

苏德尔特油田贝 16 区块兴安岭五油组
补充外扩产能建设工程
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：1738909108000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	m 3m k69		
建设项目名称	苏德尔特油田贝16区块兴安岭五油组补充外扩产能建设工程		
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	91370211M A3C6U 23XQ		
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
孙京	20230503537000000030	BH 002558	孙京
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
索熙垚	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 056742	索熙垚
孙京	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 002558	孙京

苏德尔特油田贝 16 区块兴安岭五油组
补充外扩产能建设工程
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

目 录

第一章 概 述	1
1.1 建设项目由来.....	1
1.2 建设项目特点.....	1
1.3 环境影响评价工作过程.....	5
1.4 分析判定相关情况.....	7
1.5 关注的主要环境问题及环境影响.....	34
1.6 环境影响评价的主要结论.....	36
第二章 总 则	37
2.1 编制依据.....	37
2.2 评价目的及原则.....	41
2.3 环境影响识别与评价因子筛选.....	42
2.4 评价标准.....	46
2.5 评价工作等级.....	52
2.6 评价范围及环境保护目标.....	60
2.7 评价工作内容及重点.....	64
第三章 建设项目工程分析	66
3.1 现有工程.....	66
3.2 建设项目概况.....	100
3.3 影响因素分析.....	131
3.4 污染源源强核算.....	137
3.5 清洁生产分析与温室气体排放评价.....	148
第四章 环境现状调查与评价	155
4.1 自然环境概况.....	155
4.2 环境保护目标调查.....	161
4.3 环境质量现状调查与评价.....	162
4.4 区域污染源调查.....	206
第五章 环境影响预测与评价	208
5.1 大气环境影响预测与评价.....	208
5.2 地表水环境影响评价.....	213
5.3 地下水环境影响预测与评价.....	219

5.4 声环境影响预测与评价	231
5.5 固体废物环境影响预测与评价	236
5.6 土壤环境影响预测与评价	242
5.7 生态环境影响预测与评价	252
第六章 环境风险评价	260
6.1 评价依据	260
6.2 环境敏感目标情况	260
6.3 环境风险识别	260
6.4 环境风险分析	265
6.5 环境风险防范措施	268
6.6 应急预案及应急处置措施	273
6.7 环境风险评价结论	284
第七章 环境保护措施及其可行性论证	286
7.1 废气污染防治措施及其可行性论证	286
7.2 水污染防治措施及其可行性论证	289
7.3 噪声污染防治措施及其可行性论证	296
7.4 固体废物污染防治措施及其可行性论证	297
7.5 土壤污染防治措施及其可行性论证	299
7.6 生态环境保护措施	303
7.7 退役期环境保护措施及其可行性论证	310
7.9 结论	310
第八章 环境影响经济损益分析	311
8.1 环境损失费估算	311
8.2 环保投资估算及环境效益分析	311
8.3 环境经济损益分析结论	313
第九章 环境管理与监测计划	314
9.1 HSE 管理体系的建立和运行	314
9.2 项目污染物排放清单	316
9.3 总量控制	318
9.4 项目环境管理	318
9.5 排污许可证要求	321
9.6 “三同时”一览表	321

第十章 环境影响评价结论	324
10.1 项目概况	324
10.2 环境质量现状结论	324
10.3 环境影响预测与评价结论	325
10.4 环境影响经济损益分析结论	327
10.5 环境管理与监测计划	327
10.6 公众意见采纳情况	327
10.7 综合结论	328

附 件

附件 1：现有工程环保手续

附件 2：项目钻井环评批复

附件 3：突发环境事件应急预案备案表

附件 4：三线一单分析研判截图

附件 5：苏德尔特油田采矿证

附件 6：排污许可登记回执

附件 7：依托场站环保手续（德一联、德二联、贝 28 含油污泥暂存池、压裂返排液站、危废暂存库）

附件 8：含油污泥处置合同

附件 9：区域牧民饮用水由作业区提供及牧民搬离草场证明

附件 10：德二联储油罐设计情况的说明

附件 11：关于苏德尔特油田注入水与地层水配伍性的情况说明

附件 12：油气成分分析成果表

附件 13：例行监测报告

附件 14：现状监测报告

附件 15：生态保护红线说明

附件 16：新巴尔虎右旗文化旅游体育局关于对贝 16、贝 14 区块兴安岭油层补充加密产能建设工程项目划定区域是否涉及文物保护单位范围的复函

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。大庆油田生产的原油在全国油气田中具有举足轻重的地位，随着原油含水升高和自然递减，产量呈现逐年下降的态势。为了保障国家原油战略安全，提高原油产量，大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司拟投资 3202.1 万元进行苏德尔特油田贝 16 区块兴安岭五油组补充外扩产能建设工程（以下简称“本项目”）。

本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎右旗境内，苏德尔特油田贝 16 区块内（见图 1.1-1），苏德尔特油田贝 16 区块开发主要目的层为南屯组，南一段 I、II 油组发育扇三角洲前缘亚相为主的沉积砂体，东部为布勒洪布斯隆起带，北部为苏德尔特隆起带，贝 16 区块地面面积 2.3km^2 ，油藏面积约 10.24km^2 ，于 2003 年投入开发，主要采用 $200\times 200\text{m}$ 正方形面积井网。截至 2023 年 12 月，贝 16 区块共有油水井 71 口，其中油井 41 口，水井 25 口，退役井 5 口（均已实施封井），设有德一联合站一座。截至目前动用地质储量 $2918.07\times 10^4\text{t}$ ，动用含油面积 10.24km^2 。该区块年产油量为 $1.2\times 10^4\text{t}$ ，区块日产油 41t，单井日产油 0.7t，综合含水 55.9%，累产油 $42.69\times 10^4\text{t}$ 。水井平均单井日注水 14m^3 ，累注水 $264.39\times 10^4\text{m}^3$ 。

本项目基建油井 6 口，建成产能 $0.432\times 10^4\text{t/a}$ ；采用单管环状掺水流程，就近挂接已建集油环，新建单井集油掺水管道 1.68km；新建柱上变电站 6 座，新建 10kV 线路 0.6km。新建通井路 0.3km。

本项目基建油井的钻井工程已在《在贝尔凹陷 2023-2025 年油藏钻井工程环境影响报告书》（批复文号：呼环审〔2022〕5 号）中进行环境影响评价工作，其中贝 16 区块共批复 22 口油水井（包含本项目 6 口油井钻井工程），本次仅对其 6 口油井的产能建设地面工程进行评价。

1.2 建设项目特点

1.2.1 工程特点

本项目位于呼伦贝尔市新巴尔虎右旗境内（项目地理位置见图 1.1-1）。本项目主要在苏德尔特油田贝 16 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。

本项目基建油井 6 口，建成产能 $0.432\times 10^4\text{t/a}$ ；采用单管环状掺水流程，就近挂接已

建集油环，新建单井集油掺水管道1.68km；新建柱上变电站6座，新建10kV线路0.6km，新建通井路0.3km。项目总投资3202.1万元，环保投资210万元。

本项目占地类型主要为基本草原。项目总占地 1.785hm²，其中临时占地面积 1.68hm²，永久占地面积 0.105hm²。

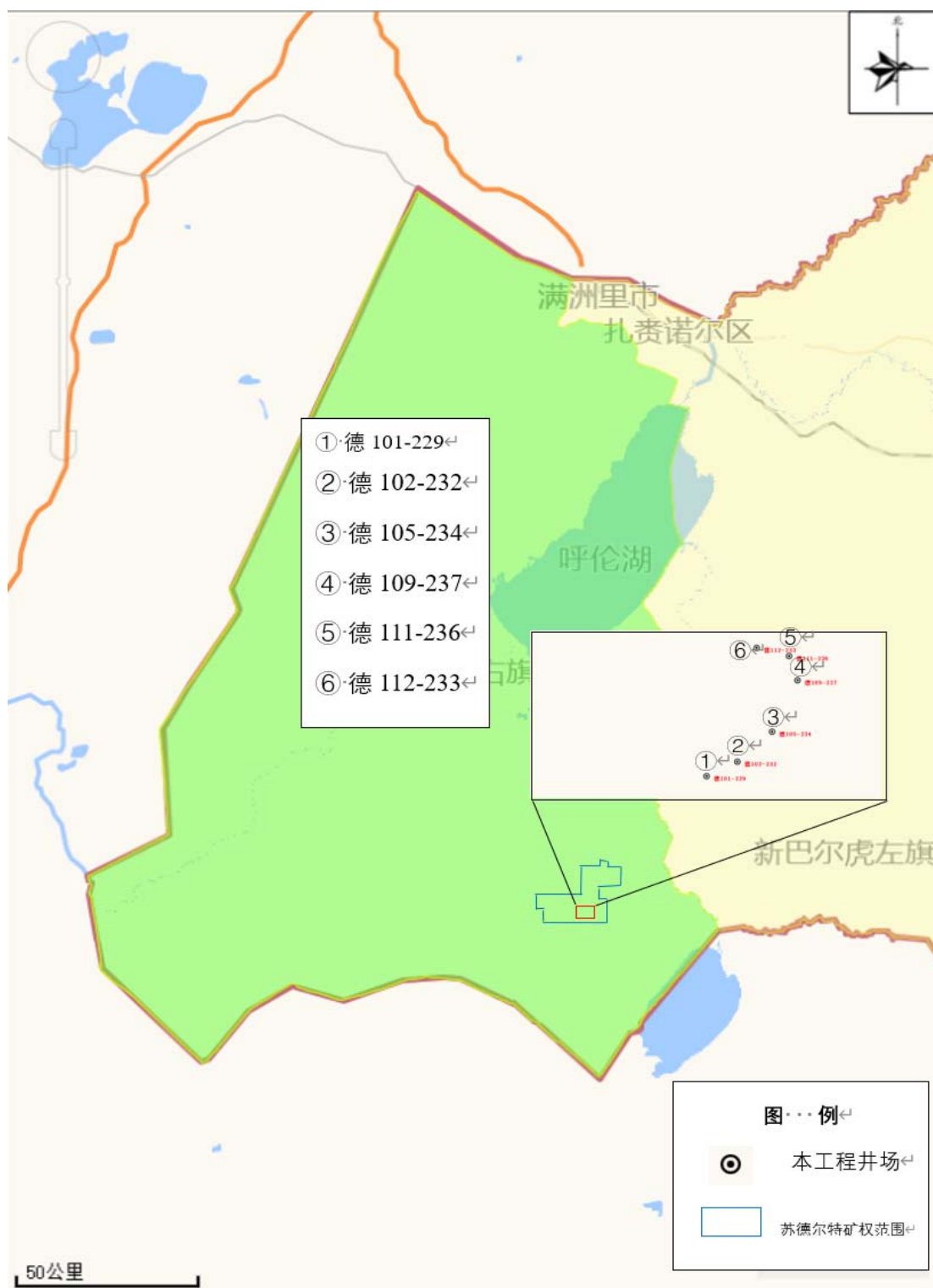


图 1.1-1 项目地理位置图

1.2.2 工艺特点

(1) 施工期

本项目在贝16区块对6口油井进行压裂作业，本项目建设单井集油掺水管道1.68km，连接油井井口至现有集油环；新建通井路0.3km。

(2) 运营期

本项目运营期6口油井建成产能 $0.432 \times 10^4 \text{t/a}$ ，开采层位属于兴安岭油层。6口油井均采用抽油机方式采油。6口油井产液采用密闭集输方式管输至德一联转油站，经德一联转油站初步处理后输送至德二联脱水站处理。

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尾气。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；加强对施工机械设备及车辆的维护、保养。施工过程采用环保型焊材。

本项目施工过程中产生的废水主要为压裂返排液、管线试压废水以及施工人员生活污水。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 $\leq 10.0 \text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15.0 \text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5.0 \mu\text{m}$ ”标准限值后回注现役油层；管线试压废水由罐车拉运至德二联含油污水处理站处理后回注现役油层；施工人员生活污水排入临时设置的玻璃钢化粪池内，拉运至德一联生活污水处理装置处理后排入站外暂存池自然蒸发，不外排。

施工过程中产生的噪声主要为施工设备和运输车辆运行产生的噪声。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，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为焊渣和生活垃圾等。焊渣拉运至城建部门指定的建筑垃圾排放点，不外排。生活垃圾集中收集，拉运至新巴尔虎左旗阿镇生活垃圾处理厂。

(2) 运营期

本项目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以及依托的场站加热炉产生的烟气。本项目6口油井产液通过密闭管道输送至联合站处理。油井井口安装密封垫，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、场站挥发的无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中相关标准要求；依托场站加热炉燃料均采用天然气或原油，加热炉废气经燃烧后经不低于8m高烟囱排放，依托场站加热炉排放的废气均能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）中相应标准限值要求。

本项目运营期产生的废水主要为产液分离出的含油污水、油井清防蜡废水、作业污水。油井产液通过管输的方式进入德一联转油站，然后输送至德二联合站进行处理，德二联脱水站分离出的含油污水通过管线输送至德二联合含油污水处理站处理；油井清防蜡废水直接进入集油系统，不外排；作业污水通过罐车拉至德二联合含油污水处理站，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 $\leq 10.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5.0\ \mu\text{m}$ ”后，回注现役油层，不外排。

本项目运营期噪声主要为抽油机等设备运行噪声。项目尽可能选用低噪声设备；采用基础减振、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。

本项目运营期产生的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置，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司进行处理；含油防渗布经收集后送贝28作业区危险废物暂存库暂存，后由阿荣旗海蒙科技发展有限公司进行处理。

（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。在这期间，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，对这些废弃管线、建筑垃圾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右旗境内。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，但本项目涉及基本草原和呼伦贝尔国家级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、呼伦贝尔国家级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，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，对环境影响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和大庆市谷瑞环境保护监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。于 2024 年 12 月编制完成了《苏德尔特油田贝 16 区块兴安岭五油组补充外扩产能建设工程环境影响报告书》。

在环评工作过程中，2023 年 9 月 5 日，建设单位在环评爱好者网站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 <http://www.eiafans.com/thread-1424817-1-1.html>）；2023 年 10 月 12 日，在本项目环评报告书（征求意见稿）编制完成后，建设单位在环评爱好者网站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 <http://www.eiafans.com/thread-1425957-1-1.html>），在二次公示期间，在金点子传媒（呼伦贝尔市版）进行了报纸公示，于

2023 年 11 月 21 日在环评爱好者公开发布平台进行报告书全本公示和公众参与说明全本公示。

2025 年 1 月，为深入了解公众对项目建设的意见，本次针对周边牧民开展了公众参与问卷调查，根据调查结果，周边牧民均表示支持项目建设，无环境影响方面的意见，具体详见《苏德尔特油田贝 16 区块兴安岭五油组补充外扩产能建设工程环境影响评价公众参与说明》。

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。

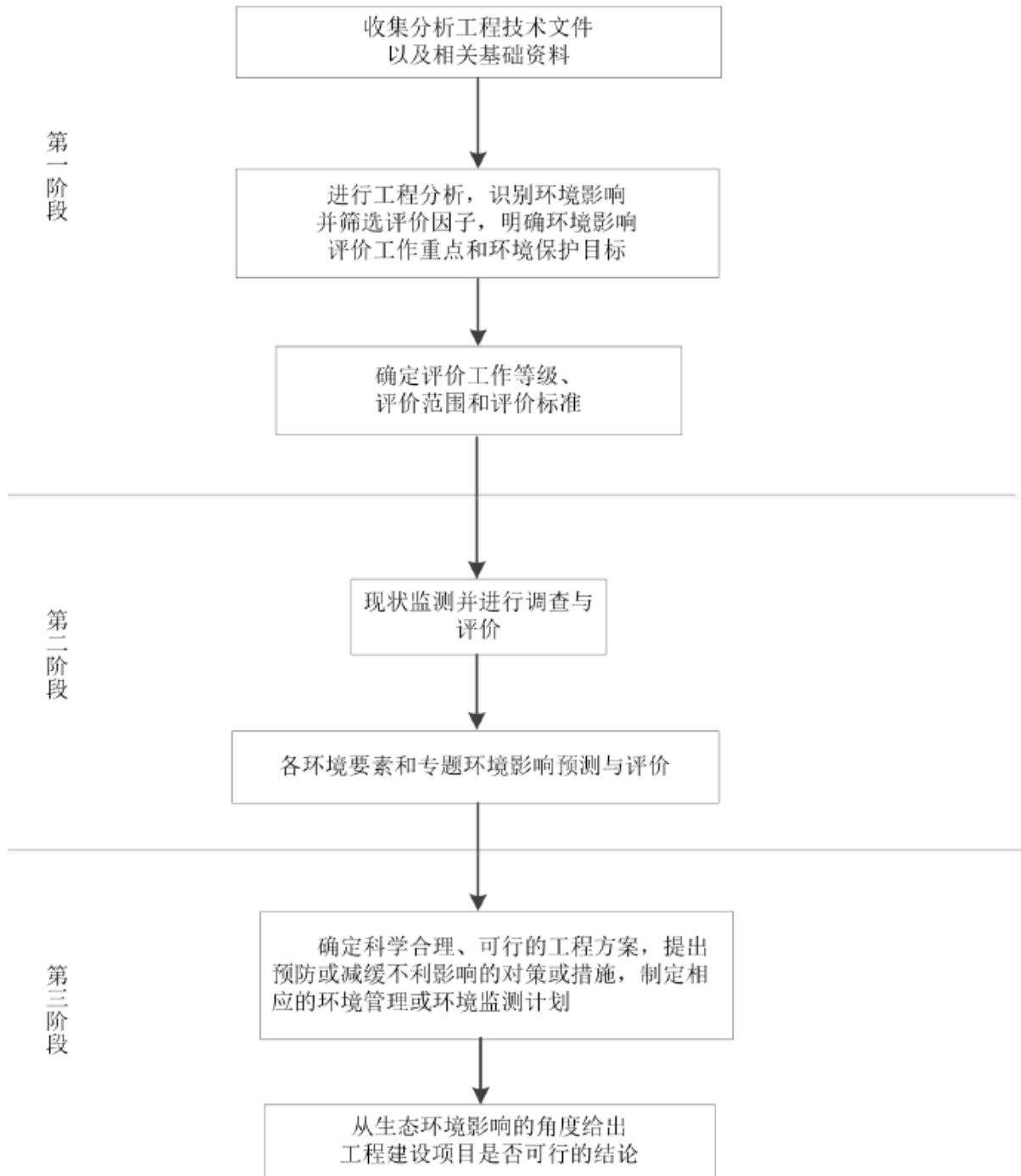


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性判定

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

《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右旗境内，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，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，生产废水主要为含油污水，通过相应的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，能够符合上述产业管控要求。

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	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。	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，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，车辆应当采取全密闭措施，需要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。	符合

		<p>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。</p> <p>⑥施工完成后，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。</p> <p>⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。</p> <p>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苏德尔特油田开采”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>	
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>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>	符合
3	<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>本项目拟进行一系列地下水污染防治措施，采取源头控制等措施，项目使用双层套管技术、定期对油井套管进行检查等地下水污染防治措施，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，对压裂作业区域等重点防渗处理，对井场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。含油污水经德二联含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德二联含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≤15.0mg/L、粒径中值≤5.0 μm”标准限值。</p> <p>结合项目区域共布设 9 口监测井，其中在贝 16 区块上游布设 1 口潜水背景值监测井和 1 口承压水背景值监测井，在德二联、德二联压裂返排液处理站、含油污泥暂存池、危险废物暂存库下游各布设 1 口潜水监测井，在德一联生活污水池上游布设 1 口潜水背景值监测井，在德一联生活污水池和贝 16 区块下游布设 1 口潜水污染源监控井和 1 口承压水污染源监控井，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_{Mn}法，以 O₂计）、氨氮、总大肠菌群、菌落总数、硝酸盐、亚硝酸盐、氟</p>	符合

		化物、钡、石油类、硫化物进行 1 次监测。 采取以上措施后可有效防控地下水生态环境风险	
4	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、重要生态系统及主要物种，提高全市生态产品供给能力。	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。	符合
5	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。	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，委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司进行处理。	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
生态保护红线	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。	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》（2024年），本项目涉及重点管控区包括ZH15072720008新巴尔虎右旗生态用水补给区，涉及一般管控区包括YS1507273110001生态空间一般管控区、YS1507273310001大气环境一般管控区、YS1507273210002乌尔逊河呼伦贝尔市乌尔逊河大桥控制单元（详见图1.4-1、附件4），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。 本项目距呼伦湖国家级自然保护区边界约15km，距离巴尔虎黄羊自然保护区边界约30km，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。本项目与生态保护红线的位置关系见图1.4-5。	符合
环境质量底线	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。	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，项目评价范围内除溶解性总固体、铁、锰外，其余地下水指标均能符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准要求；石油类满足《地表水环境质量标准》中III类水体石油类限值（≤0.05mg/L）；锰超标可能与含水层的地下水赋存环境和循环条件有关。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	符合

		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量底线要求。	
资源利用上线	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>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 45kW，电源由德一联变电所提供。本项目施工期消耗新鲜水 591.297m³，运营期消耗新鲜水 876m³/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 0.105hm²，临时占地 1.68hm²，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	环境准入负面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，制定环境准入负面清单，充分发挥负面清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用。	对照呼伦贝尔市生态环境准入清单，本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。	符合

根据三线一单查询结果（见附件 4），本项目涉及重点管控区包括 ZH15072720008 新巴尔虎右旗生态用水补给区，涉及一般管控区包括 YS1507273110001 生态空间一般管控区、YS1507273310001 大气环境一般管控区、YS1507273210002 乌尔逊河呼伦贝尔市乌尔逊河大桥控制单元，具体分析见表 1.4-3、表 1.4-4。

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	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目和高耗能、高排放项	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的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	符合

	<p>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。除国家规划布局和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。</p> <p>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区核心区牧民转产。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>久占用基本草原 0.105hm²，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，本项目距呼伦湖国家级自然保护区边界约 15km，距离巴尔虎黄羊自然保护区边界约 30km，本项目施工期和运营期均要求工作人员禁止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。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控，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>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，本项目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。本项目在苏德尔特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公告》，“内蒙古自治区海拉尔盆地苏德尔特油田开采”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>符合</p>
<p>环境风险防控</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. 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。 2. 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。 3. 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。 4. 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>本项目所属贝16作业区设有《大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司贝16作业区突发环境事件专项应急预案》，该预案已于2023年7月6日在呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎右旗分局备案（备案回执150727-2023-015-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有效迅捷地处理。</p>	<p>符合</p>

资源利用效率	<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、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，符合地下水取用水总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>苏德尔特油田兴安岭油层动用含油面积13.86km²，本项目年产油0.432×10⁴t，为石油天然气稳产增产提供了保障。</p> <p>本项目为陆地石油开采项目，不利用呼伦湖水资源，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。本项目施工期消耗新鲜水591.297m³，运营期消耗新鲜水876m³/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0.105hm²，临时占地1.68hm²，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>	符合
--------	---	--	----

表 1.4-4 本项目与《呼伦贝尔市生态环境准入清单》（2024年）中新巴尔虎右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
ZH15072720008 新巴尔虎右旗生态用水补给区	重点管控单元	<p>资源利用效率</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，建立节水产业体系。</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。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</p>	<p>本项目废水均不外排，经过联合站污水处理站处理后回注地下。</p>	符合
YS1507273110001 生态空间一般管控区	一般管控单元	<p>执行总体准入要求及相关的法律法规</p>	<p>符合总体准入要求及相关法律法规，详见表 1.4-3</p>	符合
YS1507273310001 大气环境一般管控区	一般管控单元	<p>执行总体准入要求及相关的法律法规</p>	<p>符合总体准入要求及相关法律法规，详见表 1.4-3</p>	符合

YS1507 273210 002 乌 尔逊河 呼伦贝 尔市乌 尔逊河 大桥控 制单元	一般管 控单元	空间 约束 布局	执行总体准入要求及相关的法律法规	符合总体准入要求及相关法律法规，详见表 1.4-3	符合
		污 染 物 排 放 管 控	污水处理厂达标排放，严格执行“雨污分流，污分流”，现有合流制排水系统应加快实施雨污分流改造，坚决取缔非法入河排污口，减少排污口数量、降低入河排污量，减少面源污染入河量，推进畜禽养殖粪污收集、处理利用设施建设，减少化肥农药使用量，提高农村生活收集外理率，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》。	本项目为石油开发项目，不属于“畜禽养殖”项目，本项目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。	符合

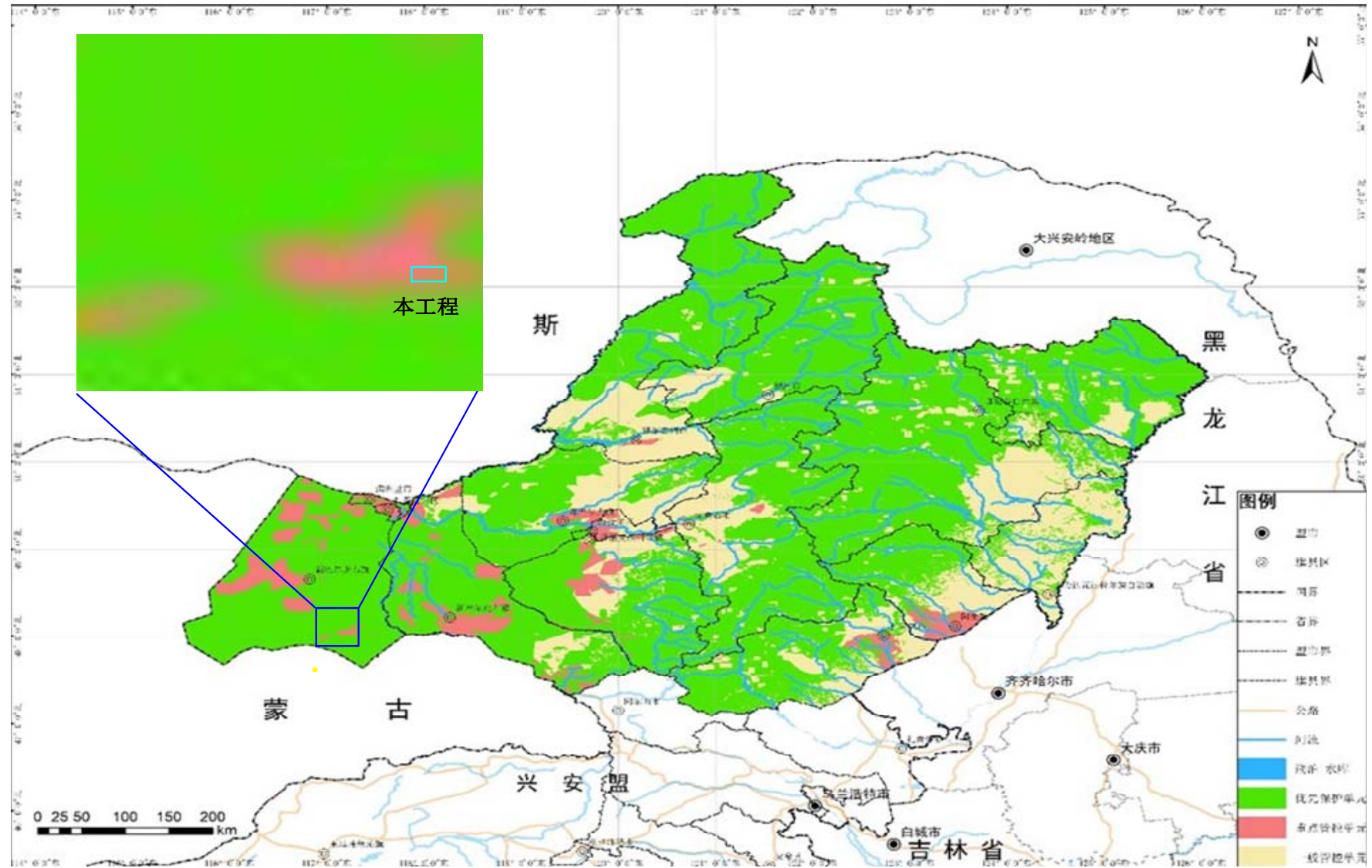


图 1.4-1 本项目与呼伦贝尔市环境管控单元相对位置关系图



图 1.4-2 项目与自然保护区的相对位置关系示意图



图 1.4-4 项目与新巴尔虎右旗生态保护红线位置关系图

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右旗境内，用地类型为草地，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，本项目距离生态保护红线最近距离约为 1.2km，距离永久基本农田保护红线约 75km，距离城镇开发边界约 18km。故本项目符合“三区三线”的相关要求，建设可行（详见图 1.4-5）。

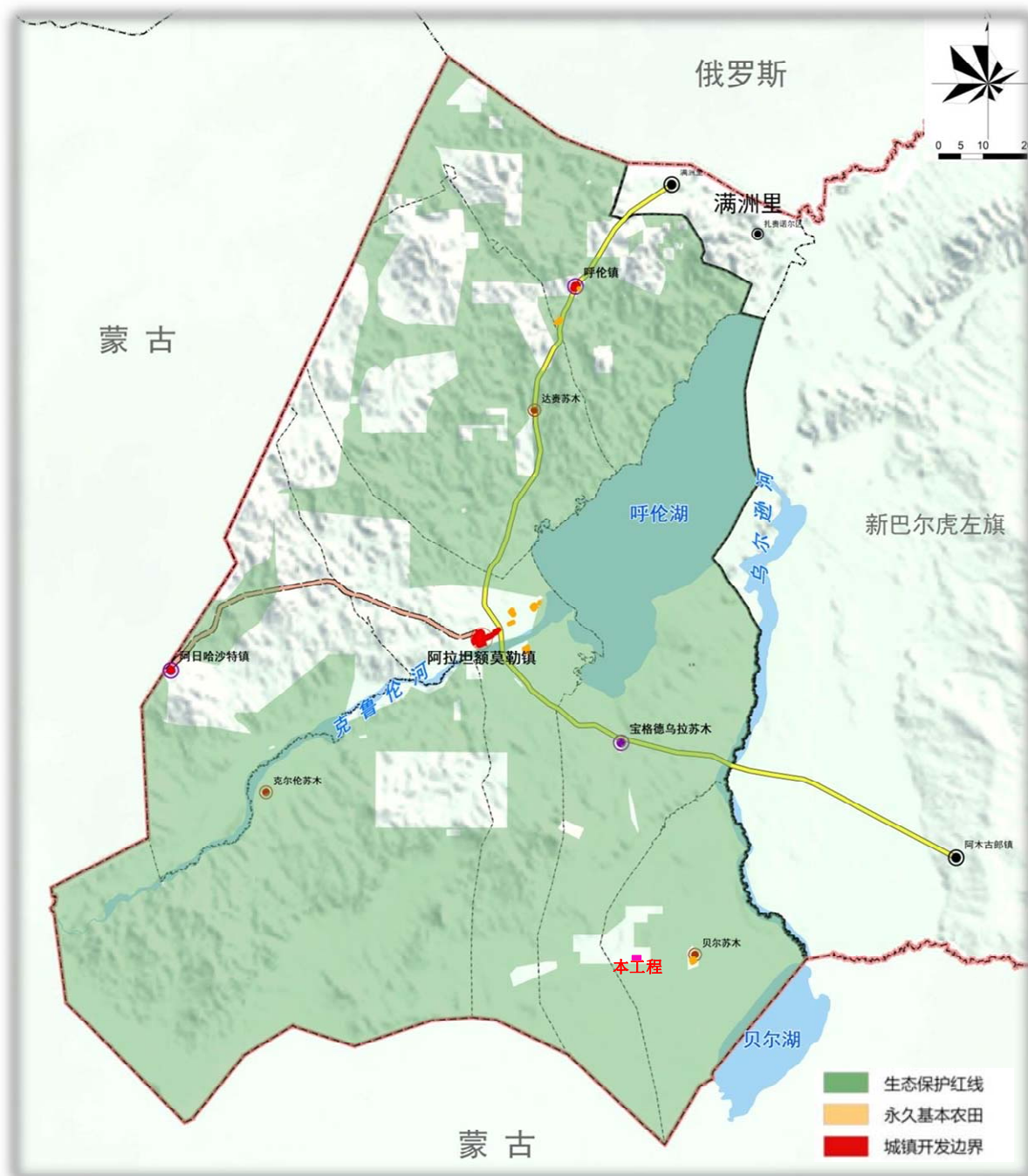


图 1.4-5 项目与新巴尔虎右旗“三区三线”的相对位置关系图

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》（环办环评函〔2019〕910号）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。	本项目于现有苏德尔特油田贝 16 区块内进行开发，该区块内已有工程为《苏德尔特油田产能建设工程》《海拉尔油田外扩补充井产能建设工程》等，因此本项目的建设属于贝 16 区块滚动开发。 本次环评在 3.1 章节对苏德尔特油田现有工程环境影响进行了回顾性评价，明确了现有区块的污染物排放情况。本项目为滚动开发区块产能建设项目，包括拟建新井、井场及配套的管线等。废气主要为井场逸散的非甲烷总烃气体；废水主要为产液分离的含油污水、油井作业废水等，经德二联合油污水处理站处理达标后回注油层；噪声主要为井场抽油机噪声；固废主要为依托德二联合站内装置清淤产生的含油污泥以及油井作业产生的落地油委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司拉运处理。明确了现有区块依托设施脱水管站、含油污水处理站、压裂返排液处理站的依托可行性及其污染物产生及排放情况，各依托设施均可有效依托。	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。	项目管线试压废水、作业废水、油井采出液分离出的含油污水均经德二联合油污水处理站处理，处理后的污水满足《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≤10.0mg/L、悬浮固体含量≤15.0mg/L、粒径中值≤5.0 μm”标准限值，处理后污水回注现役油气层。	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、中转、脱水及净化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（德一联、德二联）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、储罐清淤产生的含油污泥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。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。	符合
4	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、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式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。	本项目施工期不涉及钻井工序。 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。本项目危险废物影响评价内容见 5.5 固体废物环境影响分析	符合

5	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。	本项目施工期管道、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，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）。本项目施工期无钻井工序。	符合
6	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。	本项目所属贝16作业区设有《大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司贝16作业区突发环境事件专项应急预案》，该预案已于2023年7月6日在呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎右旗分局备案（备案回执150727-2023-015-L）。大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司现有《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。	符合
7	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>本次评价共布设9口监测井，其中在贝16区块上游布设1口潜水背景值监测井和1口承压水背景值监测井，在德二联、德二联压裂返排液处理站、含油污泥暂存池、危险废物暂存库下游各布设1口潜水监测井，在德一联生活污水池上游布设1口潜水背景值监测井，在德一联生活污水池和贝16区块下游布设1口潜水污染源监测井和1口承压水污染源监测井，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_{Mn}法，以O₂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>本次评价在德112-233井场永久占地范围内、德二联罐区未硬化地面、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、德一联罐区未硬化地面、德112-233井场永久占地范围外30m、德二联永久占地外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和德一联永久占地外50m，共设置14个土壤跟踪监测点位，每年对土壤跟踪监测点位进行监测，占地范围内的监测因子为pH、石油类、石油烃（C₆-C₉）、石油烃（C₁₀-C₄₀）、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，占地范围外的监测因子为pH、石油类、石油烃（C₆-C₉）、石油烃（C₁₀-C₄₀）、铬（六价）、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍、土壤盐分含量（水溶性盐总量）。</p>	符合

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	本项目位于已确定矿权范围的苏德尔特油田内，由于油藏方案无法避让基本草原，永久占用基本草原0.105hm ² ，项目开工前需由自治区以上人民政府草	符合

	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。	原行政主管部门审核同意后办理建设用地审批手续。	
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苏德尔特油田内，由于油藏方案无法避让基本草原，临时占用基本草原1.68hm ² ，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 and 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制定了《海拉尔油田基本建设工程新巴尔虎右旗土地复垦方案》，对征用的基本草原按照规定支付补偿费，并依法交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，应当依法交纳草原植被恢复费，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制定了《海拉尔油田基本建设工程新巴尔虎右旗土地复垦方案》，对征用的基本草原按照规定支付补偿费，并依法交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7.6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，尽量避免植被生长季节，减少损失，同时避开大风及强降雨季节。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确定的具有审批职能的部门审批： (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； (二) 公路、铁路、机场、市政、水利水电枢纽等基础设施项目；	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>(三)其他可能造成水土流失的生产建设项目。 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。 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。 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。 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>	符合

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>本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎右旗境内，位于现有矿权苏德尔特油田内，苏德尔特油田尚未进行油气田规划及规划环评。 本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎右旗境内，本项目距呼伦湖国家级自然保护区边界约 15km，距离巴尔虎黄羊自然保护区边界约 30km，项目与自然保护区位置关系见图 1.4-3。本项目涉及重点管控区包括 ZH15072720008 新巴尔虎右旗生态用水补给区，涉及一般管控区包括 YS1507273110001 生态空间一般管控区、YS1507273310001 大气环境一般管控区、YS1507273210002 乌尔逊河呼伦贝尔市乌尔逊河大桥控制单元，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，本项目与生态保护红线的位置关系见图 1.4-4。 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。本项目位于苏德尔特油田采矿权范围内，不占用基本农田，临时占用基本草原 1.68hm²，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

(二)	<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>本项目位于已确定矿权范围的苏德尔特油田内，永久占用基本草原0.105hm²，本项目临时占用基本草原1.68hm²，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。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右旗土地复垦方案》，对征用的基本草原按照规定支付补偿费，并依法交纳草原植被恢复费并对草原进行复垦。</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，并进行补偿和恢复。对永久占用的草原，应当交纳草原植被恢复费。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。其中管沟开挖上方、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6月完工，应于2026年5月底、6月初播撒草籽进行生态恢复，次年5月对恢复不佳的区域补种草籽，项目区的植被覆盖率恢复至与四周相同。</p>	符合
-----	--	---	----

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、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</p>	<p>本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎右旗境内，位于现有矿权苏德尔特油田内（采矿证颁发日期为2013年7月29日），本项目涉及重点管控区包括ZH15072720008新巴尔虎右旗生态用水补给区，涉及一般管控区包括YS1507273110001生态空间一般管控区、YS1507273310001大气环境一般管控区、YS1507273210002 乌尔逊河呼伦贝尔市乌尔逊河大桥控制单元（详见图1.4-1、附件4），项目不在自然保护区范围内，亦不在呼伦贝尔市生态保</p>	符合

	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	护红线范围内，本项目与生态保护红线的位置关系见图 1.4-4。	
(四)	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”、自然资源函〔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	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。” 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苏德尔特油田内，永久占用基本草原 0.105hm ² ，本项目临时占用基本草原 1.68hm ² ，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。	符合

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右旗境内，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

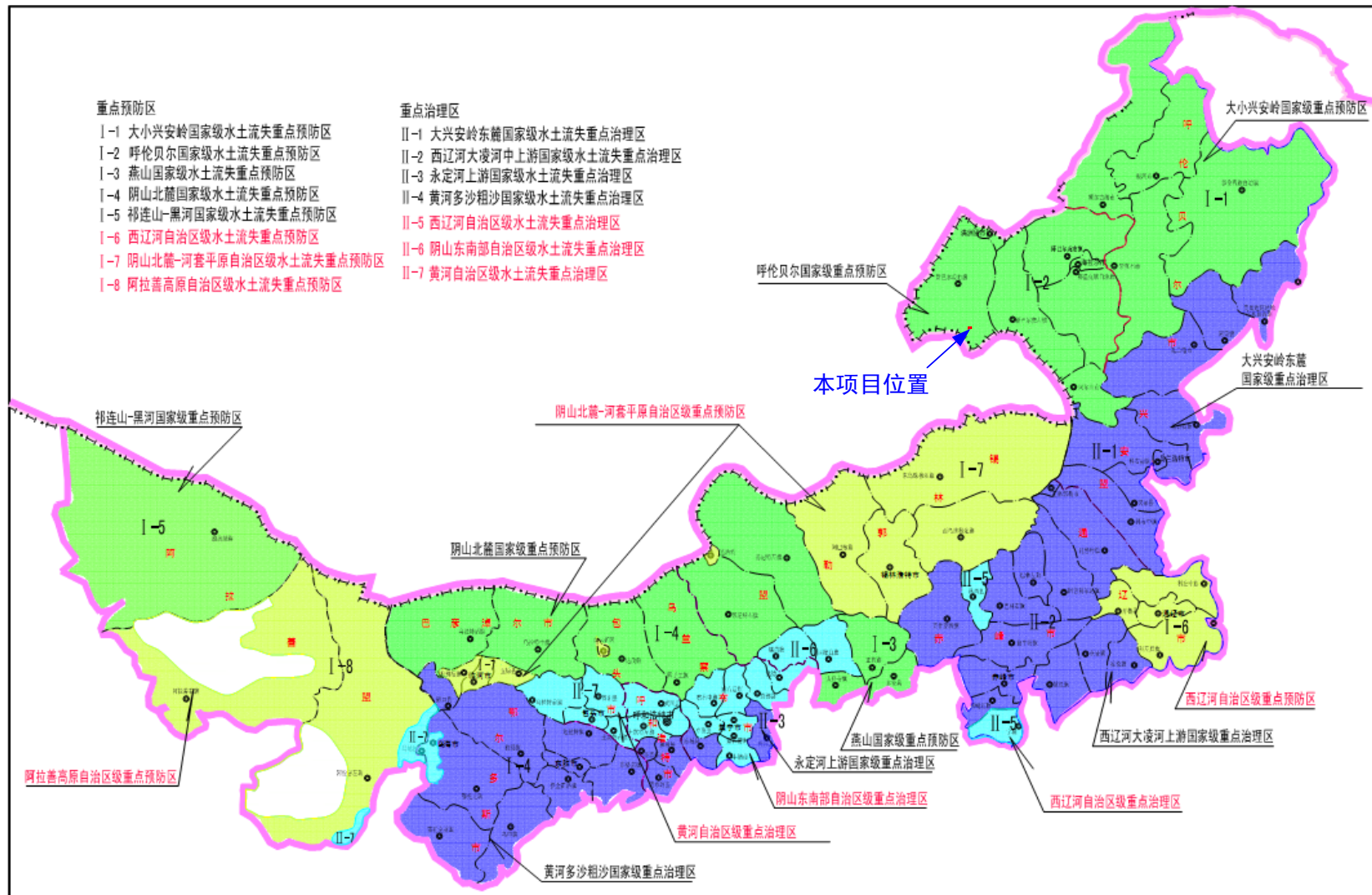


图 1.4-6 项目与内蒙古自治区水土流失重点预防区和重点治理区的相对位置关系图

本项目永久占用基本草原 0.105hm²，本项目临时占用基本草原 1.68hm²。施工期临时占用的土地均在施工结束后进行恢复，临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右旗土地复垦方案》，对征用的基本草原按照规定支付补偿费，并依法交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)	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。	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。含油污水通过密闭管道输送至德二联含油污水处理站处理合格后回注现役油层，不外排。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、德一联、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。	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	“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。” “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	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。 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	符合

<p>程中能够减少 VOCs 形成和挥发的清洁生产技术。” “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>护，确保设施的稳定运行。企业每年对井场、德一联、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，并建立有监测台账。</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 $\leq 10.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5.0\ \mu\text{m}$ ”标准限值后回注现役油层；管线试压废水由罐车拉运至德二联含油污水处理站处理后回注现役油层；施工人员生活污水排入临时设置的玻璃钢化粪池内，拉运至德一联生活污水处理装置处理后排入站外暂存池，不外排。油井产液通过密闭管输的方式进入德二联合站进行处理，分离出的含油污水通过管线输送至德二联含油污水处理站处理；油井清防蜡废水直接进入集油系统，不外排；作业污水通过罐车拉至德二联含油污水处理站，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 $\leq 10.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5.0\ \mu\text{m}$ ”后，回注现役油层，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）</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。 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。</p>	符合

	<p>经过充分燃烧后排放。</p>	<p>企业将针对公司生产区域建设设备与管线组件泄漏检测与修复（LDAR）管理制度。根据建设单位统计，本项目依托场站泄漏点个数均<2000个，根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019），无需开展泄漏检测与修复工作。若后期依托场站泄漏点个数≥2000个，应及时开展泄漏检测与修复工作。</p>	
--	-------------------	---	--

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%，项目油井分离产生的含油污水均进入德二联含油污水站进行处理后回注现役油层，油井清防蜡废水进入集油系统，作业废水拉运至德二联含油污水处理站处理后回注现役油层，不排入外环境。 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，委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司进行处理。</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>本项目根据实际地质情况布设 6 口独立井，尽可能的减少了井场占地；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	<p>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%。</p>	<p>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%。</p>	符合
4	<p>在井下作业过程中，酸化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。</p>	<p>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≤5.0 μm”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。</p>	符合
5	<p>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。</p>	<p>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≤5.0 μm”要求，回注现役油层。</p>	符合
6	<p>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%</p>	<p>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。</p>	符合
8	<p>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</p>	<p>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。</p>	符合

	烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避免鸟类迁徙通道。		
9	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。	本次评价共布设 9 口监测井，其中在贝 16 区块上游布设 1 口潜水背景值监测井和 1 口承压水背景值监测井，在德二联、德二联压裂返排液处理站、含油污泥暂存池、危险废物暂存库下游各布设 1 口潜水监测井，在德一联生活污水池上游布设 1 口潜水背景值监测井，在德一联生活污水池和贝 16 区块下游布设 1 口潜水污染源监测井和 1 口承压水污染源监测井，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 _{Mn} 法，以 O ₂ 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
10	在钻井和井下作业过程中，鼓励油污、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的油污、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	本项目无钻井工序。油井作业废水均经罐车拉运至德二联含油污水处理站处理达标后回注现役油层，不外排。	符合
12	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。	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

本项目共新钻油井 6 口，基建油井 6 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。

本项目位于已确定矿权范围的苏德尔特油田内，永久占用基本草原 0.105hm²。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、公共事业和民生工程建设项	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。本项目不涉及露天开采，永久占地	符合

	<p>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，从严格控制露天开采。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>0.105hm²，临时占地 1.68hm²，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小。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德二联（德二联脱水站、德二联污水处理站）、德一联转油站、德二联压裂返排液处理站、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。

重点关注施工过程的各项污染物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、压裂返排液、生活污水、焊渣、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）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等对环境空气产生的短期影响。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德一联和德二联加热装置产生的燃烧烟气，油井采油过程中产生的无组织挥发烃类。根据大气预测结果，项目运营期排放的废气中各污染物贡献浓度均未出现超标。本次评价主要关注以上大气污染物对大气环境的影响以及大气污染物达标排放治理措施可行性和可靠性。

（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管道试压废水、压裂过程产生的压裂返排液。压裂返排液由罐车拉运至压裂返排液处理站处理，分离出的污水进入德二联含油污水处理站处理；管线试压废水由罐车拉运至德二联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产液分离出的含油污水、油井清防蜡废水、作业污水。油井产液通过管输的方式进入德二联合站进行处理，分离出的含油污水通过管线输送至德二联合油污水处理站处理；油井清防蜡废水直接进入集油系统，不外排；作业污水通过罐车拉至德二联合油污水处理站处理。

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。

（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对周围声环境产生的影响，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，本项目运营期油井井场及依托场站产生的噪声影响可以控制在最低程度，对附近声环境影响较小。

（4）固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要有焊渣和生活垃圾等，运营期产生的固体废物主要有含油污泥、落地油、含油防渗布，本项目产生的固体废物按照相关处置要求进行，处置方式可行，对周围环境和人体健康不会造成危险，对周围环境基本无影响。

（5）土壤环境

本项目施工期可能对土壤产生的影响主要为井场、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。

（6）生态环境

本项目施工期井场施工、道路修建和管道敷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。在采取必要的措施，本项目施工期、运营期、退役期对生态环境的影响较小。

（7）环境风险

本项目的的环境风险是运行期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，本项目环评进行的过程中建设单位开展了公众参与调查。

苏德尔特油田贝 16 区块兴安岭五油组补充外扩产能建设工程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 其他相关依据及支持性文件

(1) 《苏德尔特油田贝 16 区块兴安岭五油组补充外扩产能建设工程方案》(大庆油田设计院有限公司, 2023 年)；

(2) 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、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，发生火灾、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。

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 项目环境影响要素与影响程度识别表

要素		自然环境					生态环境			环境风险
		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	
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
	危废运输	-1	/	/	/	/	/	/	/	-1
退役期	工程车辆	-1	/	-1	/	/	/	/	/	/
	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较轻，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。退役期环境的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

经过对油田产生的污染物排放特点及油田周围环境情况进行分析后，确定本项目评价因子详见表 2.3-3。

表 2.3-3 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
地面工程	施工期	颗粒物、CO	不涉及	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、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 _{Mn} 法，以 O ₂ 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、氰化物包气带：pH、挥发性酚类、铅、六价铬、汞、砷、石油类	pH、石油类、挥发性酚类、铅、砷、汞、铬（六价）	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	昼夜等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）
储层改造工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃				pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼夜等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）
油气集输工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、CO				/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性	昼夜等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、非甲烷总烃				pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、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	昼夜等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）

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、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	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	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	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
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度等	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
生态敏感区	主要保护对象、生态功能等	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	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

本项目区域环境空气中 CO、O₃、PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂ 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 ³	《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 ³	
		1 小时平均	500	μg/m ³	
2	二氧化氮	年平均	40	μg/m ³	
		24 小时平均	80	μg/m ³	
		1 小时平均	200	μg/m ³	
3	一氧化碳	24 小时平均	4	mg/m ³	
		1 小时平均	10	mg/m ³	
4	臭氧	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³	
		1 小时平均	200	μg/m ³	
5	PM ₁₀	年平均	70	μg/m ³	
		24 小时平均	150	μg/m ³	
6	PM _{2.5}	年平均	35	μg/m ³	
		24 小时平均	75	μg/m ³	
7	TSP	年平均值	200	μg/m ³	
		24 小时平均值	300	μg/m ³	
8	非甲烷总烃	/	2.0	mg/m ³	《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 地下水环境

本项目所在区域地下水环境执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类，具体见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准

序号	项目	单位	标准值	序号	项目	单位	标准值
1	钠	mg/L	≤200	14	亚硝酸盐（以 N 计）	mg/L	≤1.00
2	硫酸盐	mg/L	≤250	15	铬（六价）	mg/L	≤0.05

3	氯化物	mg/L	≤250	16	砷	mg/L	≤0.01
4	pH	无量纲	6.5~8.5	17	铅	mg/L	≤0.01
5	总硬度	mg/L	≤450	18	镉	mg/L	≤0.005
6	溶解性总固体	mg/L	≤1000	19	铁	mg/L	≤0.3
7	耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	mg/L	≤3.0	20	汞	mg/L	≤0.001
8	氨氮	mg/L	≤0.50	21	锰	mg/L	≤0.10
9	石油类	mg/L	≤0.05	22	总大肠菌群	CFU/100mL	≤3.0
10	挥发性酚类 (以苯酚计)	mg/L	≤0.002	23	菌落总数	CFU/mL	≤100
11	氰化物	mg/L	≤0.05	24	钡	mg/L	≤0.7
12	氟化物	mg/L	≤1.0	25	硫化物	mg/L	≤0.02
13	硝酸盐 (以 N 计)	mg/L	≤20.0				

注：本项目石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类（0.05mg/L）标准执行。

2.4.1.3 声环境

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）中“7 声功能区的划分要求”中 7.2 乡村声功能的确定村庄原则上执行 1 类声环境功能区要求，工业活动较多的村庄以及有交通干线经过的村庄（指执行 4 类声环境功能区要求以外的地区）可局部或全部执行 2 类声环境功能区要求”。按照上述规定，区域内牧民点执行声环境 1 类功能区标准；采油属于工业活动，因此判定油井井场周边局部执行 2 类声环境功能区。

具体标准限值见表 2.4-3。

表 2.4-3 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

2.4.1.4 土壤环境

本项目拟建井场及拟建管线永久占地范围外执行《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 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）；井场、场站永久占地内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地风险筛选值及表 2 建设用地土壤污染风险筛选值（其他项目）中第二类用地风险筛选值，具体见表 2.4-4~表 2.4-5。

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

污染物项目	风险筛选值
-------	-------

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

表 2.4-5 土壤环境质量建设用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	蒎	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 ₁₀ -C ₄₀)	4500

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 (P _{max}) (kW)	CO(g/kWh)	HC+NO _x (g/kWh)	PM(g/kWh)
第三阶段	P _{max} >560	3.5	6.4	0.20
	130≤P _{max} ≤560	3.5	4.0	0.20
	75≤P _{max} <130	5.0	4.0	0.30
	37≤P _{max} <75	5.0	4.7	0.40
	P _{max} <37	5.5	7.5	0.60

表 2.4-7 GB 36886-2018 中污染物排放限值

类别	额定净功率 (P _{max}) (kW)	光吸收系数 (m ⁻¹)	林格曼黑度级数
II	P _{max} <19	2.00	1
	19≤P _{max} <37	1.00	1 (不能有可见烟)
	P _{max} ≥37	0.80	

(2) 本项目施工期扬尘执行《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, 具体见表 2.4-8。

(3) 本项目井场、依托场站运营期厂界非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 5.9 企业边界污染物控制要求限值: 4.0mg/m³。具体见表 2.4-8。

表 2.4-8 大气污染物综合排放标准 单位: mg/m³

标准名称	污染物	无组织排放监控浓度限值	
		监控点	浓度
《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)	颗粒物	周界外浓度最高点	1.0
《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	非甲烷总烃	企业边界污染物控制要求限值	4.0

(4) 本项目井场、依托场站内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)排放限值, 具体见表 2.4-9。

表 2.4-9 厂区内 VOCs 无组织排放限值 单位: mg/m³

污染物项目	排放限值	限值含义	无组织排放监控位置
非甲烷总烃	10	监控点处 1h 平均浓度值	在厂房外设置监控点
	30	监控点处任意一次浓度值	

运营期依托场站加热装置均为油气两用炉，均为 2014 年 7 月 1 日前建成，产生的燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）中在用锅炉标准限值，具体见表 2.4-10。

表 2.4-10 锅炉大气污染物排放标准 单位: mg/m³

污染物	颗粒物	SO ₂	NO _x	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

（5）挥发性有机物排放控制要求

本项目依托场站德一联、德二联合站站内储罐均为固定顶罐，包括污水沉降罐和事故罐，德一联与德二联站内无储油罐，详见表 2.4-11。

表 2.4-11 依托站场储罐情况

站场名称	储罐类型	储罐名称	存储介质	数量	容积（m ³ ）
德二联合站	固定顶罐	事故废液罐	事故废液	2	1000
	固定顶罐	事故废液罐	事故废液	2	2000
	固定顶罐	污水罐	污水	1	1000
德一联合站	固定顶罐	含水油事故罐	事故废液	3	1000
	固定顶罐	污水沉降罐	含油污水	1	1000
	固定顶罐	净化水罐	净化水	1	200
	固定顶罐	净化水罐	净化水	1	600
	固定顶罐	回收水罐	污水	1	200
	固定顶罐	缓冲水罐	净化水	1	200

本项目依托场站（德一联、德二联）执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中要求；固定顶罐罐体应保持完好，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，应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求；油气田采出水、原油稳定装置污水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。

2.4.2.2 废水

本项目产生的采出液分离水、油井作业废水依托德二联合站含油污水处理站处理，处

理后回注现役油层。根据油藏设计方案，本项目区块空气渗透率为 $0.075\mu\text{m}^2$ ，处理后的水质执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求“含油量 $\leq 10.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5.0\mu\text{m}$ ”标准限值。具体见表 2.4-12。

表 2.4-12 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		<0.02	0.02-0.1	0.1-0.3	0.3-0.6	>0.6
控制 指 标	悬浮固体含量, mg/L	≤ 1.0	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 10.0
	悬浮物颗粒直径 中值, μm	≤ 1.0	≤ 2.0	≤ 2.0	≤ 3.0	≤ 3.0
	含油量, mg/L	≤ 5.0	≤ 8.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 20.0

生活污水均采用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。

表 2.4-13 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 ₅	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

施工期场地噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）表 1 标准要求，运行期井场及依托场站厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准，具体见表 2.4-14。

表 2.4-14 噪声排放标准 单位：dB（A）

时段	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) 施工期产生的焊渣属于一般工业固体废物，执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020) 中要求。

(3) 运营期产生的废含油防渗布、含油污泥、落地油均属于危险废物，执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023) 相关要求。

2.5 评价工作等级

2.5.1 大气环境

根据对本项目的性质和环境要素的分析可知，本项目运行期大气污染物主要为油井产液集输过程排放的烃类气体。

德一联与德二联非甲烷总烃已在《大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司苏德尔特油田产能建设工程环境影响报告书》中进行环境影响评价，因此本次不再进行评价。本次评价面源选取单井井场进行预测。根据区块开发指标预测，本项目 6 口油井中，单井最大产油量为 2.40t/d，则本次评价按照单井产能 2.40t/d 计算。

本项目采油井口无组织挥发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。根据大庆油田呼伦贝尔分公司的经验数据、物料核算等，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；

η —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%；

α —甲烷化系数，根据建设单位数据，甲烷化系数为 65%；

ρ —伴生气密度，0.0007256t/m³；

λ —气油比，参数选取见表 3.2-4，气油比为 28.9m³/t；

δ —伴生气实际产生系数，0.5。

本项目单井最大产油量 2.40t/d，则单井井场非甲烷总烃挥发量约为 0.04kg/d，排放速率为 0.0017kg/h。

具体污染物面源参数见表 2.5-1。

表 2.5-1 污染物面源参数调查清单

名称	面源起点坐标		面源海拔 m	面源长度 m	面源宽度 m	与正北向夹角°	面源有效排放高度 m	年排放小时数 h	排放 工况	污染物排放 速率 kg/h
	横坐标 X	纵坐标 Y								非甲烷总烃
德 102-232 井场	0	0	583	40	30	/	3	7200	连续	0.0017

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）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。本项目估算模型参数一览表见表 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		37.8
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	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	是 <input checked="" type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/>
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

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 (mg/m^3)	占标率 (%)
德 102-232 井场	1	10	5.03E-04	0.03
	2	25	8.03E-04	0.04
	3	32	8.32E-04	0.04
	4	50	7.01E-04	0.04

	5	75	5.83E-04	0.03
	6	100	5.29E-04	0.03
下风向最大质量浓度及占标率		32	8.32E-04	0.04

《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）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
一级评价	$P_{max} \geq 10\%$
二级评价	$1\% \leq P_{max} < 10\%$
三级评价	$P_{max} < 1\%$

本项目排放主要污染物非甲烷总烃的最大地面空气质量浓度占标率为 0.04%，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，大气环境影响评价等级为三级，因此确定本项目大气环境影响评价等级为三级。

2.5.2 地表水环境

施工期废水主要为压裂返排液、管线试压废水及施工人员生活污水。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含油污水处理站达标后回注现役油层，不外排；管线试压废水拉运至德二联含油污水处理站处理达标后回注现役油层；施工人员生活污水排入临时设置的玻璃钢化粪池内，拉运至德一联生活污水处理装置处理后排入站外暂存池，不外排。

运营期废水主要为油井作业废水、油井清防蜡废水及井场采出液经德二联脱水站分离出的含油污水。油井清防蜡废水直接进入集油系统，不外排；油井作业废水经德二联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 $\leq 10.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5.0 \mu\text{m}$ ”标准后回注现役油层，不外排；产液分离出的含油污水经管输至德二联含油污水处理站处理达标后回注现役油层，不外排。

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）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），本项目地表水评价等级为三级 B。

2.5.3 地下水环境

（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。

(2) 地下水环境敏感程度

建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2.5-5。

表 2.5-5 地下水环境敏感程度分级表

分级	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源地以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的饮用水水源）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	上述地区之外的其他地区。

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

根据现场走访调查井区牧民，牧民水井水质较差，已不适合饮用，目前牧民饮用水均由贝 28 作业区 32#、33#、34#水源井提供，采用水罐拉运的方式。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。

根据《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南（试行）》中地下水补给径流区划分标准：在水文地质单元内，对于已划定二级保护区的地下水型饮用水水源，以二级保护区边界为基准，按大型水源 30 年流程、中小型水源 15 年流程圈定的范围作为补给区；对于仅划定了一级保护区的地下水型饮用水水源，以水源一级保护区边界为基准，流程时间相应增加 1000 天；对于未划定保护区的地下水型饮用水水源，以水源开采井为基准，流程时间相应增加 1100 天。本项目区域内地下水井均未划分保护区，因此本项目地下水流程时间为 6575 天（即 15 年+1100 天）。

质点运移距离采用下述公式计算：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d（根据《海拉尔盆地苏德尔特地区供水水文地质勘察报告》《内蒙古新巴尔虎右旗地下水资源勘查与区划报告》等水文地质资料，第四系潜水渗透系数取 2.74m/d，新近系呼查山组含水层（N₁hc）渗透系数取 9.67m/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。根据评价区等水位线图，本项目潜水水力坡度为 0.003，承压水水力坡度为 0.002。

T—质点迁移天数；

n_e —有效孔隙度，无量纲，第四系潜水层主要为细粉砂、灰白色砂砾石，新近系呼查山组含水层（N₁hc）主要为砂砾岩，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 B.2，本次潜水取 0.10、承压水取 0.15。

根据水文地质调查报告及区域含水层特点，含水层各参数值确定如下： $\alpha=2$ ； $T=2000$ ；则 $L_{\text{潜水}} = 2 \times 2.74 \times 0.0013 \times 6575 / 0.10 = 468.4\text{m}$ ， $L_{\text{承压水}} = 2 \times 9.67 \times 0.0007 \times 6575 / 0.15 = 593.4\text{m}$ 。因此，承压水井 593.4m 以外区域属于“不敏感”区域，潜 waters 水井 468.4m 以外属于“不敏感”区域。

根据现场调查，距离本项目较近的牧民饮用水由附近贝 28 作业区饮用水源井供给，水源井位于德 101-229 西南约 3.5km，不在本项目地下水敏感区及较敏感区内。调查区域内牧民家水井仅用来作为畜牧用水，不作为饮用水。贝 28 水源井 32#、33#、34#均不在本项目地下水评价范围内。

综上所述，本项目油井位于区域地下水源井的不敏感区，评价区域地下水环境敏感程度为不敏感。

（3）本项目地下水评价等级判定

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，详见表 2.5-6。

表 2.5-6 评价工作等级分级表

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

较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

2.5.4 声环境

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）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 GB 3096 规定的 1 类、2 类地区，或建设项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增量达 3dB(A)~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。

本项目施工期主要噪声源分为施工期车辆沿途产生的噪声、施工机械产生的噪声，施工期短，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 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 土壤环境

（1）建设项目行业分类

根据该地区土壤环境监测数据 pH 为 7.16~8.37、土壤含盐量为 700mg/kg~900mg/kg，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）附录 D，本项目所在区域属于非土壤盐化、酸化和碱化地区，本项目按照土壤污染影响型开展评价工作。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

7.4 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 类建设项目开展土壤环境影响评价。油类和废水等输送管道，按照 II 类建设项目开展土壤环境影响评价。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。

（2）土壤环境敏感程度分级

项目井场周边 1km 范围内主要为草地（基本草原），判定土壤环境敏感程度为敏感，污染影响型敏感程度分级表见表 2.5-7。

表 2.5-7 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
------	------

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

(3) 建设项目占地规模分级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），将建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）。本项目占地主要由井场、道路建设、管道敷设、供配电设施的建设等方面组成。本项目井场占地规模按照《石油天然气工程项目用地控制指标》（TD/T099-2024）为 0.72hm^2 ，占地规模属于小型；管线占地规模为 1.68hm^2 ，占地规模属于小型。本项目井场土壤评价等级为一级，管线土壤评价等级为二级，综上本项目土壤评价工作等级为一级。具体等级划分表见表 2.5-8。

表 2.5-8 污染影响性评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	项目类别	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。

2.5.6 生态环境

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022），按以下原则确定评价等级：

- (1) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；
- (2) 涉及自然公园时，评价等级为二级；
- (3) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；
- (4) 根据 HJ 2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；
- (5) 根据 HJ 610、HJ 964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；
- (6) 当工程占地规模大于 20km^2 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；

(7) 除本条(1)、(2)、(3)、(4)、(5)、(6)以外的情况,评价等级为三级。

本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园;根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016),本项目不影响地下水水位,且根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018),土壤环境影响评价等级为一级,以井场外扩1km的范围、管线、道路中心线两侧各200m的范围,评价范围内不存在天然林、公益林、湿地等生态保护目标;本项目占地规模为1.785hm²(<20km²)。本项目距离最近的生态保护红线(呼伦贝尔草原生物多样性维护和防风固沙生态保护红线)1.2km,不涉及生态保护红线,本项目与生态保护红线的位置关系见图1.4-5。因此,生态评价等级确定为三级。

2.5.7 风险评价

本项目运营期涉及的主要危险物质为原油和伴生气,根据建设单位提供伴生气组分,本项目伴生气不含H₂S。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录B,表B.1突发环境事件风险物质及临界量中给出的临界量进行判断。本项目涉及的物质主要为原油和伴生气,本项目新建DN50集油掺水管道1.68km,本项目最长的一条管道为德101-229至德102-232间集输管道,规格为DN50,长度为200m。具体各阀门间集油管道长度见表3.2-8。

根据设计资料,本项目原油密度0.84g/cm³,综合含水率35.1%,气油比28.9m³/t,原油量在线量为0.21t。伴生气标态密度0.7256kg/m³,则管道中伴生气最大储量为0.004t。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录B,定量分析危险物质数量与临界量的比值(Q),见表2.5-9。

表 2.5-9 本项目环境风险物质辨识一览表

序号	物质名称	CAS号	临界量/t
1	伴生气	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》(HJ 169-2018)中的判定方法,当存在多种危险物质时,按照下式计算物质总量与其临界量比值(Q):

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

式中: q₁, q₂, …, 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。辨识结果见表 2.5-10。

表 2.5-10 辨识结果表

序号	时期	位置	储存装置	物质名称	最大储存量 (t)	临界量 (t)	Q	合计
1	运营期	集油管线	集油管线	原油	0.21	2500	0.0001	0.0005
				伴生气	0.007	10	0.0004	

根据辨识结果, 本项目运行期集油管线 $Q=0.0005 < 1$, 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, 结合表 2.5-11, 本项目应进行简单分析。

表 2.5-11 环境风险评价工作等级划分

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

^a是相对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 评价范围及环境保护目标

2.6.1 大气环境

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)的要求, 因此本项目大气评价范围为贝 16 区块外扩 2.5km 的矩形区域, 大气环境评价范围见图 2.6-1。大气环境保护目标具体见表 2.6-1 和图 2.6-1。

表 2.6-1 本项目大气环境保护目标一览表

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				
牧民布玛家	117.3307	48.0214	居民	1 户, 3 人	二类	德 111-236 东侧, 420m
牧民斯琴家	117.3475	48.0223	居民	1 户, 3 人	二类	德 109-237 东北侧, 1600m
牧民额尔敦毕力格家	117.3302	48.03222	居民	1 户, 3 人	二类	德 112-233 东北侧, 1300m
牧民巴图孟和家	117.3302	48.0322	居民	1 户, 3 人	二类	德 112-233 东北侧, 1800m
包其道尔吉家	117.3099	48.0163	居民	1 户, 3 人	二类	德 101-229 西北侧, 540m
斯仁达喜	117.2715	48.0244	居民	1 户, 3 人	二类	德 101-229 西北侧,

