建设，防渗系数满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）要求（ $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ）。

目前《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）于2023年1月20日发布，于2023年7月1日实施，对照该标准中6.4对危险废物贮存池相关要求（贮存设施地面与裙脚应采取表面防渗措施；表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存的危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至少1m厚黏土层（渗透系数不大于 $10^{-7} \text{cm/s}$ ），或至少2mm厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 $10^{-10} \text{cm/s}$ ），或其他防渗性能等效的材料）：贮存池防渗层应覆盖整个池体，并按照6.1.4的要求进行基础防渗；贮存池应采取措施减少雨水、地面径流等进入，保证能防止当地重现期不小于25年的暴雨流入贮存池；贮存池应采取措施减少大气污染物的无组织排放。

贝28作业区含油污泥暂存池主体采用C30S6级D200抗渗、抗冻、抗收缩钢筋混凝土现浇，采用HPB235和HRB335级钢筋。池底板以下结构由上到下依次为：C35混凝土厚500mm，1:2水泥砂浆保护层厚20mm，挤塑聚苯板厚100mm，1:2水泥砂浆找平层厚20mm，C15混凝土垫层厚100mm，粗砂垫层厚400mm。根据调查，2022年5月，新建22m×65m×6.7m顶棚一座，可有效防雨、防晒，从而降低含油污泥溢出风险及减少非甲烷总烃的无组织排放。

因此贝28作业区含油污泥暂存池满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的要求。贝28作业区含油污泥暂存池现状照片见下图。



图 3.1-3 贝 28 作业区含油污泥暂存池现状照片

2020年8月20日呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎右旗分局以《关于呼伦贝尔分公司危险废物规范化暂存工程环境影响报告表的批复》（新右环审表（2020）007号）对危险废物暂存库进行了批复，并于2022年6月完成自主验收。贝28作业区危险废物暂存库用于暂存整个油田产生的危险废物，共2座，建筑面积351.5m<sup>2</sup>，其中危废存储库（一）分为3个功能分区，分别为废矿物油存储库、废铅蓄电池存储库、废酸存储库。其中废矿物油存储库中存放废润滑油、废变压器油、废机油滤芯、废弃含油抹布及劳保用品（含油以机油为主，不含汽油和石油）；废酸存储库中存放含盐酸、硝酸银废弃溶液等。危废暂存储库（二）分为6个功能分区，分别为废测试瓶存储库、实验室废弃包装物存储库、淘汰、过期危化品存储库、废弃的含石棉衬垫存储库、废硒鼓墨盒存储库和废油墨、燃料存储库。

对照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）该标准中6.2对危险废物贮存库相关要求：（1）贮存库内不同贮存分区之间应采取隔离措施。隔离措施可根据危险废物特性采用过道、隔板或隔墙等方式。（2）在贮存库内或通过贮存分区方式贮存液态危险废物的，应具有液体泄漏堵截设施，堵截设施最小

容积不应低于对应贮存区域最大液态废物容器容积或液态废物总储量 1/10(二者取较大者)；用于贮存可能产生渗滤液的危险废物的贮存库或贮存分区应设计渗滤液收集设施，收集设施容积应满足渗滤液的收集要求。(3) 贮存易产生粉尘、VOCs、酸雾、有毒有害大气污染物和刺激性气味气体的危险废物贮存库，应设置气体收集装置和气体净化设施；气体净化设施的排气筒高度应符合 GB 16297 要求。

危险废物暂存库为防风、防雨、防晒、防渗漏的封闭库房，暂存库地面和墙角从下至上分别为 30cm 粘土压实、2.0mmHDPE 土工膜、20mm 厚水泥砂浆保护层、150mm 厚 C20 混凝土配钢筋网、20mm 厚水泥砂浆找平，表面是合成树脂类涂层，防渗满足渗透系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s。库房内设有地沟、地坑，库房地面向地沟的倾斜度为 2%，一旦发生泄露，地坑容积为 4m<sup>3</sup>，可以容纳事故状态下的泄露液。危废暂存库按 GB15562.2 的规定设置了警示标志，并配备了通讯设备、照明设施、安全防护服装及工具，以及应急防护设施。

见 28 作业区危废暂存库现状照片见图 3.1-4。



图 3.1-4 贝 28 作业区危废暂存库现状照片

b 危险废物转运

危险废物转移过程中均按《危险废物转移管理办法》执行。危险废物转运严格执行危险废物转移制度。危险废物在运输工程中严格控制运输车辆密闭性，避免“跑、冒、滴、漏”情况发生。危险废物的运输由资质单位按照《危险废物收集贮存 运输技术规范》要求进行运输管理。在运输过程中，尽量选择硬质路面的路线进行运输，同时要在厂区内的运输路线上经常洒水降尘，减少扬尘污染；运

输过程中要避免居住区等敏感区，合理安排运输时间，避免夜间运输，减少噪声污染；同时尽量挑选较好的天气进行运输，避免在雨雪大风等天气条件下运输。

一旦运输过程发生意外事故，运输单位及相关部门应根据风险程度采取如下措施：

设立事故警戒线，启动应急预案，并按《环境保护行政主管部门突发环境事件信息报告办法》（环发〔2006〕50号）要求进行报告；应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和作复；清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；进入现场清理和包装危险废物的人员应受过专业培训，并佩戴相应的防护工具。

根据调查，目前委托大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司运输危险废物。

#### c 危险废物处置

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司目前已与阿荣旗海蒙科技发展有限公司签订危险废物处理合同（危险废物协议详见附件 6，主要处理 HW08 类危险废物，主要处理油田运营期产生的含油污泥、落地油、含油废防渗布。

阿荣旗海蒙科技发展有限公司经营范围：HW02、HW04、HW06、HW08、HW09、HW11、HW12、HW13、HW17、HW18、HW19、HW22、HW23、HW31、HW32、HW33、HW34、HW35、HW37、HW38、HW48、HW49、HW50 等危险废物类别，核准经营规模为危险废物 8.5 万吨/每年，许可证编号 1507210192，有效期至 2028 年 5 月 14 日，目前处理量为 3 万 t/a，本项目含油污泥、落地油、废含油防渗布产生量共 0.66t/a，因此，依托可行。

#### d 全过程管理

呼伦贝尔分公司严格按照 QHSSE 管理体系标准施工，实现环境保护工作的精细化管理，实现了管道抢维、污染治理、生产恢复一体化管理，同时，建立无人机巡线制度，提升预警反应能力，最大程度减少危险废物的产生。

#### B 生活垃圾

各站生活垃圾暂存于生活垃圾桶，定期由厂部统一安排清运。



图 3.1-5 作业区生活垃圾桶归置现状

### (3) 已采取的固体废物处置措施有效性分析

自油田运行起，危险废物曾委托东乌珠穆沁旗高科危险废物处理公司、大庆云泰石化产品有限公司、大庆圣德雷特化工有限公司、内蒙古添羿再生能源开发利用有限公司等单位处置，根据内蒙古自治区生态环境厅及大庆市生态环境局核发的危险废物经营许可证，以及根据油田历年来验收监测报告，东乌珠穆沁旗高科危险废物处理公司、大庆云泰石化产品有限公司、大庆圣德雷特化工有限公司、内蒙古添羿再生能源开发利用有限公司危险废物许可经营范围均包括 HW08 含油废物。2021 年前含油污泥均跨省委托大庆市相关处置单位进行处置，根据验收调查报告以及调查可知，转移过程均严格按照《危险废物转移管理办法》中相关跨省转移管理要求进行转移，办理了跨省转移危废许可。

本评价区目前产生的含油污泥处置委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司集中处理。结合现场调查，阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司处置设施运行正常。

同时，大庆油田呼伦贝尔分公司已按照《危险废物识别标志技术规范》（HJ1276-2022）要求，对贝 28 作业区含油污泥暂存池、危废暂存库更新了危险废物识别标志。

综上，项目建设和运营过程中的各类固体废物均按照相关要求进行了处置，各类固体废物均得到了妥善的处理，没有对周围环境产生影响。本项目的固体废物环境保护措施基本有效。其他危废收集、运输过程合法合规，各类危废均合理妥善处置。固体废物未对环境产生影响，固体废物的污染防治措施合理。

根据现场调查以及现行相关环保要求，未发现固体废物环境保护问题。

#### 3.1.3.2.5地下水环境影响回顾及污染防治措施效果调查

##### (1) 地下水环境影响回顾

通过收集历年来环评验收、例行监测以及例行监测等对所在区域地下水环境监测数据，具体见 3.1-12。

表 3.1-17 地下水例行监测结果统计（乌尔逊油田） 单位：mg/L, pH 无量纲

监测因子	2017.12		2020 年例行监测	2021 年例行监测		2022.6				2023.8		
	图日布（潜水）	萨木苏荣（潜水）	萨木苏荣	乌东-21-监测井 1#（潜水）	乌东联下游监测井（潜水）	图日布（潜水）	萨木苏荣（潜水）	乌东-21-监测井 1#（潜水）	乌东联下游监测井（潜水）	萨木苏荣（潜水）	乌东-21-监测井 1#（潜水）	乌东联 5#水源井
pH	7.74~7.76	7.72~7.76	7.85~7.89	7.5~7.6	7.6~7.7	7.9~8.0	7.6~7.7	7.9~8.3	7.6~7.8	8.3	8.1	8.1
总硬度	145~147	145~147	226~228	374~381	334~339	251~253	303~304	188~189	166~170	294	311	211
溶解性总固体	199~209	202~212	558~560	<b>1239~1240</b>	<b>1246~1253</b>	813~814	899~902	770~775	531~533	945	944	822
耗氧量	2.24~2.40	2.63~2.79	2.1~2.2	2.8~2.9	2.5~2.6	2.3~2.4	2.3~2.4	2.1~2.2	2.1~2.2	1.8	1.7	2.3
石油类	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
挥发性酚类	0.0011~0.0017	0.0012~0.0018	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氰化物	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氟化物	0.861~1.01	<b>1.31~1.41</b>	0.825~0.832	0.719~0.728	0.725~0.731	0.671~0.674	0.741~0.742	<b>1.52~1.58</b>	<b>1.39~1.45</b>	0.637	0.662	0.834
硝酸盐	未检出	未检出	2.72~2.75	4.29~4.34	4.26~4.32	3.47~3.52	2.93~2.94	2.41~2.49	2.35~2.48	4.51	3.95	3.71
亚硝酸盐	0.001~0.003	0.001~0.003	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氨氮	0.732~0.756	0.035~0.053	0.172~0.178	0.264~0.272	0.067~0.070	0.391~0.394	0.354~0.353	0.129~0.131	0.117~0.122	0.326	0.378	0.193

				68			56	33				
六价铬	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
砷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铅	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
镉	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
汞	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铁	<b>0.93~0.99</b>	未检出	0.22~0.23	0.12~0.13	0.21~0.24	0.27~0.28	0.27~0.28	未检出	未检出	0.14	未检出	未检出
锰	<b>0.37~0.39</b>	未检出	0.07~0.08	0.04~0.05	0.11~0.12	0.07	0.06~0.07	未检出	未检出	0.03	未检出	未检出

除个别地下水潜水监测点位溶解性总固体、氟化物、铁、锰超标外，其他各项因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准要求，乌鲁木齐油田开发的特征污染物石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类限值要求，挥发性酚类满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准要求，本项目部分监测点位的溶解性总固体、氟化物、铁、锰超标可能是因为区域地质构造和岩石特性导致的。

根据引用历史环评监测数据对比，石油类 2011 年监测浓度为 0.025mg/L，2017 年、2020~2023 年石油类均未检出；挥发酚 2011 年监测浓度为 0.0011~0.0012mg/L，2017 年监测浓度值为 0.0011~0.0018mg/L，2020~2023 年挥发酚均未检出；六价铬、砷、铅、镉、汞等重金属均未检出。根据 2011 年、2017 年、2020 年、2021 年、2022 年以及 2023 年监测数据对比，地下水石油类和挥发性酚类均满足相关标准要求，且相差不大，说明该区域油田开发对区域地下水影响较小。

同时根据《大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司企业自行监测报告》（监测时间 2023.5），对乌东 21 的 3 口监测井及乌东水源井的检测结果，石油类均未检出；表明现有区块内地下水特征因子石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的Ⅲ类标准限值要求，说明现有区块内地下水防治措施较为完善，对区域地下水影响不大。

## （2）已采取的水污染防治设施有效性评价

通过梳理和研究历年的环评报告及批复文件，本项目所在区块主要采取的地下水污染防治措施包括源头控制、分区防控以及地下水跟踪监测。

### ①源头控制措施

将使用双层套管技术纳入清洁生产，使表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口，保证固井质量，同时保证完井质量，确保安全封闭了此深度内的潜水和承压水层。

采出水经污水站处理达标后用于回注地层。加强对废水水质检测和水量计量，发现问题及时处理，避免水质不达标和泄漏，从源头控制减少对地下水的污染影响。

根据作业区含油污水处理站出水水质的监测结果，本项目采出水经处理后，可以满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求，未回注与油气开采无关的废水，回注层为现役油气藏层。满足《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）中相关要求。

井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废液收集罐收集后运至含油污水处理站处理，处理后的井下作业废水均不外排。

按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。

原油拉运安全措施：车辆灭火器、阻火器、静电拖地带、车辆移动式静电接地装置配置齐全、安全可靠和正确使用；加强车辆安全性能检查、检验；驾驶员安全业务技能培训、考核合格后，持证上岗。

根据调查，本项目所在区块在日常管理中，定期对阀门、机泵进行了检修与维护；井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油等废物；加强管理，对井口装置、集输管线、输水管线等易发生泄漏的部位进行了巡回检查；采出水在现有联合站实现油水分离后，采出水经污水处理设施处理后回注地下，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后集中处理，处理后的采出水和井下作业废水均未排入外环境；对含油污水处理站废水水质定期进行检测和水量计量。

油田生产过程中严格管理，坚决杜绝含油污水及污油的随意排放，井下作业产生的原油等污染物及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地事故，及时回收并确保回收率达到 100%。

废弃物等拉运车辆须在转运过程做好转运台账，严格执行废弃物转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避免环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。

## ②分区防控措施

根据调查，本项目所在区块进行了严格的分区防渗措施。典型分区防渗方案参照标准如下：

**重点防渗区：**主要包括集输管线、油井作业时地面等，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中关于重点防渗区等效黏土防渗层  $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$  技术要求。

**一般防渗区：**主要包括作业区防渗生活污水池，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中关于重点防渗区等效黏土防渗层  $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$  技术要求。

**简单防渗区：**对于基本上不产生污染物的非防渗区，不采取专门针对地下水污染的防治措施，只对地面进行一般的硬化处理，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中关于简单防渗区技术要求。

表 3.1-18 已采取的分区防渗措施

类别	涉及区域	防渗措施	防渗要求
重点防渗区	集输管线	采用无缝钢管、管道设计壁厚防腐，管道的连接方式采用焊接。	HJ610-2016 中重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 技术要求
	油井作业区域	作业期间，作业区域搭建临时防渗围堰，并铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜防渗布	
一般防渗区	作业区防渗生活污水池	采用“倒棱形台土池+防渗膜+浆砌预制块护坡”形式，防渗层为 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）防渗膜	HJ610-2016 中一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 技术要求
简单防渗区	井场地面	采用地面碾压、夯实平整等进行防渗	HJ610-2016 中关于简单防渗区的技术要求

同时，为了防止输油管线或储罐泄漏事故的发生。建设单位一方面对设备、管线采取严格的防腐措施，另一方面在运营过程中，加大管线的管护和巡查力度，杜绝泄漏事故的发生。

### （3）地下水跟踪监测

根据现有区块环境影响报告书中提出在产能区域内设置跟踪监测计划，并对跟踪监测井进行定期监测，并对监测结果进行信息公开，每年公开一次。乌尔逊油田本项目涉及的区块目前已设置3口跟踪监测井。

表 3.1-19 本项目所在区块监测井设置情况统计表

序号	井号	施工日期	井深 (m)	井位坐标	井别
1	乌东--21-监测井 1#	20210426	87	117°48'27" ， 48°14'24"	承压水井
2	乌东--21-监测井 2#	20210427	94	117°48'31" ， 48°14'23"	承压水井
3	乌东--21-监测井 3#	20210727	110	117°50'05" ， 48°13'50"	承压水井



图 3.1-6 跟踪监测井现状照片

根据调查，目前已完成了以上监测井的建设、完井、留档等工作，监测井的设计、施工、成井基本符合《地下水监测井建设规范》的要求，作业区配备专（兼）职管理员负责辖区范围内地下水监测井的日常管理、巡检并配合开展地下水监测工作，并将地下水监测工作列入《大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司自行监测方案》，监测频率为每半年一次。但根据调查及收集资料，建设单位未完全按照环评及验收报告中设置的跟踪监测井进行定期监测，其中乌尔逊油田本项目涉及的区块需补充设置 9 口跟踪监测井。

因此，本次评价认为采取的地下水污染控制措施基本有效，但应按照环评及验收报告中设置的跟踪监测井进行定期监测。

#### (4) 现有工程地下水回注情况调查

##### a. 回注井井筒完整性

油水井钻井过程中使用双层套管，并进行了固井，以保护地下水不受污染。表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口，确保安全封闭此深度内的地下水层，同时封固地表疏松地层，为井口控制和后续完井采用预应力固井创造条件；尽可能缩短水泥胶的稠化时间减少对地层水的污染；慎重使用水泥外加剂，表套固井不使用带毒性的水泥外加剂；提高钻井速度，减少钻井泥浆对地层水的污染及浸泡时间；固井水泥返高要求返至油层以上 100m，确保完全封闭此深度内的潜水层和承压水层，保证地下水水质安全。在固井质量良好的情况下可确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵。

油井运行期间参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》(GB/T 17745-2011) 要求进行井筒完整性管理，至少每 2 年进行 1 次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

结合油田多年钻井的实际经验可知，在固井质量可靠的基础上，一般井管泄漏的可能性极小。即使发生泄漏，固井时已采用加套管等防护措施，正常情况下不会对地下水产生影响。

##### b. 回注层可注性

乌 39-1 井区目的层为南屯组二段油层，岩性以粉砂岩、粗砂—砂砾岩为主，南二段储层平均孔隙度 14.3%，属于中低孔低渗储层。试注半年，未见明显特征。

根据企业例行监测结果（附件 15），采出液分离的采出水中主要污染物为悬浮物、石油类，经乌东联合污水处理站处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022) 限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”后全部回注地下。在有效控制废水悬浮固体含量和粒径中值的情况下，不会形成回注层二次沉淀堵塞地层；由于项目区块油田总体的开采液量大于回注水量，回注层有足够的储集空间，能满足油气田生产期内的回注要求。

##### c. 回注层封闭性

乌 39-1 井区回注层封闭性较好，整体构造平缓，上隔层为大磨拐、伊敏、青元岗地层，埋深下限为-2200-2300m，上至地面，整体岩性为大厚段泥岩，厚

度 1000-2000m 以上，无渗透性。下隔层为南二段 II 油组及南一段，埋深 2400-2600m，隔层厚度 200m，构造平缓，地层连续且稳定，断层延伸至-800m 青元岗地层消失，整体渗透性较差，渗透率 0.01 毫达西以下。总回流量影响范围内无断层、地表露头或出露点。

根据调查，结合油田采出水处理站的实际回注情况，油气储层所在构造形成圈闭，回注水进入油气储层，不会对上层地层造成影响。同时选择适当注水压力，与地层压力相当，保持注水和采油的地层压力平衡，避免由此对地层结构产生危害影响，避免水窜和重力超覆。注水油层与地下水承压水层青元岗组相隔超过 1500m，中间铜钵庙组、南屯组、隔大磨拐河组、伊敏组 4 个地层组，相隔多层泥岩和砂岩等，即相隔多层的隔水

### 3.1.3.2.6 土壤环境影响回顾及污染防治措施效果调查

#### (1) 土壤环境影响回顾

##### ① 土壤生态影响回顾

根据油田开发建设的特点，井区开发建设对土壤环境的影响主要是井场、集输管线、油区道路等建设占用土地造成的地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和理化性质，使表层土壤内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。

在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构（包括紧实度）、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

本项目所在区域内干旱多风，地表盐壳的生态保护作用很大。这种盐壳的形成是由于长期的地表及地下水作用，地表原有的细砂及细粉物质在水的结合下，在地表形成了坚硬的保护层，它稳定地保护着地下的粉细物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于勘探、钻井机械、运输车辆及施工人员的活动，地表盐壳受到破坏，这些保护层一旦被破坏，又得经过三到五年才能重新形成，使地表粉细物质全部被风蚀后才能处于相对稳定状态。

因而，区域内的风蚀量会有所增加，进而影响区域空气环境质量。

②土壤污染影响回顾

油田开发建设过程中，钻井作业不排放生产废水，施工现场无生活废水排放；采出液一部分采用密闭管道集输，另一部分采用密闭罐车拉运；井下作业废水、含油废水经处理后回用。土壤石油污染仅局限在有污油、落地油产生的井场、泥浆固化点等处以及周边的很小范围内。

通过收集区域内环评、验收及企业例行监测等对所在区域土壤环境监测数据，具体见表 3.1-20。

表 3.1-20 土壤监测数据 单位：mg/kg

监测时间	监测点位	监测项目	监测数据	建设用地标准 值	农用地标准 值
2020.7.1	乌 135-104 井场永 久占地内	pH	8.55	/	/
		汞	0.017	38	3.4
		砷	3.5	60	25
		铅	15	800	170
		镉	0.07	65	0.6
		总铬	54	/	250
		铜	14	18000	100
		镍	22	900	190
		锌	61	/	300
		六价铬	2L	5.7	/
		石油烃	26	4500	/
		石油类	41.5	/	/
	乌 135-104 井场永 久占地外 30m	pH	8.45	/	/
		汞	0.013	38	3.4
		砷	2.6	60	25
		铅	17	800	170
		镉	0.08	65	0.6
		总铬	56	/	250
		铜	12	18000	100
		镍	20	900	190
		锌	65	/	300
六价铬		2L	5.7	/	
石油烃		6L	4500	/	
石油类		30.2	/	/	
2021.6.1	乌东联合站站内未 硬化区域	汞	0.016	38	3.4
		砷	3.59	60	25
		铅	22	800	170

		镉	0.08	65	0.6	
		铜	18	18000	100	
		镍	20	900	190	
		锌	46	/	300	
		六价铬	2L	5.7	/	
		石油烃	58	4500	/	
	乌东联合站站外 100m	汞	0.016	38	3.4	
		砷	4.37	60	25	
		铅	15	800	170	
		镉	0.07	65	0.6	
		铜	15	18000	100	
		镍	20	900	190	
		锌	52	/	300	
		六价铬	2L	5.7	/	
		石油烃	12	4500	/	
	2023.5.19	乌 135-104 井场永 久占地内	pH	8.24	/	/
			石油烃(C <sub>10</sub> - C <sub>40</sub> )	32	4500	/
			汞	0.021	38	3.4
砷			3.59	60	25	
铅			18	800	170	
镉			0.10	65	0.6	
铬(六价)			ND	5.7	/	
铜			18	18000	100	
镍			21	900	190	
乌 135-104 井场永 久占地外 30m		pH	8.42	/	/	
		石油烃(C <sub>10</sub> - C <sub>40</sub> )	18	4500	/	
		汞	0.024	38	3.4	
		砷	3.38	60	25	
		铅	16	800	170	
		镉	0.07	65	0.6	
		铬(六价)	ND	5.7	/	
		铜	17	18000	100	
		镍	23	900	190	
2024.5.29	乌 135-104 井场永 久占地内	pH	8.14	/	/	
		汞	0.018	38	3.4	
		砷	17.9	60	25	

乌 135-104 井场永久占地外 30m	铅	16	800	170
	镉	0.16	65	0.6
	总铬	21	/	250
	铜	14	18000	100
	镍	10	900	190
	锌	43	/	300
	六价铬	0.5L	5.7	/
	石油烃	6L	4500	/
	pH	7.91	/	/
	汞	0.015	38	3.4
	砷	9.9	60	25
	铅	15	800	170
	镉	0.24	65	0.6
	总铬	27	/	250
铜	6	18000	100	
镍	3	900	190	
锌	34	/	300	
六价铬	0.5L	5.7	/	
石油烃	6L	4500	/	

监测区域井场永久占地内土壤中污染物满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准，永久占地外土壤满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准。2020年井场永久占地内的石油烃含量为26mg/kg，2023年井场永久占地内的石油烃未检出，根据对比发现，井场永久占地内石油烃含量呈逐年下降趋势。

油田特征污染物石油烃仅在土壤表层中检出，再结合现场调查、资料对比分析，可以看出，油区内土壤石油类污染主要发生在土壤表层，由于土壤本身具有吸附和生物降解等自净作用，石油烃在土壤中的迁移深度较浅。从调查的总体结果看，各种土壤受石油类污染的深度是有限的，在剖面中污染物含量分布由上至下逐步递降。在原油向下渗透迁移过程中，受土壤剖面质地的影响，小颗粒土壤对原油的吸附、拦截作用较大。

石油烃排入土壤后，会影响土壤的通透性。因为石油类物质的水溶性一般很小，土壤颗粒受石油污染后不易被水所浸润，不能形成有效的土壤内导水通路，渗水量下降，透水性降低，而且积聚在土壤中的石油烃，绝大部分是高分子有机

物。它们粘着在植物根系上形成一层粘膜，阻碍根系的呼吸与水分的吸收，甚至引起根系的腐烂。石油类物质还可能影响土壤酶的活性，从而干扰作物的生长；过量的石油类物质还可以被作物吸收并沉积于果实，使受污染土壤上生产的粮食不宜食用。

综上所述，油田开发建设正常运行情况下，其特征污染物对土壤环境的影响较小。对井场附近土壤中石油烃下渗的评价结果表明，土壤石油烃的污染集中在表层，这主要是人为活动的扰动和石油渗入土壤颗粒间的大孔隙所造成的。类似的调查结果表明，当地面覆盖大量的原油时，石油将沿着结构面、裂隙和根孔下渗到 30cm 以下的土层。因此，对于油田设施做必要的防护措施，采取了分区防渗措施、作业时铺设防渗布等措施，以防止石油深度下渗对土壤造成严重污染。

#### (2) 已采取的土壤污染防治措施有效性评价

根据建设单位提供资料以及现场调查，同时结合《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），在油田开发过程中主要采取的土壤污染防治措施包括：

##### ①源头控制措施

主要包括在井口的工艺、设备等构筑物采取相应措施，每日安排人员进行巡检，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

采出水、作业废水全部收集进入污水处理系统，达标后回注地层，不外排；站场生活污水全部收纳经生活污水处理装置处理达标后用于站场绿化或自然蒸发，不外排；

井场储罐采用钢制双层罐；

加强管线巡线，定期对原油和污水管线进行壁厚检测，对腐蚀严重的管线及时更换，防止管线泄漏引起土壤污染；

井下作业过程“敷设作业、带罐上岗”，及时回收落地油。

##### ②过程防控措施

地面漫流途径防范措施：采出液经集输管道或密闭罐车拉运至处理站；井下作业废水、含油污水经处理达标后回注地层，不外排。处理站内罐区进行防渗处理并设置围堰，各类装置区地面均采取硬化处理。

垂直入渗途径防范措施：采取分区防控措施，含油污泥暂存池、危废暂存库、站场污水污泥池、原油储罐区等区域均采取了重点防渗措施，防渗层材料防渗能力等效于饱和渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 且厚度 $\geq 6.0 \text{m}$ 的粘土层；同时作业过程中设置临时围堰，底部铺设防渗布，围堰为粘土夯筑，避免作业油污污水进入井场永久占地范围以外的环境，作业结束后及时清理井场。根据现场调查，场地内设备运行正常，场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味。对管线刺漏造成的土壤污染大部分进行了及时清运，治理，并减少扩散范围，降低土壤污染风险。

油田产生的含油污泥、落地油、含油废防渗布等危险废物均委托有资质的单位进行处置。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行了国家《危险废物转移管理办法》。通过采取上述措施，大大降低了含油污泥暂存对土壤的污染风险。

根据现场调查以及现行相关环保要求，未发现存在土壤环境问题。

### 3.1.3.2.7 生态环境影响回顾及污染防治措施效果调查

#### (1) 生态环境影响回顾

##### ① 占地影响回顾

经调查，目前永久占地主要是井场和道路占地等；项目临时占地主要是钻井井场、管线敷设等施工作业，占地类型均属草原。随着开发力度增加，油田累积占地面积逐渐增大，但随着临时占地逐渐进行植被恢复后，临时占地面积逐渐消失，目前临时占地均进行了植被恢复，不再占用；已核销油水井中对部分油水井、采气井进行了封井，封井井场进行了植被恢复，并对配套退役的场站、井场道路进行了植被恢复，从而释放了永久占地，永久占地面积减少。

##### ② 植被环境影响回顾

通过对油田区块现状考察分析，管线工程等临时占地平整后，由于很少进行再干扰，翌年草本植物将会逐渐恢复。根据调查，油田在开发建设过程中，施工

人员的生活垃圾、污水都进行了集中处理，生活污水排入施工现场设置的防渗污水池中，大部分蒸发，剩余部分由钻井队抽走拉运至作业区生活污水处理装置处理；油田开发初期，钻井废弃物排至防渗泥浆池中，统一在泥浆池进行干化后填埋，自 2020 年起，钻井均采用泥浆不落地工艺，井场不设置泥浆池，钻井废弃物不在井场排放。因此，正常情况下油田开发工程产生的污染物对井场以外区域的天然植被影响较小。

油田进入正常运营过程中以后，不会再对区域内的自然植被产生新的破坏性的影响，但由于地表永久性构筑物（道路、井场、站场等）全部建设完成，使其永久性占地范围内的植被全部消失。管道工程永久性占地范围，以及工程建设过程中临时性占地范围内的植被，在施工过程中虽然会受到不同程度的影响，施工结束后，则会逐渐恢复。自然条件较好的地段会在较短的时期内逐渐恢复，在自然条件恶劣的地段，植被的自然恢复则需要较长的时间。作业区部分占地内植被恢复效果较差，植被长势欠佳。对于现有区块内井场外植被恢复效果较差的情况，建设宜选择植被生长季节，对周边采取精选草籽、化肥品种，优化混合配比，因地制宜调整播种深度，精准施肥灌溉等植被恢复措施，并加强养护管理，同时应在 2~3 年内对植被生长情况进行持续关注，确保恢复到周边生态环境相协调的植被状况。

### ③野生动物影响回顾

建设区域野生动物生境单一，种类及数量很少，由于项目区周边油田较多，人为活动频繁，项目现场调查、走访中，未发现大型野生动物和受保护野生动物，区域内主要以少数两栖类、爬行类、鸟类和小型哺乳动物为主。钻井、站场构筑物建设、集输管道敷设及道路修建过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加、设备振动、灯光会对野生动物行为造成干扰，使区域内单位面积上的动物种群数量下降。但此类影响对爬行类和小型啮齿动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新的栖息地。

地面建设工程后期仅少量巡检人员在油田开发区域及管道区域定期活动，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于场站和井场等人员活动较多的区域。

#### ④生态系统稳定性及完整性的影响回顾

临时性和永久性占地对土壤环境的影响主要是堆积、挖掘、碾压、践踏等开发活动对土壤结构的破坏。这些活动严重的破坏了土壤的表层保护性结构，造成地面松散，使原本脆弱的生态系统更易遭到破坏。整个油田开发过程中，临时占地和永久占地对该区域生态系统的稳定性及完整性存在一定的影响，但随着施工结束、运行期的逐步稳定，该区域生态系统的稳定性及完整性也将逐步得到恢复和完善。

油田开发过程中，施工迹地植被将消失而形成裸地。但施工区域与周围植被没有明显的隔离，临时占地一般在三年到五年或更长时间内将向原生植被群落演替。在整个油田开发过程中，临时占地和永久占地的影响范围较小，建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

#### ⑤退役期生态影响回顾

受油田滚动开发特点的影响，不断有枯竭油藏关停井，对于进入退役期的生产设施，应及时进行清退。退役期的清理工作包括地面设施拆除、井口地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

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

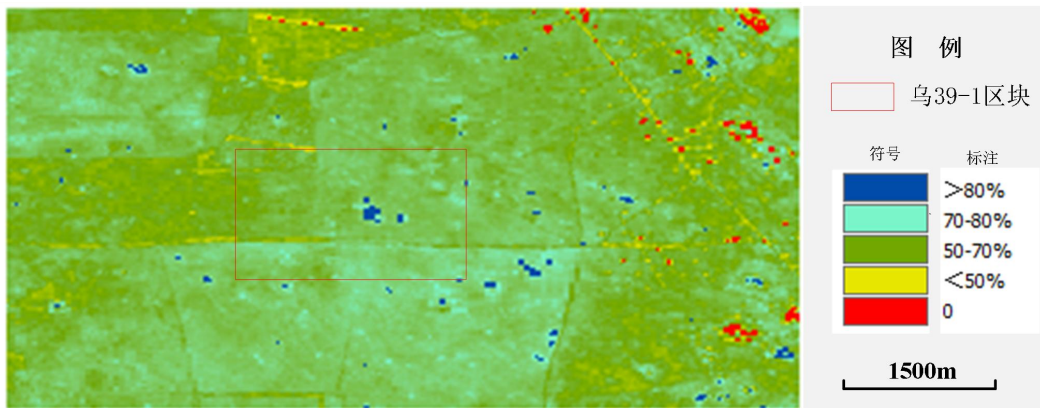
#### ⑥生态环境变化趋势

通过对 2013 年、2018 年、2021 年遥感影像解译，得到 3 期评价区的植被覆盖度变化数据。

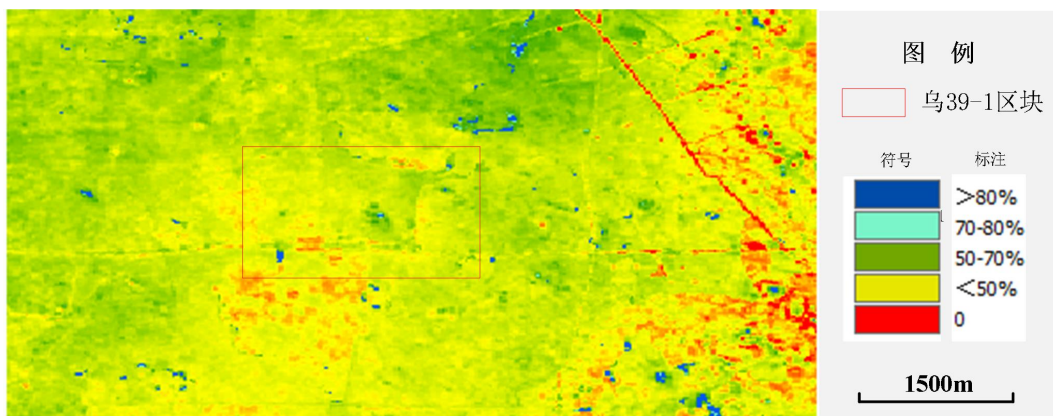
本项目所在区块植被覆盖度变化统计结果见表3.1-15，2013年、2018年、2021年植被覆盖度分布见图3.1-7。

表 3.1-21 植被覆盖度变化一览表

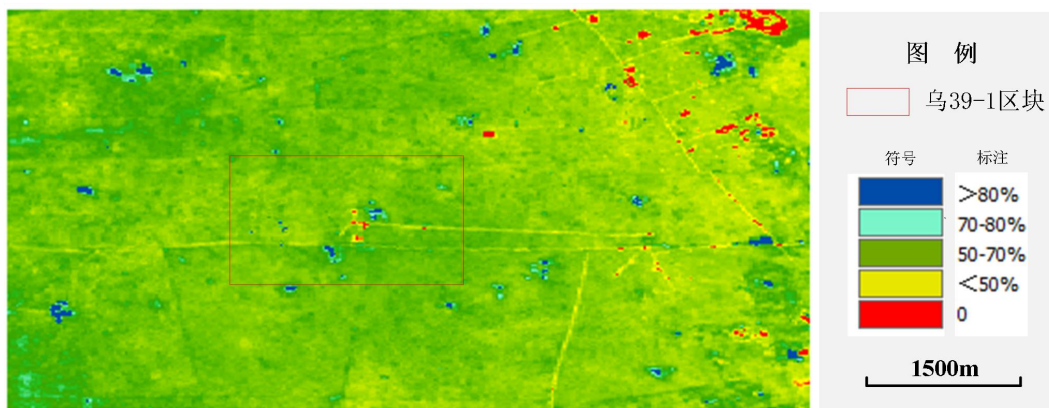
植被覆盖度	2013年 (km <sup>2</sup> )	百分比 (%)	2018年 (km <sup>2</sup> )	百分比 (%)	2021年 (km <sup>2</sup> )	百分比 (%)	变化趋势
<50%	0.07	1.46	2.92	60.38	0.005	0.04	↓
50%-70%	3.22	66.73	1.91	39.60	1.26	73.06	↑
70%-80%	1.51	31.32	0.00	0.02	3.53	26.17	↓
>80%	0.03	0.49	0.00	0.00	0.035	0.73	↑
合计	4.83	100	4.83	100	4.83	100	/



2013年8月



2018年8月



2021 年 8 月

图 3.1-7 本项目所在区块植被覆盖图

根据上表和上图可知，现有工程乌 39-1 区块<50%覆盖度比例 2013 年为 1.46%，2018 年为 60.38%，2021 年为 0.04%，2021 年相比 2013 年减少了 1.42%；50%-70%覆盖度比例 2013 年为 66.73%，2018 年为 39.6%，2021 年为 73.06%，2021 年相比 2013 年增加了 6.33%；70%-80%覆盖度比例 2013 年为 31.32%，2018 年为 0.02%，2021 年为 26.17%，2021 年相比 2013 年减少了 5.15%；>80%覆盖度比例 2013 年为 0.49%，2018 年为 0.00%，2021 年为 0.73%，2021 年相比 2013 年增加了 0.24%。

## (2) 已采取的生态污染防治措施有效性评价

### ①井场生态恢复措施效果回顾调查

钻井工程结束后，对临时占地范围内及周边的土地进行了清理、平整，播撒草籽，恢复原貌等土地复垦措施。对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，采取了平整夯实措施，以减少侵蚀量。

根据调查，大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司为贯彻落实生态文明建设，多年开发以来，切实履行了矿山环境恢复治理义务，特别是自 2019 年以后，加大了土地复垦相关工作，目前土地复垦工作流程已日渐完善，工程的质量也逐年提升，且土地复垦工作在油田公司名列前茅，2021 年，呼伦贝尔分公司 5 个矿权进入内蒙古自治区绿色矿山名录。

### ②管线及道路生态恢复措施效果回顾调查

评价区油田设施施工对临时占地区域的影响主要表现在堆压、挖掘、碾压、践踏的施工方式影响了植物的生长；修建井场、管线、道路等改变了原有的地形，从而影响到周围植被的供水量，影响其正常生长。

临时道路结束后及时进行了覆土回填，播撒草籽等恢复植被，油田主干道、次干道两侧修建排水沟及护坡，油区主干道为沥青路面，次干道为水泥路面，至各单井为独立的通井路，所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，无车辆乱碾乱轧的情况发生，未发现随意开设便道现象，对道路尚未硬化易产生扬尘的路段，放慢行车速度，采取洒水抑尘、限制车速等措施，减少道路的无组织扬尘产生量，以保护道路两侧生态环境。

通过现场调查，建设单位对管线、道路工程均采取了相应的水土保持措施，最大程度减少水土流失，主要措施如下：

集输管线：**a、回填。**回填时均按照原有层次逐层回填，恢复土壤原有结构，回填后对管线开挖面进行了平整、压实、复耕或复垦；**b、地貌恢复：**对于管道沿线施工后的地貌改变，按照满足土地恢复的要求，对管沟回填后的余土采取了均匀分散在管中心两侧的方式，并使管沟与周围自然地表形成了平滑过渡，从而避免了形成汇水环境而造成的水土流失。

道路：油田干道设置护坡固土，恢复植被，在坡面种植了当地的植物护坡，防止了路面散水冲刷边坡。

管理措施及要求：**a、运行期内加强了植物措施的管理与管护，减少运行初期因植物未恢复而造成的水土流失；禁止破坏输油气管道沿线两侧栽植的植被，禁止对沿线坡面放牧，以避免路基削面产生新的水土流失现象；b、加强水土保持设施的维护与管理，对损坏的设施应及时修复，以避免造成更大的水土流失；c、加强对沿线生态环境的监测与评估，及时发现坍塌等现象，采取防治措施以杜绝新的问题发生；d、加强宣传教育，提高集输管线沿线牧民的环境保护意识，加强对绿化工程的管理与抚育，禁止破坏道路沿线两侧植被，禁止在管线沿线附近取土，以避免造成输油气管线破坏、导致污染事件。**

根据调查，自施工结束至今，项目现有井区基本按照环评及批复要求，对井场周边、管道及道路沿线进行自然植被的人工恢复，并选择了当地适应性强、容

易种植的植物品种，管线两侧不种植深根植物，通过对沿线的植被调查，环评及批复措施基本落实，项目建设未对井场周边管线、道路沿线区域植被造成较大影响。

### ③退役期生态恢复措施效果回顾调查

根据调查，现有区块产能建设项目运行至今，不断有枯竭油藏关停井，同时为满足环保要求，最大程度的保护环境，采气井已全部停运，下一步将逐步恢复原貌。

进入退役期的生产设施，应按规定进行拆除。首先由地质技术部门出具封井、拆除意见，工艺技术部门出具封井设计、地面拆除方案，经批准后方可实施拆除，拆除设备按照《大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司固定资产管理办法》进行管理。

退役期遵循恢复原土地地貌、原有土地功能的原则，对废弃的井场、道路表面进行清理，根据项目所在区域自然现状进行恢复，拆除后的井场进行清理，平整松土，人工播撒草籽。集输管道退役后仅清理管线内残油或者污水，不再做开挖清理，两端进行封堵时开挖扰动地表，在填埋后采取相应的生态恢复措施。

### 3.1.3.2.8 环境风险防范措施及应急要求有效性

#### (1) 井喷事故风险防范措施调查

##### ① 钻井作业中的井喷防范措施

开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求；

严格执行井控工作九项管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度；

各种井控装备及其它专用工具、消防器材、防爆电路系统配备齐全、运转正常；

每次起钻前必须活动方钻杆上、下旋塞一次，以保证其正常可靠；

严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进。

## ②防井喷装置

安装防止井喷失控的专用设备、设施，包括高压自封、不压井起下管柱装置等。

## ③井场事故风险防范措施调查

井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地浸染土壤交由有资质单位进行回收、处置；井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具，符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明；在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材；储罐设置在井场主导风向下风向，并与井口距离不得小于 50m。

## ④集输事故风险防范措施调查

严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

在集输系统运行期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，及时更换壁厚低于规定要求的管段，消除爆管隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低。

加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

## ⑤罐车运输事故风险防范措施

运输车辆进行定期的维护和检修；在运输过程中，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告上级机关和环保等有关部门，防止事态进一步扩大；项目物料的运输委托有资质、记录良好的运输单位作为物料运输的承运单位。确定合理的运输路线。

## ⑥火灾、爆炸风险防范措施

场站的油罐均设计防雷、防静电接地装置；钻台下面和井口周围严禁堆放杂物易燃品，机泵房无积油。

#### ⑦应急物资配备情况

根据现场调查，各作业区场站均配备相应的应急资源，应急物资主要包括生活类物资如食品和水、身体防护类如安全防护用具救生衣、抢险类如真空抽油泵、聚乙烯管等、安全防护类如防护眼罩、安全帽、手套、通信类如对讲机、便携笔记本、照明类、手提式防爆灯、警戒类如警戒器材、荧光隔离带、安全警示带、其他类如灭火器等。

#### ⑧应急监测方案

根据调查可知，项目区块产能建设项目均编制了应急监测方案，现有工程一旦发生环境事故，严格按照应急监测方案中的规定开展应急监测，并在事故后不定期对生态环境的恢复状况进行监测。

综上所述，现有工程采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

### 3.1.4 现有工程存在的环境问题

根据以上分析及现场调查，现有区块存在的环境问题及拟采取的以新带老的污染防治措施见表 3.1-22。

表 3.1-22 现有工程存在的环境问题及防治措施

环境问题	整改措施	整改时限
未按照环评要求设置地下水跟踪监测井	乌尔逊油田本项目涉及的区块需补充设置 9 口跟踪监测井	2025 年第一季度
作业区内部分占地内植被恢复效果较差，植被长势欠佳	对于现有区块内井场外植被恢复效果较差的情况，建设宜选择植被生长季节，对周边采取精选草籽、化肥品种，优化混合配比，因地制宜调整播种深度，精准施肥灌溉等植被恢复措施，并加强养护管理，同时应在 2~3 年内对植被生长情况进行持续关注，确保其恢复到与周边生态环境的植被覆盖度相一致。	2025 年 7 月
站场内部分加热炉废气采样平台不符合规范，采样时存在安全隐患	检查核实乌东联加热炉监测采样平台设置是否符合规范，按照“便于采集样品、便于计量监测、便于日常现场监督检查”的原则，结合《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方	2025 年 4 月

	法》（GB/T 16157-1996）、《固定源废气监测技术规范》（HJ/T397-2007）和《固定污染源烟气（SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、颗粒物）排放连续监测技术规范（施行）》（HJ/T75-2017）的要求，规范化废气排放口设置采样孔和采样平台。	
危险废物暂存库未加装废气收集处理设施和排气筒	危废库加装活性炭吸附装置，并设 15m 高排气筒	2025 年 4 月

**3.1.5 环保督察、处罚、上访情况和整改销号情况**海拉尔油田产能建设项目均履行了相关手续，在规定的采矿权范围内进行开发建设，并积极采取了土地复垦措施，随着近年来分公司对土地复垦力度的逐步加大，各作业区周边环境得到了有效改善，土地复垦工作得到了多数牧民的支持与认可，能够通过积极满足周边牧户维护草原生态环境的诉求，使得用地协调工作更加顺畅，促进油牧关系更为和谐，尽最大程度减小对当地牧民放牧的影响。同时，为方便当地牧民取水，各个作业区在油区范围内投资建设了水源井，供当地牧民取水。根据调查，海拉尔油田运行多年，本项目区块未发生牧民投诉事件。

海拉尔油田历年检查、督察、巡视、执法、上访情况详见表 3.1-23。

表 3.1-23 海拉尔油田历年检查、督察、巡视、执法、上访情况一览表

序号	检查、督察、巡视、执法、上访等发现的问题	时间	问题来源	整改要求	整改情况	是否销号
1	大庆油田呼伦贝尔分公司贮存油泥约 2 万吨，未按环评要求建设规范的危废暂存库，现场贮存池全部敞开，部分油泥溢出	2020.8	内蒙古自治区第一生态环境保护督察组对大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司进行了现场检查	及时妥善处置含油污泥，按照相关要求规范建设危废暂存库，对现场贮存池进行遮盖，防止油泥外溢	<p>一、大庆油田呼伦贝尔分公司贮存油泥约 2 万吨</p> <p>2021 年，分公司开展了省内含油污泥转移处置工作，先后同具有资质的内蒙古自治区东乌珠穆沁旗高科危险废物处理有限公司、内蒙古添羿再生能源开发利用有限公司签订了含油污泥处置合同，完成相关备案后实施转移工作。截止 2022 年 1 月 12 日，共转移含油污泥 21761.9 吨，现场所有涉及含油污泥池体全部清空，实现“清零”目标。</p> <p>2020 年、2021 年共计实施转移处置含油污泥 30121.84 吨，已全面实现含油污泥当年清零，储存周期不超过一年。</p> <p>二、“未按环评要求建设规范的危废暂存库”的问题整改情况</p> <p>大庆油田呼伦贝尔分公司按照要求，2021 年实施了《危险废物规范化暂存工程》施工，建设完成规范的危废暂存库。该危废库已取得环评批复，并通过竣工环保验收，正式投产运行。</p> <p>三、“现场贮存池全部敞开”的问题整改情况</p> <p>按照督察要求，对 3000 立方米含油污泥贮存池改造加装防雨棚，贮存池已具备防雨防晒功能。</p> <p>四、针对“部分油泥溢出”的问题整改情况</p> <p>已对废液池围堰周边进行了清理，对污泥池内少量污水进行了回收，溢出风险已消除。</p>	是，2022 年已整改，完成销号

### 3.2 建设项目概况

#### 3.2.1 项目基本情况

项目名称：乌尔逊油田乌 39-1 区块大磨拐河组二段油层 2023 年产能建设项目；

建设单位：大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司；

建设地点：内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，乌东联合站以南 4.5km；

建设性质：改扩建；

建设内容：本项目基建油水井 13 口（油井 10 口、水井 3 口），均为独立井；项目基建油井采用电加热集油流程，新建油井接入已建集油干线，新建集油管道 2.17km，管道均设管道集肤加热装置，共 2.17km，端点井及次端点井设井口电加热，共设 10 台，产液进入乌东联合站处理；基建注水井采用多井配水流程，新建注水井接入已建 39-1 号注配间，扩建注水阀组 3 套，新建注水管道 1.5km；本项目新建进井通道 2.5km；按呼伦贝尔分公司的数字化建设方案配套完善新井的数字化建设；预计建成产能  $0.99 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本项目占地性质为牧草地（基本草原）；

投资规模：总投资 4698.57 万元，环保投资 161.97 万元人民币；

工作进度：地面工程建设施工约 60d（2025 年 5 月至 7 月）。施工不设置营地，运行期不新增定员。

**油气田范围：**项目区域探矿权为内蒙古海拉尔盆地乌尔逊地区油气勘查，探矿权证号：T100000202012101800201，勘查面积：2632.596 平方公里，有效期限：2020 年 11 月 9 日至 2025 年 11 月 9 日。乌 39-1 区块、乌 27 断块乌 27 井区、乌 33 断块乌 121-X103 井区涉及 1 个采矿权，与禁止勘查开采区域不存在重叠，采矿权名称：内蒙古自治区海拉尔盆地乌尔逊油田开采，许可证编号：0200001220023，开采矿种：石油天然气，开采方式：地下开采，生产规模：15.88 万吨/年、0.0381 亿立方米/年，矿区面积：222.527 平方公里，开采深度：-890m 至 -2850m 标高，有效期限：2012 年 11 月至 2032 年 11 月。

**地质构造：**属于海拉尔盆地贝尔湖坳陷乌尔逊凹陷乌东斜坡构造带。乌 39-1 区块为大磨拐河组二段控制储量区。

**层系：**开发主要目的层为大磨拐河组二段，发育扇三角洲-湖泊沉积体系，外扩区发育扇三角洲前缘的河漫亚相，微相主要有分流河道、河漫滩、河漫沼泽等。

**储层特征：**布井区大二段动用含油面积  $0.76 \text{km}^2$ ，动用地质储量  $51.91 \times 10^4 \text{t}$ ，平均孔隙度 17.7%，渗透率 16.53mD，属于中孔低渗透储层。

**油气藏流体性质：**原油密度在 0.805~0.912t/m<sup>3</sup> 之间，平均为 0.844t/m<sup>3</sup>，原油粘度在 1.2mPa·s~137.5mPa·s 之间，平均为 14.49mPa·s，凝固点在 12℃~29℃ 之间，平均为 21℃，含蜡量在 9.3%~16.8%之间，平均为 13.0%，含胶量在 5.7%~12.3%，平均为 9.6%。

**油气资源类型：**属于构造-岩性油藏。

本次工程为地面建设工程，不涉及钻前工程、钻井工程（射孔工程已包含在本项目基建井的钻井工程中）。项目组成及建设内容见表 3.2-1。

表 3.2-1 工程组成一览表

工程类别	项目名称		规模及建设内容	备注	
主体工程	储层改造	工程	压裂作业	10 口油井均进行压裂作业。	新建
	油气集输	工程	基建油井	本次共基建油井 10 口，均为独立井。	新建
			集输管线工程	基建油井 10 口，采用电加热集油流程，新建油井接入已建集油干线，新建集油管道 2.17km，管径 56mm，设计压力 0.2MPa，管线材质为泡沫夹克钢管，输送介质为含水油。管道均设管道集肤加热装置，共 2.17km，端点井及次端点井设井口电加热，共设 10 台，产液进入乌东联合站处理，分离的含油污水由乌东联合站含油污水处理站处理后转入乌东联合站注水站回注。	新建
	配注	工程	基建水井	本次共基建水井 3 口，均为独立井。	新建
			站外系统	采用多井配水流程，新建注水井接入已建 39-1 号注配间，扩建注水阀组 3 套，新建注水管道 1.5km。设计压力 20MPa。管线材质均为高压玻璃钢管，管径 40mm。注入介质为清水。	新建
	辅助工程	油井清防蜡		本次产能区域抽油机井采用高压蒸汽热洗方式。	新建
数字化		工程	油井数字化	实现油压、示功图、冲程、冲次、电机综合电参（电流、电压）等参数采集及数据上传；油井实现故障情况下的远程启停井。	新建
		集油阀组间数字化	集油阀组间内单环掺水管线设置掺水自动控制装置，单环掺水量与回油温度连锁，采集集油、掺水汇管压力、温度及单环回油温度；间内设视频。	新建	
		配水间数字化	每口注水井采用流量自控仪，进行流量测量、记录、调控等。对来水压力、每口单井压力、单井流量均进行采集，根据工程需要可远程调控每口单井注入流量。柱塞泵进出	新建	

		口设置压力变送器，来水设压力变送器。泵进口设超低压保护，出口设超高压保护，联锁停泵。事故状态下可远程停注水泵。	
	道路工程	新建进井通道 2.5km，路基宽 3.5m，建设标准为土路。	新建
公用工程	给水工程	施工期生产用水由水罐车运送，生活用水采用桶装水。运营期本项目不新增劳动定员，无新增生活用水。	/
	排水工程	本项目集输管线采用清水试压，管线试压废水由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注，不外排。施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设暂舍，驻地生活污水排入驻地已建防渗化粪池，定期进行清掏后运送至乌东联合站生活污水处理装置，处理后排入生活污水蒸发池自然蒸发或者用作站场绿化。运营期不新增劳动定员，不新增生活污水。	新建
	供电工程	本区块产能由乌东变电所供电，该站已建能力可满足新增能力需求，新建 10kV 供电线路 2.8km，新建柱上变电站 10 座。	新建
依托工程	乌东联合站转油脱水处理站	本次新增油井共计 10 口，新增产能后，该站共管辖油井 251 口，集油阀组间 3 座，该站采用热化学高效三相分离器热化学脱水工艺，已建 JGHXS3.6×16-0.6 高效三相分离器 2 台，单台处理能力 2000m <sup>3</sup> /d，总脱水能力 4000m <sup>3</sup> /d。目前日均处理液量 1188m <sup>3</sup> /d，负荷率 29.7%。考虑同期建设项目（海拉尔盆地乌 99-94、苏 102-X2 等五个区块产能建设工程）的采出水量 56.4t/d 和接入本项目采出水量 30.14t/d，负荷率为 31.86%，可以满足本次产能建设需要，依托可行。	依托
	乌东联含油污水处理站	乌东联含油污水深度处理站建于 2009 年，设计规模 460m <sup>3</sup> /d，2020 年扩建为 690m <sup>3</sup> /d，采用 SSF 工艺，设计处理后水质指标“10·15·5”，目前乌东联污水站平均日处理 350m <sup>3</sup> /d，负荷率 50.7%，考虑同期建设项目（海拉尔盆地乌 99-94、苏 102-X2 等五个区块产能建设工程）废水量 30.6t/d 和接入本项目废水量 3.34t/d 后，负荷率为 55.6%，满足负荷，依托可行。	依托
	贝 28 作业区含油污泥暂存池	设有 1 座容积为 3000m <sup>3</sup> 含油污泥暂存池，截至 2024 年 9 月，含油污泥暂存池负荷为 1100m <sup>3</sup> ，本项目落地油产生量 0.33t/a，含油污泥产生量 0.297t/a，可满足本工程新增固废处理要求，依托可行。	依托
	呼伦贝尔油田危险废物暂存库	危险废物暂存库建筑面积 351.5m <sup>2</sup> ，截至 2024 年 9 月，储存规模为 10.88 吨，负荷 3.1%，暂存库定期转运，本项目共产生含油废防渗布 0.033t/a，可满足本工程新增固废处理要求，依托可行。	依托
	德二联压裂返排液站	设计处理能力 820m <sup>3</sup> /d，主要工艺流程为除油缓冲罐→SSF 净化机→单阀滤罐，站内共有 7 座池子，其中 1800m <sup>3</sup> 卸液池 1 座，3000m <sup>3</sup> 废液池 4 座，5000m <sup>3</sup> 废液池 2 座，截至	依托

		2024年9月储存池负荷为60%，压裂返排液处理站运行负荷42%。本项目共产生压裂返排液700m <sup>3</sup> ，本项目产生的压裂返排液由罐车拉运至压裂返排液处理站处理，固相形成废液池底泥，定期清淤拉运至贝28作业区含油污泥暂存池，液相进入德二联含油污水处理站处理达标后回注现役油层，不外排。因此，压裂返排液处理站能够满足本项目需求，依托可行。		
环保工程	废气	施工扬尘	运输道路、施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。	/
		储层改造废气	本项目储层改造产生的压裂废气较少，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。	/
		车辆尾气	车辆和施工机械选用高标号汽油及优质柴油，加强对非道路工程机械及汽车的管理及保养，确保尾气达标排放。同时，根据《内蒙古自治区生态环境厅关于进一步加强非道路移动机械污染排放监督管理的通知》，该项目施工作业的非道路移动机械（含场内车辆）应完成编码登记和尾气排放检测，检测结果报当地生态环境分局备案。	/
		焊接烟尘	由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。	/
		加热炉烟气	运营期油井产出液进入乌东联合站处理，加热装置采用清洁能源天然气，产生的燃烧废气经8m高烟囱外排。	依托
		非甲烷总烃	运营期依托场站会有无组织非甲烷总烃排放，油田采出液经密闭管道输送至乌东联合站含油污水处理站处理，新建集油管道、依托场站阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发。	场站依托
	废水	试压废水	试压废水罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排	依托
		生活污水	地面工程施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设暂舍，驻地生活污水排入作业区已建防渗化粪池，经作业区内生活污水处理装置处理后排入生活污水池中自然蒸发或用于绿化。	依托
		压裂返排液	统一收集至德二联压裂返排液站集中预处理后，再进入德二联污水处理站深度处理，达标后回注地下。	依托
		含油污水	运营期油田采出液脱水后废水输送至乌东联含油污水处理站处理，作业废水由罐车拉运至乌东联含油污水处理站，依托污水处理站出水均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)“含油量≤10.0mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5.0μm”标准后回注地下，不外排。	依托
	固废	生活垃圾	统一收集至井场生活垃圾存放点，就近拉运至新巴尔虎左旗生活垃圾填埋场填埋处理。	依托
		含油污泥、落地	本项目产生的含油污泥为间歇产生，只有在油水井作业或者场站清罐过程中产生，含油污泥及落地油送贝28作业区	依托

	油	含油污泥暂存池暂存，委托有资质单位进行收集处理，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司进行收集处理。	
	废防渗布	项目运营期油井作业产生废弃防渗布集中收集至呼伦贝尔油田危废暂存库暂存，委托有资质单位处理。	委托处理
	噪声	项目定期对油水井进行巡检，发现异常响动及时处理；依托场站新增机泵设备均安装在泵房内，并且设置减振基础、隔声门窗等。	新建
	地下水及土壤防护	结合项目区域共布设9口跟踪监测井，其中潜水井6口，承压水井3口，于区块上游、区块下游各布设1口潜水井和1口承压水井，于乌东联生活污水池上游、下游各布设1口潜水井，于德二联压裂返排液处理站、含油污泥暂存池、危废暂存库下游各布设1口潜水监测井，每半年对监测点位的pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、汞、砷、镉、铬（六价）、铅、挥发性酚类（以苯酚计）、耗氧量（COD <sub>Mn</sub> 法，以O <sub>2</sub> 计）、氨氮、总大肠菌群、菌落总数、硝酸盐、亚硝酸盐、氟化物、钡、石油类、硫化物进行1次监测。	依托
		本次评价在乌39-8井场永久占地内、乌东联合站罐区、德二联压裂返排液处理站废液池未硬化地面、含油污泥暂存池永久占地范围内未硬化地面、危险废物暂存库永久占地范围内未硬化地面及占地外共设置10个监测点位，每年对土壤跟踪监测点位进行监测，占地范围内监测点位的监测因子为pH、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> ）、铬（六价）、土壤盐分含量（水溶性盐总量）、汞、砷、铜、铅、镍、镉、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘，共52项；占地范围外监测点位的监测因子为：pH、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> ）、铬（六价）、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍、土壤盐分含量（水溶性盐总量）。	新建
		运营期分区防渗：集油管道、井场作业区域及压裂作业区域采用重点防渗，管道采用无缝钢管、管道设计采用管道内防腐、管道外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接，满足等效黏土防渗层Mb≥6.0m，K≤1×10 <sup>-7</sup> cm/s要求；井场作业区域及压裂作业区域采用地面碾压平整并铺设2mm高密度聚乙烯（HDPE）膜进行防渗，渗透系数约为1.0×10 <sup>-10</sup> cm/s，井场永久占地内为简单防渗，采用地	

		面夯实碾压平整进行防渗。	
	生态保护措施	运营期分区防渗：集油管道、井场作业区域及压裂作业区域采用重点防渗，管道采用无缝钢管、管道设计采用管道内防腐、管道外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接，满足等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ 要求；井场作业区域及压裂作业区域采用地面碾压平整并铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜进行防渗，渗透系数约为 $1.0 \times 10^{-10}cm/s$ ；井场永久占地内为简单防渗，采用地面夯实碾压平整进行防渗；施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；管道施工尽量缩小占地面积，控制施工作业带宽，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路，埋设管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被。	新建
临时工程	施工营地	本工程管道和道路施工时不设施工营地和料场，直接将管材和筑路材料拉运到施工现场进行施工，在基建井场施工时需设置塔吊、焊机房和小型料场，施工完毕后拆除塔吊和焊机房，施工在本项目基建井场永久占地范围内。	/
	施工便道	本项目依托钻井工程施工便道进行施工。	依托
	堆土场	本项目堆土场为管线施工作业带范围内，施工结束后进行回填。	新建
	弃土场	本项目不设置弃土场。	/

### 3.2.2 工程方案

#### 3.2.2.1 基建井及井位分布

本项目油田产能井位布设情况见表 3.2-2。本项目独立井典型井场平面布置见图 3.2-1。

表 3.2-2 项目基建井井位坐标统计表

序号	平台	井号	井位坐标		井别	占地类型
			井口横坐标	井口纵坐标		
1	独立井	乌 39-8	20558944.37	5341765.38	抽油井	牧草地
2	独立井	乌 39-9	20559483.32	5341810.94	抽油井	牧草地
3	独立井	乌 39-10	20558717.09	5341677.38	抽油井	牧草地
4	独立井	乌 39-12	20559619.41	5341703.82	抽油井	牧草地
5	独立井	乌 39-16	20558789.75	5341498.02	抽油井	牧草地
6	独立井	乌 39-23	20559258.19	5341313.25	抽油井	牧草地
7	独立井	乌 39-33	20559450.50	5341065.40	抽油井	牧草地

8	独立井	乌39-35	20558787.20	5340898.17	抽油井	牧草地
9	独立井	乌39-40	20558833.91	5340746.11	抽油井	牧草地
10	独立井	乌39-42	20559222.79	5340762.99	抽油井	牧草地
11	独立井	乌39-20	20559517.99	5341473.59	注水井	牧草地
12	独立井	乌39-30	20559721.26	5341175.70	注水井	牧草地
13	独立井	乌39-44	20558718.62	5340612.57	注水井	牧草地

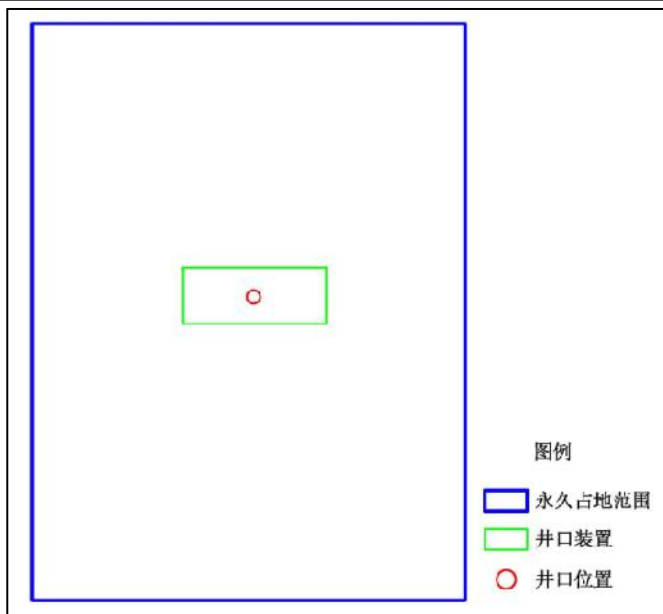


图 3.2-1 独立井典型井场平面布置图

### 3.2.2.2 开发指标预测

2023年乌尔逊油田乌39-1井区计划基建油水井13口，其中油井10口，注水井3口。新井初期平均单井日产油3.3t，设计产能 $0.99 \times 10^4$ t。预测15年累计采油 $6.45 \times 10^4$ t，采出程度12.43%，综合含水70.9%。

区块动用含油面积共 $0.76 \text{ km}^2$ ，开采层位大磨拐河组二段油层，平均油层中部深度为1453.4m，储层平均空气渗透率16.53mD。区块油水井开发指标预测见表3.2-2，原油物性及产出水性质见表3.2-3。

