海拉尔盆地乌 99-94、苏 102-X2 等五个区块产能建设工程

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

编制单位：山东海纳环境工程有限公司

2025 年 2 月

打印编号：1738909103000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	f90hb8
建设项目名称	海拉尔盆地乌99-94、苏102-X2等五个区块产能建设工程
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	91370211MA3CGU23X0
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
崔逢	03520240537000000050	BH004745	

2 主要编制人员

姓名	主要编写内容	信用编号	签字
王浩宇	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	BH049142	
崔逢	概述、总则、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	BH004745	

目 录

第一章 概述.....1
1.1 项目由来.....1
1.2 项目概况.....2
1.3 项目特点.....4
1.4 环境影响评价工作过程.....9
1.5 分析判定相关情况.....11
1.6 关注的主要环境问题及环境影响.....43
1.7 环境影响评价主要结论.....47
第二章 总则.....48
2.1 编制依据.....48
2.2 评价目的.....53
2.3 评价原则.....53
2.4 环境影响识别与评价因子筛选.....54
2.5 环境功能区划及评价标准.....58
2.6 评价等级.....66
2.7 评价范围.....79
2.8 环境保护目标.....83
第三章 建设项目工程分析.....94
3.1 现有工程分析.....94
3.2 建设项目概况.....169
3.3 影响因素分析.....228
3.4 污染源源强核算.....245
3.5 清洁生产分析与温室气体排放评价.....267
第四章 环境现状调查与评价.....277
4.1 自然环境状况.....277
4.2 环境质量现状调查与评价.....304
4.3 区域污染源调查.....372
第五章 环境影响预测与评价.....373
5.1 大气环境影响预测与评价.....373
5.2 地表水环境影响评价.....379
5.3 地下水环境影响预测与评价.....383
5.4 声环境影响预测与评价.....420
5.5 固体废物环境影响分析.....424
5.6 生态环境影响预测分析.....433

5.7 土壤环境影响预测分析 440
5.8 环境风险分析 448
第六章 环境保护措施及其可行性论证 464
6.1 大气污染防治措施 464
6.2 废水污染防治措施 470
6.3 地下水污染防治措施 473
6.4 噪声污染防治措施 485
6.5 固体废物污染防治措施 486
6.6 生态污染防治措施 490
6.7 土壤污染防治措施 504
6.8 环境风险防范措施 510
第七章 环境影响经济损益分析 528
7.1 环境损失费估算 528
7.2 环保投资估算及环境效益分析 528
7.3 环境经济损益分析结论 529
第八章 环境管理与监测计划 530
8.1 HSE 管理体系的建立和运行 530
8.2 环境监控 532
8.3 本工程污染源排放清单 534
8.4 总量控制 536
8.5 运营期环境管理与监测计划 537
8.6 环保验收“三同时”一览表 541
第九章 环境影响评价结论 545
9.1 建设项目概况 545
9.2 产业政策符合性 545
9.3 选址合理性结论 545
9.4 环境质量现状评价结论 546
9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论 547
9.6 公众意见采纳情况 550
9.7 环境经济损益分析结论 550
9.8 环境管理与监测结论 550
9.9 综合评价结论 550

附　件

附件 1 采矿证

附件 2 生态保护红线查询说明

附件 3 三线一单查询报告

附件 4 排污许可登记回执

附件 5 现有工程环保手续

附件 6 依托场站环保手续

附件 7 危险废物处置合同

附件 8 生活饮用水承诺函

附件 9 伴生气成分报告

附件 10 突发环境事件应急预案备案表

附件 11 泥浆不落地检测报告

附件 12 检测报告（DQGRHJ2023092104）

附件 13 检测报告（中检（HN）字 2024 第 10-001 号）

附件 14 企业例行检测报告（厂界噪声）

附件 15 企业例行检测报告（废水）

附件 16 企业例行检测报告（有组织废气）

附件 17 企业例行检测报告（无组织废气）

附件 18 新巴尔虎左旗文化旅游体育局关于对核查乌 99-94 等产能建设工程项目划定区域是否涉及文物保护区范围内的复函

附件 19 乌 99-94、苏 102X2 等五个产能工程 VOCs 总量确认书

附　表

附表 1 建设项目大气环境影响评价自查表

附表 2 建设项目环境风险评价自查表

附表 3 土壤环境影响评价自查表

附表 4 声环境影响评价自查表

附表 5 建设项目生态环境影响评价自查表

附表 6 建设项目环境影响报告书审批基础信息表

第一章　概述

1.1 项目由来

随着我国经济的持续增长，我国对石油资源的需求越来越大。为了保障国家原油战略安全，大庆油田公司不断加大大庆油田外围的勘探开发力度，为此，大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司拟建设《海拉尔盆地乌 99-94、苏102-X2 等五个区块产能建设工程》。本项目涉及两个油田，分别为乌尔逊油田和苏仁诺尔油田，其中乌尔逊油田涉及乌 99-94 井区、乌 27 断块乌 27 井区、乌 33 断块乌 121-X103 井区，苏仁诺尔油田涉及苏 102-X2 区块、海参 4 区块苏 29-45-4 井区；其中苏仁诺尔油田苏 102-X2 区块和海参 4 区块苏 29-45-4 井区包含钻井工程，乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区建设井位钻井工程均已在《乌尔逊凹陷 2023-2025 年油藏钻井工程环境影响报告书》中进行了评价。

本项目共基建油水井 45 口，其中新建 38 口（油井 35 口、水井 3 口），转注井 7 口，均为独立井，建成产能 2.902×10^4t/a。其中乌 99-94 井区基建油井 3 口，建成产能 0.23×10^4t；乌 27 断块乌 27 井区基建油井 3 口，建成产能 0.18×10^4t；乌 33 断块乌 121-X103 井区基建油水井 30 口，其中转注井 7 口，基建油水井 23 口（油井 21 口，水井 2 口），建成产能 2.02×10^4t；苏仁诺尔油田苏 102-X2 区块设计新钻直井共 7 口，建油水井 7 口，其中油井 6 口，水井 1 口，建成产能 0.34×10^4t；海参 4 区块苏 29-45-4 井区设计新钻直井 2 口，基建 2 口油井，建成产能 0.132×10^4t。

本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，区内地势平坦，为广阔的草原，地面海拔为 574.0m~585.0m 左右。周围地貌环境为呼伦贝尔草原，地势平坦且处于沼泽地带，地面海拔高度为 560m 左右。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），本工程属于“五、石油和天然气开采业”中“7 陆地石油开采 0711”，本项目位于基本草原内且属于水土流失重点预防区，涉及“建设项目分类管理名录”中的“（二）除（一）外的生态保护红线管控范围，永久基本农田、基本草原、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，水土流失重点预防区和重点治理区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域”中的基本草原环境敏感区，根据《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》（中华人民共和国水利部公告2006年第2号），本项目位于水土流失重点预防保护区，因此需编制环境影响报告书。

根据2017年7月16日《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（中华人民共和国国务院令第 682 号）、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部部令第16号）及《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）等法律法规，为保证建设项目与环境保护协调发展，从环境保护角度评价建设项目的可行性，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编制环境影响报告书。接受委托后，项目负责人对项目的建设方案进行了详细分析，并对拟基建井区域进行实地考察，并结合钻井方案、地质方案，分析了项目的类型、性质、建设规模及所在区域的环境状况，在详细研究了相关资料并进行类比调查分析的情况下，按照国家环境影响评价技术导则的要求，编制了《海拉尔盆地乌 99-94、苏 102-X2 等五个区块产能建设工程环境影响报告书》。

评价单位根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》及《建设项目环境保护管理条例》等有关规定开展了环境影响评价工作，现将项目环境影响评价报告书提交评审。

1.2 项目概况

项目名称：海拉尔盆地乌99-94、苏102-X2等五个区块产能建设工程；

建设单位：大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司；

建设地点：内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内；

建设性质：改扩建；

建设内容：本项目共基建油水井 45 口，其中新建 38 口（油井 35 口、水井 3 口），转注井 7 口，均为独立井，建成产能 2.902×10^4t/a。其中乌 99-94 井区基建油井 3 口，建成产能 0.23×10^4t，新建集油管道 0.74km，新建 10kV 供电线路 0.2km，新建柱上变电站 3 座，新建进井通道 0.15km；乌 27 断块乌 27

井区基建油井 3 口，建成产能 0.18×10⁴t，新建集油管道 0.78km，新建 10kV 供电线路 0.4km，新建柱上变电站 3 座，新建通井路 0.78km；乌 33 断块乌 121-X103 井区基建油水井 30 口，转注井 7 口，钻井 23 口，其中油井 21 口，水井 2 口，建成产能 2.02×10⁴t，新建集油管道 3.88km，新建 10kV 供电线路 2.9km，新建柱上变电站 16 座，迁建柱上变电站 5 座，新建进井通道 3.5km；苏仁诺尔油田苏 102-X2 区块设计新钻直井共 7 口，建油水井 7 口，其中油井 6 口，水井 1 口，建成产能 0.34×10⁴t，新建单井集油掺水管道 4.74km，扩建注配间 1 座（扩建注水阀组 1 套），新建注水管道 1.5km，新建 10kV 供电线路 1.1km，新建低压线路 0.2km，配套建设井场柱上变压器 6 台，新建通井路 0.8km；海参 4 区块苏 29-45-4 井区设计新钻直井 2 口，基建 2 口油井，建成产能 0.132×10⁴t，新建单井集油掺水管道 0.4km，新建 10kV 供电线路 0.3km，新建低压线路 0.2km，配套建设变压器 2 台，新建通井路 0.3km。

投资规模：总投资为 22322.7 万元人民币。

工作进度：本项目计划施工期为 2025 年 3 月至 2025 年 5 月，苏 102-X2 区块单井钻完井周期 11 天，苏 29-45-4 井区单井钻井工程完井周期 15 天，地面工程建设施工约 90d。



图 1.1-1 项目地理位置图

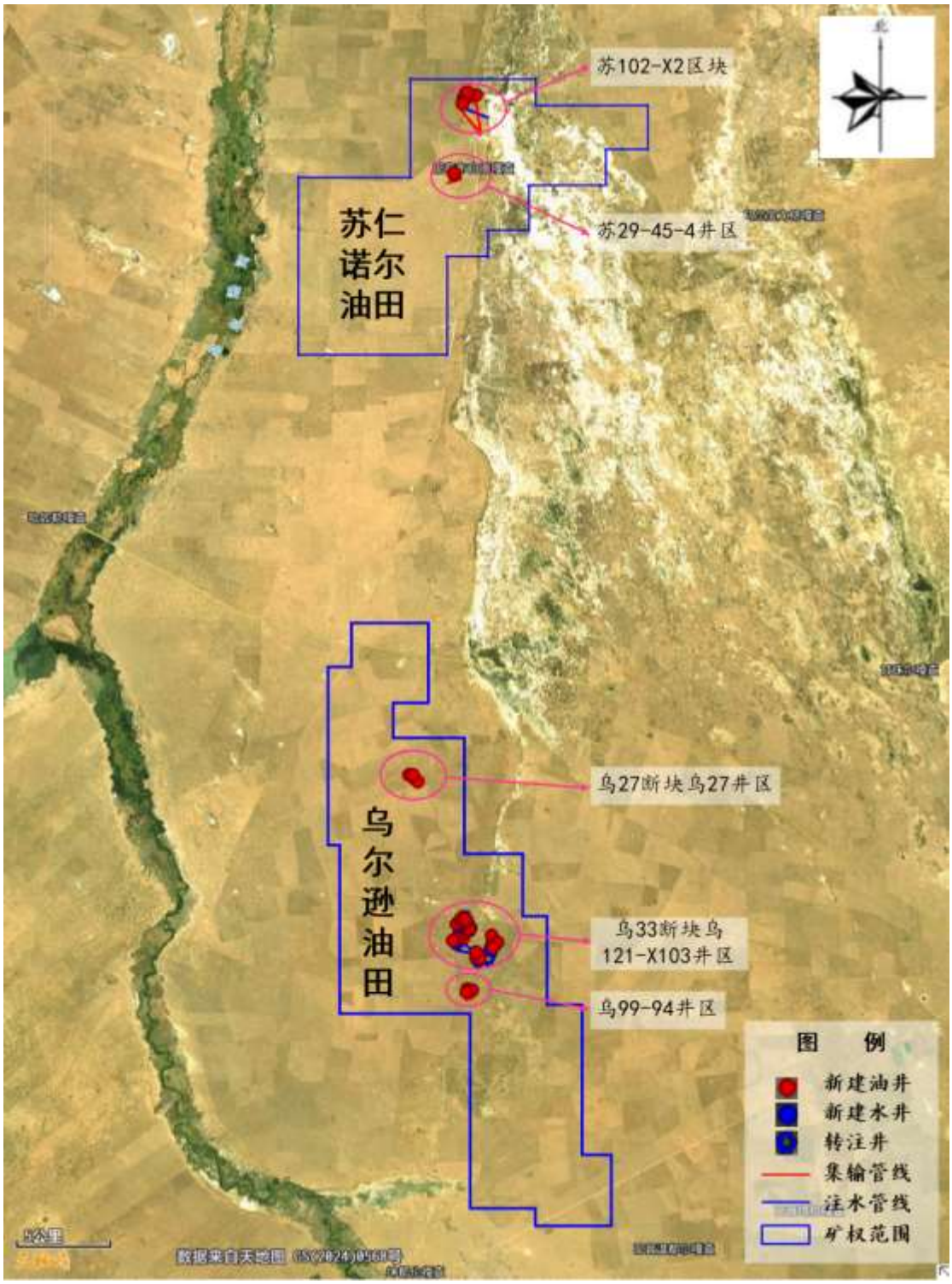


图 1.1-2 项目区块位置图

1.3 项目特点

1.3.1 工艺特点

1.3.1.1 建设内容

本项目包括乌尔逊油田（乌 99-94 井区、乌 27 断块乌 27 井区、乌 33 断

块乌 121-X103 井区）和苏仁诺尔油田（苏 102-X2 区块和苏 29-45-4 井区）。本项目共基建油水井 45 口，其中新建 38 口（油井 35 口、水井 3 口），转注井 7 口，建成产能 2.902×10^4t。

本项目钻井工程包括苏 102-X2 区块和海参 4 区块苏 29-45-4 井区，共新钻直井 9 口；管道施工以机械开挖为主，施工作业面宽 8/11m，站外集油系统采用电加热工艺，产能地面建设包括油水井的井场的建设、管线铺设、通井路的建设等。井场建设首先进行井场平整，井场垫高依据所在地区地势，地类及区域排水情况确定，井场垫高约 0.3m，平整井台后安装抽油机及电机；管线建设采用机械开挖直埋方式，部分道路穿越采用顶管施工；本项目新建的通井路均为土路，施工方式首先对线路进行清理平整，然后直接将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实后铺上。

1.3.1.2 临时工程

施工期各井场沿周边设置临时场地和临时便道，用于摆放施工设备。临时场地为临时占地，施工结束后进行生态恢复。本项目新建管道采用机械开挖方式。管沟开挖采用挖掘机等机械及人工辅助清理完成。回填完的管沟进行压实、整形。管道安装完成后，经检验合格，进行试压。

1.3.1.3 依托工程

项目运营期乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井场产液主要依托已建乌东联合站，经油气分离、计量后进入乌东联合站转油脱水站，油气分离产生的油田伴生气作为转油站加热炉燃料加以利用，油水分离处理产生的含油污水转移至乌东联合站含油污水处理站，处理达标后输至注水井回注油层，不外排；苏 102-X2 区块和苏 29-45-4 井场产液主要依托已建苏一联合站，经油气分离、计量后进入苏一联合站转油脱水站，油气分离产生的油田伴生气作为转油站加热炉燃料加以利用，油水分离处理产生的含油污水转移至苏一联合站含油污水处理站，处理达标后输至注水井回注油层，不外排。

本项目产生的含油污泥、落地油暂存于贝 28 作业区含油污泥暂存池内，贝 28 作业区设有 1 座容积为 3000m^3，目前含油污泥暂存池存储存量约 2100t（1400m^3），可以满足本项目存储要求，依托可行。

本项目产生的废含油防渗布等危险废物暂存于贝 28 作业区危险废物贮存

库内，该贮存库占地面积 351.5m^2，为防风、防雨、防晒、防渗漏的封闭库房，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求。根据现场调查，贝 28 作业区危险废物暂存库可储存规模废矿物油 14t，废弃防渗布 200t（包括废编织袋），可以满足本项目暂存需求。

本项目产生的含油污泥、落地油、废含油防渗布等委托有资质单位处置，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司进行无害化处置，该公司固体废物处置能力为固体废物 8.5 万 t/a，采用水泥回转窑协同处置固体废物处理工艺，由内蒙古自治区生态环境厅下发了危险废物经营许可证（编号为 1507210192），有效期至 2028 年 5 月 14 日，核准经营危险废物类别包括 HW02、HW04、HW06、HW08、HW09、HW11、HW12、HW13、HW17、HW18、HW19、HW22、HW23、HW31、HW32、HW33、HW34、HW35、HW37、HW38、HW48、HW49、HW50，核准危险废物经营规模为 8.5 万 t/a，目前处理量为 3 万 t/a，本项目含油污泥、落地油、废含油防渗布产生量 2.158t/a，因此，依托可行。

1.3.2 排污特点

1.3.2.1 施工期

（1）本项目施工过程中产生的废水主要为压滤水、压裂返排液、试压废水、转注井洗井废水、生活污水。压滤水由罐车拉运至苏一联含油污水处理站处理后回注，不外排；压裂液统一收集至德二联合站压裂返排液站集中预处理后，再进入德二联污水处理站深度处理，达标后回注地下；转注井洗井废水由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排；管道试压废水罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排；钻井工程施工生活污水排入移动厕所，施工结束后统一送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；地面工程施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设营地，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。

（2）本项目施工过程中产生的废气主要为运输车辆扬尘、管线、道路施工扬尘、施工机械、运输车辆排放的尾气、焊接烟尘等。运输车辆扬尘、管

线、道路施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；施工机械、运输车辆排放的尾气在车辆及机械设备排气口加装废气过滤器，同时保持车辆及有关设备化油器、空气滤清器等部分设备的清洁，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小；焊接烟尘项目管道焊接主要方式为电焊，由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

（3）最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧水土流失，同时在施工过程中定期洒水抑尘，防止施工扬尘量大对环境造成污染。

（4）施工过程中产生的噪声主要为重型车辆沿途产生的噪声及焊接产生的噪声污染。合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工，避免夜间施工；合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时避免在同一地点安排较多的动力机械；选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声；运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。

（5）生活垃圾统一收集后由环卫部门拉运至新巴尔虎左旗生活垃圾填埋场填埋处理。

1.3.2.2 运营期

（1）运营期产生的废气主要为油气集输过程中产生的非甲烷总烃、依托场站油气处理加热炉产生的烟气。本项目油气集输采用密闭集油工艺流程，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，井场及依托场站排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，依托场站厂区内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；依托场站加热炉燃料均采用天然气，为清洁能源，天然气经燃烧后均经烟囱高空排放，加热炉排放的废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用锅炉相关标准限值要求。

（2）本项目运营期产生的废水主要为油水井作业废水及油井采出液分离

出的含油污水。油水井作业废水通过罐车拉运到乌东联合站、苏一联合站含油污水处理站进行处理，不外排；油田采出水最终管输进入乌东联合站、苏一联合站含油污水处理站处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”规定后回注油层，不外排。

（3）本项目运营期噪声源主要来自抽油机运行过程中产生的噪声，抽油机电机等发声设备尽可能选用低噪声设备；对噪声值较高的设备采用相应的减振、隔声等降噪措施；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。采取以上措施后井场厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准的要求。

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

1.3.3 周边环境特点

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

1.4 环境影响评价工作过程

我单位在接受委托后，按照《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）等国家有关环境影响评价规范、技术导则及环境保护管理部门的要求，依次完成以下环境影响评价工作：

第一阶段：首先，依据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号）规定，确定海拉尔盆地乌 99-94、苏 102-X2 等五个区块产能建设工程环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

其次，在仔细研究项目开发方案的基础上，进行了初步工程分析，并对项目所在区域进行实地踏勘和调研，了解项目周围情况。在此基础上，完成环境影响因素识别、评价因子筛选、评价重点和主要环境保护目标确定等工作。通过对项目概况及周围环境敏感性分析确定：确定本项目大气环境影响评价工作等级为三级；地表水环境影响评价工作等级为三级 B；地下水环境影响评价工作等级为一级和二级；声环境影响评价工作等级确定为二级；土壤环境影响评价工作等级为污染影响型一级，环境风险环境影响评价工作等级为简单分析；生态环境影响评价工作等级为三级。并以此确定评价范围和评价标准，制定了工作方案。

第二阶段：根据工作方案，针对各环境要素的评价工作等级，调查了评价范围内的环境状况，制定了监测方案。并进行了详细的项目工程分析，在环境质量现状监测与评价的基础上，进行各环境要素的环境影响预测和评价，编制完成各环境要素环境影响分析与评价章节。

第三阶段：通过工程分析、环境影响分析的结果，确定项目所采取的环保措施，并对其技术、经济可行性进行论证，进一步完善环保措施，给出污染物排放清单，完成报告的编制。

具体环境影响评价工作程序见图 1.4-1。

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编制《海拉尔盆地乌 99-94、苏 102-X2 等五个区块产能建设工程环境影响报告书》，在本项目环境影响报告书编制过程及初稿完成后，建设单位依据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》及建设项目环境

影响评价的相关规定开展项目的公众参与工作并单独出具环境影响评价公众参与说明。公众参与工作采用网络公示、报纸公示以及张贴公告等相结合的方式进行。在公示期间建设单位及环评单位未收到相关反馈，建设单位承诺将加强企业环境管理，强化诚信意识，恪守环保信用，项目运行中主动公开环保信息，接受公众监督。

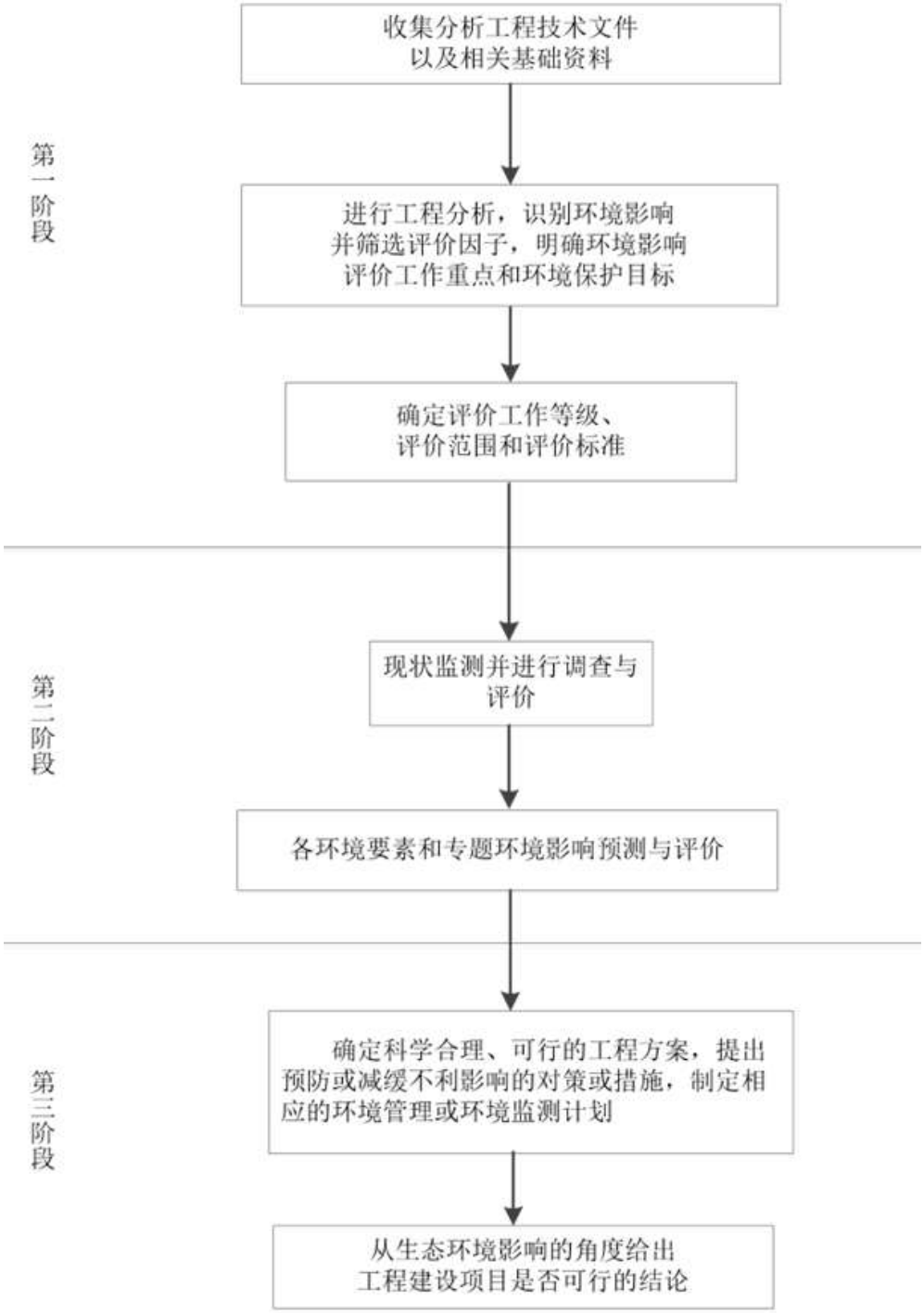


图 1.4-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.5 分析判定相关情况

1.5.1 产业政策符合性分析

本项目为石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年）》，本项目属于鼓励类“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”，因此，该项目建设符合国家的产业政策。根据《国民经济行业分类》（GB/T 4754-2017），本项目为 B-0711 陆地石油开采。

1.5.2 相关规划符合性分析

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

根据《内蒙古自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》第五十章“强化经济安全保障”中第三节为“加强能源安全保障”。本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，属于石油天然气开发工程，为国家能源建设项目，符合规划要求。

1.5.2.2 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。

1.5.2.3 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）中“新巴尔虎左旗国家重点生态功能区产业准入负面清单”的管控要求，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。生产废水全部收回循环利用”。

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

1.5.2.4 与《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》符合性分析

根据《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）内容，要求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、地质公园等环境保护目标，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》要求。

1.5.2.5 与《呼伦贝尔市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

表 1.5-1 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	结论
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。 ⑤合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业。 ⑥施工完成后，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。 ⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。	符合
2	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	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。	符合

序号	相关要求	符合性分析	结论
	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。		
3	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。	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，项目施工期采取对废弃钻井泥浆回收处理、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，对柴油罐区、钻井液材料房、钻井作业区域、发电机房、泥浆循环罐、移动式泥浆不落地处理装置、泥饼暂存区和压裂作业区域等进行重点防渗处理，对井场设置的玻璃钢化粪池、其他材料房等下方进行一般防渗处理，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。 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责任公司处理。废含油防渗布属于危险废物，由密闭防渗槽车拉运至贝 28 作业区危险废物暂存库暂存，委托有资质单位处理。含油污水经乌东联合站、苏一联合站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乌东联合站、苏一联合站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/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”。 结合项目区域，本次共布设 26 口（现有 6 口，新建 20 口）跟踪监测井，每半年对监测点位进行 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	符合
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	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

序号	相关要求	符合性分析	结论
	保生态功能不降低、面积不减少、性质不改变，有效保护重要生态功能区域、重要生态系统及主要物种，提高全市生态产品供给能力。		
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责任公司处置；废含油防渗布暂存于贝 28 作业区危险废物暂存库，委托有资质单位处置。	符合

1.5.2.6 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）》。

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

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

本项目采用清洁生产工艺，产生的废水经处理合格后回注地下油层，不外

排；呼伦贝尔分公司已经编制应急预案，包括了原油泄漏污染、污水泄漏污染、给排水系统泄漏污染、天然气泄漏污染和施工时发生井喷造成污油、污水排放污染等事故的分类、应急响应等内容；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》要求。

1.5.2.8 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。

1.5.3 相关环保政策符合性分析

1.5.3.1 与“三线一单”符合性分析

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》符合性分析详见表 1.5-2。

表 1.5-2 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

管控类别	管控要求	符合性分析	结论
生态保护红线	生态保护红线是指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、海岸生态稳定等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、湿地沙化、石漠化、盐渍化等	根据新巴尔虎左旗自然资源局出具的说明，本项目不在生态保护红线内区域。本项目不位于国家级和省级禁止开发区，不涉及水源涵养生态保护红线区，不涉及生物多样性维护生态保护红线区，不涉及土地沙化生态保护红线区等生态敏感区。不涉及生态保护红线问题。	符合

管控类别	管控要求	符合性分析	结论
	生态环境敏感脆弱区域。		
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，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；本项目废水均不外排，均能得到合理处置，正常运行下不会对周围地表水环境和地下水环境产生污染影响，非正常情况下，采取积极有效的措施后，污染事件均可防可控，对周边水环境影响较小；本项目评价范围内土壤敏感保护目标主要为基本草原，根据土壤质量现状的监测数据，监测项目满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）标准要求，建设用地监测项目满足《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。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。	符合
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。	本项目为石油开采项目，本身属于资源开发利用项目。根据《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“油气行业要大力推进技术改造，采用清洁生产工艺，促进废水循环利用；依照油气管道运行规范，加强油气管道安全监督与管理，加大隐患治理力度，完善应急预案，防止发生泄漏、爆炸、火灾等事故对环境的影响；优化油气管网布局，推进管道共建、廊道共享和委托代输，减少土地占用和建筑物拆迁，及时组织复垦，保护地形地貌。” 本项目采用清洁生产工艺，产生的废水经处理合格后回注地下油层，不外排；呼伦贝尔分公司已经编制应急预案，包括了原油泄漏污染、污水泄漏污染、给排水系统泄漏污染、天然气泄漏污染和施工时发生井喷造成污油、污水排放污染等事故的分类、应急响应等内容；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	符合

管控类别	管控要求	符合性分析	结论
		施，有效保护了地形地貌。 本项目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。	
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。	本项目为石油开采钻井工程，经论证区域生态环境质量达到功能区划要求，生态环境风险可控，不属于高污染、高能耗项目，本项目所在区域为新巴尔虎左旗，根据《呼伦贝尔市生态环境准入清单》（2024 年），本项目符合环境准入条件。	符合

根据三线一单查询结果（附件 3），本项目涉及重点管控区包括 YS1507262510001 新巴尔虎左旗生态用水补给区、YS1507262230001 呼伦湖呼伦贝尔市甘珠花控制单元、ZH15072620002 辉河呼伦贝尔市入伊敏河控制单元，涉及一般管控区包括 YS1507263110001 生态空间一般管控区、YS1507263310001 大气环境一般管控区，具体分析见表 1.5-3、表 1.5-4。

表 1.5-3 与《呼伦贝尔市生态环境准入清单》（2024 年）中呼伦贝尔市总体准入要求符合性分析

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。 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	本项目为陆地石油开采项目，有利于增强能源储备能力，保障能源安全，因此本项目符合《呼伦贝尔市国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》要求，符合《呼伦贝尔市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》等，本项目永久占用基本草原 2.85hm^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。 本项目不属于煤炭开采、化工项目，不涉及燃煤	符合

	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。 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、煤制烯经项目。 各旗市区城市建成区原则上不再新建每小时 35 蒸吨及以下燃煤锅炉，其他区域原则上不再新建每小时 10 蒸吨及以下燃煤锅炉。 严格落实国家自然保护区内全面禁牧要求，推动呼伦湖自然保护核心区牧民转产。针对克鲁伦河中下游、乌尔逊河中下游、呼伦湖东岸等区域，采用封禁恢复、补播改良、工程治理及风滚草拦截资源化利用等修复手段，有效遏制草原荒漠化扩展和生物多样性丧失，减轻干草入水风险。	锅炉，不涉及国家自然保护区 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。	
污染物排放管控	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。 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。 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。 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。 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	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。本项目在苏仁诺尔油田、乌尔逊油田内进行石油开采，根据《内蒙古自治区自然资源厅关于内蒙古自治区 2021 年度第三批列入自治区级绿色矿山名录及更名、移出自治区级绿色矿山名录的公告》，“内蒙古自治区海拉尔盆地苏仁诺尔油田、乌尔逊油田开采”列入内蒙古自治区 2021 年度第三批列入绿色矿山名录名单，因此本项目符合绿色矿山标准。	符合

	属污染物排放“等量替代”原则。		
环境风险防控	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。 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。 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。 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。	本项目所属乌东作业区、苏 131 作业区设有《大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司乌东作业区突发环境事件专项应急预案》、《大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司苏 131 作业区突发环境事件专项应急预案，该预案已于 2023 年 7 月 16 日在呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎左旗分局备案。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。	符合
资源利用效率	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。 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。 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。 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。	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 15990.27m^3，运营线消耗新鲜水 5603.3m^3/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。 本项目新增永久占地 3.02hm^2，临时占地 18.18hm^2，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。	符合

表 1.5-4 与《呼伦贝尔市生态环境准入清单》（2024 年）

中呼伦贝尔市新巴尔虎左旗生态环境准入清单符合性一览表

环境管控单元	管控单元类别	管控要求		符合性分析	结论
YS1507262510001 新巴尔虎左旗生态用水补给区	重点管控单元	资源利用效率	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。 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。 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。 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。	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。	符合
YS1507262230001 呼伦湖呼伦贝尔市甘珠花控制单元	重点管控单元	空间布局约束	①针对克鲁伦河中下游、乌尔逊河中下游、呼伦湖东岸等区域，采用封禁恢复、补播改良、工程治理及风滚草拦截资源化利用等修复手段，有效遏制草原荒漠化扩展和生物多样性丧失，减轻干草入水风险。 ②从湖泊陆域到水域，划定缓冲防护隔离空间，对嘎拉达白辛、呼伦沟等重点区域进行保护修复。	本项目施工结束后，临时占地通过播撒草籽等措施恢复为原有占地类型；本项目位于呼伦贝尔市新巴尔虎左旗，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	符合

环境管控单元	管控单元类别	管控要求		符合性分析	结论
				划。因此本项目无需办理用地预审与选址意见书。本项目属于国家重要战略保障能源，符合占用基本草原的条件，施工建设前，必须按照规定办理草原临时征占用手续，通过审批并最终取得草原临时作业行政许可后方可组织施工。	
		污染物排放管控	①实施控肥增效，深入推进化肥负增长行动，推广增施有机肥，到2025年，化肥总用量持续保持负增长。实施控药减害，优先选用生物农药和高效、低毒、低残留农药，到2025年，农药用量持续保持负增长。实施控膜减污，禁止生产、销售和使用不符合规定的农用地膜，在农产品主产区开展规模化推广可降解地膜试点，健全废弃地膜回收体系，推动生产者、销售者和使用者落实回收责任。整县推进秸秆综合利用，完善秸秆收储体系，大力推动秸秆肥料化、饲料化、能源化、基料化、原料化综合利用，支持秸秆代木、纤维原料、清洁制浆、生物质能、商品有机肥等新技术产业化发展。 ②强化畜禽养殖污染防治，对设有固定排污口的畜禽养殖场实施排污许可制度，加大规模化养殖场粪污治理及资源化利用设施建设力度，到2025年，规模化养殖场（小区）全部配套建设粪污处理设施，畜禽粪污综合利用率达90%以上。散养密集区要实行畜禽粪便污水分户收集、集中处理资源化。 ③对农户分散养殖的村庄要利用堆肥工艺处理粪便污染。把畜禽养殖粪污资源化利用与绿色食品、有机食品种植基地建设结合起来。依法规范禁养区环境监管。	①项目属于石油开采项目，不属于农业及畜禽养殖项目。根据《矿山生态环境保护与治理恢复技术规范（试行）》（HJ651-2013）中矿山大气污染防治：煤炭、石油、天然气开发中的伴生气或者其他有毒有害气体，进行综合利用或无害化处置，本项目开采过程中产生的伴生气经采出液进入乌东联、苏一联脱水站进行处理，分离出的伴生气作为加热炉燃料，不外排。 ②项目施工前对占用场地进行表土剥离，将表土层进行剥离后并对其进行养护和管理，施工结束后即分层回填表土层，并播撒草籽，临时占地全部恢复为原有土地性质。项目在施工及运营过程中严格控制污染物排放，项目废水均不外排，固体废物均有妥善处置去向，废气采取了有效污染防治措施，项目“三废”均可满足相关环保要求。	符合

环境管控单元	管控单元类别	管控要求		符合性分析	结论
ZH15072620002辉河呼伦贝尔市入伊敏河控制单元	重点管控单元	污染物排放管控	①持续推进化肥农药减量增效，到 2025 年，实现全区主要农作物化肥、化学农药使用强度降低。提升秸秆综合利用率和农膜回收水平，到 2025 年，全区秸秆综合利用率达到 90%以上，废旧农膜回收率达到 85%。 ②加强畜禽养殖污染防治，到 2025 年，规模养殖场粪污处理设施装备配套率达到 95%以上，畜禽粪污综合利用率达到 90%以上。 ③加强畜禽养殖污染环境监管，落实畜禽规模养殖场环境影响评价及排污许可制度。 4.到 2025 年，全市农村牧区生活污水治理率达到 30%，呼伦湖周边农村牧区生活污水治理率达到 60%，农村牧区黑臭水体整治率达到 100%。	本工程不涉及农药、畜禽养殖，符合重点管控单元准入要求。	符合
YS1507263110001生态空间一般管控区、	一般管控单元	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 1.5-3	符合
YS1507263310001大气环境一般管控区	一般管控单元	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 1.5-3	符合

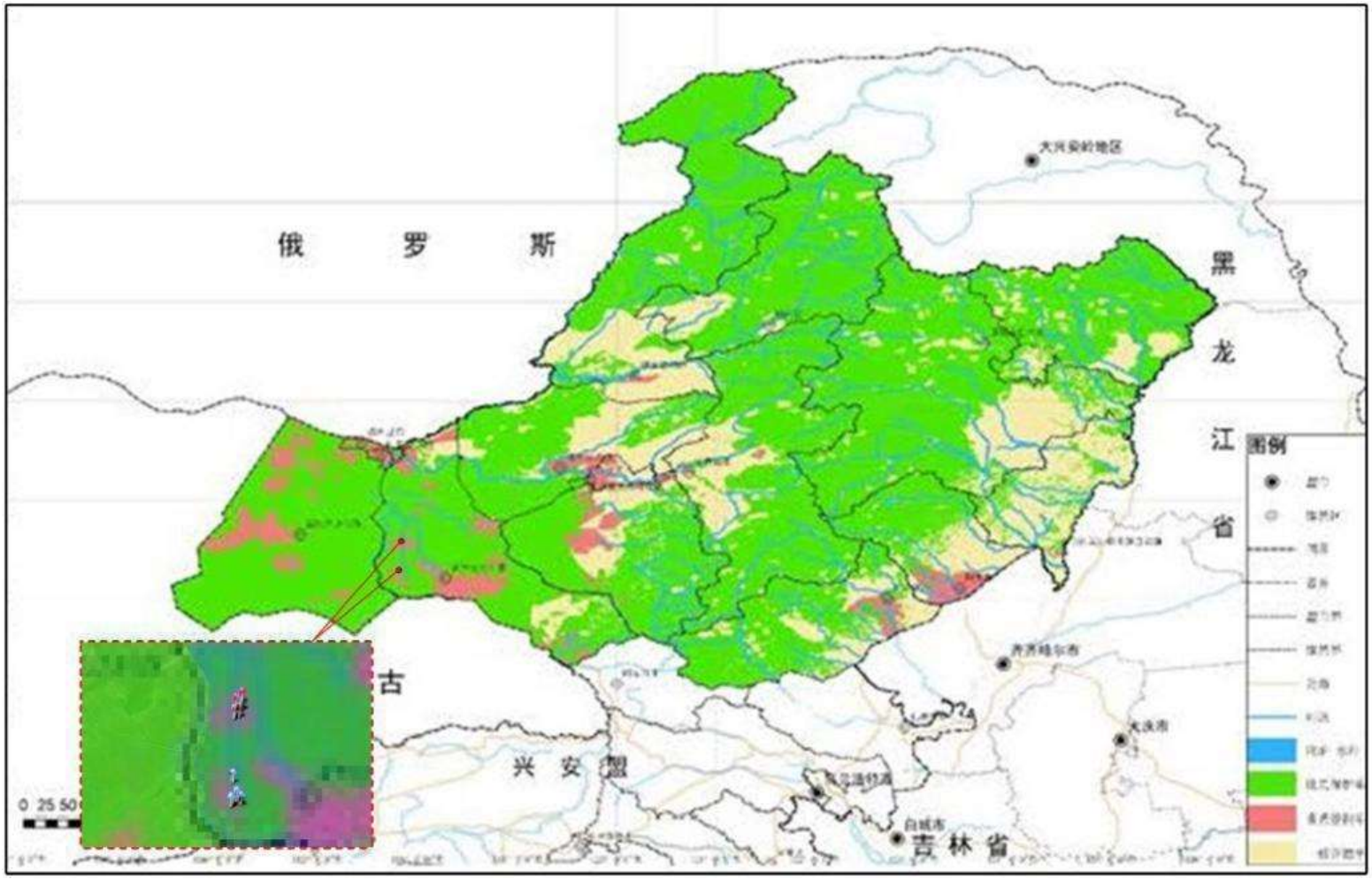
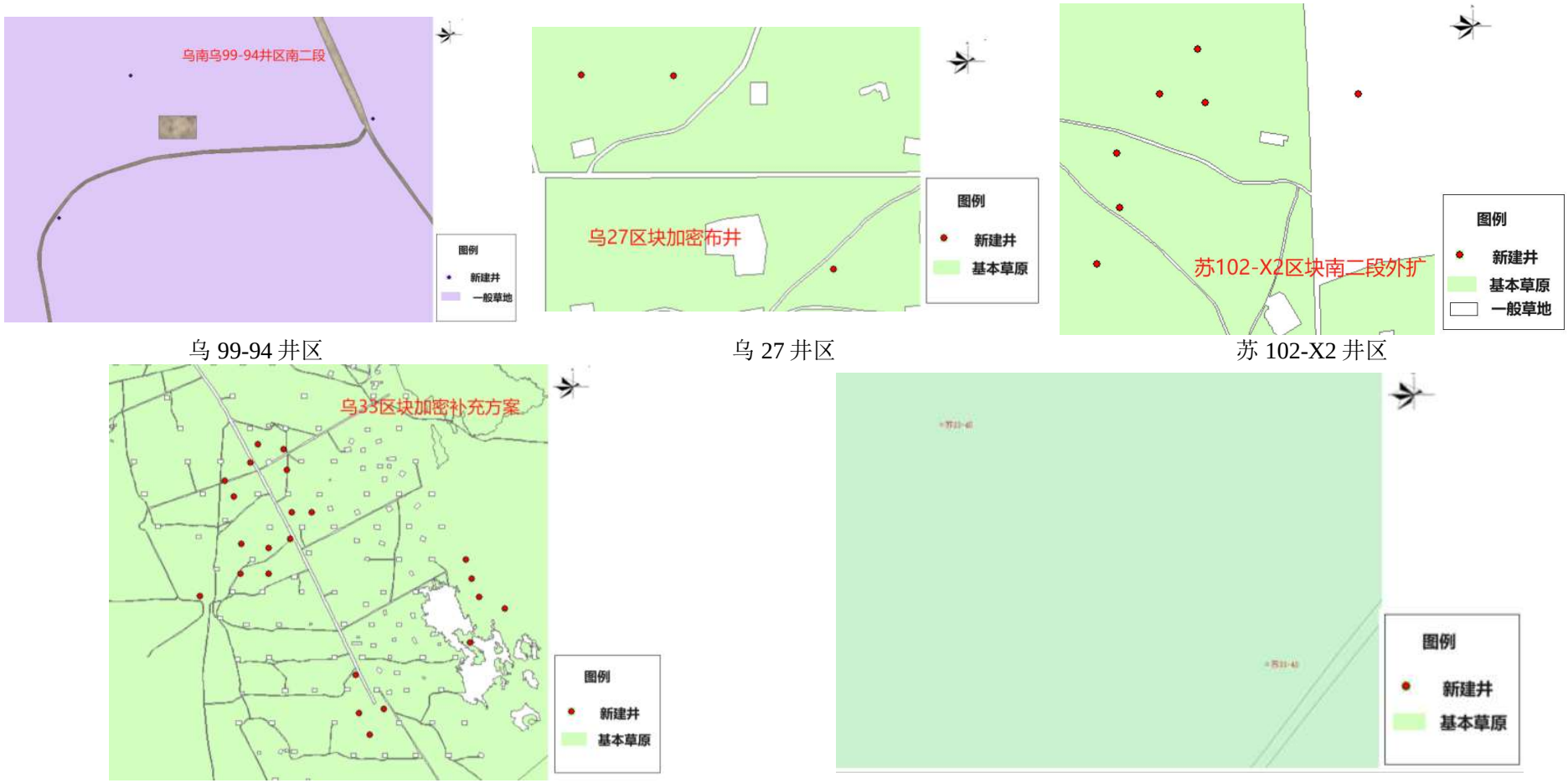


图 1.5-1 本项目与呼伦贝尔市环境管控单元相对位置关系图



乌 99-94 井区　　乌 27 井区　　苏 102-X2 井区

乌 121-X103 井区　　苏 29-45-4 井区

图 1.5-2 项目与新巴尔虎左旗基本草原位置关系图

1.5.3.2 “三区三线”位置关系分析

本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，用地类型为草地，且不在生态保护红线、永久基本农田保护红线、城镇开发边界内，其中乌 99-94 井区距离生态保护红线最近距离 1.1km，乌 27 断块乌 27 井区距离生态保护红线最近距离 2.3km，乌 33 断块乌 121-X103 井区距离生态保护红线最近距离 2.4km，苏 102-X2 区块距离生态保护红线最近距离 5.1km，苏 29-45-4 井区距离生态保护红线最近距离 4.8km。

故本项目符合“三区三线”的相关要求（详见图 1.5-3）。

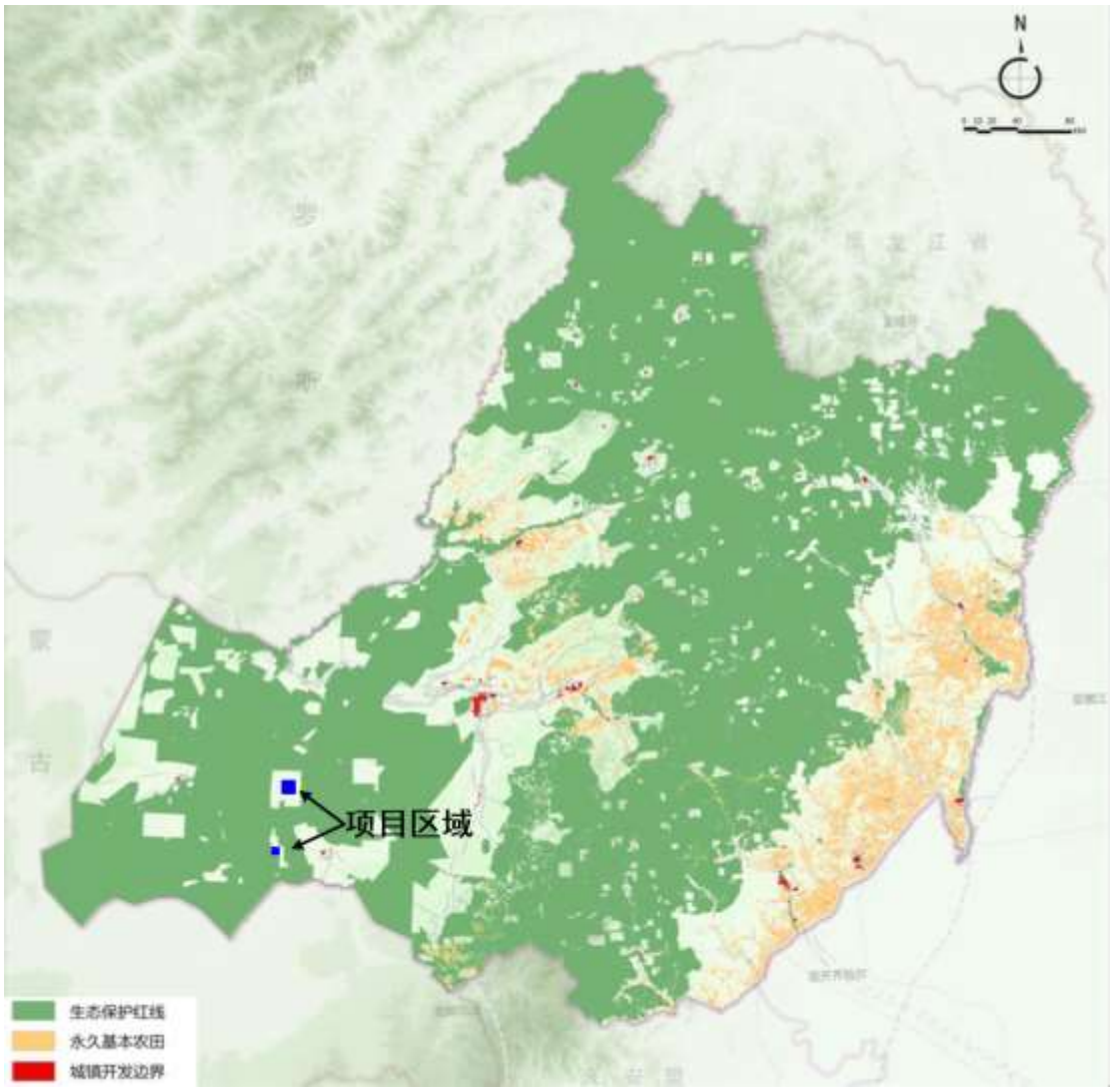


图 1.5-3 项目与新巴尔虎左旗“三区三线”的相对位置关系图

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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（生态环境部办公厅，2019 年 12 月 13 日）符合性分析见表 1.5-5。

表 1.5-5 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》符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	结论
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本工程在现有乌尔逊油田、苏仁诺尔油田内进行开发，上述区块属于滚动开发区块。 本次环评详述了乌尔逊油田、苏仁诺尔油田现有工程环境影响进行回顾性评价，区块内油田生产设施主要包括油水井场和集油管线以及场站。废气主要为井场和集输管线逸散的非甲烷总烃；废水主要为油水井作业污水，经罐车运往联合站含油污水处理站处理后回注油层；噪声主要为井场抽油机噪声；固废主要为油水作业产生的含油污泥，含油污泥交由有资质单位处理，区块内生态恢复良好，未发现生态环境问题和环境风险隐患。	符合
2	确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。	本项目为油田产能建设地面工程项目，不为勘探项目，本项目不以单井形式开展环评。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目管线试压废水由罐车拉运至乌东联合站、苏一联合站含油污水处理站处理后回注，不外排。施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设营地，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。	符合
4	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技术要求及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切	项目作业污水经乌东联合站、苏一联合站含油污水处理站处理达标后回注油层，回注水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”。地下水防治措施采取过程防控、跟踪	符合

序号	文件要求	符合性分析	结论
	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。	监测来防止污染地下水。	
5	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	项目油井井口安装密封垫，降低了非甲烷总烃的无组织挥发；产生的伴生气随产液一起进入三相分离器进行油气水分离，分离出的湿伴生气进入站内现有天然气除油器、干燥器脱水除油后密闭集输至联合站干燥处理，由联合站反输清洁天然气用于站内生产。伴生气的处理均在密闭压力容器内进行，集输过程中均为密闭状态，有效的降低了非甲烷总烃的无组织挥发。	符合
6	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。	本项目运营期含油污泥、落地油全部回收，委托有资质单位进行处理；含油废防渗布属于危险废物，油井作业结束后委托有资质单位定期拉运处置。	符合
7	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。	施工期均在临时用地内进行，严格控制施工作业面宽度，井场临时占地严格按照《石油天然气工程项目用地控制指标》（国土资规〔2016〕14号）。施工期管道、道路均在临时用地内进行施工，施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式；临时占用草地施工结束后采取播撒草籽等方式进行地表植被恢复。	符合
8	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。	大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司乌东作业区、苏131作业区设有突发环境事件专项应急预案，该预案已于2023年7月16日在呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎左旗分局备案。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

由上表可知，本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价

管理的通知》中要求。

1.5.3.4 与《内蒙古自治区基本草原保护条例》符合性分析

表 1.5-6 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	结论
十八	进行矿藏开采和工程建设确需征收、征用或者使用基本草原的，必须经自治区以上人民政府草原行政主管部门审核同意后，依照有关土地管理的法律、行政法规办理建设用地审批手续。	本项目位于已确定矿权范围的乌尔逊油田、苏仁诺尔油田内，由于油藏方案无法避让基本草原，永久占用基本草原2.85hm^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。	符合
十九	在基本草原上进行勘探、钻井、修筑地上地下工程、采土、采砂、采石、开采矿产资源等作业活动临时占用基本草原不足 2 公顷的，由旗县级人民政府草原行政主管部门审核同意；2 公顷以上不足 30 公顷的，由盟行政公署、设区的市人民政府草原行政主管部门审核同意；30 公顷以上的，由自治区人民政府草原行政主管部门审核同意。 临时占用基本草原的期限不得超过二年，并不得在临时占用的基本草原上修建永久性建筑物、构筑物。	本项目位于已确定矿权范围的乌尔逊油田、苏仁诺尔油田内，由于油藏方案无法避让基本草原，临时占用基本草原16.69hm^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和自治区有关规定执行，附着物补偿费按照实际损失合理支付。	大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司制定了《海拉尔油田基本建设工程新巴尔虎左旗土地复垦方案》，对征用的基本草原按照规定支付补偿费，并依法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左旗土地复垦方案》，对征用的基本草原按照规定支付补偿费，并依法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 6.6 章节，建设项目批准后，基本草原环境保护方案需与建设项目同时实施。	符合

1.5.3.5 与《内蒙古自治区水土保持条例》符合性分析

表1.5-7 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	结论
十九	生产建设单位应当加强对建设施工和生产过程的管理，严格控制施工生产活动扰动地表的范围，合理安排施工工序，减少土石方重复倒运和地表裸露时间，保护地貌植被。 矿产资源开发、生产建设项目施工等生产活动占压的林草植被，能够移植、移栽的，生产建设单位应当进行移植、移栽。	本项目因地制宜选择施工季节，尽量避开植被生长季节，减少损失，同时避开大风及强降水季节。施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆、重型机械设备作业范围，以及施工人员的活动范围，由专人负责管理，减少施工作业对周围土壤和植被的破坏范围和程度。	符合
二十	在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域，开办下列可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报水行政主管部门或者政府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； （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。	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
三十	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。	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。	符合

1.5.3.6 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见》（内政办发〔2021〕7号）符合性分析

表1.5-8 《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见》（内政办发〔2021〕7号）符合性一览表

序号	要求	本项目分析	结论
1	严格控制草原上新建矿产资源开发项目。落实最严格的草原生态环境保护制度，在草原生态红线内严禁乱采滥挖、新上矿产资源开发项目，其他草原除经依法依规批准的保障国家能源战略安全项目外，不得新上矿产资源开发项目。新上矿产资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。	本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，位于海拉尔盆地乌尔逊地区和苏仁诺尔矿权内，未进行油气田规划及规划环评。本项目为石油开采项目，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。本项目不占用基本农田，临时占用基本草原 16.69hm^2，无需办理用地预审与选址意见书。本项目新增永久占地 3.02hm^2，按照规定进行经济补偿。临时占地 18.18hm^2，施工结束后对临时占地进行土地平整和生态恢复，本项目应于 2026 年 6 月播撒草籽（草原 3 号杂花苜蓿+披碱草+羊草+黑麦草（或紫花苜蓿、杨柴等）4-6 种适宜草种混播）进行生态恢复，直至达到与四周相同的植被覆盖率。	符合
2	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	本项目为已有区块扩建项目，位于已确定矿权范围内。本项目永久占用基本草原 2.85hm^2，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。本项目临时占用基本草原 16.69hm^2，应由自治区人民政府草原行政主管部门审核同意尽快取得自治区人民政府草原行政主管部门审核同意。大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司制定了《海拉尔油田基本建设工程新巴尔虎左旗土地复垦方案》，对征用的基本草原按照规定支付补偿费，并依法交纳草原植	符合

序号	要求	本项目分析	结论
	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规违法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。	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，本项目应于2026年6月播撒草籽（当地物种）进行生态恢复，，直至达到与四周相同的植被覆盖率。	

1.5.3.7 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1.5-9《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	结论
一	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见》（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	本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，位于现有矿权苏仁诺尔油田和乌尔逊油田内，其中苏仁诺尔油田采矿证颁发日期为2007年10月8日，乌尔逊油田采矿证颁发日期为2012年11月20日。项目不在自然保护区范围内，根据新巴尔虎左旗自然资源局出局的“关于大庆油田呼伦贝尔分公	符合

序号	要求	本项目分析	结论
	〔2021〕257 号）等文件规定，“新开露天矿山”是指 2021 年 2 月 6 日内政办发〔2021〕7 号文件印发之后新出让的采取露天方式开采的矿业权项目；内政办发〔2021〕7 号文件出台之前已经依法取得探矿权、探矿权转采矿权、采矿权，或者已经完成市场出让、矿业权出让收益缴纳的矿产资源勘查开发项目，不认定为新开矿山；“草原生态红线内”是指生态保护红线内的草原和生态保护红线外的基本草原，除此之外的草原属于一般草原，实行草原分区用途管控制度	司查询作业地块是否在生态保护红线范围内的说明”（附件 2），本项目不在呼伦贝尔市生态保护红线范围内。	
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仁诺尔油田和乌尔逊油田内，永久占用基本草原 2.85hm^2，本项目临时占用基本草原 16.69hm^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

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

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

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

本项目永久占用基本草原 2.85hm^2，本项目临时占用基本草原 16.69hm^2。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左旗土地复垦方案》，对征用的基本草原按照规定支付补偿费，并依法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。

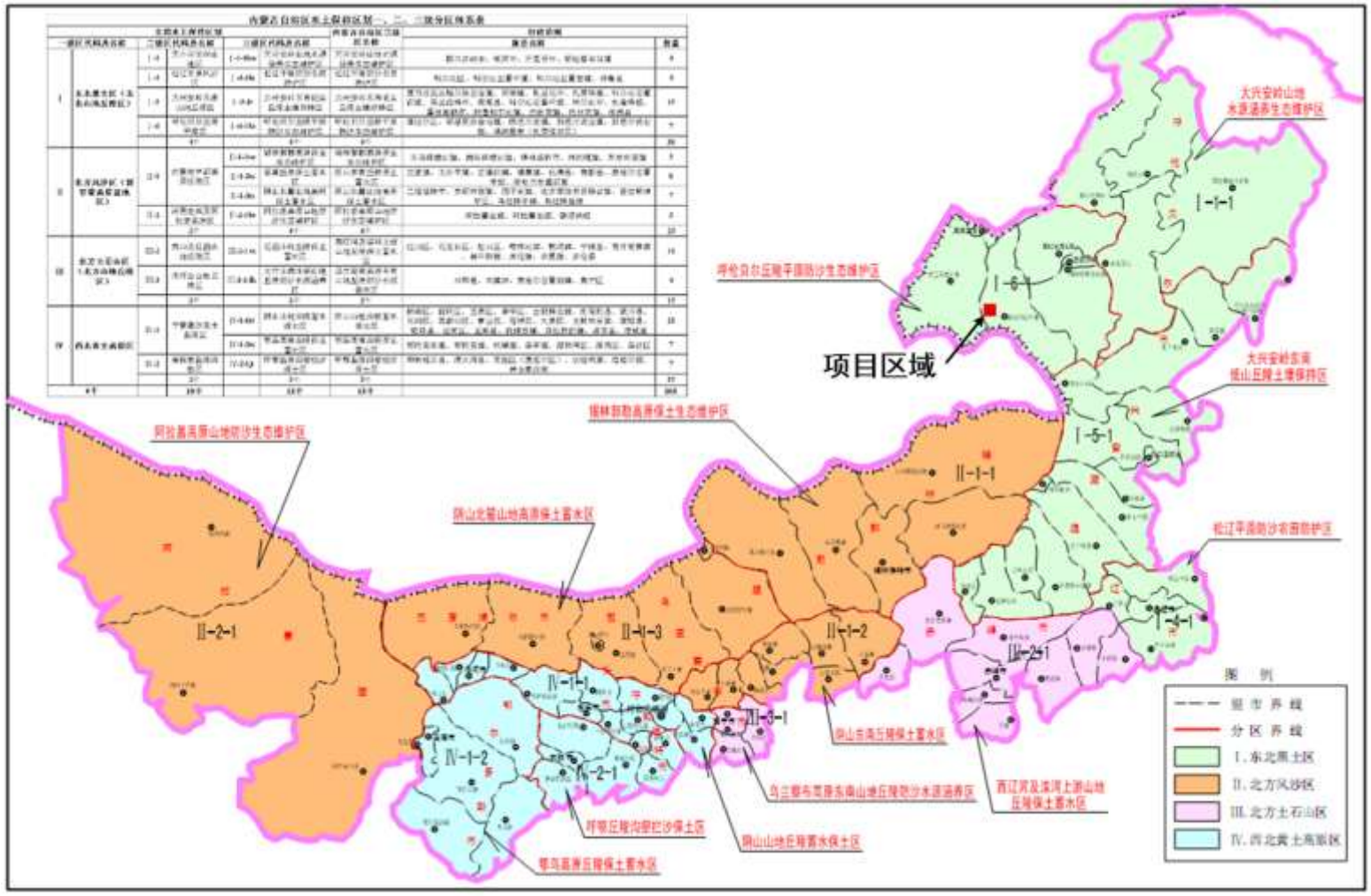


图 1.5-4 项目与内蒙古自治区水土保持区划的相对位置关系图

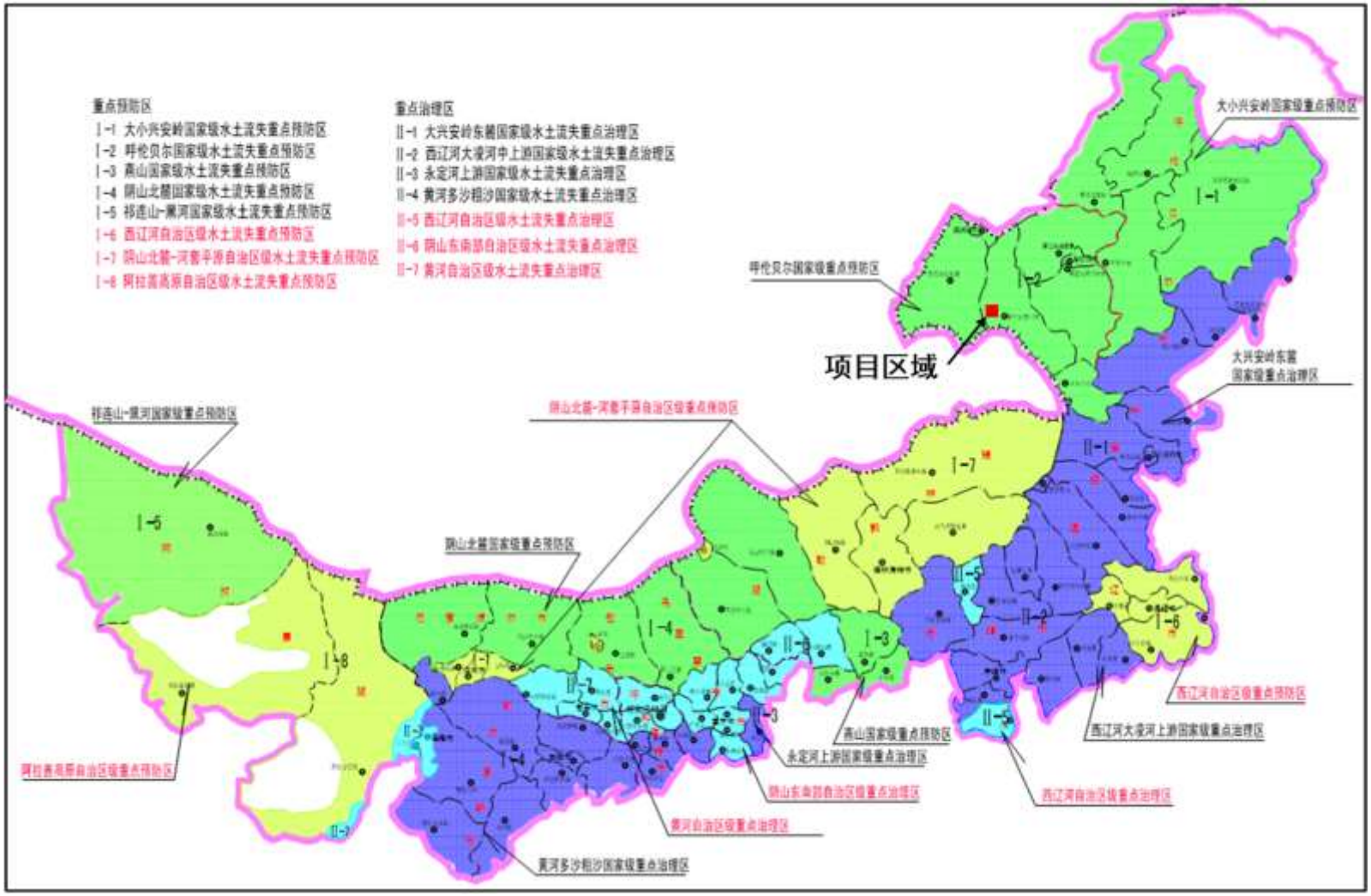


图 1.5-5 项目与内蒙古自治区水土流失重点预防区和重点治理区的相对位置关系图

1.5.3.9 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 1.5-10 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	结论
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乌东联合站、苏一联合站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、乌东联合站、苏一联合站、德二联压裂返排液站、贝 28 作业区油泥暂存池、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

1.5.3.10 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》符合性分析

表 1.5-11 本项目与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	结论
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。”	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。企业每年对井场、乌东联合站、苏一联合站、德二联压裂返排液站、贝 28 作业区油泥暂存池、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。	符合

1.5.3.11 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。

本项目施工期压滤水由罐车送到苏一联含油污水处理站处理，达到回注标准后回注苏一联附近区块现役油层；压裂返排液由罐车拉运至德二联压裂返排液处理站处理，分离出的污水进入德二联含油污水处理站处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）“含油量≤10.0mg/L、悬浮固体含量≤15.0mg/L、粒径中值≤5.0μm”标准限值后回注现役油层；管线试压废水由罐车拉运至乌东联合站、苏一联合站含油污水处理站处理后回注现役油层；

钻井期生活污水排入移动厕所，拉运至作业区已建防渗化粪池，地面工程建设期生活污水排入作业区已建防渗化粪池。经生活污水处理装置处理后排入生活污水池，不外排；油井产液通过密闭管输的方式进入乌东联合站、苏一联合站进行处理，分离出的含油污水通过管线输送至乌东联合站、苏一联合站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乌东联合站、苏一联合站含油污水处理站，处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”，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。

1.5.3.12 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 1.5-12 本项目与《呼伦贝尔市挥发性有机物综合整治工作方案》符合性

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	实施石油开采业 VOCs 综合治理。结合企业实际生产情	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	符合

序号	相关要求	符合性分析	结论
	况，选择合适的末端控制技术，以有效控制 VOCs 的排放。建立设备与管线组件泄漏检测与修复（LDAR）管理制度，定期检测、及时修复；对 VOCs 工艺排气宜优先回收利用，不能（或不能完全）回收利用的可利用燃烧塔（火炬）经过充分燃烧后排放。	发，项目分离出的天然气用于场站加热炉自耗，充分燃烧后避免 VOCs 排放。 企业定期对集输管道进行检测，加强日常管理制度，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。企业将针对公司生产区域建立设备与管线组件泄漏检测与修复（LDAR）管理制度，定期检测、及时修复。	

1.5.3.13 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 1.5-13 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	结论
1	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%。	本项目运行期作业废水回用率 100%，工业固废（含油污泥、落地油、含油废弃防渗布）均得到妥善处置。	符合
2	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目为现有区块的扩建项目，油气处置和废物收集处置均依托现有集中处置站场。	符合
3	井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	大庆油田有限责任公司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，落地油在施工结束后 100%回收。	符合
4	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	地面工程建设过程中地面管线采取防刺、防漏、防溢等措施，本项目产生的压裂液统一收集至德二联合站压裂返排液站集中预处理后，再进入德二联污水处理站深度处理，达标后回注地下。	符合
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	本项目油田采出水最终管输进入乌东联合站、苏一联合站含油污水处理站处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”规定后回注油层。	符合
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	本项目油气集输均采用密闭流程，集输过程中烃类挥发系数为 0.5%以下。	符合
7	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备	本项目开发过程中产生的伴生气经油气分离，分离出的湿伴生气进入	符合

序号	相关要求	符合性分析	结论
	回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	转油站内现有天然气除油器脱水除油后作为燃料自用，不外排。本项目伴生气依托苏一联加热炉完全燃烧后由 15m 高排气筒排放；依托乌东联加热炉完全燃料后由 8m 高排气筒排放。	
8	应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	在本项目区域上游、区域内、区域下游共布设 26 口（现有 6 口，新建 20 口）跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测。	符合
9	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	作业污水由施工现场污水回收装置回收后拉运至联合站含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。	符合
10	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	油气水分离器、储罐产生的油泥（砂）及落地油委托有资质单位进行处理。	符合

1.5.3.14 与《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令第 748 号）符合性分析

表 1.5-14 本项目与《地下水管理条例》相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	结论
1	兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水污染防治的内容，并采取防护性措施；	本项目已针对项目特点提出针对性地下水污染防治措施，主要为管线采用热熔式焊接和挤压式焊接等源头控制措施；在施工期及运营期采取分区防渗措施，根据可能对地下水造成污染的污染源分布制定重点防渗区、一般防渗区及简单防渗区；根据区域潜水流向，设 26 口（现有 6 口，新建 20 口）跟踪监测点，定期对地下水进行跟踪监测。	符合
2	化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测；	本项目在施工期及运营期采取分区防渗措施，根据可能对地下水造成污染的污染源分布制定重点防渗区、一般防渗区及简单防渗区；根据区域潜水流向，设 26 口（现有 6 口，新建 20 口）跟踪监测点，定期对地下水进行跟踪监测。	符合

根据以上分析，本项目符合《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令第 748 号）中要求。

1.5.3.15 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）相关措施符合性分析

本项目与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关要求符合性详见表 1.5-15。

表 1.5-15 具体相关措施符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	结论
1	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	本项目油田采出液采用密闭管道集输方式进行输送处理，采出水最终经密闭管道输至联合站含油污水处理站处理达到《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”后回注油层。	符合
2	重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库，载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或质量占比≥10%的天然气的设备与管线组件的密封点≥2000 个的，应开展泄漏检测与修复工作。	项目所在地区不是重点地区，本项目依托的各场站制定有每日巡查制度，并定期开展设备及管道泄漏检测，有泄漏点及时发现及时修复。	符合
3	在需要采取原油稳定措施的油田或油田区块内，将油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程应采用密闭工艺流程。	本项目不涉及采取原油稳定措施，但本项目油气集输全过程采用密闭集输方式。	符合
4	对油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案。	本项目对油气分离产生的油田伴生气作为转油站加热炉燃料加以利用。	符合
5	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m^3。	本项目依托场站均不进行改扩建，根据监测分析，依托场站满足该要求。	符合
6	企业应按照有关法律、《环境监测管理办法》和 HJ 819 等规定，建立监测制度，制订监测方案，对大气污染物排放状况开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果。	本项目在运营期期针对基建油井井场厂界制定了非甲烷总烃监测计划，监测频次为 1 次/年。	符合

根据以上分析，本项目满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的相关要求。

1.5.4 选址合理性分析

本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内。本项目施工区域

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，距呼伦湖国家级自然保护区边界约5.8km，距离巴尔虎黄羊自然保护区边界约72.5km。

根据《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》（中华人民共和国水利部公告 2006 年第 2 号），项目位于水土流失重点预防保护区，根据现场调查，项目占地类型为基本草原和一般草地，不存在裸露的沙地，无严重的水土流失情况，总占地面积 21.2hm^2，其中永久占地面积为 3.02hm^2，临时占地面积为 18.18hm^2，大部分为临时占地，临时占用的土地均在施工结束后进行恢复，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。项目永久占地进行铺设防渗布、洒水抑尘、地面硬化等措施，可以有效预防水土流失，因此项目的建设不会造成大范围的水土流失。

本项目矿权占地为基本草原和一般草地，项目位于已有矿权内。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，采用环境影响最小的布局方案，最大限度控制井场临时施工作业带面积，根据实际地质情况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，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。

根据《新巴尔虎左旗文化旅游体育局关于对核查乌 99-94 等产能建设工程项目划定区域是否涉及文物保护区范围内的复函》（附件 18），本工程范围内未发现不可移动文物，同意本工程建设。

本项目主要环境风险是井喷、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。

1.6 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为原油开采项目，环境影响主要来源于钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程和油气处理工程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本区块未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境敏感保护目标为评价范围内的生态环境、区块周边分布的牧民。本次评价重点关注施工期各种施工活动和工程占地对土壤、生态环境的影响，施工机械和施工人员产生的废气、废水、固体废物、噪声等对周围环境的影响；运行期井场及依托站场无组织挥发的非甲烷总烃、加热炉烟气、井场抽油机的噪声、含油污泥等对环境产生的影响。拟建项目涉及的油田开发回注工程对区域地下水、土壤及生态环境的影响，包括回注是否会对潜水含水层、具有地下水开发利用价值含水层造成影响等。

（1）环境空气

本项目施工过程中产生的废气为运输车辆扬尘、管线、道路施工扬尘、施工机械、运输车辆排放的尾气、柴油发电机燃烧废气、柴油储罐呼吸废气、焊接烟尘、事故放喷废气等。运输车辆扬尘、管线、道路施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；施工机械、运输车辆排放的尾气在车辆及机械设备排气口加装废气过滤器，同时保持车辆及有关设备化油器、空气滤清器等部分设备的清洁，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小；采用节能环保

型柴油动力设备，减少污染物排放对环境空气的影响；焊接烟尘项目管道焊接主要方式为电焊，由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

运营期产生的废气主要为油气集输过程中产生的非甲烷总烃、依托场站油气处理加热炉产生的烟气。本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，井场、依托场站排放的非甲烷总烃在厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求；依托场站加热炉燃料均采用天然气，为清洁能源，天然气经燃烧后均经烟囱高空排放，加热炉排放的废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用锅炉相关标准限值要求。

（2）水环境

本项目苏 29-45-4 井区、苏 102-X2 区块钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场移动式泥浆不落地处理装置进行固液分离，处理后的压滤水由罐车拉运至苏一联含油污水处理站处理后回注，不外排；本项目产生的压裂液统一收集至德二联合站压裂返排液站集中预处理后，再进入德二联污水处理站深度处理，达标后回注地下；本项目乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区油井采出水、管道试压废水、作业污水经乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排；苏 102-X2 区块、苏 29-45-4 井区油井采出水、管道试压废水、作业污水经苏一联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排。

钻井工程施工生活污水排入移动厕所，施工结束后统一送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；地面工程施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设营地，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。本项目废水均不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

本项目运行期可能对地下水产生影响的因素主要为油水井作业污水、落地

油及油田采出水等。在采取源头控制、过程防控、分区防渗、跟踪监测后对区域的地下水环境影响较小。对地下水可能产生的影响主要为套管破损、管线泄漏等事故状况下，原油渗漏到含水层，对地下水产生污染影响，以及回注水对地下水的环境影响，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

施工过程中产生的噪声主要为重型车辆沿途产生的噪声及焊接产生的噪声污染。合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工，避免夜间施工；合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械；选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声；运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。对周边声环境敏感点影响较小。

本项目运营期噪声源主要来自抽油机运行过程中产生的噪声，抽油机电机等发声设备尽可能选用低噪声设备；对噪声值较高的设备采用相应的减振、隔声等降噪措施；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。采取以上措施后井场厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准的要求。

（4）生态环境

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

本项目由于井场、管线等施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植被，新地貌失去植物根系的固土作用，雨水直接冲刷疏松、裸露的地表

土，易造成水土流失；施工过程中采取分层开挖，分层回填，加强管理，施工期间尽量减少占地，施工结束后对全部的临时占地进行平整翻松，以利于植被自然恢复，井场地表恢复原有地貌。

（5）固体废物

项目苏 29-45-4 井区、苏 102-X2 区块钻井工程产生的泥饼，暂存于井场内设置泥饼暂存区，若泥饼浸出液中任何一种特征污染物浓度均满足《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）最高允许排放浓度，且 pH 值在 6～9 范围，则泥饼属于《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）中规定的第I类一般工业固体废物，回用于本项目井场垫高。若浸出液中有一种或一种以上的特征污染物浓度超过《污水综合排放标准》（GB8978-1996）最高允许排放浓度（第二类污染物最高允许排放浓度按照一级标准执行），或 pH 值在 6～9 范围之外，则泥饼属于《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中规定的第II类一般工业固体废物，外委制砖。若泥饼经检测为第II类一般工业固体废物制砖不可行时，按照二类固废处置场的要求，采取防渗、导流及截洪沟等措施对泥饼进行暂存，尽快综合利用。

废纯碱、膨润土、水泥等包装袋、非含油废防渗布等集中收集后暂存于井场材料房内的聚乙烯桶内，施工结束后直接拉运至废品回收站外售处理，不在作业区暂存。

施工产生的生活垃圾应集中存放，防止因暴雨、大风等冲入外环境，统一收集后由环卫部门拉运至新巴尔虎左旗生活垃圾填埋场填埋处理。

项目运营期产生的固体废物主要有正常工况下产生的含油污泥，非正常工况下产生的落地油、含油废防渗布。含油污泥及落地油统一收集暂存于贝 28 作业区含油污泥暂存池，委托有资质单位处置，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司进行处理；含油废防渗布统一收集暂存于贝 28 作业区危险废物暂存库，委托有资质单位处置，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司进行处理。

本项目施工期及运营期固体废物均合理处置，不会对周边环境产生影响。

（6）环境风险

本工程的主要环境风险是原油泄漏和火灾爆炸，对区域内的地下水环境和

生态环境有潜在危害性。

1.7 环境影响评价主要结论

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，项目建设符合国家的产业政策；根据《呼伦贝尔人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（呼政发〔2021〕26 号），项目建设符合“三线一单”中相关要求。

按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019.1.1）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，具体见《海拉尔盆地乌 99-94、苏 102-X2 等五个区块产能建设工程环境影响评价公众参与说明》。

本报告书较为详细地论述了建设项目工程概况、施工期主要环境问题、主要环境影响和拟采取的环保措施。主要结论为：海拉尔盆地乌 99-94、苏 102-X2 等五个区块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。只要在建设和运营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后，各项污染物能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以防控，本工程依托转油站及联合站未新增加热炉，产生的污染物量在原有申请总量内，整体区域总量不增加，符合总量控制要求。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见》（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》（环保部公告2013年第31号）；

（11）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告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》（环保部公告 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）《危险废物识别标准设置技术规范》（HJ 1276-2022）；

（18）《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）；

（19）《固体废物分类与代码目录》（生态环境部 公告2024年 第4号）；

（20）《固体废物污染环境防治信息发布指南》（环办固体函〔2024〕37号）；

（21）《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年）》（生态环境部令第11号）；

（22）《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ 953-2018）；

（23）《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）；

（24）《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）；

（25）《排污许可管理条例》（2021年3月1日起施行）；

（26）《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则（试行）》（HJ 944-2018）；

（27）《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）；

（28）《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》；

（29）《甲烷排放控制行动方案 》（环气候〔2023〕67号）；

（30）《大庆油田有限责任公司固体废物污染防治管理规定》（庆油发〔2020〕125号）。

2.1.3 其它相关依据及支持性文件

（1）《乌尔逊油田乌 99-94 井区、乌 27 断块乌 27 井区、乌 33 断块乌 121-X103 井区、苏仁诺尔油田苏 102-X2 区块、海参 4 区块苏 29-45-4 井区产能建设地面工程方案》（大庆油田有限责任公司，2023.3）；

（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

根据本工程特性及工程所在地的环境特点，确定建设项目环境影响评价目的：

（1）贯彻“预防为主，防治结合，综合利用”环境管理方针，要求在开发建设活动实施之前预计可能产生的环境污染与破坏，再据此采取防治对策，做到防患于未然。

（2）本次环评将在工程分析的基础上，分析论证本项目“三废”排放情况及从环保角度确认工艺过程的先进性，为环境影响预测提供基础数据，并为今后的环境管理工作提供科学依据。

（3）通过对建设地点及周围环境的综合现状调查和现场监测，了解和掌握该地区的环境质量现状及污染现状，并确定环境保护目标。

（4）采用适当的预测模式，预测和评价工程投产后对该地区的环境影响程度和范围，提出经济上合理，技术上可行的环境保护措施。

（5）通过对环境、经济的损益分析，论证本工程社会效益、环境效益和经济效益的统一性。

（6）从环境功能规划、环境容量及周围环境敏感保护目标等方面，论证本项目选址的合理性，为项目实现优化选址、合理布局、最佳设计提供科学依据。

2.3 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，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。

2.4 环境影响识别与评价因子筛选

2.4.1 评价时段

施工期主要是钻井作业和地面工程建设（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。

2.4.2 环境影响因素识别

施工期的环境影响主要为钻井、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、运营期和退役期产生的影响进行识别，具体见表2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

影响因素 / 环境因素	工程占地	施工期					运营期					退役期	
		废气	废水	固体废物	噪声	风险	废气	废水	固体废物	噪声	风险	废水	固体废物
		柴油储罐废气、柴油机烟气、钻井及储层改造过程废气、测试放喷废气	压滤水、压裂返排液、试压废水、生活污水	泥饼、废包装袋、防渗布、生活垃圾	钻机、发电机组、压裂等施工噪声	井漏、套损	加热炉烟气、无组织挥发的烃类	作业污水、油田采出水	含油污泥、落地油、含油废防渗布	抽油机噪声	输油管线、场站火灾爆炸	清洗废水	废弃管道和设备、建筑垃圾、清罐底泥
环境空气	/	-S	/	/	/	-S	-L	/	-S	/	-SA	/	/
地表水	/	/	/	/	/	-SA	/	-SA	/	/	-SA	-S	/
地下水	/	/	-0SI	/	/	-1SD	/	-1LD	-0SI	/	-2SD	/	/
声环境	/	/	/	/	-S	/	/	/	/	-L	-SA	/	/
土壤	-L	/	-S	-S	/	-S	/	/	-S	/	-SA	/	/
生态环境	-L	-S	/	-S		-S	/	/	-S	/	-SA	/	/

注：表中“-”表示不利影响，数值大小表示影响程度

注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响

空白：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关

从上表可知本工程的主要环境影响表现在废水对地下水环境的影响，废水、固体废物对土壤环境的影响，施工占地对生态环境的影响，施工扬尘、运营期加热炉废气及无组织挥发的烃类对环境空气的影响，施工车辆及机械、抽油机对声环境的影响等方面。

2.4.3 评价因子筛选

经过对本工程产生污染物排放特点及施工区域周围环境情况进行分析后，确定本工程评价因子详见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境影响评价因子表

环境要素 / 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	SO_2、NO_X、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、挥发酚、铅、铬（六价）、汞、砷、石油类	/	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）
钻井工程、储层改造工程	施工期	SO_2、NOx、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、NOx、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域、重要生境及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。施工期生态影响评价因子筛选表见表2.4-3、运行期生态影响评价因子筛选表见表2.4-4。

表2.4-3 施工期生态影响评价因子筛选表

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

表2.4-4 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	物种组成、群	油井井下作业产生的直接生态影响	短期、可逆	弱

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
落	落结构等	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	/	/	/

2.5 环境功能区划及评价标准

2.5.1 环境功能区划

2.5.1.1 大气环境

本工程所在区域内无自然保护区、风景名胜区、沙化土地封禁保护区和其它需要特殊保护的地区，项目所在区域主要为居住区、商业交通居民混合区、文化区、一般工业区和农村地区，根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及 2018 年修改单的规定，本工程所在地环境空气属于二类功能区。

2.5.1.2 地下水环境

根据调查，评价区域地下水使用功能为农牧业灌溉用水及牧民饮用水，评价区域地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准级别，是以人体健康基准值为依据，主要适用于集中式生活饮用水水源及工农业用水。

2.5.1.3 声环境

本项目所在区域不在新巴尔虎左旗划定的声环境功能区内。本工程各作业区内农牧民居住区执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准，井场、扩建阀组间和依托站场执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。

2.5.2 环境质量标准

2.5.2.1 环境空气

评价区域环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准。

表 2.5-1 评价区域内各项污染物的浓度限值

污染物名称		TSP	PM_{10}	$PM_{2.5}$	SO_2	NO_2	CO	O_3
单位		μg/m³	μg/m³	μg/m³	μg/m³	μg/m³	mg/m³	μg/m³
GB3095-2012 二级浓度限值	年平均	200	70	35	60	40	-	
	24 小时平均	300	150	75	150	80	4	
	8 小时平均	-	-	-	-	-	-	160
	1 小时平均	-	-	-	500	200	10	200

环境空气中非甲烷总烃允许浓度参考执行《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃浓度限值。

表 2.5-2 大气污染物综合排放标准详解 单位：mg/m³

标准	污染物名称	最高允许浓度
《大气污染物综合排放标准详解》	非甲烷总烃	2.0

2.5.2.2 地下水

评价区域内地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）II类标准限值，标准值见表 2.5-3。

表 2.5-3 地下水质量标准

序号	项目	单位	标准限值	序号	污染因子	单位	标准限值
《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准							
1	钾离子	mg/L	---	16	氨氮	mg/L	≤0.5
2	钠离子	mg/L	≤200	17	总大肠菌群	MPNb/100mL	≤3
3	钙离子	mg/L	---	18	菌落总数	CFU/mL	≤100
4	镁离子	mg/L	---	19	亚硝酸盐氮	mg/L	≤1
5	碳酸根	mg/L	---	20	硝酸盐氮	mg/L	≤20
6	重碳酸根	mg/L	---	21	氰化物	mg/L	≤0.05
7	pH 值	无量纲	6.5-8.5	22	砷	mg/L	≤0.01
8	总硬度	mg/L	≤450	23	汞	mg/L	≤0.001
9	溶解性总固体	mg/L	≤1000	24	铅	mg/L	≤0.01
10	硫酸盐	mg/L	≤250	25	镉	mg/L	≤0.005

序号	项目	单位	标准限值	序号	污染因子	单位	标准限值
11	氯化物	mg/L	≤250	26	铬（六价）	mg/L	≤0.05
12	铁	mg/L	≤0.3	27	钡	mg/L	0.7
13	锰	mg/L	≤0.1	28	氟化物	mg/L	≤1.0
14	挥发性酚类	mg/L	≤0.002	29	硫化物	mg/L	0.02
15	耗氧量	mg/L	≤3	/	/	/	/
《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002) II 类标准限值							
30	石油类	mg/L	0.05	/	/	/	/

2.5.2.3 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，因此判定油井场、扩建阀组间和依托站场等声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类区标准，具体见表 2.5-4。

表 2.5-4 声环境质量标准 单位：dB（A）

项 目	昼 间	夜 间
《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准	60	50
《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准	55	45

2.5.2.4 土壤环境

本项目井场、场站等永久占地内土壤评价执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值标准，具体见表 2.5-5。

表 2.5-5 土壤环境执行标准 单位：mg/kg

序号	监测项目	筛选值	筛选值	标准名称
		第一类用地	第二类用地	
1	As	20	60	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）基本项目
2	Cd	20	65	
3	Cr（六价）	3.0	5.7	
4	Cu	2000	18000	
5	Pb	400	800	

序号	监测项目	筛选值	筛选值	标准名称
		第一类用地	第二类用地	
6	Hg	8	38	
7	Ni	150	900	
8	四氯化碳	0.9	2.8	
9	氯仿	0.3	0.9	
10	氯甲烷	12	37	
11	1,1-二氯乙烷	3	9	
12	1,2-二氯乙烷	0.52	5	
13	1,1-二氯乙烯	12	66	
14	顺-1,2-二氯乙烯	66	596	
15	反-1,2-二氯乙烯	10	54	
16	二氯甲烷	94	616	
17	1,2-二氯丙烷	1	5	
18	1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	
19	1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8	
20	四氯乙烯	11	53	
21	1,1,1-三氯乙烷	701	840	
22	1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	
23	三氯乙烯	0.7	2.8	
24	1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	
25	氯乙烯	0.12	0.43	
26	苯	1	4	
27	氯苯	68	270	
28	1,2-二氯苯	560	560	
29	1,4-二氯苯	5.6	20	
30	乙苯	7.2	28	
31	苯乙烯	1290	1290	
32	甲苯	1200	1200	
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	
34	邻二甲苯	222	640	
35	硝基苯	34	76	
36	苯胺	92	260	
37	2-氯酚	250	2256	
38	苯并［a］蒽	5.5	15	
39	苯并［a］芘	0.55	1.5	
40	苯并［b］荧蒽	5.5	15	
41	苯并［k］荧蒽	55	151	
42	䓛	490	1293	

序号	监测项目	筛选值	筛选值	标准名称
		第一类用地	第二类用地	
43	二苯并［a,h］蒽	0.55	1.5	
44	茚并［1,2,3-cd］芘	5.5	15	
45	萘	25	70	
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	826	4500	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）其他项目

本项目开发区域井场周边草地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 基本项目筛选值标准。具体标准详见表 2.5-6。

表 2.5-6 农用地土壤环境执行标准 单位：mg/kg

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

2.5.3 污染物排放标准

2.5.3.1 废气

（1）施工期

①项目施工期扬尘（颗粒物）执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值，见表 2.5-7；

表 2.5-7 废气排放标准 单位：mg/m^3

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

②钻井期柴油发电机燃烧废气排放标准执行《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）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测

量方法》（GB 36886-2018）表 1 中II类限值要求，具体见表 2.5-8~2.5-9。

表 2.5-8 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（max）（kW）	CO (g/kWh)	HC+ NOx (g/kWh)	PM (g/kW)
第三阶段	Pmax＞560	3.5	6.4	0.2
	130≤Pmax≤560	3.5	4.0	0.2
	75≤Pmax＜130	5.0	4.0	0.3
	37≤Pmax＜75	5.0	4.7	0.4
	Pmax＜37	5.5	7.5	0.6

表 2.5-9 排气烟度限值

阶段	额定净功率（P_{max}）/（kW）	光吸收系数/m^{-1}	林格曼黑度级数
II类	P_{max}＜19	2.00	1
	19≤P_{max}＜37	1.00	1
	P_{max}≥37	0.80	

（2）运营期

①井场及依托站场运行期厂界的 VOCs（以非甲烷总烃计）执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，依托场站厂区内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求，见表 2.5-10 及 2.5-11；

②本项目依托场站满足本项目开发需求，不进行改扩建，场站排放的 VOCs（以非甲烷总烃计）执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，见表 2.5-9。根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，乌东联现有储罐为事故罐或污水罐，无原油储罐，根据要求无需采取油罐烃蒸气回收措施和废气处理措施；苏一联站内现有 1 座 2000m^3 净化油储罐，用于储存处理后的净化油，为固定顶罐，根据对苏一联净化油储罐真实蒸汽压测定结果，真实蒸汽压约为 19.2kPa，小于 27.6kPa，因此无需采取油罐烃蒸气回收措施和废气处理措施。

③运营期依托场站加热炉燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用锅炉相关标准，具体见表 2.5-12。

表 2.5-10 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

标准		规定要求
《陆上石油天然气开采	5.2.2.1 要求	现有设计容积＞100m^3，物料真实蒸气压＞66.7kPa 的原油储罐需符合下列要求之一：①采用压力罐或低压罐。②采用固

标准		规定要求
工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）		定顶罐，采取油罐烃蒸气回收措施。③采取其他等效措施。 现有设计容积＞500m³，物料真实蒸气压≥27.6 但≤66.7kPa 的原油储罐需符合下列要求之一：①采用浮顶罐。外浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用双重密封，且一次密封采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；内浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式。②采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%。③采用气相平衡系统。④采取其他等效措施。
	5.2.3 要求	①固定顶罐罐体应保持完好。②储罐附件开口（孔），处采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。③应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求
	5.3 要求	①装载方式要求：挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200 mm。②油气集中处理站、天然气处理厂、储油库装载真实蒸气压≥27.6 kPa 的原油应符合下列规定之一：a）对装载排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%。b）采用气相平衡系统。
	5.4 要求	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。
	5.9 要求	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0 mg/m³。

表 2.5-11 场站非甲烷总烃排放浓度限值　　单位：mg/m³

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

表 2.5-12 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

2.5.3.2 废水

本工程产生的压滤水、油田采出水、作业污水依托乌东联合站及苏一联合站含油污水处理站处理达标后回注油层，根据油藏设计方案，本项目涉及区块空气渗透率为 0.023～0.037μm² 之间，处理后的水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”。

表 2.4-13 碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法控制标准

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

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

表 2.4-14 生活污水排放标准

监测项目	《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准限值	《农田灌溉水质标准》（GB5084-2021）旱作标准限值
pH	6-9	5.5-8.5
COD	100 mg/L	200 mg/L
BOD_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

2.5.3.3 噪声

项目施工期噪声排放执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），见表 2.5-15。

表 2.5-15 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

主要噪声源	噪声限值	
	昼间	夜间
建筑施工	70	55

运营期井场和依托场站噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，具体见表 2.5-16。

表 2.5-16 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼 间	夜 间
60	50

2.5.3.4 固体废物

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

（2）施工期管道敷设产生的废包装袋、废防渗布执行《一般工业固体废

物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中I类场标准。

（3）施工期废钻井液、岩屑、废射孔液经井场移动式泥浆不落地处理装置无害化处理后，产生的泥饼执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）标准要求和《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T7466-2020）标准要求。

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

2.6 评价等级

2.6.1 环境空气

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

由于本工程未新建锅炉，依托场站加热炉均满足相应的负荷状态下运行，且大气污染物总量在原申请总量范围内，故不对锅炉烟气进行预测；本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质排放，根据工程分析可知整个原油集输过程中非甲烷总烃挥发量为0.34t/a，主要排放位置有井场、转油站、联合站等位置，均以面源排放。

根据对伴生气的检测结果，硫化氢未检出（附件 9）；本项目均为独立井场，根据工程分析核算各区块单井井场非甲烷总烃排放情况，选取排放速率最大的乌 121-X103 井区单井井场作为预测面源（非甲烷总烃逸散速率为0.0017kg/h），污染物面源参数调查清单见表2.6-1。

表2.6-1 污染物面源参数调查清单

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度/m	与正北方向夹角/°	面源长度/m	面源宽度/m	面源有效排放高度/m	污染物排放速率（kg/h）
	经度	纬度						NMHC
乌121-X103井区单井井场	117.828073	48.57648	565	90	40	30	3	0.0017

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

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

（2）环境温度取值来源于呼伦贝尔市近 20 年气象数据统计。

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

（4）根据中国干湿度分布图判断，本地区属于中等湿润气候。根据 EIA2018 大气预测软件的 DEM 地形文件，地形数据分辨率 90m。估算模型具体参数见下表 2.6-2。

表 2.6-2 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/℃		41.6
最低环境温度/℃		-40.8
土地利用类型		草地
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率 / m	90
是否考虑岸线熏烟		否

根据 AERSCREEN 估算模式预测，本项目最大地面浓度占标率计算结果见表 2.6-3。

表 2.6-3 主要污染物最大地面浓度占标率计算结果

污染源	预测因子	最大落地浓度（μg/m³）	最大浓度占标率（%）
乌 121-X103 井区单井井场	非甲烷总烃	5.8405	0.29

《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中评价等级的划分原则见表 2.6-4。计算结果可以看出，本项目单个井场非甲烷总烃最大地面占标率 P_{max}=0.29%，P_{max}＜1%，评价等级为三级。

表 2.6-4 评价等级判别表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	P_{max}≥10%

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

2.6.2 地表水

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

本项目为水污染影响型建设项目，其分级是根据排放方式和废水排放量划定排放等级。直接排放建设项目评价等级分为一级、二级和三级 A，根据废水排放量、水污染物污染当量数确定；间接排放建设项目评价等级为三级 B。地表水环境评价等级判据见表 2.6-5。

表 2.6-5 地表水环境影响评价分级判据

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

注 10：建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价。

本项目钻井工程施工生活污水排入移动厕所，施工结束后统一送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；地面工程施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设营地，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。

本项目苏 29-45-4 井区、苏 102-X2 区块经井场移动式泥浆不落地处理装置处理后的压滤水由罐车拉运至苏一联含油污水处理站处理后回注，不外排；压裂液统一收集至德二联合站压裂返排液站集中预处理后，再进入德二联污水处理站深度处理，达标后回注地下。

本项目乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区试压废水、油水井作业污水、油田采出水经乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排；苏 102-X2 区块、苏 29-45-4 井区试压废水、油水井作业污水、油田采出水经苏一联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排。

以上废水均不外排，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。

2.6.3 地下水

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ6102016）要求，结合建设项目的性质所属的地下水环境影响评价项目类别和建设项目的地下水环境敏感程度，综合判定本项目地下水环境影响评价工作等级，并按所划定的工作等级开展评价工作，本建设项目涉及乌尔逊油田和苏仁诺尔油田，各油田分别判定评价等级。

2.6.3.1 地下水环境影响评价行业分类

依据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程，按照 I 类建设项目开展地下水环境影响评价。常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采井场、站场（含净化厂）等工程，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。同时根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 A，建设项目地下水环境影响评价行业分类

见表 2.6-6。

表 2.6-6 地下水环境影响评价行业分类表

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

2.6.3.2 地下水环境敏感程度

建设项目场地的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2.6-7。

表 2.6-7 地下水环境敏感程度分级

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

根据现场调查，本次新建的建设项目场地周围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，但存在牧民用水井和作业区供水水源井。根据现场调查访问，井区周边牧民用水井用于牲畜饮用，目前牧民生活用水均由作业区水源井供饮用水，同时也供作业区员工生活饮用。

本项目涉及作业区共有 15 口供饮用的水源井，其中苏仁诺尔油田区设有 5 口，乌尔逊油田区设有 10 口，详见表 2.6-8。水源井均未划定保护区和准保护区，供水规模为 4000m^3～6000m^3/d，属于中小型分散式饮用水源井。

表 2.6-8 地下水水源井清单

序号	油田	水源井编号	相对井场/站场方位及最近距离			规模
			区块	位置关系	上下游关系	
1	苏仁诺	2#	苏 102-X2 区块	苏 12-27 东南侧 450m	承压水流向上游	承压水井，井深约 180m，供本作业区油田
2		3#		苏 12-27 东南侧 1171m		
3		新 1#		苏 12-27 东南侧 1074m		

序号	油田	水源井编号	相对井场/站场方位及最近距离			规模
			区块	位置关系	上下游关系	
4	苏仁诺尔油田	4#		苏 12-27 东南侧 1136m		生产、作业区人员及周边牧民饮用
5		5#		苏 12-27 东南侧 1239m		
6	乌尔逊油田	1#	乌 121-X103 井区	乌 129-91 西北侧 4640m	承压水流向下游	承压水井，井深约 180m，供本作业区油田生产、作业区人员及周边牧民饮用
7		2#		乌 129-91 西北侧 4465m		
8		3#		乌 129-91 西北侧 4262m		
9		4#		乌 129-91 西北侧 4026m		
10		5#		乌 129-91 西北侧 3808m		
11		6#		乌 129-91 西北侧 4257m		
12		7#		乌 129-91 西北侧 3977m		
13		8#		乌 129-91 西北侧 3717m		
14		9#		乌 129-91 西北侧 3455m		
15		10#		乌 129-91 西北侧 3206m		

注：苏仁诺尔油田、乌尔逊油田水源井均采用相同的输送管道，一同进入场站处理，生活饮用水增加一级深度处理。

苏仁诺尔油田区 5 口用水水源井位于本项目苏 102-X2 区块承压水上游流向处，在距离最近的苏 12-27 井东南侧 450m 处；乌尔逊油田区用水水源井位于乌 121-X103 井区承压水下游流向处，在距离最近乌 129-91 井的西北侧3206m 处，在乌 27 井区的乌 176-77 井西南侧 4481m 处，见图 2.6-1。



图 2.6-1 苏仁诺尔油田饮用水源井与井区、井站的位置关系图

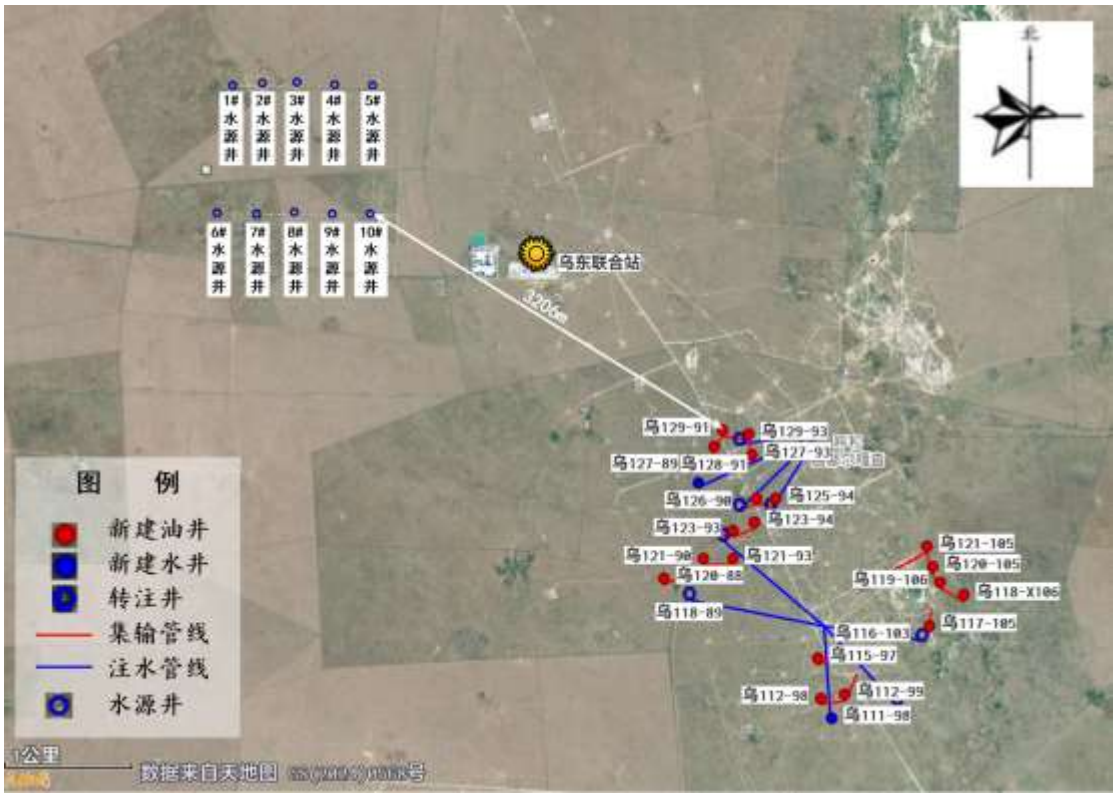


图 2.6-2 乌尔逊油田饮用水源井与井区、井站的位置关系图

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：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α—变化系数，α≥1，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数，取 6575 天；

n_e—有效孔隙度，无量纲。

根据《内蒙古自治区新巴尔虎左旗地下水资源勘查与区划报告》中确定的碎屑岩类潜水含水层及湖积层潜水含水层平均渗透系数 $K_{潜}$=1.55m/d，潜水平均水力坡度 $I_{潜}$=0.0005，有效孔隙度 $n_{e潜}$=0.08；碎屑岩类承压含水层渗透系数 $K_{承压}$=1.25m/d，承压水平均水力坡度 $I_{承压}$=0.0004，有效孔隙度 $n_{e承压}$=0.07。由以上参数及公式计算潜水下游迁移距离为 127m，承压水迁移距离为 94m。

根据现场调查，评价区范围内虽零星分布牧民水井，但水井均不做饮用使用。苏仁诺尔油田 5 口水源井距离本项目最近井位苏 12-27 井 450m，位于潜水和承压水迁移距离之外，但考虑 5 口水源井位于本项目地下水评价范围内，且距离建设集输管线较近，因此其地下水环境敏感程度判定为“较敏感”；乌尔逊油田 10 口水源井距离本项目最近井位乌 129-91 井 3206m，位于潜水和承压水迁移距离之外，且位于本项目地下水评价范围之外，因此其地下水环境敏感程度判定为“不敏感”。

2.6.3.3 评价等级判别

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.6-9。

表 2.6-9 工作等级判定表

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

根据以上建设项目的分析识别：苏仁诺尔油田区块开采井场、站场等工程属于地下水环境“敏感区”的“I类”建设项目，根据上表评价其地下水环境影响评价等级为“一级”，油类和废水等输送管道属于地下水环境“敏感区”的“II类”建设项目，其地下水环境影响评价等级为“二级”；乌尔逊油田区块开采井场、站场等工程属于地下水环境“不感区”的“I类”建设项目，根据上表评价其地下水环境影响评价等级为“二级”，油类和废水等输送管道属于地下水环境“不感区”的“II类”建设项目，其地下水环境影响评价等级为“三级”。

考虑区块的分布，综合判定苏仁诺尔油田区域地下水环境影响评价等级为一级，乌尔逊油田区域地下水环境影响评价等级为二级。

判定结果见表 2.6-10。

表 2.6-10 地下水环境影响评价等级判定结果表

序号	油田区	建设工程	项目类别	环境敏感程度	地下水环境影响评价等级	综合判定等级
1	苏仁诺尔油田	井场、站场	I类	敏感区	一级	一级
		油类和废水等输送管道	II类	敏感区	二级	
2	乌尔逊油田	井场、站场	I类	不感区	二级	二级
		油类和废水等输送管道	II类	不感区	三级	

2.6.4 声环境

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

本工程所处的声环境功能区为 GB3096 规定的 1 类、2 类地区，主要噪声源分为施工期重型车辆沿途产生的噪声、焊接管线产生的噪声，噪声源的种类及数量较少，施工期较短，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，因此声环境评价等级为二级。

2.6.5 土壤环境

2.6.5.1 土壤环境影响评价项目类别

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A，建设项目属于“金属矿、石油、页岩油开采”项目，土壤环境影响评价项目类别为I类，土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作；非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作；非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作。根据本次土壤环境监测数据，pH 为 7.24~8.32、土壤含盐量为 0.7~0.9g/kg，可以判定本项目所在区域属于非土壤

盐化、酸化和碱化地区。因此，本项目按照土壤污染影响型开展评价工作。

依据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程，按照 I 类建设项目开展土壤环境影响评价。常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采（含天然气净化厂）站场等工程，油类和废水等输送管道，按照II类建设项目开展土壤环境影响评价。

2.6.5.2 环境影响类型和途径

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

本项目土壤环境影响类型与影响途径见表 2.6-11。

表 2.6-11 本项目土壤影响类型与影响途径表

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

根据上表可知，本项目属于污染型影响建设项目，土壤环境影响源及影响因子识别见表 2.6-12。

表 2.6-12 本项目土壤环境影响源及影响因子识别表

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

2.6.5.3 污染影响型评价等级判定

土壤污染影响型环境敏感程度分级判据见表 2.6-13。

表 2.6-13 污染影响型敏感程度分级表

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

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

项目土壤污染影响型评价工作等级划分依据见表 2.6-13。按照土壤污染影响型，项目井场、站场等工程，按照 I 类建设项目，敏感程度为敏感，评价等级为一级；油类和废水等输送管道，按照II类建设项目，敏感程度为敏感，占地面积属于“中型”规模，评价等级为二级。

考虑区块的分布，综合判定本项目土壤污染影响型评价等级为一级。

表 2.6-14 污染影响型评价工作等级划分表

占地规模 / 敏感程度	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

2.6.6 生态环境

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中规定的评价工作等级划分依据见表 2.6-15。

表 2.6-15 生态影响评价工作等级划分

序号	评价等级原则	建设项目情况
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时评价等级为一级	不涉及
b	涉及自然公园时，评价等级为二级	不涉及
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	不涉及
d	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	不属于
e	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价不低于二级	建设项目对地下水水位无影响；土壤影响范围以石油烃最大落地浓度计，根据估算模式预测结果，无组织排放非甲烷总烃（石油烃）最大落地浓度范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标
f	当工程占地规模大于 20km^2 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围内以新增占地（包括陆域和水域）确定	21.2hm^2＜20km^2
g	除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级	不符合
h	当评价等级判定同时符合上述多重情况时，应采用其中最高的评价等级。	无上述情况

建设项目不存在评价等级原则所述情况，因此建设项目生态环境影响评价

等级确定为三级。

2.6.7 环境风险

2.6.7.1 风险潜势初判

（1）施工期

本次评价施工期主要将井场柴油罐、钻井液材料房划分为危险单元。本项目将500m范围内井场划分为一个环境风险单元，选择其中柴油储罐最多的风险单元，每座井场设置柴油罐2座（单个容积30m^3），柴油密度0.835g/cm^3。因此，施工期一个环境风险单元柴油最大储量为150.3t。

（2）运行期

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

本项目运营期主要将集输管道化为危险单元，涉及的物质主要为原油和石油气（天然气），根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录C中要求，对于长输管线项目，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。本工程乌99-94井区新建集油管道中，原油存在量最大且位于2个截断阀之间的管线为乌99-96井至集油干线节点段，长度0.31km，规格为φ50×3mm，区块原油综合含水最小为8%，则集油管线最大储油量为$\pi(50/2/1000)^2\times0.31\times1000\times0.92=0.56m^3$，原油密度以0.844t/$m^3$计算，则该段管线原油最大存在量为0.47t；该区块气油比约13.54m^3/t，天然气密度按0.72kg/m^3计算，则天然气的最大存在量为0.0046t。

乌27井区新建集油管道中，原油存在量最大且位于2个截断阀之间的管线长度为0.48km，规格φ50×3mm，区块原油综合含水最小为41.9%，则该段管线最大储油量为$\pi(50/2/1000)^2\times0.48\times1000\times0.581=0.55m^3$，原油密度以0.843t/$m^3$计算，则管线原油最大存在量为0.46t；该区块气油比约13.53m^3/t，天然气密度按0.72kg/m^3计算，则天然气的最大存在量为0.0045t。

乌121-X103井区新建集油管道中，原油存在量最大且位于2个截断阀之间的管线为乌121-93井至乌120-88井段，长度0.3km，规格φ50×3mm，区块原油综合含水最小为32.1%，则集油管线最大储油量为$\pi(50/2/1000)^2\times0.3\times1000\times0.679=0.4m^3$，原油密度以0.86t/$m^3$计算，则管线原油

最大存在量为 0.344t；该区块气油比约 20.22m^3/t，天然气密度按 0.72kg/m^3 计算，则天然气的最大存在量为 0.005t。

苏 102-X2 区块集油管道中，原油存在量最大且位于 2 个截断阀之间的管线为苏 09-23 井至苏 08-22 井段，长度 0.95km，规格 φ50×3，区块原油综合含水最小为 17.8%，则集油管线最大储油量为 $\pi(50/2/1000)^2\times0.95\times1000\times0.822=1.53m^3$，原油密度以 0.85t/$m^3$ 计算，则管线原油最大存在量为 1.3t；该区块气油比约 15.95m^3/t，天然气密度按 0.72kg/m^3 计算，则天然气的最大存在量为 0.015t。

苏 29-45-4 井区集油管道中，原油存在量最大且位于 2 个截断阀之间的管线长度 0.3km，规格 φ50×3，区块原油综合含水最小为 30%，则集油管线最大储油量为 $\pi(50/2/1000)^2\times0.3\times1000\times0.7=0.41m^3$，原油密度以 0.84t/$m^3$ 计算，则管线原油最大存在量为 0.344t；该区块气油比约 15.95m^3/t，天然气密度按 0.72kg/m^3 计算，则天然气的最大存在量为 0.004t。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的突发环境事件风险物质及临界量表见表 2.6-16。

表 2.6-16 突发环境事件风险物质及临界量

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

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

$$Q=q1/Q1+q2/Q2+...qn/Qn$$

式中：q1，q2，…，qn——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1，Q2，…，Qn——每种危险物质的临界量，t；

项目所涉及的危险物质数量与临界量的比值计算结果及环境风险潜势判定见表 2.6-17。

表 2.6-17 危险物质数量与临界量的比值（Q）确定情况

序号	井区	危险物质	CAS 号	最大存在总量（t）	临界量（t）	物质 Q 值 qn/Qn
1	施工井场	柴油	/	150.3	2500	0.06
2	乌 99-94 井区	原油（石油）	/	0.47	2500	0.00019

序号	井区	危险物质	CAS 号	最大存在总量（t）	临界量（t）	物质 Q 值 qn/Qn
3	乌 27 井区	原油（石油）	/	0.46	2500	0.00018
4	乌 121-X103 井区	原油（石油）	/	0.344	2500	0.00014
5	苏 102-X2 区块	原油（石油）	/	1.3	2500	0.00052
6	苏 29-45-4 井区	原油（石油）	/	0.344	2500	0.00014
7	乌 99-94 井区	天然气（甲烷）	74-82-8	0.0046	10	0.00046
8	乌 27 井区	天然气（甲烷）	74-82-8	0.0045	10	0.00045
9	乌 121-X103 井区	天然气（甲烷）	74-82-8	0.005	10	0.0005
10	苏 102-X2 区块	天然气（甲烷）	74-82-8	0.015	10	0.0015
11	苏 29-45-4 井区	天然气（甲烷）	74-82-8	0.004	10	0.0004

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中评价等级的判定方法（见表 2.6-19），本项目 Q＜1，环境风险潜势为I。

2.6.7.2 评价等级判定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中评价等级的判定方法见下表，本项目风险潜势为I，确定本工程风险评价等级为简单分析。

表 2.6-18 风险评价工作级别表

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

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

2.7 评价范围

2.7.1 环境空气

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

2.7.2 地表水

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

2.7.3 地下水

本建设项目位于海拉尔坳陷盆地的波状高平原，地势开阔，地形平缓略起

伏、冲沟不发育，无明显的地下水系统边界，水文地质条件相对简单，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）应采用公式计算法确定其评价区范围。

公式计算法计算公式为：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α—变化系数，α≥1，一般取2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数，取5000天；

n_e—有效孔隙度，无量纲。

根据《内蒙古自治区新巴尔虎左旗地下水资源勘查与区划报告》中确定的碎屑岩类潜水含水层及湖积层潜水含水层平均渗透系数 $K_{潜}$=1.55m/d，潜水平均水力坡度 $I_{潜}$=0.0005，有效孔隙度 $n_{e\,潜}$=0.08；碎屑岩类承压含水层渗透系数 $K_{承压}$=1.25m/d，承压水平均水力坡度 $I_{承压}$=0.0004，有效孔隙度 $n_{e\,承压}$=0.07。由以上参数及公式计算的潜水下游迁移距离为 96.78m，承压水的迁移距离为71.43m。由此圈定的各油田区的范围内不包括与建设项目相关的地下水保护目标，不符合地下水环境影响评价的目的，进一步参照井场所在地流场、水文地质条件按照自定义的方法来确定本次地下水环境调查评价区范围，尽可能包括与建设项目相关的地下水保护目标。

本次建设项目的苏仁诺尔油田区与乌尔逊油田区两个油田场地包括5个不同区块，该区域承压水补径排条件差异很小，而潜水水位埋深和径流条件存在差异，在地下水环境监测区划分中主要遵循场地的潜水水文地质特征和流场来确定。虽在大的区域上同属于波状高平原的松散岩与碎屑岩类混合潜水水文地质单元，但因井区块位置的不同，局部又处于波状高平原的不同地下水径流带上，因此，根据5个不同区块所处潜水径流带位置的不同，将5个不同区块划分为3个地下水环境评价区（见图2.8-1），划分结果如下：

最北部的苏仁诺尔油田区的苏 102-X2 区块、海参 4 区块苏 29-45-4 井区距离相对较近，且属于同一径流带上，将二者归在一起作为一个地下水环境评

价区：西南侧上游以潜水的 563.5m 水位标高线为边界，北东侧下游以潜水的 557m 水位标高线为边界，南东、北西两侧分别外扩 2.92、3.09km，以平行地下水流向的零通量边界为界，圈定苏仁诺尔油田区地下水调查评价区范围面积为 75.38km^2。

最南部的乌尔逊油田区的乌 121-X103、乌 99-94 井区距离较近，属于同一径流区，二者归在一起划分为一个地下水环境评价区：南侧上游以潜水的 577m 水位标高线为边界，北侧下游以潜水的 575.5m 水位标高线为边界，东、西两侧分别以外扩 2.09km、2.34km 平行地下水流向的零通量边界为界，圈定的乌尔逊油田区 121、99 井区地下水调查评价区范围面积为 67.53km^2。

中部的乌尔逊油田区的乌 27 断块乌 27 井区与其他井区块最近距离 4.86km，相对独立，将其单独划分为一个地下水环境评价区:西南侧上游以潜水的 576m 水位标高线为边界，北东侧下游以潜水的 574.8m 水位标高线为边界，北西侧以外扩 1.40km 平行地下水流向的零通量边界为界，东南侧尽可能利用本次地下水环境监测井且验证与相邻评价区的地下水补径排关系，外扩范围适当增大，以东南侧 6.02km 平行地下水流向的零通量边界为界，以此圈定乌尔逊油田区乌 27 断块区地下水调查评价区范围面积为 75.06km^2。

由以上方式确定的地下水调查评价区范围内已尽可能包含了建设项目可能影响到的地下水环境的敏感目标。回注井回注层岩性以粉砂岩、粗砂－砂砾岩砂质砾岩等，埋深大于 1350m，平均孔隙度小于浅部的潜水与承压水含水层，与浅部间地层为大厚段泥岩，回注层封闭性较好，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，因此，同时本次确定的调查评价区范围也包含了回注水可能影响的范围。

2.7.4 声环境

根据评价工作等级要求，声环境影响评价范围为井场边界向外 200m 范围内声环境，管道、道路中心线两侧各 200m 范围内的声环境。

2.7.5 土壤环境

本项目为油田产能建设工程，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“表 5 现状调查范围”，按照污染影响型一级评价，井场土壤调查范围为井场外延 1km 范围内；新建油水管道以工程边界两侧向

外延伸 200m 范围内。

2.7.6 生态环境

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），生态评价范围为项目井场以场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围。但考虑本项目所在区域的地形、地理特征，本项目生态评价范围为井场边界外扩 1km 范围内的生态环境，新建油水管道和道路中心线两侧各 300m 的生态环境。

2.7.7 环境风险

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

2.7.8 评价范围汇总

各环境要素评价范围详见表 2.7-1。

表 2.7-1 评价范围表

项目	评价等级		评价范围
环境空气	三级		本项目区块边界外扩 2.5km 及管线两侧 200m 组成的包络线范围
声环境	二级		井场边界向外 200m 范围内，管道、道路中心线两侧各 200m 范围内
地表水	三级 B		/
地下水	一级	苏仁诺尔油田评价区	西南侧上游以潜水的 563.5m 水位标高线为边界，北东侧下游以潜水的 557m 水位标高线为边界，南东、北西两侧分别外扩 2.92、3.09km，以平行地下水流向的零通量边界为界，面积为 75.38km^2。
	二级	乌尔逊油田乌 121、99 井区评价区	南侧上游以潜水的 577m 水位标高线为边界，北侧下游以潜水的 575.5m 水位标高线为边界，东、西两侧分别以外扩 2.09km、2.34km 平行地下水流向的零通量边界为界，面积为 67.53km^2。
		乌尔逊油田乌 27 断块区评价区	西南侧上游以潜水的 576m 水位标高线为边界，北东侧下游以潜水的 574.8m 水位标高线为边界，北西侧以外扩 1.40km 平行地下水流向的零通量边界为界，东南侧以外扩 6.02km 平行地下水流向的零通量边界为界，面积为 75.06km^2。
土壤	污染影响型一级		井场外延 1km 范围内、管道边界两侧向外延伸 200m 范围内

项目	评价等级	评价范围
生态	三级	井场边界外扩 1km、管道和道路中心线两侧各 300m 组成的包络线范围
环境风险	简单分析	以场站、井场为中心，自厂界外延边长为 3km 的范围

2.8 环境保护目标

根据调查，本项目施工区域内无自然保护区、风景名胜区、文物古迹和饮用水水源保护区分布，不在生态红线范围内。项目各环境要素保护目标见表 2.8-1，大气环境保护目标见表 2.8-2，环境风险保护目标见表 2.8-3。

声环境评价范围、生态环境、土壤环境、地下水环境、大气环境、环境风险评价范围见图 2.8-1~图 2.8-2。

表 2.8-1 各环境因素保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	保护内容	保护标准及保护级别
地下水环境	2#水源井	苏 12-27 东南侧 450m	承压水井，井深约 180m，供本作业区油田生产、作业区人员及周边牧民饮用，供水人数约 500 人。	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类
	3#水源井	苏 12-27 东南侧 1171m		
	新 1#水源井	苏 12-27 东南侧 1074m		
	4#水源井	苏 12-27 东南侧 1136m		
	5#水源井	苏 12-27 东南侧 1239m		
	评价区范围内松散岩类孔隙潜水与碎屑岩类裂隙孔隙水承压水含水层			
声环境	19#牧民散户	乌 99-93 西南侧，180m 集输管线西侧 60m	牧民	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准
	17#牧民萨其茹拉家（2）	苏 03-28 西南侧，160m 集输管线北侧 60m	牧民	
	22#牧民散户	集输管线南侧 50m	牧民	
土壤环境	井场等永久占地范围内土壤			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值
	井场边界外延 1km 范围内的土壤环境，集输管线两侧 200m 范围内土壤环境，主要为草地			《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值
生态	井场周边草地	井场边界外扩 1000m 区域范围		土壤满足《土壤环境质量 建设用

环境要素	保护目标	最近方位及距离	保护内容	保护标准及保护级别
环境	生态系统，井场周边土壤、自然植被、动物等	内、集输管线和道路两侧300m范围内草地		地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中筛选值要求，控制水土流失
	基本草原	新增永久占地3.02hm^2，临时占地18.18hm^2		临时占用草地施工结束后恢复其原貌并播撒草籽，永久占用草地按照规定进行经济补偿

表 2.8-2 大气主要环境保护目标表

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	所在区块	相对方位及距离
	经度	纬度					
1#牧民乌木吉勒家	117.8591932	48.20295609	居民	1 户，3 人	二类	乌 121-X103 井区	乌 112-102 东南侧，980m
2#牧民础鲁家	117.8343645	48.20762006	居民	1 户，3 人	二类		乌 112-98 西南侧，590m
3#牧民敖其巴特尔家（1）	117.8104345	48.21993371	居民	1 户，3 人	二类		乌 120-88 西北侧，1100m
4#牧民额资乐家	117.8450704	48.22723983	居民	1 户，3 人	二类		乌 125-94 东北侧，790m
5#牧民敖其巴特尔家（2）	117.8176005	48.2302421	居民	1 户，3 人	二类		乌 128-91 西北侧，930m
6#牧民敖其巴特尔家（3）	117.8131862	48.23786868	居民	1 户，3 人	二类		乌 128-91 西北侧，1750m
27#牧民散户	117.8720489	48.23546807	居民	1 户，3 人	二类		乌 121-105 东北侧，2135m
28#牧民图日布家	117.8718585	48.23592006	居民	1 户，3 人	二类		乌 121-105 东北侧，2168m
30#牧民特古斯家	117.7914159	48.20119464	居民	1 户，3 人	二类		乌 120-88 西南侧，3086m
31#牧民萨木苏荣家	117.8245229	48.24954051	居民	1 户，3 人	二类		乌 129-91 西北侧，2419m
32#牧民萨木苏荣家	117.8128338	48.25016919	居民	1 户，3 人	二类		乌 129-91 西北侧，2741m
35#牧民特木尔家	117.8066052	48.2103732	居民	1 户，3 人	二类		乌 120-88 西南侧，1629m
7#牧民特木其勒家（1）	117.7965926	48.29774015	居民	1 户，3 人	二类	乌 27 井区	乌 179-75 西北侧，230m
8#牧民特木其勒家（2）	117.798658	48.29884985	居民	1 户，3 人	二类		乌 179-75 东北侧，370m
29#牧民散户	117.7947825	48.31662692	居民	1 户，3 人	二类		乌 179-75 北侧，2339m
33#牧民散户	117.7764309	48.26764785	居民	1 户，3 人	二类		乌 176-77 西南侧，3246m
34#牧民散户	117.8051519	48.32195279	居民	1 户，3 人	二类		乌 179-75 北侧，2989m
9#牧民那日格乐家	117.8454998	48.56712469	居民	1 户，3 人	二类	苏 29-45-4 井区	苏 33-45 东南侧，1600m
10#牧民散户	117.8532477	48.57043196	居民	1 户，3 人	二类		苏 33-45 东南侧，1950m
11#牧民散户	117.7913851	48.57739543	居民	1 户，3 人	二类		苏 33-43 西侧，2450m
12#牧民党柱家	117.7982629	48.58533536	居民	1 户，3 人	二类		苏 33-43 西北侧，2100m

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	所在区块	相对方位及距离
	经度	纬度					
13#牧民刚田力格家	117.8374228	48.58962571	居民	1 户，3 人	二类		苏 33-43 东北侧，1550m
14#牧民王亮家	117.8382833	48.5928632	居民	1 户，3 人	二类		苏 33-43 东北侧，1900m
20#牧民散户	117.8474343	48.55407182	居民	1 户，3 人	二类		苏 33-45 东南侧，2875m
26#牧民散户	117.8390336	48.55175666	居民	1 户，3 人	二类		苏 33-45 东南侧，2790m
15#牧民吉乐木吐家	117.8114798	48.59854727	居民	1 户，3 人	二类	苏 102-X2 区块	苏 12-27 西南侧，1850m
16#牧民萨其茹拉家（1）	117.8370966	48.60675315	居民	1 户，3 人	二类		苏 12-27 东南侧，420m
17#牧民萨其茹拉家（2）	117.8393557	48.61319822	居民	1 户，3 人	二类		苏 03-28 西南侧，160m
18#牧民始成家	117.864171	48.61042963	居民	1 户，3 人	二类		苏 03-28 东南侧，1600m
21#牧民散户	117.7946591	48.62793082	居民	1 户，3 人	二类		苏 08-22 西北侧，3269m
22#牧民散户	117.843647	48.60806451	居民	1 户，3 人	二类		苏 03-28 南侧，602m
23#牧民白石成家	117.8790102	48.61227664	居民	1 户，3 人	二类		苏 03-28 东侧，2732m
24#牧民散户	117.8027487	48.6311643	居民	1 户，3 人	二类		苏 08-22 西北侧，3023m
25#牧民散户	117.8715742	48.61090911	居民	1 户，3 人	二类		苏 03-28 东侧，2201m
19#牧民散户	117.8343397	48.19447913	居民	1 户，3 人	二类	乌 99-94 井区	乌 99-93 西南侧，180m

注：标有括号指同一牧民家不同地点。

表 2.8-3 环境风险主要保护目标表

类别	环境敏感特征					
环境空气	拟建井场 3.0km 及新建管线两侧外扩 200m 范围					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离	属性	人口数
	1	1#牧民乌木吉勒家	乌 112-102 东南侧	980m	居民	3 人
	2	2#牧民础鲁家	乌 112-98 西南侧	590m	居民	3 人
	3	3#牧民敖其巴特尔家（1）	乌 120-88 西北侧	1100m	居民	3 人

类别	环境敏感特征					
	4	4#牧民额资乐家	乌125-94东北侧	790m	居民	3人
	5	5#牧民敖其巴特尔家（2）	乌128-91西北侧	930m	居民	3人
	6	6#牧民敖其巴特尔家（3）	乌128-91西北侧	1750m	居民	3人
	7	27#牧民散户	乌121-105东北侧	2135m	居民	3人
	8	28#牧民图日布家	乌121-105东北侧	2168m	居民	3人
	9	30#牧民特古斯家	乌120-88西南侧	3086m	居民	3人
	10	31#牧民萨木苏荣家	乌129-91西北侧	2419m	居民	3人
	11	32#牧民萨木苏荣家	乌129-91西北侧	2741m	居民	3人
	12	35#牧民特木尔家	乌120-88西南侧	1629m	居民	3人
	13	7#牧民特木其勒家（1）	乌179-75西北侧	230m	居民	3人
	14	8#牧民特木其勒家（2）	乌179-75东北侧	370m	居民	3人
	15	29#牧民散户	乌179-75北侧	2339m	居民	3人
	16	33#牧民散户	乌176-77西南侧	3246m	居民	3人
	17	34#牧民散户	乌179-75北侧	2989m	居民	3人
	18	9#牧民那日格乐家	苏33-45东南侧	1600m	居民	3人
	19	10#牧民散户	苏33-45东南侧	1950m	居民	3人
	20	11#牧民散户	苏33-43西侧	2450m	居民	3人
	21	12#牧民党柱家	苏33-43西北侧	2100m	居民	3人
	22	13#牧民刚田力格家	苏33-43东北侧	1550m	居民	3人
	23	14#牧民王亮家	苏33-43东北侧	1900m	居民	3人
	24	20#牧民散户	苏33-45东南侧	2875m	居民	3人
	25	26#牧民散户	苏33-45东南侧	2790m	居民	3人
	26	15#牧民吉乐木吐家	苏12-27西南侧	1850m	居民	3人
	27	16#牧民萨其茹拉家（1）	苏12-27东南侧	420m	居民	3人

类别	环境敏感特征					
	28	17#牧民萨其茹拉家（2）	苏 03-28 西南侧	160m	居民	3 人
	29	18#牧民始成家	苏 03-28 东南侧	1600m	居民	3 人
	30	21#牧民散户	苏 08-22 西北侧	3269m	居民	3 人
	31	22#牧民散户	苏 03-28 南侧	602m	居民	3 人
	32	23#牧民白石成家	苏 03-28 东侧	2732m	居民	3 人
	33	24#牧民散户	苏 08-22 西北侧	3023m	居民	3 人
	34	25#牧民散户	苏 03-28 东侧	2201m	居民	3 人
	35	19#牧民散户	乌 99-93 西南侧	180m	居民	3 人
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					15 人
	厂址周边 2.5km 范围内人口数小计					78 人
	每公里管段人口数（最大）					0 人
	大气环境敏感程度 E 值					E3
地下水	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	相对位置及距离
	1	2#水源井	G3	III 类	D3	苏 102-X2 区块苏 12-27 东南侧 450m
	2	3#水源井				苏 102-X2 区块苏 12-27 东南侧 1171m
	3	新 1#水源井				苏 102-X2 区块苏 12-27 东南侧 1074m
	4	4#水源井				苏 102-X2 区块苏 12-27 东南侧 1136m
	5	5#水源井				苏 102-X2 区块苏 12-27 东南侧 1239m
	6	评价区范围内松散岩类孔隙潜水与碎屑岩类裂隙孔隙水承压水含水层				/
	地下水环境敏感程度 E 值					E3

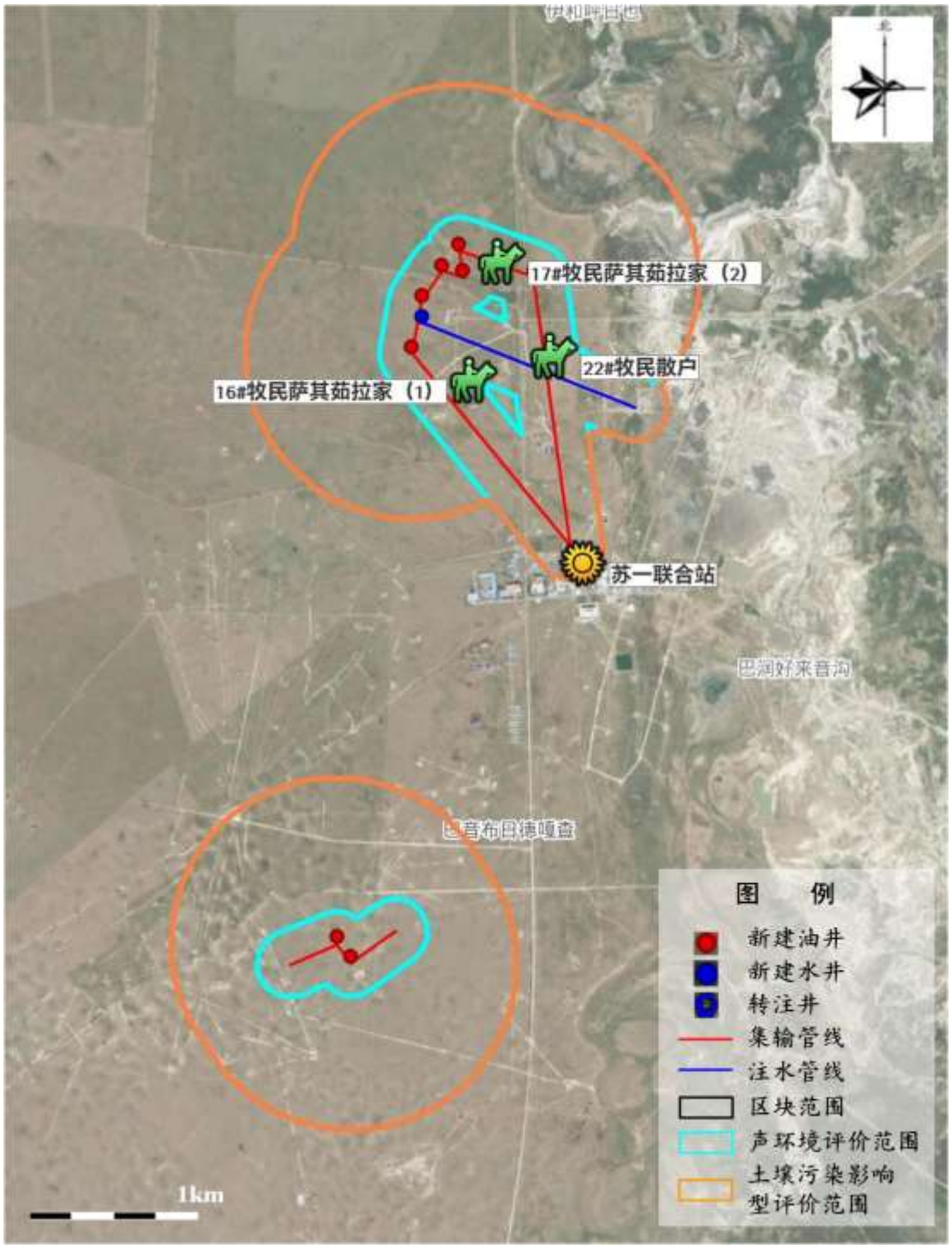


图 2.8-1（1） 声环境、土壤环境评价范围及保护目标分布图（苏 29-45-4 井区、苏 102-X2 区块）

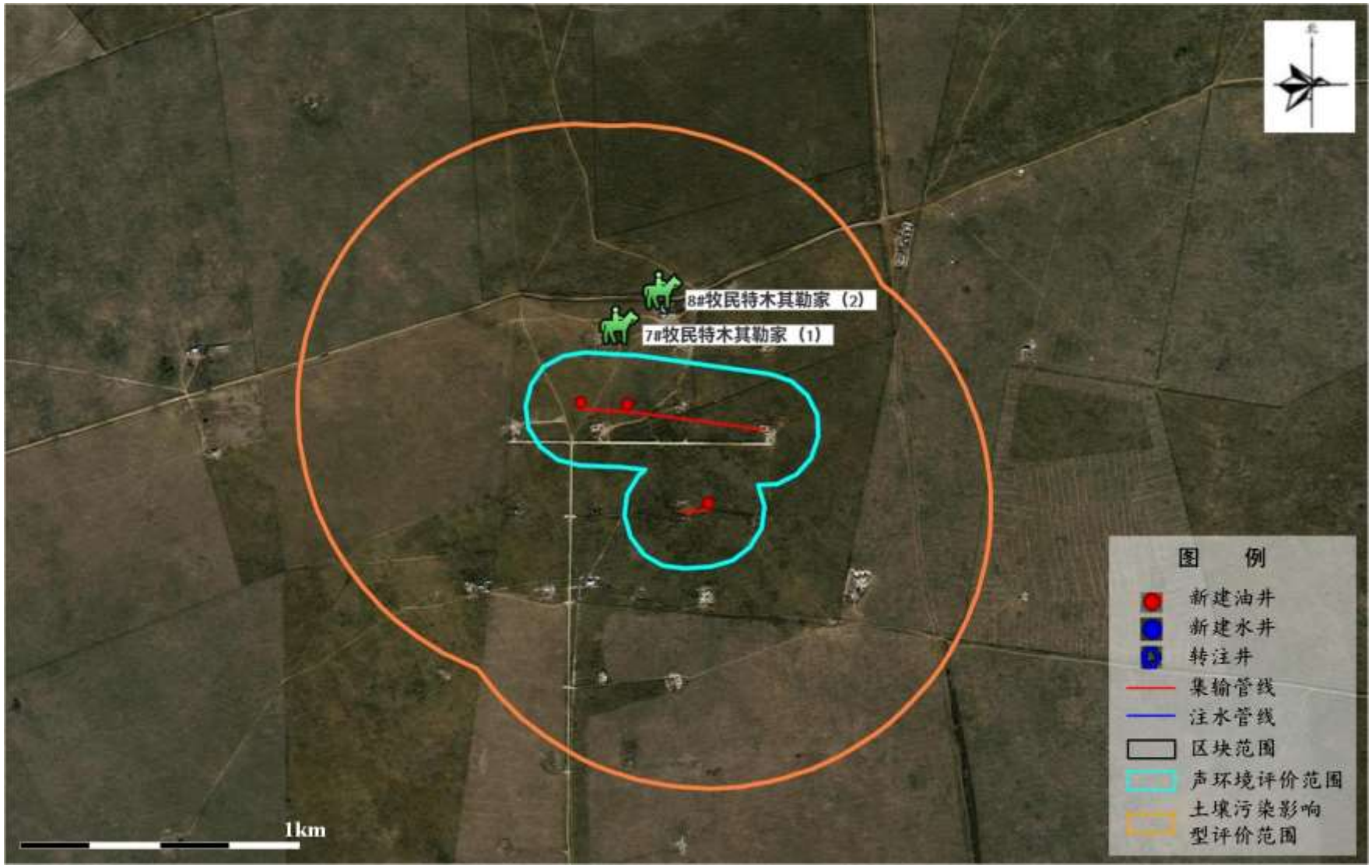


图 2.8-1（2） 声环境、土壤环境评价范围及保护目标分布图（乌 121-X103 井区、乌 99-94 井区）

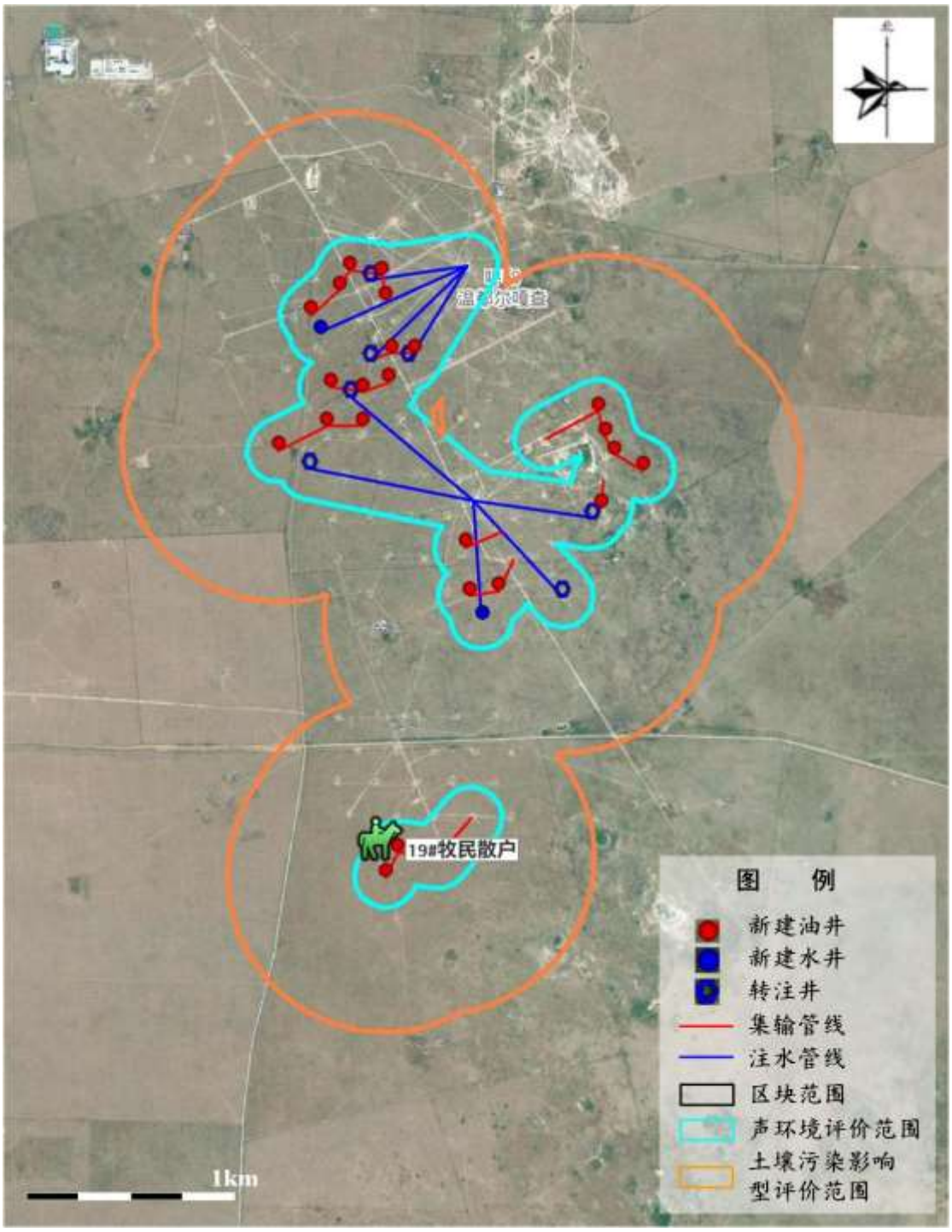


图 2.8-1（3） 声环境、土壤环境评价范围及保护目标分布图（乌 27 井区）

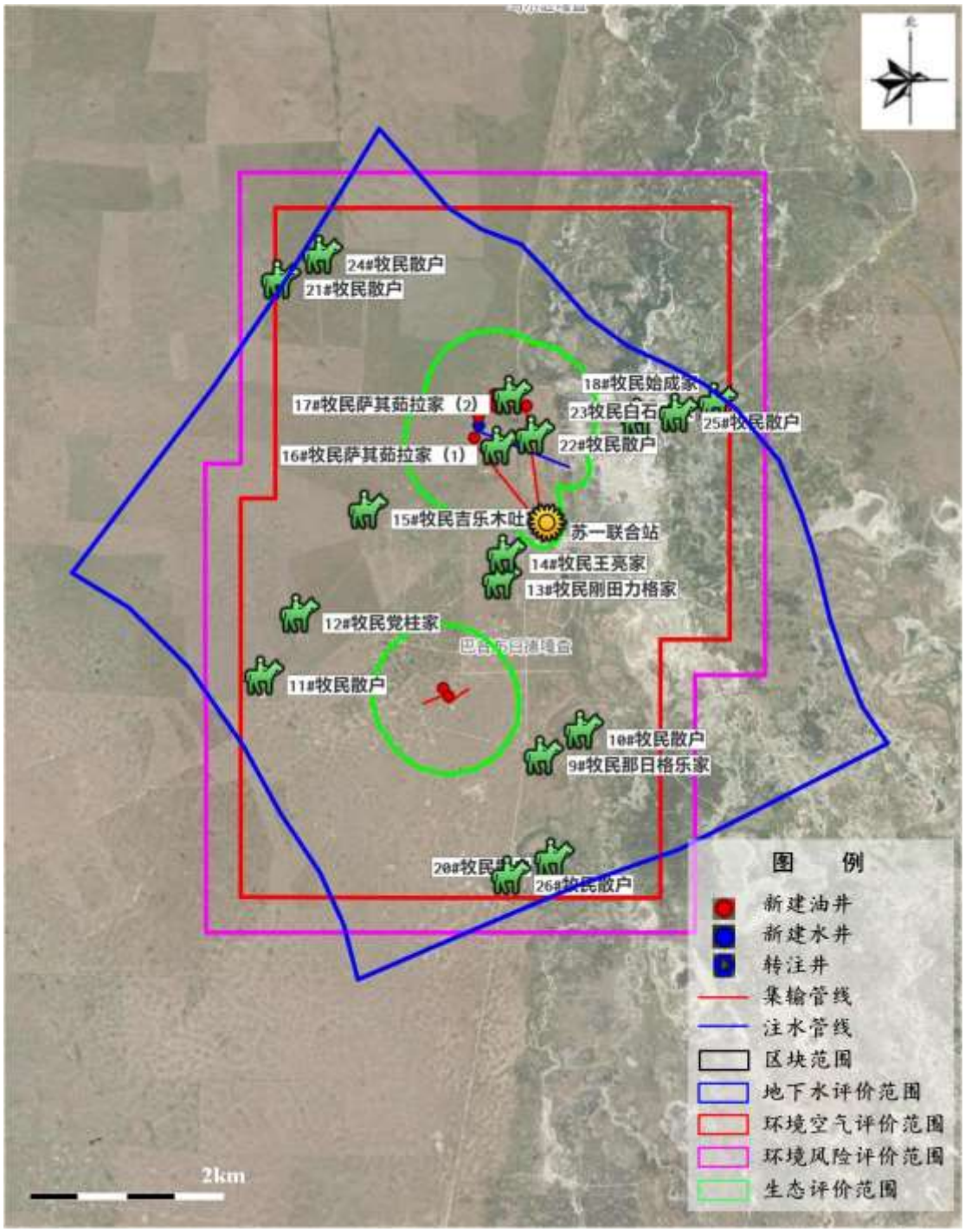


图 2.8-2（1） 环境空气、地下水、生态、风险评价范围及保护目标分布图

（苏 29-45-4 井区、苏 102-X2 区块）

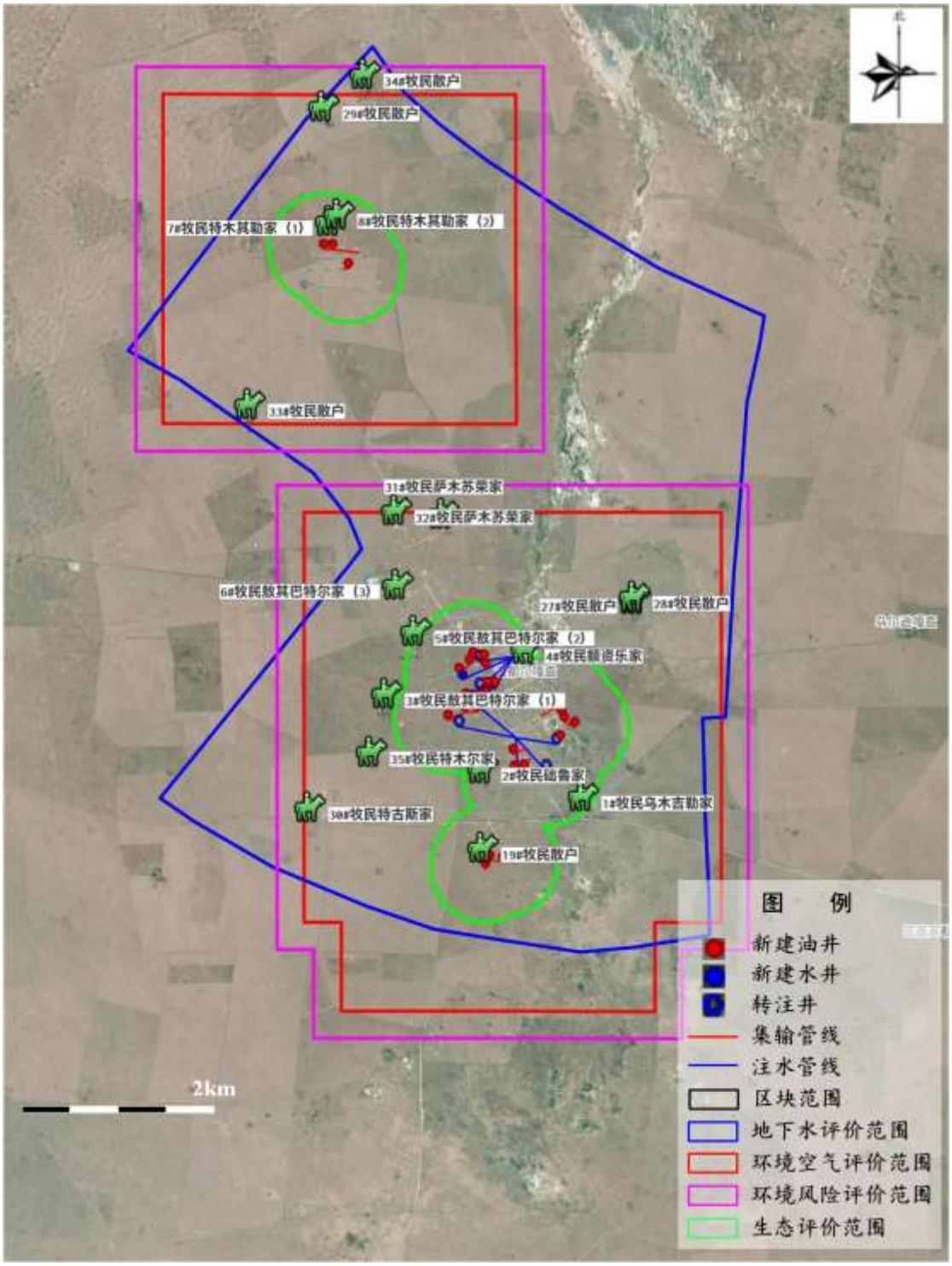


图 2.8-2（2） 环境空气、地下水、生态、风险评价范围及保护目标分布图

（乌 121-X103 井区、乌 27 井区、乌 99-94 井区）

第三章　建设项目工程分析

3.1 现有工程分析

3.1.1 现有区块现状

本项目包括乌99-94井区、乌27断块乌27井区、乌33断块乌121-X103井区、苏102-X2区块、海参4区块苏29-45-4井区。

其中乌99-94井区、乌27断块乌27井区、乌33断块乌121-X103井区属于乌尔逊油田；内蒙古自治区海拉尔盆地乌尔逊油田开采许可证编号：0200001220023，开采矿种：石油天然气，开采方式：地下开采，生产规模：15.88万吨/年、0.0381亿立方米/年，矿区面积：222.527平方公里，开采深度：-890m至-2850m标高，有效期限：2012年11月至2032年11月。

苏102-X2区块、海参4区块苏29-45-4井区属于苏仁诺尔油田，内蒙古自治区海拉尔盆地苏仁诺尔油田开采许可证编号：0200000720212，开采矿种：石油天然气，开采方式：地下开采，生产规模：1.79万吨/年、0.002亿立方米/年，矿区面积：139.221平方公里，开采深度：-2400m至-820m标高，有效期限：2007年10月至2031年10月。

3.1.1.1 乌尔逊油田勘探历程及开发概况

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

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

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

第三阶段：2006年至今为滚动评价与开发阶段。乌尔逊油田2008年6月大规模投产，年产油由2008年0.71×10^4t上升到2010年2.94×10^4t，其后下降至2013年1.63×10^4t，近年通过加密、补充及水驱综合开发调整，2019年年产油恢复到2.6×10^4t。

截至2023年12月，乌尔逊油田共有开发井412口，其中采油井279口，注水井133口，累计产油119.74×10^{4}t，综合含水56.95%，采出程度37.25%，累计注采比13.18。

（1）乌99-94井区勘探历程及开发概况

乌尔逊油田乌99-94井区位于内蒙古自治区海拉尔盆地乌尔逊凹陷南部，南二段油层有效厚度10.0m，孔隙度14.3%，属于低渗透构造-岩性油藏。

2011年6月，乌99-94井普通射孔投产，投产初期日产液1.4t，日产油1.4t，含水1.8%。截止在2023年12月，乌99-94井区现有油井16口（其中开井10口，关井6口）、水井5口，井区内目前无退役井，年产油0.33×10^{4}t，累积产液7.37×10^{4}t，累积产油3.60×10^{4}t。项目井区设计位置见图3.1-1。

（2）乌33断块乌121-X103井区勘探历程及开发概况

乌33断块计算地质储量680.0×10^{4}t，2008年6月投入开发，开发方案井网部署整体采用250-300m井距三角形井网。2012-2017年乌33断块东部经历多次水驱开发调整，井距缩小至170m，油层动用状况得到改善，水驱控制程度明显提高，逐步建立起有效驱动。随着采出程度提高，断块东部含水上升加快，构造重新解释后，局部井组平面注采系统不完善，油层动用程度低。断块西部注采井间未建立有效驱动，需要继续开展水驱开发调整。

截止2023年末，乌33断块乌121-X103井区共投产油井125口（其中开井117口、关井8口）、水井50口（其中开井28口、关井22口），井区内目前无退役井，年产油1.59×10^{4}t，累计产油48.87×10^{4}t，累计注水110.74×10^{4}m^3，累计注采比1.95，采出程度4.99%，综合含水69.6%。项目井区设计位置见图3.1-1。

（3）乌27断块乌27井区勘探历程及开发概况

乌27断块位于海拉尔盆地乌尔逊凹陷南部乌东斜坡带，乌尔逊凹陷东部斜坡带勘探面积800km^2，2003年，乌16井大二段射开1470.6～1476.4m，压后抽汲获10.585t/d工业油流，同时，向北部署了乌20井、乌21井；向南部署乌22井；向东部署乌25井，乌28井，均见到良好油气显示。2005年在乌东斜坡带上铜八-4号圈闭部署了乌27井，获得21.464t/d的工业油流。

乌27断块于2006年采用300×300m正方形面积井网投入开发，动用含油

面积 1.49km^2，动用地质储量 90.6×10^{4}t。截止 2023 年 12 月共投产油井 20 口（开井 5 口，关井 15 口）、水井 8 口（开井 2 口，关井 6 口），井区内目前无退役井，年产油 0.20×10^{4}t，累计产油 3.52×10^{4}t，采出程度 3.48%，综合含水 32.0%，累计注水 18.46×10^{4}m^3，累计注采比 1.8。井区设计位置见图 3.1-2。

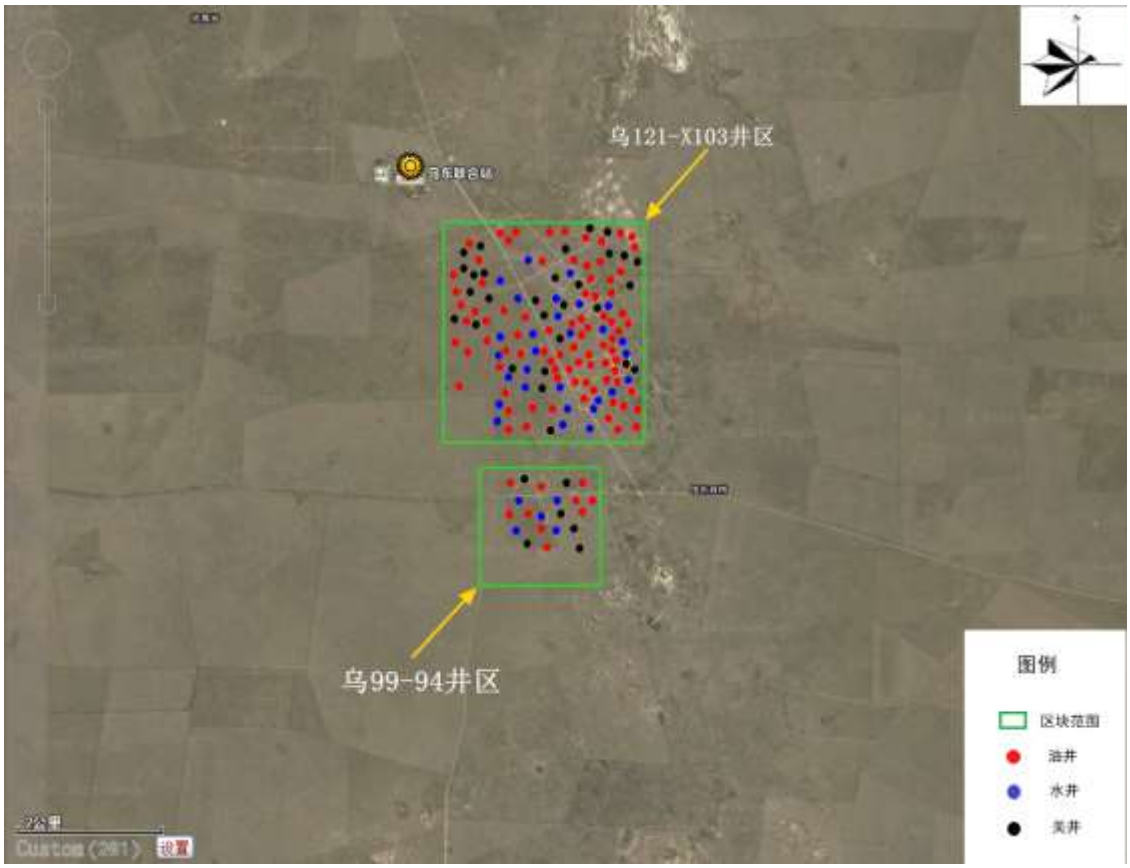


图 3.1-1 乌尔逊油田乌 99-94 井区、乌 121-X103 井区范围图

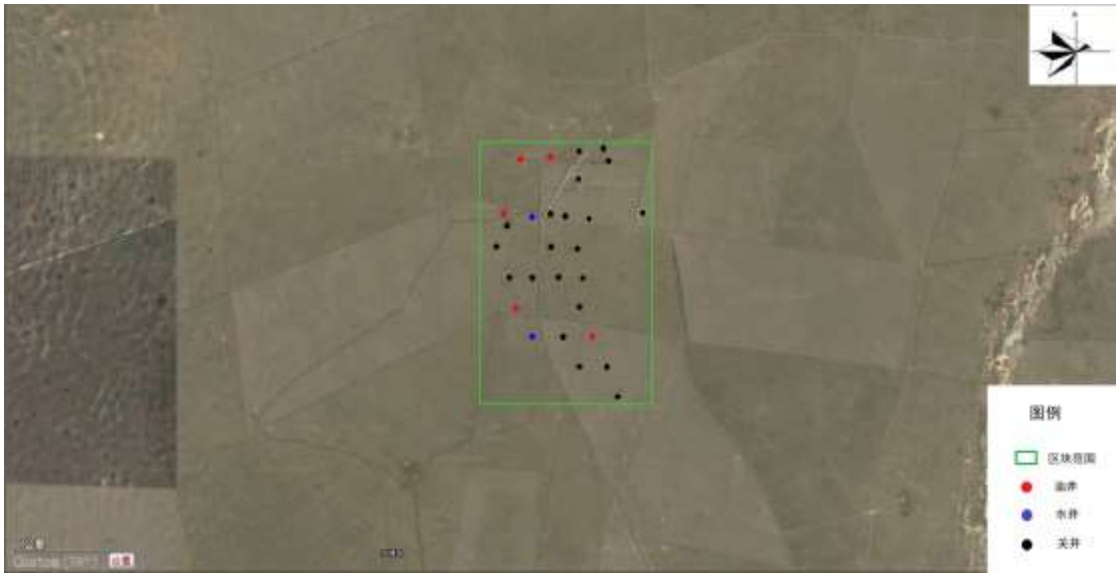


图 3.1-2 乌 27 断块乌 27 井区范围图

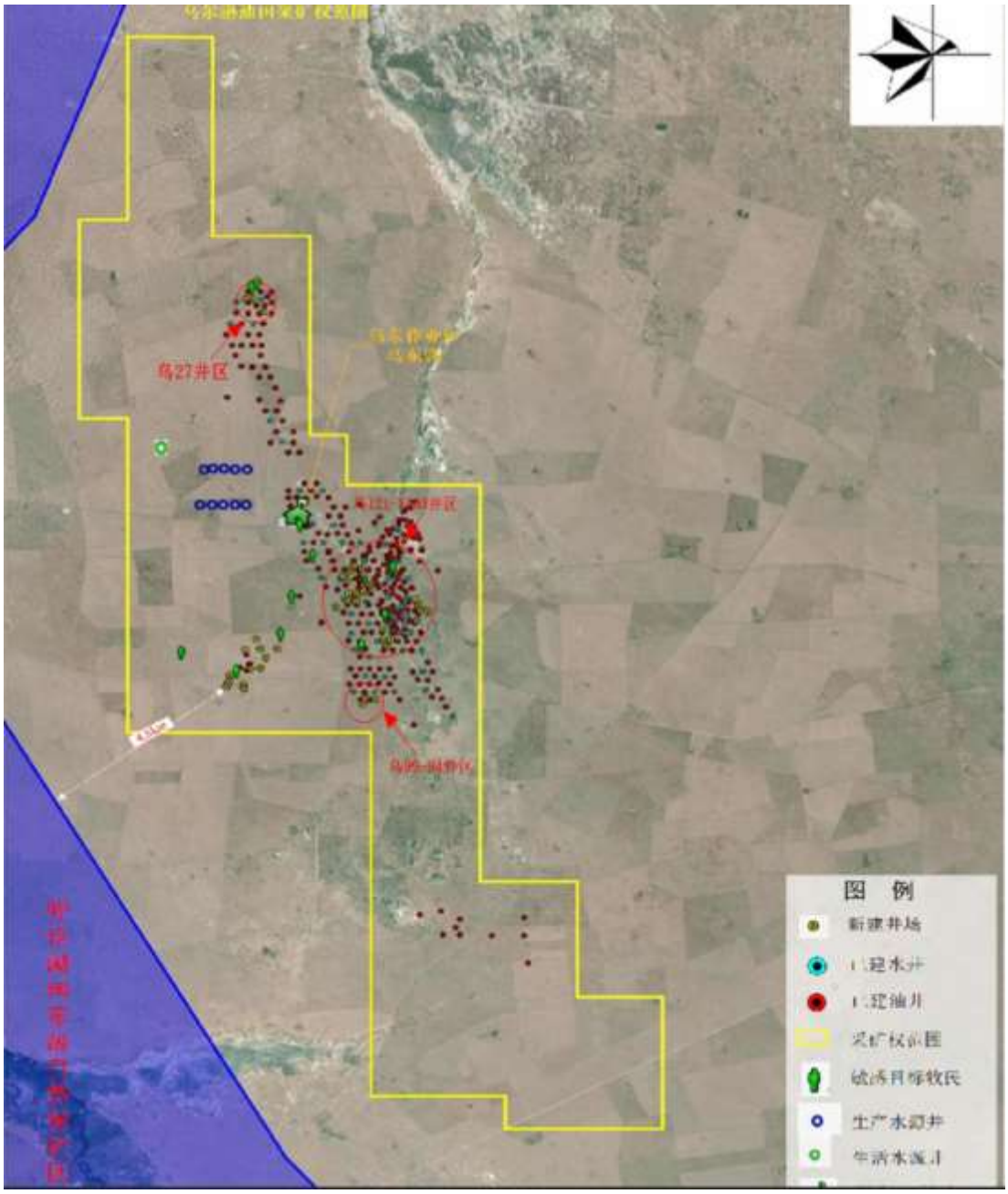


图 3.1-3 乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区与采矿权范围关系图

3.1.1.2 苏仁诺尔油田勘探历程及开发概况

自 1982 年以来，勘探开发历程大体可分为三个阶段：

1982-1995 年为凹陷、区带普查阶段。1996-2000 年为圈闭评价阶段。2001 年至今为滚动勘探与评价阶段。2001 年之后加快了海拉尔盆地乌尔逊地区勘探评价步伐，2001-2005 年共完成苏 131、苏 102、苏 31、海参 4 等井区的开发方案，部署开发井 187 口，完钻 76 口。累计提交探明储量 264.6×10^4t，叠合含油面积 10.45km^2。

苏仁诺尔油田铜钵庙油层2019年10月陆续装机投产，采用200×200m矩形井网，弹性开采，采用大规模压裂和加大规模压裂，投产井初期单井日产油6.2t，目前日产油 2.7t，显示出较好的产能潜力，展现了铜钵庙油层开发前景，累计产油0.7万吨，综合含水25.1%。

（1）苏102-X2区块勘探历程及开发概况

苏 102-X2 井区位于内蒙古自治区海拉尔盆地乌尔逊凹陷北部，2019 年 7 月苏 102-X2 区块开发，投产油井 18 口、水井 5 口，初期日产油 50t 以上，单井日产油 4.3t；截止 2023 年底，共有油井 20 口，水井 5 口，无关井，井区内目前无退役井，累计产油 1.46×10^4t，目前区块日产油 40t，年产油 1.32×10^4t，单井日产油 2.6t，综合含水 44.1%，累计注采比 2.32，采出程度 6.32%。井区位置见图 3.1-4。

（2）海参4区块苏29-45-4井区勘探历程及开发概况

1984年钻探的海参 4 井在南屯组二段经 MFEII测试获得了 3.55t/d 工业油流。2001年之后加快了勘探评价步伐，在海参4井区部署的苏29-45在南屯组二段、南屯组一段和铜钵庙组油层试油获 16.23t/d、1.52t/d、8.11t/d 工业油流，2005年根据提交探明储量的需要，在海参 4 区块分两批部署了 10 口井，在南屯组、铜钵庙组油层见到了良好的含油显示。2003 年在海参 4 主体断块部署开发井 29 口，其中苏 29-45 井在南二段、南一段、铜钵庙组油层试油获16.23t/d、1.52t/d、8.11t/d的工业油流。截至2023年12月，苏29-45-4井区共投产油井 10 口（其中开井 9 口，关井 1 口），水井 1 口，井区内目前无退役井，累计产油 0.32×10^4t，年产油 0.12×10^4t，年产液 0.2×10^4t。项目井区设计位置见图3.1-5。



图 3.1-4 苏仁诺尔油田苏 102-X2 区块设计位置图

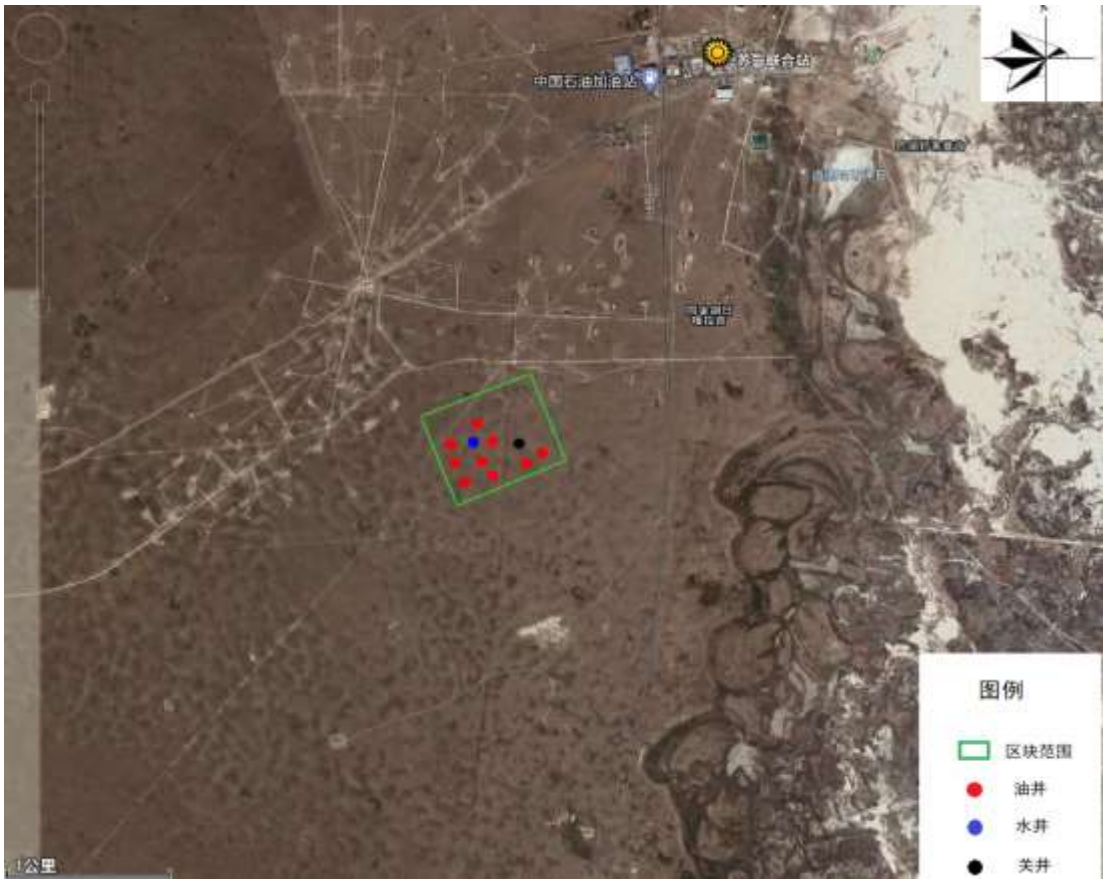


图 3.1-5 苏仁诺尔油田海参 4 区块苏 29-45-4 井区设计位置图

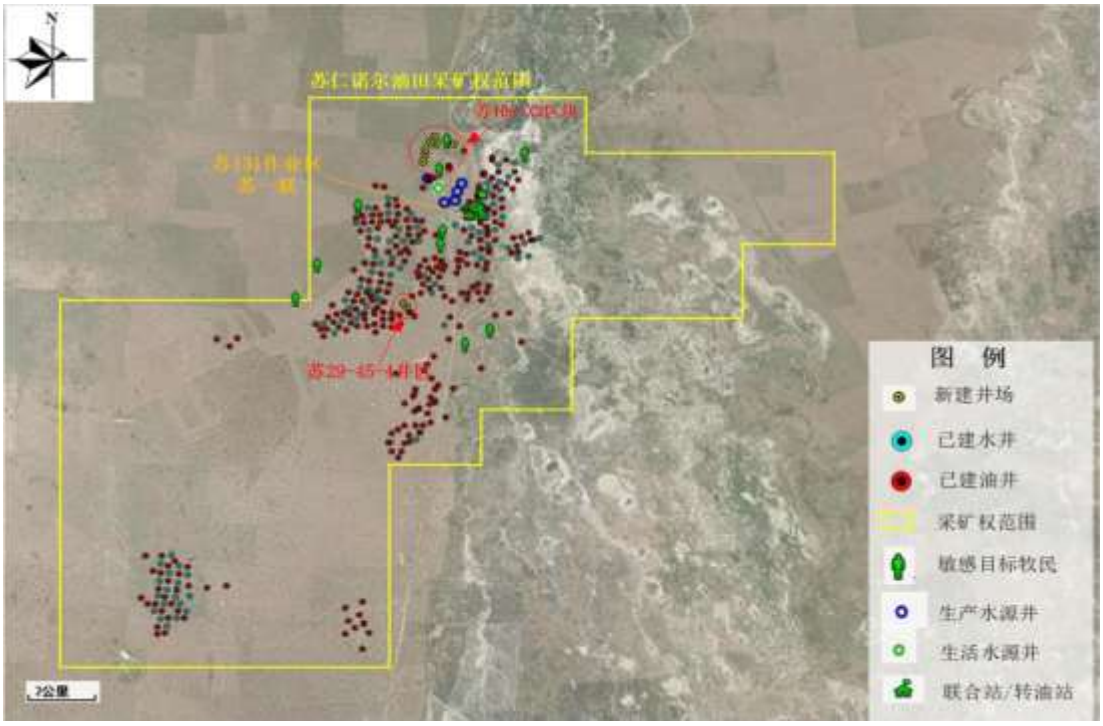


图 3.1-6 苏 102-X2 区块、苏 29-45-4 井区与采矿权范围关系图

3.1.1.3 区块开发概况及环保手续

本项目区块开发概况见表 3.1-1，环保手续履行情况见表 3.1-2。

表 3.1-1 现有区块开发情况

油田	井区	投入开发时间	油水井总量（口）	油井数量（口）		水井数量（口）		累积产油量	依托场站
				开井	关井	开井	关井		
乌尔逊油田	乌 99-94	2011 年	21	10	6	5	0	3.6×10^4t	乌东联合站
	乌 27	2006 年	28	5	15	2	6	3.52×10^4t	
	乌 121-X103	2008 年	175	117	8	28	22	48.87×10^4t	
苏仁诺尔油田	苏 102-X2	2019 年	25	20	0	5	0	1.46×10^4t	苏一联合站
	苏 29-45-4	2003 年	11	9	1	0	0	0.12×10^4t	

表 3.1-2 环保手续情况一览表

油田名称	项目名称	环评建设内容	环评批复	验收情况	备注
乌尔逊油田	《乌尔逊油田乌 27 井区南一段油层补充调整产能建设工程》	建设 4 口油井（包括乌 179-75、乌 179-77、177-75、乌 177-77）	新左环审表〔2019〕22 号	已完成自主验收	涉及乌 27 井区现有油水井建设
	《呼伦贝尔油田乌东斜坡带区块产能建	基建油水井 93 口，其中油井 72 口，水井 21 口，以及 10	内环审〔2008〕213 号	已完成自主验收	涉及乌 27 井区、乌 33 区块油水井建设

油田名称	项目名称	环评建设内容	环评批复	验收情况	备注
	设》	口探井转成生产井			
苏仁诺尔油田	《苏仁诺尔油田海参4区块、苏102-X2区块产能建设工程》	海参4区块基建油井52口，水井8口；苏102-X2区块基建油井9口，水井2口	呼环审表字〔2008〕055号	呼环验〔2012〕003号	涉及苏102-X2区块油水井包括苏10-X32、苏11-30、苏11-X28、苏08-X27、苏04-X30、苏05-X28、苏25-40、苏15-35、苏13-29（注水井）、苏02-28、苏06-27（注水井）；涉及苏29-45-4井区包括苏29-X62、苏33-X46、苏29-53、苏29-56等。
	《苏仁诺尔油田苏101-2、苏102-X2、苏29-45-X38井区南二段油层产能建设工程（钻井工程+地面工程）》	在苏101-2区块部署井位15口（含2口代用井、含2口缓钻井），其中油井11口，水井4口；在苏102-X2区块部署井位8口（含1口代用井，1口外甩首钻井），其中油井5口，水井2口；在苏29-45-X38区块部署井位11口（含1口代用井），其中油井8口，水井3口	新左环字〔2008〕119号 新左环审表〔2019〕23号	已完成自主验收	涉及苏102-X2区块现有油水井建设
乌尔逊油田、苏仁诺尔油田	《乌尔逊凹陷2023-2025年油藏钻井工程》	共新钻油水井227口，其中油井185口、水井42口。	新左环审表字〔2021〕14号	/	涉及本项目乌99-94井区、乌27断块乌27井区、乌33断块乌121-X103井区钻井工程。

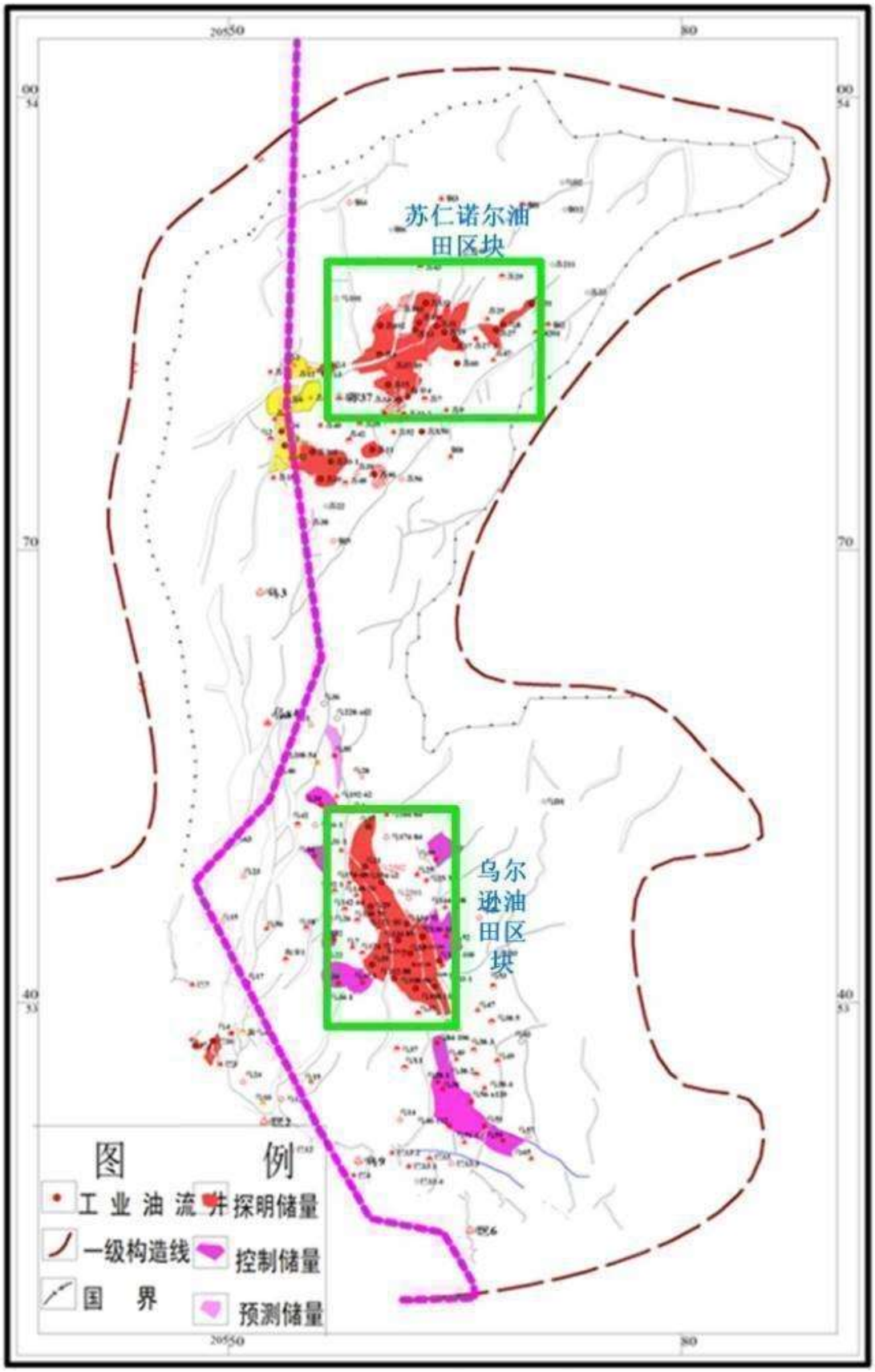


图 3.1-7 本项目区块相对位置图

3.1.1.4 现有油田场站

本项目包括乌 99-94 井区、乌 27 断块乌 27 井区、乌 33 断块乌 121-X103 井区、苏 102-X2 区块、海参 4 区块苏 29-45-4 井区，区块范围内分布有乌东联合站和苏一联合站。