						3200m
米格木尔	117.2629	48.0186	居民	1户, 3人	二类	德101-229西北侧, 3700m

2.6.2 地下水环境

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ 610-2016), 结合拟建项目布局与评价区域地下水系统特征。调查评价范围的确定, 重点考虑了建设项目污染源分布特征、地下水径流特征、地下水可能受到污染的区域、相关环境敏感目标及保护目标等因素。所确定的调查与评价区域, 能说明项目建设区域的地下水环境基本状况, 并满足对地下水环境影响进行预测和评价的需要。

为了考虑建设项目对地下水环境的影响情况, 进一步划分评价范围, 评价范围的确定如下:

①对于集油注水管线, 将管线两侧向外延伸 200m 作为评价范围;

②对于井场的评价范围, 根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ 610-2016) 的要求, 本次评价选取公式计算法确定评价范围。

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

式中: L—下游迁移距离, m;

α —变化系数, $\alpha \geq 1$, 一般取2;

K—渗透系数, m/d (根据《海拉尔盆地苏德尔特地区供水水文地质勘察报告》和《内蒙古新巴尔虎右旗地下水资源勘查与区划报告》等水文地质资料, 第四系潜水渗透系数取 2.74m/d, 新近系呼查山组含水层 (N_{1hc}) 渗透系数取 9.67m/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。根据评价区等水位线图, 评价区内潜水水力坡度为0.0013, 承压水水力坡度为0.0007。

T—质点迁移天数 (取5000d);

n_e —有效孔隙度, 无量纲, 第四系潜水层主要为细粉砂、灰白色砂砾石, 新近系呼查山组含水层 (N_{1hc}) 主要为砂砾岩, 结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016) 附录B.2, 本次潜水取0.10、承压水取0.15。

计算结果:

$$L(\text{潜水}) = 2 \times 2.74 \times 0.0013 \times 5000 / 0.10 = 356.2\text{m}$$

$$L(\text{承压水}) = 2 \times 9.67 \times 0.0007 \times 5000 / 0.15 = 451.3\text{m}$$

经计算， $L_{max}=451.3m$ ，区域地下水潜水流向为东南偏西北、承压水流向为南偏北，结合 L 值、水文地质条件，确定地下水评价范围东南侧上游以 577m 标高等水位线为界面；西北侧下游以 564m 标高等水位线为界；两侧分别以最西部和最东部的管线和井场为边界外扩约 2.0~2.5km，外扩边界垂直地下水等水位线；面积 50km²。

本项目地下水评价范围内水井均为畜牧用水和生产用水，无饮用水源井，本项目评价范围内牧民生活水源依托 32#、33#、34#水源井，均位于地下水评价范围外。地下水评价范围见图 2.6-1，地下水环境保护目标详见表 2.6-2。

表 2.6-2 地下水环境保护目标统计

名称	保护级别
区域内第四系松散孔隙潜水含水层	《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）
评价范围内新近系呼查山组含水层、第四系全新统含水层	

2.6.3 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，确定本项目声环境评价范围为井场厂界向外 200m 及管道、道路中心线两侧各 200m 范围内声环境。根据调查，本项目拟建井场 200m 范围内和及管道、道路中心线两侧 200m 范围内无声环境保护目标。

2.6.4 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），项目评价等级为污染影响型一级评价，评价范围为项目拟建井场外扩 1km 和管道中心线两侧各 200m 范围内土壤环境，面积约 18.23km²。根据现场调查，本项目土壤环境敏感目标见表 2.6-3。

表 2.6-3 土壤环境保护目标

范围	保护内容	环境特征	保护级别
拟建井场外扩 1km 和管道中心线两侧各 200m 范围	井场、场站和道路永久占地内土壤	建设用地	《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
	井场、场站、道路周边牧草地，均为基本草原，面积约 18.23km ²	农用地	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中其他用地风险筛选值

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），确定生态环境评价范围为拟建井场边界外扩 50m 及集输管道、道路两侧 300m 带状区域范围，为保守估计，本次确定生态评价范围为拟建井场外扩 1000m 及集输管道、道路两侧 300m 带状区域范围。生态保护目标见表 2.6-4，评价范围见图 2.6-1。由于井场永久占地和临时占地已在《贝尔凹陷 2023-2025 年油藏钻井工程环境影响报告书》（批复文号：呼环审〔2022〕5 号）中核算，井场永久占地面积 0.72hm²，压裂作业不新增占地。本项目不再计算井场用地。

表 2.6-4 生态环境保护目标

环境要素	保护目标名称	规模	保护标准及保护级别
生态环境	井场周边草地生态系统，井场周边土壤、野生动物、野生植物等	拟建井场外扩 1000m 以及集输管道、道路中心线两侧各 300m 范围	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
	草地（基本草原）	道路永久占地 0.105hm ² ，管线临时占地 1.68hm ²	临时占用草地使用期满后应当恢复植被，永久占用草地按照规定进行经济补偿
	水土流失重点预防区	现有植被和水土保持设施	防止乱砍滥伐、开荒等人为水土流失现象的发生，按照宜草则草、宜水则水的原则，做好局部地区的土地复垦工作，不断加强水土保持和生态环境建设。

2.6.6 环境风险

本项目风险评价等级为简单分析（具体判定过程见 2.5.7 章节），根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），无关于简单分析的评价范围说明，结合大气环境、地表水环境、地下水环境的评价范围及保护目标分布情况，本项目环境风险评价范围为拟建井场 3.0km 及新建管线两侧外扩 200m 范围的区域。风险评价范围见图 2.6-1。

表 2.6-5 项目环境风险保护目标

名环境要素	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	牧民布玛家	117.3307	48.0214	1 户，3 人	德 111-236 东侧，420m
		牧民斯琴家	117.3475	48.0223	1 户，3 人	德 109-237 东北侧，1600m
		牧民额尔敦毕力格家	117.3302	48.03222	1 户，3 人	德 112-233 东北侧，1300m
		牧民巴图孟和家	117.3302	48.0322	1 户，3 人	德 112-233 东北侧，1800m
		包其道尔吉家	117.3099	48.0163	1 户，3 人	德 101-229 西北侧，540m
		斯仁达喜	117.2715	48.0244	1 户，3 人	德 101-229 西北侧，3200m
		米格木尔	117.2629	48.0186	1 户，3 人	德 101-229 西北侧，3700m

		敏感目标名称	水质目标	包气带防污性能	相对位置及距离
地下水		评价范围内白垩系元岗组空隙裂隙含水层	III类	弱	东南侧上游以577m标高等水位线为界面；西北侧下游以564m标高等水位线为界；两侧分别以最西部和最东部的管线和井场为边界外扩约2.0~2.5km，外扩边界垂直地下水等水位线；面积50km ² 。
		评价范围内新近系呼查山组含水层			

2.7 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。

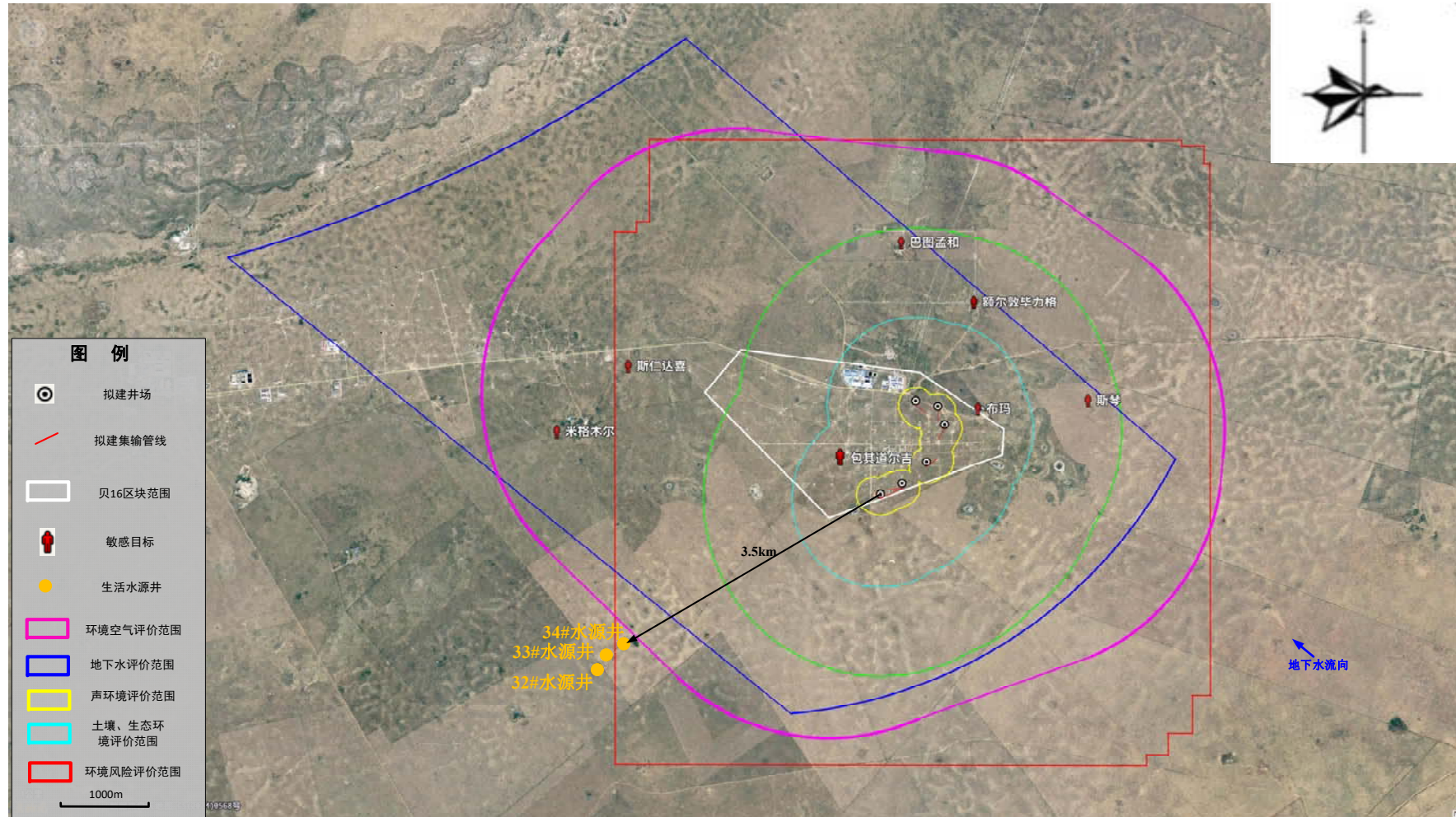


图 2.6-1 本项目评价范围与敏感目标分布示意图

第三章 建设项目工程分析

3.1 现有工程

3.1.1 现有工程分析

3.1.1.1 区块现状

本次环评拟建 6 口油井位于苏德尔特油田已开发区块贝 16 区块内。苏德尔特油田位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎右旗宝格德乌拉苏木与贝尔苏木境内，大庆油田呼伦贝尔分公司于 2013 年 7 月 29 日办理了采矿许可证，该证名称为《内蒙古自治区海拉尔盆地苏德尔特油田采矿许可证》（证号：0200001320010），本项目与苏德尔特油田采矿权范围位置关系见图 3.1-1。经开发方案论证，油田范围内剩余储量可满足本项目建设，由于储量为企业涉密内容，后续关于储量不再赘述。

贝 16 区块地面面积 2.3km²，油藏面积约 10.24km²，于 2003 年投入开发，主要采用 200×200m 正方形面积井网。截至 2023 年 12 月，贝 16 区块共有油水井 71 口，其中油井 41 口，水井 25 口，退役井 5 口（均已实施封井），设有德一联合站一座。截至目前动用地质储量 2918.07×10⁴t，动用含油面积 10.24km²。该区块年产油量为 1.2×10⁴t，区块日产油 41t，单井日产油 0.7t，综合含水 55.9%，累产油 42.69×10⁴t。水井平均单井日注水 14m³，累注水 264.39×10⁴m³。贝 16 区块开发现状见图 3.1-2。

本项目油井与现有区块位置关系见图 3.1-1 和图 3.1-2。

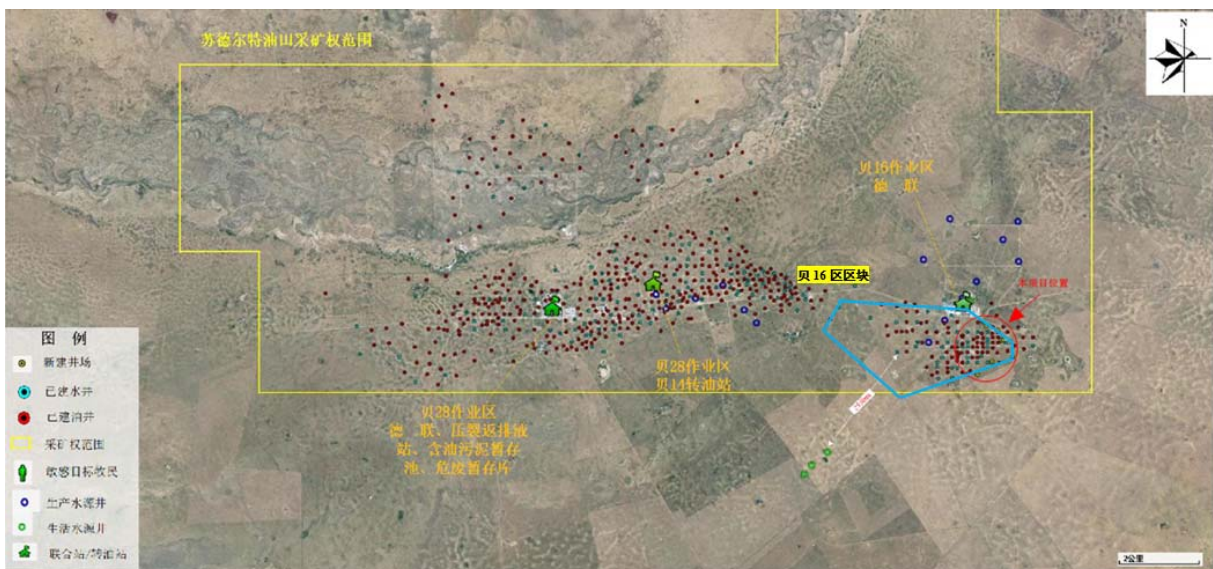


图 3.1-1 本项目与苏德尔特油田采矿权范围关系示意图

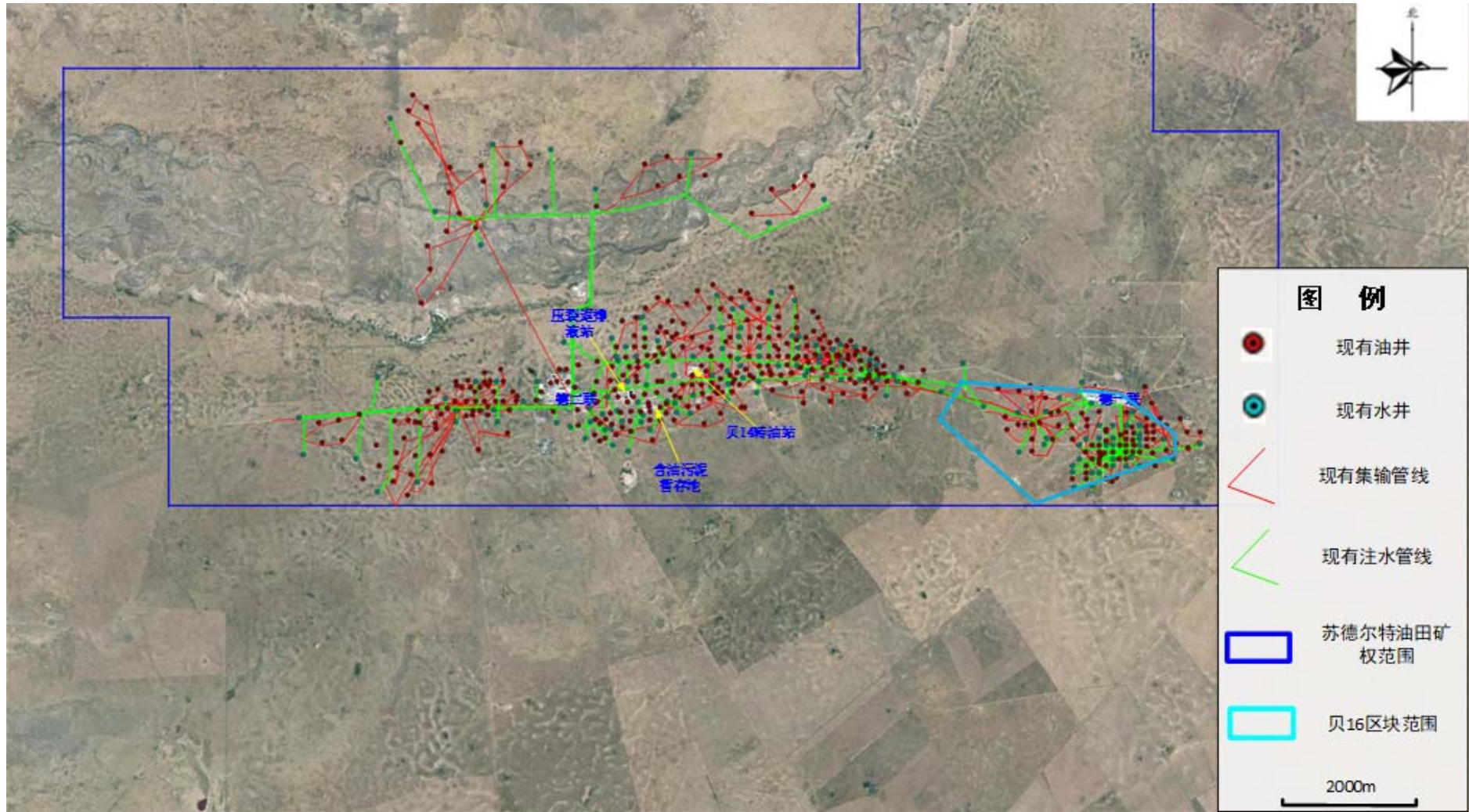


图 3.1-2 贝 16 区块集油、注水管线开发现状图

贝16区块已有工程均按程序履行了环评手续并取得批复。具体见表3.1-1。

表 3.1-1 贝 16 区块已建区域及场站环评及竣工验收情况表

序号	项目名称	批复文号	验收批复文号	主要建设内容
1	苏德尔特油田产能建设工程	内环审〔2007〕87号 (环评批复见附件1-1)	内环验〔2011〕60号 (验收意见见附件1-1)	油水井402口,新建德一联、德二联、德二联变电所和德一联变电所
2	苏德尔油田加密及注采系统调整产能建设工程	内环审〔2011〕322号 (环评批复见附件1-2)	内环验〔2013〕154号 (验收意见见附件1-2)	油水井43口
3	苏德尔特油田贝16兴安岭和霍3-3区块产能建设工程	呼环审〔2016〕017号 (环评批复见附件1-4)	2019.7.20呼伦贝尔市生态环境局固废设施验收,2019.9.26自主验收(共12个项目,验收意见见附件1-5)	苏德尔特油田新建油井11口、注水井4口(转注井3口)
4	苏德尔特油田外扩补充产能建设工程	呼环审〔2016〕014号 (环评批复见附件1-3)		新建油井6口,注水井4口
5	海拉尔油田2018年贝64-54、德106-225井区补充井产能建设工程	呼环审表字〔2019〕1号 (环评批复见附件1-6)	2021.7企业自主验收 (验收意见见附件1-6)	苏德尔特油田共新建油井5口、注水井2口
6	海拉尔油田外扩补充井产能建设工程	呼环审表字〔2019〕2号 (环评批复见附件1-7)	2020.10企业自主验收 (验收意见见附件1-7)	新建油井31口、注水井9口
7	苏德尔特油田2022年加密补充及更新井产能建设工程	呼环审〔2023〕2号(环评批复见附件1-8)	正在组织竣工环境保护验收	苏德尔特油田共新建油水井22口、注水井8口(含5口油井转注)
8	贝尔凹陷2023-2025年油藏钻井工程	呼环审〔2022〕5号	正在组织验收	在苏德尔特油田和霍多莫尔油田内建设新钻油水井196口,其中油井161口,水井35口。

3.1.1.2 现有区块建设概况

贝16区块已建工程见下表。

表 3.1-2 贝 16 区块已建工程组成一览表

项目		规模
主体工程	采油工程	贝16区块共有油水井71口,其中油井41口,水井25口,退役井5口
	站场工程	德一联 设计处理能力3750m ³ /d,主要设备见表3.1-3。
	集输管线工程	集输管线 集输管线管长16.2km 注水管线 注水管线管长7.35km
配套工程	道路	井场道路 46.012km,路面结构为水泥路、砂石路或土路
	供电	电力线路 从德一联变电所接出,共12.32km
	热工与暖通	管线伴热 管线伴热采用电加热的形式。
依托工程	德二联脱水站	德二联脱水站建于2005年,采用高效三相分离器处理工艺处理净化原油,3台高效三相分离器,总处理能力6400t/d。截至2024年9月统计数据,实际脱水能力为5088t/d,负荷率为79.5%。德二联脱水站接收本站外阀组间、贝中转油站、德一联、呼一联来液,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外输泵增压、外输炉加热后外输至苏一联,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掺水阀组
	德二联含油污水处理站	德二联含油污水处理站建于2005年,该站设计规模为1400m ³ /d,根

		据呼伦贝尔分公司 2024 年 9 月的统计数据，实际处理量 1050m ³ /d，负荷率 75%。该站采用“除油缓冲罐→SSF 净化机→单阀滤罐”水驱深度污水处理工艺，出水水质满足“含油量≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L”标准。
	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 ² ，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。
	贝 28 作业区含油污泥暂存池	贝 28 作业区含油污泥暂存池用于暂存整个海拉尔油田的含油污泥，根据现场调查，贝 28 作业区含油污泥暂存池 3000m ³ ，防渗系数满足要求（1.0×10 ⁻¹⁰ 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。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 ³ 。
环保工程	废气	油田采出液经密闭管道输送至德一联初步处理后，外输至德二联脱水站处理，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，减少烃类气体挥发。
	废水	油井作业废水、产液分离出的含油污水经德二联含油污水处理站处理后，满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求“含油量≤10.0mg/L、悬浮固体含量≤15.0mg/L、粒径中值≤5μm”标准限值，回注现役油层。油井采用高压蒸汽热洗方式清防蜡，会产生清防蜡废水，进入集油系统，不外排。
	噪声	定期对油井进行巡检，发现异常响动及时处理；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态；场站无新增设备，现有有机泵均安装在室内，并且设置减震基础、隔声门窗等。
	固体废物	油井作业产生的落地油、依托场站产生的油泥（砂），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。油井作业产生的废含油防渗布属于危险废物，暂存于贝 28 作业区危废暂存库，委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司进行处理。
	生态恢复	贝 16 区块井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面基本进行了平整，区域内已有草本植被正常生长；对管线、钻井井场等临时占地进行植被恢复；在部分井区设置了围栏和保护草原的警示标识，规范了行车路线，已建油井通井路为土路，车辆基本上能够按油田道路规范行驶，随意碾压草原情况较少。对油田开发建设产生的临时占地进行平整及生态恢复等措施后，油田开发区域内地表植被恢复情况较好。

3.1.1.3 现有区块场站建设概况

德一联建于 2004 年，目前辖集油阀组间 7 座、油井 177 口。根据调查，进入德一联的原油经站内三相分离器进行油气分离后，含水油输送至德二联脱水站进行脱水处理，德二联脱水站产生的含油污水进入德二联含油污水处理站进行处理，伴生气用于加热炉自耗。德一联采用高效三相分离器处理工艺处理产液，共有 3 台三相分离器，总处理能力 3750t/d。截至 2024 年 9 月日均处理液量为 1250t/d，负荷率为 33.3%。负荷率为 33.3%站内建设主要设备见表 3.1-3，平面布置见图 3.1-3，工艺流程见图 3.1-4，现场照片见图 3.1-5。

表 3.1-3 德一联主要设备一览表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
----	-------	----	----	----

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	三相分离器 HXS3×15-0.6	台	2	设计液量 1250t/d
2	三相分离器 DT-HXS3×15-0.6	台	1	设计液量 1250t/d
3	掺水炉 1.6MW	台	2	
4	掺水炉 2.5MW	台	1	
5	采暖炉 2.0MW	台	2	
6	外输炉 0.2MW	台	2	
7	1000m³含水油事故罐	座	3	
8	1000m³污水沉降罐	座	1	
9	ø2200×16004 卸油罐	座	1	
10	600m³净化水罐	座	1	
11	200m³回收水罐	座	1	
12	200m³污水净化罐	座	2	
13	天然气干燥器 WYD-TGQ-9600	台	1	

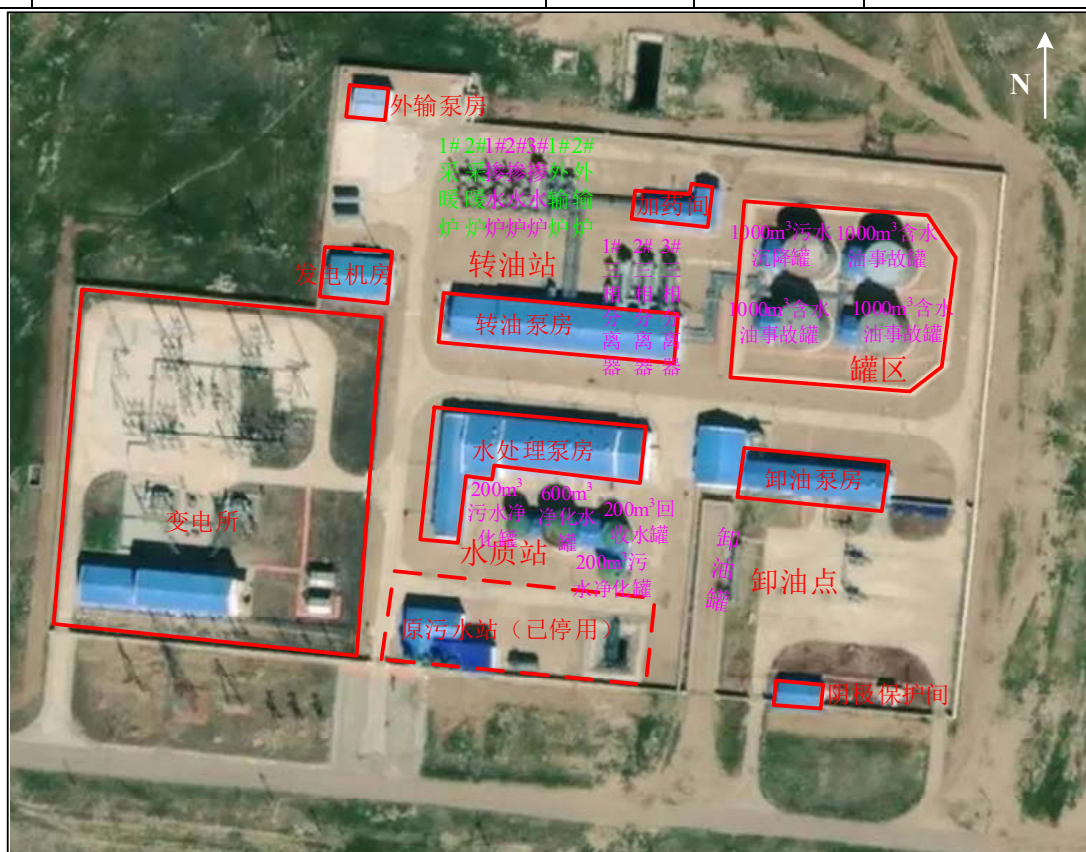


图 3.1-3 德一联平面布置图

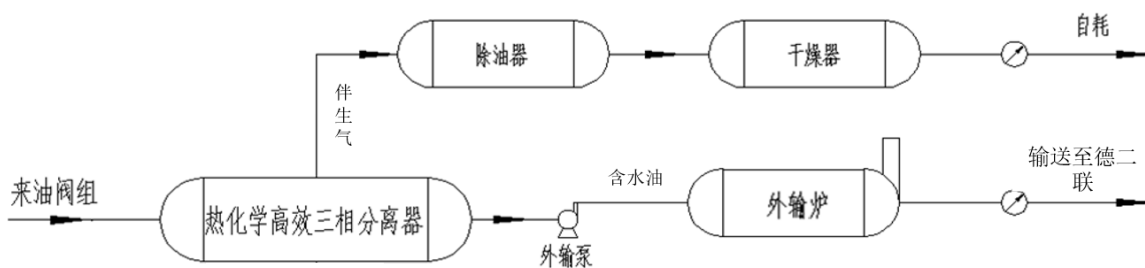


图 3.1-4 德一联工艺流程图



泵房



泵房



外输泵



掺水炉



三相分离器



罐区



图 3.1-5 德一联转油脱水站现状照片

3.1.2 现有区块污染物排放情况

3.1.2.1 废气

① 无组织挥发非甲烷总烃

在油气集输过程中，油田开发采用密闭集输流程，油井、阀组间等设置远程自动化生产管理，保证生产正常进行和操作，减少油气泄漏。对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。站场内泵房、计量阀组、罐区等处均设有可燃气体检测仪，检测浓度报警后可及时进行维护修理，可有效地控制天然气的泄漏。

根据统计，本项目所在现有贝 16 区块 2023 年产油合计约 1.2×10^4 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%~2.0%，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），因此管输方式按 0.5%估算，伴生气产气量按照地层原始油气比的 50%到达地面计算，气油比 $28.9 \text{m}^3/\text{t}$ ，经计算则现有区块内油井以及集输管线在运行过程中无组织挥发产生非甲烷总烃挥发量为 0.22t/a。

本项目依托德一联、德二联、德二联压裂返排液处理站、含油污泥暂存池和危险废物暂存库，根据 2020 年至 2023 年例行监测结果和本次评价现状监测数据（报告编号：中检（HN）字 2024 第 04-002 号），德一联厂界非甲烷总烃、德二联厂界非甲烷总烃、德二联压裂返排液处理站厂界非甲烷总烃、含油污泥暂存池厂界非甲烷总烃和危险废物暂存库厂界非甲烷总烃均能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.9 企业边界污染物控制要求限值（ $4.0 \text{mg}/\text{m}^3$ ）要求。具体见监测结果见表 3.2-23。

根据本次评价现状监测数据（报告编号：中检（HN）字 2024 第 04-002 号），德一联厂区内非甲烷总烃无组织排放浓度为 0.90~0.96mg/m³，德二联厂区内非甲烷总烃无组织排放浓度为 0.90~0.98mg/m³，德二联压裂返排液站厂区内非甲烷总烃无组织排放浓度为 0.92~0.97mg/m³，均能够满足《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。具体见监测结果见表 3.2-24。

根据现场勘查，现有区块内已建油井均安装有井口密封设施、采用密闭集输管道输送，能够有效控制无组织非甲烷总烃挥发。根据本次对项目区块内米格木尔家环境空气质量现状监测数据（0.41~0.73mg/m³）可知，项目所在区域非甲烷总烃浓度可以满足《大气污染物综合排放标准详解》中相关标准限值。区块油田开发对周围环境空气质量影响较小。

②加热炉燃烧烟气

本项目依托场站德一联和德二联加热装置采用清洁能源天然气和原油，产生的燃烧废气经排气筒排放。

根据大庆油田呼伦贝尔分公司 2020 至 2023 年例行监测数据，德一联和德二联加热炉烟气污染物监测浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）标准限值要求。具体监测结果详见表 3.2-19。

根据本次评价现状监测当天所消耗的燃气量与燃油量及监测数据，计算得出相应的污染物排放量，详见表 3.1-4，再根据依托场站燃油与燃气的年用量，计算得出依托场站全年污染物排放量，详见表 3.1-5。德一联加热炉燃油废气的排放浓度引用德二联加热炉燃油废气的监测浓度，以此计算相应的污染物排放量。本项目所依托的德一联、德二联的燃油量与燃气量均为呼伦贝尔分公司提供的 2023 年全年的统计数据。

表 3.1-4 依托场站污染物小时排放量表

名称	日期	燃气量 (Nm ³ /h)	燃油量 (t/h)	烟气量 (Nm ³ /h)	污染物排放情况 (kg/h)		
					SO ₂	NO _x	颗粒物
德二联 3#掺水炉	2023.3.31	173.2	/	2614	0.06	0.22	0.03
德二联 2#掺水炉	2023.3.31	/	0.11	1625	0.11	0.34	0.05
德一联 2#外输炉	2023.3.30	152.0	/	1890	0.04	0.17	0.02

表 3.1-5 现有烟气量及大气污染物排放情况

名称	污染源名称	排气筒 高度 m	燃气量 (万 Nm ³ /a)	燃油量 (t/a)	烟气量 (万 m ³ /a)	污染物排放情况 (t/a)		
						SO ₂	NO _x	颗粒物

德一联	3台掺水炉 (1.6MW) 2台 2.5MW)、2 台外输炉 (2.0MW)、2 台采暖炉 (2.0MW)	8	83.6	/	1039.7	0.25	0.94	0.13
			/	476.5	1175.2	0.49	1.47	0.20
			/	348.3	859.0	0.36	1.07	0.15
德二联 合站	3台掺水炉 (2.0MW)、3 台外输炉 (1.8MW)、3 台采暖炉 (2.0MW)	8~14	178.79	/	2698.4	0.65	2.22	0.32
			/	1358.4	3350.4	1.41	4.19	0.58
合计			262.39	2183.2	9122.7	3.16	9.89	1.38

3.1.2.2 废水

现有工程废水主要为井下作业废水、采出液分离产生的采出水、油井清防蜡废水。

(1) 采出液分离的采出水

根据建设单位提供资料，贝16区块油田采出水最大量为 $0.67 \times 10^4 \text{t/a}$ ，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 $\leq 10.0 \text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15.0 \text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5.0 \mu\text{m}$ ”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，油井作业周期约为1次/3年，油井作业用水量为 $5 \text{m}^3/\text{井} \cdot \text{次}$ ；贝16区块现有41口油井，则油井作业用水量约 $68 \text{m}^3/\text{a}$ 。

注水井作业周期为1.5年，水井作业用水量约为 $60 \text{m}^3/\text{井次}$ ；贝16区块现有25口水井，则水井作业用水量约 $1000 \text{m}^3/\text{a}$ 。

(3) 油井清防蜡废水

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，油井清防蜡采用高压蒸汽热洗方式，贝16油井有41口，平均单口油井热洗周期为1次/100d，用水量为 40m^3 ，热洗用水量为 $5980 \text{m}^3/\text{a}$ ，清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。

3.1.2.3 噪声

现有工程的噪声污染源主要有井场抽油机噪声、场站设备运行噪声。根据现场调查，各场站输油泵、掺水泵、加热炉、注水泵等设备均加设了减震基础，输油泵、掺水泵等泵体均位于房屋内。

根据大庆油田呼伦贝尔分公司 2020 至 2023 年例行监测数据和本次评价于 2024 年 4 月 12 日~2024 年 4 月 13 日监测结果，本项目依托场站德一联、德二联和德二联压裂返排液处理站厂界噪声均能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。具体监测结果见表 3.2-22。

3.1.2.4 固体废物

根据调查，现有工程的施工期废钻井液、钻井岩屑和废射孔液经移动式泥浆不落地处理装置产生的泥饼暂存于井场（底部铺设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜），暂存区采用篷布覆盖，泥饼用于井场及油田道路铺垫。膨润土、纯碱包装袋、非含油废防渗布统一收集后暂存于材料房内的聚乙烯桶内，外售给废品回收站。焊渣运至当地城建部门指定的建筑垃圾排放点处置。生活垃圾经封闭垃圾箱收集后拉运至新巴尔虎左旗阿镇生活垃圾填埋场处置。

根据调查，现有工程贝 16 区块油井作业时，地面铺设防渗布，落地原油直接遗落在防渗布上，防渗布上落地油及时回收，产生的落地油与场站清淤产生的含油污泥经集中收集后由专用运输车辆直接统一运至贝 28 作业区含油污泥暂存池中进行暂存，内部转运至贝 28 作业区含油污泥暂存池过程避开了办公区和生活区，固定运输路线，并对运输人员进行培训教育，禁止开辟新的运输道路，运输过程中避免遗洒含油污泥，运输结束后，对运输路线进行检查和清理，确保无危险废物遗失在输运路线上。

含油污泥和废防渗布等委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司处理。根据呼伦贝尔分公司的统计数据，贝 16 区块落地油产生量 0.68t/a，含油污泥共产生 0.36t/a，废含油防渗布产生量为 0.07t/a，危废协议见附件 8。

现有工程污染物排放量见表 3.1-6。

表 3.1-6 现有工程贝 16 区块污染物排放情况一览表

序号	污染源		产生量	排放量	处理措施
1	无组织非甲烷总烃		0.22t/a	0.22t/a	/
2	加热炉烟气	SO ₂	3.16t/a	3.16t/a	/
		NO _x	9.89t/a	9.89t/a	
		颗粒物	1.38t/a	1.38t/a	
3	含油污水		13478m ³ /a	0	由德二联含油污水处理站处理后回注现役油层
4	井场噪声		65~80dB (A)	昼间≤60dB (A) 夜间≤50dB (A)	低噪声设备，设置减震基础等
	外输泵		85~95 dB (A)		
	污水泵、反冲洗泵等		75~85 dB (A)		

	加热炉	75~85 dB (A)		
	注水泵	95~110 dB (A)		
5	含油污泥、落地油	1.04t/a	0	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理
6	废含油防渗布	0.07t	0	暂存于危险废物暂存库，委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司处理

3.1.2.4 生态环境

(1) 土壤环境影响

根据现场调查，现有工程井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面基本进行了平整，区域内已有草本植被正常生长；对管线、钻井井场等临时占地进行植被恢复；在部分井区设置了围栏和保护草原的警示标识，规范了行车路线，已建油井通井路为土路，车辆基本上能够按油田道路规范行驶，随意碾压草原情况较少。对油田开发建设产生的临时占地进行平整及生态恢复等措施后，油田开发区域内地表植被恢复情况较好，区域内已有草本植被生长。

项目建设期的一些施工活动如平整施工带、开挖管沟、道路的建设、场站建设等，这些施工活动均要进行清除植被、开挖地表，造成施工区域内地表植被的完全破坏，从而新增一定量的土壤侵蚀。其它临时性占用土地，也将不可避免地破坏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。根据调查，现有工程钻井工程结束后，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，截止到目前，苏德尔特油田累计完成土地复垦 46.3hm²。

临时道路结束后及时进行了覆土回填，播撒草籽恢复植被，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。

管线施工实行分层开挖、分层堆放、分层回填的方式，并对管线采取了相应的生态保护措施：a、管线沿线均设置了管桩和警示标志；b、建设单位制定了防止输油管线泄漏的技术措施和应急预案，确保一旦发生泄漏，能够及时处理；c、成立专业队

伍，定期巡检管线，能够做到发现问题及时汇报；d、对管道沿线的牧民进行宣传教育，提高输油管线沿线牧民的环保意识，避免发生破坏输油管线，导致原油泄漏的污染事件。

所在地区属水土流失轻度敏感区，因此对土壤侵蚀的影响较小。

（2）植物环境影响

根据调查，现有工程钻井工程结束后，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。管线等临时占地施工结束后及时进行了覆土回填，混播羊草、克氏针茅、披碱草等适宜草籽恢复植被，每公顷播种总量为 80kg，通过现场调查，被扰动的区域已恢复植被，现有工程运行过程中对植物环境影响较小。

（3）对野生动物环境影响

现有工程对野生动物的影响主要发生在施工期，主要包括施工人员的活动、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，但这种影响只是引起野生动物暂时的、局部的迁移，待施工结束这种影响随即结束。

运营期作业、场站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。但不会使评价区野生动物物种和种群数量发生变化。

根据调查，油田运营期间，对野生动物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。而且区域内野生动物主要以少数两栖类、爬行类、鸟类和小型哺乳动物为主，现场踏勘期间，未发现大型野生动物和受保护野生动物。现有工程运行过程中对野生动物的影响较小。

3.1.2.5 环境风险防范及应急措施

根据现场调查，现有区块内站场已制定应急操作规程，规程中明确各项突发事件发生时应采取的相关措施，并根据其日常管理工作等安全环保行为建立相应档案。各基层小队制定了有关管线泄漏等的专项应急预案，并且配有围油栏、撤油机、收油桶等设施，发生污染事故时及时回收原油，减少对环境的影响。现有区块定期对员工进行安全和环境保护意识教育，并定期进行演练。现有区块运营过程中，加强油气运输管线和油气储存设备的巡查、检测、维修，采取有效的防腐、防裂等措施，防止渗漏、溢流事故发生；建设单位定期进行油井、输油管线井筒和管线壁厚完整性检测，根据检测结果及时发现问题和解决问题，可有效避免油井、输油管线等泄漏渡土壤和地下水造成污染。并制订环境污染突发性事件应急预案，落实事故处理措施，防止污

染事故发生。

大庆油田呼伦贝尔分公司贝 28 作业区设有《大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司贝 28 作业区突发环境事件专项应急预案》，该预案已于 2023 年 7 月 6 日在呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎右旗分局备案（备案回执 150727-2023-016-L）；贝 16 作业区设有《大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司贝 16 作业区突发环境事件专项应急预案》，该预案已于 2023 年 7 月 6 日在呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎右旗分局备案（备案回执 150727-2023-015-L）。大庆油田呼伦贝尔分公司具有独立的保卫队伍，并和当地政府职能部门建立了联动机制，各场站配备防刺服等安全防范设施，定期巡检，确保油田生产设施安全。同时，运营期加强对管线和油井的监测、检查和管理，采取积极的防范措施，防止泄漏等风险事故的发生。具有完善 HSE 管理体系；依托场站定期开展安全环保教育，提高职工的安全环保意识，识别事故发生前的异常状态，并采取相应的措施。



德二联消防应急物资



德二联紧急集合点



应急演练



应急泄漏检测

图 3.1-6 应急演练及培训相关照片

3.1.3 现有工程环境管理

3.1.3.1 排污许可管理

本项目属于石油天然气开采行业，位于苏德尔特油田矿权内，苏德尔特油田由大庆油田呼伦贝尔分公司贝 16 作业区和贝 28 作业区负责管理。大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司贝 16 作业区于 2020 年 8 月 4 日完成固定污染源排污许可申请，取得排污许可登记回执，并于 2020 年 12 月 25 日进行了变更，登记回执编号为 91150724701354995Q003W；大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司贝 28 作业区于 2020 年 8 月 17 日完成固定污染源排污许可申请，取得排污许可登记回执，并于 2020 年 12 月 25 日进行了变更，登记回执编号为 91150724701354995Q005Y。贝 16 作业区和贝 28 作业区排污许可登记回执具体见附件 6。

3.1.3.2 日常监测执行情况

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司制定了废气、废水、固体废物等环境管理台账；大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司无废水排放口，废气排污口设置规范；按照企业自行监测方案规定进行了自行监测。

建设单位每年对苏德尔特油田区域地下水进行了布控监测，但根据现场调查以及现行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）、《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指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）中相关要求，苏德尔特油田现有地下水和土壤跟踪监测点位置及数量均不满足相关要求，目前还未形成长期稳定的地下水和土壤监测网络。

3.1.3.3 区域环境质量回顾性评价

（1）环境空气

因贝 16 区块相关资料较少，本次区域环境质量回顾性评价引用苏德尔特油田的数据资料。

根据内蒙古生态环境厅发布的 2019 年至 2023 年内蒙古自治区生态环境状况公报，呼伦贝尔市 2019 年至 2023 年 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 各项指标均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及其修改单要求，根据对区域内环境空气基本因子监测数据的分析，基本因子中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 浓度略有升高，CO 和 O₃ 浓度略有降低，具体监测结果见表 4.3-1。

2020 年~2024 年区域内环境空气非甲烷总烃监测见表 3.1-7。

表 3.1-7 区域内环境空气特征因子监测数据表 单位：mg/m³

污染物	2020 年		2021 年		2022 年		2023 年		2024 年	
	监测	现状浓	监测点	现状浓	监测点位	现状浓度	监测点	现状浓	监测点	现状浓

	点位	度	位	度			位	度	位	度
非甲烷总烃小时浓度	巴图家	0.41~0.73	阿布日格	0.42~0.68	贝16-X73-63井	0.41~0.87	德112-233井	0.30~0.41	米格木尔家	0.41~0.73

根据例行监测结果，2020年~2024年本项目所在区域环境空气非甲烷总烃监测浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2\text{mg}/\text{m}^3$ 标准限值要求，区域内非甲烷总烃浓度变化不大，可见油田开发过程中做到了较好的密闭集输，油田开发建设未对区域环境空气影响较小。

(2) 地下水

由于未收集到苏德尔特油田 2020 年之前潜水监测数据，潜水环境质量回顾性评价采用 21 年到 24 年数据进行分析，监测因子和监测结果见表 3.1-8，承压水监测因子和监测结果见表 3.1-9，地下水监测点位见图 3.1-7。

表 3.1-8 地下水对比监测结果一览表（潜水） 单位：mg/L（pH 除外）

监测因子	2016 年（苏德尔特油田贝 16 兴安岭和霍 3-3 区块产能建设工程）		2021 年（苏德尔特油田 2022 年加密补充及更新井产能建设工程环境影响报告书）	2022 年（待探明区块产能建设工程(地面工程)环境影响评价报告书）	2024 年	
	德一联北牧民水井	德一联东牧民水井	米格木尔家水井	23#（满达家水井）	满达家水井	米格木尔家水井
监测层位	潜水	潜水	潜水	潜水	潜水	潜水
井深	/	/	30	30	30	30
水位	/	/	570.5	570.5	570.5	570.5
pH	7.12-7.14	7.35-7.38	7.8-7.9	7.62	7.8~7.9	7.7~7.8
总硬度	335-338	315-321	294-295	285	180~184	266~271
溶解性总固体	1547-1555	1069-1074	730-740	582	558~559	727~728
耗氧量	2.85-2.93	2.73-2.93	2.1	1.6	2.1~2.2	2.2~2.3
石油类	0.02	0.02	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
挥发性酚类	0.0011-0.0016	0.0014-0.0017	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
氰化物	未检出	未检出	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
氟化物	0.643-0.896	0.692-0.896	0.805-0.806	0.673	0.519~0.522	0.864~0.875
硝酸盐	0.53-0.54	0.63-0.75	3.92-3.94	4.97	4.07~4.15	3.56~3.67
亚硝酸盐	0.005	0.005	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
氨氮	0.088-0.136	0.096-0.148	0.359-0.361	0.265	0.306~0.309	0.389~0.98

六价铬	未检出	未检出	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
砷	未检出	未检出	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
铅	未检出	未检出	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L
镉	未检出	未检出	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L
汞	0.585-0.591	0.549-0.552	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
铁	未检出	未检出	2.83-2.91	1.9	2.27~2.28	3.26~3.27

表 3.1-9 地下水对比监测结果一览表（承压水） 单位：mg/L（pH 除外）

监测因子	2005 年	2007 年	2017 年		2020 年例行监测		2021 年例行监测	2023 年例行监测		2024 年例行监测	
	德一联水源井	德二联水源井	德一联水源井	德二联水源井	阿布日格家水井	沙格德尔家水井	贝 28-21-监测井 2#	贝 28-21-监测井 2#	贝 28-21-监测井 5#	阿布日格家水井	沙格德尔家水井
井深	/	100	/	103	85	80	103	103	98	85	80
水位	/	/	/	/	569.2	567.5	/	/	/	569.2	567.5
监测层位	承压水	承压水	承压水	承压水	承压水	承压水	承压水	承压水	承压水	承压水	承压水
pH	7.41-7.47	7.42	7.6-7.62	7.47~7.49	7.59-7.68	8.50-8.55	7.3-7.4	8.2	8.1	7.4~7.5	7.5~7.7
总硬度	289-328	366	307-309	351~353	378-379	399-400	356-359	217	214	375~376	397~405
溶解性总固体	/	/	2470-2510	2470~2500	1318-1320	1430-1440	1051-1052	825	811	1350~1354	1361
耗氧量	3.5-3.6	/	3.03-3.11	2.04~2.12	2.6-2.7	2.4-2.5	2.7-2.8	2.2	1.8	2.6~2.8	2.7~2.8
石油类	0.05	未检出	0.04	0.03~0.04	0.0003L	0.0003L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
挥发性酚类	/	/	0.0011-0.0018	0.0012~0.0018	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
氰化物	/	/	0.004L	未检出	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
氟化物	未检出	0.767	0.464-0.507	1.37~1.57	0.919-0.92	1.118-1.136	0.565-0.570	0.825	0.794	0.846~0.851	0.821~0.835
硝酸盐	/	/	未检出	0.648~0.765	11.9-12.3	8.24-8.32	3.28-3.30	4.37	4.08	11.5~11.6	1.39~1.48

亚硝酸盐	/	/	0.005-0.007	0.004~0.006	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
氨氮	0.502-0.515	0.56	0.454-0.475	0.031~0.04	0.472-0.488	0.707-0.715	0.269-0.271	0.405	0.414	0.458~0.464	0.449~0.451
六价铬	/	/	0.004L	未检出	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
砷	/	/	1.6	未检出	0.0003L	0.0003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
铅	/	/	未检出	未检出	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L
镉	/	/	未检出	未检出	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L
汞	/	/	0.09	0.00050~0.00051	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
铁	/	/	4.75-4.86	3.1~3.25	0.28-0.29	0.28-0.29	0.20-0.21	0.37	0.27	0.19~0.20	0.19~0.21

根据潜水监测数据对比，项目区域潜水中石油类和挥发性酚类 2021 年、2022 年和 2024 年均未检出，六价铬、砷、铅、镉、汞等重金属均未检出；2021 年、2022 年和 2024 年其他监测因子监测结果相差不大。根据 2021 年、2022 年和 2024 年监测数据对比，地下水中油田特征污染物挥发性酚类满足《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（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）。

根据承压地下水例行监测数据对比，地下水中油田特征污染物挥发性酚类满足《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（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ），根据近 5 年检测结果对比，石油类、挥发酚、六价铬、砷、铅、镉、汞等重金属监测结果相差不大，说明该区域油田开发对区域地下水未受油田开发影响。

潜水 2016 年德一联北牧民水井和德一联东牧民水井存在汞超标现场；2021 年米格木尔家水井、2022 年满达家水井、2024 年满达家水井和米格木尔家水井铁超标。承压水 2017 年德二联水源井、2020 年阿布日格家水井和沙格德尔家水井、2021 年贝 28-21-监测井 2#、2024 年阿布日格家水井和沙格德尔家水井存在溶解性总固体超标现象，2020 年沙格德尔家水井存在氟化物超标现象，2017 年德一联水源井和德二联水源井、2023 年贝 28-21-监测井 2#存在铁超标现象；2005 年德一联水源井存在氨氮超标现场。

根据油田建设初期水文地质勘察报告，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、高氟的特点，油田特征

污染物石油类、挥发性酚类未检出，故地下水部分指标超标与油田建设的关联性较小。

(3) 土壤

监测因子和监测结果见表 3.1-10 和表 3.1-11，土壤环境监测点位见图 3.1-8。

表 3.1-10 场站土壤对比监测结果一览表 单位：mg/kg (pH 除外)

监测因子	2020 年	2021 年		2022 年		2023 年		2024 年		
	德二联压裂返排液处理站废液暂存池未硬化区域	德一联站内	德二联合站罐区未硬化区域	德二联压裂返排液处理站废液暂存池未硬化区域	含油污泥暂存池未硬化区域	德二联压裂返排液处理站废液暂存池未硬化区域	含油污泥暂存池未硬化区域	德二联合站罐区未硬化区域	德二联压裂返排液处理站废液暂存池未硬化区域	含油污泥暂存池未硬化区域
石油烃	40.1	85	45	32	29	29	28	19	13	25
铅	18	19	17	20	11	24	12	16	16	15
汞	0.012	0.013	0.012	0.013	0.020	0.011	0.022	0.014	0.025	0.015
砷	3.4	2.29	3.56	3.57	3.55	3.42	3.47	3.45	3.35	3.36
镉	0.12	0.008	0.07	0.08	0.08	0.08	0.09	0.15	0.10	0.16
锌	67	43	41	52	60	54	58	/	/	/
镍	23	20	22	26	24	18	26	/	19	/
铜	19	18	17	19	16	16	14	/	16	/
铬(六价)	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

表 3.1-11 井场土壤对比监测结果一览表 单位：mg/kg

监测因子	2020 年		2021 年	2022 年		2023 年		2024 年	
	贝 16-X37-48 井场永久占地范围内	贝 16-X37-48 井场永久占地范围外 30m	贝 28 作业区多井场混合样	贝 16-X37-48 井场永久占地范围内	贝 16-X37-48 井场永久占地范围外 30m	贝 16-X37-48 井场永久占地范围内	贝 16-X37-48 井场永久占地范围外 30m	贝 16-X37-48 井场永久占地范围内	贝 16-X37-48 井场永久占地范围外 30m

石油烃/石油类	40.5	30.6	41	18	未检出	19	未检出	未检出	未检出
铅	18	15	22	17	16	16	17	13	12
汞	0.012	0.011	0.026	0.027	0.025	0.025	0.027	0.023	0.021
砷	3.9	3.2	4.07	2.43	2.74	2.38	2.51	7.25	7.25
镉	0.09	0.07	0.01	0.10	0.10	0.11	0.10	0.21	0.22
锌	64	58	48	59	60	56	62	45	44
镍	22	21	27	21	26	23	24	11	11
铜	15	14	13	22	16	18	20	9	7
铬（六价）	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

根据近 5 年监测数据，场站和井场永久占地范围内石油烃、Pb、Cr、As、Hg 等监测因子均能够满足《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值，永久占地范围外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》（GB 15618-2018）标准要求。

根据引用历史环评监测数据对比，德二联压裂返排液处理站废液暂存池未硬化区域石油烃 2020 年监测浓度为 40.1mg/L，2022 年石油烃监测浓度为 32mg/L，2023 年石油烃监测浓度为 29mg/L，2024 年石油烃监测浓度为 13mg/L；德二联合站罐区未硬化区域石油烃 2021 年监测浓度为 45mg/L，2024 年石油烃监测浓度为 19mg/L；含油污泥暂存池未硬化区域石油烃 2022 年监测浓度为 29mg/L，2023 年石油烃监测浓度为 28mg/L，2024 年石油烃监测浓度为 25mg/L；根据 2020 年、2021 年、2022 年、2023 年及 2024 年监测数据对比，场站石油烃数据满足相关标准要求，且相差不大，说明该油田开发区域场站对土壤环境影响较小。

根据引用历史环评监测数据对比，贝 16-X37-48 井场永久占地范围内石油烃 2020 年监测浓度为 40.5mg/L，2021 年石油烃监测浓度为 18mg/L，2022 石油烃监测浓度为 18mg/L，2023 年石油烃监测浓度为 19mg/L，2024 年未检出；根据 2020 年、2021 年、2022 年、2023 年及 2024 年监测数据对比，井场石油烃数据满足相关标准要求，且相差不大，说明油田开发对周围土壤环境影响较小。

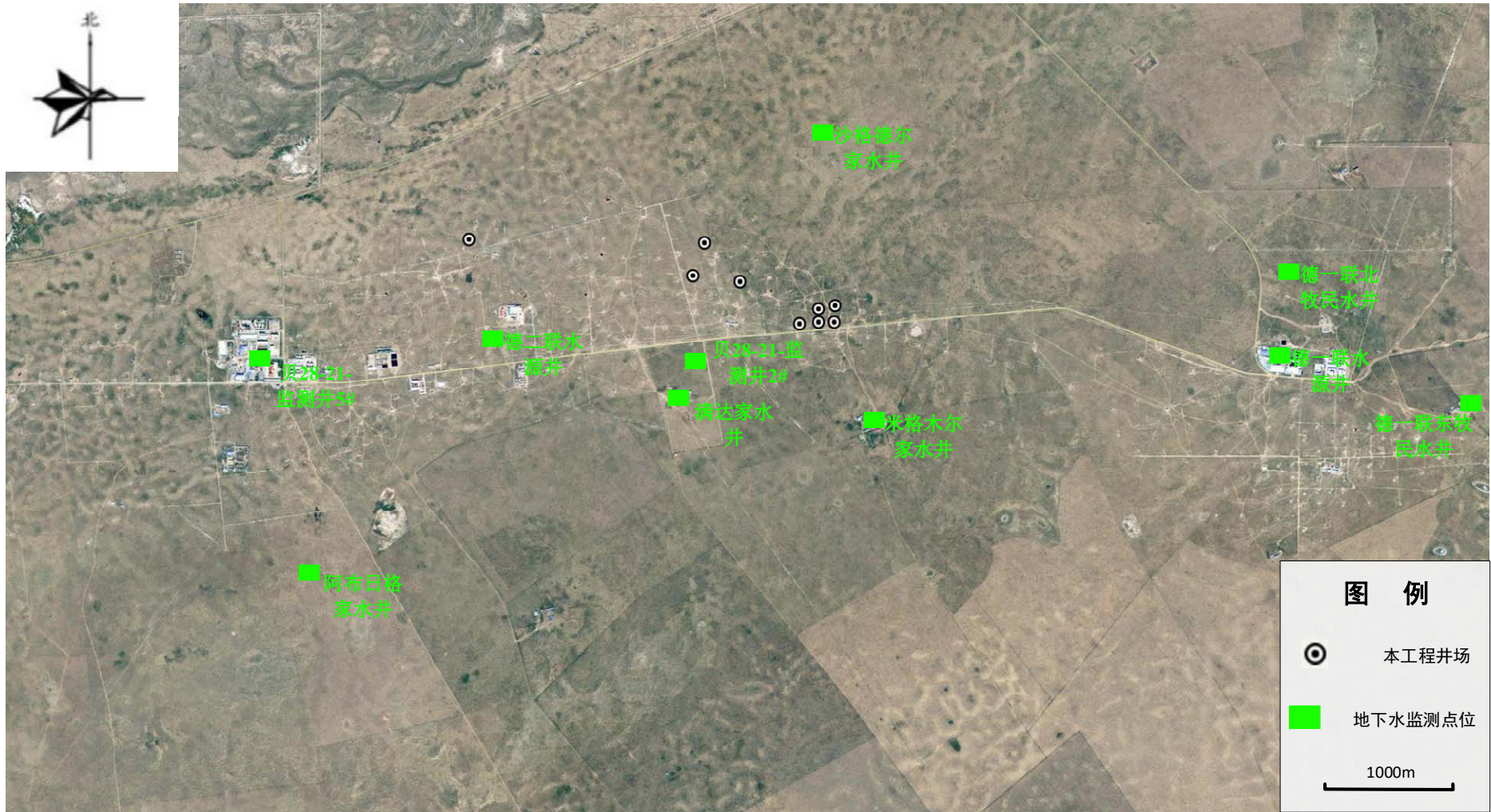


图 3.1-7 地下水对比监测点位示意图



图 3.1-8 土壤对比监测点位示意图

(2) 生态环境

本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎右旗境内。项目所在区块为苏德尔特油田贝 16 区块。目前贝 16 区块共有油水井 71 口，其中油井 41 口，注水井 25 口，退役井 5 口，设有德一联合站一座。

①井场

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，截止到目前，苏德尔特油田累计完成土地复垦 46.3hm²，且全部通过地方验收，且土地复垦工作在油田公司名列前茅，得到了各级主管部门的高度认可。

为探索适合海拉尔油田的土地复垦模式，积极对接地方各级自然资源主管部门及相关草业、畜牧专家，寻求专业指导，定制“年终核算用地规模、次年统筹实施复垦”的工作模式，同步主动邀请地方自然资源主管部门介入复垦管理，保障土地复垦工作高效、合规履行。并全力提升复垦管理水平：在方案设计阶段，精选草籽、化肥品种，优化混合配比；在复垦施工阶段，定制油田草原复垦专用设备，因地制宜调整播种深度，精准施肥灌溉；在监测管护阶段，紧盯植被恢复情况，及时采取管护措施，全面提高植被成活率及覆盖率。复垦质量逐年提升。

井场植被恢复情况详见图 3.1-9。



已建井场



已建井场



图 3.1-9 井场植被恢复情况

②管线及道路

现有区块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。

经现场调查，临时道路结束后及时进行了覆土回填，播撒草籽恢复植被，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。

管线施工实行分层开挖、分层堆放、分层回填的方式，并对管线采取了相应的生态保护措施：a、管线沿线均设置了管桩和警示标志；b、建设单位制定了防止输油管线泄漏的技术措施和应急预案，确保一旦发生泄漏，能够及时处理；c、成立专业队伍，定期巡检管线，能够做到发现问题及时汇报；d、对管道沿线的牧民进行宣传教育，提高输油管线沿线牧民的环保意识，避免发生破坏输油管线，导致原油泄漏的污

染事件。

通过现场调查，被扰动的区域已恢复植被，集输管线占地因各自所在区域水分条件不同，自然恢复程度有所不同。

根据《内蒙古自治区人民政府关于划分水土流失重点预防区和重点治理区的通告》（内政发〔2016〕44号），呼伦贝尔市为国家级水土流失重点预防区，该区域保护要求为限制或禁止可能造成水土流失的生产建设活动，强化监督管理，有效避免人为造成水土流失。根据调查，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，以避免路基剖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时，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。

根据收集资料，项目采取了以下防沙治沙措施，可有效减小土壤沙化：

①管线敷设时，根据实际管径尽量减少了施工作业面宽度，采取平埋方式进行，以便尽快恢复植被；管道施工结束后，回填开挖的管沟，进行表土回覆、场地清理平整并恢复植被。

②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。

③施工作业避免在大风天施工。

④根据当地实际情况、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。

⑤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。

根据现场调查，植被恢复照片见图 3.1-10~3.1-11。



管线植被恢复



管线植被恢复

图 3.1-10 苏德尔特油田井场管道植被恢复情况



阀组间进站道路



井排路



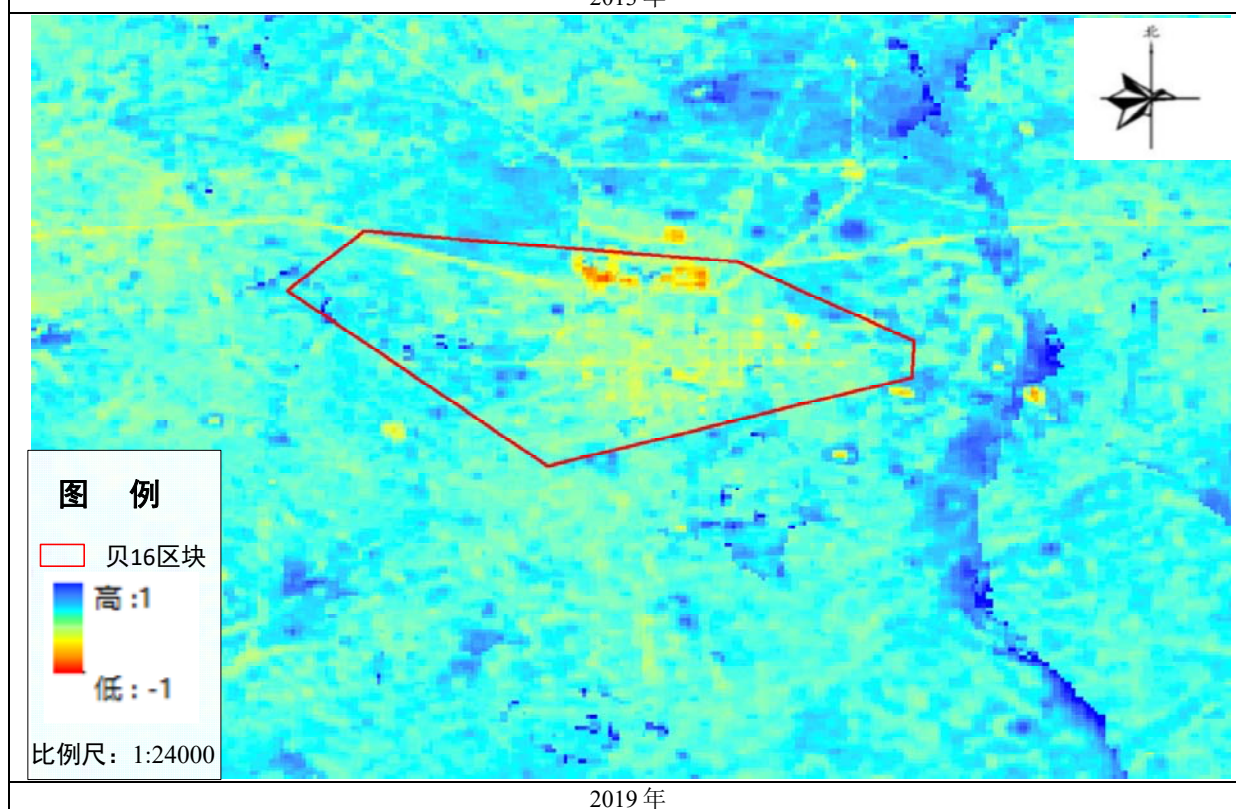
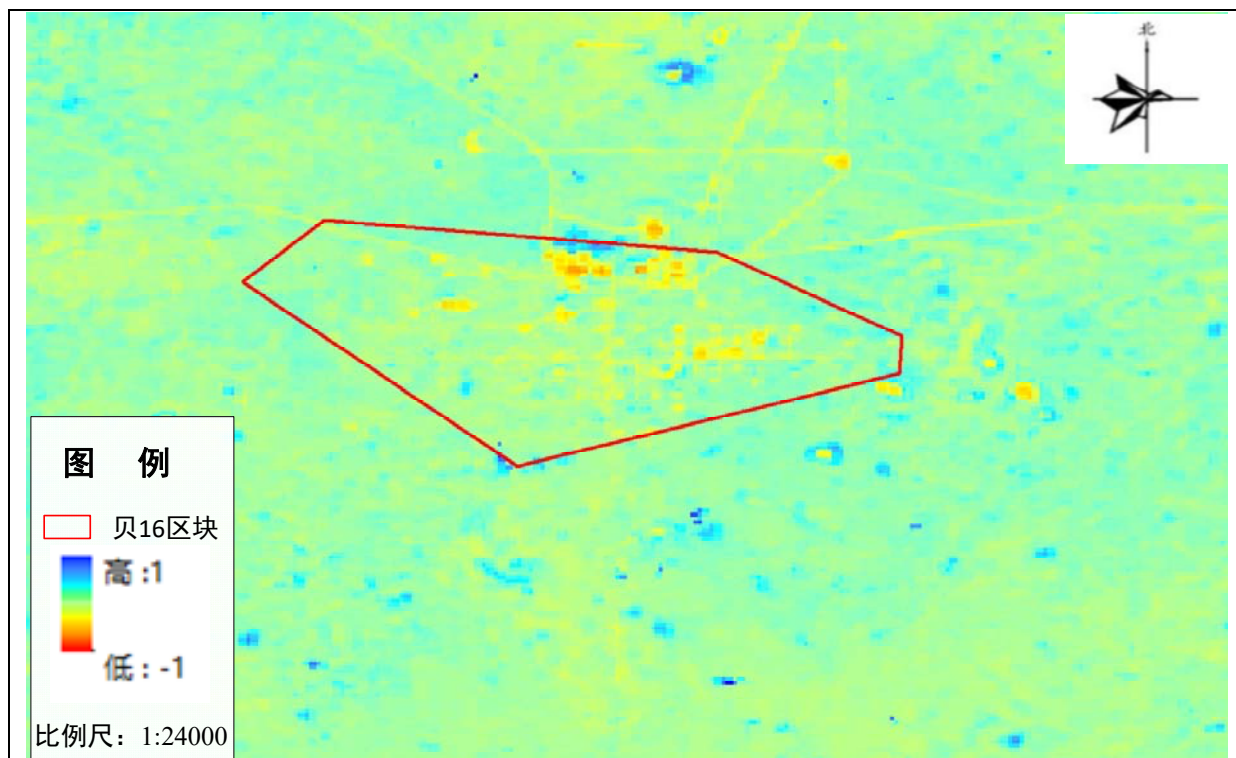
图 3.1-11 油田管线及道路沿线植被恢复情况