表 3.2-3 乌尔逊油田乌39-1井区新设计井开发指标预测表

时间	第一年	第二年	第三年	第四年	第五年	第六年	第七年	第八年	第九年	第十年
采油井(口)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
注水井(口)	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
平均单井产油量(t/d)	3.3	3.3	2.9	2.3	1.9	1.7	1.4	1.2	1.1	1.0
平均单井产液量(t/d)	3.5	3.7	3.4	2.9	2.6	2.3	2.1	1.9	1.8	1.8
年产油量( $10^4$ t/a)	0.30	0.99	0.87	0.69	0.58	0.50	0.43	0.37	0.33	0.29
年产液量( $10^4$ t/a)	0.31	1.10	1.03	0.87	0.78	0.70	0.64	0.58	0.55	0.53

时间	第一年	第二年	第三年	第四年	第五年	第六年	第七年	第八年	第九年	第十年
平均单井日注水量(m <sup>3</sup> /d)	22	18	17	14	11	10	9	8	7	7
井口注水压力(MPa)	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
综合含水(%)	5	10	15.6	20.6	25	29.2	33.1	36	40.2	45.2

乌尔逊油田原油物性及产出水性质见表 3.2-4、3.2-5。

表 3.2-4 乌尔逊油田乌 39-1 井区原油物性表

区块名称	密度(g/cm <sup>3</sup> )	地下粘度	凝固点(°C)	含蜡(%)	胶质(%)	空气渗透率(10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> )	气油比(m <sup>3</sup> /t)
大磨拐河组二段	0.844	3.2	16.8	11	13.3	16.5	13.54

表 3.2-5 乌尔逊油田乌 39-1 井区产出水性质表

层位	总矿化度(mg/L)	pH 值	氯离子 CL <sup>-</sup>
大磨拐河组二段	3662.44	8.34	263.29

### 3.2.3 地面工程方案

本项目为老区增产项目的产能建设地面工程，钻井工程已单独进行环评并取得批复，本项目基建油水井 13 口，包括油井 10 口，水井 3 口，建成产能 0.99×10<sup>4</sup>t/a。本项目基建油水井的钻井工程已进行环境影响评价工作，本项目仅对其产能建设地面工程进行评价。

#### 3.2.3.1 采油工程

本次产能基建油井 10 口，全部采用抽油机采油方式，机型及配电情况详见表 3.2-6。

表 3.2-6 抽油方式及配电情况表

序号	机型	配套驱动装置（型号、功率）	数量（台）
1	CYJY8-3-37HB	380V、22kW 单速电机+不停机间抽控制柜	10

#### 3.2.3.2 压裂工程

本项目 10 口油井射孔后进行压裂完井工艺，其按照设计选配压裂设备，管汇出口至井口采用高压硬质管线连接；下压裂管柱时，应检查其灵活性和牢固性；起压裂管柱前，须在井口无溢流、压井后进行。配合压裂起下管柱作业时，应配备满足设计要求的双闸板防喷器；压裂酸化作业时井口主压裂通道上应有两个及以上的控制阀门；施工前应对压裂酸化流程试压合格，试压值不低于预测最高施工压力；压裂酸化主管汇上应有限压保护措施；应有保护油层套管的设施或技术措施。主要设备包括压裂车等。

### 3.2.3.3 原油集输工程

#### (1) 原油集输工艺

本工程位于乌 39-1 井区，该井区位于乌东联南侧约 4.5km，建有较为完善的水驱集油系统。本工程基建油井 10 口，涉及已建的乌东联合油污水处理站一座，已建站外系统采用环状掺水和电加热集油工艺。

新建油井采用电加热集油工艺就近接入已建乌东联，集油工艺流程示意图见图 3.2-2。

原油集输工程主要工程量见表 3.2-7。

表 3.2-7 原油集输工程主要工程量表

序号	单 项 工 程 项 目 名 称	单 位	数 量
1	新建油井	套	10
2	新建单井管线	km	2.17
	乌 39-8 井场至乌 39-9 井场	km	0.24
	乌 39-10 井场至乌 39-9 井场	km	0.22
	乌 39-12 井场至乌 39-9 井场	km	0.19
	乌 39-9 井场至乌 39-16 井场	km	0.39
	乌 39-40 井场至乌 39-42 井场	km	0.22
	乌 39-42 井场至乌 39-33 井场	km	0.28
	乌 39-33 井场至乌 39-23 井场	km	0.40
	乌 39-23 井场至乌 39-35 井场	km	0.23
3	管道集肤加热装置	km	2.17
4	井口电机热器	台	10

#### (2) 站外集油系统

本工程基建油井 10 口，为独立井，分布相对集中，位于已建电加热集油干线附近。规划采用电加热工艺，产液经已建集油干线集输至乌东脱水站处理，新建单井集油管线（DN50）~2.17km，管道集肤加热装置 2.17km，端点井及次端点井设井口电加热器，共设 10 台。

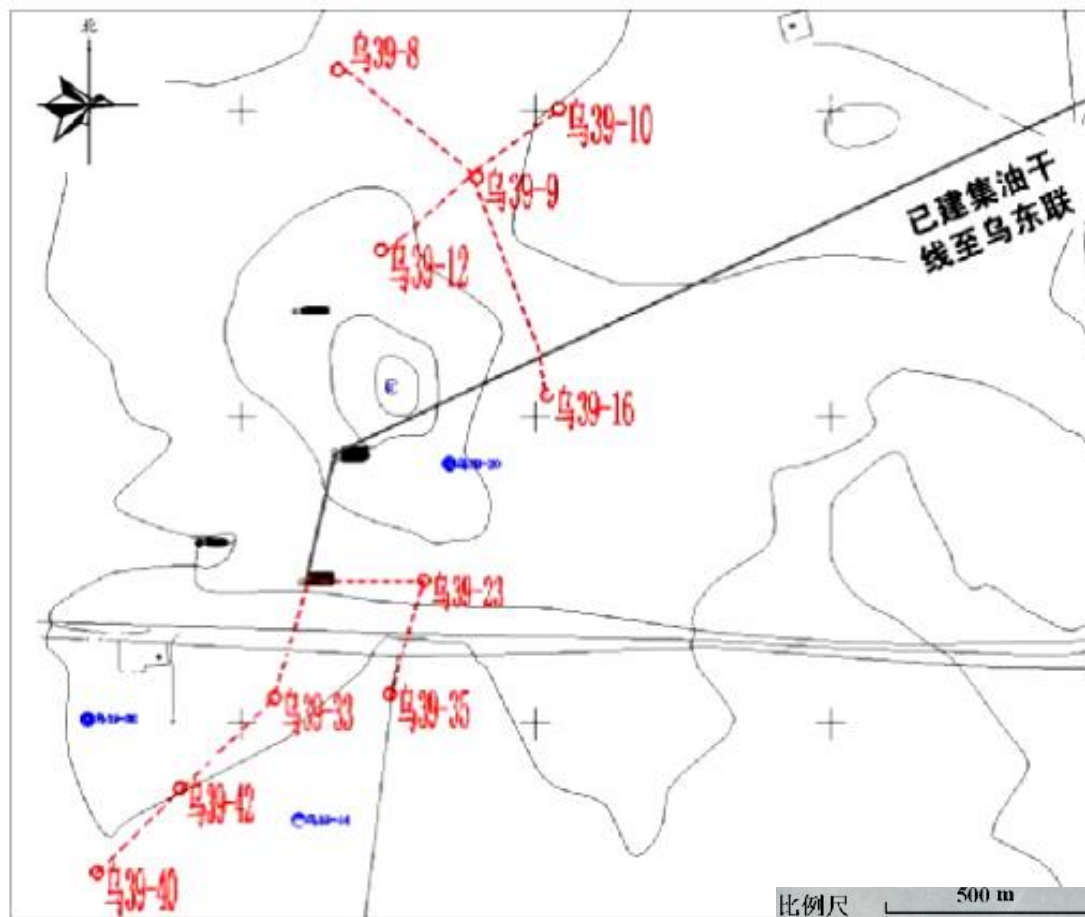


图 3.2-2 乌 39-1 井区 2023 年外扩站外系统示意图

### 3.2.3.4 注水工程

#### (1) 建设现状

本次开发共基建注水井 3 口，均位于乌尔逊油田乌 39-1 井区。井区中心建有乌 39-1 号注配间，采用“柱塞泵增压，多井配水流程”，由乌东联水质站供清水回注。注配间建设概况见表 3.2-8。

表 3.2-8 注配间建设概况一览表

配水间	注水规模 (m <sup>3</sup> /d)	注水泵型号	设计压力 (MPa)	数量 (台)	辖井数 (口)
乌 39-1 号注配间	150	3.12/20	20	2	2

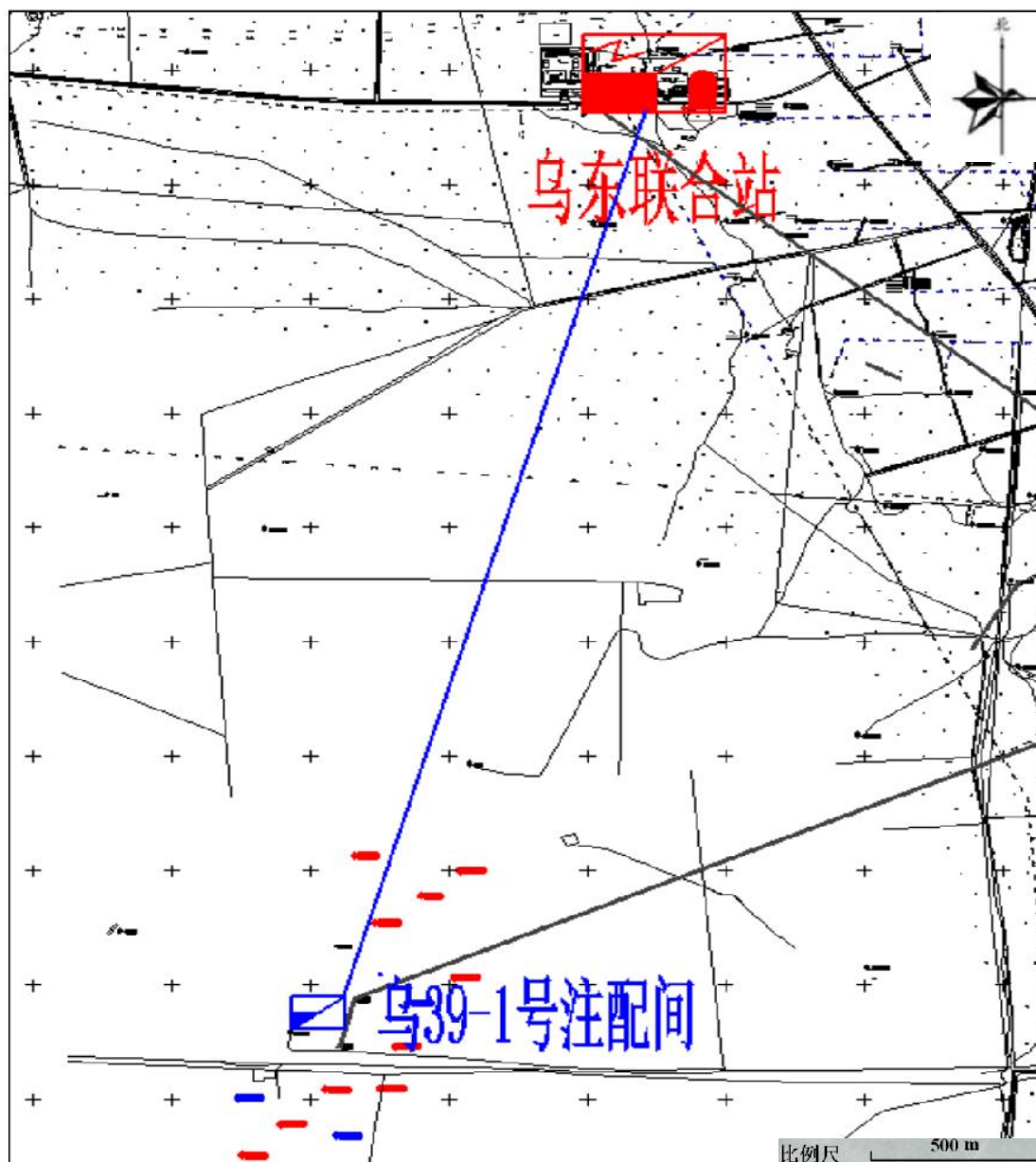


图 3.2-3 区域位置示意图

(2) 系统能力

本次产能建设注水井共 3 口，均可依托已建注水系统（乌 39-1 注配间）。乌 39-1 号注配间计入 3 口新井后，站内 20MPa 注水系统注水量预测见表 3.2-9。

表 3.2-9 乌 39-1 号注配间 20MPa 注水系统注水量预测表

时间	第一年	第二年	第三年	第四年	第五年	第六年	第七年	第八年	第九年	第十年
老井注水量(m <sup>3</sup> /d)	19.9	19.3	18.8	18.2	17.6	17.1	16.6	16.1	15.6	15.2
新井注水量 (m <sup>3</sup> /d)	66	54	51	42	33	30	27	24	21	21
新老井合计 (m <sup>3</sup> /d)	85.9	78.7	74.9	64.4	53.9	50.1	46.3	42.5	38.7	38.3

根据表 3.2-8 可知，乌 39-1 号注配间 20MPa 注水系统最高年注水量为 85.9m<sup>3</sup>/d，该系统设计规模为 150m<sup>3</sup>/d，注配间能力可以满足开发需求。

(3) 工艺技术及参数

地面注水系统采用“单干管单井配水流程”，注水站采用柱塞泵升压工艺。注水系统主要设计参数见表 3.2-10。

表 3.2-10 注水系统设计参数表

序号	项目名称	设计参数
1	注水系统	注水干线的阻力损失宜控制在 1.0MPa 以内

(4) 建设方案

根据本次新建注水井分布位置以及井口注水压力，由乌 39-1 号注配间负责本次产能新井升压具体建设内容如下：

- ①利用间内预留位置建设数字化配水阀组 3 套。
- ②新建高压供水管道 3 条（DN40/PN20MPa-1.5km），材质为玻璃钢管道。
- ③新建注水井口 3 套，井口采用电伴热。

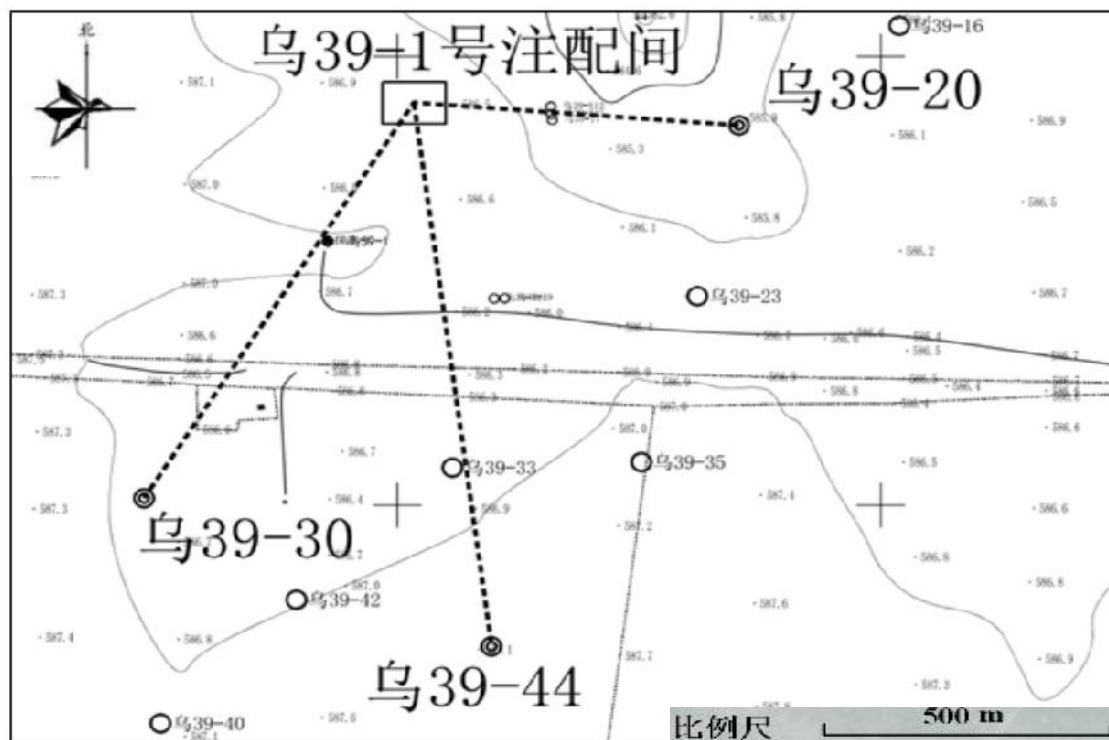


图 3.2-4 注水井管网布置图

注水系统主要工程量见表 3.2-11。

表 3.2-11 注水系统主要工程量表

序号	主要工程内容	单位	数量
----	--------	----	----

序号	主要工程内容	单位	数量
1	注水井	口	3
2	配水阀组 DN40/PN20MPa	套	3
3	单井注水管线 DN40 PN20MPa	km	1.5

### 3.2.3.5 道路工程

本工程共新钻油水井13口，均位于草地内。为满足新井的通车需要，新建进井通道2.5km。本项目道路工程主要工程量见表3.2-12。

表3.2-12 本项目道路工程主要工程量

序号	道路名称	长度(km)	道路宽度(m)		建设标准
			路基	路面	
1	进井通道	2.5	3.5	/	土路

### 3.2.4 公用工程

#### 3.2.4.1 原辅材料消耗

##### (1) 压裂液

本项目10口油井投产前需进行压裂作业以提高产量，压裂液平均使用量为100m<sup>3</sup>/口，共计使用压裂液1000m<sup>3</sup>。压裂液体系各成分理化性质见表3.2-13。

表3.2-13 压裂液体系各成分理化性质一览表

序号	材料	理化性质
1	改性胍胶	采用羟丙基胍胶，羟丙基胍胶具有增稠能力强，热稳定性好的特点，对水有很强的亲合力。当胍胶粉末加入水中，胍胶的微粒便“溶胀、水合”，也就是聚合物分子与许多水分子形成缔合体，然后在溶液中展开、伸长。在水基体系中，聚合物线团的相互作用，产生了粘稠溶液。适合储层温度80°C-200°C，降低了压裂液的残渣与施工摩阻，能满足高温、低渗储层压裂改造的需要。
2	润湿改进剂	常用的润湿剂主要是非离子型表面活性剂，如AE1910、OP-10、SP169、796A、TA-1031等，能将亲油砂岩润湿为亲水砂岩，有利于提高相对渗透率。
3	破乳剂	多为胺型表面活性剂，以多乙烯多胺为引发剂，用环氧丙烷多段整体聚合而成的胺型非离子表面活性剂，破乳剂相对分子质量大有利于破乳，主要作用是将乳化状的油水混合液中油和水分离开来。
4	碳酸钠	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH值为11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供Na <sup>+</sup> 和CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的Ca <sup>2+</sup> 离子，使泥浆性能变好。
5	碳酸氢钠	白色细小晶体，溶于水时呈现弱碱性，固体50°C以上开始逐渐分解生成碳酸钠、二氧化碳和水，270°C时完全分解。
6	消泡剂	主要成分是烷基硅油，烷基硅油的表面张力很低，在常温下具有消泡速度快、抑泡较好的特性。

7	有机硼交联剂	含有硼原子的有机化合物，作为交联剂辅助用剂。通过化学键或配位键与稠化剂发生交联反应的试剂称为交联剂。交联剂将聚合物的各种分子联结成一种结构，使原来的聚合物分子量明显地增加，调整压裂液的粘度。
8	陶粒	陶瓷是用铝硅酸盐矿物或某些氧化物等为主要成分，如氧化硅、氧化铝等，具有优异的性能，如密度低、筒压强度高、孔隙率高，软化系数高、抗冻性良好、抗碱集料反应性优异等。
9	粉砂	主要以硅酸盐的形态存在，含有少量的金属元素，细粒含量在 15%~50% 之间，且细粒为粉土的土，称为粉土质砂。
10	高温破胶剂	目前适用于水基交联冻胶体系的破胶剂。

### (2) 天然气

项目乌 39-1 区块产液进入乌东联合站，根据工程方案，乌东联处理原油需要的热值根据下列公式进行计算：

$$Q=C \times m \times \Delta t$$

其中：Q-热值；

C-比热容，原油采出液取  $4.2 \times 10^3 \text{J/kg} \cdot ^\circ\text{C}$

m-物质的量，kg/a；

$\Delta t$ -温度变化值，进站温度-外输为  $20-60^\circ\text{C}$ ；

项目乌 39-1 区块最大产液量为  $1.1 \times 10^4 \text{t/a}$ ，根据计算，乌东联合站处理采出液所需要的热值为  $184.8 \times 10^4 \text{MJ/a}$ ；根据设计资料，伴生气低位发热值为  $31.5 \text{MJ/m}^3$ ，原油低位发热值为  $41 \text{MJ/kg}$ ，场站加热炉热效率取值 0.7。

本项目运营期采出液经乌东联合站含油污水处理站内油气分离后，油田伴生气用于加热炉燃烧。本项目乌 39-1 井区伴生量产生量为  $6.7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，损耗量  $0.03 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，剩余  $6.67 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$  全部用于乌东联合站加热炉燃料，另外还需新增部分燃油量，通过热值衡算，折合燃油量为  $13.1 \text{t/a}$ 。

### (3) 用电量

根据项目方案分析，本项目建成后，新增耗电量  $208.5 \text{kW}$ 。

### (4) 用水量

本项目运行期主要是作业用水、油井清防蜡用水以及回注水，运行期用水量为  $25696.67 \text{m}^3/\text{a}$ ，乌东联合站含油污水处理站的深度处理水为  $2677.34 \text{m}^3/\text{a}$ ，实际新增取水量为  $23019.33 \text{m}^3/\text{a}$ 。

### 3.2.4.2 给、排水工程

(1) 施工期

建设项目施工期生活用水采用桶装水；管线试压用水由罐车运送。本项目施工期用水主要为施工生活用水、管线试压用水，产生的废水主要为生活污水、试压废水。

①试压用水

本工程新建管线共3.67km，其中新建DN56×3集油管线2.17km，DN46×3注水管线1.5km。根据新建管线截面面积及长度，项目试压用水总量为6.14t，试压废水按用水量的95%计算，试压废水产生量为5.83t，主要污染因子为SS，管道试压废水由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排。

②压裂返排液

本项目共10口油井投产前需进行压裂作业以提高产量，压裂液平均使用量为100m<sup>3</sup>/口，共计使用压裂液1000m<sup>3</sup>，压裂液含水率约90%，则压裂用水量为900m<sup>3</sup>，根据大庆油田多年施工经验，单井压裂返排液产生量约50~70m<sup>3</sup>，本次单井按最大产生量计，本次压裂返排液产生量为700m<sup>3</sup>，由罐车拉运至德二联压裂返排液处理站处理，分离出的污水输至含油污水处理站处理达标后回注油层。

③生活用水

本工程施工期60天，地面建设施工人数20人。根据《内蒙古自治区行业用水定额（2019版）》，施工期生活用水量按60L/人·d计，则施工期生活用水量72t。生活污水按用水量的80%计算，生活污水产生量57.6t。施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设暂舍，驻地生活污水排入驻地已建防渗化粪池，定期进行清掏后外运至乌东联合站生活污水处理装置，处理后排入生活污水蒸发池自然蒸发或者用作站场绿化。

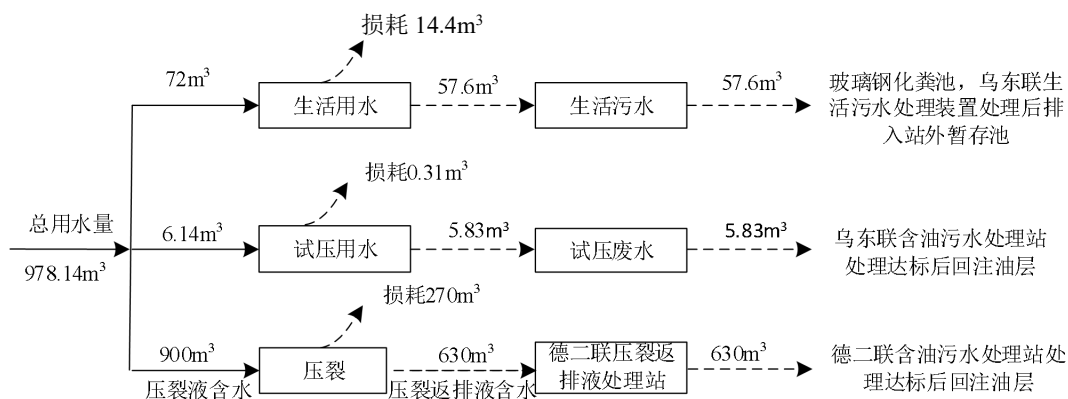


图 3.2-5 施工期水平衡图

## (2) 运营期

本项目运营期油水井作业用水、油井清防蜡用水以及回注用水来源为乌东联合站含油污水处理站的深度处理水及乌东作业区水源井（生产用水），废水主要为油田采出水、作业污水以及清防蜡废水。

### ① 油田采出水

根据开发指标预测，本项目新钻油井油田采出水最大量为  $0.11 \times 10^4 \text{t/a}$ 。油田采出水管输至乌东联合站含油污水处理站处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量 $\leq 10 \text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15 \text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5 \mu\text{m}$ ”规定后回注油层。

### ② 作业用水

作业用水是指油井修井作业和水井洗井作业用水，本项目作业用水来源为乌东联合站含油污水处理站的深度处理水，结合大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，油井作业用水量约  $4 \text{m}^3/\text{井次}$ ，本项目共基建 10 口油井，则油井作业用水量约  $26.67 \text{m}^3/\text{a}$ ，此部分污水通过罐车回收后送乌东联合站含油污水处理站处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量 $\leq 10 \text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15 \text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5 \mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。

注水井作业周期为 1.5 年，水井作业用水量约为  $60 \text{m}^3/\text{井次}$ ，本项目乌 39-1 井区水井 3 口，则水井作业用水量约  $120 \text{m}^3/\text{a}$ ，则本工程油水井作业用水量为  $146.67 \text{m}^3/\text{a}$ ，共产生作业废水约  $117.34 \text{m}^3/\text{a}$ 。

## (3) 油井清防蜡废水

为防止油井结蜡影响生产，本项目 10 口油井清防蜡采用高压蒸汽热洗方式，根据建设单位生产运行统计数据，平均单口油井热洗周期为 1 次/100 天，用水量为  $40 \text{m}^3$ ，则最大热洗用水量为  $1460 \text{m}^3/\text{a}$ ，清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。

## (4) 回注水

本项目新建 3 口注水井最大注水量为  $66 \text{m}^3/\text{d}$ ，则本项目 3 口注水井最大注水量共计  $24090 \text{m}^3/\text{a}$ 。

根据《大庆油田呼伦贝尔分公司乌东作业区水平衡测试报告》，取水量为17.25万 m<sup>3</sup>/a，运行期用水量为25696.67m<sup>3</sup>/a（包括清防蜡用水1460m<sup>3</sup>/a、回注水24090m<sup>3</sup>/a、作业用水146.67m<sup>3</sup>/a），利用乌东联合站含油污水处理站的深度处理水2677.34m<sup>3</sup>/a（包括清防蜡废水1460m<sup>3</sup>/a、采出水1100m<sup>3</sup>/a、作业废水117.34m<sup>3</sup>/a），实际新增取水量为23019.33m<sup>3</sup>/a，满足年取水量要求。

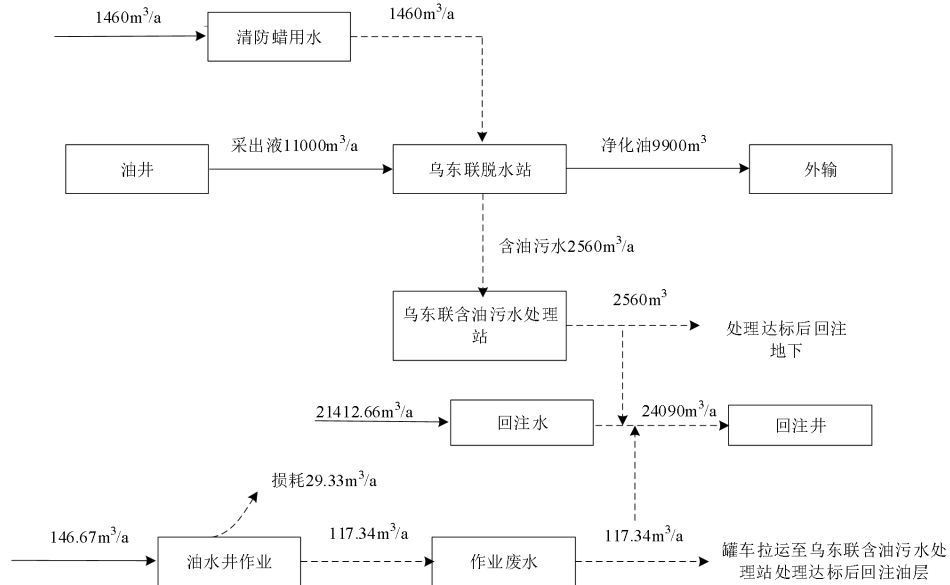


图 3.2-6 运行期水平衡图

### 3.2.4.3 供电工程

新建 10kV 配电线路 2.8km，采用 LGJ-50 型导线。本次产能建设区块内新建抽油井 10 口，均为独立井。配电采用单变压器对单井方式，共新建井场变电站 10 座。

### 3.2.4.4 供气工程

本项目运营期采出液经乌东联合含油污水处理站内油气分离后，油田伴生气用于加热炉燃烧。本项目乌 39-1 井区伴生量产生量为  $6.7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，损耗量  $0.03 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，剩余  $6.67 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$  全部用于乌东联合站加热炉燃料。

## 3.2.5 场地布置及工程占地

### 3.2.5.1 场地布置

本项目为产能建设地面工程，基建油水井 13 口，包括油井 10 口，水井 3 口，均为独立井。项目基建油井采用电加热集油流程，新建油井接入已建集油干线，新建集油管道 2.17km，管道均设管道集肤加热装置，共 2.17km，端点井及次端

点井设井口电加热，共设 10 台，产液进入乌东联合站处理；基建注水井采用多井配水流程，新建注水井接入已建 39-1 号注配间，扩建注水阀组 3 套，新建注水管道 1.5km；本项目新建进井通道 2.5km；按呼伦贝尔分公司的数字化建设方案配套完善新井的数字化建设；预计建成产能  $0.99 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

### 3.2.5.2 工程占地情况

建设项目工程占地主要集中在井场、道路及管道建设期间发生的永久占地和临时占地，其中永久占地包括井场、道路占地，临时占地包括管线施工时占用的临时占地。本工程临时占地类型为牧草地。本次产能涉及的 13 口油水井井场占地已在钻井环评中进行了征占，不在本项目重新评价；集油管线临时占地作业面宽度为 8m，注水管线临时占地作业面宽度为 11m，本项目新建集油管道 2.17km，新建注水管线 1.5km；道路占地面积按道路长度×路基宽度计算，本项目新建通井路 2.5km（路基宽 3.5m）。

本项目占地情况见表 3.2-14。

表 3.2-14 建设项目新增占地类型及面积汇总表 单位：hm<sup>2</sup>

序号	建设项目	永久占地	临时占地	占地类型
一	管道			牧草地
1	集油管线		1.736	
2	注水管线		1.65	
二	道路			牧草地
1	进井道路	0.875		
合计		0.875	3.386	

### 3.2.5.3 土石方平衡

本项目涉及土石方的工程主要包括管线施工、道路施工。挖方施工应分层开挖，分层堆放至施工管线两侧，施工结束后分层回填，开挖土方均原地回填，垫土不足的部分由建设单位外购，履行相关手续。本项目不设取弃土场，用土全部外购。本项目土石方情况见表 3.2-15。

表 3.2-15 本项目土石方情况 单位：m<sup>3</sup>

序号	类别	挖方量	填方量	借方量	弃方量	备注
1	道路	0	8750	8750	0	低洼地通井路填高 1m
2	集油管道及注水管道	11010	11010	0	0	管沟宽度均约为 2m，管沟深度为 1.5m

合计	11010	19760	8750	0	/
----	-------	-------	------	---	---

### 3.2.6 施工方式

#### 3.2.6.1 管道施工

本项目设计方案中未涉及穿越工程，管道施工过程为先清理作业线路场地，然后开挖管沟，挖土采用管线两边作业带范围内进行堆放，再组焊管道、下沟管道，特殊地段根据实际情况合理穿插各工序。管沟开挖以机械开挖为主，集油管线临时占地作业面宽度为8m，注水管线临时占地作业面宽度为11m。施工完毕，堆土回填、清理现场、恢复地貌。管道施工建设过程见图3.2-5。

集油管线临时占地作业面宽度为8m，注水管线临时占地作业面宽度为11m，其中管沟深度为2m，边坡坡度按1:1计。施工作业带清理采用挖沟机、推土机扫线，人工配合清理。防腐管由工厂预制，采用专用管拖车拉运现场连接。管沟开挖采用挖掘机等机械及人工辅助清理完成。回填完的管沟进行压实、整形。管道安装完成后，经检验合格，应进行压力和严密性试验，本工程试压采用清水进行试压。

工艺管线施工技术要求及验收均按国家标准《工业金属管道工程施工及验收标准》(GB50235-2010)、《现场设备、工业管道焊接工程施工及验收规范》(GB50236-98)、《油气田集输管道施工规范》(GB50819-2013)以及有关国家及行业标准执行。管道施工作业断面见图3.2-6。

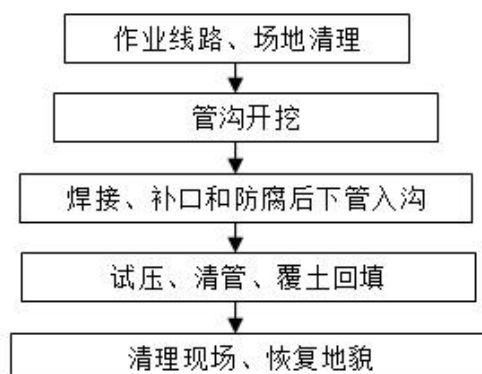


图 3.2-5 管道施工建设过程

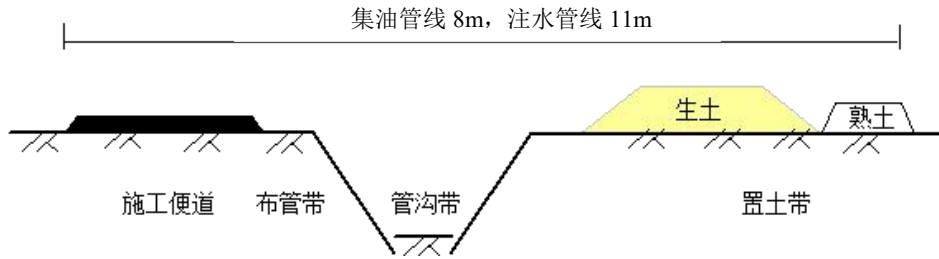


图 3.2-6 管道施工作业断面图

### 3.2.6.2 道路施工

本项目为通井路的施工，通井路为土路，首先对线路进行清理平整，然后将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实。建设过程示意图见下图。

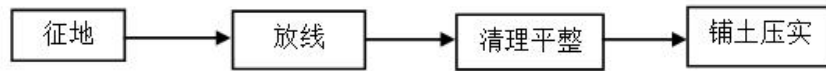


图 3.2-7 通井路施工建设过程

### 3.2.7 施工进度及时序

本项目计划施工期为 2025 年 5 月至 2025 年 7 月，地面工程进行建设，施工约 60d。

### 3.2.8 依托工程分析

#### 3.2.8.1 依托工程环评和验收情况

依托工程环境影响评价及竣工验收情况见表 3.2-16。

表 3.2-16 项目依托场站环评情况一览表

序号	名称	环评文件名称	文号	验收情况
1	乌东联合站	《乌东斜坡带区块产能建设工程环境影响报告书》	内环审(2008)213号	内环验(2012)11号
2	贝28作业区油泥暂存池	《大庆油田有限责任公司海拉尔石油勘探开发指挥部呼伦贝尔油田固废处理站工程》	内环审(2012)136号	2021年8月完成自主验收
3	贝28作业区危险废物暂存库	《呼伦贝尔分公司危险废物规范化暂存工程》	新右环审表(2020)007号	2022年4月完成自主验收
4	压裂返排液站	德二联压裂返排液站改造工程(废液储存池)	新右环审表(2019)020号	2020年11月完成自主验收

#### 3.2.8.2 依托工程能力核实及运行现状分析

### (1) 乌东联合站

#### ① 乌东联合站转油脱水站

脱水站采用热化学高效三相分离器热化学脱水工艺，已建 JGHXS3.6×16-0.6 高效三相分离器 2 台，单台处理能力 2000m<sup>3</sup>/d，总脱水能力 4000m<sup>3</sup>/d，目前日均处理液量 1188m<sup>3</sup>/d，负荷率 29.7%。考虑同期建设项目（海拉尔盆地乌 99-94、苏 102-X2 等五个区块产能建设工程）的采出水量 56.4t/d 和接入本项目采出水量 30.14t/d，负荷率为 31.86%，可以满足本次产能建设需要，依托可行。乌东联合站含油污水处理站接收站外阀组间及电加热干线来液，进入高效三相分离器进行分离、沉降、游离水脱水等处理，沉降出的净化油进入净化油储罐进行储存，利用装车泵增压、外输炉加热后，净化油循环至净化油罐，经装车泵装车外运至苏一联卸油点，分离出的含油污水一部分进入本站的污水沉降罐进行沉降，污水泵增压后输至本站的污水站，另一部分进入掺水系统，经掺水炉加热、掺水泵增压后输至站内含水阀组。

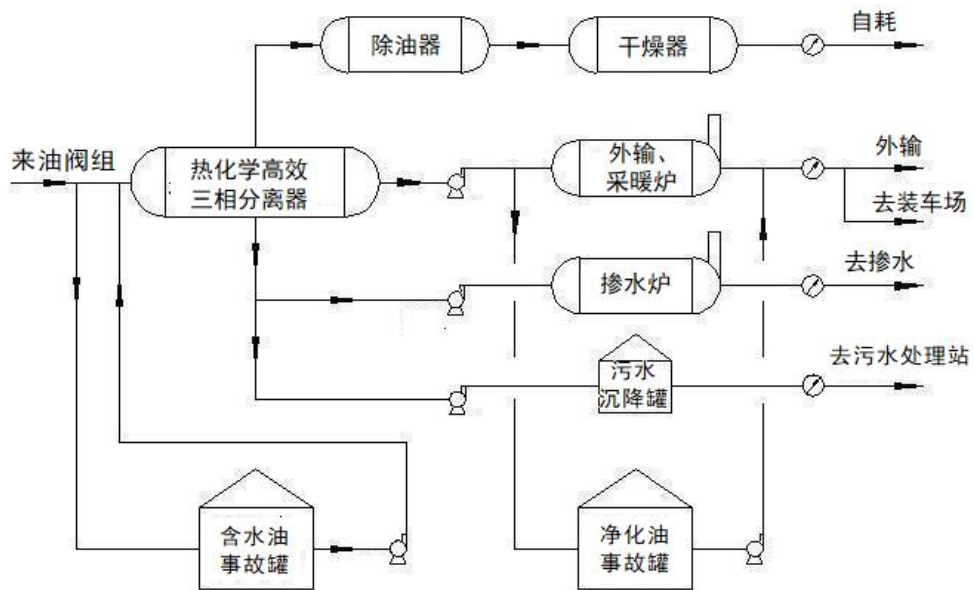


图 3.2-8 乌东联合含油污水处理站工艺流程图

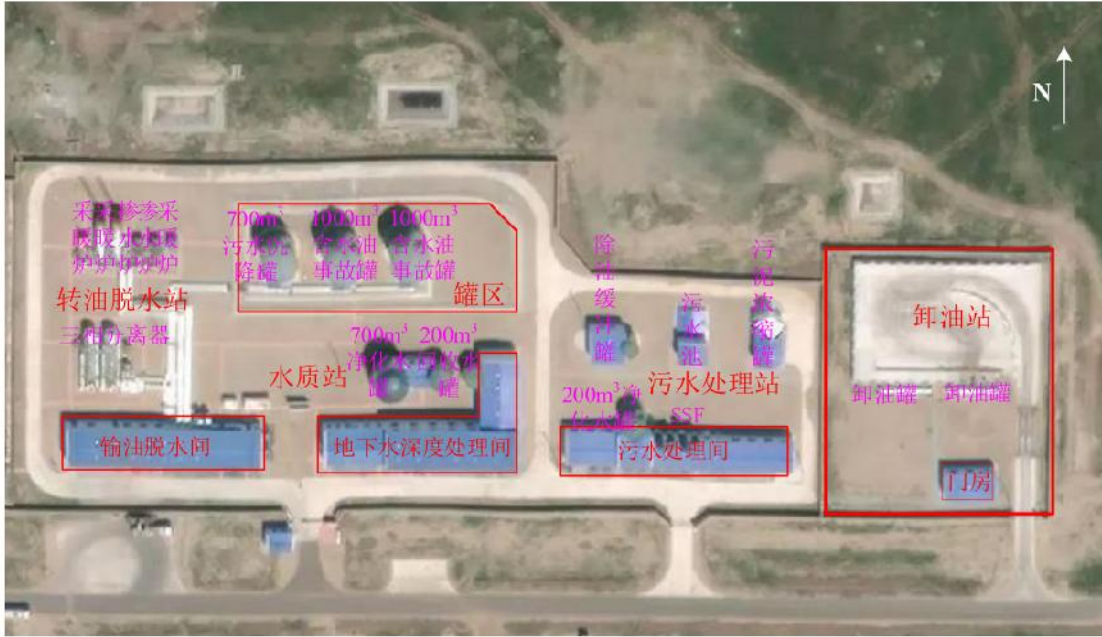


图 3.2-9 乌东联平面布置图

③ 乌东联合油污水处理站

乌东联合油污水深度处理站建于 2009 年，设计规模 460m<sup>3</sup>/d，2020 年扩建为 690m<sup>3</sup>/d，采用 SSF 工艺，设计处理后水质指标为《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）“含油量≤10.0mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5.0μm”达标后回注本作业区油层，不外排。乌东联污水处理站平均日处理 350m<sup>3</sup>/d，负荷率 50.7%。考虑同期建设项目（海拉尔盆地乌 99-94、苏 102-X2 等五个区块产能建设工程）废水量 30.6t/d 和接入本项目废水量 3.34t/d 后，负荷率为 55.6%，满足负荷，本项目依托可行。

表 3.2-17 乌东联合油污水站主要设备表

序号	设备名称及规格	单位	数量	备注
1	来水缓冲罐 100 m <sup>3</sup>	座	1	
2	一次过滤罐 Φ2.1	台	2	
3	二次过滤罐 Φ2.1	台	2	
4	加药装置	台	8	
5	外输水泵 Q=12.5m <sup>3</sup> /h H=60m	台	2	P=15kW
6	污水提升泵 Q=12.5m <sup>3</sup> /h H=16m	台	2	P=4kW
8	净化水罐 200m <sup>3</sup>	座	1	

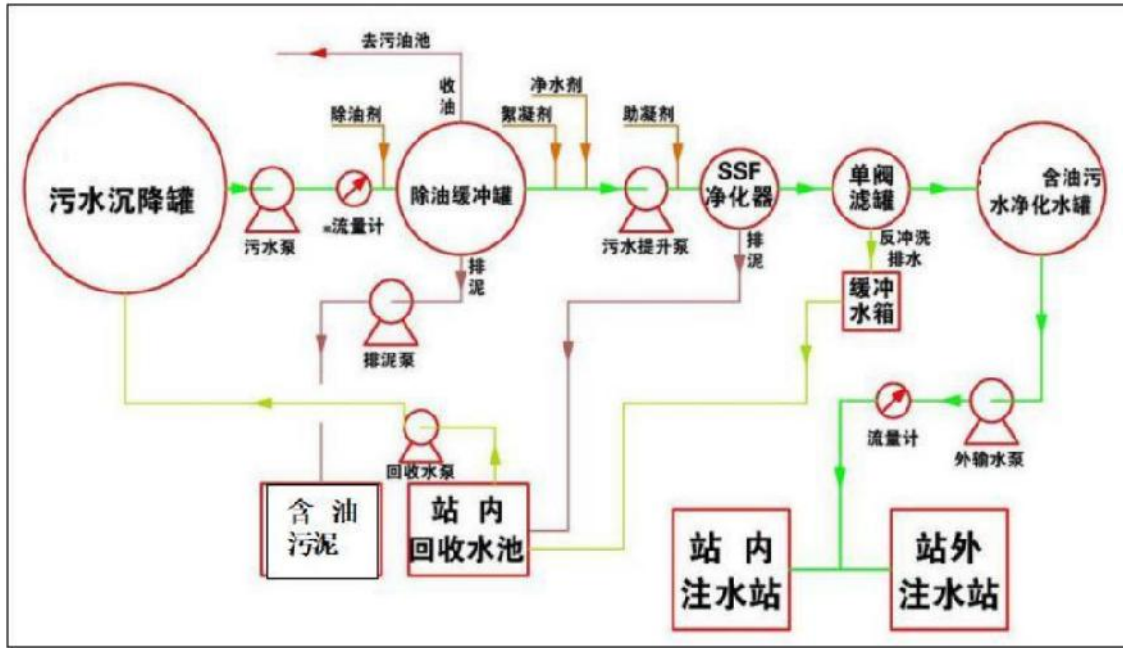


图 3.2-10 乌东联合含油污水处理站工艺流程图

### (2) 贝 28 作业区含油污泥暂存池

根据现场调查，贝 28 作业区含油污泥暂存池 3000m<sup>3</sup>，贝 28 作业区固废处理站内含油污泥收集池 1500m<sup>3</sup>，防渗系数满足要求（1.0×10<sup>-10</sup>cm/s）。暂存池主体采用 C30S6 级 D200 抗渗、抗冻、抗收缩钢筋混凝土现浇，采用 HPB235 和 HRB335 级钢筋。池底板以下结构由上到下依次为：C35 混凝土厚 500mm，1:2 水泥砂浆保护层厚 20mm，挤塑聚苯板厚 100mm，1:2 水泥砂浆找平层厚 20mm，C15 混凝土垫层厚 100mm，粗砂垫层厚 400mm。

贝 28 作业区含油污泥暂存池于 2022 年 5 月新建 22m×65m，高 6.7m 防雨棚一座，可有效降低暴雨时节含油污泥溢出风险。

根据呼伦贝尔分公司统计数据，截至 2024 年 9 月，含油污泥暂存池负荷为 1100m<sup>3</sup>。本项目落地油产生量为 0.33t/a，含油污泥产生量为 0.297t/a，呼伦贝尔分公司会对储存在暂存池的含油污泥定期清运处理，含油污泥暂存池可以满足依托需要（含油污泥处置协议见附件 6）。

根据大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司 2023 年企业自行监测（报告编号：中检（QW）字 2023 第 05-050 号），贝 28 作业区含油污泥暂存池外 1m、20m 的土壤监测各项污染物含量均不超过《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值。根据例行监测结果，厂界无组织

排放非甲烷总烃均满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中的无组织监控浓度标准,对环境空气影响较小。

表 3.2-18 2023 年贝 28 作业区含油污泥暂存池外土壤例行监测结果 (mg/kg)

序号	监测项目	监测点位	
		贝 28 作业区含油污泥暂存池外 20m	贝 28 作业区含油污泥暂存池外 1m
1	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	22	28
2	汞	0.027	0.022
3	砷	3.89	3.47
4	铅	16	12
5	镉	0.08	0.09
6	铬 (六价)	ND	ND
7	铜	17	14
8	镍	23	26
9	锌	62	58
10	四氯化碳	ND	ND
11	氯仿	ND	ND
12	氯甲烷	ND	ND
13	1,1-二氯乙烷	ND	ND
14	1,2-二氯乙烷	ND	ND
15	1,1-二氯乙烯	ND	ND
16	顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND
17	反-1,2-二氯乙烯	ND	ND
18	二氯甲烷	ND	ND
19	1,2-二氯丙烷	ND	ND
20	1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND
21	1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND
22	四氯乙烯	ND	ND
23	1,1,1-三氯乙烷	ND	ND
24	1,1,2-三氯乙烷	ND	ND
25	三氯乙烯	ND	ND
26	1,2,3-三氯丙烷	ND	ND
27	氯乙烯	ND	ND
28	苯	ND	ND
29	氯苯	ND	ND
30	1,2-二氯苯	ND	ND
31	1,4-二氯苯	ND	ND
32	乙苯	ND	ND

33	苯乙烯	ND	ND
34	甲苯	ND	ND
35	间+对二甲苯	ND	ND
36	邻二甲苯	ND	ND
37	硝基苯	ND	ND
38	苯胺	ND	ND
39	2-氯酚	ND	ND
40	苯并(a)蒽	ND	ND
41	苯并(a)芘	ND	ND
42	苯并(b)荧蒽	ND	ND
43	苯并(k)荧蒽	ND	ND
44	蒽	ND	ND
45	二苯并(a,h)蒽	ND	ND
46	茚并(1,2,3-cd)芘	ND	ND
47	萘	ND	ND
48	1,3,5 三甲基苯	ND	ND
49	1,2,4 三甲基苯	ND	ND
50	1,2,3 三氯苯	ND	ND
51	1,2,4 三氯苯	ND	ND
52	萘	ND	ND
53	萘烯	ND	ND
54	芴	ND	ND
55	菲	ND	ND
56	蒽	ND	ND
57	荧蒽	ND	ND
58	芘	ND	ND
59	茚并(g,h,i)芘	ND	ND

表 3.2-19 非甲烷总烃例行监测结果调查表(mg/m<sup>3</sup>)

场站名称	监测时间	厂界非甲烷总烃监测结果	达标情况
贝 28 作业区 油泥暂存池	2020.7.3	0.8-0.92	达标
	2023.5.18	1.43-1.65	达标



图 3.2-11 含油污泥暂存池现状照片（拍摄时间：2024 年 4 月）

### （3）贝 28 作业区危险废物暂存库

贝 28 作业区危险废物暂存库用于暂存整个海拉尔油田产生的危险废物，共 2 座，建筑面积 351.5m<sup>2</sup>，其中危废存储库一分为 3 个功能分区，分别为废矿物油存储库、废铅蓄电池存储库、废酸存储库。其中废矿物油存储库中存放废润滑油、废变压器油、废机油滤芯、废弃含油抹布及劳保用品（含油以机油为主，不含汽油和石油）；废酸存储库中存放联合站分析化验产生的含盐酸、硝酸银废弃溶液等。危废存储库二分为 6 个功能分区，分别为废测试瓶存储库、实验室废弃包装物存储库、淘汰、过期危化品存储库、废弃的含石棉衬垫存储库、废硒鼓墨盒存储库和废油墨、燃料存储库。根据现场调查，贝 28 作业区危险废物暂存库截至 2024 年 9 月储存规模为 10.88 吨，负荷 3.1%。

本项目 10 口油井产生含油废防渗布约 0.033t/a，暂存于危险废物暂存库，委托有资质单位处理，危险废物暂存库能够满足依托需求。

危险废物暂存库为防风、防雨、防晒、防渗漏的封闭库房，暂存库从下至上分别为 30cm 黏土压实、2.0mmHDPE 土工膜、20mm 厚水泥砂浆保护层、150mm 厚 C20 混凝土配钢筋网、20mm 厚水泥砂浆找平，表面是合成树脂类涂层，防渗满足渗透系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s。库房内设有地沟、地坑，库房地面向地沟的倾斜度为 2%，一旦发生泄漏，地坑容积为 4m<sup>3</sup>，可以容纳事故状态下的泄漏液。危废暂存库按 GB15562.2 的规定设置了警示标志，并配备了通讯设备、照明设施、安全防护服装及工具，以及应急防护设施。

根据大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司 2023 年企业自行监测（报告编号：中检（QW）字 2023 第 05-050 号），贝 28 作业区危废暂存库外 1m、20m 的土壤监测各项污染物含量均不超过《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控

标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值。根据例行监测结果，厂界无组织排放非甲烷总烃均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的无组织监控浓度标准，对环境空气影响较小。

表 3.2-20 2023 年贝 28 作业区危废暂存库外土壤例行监测结果（mg/kg）

序号	监测项目	监测点位	
		贝 28 作业区 危废暂存库外 1m	贝 28 作业区 危废暂存库外 20m
1	石油烃（C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）	26	21
2	汞	0.024	0.019
3	砷	4.19	3.97
4	铅	20	18
5	镉	0.12	0.09
6	铬（六价）	ND	ND
7	铜	19	14
8	镍	27	22
9	锌	59	56
10	四氯化碳	ND	ND
11	氯仿	ND	ND
12	氯甲烷	ND	ND
13	1,1-二氯乙烷	ND	ND
14	1,2-二氯乙烷	ND	ND
15	1,1-二氯乙烯	ND	ND
16	顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND
17	反-1,2-二氯乙烯	ND	ND
18	二氯甲烷	ND	ND
19	1,2-二氯丙烷	ND	ND
20	1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND
21	1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND
22	四氯乙烯	ND	ND
23	1,1,1-三氯乙烷	ND	ND
24	1,1,2-三氯乙烷	ND	ND
25	三氯乙烯	ND	ND
26	1,2,3-三氯丙烷	ND	ND
27	氯乙烯	ND	ND
28	苯	ND	ND
29	氯苯	ND	ND
30	1,2-二氯苯	ND	ND
31	1,4-二氯苯	ND	ND

32	乙苯	ND	ND
33	苯乙烯	ND	ND
34	甲苯	ND	ND
35	间+对二甲苯	ND	ND
36	邻二甲苯	ND	ND
37	硝基苯	ND	ND
38	苯胺	ND	ND
39	2-氯酚	ND	ND
40	苯并(a)蒽	ND	ND
41	苯并(a)芘	ND	ND
42	苯并(b)荧蒽	ND	ND
43	苯并(k)荧蒽	ND	ND
44	蒽	ND	ND
45	二苯并(a,h)蒽	ND	ND
46	茚并(1,2,3-cd)芘	ND	ND
47	萘	ND	ND
48	1,3,5 三甲基苯	ND	ND
49	1,2,4 三甲基苯	ND	ND
50	1,2,3 三氯苯	ND	ND
51	1,2,4 三氯苯	ND	ND
52	萘	ND	ND
53	萘烯	ND	ND
54	芴	ND	ND
55	菲	ND	ND
56	蒽	ND	ND
57	荧蒽	ND	ND
58	芘	ND	ND
59	茚并(g,h,i)芘	ND	ND

表 3.2-21 非甲烷总烃例行监测结果调查表(mg/m<sup>3</sup>)

场站名称	监测时间	厂界非甲烷总烃监测结果	达标情况
贝28作业区危废贮存库	2023.5.18	1.61-1.89	达标



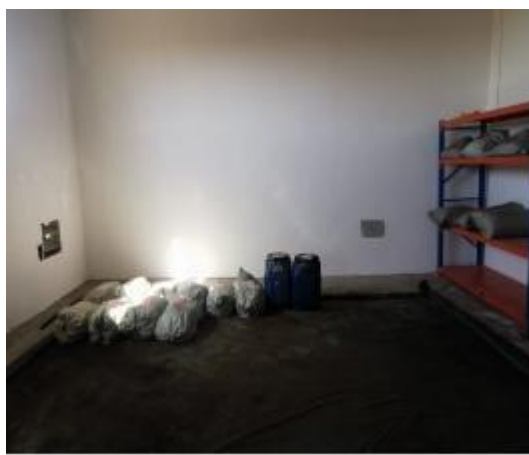
危险废物暂存库大门



危险废物暂存库厂房



废润滑油（地面铺设防渗布）



废含油防渗布（地面铺设防渗布）

图 3.2-13 危险废物暂存库现状照片

#### (4) 德二联压裂返排液处理站

德二联压裂返排液处理站于 2007 年投产，设计处理能力 820m<sup>3</sup>/d，主要工艺流程为“除油缓冲罐→SSF 净化机→单阀滤罐，压裂返排液经过自然沉降后，进入污水处理装置处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）“含油量≤10.0mg/L、悬浮固体含量≤15.0mg/L、粒径中值≤5.0μm”标准限值后回注现役油层，不外排，固相形成废液池底泥，定期清淤拉运至贝 28 作业区含油污泥暂存池。压裂返排液处理站站内共有 7 座池子，其中 1800m<sup>3</sup>卸液池 1 座，3000m<sup>3</sup>废液池 4 座，5000m<sup>3</sup>废液池 2 座。压裂返排液处理站运行时间为每年 5 月至 9 月。

本项目压裂返排液暂存于废液储存池中，截至 2024 年 9 月储存池负荷为 60%，压裂返排液处理站运行负荷 42%。本项目共产生压裂返排液 700m<sup>3</sup>，本项目产生的压裂返排液由罐车拉运至压裂返排液处理站处理，固相形成废液池底

泥，定期清淤拉运至贝28作业区含油污泥暂存池，液相进入德二联含油污水处理站处理达标后回注现役油层，不外排。压裂返排液处理站和废液池可本项目需要。

根据大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司2023年企业自行监测（报告编号：中检（QW）字2023第05-050号），德二联压裂液站废液池外1m、20m的土壤监测各项污染物含量均符合《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。根据例行监测结果，厂界无组织排放非甲烷总烃均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的无组织监控浓度标准，对环境空气影响较小。

表 3.2-22 2023 年德二联压裂站废液池外土壤例行监测结果（mg/kg）

序号	监测项目	德二联压裂液站 废液池外 1m	德二联压裂液站 废液池外 20m
1	pH	8.36	8.42
2	石油烃（C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）	29	23
3	汞	0.011	0.021
4	砷	3.42	3.76
5	铅	24	26
6	镉	0.08	0.11
7	铬（六价）	ND	ND
8	铜	18	16
9	镍	25	22
10	锌	54	51

表 3.2-23 非甲烷总烃例行监测结果调查表(mg/m<sup>3</sup>)

序号	场站名称	监测时间	厂界非甲烷总烃监测结果	达标情况
1	德二联压裂返排液站	2020.7.2	0.77-0.85	达标
		2021.6.2	0.72-0.87	达标



图 3.2-14 压裂返排液处理站现状照片（拍摄时间：2024 年 4 月）

### 3.3 环境影响因素分析

#### 3.3.1 污染影响因素分析

##### (1) 施工期

地面建设施工期建设内容包括原油集输、供配电及道路等系统工程。井场压裂过程中会产生压裂返排液，在井场、站场、道路建设以及集输管线挖沟敷设等过程都会对地表植被造成破坏，此外还会产生扬尘、噪声、生活垃圾等污染物。

建设项目施工期产污节点详见图 3.3-1。

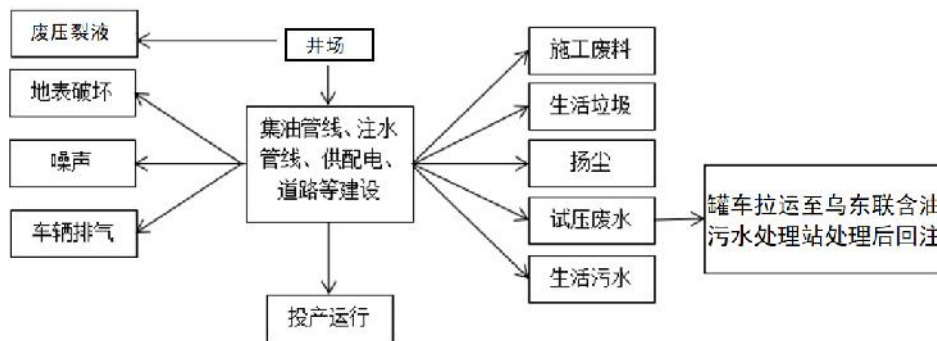


图 3.3-1 施工期产污环节图

##### (2) 运行期

##### ① 正常工况

本项目基建抽油机油井采出液由集输管道进入已建阀组间内，依托已建的转油站（乌东联转油站）接纳集油阀组间来液，经油气分离、计量后进入脱水站（乌东联合站脱水站）。油气分离产生的油田伴生气作为加热炉燃料加以利用。

已建依托脱水站接纳转油站，进行油水分离处理，产生的含油污水转移至乌东联合站含油污水处理站处理后通过注水井回注油层，不外排。

本工程运行期正常工况主要环境影响因素为原油集输过程中挥发的烃类气体，加热炉产生的加热炉烟气，井场抽油机及依托配水间产生的噪声；油气集输产液脱水处理后产生的含油污泥等。

### ②非正常工况

本工程运行期非正常工况主要环境影响因素为油水井作业产生的作业污水、水井洗井产生的洗井污水和落地油等。

### ③产物节点分析

本项目运营期工艺流程及产污节点见图 3.3-2。

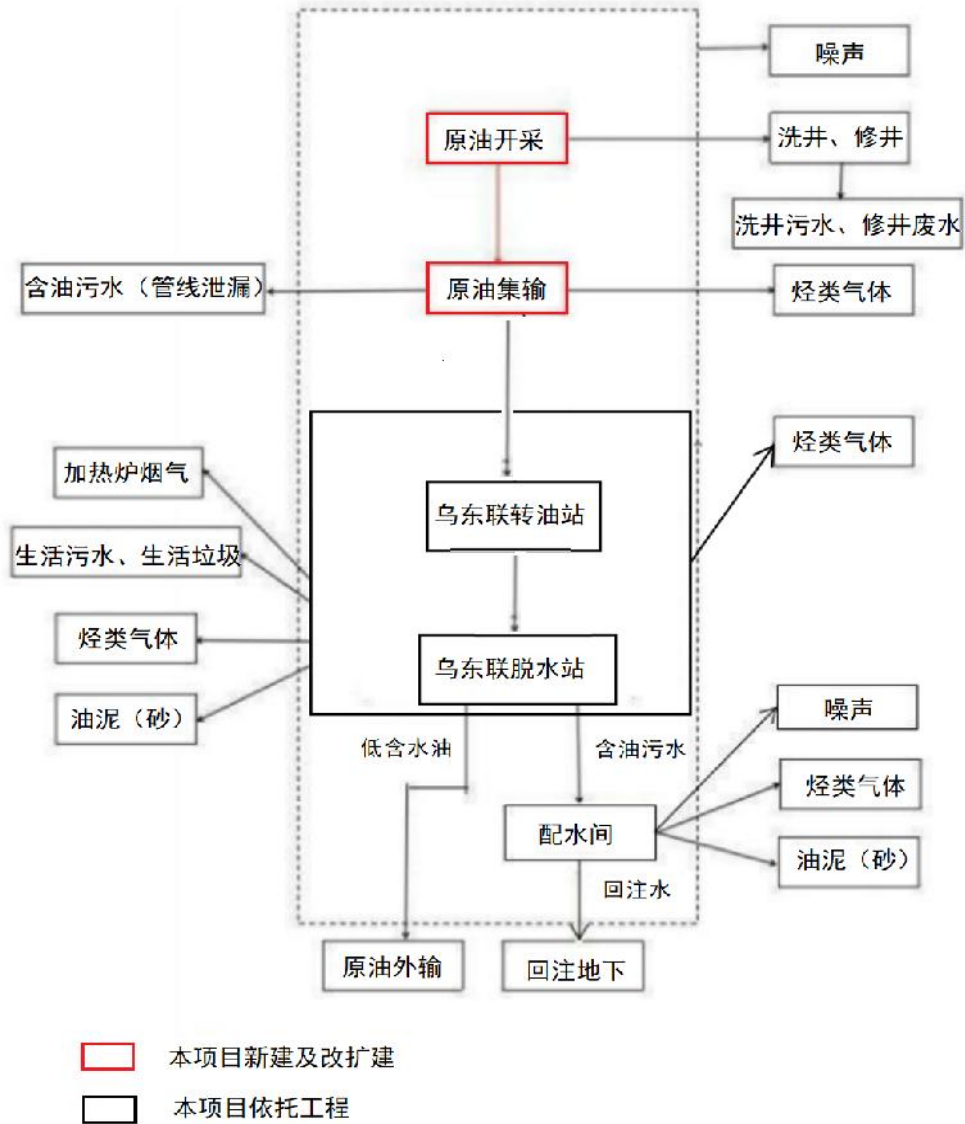


图 3.3-2 运营期总工艺流程及产污节点图

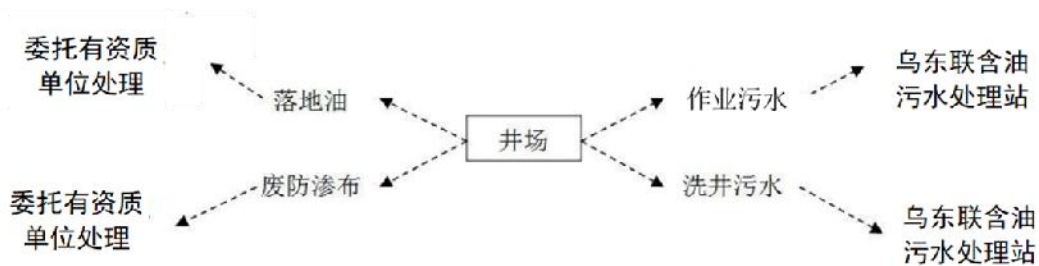


图 3.3-3 运营期非正常工况工艺流程及产污节点图

### (3) 退役期

退役期为油水井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能时段。油田退役期作业主要包括拆除井场采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，拆除部