（1）乌东联合站

①转油脱水站

乌东联合站 2009 年建成投产，包括脱水站、地下水深度处理站、含油污水处理站、卸油点及变电所。脱水站采用热化学高效三相分离器热化学脱水工艺，已建 JGHXS3.6×16-0.6 高效三相分离器 2 台，单台处理能力 2000$m^{3/}$d，总脱水能力 4000m^3/d。乌东联转油脱水站接收站外阀组间及电加热干线来液，进入高效三相分离器进行分离、沉降、游离水脱水等处理，沉降出的净化油进入净化油储罐进行储存，利用装车泵增压、外输炉加热后，净化油循环至净化油罐，经装车泵装车外运至苏一联卸油点，分离出的含油污水一部分进入本站的污水沉降罐进行沉降，污水泵增压后输至本站的污水站，另一部分进入掺水系统，经掺水炉加热、掺水泵增压后输至站内含水阀组。

②站外集油

乌东作业区现有集油阀组间 3 座，在运 2 座、停运 1 座，总集油环 23 个，闲置 11 个。

③乌东联含油污水处理站

乌东联含油污水深度处理站建于 2009 年，设计规模 460m^3/d，2020 年扩建为 690m^3/d，采用 SSF 工艺，设计处理后水质指标为《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/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”，达标后回注本作业区油层，不外排。

④水质站

乌东地下水处理系统始建于 2008 年，设计规模 650m^3/d，2009 年扩建为 1100m^3/d，主处理工艺为“水源井来水曝氧→锰砂除铁→双膨胀精细过滤→700m^3 净化水罐”。设计出水水质为《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”。

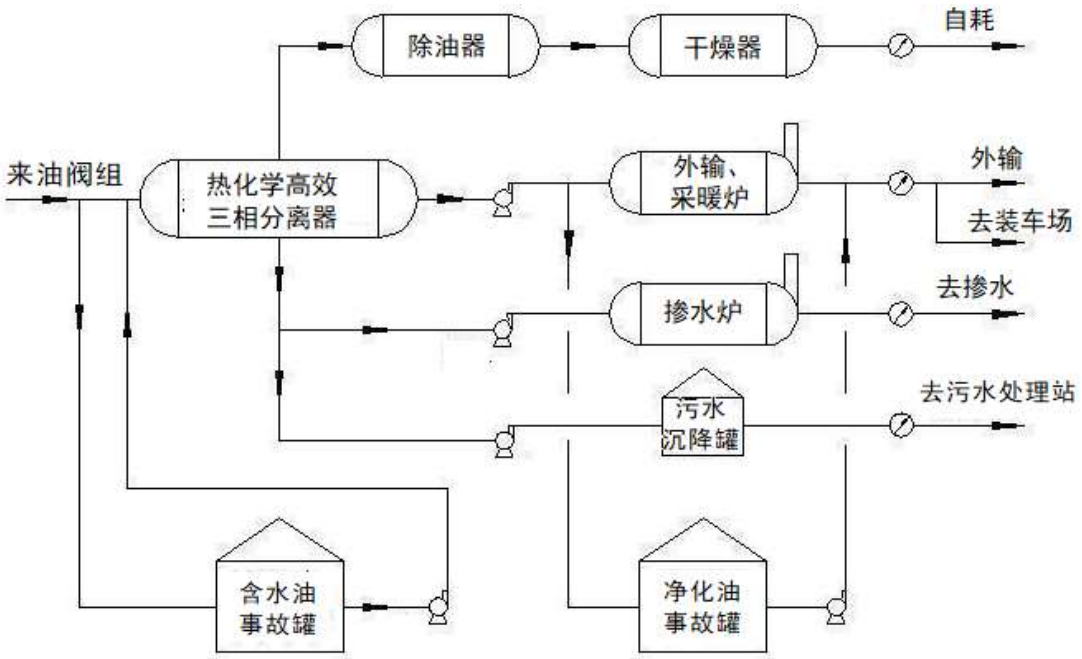


图 3.1-8 乌东联转油脱水站工艺流程图

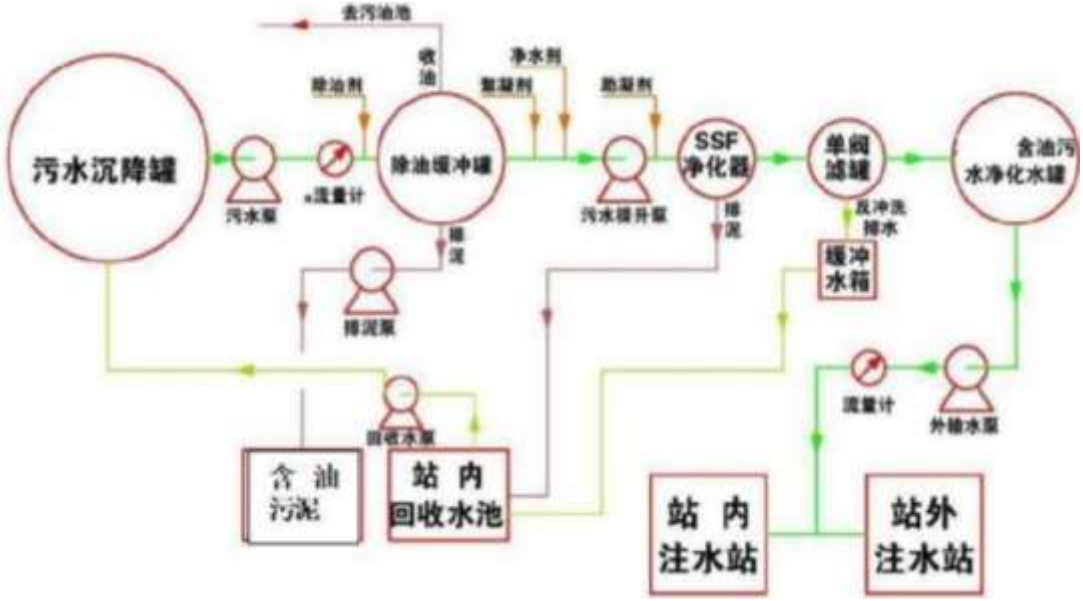


图 3.1-9 乌东联含油污水处理站工艺流程图


N
转油脱水站
罐区
水质站
污水处理站
SSF
输油脱水间
地下水深度处理间
污水处理间
锅炉房
锅炉
锅炉
锅炉

苏一联脱水站建于 2002 年，2011 年进行了扩建，采用“五合一”组合装置脱水工艺，现有“五合一”组合装置 4 台，其中 Φ4000×20028“五合一”脱水装置 2 台，单台处理能力 1800t/d，Φ4000×19528“五合一”脱水装置 2 台，单台处理能力 1600t/d，总脱水能力是 6800t/d。

“五合一”组合装置脱水工艺：阀组间来液进入“五合一”组合装置，经缓冲、加热、分离、沉降、电脱水处理，净化油进储油罐，然后经外输泵增压管道外输；分离出的伴生气作为生产燃料；脱后原油含水率≤0.3%、脱后污水含油率≤1000mg/l，脱水工艺能满足生产需求。

目前五合一脱水装置运 2 备 2，其中 1 台五合一装置负责处理本作业区油气水分离，另 1 台五合一装置用于处理长输管线来液分离处理，处理苏一联本站负荷 1600t/d，处理长输管道负荷 1100t/d。

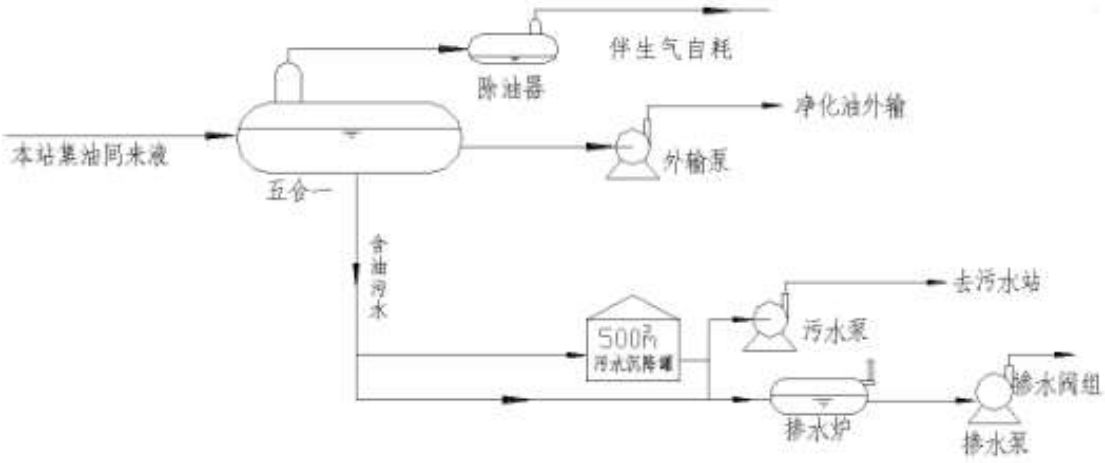


图 3.1-12 苏一联脱水站工艺流程示意图

②站外集油

苏 131 作业区现有集油阀组间 3 座，在运 3 座，总集油环 24 个。

③苏一联含油污水处理站

苏一联含油污水深度处理站 2001 年建站时设计规模为 250m³/d，采用“横向流聚结除油器→核桃壳滤罐→双层滤料滤罐（石英砂+磁铁矿）→精细过滤”工艺；2012 年改为悬浮污泥过滤（SSF）工艺，设计规模扩大为 700m^3/d；2018 年，苏一联 SSF 工艺规模扩大为 1160m^3/d。设计处理后水质指标《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”，达标后回注本作业区

油层，不外排。

④水质站

2001 年建站时设计规模为 700m³/d，2016 年扩建至 1700m³/d。设计处理后水质指标《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”，主处理工艺为“水源井来水曝氧→锰砂除铁→精细过滤→500m³净化水罐”。

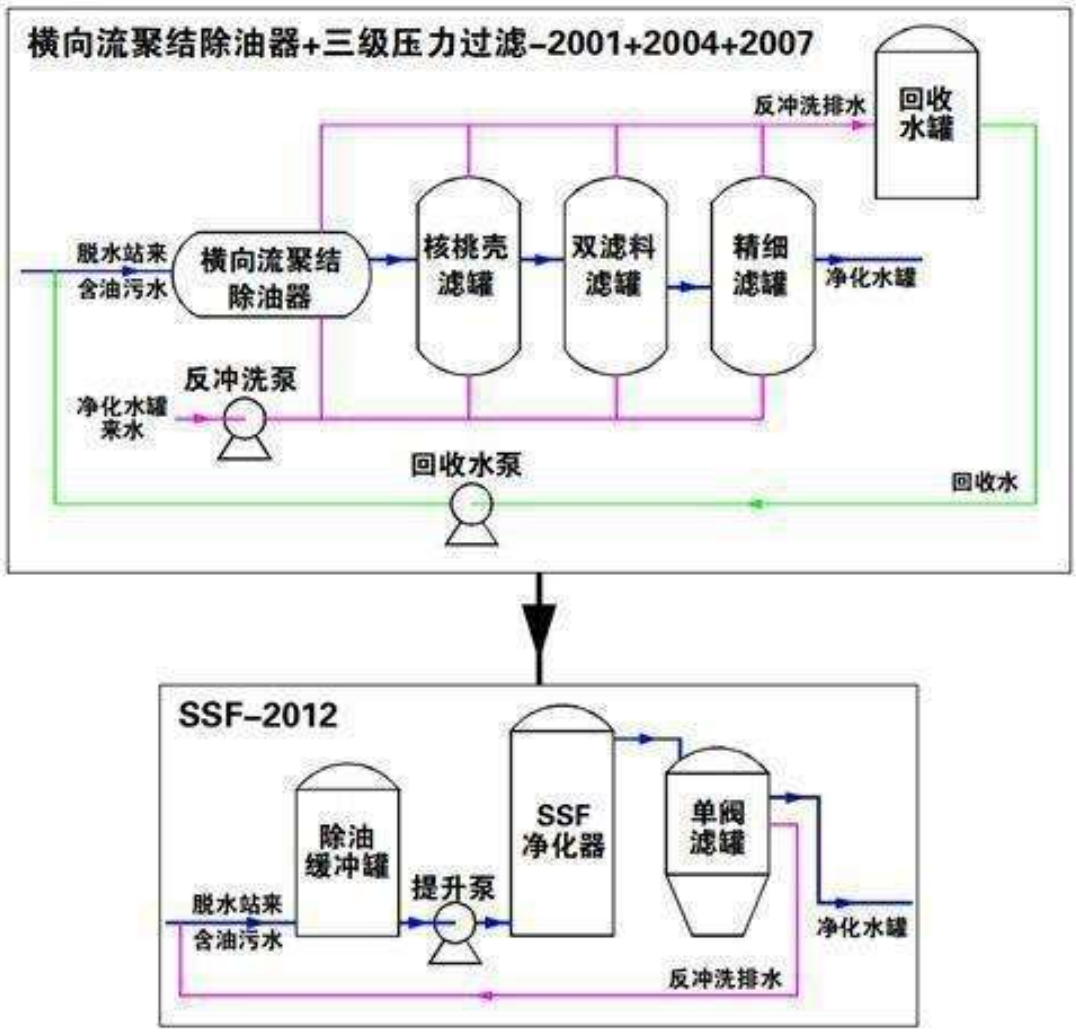


图 3.1-13 苏一联污水站处理工艺变迁示意图



图 3.1-14 苏一联平面布置图



转油脱水站泵房



五合一装置



罐区



罐区



图 3.1-15 苏一联污水站现状照片

3.1.2 现有区块污染物排放情况

3.1.2.1 废气

现有区块废气主要包括依托站场燃烧烟气及油气集输过程中挥发的无组织烃类。

（1）无组织挥发烃类

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

现有区块乌 99-94 井区年产油 0.33×10^4t，乌 27 井区年产油 0.20×10^4t，乌 121-X103 井区年产油 1.59×10^4t，苏 102-X2 区块年产油 1.46×10^4t，苏 29-45-4 井区年产油 0.12×10^4t。根据原油损耗统计资料，开放式流程的烃类损耗占比约为 1.4%~2%，密闭流程小于 0.5%（环境影响评价工程师职业资格登记培训教材-采掘类，2009 年），伴生气产气量按照地层原始油气比的 50%到达地面计算，因此管输方式按 0.5%估算，年采油时间 300d 计。经计算运行期烃类气体无组织排放量为 0.161×10^4m^3/a，非甲烷总烃排放量为 0.407t/a。

表 3.1-6 现有项目烃类气体产生及排放情况

区块	输送方式	产能 (10^4t/a)	油气比 (m^3/t)	伴生气产量 (10^4m^3/a)	烃类气体损耗 (10^4m^3/a)	甲烷化系数	相对密度 (kg/m^3)	非甲烷总烃排放量(t/a)
乌 99-94 井区	密闭管输	0.33	13.54	2.23	0.011	0.65	0.72	0.028
乌 27 井区	密闭管输	0.2	13.53	1.35	0.007	0.65	0.72	0.018
乌 121-X103 井区	密闭管输	1.59	20.22	16.07	0.080	0.65	0.72	0.202
苏 102-X2 区块	密闭管输	1.46	15.95	11.64	0.058	0.65	0.72	0.146
苏 29-45-4 井区	密闭管输	0.12	15.95	0.96	0.005	0.65	0.72	0.013
合计		3.7	/	32.25	0.161	/	/	0.407

（2）站场加热炉燃烧烟气

现有乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区油田采出液分离出的伴生气全部用于乌东联合站自耗，现有苏 102-X2 区块、苏 29-45-4 井区油田采出液分离出的伴生气全部用于苏一联合站自耗，通过加热炉燃烧，燃烧产生的废气通过烟囱排放。加热炉燃烧烟气中主要污染物为 SO_2、NOx、颗粒物。

根据大庆中环检测有限公司于 2024 年 4 月 12 日~13 日对苏一联合站 3#掺水炉（燃气）的监测结果可知（附件 16），燃气加热炉排放的废气浓度中颗粒物 10.8~11.9mg/m^3，NO_x 为 68~76mg/m^3，SO_2 为 7~11mg/m^3；根据大庆中环检测有限公司于 2023 年 5 月 16 日对苏一联合站 1#掺水炉（燃油）、3#掺水炉（燃油）的监测结果可知（附件 16），燃油加热炉中颗粒物 10.9~16.7mg/m^3，NO_x 为 86~124mg/m^3，SO_2 为 16~28mg/m^3；

根据大庆中环检测有限公司于 2023 年 4 月 10 日对乌东联合站 1#掺水炉（燃气）、2#采暖炉（燃油）的监测结果可知（附件 16），燃气加热炉排放的废气浓度中颗粒物为 10.8~12.5mg/m^3，NO_x 为 83~88mg/m^3，SO_2 为 20~23mg/m^3；燃油加热炉中颗粒物为 15.2~16.8mg/m^3，NO_x 为 111~131mg/m^3，SO_2 为 38~49mg/m^3。

加热炉烟气量参考《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-

2018），天然气实际烟气量按以下经验公式计算：

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

式中：V_{gy}——基准烟气量，Nm^3/m^3

Qnet——天燃气低位发热量，本项目取 38.5MJ/m^3

燃油实际烟气量按以下经验公式计算：

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

式中：V_{gy}——基准烟气量，Nm^3/kg

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

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

计算结果如下：

表 3.1-7 加热炉烟气排放情况一览表

场站名称	排气筒高度	类型	2023 年燃料量	废气量	污染物排放情况（t/a）		
				万 Nm^3/a	颗粒物	NO_x	SO_2
乌东联合站	≥8m	燃气	32.07×10⁴m^3/a	362.07	0.0453	0.3186	0.0833
		燃油	1070.77t/a	1339.53	0.2250	1.7548	0.6564
		小计			0.2703	2.0734	0.7396
苏一联合站	≥8m	燃气	25.16×10⁴m^3/a	284.06	0.0338	0.2159	0.0312
		燃油	2575t/a	3220.20	0.5378	3.9930	0.9017
		小计			0.5716	4.2089	0.9329
合计					0.8419	6.2823	1.6725

3.1.2.2 废水

现有各区块废水主要为采出液分离废水、井下作业废水、油井清防蜡废水、生活污水。

（1）采出液分离废水

根据建设单位提供资料，乌 99-94 井区油田采出水最大量为 0.34×10⁴t/a，乌 27 井区油田采出水最大量为 10.26×10⁴t/a，乌 121-X103 井区油田采出水最大量为 3.62×10⁴t/a，合计 14.22×10⁴t/a；苏 102-X2 井区油田采出水最大量为 0.42×10⁴t/a，苏 29-45-4 井区油田采出水最大量为 0.64×10⁴t/a，合计 1.06×10⁴t/a。

根据企业例行监测结果（附件 15），采出液分离的采出水中主要污染物为悬浮物、石油类，经乌东联、苏一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/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。

（2）油水井作业废水

结合大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，油井作业用水量约 4m^3/井次；乌 99-94 井区现有 10 口油井，则油井作业用水量约 26.7m^3/a；乌 27 井区现有 5 口油井，则油井作业用水量约 13.3m^3/a；乌 121-X103 井区现有 117 口油井，则油井作业用水量约 312m^3/a。苏 102-X2 区块现有 20 口油井，则油井作业用水量约 53.3m^3/a；苏 29-45-4 井区现有 9 口油井，则油井作业用水量约 24m^3/a。

注水井作业周期为 1.5 年，水井作业用水量约为 60m^3/井次；乌 99-94 井区现有 5 口水井，则水井作业用水量约 200m^3/a；乌 27 井区现有 2 口水井，则水井作业用水量约 80m^3/a；乌 121-X103 井区现有水井 28 口，则水井作业用水量约 1120m^3/a；苏 102-X2 区块现有水井 5 口，则水井作业用水量约 200m^3/a；苏 29-45-4 井区现有水井 1 口，则水井作业用水量约 40m^3/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，作业周期 100 天，油井作业用水量约 40m^3/井次。乌 99-94 井区现有 10 口油井，则油井清防蜡用水量约 1460 m^3/a；乌 27 井区现有 5 口油井，则油井清防蜡用水量约 730 m^3/a；乌 121-X103 井区现有 117 口油井，则油井清防蜡用水量约 17082 m^3/a。苏 102-X2 区块现有 20 口油井，则油井清防蜡用水量约 2920 m^3/a；苏 29-45-4 井区现有 9 口油井，则油井清防蜡用水量约 1314 m^3/a。清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。

（4）生活污水

根据调查，乌尔逊油田和苏仁诺尔油田各作业区现有职工总人数约 229 人，生活用水根据《内蒙古自治区行业用水定额（2019 版）》中农村居民生活用水，按 60L/人·d 计，排污系数按 0.8 计算，则产生生活污水约 4012.1m^3/a，主要污染物为氨氮、COD 等。

表 3.1-8 现有区块废水产生情况一览表

区块名称	工序	装置	污染源	污染物	废水产生量（t/a）	治理措施
乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区	原油集输	原油处理装置	油田采出水	石油类	142200	乌东联转油脱水站进行处理
苏 102-X2 井区、苏 29-45-4 井区	原油集输	原油处理装置	油田采出水		10600	苏一联转油脱水站进行处理
乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区	井下作业	油水井	作业废水	SS、石油类	1752	乌东联合站含油污水处理站进行处理
苏 102-X2 井区、苏 29-45-4 井区	井下作业	油水井	作业废水	SS、石油类	317.3	苏一联合站含油污水处理站进行处理
乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区	油井清防蜡	油井	清防蜡废水	SS、石油类	19272	直接进入集油系统，不外排
苏 102-X2 井区、苏 29-45-4 井区	油井清防蜡	油井	清防蜡废水	SS、石油类	4234	直接进入集油系统，不外排
乌东联、苏一联	办公生活	生活污水		COD、氨氮	4012.1	经作业区生活污水处理装置处理

3.1.2.3 噪声

噪声主要来自井场抽油机、站内加热炉及各类机泵设备运行以及油区车辆行驶产生的噪声，噪声源强为 65~105dB（A）。主要采取泵房隔声、基础减震等措施，从源头上进行控制，设备选型尽可能选择低噪声设备；同时在站场周围栽种植物进行绿化，阻挡和吸收一定噪声。

3.1.2.4 固体废物

（1）含油污泥

主要含油污泥产生环节包括转油站及脱水站清淤以及其余管道设备油泥的清理，油田区块一般生产万吨原油排泥砂（固相）约 0.2-0.4t（以 0.3t 计）。乌 99-94 井区年产油 0.33×10^4t，乌 27 井区年产油 0.20×10^4t，乌 121-X103 井区年产油 1.59×10^4t，苏 102-X2 区块年产油 1.46×10^4t，苏 29-45-4 井区年产油 0.12×10^4t，则年产油泥（砂）1.11t，根据《国家危险废物名录》（2025 年版），含油污泥属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 071-001-08。

（2）落地油

考虑意外情况，一般每口井作业期间产生的落地油可按 50kg/井·次，作业频率一般 1.5 年，乌 99-94 井区现有 10 口油井，乌 27 井区现有 5 口油井，乌

121-X103井区现有117口油井，102-X2区块现有20口油井，苏29-45-4井区现有9口油井，则落地油共产生5.37t/a，落地油全部回收处理，回收处理率为100%。根据《国家危险废物名录》（2025年版），落地油属于HW08类危险废物，危险废物代码为071-001-08。

（3）含油废防渗布

井场作业过程中铺设防渗布，工程作业期间产生的落地油滴落到防渗布上，会产生含油废防渗布，目前使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用次数为100次。单块防渗布重约250kg（12m*12m），平均每口井作业用2块，作业频次为1.5年/次，乌99-94井区现有10口油井，乌27井区现有5口油井，乌121-X103井区现有117口油井，102-X2区块现有20口油井，苏29-45-4井区现有9口油井，则含油废防渗布共产生0.81t/1.5a。

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

表3.1-9 现有区块危险废物产生情况汇总表

名称	落地油	含油污泥	废防渗布
类别	HW08废矿物油与含矿物油废物	HW08废矿物油与含矿物油废物	HW08废矿物油与含矿物油废物
代码	071-001-08	071-001-08	900-249-08
产生量	5.37t/a	1.11t/a	0.81t/1.5a
产生工序	油井作业	井场作业、场站清淤	油井作业
主要成分	油泥砂	油泥砂	油、塑料
有害成分	石油类	石油类	石油类
产废周期	油井作业1.5年/次，场站分离器清淤每年一次	万吨原油排泥砂0.3t	油井作业1.5年/次
危险特性	T/I	T/I	T/I
污染防治措施	统一收集至贝28作业区含油污泥暂存池暂存，委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司进行处理	统一收集至贝28作业区含油污泥暂存池暂存，委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司进行处理	集中收集至呼伦贝尔油田贝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处理

3.1.3 项目区块开发环保措施和效果回顾调查

3.1.3.1 大气环境影响回顾及污染防治措施效果调查

（1）区域特征污染物环境质量变化趋势分析

根据收集乌尔逊油田、苏仁诺尔油田区域已开展环评、验收时的监测数

据，乌尔逊油田、苏仁诺尔油田历年来监测的环境质量空气监测点及监测结果见表 3.1-10。

表 3.1-10 乌尔逊油田和苏仁诺尔油田不同时期非甲烷总烃监测结果(mg/m^3)

区域	监测时间	监测点位	监测值	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
乌尔逊油	2016.12	额孜勒家	0.44~0.64	32	0	达标
		图日布家	0.39~0.64	32	0	达标
	2019.5	特古斯家	0.38~0.62	31	0	达标
		巴音家	0.38~0.61	30.5	0	达标
	2022.6	额孜勒家	0.62~0.85	42.5	0	达标
		图日布家	0.43~0.67	33.5	0	达标
	2023.9	牧民散户	0.29～0.37	18.5	0	达标
苏仁诺尔油田	2018.5	王亮家	≤0.6	30	0	达标
		白石城家	≤0.6	30	0	达标
		苏 29-45-48 井西南	≤0.5	25	0	达标
	2022.6	王亮家	0.71~0.99	49.5	0	达标
		白石城家	0.42~0.66	33	0	达标
	2023.4	牧民敖其巴特尔家	0.1～0.027	13.5	0	达标
	2023.9	牧民萨其茹拉家	0.29～0.42	21	0	达标

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

表 3.1-11 各污染物各阶段平均浓度对照(mg/m^3)

区域	环评验收阶段				后评价阶段			变化情况
	项目	监测时间	监测点位	监测值	监测时间	监测点位	监测值	
乌尔逊油田	牧民家	2016.12	额孜勒家	0.44~0.64	2022.6	额孜勒家	0.62~0.85	略微升高
			图日布家	0.39~0.64		图日布家	0.43~0.67	基本一致
苏仁诺尔油田	牧民家	2018.5	王亮家	≤0.6	2022.6	王亮家	0.71~0.99	略微升高
			白石城家	≤0.6		白石城家	0.42~0.66	基本一致

根据上表，对比分析评价范围内不同时期特征因子的监测结果，评价范围内非甲烷总烃浓度整体变化趋势不大，部分点位略微升高。

乌尔逊油田和苏仁诺尔油田随着滚动开发和不断开发新区块，油区范围内新增场站、井场等污染源，导致现运行阶段中部分区域内非甲烷总烃浓度较环

评阶段有所增加，但浓度值仍然满足标准要求，区域环境空气质量满足功能区划要求，油田运行对该区域环境空气质量影响不大。近年来，石油开采及处理技术的不断提高，尤其是整体原油密闭处理技术的应用，大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司将各项环境管理措施落到了实处，降低了运营期非甲烷总烃的排放，有效保护了油田开发区环境空气质量。

（2）污染源环境影响回顾

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

表 3.1-12 项目现有工程场站非甲烷总烃例行监测结果调查表(mg/m^3)

序号	场站名称	监测时间	厂界非甲烷总烃监测结果	达标情况
1	苏一联合站	2020.10	0.72-0.91	达标
		2021.7	0.71-0.81	达标
		2023.5	1.67-1.87	达标
2	乌东联合站	2020.11	0.72-0.89	达标
		2021.7	0.70-0.89	达标
		2023.5	1.37-1.57	达标

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

表 3.1-13 项目现有工程场站加热炉例行监测结果调查表(mg/m^3)

站场名称	名称	日期	浓度			烟气黑度
			颗粒物	NO_X	SO_2	
乌东联	1#采暖炉（燃气）	2020.6.30	10.6-11.2	94	20-21	＜1
	1#采暖炉（燃油）	2021.6.1	18.9-21.0	90-98	89-96	＜1
	1#掺水炉（燃气）	2022.3.21	11.1-12.7	88-94	22-28	＜1
	1#掺水炉（燃气）	2023.4.10	10.8~12.5	83~88	20~23	＜1
	2#采暖炉（燃油）	2023.4.10	15.2~16.8	111~131	38~49	＜1
	1#掺水炉（燃油）	2024.5.20	ND	217-224	74-80	＜1
	2#外输采暖炉（燃气）	2024.5.20	ND	97-99	33-39	＜1
苏一联	3#采暖炉（燃气）	2020.6.30	12.6-13.73	87-95	23-27	＜1
	1#掺水炉（燃油）	2021.6.1	21.6-25.8	115-128	93-99	＜1
	1#采暖炉（燃气）	2022.3.24	11.7-14.6	82-91	22-29	＜1
	2#掺水炉（燃油）	2022.3.21	17.7-18.1	118-130	90-95	＜1
	1#掺水炉（燃油）	2023.5.16	10.9~16.7	86~124	16~28	＜1

站场名称	名称	日期	浓度			烟气黑度
			颗粒物	NO_X	SO_2	
	3#掺水炉（燃油）					
	3#掺水炉（燃气）	2024.4.12~2024.4.13	10.8~11.9	68~76	7~11	＜1

苏一联合站和乌东联合站加热炉使用天然气、燃料油作燃料，根据场站加热炉例行监测数据情况，场站加热炉废气监测结果满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）在用锅炉相关限值，大气污染防治措施合理。

（3）已采取的大气污染防治设施有效性评价

现有工程运营期废气排放源分为有组织排放源和无组织排放源两部分。有组织排放源主要为加热炉产生的燃烧烟气，主要污染物为 SO_2、NOx、颗粒物；无组织排放源主要为油气集输、处理过程产生的废气，主要包括储罐呼吸、阀门、站场、管线接口等处以及采出液装卸车过程产生的挥发性有机物。

针对以上污染源，建设单位采取了以下治理措施：

①挥发性有机物排放控制措施

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

a. 原油储存排放控制措施

根据收集资料以及现场调查，乌东联、苏一联站内储罐均为固定顶罐，主要包括污水沉降罐、事故罐及原油储罐，详见表 3.1-14。

表 3.1-14 储罐情况一览表

站场名称	储罐类型	储罐名称	存储介质	数量	罐容（m^3）
乌东联合站	固定顶罐	含水油事故罐	事故废液	2	1000
	固定顶罐	污水沉降罐	污水	1	700
苏一联合站	固定顶罐	污水沉降罐	污水	1	500
	固定顶罐	净化油事故罐	净化油	1	1000
	固定顶罐	污水缓冲罐	污水	1	1000
	固定顶罐	净化油储罐	净化油	1	2000

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

根据现场调查，乌东联和苏一联场站内罐体均完好无裂隙，采样口等均处于密闭状态，罐体周围均设置了围堰，地面进行了硬化。通常站场内设置的事

故罐在正常生产情况下应处于空罐状态，只有在事故情况下才起运事故罐。乌东联现有储罐为事故罐或污水罐，无原油储罐，根据要求无需采取油罐烃蒸气回收措施和废气处理措施；苏一联站内现有污水沉降罐、净化油事故罐、污水缓冲罐、净化油储罐，其中 1 座 2000m^3 净化油储罐，用于储存处理后的净化油，为固定顶罐，根据对苏一联净化油储罐真实蒸汽压测定结果，真实蒸汽压19.2kPa，小于 27.6kPa，因此无需采取油罐烃蒸气回收措施和废气处理措施。

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

b. 挥发性有机液体装载排放控制措施

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

②废水集输和处理系统排放控制措施

根据调查，油井采出液经转油脱水处理后分离的废水均通过管道密闭集输至含油污水处理站进行处理，经处理后的达标污水全部回注地下，不外排，整个集输、处理和回注过程中，全流程均采用了密闭管道集输。因此，油田废水集输和处理系统排放措施均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关要求。

③其他大气污染防治措施

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

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

c. 加强了油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好了油井的压力监测。

d. 加强了对燃烧设备（加热炉）燃烧废气的环境管理，采用高效的燃烧设备，提高燃烧效率，定期监测废气的排放量及主要污染物浓度。运营期加热炉均采用天然气、燃油作为燃料，油田开采产生的伴生气用于场站自耗，同时作

为清洁燃料，在油气集输和原油处理过程中，产生的大气污染物较大幅度的减少，最大限度的降低了对项目所在区域大气环境的污染。

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

f. 建立“泄漏检测与修复”管理制度，定期开展泄漏检测与修复，对易泄漏环节制定针对性改进措施，通过源头控制减少挥发性有机物泄漏排放。经过调查，根据油田公司质量安全环保部《关于进一步加强设备与管线密封点组件排查管控的通知》要求，2022 年 8 月初，呼伦贝尔分公司运行管理部组织各作业区开展站所密封点组件排查工作，对苏一联合站和乌东联合站共检查机泵、加热炉、分离器、阀门、法兰、连接件、管线等密封点位 1065 处，未发现泄漏问题。

综上所述，现有各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。各站场加热炉燃料采用处理后的天然气，不足部分采用原油，从运行现状来看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。监测结果显示：加热炉燃烧废气排放均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）在用锅炉标准限值要求；各监测点厂界无组织非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值；厂区内无组织挥发的非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）厂区内无组织排放限值要求，因此现有废气污染防治措施有效。

3.1.3.2 地表水环境影响回顾及污染防治措施效果调查

（1）废水影响回顾

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

①采出水

乌尔逊油田和苏仁诺尔油田产液分离的采出水分别管输至乌东联含油污水处理站、苏一联含油污水处理站处理，经含油污水处理站处理后废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/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”回注油层，不外排。

②井下作业废水

在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，现有区块作业污水采用专用废液收集罐收集运至含油污水处理站进行处理，处理后废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/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”后回注油层，不外排。

③油井清防蜡废水

油井清防蜡采用高压蒸汽热洗方式，清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。

④生活污水

根据调查，乌尔逊油田和苏仁诺尔油田各作业区现有职工 229 人，区部生活污水排放量分别为 4.0m^3/d~7.5m^3/d，主要污染物为氨氮、COD 等，各场站生活污水均采用作业区内生活污水处理装置进行处理，处理满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准和《农田灌溉水质标准》（GB5084-2021）旱作标准后排入站外生活污水蒸发池自然蒸发或者用于厂区绿化。

（2）废水污染防治措施效果调查

①生产废水

油田产生的采出水、作业废水均汇集到苏一联、乌东联含油污水处理站，油井清防蜡废水直接进入集油系统，不外排；苏一联、乌东联含油污水处理站采用了“除油缓冲罐→SSF 净化机→单阀滤罐”处理工艺。根据大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司企业自行监测数据统计情况，乌东联污水站和苏一联污水站处理后污水中含油量、悬浮物浓度满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/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”。全部回注油层，生产污水不外排，水污染防治措施合理。

表 3.1-15 项目现有工程污水处理站例行监测结果调查表 单位：mg/L

序号	场站名称	监测时间	废水监测结果		达标情况
			含油量	悬浮固体含量	
1	苏一联含油污水处理站	2021.7	2.17~3.38	1~3	达标
2		2020.10	2.95~5.25	2~3	达标

序号	场站名称	监测时间	废水监测结果		达标情况
			含油量	悬浮固体含量	
3		2023.10	2.95~4.05	1~3	达标
4	乌东联合站	2020.7	2.39～3.08	1~3	达标
5		2021.7	2.22～3.24	1~3	达标
6		2023.10	1.23~3.24	1~3	达标

②生活污水

苏131作业区及乌东作业区均采用一体化生活污水处理装置，即污水提升泵房来水→水解酸化池→一级生物降解池→二级生物降解池→沉淀池→水箱→站外污水池，处理规模为96t/d，生活污水经处理后排入生活污水蒸发池自然蒸发或者用作站场绿化。经现场调查，苏131作业区及乌东作业区站外污水池容积均为10000m^3，目前负荷约50%。依据企业例行监测数据，具体见下表。

表 3.1-16 现有工程生活污水例行监测结果调查表 单位：mg/L(pH 无量纲)

监测时间	监测点位	监测项目	监测值	污水综合排放标准	农田灌溉水质标准限值	达标情况
2023.3.29	苏 131 作业区生活污水处理间处理后	pH	7.4	6-9	5.5-8.5	达标
		COD	62	100	200	达标
		BOD_5	10.5	20	100	达标
		氨氮	1.38	15	/	达标
		总磷	0.74	/	/	/
		总氮	2.95	/	/	/
		石油类	0.28	5	10	达标
		悬浮物	5	70	100	达标
2023.5.16		pH	7.3	6-9	5.5-8.5	达标
		COD	66	100	200	达标
		BOD_5	11.9	20	100	达标
		氨氮	1.45	15	/	达标
		总磷	0.21	/	/	/
		总氮	2.01	/	/	/
		石油类	0.01L	5	10	达标
		悬浮物	4	70	100	达标
2023.8.7		pH	7.1	6-9	5.5-8.5	达标
		COD	60	100	200	达标
		BOD_5	10.8	20	100	达标
		氨氮	1.72	15	/	/
		总磷	0.85	/	/	/
		总氮	2.81	/	/	/

监测时间	监测点位	监测项目	监测值	污水综合排放标准	农田灌溉水质标准限值	达标情况
		石油类	0.01L	5	10	达标
		悬浮物	14	70	100	达标
2023.10.13		pH	7.1	6-9	5.5-8.5	达标
		COD	62	100	200	达标
		BOD_5	11.2	20	100	达标
		氨氮	1.04	15	/	达标
		总磷	0.73	/	/	/
		总氮	2.11	/	/	/
		石油类	0.01L	5	10	达标
		悬浮物	12	70	100	达标
2023.5.17	乌东联合站生活污水处理间处理后	pH	7.8	6-9	5.5-8.5	达标
		COD	48	100	200	达标
		BOD_5	8.6	20	100	达标
		氨氮	1.14	15	/	达标
		总磷	0.27	/	/	/
		总氮	2.03	/	/	/
		石油类	0.01L	5	10	达标
		悬浮物	4	70	100	达标
2023.8.7		pH	7.6	6-9	5.5-8.5	达标
		COD	49	100	200	达标
		BOD_5	8.8	20	100	达标
		氨氮	1.25	15	/	/
		总磷	0.40	/	/	/
		总氮	2.69	/	/	/
		石油类	0.01L	5	10	达标
		悬浮物	21	70	100	达标
2023.10.13		pH	7.4	6-9	5.5-8.5	达标
		COD	55	100	200	达标
		BOD_5	9.9	20	100	达标
		氨氮	1.52	15	/	达标
		总磷	0.47	/	/	/
		总氮	2.29	/	/	/
		石油类	0.01L	5	10	达标
		悬浮物	23	70	100	达标

根据作业区生活污水经过生活污水处理装置处理后水质监测结果可知，所监测污染物各水质均满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准和《农田灌溉水质标准》（GB5084-2021）旱作标准。

综上所述，根据各含油污水处理站处理后水质监测结果可知，生产废水经处理后各水质均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/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”，达标后回注地层，不外排；根据乌东、苏 131 作业区部生活污水例行监测结果可知，乌东、苏 131 作业区生活污水各监测指标均满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准和《农田灌溉水质标准》（GB5084-2021）标准，排入生活污水蒸发池或者用于站内绿化。因此采取的废水处理设施有效。

3.1.3.3 噪声环境影响回顾及污染防治措施效果调查

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

表 3.1-17 项目现有工程场站噪声例行监测结果调查表 单位：dB（A）

序号	场站名称	监测时间	噪声监测结果		达标情况
			昼间	夜间	
1	苏一联	2016.01	53.5-54.1	45.8-47.3	达标
		2018.05	52.1-54.1	43.2-46.2	达标
		2020.9	53.5-55.3	45.8-47.5	达标
		2021.06	49.9-51.2	43.3-48.8	达标
		2023.05.16	48.4-51.1	46.3-48.6	达标
2	乌东联合站	2016.12	43.4-45.6	42.0-44.2	达标
		2019.5	55.7-58.2	46.4-47.5	达标
		2021.6	48.6-51.8	44.6-47.7	达标
		2020.9	53.4-55.5	45.8-47.5	达标
		2023.05.17	50.8-51.9	45.9-47.6	达标
3	苏 37-67 东北 133m 处牧民家	2021.10.8	46.2-46.4	42.5-42.6	达标
	乌 129-101 西南 216m 处牧民家	2021.10.9	46.7-46.8	42.7-42.8	达标
4	苏 106-99 井场	2021.3.10	47.6	43.4	达标
	苏 39-41 井场	2021.3.10	48.3	44.2	达标
	苏 31-62 井场	2021.3.10	46.8	42.7	达标
	乌 131-96 井场	2021.3.10	45.6	42.3	达标

序号	场站名称	监测时间	噪声监测结果		达标情况
			昼间	夜间	
	乌 120-102 井场	2021.3.10	47.2	43.5	达标
	乌 127-90 井场	2021.3.10	46.6	42.8	达标

根据大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司企业自行监测报告统计结果，苏一联合站和乌东联合站厂界噪声及井场噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值，牧民家噪声可以满足《声环境质量标准》1 类标准要求，噪声污染防治措施有效。

3.1.3.4 固体废物环境影响回顾及污染防治措施效果调查

（1）固体废物环境影响回顾

①施工期固体废物环境影响回顾

根据竣工环保验收报告及现场调查，项目施工期产生的各类钻井材料包装袋、废防渗布、生活垃圾等固体废物均有妥善处置去向，未遗落在井场，油田开发钻井过程中所产生的废弃泥浆、岩屑直接排放至井场开挖的防渗泥浆池中，待固化后覆土填埋。井场泥浆池采用防渗膜作防渗处理。按照油田开发的要求，在井场内设置防渗泥浆池，完井后，对防渗泥浆池中剩余泥浆就地添加固化剂固化后填埋，在其上覆盖 30cm 以上厚度原状土，原状土为挖钻井泥浆防渗池保存的表土，后对其进行绿化。

②运营期固体废物环境影响回顾

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

根据调查，乌尔逊油田和苏仁诺尔油田各场站及作业区部生活垃圾产生量约 52~90kg/d，各场站均设有生活垃圾桶，生活垃圾统一收集，定期拉运至新巴尔虎左旗垃圾填埋场处理。危险废物主要包括站场清淤产生的含油污泥，井场作业产生的落地油以及含油废防渗布等。主要危险废物统计见表 3.1-18。

表 3.1-18 危险废物统计一览表

序号	名称	产生的环节	危废代码	主要污染物	暂存设施	处置方式
1	含油污泥	储油罐清淤作业	HW08 900-210-08	废矿物油	贝 28 作业区含油污泥暂存池	阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司
2	落地油	油井生产原油散落、井下作业	HW08 900-210-08	废矿物油		
3	含油废防渗布	防渗过程、井下作业、维修等过程	HW08 900-249-08	废矿物油	贝 28 作业危废暂	

序号	名称	产生的环节	危废代码	主要污染物	暂存设施	处置方式
					存库	

（2）已采取的固体废物处置措施

①施工期

现场调查表明，区块内现有井场废弃钻井泥浆和钻井岩屑等排入具有防渗措施的泥浆池内，泥浆池已覆土掩埋处理，已经进行了平整。经调查，暂无现存环境遗留问题。

同时，为最大程度保护生态环境，本项目所在区块内已于 2020 年全面实施泥浆不落地的清洁生产模式，2020 年以后新钻井均不再设置泥浆池，钻井产生的钻井泥浆及废弃岩屑采用泥浆不落地一体化装置收集处理。

②运行期

A. 危险废物

危险废物主要为含油污泥、落地油、含油废防渗布，主要采取以下措施：

a. 危险废物收集、贮存

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

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

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

期不小于 25 年的暴雨流入贮存池；贮存池应采取措施减少大气污染物的无组织排放。

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

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

2020 年 8 月 20 日呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎右旗分局以《关于呼伦贝尔分公司危险废物规范化暂存工程环境影响报告表的批复》（新右环审表〔2020〕007 号）对危险废物暂存库进行了批复，并于 2022 年 6 月完成自主验收。贝 28 作业区危险废物暂存库用于暂存整个油田产生的危险废物，共 2 座，建筑面积 351.5m^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、废铅蓄电瓶存储库、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，暂存库地面和裙角从下至上分别为 30cm 粘土压实、2.0mmHDPE 土工膜、20mm 厚水泥砂浆保护层、150mm 厚 C20 混凝土配钢筋网、20mm 厚水泥砂浆找平，表面是合成树脂类涂层，防渗满足渗透系数≤10^{-10}cm/s。库房内设有地沟、地坑，库房地面向地沟的倾斜度为 2%，一旦发生泄露，地坑容积为 4m^3，可以容纳事故状态下的泄露液。危废暂存库按 GB15562.2 的规定设置了警示标志，并配备了通讯设备、照明设施、安全防护服装及工具，以及应急防护设施。

b. 危险废物转运

危险废物转移过程中均按《危险废物转移管理办法》执行。危险废物转运严格执行危险废物转移制度。危险废物在运输工程中严格控制运输车辆密闭性，避免“跑、冒、滴、漏”情况发生。危险废物的运输由资质单位按照《危险废物收集贮存 运输技术规范》要求进行运输管理。在运输过程中，尽量选择硬质路面的路线进行运输，同时要在厂区内的运输路线上经常洒水降尘，减少扬尘污染；运输过程中要避开居住区等敏感区，合理安排运输时间，避免夜间运输，减少噪声污染；同时尽量挑选较好的天气进行运输，避免在雨雪大风等天气条件下运输。

一旦运输过程发生意外事故，运输单位及相关部门应根据风险程度采取如下措施：

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

c. 危险废物处置

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司目前已与阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司签订危险废物处理合同（危险废物协议详见附件 7，主要处理 HW08 类危险废物，主要处理油田运营期产生的含油污泥、落地油、含油废防渗布。

阿荣旗海蒙科技发展有限责任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，核准经营规模为危废废物 8.5 万吨每年，能够满足项目要求。

d. 全过程管理

呼伦贝尔分公司严格按照 QHSSE 管理体系标准施工，实现环境保护工作的精细化管理，实现了管道抢维、污染治理、生产恢复一体化管理，同时，建

立无人机巡线制度，提升预警反应能力，最大程度减小危险废物的产生。

B. 生活垃圾

各站生活垃圾暂存于生活垃圾桶，定期由厂部统一安排清运。



图 3.1-18 各站生活垃圾桶

（3）已采取的固体废物处置措施有效性分析

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

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

常。

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

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

根据现场调查以及现行相关环保要求，未发现固体废物环境保护问题。

3.1.3.5 地下水环境影响回顾及污染防治措施效果调查

（1）地下水影响回顾

通过收集历年来环评验收、例行监测以及例行监测等对所在区域地下水环境监测数据，具体见 3.1-19。

表 3.1-19 地下水例行监测结果统计（乌尔逊油田） 单位：mg/L，pH 无量纲

监测因子	2017.12		2020 年例行监测	2021 年例行监测		2022.6				2023 年本项目监测
	D13 图日布(潜水)	D15 萨木苏荣(潜水)	D15 萨木苏荣(潜水)	乌东-21-监测井 1#(潜水)	D18 乌东联下游监测井(潜水)	D13 图日布(潜水)	D15 萨木苏荣(潜水)	D17 乌东-21-监测井 1#(潜水)	D18 乌东联下游监测井(潜水)	
pH	7.74~7.76	7.72~7.76	7.85~7.89	7.5~7.6	7.6~7.7	7.9~8.0	7.6~7.7	7.9~8.3	7.6~7.8	7.4~7.9
总硬度	145~147	145~147	226~228	374~381	334~339	251~253	303~304	188~189	166~170	245~275
溶解性总固体	199~209	202~212	558~560	1239~1240	1246~1253	813~814	899~902	770~775	531~533	516~1379
耗氧量	2.24~2.40	2.63~2.79	2.1~2.2	2.8~2.9	2.5~2.6	2.3~2.4	2.3~2.4	2.1~2.2	2.1~2.2	2.12~2.48
石油类	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
挥发性酚类	0.0011~0.0017	0.0012~0.0018	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氰化物	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氟化物	0.861~1.01	1.31~1.41	0.825~0.832	0.719~0.728	0.725~0.731	0.671~0.674	0.741~0.742	1.52~1.58	1.39~1.45	0.5~0.74
硝酸盐	未检出	未检出	2.72~2.75	4.29~4.34	4.26~4.32	3.47~3.52	2.93~2.94	2.41~2.49	2.35~2.48	1.73~2.18
亚硝酸盐	0.001~0.003	0.001~0.003	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氨氮	0.732~0.756	0.035~0.053	0.172~0.178	0.264~0.268	0.067~0.070	0.391~0.394	0.354~0.356	0.129~0.133	0.117~0.122	0.189~0.324
六价铬	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
砷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铅	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
镉	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
汞	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铁	0.93~0.99	未检出	0.22~0.23	0.12~0.13	0.21~0.24	0.27~0.28	0.27~0.28	未检出	未检出	0.1~0.31
锰	0.37~0.39	未检出	0.07~0.08	0.04~0.05	0.11~0.12	0.07	0.06~0.07	未检出	未检出	0.05~0.11

表 3.1-20 地下水例行监测结果统计（苏仁诺尔油田） 单位：mg/L，pH 无量纲

监测因子	2011.3	2015.5	2016.1		2020.6 例行监测	2021.6 例行监测		2022.6				2023 年本项目监测	2024 年本项目监测
	D23 苏一联水源井(承压水)	D23 苏一联水源井(承压水)	D23 苏区水源井 (承压水)	D22 刚田力格(潜水)	D22 刚田力格(潜水)	D24 苏 131-21-监测井 1#(潜水)	D26 苏一联下游监测井(潜水)	D23 苏区水源井(承压水)	D22 刚田力格(潜水)	D24 苏 131-21-监测井 1#(潜水)	D26 苏一联下游监测井(潜水)		
pH	7.75~7.76	7.52~7.58	7.5~7.52	7.76~7.8	8.32~8.39	7.6~7.7	8.3~8.4	8.1~8.2	8.2~8.3	8.1~8.2	7.8~7.9	7.5~7.8	7.7~7.8
石油类	未检出	未检出	0.02	0.02	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
溶解性总固体	/	/	1536~1552	1605~1615	1300~1310	1214~1215	1016~1021	1191~1197	1084~1092	1176~1185	1905~1922	544~1346	487~543
氨氮	0.187~0.198	0.214~0.232	0.025	0.065~0.074	0.116~0.118	0.265~0.274	0.167~0.172	0.205~0.212	0.150~0.154	0.230~0.238	0.501~0.513	0.227~0.315	0.215~0.262
氟化物	0.85-0.90	0.914~0.942	0.669~0.76	1.37~1.54	0.924~0.949	0.534~0.542	0.682~0.684	0.577~0.579	2.84~2.92	1.47~1.53	0.589~0.608	0.52~0.76	0.578~0.610
挥发酚	0.0006~0.0010	0.0012	0.0016~0.0017	0.0016~0.0019	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
总硬度	252~254	281~284	225~230	244~250	376~378	410	368~369	375	345~349	364~367	613~614	245~279	159~172
硝酸盐	0.03~0.04	0.25	0.9~0.96	1.36~1.9	12.9~13.1	2.68~2.72	3.37~3.42	2.92~2.97	2.78~2.84	2.75~2.79	2.92~2.96	1.59~2.2	2.15~2.84
亚硝酸盐	未检出	0.002~0.003	0.003~0.004	0.004~0.006	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氰化物	/	/	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
六价铬	/	/	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
砷	/	/	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铅	/	/	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铁	/	/	未检出	未检出	0.28~0.29	0.14~0.15	0.15~0.16	0.05	未检出	0.05~0.06	0.14~0.15	0.12~0.33	0.27~0.28
锰	/	/	未检出	未检出	0.06~0.07	0.05	0.07~0.08	0.03	0.14~0.15	0.02~0.03	未检出	0.01L~0.12	0.11~0.13
镉	/	/	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.0005~0.0006	0.0004	0.0004	未检出	未检出
汞	/	/	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

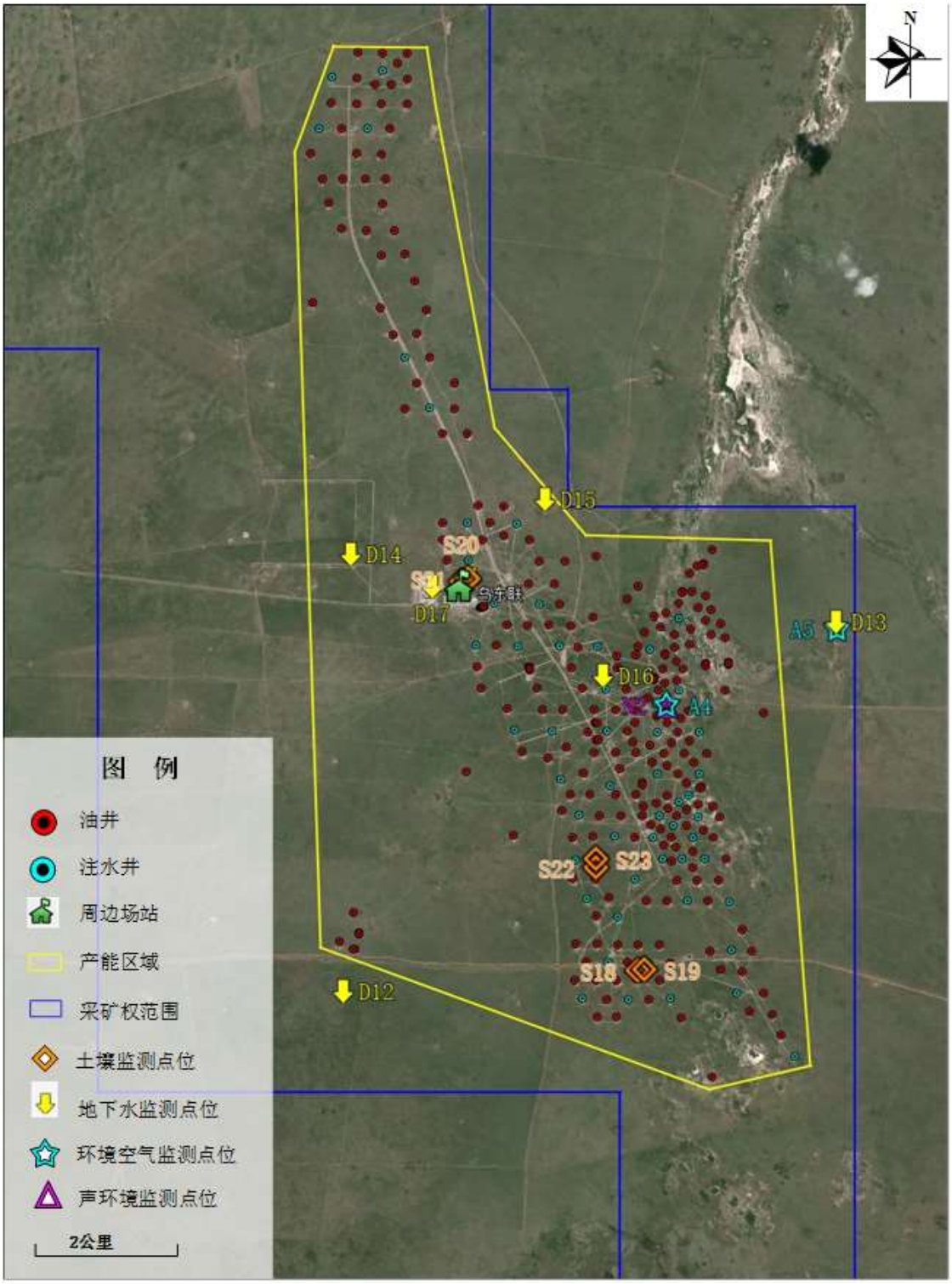


图 3.1-19 监测点位示意图

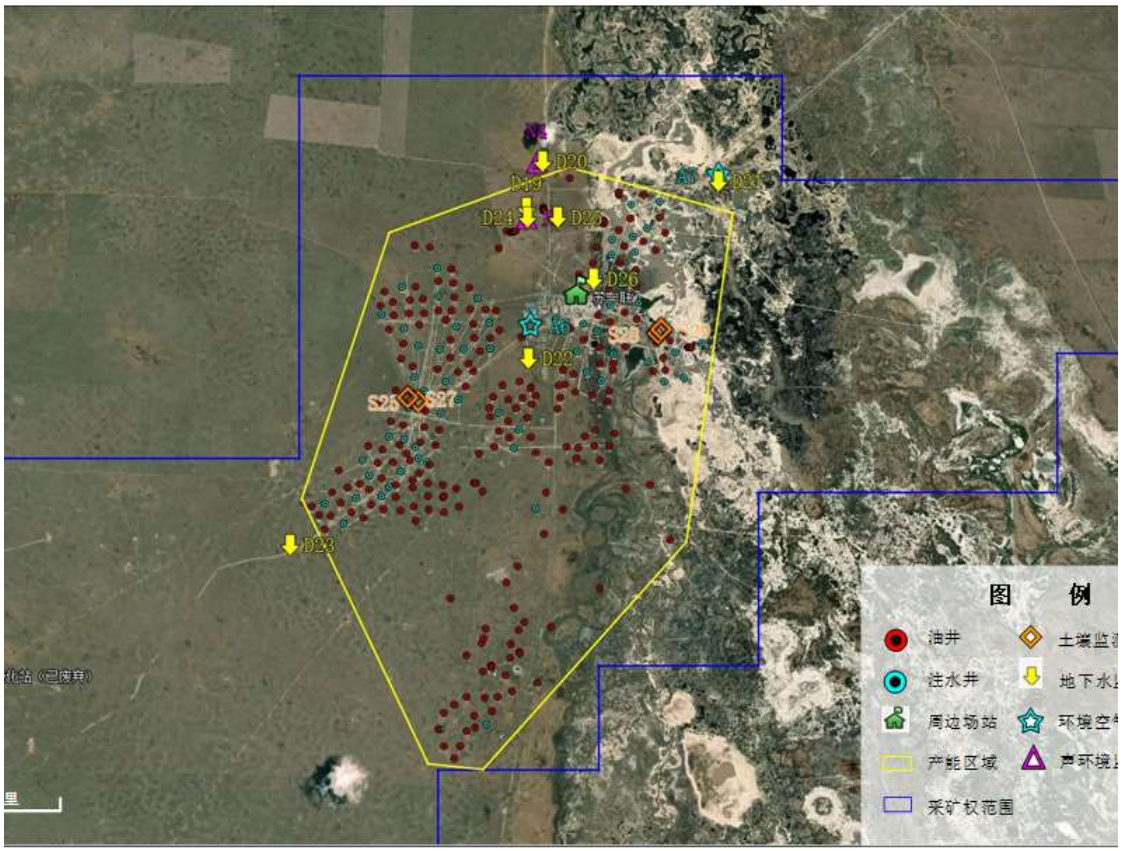


图 3.1-20 监测点位示意图

根据对乌尔逊油田区域内潜水井的监测结果，除个别点位溶解性总固体、氟化物、氨氮、铁、锰超标外，其他各项因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准要求。说明乌尔逊油田开发的特征污染物石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II类限值要求，挥发性酚类满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准要求。

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

根据对苏仁诺尔油田区域内潜水井的监测结果，除个别点位溶解性总固体、氨氮、总硬度、氟化物、锰超标外，其他各项因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准要求；根据对承压水井的监测结果，除个别点位溶解性总固体超标外，其他各项因子均满足《地下水质量标准》

（GB/T14848-2017）中的III类标准要求。特征污染物石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II类限值要求，挥发性酚类满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准要求。

根据引用历史环评监测数据对比，石油类 2016 年监测浓度为 0.02mg/L，2011 年、2015 年、2020~2022 年石油类均未检出；挥发酚 2011 年监测浓度为 0.0006~0.001mg/L，2015 年监测浓度值为 0.0012mg/L，2016 年监测浓度值为 0.0016~0.0019mg/L，2020~2022 年挥发酚均未检出；六价铬、砷、铅、汞等重金属均未检出。根据 2011 年、2015 年、2016 年、2020 年、2021 年及 2022 年监测数据对比，地下水石油类和挥发性酚类均满足相关标准要求，且相差不大，说明该区域油田开发对区域地下水影响较小。

（2）已采取的地下水污染防治设施有效性评价

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

①源头控制措施

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

b. 采出水经污水站处理达标后用于回注地层。加强对废水水质检测和水量计量，发现问题及时处理，避免水质不达标和泄漏，从源头控制减少对地下水的污染影响。根据作业区含油污水处理站出水水质的监测结果，本项目采出水经处理后，可以满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准要求，未回注与油气开采无关的废水，回注层为现役油气藏层。满足《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）中相关要求。

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

d. 按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。

e. 原油拉运安全措施：车辆灭火器、阻火器、静电拖地带、车辆移动式静

电接地装置配置齐全、安全可靠和正确使用；加强车辆安全性能检查、检验；驾驶员安全业务技能培训、考核合格后，持证上岗。根据调查，本项目所在区块在日常管理中，定期对阀门、机泵进行了检修与维护；井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，及时了回收落地油等废物；加强管理，对井口装置、集输管线、输水管线等易发生泄漏的部位进行了巡回检查；采出水在现有联合站实现油水分离后，采出水经污水处理设施处理后回注地下，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后集中处理，处理后的采出水和井下作业废水均未排入外环境；对含油污水处理站废水水质定期进行检测和水量计量。

f. 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%。

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

②分区防控措施

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

a. 重点防渗区：主要包括场站原油储罐、站场污水沉降罐、含水油事故罐、事故废液罐、回收水罐、收油池及废液储存池、集输管线、油井作业时地面等，参照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中关于重点防渗区等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，$K\leq1.0\times10^{-7}$cm/s 技术要求。

b. 一般防渗区：主要包括作业区防渗生活污水池，参照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中关于重点防渗区等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，$K\leq1.0\times10^{-7}$cm/s 技术要求。

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

表 3.1-21 已采取的分区防渗措施

类别	涉及区域	防渗措施	防渗要求
重点防渗区	站场内原油储罐区、净化油储罐	在罐基础砂垫层下面设置防渗衬垫，一旦罐底板泄漏就可在排放管处检测到；采用双层罐底。	HJ610-2016 表 7 中关于重点防渗区等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，$K \leq 1.0\times10^{7}$cm/s 技术要求
	收油池及废液储存池	现有废液池、污泥池地面及裙角进行防渗，主体采用防水钢筋混凝土，防渗等级 P8 级，池底板结构由上到下依次为：1：2 水泥砂浆抹平层厚 20mm（内掺水泥用量 1.6%的 SR312 防水剂）；C30P6 级 F200 抗渗抗冻抗收缩混凝土厚 450mm（内掺水泥用量 1.1%的 SR312 防水剂）；C15 混凝土垫层厚 100mm，池壁板厚 300mm，壁板内表面用 1：2 水泥砂浆抹面。不露出地面部分壁板由里到外依次为：刷冷底子油一道，热沥青两道，挤塑聚苯板厚 100mm，1：2 厚 20mm 水泥砂浆找平层，砖砌体维护厚 120mm，1：2 水泥砂浆抹厚 20mm，粗砂厚 300mm。池体按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的要求建设，防渗系数满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求（1.0×10^{-10}cm/s）。	
	集输管线	采用无缝钢管、管道设计壁厚的腐蚀余量不小于 2mm、采用管道内外防腐，管道的连接方式采用焊接。	
	油井作业区域	作业期间，作业区域搭建临时防渗围堰，并铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜防渗布	
一般防渗区	作业区防渗生活污水池	采用“倒棱形台土池+防渗膜+浆砌预制块护坡”形式，防渗层为 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）防渗膜	HJ610-2016 中一般防渗区等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1.0×10-7cm/s 技术要求
简单防渗区	井场地面	采用地面碾压、夯实平整等进行防渗	HJ610-2016 中关于简单防渗区的技术要求
	站场等其他地面	采用地面碾压、夯实平整、硬化等进行防渗	

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

③地下水跟踪监测

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

表 3.1-22 本项目所在区块监测井设置情况统计表

序号	井号	施工日期	井深（m）	井位坐标	区块
1	苏 131-21-监测井 1#	20201125	87	117°50′14″/48°36′24″	苏仁诺尔油田
2	苏 131-21-监测井 2#	20201126	87	117°50′34″/48°36′24″	
3	苏 131-21-监测井 3#	20210424	85	117°50′43″/48°35′48″	
4	乌东--21-监测井 1#	20210426	87	117°48′27″/48°14′24″	乌尔逊油田
5	乌东--21-监测井 2#	20210427	94	117°48′31″/48°14′23″	
6	乌东--21-监测井 3#	20210727	110	117°50′05″/48°13′50″	



图 3.1-21 跟踪监测井现状照片

根据调查，目前已完成了以上监测井的建设、完井、留档等工作，监测井的设计、施工、成井基本符合《地下水监测井建设规范》的要求，作业区配备专（兼）职管理员负责辖区范围内地下水监测井的日常管理、巡检并配合开展地下水监测工作，并将地下水监测工作列入《大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司自行监测方案》，监测频率为每年一次。但根据调查及收集资料，建设单位未完全按照环评及验收报告中设置的跟踪监测井进行定期监测，其中乌尔逊油田本项目涉及的区块需补充设置 7 口跟踪监测井，苏仁诺尔油田本项目涉及区块需补充设置 10 口跟踪监测井，德二联压裂返排液站、含油污泥暂存池、危险废物暂存库下游补充设置 1 口。

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

④现有工程地下水回注情况调查

a. 回注井井筒完整性

油水井钻井过程中使用双层套管，并进行了固井，以保护地下水不受污

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

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

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

b. 回注层可注性

苏 102-X2 区块注水层位为南二段 I 油组，埋深-1350~-1550m，地层厚度 150-250m，平均厚度 200m，岩性为粉砂岩、砂质砾岩。地层渗透率 1.11-289.2 毫达西，平均为 25.8 毫达西，属于中等渗透储层。区块于 2019 年开发时进行试注，初期日注水 35m³，试注半年，未见明显特征。

苏 29-45-4 区块注水层位为铜钵庙，埋深-1750~-1950m，地层厚度 150-250m，平均厚度 200m，岩性为砂质砾岩。地层渗透率平均为 1.3 毫达西，属于特低渗透储层。区块于 2019 年开发时进行试注，初期日注水 20m³，试注半年，未见明显特征。

乌 99-94 井区目的层为南屯组二段油层，岩性以粉砂岩、粗砂－砂砾岩为主，南二段储层平均孔隙度 14.3%，属于中低孔低渗储层。试注半年，未见明显特征。

乌 27 区块目的层为南一段油层，岩心、录井资料分析表明，南一段储层主要岩性为粉砂岩、细砂岩。岩心统计表明，孔隙度分布范围在 6.0%～21.4%，平均 14.5%；渗透率分布范围在 0.1mD～237mD，平均 36.8mD，乌

27区块南一段为低孔低渗储层。截止2023年12月底，共有注水井8口（开井2口），平均单井射开砂岩厚度37.7m，有效厚度13.5m，破裂压力19.3MPa，初期平均注水压力15.0MPa。试注半年，未见明显特征。

乌33区块目的层为南一段油层，岩心、录井资料分析表明，南一段储层主要岩性为粉砂岩、细砂岩。东部断块有效厚度要好于西部断块，同时构造高部位有效发育要好于构造低部位。取心井的物性统计结果表明，断块内储层孔隙度分布范围在7.0%～28.0%，平均孔隙度为13.4%。渗透率分布范围在0.2～25.4mD，平均为10.0mD，为低孔低渗透储层。试注半年，未见明显特征。

根据企业例行监测结果（附件15），采出液分离的采出水中主要污染物为悬浮物、石油类，经乌东联、苏一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/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。

c. 回注层封闭性

乌99-94井区回注层封闭性较好，整体构造平缓，上隔层为大磨拐、伊敏、青元岗地层，埋深下限为-2200-2300m，上至地面，整体岩性为大厚段泥岩，厚度1000-2000m以上，无渗透性。下隔层为南二段II油组及南一段，埋深2400-2600m，隔层厚度200m，构造平缓，地层连续且稳定，断层延伸至-800m青元岗地层消失，整体渗透性较差，渗透率0.01毫达西以下。总回流量影响范围内无断层、地表露头或出露点。

乌27区块回注层封闭性较好，整体构造平缓，上隔层为大磨拐、伊敏、青元岗地层，埋深下限为-1800-1900m，上至地面，整体岩性为大厚段泥岩，厚度1000-1800m以上，无渗透性。下隔层为南一段，埋深2400-2600m，隔层厚度200m，构造平缓，地层连续且稳定，断层延伸至-800m青元岗地层消失，整体渗透性较差，渗透率0.05毫达西以下。总回流量影响范围内无断层、地表露头或出露点。

乌 33 区块回注层封闭性较好，整体构造平缓，上隔层为大磨拐、伊敏、青元岗地层，埋深下限为-2200-2300m，上至地面，整体岩性为大厚段泥岩，厚度 1000-2000m 以上，无渗透性。下隔层为南一段及铜钵庙储层，埋深 2400-3500m，隔层厚度大于 200m，构造平缓，地层连续且稳定，断层延伸至-800m 青元岗地层消失，整体渗透性较差，渗透率 0.05 毫达西以下。总回流量影响范围内无断层、地表露头或出露点。

苏 102-X2 区块回注层封闭性较好，整体构造平缓，上隔层为大磨拐、伊敏、青元岗地层，埋深下限为-1300-1350m，上至地面，整体岩性为大厚段泥岩，厚度 1000m 以上，无渗透性。下隔层为南二段 II 油组及南一段，埋深 1400-1600m，隔层厚度 200m，构造平缓，地层连续且稳定，断层延伸至-800m 青元岗地层消失，整体渗透性较差，渗透率 0.01 毫达西以下。总回流量影响范围内无断层、地表露头或出露点。

苏 29-45-4 区块回注层封闭性较好，整体构造平缓，上隔层为大磨拐、伊敏、青元岗、南屯组地层，埋深下限为-1700-1850m，上至地面，整体岩性为大厚段泥岩，厚度 1000m 以上，无渗透性。下隔层为塔木兰沟组，埋深 2200-3600m，隔层厚度大于 200m，构造平缓，地层连续且稳定，断层延伸至-600m 青元岗地层消失，整体渗透性较差，渗透率 0.01 毫达西以下。总回流量影响范围内无断层、地表露头或出露点。

根据调查，结合油田采出水处理站的实际回注情况，油气储层所在构造形成圈闭，回注水进入油气储层，不会对上层地层造成影响。海拉尔地区回注层深度远深于区内主要淡水含水层，与区内淡水含水层不在一个层位。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，即相隔多层的隔水层和弱透水层，回注水对上层地下水产生不利影响的可能性较小。

3.1.3.6 土壤环境影响回顾及污染防治措施效果调查

（1）土壤环境影响回顾

①土壤生态影响回顾

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

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

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

因而，区域内的风蚀量会有所增加，进而影响区域空气环境质量。

②土壤污染影响回顾

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

通过收集区域内环评、验收及企业例行监测等对所在区域土壤环境监测数据，具体见3.1-23。

表 3.1-23 土壤监测数据 单位：mg/kg

监测项目	乌 135-104 井场永久占地内	乌 135-104 井场永久占地外 30m	苏 1501 永久占地内	苏 1501 外 30m	苏 37-67 油井永久占地内	苏 72-70 永久占地内外东侧 50m 处草地	苏 29-45-14 井场永久占地内	乌 135-104 井场永久占地外 30m	2024 年本次监测（建设用地）	2024 年本次监测（农用地）	建设用地标准值	农用地标准值
日期	2020.7.1		2020.7.8		2021.10.8		2023.5.17	2023.5.18				
pH	8.55	8.45	8.40	8.45	7.94	7.82	/	/	7.24~8.25	7.85~8.32	/	/
汞	0.017	0.013	0.012	0.013	0.012	0.015	0.025	0.021	0.012~0.025	0.016~0.027	38	3.4
砷	3.5	2.6	4.3	3.8	2.97	3.08	3.49	3.59	3.15~3.96	2.71~3.5	60	25
铅	15	17	18	16	11	12	22	18	11~25	11.6~20	800	170
镉	0.07	0.08	0.09	0.08	0.07	0.07	0.13	0.10	0.05~0.19	0.06~0.12	65	0.6
总铬	54	56	55	54	/	/	/	/	/	44~52	/	250
铜	14	12	12	14	/	11	19	18	12~48	11~20	18000	100
镍	22	20	22	20	/	19	28	21	0.016~27	17~24	900	190
锌	61	65	66	61	/	62	56	58	/	54~63	/	300
六价铬	2L	2L	2L	2L	2L	/	ND	ND	ND	ND	5.7	/
石油烃	26	6L	22	6L	6L	6L	22	32	11~116	31~51	4500	/
石油类	41.5	30.2	43.1	31.2	/	/	/	/	20~31	21~25	/	/
挥发酚	/	/	0.037	0.029	/	/	/	/	12~27	/	/	/

监测区域井场永久占地内土壤中污染物满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准，永久占地外土壤满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准。

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

石油烃排入土壤后，会影响土壤的通透性。因为石油类物质的水溶性一般很小，土壤颗粒受石油污染后不易被水所浸润，形不成有效的土壤内导水通路，渗水量下降，透水性降低，而且积聚在土壤中的石油烃，绝大部分是高分子有机物。它们粘着在植物根系上形成一层粘膜，阻碍根系的呼吸与水分的吸收，甚至引起根系的腐烂。石油类物质还可能影响土壤酶的活性，从而干扰作物的生长；过量的石油类物质还可以被作物吸收并沉积于果实，使受污染土壤上生产的粮食不宜食用。

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

（2）已采取的土壤污染防治措施有效性评价

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

①源头控制措施

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

采出水、作业废水全部收集进入污水处理系统，达标后回注地层，不外排；站场生活污水全部收纳经生活污水处理装置处理达标后用于站场绿化或自然蒸发，不外排；井场储罐采用钢制双层罐；加强管线巡线，定期对原油和污水管线进行壁厚检测，对腐蚀严重的管线及时更换，防治管线泄漏引起的土壤污染；井下作业过程“敷设作业、带罐上岗”，及时回收落地油。

②过程防控措施

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

垂直入渗途径防范措施：采取分区防控措施，含油污泥暂存池、危废暂存库、站场污水污泥池、原油储罐区等区域均采取了重点防渗措施；同时作业过程中设置临时围堰，底部铺设防渗布，围堰为粘土夯筑，避免作业污油污水进入井场永久占地范围以外的环境，作业结束后及时清理井场。根据现场调查，场地内设备运行正常，场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味。对管线刺漏造成的土壤污染大部分进行了及时清运，治理，并减少扩散范围，降低土壤污染风险。

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

根据现场调查以及现行相关环保要求，未发现存在土壤环境问题。

③土壤跟踪监测

根据现有区块环境影响报告书中提出在产能区域内设置跟踪监测计划，并对跟踪监测点进行定期监测，并对监测结果进行信息公开，每年公开一次。共设置4个跟踪监测点，目前已设置4个跟踪监测点。

表 3.1-24 本项目所在区块土壤跟踪监测点设置情况统计表

序号	井号	井位坐标	监测项目	监测频次
1	苏 72-70 油井永久占地内	117°51′21.12″ /48°35′32.99″	pH、石油烃、汞、砷、铅、镉、铬（六价）	1 次/1 年
2	苏 72-70 油井永久占地外 100m	117°51′21.47″ /48°35′33.12″		
3	乌 126-97 油井永久占地内	117°50′56.75″ /48°13′41.94″		
4	乌 126-97 油井永久占地外 100m	117°50′58.01″ /48°13′41.44″		

3.1.3.7 生态防治措施效果回顾调查

根据现场调查、查阅相关资料及走访附近牧民得知，项目区块采取了以下措施：

（1）生态影响回顾

①占地影响回顾

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

②植被环境影响回顾

通过对油田区块现状考察分析，管线工程等临时占地平整后，由于很少再次进行干扰，翌年将会逐渐有草本植物恢复。根据调查，油田在开发建设过程中，施工人员的生活垃圾、污水都进行了集中处理，生活污水排入施工现场设置的防渗污水池中，大部分蒸发，剩余部分由钻井队抽走拉运至作业区生活污水处理装置处理；油田开发初期，钻井废弃物排至防渗泥浆池中，统一在泥浆池进行干化后填埋，自 2020 年起，钻井均采用泥浆不落地工艺，井场不设置泥浆池，钻井废弃物不在井场排放。因此，正常情况下油田开发工程产生的污染物对井场以外区域的天然植被影响较小。

油田进入正常运营过程中以后，不会再对区域内的自然植被产生新的破坏性的影响，但由于地表永久性构筑物（道路、井场、站场等）全部建设完成，

使其永久性占地范围内的植被全部消失。管道工程永久性占地范围，以及工程建设过程中临时性占地范围内的植被，在施工过程中虽然会受到不同程度的影响，施工结束后，则会逐渐恢复。自然条件较好的地段会在较短的时期内逐渐恢复，在自然条件恶劣的地段，植被的自然恢复则需要较长的时间。

③野生动物影响回顾

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

它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

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

④生态系统稳定性及完整性的影响回顾

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

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

⑤退役期生态影响回顾

受油田滚动开发特点的影响，不断有枯竭油藏关停井，对于进入退役期的

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

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

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

⑥生态环境变化趋势

通过对 2013 年、2018 年、2020 年、2023 年遥感影像解译，得到 4 期评价区的植被覆盖度变化数据。

a. 苏仁诺尔油田

本项目所在区块植被覆盖度变化统计结果见表 3.1-25，2013 年、2018 年、2020 年、2023 年植被覆盖度分布见图 3.1-23。

表 3.1-25 植被覆盖度变化一览表（苏仁诺尔油田）

植被覆盖度	2013 百分比 (%)	2018 百分比 (%)	2020 百分比 (%)	2023 百分比 (%)
0~20%	5.2	4.8	8.2	6.1
20~40%	12.9	8.9	17.3	11.5
40~60%	53.2	51.8	49.8	52.7
60~80%	25.5	28.3	23.2	24.9
＞80%	3.2	6.2	1.5	4.8

根据表 3.1-25 和图 3.1-23 可知，本项目所在区块 2013 年 8 月植被覆盖度主要集中在 40~80%，约占总面积的 78.7%；2018 年 8 月植被覆盖度主要集中在 40~80%，约占总面积的 80.1%；2020 年 8 月植被覆盖度主要集中在 40~80%，约占总面积的 73%；2023 年 8 月植被覆盖度主要集中在 40~80%，约占总面积的 77.6%。

本项目苏仁诺尔油田区块上次开发建设于 2019 年，可以看出 2020 年植被

覆盖度有明显的降低，但随着生态保护措施的落实，2023 年植被盖度与 2013 年基本持平。

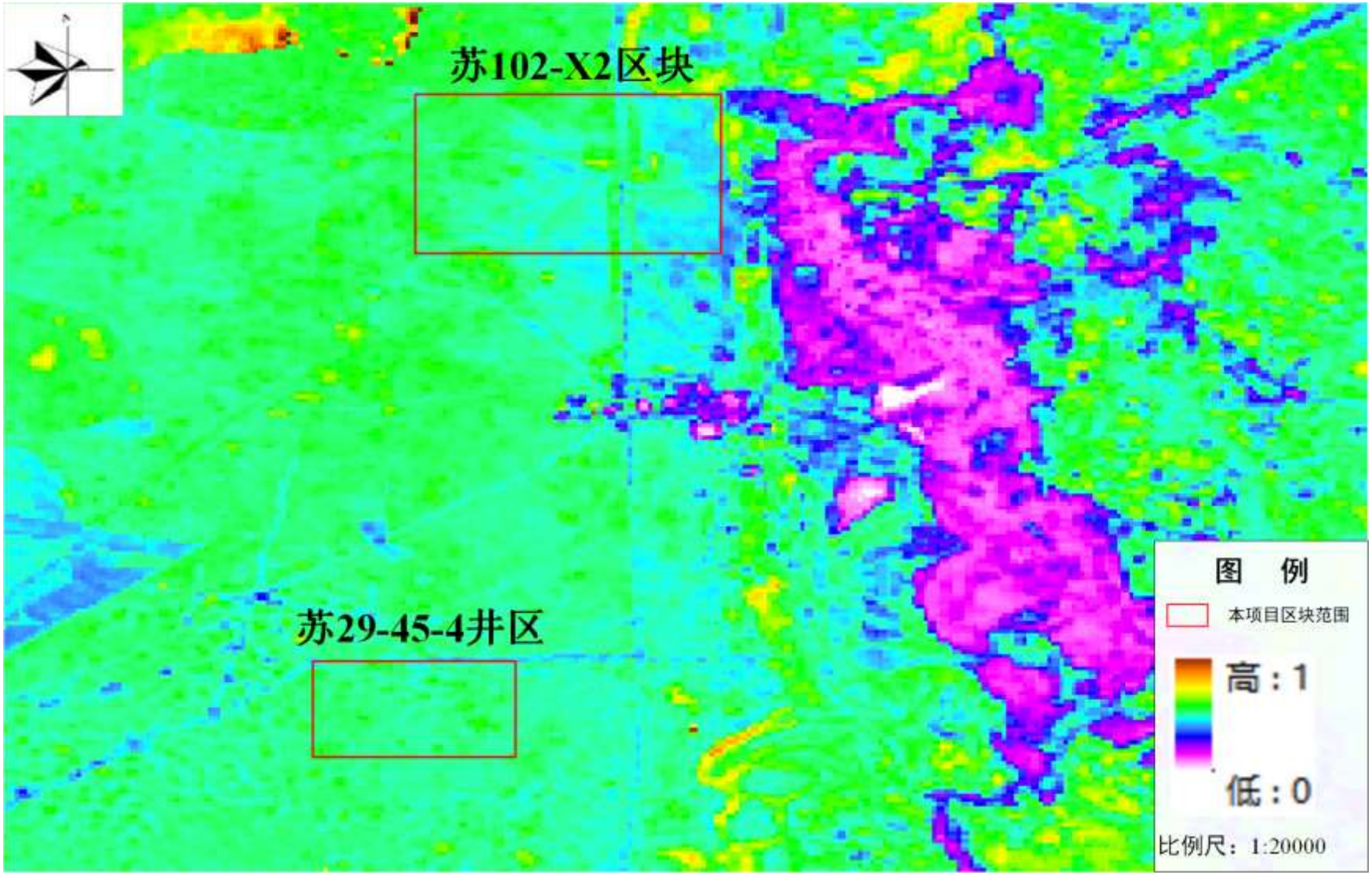


图 3.1-23（1） 2013 年苏仁诺尔油田植被覆盖度示意图

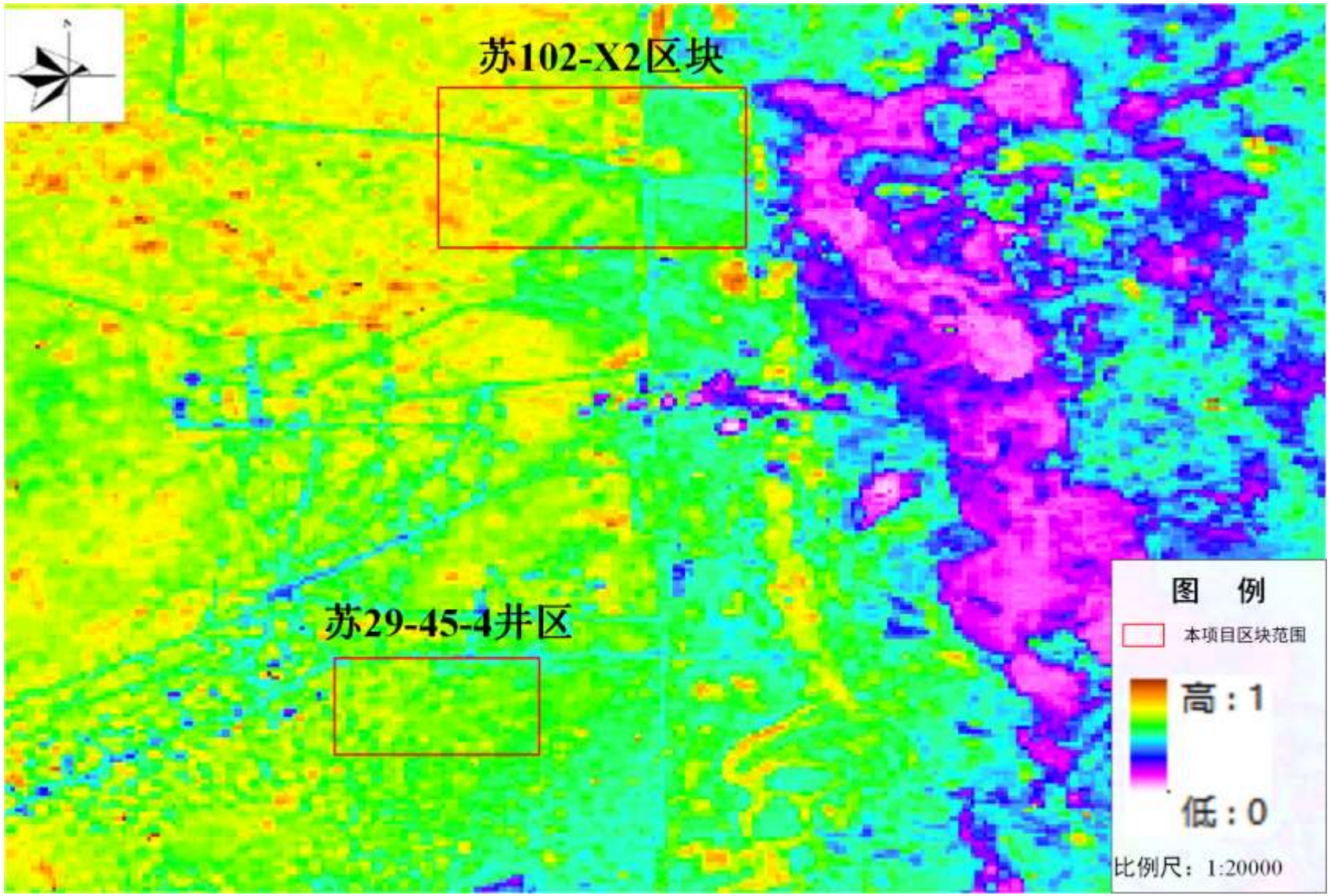


图 3.1-23（2） 2018 年苏仁诺尔油田植被覆盖度示意图

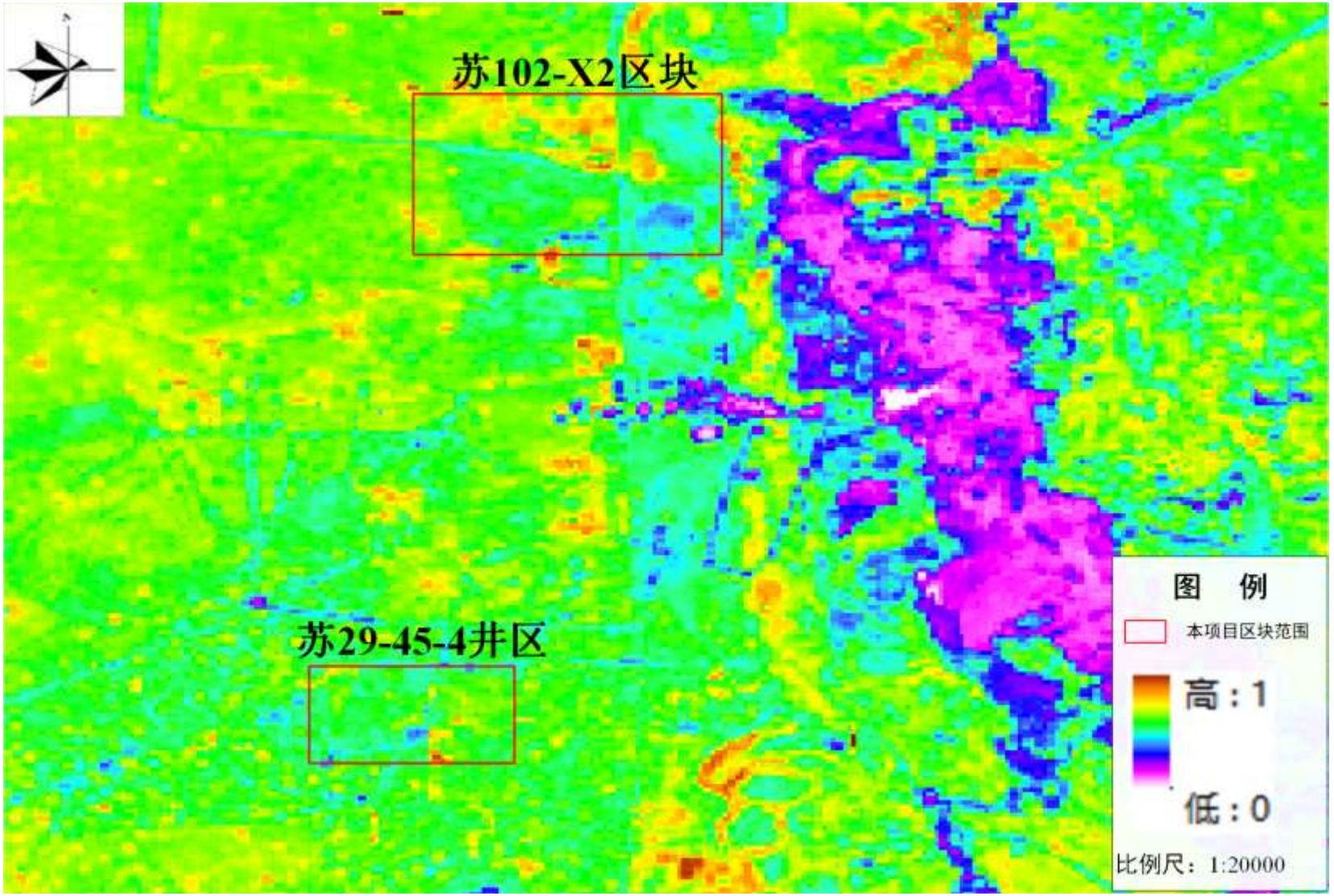


图 3.1-23（3） 2020 年苏仁诺尔油田植被覆盖度示意图

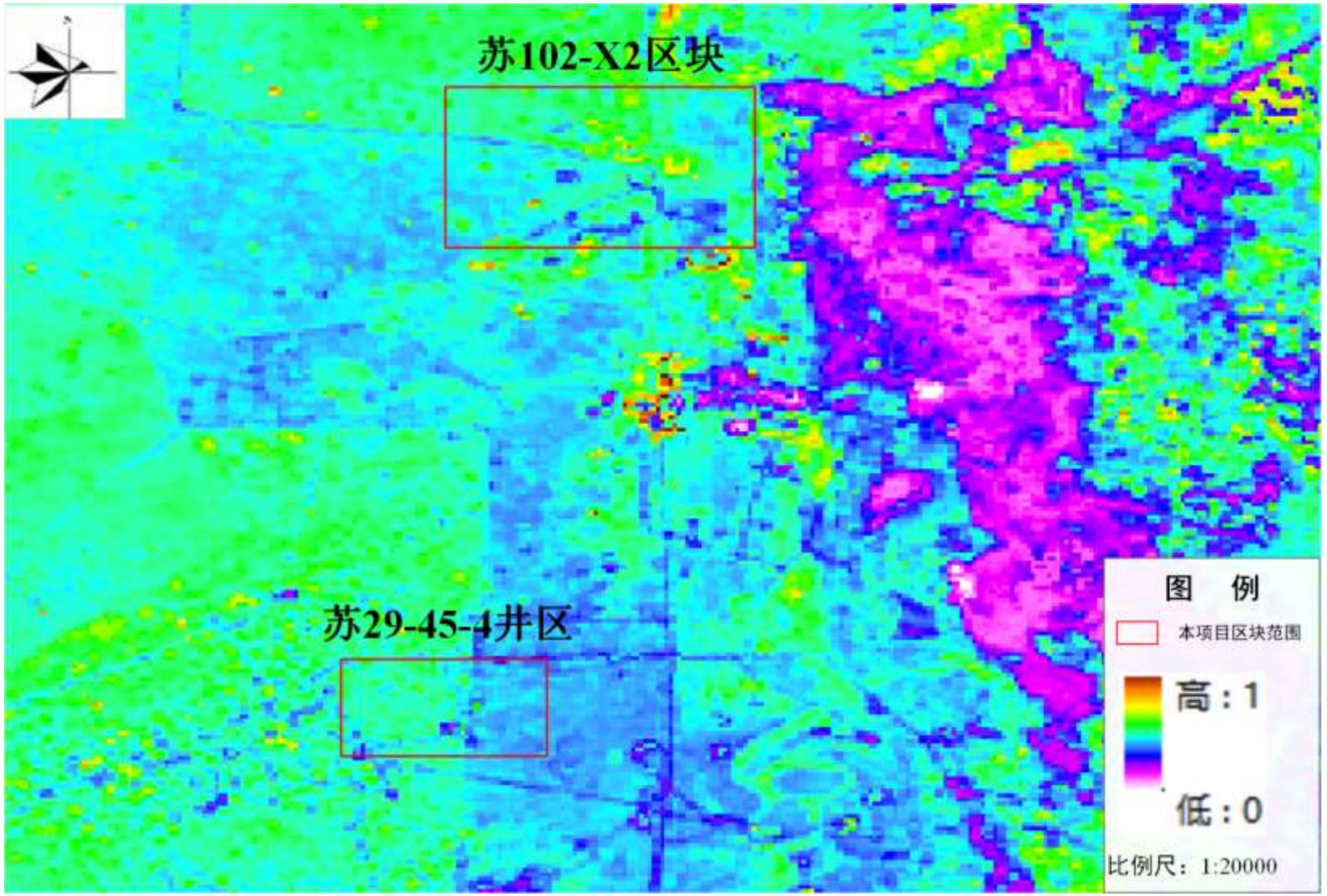


图 3.1-23（4） 2023 年苏仁诺尔油田植被覆盖度示意图

b. 乌尔逊油田

本项目所在区块植被覆盖度变化统计结果见表 3.1-26，2013 年、2018 年、2020 年、2023 年植被覆盖度分布见图 3.1-24。

根据表 3.1-26 和图 3.1-24 可知，乌尔逊油田 2013 年 8 月植被覆盖度主要集中在 40~80%，约占总面积的 83.5%；2018 年 8 月植被覆盖度主要集中在 40~80%，约占总面积的 76.6%；2020 年 8 月植被覆盖度主要集中在 40~80%，约占总面积的 79.7%；2023 年 8 月植被覆盖度主要集中在 40~80%，约占总面积的 79.3%。2023 年植被盖度与 2018 年基本持平。

表 3.1-26 植被覆盖度变化一览表（乌尔逊油田）

植被覆盖度	2013 百分比 (%)	2018 百分比 (%)	2020 百分比 (%)	2023 百分比 (%)
0~20%	2.5	3.2	2.1	3.4
20~40%	11.9	19.4	10	13.6
40~60%	58.2	53.8	54.8	57.5
60~80%	25.3	22.8	24.9	21.8
＞80%	2.1	0.8	8.2	3.7

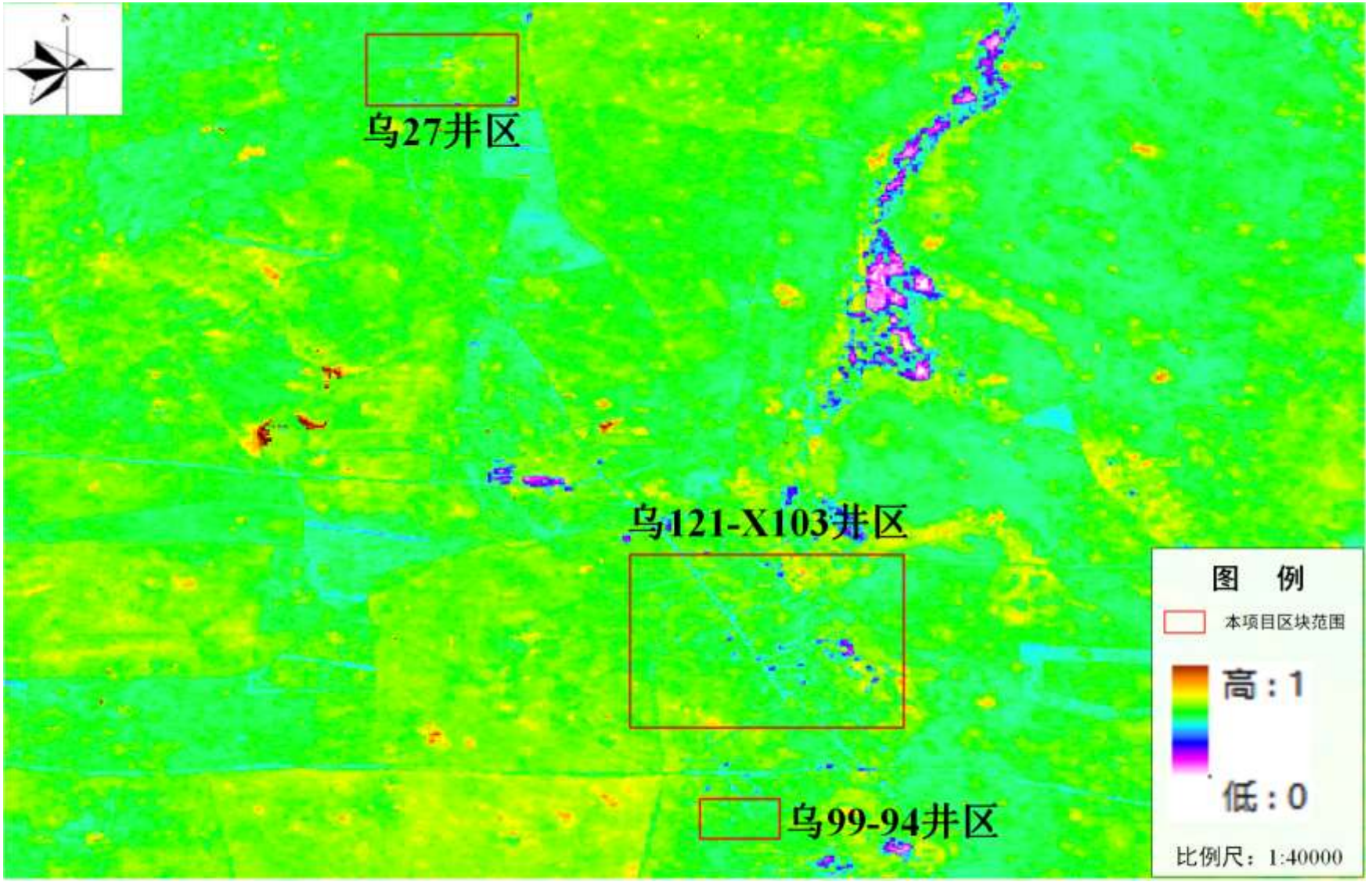


图 3.1-24（1） 2013 年乌尔逊油田植被覆盖度示意图

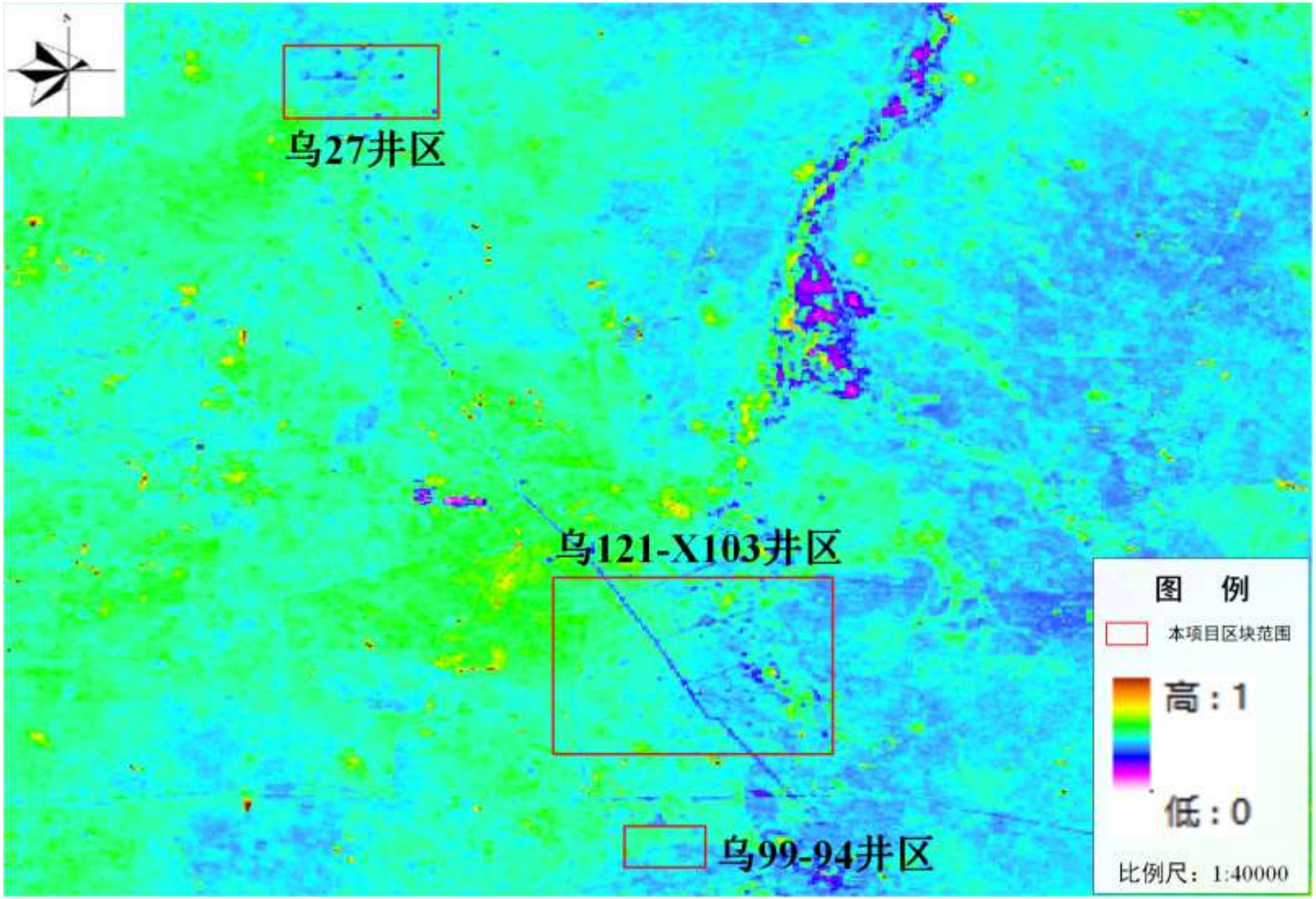


图 3.1-24（2） 2018 年乌尔逊油田植被覆盖度示意图

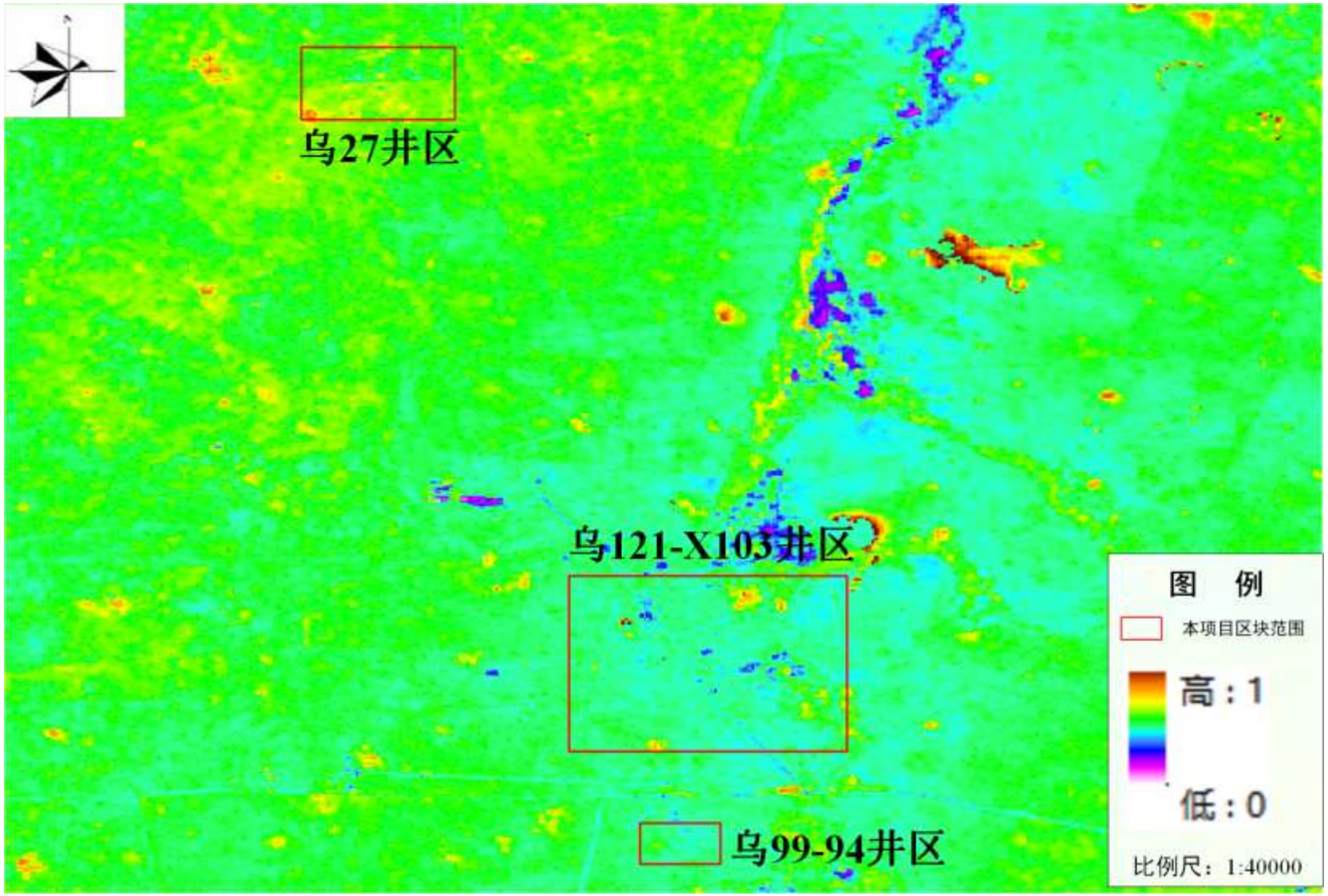


图 3.1-24（3） 2020 年乌尔逊油田植被覆盖度示意图

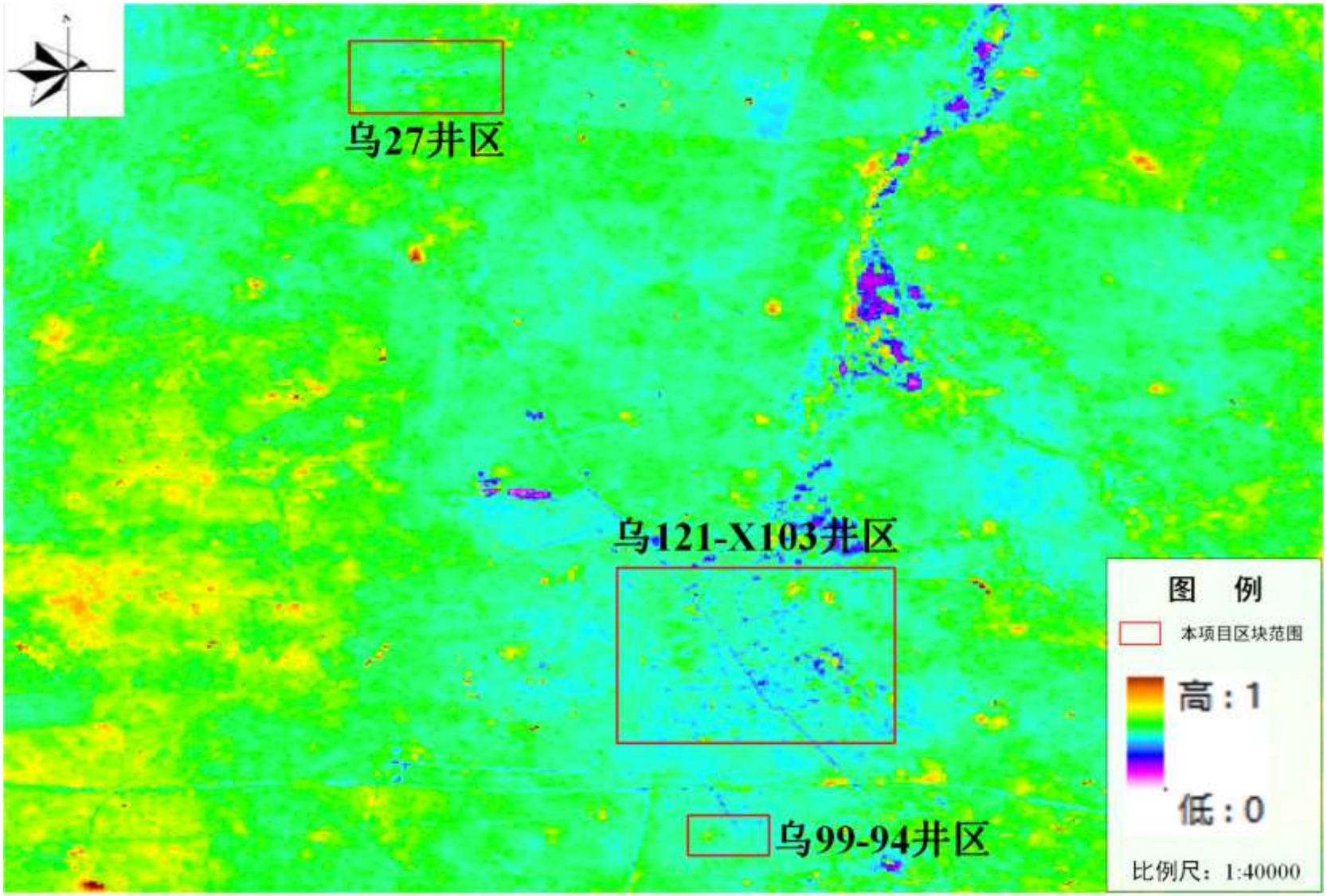


图 3.1-24（4） 2023 年乌尔逊油田植被覆盖度示意图

（2）已采取的生态污染防治措施有效性评价

①站场生态恢复措施调查

通过合理规划井场，严格控制占地，选址避让植被生长良好区域。经现场调查，各场站内的工艺装置区均进行了硬化，装置区间道路为水泥路或铺设透水砖。各站场内部、外部基本上进行了绿化。

②井场生态恢复措施效果回顾调查

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

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

③管线及道路生态恢复措施效果回顾调查

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

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

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

集输管线：a、回填。回填时均按照原有层次逐层回填，恢复土壤原有结构，回填后对管线开挖面进行了平整、压实、复耕或复垦；b、地貌恢复：对于管道沿线施工后的地貌改变，按照满足土地恢复的要求，对管沟回填后的余

土采取了均匀分散在管中心两侧的方式，并使管沟与周围自然地表形成了平滑过渡，从而避免了形成汇水环境而造成的水土流失。

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

管理措施及要求：a、运行期内加强了植物措施的管理与管护，减少运行初期因植物未恢复而造成的水土流失；禁止破坏输油气管道沿线两侧栽植的植被，禁止对沿线坡面放牧，以避免路基削面产生新的水土流失现象；b、加强水土保持设施的维护与管理，对损坏的设施应及时修复，以避免造成更大的水土流失；c、加强对沿线生态环境的监测与评估，及时发现坍塌等现象时，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。

根据调查，自施工结束至今，项目现有井区基本按照环评及批复要求，对井场及站场周边、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。

④退役期生态恢复措施效果回顾调查

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

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

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

复措施。

3.1.3.8 环境风险防范措施及应急要求有效性

（1）站场事故风险防范措施调查

乌东联及苏一联罐组周围设置环形消防车道，同时设置 1.5m 高防火堤和 1.3m 高隔堤；在油罐区内部设置具有隔油功能的排水阀将雨水和消防水排出罐区，经水封井排到污水处理系统处理后用于回注；设置可燃气体检测报警仪，及时发现问题，采取对策；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；定期维护保养容器、设备和站内管线；站内配备了干粉灭火器、吸油毡、铁锹、消防沙等应急物资。

（2）井喷事故风险防范措施调查

①开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求；

②严格执行井控工作九项管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度；

③各种井控装备及其它专用工具、消防器材、防爆电路系统配备齐全、运转正常；

④每次起钻前必须活动方钻杆上、下旋塞一次，以保证其正常可靠；

⑤严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

⑥发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进。

⑦安装防止井喷失控的专用设备、设施，包括高压自封、不压井起下管柱装置等。

（3）井场事故风险防范措施调查

井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地侵染土壤交由有相应处理资质的单位进行回收、处置；井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具，符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明；在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火

器、消防铁锹和其它消防器材；储罐设置在井场主导风向下风向，并与井口距离不得小于50m。

（4）集输事故风险防范措施调查

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

②按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

③在集输系统运行期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

④加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

（5）罐车运输事故风险防范措施

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

（6）火灾、爆炸风险防范措施

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

（7）应急物资配备情况

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

（8）应急监测方案

根据调查可知，项目区块产能建设项目均编制了应急监测方案，现有工程

一旦发生环境事故，严格按照应急监测方案中的规定开展应急监测，并在事故后不定期对生态环境的恢复状况进行监测。

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

3.1.4 项目钻井工程环保措施和效果回顾调查

本项目除苏 102-X2、苏 29-45-4 井区区块外，其余包括乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区油水井在《乌尔逊凹陷 2023-2025 年油藏钻井工程环境影响报告书》中完成钻井环评，并取得呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎左旗分局批复（新左环审表字〔2021〕13 号）后开工，现均已射孔完井。各项环境保护措施均得到落实。具体落实情况见表 3.1-9。

表 3.1-29 钻井工程环保措施落实情况调查表

序号	内容	钻井工程环评中提出措施	环评批复中要求	实际采取环保措施	落实情况调查
1	生态环境影响	永久占地均按照规定进行经济补偿。对临时占用土地进行表土留存，分层回填，整平翻松，恢复植被。	施工结束后对临时占地及时清理现场，对临时占地地面进行生态保护和植被恢复措施。	已落实 ①根据现场调查，建设单位对永久占地已按照规定进行了补偿； ②钻井施工对表土进行了留存，目前已完成钻井施工。由于后续还需压裂，待压裂完成、地面工程施工结束后，统一再按照要求进行植被恢复。	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。	已落实 ①施工过程中进行了洒水抑尘，表土及建材堆放设置了挡板、上覆了遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布，未对周围环境造成污染； ②井场柴油发电机采用环保型设备，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	乌尔逊油田产生的钻井废水拉运至乌东联含油污水处理站处理。	乌尔逊油田产生的钻井废水拉运至乌东联含油污水处理站处理。	已落实 经调查，施工期钻井废水与废射孔液、废钻井液、岩屑排入井场移动式泥浆不落地处理装置进行固液分离，处理后的压滤水由罐车拉运至乌东联含油污水处理站处理后回注，不外排。	已落实
		生活污水排入临时防渗旱厕，施工结束清掏外运用作农家肥，旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。	施工生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕，施工结束清掏外运用作农家，旱厕进行卫生填埋处理。	已落实 ①施工生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕； ②根据现场调查，钻井施工已结束，防渗旱厕已清掏外运用作农家，旱厕进行了卫生填埋处理，用石灰消毒后覆土平整。	已落实

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
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 Mb≥6m、K≤1.0×10^{-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 Mb≥1.5m、K≤1.0×10^{-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。	已落实 ①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。 ②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。	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。	已落实 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。	已落实 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	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	已落实 膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装袋，破损的非含油废防渗布施工期暂存于井场材	

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
		安排拉运至工业固废填埋场进行填埋。	运至工业固废填埋场进行填埋。	料房内的聚乙烯桶内，施工结束后已拉运至废品回收站外售处理	
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。	/	已落实 ①钻井施工时安装了防喷器，钻井过程未发生井喷事故； ②使用了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。	已落实

3.1.5 现有工程存在的环境问题

根据以上分析及现场调查，现有区块存在的环境问题及拟采取的以新带老的污染防治措施见表 3.1-10。

表 3.1-30 现有工程存在的环境问题及防治措施

环境问题	整改措施	整改时限
未按照环评要求设置地下水跟踪监测井	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。乌尔逊油田本项目涉及的区块需补充设置 10 口跟踪监测井，苏仁诺尔油田本项目涉及区块需补充设置 7 口跟踪监测井，德二联压裂返排液站、含油污泥暂存池、危险废物暂存库下游补充设置 1 口。	2025 年第一季度
作业区内部分占地内植被恢复效果较差，植被长势欠佳	对于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。	2025 年 7 月
乌东联站场内部分加热炉废气采样平台不符合规范，采样时存在安全隐患	检查核实乌东联加热炉监测采样平台设置是否符合规范，按照“便于采集样品、便于计量监测、便于日常现场监督检查”的原则，结合《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》（GB/T 16157-1996）、《固定源废气监测技术规范》（HJ/T397-2007）和《固定污染源烟气（SO_2、NO_X、颗粒物）排放连续监测技术规范（施行）》（HJ/T75-2017）的要求，规范化废气排放口设置采样孔和采样平台。	2025 年 4 月
危险废物暂存库未加装废气收集处理设施和排气筒	危废库加装活性炭吸附装置，并设 15m 高排气筒	2025 年 4 月

3.1.6 环保督察、处罚、上访情况和整改销号情况

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

水源井，供当地牧民取水。根据调查，海拉尔油田运行多年，本项目区块未发生牧民投诉事件。

海拉尔油田历年检查、督察、巡视、执法、上访情况详见表3.1-30。

表 3.1-30 海拉尔油田历年检查、督察、巡视、执法、上访情况一览表

序号	检查、督察、巡视、执法、上访等发现的问题	时间	问题来源	整改要求	整改情况	是否销号
1	大庆油田呼伦贝尔分公司贮存油泥约 2 万吨，未按环评要求建设规范的危废暂存库，现场贮存池全部敞开，部分油泥溢出	2020.8	内蒙古自治区第一生态环境保护督察组对大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司进行了现场检查	及时妥善处置含油污泥，按照相关要求规范建设危废暂存库，对现场贮存池进行遮盖，防止油泥外溢	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。 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。 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。 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。	是

3.2 建设项目概况

3.2.1 项目基本情况

项目名称：海拉尔盆地乌99-94、苏102-X2等五个区块产能建设工程；

建设单位：大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司；

建设地点：内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内；

建设性质：改扩建；

建设内容：本项目包括乌尔逊油田（乌 99-94 井区、乌 27 断块乌 27 井区、乌 33 断块乌 121-X103 井区）和苏仁诺尔油田（苏 102-X2 区块和苏 29-45-4 井区）。其中乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区油水井在《乌尔逊凹陷 2023-2025 年油藏钻井工程环境影响报告书》中完成钻井环评，并取得呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎左旗分局批复（新左环审表字〔2021〕13号）后开工，现均已射孔完井。苏仁诺尔油田苏 102-X2 区块和海参 4 区块苏 29-45-4 井区包含钻井工程。

其中，**乌 99-94 井区**基建油井 3 口，建成产能 0.23×10^4t，新建集油管道 0.74km，新建 10kV 供电线路 0.2km，新建柱上变电站 3 座，新建进井通道 0.15km，配套完善新井的数字化建设；**乌 27 断块乌 27 井区**基建油井 3 口，建成产能 0.18×10^4t，新建集油管道 0.78km，新建 10kV 供电线路 0.4km，新建柱上变电站 3 座，新建通井路 0.78km，配套完善新井的数字化建设；**乌 33 断块乌 121-X103 井区**基建油水井 30 口，包括转注井 7 口，钻井 23 口，其中油井 21 口，水井 2 口，建成产能 2.02×10^4t，新建集油管道 3.88km，新建 10kV 供电线路 2.9km，新建柱上变电站 16 座，迁建柱上变电站 5 座，新建进井通道 3.5km，配套完善新井的数字化建设；**苏仁诺尔油田苏 102-X2 区块**设计新钻直井共 7 口，建油水井 7 口，其中油井 6 口，水井 1 口，建成产能 0.34×10^4t，新建单井集油掺水管道 4.74km，扩建注水阀组 1 套，新建注水管道 1.5km，新建 10kV 供电线路 1.1km，新建低压线路 0.2km，配套建设井场柱上变压器 6 台，新建通井路 0.8km，配套完善新井的数字化建设；**海参 4 区块苏 29-45-4 井区**设计新钻直井 2 口，基建 2 口油井，建成产能 0.132×10^4t，新建单井集油掺水管道 0.4km，新建 10kV 供电线路 0.3km，新建低压线路 0.2km，配套建

设变压器2台，新建通井路0.3km，配套完善新井的数字化建设；

投资规模：总投资为22322.7万元人民币；其中乌99-94井区投资1917.0万元，乌27断块乌27井区投资1814.5万元，乌33断块乌121-X103等井区投资14303.0万元，海参4区块苏29-45-4井区1097.2万元，苏仁诺尔油田苏102-X2区块3191.0万元；

油气田范围：项目区域探矿权为内蒙古海拉尔盆地乌尔逊地区油气勘查，探矿权证号：T10000020201210180020l，勘查面积：2632.596平方公里，有效期限：2020年11月9日至2025年11月9日。乌99-94井区、乌27断块乌27井区、乌33断块乌121-X103井区涉及1个采矿权，与禁止勘查开采区域不存在重叠，采矿权名称：内蒙古自治区海拉尔盆地乌尔逊油田开采，许可证编号：0200001220023，开采矿种：石油天然气，开采方式：地下开采，生产规模：15.88万吨/年、0.0381亿立方米/年，矿区面积：222.527平方公里，开采深度：-890m至-2850米标高，有效期限：2012年11月至2032年11月。苏102-X2区块、苏29-45-4井区涉及1个采矿权，与禁止勘查开采区域不存在重叠，采矿权名称：内蒙古自治区海拉尔盆地苏仁诺尔油田开采，许可证编号：0200000720212，开采矿种：石油天然气，开采方式：地下开采，生产规模：1.79万吨/年、0.002亿立方米/年，矿区面积：139.221平方公里，开采深度：-2400m至-820米标高，有效期限：2007年10月至2031年10月。

地质构造：

（1）乌99-94井区：乌尔逊南部地层构造形态表现出西断东超的箕状断陷特征，构造格局具有较强的继承性。顶面构造形态表现出东西分带的特点，自西向东依次划分为乌西断阶带、中部洼陷带、乌东斜坡带。中新生代断层在发育期次上分为早、晚两期：早期断层发育在T5～T22反射层之间（铜钵庙组－南屯组沉积时期），晚期断层发育在T22～T04反射层之间（南屯组沉积末期－伊敏组沉积末期）；断层持续时间上分为短期、长期两类：短期断层指发育在一～二个地层单元内或伊敏组沉积末期构造运动形成的晚期断层，如南屯组～铜钵庙组、大磨拐河组～伊敏组、南屯组～伊敏组之间的断层，其中部分断层对沉积有控制作用。长期断层指基岩～伊敏组沉积时期或南屯组～伊敏

组沉积时期长期发育，对沉积起控制作用的控沉积断层。乌南地区大磨拐河组二段断裂发育，早期、晚期，短期、长期断层共存。断层性质以张性正断层为主。平面上，断层组合具有斜列状、雁行状排列的特征，走向以近南北向、北北西向、北东东向为主。根据断层的组合形态及发育期次，划分为三个断裂带：西部断裂带：主要受西部边界的乌西断层和三条近南北走向的断层控制。断层断距大、持续发育，主干断层平面上呈雁列式排列。除乌西断层外，其它断层主要形成于南屯组沉积时期。

中部断裂带：位于凹陷中部，东界以凹陷与东部斜坡的构造转折部位为界，是晚期构造的产物。本区断裂大多都断穿了南屯组，为乌南地区它源型油藏提供了良好的油气运移通道。东部斜坡断裂带：位于断陷的东部，主要发育北西西和北东东向断层，两组断层相交，形成一系列断块、断鼻构造。其中北东东向断层对北西西向断层有明显的切割现象。剖面上，晚期断层组合表现形式主要为“Y”字型、反“Y”字型，阶梯状或平行排列。

（2）乌 27 断块乌 27 井区：从区域构造位置看，乌尔逊凹陷为海拉尔盆地中部贝尔湖坳陷内的一个含油气盆地，可划分为乌北、乌南两个地区，其中乌尔逊凹陷南部地区可划分为 3 个三级构造单元，即乌西断阶带、乌南洼槽、乌东斜坡带。布井区主要为乌东斜坡带。乌东斜坡带整体上呈东北高-西南低的构造格局，形成一系列断层，断层十分发育，北东与北西向断层相互切割，形成一系列断块、断鼻圈闭，其它各层具有相似构造特征,南一段顶面构造幅度变化较大，南二段顶面和南一段比较，构造趋势一致，具有一定的继承性。乌东斜坡为一个向南西方向倾斜的单斜，以北东东向的 TB124 号断层为界将斜坡分为南北两部分，北部为西倾阶梯式断裂组合，南部为三个弧形地堑。乌 27 位于乌东斜坡带中部，从乌 27 井倾角测井解释结果看，南一段含油层段地层倾角 13.8○，地层倾向南西向。统计新钻井构造变化情况，南一段钻遇断点 1 个，断距 46m，其他与方案预测一致。乌 27 井区边界断层均为正断层，西部边界断层规模较大，为近南北走向的弧形断层，断层倾向北西向，延伸长度近 25km，在不同层面上断距均较大，为 100～150m；北部边界断层走向北东东向，断层倾向南东向，不同层面上断距也较大，为 100～125m；东部边界

断层走向近南北偏南东向，断层倾向偏南西，东部边界断层规模较小，不同层面上的断距为 25～50m。

（3）乌 33 断块乌 121-X103 井区：乌尔逊南部经历裂陷、断陷、断拗、拗陷、挤压反转五个发展阶段，根据基底起伏形态及断陷期地层构造格局，乌尔逊南部自西向东可划分为西部凸起带、西部陡坡带、中部深洼带、东部斜坡带、东部凸起带五个二级构造单元，研究区处于东部斜坡带。乌 33 断块共发育断层 23 条，其中，断块北部一条东西向断裂为主要油源断裂，南部南一段 I 油组地层垂向变化较快，断层继承性较差。南一段 I 油组顶面构造整体呈由西南向东北逐渐抬升特征，构造高点位于乌 130-103 井北部，高点海拔-1285m，构造低点海拔-1975m，构造落差 690m，地层倾角 4-6°；南一段 I 油组顶面共发育断层 14 条，断层延伸长度 0.3-3.7km，最大断距 49-182m。南部一条近东西向断层与 6 条北北西向顺向断层交切形成东西两个断块，内部发育零星小断层，断块中部两条断层相交为反“Y”字型。南一段II油组顶面构造整体呈现西南低洼、东北抬高、中部地层平缓特征。构造高点位于工区东北乌 134-X102 井东部，高点海拔-1510m，构造落差 760m。全区发育断层 16 条，南部东西向断层与北部北西向断层间发育 7 大 7 小共计 14 条北北西向断层，断层延伸长度 0.37-3.5km，最大断距 38-194m。乌 33 断块内钻井资料丰富，地震地质匹配程度较高，构造成图使用钻井资料进行了构造校正，构造图精度较高，可以满足加密调整布井方案要求。

（4）苏 102-X2 区块：苏仁诺尔地区在构造图上具有南北分块，东西分带的特点，从南至北为南部断洼、中部苏仁诺尔构造带、北部断洼，构成两洼一隆的构造格局。由于断裂对构造控制作用明显，所以局部构造在平面上以断块、断背斜为主，它们多沿主干断层两侧展布，是主干断层与其次级断层交汇产生的局部断块、断鼻与断背斜构造。铜钵庙组顶面构造整体呈西低东高，南低北高的特点，局部构造在平面上以断块、断鼻为主，多数沿苏仁诺尔断裂的两侧分布，北东-北北东向断层规模较大。苏仁诺尔构造带断层十分发育，铜钵庙组顶面共发育断层 89 条，断距 30m～60m 断层最多，为 53 条，其次断距 60m～100m 断层 16 条。断层主要发育于断陷的东西两侧，中部地区断层数量

较少，其中以北东—北北东向断层规模相对较大、数量多。断层在剖面上多数为正断层，表现形式多样，中北部为阶梯状断层，中部为地堑式断层。区内的断层为右旋扭张断裂系统，断裂在剖面上具有继承性发育特征，断陷西侧是一个长期发育、多期活动、早期为同沉积正断层系统、末期演化成为逆冲-走滑断裂系统。断陷中部的断层则是中期发育的断裂系统，是断陷伸展期由乌西断层导致的同向断层，剖面上断层两盘地层厚度相差不大，说明该套断层主要活动期为南屯组-大磨拐河组沉积之后。

（5）苏 29-45-4 井区：苏仁诺尔地区在构造图上具有南北分块，东西分带的特点，从南至北为南部断洼、中部苏仁诺尔构造带、北部断洼，构成两洼一隆的构造格局。由于断裂对构造控制作用明显，所以局部构造在平面上以断块、断背斜为主，它们多沿主干断层两侧展布，是主干断层与其次级断层交汇产生的局部断块、断鼻与断背斜构造。铜钵庙组顶面构造整体呈西低东高，南低北高的特点，局部构造在平面上以断块、断鼻为主，多数沿苏仁诺尔断裂的两侧分布，北东-北北东向断层规模较大。苏仁诺尔构造带断层十分发育，铜钵庙组顶面共发育断层 89 条，断距 30m～60m 断层最多，为 53 条，其次断距 60m～100m 断层 16 条。断层主要发育于断陷的东西两侧，中部地区断层数量较少，其中以北东—北北东向断层规模相对较大、数量多。断层在剖面上多数为正断层，表现形式多样，中北部为阶梯状断层，中部为地堑式断层。区内的断层为右旋扭张断裂系统，断裂在剖面上具有继承性发育特征，断陷西侧是一个长期发育、多期活动、早期为同沉积正断层系统、末期演化成为逆冲-走滑断裂系统。断陷中部的断层则是中期发育的断裂系统，是断陷伸展期由乌西断层导致的同向断层，剖面上断层两盘地层厚度相差不大，说明该套断层主要活动期为南屯组-大磨拐河组沉积之后。

层系：

（1）乌 99-94 井区：乌 99-94 预布井区主要目的层为南屯组二段油层，地层厚度在 144.1～286.8m 之间，平均 230.5m。主力层 N2II8 号层，油层平均跨度 30.5m，其它层产油低，不具备单独开发价值，所以采用一套层系开发。

（2）乌 27 断块乌 27 井区：从储层分布情况来看，南一段的 N1I 是所有

砂岩组中钻遇砂岩及有效厚度最大的砂组，总钻遇砂岩厚度为 21877.6m，总钻遇有效为 4566.5 米，碾平砂岩厚度为 67.5 米，碾平有效厚度为 14.1 米，为主力砂岩组。从各小层储层分布情况来看，N1I6-2～N1I10 为主力小层。从砂体对比剖面来看，N1I 油层组的 N1I6～N1I14 小层砂体发育，从试油统计情况来看，工业油层主要分布在 N1I 组 N1I6-2～N1I10 小层。从试油井连井剖面上可以看到， N1I6-2～N1I10 为主力小层，测井解释成果以油层为主，并且试油日产量均达到工业油层。

（3）乌 33 断块乌 121-X103 井区：乌尔逊油田南一段为自生自储型断块油藏，西南洼槽发育成熟烃源岩，油气按照重力分异原则向高部位斜坡运移。以侧向运移为主，油气通过砂体对接及断层疏导，构造圈闭控制油气分布，近源高部位断块或封闭断块圈闭为油气最有利富集区，随着距离增加含油气性变差。油气多围绕油源断层附近聚集，东西向油源断裂主要活动期次与排烃期重合，断裂具有沟通油源疏导油气的作用。油源断层附近油井产量较高，是重要的挖潜目标区。乌东油水总体分布特征是上断阶带主要以全段水层为主，下断阶带以全段油层、干层为主，断层控制油气分布，储层物性控制油层数量及单层规模。

（4）苏 102-X2 区块：南二段 I 油组油层。

（5）苏 29-45-4 井区：铜钵庙布井区上部高阻砂体平均有效厚度 18.7m，厚度大，II 油组砂体有效 3.5m，厚度小，投产井单采一套层出现递减较快的情况，单套层系经济不达标，不具备分层系开采的条件，铜钵庙组油层采用一套层系进行开采。

储层特征：

（1）乌 99-94 井区：在南屯组内部依据岩性组合及地震反射划分为南一、二段。南一段以低水位－高水位为主沉积层序，为高伽玛、高电阻组合；南二段为高水位为主沉积层序，为低伽玛、低电阻组合。依据高低自然伽玛、电阻转换面划分南二、南一段界限。将南屯组二段划分为两个油组，共 10 个小层。南屯组二段I油层组地层厚度 50m～170m，平均 100m，岩性以灰色砂砾岩、细砂岩为主，夹灰－灰黑色泥质粉砂岩条带。曲线上整体表现为反旋回

特点，位于地震反射界面 T22 和 T22-1 之间，波阻特征表现为中强振幅、中－较连续反射，连续性较好。南屯组二段II油层组地层厚度 60m～180m，平均 105m，岩性以灰色粉砂岩为主，间夹深灰－灰黑色泥岩、泥质粉砂岩，位于地震反射界面 T22-1 和 T23 之间，波阻特征表现为中强振幅、中较连续反射，电性曲线为中高幅度箱形或钟形。

（2）乌 27 断块乌 27 井区：南一段储层主要岩性为粉砂岩、细砂岩，铜钵庙主要岩性为砂砾岩。通过对试油资料的分析表明，储层岩性主要为砂岩、砂砾岩，试油资料显示的含油层中，同时存在砂岩、砂砾岩，但是以砂岩为主。通过取芯井乌 27、乌 122-95、乌 112-102 井统计，南一段粉砂岩厚度占 30%～40%；细砂岩厚度占 15%～30%（图 2-5-5）；中砂以上级别共占 10%～15%，主要储层岩性为粉、细砂岩。

（3）乌 33 断块乌 121-X103 井区：统计乌 33 断块 160 口已开发井的砂岩数据，钻遇南一段 I 油组地层的井数为 160 口，砂岩钻遇率为 100%；钻遇南一段 II 油组地层的井数为 101 口，砂岩钻遇率为 63.1%。绘制了两个油层组的砂岩厚度等值图，I 油组的砂岩发育较好，全区分布较稳定，整体砂岩厚度为 19.6~151.0m，平均 67.2m（图 2-4-1）。II 油组只计算 26 口钻穿井数据，砂岩厚度为 1.0~83.0m，平均 27.8m，平面上砂岩发育主要集中在断块东部几个井区附近。

（4）苏 102-X2 区块：南二段储层岩石类型包括粉砂岩、细砂岩、中粗砂岩、不等粒砂岩。统计苏 102、苏 1 的碎屑成分含量，砂岩的类型为岩屑长石砂岩。碎屑成分主要为岩屑、长石和石英，岩屑中酸性火山岩绝对组份占岩屑大部分，其余为变质岩岩屑。长石含量平均为 39.7%，石英含量平均为 27.0%，岩屑含量平均 19.9%。孔隙填隙物主要为泥质与高岭石混合物充填孔隙，方解石呈晶粒状和碳酸盐呈条带状、团块状充填孔隙；碎屑结构特征为分选中等偏差、磨圆度次棱及次圆、风化程度中等，接触关系以点接触为主，胶结类型以孔隙式或接触式为主，显示了岩石成分成熟度较低，组分平面变化较快的多物源、近物源沉积特征。

（5）苏 29-45-4 井区：海参 4 区块铜钵庙组油层岩性主要为砂质砾岩、

砂砾岩和不等粒长石砂岩，碎屑物含量平均 87.9%，填隙物含量平均 12.1%。砾石成分主要为花岗岩、片岩等，颗粒排列较紧密，颗粒大小不一，分选性差，为次磨圆或角砾状，应属于短期搬运或快速沉积的产物。泥质含量平均 5.6%，碳酸盐胶结物含量 2.7%，泥质具重结晶（绢云母化），呈薄膜、团块状分布，碳酸盐呈团块状分布，胶结类型以孔隙式胶结为主。

油气藏流体性质：

（1）乌 99-94 井区：乌尔逊油田南部区块南屯组二段油层地面原油密度在 0.805～0.912t/m3 之间，平均为 0.844t/m^3，原油粘度在 1.2mPa·s～137.5mPa·s 之间，平均为 14.49mPa·s，凝固点在 12℃～29℃之间，平均为 21℃，含蜡量在 9.3%～16.8%之间，平均为 13.0%，含胶量在 5.7%～12.3%，平均为 9.6%，气油比为 13.54m^3/t。从整体上看，南屯组二段油层的原油密度平面上差异较大，构造高部位乌 51 井和乌 38 井原油密度相对较大，凹陷中心乌 34 井区原油密度相对较小，属于常规轻质油。

（2）乌 27 断块乌 27 井区：乌 27 区块南一段油层地面原油相对密度平均 0.8411t/cm^3，原油粘度 9.5mPa·s，含蜡量 21.5%，含胶量 15.7%，凝固点 21.0℃，初馏点 125℃。地层原油饱和压力 3.06MPa，地层原油密度为 0.8430g/cm^3，原油粘度为 4.08mPa·s，体积系数为 1.1100，气油比为 13.53m^3/t。

（3）乌 33 断块乌 121-X103 井区：乌 33 断块南一段油层地面原油密度平均为 0.8638g/cm^3，原油粘度平均为 18.5mPa·s，凝固点平均为 31.3℃，含胶量平均为 19.2%，含蜡量平均为 12.6%，初馏点平均 113.2℃。南一段油层地层温度平均 78.2℃，地层原油饱和压力平均 4.68MPa，地层原油粘度平均 4.10mPa·s，体积系数平均 1.110，原始气油比平均 20.22m^3/t，气体平均溶解系数 4.271，地层原油密度平均 0.7808t/m^3。

（4）苏 102-X2 区块：地面原油相对密度平均 0.8500g/cm^3，原油粘度 10.3mPa s，含蜡量 16.0%，凝固点 25.0 C(表 2-5-9)。地层条件下，相对密度平均 0.8044g/cm^3，原油粘度 5.33mPa·s，体积系数为 1.073，气油比为 15.95m^3/t。

（5）苏 29-45-4 井区：铜钵庙油层地面原油密度在 0.8302～0.8456t/m^{3}之间，平均为 0.8399t/m^3，原油粘度在 4.7～7.9mPa•s 之间，平均为 6.2mPa•s，含蜡量在 12.0%～20.1%之间，平均为 17.0%，含胶量在 8.9%～14.9%之间，平均为 12.2%，凝固点在 16～24℃之间，平均为 19.4℃，气油比为 15.95m^3/t。

油气资源类型：

（1）乌 99-94 井区：乌尔逊油田南部成藏具备良好的油源、断层、储层，构造圈闭条件。目前发现的油藏大部分处于这类构造圈闭中，属于构造-岩性油藏。

（2）乌 27 断块乌 27 井区：乌 27 区块油水总体分布特征为上油下水，具有边水、底水特征，油水分布主要受构造控制。

（3）乌 33 断块乌 121-X103 井区：断块南一段储层属于构造-岩性油藏，封闭性断层和岩性尖灭控制含油边界。

（4）苏 102-X2 区块：苏 102-X2 区块南二段油藏为岩性构造油藏。

（5）苏 29-45-4 井区：北部苏仁诺尔断裂上升盘一侧构造-岩性油藏，构造部位越高，含油性越好；南部区块“洼中隆”部位南北向油源断层分布控制了局部隆起区含油范围；油源断裂规模大小，控制了铜钵庙地层纵向含油部位。

本项目组成及建设内容见表 3.2-1。

表 3.2-1 工程组成一览表

工程类别	项目名称			规模及建设内容	备注
主体工程	钻前工程		苏 102-X2 区块	均为单井井场，井场地面进行平整夯实，各井场设备包括钻机、钻台、柴油机以及泥浆罐、水罐等；设置 4 座撬装式钢制基础，用于架设钻井井架；工程包括钻井成套设备搬运、安装、调试、钻进、录井、测井、固井、射孔完井等环节。	新建
			苏 29-45-4 井区	均为单井井场，井场地面进行平整夯实，各井场设备包括钻机、钻台、柴油机以及泥浆罐、水罐等；设置 4 座撬装式钢制基础，用于架设钻井井架；工程包括钻井成套设备搬运、安装、调试、钻进、录井、测井、固井、射孔完井等环节。	新建
	钻井工程	新钻井	苏 102-X2 区块	设计新钻直井共 7 口，选用 ZJ-20/1350 钻机，单井完钻井深度为 1550m～1570m；采用直井，均为两层套管井身结构；采用的钻井液均为水基钻井液体：一开钻井液均采用膨润土浆开钻；二开钻井液采用钾盐共聚物	新建

工程类别	项目名称			规模及建设内容	备注
				钻井液，完井周期11天。	
			苏29-45-4井区	新钻直井共2口，选用ZJ-30D/1700钻机，单井完钻井深度分别为2050m、2100m；采用直井，均为两层套管井身结构；采用的钻井液均为水基钻井液体：一开钻井液均采用膨润土浆开钻；二开钻井液采用钾盐共聚物钻井液，完井周期15天。	新建
	储层改造工程	射孔	苏102-X2区块、苏29-45-4井区	设计采用复合射孔工艺、电缆输送射孔，选用优质射孔保护液。射孔前应根据设计中提供的压井液及压井方法进行压井，压井后方可进行电缆射孔；射孔前应按设计要求安装相应压力等级的防喷器，并试压合格；在使用电缆防喷器时，射孔队应将灵活好用的电缆断线钳摆放在井口方便取用的位置，在发生不可控制的溢流时，剪断电缆，关闭防喷器；射孔过程要有专人负责观察井口显示情况，必要时向井筒内灌注压井液，保持井筒液柱压力平衡地层压力；射孔结束后，要有专人负责观察井口显示情况，确定无异常时，才能卸掉防喷器进行下一步施工作业。采油(气)树井口压力级别要与地层压力相匹配；采油(气)树井口上井安装前必须按有关标准进行试压，合格后方可使用；采油(气)树井口现场安装后要整体试压，合格后方可进行射孔作业；射孔后起管柱前应根据测压数据或井口压力情况确定压井液密度和压井方法进行压井，确保起管柱过程中井筒内压力平衡。	新建
		压裂酸化		按照设计选配压裂设备，管汇出口至井口采用高压硬质管线连接；下压裂管柱时，应检查其灵活性和牢固性；起压裂管柱前，须在井口无溢流、压井后进行。配合压裂起下管柱作业时，应配备满足设计要求的双闸板防喷器；压裂酸化作业时井口主压裂通道上应有两个及以上的控制阀门；施工前应对压裂酸化流程试压合格，试压值不低于预测最高施工压力；压裂酸化主管汇上应有限压保护措施；应有保护油层套管的设施或技术措施。主要设备包括压裂车等。	新建
	油气集输工程	基建油井	乌99-94井区	基建油井3口，采用电加热集油流程，新建油井接入已建集油干线，新建集油管道0.74km，管径56mm，设计压力1.6MPa，管线材质为泡沫夹克钢管，输送介质为含水油。管道均设管道集肤加热装置，共0.74km，端点井及次端点井设井口电加热，共设2台，产液在乌东联合站处理。	新建
			乌27井区	基建油井3口，新建油井就近接入已建拉油点，新建集油管道0.78km，管径56mm，设计压力1.6MPa，管线材质为泡沫夹克钢管，输送介质为含水油。建设管道集肤加热装置0.78km，端点井及次端点井设井口电加热，共设3台，产液在乌东联合站处理。	新建
			乌121-X103等井区	基建油井21口，采用电加热集油流程，新建油井接入已建集油干线，新建集油管道3.88km，管径56mm，设计压力1.6MPa，管线材质为泡沫夹克钢管，输送介质为含水油。管道均设管道集肤加热装置，共3.88km，端点井及次端点井设井口电加热，共设17台，产液在乌东联合站处理。	

工程类别	项目名称			规模及建设内容	备注
			苏 102-X2 区块	基建油井 6 口，采用单管环状掺水集油流程，就挂接已建 131 集油间（扩建进站阀组 1 套），新建单井集油掺水管道 4.74km，管径 56mm，设计压力 1.6MPa，管线材质为泡沫夹克钢管，输送介质为含水油。产液在苏一联进行处理。	
			苏 29-45-4 井区	基建油井 2 口，采用单管环状掺水集油流程，就近挂接已建集油环，新建单井集油掺水管道 0.4km，管径 56mm，设计压力 1.6MPa，管线材质为泡沫夹克钢管，输送介质为含水油。产液在苏一联进行处理。	
	配注工程	基建水井	乌 121-X103 等井区	基建注水井 2 口，转注井 7 口。	新建
			苏 102-X2 区块	基建注水井 1 口。	
		站外系统	乌 99-94 井区	采用电加热工艺，产液经已建集油干线集输至乌东转油放水站处理。	新建
			乌 27 井区	采用环状掺水、电加热和拉油等集油工艺和“高效三相分离”处理工艺。	
			乌 121-X103 井区	采用环状掺水和电加热集油工艺。	
辅助工程	井控房		苏 102-X2 区块、苏 29-45-4 井区	每座井场设 1 座井控房，共设置 9 座，井控房安置于钻井井场内，占地面积 50m^2，房内安放钻井控制系统、监测及报警装置，用于井控人员监测钻井情况。	新建
	生活区			每座井场设置 1 处生活区，共设置 9 处，包括平台经理房、钻井监督房、工程值班房、地质值班房、钻井液值班房等。	新建
	气房、配电房			供电、供应压缩空气，给钻机刹车提供动力等。占地面积约 100m^2。	新建
	辅助用房区			每座井场设置 1 处辅助用房区，包括综合房、发电机房等。占地面积约 200m^2。	新建
	油井清防蜡			本次产能区域抽油机井采用高压蒸汽热洗方式。	新建
	数字化工程	油井数字化		实现油压、示功图、冲程、冲次、电机综合电参（电流、电压）等参数采集及数据上传；油井实现故障情况下的远程启停井。	新建
		集油阀组间数字化		集油阀组间内单环掺水管线设置掺水自动控制装置，单环掺水量与回油温度连锁，采集集油、掺水汇管压力、温度及单环回油温度；间内设视频。	新建
		配水间数字化		每口注水井采用流量自控仪，进行流量测量、记录、调控等。对来水压力、每口单井压力、单井流量均进行采集，根据工程需要可远程调控每口单井注入流量。柱塞泵进出口设置压力变送器，来水设压力变送器。泵进口设超低压保护，出口设超高压保护，联锁停泵。事故状态下可远程停注水泵。	新建
	道路	乌 99-94 井区		新建进井通道 0.15km。	新建

工程类别	项目名称		规模及建设内容	备注
	工程	乌 27 井区	新建通井路 0.78km。	
		乌 121-X103 井区	新建进井通道 3.5km。	
		苏 102-X2 区块	新建通井路 0.8km。	
		苏 29-45-4 井区	新建通井路 0.3km。	
公用工程	给水工程		施工期生产用水由水罐车运送，生活用水采用桶装水。运营期本项目不新增劳动定员，无新增生活用水。	/
	排水工程		本项目集输管线采用清水试压，管线试压废水由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注，不外排。施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设营地，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。运营期不新增劳动定员，不新增生活污水。	新建
	供电工程	乌 99-94 井区	本区块产能由乌东变电所供电，该站已建能力可满足新增能力需求，新建 10kV 供电线路 0.2km，新建柱上变电站 3 座。	新建
		乌 27 井区	本区块产能由乌东变电所供电，该站已建能力可满足新增能力需求，新建 10kV 供电线路 0.4km，新建柱上变电站 3 座。	
		乌 121-X103 井区	新建 10kV 供电线路 2.9km，新建柱上变电站 21 座。	
		苏 102-X2 区块	由苏一变电所供电，该站已建能力可满足需求。新建 10kV 供电线路 1.1km，新建低压线路 0.2km，配套建设井场柱上变压器 6 台。	
		苏 29-45-4 井区	新增总负荷 38kW，由苏一变电所供电，该站已建能力可满足需求。新建 10kV 供电线路 0.3km，新建低压线路 0.2km，配套建设变压器 2 台。	
依托工程	乌东联合站		① 转油脱水站。 采用热化学高效三相分离器热化学脱水工艺，已建 JGHXS3.6×16-0.6 高效三相分离器 2 台，单台处理能力 2000m³/d，总脱水能力 4000m³/d。目前日均处理液量 1188m³/d，负荷率 29.7%。接入本项目废水量 56.4t/d 后，考虑同期建设项目（乌尔逊油田乌 39-1 区块大磨拐河组二段油层 2023 年产能建设项目）的采出液量 30.14t/d，负荷率为 31.86%，满足负荷。 ② 含油污水处理站。 乌东联含油污水深度处理站建于 2009 年，设计规模 460m³/d，2020 年扩建为 690m³/d，采用 SSF 工艺，设计处理后水质指标“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”。目前乌东联污水站平均日处理 350m³/d，负荷率 50.7%，接入本项目废水量 30.6t/d 后，考虑同期建设项目（乌尔逊油田乌 39-1 区块大磨拐河组二段油层 2023 年产能建设项目）的采出水量 3.34t/d，负荷率为 55.6%，满足负荷。	依托

工程类别	项目名称		规模及建设内容	备注
	苏一联合站		①转油脱水站 采用“五合一”组合装置脱水工艺，现有“五合一”组合装置 4 台，单台处理能力 1600t/d，总脱水能力是 6800t/d。目前五合一脱水装置运 2 备 2，其中 1 台五合一装置负责处理本作业区油气水分离，另 1 台五合一装置用于处理长输管线来液分离处理，处理苏一联本站负荷 1600t/d，处理长输管道负荷 1100t/d。目前苏一联本站日均处理液量 1248m³/d，负荷率 78%。接入本项目废水量 32.2t/d 后，负荷率为 80%，满足负荷。 ②含油污水处理站 苏一联含油污水深度处理站采用悬浮污泥过滤（SSF）工艺，设计规模为 1160m³/d。设计处理后水质指标“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”。目前平均日处理污水 621m³，负荷率 53.5%。接入本项目废水量 27.5t/d 后，负荷率为 55.9%，满足负荷。	依托
	德二联压裂返排液站		设计处理能力 820m³/d，主要工艺流程为除油缓冲罐→SSF 净化机→单阀滤罐，站内共有 7 座池子，其中 1800m³ 卸液池 1 座，3000m³ 废液池 4 座，5000m³ 废液池 2 座，目前储存负荷为 60%，因此，压裂返排液处理站可满足本项目压裂返排液存储和处理需要。	依托
	贝 28 作业区含油污泥暂存池		设有 1 座容积为 3000m³ 含油污泥暂存池，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 1.17t/a，含油污泥产生量为 0.871t/a 可满足本工程新增固废处理要求，依托可行。	依托
	贝 28 作业区危险废物暂存库		危险废物暂存库建筑面积 351.5m²，截至 2024 年 9 月储存规模为 10.88 吨，负荷 3.1%，暂存库定期转运，本项目 35 口油井产生含油废防渗布约 0.117t/a，可满足本工程新增固废处理要求，依托可行。	依托
环保工程	废气	施工扬尘	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。	新建
		柴油机烟气	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。	新建
		柴油储罐呼吸废气	项目苏 102-X2 区块和苏 29-45-4 井区涉及钻井工程，柴油储存于柴油储罐区，会有柴油储罐呼吸废气产生，主要污染因子为非甲烷总烃	新建
		事故放喷废气	打开放喷管线阀门泄压，放喷的天然气立即点火烧掉。燃烧过程烃类物质转化为 CO_2 和 H_2O，事故放喷时间短，属临时排放，对环境的影响是可接受的	事故
		施工车辆尾气	车辆和施工机械选用高标号汽油及优质柴油，加强对非道路工程机械及汽车的管理及保养，确保尾气达标排放。同时，根据《内蒙古自治区生态环境厅关于进一步加强非道路移动机械污染排放监督管理的通知》，该项目施工作业的非道路移动机械（含场内车辆）应完成编码登记和尾气排放检测，检测结果报当地生态环境分局备案。	新建
		加热炉烟气	本项目乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区运营期油井产出液进入乌东联合站转油脱水站处理，	依托

工程类别	项目名称		规模及建设内容	备注
			产生的燃烧废气经 8m 高于烟囱外排；本项目苏 29-45-4 井区、苏 102-X2 区块运营期油井产出液进入苏一联合站转油脱水站处理，产生的燃烧废气经 15m 高于烟囱外排。	
		非甲烷总烃	运营期依托场站会有无组织非甲烷总烃排放，油田采出液经密闭管道输送至乌东联合站、苏一联合站转油脱水站处理，新建集油掺水管道、依托场站阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发。	场站依托
	废水	压滤水	项目产生的压滤水由罐车拉运至苏一联含油污水处理站处理后回注。	依托
		压裂返排液	统一收集至德二联合站压裂返排液站集中预处理后，再进入德二联污水处理站深度处理，达标后回注地下	依托
		转注井洗井废水	由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排	依托
		试压废水	试压废水罐车拉运至乌东联合站、苏一联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排	依托
		生活污水	本项目苏 29-45-4 井区、苏 102-X2 区块钻井工程施工生活污水排入移动厕所，施工结束后统一送苏 131 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。 地面工程施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设营地，驻地生活污水排入作业区已建防渗化粪池，经作业区内生活污水处理装置处理后排入生活污水池中自然蒸发或用于绿化。	依托
		含油污水	运营期油田采出液脱水后废水输送至乌东联合站、苏一联合站含油污水处理站处理，作业污水由罐车拉运至乌东联合站、苏一联合站含油污水处理站，依托污水处理站出水均满足“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”标准后回注地下，不外排。	依托
	固废	膨润土、纯碱、水泥等废弃包装袋、非含油废防渗布等	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，暂存于井场材料房内的聚乙烯桶内，施工结束后直接拉运至废品回收站外售处理	新建
		泥饼	泥饼暂存于井场内设置泥饼暂存区，执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中规定，泥饼若经检测为I类固废，则用于本项目井场垫高，若经检测为 II 类固废，则用于制砖，若泥饼经检测为第II类一般工业固体废物制砖不可行时，按照二类固废处置场的要求，采取防渗、导流及截洪沟等措施对泥饼进行暂存，尽快综合利用。	新建
		生活垃圾	统一收集至井场生活垃圾存放点，就近拉运至新巴尔虎左旗生活垃圾填埋场填埋处理。	新建
		含油污泥、落地油	本项目产生的含油污泥为间歇产生，只有在油水井作业或者场站清罐过程中产生，含油污泥及落地油送贝 28 作业区含油污泥暂存池暂存，委托有资质单位进行收	委托处理

工程类别	项目名称		规模及建设内容	备注
			集处理，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司进行收集处理。	
		废防渗布	项目运营期油井作业产生废弃防渗布集中收集至贝 28 作业区危险废物暂存库暂存，委托有资质单位处置，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司处理。	委托处理
	噪声		项目定期对油水井进行巡检，发现异常响动及时处理；依托场站新增机泵设备均安装在泵房内，并且设置减振基础、隔声门窗等。	新建
	地下水及土壤防护		①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（HDPE）土工膜构筑防渗层，其防渗性能等效黏土防渗层 Mb≥6m、K≤1.0×10^{-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。 ②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 Mb≥1.5m、K≤1.0×10^{-7}cm/s。 ③布设 26 口（现有 6 口，新建 20 口）地下水跟踪监测井。 ④布设 16 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测，监测频次为 1 次/年 ⑤运营期分区防渗：集油掺水管道重点防渗，管道采用无缝钢管、管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接，满足等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s 要求；井场永久占地内为简单防渗，采用地面夯实碾压平整进行防渗。	新建 新建 新建 新建
	生态保护措施		①新增永久占地 3.02hm^2，永久占地均按照规定进行经济补偿。 ②对临时占用土地进行表土留存，分层回填，整平翻松，恢复植被，本工程需生态恢复的面积为实际临时占地面积，其中恢复面积为 18.18hm^2。 ③施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；管道施工尽量缩小占地面积，控制施工作业带宽，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路，埋设管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被。	新建 新建 新建
	水土保持防沙治沙		施工均在临时占地内进行，车辆采用“一”字型作业法，施工结束后对临时占地播撒草籽恢复占地。	新建
	事故防范		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。	新建
储运工程	泥浆循环罐区	苏 102-X2 区	每个井场钢制泥浆循环罐 3 个，有效容积 50m^3，储量合计 150m^3，占地面积 100m^2，用于泥浆循环使用。	新建

工程类别	项目名称		规模及建设内容	备注
	移动式泥浆不落地处理装置	块、苏 29-45-4 井区	每个井场设置 1 套，井口返出的废钻井液、钻井废水、岩屑和废射孔液通过泥浆收集系统进行收集，收集后通过固液分离系统处理成达标固相和液相，达标后到泥饼进行综合利用，分离出的压滤水由罐车拉运至苏一联污水处理站处理后回注油层。	新建
	水罐区		每个井场设置钢制水罐 2 个，单罐容积 40m³，占地 56m²，存储新鲜水。	新建
	柴油罐区		每个井场设置钢制卧式柴油罐 2 个，总容积 40m³，占地面积 20m²，储量合计约 30t 柴油，柴油储罐防渗性能等效黏土防渗层 Mb≥6m、K≤1.0×10⁻⁷cm/s。本工程对柴油罐区进行重点防渗，柴油罐周围设置围堰，有效容积不小于两座柴油罐的容积和事故时产生的消防废水总量，并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。	新建
	钻井液材料房		每个井场设置钻井液材料房 1 个，占地面积为 50m²，用 于存放钻井液。包括膨润土、纯碱、WDYZ-1、HX-D、JS-1、JS-2、NH4-HPAN-2、SPNH、DYFT-1、超细碳酸钙和重晶石粉等。钻井材料最大储存量约为 230t。	新建
	水泥等其他材料房		每个井场设置水泥等其他材料房 2 个，占地面积 200m²，用于存放其他钻井材料，包括水泥、射孔液等其他材料。	新建
	表土剥离临时堆放区		每座钻井井场设置 1 处表土剥离临时存放区，用于暂存钻井井场剥离的表土层，采取分层堆放的方式，占地规格约为 80×20m，占地面积约 1600m²。	新建
临时工程	施工营地		本工程管道和道路施工时不设施工营地和料场，直接将管材和筑路材料拉运到施工现场进行施工，在基建井场施工时需设置塔吊、焊机房和小型料场，施工完毕后拆除塔吊和焊机房，施工在本项目基建井场永久占地范围内。	/
	施工便道		本项目依托钻井工程施工便道进行施工。	依托
	堆土场		本项目堆土场为管线施工作业带范围内，施工结束后进行回填。	新建
	弃土场		本项目不设置弃土场。	/

3.2.2 钻井工程

本项目苏 29-45-4 井区、苏 102-X2 区块涉及钻井工程。

3.2.2.1 井位部署

本项目苏 29-45-4 井区、苏 102-X2 区块井位见表 3.2-2。

表 3.2-2 项目井位部署表

序号	所在区块	井号	地面纵坐标	地面横坐标	设计井深(m)	油水井别	占地类型
1	苏 29-45-4 井区	苏 33-45	20561025.5	5382955.5	2050	油井	基本草原
2		苏 33-43	20560946.0	5383080.0	2100	油井	基本草原

序号	所在区块	井号	地面纵坐标	地面横坐标	设计井深(m)	油水井别	占地类型
3	苏 102-X2 区块	苏 11-25	20561417.4	5386792.8	1565	水井	基本草原
4		苏 03-28	20562080.7	5387108.7	1550	油井	基本草原
5		苏 06-25	20561655.9	5387084.2	1550	油井	基本草原
6		苏 09-23	20561409.8	5386945.6	1565	油井	基本草原
7		苏 08-22	20561528.0	5387109.7	1560	油井	基本草原
8		苏 06-22	20561633.4	5387233.6	1560	油井	基本草原
9		苏 12-27	20561353.7	5386636.3	1570	油井	基本草原

3.2.2.2 井身结构

（1）苏 29-45-4 井区

苏 29-45-4 井区井身结构见表 3.2-3，设计说明见表 3.2-4，直井井身结构见图 3.2-1。

表 3.2-3 井身结构设计数据表

开钻次序	井深 m	钻头尺寸 mm	套管柱类 型	套管尺寸 mm	套管下入深度 m	环空水泥浆返深 m
一 开	245～246	342.9	表层套管	273.1	244～245	地面
二 开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	设计井深-3	地面

表 3.2-4 井身结构设计说明表

开钻次序	套管尺寸 mm	设计说明
一 开	273.1	封固地表疏松地层，防止井口坍塌；保护浅层水；安装井控装置；悬挂生产套管。
二 开	139.7	封隔目的层；完井要求。

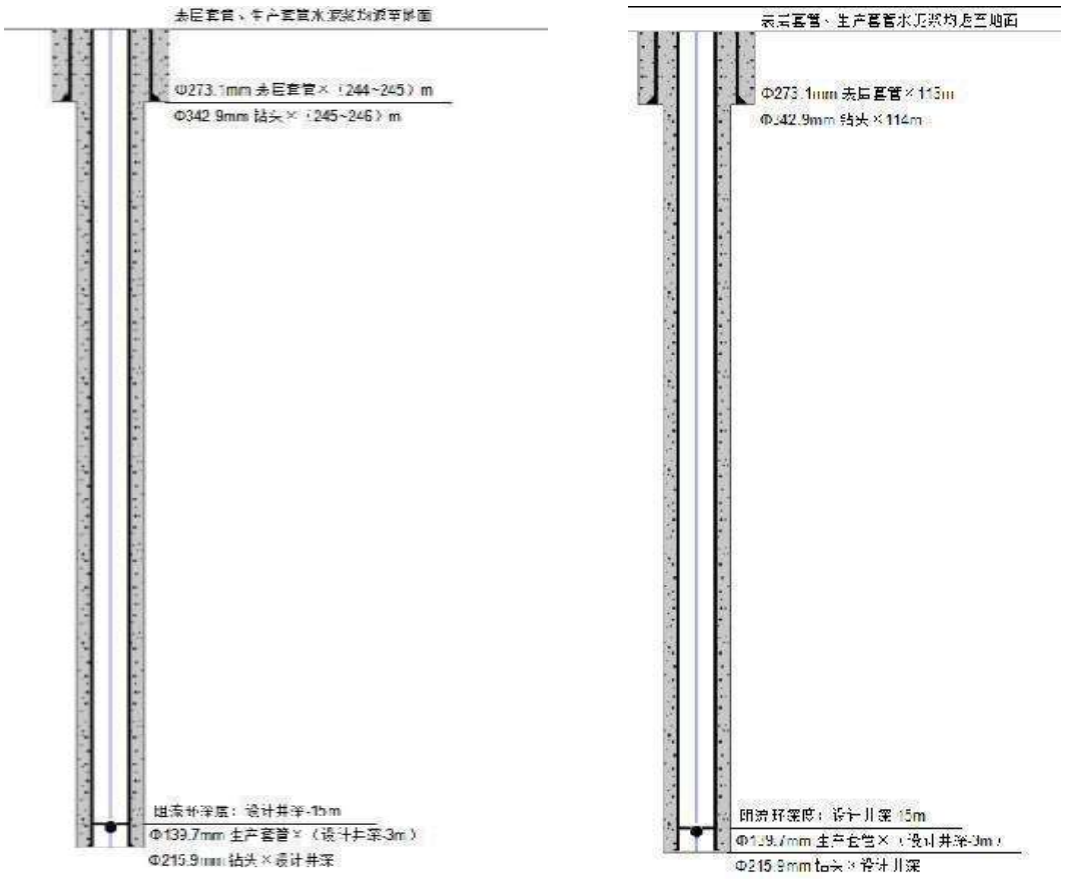


图 3.2-1 直井井身结构示意图

（2）苏 102-X2 区块

苏 102-X2 区块井身结构见表 3.2-5，设计说明见表 3.2-6，直井井身结构见图 3.2-2、定向井井身结构见图 3.2-3。

表 3.2-5 井身结构设计数据表

开钻次序	井深 m	钻头尺寸 mm	套管柱类型	套管尺寸 mm	套管下入深度 m	环空水泥浆返深 m
一 开	216～221	342.9	表层套管	273.1	215～220	地面
二 开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	设计井深-3	地面

表 3.2-6 井身结构设计说明表

开钻次序	套管尺寸 mm	设计说明
一 开	273.1	封固地表疏松地层，防止井口坍塌；保护浅层水；安装井控装置；悬挂生产套管。
二 开	139.7	封隔目的层；完井要求。

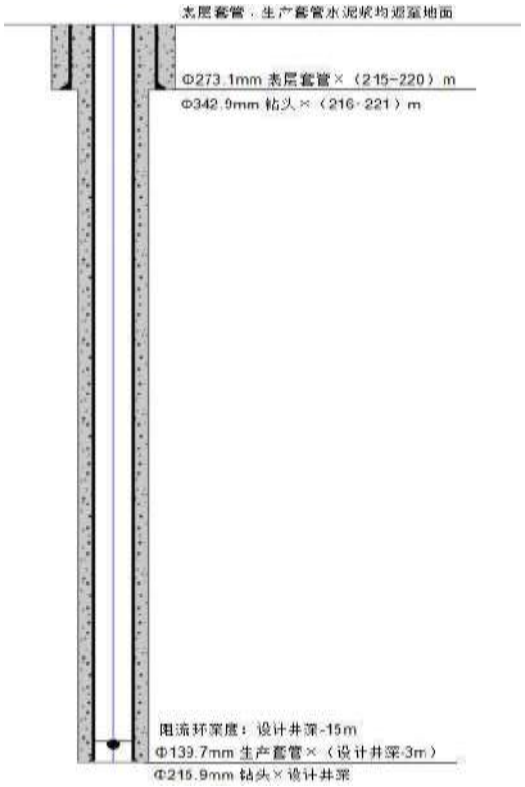


图 3.2-2 直井井身结构示意图



图 3.2-3 定向井井身结构设计示意图

3.2.2.3 钻机选型及钻井主要设备

苏 102-X2 区块、苏 29-45-4 井区均设计选用 ZJ-20/1350 钻机，主要设备的型号和规格见表 3.2-7，如没有相同型号的钻机和设备，可选用能满足钻井施工要求的其它型号的钻机和设备。

表 3.2-7 ZJ-20/1350 钻机及钻井主要设备性能

序号	名 称		型 号	主要技术参数	备 注
1	钻机		ZJ-20/1350	1350 kN	
2	井架		JJ135/39-A	1350 kN	
3	提升系统	天车	TC-162	1620 kN	
		游动滑车	YC-162	1620 kN	
		大钩	DG-162	1620 kN	
		水龙头	SL-160	1600 kN	
		绞车	JC-20	196 kN	
4	转盘		ZP-175	1350 kN	13.73kN•m
5	循环系统	搅拌机		7.5 kW	
		钻井泵 1#	SL3NB-1300A	956 kW	
		钻井泵 2#	SL3NB-1300A	956 kW	
		钻井液罐			
6	动力系统	柴油机 1#	PZ12V 190B	882 kW	

序号	名 称		型 号	主要技术参数	备 注
		柴油机 2#	PZ12V 190B	882 kW	
		发电机 1#	12V135	200 kW	
		发电机 2#	12V135	200 kW	
7	钻机控制系统	自动压风机	5.5/12V	5.5 kW	
		电动压风机	5.5/12V	5.5 kW	
8	固控设备	振动筛	2YNS-D		2 台
		除砂器	MCS-300×1		1 台
9	液压大钳		YQ-100	100kN•m	

3.2.2.4 钻井液设计

本工程采用的钻井液均为水基钻井液体：一开钻井液均采用膨润土浆开钻；二开钻井液采用钾盐共聚物钻井液。

（1）钻井液密度

一次开钻：钻井液密度控制在 1.05g/cm^3～1.28g/cm^3；

二次开钻：上部地层钻井液密度控制在 1.05g/cm^3～1.28g/cm^{3}之间。

（2）钻井液体系

一开选用膨润土浆钻井液体系，成本低，不添加有害化学药品，满足环保要求；

二开选用钾盐共聚物钻井液体系。该体系抑制性较强，流变性能稳定，能够满足安全施工要求。

（3）钻井液配方

一开选用膨润土浆钻井液体系，主要成分为膨润土和纯碱；

二开选用钾盐共聚物钻井液体系，主要成分为膨润土、纯碱、WDYZ-1、HX-D、JS-1、JS-2、NH4-HPAN-2、SPNH、DYFT-1、超细碳酸钙和重晶石粉。

（4）钻井液材料用量

具体钻井液材料用量设计见表 3.2-8。

表 3.2-8 钻井液材料用量设计表

开钻次序	一开	二开
钻头尺寸 mm	342.9	215.9
井段 m~m	0~236	236~2420

开钻次序	一开		二开	
井筒容积 m^3	37		130	
地面循环量 m^3	40		80	
钻井液损耗量 m^3	7		70	
钻井液总量 m^3	84		280	
钻井液体系	膨润土浆		钾盐共聚物	
钻井液材料名称和用量	材料名称	材料用量 t	材料名称	材料用量 t
	膨润土	4.0	膨润土	/
	纯碱	0.3	纯碱	0.8
	/	/	WDYZ-1	1.1
	/	/	HX-D	1.1
	/	/	JS-1	3.4
	/	/	JS-2	4.2
	/	/	NH_4-HPAN-2	3.6
	/	/	SPNH	3.4
	/	/	HX-A	4.5
	/	/	超细碳酸钙	5.0
	/	/	重晶石粉	131

注 1：表中基本数据和材料用量，一开按最大井深 236m 计算，二开按最大完钻井深 2420m 计算，钻井液密度按最大 1.50g/cm3 计算，具体用量见单井设计。
注 2：单井储备重晶石粉不少于 30t。
注 3：施工区块集中储备随钻堵漏剂 3t~5t，以备发生井漏时应急使用。
注 4：定向井单井润滑剂用量，按钻井液总量的 3%计算配备。

3.2.3 地面工程

3.2.3.1 井位布设

本项目油田产能井位布设情况见表 3.2-9～表 3.2-12。

表 3.2-9 乌 27 井区基建井井位坐标统计表

序号	井号	井别	设计坐标		设计井深（m）	预测钻遇有效厚度（m）	备注
			X	Y			
1	乌 176-77	油井	20559422.21	5351357.03	2150	18.0	正常井
2	乌 179-73	油井	20558966.98	5351707.29	2150	21.0	正常井
3	乌 179-75	油井	20559132.83	5351704.73	2150	27.0	正常井

表 3.2-10 乌 99-94 井区基建井井位坐标统计表

序号	井号	井别	设计井口坐标		设计井深 (m)	备注
			X	Y		
1	乌 99-93	油井	20562136	5340550	2450	首钻井
2	乌 99-96	油井	20562393	5340504	2440	正常井
3	乌 97-93	油井	20562060	5340397	2460	正常井

表 3.2-11 乌 121-X103 井区基建井井位坐标统计表

序号	布井类型	新井井名	横坐标（m）	纵坐标（m）	设计完钻井深（m）	井别
1	井网加密	乌 121-90	20561659.2	5343265.5	2608.0	采油井
2		乌 121-93	20561876.3	5343260.9	2590.0	采油井
3		乌 123-91	20561670.7	5343491.9	2575.0	采油井
4		乌 123-93	20561877.4	5343459.1	2602.0	采油井
5		乌 123-94	20562041.9	5343529.8	2528.0	采油井
6		乌 125-93	20562057.7	5343730.4	2541.0	采油井
7		乌 125-94	20562206.0	5343730.4	2517.0	采油井
8		乌 126-90	20561613.7	5343852.8	2585.0	注水井
9		乌 127-89	20561543.4	5343975.7	2596.0	采油井
10		乌 127-93	20562014.9	5344058.2	2521.0	采油井
11		乌 128-91	20561735.4	5344111.2	2569.0	采油井
12		乌 129-91	20561792.3	5344255.1	2547.0	采油井
13		乌 129-93	20561993.1	5344214.9	2470.0	采油井
14	外扩	乌 119-106	20563493.5	5343082.3	2438.0	采油井
15		乌 120-105	20563436.6	5343223.3	2419.0	采油井
16		乌 121-105	20563390.6	5343370.5	2480.0	采油井
17		乌 118-X106	20563689.3	5342997.6	2480.0	采油井
18	内部补充	乌 111-98	20562654.4	5342032.9	2549.0	注水井
19		乌 112-98	20562571.9	5342198.3	2564.0	采油井
20		乌 112-99	20562757.6	5342225.5	2500.0	采油井
21		乌 115-97	20562545.2	5342486.6	2511.0	采油井
22		乌 117-105	20563422.9	5342734.0	2550.0	采油井
23	断层区挖潜	乌 120-88	20561350.6	5343090.0	2632.0	采油井
24	转注井	乌 112-102	20563551.99	5342224.85	/	注水井
25		乌 116-103	20561460.50	5342656.98	/	注水井
26		乌 122-91	20561858.75	5343306.28	/	注水井
27		乌 118-89	20561385.26	5342829.98	/	注水井
28		乌 124-92	20562024.53	5343528.61	/	注水井
29		乌 128-92	20561035.09	5344123.57	/	注水井
30		乌 124-94	20562148.60	5344292.71	/	注水井

表 3.2-12 海参 4 区块苏 29-45-4 井区和苏 102-X2 区块井位坐标统计表

序号	平台	井号	井位坐标		设计井深	井别	占地类型	所属井区
			横坐标	纵坐标				
1	独立井	苏 33-45	20561025.5	5382955.5	2050	采油井	基本草原	海参 4 区块苏 29-45-4 井区
2	独立井	苏 33-43	20560946.0	5383080.0	2100	采油井	基本草原	

序号	平台	井号	井位坐标		设计井深	井别	占地类型	所属井区
			横坐标	纵坐标				
3	独立井	苏 11-25	20561417.4	5386792.8	1565	注水井	基本草原	苏 102-X2 区块
4	独立井	苏 03-28	20562080.7	5387108.7	1550	采油井	基本草原	
5	独立井	苏 06-25	20561655.9	5387084.2	1550	采油井	基本草原	
6	独立井	苏 09-23	20561409.8	5386945.6	1565	采油井	基本草原	
7	独立井	苏 08-22	20561528.0	5387109.7	1560	采油井	基本草原	
8	独立井	苏 06-22	20561633.4	5387233.6	1560	采油井	基本草原	
9	独立井	苏 12-27	20561353.7	5386636.3	1570	采油井	基本草原	

3.2.3.2 开发指标预测

本项目区块油水井开发指标预测见表 3.2-13～3.2-17。

表 3.2-13 乌 99-94 井区新设计井开发指标预测表

开发时间(a)	油井数(口)	水井数(口)	日产油(t)	年产油量(10^4t)	年产液(10^4m^3)	累积产油(10^4t)	累计产液(10^4m^3)	年注水量(10^4m^3)	综合含水(%)	采油速度(%)	采出程度(%)
1	3	0	2.50	0.068	0.073	0.068	0.073	0	8.0	0.58	0.58
2	3	0	2.50	0.225	0.251	0.293	0.324	0	10.5	1.91	2.49
3	3	0	1.75	0.158	0.190	0.451	0.514	0	17.2	1.34	3.84
4	3	0	1.63	0.147	0.193	0.598	0.707	0	24.1	1.25	5.09
5	3	0	1.52	0.137	0.197	0.735	0.904	0	30.6	1.17	6.26
6	3	0	1.41	0.127	0.203	0.862	1.107	0	37.6	1.08	7.34
7	3	0	1.31	0.118	0.213	0.980	1.320	0	44.7	1.00	8.34
8	3	0	1.22	0.110	0.212	1.090	1.532	0	48.2	0.94	9.28
9	3	0	1.13	0.102	0.208	1.192	1.740	0	51.2	0.87	10.14
10	3	0	1.05	0.095	0.204	1.287	1.944	0	53.7	0.81	10.95
11	3	0	0.98	0.088	0.203	1.375	2.147	0	56.5	0.75	11.70
12	3	0	0.91	0.082	0.202	1.457	2.349	0	59.4	0.70	12.40
13	3	0	0.85	0.077	0.208	1.534	2.557	0	63.2	0.66	13.06
14	3	0	0.79	0.071	0.219	1.605	2.776	0	67.6	0.60	13.66
15	3	0	0.73	0.066	0.222	1.671	2.998	0	70.4	0.56	14.22

表 3.2-14 乌 27 井区新设计井开发指标预测表

开发时间（年）	油井数(口)	水井数(口)	单井产液(t/d)	单井产油(t/d)	年产液量(10^4t)	年产油量(10^4t)	累计产油量(10^4t)	采油速度（%）	采出程度（%）	综合含水(%)
1	3	0	5.0	2.9	0.14	0.08	0.08	0.62	0.62	41.9
2	3	0	3.5	2.0	0.32	0.18	0.26	1.40	2.02	43.2
3	3	0	2.9	1.6	0.25	0.14	0.4	1.09	3.10	44.9
4	3	0	2.8	1.5	0.27	0.14	0.54	1.09	4.19	47.2
5	3	0	2.8	1.4	0.26	0.13	0.67	1.01	5.19	49.5
6	3	0	2.7	1.3	0.25	0.12	0.79	0.93	6.12	52.0
7	3	0	2.9	1.3	0.26	0.12	0.91	0.93	7.05	54.6
8	3	0	2.8	1.2	0.26	0.11	1.02	0.85	7.91	57.3
9	3	0	3.0	1.2	0.28	0.11	1.13	0.85	8.76	60.2
10	3	0	3.0	1.1	0.28	0.1	1.23	0.78	9.53	63.8
11	3	0	3.4	1.1	0.31	0.1	1.33	0.78	10.31	67.6
12	3	0	3.5	1.0	0.32	0.09	1.42	0.70	11.01	71.7
13	3	0	4.3	1.0	0.39	0.09	1.51	0.70	11.71	76.7
14	3	0	5.0	0.9	0.45	0.08	1.59	0.62	12.33	82.1
15	3	0	7.4	0.9	0.66	0.08	1.67	0.62	12.95	87.8