贝 16 区块所在区域历年植被覆盖度对比见表 3.1-12 和图 3.1-12。

表 3.1-12 贝 16 区块 2013 年和 2021 年植被覆盖度对比情况一览表

2013 年 8 月			2019 年 8 月			2023 年 8 月		
覆盖度	面积 (km ²)	比例 (%)	覆盖度	面积 (km ²)	比例 (%)	覆盖度	面积 (km ²)	比例 (%)
0~20%	0.002	0.2654	0~20%	0.007	1.11	0~20%	0.013	2.14
20~40%	0.029	4.7525	20~40%	0.020	3.33	20~40%	0.016	2.65
40~60%	0.496	81.3224	40~60%	0.262	42.9565	40~60%	0.226	37.083
60~80%	0.083	13.6583	60~80%	0.320	52.5338	60~80%	0.337	55.1956
>80%	0.000	0	>80%	0.002	0.3378	>80%	0.024	3.912
合计	0.61	100%	合计	0.61	100%	合计	0.61	100%

根据图 3.1-12 和表 3.1-12，现有工程贝 16 区块 0~20%覆盖度比例 2013 年为 0.2654%，2019 年为 1.11%，2023 年为 2.14%，2023 年相比 2013 年增加了 1.8746%；20%~40%覆盖度比例 2013 年为 4.7525%，2019 年为 3.33%，2021 年为 2.65%，2023 年相比 2013 年减少了 2.1025%；40%~60%覆盖度比例 2013 年为 81.3224%，2019 年为 42.9565%，2021 年为 37.083%，2023 年相比 2013 年减少了 44.2394%；60%~80%覆盖度比例 2013 年为 13.6583%，2019 年为 52.5338%，2023 年为 55.1956%，2023 年相比 2013 年增加了 41.5373%；>80%覆盖度比例 2013 年为 0%，2019 年为 0.3378%，2023 年为 3.912%，2023 年相比 2013 年增加了 3.912%。综上所述，现有工程自施工结束至今，对井场及站场周边、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。



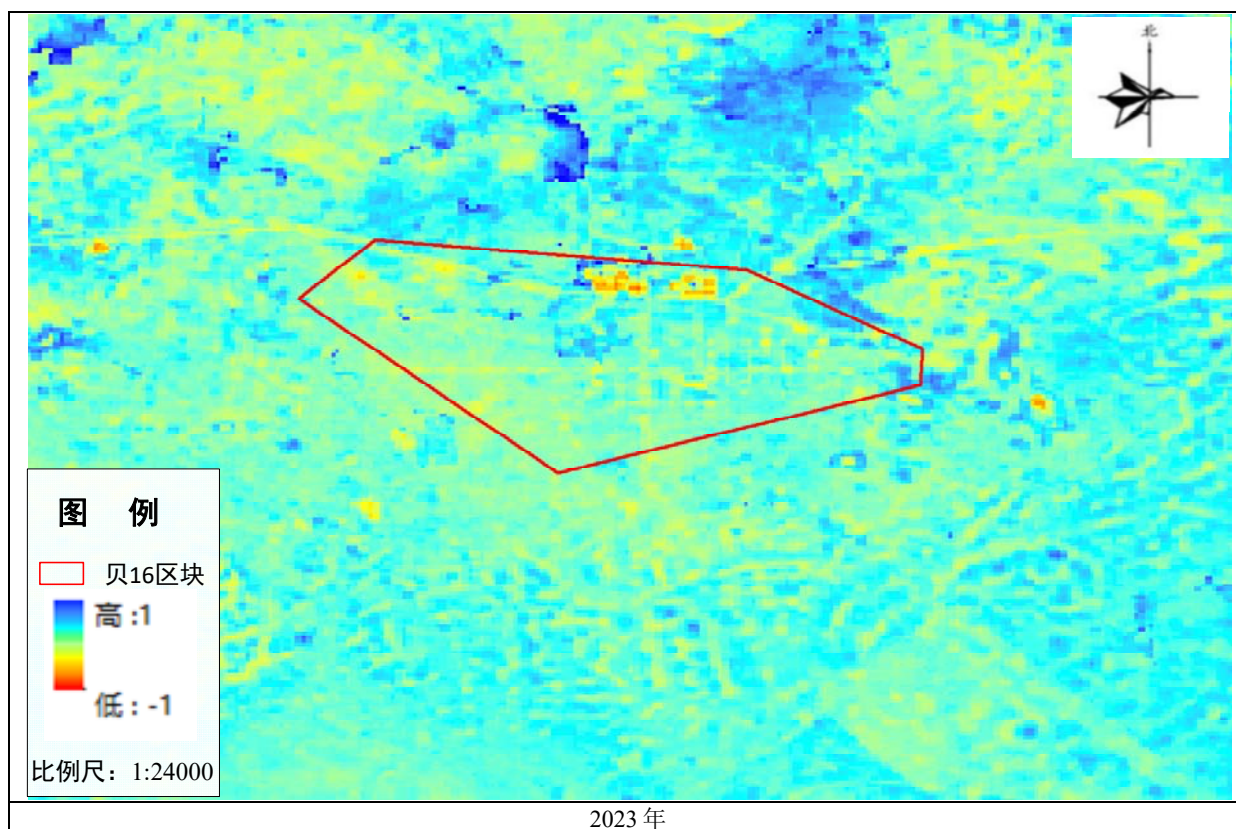


图 3.1-12 贝 16 区块历年植被覆盖度图

3.1.3.4 现有工程地下水回注情况调查

(1) 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。

根据调查，现有区块注水井运行期间参照《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。

(2) 回注层可注性

现有区块注水井回注目的层为兴安岭油层，岩性以中基型火山岩、中基性火山岩夹煤层和中酸性火山岩为主，沉积相为湖泊沉积背景上伴有火山喷发的扇三角洲沉积，平均孔隙度 15.36%，平均空气渗透率 $0.075\mu\text{m}^2$ ，属中孔、特低渗油藏。其岩相特征包括：扇三角洲前缘亚相可进一步划分为：水下分流河道、河道间、河口坝、前缘席状砂及少量浊积等微相，整体构造平缓，兴安岭油层封闭性较好。

①水下分流河道微相：主要分布在水流线上。岩性为砂砾岩、粗砂岩及混杂砂岩等夹薄层泥岩，单层厚 3~8m。颗粒分选差，垂向上呈现下粗上细不完整的正韵律发育，底部常见冲刷，向上突变。发育各种层理类型，常见板状交错层理、斜层理、波状层理及水平层理及小型交错层理。

②河口坝微相：位于分流水道末端，岩性为含砾砂岩到粉细砂岩，厚度 2~3m，具下细上粗的反韵律特征，发育小型交错层理、斜层理及波状层理，本区扇三角洲规模比较小，分支河口坝发育少。

③河道间微相：处于水道间低能环境，岩性主要为薄层粉细砂岩及泥质粉砂岩，含碳屑及植物化石，常见水平层理及微波状层理。

④前缘席状砂微相：分布在扇三角洲前缘亚相的前部，水动力条件明显减弱，岩性为粉细砂岩、泥质粉砂岩和深灰色泥岩不等厚互层，砂层厚度 1~2m，颗粒分选变好，发育正韵律为主，偶见反韵律，发育小型交错层理、斜层理及水平层理。

⑤浊积岩：主要分布在前缘亚相的湖里。岩性以粉细砂岩为主，薄层砂夹于暗色湖相泥之中，垂向上发育典型 BCDE、CDE 序的鲍马序列，并可见重力变形成因构造。

根据大庆油田呼伦贝尔分公司地址工艺研究所出具的《关于苏德尔特油田注入水与地层水配伍性的情况说明》（见附件 11），废水经德二联污水处理站处理后回注兴安岭油层和布达特油层，兴安岭油层和布达特油层封闭性较好，根据配伍性实验，将两种水样按 10:0、9:1、8:2、7:3、6:4、5:5、4:6、3:7、2:8、1:9、0:10 进行混合、摇匀，在烘箱内 50°C 的情况下静置 2 小时，然后抽取水样对其进行分析，纯注入水水样总矿化度小(矿化度为 3243.95mg/L)，随着地层水水样量的增大，总矿化度增大，混合水样的矿化度均高于纯注入水水样总矿化度 3243.95mg/L ，回注水与地层水配伍性较好，回注可行。

根据企业例行监测结果（表 3.2-26），采出液分离的采出水中主要污染物为悬浮

物、石油类，经德二联合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”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。

（3）回注层封闭性

兴安岭油层上隔层为铜钵庙、大磨拐、南屯组地层，整体岩性为砂泥岩、砂砾岩，厚度 1000-2000m 以上，无渗透性。下隔层为布达特地层，地层岩性为浅变质岩，埋深 2300-2500m，隔层厚度 180m，构造平缓，地层连续且稳定，整体渗透性较差。兴安岭油层整体构造平缓，总回流量影响范围内无断层、地表露头或出露点，整体封闭性较好。

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，回注不会对潜水含水层、具有地下水开发利用价值的含水层造成影响。

3.1.3.5 环保督察、处罚、上访情况和整改销号情况

根据调查，现有区块运行多年，工程均履行了相关手续，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。现有工程历年检查、督察、巡视、执法、上访情况详见表 3.1-13。

表 3.1-13 现有工程历年检查、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	销号情况

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	销号情况
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 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。 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 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 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 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>	2022年已整改，完成销号

3.1.4 本项目钻井工程环保措施和效果回顾调查

本项目基建6口油井在《贝尔凹陷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批复（呼环审〔2022〕5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 3.1-14 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。	对永久占地项目已按照规定进行了补偿；施工结束后，对临时占地已全部恢复并平整，未对周边环境造成较大影响。	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。	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，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布等措施。	由于施工所在区域较开阔，利于柴油发电机烟气的稀释扩散；车辆运输产生的扬尘采取在运输过程中对建筑材料加盖遮盖物、对进出的运输道路每天4-5次洒水抑尘，柴油发电机使用质量达标的柴油，现设备均已撤离，未对周边大气环境造成明显影响，无周边居民投诉现象发生。	已落实
3	水环境影响	油田产生的钻井废水拉运至德二联合含油污水处理站处理，油田产生的钻井废	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	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	已落实

		水拉运至德二联合油污水处理站处理。	用作农家，旱厕进行卫生填埋处理。	运至德二联合站含油污水处理站处理满足指标要求后回注油层。	
		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）。	油田产生的钻井废水拉运至德二联合油污水处理站处理，油田产生的钻井废水拉运至德二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。施工期未发生地下水和地表水污染事件。	已落实
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。	选用低噪声设备；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；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。	施工过程选用了低噪声设备，且布局合理，现设备均已撤离，未发生噪声扰民事件。	已落实
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。	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。	废包装袋，废含油防渗布运至呼伦贝尔油田危废暂存库暂存，已委托呼伦贝尔市阿荣旗海蒙科技发展有限公司处理。	
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。	制定突发环境事件应急预案并到当地生态环境部门备案，严格落实各项环境风险应急管理及防范措施，加强环境风险监测和监控力度。	钻井时安装了防喷器，防止井喷事故的发生，使用地下水双层保护套管，针对可能发生的风险事故制定风险防范措施。大庆油田呼伦贝尔分公司贝 28 作业区设有《大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司贝 28 作业区突发环境事件专项应急预案》，该预案已于 2023 年 7 月 6 日在呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎右旗分局备案（备案回执 150727-2023-016-	已落实

				L)；贝 16 作业区设有《大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司贝 16 作业区突发环境事件专项应急预案》，该预案已于 2023 年 7 月 6 日在呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎右旗分局备案（备案回执 150727-2023-015-L）。
--	--	--	--	---

3.1.5 现有工程存在的环境问题及整改措施

(1) 存在问题

①建设单位每年对区域地下水进行了布控监测，但根据现场调查以及现行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）、《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指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）中相关要求，贝 16 区块现有跟踪监测点位置及数量均不满足相关要求，目前还未形成长期稳定的地下水监测网络，未在现有贝 16 区块上游布设背景值监测井，未在区块下游布设污染源监控井。

②贝 16 区块存在部分井场外植被恢复效果较差情况。

③针对危险废物暂存库，未按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求加装废气收集处理设施和排气筒。

(2) 整改措施

①建设单位应建立长期稳定的地下水监测网络，完善监测井的建设、完井、留档等工作，建立地下水环境监测井台账，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，并继续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，在贝 16 区块上游布设 1 口潜水背景值监测井和 1 口承压水背景值监测井，在德二联、德二联压裂返排液处理站、含油污泥暂存池、危险废物暂存库下游各布设 1 口潜水监测井，在德一联生活污水池上游布设 1 口潜水背景值监测井，在德一联生活污水池和贝 16 区块下游布设 1 口潜水污染源监控井和 1 口承压水污染源监控井。

②对于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。同时建设单位下一步需加强土地复垦监管意识，一是组织和协调好各项施工与土地复垦交叉作业情况，尽量避免已复垦的土地再破坏，二是加强与属地牧民的协调，降低牲畜对新生草苗的破坏。

③根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求，针对危险废物暂存库加装废气收集设施、活性炭吸附设施和 15m 排气筒，危废库废气经活性炭吸附装置处理后通过 15m 排气筒排放。

3.2 建设项目概况

3.2.1 项目基本情况

项目名称：苏德尔特油田贝 16 区块兴安岭五油组补充外扩产能建设工程；

建设单位：大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司；

建设性质：改扩建；

建设地点：内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎右旗境内；

投资情况：总投资 3202.1 万元，环保投资 210 万元；

项目占地：永久占地 0.105hm²，临时占地 1.68hm²，总占地 1.785hm²；

项目进度：施工期从 2025 年 5 月至 2025 年 6 月，预计 60 天；预计投产时间 2025 年 7 月。

劳动定员：井场地面建设施工人数 20 人。运营期无新增劳动定员。

开发区块概况：苏德尔特油田位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎右旗贝尔苏木（乡）境内。贝 16 区块位于苏德尔特构造带构造中部，含油层位为兴安岭油层，平均孔隙度 15.36%，平均空气渗透率 0.075μm²，属中孔、特低渗油藏。兴安岭油层纵向上划分为零、I、II、III、IV、V 六个油组。油层物源方向主要来自北部和东部。兴安岭群沉积总体为湖泊~扇三角洲沉积体系，苏德尔特地区主要发育扇三角洲前缘亚相沉积，单井沉积微相模式主要有两种扇前缘亚相水下分支水道模式以砾岩、砂岩和粉砂岩、泥岩组合为主。贝 16 区块共动用地质储量 44.94×10⁴t，主要采用 200×200m 正方形面积井网。截至 2023 年 12 月，贝 16 区块共有油水井 71 口，其中油井 41 口，水井 25 口，退役井 5 口。截至目前动用地质储量 2918.07×10⁴t，动用含油面积 10.24km²。该区块年产油量为 1.2×10⁴t，区块日产油 41t，单井日产油 0.7t，综合含水 55.9%，累产油 42.69×10⁴t。水井平均单井日注水 14m³，累注水 264.39×10⁴m³。。建设内容及规模：

（1）原油集输：基建油井 6 口，建成产能 0.432×10⁴t/a，采用单管环状掺水集油工艺，就近挂接已建集油环，油井产液输送至德一联转油站进行缓冲匀流、加热后，外输至德二联脱水站处理。新建 DN50×3.5 单井集油掺水管道 1.68km。（3）

供配电系统：本项目新增用电由德一变供电，该站已建能力可满足需求，新

建井场变压器 6 台，10kV 线路 0.6km。

(4) 道路系统：新建 3.5m 宽通井路 0.3km。

项目组成及建设内容见表 3.2-1。

表 3.2-1 项目组成及建设内容一览表

工程类别	工程名称	规模及建设内容	备注
主体工程	储层改造工程	压裂 对 6 口油井进行压裂作业，采用“带胶筒的可溶桥塞+暂堵压裂”工艺。作业前井场铺设防渗布，压裂过程使用专用的压裂车进行，其本身携带有压裂泵及压裂液罐，可完成压裂液的注入及回收工作。 每座井场压裂设备配置主要为压裂泵车 11 台、配套仪表车 19 台、混砂车 21 台、移动拼接式蓄水池、自动化配液装置、连续输砂装置以及配套的多种压裂管汇和配套设备。	新建
	油气集输工程	采油工程 本项目共基建 6 口油井。6 口油井采用抽油机采油方式，设 CYJX8-3-37HF 型抽油机 9 台。	新建
	地面工程	地面工程 本项目对新钻 6 口油井建设地面工程，形成 6 座单井井场。采用单管环状掺水集油流程，就近接入挂接已建集油环，新建单井集油掺水管道 1.68km，管道规格为 DN50×3.5 钢管，埋深 3.2m。油井产液通过集油掺水管道输送至德一联转油站进行缓冲匀流、加热后，外输至德二联脱水站处理。	新建
公用工程	给水工程	伴生气 本项目伴生气产量 $6.242 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，集输损耗 $0.03 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，剩余 $6.212 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 伴生气作为德一联和德二联加热炉燃料消耗。	新建
		施工期 施工期管线试压等生产用水由水罐车运送，生活用水采用桶装水。	新建
	排水工程	运营期 清防蜡用水和油井作业用水由水罐车运送；无新增劳动定员，无新增生活用水。	新建
		施工期 施工人员生活污水排入临时设置的玻璃钢化粪池内，拉运至德一联生活污水处理装置处理后排入站外暂存池，不外排。 管线试压废水由罐车拉运至德二联污水站处理后回注，不外排。 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含油污水处理站达标后回注现役油层，不外排。	新建 依托
	运营期 油井采出液分离出的含油污水、作业废水经德二联含油污水处理站处理达标后回注现役油层。	依托	
	供电工程 本项目新增用电负荷 45kW，由德一联变电站供电，该站已建能力可满足新增能力需求，新建 10kV 供电支线 0.6km，新建井场变压器 6 台。	新建	
	清防蜡 热洗车由建设单位内部调配，采用高压蒸汽热洗方式，平均单口油井热洗周期为 1 次/100d，用水量为 40m ³ 。	新建	
	道路工程 新建 3.5m 宽通井路 0.3km。	新建	
	数字化工程 对 6 口油井进行数字化建设，每座井场设置 1 套 Zigbee 智能综合电参采集控制器，实现现场仪表数据及综合电参数据、远程启停井控制功能，并依托公网 4G 实现数字化采集及上传至生产管理中心。	新建	
	依托工程	德一联 德一联建于 2004 年，目前辖集油阀组间 7 座、油井 177 口。根据调查，进入德一联的原油经站内三相分离器进行油气分离后，含水油输送至德二联脱水站进行脱水处理，德二联脱水站产生的含油污水进入德二联含油污水处理站进行处理，伴生气用于加热炉自耗。德一联采用高效三相分离器处理工艺处理产液，共有 3 台三相分离器，总处理能力 3750t/d。截至 2024 年 9 月日均处理液量为 1250t/d，负荷率为 33.3%。 本次新增 6 口油井产液经德一联处理，新井投产后新增处理液量 3.7t/d，新增本项目产能（3.7t/d×6 口井）与同期建设苏德尔特油田贝 14 区块兴安岭油层补充加密产能建设工程产能（产液 6.6t/d）后德二联合站的负荷率为 34.1%，能够满足依托需求。	依托
德二联脱水站 德二联建于 2005 年，目前辖集油阀组间 17 座、油井 353 口。采用高效三相分离器热化学脱水工艺，共建有高效三相分离器 3 台，设计脱水能力是 6400t/d，其中 2 台处理本站液量，1 台处理呼一联、德一联、贝 16 转、贝中来液。截至 2024 年 9 月统计数据，实际脱水能力为 5088t/d，负荷率为 79.5%。 新增本项目产能与同期建设苏德尔特油田贝 14 区块兴安岭油层补充加密产		依托	

			能建设工程产能（产液 39.7t/d）后德二联合站的负荷率为 80.5%，能够满足依托需求。		
		德二联合油污水处理站	德二联合油污水处理站建于 2005 年，主要负责接收并处理贝区 5 座站（德二联、德一联、呼一联、贝中一转油站）全部或部分含油污水，同时接收压裂返排液处理站处理后的污水。采用“除油缓冲罐→SSF 净化机→单阀滤罐”水驱深度污水处理工艺，设计处理能力 1400m ³ /d，根据呼伦贝尔分公司 2024 年 9 月的统计数据，实际处理量 1050m ³ /d，负荷率 75%。 本项目日最大含油污水量为 7.83m ³ /d（2350t/a），新增本项目含油污水量与同期建设苏德尔特油田贝 14 区块兴安岭油层补充加密产能建设工程含油污水量（9.33m ³ /d）后德二联合油污水处理站的负荷为 76.23%。	依托	
		压裂返排液站	压裂返排液处理站于 2007 年投产，设计处理能力 820m ³ /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 ³ 卸液池 1 座，3000m ³ 废液池 4 座，5000m ³ 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 420m ³ ，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，液相进入德二联合油污水处理站处理达标后回注现役油层，不外排。因此，压裂返排液处理站和废液池能够满足本项目需求，依托可行。	依托	
		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 ³ ，防渗系数满足要求（1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s）。贝 28 作业区含油污泥暂存池于 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 ³ 。本项目落地油产生量为 0.3t/3a，含油污泥产生量为 0.13t/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，含油污泥暂存池能够满足本项目需求，依托可行。	依托	
		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 ² ，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%。 本项目废含油防渗布产生量为 0.03t/3a，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。	依托	
环保工程	废气	施工期	施工扬尘	对易起尘的临时土方等加盖苫布，加强施工管理，降低施工扬尘对周围环境产生的影响。	新建
			焊接烟气	焊接过程中会产生少量焊接烟气，焊接烟气成分主要为 CO、CO ₂ 、O ₃ 、NO _x 、CH ₄ 等，由于项目焊接工程量较小，产生的焊接烟气量较小。	新建
			车辆尾气	油田开发时各类运输车辆排放的尾气会对沿线大气环境造成一定污染，但项目位于草原，污染物扩散快。	新建
	运营期	非甲烷总烃	油田采出液经密闭管道输送至德一联和德二联脱水站处理，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，减少烃类气体挥发。	新建	
		燃烧烟气	运营期依托德一联和德二联加热装置采用清洁能源天然气和原油，产生的燃烧废气经排气筒排放。	依托	
废水	施工期	试压废水	新建管道进行试压作业，产生试压废水，由罐车拉运德二联合油污水处理站处理后回注。	依托	
		压裂返排液	本项目新钻 6 口油井进行压裂作业，产生压裂返排液由罐车拉运至压裂返排液站处理，分离出的污水输至德二联合油污水处理站达标后回注现役油层，不外排。	依托	

	运营期	施工人员生活污水	排入临时设置的玻璃钢化粪池内，拉运至德一联生活污水处理装置处理后排入站外暂存池，不外排。	新建
		清防蜡废水	本项目6口油井采用高压蒸汽热洗方式清防蜡，会产生清防蜡废水，进入集油系统，不外排。	依托
		作业废水、含油污水	油井作业废水、产液分离出的含油污水经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，回注现役油层。	依托
噪声	施工期	选用低噪声设备；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。	新建	
	运营期	定期对油井进行巡检，发现异常响动及时处理；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态；依托场站无新增设备，现有机泵均安装在室内，并且设置减震基础、隔声门窗等。	依托	
固体废物	施工期	焊渣	拉运至城建部门指定的建筑垃圾排放点。	依托
		生活垃圾	施工人员产生的生活垃圾统一收集送附近垃圾点，拉运至新巴尔虎左旗阿镇生活垃圾处理厂。	依托
	运营期	落地油及含油污泥	油井作业产生的落地油、依托场站产生的油泥（砂），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。	依托
		废含油防渗布	油井作业产生的废含油防渗布属于危险废物，暂存于贝28作业区危废暂存库，委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司进行处理。	依托
地下水防渗措施			<p>①集油管道防渗措施：地下集油管道属于重点防渗区，采用无缝钢管；管道设计壁厚的腐蚀余量2mm或采用管道内防腐；特殊地段管道的外防腐等级应采用特加强级；管道的连接方式应采用焊接；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；提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响，进一步防止污染地下水。</p> <p>②化粪池采用玻璃钢结构化粪池，渗透系数K为$1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中一般防渗区要求：等效黏土防渗层$M_b \geq 1.5\text{m}$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$。</p> <p>③井场地面为简单防渗区，采取地面平整夯实等措施进行简单防渗，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中关于简单防渗区的技术要求。</p>	新建
跟踪监测	地下水环境	共布设9口监测井，其中在贝16区块上游布设1口潜水背景值监测井和1口承压水背景值监测井，在德二联、德二联压裂返排液处理站、含油污泥暂存池、危险废物暂存库下游各布设1口潜水监测井，在德一联生活污水池上游布设1口潜水背景值监测井，在德一联生活污水池和贝16区块下游布设1口潜水污染源监测井和1口承压水污染源监测井，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_{Mn} 法，以 O_2 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。	新建	
	土壤	德112-233井场永久占地范围内、德二联罐区未硬化地面、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、德一联罐区未硬化地面、德112-233井场永久占地范围外30m、德二联永久占地外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和德一联永久占地外50m，共设置12个监测点位，每年对监测点位进行1次监测，占地范围内监测因子为pH、石油类、石油烃（ $\text{C}_6\text{-C}_9$ ）、石油烃（ $\text{C}_{10}\text{-C}_{40}$ ）、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，占地范围外监测因子为pH、石油类、石油烃（ $\text{C}_6\text{-C}_9$ ）、石油烃（ $\text{C}_{10}\text{-C}_{40}$ ）、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	

生态治理	永久占地	对道路 0.105hm ² 永久占地按照相关规定进行经济补偿。 本项目井场永久占地和临时占地已在《贝尔凹陷 2023-2025 年油藏钻井工程环境影响报告书》（批复文号：呼环审〔2022〕5 号）中核算，井场永久占地面积 0.72hm ² ，压裂作业不新增占地。本项目不再计算井场用地。	/
	临时占地	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。临时占地约 1.68hm ² ，在施工结束后，通过散播草籽等措施恢复原有地表形态。	/

3.2.2 工程方案

3.2.2.1 井位部署

项目井位分布详见表 3.2-2，典型井场布置示意图见图 3.2-1。

表 3.2-2 项目井位分布表

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	德 102-232	20523242.1	5319815.3	采油井	牧草地
2	独立井	德 111-236	20523647.0	5320684.1	采油井	牧草地
3	独立井	德 112-233	20523392.1	5320749.7	采油井	牧草地
4	独立井	德 109-237	20523716.5	5320486.2	采油井	牧草地
5	独立井	德 105-234	20523515.9	5320061.5	采油井	牧草地
6	独立井	德 101-229	20522999.1	5319698.5	采油井	牧草地

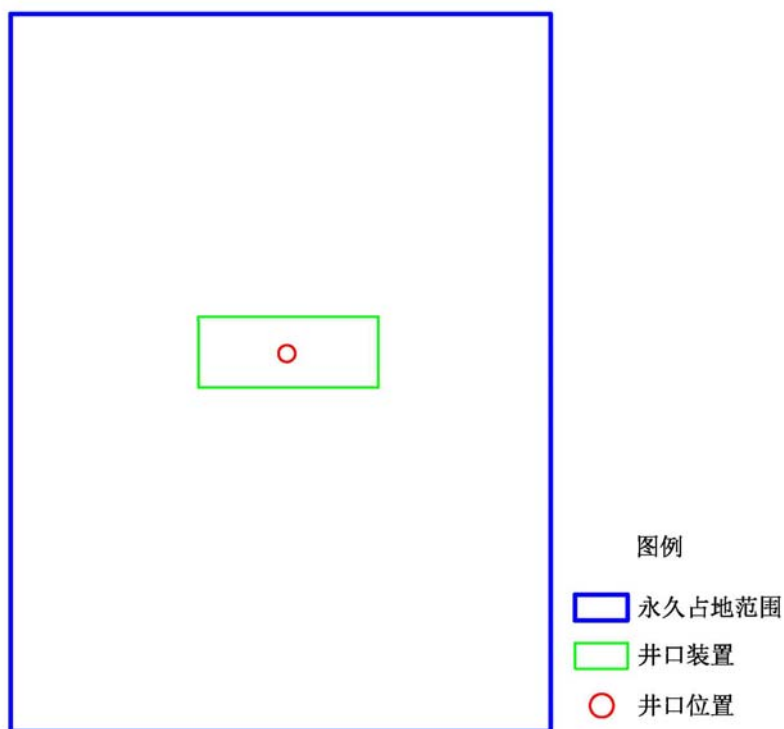


图 3.2-1 典型井场平面布置示意图

3.2.2.2 开发指标预测

苏德尔特油田贝 16 区块计划基建油井 6 口。新井初期平均单井日产油 2.40t，设计产能 0.432×10⁴t。本项目开发指标预测见表 3.2-3，原油及产出水性质见表 3.2-4~表 3.2-

5. 根据建设单位提供的同区域油气组分表，伴生气中不含 H₂S（油气组分分析见附件 12），伴生气组分见表 3.2-6。

表 3.2-3 井区新设计井开发指标预测表

区块名称	贝 16 井区	时间(年)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		采油井(口)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
		平均单井产油量(t/d)	2.40	1.96	1.66	1.42	1.22	1.05	0.98	0.94	0.91	0.91
		平均单井产液量(t/d)	3.7	3.4	2.9	2.6	2.3	2.1	1.9	1.8	1.8	1.8
		年产油量(10 ⁴ t/a)	0.432	0.354	0.298	0.255	0.220	0.190	0.176	0.169	0.163	0.163
		年产液量(10 ⁴ t/a)	0.67	0.432	0.52	0.47	0.41	0.38	0.34	0.32	0.32	0.32
		综合含水(%)	35.1	42.2	42.9	45.5	46.9	49.7	48.5	47.8	49.7	49.7

表 3.2-4 苏德尔特油田兴安岭油层原油物性表

层位	密度 g/cm ³	油层中部深度 (m)	建成能力 (10 ⁴ t/a)	空气渗透率 (μm ²)	气油比 (m ³ /t)	粘度 (mPa·s)	凝固点 (°C)
兴安岭	0.84	1700	0.432	0.075	28.9	7.2	25.0

表 3.2-5 苏德尔特油田兴安岭油层产出水性质表

层位	总矿化度 (mg/L)	pH 值	氯离子 CL(mg/L)	水型
兴安岭	5083.7	8.7	314	NaHCO ₃

表 3.2-6 苏德尔特油田兴安岭油层伴生气性质一览表

组分	C1	C2	C3	C4	C5	C6	H ₂ S	CO ₂	O ₂	N ₂	密度 (kg/m ³)
比例(%)	65.360	9.581	11.256	6.645	0.795	0.856	0	0.164	0	5.343	0.7256

3.2.3 地面工程

3.2.3.1 采油工程

(1) 采油方式

本次基建 6 口油井全部采用抽油机采油方式，油井机型统计见表 3.2-7。

表 3.2-7 油井机型及配电装置统计表

序号	机型	配套驱动装置 (型号、功率)	数量 (台)
1	CYJX8-3-37HF	380V、19kW 单速单功率电机+380V、22kW 不停机间抽	6

(2) 油井清防蜡方式

本区块油井清防蜡技术采用高压蒸汽热洗方式。热洗车由建设单位内部调配，采用高压蒸汽热洗方式，平均单口油井热洗周期为 1 次/100d，用水量为 40m³。

3.2.3.3 原油集输工程

本项目新建油井采用单管环状掺水集油流程，就近接入挂接已建集油环，油井产液通过集油掺水管道输送至德一联转油站进行缓冲匀流、加热后，外输至德二联脱水站处理。

本项目集油系统新建 DN50×3.5 集油掺水管道 1.68km。集输管线示意图见图 3.2-2 和图 3.2-3。

表 3.2-8 油井集输一览表

序号	起点-终点	集油管线长度 (m)	掺水管线长度 (m)	集油阀组间	转油站	联合站
1	德 112-233 至已建德 114-234	150	150	3号集油间	德一联合站	德二联合站
2	德 111-236 至已建德 110-235	140	140	3号集油间	德一联合站	德二联合站
3	德 109-237 至已建德 108-235	160	160	3号集油间	德一联合站	德二联合站
4	德 105-234 至德 106-235	160	160	3号集油间	德一联合站	德二联合站
5	德 101-229 至已建德 102-228	100	0	2号集油间	德一联合站	德二联合站
6	德 101-229 至德 102-232	200	0	2号集油间	德一联合站	德二联合站
7	德 102-232 至已建德 102-230	160	0	2号集油间	德一联合站	德二联合站
合计		1680		/	/	/

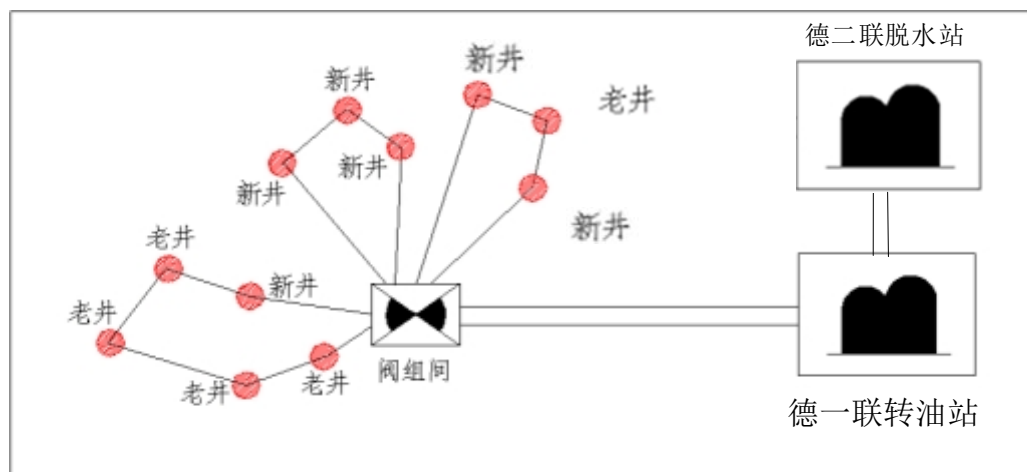


图 3.2-2 单管环状集油工艺流程图

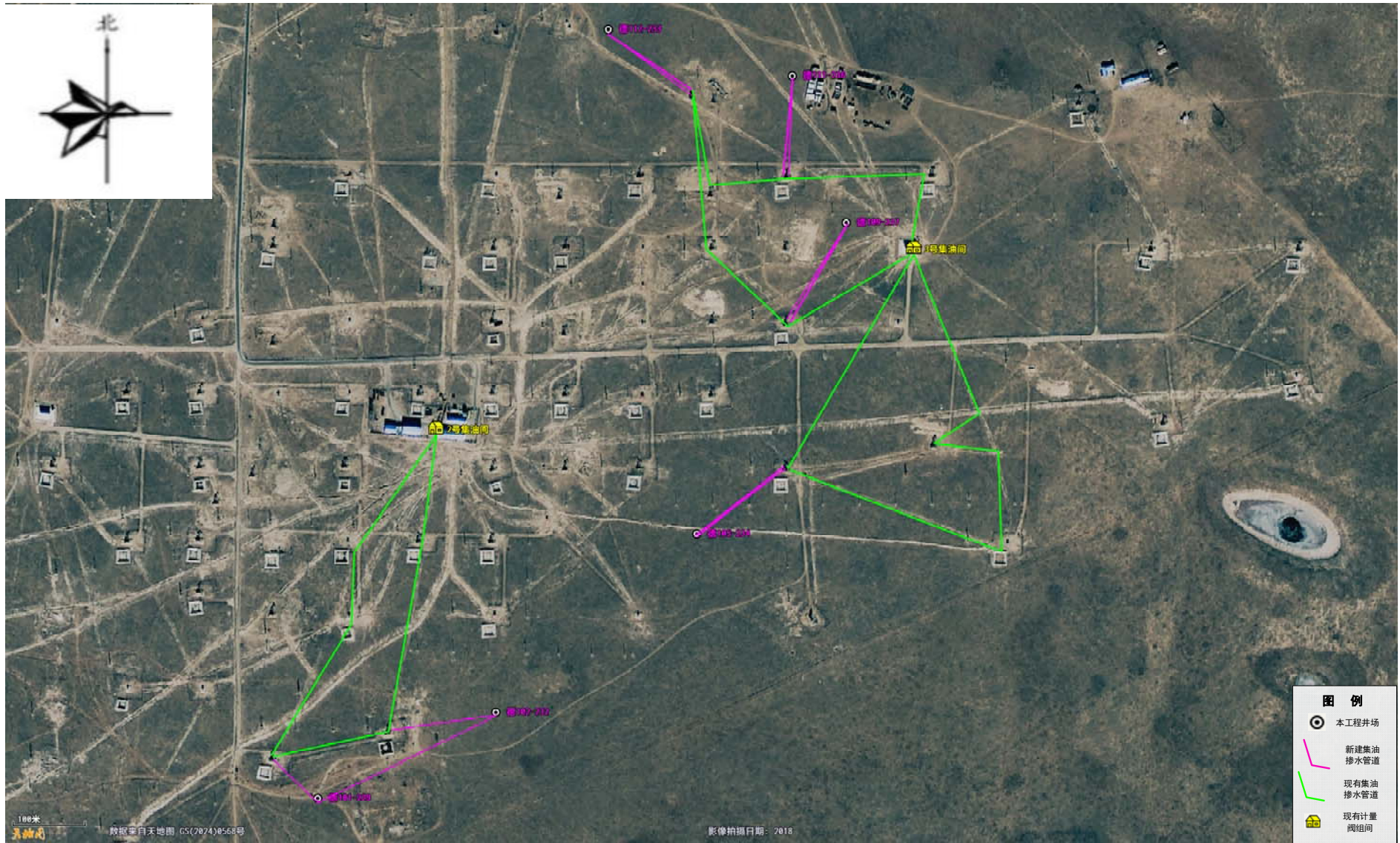


图 3.2-3 集油掺水管道示意图

3.2.3.6 道路工程

本项目共需建设 3.5m 宽的通井路 0.3km，路面结构为土路。

3.2.3.7 伴生气集输及回收利用

为提高伴生气收集利用率，减少开采过程中的无组织排放，本项目伴生气回收利用遵照以下原则：

(1) 井场采油井口安装定压阀回收套管气；

(2) 依托站场气液分离装置分出的伴生气优先用于站场内部燃料用气，富余伴生气管输至下游站场作为燃料进一步利用。

根据设计方案，本项目伴生气产量 $6.242 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，集输损耗 $0.03 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，剩余 $6.212 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 伴生气作为德一联和德二联加热炉燃料消耗。

3.2.4 公用工程

3.2.4.1 给排水工程

施工期用水主要为施工人员生活用水、压裂液配制用水和管线试压用水。生活用水采用桶装水，压裂液配制用水和管线试压用水由水罐车运送。施工期废水主要为施工人员生活污水、管线试压废水、压裂返排液。

运营期用水主要为油井作业用水和清防蜡用水，由水罐车运送。运营期废水主要为油井清防蜡废水、油井作业废水、井场采出液分离出的含油污水。

(1) 施工期

①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 40L/人·d 计，则施工期生活用水量 48t。生活污水按用水量的 80%计算，生活污水产生量为 38.4t。生活污水排入临时设置的玻璃钢化粪池内，拉运至德一联生活污水处理装置处理后排入站外暂存池，不外排。

②本项目新建 DN50×3.5 集油掺水管道 1.68km，新建管道要进行试压作业，根据管道长度与管径计算得到试压用水量为 3.297m^3 。

试压废水按用水量的 95%计算，则试压废水产生量为 3.132m^3 ，由罐车拉运至德二联含油污水深度处理站处理达标后回注现役油层，不外排。

③本项目 6 口油井采用射孔后压裂方式完井，需进行压裂作业，压裂液平均使用量为 $100 \text{m}^3/\text{口}$ ，共计使用压裂液 600m^3 ，压裂液含水率约 90%，压裂液配置用水约 540m^3 。

根据大庆油田多年施工经验，单井压裂返排液产生量约 50~70 m^3 ，本次单井按最

大产生量计，则压裂返排液产生量为 420m³，压裂返排液含水率约 90%，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含油污水处理站达标后回注现役油层，不外排。

(2) 运营期

①本项目 6 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 40m³，则最大热洗用水量为 876m³/a，热洗废水直接进入集输系统，不外排。

②油井作业周期约为 1 次/3 年，油井作业用水量约为 5m³/井·次，作业废水产生量约为 4m³/井·次，则本项目 6 口油井作业用水量为 30m³/3a，共产生作业废水约 24m³/3a。作业废水由罐车拉运至德二联含油污水处理站处理后回注现役油层，不外排。

③根据项目产能开发预测指标，项目投产第 1 年含油污水产生量最大，因此，本次评价按第 1 年含油污水计算，含油污水最大量为 2350t/a，经德二联含油污水站处理达标后回注现役油层，不外排。

根据《大庆油田呼伦贝尔分公司苏德尔特油田水平衡测试报告书》，区域地下水资源量 45974.62 万 m³/a，地下水资源可开采量 7524.94 万 m³/a，目前取水量为 129.51 万 m³/a，本项目施工期用水量 591.297m³，运行期年用水量 876m³/a。

项目施工期水平衡图见图 3.2-4，运营期水平衡图见图 3.2-5。

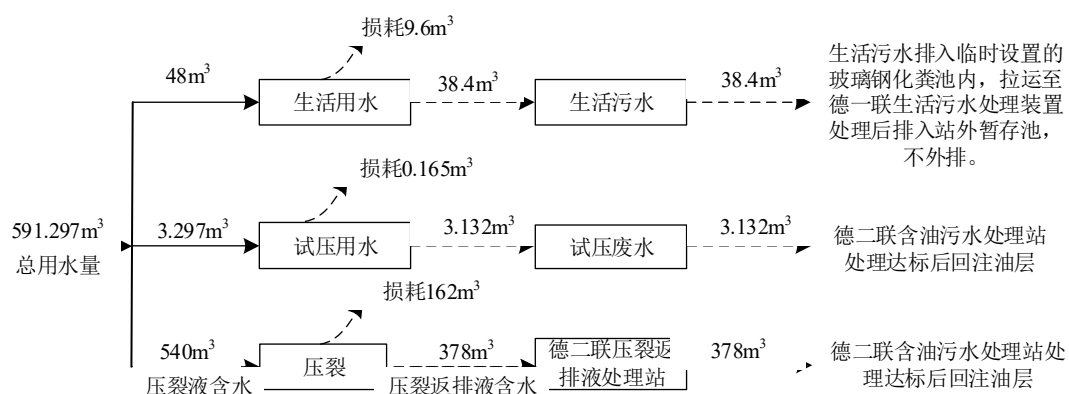


图 3.2-4 施工期水平衡图

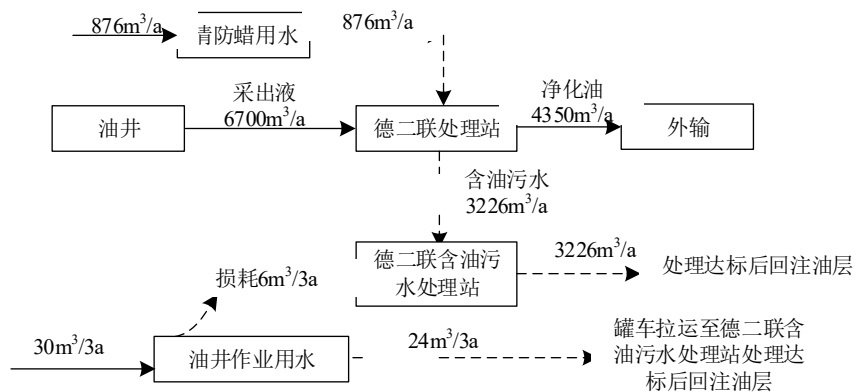


图 3.2-5 运营期水平衡图

3.2.4.2 供配电工程

本项目新增用电负荷 45kW，德一变电所可以满足新增负荷需求。本次新建柱上变电站 6 座，新建 10kV 配电线路 0.6km。

表 3.2-9 供配电系统工程量

序号	工程内容	单位	数量
1	柱上变压器	台	6
2	10kV 配电线路	km	0.6

3.2.5 工程占地及土石方平衡

3.2.5.1 工程占地

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，其中永久占地为道路占地，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。

集油掺水管线临时占地作业面宽度为 10m；道路占地面积按道路长度×路基宽度计算，路基宽 3.5m。其中井场永久占地和临时占地已在《贝尔凹陷 2023-2025 年油藏钻井工程环境影响报告书》（批复文号：呼环审〔2022〕5 号）中核算，井场永久占地面积 0.72hm²，压裂作业不新增占地。本项目不再计算井场用地。

本项目共占地 1.785hm²，其中永久占地 0.105hm²，临时占地 1.68hm²。本项目占地类型均为基本草原，项目占地情况详见表 3.2-10。

表 3.2-10 项目占地情况 单位 hm²

序号	建设项目	永久占地	临时占地
		草地（基本草原）	草地（基本草原）
1	管道工程	/	1.68
2	道路工程	0.105	/
小计		0.105	1.68

总计	1.785
----	-------

3.2.5.2 表土剥离方案

工程管线和道路临时占地及永久占地共计 1.785hm²，剥离厚度为 30cm，共计剥离量为 5355m³。采用分层开挖，分层堆放，剥离的表土堆放在井场临时占地范围内，土堆表面覆盖苫布，并在施工场地周边设临时施工围堰和临时排水沟，防止水土流失。施工结束后分层回填，开挖土方均原地回填，并及时恢复地表植被。

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，本项目土石方平衡见表 3.2-11。

3.2-11 本项目土石方平衡表 单位：m³

序号	类别	挖方量	填方量	借方量	土地整治、周边草地植被恢复	弃方量	备注
1	道路	315	525	525	315	0	外购垫土。道路垫高 0.5m，表土剥离高度约 0.3m，剥离的表土匀给周边草地，用于植被恢复
2	管线	53760	53760	0	0	0	挖填平衡，管沟深度按 3.2m，宽度为 1m 计（表土剥离高度 30cm，表土剥离量 5040m ³ ）
合计		54075	54285	525	315	0	/

3.2.6 依托工程

3.2.6.1 依托场站环保手续

本项目依托场站主要为德二联、德一联、德二联压裂返排液站、含油污泥暂存池、危险废物暂存库，依托场站环保手续情况见表 3.2-12 及附件 7，本项目与依托场站位置关系见图 3.1-1。

表 3.2-12 项目依托场站环保手续一览表

序号	已建区域及场站	项目名称	环评批复	验收批复
1	德一联合站	大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司苏德尔特油田产能建设工程	内环审（2007）87号	内环验（2011）60号
2	德二联合站			
3	贝 28 作业区油泥暂存池	呼伦贝尔油田固废处理站工程（开发建设环境治理工程）	内环审（2012）136号	2021年8月完成自主验收
4	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
5	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

3.2.6.2 依托场站可行性分析

(1) 德一联合站

德一联建于 2004 年，目前辖集油阀组间 7 座、油井 177 口。根据调查，进入德一联的原油经站内三相分离器进行油气分离后，含水油输送至德二联脱水站进行脱水处理，德二联脱水站产生的含油污水进入德二联含油污水处理站进行处理，伴生气用于加热炉自耗。德一联采用高效三相分离器处理工艺处理产液，共有 3 台三相分离器，总处理能力 3750t/d。截至 2024 年 9 月日均处理液量为 1250t/d，负荷率为 33.3%。德一联相关情况介绍见 3.1.1.3 章节。

增本项目产能（3.7t/d×6 口井）与同期建设苏德尔特油田贝 14 区块兴安岭油层补充加密产能建设工程产能（产液 6.6t/d）后德二联合站的负荷率为 34.1%，能够满足依托需求。

(2) 德二联脱水站

德二联脱水站建于 2005 年，采用高效三相分离器处理工艺处理净化原油，3 台高效三相分离器，总处理能力 6400t/d。截至 2024 年 9 月统计数据，实际脱水能力为 5088t/d，负荷率为 79.5%。德二联脱水站接收本站外阀组间、贝中转油站、德一联、呼一联及贝 16 转油站来液，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外输泵增压、外输炉加热后外输至苏一联，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掺水阀组。

德二联脱水站主要设备见表 3.2-13，工艺流程图见图 3.2-6，德二联平面布置见图 3.2-7，现场照片见图 3.2-8。

表 3.2-13 德二联主要设备一览表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	HXS3.6×17.8-0.6 高效三相分离器	台	2	单台 2200t/d
2	HBP-WS3600×16000-0.8-1 高效三相分离器	台	1	单台 2000t/d
3	VH2000-SY/2.5-YQ-05 掺水炉（2.0MW）	台	2	
4	VH2000-SY/2.5-Q-II-05 掺水炉（2.5MW）	台	1	
5	TLCXL-2000 采暖炉（2.0MW）	台	3	
6	XCYT-1500/6.3 外输炉（1.8MW）	台	3	

7	2000m ³ 含水油事故罐	座	2	
8	1000m ³ 含水油事故罐	座	2	
9	1000m ³ 污水沉降罐	座	1	
10	700m ³ 污水净化水罐	座	1	
11	1000m ³ 净化水罐	座	2	
12	200m ³ 除油缓冲罐	座	1	
13	500m ³ 回收水罐	座	1	
14	300m ³ 缓冲水罐	座	2	
15	60m ³ 污水净化罐	座	1	
16	40m ³ 卸油罐	座 <td 2		
17	SSF 装置	座	2	共 1400m ³ /d

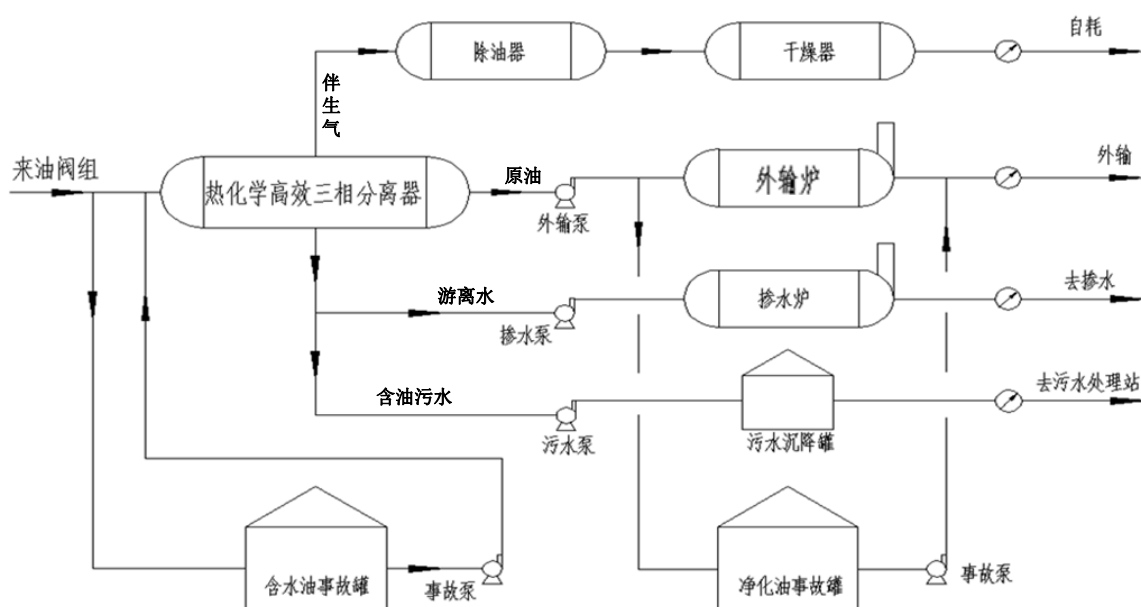


图 3.2-6 德二联工艺流程图

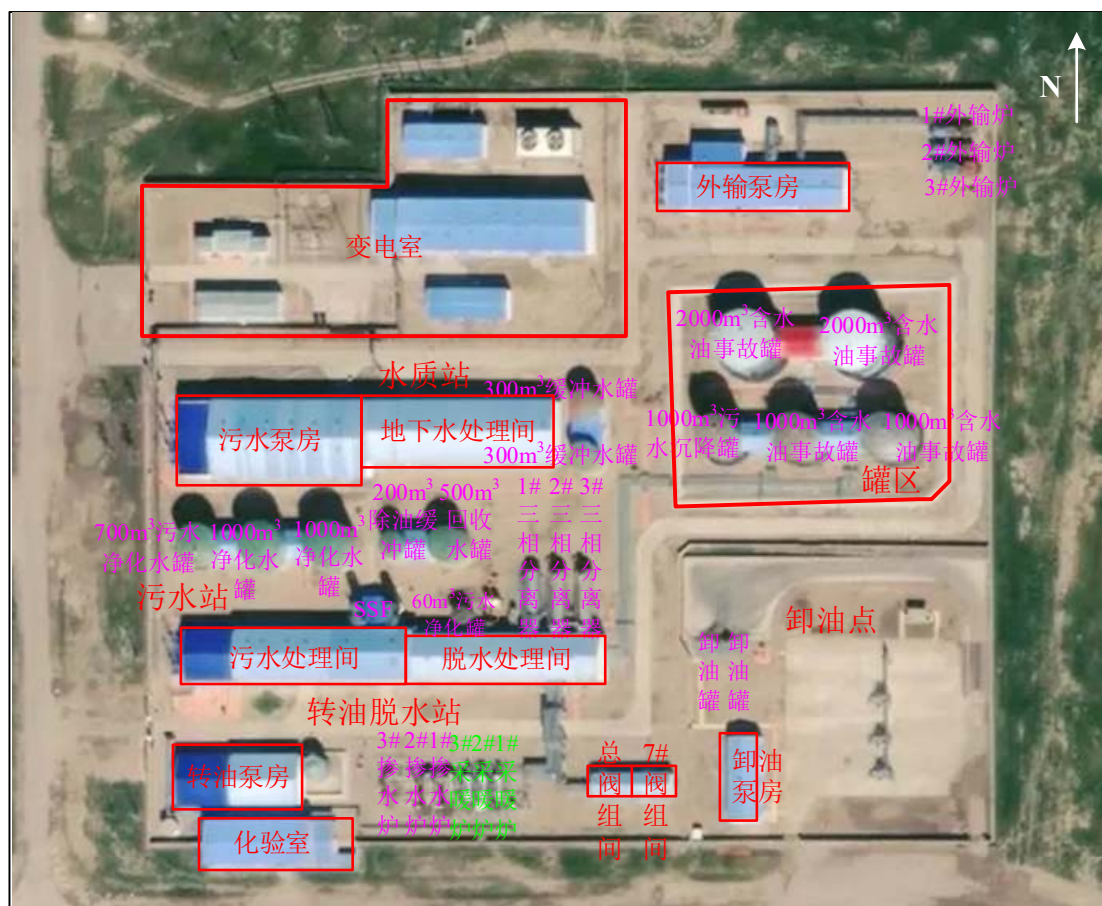


图 3.2-7 德二联平面布置图



掺水炉



采暖炉



三相分离器



三相分离器



图 3.2-8 德二联转油脱水站现状照片

新增本项目产能与同期建设苏德尔特油田贝14区块兴安岭油层补充加密产能建设工程产能（产液 39.7t/d）后德二联合站脱水站的负荷率为 80.5%，能够满足依托需求。

（3）德二联合油污水处理站

德二联合油污水处理站建于2005年，该站设计规模为1400m³/d，根据呼伦贝尔分公司2024年9月的统计数据，实际处理量1050m³/d，负荷率75%。该站采用“除油缓冲罐→SSF净化机→单阀滤罐”水驱深度污水处理工艺，出水水质满足“含油量≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L”标准。

德二联污水站主要负责接收并处理本站、贝16转油站、德一联、贝中一转油站的含油污水。同时接收经贝28压裂返排液处理站处理后的污水。德二联含油污水处理站主要设备情况见表3.2-14，德二联含油污水处理站现状照片见图3.2-9。

表 3.2-14 德二联含油污水站主要设备表

序号	设备名称	规格型号	单位	数量
一	加药间			
1	排泥泵	30m ³ /h 22m 5.5kW	台	1
2	排泥泵	30m ³ /h 22m 5.5kW	台	1
3	收油泵	10m ³ /h 30m 3kW	台	2
4	污水回收装置	HNWY(I)0.5 2.2kW, Φ0.8×1.5m	套	1
5	助凝剂加药装置	237L/h 100m 0.55kW (加药泵)	套	2
6	净水剂加药装置	315L/h 50m 0.25kW (加药泵)	套	1
7	净水剂加药装置	50L/h 100m 0.25kW (加药泵)	套	1
8	杀菌剂加药装置	315L/h 50m 0.25kW (加药泵)	套	1
9	絮凝剂加药装置	334L/h 100m 0.55kW (加药泵)	套	1
二	除油缓冲罐 阀室			
10	排泥泵	30m ³ /h 22m 5.5kW	台	1
11	200m ³ 除油缓冲罐	Φ6.55×7.265m	座	1
三	污水泵房及污泥处理间			
(一)	污水处理部分			
12	污水回收装置	HNWY(II)1.5 2.2kW	套	1
13	污水升压泵	60m ³ /h 40m 11kW	台	3
14	污水回收装置	HNWY(II)1.5 2.2kW, Φ0.8×1.5m	套	1
15	污水提升泵	70m ³ /h 32m 15kW	台	2
(二)	污泥处理部分			
16	储泥罐 (原双精细滤罐)	Φ2.0×4.4m	座	3
17	自动式污泥脱水机	OTCDL202, 2m ³ /h	座	1
18	污泥提升泵 (螺杆泵)	2m ³ /h 60m 1.5kW	台	2
19	滤液排放泵 (卧式离心泵)	2.2m ³ /h 20.5m 1.1kW	台	1
(三)	压裂站配套			
20	清水泵	12.5m ³ /h 20m 1.5kW	台	1
四	SSF 处理间			
21	SSF 净化器	SSF-30B, 20m ³ /h, Φ2.7×8.2m	座	2
22	SSF 单阀滤罐	LG-30, 20m ³ /h, Φ2.7×5.0m	座	2
23	60m ³ 净化污水缓冲罐	Φ4.32×5.717m	座	1
24	污水回收装置	15m ³ /h 30m 4kW, Φ2×2m	套	1
五	净化水罐区			
25	700m ³ 净化污水罐	Φ10.2×9.425m	座	1
六	地下水处理间			
26	污水外输泵	100m ³ /h 80m 37kW	台	2
27	污水外输泵	15m ³ /h 60m 11kW	台	1
28	污水外输泵	25m ³ /h 60m 11kW	台	1



图 3.2-9 德二联含油污水处理站现状照片

本项目日最大含油污水量为 $7.83\text{m}^3/\text{d}$ ($2350\text{t}/\text{a}$)，新增本项目含油污水量与同期建设苏德尔特油田贝 14 区块兴安岭油层补充加密产能建设工程含油污水量 ($9.33\text{m}^3/\text{d}$) 后德二联含油污水处理站的负荷为 76.23%。

(4) 德二联压裂返排液站

压裂返排液处理站于 2007 年投产，设计处理能力 $820\text{m}^3/\text{d}$ ，主要工艺流程为：除油缓冲罐→SSF 净化机→单阀滤罐，压裂返排液处理站的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推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2022) 限值要求“含油量 $\leq 10.0\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15.0\text{mg}/\text{L}$ 、粒径中值 $\leq 5.0\mu\text{m}$ ”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^3 卸液池 1 座， 3000m^3 废液池 4 座， 5000m^3 废液池 2 座。德二联压裂返排液处理站总平面布置及池间流向见图 3.2-10，现场照片见图 3.2-11。

表 3.2-15 压裂返排液处理站主要设备现状表

序号	设备名称	规格型号	单位	数量
一	泵房及加药间			

序号	设备名称	规格型号	单位	数量
1	提升泵	30m³/h 30m 7.5kW	台	2
2	外输泵	30m³/h 80m 30kW	台	2
3	25m³水力混合罐	Φ3.3×3.4m	座	1
4	组合式加药装置	QSJY-II	套	1
二	SSF 处理及水罐区			
5	SSF 净化器	SSF-15B, 15m³/h, Φ2.4×7.5m	座	1
6	SSF 单阀滤罐	LG-15, 15m³/h, Φ2.4×5.0m	座	1
7	SSF 净化器	SSF-20B, 20m³/h, Φ2.7×8.2m	座	1
8	SSF 单阀滤罐	LG-20, 20m³/h, Φ2.7×5.0m	座	1
9	30m³外输缓冲罐	Φ3.6×3.8m	座	1
三	废液池区			
10	3000m³废液池	(43.5×38.5) × (36.3×31.3) ×2.4m	座	3
11	3000m³污泥池	(43.5×38.5) × (36.3×31.3) ×2.4m	座	1
12	1800m³卸液池	39.7×19.7×2.4m	座	1
13	5000m³废液池	(48.75×48.75) × (39.75×39.75) ×3m	座	2

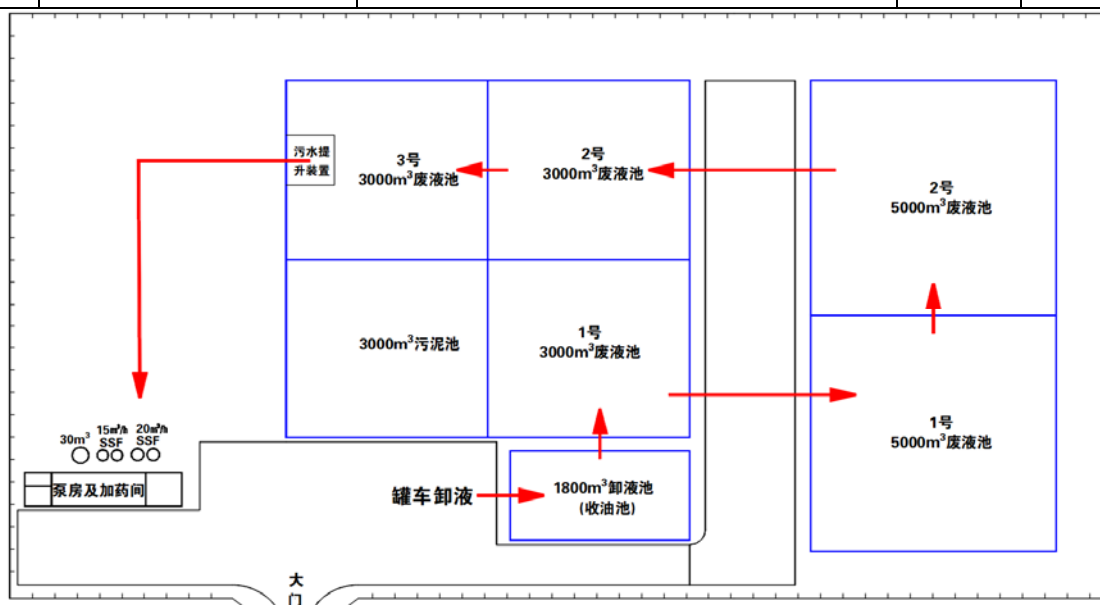


图 3.2-10 压裂返排液处理站总平面布置及池间流向示意图



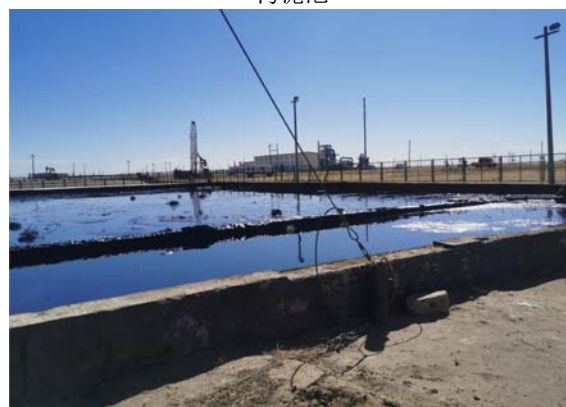
大门



污泥池



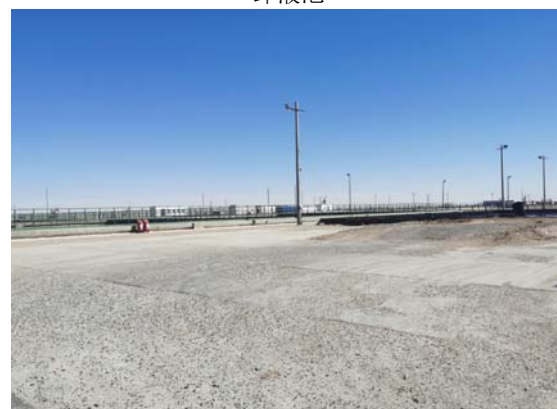
SSF 装置



卸液池



废液池



站内空地

图 3.2-11 压裂返排液处理站现状照片

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 420m³，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。

(5) 贝 28 作业区含油污泥暂存池

贝 28 作业区含油污泥暂存池用于暂存整个海拉尔油田的含油污泥，根据现场调查，贝 28 作业区含油污泥暂存池 3000m³，防渗系数满足要求 (1.0×10^{-10} 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。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 1100m³。

贝 28 作业区含油污泥暂存池于 2022 年 5 月新建 22m×65m，高 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。