分管线等施工过程，并进行生态恢复。工艺流程及产污示意图见图3.3-4。



图 3.3-4 工艺流程及产污示意图

### ①油注水井退役

#### A 油注水井退役封井

油田开发区内有生产井等各类油注水井，随着开发的不断进行，油注水井可能会临时或永久性不具备综合利用价值，也可能因各种因素导致油注水井的报废。采取以下两种不同的处置措施对各类油注水井进行封井，出现一口，立即封一口，彻底消除事故隐患。

a 对于生产报废井及没有综合利用价值的油注水井，需要进行井口永久性封井。

b 对地质、生产待报废井、有综合利用价值的油注水井，则进行井口临时性封井。

油注水井封井过程中主要污染环节为施工扬尘和机械噪声。

#### B 油注水井退役封井方案

a 封井前由地质、工程技术人员对井号进行确认，并对封井前的井口状况进行现场拍照、保存。

b 采取不同的封井方案对油注水井进行封井施工，封井时有专人进行现场监督，封井施工要求达到防井喷的技术要求。

c 封井完毕，用防水涂料刷白，在适中、醒目位置喷涂井号、封井日期及“危险禁止靠近”等警示字样，并在抹平的水泥面顶端雕刻井号和封井日期，进行现场拍照、留存。

d 封井完工后组织有关人员进行施工质量验收。

e 完善封井台帐，将永久性封井和临时性封井分开，便于查找，对所封报废井及时统计、并及时上报。

#### C 临时性封井方案

- a 处理井口，刮削井筒。
- b 井下采用封井器封井，深度3m。
- c 检验密封性能。所封油注水井必须达到井口各部紧固、不渗不漏，套管、总闸门、螺栓齐全。
- d 井口采用多功能封井器封井。
- e 井口焊封的井，焊接钢板死堵，预留放空头、高压放空闸门。
- f 用2m×0.8m水泥套管正中套住，深埋600mm，上留高于地面1.2m，中间用厚塑料布覆盖后，管内填土至高于总闸门，达堵头顶端后，再用混凝土浇灌固封至略高于顶端。

#### D 永久性封井方案

- a 提出所有井下油管 and 井下工具。
- b 向井下注灰（水泥灰浆），实施永久性封井。
- c 注灰后在井口按标准修筑水泥台，标明原井口位置。

#### ②集输管线退役

随着油注水井的关闭，相应的集输管线也将停止使用。另外，管线老化、腐蚀，无法继续承担集输任务时，也会停用，敷设新线替代。对于停用退役的管线，进行扫线清理完管线内的残油或者污水后，两端封死，保留于地下，不做开挖处理。

具体的施工程序如下：

##### a 扫线

对于输油管线，先用清水顶替，把残油顶驱到站内。再用压风机扫线，把水扫出来；对于注水干线，直接用压风机扫线。

b 在退役管线的两端进行开挖，露出管线后进行管线截断，然后利用挡板焊封管线两端。

c 管沟填埋，平整地表，设立标志桩，进行生态恢复。

### 3.3.2 生态影响因素分析

本工程建设对生态的影响主要在施工期，其不利影响主要表现为：场地平整、管沟开挖、施工机械、车辆和人员践踏等活动造成土壤扰动和植被的破坏。这种影响是短期可逆的。

### (1) 管道敷设、道路建设

施工过程对环境的影响主要来自管道施工作业带清理、开挖管沟、场站、道路建设等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。本工程集油管线临时占地作业面宽度为8m，注水管线临时占地作业面宽度为11m，进井通道临时占地作业面宽度为3.5m，其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧2-3m内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。

### (2) 对土壤侵蚀的影响

施工对土地的开挖，造成土地裸露，加剧沿线的土壤风蚀。

### (3) 对植被的影响

对植被最主要的影响是施工期占地范围内对植被破坏，另外土地开挖、车辆运输带起的扬尘自然沉降在周围植物的叶片上，阻塞气孔，影响植物呼吸作用和光合作用，有碍作物生长，还有车辆运行和施工机械的尾气含有NO<sub>x</sub>等气体，可破坏敏感植物的叶组织，造成褪色伤斑。不过以上这些不利影响主要是短期的，随着施工期结束，这些影响也随之消失。

## 3.4 污染源源强核算

### 3.4.1 施工期污染源源强核算

#### 3.4.1.1 废气

##### (1) 运输车辆扬尘

建设项目井场地面工程、新建集输管道、注水管道、供配电及道路工程施工作业时，车辆物料运输过程中将产生扬尘。根据相关工程的现场模拟数据调查，施工时运输车辆下风向50m处的浓度约为1.15mg/m<sup>3</sup>。

##### (2) 管线、道路施工扬尘

本项目新建管线3.67km，新建道路2.5km，管线施工临时占地面积33860m<sup>2</sup>，道路占地面积为8750m<sup>2</sup>，参考对土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP产生系数为0.01-0.05mg/m<sup>2</sup>·s，考虑本项目实际情况，TSP产生系数取0.03mg/m<sup>2</sup>·s，取施工现场的扰动面积比为70%，按每天施工时间8h计算，管线、道路及井场施工产生的扬尘为25.77kg/s。

### (3) 储层改造工程废气

本项目储层改造施工主要为压裂，根据何少林、陈辉、于景琦、薛华《油气田挥发性有机物管控源项及排放系数研究》[J].油气田环境保护，2020（3），水力压裂油井完井 VOCs 排放量为 0.00071t/次。工程共 10 口油井压裂 10 次，则共计产生压裂排放废气量约为 0.007t。

### (4) 施工机械、运输车辆排放的尾气

在工程施工期间，使用液体燃料的施工机械及运输车辆的发动机排放的尾气含有 NO<sub>2</sub>、CO、HC 等污染物，一般情况下，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。如果采用清洁燃料，在车辆及机械设备排气口加装废气过滤器，同时保持车辆及有关设备化油器、空气滤清器等部分设备的清洁，废气污染的影响基本上是可以接受的。

### (5) 焊接烟尘

项目管道焊接主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟尘，焊接烟气中有毒有害气体的成份主要为 CO、CO<sub>2</sub>、O<sub>3</sub>、NO<sub>x</sub>、CH<sub>4</sub> 等，其中以 CO 所占的比例最大，但由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

## 3.4.1.2 废水

建设项目施工期用水主要为管线试压用水、压裂返排液以及施工人员的生活用水。

### (1) 试压废水

本工程新建管线共 3.67km，根据新建管线截面面积及长度，项目试压用水总量为 6.14t，试压废水按用水量的 95%计算，试压废水产生量为 5.83t，主要污染因子为 SS，管道试压废水用罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排。

### (2) 压裂返排液

本项目共 10 口油井投产前需进行压裂作业以提高产量，压裂液平均使用量为 100m<sup>3</sup>/口，共计使用压裂液 1000m<sup>3</sup>，根据大庆油田多年施工经验，单井压裂返排液产生量约 50~70m<sup>3</sup>，本次单井按最大产生量计，本次压裂返排液产生量

为700m<sup>3</sup>，由罐车拉运至德二联压裂返排液处理站处理，分离出的污水输至含油污水处理站处理达标后回注油层。

### (3) 生活污水

地面建设期施工人员20人，施工期约60d，每人每天用水60L，则施工期间生活用水量为72t，生活污水按用水量的80%计算，则生活污水量为57.6t。施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设暂舍，驻地生活污水排入驻地已建防渗化粪池，定期进行清掏后外运至乌东联合站生活污水处理装置，处理后排入生活污水蒸发池自然蒸发或者用作站场绿化。

#### 3.4.1.3 噪声

施工期产生的噪声主要是施工机械和运输车辆噪声，具体排放情况见表3.4-1。

表 3.4-1 本工程施工期噪声源统计表

序号	噪声源	噪声值 dB (A)
1	挖掘机	70
2	搅拌机	50
3	推土机	70
4	电焊机	50
5	压路机	70
6	压裂车	80
7	运输车辆	72

#### 3.4.1.4 固体废物

施工期产生的固体废弃物主要有施工人员产生的生活垃圾。

地面建设期间施工人员为20人，施工期60天，类比同类工程，每人每天产生生活垃圾0.5kg/d计，地面建设期间生活垃圾产生量为0.6t。统一收集至井场生活垃圾存放点，拉运至新巴尔虎左旗生活填埋场填埋处理。

### 3.4.2 运营期污染源强核算

#### 3.4.2.1 废气

##### (1) 烃类气体

本项目共基建10口油井，由于本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程，项目烃类气体主要排放地点为采油井场和转油站、脱水站。

本项目新增产能0.99×10<sup>4</sup>t/a，均采用密闭管线集输。根据原油损耗统计资料，开放式流程的烃类损耗占比约为1.4%~2%，密闭流程小于0.5%（环境影响评价

工程师职业资格登记培训教材-采掘类，2009 年），伴生气产气量按照地层原始气油比的 50%到达地面计算，因此管输方式按 0.5%估算，年采油时间 300d 计。经计算运行期烃类气体无组织排放量为  $0.0335 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，非甲烷总烃总排放量为 0.085t/a，具体见表 3.4-2。各井场无组织排放非甲烷总烃情况见表 3.4-3。

表 3.4-2 本项目烃类气体产生及排放情况

区块	输送方式	产能 ( $10^4 \text{t/a}$ )	气油比 ( $\text{m}^3/\text{t}$ )	伴生气 产量 ( $10^4 \text{m}^3/\text{a}$ )	烃类气体 损耗 ( $10^4 \text{m}^3/\text{a}$ )	甲烷 化系 数	相对密度 ( $\text{kg}/\text{m}^3$ )	非甲烷 总烃排 放量 ( $\text{t/a}$ )
乌 39-1 区块	密闭管输	0.99	13.54	6.7	0.0335	0.65	0.7256	0.085

表 3.4-3 本项目井场无组织排放非甲烷总烃情况一览表 单位：kg/h

序号	区块	平台号/井场号	油井组合	单井非甲烷总烃源强
1	乌 39-1 区块	乌 39-8 单井井场	1 口油井	0.0012
2		乌 39-9 单井井场	1 口油井	0.0012
3		乌 39-10 单井井场	1 口油井	0.0012
4		乌 39-12 单井井场	1 口油井	0.0012
5		乌 39-16 单井井场	1 口油井	0.0012
6		乌 39-23 单井井场	1 口油井	0.0012
7		乌 39-33 单井井场	1 口油井	0.0012
8		乌 39-35 单井井场	1 口油井	0.0012
9		乌 39-40 单井井场	1 口油井	0.0012
10		乌 39-42 单井井场	1 口油井	0.0012

### (2) 加热炉烟气

本项目运行期产生的废气主要为依托站场加热炉产生的燃烧烟气，站场加热炉均以天然气为燃料，本次项目乌 39-1 井区伴生量产生量为  $6.7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，全部用于乌东联合站加热炉燃料。

项目乌 39-1 井区产液进行乌东联合站，根据工程方案，乌东联处理原油需要的热值根据下列公式进行计算：

$$Q=C \times m \times \Delta t$$

其中：Q——热值；

C——比热容，原油采出液取  $4.2 \times 10^3 \text{J}/\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}$

m——物质的量，kg/a；

$\Delta t$ ——温度变化值，进站温度-外输为 20-60°C；

项目乌 39-1 区块最大产液量为  $1.1 \times 10^4 \text{t/a}$ ，根据计算，乌东联合站处理采出液所需要的热值为  $184.8 \times 10^4 \text{MJ/a}$ 。

根据设计资料，伴生气低位发热值为  $31.5 \text{MJ/m}^3$ ，原油低位发热值为  $41 \text{MJ/kg}$ ，场站加热炉热效率取值 0.7，本项目乌 39-1 井区伴生气产量为  $6.7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，损耗  $0.0335 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，全部用于乌东联合站加热炉燃气消耗，另外还需新增部分燃油量，原油热值取  $41 \text{MJ/kg}$ ，通过热值衡算，折合燃油量为  $13.1 \text{t/a}$ 。

本项目运行期产生的废气主要为依托站场加热炉产生的燃烧烟气，站场加热炉均以天然气为燃料，本次项目共依托 1 座联合站（乌东联合站）。根据大庆中环检测有限公司于 2023 年 4 月 10 日对乌东联合站加热炉的监测结果可知，燃气加热炉排放的废气浓度中颗粒物为  $10.8 \sim 12.5 \text{mg/m}^3$ ， $\text{NO}_x$  为  $83 \sim 88 \text{mg/m}^3$ ， $\text{SO}_2$  最大值为  $20 \sim 23 \text{mg/m}^3$ ，燃油加热炉中二氧化硫为  $38 \sim 49 \text{mg/m}^3$ ，氮氧化物为  $111 \sim 131 \text{mg/m}^3$ ，颗粒物为  $15.2 \sim 16.8 \text{mg/m}^3$ ，均能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中燃气锅炉的标准要求。根据项目方案分析，其中乌东联合站新增耗气量为  $6.67 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。本项目建成后，依托场站加热炉新增烟气污染物分担量排放见表 3.4-6。

加热炉烟气量参考《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018），天然气实际烟气量按以下经验公式计算：

$$V_{gy} = 0.285Q_{net} + 0.343$$

式中： $V_{gy}$ ——基准烟气量， $\text{Nm}^3/\text{m}^3$

$Q_{net}$ ——天然气低位发热量，本项目取  $38.5 \text{MJ/m}^3$

经计算，天然气基准烟气量为  $11.32 \text{Nm}^3/\text{m}^3$ ，原油的基准烟气量为  $12.51 \text{Nm}^3/\text{kg}$ 。

表 3.4-4 加热炉烟气排放情况一览表

场站名称	排气筒高度	排放量/削减量	燃气量(万 $\text{Nm}^3/\text{a}$ )	烟气量(万 $\text{Nm}^3/\text{a}$ )	污染物排放情况 (t/a)		
					颗粒物	$\text{NO}_x$	$\text{SO}_2$
乌东联合站	$\geq 8 \text{m}$	燃气排放量	6.67	75.50	0.009	0.066	0.017
		排放量/削减量	燃油量 (t/a)	烟气量(万 $\text{Nm}^3/\text{a}$ )	颗粒物	$\text{NO}_x$	$\text{SO}_2$
		燃油排放量	13.1	16.39	0.003	0.021	0.008
		合计排放量	/	91.89	0.012	0.087	0.025

### 3.4.2.2 废水

运营期产生的废水主要为油水井作业废水及油井采出液分离出的含油污水、清防蜡废水。

(1) 油水井作业废水井下作业是运营期主要污染环节之一。主要包括换泵换杆、洗井等作业。产污环主要是拆卸井口和油管起下过程中产生的污油污水、废液的返排、冒溢及滴漏等。

油井作业周期约为 1.5 年/次，结合建设单位多年运营作业结果可知，油井作业用水量约 4m<sup>3</sup>/井次，本项目共基建 10 口油井，则油井作业用水量约 26.67m<sup>3</sup>/a；其主要污染物为石油类、悬浮物。作业时需铺设防渗布，产生的废水通过罐车拉运至乌东联合含油污水处理站进行处理，处理达标后回注油层，不外排。

注水井作业周期为 1.5 年，水井作业用水量约为 60m<sup>3</sup>/井次，本项目乌 39-1 井区水井 3 口，则水井作业用水量约 120m<sup>3</sup>/a，则本工程油水井作业用水量为 146.67m<sup>3</sup>/a，共产生作业废水约 117.34m<sup>3</sup>/a。

#### (2) 油田采出水

根据开发指标预测，本项目共 10 口新钻油井，油田采出水最大量为 0.11×10<sup>4</sup>t/a。油田采出水管输至乌东联合站含油污水处理站处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022) 限值要求“含油量 ≤10mg/L、悬浮固体含量 ≤15mg/L、粒径中值 ≤5μm”规定后回注油层。

#### (3) 油井清防蜡废水

为防止油井结蜡影响生产，本项目 10 口油井清防蜡采用高压蒸汽热洗方式，根据建设单位生产运行统计数据，平均单口油井热洗周期为 1 次/100 天，用水量为 40m<sup>3</sup>，则最大热洗用水量为 1460m<sup>3</sup>/a，清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。

### 3.4.2.3 噪声

建设项目运营期，噪声源主要是抽油机机械噪声，主要噪声污染源强核算结果及相关参数一览表见表 3.4-5。

表 3.4-5 噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表 单位：dB(A)

工序/生	装置	噪	声源	噪声声源	降噪措施	噪声排放值	持
------	----	---	----	------	------	-------	---

产线		声源	类型	核算方法	噪声值 dB(A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值 dB(A)	持续时间 (h)
井场	抽油机	抽油机	连续	类比法	65-75	低噪声设备、基础减振	-15	类比法	<65	24

#### 3.4.2.4 固体废物

项目运营期产生的固体废物主要有含油污泥、落地油、含油废防渗布。项目产生的含油污泥、落地油为间歇产生，只有在油水井作业或者场站清罐过程中产生，统一收集暂存于贝28作业区含油污泥暂存池，委托有资质单位处置，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司进行处理。本项目产生的含油废防渗布集中收集至呼伦贝尔油田危废暂存库暂存，委托有资质单位处理，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司处理。

##### (1) 含油污泥

本项目运营期主要含油污泥产生环节包括转油站及脱水站清淤以及其余管道设备油泥的清理，油田区块一般生产万吨原油排泥砂（固相）约0.2-0.4t（本工程以0.3t计）。本工程建成后年产原油 $0.99 \times 10^4$ t，则本工程年产油泥（砂）0.297t，根据《国家危险废物名录》（2025年版），含油污泥属于HW08类危险废物，危险废物代码为071-001-08，统一收集暂存于贝28作业区含油污泥暂存池，委托有资质单位处置，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司进行处理。

##### (2) 落地油

考虑意外情况，一般每口井作业期间产生的落地油可按50kg/井·次，作业频率一般1.5年，落地油共产生0.33t/a，落地油全部回收处理，回收处理率为100%。根据《国家危险废物名录》（2025年版），落地油属于HW08类危险废物，危险废物代码为071-001-08，统一收集暂存于贝28作业区含油污泥暂存池，委托有资质单位处置，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司进行处理。落地油回收率为100%。

##### (3) 含油废防渗布

本项目油井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用次数为100次。单块防渗布重约250kg（12m×12m），平均每口井作业用2块，作业频次为1.5年/次，则本项目10口油井产生含油废防渗布约0.033t/a，根据《国家危险废物名录》（2025年版），含油防渗布属于HW08类危险废物，危险废物代码为900-249-08。由铺有防渗布的密闭加盖防渗槽车拉运至贝28作业区危险废物暂存库暂存，委托有资质单位处置，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司定期处理。

### 3.4.3 退役期污染源分析

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终油田将进入退役期。当采油井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

采油井停采后将进行一系列清理工作，根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求对井进行封井回填，包括地面设施拆除、地下截去至少1m的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在此期间，将会产生少量扬尘和固体废物，另外，井场清理等工作还会产生部分废弃建筑垃圾等固体废物，废弃建筑垃圾外运至市政指定建筑垃圾处理场填埋处理。集输管道中残余的液体先使用氮气吹扫，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终分别进入乌东联合站含油污水处理站进行处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵。

表 3.4-6 施工期各污染物排放源强核算结果汇总表

施工期废气污染物排放源强核算结果汇总														
工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间/d
				核算方法	废气产生量(m <sup>3</sup> )	产生浓度(mg/m <sup>3</sup> )	产生量(t)	工艺	效率/%	核算方法	废气排放量(m <sup>3</sup> )	排放浓度(mg/m <sup>3</sup> )	排放量(t)	
施工	场地	施工扬尘	颗粒物	/	/	/	少量	洒水降尘	/	/	/	/	少量	施工期
储层改造	井场	压裂排放废气	VOCs		/	/	0.007	直排	/	/	/	/	0.007	施工期
施工	施工机械	车辆尾气	NO <sub>x</sub> 、HC、THC	项目位于草原，污染物扩散快，由于车辆数量和每辆车行驶的公里数不易确定，故不对其进行定量计算				车辆和施工机械选用优质汽油及柴油，尾气达标排放	/	/	/	/	少量	施工期
焊接	管线	焊接烟尘	焊接烟气	/	/	/	少量	直排	/	/	/	/	少量	施工期
施工期废水污染物排放源强核算结果汇总														
工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间/d
				核算方法	废水产生量(m <sup>3</sup> )	产生浓度(mg/L)	产生量(t)	工艺	效率/%	核算方法	废水排放量(m <sup>3</sup> )	排放浓度(mg/m <sup>3</sup> )	排放量(t)	
压裂	压裂	压裂返排液	COD、SS	类比法	700	/	/	压裂返排液由罐车拉运至压裂返排液处理站处理，分离出的污水输至德二联	100	类比法	0	0	0	施工期

								含油污水处理站达标后回注现役油层，不外排						
管线试压	试压	试压废水	铁锈、泥屑等	排污系数法	5.83	/	/	罐车拉运至乌东联合站含油污水站处理后回注	100	排污系数法	0	0	0	施工期
施工	职工生活	生活污水	COD	类比法	57.6	300	0.017	排入驻地已建防渗化粪池，定期进行清掏后外运至乌东联合站生活污水处理装置，不外排	100	类比法	0	0	0	施工期
			BOD			170	0.010							
			氨氮			30	0.002							
			SS			250	0.014							

施工期固体废物核算结果汇总

工序	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		最终去向
				核算方法	产生量/(t)	工艺	处置量/(t)	
生活	职工生活	生活垃圾	生活垃圾	类比法	0.6	卫生填埋	0.6	统一收集，拉运至新巴尔虎左旗生活垃圾处理厂填埋处理。

施工期噪声源强核算结果汇总

工序	装置	噪声源	声源类型	噪声源强		降噪措施		噪声排放值		持续时间/h
				核算方法	噪声值	工艺	dB(A)	核算方	噪声值(dB(A))	

					(dB(A))			法		
井场 管线 施工	施工 机械	挖掘机	移动声源	类比法	70		/	类比法	70	施工期
		搅拌机	移动声源	类比法	50		/	类比法	50	
		推土机	移动声源	类比法	70		/	类比法	70	
		电焊机	移动声源	类比法	50		/	类比法	50	
		压路机	移动声源	类比法	70		/	类比法	70	
		压裂车	移动声源	类比法	80		/	类比法	80	
		运输车辆	移动声源	类比法	72		/	类比法	72	

表 3.4-7 运行期各污染物排放源强核算结果汇总表

运行期废气污染物排放源强核算结果汇总														
工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施		污染物排放			排放时 间/d		
				核算 方法	废气产生 量 ( $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ )	产生量(t/a)	工艺	效 率 /%	核算 方法	废气排放 量 ( $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ )	排放量(t/a)			
油气 开发	井场、联合 站、转油站、 集输系统等	非甲 烷总 烃	产污 系数 法	/	0.085	密闭措施	/	/	/	0.085	300			
油气 开发	乌东联合站	SO <sub>2</sub>	实测 法、 类比 法	91.89	0.025	/	/	实测 法、类 比法	91.89	0.025	300			
		NO <sub>x</sub>			0.087					0.087				
		颗粒 物			0.012					0.012				
运行期废水污染物排放源强核算结果汇总														
工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施		污染物排放				排放时 间/d	
				核算 方法	废水产生量 ( $\text{m}^3/\text{a}$ )	产生浓 度(mg/l)	产生量 (t/a)	工艺	效 率 /%	核算 方法	废水排放 量( $\text{m}^3/\text{a}$ )	排放浓 度 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )		排放 量 (t/a)
含油 污水	脱水 站	采油 废水	石油 类	物料 衡算 法	1100	/	/	经乌东联合 站含油污水 处理站处理 后回注	100	/	0	0	0	300
作业 废水	井场	作业 废水	石油 类	类比 法	117.34	/	/	罐车拉运至 乌东联合站	100	/	0	0	0	/

								含油污水站 处理后回注						
清防 蜡废 水	井场	清防 蜡废 水	/	类比 法	1460	/	/	进入集油系 统不外排	100	/	0	0	0	/

运行期固体废物核算结果汇总

工序	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		去向
				核算方法	产生量 t/a	工艺	处置量/(t/a)	
清罐	设备	含油污泥	危险废物	类比法、排污 系数法	0.297	委托阿荣旗 海蒙科技发 展有限责任 公司进行处 置	0.297	贝 28 作业区含油污泥暂存池暂存， 委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任 公司处理
	井场	落地油	危险废物	类比法	0.33		0.33	
修井 作业	井场	废含油 防渗布	危险废物	类比法	0.033		0.033	

运行期噪声废物核算结果汇总

工序	装置	噪声源	声源类型	噪声源强		降噪措施		噪声排放值		持续时间 /h
				核算方法	噪声值 (dB(A))	工艺	dB(A)	核算方法	噪声值 (dB(A))	
采油	油井	抽油机	连续稳态声源	类比法	65~75	选用低噪音设 备、定期维护	/	类比法	65~75	7200

表 3.4-8 危险废物产生情况汇总表

名称	落地油	含油污泥	废防渗布
类别	HW08 废矿物油与含矿物油废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物
代码	071-001-08	071-001-08	900-249-08
产生量	0.33t/a	0.297t/a	0.033t/a
产生工序	油井作业	井场作业、场站清淤	油井作业
主要成分	油泥砂	油泥砂	油、塑料
有害成分	石油类	石油类	石油类
产废周期	油井作业 1.5 年/次，场站分离器清淤每年一次	万吨原油排泥砂 0.3t	油井作业 1.5 年/次
危险特性	T/I	T/I	T/I
污染防治措施	统一收集至贝 28 作业区含油污泥暂存池暂存，委托有资质单位进行处理	统一收集至贝 28 作业区含油污泥暂存池暂存，委托有资质单位进行处理	集中收集至呼伦贝尔油田危废暂存库暂存，委托有资质单位处理

### 3.4.4 污染物“三本帐”汇总

由于本项目施工期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，因此本次评价只对该项目运行期污染物排放情况进行核定。污染物排放量汇总见表 3.4-9。

表 3.4-9 项目污染物排放情况一览表

污染物名称	单位	现有工程排放量	现有工程环评批复总量	本工程排放量	总排放量	排放增减量
SO <sub>2</sub>	t/a	0.739	0.772	0.025	0.764	+0.025
NO <sub>x</sub>	t/a	2.074	6.946	0.087	2.161	+0.087
烟尘	t/a	0.270	0.578	0.012	0.282	+0.012
非甲烷总烃	t/a	0.017	/	0.085	0.102	+0.085

## 3.5 清洁生产分析与温室气体排放评价

### 3.5.1 清洁生产分析

#### 3.5.1.1 井下作业的清洁生产工艺

(1) 在井场，加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发，控制分离器压力，杜绝放空，在设备的选型设计时充分考虑其承受的压力，阀门、油泵等设备装置密闭性能高，杜绝烃类气体跑冒等无组织排放。

(2) 起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。另外对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

(3) 在井下作业过程中，产生的作业废水经区块含油污水处理站处理后回注油层，对作业过程中散落的落地油，采用“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，可使落地油的回收率达到 100%。

### 3.5.1.2 油气集输的清洁生产

#### (1) 优化布局

集输系统的优化主要采用优化布站理论和管网优化理论，依托井组密闭增压技术、集输半径界定技术，最大限度的实现油田地面系统的最优化布局。

本工程开发采取总体方案设计、总体布局，结合当地地形地貌特征，合理确定线路位置和走向，最大限度的减少地面工程建设投资。

针对本项目油田开发的特点，并结合当地自然地形和集油工艺特点，集输系统主要采用以联合站为中心，转油站、脱水站为骨架，按二级或三级布站形式汇集地面原油集输管网体系。井场管线集油格局，以适应整个产建工程开发区域自然地形特点和开发需要。

#### (2) 油气集输采用全密闭集输流程

本项目开发首先敷设集输管线，以保证投产并能立即进入集输流程。集输管线全密闭，减少烃类气体的挥发。

#### (3) 油田采出水处理

为了保护环境和节约用水，本项目运行期油田采出水全部经乌东联合站含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

(4) 在井场、道路、集输管线等系统施工完成后立即复垦绿化，植被恢复率要达到 90%以上，可有效降低工程施工对环境的影响。

### 3.5.1.3 先进的环境管理

本项目在实施过程中，积极推行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 管理，同时对全体员工进行相应的 HSE 培训，使职工自觉遵守 HSE 管理体系并积极保护其人身安全和周围环境，尽量减少直至杜绝环境污染事故的发生。

通过与《石油天然气开采业污染防治技术政策》对比分析本项目清洁生产水平，本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中对清洁生产的各项指标对比见表 3.5-1。

表 3.5-1 清洁生产分析一览表

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》有关清洁生产的要求	本项目处理方式	符合性
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目油气集输采用密闭工艺，可有效减少油气损失，各种废弃物均得到合理有效集中处理	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	使用无毒无害油气田化学剂	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	配备泄油器、刮油器。落地原油及时回收，回收率达到 100%	符合
4	酸化、压裂作业和试油（气）过程应采用防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	本项目地面管线采取防刺、防漏、防溢等措施	符合
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注气开采，鼓励采出水处理后回注于注气锅炉	采出水经乌东联合站含油污水处理站处理满足标准后回注油层	符合
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m <sup>3</sup> 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统	油气集输采用密闭工艺，油气集输过程中烃类挥发系数为 0.023‰，集输损耗率小于 0.5%	符合
	新、改、扩建油气田油气集输损耗不高于 0.5%，2010 年 12 月 31 日前建设的油气田油气集输损耗不高于 0.8%		

### 3.5.2 温室气体排放评价

#### 3.5.2.1 温室气体排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，核算排放源类别和气体种类主要包括燃料燃烧二氧化碳（CO<sub>2</sub>）排放、火炬燃烧 CO<sub>2</sub> 和甲烷（CH<sub>4</sub>）排放、工艺放空 CO<sub>2</sub> 和 CH<sub>4</sub> 排放、设备泄漏 CH<sub>4</sub> 逃逸排放、CH<sub>4</sub> 回收利用量、CO<sub>2</sub> 回收利用量以及净购入电力和热力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放。具体见图 3.5-1。

本项目主要涉及的核算源包含燃料燃烧排放 CO<sub>2</sub> 核算、逃逸排放 CH<sub>4</sub> 核算、净电购入隐含排放 CO<sub>2</sub> 核算。

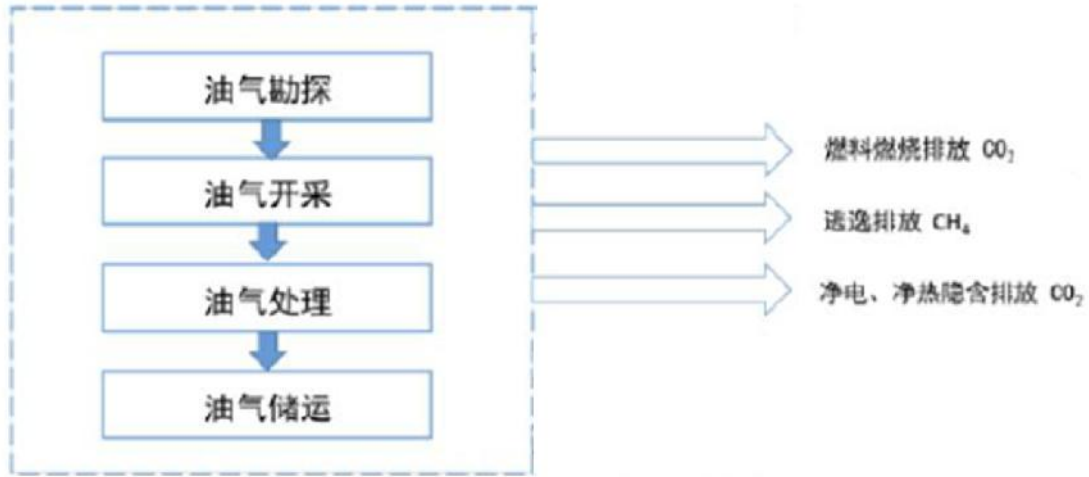


图 3.5-1 石油天然气生产业务温室气体排放源及气体种类示意图

### 3.5.2.2 温室气体排放量核算

建设项目温室气体排放总量为燃料燃烧产生的温室气体排放、生产过程产生的温室气体排放、净购入电力和热力产生的温室气体排放之和，同时扣除回收且外供的温室气体的量（如果有），计算方法见公式：

$$E_{\text{总}} = E_{\text{燃烧}} + E_{\text{过程}} + E_{\text{净购入电力和热力}} - E_{\text{外供}}$$

式中：

$E_{\text{总}}$ ——温室气体排放总量（tCO<sub>2</sub>e）；

$E_{\text{燃烧}}$ ——燃料燃烧温室气体排放量（tCO<sub>2</sub>e）；

$E_{\text{过程}}$ ——工业生产过程温室气体排放量（tCO<sub>2</sub>e）；

$E_{\text{净购入电力和热力}}$ ——净购入电力和热力消耗温室气体排放总量（tCO<sub>2</sub>e）；

$E_{\text{外供}}$ ——回收且外供的温室气体的量（tCO<sub>2</sub>e）。

#### (1) 燃料燃烧排放 CO<sub>2</sub> 核算

企业的化石燃料燃烧 CO<sub>2</sub> 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到，公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{燃烧}} = \sum_i i \sum_j AD_{ij} \times CC_{ij} \times OF_{ij} \times \frac{44}{12}$$

式中：

ECO<sub>2</sub> 燃烧——企业的话是燃料燃烧 CO<sub>2</sub> 排放量，单位为吨 CO<sub>2</sub>；

AD<sub>ij</sub>——为燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万 Nm<sup>3</sup>）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

CC<sub>ij</sub>——为设施 j 内燃烧的化石燃料 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万 Nm<sup>3</sup> 为单位；伴生气热值取 389.31GJ/万 Nm<sup>3</sup>，含碳量 15.30×10<sup>-3</sup> 吨碳/GJ；原油热值取 42.620GJ/吨，含碳量 20.10×10<sup>-3</sup> 吨碳/GJ；

OF<sub>ij</sub>——为燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 0~1。原油碳氧化率取 0.98；伴生气碳氧化率取 0.99。

根据工程分析，本项目需新增部分燃油量，通过热值衡算，折合燃油量为 13.1t/a。将赋值代入公式计算的燃料燃烧排放 CO<sub>2</sub> 见表 3.5-2。

表 3.5-2 燃料燃烧二氧化碳排放量统计表

伴生气			原油			燃料燃烧 CO <sub>2</sub> 排放量
气体燃料标准状况 体积(万 Nm <sup>3</sup> )	含碳量(吨 碳/万 m <sup>3</sup> )	碳氧 化率	液体燃料 (t)	含碳量(吨碳/吨 燃料)	碳氧 化率	
6.67	5.96	0.99	13.1	0.86	0.98	184.78

将以上赋值代入公式计算得本工程 CO<sub>2</sub> 排放为 184.78t/a。

## (2) CH<sub>4</sub> 逃逸排放

本项目新增产能 0.99×10<sup>4</sup>t/a，均采用密闭管线集输。根据原油损耗统计资料，开放式流程的烃类损耗占比约为 1.4%~2%，密闭流程小于 0.5%（环境影响评价工程师职业资格登记培训教材-采掘类，2009 年），伴生气产气量按照地层原始油气比的 50%到达地面计算，因此管输方式按 0.5%估算，年采油时间 300d 计。经计算运行期烃类气体无组织排放量为 0.0335×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a，甲烷排放量为 0.158t/a。

表 3.5-3 本项目烃类气体产生及排放情况

区块	输送 方式	产能 (10 <sup>4</sup> t/a)	油气比 (m <sup>3</sup> /t)	伴生气 产量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> / a)	烃类气 体损耗 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> / a)	甲烷化 系数	相对 密度 (kg/m <sup>3</sup> )	甲烷排 放量 (t/a)
乌 39-1 井 区	密闭 管输	0.99	13.54	6.7	0.0335	0.65	0.7256	0.158

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，CH<sub>4</sub>相比CO<sub>2</sub>的全球变暖潜势(GWP)值。根据IPCC第二次评估报告，100年时间尺度内1吨CH<sub>4</sub>相当于21吨CO<sub>2</sub>的增温能力，因此GWP<sub>CH<sub>4</sub></sub>等于21，因此逃逸的CH<sub>4</sub>折算为CO<sub>2</sub>当量值为3.32tCO<sub>2</sub>。

### (3) 净电隐含排放CO<sub>2</sub>核算

企业净购入的电力消费引起的CO<sub>2</sub>排放，排放公式如下：

$$E_{CO_2\text{净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

$E_{CO_2\text{净电}}$ ——为企业净购入的电力消费引起的CO<sub>2</sub>排放，单位为吨CO<sub>2</sub>；

$AD_{\text{电力}}$ ——为企业净购入的电力消费，单位为MWh；

$EF_{\text{电力}}$ ——为电力供应的CO<sub>2</sub>排放因子，单位为吨CO<sub>2</sub>/MWh；取全国电网平均排放因子0.57tCO<sub>2</sub>/MWh。

根据工程分析，本工程新增用电量约为208.5kW，CO<sub>2</sub>核算量为437.19t/a。

### 3.5.2.3 温室气体排放水平评价和减排降污措施建议

#### (1) 碳排放水平评价

根据本次核算，本次产能新增排放CO<sub>2</sub>625.29t/a。

#### (2) 减排降污措施建议

##### ① 源头控制措施

联合站内原油储罐配套建设有烃蒸汽回收措施，要求去除效率不得低于80%，最大限度降低甲烷烃类气体的排放量。

加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发，控制分离器压力，杜绝放空，在设备的选型设计时充分考虑其承受的压力，阀门、油泵等设备装置密闭性能高，杜绝烃类气体跑冒等无组织排放。

起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。另外，对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

本项目依托乌东联合站加热炉优先使用伴生气作为燃料，减少碳排放。

##### ② 过程控制措施

运行期油田采出水全部经乌东联合油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

在石油开采生产操作中，所有的阀门、法兰、接头、末端开口管线以及其他部件都会发生泄漏，因而都是潜在的甲烷排放源。解决这些泄漏的一种业已证实的方法是实施泄漏检测与修复措施（LDAR）。LDAR 是一种探测、测量、优先处理和维修泄漏设备以减少甲烷排放的业已证明且经济有效的方法。绝大部分的逃逸性甲烷排放量来自数量相对较少的泄漏设备。简单的投资就能带来诸如增加产量、降低排放、产生潜在的碳信用等好处。因此定期开展 LDAR 是降低甲烷和总烃气体逃逸性排放的有效措施。

项目实施过程中，积极推行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 管理，同时对全体员工进行相应的 HSE 培训，使职工自觉遵守 HSE 管理体系并积极保护其人身安全和周围环境，尽可能降低事故状态下的放空。

加强生产运行管理，减少原料、燃料损耗。

通过采取以上措施，可大大减少甲烷气体的排放，大大减少温室气体效应，并对大庆油田呼伦贝尔分公司减污降碳、清洁生产、创建绿色矿山均有促进作用，创造良好的环境效益。

## 第四章 环境现状调查与评价

### 4.1 自然环境状况

#### 4.1.1 地理位置

本工程位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，区块中心坐标：E117°49'16.79"，N48°13'46.11"，区内地势平坦，为广阔的草原，开发区域内建有较完善的道路系统，交通较便利，本次地面工程均位于已开发区域内。具体地理位置见图 1.1-1。

#### 4.1.2 地形地貌

呼伦贝尔属亚洲中部蒙古高原的组成部分，地层除太古界外，自元古界至新生界均有发育，属地槽型沉积，厚度巨大。地质构造属于天山-蒙古-兴安古生代地槽褶皱区，岩浆岩非常发育，几乎广布全区。该区地形地貌复杂多样，以高平原为主，还有冲积平原、河漫滩、沙地、低山丘陵等多种类型。

#### 4.1.3 气象特征

本区属典型中温带大陆性气候，干旱、少雨、多风。春季干旱风大，夏季短促炎热，秋季降水集中，冬季寒冷漫长。年平均气温-0.4℃，一月平均气温-26.0℃，最低气温-38℃，七月平均气温 20.4℃，最高气温 36℃；无霜期 125~138 天，冻土最大深度为 3.99m；年平均日照时数 3175 小时；年平均风速 2.44m/s，最大风速 27m/s，风向多为 SW、NW。平均降水量为 251mm，全年蒸发量为 1857mm；年平均相对湿度为 58%。

#### 4.1.4 地质及水文地质概况

本项目位于呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，该地区呈南东—北西向斜贯于呼伦贝尔草原腹地，其东南端起于大兴安岭西坡，自山麓起即构成左旗地貌主题的高平原景观，直至西北部台状丘陵分布。地貌似半月形，地势东南高、西北低，中部为起伏的高平原。

除东部有部分山地外，其它为宽阔的高平原，乌月根山为最高点，海拔 1572m，额尔古纳河南岸阿尔宝力格为最低点，海拔 533.00m。由东南向西北是逐渐过渡的丘陵区，山坡较缓，沟谷宽 1 至 2km。植被主要以高平原干草原为主体，占总面积的 79.4%。本项目区域地势相对平坦，一般海拔在 559-567m，高

差变化不大。勘察区表层为厚度 0.2-1.12m 的棕栗色腐殖土，往下为厚度不等灰、灰白色细粉砂层，局部有粘土层分布。

### (1) 区域地层概况

石油地质钻探揭示：区域上地层由老到新，依次为白垩系伊敏组(K1y)、白垩系青元岗组(K2q)、新近系(R)和第四系(Q)

#### ①白垩系伊敏组(K1y)

白垩系伊敏组在区域内广泛分布，沉积较稳定，地层厚度 684~796m。为灰色泥岩、粉砂岩呈不等厚互层。

#### ②白垩系青元岗组(K2q)

白垩系青元岗组在南部有缺失，其它地区广泛分布，沉积较稳定。地层厚度为 69.0~461.0m，地层底界埋深 116.0~561.0m。岩性为紫红色泥岩、夹泥质砂岩、含砾砂岩、灰绿色粉砂质泥岩等，底部多为厚层状杂色砂砾岩夹紫红色、灰色泥岩及灰色粉砂质泥岩、粉砂岩。

#### ③新近系(R)

新近系在南部缺失，其它地区广泛分布。地层厚度为 34.5~110.0m，地层底界埋深 40.0~139.5m，以德 8 井地层底界埋深最深，向四周埋深变浅。岩性上部为灰黄色泥岩、灰色泥质粉砂、粉砂岩，绿灰、灰色泥岩互层，底部为灰白色砂砾岩。泥岩和底部砂砾岩分布稳定。

#### ④第四系(Q)

第四系广泛分布，沉积较稳定，地层厚度一般为 6.5~45.0m，由西北向东南地层逐渐变厚，最厚达 54.0m。岩性主要为腐殖土、灰黄色粉质粘土及细粉砂、灰白色砂砾石。

### (2) 地质构造

海拉尔盆地位于内蒙古自治区呼伦贝尔市西南部，是叠置发育于华北板块和西伯利亚板块之间的古生代碰撞造山带之上的晚中生代—新生代陆相裂谷盆地。海拉尔盆地由五个二级构造单元（图 3.1-1 六个三级构造单元组成（图 3.1-2 中五个二级构造单元呈三拗二隆的构造格局，自西向东依次为扎赉诺尔坳陷，嵯岗

隆起，贝尔湖拗陷，巴彦山隆起，呼伦湖拗陷。本工程位于贝尔湖拗陷中的乌尔逊拗陷中。

盆地充填地层主要为中、新生代地层，其中以下白垩统为主，缺失上白垩统早期沉积，地层总厚度达 6000m。乌尔逊河凹陷带以铜体庙西北为中心，西贝尔湖凹陷带以贝尔西部为中心。沉降深度可达 3000~3500m，基底为上侏罗统或更古老的底层构成。

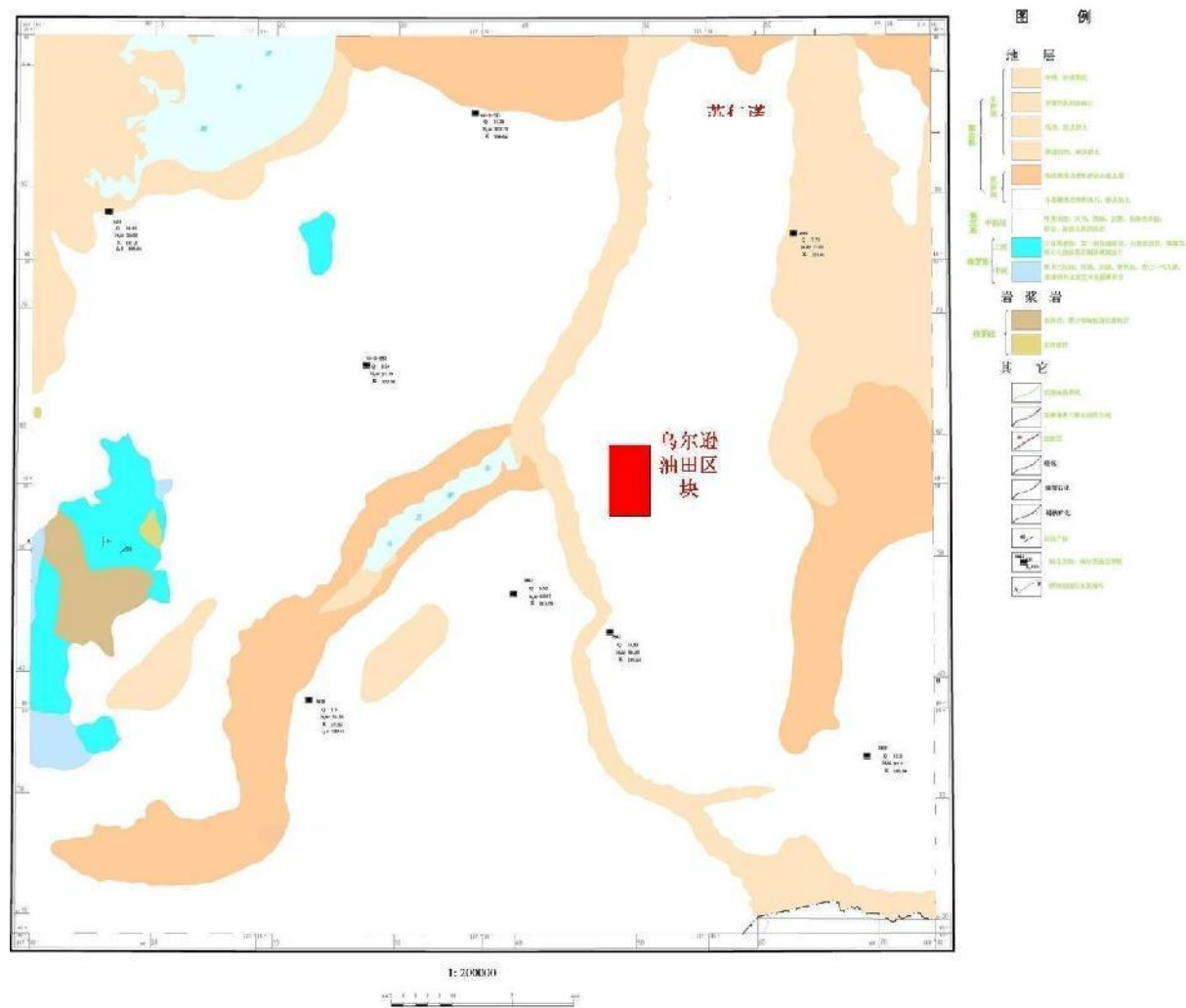


图 4.1-1 区域地质图

### (3) 水文地质条件

勘察区浅部含水层从上到下依次为第四系含水层、第三系含水层和白垩系含水层，第四系含水层的岩性为细粉砂，易受地表水体影响，水质较差，不具备工业供水能力，白垩系青元岗组含水层埋深较大，施工难度较大，工程造价较高，第三系含水层为主要工业、农业用水供水层。

### ①白垩系青元岗组孔隙裂隙水

白垩系青元岗组孔隙裂隙含水层广泛分布，发育较好，含水层岩性为夹泥质砂、含砾砂岩，含水层厚度一般为 83.5-288.0m，以苏 102 井地层厚度由中心向四周逐渐变。含水层埋藏深度在 106.0-358.0，以苏 102 井埋藏最深，向四周埋藏逐渐变浅。含水层渗性差，富水性较弱。114mm 管径单井涌水量 213.7-485.93m<sup>3</sup>/d，降深为 3.9-12.85m。在北部地势低洼处为自流井，喷出压力较大。273mm 管径单井涌水量 780.32m<sup>3</sup>/d，降深为 21.763m。

### ②第三系孔隙裂隙承压水

第三系孔隙裂隙承压水在苏 37 区块地区第三系孔隙裂隙承压含水层分布广泛，含水层东部缺失，西部发育较稳定。含水层一般由 1-2 层组成，含水层厚度一般为 4.0-19.5m，含水层沉积厚度在 S12 孔较厚，向四周逐渐变薄。含水层顶板埋深一般为 115.0-153.5m，岩性为砂砾岩。该含水层渗透性较好，富水性中等-较强。含水层静水位埋深为 3.1-23.15m，静水位标高 547.7m-559.4m，273mm 管径单孔涌水量一般为 1071.73m<sup>3</sup>/d，降深 9.79m，114mm 管径单孔涌水量一般为 68-304m<sup>3</sup>/d，降深 1.15m 和 9.10m。

### ③第四系潜水含水层

第四系潜水含水层岩性为含砾细砂、中粗砂，分布不均，西部含水层初露地表，由西向东逐步由 0.0-10.5m 不等的粉质粘土、粉土覆盖层，水位埋深 13.5-17.7m 之间。

第四系含水层厚度为 4-34m，含水层岩性为细中砂、砂砾石，潜水水位埋深 2.2-12.2m，潜水含水层含水特性较差，单位涌水量 0.02-4.0m<sup>3</sup>/hm，273mm 管径单孔涌水量一般为 50-100m<sup>3</sup>/d，水资源较为贫乏。

## (4) 地下水的补给、径流和排泄

### ①地下水形成条件

地形地貌和地质构造决定了地下水的补给、径流、排泄规律，地下水的补给、径流、排泄构成含水层或含水层系统的地下水形成条件。

### ③ 地下水补给

区域地面平坦，向北地势渐低，呈微波状起伏。其上多被亚砂土、亚粘土覆盖，地下水径流迟缓，为丘陵区潜水径流区。广大高平原上的潜水，主要赋存于下更新统冰水堆积砂、砂砾石中，乌尔逊河谷与冰成谷地的潜水，赋存于全新统砂、砂砾石及上更新统冰碛冰水堆积砂、砂砾石中。主要接受西部丘陵火山岩裂隙潜水补给，不接受贝尔湖和乌兰诺尔及乌尔逊河（巴彦塔拉附近）河水补给，泄于乌尔逊河谷及冰成谷地中，虽然大面积上均有下更新统冰水堆积砂、砂砾石分布，但由于地形上的影响，地下水分布普遍不均匀。南部贝尔湖—乌兰诺尔—乌尔逊河三角地带，地形平坦，向北微倾斜，主要接受南部邻区蒙古人民共和国境内地下水和贝尔湖水补给，其次是大气降水垂直入渗补给。

地形地貌上看，苏区属于高平原，地势变化比较平缓，植被发育、地表径流条件不好，大气降水除消耗于蒸发外，其余部分则入渗形成地下潜水。

从勘探区的第三系含水层水位标高等值线可以看出，本项目区古近系含水层水位东南高东北低，高差 4.0m，通过乌尔逊河的测流数据分析得出，乌尔逊河上游断面流量大于下游断面流量，相差 7.98-15.79m<sup>3</sup>/s。除部分蒸发外，大部分入渗补给地下水。综上所述，本项目区域含水层系统地下水补给来源是地表水系的入渗补给、区域地下水径流补给，其次为大气降水入渗补给。

### ③地下水的径流

潜水地下水径流方向由西南向东北；承压水地下水径流方向由东南向西北。

### ④地下水的排泄

地下水的排泄方式决定于地下水的富集程度和富存规律。区域地下水排泄主要通过河流，湖泊和零星分布的水泡子，河流主要有乌尔逊河，湖泊为呼伦湖和贝尔湖。地下水排泄到河流、湖泊和零星分布的水泡子，由于这些地表水体水域宽阔、蒸发量大，是主要地下水排泄区。

本项目区域从水文地质条件和地下水开采情况分析，地下水排泄方式主要是地下水的径流排泄，其次是地下水垂直蒸发和人工开采。

### ⑤水化学特征

乌东地区第三系含水层地下水属于高溶解性总固体、高铁锰、高氯离子、高硬度、高氟、高钠的特点，有机污染物氨氮及耗氧量偏高。

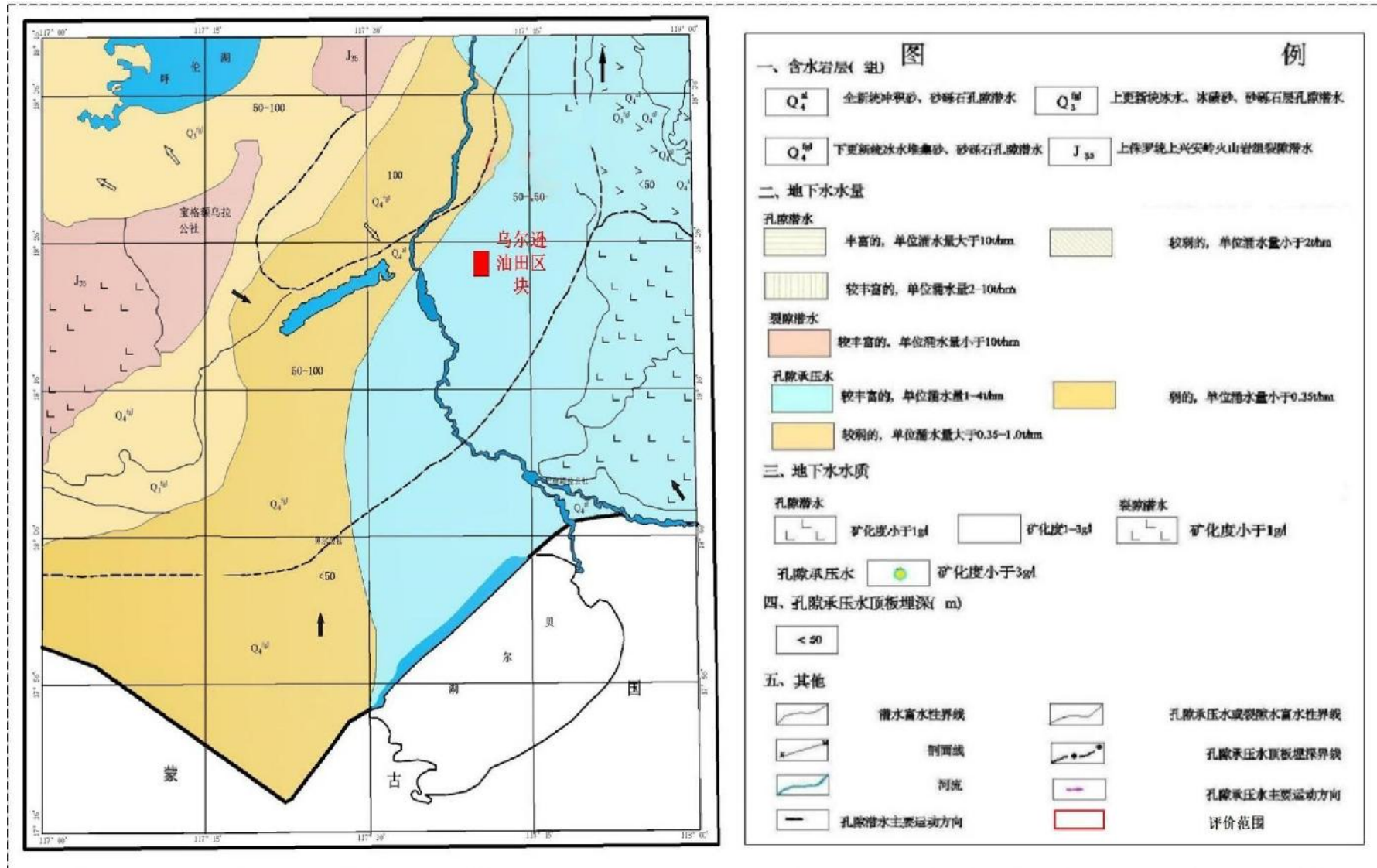


图 4.1-2 区域综合水文地质图



全旗土壤可分为 7 个土类，14 个亚类，25 个土属。土壤类型有栗钙土、草甸土、盐土、碱土、风沙土、沼泽土、粗骨土等。土层较厚、土质肥沃、适宜种植各类优质牧草及药材。

## (2) 植被

新巴尔虎左旗境内生长的牧草有羊草、无芒雀麦、宽穗雀麦、偃麦草、野大麦、星星草、小画眉草、糙隐子草、丛生隐子草、画眉草、狗尾草、苇状看麦娘、硬质早熟禾、草地早熟禾、散穗早熟禾、山野豌豆、大针茅、赖草、寸草苔、灰野豌豆、黄花苜蓿、

圆柱披碱草、假梯牧草、冷蒿、草芸香、天蓝苜蓿、扁蓿豆、细茎黄芪、肥披碱草、银穗草等 370 余种。可食用的植物有柳蒿、沙木、草原白蘑、金针、木耳、细叶百合、山丹、黄花菜、野韭菜、山葱等。野果类植物有山丁子、稠李子、山杏、悬钩子、山刺梅等。野生药物植物有甘草、黄芪、杏仁、玉竹、芍药、列当、麻黄、地榆、远志、柴胡等 200 余种。

### 4.1.6 水土流失情况调查

土壤侵蚀类型主要为土壤风力侵蚀，本区草原降雨少，地形较为平缓，属水土流失轻度敏感区，土壤水蚀属轻度侵蚀，水土流失多发生在有坡度的道路两侧植被破坏后尚未恢复地带。

### 4.1.7 野生动物分布

新巴尔虎左旗境内栖居的野生动物有鹿、狍子、黑熊、黄羊、野猪、狐狸、沙狐狸、猓子、獾子、刺猬、草兔、旱獭、水獭、松鼠等 46 余种。珍奇禽类有天鹅、丹顶鹤、飞龙、乌鸡、斑翅山鹑（山半斤儿）、鹌鹑、大雁、鸿雁、野鸡、野鸭、百灵鸟等。

### 4.1.8 环境保护目标调查

本项目油田开发区域内无饮用水源地、自然保护和重要湿地分布，也不在生态红线范围内。项目区域内环境保护目标见 2.7 章节。

## 4.2 环境质量现状调查与评价

本次评价委托黑龙江华洲检测有限公司于 2023 年 4 月 18 日至 4 月 24 日、大庆中环评价检测有限公司于 2024 年 10 月 23 日至 10 月 29 日对评价范围内环境空气、土壤环境、地下水环境、声环境质量现状进行了监测。

#### 4.2.1 环境空气质量现状监测与评价

##### 4.2.1.1 环境空气质量达标区判定

本项目位于新巴尔虎左旗，隶属于呼伦贝尔市。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）相关要求，本次区域环境质量现状采用内蒙古自治区生态环境厅发布的《2023 年内蒙古自治区生态环境状况公报》（2023 年 6 月）中呼伦贝尔市的数据统计。呼伦贝尔市 2023 年监测天数为 365 天，优良天数 361 天，优良天数比例 98.9%。

呼伦贝尔市 2023 年基本污染物的二氧化硫、二氧化氮、细颗粒物、可吸入颗粒物年平均浓度均达标，一氧化碳 24 小时平均第 95 百分位数值达标，臭氧日最大 8 小时平均第 90 百分位数浓度达标。综上所述，该区域属于达标区。

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》（HJ 349-2023）：“滚动开发区块建设项目还应收集近 5 年的区域环境质量资料”。本项目为现有区块的滚动开发，本项目位于呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，区域内近 5 年环境空气基本因子监测数据采用《内蒙古自治区生态环境状况公报》中的逐年数据，详见表 4.2-1。

表 4.2-1 区域内近 5 年环境空气基本因子监测数据表 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )

污染物	年度评价指标	2019		2020		2021		2022		达标情况
		现状浓度	占标率%	现状浓度	占标率%	现状浓度	占标率%	现状浓度	占标率%	
SO <sub>2</sub>	年均	3	5.00	3	5.00	4	6.67	4	6.67	达标
NO <sub>2</sub>	年均	12	30.00	12	30.00	12	30.00	11	27.5	达标
PM <sub>10</sub>	年均	28	40.00	28	40.00	28	40.00	28	40	达标
PM <sub>2.5</sub>	年均	17	48.57	18	51.43	17	48.57	18	51.43	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	600	15.00	600	15.00	600	15.00	600	15	达标
O <sub>3</sub>	最大 8 小时平	108	67.50	104	65.00	100	62.50	102	63.75	达标

均第 90 百分位数									
------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--

根据对区域内近五年环境空气基本因子监测数据的分析，可以发现基本因子中 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 浓度略有升高，CO 和 O<sub>3</sub> 浓度略有降低。由于近几年该区域油田井场、道路等建设以及石油开采活动导致 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub> 排放量增多，施工扬尘对该区域 PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 浓度升高也有直接影响；由于该区域推进天然气等清洁能源的使用，减少了对燃油等高碳能源的依赖，使得 CO 浓度降低；建设单位采取一系列措施，包括井口安装密封垫，管道密闭集输，定期对设备和管道进行维修保养等，有效控制了烃类气体的无组织挥发，在一定程度上降低了 O<sub>3</sub> 的排放量。

#### 4.2.1.2 特征污染物环境空气质量现状补充监测

##### (1) 近 5 年区域环境质量现状

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) 8.5.1：“滚动开发区块建设项目还应收集近 5 年的区域环境质量资料”。

根据收集乌尔逊油田区域已开展环评时监测数据，乌尔逊油田历年来监测的环境空气非甲烷总烃监测点及结果见下表。

表 4.2-2 乌尔逊油田不同时期非甲烷总烃环境质量监测结果(mg/m<sup>3</sup>)

区域	监测时间	监测点位	方位、距离	监测值	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
乌尔逊油田	2019.5	特古斯家 (117°47'55.60", 48°12'11.53")	乌 39-23 井场东北侧 190m	0.38~0.62	31.0	0	达标
		巴音家 (117°51'55.52", 48°09'31.56")	乌 39-44 井场东南侧 6800m	0.38~0.61	30.5	0	达标
	2020.1	呼斯楞家 (117°47'02.69", 48°16'10.65")	乌 39-10 井场东北侧 4900m	0.39~0.57	28.5	0	达标
		海莲家 (117°50'45.44", 48°14'28.35")	乌 39-10 井场东北侧 4880m	0.42~0.60	30.0	0	达标
	2021.3	乌 125-90 井南侧 (117°49'56", 48°13'9")	乌 39-10 井场东北侧 2500m	0.46~0.60	30.0	0	达标

2022.6	额孜勒家 (117°51'8.68", 48°13'44.94")	乌 39-10 井 场东北侧 4360m	0.62~0.85	42.5	0	达标
	图日布家 (117°52'46.5", 48°14'13.94")	乌 39-10 井 场东北侧 6500m	0.43~0.67	33.5	0	达标
2023.9	牧民散户 (117°50'25.21", 48°11'43.07")	乌 39-44 井 场东南侧 3400m	0.29~0.37	18.5	0	达标

根据上表可知, 乌尔逊油田近 5 年内各监测点位的非甲烷总烃均满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求 (2.0mg/m<sup>3</sup>)。

## (2) 环境空气现状监测

### ① 监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2—2018), 以近 20 年统计的当地主导风向为轴向, 在厂址及主导风向下风向 5km 范围内设置 1~2 个监测点, 根据区域内井位、管线、道路分布特点、基建时序及周边环境敏感状况, 本项目共布设 2 个环境空气监测点位。

本项目委托黑龙江华洲检测有限公司于 2023 年 4 月 18 日-2023 年 4 月 24 日对评价区域特征污染物进行环境质量现状补充监测, 区域特征污染物为非甲烷总烃, 具体点位见表 4.2-4, 现状监测点位见图 4.2-1。

表 4.2-4 环境空气现状监测点位

序号	监测点名称	监测点坐标		监测因子	相对厂址方位、距离
		东经	北纬		
A1	牧民特古斯家	117.79940128	48.20317151	非甲烷总烃	乌 39-33 西北侧, 190m
A2	牧民敖其巴特尔家	117.82495737	48.23199134		乌 39-10 东北侧, 1900m

### ② 监测项目

根据当地的环境空气质量特征, 结合本项目大气污染物排放特点, 确定环境空气质量监测因子为非甲烷总烃。

### ③ 监测频次

监测频次为连续 7 天, 每天采样 4 次。

### ④ 评价方法

评价采用最大浓度占标率法，利用各监测点监测数据，统计各类污染物浓度范围、最大浓度占标率、最大超标倍数。数学表达式如下：

$$P_i = \rho_i / \rho_{oi} \times 100\%$$

式中： $P_i$ —第  $i$  种污染物的最大浓度占标率，%；

$\rho_i$ —第  $i$  种污染物平均浓度， $\text{mg}/\text{m}^3$ ；

$\rho_{oi}$ —第  $i$  种污染物环境质量标准， $\text{mg}/\text{m}^3$ 。

若  $P_i \geq 100\%$ ，表明该项指标超过了相应的环境空气质量标准，不能满足使用功能要求。若  $P_i < 100\%$ ，则该指标满足环境空气质量标准，可以满足使用功能要求。

#### ⑤评价标准

《大气污染物综合排放标准详解》中的  $2.0\text{mg}/\text{m}^3$  标准限值。

#### ⑥监测及评价结果

特征污染物现状监测及评价结果详见表 4.2-5。

表 4.2-5 特征污染物现状监测及评价结果 单位： $\text{mg}/\text{m}^3$

监测 点位	监测点坐标		污染 物	平均 时间	评价 标准 $\text{mg}/\text{m}^3$	监测 浓度 范围 $\text{mg}/\text{m}^3$	最大 浓度 占标 率%	超 标 率 %	达标 情况
	东经	北纬							
牧民特 古斯家	117.799401	48.203171	非甲 烷总 烃	1h	2	0.13-0. 27	13.5	0	达标
牧民敖 其巴特 尔家	117.824957	48.231991				0.14-0. 27	13.5	0	达标

评价结果表明，特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的  $2.0\text{mg}/\text{m}^3$  标准要求，说明评价区域内大气环境质量较好，未受油田开发影响。