表 3.2-15 乌 33 断块调整后新老井合计开发指标预测表

开发时间（年）	采油井（口）	注水井（口）	单井日产油（t）	年产油量(104t)	单井日注水（m^3）	年注水量(10^4m^3)	采油速度（%）	采出程度（%）	综合含水（%）
1	21	9	3.2	1.01	26.3	7.09	0.34	0.34	32.1
2	21	9	2.1	1.33	24.0	6.47	0.45	0.79	34.5
3	21	9	2.0	1.24	22.1	5.96	0.42	1.21	39.6
4	21	9	1.9	1.18	21.1	5.69	0.40	1.61	47.6
5	21	9	1.8	1.12	20.7	5.58	0.38	1.99	54.0
6	21	9	1.7	1.06	20.2	5.47	0.36	2.35	59.6
7	21	9	1.6	1.01	19.8	5.36	0.34	2.69	65.6
8	21	9	1.5	0.96	19.4	5.25	0.32	3.02	70.3
9	21	9	1.4	0.91	19.1	5.15	0.31	3.32	74.6
10	21	9	1.4	0.87	18.7	5.04	0.29	3.62	78.8
11	21	9	1.3	0.82	18.7	5.04	0.28	3.89	82.4
12	21	9	1.2	0.78	18.7	5.04	0.26	4.16	84.6
13	21	9	1.2	0.74	18.7	5.04	0.25	4.41	86.8
14	21	9	1.1	0.70	18.7	5.04	0.24	4.65	88.8
15	21	9	1.1	0.67	18.7	5.04	0.23	4.88	90.6

表 3.2-16 苏 102-X2 井区开发指标预测表

开发时间（年）	油井（口）	水井（口）	单井日产油（t）	年产油量(10^4t)	累计产油（10^4t）	年产液量(10^4t)	日注水（m^3）	年注水量(10^4m^3)	采油速度（%）	采出程度（%）	综合含水（%）
1	6	1	2.8	0.15	0.15	0.18	40	0.27	0.46	0.46	17.8
2	6	1	1.9	0.34	0.49	0.45	30	0.90	1.04	1.50	24.2
3	6	1	1.8	0.32	0.81	0.46	28	0.84	0.98	2.48	30.5
4	6	1	1.7	0.31	1.12	0.49	27	0.80	0.95	3.43	36.9
5	6	1	1.6	0.29	1.41	0.51	25	0.76	0.89	4.31	42.7
6	6	1	1.5	0.27	1.68	0.51	25	0.74	0.83	5.14	46.8
7	6	1	1.4	0.25	1.93	0.49	23	0.7	0.76	5.90	49.2
8	6	1	1.3	0.23	2.16	0.48	22	0.66	0.70	6.61	52.5
9	6	1	1.2	0.22	2.38	0.50	20	0.60	0.67	7.28	55.9
10	6	1	1.1	0.20	2.58	0.48	19	0.56	0.61	7.89	58.3
11	6	1	1.0	0.18	2.76	0.46	18	0.54	0.55	8.44	60.8
12	6	1	0.9	0.16	2.92	0.45	17	0.50	0.49	8.93	64.2
13	6	1	0.8	0.14	3.06	0.43	16	0.48	0.43	9.36	67.3
14	6	1	0.7	0.13	3.19	0.53	15	0.46	0.40	9.76	75.5
15	6	1	0.6	0.11	3.30	0.70	15	0.46	0.34	10.09	84.2

表 3.2-17 苏 29-45-4 井区开发指标预测表

开发时间（年）	油井（口）	单井日产油（t）	年产油量(10^4t)	累计产油(10^4t)	年产液量(10^4t)	采油速度（%）	采出程度（%）	综合含水（%）
1	2	2.8	0.034	0.034	0.048	0.49	0.49	30.0
2	2	2.2	0.132	0.166	0.2	1.89	2.37	34.1
3	2	1.84	0.111	0.277	0.186	1.59	3.96	40.4
4	2	1.68	0.101	0.378	0.184	1.44	5.40	45.5
5	2	1.53	0.092	0.47	0.191	1.31	6.71	52.0
6	2	1.4	0.084	0.554	0.197	1.20	7.91	57.4
7	2	1.28	0.077	0.631	0.205	1.10	9.01	62.6
8	2	1.17	0.07	0.701	0.227	1.00	10.01	69.2
9	2	1.07	0.064	0.765	0.234	0.91	10.93	72.6
10	2	0.98	0.059	0.824	0.247	0.84	11.77	76.2
11	2	0.91	0.054	0.878	0.242	0.77	12.54	77.6
12	2	0.84	0.05	0.928	0.242	0.71	13.26	79.2
13	2	0.78	0.047	0.975	0.244	0.67	13.93	80.8
14	2	0.73	0.044	1.019	0.255	0.63	14.56	82.7
15	2	0.7	0.042	1.061	0.267	0.60	15.16	84.3

3.2.3.3 采油工程

本项目乌 99-94 井区基建油井 3 口，乌 27 井区基建油井 3 口，乌 121-X103 井区基建油井 21 口，苏 102-X2 区块基建油井 6 口，苏 29-45-4 井区基建 2 口油井，共计基建油井 35 口，全部采用抽油机采油方式，机型及配电情况详见表 3.2-18。

表 3.2-18 抽油方式及配电情况表

序号	井区	机型	配套驱动装置（型号、功率）	数量（台）
1	乌 99-94 井区	CYJY12-4.2-73HB	380V、45kW 单速电机+不停机间抽类控制柜	3
2	乌 27 井区	CYJX10-4.2-53HF	380V、33kW 单速电机+不停机间抽类控制柜	3
3	乌 121-X103 井区	CYJY12-4.2-73HB	380V、45kW 单速电机+不停机间抽类控制柜	21
		CYJX10-4.2-53HF	380V、33kW 单速电机+不停机间抽类控制柜	
4	苏 102-X2 区块	CYJX8-3-37HF	380V、19kW 单速电机+不停机间抽类控制柜	6
5	苏 29-45-4 井区	CYJX8-3-37HF	380V、22kW 单速电机+不停机间抽类控制柜	2

3.2.3.4 集输工程

（1）乌 99-94 井区

乌 99-94 井区位于乌东联的南方向约 5.5km，建有较为完善的水驱集油系统。本工程基建油井 3 口，涉及已建的转油站 1 座（乌东联），已建站外系统采用环状掺水和电加热集油工艺。油井采用电加热集油工艺就接入已建乌东联，工艺流程见示意图 3.2-4。

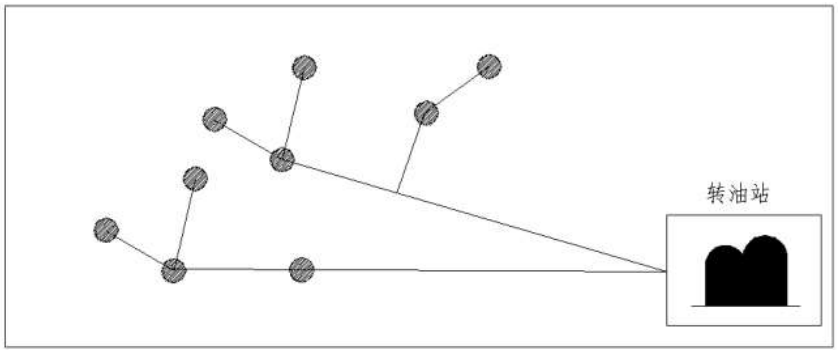


图 3.2-4 电加热集油工艺流程图

乌 99-94 井区基建油井 3 口，为独立井，分布相对集中，位于已建电加热集油干线附近。规划新建油井采用电加热工艺，产液经已建集油干线集输至乌

东转油放水站处理，新建单井集油掺水管线（DN50）～0.74km，管道集肤加热装置 0.74km，端点井及次端点井设井口电加热器，共设 2 台。

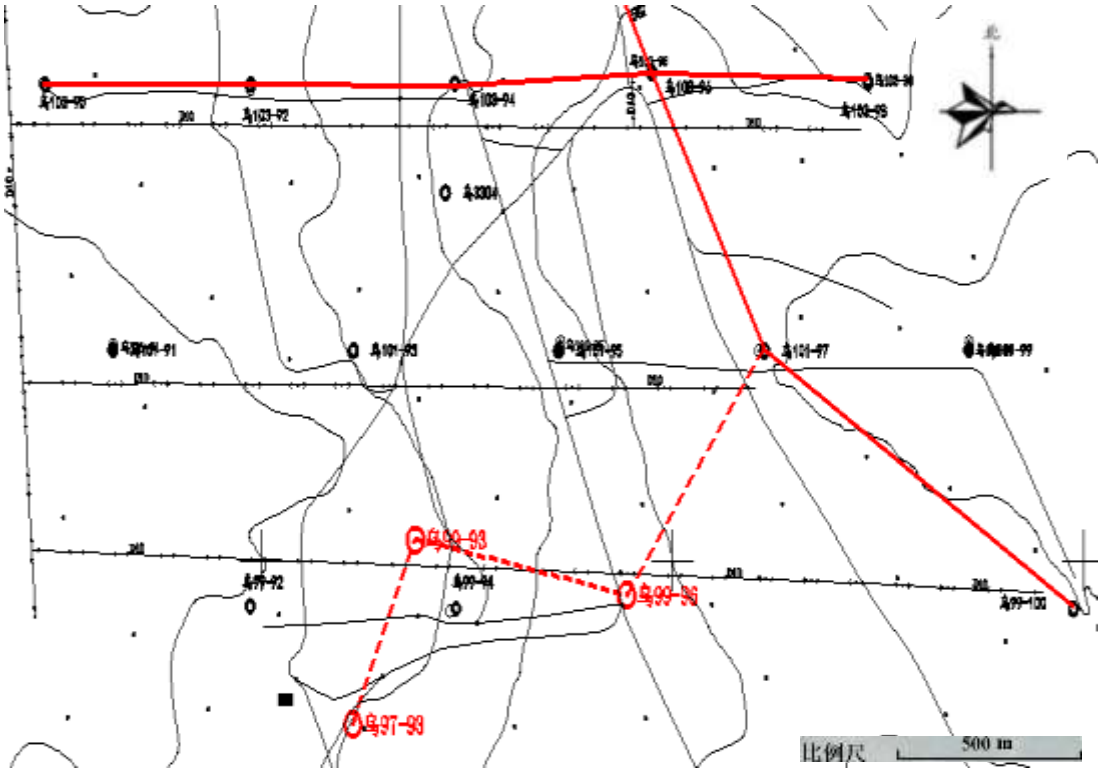


图 3.2-5 乌 99-94 井区 2023 年外扩站外系统示意图

原油集输系统主要工程量统计见表 3.2-19。

表 3.2-19 原油集输系统主要工程量统计表

序号	项目名称	单位	数量	备注
1	新建油井	口	3	
2	新建单井集油管道	km	0.74	钢管
3	管道集肤加热装置	km	0.74	
4	井口电加热器	台	2	

（2）乌 27 井区

乌 27 区块加密调整产能区域内为水驱开发区块，新建油井位于乌东联合站以北 6.5km，建有较为完善的油、气、水、电、路、信等工程，本工程基建油井 3 口，涉及已建的乌东联合站，已建站外系统采用环状掺水、电加热和拉油等集油工艺。

本工程基建油井 3 口，为独立井，分布相对集中，新建集油管道

（DN50）~0.78km，管道集肤加热装置 0.78km，端点井及次端点井设井口电加热器，共设 3 台。

表 3.2-20 集油系统方案一主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量	备注
1	新建油井	套	3	/
2	新建单井管线	km	0.78	/
3	管道集肤加热装置	km	0.78	/
4	井口电加热器	台	3	/

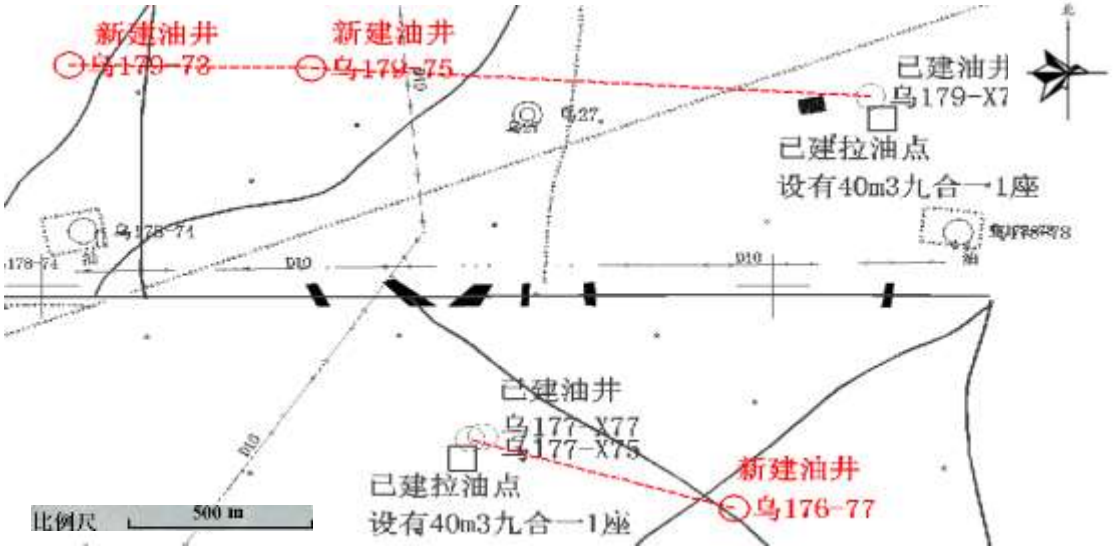


图 3.2-6 乌 27 区块加密调整站外系统示意图

原油集输系统主要工程量统计见表 3.2-21。

表 3.2-21 原油集输系统主要工程量统计表

序号	项目名称	单位	数量	备注
1	新建油井	套	3	/
2	新建单井管线	km	0.78	/
3	管道集肤加热装置	km	0.78	/
4	井口电加热器	台	3	/

（3）乌 121-X103 井区

乌 121-X103 井区位于乌东联的南方向约 3.5km，建有较为完善的水驱集油系统。本工程涉及已建的转油脱水站一座（乌东联），已建站外系统采用环状掺水和电加热集油工艺。

新建油井采用电加热集油工艺就接入已建乌东联，流程见下图。

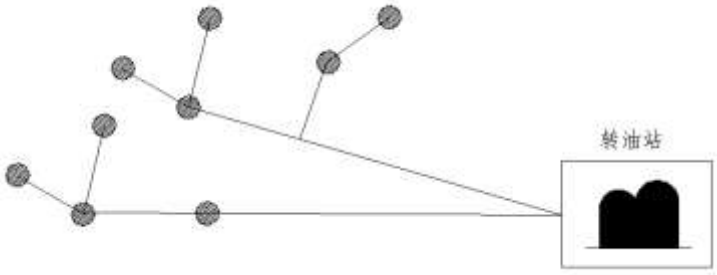


图 3.2-7 电加热集油工艺流程图

乌 121-X103 井区基建油井 21 口，为独立井，分布相对集中，位于已建电加热集油干线附近。规划新建油井采用电加热工艺，产液经已建集油干线集输至乌东脱水站处理，新建单井集油管线（DN50）~3.88km，管道集肤加热装置 3.88km，端点井及次端点井设井口电加热器，共设 17 台。

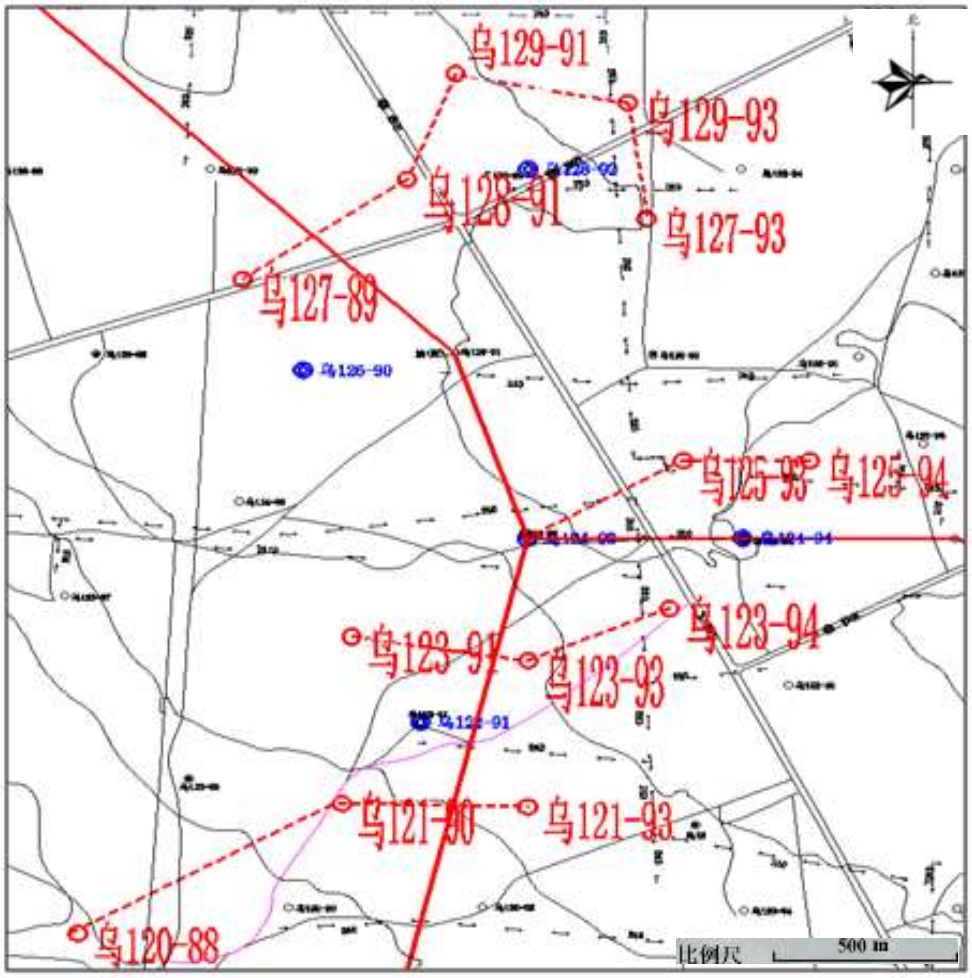


图 3.2-8 乌 121-X103 井区 2023 年外扩站外系统示意图（1）

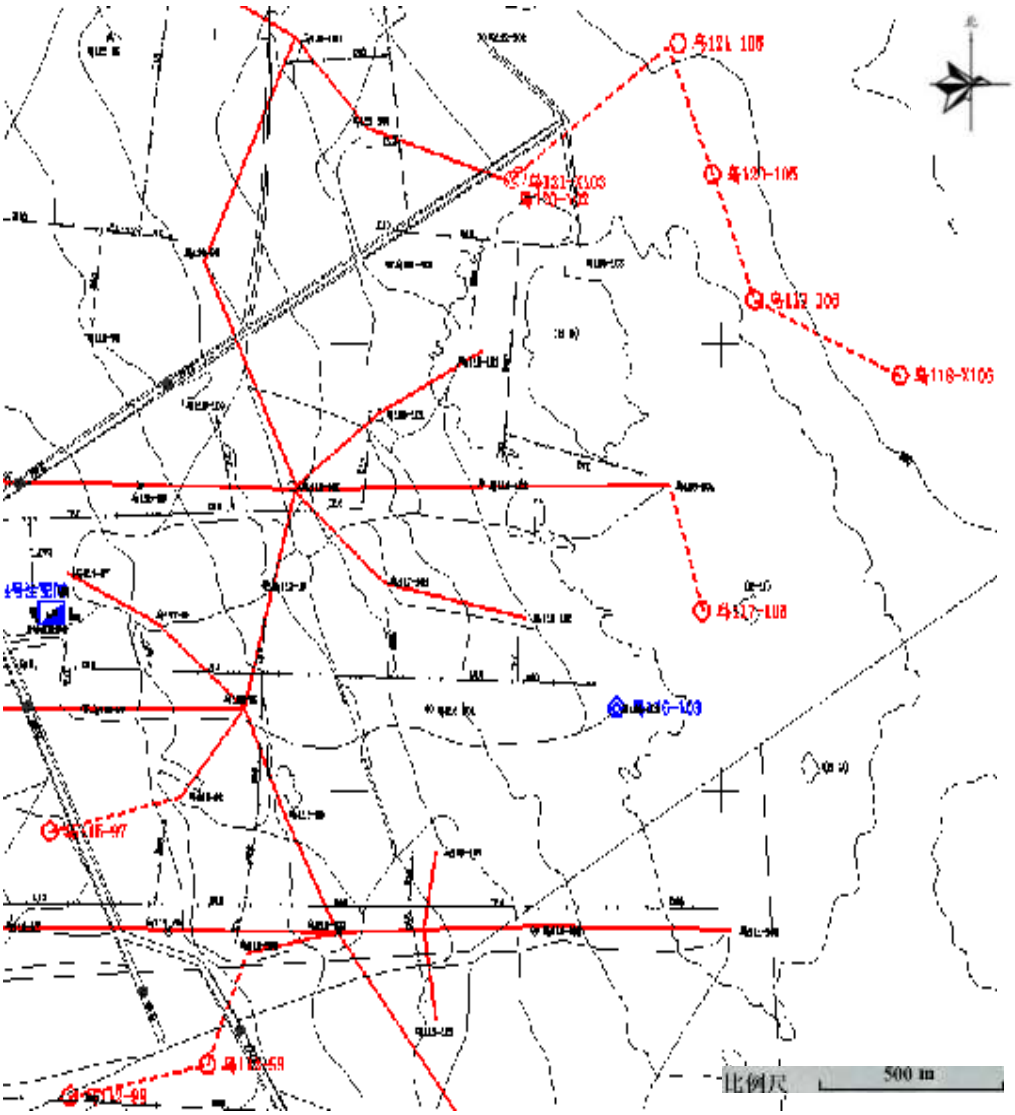


图 3.2-9 乌 121-X103 井区 2023 年外扩站外系统示意图（2）

原油集输系统主要工程量统计见下表。

表 3.2-22 原油集输系统主要工程量统计表

序号	项目名称	单位	数量	备注
1	新建油井	套	21	/
2	新建单井管线	km	3.88	/
3	管道集肤加热装置	km	3.88	/
4	井口电机热器	台	18	/

（4）苏 102-X2 区块

基建油井 6 口，位于苏一联合站东北侧 1.9km，采用单管掺水流程，就近接入已建 131 集油间，该间为 5 环式集油间，目前已建集油环 5 个，已无剩余阀组为本次产能利用，并且已建集油环长在 2.36~3.57km，辖井数在 5-8 口，

距离本次新建井最近的 3 号环辖井 8 口、环长 2.52km，经与建设单位结合，为控制建设投资、方便生产管理因此本次新井新建集油环 1 个，需在 131 集油间扩建进站阀组 1 套，新建单井集油环管道 4.74km。

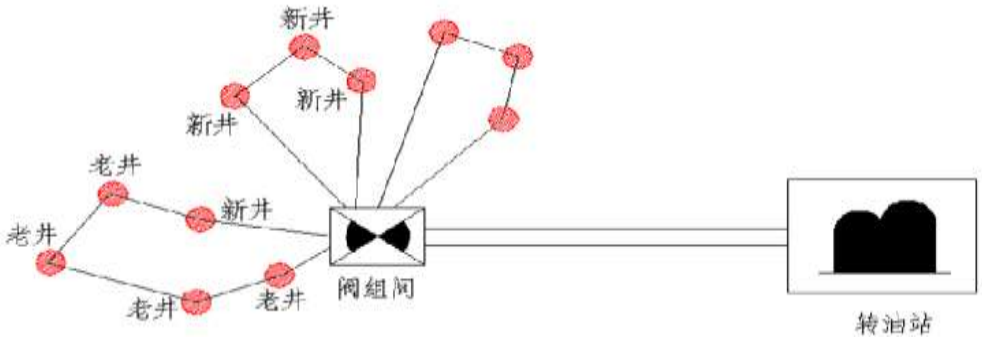


图 3.2-10 单管环状集油工艺流程图

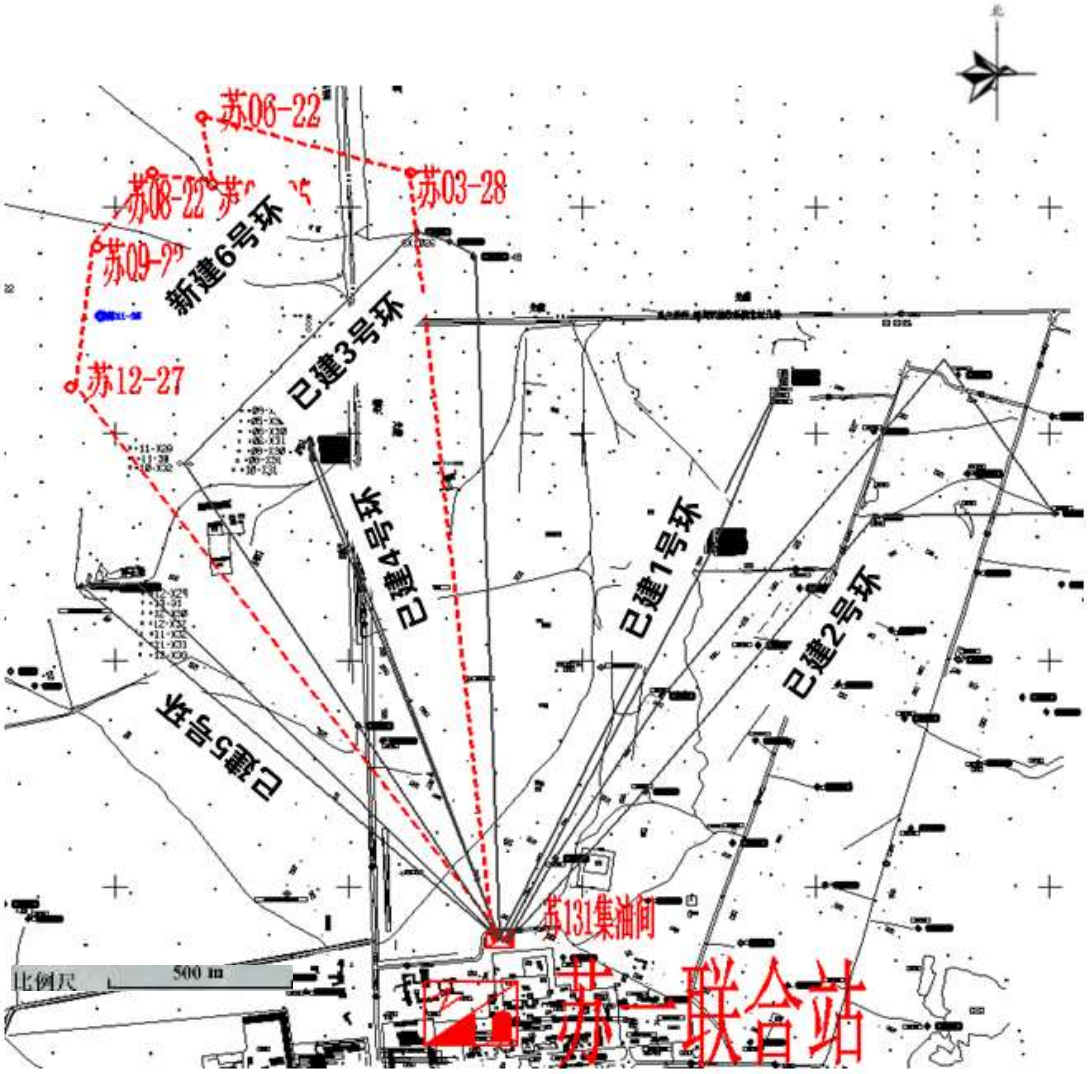


图 3.2-11 新建油井布局示意图

原油集输工程主要工程量详见表 5-3-9。

表 3.2-23 原油集输工程主要工程量表

序号	主要工程内容	单位	数量
1	基建油井	口	6
2	新建集油管道(钢管)	km	4.74
3	集油间扩建进站阀组	套	1

（5）苏 29-45-4 井区

苏 29-45-4 井区于已建苏一联合站附近，基建油井 2 口，采用单管环状掺水集油工艺，工艺流程见下图。

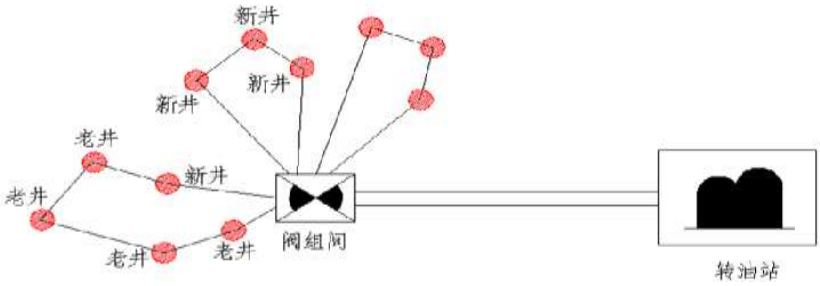


图 3.2-12 单管环状集油工艺流程图

苏 29-45-4 井区位于已建 102 集油间附近，规划就近接入已建 3 号集油环，新建单井管道 0.4km。

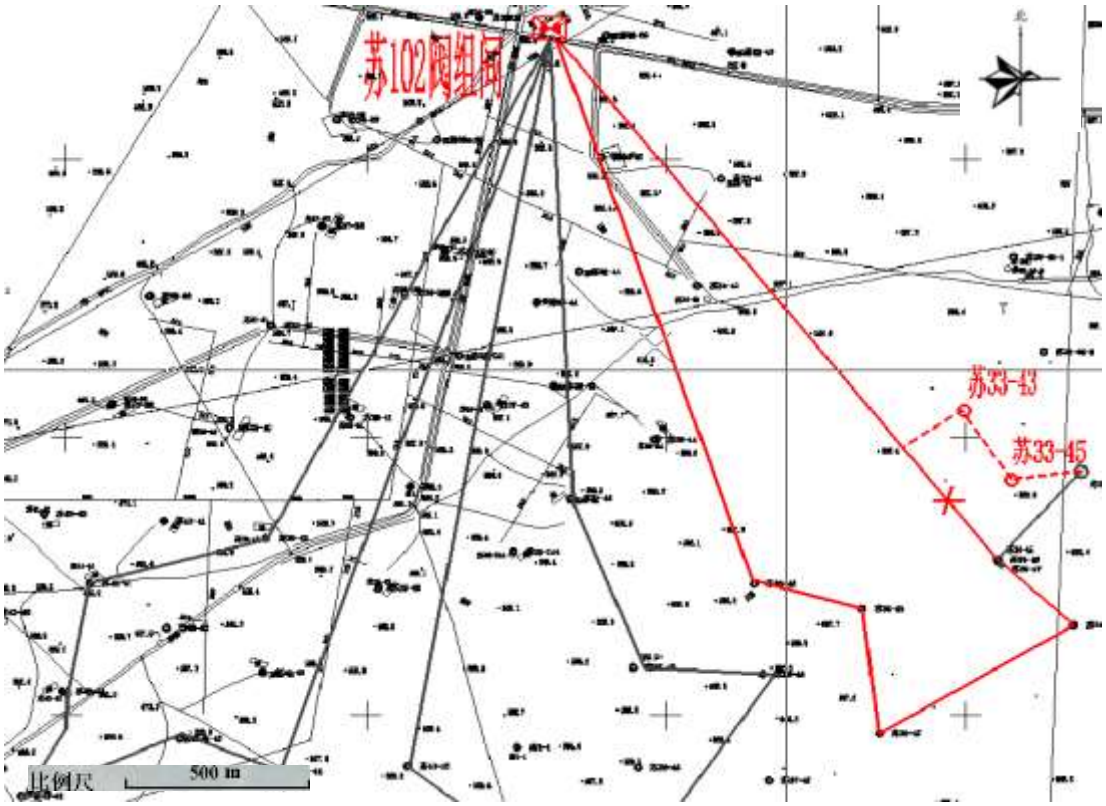


图 3.2-13 新建油井布局示意图

原油集输工程主要工程量详见下表。

表 3.2-26 原油集输工程主要工程量表

序号	主要工程内容	单位	数量
1	基建油井	口	2
2	新建集油管道	km	0.4

3.2.3.5 注水工程

项目乌 33 断块乌 121-X103 井区基建水井 2 口，转注井 7 口，苏仁诺尔油田苏 102-X2 区块基建注水井 1 口。区域注水开发均采用“分散注水→多井配水”流程。本次开发区域内已建设有乌 3 号和乌 4 号注配间，采用“柱塞泵增压，多井配水流程”，由乌东联水质站供清水回注；建有苏 131-2 号注配间，采用“柱塞泵增压工艺”，水源引自苏一联合站。区域已建注配间建设概况见表 3.2-27、表 3.2-28。

表 3.2-27 乌东联注水系统建设概况一览表

名称	注水规模（m^3/d）	实际负荷（m^3/d）	注水泵型号	设计压力（MPa）	数量（台）
乌 3 号注配间	346	170.8	KD80-3.2/23	23	2
			3S100-8/23		1
乌 4 号注配间	400	167.9	S125-8.3/23	23	2
	120	0	3S75-5/25	25	1

表 3.2-28 苏 131-2 号注配间建设概况一览表

名称	注水规模（m^3/d）	注水泵型号	设计压力（MPa）	数量（台）
苏 131-2 号注配间	214	3S50-2.85/16	16	2
		3DP60 3.24/16		1
	152	3DP120 6.32/20	20	2

（1）建设方案

①乌 33 断块乌 121-X103 井区

本次产能建设注水井共 9 口，新井注入压力 21.4MPa，均可依托已建 23MPa 注水系统（乌 3 号注配间、乌 4 号注配间）。

按照距离关系分别将新井纳入两座注配间，其中 3 号注配间接收新井 4 口、4 号间接收新井 5 口，各注配间内 23MPa 注水系统注水量预测见表。

表 3.2-29 乌 3 号注配间 23MPa 注水系统注水量预测表

时间(年)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
老井注水量(m^3/d)	162	157	153	148	144	139	135	131	127	123
新井注水量（m^3/d）	136	124	114	109	107	105	103	101	99	97
新老井合计（m^3/d）	298	281	267	257	251	244	238	232	226	220

由上表数据可知，乌 3 号注配间 23MPa 注水系统最高年注水量为 298m^3/d，该系统设计规模为 346m^3/d，注配间能力可以满足开发需求。

表 3.2-30 乌 4 号注配间 23MPa 注水系统注水量预测表

时间(年)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
老井注水量(m^3/d)	159	155	150	146	141	137	133	129	125	121
新井注水量（m^3/d）	170	155	143	136	134	131	128	126	123	121
新老井合计（m^3/d）	329	310	293	282	275	268	261	255	248	242

由上表数据可知，乌 4 号注配间 23MPa 注水系统最高年注水量为 329m^3/d，该系统设计规模为 400m^3/d，注配间能力可以满足开发需求。

根据本次新建注水井分布位置以及井口注水压力，分别由乌 3 号和乌 4 号注配间负责本次产能新井升压具体建设内容如下：3 号注配间利用间内预留位置建设数字化配水阀组 4 套，原 4 号注配间西侧空地扩建配水阀组间 30m^2 并建设数字化配水阀组 5 套；新建高压供水管道 9 条（DN40/PN25MPa-8.0km），材质为玻璃钢管道；新建注水井口 9 套，井口采用电伴热。

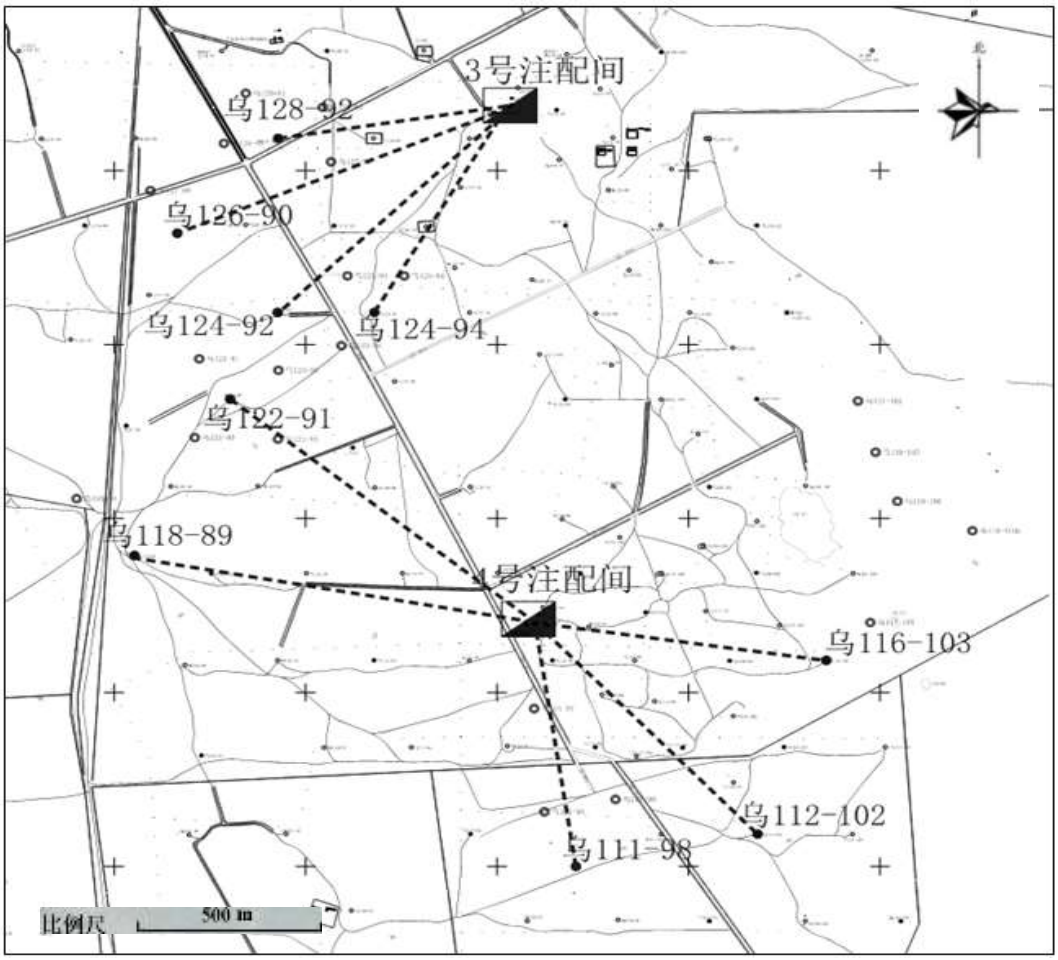


图 3.2-14 注水井网布置图

②苏 102-X2 区块

根据开发所提供产能新井注入压力（未来十年内最高年份注入压力 12.7MPa），本次产能新建 1 口注水井可进入苏 131-2 号注配间已建 16MPa 系统，计入新井后，注配间 16MPa 系统注水量预测见表 3.2-31。

表 3.2-31 苏 131-2 号注配间 16MPa 系统新井计入后注水量预测表

年份	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
老井预测注水量	96	93	91	88	85	83	80	78	75	73
新井设计注水量（m^3/d）	33	33	31	30	28	28	25	24	22	21
新井注水压力	9.5	9.8	10.2	10.8	11.5	11.8	12.0	12.2	12.4	12.7
注水量合计（m^3/d）	129	126	121	118	113	110	105	102	97	94

结合建设现状及预测分析可知，未来开发期间，该注配间 16MPa 系统最高年份注水量达到 129m^3/d，而已建系统能力可以满足本次新井注入需求，仅需扩建配水阀组。

新建数字化配水阀组 1 套（DN40/PN16MPa）。新建注水单井管道 1 条（DN40/PN16MPa-1.5km），根据建设单位意见，管道材质选用玻璃钢管道。新建注水井口 1 套，井口采用电伴热。

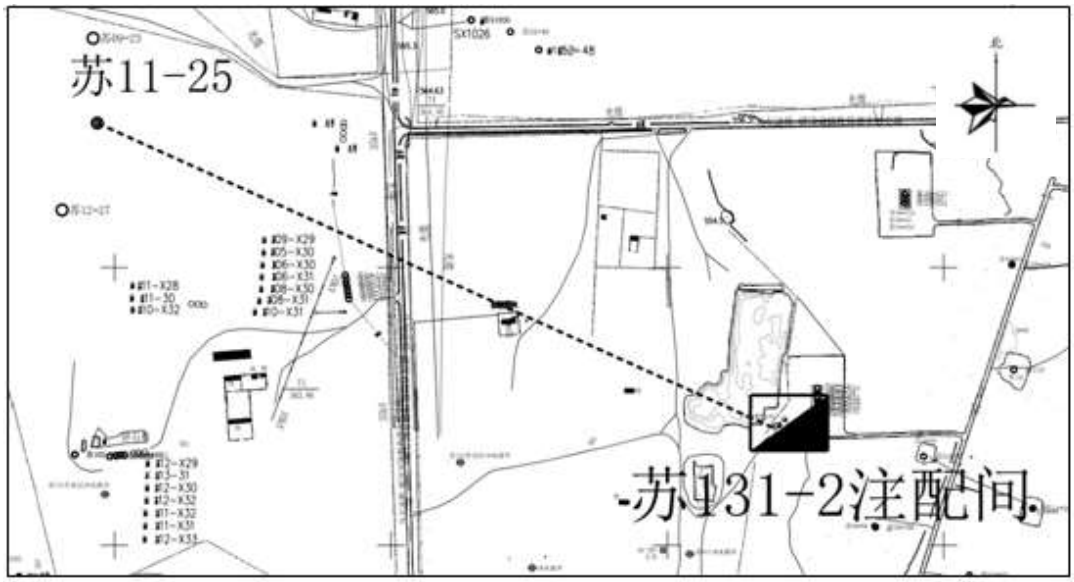


图 3.2-15 注水井网布置图

（2）主要工程量

注水系统主要工程量见表 3.2-32、表 3.2-33。

表 3.2-32 乌 121-X103 井区注水系统主要工程量表

序号	单项工程项目名称	单位	数量	备注
1	基建注水井	口	9	/
2	单井注水管线 DN40 PN25MPa	km	8.0	高压玻璃钢管埋深 3.2m

表 3.2-33 苏 102-X2 区块注水系统主要工程量表

序号	单项工程项目名称	单位	数量	备注
1	扩建注水阀组 DN40/PN16MPa	套	1	/
2	注水井口	套	1	/
3	注水井口电伴热带	组	1	P=4.5kW
4	单井注水管线 DN40 PN16MPa	km	1.5	玻璃钢管埋深 3.2m

3.2.3.6 道路工程

本项目道路工程主要工程量见表 3.2-34。

表 3.2-34 井区道路工程主要工程量

区块	项目名称	道路长度（km）	道路宽度（m）		路面结构
			路面	路基	
乌 99-94 井区	进井通道	0.74	--	3.5	土路

区块	项目名称	道路长度（km）	道路宽度（m）		路面结构
			路面	路基	
乌27井区	进井通道	0.78	--	3.5	土路
乌121-X103井区	进井通道	3.5	--	3.5	土路
苏102-X2区块	进井通道	0.8	--	3.5	土路
苏29-45-4井区	进井通道	0.3	--	3.5	土路
合计		6.12	/	/	/

3.2.4 公用工程

3.2.4.1 给、排水工程

（1）施工期

①钻井用水

本项目苏 29-45-4 井区、苏 102-X2 区块涉及钻井工程，钻井过程需要消耗生产用水，平均每钻进 1000m，生产用水量 150m^3，产生钻井污水 20m^3。本钻井总进尺 15070m（其中苏 29-45-4 井区总进尺 4150m，苏 102-X2 区块总进尺 10920m），则项目钻井用水总量为 2260.5m^3，钻井废水产生量为 301.4m^3。

②钻井液用水

根据钻井工程设计资料显示，平均单钻井液设计用量 364m^3，钻井工程单井钻井液损耗 77m^3，则单井废钻井液产生量为 287m^3。本工程新钻 9 口井，则钻井液用量为 3276m^3，废钻井液产生量为 2583m^3，钻井液水分占比为 90%，则钻井液用水量 2948.4m^3，废钻井液含水量 2673.41m^3。

③射孔液用水

本工程苏 29-45-4 井区、苏 102-X2 区块共新钻 9 口井全部需要射孔，在射孔完井过程中，单井射孔液用量 100~120m^3，本次射孔按最大使用量 120m^3/口计，共使用射孔液 1080m^3，钻井液水分占比为 95%，射孔液用水量为 1026m^3。

④试压用水

本项目乌 99-94 井区新建集油管道 0.74km，乌 27 井区新建集油管道 0.78km，乌 121-X103 井区新建集油管道 3.88km，共新建管线 5.4km，根据新建管线截面面积及长度，项目试压用水总量为 105.97t，试压废水按用水量的

95%计算，试压废水产生量为100.67t；

苏102-X2区块新建单井集油掺水管道4.74km，新建注水管道1.5km，苏29-45-4井区新建单井集油掺水管道0.4km，共新建管线6.64km，根据新建管线截面面积及长度，项目试压用水总量为130.3t，试压废水按用水量的95%计算，试压废水产生量为123.79t。

乌33断块乌121-X103井区包含转注井7口，转注前生产套管应采用清水介质进行试压，单井套管深度约108m，套管尺寸为273.1mm，则单井试压用水约6.3t，7口转注井试压用水共44.1t，试压废水按用水量的95%计算，试压废水产生量为41.9t。

管道试压合计用水量280.37t，合计废水量266.36t。

⑤压裂用水

本项目35口油井需进行压裂作业，压裂液平均使用量为280m^3/口，压裂液为集中配置好后由罐车拉运至现场，共计使用压裂液9800m^3，压裂液含水率约90%，则压裂用水量为8820m^2。压裂过程中会产生压裂返排液，根据调查每口井压裂后产生的返排液约200m^3，共产生7000m^3，含水率约90%，则压裂返排液含水量为6300m^2。

⑥转注井洗井用水

本项目乌33断块乌121-X103井区包含转注井7口，转注井洗井用水量为175t，转注井洗井废水按用水量的95%计算，则废水排放量为166.25t。

⑦生活用水

本项目苏29-45-4井区钻井工程完井周期15天，苏102-X2区块钻完井周期11天，钻井队一般单井在井人数为10人。施工人员生活用水根据《内蒙古自治区行业用水定额（DB15/T385-2020）》，生活用水按每人每天60L计，则项目钻井生活用水总量为156m^3。生活污水排放量按照产生量的80%计算，则钻井生活污水产生量为124.8t。

地面建设期施工人员约60人，施工期约90d，每人每天用水60L，则施工期间生活用水量为324t，生活污水按用水量的80%计算，则生活污水量为259.2t。

项目施工期水量平衡见图 3.4-1。

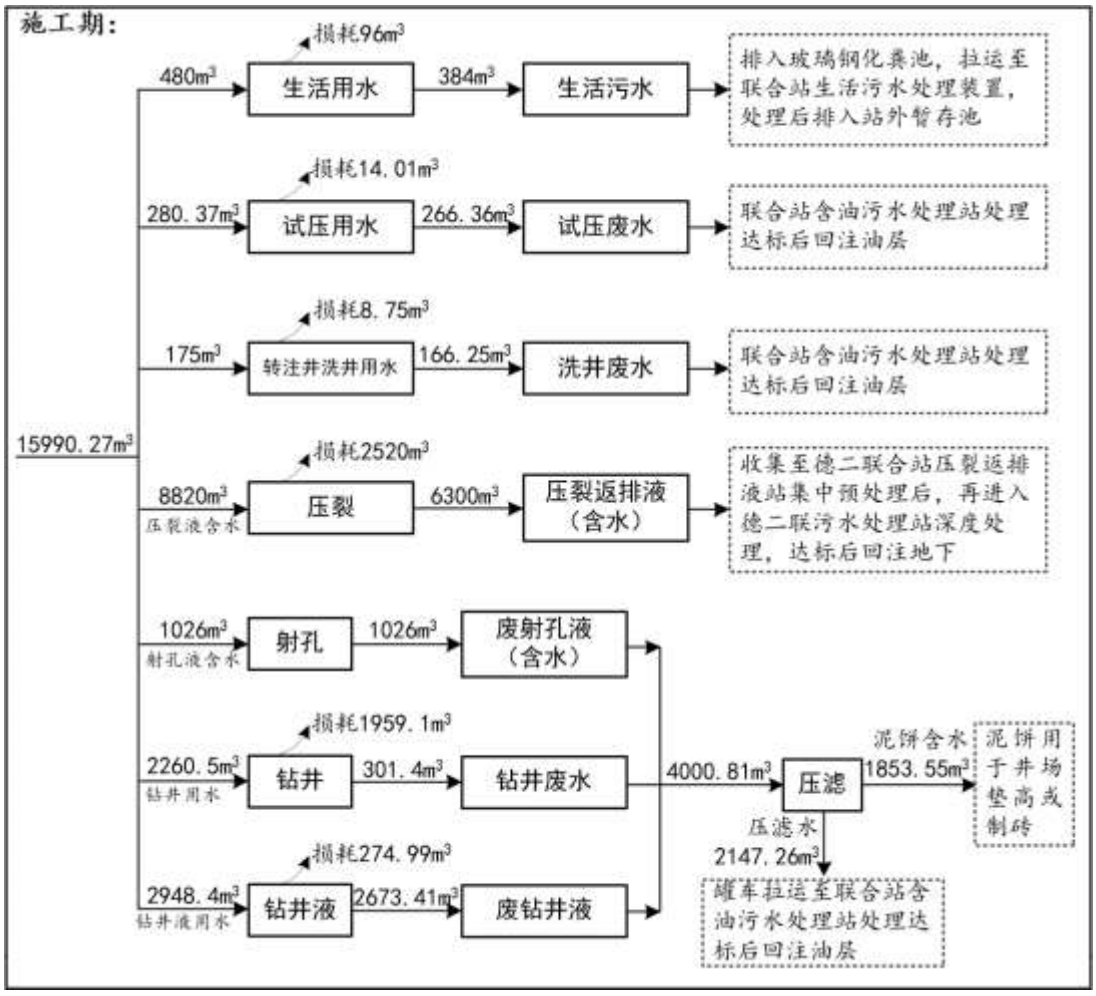


图 3.2-16 项目施工期水量平衡图（单位：m^3）

（2）运营期

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

①油田采出水

根据开发指标预测，本项目乌 99-94 井区油田采出液含水最大量为 0.156×10^4t/a，乌 27 井区油田采出液含水最大量为 0.58×10^4t/a，乌 121-X103 井区油田采出液含水最大量为 0.14×10^4t/a；苏 102-X2 井区油田采出液含水最大量为 0.59×10^4t/a，苏 29-45-4 井区油田采出液含水最大量为 0.225×10^4t/a。

则本项目采出液含水总量为 1.691×10^4t/a。

②油水井作业用水

作业用水是指油井修井作业和水井洗井作业需要的作业用水，本项目作业用水来源为联合站含油污水处理站的深度处理水，结合大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，油井作业用水量约 4m^3/井次，乌 99-94 基建 3 口油井，则油井作业用水量约 8m^3/a；乌 27 井区基建 3 口油井，则油井作业用水量约 8m^3/a；乌 121-X103 井区基建 21 口油井，则油井作业用水量约 56m^3/a；苏 102-X2 区块基建 6 口油井，则油井作业用水量约 16m^3/a；苏 29-45-4 井区基建 2 口油井，则油井作业用水量约 5.3m^3/a。

注水井作业周期为 1.5 年，水井作业用水量约为 60m^3/井次，本项目乌 121-X103 井区水井 9 口，则水井作业用水量约 360m^3/a；本项目苏 102-X2 区块水井 1 口，则水井作业用水量约 40m^3/a。

则本工程油水井作业用水产生量为 493.3m^3/a，作业废水产生量为 394.64m^3/a。

③油井清防蜡用水

为防止油井结蜡影响生产，本项目 35 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 100 天，用水量为 40m^3，则最大热洗用水量为 5110m^3/a，清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。

⑤回注水

根据产能方案，本项目乌 121-X103 井区基建 9 口注水井，最大注水量 7.09×$10^4$$m^3$/a；苏 102-X2 井区基建 1 口注水井，最大注水量 0.9×$10^4$$m^3$/a；则本项目 10 口注水井最大注水量共计 7.99×$10^4$$m^3$/a。乌东和苏一联合站含油污水处理站的深度处理水量 22414.64m^3/a，实际新增取水量为 57485.36m^3/a。

项目运营期水量平衡见图 3.4-2。

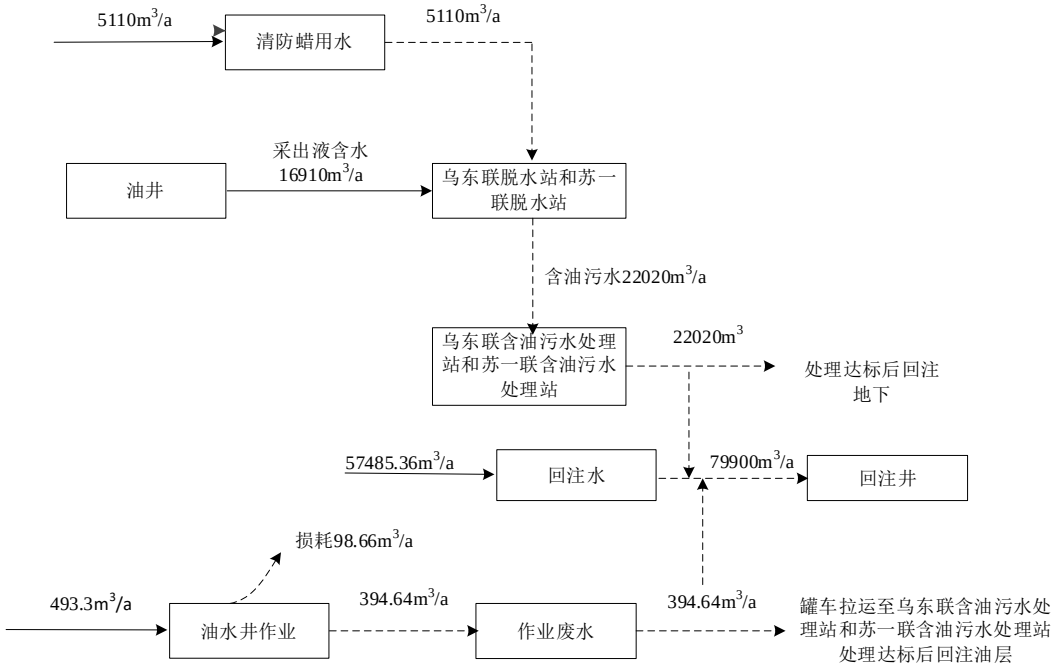


图 3.2-17 项目运营期水量平衡图（单位：m^3/a）

3.2.4.2 供电工程

本工程施工期由自备柴油发电机组发电，单个钻井队配备 3 台柴油发电机组。本项目乌 99-94 井区新建 10kV 供电线路 0.2km，新建柱上变电站 3 座。乌 27 井区新建 10kV 供电线路 0.4km，新建柱上变电站 3 座。乌 121-X103 井区新建 10kV 供电线路 2.9km，新建柱上变电站 16 座，迁建柱上变电站 5 座。苏 102-X2 区块新建 10kV 供电线路 1.1km，新建低压线路 0.2km，配套建设井场柱上变压器 6 台。苏 29-45-4 井区新建 10kV 供电线路 0.3km，新建低压线路 0.2km，配套建设变压器 2 台。

3.2.4.3 供气工程

本项目运营期采出液经乌东联、苏一联转油脱水站内油气分离后，油田伴生气用于加热炉燃烧，本项目乌东联合站新增燃气量为 $8.68\times10^4m^3/a$，项目乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区伴生气产量为 $23.197\times10^4m^3/a$，可以满足本项目新增燃气量的需求，剩余部分用于乌东联合站其余区块燃气需要；苏一联合站新增燃气量为 $3.61\times10^4m^3/a$，苏 102-X2 区块、苏 29-45-4 井区伴生气产量为 $3.764\times10^4m^3/a$，可以满足本项目新增燃气量的需求，剩余部分用于苏一联合站其余区块燃气需要。

3.2.5 工程占地及土石方平衡

3.2.5.1 场地布置

本项目独立井典型井场平面布置见图 3.2-18，工程钻井井场平面布置见图 3.2-19。

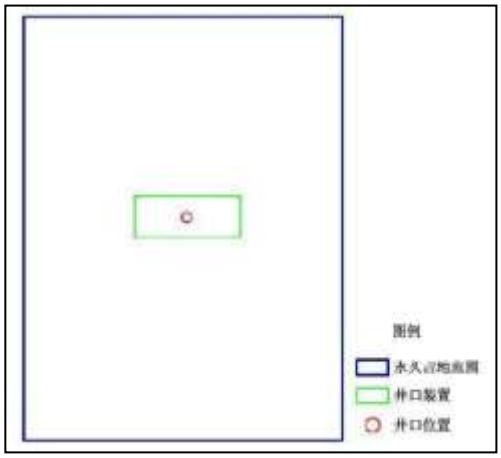


图 3.2-18　独立井典型井场平面布置图

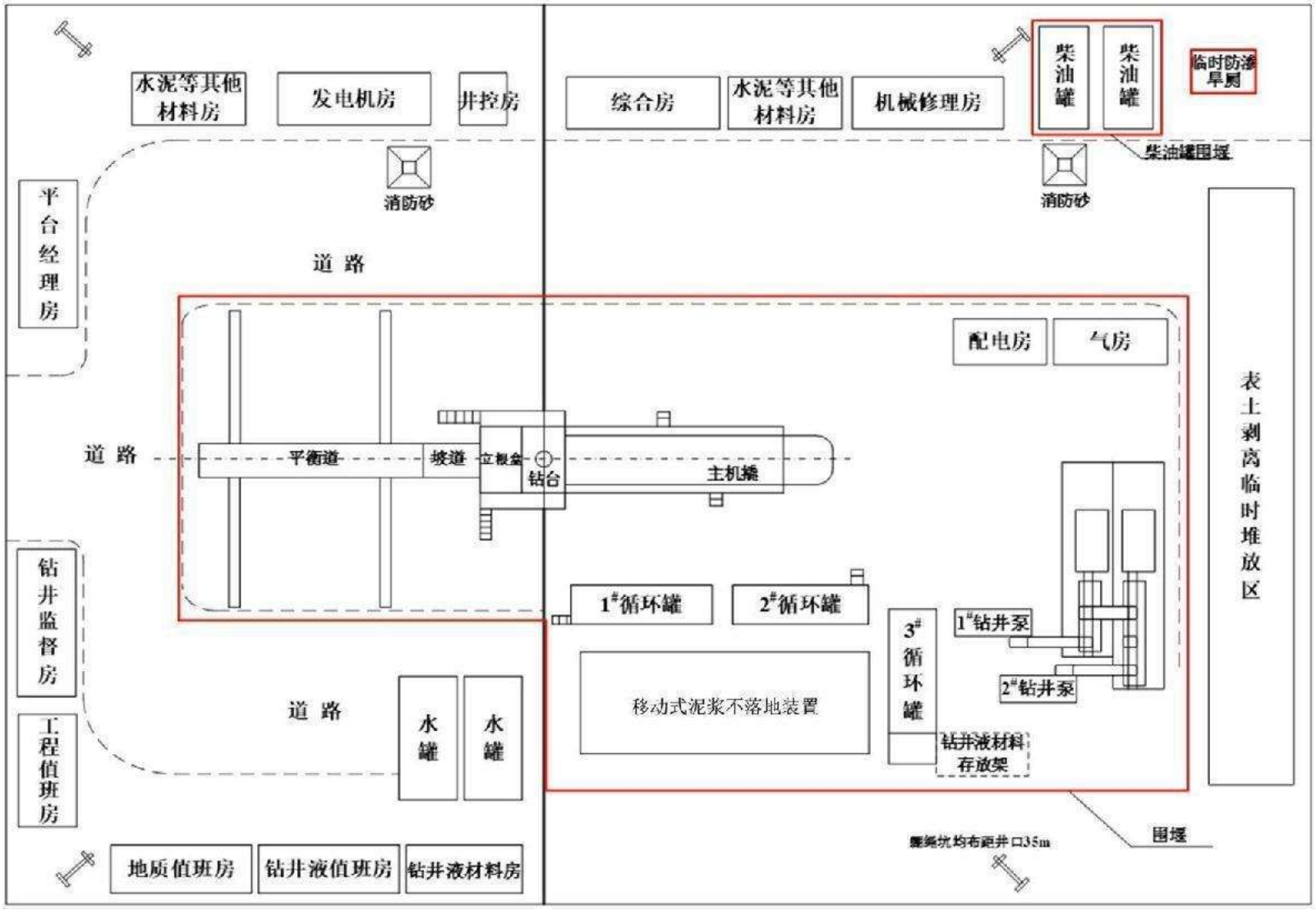


图 3.2-19 工程钻井井场平面布置图

3.2.5.2 工程占地情况

建设项目工程占地主要集中在井场、道路及管道建设期间发生的永久占地和临时占地，其中永久占地包括井场、道路占地，临时占地包括管线施工时占用的临时占地。本项目包括乌尔逊油田乌 99-94 井区、乌 27 断块乌 27 井区、乌 33 断块乌 121-X103 井区、苏仁诺尔油田苏 102-X2 区块、海参 4 区块苏 29-45-4 井区；依据当地林草部门提供的资料，乌 27 断块乌 27 井区、乌 33 断块乌 121-X103 井区、苏仁诺尔油田苏 102-X2 区块（6 口井）、苏 29-45-4 井区、占地类型均为基本草原；乌 99-94 井区、苏 102-X2 区块（1 口井）占地类型均为一般草地，具体见下图。



图 3.2-20 乌 99-94 井区占地类型图（1）



图 3.2-20 乌 27 井区占地类型图（2）



图 3.2-20 苏 102-X2 井区占地类型图（2）

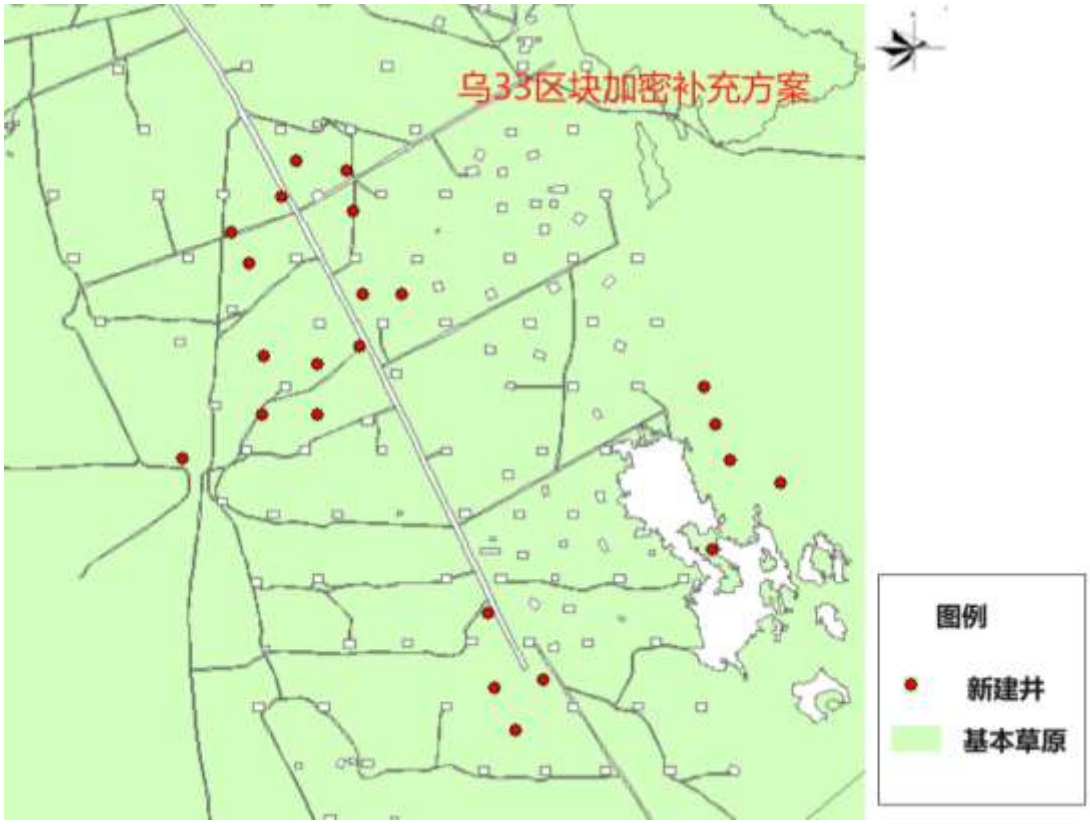


图 3.2-20 乌 121-X103 井区占地类型图（4）



图 3.2-20 海参 4 区块苏 29-45-4 井区占地类型图（5）

针对本项目特点，占地分析如下：

（1）本项目乌 121-X103 井区新增 7 口转注井仅需在现有井场占地范围内施工，无需新增永久占地和临时占地。

（2）本项目乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区 29 口井钻井工

程已在《乌尔逊凹陷 2023-2025 年油藏钻井工程环境影响报告书》（新左环审表字〔2021〕13 号）进行了评价，临时占地和永久占地已包含在该评价中，本项目建设所涉及的压裂施工、井场地面工程建设均在已批复的临时占地范围内，不涉及新增临时占地；井场永久占地均已评价，本次乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区 29 口井不新增永久占地。

（3）本项目苏 102-X2、苏 29-45-4 井区新钻 9 口新井，涉及新增临时占地和永久占地。

根据《石油天然气工程项目用地控制指标》（国土资规〔2016〕14 号），项目临时占地单井按照单个井场 90m×100m 计算，永久占地按单井 30m×40m 计算；集油掺水管线临时占地作业面宽度为 8m，注水管线临时占地作业面宽度为 11m；道路占地面积按道路长度×路基宽度计算，路基宽 3.5m。

综上分析，本项目永久占地为 3.02hm^2，新增临时占地为 18.18hm^2。本工程总占地面积 21.2hm^2。本项目新增占地情况见表 3.2-35。

表 3.2-35 建设项目占地类型及面积汇总表　　单位：hm^2

序号	建设项目	类型	永久占地	临时占地	备注
1	井场	基本草原	0.96	7.2	苏 33-45、苏 33-43、苏 11-25、苏 06-25、苏 09-23、苏 08-22、苏 06-22、苏 12-27
		一般草地	0.12	0.9	苏 03-28
2	管道	基本草原	/	9.49	/
		一般草地	/	0.59	/
3	进井道路	基本草原	1.89	/	/
		一般草地	0.05	/	/
合计			3.02	18.18	其中，永久占地占用基本草原 2.85，占用一般草地 0.17；临时占地占用基本草原 16.69，一般草地 1.49

3.2.5.3 表土剥离方案

工程井场新增临时占地及永久占地共计 21.2hm^2，剥离厚度为 30cm，共计剥离量为 63600m^3。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的存储区（具体位置见图 3.2-19 钻井施工平面布置图），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。

3.2.5.4 土石方平衡

本项目涉及土石方的工程主要包括管线施工、道路施工。挖方施工应分层开挖，分层堆放至施工管线两侧，施工结束后分层回填，开挖土方均原地回填，垫土不足的部分由建设单位外购，履行相关手续。本项目不设取弃土场，用土全部外购。本项目土石方情况见表 3.2-36。

表 3.2-36 本项目土石方情况　　单位：m^3

序号	类别	挖方量	填方量	利用方量	借方量	弃方量	备注
1	井场垫土	0	360	0	360	0	垫高 0.3m。
2	井场截水沟	35	35	35	0	0	长 140m× 宽 0.5m×深 0.5m
3	井场临时占地表土剥离及回填	1560	1560	1560	0	0	剥离高度 0.3m
4	管线管沟的开挖及回填	148816	148816	148816	0	0	管沟宽度均约为 0.8m，管沟深度为 2m
5	通井路垫土	0	52.5	0	52.5	0	通井路填高 0.15m
合计		150411	150823.5	150411	412.5	0	/

3.2.6 依托工程分析

3.2.6.1 依托工程环评和验收情况

依托工程环境影响评价及竣工验收情况见表 3.2-37。

表 3.2-37 项目依托场站环评情况一览表

序号	名称	环评文件名称	文号	验收情况
1	乌东联合站	《乌东斜坡带区块产能建设工程环境影响报告书》	内环审〔2008〕213 号	内环验〔2012〕11 号
2	苏一联合站	《苏仁诺尔油田和呼和诺仁油田贝 301 区块产能建设工程环境影响报告书》	内环字〔2004〕30 号	蒙环验〔2006〕32 号
3	德二联压裂返排液站	《德二联压裂返排液站改造工程（废液储存池）环境影响报告表》	新右环审表〔2019〕020 号	2020 年 11 月完成自主验收
4	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）环境影响报告书》	内环审〔2012〕136 号	2021 年 8 月完成自主验收
5	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环境影响报告表》	新右环审表〔2020〕007 号	2022 年 4 月完成自主验收

3.2.6.2 依托工程能力核实及运行现状分析

（1）乌东联合站

乌东联合站详细介绍详见“第 3.1.1.4 节 现有油田站场”。本工程依托乌东联合站转油脱水站和含油污水处理站。

①转油脱水站

采用热化学高效三相分离器热化学脱水工艺，已建 JGHXS3.6×16-0.6 高效三相分离器 2 台，单台处理能力 2000m^3/d，总脱水能力 4000m^3/d。

目前日均处理液量 1188m^3/d，负荷率 29.7%。接入本项目废水量 56.4t/d 后，接入本项目废水量 56.4t/d 后，考虑同期建设项目（乌尔逊油田乌 39-1 区块大磨拐河组二段油层 2023 年产能建设项目）的采出液量 30.14t/d，负荷率为 31.86%，满足负荷。

②含油污水处理站

乌东联含油污水深度处理站建于 2009 年，设计规模 460m^3/d，2020 年扩建为 690m^3/d，采用 SSF 工艺，设计处理后水质指标“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”。

目前乌东联污水站平均日处理 350m^3/d，负荷率 50.7%，接入本项目废水量 30.6t/d 后，考虑同期建设项目（乌尔逊油田乌 39-1 区块大磨拐河组二段油层 2023 年产能建设项目）的采出水量 3.34t/d，负荷率为 55.6%，满足负荷。

（2）苏一联合站

苏一联合站详细介绍详见“第 3.1.1.4 节 现有油田站场”。本工程依托苏一联合站转油脱水站和含油污水处理站。

①转油脱水站

采用“五合一”组合装置脱水工艺，现有“五合一”组合装置 4 台，其中Φ4000×20028“五合一”脱水装置 2 台，单台处理能力 1800t/d，Φ4000×19528“五合一”脱水装置 2 台，单台处理能力 1600t/d，总脱水能力是 6800t/d。目前五合一脱水装置运 2 备 2，其中 1 台五合一装置负责处理本作业区油气水分离，另 1 台五合一装置用于处理长输管线来液分离处理，处理苏一联本站负荷 1600t/d，处理长输管道负荷 1100t/d。

目前苏一联本站日均处理液量 1248m^3/d，负荷率 78%。接入本项目废水量 32.2t/d 后，负荷率为 80%，满足负荷。

②含油污水处理站

苏一联含油污水深度处理站采用悬浮污泥过滤（SSF）工艺，设计规模为 1160m³/d。设计处理后水质指标“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”。

目前平均日处理污水 621m³，负荷率 53.5%。接入本项目废水量 27.5t/d 后，负荷率为 55.9%，满足负荷。

（3）德二联压裂返排液站

德二联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 7000m^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，液相进入德二联含油污水处理站处理达标后回注现役油层，不外排。压裂返排液处理站和废液池可本项目需要。

根据大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司 2023 年企业自行监测（报告编号：中检（QW）字 2023 第 05-050 号），德二联压裂液站废液池外 1m、20m 的土壤监测各项污染物含量均符合《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

根据 2023 年 5 月企业例行监测结果（附件 17），德二联压裂返排液处理

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

表 3.2-38 2023 年德二联压裂站废液池外土壤例行监测结果（mg/kg）

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

表 3.2-39 非甲烷总烃例行监测结果调查表(mg/m^3)

场站名称	监测时间	厂界非甲烷总烃监测结果	达标情况
德二联压裂返排液站	2023.5.18	1.12-1.35	达标



图 3.2-19 压裂返排液处理站现状照片（拍摄时间：2024 年 4 月）

（4）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，贝 28 作业区固废处理站内含油污泥收集池 1500m^3，防渗系数满足要求（1.0×10-10cm/s）。暂存

池主体采用 C30S6 级 D200 抗渗、抗冻、抗收缩钢筋混凝土现浇，采用 HPB235 和 HRB335 级钢筋。池底板以下结构由上到下依次为：C35 混凝土厚 500mm，1:2 水泥砂浆保护层厚 20mm，挤塑聚苯板厚 100mm，1:2 水泥砂浆找平层厚 20mm，C15 混凝土垫层厚 100mm，粗砂垫层厚 400mm。

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

根据呼伦贝尔分公司统计数据，截至 2024 年 9 月，含油污泥暂存池负荷为 1100m^3。本项目落地油产生量为 1.17t/a，含油污泥产生量为 0.871t/a，呼伦贝尔分公司会对储存在暂存池的含油污泥定期清运处理，含油污泥暂存池可以满足依托需要（含油污泥处置协议见附件 7）。

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

根据 2023 年 5 月企业例行监测结果（附件 17），贝 28 作业区含油污泥暂存池厂界无组织排放非甲烷总烃均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的无组织监控浓度标准，对环境空气影响较小。

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

表 3.2-40 2023 年贝 28 作业区含油污泥暂存池外土壤例行监测结果（mg/kg）

序号	监测项目	监测点位	
		贝 28 作业区含油污泥暂存池外 20m	贝 28 作业区含油污泥暂存池外 1m
1	石油烃（C_{10}-C_{40}）	22	28
2	汞	0.027	0.022
3	砷	3.89	3.47
4	铅	16	12
5	镉	0.08	0.09
6	铬（六价）	ND	ND
7	铜	17	14

序号	监测项目	监测点位	
		贝 28 作业区含油污泥暂存池外 20m	贝 28 作业区含油污泥暂存池外 1m
8	镍	23	26
9	锌	62	58
10	四氯化碳	ND	ND
11	氯仿	ND	ND
12	氯甲烷	ND	ND
13	1,1-二氯乙烷	ND	ND
14	1,2-二氯乙烷	ND	ND
15	1,1-二氯乙烯	ND	ND
16	顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND
17	反-1,2-二氯乙烯	ND	ND
18	二氯甲烷	ND	ND
19	1,2-二氯丙烷	ND	ND
20	1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND
21	1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND
22	四氯乙烯	ND	ND
23	1,1,1-三氯乙烷	ND	ND
24	1,1,2-三氯乙烷	ND	ND
25	三氯乙烯	ND	ND
26	1,2,3-三氯丙烷	ND	ND
27	氯乙烯	ND	ND
28	苯	ND	ND
29	氯苯	ND	ND
30	1,2-二氯苯	ND	ND
31	1,4-二氯苯	ND	ND
32	乙苯	ND	ND
33	苯乙烯	ND	ND
34	甲苯	ND	ND
35	间+对二甲苯	ND	ND
36	邻二甲苯	ND	ND
37	硝基苯	ND	ND
38	苯胺	ND	ND
39	2-氯酚	ND	ND
40	苯并〔a〕蒽	ND	ND
41	苯并〔a〕芘	ND	ND
42	苯并〔b〕荧蒽	ND	ND
43	苯并〔k〕荧蒽	ND	ND
44	䓛	ND	ND

序号	监测项目	监测点位	
		贝 28 作业区含油污泥暂存池外 20m	贝 28 作业区含油污泥暂存池外 1m
45	二苯并〔a,h〕蒽	ND	ND
46	茚并〔1,2,3-cd〕芘	ND	ND
47	萘	ND	ND
48	1,3,5 三甲基苯	ND	ND
49	1,2,4 三甲基苯	ND	ND
50	1,2,3 三氯苯	ND	ND
51	1,2,4 三氯苯	ND	ND
52	苊	ND	ND
53	苊烯	ND	ND
54	芴	ND	ND
55	菲	ND	ND
56	蒽	ND	ND
57	荧蒽	ND	ND
58	芘	ND	ND
59	茚并〔g,h,i〕芘	ND	ND

表 3.2-41 非甲烷总烃例行监测结果调查表(mg/m^3)

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



图 3.2-20 含油污泥暂存池现状照片（拍摄时间：2024 年 4 月）

（5）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、废铅蓄电瓶存储库、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%。

本项目 35 口油井产生含油废防渗布约 0.117t/a，暂存于危险废物暂存库，委托有资质单位处理，危险废物暂存库能够满足依托需求。

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

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

根据 2023 年 5 月企业例行监测结果（附件 17），贝 28 作业区危废暂存库厂界无组织排放非甲烷总烃均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的无组织监控浓度标准，对环境空气影响较小。

表 3.2-42 2023 年贝 28 作业区危废暂存库外土壤例行监测结果（mg/kg）

序号	监测项目	监测点位	
		贝 28 作业区 危废暂存库外 1m	贝 28 作业区 危废暂存库外 20m
1	石油烃（C_{10}-C_{40}）	26	21
2	汞	0.024	0.019
3	砷	4.19	3.97
4	铅	20	18
5	镉	0.12	0.09
6	铬（六价）	ND	ND
7	铜	19	14

序号	监测项目	监测点位	
		贝 28 作业区 危废暂存库外 1m	贝 28 作业区 危废暂存库外 20m
8	镍	27	22
9	锌	59	56
10	四氯化碳	ND	ND
11	氯仿	ND	ND
12	氯甲烷	ND	ND
13	1,1-二氯乙烷	ND	ND
14	1,2-二氯乙烷	ND	ND
15	1,1-二氯乙烯	ND	ND
16	顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND
17	反-1,2-二氯乙烯	ND	ND
18	二氯甲烷	ND	ND
19	1,2-二氯丙烷	ND	ND
20	1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND
21	1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND
22	四氯乙烯	ND	ND
23	1,1,1-三氯乙烷	ND	ND
24	1,1,2-三氯乙烷	ND	ND
25	三氯乙烯	ND	ND
26	1,2,3-三氯丙烷	ND	ND
27	氯乙烯	ND	ND
28	苯	ND	ND
29	氯苯	ND	ND
30	1,2-二氯苯	ND	ND
31	1,4-二氯苯	ND	ND
32	乙苯	ND	ND
33	苯乙烯	ND	ND
34	甲苯	ND	ND
35	间+对二甲苯	ND	ND
36	邻二甲苯	ND	ND
37	硝基苯	ND	ND
38	苯胺	ND	ND
39	2-氯酚	ND	ND
40	苯并〔a〕蒽	ND	ND
41	苯并〔a〕芘	ND	ND
42	苯并〔b〕荧蒽	ND	ND
43	苯并〔k〕荧蒽	ND	ND
44	䓛	ND	ND

序号	监测项目	监测点位	
		贝 28 作业区 危废暂存库外 1m	贝 28 作业区 危废暂存库外 20m
45	二苯并〔a,h〕蒽	ND	ND
46	茚并〔1,2,3-cd〕芘	ND	ND
47	萘	ND	ND
48	1,3,5 三甲基苯	ND	ND
49	1,2,4 三甲基苯	ND	ND
50	1,2,3 三氯苯	ND	ND
51	1,2,4 三氯苯	ND	ND
52	苊	ND	ND
53	苊烯	ND	ND
54	芴	ND	ND
55	菲	ND	ND
56	蒽	ND	ND
57	荧蒽	ND	ND
58	芘	ND	ND
59	茚并〔g,h,i〕芘	ND	ND

表 3.2-43 非甲烷总烃例行监测结果调查表(mg/m^3)

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



危险废物暂存库大门



危险废物暂存库厂房



废润滑油（地面铺设防渗布）



废含油防渗布（地面铺设防渗布）

图 3.2-21 危险废物暂存库现状照片

3.2.6.3 依托场站储罐现状

依托场站乌东联、苏一联合站站内储罐均为固定顶罐，详见表 3.2-44。

表 3.2-44 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	罐容（m^3）
乌东联合站	固定顶罐	含水油事故罐	事故废液	2	1000
	固定顶罐	污水沉降罐	污水	1	700
苏一联合站	固定顶罐	污水沉降罐	污水	1	500
	固定顶罐	净化油事故罐	净化油	1	1000
	固定顶罐	污水缓冲罐	污水	1	1000
	固定顶罐	净化油储罐	净化油	1	2000

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，乌东联、苏一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 3.2-45。

表 3.2-45 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。

通常站场内设置的事故罐在正常生产情况下应处于空罐状态，只有在事故情况下才起运事故罐。乌东联现有储罐为事故罐或污水罐，无原油储罐，根据要求无需采取油罐烃蒸气回收措施和废气处理措施；苏一联站内现有污水沉降罐、净化油事故罐、污水缓冲罐、净化油储罐，其中 1 座 2000m^3 净化油储罐，用于储存处理后的净化油，为固定顶罐，根据对苏一联净化油储罐真实蒸汽压测定结果，真实蒸汽压 19.2kPa，小于 27.6kPa，因此无需采取油罐烃蒸气回收措施和废气处理措施。

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。

3.2.7 施工进度及时序

本项目计划施工期为 2025 年 5 月至 2025 年 7 月，苏 102-X2 区块单井钻完井周期 11 天，苏 29-45-4 井区单井钻井工程完井周期 15 天，地面工程建设施工约 90d（5 月-7 月）。施工不设置营地，运行期不新增定员。项目施工总进度见表 3.2-46。

表 3.2-46 施工进度计划表

工程名称	2025 年		
	5 月	6 月	7 月
钻井工程	- -		
地面工程	- - -	- - -	- - -

注：“-”代表 10d

3.3 影响因素分析

3.3.1 原辅材料消耗

（1）钻井工程

①钻井液

根据钻井工程设计资料，平均单井钻井液设计用量 364m^3，具体钻井液用量见表 3.3-1。

表 3.3-1 本工程施工期钻井液消耗量

序号	区块	钻井数量/口	钻井液量/m^3	合计/m^3
1	苏 29-45-4 井区	2	364	728
2	苏 102-X2 区块	7	364	2548
合计				3276

②射孔液

本工程苏 29-45-4 井区、苏 102-X2 区块共新钻 9 口井全部需要射孔，在射孔完井过程中，单井射孔液用量 100~120m^3，本次射孔按最大使用量 120m^3/口计，具体射孔液使用量见表 3.3-2。

表 3.3-2 本工程施工期射孔液消耗量

序号	区块	钻井数量/口	射孔液量/m^3	合计/m^3
1	苏 29-45-4 井区	2	120	240
2	苏 102-X2 区块	7	120	840
合计				1080

③水泥

根据固井水泥设计，本工程单井固井水泥用量为 140t，本工程固井水泥用量详见表 3.3-3。

表 3.3-3 本工程施工期水泥消耗量

序号	区块	钻井数量/口	水泥量/m^3	合计/m^3
1	苏 29-45-4 井区	2	140	280
2	苏 102-X2 区块	7	140	980
合计				1260

④柴油

本工程钻进由柴油机供电驱动，本工程钻井总进尺 18270m，每钻进 1000m，柴油用量 20t，本工程施工期柴油用量详见表 3.3-4。

表 3.3-4 本工程施工期柴油消耗量

序号	区块	进尺/m	柴油用量/t	合计/ t
1	苏 29-45-4 井区	4150	290.5	290.5
2	苏 102-X2 区块	10920	764.4	764.4
合计				1054.9

本项目钻井工程主要物料消耗表见表 3.3-5。

表 3.3-5 钻井工程主要物料消耗表

序号	区块	项目	原辅材料	总用量
1	苏 29-45-4 井区、苏 102-X2 区块	钻井	钻井液（m^3）	3276
2		射孔	射孔液（m^3）	1080
3		完井固井	水泥（t）	1260
4		钻井期发电	柴油（t）	1054.9

⑤主要原辅材料成分理化性质

a. 钻井液

本工程采用的钻井液均为水基钻井液体：一开钻井液均采用膨润土浆开钻；二开钻井液采用钾盐共聚物钻井液。配方为：膨润土（4.0%~5.0%）+纯碱（0.2%~0.4%）。钻井液主要组分理化性质见表 3.3-6。

表 3.3-6 钻井液主要成分理化性质一览表

原料名称	重要组分	理化性质	毒理性质
膨润土	天然矿物，主要成分是层状铝硅酸盐蒙脱石	晶体结构是由两个硅氧四面体晶片中间夹 1 个铝氧八面体晶片组成 1 个晶层，在硅氧四面体中，有部分的 Si^{4+}可被 Al^{3+}取代，铝氧八面体层中有部分的 Al^{3+}可被 Fe^{2+}、Mg^{2+}、Zn^{2+}等阳离子取代，这样使得蒙脱石的晶格显负电性，同时晶层上下皆为氧原子层，不能开成氢键，晶层间有微弱的分子力连接，连接力弱，水分子容易进入两层之间使之吸水肿胀。因此，它具有很强的吸水性、可塑性、粘结性和离子交换性，水化分散性较好。	无毒性
纯碱	碳酸钠 Na_2CO_3	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
WDYZ-1	碳酸钾、氧化钙和至少一种反絮凝剂经过化学反应而成	WDYZ－1 是一类复合抑制剂，以钾离子为抑制离子，以钙离子为辅助抑制离子，不使用阴离子或阴离子团，并在此基础上混入木质素或腐殖酸，形成最终复合抑制剂。抗温 160℃，可调节钻井液的流变性，提高体系动逆比、切力，具有很强的携屑能力，可防止井下发生	无毒性

原料名称	重要组分	理化性质	毒理性质
		复杂情况。其中木质素、腐殖酸可生物降解。	
HX-D	阳离子聚合抑制剂，由高分子聚合物经过阳离子和官能团改造而成	阳离子聚合物抑制剂 HX-D，乳白色或浅黄色液体，pH7～9，是由高分子聚合物经过阳离子和官能团改造，形成的具有强抑制、吸附和包被作用的一种钻井泥浆助剂，可与地层多价离子反应，有良好的抗高温流变性，同时还具有防塌、防膨等作用。	无毒性
JS-1	钻井液聚合铝 I 型	钻井液聚合铝 I 型，粉末材料，密度 1.1，降滤失剂。	无毒性
JS-2	钻井液聚合铝 II 型	钻井液聚合铝 II 型，粉末材料，密度 1.1，抗盐抗温降滤失剂。	无毒性
NH_4-HPAN-2	双聚铵盐（NH_4-HPAN-2）	双聚铵盐（NH4-HPAN-2），外观为自由流动的粉末及颗粒，铵含量（%）≤6.0，是水解聚丙烯腈-铵盐（NH4-HPAN）的进一步改进，克服了铵盐抗盐、抗钙力较差的缺点，是腈纶丝、丙烯酰胺、氨水在高温、高压下聚合的产物，因带有-NH_4、-NH_2、-CN 基团，具有一定的 防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力，并且使用不受温度的限制，具有良好的降滤失功能。	无毒性
SPNH	褐煤树脂	外观为黑褐色固体粉末或颗粒，褐煤树脂是由硝基腐殖酸、磺甲基酚醛树脂等共聚而成的多元共聚型钻井液降滤失剂，具有降粘、抗高温、抗盐化，降失水、防塌、润滑等作用，能在井壁形成薄而韧的泥饼，起到良好的润滑效果和保持较好的流变性。	无毒性
HX-A	高效封堵降滤失剂	HX-A 为高效封堵降滤失剂，属于聚合物和沥青树脂链接产物。在原磺化沥青的基础上，又接枝了三交链树脂成分，在原来磺化沥青只有封堵作用的基础上增强了材料的刚性和对地层的吸附性，特有增强了防塌和井壁稳定的作用，抗温可达到 180 度，有较强的封堵裂缝能力、稳定泥浆流变性、改善泥饼质量、降低滤失量。	无毒性
超细碳酸钙	$CaCO_3$	超细碳酸钙为白色粉末、无臭、无味、露置空气中无变化，不溶于水，在含有铵盐或二氧化碳的水中微能溶解，不溶于醇。遇稀醋酸、稀盐酸、稀硝酸易发生泡沸并溶解；加热分解为氧化钙和二氧化碳。作为加重剂在钻井液中主要作用为在泥岩井段防塌，在沙岩井段防压差卡钻和保护油气层及加重泥浆。	无毒性

b. 射孔液

射孔液理化性质见表 3.3-7。

表 3.3-7 射孔液理化性质一览表

原料名称	理化性质	毒理性质
NaCl	化学式 NaCl，无色立方结晶或细小结晶粉末，味咸，无毒，易溶于水、甘油，微溶于乙醇（酒精）、液氨，不溶于浓盐酸。	无毒性
KCl	化学式为 KCl，是一种无色细长菱形或成一立方晶体，或白色结晶小颗粒粉末，无臭无毒性。易溶于水、醚、甘油及碱类，微溶于乙醇，	无毒性

	但不溶于无水乙醇，有吸湿性，易结块；在水中的溶解度随温度的升高而迅速地增加，与钠盐常起复分解作用而生成新的钾盐。	
黏土	由多种水合硅酸盐和一定量的氧化铝、碱金属氧化物和碱土金属氧化物组成，并含有石英、长石、云母及硫酸盐、硫化物、碳酸盐等杂质。黏土矿物的颗粒细小，常在胶体尺寸范围内，呈晶体或非晶体，大多数是片状，少数为管状、棒状。黏土矿物用水湿润后具有可塑性，在较小压力下可以变形并能长久保持原状，而且比表面积大，颗粒上带有负电性，因此有很好的物理吸附性和表面化学活性，具有与其他阳离子交换的能力。	无毒性

c. 柴油

柴油理化性质见表 3.3-8。

表 3.3-8 柴油主要成分理化性质一览表

产品名(商品名、化学名)	柴油	
理化性状	低硫轻油炭混合物，石油系列碳化氢大于 99.95%，硫含量低于 5%。引火点：40℃以上，自燃点：500℃以上。外观：无色液体；沸点/沸点范围：163-357℃；熔点/ 熔点范围：-34℃；蒸汽压：2mmhg (20℃)；比重：0.8；蒸汽密度：>1；粘度：1.9-5.5cst(40℃)。	
稳定性及反应活性	禁配物：强氧化剂。	
健康危害	对眼的影响：受刺激，诱发淌泪等症状；对皮肤的影响：连续接触，引起刺激或皮炎；吸入时的影响：吸瓦斯时刺激呼吸系统及恶心，发困，头痛，眩症，呕吐等招来中枢；神经的刺激；慢性后遗症状：皮炎。	
环境危害	对环境有危害，对水体和大气可造成污染。	
燃爆危险	本品易燃，具刺激性。	
危险特性	遇明火、高热可燃。	
急救措施	皮肤接触	接触部位用大量水清洗，(15 分钟)有持续刺激感时接受专门医生的诊疗。
	眼睛接触	提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。
	吸入	迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
	食入	不要强吐，接受专业医生的诊疗。
应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，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，穿防毒服。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸附或吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。	
灭火方法	消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。	
操作注意事项	密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)，戴化学安全防护眼镜，穿防毒物渗透工作服，戴橡胶耐油手套。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。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品	

	种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物质。
储存注意事项	防止接触皮肤，吸入蒸汽及溅入眼。一切容器要接地。空容器里能含有引火性/爆炸性蒸汽，附近进行用火的作业，有危险。保管在阴凉，通风良好之处，避免物理冲撞，保管在密闭容器里。
运输注意事项	运输前应先检查包装容器是否完整、密封，运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输车必须彻底清洗、消毒，否则不得装运其它物品。

（2）地面工程

①天然气

项目乌 99-94 井区、乌 27 断块乌 27 井区、乌 33 断块乌 121-X103 井区产液进行乌东联合站，苏 102-X2 区块和苏 29-45-4 井区产液进入苏一联合站，根据工程方案，乌东联、苏一联处理原油需要的热值根据下列公式进行计算：

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

其中：Q——热值；

C——比热容，原油采出液取 4.2×10^3J/kg·℃

m——物质的量，kg/a；

$\triangle t$——温度变化值，进站温度-外输为 20-60℃；

项目乌 99-94 井区最大产液量为 0.225×10^4t/a，乌 27 井区最大产液量为 0.6×10^4t/a，乌 33 断块最大产液量为 1.5×10^4t/a，合计为 2.325×10^4t/a，根据计算，乌东联合站处理采出液所需要的热值为 390.6×10^4MJ/a；苏 102-X2 井区最大产液量为 0.7×10^4t/a，苏 29-45-4 井区最大产液量为 0.267×10^4t/a，合计为 0.967×10^4t/a，根据计算，苏一联合站处理采出液所需要的热值为 162.5×10^4MJ/a；根据设计资料，伴生气低位发热值为 31.5MJ/m^3，原油低位发热值为 41MJ/kg，场站加热炉热效率取值 0.7。则本项目乌东联合站新增燃气量为 8.68×10^4m^3/a，苏一联合站新增燃气量为 3.61×10^4m^3/a。

本项目乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区伴生气产量为 23.197×10^4m^3/a，可以满足本项目新增燃烧量的要求，剩余部分用于乌东联合站其余区块燃气需要；苏 102-X2 区块、苏 29-45-4 井区伴生气产量为 3.764×10^4m^3/a，可以满足本项目新增燃烧量的要求，剩余部分用于苏一联合站其余区块燃气需要。

②用电量

根据项目方案分析，本项目建成后，新增耗电量 100×10^4kW·h。

3.3.2 工艺流程及产污环节分析

3.3.2.1 施工期

本工程苏仁诺尔油田苏 102-X2 区块和海参 4 区块苏 29-45-4 井区包含钻井工程。钻井工艺主要包括：钻前准备工作、钻进、录井、测井、固井和完井等。钻前准备工作中，在预选井位前首先要进行平整井场、堆放钻井所需的重晶石粉、水泥等物料，由大型车辆将钻机运至井场进行安装。此过程的污染工序主要是重型车辆沿途产生的噪声，重晶石粉、水泥等搬运过程中产生扬尘。钻井过程中产生的污染物主要有钻井废水、废钻井泥浆、钻井岩屑、柴油机排出的烟气、柴油储罐挥发废气、钻机等设备运行产生的噪声以及钻井过程产生的废纯碱、膨润土、水泥等包装袋、废防渗布等。钻井施工营地产生生活污水和生活垃圾。

（1）钻井工程

钻井工艺主要包括：钻前准备工作、钻进、录井、测井、固井和完井。钻前准备工作中，在预选井位前首先要进行平整井场、堆放钻井所需的重晶石粉、水泥等物料，由大型车辆将钻机运至井场进行安装。

本项目钻井施工过程的污染源主要为井场平整、水泥等钻井材料搬运过程中产生的施工扬尘、柴油发电机排出的烟气、施工机械及运输车辆排放的尾气，钻机等施工机械设备运行产生的噪声、车辆沿途产生的噪声，压滤水、压裂返排液，泥饼、废纯碱、膨润土、水泥等包装袋、非含油废防渗布以及施工人员产生的生活污水和生活垃圾。

①钻前准备：

钻前准备工作主要为平整井场施工场地，保证全套钻井设备达到相关安装标准，安装完成后并进行相关调试。

钻前对井场表土进行剥离，建设单位将严格相关规定编制土壤剥离利用实施方案。每座井场设置 1 处表土剥离临时存放区，用于暂存钻井井场剥离的表土层。

本项目所涉及的剥离区内为基本草原，采取条带耕作层外移法进行表土剥

离施工，即按条带由内向外剥离。

表土剥离临时存放区位于钻井井场一侧场边位置，土堆高度不超过 3m，边坡角不大于 50 度，表土剥离临时存放区表土上覆遮盖材料，并设置截水沟、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，用于临时占用的草地进行植被恢复。钻井井场表土剥离临时存放区示意图见图 3.3-1。

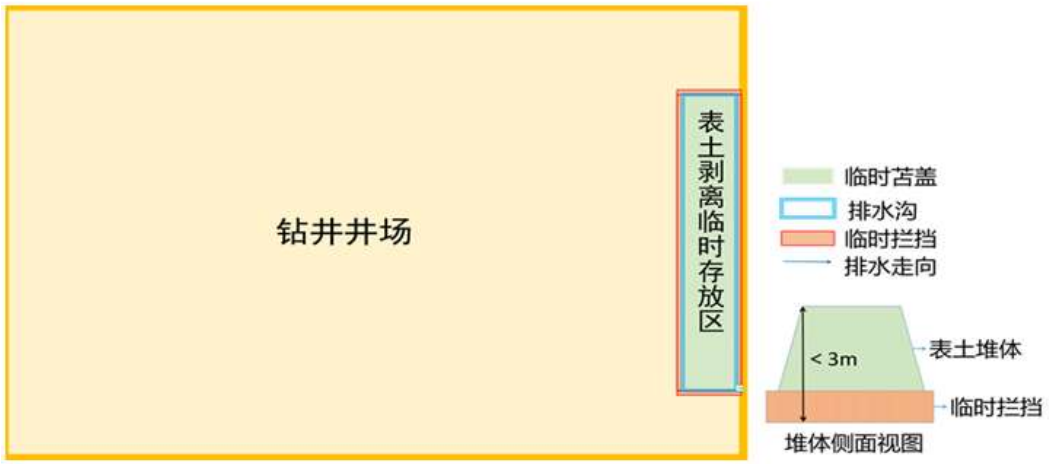


图 3.3-1 钻井井场表土剥离临时存放区示意图

②钻进：

钻进主要是利用钻头高效率地破碎岩石，钻进过程中通过循环的钻井泥浆将岩屑带出，施工过程中需时刻注意钻井泥浆的各项指标，以满足钻井需求。

③录井钻进：

A.钻井参数录取资料要求

钻井参数悬重、钻压、转数、排量、泵压等钻开油气层前 1h 测量一次，钻开油气层后 0.5h 测量一次，如有异常情况加密测量。

B.钻井液参数录取资料要求

开钻至一开完钻，每间隔 1h 测量一次钻井液密度、粘度。

二开钻开油层前，每间隔 1h 测量一次钻井液密度、粘度，每间隔 8h 测量一次钻井液全套性能；钻开油层后，每间隔 0.5h 测量一次钻井液密度和粘度，每间隔 4h 测量一次钻井液全套性能和钻井液电阻率；造斜后每间隔 12h 测量一次泥饼摩阻系数。固井前测量钻井液密度、粘度、切力、失水。并做好记录。

循环过程中每间隔 0.5h 观察一次钻井液池液面高度、钻井液性能变化，以及是否含有气泡、油气侵等异常情况，如有异常加密测量钻井液密度、粘度，并进行相应处理。

C.录井要求

从兴安岭油层顶面开始进行岩屑录井。

④测井：

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控主要要求为：

A.若电测时间将要大于安全作业时间时，中途通井循环。

B.测井队到井后向钻井队了解井况，确认安全作业时间，电测时发生溢流立即停止电测，尽快取出井内电缆。当不具备起出电缆条件，钻井液涌出转盘面时，可在井口剪断电缆。

C.由钻井队值班干部决定何时切断电缆，测井队专用剪切工具放置在钻台上，测井中随时处于待命状态，测井队队长实施剪断电缆工作。

⑤固井：

A.固井设计应有井控技术措施，下套管及注水泥前应进行技术交底，明确职责分工、井控风险控制措施和应急程序。

B.下生产套管前更换与套管外径匹配的闸板或使用变径闸板。

C.下套管、注水泥过程中，应坚持坐岗，观察并记录灌入、返出量，及时发现井漏、井涌等异常情况。

D.简易套管头排液管线出口距井口不少于 10m，并固定。

E.注水泥浆时发生溢流，停止注水泥浆作业，替出井内水泥浆实施压井；固井顶替时发生溢流，应在节流情况下完成替量，关闭井口水泥头，关井。

F.固井作业全过程应保持井内压力平衡，防止因井漏、注水泥候凝失重造成井内压力失衡而导致井喷。

G.拆卸井口、安装井控设备应在水泥候凝后进行。

H.因固井质量存在缺陷影响井控安全时，应采取有效措施进行处理。

固井质量要求见表 3.3-8，固井注水泥用量见表 3.3-9。

表 3.3-8 固井质量要求

开钻次数	钻头尺寸 mm	井段 m~m	套管尺寸 mm	套管下深 m	水泥浆封固井段 m~m	阻流环深度 m	测井项目	固井质量要求
一开	342.9	0~236	273.1	200~236	地面~236	80	/	/
二开	215.9	236~设计井深	139.7	设计井深-3	地面~设计井深	设计井深-15	CBL&VDL	优质率≥90%

表 3.3-9 固井水泥用量数据表

套管程序	套管尺寸 mm	钻头尺寸 mm	井径扩大率%	环空容积 m^3	水泥浆返深 m	阻流环深度 m	水泥级别	附加%	水泥用量 t
表层套管	273.1	342.9	30	22.91	地面	距完钻井深 1m 以内	A	30	39
生产套管	139.7	215.9	10	40.31	地面	距完钻井深 15m 以内	高强低密度	15	48
				29.44	油层顶以上 100m		G		53

⑥完井

本工程采用射孔完井法。射孔是将射孔器用专用的起下设备下入固井后的套管井内，通过专用仪器测量定位，使射孔器对准待射层位进行射孔，利用射孔弹产生的高温高压金属射流穿透套管及水泥环，并进入油（气）层一定深度，从而形成油（气）层与井筒有效连通的一项完井工艺技术。射孔废液主要成分为无机盐类（NaCl、KCl）水溶液加适量黏土稳定剂。

（2）泥浆不落地处理

每座钻井井场配备 1 套移动式泥浆不落地处理装置，工艺流程见图 3.3-2。设备一览表见表 3.3-10。

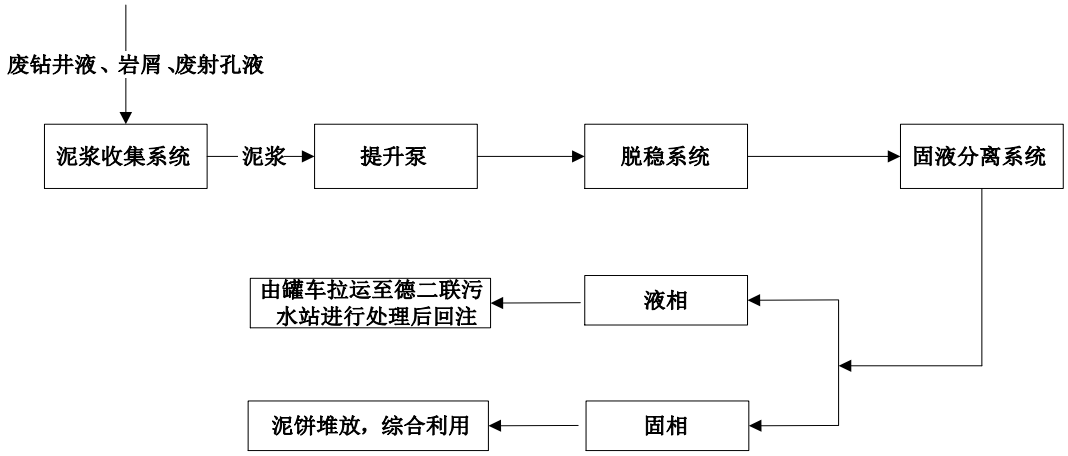


图 3.3-2 泥浆不落地装置工艺流程图

表 3.3-10 泥浆不落地设备一览表

序号	名称		型号	载荷或功率
1	螺旋输送系统（无轴）		SS-300-12000	5.5×3kW
	螺线输送系统（无轴）		SS-200-6000	2.2×3 kW
2	固化主电机		GHD-1	18.5 kW
3	离心甩干机主电机		LW350	7.5 kW
	离心甩干机辅电机			37 kW
4	储罐搅拌系统	1#储罐	$50m^3$	11 kW
		2#储罐	$50m^3$	11 kW
		3#储罐	$50m^3$	11 kW
5	废液储存罐		$50m^3$	$50m^3$×4
6	脱胶破稳装置		—	—
7	废液缓冲罐		$50m^3$	$50m^3$×4
8	混凝沉降罐		$10m^3$	—
9	高频脱水振动筛		V20-h	2.5KW

泥浆不落地工艺流程简介：井口返出的废钻井液、岩屑和废射孔液通过泥浆收集系统进行收集，收集后经螺旋输送机输送至储罐搅拌系统进行筛分，筛分后的废液装入 50m3 的废液储存罐，储存罐中的废液再经破胶脱稳装置和固液分离装置进行处理，固液分离装置分离出的废渣同双联振动筛筛分产生的泥饼暂存于井场，底部采用 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜，渗透系数 K 为 1.0×10^{-10}cm/s，暂存区采用篷布覆盖。固相若经检测为I类固废，则用于本项目井场垫高，若经检测为II类固废，则用于制砖，若泥饼经检测为第II类一般工业固体废物制砖不可行时，按照二类固废处置场的要求，采取防渗、导流及截洪沟等措施对泥饼进行暂存，尽快综合利用。液相拉运至德二联含油污水处理站处理后回注现役油层。

根据工程分析，钻井完成后，进行射孔作业，钻井过程中，每钻进 100m，废钻井液和钻井岩屑从井口返上一次，返上的废钻井液和钻井岩屑随时进入泥浆不落地装置处理，单次处理量约为 $14.4m^3$，因此泥浆不落地处理装置能够满足容积要求，确保泥浆不落地，且储存罐中的废水定期由罐车拉运至德二联含油污水处理站处理。因此撬装泥浆不落地工艺装置措施可行，能够满足本项目泥浆不落地要求。

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司钻井液一开采用膨润土浆开钻，主

要成分为膨润土和纯碱；二开使用钾盐共聚物钻井液体系，主要成分为膨润土、纯碱、WDYZ-1、HX-D、JS-1、JS-2、NH4-HPAN-2、SPNH、超细碳酸钙、重晶石粉。一开二开采用的钻井液均为水基钻井液，非油基钻井液，射孔液主要成分为 NaCl、KCl、黏土，且钻进目的层后，尚未进行压裂产油，不会有含油泥浆产生。根据《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020），废钻井液、废射孔液均不是危险废物。钻井公司将委托第三方检测单位对泥饼浸出液进行监测。根据大庆市谷瑞环境保护监测有限公司 2022 年 10 月 11 日对新巴尔虎右旗内楚 19 井场出具的泥饼检测报告（报告编号分别为 DQGRHJ2022101105，见附件 11），泥饼浸出液满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）最高允许排放浓度，满足要求，为I类固体废物，用于垫井场。

检测结果见表 3.3-11，检测报告见附件 11。

表 3.3-11 泥饼浸出液检测结果

序号	项目	单位	检测结果
1	pH 值	/	8.0
2	COD	mg/L	25
3	石油类	mg/L	0.36
4	铬（六价）	mg/L	0.004L
5	总铬	mg/L	0.022
6	全盐量	mg/L	507

若浸出液中有一种或一种以上的特征污染物浓度超过《污水综合排放标准》（GB8978-1996）最高允许排放浓度（第二类污染物最高允许排放浓度按照一级标准执行），或 pH 值在 6～9 范围之外，则泥饼属于《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）中规定的第II类一般工业固体废物，用于制砖。若泥饼经检测为第II类一般工业固体废物制砖不可行时，按照二类固废处置场的要求，采取防渗、导流及截洪沟等措施对泥饼进行暂存，尽快综合利用。

（3）井下作业

井下作业是在完井后进行的，一般在采油井投产前进行。本项目施工期的井下作业主要为射孔作业、压裂作业。

射孔即在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程。本项目 9 口井进行射孔，该过程产生的污染物主要为废射孔液。

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 35 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。

（4）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 3.3-4。

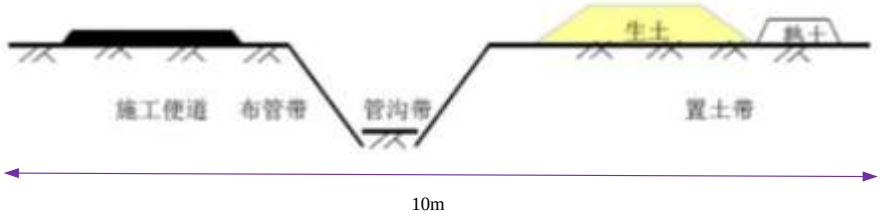


图 3.3-4 管道施工平面布置图

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。

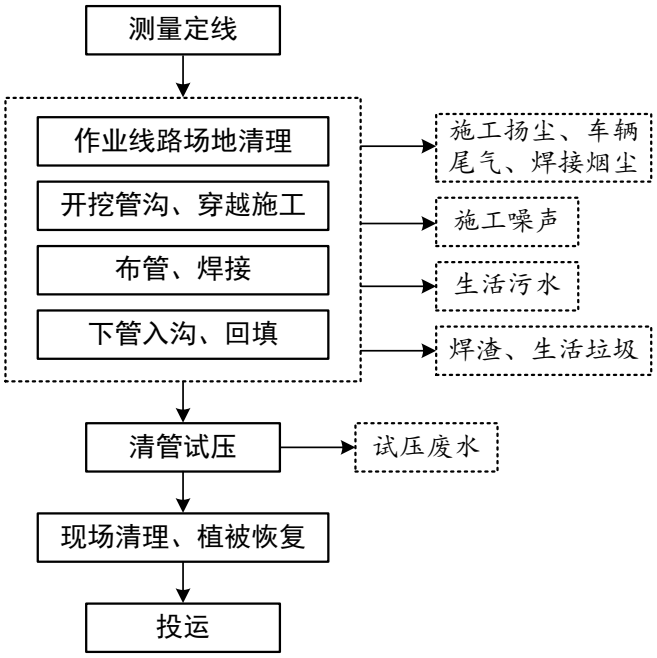


图 3.3-5 管线施工过程及环境影响示意图

（5）转注井施工

转注前首先降压至 0MPa，后对套管完整性、承压能力、套管壁厚等进行检测评价，评价合格方可转为注水井；转注前对油井进行洗井，后生产套管应采用清水介质进行试压，试压至井口正常注水压力上限的 1.1 倍，但不能超出生产套管及井口最小抗内压强度的 80%，30min 压降不大于 0.5MPa 为合格；试压和评价合格后，方可作为注水井使用。

（6）道路施工

首先对线路进行清理平整、表土剥离，然后直接将拉运来的土方（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 运行期

（1）正常工况

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

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

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

（2）非正常工况

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

（3）产物节点分析

本项目运营期工艺流程及产污节点见下图。

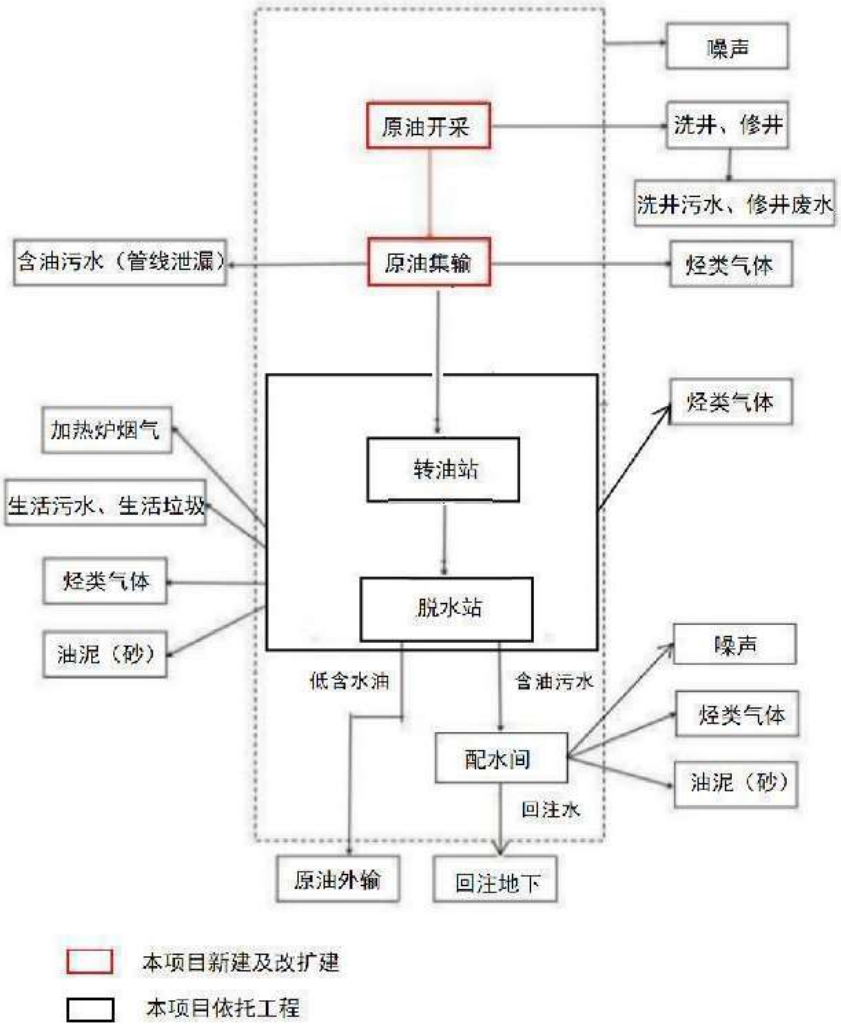


图 3.3-6 运营期总工艺流程及产污节点图

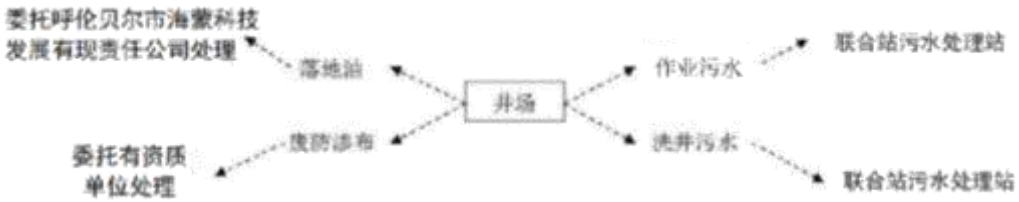


图 3.3-7 运营期非正常工况工艺流程及产污节点图

3.3.2.3 退役期

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

工艺流程及产污示意图见图 3.3-8。



图 3.3-8 工艺流程及产污示意图

（1）油注水井退役

①油注水井退役封井

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

对于生产报废井及没有综合利用价值的油注水井，需要进行井口永久性封井。对地质、生产待报废井、有综合利用价值的油注水井，则进行井口临时性封井。油注水井封井过程中主要污染环节为施工扬尘和机械噪声。

②油注水井退役封井方案

封井前由地质、工程技术人员对井号进行确认，并对封井前的井口状况进行现场拍照、保存。采取不同的封井方案对油注水井进行封井施工，封井时有专人进行现场监督，封井施工要求达到防井喷的技术要求。封井完毕，用防水涂料刷白，在适中、醒目位置喷涂井号、封井日期及“危险禁止靠近”等警示字样，并在抹平的水泥面顶端雕刻井号和封井日期，并进行现场拍照、留存。封井完工后组织有关人员进行施工质量验收。完善封井台帐，将永久性封井和临时性封井分开，便于查找，对所封报废井及时统计、并及时上报。

③临时性封井方案

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

用混凝土浇灌固封至略高于顶端。

④永久性封井方案

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

（2）集输管线退役

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

具体的施工程序如下：

①扫线

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

②在退役管线的两端进行开挖，露出管线后进行管线截断，然后利用档板焊封管线两端。

③管沟填埋，平整地表，设立标志桩，进行生态恢复。

3.3.3 生态影响因素分析

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

（1）管道敷设、道路建设

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

（2）对土壤侵蚀的影响

地面工程建设主要包括油井井场、拉油井场、柱上变压器、道路等建设，其施工作业中的占地以及堆积、挖掘、碾轧、践踏等均会破坏土壤结构，使土壤生产力下降；在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的结构和质地将产生影响：一方面破坏土壤原有结构，另一方面改变土壤质地，降低土壤的肥力。

（3）对植被的影响

该工程对植被的影响主要表现在工程施工过程对植被的破坏。施工期间的临时性占地对植被的影响属于高强度、低频率的局地性破坏，所占地面植被大部分被破坏。但是临时性占地可进行平整恢复，使植被短时间内达到原有植被覆盖水平。

3.3.4 环境风险分析

本项目油田开发的风险事故主要有钻井过程中发生的井喷、柴油储罐发生火灾爆炸事故，对周围大气环境、地下水环境、土壤环境造成影响；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

（1）扬尘

①钻井扬尘

本工程钻前准备工作中，在预选井位前首先要进行平整井场、架设泥浆罐，然后由大型车辆将钻机运至井场进行安装，这一过程中产生的污染及危害主要是重型车辆沿途、水泥搬运等过程中产生的扬尘污染；施工作业场地近地面粉尘浓度可达 1.5～30mg/m^3。

②运输车辆扬尘

建设项目井场钻井工程、地面工程、新建集输管道、注水管道、供配电及道路工程施工作业时，车辆物料运输过程中将产生扬尘。施工时运输车辆下风向 50m 处的浓度约为 1.15mg/m^3。

③管线、道路施工扬尘

本项目乌99-94井区新建集油管道0.74km，新建进井通道0.15km；乌27断块乌27井区新建集油管道0.78km，新建通井路0.78km；乌33断块乌121-X103井区新建集油管道3.88km，新建进井通道3.5km；苏仁诺尔油田苏102-X2区块新建单井集油掺水管道4.74km，新建注水管道1.5km，新建通井路0.8km；海参4区块苏29-45-4井区新建单井集油掺水管道0.4km，新建通井路0.3km。新建集油管道共10.54km，集油掺水管线临时占地作业面宽度为8m，新建注水管道1.5km，注水管线临时占地作业面宽度为11m，则管线施工临时占地面积100820m^2；参考对土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP产生系数为0.01-0.05mg/m^2·s，考虑本项目实际情况，TSP产生系数取0.03mg/m^2·s，取施工现场的扰动面积比为70%，按每天施工时间8h计算，管线、道路及井场施工产生的扬尘为60.98kg/d。

④焊接烟尘

项目管道焊接主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟尘，焊接烟气中有毒有害气体的成份主要为CO、CO_2、O_3、NO_x、CH_4等，其中以CO所占的比例最大，但由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

（2）柴油发电机废气

柴油发电机废气主要来自于带动钻机的柴油发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为烃类、NOx、烟尘和SO_2。

根据调查，项目所用钻机每100m进尺消耗柴油约7t。根据《大气污染工程师手册》，当空气过剩系数为1时，1kg柴油产生的烟气量约为11Nm^3，一般柴油发电机空气过剩系数为1.8，则发电机每燃烧1kg柴油产生的烟气量为19.8Nm^3。根据《大气环境影响评价实用技术》中表4-23给出的油气燃料污染排放因子可知，柴油燃烧污染物排放系数SO_2为2.24kg/t；NO_x为2.92kg/t；颗粒物为0.31kg/t；CO为0.78kg/t、HC为2.13kg/t。

经计算，本项目柴油发电机燃烧烟气产生情况见下表。

表3.4-1 柴油发电机燃烧产生污染物一览表

区块	钻井长度	柴油用量	烟气量(m^3)	烟尘排放量(t)	SO_2排放量(t)	NOx排放量	CO排放量(t)	HC排放量(t)

		(m)	(t)				(t)		
苏 29-45-4 井区	苏 33-45	2050	143.5	2.84×10^6	0.044	0.32	0.42	0.11	0.31
	苏 33-43	2100	147	2.91×10^6	0.046	0.33	0.43	0.11	0.31
苏 102-X2 区块	苏 11-25	1565	109.55	2.17×10^6	0.034	0.25	0.32	0.085	0.233
	苏 03-28	1550	108.5	2.15×10^6	0.034	0.24	0.32	0.085	0.231
	苏 06-25	1550	108.5	2.15×10^6	0.034	0.24	0.32	0.085	0.231
	苏 09-23	1565	109.55	2.17×10^6	0.034	0.25	0.32	0.085	0.233
	苏 08-22	1560	109.2	2.16×10^6	0.033	0.24	0.32	0.085	0.233
	苏 06-22	1560	109.2	2.16×10^6	0.033	0.24	0.32	0.085	0.233
	苏 12-27	1570	109.9	2.18×10^6	0.034	0.25	0.32	0.086	0.234
合计		15070	1054.9	20.89×10^6	0.326	2.36	3.09	0.816	2.248

柴油机产生的废气污染物排放时间短且量少，释放到环境空气中将很快扩散，其影响的持续时间较短，柴油机采用清洁燃料并安装尾气净化器，且随钻井工程的结束而消除，对环境空气的影响较小。

（3）柴油储罐呼吸废气

项目苏 102-X2 区块和苏 29-45-4 井区涉及钻井工程，柴油储存于柴油储罐区，会有柴油储罐呼吸废气产生，主要污染因子为非甲烷总烃。

①储罐大呼吸损失是指油罐进发油时所呼出的油蒸气而造成的油品蒸发损失。油罐进油时，由于油面逐渐升高，气体空间逐渐减小，罐内压力增大，当压力超过呼吸阀控制压力时，一定浓度的油蒸气开始从呼吸阀呼出，直到油罐停止收油。参考《环境影响评价工程师职业资格登记培训教材—社会区域类环境影响评价》有关资料可知，储油罐大呼吸烃类有机物平均排放率为 $0.88kg/m^3$ 通过量。

②油罐在没有收发油作业的情况下，随着外界气温、压力在一天内的升降周期变化，罐内气体空间温度、油品蒸发速度、油气浓度和蒸汽压力也随之变化。这种排出油蒸气和吸入空气的过程造成的油气损失，叫小呼吸损失。参考《环境影响评价工程师职业资格登记培训教材—社会区域类环境影响评价》有关资料可知，储油罐小呼吸造成的烃类有机物平均排放率为

0.12kg/m^{3}通过量。

表 3.4-2 柴油储罐非甲烷总烃排放量一览表

项目		排放系数	通过量或转过量（m^3）	产生量（t）	排放量（t）
苏 102-X2 区块	小呼吸损失	0.12 kg/m^{3}通过量	910	0.11	0.11
	大呼吸损失	0.88kg/m^{3}通过量	910	0.80	0.80
苏 29-45-4 井区	小呼吸损失	0.12 kg/m^{3}通过量	345.8	0.04	0.04
	大呼吸损失	0.88kg/m^{3}通过量	345.8	0.30	0.30
合计	--	——	——	1.25	1.25

注：柴油密度按照 0.84g/mL。

项目柴油储存于柴油储罐区，会有柴油储罐呼吸废气（以非甲烷总烃计）产生，经计算，非甲烷总烃产生总量为 1.25t，本项目施工期较短，且场地空旷，空气流动性较好，对周围环境影响较小，不采取防治措施对环境的影响是可以接受的。

（4）施工机械、运输车辆排放的尾气

在工程施工期间，使用液体燃料的施工机械及运输车辆的发动机排放的尾气在含有 NO2、CO、HC 等污染物，一般情况下，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。如果采用清洁燃料，在车辆及机械设备排气口加装废气过滤器，同时保持车辆及有关设备化油器、空气滤清器等部分设备的清洁，废气污染的影响基本上是可以接受的。

（5）事故放喷废气

钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷，此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开放喷管线阀门泄压，放喷的天然气立即点火烧掉。燃烧过程烃类物质转化为 CO_2 和 H_2O，事故放喷时间短，属临时排放，对环境的影响是可接受的。

3.4.1.2 废水

本项目废水主要来自压滤水、压裂返排液、试压废水、转注井洗井废水、生活污水，其中钻井污水主要含有泥浆和岩屑等，生活污水主要含 COD、氨氮等。

（1）压滤水

项目钻井废水主要来自钻井过程中冲洗钻台、钻具和设备等产生的废水，主要含有泥浆和岩屑等污染物。

①钻井废水

经调查，水基钻井废水产生量随钻井周期、钻井深度变化。参考大庆油田已有生产经验，钻井过程中平均每钻进 1000m，产生钻井污水 20m^3。本项目苏 29-45-4 井区总钻井深度为 4150m，则钻井废水产生量为 83m^3；苏 102-X2 区块总钻井深度为 10920m，则钻井废水产生量为 218.4m^3。钻井废水产生总量为 301.4m^3。

②废钻井液

根据钻井工程设计资料显示，平均单钻井液设计用量 364m^3，钻井工程单井钻井液损耗 77m^3，则单井废钻井液产生量为 287m^3，其中苏 29-45-4 井区钻井 2 口，苏 102-X2 区块钻井 7 口，则钻井液用量为 3276m^3，废钻井液产生量为 2583m^3，废钻井液密度约为 1.15t/m^3，产生量为 2970.45t。废钻井液水分占比为 90%。

③钻井岩屑

类比油田多年钻井统计数据，每钻井 1000m 进尺产生岩屑 24m^3，岩屑密度取 2.81t/m^3。苏 29-45-4 井区共钻井 4150m，则钻井岩屑产生量为 279.87t；苏 102-X2 区块共钻井 10920m，则钻井岩屑产生量为 736.44t。钻井岩屑不含水，产生总量为 1016.31t。

④废射孔液

苏 29-45-4 井区作业过程中将产生废射孔液 240t，苏 102-X2 区块将产生废射孔液 840t，共产生废射孔液 1080t，废射孔液水分占比为 95%。

表 3.4-3 压滤水和泥饼产生量计算表（单位：t）

区块	钻井废水	废钻井液	钻井岩屑	废射孔液	总量	压滤水 40%	泥饼 60%
苏 29-45-4 井区	83	660.1	279.87	240	1262.97	505.19	757.78
苏 102-X2 区块	218.4	2310.35	736.44	840	4105.19	1642.08	2463.11
合计	301.4	2970.45	1016.31	1080	5368.16	2147.26	3220.90

本项目苏 29-45-4 井区、苏 102-X2 区块钻井废水（301.4t）、废钻井液

（2970.45t）、钻井岩屑（1016.31t）、废射孔液（1080t）产生总量为5368.16t，排入井场移动式泥浆不落地处理装置进行固液分离，根据建设单位提供资料可知压滤水产生量约占钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液的40%，则压滤水产生量为 2147.26t。处理后的压滤水由罐车拉运至苏一联含油污水处理站处理后回注，不外排。

（2）压裂返排液

本工程共 35 口油井压裂投产，压裂液平均使用量为 280m^3/口，压裂液为集中配置好后由罐车拉运至现场，共计使用压裂液 9800m^3，压裂液含水率约90%，压裂过程中会产生压裂返排液，根据调查每口井压裂后产生的返排液约200m^3，共产生 7000m^3，本项目产生的压裂液统一收集至德二联合站压裂返排液站集中预处理后，再进入德二联污水处理站深度处理，达标后回注地下。

（3）转注井洗井废水

本项目乌 33 断块乌 121-X103 井区包含转注井 7 口，转注井洗井用水量为175t，转注井洗井废水按用水量的 95%计算，则废水排放量为 166.25t，主要污染因子为 SS、石油类，由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排。

（4）试压废水

乌 99-94 井区新建集油管道 0.74km，乌 27 井区新建集油管道 0.78km，乌121-X103 井区新建集油管道 3.88km，共新建管线 5.4km，根据新建管线截面面积及长度，项目试压用水总量为 105.97t，试压废水按用水量的 95%计算，试压废水产生量为 100.67t，主要污染因子为 SS，管道试压废水罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排；

苏 102-X2 区块新建单井集油掺水管道 4.74km，新建注水管道 1.5km，苏29-45-4 井区新建单井集油掺水管道 0.4km，共新建管线 6.64km，根据新建管线截面面积及长度，项目试压用水总量为 130.3t，试压废水按用水量的 95%计算，试压废水产生量为 123.79t，主要污染因子为 SS，管道试压废水罐车拉运至苏一联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排。

乌 33 断块乌 121-X103 井区包含转注井 7 口，转注前生产套管应采用清水

介质进行试压，单井套管深度约 108m，套管尺寸为 273.1mm，则单井试压用水约 6.3t，7 口转注井试压用水共 44.1t，试压废水按用水量的 95%计算，试压废水产生量为 41.9t，主要污染因子为 SS、石油类，试压废水罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排。

（5）生活污水

本项目苏 29-45-4 井区钻井工程完井周期 15 天，苏 102-X2 区块钻完井周期 11 天，钻井队一般单井在井人数为 10 人。施工人员生活用水根据《内蒙古自治区行业用水定额（DB15/T385-2020）》，生活用水按每人每天 60L 计，则项目钻井生活用水总量为 156m^3。生活污水排放量按照产生量的 80%计算，则钻井生活污水产生量为 124.8t。钻井工程施工生活污水排入移动厕所，施工结束后统一送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。

地面建设期施工人员约 60 人，施工期约 90d，每人每天用水 60L，则施工期间生活用水量为 324t，生活污水按用水量的 80%计算，则生活污水量为 259.2t。地面工程施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设营地，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。

3.4.1.3 噪声

施工期产生噪声主要施工机械和运输车辆噪声，具体排放情况见下表。

表 3.4-4 本工程施工期噪声源统计表

序号	噪声源	单台设备噪声值 dB（A）	测量距离	来源依据
1	柴油发电机	105	1m 处	论文：气田钻井噪声特性及污染控制，期刊：石油与天然气化工.2009,38(02)
2	钻机	90	5m 处	
3	泥浆泵	85	1m 处	
4	振动筛	85	1m 处	
5	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。
6	推土机	88	5m 处	
7	压路机	90	5m 处	
8	运输车辆噪声	90	5m 处	
9	冲击式钻机	90	1m 处	厂家提供参数
10	电焊机	90	1m 处	厂家提供参数

序号	噪声源	单台设备噪声值 dB（A）	测量距离	来源依据
11	搅拌机	70	5m 处	厂家提供参数
12	压裂车	100	1m 处	厂家提供参数

3.4.1.4 固体废物

本项目苏 29-45-4 井区、苏 102-X2 区块涉及钻井工程，施工期产生的固体废弃物主要有泥饼、废包装袋、废防渗布和生活垃圾。

（1）泥饼

根据表 3.4-3 中对压滤水和泥饼总量的计算，本项目苏 29-45-4 井区、苏 102-X2 区块钻井废水（301.4t）、废钻井液（2970.45t）、钻井岩屑（1016.31t）、废射孔液（1080t）产生总量为 5368.16t，排入井场移动式泥浆不落地处理装置进行固液分离，根据建设单位提供资料可知固相泥饼产生量约占钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液的 60%，则泥饼产生量为 3220.9t。

泥饼暂存于井场内设置泥饼暂存区，若泥饼浸出液中任何一种特征污染物浓度均满足《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）最高允许排放浓度，且 pH 值在 6～9 范围，则泥饼属于《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）中规定的第I类一般工业固体废物，回用于本项目井场垫高。若浸出液中有一种或一种以上的特征污染物浓度超过《污水综合排放标准》（GB8978-1996）最高允许排放浓度（第二类污染物最高允许排放浓度按照一级标准执行），或 pH 值在 6～9 范围之外，则泥饼属于《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中规定的第II类一般工业固体废物，外委制砖。若泥饼经检测为第II类一般工业固体废物制砖不可行时，按照二类固废处置场的要求，采取防渗、导流及截洪沟等措施对泥饼进行暂存，尽快综合利用。

（2）废包装袋、非含油废防渗布

钻井过程中，会产生废纯碱、膨润土、水泥等包装袋、非含油废防渗布等，类比油田多年钻井井场施工经验，单井膨润土、纯碱、水泥等包装袋、非含油废防渗布产生量约为 0.05t，则本工程产生总量为 0.45t。

根据《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020），废纯碱、膨润

土、水泥等包装袋、非含油废防渗布属于一般工业固体废物，废纯碱、膨润土、水泥等包装袋分类代码为 071-999-99，非含油废防渗布分类代码为 071-001-99，执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求。暂存于井场材料房内的聚乙烯桶内，施工结束后直接拉运至废品回收站外售处理，不在作业区暂存。

（3）生活垃圾

本工程本项目苏 29-45-4 井区钻井工程完井周期 15 天，苏 102-X2 区块钻完井周期 11 天；施工人数约为 100 人；地面工程建设施工约 90d，施工人员约为 60 人。每人产生生活垃圾按 0.5kg/d 计，施工期生活垃圾产生量为 4t，统一收集至井场生活垃圾存放点，拉运至新巴尔虎左旗生活填埋场填埋处理。

3.4.2 运营期污染源源强核算

3.4.2.1 废气

（1）烃类气体

由于本工程油气集输全部采用密闭集油工艺流程，烃类气体的排放主要是管线及依托场站的油气挥发所致，主要排放到大气中。正常情况下，由于本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程，项目烃类气体主要排放地点为采油井场和 2 座联合站。根据对大庆油田呼伦贝尔分公司油田伴生气检测结果，硫化氢未检出（附件 9），因此仅对油气集输过程中产生的非甲烷总烃进行分析。

本项目新增产能 2.902×10^4t/a，均采用密闭管线集输。根据原油损耗统计资料，开放式流程的烃类损耗占比约为 1.4%~2%，密闭流程小于 0.5%（环境影响评价工程师职业资格登记培训教材-采掘类，2009 年），伴生气产气量按照地层原始油气比的 50%到达地面计算，因此管输方式按 0.5%估算，年采油时间 300d 计。经计算运行期烃类气体无组织排放量为 $0.135\times10^4m^3$/a，非甲烷总烃排放量为 0.340t/a，具体见表 3.4-5。

表 3.4-5 本项目烃类气体产生及排放情况

区块	输送方式	产能 (10^4t/a)	油气比 (m^3/t)	伴生气产量 (10^4m^3/a)	烃类气体损耗 (10^4m^3/a)	甲烷化系数	相对密度 (kg/m^3)	非甲烷总烃排放量 (t/a)
乌 99-94 井区	密闭管输	0.23	13.54	1.557	0.008	0.65	0.72	0.020

乌27井区	密闭管输	0.18	13.53	1.218	0.006	0.65	0.72	0.015
乌121-X103井区	密闭管输	2.02	20.22	20.422	0.102	0.65	0.72	0.257
苏102-X2区块	密闭管输	0.34	15.95	2.712	0.014	0.65	0.72	0.034
苏29-45-4井区	密闭管输	0.132	15.95	1.053	0.005	0.65	0.72	0.013
合计		2.902	/	26.961	0.135	/	/	0.340

本项目全部为单井井场，根据上表计算出的各区块非甲烷总烃无组织排放量，核算核算各区块单井井场非甲烷总烃排放量见表3.4-6。

表3.4-6 本项目井场无组织排放非甲烷总烃情况一览表

序号	区块	非甲烷总烃排放量t/a	油井数量	油井组合	单井非甲烷总烃源强kg/h
1	乌99-94井区	0.020	3	1口油井	0.0009
2	乌27井区	0.015	3	1口油井	0.0006
3	乌121-X103井区	0.257	21	1口油井	0.0017
4	苏102-X2区块	0.034	6	1口油井	0.0008
5	苏29-45-4井区	0.013	2	1口油井	0.0009

（2）加热炉烟气

本项目运行期产生的废气主要为依托站场加热炉产生的燃烧烟气，站场加热炉均以天然气为燃料，本次项目乌99-94井区、乌27断块乌27井区、乌33断块乌121-X103井区伴生量产生量为23.197×10^{4}m^3/a，全部用于乌东联合站加热炉燃料；苏102-X2区块、苏29-45-4井区伴生量产生量为3.764×10^{4}m^3/a，全部用于苏一联合站加热炉燃料。

项目乌99-94井区、乌27断块乌27井区、乌33断块乌121-X103井区产液进行乌东联合站，苏102-X2区块和苏29-45-4井区产液进入苏一联合站，根据工程方案，乌东联、苏一联处理原油需要的热值根据下列公式进行计算：

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

其中：Q——热值；

C——比热容，原油采出液取4.2×10^{3}J/kg·℃

m——物质的量，kg/a；

$\triangle t$——温度变化值，进站温度-外输为20-60℃；

项目乌 99-94 井区最大产液量为 0.225×10^4t/a，乌 27 井区最大产液量为 0.6×10^4t/a，乌 33 断块最大产液量为 1.5×10^4t/a，合计为 2.325×10^4t/a，根据计算，乌东联合站处理采出液所需要的热值为 390.6×10^4MJ/a；苏 102-X2 井区最大产液量为 0.7×10^4t/a，苏 29-45-4 井区最大产液量为 0.267×10^4t/a，合计为 0.967×10^4t/a，根据计算，苏一联合站处理采出液所需要的热值为 162.5×10^4MJ/a；根据设计资料，伴生气低位发热值为 31.5MJ/m^3，原油低位发热值为 41MJ/kg，场站加热炉热效率取值 0.7。则本项目乌东联合站新增燃气量为 $8.68\times10^4m^3$/a，苏一联合站新增燃气量为 $3.61\times10^4m^3$/a。

本项目乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区伴生气产量为 $23.197\times10^4m^3$/a，损耗 $0.116\times10^4m^3$/a，乌东联合站消耗 $8.68\times10^4m^3$/a，剩余 $14.401\times10^4m^3$/a，伴生气用于抵消乌东联现有工程部分燃油量，原油热值取 41MJ/kg，通过热值衡算，折合燃油量为 110.64t/a，能够削减乌东联污染物排放量 SO_2 0.0678t/a、NO_x 0.1813t/a、颗粒物 0.0233t/a。

本项目苏 102-X2 区块、苏 29-45-4 井区伴生气产量为 $3.764\times10^4m^3$/a，损耗 $0.019\times10^4m^3$/a，苏一联合站消耗 $3.61\times10^4m^3$/a，剩余 $0.135\times10^4m^3$/a，伴生气用于抵消苏一联现有工程部分燃油量，原油热值取 41MJ/kg，通过热值衡算，折合燃油量为 1.04t/a，能够削减苏一联污染物排放量 SO_2 0.0004t/a、NO_x 0.0016t/a、颗粒物 0.0002t/a。

伴生气消耗分配情况见表 3.4-5。

表 3.4-6 本项目伴生气消耗分配一览表

名称	产生总量（$\times10^4m^3$/a）	损耗量（$\times10^4m^3$/a）	消耗量（$\times10^4m^3$/a）	剩余量（$\times10^4m^3$/a）
乌东联	23.197	0.116	8.68	14.401
苏一联	3.764	0.019	3.61	0.135
合计	26.961	0.135	12.29	14.536

根据大庆中环检测有限公司于 2024 年 4 月 12 日~13 日对苏一联合站 3#掺水炉（燃气）的监测结果可知（附件 16），燃气加热炉排放的废气浓度中颗粒物 10.8~11.9mg/m^3，NO_x 为 68~76mg/m^3，SO_2 为 7~11mg/m^3；根据大庆中环检测有限公司于 2023 年 4 月 10 日对乌东联合站 1#掺水炉（燃气）的监测结果可知（附件 16），燃气加热炉排放的废气浓度中颗粒物为 10.8~12.5mg/m^3，

NO_x为83~88mg/m^3，SO_2为20~23mg/m^3。均能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中在用锅炉相关的标准要求。

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

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

式中：V_{gy}——基准烟气量，Nm^3/m^3

Qnet——天燃气低位发热量，本项目取38.5MJ/m^3

经计算，天然气基准烟气量为11.29Nm^3/m^3。

本项目建成后，依托场站加热炉新增烟气污染物分担量排放见表3.4-7。

表3.4-7 加热炉烟气排放情况一览表

场站名称	排气筒高度	排放量/削减量	燃气量(万Nm^3/a)	烟气量(万Nm^3/a)	污染物排放情况（t/a）		
					颗粒物	NO_x	SO_2
乌东联合站	≥8m	燃气排放量	23.081	260.58	0.0326	0.2293	0.0599
		抵消燃油削减量	/	/	0.0233	0.1813	0.0678
		合计排放量	/	/	0.0093	0.0480	-0.0079
苏一联合站	≥8m	燃气排放量	3.745	42.28	0.0050	0.0321	0.0047
		抵消燃油削减量	/	/	0.0002	0.0016	0.0004
		合计排放量	/	/	0.0048	0.0305	0.0043
合计					0.0141	0.0785	-0.0036

3.4.2.2 废水

（1）油水井作业废水、洗井废水

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

结合大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司多年运营作业结果可知，油井作业周期1.5年，油井作业用水量约4m^3/井次，乌99-94井区基建3口油井，则油井作业用水量约8m^3/a；乌27井区基建3口油井，则油井作业用水量约8 m^3/a；乌121-X103井区基建21口油井，则油井作业用水量约56m^3/a。苏102-X2区块基建6口油井，则油井作业用水量约16m^3/a；苏29-45-4井区基建2口油井，则油井作业用水量约5.3m^3/a。

注水井作业周期为1.5年，水井作业用水量约为60m^3/井次，本项目乌

121-X103井区水井9口，则水井作业用水量约360m^3/a。本项目苏102-X2区块水井1口，则水井作业用水量约40m^3/a。

则本工程油水井作业用水量为493.3m^3/a，作业废水产生量为394.64m^3/a。

（2）油田采出水

根据开发指标预测，本项目乌99-94井区油田采出水最大量为0.156×10^{4}t/a，乌27井区油田采出水最大量为0.58×10^{4}t/a，乌121-X103井区油田采出水最大量为0.14×10^{4}t/a；苏102-X2井区油田采出水最大量为0.59×10^{4}t/a，苏29-45-4井区油田采出水最大量为0.225×10^{4}t/a。

则本项目采出液含水总量为1.691×10^{4}t/a。

（3）油井清防蜡废水

为防止油井结蜡影响生产，本项目35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100天，用水量为40m^3，则最大热洗用水量为5110m^3/a，清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。

3.4.2.3 噪声

建设项目运营期，噪声源主要是抽油机机械噪声，主要噪声污染源强核算结果及相关参数一览表见表3.4-8。

表3.4-8 噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表　　单位：dB(A)

工序/生产线	装置	噪声源	声源类型	噪声声源		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	降噪效果	核算方法	噪声值dB（A）	
井场	抽油机	抽油机	连续	类比法	65-75	低噪声设备、基础减振	-15	类比法	＜65	24

3.4.2.4 固体废物

（1）含油污泥

本项目运营期主要含油污泥产生环节包括转油站及脱水站清淤以及其余管道设备油泥的清理，油田区块一般生产万吨原油排泥砂（固相）约0.2-0.4t（本工程以0.3t计）。本工程建成后年产原油2.902×10^{4}t，则本工程年产油泥

（砂）0.871t。

根据《国家危险废物名录》（2025 年版），含油污泥属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 071-001-08，含油污泥统一收集暂存于贝 28 作业区含油污泥暂存池，委托有资质单位处置，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司进行处理。

（2）落地油

考虑意外情况，一般每口井作业期间产生的落地油可按 50kg/井·次，作业频率一般 1.5 年，本项目共 35 口油井，则落地油共产生 1.17t/a，落地油全部回收处理，回收处理率为 100%。

根据《国家危险废物名录》（2025 年版），落地油属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 071-001-08，统一收集委由密闭防渗槽车拉运至贝 28 作业区含油污泥暂存池暂存，托有资质单位处置，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司进行处理。落地油回收率为 100%。

（3）含油废防渗布

本项目油井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用次数为 100 次。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），平均每口井作业用 2 块，作业频率一般 1.5 年，则本项目 35 口油井产生含油废防渗布约 0.117t/a。

根据《国家危险废物名录》（2025 年版），含油防渗布属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 900-249-08。由铺有防渗布的密闭加盖防渗槽车拉运至贝 28 作业区危险废物暂存库暂存，委托有资质单位处置，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司定期处理。

3.4.3 退役期污染源分析

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

采油井停采后将进行一系列清理工作，根据《废弃井封井回填技术指南

（试行）》中的相关要求进行封井回填，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指定建筑垃圾处理场填埋处理。管道中残余的液体先使用氮气吹扫，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终分别进入乌东联合站含油污水处理站、苏一联合站含油污水处理站进行处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵。

表 3.4-9 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)	
钻井	钻井柴油机	柴油机烟气	颗粒物	排污系数法	20.89×10^6	/	0.326	直排	/	排污系数法	20.89×10^6	/	0.326	钻井期
			SO_2			/	2.36					/	2.36	
			NO_X			/	3.09					/	3.09	
			CO			/	0.816					/	0.816	
			HC			/	2.248					/	2.248	
施工	场地	施工扬尘	颗粒物	/	/	/	少量	洒水降尘	/	/	/	/	少量	施工期
钻井	柴油储罐	柴油储罐呼吸	VOCs	/	/	/	1.25	直排	/	/	/	/	1.25	施工期
施工	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
钻井	事故放喷	放喷废气	CO_2、H_2O	/				直排	/	/	/	/	少量	事故

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)	
钻井	钻井	压滤水	SS	类比法	2147.26	/	/	罐车拉运至苏一联含油污水处理站处理后回注	100	类比法	0	0	0	钻井期
压裂	压裂	压裂返排液	COD、SS	类比法	7000	/	/	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	100	类比法	0	0	0	施工期
转注	洗井	转注井洗井废水	SS、石油类	类比法	166.25	/	/	由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层不外排	100	类比法	0	0	0	施工期
管线试压	试压	试压废水	铁锈、泥屑等	排污系数法	266.36	/	/	罐车拉运乌东联合站、苏一联合站含油污水站处理后回注	100	排污系数法	0	0	0	施工期
施工	职工生活	生活污水	COD	类比法	384	300	0.115	钻井期排入移动厕所，拉运至作业区已建防渗化粪池，地面工程建设期生活污水排入作业区已建防渗化粪池。经生活污水	100	类比法	0	0	0	施工期
			BOD			170	0.065							
			氨氮			30	0.012							
			SS			250	0.096							

								处理装置处理后排入生活污水池，不外排						

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)	
钻井	泥浆不落地装置	泥饼	一般工业固体废物	类比法	3220.9	移动式泥浆不落地处理装置处理，若泥饼浸出液中任何一种特征污染物浓度均满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)最高允许排放浓度，且 pH 值在6～9 范围，则泥饼属于《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中规定的第I类一般工业固体废物，回用于本项目井场垫高。若浸出液中有一种或一种以上的特征污染物浓度超过《污水综合排放标准》(GB8978-1996)最高允许排放浓度(第二类污染物最高允许排放浓度按照一级标准执行)，或 pH 值在 6～9 范围之外，则泥饼属于《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中规定的第II类一般工业固体废物，用于制砖。若泥饼经检测为第II类一般工业固体废物制砖不可行时，按照二类固废处置场的要求，采取防渗、导流及截洪沟等措施对泥饼进行暂存，尽快综合利用。	3220.9	泥饼若经检测为I类固废，则用于本项目井场垫高，若经检测为II类固废，则用于制砖。若泥饼经检测为第II类一般工业固体废物制砖不可行时，按照二类固废处置场的要求，采取防渗、导流及截洪沟等措施对泥饼进行暂存，尽快综合利用。
钻井	钻井	废纯碱、膨润土、水泥等包装袋、非含油废防渗布	一般工业固体废物	类比法	0.45	集中收集后拉运至废品收购站	0.09	集中收集后送废品收购站外售，不在作业区暂存
生活	职工生活	生活垃圾	生活垃圾	类比法	4	卫生填埋	4	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))	
钻井井场管线施工	施工机械	柴油发电机	固定声源	类比法	105	选用低噪音设备，并采取减振降噪措施	/	类比法	105	施工期
		钻机	固定声源	类比法	90		/	类比法	90	
		泥浆泵	固定声源	类比法	85		/	类比法	85	
		振动筛	固定声源	类比法	85		/	类比法	85	
		挖掘机	移动声源	类比法	90		/	类比法	90	
		推土机	移动声源	类比法	88		/	类比法	88	
		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	
		冲击式钻机	固定声源	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 3.4-10 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($\times10^4m^3/a$)	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($\times10^4m^3/a$)	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	/	/	0.34	密闭措施	/	/	/	/	0.34	300
油气开发	乌东联合站		SO_2	实测法、类比法	261.89	23	-0.0079	/	/	实测法、类比法	261.89	23	-0.0079	300
			NOx			88	0.0480					88	0.0480	
			颗粒物			12.5	0.0093					12.5	0.0093	
	苏一联合站		SO_2	实测法、类比法	42.50	11	0.0043	/	/	实测法、类比法	42.50	11	0.0043	300
			NOx			76	0.0305					76	0.0305	
			颗粒物			11.9	0.0048					11.9	0.0048	

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	16910	/	/	经乌东联合站、苏一联合站污水站处理后回注	100	/	0	0	0	300
作业废水	井场	作业废水	石油类	类比法	396.64	/	/	罐车拉运乌东联合站、	100	/	0	0	0	/

								苏一联合站含油污水站处理后回注						
清防蜡废水	井场	清防蜡	/	类比法	5110	/	/	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	0.871	委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司进行处置	0.871	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
修井作业	井场	落地油	危险废物	类比法	1.17		1.17	
	井场	废含油防渗布	危险废物	类比法	0.117		0.117	统一收集暂存于贝 28 作业区危险废物暂存库，委托有资质单位处置，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司进行处理。

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 3.4-11 危险废物产生情况汇总表

名称	落地油	含油污泥	废防渗布
类别	HW08 废矿物油与含矿物油废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物
代码	071-001-08	071-001-08	900-249-08
产生量	1.17t/a	0.871t/a	0.117t/a
产生工序	油井作业	井场作业、场站清淤	油井作业
主要成分	油泥砂	油泥砂	油、塑料
有害成分	石油类	石油类	石油类
产废周期	油井作业 1.5 年/次，场站分离器清淤每年一次	万吨原油排泥砂 0.3t	油井作业 1.5 年/次
危险特性	T/I	T/I	T/I
污染防治措施	统一收集暂存于贝 28 作业区含油污泥暂存池，委托有资质单位处置，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司进行处理。	统一收集暂存于贝 28 作业区含油污泥暂存池，委托有资质单位处置，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司进行处理。	统一收集暂存于贝 28 作业区危险废物暂存库，委托有资质单位处置，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司进行处理。

3.4.4 污染物“三本帐”汇总

由于本项目施工期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，因此本次评价只对该项目运行期污染物排放情况进行核定。污染物排放量汇总见表3.4-12。

表 3.4-12 项目污染物排放情况一览表

污染物名称	单位	区块	现有工程排放量	现有工程环评批复总量	本工程排放量	总排放量	排放增减量
SO_2	t/a	苏仁诺尔油田	0.9329	3.4	0.0043	0.9372	+0.0043
NOx	t/a		4.2089	13.6	0.0305	4.2394	+0.0305
颗粒物	t/a		0.5716	/	0.0048	0.5764	+0.0048
SO_2	t/a	乌尔逊油田	0.7396	0.772	-0.0079	0.7317	-0.0079
NOx	t/a		2.0734	6.946	0.0480	2.1214	+0.0480
颗粒物	t/a		0.2703	0.578	0.0093	0.2796	+0.0093
非甲烷总烃	t/a	/	0.407	/	0.340	0.747	+0.340
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 钻井过程的清洁生产工艺

（1）钻井采用无毒无害或毒性极小的水基钻井泥浆，该钻井泥浆广泛应用于大庆油田开发。

（2）作业井场将采用泥浆循环系统及落地油回收系统等环保设施，最大

限度地减少废弃泥浆的产生和污染物的排放。

（3）固井工艺采用一次上返、全井段封固。若水泥浆没有返至地面，采用“一次上返+井口回填”固井工艺。优先采用“常规密度+低密度”水泥浆体系，一次上返固井工艺，实现全井段封固。避免了各个含水层之间的地下水串层以及套外返水事故对地下水的污染。同时，固井水泥中加入防窜降失水剂，有效控制了泥浆的失水。

（4）在钻井时，井口安装井控装置，最大限度的避免井喷事故的发生。在修井时，安装封井器，避免原油、污水喷出。

3.5.1.2 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。

3.5.1.3 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

为了保护环境和节约用水，本项目运行期油田采出水全部经乌东联合站、苏一联合站含油污水处理站处理达标后回注现役油层，不外排。

（4）绿化

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。

3.5.1.4 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。

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

表 3.5-1 清洁生产分析一览表

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

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》有关清洁生产的要求	本项目处理方式	符合性
	浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统	类挥发系数为0.023‰，集输损耗率小于0.5%	
	新、改、扩建油气田油气集输损耗不高于0.5%，2010年12月31日前建设的油气田油气集输损耗不高于0.8%		

3.5.1.5 污染物处置措施的清洁生产

本项目施工期废钻井泥浆、钻井岩屑、废射孔液由移动式泥浆不落地处理装置无害化处理，压滤后产生的泥饼浸出液中任何一种特征污染物浓度均满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）最高允许排放浓度，且 pH 值在 6～9 范围，则泥饼属于《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）中规定的第I类一般工业固体废物，回用于本项目井场垫高。若浸出液中有一种或一种以上的特征污染物浓度超过《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）最高允许排放浓度（第二类污染物最高允许排放浓度按照一级标准执行），或 pH 值在 6～9 范围之外，则泥饼属于《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）中规定的第II类一般工业固体废物，外委制砖，若泥饼经检测为第II类一般工业固体废物制砖不可行时，按照二类固废处置场的要求，采取防渗、导流及截洪沟等措施对泥饼进行暂存，尽快综合利用，不外排。

压滤水由罐车拉运至苏一联含油污水处理站处理后回注现役油层；管道试压废水由罐车拉运乌东联合站、苏一联合站含油污水处理站处理后回注，不外排；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，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；钻井期生活污水排入移动厕所，拉运至作业区已建防渗化粪池，地面工程建设期生活污水排入作业区已建防渗化粪池。经生活污水处理装置处理后排入站外生活污水池，不外排；废纯碱、膨润土、水泥等包装袋和非含油废防渗布集中收集后拉运至废品回收站外售处理，不在作业区暂存；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乌东联合站、苏一联合站含油污水处理站处理后回注现役油层，不外排。

3.5.1.6 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（CO_2）排放、设备泄漏 CH_4 逃逸排放、CH_4 回收利用量、CO_2 回收利用量以及净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。具体见图 3.5-1。

本项目主要涉及的核算源包含燃料燃烧排放 CO_2 核算、逃逸排放 CH_4 核算、净电购入隐含排放 CO_2 核算。

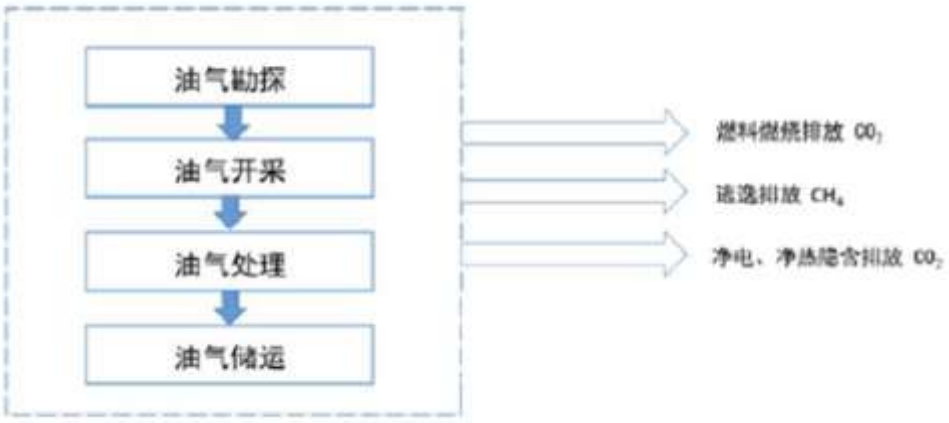


图 3.5-1 石油天然气生产业务温室气体排放源及气体种类示意图

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：

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

式中：

$E_{总}$——温室气体排放总量（tCO_2e）；

$E_{燃烧}$——燃料燃烧温室气体排放量（tCO_2e）；

$E_{过程}$——工业生产过程温室气体排放量（tCO_2e）；

$E_{净购入电力和热力}$——净购入电力和热力消耗温室气体排放总量（tCO_2e）；

$E_{外供}$——回收且外供的温室气体的量（tCO_2e）。

（1）燃料燃烧排放 CO_2 核算

企业的化石燃料燃烧 CO_2 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：

$$ECO_{2燃烧}=\sum i\sum i\,ADij\times CCij\times OFij\times\frac{44}{12}$$

式中：

ECO_2 燃烧——企业的话是燃料燃烧 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

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

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

OFij——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 $14.536\times10^4m^3/a$ 伴生气用于抵消乌东联、苏一联现有工程部分燃油量，通过热值衡算，折合燃油量为

111.68t/a。将赋值代入公式计算的燃料燃烧排放 CO_2 见表 3.5-2。

表 3.5-2 燃料燃烧二氧化碳排放量统计表

伴生气			抵消原油削减量			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	
26.826	5.96	0.99	111.68	0.86	0.98	486.63

将以上赋值代入公式计算的本工程 CO_2 排放为 486.63t/a。

（2）CH_4 逃逸排放产生量

本项目新增产能 2.902×10^4t/a，均采用密闭管线集输。根据原油损耗统计资料，开放式流程的烃类损耗占比约为 1.4%~2%，密闭流程小于 0.5%（环境影响评价工程师职业资格登记培训教材-采掘类，2009 年），伴生气产气量按照地层原始油气比的 50%到达地面计算，因此管输方式按 0.5%估算，年采油时间 300d 计。经计算运行期烃类气体无组织排放量为 $0.135\times10^4m^3$/a，甲烷排放量为 0.628t/a。

表 3.5-3 本项目烃类气体产生及排放情况

区块	输送方式	产能(10^4t/a)	油气比(m^3/t)	伴生气产量(10^4m^3/a)	烃类气体损耗(10^4m^3/a)	甲烷化系数	相对密度(kg/m^3)	甲烷排放量(t/a)
乌 99-94 井区	密闭管输	0.23	13.54	1.557	0.008	0.65	0.716	0.037
乌 27 井区	密闭管输	0.18	13.53	1.218	0.006	0.65	0.716	0.028
乌 121-X103 井区	密闭管输	2.02	20.22	20.422	0.102	0.65	0.716	0.475
苏 102-X2 区块	密闭管输	0.34	15.95	2.712	0.014	0.65	0.716	0.065
苏 29-45-4 井区	密闭管输	0.132	15.95	1.053	0.005	0.65	0.716	0.023
合计		2.902	/	26.961	0.135	/	/	0.628

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势（GWP）值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH4} 等于 21，因此逃逸的 CH_4 折算为 CO_2 当量值为 13.188tCO_2。

（3）净电隐含排放 CO_2 核算

企业净购入的电力消费引起的 CO_2 排放，排放公式如下：

$$E_{CO2_{净电}}=AD^{电力}\times EF^{电力}$$

式中：

$ECO_{2\ 净电}$——为企业净购入的电力消费引起的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$AD_{\ 电力}$——为企业净购入的电力消费，单位为 MWh；

$EF_{\ 电力}$——为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh；取全国电网平均排放因子 0.57tCO_2/MWh。

根据工程分析，本工程新增年用电量约为 1000MWh，CO_2 核算量为 570t/a。

3.5.2.3 温室气体排放水平评价和减排降污措施建议

（1）碳排放水平评价

根据本次核算，本次产能新增排放 $CO_2$1069.818t/a。

表 3.5-4 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	486.63
2	CH_4 逃逸排放	13.188
3	净电隐含排放	570
合计		1069.818

（2）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。另外，对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

③本项目采用节能环保型柴油动力设备，使用产品质量达标的 0#柴油，从源头上减少碳排放。

④本项目依托乌东联合站、苏一联合站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。

（3）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乌东联、苏一联含油污水处理站处理达标后回注油层，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。

（4）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 自然环境状况

4.1.1 地理位置

本工程位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，苏仁诺尔油田区块中心坐标：E117°50′22.61″，N48°34′50.71″，乌尔逊油田区块中心坐标：E117°49′16.79″，N48°13′46.11″，区内地势平坦，为广阔的草原，开发区域内建有较完善的道路系统，交通较便利，本次工程均位于已开发区域内。

具体地理位置见图4.1-1。

4.1.2 地形地貌

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

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

呼伦贝尔属亚洲中部蒙古高原的组成部分，该区地形地貌复杂多样，以波状高平原为主，还有低山丘陵、宽谷洼地、河谷平原、湖积洼地、风积砂地等多种类型。

4.1.3 气象特征

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

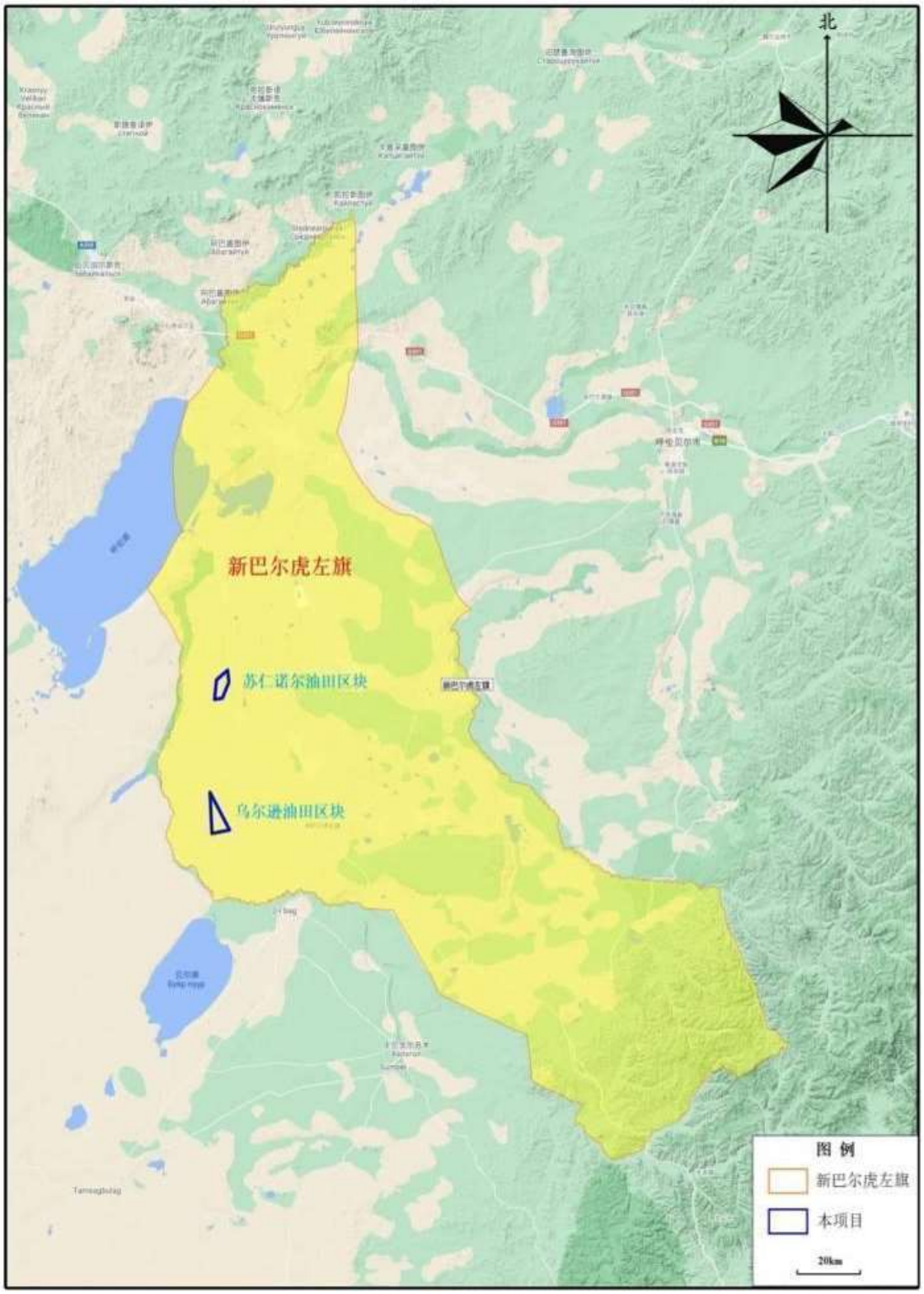


图 4.1-1 项目地理位置图

4.1.4 地质及水文地质概况

4.1.4.1 区域地质概况

（1）地层

建设项目区位于海拉尔盆地中部，盆地内地层由古生界石炭～二叠系、中生界上侏罗统玛尼吐组(J_3mn)、下白垩统伊敏组(K_1ym)、上白垩统二连组(K_2e)、新生界新近系中～上新统呼查山组($N_{1-2}h$)、上新统五叉沟组(N_2wc)及第四系地层组成（表 4.1-1），分述如下：

表 4.1-1 区域地层一览表

界	系	统	组	成因，岩性	代号	厚度(m)
新生界	第四系	全新统	/	粉砂	Qh^{eol}	<10
			/	灰绿色粉质粘土，含少量淤泥质	Qh^{l+ch}	2-6
			/	河床相：上层粉土夹薄层砂，漫滩相：下层砂砾石层	Qh^{al}	<10
		上更新统	海拉尔组	冰前、冰水相沉积： 上部黄土状粉土 下部含砾细砂夹粉质粘土透镜体	$Qp_3^{3al}h$	<10
			乌尔吉组	冰前风积层：粉砂、中细砂	$Qp_3^{2eol}w$	<10
			扎泥河组	冰前、冰水堆积：浅黄色砾石层、砂砾石层及含砾砂层	$Qp_3^{1fg1}z$	<30
		中更新统	嵯岗组	间冰期河流相堆积： 上部棕粉细砂岩，漫滩相 下部砂砾石层，河床相。	Qp_2^4c	<50
			/	间冰期湖相沉积层： 灰黑色～灰绿色淤泥质中细砂	Qp_2^{3fgl}	<25
			辉河口组	间冰期坡洪积相沉积： 为一套砖红色粘土(红色土层)、粉质粘土夹砂层组成，岩性均一，岩相变化较小，层位稳定。	Qp_2^2h	<100
			阿尔善组	冰前、冰水相沉积：由砂砾石、砾石层、含砾砂层间夹粘土、细砂透镜体组合而成，岩性较均一	$Qp_2^{1fgl}a$	<50
		下更新统	/	下更新统湖积	Qp_1^2c	/
	新近系	上新统	五叉沟组	深黑色橄榄玄武岩	N_2wc	/
		中新统	呼查山组	上部砂泥岩段 下部砂砾岩段	N_1h/c	160
中生界	白垩系	上统	二连组	上部泥岩段：下部砂砾岩段	K_2e	180
		下统	伊敏组	上部砂泥岩含煤层：中部砂砾岩层：下部砂泥岩含煤层	K_1ym	>530
			大磨拐河组	灰色、深灰色巨厚泥岩、粉砂岩	K_1d J_3b	9.20 -368.70

界	系	统	组	成因，岩性	代号	厚度(m)
	侏罗系	上统	白音高老组	安山岩，灰绿色，坚硬、致密。裂隙发育，被粘土矿物充填，含云母、石英。	$J_3\ b$	/
			玛尼吐组	中性火山熔岩、中酸性火山碎屑岩夹粗安岩、火山碎屑沉积岩、正常沉积岩及少量酸性火山岩。	J_3mn	/
古生界	石炭-二叠系	/	宝力高庙组	灰黑、灰黄色中酸性火山熔岩、火山碎屑岩、正常碎屑岩 C_2-P_1b	C_2-P_1b	/

①古生界石炭～二叠系宝力高庙组(C_2-P_1b)

根据 1:20 万水文地质资料，在 M192 号钻孔揭露。岩性为中酸性火山熔岩，火山碎屑岩和正常沉积的碎屑岩。不整合或喷发不整合于泥盆纪安格尔音乌拉组及更老地层之上。

②中生界上侏罗统玛尼吐组(J_3mn)

主要分布于新巴尔虎左旗西北部，其它地区零星可见。根据 1:20 万和 1:25 万水文地质资料，在 M52、M53、M74、XZ09 号钻孔揭露。岩性为中性火山熔岩、中酸性火山碎屑岩夹粗安岩、火山碎屑沉积岩、正常沉积岩及少量酸性火山岩。最厚近 700m，各处岩性变化不大，但厚度各异。

③上侏罗统白音高老组（$J_3\ b$）

安山岩，灰绿色，坚硬、致密。裂隙发育，被粘土矿物充填，含云母、石英。以中基性火山岩为主，厚度不详。与下伏泥盆系中统泥鳅河组呈不整合接触。普查区只有部分孔见到该地层，揭露该地层 10.79m，岩性特征为绿灰色，坚硬，致密，裂隙发育的安山岩。

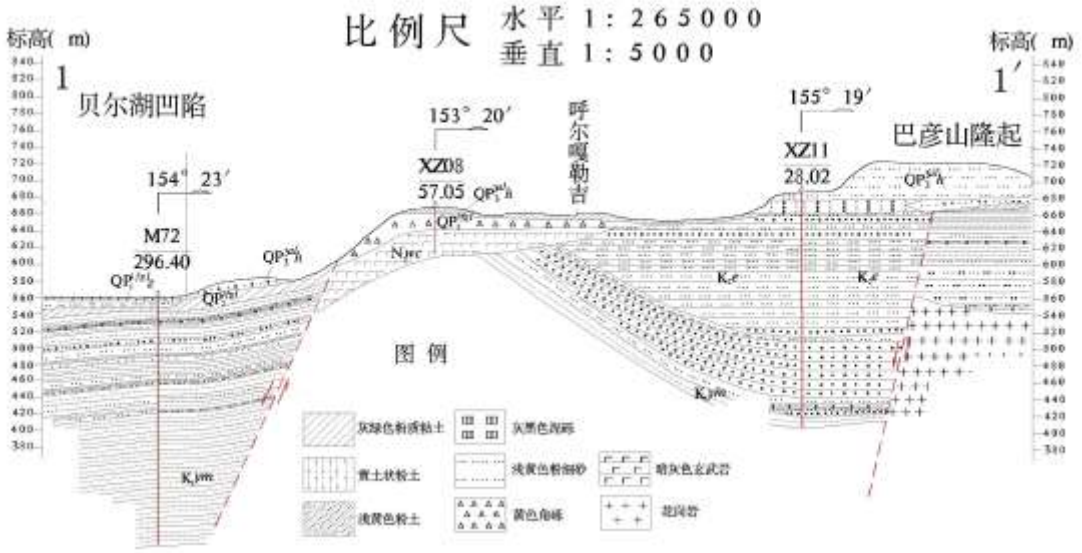


图 4.1-2 区域地质剖面图

④中生界下白垩统大磨拐河组（K_1d）

盆地内普遍发育，主要为灰色、深灰色巨厚泥岩、粉砂岩，块状构造。局部夹煤层。普遍发育水平层理、小型波状层理和小型斜层理，局部见粒序层理，内含大量炭屑和植物碎片化石。钻孔中见最大厚度为 340.87m（6416 号孔），最小为 8.86m（5616 号孔），普查阶段有 13 个钻孔见到该组地层，大部分钻孔没有探到该层位。与下伏上侏罗统白音高老组呈不整合接触。根据 4032 号钻孔孢粉鉴定结果：井深 807.1m 的层位大致相当于大磨拐河组。

⑤中生界下白垩统伊敏组(K_1ym)

全区分布普遍而稳定，钻孔中普遍揭露，由一套内陆河湖相含煤建造组成。由于受北北东向隆起带与拗陷带的制约，分割性较大，岩性变化也较大。该套地层覆于华力西晚期花岗岩及兴安岭群之上，又以角度不整合伏于二连组与呼查山组之下，区内钻孔均未揭穿。按岩性及沉积特征可分为上、中、下三部，即下部砂泥岩含煤层、中部砂砾岩层、上部砂泥岩含煤层。厚度大于 530m。分述如下：

下部：砂泥岩含煤层

在完工、绍尔包格、甘珠尔庙一带钻遇。由灰黑色，灰色泥岩，砂质泥岩夹薄层褐煤组成。成岩作用较好，含大量炭屑。因揭露有限，仅在低洼带几个较深钻孔才能揭露此层一部分。该地层沉积旋回不清，属较深湖相的弱还原环

境。与中部地层连续沉积。厚度大于 200m，钻探揭露含水层层数少、厚度小，富水性较差。

中部：砂砾岩层

在研究区内钻孔普遍揭露。其岩性上部为灰色，灰绿色泥岩，灰黑色粉砂质泥岩，灰色细砂岩。下部为灰黄，灰绿色细砂岩，灰绿色，黄绿色泥质砂砾岩。泥岩成岩作用较好。细砂岩，泥质砂砾岩，砂砾岩为泥质弱胶结。粒径一般 3～10mm，大者 50～70mm。该套地层含有大量炭屑。一般具水平层理，局部有斜层理。由低凹带的中心部位向其边缘颗粒渐渐变粗。该层为区内煤系地层中富水性相对较好，含水层厚度约占地层总厚度的 30%，据煤田水文地质勘查，该层为煤系地层中主要的充水含水层之一。

上部：砂泥岩含煤层

钻孔普遍揭露 。主要由灰-灰黑色泥岩、泥质粉砂岩、粉砂质泥岩为主夹薄层黑灰色、灰色细砂岩及褐煤组成。泥岩，粉砂质泥岩成岩作用较好。泥质粉细砂岩，细砂岩为泥质胶结，夹有薄层褐煤。局部具有氧化斑点及氧化条带。具微层理。与上覆二连组呈角度不整合接触。厚度一般 90m。本组是一套灰-灰黑色较细粒为主的碎屑岩类，只有中部下部为灰，灰黄色的泥质砂砾岩，砂砾岩。由上而下颜色为灰，灰黑色～灰，灰黄色～灰黑，灰色。本组地层普遍含有炭屑，上，下部均含褐煤层。本组地层为盆地内主要的承压水含水层之一，在 300m 勘探深度内，一般含水层 3～6 层，累计厚度 20～60m。

⑥中生界上白垩统二连组(K_2e)

为原地层划分系统的青元岗组(K_2q)。在本区大部分地区分布，为一套内陆河湖相砂泥岩建造。区内厚度为 180m。据其岩性岩相特点，该套地层可分为两段：

下部砂砾岩段：在钻孔中普遍揭露，以棕红色、砖红色、灰绿色泥质砂砾岩、含砾泥岩、粉砂岩、细砂岩及灰白色砂砾岩为主，夹薄层棕红色、砖红色泥岩。以角度不整合覆于伊敏组之上。厚度 74m。

上部泥岩段：由砖红色、棕红色泥岩、粉砂质泥岩为主，夹薄层泥质粉砂岩组成。上覆新近系呼查山组，呈角度不整合接触。厚度 105m。

⑦新生界新近系中新统呼查山组($N_{1-2}h$)

大部分地区钻孔均有揭露。为一套内陆河湖相砂泥岩建造，地层厚度由东向西变厚，沉积中心在区外贝尔～呼查山一线，沉积厚度 160m。按其岩性、沉积特点可分为两段：

下部砂砾岩段：该段在钻孔中广泛揭露，主要为一套灰白色、黑色含砾泥岩、含砂砾泥岩、中细砂岩、泥质砂砾岩、砂砾岩及黄、黄褐色、灰白色细砂岩、泥质砂岩、薄层灰色泥岩组成。各种泥岩成岩作用不佳，具有明显可塑性。泥质砂砾岩，砂砾岩较松散。砾石磨圆程度不一，砾径一般为 2～5mm，大者为 10mm，厚度 85m。

上部砂泥岩段：岩性由黄绿色、灰绿色泥岩为主，其次为杂色泥岩，灰黄色、黄褐色细砂岩、泥质砂岩、砂质泥岩组成。泥岩成岩作用不好，具有明显可塑性，厚 70m。

⑧新生界新近系上新统五叉沟组(N_2wc)

主要为黑色块状玄武岩、气孔状玄武岩、安山玄武岩及安山岩，底部为胶结不好的砾石层。上被第四系覆盖。

⑨第四系

区内第四系地层发育，地层由老至新划分如下：

A.中更新统阿尔善组($Qp_2^{1fgl}a$)：

分布于广大的高平原中，在新巴尔虎左旗东南部和东北部由于后期剥蚀，仅在原始地形低洼处有本组残留堆积。属于寒冷气候条件下冰前、冰水相沉积，沉积物由灰白色～姜黄色砂砾石、砾石层、含砾砂层间夹粘土、细砂透镜体组合而成，岩性较均一。沉积厚度 10～25m。本组是区内第四系最底层部位，风化程度很深，卵砾石均很陈旧破碎。

B.中更新统辉河口组(Qp_2^2h)：

分布范围极其普遍，高平原北部广泛分布有此层。属间冰期坡洪积相沉积，沉积物为一套砖红色粘土(红色土层)、粉质粘土夹砂层组成，岩性均一，岩相变化较小，层位稳定。沉积厚度一般 5～6m，个别地段 20～30m。

C.中更新统湖积层(Qp_2^{3fgl})：

广泛分布于绍尔包格至新呼伦湖一带的冰成谷地中，堆积物由一套灰黑色～灰绿色淤泥质中细砂组成，含有大量有机质，沉积厚度 20～25m，岩性均一。从地貌部位来看，该层处在冰成谷地北端，与呼伦湖相通，属于典型间冰期湖相沉积。

D.中更新统嵯岗组(Qp_2^4c)：

分布于海拉尔河两岸二级阶地中，与下伏海拉尔组为假整合或不整合接触，与其上的上更新统冰水砂层呈不整合接触。属温暖的河流相间冰期堆积，下部岩性为灰黄色～杂色砂砾石层，分选、磨圆均良好，属河床相堆积。上部为棕黄色～灰黄色粉细砂岩，水平层理发育，属漫滩相沉积。沉积厚度在嵯岗镇一带一般 5～10m(为基座阶地)，沿海拉尔河向西，厚度逐渐增加。



图 4.1-3　区域第四系地质图

E.上更新统扎泥河组($Qp_3^{1fg1}Z$):

分布在新巴尔虎左旗西部的冰成谷地中，出露地表。为冰碛及冰水沉积。岩性为浅绿色、灰黄色砂、粘土和砾石，向上渐变为粉质粘土、粉土及细砂砾层。含孢粉。下与嵯岗组呈平行不整合接触；

F.上更新统乌尔吉组($Qp_3^{2eol}w$):

主要分布于北部海拉尔河两岸，嵯岗-完工梁台地上部，中部英根高尔中上游。本层与下伏的冰水砂层呈假整合接触，上覆现代风成砂层。与沙地融合在一起，由粉砂，中细砂构成，厚度 0.5～10m，无层理，含少量粘土，岩相纵横变化一致，属固定砂丘或砂岗，显示了风积特征。

G.上更新统海拉尔组($Qp_3^{3al}h$)：

分布在区内中部，北部，南部广大高平原上，出露地表，下部为黄绿色含砾石细砂层夹粘土凸镜体；上部为黄色黄土状粉土及灰色细砂。含哺乳动物(相当于披毛犀-猛犸象动物群)及孢粉等化石。与下伏乌尔吉组为平行不整合或直接超覆在不同时代的古老基岩上，上部与大黑沟组亦呈平行不整合接触。沉积厚度 5～10m，个别地段 15～20m。

H.全新统冲积层(Qh^{al})，湖积层(Qh^{l})