含油污泥暂存池现状照片见图 3.2-12。



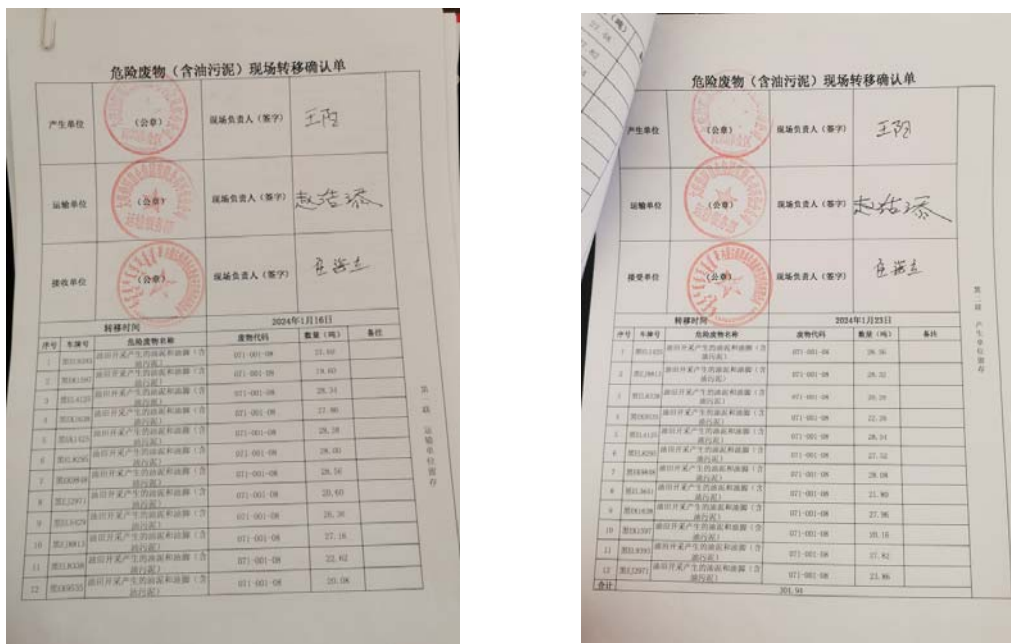


图 3.2-12 含油污泥暂存池现状照片

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 1100m³。本项目落地油产生量为 0.30t/3a，含油污泥产生量为 0.13t/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（危废处置协议见附件 8）。

（6）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 351.5m²，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、废弃含油擦布及劳保用品（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%。

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 ≤10⁻¹⁰cm/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 4m³，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。

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 月完成企业自主验收。危险废物暂存库现状照片见图 3.2-13。



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

本项目废含油防渗布产生量为 0.03t/3a，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。

3.2.6.3 依托场站储罐现状

本项目依托场站德一联、德二联合站站内储罐均为固定顶罐，详见表 3.2-16。

表 3.2-16 依托站场储罐情况

站场名称	储罐类型	储罐名称	存储介质	数量	容积 (m ³)
------	------	------	------	----	----------------------

德二联脱水站	固定顶罐	事故废液罐	事故废液	2	1000
	固定顶罐	事故废液罐	事故废液	2	2000
	固定顶罐	污水罐	污水	1	1000
德一联	固定顶罐	含水油事故罐	事故废液	3	1000
	固定顶罐	污水沉降罐	含油污水	1	1000
	固定顶罐	净化水罐	净化水	1	200
	固定顶罐	净化水罐	净化水	1	600
	固定顶罐	回收水罐	污水	1	200
	固定顶罐	缓冲水罐	净化水	1	200

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中 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，德一联、德二联合站罐体均完好无裂隙，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。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 37928-2020），新建储罐和现有储罐原油储存排放控制要求见表 3.2-17。

表 3.2-17 原油储存排放控制要求

物料	现有或新建储罐	物料真实蒸气压，kPa	单罐设计容积，m ³	排放控制要求
原油	现有	>66.7	>100	①
		≥27.6 但≤66.7	>500	②
	新建	>66.7	≥75	①
		≥27.6 但≤66.7	≥75	②

①符合下列要求之一：

a) 采用压力罐或低压罐；b) 采用固定顶罐，采取油罐烃蒸气回收措施；c) 采取其他等效措施。

②符合下列要求之一：

a) 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；液式、机械式鞋形等高效密封方式；b) 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%；c) 采用气相平衡系统；d) 采取其他等效措施。

德二联、德一联现有储罐为事故废液罐或污水罐，无原油储罐（证明文件见附件 10），根据德二联污水沉降罐原油饱和蒸气压检测报告和德一联污水沉降罐原油饱和蒸气压检测报告，德二联污水沉降罐原油饱和蒸气压为 19.7kPa，德一联污水沉降罐原油饱和蒸气压为 11.4kPa，因此无需采取油罐烃蒸气回收措施和废气处理措施。

3.2.6.4 依托场站监测达标性分析

(1) 废气

①无组织废气

本次评价收集了德一联、德二联、德二联压裂返排液处理站、含油污泥暂存池和危险废物暂存库 2020 年至 2024 年例行监测数据，根据 2020 年至 2024 年例行监测结果和本次评价现状监测数据（报告编号：中检（HN）字 2024 第 04-002 号），德一联厂界非甲烷总烃、德二联厂界、德二联压裂返排液处理站厂界和含油污泥暂存池厂界非甲烷总烃和危险废物暂存库厂界非甲烷总烃均能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.9 企业边界污染物控制要求限值（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）要求。

根据本次评价现状监测数据（报告编号：中检（HN）字 2024 第 04-002 号）和企业例行监测数据，德一联厂区内非甲烷总烃无组织排放浓度为 $0.90\sim 0.96\text{mg}/\text{m}^3$ ，德二联厂区内非甲烷总烃无组织排放浓度为 $0.90\sim 0.98\text{mg}/\text{m}^3$ ，德二联压裂返排液站厂区内非甲烷总烃无组织排放浓度为 $0.92\sim 0.97\text{mg}/\text{m}^3$ ，均能够满足《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。

具体监测结果详见表 3.2-18 和表 3.2-19。

表 3.2-18 厂界无组织废气监测结果 单位：mg/m³

监测点位		监测因子	2020年		2021年		2022年		2023年		2024年		标准值
			监测日期	小时均值	监测日期	小时均值	监测日期	小时均值	监测日期	小时均值	监测日期	小时均值	
德一联	上风向 1#	非甲烷总烃	2020.6.30	0.76	2021.6.1	0.75	2022.7.29	3.04	2023.3.30	2.18	2024.4.12	0.79	4.0
	下风向 2#			0.85		0.86		3.12		2.25		0.88	
	下风向 3#			0.86		0.86		3.23		2.23		0.87	
	下风向 4#			0.87		0.87		3.29		2.29		0.85	
	上风向 1#	非甲烷总烃	2020.7.1	0.75	2021.6.2	0.77	/	/	/	/	2024.4.13	0.78	4.0
	下风向 2#			0.83		0.87		/		/		0.87	
	下风向 3#			0.87		0.87		/		/		0.86	
	下风向 4#			0.89		0.87		/		/		0.85	
德二联	上风向 1#	非甲烷总烃	2020.6.30	0.79	2021.6.1	0.75	2022.7.29	3.35	2023.3.31	2.32	2024.4.12	0.79	4.0
	下风向 2#			0.83		0.85		3.43		2.36		0.85	
	下风向 3#			0.84		0.83		3.39		2.49		0.86	
	下风向 4#			0.87		0.87		3.45		2.52		0.87	
	上风向 1#	非甲烷总烃	2020.7.1	0.77	2021.6.2	0.79	/	/	/	/	2024.4.13	0.75	4.0
	下风向 2#			0.84		0.86		/		/		0.87	
	下风向 3#			0.84		0.88		/		/		0.89	
	下风向 4#			0.88		0.86		/		/		0.88	
德二联 压裂返 排液处 理站	上风向 1#	非甲烷总烃	2020.07.02	0.78	2021.6.1	0.76	2022.7.29	2.29	2023.3.31	2.26	2024.4.12	0.76	4.0
	下风向 2#			0.85		0.84		2.46		2.31		0.89	
	下风向 3#			0.85		0.84		2.36		2.33		0.85	
	下风向 4#			0.83		0.86		2.54		2.39		0.89	
	上风向 1#	非甲烷总烃	2020.07.03	0.79	2021.6.2	0.78	/	/	/	/	2024.4.13	0.75	4.0
	下风向 2#			0.83		0.86		/		/		0.87	
	下风向 3#			0.84		0.88		/		/		0.89	
	下风向 4#			0.84		0.87		/		/		0.88	
含油污 泥暂存 池	上风向 1#	非甲烷总烃	2020.07.02	0.79	/	/	/	/	2023.3.31	1.69	/	/	4.0
	下风向 2#			0.88		/		/		1.72		/	
	下风向 3#			0.87		/		/		1.77		/	
	下风向 4#			0.83		/		/		1.84		/	
	上风向 1#	非甲烷总烃	2020.07.03	0.81	/	/	/	/	/	/	/	/	4.0
	下风向 2#			0.88		/		/		/		/	

	下风向 3#			0.92		/		/		/		/
	下风向 4#			0.92		/		/		/		/
危废暂 存库	上风向 1#	非甲烷 总烃	/	/	/	/	2022.7.29	2.56	2023.3.31	3.12	/	/
	下风向 2#			/		2.62		3.15		/		
	下风向 3#			/		2.72		3.19		/		
	下风向 4#			/		2.63		3.24		/		
	上风向 1#	非甲烷 总烃	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	下风向 2#			/		/		/		/		
	下风向 3#			/		/		/		/		
	下风向 4#			/		/		/		/		

表 3.2-19 厂区内非甲烷总烃无组织排放监测

监测点位	监测日期	监测因子	小时均值 (mg/m ³)	标准值 (mg/m ³)
德一联	2024.04.12	非甲烷总烃	0.90~0.96	监控点处 1h 平均浓度值≤10mg/m ³ ， 监控点处任意一次浓度值≤30mg/m ³
	2024.04.13		0.91~96	
德二联	2024.04.12	非甲烷总烃	0.90~0.94	
	2024.04.13		0.94~0.98	
德二联压裂返排液站	2024.04.12	非甲烷总烃	0.92~0.96	
	2024.04.13		0.93~0.97	

②加热炉燃烧烟气

德一联和德二联加热装置采用清洁能源天然气和原油，产生的燃烧废气经排气筒排放。

根据大庆油田呼伦贝尔分公司 2020 至 2023 年例行监测数据，德一联和德二联加热炉烟气污染物监测浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）标准限值要求。具体监测结果详见表 3.2-00。

表 3.2-20 场站加热炉烟气监测结果 单位：mg/m³

年份	名称	频次	日期	SO ₂ 浓度 (mg/m ³)	NO _x 浓度 (mg/m ³)	颗粒物 (mg/m ³)	烟气 黑度	废气流量 (Nm ³ /h)
2020年	德一联 1#掺水炉 (2004年投用、 燃气, 1.6MW)	第一次	2020.6.30	20	85	12.4	<1	2765
		第二次		24	90	11.2	<1	2698
		第三次		28	90	12.1	<1	2420
	德一联 2#掺水炉 (2009年投用、 燃油, 2.5MW)	第一次	2020.6.30	96	150	22.8	<1	3025
		第二次		99	142	20.6	<1	3125
		第三次		94	128	21.4	<1	3023
	德二联 2#掺水炉 (2005年投用、 燃油, 2.0MW)	第一次	2020.6.30	93	125	17.9	<1	2711
		第二次		94	129	16.2	<1	2688
		第三次		93	124	16.1	<1	2867
	德二联 1#采暖炉 (2005年投用、 燃气, 2.0MW)	第一次	2020.6.30	24	93	11.6	<1	2496
		第二次		22	94	11.6	<1	2489
		第三次		23	95	11.2	<1	2302
2021年	德一联 2#掺水炉 (2005年投用、 燃气, 1.6MW)	第一次	2021.6.1	28	95	12.0	<1	2155
		第二次		28	92	12.5	<1	2082
		第三次		30	95	11.7	<1	1982
	德二联 3#掺水炉 (2005年投用、 燃气, 2.5MW)	第一次	2021.6.1	23	86	12.3	<1	1862
		第二次		23	89	12.9	<1	1763
		第三次		25	85	12.6	<1	1795
	德二联 1#掺水炉 (2005年投用、 燃油, 2.0MW)	第一次	2021.6.1	90	128	20.4	<1	1840
		第二次		99	121	20.1	<1	2343
		第三次		97	126	17.1	<1	1838
2022年	德一联 1#掺水炉 (2004年投用、 1.6MW 燃气)	第一次	2022.3.23	23	88	13.9	<1	2916
		第二次		22	75	11.3	<1	2838
		第三次		30	96	12.7	<1	2851
	德二联 3#掺水炉 (2005年投用、 燃气, 2.5MW)	第一次	2022.3.22	27	96	12.6	<1	2735
		第二次		27	89	12.7	<1	2676
		第三次		29	77	12.6	<1	2477
	德二联 1#掺水炉 (2005年投用、 燃油, 2.0MW)	第一次	2022.3.22	97	126	17.1	<1	2588
		第二次		99	127	17.9	<1	2681
		第三次		100	120	17.1	<1	2912
2023年	德二联 3#掺水炉 (2005年投用、 燃气, 2.5MW)	第一次	2023.3.31	20	80	10.4	<1	2745
		第二次		24	88	12.2	<1	2614
		第三次		28	79	12.8	<1	2483
	德二联 2#掺水炉 (2005年投用、 燃油, 2.0MW)	第一次	2023.3.31	35	127	17.2	<1	2608
		第二次		48	118	16.8	<1	2727
		第三次		43	130	17.6	<1	2804
	德一联 2#外输炉 (2009年投用、 燃气, 0.2MW)	第一次	2023.3.30	26	90	11.8	<1	1972
		第二次		24	93	14.1	<1	1806
		第三次		21	88	12.8	<1	1893
加热炉（在用、燃气）				100	400	30	≤1	/
加热炉（在用、燃油）				300	400	60	≤1	/

(2) 废水

①含油污水

根据大庆油田呼伦贝尔分公司2020至2023年例行监测数据和本次评价于2024年4月12日~2024年4月13日对德二联含油污水处理站出水水质监测结果，德二联含油污水处理站处理后废水含油量和悬浮固体含量浓度满足《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 $\leq 10.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5.0\mu\text{m}$ ”标准限值。具体监测结果见表3.2-21。

表 3.2-21 德二联含油污水处理站出水水质监测结果

年份	监测时间	含油量 (mg/L)	悬浮固体含量 (mg/L)
2020 年	2020.6.30	第一次	3.22
		第二次	2.58
		第三次	3.16
	2020.7.1	第一次	2.45
		第二次	3.25
		第三次	2.88
2021 年	2021.6.1	第一次	3.35
		第二次	2.48
		第三次	2.62
	2021.6.2	第一次	2.54
		第二次	3.53
		第三次	2.07
2023 年	2023.3.31	第一次	3.51
2024 年	2024.04.12	第一次	2.19
		第二次	2.21
		第三次	2.35
		第四次	2.14
	2024.04.13	第一次	2.13
		第二次	2.51
		第三次	2.21
		第四次	2.15

②生活污水

根据大庆油田呼伦贝尔分公司2020至2023年例行监测数据，德二联生活污水经过生活污水处理装置处理后各污染物浓度满足《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。具体监测结果见表3.2-22。

表 3.2-22 德二联生活污水处理设施出水水质监测结果（单位：mg/L，pH 除外）

年份	监测时间	pH	COD _{Cr}	BOD ₅	悬浮物	石油类	
2020 年	2020.6.30	第一次	8.15	132	39.6	31	0.06L
		第二次	8.05	128	38.4	29	0.06L
		第三次	8.16	138	41.4	27	0.06L
2022 年	2022.8.3	第一次	7.6	44	5.3	5	0.34
2023 年	2023.4.1	第一次	7.1	58	9.9	4	0.26

(3) 噪声

根据大庆油田呼伦贝尔分公司 2020 至 2023 年例行监测数据和本次评价于 2024 年

4月12日~2024年4月13日监测结果，本项目依托场站德一联、德二联和德二联压裂返排液处理站厂界噪声均能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。具体监测结果见表3.2-23。

表 3.2-23 噪声环境质量现状监测与评价结果 dB(A)

年份	监测地点	监测点位	监测时间	昼间	夜间
2020年	德一联	厂界东（1#）	2020.6.30	53.5	45.4
		厂界南（2#）		53.4	46.1
		厂界西（3#）		54.2	46.2
		厂界北（4#）		53.3	45.2
	德二联	厂界东（1#）	2020.6.30	52.5	44.8
		厂界南（2#）		52.6	46.9
		厂界西（3#）		51.5	46.7
		厂界北（4#）		52.1	45.4
	德二联压裂返排液处理站	厂界东（1#）	2020.7.2	53.5	45.4
		厂界南（2#）		53.4	46.1
		厂界西（3#）		54.2	46.2
		厂界北（4#）		53.3	45.2
2021年	德一联	厂界东（1#）	2021.6.1	51.5	48.2
		厂界南（2#）		48.5	47.1
		厂界西（3#）		48.8	43.9
		厂界北（4#）		51.1	48.7
	德二联	厂界东（1#）	201.6.1	48.6	47.3
		厂界南（2#）		48.7	43.2
		厂界西（3#）		48.6	45.3
		厂界北（4#）		48.7	47.0
22年	德一联	厂界东（1#）	2022.7.29	50.2	46.5
		厂界南（2#）		47.4	44.7
		厂界西（3#）		50.7	46.9
		厂界北（4#）		48.3	47.1
	德二联	厂界东（1#）	2022.7.29	51.6	48.4
		厂界南（2#）		50.9	47.9
		厂界西（3#）		51.2	48.2
		厂界北（4#）		50.3	47.1
	德二联压裂返排液处理站	厂界东（1#）	2022.7.29	50.3	46.2
		厂界南（2#）		51.4	47.1
		厂界西（3#）		51.7	47.5

		厂界北 (4#)		51.9	47.8
23 年	德一联	厂界东 (1#)	2023.5.19	50.7	46.8
		厂界南 (2#)		48.9	45.4
		厂界西 (3#)		50.3	46.6
		厂界北 (4#)		48.5	45.2
	德二联	厂界东 (1#)	2023.5.18	52.2	49.5
		厂界南 (2#)		50.4	47.6
		厂界西 (3#)		51.7	48.3
		厂界北 (4#)		50.5	47.7
	德二联压裂返排液处理站	厂界东 (1#)	2023.5.18	49.9	46.5
		厂界南 (2#)		51.5	47.3
		厂界西 (3#)		52.3	48.6
		厂界北 (4#)		51.6	47.5
2024 年	德一联	厂界东 (1#)	2024.04.12	46.8	42.5
		厂界南 (2#)		47.9	44.1
		厂界西 (3#)		46.5	43.6
		厂界北 (4#)		46.5	42.1
		厂界东 (1#)	2024.04.13	45.5	42.6
		厂界南 (2#)		48.8	45.2
		厂界西 (3#)		47.1	44.1
		厂界北 (4#)		46.5	43.2
	德二联	厂界东 (1#)	2024.04.12	48.2	44.2
		厂界南 (2#)		49.6	45.3
		厂界西 (3#)		46.3	42.5
		厂界北 (4#)		47.4	43.2
		厂界东 (1#)	2024.04.13	48.3	44.3
		厂界南 (2#)		49.6	45.6
		厂界西 (3#)		46.7	42.9
		厂界北 (4#)		47.5	43.7

(4) 土壤

根据本次评价现状监测数据（报告编号：中检（HN）字 2024 第 04-002 号），德二联合站罐区未硬化区域、德二联压裂返排液处理站废液暂存池未硬化区域、含油污泥暂存池未硬化区域和危废暂存库未硬化地土壤监测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）》（GB36600-2018）中筛选值，说明储罐区未对土壤造成污染。监测结果见表 4.3-23；根据 21 年例行监测数据，德一联站内未硬化区域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，具体见表 3.1-9。

依托场站占地内环境清洁，站内道路两侧和院墙内均已绿化。在污染治理方面，废气均能达标排放，运行设备采取减振、隔声等有效措施后达标排放，废水处理达标后均回注现役油层；在环境管理方面，呼伦贝尔分公司设置了环保组织机构，制定了可行的环境保护规章制度，建立了规范的环保档案，制定了可行的环境风险应急预案并定期组织演练。

综上，本项目依托场站污染物均能达标排放。

3.3 影响因素分析

3.3.1 原辅材料消耗

（1）物料消耗

①管线敷设完成后进行试压，本项目新建集油掺水管道 DN50×3.5 集油掺水管道 1.68km，则管线试压用水量为 3.297m³。

②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 40L/人·d 计，则施工期生活用水量 48m³。

③本项目对 6 口油井进行压裂作业，压裂液平均使用量为 100m³/口，共使用压裂液 600m³。压裂液含水率约 90%，压裂液配置用水约 540m³。

④本项目集输管线焊接使用焊丝，根据建设单位提供资料，本项目焊丝使用总量约为 30kg。

⑤本项目 6 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/100d，用水量为 40m³，则最大热洗用水量为 876m³/a。

⑥本项目油井作业周期为 1 次/3 年，油井作业用水量为 5m³/井·次，则本项目 6 口油井作业用水量为 30m³/3a。

⑦本项目投产后，依托的德一联和德二联新增耗气量 6.212×10⁴m³/a。

本项目主要物料消耗表见表 3.3-1。

表 3.3-1 主要物料消耗表

序号	时期	项目	原辅材料	总用量
1	施工期	施工用水	生活用水	48m ³
2			管线试压用水	3.297m ³
7		压裂	压裂液	600m ³

8		管道焊接	焊丝	300kg
9	运营期	油井清防蜡	清防蜡用水	876m ³ /a
10		油井作业	作业用水	30m ³ /3a
11		油气水分离	耗气量	6.212 万 m ³ /a

(2) 主要原辅材料成分理化性质

压裂液体系各成分理化性质见表 3.3-2。

表 3.3-2 压裂液体系各成分理化性质一览表

序号	材料	理化性质	毒理性质
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。	无毒性
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。	无毒性
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。	无毒性
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 ⁺ 和 CO ₃ ²⁻ ，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 ²⁺ 离子，使泥浆性能变好。	无毒性
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。	无毒性
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。	无毒性
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。	无毒性
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、抗压强度高、孔隙率高，软化系数高、抗冻性良好、抗碱集料反应性优异等。	无毒性
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。	无毒性
10	过硫酸钾	无机化合物，白色结晶，无气味，有潮解性，可用作油井压裂液的破胶剂。	中毒性
11	高温破胶剂	目前适用于水基交联冻胶体系的破胶剂，以过硫酸钾作为主要助剂。	无毒性

3.3.2 工艺流程及产污环节分析

3.3.2.1 施工期

本项目施工期主要为压裂作业以及集输管线、通井路等地面工程建设。

(1) 压裂作业

油气层压裂工艺采用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量。本项目 6 口油井进行压裂，该过程产生的污染物主要为压裂返排液等。

(2) 管线施工

管线施工程序为：测量定线，施工作业带清理，清除障碍物，平整工作带，成品防腐钢管运输，布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏，管沟开挖、下沟，整体试压，站间连接，通球扫线，阴极保护，工程验收。

①施工作业带清理

管道施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式施工，施工初期，首先要对施工作业带进行清理和平整，进行布管、开挖管沟及焊接等施工作业。

在场地清理过程中，施工带范围内的土壤和植被都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工带宽度的范围内。管道施工平面布置图见图3.3-1。

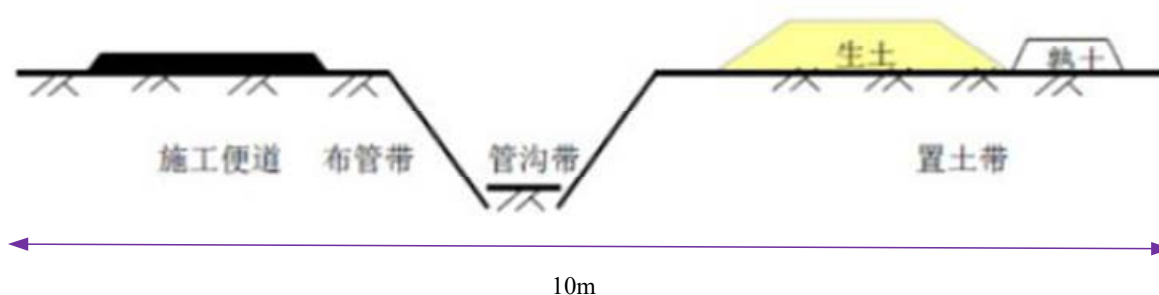


图 3.3-1 管道施工平面布置图

②管沟敷设

管道采用沟埋方式敷设，埋深3.2m。开挖后，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤，然后下到管沟内。管沟开挖沟底与上口同宽，不进行放坡。

③防腐及阴极保护

提高管道的防腐等级，采用熔结环氧粉末内防腐钢管；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，并采用强制电流阴极保护法。

④管沟回填

开挖管沟时，将表层土和下层土分别堆放。在表层土回填时，需先回填下层土，后回填表层土。管道出土端及弯头两侧分层回填夯实；管沟回填后立即恢复地貌。

⑤清管、试压、干燥

管道在下沟回填后应清管和试压。采用清管球（器）进行清管，清管次数不少于两次，以开口端不再排出杂物为合格。清管后用清水进行试压，严密性试验合格后使用。

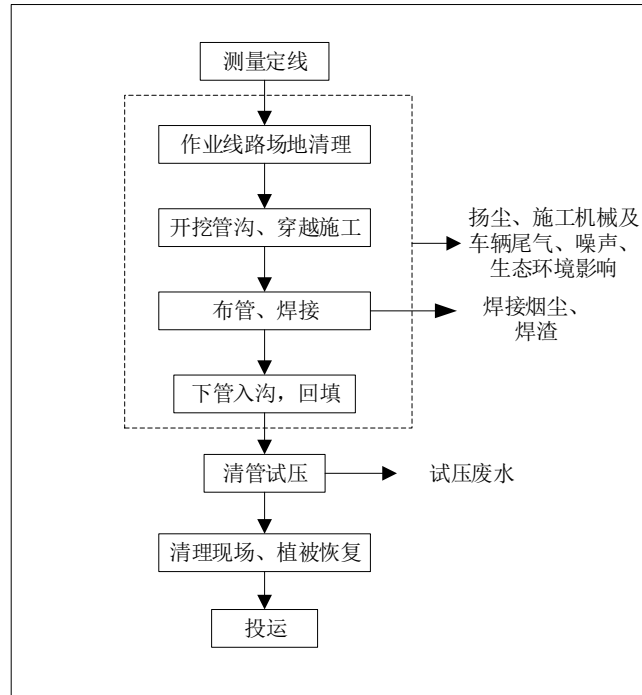


图 3.3-2 管线施工过程及环境影响示意图

(3) 道路施工

首先对线路进行清理平整、表土剥离，然后将拉运来的土方（砂石）铺设在平整后的线路上进行压实。本项目建设通井路结构为土路。

3.3.2.2 运营期

本项目基建油井 6 口，采用单管环状掺水集油工艺，就近接入挂接已建集油环，油井产液通过集油掺水管道输送至德一联进行初步处理后，输送至德二联脱水站进行深度脱水处理，分离的含油污水分别进入德二联含油污水处理站处理后回注现役油层。

(1) 正常工况

本项目运营期正常工况主要环境影响因素为依托场站加热炉产生的燃烧烟气、原油集输过程中挥发的烃类气体，井场抽油机和场站机泵产生的噪声，产液处理后的含油污水、场站含油污泥。

(2) 非正常工况

本项目运营期非正常工况主要环境影响因素为油井作业产生的作业废水、油井清防蜡废水、落地油、废含油防渗布等。

运营期工艺流程及产污示意图见图 3.3-3 和 3.3-4。

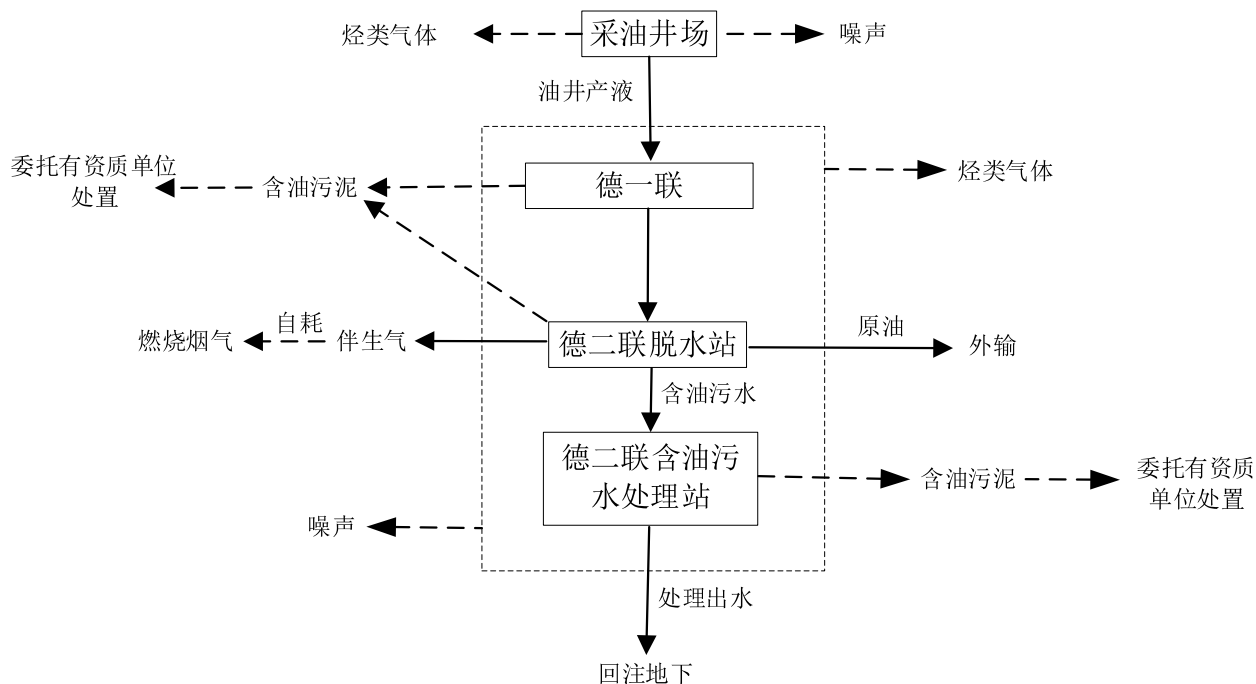


图 3.3-3 运营期正常工况工艺流程及产污示意图

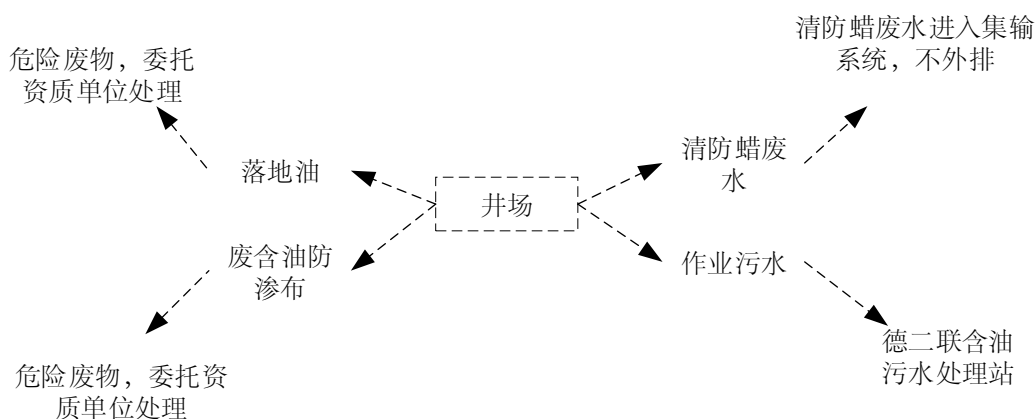


图 3.3-4 运营期非正常工况工艺流程及产污示意图

3.3.2.3 退役期

退役期为油井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能的时段。退役后作业内容包括拆除井场的采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，拆除部分管线等施工过程，根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求封井回填。役期工艺流程及产污示意图见图3.3-5。

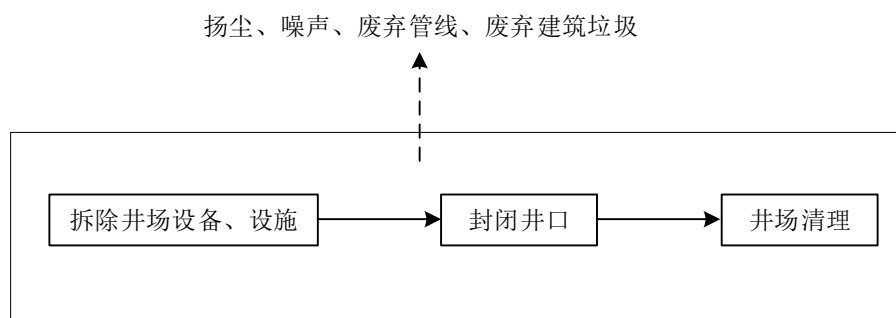


图 3.3-5 退役期工艺流程及产污示意图

3.3.3 生态影响因素分析

(1) 施工期

本项目施工期生态影响主要来自施工土壤扰动、地表植被破坏、土地占用导致的土地类型利用改变与对原有动植物的侵扰，以及道路等线性工程导致的区域整体景观破碎化程度上升等。

①压占土地

本项目主要占地类型为基本草原，总占地面积为 1.785m^2 ，主要包括永久占地和临时占地。其中临时占地 1.68m^2 ，永久占地 0.105hm^2 。永久占用的土地将永久性的改变土地利用结构和功能；临时占地将在短期改变土地利用的结构和功能，但施工结束后可恢复原有使用功能。

②破坏植被

施工期对植物的影响主要表现在对永久占地和临时占地范围内地表植被的清理、占压及施工人群的干扰。项目施工不但造成直接破坏区的植被剥离，还将对间接破坏区的植被造成压占，将导致局部区域生物量的减少。

③破坏、污染土壤

本项目对土壤的影响主要表现为对土壤性质、土壤肥力和土壤污染的影响三个方面。项目土方的开挖和回填，将造成土壤结构的改变，进而导致土壤肥力的降低，对当地植被的生长和产量造成一定影响。

④破坏景观

项目建设对原有景观的连通性造成一定程度的破坏影响，同时在施工期形成点状、线状工程建设景观。项目建设对景观格局和功能产生临时性的影响。

⑤破坏干扰生态系统

项目建设将对评价区内的草地生态系统产生一定的不利影响，使局部生态系统受

到一定程度的破坏干扰。

⑥水土流失

项目井场及道路施工扰动，将使施工区域周围的土壤结构和地表植被遭到破坏，打破了地表的原有平衡状态，使得土壤结构变松，加剧区域的水土流失。

(2) 运行期

本项目建成后，临时占地得到有效的填充平整、恢复植被，道路两侧及井场周围植被得到恢复，以降低土地沙漠化，减少水土流失。

本项目运营期对生态系统的影响主要是井下作业对生态的影响。油井作业均在井场的永久占地范围内进行，同时在作业时铺设防渗布，油井产生的清防蜡作业废水进入集油系统，作业废水由罐车拉运至德二联合油污水处理站处理，未排入外环境，不会对井场周围的植被产生影响。但如果作业时管理不善，导致大量污水水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，导致其生产力下降。

(3) 退役期

退役期主要是井场油井的陆续停运、关闭、恢复土地使用功能时段。退役期作业主要包括拆除井场的采油设备、设施，封闭井口，对井场和道路等占地进行生态恢复等。设备拆除时将对地表植被产生破坏和干扰，同时也可能引起新的水土流失。

3.3.4 环境风险分析

本项目油田开发的风险事故主要有产液集输过程因集输管线破裂导致产液发生泄漏事故，遇到明火可能引发火灾、爆炸事故，对周围大气环境、地下水环境、土壤环境造成影响。

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

施工期废气主要为管沟开挖、道路敷设、土方堆填、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的粉尘、二次扬尘，管道焊接过程产生的焊接烟尘以及施工设备和运输车辆尾气。

(1) 施工扬尘

施工扬尘主要来自平整土地、开挖土方、材料运输、装卸等过程，其污染范围和程度与施工工艺、施工管理、土方含水率、气象条件、土方工程量等多种因素有关。本项目所在区域平坦空旷，大气扩散条件好。井场相对分散，且施工时间较短，施工

扬尘影响较小。管线敷设、各种施工材料的运输给道路沿线带来扬尘污染，运输车辆行驶扬尘与车辆行驶速度、风速、路面积尘量和积尘湿度等因素有关。

①井场、管线及道路施工产生的施工扬尘

本项目施工总占地面积为 1.785hm^2 。参考土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP 产生系数为 $0.01\sim 0.05\text{mg}/\text{m}^2\cdot\text{s}$ ，考虑最不利情况，TSP 产生系数取 $0.05\text{mg}/\text{m}^2\cdot\text{s}$ ，取施工现场的扰动面积比为 70%，按每天施工时间 8h 计算，本项目施工新增占地面积 1.785hm^2 ，产生的扬尘约为 $25.7\text{kg}/\text{d}$ 。

②运输车辆产生的扬尘

当车辆通过干燥且路况较差路段时，在行车道两侧扬尘的 TSP 浓度短期内可达 $8\sim 10\text{mg}/\text{m}^3$ 。类比类似地面工程的起尘数据，施工场地起尘浓度约 $1.15\text{mg}/\text{m}^3$ 。

(2) 焊接烟气

本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气，焊接烟气成分主要为 CO 、 CO_2 、 O_3 、 NO_x 、 CH_4 等，由于项目位于空旷的室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小，因此本次评价不对其定量分析。

(3) 施工期储层改造工程废气

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 $0.00071\text{t}/\text{次}$ 。工程共 6 口油井压裂 6 次，则共计产生压裂排放废气量约为 0.0043t 。

(4) 车辆尾气

油田开发时各类运输车辆排放的尾气会对沿线大气环境造成一定污染，但项目位于草原，污染物扩散快，且由于车辆数量与每辆车行驶里程不易确定，因此，本次不进行定量评价。

3.4.1.2 废水

施工期废水主要为压裂返排液、管线试压废水以及施工人员生活污水。

(2) 压裂返排液

本项目 6 口油井进行压裂，单井压裂返排液产生量约 $50\sim 70\text{m}^3$ ，本次按最大产生量计，则压裂返排液产生量为 420m^3 ，由罐车拉运至压裂返排液处理站处理，分离出的污水进入德二联合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 $\leq 10.0\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15.0\text{mg}/\text{L}$ 、粒径

中值 $\leq 5.0 \mu m$ ”标准限值后回注现役油层，不外排。

(2) 试压废水

新建管道要进行试压作业，本项目新建 DN50×3.5 集油掺水管道 1.68km，根据新建管道长度与管径计算，得到本项目试压用水量为 3.297m³，试压废水按用水量的 95% 计算，则试压废水产生量为 3.132m³，主要污染因子为 SS，由罐车拉运至德二联含油污水处理站处理后回注。

(3) 生活污水

本项目施工期间生活用水量为 48m³。生活污水按用水量的 80% 计算，生活污水产生量 38.4m³。生活污水排入临时设置的玻璃钢化粪池内，拉运至德一联生活污水处理装置处理后排入站外暂存池，不外排。

施工期废水产生及排放情况详见表 3.4-1。

表 3.4-1 施工期水污染物排放量表

序号	污染物	产生量 (m ³)	主要污染物	去向及措施
1	压裂返排液	420	无机盐类	拉运至压裂返排液站处理，分离出的污水输至德二联含油污水处理站处理达标后回注现役油层
2	试压废水	3.132	铁锈和泥屑等	罐车拉运至德二联污水站处理后回注，不外排
3	生活污水	38.4	COD、NH ₃ -N	施工人员生活污水排入临时设置的玻璃钢化粪池内，拉运至德一联生活污水处理装置处理后排入站外暂存池，不外排

3.4.1.3 噪声

施工期产生的噪声主要是施工机械和车辆运行噪声。具体排放情况见表 3.4-2。

表 3.4-2 施工期噪声源统计

序号	噪声源	单台设备噪声值 dB (A)	测量距离	来源依据
1	挖掘机	90	5m 处	《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034—2013)表 A.2 常见施工设备噪声源不同距离声压级，全部取最大值。
2	推土机	88	5m 处	
3	压路机	90	5m 处	
4	运输车辆噪声	90	5m 处	
5	电焊机	90	1m 处	厂家提供参数
6	搅拌机	70	5m 处	厂家提供参数
7	压裂车	100	1m 处	厂家提供参数

3.4.1.4 固体废物

施工期固体废物主要为焊渣和生活垃圾等。

(1) 焊渣

管道焊接过程中会产生焊渣，参考《机加工行业环境影响评价中常见污染物源强估算及污染治理》(徐海萍，刘琳)，焊渣产生量=焊条使用量×(1/11+4%)，本项目焊丝使用总量约为 30kg，经计算，焊渣产生量约 0.004t，属于一般工业固废，拉运

至城建部门指定的建筑垃圾排放点。

(2) 生活垃圾

本项目地面建设期间施工人员为 20 人，施工期 60 天。每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，则生活垃圾产生量为 0.6t，集中收集，拉运至新巴尔虎左旗阿镇生活垃圾处理厂。

3.4.2 运营期污染源强核算

运营期产污环节为依托场站加热炉产生的燃烧烟气和油井采油过程中无组织挥发烃类气体；产出液经脱水站加热分离后产生的含油污水；油井作业过程产生的作业废水和油井作业产生的落地油、废含油防渗布，以及噪声等。

3.4.2.1 正常工况

(1) 废气

①无组织挥发烃类气体

本项目共基建油井 6 口，油气集输全部采用密闭集油工艺流程，烃类气体的主要排放点为采油井场、依托场站德一联和德二联。

本项目新增产能 $0.432 \times 10^4 \text{t/a}$ ，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%~2.0%，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，经计算运行期烃类气体无组织损耗量为 $0.03 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，非甲烷总烃总排放量为 0.076t/a。具体见表 3.4-3。

表 3.4-3 本项目烃类气体产生及排放情况

项目	输送方式	产能 (10^4t)	气油比 (m^3/t)	伴生气产量 (10^4m^3)	烃类气体损耗 ($10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	甲烷化 系数	相对密度 (kg/m^3)	非甲烷总 烃排放量 (t/a)
产能区域	密闭管输	0.432	28.9	6.242	0.03	0.65	0.7256	0.076

②加热炉烟气

本项目运行期产生的废气主要为依托站场德二联脱水站、德一联加热炉产生的燃烧烟气，加热炉均为油气两用炉，当燃气不足时采用燃油进行补充。

根据对德二联脱水站加热炉废气监测，依托场站排放的废气均能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）标准限值要求。

根据工程方案，德一联、德二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；

Δt ——温度变化值，其中场站进站温度-外输为 $20-60^\circ\text{C}$ ；

本项目产液量 $0.67 \times 10^4 \text{t/a}$ 依托德一联预处理和德二联处理。根据计算，处理采出液所需要的热值为 $112.56 \times 10^4 \text{MJ/a}$ 。

根据设计资料，伴生气低位发热值为 31.5MJ/m^3 ，场站加热炉热效率取值0.7，则本项目耗气量为 $5.1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，本项目伴生气产生量 $6.242 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，损耗 $0.03 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，本项目德一联、德二联加热炉耗气量为 $5.1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，剩余 $1.112 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 伴生气用于抵消德二联现有工程部分燃油量，原油热值取 45MJ/kg ，通过热值衡算，折合燃油量为 7.784t/a ，用于抵消现有工程部分燃油量，能够削减污染物排放量 $\text{SO}_2 0.008 \text{t/a}$ 、 $\text{NO}_x 0.024 \text{t/a}$ 、颗粒物 0.003t/a 。

根据本次评价监测污染物监测浓度（详见表3.2-19），本项目依托场站加热装置燃烧烟气污染物排放量详见表3.4-4。根据现有工程2023年加热炉例行监测数据和本次评价监测数据，依托场站德一联和德二联加热装置燃烧烟气污染物排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）中在用锅炉标准限值。

表 3.4-4 依托场站加热炉新增燃烧烟气污染物排放量

名称	污染源名称	排气筒高度 (m)	燃气量 (万 Nm^3/a)	废气产生量万 Nm^3/a)	污染物排放情况 (t/a)		
					SO_2	NO_x	颗粒物
德一联	3台掺水炉 (1.6MW2台 2.5MW)、2台外输炉 (2.0MW)、2台采暖炉 (2.0MW)	8	6.212	93.75	0.023	0.077	0.011
德二联	3台掺水炉 (2.0MW)、3台外输炉 (1.8MW)、3台采暖炉 (2.0MW)	14					
抵消燃油削减量		/	/	/	0.008	0.024	0.003
合计					0.015	0.053	0.008

(2) 废水

本项目产液经德二联脱水站进行脱水处理，脱水量最大为 $2350 \text{m}^3/\text{a}$ ($7.8 \text{m}^3/\text{d}$)，分离出的含油污水经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 $\leq 10.0 \text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15.0 \text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5.0 \mu\text{m}$ ”后回注现役油层，不外排。

(3) 噪声

本项目噪声源主要是井场抽油机产生的噪声，本项目其他依托场站无新增设备，

无新增噪声源。主要噪声源强见表 3.4-5。

表 3.4-5 噪声污染源源强一览表

工序/生产线	装置	噪声源	声源类型	噪声声源		排放时间
				核算方法	噪声值 dB (A)	
井场	抽油机	抽油机	连续	类比法	65~80	7200h

(4) 固体废物

含油污泥主要来源于各场站的三相分离器、滤罐、污水沉降罐等清淤产生的含油污泥。根据类比大庆油田其他开发项目，生产万吨原油的排泥量（固相）一般按约 0.3t 计算，本项目建成后产能为 $0.432 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则本项目年产生油泥约 0.13t，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物中石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，危险废物编号为 071-001-08。含油污泥暂存于贝 28 作业区含油污泥暂存池，委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司处置。

3.4.2.2 非正常工况

本项目运营期非正常工况主要包括油井作业以及油井清防蜡等，非正常工况下产生的污染物主要为油井作业废水、清防蜡废水、落地油和废含油防渗布等。

(1) 废水

①油井清防蜡废水

为防止油井结蜡影响生产，本项目6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/100d，用水量为 40m^3 ，则最大热洗用水量为 $876\text{m}^3/\text{a}$ ，清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。

②作业废水

油井作业周期约为 1 次/3 年，油井作业用水量为 $5\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$ ，本项目油井 6 口，作业用水量为 $30\text{m}^3/3\text{a}$ ，作业过程损耗量按 20% 计算，则油井作业废水量为 $24\text{m}^3/3\text{a}$ ，作业废水由罐车拉运至德二联合含油污水处理站处理后回注现役油层，不外排。

(2) 固体废物

①落地油

根据大庆油田多年施工经验，油井落地油产生量约 $50\text{kg}/\text{井}\cdot\text{次}$ ，作业频次一般3年。落地油回收率100%，本项目共6口油井，产生落地油量为 $0.3\text{t}/3\text{a}$ ，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。

②废含油防渗布

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3年/次，则本项目6口油井产生废含油防渗布约0.03t/3a，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，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司进行处理。

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。在这期间，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部门指定地点处置。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，清洗废水最终进入德二联含油污水处理站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵。

3.4.4 项目污染物排放源强汇总

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 ³)	产生浓度 (mg/m ³)	产生量 (t)	工艺	效率 /%	核算方法	废气排放量 (m ³)	排放浓度 (mg/m ³)	排放量 (t)	
工序	场地	施工扬尘	颗粒物	/	/	/	少量	洒水降尘	/	/	/	/	少量	施工期
	储层改造	压裂排放废气	VOCs	/	/	/	0.0043	直排	/	/	/	/	0.0043	施工期
	管线	焊接	焊接烟气	/	/	/	少量	直排	/	/	/	/	少量	施工期
	施工机械	车辆尾气	NO _x 、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

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 ³)	产生浓度 (mg/L)	产生量 (t)	工艺	效率 /%	核算方法	废水排放量 (m ³)	排放浓度 (mg/m ³)	排放量 (t)	
管线试压	试压	试压废水	铁锈、泥屑等	排污系数法	3.132	/	/	罐车拉运德二联合油污水站处理后回注	100	排污系数法	0	0	0	施工期
压裂	压裂	压裂返排液	COD、SS	类比法	420	/	/	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合油污水处理站达标后回注现役油层，不外排	100	类比法	0	0	0	施工期
施工	职工	生活	COD	类比	38.4	300	0.011	排入临时设置的	100	类比法	0	0	0	施工

	生活	污水	BOD	法		170	0.007	玻璃钢化粪池内，拉运至德一联生活污水处理装置处理后排入站外暂存池，不外排						期
			氨氮			30	0.001							
			SS			250	0.001							

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)	
地面	管线	焊渣	一般工业固体废物	排污系数法	0.004	排放到城建部门指定的建筑垃圾排放点	0.004	排放到城建部门指定的建筑垃圾排放点，不在作业区暂存
生活	职工生活	生活垃圾	生活垃圾	类比法	0.6	统一收集，拉运至新巴尔虎左旗阿镇生活垃圾处理厂	0.6	统一收集，拉运至新巴尔虎左旗阿镇生活垃圾处理厂。

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 (dB(A))	工艺	dB(A)	核算方法	噪声值 (dB(A))	
管线施工	施工机械	推土机	移动声源	类比法	88	选用低噪音设备，并采取减振降噪措施	/	类比法	88	施工期
		压路机	移动声源	类比法	90		/	类比法	90	
		运输车辆噪声	移动声源	类比法	90		/	类比法	90	
		电焊机	固定声源	类比法	90		/	类比法	90	
		搅拌机	固定声源	类比法	70		/	类比法	70	
		压裂车	固定声源	类比法	100		/	类比法	100	

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(×10 ⁴ m ³ /a)	产生浓度(mg/m ³)	产生量(t/a)	工艺	效率/%	核算方法	废气排放量(×10 ⁴ m ³ /a)	排放浓度(mg/m ³)	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	0.03	/	0.076	密闭措施	/	/	0.03	/	0.076	300
油气开发	德一联、德二联		SO ₂	实测法、类比法	93.75	24.0	0.015	/	/	实测法、类比法	18.79	23.7	0.015	300
			NO _x			82.3	0.053					90.3	0.053	
			颗粒物			11.8	0.008					12.9	0.008	
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(m ³ /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(m ³ /a)	排放浓度(mg/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	2350	/	/	经德二联污水处理后回注，不外排	100	/	0	0	0	300
作业废水	井场	作业废水	石油类	类比法	24m ³ /3a	/	/	罐车拉运德二联污水处理后回注，不外排	100	/	0	0	0	/
清防蜡废水	井场	清防蜡	/	类比法	876	/	/	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	0.13	委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司进行处置	0.13	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						
修井作	井场	落地油	危险废物	类比法	0.3t/3a		0.3t/3a							

业	井场	废含油防渗布	危险废物	类比法	0.03t/3a	委托有资质单位进行处置	0.03t/3a	贝 28 作业区危险废物暂存库暂存，委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司进行处理
---	----	--------	------	-----	----------	-------------	----------	---------------------------------------

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	65~80	选用低噪音设备、定期维护	/	类比法	80	7200

表 3.4-8 危险废物产生情况汇总表

名称	含油污泥、落地油	废含油防渗布
类别	HW08 废矿物油与含矿物油废物	
代码	071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物
产生量	0.13t/a、0.3t/3a	0.03t/3a
产生工序	油井作业及场站分离器等清淤	油井修井作业
形态	固液混合态	固态
主要成分	油泥砂	油、塑料
有害成分	石油类	石油类
产废周期	油井作业 1 次/3a，场站分离器清淤每年一次	油井作业 1 次/3a
危险特性	T,I	T,I
污染防治措施	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	拉运至贝 28 作业区危险废物暂存库暂存，委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司进行处理

3.4.5 污染物“三本账”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，本项目运营期废水、固体废物不排入外环境，因此，本次评价只对本项目运营期大气污染物排放情况进行核定，具体见表 3.4-9。

表 3.4-9 污染物排放情况一览表

污染源名称		污染物名称	单位	现有工程排放量	以新带老削减量	本项目分担量	总排放量	排放增减量
废气	德一联（依托）、德二联（依托）	SO ₂	t/a	3.16	0.008	0.023	3.175	0.015
		NO _x	t/a	9.89	0.025	0.077	9.942	0.052
		颗粒物	t/a	1.38	0.003	0.011	1.388	0.008
	非甲烷总烃		t/a	0.22	0	0.076	0.296	0.076
废水			m ³ /a	0	0	0	0	+0
固体废物			t/a	0	0	0	0	+0

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

清洁生产就是将整体预防的环境战略持续应用于生产过程、产品和服务中，以增加生态效率和减少人类及环境的风险。即指不断改进设计，使用清洁的能源、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

本次评价对照《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》（国家发展改革委 2009 年发布）进行定性评价。结合行业特点，本次评价从生产工艺与装备水平、资源和能源利用、废物回收利用、污染防治措施、绿色矿山等方面进行分析。

3.5.1.1 井下作业的清洁生产工艺

(1) 加强油井井口的密闭性，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现役油层，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%。

(4) 使用无毒无害可回收的压裂液，压裂返排液全部罐车收集，进罐率达到 100%，减少对环境的危害。

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。

本项目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成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

本项目采用管线集输工艺，集输管线全密闭，减少烃类气体的挥发。

(3) 油田采出水处理

为了保护和节约用水，本项目运行期油田采出水全部经德二联含油污水处理站处理达标后回注现役油层，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，最大程度降低工程施工对环境的影响。

3.5.1.3 环境管理的清洁生产

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。

3.5.1.4 污染物处置措施的清洁生产

本项目施工期产生的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含油污水处理站达标后回注现役油层，不外排；生活污水排入临时设置的玻璃钢化粪池内，拉运至德一联生活污水处理装置处理后排入站外暂存池，不外排；焊渣统一收集后外运至指定市政部门指定地点处理；生活垃圾统一收集，拉运至新巴尔虎左旗阿镇生活垃圾处理厂。

运营期产生的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，委托有资质单位处理；井下作业阶段及时回收落地油等废物，产生的含油污泥、落地油等危险废物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责任公司处理；油井作业废水经密闭罐车拉运至德二联合油污水处理站处理后回注现役油层，不外排。

3.5.1.6 绿色矿山

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苏德尔特油田开采”列入内蒙古自治区 2021 年度第三批列入绿色矿山名录名单。

3.5.1.7 清洁生产分析结论

通过以上分析，本项目在生产工艺、设备的先进性、合理性，原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程，符合清洁生产要求，清洁生产水平达到国内先进水平。

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（CO₂）排放、火炬燃烧 CO₂ 和甲烷（CH₄）排放、工艺放空 CO₂ 和 CH₄ 排放、设备泄漏 CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量以及净购入电力和热力隐含的 CO₂ 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 CO₂ 核算、逃逸排放 CH₄ 核算、净电购入隐含排放 CO₂ 核算以及本项目伴生气抵消德二联现有工程部分燃油量 CO₂ 核算。

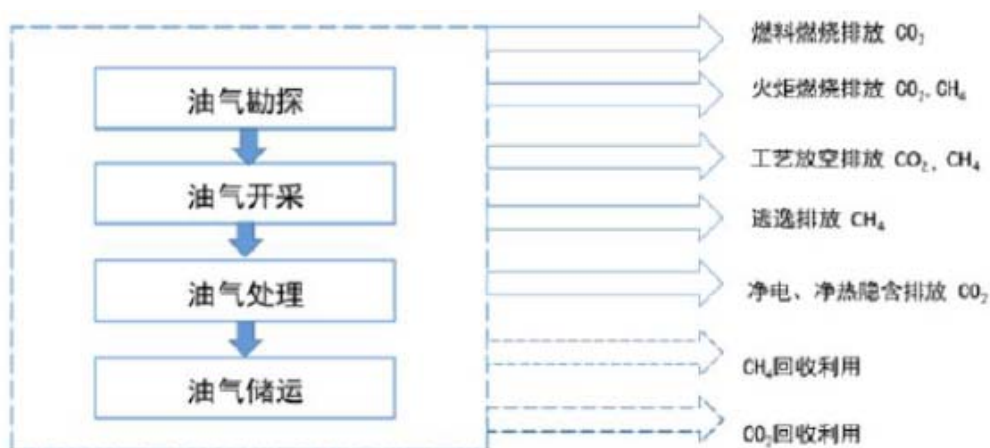


图 3.5-1 石油天然气生产业务温室气体排放源及气体种类示意图

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（tCO₂e）；

$E_{\text{燃烧}}$ ——燃料燃烧温室气体排放量（tCO₂e）；

$E_{\text{过程}}$ ——工业生产过程温室气体排放量（tCO₂e）；

$E_{\text{净购入电力和热力}}$ ——净购入电力和热力消耗温室气体排放总量（tCO₂e）；

$E_{\text{外供}}$ ——回收且外供的温室气体的量（tCO₂e）。

（1）燃料燃烧排放 CO₂ 核算

企业的化石燃料燃烧 CO₂ 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：

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

式中：

$E_{\text{CO}_2\text{燃烧}}$ ——企业的话是燃料燃烧 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

AD_{ij} ——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 Nm³）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

CC_{ij} ——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 Nm³ 为单位；伴生气热值取 389.31 GJ/万 Nm³，含碳量 15.30×10⁻³ 吨碳/GJ；原油热值取 42.620 GJ/吨，含碳量 20.10×10⁻³ 吨碳/GJ；

OF_{ij} ——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，本项目剩余 1.142×10⁴m³/a 伴生气用于抵消现有工程部分燃油量，通过热值衡算，折合燃油量为 7.784t/a。将赋值代入公式计算的燃料燃烧排放 CO₂ 见表 3.5-1。

表 3.5-1 燃料燃烧二氧化碳排放量统计表

伴生气			原油			燃料燃烧 CO ₂ 排放量
气体燃料标准状况体积 (万 Nm ³)	含碳量 (吨碳/ 万 m ³)	碳氧化率	液体燃料 (t)	含碳量 (吨碳/吨燃料)	碳氧化率	
6.212	5.96	0.99	7.784	0.86	0.98	110.4

将以上赋值代入公式计算，本项目 CO₂ 排放为 110.4t/a。

(2) CH₄ 逃逸排放

油气开采 CH₄ 逃逸排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的 CH₄ 逃逸排放因子进行计算：

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

式中：E_{CH₄ 开采逃逸}—原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j—不同的设施类型；

Num_{oil,j}—原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

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

Num_{gas,j}—天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

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

将赋值代入公式计算的逃逸排放 CH₄ 见表 3.5-2。

表 3.5-2 逃逸排放 CH₄ 排放量统计表

设施	数量 (个)	设施逃逸 CH ₄ 排放因子 (吨 CH ₄ (年·个))	CH ₄ 工艺放空排放量吨 CH ₄
井口装置	6	0.23	1.38

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）》，CH₄ 相比 CO₂ 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 CH₄ 相当于 21 吨 CO₂ 的增温能力，因此 GWP_{CH₄} 等于 21，因此逃逸的 CH₄ 折算为 CO₂ 当量值为 28.98tCO₂。

根据本区域油田伴生气实际情况，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，经计算运行期烃类气体无组织损耗量为 0.03×10⁴m³/a，甲烷化系数 0.65，甲烷总排放量为 0.14t/a。

(4) 净电隐含排放 CO₂ 核算

企业净购入的电力消费引起的 CO₂ 排放，排放公式如下：

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

式中：

$E_{CO_2净电}$ ——为企业净购入的电力消费引起的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$AD_{电力}$ ——为企业净购入的电力消费，单位为 MWh；

$EF_{电力}$ ——为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh；取全国电网平均排放因子 0.57tCO₂/MWh。

根据工程分析，本项目新增年用电量约为 0.045MWh，CO₂ 核算量为 0.026t/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 CO₂1309.406t/a。具体见表 3.5-3。

表 3.5-3 本项目碳排放核算一览表

序号	类别	CO ₂ 排放量 (t/a)
1	燃料燃烧排放	110.4
2	CH ₄ 逃逸排放	28.98
3	净电隐含排放	0.026
合计		139.406

(2) 减排降污措施建议

1) 源头控制措施

①本项目井场采用无人值守井场，井场配套相关物联网数据采集与监控系统设计。抽油机设备厂家自带一体化物联网电控柜，电控柜内含三相电参模块等。新建井口压力仪表等参数接入 RTU 数据采集系统，数据上传至作业区已建数据采集与监控系统集中监视、管理，实现全自动过程，加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发，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。

③本项目采用节能环保型动力设备，使用产品质量达标油，从源头上减少碳排放。

④本项目依托德一联和德二联加热炉优先使用伴生气作为燃料，减少碳排放。

⑤根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。选用高功率因素电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因素达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因素补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正

常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

⑥选用节能型干式变压器，能效等级为 I 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。各种电力设备均选用能效等级为 I 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

2) 过程控制措施

①项目开采采用密闭集输管道输送，减少井场储油罐及罐车拉运过程中产生的温室气体排放。

②运行期油田采出水全部经德二联合油污水处理站处理达标后回注现役油层，不外排。

③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。

④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。

⑤加强生产运行管理，减少原料、燃料损耗。

3) 管理措施

建设单位应建立碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节详细的规定，尽可能从管理上做到各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

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 自然环境概况

4.1.1 地理位置

本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎右旗境内，坐标范围为东经117.2206°~117.2587°、北纬48.0257°~48.0316°。地面海拔平均583m，地表被草原所覆盖，开发区域内建有较完善的道路系统，交通较为便利，本项目均位于已开发区域内。地理位置图见图1.1-1。

4.1.2 地形地貌

新巴尔虎右旗在地质构造上受新华夏第三沉降带海拉尔盆地西缘隆地的控制，为大兴安岭褶皱带的额尔古纳槽背斜。该旗地貌单元属呼伦贝尔断裂断陷盆地。山脉走向与河流流向多与地质构造线相吻合，即山脉多呈东北至西南，呼伦湖、克鲁伦河则沿断裂带线发育。达赉湖西岸、克鲁伦河以北地貌类型属低山丘陵。海拔一般为650~1000米，最高为巴彦乌拉山，海拔1011米最低为阿拉善查干诺尔一带，海拔504米。纵观新巴尔虎右旗地势为西北高，东南低，层状地形较明显，并依此可分为剥蚀地形、侵蚀地形和堆积地形三个亚地貌单元。除上述地貌类型外，在新巴尔虎右旗尚有较多的微地形发育。如星罗棋布的封闭洼地、洪积扇、剥蚀残丘（蓝旗庙以南地带，顶部浑圆，高出地面数米到数十米，多属水蚀、冰蚀作用形成）、断层崖（阿敦础鲁北山花岗岩剥蚀区最为典型）、风积砂丘、砂岗（主要在黄花村以西及河湖沿岸一带）。

4.1.3 水文地质

4.1.3.1 地表水

新巴尔虎右旗有克鲁伦河、乌尔逊河。克鲁伦河为内陆河，发源于蒙古国肯特山东麓，由新巴尔虎右旗祖修庙西进入我国后呈东西走向，最终注入呼伦湖，全长1264km，其中我国境内河道长度206km。界河长5.9km。我国境内流域面积3167km²，该面积全部在新巴尔虎右旗。克鲁伦河河滩地宽0.7~4.0km，河宽30~120m，水深1.0~2.5m，流速0.6~1.0m/s。

克鲁伦河是呼伦湖水源主要补给河流。由于在新右旗境内的流域面积降雨量小、蒸发量大，加之局部闭流区甚多，自产地表水资源量为零。

乌尔逊河是新巴尔虎右旗与新巴尔虎左旗的界河，发源于贝尔湖和沙尔勒金

河，北流注入呼伦湖，流域面积6449km²，河道长度223km。行政区划涉及新左旗、新右旗。乌尔逊河产流条件与克鲁伦河基本相同，自产地表水资源量为零。

呼伦湖湖水面积2315km²，平均水深5.7m，最大水深8m左右，蓄水量为132×10⁸m³，最大库容量为153×10⁸m³，湖泊流域面积7680km²，目前为微咸水湖。每年的10月底至次年的4月为封湖时间，平均封冻天数为180d，最大冰冻厚度为1.3m左右。

贝尔湖湖面积为608.78km²，跨中华人民共和国和蒙古国，其中7/8在蒙古人民共和国境内，1/8在我国境内。该湖为淡水湖，平均水深为9m左右，湖心最深处达50.0m。每年的10月底至次年的4月为封湖时间，平均封冻天数为180d，最大冰冻厚度为1.30m左右。

呼伦湖、贝尔湖、乌兰泡等，属于黑龙江流域的呼伦湖—额尔古纳河水系。流域面积11160km²，占全旗总面积的44.3%，闭流区面积为11700km²，占总面积的46.44%，水面面积为2098.68km²，多为入境水，而区内很少产流。湖泊水质好，矿化度0.77g/L，pH值为8.5，水化学类型为HCO₃⁻Cl-Na-Ca型。克鲁伦河水质较好，但湖水位变化较大。

本项目开发区域附近无地表水体，与最近的地表水体乌尔逊河距离约28.5km。

4.1.3.2 区域水文地质

(1) 地下水类型及赋存特征

本项目所在区域属于贝28作业区，根据《贝28及贝301水文地质勘察报告》，本项目所在区域地层自下而上依次为白垩系上统二连组（K_{2e}）、新近系中新统呼查山组（N_{1hc}）和第四系全新统（Qh）。综合水文地质图见图4.1-1。