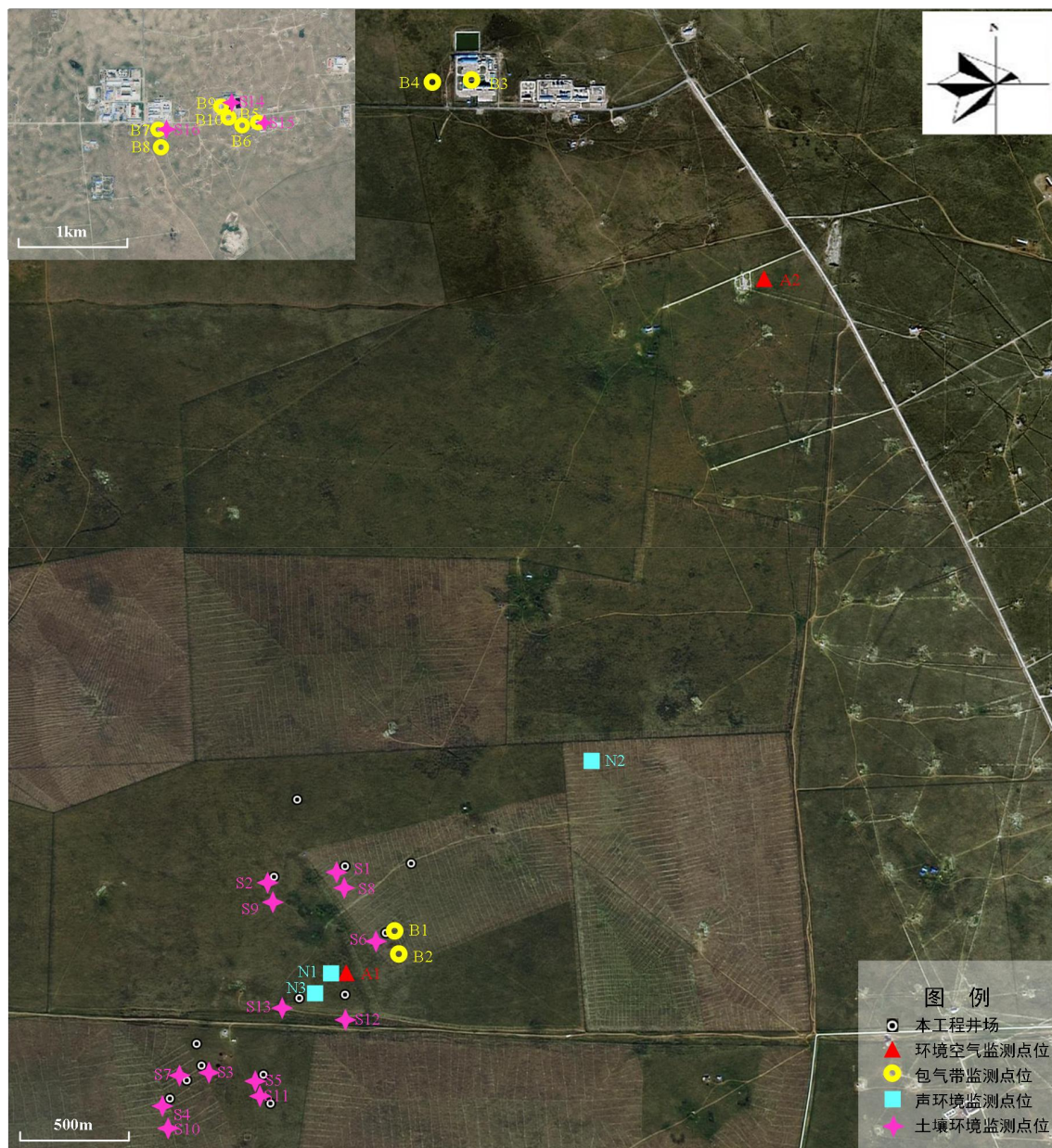


图 4.2-1 环境空气、噪声、包气带、土壤监测布点图

#### 4.2.2 地下水环境质量现状评价

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），详见下表。

表 4.2-6 地下水环境现状监测频率参照表

评价等级	水位监测频率			水质监测频率		
	一级	二级 (√)	三级	一级	二级 (√)	三级
分布区	一级	二级 (√)	三级	一级	二级 (√)	三级
山前冲（洪）积	枯平丰	枯丰	一期	枯平丰	枯丰	一期
滨海（含填海区）	二期 a	一期	一期	一期	一期	一期

其他平原区 (√)	枯丰	一期 (√)	一期	枯	一期 (√)	一期
黄土地区	枯平丰	一期	一期	二期	一期	一期
沙漠地区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
丘陵山区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
岩溶裂隙	枯丰	一期	一期	枯丰	一期	一期
岩溶管道	二期	一期	一期	二期	一期	一期

a “二期”的间隔有明显水位变化，其变化幅度接近年内变幅。

一般情况下，地下水水位监测点数宜大于相应评价级别地下水水质监测点数的 2 倍。二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2-4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个。

本工程根据井场的位置及开发区域特点，本项目共布设 7 个水质监测点和 14 个水位监测点。

#### 4.2.2.1 地下水水质、水位监测布点

##### (1) 监测点位

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)，本次共监测区域内地下水水质监测点 7 个，水位监测点 14 个。监测点布设情况见表 4.2-7 及图 4.2-2。

表 4.2-7 地下水水质、水位监测点基本情况表

编号	监测点位	位置	布设意义	经纬度	功能	井深 m	备注
DW01	牧民特古斯家 (潜水)	乌 39-30 东北侧, 180m	区域内	117.79910088 48.20306782	畜牧灌溉	25	水质 水位
DW02	牧民呼格吉勒家 (潜水)	乌 39-33 西北侧, 1400m	两侧	117.78017521 48.20768696	畜牧灌溉	20	
DW03	牧民特木尔家 (潜水)	乌 39-10 东北侧, 950m	下游	117.81424999 48.21221989	畜牧灌溉	27	
DW04	敖其巴特家 (潜水)	乌 39-10 东北侧, 1900m	下游	117.81806946 48.22177061	畜牧灌溉	18	
DW05	牧民家 (潜水)	乌 39-40 西南侧, 360m	上游	117.79413664 48.19727620	畜牧灌溉	23	
DW06	乌吉牧勒家	乌 39-16 东	下游	117.86692858	畜牧	70	

	(承压水)	侧, 4800m		48.20484116	灌溉		
DW07	乌东监测井 (承压水)	乌 39-8 东北 侧, 3460m	下游	117.81903198 48.24175932	监测	74	
DW08	牧民家(潜 水)	乌 39-10 东北 侧, 7600m	侧向	117.87845135 48.25478408	畜牧 灌溉	15	水位
DW09	乌东监测井 (承压水)	乌 39-8 西北 侧, 2000m	两侧	117.78870392 48.22675075	监测	74	
DW10	牧民家(潜 水)	乌 39-10 东北 侧, 6000km	下游	117.84939766 48.25128366	畜牧 灌溉	12	
DW11	牧民家(潜 水)	乌 39-10 东北 侧, 4350m	下游	117.85254121 48.22896107	畜牧 灌溉	14	
DW12	牧民家(承压 水)	乌 39-23 东北 侧, 1700m	下游	117.85205841 48.23474273	畜牧 灌溉	74	
DW13	牧民家(潜 水)	乌 39-10 东北 侧, 6500m	下游	117.87922382 48.23705092	畜牧 灌溉	23	
DW14	牧民家(潜 水)	乌 39-10 东北 侧, 4680m	下游	117.87845135 48.25478408	畜牧 灌溉	10	

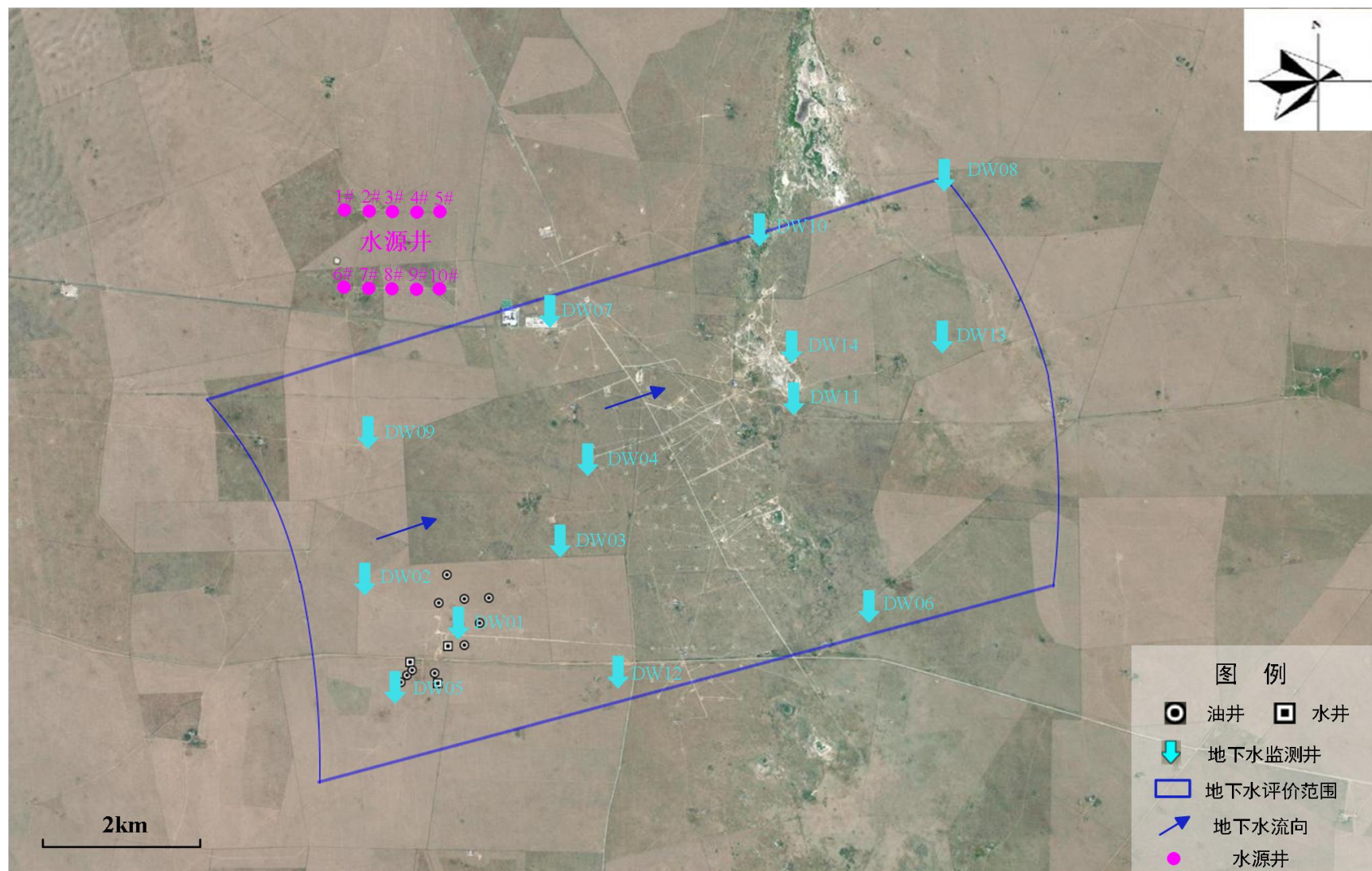


图 4.2-2 地下水监测布点图

地下水位统计结果见表4.2-8。

表4.2-8 地下水水位统计结果表

序号	监测点位	监测层位	水位 (m)	井深 (m)	水井功能
DW01	牧民特古斯家	潜水	591.1	25	畜牧用水
DW02	牧民呼格吉勒家	潜水	591.2	20	畜牧用水
DW03	牧民特木尔家	潜水	589.9	27	畜牧用水
DW04	敖其巴特尔家	潜水	589.7	18	畜牧用水
DW05	萨木苏荣家	潜水	591.3	23	畜牧用水
DW06	乌吉牧勒家	承压水	593.4	70	畜牧用水
DW07	乌东监测井	承压水	590.6	74	监测
DW08	牧民家	潜水	585.4	15	畜牧用水
DW09	乌东监测井	承压水	589.3	74	监测
DW10	牧民家	潜水	585.7	12	畜牧用水
DW11	牧民家	潜水	589.1	14	畜牧用水
DW12	牧民家	承压水	591.1	74	畜牧用水
DW13	牧民家	潜水	586.9	23	畜牧用水
DW14	牧民家	潜水	588	10	畜牧用水

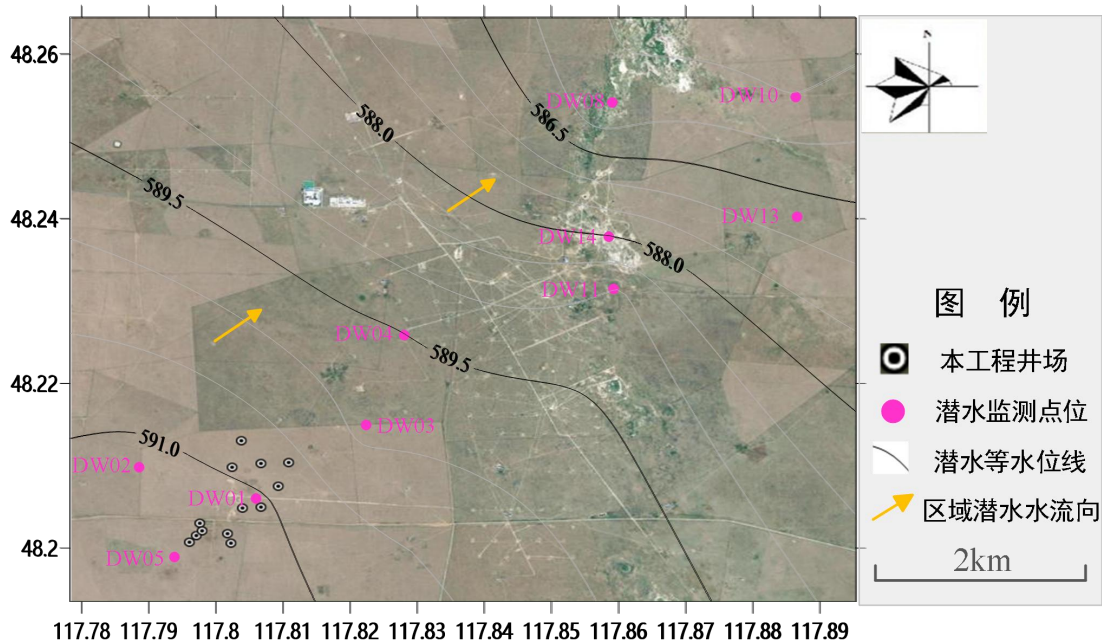


图4.2-3 区域潜水等水位线图

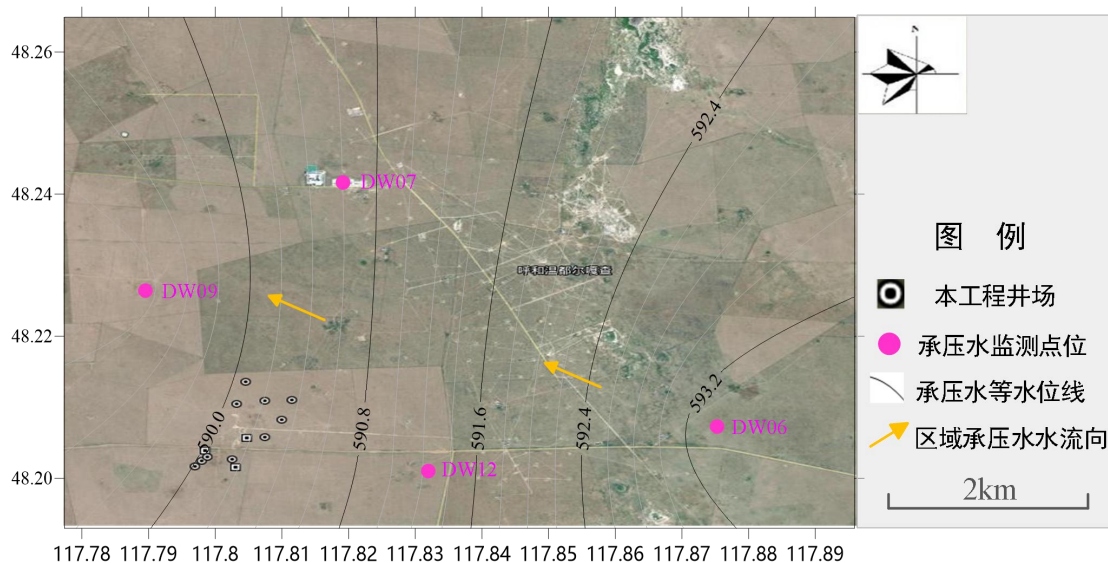


图 4.2-4 区域承压水等水位线图

#### 4.2.2.2 地下水水质监测

##### (1) 监测因子

监测因子： $K^+$ 、 $Na^+$ 、 $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $CO_3^{2-}$ 、 $HCO_3^-$ 、 $Cl^-$ 、 $SO_4^{2-}$ 、pH、氨氮、硝酸盐（氮）、亚硝酸盐（氮）、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类、钡共计 31 项。

##### (2) 监测时间及频次

2023 年 4 月 13 日监测 DW01-DW12、DW14，2024 年 10 月 23 日补测所有监测点位的硫化物和钡，同时补测区块上游点位 DW13，对地下水水质监测井取样 1 次，并进行水质分析。

##### (3) 监测单位

黑龙江华洲检测有限公司、大庆中环评价检测有限公司。

##### (4) 监测方法

地下水水质现状监测分析方法见表 4.2-9。

表 4.2-9 地下水现状监测分析方法及仪器

序号	监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	方法检出限
1	钾	水质钾和钠的测定火焰原子吸收分光光度法	GB/T11904-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0.03mg/L
2	钠				0.010mg/L
3	钙	水质钙和镁的测定			0.02mg/L

4	镁	原子吸收分光光度法			0.002mg/L
5	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	地下水水质检验方法	DZ/T0064.49-9 3	滴定管	5mg/L
6	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	滴定法测定碳酸根、重碳酸根和氢氧根			5mg/L
7	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	水质 无机阴离子 (F <sup>-</sup> 、Cl <sup>-</sup> 、NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 、Br <sup>-</sup> 、NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> 、SO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> ) 的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 PIC-10	0.018mg/L
8	Cl <sup>-</sup>	水质 无机阴离子 (F <sup>-</sup> 、Cl <sup>-</sup> 、NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 、Br <sup>-</sup> 、NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> 、SO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> ) 的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 PIC-10	0.007mg/L
9	pH	水质 pH 的测定 电极法	HJ 1147-2020	便携式水质检测仪 pH-03/618/K13	——
10	总硬度	水质钙和镁的总量的测定 EDTA 滴定法	GB/T7477-198 7	滴定管	5.00mg/L
11	溶解性总固体	地下水水质分析方法第9部分：溶解性固体总量的测定 重量法	DZ/T 0064.9-2021	万分之一天平 FA224	4mg/L
12	耗氧量	水质高锰酸盐指数测定	GB 11892-1989	滴定管	0.5mg/L
13	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 722N	0.0003mg/L
14	氟化物	水质无机阴离子 (F <sup>-</sup> 、Cl <sup>-</sup> 、NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 、Br <sup>-</sup> 、NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> 、SO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> ) 的测定离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 ICS-6000DC	0.006mg/L
15	硝酸盐氮				0.004mg/L
16	亚硝酸盐(氮)	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法	GB/T 7493-1987	紫外可见分光光度计 752N	0.003mg/L
17	氨氮	水质氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	可见分光光度计 722N	0.025mg/L
18	石油类	水质石油类的测定紫外分光光度法(试行)	HJ 970-2018	紫外分光光度计	0.01mg/L
19	六价铬	水质六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7467-1987	可见分光光度计 722N	0.004mg/L
20	氰化物	水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法(异烟酸-吡唑酮分光光度法)	HJ 484-2009	可见分光光度计 721	0.004mg/L
21	镉	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》(第四版)国家环境保护总局(2002年)	石墨炉原子吸收分光光度计 GA3202	0.1μg/L

22	砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	原子荧光光度计 AFS-8220	0.0003mg/L
23	铅	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》(第四版)国家环境保护总局(2002 年)	石墨炉原子吸收分光光度计 GA3202	0.001mg/L
24	铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0.03mg/L
25	锰				0.01mg/L
26	汞	水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法	HJ 694-2014	原子荧光光度计 AFS-8220	0.00004mg/L
27	菌落总数	生活饮用水标准检验方法 微生物指标(4.1 平皿计数法)	GB/T5750.12-2024	电热恒温培养箱 DH-250A	-
28	总大肠菌群	多管发酵法	《水和废水监测分析方法》(第四版)国家环境保护总局(2002 年)	电热恒温培养箱 DH-250A	2MPN/100 mL
29	钡	水质 32 种元素的测定 电感耦合等离子体发射光谱法	HJ 776-2015	电感耦合等离子体发射光谱仪 ICP2100DV	0.01mg/L
30	硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法	HJ 1226-2021	可见分光光度计 722N	0.01mg/L

(5) 监测结果

地下水水质现状监测结果见表 4.2-10。

表 4.2-10 地下水水质现状监测结果

监测时间	2023.4.13							
	DW01 牧民特古斯家(潜水)	DW02 牧民呼格吉勒家(潜水)	DW03 牧民特木尔家(潜水)	DW04 敖其巴特尔家(潜水)	DW05 牧民萨木苏荣家(潜水)	DW06 乌吉牧勒家(承压水)	DW07 乌东水源井(承压水)	标准限值
K <sup>+</sup> (mg/L)	9.88	3.76	8.49	2.74	2.74	2.68	4.10	-
Na <sup>+</sup> (mg/L)	51.9	69.2	28.5	94.0	59.2	47.8	74.9	≤200
Ca <sup>2+</sup> (mg/L)	53.7	47.6	49.6	52.7	43.7	45.5	73.9	-
Mg <sup>2+</sup> (mg/L)	24.1	31.1	33.9	30.4	10.7	34.1	27.5	-
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (mg/L)	273	206	144	367	219	226	288	-

CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> (mg/L)	0	0	0	0	0	0	0	-
Cl <sup>-</sup> (mg/L)	53.9	68.2	59.6	80.6	35.2	68.8	89.7	≤250
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> (mg/L)	52	114	111	40	49.5	67	85	≤250
pH (无量纲)	7.3	7.1	7.1	7.0	7.8	7.2	7.3	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	229	244	260	263	154	247	292	≤450
溶解性总固 体 (mg/L)	539	544	432	676	497	502	646	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.05	1.70	1.90	1.99	2.0	1.45	1.45	≤3.0
挥发酚 (mg/L)	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	<b>1.42</b>	0.69	<b>1.39</b>	0.93	0.608	0.93	0.71	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	3.60	5.71	5.09	4.97	2.88	3.84	5.23	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.012	0.003	0.004	0.012	0.003L	0.013	0.014	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.253	0.332	0.330	0.380	0.276	0.285	0.312	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	≤0.01
铅 (mg/L)	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.001L	0.010L	0.010L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.22	<b>0.41</b>	0.28	0.29	0.26	0.25	<b>0.33</b>	≤0.3
汞 (mg/L)	0.0000 1L	0.0000 1L	0.0000 1L	0.0000 1L	0.0000 4L	0.0000 1L	0.0000 1L	≤0.001
锰 (mg/L)	<b>0.17</b>	<b>0.18</b>	<b>0.13</b>	<b>0.18</b>	<b>0.11</b>	<b>0.11</b>	<b>0.13</b>	≤0.1
镉 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100m L)	20L	20L	20L	20L	2L	20L	20L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	61	32	66	52	11	63	69	≤100
硫化物	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L

钡	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
---	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

#### 4.2.2.3 地下水水质现状评价

##### (1) 评价标准

采用《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中 III 类标准,石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)表 1 中 III 类标准限值要求,执行 $\leq 0.05\text{mg/L}$ 。

##### (2) 评价方法

采用单因子标准指数法对地下水水质现状监测结果进行评价,评价模式如下:

$$S_{ij} = C_{ij} / C_{si}$$

式中:  $S_{i,j}$ ——水质单因子  $i$  在第  $j$  点的标准指数;

$C_{ij}$ ——水质评价因子  $i$  在第  $j$  点的监测值,  $\text{mg/L}$ ;

$C_{si}$ —— $i$  因子的评价标准,  $\text{mg/L}$ 。

pH 的标准指数公式:

$\text{pH}_j \leq 7.0$  时

$$S_{\text{pH}_j} = \frac{7.0 - \text{pH}_j}{7.0 - \text{pH}_{\text{sd}}}$$

$\text{pH}_j > 7.0$  时

$$S_{\text{pH}_j} = \frac{\text{pH}_j - 7.0}{\text{pH}_{\text{su}} - 7.0}$$

式中:  $S_{\text{pH}_j}$ ——pH 值的单项指数;

$\text{pH}_j$ —— $j$  点 pH 值监测值;

$\text{pH}_{\text{su}}$ ——水质标准中 pH 值上限;

$\text{pH}_{\text{sd}}$ ——水质标准中 pH 值下限。

当单因子标准指数  $> 1$  时,表示该水质参数所表征的污染物已满足不了标准要求,水体已受到污染;反之,则满足标准要求。

##### (3) 评价结果

地下水单因子标准指数计算结果见表 4.2-11。

表 4.2-11 地下水单因子标准指数计算结果 ( $P_i$ )

监测时间	2023.4.13						
监测项目	DW01牧民特古斯家(潜水)	DW02牧民呼格吉勒家(潜水)	DW03牧民特木尔家(潜水)	DW04敖其巴特尔家(潜水)	DW05牧民萨木苏荣家(潜水)	DW06乌吉牧勒家(承压水)	DW07乌东监测井(承压水)
Na <sup>+</sup>	0.26	0.35	0.14	0.47	0.30	0.24	0.37
Cl <sup>-</sup>	0.22	0.27	0.24	0.32	0.14	0.28	0.36
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.21	0.46	0.44	0.16	0.20	0.27	0.34
pH	0.15	0.05	0.05	0	0.53	0.1	0.6
总硬度	0.51	0.54	0.58	0.58	0.34	0.55	0.65
溶解性总固体	0.54	0.54	0.43	0.68	0.50	0.50	0.65
耗氧量	0.68	0.57	0.63	0.66	0.67	0.48	0.48
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
氟化物	<b>1.42</b>	0.69	<b>1.39</b>	0.93	0.61	0.93	0.71
硝酸盐	0.18	0.29	0.25	0.25	0.14	0.19	0.26
亚硝酸盐	0.012	0.003	0.004	0.012	0	0.013	0.014
氨氮	0.51	0.66	0.66	0.76	0.55	0.57	0.62
六价铬	/	/	/	/	/	/	/
砷	/	/	/	/	/	/	/
铅	/	/	/	/	/	/	/
铁	0.73	<b>1.37</b>	0.93	0.97	0.87	0.83	<b>1.1</b>
汞	/	/	/	/	/	/	/
锰	<b>1.7</b>	<b>1.8</b>	<b>1.3</b>	<b>1.8</b>	<b>1.1</b>	<b>1.1</b>	<b>1.3</b>
镉	/	/	/	/	/	/	/
石油类	/	/	/	/	/	/	/
总大肠菌群	/	/	/	/	/	/	/
菌落总数	0.61	0.32	0.66	0.52	0.11	0.63	0.69

根据现状评价结果可以看出，潜层水和承压水地下水监测点位监测项目中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类水体石油类限值（≤0.05mg/L），部分氟化物、铁、锰超标。

根据油田未建设时，地区水文地质勘察报告，该地区地下水具有高溶解性总固体、高铁锰、高氯离子、高硬度、高氟、高钠的特点，有机污染物氨氮及耗氧量偏高，水质分析结果为：铁含量 0.08~3.20mg/L，锰含量 0.01~0.91mg/L，氟化物 0.06~3.29mg/L。由于各监测项目本底值较高，氟化物、铁、锰超标可能与含水层的地下水赋存环境和循环条件有关。

#### 4.2.2.4 地下化学类型分析

根据舒卡列夫分类法，按地下水中  $\text{Ca}^{2+}$ 、 $\text{Mg}^{2+}$ 、 $\text{Na}^+$ 、 $\text{K}^+$ 、 $\text{Cl}^-$ 、 $\text{SO}_4^{2-}$ 、 $\text{HCO}_3^-$  含量，将 Meq（毫克当量）百分数大于 25% 的阴、阳离子进行组合，每种类型以阿拉伯数字为代号，共 49 类。舒卡列夫分类表见表 4.2-12。

表 4.2-12 舒卡列夫分类表

含量 >25%Meq 的离子	$\text{HCO}_3^-$	$\text{HCO}_3^- + \text{SO}_4^{2-}$	$\text{HCO}_3^- + \text{SO}_4^{2-} + \text{Cl}^-$	$\text{HCO}_3^- + \text{Cl}^-$	$\text{SO}_4^{2-}$	$\text{SO}_4^{2-} + \text{Cl}^-$	$\text{Cl}^-$
Ca	1	8	15	22	29	36	43
Ca+Mg	2	9	16	23	30	37	44
Mg	3	10	17	24	31	38	45
Na+Ca	4	11	18	25	32	39	46
Na+Ca+Mg	5	12	19	26	33	40	47
Na+Mg	6	13	20	27	34	41	48
Na	7	14	21	28	35	42	49

按矿化度又分为 4 组：A 组矿化度 <1.5g/L，B 组 1.5~10g/L，C 组 10~40g/L，D 组 >40g/L。命名时在数字与字母间加连接号，如 1-A 型：指的是  $\text{M} < 1.5\text{g/L}$ ，阴离子只有  $\text{HCO}_3^- > 25\% \text{Meq}$ ，阳离子只有 Ca 大于 25%Meq。49-D 型，表示矿化度大于 40g/L 的 Cl-Na 型水，该型水可能是与海水及海相沉积有关的地下水，或是大陆盐化潜水。

根据本项目地下水监测结果，分别计算承压水、潜水各监测点位中  $\text{SO}_4^{2-}$ 、 $\text{Cl}^-$ 、 $\text{HCO}_3^-$ 、 $\text{CO}_3^{2-}$ 、 $\text{Ca}^{2+}$ 、 $\text{Mg}^{2+}$ 、 $\text{Na}^+$ 、 $\text{K}^+$  浓度均值，进而计算各离子 Meq（毫克当量），从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类，工程所在地潜水水质八大离子浓度统计结果见表 4.2-12，工程所在地承压水水质八大离子浓度统计结果见表 4.2-13。

表 4.2-13 潜水水质八大离子水化学类型分析结果

监测点	K <sup>+</sup> (毫克当量)	Na <sup>+</sup> (毫克当量))	Ca <sup>2+</sup> (毫克当量)	Mg <sup>2+</sup> (毫克当量)	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> (毫克当量)	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (毫克当量)	Cl <sup>-</sup> (毫克当量)	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> (毫克当量)	阳离子合计	阴离子合计	相对误差	地下水化学类型
	meq/L	meq/L	meq/L	meq/L	meq/L	meq/L	meq/L	meq/L	meq/L	meq/L	E	
1#	0.25	2.26	2.69	2.01	0	4.48	1.52	1.08	7.21	7.08	0.91	5-A、 HCO <sub>3</sub> -Na+Ca+Mg 型
2#	0.09	3.01	2.38	2.59	0	3.38	1.92	2.38	8.07	7.68	2.47	
3#	0.22	1.24	2.48	2.83	0	2.36	1.68	2.31	6.77	6.35	0.03	
4#	0.07	4.09	2.64	2.53	0	6.02	2.27	0.83	9.33	9.12	1.14	
5#	0.07	2.58	2.18	0.88	0	3.59	0.99	1.03	5.71	5.61	0.83	4-A、 HCO <sub>3</sub> -Na+Ca 型

表 4.2-14 承压水水质八大离子水化学类型分析结果

监测点	K <sup>+</sup> (毫克当量)	Na <sup>+</sup> (毫克当量))	Ca <sup>2+</sup> (毫克当量)	Mg <sup>2+</sup> (毫克当量)	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> (毫克当量)	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (毫克当量)	Cl <sup>-</sup> (毫克当量)	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> (毫克当量)	阳离子合计	阴离子合计	相对误差	地下水化学类型
	meq/L	meq/L	meq/L	meq/L	meq/L	meq/L	meq/L	meq/L	meq/L	meq/L	E	
6#	0.07	2.08	2.28	2.84	0	3.71	1.94	1.39	7.27	7.04	1.61	26-A、 HCO <sub>3</sub> +Cl Na+Ca+Mg 型
7#	0.11	3.26	3.69	2.29	0	4.72	2.53	1.77	9.35	9.02	1.79	

通过对区域内地下水八大离子监测结果可知，本项目所在区域潜水地下水化学类型为 5-A、 $\text{HCO}_3^-$ -Na+Ca+Mg 型和 4-A、 $\text{HCO}_3^-$ -Na+Ca 型，承压水地下水化学类型为 26-A、 $\text{HCO}_3^-$ +Cl-Na+Ca+Mg 型，地下水矿化度较低，水质情况较好。根据表 4.2-12 和表 4.2-13，项目区域水质总阳离子（钠、钾、钙、镁）与阴离子（硫酸盐、氯化物、碳酸盐、碳酸氢盐）毫克当量浓度相对误差不大于 5%，阴阳离子平衡。

#### 4.2.2.5 地下水环境质量现状评价结论

由以上地下水单因子标准指数分析可知，潜层水地下水监测点位监测项目中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类水体石油类限值（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ），氟化物、铁、锰有部分超标；承压水地下水监测点位监测项目中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类水体石油类限值（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ），铁、锰有部分超标。

根据油田未建设时，地区水文地质勘察报告，该地区地下水具有高溶解性总固体、高铁锰、高氯离子、高硬度、高氟、高钠的特点，有机污染物氨氮及耗氧量偏高，水质分析结果为：铁含量  $0.08\sim 3.20\text{mg/L}$ ，锰含量  $0.01\sim 0.91\text{mg/L}$ ，氟化物  $0.06\sim 3.29\text{mg/L}$ 。由于各监测项目本底值较高，氟化物、铁、锰超标可能与含水层的地下水赋存环境和循环条件有关。

#### 4.2.2.6 包气带污染现状调查

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），对于一、二级的改扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样，根据现场调查，本项目可能造成地下水污染的主要工程为区块内已建井场。

##### ①监测点位

本项目布设 10 个包气带监测点，每个点在 0-20cm 深度取 1 个样，在 20-40cm 深度取 1 个样。包气带现状调查见表 4.2-15。

表 4.2-15 包气带监测点

序号	监测点	采样深度	备注
1	已建乌 39-27 井场	0~20cm、 20~40cm	污染控制点 (117.80926446, 48.20691953)

2	已建乌 39-27 井场外 100m 草地	清洁对照点 (117.80924289, 48.20601891)
3	乌东联合站内未硬化地面	污染控制点 (117.81350747, 48.24206171)
4	乌东联合站外 100m 草地	清洁对照点 (117.81727552, 48.24026650)
5	贝 28 作业区含油污泥贮存池附近未硬化地面	污染控制点 (117.22333033, 48.02333608)
6	贝 28 作业区含油污泥贮存池外草地	清洁对照点 (117.22089789, 48.02320990)
7	呼伦贝尔油田危险废物贮存库附近未硬化地面	污染控制点 (117.80154705, 48.20883096)
8	呼伦贝尔油田危险废物贮存库外草地	清洁对照点 (117.21106854, 48.02187479)
9	德二联压裂返排液处理站废液池附近未硬化地面	污染控制点 (117.21845265, 48.02488260)
10	德二联压裂返排液处理站废液池外草地	清洁对照点 (117.21922651, 48.02367111)

②监测因子

pH、汞、砷、铅、总铬、石油类、挥发酚，共 7 项指标。

④ 监测时间

2023 年 4 月 13 日监测已建乌 39-27 井场内占地及井场外草地，2024 年 10 月 23 日补测乌东联合站、贝 28 作业区含油污泥暂存池、呼伦贝尔油田危废暂存库、德二联压裂返排液站站内未硬化地面及站外草地。

④监测结果

表 4.2-16 包气带现状调查结果 单位：mg/L (pH 无量纲)

监测时间	2023.4.13, 2024.10.23			
监测项目	已建乌 39-27 井场内		已建乌 39-27 井场外 100m 草地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.7	7.4	7.6	7.4
挥发酚	0.0017	0.0015	0.0003L	0.0003L
铅	0.0051	0.0053	0.0051	0.0054
铬(六价)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.02	0.03	0.01L	0.01L

监测项目	乌东联合站未硬化地面		乌东联合站外100m草地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.6	7.5	7.4	7.1
挥发酚	0.0014	0.0013	0.0015	0.0016
铅	0.0055	0.0051	0.0053	0.0054
铬(六价)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.02	0.04	0.02	0.03
监测项目	贝28作业区含油污泥贮存池附近未硬化地面		贝28作业区含油污泥贮存池外草地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.5	7.4	7.7	7.6
挥发酚	0.0019	0.0003L	0.0003L	0.0003L
铅	0.0052	0.0053	0.0051	0.0052
铬(六价)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.04	0.03	0.01L	0.01L
监测项目	呼伦贝尔油田危险废物贮存库附近未硬化地面		呼伦贝尔油田危险废物贮存库外草地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.8	7.4	7.7	7.9
挥发酚	0.0015	0.003L	0.0014	0.0011
铅	0.0055	0.0056	0.0056	0.0053
铬(六价)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.003	0.02	0.02	0.01L
监测项目	德二联压裂返排液处理站废液池附近未硬化地面		德二联压裂返排液处理站废液池外草地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.3	7.9	7.5	7.3
挥发酚	0.0014	0.0011	0.0016	0.0010
铅	0.0055	0.0051	0.0051	0.0054
铬(六价)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L

汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.03	0.02	0.04	0.01L

从调查结果可知，污染控制点与清洁对照点油田特征污染物石油类、挥发酚所测数值相差不大，监测结果显示污染调查点包气带现状均未受到污染，表明工作人员现场操作管理规范，以后需继续加强环境保护管理，将环境保护措施常态化。

#### 4.2.3 声环境质量现状监测与评价

##### 4.2.3.1 声环境质量现状监测

###### (1) 监测点布设

根据本项目井场周边敏感点分布情况，在项目区域布设 3 个监测点，监测点布设见表 4.2-17，具体监测点位见图 4.2-1。

表 4.2-17 声环境现状监测点位表

序号	监测点	监测坐标	项目位置关系
1	牧民特古斯家	117.79940128, 48.20317151	乌 39-23 西北侧, 190m
2	牧民特木尔家	117.81411052, 48.21229138	乌 39-10 东北侧, 950m
3	乌 39-30 井场处	117.79773401, 48.20246886	/

###### (2) 监测时间及频次

监测时间：2023 年 4 月 18 日~4 月 19 日。

监测频次：连续监测 2 天，昼夜各 1 次。

###### (3) 监测结果

声环境现状监测结果见表 4.2-18。

表 4.2-18 声环境现状监测结果表 单位：dB (A)

监测点位	2023.4.18		2023.4.19	
	昼间	夜间	昼间	夜间
牧民特古斯家	43.6	34.9	46.2	31.8
牧民散户家	41.8	33.6	47.1	36.6
乌 39-30 井场处	46.8	38.5	48.2	39.2

##### 4.2.3.2 声环境质量现状评价

###### (1) 评价标准

根据建设项目区域声环境功能区划，牧民家声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准，井场环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

## （2）评价方法

声环境质量现状评价采用对标法进行评价。

## （3）评价结论

由声环境质量现状监测结果与执行评价标准限值对比分析可知，牧民家声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准，井场周边声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

### 4.2.4 土壤质量现状监测与评价

#### 4.2.4.1 土壤类型

根据现场踏勘及国家土壤信息服务平台（<http://www.soilinfo.cn/map/>）资料显示，本工程评价范围内土壤类型为草甸栗钙土。

栗钙土主要分布于西北地区和内蒙古自治区。腐殖质含量比黑土少，是比较肥沃的土壤。这类土壤均具有较明显的腐殖质累积和石灰的淋溶—淀积过程，并多存在弱度的石膏化和盐化过程。栗钙土是在半干旱地区干草原下形成的土壤，表层为栗色或暗栗色的腐殖质量，厚度为 25~45 厘米，有机质含量多在 1.5~4.0%；腐殖质层以下为含有多量灰白色斑状或粉状石灰的钙积层，石灰含量达 10~30%。中国栗钙土土壤性质表现出明显的地区差异。东部内蒙古高原的栗钙土具有少腐殖质、少盐化、少碱化和无石膏或深位石膏及弱粘化特点，而西部新疆地区在底土有数量不等的石膏和盐分聚积，腐殖质的含量也相对较高，但土壤无碱化和粘化现象。栗钙土可以分为普通栗钙土、暗栗钙土、淡栗钙土、草甸栗钙土、盐化栗钙土、碱化栗钙土及栗钙土性土。

项目区域土壤类型见图 4.2-3。

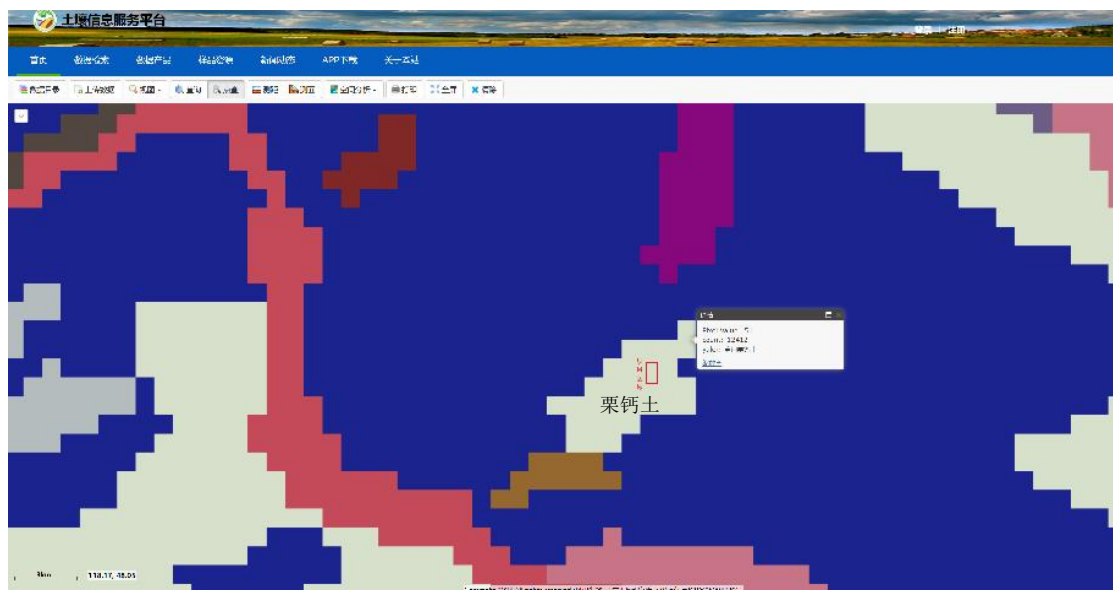


图 4.2-5 项目区域土壤类型图



#### 4.2.4.2 理化特性调查

在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，主要包括土体构型、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度、植被、地下水位埋深、地下水溶解性总固体等，具体土壤理化特性调查见表 4.2-19，土体构型（土壤剖面）见表 4.2-19。

表 4.2-19 土壤理化性质调查表

点号	拟建乌 39-9 油井永久占地范围内	时间	2023.4.13	
经度	117.8069186	纬度	48.21007334	
	层次	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
现场记录	颜色	褐色	褐色	褐色
	结构	壤土	壤土	壤土
	质地	团粒状	粒状	粒状
	沙粒含量	21.3	20.6	19.7
	其他异物	植物根系	无	无
实验室测定	pH	8.13	8.10	8.08
	阳离子交换量(cmol+/kg)	15.3	14.2	13.5
	氧化还原电位 (mv)	183	165	138
	饱和导水率(μm/s)	2.302	2.205	2.219
	土壤容重 (g/cm <sup>3</sup> )	1.34	1.32	1.25
	孔隙度(%)	49.4	50.2	52.8

表 4.2-20 土壤剖面调查表

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
拟建乌 39-9 油井永久占地范围内			0-0.5m 块状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m 面状结构 壤土

#### 4.2.4.3 土壤环境质量现状监测

##### (1) 采样点布设

本项目土壤环境影响类型属于污染影响型项目，按照污染影响型项目，评价等级为一级，监测布点要求为占地范围内设置 5 个柱状样点、2 个表层样点，占地范围外设置 4 个表层样点。

根据土壤类型、土地利用分布情况确定本项目占地范围内共布设 4 个表层样监测点，7 个柱状样监测点，占地范围外共布设 5 个表层样点，满足《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）中污染型项目中要求。

S1~S12 监测时间为 2023 年 4 月 13 日、S13~S16 监测时间为 2024 年 10 月 23 日，土壤现状监测点位详见表 4.2-21，监测点位分布见图 4.2-1。

表 4.2-21 土壤现状监测点位（污染影响型）

编号	监测点名称	土壤类型	坐标	执行标准	备注
S1	拟建乌 39-9 井场永久占地内	草甸栗钙土	117.80691864, 48.21007334	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S2	拟建乌 39-12 井场永久占地内	草甸栗钙土	117.80257702, 48.21026091		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S3	拟建乌 39-33 井场永久占地内	草甸栗钙土	117.80965805, 48.20888815		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S4	拟建乌 39-40 井场永久占地内	草甸栗钙土	117.79626846, 48.20019317		采取柱状样，在 0~0.5m、

					0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S5	拟建乌39-35井场 永久占地内	草甸栗钙 土	117.80122519, 48.20143744		采取柱状样, 在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S6	拟建乌39-16井场 永久占地内	草甸栗钙 土	117.80824184, 48.20780136		采取表层样, 在 0~0.2m 取样
S7	拟建乌39-42井场 永久占地内	草甸栗钙 土	117.79947754, 48.20036959		采取表层样, 在 0~0.2m 取样
S13	拟建乌39-X21井 场永久占地内	草甸栗钙 土	117.21105536, 48.02296518		采取表层样, 在 0~0.2m 取样
S16	危废暂存库未硬化 区域	草甸栗钙 土	117.21107144,4 8.02306558		采取表层样, 在 0~0.2m 取样
S17	乌东联合站站内未 硬化区域	草甸栗钙 土	117.81413336,4 8.24273926		采取表层样, 在 0~0.2m 取样
S8	拟建乌39-9外场南 侧100m草地	草甸栗钙 土	117.80689001, 48.20910980	《土壤环境 质量 农用 地土壤污染 风险管控标 准(试行)》 (GB 15618-2018 )中的筛选 值	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
S9	拟建乌39-12外场 南侧100m草地	草甸栗钙 土	117.80257702, 48.20933860		采取表层样, 在 0~0.2m 取样
S10	拟建乌39-40外场 南侧100m草地	草甸栗钙 土	117.79623628, 48.19928497		采取表层样, 在 0~0.2m 取样
S11	拟建乌39-35外场 南侧100m草地	草甸栗钙 土	117.80124664, 48.20055787		采取表层样, 在 0~0.2m 取样
S12	拟建乌39-23外场 南侧100m草地	草甸栗钙 土	117.80307055, 48.20457660		采取表层样, 在 0~0.2m 取样
S14	德二联压裂返排液 处理站废液暂存池 未硬化区域	草甸栗钙 土	117.21845265, 48.02488260	《土壤环境 质量 建设 用地土壤污 染风险管控 标准(试 行)》 (GB36600 -2018)中第 二类用地筛 选值	采取柱状样, 在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S15	贝28作业区含油污 泥暂存池未硬化区 域	草甸栗钙 土	117.22333033, 48.02333608		采取柱状样, 在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样

(2) 监测项目

S1#~S7#、S14#~16#点位监测项目：Cr（六价）、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1，2-二氯苯、1，4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷、1，2-二氯乙烷、1，1-二氯乙烯、顺

-1, 2-二氯乙烯、反-1, 2-二氯乙烯、二氯甲烷、1, 2-二氯丙烷、1, 1, 1, 2-四氯乙烷、1, 1, 2, 2-四氯乙烷、四氯乙烯、1, 1, 1-三氯乙烷、1, 1, 2-三氯乙烷、三氯乙烯、1, 2, 3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒽、萘、苯并(a)蒽、苯并(b)蒽、苯并(k)蒽、苯并(a)芘、茚并(1, 2, 3-cd)芘、二苯并(a, h)蒽、石油烃(C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>)、pH、镉、汞、砷、铅、铜、镍、铬(六价)、石油类、石油烃(C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>)、土壤盐分含量(水溶性盐总量)。

S8#~S12#点位监测项目：pH、汞、砷、铅、铬、挥发酚、石油类、石油烃(C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>)、土壤盐分含量(水溶性盐总量)、六价铬。

### (3) 监测时间

S1~S12监测时间为2023年4月13日、S13~S16监测时间为2024年10月23日。

### (4) 监测频次

采样1次，分别对各采样土壤进行监测因子全分析。

### (5) 监测结果

建设用地土壤监测结果见表4.2-22、表4.2-23。

表 4.2-22 建设用地土壤监测实测值 (pH 无量纲)

序号	检测项目	S1			S2			S3			S4			单位
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	
1	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	173	108	75	229	178	88	151	130	79	196	201	143	mg/kg
2	氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
3	氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
4	1, 1-二氯乙 烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
5	二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
6	反-1, 2-二氯 乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
7	1, 1-二氯乙 烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
8	顺-1, 2-二氯 乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
9	氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
10	1, 1, 1-三氯 乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
11	四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
12	苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
13	1, 2-二氯乙 烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
14	三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
15	1, 2-二氯丙 烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg

序号	检测项目	S1			S2			S3			S4			单位
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	
16	甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
17	1, 1, 2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
18	四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
19	氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
20	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
21	乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
22	间二甲苯+对二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
23	邻-二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
24	苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
25	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
26	1, 2, 3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
27	1, 4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
28	1, 2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
29	2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
30	硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
31	萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
32	苯并[a]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
33	蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
34	苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg

序号	检测项目	S1			S2			S3			S4			单位
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	
35	苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
36	苯并[a]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
37	茚并[1, 2, 3-cd]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
38	苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
39	二苯并[a, h]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
40	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
41	全盐量	800	700	700	700	800	700	800	700	700	800	700	800	mg/kg
42	石油类	25	24	26	23	24	26	21	24	22	21	22	24	mg/kg
43	pH	7.56	7.35	7.54	7.65	7.52	7.46	7.64	7.51	7.57	7.25	7.38	7.41	—
44	汞	0.014	0.016	0.013	0.014	0.012	0.015	0.014	0.013	0.016	0.011	0.016	0.014	mg/kg
45	砷	3.52	3.38	3.41	3.35	3.46	3.38	3.25	3.54	3.42	3.53	3.24	3.36	mg/kg
46	铅	16	15	13	17	15	14	17	18	15	15	13	14	mg/kg
47	镉	0.16	0.15	0.12	0.15	0.16	0.11	0.18	0.13	0.12	0.16	0.15	0.12	mg/kg
48	铬(六价)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
49	铜	23	20	22	18	17	16	16	17	18	20	15	16	mg/kg
50	镍	24	23	20	21	24	23	22	24	25	22	21	24	mg/kg

表 4.2-23 建设用地土壤监测实测值

序号	检测项目	S5			S6	S7	S13	S14			S15			S16	S17	单位
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m	
1	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	189	59	182	12	182	12	13	ND	ND	25	ND	ND	14	58	mg/kg

序号	检测项目	S5			S6	S7	S13	S14			S15			S16	S17	单位
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m	
2	氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
3	氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
4	1, 1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
5	二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
6	反-1, 2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
7	1, 1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
8	顺-1, 2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
9	氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
10	1, 1, 1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
11	四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
12	苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
13	1, 2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
14	三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
15	1, 2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
16	甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
17	1, 1, 2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
18	四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
19	氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
20	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
21	乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
22	间二甲苯+对二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
23	邻-二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
24	苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
25	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg

序号	检测项目	S5			S6	S7	S13	S14			S15			S16	S17	单位
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m	
26	1, 2, 3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
27	1, 4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
28	1, 2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
29	2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
30	硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
31	萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
32	苯并[a]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
33	蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
34	苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
35	苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
36	苯并[a]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
37	茚并[1, 2, 3-cd]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
38	苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
39	二苯并[a, h]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
40	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	0.09	ND	ND	0.08	/	mg/kg
41	全盐量	800	800	700	800	800	800	700	800	800	800	800	700	800	/	mg/kg
42	石油类	24	22	26	26	24	20	27	20	22	31	26	25	29	/	mg/kg
43	pH	7.53	7.48	7.36	7.35	7.41	7.65	8.16	8.18	8.24	8.21	8.15	8.18	8.25	/	—
44	汞	0.019	0.018	0.015	0.016	0.015	0.016	0.025	0.024	0.021	0.015	0.013	0.015	0.012	0.016	mg/kg
45	砷	3.45	3.25	3.38	3.56	3.51	3.21	3.35	3.32	3.25	3.36	3.43	3.47	3.34	3.59	mg/kg
46	铅	18	14	19	17	16	14	16	19	18	15	17	13	14	22	mg/kg
47	镉	0.14	0.11	0.09	0.15	0.14	0.11	0.10	0.10	0.08	0.16	0.14	0.17	0.18	0.08	mg/kg
48	铬 (六价)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
49	铜	18	14	18	20	21	17	16	20	26	/	/	/	/	18	mg/kg

序号	检测项目	S5			S6	S7	S13	S14			S15			S16	S17	单位
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m	
50	镍	22	20	24	23	22	18	19	22	24			/	/	20	mg/kg

表 4.2-24 农用地土壤监测实测值 单位：mg/kg (pH 除外)

监测项目	监测点位				
	S8	S9	S10	S11	S12
pH	8.21	8.13	8.45	8.49	8.33
石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	ND	ND	ND	ND	ND
汞	0.018	0.013	0.016	0.026	0.016
砷	2.52	3.47	3.13	4.19	2.59
铅	16	18	16	25	20
镉	0.09	0.08	0.10	0.13	0.11
总铬	52	50	52	64	56
铜	11	13	13	17	15
锌	55	56	63	63	55
镍	21	23	20	20	22
水溶性盐总量	700	700	800	700	900
石油烃(C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	ND	ND	ND	ND	ND
石油类	25	26	24	25	26
铬(六价)	ND	ND	ND	ND	ND

(6) 评价方法

评价方法采用指数法进行土壤环境质量现状评价，即通过指数的大小来反映土壤环境受污染的程度，公式为：

$$K_i = X_i / X_{oi}$$

式中：K<sub>i</sub>：第 i 项分指数；

X<sub>i</sub>：土壤中 i 污染物的实测含量 mg/kg；

X<sub>oi</sub>：土壤中 i 污染物的标准值 mg/kg。

表 4.2-25 土壤盐化分级标准

分级	土壤含盐量 (SSC) / (g/kg)	
	滨海、半湿润和半干旱地区	干旱、半荒漠和荒漠地区
未盐化	SSC < 1	SSC < 2
轻度盐化	1 ≤ SSC < 2	2 ≤ SSC < 3
中度盐化	2 ≤ SSC < 4	3 ≤ SSC < 5
重度盐化	4 ≤ SSC < 6	5 ≤ SSC < 10
极重度盐化	SSC ≥ 6	SSC ≥ 10

注：根据区域自然背景状况适当调整。

表 4.2-26 土壤酸化、碱化分级标准

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
pH < 3.5	极重度酸化
3.5 ≤ pH < 4.0	重度酸化
4.0 ≤ pH < 4.5	中度酸化
4.5 ≤ pH < 5.5	轻度酸化
5.5 ≤ pH < 8.5	无酸化或碱化
8.5 ≤ pH < 9.0	轻度碱化
9.0 ≤ pH < 9.5	中度碱化
9.5 ≤ pH < 10.0	重度碱化
pH ≥ 10.0	极重度碱化

注：土壤酸化、碱化强度指受人为影响后呈现的土壤 pH 值，可根据区域自然背景状况适当调整。

(7) 土壤现状评价结果分析

评价结果见表 4.2-27~4.2-28。

表 4.2-27 农用地土壤监测结果分析

监测因子	样本数	最大值 (mg/kg)	最小值 (mg/kg)	检出率 (%)	超标率 (%)	最大超标倍数
pH	5	8.49	8.13	100	0	/
石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	5	未检出	未检出	0	0	/

汞	5	0.026	0.013	100	0	/
砷	5	4.19	2.52	100	0	/
铅	5	25	16	100	0	/
镉	5	0.13	0.08	100	0	/
总铬	5	64	50	100	0	/
铜	5	17	11	100	0	/
锌	5	63	55	100	0	/
镍	5	23	20	100	0	/

表 4.2-28 建设用地土壤监测结果分析

监测因子	样本数	最大值	最小值	检出率 (%)	超标率 (%)	最大超标倍数
六价铬	8	未检出	未检出	0	0	/
石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	8	229	75	100	0	/
氯甲烷	8	未检出	未检出	0	0	/
氯乙烯	8	未检出	未检出	0	0	/
1, 1-二氯乙烯	8	未检出	未检出	0	0	/
二氯甲烷	8	未检出	未检出	0	0	/
反-1, 2-二氯乙烯	8	未检出	未检出	0	0	/
1, 1-二氯乙烷	8	未检出	未检出	0	0	/
顺-1, 2-二氯乙烯	8	未检出	未检出	0	0	/
氯仿	8	未检出	未检出	0	0	/
1, 1, 1-三氯乙烷	8	未检出	未检出	0	0	/
四氯化碳	8	未检出	未检出	0	0	/
苯	8	未检出	未检出	0	0	/
1, 2-二氯乙烷	8	未检出	未检出	0	0	/
三氯乙烯	8	未检出	未检出	0	0	/
1, 2-二氯丙烷	8	未检出	未检出	0	0	/
甲苯	8	未检出	未检出	0	0	/
1, 1, 2-三氯乙烷	8	未检出	未检出	0	0	/
四氯乙烯	8	未检出	未检出	0	0	/
氯苯	8	未检出	未检出	0	0	/
1, 1, 1, 2-四氯乙烷	8	未检出	未检出	0	0	/
乙苯	8	未检出	未检出	0	0	/
间二甲苯+对二甲苯	8	未检出	未检出	0	0	/
邻-二甲苯	8	未检出	未检出	0	0	/
苯乙烯	8	未检出	未检出	0	0	/
1, 1, 2, 2-四氯乙烷	8	未检出	未检出	0	0	/
1, 2, 3-三氯丙烷	8	未检出	未检出	0	0	/
1, 4-二氯苯	8	未检出	未检出	0	0	/
1, 2-二氯苯	8	未检出	未检出	0	0	/

2-氯酚	8	未检出	未检出	0	0	/
硝基苯	8	未检出	未检出	0	0	/
萘	8	未检出	未检出	0	0	/
苯并[a]蒽	8	未检出	未检出	0	0	/
蒽	8	未检出	未检出	0	0	/
苯并[b]荧蒽	8	未检出	未检出	0	0	/
苯并[k]荧蒽	8	未检出	未检出	0	0	/
苯并[a]芘	8	未检出	未检出	0	0	/
茚并[1, 2, 3-cd]芘	8	未检出	未检出	0	0	/
苯胺	8	未检出	未检出	0	0	/
二苯并[a, h]蒽	8	未检出	未检出	0	0	/
石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	8	未检出	未检出	0	0	
全盐量	8	800	700	100	0	
石油类	8	26	20	100	0	
pH	8	7.65	7.25	100	0	
汞	8	0.019	0.011	100	0	
砷	8	3.56	3.21	100	0	
铅	8	19	13	100	0	
镉	8	0.18	0.09	100	0	
铬 (六价)	8	未检出	未检出	0	0	
铜	8	23	14	100	0	
镍	8	24	18	100	0	

表 4.2-29 土壤监测结果分析

监测因子	样本数	最大值	最小值	分级
pH	8	7.65	7.25	无酸化或碱化
全盐量	8	0.8g/kg	0.7g/kg	未盐化

(8) 评价结论

从表中可以看出，评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值(基本项目)中第二类用地筛选值标准，以及表 2(其他项目)中第二类用地石油烃筛选值标准；评价范围内草地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤风险筛选值(基本项目)中标准。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附录 D，本项目位于半干旱地区，根据现状监测数据，项目所在区域土壤含盐量 SSC 为 0.7-0.8g/kg，土壤未盐化；项目区域 pH 值为 7.25-7.65，区域土壤无酸化或碱化。

## 4.2.5 生态环境现状评价

### 4.2.5.1 生态功能区划

#### (1) 在《全国生态功能区划》中的定位

根据《全国生态功能区划》（修编版，2015），全国共划出生态功能一级区 3 类（即生态调节区、产品提供区和人居保障区），生态功能二级区 9 类（即水源涵养、防风固沙、土壤保持、生物多样性保护、洪水调蓄、农产品提供、林产品提供、大都市群、重点城镇群），生态功能区 242 个，其中生态调节功能区 148 个、产品提供功能区 63 个，人居保障功能区 31 个。

根据《全国生态功能区划》（修编版，2015），本项目位于内蒙古自治区新巴尔虎左旗境内，属于 I-04 防风固沙功能区 I-04-01 呼伦贝尔草原防风固沙功能区。全国生态功能区划见图 4.2-6。

呼伦贝尔草原属于对国家和区域生态安全具有重要作用的防风固沙生态功能区。该类型区的主要生态问题为：过度放牧、草原开垦、水资源严重短缺与水资源过度开发导致植被退化、土地沙化、沙尘暴等。该类型区生态保护的主要方向为：①在沙漠化极敏感区和高度敏感区建立生态功能保护区，严格控制放牧和草原生物资源的利用，禁止开垦草原，加强植被恢复和保护；②调整传统的畜牧业生产方式，大力发展草业，加快规模化圈养牧业的发展，控制放养对草地生态系统的损害；③积极推进草畜平衡科学管理办法，限制养殖规模；④实施防风固沙工程，恢复草地植被，大力推进调整产业结构，退耕还草，退牧还草等措施。

#### (2) 在区域生态功能中的定位

根据《内蒙古自治区生态功能区划》，项目所在地区属于呼伦贝尔典型草原水源涵养土壤保持生态功能区（III-1-7）（见图 4.2-7），主要生态问题是草原牲畜超载，草地逐渐沙化，生态功能定位是保护草原生态和水源涵养功能。生态保护方向：建立典型草原生态功能保护区和封育保护区工程，实施强制性保护措施，退耕还草，坚决贯彻以牧为主的方针。按照当地生态特点搞好生态恢复重建工作；限制超载放牧，划定禁牧区，轮牧区，建立合理的放牧制度，并选择有条件的地段，建设改良草场和粮料基地，鼓励发展舍饲畜牧业，以保证畜牧业的顺利发展。

对于矿产资源开发必须符合生态环境准入条件，并严格限制开采区范围，搞好土地复垦工作，建立生态监管制度。

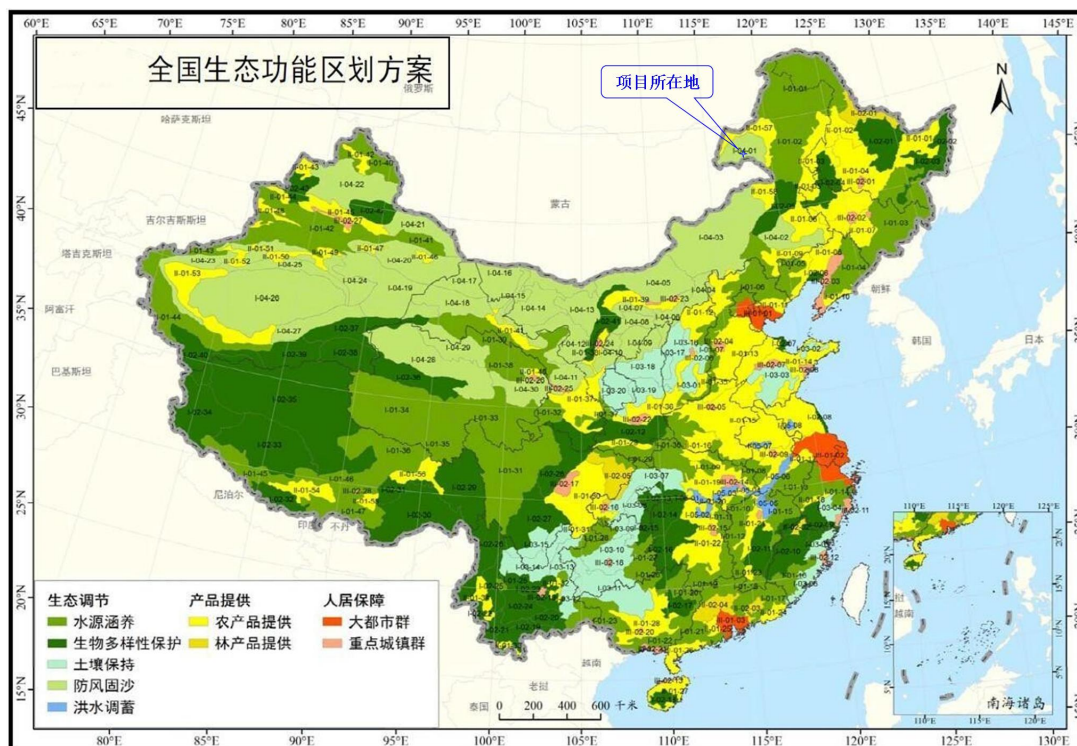


图 4.2-6 全国生态功能区划图

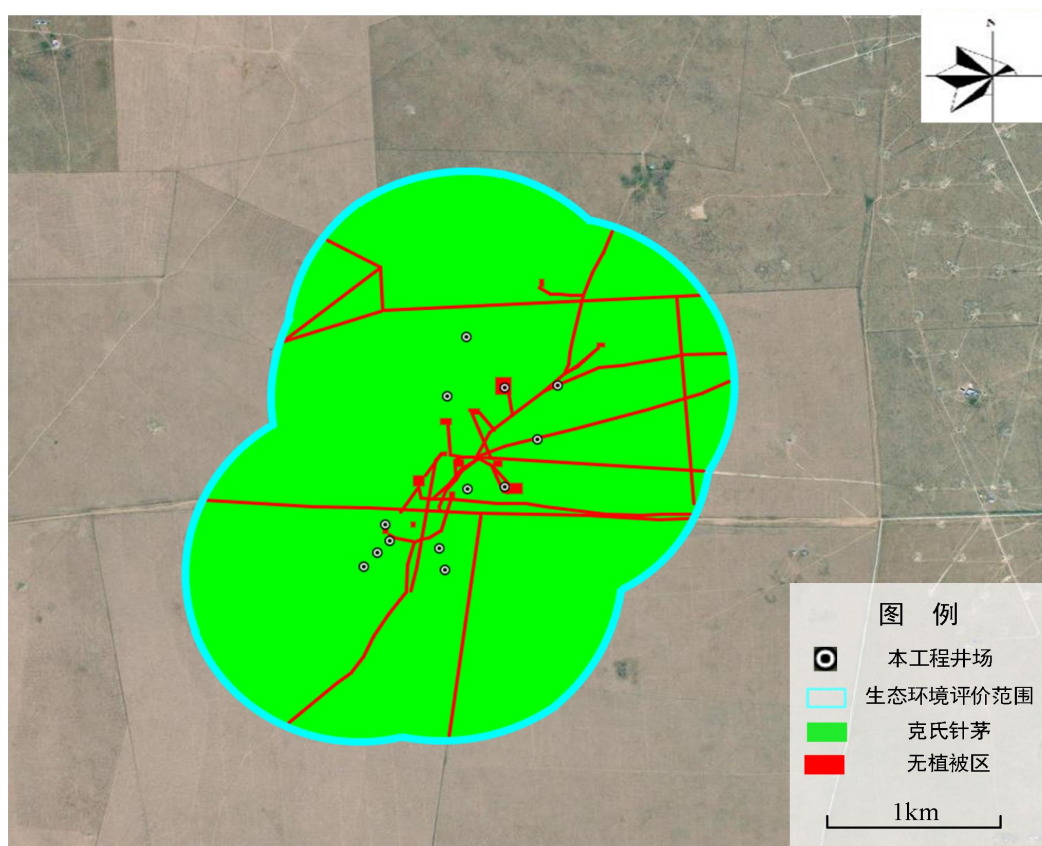


图 4.2-7 本项目与内蒙古自治区生态功能位置关系示意图

#### 4.2.5.2 生态环境现状调查方法

##### (1) 生态现状调查方法

生态现状调查的内容包括生态背景调查和生态问题调查，本次生态现状调查采用资料收集法、现场勘查法、专家和公众咨询法、遥感调查法。

##### ①资料收集法

收集本项目所在地区动植物类型及分布、土壤侵蚀、生态功能区划、土地利用等资料，分析生态要素现状情况，得出动植物分布、土地利用等现状情况。

##### ②现场勘查法

现场勘查遵循整体与重点相结合的调查原则，在综合考虑主导生态因子结构与功能的完整性的同时，突出重点区域和关键时段的调查，并通过对影响区域的实际踏勘，核实收集资料及遥感解译的准确性，以获取实际资料和数据。