冲积层分布在辉河、哈拉哈河、海拉尔河、乌尔逊河的漫滩中，在西部和北部的高平原上也出现。可见两层，上层为灰褐色、褐黄色粉土夹薄层砂，厚度 2～3m，属漫滩相堆积。下层为灰黄色砂砾石层，厚度 2～3m，属河床相堆积。湖积层出现在区内东南部和北部的宽谷洼地中，以灰～深灰色为主，部分地段由于降雨其表面覆有一层含盐硬壳面呈灰白色调，表面较光滑，地形起伏较大，一般以大片的平台、土包为主，高出周围 1～2m，无植物生长，厚度 2～6m。

化学沉积层分布在冰成谷地及高平原中的湖泊洼地中，由灰绿色粉土组成，含少量淤泥质，厚度 2～6m，其间夹石膏、硝、碱、盐等有用矿层。

全新统风积层主要见于新巴尔虎左旗几条沙地中，其它地貌单元也有零星分布，由米黄色及褐黄色粉砂组成，厚度 0.5～10m。

（2）岩浆岩

在海拉尔河两岸及英根庙附近一带零星出露二叠纪花岗岩、闪长岩及正长斑岩。由黑云母花岗岩，正长斑岩组成。黑云母花岗岩多为肉红色，主要由石英，微斜长石，斜长石，黑云母等矿物组成，粒度在 0.5～1.0mm，岩石表面风化严重，节理，裂隙发育。局部花岗岩变质为含黑云母钾长片麻岩，具有明显的花岗变质结构和片麻状结构。华力西晚期花岗岩被侏罗系上统，白垩系，新近系不整合覆盖。

（3）构造

燕山运动本地区整体隆起，受滨太平洋板块影响，中侏罗世后，受北东向构造活动控制，发生大规模的频繁的岩浆～火山活动，形成大兴安岭北东向构造岩浆带，区域上由满克头鄂博组和玛尼吐组及白音高老组构成晚侏罗世火山岩。燕山晚期本区发生北东向断陷或凹陷盆地，形成本区海拉尔盆地，沉积了河湖相大磨拐河组和伊敏组含煤、含油建造。并构成北东向三凹、二凸，隆、坳相间的构造格局。新近系上新统五叉沟组(N_2wc)玄武岩喷溢。

喜马拉雅运动，海拉尔盆地经历了早更新世、中更新世、晚更新世三大冰期(四小冰期)沉积。分别称为下更新统泥砾层、中更新统阿尔善组($Qp_2^{1fgl}a$)、上更新统扎泥河组($Qp_3^{1fg1}Z$)。间冰期有洪积辉河口组($Qp_2^{2}h$)、湖积嵯岗组($Qp_2^{4}c$)、风积乌尔吉组($Qp_3^{2eol}w$)、河湖积海拉尔组($Qp_3^{3al}h$)

从区域地质构造部位分析，项目区位于呼伦湖东～得耳布尔深断裂与伊敏河南北向断裂之间，内部构造主要包括东西向基底隆起带和凹陷带的相间分布，形成了区内总体构造格局。中生代晚期后该地区振荡升降，以整体沉降为主，形成了盆地基本形态。区域三级构造单元是以呼伦湖东～得耳布尔深断裂(本区为阿尔公断裂)为界，北部为 I-I-2 额尔古纳岛弧(Pz_1)，南部为 I-I-3 海拉尔～呼玛弧后盆地(Pz)。四级构造单元：北部为扎赉诺尔拗陷，由此向南分别为嵯岗隆起、贝尔湖拗陷、巴彦山隆起、呼伦湖拗陷。五级构造单元划分：北部为呼伦湖凹陷，由此向南分别为嵯岗凸起，乌尔逊凹陷，红旗凹陷，陵丘凸起，赫尔红德凹陷，新宝力格凹陷，呼和湖凹陷，锡林贝尔凸起，旧桥凹陷，诺门汗凹陷（图 4.1.4-3)。体构造方向为北东、北北东向，隆起带与沉陷带相间排列，造成盆地基底起伏不平。而呈东西向展布的隆起带对区内水文地质条

件起到直接控制作用,分述如下：

①嵯岗隆起带

位于区域西北部，西部以阿尔公断裂为界，东部边界大体沿乌尔逊河，至呼伦湖附近以北拐向东北方向。基底由华力西晚期岩体和侏罗火山岩组成，东西宽 30～40km，呈北东～南西向贯穿海拉尔盆地。

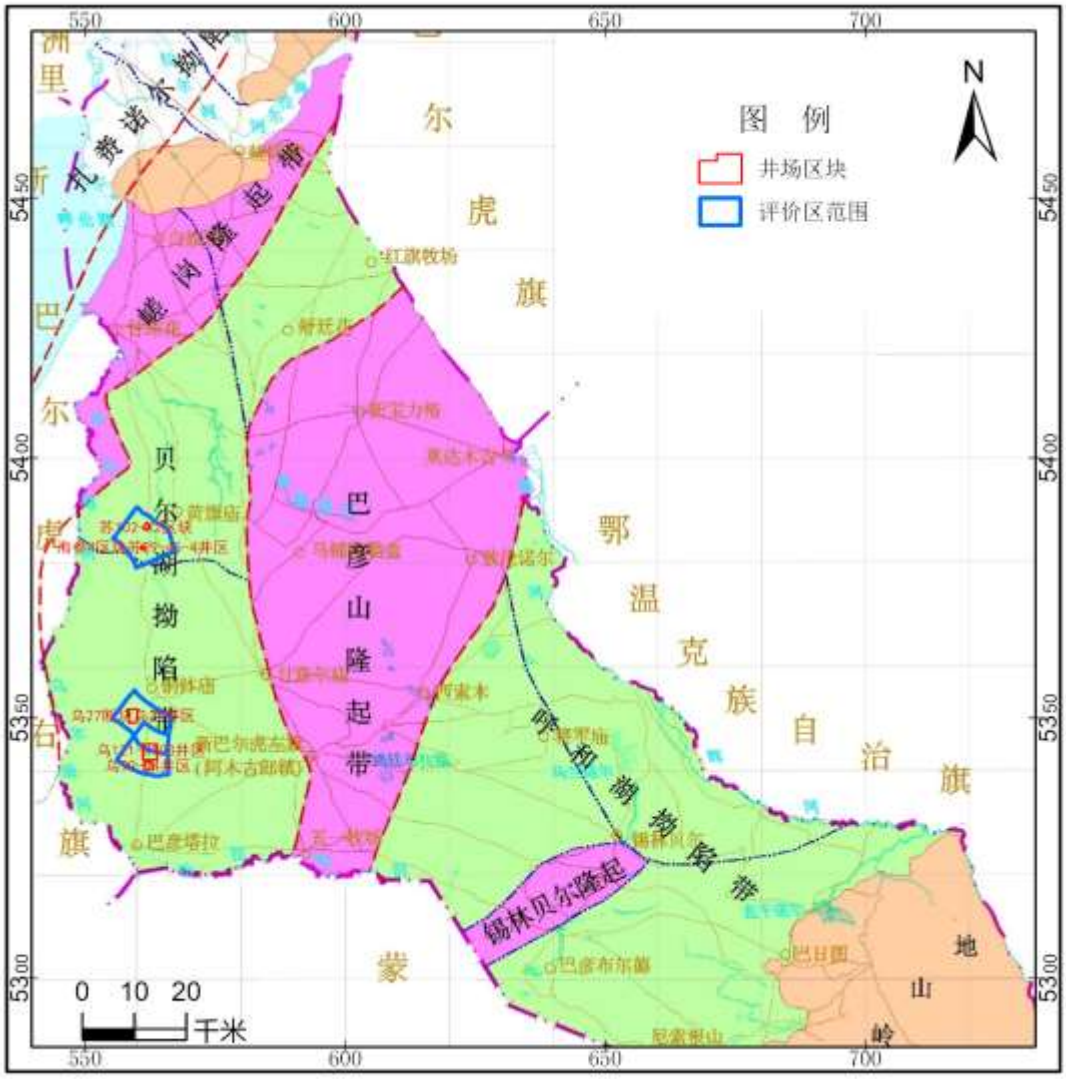


图 4.1-4 区域构造特征图

②贝尔湖拗陷带

位于嵯岗隆起带、巴彦山隆起带之间，规模较大，其间又可见到次级沉降带与隆起带，包括乌尔逊凹陷，红旗凹陷，陵丘凸起，赫尔洪德凹陷。总体走向 30～40°，基底由华力西晚期岩体和侏罗系火山岩组成，覆盖侏罗～白垩内陆湖相沉积。

③巴彦山隆起带

位于区域中部，呈东西向展布，境内东西长 7～80km，宽 40～60km，由华力西晚期岩体和侏罗火山岩组成。隆起带可见有华力西晚期岩体和侏罗系火山岩出露，其余地区多被第四系地层覆盖，覆盖厚度 50～70m。期间包括新宝力格拗陷和莫达木吉凹陷等次级拗陷带。

④呼和湖拗陷带

位于巴彦山隆起带东南，南端走向 60°，中端走向 30°，北端受东西向构造干扰，走向变为 50°。其间又可见到次级沉降带与隆起带，包括呼和湖凹陷，锡林贝尔凸起，旧桥凹陷，诺门汗凹陷。基底由华力西晚期岩体和侏罗火山岩组成，覆盖侏罗～白垩内陆湖相含煤沉积及砂泥岩沉积。

4.1.4.2 区域水文地质概况

（1）区域地下水系统

根据内蒙古自治区地下水资源评价报告中对全自治区地下水系统的划分，建设项目所在地区归属于额尔古纳河水系地下水系统的呼伦贝尔高原(海拉尔中新生代坳陷盆地)亚系统(I-2)。额尔古纳河水系地下水系统东界为大兴安岭山脉分水岭，西北大部分以额尔古纳河为界，呼伦湖以西以中蒙边界的巴彦乌拉山为界，南部为贝尔湖和哈拉哈河。呼伦贝尔高原——海拉尔中新生代坳陷盆地，基底以侏罗系中酸性火山岩为主，盆地内地层主体岩性以新近系、白垩系碎屑岩为主，在盆地内广泛分布，地下水类型多为承压水，局部地区分布有小范围且不稳定的潜水。地下水的主要补给来源为大气降水入渗补给、山区的侧向径流补给及高原河流的侧向渗漏补给。

由山区发育的各大河流流至高平原后形成较宽阔的河谷滩地，赋存丰富的第四系孔隙潜水，含水层岩性主要为冲洪积和冰水沉积的砂卵砾石及泥砾，接受基岩山区侧向径流补给及大气降水补给，同时对高平原地下潜水、承压水形成补给，是盆地地下水的主要补给源之一。

系统内地下水总体流向是由山区流向高平原、河谷，然后顺河谷延伸方向向下游径流，沿途河谷地下水与高平原地下水存在互补关系。基岩山区为主要补给区，河谷洼地及高平原为补给径流区，相对低洼地带为地下水的汇集中

心，如呼伦湖、贝尔湖是地表水及地下水的排泄区。



图 4.1-5 区域地下水系统划分图

（2）区域地下水赋存条件与含水层特征

根据区域地下水赋存条件、水力特征及含水层岩性等，将区域地下水划分为松散岩类孔隙水、碎屑岩类裂隙孔隙水和基岩裂隙水三大类，其中碎屑岩类裂隙孔隙水根据其水力性质又可进一步划分为碎屑岩类裂隙孔隙潜水和承压水两部分。

①松散岩类孔隙水

分布于辉河、乌尔逊河、海拉尔河、克鲁伦河、伊敏河、额尔古纳河等河流的河谷平原及大中型湖积洼地、宽谷洼地，含水层岩性主要为冲洪积和冰水

沉积的砂砾石层。

海拉尔河河谷地区水量丰富，单井涌水量(潜水换算为 8 寸口径 5m 降深时的单井涌水量，承压水换算为 8 寸口径 10m 降深时的单井涌水量，下同)大于 1000m^3/d；辉河、克鲁伦河河谷地区单井涌水量 500～1000m^3/d，乌尔逊河河谷及海拉尔河、克鲁伦河河谷两侧单井涌水量为 100～500m^3/d。水质除克鲁伦河河谷及两侧、乌尔逊河河谷局部地段矿化度大于 1g/L 外，其余地区矿化度均小于 1g/L。克鲁伦河河谷地下水化学类型以 HCO_3·SO_4—Na、HCO_3·Cl-Na 型水，局部地段为 Cl·HCO_3-Na、Cl-Na 型水；乌尔逊河河谷地下水矿化度超标地段水化学类型一般为 HCO_3·Cl-Na 型水，辉河及海拉尔河地下水化学类型以 HCO_3-Ca、HCO_3-Ca·Na·Mg 型水为主，水质较好。

额尔古纳河东岸的山前倾斜平原松散岩类孔隙潜水含水层，由第四系全新统冲积层、上更新统冰水堆积层、中更新统冲积、湖积、冰水堆积所组成。含水层厚度 17～30m，单井涌水量河谷地区大于 1000m^3/d，倾斜平原 500～1000m^3/d，水位埋深小于 3m，水质良好，水化学类型以 HCO_3-Ca 型水为主，矿化度小于 1g/L。

河谷、河流冲积平原松散岩类孔隙潜水主要补给来源为大气降水入渗补给，以蒸发形式排泄，与地表河流存在互补关系。

大型湖积洼地、宽谷洼地潜水含水层岩性以湖积粘土质粉细砂、冰水沉积的砂砾石层、泥砾石层、风化残坡积物及风积砂为主，富水区单井涌水量 100～500m^3/d，大部分地区单井涌水量小于 100m^3/d。水质一般较差，水化学类型以 HCO_3·SO_4-Na、HCO_3·Cl-Na 型水为主，矿化度大于 1g/L。

高平原松散岩类孔隙潜水含水层为覆盖于碎屑岩之上的第四系中更新统辉河口组(Qp_2^2h)砖红色粘土(红色土层)、粉质粘土夹砂层组成，在高平原断续分布，大部分地段为非含水层，含水层不连续，厚度 0.5～25m。水位埋深 1～10m，单井涌水量一般小于 100m^3/d，水化学类型以 HCO_3-Ca、HCO_3-Na 型水为主，矿化度小于 1g/L，西部、北部地区地下潜水氟含量普遍大于 1mg/L。

湖积洼地潜水、宽谷洼地潜水以现代湖积层为主要含水层，地下水主要以大气降水入渗补给，以蒸发和向湖泊径流排泄为主要排泄方式，人工开采也是

其排泄方式之一，广大牧区人畜饮用水水源大部分取自此类潜水。

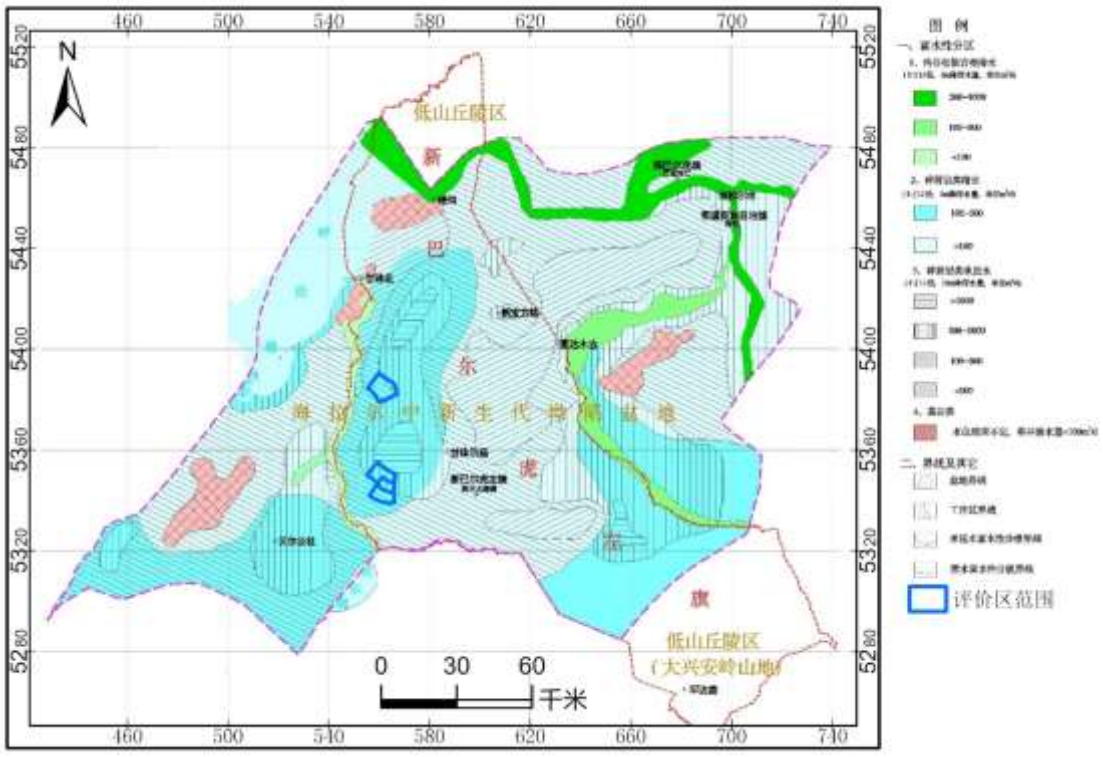


图 4.1-6 区域水文地质略图

②碎屑岩类裂隙孔隙水

A.碎屑岩类裂隙孔隙潜水

分布于高平原大部分地区。含水层为新近系砂砾岩、白垩系砂砾岩、砂岩等。含水层厚度 10～30m，水位埋深一般小于 5m，连续性差，富水性不均。相对富水地段位于呼和湖拗陷带辉河两岸锡林贝尔至伊敏牧场之间地段、贝尔湖拗陷带北段红旗牧场～赫尔洪德地区、南段巴彦塔拉～贝尔公社一带，相对富水地段单井涌水量 100～500m^3/d，局部大于 500m^3/d，其余地区均小于 100m^3/d。除北部贝尔湖拗陷带中段地下水水化学类型以 HCO_3·Cl-Na、Cl-Na 型水为主，矿化度大于 1g/L 以外，大部分地段水质较好，地下水化学类型以 HCO_3·Cl-Ca·Na、HCO_3-Ca·Na·Mg 型水为主，矿化度小于 1g/L。

B.碎屑岩类裂隙孔隙承压水

高平原下普遍分布有碎屑岩类裂隙孔隙承压水，含水层由新近系、白垩系河湖相砂砾岩、砂岩构成。各含水层呈叠置关系，相互间有着复杂的水力联系。为一综合含水体。

碎屑岩类裂隙孔隙承压含水层顶板埋深30～100m，含水层由3～8个单层组成，最大单层厚度小于30m，累计厚度10～80m，厚度变化大，岩相变化复杂。地下水富水性取决于所处地质构造部位，处于构造拗陷带地区地层沉积厚度较大，含水层累计厚度大，富水性相对较好，表现在呼和湖拗陷带、贝尔湖拗陷带及扎赉诺尔拗陷带为相对富水区，单井涌水量一般为500～1000m^3/d，局部富水地段大于1000m^3/d。而处于构造隆起带，由于基底抬高，含水层厚度小，富水性较差，如嵯岗隆起带和巴彦山隆起带，单井涌水量一般100～500m^3/d，巴彦山隆起带中心区域单井涌水量小于100m^3/d。

总体上碎屑岩类承压含水层在区域上连续分布，具有统一的地下水流场。

区域承压水主要补给区位于南部、东部大兴安岭山区，以侧向径流形式补给，伊敏河和辉河也对区域碎屑岩类承压水具有补给作用。在从山前向呼伦湖径流的过程中，沿途接受大气降水及潜水垂向补给能力较差，水交替循环缓慢，导致在承压水补给径流区地下水水质较好，矿化度一般小于1g/L，而靠近排泄区水质逐渐变差，在呼伦湖以东大型宽谷洼地，矿化度大于1g/L，局部大于3g/L，水质较差。

③基岩裂隙水

分布于大兴安岭、呼伦湖以西的低山丘陵区，含水层由元古界、古生界变质岩、中生界火山岩、火山碎屑岩及燕山期花岗岩组成，岩石裂隙发育，风化带深度20～40m。

北部呼伦湖周边及海拉尔河沿岸地区基岩出露区由于降雨量少，地下水补给微弱，水位埋深不定，富水性较差，单井涌水量小于100m^3/d，水质较好，矿化度小于1g/L。

南部、东部大兴安岭中低山降水充沛，地表径流及地下径流均较发育，地下水由南部、东部向北部、西部盆地径流，是盆地地表水和承压水的主要补给来源之一。

4.1.4.3 评价区水文地质条件

（1）地下水赋存条件及分布特征

根据建设项目场地位置和流场特征，本次将地下水调查评价划分为苏仁诺

尔油田区、乌尔逊油田乌 121、99 井区评价区、乌尔逊油田乌 27 断块区评价区 3 个调查评价区，调查评价区位于新巴尔虎左旗西部，属于由《内蒙古自治区新巴尔虎左旗地下水资源勘查与区划报告》划分的高平原混合岩类潜水子系统的地下水径流带上，本次根据调查评价区范围位置与所处水文地质单元位置关系，为了更清楚的说明地下水水文地质特征，本文将乌尔逊油田的乌 121、99 井区评价区、乌 27 断块区调查评价区合并在一起进行水文地质条件的叙述，将苏仁诺尔油田区单独叙述。

①苏仁诺尔油田区

苏仁诺尔油田区位于高平原混合岩类潜水子系统的贝尔湖拗陷带中段，地貌形态表现为波状高原和宽谷洼地，地下水以潜水和承压水并存的形式赋存于地下。

A.潜水

评价区西部潜水主要以单一的新近系碎屑岩类裂隙孔隙潜水形式存在，东部宽谷洼地地带碎屑岩类潜水含水层与湖积含水层共同组成潜水含水岩组，含水岩组岩性为第四系粉细砂和新近系粉细砂岩，含水层厚度一般小于 20m，东部宽谷洼地区第四系湖积层位置含水层厚度可达 55m，因含水层颗粒较细，粘土、淤泥质填充，富水性较差，单井涌水量均小于 100m^3/d。受洼地表面季节性湖泊蒸发浓缩影响，潜水水化学类型以 Cl·SO_4·HCO_3-Na、Cl·HCO_3-Na 型水为主，矿化度 1～3g/L，局部大于 3g/L，属于咸水。

B.承压水

承压水含水岩组以上白垩统二连组及下白垩统伊敏组共同组成，含水层岩性为中细砂岩、砂砾岩层，含水层厚度可达 77m，渗透系数 0.67m/d，砂岩含水层弱胶结，透水性及赋水性能较好，在降深 19.49m 时的涌水量达 709.03m^3/d，8 吋口径 10m 降深的换算涌水量为 369.87m^3/d，水量中等。

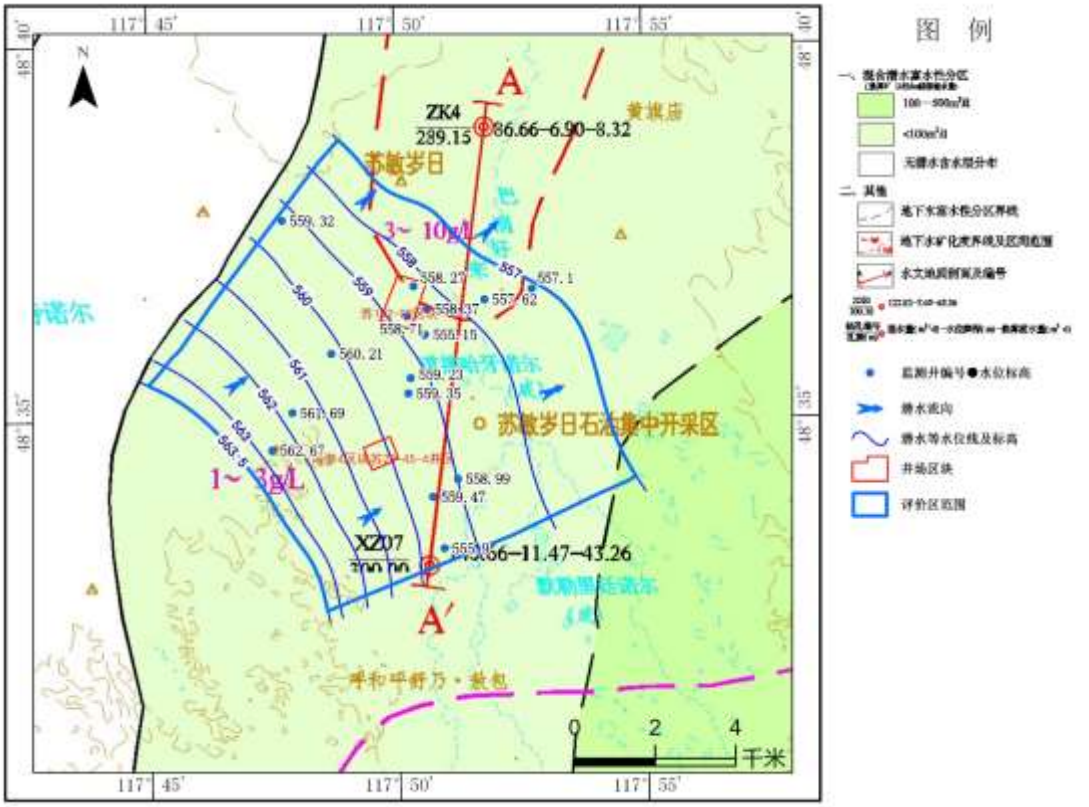


图 4.1-7 苏仁诺尔油田调查评价区潜水水文地质图

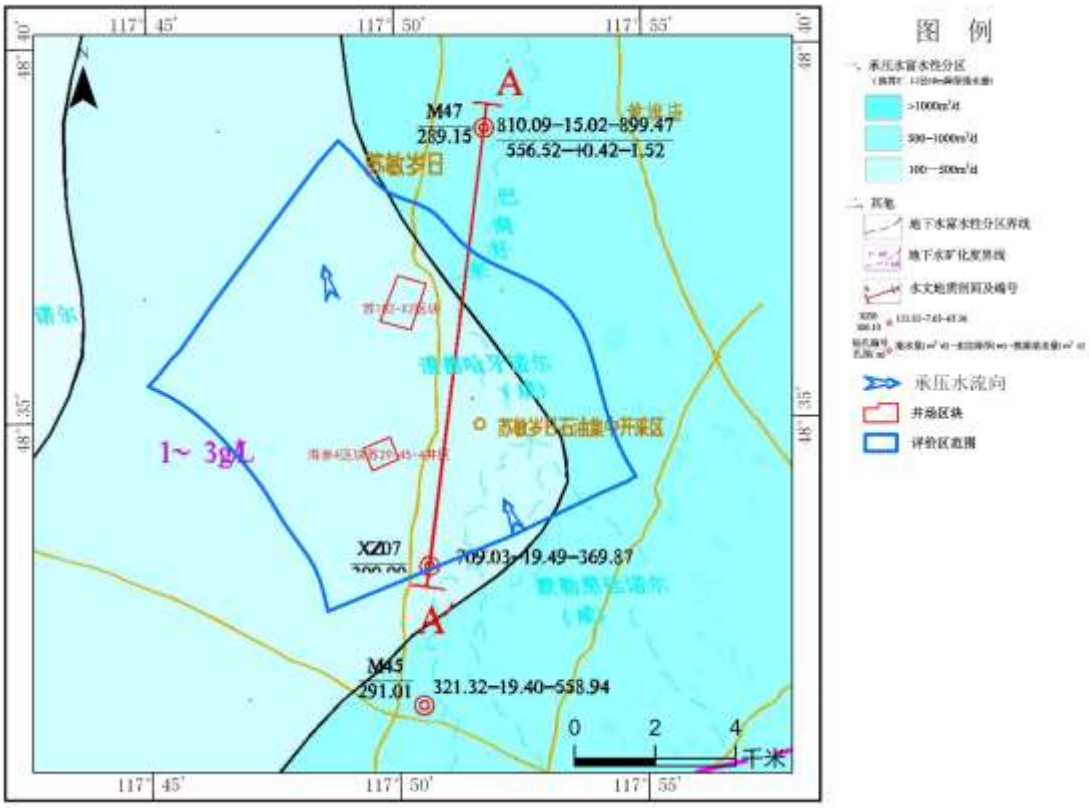


图 4.1-8 苏仁诺尔油田调查评价区承压水水文地质图

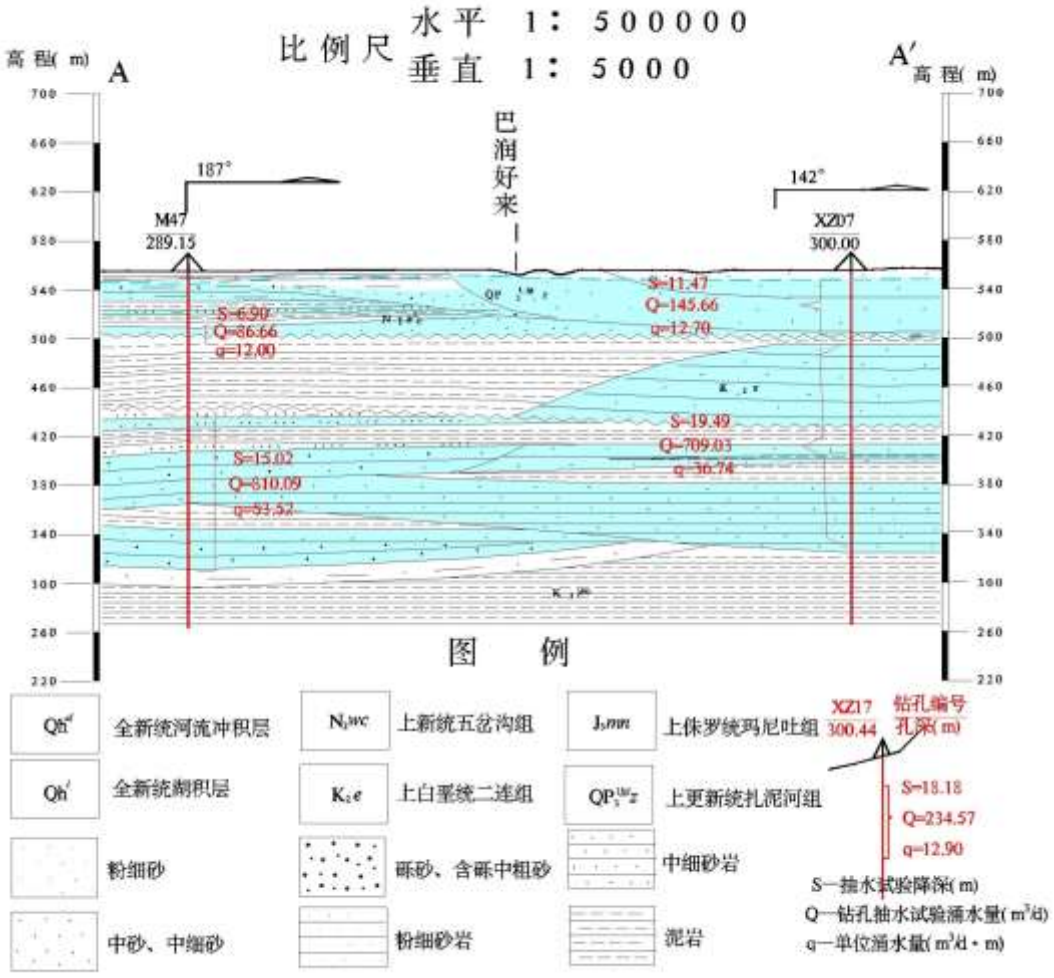


图 4.1-9 苏仁诺尔油田调查评价区水文地质剖面图

②乌尔逊油田区

乌尔逊油田区包含乌 121、99 井区评价区和乌 27 断块区两个地下水调查评价区，两者位于高平原混合岩类潜水子系统的贝尔湖拗陷带南段，地貌形态表现为波状高原，地下水类型为第四系松散岩类孔隙水、新近系碎屑岩类裂隙孔隙水混合潜水与碎屑岩类裂隙孔隙承压水。

A.潜水

潜水含水层分布相对连续稳定，含水岩组岩性由第四系细砂与新近系上新统呼查山组砂砾岩组成，地下水位埋深 4.56～8.05m。含水层厚度呈西南薄东北厚的规律，厚度 32.35～64.18m，西北部水量贫乏，根据钻孔资料可知在降深 7.65m 时的涌水量为 122.82m^3/d，换算涌水量为 65.36 m^3/d，东南部水量最大可达 261.32m^3/d。水质化学类型以 HCO_3-Na、HCO_3·Cl-Na 型水为主，矿化

度大部分地区小于 1g/L。

B.承压水

该评价区承压水含水岩组含水层主要为新近系呼查山组、上白垩统二连组及下白垩统伊敏组中细砂岩、砂砾岩层，承压水顶板以呼查山组、二连组泥岩、砂质泥岩，顶板埋深 60～80m，富水性取决于含水层厚度、含水层岩性及地下水补径排条件。含水层由 3 个单层组成，单层平均厚度 26.40m 左右，含水层总厚度可达 94.00m，含水层胶结较差，透水性及赋水性能较好，根据评价区北部钻孔资料可知，在降深 12.03m 时的涌水量为 2148.34m^3/d，换算涌水量为 1651.56m^3/d，水量丰富，渗透系数 2.15m/d，南部水量为 100-500 m^3/d，水量中等，渗透系数 0.49m/d。水化学类型为 HCO_3-Na 型水，矿化度小于 1g/L。

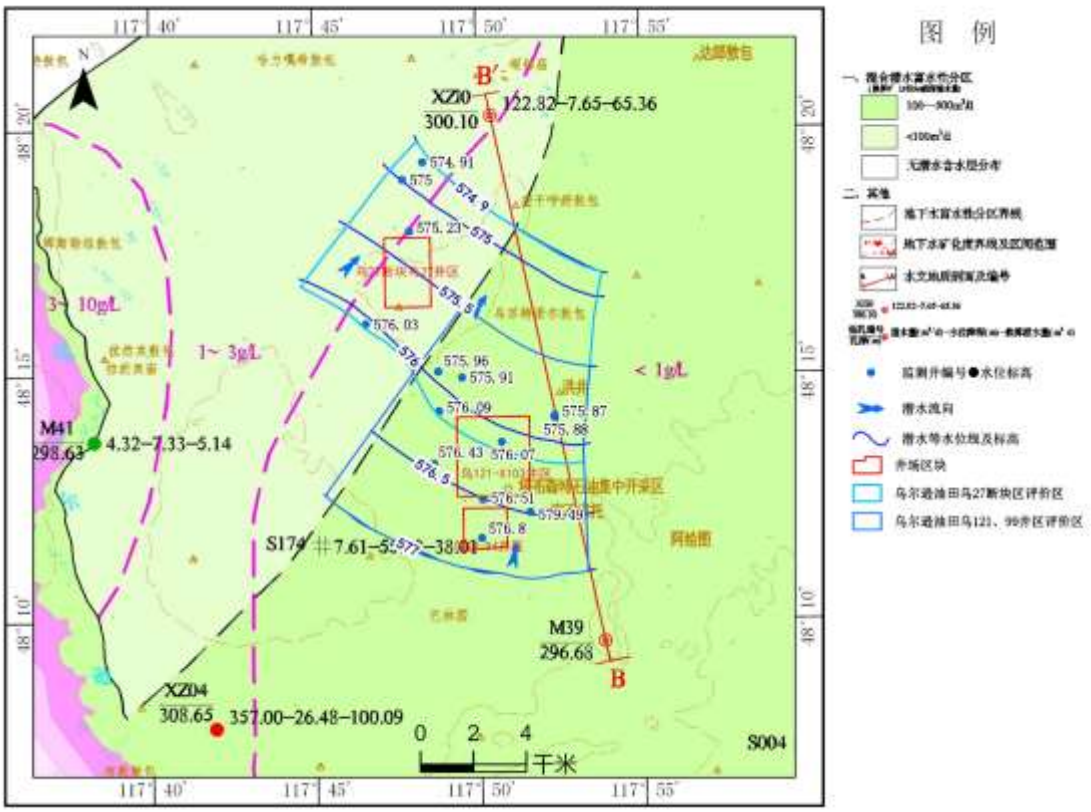


图 4.1-10 乌尔逊油田调查评价区潜水水文地质图

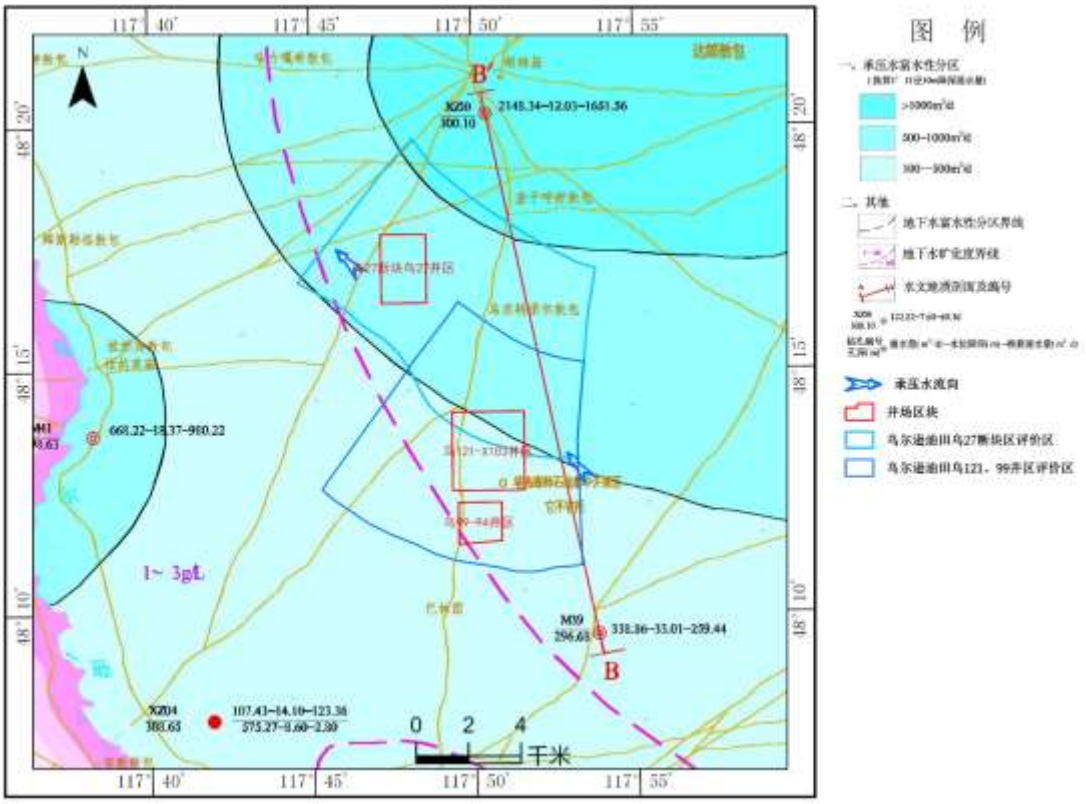


图 4.1--11 乌尔逊油田调查评价区承压水水文地质图

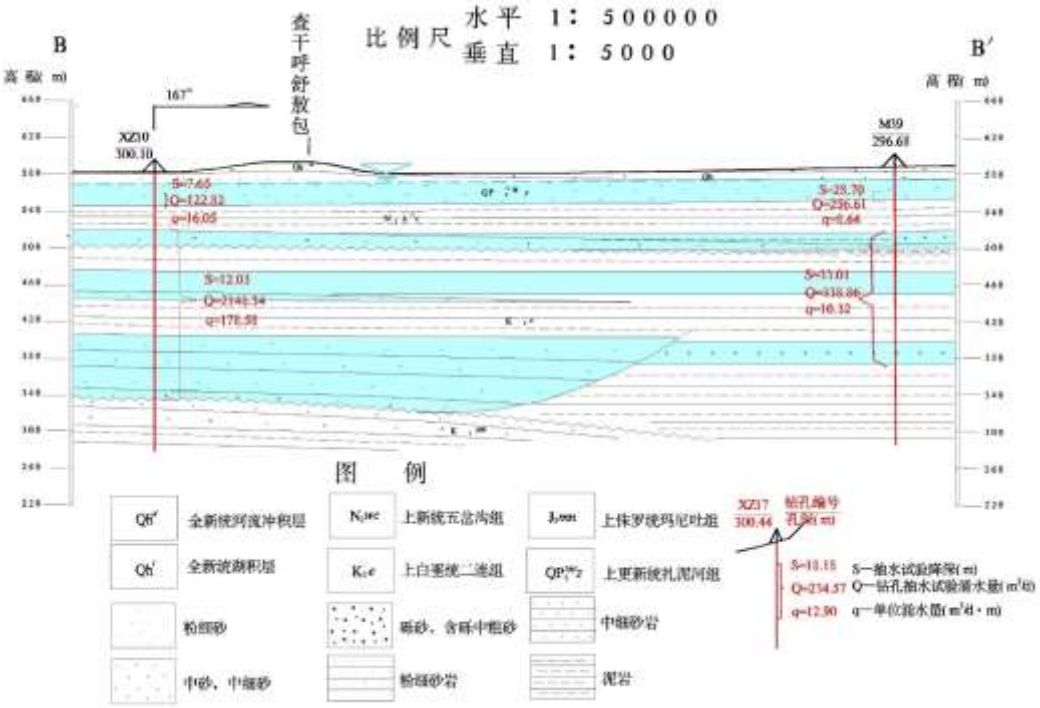


图 4.1-12 乌尔逊油田调查评价区水文地质剖面图

③调查评价区内含水层间垂向关系

承压水的隔水顶板为泥岩、泥质砂岩，呈层状分布且单层厚度较大。第一

层承压水顶板为新近系呼查山组泥岩，厚度 30-50m，承压水与潜水间间垂向上越流补给能力差。第 2、第 3 承压含水层隔水顶板为巨厚的白垩系上统二连组和白垩系下统伊敏组的泥岩，在 300m 钻探深度内，泥岩厚度可达 80m，承压含水层赋存空间相对密闭，不同含水层间地下水基本没有互通。

（2）评价区地下水补径排条件

本次调查评价区地下水类型均为混合潜水与承压水，地下水补径排条件相似，此处统一按照潜水和承压水的方式说明地下水补径排条件。其中苏仁诺尔油田评价区潜水自西南向北西径流，乌尔逊油田乌 27 断块区评价区场区侧的潜水流向主要为自西南向北西径流，在东侧潜水流向与乌尔逊油田乌 121、99 井区评价区一致，潜水流向为近南向北径流。三个调查评价区承压水流向总体由东南向西北方向径流。

调查评价区潜水包气带岩性为上更新统海拉尔组黄土状粉土、灰色细砂、含砾细砂层夹粘土凸镜体，松散覆盖层厚度 2～10m，地形平坦，地表植被良好，潜水主要补给来源是大气降水入渗补给。该地区地下水位埋深浅，局部接近地表，形成强烈的蒸发区域。评价区虽存在数眼牧民用水井，因其不作为饮用使用，抽水量小，开采量基本可忽略。潜水下部含水层底板以呼查山组泥岩、泥砾岩为主，埋深 40～60m，为潜水含水层隔水顶板，与下部承压水补排关系微弱。

调查评价区承压水总体由东南部向西北方向径流，地层颗粒较细，地下水运移缓慢。尽管受到基底隆起带和拗陷带的影响，但碎屑岩类裂隙孔隙承压水赋存空间仍然连续完整，调查区上游为径流断面的补给，下游径流断面流出，评价区的排泄向还包括作业区的水源井的开采。

（3）评价区地下水水化学特征

该地区地下水水化学主要受到地质及地下水补、径、排条件控制，地下水运移缓慢，随着径流路径的增长溶滤作用增强，水化学在径流带上呈现上下游的水平分带。

北部下游的苏仁诺尔油田区地下水中主要阴离子成份由南部的 HCO_3^-型渐变为 $HCO_3^-\cdot SO_4^{2-}$、$HCO_3^-\cdot Cl^-$型组合，在宽谷洼地水化学类型为 $Cl\cdot SO_4$-Na、

Cl-Na 型水，矿化度由南向北逐渐增加至 1～3g/L。苏仁诺尔油田区承压水阴离子过渡为 HCO_3·Cl、HCO_3·SO_4·Cl 等组合，水化学类型以 HCO_3·Cl-Na、HCO_3·SO_4·Cl-Na·Ca·Mg 型，矿化度 1～3g/L。

南部的上游的乌尔逊油田区潜水水化学类型为 HCO_3-Na·Ca、HCO_3-Na·Mg 型，矿化度小于 1g/L。乌尔逊油田区承压水阴离子以 HCO_3^-为主，水化学类型以 HCO_3-Ca、HCO_3-Na、HCO_3-Na·Ca·Mg 型为主，矿化度一般小于 1g/L。

（4）评价区地下水动态

调查评价区的潜水主要补给源为大气降水入渗补给，地下水动态变化受气象，尤其受降水直接影响。具体表现为每年 4 月受地表融雪补给，地下水位略有上升，5 月下旬至 6 月进入最低水位期，延续期约 30～40 天，之后进入雨季，获得降水入渗补给，滞后于降水 10～20 天，水位上升，形成水位当年的最高峰值，之后随着雨季的结束，地下水位缓慢下降。融冻期由于冻土层尚未解冻，“桃花汛”无法形成对地下水的补给。地下潜水年水位变化一般小于 1m，相对稳定。

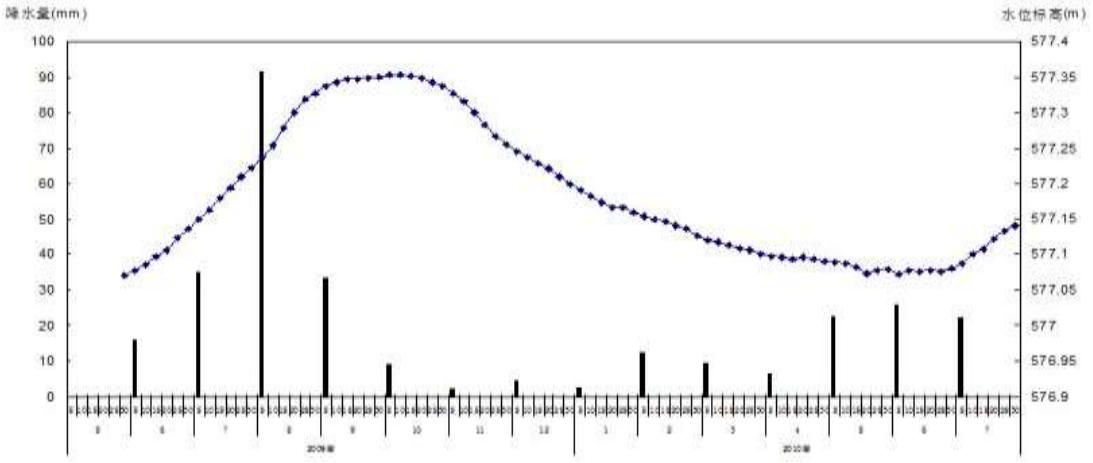


图 4.1-13 评价区潜水水井地下水动态曲线

评价区承压水受外部影响小，地下水位相对稳定，水位波动一般小于 0.5m，局部单个饮用水源井开采量小，尚未对区域承压水系统流场特征构成影响，承压水系统仍处于天然状态。

4.1.4.4 井场区块地质与水文地质特征

（1）地层

根据勘察资料显示，井厂区表层为厚度 0.2-1.12m 的棕栗色腐殖土，往下为厚度不等灰、灰白色细粉砂层，局部有粘土层分布。石油地质钻探揭示：地层由老到新，依次为白垩系伊敏组(K_1ym)、白垩系二连组（K_2e）、新近系（N）和第四系（Q）

①白垩系伊敏组(K1*ym*）

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

②白垩系二连组（K_2e）

地层厚度为 69.0～461.0 m，地层底界埋深 116.0～561.0m。岩性为紫红色泥岩、夹泥质砂岩、含砾砂岩、灰绿色粉砂质泥岩等，底部多为厚层状杂色砂砾岩夹紫红色、灰色泥岩及灰色粉砂质泥岩、粉砂岩。

③新近系（N）

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

④第四系（Q）

第四系地层广泛分布，厚度一般为 6.5～45.0m。岩性主要为腐殖土、灰黄色粉质粘土及细粉砂、灰白色砂砾石。

（2）水文地质特征

勘察区浅部含水层从上到下依次为第四系含水层、新近系含水层和白垩系含水层。

第四系含水层岩性为粉细砂砂，潜水水位埋深 2.2-12.2m，单位涌水量 0.02-4.0m^3/hm，273mm 管径单孔涌水量一般为 50-100m^3/d，水量贫乏。第四系含水层易受地表水体影响，水质较差，不具供水能力。

新近系裂隙孔隙承压水在苏 37 区块广泛分布，含水层一般由 1-2 层组成，含水层厚度一般为 4.0-19.5m，含水层沉积厚度在 S12 孔较厚，向四周逐渐变薄。含水层顶板埋深一般为 115.0-153.5m，岩性为砂砾岩。该含水层渗透

性较好，富水性中等-较强。含水层静水位埋深为 3.1-23.15m，静水位标高547.7m-559.4m，273mm 管径单孔涌水量一般为 1071.73m^3/d，降深 9.79m，114mm 管径单孔涌水量一般为 68-304 m^3/d，降深 1.15m 和 9.10m。

白垩系二连组孔隙裂隙含水层广泛分布，发育较好，含水层岩性为夹泥质砂、含砾砂岩，含水层厚度一般为 83.5-288.0m，以苏 102 井地层厚度由中心向四周逐渐变。含水层埋藏深度在 106.0-358.0，以苏 102 井埋藏最深，向四周埋藏逐渐变浅。含水层渗性差，富水性较弱。114mm 管径单井涌水量213.7-485.93m/d，降深为 3.9-12.85m。在北部地势低洼处为自流井，喷出压力较大。273mm 管径单井涌水量 780.32m^3/d，降深为 21.763m。

井场区地下水整体自南向北径流，潜水主要接受大气降水入渗补给，向北侧下游径流排泄和蒸发排泄。承压水接受上游断面补给后向厂区下游侧向排泄。

（3）井场区包气带特征

本建设项目的井场所在地包气带岩性为第四系上更新统海拉尔组黄土状粉土、灰色细砂、含砾细砂层夹粘土凸镜体，厚度 2～10m，根据包气带的垂向渗透系数参考同地区的经验值为 1.32×10^{-3}cm/s（大于 1.0×10^{-4}cm/s），厂区包气带防污性能为“弱”。

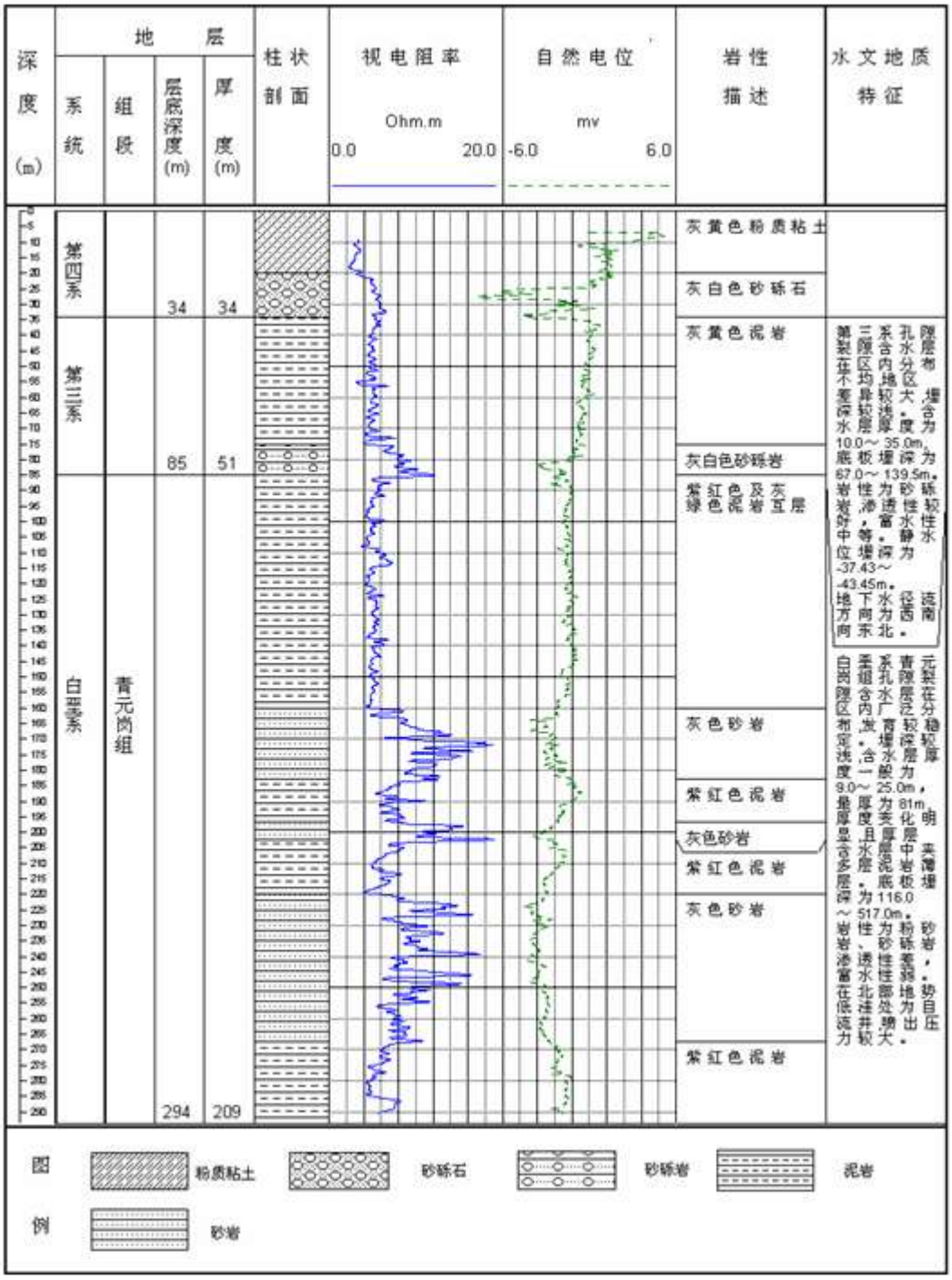


图 4.1-14 井场区块综合水文柱状图

4.1.5 土壤和植被

（1）土壤

全旗土壤可分为 7 个土类，14 个亚类，25 个土属。土壤类型有栗钙土、草甸土、盐土、碱土、风沙土、沼泽土、粗骨土等。土层较厚、土质肥沃、适宜种植各类优质牧草及药材。

（2）植被

新巴尔虎左旗境内生长的牧草有羊草、无芒雀麦、宽穗雀麦、偃麦草、野大麦、星星草、小画眉草、糙隐子草、丛生隐子草、画眉草、狗尾草、苇状看麦娘、硬质早熟禾、草地早熟禾、散穗早熟禾、山野豌豆、大针茅、赖草、寸草苔、灰野豌豆、黄花苜蓿、圆柱披碱草、假梯牧草、冷蒿、草芸香、天蓝苜蓿、扁蓿豆、细茎黄芪、肥披碱草、银穗草等 370 余种。可食用的植物有柳蒿、沙木、草原白蘑、金针、木耳、细叶百合、山丹、黄花菜、野韭菜、山葱等。野果类植物有山丁子、稠李子、山杏、悬钩子、山刺梅等。野生药物植物有甘草、黄芪、杏仁、玉竹、芍药、列当、麻黄、地榆、远志、柴胡等 200 余种。

4.1.6 水土流失情况调查

土壤侵蚀类型主要为土壤风力侵蚀，本区草原降雨少，地形较为平缓，属水土流失轻度敏感区，土壤水蚀属轻度侵蚀，水土流失多发生在有坡度的道路两侧植被破坏后尚未恢复地带。

4.1.7 野生动物分布

新巴尔虎左旗境内栖居的野生动物有鹿、狍子、黑熊、黄羊、野猪、狐狸、沙狐狸、猞猁、獾子、刺猬、草兔、旱獭、水数、松鼠等 46 余种。珍奇禽类有天鹅、丹顶鹤、飞龙、乌鸡、班翅山鹑（山半斤儿）、鹌鹑、大雁、鸿雁、野鸡、野鸭、百灵鸟等。

4.1.8 环境保护目标调查

本项目油田开发区域内无饮用水源地、自然保护和重要湿地分布，也不在生态红线范围内。

4.2 环境质量现状调查与评价

4.2.1 环境空气质量现状监测与评价

4.2.1.1 环境空气质量达标区判定

本项目位于新巴尔虎左旗，隶属于呼伦贝尔市。根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）相关要求，本次区域环境质量现状采用内蒙古自治区生态环境厅发布的《2023 年内蒙古自治区生态环境状况公报》（2024 年 6 月）中的数据统计。

2023 年，全区 12 盟市中，除乌海市，其他 11 个盟市环境空气质量均达标。全区城市环境空气质量平均优良天数比例为 87.2%，同比下降 5.7 个百分点；扣除异常沙尘天气影响后，全区环境空气质量优良天数比例为 90.2%，重污染天数比例（未扣除沙尘天气影响）为 2.1%，同比上升 1.5 个百分点。本项目位于呼伦贝尔市，该区域属于达标区。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）：“滚动开发区块建设项目还应收集近 5 年的区域环境质量资料”。本项目为现有区块的滚动开发，本项目位于呼伦贝尔市新巴尔虎右旗境内，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 4.2.1-1。

表 4.2.1-1 区域内近 5 年环境空气基本因子监测数据表 （μg/m^3）

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	年均	3	5	3	5	4	7	4	7	4	7	达标
NO_2	年均	12	30	12	30	12	30	11	28	13	33	达标
PM_{10}	年均	28	40	28	40	28	40	28	40	30	43	达标
$PM_{2.5}$	年均	17	49	18	51	17	49	18	51	19	54	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	600	15	600	15	600	15	600	15	0.4	10	达标
O_3	最大 8 小时平均第 90 百分位数	108	68	104	65	100	63	102	64	77	48	达标

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 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$浓度略有升高，CO 和 O_3浓度略有降低。

4.2.1.2 特征污染物环境空气质量现状补充监测

（1）近 5 年区域环境质量现状

依据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）8.5.1：“滚动开发区块建设项目还应收集近 5 年的区域环境质量资料”。

根据收集乌尔逊油田、苏仁诺尔油田区域已开展环评时监测数据，乌尔逊油田、苏仁诺尔油田历年来监测的环境空气非甲烷总烃监测点及结果见下表。

表 4.2.1-2 乌尔逊油田和苏仁诺尔油田不同时期非甲烷总烃环境质量监测结果(mg/m^3)

区域	监测时间	监测点位	监测值	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
乌尔逊油田	2019.5	特古斯家（117°47′55.60″，48°12′11.53″）	0.38~0.62	31.0	0	达标
		巴音家（117°51′55.52″，48°09′31.56″）	0.38~0.61	30.5	0	达标
	2020.1	呼斯楞家（117°47′02.69″，48°16′10.65″）	0.39~0.57	28.5	0	达标
		海莲家（117°50′45.44″，48°14′28.35″）	0.42~0.60	30.0	0	达标
	2021.3	乌 125-90 井南侧（117°49′56″，48°13′9″）	0.46~0.60	30.0	0	达标
	2022.6	额孜勒家（117.852410，48.229151）	0.62~0.85	42.5	0	达标
		图日布家（117.879610，48.237207）	0.43~0.67	33.5	0	达标
	2023.9	牧民散户（117.840336，48.195298）	0.29～0.37	18.5	0	达标
苏仁诺尔油田	2019.12	刚田力格家（117°50′47.78″，48°35′39.76″）	0.47~0.63	31.5	0	达标
	2020.7	刚田力格家（117°50′47.78″，48°35′39.76″）	0.47~0.71	35.5	0	达标
	2021.3	苏 13-2-1 井东南（117°51′20″，48°34′53″）	0.04-0.22	11.0	0	达标
	2022.6	王亮家（117.845359，48.595338）	0.71~0.99	49.5	0	达标
	2023.9	牧民萨其茹拉家（117.840737，48.613047）	0.29～0.42	21	0	达标

根据上表可知，乌尔逊油田和苏仁诺尔油田近 5 年内各监测点位的非甲烷总烃均满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求（2.0mg/m^3）。

（2）补充监测

①监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2—2018），以近 20 年统计的当地主导风向为轴向，在厂址及主导风向下风向 5km 范围内设置 1～2 个监测点，根据区域内井位、管线、道路分布特点、基建时序及周边环境敏感状况，本项目共布设 8 个环境空气监测点位。

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，区域特征污染物为非甲烷总烃，具体点位见表 4.2.1-3，现状监测点位见图 4.2.1-1。

表 4.2.1-3 环境空气现状监测点位

序号	监测点名称		监测点坐标		监测因子	相对厂址方位	相对厂界距离
			东经	北纬			
A1	乌 99-94 井区	乌 97-93 井场	117.835651	48.194124	非甲烷总烃	/	/
A2		牧民散户	117.840336	48.195298		乌 99-96 井场东北侧	336 m
A3	乌 27 井区	乌 176-77 井场	117.800655	48.292381		/	/
A4	乌 121-X103 井区	乌 120-88 井场	48.292381	48.218811		/	/
A5		乌 111-98 井场	117.844655	48.207443		/	/
A6	苏 102-X2 区块	苏 06-22 井场	117.839526	48.610893		/	/
A7		牧民萨其茹拉家	117.840737	48.613047		苏 12-27 井场东南侧	410 m
A8	苏 29-45-4 井区	苏 33-43 井场	117.827361	48.578639		/	/

②监测项目

根据当地的环境空气质量特征，结合本项目大气污染物排放特点，确定环境空气质量监测因子为非甲烷总烃。

③监测频次

监测频次为连续 7 天，每天采样 4 次。

④评价方法

评价采用最大浓度占标率法，利用各监测点监测数据，统计各类污染物浓度范围、最大浓度占标率、最大超标倍数。数学表达式如下：

$$P_i = \rho_i / \rho_{oi} \times 100\%$$

式中：P_i—第 i 种污染物的最大浓度占标率，%；

ρ_i—第 i 种污染物平均浓度，mg/m^3；

ρ_{oi}—第 i 种污染物环境质量标准，mg/m^3。

若 $P_i \geq 100\%$，表明该项指标超过了相应的环境空气质量标准，不能满足使用功能要求。若 $P_i < 100\%$，则该指标满足环境空气质量标准，可以满足使用功能要求。

⑤评价标准

《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^3 标准限值。

⑥监测及评价结果

特征污染物现状监测及评价结果详见表 4.2.1-4。

表 4.2.1-4 特征污染物现状监测及评价结果　单位：mg/m^3

监测点位	监测点坐标		污染物	平均时间	监测时间	评价标准 mg/m^3	监测浓度范围 mg/m^3	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
	东经	北纬								
A1	117.835651	48.194124	非甲烷总烃	1h	2023.9.21-9.27	2.0	0.30-0.45	22.5	0	达标
A2	117.840336	48.195298				2.0	0.29-0.37	18.5	0	达标
A3	117.800655	48.292381				2.0	0.30-0.43	21.5	0	达标
A4	48.292381	48.218811				2.0	0.32-0.44	22.0	0	达标
A5	117.844655	48.207443				2.0	0.32-0.46	23.0	0	达标
A6	117.839526	48.610893				2.0	0.30-0.45	22.5	0	达标
A7	117.840737	48.613047				2.0	0.29-0.42	21.0	0	达标
A8	117.827361	48.578639				2.0	0.30-0.42	21.0	0	达标

评价结果表明，特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^3 标准要求，说明评价区域内大气环境质量较好，未受油田开发影响。

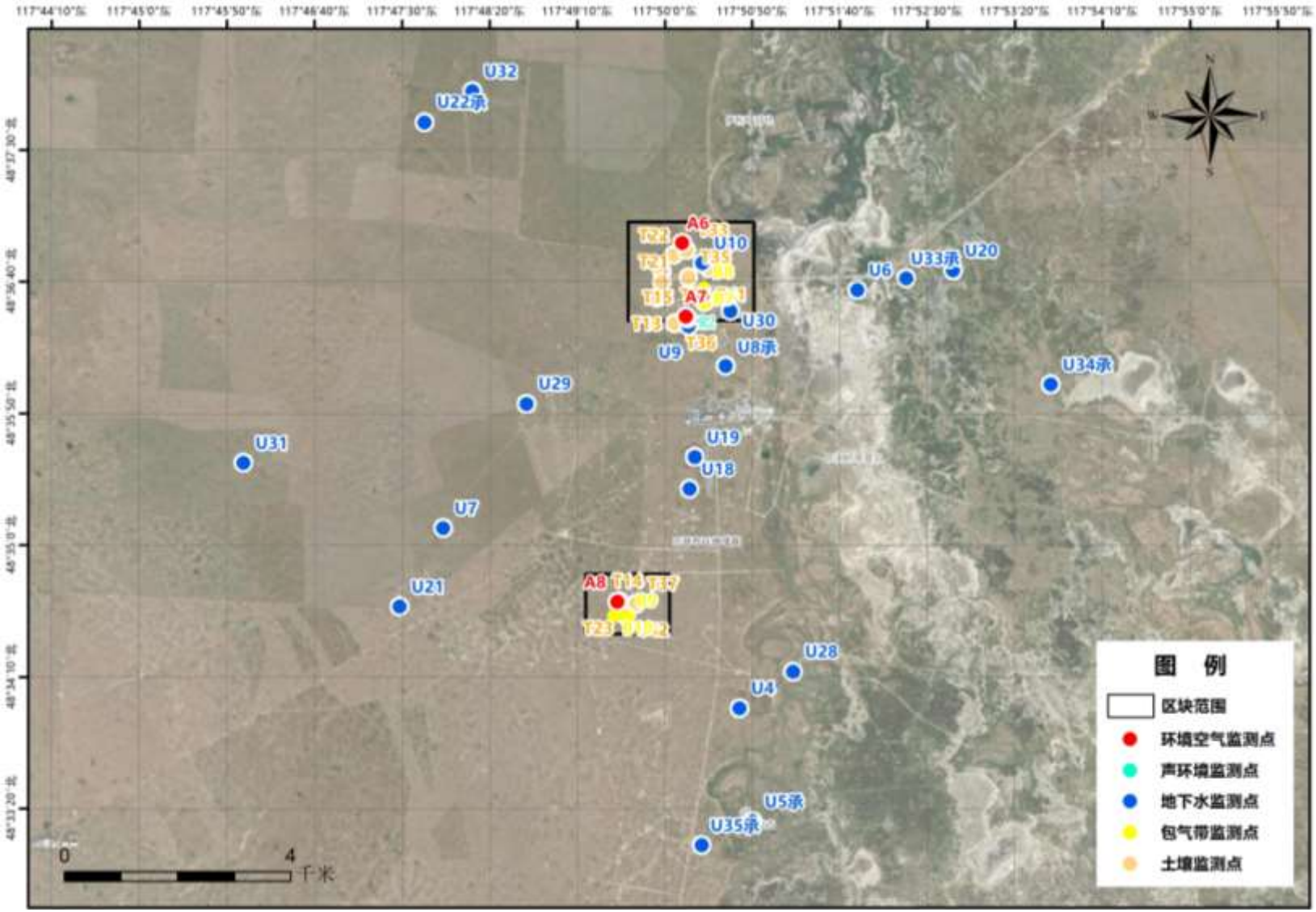


图 4.2.1-1（1） 苏仁诺尔油田环境质量现状监测布点图

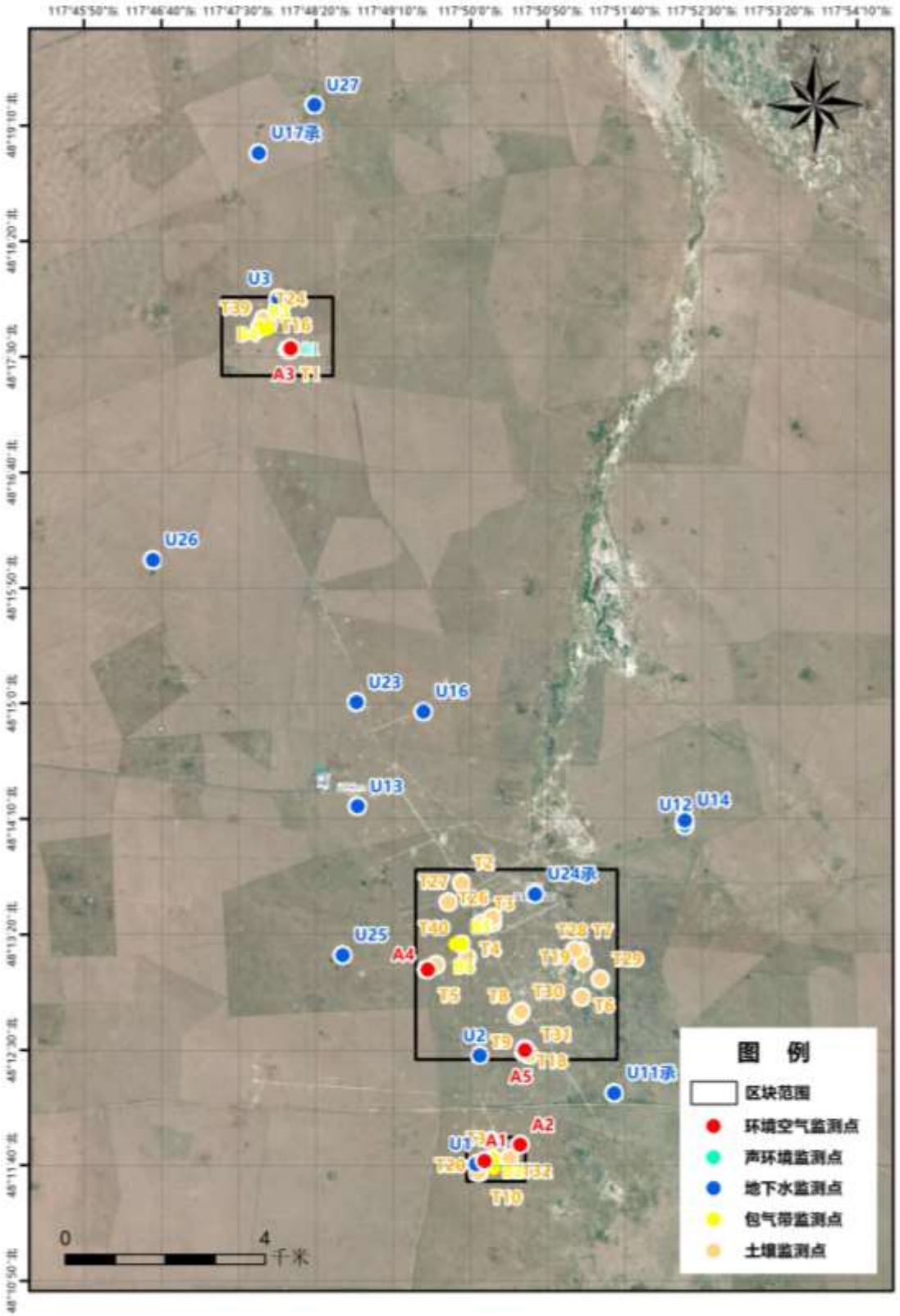


图 4.2-1（2） 乌尔逊油田环境质量现状监测布点图

4.2.2 地下水环境质量现状评价

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016），详见下表。

表 4.2.2-1　地下水环境现状监测频率参照表

评价等级	水位监测频率			水质监测频率		
分布区	一级	二级	三级	一级	二级	三级
山前冲（洪）积	枯平丰	枯丰	一期	枯平丰	枯丰	一期
滨海（含填海区）	二期	一期	一期	一期	一期	一期
其他平原区（√）	枯丰（√）	一期（√）	一期	枯（√）	一期（√）	一期
黄土地区	枯平丰	一期	一期	二期	一期	一期
沙漠地区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
丘陵山区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
岩溶裂隙	枯丰	一期	一期	枯丰	一期	一期
岩溶管道	二期	一期	一期	二期	一期	一期

a“二期”的间隔有明显水位变化，其变化幅度接近年内变幅。

一级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 7 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 3-5 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 3 个。

二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2-4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个。

一般情况下，地下水水位监测点数宜大于相应评价级别地下水水质监测点数的 2 倍。

4.2.2.1 地下水环境监测点分布

根据评价等级判定结果，苏仁诺尔油田区域地下水环境影响评价等级为一级，乌尔逊油田区域地下水环境影响评价等级为二级。参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），本项目共调查完成 34 个水位监测点和 17 个水质监测点。

其中，一级评价的苏仁诺尔油田评价区调查完成20个水位监测点和10个水质监测点（包含 7 个潜水和 3 个承压水监测点），点位满足把区块整体的上游、下游、侧向的一级评价的需求。

二级评价的乌尔逊油田评价区共调查完成 14 个水位监测点和 7 个水质监测点（包含 5 个潜水和 2 个承压水监测点），点位满足把区块整体的上游、下游、侧向的二级评价的需求。

地下水环境监测点分布见图4.2.2-1~图4.2.2-3，基本情况见表4.2.2-2和表4.2.2-3。

表 4.2.2-2 苏仁诺尔油田评价区地下水环境监测点基本情况表

编号	监测点位	位置	E	N	井深 m	监测层位	使用功能	布设原则	备注
U4	那日格乐家水井	苏 33-45 东南 1700m	117°50'42.56"	48°33'58.17"	25	潜水	畜牧用水	两侧	水质、水位
U5	20#牧民散户家水井	苏 33-45 东南 2900m	117°50'55.59"	48°33'16.88"	91	承压水	畜牧用水	两侧	水质、水位
U6	牧民始成家水井	苏 03-28 东南 1600m	117°51'47.30"	48°36'36.06"	24	潜水	畜牧用水	下游	水质、水位
U7	牧民党柱家水井	苏 33-43 西北 2000m	117°47'53.15"	48°35'06.45"	20	潜水	畜牧用水	两侧	水质、水位
U8	苏区 4#水源井	苏 12-27 东南 1200m	117°50'34.79"	48°36'08.16"	200	承压水	饮用水	两侧	水质、水位
U9	牧民萨其茹拉家（1）水井	苏 12-27 东南 500m	117°50'13.55"	48°36'23.09"	11	潜水	畜牧用水	上游	水质、水位
U10	牧民萨其茹拉家（2）水井	苏 03-28 西南 200m	117°50'21.37"	48°36'47.05"	19	潜水	畜牧用水	下游	水质、水位
U18	牧民刚田力格家水井	苏 33-43 东北 1500m	117°50'14.03"	48°35'21.32"	10	潜水	畜牧用水	下游	水质、水位
U22	21#牧民散户家水井	苏 09-23 西北 2950m	117°47'42.74"	48°37'40.39"	85	承压水	畜牧用水	两侧	水质、水位
U30	22#牧民散户家水井	苏 12-27 东南 900m	117°50'37.49"	48°36'28.70"	11	潜水	畜牧用水	两侧	水质、水位
U19	牧民王亮家水井	苏 33-43 东北 1850m	117°50'17.12"	48°35'33.39"	14	潜水	畜牧用水	下游	水位
U20	牧民白石成家水井	苏 03-28 东北 2800m	117°52'44.44"	48°36'44.20"	25	潜水	畜牧用水	下游	水位
U21	11#牧民家散户水井	苏 33-43 西侧 2510m	117°47'28.37"	48°34'36.68"	19	潜水	畜牧用水	上游	水位
U28	10#牧民散户家水井	苏 33-45 东南 2050m	117°51'12.60"	48°34'12.50"	22	潜水	畜牧用水	两侧	水位
U29	牧民吉乐木吐家水井	苏 12-27 西南 1900m	117°48'41.02"	48°35'53.65"	21	潜水	畜牧用水	上游	水位
U31	牧民散户家水井	苏 12-27 西侧 51977m	117°46'27.38"	48°35'37.78"	22	潜水	畜牧用水	两侧	水位
U32	24#牧民散户家水井	苏 06-22 西北 3308m	117°48'29.82"	48°38'08.91"	20	潜水	畜牧用水	下游	水位
U33	25#牧民散户家水井	苏 03-28 东侧 2220m	117°52'44.83"	48°36'47.14"	75	承压水	畜牧用水	两侧	水位
U34	牧民家水井	苏 03-28 东南 4105m	117°54'07.07"	48°36'06.88"	82	承压水	畜牧用水	两侧	水位
U35	26#牧民散户家水井	苏 33-45 东南 2790m	117°50'48.40"	48°33'12.20"	85	承压水	畜牧用水	上游	水位

备注：苏仁诺尔油田评价区潜水监测点地下水类型为新近系碎屑岩类裂隙孔隙潜水，含水层岩性为新近系粉细砂岩;
承压水监测点地下水类型为白垩系碎屑岩类裂隙孔隙承压水，含水层岩性为上白垩统二连组及下白垩统伊敏组中细砂岩、砂砾岩。

表 4.2.2-3　乌尔逊油田评价区地下水环境监测点基本情况表

编号	监测点位	位置	E	N	井深 m	层位	使用功能	方位	备注
U1	19#牧民散户家水井	乌 99-93 西南 120m	117°50'03.65"	48°11'40.65"	23	潜水	畜牧用水	下游	水质、水位
U2	牧民础鲁家水井	乌 111-98 西南 600m	117°50'06.04"	48°12'27.62"	25	潜水	畜牧用水	上游	水质、水位
U3	牧民特木其勒家水井	乌 179-75 东北 360m	117°47'55.32"	48°17'55.25"	22	潜水	畜牧用水	下游	水质、水位
U11	牧民胡木吉勒家水井	乌 111-98 东南 1300m	117°51'33.02"	48°12'11.47"	76	承压水	畜牧用水	下游	水质、水位
U13	牧民敖其巴特尔家（3）水井	乌 129-91 西北 1700m	117°48'47.01"	48°14'15.55"	19	潜水	畜牧用水	两侧	水质、水位
U14	牧民图日布家水井	乌 121-105 东北 2200m	117°52'18.65"	48°14'09.53"	19	潜水	畜牧用水	下游	水质、水位
U17	29#牧民散户家水井	乌 179-73 北侧 2250m	117°47'43.44"	48°18'58.28"	80	承压水	畜牧用水	下游	水质、水位
U12	27#牧民散户家水井	乌 121-105 东北 2100m	117°52'18.53"	48°14'07.47"	15	潜水	畜牧用水	下游	水位
U16	牧民萨木苏荣家水井	乌 129-91 西北 2300m	117°49'29.62"	48°14'56.59"	15	潜水	畜牧用水	下游	水位
U23	牧民萨木苏荣家水井	乌 129-91 西北 2600m	117°48'46.52"	48°15'04.15"	80	承压水	畜牧用水	两侧	水位
U24	牧民额资乐家	乌 125-94 东北 690m	117°50'41.79"	48°13'37.62"	75	承压水	畜牧用水	下游	水位
U25	牧民敖其巴特尔家（1）水井	乌 120-88 西北 1100m	117°48'37.08"	48°13'11.57"	27	潜水	畜牧用水	上游	水位
U26	33#牧民散户家水井	乌 176-77 西南 3000m	117°46'34.55"	48°16'02.18"	16	潜水	畜牧用水	上游	水位
U27	34#牧民散户家水井	乌 179-75 东北 2900m	117°48'21.24"	48°19'19.70"	10	潜水	畜牧用水	下游	水位

备注：潜水监测点地下水类型为第四系松散岩与新近系碎屑岩混合潜水，含水层岩性为第四系细砂与新近系上新统呼查山组砂砾岩岩组;
承压水监测点地下水类型为碎屑岩类裂隙孔隙承压水，含水岩组岩性为新近系呼查山组、上白垩统二连组及下白垩统伊敏组中细砂岩、砂砾岩。

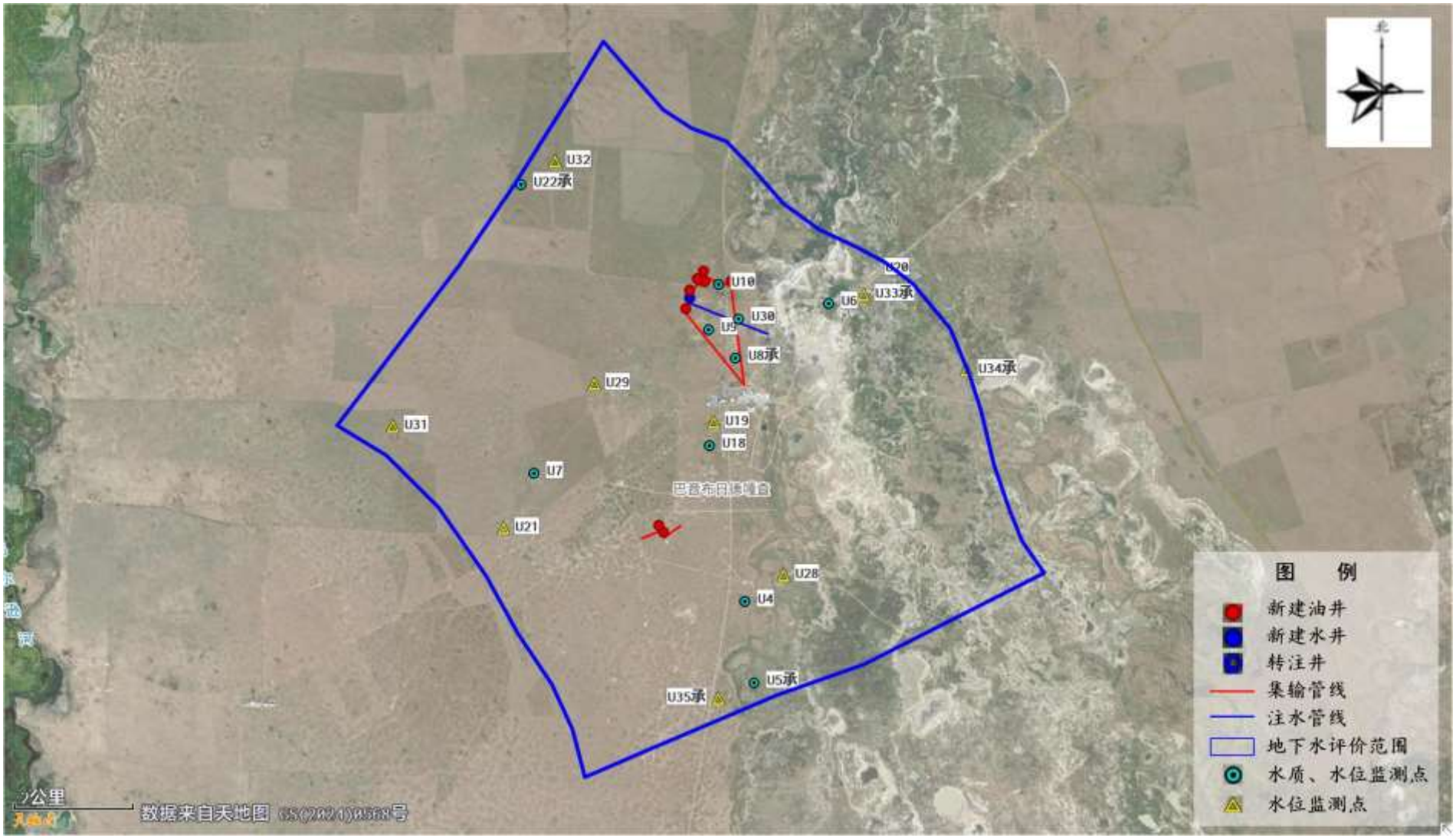


图 4.2-2-1 苏仁诺尔油田评价区地下水环境监测点分布图

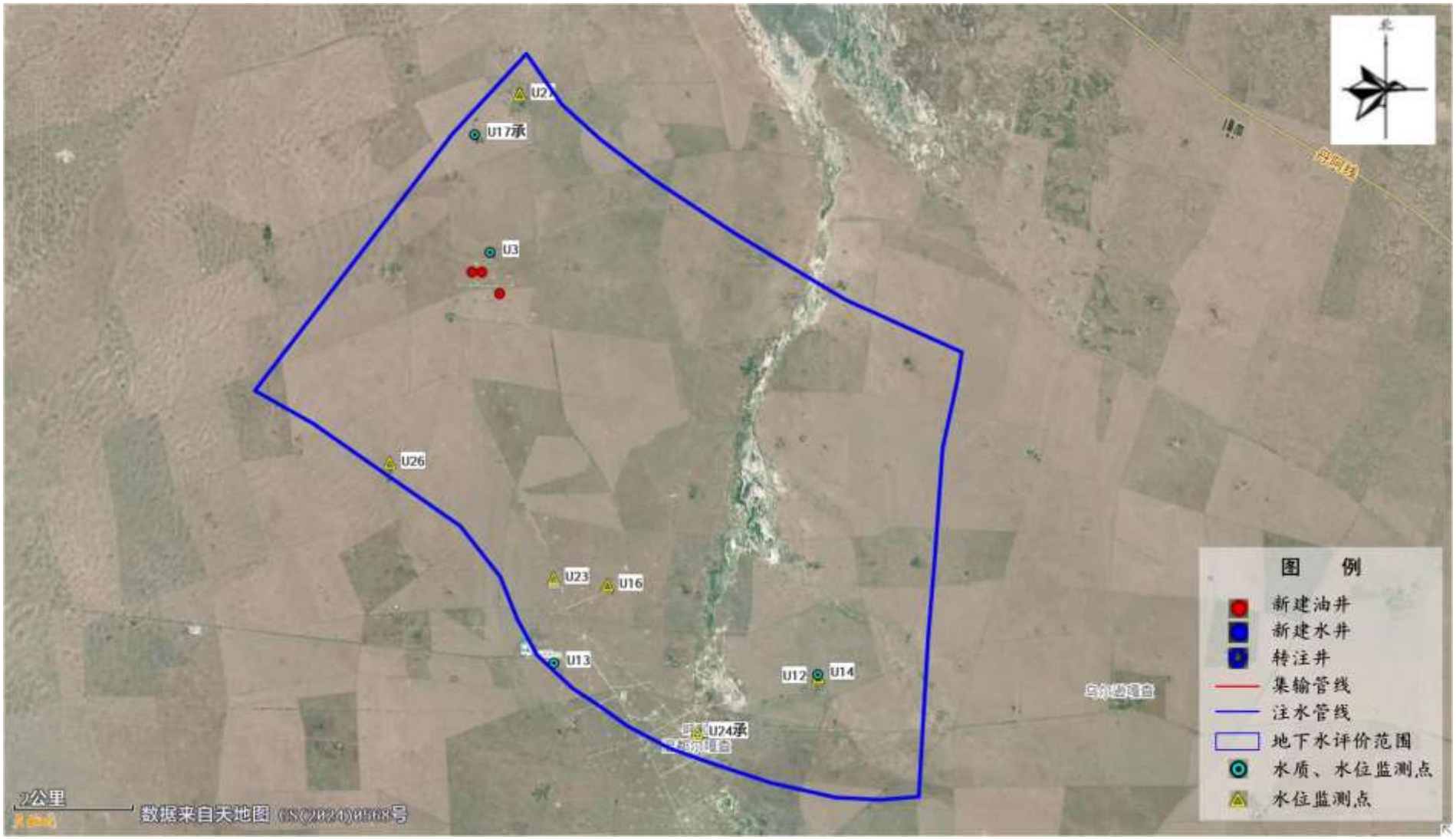


图 4.2.2-2 乌尔逊油田（乌 27 井区）评价区地下水环境监测点分布图

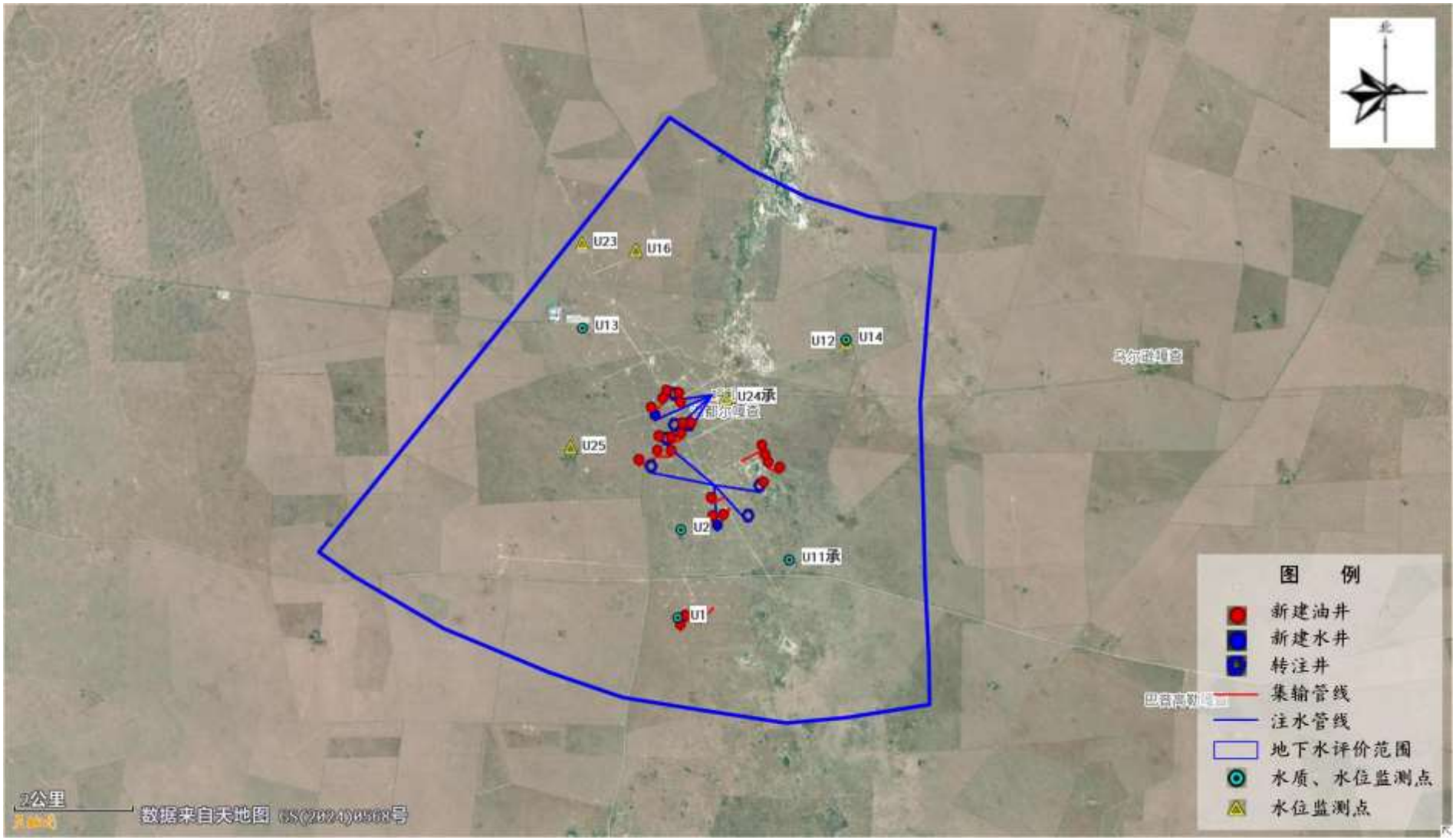


图 4.2.2-3 乌尔逊油田（乌 121-X103 井区、乌 99-94 井区）评价区地下水环境监测点分布图

4.2.2.2 地下水水位监测

本项目共完成丰、枯两期地下水水位监测工作，并获取到两期地下水水位数据。地下水水位委托大庆市谷瑞环境保护监测有限公司于 2024 年 5 月（枯水期）、委托大庆中环评价检测有限公司于 2024 年 10 月（丰水期）进行监测。本次共获取地下水水位数据 34 组水位数据（见表 4.2.2-4、表 4.2.2-5），根据调查完成的水位数据绘制了评价区的流场图。

表 4.2.2-4 苏仁诺尔油田评价区地下水水位监测结果表

编号	水力性质	井深（m）	地面高程（m）	2024 年 10 月（丰水期）		2024 年 5 月（枯水期）	
				水位埋深（m）	水位标高（m）	水位埋深（m）	水位标高（m）
U4	潜水	25	563.31	3.84	559.47	3.94	559.37
U5	承压水	91	559.97	4.07	555.90	4.23	555.85
U6	潜水	24	560.67	3.05	557.62	3.25	557.42
U7	潜水	20	565.00	3.31	561.69	3.36	561.64
U8	承压水	200	562.15	9.05	553.10	9.14	553.15
U9	潜水	11	562.33	3.62	558.71	3.75	558.58
U10	潜水	19	561.38	3.11	558.27	3.17	558.21
U18	潜水	10	562.92	3.57	559.35	3.75	559.17
U19	潜水	14	562.45	3.22	559.23	3.24	559.21
U20	潜水	25	560.11	3.01	557.10	3.09	557.02
U21	潜水	19	570.07	7.40	562.67	7.53	562.54
U22	承压水	85	564.79	12.94	551.85	12.99	551.80
U28	潜水	22	559.78	0.79	558.99	0.81	558.97
U29	潜水	21	563.85	3.64	560.21	3.73	560.12
U30	潜水	11	561.20	2.83	558.37	2.95	558.25
U31	潜水	22	566.58	3.73	562.85	3.77	562.81
U32	潜水	20	564.15	5.91	558.24	5.97	558.18
U33	承压水	75	564.85	11.57	553.28	11.64	553.21
U34	承压水	82	566.82	12.73	554.09	12.79	554.03
U35	承压水	85	560.17	4.37	555.80	4.43	555.74

表 4.2.2-5 乌尔逊油田评价区地下水水位监测结果表

编号	水力性质	井深(m)	地面高程(m)	2024 年 10 月(丰水期)		2024 年 5 月(枯水期)	
				水位埋深(m)	水位标高(m)	水位埋深(m)	水位标高(m)
U1	潜水	23	587.87	11.07	576.80	11.12	576.75
U2	潜水	25	586.24	9.73	576.51	9.76	576.48
U3	潜水	22	583.95	8.72	575.23	8.81	575.14
U11	承压水	76	581.05	1.56	579.49	1.59	579.40
U13	潜水	19	582.92	6.83	576.09	6.93	575.99
U14	潜水	19	582.32	6.45	575.87	6.56	575.76
U17	承压水	80	581.48	5.59	575.89	5.71	575.77
U12	潜水	15	582.03	6.15	575.88	6.3	575.73
U16	潜水	15	587.88	11.97	575.91	12.09	575.79
U23	承压水	80	588.66	11	577.66	11.13	577.53
U24	承压水	75	582.88	4.37	578.51	4.48	578.40
U25	潜水	27	589.33	12.9	576.43	12.98	576.35
U26	潜水	16	587.66	11.63	576.03	11.68	575.98
U27	潜水	10	579.74	4.83	574.91	5	574.74

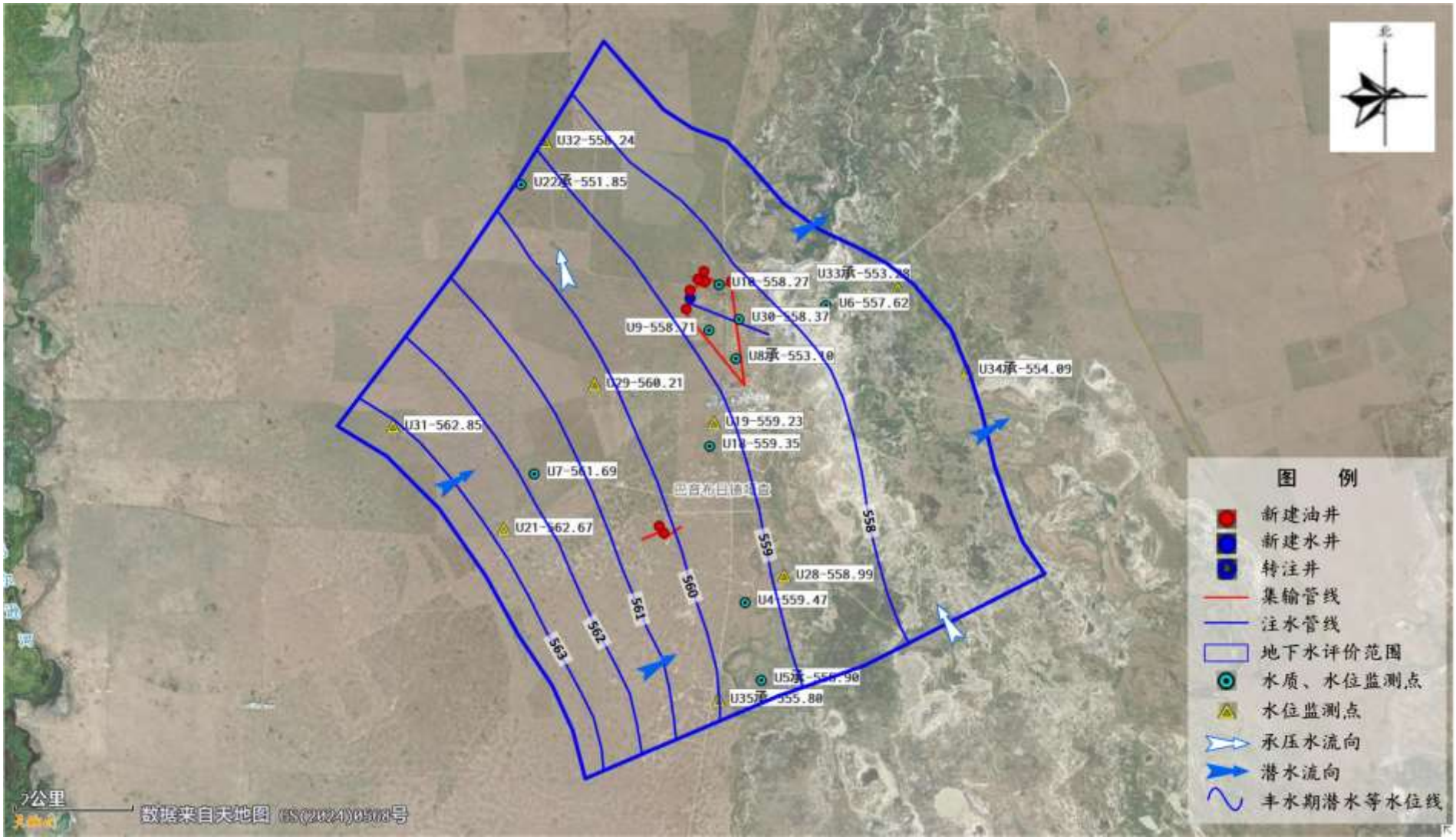


图 4.2.2-4 苏仁诺尔油田评价区丰水期地下水流场图



图 4.2.2-5 苏仁诺尔油田评价区枯水期地下水流场图

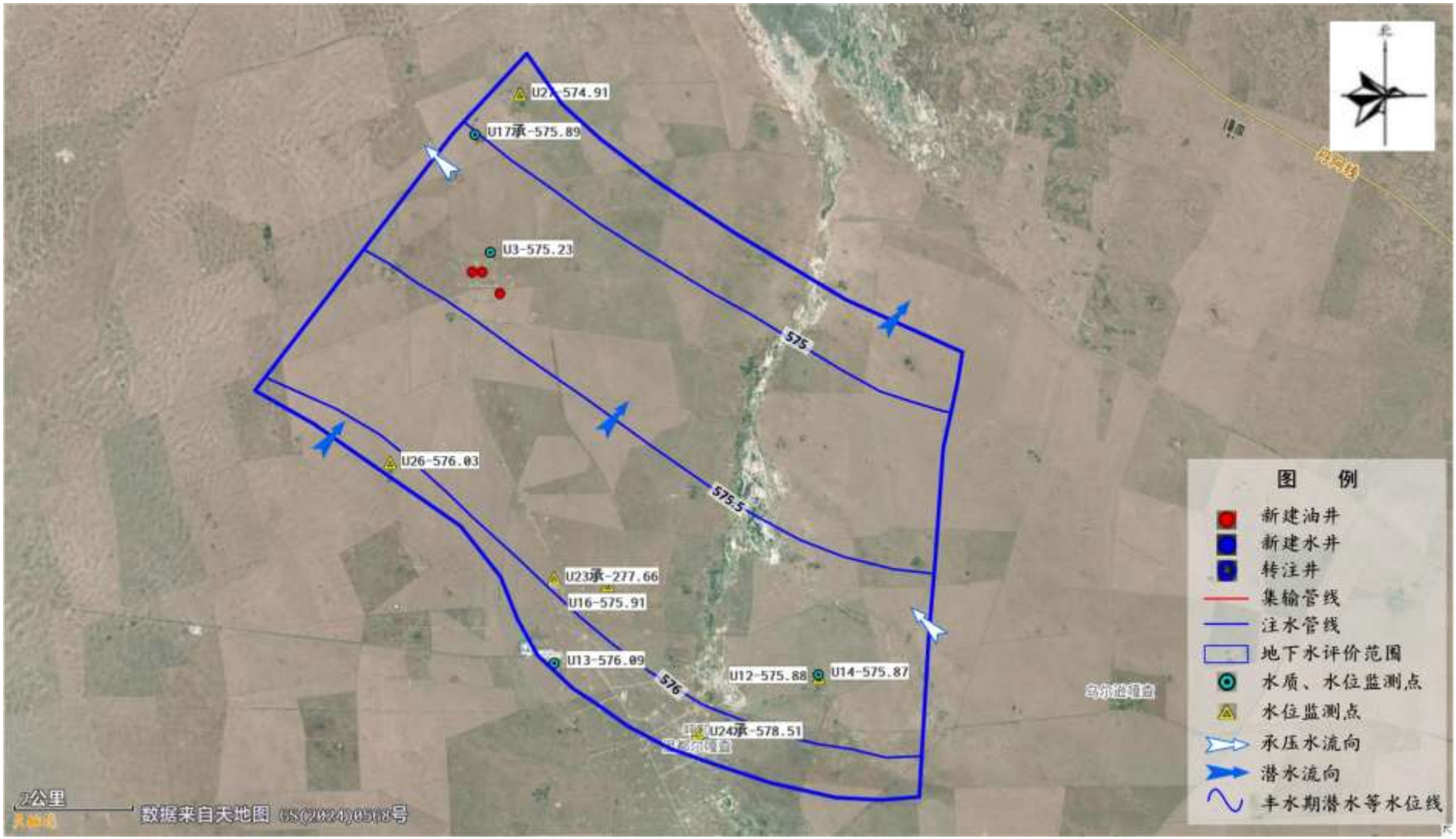


图 4.2.2-6 乌尔逊油田（乌 27 区块）评价区丰水期地下水流场图

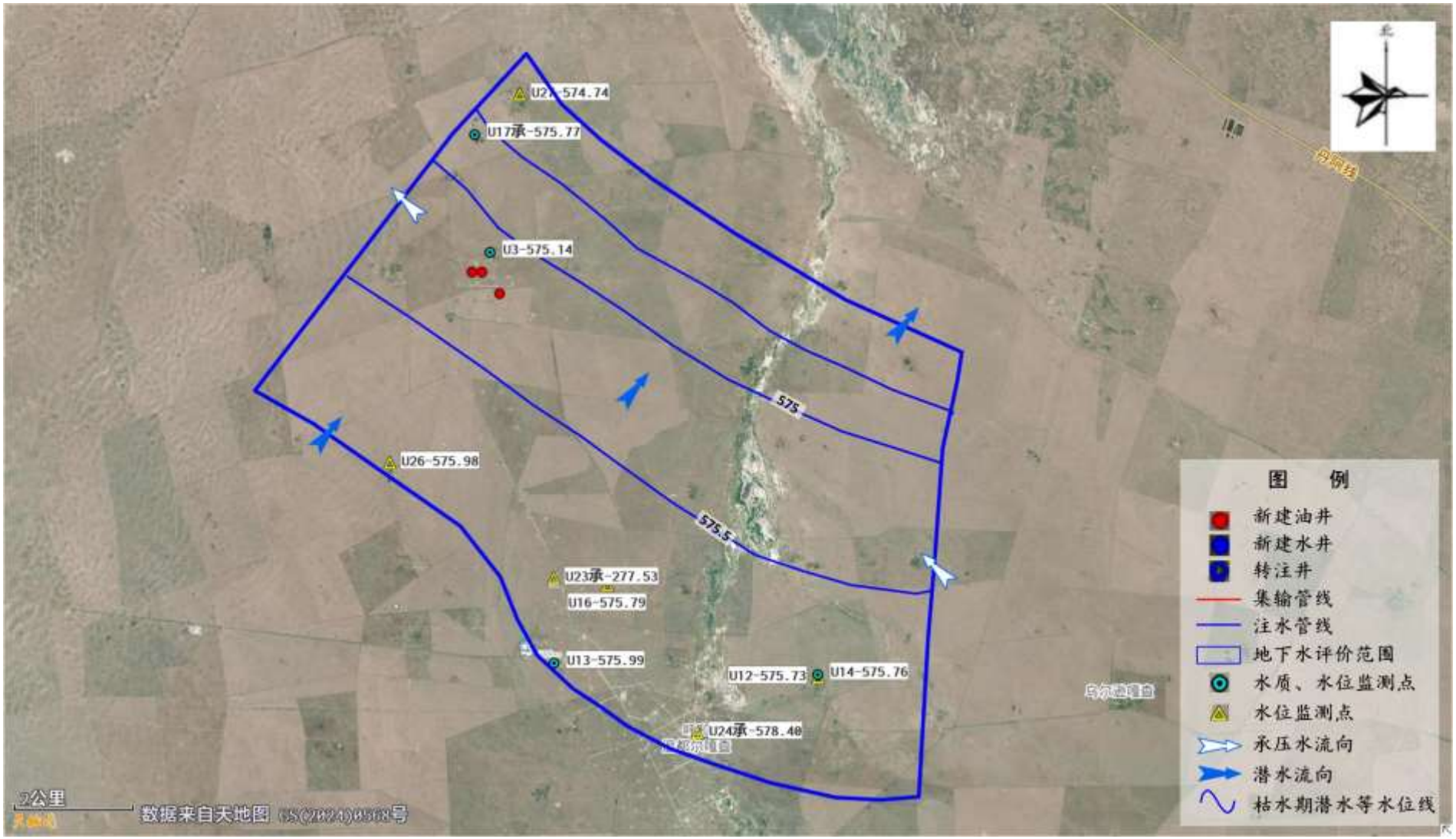


图 4.2.2-7 乌尔逊油田（乌 27 区块）评价区评价区枯水期地下水流场图

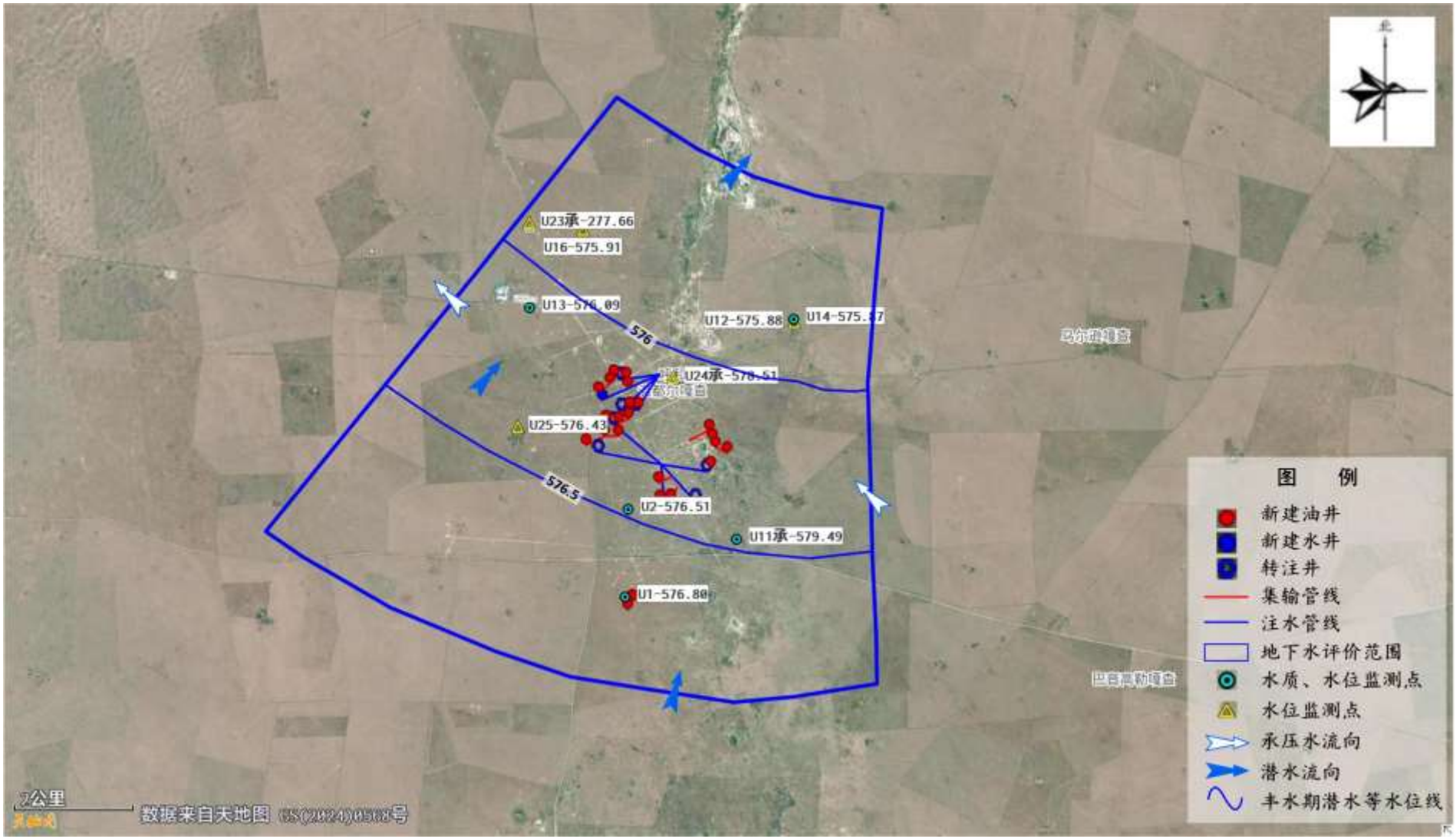


图 4.2.2-8 乌尔逊油田（乌 121-X103 井区、乌 99-94 井区）评价区丰水期地下水流场

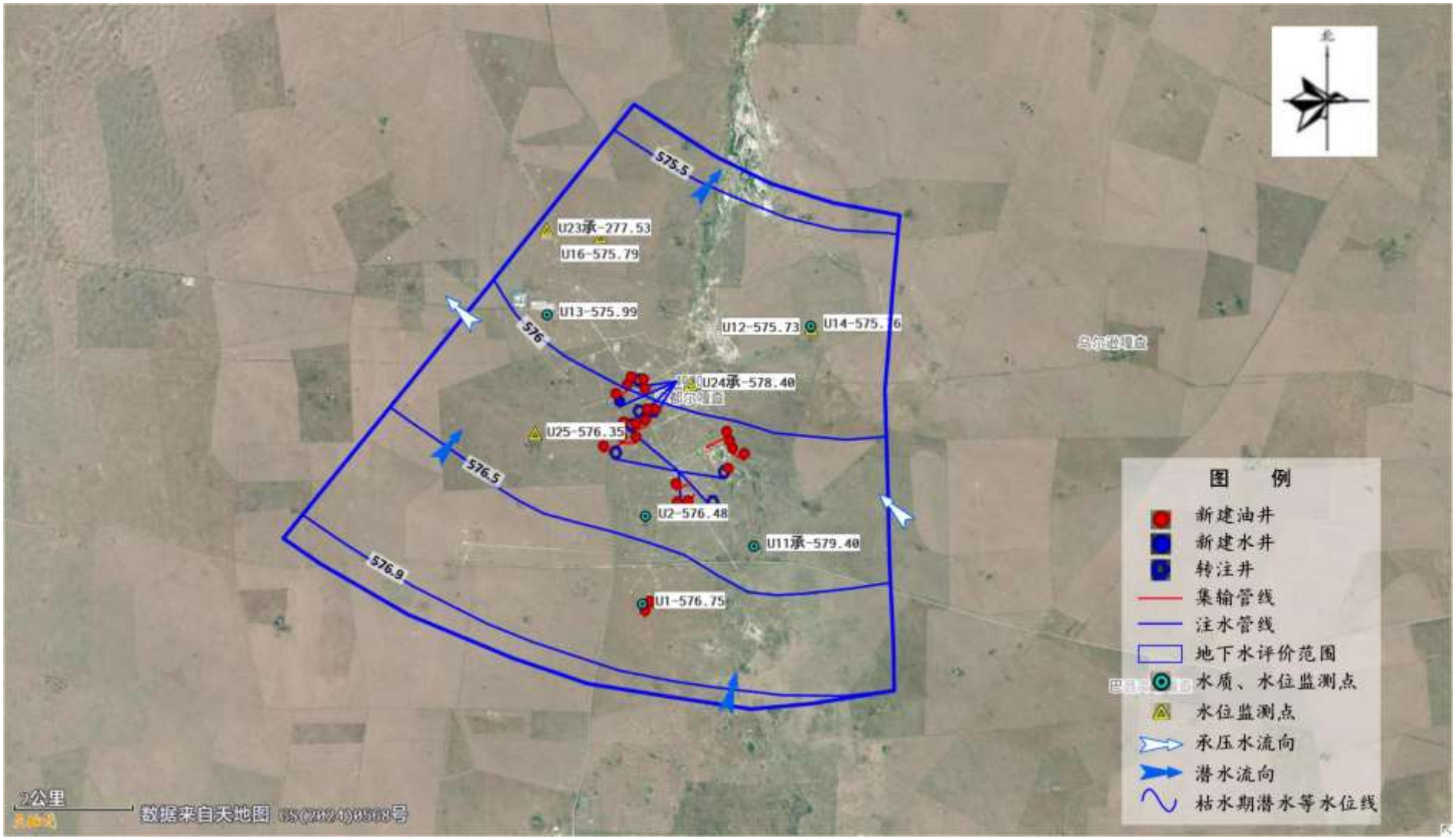


图 4.2.2-9 乌尔逊油田（乌 121-X103 井区、乌 99-94 井区）评价区枯水期地下水流场

由水位监测数据及分析结果可知：

（1）苏仁诺尔油田评价区

潜水水位埋藏深度较浅，多小于 5m，埋深呈西南深东北潜的规律，丰、枯水期水位差最大值为 0.20m，地下水整体自西南向北西径流，水力坡度为 0.43～0.76‰。承压水头埋深为 4.12-9.00m，地下水自东南向北西径流。

（2）乌尔逊油田（乌 27 井区）评价区

潜水水位埋藏深度较苏区较深，水位埋深为 4.83～12.9m，潜水自东南向北西径流，水力坡度为 0.32～0.40‰，丰、枯水期水位差最大值为 0.30m。

（3）乌尔逊油田（乌 121-X103 井区、乌 99-94 井区）评价区

水位埋深为 1.56～12.9m，地下水流向近自南向北径流，水力坡度为 0.14～0.22‰，丰、枯水期水位差最大值为 0.30m。承压水头埋深为 1.59m，丰枯水期水头差 0.03m，承压水地下水自东南向北西径流。

根据收集的该地区国土部门地下水监测井资料可知，该地区多年地下水年度水位波动在 0.10-0.50m，多年水位变幅小于 1m（见图 4.2.2-10），水位基本保持稳定，本次监测的地下水水位变化与长期观测井监测动态一致。

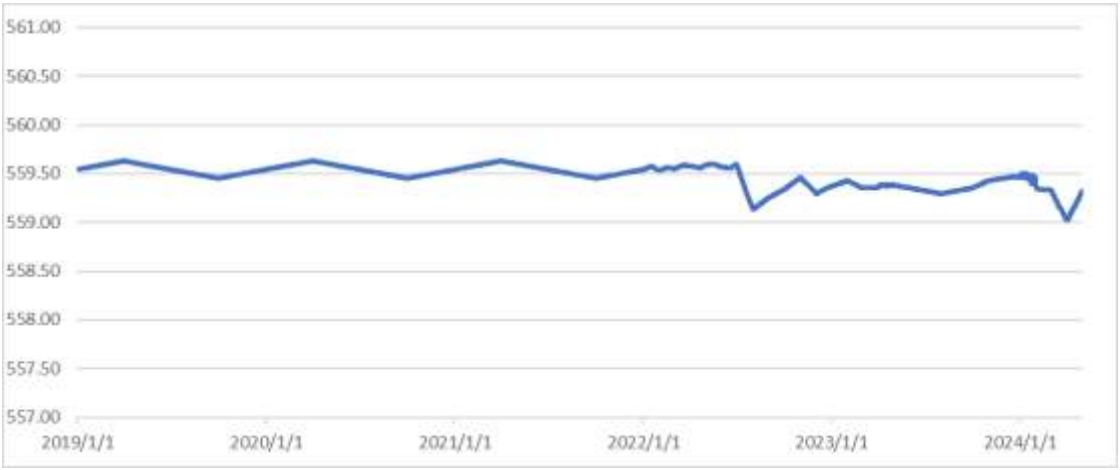


图 4.2.2-10 乌尔逊油田评价区内长观监测井近 5 年水位动态变化曲线图

4.2.2.3 地下水水质监测

（1）地下水水质监测内容

本项目共完成 17 个地下水质量监测点的样品采集与测试分析工作，苏仁诺尔油田评价区 10 个，乌尔逊油田评价区 7 个。

①监测因子

项目监测因子：pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、硫酸盐、氯化物、氟化物、挥发酚、氰化物、砷、汞、铜、铅、镉、铁、锰、六价铬、菌落总数、总大肠菌群、石油类、碳酸氢根、K^+、Na^+、钙离子、镁离子、钡、硫化物。

②监测方法

地下水水质现状监测分析方法见表 4.2.2-6。

表 4.2.2-6　地下水现状监监测分析方法及仪器

检测项目	检测方法及标准编号	仪器名称/型号	检出限
pH 值	水质 pH 值的测定 电极法 HJ 1147-2020	精密酸度计、PHS-3C	—
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 535-2009	紫外可见分光光度计、752	0.025mg/L
硝酸盐（以氮计）	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、IC-8628	0.016mg/L
亚硝酸盐（以氮计）	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法 GB 7493-87	紫外可见分光光度计、752	0.001mg/L
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009	紫外可见分光光度计、752	0.0003mg/L
氰化物	水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法 HJ 484-2009	可见分光光度计、721	0.001mg/L
砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694-2014	原子荧光分光光度计、AFS-8220	0.3μg/L
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694-2014	原子荧光分光光度计、AFS-8220	0.04μg/L
铬（六价）	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB 7467-87	可见分光光度计、721	0.004mg/L
总硬度	水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法 GB 7477-87	滴定管、25.00mL	0.05mmol/L
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、IC-8628	0.006mg/L
溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GB/T 5750.4-2006（8.1 称量法）	精密电子天平、FA2204 电热鼓风干燥箱、101-3A	—
石油（类）	生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标 GB/T5750.7-2006（3.5 非分散红外光度法）	红外分光测油仪、GH-6700	0.05mg/L
高锰酸盐指数（耗氧量）	生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标 GB/T 5750.7-2006 (1.1 酸性高锰酸钾滴定法)	滴定管、25.00mL	0.05mg/L
菌落总数（细菌总	水质 细菌总数的测定 平皿计数法 HJ 1000-2018	电热恒温培养箱、303-0S	—

检测项目	检测方法及标准编号	仪器名称/型号	检出限
数）			
总大肠菌群	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)	生化培养箱、SPX-80B	—
铅	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006（11.1 无火焰原子吸收分光光度法）	石墨炉原子吸收分光光度计、GA3202	2.5μg/L
镉	石墨炉原子吸收法 测定镉、铜和铅《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	0.0001mg/L
铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11911-89	原子吸收分光光度计、AA320N	0.03mg/L
锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11911-89	原子吸收分光光度计、AA320N	0.01mg/L
钾	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11904-89	原子吸收分光光度计、AA320N	0.05mg/L
钠	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11904-89	原子吸收分光光度计、AA320N	0.01mg/L
钙	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法 GB 11905-89	原子吸收分光光度计、AA320N	0.02mg/L
镁	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法 GB 11905-89	原子吸收分光光度计、AA320N	0.002mg/L
CO_3^{2-}	碱度 酸碱指示剂滴定法《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002 年）	滴定管、25.00mL	—
HCO_3^-	碱度 酸碱指示剂滴定法《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002 年）	滴定管、25.00mL	—
氯化物	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、IC-8628	0.007mg/L
硫酸盐	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、IC-8628	0.018mg/L

③监测结果

地下水水质现状监测结果见表 4.2.2-7 和表 4.2.2-8。

表 4.2.2-7 苏仁诺尔油田评价区地下水水质现状监测结果表

项目	单位	监测点位										GB/T14848-2017III类标准
		U4(潜)	U6(潜)	U7(潜)	U9(潜)	U10(潜)	U5(承压水)	U8(承压水)	U18	U22(承压水)	U30(潜)	
监测时间	/	20230923	20230923	20230923	20230923	20230923	20230923	20230923	20241021	20241021	20241021	/
pH 值	无量纲	7.6	7.7	7.5	7.6	7.7	7.8	7.8	7.8	7.7	7.8	6.5-8.5
氨氮	mg/L	0.315	0.274	0.259	0.311	0.227	0.281	0.262	0.254	0.262	0.215	≤0.5
硝酸盐(以氮计)	mg/L	1.59	2.2	1.63	1.61	1.79	2.15	1.84	2.84	2.73	2.15	≤20
亚硝酸盐(以氮计)	mg/L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1
挥发酚	mg/L	0.0003L	0.0003L	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	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	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	0.0003L	0.0003L	≤0.01
汞	mg/L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
铬(六价)	mg/L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
总硬度	mg/L	273	262	276	279	262	266	245	159	163	172	≤450
氟化物	mg/L	0.63	0.52	0.61	0.67	0.7	0.76	0.63	0.578	0.584	0.610	≤1.0
溶解性总固体	mg/L	552	593	800	544	565	549	***1346***	487	493	543	≤1000
石油类	mg/L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
耗氧量	mg/L	2.56	2.24	2.12	2.4	2.48	2.52	2.28	2.3	2.4	2.3	≤3
细菌总数	CFU/mL	23	27	32	25	33	30	15	12	13	13	≤100
总大肠菌群	MPNb/100mL	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2L	2L	2L	≤3
铅	mg/L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
镉	mg/L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.005
铁	mg/L	0.18	0.12	0.28	0.17	0.27	0.19	***0.33***	0.27	0.28	0.28	≤0.3
锰	mg/L	0.01L	0.06	0.07	0.06	0.05	0.08	***0.12***	***0.13***	***0.12***	***0.11***	≤0.1
钾	mg/L	3.28	3.24	3.35	3.46	3.8	3.07	3.39	2.42	2.51	2.12	---

项目	单位	监测点位										GB/T14848-2017III类标准
		U4(潜)	U6(潜)	U7(潜)	U9(潜)	U10(潜)	U5(承压水)	U8(承压水)	U18	U22(承压水)	U30(潜)	
钠	mg/L	92.6	106	96.3	88.7	104	101	97.5	52.5	51.2	63.6	≤200
钙	mg/L	63.4	64.5	65.9	65.6	63.2	62.8	64.1	48.3	49.5	50.6	---
镁	mg/L	24.1	23.2	25.8	25.2	24.3	23.5	25.9	9.24	9.33	10.9	---
CO_3^{2-}	mg/L	0	0	0	0	0	0	0	5L	5L	5L	---
HCO_3^-	mg/L	319	358	326	336	359	327	319	213	217	233	---
氯化物	mg/L	75.6	80.2	69.5	76.4	76.8	78.5	77.2	46.4	45.4	54.5	≤250
硫酸盐	mg/L	101	103	99.2	102	98.2	95.7	98.4	35.4	36.3	42.2	≤250
钡	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.7
硫化物	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.02

表 4.2.2-8 乌尔逊油田评价区地下水水质现状监测结果表

项目	单位	监测点位							GB/T14848-2017III类标准
		U1(潜)	U2(潜)	U3(潜)	U13(潜)	U14(潜)	U17(承压水)	U11(承压水)	
监测时间	/	20230923	20230923	20230923	20230923	20230923	20230923	20230923	/
pH 值	无量纲	7.7	7.5	7.6	7.4	7.5	7.9	7.5	6.5-8.5
氨氮	mg/L	0.234	0.189	0.302	0.319	0.324	0.246	0.285	≤0.5
硝酸盐(以氮计)	mg/L	1.73	2.01	1.86	2.18	1.97	1.88	1.92	≤20
亚硝酸盐(以氮计)	mg/L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤1
挥发性酚类	mg/L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物	mg/L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.05
砷	mg/L	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	≤0.001
铬(六价)	mg/L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
总硬度	mg/L	262	254	275	259	245	264	269	≤450
氟化物	mg/L	0.58	0.71	0.54	0.69	0.74	0.5	0.54	≤1.0

项目	单位	监测点位							GB/T14848-2017 III类标准
		U1(潜)	U2(潜)	U3(潜)	U13(潜)	U14(潜)	U17 (承压水)	U11 (承压水)	
监测时间	/	20230923	20230923	20230923	20230923	20230923	20230923	20230923	/
溶解性总固体	mg/L	569	581	***1379***	516	534	523	548	≤1000
石油类	mg/L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	≤0.05
耗氧量	mg/L	2.2	2.48	2.32	2.32	2.12	2.4	2.44	≤3
细菌总数	CFU/mL	17	38	19	24	18	13	16	≤100
总大肠菌群	MPNb/100mL	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	≤3
铅	mg/L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	≤0.01
镉	mg/L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.005
铁	mg/L	0.1	0.14	***0.31***	0.15	0.24	0.29	0.25	≤0.3
锰	mg/L	0.05	0.07	***0.11***	0.07	0.05	0.09	0.08	≤0.1
钾	mg/L	3.41	3.19	3.32	3.52	3.6	3.58	3.74	---
钠	mg/L	94.8	99.5	103	89.5	97.2	95.2	97.6	≤200
钙	mg/L	62.2	61.7	65.2	65.1	64.8	65.6	63.4	---
镁	mg/L	22.8	21.4	23.6	22	20.7	22.4	24.6	---
CO_3^{2-}	mg/L	0	0	0	0	0	0	0	---
HCO_3^-	mg/L	317	326	322	285	306	322	330	---
氯化物	mg/L	76.3	74.1	72.8	76.8	72.5	68.2	80.3	≤250
硫酸盐	mg/L	97.3	98.6	104	99.5	96.3	94.6	97.1	≤250
钡	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.7
硫化物	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.02

备注：“检出限L”表示检测值低于方法检出限。

（2）地下水水质评价

①评价标准

评价标准采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中II类标准限值要求，执行≤0.05mg/L。

②评价方法

采用单因子标准指数法对地下水水质现状监测结果进行评价，评价模式如下：

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

式中：$S_{i,j}$——水质单因子 i 在第 j 点的标准指数；

C_{ij} ——水质评价因子 i 在第 j 点的监测值，mg/L；

C_{si}——i 因子的评价标准，mg/L。

pH 的标准指数公式：

pHj≤7.0 时

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

pHj＞7.0 时

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

式中：$S_{pH.j}$——pH 值的单项指数；

pH_j——j 点 pH 值监测值；

pH_{su}——水质标准中 pH 值上限；

pH_{sd}——水质标准中 pH 值下限。

当单因子标准指数＞1 时，表示该水质参数所表征的污染物已满足不了标准要求，水体已受到污染；反之，则满足标准要求。

③评价结果

地下水单因子标准指数计算结果见表 4.2.2-9、表 4.2.2-10。

表 4.2.2-9 苏仁诺尔油田评价区地下水单因子标准指数计算结果表（Pi）（潜水）

项目	评价结果（标准指数）									
	U4（潜）	**U6（潜）**	**U7（潜）**	**U9（潜）**	**U10（潜）**	**U5（承）**	**U8（承）**	**U18（潜）**	**U22（承）**	**U30（潜）**
pH	0.4	0.47	0.33	0.4	0.47	0.53	0.53	0.53	0.47	0.53
氨氮	0.63	0.55	0.52	0.62	0.45	0.56	0.52	0.51	0.52	0.43
硝酸盐氮	0.08	0.11	0.08	0.08	0.09	0.11	0.09	0.14	0.14	0.11
亚硝酸盐氮	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
挥发性酚类	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
氰化物	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
砷	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
汞	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
铬（六价）	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
总硬度	0.61	0.58	0.61	0.62	0.58	0.59	0.54	0.35	0.36	0.38
氟化物	0.63	0.52	0.61	0.67	0.7	0.76	0.63	0.58	0.58	0.61
溶解性总固体	0.55	0.59	0.8	0.54	0.57	0.55	**1.35**	0.49	0.49	0.54
石油类	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
耗氧量	0.85	0.75	0.71	0.8	0.83	0.84	0.76	0.77	0.80	0.77
菌落总数	0.23	0.27	0.32	0.25	0.33	0.3	0.15	0.12	0.13	0.13
总大肠菌群	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
铅	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
镉	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
铁	0.6	0.4	0.93	0.57	0.9	0.63	**1.1**	0.90	0.93	0.93
锰	L	0.6	0.7	0.6	0.5	0.8	**1.2**	**1.30**	**1.20**	**1.10**
钾离子	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
钠离子	0.46	0.53	0.48	0.44	0.52	0.51	0.49	0.26	0.26	0.32
钙离子	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
镁离子	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
碳酸根	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
重碳酸根	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

项目	评价结果（标准指数）									
	U4（潜）	U6（潜）	U7（潜）	U9（潜）	U10（潜）	U5（承）	U8（承）	U18（潜）	U22（承）	U30（潜）
氯化物	0.3	0.32	0.28	0.31	0.31	0.31	0.31	0.19	0.18	0.22
硫酸盐	0.4	0.41	0.4	0.41	0.39	0.38	0.39	0.14	0.15	0.17
钡	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
硫化物	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L

表 4.2.2-10　乌尔逊油田地下水单因子标准指数计算结果（Pi）（潜水）

项目	评价结果（标准指数）						
	U1（潜）	U2（潜）	U3（潜）	U13（潜）	U14（潜）	U17（承压水）	U11（承压水）
pH	0.47	0.33	0.4	0.27	0.33	0.6	0.33
氨氮	0.47	0.38	0.6	0.64	0.65	0.49	0.57
硝酸盐氮	0.09	0.1	0.09	0.11	0.1	0.09	0.1
亚硝酸盐氮	L	L	L	L	L	L	L
挥发性酚类	L	L	L	L	L	L	L
氰化物	L	L	L	L	L	L	L
砷	L	L	L	L	L	L	L
汞	L	L	L	L	L	L	L
铬（六价）	L	L	L	L	L	L	L
总硬度	0.58	0.56	0.61	0.58	0.54	0.59	0.6
氟化物	0.58	0.71	0.54	0.69	0.74	0.5	0.54
溶解性总固体	0.57	0.58	**1.38**	0.52	0.53	0.52	0.55
石油类	L	L	L	L	L	L	L
耗氧量	0.73	0.83	0.77	0.77	0.71	0.8	0.81
菌落总数	0.17	0.38	0.19	0.24	0.18	0.13	0.16
总大肠菌群	L	L	L	L	L	L	L
铅	L	L	L	L	L	L	L
镉	L	L	L	L	L	L	L
铁	0.33	0.47	**1.03**	0.5	0.8	0.97	0.83

项目	评价结果（标准指数）						
	U1（潜）	U2（潜）	U3（潜）	U13（潜）	U14（潜）	U17（承压水）	U11（承压水）
锰	0.5	0.7	**1.1**	0.7	0.5	0.9	0.8
钾离子	---	---	---	---	---	---	---
钠离子	0.47	0.5	0.52	0.45	0.49	0.48	0.49
钙离子	---	---	---	---	---	---	---
镁离子	---	---	---	---	---	---	---
碳酸根	---	---	---	---	---	---	---
重碳酸根	---	---	---	---	---	---	---
氯化物	0.31	0.3	0.29	0.31	0.29	0.27	0.32
硫酸盐	0.39	0.39	0.42	0.4	0.39	0.38	0.39
钡	L	L	L	L	L	L	L
硫化物	L	L	L	L	L	L	L

从评价结果看：

苏仁诺尔油田区各潜水监测点包括石油类与挥发性酚类的各项评价因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准或《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准限值，承压水的铁、锰和溶解性总固体存在超标，超标指数最大的为溶解性总固体标准指数为 1.35。

乌尔逊油田区潜水监测井中除了 U3 监测井的铁、锰和溶解性总固体存在超标外，其余潜水监测点和承压水监测点包括石油类与挥发性酚类的各项评价因子均未超标《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准或《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准限值。

由以上地下水单因子标准指数分析可知，苏仁诺尔油田与乌尔逊油田评价区的潜水和承压水地下水监测点位中除了部分监测点的溶解性总固体、铁、锰超过《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准外，其余包括石油类、挥发性酚类各评价因子均未超过对应的标准限值。根据油田未建设时，地区水文地质勘察报告，该地区地下水具有高溶解性总固体、高铁锰、高氯离子、高硬度、高氟、高钠的特点，有机污染物氨氮及耗氧量偏高。根据评价区地质条件、含水层岩性，评价区碎屑岩类古沉积层中富含丰富的有机质，地质结构上具有还原环境，有利于形成铁（锰）矿物溶解的地质条件；根据该地区水文地质参数可知，评价区地下水水力坡度非常小，地下水径流滞缓，交替相对较弱，水位埋深又浅，强烈的蒸发浓缩作用导致地下水中离子富集含量增大，致使铁（锰）离子、溶解性总固体含量超标。

④地下化学类型分析

根据舒卡列夫分类法，按地下水中 Ca^{2+}、Mg^{2+}、Na^{+}、K^{+}、Cl^{-}、SO_4^{2-}、HCO_3^{-}含量，将 Meq（毫克当量）百分数大于 25% 的阴、阳离子进行组合，每种类型以阿拉伯数字为代号，共 49 类。舒卡列夫分类表见表 4.2.2-11。

表 4.2.2-11 舒卡列夫分类表

含量＞25% Meq 的离子	HCO_3	HCO_3+SO_4	HCO_3+SO_4+Cl	HCO_3+Cl	SO_4	SO_4+Cl	Cl
Ca	1	8	15	22	29	36	43
Ca+Mg	2	9	16	23	30	37	44
Mg	3	10	17	24	31	38	45

含量＞25% Meq 的离子	HCO_3	HCO_3+SO_4	HCO_3+ SO_4+Cl	HCO_3+ Cl	SO_4	SO_4+Cl	Cl
Na+Ca	4	11	18	25	32	39	46
Na+Ca+Mg	5	12	19	26	33	40	47
Na+Mg	6	13	20	27	34	41	48
Na	7	14	21	28	35	42	49

按矿化度又分为 4 组：A 组矿化度<1.5g/L，B 组 1.5～10g/L，C 组 10～40g/L，D 组>40g/L。命名时在数字与字母间加连接号，如 1-A 型：指的是 M<1.5g/L，阴离子只有 HCO_3>25％Meq，阳离子只有 Ca 大于 25%Meq。49-D 型，表示矿化度大于 40g/L 的 Cl-Na 型水，该型水可能是于海水及海相沉积有关的地下水，或是大陆盐化潜水。

根据本项目地下水监测结果，分别计算承压水、潜水各监测点位中 SO_4^{2-}、Cl^-、HCO_3^-、CO_3^{2-}、Ca^{2+}、Mg^{2+}、Na^+、K^+浓度均值，进而计算各离子 Meq（毫克当量），从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类，工程所在地潜水水质八大离子浓度统计结果见表 4.2.2-12，工程所在地承压水水质八大离子浓度统计结果见表 4.2.2-13。

通过本区域内地下水八大离子监测结果可知，本区域地下水类型：4-A、HCO_3-Na+Ca 型水。

表 4.2.2-12 乌尔逊油田评价区水质八大离子水化学类型分析结果

监测点	毫克当量（meq/L）											地下水化学类型
	K^+	Na^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	CO_3^{2-}	HCO_3^-	Cl^-	SO_4^{2-}	阳离子合计	阴离子合计	相对误差 E	
U1（潜水）	0.087	4.122	3.11	1.9	0	5.197	2.149	2.027	9.219	9.373	0.83	4-A、HCO_3- Na+Ca 型
U2（潜水）	0.082	4.326	3.085	1.783	0	5.344	2.087	2.054	9.276	9.485	1.11	
U3（潜水）	0.085	4.478	3.26	1.967	0	5.279	2.051	2.167	9.79	9.497	1.52	
U13（潜水）	0.09	3.891	3.255	1.833	0	4.672	2.163	2.073	9.069	8.908	0.90	
U14（潜水）	0.092	4.226	3.24	1.725	0	5.016	2.042	2.006	9.283	9.064	1.19	
U17（承压水）	0.092	4.139	3.28	1.867	0	5.279	1.921	1.971	9.378	9.171	1.12	
U11（承压水）	0.0958	4.243	3.17	2.05	0	5.4098	2.262	2.023	9.56	9.69	0.68	

表 4.2.2-13 苏仁诺尔油田评价区水质八大离子水化学类型分析结果

监测点	毫克当量（meq/L）										相对误差 E	地下水化学类型
	K^+	Na^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	CO_3^{2-}	HCO_3^-	Cl^-	SO_4^{2-}	阳离子合计	阴离子合计		
U4（潜水）	0.084	4.026	3.17	2.008	0	5.2295	2.1295	2.104	9.29	9.46	0.93	4-A、HCO_3- Na+Ca 型
U6（潜水）	0.083	4.6086	3.225	1.9333	0	5.8688	2.2591	2.1458	9.85	10.27	2.08	
U7（潜水）	0.0858	4.1869	3.295	2.15	0	5.3442	1.9577	2.0666	9.72	9.37	1.83	
U9（潜水）	0.0887	3.8565	3.28	2.1	0	5.5081	2.152	2.125	9.33	9.79	2.41	
U10（潜水）	0.097	4.5217	3.16	2.025	0	5.8852	2.1633	2.0458	9.80	10.09	1.46	
U5（承压水）	0.0787	4.391	3.14	1.958	0	5.3606	2.2112	1.9937	9.568	9.566	0.01	
U8（承压水）	0.0869	4.2391	3.205	2.1583	0	5.2295	2.1746	2.05	9.69	9.45	1.23	
U18（潜水）	0.062	2.284	2.410	0.760	0	3.491	1.309	0.737	5.516	5.537	0.19	
U22（承压水）	0.064	2.227	2.470	0.768	0	3.556	1.281	0.756	5.529	5.593	0.57	
U30（潜水）	0.054	2.766	2.525	0.897	0	3.818	1.537	0.879	6.242	6.234	0.06	

4.2.2.4 包气带污染现状调查

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），对于一、二级的改扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样，根据现场调查，本项目可能造成地下水污染的主要工程为区块内已建井场。

（1）监测点位

本项目共布设 20 个包气带监测点，委托大庆中环评价检测有限公司于 2024 年 04 月 12 日、2024 年 10 月 21 日~23 日开展的现状监测。包气带现状调查见表 4.2.2-14。

表 4.2.2-14　包气带监测点信息表

序号	位置	采样深度	项目	频次
B1	已建油井（乌 99-94 井区）	0~20cm、20~40cm	pH、挥发酚、铅、铬（六价）、汞、砷、石油类	监测 1 次
B2	已建油井（乌 99-94 井区）外草地			
B3	已建油井（乌 27 井区）			
B4	已建油井（乌 27 井区）外草地			
B5	已建油井（乌 121-X103 井区）			
B6	已建油井（乌 121-X103 井区）外草地			
B7	已建油井（苏 102-X2 区块）			
B8	已建油井（苏 102-X2 区块）外草地			
B9	已建油井（苏 29-45-4 井区）			
B10	已建油井（苏 29-45-4 井区）外草地			
B11	苏一转油站内未硬化区域			
B12	苏一转油站站外草地			
B13	乌东联含油污水处理站内未硬化区域			
B14	乌东联含油污水处理站外草地			
B15	贝 28 作业区含油污泥贮存池附近未硬化地面			
B16	贝 28 作业区含油污泥贮存池外草地			
B17	贝 28 作业区危险废物贮存库附近未硬化地面			
B18	贝 28 作业区危险废物贮存库外草地			
B19	德二联压裂返排液处理站废液池附近未硬化地面			
B20	德二联压裂返排液处理站废液池外草地			

（2）监测因子

监测因子包括：pH、挥发酚、铅、铬（六价）、汞、砷、石油类，共 7 项指标。每个监测点分别在土壤裸露的空地地表以下 0-20cm、20-40cm 深度分别

取 1 个样，并对样品进行了浸溶试验，测试分析浸溶液成分，监测各项因子。

（3）监测结果及现状评价

通过测试分析包气带土壤样品的浸溶液成分，本次包气带环境监测工作中的各项监测因子检测结果如表 4.2.2-15 所示。

表 4.2.2-15 包气带现状调查结果

单位：pH 无量纲，铅、汞和砷 μg/L，挥发酚、六价铬和石油类为 mg/L

监测项目	已建油井（乌 99-94 井区）		已建油井（乌 99-94 井区）外草地	
	0～20cm	20～40cm	0～20cm	20～40cm
pH	7.8	7.4	7.3	7.1
挥发酚	0.0012	0.0014	0.0015	0.0018
铅	5.4	5.3	5.2	5.5
铬（六价）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.02	0.03	0.02	0.04
监测项目	已建油井（乌 27 井区）		已建油井（乌 27 井区）外草地	
	0～20cm	20～40cm	0～20cm	20～40cm
pH	7.2	7.4	7.4	7.6
挥发酚	0.0017	0.0014	0.0013	0.0015
铅	5.3	5.1	5.6	5.2
铬（六价）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.02	0.04	0.03	0.02
监测项目	已建油井（乌 121-X103 井区）		已建油井（乌 121-X103 井区）外草地	
	0～20cm	20～40cm	0～20cm	20～40cm
pH	7.4	7.3	7.8	7.7
挥发酚	0.0011	0.0014	0.0016	0.0012
铅	5.6	5.5	5.4	5.2
铬（六价）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.02	0.03	0.04	0.03
监测项目	已建油井（苏 102-X2 区块）		已建油井（苏 102-X2 区块）外草地	
	0～20cm	20～40cm	0～20cm	20～40cm
pH	7.7	7.5	7.3	7.4

挥发酚	0.0018	0.0019	0.0003L	0.0003L
铅	5.3	5.4	5.4	5.3
铬（六价）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.04	0.02	0.01L	0.01L
监测项目	**已建油井（苏 29-45-4 井区）**		**已建油井（苏 29-45-4 井区）外草地**	
	0～20cm	**20～40cm**	**0～20cm**	**20～40cm**
pH	7.6	7.4	7.3	7.4
挥发酚	0.0015	0.0011	0.0012	0.0015
铅	5.2	5.5	5.3	5.5
铬（六价）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.04	0.03	0.02	0.03
监测项目	**苏一转油站内未硬化区域**		**苏一转油站站外草地**	
	0～20cm	**20～40cm**	**0～20cm**	**20～40cm**
pH	7.2	7.3	7.4	7.2
挥发酚	0.0014	0.0017	0.0012	0.0015
铅	5.5	5.3	5.4	5.3
铬（六价）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.03	0.04	0.02	0.04
监测项目	**乌东联含油污水处理站内未硬化区域**		**乌东联含油污水处理站外草地**	
	0～20cm	**20～40cm**	**0～20cm**	**20～40cm**
pH	7.3	7.4	7.4	7.2
挥发酚	0.0013	0.0015	0.0016	0.0012
铅	5.5	5.2	5.3	5.1
铬（六价）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.02	0.03	0.02	0.04
监测项目	**贝 28 作业区含油污泥贮存池附近未硬化地面**		**贝 28 作业区含油污泥贮存池永久占地范围外 100m 处草地**	
	0～20cm	**20～40cm**	**0～20cm**	**20～40cm**
pH	7.5	7.4	7.7	7.6
挥发酚	0.0019	0.0003L	0.0003L	0.0003L
铅	5.2	5.3	5.1	5.2

铬（六价）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.04	0.03	0.01L	0.01L
监测项目	**贝 28 作业区危险废物贮存库附近未硬化地面**		**贝 28 作业区危险废物贮存库永久占地范围外 100m 草地**	
	0～20cm	**20～40cm**	**0～20cm**	**20～40cm**
pH	7.8	7.4	7.7	7.9
挥发酚	0.0015	0.0003L	0.0014	0.0011
铅	5.5	5.6	5.6	5.3
铬（六价）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.03	0.02	0.02	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 100m 草地**	
	0～20cm	**20～40cm**	**0～20cm**	**20～40cm**
pH	7.3	7.9	7.5	7.3
挥发酚	0.0014	0.0011	0.0016	0.0010
铅	5.5	5.1	5.1	5.4
铬（六价）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.03	0.02	0.04	0.01L

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、挥发酚、铅监测数值相差不大，因此，评价区域内包气带未被污染。

4.2.3 声环境质量现状监测与评价

4.2.3.1 声环境质量现状监测

（1）监测点布设

根据本项目井场周边敏感点分布情况，在项目区域布设 2 个监测点，监测点布设见表 4.2.3-1，具体监测点位见附图。

表 4.2.3-1 声环境现状监测点位表

序号	监测点	监测坐标	项目位置关系
R1	乌 176-77 井场	117.844627，48.207441	/
R2	牧民萨其茹拉	117.846972，48.614909	苏 03-28 西南侧，160m

（2）监测时间及频次

监测时间：2023 年 9 月 23 日~9 月 24 日。

监测频次：连续监测 2 天，昼夜各 1 次。

（3）监测结果

声环境现状监测结果见表 4.2.3-2。

表 4.2.3-2 声环境现状监测结果表 单位：dB（A）

监测点位	2023.9.23		2023.9.24	
	昼间	夜间	昼间	夜间
乌 111-98 井场	43	37	43	37
牧民萨其茹拉	42	36	41	38

4.2.3.2 声环境质量现状评价

（1）评价标准

根据建设项目区域声环境功能区划，声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类、2 类标准。

（2）评价方法

声环境质量现状评价采用对标法进行评价。

（3）评价结论

由声环境质量现状监测结果与执行评价标准限值对比分析可知，项目井场声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，牧民家声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准。

4.2.4 土壤质量现状监测与评价

4.2.4.1 土壤类型

根据现场踏勘及国家土壤信息服务平台（http://www.soilinfo.cn/map/）资料显示，本工程评价范围内土壤类型为栗钙土。

栗钙土主要分布于西北地区和内蒙古自治区。腐殖质含量比黑土少，是比较肥沃的土壤。这类土壤均具有较明显的腐殖质累积和石灰的淋溶一淀积过程，并多存在弱度的石膏化和盐化过程。栗钙土湿带半干旱地区干草原下形成的土壤，表层为栗色或暗栗色的腐殖质量,厚度为 25~45 厘米,有机质含量多在 1.5~4.0%;腐殖质层以下为含有多量灰白色斑状或粉状石灰的钙积层，石灰含

量达 10~30%。中国栗钙土土壤性质表现出明显的地区差异。东部内蒙古高原的栗钙土具少腐殖质、少盐化、少碱化和无石膏或深位石膏及弱粘化特点，而西部新疆地区在底土有数量不等的石膏和盐分聚积，腐殖质的含量也相对较高，但土壤无碱化和粘化现象。栗钙土可以分为普通栗钙土、暗栗钙土、淡栗钙土、草甸栗钙土、盐化栗钙土、碱化栗钙土及栗钙土性土。

项目区域土壤类型见图 4.2.3-1。



图 4.2.3-1 项目区域土壤类型图

4.2.4.2 理化特性调查

在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，主要包括土体构型、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度、植被、地下水位埋深、地下水溶解性总固体等，具体土壤理化特性调查见表 4.2.3-3，土体构型（土壤剖面）见表 4.2.3-4。

表 4.2.3-3 土壤理化性质调查表

点号		拟建乌 176-77 油井永久占地范围内		时间	2023.9.22
经度		117.8006461		纬度	48.2923821
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	壤土		壤土
	质地	团粒状	粒状		粒状
	沙粒含量	21.3	20.6		19.7
	其他异物	植物根系	无		无

实验室测定	pH	8.13	8.10	8.08
	阳离子交换量 (cmol+/kg)	15.3	14.2	13.5
	氧化还原电位（mv）	183	165	138
	饱和导水率(μm/s)	2.302	2.205	2.219
	土壤容重 (g/cm3)	1.34	1.32	1.25
	孔隙度(%)	49.4	50.2	52.8

表 4.2.3-4 土壤剖面调查表

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
拟建乌 176-77 油井永久占地范围内			0-0.5m 块状结构壤土 0.5-1.5m 面状结构壤土 1.5-3m 面状结构壤土

4.2.4.3 土壤环境质量现状监测

（1）采样点布设

本项目土壤环境影响类型属于污染影响型项目，按照污染影响型项目，项目评价等级为一级，监测布点要求为占地范围内设置 5 个柱状样点、2 个表层样点，占地范围外设置 4 个表层样点。

根据土壤类型、土地利用分布情况，确定本项目占地范围内共布设 9 个表层样监测点，22 个柱状样监测点，占地范围外共布设 14 个表层样点，满足《环境影响评技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）中污染影响型项目要求。土壤现状监测点位详见表 4.2.3-5。

其中 T1~T37 挥发性和半挥发性有机物监测时间为 2023 年 9 月 23 日，其他因子监测时间为 2024 年 10 月 21~23 日；T38~T42 监测时间为 2024 年 10 月 21~23 日；T43~T45 监测时间为 2024 年 4 月 12 日。

表 4.2.3-5 土壤现状监测点位

编号	监测点名称	坐标	执行标准	备注
T1	乌 176-77	117.800646，48.292382	《土壤环境质量	柱状样，在

编号	监测点名称	坐标	执行标准	备注
T2	乌 129-91	117.824626，48.230084	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	0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
T3	乌 125-93	117.837448，48.225297		
T4	乌 121-93	117.836296，48.220036		
T5	乌 120-88	117.828306，48.218814		
T6	乌 117-105	117.854113，48.216074		
T7	乌 121-105	117.852016，48.220397		
T8	乌 115-97	117.843216，48.213848		
T9	乌 111-98	117.844723，48.207370		
T10	乌 97-93	117.838383，48.194789		
T11	苏 06-22	117.839526，48.610893		
T12	苏 03-28	117.838880，48.608584		
T13	苏 12-27	117.835050，48.606599		
T14	苏 33-43	117.827351，48.578644		
T15	苏 09-23	117.839953，48.608814		
T16	乌 179-75	117.799027，48.296713		表层样，在 0~0.2m 取样
T17	乌 125-94	117.837448，48.225297		
T18	乌 111-98	117.844658，48.207441		
T19	乌 120-105	117.851871，48.219994		
T20	乌 97-93	117.838471，48.194823		
T21	苏 11-25	117.834969，48.606660		
T22	苏 08-22	117.839991，48.608745		
T23	苏 33-45	117.827939，48.578143		
T24	乌 179-73 外	117.798523，48.296806	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618—2018）中的筛选值	
T25	乌 120-88 外	117.828320，48.218833		
T26	乌 125-94 外	117.837460，48.225311		
T27	乌 127-89 外	117.832378，48.226939		
T28	乌 121-105 外	117.852036，48.220292		
T29	乌 118-X106 外	117.854480，48.216199		
T30	乌 115-97 外	117.843235，48.213779		
T31	乌 111-98 外	117.844502，48.207426		
T32	乌 99-96 外	117.840327，48.195294		
T33	苏 06-22 外	117.839539，48.610869		
T34	苏 03-28 外	117.838820，48.608620		
T35	苏 09-23 外	117.840039，48.608785		
T36	苏 12-27 外	117.834840，48.606697		
T37	苏 33-45 外	117.827718，48.578536		
T38	已建油井（乌 99-94 井区）	117.844860，48.197040	《土壤环境质量建设用地土壤污	柱状样，在 0~0.5m、

编号	监测点名称	坐标	执行标准	备注
T39	已建油井（乌 27 井区）	117.803145，48.296994	染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值	0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
T40	已建油井（乌 121-X103 井区）	117.839256，48.222910		
T41	已建油井（苏 102-X2 区块）	117.847207，48.61064820		
T42	已建油井（苏 29-45-4 井区）	117.834871，48.577618		
T43	德二联压裂返排液处理站废液暂存池未硬化区域	117.218535，48.024848		
T44	含油污泥暂存池未硬化区域	117.225505，48.023498		
T45	危废暂存库未硬化地面	117.211084，48.022990		表层样，在 0~0.2m 取样

（2）监测项目

T1~T23、T38~T43 点位监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铜、镍、铬（六价）、石油类、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3- 三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、萘、䓛、苯并（a）蒽、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、苯并(a)芘、茚并（1，2，3-cd）芘、二苯并（a,h）蒽、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、全盐量。

T24~T37、T44~T45 点位监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、六价铬、石油类、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、全盐量。

（3）监测时间

2023 年 9 月 23 日、2024 年 4 月 12 日、2024 年 10 月 21~23 日。

（4）监测频次

采样 1 次，分别对各采样土壤进行监测因子全分析。

（5）监测结果

建设用地土壤监测结果见表 4.2.3-6。

表 4.2.3-6（1） 土壤监测实测值

序号	检测项目	T1			T2			T3			T4			单位
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	
1	pH	7.35	7.45	7.65	7.42	7.56	7.38	7.65	7.42	7.35	7.36	7.48	7.52	/
2	石油烃（C_{10}-C_{40}）	79	6L	6L	58	6L	6L	116	6L	6L	72	6L	6L	mg/kg
3	汞	0.017	0.013	0.015	0.014	0.018	0.017	0.015	0.016	0.017	0.018	0.016	0.017	mg/kg
4	砷	3.78	3.35	3.68	3.38	3.87	3.68	3.53	3.25	3.34	3.85	3.56	3.57	mg/kg
5	铅	17	16	20	17	19	20	18	15	16	17	15	16	mg/kg
6	镉	0.11	0.05	0.09	0.16	0.17	0.18	0.17	0.13	0.15	0.13	0.16	0.17	mg/kg
7	铬（六价）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
8	水溶性盐总量	700	700	700	800	700	800	700	800	700	800	700	800	mg/kg
9	石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
10	石油类	21	25	22	21	26	25	21	23	26	22	21	25	mg/kg
11	铜	19	15	17	18	17	15	20	18	17	17	15	14	mg/kg
12	镍	22	20	23	20	26	27	22	23	20	23	20	21	mg/kg
13	苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
14	2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
15	硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
16	萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
17	苯并(a)蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
18	䓛	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
19	苯并(b)荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
20	苯并(k)荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
21	苯并(a)芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
22	茚并(1,2,3-cd)芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
23	二苯并(a, h)蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
24	氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg

序号	检测项目	T1			T2			T3			T4			单位
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	
25	氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
26	1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
27	二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
28	反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
29	1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
30	顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
31	氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
32	1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
33	四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
34	苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
35	1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
36	三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
37	1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
38	甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
39	1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
40	四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
41	氯苯*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
42	1,1,1,2-四氯乙烷*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
43	乙苯*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
44	间,对-二甲苯*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
45	邻-二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
46	苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
47	1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
48	1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
49	1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
50	1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg

表 4.2.3-6（2） 土壤监测实测值

序号	检测项目	T5			T6			T7			T8			单位
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	
1	pH	7.36	7.44	7.52	7.65	7.35	7.56	7.53	7.62	7.41	7.65	7.44	7.35	/
2	石油烃（C_{10}-C_{40}）	105	6L	6L	93	6L	6L	108	6L	6L	74	6L	6L	mg/kg
3	汞	0.017	0.016	0.018	0.013	0.016	0.014	0.016	0.019	0.015	0.014	0.016	0.017	mg/kg
4	砷	3.45	3.35	3.39	3.35	3.68	3.74	3.65	3.95	3.45	3.65	3.15	3.31	mg/kg
5	铅	17	18	16	17	18	16	16	18	17	25	18	19	mg/kg
6	镉	0.14	0.15	0.16	0.17	0.16	0.15	0.13	0.15	0.16	0.11	0.09	0.10	mg/kg
7	铬（六价）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
8	水溶性盐总量	700	700	800	800	700	700	700	800	700	800	800	700	mg/kg
9	石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
10	石油类	22	21	24	22	23	25	25	24	22	25	23	21	mg/kg
11	铜	20	18	17	15	16	19	16	17	20	20	18	17	mg/kg
12	镍	23	22	20	24	26	22	22	23	25	23	24	21	mg/kg
13	苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
14	2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
15	硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
16	萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
17	苯并(a)蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
18	䓛	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
19	苯并(b)荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
20	苯并(k)荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
21	苯并(a)芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
22	茚并(1,2,3-cd)芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
23	二苯并(a, h)蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
24	氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg

序号	检测项目	T5			T6			T7			T8			单位
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	
25	氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
26	1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
27	二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
28	反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
29	1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
30	顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
31	氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
32	1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
33	四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
34	苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
35	1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
36	三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
37	1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
38	甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
39	1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
40	四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
41	氯苯*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
42	1,1,1,2-四氯乙烷*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
43	乙苯*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
44	间,对-二甲苯*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
45	邻-二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
46	苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
47	1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
48	1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
49	1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
50	1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg

表 4.2.3-6（3） 土壤监测实测值

序号	检测项目	T9			T10			T11			T12			单位
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	
1	pH	7.65	7.48	7.28	7.42	7.34	7.25	7.24	7.54	7.46	7.58	7.45	7.52	/
2	石油烃（C_{10}-C_{40}）	60	6L	6L	98	6L	6L	113	6L	6L	96	6L	6L	mg/kg
3	汞	0.016	0.019	0.017	0.015	0.016	0.018	0.016	0.017	0.014	0.016	0.012	0.018	mg/kg
4	砷	3.54	3.54	3.54	3.85	3.88	3.55	3.52	3.65	3.34	3.68	3.74	3.56	mg/kg
5	铅	19	17	21	16	17	18	18	16	19	20	15	14	mg/kg
6	镉	0.16	0.17	0.15	0.16	0.14	0.19	0.11	0.10	0.08	0.16	0.15	0.12	mg/kg
7	铬（六价）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
8	水溶性盐总量	700	700	700	800	700	800	800	700	700	800	700	700	mg/kg
9	石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
10	石油类	24	26	21	22	24	21	26	21	25	23	25	24	mg/kg
11	铜	19	17	20	20	17	18	14	16	17	18	17	19	mg/kg
12	镍	20	25	24	24	22	21	23	22	21	21	22	20	mg/kg
13	苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
14	2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
15	硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
16	萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
17	苯并(a)蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
18	䓛	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
19	苯并(b)荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
20	苯并(k)荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
21	苯并(a)芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
22	茚并(1,2,3-cd)芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
23	二苯并(a, h)蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
24	氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg

序号	检测项目	T9			T10			T11			T12			单位
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	
25	氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
26	1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
27	二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
28	反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
29	1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
30	顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
31	氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
32	1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
33	四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
34	苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
35	1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
36	三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
37	1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
38	甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
39	1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
40	四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
41	氯苯*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
42	1,1,1,2-四氯乙烷*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
43	乙苯*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
44	间,对-二甲苯*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
45	邻-二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
46	苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
47	1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
48	1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
49	1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
50	1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg

表 4.2.3-6（4） 土壤监测实测值

序号	检测项目	T13			T14			T15			单位
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	
1	pH	7.65	7.36	7.56	7.35	7.65	7.58	7.52	7.47	7.68	/
2	石油烃（C_{10}-C_{40}）	85	6L	6L	52	6L	6L	90	6L	6L	mg/kg
3	汞	0.016	0.013	0.014	0.024	0.019	0.018	0.018	0.019	0.022	mg/kg
4	砷	3.68	3.28	3.85	3.85	3.64	3.58	3.85	3.74	3.96	mg/kg
5	铅	17	15	14	17	15	14	14	15	16	mg/kg
6	镉	0.12	0.15	0.16	0.11	0.07	0.09	0.09	0.07	0.11	mg/kg
7	铬（六价）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
8	水溶性盐总量	700	800	700	700	700	800	800	800	700	mg/kg
9	石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
10	石油类	21	24	23	22	23	25	24	25	21	mg/kg
11	铜	17	15	19	17	16	18	18	20	16	mg/kg
12	镍	23	20	22	22	23	21	23	24	20	mg/kg
13	苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
14	2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
15	硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
16	萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
17	苯并(a)蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
18	䓛	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
19	苯并(b)荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
20	苯并(k)荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
21	苯并(a)芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
22	茚并(1,2,3-cd)芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
23	二苯并(a, h)蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
24	氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg

序号	检测项目	T13			T14			T15			单位
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	
25	氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
26	1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
27	二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
28	反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
29	1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
30	顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
31	氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
32	1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
33	四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
34	苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
35	1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
36	三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
37	1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
38	甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
39	1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
40	四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
41	氯苯*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
42	1,1,1,2-四氯乙烷*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
43	乙苯*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
44	间,对-二甲苯*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
45	邻-二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
46	苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
47	1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
48	1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
49	1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
50	1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg

表 4.2.3-6（5） 土壤监测实测值

序号	检测项目	T16 0-0.2m	T17 0-0.2m	T18 0-0.2m	T19 0-0.2m	T20 0-0.2m	T21 0-0.2m	T22 0-0.2m	T23 0-0.2m	单位
1	pH	7.35	7.26	7.68	7.56	7.41	7.46	7.34	7.65	/
2	石油烃（C_{10}-C_{40}）	97	73	69	61	59	88	102	86	mg/kg
3	汞	0.019	0.017	0.014	0.018	0.016	0.012	0.016	0.014	mg/kg
4	砷	3.68	3.75	3.82	3.52	3.25	3.52	3.51	3.65	mg/kg
5	铅	12	11	15	14	15	16	17	15	mg/kg
6	镉	0.09	0.08	0.10	0.11	0.09	0.10	0.11	0.07	mg/kg
7	铬（六价）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
8	水溶性盐总量	700	800	900	900	700	800	800	700	mg/kg
9	石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
10	石油类	23	24	25	24	22	23	25	24	mg/kg
11	铜	20	16	48	20	17	18	17	15	mg/kg
12	镍	22	23	24	22	24	23	20	22	mg/kg
13	苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
14	2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
15	硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
16	萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
17	苯并(a)蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
18	䓛	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
19	苯并(b)荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
20	苯并(k)荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
21	苯并(a)芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
22	茚并(1,2,3-cd)芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
23	二苯并(a, h)蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
24	氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg

序号	检测项目	T16 0-0.2m	T17 0-0.2m	T18 0-0.2m	T19 0-0.2m	T20 0-0.2m	T21 0-0.2m	T22 0-0.2m	T23 0-0.2m	单位
25	氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
26	1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
27	二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
28	反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
29	1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
30	顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
31	氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
32	1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
33	四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
34	苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
35	1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
36	三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
37	1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
38	甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
39	1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
40	四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
41	氯苯*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
42	1,1,1,2-四氯乙烷*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
43	乙苯*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
44	间,对-二甲苯*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
45	邻-二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
46	苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
47	1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
48	1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
49	1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
50	1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg

表 4.2.3-6（6） 土壤监测实测值 单位：mg/kg（pH 为无量纲）

序号	检测项目	T24 0-0.2m	T25 0-0.2m	T26 0-0.2m	T27 0-0.2m	T28 0-0.2m	T29 0-0.2m	T30 0-0.2m	T31 0-0.2m	T32 0-0.2m	T33 0-0.2m	T34 0-0.2m	T35 0-0.2m	T36 0-0.2m	T37 0-0.2m	标准值
1	pH	7.85	7.91	8.06	7.93	8.28	8.11	8.09	8.14	8.23	8.21	8.17	7.90	8.32	8.06	/
2	镉	0.10	0.08	0.07	0.08	0.07	0.09	0.06	0.11	0.10	0.11	0.12	0.07	0.09	0.10	0.6
3	汞	0.019	0.025	0.018	0.017	0.023	0.024	0.027	0.018	0.022	0.019	0.026	0.020	0.021	0.016	3.4
4	砷	2.71	3.42	2.95	2.86	2.81	3.37	3.50	3.23	3.39	2.96	3.04	3.08	3.30	3.11	25
5	铅	11.6	15.3	14.2	17.1	12.8	19.5	13.9	20.0	18.4	19.0	12.7	15.6	14.3	15.5	170
6	铬	50	51	47	50	45	47	46	48	52	49	52	50	44	48	250
7	铜	14	18	11	20	15	16	12	16	18	15	17	13	19	12	100
8	镍	17	21	20	23	20	18	22	21	24	21	23	19	20	23	190
9	锌	61	58	57	54	63	59	60	62	59	61	60	54	55	61	300
10	石油烃（C_{10}-C_{40}）	51	49	34	42	31	35	37	40	45	44	38	41	48	36	/
11	水溶性盐总量	800	800	700	800	700	700	800	800	700	900	800	700	800	800	/
12	石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/
13	石油类	25	24	22	24	24	25	21	23	22	24	21	25	25	23	/
14	铬（六价）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/

表 4.2.3-6（7） 土壤监测实测值 单位：mg/kg（pH 为无量纲）

序号	检测项目	T38			T39			T40			T41			单位
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	
1	pH	7.65	7.55	7.31	7.25	7.41	7.36	7.45	7.41	7.37	7.24	7.35	7.44	/
2	石油烃（C_{10}-C_{40}）	15	14	11	17	15	14	16	15	12	15	18	14	mg/kg
3	水溶性盐总量	800	700	800	900	800	700	700	800	800	800	700	900	mg/kg
4	石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
5	石油类	24	23	21	25	26	22	25	24	26	25	22	23	mg/kg
6	汞	0.013	0.018	0.014	0.013	0.014	0.016	0.014	0.015	0.017	0.016	0.015	0.017	mg/kg
7	砷	3.35	3.24	3.62	3.35	3.28	3.42	3.16	3.34	3.25	3.38	3.24	3.36	mg/kg

序号	检测项目	T38			T39			T40			T41			单位
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	
8	铅	16	17	15	16	14	15	19	18	17	17	18	19	mg/kg
9	镉	0.12	0.16	0.13	0.13	0.16	0.11	0.16	0.14	0.15	0.13	0.15	0.16	mg/kg
10	铬（六价）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
11	铜	15	17	12	16	17	18	16	18	12	14	16	18	mg/kg
12	镍	16	14	13	12	16	14	13	14	16	18	19	17	mg/kg
13	苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
14	2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
15	硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
16	萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
17	苯并(a)蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
18	䓛	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
19	苯并(b)荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
20	苯并(k)荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
21	苯并(a)芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
22	茚并(1,2,3-cd)芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
23	二苯并(a, h)蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
24	氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
25	氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
26	1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
27	二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
28	反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
29	1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
30	顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
31	氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
32	1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
33	四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
34	苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
35	1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg

序号	检测项目	T38			T39			T40			T41			单位
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	
36	三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
37	1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
38	甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
39	1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
40	四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
41	氯苯*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
42	1,1,1,2-四氯乙烷*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
43	乙苯*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
44	间,对-二甲苯*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
45	邻-二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
46	苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
47	1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
48	1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
49	1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
50	1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg

表 4.2.3-6（8） 土壤监测实测值　　单位：mg/kg（pH 为无量纲）

序号	检测项目	T42			T43			T44			T45	单位
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	
1	pH	7.35	7.42	7.46	8.16	8.18	8.24	8.21	8.15	8.18	8.25	/
2	石油烃（C_{10}-C_{40}）	15	17	14	13	未检出	未检出	25	未检出	未检出	14	mg/kg
3	水溶性盐总量	700	800	700	700	800	800	800	800	700	800	mg/kg
4	石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND	0.04	未检出	未检出	0.09	未检出	未检出	0.08	mg/kg
5	石油类	20	22	21	27	20	22	31	26	25	29	mg/kg
6	汞	0.012	0.014	0.015	0.025	0.024	0.021	0.015	0.013	0.015	0.012	mg/kg
7	砷	3.53	3.36	3.35	3.35	3.32	3.25	3.36	3.43	3.47	3.34	mg/kg
8	铅	16	17	18	16	19	18	15	17	13	14	mg/kg
9	镉	0.11	0.13	0.12	0.10	0.10	0.08	0.16	0.14	0.17	0.18	mg/kg
10	铬（六价）	ND	ND	ND	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg

序号	检测项目	T42			T43			T44			T45	单位
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	
11	铜	17	15	14	16	20	26	/	/	/	/	mg/kg
12	镍	15	16	18	19	22	24	/	/	/	/	mg/kg
13	苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	mg/kg
14	2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	mg/kg
15	硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	mg/kg
16	萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	mg/kg
17	苯并(a)蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	mg/kg
18	䓛	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	mg/kg
19	苯并(b)荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	mg/kg
20	苯并(k)荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	mg/kg
21	苯并(a)芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	mg/kg
22	茚并(1,2,3-cd)芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	mg/kg
23	二苯并(a, h)蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	mg/kg
24	氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
25	氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
26	1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
27	二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
28	反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
29	1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
30	顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
31	氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
32	1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
33	四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
34	苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
35	1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
36	三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
37	1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
38	甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg

序号	检测项目	T42			T43			T44			T45	单位
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	
39	1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
40	四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
41	氯苯*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
42	1,1,1,2-四氯乙烷*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
43	乙苯*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
44	间,对-二甲苯*	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
45	邻-二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
46	苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
47	1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
48	1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
49	1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg
50	1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	μg/kg

4.2.4.4 评价结论

从表中可以看出，评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值标准；评价范围内草地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

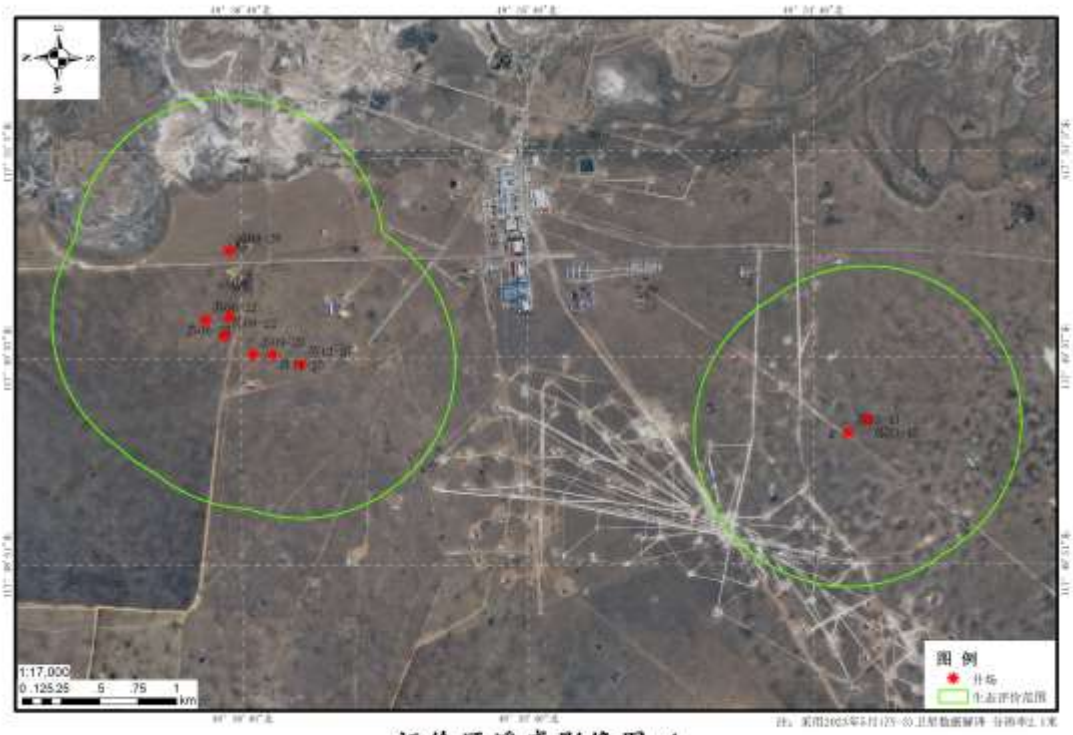
根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D，本项目位于半干旱地区，根据现状监测数据，项目所在区域土壤含盐量 SSC 为 0.7~0.9g/kg，pH 值为 7.24~8.32，区域土壤无盐化、酸化或碱化。

4.2.5 生态环境现状评价

4.2.5.1 调查方法

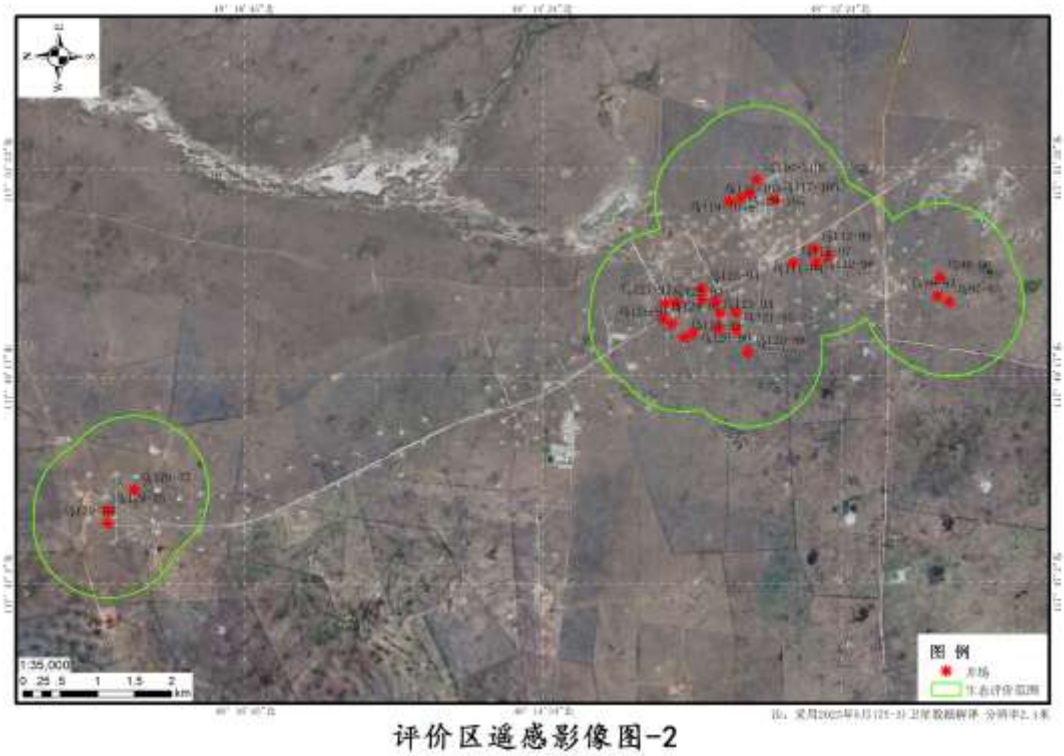
生态环境现状调查采用调查资料、遥感影像与实地调查相结合的方法，遥感影像采用 2023 年 5 月 3 影像中云量少、分辨率为 2.1m 的陆地卫星遥感影像，对图像解译判读，制作相关图件，包括区域土地利用、植被类型、土壤侵蚀等，并统计相关数据；相应统计数据通过对图像解译判读，并在计算机软件的支持下，进行计算机手工目视解译，建立拓扑关系，形成图形数据库和属性数据库。遥感影像图见图 4.2.5-1~4.2.5-4。

地面调查主要是采取实地调查为主，普查、详查相结合的方法，取得评价区土地利用现状、植被组成、野生动物资源状况等资料。



评价区遥感影像图-1

图 4.2.5-1 苏 102-X2 区块、苏 29-45-4 井区遥感影像图



评价区遥感影像图-2

图 4.2.5-2 乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区遥感影像图

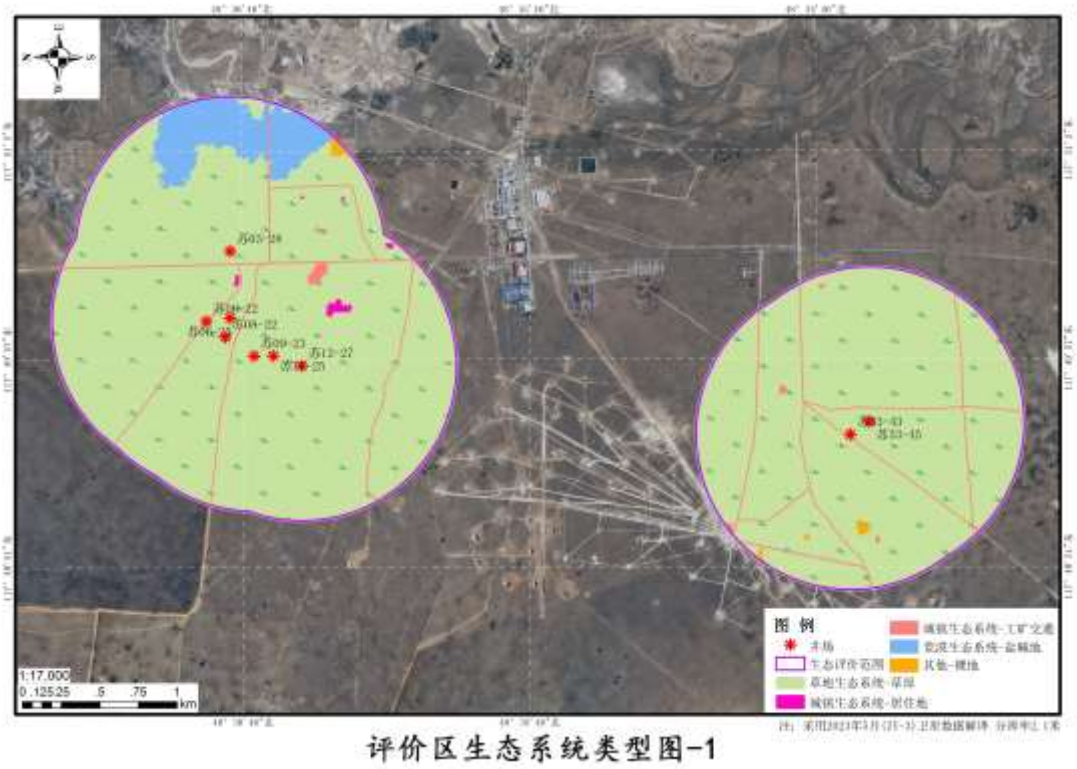


图 4.2.5-3 苏 102-X2 区块、苏 29-45-4 井区生态系统类型图

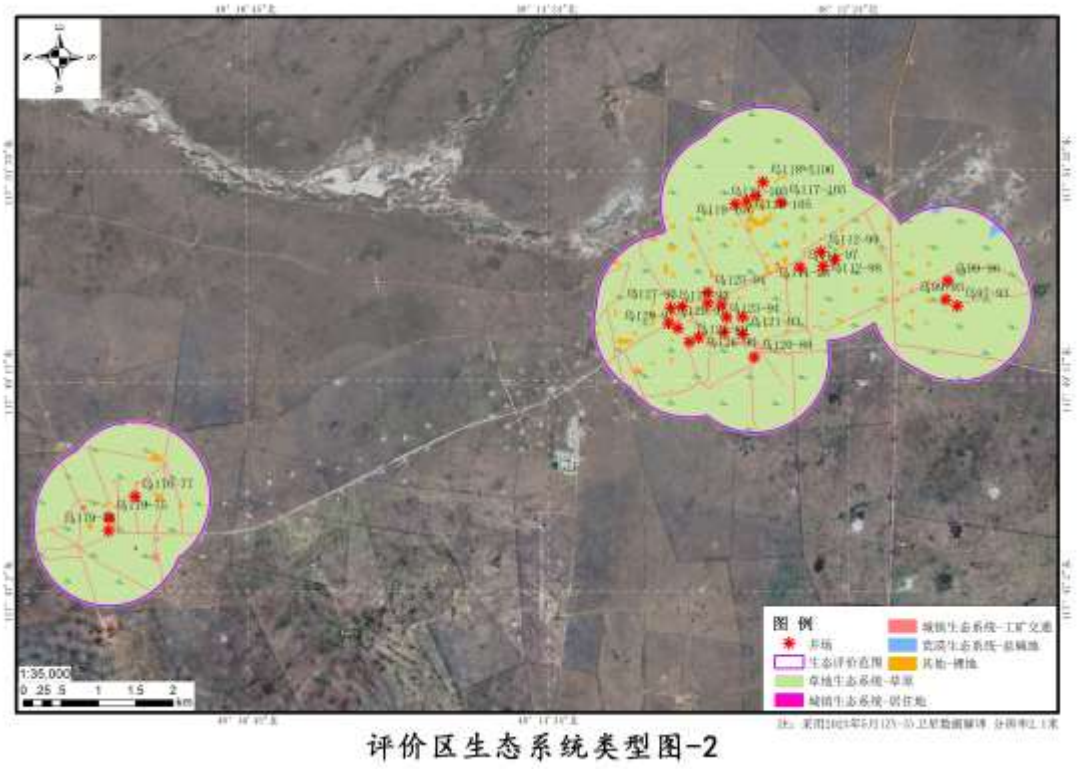


图 4.2.5-4 乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井生态系统类型图

4.2.5.2 植被现状调查

（1）植被类型及分布

调查区块位于欧亚草原区的东部，属典型草原地带，是呼伦贝尔草原的重要组成部分，区域地形平坦开阔，土壤类型为栗钙土，草原植被景观外貌整齐均匀。

调查区植被类型主要类型为克氏针茅、羊草、糙隐子草、丛生小禾草草原，区域土壤以沙壤质栗钙土为主，植物成分变化不明显，草群种类比较单纯，建群种为克氏针茅和羊草，草群盖度在 50-70%，高度为 12-40cm，每平方米有植物 7-10 种，该类草场生物量较高，亩产鲜草 70-200kg，是良好的打草场。群落基本保持着相对稳定的自然状况，草生态系统的基本功能能够正常维持，植被类型见表 4.2.5-1。