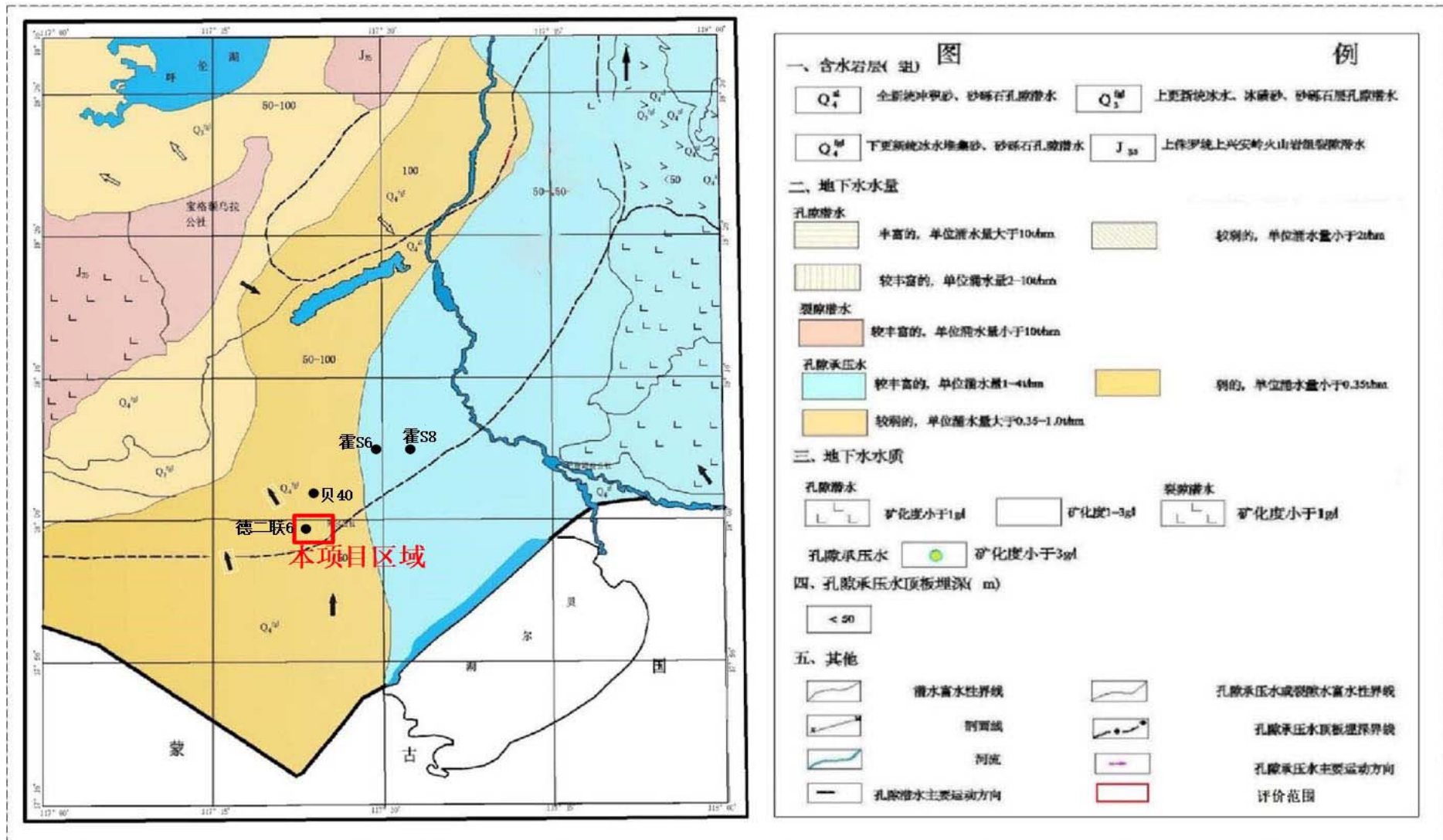


图 4.1-1 本项目区域综合水文地质图

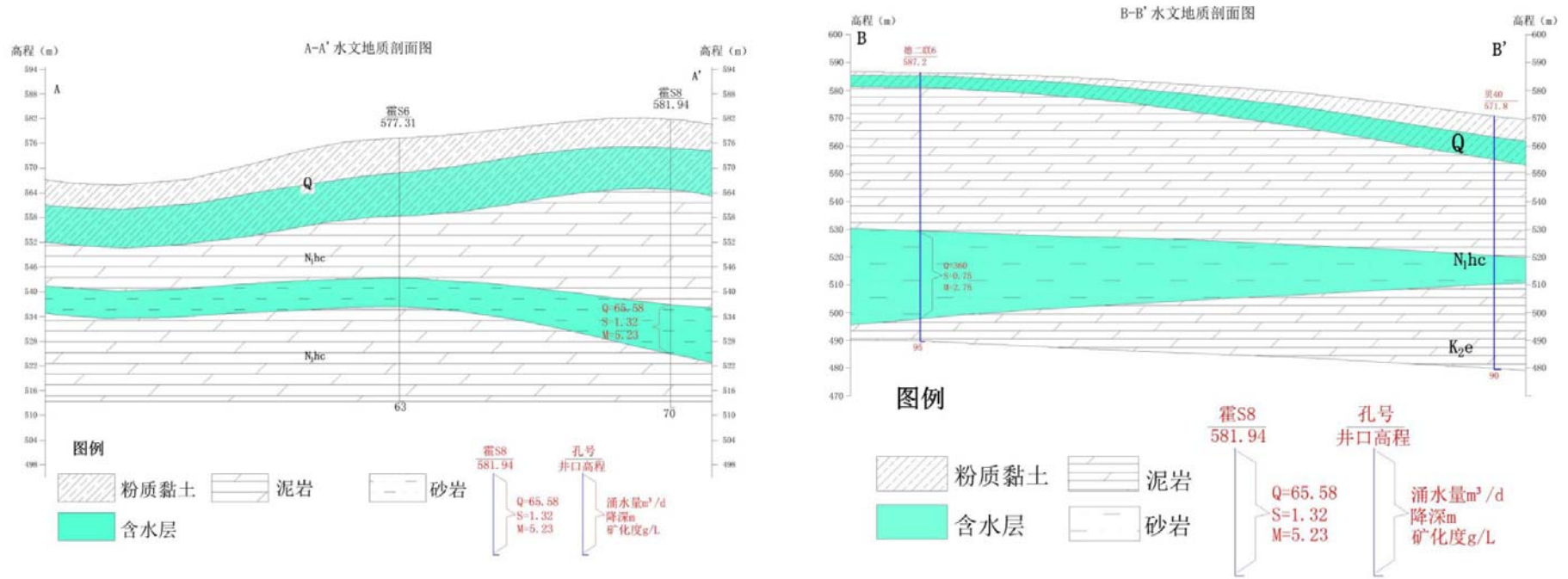


图 4.1-3 本项目所在区域水文地质剖面图

①潜水含水层（第四系全新统含水层(Qh)）

区内第四系广泛分布，沉积较稳定，地层厚度一般为 5.5~19.0m，从西北向东南厚度逐渐变厚。岩性主要为腐植土、灰黄色粉质粘土及细粉砂、灰白色砂砾石。含水层的岩性为细粉砂、灰白色砂砾石，涌水量小于 100m³/d，富水性差，且水质差，不具备供水意义。含水层厚度 5.0-6.5m，地下水流向由东南向西北，渗透系数 2.74m/d。含水层底板为新近系泥岩，呈不整合接触。

②承压水

a 新近系呼查山组含水层（N₁hc）

新近系在评价区广泛分布，厚度一般为 88~94.5m，地层底界埋深 95~101m。岩性上部为灰黄色泥岩、灰色泥质砂岩、粉砂岩，绿灰、灰色泥岩夹层，底部为灰白色砂砾岩。泥岩和底部砂砾岩分布稳定。

新近系孔隙裂隙含水层广泛分布，发育不稳定。含水层一般 1~2 层，厚度 31.5~44m。岩性为砂砾岩。该含水层渗透性较好。单井涌水量 360m³/d，降深为 0.75m（德二联 6 孔），富水性中等。含水层底板为白垩系二连组泥岩，与下伏白垩系二连组呈不整合接触。地下水流向由南向北，渗透系数取 9.67m/d。

b 白垩系上统二连组含水层（K₂e）

根据油田提供资料，白垩系上统地层在评价区广泛分布，沉积较稳定。由西北向东南埋深逐渐加深，厚度为 91.5~421.0m。地层底板埋深为 130.5~561m。岩性上部为紫红色及灰绿色泥岩互层，中部为灰色细砂岩、粗砂岩及紫红色泥岩，下部为大段的灰白色砂砾岩。白垩系二连组与下伏白垩系伊敏组呈不整合接触。

白垩系二连组孔隙裂隙含水层广泛分布，发育较好，含水层厚度一般为 20~50.0m，最厚为 81.0m，含水层顶板埋深 130~160m，含水层渗透性差，富水性弱。114mm 管径单井涌水量 103.74m³/d，降深为 7.28m。

（2）地下水补径排条件

地下水系统及其周围环境决定了地下水补给、径流、排泄特征，而其补给、径流和排泄构成了含水层地下水系统形成条件。

①地下水补给

调查评价区内苏德尔特地区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。

②地下水径流

从第四系潜水地下水径流方向由东南向西北，潜水流向整体受地势控制。第三系承压含水层径流方向为自南向北径流。

③地下水的排泄

根据调查区的地质及水文地质条件和地下水开采情况分析，地下水的排泄方式主要有三种：蒸发排泄、地下水的径流排泄、地下水人工开采排泄。新近系潜水含水层主要由人工开采和径流方式排泄，新近系承压含水层主要由径流方式排泄。

(3) 建设项目场地包气带岩性结构及其防污性

根据作业区勘察报告，按照岩土成因、结构、性质综合划分 3 层。对地层结构及特征描述如下：

①粉质黏土：黄褐色，可塑，渗透性差，局部地区缺失，为微透水层，无摇振反应，稍有光泽，干强度、韧性中等。层顶高程 575.0~584.0m，层厚：0~3.10m。

②粉细砂：黄色，淤积成因。颗粒不均匀，局部夹薄层粉土。无光泽，干强度低，韧性低，摇振反应快，中密，稍湿-饱和；层顶高程 571.9~584.0m，层厚：3.70~7.10m。

③粉质黏土：灰色，硬可塑，渗透性差，无摇振反应，稍有光泽，干强度、韧性中等。层顶高程 564.8~579.5m，层厚：未穿。

根据调查区地下水及浅部地层特征，调查区包气带主要为粉质黏土，垂向渗透系数可取 0.1m/d，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）包气带防污性能分级表，本项目包气带防污能力级别为弱。

(4) 地下水开发利用现状

评价区内主要有海拉尔油田贝 28 作业区与贝 16 作业区生产用水及附近牧民用水，根据水文地质勘察报告，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，经处理后可满足作业区生产用水和生活用水，牧民畜牧用水量相对较少，取水层主要为新近系呼查山组含水层。

4.1.4 气候概况

新巴尔虎右旗气候属中温带大陆性干旱气候，四季分明。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-40.8℃，七月平均气温20.4℃，最高气温37.8℃；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，主导风向为西北风。平均降水量为251mm，全年蒸发量为1857mm；

年平均相对湿度为58%。

4.1.5 土壤和植被

呼伦贝尔土壤类型种类繁多，主要土壤类型有栗钙土、草甸土、沼泽土、盐土、碱土、风沙土。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。区域内分布有维管植物40余种，以禾本科种数最多，其次为菊科、藜科、豆科、蔷薇科。该区域内植物均为常见种和广布种，无国家和自治区级保护植物分布。

4.1.6 野生动物分布

区域草原景观的特点，境内以小型兽类为主，无大型食肉兽与食草兽。在此35种中啮齿类就有2目6科15种，占总种类数的42.86%，就数量而言，也是本区兽类的优势种类。飞禽类有17目38科，主要有大雁、灰鹤、鸿雁、水鸭子、鱼鹰、海鸥等候鸟约100种，还有山鹰、毛腿鸡、百灵鸟等。呼伦湖及其附属水体共有鱼类4目6科26种（鲤科、鳅科、鲶科、鲟形目鲑科、鳕形目鳕科、单肩目狗鱼科）。鲤形目鲤科占绝对优势，聊鲑科2种、鳅科2种和鳕科、狗鱼科、鲶科各1种外，其余19种均为鲤科鱼类。在19种鲤科鱼类中，雅罗鲤亚科2种、鲮亚科3种、鲤亚科2种，鲤形目3科共22种，非鲤形目种类仅为4种。

评价区域内位于原有产能区块内，该区域人类活动频繁，评价区域内动物以伴人物种为主，常见的哺乳类动物有蒙古兔、獾、艾鼬、草原鼯鼠等；鸟类活动性较大，以草原区常见的沙百灵、云雀等；爬行类动物有丽斑麻蜥、龙江草蜥等。

4.2 环境保护目标调查

本项目评价范围内不涉及国家公园、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、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、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、水土流失重点治理区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域，以及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域、文物保护单位等环境敏感区，但项目占地全部位于基本草原内。

(1) 基本草原

本项目总占地面积为 1.785hm²，其中永久占地 0.105hm²，临时占地 1.68hm²，占地类型均为基本草原，主要用于畜牧业。

(2) 以居住为主要功能的区域

本项目评价范围内分布有村屯住宅以及部分散户，以居住为主要功能，评价范围内居民环境保护目标见表 4.2-1。

表 4.2-1 本项目大气环境保护目标一览表

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				
牧民布玛家	117.3307	48.0214	居民	1 户，3 人	二类	德 111-236 东侧，420m
牧民斯琴家	117.3475	48.0223	居民	1 户，3 人	二类	德 109-237 东北侧，1600m
牧民额尔敦毕力格家	117.3302	48.03222	居民	1 户，3 人	二类	德 112-233 东北侧，1300m
牧民巴图孟和家	117.3302	48.0322	居民	1 户，3 人	二类	德 112-233 东北侧，1800m
包其道尔吉家	117.3099	48.0163	居民	1 户，3 人	二类	德 101-229 西北侧，540m
斯仁达喜	117.2715	48.0244	居民	1 户，3 人	二类	德 101-229 西北侧，3200m
米格木尔	117.2629	48.0186	居民	1 户，3 人	二类	德 101-229 西北侧，3700m

4.3 环境质量现状调查与评价

4.3.1 环境空气现状调查与评价

4.3.1.1 基本污染物环境空气质量现状

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ 2.2-2018）相关要求，本次区域环境质量现状评价引用内蒙古生态环境厅发布的《2023 年内蒙古自治区生态环境状况公报》结论。

根据《2023 年内蒙古自治区生态环境状况公报》，2023 年呼伦贝尔市 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 各项指标均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及其修改单要求，呼伦贝尔市环境空气质量属于达标区。

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右旗境内，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 4.3-1，特征因子监测数据采用区域内已建油田开发项目监测数据，详见表 4.3-2。

表 4.3-1 区域内近 5 年环境空气基本因子监测数据表（μg/m³）

污染物	年度评价指标	2019		2020		2021		2022		2023		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%	现状浓度	占标率%	
SO ₂	年平均质量浓度	3	5.00	3	5.00	4	6.67	4	6.67	根据《2023 年内蒙古自		达标

NO ₂	年平均质量浓度	12	30.00	12	30.00	12	30.00	11	27.5	治区生态环境状况公报》，2023年呼伦贝尔市SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 各项指标均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及其修改单要求，呼伦贝尔市环境空气质量属于达标区	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	28	40.00	28	40.00	28	40.00	28	40		达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	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 ₃	最大8小时平均第90百分位数	108	67.50	104	65.00	100	62.50	102	63.75		达标

表 4.3-2 区域内环境空气特征因子监测数据表 (mg/m³)

污染物	2020年		2021年		2022年		2023年		2024年	
	监测点位	现状浓度	监测点位	现状浓度	监测点位	现状浓度	监测点位	现状浓度	监测点位	现状浓度
非甲烷总烃小时浓度	巴图家	0.41~0.73	阿布日格	0.42~0.68	贝16-X73-63井	0.41~0.87	德112-233井	0.30~0.41	米格木尔家	0.41~0.73

根据对区域内环境空气基本因子监测数据的分析，基本因子中SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}浓度略有升高，CO和O₃浓度略有降低。本次评价收集了区域内特征因子非甲烷总烃2020年~2024年的短期浓度监测数据，区域内非甲烷总烃浓度变化不大。

4.3.1.2 特征污染物环境空气质量现状

(1) 监测布点

本项目主导风向为西北风，本次在产能区域主导风向下风向设置1个监测点，见图4.3-1，其位置与本项目位置关系见表4.3-3。

表 4.3-3 环境空气现状监测点位表

序号	监测点名称	监测点坐标		监测因子	相对厂址方位	相对厂界距离
		东经	北纬			
A1	德112-233井	117.313743	48.019891	非甲烷总烃	/	/
A2	牧民布玛家	117.323908	48.019387		德111-236井东侧	420m

(2) 监测因子与监测方法

监测因子：非甲烷总烃

监测方法：监测项目分析方法具体见表4.3-4。

表 4.3-4 空气环境监测项目分析方法

序号	分析项目	监测方法	方法来源
----	------	------	------

1	非甲烷总烃	气相色谱法	HJ 604-2017
---	-------	-------	-------------

(3) 监测时间和频率

本项目委托大庆市谷瑞环境保护监测有限公司于 2023 年 9 月 21 日-2023 年 9 月 27 日对评价区域特征污染物进行环境质量现状补充监测，连续监测 7 天，每天采样 4 次（02:00、08:00、14:00、20:00），取小时均值。

(4) 监测结果

非甲烷总烃计的具体监测数据及统计结果见表 4.3-5。

表 4.3-5 大气环境质量现状监测结果（小时均值） 单位：mg/m³

监测点位	监测项目	采样频次	9.21	9.22	9.23	9.24	9.25	9.26	9.27
德 112-233 井	非甲烷总烃	第一次	0.39	0.40	0.40	0.37	0.30	0.36	0.41
		第二次	0.42	0.35	0.36	0.35	0.34	0.34	0.37
		第三次	0.36	0.37	0.39	0.38	0.33	0.32	0.35
		第四次	0.41	0.38	0.34	0.36	0.32	0.39	0.40
牧民布玛家		第一次	0.33	0.41	0.42	0.32	0.29	0.33	0.37
		第二次	0.37	0.36	0.43	0.29	0.37	0.35	0.32
		第三次	0.40	0.33	0.40	0.31	0.29	0.29	0.34
		第四次	0.35	0.40	0.37	0.30	0.33	0.34	0.34

(5) 评价标准

非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m³ 环境浓度。

(6) 评价结果

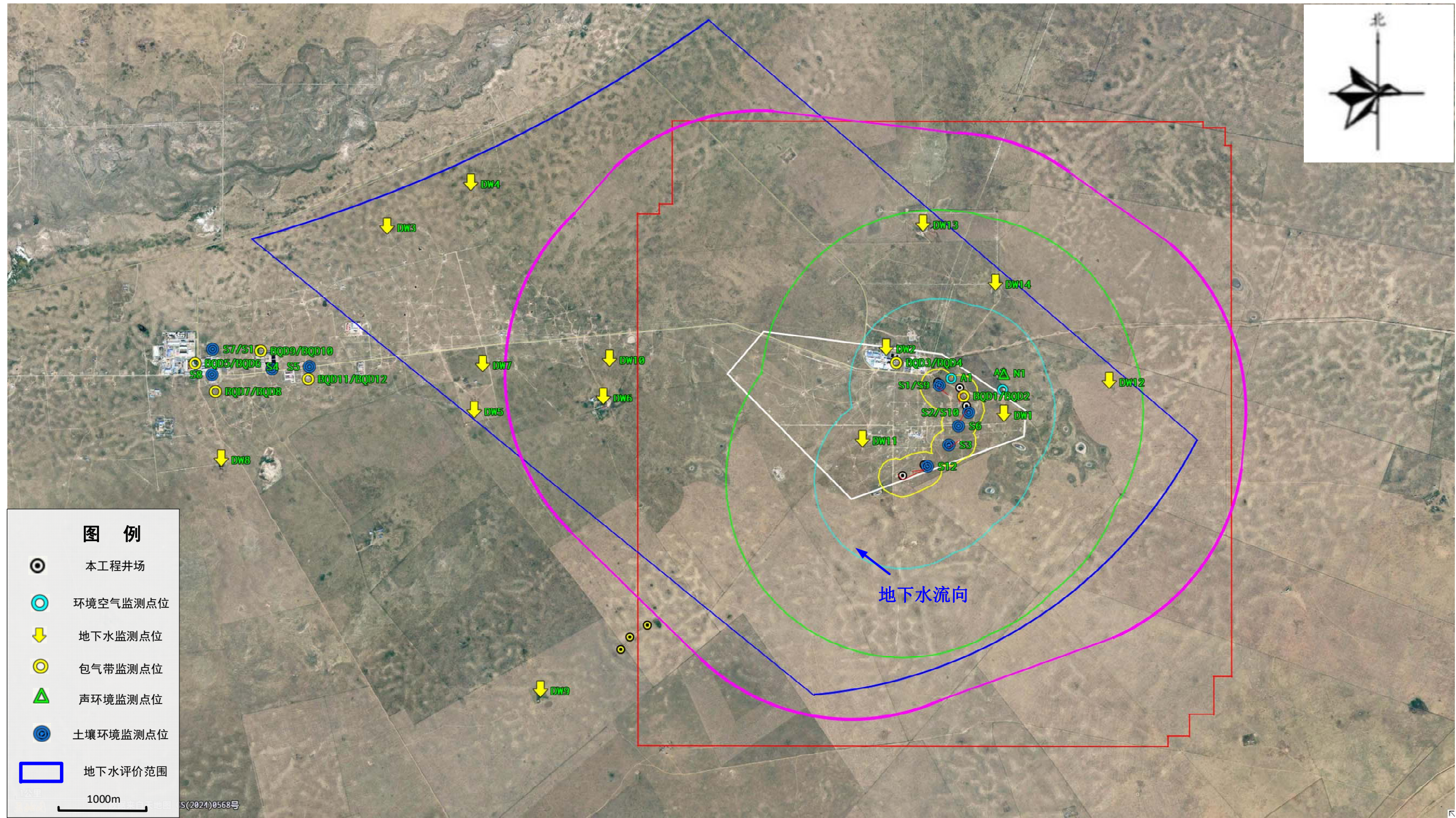
监测点非甲烷总烃现状评价结果见表 4.3-6。

表 4.3-6 现状评价结果表 单位：mg/m³

监测点位	监测项目	监测时间	浓度变化范围	标准值	最大超标率%	最大超标倍数	超标率
德 112-233 井	非甲烷总烃	2023.9.21	0.36~0.42	2.0	21	0	0
		2023.9.22	0.35~0.40	2.0	20	0	0
		2023.9.23	0.34~0.40	2.0	20	0	0
		2023.9.24	0.35~0.38	2.0	19	0	0
		2023.9.25	0.30~0.34	2.0	17	0	0
		2023.9.26	0.32~0.39	2.0	19.5	0	0
		2023.9.27	0.35~0.41	2.0	20.5	0	0
牧民布玛家	非甲烷总烃	2023.9.21	0.33~0.40	2.0	20	0	0
		2023.9.22	0.33~0.41	2.0	20.5	0	0

		2023.9.23	0.37~0.43	2.0	21.5	0	0
		2023.9.24	0.29~0.32	2.0	16	0	0
		2023.9.25	0.29~0.37	2.0	18.5	0	0
		2023.9.26	0.29~0.35	2.0	17.5	0	0
		2023.9.27	0.32~0.37	2.0	18.5	0	0

根据评价结果可知，项目所在区域非甲烷总烃监测满足《大气污染物综合排放标准详解》中 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 环境浓度要求，环境空气质量较好。



项目环境质量现状监测点位图

图 4.3-1

4.3.2 地下水环境现状调查与评价

4.3.2.1 地下水现状监测

(1) 监测布点

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），为查清区域地下水水质现状，考虑含水层分布、埋藏特征，结合项目工程特点，选取项目区域上游、侧向、区域下游等位置，对区域内地下水布设7个水质监测点（5个潜水含水层水质监测点、2个承压水含水层水质监测点），14个水位监测点，详见图4.3-1及表4.3-7。

表 4.3-7 地下水现状监测点位

编号	监测点位	含水层	坐标		上下游	功能	井深 m	备注
			东经	北纬				
DW01	布玛家水井	潜水	117.3307	48.0214	上游	牲畜用水	25	水质水位
DW02	贝16-21监测井1#	承压水	117.3154	48.0245	上游	监测井	76	
DW03	沙格德尔家水井	承压水	117.2638	48.0402	下游	牲畜用水	80	
DW04	萨仁格日乐家水井	潜水	117.2658	48.0434	下游	牲畜用水	23	
DW05	斯恩格家水井	潜水	117.2429	48.0155	侧游	牲畜用水	30	
DW06	米格木尔家水井	潜水	117.2629	48.0186	侧游	牲畜用水	35	
DW07	满达家水井	潜水	117.2420	48.0208	侧游	牲畜用水	30	
DW08	阿布日格家水井	承压水	117.2048	48.0079	/	牲畜用水	85	水位
DW09	达木丁苏荣家水井	潜水	117.2610	47.9908	/	牲畜用水	25	
DW10	斯仁达喜家水井	潜水	117.2715	48.0244	/	牲畜用水	34	
DW11	包其道尔吉家水井	潜水	117.3022	48.0143	/	牲畜用水	29	
DW12	斯琴家水井	潜水	117.3225	48.0199	/	牲畜用水	37	
DW13	巴图孟和家水井	潜水	117.3114	48.0361	/	牲畜用水	20	
DW14	额尔敦毕力格家水井	潜水	117.3302	48.0322	/	牲畜用水	25	

(2) 监测因子

K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、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_{Mn} 法，以 O_2 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、氰化物，共30项，同时记录井深、水位及监测井位置。

(3) 监测时间及频率

2023年9月22日（布玛家水井）、2024年4月12日-4月13日（满达家水井）、

2024 年 10 月 22 日（沙格德尔家水井、萨仁格日乐家水井、斯恩格家水井、米格木尔家水井）、2023 年 5 月 31 日（贝 16-21 监测井 1#）对地下水水质监测井取样 1 次，并进行水质分析。

（4）监测方法

监测项目分析方法具体见表 4.3-8。

表 4.3-8 地下水环境监测项目分析方法

序号	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/T 11904-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0.03mg/L
2	钠	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0.010mg/L
3	钙	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法	GB/T 11905-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0.02mg/L
4	镁	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法	GB/T 11905-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0.002mg/L
5	CO ₃ ²⁻	《地下水水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》	DZ/T0064.49-2021	滴定管	5mg/L
6	HCO ₃ ⁻	《地下水水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》	DZ/T0064.49-2021	滴定管	5mg/L
7	硫酸盐 (SO ₄ ²⁻)	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 ICS-6000DC	0.018mg/L
8	氯化物 (Cl ⁻)	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 ICS-6000DC	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 (以 CaCO ₃ 计)	水质钙和镁的总量的测定 EDTA 滴定法	GB/T 7477-1987	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	精密电子天平 FA2004	4mg/L
12	耗氧量 (高锰酸盐指数)	水质高锰酸盐指数测定	GB/T 11892-1989	滴定管	0.5mg/L
13	挥发酚类 (以苯酚计)	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 (萃取分光光度法)	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 ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 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	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 ICS-6000DC	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	铬(六价)	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
19	砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	双道原子荧光光度计 AFS-230E	0.0003mg/L
20	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	1.0μg/L
21	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
22	锰	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	0.01mg/L
23	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	0.10μg/L
24	汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	双道原子荧光光度计 AFS-230E	0.00004mg/L
25	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	-
26	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/100ml
27	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)	HJ 970-2018	紫外可见分光光度计 UV752	0.01mg/L
28	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
29	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
30	氰化物	水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法(方法2 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法)	HJ484-2009	可见分光光度计 722N	0.004 mg/L

(5) 监测结果

地下水水质监测结果见表 4.3-9, 统计结果见表 4.3-10, 水位监测结果见表 4.3-11。根据地下水位监测结果绘制潜水等水位线见图 4.3-2, 承压水等水压线见图 4.3-3。

表 4.3-9 地下水水质监测数据监测结果 单位: mg/L, pH 无量纲

监测时间	2023.9.22	2023.5.31	2024.4.12	2024.4.13	2024.10.22				标准 限值
	布玛家水井	贝16-21 监测井 1#	满达家水井		沙格德 尔家水 井	萨仁格 日乐家 水井	斯恩格 家水井	米格木 尔家水 井	
钾(mg/L)	3.58	2.88	1.15	1.08	1.25	2.45	2.4	2.42	-
钠(mg/L)	98.6	203	52.7	61.6	41.4	51.4	57.4	57.8	≤200
钙(mg/L)	61.8	98.5	53.5	54.3	31.5	41.7	40.6	41.1	-
镁(mg/L)	27.1	36.6	10.2	11.7	6.52	8.98	10.3	10.8	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	338	426	242	238	161	205	221	226	-
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	0	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	-

氯化物 (mg/L)	72.4	262	46.8	47.2	30.5	41.4	45.3	44.8	≤250
硫酸盐 (mg/L)	102	124	51.3	50.9	27.4	38.8	38.9	38.2	≤250
pH (无量纲)	7.7	8.2	7.8	7.9	7.6	7.6	7.7	7.8	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	283	399	180	184	106	142	144	148	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	573	1347	559	558	353	461	488	495	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.75	2.5	2.1	2.2	1.7	2.2	2	2.2	≤3.0
石油类 (mg/L)	0.05L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
挥发性酚类 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.001L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.59	0.754	0.522	0.519	0.464	0.496	0.522	0.519	≤1.0
硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	1.89	4.16	4.07	4.15	1.62	2.46	2.44	2.36	≤20
亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	0.001L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.318	0.437	0.306	0.309	0.207	0.231	0.261	0.268	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
铅 (mg/L)	0.0025L	2.3	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.13	0.13	2.28	2.27	0.22	0.24	0.28	0.25	≤0.3
锰 (mg/L)	0.06	0.24	0.22	0.20	0.11	0.12	0.13	0.11	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0001L	0.10L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.005
总大肠菌群 (MPN/100mL)	未检出	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	39	15	12	10	12	12	12	11	≤100
硫化物 (mg/L)	未检出	/	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.02
钡 (mg/L)	0.01L	/	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.7

表 4.3-10 地下水水质监测数据统计结果 单位: mg/L, pH 无量纲

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
钾 (mg/L)	8	3.58	1.08	100	0	0
钠 (mg/L)	8	203	41.4	100	12.50	1.02
钙 (mg/L)	8	98.5	31.5	100	0	0
镁 (mg/L)	8	36.6	6.52	100	0	0
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	8	426	161	100	0	0
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	8	未检出	未检出	未检出	0	0
硫酸盐 (mg/L)	8	262	30.5	100	0	0
氯化物 (mg/L)	8	124	27.4	100	12.50	1.05
pH (无量纲)	8	8.2	7.6	100	0	0
总硬度 (mg/L)	8	399	106	100	0	0

溶解性总固体 (mg/L)	8	1347	353	100	12.50	1.35
耗氧量 (mg/L)	8	2.75	1.7	100	0	0
石油类 (mg/L)	8	未检出	未检出	未检出	0	0
挥发性酚类 (mg/L)	8	未检出	未检出	未检出	0	0
氟化物 (mg/L)	8	0.754	0.464	100	0	0
硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	8	4.16	1.62	100	0	0
亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	8	未检出	未检出	未检出	0	0
氨氮 (mg/L)	8	0.437	0.207	100	0	0
六价铬 (mg/L)	8	未检出	未检出	未检出	0	0
砷 (mg/L)	8	未检出	未检出	未检出	0	0
汞 (mg/L)	8	未检出	未检出	未检出	0	0
铅 (mg/L)	8	2.3	2.3	未检出	12.50	230
铁 (mg/L)	8	2.28	0.13	100	25.00	7.60
锰 (mg/L)	8	0.24	0.06	100	62.50	2.40
镉 (mg/L)	8	未检出	未检出	未检出	0	0
总大肠菌群 (MPN/100mL)	8	未检出	未检出	未检出	0	0
菌落总数 (CFU/mL)	8	39	10	100	0	0
硫化物 (mg/L)	8	未检出	未检出	未检出	0	0
钡 (mg/L)	8	未检出	未检出	未检出	0	0

表 4.3-11 地下水水位统计结果表

序号	监测点位	含水层	水位高程 (m)	井深 (m)	水井功能
DW01	布玛家水井	潜水	573.3	25	牲畜用水
DW02	贝 16-21 监测井 1#	承压水	571.0	76	监测井
DW03	沙格德家水井	承压水	571.1	80	牲畜用水
DW04	萨仁格日乐家水井	潜水	568.5	23	牲畜用水
DW05	斯恩格家水井	潜水	572.9	30	牲畜用水
DW06	米格木尔家水井	潜水	571.4	35	牲畜用水
DW07	满达家水井	潜水	570.5	30	牲畜用水
DW08	阿布日格家水井	承压水	569.2	85	牲畜用水
DW09	达木丁苏荣家水井	潜水	574.2	25	监测井
DW10	斯仁达喜家水井	潜水	571.2	34	监测井
DW11	包其道尔吉家水井	潜水	572.5	29	牲畜用水
DW12	斯琴家水井	潜水	573.9	37	牲畜用水
DW13	巴图孟和家水井	潜水	572.8	20	牲畜用水
DW14	额尔敦毕力格家水井	潜水	571.5	25	牲畜用水

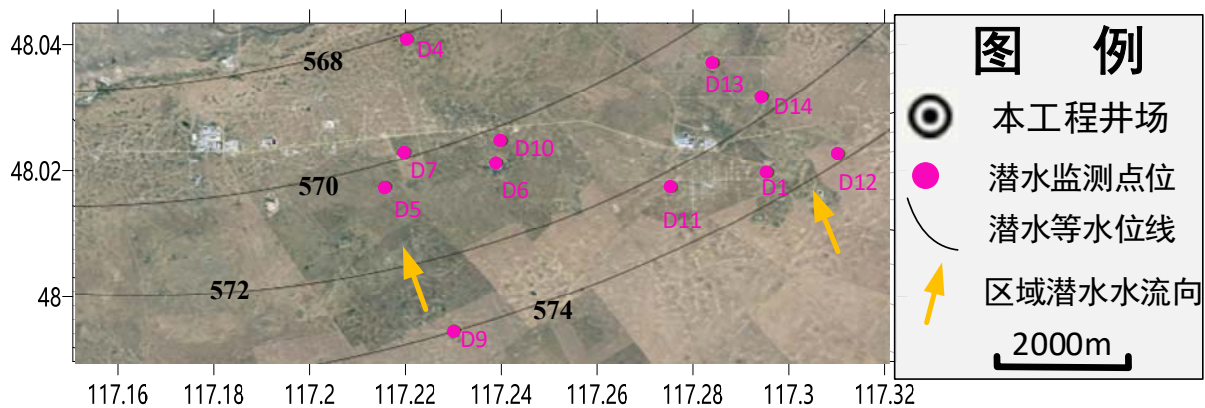


图 4.3-2 区域潜水等水位线图

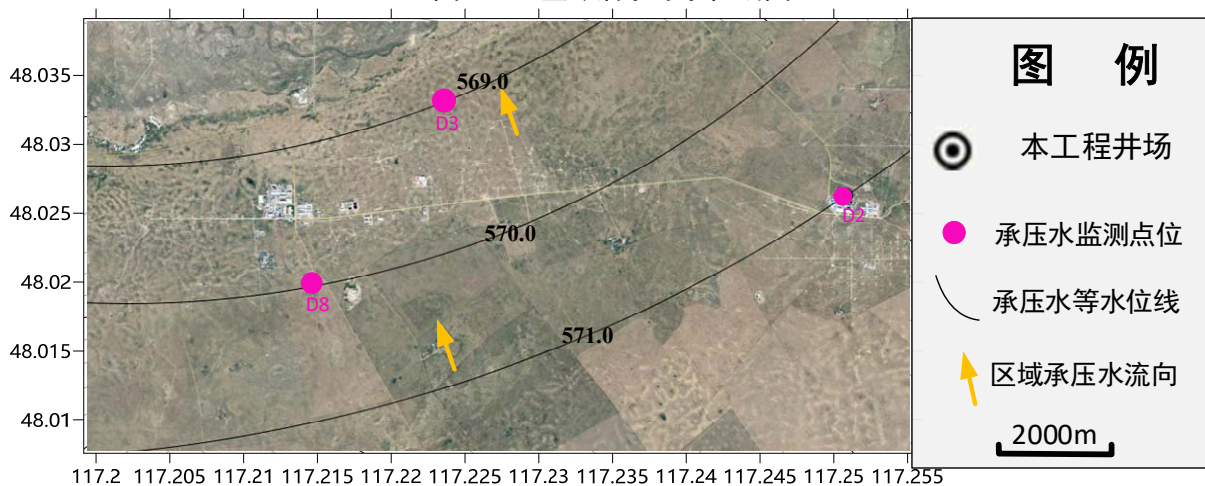


图 4.3-3 区域承压水等水位线图

(6) 区域地下水化学类型分析与八大离子平衡分析

根据舒卡列夫分类法，地下水中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^+ ($\text{Na}+\text{K}$)、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^- 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 4.3-12。

表 4.3-12 舒卡列夫分类表

含量>25%Meq 的离子	HCO_3^-	$\text{HCO}_3^-+\text{SO}_4^{2-}$	$\text{HCO}_3^-+\text{SO}_4^{2-}+\text{Cl}^-$	$\text{HCO}_3^-+\text{Cl}^-$	SO_4^{2-}	$\text{SO}_4^{2-}+\text{Cl}^-$	Cl^-
Ca^{2+}	1	8	15	22	29	36	43
$\text{Ca}^{2+}+\text{Mg}^{2+}$	2	9	16	23	30	37	44
Mg^{2+}	3	10	17	24	31	38	45
$\text{Na}^++\text{Ca}^{2+}$	4	11	18	25	32	39	46
$\text{Na}^++\text{Ca}^{2+}+\text{Mg}^{2+}$	5	12	19	26	33	40	47
$\text{Na}^++\text{Mg}^{2+}$	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 M<1.5g/L，阴离子只有 HCO₃⁻>25%Meq，阳离子只有 Ca²⁺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。

潜水、承压水监测点位地下水水质八大离子浓度评价结果见表 4.3-13。

表 4.3-13 (a) 潜水水质八大阴阳离子平衡计算过程

监测点	K ⁺ (毫克当量)	Na ⁺ (毫克当量)	Ca ²⁺ (毫克当量)	Mg ²⁺ (毫克当量)	CO ₃ ²⁻ (毫克当量)	HC O ₃ ⁻ (毫克当量)	Cl ⁻ (毫克当量)	SO ₄ ²⁻ (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	
布玛家水井	0.09 2	4.287	3.09 0	2.25 8	0.00 0	5.54 1	2.03 9	1.06 3	9.72 7	8.64 3	1.0 84	4-A、HCO ₃ ⁻ - Na+Ca 型
萨仁格日乐家水井	0.06 3	2.235	2.08 5	0.74 8	0.00 0	3.36 1	1.16 6	0.40 4	5.13 1	4.93 1	0.2 00	
斯恩格家水井	0.06 2	2.496	2.03 0	0.85 8	0.00 0	3.62 3	1.27 6	0.40 5	5.44 6	5.30 4	0.1 41	
米格木尔家水井	0.06 2	2.513	2.05 5	0.90 0	0.00 0	3.70 5	1.26 2	0.39 8	5.53 0	5.36 5	0.1 65	
满达家水井	0.02 9	2.291	2.67 5	0.85 0	0.00 0	3.96 7	1.31 8	0.53 4	5.84 6	5.82 0	0.0 26	

表 4.3-13 (b) 承压水水质八大离子浓度评价结果

监测点	K ⁺ (毫克当量)	Na ⁺ (毫克当量)	Ca ²⁺ (毫克当量)	Mg ²⁺ (毫克当量)	CO ₃ ²⁻ (毫克当量)	HC O ₃ ⁻ (毫克当量)	Cl ⁻ (毫克当量)	SO ₄ ²⁻ (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	
贝 16-21 监测井 1#	0.07 4	8.826	4.92 5	3.05 0	0.00 0	6.98 4	7.38 0	1.29 2	16.8 75	15.6 56	1.2 19	25-A、HCO ₃ ⁻ +Cl ⁻ - Na+Ca
沙格德家	0.03 2	1.800	1.57 5	0.54 3	0.00 0	2.63 9	0.85 9	0.28 5	3.95 0	3.78 4	0.1 66	

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 4-A、HCO₃⁻Na+Ca 型，承压水地下水化学类型为 25-A、HCO₃⁻+Cl⁻Na+Ca 型，地下水矿化度较低，水质情况较好。根据表 4.3-14 和表 4.3-15，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、重碳酸盐）毫克当量浓度相对误差不大于 5%，阴阳离子平衡。

4.3.2.2 地下水环境现状评价

(1) 评价因子

评价因子为氯化物、硫酸盐、pH、钠、氰化物、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、石油类、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶

解性总固体、耗氧量（高锰酸盐指数）、总大肠菌群、菌落总数、钡、石油类、硫化物。

(2) 评价方法

采用标准指数法：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

式中： P_i ——第*i*个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第*i*个水质因子的监测浓度值（mg/L）；

C_{si} ——第*i*个水质因子的标准浓度值（mg/L）。

pH的标准指数为：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}}, \quad pH \leq 7.0$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0}, \quad pH > 7.0$$

式中： P_{pH} ——pH的标准指数，无量纲；

pH——pH监测值；

pH_{su} ——pH值标准规定的上限值；

pH_{sd} ——pH标准规定的下限值。

(3) 评价标准

石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类限值。其他项目采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准。

(4) 评价结果

地下水环境现状评价结果见表 4.3-14。

表 4.3-14 地下水环境现状评价结果表

监测时间	2023.9.22	2023.5.31	2024.4.12	2024.4.13	2024.10.22			
监测项目	布玛家水井	贝16-21监测井1#	满达家水井		沙格德家水井	萨仁格日乐家水井	斯恩格家水井	米格木尔家水井
钠 (mg/L)	0.49	1.02	0.26	0.31	0.21	0.26	0.29	0.29
pH (无量纲)	0.29	1.05	0.19	0.19	0.12	0.17	0.18	0.18
总硬度 (mg/L)	0.41	0.50	0.21	0.20	0.11	0.16	0.16	0.15
氯化物 (mg/L)	0.29	1.05	0.19	0.19	0.12	0.17	0.18	0.18
硫酸盐	0.41	0.50	0.21	0.20	0.11	0.16	0.16	0.15

(mg/L)								
pH (无量纲)	0.47	0.80	0.53	0.60	0.40	0.40	0.47	0.53
总硬度 (mg/L)	0.63	0.89	0.40	0.41	0.24	0.32	0.32	0.33
溶解性总固体 (mg/L)	0.57	1.35	0.56	0.56	0.35	0.46	0.49	0.50
耗氧量 (mg/L)	0.92	0.83	0.70	0.73	0.57	0.73	0.67	0.73
挥发酚 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/
氰化物 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/
氟化物 (mg/L)	0.59	0.75	0.52	0.52	0.46	0.50	0.52	0.52
硝酸盐 (mg/L)	0.09	0.21	0.20	0.21	0.08	0.12	0.12	0.12
亚硝酸盐 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/
氨氮 (mg/L)	0.64	0.87	0.61	0.62	0.41	0.46	0.52	0.54
六价铬 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/
砷 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/
汞 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/
铅 (mg/L)	/	230	/	/	/	/	/	/
铁 (mg/L)	0.43	0.43	7.60	7.57	0.73	0.80	0.93	0.83
锰 (mg/L)	0.60	2.40	2.20	2.00	1.10	1.20	1.30	1.10
镉 (mg/L)	/	/			/	/	/	/
石油类 (mg/L)	/	/			/	/	/	/
总大肠菌群 (MPN/100mL)	/	/			/	/	/	/
菌落总数 (CFU/mL)	0.39	0.15	0.12	0.10	0.12	0.12	0.12	0.11
硫化物 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/
钡 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/

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），钠、氯化物、溶解性总固体、铅、铁、锰有部分超标。

根据油田建设初期水文地质勘察报告，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、高氟的特点，油田特征污染物石油类、挥发性酚类未检出，

故地下水部分指标超标与油田建设的关联性较小。

4.3.2.3 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》（HJ 610-2016），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。调查因子为 pH、石油类、挥发性酚类、铅、砷、汞、铬（六价）。

2024 年 10 月 22 日监测已建 109-237 井场内、109-237 井场外 100m 处草地、德一联转油站内未硬化区域、德一联转油站外永久占地范围外 100m 处草地、德二联脱水站永久占地范围内、德二联脱水站永久占地范围外 100m 处草地。2024 年 10 月 23 日监测危废暂存间未硬化区域、危废暂存间永久占地范围外 100m 草地、德二联压裂返排液处理站未硬化区域、德二联压裂返排液处理站永久占地范围外 100m 草地；2024 年 4 月 12 日含油污泥暂存池永久占地范围内、含油污泥暂存池永久占地范围外 100m 处草地。

包气带污染现状调查点位见表 4.3-15 和图 4.3-1，监测结果见表 4.3-16。

表 4.3-15 包气带调查点位

序号	监测点	采样深度	备注
BQD1	已建德 109-237 井场内	0~20cm、20~40cm	污染控制点
BQD2	德 109-237 井场占地外 100m 处草地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点
BQD3	德一联转油站内未硬化区域	0~20cm、20~40cm	污染控制点
BQD4	德一联转油站外永久占地范围外 100m 处草地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点
BQD5	德二联脱水站永久占地范围内	0~20cm、20~40cm	污染控制点
BQD6	德二联脱水站永久占地范围外 100m 处草地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点
BQD7	危废暂存间未硬化区域	0~20cm、20~40cm	污染控制点
BQD8	危废暂存间永久占地范围外 100m 草地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点
BQD9	德二联压裂返排液处理站未硬化区域	0~20cm、20~40cm	污染控制点
BQD10	德二联压裂返排液处理站永久占地范围外 100m 草地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点
BQD11	含油污泥暂存池永久占地范围内	0~20cm、20~40cm	污染控制点
BQD12	含油污泥暂存池永久占地范围外 100m 处草地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点

表 4.3-16 包气带现状监测结果 单位 mg/L, pH 无量纲

监测时间	2023.9.22			
	已建德 109-237 井场内		德 109-237 井场占地外	
监测项目	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH (无量纲)	7.5	7.3	7.4	7.3
挥发酚 (mg/L)	0.0011	0.0008	0.0015	0.0012
铅 (μg/L)	5.2	5.45	5.1	5.3

六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞 (μg/L)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷 (μg/L)	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类 (mg/L)	0.03	0.04	0.02	0.03
监测项目	德二联脱水站永久占地范围内		德二联脱水站永久占地范围外	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH (无量纲)	7.4	7.2	7.1	7.5
挥发酚 (mg/L)	0.0012	0.0016	0.0011	0.0008
铅 (μg/L)	5.1	5.4	5.2	5.3
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞 (μg/L)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷 (μg/L)	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类 (mg/L)	0.04	0.02	0.02	0.04
监测项目	德一转油站内未硬化区域		德一转油站外	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH (无量纲)	7.6	7.5	7.1	7.4
挥发酚 (mg/L)	0.0015	0.0003L	0.0014	0.0017
铅 (μg/L)	5.5	5.1	5.4	5.2
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞 (μg/L)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷 (μg/L)	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类 (mg/L)	0.02	0.01L	0.03	0.02
监测项目	含油污泥暂存池永久占地范围内		含油污泥暂存池永久占地范围外	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH (无量纲)	7.5	7.4	7.7	7.6
挥发酚 (mg/L)	0.0019	0.0003L	0.0003L	0.0003L
铅 (μg/L)	5.2	5.3	5.1	5.2
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞 (μg/L)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷 (μg/L)	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类 (mg/L)	0.04	0.03	0.01L	0.01L
监测项目	危废暂存间未硬化区域		危废暂存间永久占地范围外	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH (无量纲)	7.8	7.4	7.7	7.9
挥发酚 (mg/L)	0.0015	0.0003L	0.0014	0.0011
铅 (μg/L)	5.5	5.6	5.6	5.3
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞 (μg/L)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷 (μg/L)	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类 (mg/L)	0.03	0.02	0.02	0.01L
监测项目	德二联压裂返排液处理站未硬化区域		德二联压裂返排液处理站永久占地范围外	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH (无量纲)	7.3	7.9	7.5	7.3
挥发酚 (mg/L)	0.0014	0.0011	0.0016	0.0010
铅 (μg/L)	5.5	5.1	5.1	5.4
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞 (μg/L)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷 (μg/L)	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类 (mg/L)	0.03	0.02	0.04	0.01L

根据包气带监测结果，本项目评价区域内包气带中铬（六价）、汞、砷均未检出，且污染控制点与清洁对照点的油田特征污染物石油类、挥发性酚类、铅监测数值相差不大，因此，评价区域内包气带未被污染。

4.3.3 声环境质量现状调查与评价

根据本项目井场周边敏感点分布情况，在项目区域布设 1 个监测点，监测点位见图 4.3-1，声环境质量现状监测结果见表 4.3-17。

表 4.3-17 声环境质量现状监测结果 单位：dB (A)

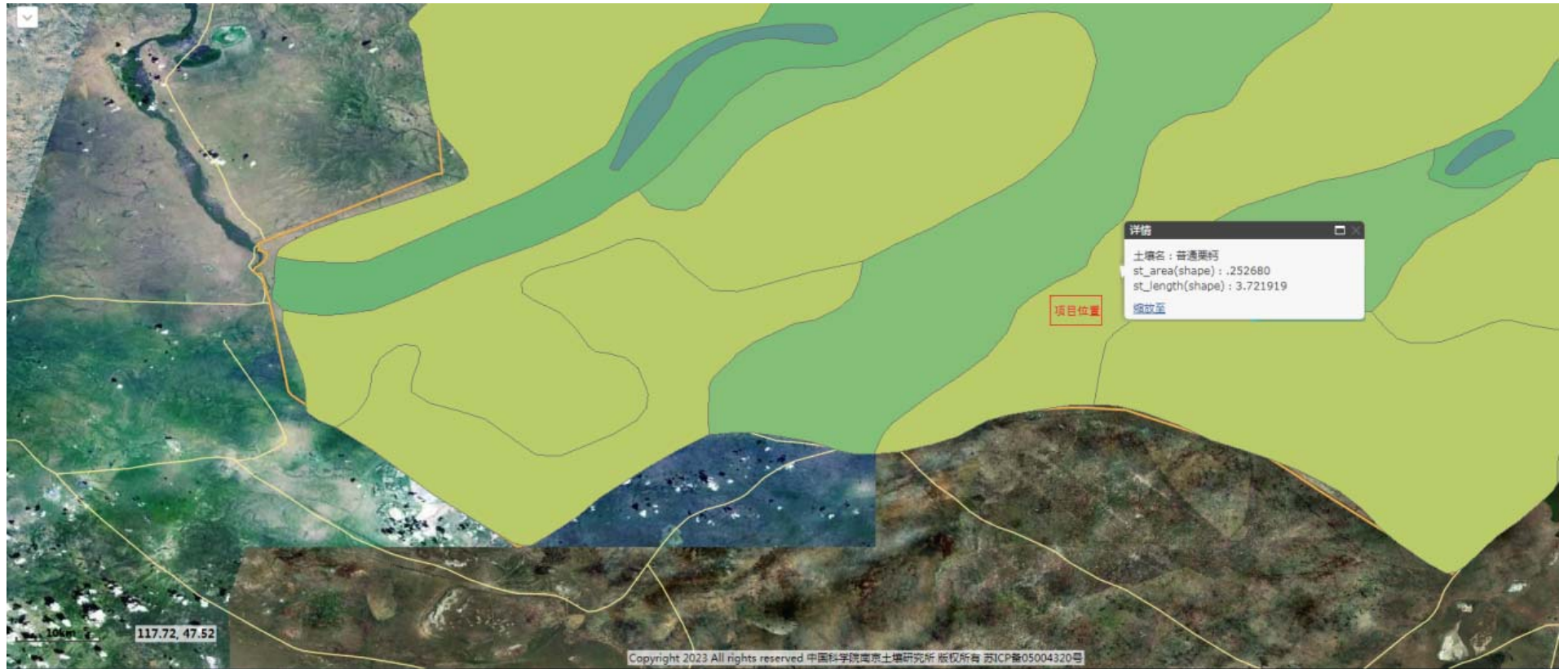
监测点位	2023.9.25		2023.9.26	
	昼间	夜间	昼间	夜间
牧民布玛家	43	38	42	39

由监测结果可知，牧民所在区域声环境质量能够满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中 1 类标准的要求。

4.3.4 土壤环境质量现状调查与评价

4.3.4.1 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，本项目评价范围内土壤类型为栗钙土。项目区域土壤类型图见图 4.3-4。





4.3.4.2 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 4.3-18，土体构型（土壤剖面）见表 4.3-19。

表 4.3-18 土壤理化性质调查表

点号	拟建德 112-233 油井永久占地范围内		时间	2023.9.22
经度	117.313827		纬度	48.019933
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	砂壤土	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	8.24	8.10	8.17
	阳离子交换量(cmol+/kg)	16.8	15.9	14.8
	氧化还原电位 (mv)	181	166	134
	饱和导水率(μm/s)	0.896	0.905	0.924
	土壤容重 (g/cm ³)	1.46	1.49	1.56
	孔隙度(%)	44.9	43.8	41.1

表 4.3-19 土体构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
拟建德 112-233 油井永久占地范围内			0-0.5m 块状结构 砂壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m 面状结构 壤土

4.3.4.3 土壤采样及监测

(1) 土地利用类型

本次评价范围内为草地（基本草原）。

(2) 监测布点及监测项目

本项目土壤环境影响类型属于污染影响型项目，评价等级为一级，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 3 个表层样监测点，5 个柱状样监测点，占地范围外共布设 4 个表层样点。满足《环境影响评评技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）中污染型项目中要求（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）。监测布点见表 4.3-20 和图 4.3-1。

表 4.3-20 土壤监测点位及监测项目一览表

序号	点位名称	检测项目	土壤类型	占地类型	监测层位		
S1	拟建德 112-233 井场永久占地内	0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 监测：pH、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、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	草甸栗钙土	建设用地	柱状样点，取样深度：0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m		
S2	拟建德 109-237 井场永久占地内						
S3	拟建德 105-234 井场永久占地内						
S4	德二联压裂返排液处理站废液暂存池未硬化区域	0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 监测：pH、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、汞、砷、铅、镉、铬（六价）、土壤盐分含量（水溶性盐总量）		建设用地	柱状样点，取样深度：罐区和池底下方 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m		
S5	含油污泥暂存池未硬化区域						
S6	已建德 108-235 井场永久占地内					pH、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、汞、砷、铅、镉、铬（六价）、土壤盐分含量（水溶性盐总量）	表层样，取样深度：0-0.2m
S7	德二联合站罐区未硬化区域						
S8	危废暂存库未硬化地面						
S9	拟建德 112-233 外南侧 100m 草地	pH、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、汞、砷、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍、土壤盐分含量（水溶性盐总量）	农用地	表层样，取样深度：0-0.2m			
S10	拟建德 109-237 外北侧 100m 草地						
S11	德二联站南 50m						
S12	拟建德 102-232 外北侧 100m 草地						

(3) 监测时间及频率

S1、S2、S3、S9、S10、S12 监测时间为 2023 年 9 月 22 日、S4、S5、S7、S8、S11 监测时间为 2024 年 4 月 12 日、S6 监测时间为 2024 年 10 月 22 日。一次性采样。

(4) 监测方法

土壤监测方法及分析仪器见表 4.3-21。

表 4.3-21 土壤环境监测项目分析方法

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
pH 值	土壤 pH 值的测定 电位法	HJ 962-2018	pH 计 PHS-3C-02	-
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	土壤和沉积物 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) 的测定气相色谱法	HJ 1021-2019	气相色谱仪 SP-3420A	6mg/kg
石油烃 (C ₆ -C ₉)	土壤和沉积物 石油烃 (C ₆ -C ₉) 的测定吹扫捕集/气相色谱法	HJ 1020-2019	气相色谱仪 SP-3420A	0.04mg/kg
水溶性盐总量	土壤检测第 16 部分: 土壤水溶性盐总量的测定 重量法	NY/T1121.16-2006	精密电子天平 FA2004	0.1g/kg
石油类	《土壤 石油类的测定 红外分光光度法》	HJ 1051-2019	红外分光测油仪 InLab-2100	4mg/kg
汞	土壤和沉积物汞、砷、硒、铋、锑的测定微波消解/原子荧光法	HJ 680-2013	双道原子荧光光度计 AFS-230E	0.002mg/kg
砷	土壤和沉积物汞、砷、硒、铋、锑的测定微波消解/原子荧光法	HJ 680-2013	双道原子荧光光度计 AFS-230E	0.01mg/kg
铜	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	原子吸收分光光度计 AA320N	1mg/kg
铅	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	原子吸收分光光度计 AA320N	10mg/kg
镍	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	原子吸收分光光度计 AA320N	3mg/kg
铬	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	原子吸收分光光度计 AA320N	4mg/kg
锌	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法	HJ491-2019	原子吸收分光光度计 AA320N	1mg/kg
六价铬	土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法	HJ 1082-2019	原子吸收分光光度计 AA320N	0.5mg/kg
镉	土壤质量铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法	GB/T17141-1997	石墨炉原子吸收分光光度计 GA3202	0.01mg/kg
四氯化碳	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.3μg/kg
氯仿	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.1μg/kg
氯甲烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.0μg/kg
1,1-二氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.2μg/kg
1,2-二氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.3μg/kg
1,1-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.0μg/kg

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
顺-1,2-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.3μg/kg
反-1,2-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.4μg/kg
二氯甲烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.5μg/kg
1,2-二氯丙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.1μg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.2μg/kg
1,1,1,2-四氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.2μg/kg
四氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.4μg/kg
1,1,1-三氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.3μg/kg
1,1,2-三氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.2μg/kg
三氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.2μg/kg
1,2,3-三氯丙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.2μg/kg
氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.0μg/kg
苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.9μg/kg
氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.2μg/kg
1,2-二氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.5μg/kg
1,4-二氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.5μg/kg
乙苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.2μg/kg
苯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.1μg/kg

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
甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用 仪 GC2010	1.3μg/kg
间二甲苯+对二甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用 仪 GC2010	1.2μg/kg
邻二甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用 仪 GC2010	1.2μg/kg
硝基苯	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱法-质谱法	HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用 仪 GC2010	0.09mg/kg
苯胺	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱法-质谱法	HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用 仪 GC2010	0.1mg/kg
2-氯酚	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱法-质谱法	HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用 仪 GC2010	0.06mg/kg
苯并[a]蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱法-质谱法	HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用 仪 GC2010	0.1mg/kg
苯并[a]芘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱法-质谱法	HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用 仪 GC2010	0.1mg/kg
苯并[b]荧蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱法-质谱法	HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用 仪 GC2010	0.2mg/kg
苯并[k]荧蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱法-质谱法	HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用 仪 GC2010	0.1mg/kg
蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱法-质谱法	HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用 仪 GC2010	0.1mg/kg
二苯并[a, h]蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱法-质谱法	HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用 仪 GC2010	0.1mg/kg
茚并[1,2,3-cd]芘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱法-质谱法	HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用 仪 GC2010	0.1mg/kg
萘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱法-质谱法	HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用 仪 GC2010	0.09mg/kg

(5) 监测结果

监测结果见表 4.3-22~表 4.3-24。

表 4.3-22 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			
	S9 拟建德 112-233 外南侧 100m 草地	S10 拟建德 109-237 外北侧 100m 草地	S11 德二联站南 50m	S12 拟建德 102-232 外北侧 100m 草地
pH	8.28	8.31	8.22	8.37
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	53	69	19	58
汞	0.032	0.027	0.015	0.029
砷	3.24	3.19	3.62	3.42
铅	14.8	16.3	15	15.1
镉	0.1	0.08	0.15	0.07
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃 (C ₆ -C ₉)	未检出	未检出	0.06	未检出
水溶性盐总量	900	800	700	700
石油类	25	27	28	29
总铬	45	49	39	43
铜	13	18	/	19
锌	56	60	/	58
镍	21	22	/	20

表 4.3-23 建设用地土壤监测实测值 单位: mg/kg (pH 除外)

监测项目	S1 拟建德 112-233 井场永久占地内			S2 拟建德 109-237 井场永久占地内			S3 拟建德 105-234 井场永久占地内			S4 德二联压裂返排液处理站废液暂存池未硬化区域		
	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
pH	7.56	7.35	7.46	7.31	7.28	7.47	7.65	7.42	7.51	8.16	8.18	8.24

石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	75	未检出	未检出	89	未检出	未检出	67	未检出	未检出	13	未检出	未检出
汞	0.016	0.013	0.014	0.015	0.014	0.016	0.011	0.016	0.012	0.025	0.024	0.021
砷	3.42	3.35	3.52	3.23	3.52	3.36	3.36	3.53	3.49	3.35	3.32	3.25
铅	15	14	16	15	17	14	15	14	15	16	19	18
镉	0.12	0.13	0.11	0.16	0.15	0.17	0.13	0.16	0.15	0.10	0.10	0.08
铬 (六价)	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
铜	23	24	21	24	23	21	22	21	19	16	20	26
镍	22	21	23	23	21	23	20	23	22	19	22	24
四氯化碳	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
氯仿	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
氯甲烷	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
1,1-二氯乙烷	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
1,2-二氯乙烷	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
1,1-二氯乙烯	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
顺-1,2-二氯乙烯	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
反-1,2-二氯乙烯	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
二氯甲烷	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
1,2-二氯丙烷	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
1,1,1,2-四氯乙烷	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
1,1,2,2-四氯乙烷	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
四氯乙烯	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
1,1,1-三氯乙烷	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

1,1,2-三氯乙烷	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
三氯乙烯	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
1,2,3-三氯丙烷	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
氯乙烯	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
苯	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
氯苯	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
1,2-二氯苯	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
1,4-二氯苯	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
乙苯	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
苯乙烯	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
甲苯	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
间+对二甲苯	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
邻二甲苯	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
硝基苯	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
苯胺	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
2-氯酚	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
苯并[a]蒽	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
苯并[a]芘	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
苯并[C]荧蒽	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
苯并[k]荧蒽	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
蒽	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
二苯并[a, h]蒽	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

茚并[1,2,3-cd]芘	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
萘	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
石油烃 (C ₆ -C ₉)	0.04	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.04	未检出	未检出
水溶性盐总量	800	700	700	800	800	700	700	800	700	700	800	800
石油类	26	27	25	25	26	28	24	26	27	27	20	22

表 4.3-24 建设用地土壤监测实测值 单位: mg/kg (pH 除外)

监测项目	监测点位					
	S5 含油污泥暂存池未硬化区域			S6 已建德 108-235 井场永久占地内	S7 德二联合站罐区未硬化区域	S8 危废暂存库未硬化地面
	0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m
pH	8.21	8.15	8.18	7.45	8.15	8.25
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	25	未检出	未检出	11	19	14
汞	0.015	0.013	0.015	0.015	0.014	0.012
砷	3.36	3.43	3.47	3.54	3.45	3.34
铅	15	17	13	18	16	14
镉	0.16	0.14	0.17	0.11	0.15	0.18
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃 (C ₆ -C ₉)	0.09	未检出	未检出	未检出	0.11	0.08
水溶性盐总量	800	800	700	800	900	800
石油类	31	26	25	21	28	29

4.3.4.4 评价标准及方法

(1) 评价标准

本项目建设用地土壤评价标准采用《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，周边牧草地土壤评价标准采用《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018），具体见表 2.4-4~表 2.4-5。

(2) 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_i ：第 i 项分指数；

X_i ：土壤中 i 污染物的实测含量 mg/kg；

X_{oi} ：土壤中 i 污染物的标准值 mg/kg。

(3) 土壤现状评价结果分析

评价结果见表 4.3-25~表 4.3-26。

表 4.3-25 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)	标准差	检出率	超标率	最大超标 倍数
pH	4	8.37	8.22	0.06	100%	/	/
石油烃 (C ₁₀ - C ₄₀)	4	69	19	21.56	100%	0%	/
汞	4	0.032	0.015	0.01	100%	0%	/
砷	4	3.62	3.19	0.20	100%	0%	/
铅	4	16.3	14.8	0.68	100%	0%	/
镉	4	0.15	0.07	0.04	100%	0%	/
铬 (六价)	4	未检出	未检出	/	100%	0%	/
石油烃 (C ₆ -C ₉)	4	0.06	0.06	0.00	25%	/	/
水溶性盐总量	4	900	700	95.74	100%	/	/
石油类	4	29	25	1.71	100%	/	/
总铬	4	49	39	4.16	0%	0%	/
铜	3	19	13	3.21	100%	0%	/
锌	3	60	56	2.00	100%	0%	/
镍	3	22	20	1.00	100%	0%	/

表 4.3-26 建设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)	标准差	检出率	超标率	最大超标倍数
pH	18	8.25	7.28	0.39	100%	/	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	18	89	11	32.21	41.2%	0%	/
汞	18	0.025	0.011	0.00	100%	0%	/
砷	18	3.54	3.23	0.09	100%	0%	/
铅	18	19	13	1.65	100%	0%	/
镉	18	0.18	0.08	0.03	100%	0%	/
铬 (六价)	18	未检出	未检出	/	0%	0%	/
石油烃 (C ₆ -C ₉)	18	0.11	0.04	0.03	100%	/	/
水溶性盐总量	18	900	700	59.41	100%	/	/
石油类	18	31	20	2.74	100%	/	/
铜	12	26	16	2.64	100%	0%	/
镍	12	24	19	1.44	100%	0%	/
四氯化碳	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
氯仿	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
氯甲烷	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
1,1-二氯乙烷	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
1,2-二氯乙烷	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
1,1-二氯乙烯	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
顺-1,2-二氯乙烯	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
反-1,2-二氯乙烯	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
二氯甲烷	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
1,2-二氯丙烷	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
1,1,1,2-四氯乙烷	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
1,1,1,2,2-四氯乙烷	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
四氯乙烯	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
1,1,1-三氯乙烷	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
1,1,2-三氯乙烷	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
三氯乙烯	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
1,2,3-三氯丙烷	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
氯乙烯	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
苯	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
氯苯	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/

1,2-二氯苯	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
1,4-二氯苯	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
乙苯	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
苯乙烯	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
甲苯	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
间+对二甲苯	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
邻二甲苯	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
硝基苯	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
苯胺	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
2-氯酚	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
苯并[a]蒽	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
苯并[a]芘	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
苯并[C]荧蒽	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
苯并[k]荧蒽	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
蒽	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
二苯并[a, h]蒽	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
茚并[1,2,3-cd]芘	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/
萘	12	未检出	未检出	/	0%	0%	/

根据监测结果可知，评价区域内牧草地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》（GB 15618-2018）标准要求，建设用地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）》（GB 36600-2018）中筛选值，特征污染物石油烃（C₁₀-C₄₀）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）中筛选值，说明土壤受油田开发影响较小。

4.3.5 生态环境现状调查与评价

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）相关判定要求，本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎右旗境内，项目所在区域不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线；且不涉及天然林、公益林、湿地等生态保护目标。生态环境评价等级确定为三级。

4.3.5.1 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右旗境内，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 4.3-5。

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 4.3-6），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。