生态环境现状调查依据本项目所在区域生态系统类型，典型生态系统选取代表性样地进行调查。

##### ③专家和公众咨询法

通过咨询有关专家、收集评价范围内的公众、社会团体和相关管理部门对项目影响的意见，发现现场踏勘中遗漏的生态问题。

##### ④遥感调查法

借助遥感手段调查植被、土壤覆盖、地形地貌等生态因子，本次地理信息系统（GIS）软件选用 ArcGIS，遥感软件选用 ENVI。本次主要对 2021 年遥感影像基础上制作专题数据，项目遥感影像来源：Landsat 8 OLI，接收时间 2021 年 8 月，分辨率 15m。采用 ArcGis 软件进行专题数据的制作，并进行数据分析。

##### (2) 生态现状评价方法

生态现状评价和生态影响预测评价采用图形叠置法、景观生态学法、指数法、类比分析法。

##### ①图形叠置法

本次利用 GIS 软件空间数据的叠置功能进行生态现状评价和生态影响评价。

按叠置方法分视觉叠置和信息复合叠置，本次生态环境现状评价绝大部分采用视觉叠置，将本项目信息叠置在相应生态要素图件上，评价本项目生态环境现状，生态影响预测评价主要采用信息复合叠置。

#### ②景观生态学法

利用景观生态学法评价工程区域景观结构现状以及对区域景观的切割作用带来的影响。

#### ③指数法

利用植被指数进行评价工程区域植被盖度情况。

#### ④类比分析法

本次调查工程在建或已建成同类项目对生态的影响，类比分析本项目建设可能产生的生态影响。

### 4.2.5.3 植被现状调查

#### (1) 植被类型及分布

调查区块位于欧亚草原区的东部，属典型草原地带，是呼伦贝尔草原的重要组成部分，区域地形平坦开阔，土壤类型为栗钙土，草原植被景观外貌整齐均匀。

调查区植被类型主要类型为克氏针茅、羊草、糙隐子草、丛生小禾草草原，区域土壤以沙壤质栗钙土为主，植物成分变化不明显，草群种类比较单纯，建群种为克氏针茅和羊草，草群盖度在 50-70%，高度为 12-40cm，每平方米有植物 7-10 种，该类草场生物量较高，亩产鲜草 70-200kg，是良好的打草场。群落基本保持着相对稳定的自然状况，草生态系统的基本功能能够正常维持。

#### (2) 评价区植物资源

新巴尔虎左旗全旗范围内记载有高等植物 653 种，分别属于 292 属 74 科。

本区植物科和属比较丰富但种类单调，很多属都是单种属和寡种属。植物种类数量最多的是菊科，有 43 属，113 种，其次是禾本科有 31 属，69 种，以下依次为豆科和蔷薇科，分别有 17 属、46 种和 15 属、45 种。

对评价区域植物资源初步考察有维管植物 30 余种，以禾本科种数最多，其次为菊科、百合科等。该区植被以达乌里—蒙古种为主的草原种占优势，生活型

组成有半灌木、多年生草本，一、二年生草本。以多年生草本为主，其次为一、二年生草本。

调查区内优势植物和常见植物见表 4.2-30。

表 4.2-30 区域内优势植物及常见植物名录

序号	中文名	学名
一	<b>藜科</b>	<b>Chenopodiaceae</b>
1	猪毛菜	<i>Salsola collina</i>
2	灰绿藜	<i>Chenopodium glaucum</i>
3	刺穗藜	<i>Chenopodium aristatum</i>
4	藜	<i>Chenopodium album</i>
二	<b>蔷薇科</b>	<b>Rosaceae</b>
5	星毛委陵菜	<i>Potentilla acaulis</i>
6	山莓草	<i>Sibaldia adpressa</i>
7	二裂委陵菜	<i>Potentilla bifurca</i>
8	菊叶委陵菜	<i>poteneilla tanacetifolia</i>
9	轮叶委陵菜	<i>potentilla verticillaris</i>
三	<b>豆科</b>	<b>Leguminosae</b>
10	扁蓿豆	<i>Pocockia ruthenica</i>
11	狭叶锦鸡儿	<i>Caragana steniphylla</i>
12	乳白花黄芪	<i>Astragalus galactites</i>
四	<b>菊科</b>	<b>Compsitae</b>
13	丝叶蒿	<i>Artemisia adamsi</i>
14	冷蒿	<i>Artemisia giraldii</i>
15	阿尔泰狗娃花	<i>Heteropappus altaicus</i>
16	变蒿	<i>Artemisia pubescens</i>
17	火绒草	<i>leontopodium leontopodioides</i>
18	驴耳风毛菊	<i>Saussurea amara</i>
19	麻花头	<i>Serratula coronata</i>
20	大籽蒿	<i>Artemisia sieversiana</i>
五	<b>禾本科</b>	<b>Gramineae</b>
21	羊草	<i>Leymus chinensis</i>
22	画眉草	<i>Eragrostis minor</i>
23	糙隐子草	<i>Cleistogenes squarrosa</i>
24	克氏针茅	<i>Stipa krylovii</i>
25	虎尾草	<i>Chloris virgata</i>
26	冰草	<i>Agropyron cristatum</i>
27	大针茅	<i>Stipa grandis</i>
28	散穗早熟禾	<i>Poa subfastigiata</i>
六	<b>莎草科</b>	<b>Cyperaceae</b>

29	寸草苔	<i>Carex duriuscula</i>
七	百合科	<b>Liliaceae</b>
30	双齿葱	<i>Allium bidentatum</i>
31	多根葱	<i>Allium polyrrhizum</i>
32	细叶葱	<i>Allium tenuissimum</i>
33	兴安天门冬	<i>Asparagus davuricus</i>
34	野韭	<i>Alium ramosum</i>
八	十字花科	<b>Cruciferae</b>
35	腺独行菜	<i>Lepidium apetalum</i>
36	燥原芥	<i>Ptilotrichum tenuifolium</i>
九	石竹科	<b>Caryophyllaceae</b>
37	早麦瓶草	<i>Silene janisseeensis</i>
十	玄参科	Scrophulariaceae
38	达乌里苾芭	<i>Cymbaria dahurica Linn</i>

(3) 植被现状调查结果

根据现场调查，本项目生态评价范围内主要为草原生态系统，主要植被类型为克氏针茅+羊草。项目评价范围内未发现国家级和省级保护物种、地方特有种。项目区不属于自然保护区和森林公园。评价区域内植物群落调查结果见表 4.3-31，植被类型见图 4.3-9。

表 4.3-31 植物群落调查结果统计表

植被型组	植被型	植被亚型	群系	调查范围内植被面积 (km <sup>2</sup> )	调查范围面积 (km <sup>2</sup> )	占调查面积百分比 (%)
草原	草原	草原	羊草+克氏针茅群丛	7.54	7.644	98.64%

(4) 植被覆盖度分析

①分析方法

植被覆盖度是指植被（包括叶、茎、枝）在地面的垂直投影面积占统计区总面积的百分比。可利用 NDVI 指数进行估算，估算模型为：

$$fc = (NDVI - NDVI_{soil}) / (NDVI_{veg} - NDVI_{soil})$$

式中 fc 为植被盖度；NDVI<sub>soil</sub> 为裸土或无植被覆盖区域的 NDVI 值，即无植被像元的 NDVI 值，NDVI<sub>veg</sub> 代表完全被植被所覆盖的像元的 NDVI 值，即纯植被像元的 NDVI 值。其中 NDVI 为归一化植被指数，计算公式为：NDVI=(NIR-R)/(NIR+R)，即近红外波段与红色波段的差值除以两者之和。

②分析结果

本评价分析了生态评价范围内的植被覆盖度，详见表 4.2-32，项目生态评价范围内植被覆盖度图见图 4.2-11。

表 4.2-32 生态评价范围植被覆盖度表

覆盖度	面积 (km <sup>2</sup> )	比例
<50%	0.002	41.74%
50%-70%	3.15	57.76%
70%-80%	4.35	0.48%
>80%	0.04	0.02%
合计	7.54	100%

由上表可知，本项目生态评价范围内的植被覆盖度最高的区间为 50%~70%，占比 57.76%；其次为<50%覆盖度，占比 41.74%；其他覆盖面积均不大，占比低于 5%。

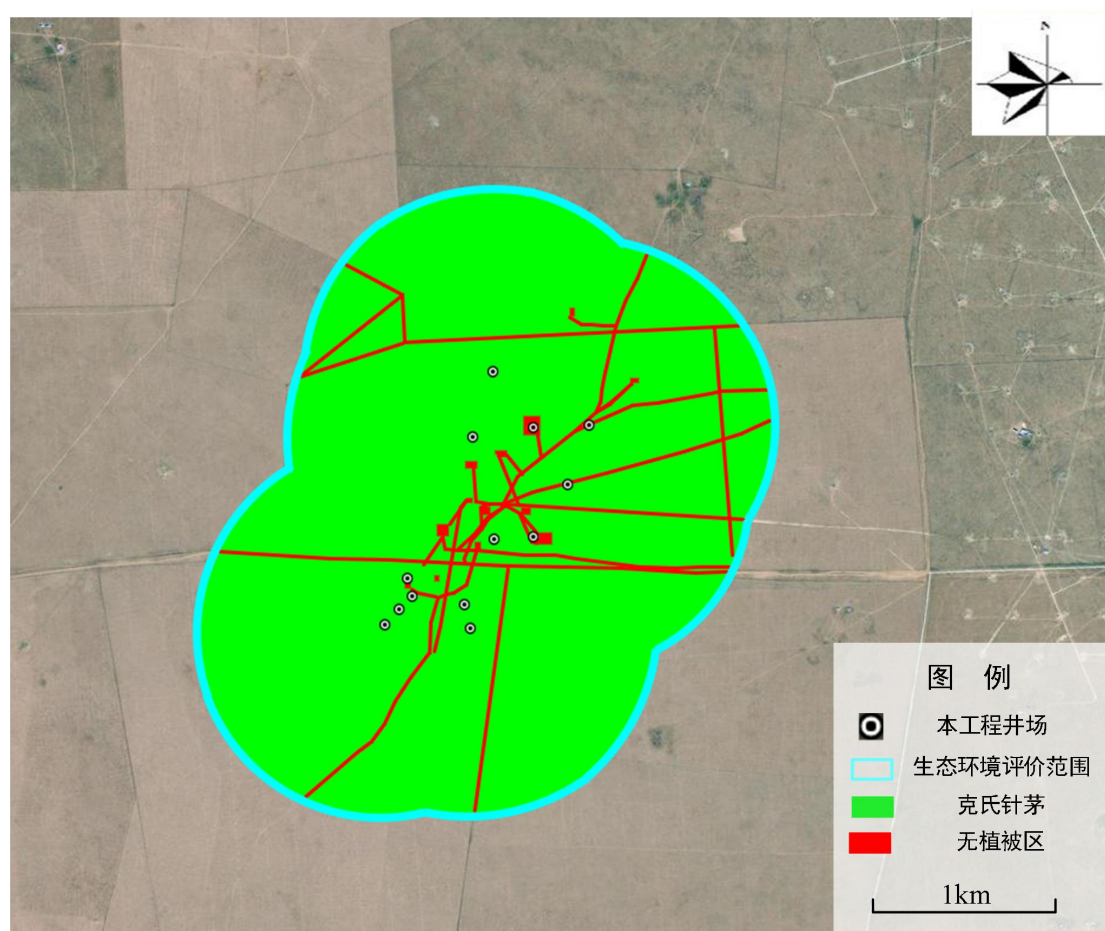


图 4.2-8 评价区植被类型图

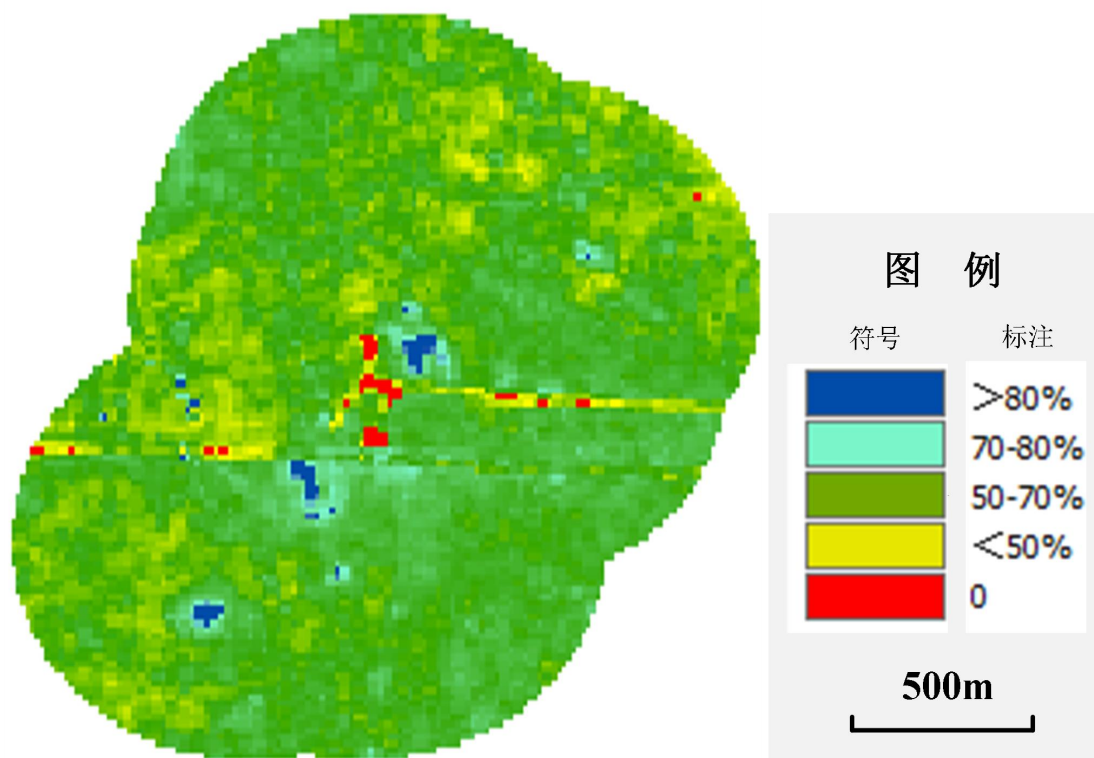


图 4.2-9 项目生态评价范围内植被覆盖度图

#### 4.2.5.4 野生动物现状调查与分析

评价区位于原有产能区块内，由于人类活动，评价区域内动物以伴人物种为主，调查区域分布的动物主要以草原型为主。常见的哺乳类动物有蒙古兔、草原鼢鼠等；鸟类主要有云雀、小沙百灵等；爬行类动物有丽斑麻蜥、龙江草蜥等。常见的动物见表 4.2-33。

表 4.2-33 项目地区主要野生脊椎动物名录

序号	中文名	学名	保护类别	分布生境类型
一、爬行纲 REPTILIA				
1	丽斑麻蜥	<i>Eremias argus</i>	/	
2	龙江草蜥	<i>Takydromus amurensis</i>	/	草地、湿地
二、鸟纲 AVES				
(1) 鸽形目 COLUMIFORMES				
3	毛腿沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus(pallas)</i>	/	草地、沙地
(2) 雀形目 PASSERIIFORMES				
4	小沙百灵	<i>C.rufescens (Vieillot)</i>	/	草地、沙地

5	云雀	<i>Alauda arvensis</i> Linnaeus	/	草地、水域
三、哺乳纲 MAMMALIA				
(1) 兔形目 LAGOMORPHA				
6	蒙古兔	<i>Lepus tolei pallas</i>	/	草地、沙地
7	草原鼠兔	<i>Ochotona daurica</i> Pallas	/	草地、沙地
(2) 啮齿目 RODENTIA				
8	草原黄鼠	<i>Spermophilus dauricus</i> Brande	/	草地、沙地
9	草原鼯鼠	<i>Myospalax aspalax</i> Pallas	/	草地、沙地
10	五趾跳鼠	<i>Allactaga sibirica</i> Pallas	/	草地、沙地
(3) 食肉目 CARNIVORA				
11	艾鼬	<i>Mustela eversmanni</i> Lesson	/	草地、沙地
12	獾	<i>Meles meles</i>	/	草地

### (3) 评价区域重点保护动物情况

根据《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局，2021 年 3 号）和《内蒙古自治区重点保护陆生野生动物名录》，评价区内未发现重点保护陆生野生动物，亦未发现重点保护陆生野生动物栖息繁殖地。

#### 4.2.5.5 土地利用现状

##### (1) 调查技术方法

本次评价以评价区所在区域卫星影像为基础数据，采用遥感与地理信息系统手段，对评价区的土地利用及覆盖情况进行研究。参考有关资料，通过采用 GPS 定位，建立地面解译标志和现场调查等方法，利用 Arcgis 中的 ArcMap 模块为解译平台，进行数据采集、编辑、分析、编绘，完成土地利用现状图；评价区土地利用现状调查图例系统按照全国土地利用分类系统标准，同时参考项目设计及实地考察资料，在此基础上，分析评价区土地利用现状。

##### (2) 评价区土地利用分类

按照《土地利用现状分类》（2017 年 11 月 1 日实施）的分类系统，《土地利用现状分类》国家标准采用一级、二级两个层次的分类体系，共分 12 个一级类、73 个二级类。

本项目生态评价范围内主要以草地为主。由于工程所在区域为已开发区，人类活动频繁，野生动物较少。本项目评价区土地利用情况划分为 3 个一级类型和 3 个二级类型，一级分类为草地、工矿仓储用地、交通运输用地等。草地主要为天然牧草地；工矿仓储用地主要为油田开采用地；交通运输用地主要为公路用地。

项目评价区土地利用分类见表 4.2-34。

表 4.2-34 评价区土地利用类型分类系统

土地类型		特征
土地类型一级类型	土地类型二级类型	
草地	0401 天然草地	指以天然草本植物为主，用于放牧或割草的草地
工矿仓储用地	0602 采矿用地	指采矿、采石、采砂（沙）场、砖瓦窑等地面生产用地，排土（石）及尾矿堆放地
交通运输用地	1003 公路用地	指用于国道、省道、县道和乡道的用地。包括征地范围内的路堤、路堑、道沟、桥梁、汽车停靠站、林木及直接为其服务的附属用地

### （3）调查与评价结果

本项目生态评价区总面积为 7.644km<sup>2</sup>。根据现场调查，评价区范围内主要土地利用类型为天然牧草地，本项目评价范围内具体土地利用类型见表 4.3-35，土地利用现状图见图 4.2-10。

表 4.2-35 土地利用现状统计

土地利用一级类型	土地利用二级类型	面积（km <sup>2</sup> ）	百分比
草地	0401 天然牧草地	7.54	98.64%
工矿仓储用地	0602 采矿用地	0.048	0.63%
交通运输用地	1003 公路用地	0.056	0.73%
合计		7.644	100%

根据实地调查和遥感卫星影像，本项目评价区土地利用情况划分为 3 个一级类型和 3 个二级类型，具体的一级土地利用类型为：草地、工矿仓储用地、交通运输用地。评价区所占比例最高为草地，占比为 98.64%。其他占地比例分别为工矿仓储用地 0.63%、交通运输用地 0.73%。

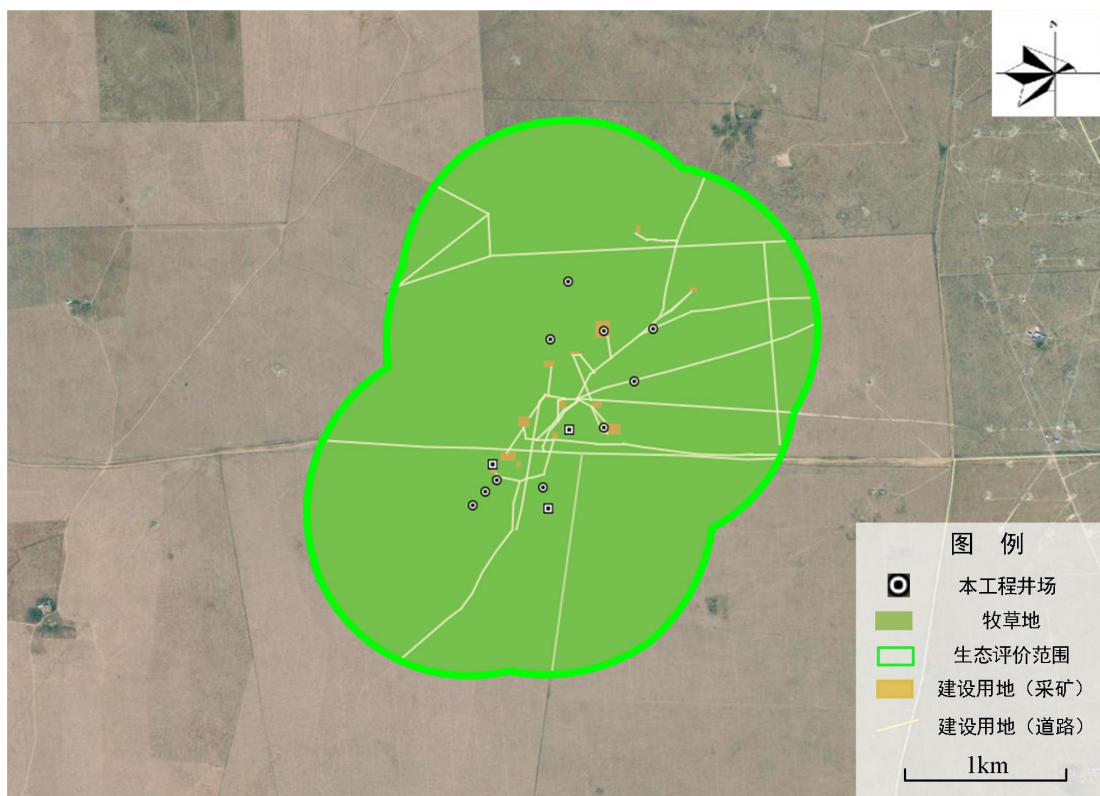


图 4.2-10 土地利用现状图

#### 4.2.5.6 土壤理化性质调查

本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，全旗土壤可分为 7 个土类，14 个亚类，25 个土属。土壤类型有栗钙土、草甸土、盐土、碱土、风沙土、沼泽土、粗骨土等。土层较厚、土质肥沃、适宜种植各类优质牧草及药材，其中栗钙土是区域内分布面积较广的土壤类型，地带性明显。

栗钙土主导成土过程是腐殖质累积过程和钙化过程，钙化程度较为强烈。表层土有机质含量在 2.5-3.3%。自然植被为典型草原植被，由旱生多年生草本植物组成，其中以丛生禾草为主，其次为根茎禾草，建群植物主要有大针茅、羊草、糙隐子草、洽草等。草甸土：接受地下水浸润，在草甸植被下发育而成的半水成土，自然植被多由中生的盐湿性羊草草甸植物组成，土壤具有明显的有机质积累，植物根系多集中在表层，向下锐减，这与黑土腐殖质在剖面中积累较深的特点有显著不同。盐碱土：分布于高平原上的闭流洼地，分布面积很小，成分以全新统湖沼沉积物为主。植被组成以盐生植物为主，多为盐生草甸群落，主要有碱蓬、碱茅、芨芨草等，植被覆盖度一般较低。评价区内土壤类型组成简单，通过土壤

信息服务平台及现场调查可知，占地土壤类型为栗钙土，评价区域主要为栗钙土，在评价区域东侧有少量碱性草甸土。

#### 4.2.5.7 土壤侵蚀调查

土壤侵蚀是指土壤在水力、风力、重力等外营力作用下被破坏、剥蚀、搬运和沉积的过程，主要分为水力侵蚀、风力侵蚀、冻融侵蚀等，本项目区域属中温带大陆性季风气候，其特点冬季漫长严寒，春季干旱，多大风，最大风力 7-8 级，全年降水量较少，多集中在夏季，土壤侵蚀类型主要为风力侵蚀，风蚀的活动与干燥而多风的气候有密切关系，影响风蚀的主要因素有：气候、土壤、植被。气候包括风、降水、温度和湿度等因素。风的因素包括风速、风向、吹袭持续时间和湍流的程度等。通常风速越大，持续时间越长，风的涡动性越强，土壤的风蚀强度越烈。同时，这些因素又加速土壤水分蒸发，使其变干而加剧风蚀。降水、湿度、温度等因素都直接影响风蚀的严重程度。水蚀与区域降雨量、降雨强度、地形、地势等相关。植物覆盖地面，使气流不能直接作用于砂质地表，防止了风吹扬作用，同时也使阳光不能直接照射地面，从而减少了土壤表层水分的蒸发，加强了砂粒间的团聚力，植物枯枝落叶的堆积，使地面有机质逐渐增多，促进了成土作用。人为因素，长期过度的放牧、樵采，以及其他掠夺式利用风沙地区的土地、草原，都会促进风蚀的发展。根据项目区域土壤侵蚀图，本项目区域主要有强度风蚀、中度风蚀、轻度风蚀和微度风蚀。

#### 4.2.5.8 生态环境现状评价结论

本工程区块位于呼伦贝尔新巴尔虎左旗境内，评价范围内生态系统类型为草地。本工程评价范围内土地利用类型以基本草原为主，工程所在区域内主要土壤类型以草甸土和栗钙土为主，工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少，本工程区域生态环境总体质量较好。

### 4.3 区域污染源调查

本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内。通过现场调查，项目所在区域内主要为草地和油田开发项目，周边无其他工业企业。区域环境污染源主要为区块内已建项目运营产生的废气、废水、噪声、固废等。

#### (1) 大气污染源调查

项目现有区块内大气污染源主要为井场、场站、管线等无组织排放的非甲烷总烃和场站加热炉烟气等。

根据检测结果，场站加热炉烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）标准限值要求，场站无组织废气满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中的厂区内 VOCs 无组织排放限值标准要求。

### （2）水污染源调查

项目所在区块废水主要为油田开发产生含油污水、作业废水和生活污水。

含油污水进入乌东联合含油污水处理站处理后回注，作业废水罐车拉运至乌东联污水站处理后回注，不外排；生活污水排入作业区生活污水处理装置，处理后废水排入作业区外的生活污水池自然蒸发或用于绿化。

### （3）噪声污染源调查

现有工程主要声源来自井场和场站设备、机泵运行产生的噪声以及运输车辆噪声。

根据现状监测结果，现有场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求，对周边声环境影响较小。

### （4）固体废物污染源调查

固体废物主要为各类危险废物及生活垃圾。其中危险废物主要包括清淤产生的含油污泥、落地油、废含油防渗布等。

含油污泥、落地油委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司处置，废含油防渗布委托有资质单位处置；生活垃圾集中收集，送至新巴尔虎左旗生活垃圾填埋场填埋处理。

本项目所在区域为典型草原区，土壤类型为草甸栗钙土，区域内生产主要以畜牧业为主，生态系统稳定。区域植被覆盖度、物种丰富度及生态系统稳定度趋于稳定，油田开发建设前后生态环境状况指数趋于下降。乌尔逊油田现有项目占地均已获得用地手续，且严格按照要求在占地范围内进行石油开采活动，施工后均已对临时占地进行了生态恢复，通过历史影像对比图可以看出，由于乌尔逊油田的井场、道路、场站等建设以及石油开采活动，导致区域石油开采建设用地面积增加，草地面积减少。下一步大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司将继续加

强油田开发过程中的各项环保措施尤其是生态恢复及保护措施,加强植被恢复及草地维护,针对已进入退役期的井场和道路进行植被恢复,促进区域生态环境和经济的协同发展。

## 第五章 环境影响预测与评价

### 5.1 大气环境影响预测与评价

#### 5.1.1 施工期

施工期废气主要来源于井场地面设施、管线开挖、道路建设等过程的施工扬尘及各种车辆排放的尾气以及焊接烟尘等，废气中主要污染物为非甲烷总烃、NO<sub>x</sub>、SO<sub>2</sub>、TSP和CO等。

##### (1) 施工扬尘对环境空气的影响

施工期管线路由开挖、道路铺设、回填、开挖土方露天堆放等过程都会产生扬尘，如遇干旱无雨季节或大风天气，施工扬尘将更为严重。据有关调查显示，施工工地的扬尘主要是由运输车辆的行驶和开挖土方的露天堆放产生，一般情况下，施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在100m以内。如果在施工期间对施工区域采用围护或对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水4-5次，可使扬尘减少70%左右，施工场地洒水抑尘的试验结果见表5.1-1。

表 5.1-1 施工现场下风向 TSP 浓度（风速为 4.5m/s）

距离 (m)		5	20	30	50	100-150
TSP 小时平均浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86	0.61
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.27	0.21

结果表明：每天洒水4-5次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将TSP污染距离缩小到20-50m范围。施工期管线施工扬尘不会对敏感点产生较大影响。

根据本项目特点，在施工过程中，应定时适量洒水，并在大风天气加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度；加强回填土方堆放场的管理，要采取土方表面压实、覆盖等措施；运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生；在距离牧民较近管线施工过程中采取人工开挖，施工阶段设置围挡等方式降低施工噪声及扬尘对周边牧民的影响。

采取上述措施后，施工期过程中产生的扬尘可降低约70%，扬尘浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2中无组织排放监控浓度限值要求。项目施工结束后及时恢复施工占地的原有地表形态。施工扬尘对沿线敏感目标影响具有一定的时段性，这种影响随着施工期的结束而消失。

项目施工结束后及时恢复施工占地的原有地表形态。施工扬尘对沿线敏感目标影响具有一定的时段性，这种影响随着施工期的结束而消失。距离本项目最近的敏感目标为乌 39-23 西北侧 190m 处的牧民特古斯家，施工对周围牧民环境影响较小。

### (2) 车辆排放的尾气对环境空气的影响

本工程施工期各类工程及运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，排放主要污染物为 NO<sub>x</sub>、CO、HC 等，均属于无组织排放，施工所处地区宽阔，地形简单，污染物在大气中可快速扩散，由于车辆排放的尾气为流动的线源，影响范围较大，但其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对环境空气的影响不是很大。

### (3) 焊接烟尘

项目管道焊接主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟尘，焊接烟气中有毒有害气体的成份主要为 CO、CO<sub>2</sub>、O<sub>3</sub>、NO<sub>x</sub>、CH<sub>4</sub> 等，其中以 CO 所占的比例最大，但由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

## 5.1.2 运行期

本项目运行期的大气污染主要来自油田集输过程中烃类的无组织挥发、依托场站加热装置新增负荷增加的烟气。

根据工程分析可知，由于本工程未新建锅炉，依托场站加热炉均在满足相应的负荷状态下运行，且大气污染物总量在原申请总量范围内，故未对锅炉烟气进行预测。

### (1) 非甲烷总烃面源预测

本项目运行期正常工况下的大气污染主要来自产液集输过程无组织挥发的烃类气体，为面源排放。

根据区块开发指标预测，单井最大产油量为 3.3t/d，则本次评价按照单井产能 3.3t/d 计算。

本项目采油井口无组织挥发烃类废气主要源于采出液中所含伴生气的无组织挥发，通过油井安装油套连通装置可有效减少烃类挥发量。

无组织挥发烃类废气量计算公式如下：

$$G=M \times \lambda \times \delta \times \eta \times \rho \times (1-\alpha)$$

式中：G—非甲烷总烃产生量，t/a；

M—原油产量，t/a；

$\eta$ —油气集输系统损耗率，开放式流程取值 1.4%，密闭流程取值 0.5%；

$\alpha$ —甲烷化系数，根据建设单位数据，甲烷化系数为 65%；

$\rho$ —伴生气密度，0.0007256t/m<sup>3</sup>；

$\lambda$ —气油比，气油比为 13.54m<sup>3</sup>/t；

$\delta$ —伴生气实际产生系数，0.5。

本项目单井最大产油量 3.3t/d，则单井井场非甲烷总烃排放速率为 0.0012kg/h。

工程污染源调查情况见表 5.1-2。

表 5.1-2 污染物面源参数调查清单

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度/m	与正北方向夹角/°	面源长度/m	面源宽度/m	面源有效排放高度/m	污染物排放速率(kg/h)
	经度	纬度						NMHC
乌 39-9	117.799253	48.208214	582	90	40	30	3	0.0012

(2) 评价等级判定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)的规定，采用估算模式分别计算本项目正常排放情况下的主要污染物的最大影响程度和最远影响范围，然后按评价工作分级判据进行分级。本项目估算模型参数一览表见表 5.1-3。

表 5.1-3 估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
最高环境温度/°C		41.6
最低环境温度/°C		-40.8
土地利用类型		草地
区域湿度条件		中等湿度

是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率 / m	90
是否考虑岸线熏烟		否

根据估算模式预测的计算结果见表 5.1-4。

表 5.1-4 面源估算模式计算结果

面源	序号	落地浓度距离 (m)	最大落地浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)
乌 39-9 井场	1	10	2.76	0.138
	2	25	3.41	0.171
	3	50	3.99	0.200
	4	68	4.09	0.205
	5	75	4.07	0.204
	6	100	3.86	0.193
下风向最大质量浓度及占标率		<b>68</b>	<b>4.09</b>	<b>0.205</b>

由预测可知，本项目单井井场面源排放的主要污染物非甲烷总烃最大落地距离 68m，最大地面浓度为  $0.00409\text{mg}/\text{m}^3$ ，能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）5.9 企业边界污染物控制要求限值（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ），对周围大气环境的贡献值较小。

### (3) 污染物排放量核算

#### ① 正常工况下大气污染物年排放量核算

本项目大气污染物有组织排放量核算见表 5.1-5。

表 5.1-5 大气污染物有组织排放量核算

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度/ $(\text{mg}/\text{m}^3)$	核算排放速率/ $(\text{kg}/\text{h})$	核算年排放量/ $(\text{t}/\text{a})$	
主要排放口						
主要排放口合计		/	/	/	/	
一般排放口						
1	乌东联合站加热炉	燃气	颗粒物	12.5	0.0010	0.009
			NO <sub>x</sub>	88	0.0075	0.066
			SO <sub>2</sub>	23	0.0019	0.017
		燃油	颗粒物	16.8	0.0003	0.003
			NO <sub>x</sub>	131	0.0024	0.021
			SO <sub>2</sub>	49	0.0009	0.008
有组织排放总计						

有组织排放总计	颗粒物	0.012
	NO <sub>x</sub>	0.087
	SO <sub>2</sub>	0.025

本项目大气污染物无组织排放量核算见表 5.1-5。

表 5.1-5 大气污染物无组织排放量核算

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准 (μg/m <sup>3</sup> )		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m <sup>3</sup> )	
1	井场、管线等	油气集输	非甲烷总烃	油气集输采用密闭流程，井口安装密封垫	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 中规定要求	4.0	0.085
2	场站	油气集输	非甲烷总烃	油气集输采用密闭流程			
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃			0.085

本项目大气污染物年排放量核算见表 5.1-6。

表 5.1-6 本项目大气污染物年排放量核算

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	颗粒物	0.012
2	NO <sub>x</sub>	0.087
3	SO <sub>2</sub>	0.025
4	非甲烷总烃	0.085

### ②非正常工况下大气污染物年排放量核算

根据工程分析可知，本项目涉及的非正常工况条件下的废气排放主要为井场、场站设备检修时非甲烷总烃的溢散，一般情况下检修时间较短（1-2d），非甲烷总烃溢散量难以核算，且项目均处于野外，扩散条件较好，不会对周围大气环境造成较大影响。

### （3）依托场站加热炉达标性

本次项目乌 39-1 区块依托乌东联合站，乌东联合站含油污水处理站负荷率均能够满足需求。

根据大庆中环检测有限公司于 2023 年 4 月 10 日对乌东联合站加热炉的监测结果可知，燃气加热炉排放的废气浓度中颗粒物最大值为 12.5mg/m<sup>3</sup>，NO<sub>x</sub> 最大

值为  $88\text{mg}/\text{m}^3$ ， $\text{SO}_2$  最大值为  $23\text{mg}/\text{m}^3$ ，燃油加热炉排放的废气浓度中颗粒物最大值为  $16.8\text{mg}/\text{m}^3$ ， $\text{NO}_x$  最大值为  $131\text{mg}/\text{m}^3$ ， $\text{SO}_2$  最大值为  $49\text{mg}/\text{m}^3$ ，均能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）标准限值要求。

### 5.1.3 退役期

在退役期间由于原油的产量下降，井场、联合站和转油站的烃类气体挥发量将明显下降，排入环境空气中的废气也将逐渐减少，并随着油井的全部关闭影响将逐渐消失，这些将有利于油区内环境空气质量的恢复；各类工程车辆和运输车辆为流动的线源，污染物扩散较快，将随着各井的拆除而移动，对环境的影响是暂时的。在各油井完全关闭后，该地区的空气环境将逐步恢复到未开发前的状态。

### 5.1.4 评价结论

通过在施工期采用洒水抑尘、设置施工围挡、遮盖苫布等措施后对周围大气影响较小，且施工结束后影响即消除；在运行期油田生产过程中采用全密闭工艺流程，烃类气体的损失量可以控制在合理范围以内，井场排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定限值要求，根据预测分析，本项目井场排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定限值要求，项目运行后对周边环境敏感点影响较小；依托场站排放的非甲烷总烃厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求。通过采取过程全控制的措施，满足相关标准的要求。通过预测可知，本项目对大气环境影响较小，无需设置大气环境防护区域。

表 5.1-7 建设项目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 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>		三级 <input checked="" type="checkbox"/>			
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>			
评价因子	SO <sub>2</sub> +NO <sub>x</sub> 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>			
	评价因子	基本污染物 (PM <sub>10</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、CO、O <sub>3</sub> ) 其他污染物 (非甲烷总烃)				包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input checked="" type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录 D <input type="checkbox"/>	其他标准 <input checked="" type="checkbox"/>		
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>			
	评价基准年	(2023) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>			
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>				不达标区 <input type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input type="checkbox"/>		
大气环境影响评价预测与评价	预测模型	AERM OD <input type="checkbox"/>	ADM S <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/A EDT <input type="checkbox"/>	CALPU FF <input type="checkbox"/>	网络模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	边长 ≥ 50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input type="checkbox"/>			
	预测因子	预测因子				包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>			C 本项目最大占标率 > 100% <input type="checkbox"/>				
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C 本项目最大占标率 ≤ 10% <input type="checkbox"/>			C 本项目最大占标率 > 10% <input type="checkbox"/>		
		二类区		C 本项目最大占标率 ≤ 30% <input type="checkbox"/>			C 本项目最大占标率 > 30% <input type="checkbox"/>		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 ( ) h		C 非正常占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>		C 非正常占标率 > 100% <input type="checkbox"/>			
	保证率日平均浓度和年评价浓度叠加值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>				C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>			
区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% <input type="checkbox"/>				K > -20% <input type="checkbox"/>				
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、颗粒物、非甲烷总烃)			有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>		

	环境质量监测	监测因子: ( )	监测点位数 ( )	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
环评结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>		
	大气环境保护距离	距 ( ) 厂界最远 ( ) m		
	污染源年排放量	NOx: (0.087) t/a	SO <sub>2</sub> : (0.025) t/a	颗粒物: (0.012) t/a VOCs: (0.085) t/a
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 填“√”; “( )”为内容填写项				

## 5.2 地表水环境影响评价

### 5.2.1 施工期

施工期对地表水体可能造成污染的污染源主要是试压废水、压裂返排液、生活污水, 污染因子主要为 COD、氨氮、悬浮物。

项目施工期产生的试压废水由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理, 处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) “含油量 $\leq 10.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5.0\mu\text{m}$ ”规定后回注油层, 不外排; 压裂返排液拉运至压裂返排液处理站处理, 分离出的污水输至含油污水处理站处理达标后回注附近现役油层。

施工人员住宿依托施工单位后线驻地, 施工现场不设暂舍, 驻地生活污水排入驻地已建防渗化粪池, 定期进行清掏后外运至乌东联合站生活污水处理装置, 处理后排入生活污水蒸发池自然蒸发或者用作站场绿化。

综上所述, 本项目施工期废水均得到合理有效的处理, 不排入外环境, 不会对区域内地表水体产生影响。

### 5.2.2 运营期

#### 5.2.2.1 正常工况下地表水环境影响分析

本项目正常工况下运营期产生的废水主要为油田采出水, 污染因子为石油类。

正常工况下, 运行期油田采出水进入乌东联合站含油污水处理站处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022) 限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”规定后回注油层; 作业污水及洗井污水通过罐车回收后送乌东联合站含油污水处理站处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022) 限值要求“含

油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排；清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。综上所述，本项目废水均得到合理有效的处理，不排入外环境，因此，正常工况下对区域内地表水体几乎不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则地表水》（HJ2.3-2018）中 8.1.2，水污染影响型为三级 B 评价，主要评价内容包括：水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价，及依托含油污水处理站的环境可行性评价。

#### （1）地表水环境保护措施有效性

在油田生产建设及运营过程中，加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施切实落实。

①集油管线采用无缝钢管，内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管，能有效防止管线泄漏，同时定期对管线检查、维修，确保各部分的使用性能；

②在进行油井井下作业时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

③定期巡检，每天有专职人员对油井及管线进行检查，巡检次数至少为 1 次/d，雨季等特殊天气增加巡检次数，若管线泄漏应及时关闭切断阀，同时确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水环境产生大面积污染。

综上所述，正常生产情况下，项目开发建设采取较为完善的环境保护措施，对周围环境不会产生不良影响。

#### （2）依托含油污水处理站的环境可行性

##### ①污水站处理工艺及处理能力可行性分析

本项目 10 口油井采出水依托乌东联合站含油污水处理站处理，站内 SSF 工艺，设计出水水质指标为“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”，设计规模为  $690\text{m}^3/\text{d}$ ，目前乌东联污水站平均日处理  $350\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率

50.7%，考虑同期建设项目（海拉尔盆地乌 99-94、苏 102-X2 等五个区块产能建设工程）废水量 30.6t/d 和接入本项目废水量 3.34t/d 后，负荷率为 55.6%，工程建成后能够满足本次产能需求。

#### ②污水站处理达标后回注的环境可行性分析

根据现场调查，项目所属区域注水井回注层位与油井开采层位相同，属于回注到现役油气藏层位。

根据大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司企业自行监测数据（监测时间 2023.03.29），乌东联污水站处理后污水中悬浮物浓度为 4mg/L、含油量为 1.38mg/L，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量 $\leq$ 10mg/L、悬浮固体含量 $\leq$ 15mg/L、粒径中值 $\leq$ 5 $\mu$ m”，回注油层，不外排。符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）中相关要求。

#### 5.2.2.2 非正常工况下地表水环境影响分析

非正常工况下对地表水体构成污染的污染源主要为作业污水及洗井污水地表径流可能携带部分落地油进入水环境。根据前述工程分析可知：

（1）油井作业过程中使用作业污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置对作业污水进行回收。油井作业时泄漏出的污油污水限定在井场范围内，通过带有自吸泵的污油污水回收装置将泄漏出的污油污水回收处理，不进入外环境。

（2）作业过程中严格限制作业范围，作业范围不超出井场占地范围外，距离地表水体较近油井井场四周设置围堰，作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水不会污染外环境。

（3）本工程对落地油采取了及时回收措施，回收率 100%，并禁止在雨季进行油井作业，因此，地表径流不会对地表水体产生影响。

综上，非正常工况下，通过上述的相应措施，项目对地表水体不会产生影响。

#### 5.2.2.3 非正常工况下地表水环境影响分析

本项目事故状态下运行期对水体产生污染的途径主要为集油管线泄露。

本项目在运营期对集油管线进行定期巡检，每天有专职人员对油井及管线进行检查，巡检次数至少为 1 次/d，雨季等特殊天气增加巡检次数，若管线泄漏应

及时关闭切断阀，同时确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理；集油管线采用无缝钢管，内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管，能有效防止管线泄漏，同时定期对管线检查、维修，确保各部分的使用性能；在进行油井井下作业时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污，发生集油管线随地表径流进入水体的可能性不大。

### 5.2.3 退役期

退役期间随着油井的全部关闭影响将逐渐消失，含油污水产生量逐渐减少。在各油井完全关闭后无废水产生。因此，拟建项目在退役期不会对环境产生影响。

综上所述，本项目废水均得到合理有效的处理，不排入外环境，因此，正常工况下对区域内地表水体不产生影响。

### 5.2.4 地表水环境影响评价结论

本项目的开发建设在正常工况下，采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境不会产生不良影响。在事故状态下，尤其是发生集输管线泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响。因此，建议企业加强管理，事故发生时及时采取防治措施，避免对周围水体产生影响。

## 5.3 地下水环境影响预测与评价

### 5.3.1 正常情况下地下水环境影响分析

#### (1) 施工期

施工期废水主要为管线试压废水、压裂返排液及施工人员生活污水。

项目施工期产生的试压废水由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排；压裂返排液拉运至压裂返排液处理站处理，分离出的污水输至含油污水处理站处理达标后回注附近现役油层；施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设暂舍，驻地生活污水排入驻地已建防渗化粪池，定期进行清掏

后外运至乌东联合站生活污水处理装置，处理后排入生活污水蒸发池自然蒸发或者用作站场绿化。

综上所述，本项目施工期废水均得到合理有效的处理，不排入外环境，不会对区域内地下水产生不良影响。

### (2) 运行期

项目营运期可能对地下水产生影响的污染物主要为含油污水、含油污泥、落地油等。

本项目产生的含油污水由管线输送至乌东联合站含油污水处理站处理达标后回注油层，含油污泥、落地油及时进行回收，回收效率100%，委托有资质单位进行处理。因此，项目营运期正常工况下对地下水产生不良影响的可能较小。

### 5.3.2 事故状况下地下水环境影响分析

油田开发生产过程中，非正常状况下，具有污染环境的潜在因素，包括井漏、原油泄漏等，可能对地下水环境产生不良影响。具体分析如下：

(1) 本项目可能因管道老化、腐蚀穿孔引起原油、含油污水泄漏，多发生在投产若干年后，一旦管道泄漏会有原油、含油污水溢出，对环境造成污染，但发生管线泄漏时因管道的压力变化较易发现，及时采取必要的处理措施后，使造成的污染可控制在局部地区，不会造成大面积的区域性污染。管道泄漏原油、含油污水首先进入土壤，经过土壤下渗到达潜水层，会对土壤、潜水产生影响；承压水含水层上有隔水层阻隔，管道泄漏一般不会对承压水造成影响。

(2) 可能由于固井质量不高发生井套管破裂，原油窜入含水层造成对地下水污染，该种情况可能对承压水含水层造成污染。

本项目预测情景模式见表5.3-1。

表5.3-1 地下水预测情景模式一览表

序号	泄漏类型	影响层位	场景选择	
			持续泄漏	短时泄漏
1	集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏	潜水	—	√
2	油井泄漏造成的含油物质泄漏	潜水+承压水	√	—
3	注水井泄漏造成的含油物质泄漏	潜水+承压水	√	—

情景一：输油管道泄漏

#### ① 预测源强

本项目集油管道管径最大、长度最长的集输管线规格为φ56×3，长度为 400m，假设输油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，根据现场调查和大庆油田多年统计数据，泄漏源强以井场每天的产油量 10%计，管道设有压力监控，并已在转油站进行联网，一旦发生泄漏管道压力就会出现异常，工作人员可在 1h 内发现，并采取关闭机泵及阀门等措施进行控制，泄漏时间取 1h，泄漏 1h 的原油量为  $3.3/24 \times 0.1 \times 1000 = 13.75\text{kg}$ 。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、5000 天石油类在潜水中的运移情况。

### ②预测因子

输油管道发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发性酚类等。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在输油管道发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，挥发性酚类的含量远低于石油，本次评价最终选取石油类作为预测特征因子。

### ③预测模型

将地下水泄漏时间概化为瞬时注入，再利用二维水动力弥散方程计算最大影响范围。二维水动力瞬时注入弥散方程如下：

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mM—长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

DL—纵向弥散系数，m<sup>2</sup>/d；

DT—横向 y 方向的弥散系数， $m^2/d$ 。

$\pi$ —圆周率。

④参数选取

根据达西定律  $u=渗透系数 \times 地下水水力坡度/有效孔隙度$ ，潜水含水层渗透系数  $K=1.55m/d$ ，水力坡度  $I=0.0005$ ，有效孔隙度  $n$  为 0.08，有效评价区内潜水含水层地下水流速为  $0.0097m/d$ 。根据本项目区域的水文地质条件，区域内潜水含水层厚度为  $4m$ ，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）水文地质参数经验值表数据及相关地勘资料，本项目区域有效孔隙度取值为 0.08；纵向弥散系数约  $0.5m^2/d$ ，横向弥散系数约为  $0.01m^2/d$ ，化学反应常数为 0。

(5) 预测结果

集油管道泄漏 100d、1000d、5000d 对潜水的的影响预测结果见表 5.3-2、图 5.3-1~图 5.3-3。

表 5.3-2 集油管道泄漏对地下水的影响预测结果表

预测因子	预测时间	预测结果			
		超标距离 (m)	超标面积 ( $m^2$ )	影响距离 (m)	影响面积 ( $m^2$ )
石油类	100d	43.97	818	47.97	954
	1000d	127.7	6112	140.7	7552
	5000d	278.5	23393.68	311.5	30546.47

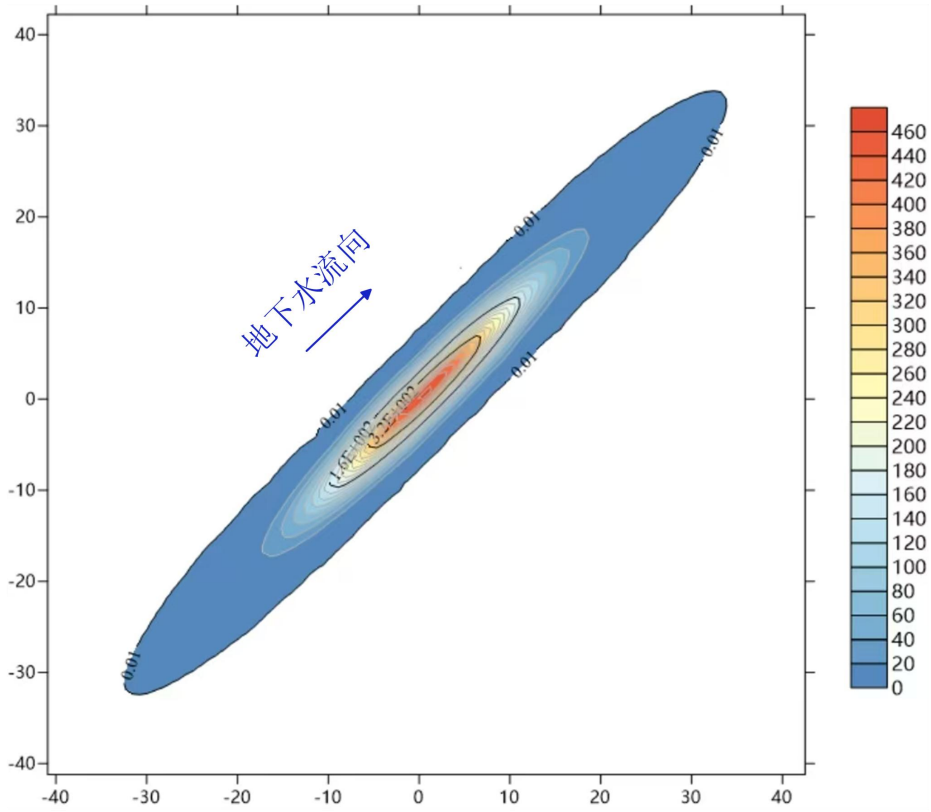


图 5.3-1 集油管道泄漏后 100 天污染物浓度分布图

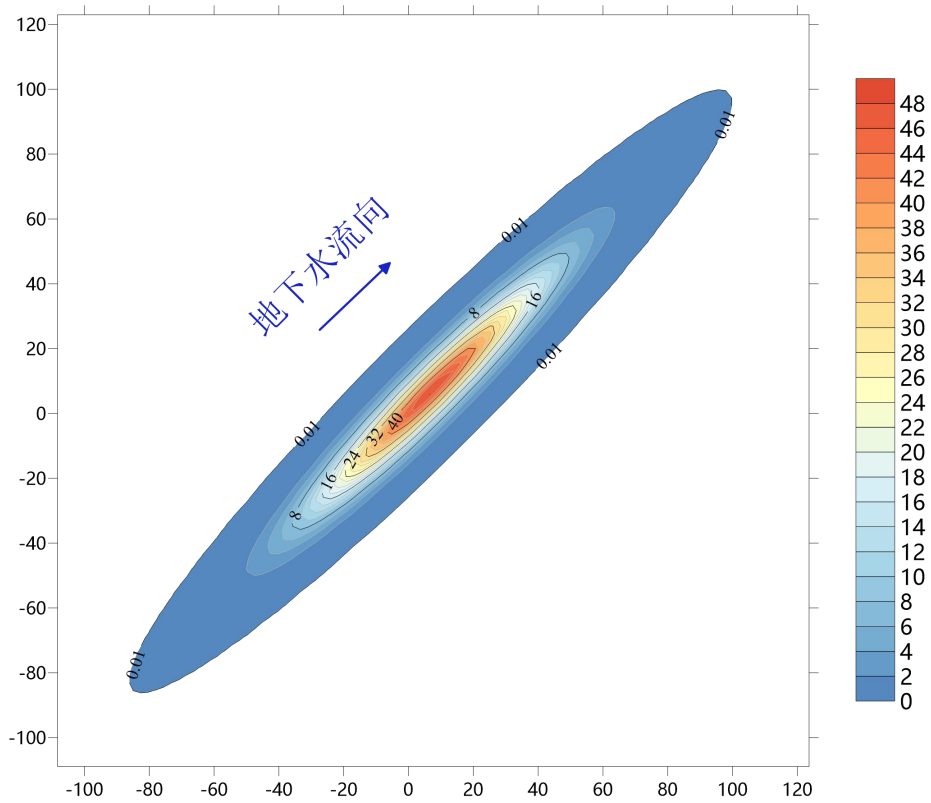


图 5.3-2 集油管道泄漏后 1000 天污染物浓度分布图

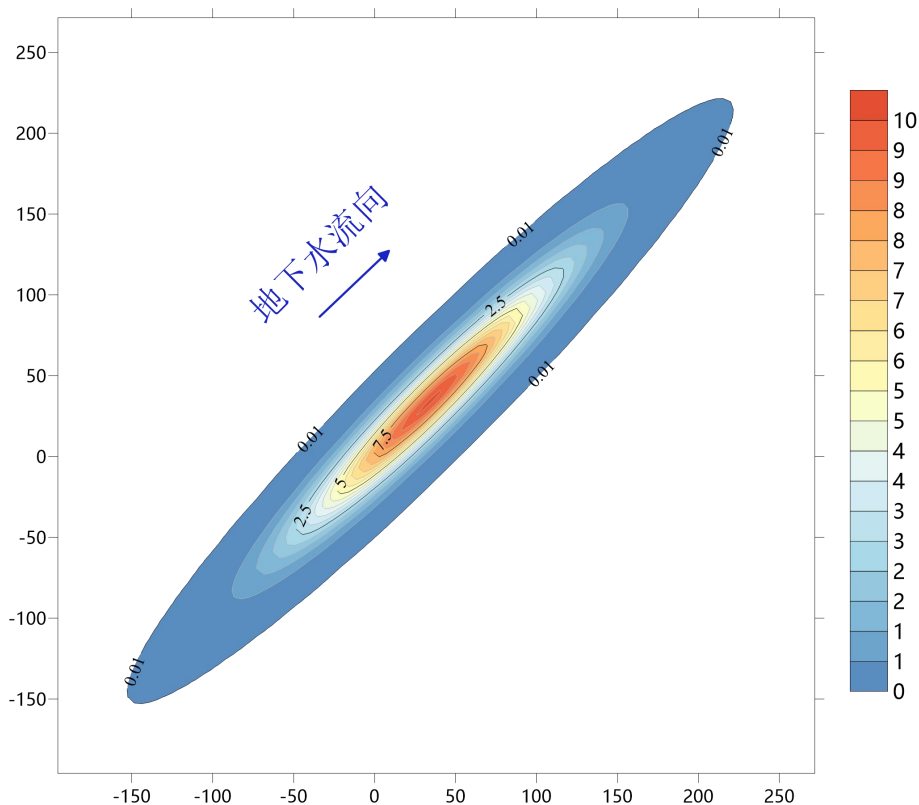


图 5.3-3 集油管道泄漏后 5000 天污染物浓度分布图

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，集油管道泄漏 100d 后，超标距离为 43.97m，超标面积为 818m<sup>2</sup>，影响距离为 47.97m，影响面积为 954m<sup>2</sup>；集油管道泄漏 1000d 后，超标距离为 127.7m，超标面积为 6112m<sup>2</sup>，影响距离为 140.7m，影响面积为 7552m<sup>2</sup>；集油管道泄漏 5000d 后，超标距离为 278.5m，超标面积为 23393.68m<sup>2</sup>，影响距离为 311.5m，影响面积为 30546.47m<sup>2</sup>。拟建井场距离最近的饮用水井距离为 3600m，所以在预测情景下，不会对其水质造成污染。

情景二：油井套管破损泄漏

### (1) 承压水层油井套管破损泄漏

#### ① 预测源强

假设油井套管破损发生泄漏，本项目油井均为独立井，单井产油量为 3.3t/d，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以单井产油量的 10%计，由于油井泄漏不能实时控制，因此该泄漏是不易被发现的，只能在井下作业时对油井套管检测等措施进行控制，泄漏的原油量为 330kg/d。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、5000 天石油类在地下水中的运移情况。

## ②预测因子

油井套管发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发性酚类等。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在井套管发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，挥发性酚类的含量远低于石油类，因此，最终选取石油类作为本次评价预测特征因子。

## ③预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中9.7节预测方法，采用推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型连续注入示踪剂—平面连续点源进行预测。具体如下：

连续注入示踪剂——平面连续点源

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi Mn \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L} \left[ 2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]}$$

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t时刻点x, y处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mt—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；

DL—纵向弥散系数，m<sup>2</sup>/d；

DT—横向y方向的弥散系数，m<sup>2</sup>/d。

$\pi$ —圆周率。

$K_0(\beta)$ —第二类零阶修正贝塞尔函数；

$W(u^2t/4D_L, \beta)$ —第一类越流系统井函数。

⑤ 参数选取

根据达西定律  $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，承压水含水层渗透系数  $K = 1.25 \text{m/d}$ ，水力坡度  $I = 0.0004$ ，有效孔隙度  $n$  为 0.07，有效评价区内承压水含水层地下水流速为  $0.0071 \text{m/d}$ 。根据本项目区域的水文地质条件，承压水含水层有效影响厚度取  $4 \text{m}$ 。区域地下水纵向弥散系数  $0.5 \text{m}^2/\text{d}$ ，横向弥散系数  $0.01 \text{m}^2/\text{d}$ ，化学反应常数为 0。

⑤ 预测结果

套管破损泄漏 100d、1000d、5000d 对承压水的影响预测结果见表 5.3-3、图 5.3-4~图 5.3-6。

表 5.3-3 油井套管泄漏对地下水的影响预测结果表

预测因子	预测时间	预测结果			
		超标距离 (m)	超标面积 (m <sup>2</sup> )	影响距离 (m)	影响面积 (m <sup>2</sup> )
石油类	100d	55	1279	58	1391
	1000d	177	12776	185	14108
	5000d	413	63786.28	433	70537.48