表 4.2.5-1 项目区域植被类型

植被		调查范围内面积（hm^2）	占调查面积百分比（%）
典型草原	克氏针茅群落	163.65	5.68
	克氏针茅-羊草群落	2022.45	70.24
	克氏针茅-冷蒿群落	569.41	19.77
其它	道路	35.14	1.22
	非植被区	88.80	3.08
合计		2879.45	100.00

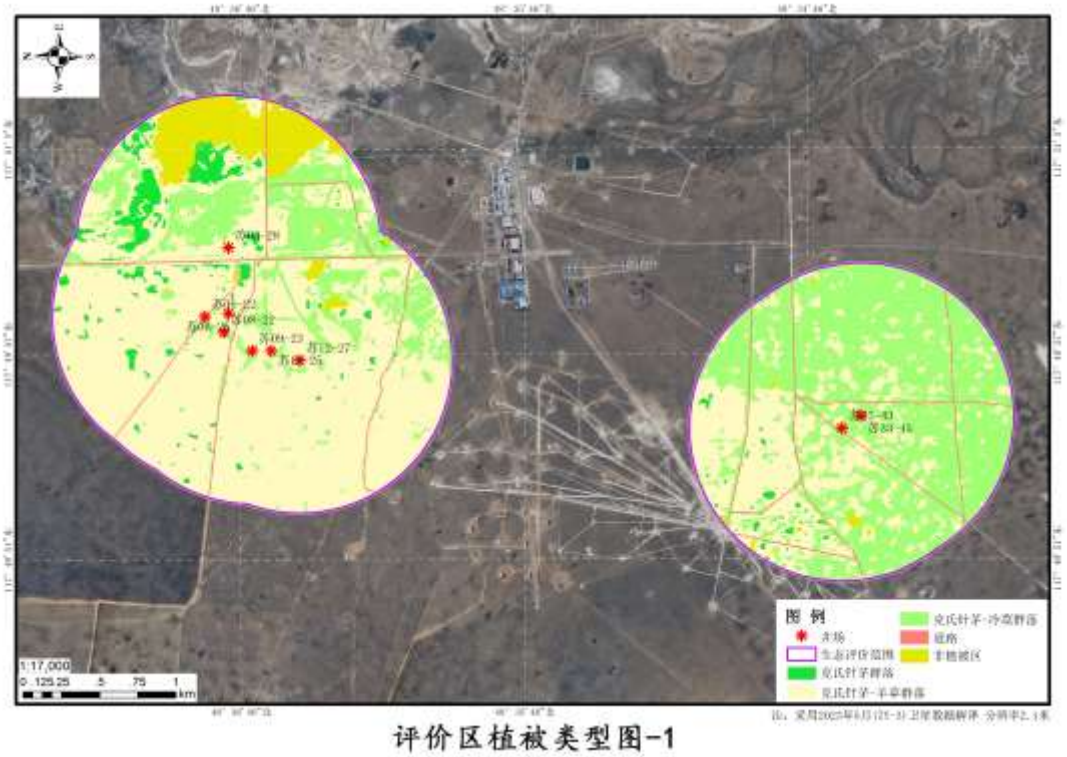
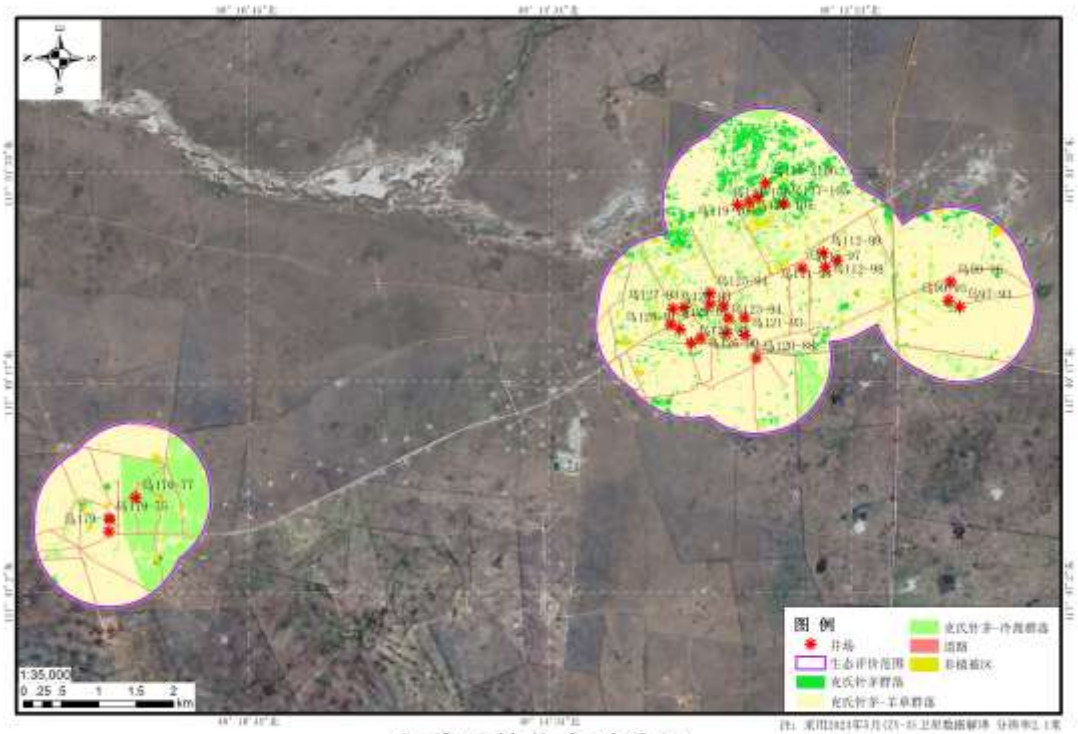


图 4.2.5-5 苏 102-X2 区块、苏 29-45-4 井区植被类型图



评价区植被类型图-2

图 4.2.5-6 乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井植被类型图

（2）评价区植物资源

新巴尔虎左旗全旗范围内记载有高等植物 653 种，分别属于 292 属 74 科。

本区植物科和属比较丰富但种类单调，很多属都是单种属和寡种属。植物种类数量最多的是菊科，有 43 属，113 种，其次是禾本科有 31 属，69 种，以下依次为豆科和蔷薇科，分别有 17 属、46 种和 15 属、45 种。

对评价区域植物资源初步考察有维管植物 30 余种，以禾本科种数最多，其次为菊科、百合科等。该区植被以达乌里—蒙古种为主的草原种占优势，生活型组成有半灌木、多年生草本，一、二年生草本。以多年生草本为主，其次为一、二年生草本。调查区内优势植物和常见植物见表 4.2.5-2。

表 4.2.5-2 区域内优势植物及常见植物名录

序号	中文名	学名
一	**藜科**	**Chenopodiaceae**
1	猪毛菜	*Salsola collina*
2	灰绿藜	*Chenopodium glaucum*
3	刺穗藜	*Chenopodium aristatum*
4	藜	*Chenopodium album*

序号	中文名	学名
二	**蔷薇科**	**Rosaceae**
5	星毛萎陵菜	*Potentilla acaulis*
6	山莓草	*Sibaldia adpressa*
7	二裂萎陵菜	*Potentilla bifurca*
8	菊叶萎陵菜	*poteneilla tanacetifolia*
9	轮叶萎陵菜	*potentilla verticillaris*
三	**豆科**	**Leguminosae**
10	扁蓿豆	*Pocockia ruthenica*
11	狭叶锦鸡儿	*Caragana steniphylla*
12	乳白花黄芪	*Astragalus galactites*
四	**菊科**	**Compsitae**
13	丝叶蒿	*Artemisia adamsi*
14	冷蒿	*Artemisia giraldii*
15	阿尔泰狗哇花	*Heteropappus altaicus*
16	变蒿	*Artemisia pubescens*
17	火绒草	*leontopodium leontopodioides*
18	驴耳凤毛菊	*Saussurea amara*
19	麻花头	*Serratula coronata*
20	大籽蒿	*Artemisia sieversiana*
五	**禾本科**	**Gramineae**
21	羊草	*Leymus chinensis*
22	画眉草	*Eragrostis minor*
23	糙隐子草	*Cleistogenes squarrosa*
24	克氏针茅	*Stipa krylovii*
25	虎尾草	*Chloris virgata*
26	冰草	*Agropyron cristatum*
27	大针茅	*Stipa grandis*
28	散穗早熟禾	*Poa subfastigiate*
六	**莎草科**	**Cyperaceae**
29	寸草苔	*Carex duriuscula*
七	**百合科**	**Liliaceae**
30	双齿葱	*Allium bidentatum*
31	多根葱	*Allium polyrrhizum*
32	细叶葱	*Allium tenuissimum*
33	兴安天门冬	*Asparagus davuricus*
34	野韭	*Alium ramosum*
八	**十字花科**	**Cruciferae**
35	腺独行菜	*Lepidium apetalum*

序号	中文名	学名
36	燥原荠	*Ptilotrichum tenuiflium*
九	**石竹科**	**Caryophyllaceae**
37	旱麦瓶草	*Silene janisseensis*
十	**玄参科**	Scrophulariaceae
38	达乌里芯芭	*Cymbaria dahurica Linn*

（3）植被现状评价

①评价区域内植被以克氏针茅为建群种，局部地形等非地带性因素影响，又有草甸隐域性植被分布其间。

②调查区所在区域植物种类丰富，区系以达乌里——蒙古成分为主，区域内植物均为常见种和广布种，未见珍稀濒危物种。

③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，通过植物样方调查，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。

4.2.5.3 野生动物现状调查与分析

评价区位于原有产能区块内，由于有人类活动，评价区域内动物以伴人物种为主，调查区域分布的动物主要以草原型为主。常见的哺乳类动物有蒙古兔、草原鼢鼠等；鸟类主要有云雀、小沙百灵；爬行类动物有丽斑麻蜥、龙江草蜥等。常见的动物见表 4.2.5-3。

表 4.2.5-3 项目地区主要野生脊椎动物名录

序号	中文名	学名	保护类别	分布生境类型
一、爬行纲 *REPTILIA*				
1	丽斑麻蜥	***Eremias argus***	/	
2	龙江草蜥	*Takydromus amurensis*	/	草地、湿地
二、鸟纲 *AVES*				
（1）鸽形目 *COLUMIFORMES*				
3	毛腿沙鸡	*Syrrhaptes paradoxus(pallas)*	/	草地、沙地
（2）雀形目 *PASSERIIFORMES*				
4	小沙百灵	*C.rufescens (Vieillot)*	/	草地、沙地
5	云雀	*Alauda arvernsis Linnaeus*	/	草地、水域
三、哺乳纲 *MAMMALTA*				
（1）兔形目 *LAGOMORPHA*				
6	蒙古兔	*Lepus tolei pallas*	/	草地、沙地

序号	中文名	学名	保护类别	分布生境类型
7	草原鼠兔	*Ochotona daurica Pallas*	/	草地、沙地
（2）啮齿目 *RODENTIA*				
8	草原黄鼠	*Spermophilus dauricus Brande*	/	草地、沙地
9	草原鼢鼠	*Myospalax aspalax Pallas*	/	草地、沙地
10	五趾跳鼠	*Allactaga sibirica Pallas*	/	草地、沙地
（3）食肉目 CARNIVORA				
11	艾鼬	*Mustela eversmanni Lesson*	/	草地、沙地
12	獾	Meles meles	/	草地

4.2.5.4 土地利用现状

本项目生态评价范围内主要生态系统为草地生态系统。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。评价区土地利用类型包括草地、建设用地等，建设用地为油田井场、场站用地。

本项目土地利用情况见表 4.2.5-4。

表 4.2.5-4 本项目土地利用现状统计表

土地利用类型	评价范围	
	面积(hm^2)	百分比(%)
天然牧草地	2755.51	95.70
工业用地	4.59	0.16
农村宅基地	0.62	0.02
公路用地	13.77	0.48
农村道路	21.37	0.74
设施农用地	1.30	0.05
盐碱地	41.87	1.45
裸土地	40.41	1.40
合计	2879.45	100.00

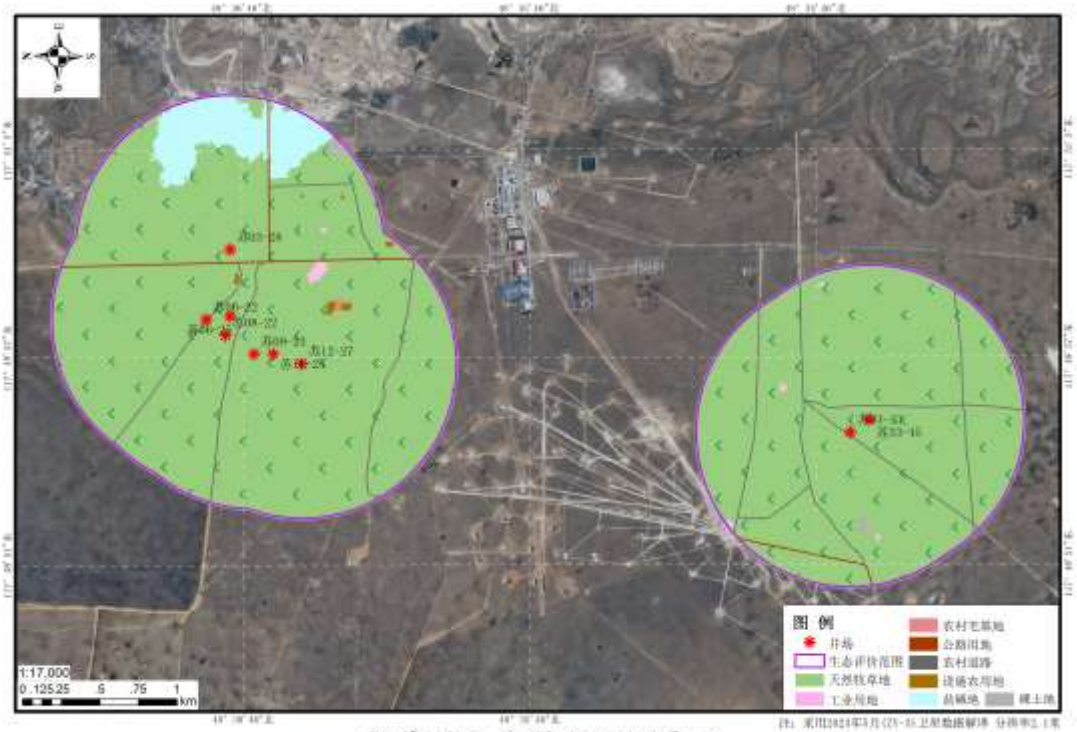


图 4.2.5-7 苏 102-X2 区块、苏 29-45-4 井区土地利用现状图

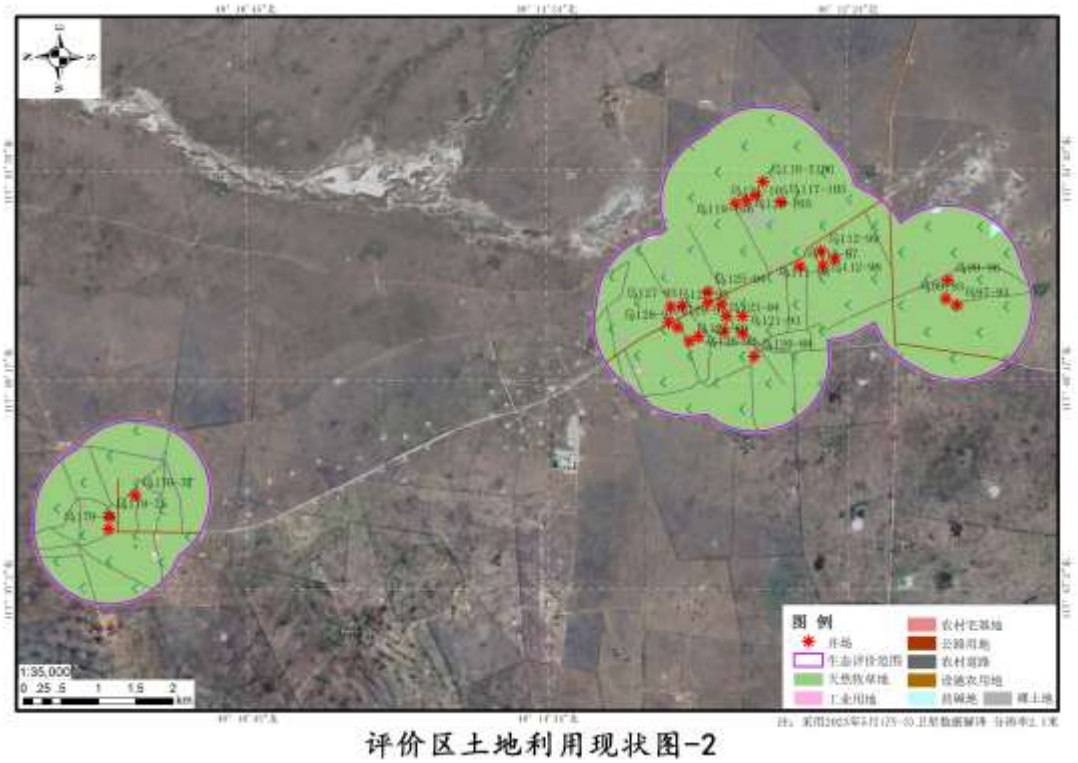


图 4.2.5-8 乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井土地利用现状图

4.2.5.5 土壤理化性质调查

本项目位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，全旗土壤可分为

7 个土类，14 个亚类，25 个土属。土壤类型有栗钙土、草甸土、盐土、碱土、风沙土、沼泽土、粗骨土等。土层较厚、土质肥沃、适宜种植各类优质牧草及药材，其中栗钙土：是区域内分布面积较广的土壤类型，地带性明显。

栗钙土主导成土过程是腐殖质累积过程和钙化过程，钙化程度较为强烈。表层土有机质含量在 2.5-3.3%。自然植被为典型草原植被，由旱生多年生草本植物组成，其中以丛生禾草为主，其次为根茎禾草，建群植物主要有大针茅、羊草、糙隐子草、洽草等。草甸土：接受地下水浸润，在草甸植被下发育而成的半水成土，自然植被多由中生的盐湿性羊草草甸植物组成，土壤具有明显的有机质积累，植物根系多集中在表层，向下便锐减，这与黑土腐殖质在剖面中积累较深的特点有显著不同。盐碱土：分布于高平原上的闭流洼地，分布面积很小，成分以全新统湖沼沉积物为主。植被组成以盐生植物为主，多为盐生草甸群落，主要有碱蓬、碱茅、芨芨草等，植被覆盖度一般较低。评价区内土壤类型组成简单，通过土壤信息服务平台及现场调查可知，占地土壤类型为栗钙土，评价区域主要为栗钙土，在评价区域东侧有少量碱性草甸土。

4.2.5.6 土壤侵蚀调查

土壤侵蚀是指土壤在水力、风力、重力等外营力作用下被破坏、剥蚀、搬运和沉积的过程，主要分为水力侵蚀、风力侵蚀、冻融侵蚀等，本项目区域属中温带大陆性季风气候，其特点冬季漫长严寒，春季干旱，多大风，最大风力 7-8 级，全年降水量较少，多集中在夏季，土壤侵蚀类型主要为风力侵蚀，风蚀的活动与干燥而多风的气候有密切关系，影响风蚀的主要因素有：气候、土壤、植被。气候包括风、降水、温度和湿度等因素。风的因素包括风速、风向、吹袭持续时间和湍流的程度等。通常风速越大，持续时间越长，风的涡动性越强，土壤的风蚀强度越烈。同时，这些因素又加速土壤水分蒸发，使其变干而加剧风蚀。降水、湿度、温度等因素都直接影响风蚀的严重程度。水蚀与区域降雨量、降雨强度、地形、地势等相关。植物覆盖地面，使气流不能直接作用于砂质地表，防止了风的吹扬作用，同时也使阳光不能直接照射地面，从而减少了土壤表层水分的蒸发，加强了砂粒间的团聚力，植物枯枝落叶的堆积，使地面有机质逐渐增多，促进了成土作用。人为因素，长期过度的放牧、

樵采，以及其他掠夺式利用风沙地区的土地、草原，都会促进风蚀的发展。根据项目区域土壤侵蚀图，本项目区域主要有强度风蚀、中度风蚀、 轻度风蚀和微度风蚀。

4.2.5.7 生态环境现状评价结论

本工程区块位于呼伦贝尔新巴尔虎左旗境内，评价范围内生态系统类型为草地。本工程评价范围内土地利用类型以基本草原为主，工程所在区域内主要土壤类型以草甸土和栗钙土为主，工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少，本工程区域生态环境总体质量较好。

4.3 区域污染源调查

本工程为石油开采项目，经现场调查，区域内主要为牧民，项目区域无其他工业企业等环境污染源。

第五章　环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响预测与评价

5.1.1 施工期

施工期废气主要来源于井场地面设施、管线开挖、道路建设等过程的施工扬尘及各种车辆排放的尾气等，废气中主要污染物为非甲烷总烃、NOx、SO_2、TSP 和 CO 等。

（1）施工扬尘对环境空气的影响

施工期管线路由开挖、道路铺设、回填、开挖土方露天堆放等过程都会产生扬尘，如遇干旱无雨季节或者大风，施工扬尘将更为严重。据有关调查显示，施工工地的扬尘主要是由运输车辆的行驶和开挖土方的露天堆放产生，一般情况下，施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。如果在施工期间对施工区域采用围护或对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4-5 次，可使扬尘减少 70%左右，施工场地洒水抑尘的试验结果见表 5.1-1。

表 5.1-1 施工现场下风向 TSP 浓度（风速为 4.5m/s）

距离（m）		5	20	30	50	100-150
TSP 小时平均浓度（mg/m^3）	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86	0.61
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.27	0.21

结果表明：实施每天洒水 4-5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20-50m 范围。施工期管线施工扬尘不会对敏感点产生较大影响。

根据本项目特点，在施工过程中，应定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度；加强回填土方堆放场的管理，要采取土方表面压实、覆盖等措施；运输车辆进入牧民附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生；在距离牧民较近管线施工过程中采取人工开挖，施工阶段设置围挡等方式降低施工噪声及扬尘对周边牧民的影响。

采取上述措施后，施工期过程中产生的扬尘可降低约 70%，扬尘浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求。

项目管道焊接主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟尘，焊接烟气中有毒有害气体的成份主要为CO、CO_2、O_3、NO_x、CH_4等，其中以CO所占的比例最大，但由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

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。距离本项目较近的敏感目标为19#牧民散户（集输管线西侧 60m）、17#牧民萨其茹拉家（2）（集输管线北侧 60m）、22#牧民散户（集输管线南侧 50m），在采取本工程提出的环境保护措施情况下，工程施工对周围牧民环境影响较小。

（2）柴油机燃烧烟气

本项目施工期使用柴油发电机，最大功率为800kW，本项目苏102-X2区块钻完井周期11天，苏29-45-4井区钻井工程完井周期15天；本工程施工期单个施工井场运行 1 台柴油发电机，其中苏 29-45-4 井区（以苏 33-43 井为例，柴油用量最大）单井钻井期为15天，每天工作 24h 计算，柴油发电机共运行360h。

根据源强核算，苏 33-43 井 NOx 排放量为 0.43t、颗粒物排放量为0.046t、CO 排放量为 0.11t、HC 排放量为 0.31t，则 NOx 的排放速率为（0.43×106g）/（800kW×360h）=1.49g/kWh，颗粒物的排放速率为（0.046×106g）/（800kW×360h）=0.16g/kWh，CO 的排放速率为（0.11×106g）/（800kW×360h）=0.38g/kWh，HC的排放速率为（0.31×106g）/（800kW×360h）=1.07g/kWh，能够满足《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）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中II类限值要求，实现达标排放，施工时使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况，由于项目开发区域所在地较空旷，扩散能力较快，且拟钻井场周边无大气环境敏感点，因此对局部区域环境的影响不大。随着钻井工作的结束，柴油机排放的废气对环境空气的影响会逐渐消失。

（3）柴油储罐呼吸废气

项目柴油储存于柴油储罐区，会有柴油储罐呼吸废气产生，经计算，产生量为 0.33t，本项目施工期较短，且场地空旷，空气流动性较好，对周围环境影响较小，不采取防治措施对环境的影响是可以接受的，可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728 -2020）中第 5.9 条企业边界污染物控制要求。

（4）车辆排放的尾气对环境空气的影响

本工程施工期各类工程及运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，排放主要污染物为 NOx、CO、HC 等，均属于无组织排放，施工所处地区宽阔，地形简单，污染物在大气中可快速扩散，由于车辆排放的尾气为流动的线源，影响范围较大，但其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对环境的空气的影响不是很大。

5.1.2 运行期

本项目运行期的大气污染主要来自油田集输过程中烃类的无组织挥发、依托场站加热装置新增负荷增加的烟气。根据工程分析可知，由于本工程未新建锅炉，依托场站加热炉均满足相应的负荷状态下运行，且大气污染物总量在原申请总量范围内，故未对锅炉烟气进行预测。

（1）非甲烷总烃面源预测

本项目运行期正常工况下的大气污染主要来自产液集输过程无组织挥发的烃类气体，为面源排放。

根据区块开发指标预测，乌 121-X103 井区最大产油量为 2.02×10^4t/a，本项目采油井口无组织挥发烧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经类挥发量。

无组织挥发烃类废气量计算公式如下：

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

式中：G—非甲烷总经产生量，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，0.00072t/m^3；

λ—气油比，气油比为 20.22m^3/t；

δ—伴生气实际产生系数，0.5。

经计算，乌 121-X103 井区非甲烷总烃产生量为 0.257t/a，该井区共包括 21 口油井，则单井井场非甲烷总烃排放速率为 0.0017kg/h。

工程污染源调查情况见表 5.1-2。

表 5.1-2 污染物面源参数调查清单

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度/m	与正北方向夹角/°	面源长度/m	面源宽度/m	面源有效排放高度/m	污染物排放速率（kg/h）
	经度	纬度						NMHC
乌 121-X103 井区单井井场	117.828073	48.57648	565	90	40	30	3	0.0017

通过采用 AERSCREEN 软件对拟建工程主要污染物烃类气体对大气环境质量的影响进行分析，估算模式的计算结果见表 5.1-3。

表 5.1-3 项目井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	矩形面源	
	NMHC 浓度(μg/m³)	NMHC 占标率(%)
10	3.9538	0.20
25	4.8813	0.24
50	5.6949	0.28
68	5.8405	0.29
75	5.8107	0.29
100	5.5160	0.28
125	5.0947	0.25
150	4.6571	0.23
175	4.2489	0.21
200	3.8914	0.19
250	3.3110	0.17
300	2.8755	0.14
350	2.5270	0.13
400	2.2388	0.11
450	2.0753	0.10
下风向最大浓度	5.8405	0.29
下风向最大浓度出现距离	68	

下风向距离	矩形面源	
	NMHC 浓度(μg/m³)	NMHC 占标率(%)
D10%最远距离	/	

本项目面源区域排放的主要污染物 VOCs（以非甲烷总烃计）最大落地距离 56m，最大地面浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，对周围大气环境的贡献值较小。

根据预测计算，本工程排放主要污染物 VOCs（以非甲烷总烃计），P_{max} 值为 0.29%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），当 P_{max} ＜1%时，确定本项目大气评价等级为三级，三级评价项目不进行进一步预测与评价。

（2）污染物排放量核算

①正常工况下大气污染物年排放量核算

本项目大气污染物有组织排放量核算见表 5.1-4。

表 5.1-4 大气污染物有组织排放量核算

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度/(mg/m³)	核算排放速率/(kg/h)	核算年排放量/(t/a)
主要排放口					
主要排放口合计		/	/	/	/
一般排放口					
1	乌东联合站加热炉	SO_2	12.5	0.0045	-0.0079
		NOx	88	0.0318	0.0480
		颗粒物	23	0.0083	0.0093
2	苏一联合站加热护	SO_2	11.9	0.0007	0.0043
		NOx	76	0.0045	0.0305
		颗粒物	11	0.0007	0.0048
一般排放口合计		SO_2			-0.0036
		NOx			0.0785
		颗粒物			0.0141
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO_2			-0.0036
		NOx			0.0785
		颗粒物			0.0141

本项目大气污染物无组织排放量核算见表 5.1-5。

表 5.1-5 大气污染物无组织排放量核算

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准（μg/m³）		年排放量（t/a）
					标准名称	浓度限值（mg/m³）	
1	井场、管线等	油气集输	非甲烷总烃	油气集输采用密闭流程，井口安装密封垫	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求	4.0	0.34
2	场站	油气集输	非甲烷总烃	油气集输采用密闭流程			
无组织排放总计							
无组织排放总计			非甲烷总烃				0.34

本项目大气污染物年排放量核算见表 5.1-6。

表 5.1-6 本项目大气污染物年排放量核算

序号	污染物	年排放量（t/a）
1	SO_2	-0.0036
2	NOx	0.0785
3	颗粒物	0.0141
4	非甲烷总烃	0.34

②非正常工况下大气污染物年排放量核算

根据工程分析可知，本项目涉及的非正常工况条件下的废气排放主要为井场、场站设备检修时非甲烷总烃的溢散，一般情况下检修时间较短（1-2d），非甲烷总烃溢散量难以核算，且项目均处于野外，扩散条件较好，不会对周围大气环境造成较大影响。

（3）依托场站加热炉达标性

本次项目乌 99-94 井区、乌 27 断块乌 27 井区、乌 33 断块乌 121-X103 井区依托乌东联合站，苏 102-X2 区块、苏 29-45-4 井区依托苏一联合站。乌东联、苏一联脱水站负荷率均能够满足需求。

根据大庆中环检测有限公司于 2024 年 4 月 12 日~13 日对苏一联合站加热炉的监测结果可知，加热炉排放的废气浓度中颗粒物最大值为 11.9mg/m³，NO_x 最大值为 76mg/m³，SO_2 最大值为 11mg/m³。根据大庆中环检测有限公司于 2023 年 5 月 17 日对乌东联合站加热炉的监测结果可知，加热炉排放的废气浓度中颗粒物最大值为 11.7mg/m³，NO_x 最大值为 91mg/m³，SO_2 最大值为

26mg/m^3。均能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）在用锅炉相关标准限值要求。

5.1.3 退役期

在退役期间由于原油的产量下降，井场、联合站和转油站的烃类气体挥发量将明显下降，排入环境空气中的废气也将逐渐减少，并随着油井的全部关闭影响将逐渐消失，这些将有利于油区内环境空气质量的恢复；各类工程车辆和运输车辆为流动的线源，污染物扩散较快，将随着各井的拆除而移动，对环境的影响是暂时的。在各油井完全关闭后，该地区的空气环境将逐步恢复到未开发前的状态。

5.1.4 评价结论

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，项目建设对环境空气质量影响很小。

5.2 地表水环境影响评价

项目区域 2km 范围内无地表水体。施工期废水主要是钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液在经过泥浆不落地装置处理后产生的压滤水、压裂返排液、转注井洗井废水、试压废水以及生活污水，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

本项目钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液产生总量为 5368.16t，排入井场移动式泥浆不落地处理装置进行固液分离，根据建设单位提供资料可知压滤水产生量约占钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液的 40%，则压滤水产生量为 2147.26t。处理后的压滤水由罐车拉运至苏一联含油污水处理站处理后回注，不外排。

本工程共 35 口油井压裂投产，压裂过程中会产生压裂返排液，根据调查每口井压裂后产生的返排液约 200m^3，共产生 7000m^3，本项目产生的压裂液统一收集至德二联合站压裂返排液站集中预处理后，再进入德二联污水处理站深度处理，达标后回注地下。

本项目乌 33 断块乌 121-X103 井区包含转注井 7 口，转注井洗井废水产生量为 166.25t，主要污染因子为 SS、石油类，由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排。

本项目乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区试压废水产生量为 100.67t，主要污染因子为 SS，管道试压废水由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排； 苏 102-X2 区块、苏 29-45-4 井区试压废水按用水量的 95%计算，试压废水产生量为 123.79t，主要污染因子为 SS，管道试压废水由罐车拉运至苏一联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排；本项目转注井生产套管试压废水产生量为 41.9t，主要污染因子为 SS，试压废水罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排。

乌东联合站、苏一联合站含油污水处理站处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”规定后回注油层，不外排。

本项目钻井工程施工生活污水排入移动厕所，施工结束后统一送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。地面工程施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设营地，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。

综上所述，本项目施工期废水均得到合理有效的处理，不排入外环境，不会对区域内地表水体产生影响。

5.2.2 运营期

5.2.2.1 正常工况下地表水环境影响分析

正常工况下，本项目乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区油水井作业废水、油田采出水运至乌东联合站含油污水处理站处理达标后回注油层，

不外排；苏 102-X2 区块和苏 29-45-4 井场油水井作业废水、油田采出水运至苏一联合站含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”规定后回注油层；油井清防蜡废水进入集油系统，不外排。

综上所述，本项目废水均得到合理有效的处理，不排入外环境，因此，正常工况下对区域内地表水体几乎不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则地表水》（HJ2.3-2018）中 8.1.2，水污染影响型为三级 B 评价，主要评价内容包括：水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价，及依托含油污水处理站的环境可行性评价，具体如下。

（1）地表水环境保护措施有效性

在油田生产建设及运营过程中，加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施切实落实。

①集油管线采用无缝钢管，内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管，能有效防止管线泄漏，同时定期对管线检查、维修，确保各部分的使用性能；

②在进行油井井下作业时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

③定期巡检，每天有专职人员对油井及管线进行检查，巡检次数至少为 1 次/d，雨季等特殊天气增加巡检次数，若管线泄漏应及时关闭切断阀，同时确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水环境产生大面积污染。

综上所述，正常生产情况下，项目开发建设采取较为完善的环境保护措施，对周围环境不会产生不良影响。

（2）依托含油污水处理站的环境可行性

①污水站处理工艺及处理能力可行性分析

乌东联合站含油污水处理站站内 SSF 工艺，设计出水水质指标为“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”，设计规模为 690m^3/d，目前乌东联污水站平均日处理 350m³/d，负荷率 50.7%，接入本项目废水量 30.6t/d 后，考虑同期建设项目（乌尔逊油田乌 39-1 区块大磨拐河组二段油层 2023 年产能建设项目）的采出水量 3.34t/d，负荷率为 55.6%，工程建成后能够满足本次产能需求；苏 102-X2 区块、苏 29-45-4 井区作业废水及采出水依托苏一联合站含油污水处理站处理，设计出水水质指标为“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”，设计规模为 1160m^3/d，目前平均日处理污水 621m³，负荷率 53.5%。接入本项目废水量 27.5t/d 后，负荷率为 55.9%，工程建成后能够满足本次产能需求。

②污水站处理达标后回注的环境可行性分析

根据现场调查，项目所属区域注水井回注层位与油井开采层位相同，属于回注到现役油气藏层位。

根据大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司企业自行监测数据（监测时间 2023.03.29），乌东联污水站处理后污水中悬浮物浓度为 4mg/L、含油量为 1.38mg/L，苏一联污水站处理后污水中悬浮物浓度为 3mg/L、含油量为 2.43mg/L，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”，回注油层，不外排。符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）中相关要求。

5.2.2.2 非正常工况下地表水环境影响分析

非正常工况下对地表水体构成污染的污染源主要为作业污水地表径流可能携带部分落地油进入水环境。根据前述工程分析可知：

（1）油井作业过程中使用作业污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置对作业污水进行回收。油井作业时泄漏出的污油污水限定在井场范围内，通过带有自吸泵的污油污水回收装置将泄漏出的污油污水回收处理，不进入外环境。

（2）作业过程中严格限制作业范围，作业范围不超出井场占地范围外，

距离地表水体较近油井井场四周设置围堰，作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水不会污染外环境。

（3）本工程对落地油采取了及时回收措施，回收率 100%，并禁止在雨季进行油井作业，因此，地表径流不会对地表水体产生影响。

综上，非正常工况下，通过上述的相应措施，项目对地表水体不会产生影响。

5.2.3 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。

5.2.4 评价结论

本项目的开发建设在正常工况下，采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境不会产生不良影响。在事故状态下，尤其是发生集输管线泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响。因此，建议企业加强管理，事故发生时及时采取防治措施，避免对周围水体产生影响。

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 施工期

（1）钻井过程对地下水环境影响分析

本项目钻井期对地下水可能造成的影响主要是钻井过程中钻遇含水层时钻井液漏失对地下水造成影响。若漏失地层存在较多的裂隙时，漏失的钻井液就有可能沿着岩层裂隙进入地下水造成地下水污染。

钻井期间，本项目采用无毒无害或毒性极小的水基钻井泥浆；为防止钻井泥浆上返地面后对土壤的污染，井场设移动式泥浆不落地处理装置，井口返出的废钻井液、岩屑和废射孔液通过泥浆收集系统进行收集，收集后通过提升泵至脱稳系统并进行脱稳处理，处理后的废物再由固液分离系统处理成达标固相和液相，泥饼若经检测为I类固废，则用于本项目井场垫高，若经检测为II类固废，则用于制砖，若泥饼经检测为第II类一般工业固体废物制砖不可行时，按照二类固废处置场的要求，采取防渗、导流及截洪沟等措施对泥饼进行暂存，

尽快综合利用。分离出的滤液水由罐车拉运至德二联污水处理站处理后回注现役油层。油井钻井过程中使用双层套管，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，保证地下水质安全。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。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≤5.0μm”标准限值后回注现役油层，不外排。

（2）井场化粪池对地下水环境影响分析

项目苏 29-45-4 井区、苏 102-X2 区块钻井工程施工生活污水排入移动厕所，施工结束后统一送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。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。

（3）柴油罐区对地下水影响分析

柴油罐区采取重点防渗措施，采用地面碾压平整并铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜进行防渗。且柴油罐为地上罐，即使发生泄漏也能够及时发现并处理，对地下水产生影响的可能性极小。

综上所述，本项目施工期废水的产生是短暂性的，边产生边由罐车拉运处理，不存在隐蔽性的大范围的污染特征，产生的废水按照要求均得到合理有效的处理，不排入外环境，不会对区域内地下水体产生影响。

5.3.2 运行期

本建设项目北部的苏仁诺尔油田区地下水环境影响评价等级为一级、南部的乌尔逊油田区地下水环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导

则 地下水环境》（HJ610-2016）要求，本次地下水环境影响预测评价采用数值法进行。

5.3.2.1 地下水流数值模型

水文地质概念模型是对评价区水文地质条件的简化，使得水文地质条件尽可能简单明了，但是要准确充分地反映地下水系统的主要功能和特征。水文地质概念模型是对地下水系统的科学概化，其核心为边界条件、内部结构、地下水流态三大要素，通过分析研究区的水文地质条件，收集和整理了大量水文地质资料的基础上，建立了研究区水文地质概念模型和地下水流数值模型。

5.3.2.1.1 模拟范围及边界条件概化

建设项目所在区位于波状高平原区，地貌单元简单，属于地下水的径流带上，模拟区范围与调查评价区范围保持一致，其范围如下：

（1）苏仁诺尔油田区模拟区范围

西南侧上游以潜水的 563.5m 水位标高线为边界，北东侧下游以潜水的 557m 水位标高线为边界，南东、北西两侧分别外扩 2.92、3.09km，以平行地下水流向的零通量边界为界，圈定苏仁诺尔油田区地下水数值模拟区区范围面积为 75.38km^2。

（2）乌尔逊油田区乌 27 井区模拟区范围

西南侧上游以潜水的 576m 水位标高线为边界，北东侧下游以潜水的 574.8m 水位标高线为边界，北西、东南侧分别以外扩 1.40km、6.02km 平行地下水流向的零通量边界为界，圈定地下水数值模拟区面积为 75.06km^2。

（3）乌尔逊油田乌 121-X103 井区、乌 99-94 井区模拟区范围

南侧上游以潜水的 577m 水位标高线为边界，北侧下游以潜水的 575.5m 水位标高线为边界，东、西两侧分别以外扩 2.09km、2.34km 平行地下水流向的零通量边界为界，圈定地下水数值模拟区面积为 67.53km^2。

垂向边界：模拟区地下水类型包含潜水与承压水，潜水上部界面为开放边界，垂向上水量主要为大气降水入渗补给和蒸发排泄。下部承压水由稳定泥岩将其与潜水隔开，为零通量边界，承压水间也为巨厚稳定泥岩隔水层，各自成独立的含水层单元，垂向上不存在水力联系。

5.3.2.1.2 含水层概化

模拟区在 300m 垂向深度范围内包含一层潜水含水层与三层承压水含水层，各承压含水层上下均存在数米厚的泥岩隔水层，含水层为相对密闭空间，地下水的运移方式相似，本次将潜水之下的第一层稳定隔水层下的承压水作为承压含水层预测目的代表层。因此，本次将潜水含水层与下部第一个承压水含水层作为预测层进行含水层概化。

根据前述评价区水文地质条件对模拟区含水层概化如下：

（1）苏仁诺尔油田模拟区

东北部潜水含水层厚度为 30.25m，西南部含水层厚度约 21m，中间泥岩隔水层厚度为 20～30m，承压水含水层平均厚度为 43.03m，承压水含水层底板为白垩系泥岩。

（2）乌尔逊油田区乌 27 井区模拟区

西南部潜水含水层厚度为 32.35m，北东部含水层厚度约 52m，中间泥岩隔水层厚度为 20～40m，承压水含水层平均厚度为 23.48m，承压水含水层底板为白垩系泥岩。

（3）乌尔逊油田乌 121-X103 井区、乌 99-94 井区模拟区

南部潜水含水层厚度为 35m，北部含水层厚度约 65.12m，中间泥岩隔水层厚度为 20～40m，承压水含水层平均厚度为 25.62m，承压水含水层底板为白垩系泥岩。

由以上含水层的厚度与顶底板差值标高，将三个数值模拟区分别概化为两个自南向北微倾的三层含水层模型，第一层为由第四系松散岩类孔隙水与碎屑岩类裂隙孔隙水构成的混合潜水含水岩组，第二层为新近系泥岩，第三层为碎屑岩类裂隙孔隙承压水（见图 5.3-1，见图 5.3-2）。

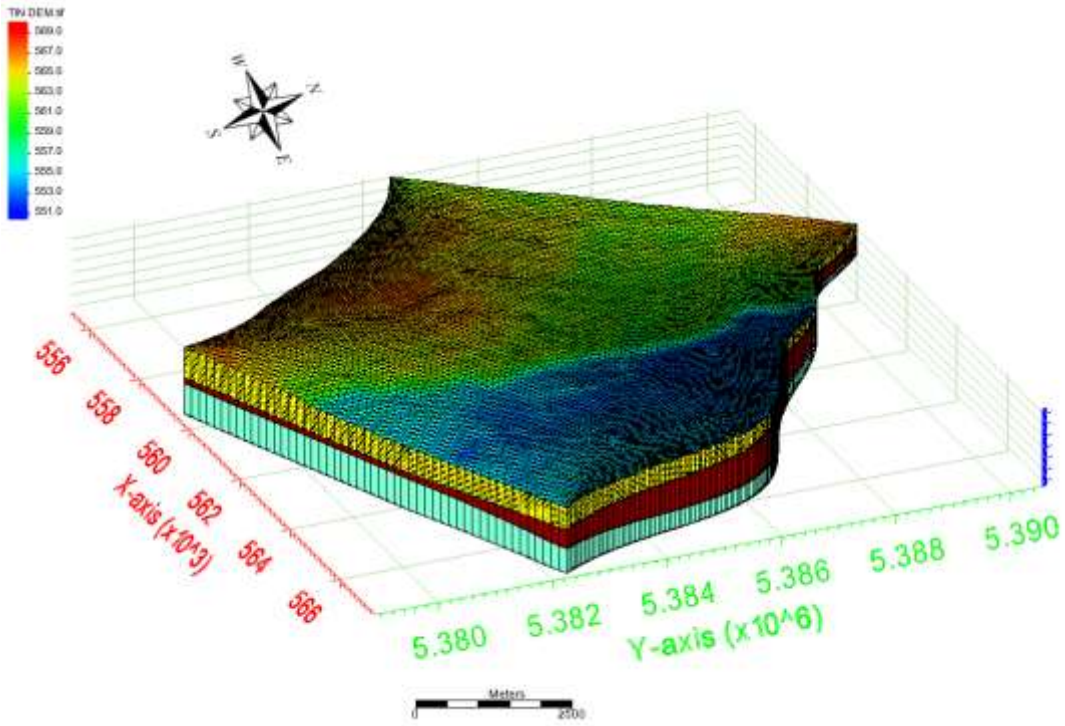


图 5.3-1 苏仁诺尔油田模拟区含水层概化图

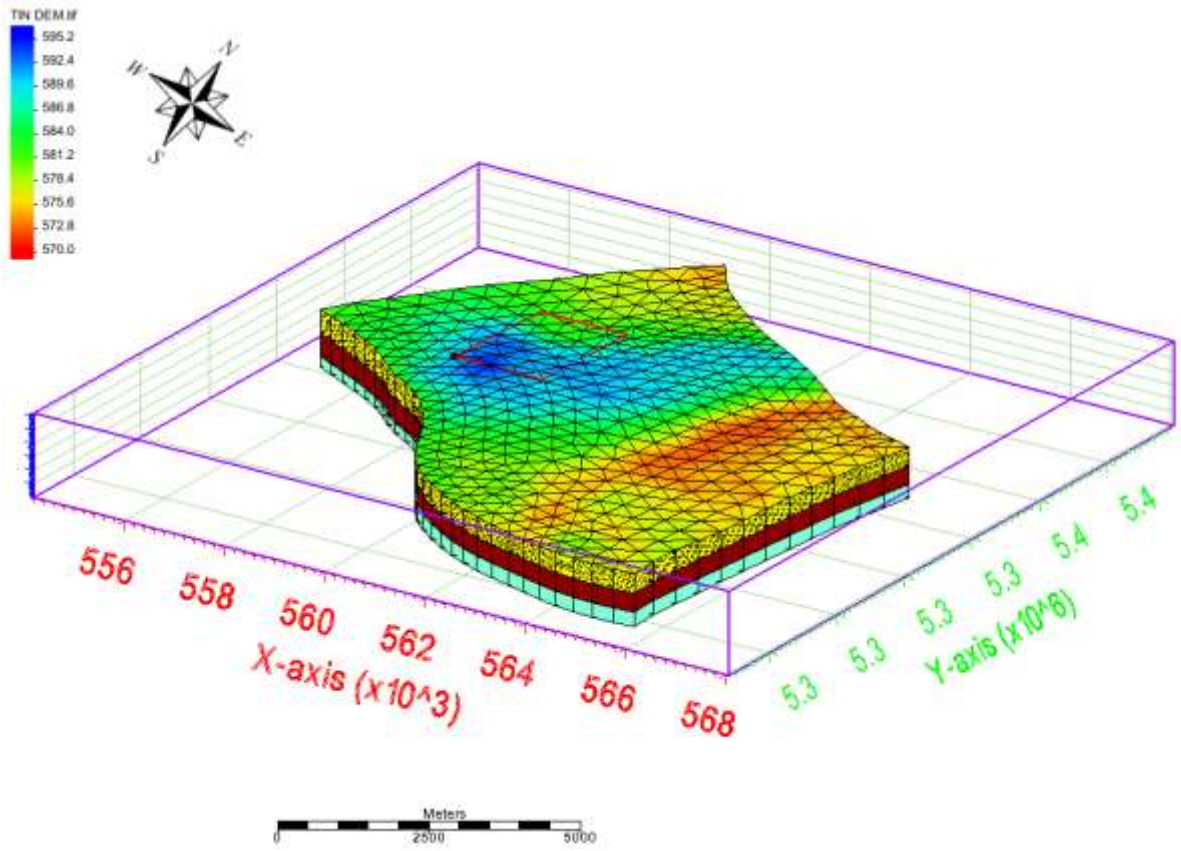


图 5.3-2 乌尔逊油田乌 27 井区模拟区含水层概化图

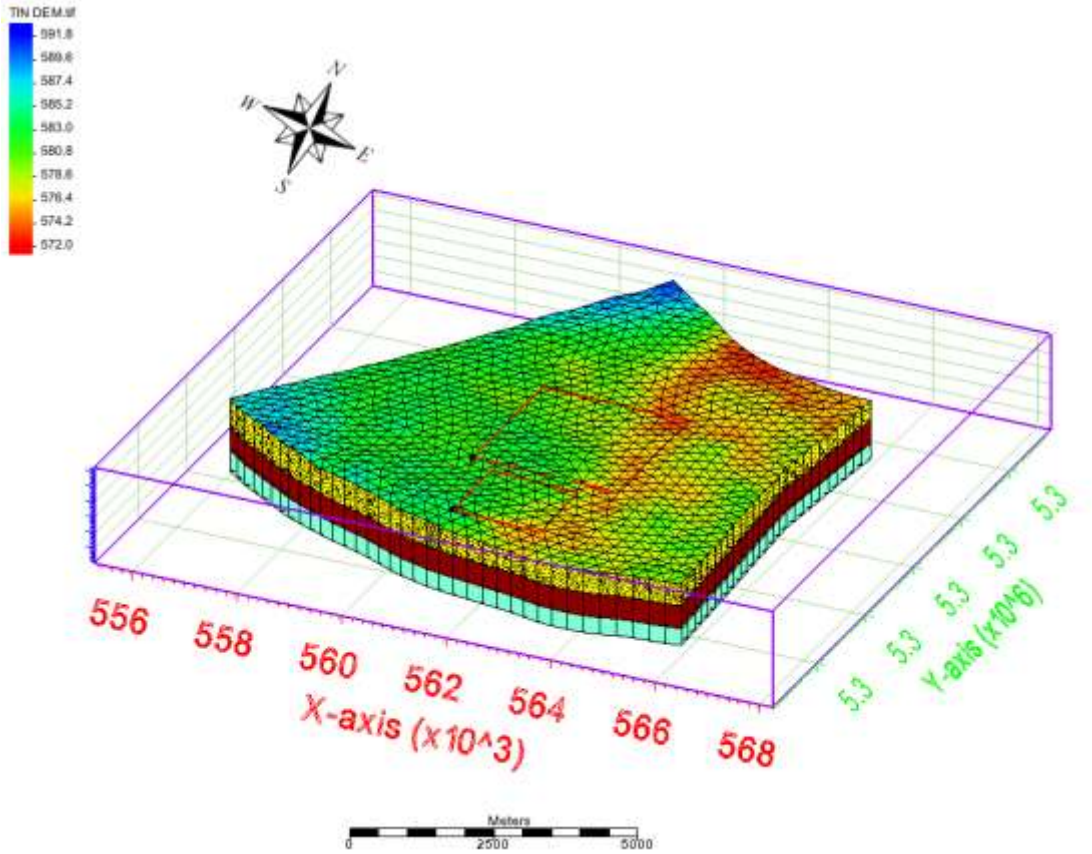


图 5.3-3 乌尔逊油田乌 121-X103 井区、乌 99-94 井区模拟区含水层概化图

模拟区含水层属非均质地下水含水系统，区内地下水动态随着降水量等季节变化而变化，属非稳定地下水流系统；但由于本项目关注的主要地下水环境问题是建设项目对地下水水质的影响，项目对地下水水位和水量的影响甚微，且根据对区内地下水流场调查与多年地下水水位动态变化可知，区内地下水流场形态随季节变化不明显，多年水位保持稳定，变幅小于 1m，地下水年内动态变化过程中流场形态与水力梯度不会发生明显变化，因此，在模拟过程中适当简化，将地下水流态概化为稳定流。因此，本次模拟将地下水流系统概化为三维非均质稳定地下水流系统。

5.3.2.1.3 模型离散

本次模拟选用的是高斯投影坐标系，模拟区范围地理位置属于高斯投影的第 20 投影带（6°带）。综合模拟区面积大小、计算速度、数据精度等因素，并经试算，最终确定离散方案：本次模拟剖分采用分别平行于 x、y 轴的 100m×100m 的等间距网格进行剖分，为满足溶质运移模型的模拟精度，在井场、联合站及附近进行局部加密剖分，剖分单元格为 20m×20m。

（1）苏仁诺尔油田模拟区

横向上模拟区剖分为 193 列，纵向上剖分为 175 行，垂向上剖分为 3 层，在此基础上进一步将模拟区范围外的网格非活动化，活动化单元个共计 73464 个，见图 5.3-4。

（2）乌尔逊油田乌 27 井区模拟区

横向上模拟区剖分为 225 列，纵向上剖分为 200 行，垂向上剖分为 3 层，在此基础上进一步将模拟区范围外的网格非活动化，活动化单元个共计 27961 个，见图 5.3-5。

（3）乌尔逊油田乌 121、99 井区模拟区

横向上模拟区剖分为 210 列，纵向上剖分为 189 行，垂向上剖分为 3 层，在此基础上进一步将模拟区范围外的网格非活动化，活动化单元个共计 32017 个，见图 5.3-6。

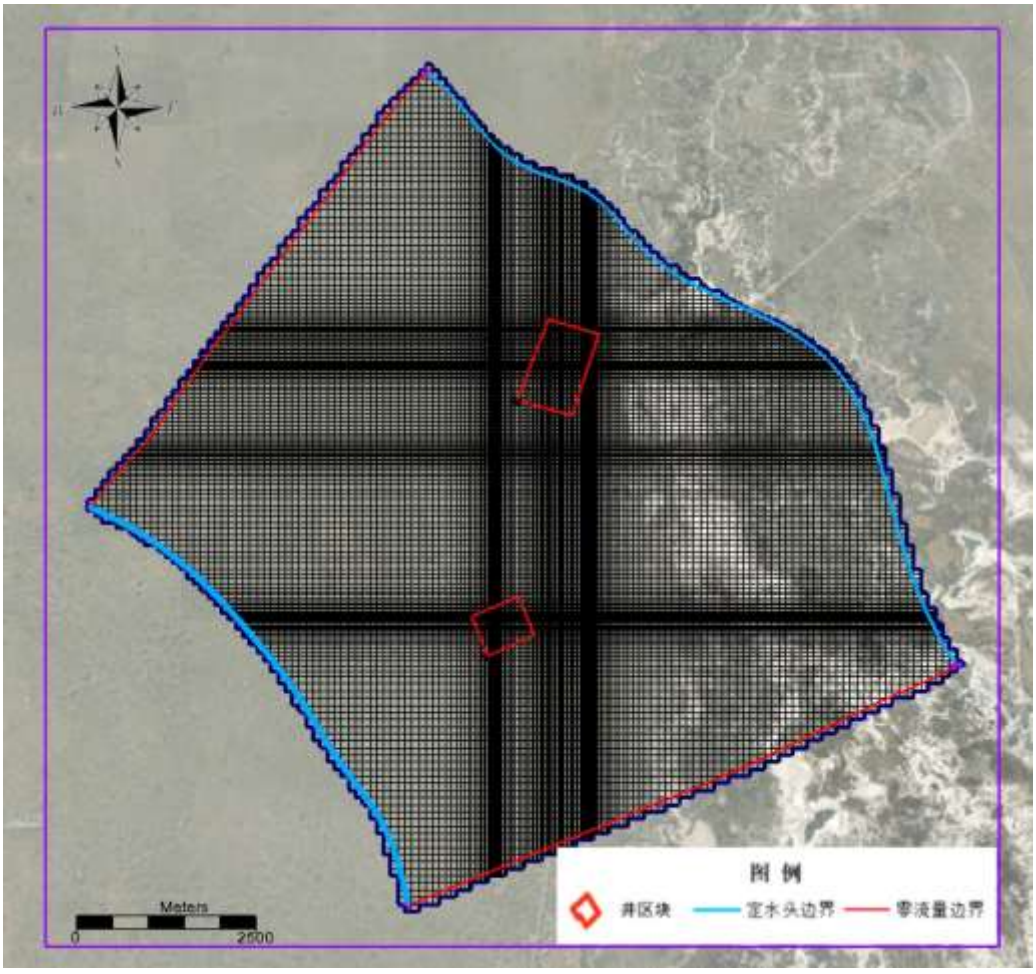


图 5.3-4 苏仁诺尔油田模拟区模型离散网格剖分与边界条件图

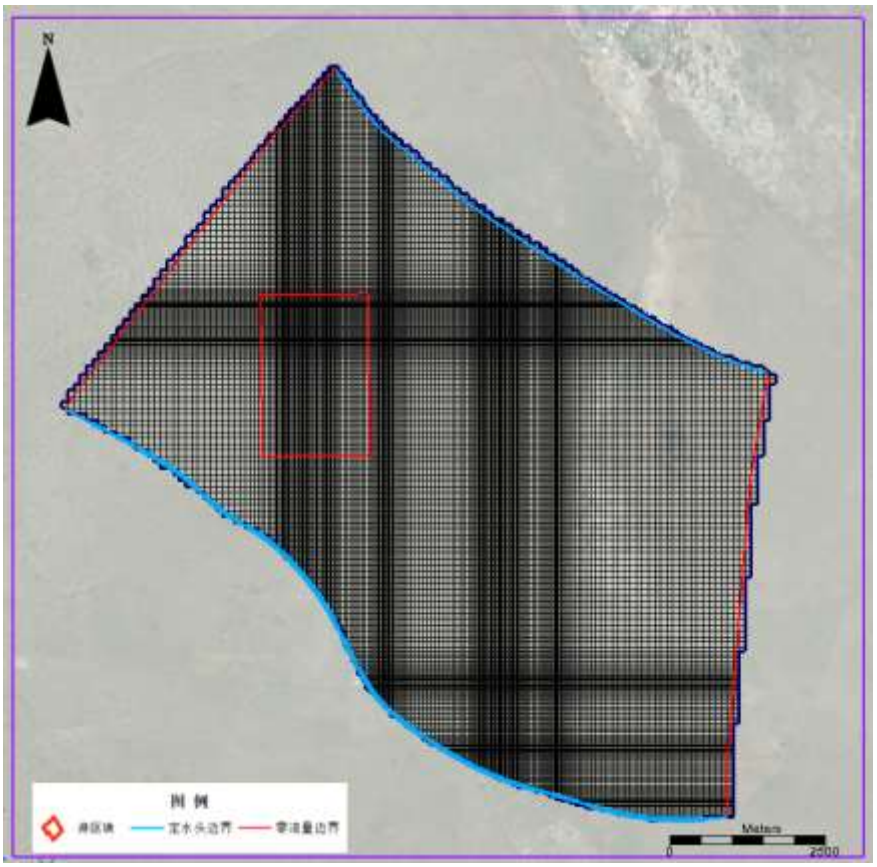


图 5.3-5 乌尔逊油田乌 27 井区模拟区模型离散网格剖分与边界条件图

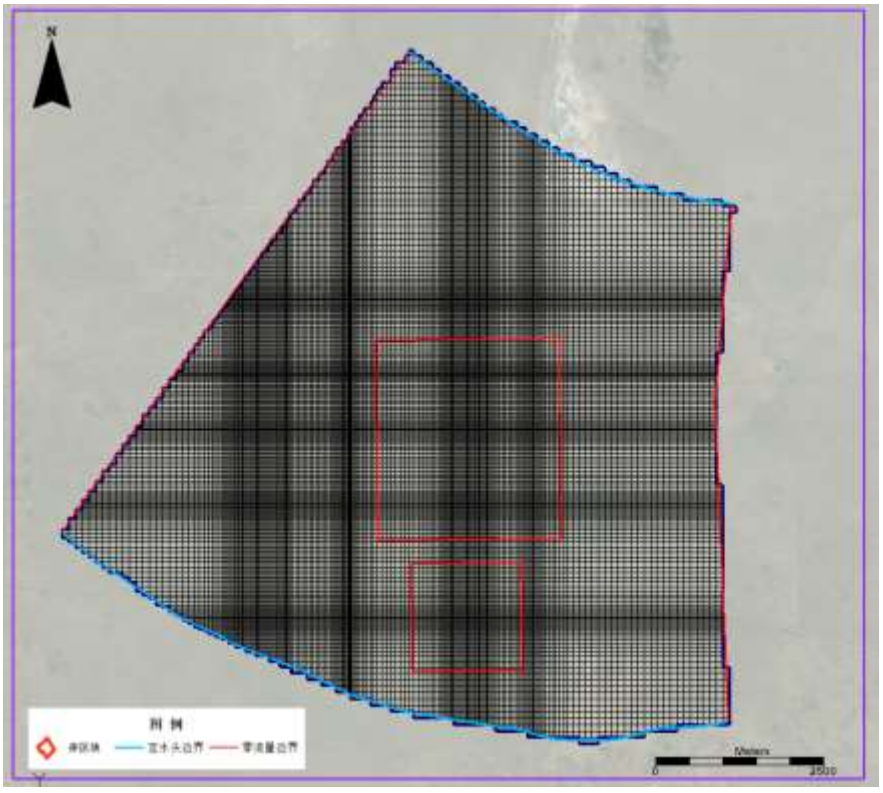


图 5.3-6 乌尔逊油田乌 121-X103 井区、乌 99-94 井区模拟区模型离散网格剖分与边界条件图

5.3.2.1.4 数学模型

本模拟区地下水流系统概化为非均质、各向同性、三维结构稳定流，可用如下微分方程的定解问题来描述：

$$\begin{cases} \dfrac{\partial}{\partial x}\left(K\dfrac{\partial H}{\partial x}\right)+\dfrac{\partial}{\partial y}\left(K\dfrac{\partial H}{\partial y}\right)+\dfrac{\partial}{\partial z}\left(K\dfrac{\partial H}{\partial z}\right)+\varepsilon=0 & x,y,z\in\Omega,t>0 \\ H(x,y,z,t)|_{t=0}=H_0(x,y,z), & x,y,z\in\Omega \\ H(x,y,z,t)\big|_{\Gamma_1}=H_1(x,y,z), & x,y,z\in\Gamma_1,t>0 \\ K_n\dfrac{\partial H}{\partial n}\Big|_{\Gamma_2}=q\,(x,y,z,t), & x,y,z\in\Gamma_2,t>0 \end{cases}$$

式中：

H—地下水水头（m）；

K—渗透系数〔m/d〕；

H_0（x,y,z）—初始地下水水头函数〔m〕；

H_1（x,y,z）—第一类边界地下水水头函数〔m〕；

q（x,y,z）—含水层二类边界的单宽流量〔$m^2/d\cdot m$〕；

ε—源汇项强度（包括开采强度等）〔m/d〕；

Ω—渗流区域；

Γ_1—为水头已知边界，第一类边界；

Γ_2—为流量已知边界，第二类边界；

n—渗流区边界的单位外法线方向。

本次预测利用 GMS（Groundwater Modeling System）地下水数值模拟软件中的 modflow2000 模块的 LPF 水流包和 PCG 解算包建立水流数值模型。GMS 由 Brigham Yong University 的环境模型实验室和美国军工水道实验站合作开发。GMS 软件模块包含 MODFLOW、FEMWATER、MT3DMS、RT3D、SEAM3D、MODPATH、SEEP2D、NUFT、UTCHEM 等主要计算模块，几乎可以用来模拟和地下水相关的所有水流和溶质运移问题。

5.3.2.1.5 源与汇及参数选取

（1）源

模拟区潜水源项为大气降水入渗补给量，潜水与承压水在上游均存在侧向

径流补给。

①潜水大气降水入渗量

大气降水入渗补给地下水是一个复杂的过程，入渗补给量的大小不仅与降水强度、降水在时间上的分配、地形、植被的情况有关，而且与地下水的埋深、包气带岩性以及降水前包气带的含水量等有关。模拟区地形地貌单一，计算采用年平均降雨量，因此本次模拟概化为面状且不随时间变化的常量，将平均降雨量与降雨入渗系数乘积赋予 RCH 子程序包的 Recharge rate 来处理。大气降水入渗补给量的公式为：

$$Q_{降}=\sum_{i}\alpha_i P_i A_i$$

式中：

$Q_{降}$—大气降水入渗补给量（m^3/d）；

α_i—各计算分区大气降水入渗系数；

P_i—各计算分区降水量（m/d），取多年平均值 251mm/a；

A_i—降雨入渗分区面积（m^2）。

苏仁诺尔油田模拟区大气降水入渗系数参考《内蒙古自治区新巴尔虎左旗地下水资源勘查与区划报告》中确定的高原混合岩类潜水地下水系统中水位埋深小于 5.00m 的取值 0.20，由以上计算公式计算所得苏仁诺尔油田模拟区大气降水入渗补给量为 10367.40m^3/d（378.41×$10^4m^3/a$）。

乌尔逊油田乌 27 井区与乌 121-X103 井区、乌 99-94 井区模拟区大气降水入渗系数参考水位埋深为 5～10m 的取值 0.15。计算的乌尔逊油田乌 27 井区模拟区大气降水入渗补给量为 7742.46m^3/d（282.60×$10^4m^3/a$），乌尔逊油田乌 121-X103 井区、乌 99-94 井区大气降水入渗补给量为 6965.75m^3/d（254.25×$10^4m^3/a$）。

②潜水侧向径流补给量

潜水侧向径流补给量为上游定水头一类边界的侧向径流补给，利用 CHD 子程序包来处理，模型可根据边界附近含水层厚度、渗透系数和水力梯度、边界长度采用达西定律由模型进行自动计算边界交换量。

③承压水侧向径流补给量

承压水侧向径流补给量为上游径流断面补给，两个模拟区径流断面补给量计算如下：

苏仁诺尔油田模拟区上游断面含水层平均厚度为 46.76m，渗透系数为0.65m/d、水力坡度为 0.0005，根据达西公式计算断面径流补给量为125.48m^3/d（4.58×10^4m^3/a）。

乌尔逊油田的乌 27 井区与乌 121-X103 井区、乌 99-94 井区模拟区承压水上游断面在同一补给断面线上，断面的含水层评价厚度为 26.56m，渗透系数为 0.68m/d、水力坡度为 0.00076，根据达西公式计算计算的乌尔逊油田乌 27 井区模拟区断面径流补给量为 88.22m^3/d（3.22×10^4m^3/a）。乌尔逊油田乌 121-X103 井区、乌 99-94 井区模拟区断面径流补给量为 89.86m^3/d（3.28×10^4m^3/a）。

在 GMS 软件中利用 Modflow 的 General Head 程序包来对对应边界赋值。

（2）汇

模拟区潜水排泄项主要为蒸发排泄与下游径流断面排泄；承压水排泄量为作业区水源井开采与下游径流排泄。

①潜水蒸发量

潜水蒸发量以面的形式赋值到蒸发区域，潜水蒸发量按如下公式进行计算：

$$E=E_O（1-\Delta/\Delta_O）^n$$

式中：

E—潜水蒸发量（m）；

E_O—水面蒸发度（mm/a），年平均蒸发量为 1857mm；

Δ—地下水位埋深（m）；

Δ_O—潜水蒸发的极限埋深（m），取 5m；

n—经验系数，取 2.5。

$$Q_{蒸}=E\times F$$

式中：

$Q_{蒸}$—蒸发量（10^4m^3/a）；

E—潜水蒸发量（m）；

F—潜水蒸发的范围（m^2）。

由以上公式计算的苏仁诺尔油田模拟区蒸发量为 $371.67\times10^4m^3/a$，乌尔逊油田乌 27 井区模拟区蒸发量为 $267.51\times10^4m^3/a$，乌尔逊油田乌 121-X103 井区、乌 99-94 井区模拟区蒸发量为 $249.22\times10^4m^3/a$。

②潜水侧向径流排泄量

潜水侧向径流补给量为下游定水头一类边界的侧向排泄补给，利用 CHD 子程序包来处理，模型可根据边界附近含水层厚度、渗透系数和水力梯度、边界长度采用达西定律由模型进行自动计算边界交换量。

③承压水侧向径流排泄量

承压水侧向排泄量为下游径流断面排泄，三个模拟区径流断面补给量计算如下：

苏仁诺尔油田模拟区下游断面含水层平均厚度为 29.98m，渗透系数为 0.65m/d、水力坡度为 0.0003，根据达西公式计算断面径流排泄量为 $74.52m^3/d$（$2.72\times10^4m^3/a$）。

乌尔逊油田乌 27 井区模拟区下游断面含水层平均厚度为 22.4m，渗透系数为 0.68m/d、水力坡度为 0.00065，根据达西公式计算断面径流排泄量为 $87.65m^3/d$（$3.20\times10^4m^3/a$）。

乌尔逊油田乌 121-X103 井区、乌 99-94 井区模拟区下游断面含水层平均厚度为 23.52m，渗透系数为 0.68m/d、水力坡度为 0.00058，根据达西公式计算断面径流排泄量为 $89.33m^3/d$（$3.26\times10^4m^3/a$）。

在 GMS 软件中利用 Modflow 的 General Head 程序包来对对应边界赋值。

④开采量

苏仁诺尔油田模拟区存在作业区供水水源井为牧民和员工供水，水源井供 500 人饮用，开采量为 $1.83\times10^4m^3/a$，将开采量以井 well 模块的形式赋值给第 3 层承压含水层。

乌尔逊油田乌 27 井区、乌 121-X103 井区、乌 99-94 井区仅存在零星牧民用潜水用水井，因其不作为饮用使用，使用量较小，在此忽略不计。

⑤水文地质参数

模拟区潜水含水层为第四系松散岩类孔隙水与新近系碎屑岩类裂隙孔隙水的混合岩组潜水，因含水层岩性的不同，其水文地质参数亦不相同，根据二者的含水层系统界线对混合潜水分为 2 个参数区。模拟区碎屑岩类承压水含水层岩性主要为粉细砂岩，不进行水文地质参数区划分。初始的参数值主要参照《内蒙古自治区新巴尔虎左旗地下水资源勘查与区划报告》中施工钻孔及其收集的前人水文地质钻孔资料数据，含水层的水文地质参数初始取值见表 5.3-1 所示，本次模拟水文地质参数取值见表 5.3-2。

表 5.3-1 含水层水文地质参数初始值参考表

含水层	钻孔编号	渗透系数值(m/d)	给水度	弹性释水系数	水力坡度
松散岩岩类与碎屑岩类混合岩组潜水	XZ40	0.43	0.068	/	0.28‰～1.23‰
	XZ15	2.07	---	/	
	XZ17	1.27	0.096	/	
碎屑岩类裂隙孔隙承压水	XZ02	0.73	/	2.19×10^{-4}	0.30‰～0.76‰
	XZ04	0.49	/		
	XZ10	1.15	/		
以上参数参照《内蒙古自治区新巴尔虎左旗地下水资源勘查与区划报告》及地下水等水位（压）线图。					

表 5.3-2 本次模拟含水层水文地质参数取值表

模拟区	含水层	分区编号	渗透系数值(m/d)	给水度	弹性释水系数
苏仁诺尔油田模拟区	松散岩岩类与碎屑岩类混合岩组潜水	S1	1.98	0.08	/
		S2	1.65	0.07	/
	碎屑岩类裂隙孔隙承压水	S3	0.65	/	2.19×10^{-4}
乌尔逊油田乌 27 井区模拟区	松散岩岩类与碎屑岩类混合岩组潜水	WD1	2.01	0.08	/
		WD2	1.70	0.07	/
	碎屑岩类裂隙孔隙承压水	WD3	0.68	/	2.19×10^{-4}
乌尔逊油田乌 121-X103 井区、乌 99-94 井区模拟区	松散岩岩类与碎屑岩类混合岩组潜水	W1	2.01	0.08	/
		W2	1.30	0.07	/
	碎屑岩类裂隙孔隙承压水	W3	0.68	/	2.19×10^{-4}

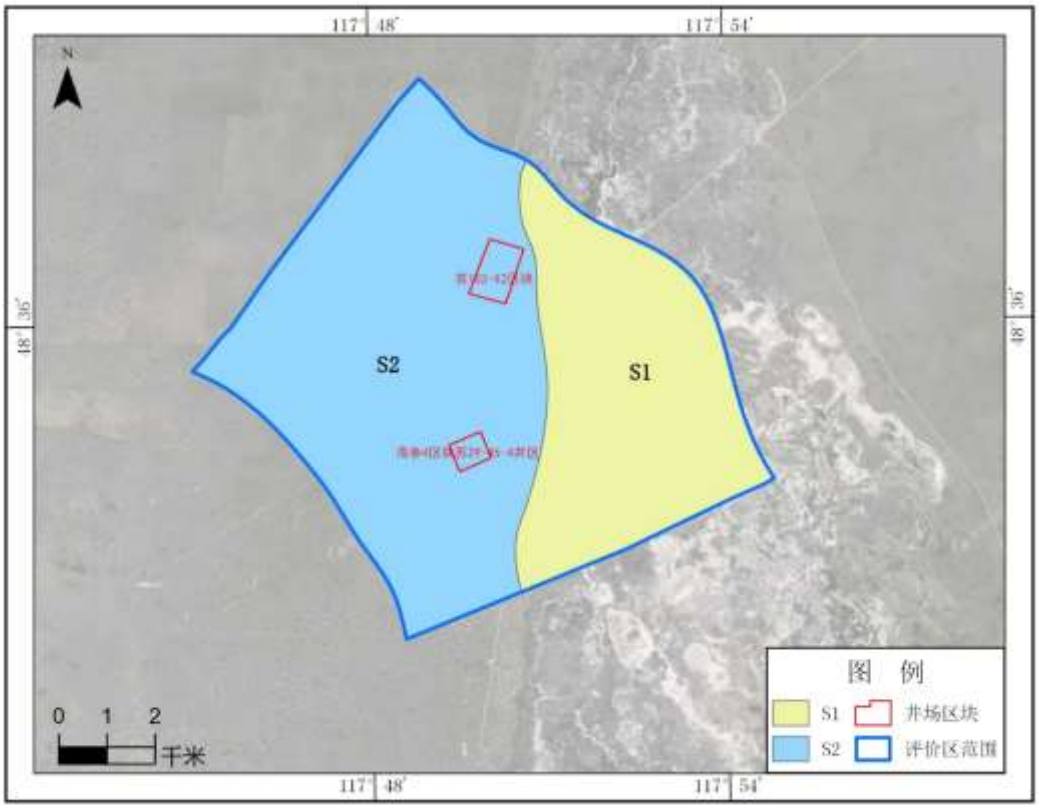


图 5.3-7 苏仁诺尔油田模拟区水文地质参数分区图

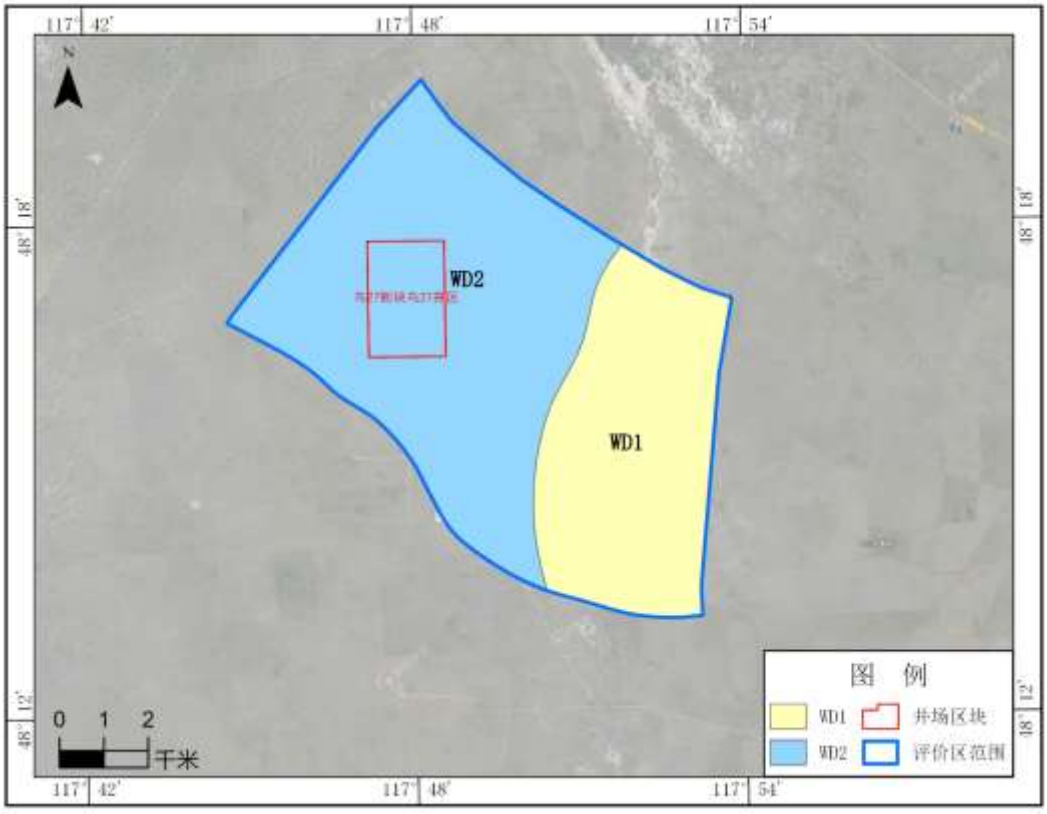


图 5.3-8 乌 27 井区水文地质参数分区图

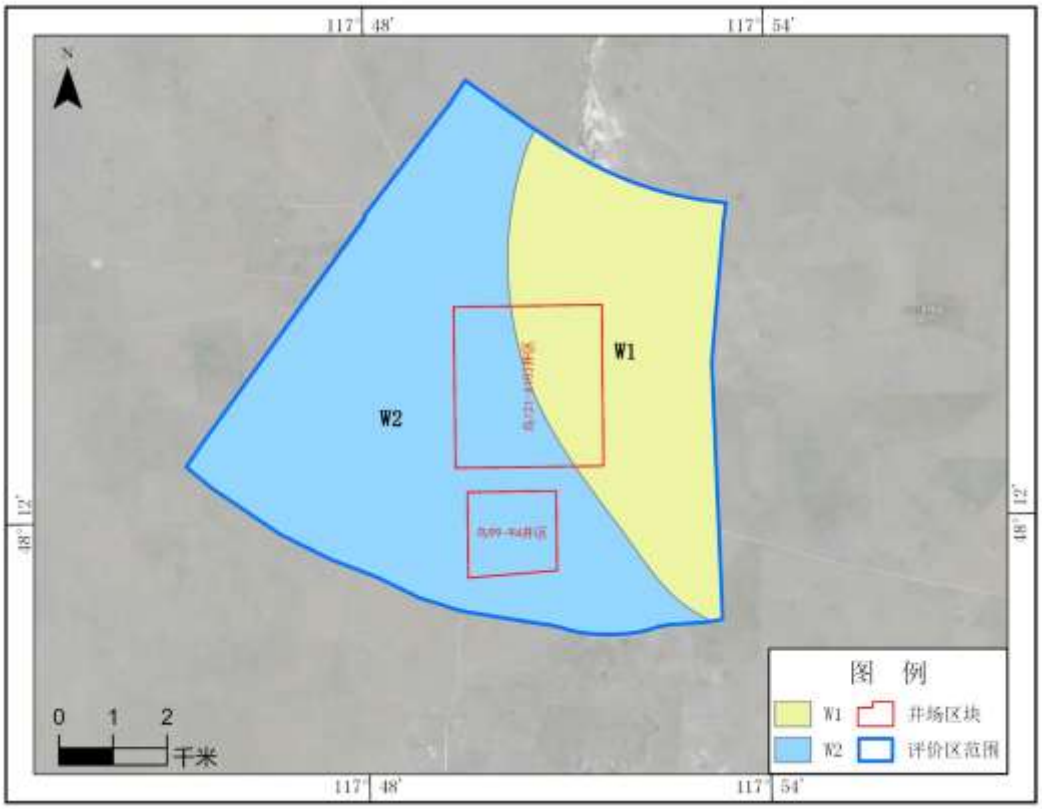


图 5.3-9 乌 121-X103 井区、乌 99-94 井区模拟区水文地质参数分区图

5.3.2.1.6 模型的识别和验证

通过上述边界条件与源汇的赋值，将值导入到离散模型当中，在现有已知的参数的前提下进行试算，确定初始稳定 Head。根据现状监测井的水位情况判断模拟与实际的相符性，模型的求解与验证过程是整个模拟中极为重要的一步工作，通常要在反复修改参数和调整某些源汇项输入的基础上，才能达到较为理想的拟合结果。此模型的识别与检验过程采用 GMS 的 PEST 模块自动反演。

稳定流模型识别和验证主要遵循以下原则：

（1）模拟的地下水流场要与实际地下水流场基本一致，即要求地下水模拟等值线与实测地下水位等值线形状相似；

（2）水位监测点监测数据要与模拟值接近，参加拟合的水位监测点至少有 75%的点水位模拟值与计算值的偏差在 0.5m 以内；

（3）识别的水文地质参数要符合实际水文地质条件。

根据以上原则，对模拟区地下水系统进行了识别和验证，通过反复调整参

数和均衡量，识别水文地质条件，确定模型结构、参数和均衡要素。

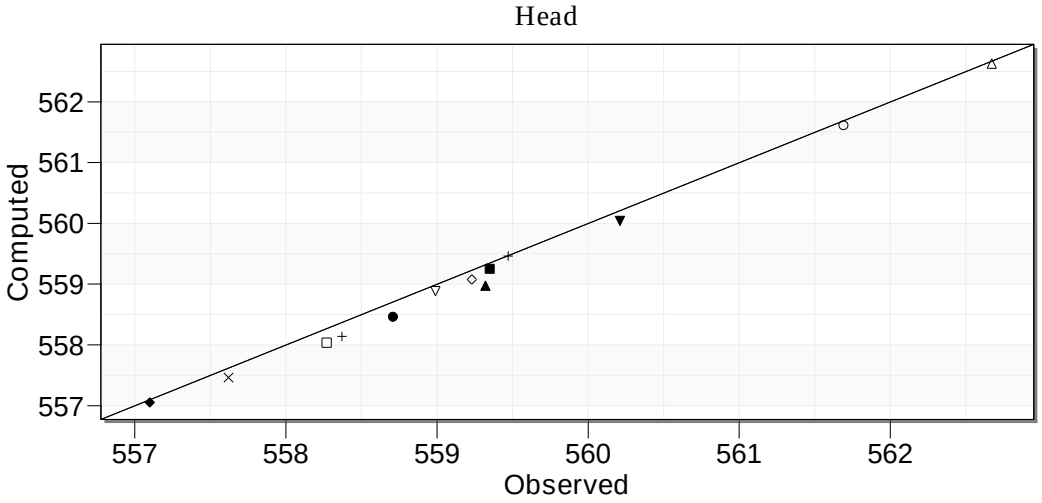


图 5.3-10 苏仁诺尔油田模拟区监测井实测水位与模拟潜水水位对比曲线图

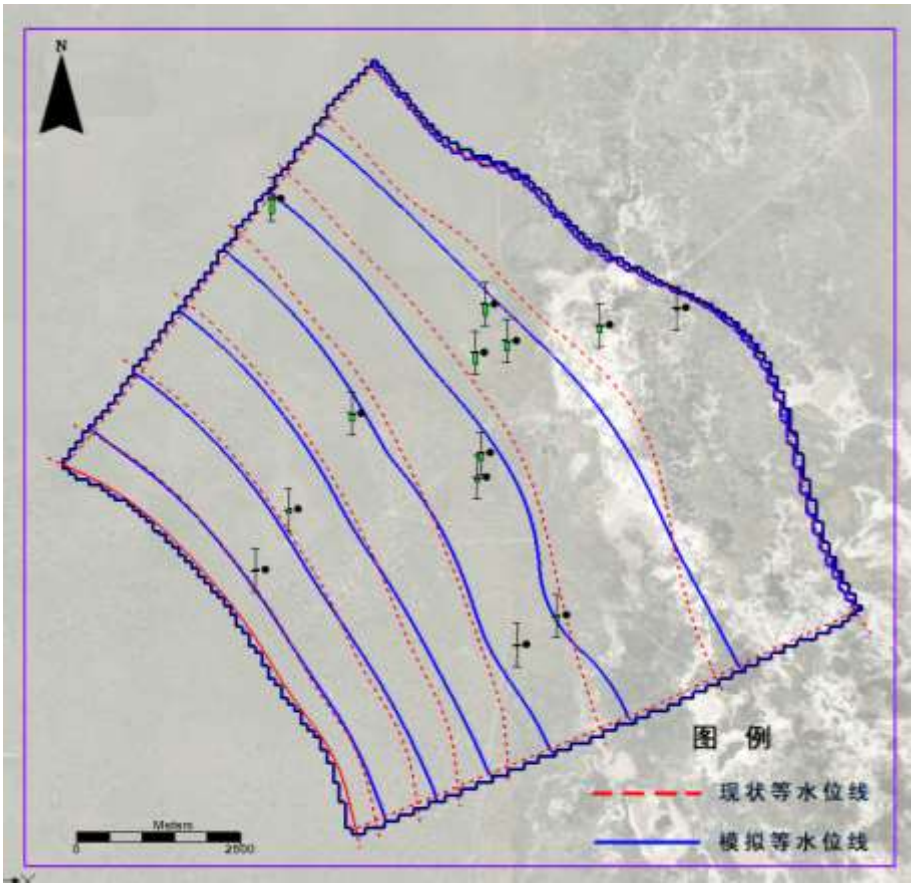


图 5.3-11 苏仁诺尔油田模拟区地下水流数值模型潜水流场拟合结果图

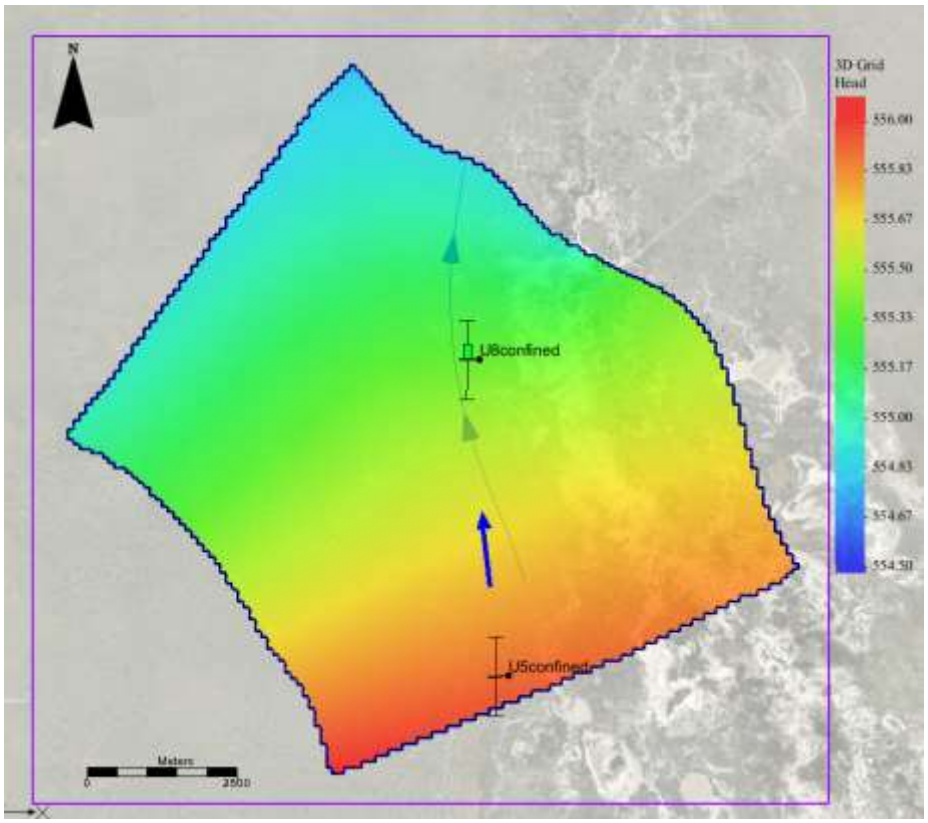


图 5.3-12 苏仁诺尔油田模拟区地下水流数值模型承压水流场拟合结果图

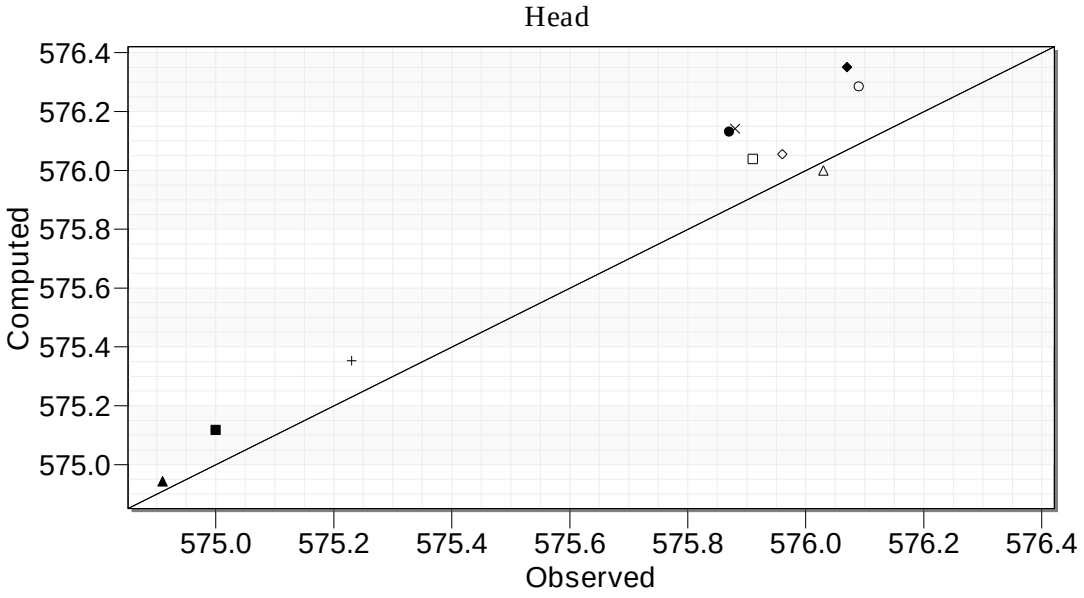


图 5.3-13 乌尔逊油田乌 27 井区模拟区监测井实测水位与模拟水位对比曲线图

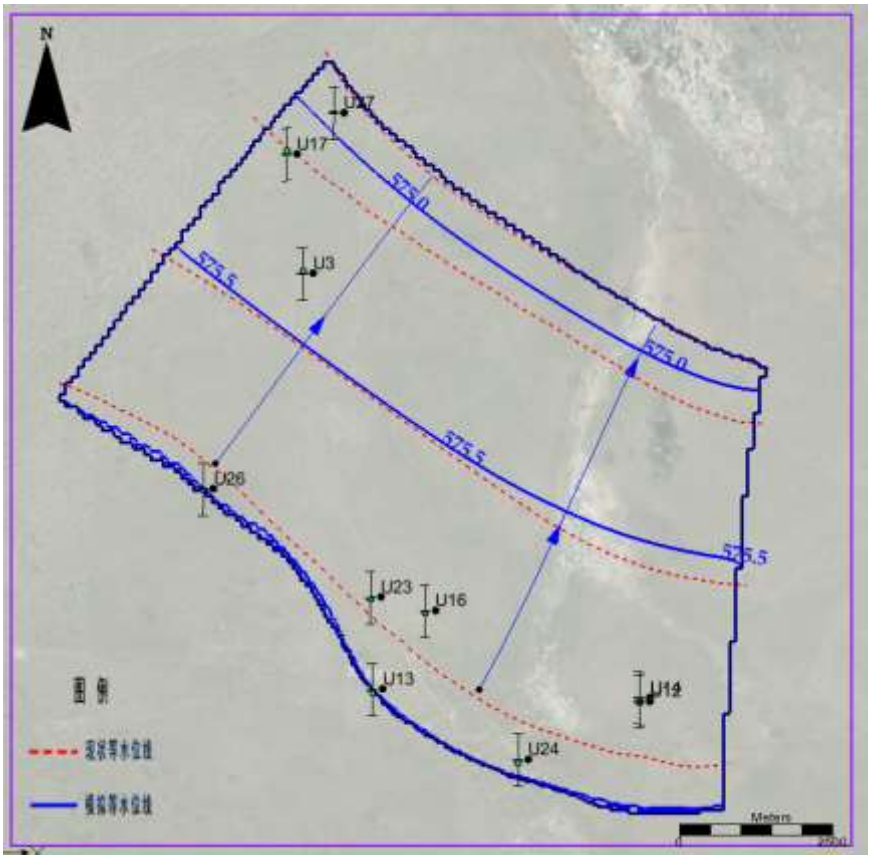


图 5.3-14 乌尔逊油田乌 27 井区模拟区潜水流场拟合结果图

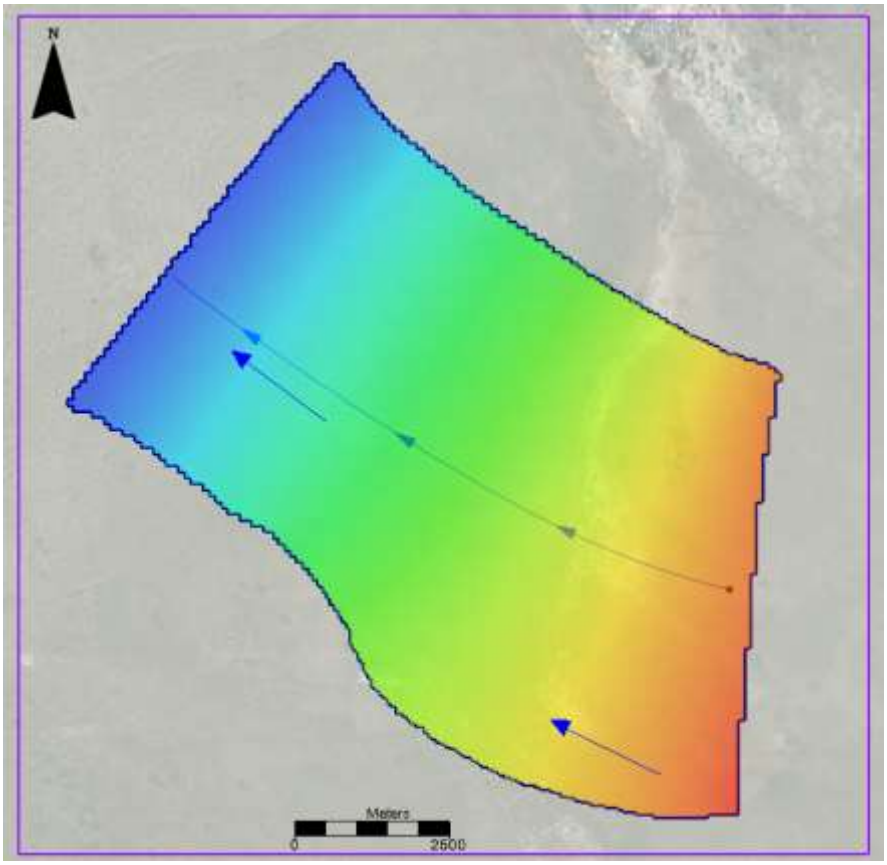


图 5.3-15 乌尔逊油田乌 27 井区模拟区承压水流场拟合结果图

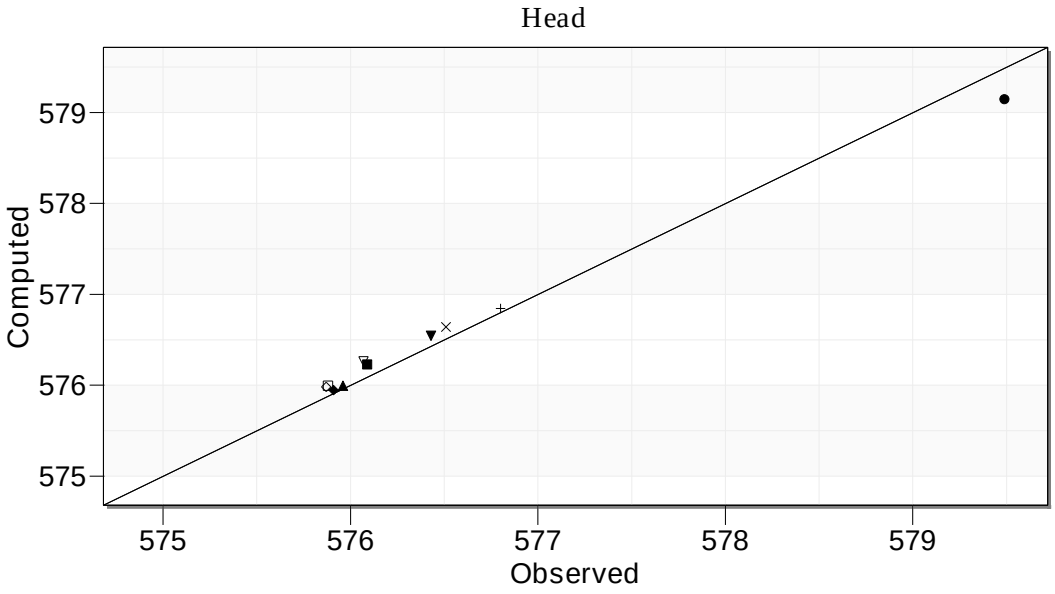


图 5.3-16 乌尔逊油田乌 121-X103 井区、乌 99-94 井区模拟区监测井实测水位与模拟水位对比曲线图

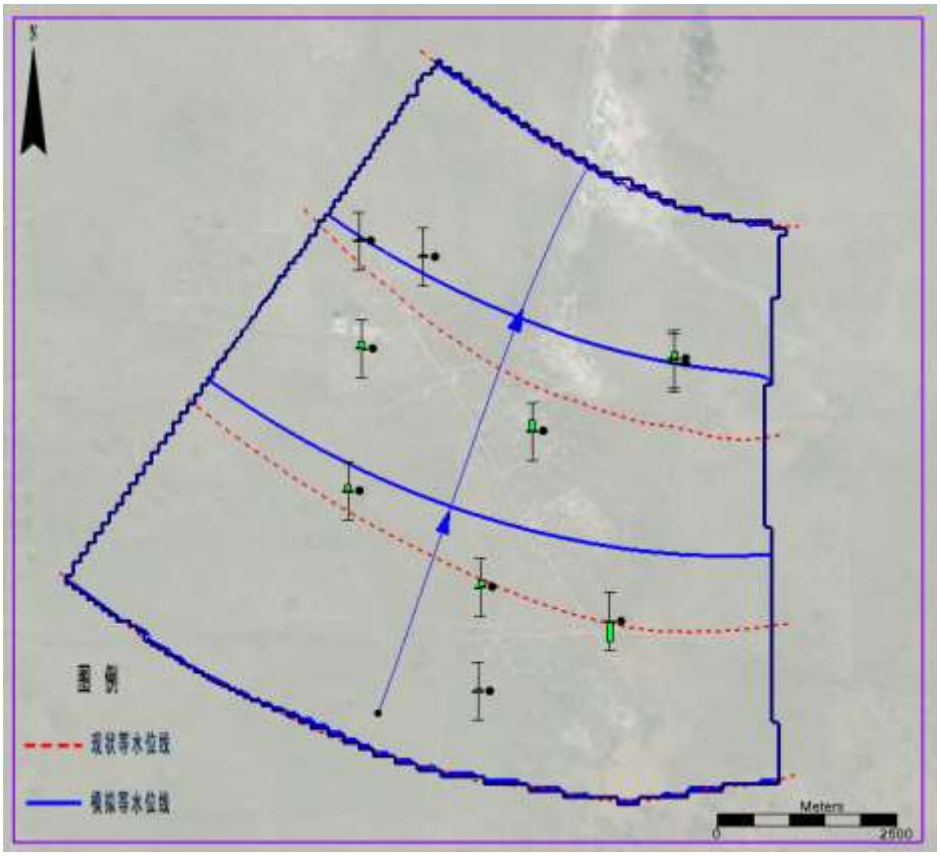


图 5.3-17 乌尔逊油田乌 121-X103 井区、乌 99-94 井区模拟区潜水流场拟合结果图

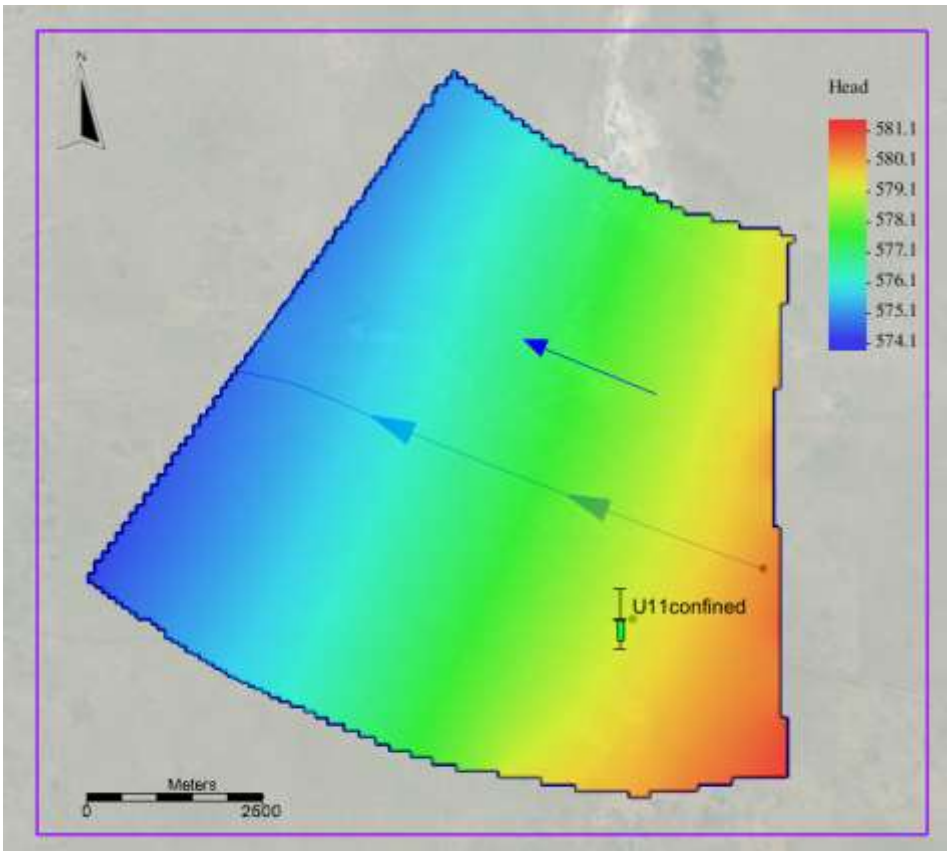


图 5.3-18 乌尔逊油田乌 121-X103 井区、乌 99-94 井区模拟区承压水流场拟合结果图

由以上数值模型水位拟合结果图表：模拟区现状潜水与承压水监测井实测水位与模拟水位拟合较好，100％的观测点计算水位与实测水位差在 0.5m 以内，水位观测点拟合较好；经识别后的潜水实测流场（图中红色等水位线）和模拟流场（图中蓝色等水位线）拟合较好；承压水流向与实际基本符合。经过识别后含水层渗透系数与给水度符合评价区水文地质条件与前人勘查结果。由表 5.2-3~表 5.2-5 可知，两个模拟区的模型水均衡项源和汇相等。

表 5.3-3 苏仁诺尔油田区模型水均衡结果一览表

源汇项		潜水水量		承压水水量	
		m^3/d	$10^4m^3/a$	m^3/d	$10^4m^3/a$
源	大气降水入渗补给量	10367.4	378.41	/	/
	侧向径流补给量	130.96	4.78	125.48	4.58
	小计	10498.36	383.19	125.48	4.58
汇	侧向径流排泄量	394.52	14.40	74.52	2.72
	蒸发量	10182.74	371.67	/	/
	人工开采量	0.00	0.00	50	1.825
	小计	10577.26	386.07	124.52	4.545

源汇项	潜水水量		承压水水量	
	m^3/d	$10^4m^3/a$	m^3/d	$10^4m^3/a$
补给量-排泄量	-78.9	-2.88	0.96	0.035
相对偏差%	-0.75	-0.75	0.76	0.76

表 5.3-4 乌尔逊油田乌 27 井区模拟区模型水均衡结果一览表

源汇项		潜水水量		承压水水量	
		m^3/d	$10^4m^3/a$	m^3/d	$10^4m^3/a$
源	大气降水入渗补给量	7742.46	282.6	/	/
	侧向径流补给量	176	6.42	88.22	3.22
	小计	7918.46	289.02	88.22	3.22
汇	侧向径流排泄量	591	21.57	87.65	3.2
	蒸发量	7329	267.51	/	/
	小计	7920	289.08	87.65	3.2
补给量-排泄量		-1.54	-0.06	0.57	0.02
相对偏差%		-0.26	-0.28	0.65	0.63

表 5.3-5 乌尔逊油田乌 121-X103 井区、乌 99-94 井区模拟区模型水均衡结果一览表

源汇项		潜水水量		承压水水量	
		m^3/d	$10^4m^3/a$	m^3/d	$10^4m^3/a$
源	大气降水入渗补给量	6965.75	254.25	/	/
	侧向径流补给量	189	6.9	89.86	3.28
	小计	7154.75	261.15	89.86	3.28
汇	侧向径流排泄量	324	11.83	89.33	3.26
	蒸发量	6828	249.22	/	/
	小计	7152	261.05	89.33	3.26
补给量-排泄量		2.75	0.10	0.53	0.02
相对偏差%		0.85	0.85	0.59	0.61

综上分析可知，本次对项目厂区及周边的流场拟合效果较好，优化的水文地质参数分析及参数值符合勘查认识，表明所建模型对地下水系统的仿真性高，可靠性强，可以达到精度要求，符合水文地质条件，能够真实地反映评价区的水文地质特征，满足进行地下水环境影响评价的要求。在此基础上，建立溶质模型进行污染预测，可保证预测的精度与可靠性。

5.3.2.2 地下水溶质运移模型

5.3.2.2.1 预测原则

本次地下水污染预测评价遵循如下原则：

（1）选择《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）或《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中有标准的污染因子进行预测；

（2）由于污染物在地下水中的运移非常复杂，影响因素除对流、弥散作用以外，还存在物理、化学、微生物等作用，这些作用常常会使污染浓度衰减。目前国际上对这些作用参数的准确获取还存在着困难，因此，从最不利角度考虑，预测时只考虑污染物在地下水中的对流和弥散作用，不考虑吸附、生物降解、挥发、沉淀等其他的物理化学和生物化学作用；选择预测因子时，将各项因子采用标准指数法进行排序，取所有因子中的标准指数最大的因子进行预测，其结果能代表同等泄漏强度下其他污染因子在地下水中迁移和污染的最大范围；

（3）忽略包气带的截留作用，假设污染物可以直接通过包气带进入地下水体，最大限度地考虑污染物对评价区水体的影响。

5.3.2.2.2 数学模型

地下水中溶质运移的数学模型可表示为：

$$D_{ij} = \alpha_{ijmn} \frac{V_m V_n}{|V|}$$

$$n_e \frac{\partial C}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x_i}(nD_{ij} \frac{\partial C}{\partial x_j}) - \frac{\partial}{\partial x_i}(nCV_i) \pm C'W$$

其中：α_{ijmn}—含水层的弥散度；

Vm，Vn—分别为 m 和 n 方向上的速度分量；

$|V|$—速度模；

C—模拟污染质的浓度（mg/L）；

n_e—有效孔隙度；

C'—模拟污染质的源汇浓度（mg/L）；

V_i—渗流速度（m/d）；

W—源汇单位面积上的通量；

联合求解水流方程和溶质运移方程就可得到污染质的空间分布。

5.3.2.3 地下水污染预测源强设定

5.3.2.3.1 地下水污染风险识别

本项目建设内容是在乌尔逊油田和苏仁诺尔油田现有工程设施的基础与场地范围内，新建乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区、苏 102-X2 区块、苏 29-45-4 井区五个井区，在运营期主要涉及地下污染的工程单元包括采油工程、原油集输工程、注水工程等，根据各运营单元的产污特征及污染发现的难易程度，识别其对地下水污染风险程度，见表 5.3-6。

表 5.3-6 本次扩建项目主要对地下水存在污染工程单元风险识别表

工程类别	工程单元	产污特征	污染物发现的难易程度	风险程度
主体工程	采油工程	非正常状况下，原油可能在井内泄漏，直接进入含水层	原油在井内泄漏具有隐蔽性，污染物发生泄漏，不易被及时发现和清理	大
	原油集输工程	管道泄漏会有原油、含油污水溢出，对环境造成污染	管线泄漏时因管道的压力变化较易发现，会及时采取必要的处理措施	较大
	注水工程	非正常状况下，回注水可能因井套管破裂进入浅部含水层中。回注水是经处理后满足《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”的含油水，相对原油浓度较低。	回注水在井内泄漏具有隐蔽性，污染物发生泄漏，不易被及时发现和清理	大
辅助工程		井控房、生活区、气房、配电房、辅助用房区、油井清防蜡、数字化工程、道路工程产污能力小	/	小
储运工程	罐区	产污大的主要风险单元为柴油罐，可能因泄漏间接进入潜水含水层中	储罐置于地上，发生“跑、冒、滴、漏”至地面可及时发现并清理	较大

项目运营正常情况下，新建项目运营期生产作业产生的废水主要为油水井作业废水及油井采出液分离出的含油污水，废水会依托联合站污水处理站处理后回注油层，含油污泥、落地油及时进行回收，回收效率 100%，委托有资质单位进行处理，一般不会对地下水造成明显影响。

非正常事故情况下，油田开发生产过程中，可能因的管道老化、腐蚀穿孔引起原油、含油污水泄漏进入含水层，也有可能由于固井质量不高发生井套管破裂，原油或回注水窜入含水层，该类泄漏具有隐蔽性且不易被发现，可能造

成对地下水污染的影响，对地下水污染风险大，通过分析新建油井地下水环境保护目标的相对位置，本次选取苏仁诺尔油田区的苏 33-43 井和乌尔逊油田区的乌 129-91 井作为油井管破损污染物泄漏的地下水环境影响预测单元，选取乌 124-92 注水井作为回注水非正常状况的地下水环境影响预测单元。

5.3.2.3.2 预测因子

本次选择油井和注水井预测单元中主要的污染因子石油类为预测因子。

5.3.2.3.3 执行标准

预测因子石油类的地下水污染预测结果执行标准为《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准限值≤0.05 mg/L，检出限值为 0.01mg/L。

5.3.2.3.4 情景设定

主要设置如下情景进行预测：

（1）非正常状况下油井泄漏预测情景：假设因地质、固井质量不高等成因造成油井套管破裂，原油发生泄漏直接进入潜水、承压水含水层中的污染预测；

（2）非正常状况下回注水泄漏预测情景：假设非正常工况下，因设备老化、腐蚀等因素影响，回注管、固井水泥发生裂口，回注水渗入潜水、承压水含水层中的污染预测；

（3）集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏。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。

企业在油井、回注水井下游设置地下水跟踪监测井，在项目运营期，监测频次按半年 1 次进行，如若油井或回注井在非正常泄露时，下游的地下水监测孔及时监测到了污染并切断泄漏源，两种情景的短时泄漏时间按 200 天设定。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。

表 5.3-7 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	非正常状况下油井套管破裂原油发生泄漏	潜水	—	√
2		承压水	—	√
3	非正常状况下回注水进入潜水含水层中	潜水	—	√
4		承压水	—	√
5	集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏	潜水	—	√

5.3.2.3.5 预测源强分析

（1）非正常工况下油井套管破裂

本项目油井均为独立井，单井最大产油量为 3.2t/d，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以单井产油量的 1%计，非正常的泄漏量为 32kg/d。

（2）非正常状况下回注水进入潜水含水层中的预测源强

本次新建井中单井回注量最大的假定条件下回注管、固井水泥发生裂口，以 1%的注水量渗入潜水含水层中，则非正常状况下的注水井泄漏源强为 1.5m^3/d，泄漏石油类浓度为 2.95mg/L。

（3）集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏

本项目集输管道管径最大、长度最长的集输管线为苏 102-X2 区块 6 口井集油环，规格为 DN50×3.5，长度为 4740m，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（2.8×6）/24×0.1×1000=70kg。

5.3.2.4 地下水污染预测结果与环境影响预测评价

5.3.2.4.1 非正常工况油井套管破损渗漏情景

非正常工况下，假设油井套管破损原油持续泄漏至潜水、承压含水层中，对该种假设情景的地下水污染预测采用 GMS 的 MT3DMS 溶质运移预测模块，分别对苏仁诺尔油田的苏 33-43 井和乌尔逊油田的乌 129-91 井的石油类进行模拟预测，本项目区块油水井开发指标开发时间为 15 年，预测应力期设为 5475 天（15 年）。

（1）苏仁诺尔油田苏 33-43 井

①对潜水含水层的影响

苏仁诺尔油田苏 33-45 井油井套管破损污染物泄漏后对潜水含水层的影响，预测结果见表 5.3-8。

表 5.3-8 非正常工况下苏仁诺尔油田苏 33-43 井泄漏潜水影响预测结果表

预测因子	预测时段（天）	超标污染晕面积（m^2）	向下游影响距离（m）	中心最大浓度（mg/L）
石油类	100	1298.70	23.70	1.64
	200	1637.58	23.97	3.20
	1000	2515.19	43.76	2.18
	3650	4356.22	74.46	0.74
	5475	5382.71	85.55	0.48

由非正常状况下苏仁诺尔油田苏 33-43 井泄漏污染物对潜水影响预测结果可知：

在油井管发生破损，原油不断泄漏至潜水含水层中，石油类会在潜水含水层中形成小范围的超标污染晕，随着污染物的持续泄漏，含水层中石油类浓度不断升高，在 100 天时石油类浓度达到 1.64mg/L，此时向下游运移 23.70m；在 200 天下游监测孔及时监测到了污染并切断泄漏源时污染物浓度达到最大值（3.20mg/L），之后随着污染物在地下水中是运移扩散作用，污染物浓度逐渐降低，污染晕面积逐渐扩大，在 1000 天时污染物最大浓度降至 2.18mg/L，超标污染晕面积扩大至 2515.19m^2；在 3650 天时，石油类最大浓度降至 0.74mg/L，面积扩大至 4356.22m^2；在油井开发末期 5475 天时，石油类最大浓度降至 0.48mg/L，面积扩大至 5382.71m^2，污染物向下游影响最大距离为 85.55m，此时距离下游最近地下水环境保护目标潜水井 2471m，预测期内污染物路径中不会涉及地下水环境敏感目标。

由此可见，在预测期内因油管破损发生污染物泄漏，石油类在井场内小范围超标，会对该范围内地下水造成影响，但其迁移距离较短，在发现泄漏时采取原油开采的同时应采取有效的应急防治措施，避免污染物持续在含水层长期运移对下游地下水环境保护目标造成影响。

②对承压水含水层的影响

苏仁诺尔油田苏 33-45 井油井套管破损污染物泄漏后对承压水含水层影响

的预测结果见表 5.3-9。

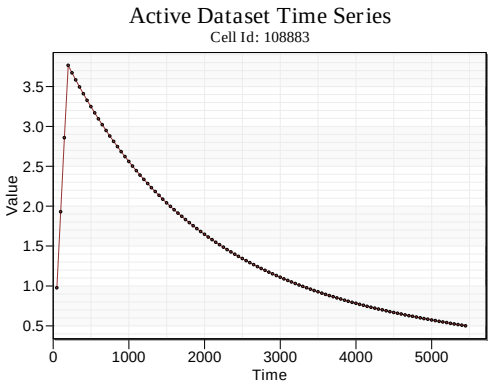
表 5.3-9 非正常工况下苏仁诺尔油田苏 33-43 井泄漏承压水预测结果表

预测因子	预测时段（天）	超标污染晕面积（m^2）	向下游影响距离（m）	中心最大浓度（mg/L）
石油类	100	1527.88	27.88	1.93
	200	1926.57	28.20	3.77
	1000	2959.05	51.48	2.56
	3650	5124.97	87.60	0.87
	5475	6332.60	100.65	0.56

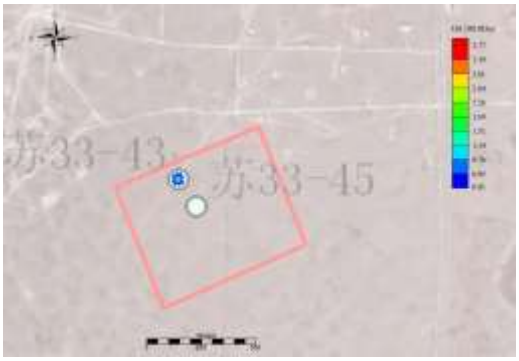
由非正常状况下苏仁诺尔油田苏 33-43 井泄漏污染物预测结果可知：

在油井管发生破损，原油不断泄漏至承压水含水层中，石油类会在承压水含水层中形成小范围的超标污染晕，随着污染物的持续泄漏，含水层中石油类浓度不断升高，在 100 天时石油类浓度达到 1.93mg/L，此时向下游运移 27.88m；在 200 天下游监测孔及时监测到了污染并切断泄漏源时污染物浓度达到最大值（3.77 mg/L），之后随着污染物在地下水中是运移扩散作用，污染物浓度逐渐降低，污染晕面积逐渐扩大，在 1000 天时污染物最大浓度降至 2.56 mg/L，超标污染晕面积扩大至 2959.05m^2；在 3650 天时，石油类最大浓度降至 0.87mg/L，面积扩大至 5124.97m^2；在油井开发末期 5475 天时，石油类最大浓度降至 0.56mg/L，面积扩大至 6332.60m^2，污染物向下游影响最大距离为 100.65m，此时距离下游最近地下水环境保护目标潜水井 2456m（下游无承压水井），预测期内污染物路径中不会涉及地下水环境敏感目标。

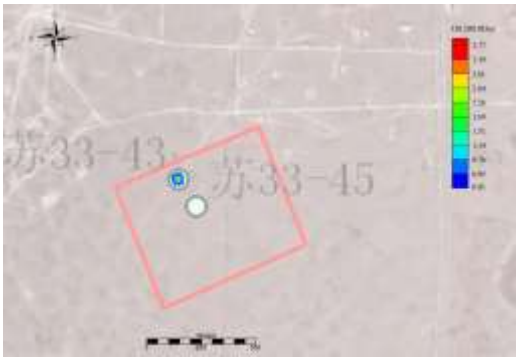
由此可见，在预测期内因油管破损发生污染物泄漏，石油类在井场内小范围超标，会对该范围内地下水造成影响，但其迁移距离较短，在发现泄漏时采取原油开采的同时应采取有效的应急防治措施，避免污染物持续在含水层长期运移对下游地下水环境保护目标造成影响。



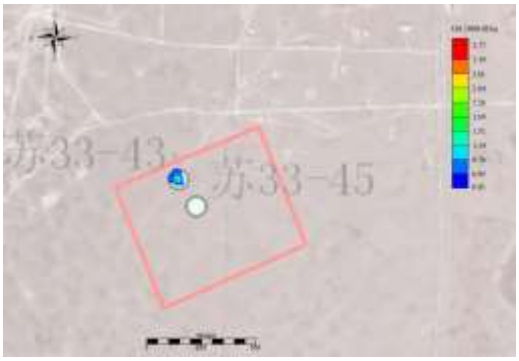
a. 苏 33-45 井泄漏点浓度历时曲线图



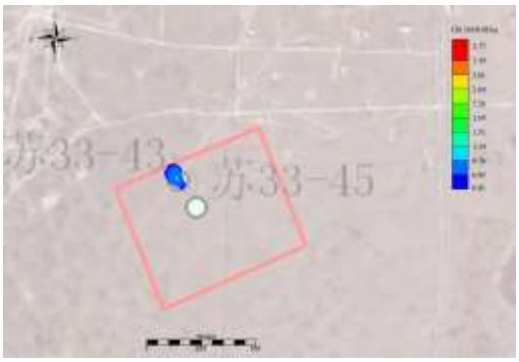
b.100 天时污染晕位置图



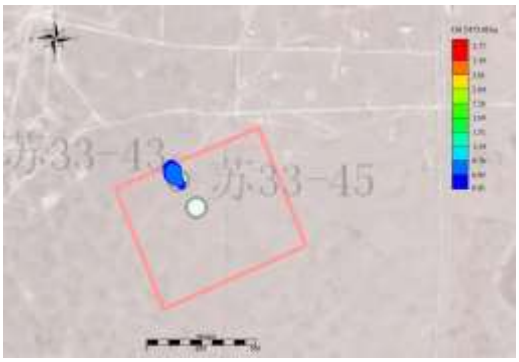
c.200 天时污染晕位置图



d.1000 天时污染晕位置图



e.3650 天时污染晕位置图



f.5475 天时污染晕位置图

图 5.3-19 非正常状况下苏仁诺尔油田苏 33-43 井泄漏石油类污染物预测图

（2）乌尔逊油田的乌 129-91 井

①对潜水含水层的影响

乌尔逊油田的乌 129-91 井油井套管破损污染物泄漏后对潜水含水层的预测结果见表 5.3-10。

表 5.3-10 非正常工况下乌尔逊油田的乌 129-91 井泄漏潜水预测结果表

预测因子	预测时段（天）	污染晕面积（m^2）	向下游影响距离（m）	中心最大浓度（mg/L）
石油类	100	4414.53	47.21	1.48
	200	5088.55	51.98	2.90
	1000	7286.44	77.61	2.18

预测因子	预测时段（天）	污染晕面积（m^2）	向下游影响距离（m）	中心最大浓度（mg/L）
	3650	11597.36	115.20	0.94
	5475	13803.53	142.09	0.71

由非正常状况下乌尔逊油田的乌 129-91 井泄漏污染物预测结果可知：

乌尔逊油田的乌 129-91 井在井管发生破损原油泄漏后，在切断污染源之前，污染物持续渗入潜水含水层中，石油类在含水层中形成小范围的超标污染晕，随着污染物逐渐累积石油类浓度逐渐升高，在 100 天时污染物浓度升至 1.48mg/L，在 200 天发现污染物并切断污染源时污染物浓度升至最大值（2.90mg/L），之后随着污染物在含水层中的运移扩散稀释作用，石油类浓度逐渐降低，超标污染晕面积逐渐扩大，在 1000 天时石油类浓度降至 2.18mg/L，超标污染晕面积扩大至 7286.44m^2；在 3650 天时，污染物最大浓度降至 0.94mg/L，在油井开发末期 5475 天时污染物最大浓度降至 0.71mg/L，超标污染晕面积扩大至 13803.53m^2，向下游最大影响距离为 142.09m，此时距离下游最近的地下水环境保护目标 U13 承压水井 1595m。

由此可见，在预测期内会乌尔逊油田油井的非正常泄漏会在油井附近形成小范围的超标污染晕，对井区范围内地下水造成影响，但短期内不会影响到下游地下水环境保护目标，不过超标污染晕也不会在短期内消失，因此在发生非正常状况的油井泄漏时，在切断污染源的同时还必应采取应急急措施，避免污染物在地下水中长期滞留，造成更大范围的地下水环境影响。

②对承压水含水层的影响

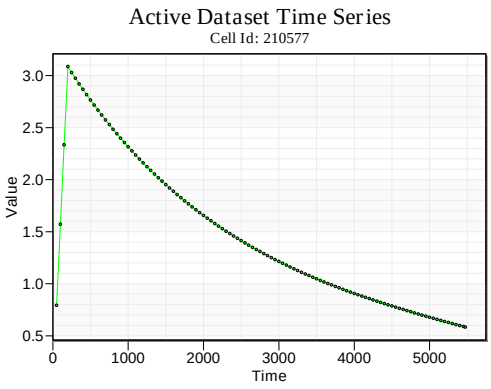
乌尔逊油田的乌 129-91 井油井套管破损污染物泄漏后对承压水含水层的预测结果见表 5.3-11。

表 5.3-11 非正常工况下乌尔逊油田的乌 129-91 井泄漏承压水预测结果表

预测因子	预测时段（天）	污染晕面积（m^2）	向下游影响距离（m）	中心最大浓度（mg/L）
石油类	100	4696.31	50.22	1.57
	200	5413.35	55.30	3.08
	1000	7751.53	82.56	2.32
	3650	12337.62	122.55	1.00
	5475	14684.61	151.16	0.75

由非正常状况下乌尔逊油田的乌 129-91 井泄漏污染物预测结果可知：

乌尔逊油田的乌 129-91 井在井管发生破损原油泄漏后，在切断污染源之前，污染物持续渗入承压水含水层中，石油类在含水层中形成小范围的超标污染晕，随着污染物逐渐累积石油类浓度逐渐升高，在 100 天时污染物浓度升至 1.57mg/L，在 200 天发现污染物并切断污染源时污染物浓度升至最大值（3.08 mg/L），之后随着污染物在含水层中的运移扩散稀释作用，石油类浓度逐渐降低，超标污染晕面积逐渐扩大，在 1000 天时石油类浓度降至 2.32mg/L，超标污染晕面积扩大至 7751.53m^2；在 3650 天时，污染物最大浓度降至 1.00 mg/L，在油井开发末期 5475 天时污染物最大浓度降至 0.75 mg/L，超标污染晕面积扩大至 14684.61m^2，向下游最大影响距离为 151.16m，此时距离下游最近的地下水环境保护目标 U13 承压水井 1586m。由此可见，在预测期内会乌尔逊油田油井的非正常泄漏会在油井附近形成小范围的超标污染晕，对井区范围内地下水造成影响，但短期内不会影响到下游地下水环境保护目标，不过超标污染晕也不会在短期内消失，因此在发生非正常状况的油井泄漏时，在切断污染源的同时还必应采取应急急措施，避免污染物在地下水中长期滞留，造成更大范围的地下水环境影响。



a. 苏 33-45 井泄漏点浓度历时曲线图



b.100 天时污染晕位置图



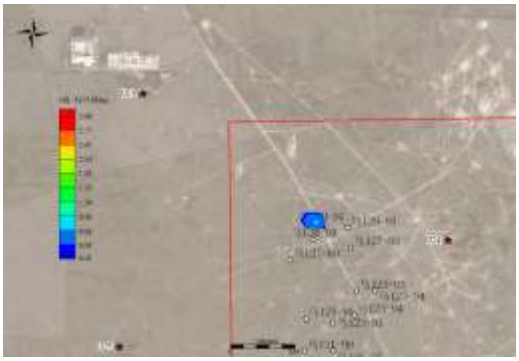
c.200 天时污染晕位置图



d.1000 天时污染晕位置图



e.3650 天时污染晕位置图



f.5745 天时污染晕位置图

图 5.3-20 非正常状况下乌尔逊油田的乌 129-91 井泄漏石油类污染物预测图

5.3.2.4.2 非正常状况下回注水对潜水的影响预测评价

非正常工况下，回注井固井水泥发生裂口回注水持续泄漏至潜水、承压水含水层中，对该种假设情景的地下水污染预测采用 GMS 的 MT3DMS 溶质运移预测模块，对下游存在地下水环境敏感目标水井的乌 124-92 注水井污染因子石油类进行预测，根据设计井开发指标开发时间为 15 年，预测应力期设为 5475 天（15 年），

（1）对潜水含水层的影响

非正常状况下回注水渗入潜水含水层中的预测结果见表 5.3-12。

表 5.3-12 非正常状况下回注水渗入潜水含水层中的预测结果表

预测因子	预测时段（天）	中心最大浓度（mg/L）	超标污染晕面积（m^2）	向下游最大影响距离（m）
石油类	100 天	0.1762	761.90	26.16
	200 天	0.3374	1196.01	30.37
	1000 天	0.1714	1258.88	48.82
	4900 天	0.0497	0	70.83
	5475 天	0.0435	0	73.07

由非正常状况下回注水渗入潜水含水层中的预测结果可知：

在切断污染物泄漏源之前，污染物以持续泄露形式渗入潜水含水层中，中心点位置不会变化，浓度不断上升，在 100 天时中心最大浓度升至 0.1762mg/L，污染物向下游最大运移距离为 26.16m；在 200 天下游监测井监测到污染物泄漏中止注水污染源后，中心点浓度升高至最大值 0.3374mg/L，超标污染晕面积扩大至 1196.01m^2，污染物继续向下游运移扩散稀释，超标污染物浓度随之降低；在 1000 天时石油类浓度降至 0.1714mg/L，污染物向下游

最大影响距离为 48.82m，面积扩大至 1258m^2，之后超标污染晕面积有缩小的趋势，在 4900 天时石油类浓度降至 0.0497mg/L，低于石油类在《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准限值（0.05mg/L），超标污染晕消失，此时污染物向下游最大影响距离为 70.83m，与下游最近的地下水环境敏感目标水井距离为 877.64m，未波及到地下水环境敏感目标前石油类超标污染晕已经消失，此情景下的污染物泄漏对地下水环境影响较小。但检出限污染晕会继续向下游运移，为了避免污染物向下游运移影响到下游地下水环境敏感目标，还应采取必要的应急措施，防止地下水中污染物向下游扩散，才能确保环境保护目标不受影响。

②对承压水含水层的影响

非正常状况下回注水渗入承压水含水层中的预测结果见表 5.3-13。

表 5.3-13 非正常状况下回注水渗入承压水含水层中的预测结果表

预测因子	预测时段（天）	中心最大浓度（mg/L）	超标污染晕面积（m^2）	向下游最大影响距离（m）
石油类	100 天	0.1885	815.23	27.99
	200 天	0.3610	1279.73	32.50
	1000 天	0.1834	1347.00	52.24
	4900 天	0.0498	0.00	75.79
	5475 天	0.0465	0.00	78.18

由非正常状况下回注水渗入承压水含水层中的预测结果可知：

在切断污染物泄漏源之前，污染物以持续泄露形式渗入承压水含水层中，中心点位置不会变化，浓度不断上升，在 100 天时中心最大浓度升至 0.1885mg/L，污染物向下游最大运移距离为 27.99m；在 200 天下游监测井监测到污染物泄漏中止注水污染源后，中心点浓度升高至最大值 0.3610mg/L，超标污染晕面积扩大至 1279.73m^2，污染物继续向下游运移扩散稀释，超标污染物浓度随之降低；在 1000 天时石油类浓度降至 0.1834mg/L，污染物向下游最大影响距离为 52.24m，面积扩大至 1347.00m^2，之后超标污染晕面积有缩小的趋势，在 4900 天时石油类浓度降至 0.0498mg/L，低于石油类在《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准限值（0.05mg/L），超标污染晕消失，此时污染物向下游最大影响距离为 75.79m，与下游最近的地下水环境敏感目

标水井距离为 872m，未波及到地下水环境敏感目标前石油类超标污染晕已经消失，此情景下的污染物泄漏对地下水环境影响较小。但检出限污染晕会继续向下游运移，为了避免污染物向下游运移影响到下游地下水环境敏感目标，还应采取必要的应急措施，防止地下水中污染物向下游扩散，才能确保环境保护目标不受影响。



a. 苏 33-45 井泄漏点浓度历时曲线图



b.100 天时污染晕扩散图



c.200 天时污染晕扩散图



d.1000 天时污染晕扩散图



e.4500 天时污染晕扩散图



f.5475 天时污染晕扩散图

图 5.3-22 非正常状况下回注水渗入含水层中污染物预测图

5.3.2.4.3 集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏对潜水的影响预测评价

集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏，持续泄漏至潜水水含水层中，对该种假设情景的地下水污染预测采用 GMS 的 MT3DMS 溶质运移预测模块，对苏 102-X2 区块 6 口井集油环泄露污染因子石油类进行预测，根据设计井开发指

标开发时间为 15 年，预测应力期设为 5475 天（15 年），非正常状况下回注水渗入潜水含水层中的预测结果见表 5.3-14。

表 5.3-14 集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏渗入潜水含水层中的预测结果表

预测因子	预测时段（天）	中心最大浓度（mg/L）	超标污染晕面积（m^2）	向下游最大影响距离（m）
石油类	100 天	0.3785	342.86	11.77
	200 天	0.1518	538.20	13.67
	1000 天	0.0771	566.50	21.97
	2100 天	0.0498	0.00	25.87
	5475 天	0.0196	0.00	32.88

由预测结果可知：

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，污染源以短时泄露形式渗入潜水含水层中。切断阀门后，污染物中心点位置发生变化，浓度不断降低，在 100 天时中心最大浓度为 0.3785mg/L，污染物向下游最大运移距离为 11.77m；在 200 天时中心点浓度为 0.1518mg/L，超标污染晕面积扩大至 538.20m^2，污染物继续向下游运移扩散稀释，超标污染物浓度随之降低；在 1000 天时石油类浓度降至 0.0771mg/L，污染物向下游最大影响距离为 21.97m，面积扩大至 566.50m^2，之后超标污染晕面积有缩小的趋势，在 2100 天时石油类浓度降至 0.0498mg/L，低于石油类在《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准限值（0.05mg/L），超标污染晕消失，此时污染物向下游最大影响距离为 25.87m，此情景下的污染物泄漏对地下水环境影响较小。但检出限污染晕会继续向下游运移，为了避免污染物向下游运移影响到下游地下水环境敏感目标，还应采取必要的应急措施，防止地下水中污染物向下游扩散，才能确保环境保护目标不受影响。

5.3.2.5 地下水环境的影响评价结论

（1）正常状况下的地下水环境影响评价

①对含水层的影响评价

正常状况下，井口安装溢流回收装置、作业废水收集装置和井场含油废防渗布，作业废水废液、污油不会泄漏进含水层中；油井套管采用双层套管，原

油、含油污水也不会泄漏进入含水层；在油田开发过程中产生的油井采出液分离出的含油污水管输至乌东联合站含油污水处理站处理，作业污水由罐车拉运至联合站含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。在各项设备工业、环保措施完好的情况下，项目的运移不会对所在区地下水造成明显影响。为了避免在油田开发区域内产生少量的落地油对包气带的影响，在施工或操作过程中要严格要求操作流程，避免进一步影响地下水。

②回注水对回注层的影响

正常状况下，乌东联污水站处理后污水中悬浮物浓度为4mg/L、含油量为1.38mg/L，苏一联污水站处理后污水中悬浮物浓度为3mg/L、含油量为2.43mg/L，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”，回注油层。项目所属区域注水井回注层位与油井开采层位相同，属于回注到现役油气藏回注层位，本项目区回注层储存空间优质的、上下隔离层封闭。正常处理达标后的回注水注入封闭的注水层中，不外排，回注地下对回注层有一定影响，但在目前条件下，不影响回注层地下水的利用价值，处理后的污水回注对潜水含水层、具有地下水开发利用价值的含水层（浅部承压水）影响很小。

根据本项目钻井的岩心、录井资料可知，乌99-94井区、乌121-X103井区、乌27区块、苏29-45-4区块的注水层岩性以粉砂岩、粗砂－砂砾岩粉砂岩、细砂岩为主，厚度大于200m，平均单井射开砂岩厚度37.7m，有效厚度13.5m，渗透率分布范围在0.1mD～237mD，平均36.8mD，为低孔低渗储层。苏仁诺尔油田区的苏102-X2区块注水层岩性为粉砂岩、砂质砾岩，埋深-1350～-1550m，地层厚度150-250m，平均厚度200m，地层渗透率1.11-289.2毫达西，平均为25.8毫达西，属于中等渗透储层，一方面保证了回注水逐渐向回注层中运移，另一方面回注层平均孔隙度为14.3%，乌东联污水站处理后污水中悬浮物浓度为4mg/L、含油量为1.38mg/L，苏一联污水站处理后污水中悬浮物浓度为3mg/L、含油量为2.43mg/L，以低于SY/T5329要求的回注水质注入该注水层中，并且无其他惨杂物，不会形成二次沉淀堵塞地层。初期平

均注水压力 15.0MPa，小于破裂压力 19.3MPa，保证不破坏回注层，不会造成油层破裂形成水窜产生水淹。回注层连续且稳定，具有足够的储集空间，保证了回注水从可注性。根据回注层上下隔水层资料可知，南二段储层上隔层为大磨拐、伊敏、青元岗地层，埋深下限为-2200-2300m，上至地面，整体岩性为大厚段泥岩，厚度 1000-2000m 以上，无渗透性，下隔层为南二段 II 油组及南一段，埋深 2400-2600m，隔层厚度 200m，地层连续且稳定，断层延伸至-800m 青元岗地层消失，整体渗透性较差，渗透率 0.01 毫达西以下，回注层具有良好的封闭性，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，回注层污水通过地层下串至含水地层的可能性极小，保证了回注水难以越过巨厚隔水层到达浅部具有地下水开发利用价值的承压和潜水含水层。同时回注井在正常钻井过程中会进行固井，在保证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，进一步避免了回注水影响到浅部含水层。由此可见，持续的回注水在封闭性良好、低中渗透储层的注水层中正常状况下不会对回注层外的其他含水层造成影响。

（2）非正常状况下地下水环境影响评价

①油井管非正常破损对地下水的影响评价

在非正常状况条件下，新建的油井管破损泄漏，预测因子石油类会在含水层中形成小范围的超标并向下游运移扩散，在油水井开发的 15 年预测期内，苏仁诺尔油田油井石油类向潜水层下游最大影响距离为 85.55m，距离下游最近地下水环境保护目标潜水井 2471m，中心最大浓度降至 0.48mg/L；苏仁诺尔油田油井石油类向承压水层下游最大影响距离为 100.65m，距离下游最近地下水环境保护目标潜水井 2456m，中心最大浓度降至 0.56mg/L；乌尔逊油田的油井石油类向潜水层下游最大影响距离为 142.09m，距离下游最近的地下水环境保护目标 U13 承压水井 1595m，中心最大浓度降至 0.71mg/L；乌尔逊油田的油井石油类向承压水层下游最大影响距离为 151.16m，距离下游最近的地下水环境保护目标 U13 承压水井 1586m，中心最大浓度降至 0.75mg/L。在预测期内不会影响到下游地下水环境保护目标，随着污染物在地下水中的运移扩

散、稀释作用，污染物浓度不断的在降低，但形成的超标污染晕未在油水井开采期消失，随着污染物的继续扩散可能对下游地下水环境造成一定程度的影响，因此，在发现泄漏时采取原油开采的同时应采取有效的应急防治措施，避免污染物持续在含水层长期运移对下游地下水环境保护目标造成影响。为了使非正常状况的泄漏风险降到最低，企业在成井和油井开采过程要重视每一个施工、操作以及环保措施环节。要高质量把控好成井工艺，在实际操作中油井应采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，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，在环保措施的条件下可将事故风险降低到最低。同时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，及时发现可能因井损产生的隐蔽污染，并在污染物扩散至大范围污染之前采取应急措施，可避免对含水层造成持续影响和影响下游环境保护目标。

②回注水非正常渗漏对地下水的影响评价

非正常状况下，假设回注管、固井水泥发生裂口，回注水渗漏至潜水、承压水含水层中，在200天检查到井筒完整性失效，中止注水并切断污染源后，超标污染晕会向下游运移扩散，受该地区渗透系数和水力坡度小的影响，污染物运移扩散速度很慢，不过会在污染物泄漏 4900 天后超标污染晕消失，对地下水环境影响较小。不过在油井开采期的 15 年（5475 天）时检出限污染晕继续向下游运移，预测期内污染物向潜水层下游最大影响距离为 73.07m、向承压水层下游最大影响距离为 78.18m，虽未波及到牧民水井，但污染物在地下水中过久的滞留，对含水层也会形成影响，因此，本项目要严格按照回注井的成井工艺建井，保证井身结构、井筒材料、固井质量的优质性，避免回注管、固井水泥等发生破裂污染物进入潜水或承压含水层中，同时在回注过程中还应持续对回注井压力进行监测、按照要求对井管的完整性进行检查，发生异常时在最短时间内中止注水并且采取应急措施，防止污染物在地下水中向下游继续扩散，确保环境保护目标不受影响。

③集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏对地下水的影响评价

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。切断污染源后，超标污染晕会向下游运移扩散，受该地区渗透系数和水力坡度小的影响，污染物运移扩散速度很慢，不过会在污染物泄漏 2100 天后超标污染晕消失，对地下水环境影响较小。不过在油井开采期的 15 年（5475 天）时检出限污染晕继续向下游运移，预测期内污染物向下游最大影响距离为 32.88m，污染物在地下水中过久的滞留，对含水层也会形成影响。因此，本项目要对集输系统定期维修保养，及时更换老化管线、设备；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；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，避免原油大量泄漏，发生异常时在最短时间内中止阀门并且采取应急措施，防止污染物在地下水中向下游继续扩散，确保环境保护目标不受影响。

5.3.3 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）》中的相关要求进行封井回填，防止发生井漏事故，污染地下水资源。

5.3.4 评价结论

综上所述，本项目在施工阶段严格执行施工工艺，确保钻进工程井身结构完整与规范，并做好各项环保措施与应急措施的条件下，可避免项目运营对地下水环境的污染影响。同时在严格做好地下水跟踪监测工作的同时，及时发现、尽早发现可能的不可避免的非正常污染物泄漏，及时切断污染源的同时必须采取有效的工程措施，方可对地下水中污染物控制在可接受范围内，可避免对地下水的进一步污染。回注工程在认真落实各项地下水污染防治措施的基础上，项目建设对当地地下水环境影响也可接受。在此条件下，从地下水环境保护角度上分析，本项目建设可行。

5.4 声环境影响预测与评价

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中噪声环境影响评价等级划分的基本原则，本工程噪声源主要为生产运行期井场抽油机和场站机

泵产生的持续性噪声源。本工程噪声源的种类及数量较少，周围较空旷，敏感目标噪声级增高量在5 dB(A)以下，因此，声环境评价等级为二级。

5.4.1 施工期

本工程产生的主要噪声源包括挖掘机、搅拌机、推土机、压路机等设备噪声及运输车辆的交通噪声，施工机械噪声衰减结果见表5.4-1。

表5.4-1 施工期施工机械噪声统计表　　单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值							
	10m	50m	60m	100m	150m	160m	200m	300m
柴油发电机	85	71	69	65	61	61	58	55
钻机	72	58	56	52	48	48	46	42
泥浆泵	65	51	49	45	41	41	38	35
震动筛	65	51	49	45	41	41	38	35
挖掘机	70	57	54	50	46	46	44	41
推土机	70	57	54	50	46	46	44	41
压路机	70	57	54	50	46	46	44	41
电焊机	50	36	34	30	26	26	24	21
搅拌机	50	36	34	30	26	26	24	21
冲击式钻机	65	51	49	45	41	41	39	36
交通噪声	72	58	56	52	48	48	46	42
压裂车	80	66	64	60	56	56	53	50

由上表可以看出，主要机械在 100m 以外均能够达到建筑施工场界噪声昼间限值不超过 70dB(A)的要求。距离本项目新钻井场最近的敏感目标为苏 03-28 西南侧 160m 处的 16#牧民萨其茹拉家（1）；距离本项目新建管线较近的敏感目标为 19#牧民散户（集输管线西侧 60m）、17#牧民萨其茹拉家（2）（集输管线北侧 60m）、22#牧民散户（集输管线南侧 50m）。

针对近距离地敏感目标，本工程采取以下措施：

①严格控制管线施工作业带宽度和施工车辆活动范围，不得随意扩大；

④控制施工时间在 6:00-22:00，严禁夜间施工，尽量避免使用强噪声机械设备，敏感目标附近禁止车辆鸣笛；

③设置防尘隔声板护围，以减轻施工噪声对周围环境的影响；

④施工过程中，加强施工人员的管理。

在采取本工程提出的环境保护措施情况下，项目施工期产生噪声对周边环

境影响较小。

本项目建设施工噪声对周围环境的影响是可以接受的，通过采取相应的管理措施，可以保证工程不会出现噪声污染问题。

5.4.2 运行期

（1）声源源强

本工程运行期主要噪声源为采油井场。噪声源强主要为井场抽油机，为机械噪声。主要声源强度见表 5.4-2。

表 5.4-2 本工程运行期主要声源强度统计

序号	噪声源	发声源	噪声源强度 dB（A）
1	采油井	抽油机	65～80

（2）影响分析

油田运行期所产生的噪声污染贯穿油田生产的全过程，具有点多、分散的特点，其影响程度视油田生产中的设备发声强度和周围环境的功能要求而定。本工程主要噪声源为井场。

采用《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的室外声源模式，户外声传播衰减包括几何发散（A_{div}）、大气吸收（A_{atm}）、地面效应（A_{gr}）、屏障屏蔽（A_{bar}）、其他多方面效应（A_{misc}）引起的衰减。根据现场实际情况，本次计算只考虑几何发散（A_{div}）、大气吸收（A_{atm}）、地面效应（A_{gr}）三种情况。

$$L_{A(r)} = L_{WA} -(A_{div}+A_{atm}+A_{gr})$$

$$A_{div}=20lg(r/ r_0)$$

$$A_{atm}=\alpha（r- r_0）/1000$$

$$A_{gr}=4.8-（2h_m/r）〔17+（300/r）〕$$

式中：

$L_{A(r)}$—距声源 r 处的 A 声级值(dB)；

L_{WA}—已知点声源 A 声级值(dB)；

A_{div}—声级几何发散引起的 A 声级衰减量(dB)；

A_{atm}—空气吸收引起的 A 声级衰减量（dB）；

A_{exc}—地面效应引起的附加衰减量（dB）；

α—空气吸收系数，dB/100m；取相对湿度 80%，温度 15℃时的值；

r、r_0—声源至预测点和测量点的距离。

按照以上公式对井场进行预测，距离本项目油井最近的敏感点为苏 03-28 西南侧 160m 的牧民家，因此本次对苏 03-28 进行预测，见表 5.4-3。

表 5.4-3 噪声源衰减预测结果表　单位：dB（A）

保护目标名称	噪声背景值		噪声贡献值		噪声预测值		较现状增量		超标和达标情况	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
牧民家	42	38	20.89	20.89	42.03	38.08	0.03	0.08	达标	达标



图 5.4-1 噪声预测结果

由预测结果可知，井场噪声对声环境敏感点牧民家较现状增量为昼间增加 0.03dB(A)，夜间增加 0.08dB(A)，本项目建设完成后牧民家环境噪声可以满足《声环境质量标准》1 类标准（昼间 55dB(A)，夜间 45dB(A)）要求，项目运行对周边声环境影响较小，不会发生噪声扰民问题。

（3）依托站场噪声

本项目依托场站乌东联合站和苏一联合站等，工程在站内无改造，无新增噪声源。

呼伦贝尔分公司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定期监测，具体监测结果见表 5.4-4。

表 5.4-4 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	乌东联合站	2023.05.17	50.8~51.9	45.9~47.2	2 类
2	苏一联合站	2023.05.16	48.4~51.1	45.1~48.6	2 类

由上表可知，本项目依托场站乌东联合站和苏一联合站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 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。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 施工期

施工过程中产生的固体废物主要废泥饼、废包装袋、废防渗布和生活垃圾等。

（1）泥饼

项目苏 29-45-4 井区、苏 102-X2 区块钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液产生总量为 5368.16t，排入井场移动式泥浆不落地处理装置进行固液分离，根据建设单位提供资料可知固相泥饼产生量约占钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液的 60%，则泥饼产生量为 3220.9t。

泥饼暂存于井场内设置泥饼暂存区，若泥饼浸出液中任何一种特征污染物浓度均满足《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）最高允许排放浓度，且 pH 值在 6～9 范围，则泥饼属于《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》

（GB 18599-2020）中规定的第I类一般工业固体废物，回用于本项目井场垫高。若浸出液中有一种或一种以上的特征污染物浓度超过《污水综合排放标准》（GB8978-1996）最高允许排放浓度（第二类污染物最高允许排放浓度按照一级标准执行），或 pH 值在 6～9 范围之外，则泥饼属于《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中规定的第II类一般工业固体废物，外委制砖。若泥饼经检测为第II类一般工业固体废物制砖不可行时，按照二类固废处置场的要求，采取防渗、导流及截洪沟等措施对泥饼进行暂存，尽快综合利用。

（2）一般固体废物

本工程废膨润土纯碱、水泥等包装袋及防渗布产生总量为 0.45t。根据《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020），废纯碱和膨润土包装袋、废防渗布属于一般工业固体废物、废纯碱和膨润土包装袋分类代码为 071-999-99，废防渗布分类代码为 071-001-99，执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求。暂存于井场材料房内的聚乙烯桶内，施工结束后直接拉运至废品回收站外售处理，不在作业区暂存。

（3）生活垃圾

生活垃圾统一收集至井场生活垃圾存放点，拉运至新巴尔虎左旗生活填埋场填埋处理。

通过采取以上措施，施工期产生的固体废物均得到有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

5.5.2 运行期

本项目运营期产生的固体废物主要是作业过程中产生的含油污泥、落地油、含油防渗布。

含油污泥、落地油含有石油类等有害成份。根据《国家危险废物名录》（2025 年版），为危险废物，危废代码为 HW08/ 071-001-08。含油废防渗布属于 HW49 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物，危险废物编号为 900-041-49。危险废物不能直接进行填埋处理。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第

43 号）相关规定，本工程依托场站污水处理和作业产生的含油污泥、落地油送贝 28 作业区含油污泥暂存池暂存后，委托有资质单位处置，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司进行处理；废防渗布送贝 28 作业区危险废物暂存库暂存，后委托有资质单位处置，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司处置。

危险废物收集、贮存、运输的一般要求：①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。②危险废物转移过程应按《危险废物转移联单管理办法》执行。③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，定期针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。④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。⑤危险废物收集、贮存、运输时应按危险特性对危险废物进行分类、包装并设置相应的标志及标签。

生产的单位和接收单位严格执行《危险废物转移管理办法》。在收集过程中确保危险废物不遗撒，泄露。从事落地油和油泥砂运输的单位在接到通知后，按照《危险废物污染防治技术政策》和《危险废物转管理办法》等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。建立健全规章制度及操作流程。同时在危险废物转移过程中按《危险废物转移管理办法》执行，该单位应编制应急预案。运输的车辆是专用车并符合相关要求；运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检

查，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。担任储运人员须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步步扩大和恶化。

含油污泥的主要成份是水、砂和石油类。对油泥的处置措施是主要是将含油污泥进行减量化、资源化处理。本工程产生的含油污泥委托有资质单位处置，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司进行处理，大大缓解了油田含油污泥集中堆放的现状，实现了油田含油污泥的减量化、资源化处理，有一定的经济效益，具有很高的环境效益和社会效益。

采取以上措施后，运营期产生的固体废物均得到有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

5.5.3 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》（2025 年版）《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（1.0×10-10cm/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 1.17t/a，含油污泥产生量为 0.871t/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。

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于 2020 年 5 月编制完成《呼伦贝尔分公司危险废物规范化暂存工程环境影响报告表》（新巴右环审表〔2020〕007 号），并于 2022 年 4 月完成自主验收。

贝 28 作业区危险废物暂存库共 2 座，建筑面积 351.5m^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、废铅蓄电瓶存储库、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 35 口油井产生含油废防渗布约 0.117t/a，暂存于危险废物暂存库，委托有资质单位处理，危险废物暂存库能够满足依托需求。

危险废物暂存库为防风、防雨、防晒、防渗漏的封闭库房，暂存库从下至上分别为 30cm 黏土压实、2.0mmHPDE（高密度聚乙烯）防渗膜、20mm 厚水泥砂浆保护层、150mm 厚 C20 混凝土配钢筋网、20mm 厚水泥砂浆找平，表面是合成树脂类涂层，防渗满足渗透系数≤10-10cm/s。库房内设有地沟、地坑，库房地面向地沟的倾斜度为 2%，一旦发生泄漏，地坑容积为 4m^3，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 0.045t/3a，于危险废物暂存库暂存，委托有资质单位处理，危险废物暂存库能够满足依托需求。

本项目危险废物贮存情况见表 5.5-1。

表 5.5-1 危险废物储存场所基本情况表

贮存场所	危废名称	危废类别	危废代码	位置	占地面积	贮存方式	贮存能力	贮存周期
贝 28 作业区含油污泥暂存池	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

本项目目前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责任公司拉运处置，尚未签订 2025 年度危险废物的委托处置协议，根据内蒙古自治区核发的危险废物处理资质单位名单中，有能力处理该危险废物的企业详细情况如下：

阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司位于呼伦贝尔市阿荣旗工业园区，危险废物经营许可证核准经营范围：HW02、HW04、HW06、HW08、HW09、HW11、HW12、HW13、HW17、HW18、HW19、HW22、HW23、HW31、HW32、HW33、HW34、HW35、HW37、HW38、HW48、HW49、HW50 等

危险废物类别，核准经营规模为危险废物 8.5 万吨/每年，许可证编号1507210192，有效期至 2028 年 5 月 14 日，目前处理量为 3 万 t/a，本项目含油污泥、落地油、废含油防渗布产生量 2.158t/a，因此，依托可行。

阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司有资质处理本项目产生的含油污泥、落地油和废含油防渗布，且处理能力均能够满足本项目处理需求。

采取以上措施后，本项目产生的固体废物均得到有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

5.5.4 退役期

在油田进入服务末期后，油田各种采油井设备开始老化，修井次数明显增加，落地原油的产生量将逐渐增多，但由于这一时期关闭的油井也是逐渐增多，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。

5.5.5 固体废物环境影响分析结论

由上述分析可知，本工程对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境影响较小。

5.6 生态环境影响预测分析

油田开发过程是集井下作业、采油、地面建设等多种工程的系统工程，由于工艺技术、设备、人员素质等原因不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的影响和破坏。对生态环境的影响主要有以下几个方面。

5.6.1 施工期

工程建设对生态的影响主要在施工期，其影响方式主要为间接生态影响：场地平整、管沟开挖、施工机械、车辆和人员践踏等，受影响对象为：土壤扰动和植被多样性被破坏，这种影响是短期可逆的，影响程度较弱，随施工结束后，植被随之恢复。

5.6.1.1 对土地利用的影响

（1）井场建设

项目新增永久占地为 3.02hm^2，新增临时占地为 18.18hm^2。井场建设的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。临时占用也对土地利用产生影响，并临时改变了土地利用形式，影响了这些土地的原有功能，但仅存在暂时性影响。这种影响会延续到施工结束后的一段时间。

（2）管道建设

本工程管道建设过程中将开挖管沟，占地面积为 10.08hm^2，均为临时占地，占地类型均为草地。由于对这些土地的临时占用，对管道沿线的土地利用产生影响，并临时改变了土地利用形式，影响了这些土地的原有功能，使沿线地区的牧业生产受到暂时性影响。这种影响会延续到施工结束后的一段时间。

（3）道路建设

本工程建设通井路，道路结构为土路，占地面积为 1.94hm^2，均为永久占地，占地类型均为草地。道路建设在一定程度上影响到地表植被生长，土地利用类型转变为工业用地。但道路建设的永久占地面积很较小，因此对区域生态环境不会造成较大影响。

评价根据建设期土地占用情况（包括永久和临时占地）以及施工结束后土地恢复情况，同时结合项评价区土地利用类型遥感解译数据，评价区内土地利用类型因工程建设所造成的占地类型变化不大。

5.6.1.2 对土壤侵蚀的影响分析

项目建设新增的土壤侵蚀主要发生在建设期，运营期影响很小。施工期期影响主要包括井场建设、管道建设、道路建设和电力线路建设等。

（1）井场建设

本工程井场建设会对所征用土地上的植被进行清除，植被的清除使地表裸露，可能引起水土流失，新增一定量的土壤侵蚀。同时，因建设井场设备按置造成地面开挖的表层土临时就近堆放，防护措施不当也会引起水土流失。施工机械和人员均在征用的土地上进行活动，不会对征地外的地表造成扰动。井场建设施工结束后，通过对施工迹地地表植被的恢复，水土流失将得到有效控制，整个钻井期间，水土流失量较小。

（2）管道建设

本工程管道建设过程中将开挖管沟，管沟上方的地表植被被完全破坏，新增一定量的土壤侵蚀，挖出的表层土和下层土临时就近分别堆放，如果防护措施不当也会引起水土流失。开挖管沟对土体的扰动将使土壤的结构、组成及理化性质等发生变化，进而影响土壤的侵蚀状况。同时管道施工过程中施工机械的碾压和人员的践踏会破坏管沟两侧施工范围内自然植被和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。管道建设施工结束后，管沟回填先填下层土再填表土，同时对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻管道建设过程中对土壤环境的影响。

（3）道路建设

本工程道路主要为通井路，道路结构为土路，建设方式为直接对道路占地范围进行覆土压实，道路建设过程中施工机械和人员将会对道路两侧的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。由于本工程道路建设施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻道路建设过程中对土壤环境的影响。

5.6.1.3 对植被的影响分析

项目建设对植被的影响主要发生在建设期。主要包括井场建设、管道建设、道路及注配间建设和电力线路建设等。项目占地类型主要为草地，位于典型草原区，区域植物种类以克氏针茅为建群种，项目占地区域内无珍稀植物。区域内群落总盖度50%~65%，总生物量156~192g/m^2。

（1）井场建设

本工程井场建设新增永久占地 3.02hm^2，新增临时占地 18.18hm^2，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12.5t/a，临时占地将会清除地表植被，造成生物量临时性损失，损失量最大为 85.02t。工程施工结束后对临时占地的地表植被进行恢复，恢复方式为自然恢复为主，人工恢复为辅。由于永久占地面积较小，同时对临时占地植被进行恢复，因此井场建设不会对植被造成显著影响。

（2）管道建设

本工程管沟开挖宽度 2m，集油掺水管线临时占地作业面宽度为 8m，注水管线临时占地作业面宽度为 11m，管道建设全部为临时占地，占地面积10.08hm^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 19.35t。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。

（3）道路

本工程道路建设新增永久占地面积 1.94hm^2，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 3.72t/a。由于永久占地面积较小，同时对道路边坡进行植被恢复，因此道路建设对植被造成的影响较小。

5.6.1.4 对动物的影响分析

本项目所在区域属于油田开发区域，长期受人为干扰和开发影响，区内野生动物种类、数量均较少，本次开发对其影响程度不明显。

根据现状调查，本项目评价区不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类，例如蒙古兔、草原鼢鼠等，均为北方常见类群。本工程施工时，可能会对野生动物的生活规律造成一些影响，特别是工程噪声大的机械设备运行，对周围动物会带来很大的惊扰；夜间施工的噪声会影响动物夜间休息；工程施工引起的扬尘污染，会对一定范围内的野生动物带来影响；夜间施工的灯光给建设区域内鸟类的飞行带来干扰，所以一定要加强施工期环境管理，尽量减小野生动物的干扰。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。

5.6.1.5 对区域生态完整性影响分析

本项目为油田开发产能项目，在已开发的区块内进行点状更新，临时占地

施工结束后及时进行植被恢复，不会改变周围的植物群落，且永久占地面积较小，对植被覆盖度变化影响较小。本项目生态评价区域内无重要物种的分布，本项目建设对生态系统的结构和功能影响较小，通过施工结束后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，施工后或次年适宜季节（一般 5、6 月份）完成。植被盖度恢复至与四周相同。

5.6.1.6 对生态系统稳定性影响分析

生态系统稳定性是指生态系统抵抗外界环境变化、干扰和保持系统平衡的能力。

一般来说生态系统的成份越单纯，营养结构越简单，自我调节能力越小稳定性就越差，反之生态系统各个营养级的生物种类越繁多，营养结构越复杂，自我调节能力越大，稳定性越高。生态系统稳定性的强弱直接关系到在多大程度上可以保证生态系统的功能得以正常运作。稳定性受生态系统中主要生态组分的种类、数量、时空分布的异质性（异质化程度）所制约。生态系统的异质性可作为稳定性的度量。对异质性的量化可用可用多样性指标表示，该指标既考虑了不同群落类型所占景观面积的大小及分布均匀程度，又考虑了群落类型。

本项目施工期临时占地对局部自然生态环境造成一定的破坏，生产力有所降低。但生态破坏面积不大，对整个评价区域自然体系的稳定性不会造成明显影响，仅使局部区域植被铲除、动物迁徙、水土流失侵蚀度增加，使局部生物量减少，局部自然生态环境遭到一定的破坏。但由于影响面积小，且影响时间

短，在采取相应的生态恢复措施后，将逐渐恢复原有生态系统的利用功能，区域内生态系统阻抗稳定性恢复到原有水平。因此本项目对整个评价范围内区域生态系统恢复及稳定性影响较小。

5.6.1.7 对水土流失的影响分析

本项目由于井场、管线等施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植被，新地貌失去植物根系的固土作用，雨水直接冲刷疏松、裸露的地表土，易造成水土流失；施工过程中，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力极低，遇暴雨产生径流，加大水土流失。为了更好的保持水土，建议采取以下水土流失防治措施。

（1）严格控制油田内各井场和管线的作业面积，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围。

（2）在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置钢筋砼板涵，以保证道路两侧洪沟的畅通。

（3）管道工程施工时，应划定施工活动范围，严格控制车辆及重型机械的运行范围，避免加行开辟新路。管沟开挖要做到分层开挖，分层堆放，开挖表土堆放于管沟一侧。挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。剥离的表土堆放在临时占地内，即管线两侧和井场临时占地内两侧，表土堆放场应加以篷布覆盖。管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实。

（4）做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，保护当地较脆弱的草原生态系统。采取自然与人工恢复相结合的方式，植被覆盖度恢复至与四周相同。

（5）严禁在大风、大雨天气下施工，特别是管沟开挖、管道回填作业等。在便道出入口，竖立保护植被的警示牌，已提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料

场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

5.6.2 运行期

本工程运行期对生态环境的影响主要来自于两方面，一方面是油水井作业过程中可能会对周围生态环境产生影响，另一方面是事故状态下对周围生态环境产生的影响。

本工程正常生产情况下，油井产液、注水均为密闭集输，基本无污染物排放到周围环境中，对周围的生态环境基本无影响。对生态环境可能产生影响的过程主要集中在油水井作业过程中，本工程油水井作业时，作业范围控制在井场的永久占地范围内，作业车辆均沿已建道路行驶，不新开辟道路，同时井下作业时采用带罐作业，井场周围修筑临时围堰，作业产生的污油污水均回收进含油污水处理站进行处理，因此不会对井场周围的生态环境产生影响。

本工程在发生油水管线穿孔泄漏、作业时操作失误等事故状态下会导致油水进行周围环境，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。

拟建项目对野生动物的影响主要发生在施工期。施工人员的活动、机械噪声、夜间作业灯光等会使一定范围内野生动物的活动和栖息产生影响，待施工结束这种影响随即结束。

运营期作业、井场的噪声和人员对周围一定范围内野生动物的活动和栖息产生影响，降低野生动物在工程所在区域附近的活动频率，相对减少了野生动物的活动范围。

5.6.3 退役期

油田闭井期并非所有油水井都同时关闭，而是将产能低或者无开采价值的油井陆续关闭，直到将所有井关闭。退役期，一般地下设施保留不动，地面部分如采油井架、水泥台、电线杆等将拆除。但评价认为退役期，若不采取有效的生态保护措施，管道中残存的少量原油有可能对管道沿线的土壤和地下潜水造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。因此评价认为应当妥善处理管道

中残存的少量原油，将生态环境影响降低到最低限度。井区开发修建道路，破坏地表植被，加剧水土流失。退役期油田进场道路在征求当地群众意见的基础上，能够利用的继续保留，不能就地利用需进行绿化，恢复地表植被，尽可能对当地生态环境进行补偿。

退役期，工程原有的占地将进行植被恢复，管道内的原油进行清理回收；油井进行封堵，不会对当地的草地生态环境产生影响。

5.6.4 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）该项目的管道和道路建设对土地的侵占，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。在采取必要的保护措施后，可以最大程度减小对生态环境的不利影响，加快生态环境的恢复。

（2）油田采油、集输及其它生产过程中产生的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。在采取必要的环保措施后，其对环境的污染程度是较小的，不会影响本项目区域内植被的生长发育。

（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。

可见，只要采取必要的措施，该项目油田开发对生态环境的影响不会太大，在生态上是可行的。

5.7 土壤环境影响预测分析

5.7.1 施工期

本项目对土壤的影响主要来自道路建设及外输管道对土地的占用，对植被的碾压、挖掘等活动，会引起土壤理化性质的改变、肥力的降低。

（1）管道开挖对土壤的影响

①土壤结构的形成需要漫长的时间，管道在开挖和填埋时，必将破坏土壤结构，干扰了团粒结构的自然形成过程。作为土壤质量重要指标的团粒结构一旦遭到破坏，需要经过较长的时间才能恢复。

②土壤表层质地与底层的质地截然不同，管道的开挖与回填，会混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育、植被的恢复。

③不同土层的特征及理化性质差异较大，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分流失，从而影响植物的生长。

（2）道路建设对土壤的影响

本工程新建通井路。建设方式为直接对道路占地范围进行覆土压实，道路建设过程中施工机械和人员可能会对道路两侧的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对周边地表植被进行恢复，可有效减轻道路建设过程中对土壤环境的影响。

5.7.2 运行期

5.7.2.1 土壤污染途径

油田生产过程中，石油烃（C_{10}-C_{40}）进入土壤的途径主要通过油井作业和事故时产生的落地油、含油污水。

由于油井作业时采用污油污水回收装置回收污油污水，同时将作业范围严格控制在井场占地范围内，可有效减少石油烃（C_{10}-C_{40}）进入土壤，根据本次评价中现有井场土壤监测结果可知，采油井井场永久占地内土壤中检出石油烃，但监测值小，污染程度小。从平面上看，石油烃集中在井场永久占地范围内，永久占地范围外土壤中石油烃含量迅速降低，在距离井场 100m 处已经接近背景值。在垂直方向上，土壤中石油烃（C_{10}-C_{40}）主要集中在 0~20cm 的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油烃在土壤中的迁移深度较浅。

因此，油田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在井场永久占地内，各种污染物尤其是石油烃污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

事故时排放的落地油量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水

性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，油田生产中一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

5.7.2.2 土壤环境影响预测分析（污染影响型）

（1）预测范围

与评价范围一致，为项目井场外延 1km 范围内、管道边界两侧向外延伸200m 范围内。

（2）预测深度及时段

项目所在地包气带厚度为 2~10m，石油烃污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅，3m 以下浓度极低。因此本次评价预测深度取 5cm、20cm、50cm、100cm、200cm、300cm。预测时段为运营期，事故发生至发生后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 QL 用伯努利方程计算：

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

式中：Q_L——液体泄漏速率，kg/s；

P——容器内介质压力，Pa；

P_0——环境压力，Pa；

ρ——泄漏液体密度，kg/m^3；

g——重力加速度，9.81m/s^2；

h——裂口之上液位高度，m；

C_d——液体泄漏系数；

A——裂口面积，m^2。

图 5.7-1 管道泄露参数选取

参数	管道压力	环境压力	采出液密度	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	863.8	0.05	0.65	0.00002

计算得到泄露速率为 0.17kg/s，泄露时间按 1h 计，原油密度取各区块最大值 863.8kg/m^3，计算得原油泄漏量 0.6t。含油量按照最大 92%计算，则石油类泄漏浓度为 794696mg/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：

$$X_1=X_0\times Gs/e$$

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；

Gs—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：

$$\frac{\partial\theta(\mathrm{h})}{\partial \mathrm{t}}=\frac{\partial}{\partial \mathrm{z}}\left[K(\mathrm{h})\left(\frac{\partial \mathrm{h}}{\partial \mathrm{z}}+1\right)\right]$$

式中：*h*—压力水头，L；

θ(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：

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

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

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

式中：*θr*—土壤的残余含水率；

θs—土壤的饱和含水率；

Se—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 Qr/cm·cm^{-3}	饱和含水率 Qs/cm·cm^{-3}	经验参数 a	曲线形状参数 n	渗透系数 ks/cm·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“砂壤土-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。

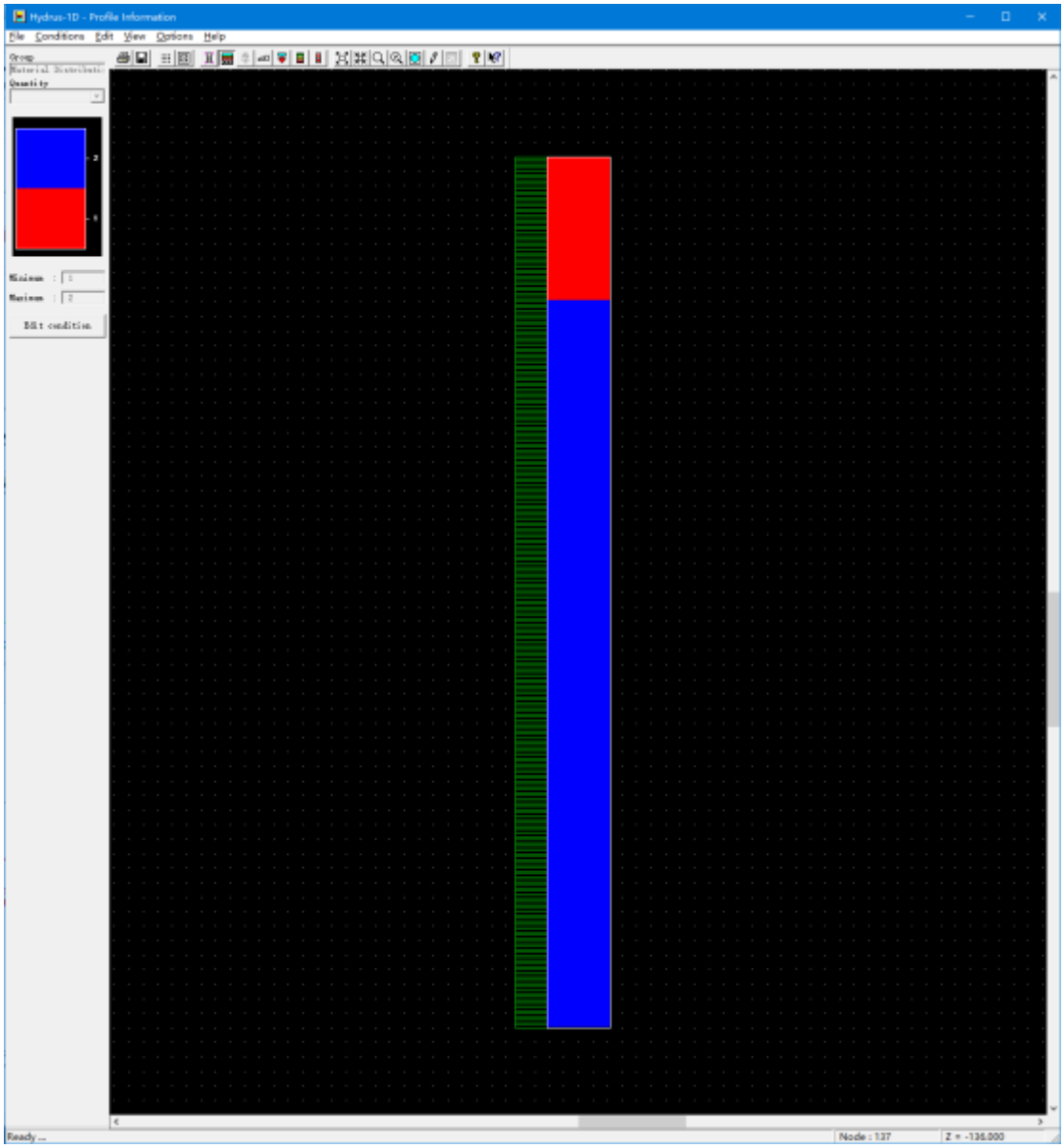


图 5.7-1 模型划分图

（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。

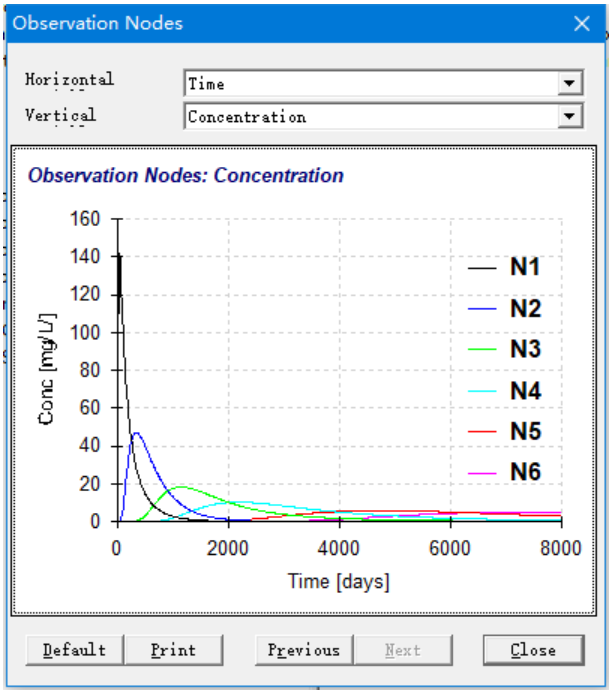


图 5.7-1 各观测点（5cm、20cm、50cm、100cm、200cm、300cm）污染物浓度随时间变化情况图

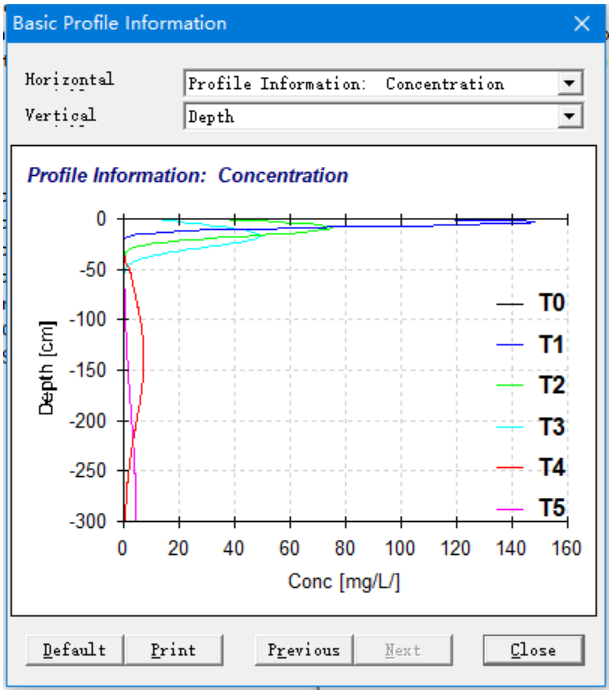


图 5.7-2 不同时间（60d、180d、365d、3650d、8000d）污染物浓度随深度变化图

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 148.2mg/L；180d 最大浓度出现在管道以下 9cm 处，最大浓度为 75.22mg/L；365d 最大浓度出现在管道以下 17cm 处，最大浓度为 49.21mg/L；3650d 最大

浓度出现在管道以下 138cm 处，最大浓度为 7.301mg/L；8000d 最大浓度出现在管道以下 290cm 处，最大浓度为 4.543mg/L。

由此可见，在设定情景下在不同时刻、不同土壤深度的石油烃浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值 4500mg/kg（14897mg/L）。本项目管线均采用钢制防腐管线，管线内、外防腐需满足《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）要求，在严格落实土壤污染防治措施的前提下，本项目运营期对土壤环境影响较小。

5.7.3 退役期

退役期进行地面设施拆除、井场清理等工作，对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。土地植被恢复后，站场、井场、道路均恢复了原来的植被，人工建筑物拆除，从而无污染土壤的工序，本项目退役期对土壤环境影响无影响。

5.7.4 评价结论

项目针对各类污染物均采取了对应的污染治理措施，可确保污染物的达标排放及防止渗漏发生，可从源头上控制项目对区域土壤环境的污染源强，确保项目对区域土壤环境的影响处于可接受水平。因此，只要企业严格落实本报告提出的污染防治措施，项目对区域土壤环境影响是可接受的。

5.8 环境风险分析

5.8.1 风险调查

本项目施工期涉及的主要危险物质是井场柴油罐储存的柴油，运行期涉及的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 H_2S），具有易燃、易爆的性质。物料的危险性分析如下：

（1）柴油

柴油属易燃易爆物品，火灾危险性为乙类，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险；若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。柴油理化性质等见表 5.8-1。