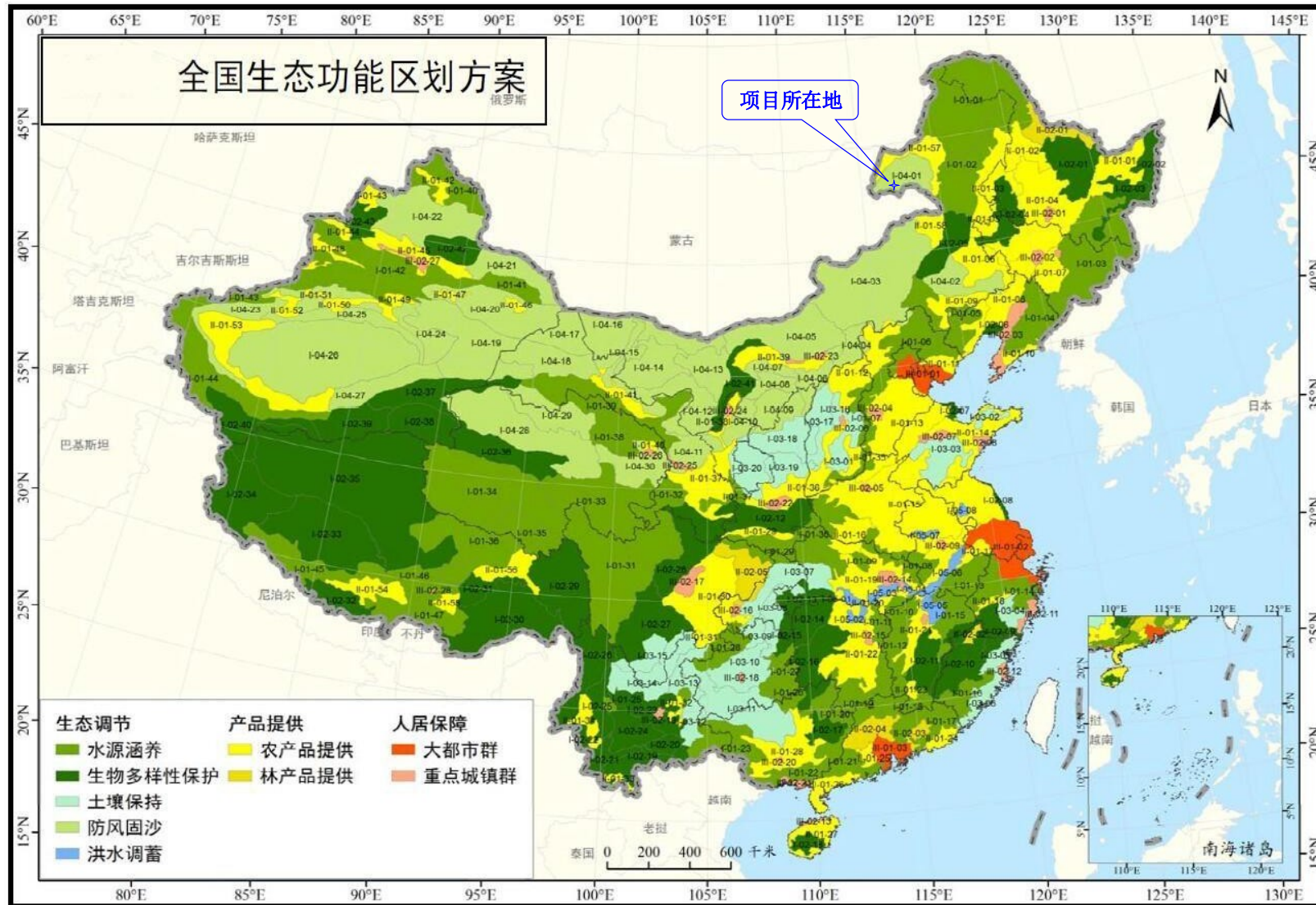


图 4.3-5 全国生态功能区划图

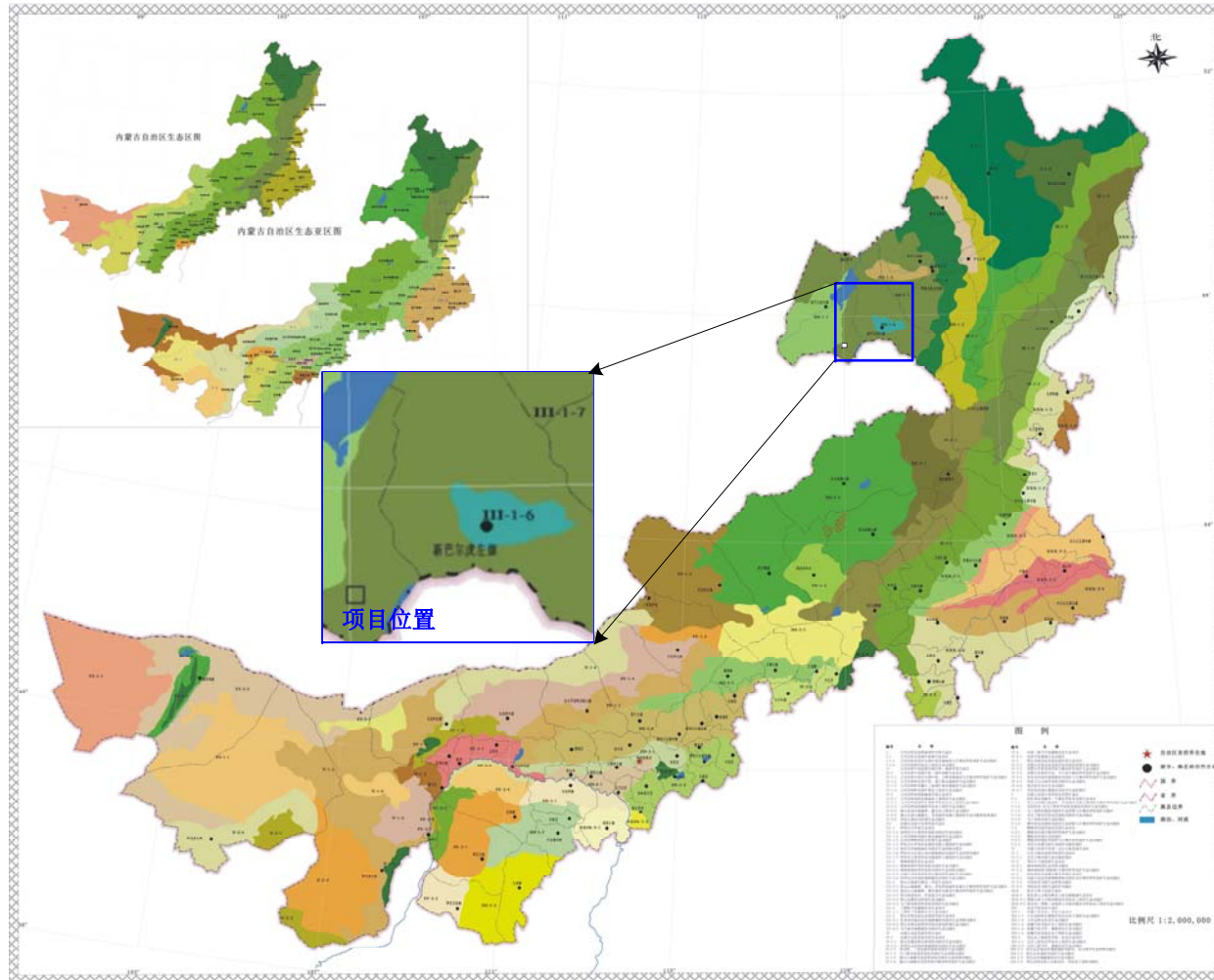


图 4.3-6 本项目与内蒙古自治区生态功能位置关系示意图

4.3.5.2 生态环境现状评价方法

(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 2023 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 2023 年 5 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。

4.3.5.3 生态系统现状评价

景观生态学认为区域由多个景观所构成，而整个景观是由基质、廊道、斑块组成的异质空间镶嵌体。

经现场调查，评价区基本上呈草原生态特征。整个评价区的景观生态系统是以草原为基质，以道路为廊道，以油田开发区域等为斑块。从结构和功能分析，评价区景观生态体系主要为草原景观和工矿景观等 2 种景观，生态系统为草原生态系统，生态系统类型图见图 4.3-7。

评价区域内主要类型为羊草+克氏针茅草原，该群落类型以旱生丛生禾草、根茎禾草建群为特征，草群种类比较单纯，建群植物明显，以克氏针茅为建群种，其他主要种类有羊草、糙隐子草、冷蒿、双齿葱等。

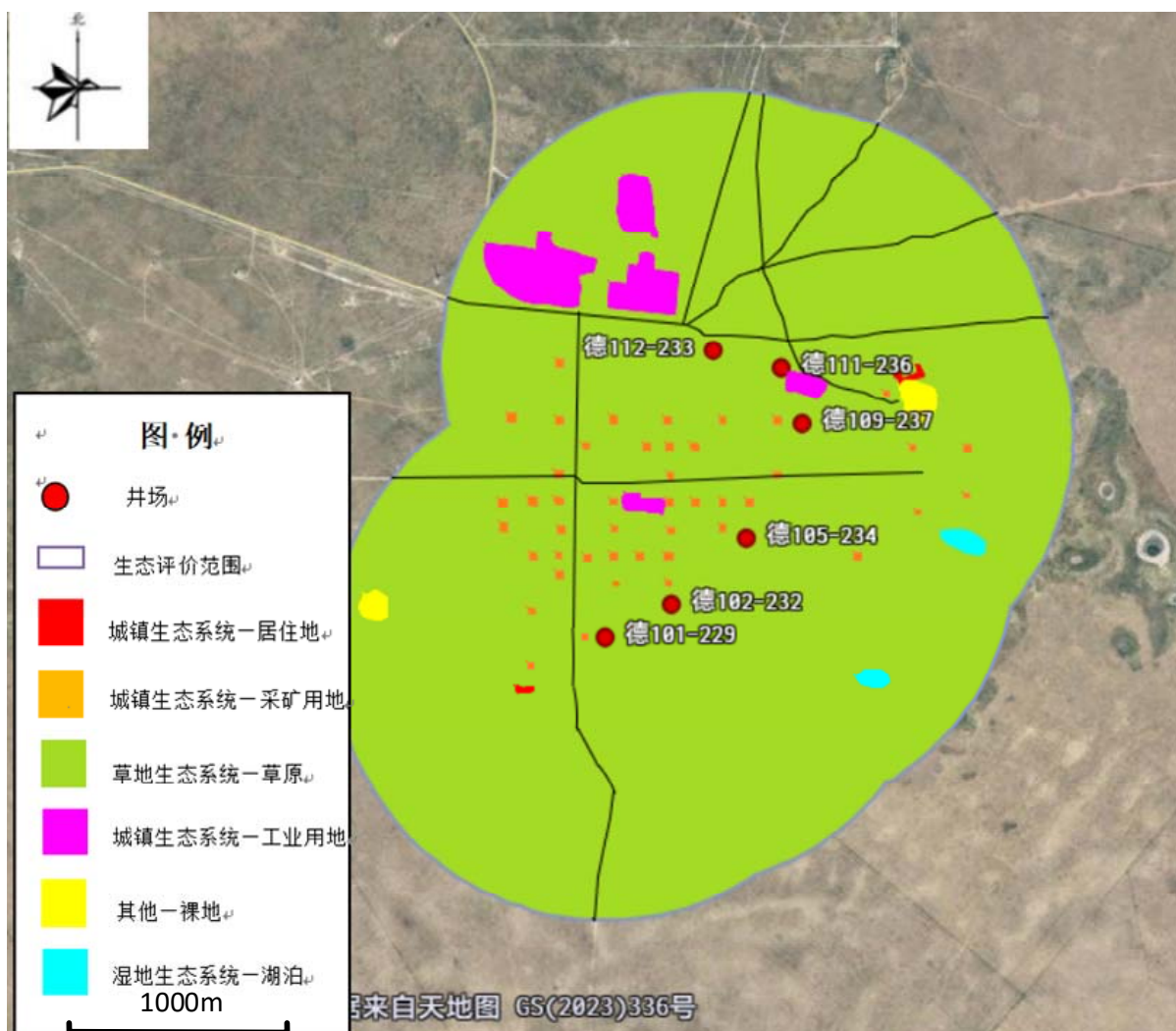


图 4.3-7 生态系统类型图

4.3.5.4 土地利用现状调查与评价

(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 4.2-27。

表 4.3-27 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 天然牧草地	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	0601 工业用地	指工业生产、产品加工制造、机械和设备修理及直接为工业生产等服务的附属设施用地
	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
	1006 农村道路	在农村范围内，南方宽度≥1.0m，≤8m，北方宽度≥2.0m，≤8m，用于村间，田间交通运输，并在国家公路网络体系之外，以服务于农村农业生产为主要用途的道路（含机耕道）
住宅用地	0702 农村宅基地	指农村用于生活居住的宅基地
水域及水利设施用地	1104 坑塘水面	指人工开挖或者天然形成的蓄水量<10 万 m ³ 的坑塘常水位岸线所围成的水面
其他	1206 裸土地	指表层为土质，基本无植被覆盖的土地

（3）调查与评价结果

本项目生态评价区总面积为 609.5hm²。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 4.3-28，土地利用现状图见图 4.3-8。

表 4.3-28 土地利用现状统计

土地利用类型	评价范围	
	面积(hm ²)	百分比(%)
天然牧草地	573.46	94.09
工业用地	14.42	2.37
采矿用地	2.8	0.46
农村宅基地	0.32	0.05
公路用地	8.6	1.41
农村道路	6	0.98
裸土地	2.35	0.39
坑塘水面	1.55	0.25
合计	609.5	100.00

根据实地调查和遥感卫星影像，本项目评价区土地利用利用类型为：草地、工业

用地。评价区所占比例最高为草地，占比为 94.09%；其次为工业用地，占比为 14.42%。

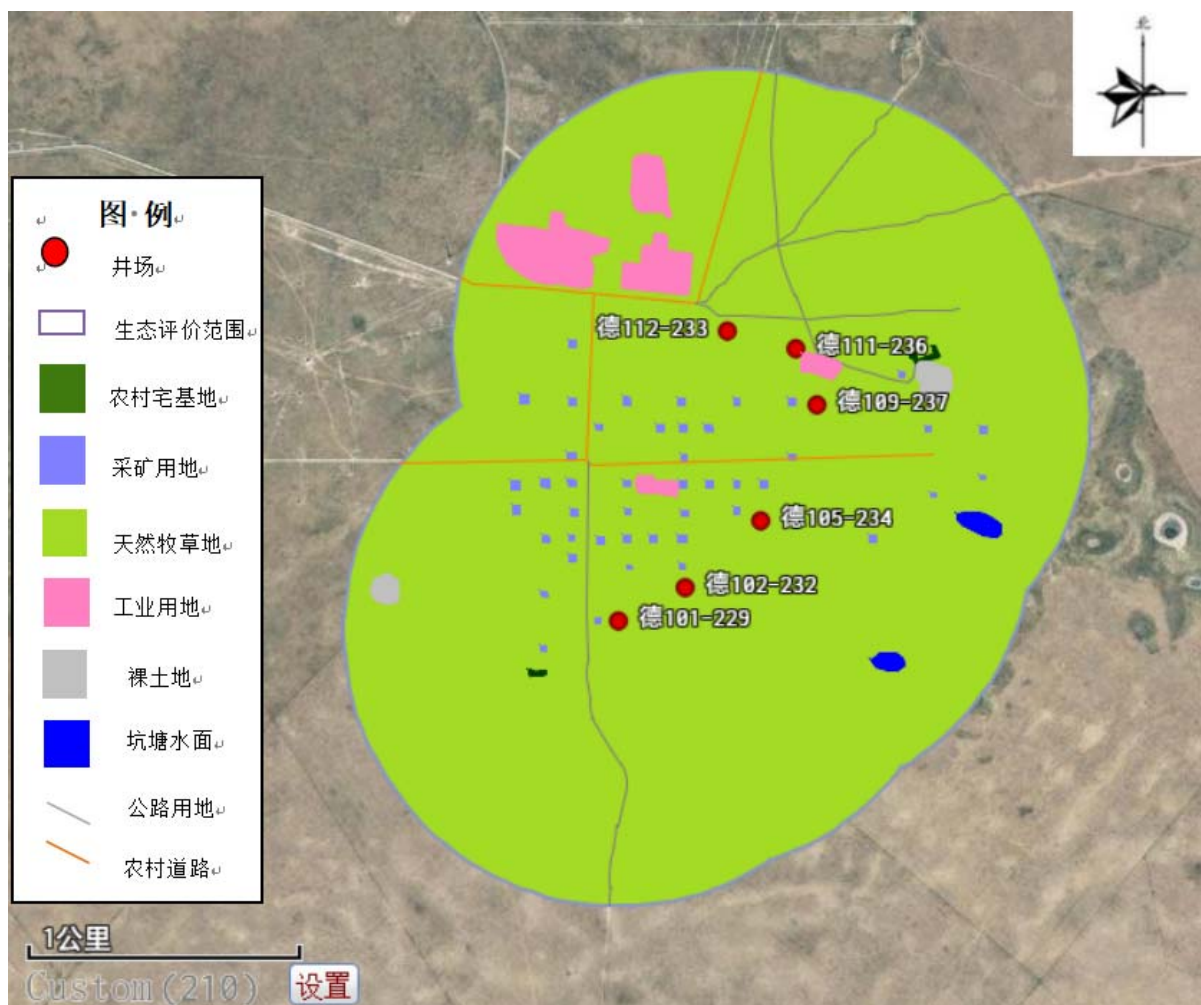


图 4.3-8 土地利用现状图

4.3.5.5 植被现状调查与评价

(1) 植被区划

本项目生态评价范围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。根据《中国自然地理图集》（第三版），该区域主要类型为克氏针茅、羊草草原，该群落类型以旱生丛生禾草、根茎禾草建群为特征，主要为禾草、杂草类盐生草甸，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，建群植物明显，以羊草+克氏针茅为建群种，其他主要种类有碱茅、冷蒿等。草群盖度在 50%-65%，高度为 12-45cm，每平方米有植物 7-10 种。该类草场生物量较高，亩产鲜草 70-150kg，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) 植物类型

本项目收集整理涉及区域现有生物多样性资料，包括呼伦贝尔市、新巴尔虎右旗统计年鉴以及林业、环保、水利农业、国土资源等部门提供材料的相关资料，并且参考《中国植被》《中国植物志》《内蒙古植物志》《中国鸟类图鉴》等专著。

根据实地调查与研究资料，项目所在区域植被主要是典型草原植被，主要群落类型有大针茅、克氏针茅等群落，由于对草场利用方式的不同，群落高度、群落盖度的变化较大，其群落多样性的差异也较大。评价区克氏针茅草原表现为退化状态，群落植被克氏针茅为建群种，其他主要种类有羊草、冷蒿、百里香等。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和发挥。根据研究资料，项目所在区域植物资源记载有高等植物 653 种，分别属于 292 属 74 科。区域内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。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。

区域内生产主要以畜牧业为主，对草原生态系统的有一定程度的干扰，草原生态系统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和发挥。经现场调查，评价区无国家重点保护野生植物分布，无古树名木分布。评价范围内植被名录见表 4.3-29。

表 4.3-29 评价区主要植物名录

序号	中文名	学名
一	禾本科	<i>Gramineae</i>
1	克氏针茅	<i>Stipa krylovii</i> Roshev.
2	大针茅	<i>Stipa grandis</i> Smirn.
3	芨芨草	<i>Achnatherum splendens</i>
4	羊草	<i>Leymus chinensis</i>
5	羽茅	<i>Achnatherum sibirillum</i>
6	冰草	<i>Agropyron cristatum</i>
7	糙隐子草	<i>Cleistogenes squarrosa</i>
8	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i> (L.) Roth
9	无芒雀麦	<i>Bromus inermis</i> Leyss
10	碱茅	<i>Puccinellia distans</i> (L.) Parl.
二	藜科	<i>Chenopodiaceae</i>
1	藜	<i>Chenopodium album</i>
2	刺藜	<i>Chenopodium aristatum</i> L.

3	尖头叶藜	<i>Chenopodium acuminatum</i> Willd
三	豆科	<i>Leguminosae</i>
1	狭叶米口袋	<i>Gueldenstaedtia stenophylla</i>
2	披针叶黄华	<i>Thermopsis lanceolata</i>
3	扁蓊豆	<i>Melilotoidrs rutherilca</i>
四	菊科	<i>Compsitae</i>
1	黄花蒿	<i>A. annua</i>
2	冷蒿	<i>Artemisia frigida</i> Willd
3	蒲公英	<i>Taraxacum mongolicum</i>
五	莎草科	<i>Eriophorum</i>
1	苔草	<i>Carex tristachya</i>
六	百合科	<i>Liliaceae</i>
1	野韭	<i>Allium ramosum</i>
2	细叶葱	<i>Allium tenuissimum</i>
3	矮葱	<i>Allium anisopodium</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，主要植被类型为羊草+克氏针茅。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 4.3-30，植被类型见图 4.3-9。

表 4.3-30 植物群落调查结果统计表

植被组	植被型	植被亚型	群系	调查范围内植被面积 (hm ²)	调查范围面积 (hm ²)	占调查面积百分比 (%)
草原	草原	草原	羊草+克氏针茅群丛	609.5	573.46	94.09

(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_{soil} 为裸土或无植被覆盖区域的 NDVI 值，即无植被像元的 NDVI 值，NDVI_{veg} 为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 4.3-31，项目生态评价范围内植被覆盖度图见图 4.3-10。

表 4.3-31 生态评价范围植被覆盖度表

覆盖度	面积 (km ²)	比例
<40%	0.59	9.5%
40%-60%	2.94	50%
60%-74%	2.56	40%
>74%	0.005	0.5%
合计	6.095	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 40%~60%，占比 60%；其次为覆盖度 60%-74%，占比为 40%；其次为覆盖度<40%，占比为 9.5%。其他覆盖面积不大，占比低于 5%。

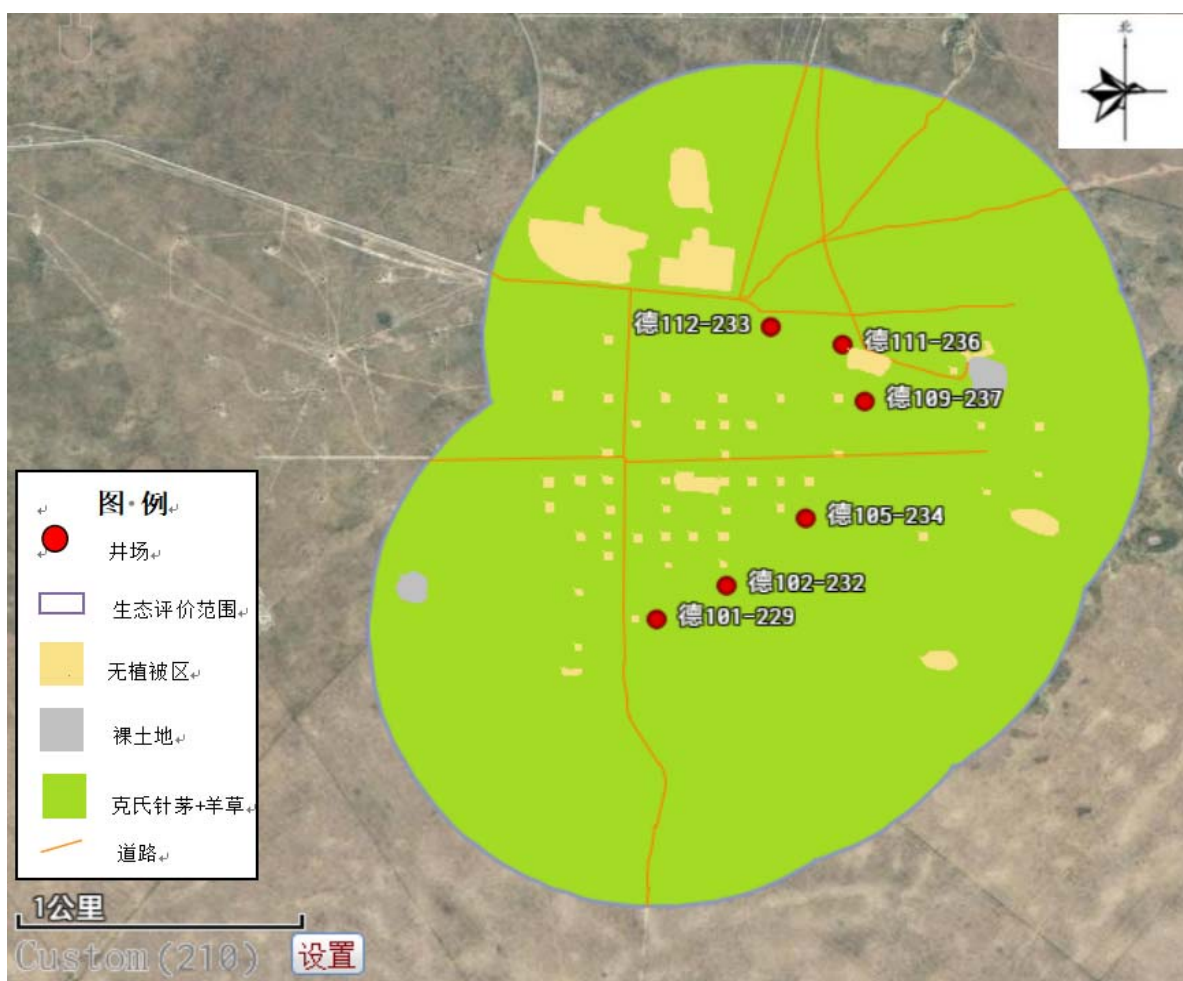


图 4.3-9 评价区植被类型图

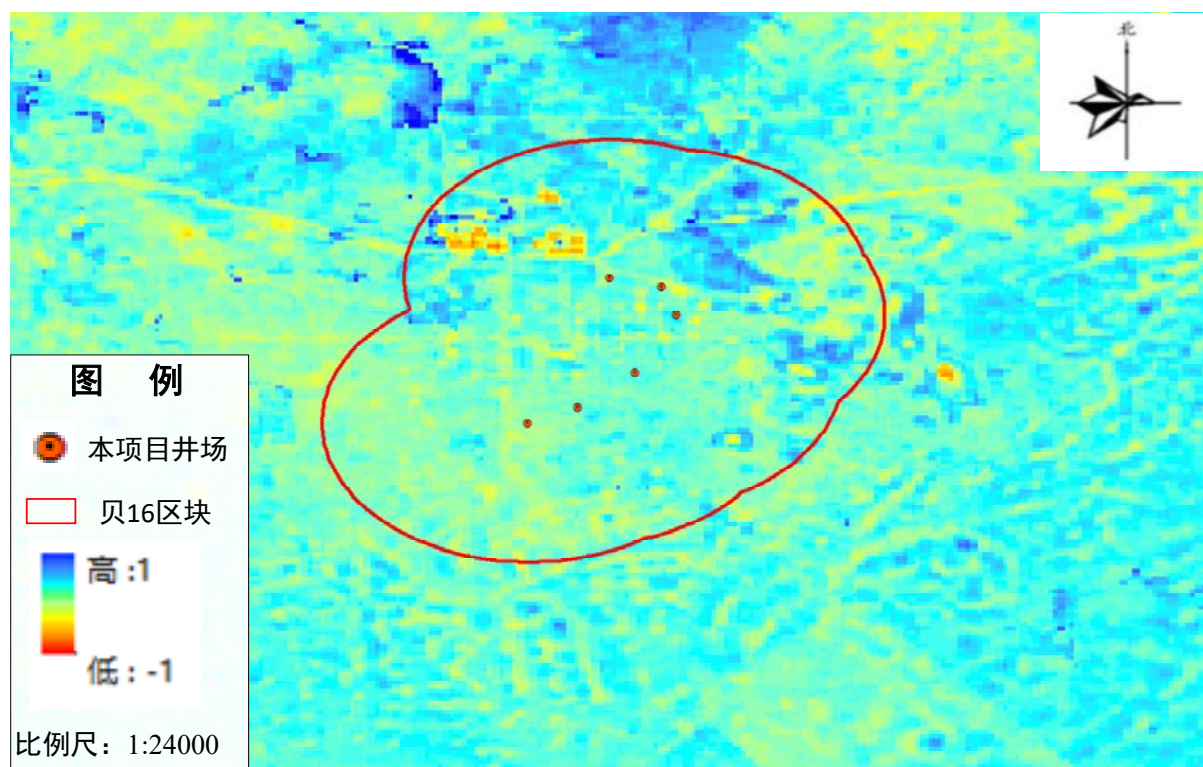


图 4.3-10 项目生态评价范围内植被覆盖度图

(5) 生物量及生态系统稳定性分析

生物量是指在一定时间内、一定区域内地表面所有有机物质的总量，以 t/亩或 t/hm^2 表示，包括植物与动物生物量的总和，其中动物生物量很小，本次调查仅调查和计算植物的生物量。评价区草原面积 $573.46hm^2$ ，其单位面积的平均生物量为 $20t/hm^2$ ，则草原的生物量为 12190t。

工程建设因占压土地、破坏地表植被，导致生物量损失和减少。主要表现在两个方面，一方面工程永久占压土地，改变土地使用性质，导致该地方生物量永久损失，本项目永久占地 $0.105hm^2$ ，均为道路占地，占地面积较小，对生物量损失影响较小；本项目井场、管道临时用地，破坏地表植被，导致生物量损失，但施工结束后临时用地经复垦、植被恢复等措施，此类土地上的生物量将逐渐恢复。

评价区草地占据主导地位，区域内工矿用地、道路不产生生物量，植被生物量较低，对自然系统的恢复稳定性贡献不大；因此评价区域自然系统的生产力属于较低的等级，评价区域自然生态系统的恢复稳定性不高。自然系统的阻抗稳定性是由系统中生物组分的异质化程度来决定的。由前面分析可知，该评价区草地占主导地位，推断该区域异质化程度较低，生态系统的阻抗稳定性较低。

4.3.5.6 动物资源现状调查

(1) 动物地理区划

根据《中国动物地理区划》，本项目位于蒙新区，本区干旱的气候、荒漠和草原为主的植被条件影响动物区系的组成。评价区动物种类主要是适应于荒漠和草原种类，以啮齿目和雀形目最为繁盛。啮齿目中以跳鼠科和沙鼠亚科最为典型，雀形目中以百灵科最为典型。根据现场调查及资料记载，对照《内蒙古自治区重点保护陆生野生动物名录》，评价区内未发现珍稀濒危动物和鸟类珍稀濒危物种。评价区常见的野生动物有草原黄鼠、布氏田鼠等；鸟类活动性较大，以及草原区常见的小沙百灵、云雀等。

(2) 评价区内主要动物

评价区为典型草地，由于人类频繁活动的影响，野生动物活动栖息场所日益缩小，加上受觅食、繁殖条件的限制，项目评价范围内动物资源相对较为匮乏，野生大型陆生哺乳动物资源已基本消失，鸟类的种类和分布亦较少。根据现场调查和资料记载，调查区内常见动物见表 4.3-32。

表 4.3-32 项目地区主要野生脊椎动物名录

序号	中文名	学名	分布生境类型	保护级别
二、鸟纲 AVES				
(1) 沙鸡目 COLUMIFORMES				
1	毛腿沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus(pallas)</i>	草地、沙地	
(2) 雀形目 PASSERIIFORMES				
2	小沙百灵	<i>C.rufescens (Vieillot)</i>	草地、沙地	
3	云雀	<i>Alauda arvensis</i>	草地、沙地	
三、哺乳纲 MAMMALIA				
(1) 兔形目 LAGOMORPHA				
4	草原鼠兔	<i>Ochotona daurica Pallas</i>	草地、沙地	
5	草兔	<i>Lepus capensis</i>	草地、沙地	
(2) 啮齿目 RODENTIA				
6	草原黄鼠	<i>Spermophilus dauricus Brande</i>	草地、沙地	
7	布氏田鼠	<i>Microtus brandti</i>	草地、沙地	
8	小家鼠	<i>Mus musculus</i>	草地、沙地	

(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。

4.3.5.7 土壤状况

本区草原降雨少，地形较为平缓，评价区全部是草原。草原土壤侵蚀主要为风蚀，根据《内蒙古自治区水土保持规划（2016—2030 年）》，项目所在地为风力侵蚀轻度侵蚀区，根据《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190—2007)，风力侵蚀轻度侵蚀区土壤侵蚀模数为 200~2500t/km²·a。土壤侵蚀调查具体情况见表 4.3-33。

表 4.3-33 各类土壤侵蚀强度现状

土壤侵蚀类型	土壤侵蚀模数 (t/km ² ·a)	面积 (km ²)	面积占比 (%)
轻度侵蚀	200~2500	6.095	100

根据《内蒙古自治区人民政府关于划分水土流失重点预防区和重点治理区的通告》（内政发〔2016〕44 号），本项目位于水土流失重点预防区，该区域要坚持“预防为主、保护优先”的方针，有效保护自然地面覆盖物、林草植被；采取封育保护、自然修复等措施，对局部水土流失严重地区进行综合治理，扩大林草覆盖面积；限制或禁止可能造成水土流失的生产建设活动，强化监督管理，有效避免人为造成水土流失。

4.3.5.8 生态现状综合评价

本项目位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）。项目区域气候属于中温带温和半干旱偏干气候区，其气候特征主要表现为冬季并不严寒、但雨雪稀少，春季干旱风大，夏季温热且降水较多，秋天秋高气爽气温剧降。

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 5 个一级类型 and 8 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、住宅用地、其他土地。评价区所占比例最高为草地，占比为 94.09%；其次为工业用地，占比为 14.42%。

评价区植被主要是典型草原植被，主要群落类型有羊草、克氏针茅等群落，未发现国家级和省级保护物种、地方特有种。根据遥感分析，本项目生态评价范围内的植被覆盖度最高的区间为 40%~60%，占比 60%；其次为覆盖度 60%-74%，占比为 40%；其次为覆盖度 <40%，占比为 9.5%。其他覆盖面积不大，占比低于 5%。评价区植被覆盖度较高。

评价区动物种类主要是适应于荒漠和草原种类，以啮齿目和雀形目最为繁盛。啮齿目中以跳鼠科和沙鼠亚科最为典型，雀形目中以百灵科最为典型。根据现场调查及

资料记载，评价区内没有珍稀濒危动物，也没有鸟类珍稀濒危物种。评价区常见的哺乳类动物有草原黄鼠、布氏田鼠等；鸟类活动性较大，以草原区常见的小沙百灵、云雀等。

4.4 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右旗境内。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、清防蜡废水和生活污水。

含油污水进入德二联合含油污水处理站处理后回注，作业废水罐车拉运德二联污水处理站处理后回注，不外排；清防蜡废水进入集油系统，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、落地油和废含油防渗布委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司处置；生活垃圾集中收集，送至新巴尔虎右旗指定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。苏德尔特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，由于苏德尔特油田的井场、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 气候特点及污染气象特征

新巴尔虎右旗属中温带大陆性干旱气候，四季分明。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-40.8℃，七月平均气温 20.4℃，最高气温 37.8℃；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，主导风向为西北风。平均降水量为 251mm，全年蒸发量为 1857mm；年平均相对湿度为 58%。

5.1.2 环境空气影响预测与评价

5.1.2.1 施工期

施工期废气主要为施工时管沟开挖、道路敷设、土方堆填、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的粉尘、二次扬尘，管道焊接过程产生的焊接烟尘以及施工设备和运输车辆尾气。

(1) 施工场地扬尘

施工期大气污染源主要是管沟开挖、管道敷设、管沟覆土回填、井场建设、物料运输装卸过程中产生的扬尘。根据《大气环境影响评价实用技术》（中国环境出版社）中北京市环境保护科学研究院对多个建筑施工场地的施工扬尘情况（包括清理渣土、土方挖掘、现场堆放、车辆往来）进行现场监测的数据，数据见表 5.1-1。

表 5.1-1 施工场地扬尘污染的颗粒物浓度值 单位：mg/m³

工程名称	工地内	工地上风向	工地下风向		
		50m	50m	100m	150m
侨办工地	0.759	0.328	0.502	0.367	0.336
金属材料总公司工地	0.4328	0.325	0.472	0.356	0.332
广播电视部工地	0.596	0.311	0.434	0.376	0.309
劲松小区工地	0.509	0.303	0.538	0.465	0.314
平均值	0.6205	0.3167	0.4865	0.390	0.322

项目施工工地的扬尘主要来自运输车辆的行驶、管线管沟的开挖、铺设、回填、开挖土方及铺路使用的材料的露天堆放，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。根据表 5.1-1 可知，施工场地 100m 外

的扬尘浓度值约为 $0.39\text{mg}/\text{m}^3$ 。本项目施工中产生的污染源强较大，在施工过程中，应定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度；运输车辆经过村屯附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生，在采取了洒水抑尘等相应控制措施后，扬尘浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）中无组织排放标准限值（ $\leq 1.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

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德 111-236 东侧 420m 的布玛家，距离较远，施工对周围环境影响较小。

（2）焊接烟尘

本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气，焊接烟气成分主要为 CO 、 CO_2 、 O_3 、 NO_x 、 CH_4 等，由于项目焊接工程量较小，产生的焊接烟尘量很少，且项目位于空旷的室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

（3）施工机械及车辆尾气

油田开发各类工程机械及运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，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。

综上所述，项目施工期产生的废气主要为施工扬尘、少量焊接烟尘及车辆尾气，通过采取有效地抑尘、规划行车路线及管理养护措施，施工期场界扬尘浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求，对区域空气环境及环保目标的影响较小。

5.1.2.2 运营期

（1）污染源调查

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。

由于德一联与德二联非甲烷总烃已在《大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司苏德尔特油田产能建设工程环境影响报告书》中计算，因此本次评价面源选取单井井场进行预测。根据区块开发指标预测，本项目 6 口油井中，单井最大产油量为 $2.40\text{t}/\text{d}$ 。

根据 2.5.1 章节计算，本项目单井最大产油量 $2.40\text{t}/\text{d}$ ，则单井井场非甲烷总烃挥发量约为 $0.04\text{kg}/\text{d}$ ，排放速率为 $0.0017\text{kg}/\text{h}$ 。

具体面源参数表见表 5.1-2。

表 5.1-2 面源污染源参数调查清单

名称	面源起点坐标		面源海拔 m	面源长度 m	面源宽度 m	与正北向夹角°	面源有效排放高度 m	年排放小时数 h	排放工况	污染物排放速率 kg/h
	横坐标 X	纵坐标 Y								非甲烷总烃
德 102-232 井场	0	0	583	40	30	/	3	7200	连续	0.0017

(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		37.8
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	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

经估算模式的计算结果统计见表 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 (mg/m ³)	占标率 (%)
德 102-232 井场	1	10	5.03E-04	0.03
	2	25	8.03E-04	0.04
	3	32	8.32E-04	0.04
	4	50	7.01E-04	0.04
	5	75	5.83E-04	0.03
	6	100	5.29E-04	0.03

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 32m,最大地面浓度为 0.000832mg/m³,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(4.0mg/m³),对

周围大气环境的贡献值较小。

(3) 污染物排放量核算

三级评价项目不进行进一步预测与评价。本项目大气污染物无组织排放量核算表见 5.1-5，有组织大气污染物排放量核算表见表 5.1-6。

表 5.1-5 本项目大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)	
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)		
1	产能区域	油气集输	非甲烷总烃	井口安装密封垫、密闭集输等	厂界外	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020)	4	0.076
					厂区内	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)	10	
无组织排放总计								
无组织排放总计				非甲烷总烃		0.076		

表 5.1-6 本项目大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m ³)	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)
一般排放口					
2	德一联、德二联	SO ₂	24.0	0.0028	0.015
		NO _x	82.3	0.0097	0.053
		颗粒物	11.8	0.0014	0.008
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO ₂			0.015
		NO _x			0.053
		颗粒物			0.008

表 5.1-7 本项目大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	SO ₂	0.015
2	NO _x	0.053
3	颗粒物	0.008
4	非甲烷总烃	0.076

(4) 依托场站加热炉达标性

根据“3.2.6 依托工程”对德一联、德二联负荷率分析，新增本项目德一联、德二联负荷率均能够满足需求。

德一联、德二联加热炉为油气两用炉，根据 3.1.2 章节分析，德二联 3#掺水炉（燃气）排放废气中 SO₂、NO_x、颗粒物的折算浓度分别为 20~28mg/m³、79~88mg/m³、10.4~12.8mg/m³；德二联 2#掺水炉（燃油）排放废气中 SO₂、NO_x、颗

粒物的折算浓度分别为 35~48mg/m³、118~130mg/m³、16.8~17.6mg/m³；德一联 2#外输炉（燃气）排放废气中 SO₂、NO_x、颗粒物的折算浓度分别为 21~26mg/m³、88~93mg/m³、11.8~14.1mg/m³；均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）相应标准限值要求。

5.1.2.3 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。

5.1.3 大气环境影响评价结论

本项目施工期扬尘通过采取洒水抑尘、设置施工围挡、遮盖苫布等措施后对周围大气影响较小，且环境影响施工结束后影响即消除。

运营期无组织排放的非甲烷总烃最大地面浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中排放标准，加热炉排放的废气中污染物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）标准限值要求，项目建设对空气质量影响很小。

项目大气环境影响评价自查表见表 5.1-8。

表 5.1-8 大气环境影响评价自查表

工作内容		苏德尔特油田贝 16 区块兴安岭五油组补充外扩产能建设工程			
评价等级与评价范围	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 ₂ +NO _x 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 ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO _x 、CO、O ₃ ）、特征污染物（非甲烷总烃）		包括二次 PM _{2.5} 不包括二次 PM _{2.5} <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 checked="" 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"/>

大气环境影响预测与评价	预测模型	AERM OD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2 000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AE DT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <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 PM2.5 <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM2.5 <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 非正常最大占标率 ≤100% <input type="checkbox"/>			C 非正常最大占标率>100% <input type="checkbox"/>		
	保证率日平均浓度和 年均浓度叠加值	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 ₂ 、NO _x 、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"/>			
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>							
	大气防护距离	距 () 厂界最远 () 米							
	污染源年排放量	SO ₂ : (0.015) t/a		NO _x : (0.053) t/a		颗粒物: (0.008) t/a		非甲烷总烃: (0.076) t/a	

注：“”为勾选项，填“√”，“()”为填写项

5.2 地表水环境影响评价

项目区域 2km 范围内无地表水体。施工期废水主要是压裂返排液以及生活污水，污染因子主要为石油类、SS。运营期产生的废水主要为作业废水、清防蜡废水、油田采出液中分离的含油污水，污染因子为石油类。

5.2.1 施工期

管道试压废水由罐车拉运至德二联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≤5.0 μm”标准限值后回注地下，不外排。

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含油污水处理站达标后回注现役油层，不外排。

施工人员生活污水排入临时设置的玻璃钢化粪池内，拉运至德一联生活污水处理装置处理后排入站外暂存池，不外排。

5.2.2 运行期

(1) 正常工况

含油污水、作业废水经德二联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 $\leq 10.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5.0\ \mu\text{m}$ ”标准限值后回注地下。油井清防蜡废水进入集油系统，不外排。

根据大庆中环评价检测有限公司于 2024 年 4 月 12 日~2024 年 4 月 13 日对德二联含油污水处理站出水水质监测结果，德二联含油污水处理站处理后废水含油量 2.13~2.51mg/L、悬浮固体含量为 1~3mg/L，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 $\leq 15.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5.0\ \mu\text{m}$ ”标准限值，处理后污水直接经过注水管线输送至注水井回注现役油层，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。

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，且本项目周边无地表水体，正常工况下对地表水体无影响。

（2）非正常工况

非正常工况下对地表水体构成污染的污染源主要为油井作业废水、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废水进行回收。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，作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水不会污染外环境。

（3）本项目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。

5.2.3 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

综上所述，本项目的开发建设在正常工况下，采取了完善的环境保护措施，不会对地表水环境产生不良影响，且项目周边无地表水体，因此，不会对周边地表水环境产生影响。

5.2-1 地表水环境影响评价自查表

工作内容		苏德尔特油田贝 16 区块兴安岭五油组补充外扩产能建设工程	
影响识别	影响类型	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ; 水文要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ; 饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ; 涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ; 重要湿地 <input type="checkbox"/> ; 重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ; 重要水生生物的自然产卵地及索耳场、越冬场和洄游通道、天然渔场等水体; 涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 <input type="checkbox"/> ; 间接排放 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ; 径流 <input type="checkbox"/> ; 水域面积 <input type="checkbox"/>
影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ; 有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ; 非持久性污染物 <input type="checkbox"/> ; pH 值 <input type="checkbox"/> ; 热污染 <input type="checkbox"/> ; 富营养化 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ; 水位 (水深) <input type="checkbox"/> ; 流速 <input type="checkbox"/> ; 流量 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	
评价等级	水污染影响型	水文要素影响型	
	一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 A <input type="checkbox"/> ; 三级 B <input checked="" type="checkbox"/>	一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>	
现状调查	区域污染源	调查项目	数据来源
		已建 <input type="checkbox"/> ; 在建 <input type="checkbox"/> ; 拟建 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/> ; 拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	排污许可证 <input type="checkbox"/> ; 环评 <input type="checkbox"/> ; 环保验收 <input type="checkbox"/> ; 即有实测 <input type="checkbox"/> ; 现场监测 <input type="checkbox"/> ; 入河排放口数据 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	受影响水体水环境质量	调查时期	数据来源
		丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> ; 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>	生态环境保护主管部门 <input type="checkbox"/> ; 补充监测 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	区域水资源开发利用状况	未开发 <input type="checkbox"/> ; 开发量 40% 以下 <input type="checkbox"/> ; 开发量 40% 以上 <input type="checkbox"/>	
	水文情势调查	调查时期	数据来源
丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> ; 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>		水行政主管部门 <input type="checkbox"/> ; 补充监测 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	
补充监测	监测时期	监测因子	监测断面或点位
	丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> ; 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>	()	监测断面或点位个数 () 个
现状评价	评价范围	河流: 长度 () km; 湖库、河口及近岸海域: 面积 () km ²	
	评价因子	(/)	

	评价标准	河流、湖库、河口：I类 <input type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/> ；V类 <input type="checkbox"/> ； 近岸海域：第一类 <input type="checkbox"/> ；第二类 <input type="checkbox"/> ；第三类 <input type="checkbox"/> ；第四类 <input type="checkbox"/> ； 规划年评价标准（ ）		
	评价时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> ； 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况：达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标状况 <input type="checkbox"/> ：达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 水环境保护目标质量状况 <input type="checkbox"/> ：达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 <input type="checkbox"/> ：达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 底泥污染评价 <input type="checkbox"/> 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 <input type="checkbox"/> 水环境质量回顾评价 <input type="checkbox"/> 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 <input type="checkbox"/> 依托污水处理设施稳定达标排放评价 <input checked="" type="checkbox"/>		达标区 <input type="checkbox"/> 不达标区 <input type="checkbox"/>
影响预测	预测范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km ²		
	预测因子	（ ）		
	预测时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> ； 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 设计水文条件 <input type="checkbox"/>		
	预测情景	建设期 <input type="checkbox"/> ；生产运行期 <input type="checkbox"/> ；服务期满后 <input type="checkbox"/> 正常工况 <input type="checkbox"/> ；非正常工况 <input type="checkbox"/> 污染控制可减缓措施方案 <input type="checkbox"/> 区（流）域环境质量改善目标要求情景 <input type="checkbox"/>		
	预测方法	数值解 <input type="checkbox"/> ；解析解 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> 导则推荐模式 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>		
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域环境质量改善目标 <input type="checkbox"/> ；替代消减源 <input type="checkbox"/>		
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境保护要求 <input type="checkbox"/> 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 <input type="checkbox"/> 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标 <input checked="" type="checkbox"/> 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 <input type="checkbox"/> 满足区（流）域环境质量改善目标要求 <input type="checkbox"/> 水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 <input type="checkbox"/> 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 <input type="checkbox"/> 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 <input type="checkbox"/>		
	污染源排放量核算	污染物名称	排放量/（t/a）	排放浓度/（mg/L）

	()	()	()
替代源排放量情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称
	()	()	()
生态流量确定	生态流量：一般水期 () m ³ /s；鱼类繁殖期 () m ³ /s；其他 () m ³ /s 生态水位：一般水期 () m ³ /s；鱼类繁殖期 () m ³ /s；其他 () m ³ /s		
环保措施	污水处理设施 <input type="checkbox"/> ；水文减缓设施 <input type="checkbox"/> ；生态流量保障设施 <input type="checkbox"/> ；区域消减依托其他工程措施 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>		
防治措施	监测计划	环境质量	污染源
		监测方法	手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无检测 <input type="checkbox"/>
		监测点位	()
		监测因子	()
污染物排放清单	<input type="checkbox"/>		
评价结论	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可以接受 <input type="checkbox"/> ；		

注：“”为勾选项，可√；“()”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 正常工况对地下水环境影响分析

(1) 施工期

施工场地的生活污水经玻璃钢化粪池收集后，拉运至德一联生活污水处理装置处理后排入站外暂存池，不外排。生活污水量非常少且是短期行为，且玻璃钢化粪池采取了防渗措施，对地下水产生影响的可能性极小。

(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输送至德二联合油污水处理站处理达标后回注现役油层，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。因此，项目营运期正常工况下对地下水产生影响的可能较小。

(3) 退役期

退役期后，对废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，废弃井应根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求进行了封井回填，防止发生井漏事故，污染地下水资源。

综上所述，正常工况下不会对地下水产生影响。

5.3.2 非正常工况对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利影响。具体分析如下：

(1) 运营期间，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	√	—

情景一：输油管道泄漏

(1) 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、挥发酚等。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）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。在油井发生套管泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，选取石油类作为预测特征因子，预测第100d、1000d、5000d石油类在潜水中的运移情况。

(2) 预测源强

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
 $2.40/24 \times 0.1 \times 1000 = 10\text{kg}$ 。

(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》（HJ 610-2016）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。由于集油管道泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

瞬时注入示踪剂——平面瞬时点源：

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

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处的污染物浓度，mg/L；

M——含水层厚度，m；

m_M ——长度为M的线源瞬时注入的污染物的质量，kg；

u——水流速度，m/d；

n_e ——有效孔隙度，无量纲；

D_L ——纵向弥散系数， m^2/d ；

D_T ——横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；

π ——圆周率；

(4) 预测参数

潜水含水层的有效影响厚度 M ：根据水文地质资料，含水层厚度为 5~6.5m，含水层厚度按最不利情况取 5m。

水流速度 u ：根据达西定律， $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ 。渗透系数取 2.74m/d，根据区域等水位线与距离确定潜水水力坡度 $I = 0.0013$ ，潜水有效孔隙度取 0.10，则水流速度为 0.036m/d。

弥散系数：纵横弥散系数根据含水层岩性及渗透系数、水力坡度等因素，参照相同地区的经验值确定，区域地下水纵向弥散系数 $0.4m^2/d$ ，横向弥散系数 $0.04m^2/d$ ，化学反应常数为 0。

表 5.3-2 潜水果一览表

参数	M	u	n_e	D_L	D_T
潜水层	5.0	0.036	0.10	0.4	0.04

(5) 预测结果

集输管线因破裂而导致原油泄漏，100d、1000d、5000d 石油类对地下水的影响预测图 5.3-1~图 5.3-3。

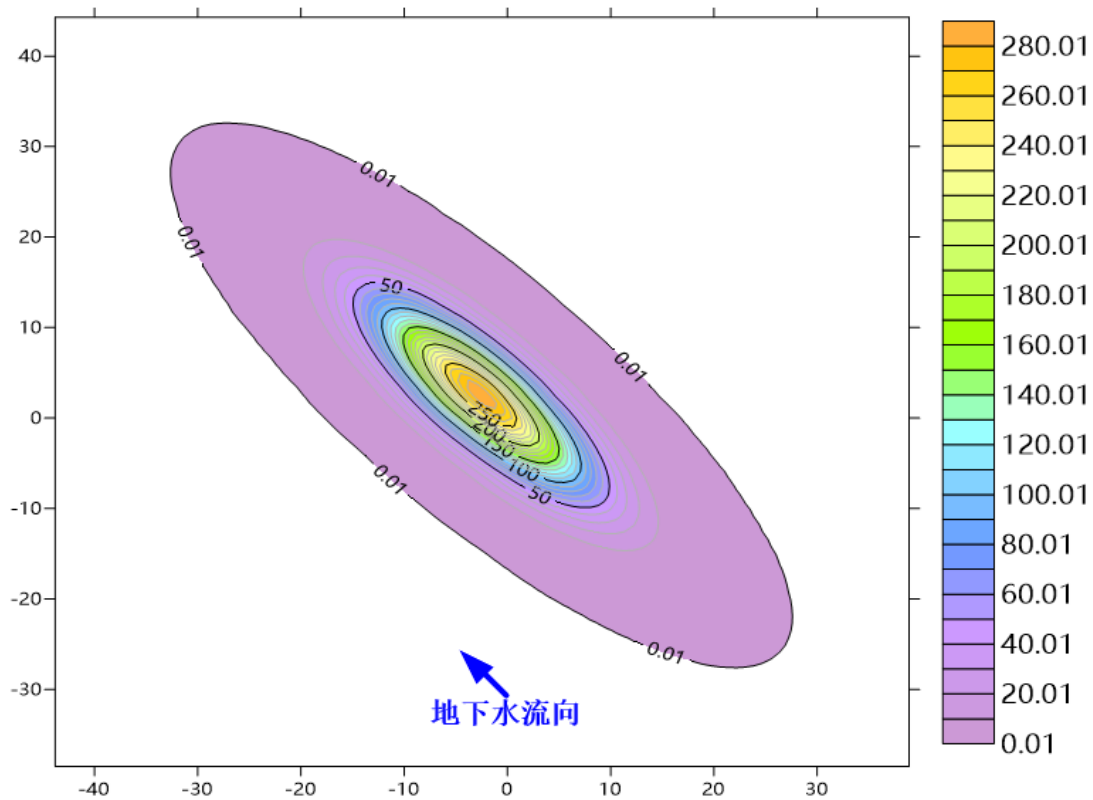


图 5.3-1 二维模式集输管线泄漏 100d 预测图

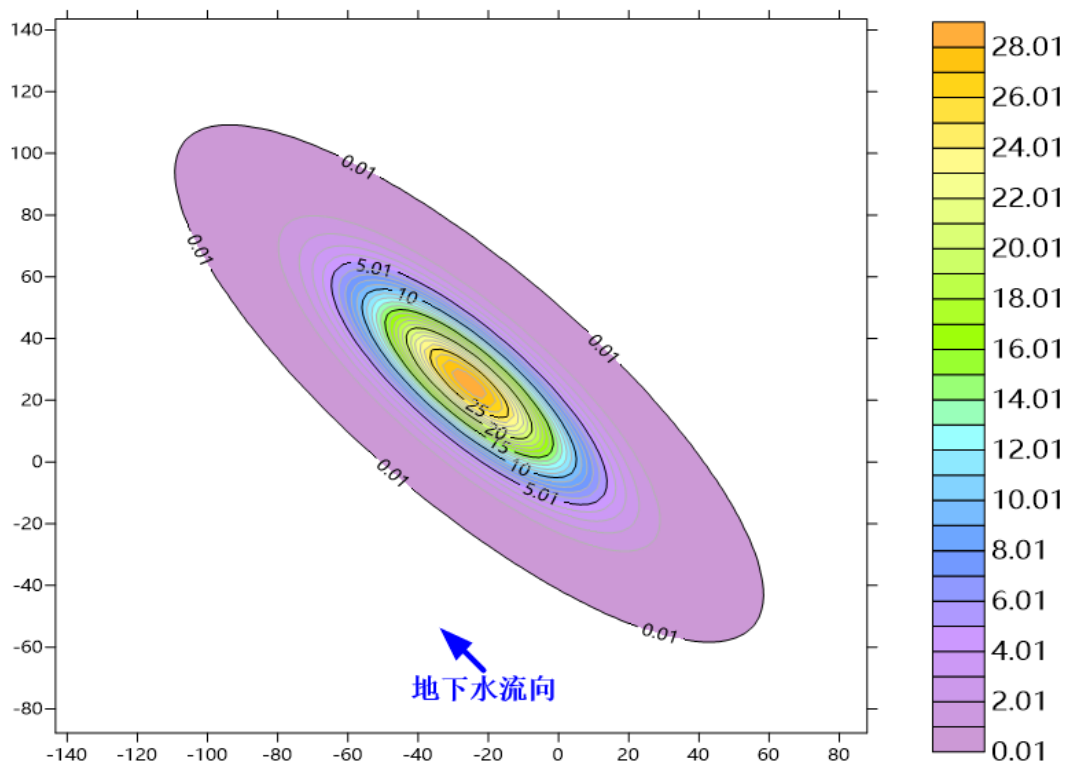


图 5.3-2 二维模式集输管线泄漏 1000d 预测图

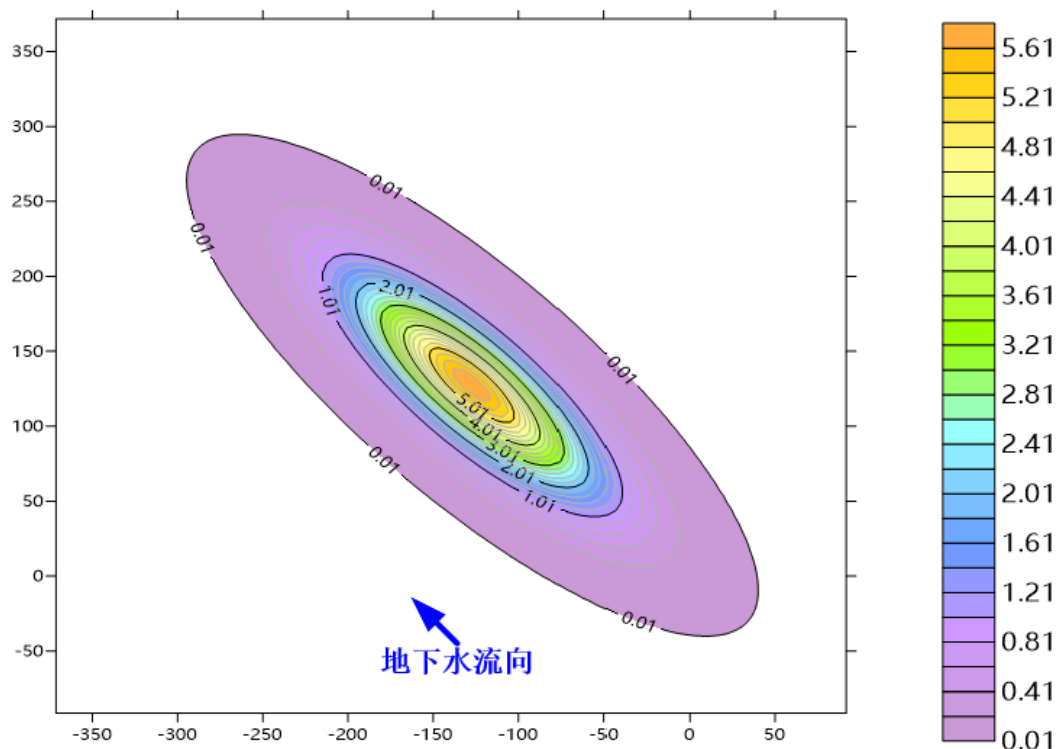


图 5.3-3 二维模式集输管线泄漏 5000d 预测图

表 5.3-3 集输管线泄漏石油类对地下水的影响预测结果表

预测因子	预测时间	预测结果				
		下游最大浓度 (mg/L)	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	125.8	39.6	1243	42.6	1498
	1000d	12.6	131	8793	143	11354
	5000d	2.6	358	31146	391	43933

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 39.6m，超标面积为 1243m²；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 131m，超标面积为 8793m²；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 358m，超标面积为 31146m²，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）。

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影响距离最远为 42.6m，影响面积为 1498m²；预测时间为 1000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游影响距离最远为 143m，影响面积为 11354m²；预测时间为 5000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游影响距离最远为 391m，影响面积为 43933m²，其余范围浓度值均满足≤0.01mg/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。

情景二：承压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

项目运营阶段，采油井套管内一般呈负压状态，因此在某一含水层段，发生采油井套管破损状况时，一般不会出现采油井井内原油外泄进入到含水层的状况，反倒会出现含水层中的地下水被吸入到采油井内的状况；这种状况出现时，采油井抽出来的就是水而非油，因此这种非正常状况出现时，易于识别和及时发现，并得以合理处置。这里假定极端的情景是：由于某种原因，出现了采油井套管破损状况后，采油井套管内的原油外泄进入含水层。因原油为重质粘性流体，进入含水层后并不会随地下水渗流迁移，而是滞留在破损的套管周边。这种情况对地下水环境可能造成的影响是，外泄原油先溶解于周围的地下水中，后随水渗流迁移，使周边地下水环境造成污染。相对于第四系潜水孔段，新近系承压含水层段出现采油井套管破损的可能性及对地下水环境的影响更大，因此这里假定新近系承压含水层段出现了采油井套管破损，并使原油泄漏到了承压含水层中。选择石油类为预测评价因子。本项目油井套管发生破裂时，预测源强以单井泄漏量的 10% 计，单井最大产油量为 2.40t/d，故其泄漏量为 240kg/d。

(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》（HJ 610-2016）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。由于油井套管泄漏隐蔽性较强，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

$$C(x, y, t) = \frac{m_i}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{-\frac{uz}{2D_L}} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]$$

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

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;

π ——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

承压含水层的有效影响厚度 M : 根据水文地质资料, 新近系含水层厚度为 31.5~44m, 本次考虑最不利的情况, 含水层厚度取 31.5m。

水流速度 u : 根据达西定律, $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ 。渗透系数取 9.67m/d, 根据区域等水位线与距离确定, 承压水水力坡度 $I = 0.0007$, 承压水有效孔隙度取 0.15, 则水流速度为 0.045m/d。

弥散系数: 纵横弥散系数根据含水层岩性及渗透系数、水力坡度等因素, 参照相同地区的经验值确定, 区域地下水纵向弥散系数 0.4m²/d, 横向弥散系数 0.04m²/d, 化学反应常数为 0。

表 5.3-4 计算参数选取结果一览表

参数	M	u	n_e	D_L	D_T
承压水层	31.5	0.045	0.15	0.4	0.04

(5) 预测结果

井套管破损发生泄漏, 第 100d、1000d、5000d 对承压含水层的影响预测结果见图 5.3-4~图 5.3-6。

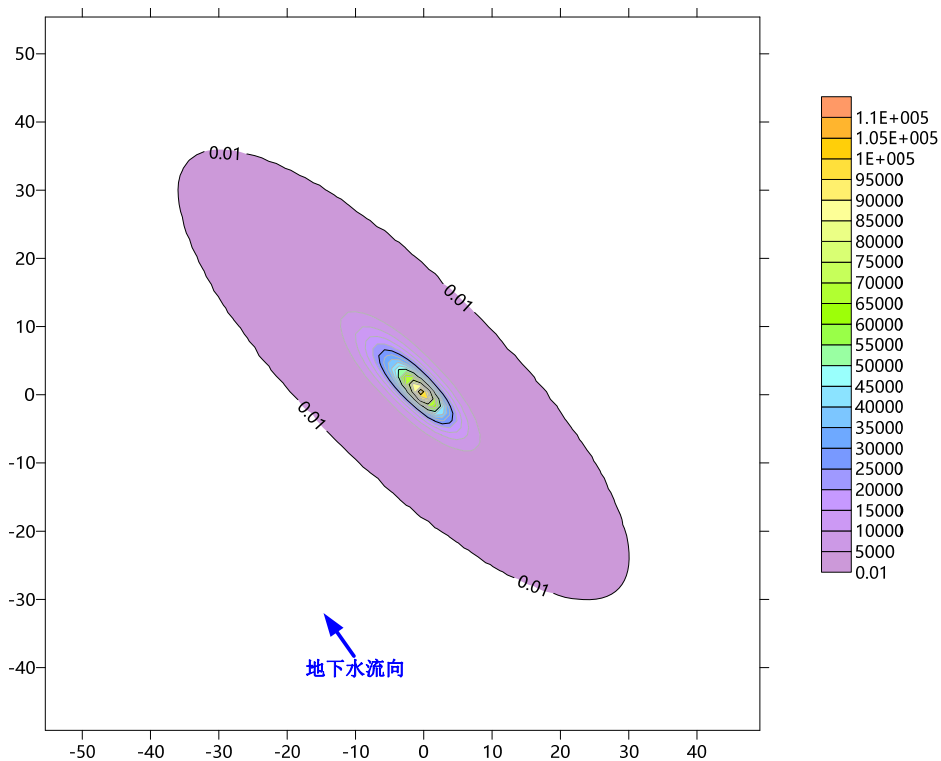


图 5.3-4 二维模式承压含水层油井泄漏 100d 地下水预测图

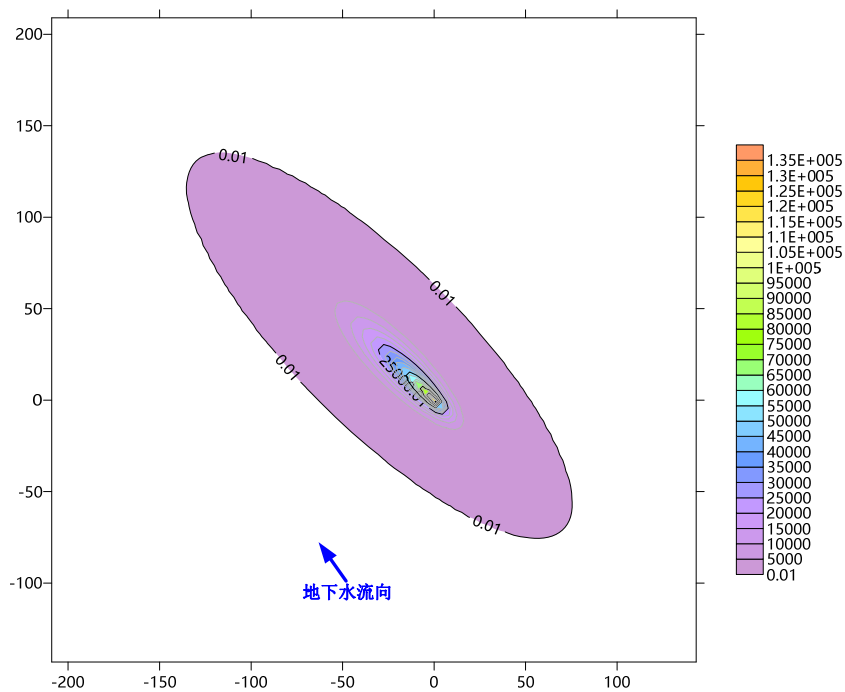


图 5.3-5 二维模式承压含水层油井泄漏 1000d 地下水预测图

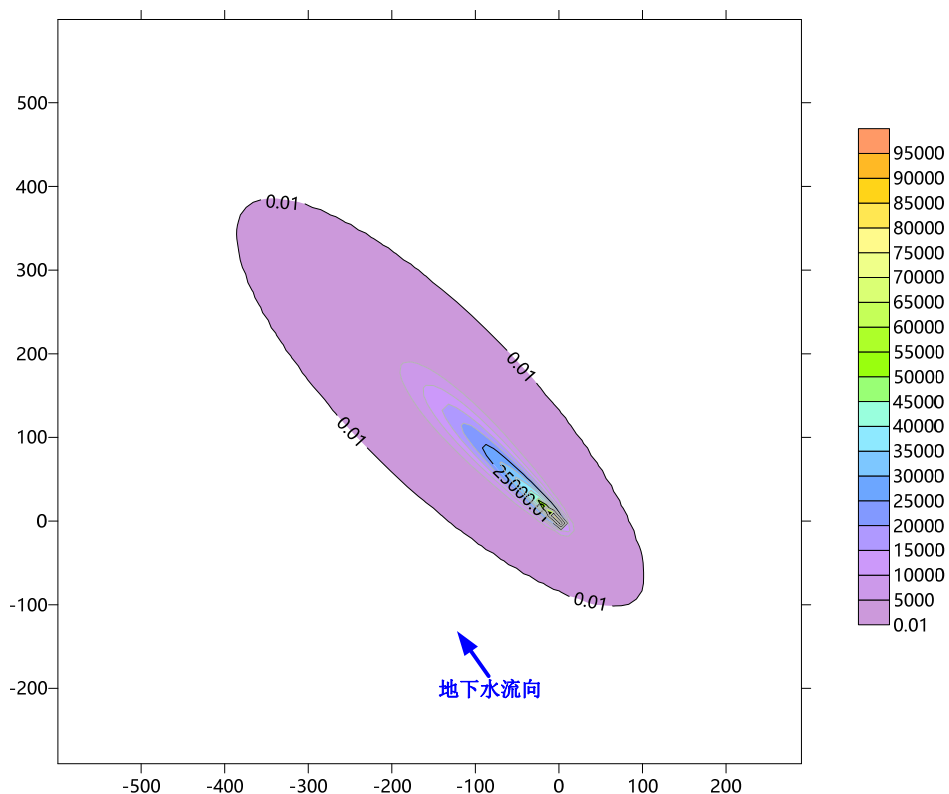


图 5.3-6 二维模式承压含水层油井泄漏 5000d 地下水预测图

表 5.3-5 承压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 ²)	影响距离 (m)	影响面积 (m ²)
石油类	100d	46	1736	49	1970
	1000d	175	17456	185	19868
	5000d	510	91327	531	102856