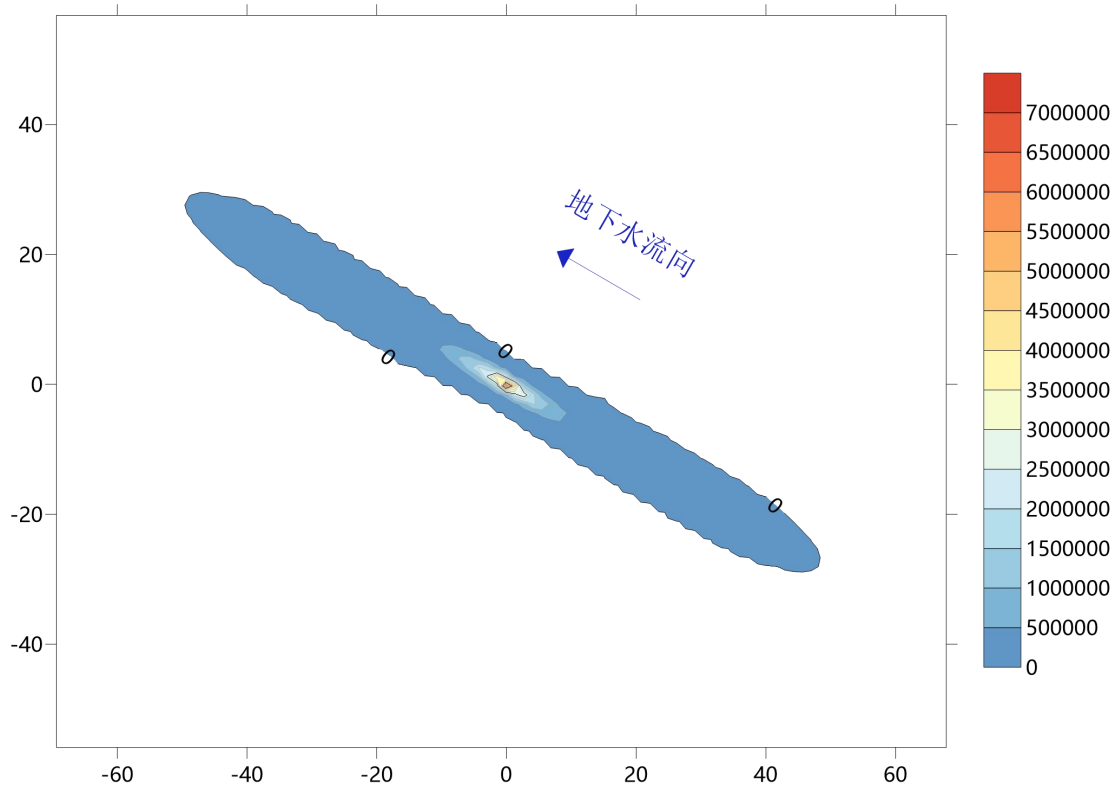


图 5.3-4 油井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图

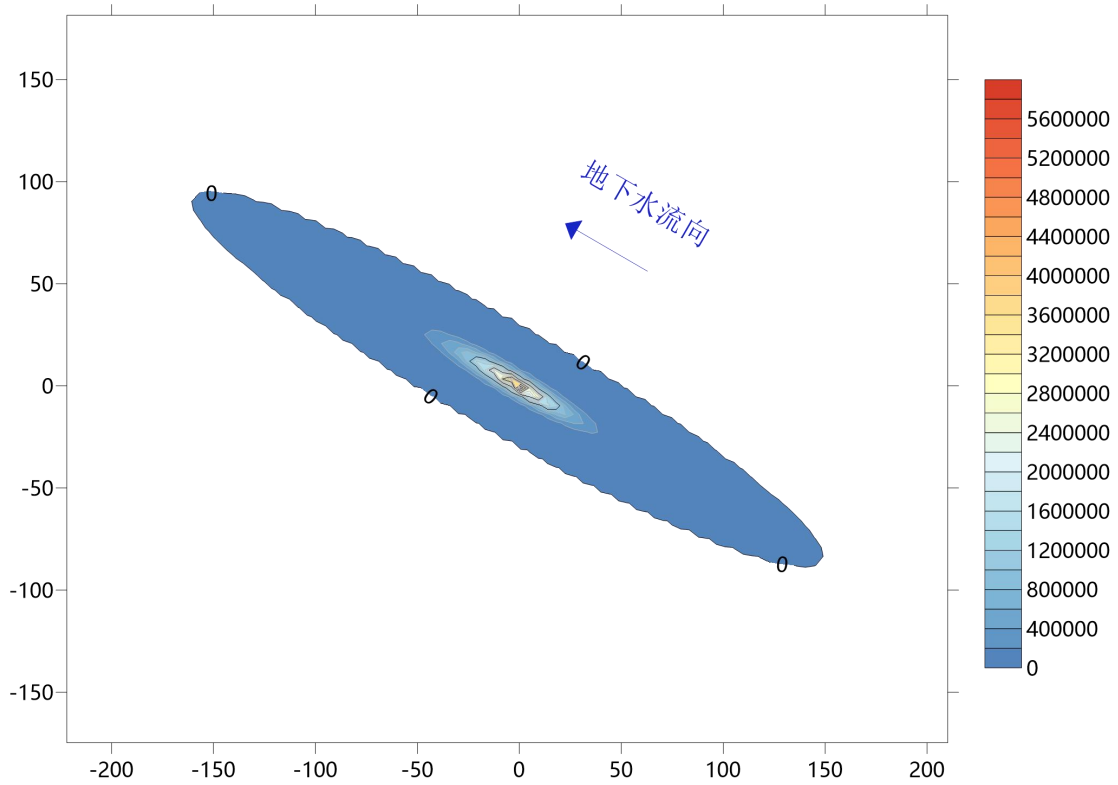


图 5.3-5 油井套管泄漏 1000 天石油类污染扩散平面图

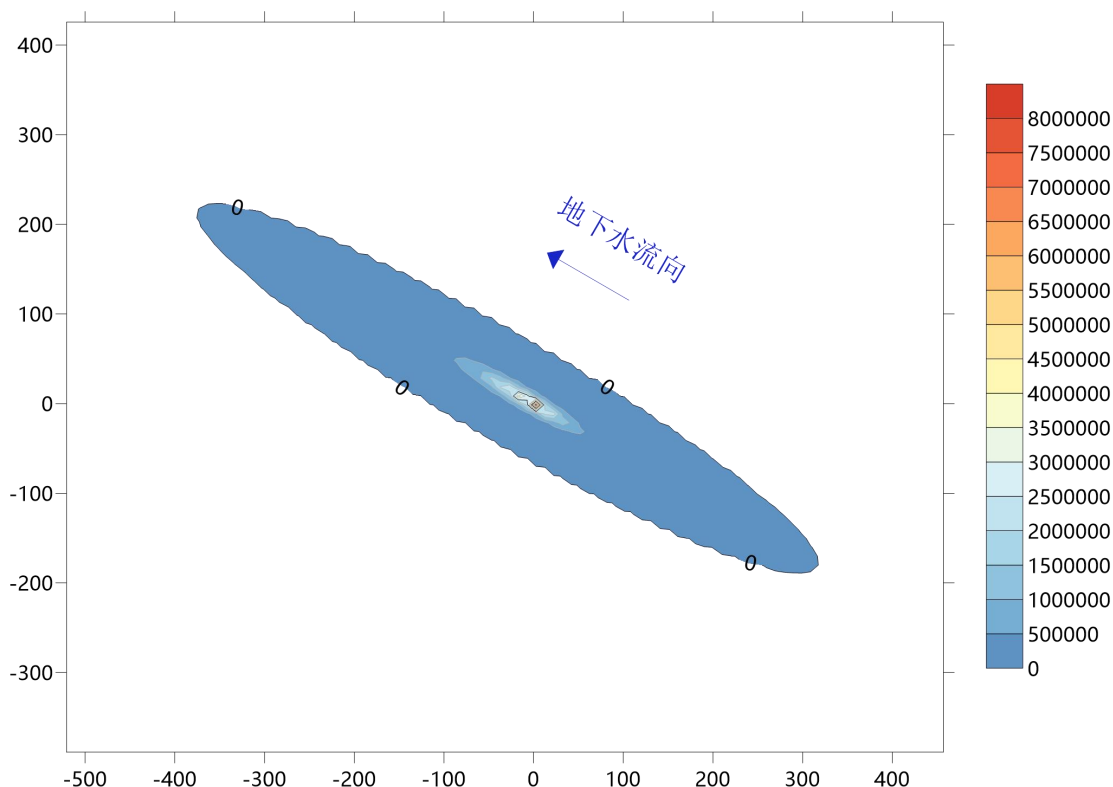


图 5.3-6 油井套管泄漏 5000 天石油类污染扩散平面图

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，套损并固井层破损泄漏 100d 后，超标距离为 55m，超标面积为 1279m<sup>2</sup>，影响距离为 58m，影响面积为 1391m<sup>2</sup>；套损并固井层破损泄漏 1000d 后，超标距离为 177m，超标面积为 12776m<sup>2</sup>，影响距离为 185m，影响面积为 14108m<sup>2</sup>；套损并固井层破损泄漏 5000d 后，超标距离为 413m，超标面积为 63786.28m<sup>2</sup>，影响距离为 433m，影响面积为 70537.48m<sup>2</sup>。由于地下水层自净能力较弱，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会影响地下水水质。拟建井场距离居民水井均为潜水层取水，不会对其水质造成污染。同时定期对油井套管腐蚀情况进行检测，发现问题采取停抽并对套管进行修复，可降低对承压水含水层的污染机率。

## (2) 潜水层油井套管破损泄漏

### ① 预测因子

油井套管发生泄漏，导致原油泄漏，污染物主要为石油类，因此选取石油类作为本次评价预测特征因子，预测第 100 天、1000 天、5000 天石油类在地下水中的运移情况。

### ② 预测源强

根据建设单位多年统计数据，油井套管发生破裂时，预测源强以单井产油量的10%计，井最大产油量为3.3t/d，故其泄漏量为330kg/d。

③预测模型

预测模型同情景二（1）承压水层油井套管破损泄漏。

④预测参数

预测参数同情景二（1）承压水层油井套管破损泄漏。

表 5.3-4 潜水含水层计算参数选取结果一览表

参数	M	u	ne	DL	DT
潜水层	4.0	0.0097	0.08	0.5	0.01

（5）预测结果

井套管破损发生泄漏，第100d、1000d、5000d对潜水含水层地下水的影响预测结果见图5.3-7~图5.3-9。

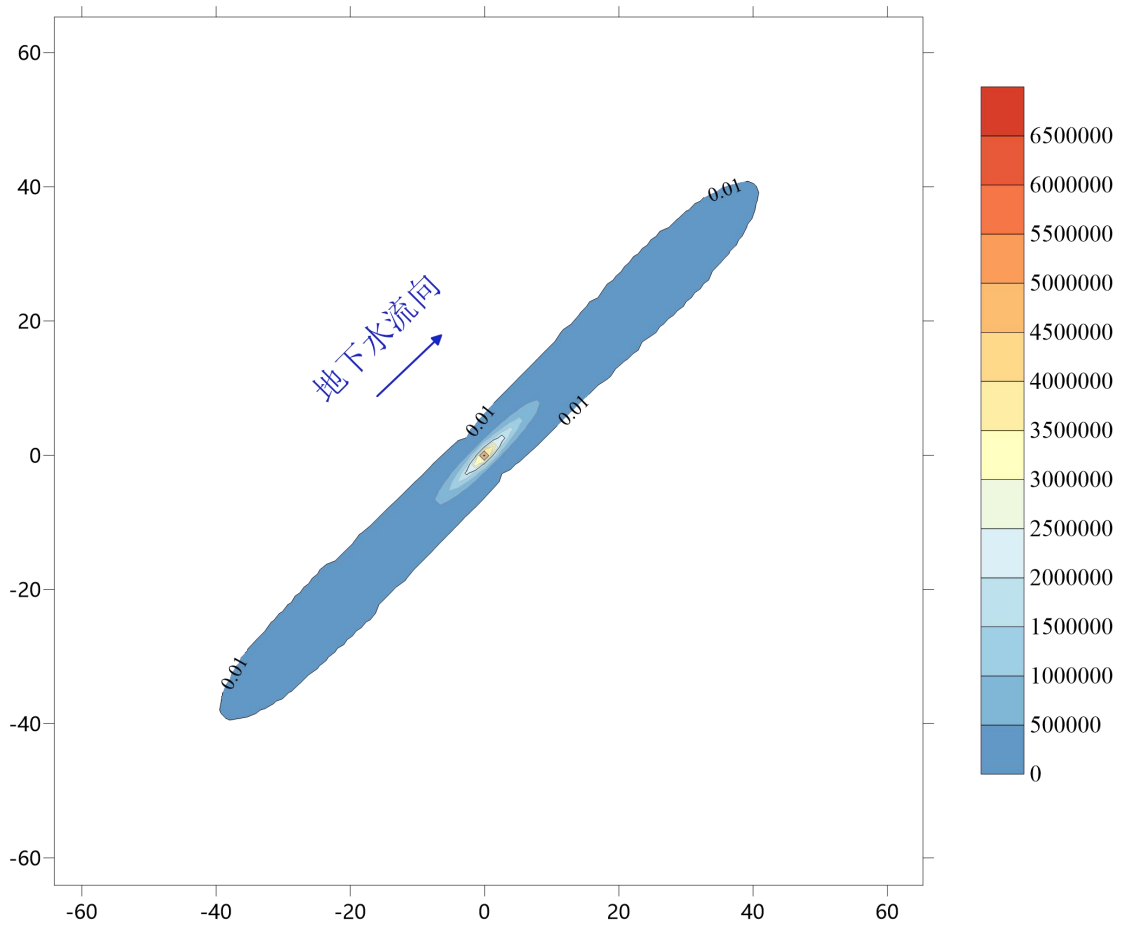


图 5.3-7 二维模式潜水油井泄漏 100d 预测图

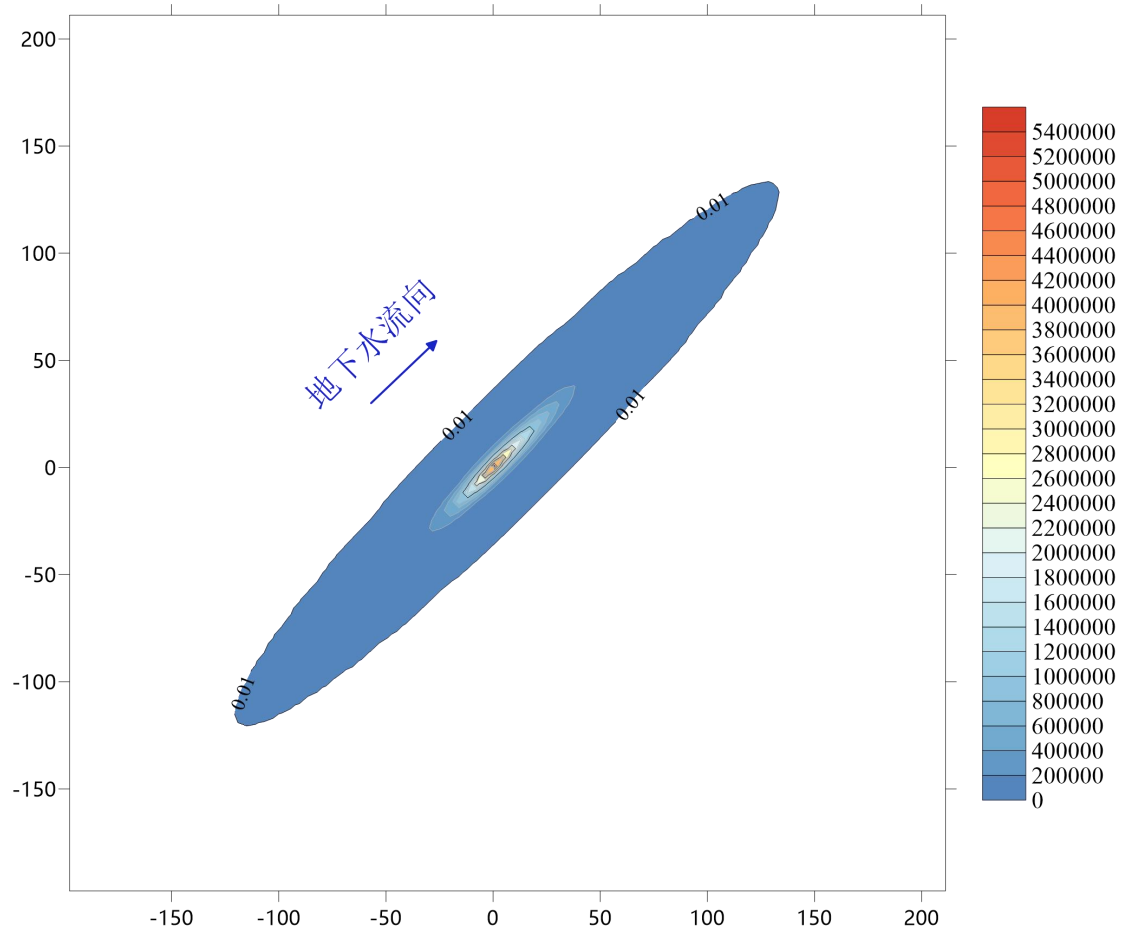


图 5.3-8 二维模式潜水油井泄漏 1000d 预测图

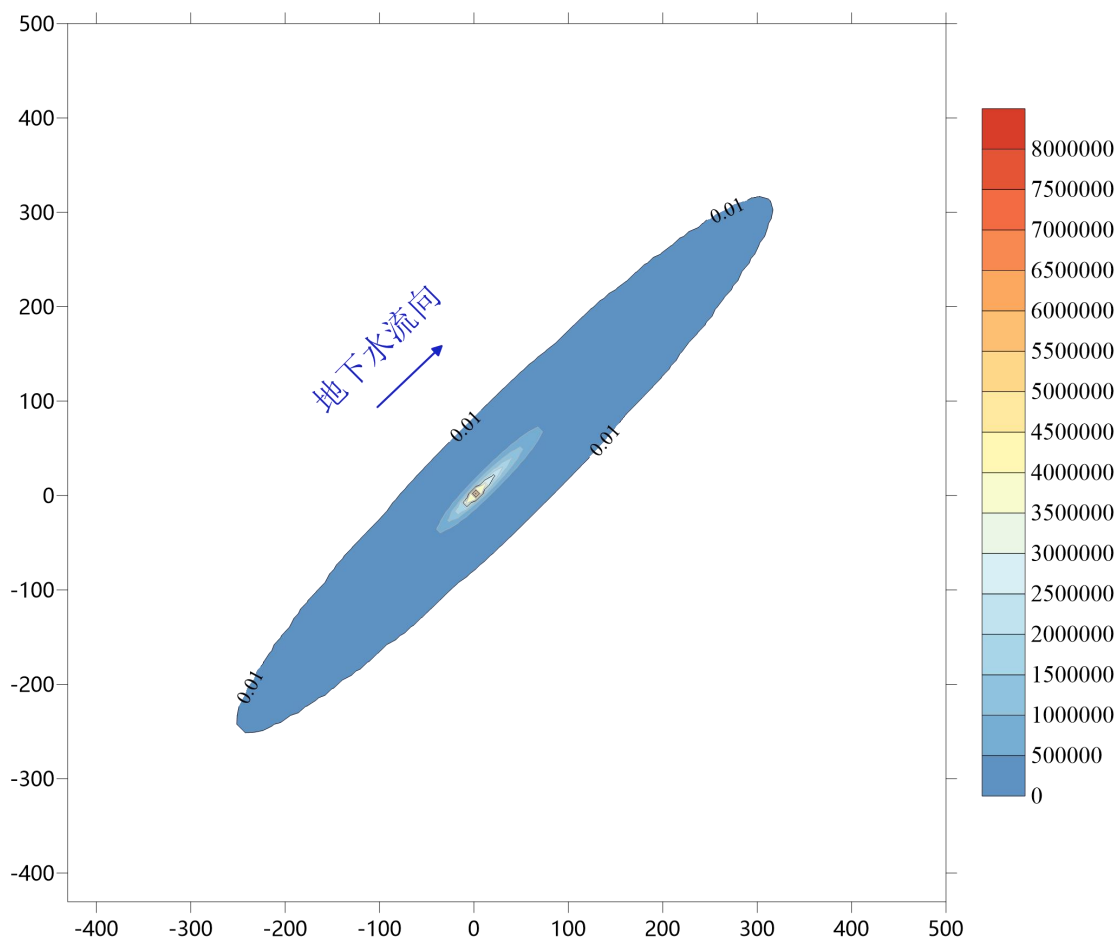


图 5.3-9 二维模式潜水油井泄漏 5000d 预测图

表 5.3-5 潜水含水层油井套损泄漏对地下水影响预测结果一览表

预测因子	预测时间	预测结果			
		超标距离 (m)	超标面积 (m <sup>2</sup> )	影响距离 (m)	影响面积 (m <sup>2</sup> )
石油类	100d	55	1266	58	1382
	1000d	178	12668	187	14000
	5000d	424	63340.47	443	70112.29

预测时间为 100d 时，随着时间、距离增加，承压水含水层石油类下游超标距离最远为 55m，超标面积为 1266m<sup>2</sup>；预测时间为 1000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 178m，超标面积为 12668m<sup>2</sup>；预测时间为 5000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 424m，超标面积为 63340.47m<sup>2</sup>，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准 (≤0.05mg/L)。

项目所在区块下游 2km 范围内无地下水饮用水井，油井套损造成的含油物质渗漏 100d、1000d、5000d 时石油类浓度对周围地下水饮用水源影响较小。

情景三：注水井套管破损泄漏

### (1) 承压水层注水井套管破损泄漏

#### ①情景设定及预测源强

采出水回注井在含水层中发生泄漏时，假设回注水从套管腐蚀的管孔隙中流出，因此将泄漏点作为点状污染源，如果泄漏量较大，渗漏发生后注水压力会明显改变，工作人员能及时发现从而采取相应措施，影响相对较小。因此本次评价假设少量持续泄漏，将泄漏点概化为平面连续点源，在预测评价过程中考虑最不利的工程状况，如此一来，渗漏发生后的影响也较大，以便于对危害做出最大化的评估预测。

本工程注水井套管破损发生泄漏时，主要影响区域为承压水层位。本工程单口注水井最大注水量为 20m<sup>3</sup>/d，套管破损发生泄漏，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以单井每天的注水量 10%计即 2m<sup>3</sup>/d，回注水中石油类含量为 8mg/L，故其泄漏的石油类污染物质最大约为 16g/d。由于套管破损不易被发现，只能在井下作业时对套管检测等措施进行控制，所以按持续泄漏预测。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、5000 天石油类在地下水中的运移情况。

#### ②预测因子

套管破损导致回注水泄漏，污染物主要为石油类，本次评价选取石油类作为预测特征因子。

#### ③预测模型

预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于注水井套损泄漏隐避性较强，不能及时发现，因此按连续点源进行计算：

连续注入示踪剂——平面连续点源

$$C(x, y, t) = \frac{m_i}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{-\frac{xy}{2D_L}} \left[ 2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]$$

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

式中：x，y——计算点处的位置坐标；

t——时间，100d、1000d、5000d；

C(x, y, t) ——t时刻 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M——含水层的厚度；

$m_t$ ——单位时间注入的示踪剂质量；

U——水流速度；

$n_e$ ——有效孔隙度；

$D_L$ ——纵向弥散系数；

$D_T$ ——纵向 y 方向的弥散系数；

$\pi$ ——圆周率；

$K_0(\beta)$  ——第二类零阶修正贝塞尔函数；

$W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right)$  ——第一类越流系统井函数。

#### ④ 预测参数

根据达西定律  $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，承压水含水层渗透系数  $K = 1.25\text{m/d}$ ，水力坡度  $I = 0.0004$ ，有效孔隙度  $n$  为 0.07，有效评价区内承压水含水层地下水流速为  $0.0071\text{m/d}$ 。根据本项目区域的水文地质条件，承压水含水层有效影响厚度取  $4\text{m}$ 。区域地下水纵向弥散系数  $0.5\text{m}^2/\text{d}$ ，横向弥散系数  $0.01\text{m}^2/\text{d}$ ，化学反应常数为 0。

#### ⑤ 预测结果

注水井套管泄漏，第 100d、1000d、5000d 对地下水的影响预测结果见图 5.2-7~图 5.2-9。

表 5.3-6 注水井套管泄漏对地下水的影响预测结果表

预测因子	预测时间	预测结果			
		超标距离 (m)	超标面积 (m <sup>2</sup> )	影响距离 (m)	影响面积 (m <sup>2</sup> )
石油类	100d	34	477	38	608
	1000d	110	4744	123	5962
	5000d	262	23783.10	292	29996.63

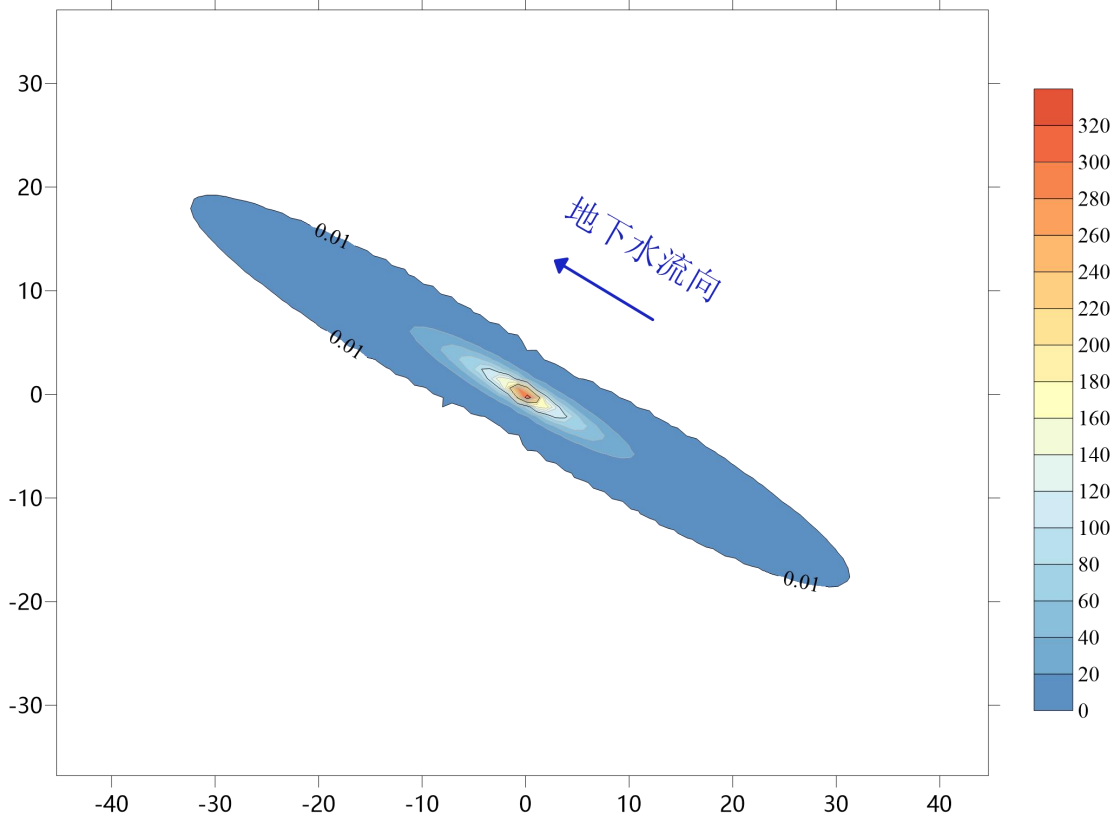


图 5.2-10 二维模式注水井套损泄漏 100d 地下水预测图

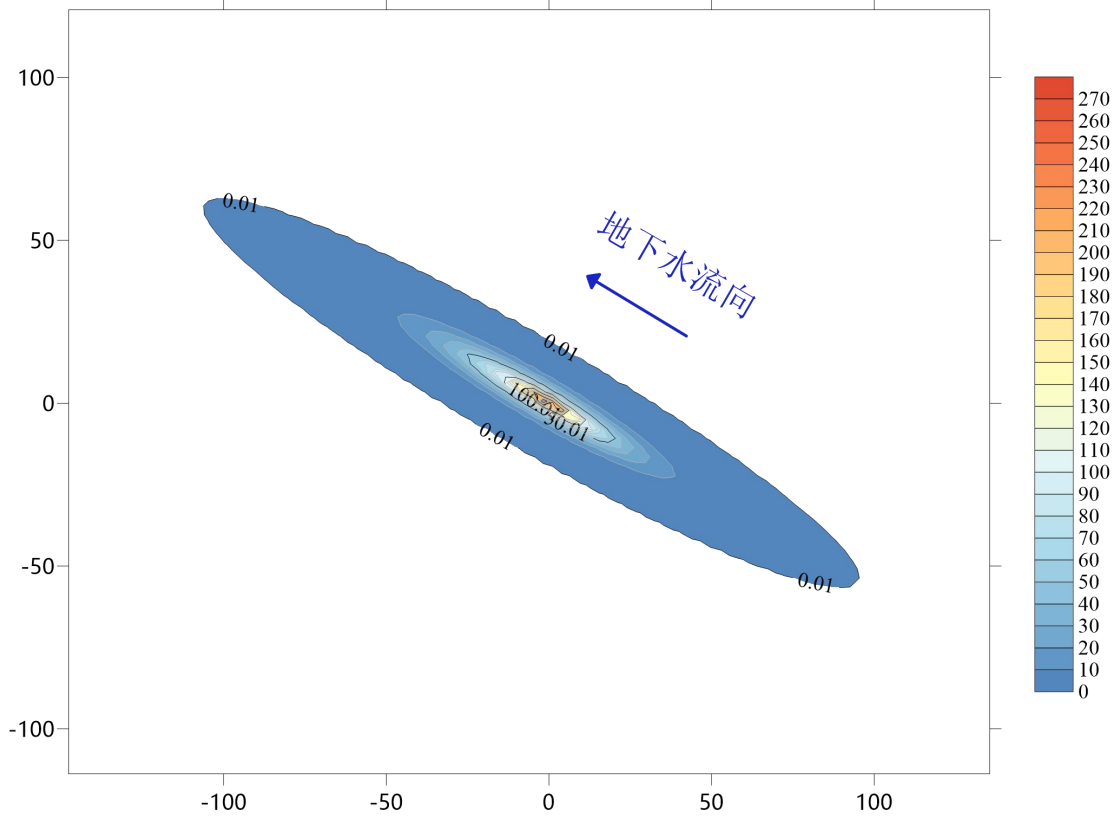


图 5.2-11 二维模式注水井套损泄漏 1000d 地下水预测图

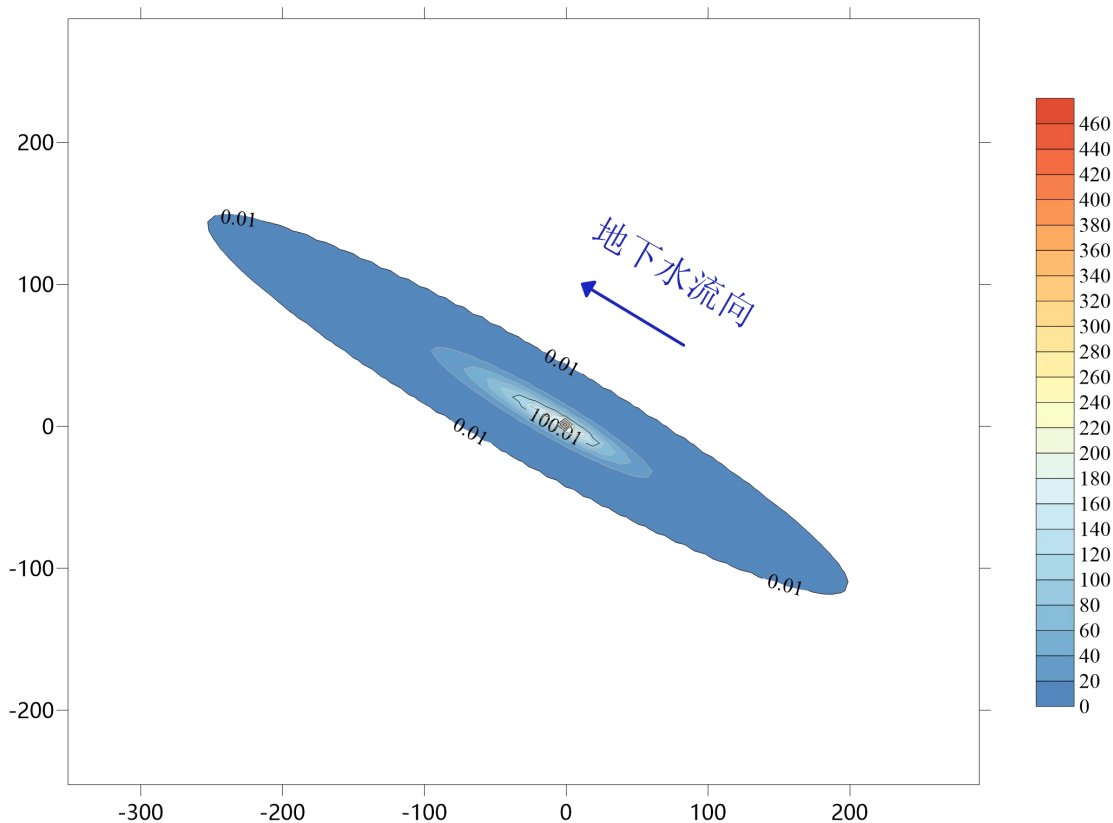


图 5.2-12 二维模式注水井套管泄漏 5000d 地下水预测图

预测时间为 100d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 34m，超标面积为 477m<sup>2</sup>；预测时间为 1000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 110m，超标面积为 4744m<sup>2</sup>；预测时间为 5000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 262m，超标面积为 23783.10m<sup>2</sup>，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准（≤0.05mg/L）。

项目所在区块下游 1km 范围内无地下水饮用水井，因此，注水井套管造成的含油物质渗漏 100d、1000d、5000d 时石油类浓度不会对周围地下水井产生影响。

## （2）潜水层注水井套管破损泄漏

### ①情景设定及预测源强

本工程单口注水井最大注水量为 20m<sup>3</sup>/d，注水井套管破损发生泄漏，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以单井每天的注水量 10% 计即 2m<sup>3</sup>/d，回注水中石油类含量为 8mg/L，故其泄漏的石油类污染物最大约为 16g/d。由于套管破损不易被发现，只能在井下作业时对套管检测等措施进行控制，所以按持续泄漏

预测。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、5000 天石油类在地下水中的运移情况。

②预测因子

套管破损导致回注水泄漏，污染物主要为石油类，本次评价选取石油类作为预测特征因子。

③预测模型

预测模型同情景三（1）承压水层注水井井套管破损泄漏。

④预测参数

预测参数同情景三（1）承压水层注水井套管破损泄漏。

表 5.3-7 潜水含水层计算参数选取结果一览表

参数	M	u	ne	DL	DT
潜水层	4.0	0.0097	0.08	0.5	0.01

⑤预测结果

注水井套损泄漏，第 100d、1000d、5000d 对地下水的影响预测结果见图 5.2-13~图 5.2-15。

表 5.3-8 注水井套管泄漏对地下水的影响预测结果表

预测因子	预测时间	预测结果			
		超标距离 (m)	超标面积 (m <sup>2</sup> )	影响距离 (m)	影响面积 (m <sup>2</sup> )
石油类	100d	34	466	38	598
	1000d	111	4655	124	5900
	5000d	271	23305.98	301	29514.63

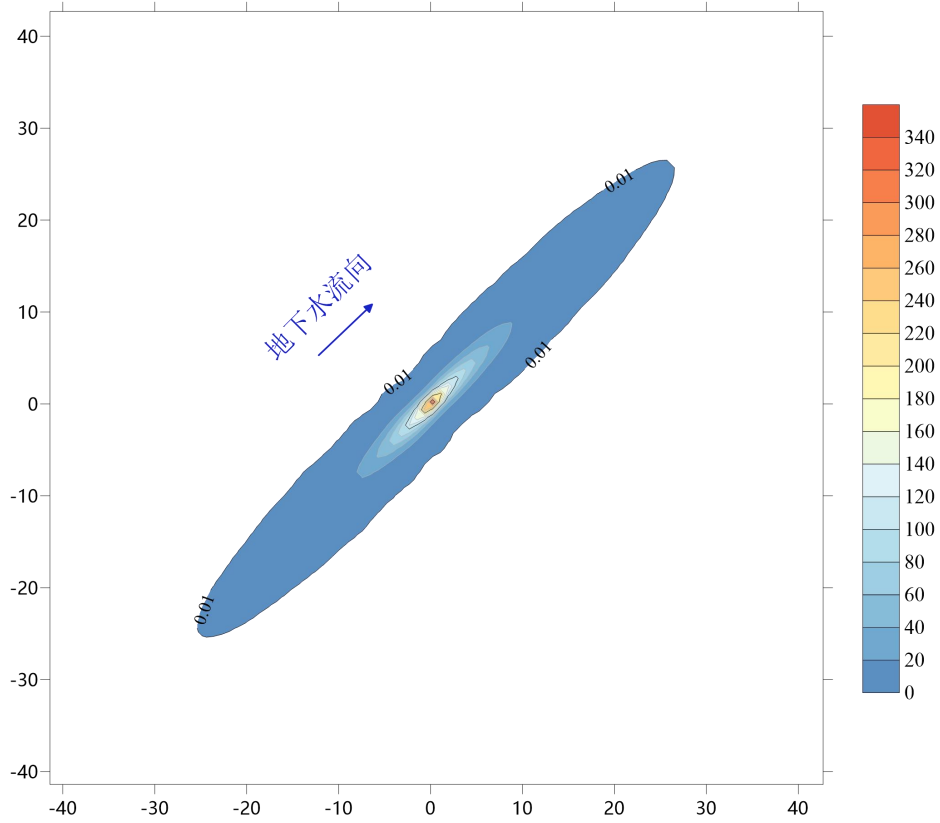


图 5.2-13 二维模式注水井套损泄漏 100d 地下水预测图

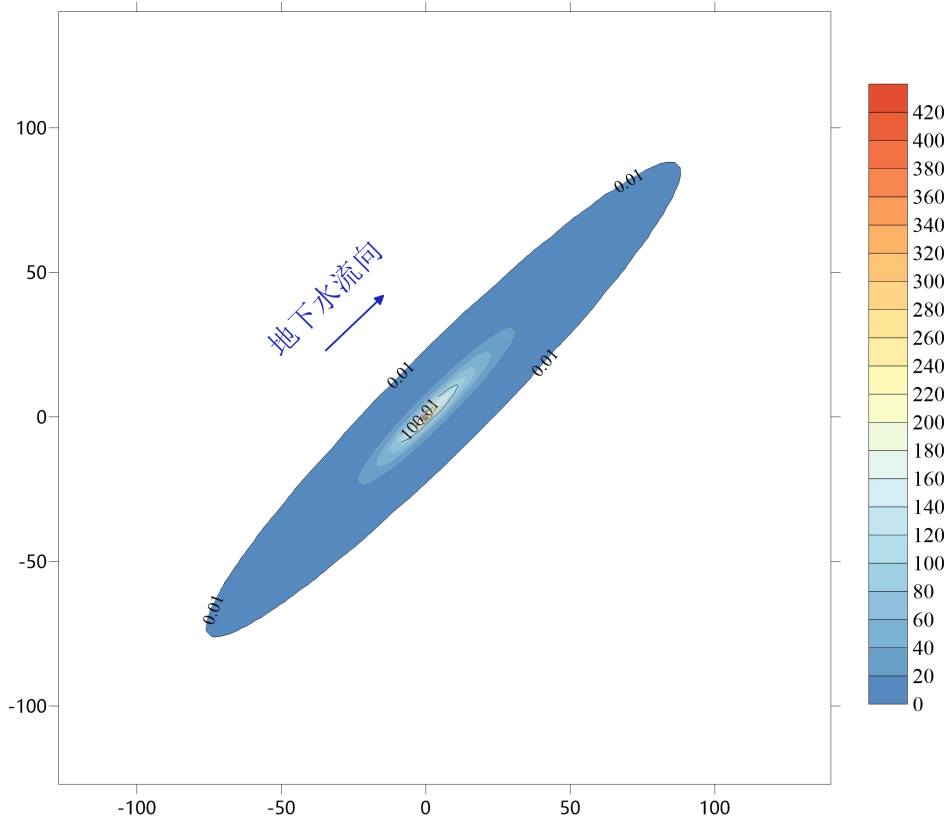


图 5.2-14 二维模式注水井套损泄漏 1000d 地下水预测图

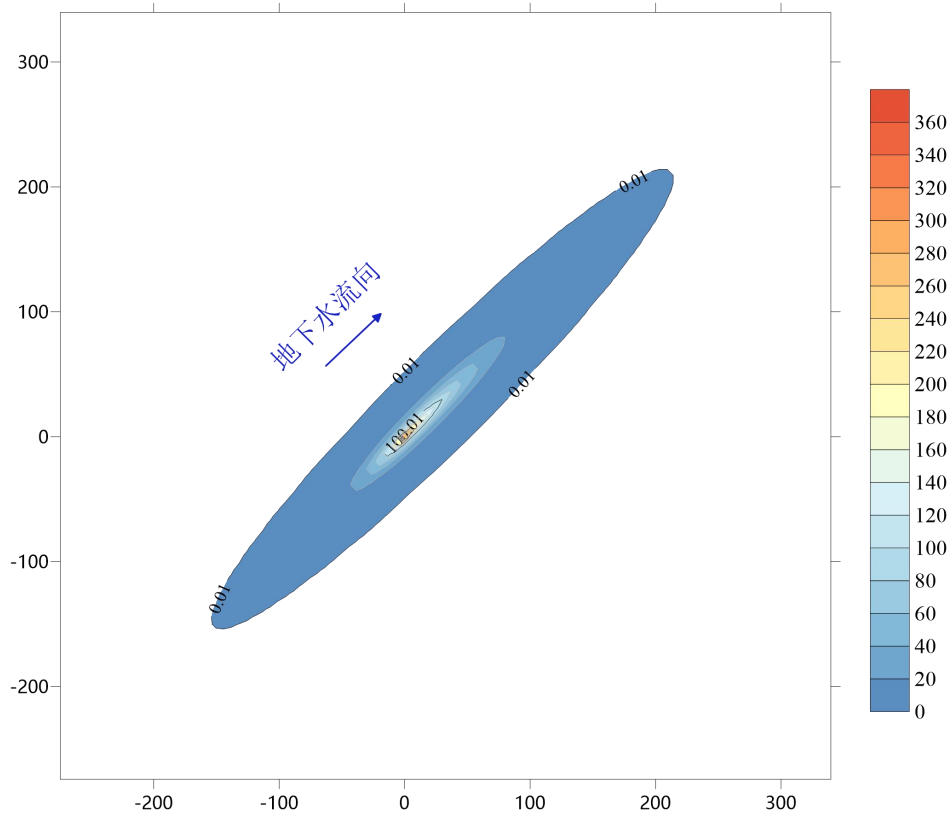


图 5.2-15 二维模式注水井套损泄漏 5000d 地下水预测图

预测时间为 100d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 34m，超标面积为 466m<sup>2</sup>；预测时间为 1000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 111m，超标面积为 4655m<sup>2</sup>；预测时间为 5000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 271m，超标面积为 23305.98m<sup>2</sup>，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准（≤0.05mg/L）。

项目所在区块下游 1km 范围内无地下水饮用水井，注水井套损造成的含油物质渗漏 100d、1000d、5000d 时石油类浓度不会对周围地下水井产生影响。

### 5.3.3 地下水环境影响评价结论

项目正常工况下不会对地下水环境产生影响。根据预测结果，事故状况下，集输管线泄漏预测时间为 100d 时，随着时间、距离增加，潜水含水层石油类下游超标距离最远为 43.97m，超标面积为 818m<sup>2</sup>；预测时间为 1000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 127.7m，超标面积为 6112m<sup>2</sup>；预测时间为 5000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 278.5m，超标

面积为 23393.68m<sup>2</sup>，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》

（GB3838-2002）III 类标准（≤0.05mg/L）；

承压水层油井套损预测时间为 100d 时，随着时间、距离增加，承压水含水层石油类下游超标距离最远为 55m，超标面积为 1279m<sup>2</sup>；预测时间为 1000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 177m，超标面积为 12776m<sup>2</sup>；预测时间为 5000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 413m，超标面积为 63786.28m<sup>2</sup>，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》

（GB3838-2002）III 类标准（≤0.05mg/L）。潜水层油井套损预测时间为 100d 时，随着时间、距离增加，潜水含水层石油类下游超标距离最远为 55m，超标面积为 1266m<sup>2</sup>；预测时间为 1000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 178m，超标面积为 12668m<sup>2</sup>；预测时间为 5000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 424m，超标面积为 63340.47m<sup>2</sup>，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准（≤0.05mg/L）。

承压水层注水井套损预测时间为 100d 时，随着时间、距离增加，承压水含水层石油类下游超标距离最远为 34m，超标面积为 477m<sup>2</sup>；预测时间为 1000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 110m，超标面积为 4744m<sup>2</sup>；预测时间为 5000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 262m，超标面积为 23783.1m<sup>2</sup>，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》

（GB3838-2002）III 类标准（≤0.05mg/L）。潜水层注水井套损预测时间为 100d 时，随着时间、距离增加，潜水含水层石油类下游超标距离最远为 34m，超标面积为 466m<sup>2</sup>；预测时间为 1000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 111m，超标面积为 4655m<sup>2</sup>；预测时间为 5000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 271m，超标面积为 23305.98m<sup>2</sup>，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准（≤0.05mg/L）。

项目所在区块下游 2km 范围内无地下水饮用水井，集输管线泄漏、油井套损及注水井套损造成的含油物质泄漏 100d、1000d、5000d 时石油类浓度对周围地下水饮用水源影响较小。

项目运营期井场、集输管线设置专人每天进行巡检、巡线，以便及时发现泄漏。因此，工程发生油井套损、管线泄漏污染地下水的的天性不大。

## 5.4 声环境影响预测与评价

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中噪声环境影响评价等级划分的基本原则，本工程噪声源主要为生产运行期井场抽油机和场站机泵产生的持续性噪声源。本工程噪声源的种类及数量较少，周围较空旷，敏感目标噪声级增高量在 5dB(A)以下，因此，声环境评价等级为二级。

### 5.4.1 施工期

本工程产生的主要噪声源包括挖掘机、搅拌机、推土机、压路机等设备噪声及运输车辆的交通噪声，施工机械噪声衰减结果见表 5.4-1。

表 5.4-1 施工期施工机械噪声统计表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	50 m	100 m	150 m	200 m	300m
挖掘机	70	57	50	46	44	41
推土机	70	57	50	46	44	41
压路机	70	57	50	46	44	41
电焊机	50	36	30	26	24	21
搅拌机	50	37	30	26	24	21
运输车辆交通噪声	72	58	52	48	46	42

由上表可以看出，主要机械在 100m 以外均能够达到建筑施工场界噪声昼间限值不超过 70dB(A)的要求，施工期通过采取选用低噪声设备，严格控制管线施工作业带宽度和施工车辆活动范围，设置防尘隔声板护围，严禁夜间施工等措施，项目对最近敏感目标乌 39-23 东北侧 190m 的牧民特古斯家影响较小。

本工程建设施工噪声对周围环境的影响是可以接受的，通过采取相应的管理措施，可以保证施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，对周围环境及环保目标影响可以接受。

### 5.4.2 运行期

#### (1) 声源源强

本工程运行期主要噪声源为采油井场。噪声源强主要为井场抽油机，为机械噪声。主要声源强度见表 5.4-2。

表 5.4-2 本工程运行期主要声源强度统计

序号	噪声源	发声源	噪声源强度 dB (A)
1	采油井	抽油机	65~80

(2) 影响分析

油田运行期所产生的噪声污染贯穿油田生产的全过程，具有点多、分散的特点，其影响程度视油田生产中的设备发声强度和周围环境的功能要求而定。本工程主要噪声源为平台井井场。

采用《环境影响评价技术导则-声环境》(HJ2.4-2021)中推荐的室外声源模式，户外声传播衰减包括几何发散(A<sub>div</sub>)、大气吸收(A<sub>atm</sub>)、地面效应(A<sub>gr</sub>)、屏障屏蔽(A<sub>bar</sub>)、其他多方面效应(A<sub>misc</sub>)引起的衰减。根据现场实际情况，本次计算只考虑几何发散(A<sub>div</sub>)、大气吸收(A<sub>atm</sub>)、地面效应(A<sub>gr</sub>)三种情况。

$$L_{A(r)} = L_{WA} - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr})$$

$$A_{div} = 20 \lg(r/r_0)$$

$$A_{atm} = \alpha (r - r_0) / 1000$$

$$A_{gr} = 4.8 - (2h_m/r) [17 + (300/r)]$$

式中：

L<sub>A(r)</sub>—距声源 r 处的 A 声级值(dB)；

L<sub>WA</sub>—已知点声源 A 声级值(dB)；

A<sub>div</sub>—声级几何发散引起的 A 声级衰减量(dB)；

A<sub>atm</sub>—空气吸收引起的 A 声级衰减量 (dB)；

A<sub>exc</sub>—地面效应引起的附加衰减量 (dB)；

α—空气吸收系数，dB/100m；取相对湿度 80%，温度 15℃时的值；

r、r<sub>0</sub>—声源至预测点和测量点的距离。

按照以上公式对井场进行预测，可得出不同距离的噪声衰减结果，见表 5.4-3。

表 5.4-3 噪声源衰减预测结果表 单位：dB (A)

敏感点	昼间			夜间		
	贡献值	背景值	预测值	贡献值	背景值	预测值
牧民特古斯家	24.4	42.9	42.96	24.4	41.7	41.78



图 5.4-1 噪声影响预测结果图

距离本项目油井最近的敏感点为乌 39-23 西北侧 190m 的牧民特古斯家，因此本次对乌 39-23 进行预测，由预测结果可知，在运营期井场厂界可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求，井场噪声对周边敏感点的影响极小，环境噪声可以满足《声环境质量标准》1 类区标准要求。项目建设和运行对周边声环境影响较小，不会发生噪声扰民问题。

### (3) 结论

本工程运行期，采油井在经过一定距离衰减后井场厂界能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准的要求，对区域声环境影响不大。

表 5.4-4 声环境影响评价自查表

工作内容		乌尔逊油田乌 39-1 区块大磨拐河组二段油层 2023 年产能建设项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/>					
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200 m <input type="checkbox"/> 小于 200 m <input type="checkbox"/>					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/> 地方标准 <input type="checkbox"/> 国外标准 <input type="checkbox"/>					
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input checked="" type="checkbox"/>		近期 <input type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>	远期 <input type="checkbox"/>	
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input checked="" type="checkbox"/>					

	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 <input type="checkbox"/> 已有资料 <input checked="" type="checkbox"/> 研究成果 <input type="checkbox"/>		
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/> _____		
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200 m <input type="checkbox"/> 小于 200 m <input type="checkbox"/>		
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>		
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input checked="" type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input checked="" type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子： ( )	监测点位数 ( )	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>		
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“( )”为内容填写项。				

## 5.5 固体废物环境影响分析

### 5.5.1 施工期

施工过程中产生的固体废物主要为生活垃圾。

生活垃圾统一收集至井场生活垃圾存放点，拉运至新巴尔虎左旗生活填埋场填埋处理。

通过采取以上措施，施工期产生的固体废物均得到有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

### 5.5.2 运行期

本项目运营期产生的固体废物主要是作业过程中产生的含油污泥、落地油、含油防渗布。

含油污泥、落地油含有石油类等有害成分。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，其为危险废物，危废代码为 HW08/071-001-08。含油防渗布属于 HW49 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物，危险废物编号为 900-041-49。危险废物不能直接进行填埋处理。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，本工程依托场站污水处理和作业产生的含油污泥、落地油送

贝28作业区含油污泥暂存池暂存后，委托有资质单位进行处理，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司处置；废防渗布送呼伦贝尔油田危废暂存库暂存，后委托有资质单位处置，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司处置。

### 5.5.3 危险废物环境影响评价

#### 5.5.3.1 危险废物的收集、贮存、运输要求

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告2017年第43号）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部 公安部 交通运输部 部令 第23号）等文件中相关规定，危险废物收集、贮存、运输的一般要求：

①落实危险废物鉴别管理制度，对于不排除具有危险特性的固体废物，应根据《国家危险废物名录》《危险废物鉴别标准》（GB 5085.1~7）《危险废物鉴别技术规范》（HJ 298）等判定是否属于危险废物，属于危险废物的应按危险废物相关要求进行管理。

②落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。

③落实危险废物识别标志制度，按照《危险废物识别标志设置技术规范（HJ 1276-2022）》等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。危险废物贮存期限不得超过一年。

④落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

⑤落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

⑥落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

从事危险废物收集、贮存、运输经营活动的单位应具有危险废物经营许可证。在收集、贮存、运输危险废物时，应根据危险废物收集、贮存、处置经营许可证

核发的有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等；危险废物产生单位内部自行从事的危险废物收集、贮存、运输活动应遵照国家相关管理规定，建立健全规章制度及操作流程，确保该过程的安全、可靠。

⑦落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定，转移过程应严格按《危险废物转移管理办法》（生态环境部 公安部 交通运输部 部令 第23号）中相关规定执行。

⑧产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度；已经取得排污许可证的，执行排污许可管理制度的规定。

⑨落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

⑩危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移联单管理、危险废物包装和标识、危险废物运输要求、危险废物事故应急方法等。

⑪危险废物收集、贮存、运输单位应编制应急预案。应急预案编制可参照《危险废物经营单位编制应急预案指南》，涉及运输的相关内容还应符合交通行政主管部门的有关规定。针对危险废物收集、贮存、运输过程中的事故易发环节应定期组织应急演练。

在采取严格执行以上危险废物的相关要求后，本项目固体废物均得到有效处置，对周围环境产生影响较小。

### 5.5.3.2 运输过程环境影响分析

建设单位及危险废物资质单位应加强对含油污泥、落地油、废含油防渗布转移和处置的管理，实行危险废物转移联单制度。

(1) 内部转运（产废井场至含油污泥池或危废暂存间）

①本项目危险废物内部收集转运应制定详细的操作规程，内容至少应包括适

用范围、操作程序和方法、专用设备和工具、转移和交接、安全保障和应急防护等。

②危险废物收集和转运作业人员应根据工作需要配备必要的个人防护装备，如手套、防护镜、防护服、防毒面具或口罩等。

③在危险废物的收集和转运过程中，应采取相应的安全防护和污染防治措施，包括防爆、防火、防中毒、防感染、防泄漏、防飞扬、防雨或其他防止污染环境措施。

④危险废物收集时应根据危险废物的种类、数量、危险特性、物理形态、运输要求等因素确定包装形式，具体包装应符合如下要求：各类危险废物使用符合标准的容器盛装，装载危险废物的容器及材质要满足相应的强度要求，容器必须完好无损，材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）；性质类似的废物可收集到同一容器中，性质不相容的危险废物不应混合包装；危险废物包装应能有效隔断危险废物迁移扩散途径，并达到防渗、防漏要求；容器上必须粘贴符合标准的标签，标签信息填写完整详实；盛装危废后的废包装桶及时转运至处置场所进行处置；盛装过危险废物的包装袋或包装容器破损后应按危险废物进行管理和处置；在危险废物的收集和转运过程中，应采取相应的安全防护和污染防治措施，包括防爆、防火、防中毒、防感染、防泄漏、防飞扬、防雨等其他防治污染环境的措施。

⑤危险废物在运输工程中严格控制运输车辆密闭性，避免“跑、冒、滴、漏”情况发生，运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点，一旦运输过程发生意外事故，及时处理，避免污染环境。

⑥内部转运应建立内部产生转运台账，如实填写台账，并妥善保存。

#### (2) 委托外部转运（含油污泥池或危废暂存间至危废处置单位）

本项目危险废物的运输按照《危险废物收集贮存运输技术规范》要求进行运输管理，危废的转移过程应按照《危险废物转移管理办法》执行，运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点，所委托危险废物处置单位除需要申领环境保护主管部门所颁发的“危险废物经营许可证”外，同时根据《道路危险货物运输管理规定》中相关要求，需向交通运输主管部门申领“道路运输经营许可证”，在该证上

写明运输危险货物的范围（类别、项别或品名，如果为剧毒化学品应当标注“剧毒”）等信息，运输车辆根据《道路运输危险货物车辆标志》（GB 13392—2005）的规定悬挂相应危险品标志；同时车辆运输严格执行《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）中的要求和规定。

危险废物在运输工程中严格控制运输车辆密闭性，避免“跑、冒、滴、漏”情况发生。危险废物的运输由资质单位按照《危险废物收集贮存运输技术规范》要求进行运输管理，危险废物的转移过程应按照《危险废物转移管理办法》执行，运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点，一旦运输过程发生意外事故，运输单位及相关部门应根据风险程度采取如下措施：

- ①设立事故警戒线，启动应急预案，并按要求进行报告；
- ②应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；
- ③对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和恢复；
- ④清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；
- ⑤进入现场清理和包装危险废物的人员应受过专业培训，并佩戴相应的防护工具。

采取本环评提出的防治措施后，危险废物转运对周围环境影响较小。

### 5.5.3.3 危险废物贮存场所环境影响

本项目依托场站储罐清淤、污水处理和作业产生的含油污泥、落地油暂存于贝 28 作业区含油污泥暂存池。贝 28 作业区含油污泥暂存池环评于 2011 年 9 月编制完成（《呼伦贝尔油田固废处理站工程（开发建设环境治理工程）环境影响报告书》（内环审〔2012〕136 号）），并于 2021 年 8 月完成了自主验收。

贝 28 作业区含油污泥暂存池主体采用 C30S6 级 D200 抗渗、抗冻、抗收缩钢筋混凝土现浇，采用 HPB235 和 HRB335 级钢筋。池底板以下结构由上到下依次为：C35 混凝土厚 500mm，1:2 水泥砂浆保护层厚 20mm，挤塑聚苯板厚 100mm，1:2 水泥砂浆找平层厚 20mm，C15 混凝土垫层厚 100mm，粗砂垫层厚 400mm，防渗系数满足要求（ $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ）。于 2022 年 5 月新建 22m×65m，高 6.7m 封闭防雨棚一座，可有效降低暴雨时节含油污泥溢出风险。

根据呼伦贝尔分公司统计数据，截至 2024 年 9 月，含油污泥暂存池负荷为 1100m<sup>3</sup>，本项目落地油产生量为 0.33t/a，含油污泥产生量为 0.297t/a，含油污泥暂存池可以满足本项目需要。

废含油防渗布由密闭加盖的防渗槽车拉运至贝 28 作业区危险废物暂存库暂存，贝 28 作业区危险废物暂存库环评于 2020 年 5 月编制完成《呼伦贝尔分公司危险废物规范化暂存工程环境影响报告表》（新巴右环审表〔2020〕007 号），并于 2022 年 4 月完成自主验收。

贝 28 作业区危险废物暂存库共 2 座，建筑面积 351.5m<sup>2</sup>，其中危废存储库一分为 3 个功能分区，分别为废矿物油存储库、废铅蓄电池存储库、废酸存储库。其中废矿物油存储库中存放废润滑油、废变压器油、废机油滤芯、废弃含油抹布及劳保用品（含油以机油为主，不含汽油和石油）；废酸存储库中存放含盐酸、硝酸银废弃溶液等。危废存储库二分为 6 个功能分区，分别为废测试瓶存储库、实验室废弃包装物存储库、淘汰、过期危化品存储库、废弃的含石棉衬垫存储库、废硒鼓墨盒存储库和废油墨、燃料存储库。根据现场调查，贝 28 作业区危险废物暂存库截至 2024 年 9 月储存规模为 10.88 吨，负荷 3.1%。

危险废物暂存库为防风、防雨、防晒、防渗漏的封闭库房，暂存库从下至上分别为 30cm 黏土压实、2.0mmHPDE（高密度聚乙烯）防渗膜、20mm 厚水泥砂浆保护层、150mm 厚 C20 混凝土配钢筋网、20mm 厚水泥砂浆找平，表面是合成树脂类涂层，防渗满足渗透系数≤10<sup>-10</sup>cm/s。库房地面设有地沟、地坑，库房地面向地沟的倾斜度为 2%，一旦发生泄漏，地坑容积为 4m<sup>3</sup>，可以容纳事故状态下的泄漏液。危废暂存库按 GB15562.2 的规定设置了警示标志，并配备了通讯设备、照明设施、安全防护服装及工具，以及应急防护设施。本项目废含油防渗布产生量为 0.033t/a，于危险废物暂存库暂存，委托有资质单位处理，危险废物暂存库能够满足依托需求。

本项目危险废物贮存情况见表 5.5-1。

表 5.5-1 危险废物储存场所基本情况表

贮存场所	危废名称	危废类别	危废代码	位置	占地面积	贮存方式	贮存能力	贮存周期
贝 28 作业	含油污泥、	HW08 废矿物油	071-001-0	117.211120,	4200m <sup>2</sup>	暂存池	3000m	<2 个

区含油污泥暂存池	落地油	与含矿物油废物	8	48.0230			3	月
贝 28 作业区危废暂存库	含油废编织袋、废含油防渗布	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	117.2255, 48.0235	351.5m <sup>2</sup>	桶装	200t	<6 个月

综上所述，本项目危险废物暂存设施有效可靠，且依托可行，因此贮存环节对环境产生影响较小。

#### 5.5.3.4 委托利用或处置的环境影响分析

本项目运行期产生的含油污泥、落地油和废含油防渗布委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司拉运处置，具体情况如下：

阿荣旗海蒙科技发展有限公司位于呼伦贝尔市阿荣旗工业园区，危险废物经营许可证核准经营范围：HW02、HW04、HW06、HW08、HW09、HW11、HW12、HW13、HW17、HW18、HW19、HW22、HW23、HW31、HW32、HW33、HW34、HW35、HW37、HW38、HW48、HW49、HW50 等危险废物类别，核准经营规模为危险废物 8.5 万吨/每年，许可证编号 1507210192，有效期至 2028 年 5 月 14 日，目前处理量为 3 万 t/a，本项目含油污泥、落地油、废含油防渗布产生量共 0.66t/a，因此，依托可行。

阿荣旗海蒙科技发展有限公司有资质处理本项目产生的含油污泥、落地油和废含油防渗布，且处理能力均能够满足本项目处理需求。

采取以上措施后，本项目产生的固体废物均得到有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

#### 5.5.4 退役期

在油田进入服务末期后，油田各种采油井设备开始老化，修井次数明显增加，落地原油的产生量将逐渐增多，但由于这一时期关闭的油井逐渐增多，因此，落地油的总趋势将呈逐渐减少趋势，对井场附近土壤的污染也逐渐减轻。在油井全部关闭后，将不会再有落地油的产生和排放。

#### 5.5.5 结论

由上述分析可知，本工程对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境的影响较小。

### 5.6 生态环境影响预测分析

油田开发过程是集井下作业、采油、地面建设等多种工程的系统工程，由于工艺技术、设备、人员素质等原因不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的影响和破坏。对生态环境的影响主要有以下几个方面。

### 5.6.1 建设期生态环境影响评价

工程建设对生态的影响主要在施工期，其影响方式主要为间接生态影响：场地平整、管沟开挖、施工机械、车辆和人员践踏等，受影响对象为：土壤扰动和植被多样性被破坏，这种影响是短期可逆的，影响程度较弱，随施工结束后，植被随之恢复。

#### 5.6.1.1 对土地利用的影响

##### (1) 管道建设

本工程管道建设过程中将开挖管沟，占地面积为 3.386hm<sup>2</sup>，均为临时占地，占地类型均为草地。由于对这些土地的临时占用，对管道沿线的土地利用产生影响，并临时改变了土地利用形式，影响了这些土地的原有功能，使沿线地区的牧业生产受到暂时性影响。这种影响会延续到施工结束后的一段时间。

##### (2) 道路建设

本工程建设通井路，道路结构为土路，占地面积为 0.875hm<sup>2</sup>，均为永久占地，占地类型均为草地。道路建设在一定程度上影响到地表植被生长，土地利用类型转变为工业用地。但道路建设的永久占地面积较小，因此对区域生态环境不会造成较大影响。

评价根据建设期土地占用情况（包括永久和临时占地）以及施工结束后土地恢复情况，同时结合项目评价区土地利用类型遥感解译数据，评价区内土地利用类型因工程建设所造成的占地类型变化不大。

#### 5.6.1.2 对土壤侵蚀的影响分析

项目建设新增的土壤侵蚀主要发生在建设期，运营期影响很小。

施工期影响主要包括井场建设、管道建设、道路建设和电力线路建设等。

##### (1) 井场建设

本工程井场建设会对所征用土地上的植被进行清除，植被的清除使地表裸露，可能引起水土流失，新增一定量的土壤侵蚀。同时，因建设井场设备安置造

成地面开挖的表层土临时就近堆放，防护措施不当也会引起水土流失。施工机械和人员均在征用的土地上进行活动，不会对征地外的地表造成扰动。井场建设施工结束后，通过对施工迹地地表植被的恢复，水土流失将得到有效控制，水土流失量较小。

### (2) 管道建设

本工程管道建设过程中将开挖管沟，管沟上方的地表植被被完全破坏，新增一定量的土壤侵蚀，挖出的表层土和下层土分别临时就近堆放，如果防护措施不当也会引起水土流失。开挖管沟对土体的扰动将使土壤的结构、组成及理化性质等发生变化，进而影响土壤的侵蚀状况。同时管道施工过程中施工机械的碾压和人员的践踏会破坏管沟两侧施工范围内自然植被和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。管道建设施工结束后，管沟回填先填下层土再填表土，同时对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻管道建设过程中对土壤环境的影响。

### (3) 道路建设

本工程道路主要为通井路，道路结构为土路，建设方式为直接对道路占地进行覆土压实，道路建设过程中施工机械和人员将会对道路两侧的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。由于本工程道路建设施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻道路建设过程中对土壤环境的影响。

#### 5.6.1.3 对植被的影响分析

项目建设对植被的影响主要发生在建设期。主要包括井场建设、管道建设、道路及注配间建设和电力线路建设等。项目占地类型主要为草地，位于典型草原区，区域植物种类以克氏针茅为建群种，项目占地区域内无珍稀植物。区域内群落总盖度 50%~65%，总生物量 156~192g/m<sup>2</sup>。

### (1) 管道建设

本工程管沟开挖宽度 1m，集油管线临时占地施工作业带宽度 8m，注水管线临时占地施工作业带宽度 11m，管道建设全部为临时占地，占地面积 3.386hm<sup>2</sup>，占地全部为草地。临时占地过程中只对管沟上方开挖部分的植被造成全部破坏，

同时管沟两侧施工范围内的植被会受到不同程度的破坏。管道建设临时占地的生物量损失最大为 6.5t。管道建设工程结束后，对开挖的管沟进行回填，采取先回填下层土再回填表土的覆土方式进行，管沟回填结束后对全部临时占地进行植被恢复，恢复方式为自然恢复为主，人工恢复为辅，因此对植被的影响不大。

## (2) 道路

本工程道路建设新增永久占地面积 0.875hm<sup>2</sup>，永久占地将会改变土地利用结构，造成生物量永久损失，损失量最大为 1.68t/a。由于永久占地面积较小，同时对道路边坡进行植被恢复，因此道路建设对植被造成的影响较小。

### 5.6.1.4 对动物的影响分析

本项目所在区域属于油田开发区域，长期受人为干扰和开发影响，区内野生动物种类、数量均较少，本次开发对其影响程度不明显。

根据现状调查，本项目评价区不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，无国家重点保护野生动物，区内野生动物仅为一些常见种类，例如蒙古兔、草原鼯鼠等，均为北方常见类群。本工程施工时，可能会对野生动物的生活规律造成一些影响，特别是工程噪声大的机械设备运行，对周围动物会带来很大的惊扰；夜间施工的噪声会影响动物夜间休息；工程施工引起的扬尘污染，会对一定范围内的野生动物带来影响；夜间施工的灯光给建设区域内鸟类的飞行带来干扰，所以一定要加强施工期环境管理，尽量减小对野生动物的干扰。由于动物移动性大，施工期将被迫迁徙到附近相似生境生存，但这种不利影响是暂时的。施工结束后，临时占地通过修复，植被将逐渐恢复到原来的状态，生活在其中的动物可逐渐恢复到施工之前的状态。因此，施工期对区域环境影响不大，不会改变区域内动物区系组成及其种类组成。

### 5.6.1.5 对区域生态完整性影响分析

本项目为油田开发产能项目，在已开发的区块内进行点状更新，临时占地施工结束后及时进行植被恢复，不会改变周围的植物群落，且永久占地面积较小，对植被覆盖度变化影响较小。本项目生态评价区域内无重要物种的分布，本项目建设对生态系统的结构和功能影响较小，通过施工结束后采取相应的生态恢复措施及生态补偿，本项目对周边生态环境影响较小。生态系统完整性的主要指标有

植被的连续性、生态系统组成的完整性、生态系统空间结构完整性。对于自然生态系统来说，其判定因子包括生物量、异质性及物种数量的变化。

本项目施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件。对于本项目占用的临时占地，在施工结束后及时进行植被恢复，包括施工前表土剥离后的土地恢复及播撒草籽等恢复措施；恢复采取自然恢复与人工恢复相结合的方式进行。其中管沟开挖土方、井场建设等施工活动将使地表植被全部被破坏，自然恢复较困难，因此需采取人工撒播草籽的方式进行恢复，施工后或次年适宜季节（一般5、6月份）完成。植被盖度恢复至与四周相同。