表 5.8-1 柴油理化性质、燃烧爆炸特性和毒理性质一览表

产品名	柴油	
理化性状	低硫轻油炭混合物，石油系列碳化氢大于 99.95%，硫含量低于 5%。引火点：40℃以上，自燃点：500℃以上。外观：无色液体；沸点/沸点范围：163-357ºC；熔点/ 熔点范围：-34ºC；蒸气压：2mmhg (20ºC)；比重：0.8；蒸汽密度：>1；粘度：1.9-5.5cst(40ºC)。	
稳定性及反应活性	禁配物：强氧化剂。	
健康危害	对眼的影响：受刺激，诱发淌泪等症状；对皮肤的影响：连续接触，引起刺激或皮炎；吸入时的影响：吸瓦斯时刺激呼吸系统及恶心，发困，头痛，眩症，呕吐等招来中枢；神经的刺激；慢性后遗症状：皮炎。	
环境危害	对环境有危害，对水体和大气可造成污染。	
燃爆危险	本品易燃，具刺激性。	
危险特性	遇明火、高热可燃。	
急救措施	皮肤接触	接触部位用大量水清洗，（15 分钟）有持续刺激感时接受专门医生的诊疗。
	眼睛接触	提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。
	吸入	迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
	食入	不要强吐，接受专业医生的诊疗。
应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，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，穿防毒服。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸附或吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。	
灭火方法	消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。	
操作注意事项	密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防毒物渗透工作服，戴橡胶耐油手套。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。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物质。	
储存注意事项	防止接触皮肤，吸入蒸气及溅入眼。一切容器要接地。空容器可能含有引火性/爆炸性蒸气，附近进行用火的作业，有危险。 保管在阴凉，通风良好之处，避免物理冲撞，保管在密闭容器里。	
运输注意事项	运输前应先检查包装容器是否完整、密封，运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输车必须彻底清洗、消毒，否则不得装运其他物品。公路运输时要按规定路线行驶。	

（2）原油

原油闪点小于 28℃，属甲 B 类易燃、易爆物。原油闪点范围较宽，凝固点较高，其蒸气与空气形成爆炸混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸，与氧

化剂能发生强烈反应，遇高热可分解出有毒烟雾。

原油的危险特性见表 5.8-2。

表 5.8-2 原油安全技术说明书

理化常数	序号	1967		
	CAS 号	/		
	中文名称	原油		
	英文名称	CrudeoU；Petrolemn		
	别名	石油		
	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体		
	闪点	<28℃		
	凝固点	18.3～19℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂。
	密度	相对密度（水=1）0.84～0.86	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%～8.7%（体积）	自燃温度	280℃～380℃
主要用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石脑油、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等，通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料。			
危险特性	易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。			
健康危害	毒性：IV（轻度危害），属低毒类。 侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。 健康危害：未见原油引起急慢性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。			
泄漏应急处理	根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。消除所有点火源。应急人员应佩戴正压式空气呼吸机，穿防火服，使用防爆等级达到要求的通讯工具。采取关闭阀门或堵漏等措施切断泄漏源。如果槽车或储罐发生泄漏，可通过倒罐转移尚未泄漏的液体。构筑围堤或挖坑收容泄漏物，防止流入河流、下水道、排洪沟等地方。收容的泄漏液用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。用砂土吸收残液。			
防护措施	工程控制：生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴正压式空气呼吸机。眼睛防护：必要时，戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴橡胶手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。			
急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。			
灭火方法	消防人员须穿全身防火防毒服，佩戴空气呼吸器，在上风向灭火。喷水冷却燃烧罐和临近罐，直至灭火结束。处在火场中若发生异常变化或发出异常声音，须马上撤离。 灭火剂：泡沫、干粉、砂土、二氧化碳。			

原油火灾爆炸危险性主要表现在以下几方面：

①属易燃液体；

②原油的油蒸气和空气混合达到一定浓度时，遇火即能爆炸；

③易蒸发。原油容器内压力每降低 0.1MPa 一般有 0.8-10m^3 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。

（3）伴生气（天然气）

天然气属甲 B 类易燃易爆气体，含有大量的低分子烷烃混合物，其与空气混合形成爆炸性混合物遇明火极易燃烧爆炸。如果出现泄漏，易与空气形成爆炸性混合物，而且能顺风飘动，形成着火爆炸和蔓延扩散的重要条件，遇明火回燃。天然气主要成分为甲烷，甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调，若不及时脱离，可致窒息死亡。具体危险特性见表 5.8-3。

表 5.8-3 天然气安全技术说明书

CAS 号		74-82-8	
中文名称		天然气	
分子式	CH_4	外观与性状	无色无臭气体。
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃

沸点	-161.5℃	闪点	-188℃
熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。
密度	相对密度（空气=1）0.55	稳定性	稳定
爆炸极限	空气中5.3～15%（体积）	自燃温度	538℃
主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。		
危险特性	危险性类别：第2.1类易燃气体 燃烧与爆炸特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。		
健康危害	侵入途径：吸入 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。		
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。		
防护措施	呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具（半面罩）。眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴一般作业防护手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。		
急救措施	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。		
灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。		

5.8.2 风险识别

根据项目的油藏情况及后期运行工艺、管理水平及自然灾害等因素，本项目的环境风险主要来自施工期钻井过程中井喷、套管破损、井漏以及柴油储罐泄漏；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）施工期风险分析

①井喷

井喷就是当钻井钻穿高压油气层时，由于处理措施不当等原因使油气流从井口喷出。井喷时将有大量原油和伴生气喷出，并极易发生火灾，喷出的大量烃类气体污染大气，原油覆盖植被影响其光合作用而死亡，覆盖地表污染土

壤，进入地表水会造成水污染。尽管井喷造成的后果是严重的，但井喷发生的概率非常小，只有在钻遇高压油气层而且往往操作不当时才有可能发生。而由于操作者直接责任而引起井控措施不当、违反操作规程、井控措施故障等是造成井喷失控事故的主要因素。

一般钻探井时发生井喷事故较多，而钻生产井时则较少。该工程开采的油层原始地层压力较低，但在进行注水采油后，注水井注水前缘压力太高也有导致井喷发生的可能性，因此该工程在钻井前都会采取注水井停注等措施来降低地层压力，而且在钻井时采用了防喷措施，如加自封、半封、全封等封井器，因此，发生井喷的概率很小。

②套管破损

发生套管破损时，原油或天然气从破损套管中漏出进入地下饮用水源可能的污染途径包括：通过破损的套管运移、通过井套管与钻孔器之间的圆环缝隙运移等。

本项目在钻井过程中使用双层套管（由表层套管、生产套管组成），造成套损的因素有地质因素和套管质量不合格。当泥岩性质较不稳定，在高温高压下能产生蠕变，在有水侵入时易膨胀，当泥岩含水 10%以上时，泥岩拥有较高的塑性，几乎将全部上覆岩压转移到套管，使其变形损坏，泥岩的水来源是钻井过程中的泥浆失水。套管质量不合格主要表现在管壁厚薄不均或壁厚达不到要求，管体和接箍有裂纹、内痕，管子存在不圆度，造成套管使用寿命不长。另外，由于螺纹加工精度不高，造成丝扣不密封，套管内外气体与液体由于压力不同互相串通，长期作用后，扩大了丝扣孔隙，导致套管损坏，套管破损几率为 7.2×10^{-6}m/a，发生事故可能性很小。

③井漏

本项目钻井施工中可能发生井漏、井塌；钻遇断层的井钻进至断层时，也可能发生井漏。井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆或其他介质（固井水泥浆等）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井泥浆就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

④伴生气泄漏

正常情况下，井口存在伴生气的无组织泄漏，但不会成为环境风险，即不会造成突发性环境污染。非正常和事故情况下，如发生井喷致使伴生气泄漏外溢，会对环境、人员和设备产生危害。伴生气主要危险和危害包括：遇明火可能发生火灾或爆炸事故，造成人员伤亡、设备损坏等危害：烃类气体对人体的毒性危害，较长时间接触后，对人体会产生头痛、眩晕、精神迟钝、恶心、呕吐、眼角膜充血等危害。本项目所在油田区域基本不会发生井喷事故，且油田伴生气储量较少，伴生气泄漏事故造成人员伤害及环境污染的可能性较小。

⑤柴油罐区泄漏

施工场地柴油罐若发生泄漏，柴油外泄，会对区域地下水产生影响，并极大提高火灾风险。因此，本项目应对钻井井场的柴油罐区底部铺设防渗布，以防止柴油泄漏污染区域地下水。油罐周围设置围堰，围堰有效容积应不小于两座柴油罐容积之和。柴油为乙 B 类可燃物，根据《钻前工程与井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）中相关规定，柴油灌区设置位置应距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。

⑥物料运输期间环境风险

本项目涉及物料均采用汽车陆路运输，包括井场用水、钻井原辅材料、柴油等，在对柴油等危险品运输期间，若发生泄漏事故，将产生一定的环境风险，因此，危险品的运输工作应由持有相应运输资质的单位组织实施，运输过程应按照《道路危险货物运输管理规定》执行，具体运输线路力求最短、对沿路影响小，避免运输过程中产生较大的风险影响。项目所在区域已有相应井排路、乡道等已有道路，危险物料运输期间，均沿已有道路运输，尽量避让村屯等人口密集区域，运输人员须经过相应应急培训并持证上岗，运输过程如发生洒落、泄漏事故，应立即上报事故泄漏情况，并派人立即清理，将散落物料全部收集，仍送相应地点储存或处置。采取以上措施后，项目危险物料运输过程基本不会出现泄漏情况，不会污染周边环境。

⑦突发火灾、爆炸事件

井喷、柴油罐操作不当，造成原油、柴油等泄漏遇明火引起火灾爆炸事

故，造成环境空气污染。项目井场采取了一系列井控措施，同时对柴油罐进行规范化管理，井场内不使用明火，因此突发火灾、爆炸事件的可能性极小。

（2）运行期风险因素分析

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、废水的泄漏和井喷。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含油废防渗布，或者设备故障无法使用，导致作业废水废液、污油泄漏进入环境，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，甚至井喷、污染环境。

由于该项目地层压力比较低，不能自喷，要靠抽油机采油，因此，作业时发生井喷的几率很小。

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司实施全过程风险因素控制，为井下作业配备了井口溢流回收器、作业废水进站装置、污水罐车，制定了详细的操作规程和应急预案，因此，在管理到位的情况下，出现作业油、气、废水泄漏的几率大大减少。

②油井套损

采油过程的主要环境风险是油井套损，原油、含油污水泄漏进入含水层，污染地下水。本项目油井套管采用双层套管（由表层套管、生产套管组成），运营期造成套损的因素主要有地质因素、工程技术因素和套管腐蚀三大类。

地质因素主要包括泥岩遇水膨胀使岩压转移到套管使其变形损坏，断层运移可能对套管产生剪切破坏，由于地壳运动和地震引起的套管损坏以及地面下沉及油层压实导致应力变化，从而使套管在拉张力及剪切力的作用下发生弯曲或错断。

工程技术因素主要有套管强度计算及井深结构设计不合理，泥岩吸水蠕变、滑移产生的横向层间位移侧压力、纵向地层位移产生的拉伸力及纵横向位移产生的弯曲应力对套管的破坏作用；固井质量不好时，会使泥岩吸水蠕变、

滑移，对套管产生破坏作用。另外，由于井眼不规则或固井时存在混浆井段，在封固井段内，水泥浆候凝期间放热不均匀，温度的变化使套管热胀冷缩，也易导致套管变形破裂。当不合理的注水开发时，注释压力超过地层上覆压力，也会导致套管的破损。

套管腐蚀是套管损坏的一种主要诱因，一旦套管腐蚀穿孔则会多点破漏，并会加速套管的疲劳进而过早变形和损坏。它是由原油天然气中含有的硫、CO_2及地层水和注入水中含有的各种腐蚀性物质与套管中 Fe 或 Fe^{2+}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几率很小。

③集输管道风险因素分析

本项目管道内的介质主要是原油，由于管材本身的质量、施工、运行和管理等各环节都可能出现缺陷和失误，从而导致事故发生。集输管道的常见事故是管线穿孔或破裂导致管道内介质泄漏，会导致原油和含油污水外泄，对环境污染较大。泄漏的油气如遇明火将引起火灾、爆炸。导致管线事故的主要因素分析如下：

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。依托场站风险分析已在原有环评中进行，本次不再进行依托场站的风险分析。

（3）依托场站风险因素分析

本项目依托场站为乌东联合站，处理的介质具有易燃性质，因此，本项目依托场站主要事故类型是火灾、爆炸和油、含油污水、天然气泄漏。

本项目依托场站的事故主要因素分析如下：

①组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；

②设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管线的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；

③设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事故；

④控制生产装置的仪表仪器失灵，造成设备操作失控，引发油气泄漏，形成火灾等；

⑤泄漏的油气遇明火发生火灾爆炸。

本工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表5.8-5。

表5.8-5 工程环境风险识别表

主要设备及场所名称	危险介质	主要危险特性	影响环境
井场	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
集油管道	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
联合站	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、中毒、油水泄漏污染	空气、地下水

5.8.3 环境风险分析

5.8.3.1 事故状态下对大气环境的影响

原油或伴生气泄漏事故会直接对环境空气造成影响。原油泄漏对大气环境的影响主要指原油中较轻组分（包括各种烃类气体）逐渐挥发进入大气造成烃类污染。如果泄漏的原油得不到及时处理，则烃类组分的挥发过程将持续较长时间，直到剩下较重的多环芳烃及沥青等物质。经查，多环芳烃在空气中超过一定浓度范围则会致人与动物癌变，通常苯并芘在空气中的浓度为0.01~100μg/1000m^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，一般取决于原油成份、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。

一般钻井时发生井喷事故较多，而生产时则较少。本项目开采的油层原始地层压力较低，但在进行注水采油后，注水井注水前缘压力太高也有导致井喷发生的可能性，因此，本项目在钻井前都会采取注水井停注等措施来降低地层压力，而且在钻井时采用了防喷措施，如加自封、半封、全封等封井器，因此发生井喷的概率很小。

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，但具有发生机率小、持续时间短的特性。由于该区块所处地势平坦，一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下会逐步自然净化，对周围大气环境的影响很小。

5.8.3.2 事故状态下对地表水环境影响

本工程事故状态下对地表水污染途径主要是油水的事故泄漏。泄漏污油污水在雨季期间可能随地表径流流向下游。集输管道事故泄漏可以通过站内仪表监控或巡检及时发现事故，及时关闭管道阀门或筑堤限制事故影响范围，然后彻底清理周边粘滞原油和被油水污染的泥沙、树枝、杂草等含油废弃物，同时展开对事故管段或设备的抢修。只要溢出事故按相应的环境风险事故预案严格控制并彻底清理溢出的石油类污染物，泄漏事故不会对地表水体造成污染影响。

5.8.3.3 事故状态下对地下水环境影响

（1）油井管破损对地下水的影响评价

根据地下水预测结果，新建的油井管破损泄漏，预测因子石油类会在含水层中形成小范围的超标并向下游运移扩散，在油水井开发的 15 年预测期内，苏仁诺尔油田油井石油类向潜水层下游最大影响距离为 85.55m，距离下游最近地下水环境保护目标潜水井 2471m，中心最大浓度降至 0.48mg/L；苏仁诺尔油田油井石油类向承压水层下游最大影响距离为 100.65m，距离下游最近地下水环境保护目标潜水井 2456m，中心最大浓度降至 0.56mg/L；乌尔逊油田的油井石油类向潜水层下游最大影响距离为 142.09m，距离下游最近的地下水环境保护目标 U13 承压水井 1595m，中心最大浓度降至 0.71mg/L；乌尔逊油田的油井石油类向下游最大影响距离为 151.16m，距离下游最近的地下水环境保护目标 U13 承压水井 1586m，中心最大浓度降至 0.75mg/L。在预测期内不会影响到下游地下水环境保护目标，随着污染物在地下水中的运移扩散、稀释作用，污染物浓度不断的在降低，但形成的超标污染晕未在油水井开采期消失，随着污染物的继续扩散可能对下游地下水环境造成一定程度的影响，因此，在发现泄漏时采取原油开采的同时应采取有效的应急防治措施，避免污染物持续在含水层长期运移对下游地下水环境保护目标造成影响。为了使非正常状况的泄漏风险降到最低，企业在成井和油井开采过程要重视每一个施工、操作以及环保措施环节。要高质量把控好成井工艺，在实际操作中油井应采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，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，在环保措施的条件下可将事故风险降低到最低。同时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，及时发现可能因井损产生的隐蔽污染，并在污染物扩散至大范围污染之前采取应急措施，可避免对含水层造成持续影响和影响下游环境保护目标。

（2）回注水泄露对地下水的影响评价

根据地下水预测结果，假设回注管、固井水泥发生裂口，回注水渗漏至潜水含水层中，在200天检查到井筒完整性失效，中止注水并切断污染源后，超标污染晕会向下游运移扩散，受该地区渗透系数和水力坡度小的影响，污染物运移扩散速度很慢，不过会在污染物泄漏 4900 天后超标污染晕消失，对地下水环境影响较小。不过在油井开采期的 15 年（5475 天）时检出限污染晕继续向下游运移，预测期内污染物向潜水层下游最大影响距离为 73.07m、向承压水层下游最大影响距离为 78.18m，虽未波及到牧民水井，但污染物在地下水中过久的滞留，对含水层也会形成影响，因此，本项目要严格按照回注井的成井工艺建井，保证井身结构、井筒材料、固井质量的优质性，避免回注管、固井水泥等发生破裂污染物进入潜水或承压含水层中，同时在回注过程中还应持续对回注井压力进行监测、按照要求对井管的完整性进行检查，发生异常时在最短时间内中止注水并且采取应急措施，防止污染物在地下水中向下游继续扩散，确保环境保护目标不受影响。

③集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏对地下水的影响评价

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。切断污染源后，超标污染晕会向下游运移扩散，受该地区渗透系数和水力坡度小的影响，污染物运移扩散速度很慢，不过会在污染物泄漏 2100 天后超标污染晕消失，对地下水环境影响较小。不过在油井开采期的 15 年（5475 天）时检出限污染晕继续向下游运移，预测期内污染物向下游最大影响距离为32.88m，污染物在地下水中过久的滞留，对含水层也会形成影响。因此，本项目要对集输系统定期维修保养，及时更换老化管线、设备；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；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，避免原油大量泄漏，发生异常时在最短时间内中止阀门并且采取应急措施，防止污染物在地下水中向下游继续扩散，确保环境保护目标不受影响。

5.8.5.4 事故状态下对土壤环境的影响

原油泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层 0～30cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。

石油烃（C_{10}-C_{40}）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为植物，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。

发生井喷后，会有大量原油和伴生气从井口敞喷进入环境当中，伴生气初始喷射会携带大量的泥浆和岩屑落在周围地表，对周围土壤及地下水产生影响。井喷事故发生后，油田会启动事故应急预案，散落于地表的原油和泥浆岩屑等污染物，会被及时收集，并转运处理。发生井喷立即控制井口，导流放喷，通过放空火炬进行燃烧放空，最大限度降低对周围环境的影响。

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 148.2mg/L；180d 最大浓度出现在管道以下 9cm 处，最大浓度为 75.22mg/L；365d 最大浓度出现在管道以下 17cm 处，最大浓度为 49.21mg/L；3650d 最大浓度出现在管道以下 138cm 处，最大浓度为 7.301mg/L；8000d 最大浓度出现在管道以下 290cm 处，最大浓度为 4.543mg/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。

5.8.3.4 事故状态下对生态环境的影响

原油及含油污水泄漏可影响草地的生态环境，危害植物生长。其危害最显著的表现为植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。所以，原油泄漏可引起原生植被生态系统退化，次生植被生态系统的演替，含油污水相对而言危害较小。

5.8.4 环境风险评价结论

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是泄露、火灾和爆炸，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，火灾爆炸等事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

表 5.8-7 建设项目环境风险简单分析内容表

<table>
<tr><td>建设项目名称</td><td colspan="5">海拉尔盆地乌 99-94、苏 102-X2 等五个区块产能建设工程</td></tr>
<tr><td>建设地点</td><td>（内蒙古）省</td><td>（呼伦贝尔）市</td><td>（新巴尔虎左旗）区</td><td>（）县</td><td>（ ）园区</td></tr>
<tr><td>地理坐标</td><td>经度</td><td colspan="2">117°49′16.79″-117°50′22.61″</td><td>纬度</td><td>48°13′46.11″-48°34′50.71″</td></tr>
<tr><td>主要危险物质分布</td><td colspan="5">原油、天然气：井场、集输管道、场站等</td></tr>
<tr><td>环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）</td><td colspan="5">大气环境：天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。
地表水环境：如果事故状态下一旦发生井喷时，原油外泄，一旦大量原油进入地表水体将会污染地表水体。
地下水环境：本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油井管线事故泄漏。原油、含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染，在极短时间内监测到泄漏及时切断泄漏，可将污染晕控制在可接受范围内。
土壤环境：原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。
生态环境：原油及含油污水泄漏可影响农田的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。</td></tr>
</table>

风险防范措施要求	场站、管线泄漏的主要预防和处理措施： （1）对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，如采取耐腐蚀管线进行铺设。从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率； （2）加强应急预警和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。当管线发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志； 井下作业事故风险防范措施： （1）为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。 （2）施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；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、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试；
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）： 本项目环境风险潜势为I，风险评价等级为简单分析。 本工程的主要环境风险是油气水泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地下水环境、地表水环境和土壤植被等危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，避免污染事故的发生。	

第六章　环境保护措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 施工期

本项目钻井及地面工程的工程量较小，施工期的环境空气影响主要来源自钻井施工柴油机烟气和施工活动引起的扬尘。

（1）柴油机烟气及机械尾气

①采用节能环保型柴油动力设备，减少污染物排放对环境空气的影响，柴油发电机烟气排放满足《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）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表1 中II类限值要求；

②钻井发电机和钻井柴油机采用符合《普通柴油》（GB252-2015）的柴油；

③加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；

④严禁在施工现场焚烧任何废弃物和可能产生有毒有害气体、烟尘和臭气的物质。

⑤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。

（2）施工扬尘污染防治措施

①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，应在施工初期合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。

②运输道路、施工场地干燥时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。

③运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖措施，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。

④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。

⑤管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失，同时在施工过程中定期洒水抑尘，防止施工扬尘量大对环境造成污染。

⑥合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业。

⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

对于距离本项目较近的19#牧民散户（集输管线西侧60m）、17#牧民萨其茹拉家（2）（集输管线北侧60m）、22#牧民散户（集输管线南侧50m）敏感目标附近施工时，采取以下保护措施：

①严格控制管线施工作业带宽度和施工车辆活动范围，不得随意扩大；

②施工时应采用土工布对料堆进行覆盖，工地应实施半封闭隔离施工，如防尘隔声板护围，以减轻施工扬尘对周围环境的影响；

③施工过程中，加强施工人员的管理；

④施工完成后，要及时进行植被和地貌恢复。

（3）柴油储罐呼吸废气

项目柴油储存于柴油储罐区，会有柴油储罐呼吸废气产生，本项目施工期较短，且场地空旷，空气流动性较好，对周围环境影响较小，可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728 -2020）中第5.9条企业边界污染物控制要求。

（4）事故放喷废气

钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷，此时利用防喷器迅速封闭井口，抢装防喷单根和旋塞阀，若井口压力过高，则打开放喷管线阀门泄压，放喷的天然气立即点火烧掉。燃烧过程烃类物质转化为CO_2和H_2O，事故放喷时间

短，属临时排放，对环境的影响是可接受的。

施工期采取的上述技术方案是施工过程中常见的扬尘和大气污染防治措施，采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值要求，不会对大气环境产生较大影响，施工期大气污染防治措施可行。

6.1.2 运行期

本工程运行期的大气污染主要来自运营过程中产液集输及依托场站处理过程无组织挥发的烃类气体、依托场站加热装置燃烧烟气。

（1）挥发性有机物污染防治措施

①原油储存排放控制措施

根据收集资料以及现场调查，乌东联、苏一联站内储罐均为固定顶罐，主要包括污水沉降罐、事故罐及原油储罐等，详见表 6.1-1。

表 6.1-1 油田储罐情况一览表

站场名称	储罐类型	储罐名称	存储介质	数量	罐容（m^3）
乌东联合站	固定顶罐	含水油事故罐	事故废液	2	1000
	固定顶罐	污水沉降罐	污水	1	700
苏一联合站	固定顶罐	污水沉降罐	污水	1	500
	固定顶罐	净化油事故罐	净化油	1	1000
	固定顶罐	污水缓冲罐	污水	1	1000
	固定顶罐	净化油储罐	净化油	1	2000

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.2.3.2 固定顶罐要求：罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙；储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外应密闭。根据现场调查，海拉尔油田场站内罐体均完好无裂隙，采样口等均处于密闭状态，罐体周围均设置了围堰，地面进行了硬化。

通常站场内设置的事故罐在正常生产情况下应处于空罐状态，只有在事故情况下才起运事故罐。乌东联现有储罐为事故罐或污水罐，无原油储罐，根据要求无需采取油罐烃蒸气回收措施和废气处理措施；苏一联站内现有污水沉降罐、净化油事故罐、污水缓冲罐、净化油储罐，其中 1 座 2000m^3 净化油储罐，用于储存处理后的净化油，为固定顶罐，根据对苏一联净化油储罐真实蒸

汽压测定结果，真实蒸汽压小于 27.6kPa，因此无需采取油罐烃蒸气回收措施和废气处理措施，同时根据调查，苏一联站内 1 座 1000m^3 净化油事故罐未启用，因此，无需采取其他原油储存排放控制措施。

本项目涉及的原油储存排放满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关要求，运行过程中应精细化管理，减少“跑、冒、滴、漏”现象，加强设备设施的日常管理，严格执行操作规程，进一步减少挥发性有机物的排放。

②运行期监测

运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）、《排污单位自行监测技术规范 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求，结合油田运行期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故等制定监测计划。

针对依托站场和单井井场厂界，定期对厂界非甲烷总烃进行监测；针对项目周边敏感目标牧民散户（乌 99-96 井场东北侧 336m）、牧民萨其茹拉家（苏 12-27 井场东南侧 410m）定期监测非甲烷总烃。

③其他措施

a.采用合理工艺，选用优质材料，管道及设备在设计时充分考虑抗震，保证正常生产无泄露；

b.井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，最大限度降低烃类气体的挥发；

c.加强转油站运行管理，提高油气分离效率，减少油罐呼吸口的轻烃挥发；

d.加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；

e.精细化管理，减少“跑、冒、滴、漏”现象，加强设备设施的日常管理，严格执行操作规程；

f.定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，确保井场及依托场站排放的非甲烷总烃厂界满足《陆

上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；

g.建立“泄漏检测与修复”管理制度，定期开展泄漏检测与修复，对易泄漏环节制定针对性改进措施，通过源头控制减少挥发性有机物泄漏排放。

h.加强对车载设备的检查和维护，杜绝跑冒滴漏现象的发生。

i.采用加盖的防渗槽车运输含油污泥、落地油、含油废防渗布，减少有机废气的挥发。及时清理含油污泥暂存池内含油污泥，每年对含油污泥暂存池处的非甲烷总烃进行一次监测，并建立监测台账。

（2）依托站场加热装置污染防治措施

本项目依托的联合站加热装置产生的烟气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用锅炉相关大气污染物排放浓度限值要求。

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≤4mg/m^3）；依托场站乌东联合站和苏一联合站厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）中的相关标准要求（监控点处 1h 平均浓度值≤10mg/m^3，监控点处任意一次浓度值≤30mg/m^3）；依托场站乌东联合站和苏一联合站加热炉排放烟气中污染物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）标准限值要求。以上措施可从源头降低废气产生，技术可行，可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。

6.1.3 退役期

采油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘，退役施工过程较短暂，随着施工结束，影响将会消失，对大气环境基本无影响。

6.1.4 温室气体管控

（1）源头控制措施

①加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发，控制分离器压力，杜绝放空，在设备的选型设计时充分考虑其承受的压力，阀门、油泵等设备装置密闭性能高，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柴油动力设备，使用产品质量达标的 0#柴油，从源头上减少碳排放。

④本项目依托场站乌东联合站和苏一联合站加热炉优先使用伴生气作为燃料，减少碳排放。

（2）过程控制措施

①运行期油田采出水全部经乌东联合站和苏一联合站含油污水处理站处理达标后回注现役油层，不外排。

②在石油开采生产操作中，所有的阀门、法兰、接头、末端开口管线以及其他部件都会发生泄漏，因而都是潜在的甲烷排放源。解决这些泄漏的一种业已证实的方法是实施泄漏检测与修复措施（LDAR）。LDAR 是一种探测、测量、优先处理和维修泄漏设备以减少甲烷排放的业已证明且经济有效的方法。绝大部分的逃逸性甲烷排放量来自数量相对较少的泄漏设备。简单的投资就能带来诸如增加产量、降低排放、产生潜在的碳信用等好处。因此定期开展 LDAR 是降低甲烷和总烃气体逃逸性排放的有效措施。

③项目实施过程中，积极推行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 管理，同时对全体员工进行相应的 HSE 培训，使职工自觉遵守 HSE 管理体系并积极保护其人身安全和周围环境，尽可能降低事故状态下的放空。

④加强生产运行管理，减少原料、燃料损耗。

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

6.2 废水污染防治措施

6.2.1 施工期

（1）施工期废水处理措施及其可行性论证

本项目施工期废水主要为压滤水、试压废水、生活污水。

①本项目苏 29-45-4 井区、苏 102-X2 区块经井场移动式泥浆不落地处理装置处理后的压滤水由罐车拉运至苏一联含油污水处理站处理后回注，不外排。根据工程分析，钻井完成后，进行射孔作业，钻井过程中，每钻进100m，废钻井液和钻井岩屑从井口返上一次，返上的废钻井液和钻井岩屑随时进入泥浆不落地装置处理，单次处理量约为 20m^3，因此泥浆不落地处理装置能够满足容积要求，确保泥浆不落地。因此撬装泥浆不落地工艺装置措施可行，能够满足本项目泥浆不落地要求。

②本项目产生的压裂液统一收集至德二联合站压裂返排液站集中预处理后，再进入德二联污水处理站深度处理，达标后回注地下。

③本项目乌 33 断块乌 121-X103 井区包含转注井 7 口，转注井洗井用水量为 175t，转注井洗井废水按用水量的 95%计算，则废水排放量为 166.25t，主要污染因子为 SS、石油类，由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排。

④本项目乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区试压废水产生量为100.67t，主要污染因子为 SS，管道试压废水由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排；苏 102-X2 区块、苏 29-45-4 井区试压废水按用水量的 95%计算，试压废水产生量为 123.79t，主要污染因子为 SS，管道试压废水由罐车拉运至苏一联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排；本项目转注井生产套管试压废水产生量为 41.9t，主要污染因子为 SS，试压废水罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排。

处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”规定后回注油层，不外排；

⑤本项目苏 29-45-4 井区、苏 102-X2 区块钻井工程施工生活污水排入移

动厕所，施工结束后统一送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。地面工程施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设营地，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。

（2）施工期地表水保护措施

①合理规划：施工单位严格按照有关规定安排施工作业；合理进行施工组织和场地布置；对施工运输合理规划、布局，利用既有道路，运输车辆按指定路线运行；施工运输车辆加盖棚布，防止运输材料洒落，产生扬尘，影响区域内环境。

②施工期间各类固体废物应及时清运，施工期间严禁将生活污水直接排放。

③宣传教育：施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的实施组织设计，做到文明施工。

通过采取以上措施，施工期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，减少对周边水环境的影响。

6.2.2 运行期

（1）运营期废水处理措施及其可行性论证

本项目运营期废水主要为油田采出水。

①运营期废水处理措施

运营期乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井场油井采出液分离出的含油污水管输至乌东联合站含油污水处理站处理，作业污水由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排；苏 102-X2 区块和苏 29-45-4 井场油井采出液分离出的含油污水送至苏一联合站含油污水处理站处理，作业污水由罐车拉运至苏一联合站含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

②处理工艺可行性分析

本项目依托乌东联合站、苏一联含油污水处理站，含油污水处理站均采用 SSF 工艺，设计出水水质指标均为“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”。

③处理工艺达标可行性分析

乌东联合站、苏一联合站含油污水处理站设计出水指标为《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”。根据大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司企业自行监测数据（监测时间 2023.03.29），乌东联污水站处理后污水中悬浮物浓度为 4mg/L、含油量为 1.38mg/L，苏一联污水站处理后污水中悬浮物浓度为 3mg/L、含油量为 2.43mg/L，处理后水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”，工艺可行。

④处理规模的可行性分析

乌东联合站含油污水处理站设计规模为 690m^3/d，目前乌东联污水站平均日处理 350m^3/d，负荷率 50.7%，接入本项目废水量 30.6t/d 后，考虑同期建设项目（乌尔逊油田乌 39-1 区块大磨拐河组二段油层 2023 年产能建设项目）的采出水量 3.34t/d，负荷率为 55.6%，满足负荷；苏一联合站含油污水处理站设计规模为 1160m^3/d，目前苏一联本站日均处理液量 621m^3/d，负荷率 53.5%。接入本项目废水量 27.5t/d 后，负荷率为 55.9%，满足负荷。因此，从规模上本项目依托可行。

本项目拉运污水要建设拉运视频监控装置，并接入市局监控平台，废水拉运前向市局申报，明确拉运量、拉运时间，并接受视频监管。采取以上措施后，本项目运营期废水均不外排，对环境影响较小。

（2）运营期地表水保护措施

在油田生产建设及运营过程中，必须加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施能够切实落实，运营期还应做到如下要求：

①为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体，在生产过程中严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中修井及其它井下作业

通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置，防止井喷、泄漏等事故的发生，减少含油污泥的产生量，一旦发生原油落地，全部及时回收；

②集油管线采用无缝钢管，硬质聚氨酯塑料夹克保温管，能有效防止管线泄漏，同时定期对管线检查、维修，确保各部分的使用性能；

③在进行油井井下作业时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收，同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污。油水井作业时井场周围设置临时围堰，铺设 HDPE 土工膜防渗，防渗系数≤1.0×10^{-10}cm/s，作业结束后及时清理井场；

④定期巡检，每天有专职人员对油井及管线进行检查，巡检次数至少为 1 次/d，雨季等特殊天气增加巡检次数，若管线泄漏应及时关闭切断阀，同时确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水环境产生大面积污染。

在正常生产情况下，项目开发建设采取较为完善的环境保护措施，措施技术可行，对周围环境不会产生不良影响。

6.3 地下水污染防治措施

本项目地下水环境保护措施符合《地下水管理条例》、GB 50391、HJ 610、SY/T 7640、SY/T 4122、 SY/T 7482 等相关法律法规、技术规范的要求，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”的原则确定。

6.3.1 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。

（8）退役期拆除采油设备，清除回收输油管线内残余的原油，彻底清理回收井场内的落地油，避免对浅层地下水造成污染。

（9）完成采油的废弃井，需要弃井时，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）》中的相关要求进行封井回填，防止发生井漏事故，污染地下水资源。

6.3.2 分区防控措施

6.3.2.1 施工期

为避免污染物入渗，废水、废泥浆及岩屑不落地，存放在泥浆地面回收罐中；柴油罐采用双层地上罐，避免发生泄漏；压滤液罐区进行防渗处理，构建围堰，围堰高度 1m；钻井过程中加强管理，加强巡逻，若有泄漏点及时发现，及时停止作业，待调整正常后再继续作业。

为了避免事故工况的发生对地下水和土壤造成影响，本项目对钻井平台及周围的地面采取分区防渗措施：

（1）重点防渗

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）钻井工程的井场地下水环境分区防渗提出如下措施：柴油罐区、钻井液材料房、钻井作业区域、发电机房、泥浆循环罐、移动式泥浆不落地处理装置、泥饼暂存区和压裂作业区域等处属于重点防渗区，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗土工布进行防渗，渗透系数 $K \leq 1\times10^{-7}$cm/s，满足《环境影响评价技术导则 地下水环

境》（HJ 610-2016）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s 防渗技术要求。

（2）一般防渗

井场设置的玻璃钢化粪池、其他材料房等采取一般防渗处理，采用 1.5m 厚黏土防渗层，渗透系数 K≤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）中关于一般防渗区等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s 防渗技术要求。

（3）简单防渗

井场其他区域属于简单防渗区，采用地面碾压平整进行防渗，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中关于简单防渗区一般地面硬化防渗技术要求。探井作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场填土回收，防止污染物进入潜水层造成污染。

井场分区防渗情况见图 6.3-1。

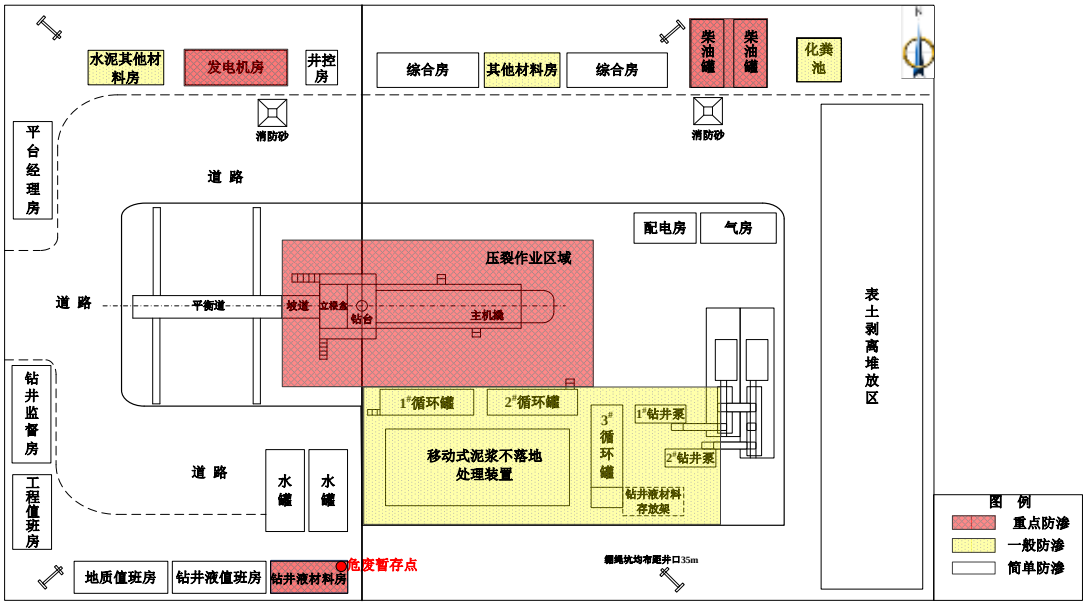


图 6.3-1 井场分区防渗图

6.3.2.2 运营期

本该扩建项目建设单元运营期主要为原油井、注水井、集油管线工程及井场，其中集油管线工程和油井作业期间占地为重点防渗区，井场为简单防渗区，见表 6.3-1。

表 6.3-1 本项目分区防渗情况

类别	项目涉及区域		防渗要求
重点防渗区	施工期	柴油罐区、钻井液材料房、钻井作业区域、发电机房、泥浆循环罐、移动式泥浆不落地处理装置、泥饼暂存区和压裂作业区域	采用地面碾压平整并铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜进行防渗，渗透系数约为 1.0×10^{-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：等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1.0×10^{-7}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≥6m，K≤1.0×10^{-7}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≥6.0m，K≤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：等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1.0×10^{-7}cm/s
一般防渗区	施工期	井场设置的玻璃钢化粪池、其他材料房	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，其他材料房底部铺设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜，渗透系数 K 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）中一般防渗区要求：等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1.0×10^{-7}cm/s。

各防渗分区防渗措施如下：

（1）井场防渗措施

①对使用双层套管技术进行清洁生产审计，表层套管固井水泥浆必须返至井口，固井水泥的选择应能承受最大注人压力，同时宜考虑地层和注入流体对水泥的腐蚀，保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；

②注水管柱应采用全并段内防腐措施。油套环空保护措施应根据回注压力等具体情况，采用“环空注氨气保护”或“环空保护液+完井封隔器”的保护措施。

③本项目注水井注入量小于 $300m^3/d$，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。

④定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；

⑤油井作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场填土回收，防止污染物进入潜水层造成污染。

（2）集油管线防渗措施

本工程集油管线集油管线采用重点防渗，应采用钢管，其防渗措施主要为:

①管道外防腐等级应采用加强级；

②管道连接方式应采用焊接；

③管道设计壁厚的腐蚀余量不应小于2mm后采用管道内防腐；

④定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生；

（3）井场其他区域防渗措施

①井场地面属于简单防渗区，地面应压实。作业期间的防渗措施为搭建防渗围堰及防渗布。

②定期对油井的套管、井筒等情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油井作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场填土回收，防止污染物进入潜水层造成污染。

6.3.2.3 退役期

油气井报废或退役后，应按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求执行，主要包括：

（1）废弃井判定判定矿井、钻井和取水井是否符合废弃条件。

（2）废弃井环境风险评估对符合废弃条件的矿井、钻井和取水井开展环境风险评估，通过识别污染源、污染通道和敏感受体，评估废弃井环境风险等级。

（3）废弃井封井回填与验收基于废弃井环境风险等级，按照相关要求对废弃井进行封井回填。废弃井封井回填工作完成后，应对所封填的废弃井做好井口处置，进行验收。验收合格的,对资料进行整理和归档。验收不合格的，应采取补救措施。

6.3.3 地下水环境跟踪监测

（1）跟踪监测井布设

根据地下水环境影响评价结果，如果工程发生事故性泄漏，将会对地下水环境造成潜在威胁，因此一定要落实好各项污染防治措施及监测计划的实施，

定期对周围地下水井进行观测和检测，随时监测地下水的变化，及时发现和解决问题。

根据现场调查，乌尔逊油田和苏仁诺尔油田本项目涉及的区块目前已设置 6 口跟踪监测井，均为承压水监测井。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，本次共新建监测井 20 口，其中在苏仁诺尔油田新建 7 口跟踪监测井，其中潜水井 5 口，分别位于区块上游、区块内、下游，承压水井 2 口，分别位于区块上游、下游；在乌尔逊油田新建 10 口跟踪监测井，其中潜水井 8 口，分别位于区块上游、区块内、下游，承压水井 2 口，分别位于区块上游、下游；德二联压裂返排液站、含油污泥暂存池、危险废物暂存库下游各布设 1 口。跟踪监测井位置信息见表 6.3-2。

表 6.3-2 地下水环境监测计划表

序号	区块	井号	经纬度	井深(m)	监测层位	方位	备注
1	苏仁诺尔油田	苏 131-21-监测井 1#	E:117°50′14″ N:48°36′24″	87	承压水	区块内	现有井
2		苏 131-21-监测井 2#	E:117°50′34″ N:48°36′24″	87	承压水	区块内	现有井
3		苏 131-21-监测井 3#	E:117°50′43″ N:48°35′48″	85	承压水	区块内	现有井
4		苏 131-潜水 1#	E:117°49'00.65" N:48°33'56.35"	20	潜水	上游	新建井
5		苏 131-潜水 2#	E:117°50'41.68" N:48°35'58.00"	20	潜水	区块内	新建井
6		苏 131-潜水 3#	E:117°51'20.85" N:48°36'48.10"	20	潜水	下游	新建井
7		苏 131-潜水 4#	E:117°51'20.11" N:48°35'32.20"	20	潜水	生活污水池上游	新建井
8		苏 131-潜水 5#	E:117°51'28.43" N:48°35'45.47"	20	潜水	生活污水池下游	新建井
9		苏 131-承压水 6#	E:117°51'22.55" N:48°34'42.73"	100	承压水	上游	新建井
10		苏 131-承压水 7#	E:117°49'47.22" N:48°37'17.31"	100	承压水	下游	新建井
11	乌尔逊油田	乌东-21-监测井 1#	E:117°48′27″ N:48°14′24″	87	承压水	区块内	现有井
12		乌东-21-监测井 2#	E:117°48′31″ N:48°14′23″	94	承压水	区块内	现有井
13		乌东-21-监测井 3#	E:117°50′05″ N:48°13′50″	110	承压水	区块内	现有井
14		乌东-潜水 1#	E:117°49'09.37"	20	潜水	上游	新建井

序号	区块	井号	经纬度	井深(m)	监测层位	方位	备注
			N:48°11'10.43"				
15		乌东-潜水 2#	E:117°49'52.01" N:48°13'31.70"	20	潜水	区块内	新建井
16		乌东-潜水 3#	E:117°51'57.46" N:48°14'51.96"	20	潜水	下游	新建井
17		乌东-潜水 4#	E:117°46'10.77" N:48°16'10.55"	20	潜水	上游	新建井
18		乌东-潜水 5#	E:117°47'46.56" N:48°17'34.03"	20	潜水	区块内	新建井
19		乌东-潜水 6#	E:117°49'04.43" N:48°18'22.54"	20	潜水	下游	新建井
20		乌东-潜水 7#	E:117°48'41.63" N:48°14'33.69"	20	潜水	生活污水池上游	新建井
21		乌东-潜水 8#	E:117°48'58.73" N:48°14'42.92"	20	潜水	生活污水池下游	新建井
22		乌东-承压水 9#	E:117°52'03.02" N:48°11'27.74"	100	承压水	上游	新建井
23		乌东-承压水 10#	E:117°48'03.86" N:48°18'03.22"	100	承压水	下游	新建井
24	德二联压裂返排液站	1#潜水	E:117.2107 N:48.0249	20	潜水	德二联压裂返排液站下游北侧 150m	新建井
25	含油污泥暂存池	2#潜水	E:117.2244 N:48.0244	20	潜水	含油污泥暂存池下游北侧 50m	新建井
26	危险废物暂存库	3#潜水	E:117.2112 N:48.0234	20	潜水	危险废物暂存库下游	新建井

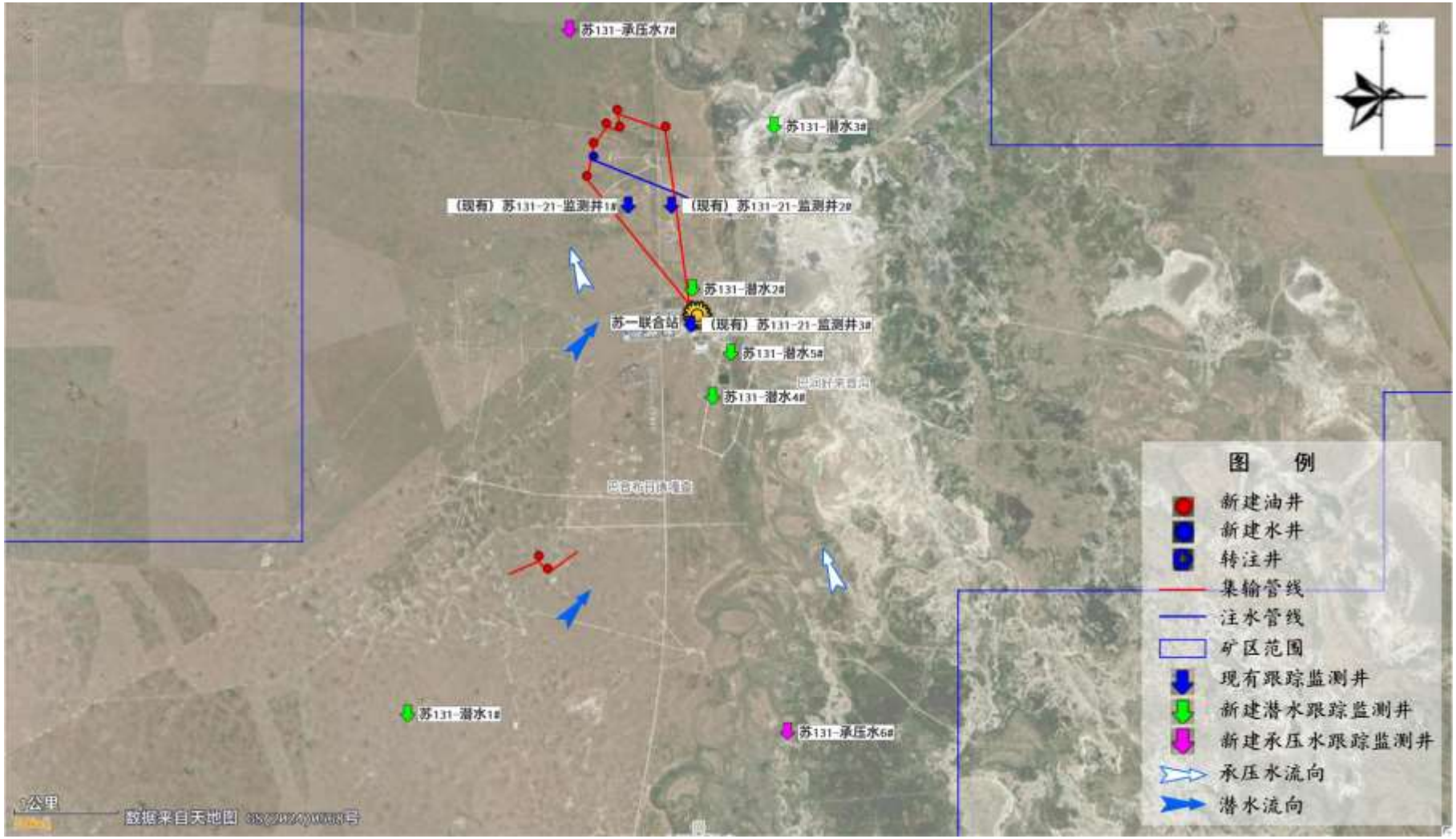


图 6.3-2 苏仁诺尔油田地下水跟踪监测井位置分布图

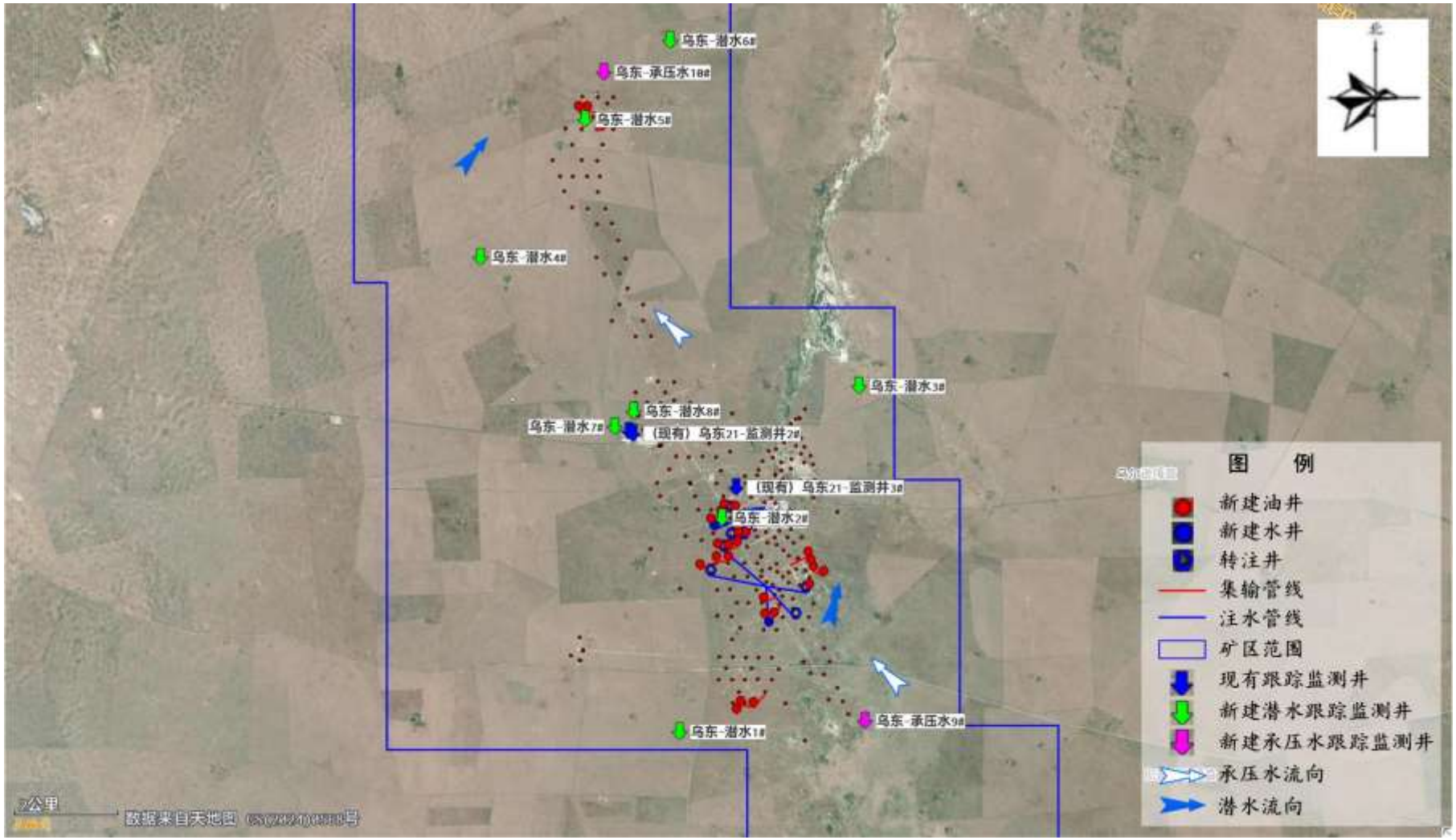


图 6.3-3 乌尔逊油田地下水跟踪监测井位置分布图

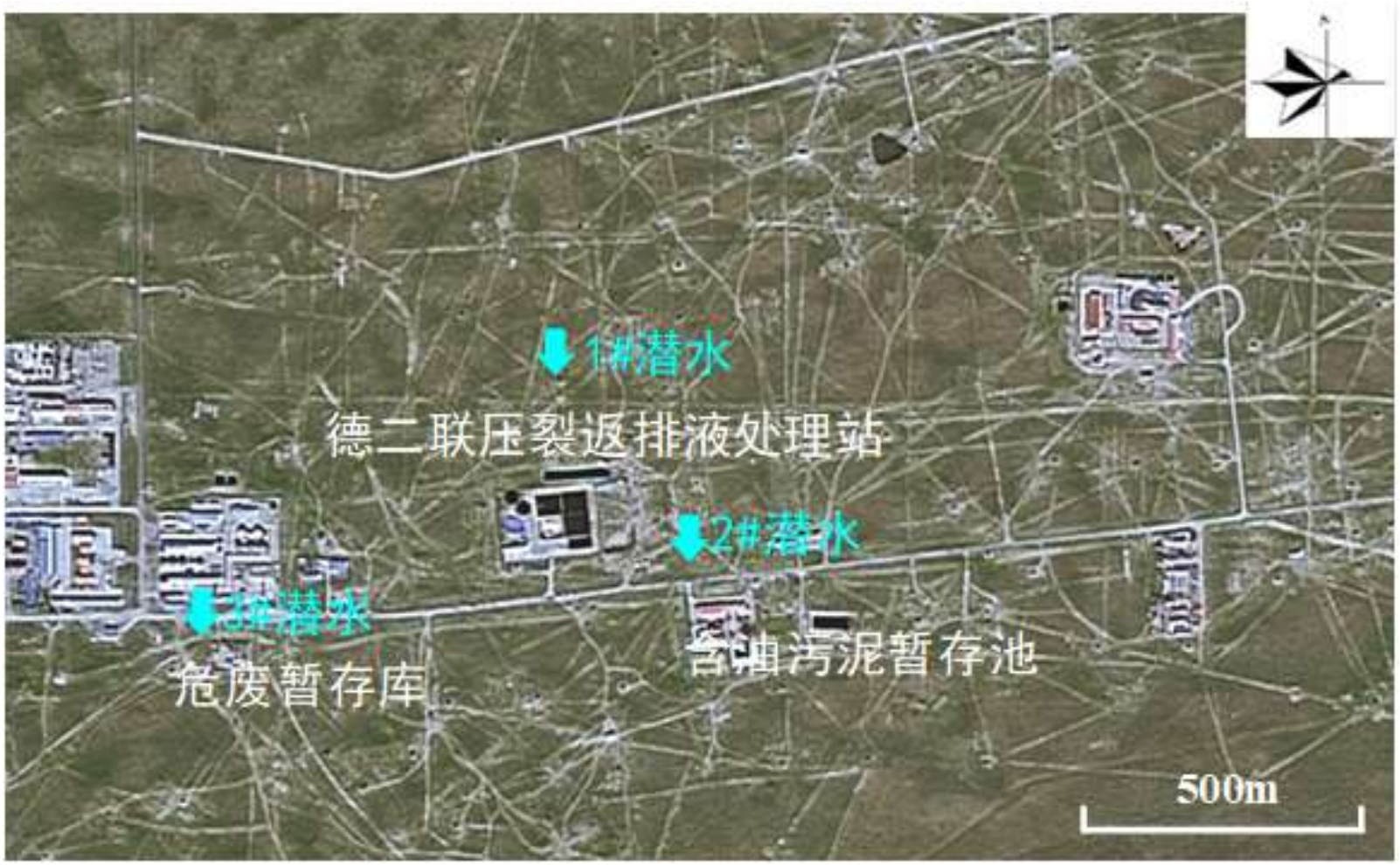


图 6.3-4 德二联压裂返排液站、含油污泥暂存池、危险废物暂存库地下水跟踪监测井位置分布图

（2）监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并抄送环境保护行政主管部门，对于常规检测数据应该进行公开，特别是对项目所在区域的居民公开，满足法律中关于知情权的要求。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每天监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取对应应急措施，并上报有关部门。

（3）地下水监测管理

为保证地下水监测有效、有序管理，须制定相关规定、明确职责，采取以下管理措施和技术措施。

①管理措施

A.防止地下水污染管理的职责属于环境保护管理部门的职责之一。建设单位环境保护管理部门指派专人负责防治地下水污染管理工作。

B.建设单位环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位负责地下水监测工作，按要求及时分析整理原始资料、监测报告的编写工作。

C.建立地下水监测数据信息管理系统，与项目部环境管理系统相联系。

D.根据实际情况，按事故的性质、类型、影响范围、严重后果分等级地制订相应的预案。在制定预案时要根据项目部环境污染事故潜在威胁的情况，考虑各项影响因素，适当的时候组织有关部门、人员进行演练，不断补充完善。

②技术措施

A.按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2020)要求，及时采样、分析监测并编制分析报告。

B.在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性。并迅速报告公司安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况，为地下水污染防控提供正确的依据。应采取的措施为了解全厂生产运行情况，及时掌握出现异常情况的装置及原因。加大监测密度，如监测频率由每半月(或一周)一次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

C.定期对污染区的井管、套管以及管道等进行检查。

6.3.4 应急处置

（1）风险应急预案

制定风险事故应急预案的目的是为了在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对潜水含水层的污染。针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特 点，制定地下水污染应急治理程序见图 6.3-3。

（2）风险防御机制

①一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

②查明并切断污染源，在含油污水泄漏事发附近或下游选取有利地点进行有效拦截，并利用吸油托栏、吸油毡和吸油机等吸收原油，降低水中的原油浓度。

③探明地下水污染深度、范围和污染程度。

④依据探明的地下水污染情况，合理布置截渗井，并进行试抽工作。

⑤依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，以防止污染物向下迁移；同时将抽取的已污染的地下水输送至地上处理设施进行处理，使溶于水中的污染物得以去除。

⑥将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑦当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽 水，并进行土壤修复治理工作。

地下水污染具有不易发现和一旦污染很难治理的特点，因此，防止地下水污 染应遵循源头控制、防止渗漏、污染监测及事故应急处理的主动及被动防渗相结 合的原则。当污染事故发生后，污染物首先渗透到不饱和层，然后依据污染物的特性、土壤结构以及场地状况等因素，污染物可能渗透至含水层，而污染地下水。地下水污染情况勘察是一项专业性很强的工作，一旦发生污染事故，应委托具有水文地质勘察资质的单位查明地下水污染情况。

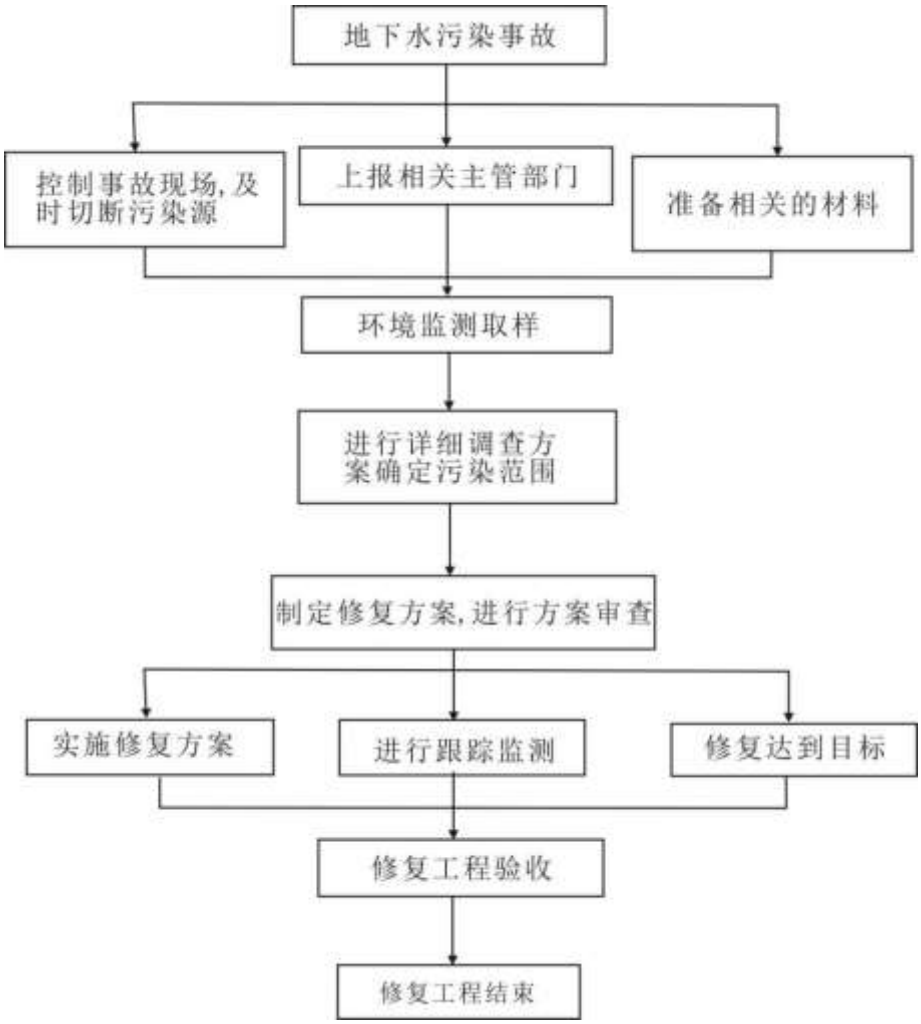


图 6.3-4 地下水污染应急治理程序图

6.4 噪声污染防治措施

6.4.1 施工期

（1）合理安排施工时间。尽量避免大量高噪声设备同时施工，避免夜间施工。

（2）合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械。

（3）降低设备噪声。选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声。

（4）运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。

（5）加强对施工人员的培训及责任教育，做好施工机械和运输车辆的调度和交通疏导工作，运输车辆选择避开居民区的路线，限制车速，禁止鸣笛，

降低交通噪声；

（6）禁止夜间（22:00~次日6:00）施工，避免对周围敏感点产生影响。

对于距离本项目较近的19#牧民散户（集输管线西侧60m）、17#牧民萨其茹拉家（2）（集输管线北侧 60m）、22#牧民散户（集输管线南侧 50m）敏感目标附近施工时，采取以下保护措施：

①严格控制管线施工作业带宽度和施工车辆活动范围，不得随意扩大；

④控制施工时间在 6:00-22:00，严禁夜间施工，尽量避免使用强噪声机械设备，敏感目标附近禁止车辆鸣笛；

③设置防尘隔声板护围，以减轻施工噪声对周围环境的影响；

④施工过程中，加强施工人员的管理。

通过采取上述措施，能够确保施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求，不会对声环境产生较大影响，施工期噪声治理措施可行。

6.4.2 运行期

（1）井场电机等发声设备尽可能选用低噪声设备；

（2）对噪声值较高的设备，根据其产生噪声的特性，采用相应的减振、隔声等降噪措施；

（3）注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。

（4）本工程集输管线的环境敏感目标 19#牧民散户（集输管线西侧60m）、17#牧民萨其茹拉家（2）（集输管线北侧 60m）、22#牧民散户（集输管线南侧50m），运行期无噪声影响。

通过采取以上措施后，能够确保井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求，不会对周围声环境产生较大影响，运行期噪声治理措施可行。

6.5 固体废物污染防治措施

6.5.1 施工期

（1）一般工业固体废物

①泥饼

本项目废钻井液、钻井岩屑和废射孔液进入移动式泥浆不落地处理装置进行处理。经移动式泥浆不落地处理装置处理后产生的泥饼量为 3220.9m^3。本项目一开采用膨润土浆开钻，主要成分为膨润土和纯碱；二开使用钾盐共聚物钻井液体系，主要成分为膨润土、纯碱、HX-D、JS-1、JS-2、NH4-HPAN-2、SPNH、超细碳酸钙、重晶石粉。一开二开采用的钻井液均为水基钻井液，非油基钻井液。若泥饼浸出液中任何一种特征污染物浓度均满足《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）最高允许排放浓度，且 pH 值在 6～9 范围，则泥饼属于《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）中规定的第I类一般工业固体废物，回用于本项目井场垫高。若浸出液中有一种或一种以上的特征污染物浓度超过《污水综合排放标准》（GB8978-1996）最高允许排放浓度（第二类污染物最高允许排放浓度按照一级标准执行），或 pH 值在 6～9 范围之外，则泥饼属于《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中规定的第II类一般工业固体废物，外委制砖。

本次评价引用大庆市谷瑞环境保护监测有限公司于 2022 年 10 月 11 日对楚 19 井（位于新巴尔虎右旗境内）移动式泥浆不落地处理装置处理后的泥饼（浸出液）的监测结果，具体见表 6.5-1 及附件 11。

表 6.5-1 撬装式钻井废弃水基泥浆处理装置处理后的泥饼（浸出液）检测结果

序号	项目	单位	检测结果
1	pH 值	/	8.0
2	COD	mg/L	25
3	石油类	mg/L	0.36
4	铬（六价）	mg/L	0.004L
5	总铬	mg/L	0.022
6	全盐量	mg/L	507

撬装式钻井废弃水基泥浆处理装置经固液分离后的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）和《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SYT7466-2020）后由呼伦贝尔分公司综合利用垫井场或铺路。

在尚未对泥饼固废属性检测结果之前，泥饼存放于井场，底部采用

1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜进行防渗，渗透系数 K 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）中一般防渗区要求：等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1.0×10^{-7}cm/s。泥饼集中堆放，暂存区采用篷布覆盖，及时处置。

本项目施工期泥饼产生量为 3220.9m^3，根据本项目土石方平衡，本项目井场垫高能够容纳消化本项目施工期产生的泥饼，因此若泥饼经检测为第I类一般工业固体废物，回用于井场垫高措施可行。

本项目采用水基钻井液，钻井过程中产生的废弃钻井泥浆及钻井岩屑主要成分为无机盐，不含有毒有害物质，其理化性质与普通的页岩矿相似，即钻井岩屑及废弃泥浆的加入不会影响烧结砖产品质量，同时也不会因为钻井岩屑及废弃泥浆的加入，导致烧结过程中废气排放量增加，致烧结过程中废气排放量增加，致烧结过程中废气排放量增加。泥饼中污染物主要为烃类污染物，制砖过程中煅烧工序煅烧温度可达 1000℃，可使烃类物质分解为 CO_2 和水，大大降低泥饼中有毒有害物质的含量，可以满足《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T7466-2020）要求。目前国内钻井废弃物处理技术已经较为成熟，因此若泥饼经检测为第II类一般工业固体废物，外委制砖可行。

若泥饼经检测为第II类一般工业固体废物制砖不可行时，按照二类固废处置场的要求，泥饼堆放场地底部铺设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜，堆场表面覆盖土工膜，上面覆盖表土，种植针茅等本土植被。堆场四周设置导流沟、截洪沟及收集池收集废水，导流沟、截洪沟及集水池采用土工膜防渗。通过以上措施能够有效降低固体废物对环境的影响。若泥饼经检测为第II类一般工业固体废物，尽快综合利用。

②废纯碱、膨润土包装袋、非含油废防渗布

本项目钻井期产生废纯碱、膨润土、水泥包装袋、非含油废防渗布，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。废纯碱、膨润土、水泥包装袋、非含油废防渗布暂存于材料房内的聚乙烯桶内，拉运至废品回收站外售，不在作业区暂存。

（2）生活垃圾

施工产生的生活垃圾执行《城市生活垃圾管理办法》（中华人民共和国建设部令第 157 号令），应集中存放，防止因暴雨、大风等冲入外环境，统一收集后由环卫部门拉运至新巴尔虎左旗生活垃圾填埋场填埋处理，做到工完、料净、场地清。

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。

6.5.2 运行期

（1）本工程产生的落地油及清淤油泥（砂）属于危险废物，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码为 071-001-08，本项目产生的落地油及清淤油泥（砂）为间歇产生，含油污泥及落地油送贝 28 作业区含油污泥暂存池暂存，委托有资质单位处置，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司进行处理；含油废防渗布属于危险废物，危险废物类别为 HW49 其他废物，代码为 900-041-49，经收集至贝 28 作业区危险废物暂存库暂存后，委托有资质单位处置，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司处理。

（2）油井作业结束后及时清理井场，对施工范围内的油污及泥土（HW08/071-001-08）收集清理，含油污泥及落地油送贝 28 作业区含油污泥暂存池暂存，委托有资质单位处置，现阶段委托阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司进行处理。

（3）在井场作业现场管理中，严格落实作业前后环保交接制度，作业队伍必须严格遵守相应的无污染作业准则，确保无污染作业率达到 100%。

（4）本工程产生的危险废物不进行暂存，及时进行收集运输工作，严格执行《危险废物转移联单管理办法》。在收集过程中确保危险废物不遗撒、泄露。

（5）危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》本项目涉及的危险物质必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求处理处置。

①从事危险废物收集贮存运输的单位在进行生产活动时应按照有关规定建

立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等。并建立健全规章制度及操作流程，确保改过程安全可靠。

②危险废物转移过程中应按《危险废物转移联单管理办法》执行，单位应编制应急预案。

③运输的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。

④担任储运人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步步扩大和恶化。

⑤运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、容器、设备必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2018）要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

6.5.3 退役期

退役期井场采油设备、管线的拆除、井场清理等过程可能会产生少量建筑垃圾，统一收集后拉运到城建部门指定的建筑垃圾排放点。

综上所述，本项目产生的固体废物均可得到妥善处理，不外排，本项目固体废物处置措施可行。

6.6 生态污染防治措施

6.6.1 施工期

6.6.1.1 一般性生态保护措施

（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；项目设置 3 个钻井队同时施工，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、分别埋放，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 7 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。

6.6.1.2 施工期临时占地生态环境保护措施

（1）平整土地

采取就地整平的方式进行处理高出地面的土方，设计平整厚度 0.5m（预留自然沉降厚度0.3m），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 3 月~2025 年 5 月，临时占地为草地，井场临时占地种草面积 18.18hm^2，具体措施如下：①选择适宜的草种是恢复和重建项目区生态系统的关键。本着因地制宜原则，针对项目区冬季寒冷、春季多风、雨热同期等特点，草种选择草原 3 号杂花苜蓿+披碱草+羊草+黑麦草（或紫花苜蓿、杨柴等）4-6 种适宜草种混播。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 2026 年 6 月份完工，因此土壤重构工程完工后，种植时间选取为 2026 年 5 月底、6 月初，一般 2026 年 6 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，本项目井场临时占地 18.18hm^2，因此需撒播草籽量为1454.4kg。

（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。

本项目典型生态保护措施平面布置示意见图 6.6-1~图 6.6-2。

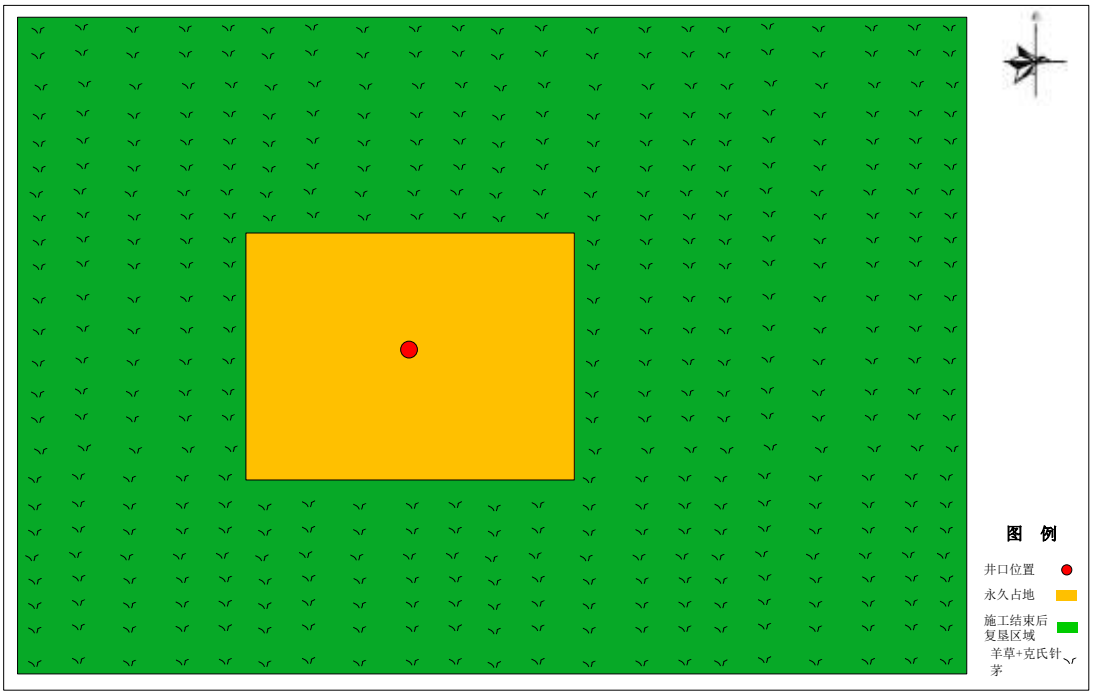


图 6.6-1 井场典型生态保护措施平面布置示意图

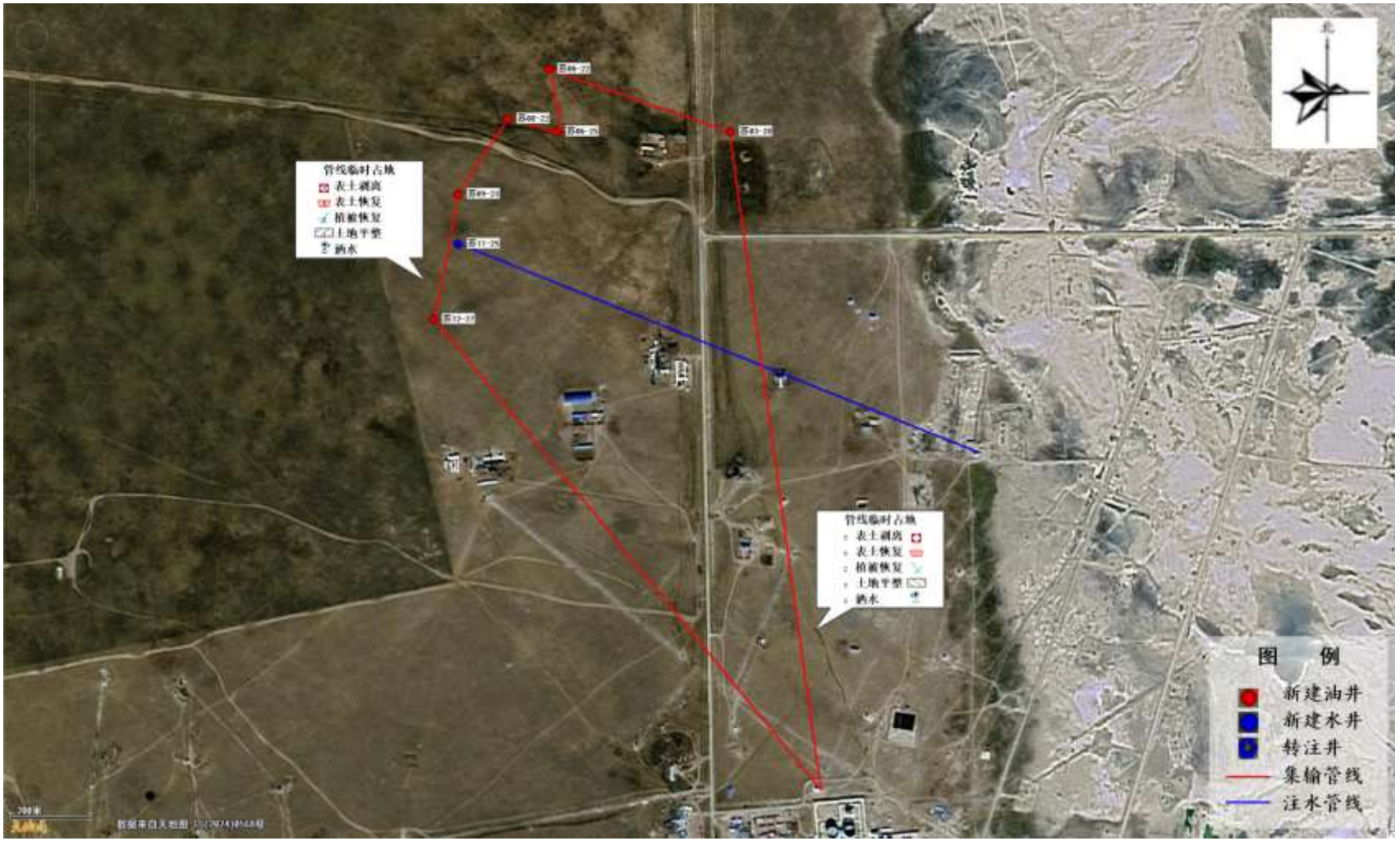


图 6.6-2 项目典型生态恢复措施图（1）

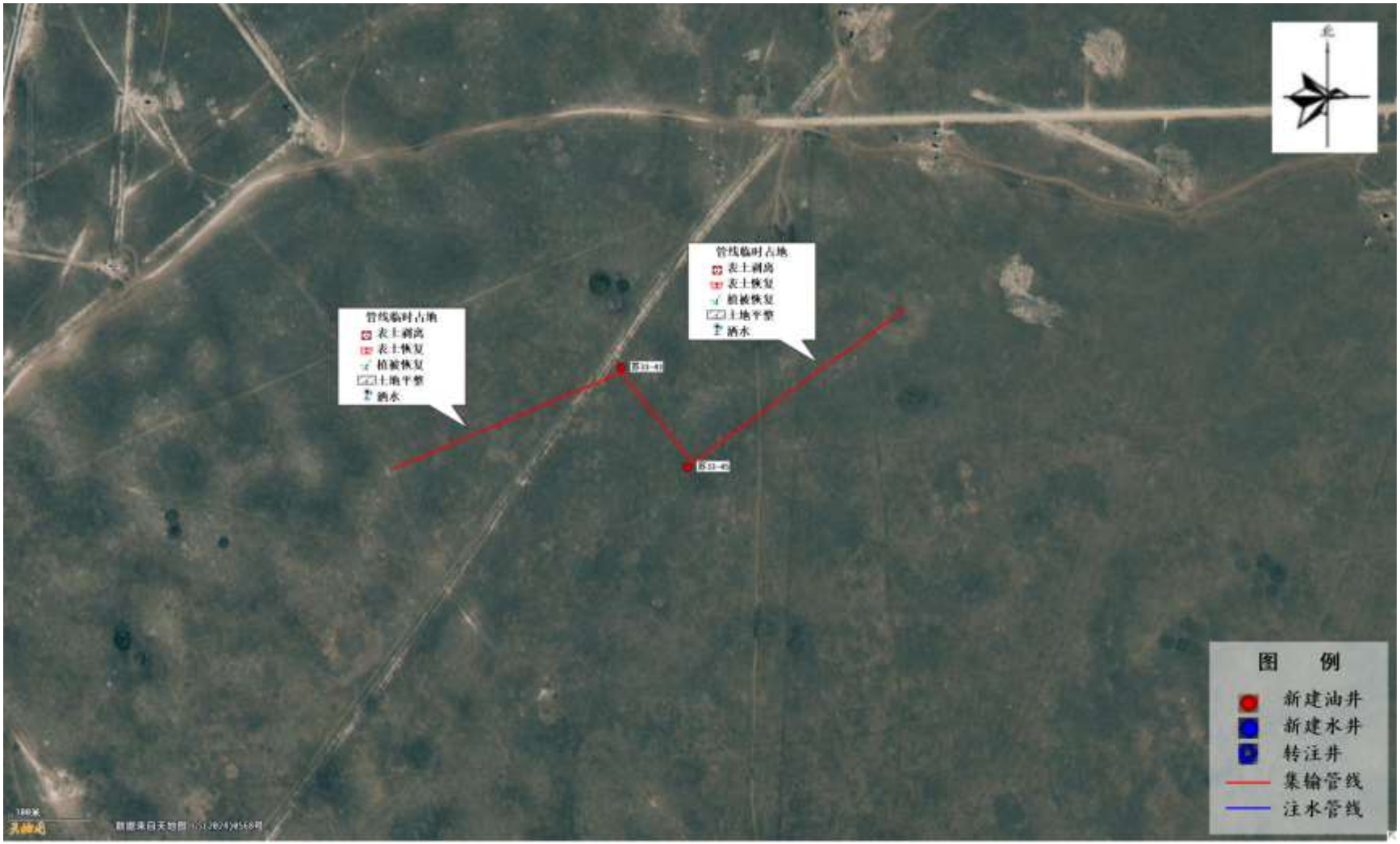


图 6.6-2 项目典型生态恢复措施图（2）



图 6.6-2 项目典型生态恢复措施图（3）

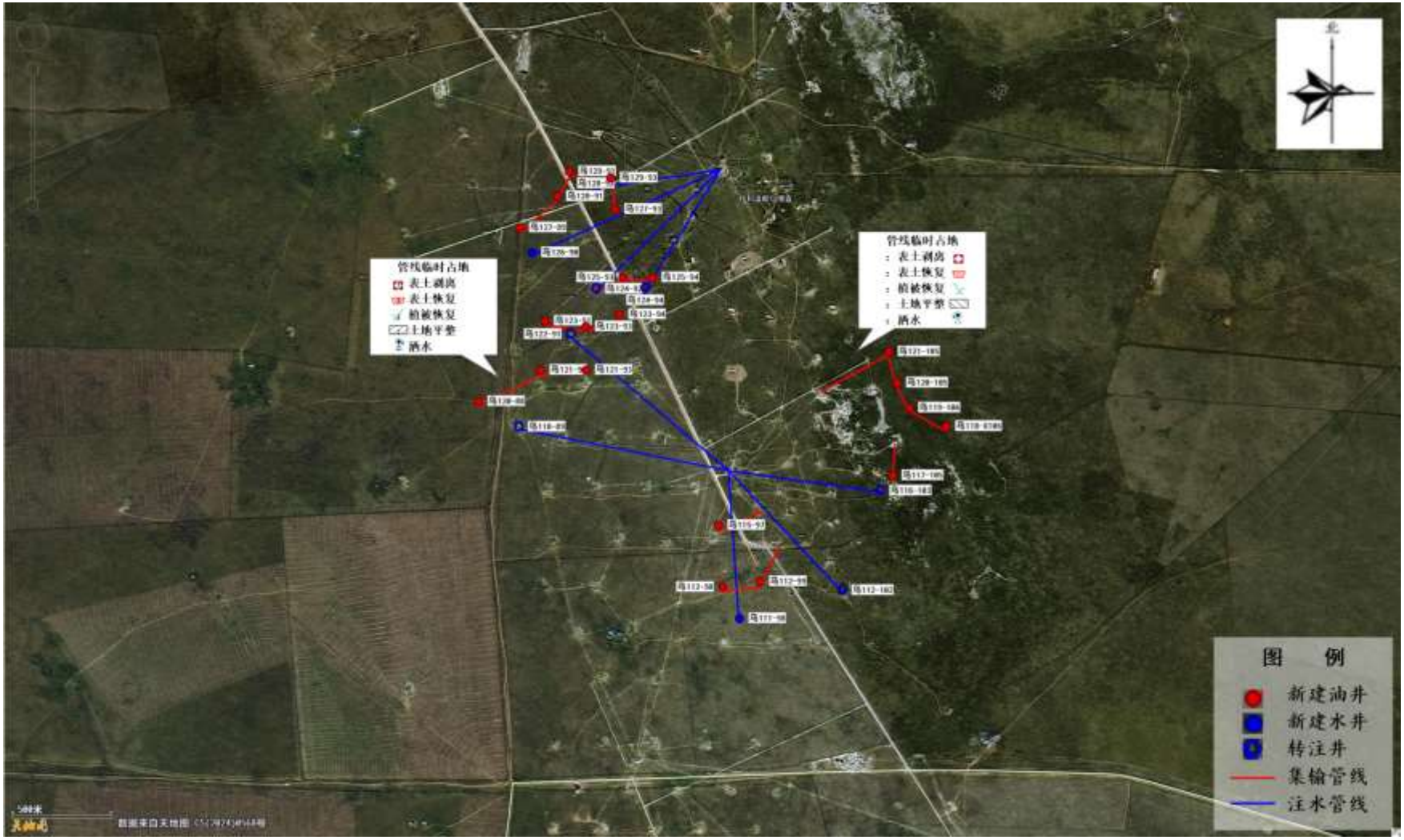


图 6.6-2 项目典型生态恢复措施图（4）



图 6.6-2 项目典型生态恢复措施图（5）

6.6.2 运行期

6.6.2.1 一般性生态保护措施

本工程由于井场、管线、道路等施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植被，新地貌失去植物根系的固土作用，雨水直接冲刷疏松、裸露的地表土，易造成水土流失；施工过程中，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力极低，遇暴雨产生径流，加大水土流失。为了更好的保持水土，建议采取以下水土流失防治措施：

（1）严格控制油井作业占地，普通井下作业不新征临时占地；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。

（2）油井作业过程中缩小影响范围，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；在施工结束后，要立即对施工现场进行平整，并尽可能覆土压实，基本程序是回填－平整－覆土－压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。

（3）油井作业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。油井作业结束后，应针对作业过程中的不同破坏类型，恢复被破坏的地表形态，降低工程对周围生态环境的影响。

（4）油井作业避免在大风天施工。作业时在井场周围堆筑临时围堰，防止作业时产生的油水进入周围环境。

（5）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。

（6）回收落地油时，减少土壤的剥离量。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。

（7）运行期各种车辆应在已修建的道路上行驶，不得随意行驶。

本项目通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态环境的破坏得到有效控制，不会对区域生态环境产生较大影响，生态保护措施可行。

6.6.2.2 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。本项目位于乌尔逊油田和苏仁诺尔油田采矿权范围内，不占用基本农田，占用基本草原 16.69hm^2，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 2.85hm^2，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 16.69hm^2，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和自治区有关规

定执行，附着物补偿费按照实际损失合理支付。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《乌尔逊油田基本建设工程新巴尔虎右旗土地复垦方案》、《苏仁诺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。

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。

6.6.2.3 水土流失防治措施

（1）工程防治措施

①井场

井场予以平整、压实，以免发生水土流失。对于建设开挖、回填产生的弃土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整措施。地面建设产生的弃方不得随处堆放，应合理利用。

②道路

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。

③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。

6.6.2.4 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，集油掺水管线临时占地作业面宽度为 8m，注水管线临时占地作业面宽度为 11m，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。

6.6.2.5 生态补偿及恢复措

建设单位在施工过程中，应严格执行《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》（国土资规〔2016〕14 号）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。本工程由大庆油田呼伦贝尔分公司建设，项目临时占地的恢复主体和永久占地的补偿主体均为大庆油田呼伦贝尔分公司。

（1）植被占用补偿

按照国家“水土保持法”要求，凡是占用和破坏植被的单位或个人均应向水土保持主管部门缴纳一定的水土保持费用。国家为了加大水土保持工作力度，对水土保持费不断进行了调整，建设单位应按标准向水土保持主管部门缴纳水保费用。

（2）恢复措施

本工程占用总占地面积 21.2hm^2，其中临时占地面积 18.18hm^2，永久占地面积 3.02hm^2，占地类型为基本草原及一般草原。

①对临时占用的 18.18hm^2 基本草原和一般草地，在施工结束后及时进行场地清理，并且散播草籽进行草地的恢复，选择的草籽应与工程区域内为同种草籽，草籽均散播在临时占地处。草地播种量应多于占地面积内草地量，草地的恢复期约 2 年，要求草地恢复至占用前的草量，同时在施工占用期间对占地进行一定费用的补偿，尽量减小对草地的破坏，施工结束后，全部恢复地表形态。施工过程中进行表土留存，分层回填，整平翻松，施工结束后临时占地全部恢复原有植被类型，临时占用的基本草原施工结束后采用散播草籽的方式进行地表植被的恢复。

②对永久占用的基本草原按照政府部门的规定缴纳相应的补偿费用；

③恢复过程应由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。

6.6.3 退役期

对拟退役的废弃井（站）场、道路等制定生态修复方案。生态修复前要对废弃油井进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物均得到妥善处置。

6.7 土壤污染防治措施

6.7.1 施工期

（1）加强施工中的环境管理，控制和消除土壤污染源。严禁随意倾倒污水、随意堆放固体废物，防止因“三废”处理不合理或处置措施不当对土壤造成污染。

（2）井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，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。对于井口返出的废钻井液、岩屑和废射孔液通过泥浆不落地处理装置收集系统进行收集处理，不接触土壤环境，可以有效防止土壤污染。

（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，即管线两侧和井场临时占地内。每座井场均设置1处表土剥离临时存放区，用于暂存钻井井场剥离的表土层，占地面积约 225m^2，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，施工期柴油罐区、钻井液材料房、钻井作业区域、发电机房、泥浆循环罐、移动式泥浆不落地处理装置、泥饼暂存区和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、其他材料房为一般防渗，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，其他材料房底部铺设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜，渗透系数 K 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）

中一般防渗区要求：等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤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。

6.7.2 运行期

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》（GB5 0350-2015）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 16 个。

具体跟踪监测计划见表 6.7-1，跟踪监测点位见图 6.7-1。

表 6.7-1 土壤环境跟踪监测计划表

序号	点位	坐标	取样要求	监测项目	监测频次
1	乌 97-93 井场永久占地内	117.8347222 48.19361111	柱状样 0～0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m	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、䓛二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘，共 52 项	1 次/年
2	乌 121-93 井场永久占地内	117.83267 48.21937167			
3	苏 12-27 井场永久占地内	117.8319444 48.60944444			
4	苏一联合站罐区未硬化地面	117.8462568 48.59795991	表层样 0～20cm		
5	乌东联合站罐区未硬化地面	117.8123134 48.2402522			
6	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 0～20cm		
7	含油污泥暂存池永久占地范围内未硬化地面	依托现有	表层样 0～20cm		
8	危险废物暂存库永久占地范围内未硬化地	依托现有	表层样 0～20cm		
9	乌 97-93 井场外侧 50m 草地	117.8347099 48.19320607	表层样 0～20cm	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）	
10	乌 121-93 井场外侧 50m 草地	117.8327438 48.2198531	表层样 0～20cm		
11	苏 12-27 井场外侧 50m 草地	117.8319606 48.60927224	表层样 0～20cm		
12	苏一联合站永久占地外 50m	117.8467906 48.59835902	表层样 0～20cm		
13	乌东联合站永久占地外 50m	117.8129035 48.24042727	表层样 0～20cm		
14	德二联压裂返排液处理站永久占地外 50m	依托现有	表层样 0～20cm		
15	含油污泥暂存池永久占地外 50m	依托现有	表层样 0～20cm		
16	危险废物暂存库永久占地外 50m	依托现有	表层样 0～20cm		

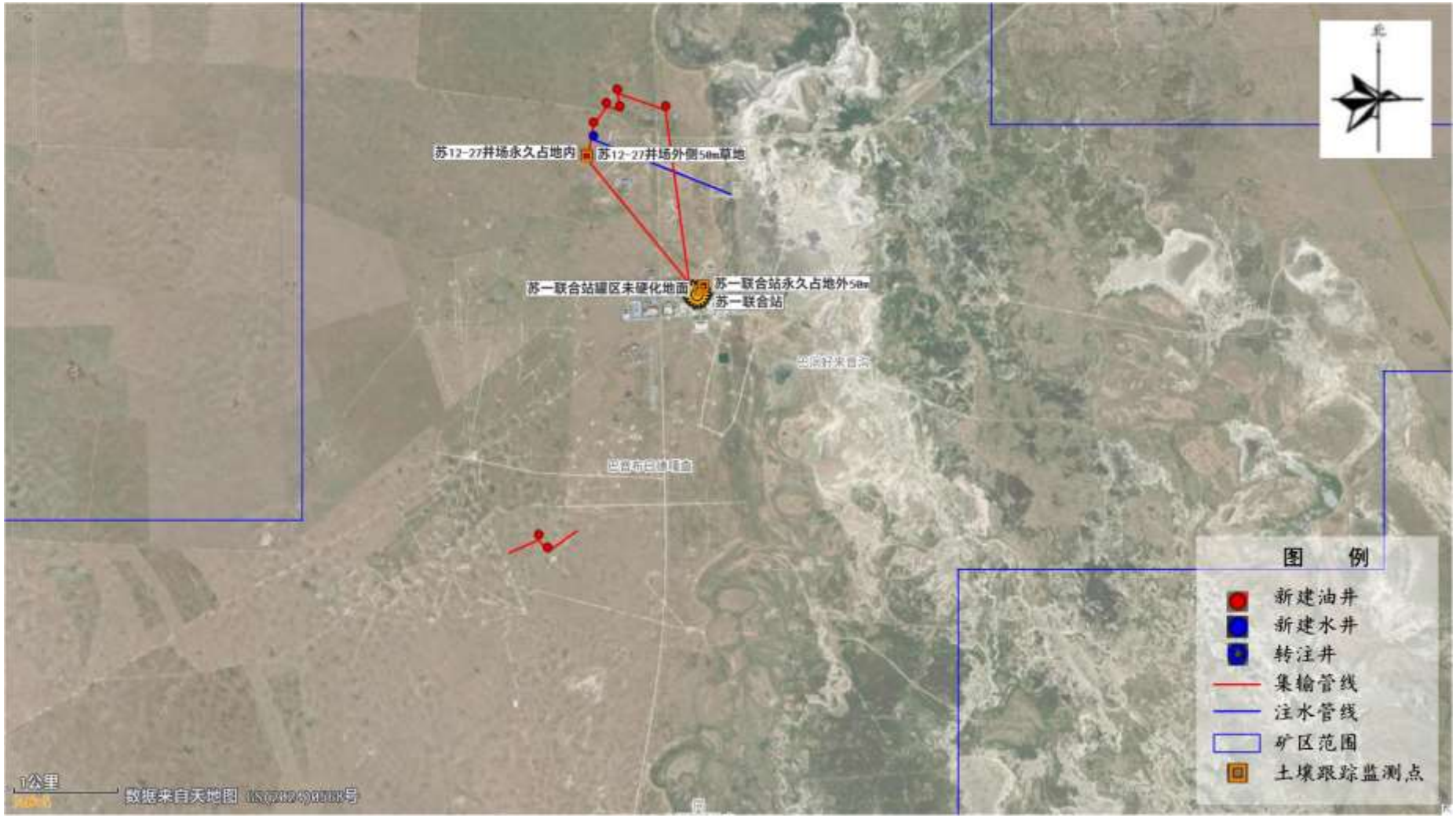


图 6.7-1（1） 土壤跟踪监测点位示意图

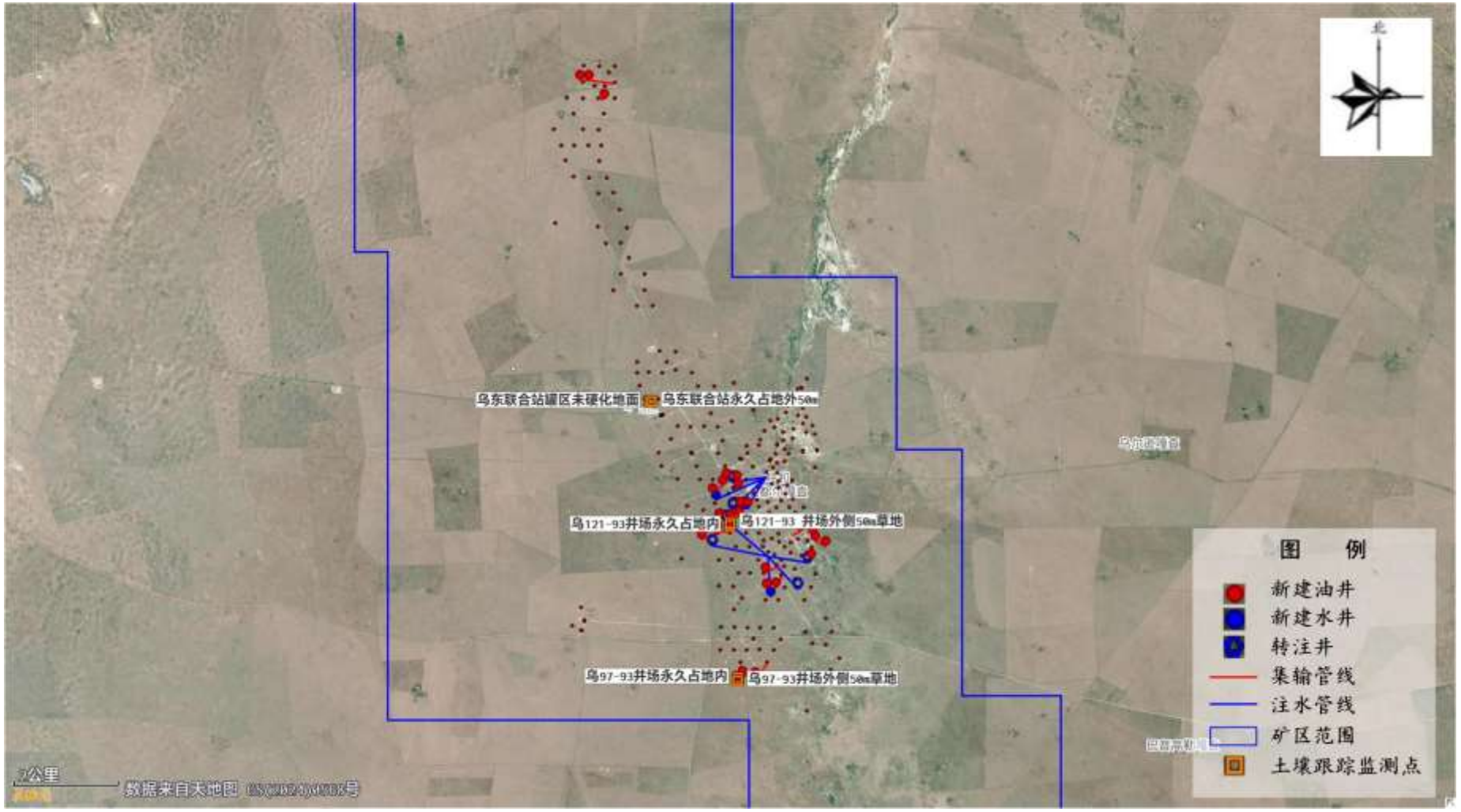


图 6.7-1（2） 土壤跟踪监测点位示意图

6.7.3 退役期

（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。

6.8 环境风险防范措施

6.8.1 施工期

（1）管道接头采用一次成型涂料新技术，使用寿命可达 30 年以上，并采用技术上成熟可靠的强制电流阴极保护法；

（2）提高管道的防腐等级，集油掺水管道采用硬质聚氨酯泡沫夹克管；

（3）定期检测集输管线防腐及腐蚀情况，及时维修或更新；

（4）在施工过程中，加强监理，确保焊接和涂层等施工质量；

（5）建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，强化检验手段；制定严格的规章制度，发现缺陷，及时正确修补并做好记录。

6.8.1.1 突发井喷事故风险防范措施

（1）钻井时安装防喷器，防止井喷事故发生。

（2）钻井过程中钻井队进行地层孔隙压力监测，绘制四条曲线，包括预测地层孔隙压力曲线、监测地层孔隙压力曲线、设计钻井泥浆密度曲线、实际钻井泥浆密度曲线，并贴于井场值班室墙上。

（3）在施工过程中因地质情况或施工条件出现较大变化时，钻井队须及时对钻井作业进行风险识别和评价，制定出安全技术保障措施，并提出修改设计的请求，按程序审批后实施。

（4）井控设备的维护和使用严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》中的要求执行。井控设备的选择级别为 35MPa，井控设备的试压根据其关井最高压力不应超过井控装备额定工作压力、地层破裂压力决定的允许关井套压值和套管抗内压强度的 80%三者中最小值进行规定。

（5）严格执行钻开油气层前的准备和检查验收制度，在进入油气层前，按照下部钻井设计的最高钻井泥浆密度值，对裸眼地层进行承压能力检验。

（6）钻井泥浆性能符合钻井设计要求，特别是钻井泥浆密度必须在设计范围内。起钻前充分循环井内钻井泥浆，使其性能稳定。

（7）固井作业时不得拆除防喷器，应配套微变径闸板、换与套管直径相匹配的闸板或在钻台配备套管螺纹和防喷钻杆相匹配的接头。固井全过程保证井内压力平衡，尤其防止水泥浆候凝期间因失重造成井内压力平衡的破坏，甚至井喷。

（8）制定一次井控技术措施和二次井控技术措施，从二次开钻开始坐岗，落实专人观察井口和循环罐液面变化，每 30min 记录一次循环罐钻井液性能变化情况，如发现溢流，及时报告并加密测量钻井液密度。

（9）若施工期发生井喷情况下，可通过井场火炬进行燃烧放空，最大限度降低对周围环境的影响。

（10）编制井涌、井喷应急程序，井喷失控应急程序，火灾及爆炸应急程序，人身伤害应急程序，并按照应急计划的要求定期进行了严格的练习和模拟演习。

（11）实行 24 小时干部值班制度，保证在管理上做到重视井控安全。

6.8.1.2 井下作业事故风险防范措施

（1）为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油井作业，在作业前先调节注采比，降低井底压力后再进行作业；

（2）施工准备过程要在管、杆桥下铺垫高强度防渗布，防渗布四周围出

10cm 高围堰；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水收集装置，安装完好后，通电调试；

（3）作业前要打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小。如果溢流量较大，采取清水或泥浆进行压井；起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化，井口溢流较小时，将污水排入污水回收装置，溢流较大时，立即停止操作，迅速关闭封井器，采取清水或泥浆压井；

（4）打开套管闸门，启动作业废水收集装置和油水收集器，使废水废液由套管排出，经收集后处理；

（5）在井下作业施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到废水回收装置；

（6）井下作业前，必须认真检查水龙带有无破皮、断丝、油壬丝扣完好状态，水泥车井口管线试打压 4.0MPa 检验密封性；作业时随时注意进出口排量压力，防止井喷，观察拉力计悬重变化，防止沙堵蹩泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂。

6.8.1.3 井下作业事故风险防范措施

井场柴油罐区为重点防渗区，在柴油罐区铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，重点防渗区防渗性能等效黏土防渗层 M_b≥6m、K≤1.0×10^{-7}cm/s；柴油罐均架高，柴油罐周围设置围堰，有效容积不小于两座柴油罐的容积之和，并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。

6.8.2 运营期

6.8.2.1 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）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。

6.8.2.2 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。

6.8.2.3 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。

（5）依托乌东联、苏一联事故池，其中乌东联设有 3 座事故池，总容积为 870m^3，苏一联设有 1 座 5000m^3 事故池。

6.8.2.4 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。

6.8.2.5 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施工期钻井采用泥浆不落地工艺，钻井泥浆和岩屑等均进入井场可移动式泥浆不落地处理装置。②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。

③严格按照油田公司的管理要求做好井控、固井及完井等工作，按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，其中施工期柴油罐区、钻井液材料房、钻井作业区域、发电机房、泥浆循环罐、移动式泥浆不落地处理装置、泥饼暂存区和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：等效黏土防渗层 $M_b\geq6.0$m，$K\leq1.0\times10^{-7}$cm/s 要求。

（3）采取污染监控措施。根据现场调查，乌尔逊油田和苏仁诺尔油田本项目涉及的区块目前已设置 6 口跟踪监测井，均为承压水监测井。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，在苏仁诺尔油田新建 7 口跟踪监测井，其中潜水井 5 口，分别位于区块上游、区块内、下游，承压水井 2 口，分别位于区块上游、下游；在乌尔逊油田新建 10 口跟踪监测井，其中潜水井 8 口，分别位于区块上游、区块内、下游，承压水井 2 口，分别位于区块上游、下游；在德二联压裂返排液站、含油污泥暂存池、危险废物暂存库下游各设置 1 口。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、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。

6.8.2.6 管理措施

（1）对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；

（2）当发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；

（3）对被泄漏原油污染的土壤清理干净后送含油污泥池暂存。

（4）当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员；

（5）加强管理，建立并严格执行安全生产责任制度，科学监控设备运行，消除故障隐患；

（6）定期检测管道的内外腐蚀及防腐层破损情况，及时更换或维修；

（7）制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告；

（8）建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

针对上述风险情况，本工程建设单位已经针对可能发生的风险事故提出相应风险防范措施，企业结合所处区域的自然条件、环境状况、地理位置等特点，制定了较完善的事故风险应急预案，本工程为扩建工程，如发生风险事故，可按已建立的事故风险应急预案执行。

6.8.3 应急预案及应急处置措施

风险事故应急预案是在贯彻预防为主的前提下，对建设项目可能出现事故，为及时控制危害源，抢救受害人员，指导居民防护和组织撤离，消除危害后果而组织的救援活动的预想方案，需要建设单位和社会救援相结合。事故应急救援预案是为了加强对重大事故的处理能力，减少风险事故的损失。

6.8.3.1 应急预案

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司乌东作业区、苏131作业区设有突发环境事件专项应急预案，该预案已于2023年7月16日在呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎左旗分局备案。其中总体预案适用于本公司范围内发生的、造成或可能造成人员伤亡、环境污染、停产和较大社会影响等突发事件的应对工作，主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容，重点明确各分项预案所述事件类型及事件各级应急组织机构框架内容，起到总体掌控、督查的作用；《突发环境事件应急预案》中不仅包含了原油泄漏污染、污水泄漏污染、给排水系统泄漏污染、伴生气泄漏污染和施工时发生井喷造成污油、污水排放污染等事故的分类、应急响应等内容，而且明确了环境突发事件应急储备物资清单、应急联络单等重要内容；该《突发环境事件应急预案》进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与应急处置、应急保障内容确定以及大

庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司突发事故的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。

本项目所在乌东作业区和苏 131 作业区环境风险防控制度完善，各个作业区结合本作业区实际情况制定了相应的突发环境事件应急预案，为作业区所属单位应急预案提供指导原则和总体框架。作业区应急预案体系由矿级综合应急预案、基层站(队)级现场处置方案、重要生产岗位应急处置卡三个层次的构成。

突发环境事件应急预案具体内容见表 6.8-1。

表 6.8-1 突发环境事件应急预案包括的主要内容一览表

序号	项目	内容及要求
1	总则	编制依据、适用范围、工作原则等
2	事故风险分析	风险分析、事件分级等
3	应急组织及职责	应急组织机构、职责等
4	处置程序	预警、接警与报告、响应行动、指挥和协调、应急状态解除等
5	处置措施	人员防护、现场检测与评估、现场应急处置措施、次生灾害防范、善后处置等
6	应急保障	通讯与信息、物资与装备、应急队伍、医疗救护、应急技术等
7	附则	名词与定义、预案签署和解释、预案实施等

6.8.3.2 应急救援指挥部的组成、职责和分工

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司已设立事故应急救援“指挥领导小组”，和专业救援队伍，明确各自的职责、权限、分工、联络方式。应急组织、职责分工表见表 6.8-2。

表 6.8-2 应急组织、职责分工表

组成	职责
应急领导小组	负责本单位应急预案的制定、修订；组建应急救援专业队伍，并组织实施和演练；检查督促做好重大事故的预防措施和应急救援的各项准备工作；发生事故时，由采油三厂发布和解除应急救援命令、信号；组织指挥救援队伍实施救援行动；向上级汇报和向友邻单位通报事故情况，必要时向有关单位发出救援请求；组织事故调查，总结应急救援工作经验教训。
应急抢修组	负责环境污染事故时抢修和事故紧急处理。
消防组	担负或配合专业消防队伍完成灭火、洗消和抢救伤员任务。
通讯组	负责各专业小组的联络工作。
物资供应组	负责抢险物资的组织、运输、分配。
应急监测组	负责突发环境事件的应急监测。

组成	职责
医疗队	负责伤员的救护。
治安队	担负或配合相关的政府部门进行现场治安，警戒，群众疏散。

6.8.3.3 应急响应

（1）一级和二级响应时，由大庆油田呼伦贝尔分公司组织实施，三级响应时，由各个作业区组织实施

（2）应急响应按下列程序和内容响应：

①开通与事件发生现场环境应急指挥机构、现场应急指挥部、相关专业应急指挥机构的通信联系，随时掌握事件进展情况；

②立即向作业区经理、副经理报告，成立环境应急指挥中心；

③及时向呼伦贝尔分公司报告突发环境事件基本情况和应急救援的进展情况；

④通知有关专家组成专家组，分析情况。根据专家的建议，通知相关应急救援力量随时待命，提供技术支持；

⑤派出应急救援力量和专家赶赴现场参加、指导现场应急救援。

（3）环境应急指挥中心应急响应方法：

①环境应急指挥中心接到突发环境事件报告后，立即启动公司环境事件应急预案，迅速组织环境监察应急、环境监测应急队伍和有关人员到达突发事件现场，进行环境应急监测、污染源调查、污染源控制、污染源转移、污染消除、人员撤离、受污染区域划定，同时分析突发事件的发展趋势，提出应急处置工作建议。调集所有应急力量按照应急预案迅速开展抢险救援工作；

②根据危机状态，对应急工作中发生的争议采取紧急处理措施；

③根据预案实施过程中存在的问题和危机的变化，及时对预案进行调整、修订、补充和完善，确保人员各尽所职，救援工作灵活开展；

④根据危机情况，在技术支撑下科学组织人员和物资疏散工作；

⑤及时报告地方环保局、政府和呼伦贝尔分公司质量安全环保处，必要时请求给予技术支持和物资支持；

⑥做好舆论宣传工作，保证突发事件应急处置工作的顺利进行；环境应急指挥中心与应急领导小组要保持密切联系，定期通报事故现场的形势，配合上

级部门进行事故调查处理工作，做好稳定社会秩序和伤亡人员的善后及安抚工作，适时发布公告，将危机的原因责任及处理决定公布于众，接受社会的监督。

一级和二级响应启动呼伦贝尔分公司级突发环境事件应急预案，三级响应启动作业区级突发环境事件应急预案；各级指挥机构按照预案要求积极灵活的调度相关职能部门，按照各自职责开展应急处置工作。防止事件扩大、蔓延。保证信息渠道畅通，及时向公司领导小组通报情况。

因环境事件存在不可预见、作用时间较长、容易衍生发展的特点，指挥机构可根据现场实际情况随时将响应等级升级或降级。

任何单位和个人发现公司级突发环境事件时，应立即报告呼伦贝尔分公司应急指挥中心，应急指挥中心立即向指挥长报告，同时通知各位副指挥长、成员部门及单位。发生重大突发环境事件后，事件单位在向公司应急指挥中心报告的同时，应立即启动本单位的环境应急预案，组织本单位各种救援队伍和职工采取有效措施控制危害源，进行全面的自救。

6.8.3.4 应急监测

（1）应急监测方法

①大气污染事件应急监测方法

以事件地点为中心就近采样，再根据事发地的地理特点、风向等自然条件，在污染气团漂移经过的下风向，按一定间隔的圆形布点采样，同时根据污染趋势在不同高度采样，同时在事发中心的上风向适当位置对照采样，还要考虑在居民区等敏感区域布点采样。利用检气管快速检测污染物的种类和浓度，再检测采样流量和时间。

②地下水污染事件应急监测

方法：以事发地为中心，根据地下水流向采用网格法或辐射法在周围2km范围内采样，同时根据地下水流补给源，在垂直于地下水流的上方，对照采样，在以地下水位饮用水源的取水口应设采样点。

要求：地下水水质取样应根据特征因子在地下水中的迁移特性选取适当的取样方法，一般情况下，只取一个水质样品，取样点深度宜在地下水位以下

1.0mm 左右。

③土壤污染事件应急监测方法

应以事件地点为中心，在事件发生地及其周围一定距离内的区域按一定间隔圆形布点采样，并根据污染物的特性在不同深度采样，同时采集未受污染区域的样品作为对照样品。

在相对开阔的污染区域采取垂直深 10cm 的表层土。一般在 10m×10m 范围内，采用梅花形布点方法或根据地形采用蛇形布点方法（采样点不少于 5 个)，将多点采集的土壤样品除去石块、草根等杂物，现场混合后取 1～2kg 样品装在塑料袋内。

（2）应急监测频次

污染物进入周围环境后，随着稀释、扩散、降解和沉降等自然作用以及应急处理处置后，其浓度会逐渐降低。应急监测在事发、事中和事后等不同阶段的监测频次不尽相同。原则上：采样频次主要根据现场污染状况确定。事件刚发生时，可适当加密采样频次，待摸清污染物变化规律后，可减少采样频次。频次确定原则如表 6.8-3。

表 6.8-3 应急监测频次确定原则

事件类型	监测点位	监测因子	应急监测频次	跟踪监测频次
大气污染	事发地污染区域	非甲烷总烃、一氧化碳、二氧化硫、二氧化氮	初始加密（3 次/天）监测，随污染物浓度下降逐渐降低频次	连续两次监测浓度均低于环境空气质量标准或已接近可忽略水平为止
	事发地对照点		1 次/天（应急期间），以平行双样数据为准	/
地下水污染	事故地中心周围 2km 内的水井	pH 值、耗氧量、石油类、硫化物、挥发性酚类、氨氮、溶解性总固体、总硬度	初始 1-2 次/天，第 3 天后 1 次/周直至应急结束	连续两次监测浓度均低于地下水质量标准或已接近可忽略水平为止
	地下水流经区域沿线水井		初始 1-2 次/天，第 3 天后 1 次/周直至应急结束	连续两次监测浓度均低于地下水质量标准或已接近可忽略水平为止
	事发地对照点		1 次/天（应急期间），以平行双样数据为准	/
土壤污染	事发地污染区域	石油烃（C_{10}-C_{40}）、铜、锌、镉、铅、铬、砷、镍、汞	初始 1-2 次/天（应急期间），视处置情况逐渐降低频次	应急结束，1 次
	事发地对照点		1 次/天（应急期间），以平行双样数据为准	/

6.8.3.5 突发环境事件应急处置措施

（1）原油事故应急处置措施

原油事故应急处置措施具体见表 6.8-4。

表 6.8-4 原油、伴生气应急处置措施

原油应急处置措施	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。 误服：误服者应充分漱口、饮水。
	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。
泄漏	疏散泄漏污染区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断污染区的火源。应急处理人员戴自给式呼吸器，穿消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾会减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限空间内的易燃性。用砂土或其他惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方收集、转移、回收或无害处理。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理。
储运	储存于阴凉、通风的仓间内。远离火种、热源。仓间温度不宜超过 30℃。保持容器密闭。应与氧化剂、酸类物质分开存放。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时，要有防火防爆技术措施。禁止使用产生火花的机械设备和工具。灌装时，注意流速不超过 3m/s，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时，要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。
伴生气应急处置措施	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。
	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。
泄漏	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防寒服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
储运	储存于阴凉、通风仓库内，室内温度小于 30℃；远离火种、热源。应与氧化剂、卤素分开存放切忌混储。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。禁止使用易产生火花的机械设备和工具，储区应配置污油回收管（带）、抽油泵等设备对泄漏进入防火堤内的污油进行回收进罐。

（2）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。

（3）井喷事故

井喷时喷出的原油会进入周围土壤，根据类比调查，井喷时会对周围1km内的环境造成污染，事故发生后，疏松土质上影响扩展范围较小，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大，通过在大庆油田等实地调查情况，落地原油一般在土壤内部 50cm 以上深度内积聚，在土壤中的迁移深度较浅。发生井喷立即控制井口，导流放喷，通过放空火炬进行燃烧放空，最大限度降低对周围环境的影响。然后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。在确保安全情况下再根据现场情况，选择司钻法、工程师法或置换法等方法压井。对喷出物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并委托有资质单位处理。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、并委托有资质单位处理，防止造成环境污染。

（4）井漏事故

在钻井施工时，施工人员一旦发现井漏现象，应立刻报告值班干部，并做好记录，志班干部和技术人员根据井漏情况及时研究制定相应的堵漏措施，并组织施工人员执行堵漏方案。若井漏为有进无出的严重漏失，则应及时补充钻井液，同时将钻具起至安全位置，并做好放喷的准备工作，立刻向公司汇报，制定下一步措施。

（5）火灾事故

发生火灾较小时，可以用手提灭火器、消防水源进行扑救，员工接受过灭火训练，切断火源、电源，撤离未着火物资。发生火灾较大时，现场人员应迅速撤离浓烟区，在安全位置上观察、判断起火原因，通过在安全位置停运设备、停电、关门等措施，控制明火蔓延。灭火现场如存在建筑物坍塌的危险，安全保卫部门应设置警戒线，禁止人员进入危险区域。在现场指挥部指挥下，现场抢险队员应分为两组，一组配合消防队灭火（运输灭火器、拉消防水带等）；另一组负责转运周围易燃物品到安全地带，不可转移的易燃设备旁，要采取降温、隔离等措施。

（6）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：

① 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。

② 正确分析判断突发事故发生管段位置，用最快的办法切断管段上、下游的截断阀，同时组织人力对原油泄漏危险区进行警戒。

③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。

④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。

⑤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。

⑥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。

⑦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。

（7）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。

（8）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：

①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。

②火灾爆炸事故

首先在环境条件许可的前提下关闭储罐进口阀门，断开起火区域仪表照明及相关电源，组织力量把着火罐邻近受热辐射的其他油罐的喷淋阀打开加以保护；开启着火罐喷淋，冷却罐壁，同时组织水枪射向罐顶冷却，保护罐体不致过热变形裂口，同时也可减少物料蒸发，减小火势；开启消防泡沫阀，向罐内注入泡沫灭火。当火势威胁到整个输油系统时，通知变电所切断站外井排馈线，所有油井停产。

6.8.3.6 应急联动

针对本项目可能发生的突发环境事件，建设单位大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司环保部门应与大庆油田有限责任公司及地方社会力量保持应急状态联动，本项目所属作业区应与新巴尔虎左旗环保局、新巴尔虎左旗应急管理局、新巴尔虎左旗消防支队等政府建立应急联动机制，并配合新巴尔虎左旗人民政府及其有关部门的应急处置工作，统筹配置应急救援组织机构、队伍、装备和物资，共享区域应急资源，提高共同应对突发环境事件的能力和水平。当本项目发生突发环境事件后，建设单位大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司应立即启动相应应急预案，并上报大庆油田有限责任公司及政府部门，请求启动相应应急预案，保障事故控制及事故救援得到有效迅捷地处理。

6.8.3.7 应急演练及培训

针对本项目可能发生的突发环境事件，建设单位大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司应急管理办公室应负责建立应急培训制度，每年组织一到两次厂级应急培训，对本项目应急管理人员和救援人员进行培训，提高应急管理业务水平和突发事件应急处置能力；并通过局域网、有线电视、网络等公共媒体，有计划地开展应急宣传教育活动，增强全员危机防范意识和应急基本技能。本项目所属各个作业区应按照分级管理、逐级培训的原则，每年组织1次作业区

（大队）级应急培训；并对各下属站场下达逐步全面开展基层岗位工人的应急处置程序培训内容，定期开展培训。应急演练说明应急演练的方式、频次等内容，制定企业预案演练的具体计划，并组织策划和实施，演练结束后做好总结，适时组织有关企业和专家对部分应急演练进行观摩和交流。

作业区级演练（或训练）以报警、报告程序、现场应急处置、紧急疏散等熟悉应急响应和某项应急功能的单项演练为主，演练频次每年 2 次，每年进行 1 次应急培训，应急演练记录见图 6.8-1。



应急泄漏检测



立即报告



切断泄漏源



应急模拟

图 6.8-1 作业区应急演练记录

6.8.3.8 应急物资

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 6.8-4。

表 6.8-4 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

序号	类别	品名	规格型号	单位	数量
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	土粉	/	吨	10
		石粉	/	吨	20

由前述分析可知，以上提出的各项环境保护措施是切实有效的，同时工程对油田生产全过程采取环境保护管理措施和技术措施，有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良环境影响。

6.8.4 退役期

油田服务期满后，闭井时的污染防治措施主要是生态恢复工作，主要防治措施如下：

（1）各种机动车辆应固定路线，禁止随意开路，践踏和破坏植被，应把破坏和影响严格控制在征地范围之内。

（2）闭井后要拆除井架、井台、拔出井管，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物如落地油等。

根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》中废弃矿井封井回填处理要求，可采用井盖封堵、分段回填和全井筒回填。通过咨询企业，项目采用分段回填方式，分段回填方式指针对井筒渗漏点进行回填后再进行井盖封堵，分段回填应根据井筒地质剖面，按照“下托上固”的思路，在井壁合适位置构筑钢筋混凝土栓塞，在栓塞之上针对渗漏点进行止水封堵，止水后压实封闭。

第七章　环境影响经济损益分析

油田项目的开发建设，除对所在区域的经济发展起着促进作用外，也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。本评价将通过对拟建项目的经济和环境效益分析，对项目建设的合理性进行分析。

7.1 环境损失费估算

本工程油田开发过程中，由于井场建设，需要占用一定面积土地，而且由此产生的污染物对周围环境也会造成一定污染，因此引起的环境损失费往往很难直接用经济价值来计算，因此，项目仅用植被损失费来估算。

本工程临时占用牧草地面积为 18.18hm^2，损失草量按 3000kg/hm^2 计算，3 年后可恢复原貌，共损失草量为 163.62t。草地价格按 700 元/t 计，草地损失约为 11.45 万元。

本工程永久占用牧草地 3.02hm^2，草地损失草量按 3000kg/hm^2 计算，10 年间共计损失牧草为 90.6t，价格按 700 元/t 计，草地共计损失约为 6.342 万元，项目建成投产后，永久性占地无法恢复。综上，本工程投产草地损失量为 17.792 万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

建设项目的环境效益从环境代价大小、环境成本、环境系数的高低指标来分析是比较确切的，但对于环境代价的计算难度较大。建设单位为了保护环境，达到环境目标的要求，采取了相应的环保措施，付出了一定的经济代价。但其度合适，企业能够接受，而且所支付的环保费用还能取得一定的经济效益。项目建设运营中排放的污染物采取了一系列治理措施，大大降低了排入环境中污染物的数量，将取得一定的环境效益。

本项目环保投资共 1119 万元，总投资 22322.7 万元，占总投资的 5.01%，本工程环保投资详见表 7.2-1。

表 7.2-1 施工期环保投资统计表

序号	项目	建设内容	金额（万元）
施工期	废气	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物；对施工作业的非道路移动机械（含场内车辆）尾气排放检测	65
	废水	压滤水由罐车拉运至苏一联含油污水处理站处理后回注；产	80

序号	项目	建设内容	金额（万元）
		生的压裂液统一收集至德二联合站压裂返排液站集中预处理后，再进入德二联污水处理站深度处理，达标后回注地下；转注井洗井废水由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层；管道试压废水由罐车拉运至乌东联、苏一联含油污水处理站处理后回注油层；施工生活污水排入移动厕所，施工结束后统一送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	
	地下水污染防治	柴油罐区、钻井液材料房、钻井作业区域、发电机房、泥浆循环罐、移动式泥浆不落地处理装置、泥饼暂存区和压裂作业区域等处属于重点防渗区，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗土工布进行防渗，渗透系数 $K\leq1\times10^{-7}cm/s$；井场设置的玻璃钢化粪池、其他材料房等采取一般防渗处理，采用 1.5m 厚黏土防渗层，渗透系数 K≤1.0×10-7cm/s；井场其他区域属于简单防渗区，采用地面碾压平整进行防渗	88
		新建 20 口地下水跟踪监测井	120
	固体废物	废钻井液、岩屑、钻井废水及废射孔液排入移动式泥浆不落地处理装置进行处理，压滤后产生的泥饼经回用于本项目井场或综合利用	85
	生态环境	施工结束后当季对井场等临时占地土地平整、表土回覆压实，不改变原有地势，不起垄，采取撒播草籽的方式进行恢复。临时占用草地恢复与补偿 $18.18hm^2$，永久占地补偿 $3.02hm^2$。	110
运营期	废气	井口加装密封垫，建立“泄漏检测与修复”管理制度、定期进行泄露检测与修复，油气集输采用密闭流程，设备定期维护与保养、井口安装密封垫	57
	废水治理	作业污水及产液分离出的含油污水由罐车拉运至联合站含油污水处理站处理	92
	固体废物治理	含油污泥、落地油、含油防渗布统一收集委托有资质单位进行处理	87
	环境风险防控	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。	210
	跟踪监测	运行期地下水、土壤、废气等跟踪监测	125
总计			1119

7.3 环境经济损益分析结论

本工程的建设为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。

第八章　环境管理与监测计划

本项目应建立内部生态环境管理体系，明确机构、人员、职责和制度，加强生态环境管理，推进各项生态环境保护措施落实，并将温室气体排放管控以及退役期环境管理全面纳入环境管理体系。项目建设必须严格执行配套的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度。建设单位应将优化和细化后的各项生态环境保护措施及估算纳入设计、施工、工程监理等招标文件及合同，并明确责任。

8.1 HSE管理体系的建立和运行

本项目依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，在项目的建设期、运营期和退役期等 3 个阶段建立和实施HSE管理体系。建设期、运营期和退役期的HSE管理分别包括以下内容：

（1）建设期HSE管理主要包括良好的工程（高产、节水、节能）设计、安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等；

（2）运营期HSE管理主要包括：HSE组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等；

（3）退役期HSE管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

油田开发建设及其相关辅助性设施对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运行期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态环境的影响，减少事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

8.1.1 组织机构

本工程环境管理工作由大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司负责。在项目建设期引入环境监理制度，推行环保监理和检查制度。由大大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司施工业务主管部门对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，控制施工阶段的环境污染和生态破坏。施工期除设置 1 名专职环保员外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级

HSE管理网络，在油田已有HSE指挥部的基础上，分别配备数名HSE现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

8.1.2 规章制度

油田环保工作必须严格执行国家、黑龙江省的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表8.1-1。

表8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂、作业区等各级单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括油田开发建设期及生产运行期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度：在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括油田正常运行过程中对含油污泥、含油污水及挥发烃的治理（回收及利用）等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油田建设期井场、场站、道路和管道的建设过程对区域内生态环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在油田进入正常生产运行期后，生态保护制度主要包括油田生产过程中所进行的油井作业过程，同时包括在生产过程中对于一些突发事故可能对周围生态环境产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确油田开发建设过程中的诸如油水井作业、集油管道所可能存在的突发事故的预防管理措施。

8.1.3 管理措施

（1）最高领导层将HSE管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；

（2）公司员工时刻将HSE责任放在心中；

（3）制定和落实一岗一责制；

（4）加强生产技术及HSE教育和培训；

（5）做好现场审核和整改；

（6）奖优罚劣，持续改进HSE表现。

8.2 环境监控

8.2.1 环境监控实施计划

由大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置油田专职环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名HSE现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

HSE 机构在环境管理上的主要任务包括；负责制定本油田施工作业的环境管理方案，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档等。

8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、场站事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

8.2.3 环境管理人员的基本职责

（1）协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；

（2）定期进行环保安全检查和召开有关会议；

（3）对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；

（4）制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；

（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。

8.2.4 环境监控基本内容

为了油田开发区域内环境的持续改进，对油田开发建设的各项活动进行全过程、全方位的监控。包括井场、场站建设及相应配套设施建设，以及油田正常生产情况下的相应作业施工建设等过程。油田运营期的环境监控主要是采油、井下作业和原油集输过程中的环境保护措施执行情况。日常监控主要由本站的环保员组织定期进行，由上级部门核查。核查采用检查现场、检查记录、与员工座谈等形式进行；检查和核查应形成记录。

8.2.5 竣工验收监测与调查

为进一步落实本项目工程设计和环境影响评价提出的各项环保措施，确保环保工程发挥真正作用，本项目竣工验收监测与调查的主要内容见表8.2-1。

表8.2-1 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章管理制度
	污水回收装置等环保设施建成及运行情况，生态恢复、占地补偿等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运行期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查
	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
污染物达标排放监测	无组织排放烃类气体监测
	厂界噪声声达标排放监测
	事故时对大气，地下水、地表水、土壤等进行事故监测
环境保护敏感点环境质量监测	油田开发区域内的地下水以及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级

项目	内容
	环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	平整及恢复
	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

8.3 本工程污染源排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8.3-1。

表 8.3-1 施工期污染物排放清单

种类	名称	污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	扬尘	颗粒物	/	排入大气	执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求
	柴油发电机废气	颗粒物	0.326t	采用清洁燃料并安装尾气净化器	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）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中II类限值
		SO_2	2.36t		
		NOx	3.09t		
		CO	0.816t		
		HC	2.248t		
	柴油储罐呼吸废气	NMHC	1.25t	排入大气	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	车辆尾气	/	/	排入大气	/
	放喷废气	/	/	排入大气	/
废水	压滤水	/	2147.26t	由罐车拉运至苏一联含油污水处理站处理后回注	不外排
	压裂返排液	/	7000m^3	本项目产生的压裂液统一收集至德二联合站压裂返排液站集中预处理后，再进入德二联污水处理站深度处理，达标后回注地下	
	转注井洗井废水	SS、石油类	166.25 m^3	罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排	
	试压废水	SS	266.36t	由罐车送至乌东联合站、苏一联合站含油污水处理站处理达标后回注油层	
	生活污水	COD、NH_3-N	384t	钻井期排入移动厕所，拉运至作业区已建防渗化粪池，地面工程建设期生活污水排入作业区已建防渗	

种类	名称	污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
				化粪池。经生活污水处理装置处理后排入生活污水池，不外排	
固废	泥饼	/	3220.9t	用于垫井场或油田铺路等综合利用	综合利用
	废纯碱、膨润土、水泥等包装袋、非含油废防渗布	/	0.45t	暂存于井场材料房内的聚乙烯桶内，施工结束后直接拉运至废品回收站外售处理	100%处置
	生活垃圾	/	4t	统一收集由环卫部门拉运至新巴尔虎左旗生活垃圾填埋场填埋处理	100%处置
噪声	机械噪声	噪声	70～105dB（A）	排入周围环境	执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求

本工程运行期污染物排放清单见表 8.3-2。

表 8.3-2 本工程运行期污染物排放清单

种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	烃类气体	非甲烷总烃	0.34t/a	排入大气	井场及场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求），场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求
	加热炉烟气	颗粒物	0.0141 t/a		符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用锅炉相关要求
		NOx	0.0785 t/a		
		SO_2	-0.0036 t/a		
废水	油田采出水	石油类	16910t/a	进入乌东联合站、苏一联合站含油污水处理站处理达标后回注油层	处理后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”后，回注油层
	作业污水	石油类、悬浮物	394.64m^3/a	罐车回收送乌东联合站、苏一联合站含油污水处理站处理达标后回注油层	
固废	含油污泥	石油类	0.871t/a	统一收集委托有资质单位进行处理	100%处置
	落地油	石油类	1.17t/a		
	含油废	石油类	0.117t/a	委托有资质单位处理	100%处置

种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
	防渗布				
噪声	采油井	噪声	65～75dB(A)	排入周围环境	符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中2类标准

8.4 总量控制

目前，大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司已取得排污许可证，该许可证已经包含本工程依托场站排放的加热炉废气污染物排放量。许可证编号为91150724701354995Q002X、91150724701354995Q001Y。本工程依托转油站及联合站未新增加热炉，产生的污染物量在原有申请总量内，整体区域总量不增加。

苏一联4台加热炉均在《苏仁诺尔油田和呼和诺尔油田贝301区块产能建设工程环境影响报告书》中批复建设，根据该评价报告，苏一联污染物排放总量为：SO_2 3.4t/a、NOx 13.6t/a，具体明细见表8.4-1。

表8.4-1 苏仁诺尔油田总量控制指标

序号	项目名称	环评阶段建议总量控制指标（t/a）	
		SO_2	NO_X
1	苏仁诺尔油田和呼和诺尔油田贝301区块产能建设工程	3.4	13.6

根据核算结果，苏一联合站现有工程污染物排放总量为：SO_2 0.9329t/a、NOx 4.2089t/a，本工程新增污染物分担量（含以新代老削减量）为：SO_2 0.0043t/a、NOx 0.0305t/a，满足苏仁诺尔油田已批复总量要求。

乌东联5台加热炉均在《乌东斜坡带区块产能建设工程环境影响报告书》中批复建设，根据该评价报告，乌东联污染物排放总量为：SO_2 0.772t/a、NOx 6.946t/a，具体明细见表8.4-2。

表8.4-2 乌尔逊油田总量控制指标

序号	项目名称	环评阶段建议总量控制指标（t/a）	
		SO_2	NO_X
1	乌东斜坡带区块产能建设工程	0.772	6.946

根据核算结果，乌东联合站现有工程污染物排放总量为：SO_2 0.7396t/a、NOx 2.0734t/a，本工程新增污染物分担量（含以新代老削减量）为削减 SO_2

0.0079t/a、新增 NOx 0.0480t/a，考虑同期建设项目（乌尔逊油田乌 39-1 区块大磨拐河组二段油层 2023 年产能建设项目）新增 SO_2 0.025t/a、NOx 0.087t/a，满足乌尔逊油田已批复总量要求。

本项目建成后产能 2.902×10^4t/a，新增非甲烷烃排放量 0.34t/a。

8.5 运营期环境管理与监测计划

8.5.1 运营期环境管理

（1）进行环境监测，掌握污染现状；

（2）定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；

（3）落实环境管理制度；

（4）制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；

（5）强化专业人员培训。

8.5.2 运营期环境监测计划

本工程生产运行期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测单位进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

施工期主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，发生事故时对周围的空气、土壤等进行监测。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）、《排污单位自行监测技术规范 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求，结合油田运行期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，具体见下表：

表 8.5-1 工程运行期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	噪声	连续等效 A 声级	油井井场永久占地外 1m	1 次/季
			依托站场占地范围内及厂界	依托现有监测计划
2	废气	非甲烷总烃	新建井场厂界	1 次/年
			依托站场占地范围内及厂界	依托现有监测计划

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
		SO_2、NO_x、颗粒物	乌东联合站、苏一联合站加热装置	依托现有监测计划

表 8.5-2　工程运行期周边环境质量影响监测计划表

监测内容	监测点位					监测项目	频率
环境空气	①牧民散户（乌 99-96 井场东北侧 336m） ②牧民萨其茹拉家（苏 12-27 井场东南侧 410m）					非甲烷总烃	1 次/年
地下水	苏 131-21-监测井 1#	E:117°50′14″ N: 48°36′24″	承压水	区块内	现有井	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、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	1 次/半年
	苏 131-21-监测井 2#	E:117°50′34″ N: 48°36′24″	承压水	区块内	现有井		
	苏 131-21-监测井 3#	E:117°50′43″ N: 48°35′48″	承压水	区块内	现有井		
	苏 131-潜水 1#	E:117°49'00.65" N: 48°33'56.35"	潜水	上游	新建井		
	苏 131-潜水 2#	E:117°50'41.68" N: 48°35'58.00"	潜水	区块内	新建井		
	苏 131-潜水 3#	E:117°51'20.85" N: 48°36'48.10"	潜水	下游	新建井		
	苏 131-潜水 4#	E:117°51'20.11" N:48°35'32.20"	潜水	生活污水池上游	新建井		
	苏 131-潜水 5#	E:117°51'28.43" N:48°35'45.47"	潜水	生活污水池下游	新建井		
	苏 131-承压水 6#	E:117°51'22.55" N: 48°34'42.73"	承压水	上游	新建井		
	苏 131-承压水 7#	E:117°49'47.22" N: 48°37'17.31"	承压水	下游	新建井		
	乌东-21-监测井 1#	E:117°48′27″ N: 48°14′24″	承压水	区块内	现有井		
	乌东-21-监测井 2#	E:117°48′31″ N: 48°14′23″	承压水	区块内	现有井		
	乌东-21-监测井 3#	E:117°50′05″ N: 48°13′50″	承压水	区块内	现有井		
	乌东-潜水 1#	E:117°49'09.37" N:48°11'10.43"	潜水	上游	新建井		
	乌东-潜水 2#	E:117°49'52.01" N:48°13'31.70"	潜水	区块内	新建井		
	乌东-潜水 3#	E:117°51'57.46" N:48°14'51.96"	潜水	下游	新建井		
	乌东-潜水 4#	E:117°46'10.77" N:48°16'10.55"	潜水	上游	新建井		
	乌东-潜水 5#	E:117°47'46.56" N:48°17'34.03"	潜水	区块内	新建井		
	乌东-潜水 6#	E:117°49'04.43" N:48°18'22.54"	潜水	下游	新建井		
	乌东-潜水 7#	E:117°48'41.63" N:48°14'33.69"	潜水	生活污水池上游	新建井		

监测内容	监测点位					监测项目	频率
	乌东-潜水 8#	E:117°48'58.73" N:48°14'42.92"	潜水	生活污水池下游	新建井		
	乌东-承压水 9#	E:117°52'03.02" N:48°11'27.74"	承压水	上游	新建井		
	乌东-承压水 10#	E:117°48'03.86" N:48°18'03.22"	承压水	下游	新建井		
	1#潜水	E:117.2107 N:48.0249	潜水	德二联压裂返排液站下游北侧 150m	新建井		
	2#潜水	E:117.2244 N:48.0244	潜水	含油污泥暂存池下游北侧 50m	新建井		
	3#潜水	E:117.2112 N:48.0234	潜水	危险废物暂存库下游	新建井		
土壤	乌 97-93 井场永久占地内	117.8347222 48.19361111		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、䓛、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘，共 52 项	1 次/年
	乌 121-93 井场永久占地内	117.83267 48.21937167					
	苏 12-27 井场永久占地内	117.8319444 48.60944444					
	苏一联合站罐区未硬化地面	117.8462568 48.59795991					
	乌东联合站罐区未硬化地面	117.8123134 48.2402522					
	德二联压裂返排液处理站废液池未硬化地面	依托现有					
	含油污泥暂存池永久占地范围内未硬化地面	依托现有					
	危险废物暂存库永久占地范围内未硬化地	依托现有					
	乌 97-93 井场外侧 50m 草地	117.8347099 48.19320607		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）			
	乌 121-93 井场外侧 50m 草地	117.8327438 48.2198531					
	苏 12-27 井场外侧 50m 草地	117.8319606 48.60927224					
	苏一联合站永久占地外 50m	117.8467906 48.59835902					
	乌东联合站永久占地外 50m	117.8129035 48.24042727					
	德二联压裂返排	依托现有					

监测内容	监测点位			监测项目	频率
	液处理站永久占地外 50m				
	含油污泥暂存池永久占地外 50m	依托现有			
	危险废物暂存库永久占地外 50m	依托现有			
声环境	17#牧民萨其茹拉家（2）（苏 03-28 西南侧，160m）		连续等效 A 声级		1 次/季
	19#牧民散户（乌 99-93 西南侧，180m）				

表 8.5-3 生态环境监测计划

序号	调查内容	调查方法	点位	监测频次
1	植被恢复情况	样方调查	项目区块临时占地内	1 次/年，直至恢复原有覆盖度

表 8.5-4 应急监测频次确定原则

事件类型	监测点位	监测因子	应急监测频次	跟踪监测频次
大气污染	事发地污染区域	非甲烷总烃、一氧化碳、二氧化硫、二氧化氮	初始加密（3 次/天）监测，随污染物浓度下降逐渐降低频次	连续两次监测浓度均低于环境空气质量标准或已接近可忽略水平为止
	事发地对照点		1 次/天（应急期间），以平行双样数据为准	/
地下水污染	事故地中心周围 2km 内的水井	pH 值、耗氧量、石油类、硫化物、挥发性酚类、氨氮、溶解性总固体、总硬度	初始 1-2 次/天，第 3 天后 1 次/周直至应急结束	连续两次监测浓度均低于地下水质量标准或已接近可忽略水平为止
	地下水流经区域沿线水井		初始 1-2 次/天，第 3 天后 1 次/周直至应急结束	连续两次监测浓度均低于地下水质量标准或已接近可忽略水平为止
	事发地对照点		1 次/天（应急期间），以平行双样数据为准	/
土壤污染	事发地污染区域	石油烃（C_{10}-C_{40}）、铜、锌、镉、铅、铬、砷、镍、汞	初始 1-2 次/天（应急期间），视处置情况逐渐降低频次	应急结束，1 次
	事发地对照点		1 次/天（应急期间），以平行双样数据为准	/

8.5.3 排污许可管理

依据《排污许可管理条例》中相关要求，环境影响评价制度是建设项目的环境准入门槛，排污许可制是企业单位在生产营运期排污的法律依据，必须做好充分衔接，实现从污染预防到污染治理和排放控制的全过程监管。新建项目

必须在发生实际排污行为之前申领排污许可证，不得无证或不按证排污，环境影响评价文件及批复中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。

根据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号）及生态环境部部令第 11 号《固定污染源排污许可证分类管理名录（2019 年版）》的有关规定，本项目属于“三、石油和天然气开采业 07 中的 4 石油开采 071”，相关要求为“涉及通用工序重点管理的实施重点管理，涉及通用工序简化管理的实施简化管理 ，其他实施登记管理”。本项目不涉及通用工序，本项目为陆地石油开采，大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司乌东作业区、苏 131 作业区已按照相关要求申请排污许可证，实行排污许可登记管理，证书编号为 91150724701354995Q002X 、91150724701354995Q001Y，行业类别为陆地石油开采，有效期为 2020 年 8 月 4 日至 2025 年 8 月 3 日。

8.6 环保验收“三同时”一览表

为进一步落实本项目工程设计和环境影响评价提出的各项环保措施，确保环保工程发挥真正作用，本项目“三同时”环境污染防治措施及环保验收具体内容见表 8.6-1。

表 8.6-1 “三同时”环境污染防治措施及环保验收一览表

防治内容			环保措施	验收标准
废气	施工期	施工期扬尘	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	施工场界执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值
		柴油机燃烧烟气	使用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备，调节好柴油机运行工况；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	柴油燃烧烟气执行《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）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中II类限值要求
		柴油储罐呼吸废气	本项目施工期较短，且场地空旷，空气流动性较好，对周围环境影响较小，不采取防治措施对环境的影响是可以接受的。	/
		施工机械、运输	采用清洁燃料，在车辆及机械设备排气口加装废气过滤器，	/

防治内容			环保措施	验收标准
		车辆排放的尾气	同时保持车辆及有关设备化油器、空气滤清器等部分设备的清洁，废气污染的影响基本上是可以接受的。	
		事故放喷废气	事故放喷时间短，属临时排放，对环境的影响是可接受的	/
	运营期	采油井场	管线和场站均采取密闭性良好的阀门等，确保密闭集输，加强对设备和管道的检查和维护	井场边界、场站边界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求），厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求
		场站非甲烷总烃		
		加热炉燃烧烟气	依托场站加热装置部分采用清洁能源天然气为燃料	燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用锅炉相关标准
废水	施工期	施工人员生活污水	施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设营地，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	不外排
		压滤水	罐车拉运至苏一联含油污水处理站处理后回注，	不外排
		废压裂液	经德二联合站压裂返排液站处理后，排入联合站污水处理站深度处理，达标后回注地下	
		试压废水	罐车拉运至联合站含油污水处理站处理后回注油层	
		转注井洗井废水	由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层	
	运营期	作业污水	由罐车拉运至乌东联合站、苏一联合站含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排	执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤15mg/L、粒径中值≤5μm”
		油田采出水	进入乌东联合站、苏一联合站含油污水处理站处理达标后回注油层	
		油井清防蜡废水	清防蜡废水直接进入集油系统，不外排	
噪声	施工期	施工场地噪声	合理安排施工时间，避免大量高噪声设备同时施工，选用低噪声设备，注意设备维护和保养	执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中限值要求
	运营期	井场噪声	低噪声设备、基础减振	《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中标准限值
固废	施工	生活垃圾	统一收集后由环卫部门拉运至新巴尔虎左旗生活垃圾填埋场	不外排

防治内容			环保措施	验收标准
	期		填埋处理	
		泥饼	泥饼若经检测为I类固废，则用于本项目井场垫高，若经检测为II类固废，则用于制砖。若泥饼经检测为第II类一般工业固体废物制砖不可行时，按照二类固废处置场的要求，采取防渗、导流及截洪沟等措施对泥饼进行暂存，尽快综合利用。	不外排
		废包装袋、非含油废防渗布	暂存于井场材料房内的聚乙烯桶内，施工结束后直接拉运至废品回收站外售处理，不在作业区暂存	不外排
	运营期	含油污泥、落地油	统一收集委由密闭防渗槽车拉运至贝 28 作业区含油污泥暂存池暂存，托有资质单位处置	不外排
		含油废防渗布	由铺有防渗布的密闭加盖防渗槽车拉运至贝 28 作业区危险废物暂存库暂存，委托有资质单位处置	不外排
生态恢复			对临时占用的土地进行恢复、平整	施工时分层开挖、分层堆放、分层回填，场地平整，不改变原有地势，不起垄，耕作层进行翻松。施工时留有影像资料，保留生态恢复前后的影像资料。当年恢复原有地貌，3~5 年恢复原有农田产量。
			永久占用草地按照规定进行经济补偿	按相关要求进行征地补偿
地下水及土壤防护			运营期分区防渗：集油掺水管道重点防渗，管道采用无缝钢管、管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接，满足等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，$K \leq 1\times10^{-7}$cm/s 要求；井场永久占地内为简单防渗，采用地面夯实碾压平整进行防渗。	执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于分区防渗技术要求
			布设 26 口跟踪监测水井（现有 6 口，新建 20 口），定期对地下水进行跟踪监测	执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）II 类标准
			共布设 16 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测	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）； 占地外草地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试

防治内容	环保措施	验收标准
		行）》（GB15618-2018）
风险防控	运营期工作区域均铺设防渗布，防渗布边缘设置围堰；车辆采用密闭罐车，配备收油工具，场站内安装火灾报警系统，一旦发生火灾及时有效的处理，场站定期进行应急演练。当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志。	
水土流失	合理选择施工季节，井场施工控制作业面积，管线施工回填平整、压实	
防沙治沙	对临时占用的草地进行恢复；对永久占地平整压实，路基边坡采取种草措施护坡固土	

第九章　环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

本项目包括乌尔逊油田乌 99-94 井区、乌 27 断块乌 27 井区、乌 33 断块乌 121-X103 井区、苏仁诺尔油田苏 102-X2 区块、海参 4 区块苏 29-45-4 井区；其中乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区油水井在《乌尔逊凹陷 2023-2025 年油藏钻井工程环境影响报告书》中完成钻井环评，并取得呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎左旗分局批复（新左环审表字〔2021〕13 号）后开工，现均已射孔完井。苏仁诺尔油田苏 102-X2 区块和海参 4 区块苏 29-45-4 井区包含钻井工程。

本项目基建油水井 45 口，其中新建 38 口（油井 35 口、水井 3 口），转注井 7 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，新建集油管道均设管道集肤加热装置，端点井及次端点井设井口电加热，产液进入联合站处理；基建注水井采用多井配水流程，新建注水管道；新建进井通道；按呼伦贝尔分公司的数字化建设方案配套完善新井的数字化建设；预计建成产能 2.902×10^4t/a。本项目占地性质为基本草原和一般草地。总投资 22322.7 万元，其中环保投资 1119 万元，占总投资的 5.01%。

9.2 产业政策符合性

本项目为石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年）》，本项目属于鼓励类“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”，因此，该项目建设符合国家的产业政策。

9.3 选址合理性结论

本工程所在区域内为基本草原及一般草地，在选址时充分考虑了“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，区域内无文物古迹、风景名胜区、自然保护区和珍稀濒危野生动植物分布，也不在生态红线内，工程采用环境影响最小的布局方案，减少占地和损耗，节约资源可行；利于环境风险的防范和应急反应。工程严格执行占地标准，尽量减少对草地的占用，并对占地进行了补偿，在施工时剥离表土，将适合湿地植物生长的原有表土单独堆放，施工结束后运回原位。工程建设对周围的主要环境影响为生态环境影响、大气环境影响、地

下水环境影响、声环境影响和固体废物对周围的环境影响。通过环境影响预测与分析，工程建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均能满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

9.4 环境质量现状评价结论

9.4.1 大气环境质量现状评价结论

根据《2023 年内蒙古自治区生态环境状况公报》统计数据可知，项目所在区域空气污染因子 PM_{10}、$PM_{2.5}$、O_3、二氧化硫、二氧化氮、CO 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准。根据《环境空气质量评价技术规范（试行）》（HJ663-2013）呼伦贝尔市属于环境空气质量达标区。特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^3 标准要求。

9.4.2 地下水环境质量现状评价结论

苏仁诺尔油田区各潜水监测点包括石油类与挥发性酚类的各项评价因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准或《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准限值，承压水中除铁、锰和溶解性总固体，其余均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准或《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准限值。

乌尔逊油田区潜水监测井中除铁、锰和溶解性总固体外，其余潜水监测点和承压水监测点包括石油类与挥发性酚类的各项评价因子均未超标《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准或《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准限值。

根据油田未建设时，地区水文地质勘察报告，该地区地下水具有高溶解性总固体、高铁锰、高氯离子、高硬度、高氟、高钠的特点，有机污染物氨氮及耗氧量偏高。本地区的溶解性总固体、铁、锰超标主要原因是受原生地质背景下的地下水赋存环境和循环条件所引起的。

9.4.3 声环境质量现状评价结论

建设项目区域声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类及

2 类标准。

9.4.4 土壤现状评价结论

评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值标准；评价范围内草地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论

9.5.1 大气环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期界外扬尘满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值；施工期柴油发电机燃烧废气满足《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）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中II类限值要求；柴油储罐呼吸废气可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728 -2020）中第 5.9 条企业边界污染物控制要求。

运营期依托场站内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中厂区内 VOCs 无组织排放一般限值要求，项目井场及依托场站排放的非甲烷总烃边界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求。

依托场站加热装置燃烧烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用锅炉相关标准。

9.5.2 地表水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本项目苏 29-45-4 井区、苏 102-X2 区块钻井工程施工生活污水排入移动厕所，施工结束后统一送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；地面工程施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设营地，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；苏 29-45-4 井区、苏 102-X2 区块经井场移动式泥浆不落地处理装置处理后的压滤水由罐车拉运至苏一联含油污水处理站处理后回注，不外排；压裂液统一收集至德二联合站压裂返排液站集中预处理后，再进入德二联污水处理站深度处理，达标后回注地下；乌 33 断块乌 121-X103 井区包含转注井洗井废水由罐车拉运至乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排。

本项目乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区油井采出水、试压废水、作业污水经乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排；苏 102-X2 区块、苏 29-45-4 井区油井采出水、试压废水、作业污水经苏一联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排。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”后回注油层，不外排；且在作业过程采取铺设防渗布等各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境影响较小；事故状态下在各项地下水污染防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。

9.5.3 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本项目苏 29-45-4 井区、苏 102-X2 区块钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场移动式泥浆不落地处理装置进行固液分离，处理后的压滤水由罐车拉运至苏一联含油污水处理站处理后回注，不外排；本项目产生的压裂液统一收集至德二联合站压裂返排液站集中预处理后，再进入德二联污水处理站深度处理，达标后回注地下；本项目乌 99-94 井区、乌 27 井区、乌 121-X103 井区油井采出水、试压废水、作业污水经乌东联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排；苏 102-X2 区块、苏 29-45-4 井区、管道油井采出水、试压废水、作业污水经苏一联合站含油污水处理站处理后回注油层，不外排。

钻井工程施工生活污水排入移动厕所，施工结束后统一送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；地面工程施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设营地，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。

本工程产生的废水均进行了妥善处理，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。

9.5.4 声环境影响分析和污染防治措施可行性结论

工程产生施工期噪声主要为施工机械噪声，通过采用低噪声设备、合理安排车辆行驶路线措施，降低对声敏感点的影响，施工噪声能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的要求；运营期噪声主要为抽油机、依托场站各类机泵产生的噪声，运行期噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求，同时对声环境的影响较小，本项目对周围环境产生的影响可以被接受。

9.5.5 固体废物环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本工程对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境影响较小。

9.5.6 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论

工程对生态环境的影响主要表现在工程占地和施工活动影响土壤环境质量以及植物的产量，但由于工程大多属于临时占地，只要工程在施工中做到尽量缩小影响范围，受影响的土壤、植被在工程结束后就能够在较短的时间内恢复到原有植被覆盖率，项目占地主要为基本草原及一般草地，临时占地恢复也可在征地过程中给予牧民一定的费用补偿，采取相关防治措施后，工程对生态环境的影响较小。

9.5.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，本项目对土壤环境的影响较小。

9.5.8 环境风险分析可行性结论

本工程的主要环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的地下水环境和生态环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。同时建设单位已建立了较为完善的应急预案，基本上能满足本工程发生突发性事件时应急的需要，环境风险

可控。建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故发生。

9.6 公众意见采纳情况

2023 年 9 月 5 日，大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司在环评爱好者网站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；2024 年 11 月 4 日至 11 月 18 日，大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司在全国建设项目环境信息公示平台对本项目环境影响报告书进行了征求意见稿公示，且在征求意见稿公示期间，在甘珠尔苏木人民政府以张贴公告的形式发布征求意见稿公示，同期在北方新报进行了两期报纸公示，报纸第一次公告日期为 2024 年 11 月 5 日，报纸第二次公告日期为 2024 年 11 月 11 日；2024 年 11 月 22 日在全国建设项目环境信息公示平台进行了环境影响报告书全本公示。

建设单位通过发放调查表的形式征求了项目周边牧民意见，通过调查，周边牧民对本项目均未提出反对意见。

本项目公众参与期间未收到公众反馈意见。

9.7 环境经济损益分析结论

该项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。因此本项目的建设从环境经济损益的角度分析是可行的。

9.8 环境管理与监测结论

项目通过加强建设期间的环境管理与监控，建立健全安全生产管理制度，制订科学严谨的操作规程，通过职工操作技能培训，提高危险识辨、防护和保护能力，落实责任到人。增强岗位职责和环保、安全意识，保证生产设施和环保治理设施运行的可靠性、稳定性。

9.9 综合评价结论

海拉尔盆地乌 99-94、苏 102-X2 等五个区块产能建设工程选址于内蒙古

自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，项目选址合理；本项目符合现行产业政策，符合“三线一单”的管理要求；对产生的污染物采取行之有效的环保措施后，可以做到达标排放，满足总量控制要求，对区域环境影响较小；本工程在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，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

附件 1　采矿证

（1）苏仁诺尔油田



中华人民共和国

采矿许可证

（副本）

证号：0200000720212

采矿权人：中国石油天然气股份有限公司

地　　址：北京市东城区安德路16号

矿山名称：内蒙古自治区海拉尔盆地苏仁诺尔油田开采

经济类型：股份有限公司

开采矿种：石油天然气

开采方式：地下开采

生产规模：1.70万吨/年、0.002亿立方米/年

矿区面积：139.221平方公里

有效期限：贰拾年 自2007年10月至2031年10月

发证机关（采矿登记专用章）

年　月　日

中华人民共和国国土资源部印制

矿区范围拐点坐标：

开采深度：

（2）乌尔逊油田



中华人民共和国

采矿许可证

（副本）

证号：0200001220023

采矿权人：中国石油天然气股份有限公司

地　　址：北京市东城区东直门北大街9号

矿山名称：内蒙古自治区海拉尔盆地乌尔逊油田开采

经济类型：股份有限公司

开采矿种：石油天然气

开采方式：地下开采

生产规模：15.88万吨/年、0.0381亿立方米/年

矿区面积：222.527平方公里

有效期限：贰拾年 自2012年11月至2032年11月

发证机关（采矿登记专用章）

二〇一二年十一月二十日

中华人民共和国国土资源部印制

矿区范围拐点坐标：

点号	经度	纬度	点号	经度	纬度
1	117° 45′ 15″	48° 22′ 15″			
2	117° 48′ 30″	48° 22′ 15″			
3	117° 48′ 30″	48° 20′ 00″			
4	117° 47′ 00″	48° 20′ 00″			
5	117° 47′ 00″	48° 19′ 00″			
6	117° 50′ 00″	48° 19′ 00″			
7	117° 50′ 00″	48° 15′ 45″			
8	117° 52′ 30″	48° 15′ 45″			
9	117° 52′ 30″	48° 14′ 00″			
10	117° 53′ 30″	48° 14′ 00″			
11	117° 53′ 30″	48° 11′ 30″			
12	117° 55′ 00″	48° 11′ 30″			
13	117° 55′ 00″	48° 07′ 15″			
14	117° 56′ 15″	48° 07′ 15″			
15	117° 56′ 15″	48° 05′ 15″			
16	117° 53′ 00″	48° 05′ 15″			
17	117° 53′ 00″	48° 05′ 45″			
18	117° 50′ 15″	48° 05′ 45″			
19	117° 50′ 15″	48° 11′ 15″			
20	117° 44′ 45″	48° 11′ 15″			
21	117° 44′ 45″	48° 16′ 00″			
22	117° 44′ 15″	48° 16′ 00″			
23	117° 44′ 15″	48° 21′ 00″			
24	117° 45′ 15″	48° 21′ 00″			

开采深度：由-890米至-2850米标高

附件 2　生态保护红线查询说明

新巴尔虎左旗自然资源局

关于大庆油田呼伦贝尔分公司查询作业地块是否在生态保护红线范围内的说明

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司：

经核实，你公司《海拉尔盆地乌 99-94、苏 102-X2 等五个区块产能建设工程》、《乌尔逊油田乌 39-1 区块大磨拐河组二段油层 2023 年产能建设项目》中坐标区域选址地点均不位于生态保护红线范围内

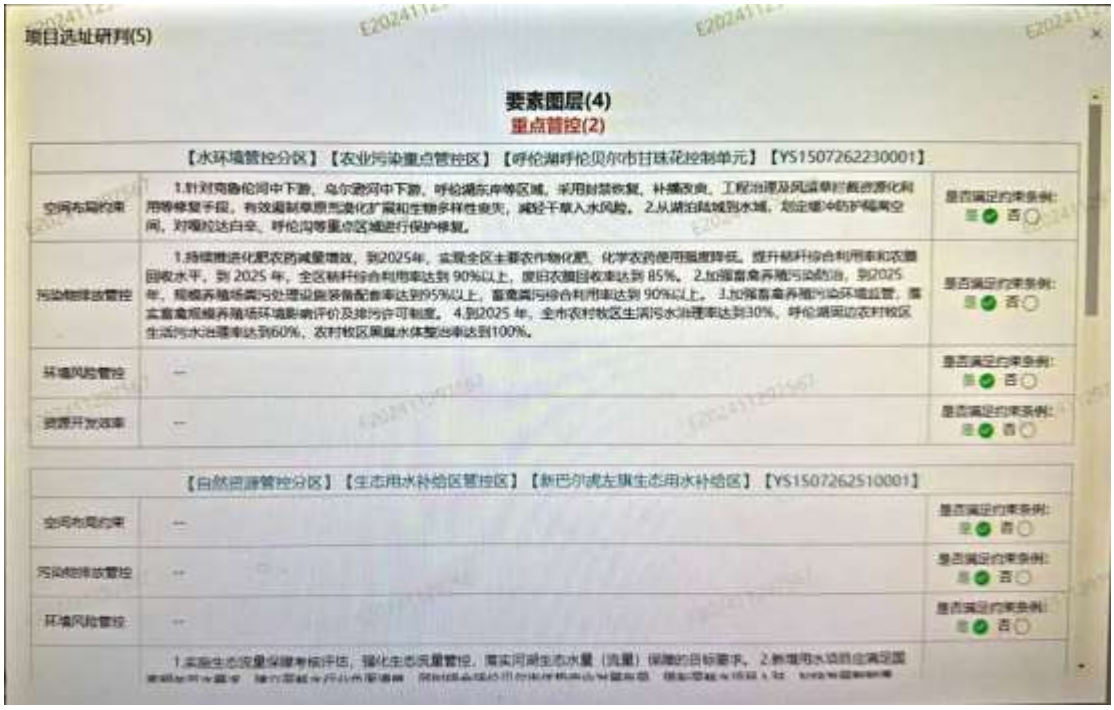
特此说明。

附件：井位坐标统计表

新巴尔虎左旗自然资源局

2024 年 3 月 25 日

附件 3　三线一单查询报告


项目选址研判(5)

要素图层(4)

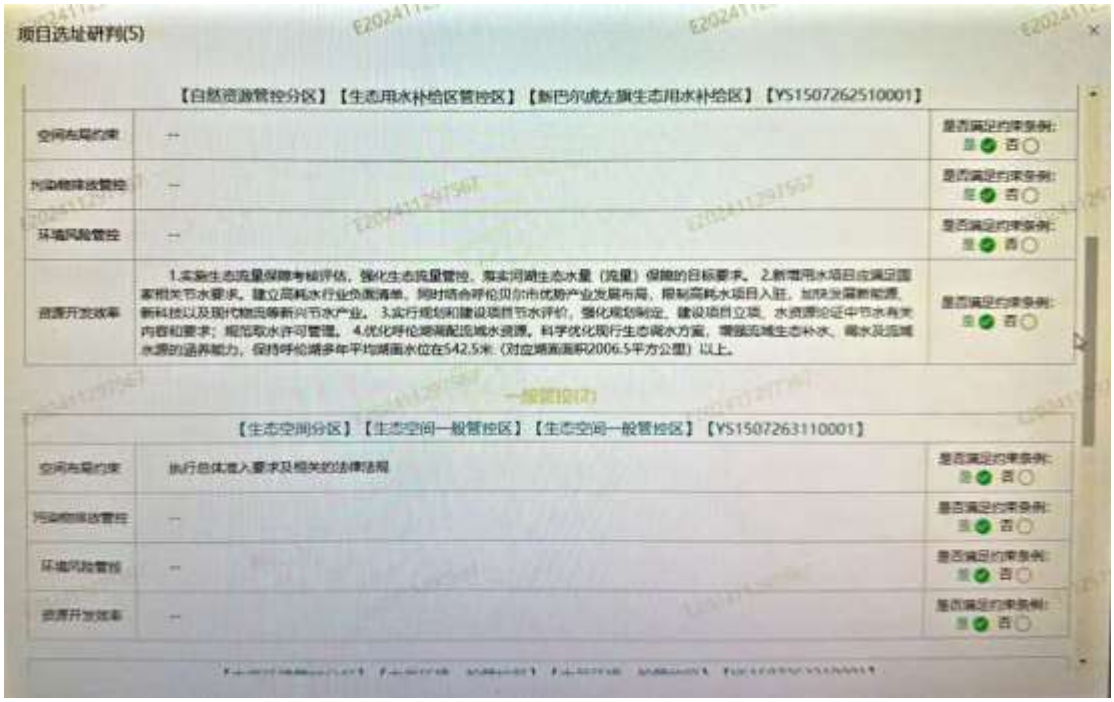
重点管控(2)

【水环境管控分区】【农业污染重点管控区】【呼伦湖呼伦贝尔市甘珠花控制单元】【YS1507262230001】

空间布局约束	1.针对克鲁伦河中下游、乌尔逊河中下游、呼伦湖东岸等区域，采用封禁恢复、补播改良、工程治理及风蚀草封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。 2.从湖泊防城到水域，划定缓冲防护隔离空间，对嘎拉达白辛、呼伦沟等重点区域进行保护修复。	是否满足约束条例: 是 否
污染物排放管控	1.持续推进化肥农药减量增效，到2025年，实现全区主要农作物化肥、化学农药使用强度降低。提升秸秆综合利用率和农膜回收水平，到 2025 年，全区秸秆综合利用率达到 90%以上，废旧农膜回收率达到 85%。 2.加强畜禽养殖污染防治，到2025年，规模养殖场粪污处理设施装备配套率达到95%以上，畜禽粪污综合利用率达到 90%以上。 3.加强畜禽养殖污染环境监管，落实畜禽规模养殖场环境影响评价及排污许可制度。 4.到2025 年，全市农村牧区生活污水治理率达到30%，呼伦湖周边农村牧区生活污水治理率达到60%，农村牧区黑臭水体整治率达到100%。	是否满足约束条例: 是 否
环境风险管控	--	是否满足约束条例: 是 否
资源开发效率	--	是否满足约束条例: 是 否

【自然资源管控分区】【生态用水补给区管控区】【新巴尔虎左旗生态用水补给区】【YS1507262510001】

空间布局约束	--	是否满足约束条例: 是 否
污染物排放管控	--	是否满足约束条例: 是 否
环境风险管控	--	是否满足约束条例: 是 否
	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。 2.新增用水项目应满足国	


项目选址研判(5)

【自然资源管控分区】【生态用水补给区管控区】【新巴尔虎左旗生态用水补给区】【YS1507262510001】

空间布局约束	--	是否满足约束条例: 是 否
污染物排放管控	--	是否满足约束条例: 是 否
环境风险管控	--	是否满足约束条例: 是 否
资源开发效率	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。 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。 3.实行规划和建设项目节水评价，强化规划刚定、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。 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、蓄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。	是否满足约束条例: 是 否

【生态空间分区】【生态空间一般管控区】【生态空间一般管控区】【YS1507263110001】

空间布局约束	执行总体准入要求及相关的法律法规	是否满足约束条例: 是 否
污染物排放管控	--	是否满足约束条例: 是 否
环境风险管控	--	是否满足约束条例: 是 否
资源开发效率	--	是否满足约束条例: 是 否



项目选址研判(5)

【大气环境管控分区】【大气环境一般管控区】【大气环境一般管控区】【YS1507263310001】		
空间布局约束	执行总体准入要求及相关的法律法规	是否满足约束条例：是 否
污染物排放管控	执行总体准入要求及相关的法律法规	是否满足约束条例：是 否
环境风险管控	执行总体准入要求及相关的法律法规	是否满足约束条例：是 否
资源开发效率	执行总体准入要求及相关的法律法规	是否满足约束条例：是 否

管控单元(1)

重点管控(1)

【环境管控单元】【环境管控单元】【辉河呼伦贝尔市入伊敏河控制单元】【ZH15072620002】		
空间布局约束	--	是否满足约束条例：是 否
污染物排放管控	1.持续推进化肥农药减量增效，到2025年，实现全区主要农作物化肥、化学农药使用强度降低。提升秸秆综合利用率和农膜回收水平，到 2025 年，全区秸秆综合利用率达到 90%以上，废旧农膜回收率达到 85%。 2.加强畜禽养殖污染防治，到2025年，规模养殖场粪污处理设施装备配套率达到95%以上，畜禽粪污综合利用率达到 90%以上。 3.加强畜禽养殖污染环境监管，禁止畜禽规模养殖场环境影响评价及排污许可制度。 4.到2025 年，全市农村牧区生活污水治理率达到30%，呼伦湖周边农村牧区生活污水治理率达到60%，农村牧区黑臭水体整治率达到100%。	是否满足约束条例：是 否
环境风险管控	--	是否满足约束条例：是 否
资源开发效率	--	是否满足约束条例：是 否

附件 4　排污许可登记回执

（1）乌东作业区

固定污染源排污登记回执

登记编号：91150724701354995Q002X

排污单位名称：大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司乌东作业区

生产经营场所地址：内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗

统一社会信用代码：91150724701354995Q

登记类型：☑首次 □延续 □变更

登记日期：2020年08月04日

有 效 期：2020年08月04日至2025年08月03日

注意事项：

（一）你单位应当遵守生态环境保护法律法规、政策、标准等，依法履行生态环境保护责任和义务，采取措施防治环境污染，做到污染物稳定达标排放。

（二）你单位对排污登记信息的真实性、准确性和完整性负责，依法接受生态环境保护检查和社会公众监督。

（三）排污登记表有效期内，你单位基本情况、污染物排放去向、污染物排放执行标准以及采取的污染防治措施等信息发生变动的，应当自变动之日起二十日内进行变更登记。

（四）你单位若因关闭等原因不再排污，应及时注销排污登记表。

（五）你单位因生产规模扩大、污染物排放量增加等情况需要申领排污许可证的，应按规定及时提交排污许可证申请表，并同时注销排污登记表。

（六）若你单位在有效期满后继续生产运营，应于有效期满前二十日内进行延续登记。

更多资讯，请关注“中国排污许可”官方公众微信号

（2）苏 131 作业区

固定污染源排污登记回执

登记编号：91150724701354995Q001Y

排污单位名称：大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司苏131作业区

生产经营场所地址：内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗

统一社会信用代码：91150724701354995Q

登记类型：☑首次 □延续 □变更

登记日期：2020年08月04日

有 效 期：2020年08月04日至2025年08月03日

注意事项：

（一）你单位应当遵守生态环境保护法律法规、政策、标准等，依法履行生态环境保护责任和义务，采取措施防治环境污染，做到污染物稳定达标排放。

（二）你单位对排污登记信息的真实性、准确性和完整性负责，依法接受生态环境保护检查和社会公众监督。

（三）排污登记表有效期内，你单位基本情况、污染物排放去向、污染物排放执行标准以及采取的污染防治措施等信息发生变动的，应当自变动之日起二十日内进行变更登记。

（四）你单位若因关闭等原因不再排污，应及时注销排污登记表。

（五）你单位因生产规模扩大、污染物排放量增加等情况需要申领排污许可证的，应按规定及时提交排污许可证申请表，并同时注销排污登记表。

（六）若你单位在有效期满后继续生产运营，应于有效期满前二十日内进行延续登记。

更多资讯，请关注“中国排污许可”官方公众微信号

附件5　现有工程环保手续

(1)《乌尔逊油田乌 27 井区南一段油层补充调整产能建设工程》环评批复和验收意见

新巴尔虎左旗环境保护局文件

新左环审表〔2019〕22号

关于乌尔逊油田27井区南一段油层补充调整产能建设工程建设项目环境影响报告表的批复

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司:

你单位报送的《乌尔逊油田27井区南一段油层补充调整产能建设工程建设项目环境影响报告表》（以下简称《报告表》）已收悉。经研究，对该环境影响报告表批复如下:

一、该工程项目建设性质为改扩建，建设地点为新巴尔虎左旗乌东联合站东南2.3 km，已开发的乌尔逊油田内，新建油水井5口，其中油井4口，水井1口，本工程包括钻井、井场、集油管道、水管道、进井通道和供电线路等的建设，建成能产0.36×10^4t/a。总投资2877.6万元，其中环保投资173.7万元，占总投资6.04%。

你公司应严格按照报告表中所列建设项目的内容、规模、工艺、地点和拟采取的环境保护措施建设和运行，对环境的不利影响能够得到缓解和控制，我局原则同意该报告表结论。你单位应全面落实报告表提出的各项环境保护对策措施和本批复要求。

二、项目建设与运行管理中应重点做好的工作

（一）严格落实生态环境保护和污染防治措施。运输车辆应严格规定行驶路线，井场内车辆运输采用已建通井路，严禁随意增开便道碾压草原；对施工场地要采取妥善的抑尘措施，施工时表土应单独堆放，做好临时占地的植被恢复工作；施工营地生活污水由防渗污水池收集后运乌东作业区生活污水处理系统处理；施工期井口要铺设防渗布，避免油水洒落地表；本项目钻井废水、岩屑、泥浆要排入防渗泥浆池就地固化，对固化点进行封场并进行植被恢复，含油污水进乌东联合站污水站处理后回注油层，含油污泥集中送外呼伦贝尔油田固废处理站处理；生活垃圾经收集后运至乌东作业区生活垃圾收集系统。

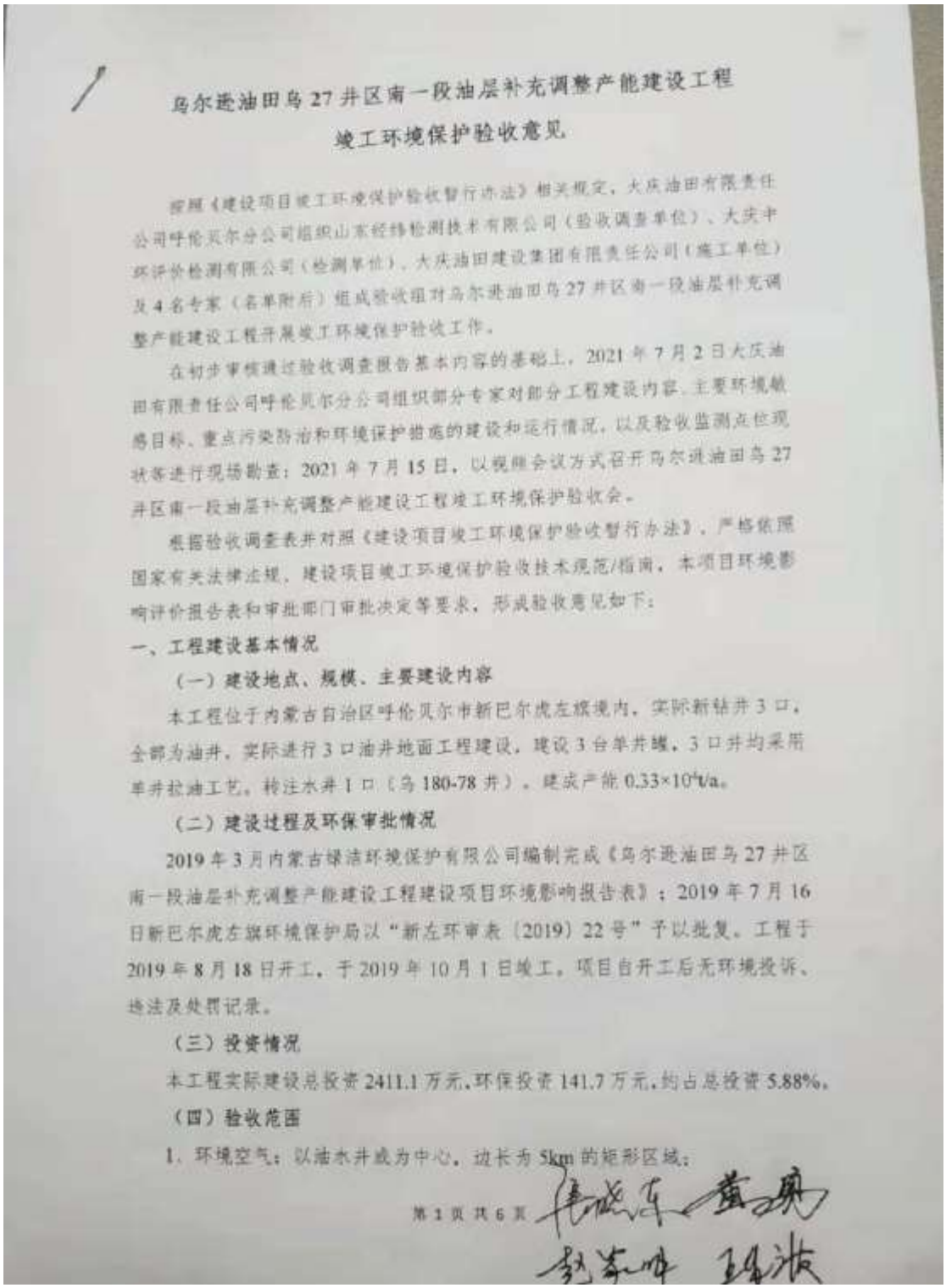
（二）建立健全各项环境管理制度。制定环境风险防范措施和突发环境事件应急预案，并在新巴尔虎左旗环境保护局备案；事故状态下，及时启动事故现场及周边区域环境监测，妥善处置事故引发的次生环境污染。

三、该工程项目建设必须严格执行配套建设的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度。主体工程和配套建设的环保设施建成后，建设单位应当按照规定程序和标准，对配套建设的环境保护设施进行验收。委托符合国家环境质量监测认证资质的单位编制验收报告，向生态环境部门申请竣工环境保护验收（环保部门验收部分），并依法向社会公开验收信息。

四、环境影响报告表经批准后，该项目的性质、规模、地点或者防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的，应按照法律法规的规定，重新履行相关审批手续。

新巴尔虎左旗环境保护局

2019年7月16日



乌尔逊油田乌27井区南一段油层补充调整产能建设工程
竣工环境保护验收意见

按照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》相关规定，大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司组织山东经纬检测技术有限公司（验收调查单位）、大庆中环评价检测有限公司（检测单位）、大庆油田建设集团有限责任公司（施工单位）及4名专家（名单附后）组成验收组对乌尔逊油田乌27井区南一段油层补充调整产能建设工程开展竣工环境保护验收工作。

在初步审核通过验收调查报告基本内容的基础上，2021年7月2日大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司组织部分专家对部分工程建设内容、主要环境敏感目标、重点污染防治和环境保护措施的建设和运行情况，以及验收监测点位现状等进行现场勘查；2021年7月15日，以视频会议方式召开乌尔逊油田乌27井区南一段油层补充调整产能建设工程竣工环境保护验收会。

根据验收调查表并对照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》，严格依照国家有关法律法规，建设项目竣工环境保护验收技术规范/指南，本项目环境影响评价报告表和审批部门审批决定等要求，形成验收意见如下：

一、工程建设基本情况

（一）建设地点、规模、主要建设内容

本工程位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，实际新钻井3口，全部为油井，实际进行3口油井地面工程建设，建设3台单井罐，3口井均采用单井拉油工艺，转注水井1口（乌180-78井），建成产能0.33×10^4t/a。

（二）建设过程及环保审批情况

2019年3月内蒙古绿洁环境保护有限公司编制完成《乌尔逊油田乌27井区南一段油层补充调整产能建设工程建设项目环境影响报告表》；2019年7月16日新巴尔虎左旗环境保护局以“新左环审表〔2019〕22号”予以批复。工程于2019年8月18日开工，于2019年10月1日竣工。项目自开工后无环境投诉、违法及处罚记录。