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 46m，超标面积为 1736m²；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 175m，超标面积为 17456m²；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 510m，超标面积为 91327m²，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）。

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影响距离最远为 49m，影响面积为 1970m²；预测时间为 1000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游影响距离最远为 185m，影响面积为 19868m²；预测时间为 5000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游影响距离最远为 531m，影响面积为 102856m²，其余范围浓度值均满足≤0.01mg/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：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2.40t/d，故其泄漏量为240kg/d。

(3) 预测模型

同情景二。

(4) 预测参数

预测参数同情景一。

表 5.3-6 潜水含水层计算参数选取结果一览表

参数	M	u	n_e	D_L	D_T
潜水层	5.0	0.036	0.10	0.4	0.04

(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。

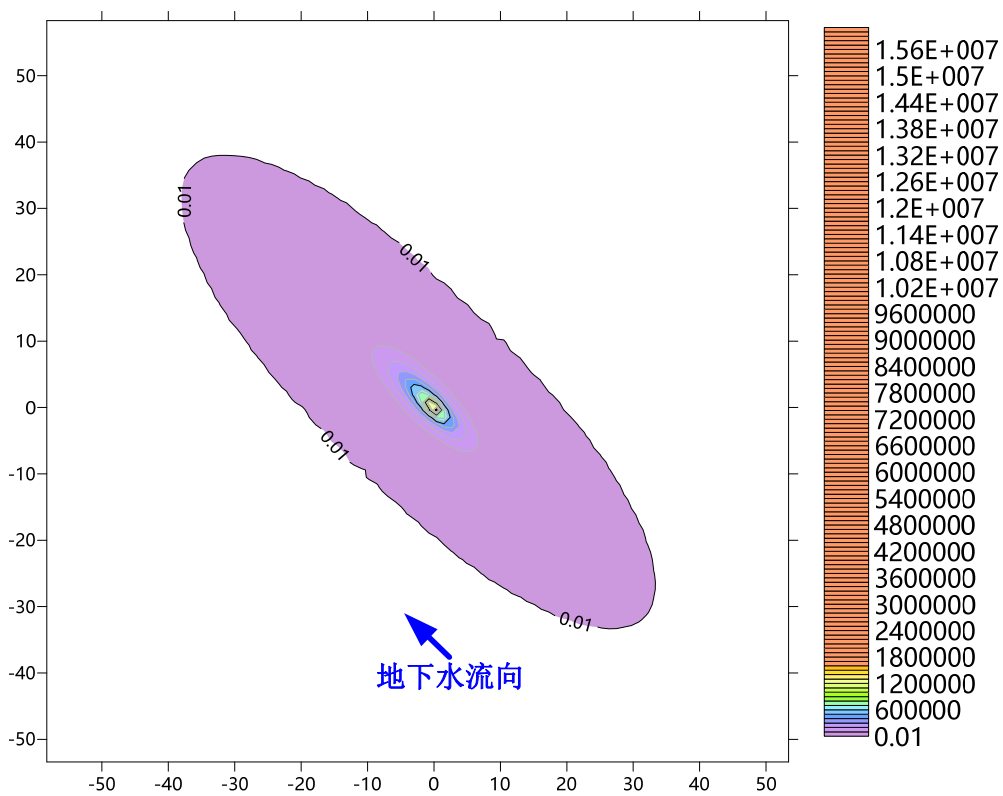


图 5.3-7 二维模式潜水油井泄漏 100d 预测图

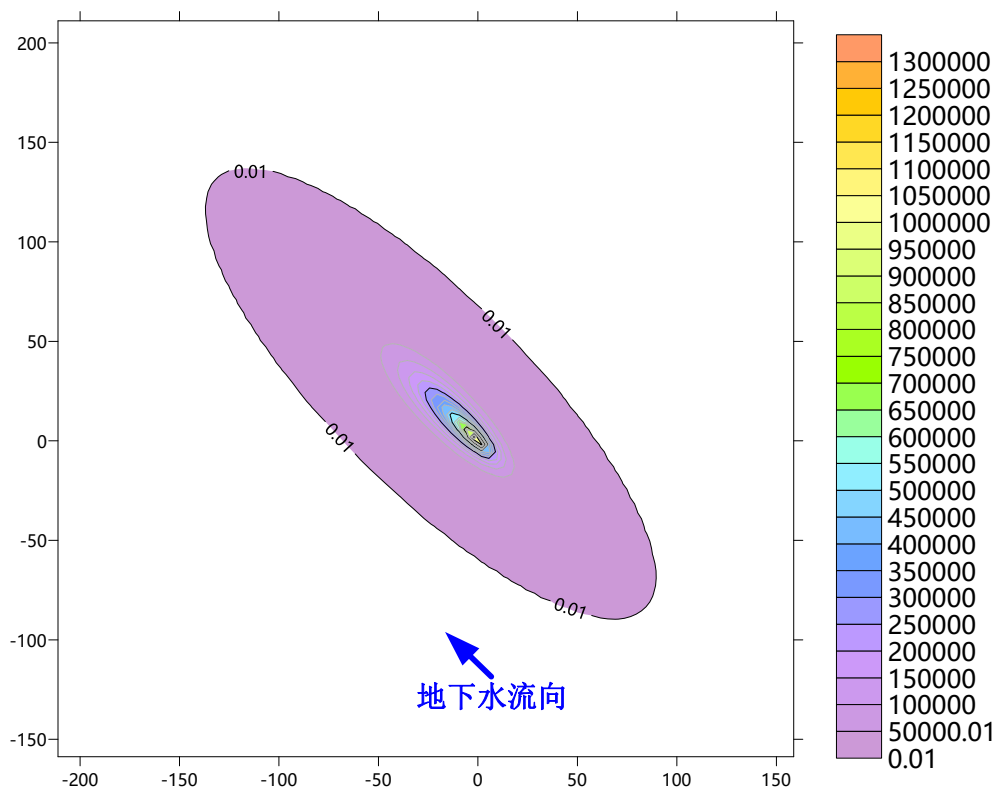


图 5.3-8 二维模式潜水油井泄漏 1000d 预测图

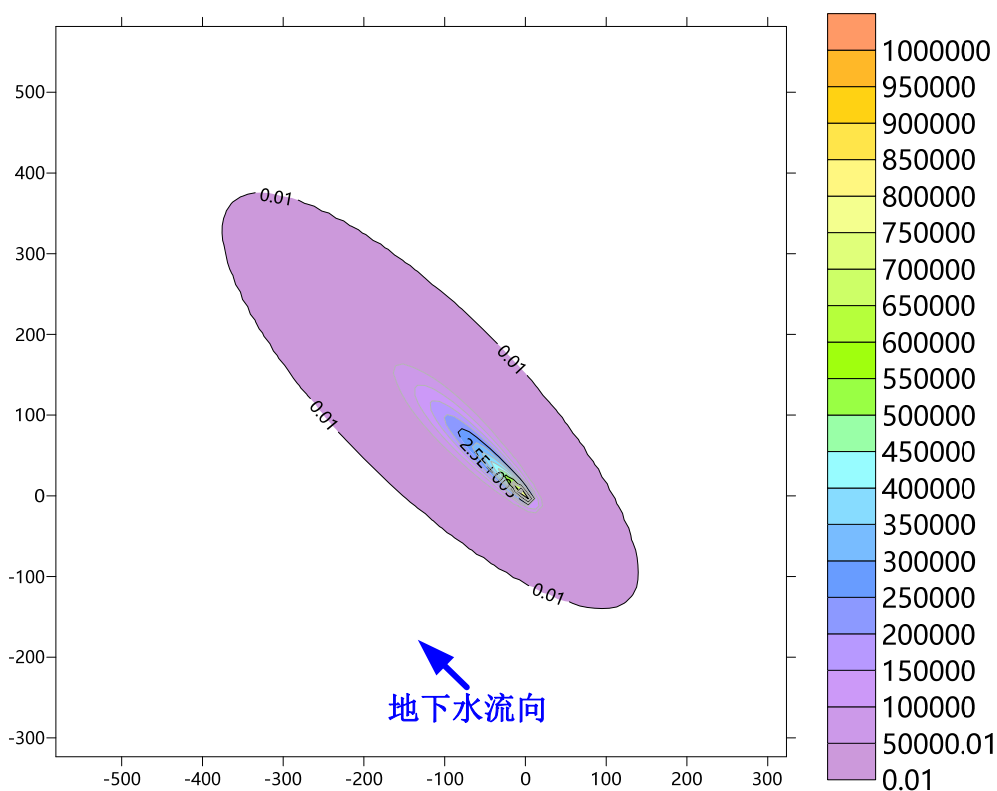


图 5.3-9 二维模式潜水油井泄漏 5000d 预测图

表 5.3-7 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 ²)	影响距离 (m)	影响面积 (m ²)
石油类	100d	49	2065	52	2311
	1000d	179	20704	187	23092
	5000d	496	105840	515	117559

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 49m，超标面积为 2065m²；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 179m，超标面积为 20704m²；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 496m，超标面积为 105840m²，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）。

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影响距离最远为 52m，影响面积为 2311m²；预测时间为 1000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游影响距离最远为 187m，影响面积为 23092m²；预测时间为 5000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游影响距离最远为 515m，影响面积为 117559m²，其余范围浓度值均满足≤0.01mg/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。

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39.6m，超标面积为1243m²；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131m，超标面积为8793m²；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358m，超标面积为31146m²，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46m，超标面积为1736m²；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175m，超标面积为17456m²；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510m，超标面积为91327m²，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49m，超标面积为2065m²；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179m，超标面积为20704m²；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496m，超标面积为105840m²，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

5.4.1 施工期

5.4.1.1 主要噪声源强

本项目施工时产生的噪声源主要是各种施工机械产生的噪声、运输车辆噪声。

5.4.1.2 噪声源特点

施工设备中包括固定噪声源和移动噪声源，均为露天工作，排放的噪声直接辐射到周围的环境中，其传播距离比较远，在传播过程中噪声随距离的增加而衰减，且随

着施工期的结束而消失。

5.4.1.3 施工期声环境影响预测

(1) 预测模型

根据各施工阶段不同施工机械产生的噪声，各声源在某一时刻的传播可以按点声源分析其影响范围和影响程度，利用噪声衰减公式对各种施工机械产生的噪声衰减情况进行计算。本次评价采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）中推荐的户外声传播的衰减模式，在只考虑几何发散衰减时，噪声衰减公式如下：

$$L_A(r)=L_A(r_0)-A_{div}$$

式中： $L_A(r)$ ——距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_A(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的 A 声级，dB(A)；

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB。

(2) 预测结果

①施工机械噪声

施工机械噪声衰减结果见表 5.4-1。

表 5.4-1 施工机械噪声衰减值一览表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值							
	1m	5m	10m	50m	100m	150m	200m	300m
挖掘机	/	90	84	70	64	60	58	54
推土机	/	88	82	68	62	58	56	52
压路机	/	90	84	70	64	60	58	54
运输车辆噪声	/	90	84	70	64	60	58	54
电焊机	90	76	70	56	50	46	44	40
搅拌机	/	70	64	50	44	40	38	34

由表 5.4-1 可知，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，距离本项目最近的敏感目标为德 111-236 东侧 420m 的布玛家，项目施工期产生噪声对周边环境影响较小。

②压裂车辆噪声

本项目 6 口油井进行压裂，每座井场压裂过程共使用压裂车 11 台，其中 10 台同时工作进行，1 台为备用车辆。单台压裂车噪声源强为 100dB (A)。压裂车辆噪声源强见表 5.4-2。

表 5.4-2 压裂车辆噪声源强表 单位：dB (A)

点声源名称	设备	噪声值	数量/台	叠加后源强（参照点 $r_0=1m$ ）
德 111-236 井场	压裂车	100	10	109.54

本次评价选择单个井场进行预测，按照单台压裂车噪声源强为 100dB (A) 考虑，距地高度 2m，考虑空气吸声、地面吸声等因素后，项目井场内压裂噪声预测见下图。

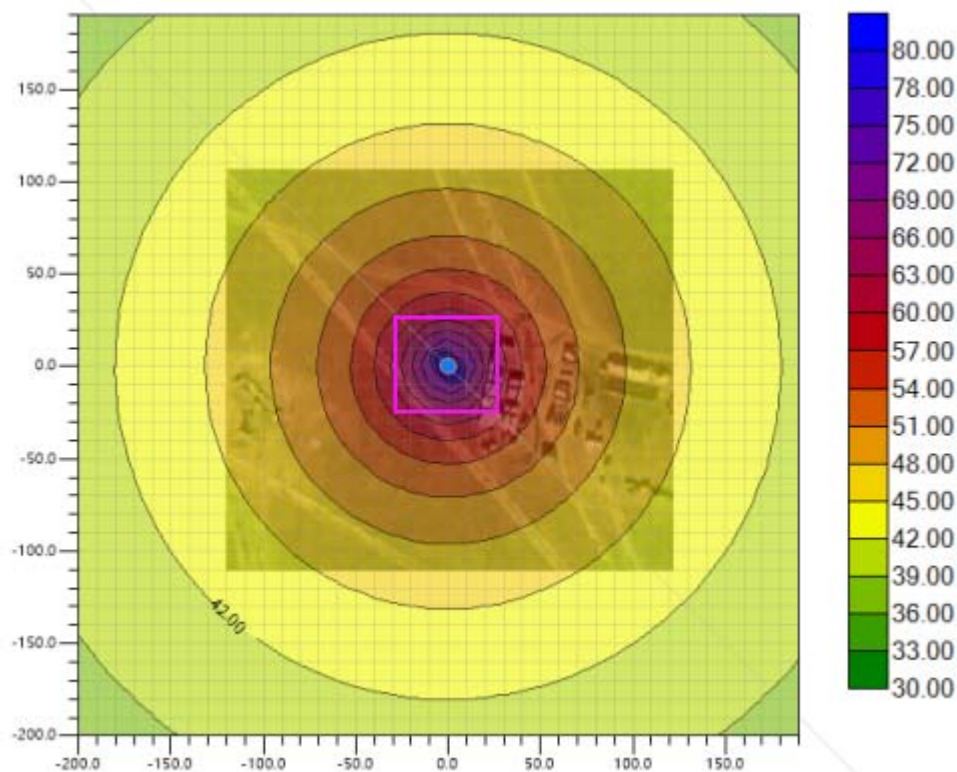


图 5.4-1 项目井场压裂施工噪声源预测图

根据预测结果及图 5.4-1，井场临时占地边界处噪声约为 67.6dB (A)，满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）表 1 中的排放限值。

本项目建设施工噪声以及压裂车组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，可以保证工程不会出现噪声污染问题。

5.4.2 运营期

5.4.2.1 主要噪声源强

本项目运营期产生噪声的主要设备有油井井场、场站设备等。主要噪声源为机泵、抽油机等。

表 5.4-3 工程主要噪声源强情况 单位 dB(A)

序号	噪声源	发声源	声源源强 (dB(A))
1	井场	抽油机	65~80

5.4.2.2 噪声源特点

项目运营期噪声源主要为固定噪声源，油井井场抽油机噪声露天排放，排放的噪声直接辐射到周围的环境中，其传播距离比较远，在传播过程中噪声随距离的增加而衰减。

5.4.2.3 运营期声环境影响预测

(1) 井场噪声

由于本项目均为单井井场，且井场 200m 范围内无环境敏感目标，本次选取单个井场进行预测，本项目井场抽油机噪声排放值取 80dB (A)。

本次评价采用《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ 2.4-2021)中推荐的户外声传播的衰减模式，在只考虑几何发散衰减时，噪声衰减公式如下：

$$L_p(r)=L_p(r_0)-20lg (r/r_0)$$

式中： $L_p(r)$ ——距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_p(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的 A 声级，dB(A)；

本项目单井井场源强取 80dB (A)，声源衰减计算结果见表 5.4-4 和图 5.4-2。

表 5.4-4 距离抽油机不同距离处的噪声贡献值 单位：dB (A)

点声源名称	源强	距离抽油机不同距离处的噪声贡献值											
		10m	20m	30m	40m	50m	60m	70m	80m	90m	100m	150m	200
单井井场	80	60	54	50	48	46	44	43	42	41	40	36	34

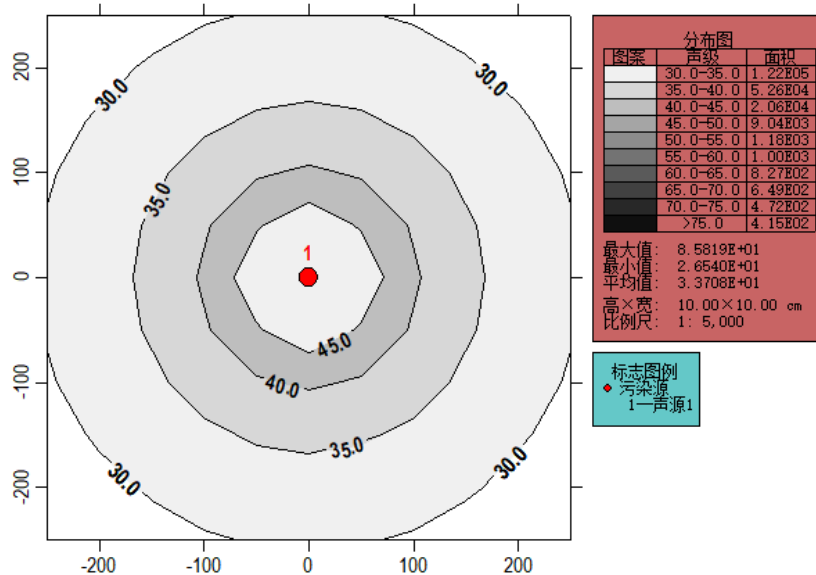


图 5.4-2 井场噪声噪声源衰减等值线图

由表 5.4-4 和图 5.4-2 可知，单井井场抽油机噪声在 40m 处噪声值衰减到 48dB (A)，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：昼间≤60dB(A)，夜间≤50dB(A)。距离本项目最近的敏感目标为德 111-236 东侧 420m 的布玛家，距离较远，运营期井场噪声对周边环境影响较小。

(2) 依托站场噪声

本项目依托场站德一联和德二联等，工程在站内无改造，无新增噪声源。

本次评价委托大庆中环评价检测有限公司对依托场站的厂界噪声进行监测，具体监测结果见表 5.4-5。

表 5.4-5 依托场站厂界噪声监测结果

序号	监测站场	监测时间	厂界噪声值 dB(A)		执行标准
			昼间	夜间	
1	德一联	2024.4.12~2024.4.13	45.5~48.8	42.1~45.3	2 类
2	德二联	2024.4.12~2024.4.13	46.3~49.6	42.9~45.6	2 类

由上表可知，本项目依托场站德一联和德二联厂界昼夜噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)2 类标准。因此，运营期产生的噪声对周围环境影响较小。

5.4.3 退役期

伴随着油田的逐年开发，地下原油将逐渐枯竭，服务年限的到来，采油井将相继关闭。油井的关闭对环境的噪声影响主要为交通噪声和施工噪声，但影响是暂时的，随着退役，井场将逐步恢复到未开发前的原有声环境。

5.4.4 噪声影响评价结论

本项目运营期油井井场及依托场站产生的噪声影响可以控制在最低程度，对附近声环境影响较小。

表 5.4-6 声环境影响评价自查表

工作内容		苏德尔特油田贝 16 区块兴安岭五油组补充外扩产能建设工程					
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		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		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	200 m <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"/>		

5.5 固体废物环境影响预测与评价

5.5.1 施工期

施工期管线施工产生的土方用于原地回填，道路永久占地剥离表土用于土地整治或周边草地进行植被恢复，外购土方进行道路、井场垫土，无弃方产生。施工期固体废物主要为焊渣和生活垃圾等。

(1) 一般工业固体废物

本项目焊渣产生量为 0.004t，统一收集后外运至指定市政部门指定地点处理。

(2) 生活垃圾

本项目施工期生活垃圾产生量为 0.6t，集中收集，拉运至新巴尔虎左旗阿镇生活垃圾处理厂。

综上所述，施工期产生的固体废物均得到分类收集，妥善、有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

5.5.2 运营期

运营期固体废物主要为含油污泥、落地油及废含油防渗布。

(1) 含油污泥、落地油

含油污泥、落地油含有石油类等有害成分，含油污泥、落地油的主要成分是水、砂和石油类。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物中石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，危险废物编号为 071-001-08。

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、落地油由施工人员回收至密闭加盖防渗槽车内，转运过程严格按照《呼伦贝尔分公司固体危险废物转移处置管理办法》（庆油呼油运发〔2021〕3 号）执行，按照指定的拉运路线、尽量避开村屯等敏感点进行运输，同时车上配备铁锹等应急工具，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。项目运行期含油污泥和落地油的产生量较小，只要采取合理的废物回收、处置方案，对环境影响较小。

(2) 废含油防渗布

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，共产生废含油防渗布 0.03t/3a。根据《国家危险废物名录（2025年版）》，废含油防渗布属于HW08，危废编码为900-249-08其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物，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，委托有资质单位处理。

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《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB 15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

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的措施。

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。

采取本环评提出的预防及治理措施后，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 1100³，本项目落地油产生量为 0.3t/3a，含油污泥产生量为 0.13t/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351.5m²，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。

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 $\leq 10^{-10}$ 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4m³，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0.03t/3a，于危险废物暂存库暂存，委托有资质单位处理，截至2024年9月危废库实际暂存量为10.88t（总库容350t），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作业区含油污泥暂存池	含油污泥、落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	117.211120, 48.0230	4200m ²	暂存池	3000m ³	<2个月
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 ²	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 t/a，许可证编号 1507210192，有效期至 2028 年 5 月 14 日，23 年处理量 3.0 万 t/a，能够满足本项目需求，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。

5.5.3 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也是逐渐增多，因此，落地油的总趋势将呈逐渐减少，对井场附近的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。

5.5.4 固体废物环境影响分析结论

本项目产生的固体废物按照相关处置要求进行，处置方式可行，对周围环境和人体健康不会造成危险，对周围环境基本无影响。

5.6 土壤环境影响预测与评价

5.6.1 施工期

5.6.1.1 土壤性质和土壤肥力影响分析

本项目新建集油掺水管道 1.68km，新建通井路 0.3km，新建油井井场 6 座。工程施工期对土壤的影响主要是占压造成土壤压实和对土壤表层的剥离，由于挖方取土、填方堆放、土层扰乱以及对土壤肥力和性质的破坏，使占地区土壤失去其原有的植物生长和农业生产能力。根据建设项目的工程内容，管线工程和道路工程施工过程的土石方开挖、回填对土壤的影响最大；施工便道的修建对土壤的影响相对较小。

(1) 土壤性质影响

施工过程中，土石方开挖、堆放、回填及材料堆放、人工践踏、机械设备碾压等活动将对土壤理化性质产生一定的影响，主要表现在以下几方面：

① 扰乱土壤耕作层，破坏土壤耕层结构

土壤耕作层是土壤肥力集中、腐殖质含量高、水分相对优越的土壤，平均深度一般为 15~25cm，土层松软，团粒结构发达，能够较好的调节植物生长的水、肥、气、热条件。地表开挖必定扰乱和破坏土壤耕作层，这种扰乱和破坏，除令开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤耕作层及其结

构。由于耕作层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在施工过程中，该工程对土壤耕作层影响较严重。

②混合土壤层次，改变土体构型

无论是自然土壤还是农业土壤，在形成过程中由于物质和能量长期垂直分异的结果，形成质地、结构、性质和厚度差异明显的土壤剖面构型。工程土石方的开挖与回填，使原土壤层次混合，原土体构型破坏，进而改变土体中物质和能量的转移及传递规律，使表层通气透水性变差，亚表层保水、保肥性能降低，从而造成对植物的生长、发育及其产量影响。

③影响土壤紧实度

自然土壤在自重作用下，形成上松下紧的土壤紧实度垂直差异。施工过程中的机械碾压，尤其在坡度较大的地段，甚至掺灰固结，这种碾压或固结，将大大改变土壤的紧实程度，与原有的上松下紧结构相比，极不利于土壤的通气、透水作用，影响作物生长。

(2) 对土壤肥力影响

自然土壤或农业土壤中的有机质、氮、磷、钾等养分含量，均表现为表土层远高于心土层；在土壤肥力的其它方面如紧实度、空隙性、适耕性、团粒结构含量等，也都表现为表土层优于心土层。施工期土石方的开挖与回填，将扰动甚至打乱原土体构型，使土壤养分、水分含量及肥力状况受到较大的影响，影响植被正常生长。

本项目主土地利用类型为牧草地，土壤中的养分含量相对较低且生态系统比较脆弱。因此在施工过程中的土石方开挖、回填等活动中，必须严格对表层土实行分层堆放和分层回填，尽量减小因工程开挖施工对土壤养分的影响。

5.6.1.2 施工期土壤污染影响分析

本项目焊渣统一收集后外运至指定市政部门指定地点处理。生活污水排入临时设置的玻璃钢化粪池内，拉运至德一联生活污水处理装置处理后排入站外暂存池，不外排；生活垃圾统一收集送附近垃圾点，拉运至新巴尔虎左旗阿镇生活垃圾处理厂。

在严格执行上述污染防治措施的前提下，项目施工期对土壤环境产生的影响较小。

5.6.2 运营期

5.6.2.1 土壤污染途径

油田生产过程中，石油烃（C₁₀-C₄₀）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（C₁₀-C₄₀）进入土壤，根据本次评价中现有井场土壤监测结果可知，依托场站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，石油烃集中在场站永久占地范围内，永久占地范围外土壤中石油烃未检出。在垂直方向上，土壤中石油烃（C₁₀-C₄₀）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：污染物主要集中在场站永久占地内，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。

5.6.2.2 正常工况下土壤环境影响分析

根据工程分析可知，本项目新建集油掺水管线运行期均为密闭运输，且管线均进行了防腐处理，正常工况下本项目不会对土壤环境造成污染。

5.6.2.3 非正常工况土壤环境影响预测分析

（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 60d、180d、365d、3650d、8000d。

（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 Q_L 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；

ρ ——泄漏液体密度，kg/m³；

g ——重力加速度，9.81m/s²；

h ——裂口之上液位高度，m；

C_d ——液体泄漏系数；

A ——裂口面积，m²。

图 5.7-1 管道泄露参数选取

参数	管道压力	环境压力	密度	裂口之上液位高度	液体泄漏系数	裂口面积
字符	P	P0	ρ	h	Cd	A
单位	Pa	Pa	kg/m ³	m	/	m ²
数值	200000	101000	840	0.05	0.65	0.00002

计算得到泄露速率为 0.12kg/s，泄露时间按 1h 计，原油密度取各区块最大值 840kg/m³，计算得原油泄漏量 0.43t。含油量按照最大 64.9%计算，则石油类泄漏浓度为 545059mg/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，L³L⁻³；

$K(h)$ —土壤的渗透系数，也是压力水头的函数，LT⁻¹；

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：

$$\theta h = \begin{cases} \theta_r + \frac{\theta_s - \theta_r}{[1 + |\alpha h|^n]^m} & h < 0, m = 1 - \frac{1}{n}, n > 1 \\ \theta_s & h \geq 0 \end{cases}$$

$$K(h) = K_s S_e^l [1 - (1 - S_e^{1/m})^n]^2$$

$$S_e = \frac{\theta - \theta_r}{\theta_s - \theta_r}$$

式中： θ_r —土壤的残余含水率；

θ_s —土壤的饱和含水率；

S_e —有效饱和度；

α —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⁻¹；

D —弥散系数，L²T⁻¹；

q —渗流速率，LT⁻¹；

z —沿 z 轴的距离，L；

t —时间变量，T；

θ —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
砂壤土	0.065	0.41	0.075	1.89	106.1	0.5
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。

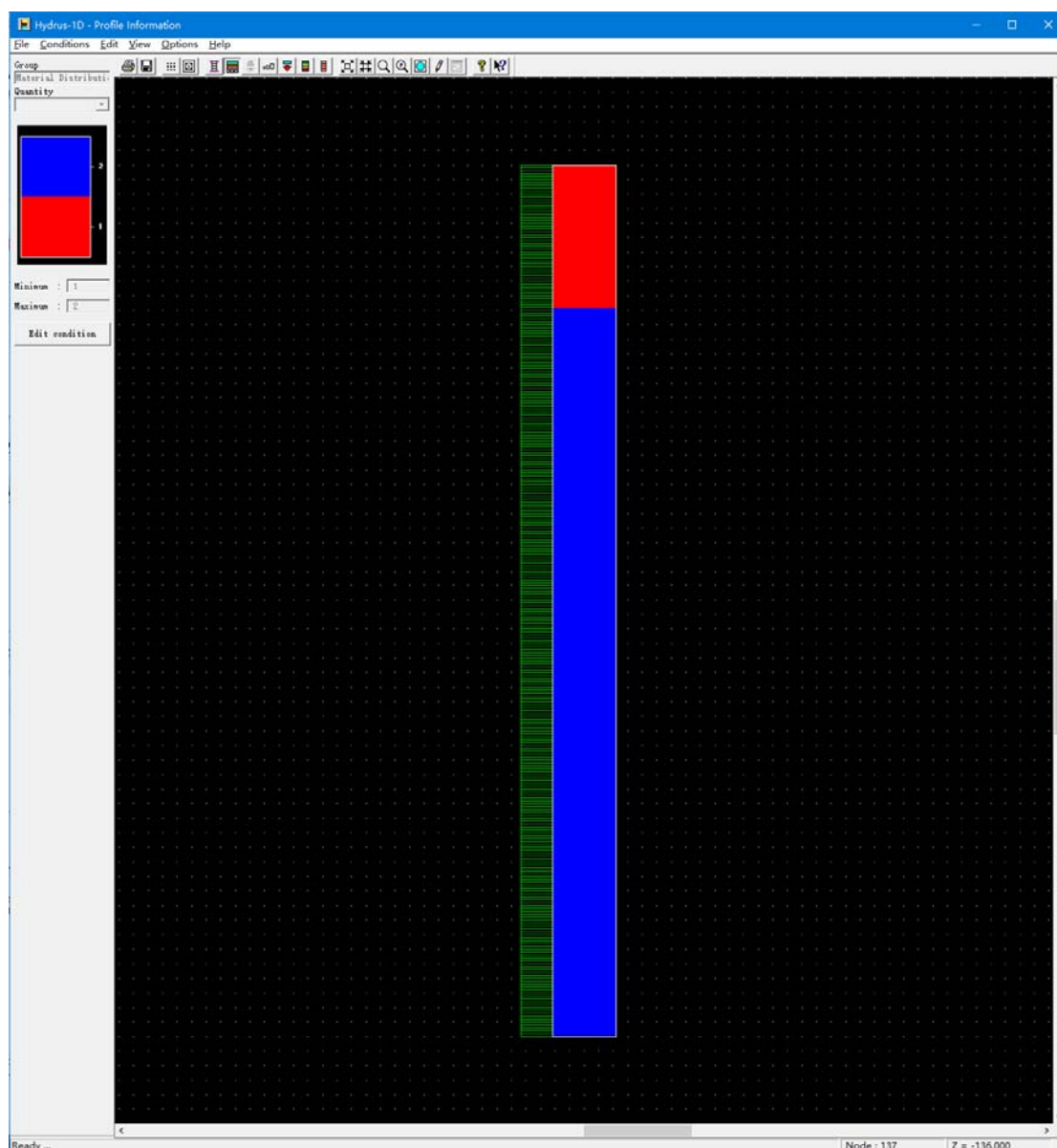


图 5.7-1 模型划分图

(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。

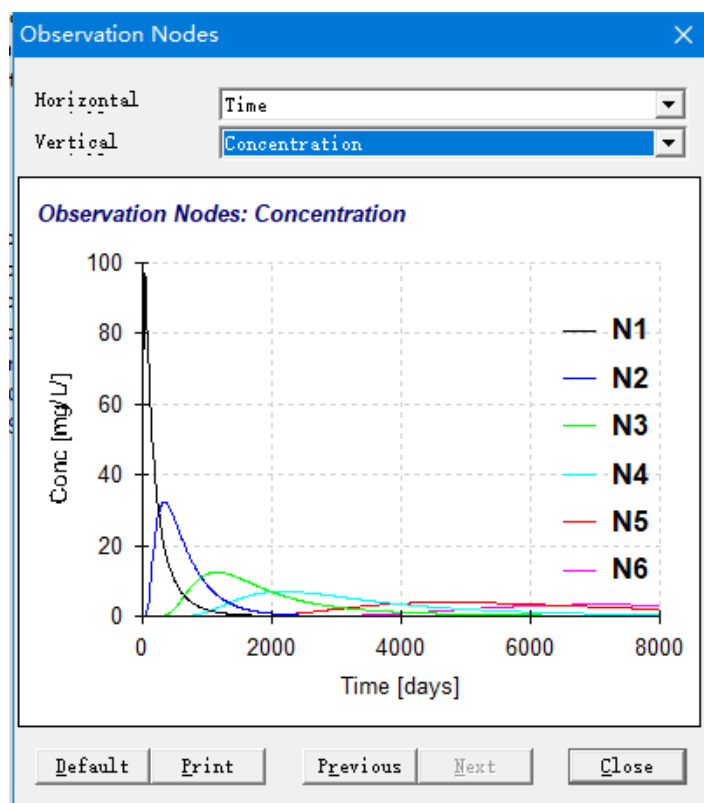


图 5.7-1 各观测点 (5cm、20cm、50cm、100cm、200cm、300cm) 污染物浓度随时间变化情况图

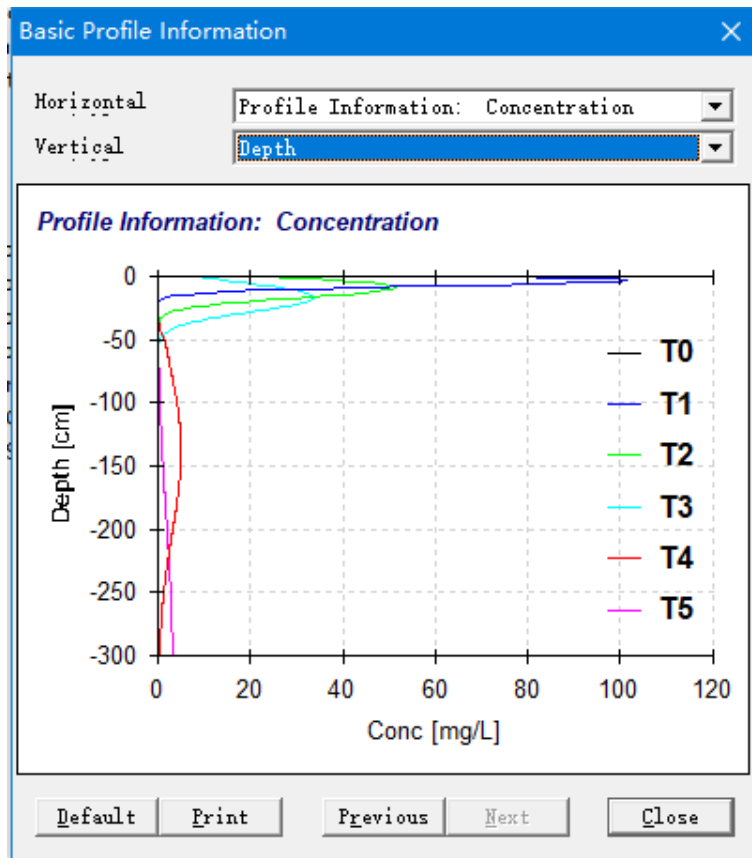


图 5.7-2 不同时间 (60d、180d、365d、3650d、8000d) 污染物浓度随深度变化图

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。60d 时最大浓度出现在管道以下 3cm 处，最大浓度为 101.6mg/L；180d 最大浓度出现在管道以下 9cm 处，最大浓度为 51.59mg/L；365d 最大浓度出现在管道以下 17cm 处，最大浓度为 33.75mg/L；3650d 最大浓度出现在管道以下 138cm 处，最大浓度为 5.008mg/L；8000d 最大浓度出现在管道以下 290cm 处，最大浓度为 3.116mg/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。

5.6.3 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影响无影响。

5.6.4 土壤环境影响分析结论

综上所述，本项目在施工期及运营期采取上述相关防治措施后，项目的开发建设对区域土壤环境影响较小，土壤环境影响评价自查表见表 5.6-7。

表 5.6-7 土壤环境影响评价自查表

工作内容		苏德尔特油田贝 16 区块兴安岭五油组补充外扩产能建设工程	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	(9.76) hm ²	
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()	见表 2.6-4
	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 (C ₁₀ -C ₄₀)	
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II 类 <input type="checkbox"/> ；III 类 <input type="checkbox"/> ；IV 类 <input type="checkbox"/>	
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>	
评价工作等级		一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>	
现	资料收集		

状 调 查 内 容	理化特性	见表 4.3-19~表 4.3-20			点位布置图	
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外		深度
		表层样点数	3 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 ₁₀ -C ₄₀)					
现 状 评 价	评价因子	GB15618、GB36600 中规定的基本因子及石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)				
	评价标准	GB15618☑; GB36600☑; 表 D.1☐; 表 D.2☐; 其他 ()				
	现状评价结论	牧草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, 建设用地中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, 项目建设区域及已开发区域的监测点位特征污染物石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) 相差不大。				
影 响 预 测	预测因子					
	预测方法	附录 E☑; 附录 F☐; 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) ☑; b) ☐; c) ☐				
不达标结论: a) ☐; b) ☐						
防 治 措 施	防控措施	土壤环境质量现状保障☐; 源头控制 ☑; 过程防控 ☑; 其他 ()				
	跟踪监测	监测点数	12	监测指标	监测频次	
				占地范围内: pH、石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、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: pH、石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、铬 (六价)、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍、土壤盐分含量 (水溶性盐总量)	1 次/年	
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

5.7 生态环境影响预测与评价

5.7.1 施工期

(1) 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，永久占用草原（基本草原） 0.105hm^2 ，临时占用草原（基本草原） 1.68hm^2 ，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，通过施工结束后的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。其中管沟开挖上方、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，对草地生态系统完整性影响较小。

(2) 对土地利用的影响分析

项目建设对土地利用的影响主要是管线临时施工、道路建设等施工占用一定量的土地，本项目施工期临时占地面积为 1.68hm^2 ，永久占地面积为 0.105hm^2 ，占地类型为草地，临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有的用地类型及原有植物种类和群落，不会对土地利用结构造成影响，对植物种类和群落造成影响较小。永久占地在一定程度上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，土地利用类型转变为工业用地。但由于永久占地面积很小，因此，对区域生态环境不会造成较大影响。

(3) 对土壤侵蚀的影响分析

本项目井场、管线建设将临时占用土地，地表植被将被破坏；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临时就近分别堆放，如果防护措施不当也会引起水土流失。井场施工、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井场临时占地范围和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。

油田开发建设过程中对土壤会产生一定的扰动，土壤侵蚀量可按下式计算：

$$W = \sum_i^1 (F_i M_i K T_i)$$

式中：W—预测的土壤侵蚀量，t；

F_i —预测的土壤侵蚀面积， km^2 ；

M_i —背景土壤侵蚀模数， $\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ ；

K—土壤侵蚀模数加速系数，施工期土壤侵蚀模数加速系数确定为 2.5；

T_i —预测时段，a。

项目占地类型为草地，根据《土壤侵蚀分级分类标准》呼伦贝尔地区草原为中度风蚀水蚀区，平均侵蚀模数为 $2500 \sim 5000 \text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ ，本次取值 $3500 \text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ ，项目施工期和运营期扰动土壤面积 1.785hm^2 。施工及投产前后土壤侵蚀量变化情况见表 5.7-1。

表 5.7-1 项目土壤侵蚀预测

扰动面积 (km^2)	背景侵蚀模数 ($\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$)	加速侵蚀模数 ($\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$)	背景侵蚀量 (t/a)	预测的侵蚀量 (t/a)	土壤侵蚀增加量 (t/a)
0.0976	3500	8750	62.5	156	93.5

由表 5.7-1 可见，本项目由于土壤扰动比较强烈，发生的土壤侵蚀量为 $156 \text{t}/\text{a}$ ，与背景土壤侵蚀情况相比增加了 $93.5 \text{t}/\text{a}$ 的流失量。由此可见，本项目的建设对影响范围内的土壤侵蚀有一定的影响，施工期和运营期均应注意加强水土保持工作。

(4) 对草地植被的影响分析

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 $> 70\%$ ，总生物量 $2035 \sim 2200 \text{g}/\text{m}^2$ 。

①管道建设

本项目管线施工临时占地面积 1.68hm^2 ，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 36.96t。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

本项目道路建设新增永久占地面积 0.105hm²。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 2.31t/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。

类比已开发区块内的油井井场周围植被恢复情况，井场周围的植被情况与未进行井场建设的区域无明显区别。因此，项目对区域的植被影响很小。

在不同的地形或土壤条件下，本项目井场建设的大部分临时占地植被自然恢复速度及效果有所不同。经过多年恢复，已经很难看出井场施工的痕迹，井场周围已恢复原有植被，因此，项目管线施工对区域植被影响在可接受范围内。

(5) 对野生动物的影响分析

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。根据现场调查，本项目评价区内未发现《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》中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。

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，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。本项目施工时，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，施工期对区域的环境影响不大，不会改变区域内动物区系组成及其种类组成。

(6) 对物种组成及群落结构的影响

本项目所在区域属于传统油田开发区域，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，植被以草本植物克氏针茅为主，无珍稀动植物分布，植被类型和群落结构简单，不具有稀有性和特有性，且群落内部植物组成基本相同，因此，本项目的建设会短暂造成施工范围内的植被消失，但不会造成一种植物群落和内部关键物种在此区域的消失，且施工结束后可得以恢复。项目建设对物种组成和群落结构的影响不明显。

(7) 对生物多样性的影响

本项目所在区域属于传统油田开发区域，长期受人为干扰和开发影响，生物多样性相对较低，区内动植物均为一些常见的草本植物，且项目永久占地面积较小，项目建设不会造成生物的生境丧失、退化及破碎化等，不会造成生态系统退化以及生物多样性的下降，项目建设对生物多样性的影响不明显。

(8) 对水土流失的影响分析

本项目由于管线、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。

本项目施工过程中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，避免加行开辟新路。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，及时进行植被恢复等，在采取以上措施后，可最大程度减少水土流失。

(9) 对防沙治沙的影响分析

《内蒙古自治区实施<中华人民共和国防沙治沙法>办法》第十九条规定：旗县级以上人民政府应当因地制宜地采取措施，加强草原管理和建设，由农牧业行政主管部门按照草原保护建设利用规划和防沙治沙规划开展草地治理，保护草原植被，防止草原退化和沙化。在草原上施工的单位和个人，必须采取必要的保护措施，限期恢复植被；第二十一条规定：旗县级以上人民政府应当按照防沙治沙规划，组织单位和个人开展沙化土地治理活动。因地制宜地采取人工造林种草、飞播造林种草、封沙育林育草、退耕退牧还林还草等措施，恢复和增加植被，治理已沙化的土地。

根据现场调查，项目占地区域主要为基本草原，项目所在地无裸露的沙地，项目所在地植被覆盖度较高，无裸露的大面积土地及沙化土地。工程建设活动会增加一定占地对地表植被造成破坏，在短期内出现局部裸地，土壤层次、结构发生了改变，若不及时恢复，由于水土流失加剧增加了土地沙化的可能性。

为保护区域生态环境，针对本项目的具体特点，制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。主要为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，施工期严格控制施工作业占地范围，施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，路基边坡采取种草措施护坡固土，尽量减少工程建设对土地沙化的影响。

5.7.2 运行期

油田生产运营期对植被的影响主要是在油井井下作业过程的占地和施工时排放的污水、污油两方面。井下作业的临时占地范围均在井场永久占地范围内，同时在作业时底部铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-10} cm/s$ ，将产生的作业废水用罐车拉运到德二联含油污水处理站，防止了油污污水排入外环境，因此，不会对井场周围的植被产生影响。

本项目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行周围环境，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，对周围生态环境影响较小。

5.7.3 退役期

油田退役后，地下设施保留不动，将地面部分如采油井架、水泥台等拆除，井间支路废弃等等。对废弃的井场、道路应采取生态恢复措施，在恢复时应遵循恢复原土地地貌，恢复其原有土地功能的原则。

退役期进行土地植被恢复后，井场、道路将恢复原有植被，人工建筑物拆除，使油区内人工景观的密度大大下降，自然景观的连通性得以恢复，生态环境质量将逐渐恢复至原有水平。

5.7.4 生态环境影响评价结论

根据对本项目油田生态系统结构、功能和生态环境现状评价及油田开发对生态环境的影响分析，得出如下结论：

(1) 本项目管线、道路的建设对土地的侵占、对植被的破坏，将使油田开发区内

的植物量有一定程度的下降。在施工建设过程中采取严格控制施工范围等保护措施，可最大程度减小对生态环境的不利影响，加快生态环境在尽可能短的时间内得到恢复；

(2) 项目采油及其他生产过程中产生落地油、含油污水等环境污染物，对油井周围环境中的植物生长发育及作物品质有一定的影响。但通过采取油井作业时敷设防渗布等必要的环保措施，其对环境的污染程度是较小的，不会影响开发区域内植被生长；

(3) 油田开发工程不可避免会改变原有的生态环境，但若合理规划和建设，石油产业有利于当地及周边地区的经济发展，能够与周围生态环境协调共处。

综上所述，只要采取必要的措施，本项目施工期、运营期、退役期对生态环境的影响较小。

表 5.7-2 生态影响评价自查表

工作内容		苏德尔特油田贝 16 区块兴安岭五油组补充外扩产能建设工程
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；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□；其他□
	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□；其他□
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （详见表 2.3-4、表 2.3-5） 生境 <input checked="" type="checkbox"/> （详见表 2.3-4、表 2.3-5） 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （详见表 2.3-4、表 2.3-5） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （详见表 2.3-4、表 2.3-5） 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> （详见表 2.3-4、表 2.3-5） 生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> （详见表 2.3-4、表 2.3-5） 自然景观 <input checked="" type="checkbox"/> （详见表 2.3-4、表 2.3-5） 自然遗迹□（ ） 其他□（ ）
评价等级		一级□ 二级□ 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（1.785）km ² ；水域面积：（ ）km ²
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 checked="" type="checkbox"/> ；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	调查时间	春季□；夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ；秋季□；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期 <input checked="" type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失□；沙漠化□；石漠化□；盐渍化□；生物入侵□；污染危害□；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□；生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他□
生态影响预测与评价	评价方法	定性□；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□；生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物入侵风险□；其他□
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□；其他□
	生态监测计划	全生命周期□；长期跟踪□；常规 <input checked="" type="checkbox"/> ；无□
	环境管理	环境监理□；环境影响后评价□；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"/>
------	------	---

第六章 环境风险评价

6.1 评价依据

6.1.1 风险调查

本项目涉及的主要危险物质为原油和伴生气，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录B，表B.1突发环境事件风险物质及临界量中给出的临界量进行判断。本项目涉及的物质主要为原油和伴生气，本项目新建DN50×3.5集油掺水管道1.68km，最长的一条管道为德101-229至德102-232间集输管道，规格为DN50，长度为200m。具体各阀门间集油管道长度见表3.2-8。

6.1.2 风险潜势初判

根据 2.5.7 章节辨识结果，本项目运行期集油管线 $Q=0.0005<1$ ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 C，本项目环境风险潜势为 I。

6.1.3 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中关于环境风险评价工作等级的划分，具体见表 6.1-1。

表 6.1-1 环境风险评价工作等级划分

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。

综上，确定本项目环境风险应进行简单分析。

6.2 环境敏感目标情况

本项目环境风险评价工作等级为简单分析，环境风险评价范围为拟建井场边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的区域，环境风险敏感目标表见 2.6-5，风险评价范围图见图 2.6-1。

6.3 环境风险识别

6.3.1 物料风险识别

本项目主要危险物质是石油开采过程中井场、集输管线内的原油和伴生气（不含 H₂S），具有易燃、易爆的性质。物料的危险性分析如下：

（1）原油

原油是多种碳氢化合物组成的可燃性液体，本次开采的原油密度为 0.84g/cm³（20℃），凝固点 25℃，为低毒性物质。根据《石油化工企业设计防火标准（2018 年

版)》(GB 50160-2008, 2022 年修正), 其为火灾危险性甲类物质。原油的特性见表 6.3-1。

表 6.3-1 原油理化性质、燃烧爆炸特性和毒理性质一览表

中文名称	原油	英文名	Petroleum crude oil	
分子式	—	分子量	—	
CAS	8002-05-9	危险性类别	易燃液体	
理化性质	外观及性状	黑褐色粘稠液体		
	熔点(°C)	—	闪点(°C)	-6.67~32.2
	沸点(°C)	自然常温至 500°C 以上	最大爆炸压力(102kPa)	—
	相对密度(水=1)	0.78-0.97	最大爆炸压力上升速率(102k Pa/c)	—
	相对密度(空气=1)	—	爆炸下限(V%)	1.1
	燃烧热(kcal/kg)	—	爆炸上限(V%)	8.7
	自燃温度(°C)	350		
	燃烧分解产物	一氧化碳、二氧化碳。		
	溶解性	不溶于水, 溶于多数有机溶剂。		
毒理及健康危害	毒性	LD50: 500-5000mg/kg (哺乳动物吸入)。		
	侵入途径	吸入、食入、经皮吸收。		
	健康危害	原油本身无明显毒性。其不同的产品和中间产品表现出不同的毒性。遇热分解释放出有毒的烟雾。吸入大量蒸气能引起神经麻痹。		
燃烧爆炸危险性	危险特性	其蒸气与空气形成爆炸性混合物, 遇明火、高热或极易燃烧爆炸, 与氧化剂能发生强烈反应, 若遇高热, 容器内压增大, 有开裂和爆炸的危险。		
	稳定性	稳定。		
	灭火方法	泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。		
	储运注意事项	远离火种、热源。仓温不宜超过 30°C。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速(不超过 3m/s), 且要有接地装置, 防止静电积聚。		

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 0.8-10m³ 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）

天然气以甲烷（CH₄）为主，并含有总量不多、各自数量不等的轻烃（C₂-C₅）。其危险特性见表 6.3-2。

表 6.3-2 天然气物理特性

物质名称	化学品中文名称：甲烷 化学品英文名称：methane CASNo.：74-82-8
理化性质	分子式：CH ₄ 分子量：16.04 主要成分：纯品 外观与性状：无色无臭气体 熔点（℃）：-182.5 沸点（℃）：-161.5 相对密度（水=1）：0.42（-164℃） 相对蒸气密度（空气=1）：0.55 饱和蒸气压（kPa）：53.32（-168.8℃） 燃烧热（kJ/mol）：889.5 临界温度（℃）：-82.6 临界压力（MPa）：4.59 闪点（℃）：-188 引燃温度（℃）：538 爆炸上限%（V/V）：15 爆炸下限%（V/V）：5 溶解性：微溶于水，溶于醇、乙醚。
稳定性	禁配物：强氧化剂、氟、氯
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。
危险性概述	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。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。 燃爆危险：本品易燃，具窒息性。
泄漏应急处理	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，穿防静电工作服。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。
急救措施	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。
消防措施	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其他强氧化剂接触剧烈反应。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：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。
接触控制/个体防护	中国 MAC（mg/m ³ ）：未制定标准 前苏联 MAC（mg/m ³ ）：300 TLVTN：ACGIH 窒息性气体 TLVWN：未制定标准 工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，特殊情况下，佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。

<p>身体防护：穿防静电工作服。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。</p>
--

6.3.2 生产过程潜在危险性识别

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，本项目的环境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：

a.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废含油防渗布，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；

b.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、废水泄漏的概率大大减少。

(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身结构设计不合理，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，水泥浆冷凝期间放热不均匀，温度的变化使套管热胀冷缩，也易导致套管变形破裂。

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、CO₂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Fe²⁺发生反应引起的。腐蚀条件包括一

定的温度、压力、 Fe^{2+} 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概率很小。

（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：

- a.管道由于腐蚀造成穿孔，焊缝开裂出现裂纹；
- b.管道材料缺陷或焊接缺陷；
- c.不法分子在管线上打孔或偷气、偷油；
- d.由于外物撞击而造成管线破裂；
- e.由于地震、洪水自然灾害而引起的管线破裂；
- f.由于误开挖造成管道破裂；
- g.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：

- a.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；
- b.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；
- c.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。

(5) 依托场站风险因素分析

本项目依托场站为德一联、德二联、德二联合油污水处理站等，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：

- a. 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；
- b. 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；
- c. 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；
- d. 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；
- e. 泄漏的油气遇明火发生火灾爆炸。

根据调查，依托场站内未发生过环境风险事故。

6.4 环境风险分析

6.4.1 事故状态下对大气环境的风险分析

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 $0.01\sim 100\mu\text{g}/1000\text{m}^3$ ，超过这个范围时，则对在其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。

6.4.2 事故状态下对地下水的风险分析

(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，一般很难下渗 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：

- ①管道焊接不严，检测有误，造成泄漏；
- ②管道防腐涂层质量差，造成管道腐蚀；
- ③管材或连接缺陷，造成管道断裂，油气泄漏；
- ④操作失误引发的憋压等造成的风险事故；
- ⑤设备故障、机械失灵、老化造成的泄漏；

⑥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；

- ⑦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；

⑧其它选线不当或设计有误导导致的事故风险。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。

根据 5.3 章节，项目正常工况下不会对地下水环境产生影响。事故状况下，根据对套管破损和管线渗漏情况对地下水的影响预测结果可以看出：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 39.6m，超标面积为 1243m²；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 131m，超标面积为 8793m²；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 358m，超标面积为 31146m²，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）；承压水层油井套管破损预测时间为 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 46m，超标面积为 1736m²；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 175m，超标面积为 17456m²；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 510m，超标面积为 91327m²，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）。潜水层油井套管破损预测时间为 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 49m，超标面积为 2065m²；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 179m，超标面积为 20704m²；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 496m，超标面积为 105840m²，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、油井套管破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。

6.4.3 事故状态下对土壤环境的风险分析

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（C₁₀-C₄₀）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 5.6.2 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。60d 时最大浓度出现在管道以下 3cm 处，最大浓度为 101.6mg/L；180d 最大浓度出现在管道以下 9cm 处，最大浓度为 51.59mg/L；365d 最大浓度出现在管道以下 17cm 处，最大浓度为 33.75mg/L；3650d 最大浓度出现在管道以下 138cm 处，最大浓度为 5.008mg/L；8000d 最大浓度出现在管道以下 290cm 处，最大浓度为 3.116mg/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。

6.4.4 事故状态下对生态环境的风险分析

该项目区域内的生态系统主要是草地，大量含油污水泄漏可对草地产生影响，其危害最大的是植物，含油物质黏附于枝叶上，就会影响植物的光合作用，可使植物枯萎死亡；含油污水喷溅到植物上或散落到土壤中，黏附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质，导致植物死亡，通过根系吸收，影响其品质，使其生产力下降。

6.5 环境风险防范措施

6.5.1 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) 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；

(5) 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，观察拉力计悬重变化，防止沙堵憋泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂。

6.5.2 集输系统事故风险防范措施

(1) 严格挑选施工队伍，施工单位应持有行政主管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、设备的渗漏、穿孔问题；

(4) 管线设有压力监测系统，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污油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) 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；

(8) 建立应急响应机制，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。

(9) 依据《压力管道顶级检验规则—长输（油气）管道》（TSG D7003-2010）、《压力管道定期检验规则—工业管道》（TSG D7005-2018）及《工业管道安全技术规程》的规定，安全状况等级为1级、2级的，定期检验一般不超过6年检验一次，对管道安全状况所进行的符合性验证。呼伦贝尔分公司将委托资质检测单位对管线定期进行全面检验和内检测。

(10) 呼伦贝尔分公司制定有《管道巡护管理方案》，方案中对管道巡护内容做了详细要求，巡查时间每日一次，线路巡查应包括如下内容：管道沿线地貌变化、管道沿线设施的完好性、沿线违章占压、安全保护范围内的违章施工、周边社会活动情况、阴极保护系统运行、三桩等设施。巡线人员应对巡检情况进行记录，包括沿线交通、治安、人文、地形、地貌、地理、河流、水文、社会信息等情况。

(11) 一般管道发生失效时，及时采取焊接或更换管道措施进行维修。在外防腐检测时，对破损的管段实施重新防腐、保温进行修补并做好维修记录。

6.5.3 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，将事故风险降低到最低。

(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。

6.5.4 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，确保该过程安全可靠。

(2) 危险废物转移过程中应按《危险废物转移管理办法》执行，并编制应急预案。

(3) 运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。

(4) 对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用。

(5) 不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物。

(6) 转移危险废物时，必须按照规定填危险废物转移联单，并向危险废物移出地

和接受地的县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告。

(7) 禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运。

(8) 运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，方可使用。

(9) 运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。

(10) 运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

(11) 运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

6.5.5 地下水污染事故风险防范措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、管道、阀组等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，以尽量减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染。

(1) 源头控制措施

①对输送管道、阀门、站场各装置进行严格检查，定期检修，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

②严格要求做好油管及表层套管的安装及维护工作，同时加强勘探、开发过程中对井身结构的定期检查，确保表层套管固井质量合格，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

(2) 采取分区防渗措施，其中施工期压裂作业区域为重点防渗，铺设2mm高密度聚乙烯（HDPE）膜进行防渗，渗透系数约为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）表7中关于重点防渗区要求：等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 要求。

(3) 采取污染监控措施。在贝16区块上游布设1口潜水背景值监测井和1口承压水背景值监测井，在德二联、德二联压裂返排液处理站、含油污泥暂存池、危险废物暂存库下游各布设1口潜水监测井，在德一联生活污水池上游布设1口潜水背景值监测

井，在德一联生活污水池和贝16区块下游布设1口潜水污染源监控井和1口承压水污染源监控井，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_{Mn}法，以O₂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。

6.5.6 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。

6.5.7 火灾、爆炸风险防范措施

- （1）为防止系统超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他安全泄放设施；
- （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。
- （4）每日进行巡检，巡检人员对储罐外观、储量等进行检查，防止发生储罐泄漏引起火灾、爆炸等环境风险。

针对上述风险情况，本项目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，本项目为扩建工程，如发生风险事故，可按已建立的事故风险应急预案执行。

6.5.8 管理措施

6.5.8.1 施工期管理措施

- （1）定期检测集油管线防腐及腐蚀情况，及时维修或更新；
- （2）在施工过程中，加强监督检查，确保焊接和涂层等施工质量；
- （3）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；

(4) 进行水压试验，排除焊缝和母材的缺陷，增加管道的安全性。

6.5.8.2 运行期管理措施

(1) 工程投产运行前，应制定正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗，避免因操作失误导致事故发生；

(2) 制定应急操作规程，在规程中应说明发生管道泄漏、火灾爆炸和生产装置区泄漏事故时应采取的操作步骤，规定抢修进度，减少事故的影响；

(3) 日常监督、隐患整改、事故发生、操作失误等各项安全行为应建立档案；

(4) 生产部门和环保部门建立安全环保管理工作考核细则，实行量化考核；

(5) 严格岗位责任制，定期对工人进行安全和环境保护意识教育；

(6) 定期进行突发环境事件的培训和演练，并及时对应急预案进行修订，使其更加合理有效；

(7) 加强对工程附近居民的宣传教育，减少、避免第三方破坏事故；

(8) 加强油田保卫工作，保证油田各种生产设施安全运行，杜绝安全、环保事故的发生；

(9) 配备防渗布、铁锹、镐等应急工具和设备，巡检发现油水泄漏时，找出泄漏点，在周围铺上防渗布，四周用土围好，防止污油、污水扩散。然后，组织人员抢修，抢修结束后，清理现场，避免造成环境污染；

(10) 泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，定期用超声波检测仪，测量管线的内外防腐情况，若管壁厚度减薄，及时更换管段。

由于本次产能建设采用常规工艺，油气集输和污染治理工艺成熟、可靠，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，环保措施和环保投资的结合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。

6.6 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。

6.6.1 事故应急预案

大庆油田呼伦贝尔分公司贝 28 作业区设有《大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公

司贝 28 作业区突发环境事件专项应急预案》，该预案已于 2023 年 7 月 6 日在呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎右旗分局备案（备案回执 150727-2023-016-L）；贝 16 作业区设有《大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司贝 16 作业区突发环境事件专项应急预案》，该预案已于 2023 年 7 月 6 日在呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎右旗分局备案（备案回执 150727-2023-015-L）。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，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；《突发环境事件专项预案》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、天然气泄漏污染等事故的分类、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《突发环境事件专项预案》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故的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发〔2015〕4号），环境应急预案每 3 年至少修订一次，因此建设单位应及时对环境应急预案进行修订，并及时将本项目纳入预案系统内。

本项目所在贝 16 作业区环境风险防控制度完善，作业区制定了《大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司贝 16 作业区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构成。

突发环境事件应急预案具体内容见表 6.6-1。

表 6.6-1 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

6.6.2 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以及贝 16 作业区均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 6.6-2。

表 6.6-2 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。

6.6.3 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，由贝中作业区组织实施

(2) 应急响应按下列程序和内容响应：

- a. 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；
- b. 立即向作业区经理、副经理报告，成立环境应急指挥中心；
- c. 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；
- d. 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；
- e. 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：

- a. 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；

b.根据危急状态，对应急工作中发生的争议采取紧急处理措施；

c.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；

d.根据危急情况，在技术支撑下科学组织人员和物资疏散工作；

e.及时报告地方环保局、市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；

f.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，三级响应启动贝中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。

6.6.4 应急监测

(1) 应急监测因子

大气：非甲烷总烃、一氧化碳、二氧化硫、二氧化氮；

地下水：pH 值、耗氧量、石油类、硫化物、挥发酚、氨氮、溶解性总固体、总硬度；

土壤：石油烃（C₁₀-C₄₀）、铜、锌、镉、铅、铬、砷、镍、汞。

(2) 应急监测方法

a.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。

b.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。

c.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。

(3) 应急监测频次

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。应急监测频次见表 6.6-3。

表 6.6-3 应急监测频次

事件类型	监测点位	应急监测频次	跟踪监测频次
大气污染	事发地污染区域	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	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	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	/

6.6.5 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6.6-4。

表 6.6-4 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. 正确分析判断突然事故发生管段的位置，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。
- b. 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。
- c. 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。
- d. 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。
- e. 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。

f.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) 窜层污染事故

若发生窜层污染事故，应立即采取关井措施，并确定事故发生位置进行修复堵漏，及时更换套管，一旦发生污染事故及时向生态环境局报告，并立即启动应急监测，根据事故状态下污染物特征，进行地下水环境质量跟踪监测，如监测到地下水水质有异常超标现象，应及时进行开展地下水风险评估，包括地下水修复和加强检测要求，以消除任何对公众健康影响的风险。

(4) 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。

(5) 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。

6.6.6 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

目所属贝 16 作业区、贝 28 作业区应与新巴尔虎右旗环保局、新巴尔虎右旗应急管理局、新巴尔虎右旗消防支队等政府建立应急联动机制，并配合新巴尔虎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，本项目应急联动联系方式详见表 6.6-5。

表 6.6-5 地企联动各部门联系方式

名称	联系电话
火警	119
医疗急救	120
呼伦贝尔应急管理局	12350
呼伦贝尔市生态环境局	0470-8295795
呼伦贝尔市公安局	110
新巴尔虎右旗医院	0470-6405414
新巴尔虎右旗消防大队	0470-6401019
贝 28 作业区	0459-5574490
贝 16 作业区	0459-5574400
德二消防队	0470-6486260 0459-5574511
新巴尔虎右旗交警大队	0470-6402490
呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎右旗分局	0470-6404474
新巴尔虎右旗草原管理局	0470-6402966
新巴尔虎右旗安全监督管理局	0470-6607596
大庆油田公司总值班室	0459-5963011
大庆油田公司应急管理科	0459-5936700

6.6.7 应急演练及培训情况

针对本项目可能发生的突发环境事件，大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司应急管理办公室负责建立应急培训制度，每年组织一到两次厂级应急培训，对应急管理人員和救援人員进行培训，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。本项目依托的贝 16 作业区应按照分级管理、逐级培训的原则，每季度组织一次作业区（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 6.6-1。



图 6.6-1 作业区应急演练记录

6.6.8 应急物资

(1) 施工期

针对施工期可能发生的突发环境事件，施工期井场应配备相应应急物资，具体见表 6.6-6。

表 6.6-6 本项目施工期井场应配备的应急设施、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
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	石粉	/	吨	20

(2) 运行期

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司针对各种突发环境事故配备了相应的应急设施、设备、器材，具体见表 6.6-7。贝 16 作业区应急物资清单分别见表 6.6-8。应急物资照片见图 6.6-2。

表 6.6-7 应急设施、设备、器材

应急设施、设备、器材	针对事故
灭火器、消防车（泡沫）、消防车（水罐）	火灾
收油器、围油栏、起重机械、洗净罐车、电焊车、水泥车、挖掘机	管道事故
装载机、挖掘机、防毒面具、便携式气体探测器、灭火器、收油器、围油栏、起重机械、洗净罐车、电焊车、水泥车、挖掘机	场站事故

表 6.6-8 贝 28 作业区应急物资装备清单

类别		设备名称	规格型号	存放位置	数量
车辆类	保障车	后援保障车	五十铃皮卡	贝 28 作业区应急物资库（位于贝 28 作业区办公楼，距离本项目约 3.5km）	1
防护类	头部防护	安全帽	/		10
	呼吸防护	防毒面罩	/		5
侦检类		便携式可燃气体检测仪	/		1
警戒类		隔离警示带	100m		1
抢险类	灭火器		35kg		8
	挖掘设备		应急锹		10