#### 5.6.1.6 对生态系统稳定性影响分析

生态系统稳定性是指生态系统抵抗外界环境变化、干扰和保持系统平衡的能力。

一般来说生态系统的成分越单纯，营养结构越简单，自我调节能力越小稳定性就越差，反之生态系统各个营养级的生物种类越繁多，营养结构越复杂，自我调节能力越大，稳定性越高。生态系统稳定性的强弱直接关系到在多大程度上可以保证生态系统的功能得以正常运作。稳定性受生态系统中主要生态组分的种类、数量、时空分布的异质性（异质化程度）所制约。生态系统的异质性可作为稳定性的度量。对异质性的量化可用多样性指标表示，该指标既考虑了不同群落类型所占景观面积的大小及分布均匀程度，又考虑了群落类型。

本项目施工期临时占地对局部自然生态环境造成一定的破坏，生产力有所降低。但生态破坏面积不大，对整个评价区域自然体系的稳定性不会造成明显影响，仅使局部区域植被铲除、动物迁徙、水土流失侵蚀度增加，使局部生物量减少，局部自然生态环境遭到一定的破坏。但由于影响面积小，且影响时间短，在采取相应的生态恢复措施后，将逐渐恢复原有生态系统的利用功能，区域内生态系统阻抗稳定性恢复到原有水平。因此本项目对整个评价范围内区域生态系统恢复及稳定性影响较小。

#### 5.6.1.7 对水土流失的影响分析

本项目由于井场、管线等施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植

被，新地貌失去植物根系的固土作用，雨水直接冲刷疏松、裸露的地表土，易造成水土流失；施工过程中，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力极低，遇暴雨产生径流，加大水土流失。为了更好的保持水土，建议采取以下水土流失防治措施。

①严格控制油田内各井场和管线的作业面积，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围。

②在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置钢筋砼板涵，以保证道路两侧洪沟的畅通。

③管道工程施工时，应划定施工活动范围，严格控制车辆及重型机械的运行范围，避免加行开辟新路。管沟开挖要做到分层开挖，分层堆放，开挖表土堆放于管沟一侧。挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。剥离的表土堆放在临时占地内，即管线两侧和井场临时占地内两侧，表土堆放场应加以篷布覆盖。管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实。

④做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，保护当地较脆弱的草原生态系统。采取自然与人工恢复相结合的方式，植被覆盖度恢复至与四周相同。

⑤严禁在大风、大雨天气下施工，特别是管沟开挖、管道回填作业等。在便道出入口，竖立保护植被的警示牌，已提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

### 5.6.2 运行期对生态环境的影响

本工程运行期对生态环境的影响主要来自于两方面，一方面是油水井作业过程中可能会对周围生态环境产生影响，另一方面是事故状态下对周围生态环境产生的影响。

本工程正常生产情况下，油井产液、注水均为密闭集输，基本无污染物排放到周围环境中，对周围的生态环境基本无影响。对生态环境可能产生影响的过程主要集中在油水井作业过程中，本工程油水井作业时，作业范围控制在井场的永久占地范围内，作业车辆均沿已建道路行驶，不新开辟道路，同时井下作业时采用带罐作业，井场周围修筑临时围堰，作业产生的污油污水均回收至含油污水处理站进行处理，因此不会对井场周围的生态环境产生影响。

本工程在发生油水管线穿孔泄漏、作业时操作失误等事故状态下会导致油水进入周围环境，对生态环境的影响主要表现为降低土壤透气、透水性，使植物生产受阻，同时如果附着在植物上会影响植物的光合作用，造成植物枯萎。因此发生事故时应及时对泄漏的油水进行回收，对被污染的土壤进行清理，清理结束后对受影响的区域进行植被恢复。

拟建项目对野生动物的影响主要发生在施工期。施工人员的活动、机械噪声、夜间作业灯光等会使一定范围内野生动物的活动和栖息产生影响，待施工结束这种影响随即结束。

运营期作业、井场的噪声和人员对周围一定范围内野生动物的活动和栖息产生影响，降低野生动物在工程所在区域附近的活动频率，相对减少了野生动物的活动范围。

该项目附近生态敏感目标主要是呼伦湖国家级自然保护区，由于本工程距呼伦湖国家级自然保护区边界 6.2km，项目建设和运营基本不会对保护区产生影响。

### 5.6.3 闭井期环境影响

油田闭井期并非所有油水井同时关闭，而是将产能低或者无开采价值的油井陆续关闭，直至将所有井关闭。退役期，一般地下设施保留不动，地面部分如采油井架、水泥台、电线杆等将拆除。但评价认为退役期，若不采取有效的生态保护措施，管道中残存的少量原油有可能对管道沿线的土壤和地下潜水造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。因此评价认为应当妥善处理管道中残存的少量原油，将生态环境影响降低至最低限度。井区开发修建道路，破坏地表植被，加剧水土流失。退役期油田进场道路在征求当地群众意见的基础上，能够利用的继

续保留，不能就地利用需进行绿化，恢复地表植被，尽可能对当地生态环境进行补偿。

退役期，工程原有的占地将进行植被恢复，管道内的原油进行清理回收；油井进行封堵，不会对当地的草地生态环境产生影响。

表 5.5-2 建设项目生态环境影响评价自查表

工作内容		乌尔逊油田乌 39-1 区块大磨拐河组二段油层 2023 年产能建设项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；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 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （表 2.3-4、表 2.3-5） 生境 <input checked="" type="checkbox"/> （表 2.3-4、表 2.3-5） 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （表 2.3-4、表 2.3-5） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （表 2.3-4、表 2.3-5） 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> （表 2.3-4、表 2.3-5） 生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> （表 2.3-4、表 2.3-5） 自然景观 <input checked="" type="checkbox"/> （表 2.3-4、表 2.3-5） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （     ） 其他 <input type="checkbox"/> （     ）
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积：（7.54）km <sup>2</sup> ；水域面积：（    ）km <sup>2</sup>
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input checked="" type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input type="checkbox"/> ；沙漠化 <input type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input type="checkbox"/> ；定性和定量 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input checked="" type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input checked="" type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>

评价 结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可行 <input type="checkbox"/>
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

## 5.7 土壤环境影响预测分析

### 5.7.1 施工期土壤环境影响评价

本项目对土壤的影响主要来自道路建设及外输管道对土地的占用，对植被的碾压、挖掘等活动，会引起土壤理化性质的改变、肥力的降低。

#### (1) 管道开挖对土壤的影响

①土壤结构的形成需要漫长的时间，管道在开挖和填埋时，必将破坏土壤结构，干扰了团粒结构的自然形成过程。作为土壤质量重要指标的团粒结构一旦遭到破坏，需要经过较长的时间才能恢复。

②土壤表层质地与底层的质地截然不同，管道的开挖与回填，会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。

③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、耕作层）远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分流失，从而影响植物的生长。

#### (2) 道路建设对土壤的影响

本工程新建通井路。建设方式为直接对道路占地范围进行覆土压实，道路建设过程中施工机械和人员可能会对道路两侧的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对周边地表植被进行恢复，可有效减轻道路建设过程中对土壤环境的影响。

### 5.7.2 运营期土壤环境影响评价

#### 5.7.2.1 土壤污染途径

油田生产过程中，石油烃（C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>）进入土壤的途径主要通过油井作业和事故时产生的落地油、含油污水。

由于油井作业时采用污油污水回收装置回收污油污水，同时将作业范围严格控制在井场占地范围内，可有效减少石油烃（C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>）进入土壤，根据本次评价中现有井场土壤监测结果可知，采油井井场永久占地内土壤中检出石油烃，但监测值小，污染程度小。从平面上看，石油烃集中在井场永久占地范围内，永久占地范围外土壤中石油烃含量迅速降低，在距离井场 100m 处已经接近背景值。在垂直方向上，土壤中石油烃（C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>）主要集中在 0~20cm 的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油烃在土壤中的迁移深度较浅。

因此，油田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在井场永久占地内，各种污染物尤其是石油烃污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

事故时排放的落地油量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，油田生产中一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

#### 5.7.2.2 土壤环境影响预测分析（污染影响型）

##### （1）预测范围

与评价范围一致，为项目井场外延 1km 范围内、管道边界两侧向外延伸 200m 范围内。

##### （2）预测深度及时段

项目所在地包气带厚度为 2~10m，石油烃污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅，3m 以下浓度极低。因此本次评价预测深度取 5cm、20cm、50cm、100cm、200cm、300cm。预测时段为运营期，事故发生至发生后 30d、180d、365d、1000d、5000d。

##### （3）预测情形及源强

项目运营期可能造成土壤污染的情形为集油管线破损泄漏的原油入渗土壤环境，造成的土壤污染。本次对管线泄漏产生的土壤环境影响进行预测分析。

本项目集输管道埋深规格为DN50，假设输油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，根据现场调查，管道设有压力监控，一旦发生泄漏管道压力就会出现异常，工作人员可及时发现，发现后采取关闭机泵等措施进行控制，1h内基本处理完毕。参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录E，本次预测取泄漏点直径为10%管径，即5mm。

液体泄漏速率QL用伯努利方程计算：

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

- 式中： $Q_L$ ——液体泄漏速率，kg/s；  
 $P$ ——容器内介质压力，Pa；  
 $P_0$ ——环境压力，Pa；  
 $\rho$ ——泄漏液体密度，kg/m<sup>3</sup>；  
 $g$ ——重力加速度，9.81m/s<sup>2</sup>；  
 $h$ ——裂口之上液位高度，m；  
 $C_d$ ——液体泄漏系数；  
 $A$ ——裂口面积，m<sup>2</sup>。

表 5.7-1 管道泄露参数选取

参数	管道压力	环境压力	原油密度	裂口之上 液位高度	液体泄 漏系数	裂口面积
字符	P	P0	$\rho$	h	Cd	A
单位	Pa	Pa	kg/m <sup>3</sup>	m	/	m <sup>2</sup>
数值	200000	101000	844	0.05	0.65	0.00002

计算得到泄露速率为0.17kg/s，泄露时间按1h计，原油密度取值844kg/m<sup>3</sup>，计算得原油泄漏量0.6t。含油量按照最大92%计算，则石油类泄漏浓度为777464.8mg/L。

(4) 预测因子及标准值转换

选取石油烃为本次土壤预测因子。参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值（4500mg/kg）。

预测过程中需根据监测报告土壤物理参数对标准限值进行单位转换，以方便比较。非饱和土壤污染物运移介质为非饱和土壤孔隙中的液相和气相物质，壤土颗粒密度取 1.45kg/L，土壤孔隙比  $e=0.438$ 。转换公式为：

$$X_1 = X_0 \times G_s / e$$

式中： $X_1$ —转换后污染物浓度限值，mg/L；

$X_0$ —转换前污染物质量比限值，mg/kg；

$G_s$ —土颗粒密度；

$e$ —土壤孔隙比。

转换后各预测评价区域污染物浓度限值见表 5.7-2。

表 5.7-2 预测评价限值

特征污染物	标准限值 (mg/kg)	转换后限值 (mg/L)
石油烃	4500	14897

### (5) 预测模型

#### ① 水流运动基本方程

土壤水流运动方程为一维垂向饱和-非饱和土壤中水分运动方程 (Richards 方程)，即土壤水流运动：

$$\frac{\partial \theta(h)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left[ K(h) \left( \frac{\partial h}{\partial z} + 1 \right) \right]$$

式中： $h$ —压力水头，L；

$\theta(h)$ —土壤的体积含水率，是压力水头的函数，L<sup>3</sup>L<sup>-3</sup>；

$K(h)$ —土壤的渗透系数，也是压力水头的函数，LT<sup>-1</sup>；

$Z$ —沿  $z$  轴的距离，L；

$T$ —时间变量，T。

#### ② 土壤水分运移模型

土壤水分运移模型用来描述水分在土壤中的运移过程，HYDRUS-1D 软件水流模型中包括单孔介质模型、双孔隙/双渗透介质模型等多种土壤水分运移模型。本次模拟时采用 Van Genuchten-Malen 提出的土壤水力模型来进行模拟预测，且在模拟中不考虑水流滞后的现象，方程为：

$$\theta_h = \begin{cases} \theta_r + \frac{\theta_s - \theta_r}{[1 + |\alpha h|^n]^m} & h < 0, m = 1 - \frac{1}{n}, n > 1 \\ \theta_s & h \geq 0 \end{cases}$$

$$K(h) = K_s S_e^l [1 - (1 - S_e^{1/m})^2]$$

$$S_e = \frac{\theta - \theta_r}{\theta_s - \theta_r}$$

式中： $\theta_r$ —土壤的残余含水率；

$\theta_s$ —土壤的饱和含水率；

$S_e$ —有效饱和度；

$\alpha$ —冒泡压力；

$n$ —土壤空隙大小分配系数；

$l$ —土壤介质空隙连通性能参数。

### ③土壤溶质运移模型

根据多孔介质溶质运移理论，考虑土壤吸收的饱和-非饱和土壤溶质运移的数学模型为：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left( \theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中： $c$ —污染物在介质中的浓度，ML<sup>-1</sup>；

$D$ —弥散系数，L<sup>2</sup>T<sup>-1</sup>；

$q$ —渗流速率，LT<sup>-1</sup>；

$z$ —沿  $z$  轴的距离，L；

$t$ —时间变量，T；

$\theta$ —土壤含水率，%。

### (6) 参数选取

在污染物的迁移扩散模拟中，由于污染物在土壤包气带中的迁移转化过程十分复杂，存在包括吸附、沉淀、生物吸收、化学与生物降解等作用。本次预测评价本着风险最大化原则，在模拟污染物扩散时并不考虑吸附、化学反应等降解作用，仅考虑典型污染物在土壤中的扩散过程及规律。

根据本次现场柱状样调查和土壤理化性质调查，土壤 0~0.5m 为砂壤土，0.5~3m 为壤土，土壤水力参数选取见下表。

表 5.7-1 土壤水力参数一览表

土壤类型	残余含水率 $Q_r/\text{cm}\cdot\text{cm}^{-3}$	饱和含水率 $Q_s/\text{cm}\cdot\text{cm}^{-3}$	经验参数 a	曲线形状参数 n	渗透系数 $k_s/\text{cm}\cdot\text{d}^{-1}$	经验参数 l
壤土	0.078	0.43	0.036	1.56	24.96	0.5

(7) 边界条件

①水流模型：考虑降雨，土壤中水随降雨增加，故上边界等位大气边界可积水，下边界为潜水含水层自由水面，选为自由排水边界。

②溶质运移模型：溶质运移模型上边界选择浓度通量边界，下边界选自零浓度梯度边界。

(8) 网格剖分

建立“壤土”柱状模型，深度 3m，垂向剖分 300 个网格，每个网格垂向长度 1cm；在顶面以下 5cm、20cm、50cm、100cm、200cm、300cm 处分别设置观测点 N1、N2、N3、N4、N5、N6，模型剖分和观测点设置见下图。

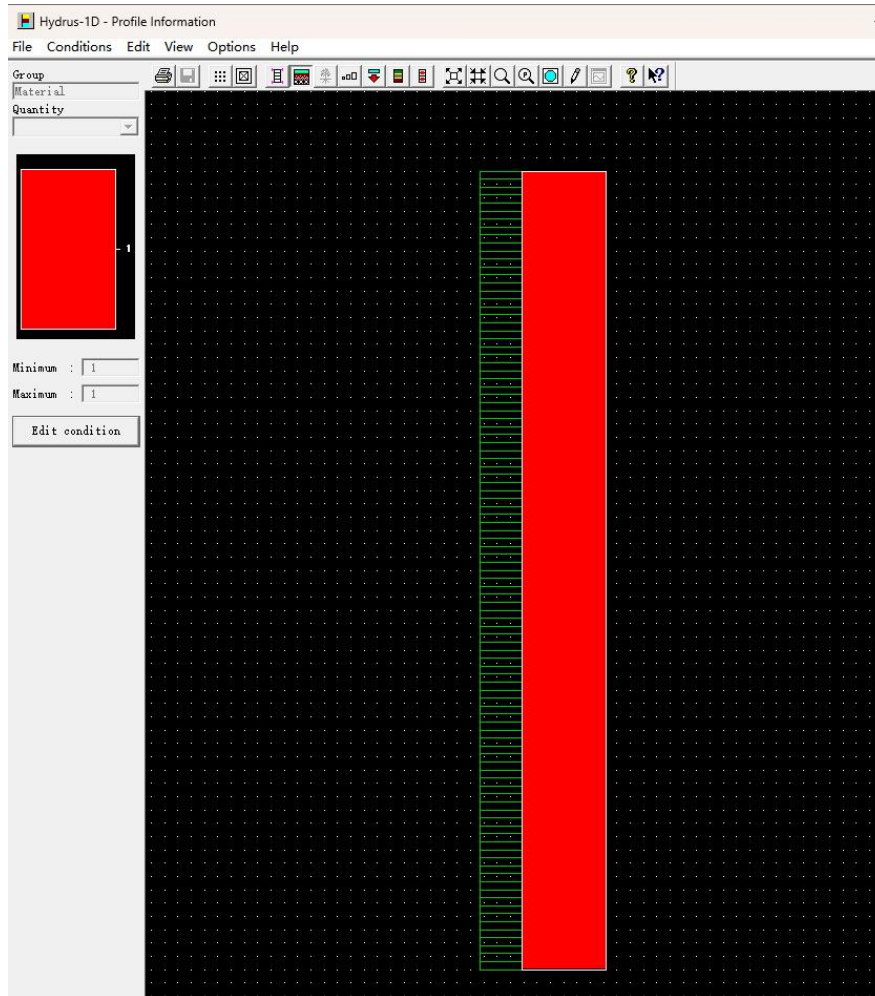


图 5.7-1 模型划分图

### (9) 预测结果

各观测点污染物浓度随时间变化情况见图 5.7-1，特定时间污染物浓度随深度变化情况见图 5.7-2。

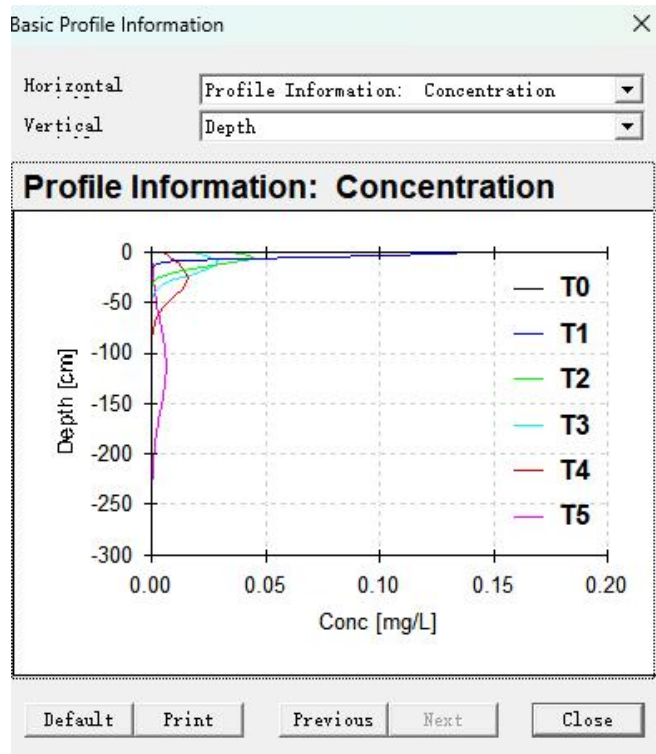


图 5.7-1 各观测点（5cm、20cm、50cm、100cm、200cm、300cm）污染物浓度随时间变化情况图

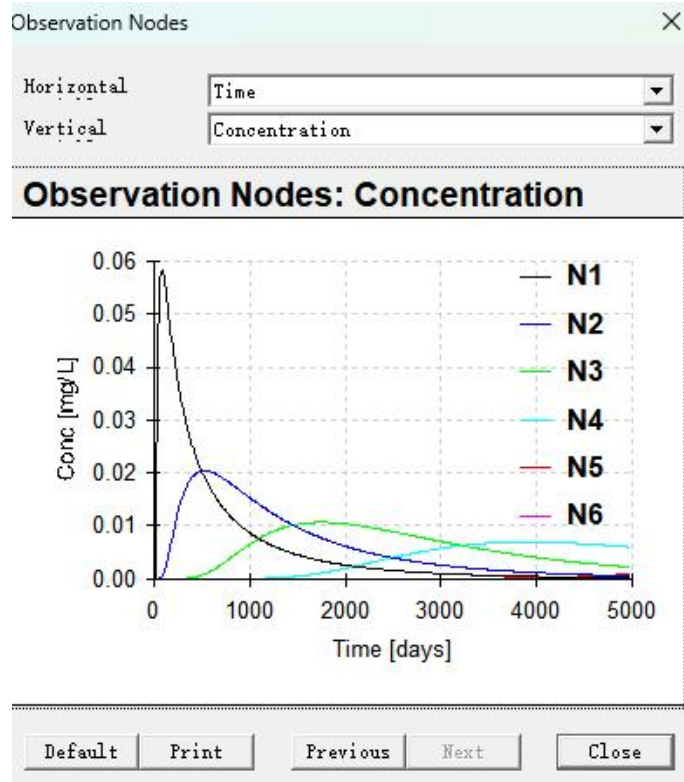


图 5.7-2 不同时间（30d、180d、365d、1000d、5000d）污染物浓度随深度变化图

根据预测结果，不同预测时间最大浓度所在的深度不同，污染物在土壤环境中迁移极慢。30d 时最大浓度出现在管道以下 3cm 处，最大浓度为 38.8mg/L；180d 最大浓度出现在管道以下 6cm 处，最大浓度为 44.78mg/L；365d 最大浓度出现在管道以下 9cm 处，最大浓度为 26.96mg/L；1000d 最大浓度出现在管道以下 24cm 处，最大浓度为 8.62mg/L；5000d 最大浓度出现在管道以下 114cm 处，最大浓度为 2.19mg/L。

由此可见，在设定情景下在不同时刻、不同土壤深度的石油烃浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值 4500mg/kg（14897mg/L）。本项目管线均采用钢制防腐管线，管线内、外防腐需满足《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）要求，在严格落实土壤污染防治措施的前提下，本项目运营期对土壤环境影响较小。

### 5.7.3 退役期

退役期进行地面设施拆除、井场清理等工作，对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。土地植被恢复后，站场、井场、道路均恢复了原来的植被，人工建筑物拆除，从而无污染土壤的工序，本项目退役期对土壤环境无影响。

### 5.7.4 评价结论

项目针对各类污染物均采取了对应的污染治理措施，可确保污染物的达标排放及防止渗漏发生，可从源头上控制项目对区域土壤环境的污染源强，确保项目对区域土壤环境的影响处于可接受水平。因此，只要企业严格落实本报告提出的污染防治措施，项目对区域土壤环境影响可接受。

附表 5.7-2 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影像识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>	
	土地利用类型	建设用地 <input type="checkbox"/> ；农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>	
	占地规模	(4.261) hm <sup>2</sup>	
	敏感目标信息	敏感目标（）、方位（）、距离（）	
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input checked="" type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
	全部污染物	/	
	特征因子	石油烃	
	所属土壤环境影响	I 类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II 类 <input type="checkbox"/> ；III 类 <input type="checkbox"/> ；IV 类 <input type="checkbox"/>	

	评价项目类别					
	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					
	理化特性				见表4.2-19	
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2个	4个	0-0.2m	
		柱状样点数	5个	/	0-0.5m 0.5-1.5m 1.5-3m	
现状监测因子	GB15618、GB36600中规定的基本因子及石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )					
现状评价	评价因子	GB15618、GB36600中规定的基本因子及石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )				
	评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表D.1 <input type="checkbox"/> ; 表D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他( )				
	现状评价结论	农用地中各项污染物含量均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中标准限值,建设用地上各项污染物含量均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中第二类用地风险筛选值				
影响预测	预测因子	/				
	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( )				
	预测结论	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 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		
		5	pH、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> )、铬(六价)、土壤盐分含量(水溶性盐总量)、汞、砷、铜、铅、镍、镉、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘,共52项	1次/年		

	5	pH、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> ）、铬（六价）、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍、土壤盐分含量（水溶性盐总量）	
信息公开指标	/		
评价结论	严格落实污染防治措施后，本项目对土壤环境影响较小。		
注1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容			

## 5.8 环境风险分析

### 5.8.1 风险潜势初判

结合本项目工程内容，运营期主要将集输管道化为危险单元。工程新建集油管道中，原油存在量最大且位于2个截断阀之间的管线长度0.4km，规格为φ56×3mm，区块原油综合含水最小为5%，则集油管线最大储油量为 $\pi(50/2/1000)^2 \times 0.4 \times 1000 \times 0.95 = 0.75\text{m}^3$ ，原油密度以0.844t/m<sup>3</sup>计算，则该段管线原油最大存在量为0.63t；该区块气油比约13.54m<sup>3</sup>/t，天然气密度按0.72kg/m<sup>3</sup>计算，则天然气的最大存在量为0.006t。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），危险物质数量与临界量的比值（Q）计算式如下：

$$Q = q_1/Q_1 + q_2/Q_2 + \dots + q_n/Q_n$$

式中：q<sub>1</sub>, q<sub>2</sub>, ..., q<sub>n</sub>——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q<sub>1</sub>, Q<sub>2</sub>, ..., Q<sub>n</sub>——每种危险物质的临界量，t；

项目所涉及的危险物质数量与临界量的比值计算结果及环境风险潜势判定见表5.8-1。

表 5.8-1 危险物质数量与临界量的比值（Q）确定情况

序号	危险物质	CAS号	最大存在总量（t）	临界量（t）	物质Q值 qn/Qn
1	原油（石油）	/	0.63	2500	0.0003
2	天然气（甲烷）	74-82-8	0.006	10	0.0006
项目 Q=Σqn/Qn					0.0009

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中评价等级的判定方法，本项目Q为0.0009<1，环境风险潜势为I。

### 5.8.2 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中评价等级的判定方法见下表5.8-2，本项目风险潜势为I，确定本工程风险评价等级为简单分析。

表 5.8-2 环境风险评价工作级别

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析

<sup>a</sup>是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。

### 5.8.3 风险调查

本工程涉及的主要危险物质是石油开采过程中井场及集输管线内的原油和伴生气，具有易燃、易爆的性质。物料的危险性分析如下：

#### (1) 原油

原油闪点小于 28℃，属甲 B 类易燃、易爆物。原油闪点范围较宽，凝固点较高，其蒸气与空气形成爆炸混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，遇高热可分解出有毒烟雾。

原油的危险特性见表 5.8-3。

表 5.8-3 原油安全技术说明书

理化常数	序号	1967		
	CAS 号	/		
	中文名称	原油		
	英文名称	CrudeoU; Petrolemn		
	别名	石油		
	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体		
	闪点	<28℃		
	凝固点	18.3~19℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂。
	密度	相对密度(水=1)0.84~0.86	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7% (体积)	自燃温度	280℃~380℃
主要用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石脑油、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等，通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料。			
危险特性	易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。			
健康	毒性：IV（轻度危害），属低毒类。			

危害	<p>侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。</p> <p>健康危害：未见原油引起急慢性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。</p>
泄漏应急处理	<p>根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。消除所有点火源。应急人员应佩戴正压式空气呼吸器，穿防火服，使用防爆等级达到要求的通讯工具。采取关闭阀门或堵漏等措施切断泄漏源。如果槽车或储罐发生泄漏，可通过倒罐转移尚未泄漏的液体。构筑围堤或挖坑收容泄漏物，防止流入河流、下水道、排洪沟等地方。收容的泄漏液用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。用砂土吸收残液。</p>
防护措施	<p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴正压式空气呼吸器。眼睛防护：必要时，戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴橡胶手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。</p>
急救措施	<p>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。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。</p>
灭火方法	<p>消防人员须穿全身防火防毒服，佩戴空气呼吸器，在上风向灭火。喷水冷却燃烧罐和临近罐，直至灭火结束。处在火场中若发生异常变化或发出异常声音，须马上撤离。</p> <p>灭火剂：泡沫、干粉、砂土、二氧化碳。</p>

原油火灾爆炸危险性主要表现在以下几方面：

- ①属易燃液体；
- ②原油的油蒸气和空气混合达到一定浓度时，遇火即能爆炸；
- ③易蒸发。原油容器内压力每降低 0.1MPa 一般有 0.8-10m<sup>3</sup> 油蒸气析出。新蒸发出的油蒸气，由于密度比较大、不易扩散，往往在储存处或作业场地空间地面弥漫飘荡，在低洼处积聚不散，这就大大增加了火灾爆炸危险程度；
- ④容易产生静电。在易燃液体中石油产品的电阻率一般在 10-12Ω·cm 左右。电阻率越高，电导率越小，积累电荷的能力越强。因此，石油产品在泵送、运输等作业中，流动摩擦、喷射、冲击、过滤都会产生静电。当能量达到或大于油品蒸汽最小引燃能量时，就可能点燃可燃性混合气，引起爆炸或燃烧；
- ⑤容易受热膨胀、沸溢。原油受热膨胀，蒸气压升高，会造成储存容器鼓凸现象。相反，高温油品在储存中冷却，又会造成油品收缩而使储油容器产生负压，使容器被大气压瘪而损坏。含水油品着火受热还会发生沸溢，燃烧的油品大量外溢，甚至从罐中喷出，引燃其他物品而造成重大火灾和人身伤亡事故。

## (2) 伴生气（天然气）

天然气属甲 B 类易燃易爆气体，含有大量的低分子烷烃混合物，其与空气混合形成爆炸性混合物遇明火极易燃烧爆炸。如果出现泄漏，易与空气形成爆炸性混合物，而且能顺风飘动，形成着火爆炸和蔓延扩散的重要条件，遇明火回燃。天然气主要成分为甲烷，甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调，若不及时脱离，可致窒息死亡。具体危险特性见表 5.8-4。

表 5.8-4 天然气安全技术说明书

CAS 号		74-82-8	
中文名称		天然气	
分子式	CH <sub>4</sub>	外观与性状	无色无臭气体。
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
沸点	-161.5℃	闪点	-188℃
熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。
密度	相对密度（空气=1）0.55	稳定性	稳定
爆炸极限	空气中 5.3~15%（体积）	自燃温度	538℃
主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。		
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体 燃烧与爆炸特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。		
健康危害	侵入途径：吸入 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。		
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。		
防护措施	呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具（半面罩）。眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴一般作业防护手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区		

	作业，须有人监护。
急救措施	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。
灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。

#### 5.8.4 风险识别

根据项目的油藏情况及后期运行工艺、管理水平及自然灾害等因素，本项目的风险主要来自运营期的井下作业过程、采油过程和集输过程等工艺环节。

##### (1) 井下作业过程的风险因素分析

本项目运营期井下作业主要包括油井作业，主要风险是油、气、废水的泄漏。通常由以下因素引起：

- ①未按要求安装井口溢流回收装置、作业废水收集装置和井场含油废防渗布，或者设备故障无法使用，导致作业废水废液、油污泄漏进入环境，造成污染；
- ②作业时地层压力高，井口溢流较大，而未及时采取压井或关闭封井器等措施，导致油、水、气大量冒溢，污染环境。

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司实施全过程风险因素控制，为井下作业配备了井口溢流回收器、作业废水进站装置、污水罐车，制定了详细的操作规程和应急预案，因此，在管理到位的情况下，出现作业油、气、废水泄漏的几率大大减少。

##### (2) 油井套损

采油过程的主要环境风险是油井套损，原油、含油污水泄漏进入含水层，污染地下水。本项目油井套管采用双层套管（由表层套管、生产套管组成），运营期造成套损的因素主要有地质因素、工程技术因素和套管腐蚀三大类。

地质因素主要包括泥岩遇水膨胀使岩压转移到套管使其变形损坏，断层运移可能对套管产生剪切破坏，由于地壳运动和地震引起的套管损坏以及地面下沉及油层压实导致应力变化，从而使套管在拉张力及剪切力的作用下发生弯曲或错断。

工程技术因素主要有套管强度计算及井深结构设计不合理，泥岩吸水蠕变、滑移产生的横向层间位移侧压力、纵向地层位移产生的拉伸力及纵横向位移产生

的弯曲应力对套管的破坏作用；固井质量不好时，会使泥岩吸水蠕变、滑移，对套管产生破坏作用。另外，由于井眼不规则或固井时存在混浆井段，在封固井段内，水泥浆候凝期间放热不均匀，温度的变化使套管热胀冷缩，也易导致套管变形破裂。当不合理的注水开发时，注水压力超过地层上覆压力，也会导致套管的破损。

套管腐蚀是套管损坏的一种主要诱因，一旦套管腐蚀穿孔则会多点破漏，并会加速套管的疲劳进而过早变形和损坏。它是由原油天然气中含有的硫、CO<sub>2</sub>及地层水和注入水中含有的各种腐蚀性物质与套管中Fe或Fe<sup>2+</sup>发生反应引起的。腐蚀条件包括一定的温度、压力、Fe<sup>2+</sup>浓度及地层水中存在还原菌等，大多与硫酸盐还原菌的作用有关。

根据大庆油田对套损井的统计，套损绝大部分是发生在油层附近，主要形式是变形和错断。浅层套损的主要原因是腐蚀，形式是外漏，约占全部套损井的5%。对地下水的污染主要来自浅层套损油水渗入含水层，或深层套损油水窜槽进入含水层。因此，预防套损污染地下水的关键是合理设计井身结构，采取表套、生产套管双层套管结构，固井水泥均返至井口进行全程固井，对含水层段的套管采取防腐措施，采取以上措施后，发生套损后对地下水的污染几率很小。

### (3) 集输管道风险因素分析

本项目管道内的介质主要是原油，由于管材本身的质量、施工、运行和管理等各环节都可能出现缺陷和失误，从而导致事故发生。集输管道的常见事故是管线穿孔或破裂导致管道内介质泄漏，会导致原油和含油污水外泄，对环境污染较大。泄漏的油气如遇明火将引起火灾、爆炸。导致管线事故的主要因素分析如下：

- ①管道由于腐蚀造成穿孔，焊缝开裂出现裂纹；
- ②管道材料缺陷或焊接缺陷；
- ③不法分子在管线上打孔或偷气、偷油；
- ④由于外物撞击而造成管线破裂；
- ⑤由于地震、洪水自然灾害而引起的管线破裂；
- ⑥由于误开挖造成管道破裂；
- ⑦操作失误。

根据油田的运营经验，一般在油田开发7~8年后低洼地区的管道可能发生腐蚀穿孔事故，而导致原油泄漏到环境中。

#### (4) 火灾、爆炸

油田开发运行过程中发生火灾爆炸的原因很多，主要包括：

- ①组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；
- ②设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管线的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；
- ③设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事故等。

上述各类生产事故在发生火灾及爆炸安全生产危害的同时，对区域内环境也将产生严重的污染。依托场站风险分析已在原有环评中进行，本次不再进行依托场站的风险分析。

#### (5) 依托场站风险因素分析

本项目依托场站为乌东联合站，处理的介质具有易燃性质，因此，本项目依托场站主要事故类型是火灾、爆炸和油、含油污水、天然气泄漏。

本项目依托场站的事故主要因素分析如下：

- ①组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；
- ②设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管线的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；
- ③设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事故；
- ④控制生产装置的仪表仪器失灵，造成设备操作失控，引发油气泄漏，形成火灾等；
- ⑤泄漏的油气遇明火发生火灾爆炸。

本工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表5.8-5。

表 5.8-5 工程环境风险识别表

主要设备及场所名称	危险介质	主要危险特性	影响环境
井场	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表

主要设备及场所名称	危险介质	主要危险特性	影响环境
			水、土壤
集油管道	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
联合站	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、中毒、油水泄漏污染	空气、地下水

### 5.8.5 环境风险分析

#### 5.8.5.1 事故状态下对大气环境的影响

原油或伴生气泄漏事故会直接对环境空气造成影响。原油泄漏对大气环境的影响主要指原油中较轻组分（包括各种烃类气体）逐渐挥发进入大气造成烃类污染。如果泄漏的原油得不到及时处理，则烃类组分的挥发过程将持续较长时间，直到剩下较重的多环芳烃及沥青等物质。经查，多环芳烃在空气中超过一定浓度范围则会致人与动物癌变，通常苯并芘在空气中的浓度为0.01~100 $\mu\text{g}/1000\text{m}^3$ ，超过这个范围时，则对在环境中工作的人员有致癌作用。因原油泄漏而造成的大气污染的程度，一般取决于原油成分、泄漏量、覆盖面积、气温及持续时间等。原油泄漏量越多、覆盖面积越大、气温越高、持续时间越长，因此而造成的烃类气体污染也越严重。反之，则污染相对较轻。原油、伴生气泄漏时局部大气中非甲烷总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍。若遇明火引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，对大气环境造成短时间的严重污染。

集油管道及场站原油泄漏会对大气环境造成直接影响，事故会造成局部大气污染，但具有发生概率小、持续时间短的特性。由于该区块所处地势平坦，一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下会逐步自然净化，对周围大气环境的影响很小。

#### 5.8.5.2 事故状态下对地表水环境影响

本工程事故状态下对地表水污染途径主要是油水事故泄漏。泄漏油污污水在雨季期间可能随地表径流流向下游。集输管道事故泄漏可以通过站内仪表监控或巡检及时发现事故，及时关闭管道阀门或筑堤限制事故影响范围，然后彻底清理周边粘滞原油和被油水污染的泥沙、树枝、杂草等含油废弃物，同时展开对事

故管段或设备的抢修。只要溢出事故按相应环境风险事故预案严格控制并彻底清理溢出的石油类污染物，泄漏事故不会对地表水体造成污染影响。

### 5.8.5.3 事故状态下对地下水环境影响

#### (1) 地面设施泄漏对地下水的影响

本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油水的事故泄漏。原油、含油污水就可能渗透到含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下0~10cm及10~30cm范围，一般下渗深度在80cm以内，很难下渗至2m以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。

#### (2) 套损对地下水的影响

在采油过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。大庆油田套损统计表明，98%以上的套管断裂发生在700m以下，表层套管基本没有断裂发生，且套管破损机率一般为1/1万至1/5万，而因套损污染地下水的最大概率约为1/200万。

因此，套管损坏虽然对地下水存在潜在污染隐患，但发生几率极小。只要防护得当，一般不会形成套损，即使套损，能发生油水泄漏污染地下水的概率也很小。

#### (3) 油气集输管道破损

油水管道泄漏环境污染事故集中在油、水管线在地面改造和运行的过程中，发生油水集输管道泄漏、油水管线腐蚀穿孔发生油泄漏、含油污水泄漏等。发生泄漏事故的人为因素原因：

管道焊接不严，检测有误，造成泄漏；

①管道防腐涂层质量差，造成管道腐蚀；

②管材或连接缺陷，造成管道断裂，油气泄漏；

③操作失误引发的憋压等造成的风险事故；

④设备故障、机械失灵、老化造成的泄漏；

⑤动力故障引发的事故，如停电造成的阀门无法关闭、通讯线路中断无法传递控制指令等导致事故发生；

⑥在管道近旁或上方进行其它生产活动时的挖掘，造成管道破裂；

⑦其它选线不当或设计有误导致的事故风险。自然风险因素是由于自然环境条件恶劣，如土壤盐渍化造成管道腐蚀等威胁管道安全。结合本项目工程内容分析，本次改造项目施工期间对油气管线进行暂停处理，施工后进行严格的测压和检测，因此，不会产生大规模的油气泄漏事故。管道断裂、气阀漏气等事故，通常是通过巡回检查及监控对此加以控制。

项目正常工况下不会对地下水环境产生影响。根据预测结果，事故状况下，集输管线泄漏预测时间为 100d 时，随着时间、距离增加，潜水含水层石油类下游超标距离最远为 43.97m，超标面积为 818m<sup>2</sup>；预测时间为 1000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 127.7m，超标面积为 6112m<sup>2</sup>；预测时间为 5000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 278.5m，超标面积为 23393.68m<sup>2</sup>，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》

（GB3838-2002）III 类标准（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）；

承压水层油井套损预测时间为 100d 时，随着时间、距离增加，承压水含水层石油类下游超标距离最远为 55m，超标面积为 1279m<sup>2</sup>；预测时间为 1000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 177m，超标面积为 12776m<sup>2</sup>；预测时间为 5000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 413m，超标面积为 63786.28m<sup>2</sup>，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》

（GB3838-2002）III 类标准（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）。潜水层油井套损预测时间为 100d 时，随着时间、距离增加，潜水含水层石油类下游超标距离最远为 55m，超标面积为 1266m<sup>2</sup>；预测时间为 1000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 178m，超标面积为 12668m<sup>2</sup>；预测时间为 5000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 424m，超标面积为 63340.47m<sup>2</sup>，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）。

承压水层注水井套损预测时间为 100d 时，随着时间、距离增加，承压水含水层石油类下游超标距离最远为 34m，超标面积为 477m<sup>2</sup>；预测时间为 1000d 时，

随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 110m，超标面积为 4744m<sup>2</sup>；预测时间为 5000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 262m，超标面积为 23783.1m<sup>2</sup>，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》

（GB3838-2002）III 类标准（≤0.05mg/L）。潜水层注水井套损预测时间为 100d 时，随着时间、距离增加，潜水含水层石油类下游超标距离最远为 34m，超标面积为 466m<sup>2</sup>；预测时间为 1000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 111m，超标面积为 4655m<sup>2</sup>；预测时间为 5000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 271m，超标面积为 23305.98m<sup>2</sup>，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准（≤0.05mg/L），对周围地下水饮用水源影响较小。

#### 5.8.5.4 对土壤环境的影响

原油泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层 0~30cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。

石油烃（C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>）对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。事故性原油的大规模泄漏可影响草地的生态环境，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。

根据 5.7.2 章节预测结果，不同预测时间最大浓度所在的深度不同，污染物在土壤环境中迁移极慢。30d 时最大浓度出现在管道以下 3cm 处，最大浓度为 145.2mg/L；180d 最大浓度出现在管道以下 9cm 处，最大浓度为 73.7mg/L；365d 最大浓度出现在管道以下 17cm 处，最大浓度为 48.2mg/L；1000d 最大浓度出现在管道以下 138cm 处，最大浓度为 7.2mg/L；8000d 最大浓度出现在管道以下 290cm 处，最大浓度为 4.5mg/L。不同时刻、不同土壤深度的石油烃浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值 4500mg/kg（14897mg/L）。本次环评要求建设单位在建设过程中对各类管线及设备做好防腐处理，防止在运行过程中发生腐蚀泄漏时

间导致污染物对土壤及地下水环境产生影响，同时建设单位应在运行过程中加强对各类管线的巡视和维护，在发生非正常的泄漏时间时应采取立即开启截断阀门，停止该段管线输送采出液，并组织相关人员进行现场修复等应急措施将影响降至最小。

### 5.8.5.5 对生态环境的影响

原油及含油污水泄漏可影响草地的生态环境，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。所以，原油泄漏可引起原生植被生态系统退化，次生植被生态系统的演替，含油污水相对而言危害较小。

### 5.8.6 环境风险评价结论

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是泄露、火灾和爆炸，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，火灾爆炸等事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

表 5.8-6 建设项目环境风险评价自查表

工作内容		完成情况					
风险 调查	危险物质	名称	甲烷	原油			
		存在总量 t	0.158	0.63			
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 <u>3</u> 人			2.5km 范围内人口数 <u>9</u> 人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）				0 人
		地表水	地表水功能敏感性	F1□	F2□	F3□	
			环境敏感目标分级	S1□	S2□	S3□	
	地下水	地下水功能敏感性	G1□	G2□	G3□		
		包气带防污性能	D1□	D2□	D3□		
	物质及工艺系数危险性	Q 值	Q<1 <input checked="" type="checkbox"/>	1≤Q<10□	10≤Q<100□	Q>100□	
		M 值	M1□	M2□	M3□	M4□	
P 值		P1□	P2□	P3□	P4□		
环境风险潜势	IV+□	IV□	III□	II□	I <input checked="" type="checkbox"/>		

评价等级		一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input type="checkbox"/>		易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>	
	环境风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>	
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>	地表水 <input checked="" type="checkbox"/>		地下水 <input checked="" type="checkbox"/>
事故情形分析		源强设定方法	计算法 <input type="checkbox"/>	经验估算法 <input type="checkbox"/>	其他估算法 <input type="checkbox"/>
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>	AFTOX <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 m		
	大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 m				
	地表水	最近敏感目标，到达时间 h			
	地下水	下游厂区边界到达时间 d			
最近环境敏感目标，到达时间 d					
重点风险防范措施		管道密闭输送、防腐、试压等，运行期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施。			
评价结论与建议		本工程的主要环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境和土壤植被危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。			
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，“”为内容填写项					

## 第六章 环境保护措施及其可行性论证

### 6.1 大气污染防治措施

#### 6.1.1 施工期

本项目地面工程的工程量较小，施工期的环境空气影响主要来自施工活动引起的施工扬尘、焊接扬尘、车辆尾气。施工过程中采取以下污染防治措施：

(1) 为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，应在施工初期合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。

(2) 运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。

(3) 运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖措施，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。

(4) 土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。

(5) 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；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失，同时在施工过程中定期洒水抑尘，防止施工扬尘量大对环境造成污染。

(6) 合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业。

(7) 根据《内蒙古自治区生态环境厅关于进一步加强非道路移动机械污染排放监督管理的通知》，该项目施工作业的非道路移动机械（含场内车辆）应完成编码登记和尾气排放检测，检测结果报当地生态环境分局备案。

(8) 施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

对于距离本项目较近的牧民特古斯家（乌 39-23 东北侧 190m）敏感目标附近施工时，采取以下保护措施：

①严格控制管线施工作业带宽度和施工车辆活动范围，不得随意扩大；

②施工时应采用土工布对料堆进行覆盖，工地应实施半封闭隔离施工，如防尘隔声板护围，以减轻施工扬尘对周围环境的影响；

③施工过程中，加强施工人员的管理；

④施工完成后，要及时进行植被和地貌恢复。

施工期采取的上述技术方案是施工过程中常见的扬尘和大气污染防治措施，采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2无组织排放监控浓度限值要求，不会对大气环境产生较大影响，施工期大气污染防治措施可行。

### 6.1.2 运行期

本工程运行期的大气污染主要来自运营过程中产液集输及依托场站处理过程无组织挥发的烃类气体、依托场站加热装置燃烧烟气。

(1) 挥发性有机物污染防治措施

#### ①原油储存排放控制措施

根据收集资料以及现场调查，乌东联合站内储罐均为固定顶罐，主要包括污水沉降罐、事故罐，详见表6.1-1。

表 6.1-1 油田储罐情况一览表

站场名称	储罐类型	储罐名称	存储介质	数量	罐容 (m <sup>3</sup> )
乌东联合站	固定顶罐	含水油事故罐	事故废液	2	1000
	固定顶罐	污水沉降罐	污水	1	700

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中5.2.3.2固定顶罐要求：罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙；储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外应密闭。根据现场调查，海拉尔油田场站内罐体均完好无裂隙，采样口等均处于密闭状态，罐体周围均设置了围堰，地面进行了硬化。

通常站场内设置的事事故罐在正常生产情况下应处于空罐状态，只有在事故情况下才起运事故罐。乌东联现有储罐为事故罐或污水罐，无原油储罐，根据要求无需采取油罐烃蒸气回收措施和废气处理措施。

本项目涉及的原油储存排放满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关要求，运行过程中应精细化管理，减少“跑、冒、滴、漏”现象，加强设备设施的日常管理，严格执行操作规程，进一步减少

挥发性有机物的排放。

## ②运行期监测

运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）、《排污单位自行监测技术规范 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《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）要求，结合油田运行期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故等制定监测计划。

针对依托站场和单井井场厂界，定期对厂界非甲烷总烃进行监测；针对项目周边敏感目标牧民特古斯家（乌 39-30 井场东北侧 180m）、牧民呼吉格勒家（乌 39-33 井场西北侧 1400m）定期监测非甲烷总烃。

## ③其他措施

a.采用合理工艺，选用优质材料，管道及设备在设计时充分考虑抗震，保证正常生产无泄露；

b.井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，最大限度降低烃类气体的挥发；

c.加强转油站运行管理，提高油气分离效率，减少油罐呼吸口的轻烃挥发；

d.加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；

e.精细化管理，减少“跑、冒、滴、漏”现象，加强设备设施的日常管理，严格执行操作规程；

f.定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，确保井场及依托场站排放的非甲烷总烃厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；

g.建立“泄漏检测与修复”管理制度，定期开展泄漏检测与修复，对易泄漏环节制定针对性改进措施，通过源头控制减少挥发性有机物泄漏排放。

h.加强对车载设备的检查和维护，杜绝跑冒滴漏现象的发生。

### （2）依托站场加热装置污染防治措施

本项目依托的联合站加热装置燃料均采用清洁能源（天然气），产生的烟气经 8m 高的烟囱排放，能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用锅炉相关大气污染物排放浓度限值要求。

依托场站及井场厂界外 VOCs（以非甲烷总烃计）能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的相关标准要求（非甲烷总烃 $\leq 4\text{mg}/\text{m}^3$ ）；依托场站乌东联合站厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）中的相关标准要求（监控点处 1h 平均浓度值 $\leq 10\text{mg}/\text{m}^3$ ，监控点处任意一次浓度值 $\leq 30\text{mg}/\text{m}^3$ ）；依托场站乌东联合站加热炉排放烟气中污染物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）标准限值要求。以上措施可从源头降低废气产生，技术可行，可将项目建设对大气环境的影响降低至最低程度，使其对周围大气环境的影响大大降低，保持在环境可接受的范围之内。

### 6.1.3 退役期

采油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘，退役施工过程较短暂，随着施工结束，影响将会消失，对大气环境基本无影响。

### 6.1.4 温室气体管控

#### （1）源头控制措施

①加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发，控制分离器压力，杜绝放空，在设备的选型设计时充分考虑其承受的压力，阀门、油泵等设备装置密闭性，杜绝烃类气体跑冒等无组织排放。

②起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。另外，对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

③本项目采用节能环保型柴油动力设备，使用产品质量达标的 0#柴油，从源头上减少碳排放。

④本项目依托场站乌东联合站加热炉优先使用伴生气作为燃料，减少碳排放。

#### （2）过程控制措施

①运行期油田采出水全部经乌东联合站含油污水处理站处理达标后回注现役油层，不外排。

②在石油开采生产操作中，所有的阀门、法兰、接头、末端开口管线以及其他部件都会发生泄漏，因而都是潜在的甲烷排放源。解决这些泄漏的一种业已证实的方法是实施泄漏检测与修复措施（LDAR）。LDAR 是一种探测、测量、优先处理和维修泄漏设备以减少甲烷排放的业已证明且经济有效的方法。绝大部分的逃逸性甲烷排放量来自数量相对较少的泄漏设备。简单的投资就能带来诸如增加产量、降低排放、产生潜在的碳信用等好处。因此定期开展 LDAR 是降低甲烷和总烃气体逃逸性排放的有效措施。

③项目实施过程中，积极推行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 管理，同时对全体员工进行相应的 HSE 培训，使职工自觉遵守 HSE 管理体系并积极保护其人身安全和周围环境，尽可能降低事故状态下的放空。

④加强生产运行管理，减少原料、燃料损耗。

通过采取以上措施，可大大减少甲烷气体的排放，大大减少了温室气体效应，并对呼伦贝尔分公司减污降碳、清洁生产、创建绿色矿山均有促进作用，创造良好的环境效益。

## 6.2 废水污染防治措施

### 6.2.1 施工期

#### （1）施工期废水处理措施及其可行性论证

本项目施工期废水主要为试压废水、压裂返排液及生活污水。

项目施工期产生的试压废水由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排；压裂返排液拉运至压裂返排液处理站处理，分离出的污水输至含油污水处理站处理达标后回注附近现役油层。

施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设暂舍，驻地生活污水排入驻地已建防渗化粪池，定期进行清掏后外运至乌东联合站生活污水处理装置，处理后排入生活污水蒸发池自然蒸发或者用作站场绿化。

## (2) 施工期地表水保护措施

①合理规划：施工单位严格按照有关规定安排施工作业；合理进行施工组织和场地布置；对施工运输合理规划、布局，利用既有道路，运输车辆按指定路线运行；施工运输车辆加盖棚布，防止运输材料洒落，产生扬尘，影响区域内环境。

②施工期间各类固体废物应及时清运，施工期间严禁将生活污水直接排放。

③宣传教育：施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的组织实施设计，做到文明施工。

通过采取以上措施，施工期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，减少对周边水环境的影响。

## 6.2.2 运营期

### (1) 运营期废水处理措施及其可行性论证

本项目运营期废水主要为油田采出水。

#### ①运营期废水处理措施

运营期油井采出液分离出的含油污水由管线输送至乌东联合站含油污水处理站处理，作业污水及洗井污水由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

#### ②处理工艺可行性分析

本项目依托乌东联合站含油污水处理站，乌东联合站含油污水处理站采用 SSF 工艺，设计出水水质指标为含油量 $\leq 10.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5.0\mu\text{m}$ ”。

#### ③处理工艺达标可行性分析

乌东联合站含油污水处理站设计出水指标为《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”。根据《大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司企业自行监测报告》（监测时间 2023.4.10），乌东联污水站处理后污水中悬浮物浓度为  $4\text{mg/L}$ 、含油量为  $1.38\text{mg/L}$ ，处理后水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”限值要求，工艺可行。

### ⑤ 处理规模的可行性分析

乌东联合站含油污水处理站设计规模为 690m<sup>3</sup>/d，目前乌东联污水站平均日处理 350m<sup>3</sup>/d，负荷率 50.7%，考虑同期建设项目（海拉尔盆地乌 99-94、苏 102-X2 等五个区块产能建设工程）废水量 30.6t/d 和接入本项目废水量 3.34t/d 后，负荷率为 55.6%，因此，从规模上本项目依托可行。

本项目拉运污水要建设拉运视频监控装置，并接入市局监控平台，废水拉运前向市局申报，明确拉运量、拉运时间，并接受视频监控。采取以上措施后，本项目运营期废水均不外排，对环境影响较小。

### （2）运营期地表水保护措施

在油田生产建设及运营过程中，必须加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施能够切实落实，运营期还应做到如下要求：

①为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体，在生产过程中严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置，防止泄漏等事故的发生，减少含油污泥的产生量，一旦发生原油落地，全部及时回收；

②集油管线采用无缝钢管，硬质聚氨酯塑料夹克保温管，能有效防止管线泄漏，同时定期对管线检查、维修，确保各部分的使用性能；

③在进行油井井下作业时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收，同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

④定期巡检，每天有专职人员对油井及管线进行检查，巡检次数至少为 1 次/d，雨季等特殊天气增加巡检次数，若管线泄漏应及时关闭切断阀，同时确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水环境产生大面积污染。

在正常生产情况下，项目开发建设采取较为完善的环境保护措施，措施技术可行，对周围环境不会产生不良影响。

## 6.3 地下水污染防治措施

### 6.3.1 地下水防治措施

#### (1) 源头控制措施

- ①定期对油井套管情况进行检测,发现异常情况及时处理,防止污染地下水;
- ②油田生产过程中严格管理,坚决杜绝含油污水及污油的随意排放,井下作业产生的原油等污染物及时回收,不遗落地面,一旦发生原油落地事故,及时回收并确保回收率达到 100%。
- ③定期对回注井套管进行外观检查并测量其壁厚,评估其承载能力和密封性能,检查套管内部是否存在隐藏缺陷;
- ④定期对注水井井口装置的外观及表面的防腐涂层进行检查,同时进行动压测试测试其承受压力情况;
- ⑤定期对井筒与井口之间的连接完整性进行检查;
- ⑥管线采用热熔式焊接和挤压式焊接,在施焊前进行检查。
- ⑦管道采用无缝钢管,内外进行防腐保温。站内埋地不保温管道外防腐采用沥青防腐胶带特加强级,带宽不小于 150mm,防腐层厚度不小于 3.2mm。
- ⑧管道补口采用配套的补口带,补口层与原防腐层搭接宽度应不小于 100mm。
- ⑨运行期定期检查、维修项目所有管道、机泵等,确保各部分的使用性能。尤其在雨季更要认真检查,清除隐患。
- ⑩巡检过程一旦发现管道泄漏,应立即采取应急措施,关闭机泵,清理泄漏的原油、含油污水。

### 6.3.2 分区防控措施

#### (1) 地下井管防渗措施

对使用双层套管技术进行清洁生产审计,使表层套管固井水泥浆必须返至井口,保证固井质量,确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层;定期对油井的套管情况进行检测,发现异常情况及时处理,防止污染地下水;油井作业结束后对井场进行清理,对被油水污染的井场填土回收,防止污染物进入潜水层造成污染。

## (2) 井场防渗措施

①井场地面属于简单防渗区，地面应压实。作业期间的防渗措施为搭建防渗围堰及防渗布。

②定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油井作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场填土回收，防止污染物进入潜水层造成污染。

## (3) 集油管线防渗措施

本工程集油管线采用重点防渗，应采用钢管，其防渗措施主要为：

①管道外防腐等级应采用加强级；

②管道连接方式应采用焊接；

③管道设计壁厚的腐蚀余量不应小于2mm后采用管道内防腐；

④定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生；

本项目分区防渗情况见表6.3-1。

表 6.3-1 本项目分区防渗情况

类别	涉及区域	防渗措施	防渗要求
重点防渗区	集输管线	采用无缝钢管、管道设计壁厚的腐蚀余量不小于2mm、采用管道内外防腐，管道的连接方式采用焊接。	HJ610-2016中重点防渗区等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 技术要求
	油井作业区域、压裂作业区域	作业期间，作业区域搭建临时防渗围堰，并铺设2mm高密度聚乙烯（HDPE）膜防渗布	
一般防渗区	作业区防渗生活污水池	采用“倒棱形台土池+防渗膜+浆砌预制块护坡”形式，防渗层为1.5mm高密度聚乙烯（HDPE）防渗膜	HJ610-2016中一般防渗区等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 技术要求
简单防渗区	井场地面	采用地面碾压、夯实平整等进行防渗	HJ610-2016中关于简单防渗区的技术要求

## (4) 退役期

油气井报废或退役后，应按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求执行，主要包括：①废弃井判定矿井、钻井和取水井是否符合废弃条件。②

废弃井环境风险评估对符合废弃条件的矿井、钻井和取水井开展环境风险评估，通过识别污染源、污染通道和敏感受体，评估废弃井环境风险等级。③废弃井封井回填与验收基于废弃井环境风险等级，按照相关要求对废弃井进行封井回填。废弃井封井回填工作完成后，应对所封填的废弃井做好井口处置，进行验收。验收合格的，对资料进行整理和归档。验收不合格的，应采取补救措施。

### 6.3.3 地下水环境监测与管理

#### (1) 跟踪监测井布设

根据地下水环境影响评价结果，如果工程发生事故性泄漏，将会对地下水环境造成潜在威胁，因此一定要落实好各项污染防治措施及监测计划的实施，本项目地下水跟踪监测井已在钻井工程中进行布设，定期对周围地下水井进行观测和检测，随时监测地下水的变化，及时发现和解决问题；如发生重大污染事故且已对地下水造成污染，应进行信息公开，并与政府相关部门进行联动，聘请专家进行讨论，制定减轻地下水污染程度及控制地下水污染范围的措施，防止地下水污染加剧。

本次评价结合本项目工程的分布情况，同时根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)及《地下水监测井建设规范》(DZ/T 0270-2014)要求，在乌尔逊油田新建9口跟踪监测井，其中潜水井6口，承压水井3口，分别位于区块上游、区块下游和依托场站下游，跟踪监测计划见表6.3-2，地下水跟踪监测布点图见图6.3-1。

表 6.3-2 地下水环境监测计划表

序号	水井名称	经纬度	方位	井深	监测层位	监测因子	监测频次	备注
1	乌东-承压水 1#	117.81556814, 48.19481329	上游	100	承压水	pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、汞、砷、镉、铬(六价)、铅、挥发性酚类(以苯酚计)、耗氧量	1次/半年	新建
2	乌东-承压水 3#	117.76442359, 48.21133072	下游	100	承压水			
3	乌东-潜水 4#	117.76163249, 48.19377428	上游	20	潜水			
4	乌东-潜水 6#	117.81744495, 48.22070676	下游	20	潜水			
5	乌东-潜水 7#	117.81919987, 48.24451948	生活污水池上	20	潜水			

			游			(COD <sub>Mn</sub> 法, 以 O <sub>2</sub> 计)、氨氮、总大肠菌群、菌落总数、硝酸盐、亚硝酸盐、氟化物、钡、石油类、硫化物
6	乌东-潜水8#	117.82393537, 48.24707418	生活污水池下游	20	潜水	
7	1#潜水	117.2107, 48.0249	德二联压裂返排液站下游北侧150m	20	潜水	
8	2#潜水	117.2244, 48.0244	含油污泥暂存池下游北侧50m	20	潜水	
9	3#潜水	117.2112, 48.0234	危险废物暂存库下游	20	潜水	

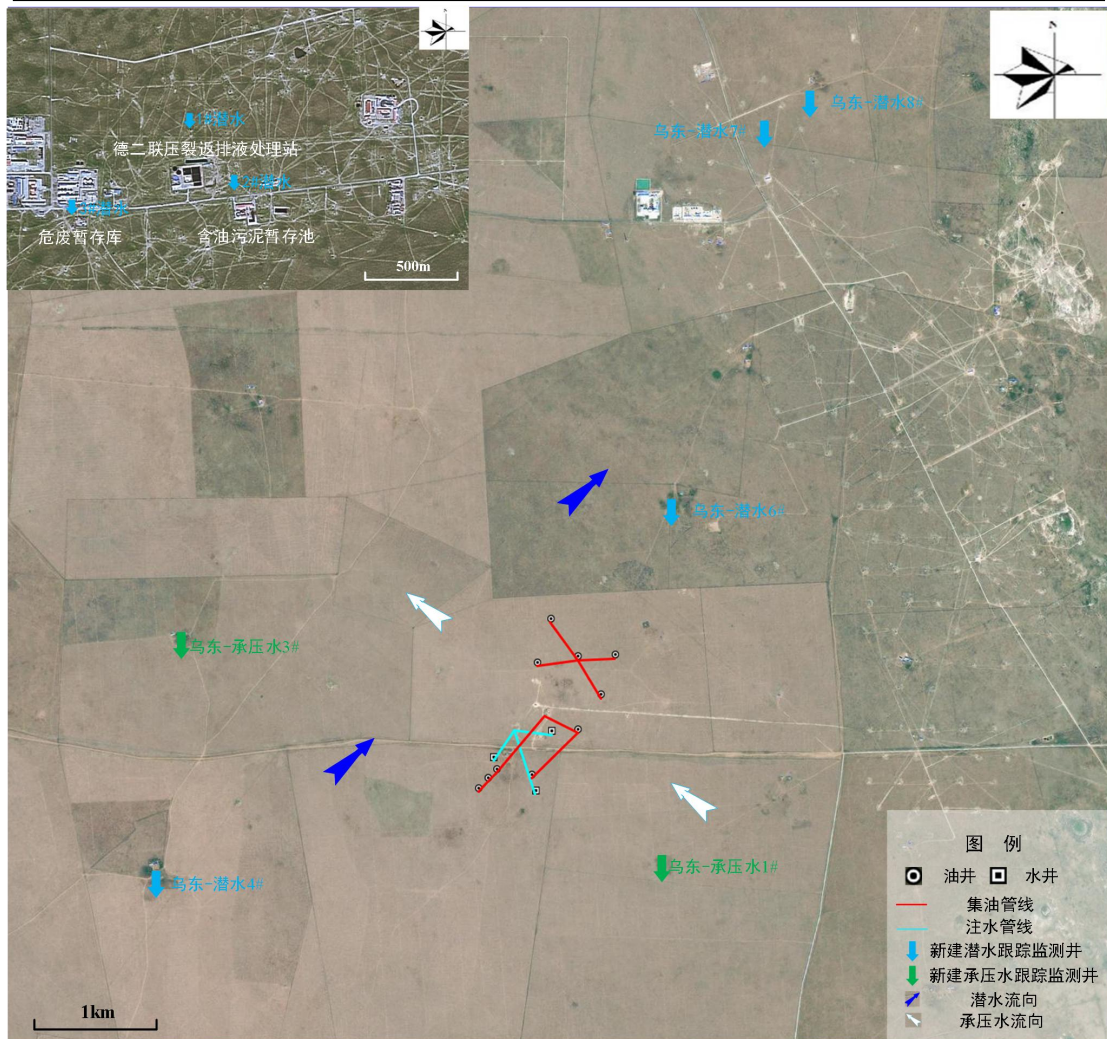


图 6.3-1 地下水跟踪监测点位图

### (2) 监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并抄送环境保护行政主管部门，对于常规检测数据应该进行公开，特别是对项目所在区域的居民公开，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，改为每天监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取对应的应急措施，并上报有关部门。

### (3) 地下水监测管理

为保证地下水监测有效、有序管理，须制定相关规定、明确职责，采取以下管理措施和技术措施。

#### ①管理措施

A.防止地下水污染的管理职责属于环境保护管理部门的职责之一。建设单位环境保护管理部门应指派专人负责防治地下水污染管理工作。

B.建设单位环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位负责地下水监测工作，按要求及时分析整理原始资料、监测报告的编写工作。

C.建立地下水监测数据信息管理系统，与项目部环境管理系统相联系。

D.根据实际情况，按事故的性质、类型、影响范围、严重后果分等级地制订相应的预案。在制定预案时要根据项目部环境污染事故潜在威胁的情况，考虑各项影响因素，适当的时候组织有关部门、人员进行演练，不断补充完善。

#### ②技术措施

A.按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2020)要求，及时采样、分析监测并编制分析报告。

B.在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并迅速报告公司安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况，为地下水污染防控提供正确的依据。为了解全厂生产运行情况，及时掌握出现异常情况的装置及原因。加大监测密度，如监测频率由每半月(或一周)一次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

C.定期对污染区的井管、套管以及管道等进行检查。

#### 6.3.4 应急处置

##### (1) 风险应急预案

制定风险事故应急预案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，有序地实施救援，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6.3-2。