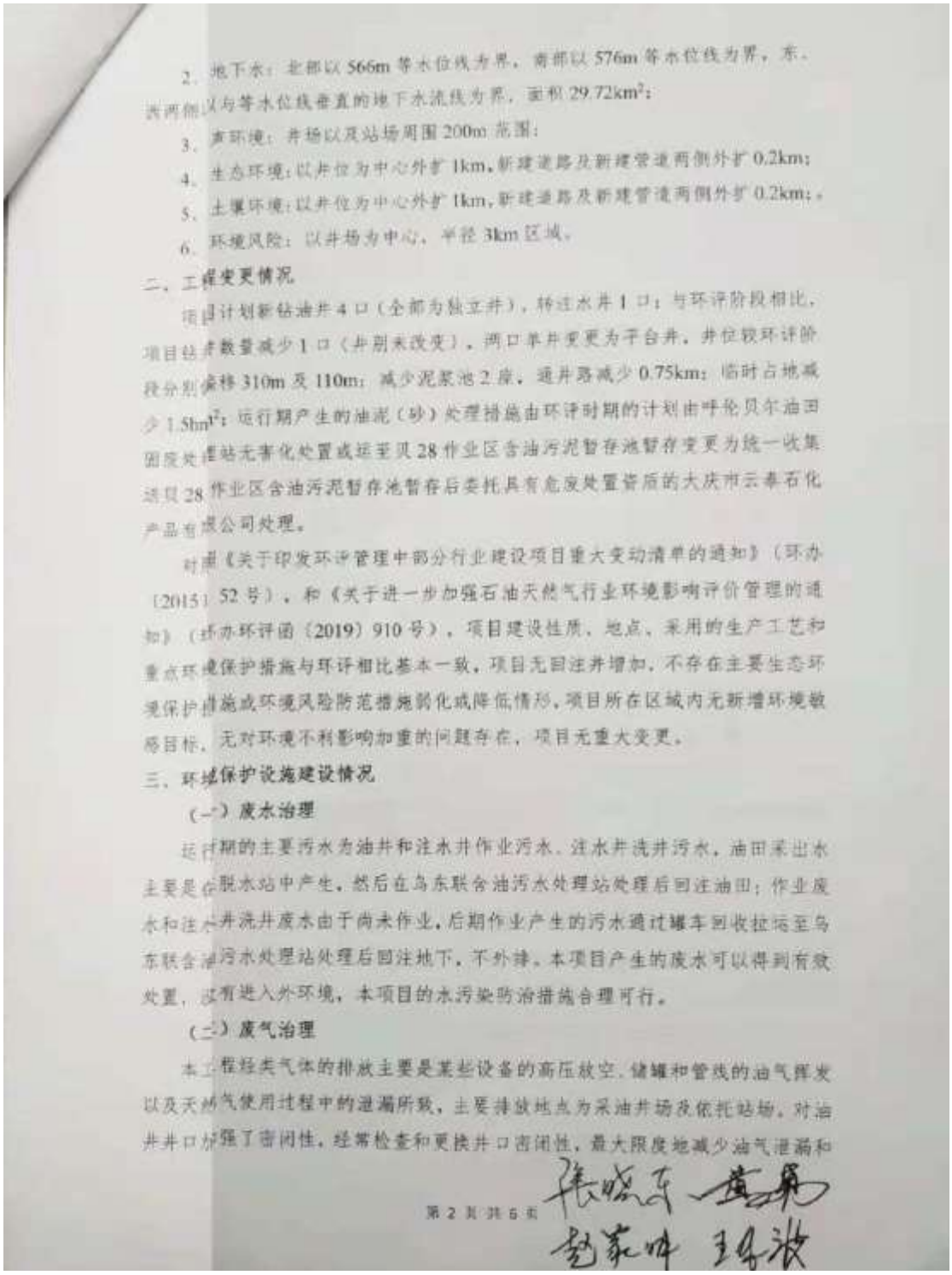
（三）投资情况

本工程实际建设总投资2411.1万元，环保投资141.7万元，约占总投资5.88%。

（四）验收范围

1、环境空气：以油水井点为中心，边长为5km的矩形区域；

第1页 共6页



2、地下水：北部以 566m 等水位线为界，南部以 576m 等水位线为界，东、西两侧以与等水位线垂直的地下水流线为界，面积 29.72km²；

3、声环境：井场以及站场周围 200m 范围；

4、生态环境：以井位为中心外扩 1km，新建道路及新建管道两侧外扩 0.2km；

5、土壤环境：以井位为中心外扩 1km，新建道路及新建管道两侧外扩 0.2km；

6、环境风险：以井场为中心，半径 3km 区域。

二、工程变更情况

项目计划新钻油井 4 口（全部为独立井），转注水井 1 口；与环评阶段相比，项目钻井数量减少 1 口（井别未改变），两口单井变更为平台井，井位较环评阶段分别偏移 310m 及 110m；减少泥浆池 2 座，通井路减少 0.75km；临时占地减少 1.5hm²；运行期产生的油泥（砂）处理措施由环评时期的计划由呼伦贝尔油田固废处理站无害化处置或运至贝 28 作业区含油污泥暂存池暂存变更为统一收集运贝 28 作业区含油污泥暂存池暂存后委托具有危废处置资质的大庆市云泰石化产品有限公司处理。

对照《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》（环办〔2015〕52 号），和《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），项目建设性质、地点、采用的生产工艺和重点环境保护措施与环评相比基本一致，项目无回注井增加，不存在主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低情形，项目所在区域内无新增环境敏感目标，无对环境不利影响加重的问题存在，项目无重大变更。

三、环境保护设施建设情况

（一）废水治理

运行期的主要污水为油井和注水井作业污水，注水井洗井污水，油田采出水主要是在脱水站中产生，然后在乌东联合油污水处理站处理后回注油田；作业废水和注水井洗井废水由于尚未作业，后期作业产生的污水通过罐车回收拉运至乌东联合油污水处理站处理后回注地下，不外排。本项目产生的废水可以得到有效处置，没有进入外环境，本项目的水污染防治措施合理可行。

（二）废气治理

本工程烃类气体的排放主要是某些设备的高压放空、储罐和管线的油气挥发以及天然气使用过程中的泄漏所致，主要排放地点为采油井场及依托站场。对油井井口加强了密闭性，经常检查和更换井口密闭性，最大限度地减少油气泄漏和

第 2 页 共 6 页

逸出。本工程运行期产生的废气主要来自依托联合站加热装置外前提高后增加的燃烧烟气，加热装置燃料为燃油，产生的烟气较为清洁，经烟囱排放，加热炉烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表1在用燃油锅炉标准和在用燃气锅炉标准；定期对设备和管道进行检查维护。

（三）噪声治理

依托场站机泵均设有减振基础、隔音操作间，泵房设有隔声门窗等措施；对设备定期进行维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。

（四）固体废物处置

根据验收调查报告，项目采用单井固化的方式，泥浆固化点位井场永久占地外的临时占地内，固化点上覆同类表层土深度大于30cm，场地已进行平整，植被已恢复现状；钻井与地面建设施工时产生的生活垃圾统一收集至乌东作业区生活垃圾收集系统处理；运行期产生的油泥（砂）统一收集送贝28作业区含油污泥暂存池暂存，后委托大庆市云泰石化产品有限公司处理。由于油水井尚未作业，作业后，运行期产生的废防冻剂统一收集送呼伦贝尔油田危废暂存库暂存，后委托大庆市云泰石化产品有限公司处理。

四、环境保护设施调试效果

（一）污水治理效果

根据验收调查报告，乌东联合站含油污水处理站出水水质中，含油量为2.22-3.24mg/L，悬浮固体含量为1-3mg/L，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求，即"含油量≤8.0mg/L，悬浮固体含量≤3.0mg/L"标准，达标后全部回注地下；乌东作业区生活污水处理站出水水质满足《农田灌溉水质标准》（GB5084-2021）中表1农田灌溉水质基本控制项目限值控制指标"旱地作物"标准。现有环保措施有效，满足环评及批复中要求。

（二）废气治理效果

项目依托的乌东联合站厂界无组织排放非甲烷总烃浓度在0.70-0.89mg/m³；贝二联厂界无组织排放非甲烷总烃浓度在0.73-0.88mg/m³；贝28作业区含油污泥暂存池厂界无组织排放非甲烷总烃浓度在0.72-0.88mg/m³。均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16927-1996）中的无组织监控浓度标准。

乌东联加热炉烟气$SO_2$22-29mg/m³，NO_X90-97mg/m³，颗粒物11.9-12.8mg/m³，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中相应标准限值要求。

第3页 共6页

逸出。本工程运行期产生的废气主要来自依托联合站加热装置负荷提高后增加的燃烧烟气，加热装置燃料为燃油，产生的烟气较为清洁，经烟囱排放，加热炉烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表1在用燃油锅炉标准和在用燃气锅炉标准；定期对设备和管道进行检查维护。

（三）噪声治理

依托场站机泵均设有减振基础、隔音操作间，泵房设有隔声门窗等措施；对设备定期进行维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。

（四）固体废物处置

根据验收调查报告，项目采用单井固化的方式，泥浆固化点位井场永久占地外的临时占地内，固化点上覆同类表层土深度大于30cm，场地已进行平整，植被已恢复现状；钻井与地面建设施工时产生的生活垃圾统一收集至乌东作业区生活垃圾收集系统处理；运行期产生的油泥（砂）统一收集送贝28作业区含油污泥暂存池暂存，后委托大庆市云泰石化产品有限公司处理。由于油水井尚未作业，作业后，运行期产生的废防冻剂统一收集送呼伦贝尔油田危废暂存库暂存，后委托大庆市云泰石化产品有限公司处理。

四、环境保护设施调试效果

（一）污水治理效果

根据验收调查报告，乌东联合站含油污水处理站出水水质中，含油量为2.22-3.24mg/L，悬浮固体含量为1-3mg/L，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求，即"含油量≤8.0mg/L，悬浮固体含量≤3.0mg/L"标准，达标后全部回注地下；乌东作业区生活污水处理站出水水质满足《农田灌溉水质标准》（GB5084-2021）中表1农田灌溉水质基本控制项目限值控制指标"旱地作物"标准。现有环保措施有效，满足环评及批复中要求。

（二）废气治理效果

项目依托的乌东联合站厂界无组织排放非甲烷总烃浓度在0.70-0.89mg/m³；贝二联厂界无组织排放非甲烷总烃浓度在0.73-0.88mg/m³；贝28作业区含油污泥暂存池厂界无组织排放非甲烷总烃浓度在0.72-0.88mg/m³。均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16927-1996）中的无组织监控浓度标准。

乌东联加热炉烟气$SO_2$22-29mg/m³，NO_X90-97mg/m³，颗粒物11.9-12.8mg/m³，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中相应标准限值要求。

（三）噪声治理效果

根据验收调查报告，井场噪声经衰减后，50m处声环境昼间49.4-50.2dB（A），夜间47.6-48.8dB（A）；乌东联合站厂界噪声昼间50.2-53.7dB（A），夜间42.6-47.5dB（A）。井场及依托场站噪声排放满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求。

（四）固体废物治理效果

废弃钻井液和泥浆经无害化固化处理后各项因子中pH浓度8.45-8.53mg/L，化学需氧量104-108mg/L，总铬0.012-0.016mg/L，六价铬未检出，石油类浓度1.54-1.59mg/L，全盐量1205-1230mg/L，各项指标均能够满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）要求；现场核查上覆同类表层土深度大于30cm，场地已进行平整，满足环评及批复中固化要求。

（五）污染物排放总量

根据验收调查报告，项目涉及站场均为依托且无新增加热装置，结合工程实际建设内容，对依托场站的加热装置排放污染物的分担量进行核算，其中SO_2为0.01549t/a，NO_x为0.04499t/a，满足环评文件提出的污染物总量控制指标要求（SO_2为0.017/a、NO_x为0.34t/a，），污染物总量指标可控。

五、工程建设对环境的影响

（一）对大气环境的影响

油田生产采用全密闭工艺流程，减少烃类气体的损失，场站无组织排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染排放标准》（GB39728-2020）中的无组织监控浓度标准；依托场站掺水炉烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表1在用燃油锅炉标准和在用燃气锅炉标准。本项目大气污染防治措施符合环评文件及批复要求。

验收调查报告显示环境空气中$SO_2$0.007L-0.008mg/m³，$NO_2$0.017-0.023mg/m³，$PM_{2.5}$0.015-0.020mg/m³，PM_{10}0.030-0.041mg/m³，均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求；非甲烷总烃0.36-0.57mg/m³，满足《大气污染物综合排放标准详解》要求；与油田开发前监测值相比较，区域SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$较环评期无明显变化，环境空气中非甲烷总烃能够满足标准限值要求，油田开发建设未对区域环境空气造成明显影响。

（二）对水环境的影响

根据现场调查可知，项目在环评和批复中提出的各项水污染控制设施均已落

实，要求的废水污染控制措施在项目开发建设中都得到了落实。本项目产生的生产污水处理达标后全部回注地下，不外排。

环境质量现状监测结果表明，地下水监测项目基本满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准要求，锰等部分指标因地质原因超标。油田开发的特征污染物石油类未检出（检出限为0.01mg/L），满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）I类限值要求，挥发酚未检出（检出限为0.0003mg/L），满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准要求。

（三）对声环境的影响

根据环境监测数据表明，井场抽油机所产生的噪声在经过一定距离衰减后能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求，本项目噪声经采取相应措施后对周围环境影响不大。

（四）对土壤、生态环境的影响

本次验收在乌179-x77永久占地内，永久占地外30m、50m分别布设1个土壤监测点位，由监测结果可知，井场永久占地内的pH8.28、镉0.08mg/kg、汞0.13mg/kg、砷3.81mg/kg、铅17mg/kg、镍24mg/kg、铜16mg/kg、石油烃21mg/kg、铬（六价）未检出，均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准；永久占地外pH8.35-8.36、镉0.06-0.07mg/kg、汞0.015-0.016mg/kg、砷3.36-3.72mg/kg、铅15-20mg/kg、总铬54-56mg/kg、镍19-20mg/kg、铜15-19mg/kg，均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中其他用地筛选值标准。

验收现场施工临时占用的草地基本恢复现状。

六、验收结论

根据竣工环境保护验收调查报告及现场核查，本项目建设性质、规模、地点、采用的生产工艺和环境保护措施与环评相比，均未发生重大变动，项目总体上不存在对环境不利影响加重的问题；项目环保手续完备，技术资料齐全，执行了环境影响评价和"三同时"管理制度，基本落实环评文件及其批复所规定的各项环境污染防治措施，外排污染物符合达标排放，达到竣工环保验收要求。

验收组经认真讨论，一致认为"乌尔逊油田乌27井区南一段油层补充调整产能建设工程"满足竣工环境保护验收条件，项目通过竣工环境保护验收。

七、后续要求

（一）加强油田生产过程中落地油及油泥（砂）等危险废物处置管理工作。

确保依法合规；严格执行危险废物收集、转运及贮存相关规定，加强对各项污染防治设施的运行维护，杜绝环境污染事故的发生；

（二）强化油水井、管线等日常巡检及生产作业管理，加强项目所在区域生态环境保护，对已采取恢复措施的植被情况进行检查，对回遭到损坏或恢复状况不好等存在裸地的区域，应采取有效补救措施；

（三）完善企业内部各项管理制度，严格执行危险废物管理计划、危险废物转移联单制度；及时修订和完善突发环境事件应急预案，定期开展环境风险应急演练，加强从业人员业务培训，强化地企应急联动。

八、验收人员信息

验收组名单附后。

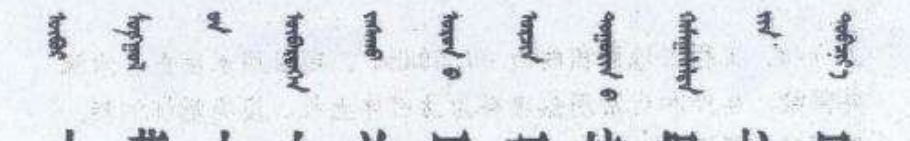
大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司

2021年8月5日

第6页 共6页

（2）《呼伦贝尔油田乌东斜坡带区块产能建设》环评批复和验收意见

Nov 19 2008 9:48AM HP LASERJET FAX p.1



内蒙古自治区环境保护局

内环审〔2008〕213号

内蒙古自治区环境保护局
关于大庆油田有限责任公司呼伦贝尔油田乌东斜坡带区块产能建设工程环境影响报告书的批复

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司：

你公司报送的《大庆油田有限责任公司呼伦贝尔油田乌东斜坡带区块产能建设环境影响报告书》（以下简称《报告书》）收悉。经研究，批复如下：

一、呼伦贝尔油田乌东斜坡带区块产能建设工程位于呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内。该区块距达赉湖国家级自然保护区最近点距离为7.5km，距中蒙边界8.5km，距阿木古郎镇30km。东乌联输油管道与苏扎管道交会处距达赉湖国家级自然保护区最近点距离为1km，距乌尔逊河最近点距离为4km。

项目建设内容及规模：本项目在该区块内共建油水井103口，目前已有10口由勘探井转为采油井，另外新建油水井93口，其中采油井72口，注水井21口。新建乌东联合站1座，输油（气）管道7.5km，油田道路32.7km。项目建成后产能8.5

万 t/a。工程占地面积约为 77.608hm²。项目用水由自备水源井供给，生产和生活用热燃料为油田伴生气，没有燃煤消耗。该项目总投资 25138.6 万元，其中环境保护投资 1856.3 万元，占工程总投资的 7.38%。

该项目建设符合国家产业政策和地区发展规划。项目与达赉湖等敏感目标有一定的隔离距离。在全面落实《报告书》提出的各项风险防范、生态保护及污染防治措施后，环境不利影响能够得到缓解和控制。因此，我局同意你公司按照《报告书》中所列的建设项目的性质、规模、地点、环境保护措施进行项目建设。

二、项目建设和运行中应重点做好的工作

（一）进一步优化油井建设和输气管道选线，避开各类环境敏感目标。在征地范围内设置施工场地、施工营地。合理规划施工便道，固定行车路线和宽度，减少对地表的扰动和植被的破坏。施工结束后及时根据不同生态系统类型实施恢复方案。落实草牧场保护方案，合理选择弃渣场并做好水土流失防治和生态恢复工作。

（二）加强施工期环境管理工作，按照少占地、少占草原和少破坏植被的原则，尽量缩小施工范围，对施工破坏的植被进行补偿和恢复。距离达赉湖和乌尔逊河的输油管道施工应尽量避开鸟类繁殖期。

（三）施工期避免在春季大风季节以及夏季暴雨时节进行作业，施工中尽可能缩短施工时间，提高工程施工效率，尽量减少对自然植被的破坏，减少裸地面积。

（四）妥善处置油田开采和输油管道建设中产生的各类固体废物，依照国家规范要求将各类固体废物按鉴别属性妥善处

置，钻屑、废弃钻井液临时堆放场地要做好防渗及防雨工作，及时固化，提高综合利用率。

（五）作业产生的原油必须及时回收，不遗留地面，杜绝含油污水及污油的随意排放。按照规范建设废水回注井，加强回注井的运行管理。回注井关闭时，封堵井底至井口所有空间，防止地下水串层。对具有供水意义的地下含水层水质和水量进行长期监测。

（六）制定并落实油田开发工程各项环境风险防范预案，防止风险事故的发生。

（七）尽快落实“以新带老”措施，对勘探过程中造成的植被破坏进行有效恢复。

（八）初步设计阶段进一步细化环境保护设施，根据“不欠新帐、多还旧帐”的原则，在环保篇章中落实防止生态破坏和环境污染的各项措施及投资。开展工程环境监理工作，在施工招标文件、施工合同和工程监理招标文件中明确环保条款和责任，定期向当地环保部门提交工程环境监理报告。

三、项目建设必须严格执行环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度。项目竣工后，你公司必须按规定程序申请环保设施竣工验收。验收合格后，该项目方可投入运营或生产。

四、我局委托呼伦贝尔市环境保护局和新巴尔虎左旗环境保护局负责该项目油田开发及输油管道施工期间的环境保护监督检查工作。

—3—

（此页无正文）

二〇〇八年十月十四日

主题词：环保 建设项目 报告书 批复

抄送：自治区发展和改革委员会，呼伦贝尔市环境保护局，新巴尔虎左旗环境保护局，自治区东部环保督查中心，自治区环境工程评估中心，大庆油田工程有限公司。

内蒙古自治区环境保护局办公室 2008年10月16日印发

共印19份

内蒙古自治区环境保护厅文件

内环验（2012）11号

内蒙古自治区环境保护厅
关于大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司呼伦贝尔油田乌东斜坡带区块产能建设工程竣工环境保护验收的意见

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司：

你公司《关于对呼伦贝尔油田乌东斜坡带区块产能建设工程进行竣工环境保护验收的申请》和呼伦贝尔市环境监测中心站、扎兰屯市金泰环境工程监理有限公司对该项目出具的验收调查报告和环境监理报告收悉。经研究，提出验收审查意见如下：

一、大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司呼伦贝尔油田乌东斜坡带区块产能建设工程位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内。本工程共建设油井82口，水井21口，新建乌东联合站一座，输油管道39.4公里，油田道路40公里，产能8.5万吨/年。2008年10月，原内蒙古自治区环境保护局以内环审

—1—

〔2008〕213号文件对该项目环境影响评价报告书给予批复。项目于2008年6月开工建设，2009年9月起陆续投产。项目总投资24800万元，其中环保投资为1822万元，占总投资的7.35%。

二、验收调查、监测结果

（一）工程永久占地64.5公顷，临时占地115公顷。项目施工期通过采取少占土地，对管线表土分层开挖、单独存放并回填等措施降低对草原生态环境的影响，施工期结束后进行平整和植被恢复。对场站进行了硬化和绿化。本项目区块边界最近距离达贵湖国家级自然保护区6.5公里，项目施工和运管期对保护区影响较小。

（二）乌东联合站建有5台天然气加热炉（3用2备），烟气分别经8米和15米高烟囱排放。监测结果显示，在用的3台锅炉烟气中SO_2和NO_2排放浓度符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2001）二类区II时段标准要求；产能区块内SO_2、NO_2、TSP环境质量符合《环境空气质量标准》（GB3095-1996）二级标准。

产能区块外上、下风向50m处的总烃、非甲烷总烃无组织排放的浓度值为3.03mg/m^{3}和0.91 mg/m^3，均低于标准值（5.0和4.0 mg/m^3）。

（三）含油污水经联合处理站（设计处理能力为360吨/日，采用气浮选、压力过滤工艺）处理后回注地下，不外排；废弃钻井液于钻井结束后已就地固化、填埋处理；生活污水经一体化污水处理装置（采用水解+好氧污水处理工艺，处理能力为96吨/日）处理后排放至防渗储存池中用于厂区绿化，其余自然晾晒蒸

发。

监测结果显示，处理后生活污水水质指标能够满足《污水综合排放标准》（GB8978—1996）一级标准和《农田灌溉水质标准》（GB5084-2005）旱作标准。

（四）本项目位于空旷草原上，周围无居民等声环境敏感点，监测期结果显示，项目厂界昼、夜间噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。

（五）本项目产生的生活垃圾统一收集，定期由阿木古郎镇环境卫生管理处清理。废弃泥浆和岩屑已就地固化填埋，并进行表层覆土和植被恢复。含油污泥存放于贝28作业区压裂返排液站的含油污泥防渗暂存池中，待含油污泥处理站建成后统一处理。

（六）本次验收监测工况条件下，SO_2排放总量为0.09t/a，满足呼伦贝尔市总量控制指标0.772t/a要求，COD排放总量为1.23 t/a。

（七）100%的公众对项目的环保工作表示满意或基本满意。

三、验收审查结论

本工程开展了环境监理，落实了环评及批复文件中的各项环保措施，主要污染物能够达标排放，项目单位环保管理机构较健全，环保规章制度较完善，制定了环境污染事故应急预案。该项目符合建设项目竣工环境保护验收条件，同意通过竣工环境保护验收。

四、项目运行期间应重点做好以下工作：

（一）及时清理施工临时占地并实施植被恢复，并对部分植

被自然恢复缓慢的管线段进行人工恢复；

（二）加强通井道路的日常管理，规范行车路线，严禁车辆随意下线行驶，并对临时道路进行植被恢复；

（三）加强采油区和输油管线的日常维护，避免跑冒滴漏现象的发生，及时回收和处理落地油；

（四）尽快完成含油污泥处理站的建设，确保含油污泥无害化处理。

五、请自治区东部环境保护督查中心、呼伦贝尔市环境保护局和新巴尔虎左旗环境保护局做好项目运行期间的环境保护监督管理工作。

二〇一二年二月二日

主题词：环保　建设项目　验收　意见

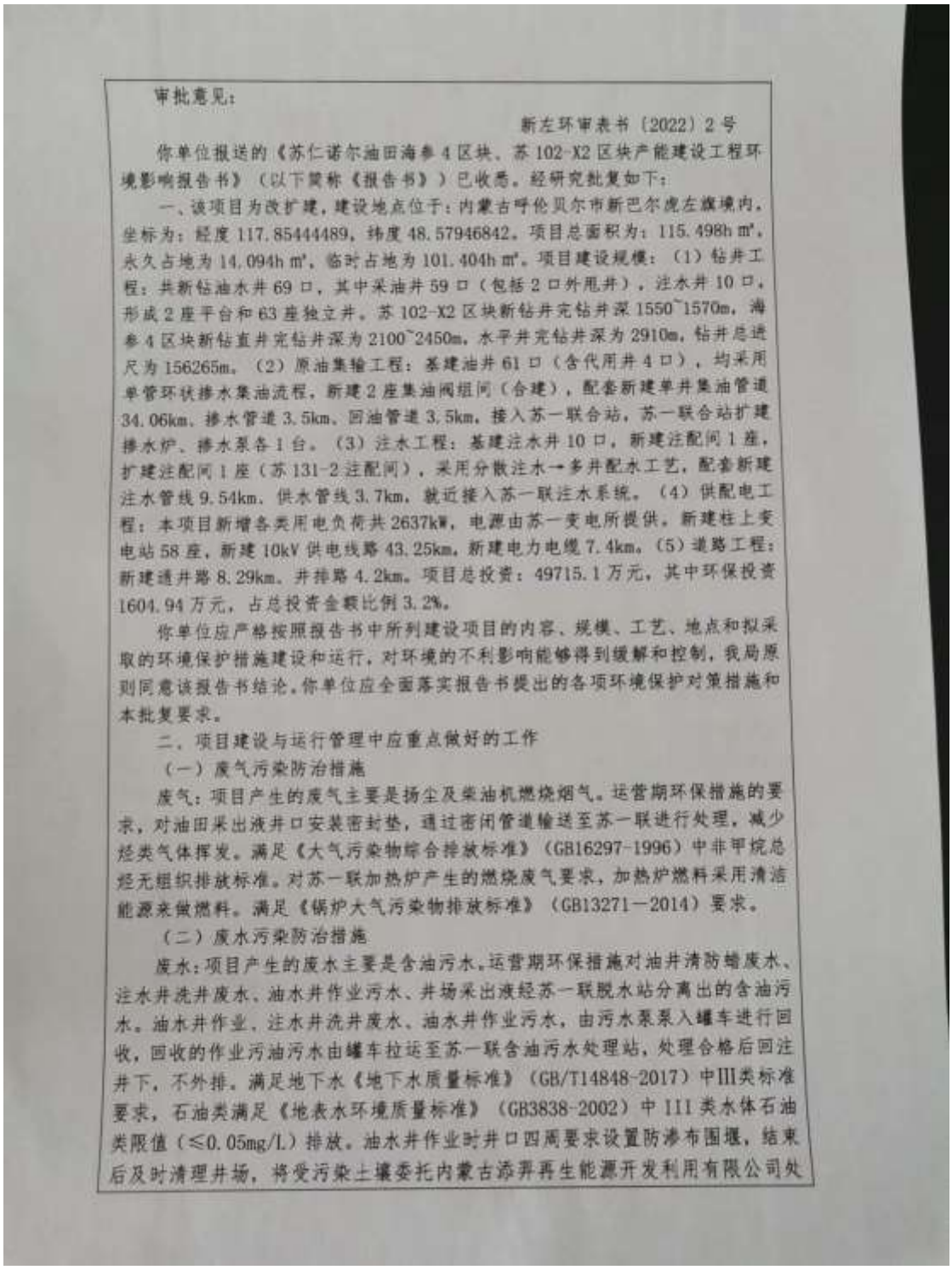
抄送：自治区东部环境保护督查中心，呼伦贝尔市环境保护局，新巴尔虎左旗环境保护局。

内蒙古自治区环境保护厅办公室　　2012年2月3日印发

共印 15 份

—4—

（3）《苏仁诺尔油田海参 4 区块、苏 102-X2 区块产能建设工程》环评批复和验收意见



审批意见：

新左环审表书〔2022〕2 号

你单位报送的《苏仁诺尔油田海参 4 区块、苏 102-X2 区块产能建设工程环境影响报告书》（以下简称《报告书》）已收悉。经研究批复如下：

一、该项目为改扩建，建设地点位于：内蒙古呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，坐标为：经度 117.85444489，纬度 48.57946842。项目总面积为：115.498h ㎡，永久占地为 14.094h ㎡，临时占地为 101.404h ㎡。项目建设规模：（1）钻井工程：共新钻油水井 69 口，其中采油井 59 口（包括 2 口外甩井），注水井 10 口，形成 2 座平台和 63 座独立井。苏 102-X2 区块新钻井完钻井深 1550~1570m，海参 4 区块新钻直井完钻井深为 2100~2450m，水平井完钻井深为 2910m，钻井总进尺为 156265m。（2）原油集输工程：基建油井 61 口（含代用井 4 口），均采用单管环状掺水集油流程，新建 2 座集油阀组间（合建），配套新建单井集油管道 34.06km、掺水管道 3.5km、回油管道 3.5km，接入苏一联合站，苏一联合站扩建掺水炉、掺水泵各 1 台。（3）注水工程：基建注水井 10 口，新建注配间 1 座，扩建注配间 1 座（苏 131-2 注配间），采用分散注水→多井配水工艺，配套新建注水管线 9.54km、供水管线 3.7km，就近接入苏一联注水系统。（4）供配电工程：本项目新增各类用电负荷共 2637kW，电源由苏一变电所提供，新建柱上变电站 58 座，新建 10kV 供电线路 43.25km，新建电力电缆 7.4km。（5）道路工程：新建通井路 8.29km、井排路 4.2km。项目总投资：49715.1 万元，其中环保投资 1604.94 万元，占总投资金额比例 3.2%。

你单位应严格按照报告书中所列建设项目的内容、规模、工艺、地点和拟采取的环境保护措施建设和运行，对环境的不利影响能够得到缓解和控制，我局原则同意该报告书结论。你单位应全面落实报告书提出的各项环境保护对策措施和本批复要求。

二、项目建设与运行管理中应重点做好的工作

（一）废气污染防治措施

废气：项目产生的废气主要是扬尘及柴油机燃烧烟气。运营期环保措施的要求，对油田采出液井口安装密封垫，通过密闭管道输送至苏一联进行处理，减少烃类气体挥发。满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中非甲烷总烃无组织排放标准。对苏一联加热炉产生的燃烧废气要求，加热炉燃料采用清洁能源来做燃料。满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271—2014）要求。

（二）废水污染防治措施

废水：项目产生的废水主要是含油污水，运营期环保措施对油井清防蜡废水、注水井洗井废水、油水井作业污水、井场采出液经苏一联脱水站分离出的含油污水。油水井作业、注水井洗井废水、油水井作业污水，由污水泵泵入罐车进行回收，回收的作业污油污水由罐车拉运至苏一联含油污水处理站，处理合格后回注井下，不外排。满足地下水《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》（GB3838-2002）中 III 类水体石油类限值（≤0.05mg/L）排放。油水井作业时井口四周要求设置防渗布围堰，结束后及时清理井场，将受污染土壤委托内蒙古添弄再生能源开发利用有限公司处



置：

（三）噪声污染防治措施

噪声：项目产生的噪声主要为机械等设备。运营期对噪声环保措施要求，对产噪声来源选用低噪声设备和定期维护保养设备，同时对设备采用减振垫，并引安装消声器来对室内噪音降噪。满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）标准。

（四）固废污染防治措施

固废：项目主要产生的固废为工业固体废物和一般固体废物。施工期对固废环保措施要求，钻井废水、废钻井液、钻井岩屑和废射孔液进入移动式泥浆不落地处理装置进行处理。进行固液分离，分离出的压滤水由罐车拉运至苏一联污水处理站处理后回注油层。分离后污泥饼，要求在油田作业区内，制备铺路基土、免烧砖、免烧砌块、免烧陶粒使用，浸出液污染控制表 1 规定限值。满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）规定，根据《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）标准：制备的膨润土、纯碱包装袋和废防渗布统一安排拉运至工业固废填埋场进行填埋；施工期产生的生活垃圾采用“三防”垃圾箱集中收集后，送生活垃圾场处理。运营期对固废环保措施要求，产生的含油污泥、落地油均不进行储存，统一收集暂存于贝 28 作业区含油污泥暂存池，委托内蒙古添昇再生能源开发利用有限公司处置。废弃的含油防渗布暂存于贝 28 作业区危险废物暂存库，及时委托有资质单位进行拉运处置。

（五）生态环境恢复措施

生态环境：临时占地进行经济补偿，控制作业面积，严禁随意碾压地表植被，施工结束后恢复地表形态，永久占用基本草原按照规定进行经济补偿。油水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。

三、该工程项目建设必须严格执行配套建设的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度。主体工程和配套建设的环保设施建成后，建设单位应当按照规定程序和标准，对配套建设的环境保护设施进行验收，依法向社会公开验收信息，并备案到呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎左旗分局。

四、环境影响报告书经批准后，该项目的性质、规模、地点或者防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的，应按照法律法规的规定，重新履行相关审批手续。

经办人：陈润宇

呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎左旗分局

2022 年 12 月 21 日

苏仁诺尔油田海参4区块、苏102-X2区块产能建设工程
竣工环境保护验收意见

按照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》相关规定，大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司组织山东经纬检测技术有限公司（验收调查单位）、大庆中环评价检测有限公司（检测单位）、山东海纳环境工程有限公司（环评单位）及3名专家（名单附后）组成验收组对苏仁诺尔油田海参4区块、苏102-X2区块产能建设工程开展竣工环境保护验收工作。

专家组于2024年4月25日进行现场踏勘，并于2024年4月27日对《苏仁诺尔油田海参4区块、苏102-X2区块产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》项目进行了评审（函审）。验收组根据验收调查报告、现场核查情况并对照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》，严格按照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范/指南、本项目环境影响报告和审批部门审批决定等要求对本项目进行验收，提出意见如下：

一、工程建设基本情况

（一）建设地点、规模、主要建设内容

工程位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，实际新钻井68口，其中海参4区块新钻油水井58口井，苏102-X2区块新钻油水井10口井，实际总进尺163380m，实际井深156314m；地面工程共基建63口井（包括4口代用井），其中采油井56口（含代用井4口），注水井7口，新建1座注配间，扩建1座注配间，配套建设单井集油管道19.99km，注水管道DN40-5.57km，供水管道DN150-3.7km；新建柱上变电站35座，供电线路28.6km，新建通井路6.42km、井排路3.1km，建成产能1.78×10⁴t/a。

（二）建设过程及环保审批情况

山东海纳环境工程有限公司于2022年1月编制完成《苏仁诺尔油田海参4区块、苏102-X2区块产能建设工程环境影响报告书》；呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎左旗分局于2022年2月21日以新左环审表书〔2022〕2号文对《苏仁诺尔油田海参4区块、苏102-X2区块产能建设工程环境影响报告书》予以批复。

2023年2月工程开工；2023年12月工程竣工。项目自开工后无环境投诉、

违法及处罚记录等。

本项目隶属于大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司苏131作业区，苏131作业区已进行排污登记，排污登记编号：91150724701354995Q001Y，有效期为2020年08月04日至2025年08月03日。

（三）投资情况

工程实际总投资49715.1万元，其中环保投资1018.98万元，约占总投资2.05%。

（四）验收范围

大气环境：项目开发区域为中心，区域外扩至2.5km矩形区域；

地下水环境：以产能区域为中心（含井场、新建注配间等），外扩至东西宽约6.0km、南北长约10.0km矩形区域；

声环境：拟建注配间、井场永久占地厂界向外200m及集输管道、道路中心线两侧各200m范围内；

生态环境：以产能区域为中心外扩1km范围及集输管线、注水管线、道路两侧300m范围；

土壤环境：拟建井场永久占地边界外扩1km范围内土壤环境，集输管道、道路中心线两侧各200m范围内土壤环境；

环境风险：以拟建井场永久占地边界外扩3km范围内和集油管线两侧200m范围内。

二、工程变更情况

与环评阶段相比，项目钻井工程减少了1口井的建设；地面工程减少5口油井和3口水井建设，未新建集油阀组间，集油管线减少14.07km，注水管线减少3.97km，减少23座柱上变电站的建设及配套电路工程，通井路减少1.87km，井排路减少1.1km，其余工程内容不变。环保措施中，实际施工现场未产生废KOH包装袋、废过硫酸钾包装袋，施工过程中产生的废包装袋、破损的废防渗布、焊渣已由施工单位回收后外售处理。根据实际建设情况，临时占地比环评时期减少38.844hm²，永久占地比环评时期减少4.279hm²。

综合整体建设情况本项目的性质、地点、规模、工艺和环境保护措施基本与环评一致，且运行期未有新增污染源。对照《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》（环办〔2015〕52号）《关于进一步加强石油天然气

 张成东 [illegible] 刘东东

行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）有关规定，本项目无重大变动。

三、环境保护设施建设情况

（一）废水

根据验收调查报告，项目施工期的废水主要为钻井污水、管线试压废水、压裂返排液、生活污水。钻井污水排入移动式泥浆不落地处理装置处理，产生的滤液水由罐车拉运至苏一联含油污水处理站进行处理，达标后回注，未外排；压滤后的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）后综合利用；管线试压废水由罐车拉运至苏一联含油污水处理站处理后回注，不外排；产生的压裂返排液由罐车拉运德二联压裂返排液处理站处理，处理后的污水输送至德二联含油污水处理站进行处理；施工期生活污水排入场地设置的临时防渗旱厕内，施工结束后用石灰消毒后进行覆土平整。

运行期的主要污水为采油废水、作业废水，采油废水已全部通过管道输送至苏一联含油污水处理站处理后回注地下；由于本项目投产至今，尚未有油水井进行作业，暂未产生作业废水，待后续作业后，产生的作业废水通过作业污油污水回收装置回收，由罐车拉运到苏一联含油污水处理站处理达标后回注地下，不外排，本项目的水污染防治措施合理可行。

（二）废气

根据验收调查报告，施工期产生的废气主要是施工车辆、机械等排放的尾气，钻井时柴油机排放的烟气，道路、站场、管道、注配间施工产生的扬尘，由于这些影响都是暂时的，施工一结束就随之消失，对周围空气环境产生的影响较小。

运行期，本工程采用密闭输油工艺流程，烃类气体的排放主要来自采油井场、集油间、联合站、集输系统等。对油井井口加强了密闭性，经常检查和更换井口密闭性，最大限度地减少油气泄漏和溢出；苏一联站新建加热炉（燃油）烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建燃油锅炉标准限值的要求。

（三）噪声

根据验收调查报告，施工期产生的噪声主要为施工机械和施工车辆等运行噪声，由于这些影响都是暂时的，施工一结束就随之消失。

运行期产生的主要是抽油机、新建注配间机泵、依托场站等各类机泵，依托

场站及新建注配间机泵均设有减振基础、隔音操作间，泵房设有隔声门窗等措施；对设备定期进行维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。

（四）固体废物

根据验收调查报告，施工期产生的固体废物主要有废弃泥浆、钻井岩屑和废射孔液经井场移动式泥浆不落地处理装置压滤后产生的泥饼、废包装袋、废防渗布、焊渣和生活垃圾，压滤后的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）后用作了铺设井场路；焊渣、废包装袋、废防渗布已全部由施工单位回收后进行售卖；生活垃圾统一收集后委托新巴尔虎左旗安康搬家服务有限责任公司拉运处理。

运行期产生的固体废弃物为油井作业产生的落地油、废含油防渗布，依托场站清淤产生的油泥（砂），产生的油泥拉运至贝28作业区含油污泥暂存池暂存，并委托呼伦贝尔市海蒙科技发展有限责任公司处置；由于本项目投产至今，尚未有油井进行作业，因此未产生落地油、废含油防渗布，待后续作业后，产生的落地油由罐车拉运至贝28作业区含油污泥暂存池暂存，并委托呼伦贝尔市海蒙科技发展有限责任公司处置；产生的含油废防渗布拉运至贝28作业区危险废物暂存库暂存，统一委托呼伦贝尔市海蒙科技发展有限责任公司转运处理。

四、环境保护设施调试效果

（一）废水治理设施

根据验收调查报告，本次验收调查监测期间苏一联含油污水处理站出水含油量浓度为1.15-1.48mg/L，悬浮固体含量浓度为1-3mg/L，出水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中限值要求，达标后全部回注地下，现有环保措施有效，满足环评及批复中要求。

（二）废气治理设施

根据验收调查报告，3#平台井场厂界上下风向10m内非甲烷总烃浓度为0.46-0.71mg/m^3，1#平台井场厂界上下风向10m内非甲烷总烃浓度0.45-0.70mg/m^3，苏一联合站厂界上下风向10m内非甲烷总烃浓度0.70-0.89mg/m^3。井场及现有场站厂界非甲烷总烃均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）边界限值要求；苏一联合站厂区内加热炉处非甲烷总烃1h平均

浓度0.93-0.98mg/m³，任意一次浓度0.95-0.96mg/m³；均满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录A中监控点处1h平均浓度值≤10mg/m³，监控点处任意一次浓度值≤30mg/m³要求。

苏一联合站新建加热炉NO_x的排放浓度112-127mg/m³、颗粒物的排放浓度16.4-17.7mg/m³、SO_2排放浓度27-31mg/m³、烟气黑度（级）＜1；依托场站均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建燃油锅炉标准限值的要求，且烟囱高度均符合标准要求。

（三）厂界噪声治理设施

根据验收调查报告，验收调查监测期间井场噪声经衰减后20m处声环境昼间44.4-44.7dB（A），夜间43.1-43.4dB（A）；苏一联合站厂界噪声昼间46.2-49.5dB（A），夜间42.4-45.7dB（A）；新建苏131-3注配间厂界噪声昼间46.2-49.5dB（A），夜间42.4-45.7dB（A）；扩建苏131-2注配间厂界噪声昼间45.5-48.3dB（A），夜间41.5-44.7dB（A）。井场及依托场站噪声排放满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求。

（四）固体废物治理设施

根据验收调查报告，项目产生的钻井岩屑、钻井泥浆与废射孔液一起排入移动式泥浆不落地处理装置处理，产生的滤液水由罐车拉运至苏一联合油污水处理站进行处理，达标后回注，未进行外排；压滤后的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）后用作铺设井场路。

（五）污染物排放总量

根据验收调查报告，本次验收对依托场站的加热装置排放烟气污染物分担量进行核算，其中NO_x的排放浓度为118.3mg/m³、颗粒物的排放浓度为17.1mg/m³、SO_2排放浓度为29.3mg/m³。原环评阶段核定的污染物排放量为颗粒物排放量0.68t/a，SO_2排放量2.35t/a、NOx排放量4.53t/a，本项目在验收阶段污染物排放总量低于环评阶段总量控制指标，可满足总量控制指标要求。

五、工程建设对环境的影响

（一）项目建设对大气环境的影响

根据验收调查报告，项目各项大气污染物达标排放。牧民白石城家非甲烷总经浓度为0.42-0.66mg/m³，满足《大气污染物综合排放标准详解》要求；与油田开

发前监测值相比较，非甲烷总烃较环评期无明显变化。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造成明显影响，区域内环境质量总体好转。

（二）项目建设对水环境的影响

根据验收调查报告，项目无生产废水外排，区域环境地下水监测项目各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准要求；与原环评阶段监测结果对比可知，原环评中个别点位钠、硫酸盐、溶解性总固体、铁、锰本底值较高，可能与含水层的地下水赋存环境和循环条件有关。

（三）建设项目对声环境的影响

根据验收调查报告，项目噪声达标排放。项目200m内的合作社和萨如其拉家牧民家声环境质量监测数据均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准。项目噪声经采取相应措施后对周围环境影响不大，根据环境监测数据表明，井场抽油机所产生的噪声在经过一定距离衰减后能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。

（四）项目建设对生态环境的影响

根据验收调查报告，本次验收在3#平台永久占地内、永久占地外50m，新建苏131-3注配间永久占地内、永久占地外30m以及3#平台至阀组间已建集油管线分别布设1个土壤监测点位，井场永久占地内和新建苏131-3注配间永久占地内各监测因子均满足《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准；井场永久占地外、新建苏131-3注配间永久占地外、3#平台至阀组间已建集油管线各监测因子均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中其他用地筛选值标准。

验收现场施工临时占用的草地正处于恢复阶段。

六、验收结论

根据该工程竣工环境保护验收调查报告和现场检查，项本项目建设性质、规模、地点、采用的生产工艺和环境保护措施与环评相比，均未发生重大变动，项目总体上不存在对环境不利影响加重的问题；项目环保手续完备，技术资料齐全，执行环境影响评价和"三同时"管理制度，基本落实环评文件及其批复所规定的各项环境污染防治措施，外排污染物符合达标排放，达到竣工环保验收要求。验收组

第6页共7页 张晓东、赵荣峰 刘乐乐

经认真讨论，一致认为"苏仁诺尔油田海参4区块、苏102-X2区块产能建设工程"满足竣工环境保护验收条件，项目通过竣工环境保护验收。

七、后续要求

（一）强化油水井及管线等日常巡检及生产作业管理，加强油水井作业等过程的污染控制，加强项目所在区域生态环境保护，对已采取恢复措施的植被情况进行检查，对因遭到损坏或恢复状况不好等存在裸地区域采取有效补救措施；

（二）做好企业环境信息公开工作，定期公布企业环境信息。加强油田开发区域内村屯地下水和土壤环境的保护和监测，在今后的油田生产运行过程中，结合区块整体布局，按照《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）要求定期进行监测，避免油田开发对区域环境造成不良影响；

（三）加强落地油及油泥（砂）等危险废物处置管理工作，确保依法合规；及时修订和完善突发环境事件应急预案，定期开展环境风险应急演练，进一步加强地企应急联动机制，避免对区域环境造成污染。

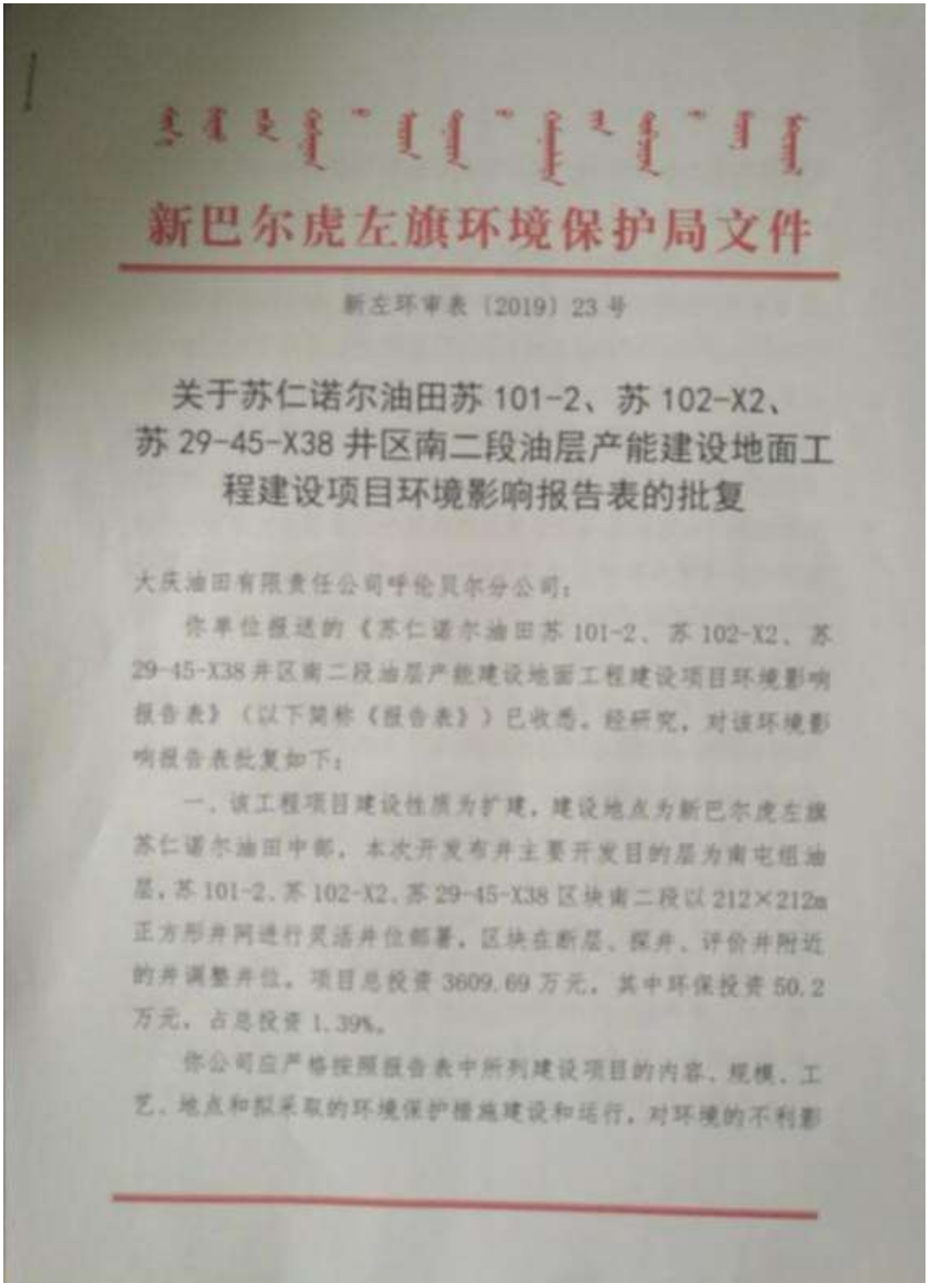
七、验收人员信息

验收组名单附后。

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司

2024年4月30日

（4）《苏仁诺尔油田苏 101-2、苏 102-X2、苏 29-45-X38 井区南二段油层产能建设工程（钻井工程+地面工程）》环评批复和验收意见



新巴尔虎左旗环境保护局文件

新左环审表〔2019〕23号

关于苏仁诺尔油田苏101-2、苏102-X2、苏29-45-X38井区南二段油层产能建设地面工程建设项目环境影响报告表的批复

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司：

你单位报送的《苏仁诺尔油田苏101-2、苏102-X2、苏29-45-X38井区南二段油层产能建设地面工程建设项目环境影响报告表》（以下简称《报告表》）已收悉。经研究，对该环境影响报告表批复如下：

一、该工程项目建设性质为扩建，建设地点为新巴尔虎左旗苏仁诺尔油田中部，本次开发布井主要开发目的层为南屯组油层，苏101-2、苏102-X2、苏29-45-X38区块南二段以212×212m正方形井网进行灵活井位部署，区块在断层、探井、评价井附近的井调整井位。项目总投资3609.69万元，其中环保投资50.2万元，占总投资1.39%。

你公司应严格按照报告表中所列建设项目的内容、规模、工艺、地点和拟采取的环境保护措施建设和运行，对环境的不利影

响能够得到缓解和控制，我局原则同意该报告表结论。你单位应全面落实报告表提出的各项环境保护对策措施和本批复要求。

二、项目建设与运行管理中应重点做好的工作

（一）加强施工期生态保护和污染防治。规定施工车辆单条行驶路线，不得随意改变碾压草原；施工时表土与下层土单独堆放并设防护，用于临时占地回填覆土、恢复植被。施工现场应采取抑尘措施，堆放施工材料要进行覆盖；施工营地生活污水由防渗污水池收集后运至苏一联合站生活污水处理系统处理；施工废料应回收利用，剩余废料、生活垃圾集中收集后委托环卫部门定期清运；合理安排施工进度，施工严格禁止夜间进行，调整同时作业的施工机械数量；施工结束后，对各临时占地和施工影响区及时清理、松土、平整、洒水，恢复生态环境。

（二）按照《报告表》要求严格营运期环保措施。加强对采油设备和输油管道密封面的安装、检查和维护，加强井口的密封，定期检修集输线路的阀门、泵等，及时维修更换。采油污水、作业废水通过污油污水回收装置拉运至苏一联合油污水处理站处理后回注油层。按照《报告表》要求，采取有效降噪措施，确保厂界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准、居民点执行《声环境质量标准》2类标准。井场铺设防渗布，避免油水洒落地表；油泥（砂）、含油污泥通过防渗编织袋或罐车进行收集后运至呼伦贝尔油田固废处理站处理，按《危险废物贮存污染控制标准》(GB185972001)要求规范其暂存、

转运、处理，在转运等过程中要落实《危险废物转移联单管理办法》。

（三）建立健全各项环境管理制度。制定环境风险防范措施和突发环境事件应急预案，并在新巴尔虎左旗环境保护局备案；事故状态下，及时启动事故现场及周边区域环境监测，妥善处置事故引发的次生环境污染。

三、该工程项目建设必须严格执行配套建设的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度。主体工程和配套建设的环保设施建成后，建设单位应当按照规定程序和标准，对配套建设的环境保护设施进行验收，委托符合国家环境质量监测认证资质的单位编制验收报告，向生态环境部门申请竣工环境保护验收（环保部门验收部分），并依法向社会公开验收信息。

四、环境影响报告表经批准后，该项目的性质、规模、地点或者防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的，应按照法律法规的规定，重新履行相关审批手续。

新巴尔虎左旗环境保护局

2019年7月16日



新巴尔虎左旗环境保护局文件

新左环字〔2018〕119号

关于苏仁诺尔油田苏101-2、苏102-X2、苏29-45-X38井区南二段油层产能建设工程（一期、二期）建设项目环境影响报告表的批复

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司：

你公司报送的《苏仁诺尔油田苏101-2、苏102-X2、苏29-45-X38井区南二段油层产能建设工程（一期、二期）建设项目环境影响报告表》（以下简称《报告表》）收悉。经研究，批复如下：

一、该项目属于扩建项目，开发区域位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗铜钵庙北29km，其中苏101-2、苏102-X2、苏29-45- X38井区位于苏仁诺尔油田中部，地面海拔平均565m，地理坐标为东经：117° 45'55.95"～117° 51'07.49"；北纬：48° 34'04.92"~48° 36'40.45"。该项本次产能共新建油水井34口，在苏101-2区块部署井位15口，在苏102-X2区块部署井位8口，在苏29-45-X38区块部署井位11口，建成产能2.02×10⁴t/a。本工程选用ZJ-30D/1700

型钻机，钻井液密度在1.05g/cm^3-1.25g/cm^{3}之间，钻井队人数约10人，单井钻井周期为10天。该项目总投资20489万元，环保投资218.4万元，环保投资占总投资的1.06%。

在落实报告表提出的环境保护措施后，污染物可达标排放。我局同意你公司按照报告表中所列建设项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺、环境保护对策措施及下述要求进行建设。

二．项目建设和运行中应重点做好的工作

（一）认真落实《报告表》及专家组评审意见提出的施工期间大气环境影响防治措施，通过采取施工场地围护，在水泥、膨润土等钻井材料上加苫布等措施，防止刮风扬尘弥漫。同时做好对废弃泥浆和岩屑的固化处理，确保其各项技术指标符合《废气钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）的要求，即相应指标符合第II类一般工业固体废物的要求。

（二）落实生态保护措施。泥浆池固化后覆土厚度不小于30cm，临时占地施工完毕后恢复植被。

（三）落实噪声污染防治措施。优先选用低噪声设备，对高噪声设备采取隔声、消声等降噪措施。施工期噪声应满足《建筑施工厂界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求。

（四）加强环境管理，严格落实各项环境风险防范措施，制定相应的环境风险应急预案，其中应包括（指导思想，应

急预案使用范围，危险辨识与评估，指挥机构、职责和分工，风险防范措施，事故应急措施，事故处置程序，现场保护，应急保障，预案管理与更新）。

（五）委托有资质的单位开展项目环境监理工作，并向当地环保部门提交环境监理报告。

（六）项目建设必须严格执行配套的环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度。项目竣工后，建设单位必须按照规定程序申请环境保护验收，验收合格后方可正式投入运营。

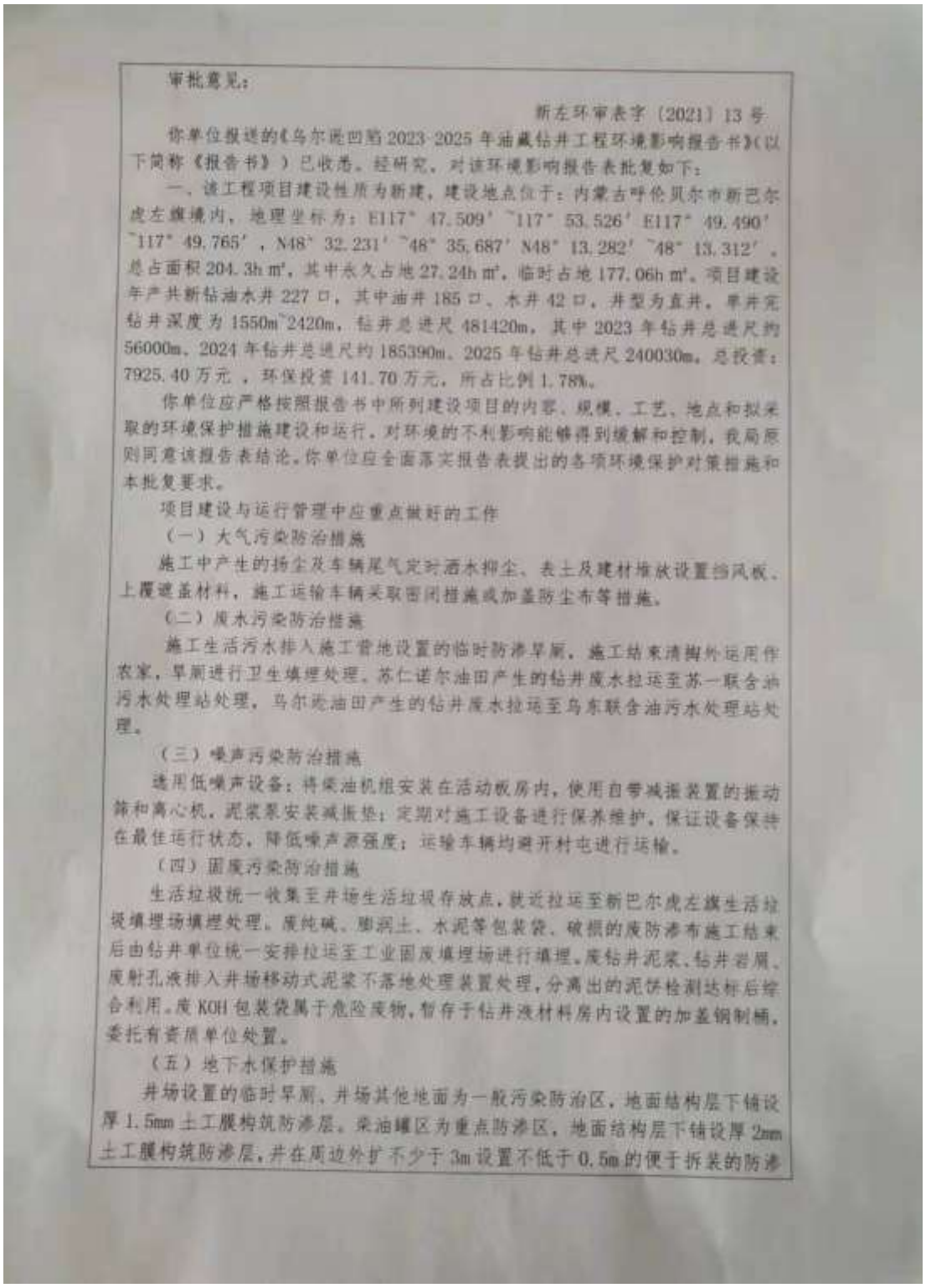
三．我局委托新巴尔虎左旗环境监察大队负责该项目日常环境保护监督检查工作。

新巴尔虎左旗环境保护局

2018年6月15日

新巴尔虎左旗环境保护局　　2018年6月15日

（5）《乌尔逊凹陷 2023-2025 年油藏钻井工程》环评批复和验收意见



审批意见：

新左环审表字〔2021〕13 号

你单位报送的《乌尔逊凹陷 2023-2025 年油藏钻井工程环境影响报告书》（以下简称《报告书》）已收悉。经研究，对该环境影响报告表批复如下：

一、该工程项目建设性质为新建，建设地点位于：内蒙古呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内，地理坐标为：E117° 47.509′ ~117° 53.526′ E117° 49.490′ ~117° 49.765′，N48° 32.231′ ~48° 35.687′ N48° 13.282′ ~48° 13.312′，总占面积 204.3h ㎡，其中永久占地 27.24h ㎡，临时占地 177.06h ㎡。项目建设年产共新钻油水井 227 口，其中油井 185 口、水井 42 口，井型为直井，单井完钻井深度为 1550m~2420m，钻井总进尺 481420m，其中 2023 年钻井总进尺约 56000m，2024 年钻井总进尺约 185390m，2025 年钻井总进尺 240030m，总投资：7925.40 万元，环保投资 141.70 万元，所占比例 1.78%。

你单位应严格按照报告书中所列建设项目的内容、规模、工艺、地点和拟采取的环境保护措施建设和运行，对环境的不利影响能够得到缓解和控制，我局原则同意该报告表结论。你单位应全面落实报告表提出的各项环境保护对策措施和本批复要求。

项目建设与运行管理中应重点做好的工作

（一）大气污染防治措施

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、上履遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布等措施。

（二）废水污染防治措施

施工生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕，施工结束清掏外运用作农家，旱厕进行卫生填埋处理。苏仁诺尔油田产生的钻井废水拉运至苏一联合油污水处理站处理，乌尔逊油田产生的钻井废水拉运至乌东联合油污水处理站处理。

（三）噪声污染防治措施

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，泥浆泵安装减振垫；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。

（四）固废污染防治措施

生活垃圾统一收集至井场生活垃圾存放点，就近拉运至新巴尔虎左旗生活垃圾填埋场填埋处理。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。废 KOH 包装袋属于危险废物，暂存于钻井液材料房内设置的加盖钢制桶，委托有资质单位处置。

（五）地下水保护措施

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 1.5mm 土工膜构筑防渗层。采油罐区为重点防渗区，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。

（六）生态环境恢复措施

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。

三、该工程项目建设必须严格执行配套建设的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护"三同时"制度。主体工程和配套建设的环保设施建成后，建设单位应当按照规定程序和标准，对配套建设的环境保护设施进行验收，依法向社会公开验收信息，并备案到呼伦贝尔市生态环境局扎兰屯左旗分局。

四、环境影响报告表经批准后，该项目的性质、规模、地点或者防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的，应按照法律法规的规定，重新履行相关审批手续。

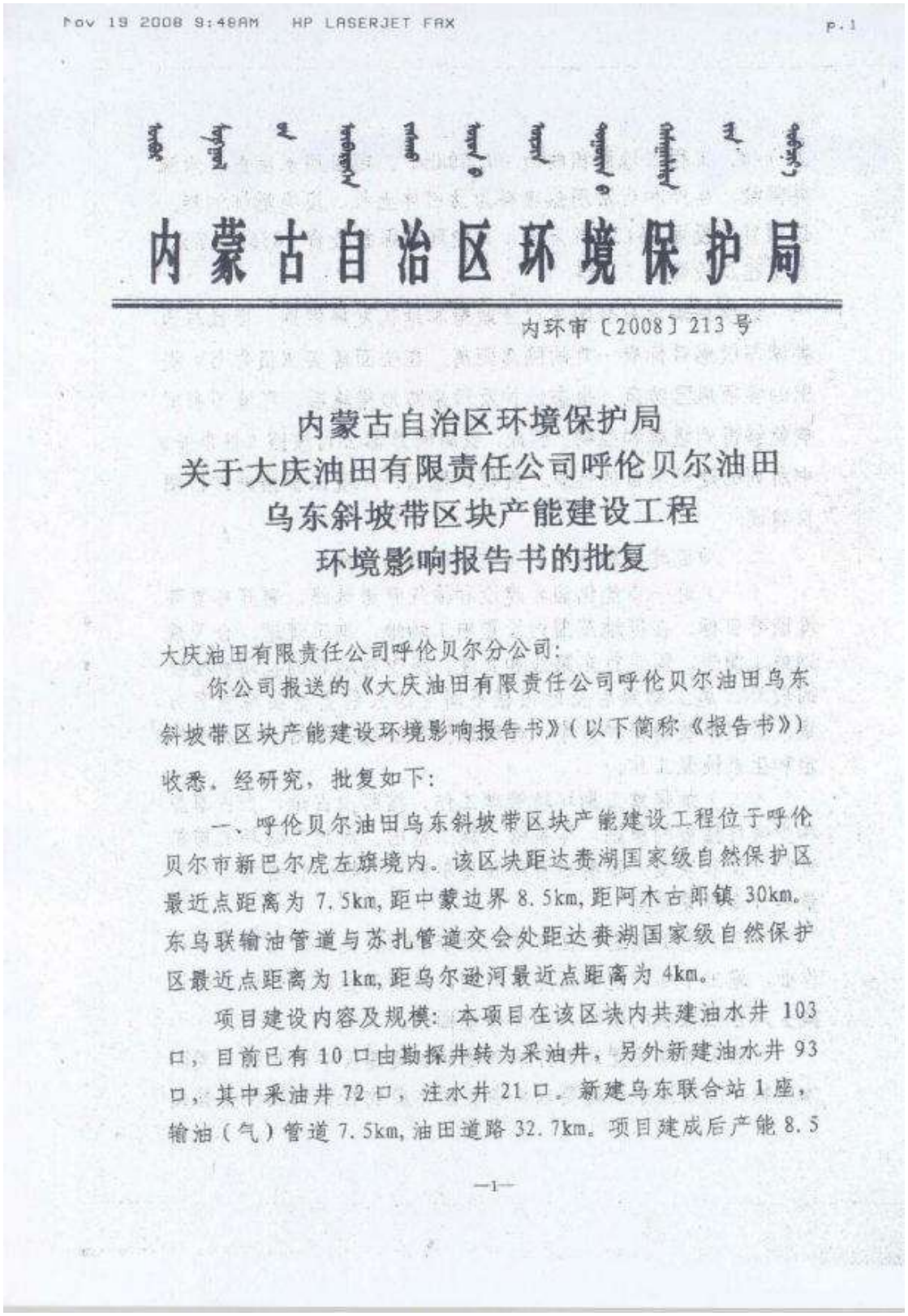
经办人：陈国军

呼伦贝尔市生态环境局扎兰屯左旗分局

2022年[illegible]月[illegible]日

附件6　依托工程环保手续

(1）乌东联合站



Nov 19 2008 9:48AM　HP LASERJET FAX　P.1

内蒙古自治区环境保护局

内环审〔2008〕213号

内蒙古自治区环境保护局
关于大庆油田有限责任公司呼伦贝尔油田乌东斜坡带区块产能建设工程环境影响报告书的批复

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司：

你公司报送的《大庆油田有限责任公司呼伦贝尔油田乌东斜坡带区块产能建设环境影响报告书》（以下简称《报告书》）收悉。经研究，批复如下：

一、呼伦贝尔油田乌东斜坡带区块产能建设工程位于呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内。该区块距达赉湖国家级自然保护区最近点距离为7.5km，距中蒙边界8.5km，距阿木古郎镇30km。东乌联输油管道与苏扎管道交会处距达赉湖国家级自然保护区最近点距离为1km，距乌尔逊河最近点距离为4km。

项目建设内容及规模：本项目在该区块内共建油水井103口，目前已有10口由勘探井转为采油井，另外新建油水井93口，其中采油井72口，注水井21口。新建乌东联合站1座，输油（气）管道7.5km，油田道路32.7km。项目建成后产能8.5

—1—

万 t/a。工程占地面积约为 77.608hm²。项目用水由自备水源井供给，生产和生活用热燃料为油田伴生气，没有燃煤消耗。该项目总投资 25138.6 万元，其中环境保护投资 1856.3 万元，占工程总投资的 7.38%。

该项目建设符合国家产业政策和地区发展规划。项目与达赉湖等敏感目标有一定的隔离距离。在全面落实《报告书》提出的各项风险防范、生态保护及污染防治措施后，环境不利影响能够得到缓解和控制。因此，我局同意你公司按照《报告书》中所列的建设项目的性质、规模、地点、环境保护措施进行项目建设。

二、项目建设和运行中应重点做好的工作

（一）进一步优化油井建设和输气管道选线，避开各类环境敏感目标。在征地范围内设置施工场地、施工营地。合理规划施工便道，固定行车路线和宽度，减少对地表的扰动和植被的破坏。施工结束后及时根据不同生态系统类型实施恢复方案。落实草牧场保护方案，合理选择弃渣场并做好水土流失防治和生态恢复工作。

（二）加强施工期环境管理工作，按照少占地、少占草原和少破坏植被的原则，尽量缩小施工范围，对施工破坏的植被进行补偿和恢复。距离达赉湖和乌尔逊河的输油管道施工应尽量避开鸟类繁殖期。

（三）施工期避免在春季大风季节以及夏季暴雨时节进行作业，施工中尽可能缩短施工时间，提高工程施工效率，尽量减少对自然植被的破坏，减少裸地面积。

（四）妥善处置油田开采和输油管道建设中产生的各类固体废物，依照国家规范要求将各类固体废物按鉴别属性妥善处

置，钻屑、废弃钻井液临时堆放场地要做好防渗及防雨工作，及时固化，提高综合利用率。

（五）作业产生的原油必须及时回收，不遗留地面，杜绝含油污水及污油的随意排放。按照规范建设废水回注井，加强回注井的运行管理。回注井关闭时，封堵井底至井口所有空间，防止地下水串层。对具有供水意义的地下含水层水质和水量进行长期监测。

（六）制定并落实油田开发工程各项环境风险防范预案，防止风险事故的发生。

（七）尽快落实“以新带老”措施，对勘探过程中造成的植被破坏进行有效恢复。

（八）初步设计阶段进一步细化环境保护设施，根据“不欠新帐、多还旧帐”的原则，在环保篇章中落实防止生态破坏和环境污染的各项措施及投资。开展工程环境监理工作，在施工招标文件、施工合同和工程监理招标文件中明确环保条款和责任，定期向当地环保部门提交工程环境监理报告。

三、项目建设必须严格执行环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度。项目竣工后，你公司必须按规定程序申请环保设施竣工验收。验收合格后，该项目方可投入运营或生产。

四、我局委托呼伦贝尔市环境保护局和新巴尔虎左旗环境保护局负责该项目油田开发及输油管道施工期间的环境保护监督检查工作。

—3—

（此页无正文）

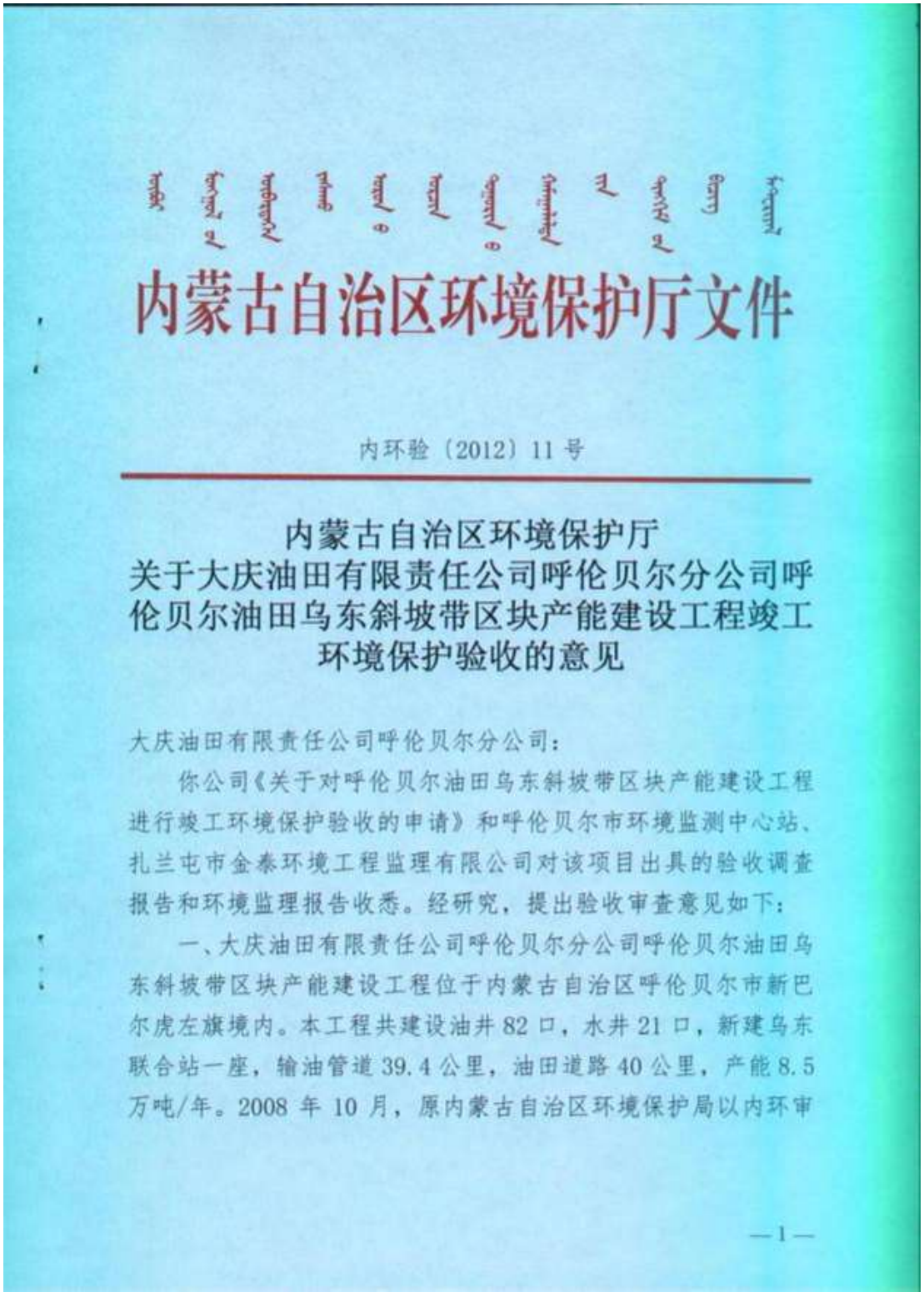
二〇〇八年十月十四日

主题词：环保 建设项目 报告书 批复

抄送：自治区发展和改革委员会，呼伦贝尔市环境保护局，新巴尔虎左旗环境保护局，自治区东部环保督查中心，自治区环境工程评估中心，大庆油田工程有限公司。

内蒙古自治区环境保护局办公室 2008年10月16日印发

共印19份



内蒙古自治区环境保护厅文件

内环验（2012）11号

内蒙古自治区环境保护厅关于大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司呼伦贝尔油田乌东斜坡带区块产能建设工程竣工环境保护验收的意见

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司：

你公司《关于对呼伦贝尔油田乌东斜坡带区块产能建设工程进行竣工环境保护验收的申请》和呼伦贝尔市环境监测中心站、扎兰屯市金泰环境工程监理有限公司对该项目出具的验收调查报告和环境监理报告收悉。经研究，提出验收审查意见如下：

一、大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司呼伦贝尔油田乌东斜坡带区块产能建设工程位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内。本工程共建设油井82口，水井21口，新建乌东联合站一座，输油管道39.4公里，油田道路40公里，产能8.5万吨/年。2008年10月，原内蒙古自治区环境保护局以内环审

—1—

〔2008〕213号文件对该项目环境影响评价报告书给予批复。项目于2008年6月开工建设，2009年9月起陆续投产。项目总投资24800万元，其中环保投资为1822万元，占总投资的7.35%。

二、验收调查、监测结果

（一）工程永久占地64.5公顷，临时占地115公顷。项目施工期通过采取少占土地，对管线表土分层开挖、单独存放并回填等措施降低对草原生态环境的影响，施工期结束后进行平整和植被恢复。对场站进行了硬化和绿化。本项目区块边界最近距离达贵湖国家级自然保护区6.5公里，项目施工和运管期对保护区影响较小。

（二）乌东联合站建有5台天然气加热炉（3用2备），烟气分别经8米和15米高烟囱排放。监测结果显示，在用的3台锅炉烟气中SO_2和NO_2排放浓度符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2001）二类区II时段标准要求；产能区块内SO_2、NO_2、TSP环境质量符合《环境空气质量标准》（GB3095-1996）二级标准。

产能区块外上、下风向50m处的总烃、非甲烷总烃无组织排放的浓度值为3.03mg/m^{3}和0.91 mg/m^3，均低于标准值（5.0和4.0 mg/m^3）。

（三）含油污水经联合处理站（设计处理能力为360吨/日，采用气浮选、压力过滤工艺）处理后回注地下，不外排；废弃钻井液于钻井结束后已就地固化、填埋处理；生活污水经一体化污水处理装置（采用水解+好氧污水处理工艺，处理能力为96吨/日）处理后排放至防渗储存池中用于厂区绿化，其余自然晾晒蒸

发。

监测结果显示，处理后生活污水水质指标能够满足《污水综合排放标准》（GB8978—1996）一级标准和《农田灌溉水质标准》（GB5084-2005）旱作标准。

（四）本项目位于空旷草原上，周围无居民等声环境敏感点，监测期结果显示，项目厂界昼、夜间噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

（五）本项目产生的生活垃圾统一收集，定期由阿木古郎镇环境卫生管理处清理。废弃泥浆和岩屑已就地固化填埋，并进行表层覆土和植被恢复。含油污泥存放于贝 28 作业区压裂返排液站的含油污泥防渗暂存池中，待含油污泥处理站建成后统一处理。

（六）本次验收监测工况条件下，SO_2 排放总量为 0.09t/a，满足呼伦贝尔市总量控制指标 0.772t/a 要求， COD 排放总量为 1.23 t/a。

（七）100%的公众对项目的环保工作表示满意或基本满意。

三、验收审查结论

本工程开展了环境监理，落实了环评及批复文件中的各项环保措施，主要污染物能够达标排放，项目单位环保管理机构较健全，环保规章制度较完善，制定了环境污染事故应急预案。该项目符合建设项目竣工环境保护验收条件，同意通过竣工环境保护验收。

四、项目运行期间应重点做好以下工作：

（一）及时清理施工临时占地并实施植被恢复，并对部分植

—3—

被自然恢复缓慢的管线段进行人工恢复；

（二）加强通井道路的日常管理，规范行车路线，严禁车辆随意下线行驶，并对临时道路进行植被恢复；

（三）加强采油区和输油管线的日常维护，避免跑冒滴漏现象的发生，及时回收和处理落地油；

（四）尽快完成含油污泥处理站的建设，确保含油污泥无害化处理。

五、请自治区东部环境保护督查中心、呼伦贝尔市环境保护局和新巴尔虎左旗环境保护局做好项目运行期间的环境保护监督管理工作。

二〇一二年二月二日

主题词：环保　建设项目　验收　意见

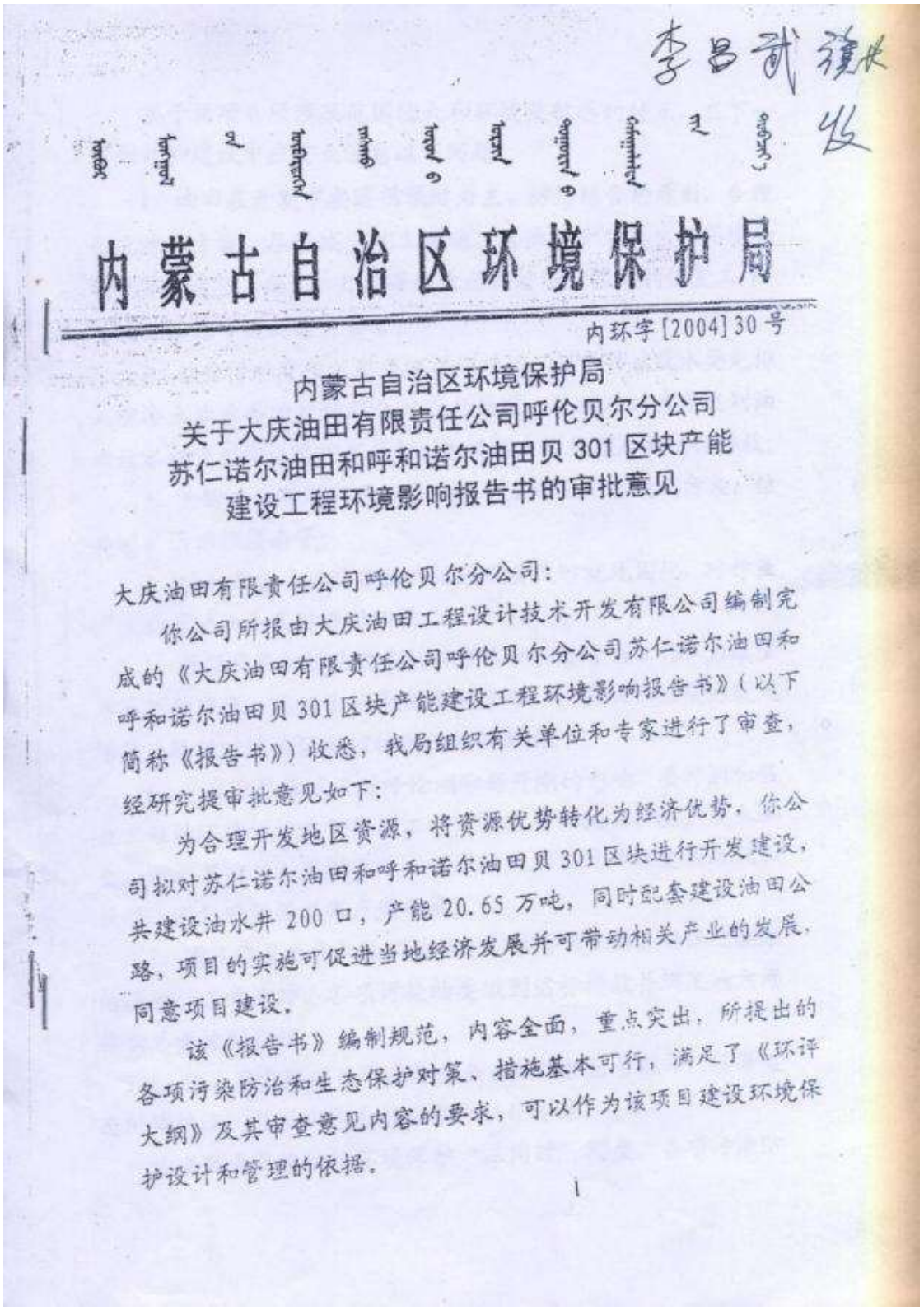
抄送：自治区东部环境保护督查中心，呼伦贝尔市环境保护局，新巴尔虎左旗环境保护局。

内蒙古自治区环境保护厅办公室　　2012年2月3日印发

共印 15 份

—4—

（2）苏一联合站



李昌武 发

内蒙古自治区环境保护局

内环字[2004]30号

内蒙古自治区环境保护局
关于大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司
苏仁诺尔油田和呼和诺尔油田贝301区块产能
建设工程环境影响报告书的审批意见

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司：

你公司所报由大庆油田工程设计技术开发有限公司编制完成的《大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司苏仁诺尔油田和呼和诺尔油田贝301区块产能建设工程环境影响报告书》（以下简称《报告书》）收悉，我局组织有关单位和专家进行了审查，经研究提审批意见如下：

为合理开发地区资源，将资源优势转化为经济优势，你公司拟对苏仁诺尔油田和呼和诺尔油田贝301区块进行开发建设，共建设油水井200口，产能20.65万吨，同时配套建设油田公路，项目的实施可促进当地经济发展并可带动相关产业的发展，同意项目建设。

该《报告书》编制规范，内容全面，重点突出，所提出的各项污染防治和生态保护对策、措施基本可行，满足了《环评大纲》及其审查意见内容的要求，可以作为该项目建设环境保护设计和管理的依据。

1

鉴于该项目所涉及范围较大和环境较敏感的特点，在下一步设计和建设中应重点注意以下问题：

1、油田在开发中要遵循预防为主、防治结合的原则，合理优化施工方案，尽量减少施工占地，将油田开发对生态环境的影响降到最低，勘探、开采等结束后及时进行植被的恢复工作，使植被覆盖率达到设计要求。

2、钻井污水要排入泥浆池循环使用，井下作业废水要先排入防渗土油池再回收到联合站进行处理，处理后的废水达到油田注水标准后回注地下不外排；生活污水经处理后要达标排放；

3、为防止油井深部原油渗入含水层对地下水造成污染，钻井时要使用双层套管；

4、钻井产生的泥浆在钻井结束后要及时就地固化，对作业产生的落地油要及时进行回收；

5、该项目要加强施工期的环境保护监督管理工作，为减少对草原的碾压，施工车辆要走固定线路，并采取积极措施最大限度地降低对施工区域植物和动物的影响；

6、为减少桥梁建设对呼伦湖和新开湖的影响，要特别加强此工程的环境保护监督管理工作，合理安排施工，生产废水和生活污水不准排入周围水体，施工结束后及时清理建筑垃圾和废料，避免对周围水体产生污染；

7、项目建成后要加强环境保护日常管理工作，确保污染防治设施的正常运转，各项污染物要做到达标排放并满足地方污染物总量控制指标；

8、你公司需同项目所在地两个自然保护区管理部门签署生态补偿协议，并报我局自然生态保护处备案。

该项目要严格执行环境保护“三同时”制度，各项污染防

2

设施与主体工程做到同时设计、同时施工、同时投产使用，项目建成试运行三个月内要向我局申请环境保护验收，经验收合格后，主体工程方可正式投产使用。

该项目的日常监督管理（包括施工期）由呼伦贝尔市环境保护局负责。

二00四年二月十七日

主题词：环保　项目　环评　审批　意见

抄送：呼伦贝尔市环保局，大庆油田工程设计技术开发有限公司

内蒙古自治区环境保护局办公室　二00四年二月十七日印发

共印8份

校对：李莉平

3

表十五

负责验收的环境保护行政主管部门意见：

蒙环验[2006]32号

苏仁诺尔油田和呼和诺尔油田贝301区块产能建设项目由大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司开发建设。工程内容主要包括苏仁诺尔油田和呼和诺尔油田贝301区块两部分，同时配套建设油田公路、输电线路、转输站。苏仁诺尔油田于2001年7月开工建设，2001年10月投入试运营；呼和诺尔油田贝301区块于2003年5月开工建设，2003年10月投入试运营，工程实际总投资24204.84×10¹元，其中苏仁诺尔油田10877.39×10¹元，贝301区块13327.45×10¹元。环保投资3500×10¹元，占总投资的14.5%。

苏仁诺尔油田和呼和诺尔油田贝301区块产能建设项目在建设过程中执行了环境影响评价和“三同时”环境保护管理制度，环保手续基本齐全，落实了大部分环评及批复的环保对策措施，企业的环保管理和监测机构基本健全，环保规章制度较完善。

油田开发区内和周围的植被基本处于较好的自然状态，有些地方甚至好于建设前。油田开发对区域内的土壤环境未造成污染。

油田开发区的施工和运营对区域内的野生动物没有产生明显的不利影响。油田干路和输电线在运营期对野生动物存在一定的不利影响。

工程运行时未向保护区内的水体排放废水，油田对保护区的水环境质量没有影响；油田开发区远离自然保护区，油田开发区的各种噪声对自然保护区影响不大；油田开发区的大气污染物对自然保护区未造成明显影响。

锅炉污染物排放浓度符合《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271－2001)二类区Ⅱ时段标准。

苏仁诺尔油田联合站和呼和诺尔油田贝301区块联合站厂界外下风向50m处的总烃的日平均浓度低于标准值，达到《大气污染物综合排放标准》(GB17297－1996)要求。

地表水：所有断面COD、总氮均超标；达赉湖pH、氟化物、总磷、总氮超标；乌尔逊河总氮超标；贝尔湖总氮超标；其它监测项目符合《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类标准。地表水监测结果与环评时的监测结果基本一致。

地下水：除苏仁诺尔油田水源井的总大肠菌群略超标外，苏仁诺尔油田和呼和诺尔油田贝301区块的水源井的其它监测项目均符合《地下水质量标准》(GB/T14848-93)中III类标准要求。

苏仁诺尔油田、呼和诺尔油田贝301区块、扎赉诺尔转输站的生活污水经地埋式污水

处理装置处理后，所排放的污水水质中COD、、BOD5两项指标超标，pH、石油类、SS能达到GB8978—1996的一级标准限值。

噪声监测结果表明厂界昼夜噪声满足《工业企业厂界噪声标准》(GB12348－1990)二类标准要求。

（6）公众意见调查

被调查者中有92.7%的人认为工程的建设有利于本地区的经济发展。

该工程到目前为止基本履行了环境影响评价和"三同时"管理制度，环保手续基本齐全，各项环保设施、措施按环评及批复要求基本落实到位，工程在设计、施工和运营过程中采取的污染防治措施与生态保护措施基本有效，主要污染物经处理后排放浓度达到国家相关排放标准限值要求，该工程基本符合验收条件，原则同意验收。

建议和要求：

（1）严格落实生态保护和恢复措施。对道路及边坡及取弃土场等临时占地进行植被恢复，采取有效措施治理沙害。

（2）按环评要求在乌尔逊河桥、双山子核心区等地段进行有效防护，减少干路对达赉湖自然保护区的影响。

（3）扎区转输站污水要采取有效措施进行处理，将处理后的污水集中送至矿区污水氧化塘。

（4）对垃圾坑进行必要的防渗处理，及时消除、妥善处理建筑及生活垃圾。泄漏到草原的原油要及时消除带走。

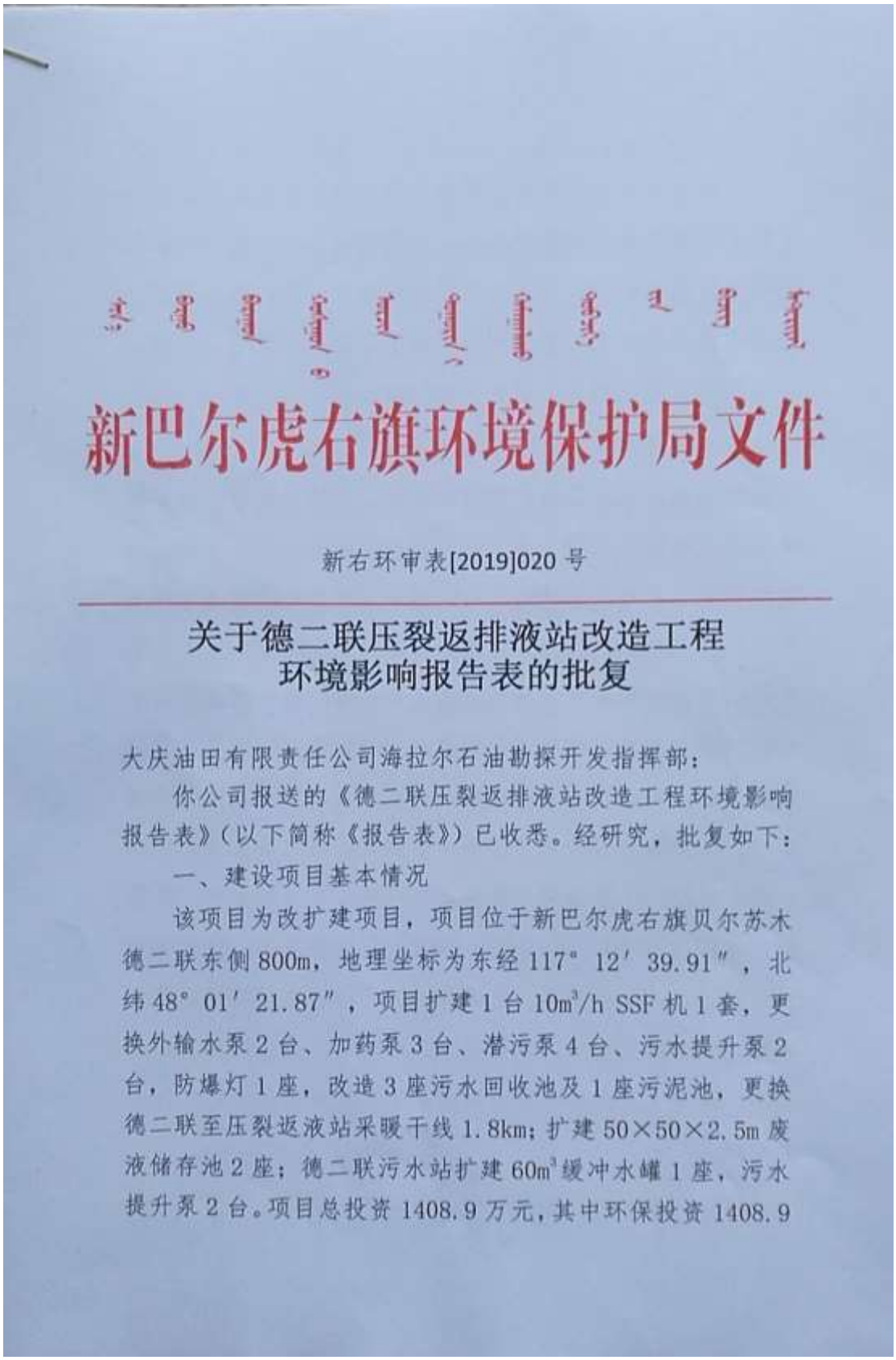
（5）建议企业执行环评中要求的运营期的环境监测计划，定期向有关环境主管部门上报监测结果。

（6）在项目整改实施过程中聘请专业监理公司进行监理。

（公章）

经办人（签字）：顾永瑞　　2006年12月29日

（3）德二联压裂返排液站



新巴尔虎右旗环境保护局文件

新右环审表[2019]020号

关于德二联压裂返排液站改造工程
环境影响报告表的批复

大庆油田有限责任公司海拉尔石油勘探开发指挥部：

你公司报送的《德二联压裂返排液站改造工程环境影响报告表》（以下简称《报告表》）已收悉。经研究，批复如下：

一、建设项目基本情况

该项目为改扩建项目，项目位于新巴尔虎右旗贝尔苏木德二联东侧800m，地理坐标为东经117° 12′ 39.91″，北纬48° 01′ 21.87″，项目扩建1台10m³/h SSF机1套，更换外输水泵2台、加药泵3台、潜污泵4台、污水提升泵2台，防爆灯1座，改造3座污水回收池及1座污泥池，更换德二联至压裂返液站采暖干线1.8km；扩建50×50×2.5m废液储存池2座；德二联污水站扩建60m³缓冲水罐1座，污水提升泵2台。项目总投资1408.9万元，其中环保投资1408.9

万元，占总投资比的100%。

根据《报告表》结论，落实《报告表》提出的各项生态保护、污染防治及其他措施后，项目建设生产的环境不利影响能够得到缓解和控制。从环境保护角度分析，我局原则上同意按照《报告表》中所列的建设项目性质、规模、地点、环境保护对策措施及下述要求进行建设。

二、项目建设与运行应注意做好以下工作：

加强施工期生态保护和污染防治。运输车辆进入施工场地应低速或限速行驶，施工场地洒水抑尘；施工结束后，应及时对施工场地恢复地面道路，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中颗粒物浓度≤1.0mg/m^3；施工废水经沉淀池处理后用于场地降尘，不外排，施工期生活污水依托现有化粪池；现有工程拆除产生的固体废物运至具有固废处理资质的处理站进行处理，建筑垃圾外运至建筑垃圾填埋场，生活垃圾经防风、防雨、防渗垃圾箱收集后运至生活垃圾填埋场，一般固体废物满足《一般固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及其修改单；使用低噪声机械设备，加强管理，文明施工，严格遵守《建筑施工场界环境噪声排放标准》规定要求，合理安排施工时间、施工工序，避免大量高噪声设备同时施工，加强对施工场地的噪声管理。

按照《报告表》要求严格营运期环保措施。运营期无组

织废气检测值中的氨气、硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中的厂界标准值要求，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中周外界浓度最高点4.0mg/m³要求；压裂返排液站处理后的污水排至德二联含油污水深度处理站进一步处理，满足《大庆油田油藏水驱注水水质指标及分析方法》（Q/SYDQ0605-2006）后回注，不外排；SSF机排泥进入污泥回收池，自然干化后外运至具有固废处理资质的处理站进行处理，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单要求；选用低噪声设备，并采取安装消音器等措施，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。

三、项目建设必须严格执行环境保护“三同时”制度。项目竣工后，你公司应按规定程序申请项目竣工环境保护验收，验收合格后，方可正式投入运行，我局将依照职能进行监督检查。

2019年8月8日

新巴尔虎右旗环境保护局办公室　　2019年8月8日印发

德二联压裂返排液站改造工程（废液储存池）

竣工环境保护验收意见

按照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》相关规定，大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司组织本公司质量安全环保部、开发技术中心地质室、工程技术中心规划室等部门的相关设计和管理人员，山东经纬检测技术有限公司（验收单位）、大庆中环评价检测有限公司（检测单位）、大庆油田工程建设有限公司油建二公司第八工程部（施工单位）及 3 名专家（名单附后）组成验收组对德二联压裂返排液站改造工程（废液储存池）开展竣工环境保护验收工作。

2020 年 10 月 24 日，验收组对德二联压裂返排液站新建 2 座废液储存池情况等进行现场核查。2020 年 10 月 25 日，大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司组织召开项目竣工环境保护验收会（受新冠疫情影响，采用视频会议），对验收监测报告提出补充和整改意见。验收单位山东经纬检测技术有限公司按照专家组意见对报告进行修改，2020 年 11 月 17 日通过验收组复核。

验收组根据验收监测表、现场核查情况并对照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》，严格按照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范/指南、本项目环境影响报告和审批部门审批决定等要求，提出意见如下：

一、工程建设基本情况

（一）建设地点、规模、主要建设内容

德二联压裂返排液站改造工程（废液储存池）位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎右旗贝尔苏木境内德二联压裂返排液站厂区内。工程新建 2 座废液储存池有效容积均为 5000m^3。废液池采用“防渗膜+浆砌预制块护坡”结构，尺寸为 50×50×2.5m，新建混凝土场地 2350m^2。

（二）建设过程及环保审批情况

四川锦绣中华环保科技有限公司于 2019 年 7 月编制完成《德二联压裂返排液站改造工程环境影响报告表》，新巴尔虎右旗环境保护局以新右环审表〔2019〕020 号对项目做出批复。

2020 年 5 月工程开始施工，2020 年 6 月废液储存池及混凝土场地竣工完成。

（三）投资情况

工程废液储存池投资 300 万元，全部为环保投资。

二、工程变更情况

与环评阶段相比，新建 2 座废液储存池及混凝土场地建设位置、容积及防渗措施等均无变化，项目不存在重大变更。

三、环境保护设施建设情况

工程所建设的废液储存池采用“池底和四周为高密度聚乙烯防渗膜 2mm+300mm 厚夯实粘性土和 50mm 厚砂垫层+混凝土预制面层，外部采用浆砌预制块护坡”结构，防渗系数≤10^{-7}cm/s，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及《危险废物收集 贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）要求。

四、环境保护设施调试效果

（一）污染治理效果

根据验收监测报告表，对废液储存池外东侧 1m 及 20m 处土壤进行监测，永久占地内土壤中 pH、镉、汞、砷、铅、镍、锌、铜、石油烃、铬（六价）等满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险控标准》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准，永久占地外土壤中的 pH、镉、汞、砷、铅、总铬、镍、锌、铜等满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中其他用地筛选值标准限值，且相关因子差别不大。

项目区上游（井 1）和下游（井 6）地下水监测结果显示，区域地下水环境中油田开发的特征污染物石油类及挥发酚均未检出。

废液储存池采取的防渗措施有效，项目建设未对区域环境造成不良影响。

（二）污染物排放总量

项目主仅对油田废液进行暂存，不涉及污染物总量控制指标。

五、工程建设对环境的影响

（一）对大气环境的影响

项目运营期主要废气污染物为废液储存池无组织挥发的非甲烷总烃，根据验收监测报告，德二联压裂返排液站厂界非甲烷总烃浓度为 0.75-0.85mg/m^3，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放浓度限值要求。

项目建设和运行未对区域大气环境造成不良影响。

（二）对水环境的影响

根据验收监测报告，项目运营期正常工况下不排放废水污染物，废液储存池采取了有效可行的防渗措施，池底和四周首先对原状土或素土进行夯实处理，上覆复合土工膜；在防渗膜上铺设 300mm 厚夯实粘性土和 50mm 厚砂垫层；最后进行混凝土预制面层，防渗系数满足≤10-11cm/s。

对废液储存池上游（井 1）和下游（井 6）布设的地下水监测结果显示，地下水中油田开发的特征污染物石油类、挥发酚，以及水质中铬（六价）、汞、砷、镉、铅等均未检出，满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准要求；水质中 pH、氨氮、溶解性总固体、氟化物、氯化物以及钠的监测结果有不同程度的超标现象，结合区域地区水文地质勘察结果，与含水层的地下水赋存

张晓东、赵宏伟 王明雅

第 2 页 共 3 页

环境和循环条件有关，导致该地区地下水具有高溶解性总固体、高铁锰、高氟离子、高硬度、高氟的特点。项目建设未对区域水环境造成不良影响。

（三）对声环境的影响

本项目运营期仅对废液进行暂存，主要为车辆运输及卸车时产生的噪声，项目周围 200m 范围内牧民居住点，项目实施不会对环境造成污染。

（四）对土壤、生态环境的影响

根据验收监测表，对废液储存池外东侧 1m 未硬化土壤处（德二联压裂返排液站内）及废液储存池外东侧 20m 处（德二联压裂返排液站外草地）土壤监测结果显示，废液池永久占地内土壤中的 pH8.4、镉 72mg/kg、汞 0.012mg/kg、砷 3.4mg/kg、铅 18mg/kg、镍 23mg/kg、锌 67mg/kg、铜 19mg/kg、石油烃 12mg/kg、铬（六价）未检出，均满足《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准，废液池永久占地外土壤中的 pH8.32、镉 0.1mg/kg、汞 0.011mg/kg、砷 3.2mg/kg、铅 15mg/kg、总铬 63mg/kg、镍 21mg/kg、锌 65mg/kg、铜 18mg/kg，均满足《土壤环境质量　农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中其他用地筛选值标准。

项目建设和运营对区域土壤、生态环境未产生不良影响。

六、验收结论

根据项目竣工环境保护验收监测报告表和现场核查，本项目无重大变动，总体上不存在对环境不利影响加重的问题；且环保手续完备，技术资料齐全，执行环境影响评价和"三同时"管理制度，基本落实环评文件及其批复所规定的各项环境污染防治措施，达到竣工环保验收要求。

验收组经认真讨论，一致认为德二联压裂返排液站改造工程（废液储存池）满足竣工环境保护验收条件，项目通过竣工环境保护验收。

七、后续要求

（一）强化各类环保治理设施运行监管，加强危险废物处置管理工作，确保依法合规。

（二）按照《排污单位自行检监测技术指南总则》（HJ819-2017），制定环境监测计划；做好企业环境信息公开，定期公布企业环境信息。

（三）及时更新完善环境风险事故应急预案，定期开展环境风险应急演练，切实加强地企风险联动机制，避免发生环境污染事故。

八、验收人员名单

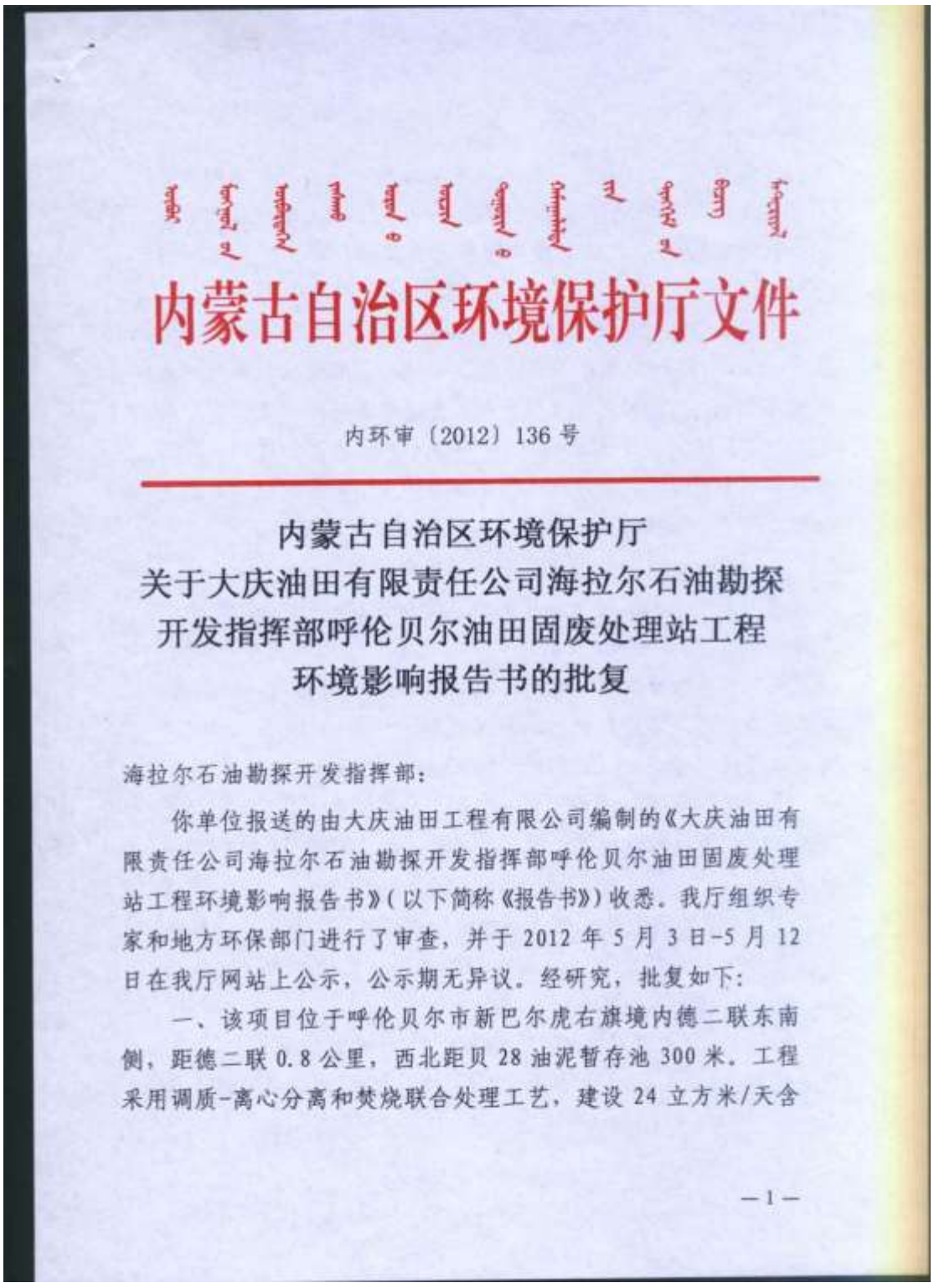
验收组名单附后。

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司

2020 年 11 月 17 日

第 3 页 共 3 页

（4）贝28作业区油泥暂存池



内蒙古自治区环境保护厅文件

内环审〔2012〕136号

内蒙古自治区环境保护厅
关于大庆油田有限责任公司海拉尔石油勘探开发指挥部呼伦贝尔油田固废处理站工程环境影响报告书的批复

海拉尔石油勘探开发指挥部：

你单位报送的由大庆油田工程有限公司编制的《大庆油田有限责任公司海拉尔石油勘探开发指挥部呼伦贝尔油田固废处理站工程环境影响报告书》（以下简称《报告书》）收悉。我厅组织专家和地方环保部门进行了审查，并于2012年5月3日-5月12日在我厅网站上公示，公示期无异议。经研究，批复如下：

一、该项目位于呼伦贝尔市新巴尔虎右旗境内德二联东南侧，距德二联0.8公里，西北距贝28油泥暂存池300米。工程采用调质-离心分离和焚烧联合处理工艺，建设24立方米/天含

—1—

油污泥调质-离心分离系统1套，分离油后的残渣、工业固体废弃物和生活垃圾焚烧处理系统规模为18吨/天。主要建设内容包括含油污泥分离厂、焚烧预处理车间及焚烧厂等。项目总投资2999.3万元，其中环保投资497.56万元，占工程总投资的16.6%。

该项目为油田开发配套的污染治理项目，项目投产后年回收原油414.72吨、废铁等工业固废350吨，并大量减少固废填埋及贮存占地。在全面落实《报告书》提出的各项生态保护和环境污染防治措施及投资预算前提下，环境不利影响能够得到一定的缓解和控制。因此，我厅同意你单位按照《报告书》中所列的建设项目性质、规模、地点、环境保护措施进行项目建设。

二、项目建设与运行管理中应重点做好的工作

（一）顺流式回转焚烧炉配套“急冷脱酸塔+活性炭吸附+布袋除尘器除尘”措施，脱硫效率大于85%，除尘效率大于99.5%，脱氯化氢效率大于97%，烟气经35米高的排气筒排放，应满足《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）和《生活垃圾焚烧污染控制标准》（GB18485-2001）相关标准限值。

主厂房进料泵与卸料平台的进出口处设置风幕门，防止臭气外逸。建设密封的垃圾收集池厂房，设置自动卸料门，维持垃圾收集池负压，减少灰尘飞扬和恶臭外逸。

（二）含油污水依托德二联含油污水处理站处理，生活垃圾渗滤液喷至焚烧炉焚烧，循环冷却排水回用于含油污泥流化用水、除渣机和石灰制浆系统补水。

（三）生活垃圾收集池、进料缓冲池、工业固体废物收集池、含油污泥储运池、固化块堆放场底板及壁板应进行防渗处理，渗

透系数小于0.419×10⁻⁶厘米/秒，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）和《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）中的相关要求。

（四）焚烧系统产生的飞灰储存于灰仓罐中，经飞灰固化装置固化处理后，暂时堆放在固化块堆放场，后送内蒙古东部危险废物处置中心进行处置。焚烧系统炉渣用于铺路和垫井场。

（五）认真开展环境监理工作，环境监理报告要作为工程环保验收的依据之一。根据《内蒙古自治区环境保护局环境监理管理办法（试行）》规定，建设单位要与环境监理机构签订监理合同，并报我厅备案。在施工招标文件、施工合同和工程监理招标文件中明确环保条款和责任，定期向我厅提交工程环境监理报告。

三、项目建设必须严格执行环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的环境保护“三同时”制度。项目竣工后，建设单位必须按照规定程序向我厅提出竣工环境保护验收申请，验收合格后，项目方可正式投入运营。

四、我厅委托呼伦贝尔市环境保护局和新巴尔虎右旗环境保护局负责该项目施工期间的环境保护监督检查工作。

二〇一二年六月八日

呼伦贝尔油田固废处理站工程（含油污泥储存池）

竣工环境保护验收意见

按照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》相关规定，大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司组织山东经纬检测技术有限公司（验收单位）、大庆中环评价检测有限公司（监测单位）、大庆油田建设集团有限责任公司（施工单位）及4名专家（名单附后）组成验收组对呼伦贝尔油田固废处理站工程（含油污泥储存池）开展竣工环境保护验收工作。

在初步审核通过验收监测报告基本内容的基础上，2021年7月2日大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司组织部分专家对呼伦贝尔油田固废处理站含油污泥储存池工程的建设情况进行现场勘查；2021年7月15日，以视频会议方式呼伦贝尔油田固废处理站工程（含油污泥储存池）竣工环境保护验收会。

根据验收监测表并对照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》，严格依照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范/指南，本项目环境影响评价报告表和审批部门审批决定等要求，形成验收意见如下：

一、工程建设基本情况

（一）建设地点、规模、主要建设内容

根据验收监测报告，呼伦贝尔油田固废处理站工程含油污泥储存池位于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎右旗境内，德二联合站东南侧，距德二联合站0.94km，东距贝尔苏木约18km。含油污泥储存池为钢筋混凝土结构，储存池尺寸为（长×宽×深）60m×20m×2.5m，容积3000m^3，有效容积2500m^3。主体采用C30P6级别的钢筋混凝土，内掺1.1% SR312防水剂，池底板下设C10混凝土垫层，池内壁抹1：2防水砂浆抹面厚20mm，池上四周设1.05m高钢栏杆，围墙为1.5m高非防翻越CZ浸塑围栏。池底设5‰的坡度使污水及析出的污油经格匝流入集液池(8.0×6.0×1.5m，位于含油污泥储存池内西北角）。

（二）建设过程及环保审批情况

大庆油田工程有限公司于2011年9月编制《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》，内蒙古自治区环境保护厅于2012年6月13日以“内环审〔2012〕136号”文对项目予以批复。含油污泥储存池工程2012年8月开始施工，2012年11月竣工投产。

（三）投资情况

呼伦贝尔油田固废处理站工程（含油污泥储存池）属于危险废物贮存设施，总投资为285万元。

（四）验收范围

根据验收监测报告，结合工程实际建设内容及该项目环境影响批复要求，本次验收范围为呼伦贝尔油田固废处理站工程配套建设的含油污泥储存池工程，呼伦贝尔油田固废处理站工程（开发建设环境治理工程）中其余工程内容的竣工环境保护验收工作待设备调试完成且正常运行后再行组织。

二、工程变动情况

与环评阶段相比，项目建设的含油污泥储存池的长度和宽度略有变化，但储池深度及容积无变化，储存池底板、侧壁板防渗措施分别等效渗透系数1×10^{-10}的防渗层约10.7mm及等效渗透系数1×10^{-10}的防渗层约8.4mm，再铺以20mm厚防水砂浆，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求；对照《关于印发<污染影响类建设项目重大变动清单（试行）>的通知》（环办环评函〔2020〕688号），项目的建设性质、规模、地点、生产工艺和采用的环境保护措施均与环评时期基本一致，项目不存在重大变更。

三、环境保护设施建设情况

根据验收调查报告，本工程为危险废物贮存设施，含油污泥储存池为钢筋混凝土结构，储存池主体采用C30P6级别的钢筋混凝土，内掺1.1% SR312防水剂，池底板下设C10混凝土垫层，池内壁抹1：2防水砂浆抹面厚20mm，池上四周设1.05m高钢栏杆，围墙为1.5m高非防翻越CZ浸塑围栏。池底设5‰的坡度使污水及析出的污油经格栅流入集液池。主体混凝土强度等级为C30，底板混凝土厚度450mm；池体底板混凝土厚度等效渗透系数1×10^{-10}的防渗层约10.7mm；侧壁混凝土厚度为350mm等效渗透系数1×10^{-10}的防渗层约8.4mm；再铺以20mm厚防水砂浆，池体防渗能够满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求。

四、环境保护设施调试效果

（一）污染治理效果

验收监测期间，厂界无组织非甲烷总烃浓度范围为0.72-0.88mg/m^3，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16927-1996）中的无组织监控浓度标准。

（二）污染物排放总量

项目为含油污泥储存池建设工程，不涉及污染物总量控制指标。

五、工程建设对环境的影响

根据验收监测报告，部分点位pH值、溶解性总固体、氟化物、氨氮、氯化物、钠不能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准，其余指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准。油田开发的特征污染物石油类未检出；含油污泥储存池外永久占地范围内土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准，含油污泥储存池永久占地外30m、50m处土壤环境质量满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）标准。项目建设和运行未对区域环境造成不良影响。

六、验收结论

根据竣工环境保护验收监测报告及现场核查，本项目建设性质、规模、地点、采用的生产工艺和环境保护措施与环评相比，均未发生重大变动，项目总体上不存在对环境不利影响加重的问题；项目环保手续完备，技术资料齐全，执行了环境影响评价和"三同时"管理制度，基本落实环评文件及其批复所规定的各项环境污染防治措施，外排污染物符合达标排放，达到竣工环保验收要求。

验收组经认真讨论，一致认为"呼伦贝尔油田固废处理站工程（含油污泥储存池）"满足竣工环境保护验收条件，项目通过竣工环境保护验收。

七、后续要求

（一）加强进入含油污泥储存池的落地油及油泥（砂）等危险废物处置管理工作，确保依法合规；严格执行危险废物收集、转运及贮存相关规定，加强对各项污染防治设施的运行维护，杜绝环境污染事故的发生；

（二）完善企业内部各项管理制度，严格执行危险废物管理计划、危险废物转移联单制度；及时修订和完善突发环境事件应急预案，定期开展环境风险应急演练，加强从业人员业务培训，强化地企应急联动。

八、验收人员信息

验收组名单附后。

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司

2021年8月5日

第3页共3页

（5）贝28作业区危险废物暂存库

呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎右旗分局文件

新右环审表[2020]007号

呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎右旗分局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

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司：

你公司报送的《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》（以下简称《报告表》）收悉。经研究，批复如下：

一、该项目位于新巴尔虎右旗贝尔苏木境内德二联合站南侧62米处，项目中心地理坐标为东经117° 12′ 40.17″，北纬48° 1′ 22.74″。项目建设性质为新建。建设内容为建设2座危险废物存储库，危废存储库一建筑面积为175.75 m^2，危废存储库二建筑面积为175.75m^2，危险

废物存储库内按废物类别分区存放，站内新建混凝土场地807m²，新建4m宽水泥混凝土进站路50m。

《报告表》认为，在全面落实各项污染防治措施的前提下，对环境的不利影响能够得到一定的缓解和控制。因此，我局原则同意你单位按照《报告表》中所列的建设项目性质、规模、地点和环境保护措施进行建设。

二、项目建设与运行管理中应重点做好以下工作

（一）强化废气污染防治。全面落实《报告表》提出的废气治理措施，确保非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放相应浓度限值。

（二）落实噪声污染防治措施。厂界噪声须符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。

（三）做好固体废物处理处置。危险废物集中由资质单位进行转运处置。按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及2013年修改单（环保部公告2013年第36号）要求建设危险废物贮存库房。

（四）加强环境风险防范。严格落实各项环境风险应急管理及防范措施，加强环境风险监控力度，防范环境风险事故发生。

（五）制定并完善环境监测计划，对废气无组织排放和地下水水质开展定期监测。

三、该项目污染防治设施建设须严格执行环境保护“三

同时”制度。项目竣工后，你单位必须按照规定程序及时进行竣工环境保护验收，验收合格后，项目方可正式投入运行。

呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎右旗分局

二〇二〇年八月二十日

呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎右旗分局办公室　2020年8月20日印发

呼伦贝尔分公司危险废物规范化暂存工程竣工环境保护验收意见

按照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》相关规定，大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司组织山东海纳环境工程有限公司（验收监测报告编制单位）、大庆中环评价检测有限公司（监测单位）及3名技术专家（名单附后）组成验收组对呼伦贝尔分公司危险废物规范化暂存工程开展竣工环境保护验收工作。

鉴于处于疫情期间，于2022年4月4日以视频会议的形式对《呼伦贝尔分公司危险废物规范化暂存工程竣工环境保护验收监测报告表》项目进行了评审。验收组根据验收监测报告表、现场核查情况并对照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》，严格按照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范/指南、本项目环境影响报告和审批部门审批决定等要求对本项目进行验收，提出意见如下：

一、工程建设基本情况

（一）建设地点、规模、主要建设内容

本工程位于呼伦贝尔市新巴尔虎右旗境内德二联合站南侧，距德二联合站约62m，由大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司负责管理。

本工程建设2座危险废物存储库，危废存储库一建筑面积为175.75m^2，危废存储库二建筑面积为175.75m^2，1座10.89m^{2}彩钢板值班房。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（85.02m^2）、废铅蓄电瓶存储库（50.46m^2）、废酸存储库（15.90m^2）。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（24.18m^2）、实验室废弃包装物存储库（24.18m^2）、淘汰、过期危化品存储库（24.18m^2）、废弃的含石棉衬垫存储库（24.18m^2）、废硒鼓墨盒存储库（24.18m^2）和废油墨、染料存储库（24.18m^2）。主要结构材料包括：混凝土、HRB400级钢筋、HRB300级钢筋、MU20混凝土多孔砖等，基础型式为毛石条形基础。为单层砌体结构的封闭库房。站内新建混凝土场地807m^2，新建4m宽水泥混凝土进站路50m。

（二）建设过程及环保审批情况

2020年7月，大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司委托煤炭科学技术研究院有限公司编制了《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》。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《呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎右旗分局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）对该《报告表》进行了批复，同意工程开工建设。

工程2021年5月1日开工；2021年11月19日竣工。项目自开工后无环境投诉、违法及处罚记录等。

（三）投资情况

呼伦贝尔分公司危险废物规范化暂存工程属于危险废物贮存设施，总投资为308.02万元，环保投资为308.02万元，占总投资的100%。

（四）验收范围

根据验收监测报告，结合工程实际建设内容及该项目环境影响批复要求，本次验收范围为呼伦贝尔分公司危险废物规范化暂存工程建设范围。

二、工程变更情况

环评阶段拟建设2座危险废物存储库，危废存储库一建筑面积为175.75m²，危废存储库二建筑面积为175.75m²，1座10.89m²彩钢板值班房。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（85.02m²）、废铅蓄电瓶存储库（50.46m²）、废酸存储库（15.90m²）。危废存储库二分为6个功能分区，分别为废测试瓶存储库（24.18m²）、实验室废弃包装物存储库（24.18m²）、淘汰、过期危化品存储库（24.18m²）、废弃的含石棉衬垫存储库（24.18m²）、废硒鼓墨盒存储库（24.18m²）和废油墨、染料存储库（24.18m²）。站内新建混凝土场地807m²，新建4m宽水泥混凝土进站路50m。

经调查，本工程依照设计方案进行建设，建设内容与环境影响评价阶段拟建方案完全相同。

根据《关于印发<污染影响类建设项目重大变动清单（试行）>的通知》（环办环评函〔2020〕688号），对照本工程变动情况，本工程的性质、规模、地点、生产工艺和采用的环境保护措施未发生重大变化。

三、环境保护设施建设情况

（一）废水

本工程运营期不产生废水，不涉及废水排放。

（二）废气

本工程废气主要是为汽车尾气和含油废弃物储存过程中逸散非甲烷总烃，为无组织排放。

（三）噪声

本工程运营期无固定噪声源，主要为物料运输、车辆装卸环节产生的噪声，采取运输车辆减速、规范装卸操作、车间隔声等措施。

（四）固体废物

本工程为危险废物贮存设施，本身无固体废物产生。危废储存库中的危废交由有资质单位定期清运处置。

四、环境保护调试效果

（一）废气

验收监测期间，厂界无组织非甲烷总烃浓度范围为0.63~0.82mg/m³，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16927-1996）中的无组织监控浓度标准。厂界内非甲烷总烃浓度范围1.01~1.17mg/m³，满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822—2019）要求。

（二）厂界噪声

验收监测期间，危险废物贮存库厂界昼间噪声在48.9~52.1dB（A）之间，夜间噪声在46.2~50.2dB（A）之间，能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准（昼间60dB（A）；夜间50dB（A））。

五、工程建设对环境的影响

（一）项目建设对地下水环境的影响

根据验收监测报告，地下水监测点位氯化物、溶解性总固体、氟化物、铁浓度超标，除此之外监测点位地下水环境质量满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准要求。石油类满足参照的《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类限值要求，挥发性酚类(以苯酚计)满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准要求。氯化物、溶解性总固体、氟化物、铁超标主要是跟当地水文地质条件有关。

六、验收结论

根据该工程项目竣工环境保护验收监测报告表和现场检查，项目环保手续完备技术资料齐全，执行了环境影响评价和"三同时"管理制度，基本落实了环评报告表及其批复所规定的各项环境污染防治措施，外排污染物符合达标排放要求达到竣工环保验收要求。验收组经认真讨论，一致认为"呼伦贝尔分公司危险废物规范化暂存工程"满足竣工环境保护验收条件，项目通过竣工环境保护验收。

七、后续要求

建设单位应严格落实危险废物管理制度，按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等要求严控危险废物的收集、贮存、委托处置等环节，制定危险废物管理计划，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。

八、验收人员信息

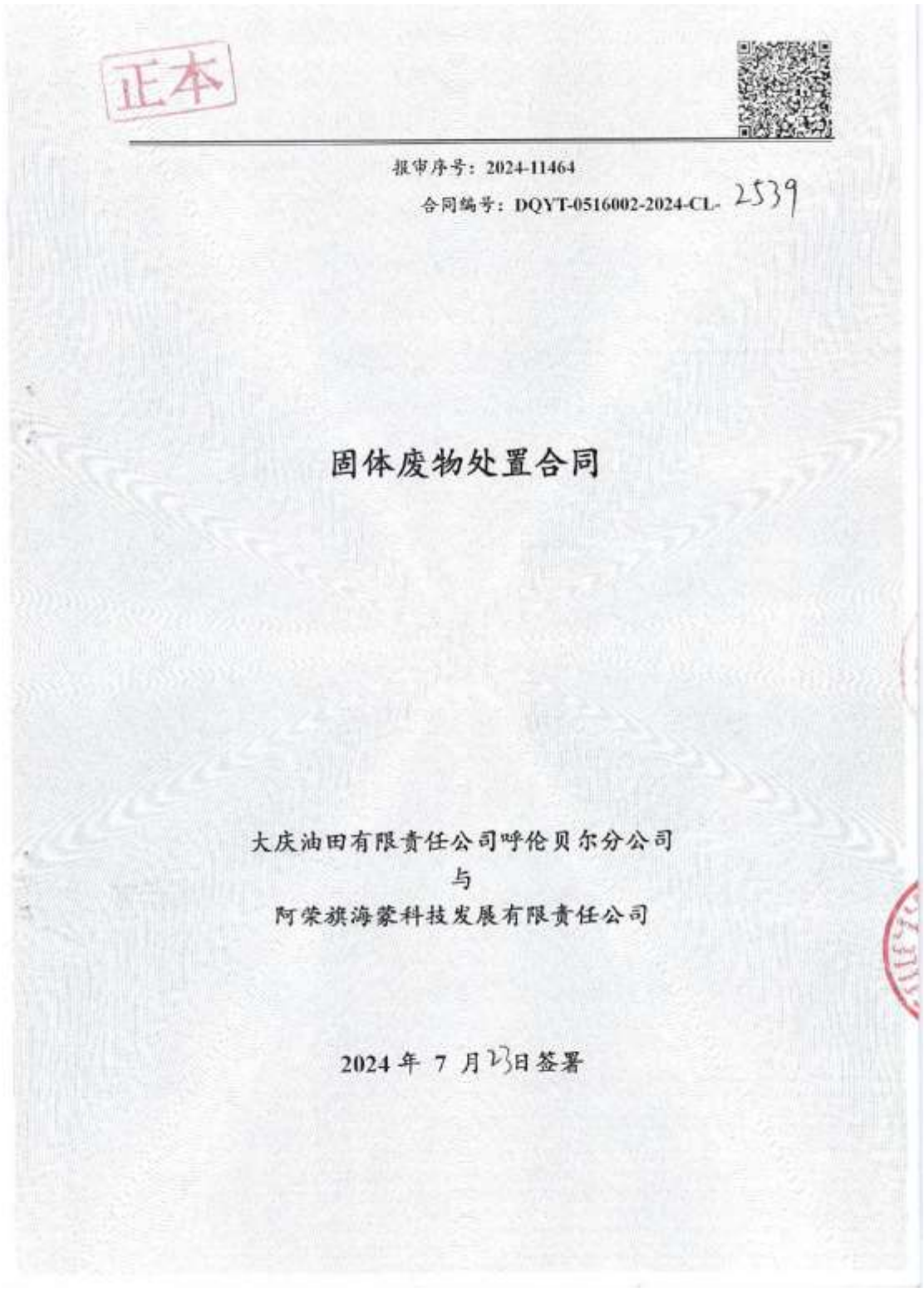
验收组名单附后。

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司

2022 年 4 月 4 日

第4页 共4页

附件7　危险废物处置合同



正本

报审序号：2024-11464

合同编号：DQYT-0516002-2024-CL-2539

固体废物处置合同

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司

与

阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司

2024年7月23日签署

目 录

1. 固体废物处置的内容、标准和方式.....2
2. 固体废物处置的期限、地点.....3
3. 固体废物的接收、运输和处置.....4
4. 费用及支付.....10
5. 权利和义务.....14
6. 健康、安全生产及环境保护.....16
7. 保密.....16
8. 诚信合规.....17
9. 不可抗力.....18
10. 违约责任.....19
11. 合同解除.....21
12. 通知.....22
13. 法律适用及争议解决.....23
14. 合同效力及其他约定.....24
附件一.....27
附件二.....43

本固体废物处置合同（"**本合同**"）由以下双方在大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司签订。

委托方（简称"甲方"）：大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司
住所：内蒙古自治区呼伦贝尔市鄂温克旗呼伦贝尔新区
企业（法人）统一社会信用代码：91150724701354995Q
法定代表（负责）人：孙成岩

受托方（简称"乙方"）：阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司
住所：内蒙古自治区呼伦贝尔市阿荣旗工业园区阿荣旗蒙西水泥有限公司
企业（法人）统一社会信用代码：91150721MA13PM6060
法定代表（负责）人：廖丹

甲方和乙方以下合称"**双方**"，单称"**一方**"。

根据《中华人民共和国民法典》、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等有关法律法规的规定，本着自愿、平等、公平和诚实信用的原则，双方就本合同项下固体废物处置事宜，协商一致，签订本合同。

1. 固体废物处置的内容、标准和方式

乙方应根据甲方的委托，按照本条约定的内容、标准和方式处置有关固体废物。

1.1 处置内容：

待处置固体废物名称：油田开采过程产生的油泥和油脚，HW08 危险废物代码为 071-001-08；

暂估固体废物数量：2399.19 吨；

该数量为暂估数量，实际处置量应按照本合同第 3.3.2 条确定。

1.2 处置标准

1.2.1 乙方处置本合同项下的固体废物，应遵循以下标准：

按照国家《固体废物污染防治法》、危险废物处置利用相关规章，地方政府主管部门的批复意见及危险废物处置技术规范进行合规处置，处置后污泥符合《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB 23/ 3104—2022）。

1.2.2 如果第 1.2.1 条约定标准在本合同有效期内发生修订、废止、替代等情形，或出现新的应当适用于本合同固体废物处置工作的标准，则乙方应执行最新适用的标准；若各标准之间就同一事项要求不一致，则应执行技术要求最高的标准。

1.3 处置方式水泥窑协同处置。

2. 固体废物处置的期限、地点

2.1 处置期限：2024 年 7 月 26 日至 2025 年 5 月 31 日，合同履行期限：2024 年 7 月 26 日至 2026 年 5 月 31 日（含一年质保期）。

2.2 处置地点：内蒙古自治区呼伦贝尔市阿荣旗工业园区阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司含油污泥处置地点。

3. 固体废物的接收、运输和处置

3.1 固体废物的接收

3.1.1 在合同有效期内，甲方有权在任何时间向乙方发出书面通知，要求乙方接收待处置固体废物（危险废物转移联单）。危险废物转移联单应当载明必要的信息以便乙方进行接收，这些信息包括：

（1） 待处置固体废物的名称；
（2） 待处置固体废物的数量/质量/体积；
（3） 待处置固体废物的物理形态；
（4） 待处置固体废物的包装或容器情况；

（5） 待处置危险废物的名录代码；
（6） 本次接收事宜的甲方经办人信息；
（7） 其他：_____/_____。

3.1.2 乙方应当在收到危险废物转移联单后2日内对需接收内容予以确认，并以书面形式告知甲方其派车接收的相关信息，包括：
（1） 待处置固体废物的数量/质量；
（2） 待处置固体废物的物理形态；
（3） 待处置固体废物的包装或容器情况。

3.1.3 如乙方对需接收内容有异议的，就无异议部分，乙方应当按照本条约定进行接收；就有异议部分，乙方应在第3.1.2条约定的期限内书面通知甲方，双方应就有异议部分及时协商、共同确认。

3.1.4 除非双方另有约定，乙方应当在完成第3.1.2条约定的书面确认后2日内完成接收。

3.1.5 乙方应在阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司或危险废物转移联单中另行指定的地点接收待处置固体废物。

3.1.6 甲方负责待处置固体废物在装车地点的过磅计量工作（"**出场过磅**"），乙方应根据甲方的要求提供协助。过磅单或确认装车情况的其他单证和危险废物转移联单应当依据出场过磅结果填写，但双方另行协商确定的除外。

3.1.7 如出场过磅结果与双方根据第3.1.2条确认的结果有差异的，应当以出场过磅结果为准，但双方另行协商确定的除外。

3.1.8 如甲方交付的待处置固体废物不符合本合同约定的，由乙方就不符合约定部分重新提出报价方案交甲方。如双方对新报价方案协商达成一致的，由乙方按照协商结果处置；如无法协商一致的，乙方应当将已由乙方接收的待处置固体废物退回甲方，退回费用由甲方承担。

3.2 固体废物的运输

本合同项下待处置废物的运输由甲方负责，运输责任执行3.2.2条规定。

3.2.1 _____/_____。

3.2.2 运输方式为道路运输方式，甲方可以自行运输或也可以委托具有相应运输资质的第三方运输企业代其运输，交付地点为乙方固体废物处置地点。

3.2.3 其他约定：_____/_____。

3.3 固体废物的处置

3.3.1 乙方应负责待处置固体废物在处置地点进行的过磅计量工作（"入库过磅"），甲方有权全过程参与监督。乙方在完成入库过磅后立刻向甲方提供书面计量结果，甲方有权派遣人员参与入库过磅。入库单应当依据出场过磅结果填写，但双方另行协商确定的除外。

3.3.2 乙方在本合同项下实际处置的固体废物的数量（"**实际处置量**"）为入库过磅结果所示数量；但是，如果入库过磅结果与出场过磅结果有差异的，除非双方另有约定，实际处置量应当按照如下第（1）种方式确定：
（1） 以出场过磅结果为准。
（2） 以入库过磅结果为准。
（3） 如果过磅误差不超过/%（含）的，以计量结果较低者为准；如果过磅误差超过/%（不含）的，乙方应当在入库过磅完成/日内通知甲方进行诚信协商，并以经双方协商后最终确认的结果为准。
（4） 其他：/。

3.3.3 对于需要以浓度或含量来计价的固体废物，以双方交接时在接收地点现场取样的浓度或含量为准，该样本送至双方认可、具有合格资质的机构进行检测。

3.3.4 乙方应严格按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等法律法规以及

本合同第 1 条约定的方式、标准妥善处置待处置固体废物；如本合同任何约定与适用的法律法规或国家/环境/行业标准不一致的，应当以较严格者为准。

3.3.5 乙方收集、贮存、运输、利用及处置固体废物过程中，应遵守《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求，并根据固体废物的成份和特性，严格依法按照环评批复处置，防止扬散、流失、渗漏和其他污染，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物。

3.3.6 乙方应当自行处置本合同项下待处置固体废物。乙方不得将未经处理的固体废物及其附属物直接转卖。

3.3.7 乙方应按照本合同第 2 条约定的地点和期限处置甲方交付的固体废物。

3.3.8 乙方应在完成处置后30日内以书面形式向甲方提供已妥善处置固体废物相关证明，包括第三方检测机构检测报告、《危险废物转移联单》。甲方应在收到前述相关妥善处置固体废物的证明后30日内进行审核确认。

3.3.9 ①.乙方完成处置后，甲方有权利要求对处置成果进行采样检测分析，乙方应当配合。检测分析结果不符合第 1.2 条约定的标准的，双方应按照第 10.3 条的约定处理。②.处置后的泥渣，经第三方检测机构检测，达到国家和地方相关无害化处置标准。③.甲方提供《危险废物转移联单》等相关手续，负责对含油污泥数量进行称重，乙方需配合甲方在含油污泥处置数量、危险废物接收等环节签认，并及时打印称重小票，称重小票作为结算材料之一。④.甲方向乙方提供的技术资料、数据、材料或样品如有遗漏，乙方应在 3 天之内提出书面补充清单，否则视为文件提供齐备。服务工作成果验收完成后 5 个工作日内，乙方应归还甲方交予的全部技术资料、基础数据等，不得擅自留存复制品，或者乙方应按照甲方允许的方式销毁全部技术资料、基础数据。⑤.甲方不为乙方提供含油污泥处置及回收处置所需的（包含但不限于）水、电、气、工作场所等服务内容。⑥.水泥窑协同处置固体废物是通过高温焚烧及水泥熟料矿物化高温烧结过程实现固体废物毒害特性分解、降解、消除、惰性化、稳定化等目的的废物处置技术手段，含油污泥经水泥窑协同处置后不产生废渣、泥渣、污水、污油等其它物质，处置后产生的水泥熟料等物质由乙方自行利用，所产生全部费用由乙方承担。

3.3.10 乙方完成处置后，油、废水等处置产物全部由甲方回收。检测分析结果符合第 1.2 条约定的标准的渣土，按以下比例由甲乙双方回收，且按建设项目环境影响评价文件批复处置利用：甲方回收0%，乙方回收100%。

4. 费用及支付

4.1 本合同项下处置服务费采用以下第（2）种计价方式，在本合同履行期间，若国家税率政策发生变更调整的，本合同约定执行税率也随之进行相应的调整。

（1） 固定总价

本合同不含税处置服务费为人民币大写：/（小写：/）；税率为/%；含税处置服务费为人民币大写壹佰伍拾陆万叁仟伍佰元整人民币（小写：1563500.00 元人民币）。本合同处置服务费包括乙方完成本合同所有工作内容所发生的全部费用。

（2） 固定单价

本合同不含税暂定处置服务费为人民币大写：壹佰肆拾柒万伍仟元整人民币（小写：1475000.00 元人民币）；税率为6%；含税暂定处置服务费为人民币大写壹佰伍拾陆万叁仟伍佰元整人民币（小写：1563500.00 元人民币）。合同单价为 陆佰壹拾肆元柒角玖分人民币（不含税）（小写：614.79 元人民币）/吨，除另有约定外，固定单价在合同期内不予调整。

（3） 其他：/。

4.2 支付方式按照下列第（5）种方式执行：

（1） 一次性支付

乙方完成本合同项下全部固体废物的处置并提供第 3.3.9 条约定的相关证明且经甲方审核确认后90日内支付全部含税 90%处置服务费。

（2） 定期支付
（a） 每第/个月的第/日支付一笔处置服务费，支付金额相当于/总处置服务费的/%。
（b） 最后一个支付日为本合同终止之日；但如果本合同终止之日尚有进行中的处置的，则最后一个支付日为乙方完成该批次处置并提供第 3.3.9 条约定的相关证明之日。
（3） 按进度支付
（3.1）进度支付计划：/；
（3.2）最后一笔支付为/处置服务费的/%，在乙方完成全部固体废物处置并提供第 3.3.9 条约定的相关证明后/日内支付。
（4） 按批次支付
乙方完成单批次固体废物处置并按照第 3.3.9 条的约定提供了相关证明之后/日内支付该批次/处置服务费。
（5） 其他约定：1.乙方完成本合同项下全部固体废物的处置并提供第 3.3.9 条约定的相关证明且经甲方审核确认后 90 日内，按 4.2 约定方式支付全部含税 90%处置服务费。2.其余 10%作为保证金，保证期为乙方完成本合同项下全部固体废物的处置并提供第 3.3.9 条约定的相关证明且经甲方审核确认后 12 个月，乙方于本项目保证期结束（且无任何服务质量问题）后提出支付申请，甲方接到申请 90 日内一次性向乙方付清保证金。

4.3 履约担保
本合同生效后 / 日内，乙方应按照如下第 / 种方式向甲方提供一份履约担保：
（1） 乙方提供一份履约保函。履约保函的金额相当于第 4.1 条约定的含税/不含税处置服务费的 / %。履约保函的有效期应至乙方完全履行本合同项下全部义务之日。履约保函格式见附件二。
（2） 乙方向甲方支付相当于第 4.1 条约定的含税/不含税处置服务费 / %的履约保证金。如乙方发生违约的，甲方有权根据因乙方违约行为而造成的损害扣除履约保证金，作为乙方应支付的违约金或对甲方的损害赔偿。履约保证金的余额在乙方完全履行本合同项下全部义务后内由甲方无息返还给乙方。如履约保证金不足以弥补甲方损失的，乙方应继续赔偿。

4.4 乙方收款账户信息如下：
收款人：阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司
开户行：上海浦东发展银行股份有限公司哈伦贝尔分行
账 号：17810078801800001307
乙方应对上述账户信息的真实性、安全性、准确性负责。
4.5 每次付款前，乙方应提交符合甲方财务要求的增值税专用发票及经甲方确认的处置服务妥善完成的相关证明，否则甲方有权顺延付款，直至收到前述资料，且不承担违约责任。乙方开具发票所需甲方信息如下：
纳税人名称：大庆油田有限责任公司哈伦贝尔分公司
税务登记号：91150724701354905Q
开户行名称：工行哈伦贝尔河东支行
开户行账号：0607030109022107172
税务登记地址：海拉尔区阿里河路 390 号楼
财务电话：0470-8107083
其他：/

甲方应对上述信息的真实性、安全性、准确性负责。

5. 权利和义务

5.1 甲方权利和义务

除本合同其他条款约定以外，甲方还具有如下权利和义务：

5.1.1 有权不时审查乙方提供本合同项下服务所需的经营资质和能力，包括但不限于固体废物经营资质、危险废物经营资质；

5.1.2 有权审查乙方或其委托的第三方运输企业的危险废物运输资质；

5.1.3 告知乙方固体废物危害特性及安全注意事项；

5.1.4 为乙方提供与履行合同有关的工作便利；

5.1.5 按约定向乙方支付处置服务费用；

5.1.6 其他：（1）、甲方有权对乙方含油污泥处置的施工过程进行监督、检查，有权要求乙方对施工中存在的问题进行整改；对乙方违规行为要求整改和进行处罚；（2）甲方有权对乙方在服务期间使用甲方资源收取费用，费用经甲乙双方认证后从结算款中扣除。

5.2 乙方权利和义务

除本合同其他条款约定以外，乙方还具有如下权利和义务：

5.2.1 有权根据本合同约定收取处置服务费。

5.2.2 在本合同有效期内，就本合同项下待处置固体废物的收集、贮存、处置、利用等任何服务，乙方始终具备相应的经营资质、持有符合本合同服务内容的《营业执照》，涉及危险废物的，还应当具有相应危险废物经营资质、持有相应危险废物经营许可证；乙方或其委托的第三方负责危险废物运输的，应具有危险废物运输资质及能力，并不得超越其经营许可范围。

5.2.3 应当根据待处置固体废物特性制定处置方案、事故应急预案及防范措施，并落实到位。

5.2.4 应当将待处置固体废物危害特性及安全注意事项告知其相关人员，并提供必要的安全防护措施。

5.2.5 合同履行过程中应及时处理、协调与其他相关方之间的工作关系，并按规定办理相关手续。

5.2.6 在进入甲方厂区时，应遵守甲方相关管理规定，并确保派来的接收人员充分做好自我防护工作，接收人员进入甲方厂区后的健康、安全责任由乙方承担。乙方委托第三方运输企业进行运输的，乙方应当促使其委托的第三方运输企业遵守本条约定。

5.2.7 协助甲方办理与本合同有关的审批、备案手续，包括但不限于为转移固体废物出省、自治区、直辖市行政区域贮存、处置或利用而需办理的审批或备案；跨省、自治区、直辖市转移危险废物而需办理的审批等。

5.2.8 在本合同签署之日属于依据国务院批准的中小企业划分标准确定的中小企业；本合同有效期内，如乙方企业类型依据届时适用的中小企业划分标准发生任何变更，乙方应在类型变更后10日内以书面方式通知甲方。

5.2.9 其他：(1)含油污泥处置工作结束后，乙方需委托有资质的单位对处置完后产生的水泥熟料进行监测，向甲方及地方政府主管部门提交监测报告。(2)施工过程必须可实现全方位监控，实时远程传输至指定平台（网页），支持下载回看，分公司指定人员现场或视频方式进行监督，实时远程传输视频采集、监控。

6. 健康、安全生产及环境保护

双方应在签订本合同的同时，签订《固体废物处置 HSE 合同》（见附件一），作为本合同的组成部分。

7. 保密

7.1 双方同意，当事人一方对在订立和履行合同过程中知悉的另一方的商业秘密、技术秘密、其他商业、技术、管理及财务信息（"**保密信息**"）负有保密责任；未经同意，不得对外泄露或用于本合同以外的目的。一方泄露或者在本合同以外使用该保密信息给另一方造成损失的，应承担损害赔偿责任。

7.2 本合同约定的保密信息不包括以下信息：

（1） 在从对方获得前，已经掌握且对方不反对使用或披露的信息；
（2） 已经为公众所知的信息，但该等信息为公众所知是由于一方违反本合同约定的除外；
（3） 一方按照有管辖权的法院或其他有权机关的合法要求而披露的信息；
（4） 依一方的书面授权而向第三方披露的信息。

7.3 本合同的无效、变更、解除、履行完毕等不影响本条款的效力，在发生上述情形下，双方仍应履行保密义务。

7.4 保密期限为本合同有效期及本合同终止后2年。

8. 诚信合规

8.1 双方应坚持公平公正、诚实信用原则，严格遵守国家关于市场准入、安全环保质量管理、经营活动与市场竞争的法律法规，以及关于诚信、合规的各项规定，并严格执行合同文件。

8.2 一方在履行本合同以及因此开展的相关交易活动过程中，应确保其行为符合有关国家法律法规、监管要求、商业惯例、行业准则的规定，不得为谋取不正当利益违规行事，包括但不限于：（1）直接或间接给予另一方工作人员及其近亲属任何好处，包括但不限于给予现金及现金等价物、礼金、贵重物品等；（2）擅自与另一方工作人员就处置服务费等进行私下商谈或者达成默契；（3）以任何形式向另一方索要赞助、回扣，接受礼金、贵重物品等；（4）在另一方报销任何应由其单位或个人支付的费用等。如一方发现另一方及其工作人员存在违规行为，应主动向另一方纪委办公室报告。

8.3 如一方及其工作人员（“违规方”）未履行上述义务，另一方有权要求违规方整改，违规方应自行承担费用进行整改。因违规方违规行为产生的后果，违规方应自行承担相关损失、赔偿、费用、罚金和罚款等，并保证另一方免责；同时，另一方有权视违规方违规程度同时或单独采取不同救济措施，包括要求违规方停止违规行为、要求违规方支付含税处置服务费 20%的违约金、解除合同等；违规方支付的违约金不足以弥补另一方损失的，还应继续承担另一方由此遭受的所有损失。

8.4 其他约定：/。

9. 不可抗力

9.1 不可抗力事件是指合同当事人不能预见、不能避免且不能克服的客观情况，包括但不限于地震、水灾、火灾（非人为）、雷击、雪灾、瘟疫、流行性疾病、海啸、风暴潮、台风、泥石流、滑坡等自然灾害；战争、骚乱、戒严、暴动、恐怖袭击、罢工、内乱等社会事件导致无法履行合同的情形。

9.2 由于不可抗力原因，使双方或任何一方不能履行合同义务时，受到不可抗力影响的一方应采取有效措施，尽量避免或减少损失，将损失降低到最低程度，在不可抗力发生后48小时内以书面形式通知对方，并在其后3日内向对方提供有效证明文件。一方未尽通知义务或未采取措施避免、减少损失的，应就扩大的损失承担相应的赔偿责任。

9.3 因不可抗力无法按期履行或不能履行本合同的，根据不可抗力的影响，部分或全部免除责任，但法律另有规定的除外。如发生延迟履行，在延迟履行期间发生不可抗力事件导致延迟履行方无法履行其合同义务，延迟履行方不能就延迟履行期间的不可抗力事件免责。

9.4 在受不可抗力影响一方遵守法律规定以及本合同约定（包括但不限于第 9.2 条和第 9.3 条）的前提下，因不可抗力致使合同无法按期履行或不能履行所造成的损失由双方各自承担（为避免疑问，由于任何一方过错引起的损失除外）。

9.5 如果因不可抗力的影响致使本合同中止履行15日以上时，双方应就继续履行本合同进行协商，协商不成则双方均有权解除本合同。当一方因上述原因解除本合同时，应当以书面形式通知另一方。通知送达另一方时本合同终止。

10. 违约责任

10.1 甲方迟延支付处置服务费的，每逾期一日，应当承担含税迟延支付部分0.01%



的违约金，但最多不超过含税处置服务费的 5 %。

10.2 乙方未按合同约定的期限接收、处置固体废物的，每逾期一日，应当承担含税处置服务费0.01%的违约金。经甲方通知后7日，乙方仍未能接收固体废物的，甲方有权解除本合同或另行委托第三方处置，由此产生的额外费用应当由乙方承担。

10.3 乙方未按照合同约定的标准、方式处置固体废物的，应当承担含税处置服务费10%的违约金，并按照本合同约定的标准、方式重新处置。乙方重新处置仍不能达到本合同约定的标准或无法按照本合同约定的方式处置的，甲方可以选择：(2)

（1） 要求乙方继续处置；

（2） 委托第三方按照本合同约定的标准、方式处置，相关费用由乙方承担；

（3） 解除本合同，乙方应承担含税处置服务费10%的违约金，并自费退回已接收的固体废物至甲方指定的地点。

10.4 未经甲方书面同意，乙方擅自转委托的，应当承担含税处置服务费10%的违约金。

10.5 任一方存在本条约定的其他违约行为的，另一方有权书面通知违约方立即停止并纠正违约行为；违约方在收到该书面通知后7日内仍未能纠正的，应当承担含税处置服务费10%的违约金，且另一方有权根据本合同第 11 条的约定解除本合同。

10.6 如乙方在接收、运输和处置废物过程中，因不可归责于甲方的原因造成环境污染或安全事故，导致任何第三方提出指控或诉讼的，乙方应负责交涉，应诉或协助甲方应诉，并承担由此发生的律师费、赔偿费等所有费用。如导致甲方受到政府监管部门处罚的，乙方应对此承担责任，包括但不限于行政罚款、治理污染等。

10.7 其他约定：/。

11. 合同解除

11.1出现下列情形之一的，一方可以解除本合同，但应向对方发出书面解除通知，合同解除并不影响各方依法应享有的权利和承担的义务：

11.1.1 乙方不再具备本合同项下服务内容相应的固体废物（现情况，含危险废物、危险货物运输等）经营资质或能力；

11.1.2 乙方给甲方造成损失拒不赔偿的；

11.1.3 乙方擅自转委托的；

11.1.4 甲方迟延支付乙方处置服务费，且经乙方催告后 30 个工作日内仍未支付的；

11.1.5 涉及固体废物跨省转移或危险废物跨省转移，但未能取得有关生态环境部门批准的；

11.1.6 其他根据本合同约定一方有权解除合同的；

11.2一方行使解除权的，不影响该方对另一方有权主张的其他违约救济方式；

11.3其他约定：/。

12. 通知

12.1 与合同有关的批准文件、通知、证明、证书、指示、指令、要求、请求、意见、确定和决定等，均应采用书面形式或合同双方确认的其他形式，并应在合同约定的期限内送达接收人。

12.2 除非本合同另有约定，本合同项下双方之间的一切通知均可通过传真、邮递、快递、电子邮件或双方同意的其他方式送达以下地址：

（1） 大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司

联系人：张晓

联系电话：0459-5574541

通讯地址：黑龙江省大庆市让胡路区昆仑大街 73 号

邮政编码：021000

电子邮件：h_zhangxiao@petrochina.com.cn

（2） 阿荣旗海蒙科技发展有限责任公司

联系人： 于晓鹏
联系电话：18548004700
通讯地址：内蒙古自治区呼伦贝尔市阿荣旗工业园区
邮政编码：162750

12.3 通知在下列日期视为送达被通知方：
（1） 由挂号信邮递，发出通知一方持有的挂号信回执所示日；
（2） 由传真传送，收到成功发送确认后的第一个工作日；
（3） 由特快专递发送，以收件人签收日为送达日，收件人未签收的，以寄出日后第四个工作日为送达日；
（4） 由电子邮件发送，以发出通知一方邮件系统显示已成功投递对方服务器（包括但不限于收到被通知一方阅后自动回执）的当日。

12.4 双方的通讯地址可作为法院、仲裁庭送达诉讼、仲裁文书的地址，一方的通讯地址或联系方式如发生变动，应立即书面通知对方，因未及时通知而造成的损失由通讯地址或联系方式变动方自行承担。

12.5 双方应及时签收对方送达至约定地点和指定接收人的来往信函；如确有充分证据证明一方无正当理由拒不签收的，视为拒绝签收一方已签收。

12.6 甲方指定张晓为本合同履行负责人，甲方授权其代表甲方在合同履行过程中交付、接收相关资料及在相关履行资料上签字，如无甲方书面明确授权，其他任何人无权代表甲方履行上述职责。

13. 法律适用及争议解决

13.1 本合同适用中华人民共和国法律并依照其进行解释。

13.2 因本合同引起的或与本合同有关的任何争议，双方应通过协商解决，协商开始后30日内仍无法达成一致的，按以下第（1）种方式解决：
（1） 向甲方所在地有管辖权的人民法院提起诉讼。
（2） /
（3） 提交双方共同上级协调解决。

13.3 在诉讼/仲裁/协调期间，本合同不涉及争议部分的条款仍须履行，双方均不得以解决争议为由拒不履行其在本合同项下的任何义务。

14. 合同效力及其他约定

14.1 本合同经双方法定代表人（负责人）或委托代表签字并加盖合同专用章或公章后生效。

14.2 本合同未尽事宜，由双方另行协商。对于本合同项下的任何修改、补充及变更，均应由双方协商一致并以书面形式做出，经双方法定代表人（负责人）或授权代表签字并加盖合同专用章或公章后方为有效。该等修改、补充及变更的书面协议将构成本合同的组成部分，与本合同具有同等法律效力。

14.3 本合同有效期为 22 个月，即于 2026 年 5 月 31 日终止。如发生第 11.1.1 条约定之情形的，本合同于该情形发生之日起自动解除。

14.4 本合同一式6份，甲方执3份，乙方执3份，每份文本均具有同等法律效力。

14.5 以下附件作为本合同的组成部分：
（1） 附件一 固体废物处置 HSE 合同
（2） 附件二 /

14.6 其他约定：无。

【以下无正文】
【本页为编号为_____的《固体废物处置合同》签署页】

甲方：大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司
（公章或合同专用章）
法定负责人：

乙方：阿荣旗海聚科技发展有限责任公司
（公章或合同专用章）
法定代表人/负责人/授权代表：

9

附件 8　生活饮用水承诺函

证明

兹证明大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司乌东作业区在从事油田开发生产过程中，为我辖区内牧户提供生活饮用水，便于生产生活。具体牧户包括：特古斯、敖其巴特尔、特木尔、呼格吉勒、础鲁、胡木吉勒、额资乐、特木其勒等。

特此证明！

甘珠尔苏木人民政府

2024 年 3 月 22 日

证明

兹证明大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司苏131作业区在从事油田开发生产过程中，为我辖区内牧户提供生活饮用水，便于生产生活。具体牧户包括那日格勒、刚田力格、王亮、吉勒木吐、萨其茹拉、始成、合作社等。

特此证明！

甘珠尔苏木人民政府

2024年3月22日

附件 9　伴生气成分报告

试　油　地　质　数　据　表

试油队号 ： 588294　　附表4　却10井　第 S4-1 层

基础数据	完井日期	2009.08.04	完钻井深 m	2057.38	井底层位	b	套管头至补心距 m	6.96	地层	补心 m	124.26	射孔井深 m	2030.20	水泥返深 m	829.30
	固井质量	合格							套管	下深 m	2076.68	声幅测深 m	2030.40	人工井底 m	2030.00

试　油　成　果

试油日期	20100810-20100919	生产方式	压裂放喷生产
射开方法	电缆传输，枪型89枪，弹型DP41RDX-1		

生产层段m	恢复时间min	生产时间 min	关井时间 min	油嘴个数	日产油 t	日产水 m³	日产气 m³	气油比 m³/t	水气比 m³/m³
		30	30		0.010		0.360	38051	

累计产油量 t	累计产水量 m³	产层静止压力 MPa	产层最高温度 ℃	测压深度 m	平均地压 MPa
1.73					

有效渗透率 (×10⁻³ μm²)			表皮系数	试油结论	下步措施
油	气	水		工业油气层	封存

油　气　水　分　析　成　果

取油样日期	20100902	取气样日期	20100902	取水样日期	
油样密度D,²⁰	0.7547	相对密度	0.7603	相对密度	
粘　度　mPa·s	0.00	CH_4 %	77.830	CO_3^{2-} mg/L	
含　硫　%		C_2H_6 %	9.037	HCO_3^- mg/L	
含　蜡　%		C_3H_8 %	6.640	Cl^- mg/L	
含　胶　%		nC_4H_{10} %	1.965	SO_4^{2-} mg/L	
凝固点 ℃	-28.0	iC_4H_{10} %	1.517	Ca^{2+} mg/L	
初馏点 ℃	85.0	nC_5H_{12} %	0.588	Mg^{2+} mg/L	
馏程 160℃ %	63.0	iC_5H_{12} %	0.585	K^++Na^+ mg/L	
180℃ %	75.5	C_6H_{14} %		总矿化度 mg/L	
200℃ %	78.0	H_2S %		水　型	
220℃ %	82.0	CO_2 %	1.681	pH　值	
240℃ %	83.5	O_2 %			
260℃ %	87.5	N_2 %			
300℃ %	89.5				
总馏量 %	91.0				
含　水 %	92.0				
	0.0				

射　孔　数　据

层号	层位	井段 m	射开厚度 m	含油气产状 油层m	含油气产状 差油层m	含油气产状 油嘴mm	气测显示	地球物理解释结论	地球物理解释结论	地球物理解释结论	地球物理解释结论	地球物理解释结论	地球物理解释结论	地球物理解释结论	解释结论
							含烃最大	比值	RSD Ωm	RT Ωm	SP mV	AC μs/ft	VSH %	POR% %	SW %	
542	b1n2	1882.0-1877.8	4.20						10.6	17.9	17.8	292	9.2	17.1	77	油气同层
58	b1n2	1931.0-1922.8	8.20						15.4	14.2	10	282	11.5	14.9	73	油气同层
59	b1n2	1940.0-1936.0	4.00						15.1	14.4	9	330	10.5	20.9	75	气层
50	b1n2	1831.2-1828.0	2.20						19.9	21.7	9.0	269	9.9	17.9	63	差油层
49	b1n2	1828.0-1826.2	1.80						15.5	17.9	6.0	233	20.2	10.7	80	差油层
48	b1n2	1825.4-1824.0	1.40						11.4	11.9	7.0	276	22.5	16.0	73	差油层
共6层		1826.0-1940.0	5.40													

施　工　简　报

8月10日7:00-14:00下压测管柱196根进工具
12日12:05-13:05压裂，排号5#1，共打入压裂液
70.4m3，砂量8m3
13:05-14:05关井扩散，施压14-12.5Mpa
14:05-17日2:00 4mm油嘴点油管换放点地面关井，油压12.5-5.4MPa，套压0-0.5Mpa，共出压裂液
70.5m3
17日2:00-9月9日6:00 11mm油嘴25mm伴随放喷求产，放喷压力2.5MPa，日产油0.3t，日产气38051m3，累计排出水328.2m3，返排率58.3%。
6:00-14:00起油全部压测管柱点工具
14:00-15:00下电缆桥塞，深度1750.0m，15:00-18日6:00下过测管柱58根
18日6:00-19日6:00过井。
6:00-13:00关井待爆，爆井筒，深度1781.25m，试压合格

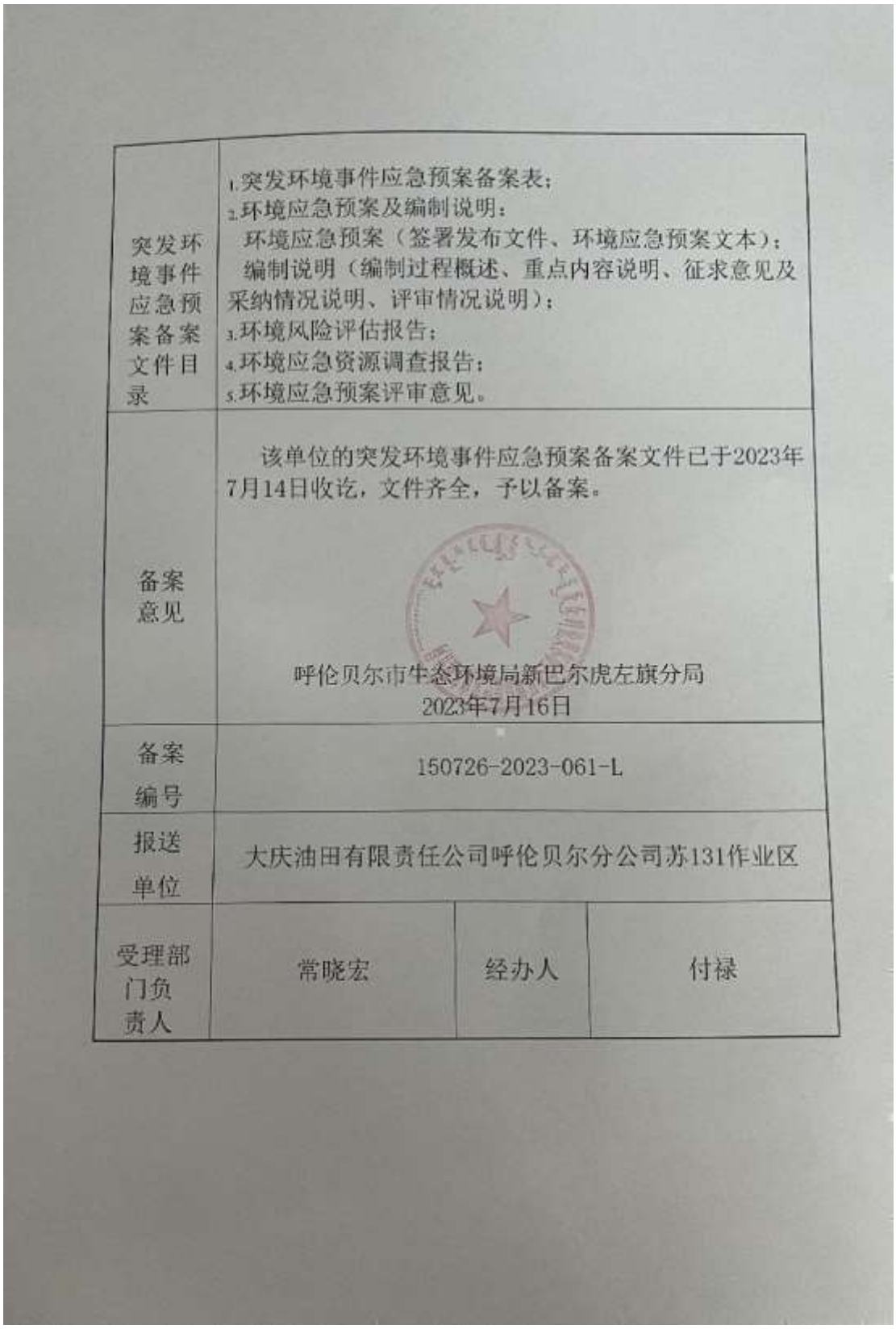
制表人：马卫国　　审核人：张军

附件10　应急预案备案表

（1）乌东作业区

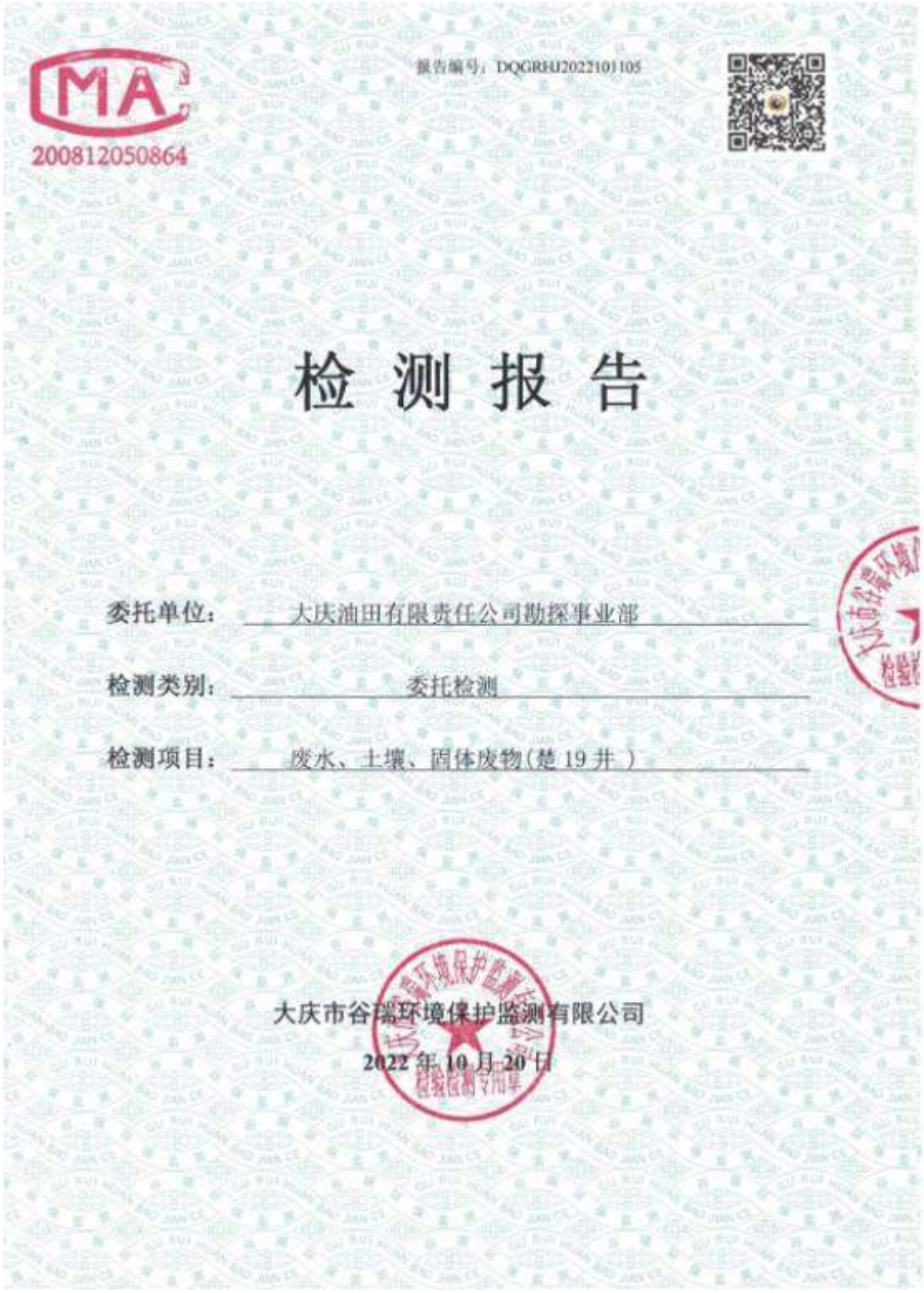
突发环境事件应急预案备案文件目录	1.突发环境事件应急预案备案表； 2.环境应急预案及编制说明： 环境应急预案（签署发布文件、环境应急预案文本）； 编制说明（编制过程概述、重点内容说明、征求意见及采纳情况说明、评审情况说明）； 3.环境风险评估报告； 4.环境应急资源调查报告； 5.环境应急预案评审意见。		
备案意见	该单位的突发环境事件应急预案备案文件已于2023年7月14日收讫，文件齐全，予以备案。 呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎左旗分局 2023年7月16日		
备案编号	150726-2023-062-L		
报送单位	大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司乌东作业区		
受理部门负责人	常晓宏	经办人	付禄

（2）苏131作业区



突发环境事件应急预案备案文件目录	1.突发环境事件应急预案备案表； 2.环境应急预案及编制说明： 环境应急预案（签署发布文件、环境应急预案文本）； 编制说明（编制过程概述、重点内容说明、征求意见及采纳情况说明、评审情况说明）； 3.环境风险评估报告； 4.环境应急资源调查报告； 5.环境应急预案评审意见。		
备案意见	该单位的突发环境事件应急预案备案文件已于2023年7月14日收讫，文件齐全，予以备案。 呼伦贝尔市生态环境局新巴尔虎左旗分局 2023年7月16日		
备案编号	150726-2023-061-L		
报送单位	大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司苏131作业区		
受理部门负责人	常晓宏	经办人	付禄

附件 11　泥浆不落地检测报告



CMA
200812050864

报告编号：DQGRHJ2022101105

检 测 报 告

委托单位：大庆油田有限责任公司勘探事业部

检测类别：委托检测

检测项目：废水、土壤、固体废物（楚 19 井）

大庆市谷瑞环境保护监测有限公司

2022 年 10 月 20 日

报告编号：DQGRHJ2022101105

检测报告说明

1、本检测报告涂改、增删、未加盖“大庆市谷瑞环境保护监测有限公司检验检测专用章”、CMA标识章和骑缝章无效。

2、委托采样检测仅对当时工况和环境状况负责，自送样品仅对该样品负责。

3、未经本公司批准不得擅自复印报告中的部分内容。

4、本检测报告及本检测机构名称不得用于产品宣传等商业性质活动。

5、如对本报告有异议，请于收到报告之日起十五日内向本公司提出复核申请，逾期不予受理。

单位名称：大庆市谷瑞环境保护监测有限公司

地址：黑龙江省大庆市龙凤区热源街277号昌升商贸城02-05-16

邮政编码：163311

电　　话：0459-8992333　　13936857859

传　　真：0459-8992333

报告编号：DQGRHJ2022101105

一、检测信息

委托单位	大庆油田有限责任公司勘探事业部				
项目名称	楚 19 井泥浆不落地检测项目				
检测地址	内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎右旗阿敦楚鲁苏木西南约 11.1km				
采样方式	现场采样	采样日期	2022 年 10 月 11 日	采样人员	王国朋、李艳杰
样品状态	液态、固态	检测内容	废水、土壤、固体废物		
分析时间	2022 年 10 月 11 日—2022 年 10 月 19 日				
分析地址	大庆市龙凤区热源街 277 号昌升商贸城 02-05-16				

二、检测内容

2.1 废水

检测项目：pH 值、化学需氧量、铬、六价铬、石油类、全盐量、悬浮物、硫化物、挥发酚、铅、镉、汞、砷，共 13 项；

样品数量、名称：2 个，楚 19 井处理前废钻井液、楚 19 井回注水；

2.2 土壤

检测项目：pH 值、含水率、铜、锌、铅、镉、镍、铬、砷、汞，共 10 项；

样品数量、名称：1 个，楚 19 井土壤表层样（0-20cm）；

2.3 固体废物

2.3.1 楚 19 井处理后的废钻井液（固态）浸提液检测项目：

pH 值、化学需氧量、总铬、六价铬、石油类、全盐量，共 6 项；

2.3.2 楚 19 井处理后的废钻井液（固态）检测项目：含水率、铜、锌、铅、镉、镍、铬、砷、汞，共 9 项。

三、质量保证和质量控制

3.1 人员资质

参加本项目检测人员为我公司检验检测技术人员，检测人员持证上岗；同时，检测人员在上岗前均接受了相关业务培训工作，能够保证检测数据、结果的真实、客观、准确。

3.2 水质监测分析过程中的质量保证和质量控制

为保证检测数据准确、可靠，在水样的采集、保存、实验室分析和数据计算的全过程中按照《环境监测质量管理技术导则》(HJ630-2011)、《污水监测技术规范》（HJ 91.1—2019）等标准和规范中的要求进行。采样过程中采集不少于10%的平行样；实验室分析过程中使用标准物质、采用空白试验、平行样测定等方式进行分析全过程的质量控制；测量数据严格实行审核制度，以保证检测数据准确、可靠。

3.3 土壤、固废监测分析过程中的质量保证和质量控制

检测中所使用的各种仪器设备，经国家认可的计量检定部门检定或校准；且检定或校准合格。

土壤、固废样品的采集、保存、实验室分析和数据计算的全过程按照《土壤环境监测技术规范》（HJ/T 166-2004）、《废弃钻井液处理规范》 (DB23/T 693-2000)等标准和规范中的要求，进行监测全过程的质量保证与质量控制；样品分析过程中采用平行双样和质控样等方式进行质量控制。

报告编号：DQGRHJ2022101105

四、检测项目、分析方法及分析仪器和检出限

检测项目、分析方法及分析仪器和检出限等信息见表 4-1。

表 4-1 检测项目、分析方法及分析仪器和检出限

序号	检测项目	检测方法及标准编号	仪器名称/型号	仪器编号	检出限
01	pH 值	水质 pH 值的测定 电极法 HJ 1147-2020	精密酸度计、PHS-3C	9000177	—
02	化学需氧量	水质 化学需氧量的测定 重铬酸盐法 HJ 828-2017	标准 COD 消解器、HCA-100	DQGR-YQ-0031	4mg/L
			滴定管、25.00mL	—	
03	铬	水质 铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 757-2015	原子吸收分光光度计、AA320N	13091904011906 0004	0.03mg/L
04	六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB 7467-87	可见分光光度计、721	7058906002	0.004mg/L
05	石油类	水质 石油类和动植物油类的测定 红外分光光度法 HJ 637-2018	红外分光测油仪、GH-6700	CYY2019070301	0.06mg/L
06	全盐量	水质 全盐量的测定 重量法 HJ/T 51-1999	精密电子天平、FA2204	86296	10mg/L
			电热鼓风干燥箱、101-3A	T2019073086	
07	悬浮物	水质 悬浮物的测定 重量法 GB11901-1989	精密电子天平、ES1035B	0632006014	—
			电热鼓风干燥箱、101-3A	T2019073086	
08	硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法 HJ1226-2021	紫外可见分光光度计、752	521905026	0.01mg/L
09	挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009	紫外可见分光光度计、752	521905026	0.0003mg/L
10	铅	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB7475-87	原子吸收分光光度计、AA320N	13091904011906 0004	0.01mg/L
11	镉	石墨炉原子吸收法 测定镉、铜、铅《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	03071809051809 0007	0.0001mg/L

报告编号：DQGRHJ2022101105

续表4-1 检测项目、分析方法及分析仪器和检出限

序号	检测项目	检测方法及标准编号	仪器名称/型号	仪器编号	检出限
12	汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694-2014	原子荧光分光光度计、AFS-8220	8220（3）-1111317	0.04μg/L
13	砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694-2014	原子荧光分光光度计、AFS-8220	8220（3）-1111317	0.3μg/L
14	pH值	土壤 pH值的测定 电位法 HJ 962-2018	精密酸度计、PHS-3C	9000177	—
15	含水率	土壤 干物质和水分的测定 重量法 HJ 613-2011	精密电子天平、FA2204	86296	—
			电热鼓风干燥箱、101-3A	T2019073086	
16	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	13091904011 9060004	1mg/kg
17	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 HJ 491-2019	原子吸收分光光度计、AA320N	13091904011 9060004	1mg/kg
18	铅	土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T 17141-1997	石墨炉原子吸收分光光度计、GA3202	03071809051 8090007	0.1mg/kg
19	镉	土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T 17141-1997	石墨炉原子吸收分光光度计、GA3202	03071809051 8090007	0.01mg/kg
20	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	13091904011 9060004	3mg/kg
21	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	13091904011 9060004	4mg/kg
22	砷	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第2部分：土壤中总砷的测定 GB/T 22105.2-2008	原子荧光分光光度计、AFS-8220	8220（3）-1111317	0.01mg/kg
23	汞	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第1部分：土壤中总汞的测定 GB/T 22105.1-2008	原子荧光分光光度计、AFS-8220	8220（3）-1111317	0.002mg/kg
24	总铬	固体废物 总铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB/T 15555.5-1995	可见分光光度计.721	7058906002	0.004mg/L
25	六价铬	固体废物 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB/T 15555.4-1995	可见分光光度计.721	7058906002	0.004mg/L

第 4 页 共 7 页

报告编号：DQGRHJ2022101105

五、检测结果

处理前废钻井液检测结果见表 5-1；

回注水检测结果见表 5-2；

土壤检测结果见表 5-3；

废钻井液（固态）浸提液检测结果见表 5-4；

废钻井液（固态）检测结果见表 5-5。

表5-1　处理前废钻井液检测结果

采样时间	样品名称	检测项目	单位	检测结果
2022 年 10 月 11 日	楚 19 井 处理前废钻井液	pH 值	无量纲	8.0
		化学需氧量	mg/L	1.95×10^{3}
		铬	mg/L	0.17
		六价铬	mg/L	0.024
		石油类	mg/L	1.39
		全盐量	mg/L	1.76×10^{4}
		悬浮物	mg/L	9.98×10^{3}
		硫化物	mg/L	0.18
		挥发酚	mg/L	0.46
		铅	mg/L	0.11
		镉	mg/L	0.015
		汞	μg/L	2.67
		砷	μg/L	8.3
注：检测结果的“L”，表示此检测项目的检测结果低于方法检出限。				

第 5 页 共 7 页

报告编号：DQGRHJ2022101105

表5-2　回注水检测结果

采样时间	样品名称	检测项目	单位	检测结果
2022年10月11日	楚19井回注水	pH值	无量纲	7.9
		化学需氧量	mg/L	63
		铬	mg/L	0.03L
		六价铬	mg/L	0.004L
		石油类	mg/L	0.59
		全盐量	mg/L	806
		悬浮物	mg/L	5
		硫化物	mg/L	0.11
		挥发酚	mg/L	0.19
		铅	mg/L	0.01L
		镉	mg/L	0.0001L
		汞	μg/L	0.38
		砷	μg/L	2.4

注：检测结果的“L”，表示此检测项目的检测结果低于方法检出限。

表5-3　土壤检测结果

采样时间	样品名称	检测项目	单位	检测结果
2022年10月11日	楚19井土壤（0-20cm）	pH值	无量纲	7.75
		含水率	%	8.9
		铜	mg/kg	23
		锌	mg/kg	41
		铅	mg/kg	22.6
		镉	mg/kg	0.31
		镍	mg/kg	30
		铬	mg/kg	37
		砷	mg/kg	4.16
		汞	mg/kg	0.087

第 6 页 共 7 页

报告编号：DQGRHJ2022101105

表5-4　固废检测结果

采样时间	样品名称	检测项目	单位	检测结果
2022 年 10 月 11 日	楚 19 井处理后的废钻井液（固态）浸提液	pH 值	无量纲	8.0
		化学需氧量	mg/L	25
		总铬	mg/L	0.022
		六价铬	mg/L	0.004L
		石油类	mg/L	0.36
		全盐量	mg/L	507
注：检测结果的“L”，表示此检测项目的检测结果低于方法检出限。				

表5-5　固废检测结果

采样时间	样品名称	检测项目	单位	检测结果
2022 年 10 月 11 日	楚 19 井处理后的废钻井液（固态）	含水率	%	20.9
		铜	mg/kg	38
		锌	mg/kg	32
		铅	mg/kg	29.5
		镉	mg/kg	0.41
		镍	mg/kg	37
		铬	mg/kg	46
		砷	mg/kg	7.18
		汞	mg/kg	0.114