	水龙带	DN65, 25m		5
通信类	电话座机	/		2
照明类	手提式防爆灯	/		4



德二联应急物资



德二联应急物资



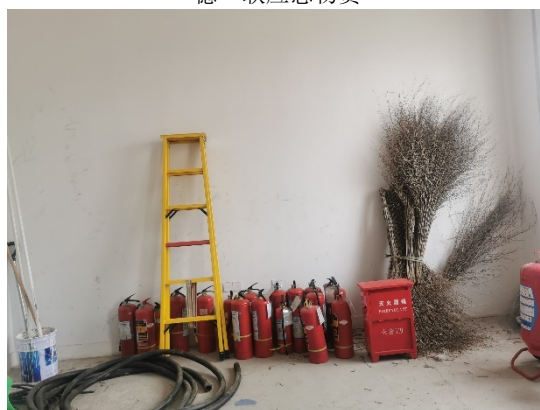
德一联应急物资



德一联应急物资



区应急库房应急物资



区应急库房应急物资



区应急库房应急物资



区应急库房应急物资

图 6.6-2 作业区应急物资存放照片

6.7 环境风险评价结论

通过对本次建设工程的环境风险分析可知，本项目的�主要环境风险是井下作业的原油泄漏和火灾爆炸等，对区域内的地下水、生态等环境有潜在危害性。在采取一系列风险防范措施和应急措施，并切实落实各项环保、安全措施基础上，项目产生的环境风险环境可接受。

本项目环境风险简单分析内容见表 6.7-1，本项目环境风险评价自查表见表 6.7-2。

表 6.7-1 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	苏德尔特油田贝 16 区块兴安岭五油组补充外扩产能建设工程			
建设地点	(内蒙古自治区)省	(呼伦贝尔)市	(新巴尔虎右旗)县	/
地理坐标	经度	E117°49'16.79"-117°50'22.61"	纬度	N48°13'46.11"-48°34'50.71"
主要危险物质及分布	本次评价运行期将集输管线划分为危险单元。集输管线原油最大存在量为 0.21t、天然气最大存在量为 0.004t。			
环境影响途径及危害后果	大气	集输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。		
	地表水	本项目周围无地表水体，发生污染地表水的环境风险事故发生的概率较小。		
	地下水	原油泄漏及套管破损，最终发生气水串层或是油气直接泄漏到含水层造成污染的概率并不大。油田发生事故产生的原油泄漏，只要及时发现及时处理，不会对地下水造成影响。		
风险防范措施要求	土壤	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。石油类对土壤的污染，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。		
	集输系统定时对采油井和管线进行巡查，系统定期维修保养，及时更换老化管线、设备等。 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。			

本项目危险物质数量与临界量比值，运行期集输管线 $Q=0.0005 < 1$ ，环境风险潜势为 I。

表 6.7-2 环境风险评价自查表

工作内容	苏德尔特油田贝 16 区块兴安岭五油组补充外扩产能建设工程
------	-------------------------------

风险调查	危险物质	名称	原油(管线)	天然气(管线)			
		存在总量/t	0.21	0.004			
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 3 人			2.5km 范围内人口数 18 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 <input type="checkbox"/>	F2 <input type="checkbox"/>	F3 <input type="checkbox"/>	
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>	S2 <input type="checkbox"/>	S3 <input type="checkbox"/>	
地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>	G2 <input type="checkbox"/>	G3 <input type="checkbox"/>			
	包气带防污性能	D1 <input type="checkbox"/>	D2 <input type="checkbox"/>	D3 <input type="checkbox"/>			
物质及工艺系统危险性	Q 值	Q<1 <input checked="" type="checkbox"/>	1≤Q<10 <input type="checkbox"/>	10≤Q<100 <input type="checkbox"/>	Q>100 <input type="checkbox"/>		
	M 值	M1 <input type="checkbox"/>	M2 <input type="checkbox"/>	M3 <input type="checkbox"/>	M4 <input type="checkbox"/>		
	P 值	P1 <input type="checkbox"/>	P2 <input type="checkbox"/>	P3 <input type="checkbox"/>	P4 <input type="checkbox"/>		
环境敏感程度	大气	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>		E3 <input type="checkbox"/>		
	地表水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>		E3 <input type="checkbox"/>		
	地下水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>		E3 <input type="checkbox"/>		
环境风险潜势	IV+ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input type="checkbox"/>	II <input type="checkbox"/>	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	最近环境敏感目标 , 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, 运行期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施。在井口安装防喷器和控制装置措施; 集输系统定时对采油井和管线进行巡查, 系统定期维修保养, 及时更换老化管线、设备等; 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。						
评价结论与建议	项目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, 可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。						

注: “”为勾选项, “ ”为填写项。

第七章 环境保护措施及其可行性论证

7.1 废气污染防治措施及其可行性论证

7.1.1 施工期

本项目建设工程量较小，施工期的环境空气影响主要来源于施工活动引起的扬尘。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) 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。

(3) 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。

(4) 运料车辆在运输时，车辆应当采取全密闭措施，需要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。

(5) 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。

(6) 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。

(7) 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。

(8) 施工完成后，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。

(9) 施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

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，技术可行，采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场界扬尘浓度满足《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。

7.1.2 运行期

本项目运行期的大气污染主要来自运营过程中产液开采、集输过程无组织挥发的烃类气体，以及依托德二联合站、德一联加热炉产生的燃烧废气。

(1) 挥发性有机物污染防治措施

①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，保证正常生产无泄漏；

②油气集输采用密闭流程，最大限度降低烃类气体的挥发；

③加强转油站、联合站运行管理，提高油气分离效率，减少轻烃挥发；

④加强井下作业管理，落地油全部回收，减少烃类气体挥发；

⑤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。

⑥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；

⑦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。

⑧油田有限责任公司呼伦贝尔分公司定期开展清洁生产，确保产能开发有机废气控制措施的有效性。

⑨严格控制储存、装卸损失。定期对转油站、联合站储罐进行检查检测，确保储罐的密闭性，最大限度减少有机废气的挥发。

⑩加强非正常工况污染控制，制定检维修、非正常工况的操作规程和污染控制措施。

⑪本项目输油管线设有压力监测，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，并及时对泄漏的油水进行回收，对被污染的土壤进行清理，最大限度减少有机废气的挥发。

⑫含油污泥、落地油由密闭加盖的防渗槽车拉运至贝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，最大限度减少有机废气的挥发。

⑬企业每年对油井井场、贝28作业区含油污泥暂存池等依托站场占地范围内及厂界非甲烷总烃进行一次监测，企业应建立监测台账。

(2) 依托的德二联合站、德一联加热炉燃料采用清洁能源伴生气和原油，排放烟气中污染物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）相应标准限值要求。

通过采取以上措施，可以将项目建设对大气环境的影响减小到最低程度：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 $\leq 4\text{mg}/\text{m}^3$ ）；依托场站德一联和德二联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 $\leq 30\text{mg}/\text{m}^3$ ）；依托场站德一联和德二联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，可以将项目建设对大气环境的影响减小到最低程度，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。

7.1.3 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，随着施工结束，影响将会消失，对大气环境基本无影响。

7.1.4 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本项目采用节能环保型动力设备，使用产品质量达标油，从源头上减少碳排放。

④本项目依托场站德一联和德二联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。

②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。

③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，并对大庆油田第九采油厂减污降碳、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。

7.2 水污染防治措施及其可行性论证

7.2.1 施工期废水处理措施及其可行性论证

(1) 施工期生活污水排入临时设置的玻璃钢化粪池内，拉运至德一联生活污水处理装置处理后排入站外暂存池，不外排。

(2) 施工车辆和设备坚持日常检查制度，控制跑、冒、滴、漏现象的发生，以杜绝环境污染事件；设备修理时，要采取相应措施，如：地面上平铺油毡、塑料布等方法，避免水、油等流体介质落在地表；

(3) 采用双层套管保护地下水，以确保该区地下水不受污染；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潜水层和承压水层；

(4) 施工期产生的压裂返排液集中收集，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合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 $\leq 10.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5.0\ \mu\text{m}$ ”标准限值后回注现役油气层，不外排。

(5) 项目新建管道铺设完成后需要进行试压，试压废水采用罐车拉运到德二联合油污水处理站，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 $\leq 15.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5.0\ \mu\text{m}$ ”标准限值后回注现役油层。

(6) 施工期压裂作业区域为重点防渗区，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 $1.0\times 10^{-10}\text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）表 7 中关于重点防渗区要求：等效黏土防渗层 $M_b\geq 6.0\text{m}$ ， $K\leq 1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$ 。

(7) 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；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。

(8) 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。

7.2.2 运行期废水处理措施及其可行性论证

(1) 运行期产液分离的含油污水进入德二联合油污水处理站处理，污水站满足《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 $\leq 15.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5.0\ \mu\text{m}$ ”标准限值后回注现役油气层，不外排。

(2) 油井作业范围限制在油井永久占地范围内，作业过程中设置临时围堰，底部铺设2mm高密度聚乙烯（HDPE）膜，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-10}\text{cm/s}$ ，围堰为黏土夯筑，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。油井作业产生的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，委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司进行处理；油井作业废水经施工现场设置的污水回收装置回收后泵入罐车内，拉运至德二联合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 $\leq 10.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5.0\ \mu\text{m}$ ”标准限值后回注现役油气层，不外排。本项目无注水井，现有区块回注水回注至兴安岭油层，根据3.1.3.4现有工程地下水回注情况调查章节分析，现有区块回注水回注至兴安岭油层可行，满足要求。

(3) 强化生产运行管理，杜绝含油污水及油污的随意排放，落地原油要及时回收，提高落地油回收率，并及时处理被落地油污染的土壤，消除对地下水的污染隐患；

(4) 确保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，避免对周围地表水环境产生污染；

(5) 定期检查维修管线、阀门及收油装置，确保设备的使用性能良好；

(6) 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%；

(7) 泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，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；

(8) 油田的正常开发建设对地下水造成污染的可能性较小。但原油、压裂返排液、含油污水的跑、冒、滴、漏，如处理不及时则可能对地下水造成污染，因此对工程实施污染分区防治措施：

重点防渗区防渗措施：地下集油管道属于重点防渗区。集油管道应采用无缝钢管；管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐；管道的外防腐等级应采用加强级；管道的连接方式应采用焊接；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；提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，然后采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响，进一步防止污染地下水。

(9) 在贝 16 区块上游布设 1 口潜水背景值监测井和 1 口承压水背景值监测井，在德二联、德二联压裂返排液处理站、含油污泥暂存池、危险废物暂存库下游各布设 1 口潜水监测井，在德一联生活污水池上游布设 1 口潜水背景值监测井，在德一联生活污水池和贝 16 区块下游布设 1 口潜水污染源监控井和 1 口承压水污染源监控井，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_{Mn}法，以 O₂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，具体见表 7.2-4。

定期对周围地下水井进行监测，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。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目产生的各类废水都可以得到有效处置，作业过程中产生的污油污水可以有效进行回收，项目的水污染防治措施合理可行。

7.2.3 地下水污染防治措施

7.2.3.1 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管线采用热熔式焊接和挤压式焊接，在施焊前进行检查。

④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。

⑤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。

⑥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。

⑦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。

7.2.3.2 分区防渗措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）与《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013），项目分区防渗见表 7.2-3 及图 7.2-3、7.2-4。

表 7.2-3 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域		防渗要求
重点 防渗 区	施工期	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 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）表 7 中关于重点防渗区要求：等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$
	运行期	集油管线	①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。②提高自动化水平，对管道及井口压力进行实时监控。施工期留存影像资料。满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 技术要求。
		油井作业	铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜，防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）表 7 中关于重点防渗区要求：等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$
一般 防渗 区	施工期	玻璃钢化粪池	化粪池采用玻璃钢结构化粪池，渗透系数 K 为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中一般防渗区要求：等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。

7.2.3.3 管线防泄漏措施

(1) 管线采用热熔式焊接，在施焊前进行检查。

(2) 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。

(3) 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，

渗透性能应相当于6m厚的黏土、渗透系数小于 10^{-10} cm/s。

(4) 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。

(5) 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。

7.2.3.4地下水环境跟踪监测

定期对地下水环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，结合《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指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)制定本项目运行期监测计划，同时在当地对监测结果进行信息公开，同时在当地对监测结果进行定期信息公开。

根据现场调查，现有区块未在现有德二联合站、德二联压裂返排液处理站、含油污泥暂存池等下游布设监测井，未在苏德尔特油田整个区块上游布设背景值监测井，未在区块中和下游布设污染源监控井；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)要求共布设 9 口监测井，其中在贝 16 区块上游布设 1 口潜水背景值监测井和 1 口承压水背景值监测井，在德二联、德二联压裂返排液处理站、含油污泥暂存池、危险废物暂存库下游各布设 1 口潜水监测井，在德一联生活污水池上游布设 1 口潜水背景值监测井，在德一联生活污水池和贝 16 区块下游布设 1 口潜水污染源监控井和 1 口承压水污染源监控井，具体设置情况见表 7.2-4 和图 7.5-5。

表 7.2-4 地下水环境监测计划表

跟踪监测点位	性质	层位	井深(m)	位置关系	功能	坐标		监测因子	上下游	监测频次
						经度	纬度			
0#潜水上游	新建	潜水	25	贝 16 区块上游	背景值	117.3367	48.0115	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 ₂ 计)、氨	贝 16 区块上游	1 次/半年
0#承压水上游	新建	承压水	90	贝 16 区块上游	背景值	117.3282	48.0085		贝 16 区块上游	
1#潜水	新建	潜水	25	德二联压裂返排液处理站下游北侧 150m	污染源监控点	117.2107	48.0249		依托场站下游	
2#潜水	新建	潜水	25	含油污泥暂存池下游北侧 50m	污染源监控点	117.2244	48.0244		依托场站下游	
3#潜水	新建	潜水	25	德二联场站西北侧 200m	污染源监控点	117.2011	48.0282		依托场站下游	
4#潜水	新建	潜水	25	危险废物暂存库西北侧 20m	污染源监控点	117.2112	48.0234		依托场站下游	
5#潜水	新建	潜水	25	德一联生活污水池上游 50m	污染源监控点	117.3154	48.0243	德一联生活污水池上游		

6#潜水	新建	潜水	25	德一联生活污水池和贝16区块下游	污染源监控点	117.3 149	48.02 70	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	德一联生活污水池和贝16区块下游
1#承压水	新建	承压水	90	贝16区块下游西北侧200m	污染源监控点	117.3 114	48.02 70		贝16区块下游

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目产生的各类废水都可以得到有效处置，作业过程中产生的污油污水可以有效进行回收，不会对周围水环境产生不良影响，项目的水污染防治措施技术合理可行。

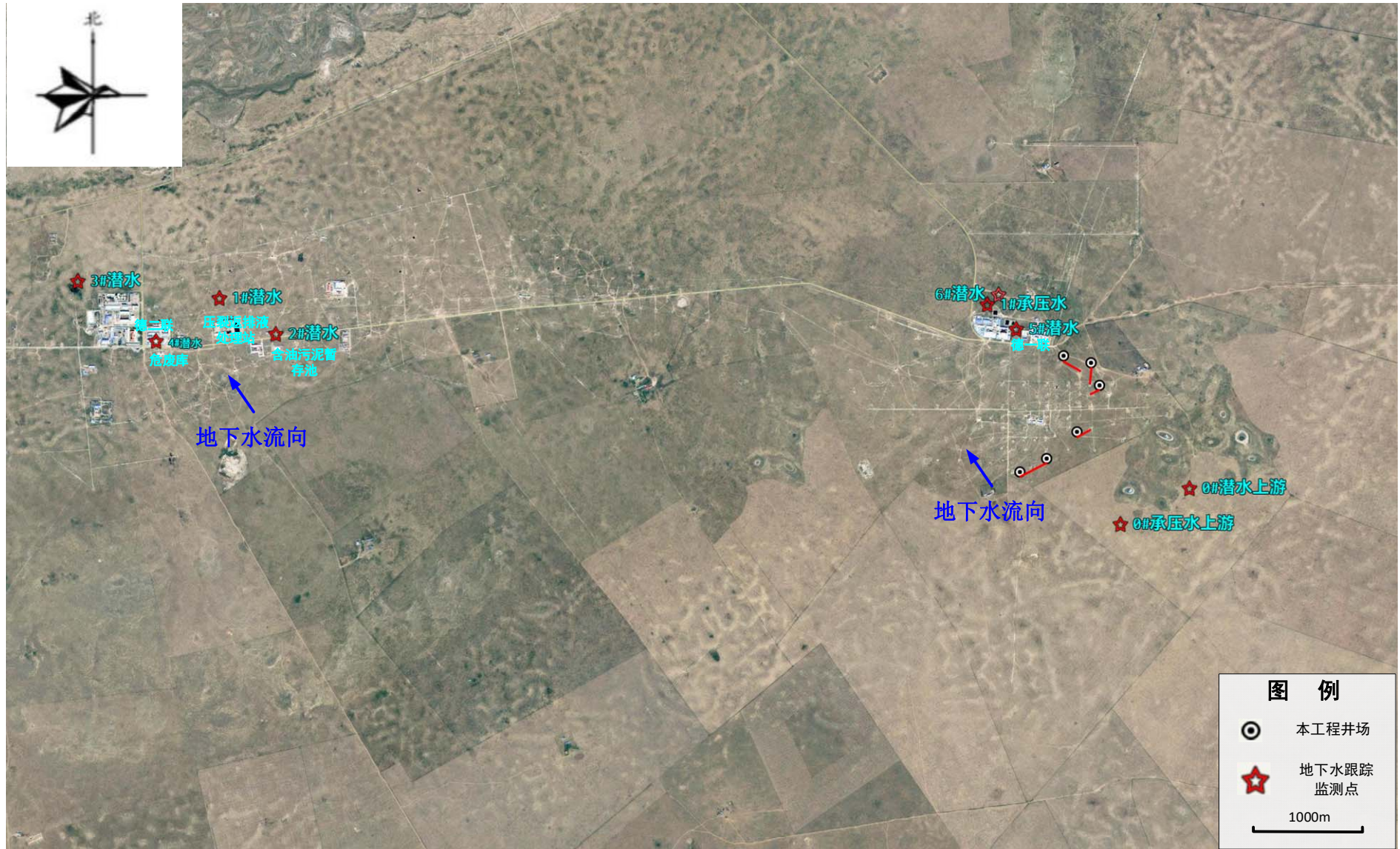


图 7.2-5 地下水跟踪监测点位图

7.3 噪声污染防治措施及其可行性论证

7.3.1 施工期

通过采取相应的管理措施，可进一步降低工程施工噪声对周围环境敏感点的影响。具体措施如下：

- (1) 减少推土机等高噪声设备同时施工时间，降低对周围环境的影响；
- (2) 注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度；
- (3) 合理安排施工进度，减少施工时间，禁止在夜间（22:00~6:00）和午休时间（12:00~14:00）进行高噪声施工，调整同时作业的施工机械数量，降低对周围环境的影响；
- (4) 不可避免需要夜间施工时，应向附近居民进行公告，取得民众谅解，并合理安排施工机械数量，严格限定施工范围，选用噪音低的设备，同时控制夜间灯光数量和照射范围。
- (5) 运输车辆尽量选择避开村屯路线，尽量减少鸣笛。
- (6) 尽量缩短压裂作业时间。

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技术合理可行。

7.3.2 运行期

本项目噪声主要从两方面进行防治：从噪声源上控制降低噪声；从传播途径上控制降低噪声，具体分析如下：

- (1) 从噪声源上控制降低噪声
 - ① 选用低噪声源生产设备：依托场站原油泵、污水泵等生产设备选用低噪声、低能耗的生产设备，不但可以减少噪声对周围环境的污染，也可以节约能源符合清洁生产的要求；
 - ② 采用降噪措施：项目主要噪声源为设备运行噪声。根据项目生产设备类型及产生的噪声类别，采用的降噪措施主要有减振隔声措施。固定设备设计减振基础，减少设备的振动，以减少设备噪声源强。

- (2) 从传播途径上控制降低噪声

- ① 项目主要生产设备在布置时应当相对远离敏感目标；

②生产时应维持设备处于良好的运转状态，避免因设备运转不正常而引起噪声的增高；

③运营期对机泵等设备安装减振装置，同时注意对设备的维护和保养，保证设备保持在最佳状态，降低噪声源强度；

通过采取以上措施，运营期井场噪声排放满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准，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。

7.4 固体废物污染防治措施及其可行性论证

7.4.1 施工期

（1）一般工业固体废物

本项目焊渣 0.004t，执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）要求，焊渣统一收集后暂存于材料房内的聚乙烯桶内，外运至指定市政部门指定地点处理。

（2）生活垃圾

本项目施工期生活垃圾产生量为0.6t，暂存于垃圾桶内，拉运至新巴尔虎左旗阿镇生活垃圾处理厂。

综上所述，施工期产生的固体废物均得到分类收集，妥善、有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

7.4.2 运行期

（1）收集、贮存及处置措施

①含油污泥、落地油

本项目运营期产生的含油污泥和落地油属于危险废物，危险废物编号为 HW08 矿物油与含矿物油废物 071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚。含油污泥及落地油均不进行储存，由施工人员回收至防渗槽车内，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，不外排，对环境影响较小。

根据现场调查，贝28作业区含油污泥暂存池3000m³。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《内蒙古自治区“十四五”危险废物集中处置设施建设规划》（内环发〔2021〕206号，2021年12月30日实施）中“第四章主要任务”“第一节统筹危险废物处置利用能力建设”提到：优化处置利用能力结构。鼓励石油开采、化工等产业基地、

大型企业集团根据需要配套建设高标准的自行产生危险废物处置利用设施。推进危险废物专业化、规模化利用处置。因此，为防止危废合规处置可能发生的环境风险，减少危废委托处置运输过程中可能发生的环境风险事故，降低处置成本，建议后期自行建设含油污泥处理设施，处理本项目运营期产生的含油污泥。

②废含油防渗布

油井作业时产生的废含油防渗布属于危险废物，危废编号为 HW08 中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物，由密闭加盖的防渗槽车拉运至贝 28 作业区危废暂存库，委托有资质单位处理。贝 28 作业区危险废物暂存库占地面积 351.5m²，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 $\leq 10^{-10}$ 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 4m³，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。满足《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》相关要求。

贝 28 作业区危险废物暂存库共 2 座，建筑面积 351.5m²，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。

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司目前尚未明确处理除 HW08 类危险废物之外的处理单位，大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司应在危废产生时签署处理协议，落实有资质的单位处理其他危险废物，加强对危险废物转移和处置的管理，实行危险废物转移联单制度，其收集、贮存、运输和转移过程应满足《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）和《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号）相关要求。

（2）运输措施

①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%。

②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》（HJ 2025-2012）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。

③运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点。

7.4.3 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，统一收集后外运至指定市政部门指定地点处理。

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。

7.5 土壤污染防治措施及其可行性论证

7.5.1 施工期污染防治措施

（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。本项目建设期间主要进行地面工程的建设、各种管道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。

（5）施工期产生的各类污染物均得到了妥善处置：生活污水排入临时设置的玻璃钢化粪池内，拉运至德二联生活污水处理装置处理后排入站外暂存池，不外排。试压废水由罐车拉运至德二联含油污水处理站处理后回注。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含油污水处理站达标后回注现役油层，不外排。

（6）施工期产生的剥离表土堆放在临时占地内的表土堆放场，即管线两侧临时占地内。采取分层堆放的方式，建设临时的截水沟、排水沟、挡土编织袋等工程防止水土流失，并对其进行养护和管理以保持土壤肥力，待施工结束后，再将剥离表土分层回填，用于临时占地的植被恢复。

(7) 采取分区防渗措施，压裂作业区域为重点防渗，铺设2mm高密度聚乙烯(HDPE)膜进行防渗，渗透系数约为 1.0×10^{-10} cm/s，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)表7中关于重点防渗区要求；施工期井场设置的玻璃钢化粪池为一般防渗，化粪池采用玻璃钢结构化粪池，渗透系数K为 1.0×10^{-7} cm/s，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)中一般防渗区要求。通过分区防渗可以有效杜绝土壤污染。

7.5.2 运行期土壤环境保护措施

针对工程可能发生的土壤污染，按照源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应等全阶段进行控制。

(1) 源头控制措施

主要包括在井口、依托场站工艺、设备、污水储罐等构筑物采取相应措施，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。集油管线为重点防渗区，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，防渗满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)中重点防渗区要求。提高自动化水平，对管道及井口压力进行实时监控。

(2) 末端控制措施

项目主要污染区域为集油管道、井场；根据分区防渗划分，管道采用无缝钢管、管道设计壁厚的腐蚀余量 2mm、采用管道内防腐、特加强级外防腐等级的管道，管道的连接方式采用焊接。井场作业时铺设防渗布。通过在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来集中处理；末端控制采取分区防渗原则。

(3) 污染监控体系

根据现场调查，本项目现有工程土壤监测点位针对性不足，未涵盖采油井和场站内部大部分重点场所和重点设施设备。本次评价根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)、《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指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)相关要求，本项目制定土壤环境跟踪监测措施，包括制定跟踪监测计划，科学、合理地设置土壤监测点位，优化调整现有土壤跟踪监测点位，涵盖采油井和场站内部大部分重点场所和重点设施设备，建立完善的跟踪监测制度，配备必要的取样设备，以便及时发现并有效控制。根据项目分布情况设置土壤监测点位 12 个，具体跟踪监测计划

见表 7.5-1，跟踪监测点位见图 7.5-1。

表 7.5-1 土壤环境跟踪监测计划表

点位	位置	性质	层位	坐标		监测项目	监测频次
				经度	纬度		
1#	德 112-233 井场永久占地内	新建	柱状样	117.3214	48.0217	pH、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、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-1,2-二氯乙烷、反-1,2-二氯乙烷、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#	德二联罐区未硬化地面	依托现有	表层样	117.2117	48.0248		
3#	德二联压裂返排液处理站废液池未硬化地面	依托现有	表层样	117.2191	48.0248		
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	117.2257	48.0236		
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	117.2112	48.0229		
6#	德一联罐区未硬化地面	依托现有	表层样	117.3190	48.0247		
7#	德 112-233 外南侧 100m 草地	新建	柱状样	117.3213	48.0208		
8#	德二联永久占地外 50m	依托现有	表层样	117.2135	48.0253		
9#	德二联压裂返排液处理站永久占地外 50m	依托现有	表层样	117.2167	48.0244		
10#	含油污泥暂存池永久占地外 50m	依托现有	表层样	117.2264	48.0240		
11#	危险废物暂存库永久占地外 50m	依托现有	表层样	g17.2118	48.0220		
12#	德一联永久占地外 50m	依托现有	表层样	117.3210	48.0249		

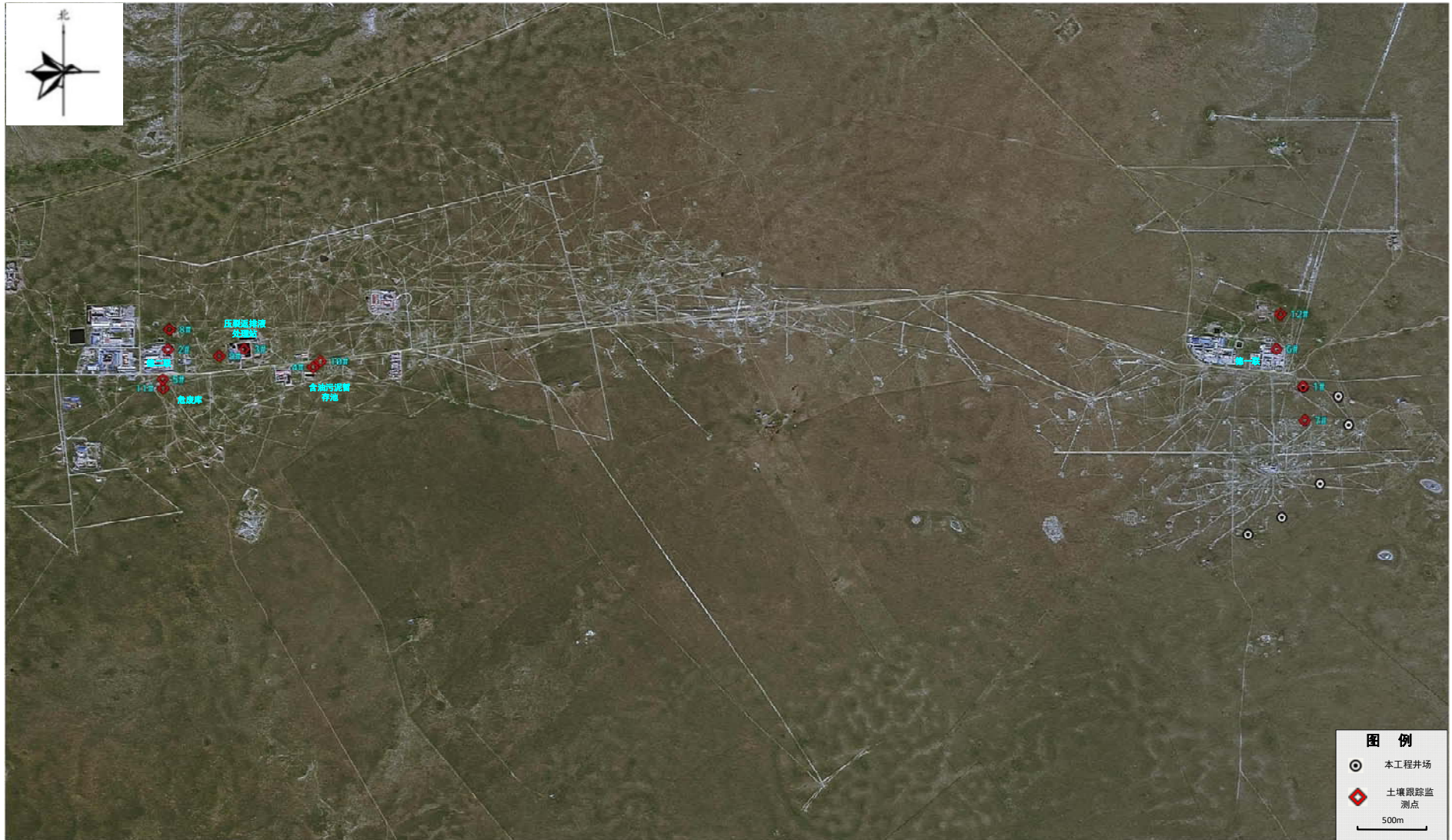


图 7.5-1 土壤跟踪监测点位示意图

(4) 应急响应措施

一旦发现土壤污染事故，立即采取应急措施控制土壤污染，并使污染得到有效治理。

综上所述，通过上述土壤污染防治措施，本项目对土壤环境造成的影响在环境可接受范围之内，措施技术可行。

7.5.2 退役期土壤环境保护措施

(1) 退役期工程施工单位应编制建筑垃圾处理方案，并报地方人民政府环境卫生主管部门备案。工程施工单位应及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾，清运至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集，管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，清洗废水最终进入德二联含油污水处理站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵。不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

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

7.6 生态环境保护措施

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（新巴尔虎右旗）土地复垦方案》进行，确保满足林草部门土地复垦要求。

7.6.1 施工期生态保护措施

7.6.1.1 施工期生态环境保护总体措施

(1) 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，尽量减少工程占地，未开垦临时占地以外的土地；尽可能缩短施工时间，减少占用临时占地时间，施工完毕后立即恢复临时占地。

(2) 埋设油、水管线时，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。

(3) 施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，作业时采取表土与下层土单独堆放的施工方式（可采用管道一侧堆放表土，另一侧堆放下层土的方式进行区分），开挖出的土方就近临时堆放，堆放处可用土袋挡护，土袋堆砌高、宽为 1m，表面苫布

遮盖并采取密目网苫盖防止引起水土流失。施工结束回填时采取先填下层土再填表土的分层回填方式进行，回填后应及时清理、松土、平整后进行洒水以便植被自然恢复。

(4) 管线施工时，要及时采取措施，降低土壤风蚀，减少水土流失，以利于植被恢复。包括土壤分层开挖、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，以便尽快恢复植被。

(5) 管道采用沟埋敷设，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。井场临时占地主要为设备放置地，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复；

(6) 道路施工时应对道路进行平整压实，洒水抑制扬尘，路两侧严禁堆土成坡，严格按照设计文件及环评文件要求施工，严禁随意碾压草原。

(7) 本项目预计 2025 年 6 月结束施工，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。因当地气候原因，应在 2026 年 5 月底、6 月初进行植被恢复，2026 年 6 月底前完成播种，植被恢复包采取自然恢复与人工恢复相结合的方式进行，植被盖度恢复至与四周相同。若覆盖度不足，则在第二年 5 月份继续播撒草籽，直至达到与四周相同的植被覆盖率。

(8) 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。

(9) 施工作业避免在大风天施工。

(10) 加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被。

(11) 严格控制施工期和运行期的污染物排放，加强科学管理，控制管道穿孔、断裂等恶性事故的发生。

(12) 对废水、固体废物进行严格管理，统一处理或回收，不得随意排放或散置，防止污染土壤。

(13) 严格落实生态监测计划要求，定期对建设区域生态环境恢复情况进行调查。

7.6.1.2 施工期管线临时占地生态环境保护措施

(1) 平整土地

由于管线为线状工程，施工用地被网围栏分割为多段，不具备机械平整条件，因此设计采用人工平土作业。平整时应将开挖剥离的表土覆盖在上部。

(2) 植被恢复

本项目施工期为2025年5月~2025年6月，临时占地为草地，优势种群为羊草+克氏针茅，管道临时占地种草面积1.68hm²，具体措施如下①根据项目区建群种分布情况和适宜性分析，复垦单元选种交叉条播克氏针茅牧草为宜。②种植时间：一般选取每年5月底、6月初进行播撒草籽，由于本项目2025年6月底完工，因此土壤重构工程完工后，种植时间选取为2025年7月初，一般2027年7月底前完成播种。③种植方法：采用交叉条播草籽（一个方向播完后，垂直方向再进行一次播种，以提高播种均匀程度），行距15cm，深度2-3cm，播后镇压。④播种量：每公顷播种总量为80kg，需撒播草籽量为134.4kg。草籽种类为项目所在地优势种羊草+克氏针茅。

(3) 监测措施

对交叉条播牧草区域进行复垦质量监测，在进行样方调查时，应对复垦草地的生长情况作出评价，包括长势、形态、成活率、有无病虫害等。最终植被覆盖率恢复至与四周相同。若覆盖度不足，则在第二年5月份继续播撒草籽，直至达到与四周相同的植被覆盖率。

(4) 管护措施

项目区冬季漫长寒冷，积雪期为140天左右。因此植被恢复时应特别注意防冻。包括在适合季节种植和争取入冬前培育为壮苗。对缺苗区域进行及时补播，增加草地覆盖度。草地采取封育管护措施，防止牲畜的破坏，严格执行禁放牧、禁开荒、禁采石、禁狩猎、禁用火，要及时防治虫害、抚育，防止牲畜破坏等工作。

本项目管线典型生态保护措施平面布置示意图7.6-2。

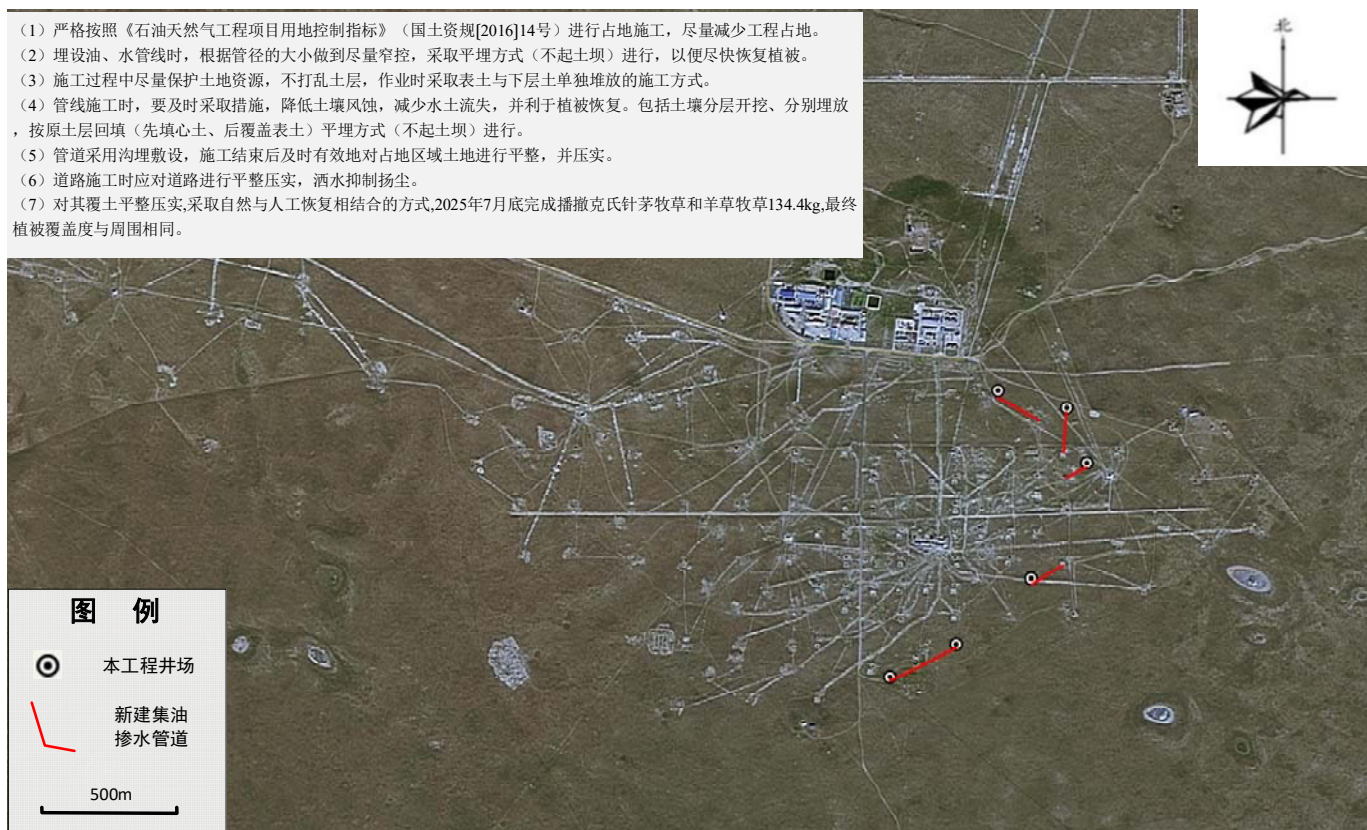


图 7.6-2 管线典型生态保护措施平面布置示意图

7.6.2 运营期生态环境保护措施

(1) 严格控制油井作业施工的占地,普通井下作业不新征临时占地,大修占地不超过 50×50m;

(2) 井下作业施工中缩小影响范围,提高工程施工效率,减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响;

(3) 加强作业队伍管理,严格执行占地标准,规范行车路线,严禁随意碾压地表植被;

(4) 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”,作业后无落地油遗留井场;

(5) 加强管理,减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量,污泥回收后做无害化处理,处理后油水回收。

7.6.3 退役期生态环境保护措施

(1) 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,根据工程所在区域自然现状进行恢复。

(2) 集输管道退役后仅清理线内残油或者污水,不做开挖清理,两端进行封堵时

会开挖扰动地表，在填埋后需要采取相应的生态恢复措施。

(3) 对永久用地的植被进行恢复，采用覆盖熟土、压实的方式进行恢复，面积较大区域采取人工播撒草籽的措施，加快植被恢复速度。退役期后的第二年 5 月底至 6 月初播撒草籽羊草+克氏针茅牧草，每公顷播种总量为 80kg。本项目永久占地为 0.105hm²，因此需播撒草籽（克氏针茅牧草和羊草）量为 8.4kg。最终植被覆盖率恢复至与四周相同。若覆盖度不足，则在第二年 5 月底至 6 月初继续播撒草籽，直至达到与四周相同的植被覆盖率。

7.6.4 基本草原保护措施

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。本项目位于苏德尔特油田采矿权范围内，不占用基本农田，临时占用基本草原 1.68hm²，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。

根据《内蒙古自治区基本草原保护条例》（2016 年 3 月 30 日修订施行），**第十八条 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。**本项目永久占用基本草原 0.105hm²，建设单位应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。

第十九条 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。本项目临时占用基本草原 1.68hm²，应由自治区人民政府草原行政主管部门审核同意，建设单位应尽快取得呼伦贝尔市草原行政主管部门审核同意。

第二十条 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 and 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。**第二十一条** 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，应当依法交纳草原植被恢复费，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制定了《苏德尔特油田基本建设工程新巴尔虎右旗土地复垦方案》，对征用的基本草原按照规定支付补偿费，并依法交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，应当交纳草原植被恢复费。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。其中管沟开挖上方、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，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补植草籽选择应优先选用适宜当地的草种，如克氏针茅等。

7.6.5 水土流失防治措施

(1) 工程防治措施

①道路

利用现有公路和已有便道行车，尽量少建道路，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。

②管道

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。

(2) 管理措施

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。

严禁在大风天气下运输及装卸施工散料等。在便道出入口，树立保护耕地的警示牌，以提醒施工作业人员，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。

7.6.6 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10m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。

7.7 退役期环境保护措施及其可行性论证

油田服务期满后，退役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) 退役后要拆除井架、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。

7.9 结论

由于本次产能建设采用常规工艺，油气集输和污染治理工艺成熟、可靠，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，环保措施和环保投资的结合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。

第八章 环境影响经济损益分析

油田产能项目的开发建设，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。

8.1 环境损失费估算

(1) 植被损失费

本项目油田开发过程中，由于井场、管道和道路建设等，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，项目仅用草地植被损失费。

本项目临时占用草地面积为 1.68hm²，损失草量按 2200g/m² 计算，3 年后可恢复原貌，共损失草量为 110.88t。

本项目永久占用草地 0.105hm²，草地损失草量按 2200g/m² 计算，10 年间共计损失牧草为 23.1t。项目建成投产后，永久性占地无法恢复。

综上，项目临时占地与永久占地造成的植被损失量共 133.98t，价格按 700 元/t 计，草地损失约为 9.38 万元。

(2) 资源损失费

该项目资源损失主要为油田开发过程中伴生气损失。按照最大量估计，本项目投产每年烃类气体损耗约 $0.03 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，相对密度为 0.7256 kg/m³，则 10 年间本项目将有 2.2t 烃类排入大气，每吨按 1529.7 元计，相当于损失 0.34 万元。

两项合计为 9.72 万元。

8.2 环保投资估算及环境效益分析

8.2.1 环保措施投资估算

本项目总投资 3202.1 万元，其中环保投资 210 万元，占总投资的 6.6%，环保投资估算情况见表 8.2-1。

表 8.2-1 环境保护投资估算表 单位：万元

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	生活污水排入临时设置的玻璃化粪池内，拉运至德一联生活污水处理装置处理后排入站外暂存池	5
		试压废水拉运至德二联含油污水处理站处理	15
		压裂返排液拉运至压裂返排液站处理，分离出的污水输至德二联含	5

		油污水处理站达标后回注现役油层，不外排	
	地下水污染防治	压裂作业区域重点防渗，井场设置的玻璃钢化粪池一般防渗	20
	噪声	对设备的维护和保养，安装减振垫	5
	固体废物	焊渣、生活垃圾处置	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1.68hm ² 土地进行植被恢复，播撒草籽。	20
		永久占地0.105hm ² ，按照规定进行经济补偿	2
	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	10
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	15
	废水	作业废水及产液分离出的含油污水拉运至德二联含油污水处理站处理	10
	地下水分区防渗	油井作业区域重点防渗，铺设2mm高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层	2
	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	20
		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	10
	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	共布设9口监测井，其中在贝16区块上游布设1口潜水背景值监测井和1口承压水背景值监测井，在德二联、德二联压裂返排液处理站、含油污泥暂存池、危险废物暂存库下游各布设1口潜水监测井，在德一联生活污水池上游布设1口潜水背景值监测井，在德一联生活污水池和贝16区块下游布设1口潜水污染源监测井和1口承压水污染源监测井，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 _{Mn} 法，以O ₂ 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
		德112-233井场永久占地内、德二联罐区未硬化地面、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、德一联罐区未硬化地面、德112-233井场永久占地外30m、德二联永久占地外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和德一联永久占地外50m，共设置12个土壤监测点位，永久占地范围内监测因子pH、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、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，农用地监测pH、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、铬（六价）、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍、土壤盐分含量（水溶性盐总量），每年进行1次监测	10
		运营期环境设施维护、环境管理	10

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	30
合计		210

8.2.2 环境效益简要分析

本项目每年共处理含油废水约 3226m³/a，全部回注到地下油层，相当于节省了同样数量的清水，按每吨水 0.50 元计算，产生的经济效益约为 0.16 万元/a，取得一定的环境效益。

8.3 环境经济损益分析结论

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

第九章 环境管理与监测计划

9.1 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。其中，环境管理的内容应符合ISO系列标准规定的环境管理体系原则以及石油开采、集输等有关标准的要求，健康管理体系符合《职业安全卫生管理体系》（OHS18000）的有关要求。施工期、运营期和退役期的HSE管理分别包括以下内容：

（1）施工期

施工期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

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

退役期HSE管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

在项目初步设计中应对施工期和运营期可能产生的健康、安全与环境影响进行论述，对危害的预防进行设计，并对安全和环保措施进行专项投资概算，有效降低工程建设和运营中的健康、安全与环境危害。这些内容应纳入HSE文件。

油田开发建设对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运营期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内大气环境、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。

9.1.1 组织结构

本项目严格实施 HSE 环境管理体系，环境管理归大庆油田呼伦贝尔分公司管理，逐级落实岗位责任制，各下属单位设环保员一名，相应基层单位经理为 HSE 管理体系的第一负责人，对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

9.1.2 基本职责

环境管理人员的基本职责如下：

（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，保证在发生事故时能及时到位；
- (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。

9.1.3 管理内容

(1) 施工期

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，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，还应根据施工现场实际情况，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，对施工期环境进行严格管理。

(2) 运营期

运营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情况及油井作业过程管理、井场、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。

(3) 退役期

退役期 HSE 管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。在项目初步设计中应对建设期和运营期可能产生的健康、安全与环境影响进行论述，对危害的预防进行设计，并对安全和环保措施进行专项投资概算，有效降低工程建设和运营中的健康、安全与环境危害。这些内容应纳入 HSE 文件。

油田开发建设对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运营期的风险事故、温室气体的排放。为最大限度地减轻油田生产对区域内大气环境、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。

9.1.4 规章制度

呼伦贝尔分公司环保工作必须严格执行国家、省（自治区）、市的环保法律法规，根据企业提供资料，呼伦贝尔分公司目前已制定了《呼伦贝尔分公司突发环境事件专项应急预案》并且在大庆油田公司进行了备案。每年均要求各矿针对环境污染突发事件进行应急演练，确保突发环境污染事件时一线员工能够及时、准确的进行应急操作。同时定期将更新的环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度下发到相应人员，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。

9.1.5 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。

9.2 项目污染物排放清单

本项目施工期污染物排放清单见表 9.2-1。

表 9.2-1 施工期污染物排放清单

序号	污染物种类	污染物名称	主要污染因子	产生量	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
1	废气	施工扬尘	颗粒物	/	/	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
		焊接烟尘	颗粒物	/	/	/	/
		车辆尾气	颗粒物	/	/	/	/
2	废水	压裂返排液	COD、SS	420m ³	/	由罐车拉运至压裂返排液处理站处理，分离出的污水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≤	不外排

						15.0mg/L、粒径中值 $\leq 5.0 \mu\text{m}$ ”标准限值后回注现役油层，不外排	
		试压废水	SS	3.132m ³	/	罐车拉运德二联污水站处理后回注，不外排	不外排
		生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS	38.4m ³	/	排入临时设置的玻璃钢化粪池内，拉运至德一联生活污水处理装置处理后排入站外暂存池，不外排	不外排
3	固废	焊渣	/	0.004t	/	排放到城建部门指定的建筑垃圾排放点，不在作业区暂存	不外排
		生活垃圾	/	0.6t	/	拉运至新巴尔虎左旗阿镇生活垃圾处理厂	不外排
4	噪声	机械噪声	噪声	70~100dB(A)	70~100dB(A)	/	符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011)要求

本项目运营期污染物排放清单见表 9.2-2。

表 9.2-2 运营期污染物排放清单

序号	污染物种类	污染物名称	主要污染因子	产生量	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
1	废气	烃类气体	非甲烷总烃	0.076t/a	0.076t/a	管线和场站均采用密闭集输的方式输送采出液	厂界外： 井场永久占地边界、依托场站（德一联、德二联）厂界非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中 5.9 企业边界污染物控制要求限值； 厂区内： 依托场站（德一联、德二联）站内产生的挥发性有机物（非甲烷总烃）执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）排放限值
				0.015t/a	0.015t/a		
		NO _x	0.053t/a	0.053t/a	符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用锅炉（燃气）排放限值		
		颗粒物	0.008t/a	0.008t/a			
2	废水	含油污水	石油类	2350m ³ /a	/	管输至德二联含油污水处理站处理达标后回注现役油层，不外排	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 $\leq 15.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5.0 \mu\text{m}$ ”标准限值，回注现役油层，不外排
		作业废水	石油类、悬浮物	24m ³ /3a	/	拉运至德二联含油污水处理站处理达标后回注现役油层，不外排	

		清防蜡废水	石油类	876t/a	/	进入集油系统，不外排	不外排
3	固体废物	含油污泥	石油类	0.13t/a	/	委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司处理	妥善处置，不外排
		落地油	石油类	0.3t/3a	/		
		废含油防渗布	石油类	0.03t/3a	/	委托有资质单位处理	
4	噪声	机械噪声、井场	噪声	65~80dB (A)	65~80dB (A)	采用隔声减振等措施	符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类要求

9.3 总量控制

根据《大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司苏德尔特油田产能建设工程环境影响报告书》《贝 28 作业区采暖伴热系统改造工程环境影响报告书》核算苏德尔特油田污染物排放总量为：SO₂ 3.65t/a、NO_x48.152t/a、颗粒物 3.92t/a，具体明细见表 9.3-1。

表 9.3-1 苏德尔特油田总量汇总表 单位：t/a

项目名称	SO ₂	NO _x	颗粒物
大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司苏德尔特油田产能建设工程（德一联、德二联合站）	0.23	44.852	3.68
贝 28 作业区采暖伴热系统改造工程（德二联合站）	3.42	3.3	0.24
合计	3.65	48.152	3.92

根据 3.1.2 章分析，现有工程污染物排放总量为：SO₂ 3.6t/a、NO_x9.89t/a、颗粒物 1.38t/a。

根据 3.4.2 章节分析，本项目抵消燃油污染物排放量后新增污染物分担量为：SO₂0.015t/a、NO_x 0.053t/a、颗粒物 0.008t/a；考虑同期建设的苏德尔特油田贝 14 区块兴安岭油层补充加密产能建设工程污染物排放总量（SO₂0.018t/a、NO_x 0.07t/a、颗粒物 0.011t/a）；能够满足依托场站总量要求。

本项目建成后产能 0.432×10⁴t/a，新增非甲烷烃排放量 0.076t/a。

9.4 项目环境管理

9.4.1 施工期环境管理

9.4.1.1 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签订《工程服务安全生产合同》，执行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 立卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

- (1) 在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；
- (2) 在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；

(3) 各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；

(4) 各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

9.4.1.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行环保知识、意识和能力的培训，其中环保能力的培训主要包括：保护生态环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的方法等，此外，人员培训的内容还包括有国家的法规和规章制度，主要为国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

9.4.2 运营期环境管理与监测计划

9.4.2.1 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。

9.4.2.2 运营期环境监测计划

本项目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。

运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）和《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）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，跟踪监测点位图见图 7.2-5。

表 9.4-2 工程运营期环境质量监测计划表

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、耗氧量、石油类、挥发性酚类（以苯酚计）、氰化物、氟化物、硝酸盐、亚硝	0#潜水上游	117.3367	48.0115	贝 16 区块上游	1 次/半年
			0#承压水上游	117.3282	48.0085	贝 16 区块上游	

		酸盐、氨氮、铬（六价）、 砷、汞、铅、镉、铁、锰、 总大肠菌群、菌落总数	1#潜水	117.2107	48.024 9	德二联压裂返排液处理站下游北侧150m	
			2#潜水	117.2244	48.024 4	含油污泥暂存池下游北侧50m	
			3#潜水	117.2011	48.028 2	德二联场站西北侧200m	
			4#潜水	117.2112	48.023 4	危险废物暂存库西北侧20m	
			5#潜水	117.3154	48.024 3	德一联生活污水池上游50m	
			6#潜水	117.3149	48.027 0	德一联生活污水池和贝16区块下游	
			1#承压水	117.3114	48.027 0	贝16区块下游西北侧200m	
2	土壤	pH、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、 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、1,1,1,2,2-四氯乙烷、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	德 112-233 井场永久占地内、德二联罐区未硬化地面、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、德一联罐区未硬化地面				1次/年
			pH、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、 铬（六价）、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍、 土壤盐分含量（水溶性盐总量）				
3	生态环境植被恢复情况	植被类型、高度、盖度、生物量	1#	德 112-233 井场临时占地内			1次/年，直至恢复原有覆盖度
			2#	德 112-233 井场集输管线临时占地内			

表 9.4-3 运营期污染源监测计划表

类型	监测内容		监测（检查）项目	监测点位	监测频次
污染源	废气	无组	非甲烷总烃	德 112-233 井场占地范围内及厂界	1次/年

	织	非甲烷总烃	依托站场占地范围内及厂界	依托现有监测计划
	有组织	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	依托德一联和德二联加热炉	依托现有监测计划
噪声		连续等效 A 声级	德 112-233 井场边界外 1m	1 次/季度
		连续等效 A 声级	依托德一联、德二联厂界外 1m	依托现有监测计划
事故监测		环境空气：非甲烷总烃、一氧化碳、二氧化硫、二氧化氮； 土壤：石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、铜、锌、镉、铅、铬、砷、镍、汞； 地下水：pH 值、耗氧量、石油类、硫化物、挥发酚、氨氮、溶解性总固体、总硬度	空气及土壤：事故地点； 地下水及地表水：事故地点周围	监测频次依据不同的环境区域功能和现场具体污染状况确定。事件刚发生时，监测频次可适当增加，待摸清污染变化规律后，可适当减少监测频次。当应急组织指挥机构终止应急响应或批准应急监测终止建议时，方可终止应急监测

9.5 排污许可证要求

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》中“三、石油和天然气开采业 07”中的要求：申请通用工序排污许可，“五十一、通用工序：锅炉：除纳入重点排污单位名录的，单台且合计出力 20t/h（14MW）以下的锅炉（不含电热锅炉），应进行登记管理；水处理：除纳入重点排污单位名录的，日处理能力 500t 及以上 2 万 t 以下的水处理设施，应进行登记管理”。

本项目建成后不新建加热炉，污染物排放口位置、排放方式、排放去向、种类、排放量及排放浓度均未发生变化，根据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第736号 2021年3月1日施行）第十五条要求，本项目继续沿用大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司已有排污登记管理。

9.6“三同时”一览表

本项目“三同时”环境保护竣工环境验收内容见表 9.6-1。

表 9.6-1 “三同时”环境污染防治措施及环保验收一览表

污染防治内容		环保措施	验收标准
废气	施工期扬尘	合理规划道路运输路线，利用现有公路；施工场地定时洒水抑尘；运料车辆采取全密闭措施，运料上方加盖篷布；临时土方采取覆盖、洒水等防尘措施；合理规划施工进度，大风天气停止土方工程施工；施工结束后及时清理施工场地，并对临时占地进行植被恢复	施工场界执行《大气污染物排放标准》（GB16297-1996）颗粒物无组织排放限值：≤1.0mg/m ³
	井场、依托场站非甲烷总烃	管线和场站均采用密封性良好的阀门等，确保密闭集输，加强对设备和管道的检查和维护；提高油气分离效率，减少轻烃挥发；定期对转油站、联合站储罐进行检查检测，确保储罐的密闭性；每年开展清洁生产，确保产能开发有机废气控制措施的有效性	厂界外：井场永久占地边界、依托场站（德一联、德二联）厂界非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中 5.9 企业边界污染物控制要求限值；

			厂区内：依托站场（德一联、德二联）站内产生的挥发性有机物（非甲烷总烃）执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）排放限值
	德一联、德二联加热炉燃烧烟气	依托场站加热炉采用清洁能源为燃料	依托现有加热炉燃烧烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）标准限值要求。
废水	施工人员生活污水	排入临时设置的玻璃钢化粪池内，拉运至德一联生活污水处理装置处理后排入站外暂存池	不外排
	压裂返排液	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≤5.0 μm”标准限值后回注现役油层，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/T5329-2022）“含油量≤10.0mg/L、悬浮固体含量≤15.0mg/L、粒径中值≤5.0 μm”标准限值，回注现役油层，不外排
	管线试压废水	罐车拉运德二联污水站处理后回注，不外排	
	作业废水	罐车拉运至德二联含油污水处理站处理	
	含油污水	经现有管道输送至德二联含油污水处理站处理	
	油井清防蜡废水	直接进入集油系统，不外排	
	噪声	井场、依托场站噪声	注意对设备的维护和保养，保持在最佳状态；合理安排施工进度，减少施工时间，禁止在夜间（22:00~6:00）和午休时间（12:00~14:00）进行高噪声施工，调整同时作业的施工机械数量；生产设备的选型应当选用低噪声、低能耗的生产设备；运营期对机泵等设备安装减振装置，同时注意对设备的维护和保养，保证设备保持在最佳状态
固体废物	施工人员生活垃圾	统一收集至附近垃圾点，拉运至新巴尔虎左旗阿镇生活垃圾处理厂	不外排
	焊渣	外运至市政部门指定地点处置	执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）要求
	运营期落地油、含油污泥	属于危险废物，委托阿荣旗海蒙科技发展有限公司处理	执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求
	废含油防渗布	属于危险废物，委托有资质单位处理	
地下水保护		施工期压裂作业区域为重点防渗，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 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。 集油管线采用钢制防腐管线，管线内、外防腐需满足《油田油气集输设计规范》（GB 50350-2015）要求。②提高自动化水平，对管道及井口压力进行实时监控。 施工区域设置的玻璃钢化粪池为一般防渗区，化粪池采用玻璃钢结构化粪池，渗透系数 K 为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。	重点防渗区：防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ； 一般防渗区：防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。 施工期留存影像资料。
		本次评价共布设 9 口监测井，其中在贝 16 区块上游布设 1 口潜水背景值监测井和 1 口承压水背景值监测井，在德二联、德二联压裂返排液处理站、含油污泥暂存池、危险废物暂存库下游各布设 1 口潜水监测井，在德一联生活污水池上游布设 1 口潜水背景值监测井，在德一联生活污水池和贝 16 区块下游布设 1 口潜水污染源监控井和 1 口承压水污染源监控井，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_{Mn}	布设 9 口地下水跟踪监测井，定期监测，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表 1 中 III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中 II 类标准

	法，以 O ₂ 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。	
土壤保护	德 112-233 井场永久占地内、德二联罐区未硬化地面、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、德一联罐区未硬化地面、德 112-233 井场永久占地外 30m、德二联永久占地外 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 和德一联永久占地外 50m 分别布设土壤跟踪监测点	布设 12 个土壤跟踪监测点，定期对土壤环境进行监测，井场永久占地内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中第二类用地风险筛选值；井场永久占地外执行《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 中农用地土壤污染风险筛选值
生态恢复	临时占地 1.68hm ² ，进行经济补偿。施工结束后恢复地表形态，本项目预计在 2026 年 5 月底、6 月初进行植被恢复，2026 年 6 月底前完成播种，植被恢复包采取自然恢复与人工恢复相结合的方式进行，植被盖度恢复至与四周相同。若覆盖度不足，则在第二年 5 月份继续播撒草籽，直至达到与四周相同的植被覆盖率，并留存影像资料	施工结束后恢复临时占地 1.68hm ²
	永久占地 0.105hm ²	按相关要求征地补偿
水土保持	严格控制油田内各单井的地面作业面积，严禁车辆离路行驶	施工过程中采取水土保持措施，并留存影像资料
	做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，对表土进行剥离，设置表土剥离临时堆放场，同时进行养护和管理	
	因地制宜选择施工季节	
	严禁在大风、大雨天气下施工，在便道出入口，竖立保护植被的警示牌，严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场	

第十章 环境影响评价结论

10.1 项目概况

本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎右旗境内，苏德尔特油田贝 16 区块内。本项目基建油井 6 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 1.68km，油井产液输送至德一联转油站进行缓冲匀流、加热后，外输至德二联脱水站处理；本项目新建进井通道 0.3km；预计建成产能 $0.432 \times 10^4 \text{t/a}$ 。项目总占地 1.785hm^2 ，其中永久占地 0.105hm^2 ，临时占地 1.68hm^2 ，占地类型均为基本草原。总投资 3202.1 万元，环保投资 210 万元。

10.2 环境质量现状结论

10.2.1 环境空气

评价区域环境空气 CO、O₃、SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 均满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准及其修改单要求，非甲烷总烃优于《大气污染物综合标准详解》中规定的小时均值 2.0mg/m^3 要求，项目所在地区环境空气质量状况良好。

10.2.2 地下水环境

对项目周围地下水监测结果表明，评价区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（ $\leq 0.05 \text{mg/L}$ ），钠、氯化物、溶解性总固体、铅、铁、锰有部分超标。

10.2.3 声环境

根据监测数据，项目所在区域牧民声环境质量能够满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中 1 类标准的要求，项目区域声环境现状良好。

10.2.4 土壤环境

通过对项目永久占地内的土壤环境质量现状监测结果可知，评价区域内牧草地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》（GB 15618-2018）标准要求，建设用地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）》（GB 36600-2018）中筛选值，特征污染物石油烃（C₁₀-C₄₀）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）中筛选值要求。

10.2.5 生态环境

本项目生态评价范围内主要生态系统为草地生态系统，区域内生产主要以畜牧业

为主，对草原生态系统的有一定程度的干扰，草原生态系统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和发挥。

10.3 环境影响预测与评价结论

10.3.1 环境空气

施工期运输道路、施工场地洒水抑尘，大风天气停止土方开挖；运输车辆散装物料车辆遮盖苫布；管道施工应分段开挖，施工完毕后及时覆土回填；加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，措施有效可行。施工期界外扬尘满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）中无组织排放监控浓度限值，同时应根据《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。

运营期井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，减少烃类气体挥发。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》（GB 39728-2020）中 5.9 要求标准（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）；项目井场及依托场站厂界内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）排放限值。

10.3.2 地表水环境

施工期产生的废水主要为试压废水、压裂返排液、生活污水。试压废水经密闭式罐车收集后拉运至德二联含油污水处理站处理后回注；压裂返排液由罐车拉运至压裂返排液站处理；生活污水排入临时设置的玻璃钢化粪池内，拉运至德一联生活污水处理装置处理后排入站外暂存池，不外排。项目施工期产生的废水均不外排，对环境影响较小。

运营期产生的废水主要有采出液分离出来的含油污水、油井作业废水、油井清防蜡废水。项目运营期产生的油井作业废水、油井清防蜡废水经德二联含油污水处理站处理后全部回注现役油层，含油污水经管输至德二联含油污水处理站处理后全部回注现役油层，未进入外环境，对环境影响较小。

10.3.3 地下水环境

本项目施工期压裂作业区域采取重点防渗措施，石油开采使用双层套管技术，并在项目区块及周边设置地下水跟踪监测水井，定期进行地下水监测，因此本项目在正常运行且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。在事故状态下可能对地下水环境造成影响，但在各项地下水污染防控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。

10.3.4 声环境

本项目施工期加强对设备的维护和保养，合理安排施工进度；运营期选用低噪声设备；并采取减振、隔声措施。在采取适当的降噪措施后，本项目运营期厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准的要求，对区域声环境影响较小。

10.3.5 固体废物

本项目施工期焊渣外运至市政部门指定地点处置。生活垃圾经封闭垃圾箱收集后拉运至新巴尔虎左旗阿木古郎镇生活垃圾填埋场处置。

运营期含油污泥及落地油由密闭加盖的防渗槽车拉运至贝 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加盖的防渗槽车拉运至贝 28 作业区危险废物暂存库暂存，委托有资质单位处理；待自建工业固废处理设施运行后，项目产生的含油污泥、落地油和废防渗布自行处理；危险废物的收集、暂存、运输需满足危险废物的相关管理规定。

本项目对施工期和运行期产生的各类固体废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。

10.3.6 土壤环境

本项目施工期、运营期均采用分区防渗措施，并制定土壤环境跟踪监测计划，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。根据土壤环境影响分析结果，正常工况下本项目对土壤环境的影响较小，非正常工况如产生落地油等，可能会对土壤造成影响，但项目施工过程中均铺设防渗布，落地油不会污染土壤，因此项目对土壤环境影响较小。

10.3.7 生态环境

本项目管道和道路建设等对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。本项目施工期控制施工活动在临时占地范围内，剥离表土单独存放于井场或管线的临时占地内，最终用于生态恢复，项目施工结束后，应于 2026 年 5 月底、6 月初播撒草籽进行生态恢复，次年 5 月对恢复不佳的区域补种草籽，项目区的植被覆盖率恢复至与四周相同。运营期控制井场作业范围，落地油及时回收，集中处置，杜绝跑冒滴漏污染草地，建立生态补偿机制，对项目所在区域的生态环境进行生态恢复。油井退役时及时拆除井口设备，采用水泥封井；拆除

设备产生的油水回收；项目影响区域及通井路播撒草籽、洒水、进行植被恢复。通过建设过程中采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态环境的不利影响，使生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。

10.3.8 环境风险

本项目的的环境风险是原油泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境和生态环境有潜在危害性。本项目使用双层套管技术，保证固井质量，防止地下水串层；井口安装防喷器和控制装置，防止发生溢流；集输系统定时对采油井和管线进行巡查、维修保养，及时更换老化管线、设备；油井套破损时，立即关井，并检查修复，如无法修复则应封井；输油管道泄漏时，在泄漏点周围铺设HDPE膜防渗，并进行围挡，将泄漏的油水运至德一联合站处理。加强环境风险管理，制定环境风险应急预案。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，原油泄漏和火灾爆炸影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。

10.4 环境影响经济损益分析结论

本项目的建设，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，本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。

10.5 环境管理与监测计划

本项目投产后，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负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输、处理和管理情况及油井作业过程管理、集油管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。施工期的环境监测包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。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指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）和油田运行期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定。

10.6 公众意见采纳情况

2023年9月5日，建设单位在环评爱好者网站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 <http://www.eiafans.com/thread-1424817-1-1.html>）；2023 年 10 月 12 日，在本项目环评报告书（征求意见稿）编制完成后，建设单位在环评爱好者网站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 <http://www.eiafans.com/thread-1425957-1-1.html>），在二次公示期间，在金点子传媒（呼伦贝尔市版）进行了报纸公示，于 2023 年 11 月 21 日在环评爱好者公开发布平台进行报告书全本公示和公众参与说明全本公示。

2025 年 1 月，为深入了解公众对项目建设的意见，本次针对周边牧民开展了公众参与问卷调查，根据调查结果，周边牧民均表示支持项目建设，无环境影响方面的意见，具体详见《苏德尔特油田贝 16 区块兴安岭五油组补充外扩产能建设工程环境影响评价公众参与说明》。

本项目公众参与期间未收到公众反馈意见。

10.7 综合结论

苏德尔特油田贝 16 区块兴安岭五油组补充外扩产能建设工程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。