##### (2) 风险防御机制

①一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

②查明并切断污染源，在含油污水泄漏事发附近或下游选取有利地点进行有效拦截，并利用吸油托栏、吸油毡和吸油机等吸收原油，降低水中的原油浓度。

③探明地下水污染深度、范围和污染程度。

④依据探明的地下水污染情况，合理布置截渗井，并进行试抽工作。

⑤依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，以防止污染物向下迁移；同时将抽取的已污染的地下水输送至地上处理设施进行处理，使溶于水中的污染物得以去除。

⑥当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

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。当污染事故发生后，污染物首先渗透到不饱和层，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。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。

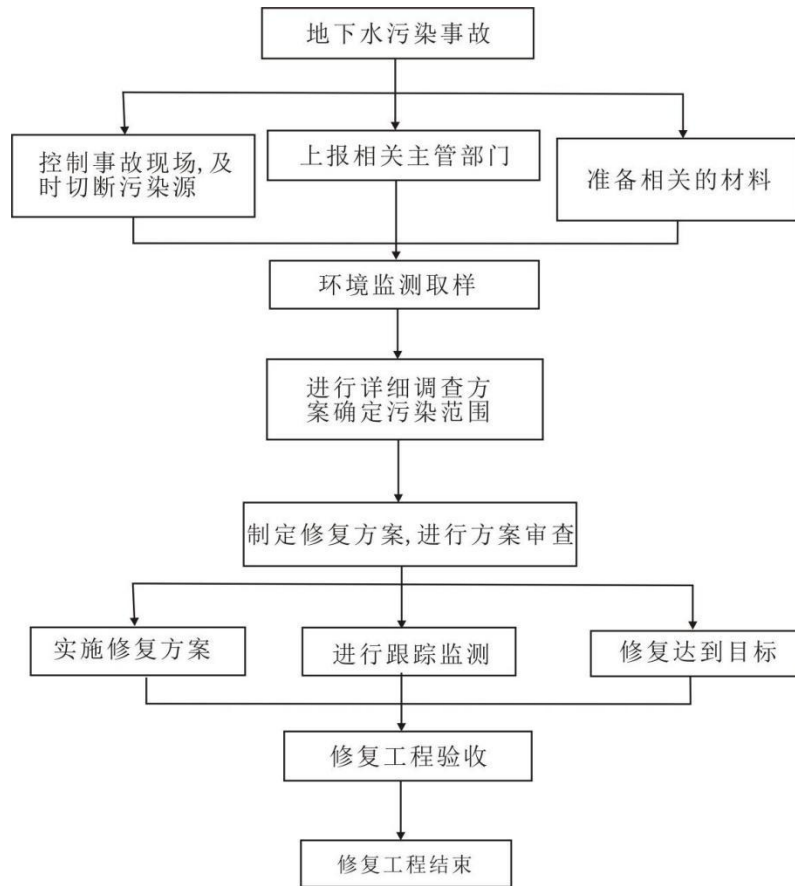


图 6.3-2 地下水污染应急治理程序图

## 6.4 噪声污染防治措施

为了减轻噪声对周边环境的影响，须采取以下噪声污染控制措施：

### 6.4.1 施工期

(1) 合理安排施工时间。尽量避免大量高噪声设备同时施工，避免夜间施工。

(2) 合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械。

(3) 降低设备噪声。选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声。

(4) 运输车辆选择避开居民点的路线，尽量不鸣笛。

(5) 加强对施工人员的培训及责任教育，做好施工机械和运输车辆的调度和交通疏导工作，运输车辆选择避开居民区的路线，限制车速，禁止鸣笛，降低交通噪声；

(6) 禁止夜间 (22:00~次日 6:00) 施工, 避免对周围敏感点产生影响。

通过采取上述措施, 能够确保施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 要求, 不会对声环境产生较大影响, 施工期噪声治理措施可行。

#### 6.4.2 运行期

(1) 井场电机等发声设备尽可能选用低噪声设备;

(2) 对噪声值较高的设备, 根据其产生噪声的特性, 采用相应的减振、隔声等降噪措施;

(3) 注意对设备的维护保养, 保证设备保持在最佳运行状态, 降低噪声源强度。

通过采取以上措施后, 能够确保井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类标准要求, 不会对周围声环境产生较大影响, 运行期噪声治理措施可行。

### 6.5 固体废物污染防治措施

#### 6.5.1 施工期

施工产生的生活垃圾执行《城市生活垃圾管理办法》(中华人民共和国建设部令第 157 号令), 应集中存放, 防止因暴雨、大风等冲入外环境, 统一收集至井场生活垃圾存放点, 拉运至新巴尔虎左旗生活填埋场填埋处理, 做到工完、料净、场地清。

#### 6.5.2 运行期

(1) 本工程产生的落地油及清淤油泥(砂)属于危险废物, 危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物, 代码为 071-001-08, 本项目产生的落地油及清淤油泥(砂)为间歇产生, 经收集至呼伦贝尔油田危废暂存库暂存后, 委托有资质单位进行处理; 含油废防渗布属于危险废物, 危险废物类别为 HW49 其他废物, 代码为 900-041-49, 经收集至呼伦贝尔油田危废暂存库暂存后, 委托有资质单位处理, 现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司处理。。

(2) 油井作业结束后及时清理井场，对施工范围内的油污及泥土(HW08/071-001-08)收集清理，本项目产生的油污及泥土为间歇产生，本项目不设置危废暂存间，直接委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司进行处理。

(3) 在井场作业现场管理中，严格落实作业前后环保交接制度，作业队伍必须严格遵守相应的无污染作业准则，确保无污染作业率达到100%。

(4) 本工程产生的危险废物不进行暂存，及时进行收集运输工作，严格执行《危险废物转移联单管理办法》。在收集过程中确保危险废物不遗撒、泄露。

#### (5) 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》本项目涉及的危险物质必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ 2025-2012)的要求处理处置。

①从事危险废物收集贮存运输的单位在进行生产活动时应按照有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等，并建立健全规章制度及操作流程，确保过程安全可靠。

②危险废物转移过程中应按《危险废物转移联单管理办法》执行，单位应编制应急预案。

③运输的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。

④担任储运人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步扩大和恶化。

⑤运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、容器、设备必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准》(GB50160-2018)要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

### 6.5.3 退役期

退役期井场采油设备、管线的拆除、井场清理等过程可能会产生少量建筑垃圾，统一收集后拉运到城建部门指定的建筑垃圾排放点。

综上所述，本项目产生的固体废物均可得到妥善处理，不外排，本项目固体废物处置措施可行。

## 6.6 生态保护措施

本项目生态环境植被恢复措施应按照经主管部门认定的《海拉尔油田基本建设工程（新巴尔虎左旗）土地复垦方案》进行，确保满足林草部门土地复垦要求。

### 6.6.1 施工期

#### 6.6.1.1 一般性生态保护措施

- (1) 各施工场所尽量减小施工占地，减小地表植被损毁面积；
- (2) 施工车辆通行尽量选择现有临时道路，避免碾压草场；
- (3) 严格按施工规范，做到油污不落地；
- (4) 板结土地翻耕应控制深度，以确保即符合播种条件，又防止风蚀，造成土地沙化。
- (5) 开挖前进行表土剥离，工程回填时，将 20-30cm 的腐殖土置于上部，以利于植被恢复。

#### 6.6.1.2 针对性保护措施

本工程占用总占地面积 4.261hm<sup>2</sup>，其中临时占地面积 3.386hm<sup>2</sup>，永久占地面积 0.875hm<sup>2</sup>，占地类型为牧草地。

##### (1) 基本草原保护措施

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司制定了《乌尔逊油田基本建设工程新巴尔虎左旗土地复垦方案》，对征用的基本草原按照规定支付补偿费，并依法缴纳草原植被恢复费并对草原进行复垦。

建设单位在施工过程中，应严格执行《中华人民共和国草原法》《中华人民共和国土地管理法》《石油天然气工程项目用地控制指标》的相关规定，切实采取有效的保护措施，对生态环境进行正确的保护，并进行补偿和恢复。对永久占用的草原，应当缴纳草原植被恢复费。草原植被恢复费专款专用，由草原行政主管部门按照规定用于恢复草原植被，任何单位和个人不得截留、挪用。对临时占

用的草原，使用期限不得超过二年，并不得在临时占用的草原上修建永久性建筑物、构筑物；占用期满，用地单位必须恢复草原植被并及时退还。

施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件。对于本项目占用的临时占地，应严格控制相应占地面积，并且在施工结束后及时进行植被恢复，包括施工前表土剥离后的土地恢复及播撒草籽等恢复措施；恢复采取自然恢复与人工恢复相结合的方式进行。其中管沟开挖土方等施工活动将使地表植被被破坏，自然恢复较困难，因此需采取人工撒播草籽的方式进行恢复；道路建设及电力线路过程中的临时占地主要表现在车辆碾压和人员践踏，对地表植被的破坏相对较小，以自然恢复为主、人工恢复为辅，自然恢复和人工恢复相结合的方式进行植被恢复，草地全部复垦为原用地类型，采用人力补播的方法，在雨季来临后到入秋前，补播草籽。本次人工干预措施主要为适时补播，草种根据当地原草种选用，施工后或次年适宜季节（一般5、6月份）完成，恢复至与四周相同的植被盖度。具体措施如下：

- ①地面处理：对补播地段进行松土，清除有毒有害杂草，待雨季补播草籽。
- ②管护：补播地段进行围栏封育、禁止放牧。
- ③补植草籽应优先选用适宜当地的草种，如克氏针茅等。

## （2）水土流失防治措施

### ①井场

井场予以平整、压实，以免发生水土流失。对于建设开挖、回填产生的弃土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整措施。地面建设产生的弃方不得随处堆放，应合理利用。

### ②道路

严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。油区道路施工作业面宽度控制在永久占地范围内；新建道路应在推平后加以机械碾压压实或铺设砂石硬化，如遇水土流失较严重区域，应在道路一侧开挖简易土质排水沟。

利用现有公路和已有便道行车，避免造成新的裸露地表；执行“无捷径”原则，规范车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止碾压和破坏地

表植被。在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置钢筋砼板涵，以保证道路两侧洪沟的畅通。生产期及时做好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证各类设施的泄洪能力。

### ③管线

对输油管道采取防腐措施，防止管道泄漏对植被、土壤造成影响；长距离输油管道采用阴极保护，减缓管道腐蚀，减小原油管道因腐蚀穿孔泄漏的概率。

管道工程施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。

管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实。项目区低洼地段，降雨季节施工的应先建好防洪、导流和泄洪设施后开工，以防洪水冲毁工程、机械，造成不必要的损失。

### ④生物防治措施

本项目水土保持生物措施主要根据油田地面植被情况，做好原有植被恢复工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势，尽量改善当地的生态环境。

## (3) 防沙治沙措施

项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本工程的具体特点，施工期内采取以下防沙治沙措施：

①施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

②路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

③根据当地情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，以种植草本植物为主。

④管线敷设时，根据实际管径尽量减少施工作业面宽度，集输管道作业面控制在 8m 以内，注水管线作业面控制在 11m 以内，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；管道施工结束后，回填开挖的管沟，路基采取护坡、养护措施，进行表土回覆、场地清理平整并恢复植被。

⑤施工作业避免在大风天施工，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。

综上所述，通过上述生态污染防治措施，本项目对生态环境造成的影响在环境可接受范围之内，措施技术可行。

### 6.6.2 运行期

本工程由于井场、管线、道路等施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植被，新地貌失去植物根系的固土作用，雨水直接冲刷疏松、裸露的地表土，易造成水土流失；施工过程中，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力极低，遇暴雨产生径流，加大水土流失。为了更好的保持水土，建议采取以下水土流失防治措施：

(1) 各施工场所尽量减小施工占地，减小地表植被损毁面积，施工结束后，对管网埋设后形成的土埂采取人工平土进行平整；

(2) 利用机械（缺口耙或旋耕机）对临时道路和输电线路架设用地内土壤板结区域进行翻耕，并配合土壤改良措施，疏松土壤，改善土壤的理化性状，为植被恢复创造条件。翻耕时防止将深层沙粒翻至表层，造成土地沙化；

(3) 严格按施工规范，做到油污不落地；

(4) 本着因地制宜原则，针对项目区冬季寒冷、春季多风、雨热同期等特点，草种选择草原 3 号杂花苜蓿+披碱草+羊草+黑麦草（或紫花苜蓿、杨柴等）4-6 种适宜草种混播；

(5) 对恢复植被区域进行施农家肥作为基肥，同时施有机无机混合肥作为种肥，以改善土壤状况；

(6) 复垦后的草地应进行封育管理，对牧草稀疏的地段进行及时补播，同时加强灌溉，及时进行浇水等。

本项目通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态环境的破坏得到有效控制，不会对区域生态环境产生较大影响，生态保护措施可行。

### 6.6.3 退役期

对拟退役的废弃井（站）场、道路等制定生态修复方案。生态修复前要对废弃油井进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物均得到妥善处置。

## 6.7 土壤污染防治措施

### 6.7.1 施工期

（1）加强施工中的环境管理，控制和消除土壤污染源。严禁随意倾倒污水、随意堆放固体废物，防止因“三废”处理不合理或处置措施不当对土壤造成污染。

（2）严格控制施工作业面积，以减少地表植被和土壤的破坏。本工程建设期间主要进行地面工程的建设、各种管线与道路的铺设等作业。对环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。

（3）充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道。

（4）对于临时占地，在对土壤进行开挖施工时要采取措施降低土壤风蚀，减少水土流失：对土壤要分层开挖、分别堆放，按原土层回填（先填心土，后覆盖表土）平埋方式（不起土坝）进行，以便其尽快恢复植被生长。

### 6.7.2 运行期

（1）油井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无分离污水遗留井场；

（2）油井作业时，井场应铺设防渗布，防止落地油溅落，污染土壤；

（3）加强管理，杜绝分离污水运输过程跑冒滴漏，管道采用钢管进行重点防渗处理，分离污水全部通过污水外输管道输送至乌东联合油污水处理站进行处理；

（4）提高职工的环境保护意识，在生产管理中杜绝人为破坏植被的现象。

### 6.7.3 退役期

对永久停用、拆除或弃置的废弃井（站）场、道路等设施，开展土壤污染状况调查，确保无土壤环境污染遗留问题后，开展复垦复绿、改良等工作，并依法进行分类管理。

#### 6.7.4 土壤环境跟踪监测

本项目土壤跟踪监测点已在钻井工程中进行布设，监测委托具有资质的单位进行，监测报告应存档，同时对监测结果进行信息公开，跟踪监测计划见表 6.7-1 及附图。

表 6.7-1 土壤环境跟踪监测计划表

序号	点位	坐标	取样要求	监测项目	监测频次
1	乌 39-8 井场永久占地内	117.80386 48.21241	柱状样 0~0.5m、 0.5~1.5m 、1.5~3m	pH、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> ）、铬（六价）、土壤盐分含量（水溶性盐总量）、汞、砷、铜、铅、镍、镉、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘，共 52 项	1 次/年
2	乌东联合站罐区未硬化地面	117.8123134 48.2402522			
3	德二联压裂返排液处理站废液池未硬化地面	依托现有			
4	含油污泥暂存池永久占地范围内未硬化地面	依托现有	表层样 0~20cm		
5	危险废物暂存库永久占地范围内未硬化地	依托现有	表层样 0~20cm		
6	乌 39-8 井场外侧 50m 草地	117.80545 48.21239	表层样 0~20cm		
7	乌东联合站永久占地外 50m	117.8129035 48.24042727	表层样 0~20cm	pH、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> ）、铬（六价）、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍、土壤盐分含量（水溶性盐总量）	
8	德二联压裂返排液处理站永久占地外 50m	依托现有	表层样 0~20cm		
9	含油污泥暂存池永久占地外 50m	依托现有	表层样 0~20cm		
10	危险废物暂存	依托现有	表层样		

	库永久占地外 50m		0~20cm		
--	---------------	--	--------	--	--

## 6.8 环境风险防范措施

### 6.8.1 施工期环境风险防范措施

(1) 管道接头采用一次成型涂料新技术，使用寿命可达 30 年以上，并采用技术上成熟可靠的强制电流阴极保护法；

(2) 提高管道的防腐等级，集油管道采用硬质聚氨酯泡沫夹克管；

(3) 定期检测集输管线防腐及腐蚀情况，及时维修或更新；

(4) 在施工过程中，加强监理，确保焊接和涂层等施工质量；

(5) 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，强化检验手段；制定严格的规章制度，发现缺陷，及时正确修补并做好记录。

### 6.8.2 运营期环境风险防范措施

#### (1) 井下作业事故风险防范措施

①对于地层压力较高的油井作业，在作业前先调节注采比，降低井底压力后再进行作业；

②施工准备过程要在管、杆桥下铺垫高强度防渗布，防渗布四周围出 10cm 高围堰；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水收集装置，安装完好后，通电调试；

③作业前要打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小。如果溢流量较大，采取清水或泥浆进行压井；起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化，井口溢流较小时，将污水排入污水回收装置，溢流较大时，立即停止操作，迅速关闭封井器，采取清水或泥浆压井；

④打开套管闸门，启动作业废水收集装置和油水收集器，使废水废液由套管排出，经收集后处理；

⑥ 在井下作业施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到废水回收装置；

⑥井下作业前，必须认真检查水龙带有无破皮、断丝、油壬丝扣完好状态，水泥车井口管线试打压 4.0MPa 检验密封性；作业时随时注意进出口排量压力。

#### (2) 集输系统事故风险防范措施

①严格挑选施工队伍，施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，以确保管道施工质量，同时对工程中使用的设备及附件应严格进行施工安装前的质量检验，检验合格后方可进行施工安装。

②对已建集输系统定期维修保养，及时更换老化管线、设备。

③定时对采油井和管线进行巡查，及时发现管线、阀门、设备渗漏、穿孔问题。

④生产时密切关注系统压力变化，一旦系统压力有大的降低，要及时报告，找到管线泄漏点，及时处理，避免污水大量泄漏。

⑤当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危及周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志。

⑥确保大庆油田呼伦贝尔分公司财务资产库的围油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的油污污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水、地下水、土壤等环境产生污染。

⑦将被泄漏原油污染的土壤清理后统一收集委托有资质单位进行处理。

⑧当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员。

⑨建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时做出反应和处理。

⑩对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率。

⑪制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告。

⑫建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时做出反应和处理。

### (3) 窜层污染事故的防范措施

①采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低至最低。

②利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对油田开发区各地下水层监测井采样分析，每半年采样一次，分析项目为石油类、挥发酚等特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

③及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

#### (4) 注水工程的防范措施

①对注水泵、管道、阀门等注水设备进行定期检查和维修。

②注水管线内壁涂覆环氧树脂涂层，增强管道耐腐蚀性和耐磨性。

③在注水系统中安装压力监测装置，实时监测注水压力。

④选用高质量的密封材料用于注水设备的连接部位，如管道的法兰连接、阀门的密封等，定期对注水系统进行泄漏检测。

#### (5) 依托场站事故风险防范措施

①建议对地层压力进行监控，合理安排注采比，预防套损事故的发生；

②站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏；

③平稳操作，避免系统压力超高放空；

④定期维护保养容器、设备和站内管线。

#### (6) 火灾、爆炸风险防范措施

①为防止系统憋压或误操作造成密闭设备的超压破坏或爆炸，所有压力容器及油罐均设有安全阀、呼吸阀等泄压设施。场站可燃气体设备的安全阀出口泄放管应接至火炬系统或其它安全泄放设施；

②场站的油罐均设计防雷、防静电接地装置；对生产场所超过安全电压的电气设备均采取保护接零或接地措施；

③场站内的防雷接地设施及报警装置必须定期校检，保证安全设施可靠有效。

#### (7) 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》本项目涉及的危险物质必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求处理处置。

①从事危险废物收集贮存运输的单位在进行生产活动时应按照有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等，并建立健全规章制度及操作流程，确保过程安全可靠。

②危险废物转移过程中应按《危险废物转移联单管理办法》执行，单位应编制应急预案。

③运输的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。

④担任储运人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步扩大和恶化。

⑤运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、容器、设备必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2018）要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

#### (8) 管理措施

①对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；

②当发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；

③对被泄漏原油污染的土壤清理干净后送朝一联合含油污泥处理站进行处理。

④当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员；

⑤加强管理，建立并严格执行安全生产责任制度，科学监控设备运行，消除故障隐患；

⑥定期检测管道的内外腐蚀及防腐层破损情况，及时更换或维修；

⑦制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告；

⑧建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时做出反应和处理。

针对上述风险情况，本工程建设单位已经针对可能发生的风险事故提出相应风险防范措施，企业结合所处区域的自然条件、环境状况、地理位置等特点，制定了较完善的事故风险应急预案，本工程为扩建工程，如发生风险事故，可按已建立的事故风险应急预案执行。

### 6.8.3 应急预案及应急处置措施

风险事故应急预案是在贯彻预防为主的前提下，对建设项目可能出现事故，为及时控制危害源，抢救受害人员，指导居民防护和组织撤离，消除危害后果而组织的救援活动的预想方案，需要建设单位和社会救援相结合。事故应急救援预案是为了加强对重大事故的处理能力，减少风险事故的损失。

#### 6.8.3.1 应急预案

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司乌东作业区设有突发环境事件专项应急预案，该预案已于 2023 年 7 月 16 日在呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎左旗分局备案。其中总体预案适用于本公司范围内发生的、造成或可能造成人员伤亡、环境污染、停产和较大社会影响等突发事件的应对工作，主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容，重点明确各分项预案所述事件类型及事件各级应急组织机构框架内容，起到总体掌控、督查的作用；《突发环境事件应急预案》中不仅包含了原油泄漏污染、污水泄漏污染、给排水系统泄漏污染、伴生气泄漏污染和施工时发生井喷造成污油、污水排放污染等事故的分类、应急响应等内容，而且明确了环境突发事件应急储备物资清单、应急联络单等重要内容；该《突发环境事件

应急预案》进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与应急处置、应急保障内容确定以及大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司突发事件的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。

本项目所在乌东作业区环境风险控制制度完善，各个作业区结合本作业区实际情况制定了相应的突发环境事件应急预案，为作业区所属单位应急预案提供指导原则和总体框架。作业区应急预案体系由矿级综合应急预案、基层站(队)级现场处置方案、重要生产岗位应急处置卡三个层次的构成。

突发环境事件应急预案具体内容见表 6.8-1。

表 6.8-1 突发环境事件应急预案包括的主要内容一览表

序号	项目	内容及要求
1	总则	编制依据、适用范围、工作原则等
2	事故风险分析	风险分析、事件分级等
3	应急组织及职责	应急组织机构、职责等
4	处置程序	预警、接警与报告、响应行动、指挥和协调、应急状态解除等
5	处置措施	人员防护、现场检测与评估、现场应急处置措施、次生灾害防范、善后处置等
6	应急保障	通讯与信息、物资与装备、应急队伍、医疗救护、应急技术等
7	附则	名词与定义、预案签署和解释、预案实施等

### 6.8.3.2 应急救援指挥部的组成、职责和分工

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司已设立事故应急救援“指挥领导小组”，和专业救援队伍，明确各自的职责、权限、分工、联络方式。应急组织、职责分工表见表 6.8-2。

表 6.8-2 应急组织、职责分工表

组成	职责
应急领导小组	负责本单位应急预案的制定、修订；组建应急救援专业队伍，并组织实施和演练；检查督促做好重大事故的预防措施和应急救援的各项准备工作；发生事故时，由采油三厂发布和解除应急救援命令、信号；组织指挥救援队伍实施救援行动；向上级汇报和向友邻单位通报事故情况，必要时向有关单位发出救援请求；组织事故调查，总结应急救援工作经验教训。
应急抢修组	负责环境污染事故时抢修和事故紧急处理。
消防组	担负或配合专业消防队伍完成灭火、洗消和抢救伤员任务。
通讯组	负责各专业小组的联络工作。
物资供应组	负责抢险物资的组织、运输、分配。
应急监测组	负责突发环境事件的应急监测。
医疗队	负责伤员的救护。

治安队	担负或配合相关的政府部门进行现场治安，警戒，群众疏散。
-----	-----------------------------

### 6.8.3.3 应急响应

(1) 一级和二级响应时，由大庆油田呼伦贝尔分公司组织实施，三级响应时，由各个作业区组织实施

(2) 应急响应按下列程序和内容响应：

①开通与事件发生现场环境应急指挥机构、现场应急指挥部、相关专业应急指挥机构的通信联系，随时掌握事件进展情况；

②立即向作业区经理、副经理报告，成立环境应急指挥中心；

③及时向呼伦贝尔分公司报告突发环境事件基本情况和应急救援的进展情况；

④通知有关专家组成专家组，分析情况。根据专家的建议，通知相关应急救援力量随时待命，提供技术支持；

⑤派出应急救援力量和专家赶赴现场参加、指导现场应急救援。

(3) 环境应急指挥中心应急响应方法：

①环境应急指挥中心接到突发环境事件报告后，立即启动公司环境事件应急预案，迅速组织环境监察应急、环境监测应急队伍和有关人员到达突发事件现场，进行环境应急监测、污染源调查、污染源控制、污染源转移、污染消除、人员撤离、受污染区域划定，同时分析突发事件的发展趋势，提出应急处置工作建议。调集所有应急力量按照应急预案迅速开展抢险救援工作；

②根据危机状态，对应急工作中发生的争议采取紧急处理措施；

③根据预案实施过程中存在的问题和危机的变化，及时对预案进行调整、修订、补充和完善，确保人员各尽所职，救援工作灵活开展；

④根据危机情况，在技术支撑下科学组织人员和物资疏散工作；

⑤及时报告地方环保局、政府和呼伦贝尔分公司质量安全环保处，必要时请求给予技术支持和物资支持；

⑥做好舆论宣传工作，保证突发事件应急处置工作的顺利进行；环境应急指挥中心与应急领导小组要保持密切联系，定期通报事故现场的形势，配合上级部门进行事故调查处理工作，做好稳定社会秩序和伤亡人员的善后及安抚工作，适时发布公告，将危机的原因责任及处理决定公布于众，接受社会的监督。

一级和二级响应启动呼伦贝尔分公司级突发环境事件应急预案，三级响应启

动作业区级突发环境事件应急预案；各级指挥机构按照预案要求积极灵活的调度相关职能部门，按照各自职责开展应急处置工作。防止事件扩大、蔓延。保证信息渠道畅通，及时向公司领导小组通报情况。

因环境事件存在不可预见、作用时间较长、容易衍生发展的特点，指挥机构可根据现场实际情况随时将响应等级升级或降级。

任何单位和个人发现公司级突发环境事件时，应立即报告呼伦贝尔分公司应急指挥中心，应急指挥中心立即向指挥长报告，同时通知各位副指挥长、成员部门及单位。发生重大突发环境事件后，事件单位在向公司应急指挥中心报告的同时，应立即启动本单位的环境应急预案，组织本单位各种救援队伍和职工采取有效措施控制危害源，进行全面的自救。

#### 6.8.3.4 应急监测

##### (1) 应急监测方法

##### ①大气污染事件应急监测方法

以事件地点为中心就近采样，再根据事发地的地理特点、风向等自然条件，在污染气团漂移经过的下风向，按一定间隔的圆形布点采样，同时根据污染趋势在不同高度采样，同时在事发中心的上风向适当位置对照采样，还要考虑在居民区等敏感区域布点采样。利用检气管快速检测污染物的种类和浓度，再检测采样流量和时间。

##### ②地下水污染事件应急监测

方法：以事发地为中心，根据地下水流向采用网格法或辐射法在周围 2km 范围内采样，同时根据地下水流补给源，在垂直于地下水流的上方，对照采样，在以地下水位饮用水源的取水口应设采样点。

要求：地下水水质取样应根据特征因子在地下水中的迁移特性选取适当的取样方法，一般情况下，只取一个水质样品，取样点深度宜在地下水位以下 1.0m 左右。

##### ③土壤污染事件应急监测方法

应以事件地点为中心，在事件发生地及其周围一定距离内的区域按一定间隔圆形布点采样，并根据污染物的特性在不同深度采样，同时采集未受污染区域的样品作为对照样品。

在相对开阔的污染区域采取垂直深 10cm 的表层土。一般在 10m×10m 范围

内，采用梅花形布点方法或根据地形采用蛇形布点方法（采样点不少于5个），将多点采集的土壤样品除去石块、草根等杂物，现场混合后取1~2kg样品装在塑料袋内。

### (2) 应急监测频次

污染物进入周围环境后，随着稀释、扩散、降解和沉降等自然作用以及应急处理处置后，其浓度会逐渐降低。应急监测在事发、事中和事后等不同阶段的监测频次不尽相同。原则上：采样频次主要根据现场污染状况确定。事件刚发生时，可适当加密采样频次，待摸清污染物变化规律后，可减少采样频次。频次确定原则如表6.8-3。

表 6.8-3 应急监测频次确定原则

事件类型	监测点位	监测因子	应急监测频次	跟踪监测频次
大气污染	事发地污染区域	非甲烷总烃、一氧化碳、二氧化硫、二氧化氮	初始加密（3次/天）监测，随污染物浓度下降逐渐降低频次	连续两次监测浓度均低于环境空气质量标准或已接近可忽略水平为止
	事发地对照点		1次/天（应急期间），以平行双样数据为准	/
地下水污染	事故地中心周围2km内的水井	pH值、耗氧量、石油类、硫化物、挥发性酚类、氨氮、溶解性总固体、总硬度	初始1-2次/天，第3天后1次/周直至应急结束	连续两次监测浓度均低于地下水质量标准或已接近可忽略水平为止
	地下水流经区域沿线水井		初始1-2次/天，第3天后1次/周直至应急结束	连续两次监测浓度均低于地下水质量标准或已接近可忽略水平为止
	事发地对照点		1次/天（应急期间），以平行双样数据为准	/
土壤污染	事发地污染区域	石油烃（C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）、铜、锌、镉、铅、铬、砷、镍、汞	初始1-2次/天（应急期间），视处置情况逐渐降低频次	应急结束，1次
	事发地对照点		1次/天（应急期间），以平行双样数据为准	/

### 6.8.3.5 突发环境事件应急处置措施

#### (1) 原油事故应急处置措施

原油事故应急处置措施具体见表6.8-4。

表 6.8-4 原油、伴生气应急处置措施

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	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。用砂土或其他惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方收集、转移、回收或无害处理。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。
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。
伴生气应急处置措施	
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，就医。
	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。
泄漏	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。不要直接接触泄漏物。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。

## (2) 集输管线泄漏事故

管线破裂原油泄漏进入土壤时应采取以下应急措施：

- a.管道设有压力监测，一旦发生泄漏管道压力会出现异常，控制中心报警，工作人员接到报警后立即采取关闭机泵等措施，控制原油泄漏，1h内可基本处理完毕。
- b.正确分析判断突发事故发生管段位置，用最快的办法切断管段上、下游的截断阀，同时组织人力对原油泄漏危险区进行警戒。
- c.立即将事故简要报告上级主管领导、生产指挥系统，通知当地主管部门加强防范措施。

d.组织抢修队伍迅速奔赴现场。在现场领导小组的统一组织指挥下，按照制定的抢修方案和安全措施，周密组织，分工负责，在确保安全的前提下进行抢修。

e.组织抢修队伍人工开挖集油池，采用吸附物质砂土进行覆盖、收容，采用铺设防渗布等防渗措施，并用砂土、水泥等及时围堵或导流，防止泄漏物向周边流散，泄漏物进行集中收纳转移到密封性良好的容器中，周围设警告标志。

f.设施泄漏的抢修应在降低管道压力或切断输油后进行，当泄漏处已发生燃烧时，应先采取措施控制火势后再降压或切断输油，严禁出现负压。

g.险情排除后迅速清理应急现场，回收原油，对少量无法回收的油泥，应在政府环境主管部门的批准下妥善处理，最大限度的消除危害。

### **(3) 危险废物泄漏事故**

现场人员若发现危险废物落地油或废含油防渗布等后，立即上报应急领导小组；应急处置人员正确佩戴相应的防护用品进行处理，消除泄漏污染区域的点火源；若发生泄漏时可采用吸附物质砂土进行覆盖、收容；若发生大量泄漏立即构筑临时围堰，泄漏物进行集中收纳转移到密封性良好的容器中；将泄漏的落地油等委托有资质单位处理。

### **(4) 依托场站环境风险事故应急措施**

依托场站主要环境风险事故有储罐含油物质泄漏及火灾爆炸引发次生环境污染事故，应采取以下应急措施：

#### **a.储罐泄漏事故**

罐区含油物质泄漏，首先确定泄漏点和泄漏量。将泄漏罐含油物质导入罐区空罐或进入防火堤内收集、回收。注意采取措施时采用防爆工具，防止产生火花。进入泄漏点切换流程时需穿戴防毒护具。

#### **b.火灾爆炸事故**

首先在环境条件许可的前提下关闭储罐进口阀门，断开起火区域仪表照明及相关电源，组织力量把着火罐邻近受热辐射的其他油罐的喷淋阀打开加以保护；开启着火罐喷淋，冷却罐壁，同时组织水枪射向罐顶冷却，保护罐体不致过热变形裂口，同时也可减少物料蒸发，减小火势；开启消防泡沫阀，向罐内注入泡沫

灭火。当火势威胁到整个输油系统时，通知变电所切断站外井排馈线，所有油井停产。

### 6.8.3.6 应急联动

针对本项目可能发生的突发环境事件，建设单位大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司环保部门应与大庆油田有限责任公司及地方社会力量保持应急状态联动，本项目所属作业区应与新巴尔虎左旗环保局、新巴尔虎左旗应急管理局、新巴尔虎左旗消防支队等政府建立应急联动机制，并配合新巴尔虎左旗人民政府及其有关部门的应急处置工作，统筹配置应急救援组织机构、队伍、装备和物资，共享区域应急资源，提高共同应对突发环境事件的能力和水平。当本项目发生突发环境事件后，建设单位大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司应立即启动相应应急预案，并上报大庆油田有限责任公司及政府部门，请求启动相应应急预案，保障事故控制及事故救援得到有效迅捷地处理。

### 6.8.3.7 应急演练及培训

针对本项目可能发生的突发环境事件，建设单位大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司应急管理办公室应负责建立应急培训制度，每年组织一次应急培训，对本项目应急管理机构和救援人员进行培训，提高应急管理业务水平和突发事件应急处置能力；并通过局域网、有线电视、网络等公共媒体，有计划地开展应急宣传教育活动，增强全员危机防范意识和应急基本技能。本项目所属各个作业区应按照分级管理、逐级培训的原则，每年组织一到两次作业区（大队）级应急培训；并对各下属站场下达逐步全面开展基层岗位工人的应急处置程序培训内容，定期开展培训。应急演练说明应急演练的方式、频次等内容，制定企业预案演练的具体计划，并组织策划和实施，演练结束后做好总结，适时组织有关企业和专家对部分应急演练进行观摩和交流。

作业区级演练（或训练）以报警、报告程序、现场应急处置、紧急疏散等熟悉应急响应和某项应急功能的单项演练为主，演练频次每年 2 次，每年进行 1 次应急培训，应急演练记录见图 6.8-1。



图 6.8-1 作业区应急演练记录

### 6.8.3.8 应急物资

针对本项目可能发生的突发环境事件，作业区应配备相应应急物资，具体见表 6.8-4。

表 6.8-4 应急设施、设备、器材

序号	类别	品名	规格型号	单位	数量
1	人身防护	正压呼吸器	/	台	5
		耳塞	/	副	10
		防身面罩	/	个	10
		洗眼器	/	台	1
2	应急处置	灭火器	35kg	只	2
		灭火器	8kg	只	10
		灭火器	7kg	只	6
		灭火器	2kg	只	10
		消防桶	/	只	8
		消防锹	/	把	10
		消防钩	/	个	2
		消防斧	/	个	2
		风力灭火器	/	只	2

序号	类别	品名	规格型号	单位	数量
3	医疗急救	担架	/	副	2
		急救箱	/	个	1
4	应急照明	探照灯	/	个	4
5	检测监测	液面报警仪	/	台	1
6	其他	土粉	/	吨	10
		石粉	/	吨	20

由前述分析可知，以上提出的各项环境保护措施是切实有效的，同时工程对油田生产全过程采取环境保护管理措施和技术措施，有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良环境影响。

#### 6.8.4 油田开发后期及闭井期环保措施

油田服务期满后，闭井时的污染防治措施主要是生态恢复工作，主要防治措施如下：

(1) 各种机动车辆应固定路线，禁止随意开路，践踏和破坏植被，应把破坏和影响严格控制在征地范围之内。

(2) 闭井后要拆除井架、井台、拔出井管，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物如落地油等。

(3) 根据油田占用的土地类型和土地面积，对井场道路及各井场永久占地要进行生态恢复，草地要根据使用功能恢复植被和生态景观，使整个油田开发区与区域生态景观和谐一致。

### 6.9 环保投资估算

本项目环保投资共 161.97 万元，总投资 4698.57 万元，占总投资的 3.45%，本工程环保投资详见表 6.9-1。

表 6.9-1 环保投资统计表

要素	措施内容	环保投资	
施工期	废气	洒水抑尘、设置挡风板、设置料棚、遮盖苫布等	10
	废水	生活污水排入驻地已建防渗化粪池，定期进行清掏后外运至乌东联合站生活污水处理装置处理	3
		试压废水拉运至乌东联合油污水处理站处理后回注油层	3
		压裂返排液拉运至压裂返排液站处理，分离出的污水输至含油污水处理站达标后回注现役油层，不外排	3
地下水	集油管线采用重点防渗，井场设地面采取一般防渗	10	

	污染防治		
	噪声	将柴油机组安装在活动板房内，使用自带减振装置的振动筛和离心机，泥浆泵安装减振垫	6
	固体废物	生活垃圾拉运至新巴尔虎左旗垃圾填埋场填埋处理	1
	生态	施工期作业带清理、管沟开挖、场站、道路的建设对土壤造成扰动和植被的破坏，项目施工均在临时占地内进行施工，并且施工结束后及时清理施工现场，对临时占用的 3.386hm <sup>2</sup> 土地进行植被恢复，播撒草籽。	37.6
		永久占地 0.875hm <sup>2</sup> ，按照规定进行经济补偿	4.87
	风险	施工期井场配备呼吸器、防护服、灭火器、消防斧、消防沙、急救药箱等应急物资；设置双层套管防止开采过程污染地下水	8
运营期	废气	井口加装密封垫，设备定期维护与保养、井口安装密封垫	6.5
	废水	作业废水拉运至乌东联合含油污水处理站处理	5
		油田采出水管输至乌东联合站含油污水处理站进行处理	
	固体废物	落地油及含油污泥委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司处理	15
		废含油防渗布暂存在贝 28 作业区危废暂存库，委托有资质单位处理	8
	风险防范	生产区域实施分区防渗；依托场站均设置安全阀等泄压设施，油罐均设置防雷、防静电接地装置，定期对防雷防静电设施、泄压设施定期校验；配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资，定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施；管道压力监控	依托
	跟踪监测	结合项目区域共布设 9 口跟踪监测井，其中潜水井 6 口，承压水井 3 口，分别于区块上游、区块下游布设 1 口潜水井和 1 口承压水井，于乌东联生活污水池上游、下游各布设 1 口潜水井，于德二联压裂返排液处理站、含油污泥暂存池、危废暂存库下游各布设 1 口潜水监测井，每半年对监测点位的 pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、汞、砷、镉、铬（六价）、铅、挥发性酚类（以苯酚计）、耗氧量（CODMn 法，以 O <sub>2</sub> 计）、氨氮、总大肠菌群、菌落总数、硝酸盐、亚硝酸盐、氟化物、钡、石油类、硫化物进行 1 次监测。	20
		本次评价在乌 39-8 井场永久占地内、乌东联合站罐区、德二联压裂返排液处理站废液池未硬化地面、含油污泥暂存池永久占地范围内未硬化地面、危险废物暂存库永久占地范围内未硬化地面及占地外共设置 10 个监测点位，每年对土壤跟踪监测点位进行监测，占地范围内监测点位的监测	12

	因子为pH、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> )、铬(六价)、土壤盐分含量(水溶性盐总量)、汞、砷、铜、铅、镍、镉、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘,共52项;占地范围外监测点位的监测因子为:pH、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> )、铬(六价)、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍、土壤盐分含量(水溶性盐总量)。	
	运营期环境设施维护、环境管理	3
退役期	井场清理,建筑垃圾、落地油、废含油防渗布处置,井场用地占地植被恢复等	6
合计		161.97

## 第七章 环境影响经济损益分析

油田项目的开发建设，除对所在区域的经济发展起着促进作用外，也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。本评价将通过对拟建项目的经济和环境效益分析，对项目建设的合理性进行分析。

### 7.1 环境损失费估算

本工程油田开发过程中，由于井场建设，需要占用一定面积土地，而且由此产生的污染物对周围环境也会造成一定污染，因此引起的环境损失费往往很难直接用经济价值来计算，因此，项目仅用植被损失费来估算。

本工程临时占用牧草地面积为 3.386hm<sup>2</sup>，损失草量按 3000kg/hm<sup>2</sup> 计算，3 年后可恢复原貌，共损失草量为 10.16t。草地价格按 700 元/t 计，草地损失约为 0.71 万元。

本工程永久占用牧草地 0.875hm<sup>2</sup>，草地损失草量按 3000kg/hm<sup>2</sup> 计算，10 年间共计损失牧草为 2.625t，价格按 700 元/t 计，草地共计损失约为 0.18 万元，项目建成投产后，永久性占地无法恢复。综上，本工程投产草地损失量为 0.89 万元。

### 7.2 环保投资估算及环境效益分析

建设项目的环境效益从环境代价大小、环境成本、环境系数的高低指标来分析是比较确切的，但对于环境代价的计算难度较大。建设单位为了保护环境，达到环境目标的要求，采取了相应的环保措施，付出了一定的经济代价。但其度合适，企业能够接受，而且所支付的环保费用还能取得一定的经济效益。项目建设运营中排放的污染物采取了一系列治理措施，大大降低了排入环境中污染物的数量，将取得一定的环境效益。

### 7.3 环保验收“三同时”一览表

为进一步落实本项目工程设计和环境影响评价提出的各项环保措施，确保环保工程发挥真正作用，本项目“三同时”环境污染防治措施及环保验收具体内容见表 7.3-1。

表 7.3-1 “三同时”环境污染防治措施及环保验收一览表

防治内容		环保措施	验收标准	
废气	施工期	施工扬尘	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	符合《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）要求
		储层改造工程废气	/	/
		施工机械及汽车尾气	车辆及机械设备排气口加装废气过滤器，并定期进行清洁	/
		焊接烟尘	/	/
	运营期	采油井场	管线和场站均采用密闭性良好的阀门等，确保密闭集输，加强对设备和管道的检查和维护	井场边界、场站边界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求），厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录A中VOCs无组织排放限值要求
		场站非甲烷总烃		
		加热炉燃烧烟气	依托场站加热装置采用清洁能源天然气为燃料	
废水	施工期	生活污水	施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设暂舍，驻地生活污水排入驻地已建防渗化粪池，定期进行清掏后外运至乌东联合站生活污水处理装置，处理后排入生活污水蒸发池自然蒸发或者用作站场绿化	不外排
		试压废水	试压废水由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排	不外排
		压裂返排液	压裂返排液由罐车拉运至德二联合站压裂返排液处理站处理，分离出的污水输至含油污水处理站处理达标后回注油层	不外排
	运营期	作业污水	由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排	执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”限制要求
		洗井污水	由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排	

		油田采出水	进入乌东联合站含油污水处理站处理达标后回注油层	
		清防蜡废水	进入集油系统，不外排	不外排
噪声	施工期	施工场地噪声	合理安排施工时间，避免大量高噪声设备同时施工，选用低噪声设备，注意设备维护和保养	执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中限值要求
	运营期	井场噪声	低噪声设备、基础减振	《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值：昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A）
固废	施工期	生活垃圾	统一收集后拉运至新巴尔虎左旗生活垃圾填埋场填埋处理	不外排
	运营期	含油防渗布	由建设单位统一收集至呼伦贝尔油田危废暂存库暂存，委托有资质单位处置	实行危险废物转移联单制度
		含油污泥、落地油	属于危险废物，统一收集委托有资质单位进行处理	委托有资质单位处理
生态恢复		对临时占用的土地进行恢复、平整		施工时分层开挖、分层堆放、分层回填，场地平整，不改变原有地势，不起垄，耕作层进行翻松。施工时留有影像资料，保留生态恢复前后的影像资料。当年恢复原有地貌，3~5 年恢复原有农田产量。
		永久占用草地按照规定进行经济补偿		按相关要求征地补偿
地下水及土壤防护		运营期分区防渗：集油管道、油井作业区域、压裂作业区域采用重点防渗措施，油井作业区域、压裂作业区域采用地面碾压平整并铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜进行防渗，渗透系数约为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，管道采用无缝钢管、管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接，满足等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 要求；井场永久占地内为简单防渗，采用地面夯实碾压平整进行防渗。		执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于分区防渗技术要求

<p>结合项目区域共布设 9 口跟踪监测井，其中潜水井 6 口，承压水井 3 口，于区块上游、区块下游各布设 1 口潜水井和 1 口承压水井，于乌东联生活污水池上游、下游各布设 1 口潜水井，于德二联压裂返排液处理站、含油污泥暂存池、危废暂存库下游各布设 1 口潜水监测井，每半年对监测点位的 pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、汞、砷、镉、铬（六价）、铅、挥发性酚类（以苯酚计）、耗氧量（COD<sub>Mn</sub>法，以 O<sub>2</sub>计）、氨氮、总大肠菌群、菌落总数、硝酸盐、亚硝酸盐、氟化物、钡、石油类、硫化物进行 1 次监测。</p>	<p>挥发性酚类等执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 III 类标准限值要求</p>
<p>本次评价在乌 39-8 井场永久占地内、乌东联合站罐区、德二联压裂返排液处理站废液池未硬化地面、含油污泥暂存池永久占地范围内未硬化地面、危险废物暂存库永久占地范围内未硬化地面及占地外共设置 10 个监测点位，每年对土壤跟踪监测点位进行监测，占地范围内监测点位的监测因子为 pH、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>）、铬（六价）、土壤盐分含量（水溶性盐总量）、汞、砷、铜、铅、镍、镉、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘，共 52 项；占地范围外监测点位的监测因子为：pH、石油类、石油烃（C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>）、石</p>	<p>石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值</p>

	油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )、铬 (六价)、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍、土壤盐分含量 (水溶性盐总量)。	
风险防控	运营期工作区域均铺设防渗布, 防渗布边缘设置围堰; 车辆采用密闭罐车, 配备收油工具, 场站内安装火灾报警系统, 一旦发生火灾及时有效的处理, 场站定期进行应急演练。 当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤, 控制油水扩散范围, 保护周围生态环境; 同时明确泄漏可能导致的后果, 泄漏危急周围环境的可能性, 隔离泄漏区, 周围设警告标志。	
水土流失	合理选择施工季节, 井场施工控制作业面积, 管线施工回填平整、压实	
防沙治沙	对临时占用的草地进行恢复; 对永久占地平整压实, 路基边坡采取种草措施护坡固土	

## 7.4 环境经济损益分析结论

本工程的建设为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证, 对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展, 都将发挥重要的作用。同时, 该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展, 提高当地的生活水平, 实现当地经济环境的协调发展。

## 第八章 环境管理与监测计划

本项目应建立内部生态环境管理体系，明确机构、人员、职责和制度，加强生态环境管理，推进各项生态环境保护措施落实，并将温室气体排放管控以及退役期环境管理全面纳入环境管理体系。项目建设必须严格执行配套的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度。建设单位应将优化和细化后的各项生态环境保护措施及估算纳入设计、施工、工程监理等招标文件及合同，并明确责任。

### 8.1 HSE 管理体系的建立和运行

本项目依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276-2014)的要求，在项目的建设期、运营期和退役期等 3 个阶段建立和实施 HSE 管理体系。建设期、运营期和退役期的 HSE 管理分别包括以下内容：

(1) 建设期 HSE 管理主要包括良好的工程（高产、节水、节能）设计、安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等；

(2) 运营期 HSE 管理主要包括：HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等；

(3) 退役期 HSE 管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

油田开发建设及其相关辅助性设施对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运行期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态环境的影响，减少事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

#### 8.1.1 组织机构

本工程环境管理工作由大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司负责。在项目建设期引入环境监理制度，推行环保监理和检查制度。由大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司施工业务主管部门对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，控制施工阶段的环境污染和生态破坏。施工期除设置 1 名专职环保员外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，

在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

### 8.1.2 规章制度

油田环保工作必须严格执行国家、黑龙江省的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂、作业区等各单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括油田开发建设期及生产运行期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度；在油田投入正常生产过程后，三废管理制度应主要包括油田正常运行过程中对含油污泥、含油污水及挥发烃的治理（回收及利用）等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油田建设期井场、场站、道路和管道的建设过程对区域内生态环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在油田进入正常生产运行期后，生态保护制度主要包括油田生产过程中所进行的油井作业过程，同时包括在生产过程中对于一些突发事件可能对周围生态环境产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确油田开发建设过程中的诸如油水井作业、集油管道所可能存在的突发事件的预防管理措施。

### 8.1.3 管理措施

(1) 最高领导层将 HSE 管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；

(2) 公司员工时刻将 HSE 责任放在心中；

- (3) 制定和落实一岗一责制；
- (4) 加强生产技术及 HSE 教育和培训；
- (5) 做好现场审核和整改；
- (6) 奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

## 8.2 环境监控

### 8.2.1 环境监控实施计划

由大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置油田专职环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

HSE 机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定本油田施工作业的环境管理方案，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档等。

### 8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、场站事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

### 8.2.3 环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (3) 对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故能及时到位；
- (5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

### 8.2.4 环境监控基本内容

为了油田开发区域内环境的持续改进，对油田开发建设的各项活动进行全过程、全方位的监控。包括井场、场站建设及相应配套设施建设，以及油田正常生产情况下的相应作业施工建设等过程。油田运营期的环境监控主要是采油、井下作业和原油集输过程中的环境保护措施执行情况。日常监控主要由本站的环保员组织定期进行，由上级部门核查。核查采用检查现场、记录、与员工座谈等形式进行；检查和核查应形成记录。

### 8.2.5 竣工验收监测与调查

为进一步落实本项目工程设计和环境影响评价提出的各项环保措施，确保环保工程发挥真正作用，本项目竣工验收监测与调查的主要内容见表 8.2-1。

表 8.2-1 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章管理制度
	污水回收装置等环保设施建成及运行情况，生态恢复、占地补偿等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运行期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查
污染物达标排放监测	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
	无组织排放烃类气体监测

	厂界噪声达标排放监测
	事故时对大气，地下水、地表水、土壤等进行事故监测
环境保护敏感点环境质量监测	油田开发区域内的地下水以及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	平整及恢复
	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

### 8.3 本工程污染源排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8.3-1。

表 8.3-1 施工期污染物排放清单

污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	扬尘	颗粒物	/	排入大气	执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值要求
	储层改造废气	VOCs	0.007t	排入大气	/
	汽车尾气	NO <sub>x</sub> 、HC、THC	/	/	/
	焊接烟尘	焊接烟气	/	/	/
废水	试压废水	SS	6.14t	由罐车送至乌东联合站含油污水处理站回收池进行回收处理，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”规定后回注油层，不外排	不外排
	压裂返排液	无机盐类	700m <sup>3</sup>	由罐车拉运至德二联压裂返排液处理站处理后	

				回注油层	
	生活污水	COD、NH <sub>3</sub> -N	57.6t	施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设暂舍，生活污水排入驻地已建防渗化粪池，定期进行清掏后外运至乌东联合站生活污水处理装置，处理后排入生活污水蒸发池自然蒸发或者用作站场绿化	
固废	生活垃圾	/	0.6t	统一收集后拉运至新巴尔虎左旗生活垃圾填埋场填埋处理	100%处置
噪声	机械噪声	噪声	65~85dB(A)	排入周围环境	执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011)要求

本工程运行期污染物排放清单见表 8.3-2。

表 8.3-2 本工程运行期污染物排放清单

种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	烃类气体	非甲烷总烃	0.085t/a	排入大气	井场及场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 中规定要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求
	加热炉烟气	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、颗粒物	91.89 万 m <sup>3</sup>		符合《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 中燃气锅炉要求
废水	油田采出水	石油类	1100t/a	进入乌东联合站含油污水处理站处理达标后回注油层	处理后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022) 限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”
	作业污水	石油类、悬浮物	117.34m <sup>3</sup> /a	罐车回收送乌东联合站含油污水处理站处理达标后回注油层	

					后, 回注油层
	清防蜡 废水	石油类	1460m <sup>3</sup> /a	进入集油系统, 不外 排	不外排
固 废	含油污 泥	石油类	0.297t/a	统一收集委托有资质 单位进行处理	委托有资质单位处理
	落地油	石油类	0.33t/a		
	含油废 防渗布	石油类	0.033t/a	委托有资质单位处理	100%处置
噪 声	采油井	噪声	65~ 85dB(A)	排入周围环境	符合《工业企业厂界环境噪 声排放标准》(GB 12348-2008) 中 2 类标准

## 8.4 总量控制

目前, 大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司已取得排污许可证, 该许可证已包含本工程依托场站排放的加热炉废气污染物排放量。许可证编号为 91150724701354995Q002X, 详见附件 4。本工程依托转油站及联合站未新增加热炉, 产生的污染物量在原有申请总量内, 整体区域总量不增加。

根据核算结果, 乌东联合站现有工程污染物排放总量为: SO<sub>2</sub> 0.739t/a、NO<sub>x</sub> 2.073t/a, 环评批复总量为: SO<sub>2</sub> 0.772t/a、NO<sub>x</sub> 6.946t/a, 考虑同期建设项目(海拉尔盆地乌 99-94、苏 102-X2 等五个区块产能建设工程)新增 NO<sub>x</sub> 0.048t/a, SO<sub>2</sub> 减少 0.008t/a、本工程新增污染物分担量为: SO<sub>2</sub> 0.025t/a、NO<sub>x</sub> 0.087t/a, 满足乌尔逊油田已批复总量要求。

本项目建成后产能 0.99×10<sup>4</sup>t/a, 新增非甲烷烃排放量 0.085t/a。

根据《乌尔逊油田乌 39-1 区块大磨拐河组二段油层 2023 年产能建设项目总量确认书》(见附件 18), 2025 年 2 月 14 日呼伦贝尔市生态环境局核定意见为: 同意本项目新增废气污染物 VOCs 排放总量从呼伦贝尔市加油站和储油库油气回收治理打包项目(VOC 减排量为 437.14378 吨)中调剂使用, VOCs 核定总量为 0.102t/a。满足总量控制要求。

## 8.5 运营期环境管理与监测计划

### 8.5.1 运营期环境管理

(1) 进行环境监测, 掌握污染现状;

(2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；

(3) 落实环境管理制度；

(4) 制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；

(5) 强化专业人员培训。

### 8.5.2 运营期环境监测计划

本工程生产运行期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测单位进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

施工期主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，发生事故时对周围的空气、土壤等进行监测。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）、《排污单位自行监测技术规范 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）要求，结合油田运行期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，具体见下表：

表 8.5-1 工程运行期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	井场噪声	连续等效 A 声级	油井井场永久占地外 1m	1 次/季
2	废气	非甲烷总烃	新建井场厂界	1 次/年
		SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、颗粒物	乌东联合站	依托现有监测计划
2	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类；地表水：石油类	空气及土壤为事故地点；地表水及地下水为事故地点周围区域。	事故发生 24 小时内

表 8.5-2 工程运行期周边环境质量影响监测计划表

序号	监测内容	监测项目	监测点位	监测时间及频率

1	地下水	pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、汞、砷、镉、铬（六价）、铅、挥发性酚类（以苯酚计）、耗氧量（COD <sub>Mn</sub> 法，以O <sub>2</sub> 计）、氨氮、总大肠菌群、菌落总数、硝酸盐、亚硝酸盐、氟化物、钡、石油类、硫化物	乌东-承压水 1#	117.815 56814	48.19481329	上游	1次/半年
			乌东-承压水 3#	117.764 42359	48.21133072	下游	
			乌东-潜水 4#	117.761 63249	48.19377428	上游	
			乌东-潜水 6#	117.817 44495	48.22070676	下游	
			乌东-潜水 7#	117.819 19987	48.24451948	生活污水池上游	
			乌东-潜水 8#	117.823 93537	48.24707418	生活污水池下游	
			1#潜水	117.210 7	48.0249	德二联压裂返排液站下游北侧150m	
			2#潜水	117.224 4	48.0244	含油污泥暂存池下游北侧50m	
			3#潜水	117.211 2	48.0234	危险废物暂存库下游	

2	土壤	pH、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> ）、铬（六价）、土壤盐分含量（水溶性盐总量）、汞、砷、铜、铅、镍、镉、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘，共 52 项	乌 39-8 永久占地内、乌东联合站罐区、德二联压裂返排液处理站废液池未硬化地面、含油污泥暂存池永久占地范围内未硬化地面、危险废物暂存库永久占地范围内未硬化地面	1 次/年
		pH、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> ）、铬（六价）、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍、土壤盐分含量（水溶性盐总量）	乌 39-8 永久占地外 30m、乌东联合站永久占地外 50m、德二联压裂返排液处理站永久占地外 50m、含油污泥暂存池永久占地外 50m、危险废物暂存库永久占地外 50m	
3	生态环境	植被恢复情况、植被覆盖率和植被多样性组成调查	临时占地内	1 次/年，直至恢复原有覆盖度

### 8.5.3 排污许可管理

依据《排污许可管理条例》中相关要求，环境影响评价制度是建设项目的环境准入门槛，排污许可制是企业单位在生产运营期排污的法律依据，必须做好充分衔接，实现从污染预防到污染治理和排放控制的全过程监管。新建项目必须在发生实际排污行为之前申领排污许可证，不得无证或不按证排污，环境影响评价文件及批复中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。

根据《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）及生态环境部部令第 11 号《固定污染源排污许可证分类

管理名录（2019 年版）》的有关规定，本项目属于“三、石油和天然气开采业 07 中的 4 石油开采 071”，相关要求为“涉及通用工序重点管理的实施重点管理，涉及通用工序简化管理的实施简化管理，其他实施登记管理”。本项目不涉及通用工序，本项目为陆地石油开采，大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司乌东作业区已按照相关要求申请排污许可证，实行排污许可登记管理，证书编号为 91150724701354995Q002X，行业类别为陆地石油开采，有效期为 2020 年 8 月 4 日至 2025 年 8 月 3 日。

## 第九章 环境影响评价结论

### 9.1 建设项目概况

本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，乌尔逊油田乌 39-1 区块内。建设内容为：基建油水井 13 口（油井 10 口、水井 3 口），均为独立井；项目基建油井采用电加热集油流程，新建油井接入已建集油干线，新建集油管道 2.17km，管道均设管道集肤加热装置，共 2.17km，端点井及次端点井设井口电加热共 10 台，产液进入乌东联合站处理；基建注水井采用多井配水流程，新建注水井接入已建 39-1 号注配间，扩建注水阀组 3 套，新建注水管道 1.5km；本项目新建进井通道 2.5km；按呼伦贝尔分公司的数字化建设方案配套完善新井的数字化建设；预计建成产能  $0.99 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本项目占地性质为牧草地（基本草原）。总投资 4698.57 万元，其中环保投资 161.97 万元。

### 9.2 产业政策符合性

本项目为石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年）》，本项目属于鼓励类“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”，因此，该项目建设符合国家的产业政策。

### 9.3 选址合理性结论

本工程所在区域内为牧草地（基本草原），在选址时充分考虑了“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，区域内无文物古迹、风景名胜区、自然保护区和珍稀濒危野生动植物分布，也不在生态红线内，工程采用环境影响最小的布局方案，减少占地和损耗，节约资源可行，利于环境风险的防范和应急反应。工程严格执行占地标准，尽量减少对草地的占用，并对占地进行了补偿，在施工时剥离表土，将适合湿地植物生长的原有表土单独堆放，施工结束后运回原位。工程建设对周围的主要环境影响为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、声环境影响和固体废物对周围的环境影响。通过环境影响预测与分析，工程建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均能满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

## 9.4 环境质量现状评价结论

### 9.4.1 大气环境质量现状评价结论

根据《2023 年内蒙古自治区生态环境状况公报》统计数据可知，项目所在区域空气污染因子 PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、O<sub>3</sub>、二氧化硫、二氧化氮、CO 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准。根据《环境空气质量评价技术规范（试行）》（HJ663-2013）呼伦贝尔市属于环境空气质量达标区。特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m<sup>3</sup> 标准要求。

### 9.4.2 地下水环境质量现状评价结论

评价区潜水层中部分氟化物、铁、锰存在超标问题，其余各监测因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》中III类水体限值（≤0.05mg/L）；承压水层中铁、锰部分点位超标，其余监测因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》中III类水体限值（≤0.05mg/L）。

评价区域内包气带中汞、砷均未检出，且污染控制点与清洁对照点油田特征污染物石油类、挥发酚所测数值相差不大，评价区域内包气带未被污染。

### 9.4.3 声环境质量现状评价结论

项目井场所在区域声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准，项目所在区域牧民家声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准，项目区域声环境现状良好。

### 9.4.4 土壤现状评价结论

评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值标准；评价范围内草地土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第一类用地石油烃筛选值标准；评价范围内草地土壤满足

《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

## 9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论

### 9.5.1 大气环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布，严禁散落；控制车速，运输车辆驶出工地前须除泥降尘，严禁泥土尘沙带出工地；施工场地干燥时适当洒水抑尘，物料堆放应定点，并采取防尘、抑尘措施，如上覆遮盖材料等；拉运固井水泥车辆采用罐装。

施工场地占地清理表土等措施，可以防止刮风扬尘弥漫，降低对区域空气环境的影响，产生的场界扬尘可降至 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）排放限值要求。对区域内大气环境影响较小。

运营期依托场站内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录A中VOCs无组织排放一般限值要求，项目井场及依托场站厂界外非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求。

依托场站加热装置燃烧烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1在用锅炉标准。

### 9.5.2 地下水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期废水为施工人员的生活污水和管线试压废水、压裂返排液。施工期生活污水依托附近场站及阀组间，施工结束后及时清掏，不外排；试压废水由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排；本项目产生的压裂液统一收集至德二联合站压裂返排液站集中预处理后，再进入德二联污水处理站深度处理，达标后回注地下。运营期产生的废水主要为作业污水、洗井污水及油田采出液中分离的采油废水，上述废水均依托乌东联合站含油污水处理站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15\text{mg}/\text{L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”标准后回注油层，不外排至外环境，且在作业过程采取铺设防渗布等各项环境保护措施落实到位情

况下对地下水环境影响较小；事故状态下在各项地下水污染防治措施及应急措施落实到位的情况下，对地下水环境影响较小。

### 9.5.3 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本工程产生的废水均进行了妥善处理，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。

### 9.5.4 声环境影响分析和污染防治措施可行性结论

工程产生施工期噪声主要为施工机械噪声，通过采用低噪声设备、合理安排车辆行驶路线措施，降低对声敏感点的影响，施工噪声能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的要求；运营期噪声主要为抽油机、依托场站各类机泵产生的噪声，运行期噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求，同时对声环境的影响较小，本项目对周围环境产生的影响可以被接受。

### 9.5.5 固体废物环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本工程对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境的影响较小。

### 9.5.6 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论

工程对生态环境的影响主要表现在工程占地和施工活动影响土壤环境质量以及植物的产量，但由于工程大多属于临时占地，只要工程在施工中做到尽量缩小影响范围，受影响的土壤、植被在工程结束后就能够在较短的时间内恢复到原有植被覆盖率，项目占地主要为牧草地，临时占地恢复也可在征地过程中给予牧民一定的费用补偿，采取相关防治措施后，工程对生态环境的影响较小。

### 9.5.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，本项目对土壤环境的影响较小。

### 9.5.8 环境风险分析可行性结论

本工程的主要环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的地下水环境和生态环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。同时建设单位已建立了较为完善的应

急预案，基本上能满足本工程发生突发性事件时应急的需要，环境风险可控。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

## 9.6 公众意见采纳情况

2024 年 12 月 13 日，大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司在全国建设项目环境信息公示平台对本项目环境影响评价工作进行了首次环境影响评价信息公开（网址为 <https://www.eiacloud.com/gs/detail/1?id=412131EIZ1>）。2024 年 12 月 27 日~2025 年 1 月 10 日，大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司在全国建设项目环境信息公示平台对本项目环境影响报告书进行了征求意见稿公示（网址为 <https://www.eiacloud.com/gs/detail/1?id=41104DzqBF>），且在征求意见稿公示期间，在甘珠尔苏木人民政府以张贴公告的形式发布征求意见稿公示，同期在北方新报进行了两期报纸公示，报纸第一次公告日期为 2024 年 12 月 30 日（北方新报），报纸第二次公告日期为 2025 年 1 月 2 日（北方新报）。

建设单位通过发放调查表的形式征求了项目周边牧民意见，通过调查，周边牧民对本项目均未提出反对意见。

本项目公众参与期间未收到公众反馈意见。

## 9.7 环境经济损益分析结论

该项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。因此本项目的建设从环境经济损益的角度分析是可行的。

## 9.8 环境管理与监测结论

项目通过加强建设期间的环境管理与监控，建立健全安全生产管理制度，制订科学严谨的操作规程，通过职工操作技能培训，提高危险识辨、防护和保护能力，落实责任到人。增强岗位职责和环保、安全意识，保证生产设施和环保治理设施运行的可靠性、稳定性。

## 9.9 综合评价结论

乌尔逊油田乌 39-1 区块大磨拐河组二段油层 2023 年产能建设项目选址于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，乌东联合站以南 4.5km，项目选址合理；本项目符合现行产业政策；本项目符合“三线一单”的管理要求；对产生的污染物采取行之有效的环保措施后，可以做到达标排放，满足总量控制要求，对区域环境影响较小；本工程在采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。