报告编写人：李　月

审　核　人：

签　发　人：

大庆市谷瑞环境保护监测有限公司

2022 年 10 月 20 日

第 7 页 共 7 页

附件 12　检测报告（DQGRHJ2023092104）



CMA
200812050864

报告编号：DQGRHJ2023092104

检 测 报 告

委托单位：大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司

项目名称：海拉尔盆地乌 99-94、苏 102-X2 等五个区块产能建设工程项目

检测类别：委 托 检 测

样品类别：环境空气、噪声、地下水、土壤

大庆市谷瑞环境保护监测有限公司

2023 年 10 月 15 日

报告编号：DQGRHJ2023092104

检测报告说明

1、本检测报告涂改、增删、未加盖“大庆市谷瑞环境保护监测有限公司检验检测专用章”、CMA标识章和骑缝章无效。

2、委托采样检测仅对当时工况和环境状况负责，自送样品仅对该样品负责。

3、未经本公司批准不得擅自复印报告中的部分内容。

4、本检测报告及本检测机构名称不得用于产品宣传等商业性质活动。

5、如对本报告有异议，请于收到报告之日起十五日内向本公司提出复核申请，逾期不予受理。

单位名称：大庆市谷瑞环境保护监测有限公司

地址：黑龙江省大庆市龙凤区热源街 277 号昌升商贸城 02-05-16

邮政编码：163311

电　　话：0459-8992333　　13936857859

传　　真：0459-8992333

报告编号：DQGRHJ2023092104

一、检测信息

受大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司委托，我公司于 2023 年 09 月 21 日—2023 年 09 月 27 日对海拉尔盆地乌 99-94、苏 102-X2 等五个区块产能建设工程项目相关的环境空气、噪声、地下水、土壤等环境质量现状进行了采样检测。根据委托方的要求及相关规定，确定本次检测的检测项目、点位和频次等内容。

采样人：张振东、王静、王国朋、魏新言等

采样日期：2023 年 09 月 21 日—2023 年 09 月 27 日

分析地址：大庆市龙凤区热源街 277 号昌升商贸城 02-05-16

分析日期：2023 年 09 月 21 日—2023 年 10 月 07 日

二、检测内容

2.1 环境空气

检测项目：非甲烷总烃；

监测点位：8 个，环境空气监测点位信息见表 2.1-1。

表 2.1-1 环境空气监测点位信息

编号	监测点位井区	监测点位名称	监测点位坐标
A1	乌 99-94 井区	乌 97-93 井场	E117.835651，N48.194124
A2		乌 99-96 井场东北侧（牧民家）	E117.840336，N48.195298
A3	乌 27 井区	乌 176-77 井场	E117.800655，N48.292381
A4	乌 33 断块	乌 120-88 井场	E117.828301，N48.218811
A5		乌 111-98 井场	E117.844655，N48.207443
A6	苏 102-X2 区块	苏 06-22 井场	E117.839526，N48.610893
A7		苏 12-27 井场东南侧（牧民-萨其茹拉家）	E117.840737，N48.613047
A8	海参 4 区块苏 29-45-4 井区	苏 33-43 井场	E117.827361，N48.578639

检测频次：监测 7 天；非甲烷总烃为 4 次/天（监测时间为 02:00、08:00、14:00、20:00/天）；

2.2 噪声

检测项目：噪声；

监测点位：2 个，噪声监测点位信息见表 2.2-1。

表 2.2-1 噪声监测点位信息

编号	监测点位名称	监测点位坐标
R1	乌 111-98 井场	E117.844627，N48.207441
R2	乌 111-98 井场外（牧民家）	E117.835820，N48.208180

检测频次：检测 2 天，昼间、夜间各 1 次/天；

2.3 地下水

检测项目：pH 值、氨氮、硝酸盐（以氮计）、亚硝酸盐（以氮计）、挥发酚、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、氟化物、溶解性总固体、石油类、耗氧量、细菌总数、总大肠菌群、铅、镉、铁、锰、钾、钠、钙、镁、CO_3^{2-}、HCO_3^-、氯化物、硫酸盐；

监测点位：14 个，地下水监测点位信息见表 2.3-1。

表 2.3-1 地下水监测点位信息

编号	监测点位名称	井深（m）	地下水位（m）	功能	类型	监测点位坐标
U1	乌 97-93 井区-1#	23	557.3	畜牧用水	潜水	E117.835651，N48.194124
U2	乌 111-98 井区-2#	25	556.8	畜牧用水	潜水	E117.835825，N48.208185
U3	乌 197 井区-3#	22	558.1	畜牧用水	潜水	E117.798798，N48.298685
U4	牧民一斯日古勒家-4#	25	556.5	畜牧用水	潜水	E117.8468，N48.54427
U5	牧民家-5#	91	555.9	畜牧用水	承压水	E117.8541，N48.55604
U6	牧民家-6#	24	557.2	畜牧用水	潜水	E117.8795，N48.61242
U7	牧民家-7#	20	554.3	畜牧用水	潜水	E117.8063，N48.58696
U8	苏区水源井-8#	200	553.1	饮用水	承压水	E117.8269，N48.60702
U9	合作社水井-9#	11	554.7	畜牧用水	潜水	E117.8452，N48.60900
U10	牧民家-10#	19	553.0	畜牧用水	潜水	E117.8468，N48.61473
U11	牧民乌木吉勒家-11#	76	589.9	畜牧用水	承压水	E117.8606，N48.20454
U13	牧民敖其巴特尔家-13#	13	589.2	畜牧用水	潜水	E117.8179，N48.23166
U14	牧民图日布家-14#	19	590.7	畜牧用水	潜水	E117.8721，N48.23632
U17	牧民家-17#	10	575.8	畜牧用水	潜水	E117.7954，N48.31619

检测频次：检测 1 天，1 次/天；

2.4.1 土壤

检测项目：六价铬、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，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、䓛、二苯并（a,h）蒽、茚并（1,2,3-cd）芘、萘、石油烃（C_{10}-C_{40}）；

监测点位：23个；土壤监测点位信息见表2.4-1。

表2.4-1 土壤监测点位信息

编号	分布范围	监测点位名称	监测点位坐标	监测层位
T1	采油区域内	乌176-77井场	E117.800646，N48.292382	柱状样（0-0.5m、0.5 m -1.5 m 、1.5 m -3 m）
T2		乌129-91井场	E117.824626，N48.230084	
T3		乌125-93井场	E117.837448，N48.225297	
T4		乌121-93井场	E117.836296，N48.220036	
T5		乌120-88井场	E117.828306，N48.218814	
T6		乌117-105井场	E117.854113，N48.216074	
T7		乌121-105井场	E117.852016，N48.220397	
T8		乌115-97井场	E117.843216，N48.213848	
T9		乌111-98井场	E117.844723，N48.207370	
T10		乌97-93井场	E117.838383，N48.194789	
T11		苏06-22井场	E117.839526，N48.610893	
T12		苏03-28井场	E117.838880，N48.608584	
T13		苏12-27井场	E117.835050，N48.606599	
T14		苏33-43井场	E117.827351，N48.578644	
T15		苏09-23井场	E117.839953，N48.608814	
T16	采油区域内	乌179-75井场	E117.799027，N48.296713	表层样（0-20cm）
T17		乌125-94井场	E117.837448，N48.225297	
T18		乌111-98井场	E117.844658，N48.207441	
T19		乌120-105井场	E117.851871，N48.219994	
T20		乌97-93井场	E117.838471，N48.194823	
T21		苏11-25井场	E117.834969，N48.606660	
T22		苏08-22井场	E117.839991，N48.608745	
T23		苏33-45井场	E117.827939，N48.578143	

检测频次：检测1天，1次/天；

2.4.2 土壤

检测项目：pH值、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C_{10}-C_{40}）；

监测点位：14个；土壤监测点位信息见表2.4-2。

表2.4-2 土壤监测点位信息

编号	分布范围	监测点位名称	监测点位坐标	监测层位
T24	占地范围外	乌179-73井场外	E117.798523，N48.296806	表层样（0-20cm）
T25		乌120-88井场外	E117.828320，N48.218833	
T26		乌125-94井场外	E117.837460，N48.225311	
T27		乌127-89井场外	E117.832378，N48.226939	
T28		乌121-105井场外	E117.852036，N48.220292	
T29		乌118-X106井场外	E117.854480，N48.216199	
T30		乌115-97井场外	E117.843235，N48.213779	
T31		乌111-98井场外	E117.844502，N48.207426	
T32		乌99-96井场外	E117.840327，N48.195294	
T33		苏06-22井场外	E117.839539，N48.610869	
T34		苏03-28井场外	E117.838820，N48.608620	
T35		苏09-23井场外	E117.840039，N48.608785	
T36		苏12-27井场外	E117.834840，N48.606697	
T37		苏33-45井场外	E117.827718，N48.578536	

检测频次：检测1天，1次/天；

2.4.3 土壤

T1检测项目：pH值、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度。

三、质量保证和质量控制

3.1 人员资质

参加本项目的检测人员持证上岗；同时，检测人员在上岗前均接受了相关岗位培训工作，能够保证检测数据、结果的真实、客观、准确。

3.2 气体监测分析过程中的质量保证和质量控制

监测中所使用的各种仪器设备，经国家认可的计量检定机构检定或校准，且检定或校准合格。采样和分析过程严格按照《环境监测质量管理技

术导则》（HJ 630-2011）、《大气污染物无组织排放监测技术导则》（HJ/T 55-2000）等标准和规范中的规定进行。

3.3 噪声监测分析过程中的质量保证和质量控制

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的规定进行测量。使用经国家认可的计量检定机构检定合格并在有效使用期内的声级计；监测前，对声级计进行了校准；测量前、后校准声级差值小于 0.5dB（A），测量数据有效 。校准结果见表 3.3-1。

表 3.3-1 噪声仪校准结果

检测仪器名称	多功能声级计	仪器型号		AWA6218A		仪器编号	016741
校准仪器名称	噪声仪声级计校准器	仪器型号		ND9A		仪器编号	N925908
校准日期	标准值	校准结果					是否合格
		昼间 dB（A）		夜间 dB（A）			
2023 年 09 月 23 日	94.0dB（A）	94.1	94.0	93.8	93.9		合格
2023 年 09 月 24 日	94.0dB（A）	93.8	94.0	94.1	94.2		合格

3.4 水质监测分析过程中的质量保证和质量控制

为保证监测数据准确、可靠，在水样的采集、保存、实验室分析和数据计算的过程中均按照《环境监测质量管理技术导则》（HJ 630-2011）、《地下水环境监测技术规范》（HJ 164—2020）等标准和规范中的要求进行。采样过程中采集不少于 10%的平行样；实验室分析过程中使用标准物质、采用空白试验、平行样测定等方式进行分析过程的质量控制；测量数据严格实行审核制度，以保证检测数据准确、可靠。

3.5 土壤监测分析过程中的质量保证和质量控制

在土壤样品的采集、保存、实验室分析和数据计算的过程中按照《环境监测质量管理技术导则》（HJ 630-2011）、《土壤环境监测技术规范》（HJ/T 166-2004）等标准和规范中的要求，进行了监测过程的质量保证与质量控制；样品分析过程中采用平行样和质控样等方式进行质量控制。

报告编号：DQGRHJ2023092104

四、检测项目、分析方法及分析仪器和检出限

检测项目、分析方法及分析仪器和检出限等信息见表 4-1。

表 4-1 检测项目、分析方法及分析仪器和检出限

类别	检测项目	检测方法及标准编号	仪器名称/型号	仪器编号	检出限
环境空气	非甲烷总烃	环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法 HJ 604-2017	气相色谱仪、SP-6890 II	A0016	0.07mg/m³
噪声	噪声	声环境质量标准 GB 3096-2008	噪声仪声级计校准器、ND9A	N925908	—
			多功能声级计、AWA6218A	016741	
地下水	pH 值	水质 pH 值的测定 电极法 HJ 1147-2020	精密酸度计、PHS-3C	9000177	—
	氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 535-2009	紫外可见分光光度计、752	521905026	0.025mg/L
	硝酸盐（以氮计）	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、IC-8628	283190720018	0.016mg/L
	亚硝酸盐（以氮计）	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法 GB 7493-87	紫外可见分光光度计、752	521905026	0.001mg/L
	挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009	紫外可见分光光度计、752	521905026	0.0003mg/L
	氰化物	水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法 HJ 484-2009	可见分光光度计、721	7058906002	0.001mg/L
	砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694-2014	原子荧光分光光度计、AFS-8220	8220（3）-1111317	0.3μg/L
	汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694-2014	原子荧光分光光度计、AFS-8220	8220（3）-1111317	0.04μg/L
	铬（六价）	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB 7467-87	可见分光光度计、721	7058906002	0.004mg/L
	总硬度	水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法 GB 7477-87	滴定管、25.00mL	—	0.05mmol/L
	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、IC-8628	283190720018	0.006mg/L

报告编号：DQGRHJ2023092104

续表 4-1 检测项目、分析方法及分析仪器和检出限

类别	检测项目	检测方法及标准编号	仪器名称/型号	仪器编号	检出限
地下水	溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GB/T 5750.4-2006（8.1 称量法）	精密电子天平、FA2204	86296	—
			电热鼓风干燥箱、101-3A	T2019073086	
	石油类	生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标 GB/T5750.7-2006（3.5 非分散红外光度法）	红外分光测油仪、GH-6700	CYY2019070301	0.05mg/L
	耗氧量	生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标 GB/T 5750.7-2006（1.1 酸性高锰酸钾滴定法）	滴定管、25.00mL	DDG2#	0.05mg/L
	细菌总数	水质 细菌总数的测定 平皿计数法 HJ 1000-2018	电热恒温培养箱、303-0S	6153	—
	总大肠菌群	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)	生化培养箱、SPX-80B	190427023	—
	铅	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006（11.1 无火焰原子吸收分光光度法）	石墨炉原子吸收分光光度计、GA3202	03071809051809 0007	2.5μg/L
	镉	石墨炉原子吸收法 测定镉、铜和铅《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	03071809051809 0007	0.0001mg/L
	铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11911-89	原子吸收分光光度计、AA320N	13091904011906 0004	0.03mg/L
	锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11911-89	原子吸收分光光度计、AA320N	13091904011906 0004	0.01mg/L
	钾	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11904-89	原子吸收分光光度计、AA320N	13091904011906 0004	0.05mg/L
	钠	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11904-89	原子吸收分光光度计、AA320N	13091904011906 0004	0.01mg/L
	钙	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法 GB 11905-89	原子吸收分光光度计、AA320N	13091904011906 0004	0.02mg/L
	镁	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法 GB 11905-89	原子吸收分光光度计、AA320N	13091904011906 0004	0.002mg/L
	CO_3^{2-}	碱度 酸碱指示剂滴定法《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002 年）	滴定管、25.00mL	DDG4#	—
	HCO_3^-	碱度 酸碱指示剂滴定法《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002 年）	滴定管、25.00mL	DDG4#	—

报告编号：DQGRHJ2023092104

续表 4-1 检测项目、分析方法及分析仪器和检出限

类别	检测项目	检测方法及标准编号	仪器名称/型号	仪器编号	检出限
地下水	氯化物	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、IC-8628	283190720018	0.007mg/L
	硫酸盐	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、IC-8628	283190720018	0.018mg/L
土壤	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	130919040119060004	0.5mg/kg
	苯胺	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱质谱联用仪、6890N-5975C	YMYQ0019	0.05mg/kg
	2-氯酚				0.06mg/kg
	硝基苯				0.09mg/kg
	萘				0.09mg/kg
	苯并(a)蒽				0.1mg/kg
	䓛				0.1mg/kg
	苯并(b)荧蒽				0.2mg/kg
	苯并(k)荧蒽				0.1mg/kg
	苯并(a)芘				0.1mg/kg
	茚并(1,2,3-cd)芘				0.1mg/kg
	二苯并(a, h)蒽				0.1mg/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 HJ 605-2011	气相色谱质谱联用仪、8860-5977B	YMYQ0011	1.0μg/kg
	氯乙烯				1.0μg/kg
	1,1-二氯乙烯				1.0μg/kg
	二氯甲烷				1.5μg/kg
	反-1,2-二氯乙烯				1.4μg/kg
	1,1-二氯乙烷				1.2μg/kg
	顺-1,2-二氯乙烯				1.3μg/kg
	氯仿				1.1μg/kg
	1,1,1-三氯乙烷				1.3μg/kg
	四氯化碳				1.3μg/kg
	苯				1.9μg/kg
	1,2-二氯乙烷				1.3μg/kg
	三氯乙烯				1.2μg/kg
	1,2-二氯丙烷				1.1μg/kg

第 8 页 共 37 页

报告编号：DQGRHJ2023092104

续表 4-1 检测项目、分析方法及分析仪器和检出限

类别	检测项目	检测方法及标准编号	仪器名称/型号	仪器编号	检出限
土壤	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 HJ 605-2011	气相色谱质谱联用仪、8860-5977B	YMYQ0011	1.3μg/kg
	1,1,2-三氯乙烷				1.2μg/kg
	四氯乙烯				1.4μg/kg
	氯苯				1.2μg/kg
	1,1,1,2-四氯乙烷				1.2μg/kg
	乙苯				1.2μg/kg
	间,对-二甲苯				1.2μg/kg
	邻-二甲苯				1.2μg/kg
	苯乙烯				1.1μg/kg
	1,1,2,2-四氯乙烷				1.2μg/kg
	1,2,3-三氯丙烷				1.2μg/kg
	1,4-二氯苯				1.5μg/kg
	1,2-二氯苯				1.5μg/kg
	石油烃（C_6-C_9）	土壤和沉积物 石油烃（C_6-C_9）的测定 气相色谱法 HJ 1021-2019	气相色谱仪、HP6890	YMYQ0007	6mg/kg
	pH值	土壤 pH值的测定 电位法 HJ 962-2018	精密酸度计、PHS-3C	9000177	—
	镉	土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T 17141-1997	石墨炉原子吸收分光光度计、GA3202	0307180905 18090007	0.01mg/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	原子荧光分光光度计、AFS-8220	8220（3）-1911317	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	原子荧光分光光度计、AFS-8220	8220（3）-1911317	0.01mg/kg
	铅	土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T 17141-1997	石墨炉原子吸收分光光度计、GA3202	0307180905 18090007	0.1mg/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	1309190401 19060004	4mg/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	1309190401 19060004	1mg/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	1309190401 19060004	3mg/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 HJ 491-2019	原子吸收分光光度计、AA320N	1309190401 19060004	1mg/kg

第 9 页 共 37 页

续表 4-1 检测项目、分析方法及分析仪器和检出限

类别	检测项目	检测方法及标准编号	仪器名称/型号	仪器编号	检出限
土壤	阳离子交换量	土壤阳离子交换量的测定 三氯化六氨合钴浸提-分光光度法 HJ 889-2017	可见分光光度计、721	7058906002	0.8cmol/kg
	氧化还原电位	土壤 氧化还原电位的测定 电位法 HJ 746-2015	精密酸度计、PHS-3C	9000177	—
	饱和导水率（渗率系数）	森林土壤渗滤率的测定（环刀法）LY/T 1218-1999	环刀、100cm³	—	—
	土壤容重	土壤检测 第4部分：土壤容重的测定 NY/T 1121.4-2006	精密电子天平、FA2204	86296	—
			电热鼓风干燥箱、101-3A	T2019073086	
	孔隙度	森林土壤水分-物理性质的测定 LY/T 1215-1999	精密电子天平、FA2204	86296	—
			电热鼓风干燥箱、101-3A	T2019073086	

五、检测结果

环境空气检测结果见表5-1—表5-7；

噪声检测结果见表5-8；

地下水检测结果见表5-9—表5-10；

土壤检测结果见表5-11—表5-20；

监测期间气象资料见附表。

报告编号：DQGRHJ2023092104

表5-1 环境空气检测结果

单位：mg/m³

检测日期	2023年09月21日		检测项目		非甲烷总烃			
检测点位	检测频次及检测结果							
	第一次		第二次		第三次		第四次	
	样品编号	检测结果	样品编号	检测结果	样品编号	检测结果	样品编号	检测结果
A1-乌97-93井场	WSA1-NMHC04-230921A01	0.33	WSA1-NMHC04-230921B01	0.35	WSA1-NMHC04-230921C01	0.32	WSA1-NMHC04-230921D01	0.34
A2-乌99-96井场东北侧（牧民家）	WSA2-NMHC04-230921A01	0.30	WSA2-NMHC04-230921B01	0.32	WSA2-NMHC04-230921C01	0.33	WSA2-NMHC04-230921D01	0.35
A3-乌176-77井场	WSA3-NMHC04-230921A01	0.35	WSA3-NMHC04-230921B01	0.36	WSA3-NMHC04-230921C01	0.35	WSA3-NMHC04-230921D01	0.41
A4-乌120-88井场	WSA4-NMHC04-230921A01	0.36	WSA4-NMHC04-230921B01	0.43	WSA4-NMHC04-230921C01	0.35	WSA4-NMHC04-230921D01	0.33
A5-乌111-98井场	WSA5-NMHC04-230921A01	0.34	WSA5-NMHC04-230921B01	0.35	WSA5-NMHC04-230921C01	0.34	WSA5-NMHC04-230921D01	0.37
A6-苏06-22井场	WSA6-NMHC04-230921A01	0.37	WSA6-NMHC04-230921B01	0.36	WSA6-NMHC04-230921C01	0.42	WSA6-NMHC04-230921D01	0.33
A7-苏12-27井场东南侧（牧民-萨其茹拉家）	WSA7-NMHC04-230921A01	0.33	WSA7-NMHC04-230921B01	0.32	WSA7-NMHC04-230921C01	0.30	WSA7-NMHC04-230921D01	0.34
A8-苏33-43井场	WSA8-NMHC04-230921A01	0.37	WSA8-NMHC04-230921B01	0.34	WSA8-NMHC04-230921C01	0.35	WSA8-NMHC04-230921D01	0.38

报告编号：DQGRHJ2023092104

表 5-2 环境空气检测结果

单位：mg/m³

检测日期	2023 年 09 月 22 日		检测项目		非甲烷总烃			
检测点位	检测频次及检测结果							
	第一次		第二次		第三次		第四次	
	样品编号	检测结果	样品编号	检测结果	样品编号	检测结果	样品编号	检测结果
A1-乌 97-93 井场	WSA1-NMH C04-2309 22A01	0.36	WSA1-NMH C04-2309 22B01	0.30	WSA1-NMH C04-2309 22C01	0.34	WSA1-NMH C04-2309 22D01	0.40
A2-乌 99-96 井场东北侧（牧民家）	WSA2-NMH C04-2309 22A01	0.31	WSA2-NMH C04-2309 22B01	0.33	WSA2-NMH C04-2309 22C01	0.35	WSA2-NMH C04-2309 22D01	0.37
A3-乌 176-77 井场	WSA3-NMH C04-2309 22A01	0.36	WSA3-NMH C04-2309 22B01	0.34	WSA3-NMH C04-2309 22C01	0.32	WSA3-NMH C04-2309 22D01	0.33
A4-乌 120-88 井场	WSA4-NMH C04-2309 22A01	0.35	WSA4-NMH C04-2309 22B01	0.34	WSA4-NMH C04-2309 22C01	0.35	WSA4-NMH C04-2309 22D01	0.37
A5-乌 111-98 井场	WSA5-NMH C04-2309 22A01	0.33	WSA5-NMH C04-2309 22B01	0.42	WSA5-NMH C04-2309 22C01	0.38	WSA5-NMH C04-2309 22D01	0.41
A6-苏 06-22 井场	WSA6-NMH C04-2309 22A01	0.40	WSA6-NMH C04-2309 22B01	0.41	WSA6-NMH C04-2309 22C01	0.45	WSA6-NMH C04-2309 22D01	0.38
A7-苏 12-27 井场东南侧（牧民-萨其茹拉家）	WSA7-NMH C04-2309 22A01	0.38	WSA7-NMH C04-2309 22B01	0.34	WSA7-NMH C04-2309 22C01	0.42	WSA7-NMH C04-2309 22D01	0.35
A8-苏 33-43 井场	WSA8-NMH C04-2309 22A01	0.43	WSA8-NMH C04-2309 22B01	0.39	WSA8-NMH C04-2309 22C01	0.40	WSA8-NMH C04-2309 22D01	0.37

报告编号：DQGRHJ2023092104

表 5-3 环境空气检测结果

单位：mg/m³

检测日期	2023 年 09 月 23 日	检测项目	非甲烷总烃					
检测点位	检测频次及检测结果							
	第一次		第二次		第三次		第四次	
	样品编号	检测结果	样品编号	检测结果	样品编号	检测结果	样品编号	检测结果
A1-乌 97-93 井场	WSA1-NMHC04-230923A01	0.41	WSA1-NMHC04-230923B01	0.38	WSA1-NMHC04-230923C01	0.45	WSA1-NMHC04-230923D01	0.40
A2-乌 99-96 井场东北侧（牧民家）	WSA2-NMHC04-230923A01	0.32	WSA2-NMHC04-230923B01	0.30	WSA2-NMHC04-230923C01	0.33	WSA2-NMHC04-230923D01	0.32
A3-乌 176-77 井场	WSA3-NMHC04-230923A01	0.40	WSA3-NMHC04-230923B01	0.41	WSA3-NMHC04-230923C01	0.39	WSA3-NMHC04-230923D01	0.43
A4-乌 120-88 井场	WSA4-NMHC04-230923A01	0.37	WSA4-NMHC04-230923B01	0.39	WSA4-NMHC04-230923C01	0.42	WSA4-NMHC04-230923D01	0.44
A5-乌 111-98 井场	WSA5-NMHC04-230923A01	0.35	WSA5-NMHC04-230923B01	0.40	WSA5-NMHC04-230923C01	0.43	WSA5-NMHC04-230923D01	0.45
A6-苏 06-22 井场	WSA6-NMHC04-230923A01	0.43	WSA6-NMHC04-230923B01	0.41	WSA6-NMHC04-230923C01	0.39	WSA6-NMHC04-230923D01	0.34
A7-苏 12-27 井场东南侧（牧民-萨其茹拉家）	WSA7-NMHC04-230923A01	0.29	WSA7-NMHC04-230923B01	0.34	WSA7-NMHC04-230923C01	0.30	WSA7-NMHC04-230923D01	0.33
A8-苏 33-43 井场	WSA8-NMHC04-230923A01	0.40	WSA8-NMHC04-230923B01	0.35	WSA8-NMHC04-230923C01	0.37	WSA8-NMHC04-230923D01	0.38

报告编号：DQGRHJ2023092104

表 5-4 环境空气检测结果

单位：mg/m³

检测日期	2023 年 09 月 24 日		检测项目		非甲烷总烃			
检测点位	检测频次及检测结果							
	第一次		第二次		第三次		第四次	
	样品编号	检测结果	样品编号	检测结果	样品编号	检测结果	样品编号	检测结果
A1-乌 97-93 井场	WSA1-NMH C04-2309 24A01	0.35	WSA1-NMH C04-2309 24B01	0.36	WSA1-NMH C04-2309 24C01	0.34	WSA1-NMH C04-2309 24D01	0.32
A2-乌 99-96 井场东北侧（牧民家）	WSA2-NMH C04-2309 24A01	0.31	WSA2-NMH C04-2309 24B01	0.33	WSA2-NMH C04-2309 24C01	0.32	WSA2-NMH C04-2309 24D01	0.30
A3-乌 176-77 井场	WSA3-NMH C04-2309 24A01	0.40	WSA3-NMH C04-2309 24B01	0.36	WSA3-NMH C04-2309 24C01	0.30	WSA3-NMH C04-2309 24D01	0.37
A4-乌 120-88 井场	WSA4-NMH C04-2309 24A01	0.37	WSA4-NMH C04-2309 24B01	0.34	WSA4-NMH C04-2309 24C01	0.35	WSA4-NMH C04-2309 24D01	0.32
A5-乌 111-98 井场	WSA5-NMH C04-2309 24A01	0.32	WSA5-NMH C04-2309 24B01	0.35	WSA5-NMH C04-2309 24C01	0.36	WSA5-NMH C04-2309 24D01	0.33
A6-苏 06-22 井场	WSA6-NMH C04-2309 24A01	0.30	WSA6-NMH C04-2309 24B01	0.31	WSA6-NMH C04-2309 24C01	0.33	WSA6-NMH C04-2309 24D01	0.38
A7-苏 12-27 井场东南侧（牧民-萨其茹拉家）	WSA7-NMH C04-2309 24A01	0.29	WSA7-NMH C04-2309 24B01	0.35	WSA7-NMH C04-2309 24C01	0.34	WSA7-NMH C04-2309 24D01	0.32
A8-苏 33-43 井场	WSA8-NMH C04-2309 24A01	0.41	WSA8-NMH C04-2309 24B01	0.35	WSA8-NMH C04-2309 24C01	0.30	WSA8-NMH C04-2309 24D01	0.39

报告编号：DQGRHJ2023092104

表 5-5 环境空气检测结果

单位：mg/m³

检测日期	2023 年 09 月 25 日		检测项目		非甲烷总烃			
检测点位	检测频次及检测结果							
	第一次		第二次		第三次		第四次	
	样品编号	检测结果	样品编号	检测结果	样品编号	检测结果	样品编号	检测结果
A1-乌 97-93 井场	WSA1-NMHC04-2309 25A01	0.36	WSA1-NMHC04-2309 25B01	0.35	WSA1-NMHC04-2309 25C01	0.34	WSA1-NMHC04-2309 25D01	0.35
A2-乌 99-96 井场东北侧（牧民家）	WSA2-NMHC04-2309 25A01	0.30	WSA2-NMHC04-2309 25B01	0.32	WSA2-NMHC04-2309 25C01	0.33	WSA2-NMHC04-2309 25D01	0.30
A3-乌 176-77 井场	WSA3-NMHC04-2309 25A01	0.37	WSA3-NMHC04-2309 25B01	0.40	WSA3-NMHC04-2309 25C01	0.32	WSA3-NMHC04-2309 25D01	0.34
A4-乌 120-88 井场	WSA4-NMHC04-2309 25A01	0.35	WSA4-NMHC04-2309 25B01	0.34	WSA4-NMHC04-2309 25C01	0.33	WSA4-NMHC04-2309 25D01	0.34
A5-乌 111-98 井场	WSA5-NMHC04-2309 25A01	0.33	WSA5-NMHC04-2309 25B01	0.42	WSA5-NMHC04-2309 25C01	0.43	WSA5-NMHC04-2309 25D01	0.35
A6-苏 06-22 井场	WSA6-NMHC04-2309 25A01	0.36	WSA6-NMHC04-2309 25B01	0.35	WSA6-NMHC04-2309 25C01	0.30	WSA6-NMHC04-2309 25D01	0.32
A7-苏 12-27 井场东南侧（牧民-萨其茹拉家）	WSA7-NMHC04-2309 25A01	0.32	WSA7-NMHC04-2309 25B01	0.34	WSA7-NMHC04-2309 25C01	0.34	WSA7-NMHC04-2309 25D01	0.33
A8-苏 33-43 井场	WSA8-NMHC04-2309 25A01	0.37	WSA8-NMHC04-2309 25B01	0.38	WSA8-NMHC04-2309 25C01	0.36	WSA8-NMHC04-2309 25D01	0.37

报告编号：DQGRHJ2023092104

表 5-6 环境空气检测结果

单位：mg/m³

检测日期	2023 年 09 月 26 日		检测项目		非甲烷总烃			
检测点位	检测频次及检测结果							
	第一次		第二次		第三次		第四次	
	样品编号	检测结果	样品编号	检测结果	样品编号	检测结果	样品编号	检测结果
A1-乌 97-93 井场	WSA1-NMH C04-2309 26A01	0.37	WSA1-NMH C04-2309 26B01	0.43	WSA1-NMH C04-2309 26C01	0.35	WSA1-NMH C04-2309 26D01	0.34
A2-乌 99-96 井场东北侧（牧民家）	WSA2-NMH C04-2309 26A01	0.29	WSA2-NMH C04-2309 26B01	0.35	WSA2-NMH C04-2309 26C01	0.32	WSA2-NMH C04-2309 26D01	0.31
A3-乌 176-77 井场	WSA3-NMH C04-2309 26A01	0.43	WSA3-NMH C04-2309 26B01	0.40	WSA3-NMH C04-2309 26C01	0.38	WSA3-NMH C04-2309 26D01	0.37
A4-乌 120-88 井场	WSA4-NMH C04-2309 26A01	0.44	WSA4-NMH C04-2309 26B01	0.39	WSA4-NMH C04-2309 26C01	0.42	WSA4-NMH C04-2309 26D01	0.38
A5-乌 111-98 井场	WSA5-NMH C04-2309 26A01	0.46	WSA5-NMH C04-2309 26B01	0.37	WSA5-NMH C04-2309 26C01	0.40	WSA5-NMH C04-2309 26D01	0.41
A6-苏 06-22 井场	WSA6-NMH C04-2309 26A01	0.38	WSA6-NMH C04-2309 26B01	0.36	WSA6-NMH C04-2309 26C01	0.42	WSA6-NMH C04-2309 26D01	0.43
A7-苏 12-27 井场东南侧（牧民-萨其茹拉家）	WSA7-NMH C04-2309 26A01	0.35	WSA7-NMH C04-2309 26B01	0.34	WSA7-NMH C04-2309 26C01	0.31	WSA7-NMH C04-2309 26D01	0.32
A8-苏 33-43 井场	WSA8-NMH C04-2309 26A01	0.40	WSA8-NMH C04-2309 26B01	0.39	WSA8-NMH C04-2309 26C01	0.42	WSA8-NMH C04-2309 26D01	0.38

报告编号：DQGRHJ2023092104

表 5-7 环境空气检测结果

单位：mg/m³

检测日期	2023 年 09 月 27 日		检测项目	非甲烷总烃					
检测点位	检测频次及检测结果								
	第一次		第二次		第三次		第四次		
	样品编号	检测结果	样品编号	检测结果	样品编号	检测结果	样品编号	检测结果	
A1-乌 97-93 井场	WSA1-NMHC04-2309 27A01	0.37	WSA1-NMHC04-2309 27B01	0.40	WSA1-NMHC04-2309 27C01	0.41	WSA1-NMHC04-2309 27D01	0.36	
A2-乌 99-96 井场东北侧（牧民家）	WSA2-NMHC04-2309 27A01	0.33	WSA2-NMHC04-2309 27B01	0.30	WSA2-NMHC04-2309 27C01	0.32	WSA2-NMHC04-2309 27D01	0.35	
A3-乌 176-77 井场	WSA3-NMHC04-2309 27A01	0.40	WSA3-NMHC04-2309 27B01	0.42	WSA3-NMHC04-2309 27C01	0.43	WSA3-NMHC04-2309 27D01	0.39	
A4-乌 120-88 井场	WSA4-NMHC04-2309 27A01	0.38	WSA4-NMHC04-2309 27B01	0.40	WSA4-NMHC04-2309 27C01	0.41	WSA4-NMHC04-2309 27D01	0.37	
A5-乌 111-98 井场	WSA5-NMHC04-2309 27A01	0.42	WSA5-NMHC04-2309 27B01	0.46	WSA5-NMHC04-2309 27C01	0.45	WSA5-NMHC04-2309 27D01	0.43	
A6-苏 06-22 井场	WSA6-NMHC04-2309 27A01	0.43	WSA6-NMHC04-2309 27B01	0.40	WSA6-NMHC04-2309 27C01	0.38	WSA6-NMHC04-2309 27D01	0.37	
A7-苏 12-27 井场东南侧（牧民-萨其茹拉家）	WSA7-NMHC04-2309 27A01	0.33	WSA7-NMHC04-2309 27B01	0.35	WSA7-NMHC04-2309 27C01	0.38	WSA7-NMHC04-2309 27D01	0.34	
A8-苏 33-43 井场	WSA8-NMHC04-2309 27A01	0.39	WSA8-NMHC04-2309 27B01	0.41	WSA8-NMHC04-2309 27C01	0.40	WSA8-NMHC04-2309 27D01	0.36	

表 5-8 噪声检测结果

单位：dB(A)

检测日期	监测点位	昼间		夜间	
		样品编号	检测结果	样品编号	检测结果
2023 年 09 月 23 日	R1-乌 111-98 井场	WSR1-ZS04-230923A01	43	WSR1-ZS04-230923B01	37
	R2-乌 111-98 井场外牧民家	WSR2-ZS04-230923A01	42	WSR2-ZS04-230923B01	36
2023 年 09 月 24 日	R1-乌 111-98 井场	WSR1-ZS04-230924A01	43	WSR1-ZS04-230924B01	37
	R2-乌 111-98 井场外牧民家	WSR2-ZS04-230924A01	41	WSR2-ZS04-230924B01	38

报告编号：DQGRHJ2023092104

表 5-9 地下水检测结果

单位：mg/L（pH 值：无量纲、细菌总数：CFU/mL、总大肠菌群：MPN/100mL）

检测日期	检测项目	检测结果						
		U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7
		样品编号：WSU1-04-230923A01	样品编号：WSU2-04-230923A01	样品编号：WSU3-04-230923A01	样品编号：WSU4-04-230923A01	样品编号：WSU5-04-230923A01	样品编号：WSU6-04-230923A01	样品编号：WSU7-04-230923A01
2023年09月23日	pH 值	7.7	7.5	7.6	7.6	7.8	7.7	7.5
	氨氮	0.234	0.189	0.302	0.315	0.281	0.274	0.259
	硝酸盐（以氮计）	1.73	2.01	1.86	1.59	2.15	2.20	1.63
	亚硝酸盐（以氮计）	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
	挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
	氰化物	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
	砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
	汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
	铬（六价）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
	总硬度	262	254	275	273	266	262	276
	氟化物	0.58	0.71	0.54	0.63	0.76	0.52	0.61
	溶解性总固体	569	581	1379	552	549	593	800

报告编号：DQGRHJ2023092104

检测日期	检测项目	U1 样品编号：WSU1 -04-230923A01	U2 样品编号：WSU2 -04-230923A01	U3 样品编号：WSU3 -04-230923A01	U4 样品编号：WSU4 -04-230923A01	U5 样品编号：WSU5 -04-230923A01	U6 样品编号：WSU6 -04-230923A01	U7 样品编号：WSU7 -04-230923A01
2023年09月23日	石油类	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
	耗氧量	2.20	2.48	2.32	2.56	2.52	2.24	2.12
	细菌总数	17	38	19	23	30	27	32
	总大肠菌群	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	铅	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L
	镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L
	铁	0.10	0.14	0.31	0.18	0.19	0.12	0.28
	锰	0.05	0.07	0.11	0.01L	0.08	0.06	0.07
	钾	3.41	3.19	3.32	3.28	3.07	3.24	3.35
	钠	94.8	99.6	103	92.6	101	106	96.3
	钙	62.2	61.7	65.2	63.4	62.8	64.5	65.9
	镁	22.8	21.4	23.6	24.1	23.5	23.2	25.8
	CO_3^{2-}	0	0	0	0	0	0	0
	HCO_3^-	317	326	322	319	327	358	326
	氯化物	76.3	74.1	72.8	75.6	78.5	80.2	69.5
	硫酸盐	97.3	98.6	104	101	95.7	103	99.2

第19页 共37页

报告编号：DQGRHJ2023092104

表 5-10 地下水检测结果

单位：mg/L（pH 值：无量纲、细菌总数：CFU/mL、总大肠菌群：MPN/100mL）

检测日期	检测项目	检测结果								
		U8	U9	U10	U11	U13	U14	U17		
		样品编号：WSU08-04-230923A01	样品编号：WSU09-04-230923A01	样品编号：WSU10-04-230923A01	样品编号：WSU11-04-230923A01	样品编号：WSU13-04-230923A01	样品编号：WSU14-04-230923A01	样品编号：WSU17-04-230923A01		
2023 年 09 月 23 日	pH 值	7.8	7.6	7.7	7.5	7.4	7.5	7.9		
	氨氮	0.262	0.311	0.227	0.285	0.319	0.324	0.246		
	硝酸盐（以氮计）	1.84	1.61	1.79	1.92	2.18	1.97	1.88		
	亚硝酸盐（以氮计）	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L		
	挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L		
	氰化物	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L		
	砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L		
	汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L		
	铬（六价）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L		
	总硬度	245	279	262	269	259	245	264		
	氟化物	0.63	0.67	0.70	0.54	0.69	0.74	0.50		
	溶解性总固体	1346	544	565	548	516	534	523		

报告编号：DQGRHJ20230923104

检测日期	检测项目	U8 样品编号：WSU8-04-230923A01	U9 样品编号：WSU9-04-230923A01	U10 样品编号：WSU10-04-230923A01	U11 样品编号：WSU11-04-230923A01	U13 样品编号：WSU13-04-230923A01	U14 样品编号：WSU14-04-230923A01	U17 样品编号：WSU17-04-230923A01
2023年09月23日	石油类	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
	耗氧量	2.28	2.40	2.48	2.44	2.32	2.12	2.40
	细菌总数	15	25	33	16	24	18	13
	总大肠菌群	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	铅	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L
	镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L
	铁	0.33	0.17	0.27	0.25	0.15	0.24	0.29
	锰	0.12	0.06	0.05	0.08	0.07	0.05	0.09
	钾	3.39	3.46	3.80	3.74	3.52	3.60	3.58
	钠	97.5	88.7	104	97.6	89.5	97.2	95.2
	钙	64.1	65.6	63.2	63.4	65.1	64.8	65.6
	镁	25.9	25.2	24.3	24.6	22.0	20.7	22.4
	CO_3^{2-}	0	0	0	0	0	0	0
	HCO_3^-	319	336	359	330	285	306	322
	氯化物	77.2	76.4	76.8	80.3	76.8	72.5	68.2
	硫酸盐	98.4	102	98.2	97.1	99.5	96.3	94.6

报告编号：DQGRHJ2023092104

表 5-11 土壤检测结果

检测结果

检测日期	检测项目	单位	T1-乌 176-77 井场（0-0.5m）样品编号：WST1-04-230922A01	T1-乌 176-77 井场（0.5m-1.5m）样品编号：WST1-04-230922B01	T1-乌 176-77 井场（1.5m-3m）样品编号：WST1-04-230922C01	T2-乌 129-91 井场（0-0.5m）样品编号：WST2-04-230922A01	T2-乌 129-91 井场（0.5m-1.5m）样品编号：WST2-04-230922B01	T2-乌 129-91 井场（1.5m-3m）样品编号：WST2-04-230922C01	T3-乌 125-93 井场（0-0.5m）样品编号：WST3-04-230922A01	T3-乌 125-93 井场（0.5m-1.5m）样品编号：WST3-04-230922B01	T3-乌 125-93 井场（1.5m-3m）样品编号：WST3-04-230922C01
2023 年 09 月 22 日	六价铬	mg/kg	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L
	苯胺*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	2-氯酚*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	硝基苯*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	萘*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(a)蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	䓛*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(b)荧蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(k)荧蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(a)芘*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	茚并(1,2,3-cd)芘*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	二苯并(a，h)蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	氯甲烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1-二氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	二氯甲烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	反-1,2-二氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1-二氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	顺-1,2-二氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

报告编号：DQGRHJ2023092104

检测日期	检测项目	单位	T1-乌 176-72 井场（0-0.5m）样品编号：WST1-04-230922-2401	T1-乌 176-77 井场（0.5m-1.5m）样品编号：WST1-04-230922-2501	T1-乌 176-77 井场（1.5m-3m）样品编号：WST1-04-230922-2601	T2-乌 129-91 井场（0-0.5m）样品编号：WST2-04-230922-2401	T2-乌 129-91 井场（0.5m-1.5m）样品编号：WST2-04-230922-2501	T2-乌 129-91 井场（1.5m-3m）样品编号：WST2-04-230922-2601	T3-乌 125-93 井场（0-0.5m）样品编号：WST3-04-230922-2401	T3-乌 125-93 井场（0.5m-1.5m）样品编号：WST3-04-230922-2501	T3-乌 125-93 井场（1.5m-3m）样品编号：WST3-04-230922-2601
2023 年 09 月 22 日	氯仿*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,1-三氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	四氯化碳*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2-二氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	三氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2-二氯丙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	甲苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,2-三氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	四氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	氯苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,1,2-四氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	乙苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	间,对-二甲苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	邻-二甲苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,2,2-四氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2,3-三氯丙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,4-二氯苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2-二氯苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	石油烃（C_{10}-C_{40}）*	mg/kg	79	6L	6L	58	6L	6L	116	6L	6L

报告编号：DQGRHJ20230922104

表 5-12 土壤检测结果

检测日期	检测项目	单位	检测结果									
			T4-乌 121-93 井场（0-0.5m）	T4-乌 121-93 井场（0.5m-1.5m）	T4-乌 121-93 井场（1.5m-3m）	T5-乌 120-88 井场（0-0.5m）	T5-乌 120-88 井场（0.5m-1.5m）	T5-乌 120-88 井场（1.5m-3m）	T6-乌 117-105 井场（0-0.5m）	T6-乌 117-105 井场（0.5m-1.5m）	T6-乌 117-105 井场（1.5m-3m）
			样品编号：WST4-04-230922A01	样品编号：WST4-04-230922B01	样品编号：WST4-04-230922C01	样品编号：WST5-04-230922A01	样品编号：WST5-04-230922B01	样品编号：WST5-04-230922C01	样品编号：WST6-04-230922A01	样品编号：WST6-04-230922B01	样品编号：WST6-04-230922C01
2023 年 09 月 22 日	六价铬	mg/kg	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L
	苯胺*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	2-氯酚*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	硝基苯*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	萘*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(a)蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	䓛*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(b)荧蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(k)荧蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(a)芘*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	茚并(1,2,3-cd)芘*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	二苯并(a，h)蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	氯甲烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1-二氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	二氯甲烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	反-1,2-二氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1-二氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	顺-1,2-二氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

第 24 页 共 37 页

报告编号：DQGRHJ2023092104

检测日期	检测项目	单位	T4-乌121-93井场（0-0.5m）样品编号：WST4-04-230922A01	T4-乌121-93井场（0.5m-1.5m）样品编号：WST4-04-230922201	T4-乌121-93井场（1.5m-3m）样品编号：WST4-04-230922201	T5-乌120-88井场（0-0.5m）样品编号：WST5-04-230922A01	T5-乌120-88井场（0.5m-1.5m）样品编号：WST5-04-230922201	T5-乌120-88井场（1.5m-3m）样品编号：WST5-04-230922201	T6-乌117-105井场（0-0.5m）样品编号：WST6-04-230922A01	T6-乌117-105井场（0.5m-1.5m）样品编号：WST6-04-230922201	T6-乌117-105井场（1.5m-3m）样品编号：WST6-04-230922201
2023年09月22日	氯仿*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,1-三氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	四氯化碳*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2-二氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	三氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2-二氯丙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	甲苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,2-三氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	四氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	氯苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,1,2-四氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	乙苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	间,对-二甲苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	邻-二甲苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,2,2-四氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2,3-三氯丙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,4-二氯苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2-二氯苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	石油烃（C_{10}-C_{40}）*	mg/kg	72	6L	6L	105	6L	6L	93	6L	6L

报告编号：DQGRHJ2023092104

表 5-13 土壤检测结果

检测日期	检测项目	单位	T7-乌 121-105 井场-(0-0.5m)	T7-乌 121-105 井场 (0.5m-1.5m)	T7-乌 121-105 井场 (1.5m-3m)	T8-乌 115-97 井场 (0-0.5m)	T8-乌 115-97 井场 (0.5m-1.5m)	T8-乌 115-97 井场 (1.5m-3m)	T9-乌 111-98 井场 (0-0.5m)	T9-乌 111-98 井场 (0.5m-1.5m)	T9-乌 111-98 井场 (1.5m-3m)
			检测结果								
			样品编号：WST7-04-2309222601	样品编号：WST7-04-2309222801	样品编号：WST7-04-2309222201	样品编号：WST8-04-2309222601	样品编号：WST8-04-2309222501	样品编号：WST8-04-2309222201	样品编号：WST9-04-2309222401	样品编号：WST9-04-2309222801	样品编号：WST9-04-2309222201
2023 年 09 月 22 日	六价铬	mg/kg	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L
	苯胺*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	2-氯酚*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	硝基苯*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	萘*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(a)蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	䓛*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(b)荧蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(k)荧蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(a)芘*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	茚并(1,2,3-cd)芘*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	二苯并(a, h)蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	氯甲烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1-二氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	二氯甲烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	反-1,2-二氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1-二氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	顺-1,2-二氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

报告编号：DQGRHJ2023092104

检测日期	检测项目	单位	T7-乌121-105井场（0-0.5m）	T7-乌121-105井场（0.5m-1.5m）	T7-乌121-105井场（1.5m-3m）	T8-乌115-97井场（0-0.5m）	T8-乌116-97井场（0.5m-1.5m）	T8-乌115-97井场（1.5m-3m）	T9-乌111-98井场（0-0.5m）	T9-乌111-98井场（0.5m-1.5m）	T9-乌111-98井场（1.0m-3m）
			样品编号：WST7-04-2309223001	样品编号：WST7-04-2309223001	样品编号：WST7-04-2309223001	样品编号：WST8-04-2309223A01	样品编号：WST8-04-2309223B01	样品编号：WST8-04-2309223C01	样品编号：WST9-04-2309223A01	样品编号：WST9-04-2309223B01	样品编号：WST9-04-2309223C01
2023年09月22日	氯仿*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,1-三氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	四氯化碳*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2-二氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	三氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2-二氯丙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	甲苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,2-三氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	四氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	氯苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,1,2-四氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	乙苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	间,对-二甲苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	邻-二甲苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,2,2-四氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2,3-三氯丙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,4-二氯苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2-二氯苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	石油烃（C_{10}-C_{40}）*	mg/kg	108	6L	6L	74	6L	6L	60	6L	6L

报告编号：DQGRHJ2023092104

表 5-14 土壤检测结果

检测结果

检测日期	检测项目	单位	T11-苏 06-22 井场（0-0.5m） 样品编号：WST 11-04-230922A 01	T11-苏 06-22 井场（0.5m-1.5m） 样品编号：WST 11-04-230923B 01	T11-苏 06-22 井场（1.5m-3m） 样品编号：WST 11-04-230923C 01	T12-苏 03-28 井场（0-0.5m） 样品编号：WST 12-04-230922A 01	T12-苏 03-28 井场（0.5m-1.5m） 样品编号：WST 12-04-230923B 01	T12-苏 03-28 井场（1.5m-3m） 样品编号：WST 12-04-230923C 01	T21-苏 11-25 井场（0-0.2m） 样品编号：WST 21-04-230923A 01	T22-苏 08-22 井场（0-0.2m） 样品编号：WST 22-04-230923A 01	T23-苏 33-45 井场（0-0.2m） 样品编号：WST 23-04-230923A 01
2023 年 09 月 23 日	六价铬	mg/kg	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L
	苯胺*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	2-氯酚*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	硝基苯*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	萘*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(a)蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	䓛*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(b)荧蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(k)荧蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(a)芘*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	茚并(1, 2, 3-cd)芘*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	二苯并(a, h)蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	氯甲烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1-二氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	二氯甲烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	反-1,2-二氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1-二氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	顺-1,2-二氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

报告编号：DQGRHJ2023092104

检测日期	检测项目	单位	T11-苏 06-22 井场（0-0.6m） 样品编号：WST 11-04-2308023A 01	T11-苏 06-22 井场（0.5m-1.5m） 样品编号：WST 11-04-2309238 01	T11-苏 06-22 井场（1.5m-3m） 样品编号：WST 11-04-2309238C 01	T12-苏 03-28 井场（0-0.2m） 样品编号：WST 12-04-2309223A 01	T12-苏 03-28 井场（0.5m-1.5m） 样品编号：WST 12-04-2308268 01	T12-苏 03-28 井场（1.5m-3m） 样品编号：WST 12-04-2309223C 01	T21-苏 11-25 井场（0-0.2m） 样品编号：WST 21-04-2309223A 01	T22-苏 08-22 井场（0-0.2m） 样品编号：WST 22-04-2309223A 01	T23-苏 33-45 井场（0-0.2m） 样品编号：WST 23-04-2309223A 01
2023 年 09 月 23 日	氯仿*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,1-三氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	四氯化碳*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2-二氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	三氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2-二氯丙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	甲苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,2-三氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	四氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	氯苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,1,2-四氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	乙苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	间,对-二甲苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	邻-二甲苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,2,2-四氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2,3-三氯丙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,4-二氯苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2-二氯苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	石油烃（C_{10}-C_{40}）*	mg/kg	113	6L	6L	96	6L	6L	88	102	86

报告编号：DQGRHJ202309210 4

表 5-15 土壤检测结果

检测日期	检测项目	单位	T15-苏 12-27 井场（0-0.5m）样品编号：WST 13-04-230923A 01	T13-苏 12-27 井场（0.5m-1.5m）样品编号：WST 13-04-230923B 01	T13-苏 12-27 井场（1.5m-3m）样品编号：WST 13-04-230923C 01	T14-苏 33-43 井场（0-0.5m）样品编号：WST 14-04-230923A 01	T14-苏 33-43 井场（0.5m-1.5m）样品编号：WST 14-04-230923B 01	T14-苏 33-43 井场（1.5m-3m）样品编号：WST 14-04-230923C 01	T16-苏 09-23 井场（0-0.5m）样品编号：WST 15-04-230923A 01	T16-苏 09-23 井场（0.5m-1.5m）样品编号：WST 15-04-230923B 01	T15-苏 09-23 井场（1.5m-3m）样品编号：WST 15-04-230923C 01
2023 年 09 月 23 日	检测结果										
	六价铬	mg/kg	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L
	苯胺*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	2-氯酚*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	硝基苯*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	萘*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(a)蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	䓛*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(b)荧蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(k)荧蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(a)芘*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	茚并(1,2,3-cd)芘*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	二苯并(a，h)蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	氯甲烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1-二氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	二氯甲烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	反-1,2-二氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1-二氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	顺-1,2-二氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

报告编号：DQGRHJ20230092104

检测日期	检测项目	单位	T13-苏 12-27 井场（0-0.5m）样品编号：WST 13-04-230923A 01	T13-苏 12-27 井场（0.5m-1.5m）样品编号：WST 13-04-230923B 01	T13-苏 12-27 井场（1.5m-3m）样品编号：WST 13-04-230923C 01	T14-苏 33-43 井场（0-0.5m）样品编号：WST 14-04-230923A 01	T14-苏 33-43 井场（0.5m-1.5m）样品编号：WST 14-04-230923B 01	T14-苏 33-43 井场（1.5m-3m）样品编号：WST 14-04-230923C 01	T15-苏 09-23 井场（0-0.5m）样品编号：WST 15-04-230923A 01	T15-苏 09-23 井场（0.5m-1.5m）样品编号：WST 15-04-230923B 01	T15-苏 09-23 井场（1.5m-3m）样品编号：WST 15-04-230923C 01
2023 年 09 月 23 日	氯仿*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,1-三氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	四氯化碳*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2-二氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	三氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2-二氯丙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	甲苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,2-三氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	四氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	氯苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,1,2-四氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	乙苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	间,对二甲苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	邻二甲苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,2,2-四氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2,3-三氯丙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,4-二氯苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2-二氯苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	石油烃（C_{10}-C_{40}）*	mg/kg	85	6L	6L	52	6L	6L	90	6L	6L

报告编号：DQGRHJ2023092104

表 5-16 土壤检测结果

检测日期	检测项目	单位	T10-乌 97-93 井场（0-0.5m）	T10-乌 97-93 井场（0.5m-1.5m）	T10-乌 97-93 井场（1.5m-3m）	T16-乌 179-75 井场（0-0.2m）	T17-乌 125-94 井场（0-0.2m）	T18-乌 111-98 井场（0-0.2m）	T19-乌 120-106 井场（0-0.2m）	T20-乌 97-93 井场（0-0.2m）
			样品编号：WST10-04-230922A01	样品编号：WST10-04-230922B01	样品编号：WST10-04-230922C01	样品编号：WST16-04-230922A01	样品编号：WST17-04-230922A01	样品编号：WST18-04-230922A01	样品编号：WST19-04-230922A01	样品编号：WST20-04-230922A01
2023 年 09 月 22 日	六价铬	mg/kg	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L
	苯胺*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	2-氯酚*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	硝基苯*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	萘*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(a)蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	䓛*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(b)荧蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(k)荧蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯并(a)芘*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	茚并(1,2,3-cd)芘*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	二苯并(a，h)蒽*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	氯甲烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1-二氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	二氯甲烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	反-1,2-二氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1-二氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	顺-1,2-二氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

报告编号：DQGRHJ20230921O4

检测日期	检测项目	单位	T10-乌 97-93 井场（0-0.5m） 样品编号：WST10-04-230922A01	T10-乌 97-93 井场（0.5m-1.5m） 样品编号：WST10-04-230922B01	T10-乌 97-93 井场（1.5m-3m） 样品编号：WST10-04-230922C01	T16-乌 179-75 井场（0-0.2m） 样品编号：WST16-04-230922A01	T17-乌 125-94 井场（0-0.2m） 样品编号：WST17-04-230922A01	T18-乌 111-98 井场（0-0.2m） 样品编号：WST18-04-230922A01	T19-乌 120-105 井场（0-0.2m） 样品编号：WST19-04-230922A01	T20-乌 97-93 井场（0-0.2m） 样品编号：WST20-04-230922A01
2023 年 09 月 22 日	氯仿*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,1-三氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	四氯化碳*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2-二氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	三氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2-二氯丙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	甲苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,2-二氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	四氯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	氯苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,1,2-四氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	乙苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	间,对-二甲苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	邻-二甲苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	苯乙烯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,1,2,2-四氯乙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2,3-三氯丙烷*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,4-二氯苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	1,2-二氯苯*	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	石油烃（C_{10}-C_{40}）*	mg/kg	98	61	61	97	73	69	61	59

报告编号：DQGRHJ2023092104

表 5-17 土壤检测结果

检测日期	检测项目	单位	检测结果									
			T24-乌 179-73 井场外 (0-0.2m) 样品编号：WST24-04-2309 22A01	T25-乌 120-68 井场外 (0-0.2m) 样品编号：WST25-04-2309 22A01	T26-乌 125-94 井场外 (0-0.2m) 样品编号：WST26-04-2309 22A01	T27-乌 127-89 井场外 (0-0.2m) 样品编号：WST27-04-2309 22A01	T28-乌 121-106 井场外 (0-0.2m) 样品编号：WST28-04-2309 22A01	T29-乌 118-X106 井场外 (0-0.2m) 样品编号：WST29-04-2309 22A01	T30-乌 115-97 井场外 (0-0.2m) 样品编号：WST30-04-2309 22A01	T31-乌 111-98 井场外 (0-0.2m) 样品编号：WST31-04-2309 22A01	T32-乌 99-96 井场外 (0-0.2m) 样品编号：WST32-04-2309 22A01
2023 年 09 月 22 日	pH 值	无量纲	7.85	7.91	8.06	7.93	8.28	8.11	8.09	8.14	8.23
	镉	mg/kg	0.10	0.08	0.07	0.08	0.07	0.09	0.06	0.11	0.10
	汞	mg/kg	0.019	0.025	0.018	0.017	0.023	0.024	0.027	0.018	0.022
	砷	mg/kg	2.71	3.42	2.95	2.86	2.81	3.37	3.50	3.23	3.39
	铅	mg/kg	11.6	15.3	14.2	17.1	12.8	19.5	13.9	20.6	18.4
	铬	mg/kg	50	51	47	50	45	47	46	48	52
	铜	mg/kg	14	18	11	20	15	16	12	16	18
	镍	mg/kg	17	21	20	23	20	18	22	21	24
	锌	mg/kg	61	58	57	54	63	59	60	62	59
	石油烃（C_{10}-C_{40}）*	mg/kg	51	49	34	42	31	35	37	40	45

第 34 页 共 37 页

报告编号：DQGRHJ2023092104

表 5-18 土壤检测结果

检测日期	检测项目	单位	检测结果			
			T33-苏 06-22 井场外（0-0.2m）样品编号：WST33-04-230923A01	T34-苏 03-28 井场外（0-0.2m）样品编号：WST34-04-230923A01	T35-苏 09-23 井场外（0-0.2m）样品编号：WST35-04-230923A01	T36-苏 12-27 井场外（0-0.2m）样品编号：WST36-04-230923A01	T37-苏 33-45 井场外（0-0.2m）样品编号：WST37-04-230923A01
2023 年 09 月 23 日	pH 值	无量纲	8.21	8.17	7.90	8.32	8.06
	镉	mg/kg	0.11	0.12	0.07	0.09	0.10
	汞	mg/kg	0.019	0.026	0.020	0.021	0.016
	砷	mg/kg	2.96	3.04	3.08	3.30	3.11
	铅	mg/kg	19.0	12.7	15.6	14.3	15.5
	铬	mg/kg	49	52	50	44	48
	铜	mg/kg	15	17	13	19	12
	镍	mg/kg	21	23	19	20	23
	锌	mg/kg	61	60	54	55	61
	石油烃（C_{10}-C_{40}）*	mg/kg	44	38	41	48	36

第 35 页 共 37 页

报告编号：DQGRHJ2023092104

表 5-19 土壤理化性质调查表

点号		乌 176-77 井场（永久占地范围内）		时间	2023.09.22
经度		117.800646		纬度	48.292382
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	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 值（无量纲）	8.13	8.10		8.08
	阳离子交换量（cmol/kg）	15.3	14.2		13.5
	氧化还原电位（mv）	183	165		138
	饱和导水率(μm/s)	2.302	2.205		2.219
	土壤容重（g/cm³）	1.34	1.32		1.25
	孔隙度(%)	49.4	50.2		52.8

表 5-20 土壤剖面调查表

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
乌 176-77 井场（永久占地范围内）			0-0.5m 块状结构 砂壤 0.5-1.5m 面状结构 壤土 1.5-3m 面状结构 壤土

注：1、检测项目的“*”， 表示为委托项目；

2、检测结果的“ND” 、“L”，表示此检测项目的检测结果低于方法检出限。

报告编号：DQGRHJ2023092104

附表：气象资料

检测时间		天气状况	气温（℃）	气压（kPa）	风速（m/s）	风向
2023年09月21日	02:00	晴	9	94.5	3.0	西风
	08:00	晴	13	94.1	3.1	西风
	14:00	多云	19	94.0	1.9	西风
	20:00	晴	11	94.9	2.4	西北风
2023年09月22日	02:00	晴	10	94.6	1.7	西风
	08:00	晴	13	94.2	2.2	西北风
	14:00	多云	20	94.1	2.5	西北风
	20:00	晴	14	94.8	2.6	西风
2023年09月23日	02:00	晴	9	94.7	2.9	西风
	08:00	多云	13	94.2	3.0	西北风
	14:00	晴	18	93.9	2.2	西北风
	20:00	晴	10	94.8	1.7	西风
2023年09月24日	02:00	晴	8	94.3	3.2	西风
	08:00	晴	13	93.9	1.5	西北风
	14:00	晴	19	94.0	2.3	西北风
	20:00	晴	11	94.4	3.0	西风
2023年09月25日	02:00	晴	7	94.2	2.6	西风
	08:00	多云	12	94.4	2.7	西南风
	14:00	晴	17	94.3	3.3	西风
	20:00	晴	11	94.8	3.0	西南风
2023年09月26日	02:00	晴	8	94.3	1.8	西南风
	08:00	晴	13	94.4	1.9	西北风
	14:00	多云	16	94.2	3.5	西风
	20:00	晴	12	94.9	3.0	西风
2023年09月27日	02:00	晴	10	94.3	3.2	西南风
	08:00	晴	13	94.7	2.6	西风
	14:00	晴	17	94.1	2.3	西风
	20:00	晴	9	94.8	3.1	西风

—以下无正文—

报告编写人：李 月

审 核 人：[illegible]

签 发 人：[illegible]

大庆市谷瑞环境保护监测有限公司

2023年10月15日

第 37 页 共 37 页

报告编号：DQGRHJ2024051006

检 测 报 告

委托单位：大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司

项目名称：海拉尔盆地乌 99-94、苏 102-X2 等五个区块产能建设工程项目

检测类别：委 托 检 测

样品类别：地下水

大庆市谷瑞环境保护监测有限公司

2024 年 05 月 30 日

报告编号：DQGRHJ2024051006

检测报告说明

1、本检测报告涂改、增删、未加盖“大庆市谷瑞环境保护监测有限公司检验检测专用章”和骑缝章无效。

2、委托采样检测仅对当时工况和环境状况负责，自送样品仅对该样品负责。

3、未经本公司批准不得擅自复印报告中的部分内容。

4、本检测报告及本检测机构名称不得用于产品宣传等商业性质活动。

5、如对本报告有异议，请于收到报告之日起十五日内向本公司提出复核申请，逾期不予受理。

单位名称：大庆市谷瑞环境保护监测有限公司

地址：黑龙江省大庆市龙凤区热源街277号昌升商贸城02-05-16

邮政编码：163311

电　　话：0459-8992333　　13936857859

传　　真：0459-8992333

报告编号：DQGRHJ2024051006

一、检测信息

委托单位	大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司
项目名称	海拉尔盆地乌 99-94、苏 102-X2 等五个区块产能建设工程项目
样品类别	地下水
检测、分析日期	2024 年 05 月 10 日
检测、分析人员	王国朋、赵洪伟等

二、观测结果

表 2-1　地下水水位观测结果

监测项目	U1	U2	U3
	观测日期:2024.5.10	观测日期:2024.5.10	观测日期:2024.5.10
井深（m）	23	25	22
水位（m）	576.75	576.48	575.14
监测项目	U4	U5	U6
	观测日期:2024.5.10	观测日期:2024.5.10	观测日期:2024.5.10
井深（m）	25	91	24
水位（m）	559.37	555.85	557.42
监测项目	U7	U8	U9
	观测日期:2024.5.10	观测日期:2024.5.10	观测日期:2024.5.10
井深（m）	20	200	11
水位（m）	561.64	553.15	558.58
监测项目	U10	U11	U12
	观测日期:2024.5.10	观测日期:2024.5.10	观测日期:2024.5.10
井深（m）	19	76	15
水位（m）	558.21	579.40	575.73
监测项目	U13	U14	U16
	观测日期:2024.5.10	观测日期:2024.5.10	观测日期:2024.5.10
井深（m）	19	19	15
水位（m）	575.99	575.76	575.79
监测项目	U17	U18	U19
	观测日期:2024.5.10	观测日期:2024.5.10	观测日期:2024.5.10
井深（m）	80	10	14
水位（m）	575.77	559.17	559.21

报告编号：DQGRHJ2024051006

续表2-1　地下水水位观测结果

监测项目	U20	U21	U22
	观测日期:2024.5.10	观测日期:2024.5.10	观测日期:2024.5.10
井深（m）	25	19	85
水位（m）	557.02	562.54	551.80
监测项目	U23	U24	U25
	观测日期:2024.5.10	观测日期:2024.5.10	观测日期:2024.5.10
井深（m）	80	75	27
水位（m）	577.53	578.40	576.35
监测项目	U26	U27	U28
	观测日期:2024.5.10	观测日期:2024.5.10	观测日期:2024.5.10
井深（m）	16	10	22
水位（m）	575.98	574.74	558.97
监测项目	U29	U30	U31
	观测日期:2024.5.10	观测日期:2024.5.10	观测日期:2024.5.10
井深（m）	21	11	22
水位（m）	560.12	558.25	562.81
监测项目	U32	U33	U34
	观测日期:2024.5.10	观测日期:2024.5.10	观测日期:2024.5.10
井深（m）	20	75	82
水位（m）	558.18	553.21	554.03
监测项目	U35		
	观测日期:2024.5.10		
井深（m）	85		
水位（m）	555.74		

—以下无正文—

报告编写人：李月

审　核　人：

签　发　人：

大庆市谷瑞环境保护监测有限公司

2024年6月10日

附件 13　检测报告（中检（HN）字 2024 第 10-001 号）



ZHJC

CMA
220800340934

监 测 报 告 正本

报告编号:中检（HN）字 2024 第 10-001 号

委托单位: 山东海纳环境工程有限公司

项目名称: 海拉尔盆地乌 99-94、苏 102-X2 等五个区块产能建设工程

监测类别: 委 托 监 测

样品类别: 地下水、包气带、土壤

大庆中环评价检测有限公司

2024 年 10 月 30 日

说　　明

1、本报告未加盖本公司检验检测专用章及骑缝章无效。

2、本检测报告仅对本次样品报告结果的符合性负责。

3、未经本公司批准不得擅自复印报告中的部分内容。

4、如对本报告提出异议，请于收到报告之日起 15 日内向本公司提出。

单位名称:大庆中环评价检测有限公司

地　　址:黑龙江省大庆高新区创业新街 25 号南附六楼主五楼左半部

邮政编码:163316

电　　话:0459-6778866、6715678

传　　真:0459-6778866

携手中环 共赢未来

ZHONGHUANJIANCE

类别	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	仪器编号	方法检出限
地下水	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	070722020222020043	0.0003mg/L
	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	20096485	0.006mg/L
	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	20096485	0.004mg/L
	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	7521712024N	0.003mg/L
	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	070722020222020043	0.025mg/L
	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	070722020222020043	0.004mg/L
	砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	原子荧光光度计 AFS-8220	8220(3)-1011011Z8	0.0003mg/L
	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	0307160101160500 08	1.0μg/L
	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	030916020216050002	0.03mg/L
	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	030916020216050002	0.01mg/L
	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	0307160101160500 08	0.10μg/L
	汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	原子荧光光度计 AFS-8220	8220(3)-1011011Z8	0.00004 mg/L
	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	GL-278	-
	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	GL-278	2MPN/100ml

类别	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	仪器编号	方法检出限
地下水	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	AE1104016	0.01mg/L
	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	N0800540	0.01mg/L
	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	070722020222020043	0.01mg/L
包气带	pH 值	土壤 pH 值的测定 电位法	HJ 962-2018	pH 计 FE28	B613285393	-
	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	AE1104016	0.01mg/L
	砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	原子荧光光度计 AFS-8220	8220(3)-1011011Z8	0.3μg/L
	汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	原子荧光光度计 AFS-8220	8220(3)-1011011Z8	0.04μg/L
	六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7467-1987	可见分光光度计 722N	070722020222020043	0.004mg/L
	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（2002 年）	石墨炉原子吸收分光光度计 GA3202	0307160101160500008	1.0μg/L
	挥发酚	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	070722020222020043	0.0003mg/L
	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（2002 年）	石墨炉原子吸收分光光度计 GA3202	0307160101160500008	0.10μg/L
土壤	pH 值	土壤 pH 值的测定 电位法	HJ 962-2018	pH 计 FE28	B613285393	-
	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	SP0018	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	SP0018	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	110885	0.1g/kg

类别	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	仪器编号	方法检出限
土壤	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	2016IN009	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	原子荧光光度计 AFS-8220	8220(3)-1011011Z8	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	原子荧光光度计 AFS-8220	8220(3)-1011011Z8	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	030916020216050002	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	030916020216050002	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	030916020216050002	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	030916020216050002	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	030916020216050002	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	030916020216050002	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	0307160101160500008	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	001132	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	001132	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	001132	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	001132	1.2μg/kg

类别	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	仪器编号	方法检出限
土壤	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	001132	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	001132	1.0μg/kg
	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	001132	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	001132	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	001132	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	001132	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	001132	1.2μg/kg
	1,1,2,2-四氯乙烷	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	001132	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	001132	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	001132	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	001132	1.2μg/kg

类别	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	仪器编号	方法检出限
土壤	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	001132	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	001132	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	001132	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	001132	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	001132	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	001132	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	001132	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	001132	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	001132	1.1μg/kg
	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	001132	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	001132	1.2μg/kg

类别	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	仪器编号	方法检出限
土壤	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	001132	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	001132	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	001132	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	001132	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	001132	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	001132	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	001132	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	001132	0.1mg/kg
	䓛	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	001132	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	001132	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	001132	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	001132	0.09mg/kg

四、监测结果

地下水监测结果详见表2、表2（续）、表2-1；

包气带监测结果详见表3、表3（续）；

土壤监测结果详见表4、表4（续）。

中环 携手中环 共赢未来 ZHONGHUANJIANCE

表2　　地下水监测结果

监测日期	2024.10.21	
监测项目	U18	U22
	DX241021G01	DX240921G02
钾	2.42	2.51
钠	52.5	51.2
钙	48.3	49.5
镁	9.24	9.33
HCO_3^-	213	217
CO_3^{2-}	5L	5L
氯化物	46.4	45.4
硫酸盐	35.4	36.3
pH	7.8	7.7
总硬度	159	163
溶解性总固体	487	493
耗氧量	2.3	2.4
石油类	0.01L	0.01L
挥发性酚类	0.0003L	0.0003L
氰化物	0.004L	0.004L
氟化物	0.578	0.584
硝酸盐(以 N 计)	2.84	2.73
亚硝酸盐(以 N 计)	0.003L	0.003L
氨氮	0.254	0.262
六价铬	0.004L	0.004L
砷	0.0003L	0.0003L
汞	0.00004L	0.00004L
铅	0.001L	0.001L
铁	0.27	0.28
锰	0.13	0.12
镉	0.0001L	0.0001L
总大肠菌群	2L	2L
菌落总数	12	13
硫化物	0.01L	0.01L
钡	0.01L	0.01L
水温（℃）	6	6
井深（m）	10	85

注：1、检出限后面加“L”，表示此检测项目实测值低于方检出限，　为“未检出”；
2、单位：pH 无量纲、总大肠菌群 MPN/100mL、菌落总数 CFU/mL，　其他 mg/L。

表2续　　地下水监测结果

监测日期	2024.10.21
监测项目	U30
	DX241021G03
钾	2.12
钠	63.6
钙	50.6
镁	10.9
HCO_3^-	233
CO_3^{2-}	5L
氯化物	54.5
硫酸盐	42.2
pH	7.8
总硬度	172
溶解性总固体	543
耗氧量	2.3
石油类	0.01L
挥发性酚类	0.0003L
氰化物	0.004L
氟化物	0.610
硝酸盐(以 N 计)	2.15
亚硝酸盐(以 N 计)	0.003L
氨氮	0.215
六价铬	0.004L
砷	0.0003L
汞	0.00004L
铅	0.001L
铁	0.28
锰	0.11
镉	0.0001L
总大肠菌群	2L
菌落总数	13
硫化物	0.01L
钡	0.01L
水温（℃）	6
井深（m）	11

注：1、检出限后面加“L”，表示此检测项目实测值低于方检出限，为“未检出”；
2、单位：pH 无量纲、总大肠菌群 MPN/100mL、菌落总数 CFU/mL，其他 mg/L。

表2续　　地下水监测结果

监测日期	2024.10.21	
监测项目	U1	U2
	DX241021G04	DX241021G05
硫化物	0.01L	0.01L
钡	0.01L	0.01L
监测项目	U3	U4
	DX241021G06	DX241021G07
硫化物	0.01L	0.01L
钡	0.01L	0.01L
监测项目	U5	U6
	DX241021G08	DX241021G09
硫化物	0.01L	0.01L
钡	0.01L	0.01L
监测项目	U7	U8
	DX241021G10	DX241021G11
硫化物	0.01L	0.01L
钡	0.01L	0.01L
监测项目	U9	U10
	DX241021G12	DX241021G13
硫化物	0.01L	0.01L
钡	0.01L	0.01L
监测项目	U11	U12
	DX241021G14	DX241021G15
硫化物	0.01L	0.01L
钡	0.01L	0.01L
监测项目	U13	U14
	DX241021G16	DX241021G17
硫化物	0.01L	0.01L
钡	0.01L	0.01L

注：1、检出限后面加“L”，表示此检测项目实测值低于方检出限，为“未检出”；
2、单位：mg/L。

ZHONGHUANJIANCE

表2续 地下水监测结果

监测日期	2024.10.21	
监测项目	U15	U16
	DX241021G18	DX241021G19
硫化物	0.01L	0.01L
钡	0.01L	0.01L
监测项目	U17	
	DX241021G20	
硫化物	0.01L	
钡	0.01L	

注：1、检出限后面加“L”，表示此检测项目实测值低于方检出限，为“未检出”；
2、单位：mg/L。

中环 携手中环 共赢未来 ZHONGHUANJIANCE

表2-1　地下水水位观测结果

监测项目	U1	U2	U3
	观测日期:2024.10.21	观测日期:2024.10.21	观测日期:2024.10.21
井深（m）	23	25	22
水位（m）	576.80	576.51	575.23
监测项目	U4	U5	U6
	观测日期:2024.10.21	观测日期:2024.10.21	观测日期:2024.10.21
井深（m）	25	91	24
水位（m）	559.47	555.90	557.62
监测项目	U7	U8	U9
	观测日期:2024.10.21	观测日期:2024.10.21	观测日期:2024.10.21
井深（m）	20	200	11
水位（m）	561.69	553.10	558.71
监测项目	U10	U11	U12
	观测日期:2024.10.21	观测日期:2024.10.21	观测日期:2024.10.21
井深（m）	19	76	15
水位（m）	558.27	579.49	575.88
监测项目	U13	U14	
	观测日期:2024.10.21	观测日期:2024.10.21	
井深（m）	19	19	
水位（m）	576.09	575.87	
监测项目	U16	U17	U18
	观测日期:2024.10.21	观测日期:2024.10.21	观测日期:2024.10.21
井深（m）	15	80	10
水位（m）	575.91	575.89	559.35
监测项目	U19	U20	U21
	观测日期:2024.10.21	观测日期:2024.10.21	观测日期:2024.10.21
井深（m）	14	25	19
水位（m）	559.23	557.10	562.67

表2-2　地下水水位观测结果

监测项目	U22	U23	U24
	观测日期:2024.10.21	观测日期:2024.10.21	观测日期:2024.10.21
井深（m）	85	80	75
水位（m）	551.85	577.66	578.51
监测项目	U25	U26	U27
	观测日期:2024.10.21	观测日期:2024.10.21	观测日期:2024.10.21
井深（m）	27	16	10
水位（m）	576.43	576.03	574.91
监测项目	U28	U29	U30
	观测日期:2024.10.21	观测日期:2024.10.21	观测日期:2024.10.21
井深（m）	22	21	11
水位（m）	558.99	560.21	558.37
监测项目	U31	U32	U33
	观测日期:2024.10.21	观测日期:2024.10.21	观测日期:2024.10.21
井深（m）	22	20	75
水位（m）	562.85	558.24	553.28

监测项目	U34	U35
	观测日期:2024.10.21	观测日期:2024.10.21
井深（m）	82	85
水位（m）	554.09	555.80

携手中环 共赢未来
ZHONGHUANJIANCE

表 3　包气带现状监测结果

监测时间	2024.10.21	
监测项目	已建油井（乌 99-94 井区）	
	（0～20cm）BQD241021G01	（20～40cm）BQD241021G02
pH	7.8	7.4
挥发酚	0.0012	0.0014
铅	5.4	5.3
铬（六价）	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L
石油类	0.02	0.03
监测项目	已建油井（乌 99-94 井区）外草地	
	（0～20cm）BQD241021G03	（20～40cm）BQD241021G04
pH	7.3	7.1
挥发酚	0.0015	0.0018
铅	5.2	5.5
铬（六价）	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L
石油类	0.02	0.04

注：1、采样深度位于 0cm～20cm、20～40cm；
2、检出限后面加“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”；
3、计量单位：pH 无量纲，铅、汞和砷μg/L，挥发酚、六价铬和石油类为 mg/L。

ZHONGHUANJIANCE

表 3 续　包气带现状监测结果

监测时间	2024.10.21	
监测项目	已建油井（乌 27 井区）	
	（0～20cm）BQD241021G05	（20～40cm）BQD241021G06
pH	7.2	7.4
挥发酚	0.0017	0.0014
铅	5.3	5.1
铬（六价）	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L
石油类	0.02	0.04
监测项目	已建油井（乌 27 井区）外草地	
	（0～20cm）BQD241021G07	（20～40cm）BQD241021G08
pH	7.4	7.6
挥发酚	0.0013	0.0015
铅	5.6	5.2
铬（六价）	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L
石油类	0.03	0.02

注：1、采样深度位于 0cm～20cm、20～40cm；
2、检出限后面加“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”；
3、计量单位：pH 无量纲，铅、汞和砷μg/L，挥发酚、六价铬和石油类为 mg/L。

ZHONGHUANJIANCE

表 3 续　包气带现状监测结果

监测时间	2024.10.21	
监测项目	已建油井乌 122-91（乌 121-X103 井区）	
	（0～20cm）BQD241021G09	（20～40cm）BQD241021G10
pH	7.4	7.3
挥发酚	0.0011	0.0014
铅	5.6	5.5
铬（六价）	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L
石油类	0.02	0.03
监测项目	已建油井乌 122-91（乌 121-X103 井区）外草地	
	（0～20cm）BQD241021G11	（20～40cm）BQD241021G12
pH	7.8	7.7
挥发酚	0.0016	0.0012
铅	5.4	5.2
铬（六价）	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L
石油类	0.04	0.03

注：1、采样深度位于 0cm～20cm、20～40cm；
2、检出限后面加“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”；
3、计量单位：pH 无量纲，铅、汞和砷μg/L，挥发酚、六价铬和石油类为 mg/L。

ZHONGHUANJIANCE

表 3 续　　包气带现状监测结果

监测时间	2024.10.21	
监测项目	已建油井苏 05-X30（苏 102-X2 区块）	
	（0～20cm）BQD241021G13	（20～40cm）BQD241021G14
pH	7.7	7.5
挥发酚	0.0018	0.0019
铅	5.3	5.4
铬（六价）	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L
石油类	0.04	0.02
监测项目	已建油井苏 05-X30（苏 102-X2 区块）外草地	
	（0～20cm）BQD241021G15	（20～40cm）BQD241021G16
pH	7.3	7.4
挥发酚	0.0003L	0.0003L
铅	5.4	5.3
铬（六价）	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L
石油类	0.01L	0.01L

注：1、采样深度位于 0cm～20cm、20～40cm；
2、检出限后面加“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”；
3、计量单位：pH 无量纲，铅、汞和砷μg/L，挥发酚、六价铬和石油类为 mg/L。

ZHONGHUANJIANCE

表 3 续　　包气带现状监测结果

监测时间	2024.10.21	
监测项目	已建油井苏 34-46（苏 29-45-4 井区）	
	（0～20cm）BQD241021G17	（20～40cm）BQD241021G18
pH	7.6	7.4
挥发酚	0.0015	0.0011
铅	5.2	5.5
铬（六价）	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L
石油类	0.04	0.03
监测项目	已建油井苏 34-46（苏 29-45-4 井区）外草地	
	（0～20cm）BQD241021G19	（20～40cm）BQD241021G20
pH	7.3	7.4
挥发酚	0.0012	0.0015
铅	5.3	5.5
铬（六价）	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L
石油类	0.02	0.03

注：1、采样深度位于 0cm～20cm、20～40cm；
2、检出限后面加“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”；
3、计量单位：pH 无量纲铅、汞和砷μg/L，挥发酚、六价铬和石油类为 mg/L。

ZHONGHUANJIANCE

表 3 续　包气带现状监测结果

监测时间	2024.10.21	
监测项目	苏一转油站内未硬化区域	
	（0～20cm）BQD241021G21	（20～40cm）BQD241021G22
pH	7.2	7.3
挥发酚	0.0014	0.0017
铅	5.5	5.3
铬（六价）	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L
石油类	0.03	0.04
监测项目	苏一转油站站外草地	
	（0～20cm）BQD241021G23	（20～40cm）BQD241021G24
pH	7.4	7.2
挥发酚	0.0012	0.0015
铅	5.4	5.3
铬（六价）	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L
石油类	0.02	0.04

注：1、采样深度位于 0cm～20cm、20～40cm；
2、检出限后面加“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”；
3、计量单位：pH 无量纲，铅、汞和砷μg/L，挥发酚、六价铬和石油类为 mg/L。

ZHONGHUANJIANCE

表3续　包气带现状监测结果

监测时间	2024.10.21	
监测项目	乌东联含油污水处理站内未硬化区域	
	（0～20cm）BQD241021G25	（20～40cm）BQD241021G26
pH	7.3	7.4
挥发酚	0.0013	0.0015
铅	5.5	5.2
铬（六价）	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L
石油类	0.02	0.03
监测项目	乌东联含油污水处理站外草地	
	（0～20cm）BQD241021G27	（20～40cm）BQD241021G286
pH	7.4	7.2
挥发酚	0.0016	0.0012
铅	5.3	5.1
铬（六价）	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L
石油类	0.02	0.04

注：1、采样深度位于0cm～20cm、20～40cm；
2、检出限后面加“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”；
3、计量单位：pH无量纲，铅、汞和砷μg/L，挥发酚、六价铬和石油类为mg/L。

ZHONGHUANJIANCE

表 4（续）　包气带现状监测结果

监测时间	2024.10.23	
监测项目	危废暂存间未硬化区域	
	（0～20cm）BQD241023B01	（20～40cm）BQD241023B02
pH	7.8	7.4
挥发酚	0.0015	0.0003L
铅	5.5	5.6
铬（六价）	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L
石油类	0.03	0.02
监测项目	危废暂存间永久占地范围外 100m 草地	
	（0～20cm）BQD241023B03	（20～40cm）BQD241023B04
pH	7.7	7.9
挥发酚	0.0014	0.0011
铅	5.6	5.3
铬（六价）	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L
石油类	0.02	0.01L

注：1、采样深度位于 0cm～20cm、20～40cm；
2、检出限后面加“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”；
3、计量单位：pH 无量纲，铅、汞和砷μg/L，挥发酚、六价铬和石油类为 mg/L。

ZHONGHUANJIANCE

表 4（续）　包气带现状监测结果

监测时间	2024.10.23	
监测项目	德二联压裂返排液处理站未硬化区域	
	（0～20cm）BQD241023B05	（20～40cm）BQD241023B06
pH	7.3	7.9
挥发酚	0.0014	0.0011
铅	5.5	5.1
铬（六价）	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L
石油类	0.03	0.02
监测项目	德二联压裂返排液处理站永久占地范围外 100m 草地	
	（0～20cm）BQD241023B07	（20～40cm）BQD241023B08
pH	7.5	7.3
挥发酚	0.0016	0.0010
铅	5.1	5.4
铬（六价）	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L
石油类	0.04	0.01L

注：1、采样深度位于 0cm～20cm、20～40cm；
2、检出限后面加“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”；
3、计量单位：pH 无量纲，铅、汞和砷μg/L，挥发酚、六价铬和石油类为 mg/L。

ZHONGHUANJIANCE

表 3 续　　包气带现状监测结果

监测时间	2024.04.12			
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 100m 处草地	
	（0～20cm）BQD240412A05	（20～40m）BQD240412A06	（0～20cm）BQD240412A07	（20～40m）BQD240412A08
pH	7.5	7.4	7.7	7.6
挥发酚	0.0019	0.0003L	0.0003L	0.0003L
铅	5.2	5.3	5.1	5.2
铬（六价）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.04	0.03	0.01L	0.01L

注：1、采样深度位于 0cm～20cm、20cm～40cm:；
2、检出限后面加“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”；
3、计量单位：pH 无量纲，镉、铅、汞和砷μg/L，挥发酚、六价铬和石油类为 mg/L。

中环 携手中环 共赢未来 ZHONGHUANJIANCE

表 4　土壤(柱状样)监测结果

监测时间	2024.10.23		
监测项目	已建油井（乌 99-94 井区）		
	(0~0.5m) 样品编号:TR241023G01	(0.5~1.5m) 样品编号:TR241023G02	(1.5~3m) 样品编号:TR241023G03
pH	7.65	7.55	7.31
石油烃（C_{10}-C_{40}）	15	14	11
汞	0.013	0.018	0.014
砷	3.35	3.24	3.62
铅	16	17	15
镉	0.12	0.16	0.13
铬（六价）	ND	ND	ND
铜	15	17	12
镍	16	14	13
四氯化碳	ND	ND	ND
氯仿	ND	ND	ND
氯甲烷	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND
二氯甲烷	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND
四氯乙烯	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND
三氯乙烯	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND
氯乙烯	ND	ND	ND
苯	ND	ND	ND
氯苯	ND	ND	ND
1,2-二氯苯	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	ND	ND	ND

监测时间	2024.10.23		
监测项目	已建油井（乌 99-94 井区）		
	(0~0.5m) 样品编号:TR241023G01	(0.5~1.5m) 样品编号:TR241023G02	(1.5~3m) 样品编号:TR241023G03
乙苯	ND	ND	ND
苯乙烯	ND	ND	ND
甲苯	ND	ND	ND
间+对二甲苯	ND	ND	ND
邻二甲苯	ND	ND	ND
硝基苯	ND	ND	ND
苯胺	ND	ND	ND
2-氯酚	ND	ND	ND
苯并[G]蒽	ND	ND	ND
苯并[G]芘	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND
䓛	ND	ND	ND
二苯并[G, h]蒽	ND	ND	ND
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND
萘	ND	ND	ND
水溶性盐总量	800	700	800
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND
石油类	24	23	21

注：1、土壤采样深度位于 0～50cm、50cm～150cm 和 150cm～300cm；；

2、土壤检测单位：（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、多氯联苯）为μg/kg，pH 无量纲，其他为 mg/kg；

3、“ND”表示此检测项目实测值低于检出限。

携手中环 共赢未来
ZHONGHUANJIANCE

表 4 续　土壤(柱状样)监测结果

监测时间	2024.10.23		
监测项目	已建油井（乌 27 井区）		
	(0~0.5m) 样品编号:TR241023G04	(0.5~1.5m) 样品编号:TR241023G05	(1.5~3m) 样品编号:TR241023G06
pH	7.25	7.41	7.36
石油烃（C_{10}-C_{40}）	17	15	14
汞	0.013	0.014	0.016
砷	3.35	3.28	3.42
铅	16	14	15
镉	0.13	0.16	0.11
铬（六价）	ND	ND	ND
铜	16	17	18
镍	12	16	14
四氯化碳	ND	ND	ND
氯仿	ND	ND	ND
氯甲烷	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND
二氯甲烷	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND
四氯乙烯	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND
三氯乙烯	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND
氯乙烯	ND	ND	ND
苯	ND	ND	ND
氯苯	ND	ND	ND
1,2-二氯苯	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	ND	ND	ND

监测时间	2024.10.23		
监测项目	已建油井（乌 27 井区）		
	(0~0.5m) 样品编号:TR241023G04	(0.5~1.5m) 样品编号:TR241023G05	(1.5~3m) 样品编号:TR241023G06
乙苯	ND	ND	ND
苯乙烯	ND	ND	ND
甲苯	ND	ND	ND
间+对二甲苯	ND	ND	ND
邻二甲苯	ND	ND	ND
硝基苯	ND	ND	ND
苯胺	ND	ND	ND
2-氯酚	ND	ND	ND
苯并[G]蒽	ND	ND	ND
苯并[G]芘	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND
䓛	ND	ND	ND
二苯并[G, h]蒽	ND	ND	ND
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND
萘	ND	ND	ND
水溶性盐总量	900	800	700
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND
石油类	25	26	22

注：1、土壤采样深度位于 0~50cm、50cm~150cm 和 150cm~300cm；；

2、土壤检测单位：（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、多氯联苯）为μg/kg，pH 无量纲，其他为 mg/kg；

3、“ND”表示此检测项目实测值低于检出限。

携手中环 共赢未来
ZHONGHUANJIANCE

表 4 续　土壤(柱状样)监测结果

监测时间	2024.10.23		
监测项目	已建油井（乌 121-X103 井区）		
	(0~0.5m) 样品编号:TR241023G07	(0.5~1.5m) 样品编号:TR241023G08	(1.5~3m) 样品编号:TR241023G09
pH	7.45	7.41	7.37
石油烃（C_{10}-C_{40}）	16	15	12
汞	0.014	0.015	0.017
砷	3.16	3.34	3.25
铅	19	18	17
镉	0.16	0.14	0.15
铬（六价）	ND	ND	ND
铜	16	18	12
镍	13	14	16
四氯化碳	ND	ND	ND
氯仿	ND	ND	ND
氯甲烷	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND
二氯甲烷	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND
四氯乙烯	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND
三氯乙烯	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND
氯乙烯	ND	ND	ND
苯	ND	ND	ND
氯苯	ND	ND	ND
1,2-二氯苯	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	ND	ND	ND

监测时间	2024.10.23		
监测项目	已建油井（乌 121-X103 井区）		
	(0~0.5m) 样品编号:TR241023G07	(0.5~1.5m) 样品编号:TR241023G08	(1.5~3m) 样品编号:TR241023G09
乙苯	ND	ND	ND
苯乙烯	ND	ND	ND
甲苯	ND	ND	ND
间+对二甲苯	ND	ND	ND
邻二甲苯	ND	ND	ND
硝基苯	ND	ND	ND
苯胺	ND	ND	ND
2-氯酚	ND	ND	ND
苯并[G]蒽	ND	ND	ND
苯并[G]芘	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND
䓛	ND	ND	ND
二苯并[G, h]蒽	ND	ND	ND
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND
萘	ND	ND	ND
水溶性盐总量	700	800	800
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND
石油类	25	24	26

注：1、土壤采样深度位于 0～50cm、50cm～150cm 和 150cm～300cm；；

2、土壤检测单位：（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、多氯联苯）为μg/kg，pH 无量纲，其他为 mg/kg；

3、“ND”表示此检测项目实测值低于检出限。

ZHONGHUANJIANCE

表 4 续　　土壤(柱状样)监测结果

监测时间	2024.10.23		
监测项目	已建油井（苏 102-X2 区块）		
	(0~0.5m) 样品编号:TR241023G10	(0.5~1.5m) 样品编号:TR241023G11	(1.5~3m) 样品编号:TR241023G12
pH	7.24	7.35	7.44
石油烃（C_{10}-C_{40}）	15	18	14
汞	0.016	0.015	0.017
砷	3.38	3.24	3.36
铅	17	18	19
镉	0.13	0.15	0.16
铬（六价）	ND	ND	ND
铜	14	16	18
镍	18	19	17
四氯化碳	ND	ND	ND
氯仿	ND	ND	ND
氯甲烷	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND
二氯甲烷	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND
四氯乙烯	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND
三氯乙烯	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND
氯乙烯	ND	ND	ND
苯	ND	ND	ND
氯苯	ND	ND	ND
1,2-二氯苯	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	ND	ND	ND

监测时间	2024.10.23		
监测项目	已建油井（苏 102-X2 区块）		
	(0~0.5m) 样品编号:TR241023G10	(0.5~1.5m) 样品编号:TR241023G11	(1.5~3m) 样品编号:TR241023G12
乙苯	ND	ND	ND
苯乙烯	ND	ND	ND
甲苯	ND	ND	ND
间+对二甲苯	ND	ND	ND
邻二甲苯	ND	ND	ND
硝基苯	ND	ND	ND
苯胺	ND	ND	ND
2-氯酚	ND	ND	ND
苯并[G]蒽	ND	ND	ND
苯并[G]芘	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND
䓛	ND	ND	ND
二苯并[G, h]蒽	ND	ND	ND
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND
萘	ND	ND	ND
水溶性盐总量	800	700	900
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND
石油类	25	22	23

注：1、土壤采样深度位于 0～50cm、50cm～150cm 和 150cm～300cm；；

2、土壤检测单位：（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、多氯联苯）为μg/kg，pH 无量纲，其他为 mg/kg；

3、“ND”表示此检测项目实测值低于检出限。

ZHONGHUANJIANCE

表 4 续　　土壤(柱状样)监测结果

监测时间	2024.10.23		
监测项目	已建油井（苏 29-45-4 井区）		
	(0~0.5m) 样品编号:TR241023G13	(0.5~1.5m) 样品编号:TR241023G14	(1.5~3m) 样品编号:TR241023G15
pH	7.35	7.42	7.46
石油烃（C_{10}-C_{40}）	15	17	14
汞	0.012	0.014	0.015
砷	3.53	3.36	3.35
铅	16	17	18
镉	0.11	0.13	0.12
铬（六价）	ND	ND	ND
铜	17	15	14
镍	15	16	18
四氯化碳	ND	ND	ND
氯仿	ND	ND	ND
氯甲烷	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND
二氯甲烷	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND
四氯乙烯	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND
三氯乙烯	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND
氯乙烯	ND	ND	ND
苯	ND	ND	ND
氯苯	ND	ND	ND
1,2-二氯苯	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	ND	ND	ND

监测时间	2024.10.23		
监测项目	已建油井（苏 29-45-4 井区）		
	(0~0.5m) 样品编号:TR241023G13	(0.5~1.5m) 样品编号:TR241023G14	(1.5~3m) 样品编号:TR241023G15
乙苯	ND	ND	ND
苯乙烯	ND	ND	ND
甲苯	ND	ND	ND
间+对二甲苯	ND	ND	ND
邻二甲苯	ND	ND	ND
硝基苯	ND	ND	ND
苯胺	ND	ND	ND
2-氯酚	ND	ND	ND
苯并[G]蒽	ND	ND	ND
苯并[G]芘	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND
䓛	ND	ND	ND
二苯并[G, h]蒽	ND	ND	ND
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND
萘	ND	ND	ND
水溶性盐总量	700	800	700
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND
石油类	20	22	21

注：1、土壤采样深度位于 0～50cm、50cm～150cm 和 150cm～300cm；；

2、土壤检测单位：（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、多氯联苯）为μg/kg，pH 无量纲，其他为 mg/kg；

3、“ND”表示此检测项目实测值低于检出限。

ZHONGHUANJIANCE

表4续　土壤(柱状样)监测结果

监测时间	2024.04.12		
监测项目	德二联压裂返排液处理站废液暂存池未硬化地面		
	0~0.5m 样品编号:TR240412A04	0.5~1.5m 样品编号:TR240412A05	1.5~3m 样品编号:TR240412A06
pH	8.16	8.18	8.24
石油烃（C_{10}-C_{40}）	13	ND	ND
汞	0.025	0.024	0.021
砷	3.35	3.32	3.25
铅	16	19	18
镉	0.10	0.10	0.08
铬（六价）	ND	ND	ND
铜	16	20	26
镍	19	22	24
四氯化碳	ND	ND	ND
氯仿	ND	ND	ND
氯甲烷	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND
二氯甲烷	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND
四氯乙烯	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND
三氯乙烯	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND
氯乙烯	ND	ND	ND
苯	ND	ND	ND
氯苯	ND	ND	ND
1,2-二氯苯	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	ND	ND	ND

监测时间	2024.04.12		
监测项目	德二联压裂返排液处理站废液暂存池未硬化地面		
	0~0.5m 样品编号:TR240412A04	0.5~1.5m 样品编号:TR240412A05	1.5~3m 样品编号:TR240412A06
乙苯	ND	ND	ND
苯乙烯	ND	ND	ND
甲苯	ND	ND	ND
间+对二甲苯	ND	ND	ND
邻二甲苯	ND	ND	ND
硝基苯	ND	ND	ND
苯胺	ND	ND	ND
2-氯酚	ND	ND	ND
苯并[a]蒽	ND	ND	ND
苯并[a]芘	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND
䓛	ND	ND	ND
二苯并[a, h]蒽	ND	ND	ND
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND
萘	ND	ND	ND
石油烃（C_6-C_9）	0.04	ND	ND
水溶性盐总量	700	800	800
石油类	27	20	22

注：1、土壤采样深度位于 0～50cm、50cm～150cm 和 150cm～300cm；

2、土壤检测单位：（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）为μg/kg，pH 无量纲，其他为 mg/kg；

3、"ND"表示此检测项目实测值低于检出限。

ZHONGHUANJIANCE

表 4 续）　土壤(柱状样)监测结果

监测时间	2024.04.12		
监测项目	含油污泥暂存池未硬化区域		
	0~0.5m 样品编号:TR240412A13	0.5~1.5m 样品编号:TR240412A14	1.5~3m 样品编号:TR240412A18
pH	8.21	8.15	8.18
石油烃（C_{10}-C_{40}）	25	ND	ND
汞	0.015	0.013	0.015
砷	3.36	3.43	3.47
铅	15	17	13
镉	0.16	0.14	0.17
铬（六价）	ND	ND	ND
石油烃（C_6-C_9）	0.09	ND	ND
水溶性盐总量	800	800	700
石油类	31	26	25

注：1、土壤采样深度位于 0～50cm、50cm～150cm 和 150cm～300cm；
2、土壤检测单位：pH 无量纲，其他为 mg/kg；
3、“ND”表示此检测项目实测值低于检出限。

中环 携手中环 共赢未来 ZHONGHUANJIANCE

表 4（续）　土壤(柱状样)监测结果

监测时间	2024.10.21		
监测项目	乌 176-77 井场		
	0~0.5m 样品编号 TR241021G16	0.5~1.5m 样品编号:TR241021G17	1.5~3m 样品编号:TR241021G18
pH	7.35	7.45	7.65
汞	0.017	0.013	0.015
砷	3.78	3.35	3.68
铅	17	16	20
镉	0.11	0.05	0.09
铬（六价）	ND	ND	ND
水溶性盐总量	700	700	700
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND
石油类	21	25	22
铜	19	15	17
镍	22	20	23
监测项目	乌 129-91		
	0~0.5m 样品编号 TR241021G19	0.5~1.5m 样品编号:TR241021G20	1.5~3m 样品编号:TR241021G21
pH	7.42	7.56	7.38
汞	0.014	0.018	0.017
砷	3.38	3.87	3.68
铅	17	19	20
镉	0.16	0.17	0.18
铬（六价）	ND	ND	ND
水溶性盐总量	800	700	800
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND
石油类	21	26	25
铜	18	17	15
镍	20	26	27

注：1、土壤采样深度位于 0～50cm、50cm～150cm 和 150cm～300cm；
2、土壤检测单位：pH 无量纲，其他为 mg/kg；
3、“ND”表示此检测项目实测值低于检出限。

表 4（续）　土壤(柱状样)监测结果

监测时间	2024.10.21		
监测项目	乌 125-93		
	0~0.5m 样品编号 TR241021G22	0.5~1.5m 样品编号:TR241021G23	1.5~3m 样品编号:TR241021G24
pH	7.65	7.42	7.35
汞	0.015	0.016	0.017
砷	3.53	3.25	3.34
铅	18	15	16
镉	0.17	0.13	0.15
铬（六价）	ND	ND	ND
水溶性盐总量	700	800	700
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND
石油类	21	23	26
铜	20	18	17
镍	22	23	20
监测项目	乌 121-93		
	0~0.5m 样品编号 TR241021G25	0.5~1.5m 样品编号:TR241021G26	1.5~3m 样品编号:TR241021G27
pH	7.36	7.48	7.52
汞	0.018	0.016	0.017
砷	3.85	3.56	3.57
铅	17	15	16
镉	0.13	0.16	0.17
铬（六价）	ND	ND	ND
水溶性盐总量	800	700	800
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND
石油类	22	21	25
铜	17	15	14
镍	23	20	21

注：1、土壤采样深度位于 0～50cm、50cm～150cm 和 150cm～300cm；
2、土壤检测单位：pH 无量纲，其他为 mg/kg；
3、“ND”表示此检测项目实测值低于检出限。

表 4（续）　土壤(柱状样)监测结果

监测时间	2024.10.22		
监测项目	乌 120-88		
	0~0.5m 样品编号 TR241021G01	0.5~1.5m 样品编号:TR241021G02	1.5~3m 样品编号:TR241021G03
pH	7.36	7.44	7.52
汞	0.017	0.016	0.018
砷	3.45	3.35	3.39
铅	17	18	16
镉	0.14	0.15	0.16
铬（六价）	ND	ND	ND
水溶性盐总量	700	700	800
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND
石油类	22	21	24
铜	20	18	17
镍	23	22	20
监测项目	乌 117-105		
	0~0.5m 样品编号 TR241021G04	0.5~1.5m 样品编号:TR241021G05	1.5~3m 样品编号:TR241021G06
pH	7.65	7.35	7.56
汞	0.013	0.016	0.014
砷	3.35	3.68	3.74
铅	17	18	16
镉	0.17	0.16	0.15
铬（六价）	ND	ND	ND
水溶性盐总量	800	700	700
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND
石油类	22	23	25
铜	15	16	19
镍	24	26	22

注：1、土壤采样深度位于 0～50cm、50cm～150cm 和 150cm～300cm；
2、土壤检测单位：pH 无量纲，其他为 mg/kg；
3、“ND”表示此检测项目实测值低于检出限。

表4（续）　土壤(柱状样)监测结果

监测时间	2024.10.22		
监测项目	乌121-105		
	0~0.5m 样品编号 TR241021G07	0.5~1.5m 样品编号:TR241021G08	1.5~3m 样品编号:TR241021G09
pH	7.53	7.62	7.41
汞	0.016	0.019	0.015
砷	3.65	3.95	3.45
铅	16	18	17
镉	0.13	0.15	0.16
铬（六价）	ND	ND	ND
水溶性盐总量	700	800	700
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND
石油类	25	24	22
铜	16	17	20
镍	22	23	25
监测项目	乌115-97		
	0~0.5m 样品编号 TR241021G10	0.5~1.5m 样品编号:TR241021G11	1.5~3m 样品编号:TR241021G12
pH	7.65	7.44	7.35
汞	0.014	0.016	0.017
砷	3.65	3.15	3.31
铅	25	18	19
镉	0.11	0.09	0.10
铬（六价）	ND	ND	ND
水溶性盐总量	800	800	700
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND
石油类	25	23	21
铜	20	18	17
镍	23	24	21

注：1、土壤采样深度位于0～50cm、50cm～150cm和150cm～300cm；
2、土壤检测单位：pH无量纲，其他为mg/kg；
3、“ND”表示此检测项目实测值低于检出限。

表 4（续）　土壤(柱状样)监测结果

监测时间	2024.10.22		
监测项目	乌 111-98		
	0~0.5m 样品编号 TR241021G13	0.5~1.5m 样品编号:TR241021G14	1.5~3m 样品编号:TR241021G15
pH	7.65	7.48	7.28
汞	0.016	0.019	0.017
砷	3.54	3.54	3.54
铅	19	17	21
镉	0.16	0.17	0.15
铬（六价）	ND	ND	ND
水溶性盐总量	700	700	700
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND
石油类	24	26	21
铜	19	17	20
镍	20	25	24
监测项目	乌 97-93		
	0~0.5m 样品编号 TR241021G16	0.5~1.5m 样品编号:TR241021G17	1.5~3m 样品编号:TR241021G18
pH	7.42	7.34	7.25
汞	0.015	0.016	0.018
砷	3.85	3.88	3.55
铅	16	17	18
镉	0.16	0.14	0.19
铬（六价）	ND	ND	ND
水溶性盐总量	800	700	800
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND
石油类	22	24	21
铜	20	17	18
镍	24	22	21

注：1、土壤采样深度位于 0～50cm、50cm～150cm 和 150cm～300cm；
2、土壤检测单位：pH 无量纲，其他为 mg/kg；
3、“ND”表示此检测项目实测值低于检出限。

表 4（续）　土壤(柱状样)监测结果

监测时间	2024.10.22		
监测项目	苏 06-22		
	0~0.5m 样品编号 TR241021G19	0.5~1.5m 样品编号:TR241021G20	1.5~3m 样品编号:TR241021G21
pH	7.24	7.54	7.46
汞	0.016	0.017	0.014
砷	3.52	3.65	3.34
铅	18	16	19
镉	0.11	0.10	0.08
铬（六价）	ND	ND	ND
水溶性盐总量	800	700	700
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND
石油类	26	21	25
铜	14	16	17
镍	23	22	21
监测项目	苏 03-28		
	0~0.5m 样品编号 TR241021G22	0.5~1.5m 样品编号:TR241021G23	1.5~3m 样品编号:TR241021G24
pH	7.58	7.45	7.52
汞	0.016	0.012	0.018
砷	3.68	3.74	3.56
铅	20	15	14
镉	0.16	0.15	0.12
铬（六价）	ND	ND	ND
水溶性盐总量	800	700	700
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND
石油类	23	25	24
铜	18	17	19
镍	21	22	20

注：1、土壤采样深度位于 0～50cm、50cm～150cm 和 150cm～300cm；
2、土壤检测单位：pH 无量纲，其他为 mg/kg；
3、“ND”表示此检测项目实测值低于检出限。

表 4（续）　土壤(柱状样)监测结果

监测时间	2024.10.22		
监测项目	苏 12-27		
	0~0.5m 样品编号 TR241021G25	0.5~1.5m 样品编号:TR241021G26	1.5~3m 样品编号:TR241021G27
pH	7.65	7.36	7.56
汞	0.016	0.013	0.014
砷	3.68	3.28	3.85
铅	17	15	14
镉	0.12	0.15	0.16
铬（六价）	ND	ND	ND
水溶性盐总量	700	800	700
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND
石油类	21	24	23
铜	17	15	19
镍	23	20	22
监测项目	苏 33-43		
	0~0.5m 样品编号 TR241021G28	0.5~1.5m 样品编号:TR241021G29	1.5~3m 样品编号:TR241021G30
pH	7.35	7.65	7.58
汞	0.024	0.019	0.018
砷	3.85	3.64	3.58
铅	17	15	14
镉	0.11	0.07	0.09
铬（六价）	ND	ND	ND
水溶性盐总量	700	700	800
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND
石油类	22	23	25
铜	17	16	18
镍	22	23	21

注：1、土壤采样深度位于 0～50cm、50cm～150cm 和 150cm～300cm；
2、土壤检测单位：pH 无量纲，其他为 mg/kg；
3、“ND”表示此检测项目实测值低于检出限。

表 4（续）　土壤(柱状样)监测结果

监测时间	2024.10.23		
监测项目	苏 09-23		
	0~0.5m 样品编号 TR241021G01	0.5~1.5m 样品编号:TR241021G02	1.5~3m 样品编号:TR241021G03
pH	7.52	7.47	7.68
汞	0.018	0.019	0.022
砷	3.85	3.74	3.96
铅	14	15	16
镉	0.09	0.07	0.11
铬（六价）	ND	ND	ND
水溶性盐总量	800	800	700
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND
石油类	24	25	21
铜	18	20	16
镍	23	24	20

注：1、土壤采样深度位于 0～50cm、50cm～150cm 和 150cm～300cm；
2、土壤检测单位：pH 无量纲，其他为 mg/kg；
3、“ND”表示此检测项目实测值低于检出限。

中环 携手中环 共赢未来 ZHONGHUANJIANCE

表 4（续）　表层土壤监测结果

监测时间	2024.04.12
监测项目	危废暂存库未硬化地面
	样品编号:TR240412A20
pH	8.25
石油烃（C_{10}-C_{40}）	14
汞	0.012
砷	3.34
铅	14
镉	0.18
铬（六价）	ND
石油烃（C_6-C_9）	0.08
水溶性盐总量	800
石油类	29
总铬	37
注：1、土壤采样深度为 0～20cm； 2、土壤检测单位：pH 为无量纲、其他为 mg/kg； 3、“ND”表示此检测项目实测值低于检出限；	

中环 携手中环 共赢未来 ZHONGHUANJIANCE

表 4（续）　表层土壤监测结果

监测时间	2024.10.23		
监测项目	乌 179-75	乌 125-94	乌 111-98
	样品编号 TR241021G04	样品编号:TR241021G05	样品编号:TR241021G06
pH	7.35	7.26	7.68
汞	0.019	0.017	0.014
砷	3.68	3.75	3.82
铅	12	11	15
镉	0.09	0.08	0.10
铬（六价）	ND	ND	ND
水溶性盐总量	700	800	900
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND
石油类	23	24	25
铜	20	16	48
镍	22	23	24
监测项目	乌 120-105	乌 97-93	苏 11-25
	样品编号 TR241021G07	样品编号:TR241021G08	样品编号:TR241021G09
pH	7.56	7.41	7.46
汞	0.018	0.016	0.012
砷	3.52	3.25	3.52
铅	14	15	16
镉	0.11	0.09	0.10
铬（六价）	ND	ND	ND
水溶性盐总量	900	700	800
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND
石油类	24	22	23
铜	20	17	18
镍	22	24	23

注：1、土壤采样深度为 0～20cm；
2、土壤检测单位：pH 无量纲，其他为 mg/kg；
3、“ND”表示此检测项目实测值低于检出限。

表4（续）　表层土壤监测结果

监测时间	2024.10.23	
监测项目	苏08-22	苏33-45
	样品编号TR241021G10	样品编号:TR241021G11
pH	7.34	7.65
汞	0.016	0.014
砷	3.51	3.65
铅	17	15
镉	0.11	0.07
铬（六价）	ND	ND
水溶性盐总量	800	700
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND
石油类	25	24
铜	17	15
镍	20	22

注：1、土壤采样深度为0～20cm；
2、土壤检测单位：pH无量纲，其他为mg/kg；
3、“ND”表示此检测项目实测值低于检出限。

中环 携手中环 共赢未来 ZHONGHUANJIANCE

表 4（续）　表层土壤监测结果

监测时间	2024.10.23			
监测项目	乌 179-73 外	乌 120-88 外	乌 125-94 外	乌 127-89 外
	样品编号 TR241023G12	样品编号 TR241023G13	样品编号 TR241023G14	样品编号 TR241023G15
水溶性盐总量	800	800	700	800
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND	ND
石油类	25	24	22	24
铬（六价）	ND	ND	ND	ND
监测项目	乌 121-105 外	乌 118-X106 外	乌 115-97 外	乌 111-98 外
	样品编号 TR241023G16	样品编号 TR241023G17	样品编号 TR241023G18	样品编号 TR241023G19
水溶性盐总量	700	700	800	800
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND	ND
石油类	24	25	21	23
铬（六价）	ND	ND	ND	ND
监测项目	乌 99-96 外	苏 06-22 外	苏 03-28 外	苏 09-23 外
	样品编号 TR241023G20	样品编号 TR241023G21	样品编号 TR241023G22	样品编号 TR241023G23
水溶性盐总量	700	900	800	700
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND	ND
石油类	22	24	21	25
铬（六价）	ND	ND	ND	ND
监测项目	苏 12-27 外		苏 33-45 外	
	样品编号 TR241023G24		样品编号 TR241023G25	
水溶性盐总量	800		800	
石油烃（C_6-C_9）	ND		ND	
石油类	25		23	
铬（六价）	ND		ND	

注：1、土壤采样深度为 0～20cm；
4、土壤检测单位：pH 为无量纲、其他为 mg/kg；
3、“ND”表示此检测项目实测值低于检出限；

编制人：　审核人：　签发人：

附件 14　企业例行检测报告（厂界噪声）

ZHJC

220800340934

监 测 报 告 正本

报告编号:中检(QW)字 2023 第 05-081 号

委托单位: 大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司

项目名称: 大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司企业自行监测

监测类别: 委 托 监 测

样品类别: 噪声

大庆中环评价检测有限公司

2023 年 05 月 31 日

说　　明

1、本报告未加盖本公司检验检测专用章及骑缝章无效。

2、本检测报告仅对本次样品报告结果的符合性负责。

3、未经本公司批准不得擅自复印报告中的部分内容。

4、如对本报告提出异议，请于收到报告之日起 15 日内向本公司提出。

单位名称：大庆中环评价检测有限公司

地　　址：黑龙江省大庆高新区创业新街 25 号南附六楼主五楼左半部

邮政编码：163316

电　　话：0459-6778866、6715678

传　　真：0459-6778866

中环
携手中环 共赢未来
ZHONGHUANJIANCE

一、基本情况

受大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司委托，我公司于2023年05月16、17、18、19、20日～05月31日对大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司企业自行监测所涉及的噪声进行了监测。根据委托方的要求及相关规定，确定本次的监测项目、点位和频次等。

二、质量保证

监测中所使用的各种仪器设备，全部经国家法定检定机构检定或校准合格，并在两次检定/校准间隔内，进行了仪器设备的期间核查。在环境监测过程中按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB12348-2008等标准和技术规范，进行了监测全过程的质量保证与质量控制。

三、监测项目、分析方法及监测仪器

监测项目、分析方法及分析仪器详见表1。

表1 监测项目、分析方法及分析仪器信息

类别	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
噪声	厂界噪声	工业企业厂界环境噪声排放标准	GB12348-2008	多功能声级计AWA5688	-

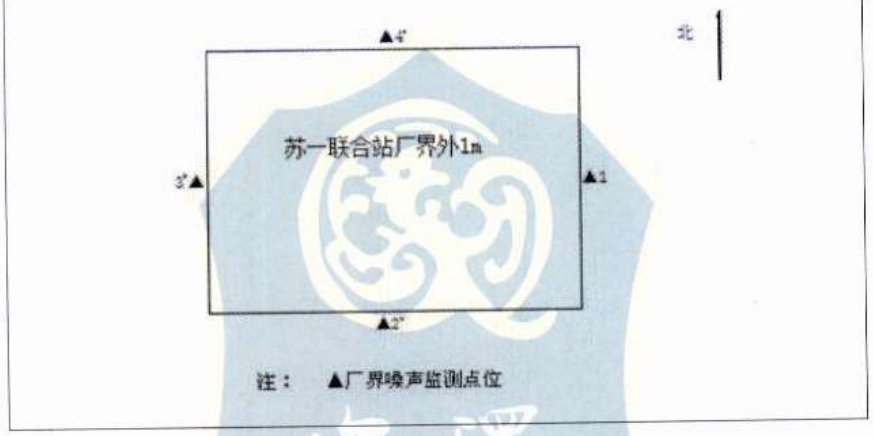
四、监测结果

厂界噪声监测结果详见表2、表2（续）。

ZHONGHUANJIANCE

表2　厂界噪声监测结果　单位:dB（A）

监测地点	监测点位	监测时间	昼间		夜间	
苏一联合站厂界外1m	厂界东（1#）	2023.05.16	08:00～08:05 ZS230516D01	48.4	22:00～22:05 ZS230516N01	45.1
	厂界南（2#）		08:10～08:15 ZS230516D02	51.1	22:10～22:15 ZS230516N02	48.6
	厂界西（3#）		08:20～08:25 ZS230516D03	50.2	22:20～22:25 ZS230516N03	47.8
	厂界北（4#）		08:30～08:35 ZS230516D04	49.9	22:30～22:35 ZS230516N04	46.3



中环 携手中环 共赢未来
ZHONGHUANJIANCE

表2（续）　厂界噪声监测结果　单位:dB（A）

监测地点	监测点位	监测时间	昼间		夜间	
乌东联合站厂界外1m	厂界东（1#）	2023.05.17	10:00～10:05 ZSD230517D09	51.6	22:00～22:05 ZS230517N09	47.2
	厂界南（2#）		10:10～10:15 ZS230517D10	50.8	22:10～22:15 ZS230517N10	45.9
	厂界西（3#）		10:20～10:25 ZS230517D11	51.9	22:20～22:25 ZS230517N11	47.6
	厂界北（4#）		10:30～10:35 ZS230517D12	51.3	22:30～22:35 ZS230517N12	46.7



注：　▲厂界噪声监测点位

中环 携手中环 共赢未来 ZHONGHUANJIANCE

表2（续）　厂界噪声监测结果　单位:dB（A）

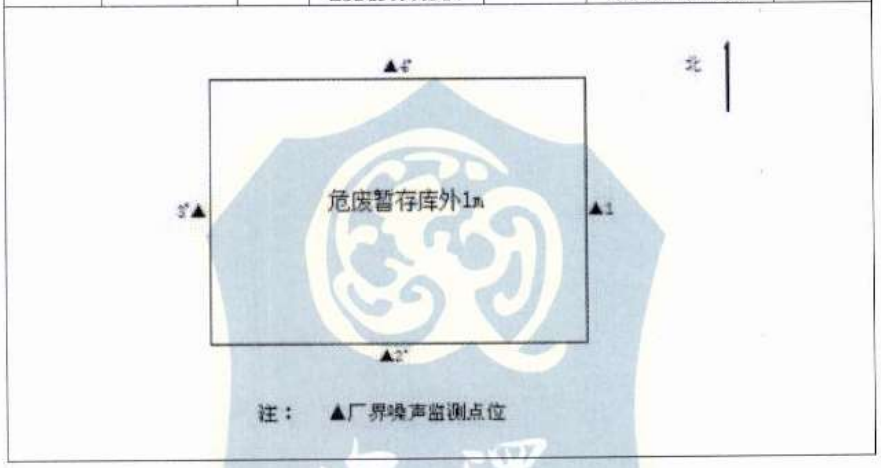
监测地点	监测点位	监测时间	昼间		夜间	
德二联压裂返排液站厂界外1m	厂界东（1#）	2023.05.18	11:00～11:05 ZSD230518D17	49.9	23:00～23:05 ZSD230518N17	46.5
	厂界南（2#）		11:10～11:15 ZSD230518D18	51.5	23:10～23:15 ZSD230518N18	47.3
	厂界西（3#）		11:20～11:25 ZSD230518D19	52.3	23:20～23:25 ZSD230518N19	48.6
	厂界北（4#）		11:30～11:35 ZSD230518D20	51.6	23:30～23:35 ZSD230518N20	47.5



中环 携手中环 共赢未来 ZHONGHUANJIANCE

表2（续）　厂界噪声监测结果　单位:dB（A）

监测地点	监测点位	监测时间	昼间		夜间	
危废暂存库外1m	厂界东（1#）	2023.05.18	09:00～09:05 ZSD230518D21	48.1	02:00～02:05 ZSD230518N21	45.3
	厂界南（2#）		09:10～09:15 ZSD230518D22	47.4	02:10～02:15 ZSD230518N22	44.9
	厂界西（3#）		09:20～09:25 ZSD230518D23	47.2	02:20～02:25 ZSD230518N23	44.1
	厂界北（4#）		09:30～09:35 ZSD230518D24	48.8	02:30～02:35 ZSD230518N24	45.7



中环 携手中环 共赢未来 ZHONGHUANJIANCE

表 2 （续）　厂界噪声监测结果　单位:dB（A）

监测地点	监测点位	监测时间	昼间		夜间	
贝 28 作业区 3000 立污泥池暂存池	厂界东（1#）	2023.05.18	06:00～06:05 ZSD230518D37	50.9	00:00～00:05 ZSD230518N37	46.2
	厂界南（2#）		06:10～06:15 ZSD230518D38	48.7	00:10～00:15 ZSD230518N38	45.8
	厂界西（3#）		06:20～06:25 ZSD230518D39	47.3	00:20～00:25 ZSD230518N39	44.5
	厂界北（4#）		06:30～06:35 ZSD230518D40	47.6	00:30～00:35 ZSD230518N40	45.3



中环 携手中环 共赢未来 ZHONGHUANJIANCE

编制人：　　审核人：　　签发人：

附件 15　企业例行检测报告（废水）

ZHJC

220800340934

监 测 报 告 正本

报告编号:中检(QW)字 2023 第 03-078 号

委托单位:大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司

项目名称:大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司企业自行监测

监测类别:委 托 监 测

样品类别:废水

大庆中环评价检测有限公司

2023 年 04 月 10 日

说　　明

1、本报告未加盖本公司检验检测专用章及骑缝章无效。

2、本检测报告仅对本次样品报告结果的符合性负责。

3、未经本公司批准不得擅自复印报告中的部分内容。

4、如对本报告提出异议，请于收到报告之日起15日内向本公司提出。

单位名称:大庆中环评价检测有限公司

地　　址:黑龙江省大庆高新区创业新街25号南附六楼主五楼左半部

邮政编码:163316

电　　话:0459-6778866、6715678

传　　真:0459-6778866

中环
携手中环 共赢未来
ZHONGHUANJIANCE

一、基本情况

受大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司委托，我公司于2023年03月29、30、31、04月01日～04月10日对大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司企业自行监测所涉及到的废水进行了监测。根据委托方的要求及相关规定，确定本次的监测项目、点位和频次等。

二、质量保证

监测中所使用的各种仪器设备，全部经国家法定检定机构检定或校准合格，并在两次检定/校准间隔内，进行了仪器设备的期间核查。在环境监测过程中按照《水质采样技术指导》 HJ 494-2009、《水质样品的保存和管理技术规定》HJ 493-2009、《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）国家环保总局（2002年）等标准和技术规范，进行了监测全过程的质量保证与质量控制。

三、监测项目、分析方法及监测仪器

监测项目、分析方法及分析仪器详见表1。

表1 监测项目、分析方法及分析仪器信息

类别	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	仪器编号	方法检出限
废水	含油量	碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法（5.4含油量）	SY/T 5329-2012	红外分光测油仪 lnlab-2100	2016IN009	0.06mg/L
	悬浮固体含量	碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法(5.2悬浮固体含量)	SY/T 5329-2012	精密电子天平 FA2004	12011164	1mg/L(取样体积0.4L)
	pH	水质 pH的测定 电极法	HJ 1147-2020	pH计 PHS-25	004289	-
	总磷	水质 总磷的测定 钼酸铵分光光度法	GB/T 11893-1989	可见分光光度计 722N	0707220202 22020043	0.01mg/L
	总氮	水质总氮的测定碱性过硫酸钾消解紫外分光光度法	HJ 636-2012	紫外可见分光光度计 UV752	AE1104016	0.05mg/L
	化学需氧量（CODcr）	水质 化学需氧量的测定 重铬酸盐法	HJ 828-2017	滴定管	T001	4mg/L

类别	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	仪器编号	方法检出限
	五日生化需氧量（BOD_5）	水质 五日生化需氧量（BOD_5）的测定 稀释与接种法	HJ 505-2009	生化培养箱 SPX-150BE 滴定管	60811-1 T003	0.5mg/L
	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	0707220202 22020043	0.025mg/L

四、监测结果

废水监测结果详见表2、表2（续）。

中环 携手中环 共赢未来 ZHONGHUANJIANCE

表2　污水处理站水质检测结果　单位：mg/L

监测点位	监测时间	样品编号	含油量	悬浮固体
乌东联合站含油污水处理站处理前	2023.03.29	W230329A101	19.4	22
乌东联合站含油污水处理站处理后	2023.03.29	W230329A102	1.38	4
苏一联合站含油污水处理站处理前	2023.03.29	W230329A103	12.2	26
苏一联合站含油污水处理站处理后	2023.03.29	W230329A104	2.43	3
德二联含油污水污水处理站处理前	2023.03.31	W230331A101	18.7	25
德二联含油污水污水处理站处理后	2023.03.31	W230331A102	3.51	4
呼一联合站含油污水处理站处理前	2023.04.01	W230401A101	20.6	21
呼一联合站含油污水处理站处理后	2023.04.01	W230401A102	2.29	2
德一联含油污水污水处理站处理前	2023.03.30	W230330A101	11.5	18
德一联含油污水污水处理站处理后	2023.03.30	W230330A102	2.66	4
备注：实验室分析时间2023.04.01~04.05。				

表2（续）　污水处理站水质检测结果

监测时间	监测点位	样品编号	监测项目	单位	监测值
2023.03.29	乌东作业区生活污水处理站出口	W230329K01	pH	无量纲	7.4
			化学需氧量（CODcr）	mg/L	116
			五日生化需氧量（BOD_5）	mg/L	19.7
			氨氮	mg/L	1.33
			总磷（以P计）	mg/L	0.14
			总氮（以N计）	mg/L	2.52
			石油类	mg/L	0.16
			悬浮物	mg/L	12
注：监测值后面的"L"，表示此监测项目监测结果为"未检出"。					

携手中环 共赢未来 ZHONGHUANJIANCE

表 2（续）　污水处理站水质检测结果

监测时间	监测点位	样品编号	监测项目	单位	监测值
2023.03.31	贝 28 作业区生活污水处理站出口 1	W230331K02	pH	无量纲	7.1
			化学需氧量（CODcr）	mg/L	58
			五日生化需氧量（BOD_5）	mg/L	9.9
			氨氮	mg/L	1.25
			总磷（以 P 计）	mg/L	0.62
			总氮（以 N 计）	mg/L	2.77
			石油类	mg/L	0.26
			悬浮物	mg/L	4
2023.03.31	贝 28 作业区生活污水处理站出口 2	W230331K03	pH	无量纲	7.3
			化学需氧量（CODcr）	mg/L	62
			五日生化需氧量（BOD_5）	mg/L	10.5
			氨氮	mg/L	1.38
			总磷（以 P 计）	mg/L	0.74
			总氮（以 N 计）	mg/L	2.95
			石油类	mg/L	0.28
			悬浮物	mg/L	5
2023.03.29	苏 131 作业区生活污水处理站出口	W230329K02	pH	无量纲	7.4
			化学需氧量（CODcr）	mg/L	127
			五日生化需氧量（BOD_5）	mg/L	21.6
			氨氮	mg/L	2.08
			总磷（以 P 计）	mg/L	0.14
			总氮（以 N 计）	mg/L	3.23
			石油类	mg/L	0.39
			悬浮物	mg/L	7
注：监测值后面的“L”，表示此监测项目监测结果为“未检出”。					

编制人：　　审核人：　　签发人：

附件 16　企业例行检测报告（有组织废气）

ZHJC

220800340934

监 测 报 告 正本

报告编号:中检(QW)字 2023 第 03-076 号

委托单位:　大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司

项目名称:　大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司企业自行监测

监测类别:　委 托 监 测

样品类别:　废气（有组织）

大庆中环评价检测有限公司

2023 年 04 月 10 日

说　　明

1、本报告未加盖本公司检验检测专用章及骑缝章无效。

2、本检测报告仅对本次样品报告结果的符合性负责。

3、未经本公司批准不得擅自复印报告中的部分内容。

4、如对本报告提出异议，请于收到报告之日起15日内向本公司提出。

单位名称:大庆中环评价检测有限公司

地　　址:黑龙江省大庆高新区创业新街25号南附六楼主五楼左半部

邮政编码:163316

电　　话:0459-6778866、6715678

传　　真:0459-6778866

中环
携手中环 共赢未来
ZHONGHUANJIANCE

一、基本情况

受大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司委托，我公司于2023年03月29、30、31、04月01日～04月10日对大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司企业自行监测所涉及到的废气进行了监测。根据委托方的要求及相关规定，确定本次的监测项目、点位和频次等。

二、质量保证

监测中所使用的各种仪器设备，全部经国家法定检定机构检定或校准合格，并在两次检定/校准间隔内，进行了仪器设备的期间核查。在环境监测过程中按照《固定源废气监测技术规范》HJ/T 397-2007、《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》GB/T 16157-1996、《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）等标准和技术规范，进行了监测全过程的质量保证与质量控制。

三、监测项目、分析方法及监测仪器

监测项目、分析方法及分析仪器详见表1。

表1 监测项目、分析方法及分析仪器信息

类别	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	仪器编号	方法检出限
固定污染源废气	SO_2	固定污染源废气 二氧化硫的测定 定电位电解法	HJ 57-2017	自动烟尘烟气测试仪 DL-6300	2022081601 2022081602	3mg/m³
	NO_X	固定污染源废气 氮氧化物的测定 定电位电解法	HJ 693-2014	自动烟尘烟气测试仪 DL-6300	2022081601 2022081602	3mg/m³
	颗粒物	固定污染源废气 低浓度颗粒物的测定 重量法	HJ 836-2017	自动烟尘烟气测试仪 DL-6300	2022081601 2022081602	1.0mg/m³
	烟气黑度	固定污染源排放烟气黑度的测定林格曼烟气黑度图法	HJ/T 398-2007	林格曼黑度图	-	-

四、监测结果

有组织废气监测结果详见表2、表2（续）。

表 2　乌东联合站 3#采暖炉排气筒出口监测结果

监测时间	样品编号	颗粒物（mg/m³）		NOx（mg/m³）		SO_2（mg/m³）		废气流量（N m³/h）	烟气温度（℃）	氧含量（%）	烟气黑度（级）
		实测值	折算值	实测值	折算值	实测值	折算值				
2023.03.29	YC230329A01	10.5	11.1	79	83	23	24	2859	99.3	4.4	<1
	YC230329A02	11.9	12.3	81	84	25	26	2994	98.1	4.1	<1
	YC230329A03	10.8	11.5	77	82	27	29	2876	97.7	4.6	<1
注:排气筒高度 8 米、排气筒内径 0.40 米，功率 0.8MW。											

表 2（续）　乌东联合站 1#掺水炉排气筒出口监测结果

监测时间	样品编号	颗粒物（mg/m³）		NOx（mg/m³）		SO_2（mg/m³）		废气流量（N m³/h）	烟气温度（℃）	氧含量（%）	烟气黑度（级）
		实测值	折算值	实测值	折算值	实测值	折算值				
2023.03.29	YC230329A04	11.6	12.5	82	88	19	20	3607	98.5	4.8	<1
	YC230329A05	10.8	11.4	78	83	22	23	3582	97.9	4.5	<1
	YC230329A06	9.9	10.8	80	87	20	22	3751	96.2	4.9	<1
注:排气筒高度 15 米、排气筒内径 0.50 米，功率 1.5MW，投入使用时间:2009 年 8 月（燃气）。											

携手中环 共赢未来

表 2（续）　乌东联合站 2#掺水炉排气筒出口监测结果

监测时间	样品编号	颗粒物（mg/m³）		NOx（mg/m³）		SO_2（mg/m³）		废气流量（N m³/h）	烟气温度（℃）	氧含量（%）	烟气黑度（级）
		实测值	折算值	实测值	折算值	实测值	折算值				
2023.03.29	YC230329A07	11.1	11.8	83	88	24	26	3718	97.3	4.6	<1
	YC230329A08	10.7	11.7	78	85	21	23	3664	98.1	5.0	<1
	YC230329A09	9.5	10.5	82	91	25	28	3529	99.5	5.2	<1
注:排气筒高度 15 米、排气筒内径 0.50 米，功率 1.5MW，投入使用时间:2009 年 8 月（燃气）。											

表2（续）　乌东联合站1#外输采暖炉排气筒出口监测结果

监测时间	样品编号	颗粒物（mg/m³）		NOx（mg/m³）		SO_2（mg/m³）		废气流量（Nm³/h）	烟气温度（℃）	氧含量（%）	烟气黑度（级）
		实测值	折算值	实测值	折算值	实测值	折算值				
2023.03.29	YC230329A10	16.4	18.4	110	123	42	92	2372	99.6	5.4	<1
	YC230329A11	16.6	19.1	106	122	39	102	2297	97.9	5.8	<1
	YC230329A12	15.9	17.5	114	125	36	95	2185	98.4	5.1	<1
注:排气筒高度8米、排气筒内径0.30米，功率0.8MW，投入使用时间:2009年8月（燃油）。											

表2（续）　乌东联合站2#采暖炉排气筒出口监测结果

监测时间	样品编号	颗粒物（mg/m³）		NOx（mg/m³）		SO_2（mg/m³）		废气流量（Nm³/h）	烟气温度（℃）	氧含量（%）	烟气黑度（级）
		实测值	折算值	实测值	折算值	实测值	折算值				
2023.03.29	YC230329A13	15.5	16.8	102	111	35	38	2263	99.4	4.9	<1
	YC230329A14	13.7	15.2	118	131	44	49	2169	96.8	5.2	<1
	YC230329A15	14.2	15.5	109	119	41	45	2088	97.1	5.0	<1
注:排气筒高度8米、排气筒内径0.30米，功率0.8MW，投入使用时间:2009年08月（燃油）。											

携手中环 共赢未来

表2（续）　中一热泵站1#外输炉排气筒出口监测结果

监测时间	样品编号	颗粒物（mg/m³）		NOx（mg/m³）		SO_2（mg/m³）		废气流量（Nm³/h）	烟气温度（℃）	氧含量（%）	烟气黑度（级）
		实测值	折算值	实测值	折算值	实测值	折算值				
2023.03.29	YC230329A16	11.4	13.0	85	97	17	19	2699	93.9	5.6	<1
	YC230329A17	10.9	12.1	89	98	20	22	2787	94.3	5.2	<1
	YC230329A18	10.6	11.8	81	90	18	20	2852	95.5	5.3	<1
注:排气筒高度8米、排气筒内径0.40米，功率1.5MW，投入使用时间:2009年8月。											

表 2（续）　贝中 1 转油站 1#加热炉排气筒出口监测结果

监测时间	样品编号	颗粒物（mg/m³）		NOx（mg/m³）		SO_2（mg/m³）		废气流量（N m³/h）	烟气温度（℃）	氧含量（%）	烟气黑度（级）
		实测值	折算值	实测值	折算值	实测值	折算值				
2023.04.01	YC230401A13	13.1	14.0	76	81	22	23	2295	95.9	4.6	<1
	YC230401A14	12.9	14.2	80	89	27	30	2174	94.3	5.2	<1
	YC230401A15	13.4	14.4	81	87	24	26	2068	96.7	4.7	<1
注:排气筒高度 10 米、排气筒内径 0.40 米，功率 1000kw，投入使用时间:2009 年 5 月。											

表 2（续）　贝中 1 转油站 3#加热炉排气筒出口监测结果

监测时间	样品编号	颗粒物（mg/m³）		NOx（mg/m³）		SO_2（mg/m³）		废气流量（N m³/h）	烟气温度（℃）	氧含量（%）	烟气黑度（级）
		实测值	折算值	实测值	折算值	实测值	折算值				
2023.04.01	YC230401A16	10.5	11.7	82	91	20	22	3487	97.1	5.3	<1
	YC230401A17	9.8	10.8	78	86	17	19	3396	98.3	5.1	<1
	YC230401A18	11.2	12.1	77	83	23	25	3302	97.5	4.8	<1
注:排气筒高度 10 米、排气筒内径 0.50 米，功率 10kw，投入使用时间:2013 年 10 月											

携手中环 共赢未来

表 2（续）　贝 301 呼一联 1#水套加热炉排气筒出口监测结果

监测时间	样品编号	颗粒物（mg/m³）		NOx（mg/m³）		SO_2（mg/m³）		废气流量（N m³/h）	烟气温度（℃）	氧含量（%）	烟气黑度（级）
		实测值	折算值	实测值	折算值	实测值	折算值				
2023.04.01	YC230401A19	11.7	13.1	78	88	26	29	3528	99.5	5.4	<1
	YC230401A20	9.6	10.9	70	80	21	24	3499	96.6	5.6	<1
	YC230401A21	12.3	13.6	81	90	25	28	3536	97.5	5.2	<1
注:排气筒高度 10 米、排气筒内径 0.50 米，功率 2.0MW，投入使用时间:2020 年。											

编制人：　　审核人：　　签发人：

ZHJC

CMA
220800340934

监 测 报 告 正本

报告编号:中检（HN）字 2024 第 04-003 号

委托单位: 山东海纳环境工程有限公司

项目名称: 苏一联加热炉改造及外输系统完善工程项目

监测类别: 委 托 监 测

样品类别: 噪声、废气

大庆中环评价检测有限公司

2024 年 04 月 16 日

说　　明

1、本报告未加盖本公司检验检测专用章及骑缝章无效。

2、本检测报告仅对本次样品报告结果的符合性负责。

3、未经本公司批准不得擅自复印报告中的部分内容。

4、如对本报告提出异议，请于收到报告之日起 15 日内向本公司提出。

单位名称:大庆中环评价检测有限公司

地　　址:黑龙江省大庆高新区科苑路街 25 号南附六楼主五楼左半部

邮政编码:163316

电　　话:0459-6778866、6715678

传　　真:0459-6778866

中环
携手中环 共赢未来
ZHONGHUANJIANCE

一、基本情况

受山东海纳环境工程有限公司委托，我公司于2024年04月12日至2024年04月13日对苏一联加热炉改造及外输系统完善工程项目所涉及到的噪声、废气等进行了监测。根据委托方的要求及相关规定，确定本次的监测项目、点位和频次等。

二、质量保证

监测中所使用的各种仪器设备，全部经国家法定检定机构检定或校准合格，并在两次检定/校准间隔内，进行了仪器设备的期间核查。在环境监测过程中按照《环境监测质量管理技术导则》HJ 630-2011、《大气污染物无组织排放监测技术导则》HJ/T 55-2000、《固定源废气监测技术规范》HJ/T 397-2007、《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》GB/T 16157-1996、《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB12348-2008等标准和技术规范，进行了监测全过程的质量保证与质量控制。

三、监测项目、分析方法及监测仪器

监测项目、分析方法及分析仪器详见表1。

表1 监测项目、分析方法及分析仪器信息

类别	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	仪器编号	方法检出限
噪声	厂界噪声	工业企业厂界环境噪声排放标准	GB12348-2008	多功能声级计 AWA5688	00317628	-
无组织废气	非甲烷总烃	环境空气总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法	HJ604-2017	气相色谱仪 SP-3420A	SP0245	0.07 mg/m³
固定源废气	颗粒物	固定污染源废气 低浓度颗粒物的测定 重量法	HJ 836-2017	烟尘烟气低浓度测试仪 LB-70C	2001232	1.0mg/m³
	SO_2	固定污染源废气 二氧化硫的测定 定电位电解法	HJ 57-2017	烟尘烟气低浓度测试仪 LB-70C	2001232	3mg/m³

类别	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	仪器编号	方法检出限
固定源废气	NO_X	固定污染源废气 氮氧化物的测定 定电位电解法	HJ 693-2014	烟尘烟气低浓度测试仪 LB-70C	2001232	3mg/m³
	烟气黑度	固定污染源排放烟气黑度的测定林格曼烟气黑度图法	HJ/T 398-2007	林格曼黑度图	2001232	-

四、监测结果

厂界无组织废气非甲烷总烃监测结果详见表2；

有组织废气监测结果详见表3、表3续；

厂界噪声监测结果详见表4。

中环 携手中环 共赢未来 ZHONGHUANJIANCE

表3　苏一联3#掺水炉（燃气）监测结果

监测时间	样品编号	颗粒物（mg/m³）		NO_x（mg/m³）		SO_2（mg/m³）		废气流量（Nm³/h）	烟气温度（℃）	氧含量（%）	烟气黑度（级）
		实测值	折算值	实测值	折算值	实测值	折算值				
2024.04.12	YC240412A07	10.1	10.8	64	68	8	9	1763	97.2	4.6	<1
	YC240412A08	11.1	11.9	66	71	10	11	1818	96.5	4.7	<1
	YC240412A09	10.5	11.4	69	75	7	8	1766	97.7	4.9	<1
2024.04.13	YC240413A07	10.7	11.5	70	75	9	10	1779	97.1	4.7	<1
	YC240413A08	10.9	11.6	72	76	8	8	1808	96.9	4.5	<1
	YC240413A09	10.3	11.0	65	69	7	7	1754	96.3	4.6	<1
注：排气筒高度8m、排气筒直径60cm。											

表3续　苏一联3#采暖炉（燃油）监测结果

监测时间	样品编号	颗粒物（mg/m³）		NO_x（mg/m³）		SO_2（mg/m³）		废气流量（Nm³/h）	烟气温度（℃）	氧含量（%）	烟气黑度（级）
		实测值	折算值	实测值	折算值	实测值	折算值				
2024.04.12	YC240412A10	15.2	16.4	105	113	27	29	1925	96.1	4.8	<1
	YC240412A11	16.3	17.4	115	123	29	31	1898	97.2	4.6	<1
	YC240412A12	15.8	17.2	117	127	28	30	1913	97.5	4.9	<1
2024.04.13	YC240413A10	16.6	17.7	108	115	25	27	1874	97.0	4.5	<1
	YC240413A11	16.1	17.3	112	120	26	28	1968	96.4	4.7	<1
	YC240413A12	15.5	16.5	105	112	29	31	1995	96.3	4.6	<1
注：排气筒高度8m、排气筒直径60cm。											

苏一联合站地面及外输系统完善工程项目　　报告编号：中检（HR）字 2024 第 04-003 号

表 4　厂界噪声监测结果　　单位:dB（A）

监测地点	监测点位	监测时间	昼间		夜间	
苏一联合站厂界外 1m	厂界东（1#）	2024.04.12	10:00～10:05 ZSD240412A05	48.1	00:00～00:05 ZSD240412A06	44.1
	厂界南（2#）		10:15～10:20 ZSN240412A05	49.3	00:15～00:20 ZSN240412A06	45.2
	厂界西（3#）		10:30～10:35 ZSX240412A05	46.2	00:30～00:35 ZSX240412A06	42.4
	厂界北（4#）		10:45～10:50 ZSB240412A05	47.3	00:45～00:50 ZSB240412A06	43.1
	厂界东（1#）	2024.04.13	10:00～10:05 ZSD240413A05	48.2	00:00～00:05 ZSD240413A06	44.2
	厂界南（2#）		10:15～10:20 ZSN240413A05	49.5	00:15～00:20 ZSN240413A06	45.7
	厂界西（3#）		10:30～10:35 ZSX240413A05	46.6	00:30～00:35 ZSX240413A06	42.8
	厂界北（4#）		10:45～10:50 ZSB240413A05	47.4	00:45～00:50 ZSB240413A06	43.6



注：▲ 厂界环境噪声监测点位

中环 携手中环 共赢未来 ZHONGHUANJIANCE

编制人：　　审核人：　　签发人：

第 6 页 共 6 页

附件 17　企业例行检测报告（无组织废气）



ZHJC

CMA
220800340934

监 测 报 告 正本

报告编号:中检(QW)字 2023 第 05-056 号

委托单位: 大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司

项目名称: 大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司企业自行监测

监测类别: 委 托 监 测

样品类别: 废气（无组织）

大庆中环评价检测有限公司

2023 年 05 月 31 日

说　　明

1、本报告未加盖本公司检验检测专用章及骑缝章无效。

2、本检测报告仅对本次样品报告结果的符合性负责。

3、未经本公司批准不得擅自复印报告中的部分内容。

4、如对本报告提出异议，请于收到报告之日起15日内向本公司提出。

单位名称：大庆中环评价检测有限公司

地　　址：黑龙江省大庆高新区创业新街25号南附六楼主五楼左半部

邮政编码：163316

电　　话：0459-6778866、6715678

传　　真：0459-6778866

中环 携手中环 共赢未来 ZHONGHUANJIANCE

一、基本情况

受大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司委托，我公司于2023年05月16、17、18、19、20日～05月31日对大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司企业自行监测所涉及到的废气进行了监测。根据委托方的要求及相关规定，确定本次的监测项目、点位和频次等。

二、质量保证

监测中所使用的各种仪器设备，全部经国家法定检定机构检定或校准合格，并在两次检定/校准间隔内，进行了仪器设备的期间核查。在环境监测过程中按照《环境监测质量管理技术导则》HJ 630-2011、《环境空气质量监测点位布设技术规范》HJ 664-2013、《环境空气质量手工监测技术规范》HJ 194-2017、《大气污染物无组织排放监测技术导则》HJ/T 55-2000、《大气污染物综合排放标准》（GB16927-1996）等标准和技术规范，进行了监测全过程的质量保证与质量控制。

三、监测项目、分析方法及监测仪器

监测项目、分析方法及分析仪器详见表1。

表1 监测项目、分析方法及分析仪器信息

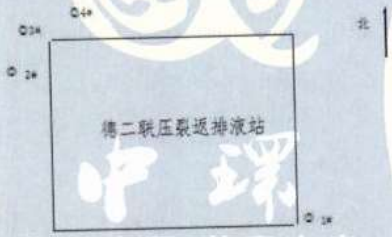
类别	监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	仪器编号	方法检出限
无组织废气	非甲烷总烃（以碳计）	环境空气总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法	HJ604-2017	气相色谱仪 SP-3420A	SP0245	0.07 mg/m³

四、监测结果

无组织废气非甲烷总烃监测结果详见表2、表2（续）。

表2（续）　厂界无组织废气监测结果 单位:mg/m³

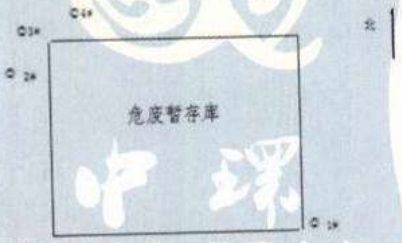
监测点位	采样日期	采样时间	非甲烷总烃（以碳计）			
			样品编号	厂界上风向1#	样品编号	厂界下风向2#
德二联压裂返排液站	2023.05.18	10:00-11:00	FQ230518H101	1.12	FQ230518H201	1.18
		12:00-13:00	FQ230518H102	1.17	FQ230518H202	1.23
		16:00-17:00	FQ230518H103	1.14	FQ230518H203	1.21
		采样时间	样品编号	厂界下风向3#	样品编号	厂界下风向4#
		10:00-11:00	FQ230518H301	1.22	FQ230518H401	1.24
		12:00-13:00	FQ230518H302	1.26	FQ230518H402	1.35
		16:00-17:00	FQ230518H303	1.25	FQ230518H403	1.27



中环 携手中环 共赢未来 ZHONGHUANJIANCE

表2（续）　厂界无组织废气监测结果 单位:mg/m³

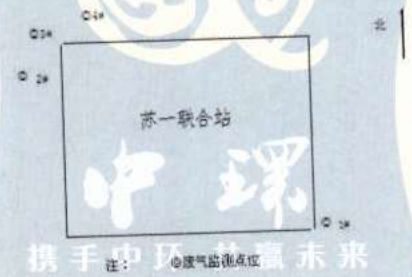
监测点位	采样日期	采样时间	非甲烷总烃（以碳计）			
			样品编号	厂界上风向1#	样品编号	厂界下风向2#
危废暂存库	2023.05.18	10:30-11:30	FQ230518Z101	1.61	FQ230518Z201	1.68
		12:30-13:30	FQ230518Z102	1.66	FQ230518Z202	1.72
		16:30-17:30	FQ230518Z103	1.63	FQ230518Z203	1.71
		采样时间	样品编号	厂界下风向3#	样品编号	厂界下风向4#
		10:30-11:30	FQ230518Z301	1.74	FQ230518Z401	1.77
		12:30-13:30	FQ230518Z302	1.85	FQ230518Z402	1.89
		16:30-17:30	FQ230518Z303	1.79	FQ230518Z403	1.84



中环 携手中环 赢未来 ZHONGHUANJIANCE

表2（续）　厂界无组织废气监测结果 单位:mg/m³

监测点位	采样日期	采样时间	非甲烷总烃（以碳计）			
			样品编号	厂界上风向1#	样品编号	厂界下风向2#
苏一联合站	2023.05.16	08:00-09:00	FQ230516F101	1.67	FQ230516F201	1.71
		11:00-12:00	FQ230516F102	1.73	FQ230516F202	1.78
		15:00-16:00	FQ230516F103	1.69	FQ230516F203	1.75
		采样时间	样品编号	厂界下风向3#	样品编号	厂界下风向4#
		08:00-09:00	FQ230516F301	1.76	FQ230516F401	1.79
		11:00-12:00	FQ230516F302	1.82	FQ230516F402	1.87
		15:00-16:00	FQ230516F303	1.80	FQ230516F403	1.84

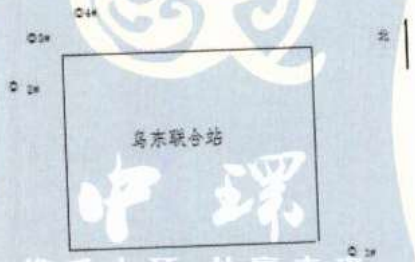


注：●废气监测点位

携手中环 共赢未来
ZHONGHUANJIANCE

表2（续）　厂界无组织废气监测结果 单位:mg/m³

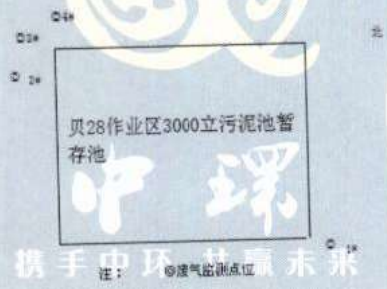
监测点位	采样日期	采样时间	非甲烷总烃（以碳计）			
			样品编号	厂界上风向1#	样品编号	厂界下风向2#
乌东联合站	2023.05.17	08:30-09:30	FQ230517T101	1.37	FQ230517T201	1.42
		11:30-12:30	FQ230517T102	1.44	FQ230517T202	1.48
		15:30-16:30	FQ230517T103	1.41	FQ230517T203	1.45
		采样时间	样品编号	厂界下风向3#	样品编号	厂界下风向4#
		08:30-09:30	FQ230517T301	1.46	FQ230517T401	1.49
		11:30-12:30	FQ230517T302	1.52	FQ230517T402	1.57
		15:30-16:30	FQ230517T303	1.49	FQ230517T403	1.53



中环 携手中环 共赢未来 ZHONGHUANJIANCE

表2（续）　厂界无组织废气监测结果 单位:mg/m³

监测点位	采样日期	采样时间	非甲烷总烃（以碳计）			
			样品编号	厂界上风向1#	样品编号	厂界下风向2#
贝28作业区3000立污泥池暂存池	2023.05.18	11:00-12:00	FQ230518M101	1.43	FQ230518M201	1.51
		13:00-14:00	FQ230518M102	1.49	FQ230518M202	1.56
		17:00-18:00	FQ230518M103	1.47	FQ230518M203	1.52
		采样时间	样品编号	厂界下风向3#	样品编号	厂界下风向4#
		11:00-12:00	FQ230518M301	1.54	FQ230518M401	1.58
		13:00-14:00	FQ230518M302	1.63	FQ230518M402	1.65
		17:00-18:00	FQ230518M303	1.58	FQ230518M403	1.64



编制人：　　审核人：　　签发人：

携手中环 共赢未来
ZHONGHUANJIANCE

附表1:气象条件

监测点位		贝中1转油站、呼一联合站、德一联合站、德二联合站、苏一联合站、乌东联合站、德二联压裂返排液站、危废暂存库、苏131作业区5000立污油泥池、贝28作业区3000立污泥池暂存池						
监测时间		气温（℃）	气压（kPa）	风速（m/s）	风向	总云量	低云量	天气状况
2023.05.16	08:00-09:00	12	101.3	1.2	东南风	2	1	晴
	11:00-12:00	15	101.4	1.4	东南风	2	1	晴
	15:00-16:00	21	101.1	1.3	东南风	2	1	晴
2023.05.17	08:00-09:00	16	101.6	1.4	东南风	2	1	晴
	11:00-12:00	20	101.8	1.2	东南风	3	1	晴
	15:00-16:00	21	101.4	1.1	东南风	2	1	晴
2023.05.18	08:00-09:00	16	101.2	1.3	东南风	3	2	晴
	11:00-12:00	22	102.6	1.2	东南风	2	2	晴
	15:00-16:00	24	101.1	1.1	东南风	2	1	晴
2023.05.19	08:00-09:00	17	100.3	1.2	东南风	2	1	晴
	11:00-12:00	25	100.7	1.3	东南风	3	2	晴
	15:00-16:00	27	100.2	1.2	东南风	2	1	晴
2023.05.20	08:00-09:00	17	100.1	1.1	东南风	2	2	晴
	11:00-12:00	24	100.5	1.2	东南风	3	1	晴
	15:00-16:00	26	100.3	1.1	东南风	2	1	晴

携手中环 共赢未来
ZHONGHUANJIANCE

附件 18　新巴尔虎左旗文化旅游体育局关于对核查乌 99-94 等产能建设工程项目划定区域是否涉及文物保护区范围内的复函

新巴尔虎左旗文化旅游体育局文件

新巴尔虎左旗文化旅游体育局关于对核查乌99-94等产能建设工程项目划定区域是否涉及文物保护区范围内的复函

大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司：

贵公司《大庆油田呼伦贝尔分公司关于实施乌 99-94 等产能建设工程项目的商请函》已收悉。经研究，我局意见如下：

一、根据全国第三次文物普查情况，我旗涉及的文物点位与你公司上报《乌 99-94、苏 102-X2 等五个区块产能建设工程项目》、《乌尔逊油田乌 39-1 区块大磨拐河组二段油层产能工程》划定区域拐点坐标对比核查，地表并未发现不可移动文物，原则同意此工程项目，并严格按照核准的范围进行。

二、因地下埋藏文物存在未知性，在项目施工中如发现或涉及文物遗存，按照国家文物局《关于加强基本建设工程中考古工作的指导意见》，项目单位立即停工保护好现场，同时报请我局。

（此页无正文）

新巴尔虎左旗文化旅游体育局

2025年1月6日

附件19　乌99-94、苏102X2等五个产能工程VOCs总量确认书

编号：（H-2025003）

内蒙古自治区“十四五”
新增污染物排放建设项目总量确认书
（试 行）

项目名称：海拉尔盆地乌99-94、苏102-X2等五个区块产能建设工程

建设单位：大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司

申报时间： 2025年 2月14日

内蒙古自治区生态环境厅制

一、建设项目基本情况					
项目名称	海拉尔盆地乌99-94、苏102-X2等五个区块产能建设工程				
建设单位	大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司				
法人代表	王朋		联系人	蔡金航	
联系电话	18903675185		传 真		
建设地点	内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内				
建设性质	新建□改扩建☑技改□		行业类别	B0711陆地石油开采	
总投资（万元）	22322.7	环保投资（万元）	1119	投资比例	5.01%
计划投产日期	2025年		年工作时间	330天	
主要产品	原油		产量（万吨/年）	2.902	
环评单位	山东海纳环境工程有限公司		环评审批单位	呼伦贝尔市生态环境局	

主要建设内容：

本项目基建油水井45口，其中新建38口（油井35口、水井3口），转注井7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，新建集油管道均设管道集肤加热装置，端点井及次端点井设井口电加热，产液进入联合站处理；基建注水井采用多井配水流程，新建注水管道；新建进井通道；按呼伦贝尔分公司的数字化建设方案配套完善新井的数字化建设；预计建成产能2.902×10⁴t/a。

二、水及能源消耗情况

名 称	消 耗 量	名 称	消 耗 量
水（吨/年）	5110	电（万千瓦时/年）	100×10⁴
燃煤（万吨/年）	------	S（%）	------
蒸汽（吨/年）	------	其他	——

三、总量指标调剂情况说明填写内容：

一、挥发性有机物排放总量指标预测

现有区块乌99-94井区年产油0.33×10⁴t，乌27井区年产油0.20×10⁴t，乌121-X103井区年产油1.59×10⁴t，苏102-X2区块年产油1.46×10⁴t，苏29-45-4井区年产油0.12×10⁴t。根据原油损耗统计资料，开放式流程的烃类损耗占比约为1.4%~2%，密闭流程小于0.5%（环境影响评价工程师职业资格登记培训教材-采掘类，2009年），伴生气产气量按照地层原始油气比的50%到达地面计算，因此管输方式按0.5%估算，年采油时间300d计。经计算运行期烃类气体无组织排放量为0.161×10⁴m³/a，非甲烷总烃排放量为0.407t/a。

2

本项目新增产能 2.902×10⁴t/a，均采用密闭管线集输。根据原油损耗统计资料，开放式流程的烃类损耗占比约为 1.4%~2%，密闭流程小于 0.5%（环境影响评价工程师职业资格登记培训教材-采掘类，2009 年），伴生气产气量按照地层原始油气比的 50%到达地面计算，因此管输方式按 0.5%估算，年采油时间 300d 计。经计算运行期烃类气体无组织排放量为 0.135×10⁴m³/a，非甲烷总烃排放量为 0.340t/a。

结合项目所在区域环境质量现状和项目污染物排放特征，确定本项目总量控制因子为：

VOCs 排放量：0.407t/a+0.34t/a =0.747t/a。

二、挥发性有机物排放总量指标来源

项目新增废气污染物 VOCs 排放总量从呼伦贝尔市加油站和储油库油气回收治理打包项目（VOC_s减排量为 437.14378 吨）中调剂使用。

四、建设项目环境影响评价预测新增污染物排放总量（吨/年）

二氧化硫	氮氧化物	VOCs	化学需氧量	氨氮
——	——	0.747	——	——

五、旗县区生态环境分局初审新增总量指标（吨/年）

二氧化硫	氮氧化物	VOCs	化学需氧量	氨氮
——	——	0.747	——	——

六、市生态环境局确定新增总量指标（吨/年）

二氧化硫	氮氧化物	VOCs	化学需氧量	氨氮
——	——	0.747	——	——

呼伦贝尔市生态环境局核定意见：

同意本项目新增废气污染物 VOCs 排放总量从呼伦贝尔市加油站和储油库油气回收治理打包项目（VOC_s减排量为 437.14378 吨）中调剂使用。

经办人：

分管科室领导：分管局长签批：（盖章）

2021 年 2 月 14 日

3

附表 1：建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级☐	二级☐	三级 ☑				
	评价范围	边长=50km☐	边长 5~50km☐	边长=5km☑				
评价因子	SO_2+NO_X 排放量	≧2000t/a☐	500~2000t/a☐	<500t/a☑				
	评价因子	基本污染物（SO_2、NO_X、PM_{10}） 其他污染物（NMHC）		包括二次 $PM_{2.5}$☐ 不包括二次 $PM_{2.5}$☐				
评价标准	评价标准	国家标准√	地方标准☐	附录 D☐	其他标准☐			
现状评价	环境功能区	一类区☐	二类区☐	一类区和二类区√				
	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☐	主管部门发布的数据√	现状补充监测√				
	现状评价	达标区√	不达标区☐					
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源√ 本项目非正常排放源√ 现有污染源√	拟替代的污染源☐	其他在建、拟建项目污染源☐	区域污染源☐			
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD☐	ADMS☐	AUSTAL2000☐	EDMS/AEDT☐	CALPUFF☐	网络模型☐	其他☐
	预测范围	边长≧50km☐	边长 5~50km☐	边长=5km☐				
	预测因子	预测因子	包括二次 $PM_{2.5}$☐ 不包括二次 $PM_{2.5}$☐					
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≦100%☐	C 本项目最大占标率>100%☐					
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≦10%☐	C 本项目最大占标率＞10%☐				
		二类区	C 本项目最大占标率≦30%☐	C 本项目最大占标率＞30%☐				
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（）h	C 非正常占标率≦100%☐	C 非正常占标率>100%☐				
	保证率日平均浓度和年评价浓度叠加值	C 叠加达标☐	C 叠加不达标☐					
	区域环境质量的整体变化情况	k≦-20%☐	K>-20%☐					
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（SO_2、NOx 、颗粒物、非甲烷总烃）	有组织废气监测 ☑ 无组织废气监测 ☑	无监测☐				
	环境质量监测	监测因子：（非甲烷总烃）	监测点位数（8）	无监测☐				
环评结论	环境影响	可以接受√ 不可以接受☐						
	大气环境防护距离	距（）厂界最远（）m						
	污染源年排放量	NOx：（0.0785）t/a	SO_2：（-0.0036）t/a	颗粒物：（0.0141）t/a	VOC_S：（0.34）t/a			
注：“☐”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项								

附表 2：建设项目环境风险评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="8">完成情况</td></tr>
<tr><td rowspan="10">风险调查</td><td rowspan="2">危险物质</td><td>名称</td><td>柴油</td><td>甲烷</td><td>原油</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>存在总量 t</td><td>150.3</td><td>0.015</td><td>1.3</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="8">环境敏感性</td><td rowspan="2">大气</td><td colspan="4">500m 范围内人口数___人</td><td colspan="3">5km 范围内人口数__人</td></tr>
<tr><td colspan="5">每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）</td><td colspan="2">人</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地表水</td><td colspan="2">地表水功能敏感性</td><td>F1☐</td><td>F2☐</td><td colspan="2">F3☐</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境敏感目标分级</td><td>S1☐</td><td>S2☐</td><td colspan="2">S3☐</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td colspan="2">地下水功能敏感性</td><td>G1☐</td><td>G2☐</td><td colspan="2">G3☐</td></tr>
<tr><td colspan="2">包气带防污性能</td><td>D1☐</td><td>D2☐</td><td colspan="2">D3☐</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">物质及工艺系数危险性</td><td>Q 值</td><td colspan="2">Q＜1√</td><td>1≤Q＜10☐</td><td>10≤Q＜100☐</td><td colspan="2">Q＞100☐</td></tr>
<tr><td>M 值</td><td colspan="2">M1☐</td><td>M2☐</td><td>M3☐</td><td colspan="2">M4☐</td></tr>
<tr><td>P 值</td><td colspan="2">P1☐</td><td>P2☐</td><td>P3☐</td><td colspan="2">P4☐</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境风险潜势</td><td>IV+☐</td><td>IV☐</td><td>III☐</td><td>II☐</td><td colspan="2">I√</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价等级</td><td colspan="2">一级☐</td><td>二级☐</td><td>三级☐</td><td colspan="2">简单分析√</td></tr>
<tr><td rowspan="3">风险识别</td><td>物质危险性</td><td colspan="3">有毒有害 ☑</td><td colspan="4">易燃易爆√</td></tr>
<tr><td>环境风险类型</td><td colspan="3">泄漏√</td><td colspan="4">火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放√</td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="2">大气√</td><td colspan="3">地表水√</td><td colspan="2">地下水√</td></tr>
<tr><td colspan="2">事故情形分析</td><td>源强设定方法</td><td>计算法☐</td><td colspan="2">经验估算法☐</td><td colspan="2">其他估算法☐</td></tr>
<tr><td rowspan="5">风险预测与评价</td><td rowspan="3">大气</td><td>预测模型</td><td>SLAB☐</td><td colspan="2">AFTOX☐</td><td colspan="2">其他☐</td></tr>
<tr><td rowspan="2">预测结果</td><td colspan="5">大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 m</td></tr>
<tr><td colspan="5">大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 m</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="6">最近敏感目标，到达时间__h</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td colspan="6">下游厂区边界到达时间_/_d</td></tr>
<tr><td colspan="6">最近环境敏感目标，到达时间 d</td></tr>
<tr><td colspan="2">重点风险防范措施</td><td colspan="8">管道密闭输送、防腐、试压等，运行期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论与建议</td><td colspan="8">本工程的主要环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境和土壤植被危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。</td></tr>
<tr><td colspan="10">注：“☐”为勾选项，“”为内容填写项</td></tr>
</table>

附表 3：土壤环境影响评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="5">完成情况</td><td>备注</td></tr>
<tr><td rowspan="9">影像识别</td><td>影响类型</td><td colspan="5">污染影响型☑；生态影响型□；两种兼有□</td><td></td></tr>
<tr><td>土地利用类型</td><td colspan="5">建设用地☑；农用地☑；未利用地□</td><td>土地利用类型图</td></tr>
<tr><td>占地规模</td><td colspan="5">（21.2）hm^2</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="5">敏感目标（）、方位（）、距离（）</td><td>表 2.8-1</td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="5">大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他</td><td></td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="5">/</td><td></td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="5">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="5">I 类☑；II 类□；III 类□；IV 类□</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="5">敏感☑；较敏感□；不敏感□</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价工作等级</td><td colspan="5">一级☑；二级□；三级□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="5">/</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="5">/</td><td>表 4.2.3-3</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td></td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3">点位布置图</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>9 个</td><td>14 个</td><td>0-0.2m</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>22 个</td><td>/</td><td>0-0.5m
0.5-1.5m
1.5-3m</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="5">GB15618、GB36600 中规定的基本因子以及石油类、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、全盐量</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="5">GB15618、GB36600 中规定的基本因子以及石油类、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、全盐量</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="5">GB15618☑；GB36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="5">农用地中各项污染物含量均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中标准限值，建设用地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</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="5">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="5">附录 E□；附录 F□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="5">影响范围（）影响程度（）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="5">达标结论：a）☑；b）□；c）□</td><td></td></tr>
<tr><td></td><td colspan="5">不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="5">土壤环境质量现状保障□；源头控制☑；过程防控☑；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td>监测点数</td><td colspan="3">监测指标</td><td>监测频次</td><td></td></tr>
<tr><td>16</td><td colspan="3">详见表 6.7-1</td><td>1 次/1 年</td><td></td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="5">/</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="5">项目对区域土壤环境影响是可接受的。</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="8">注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容</td></tr>
</table>

附表 4：声环境影响评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="6">自查项目</td></tr>
<tr><td rowspan="2">评价等级与范围</td><td>评价等级</td><td colspan="6">一级□ 二级 ☑ 三级□</td></tr>
<tr><td>评价范围</td><td colspan="6">200 m☑ 大于 200 m□ 小于 200 m□</td></tr>
<tr><td>评价因子</td><td>评价因子</td><td colspan="6">等效连续 A 声级 ☑ 最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td>评价标准</td><td colspan="6">国家标准 ☑ 地方标准□ 国外标准□</td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状评价</td><td>环境功能区</td><td>0 类区□</td><td>1 类区□</td><td>2 类区 ☑</td><td>3 类区□</td><td>4a 类区 □</td><td>4b 类区 □</td></tr>
<tr><td>评价年度</td><td colspan="2">初期□</td><td>近期 ☑</td><td colspan="2">中期□</td><td>远期□</td></tr>
<tr><td>现状调查方法</td><td colspan="6">现场实测法 ☑ 现场实测加模型计算法□ 收集资料□</td></tr>
<tr><td>现状评价</td><td colspan="2">达标百分比</td><td colspan="4">100%</td></tr>
<tr><td>噪声源调查</td><td>噪声源调查方法</td><td colspan="6">现场实测□ 已有资料 ☑ 研究成果□</td></tr>
<tr><td rowspan="5">声环境影响预测与评价</td><td>预测模型</td><td colspan="6">导则推荐模型 ☑ 其他□</td></tr>
<tr><td>预测范围</td><td colspan="6">200 m☑ 大于 200 m□ 小于 200 m□</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="6">等效连续 A 声级 ☑ 最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□</td></tr>
<tr><td>厂界噪声贡献值</td><td colspan="6">达标 ☑ 不达标□</td></tr>
<tr><td>声环境保护目标处噪声值</td><td colspan="6">达标 ☑ 不达标□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">环境监测计划</td><td>排放监测</td><td colspan="6">厂界监测 ☑ 固定位置监测□ 自动监测□ 手动监测□ 无监测□</td></tr>
<tr><td>声环境保护目标处噪声监测</td><td colspan="2">监测因子：（等效连续 A 声级 ）</td><td colspan="2">监测点位数（1）</td><td colspan="2">无监测☐</td></tr>
<tr><td>评价结论</td><td>环境影响</td><td colspan="6">可行 ☑ 不可行□</td></tr>
<tr><td colspan="8">注：“□” 为勾选项 ，可√ ；“（ ）” 为内容填写项。</td></tr>
</table>

附表 5：建设项目生态环境影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；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 ☑；施工活动干扰 ☑；改变环境条件□；其他□
	评价因子	物种□（） 生境□（） 生物群落□（） 生态系统 ☑（表 2.3-4） 生物多样性 ☑（表 2.3-4） 生态敏感区 ☑（表 2.3-4） 自然景观□（ ） 自然遗迹□（ ） 其他□（ ）
评价等级		一级□ 二级□ 三级 ☑ 生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（）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 ☑；遥感调查 ☑；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他 ☑
	调查时间	春季□；夏季□；秋季 ☑；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	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 ☑
	评价内容	植被/植物群落 ☑；土地利用 ☑；生态系统 ☑；生物多样性□；重要物种□；生态敏感区□；其他 ☑
生态影响预测与评价	评价方法	定性□；定性和定量 ☑
	评价内容	植被/植物群落 ☑；土地利用 ☑；生态系统 ☑；生物多样性□；重要物种 ☑；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他 ☑
生态保护对策措施	对策措施	避让 ☑；减缓 ☑；生态修复 ☑；生态补偿 ☑；科研□；其他 ☑
	生态监测计划	全生命周期□；长期跟踪□；常规 ☑；无□
	环境管理	环境监理□；环境影响后评价□；其他 ☑
评价结论	生态影响	可行 ☑；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

建设项目环境影响报告书审批基础信息表

填表单位（盖章）：大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司　　填表人（签字）：　　项目经办人（签字）：

建设项目	项目名称	海拉尔盆地乌99-94、苏102-X2等五个区块产能建设工程			建设内容	本项目包括乌尔逊油田乌99-94井区、乌27断块乌27井区、乌33断块乌121-X103井区、苏仁诺尔油田苏102-X2区块、海参4区块苏29-45-4井区；苏仁诺尔油田苏102-X2区块和海参4区块苏29-45-4井区包含钻井工程。其中乌99-94井区基建油井3口，建成产能0.23×104t，新建集油管道0.74km，新建10kV供电线路0.2km，新建柱上变电站3座，新建进井通道0.15km，配套完善新井的数字化建设；乌27断块乌27井区基建油井3口，建成产能0.18×104t，新建集油管道0.78km，新建10kV供电线路0.4km，新建柱上变电站3座，新建通井路0.78km，配套完善新井的数字化建设；乌33断块乌121-X103井区基建油水井30口，转注井7口，钻井23口，其中油井21口，水井2口，建成产能2.02×104t，新建集油管道3.88km，新建10kV供电线路2.9km，新建柱上变电站16座，迁建柱上变电站5座，新建进井通道3.5km，配套完善新井的数字化建设；苏仁诺尔油田苏102-X2区块设计新钻直井共7口，建油水井7口，其中油井6口，水井1口，建成产能0.34×104t，新建单井集油掺水管道4.74km，扩建注配间1座（扩建注水阀组1套），新建注水管道1.5km，新建10kV供电线路1.1km，新建低压线路0.2km，配套建设井场柱上变压器6台，新建通井路0.8km，配套完善新井的数字化建设；海参4区块苏29-45-4井区设计新钻直井2口，基建2口油井，建成产能0.132×104t，新建单井集油掺水管道0.4km，新建10kV供电线路0.3km，新建低压线路0.2km，配套建设变压器2台，新建通井路0.3km，配套完善新井的数字化建设。						
	项目代码	/									
	环评信用平台项目编号	f90hb8									
	建设地点	内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗境内			建设规模	建成产能2.902×104t/a。					
	项目建设周期（月）	3.0			计划开工时间	2025年5月					
	建设性质	改、扩建			预计投产时间	2025年7月					
	环境影响评价行业类别	05-007陆地石油开采			国民经济行业类型及代码	陆地石油开采B0711					
	现有工程排污许可证或排污登记表编号（改、扩建项目）	91150724701354995O002X 91150724701354995O001Y	现有工程排污许可管理类别（改、扩建项目）	陆地石油开采	项目申请类别	新申项目					
	规划环评开展情况	无			规划环评文件名	无					
	规划环评审查机关	无			规划环评审查意见文号	无					
	建设地点中心坐标（非线性工程）	经度	117° 50′ 22.61″	纬度 48° 34′ 50.71″	占地面积（平方米）	212000	环评文件类别	环境影响报告书			
	建设地点坐标（线性工程）	起点经度		起点纬度	终点经度		终点纬度		工程长度（千米）		
	总投资（万元）	22322.7			环保投资（万元）		1119.00		所占比例（%）	5.01%	
建设单位	单位名称	大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司	法定代表人	王朋	环评编制单位	单位名称	山东海纳环境工程有限公司		统一社会信用代码	91370211MA3CGU23XQ	
			主要负责人	谷银龙		编制主持人	姓名	崔逢	联系电话	18364251998	
	统一社会信用代码（组织机构代码）	911507247013549950	联系电话	17800695050			信用编号	BH004745			
							职业资格证书管理号	0352024053700000 0050			
	通讯地址	大庆油田有限责任公司呼伦贝尔分公司				通讯地址	山东省青岛市黄岛区（原开发区长江中路216栋1单元4楼407号）				

污染物		现有工程（已建+在建）		本工程（拟建或调整变更）	总体工程（已建+在建+拟建或调整变更）				区域削减量来源（国家、省级审批项目）
		①排放量（吨/年）	②许可排放量（吨/年）	③预测排放量（吨/年）	④“以新带老”削减量（吨/年）	⑤区域平衡替代本工程削减量（吨/年）	⑥预测排放总量（吨/年）	⑦排放增减量（吨/年）	
废水	废水量(万吨/年)								
	COD								
	氨氮								
	总磷								
	总氮								
	铅								
	汞								

污染物排放量		镉								
		铬								
		类金属砷								
		其他特征污染物								
	废气	废气量（万标立方米/年）								
		二氧化硫	1.6725	4.1720	0.0646	0.0682		1.6689	-0.0036	
		氮氧化物	6.2823	20.5460	0.2614	0.1829		6.3608	0.0785	
		颗粒物	0.8419		0.0376	0.0235		0.8560	0.0141	
		挥发性有机物	0.4070		0.3400			0.7470	0.3400	
		铅								
		汞								
		镉								
		铬								
		类金属砷								
		其他特征污染物								

项目涉及法律法规规定的保护区情况	影响及主要措施 / 生态保护目标	名称	级别	主要保护对象（目标）	工程影响情况	是否占用	占用面积（公顷）	生态防护措施
	生态保护红线	（可增行）						□避让 □减缓 □补偿 □ 重建（多选）
	自然保护区	（可增行）			核心区、缓冲区、实验区			□避让 □减缓 □补偿 □ 重建（多选）
	饮用水水源保护区（地表）	（可增行）		/	一级保护区、二级保护区、准保护区			□避让 □减缓 □补偿 □ 重建（多选）
	饮用水水源保护区（地下）	（可增行）		/	一级保护区、二级保护区、准保护区			□避让 □减缓 □补偿 □ 重建（多选）
	风景名胜区	（可增行）		/	核心景区、一般景区			□避让 □减缓 □补偿 □ 重建（多选）
	其他	（可增行）						□避让 □减缓 □补偿 □ 重建（多选）

主要原料及燃料信息	主要原料					主要燃料					
	序号	名称	年最大使用量	计量单位	有毒有害物质及含量（%）	序号	名称	灰分(%)	硫分(%)	年最大使用量	计量单位

大气污染治理与排放信息													
有组织排放（主要排放口）	序号（编号）	排放口名称	排气筒高度（米）	污染防治设施工艺			生产设施		污染物排放				
				序号（编号）	名称	污染防治设施处理效率	序号（编号）	名称	污染物种类	排放浓度（毫克/立方米）	排放速率（千克/小时）	排放量（吨/年）	排放标准名称

无组织排放	序号	无组织排放源名称	污染物排放		
			污染物种类	排放浓度（毫克/立方米）	排放标准名称

	车间或生产设施排放	序号（编号）	排放口名称	废水类别	污染防治设施工艺			排放去向	污染物排放			
					序号（编号）	名称	污染治理设施处理水量(吨/小时)		污染物种类	排放浓度（毫克/升）	排放量（吨/年）	排放标准名称

水污染治理与排放信息（主要排放口）	口											
	总排放口（间接排放）	序号（编号）	排放口名称	污染防治设施工艺	污染防治设施处理水量（吨/小时）	受纳污水处理厂		受纳污水处理厂排放标准名称	污染物排放			
						名称	编号		污染物种类	排放浓度（毫克/升）	排放量（吨/年）	排放标准名称
	总排放口（直接排放）	序号（编号）	排放口名称	污染防治设施工艺	污染防治设施处理水量（吨/小时）	受纳水体		污染物排放				
						名称	功能类别	污染物种类	排放浓度（毫克/升）	排放量（吨/年）	排放标准名称	

固体废物信息	废物类型	序号	名称	产生环节及装置	危险废物特性	危险废物代码	产生量（吨/年）	贮存设施名称	贮存能力	自行利用工艺	自行处置工艺	是否外委处置
	危险废物	1	落地油	油井作业	T/I	071-001-08	1.17	贝28作业区含油污泥暂存池	/	/	/	是
		2	含油污泥	井场作业、场站清淤	T/I	071-001-08	0.871	贝28作业区含油污泥暂存池	/	/	/	是
		3	废防渗布	油井作业	T/I	900-249-08	0.117	贝28作业区危险废物暂存库	/	/	/	是